东方红申能股份新能源封闭式
基础设施证券投资基金
招募说明书
（草案）

基金管理人：上海东方证券资产管理有限公司

基金托管人：中国工商银行股份有限公司

签署日期：2026 年 10 月

重要提示

东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金（以下简称“基金”或“本基金”或“不动产基金”）经中国证券监督管理委员会（以下简称“中国证监会”）【】年【】月【】日证监许可【】号文注册募集。

基金管理人保证招募说明书的内容真实、准确、完整。中国证监会对本基金募集的注册以及上海证券交易所同意基金份额上市，并不表明其对本基金的价值和收益作出实质性判断或者保证，也不表明投资于本基金没有风险。

本基金为公开募集不动产投资信托基金（REITs）（以下简称“不动产基金”）。不动产基金与投资股票或者债券等的公开募集证券投资基金具有不同的风险收益特征。不动产基金 80%以上的基金资产投资于不动产资产支持证券，通过持有其全部份额取得不动产项目公司全部股权、不动产项目完全所有权或者经营权利，以获取不动产项目租金、收费等稳定现金流为主要目的，收益分配比例不低于合并后基金年度可供分配金额的 90%。一般市场情况下，本基金预期风险收益低于股票型基金，高于债券型基金、货币市场基金。投资者应充分了解不动产基金投资风险及本招募说明书所披露的风险因素，审慎作出投资决定。

基金管理人管理的其他基金的过往业绩并不预示本基金未来表现。本基金的可供分配金额测算以及不动产资产评估结果不代表实际现金流分配或者资产实际可交易价格。投资有风险，投资者应当认真阅读招募说明书以及有关的信息披露文件，审慎判断相关风险，自主作出投资决策。

基金管理人依照恪尽职守、诚实信用、谨慎勤勉的原则管理和运用基金财产，但不保证基金一定盈利，也不保证最低收益。

本基金在基金合同存续期内采取封闭式运作并在上海证券交易所上市，不开放申购、赎回。基金合同生效后，在符合法律法规和上海证券交易所规定的情况下，基金管理人可以申请本基金的基金份额上市交易。本基金在上海证券交易所上市后，场内份额可以上市交易，使用场外基金账户认购的基金份额可通过办理跨系统转托管业务参与上海证券交易所场内交易或直接参与相关平台交易，具体可根据上海证券交易所、中国证券登记结算有限责任公司相关规则办理。

本基金可供分配金额测算报告的相关预测结果不代表基金存续期间不动产项目真实的现金流分配情况，也不代表本基金能够按照基金可供分配金额预测结

果进行分配；本基金评估报告的相关评估结果不代表基础设施资产的实际可交易价格，不代表不动产项目能够按照评估结果进行转让。不动产项目在评估、现金流测算等过程中，使用了较多的假设前提，这些假设前提在未来是否能够实现存在一定不确定性，投资者应当对这些假设前提进行审慎判断。

普通投资者在首次购买本基金时须签署风险揭示书，确认已了解本基金产品特征及主要风险。基金管理人提醒投资人基金投资的“买者自负”原则，在投资人作出投资决策后，基金运营状况与基金净值变化引致的投资风险，由投资人自行负担。

基金的过往业绩并不预示其未来表现，基金管理人管理的其他基金的业绩也不构成对本基金业绩表现的保证。

投资有风险，投资者在投资本基金之前，请仔细阅读本基金的招募说明书、基金合同、基金产品资料概要，全面认识本基金的风险收益特征和产品特性，并充分考虑自身的风险承受能力，理性判断市场，谨慎做出投资决策。投资者应当认真阅读并完全理解基金合同第二十三部分规定的免责条款、第二十四部分规定的争议处理方式。

本基金主要投资于以不动产项目为最终投资标的的不动产资产支持专项计划，投资本基金可能面临以下风险，包括但不限于与公募基金相关的风险、与不动产项目相关的风险、与专项计划相关的风险和其他风险。具体请见本招募说明书“第一章 招募说明书概要及风险因素”之“第二节 风险因素”。

基金发行的简要情况表

基金名称	东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金
不动产项目名称	乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目
预计募集规模	14.61 亿元
拟上市的证券交易所	上海证券交易所
基金管理人	上海东方证券资产管理有限公司
基金托管人	中国工商银行股份有限公司
计划管理人	上海东方证券资产管理有限公司
财务顾问	国泰海通证券股份有限公司
原始权益人	申能新能源（青海）有限公司
运营管理机构	上海申能新能源投资有限公司
招募说明书签署日期	2026 年 10 月

目录

重要提示 2

绪言 6

释义 8

第一章 招募说明书概要及风险因素 19

第一节 概要 19

第二节 风险因素 36

第二章 不动产项目 60

第一节 不动产项目概况 60

第二节 不动产项目经营业绩及财务状况分析 242

第三节 原始权益人 301

第四节 运营管理机构 327

第五节 存在重要影响的其他事项 350

第三章 资产评估与现金流测算 351

第一节 资产评估 351

第二节 现金流测算分析 418

第四章 治理机制与运营管理安排 448

第一节 基金分层治理机制 448

第二节 运营管理安排 481

第五章 不动产基金 508

第一节 本次发行参与机构的基本情况 508

第二节 不动产基金的交易安排 512

第三节 关联交易与利益冲突 527

第四节 基金运作 539

第五节 其他事项 595

第六章 附件 598

绪言

本招募说明书依据《中华人民共和国民法典》《中华人民共和国证券投资基金法》（以下简称“《基金法》”）、《公开募集证券投资基金运作管理办法》（以下简称“《公募基金运作办法》”）、《公开募集证券投资基金销售机构监督管理办法》（以下简称“《公募基金销售办法》”）、《公开募集证券投资基金信息披露管理办法》（以下简称“《公募基金信息披露办法》”）、《关于推进基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点相关工作的通知》《国家发展改革委关于全面推动基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）常态化发行的通知》《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》（以下简称“《基金指引》”）、《公开募集不动产投资信托基金网下投资者管理规则》《公开募集不动产投资信托基金（REITs）尽职调查工作指引（试行）》《公开募集不动产投资信托基金（REITs）运营操作指引（试行）》《证券投资基金信息披露内容与格式准则第 5 号<招募说明书的内容与格式>》《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）业务指南第 4 号——招募说明书编制》《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）业务办法（试行）》（以下简称“《不动产基金业务办法》”）、《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第 1 号——审核关注事项（试行）》《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第 2 号——发售业务（试行）》《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第 3 号——扩募及新购入不动产（试行）》（以下简称“《扩募及新购入不动产项目指引》”）、《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第 4 号——审核程序（试行）》《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第 5 号——临时报告（试行）》（以下简称“《临时报告指引》”）、《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第 6 号——年度报告（试行）》《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第 7 号——中期报告和季度报告（试行）》《中国证券登记结算有限责任公司公开募集不动产投资信托基金登记结算业务实施细则（试行）》《中国证券登记结算有限责任公司公开募集不动产投资信托基金登记结算业务指引（试行）》等法律法规以及《东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金基金合同》编写。

基金管理人承诺本招募说明书不存在任何虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，并对其真实性、准确性、完整性承担法律责任。本基金是根据本招募说明书所载明的资料申请募集的。本基金管理人没有委托或者授权任何其他人提供未在本招募说明书中载明的信息，或者对本招募说明书作任何解释或者说明。

本招募说明书内容包括不动产基金、不动产项目以及基金合同的重要内容。基金合同是约定基金当事人之间权利、义务的法律文件。投资者自依据基金合同取得基金份额，即成为基金份额持有人和基金合同的当事人，其持有基金份额的行为本身即表明其对基金合同的承认和接受，并按照《基金法》、基金合同以及其他有关规定享有权利、承担义务。投资者欲了解基金份额持有人的权利和义务，应当详细查阅基金合同。

本基金按照中国法律法规成立并运作，若基金合同、招募说明书的内容与届时有效的法律法规的强制性规定不一致，应当以届时有效的法律法规的规定为准。

释义

在本招募说明书中，除非文意另有所指，下列词语或简称具有如下含义：

一、关于主体的定义

1、基金管理人/东证资管：指上海东方证券资产管理有限公司，或根据基金合同任命的作为基金管理人的继任机构。

2、基金托管人/工商银行：指中国工商银行股份有限公司，或根据基金合同任命的作为基金托管人的继任机构。

3、计划管理人：指上海东方证券资产管理有限公司，或根据专项计划文件任命的作为计划管理人的继任机构。

4、计划托管人：指中国工商银行股份有限公司上海市分行，或根据专项计划文件任命的作为计划托管人的继任机构。

5、监管银行：指中国工商银行股份有限公司上海市卢湾支行，或根据专项计划文件任命的作为监管银行的继任机构。

6、销售机构：指上海东方证券资产管理有限公司以及符合《公募基金销售办法》和中国证监会规定的其他条件，取得公开募集证券投资基金销售业务资格并与基金管理人签订了基金销售服务协议，办理基金销售业务的机构，以及可通过上海证券交易所办理基金销售业务的会员单位。其中，可通过上海证券交易所办理本基金销售业务的机构必须是具有基金销售业务资格、并经上海证券交易所和中国证券登记结算有限责任公司认可的上海证券交易所会员单位。

7、登记机构：指办理本基金登记业务的机构。本基金的登记机构为中国证券登记结算有限责任公司（以下简称“中国结算”）。

8、基金合同当事人：指受基金合同约束，根据基金合同享有权利并承担义务的法律主体，包括基金管理人、基金托管人和基金份额持有人。

9、基金份额持有人：指依基金合同和招募说明书合法取得基金份额的投资人。

10、投资人/投资者：指个人投资者、机构投资者、合格境外投资者以及法律法规或中国证监会允许购买证券投资基金的其他投资人的合称。

11、个人投资者：指依据有关法律法规规定可投资于证券投资基金的自然人。

12、机构投资者：指依法可以投资证券投资基金的、在中华人民共和国境内

合法登记并存续或经有关政府部门批准设立并存续的企业法人、事业法人、社会团体或其他组织。

13、合格境外投资者：指符合《合格境外机构投资者和人民币合格境外机构投资者境内证券期货投资管理办法》（包括其不时修订）及相关法律法规规定，可以使用来自境外的资金投资于在中国境内依法募集的证券投资基金的中国境外机构投资者，包括合格境外机构投资者和人民币合格境外机构投资者。

14、战略投资者：指符合本基金战略投资者选择的特定标准、依法可以参与基金战略配售并事先与基金管理人签署配售协议、认购的基金份额期限具有锁定期的投资人，战略投资者包括原始权益人或其同一控制下的关联方及其他专业机构投资者。

15、网下投资者：指参与网下询价和认购业务的专业机构投资者，包括证券公司、基金管理公司、信托公司、财务公司、保险公司及保险资产管理公司、合格境外机构投资者、商业银行及其理财子公司、政策性银行、符合规定的私募基金管理人以及其他符合中国证监会及上海证券交易所投资者适当性规定的专业机构投资者。全国社会保障基金、基本养老保险基金、年金基金等可根据有关规定参与基金网下询价。

16、公众投资者：指符合法律法规规定的可投资于基金的个人投资者、机构投资者、合格境外机构投资者和人民币合格境外机构投资者以及法律法规或中国证监会允许购买证券投资基金的其他投资人。参与网下询价的配售对象及其关联账户不得再通过面向公众投资者发售部分认购基金份额。

17、资产支持证券投资者：指按照《计划说明书》《认购协议》的约定，认购资产支持证券，将其合法拥有的人民币资金委托给计划管理人管理、运用，并按照其取得的资产支持证券享有专项计划利益、承担专项计划资产风险的人。

18、资产支持证券持有人：指合法取得资产支持证券的投资者，包括首次认购和受让取得资产支持证券的投资者。

19、发起人/申能股份：本基金首次发售时，指申能股份有限公司。

20、原始权益人/青海新能源：本基金持有的不动产项目的原所有人，本基金首次发售时，指申能新能源（青海）有限公司。

21、项目公司/华扬晟源：本基金首次发售时，指持有不动产项目的项目公

司乌兰县华扬晟源新能源有限公司。

22、参与机构/服务机构：指为本基金提供专业服务的评估机构、审计机构/现金流预测审核机构、法律顾问、财务顾问、运营管理机构等专业机构。

23、运营管理机构/上海新能源：指接受基金管理人、计划管理人、项目公司的共同委托对不动产项目进行运营管理的机构。本基金首次发售时，由上海申能新能源投资有限公司担任运营管理机构。

24、财务顾问：本基金首次发售时，指国泰海通证券股份有限公司。

25、法律顾问：本基金首次发售时，指北京市汉坤律师事务所。

26、评估机构：本基金首次发售时，指上海立信资产评估有限公司。

27、审计机构/现金流预测审核机构：为本基金和/或本基金拟投资的不动产项目提供会计/审计服务的会计师事务所及其继任机构，以及为不动产项目提供可供分配现金流测算报告审核服务的会计师事务所及其继任机构，本基金首次发售时，指上会会计师事务所（特殊普通合伙）。

二、关于基金相关的定义

28、基金/本基金/不动产基金/不动产投资信托基金：指东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金。

29、封闭式基金：指基金份额总额在基金合同期限内固定不变（因扩募或者因本基金发生份额折算导致基金份额总额变更的情况除外），基金份额持有人不得申请赎回的证券投资基金。

30、不动产项目：本基金首次发售时指位于青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县的华扬晟源 20 万千瓦风电项目（以下简称“乌兰风电项目”）。

31、不动产资产/不动产项目资产：指不动产项目的资产范围，本基金首次发售时包括乌兰风电项目收费权和为取得乌兰风电项目电费收入建设的电力设施等配套资产（包括乌兰风电项目房屋所有权及设施设备所有权）及相应的土地使用权。新增投资后，指本基金初始投资的不动产资产与新增不动产资产的单称及/或合称，视上下文而定。

32、不动产项目运营收入：指由项目公司因不动产项目的运营、管理和处置而取得的全部收入，包括但不限于：（1）项目公司合法享有的基于不动产项目的日常生产运营所产生的电费收入（包括可再生能源电价附加补助资金部分）以及

由此产生的全部收益；（2）其他因不动产项目资产所产生的合法运营、管理和处置以及其他合法经营业务而产生的收入。

33、基金资产总值/基金总资产：指基金拥有的不动产资产支持证券（包含应纳入合并范围的各会计主体所拥有的资产）、各类有价证券、银行存款本息、基金应收款及其他资产的价值总和，即基金合并财务报表层面计量的总资产。

34、基金资产净值/基金净资产：指基金资产总值减去基金负债后的价值，即基金合并财务报表层面计量的净资产。

35、基金份额净值：指估值日基金资产净值除以估值日基金份额总数。

36、基金资产估值：指计算评估基金资产和负债的价值，以确定基金资产净值和基金份额净值的过程。

37、基金收益：指基金投资所得不动产资产支持证券的收益、债券利息、买卖证券价差、银行存款利息、已实现的其他合法收入及因运用基金财产带来的成本和费用的节约。

38、基金可供分配金额：指在基金合并利润表中净利润基础上进行合理调整后的金额，相关计算调整项目至少包括不动产项目资产的公允价值变动损益、折旧与摊销，同时应当综合考虑项目公司持续发展、偿债能力和经营现金流等因素。法律法规另有规定的，从其规定。

39、预留费用：指本基金成立后，从基金资产中列支、预留在本基金相关账户待支付给相关机构的费用，包括但不限于上市费用、登记机构服务费用、基金的证券交易费、信息披露费用、账户开立费用、银行汇划费用、货币资金或债券投资管理涉及到的备付金预留以及交易发生的印花税等。

三、关于专项计划相关的定义

40、专项计划/资产支持专项计划/不动产资产支持专项计划：指不动产资产支持证券的载体，具体为计划管理人设立的“东方红申能股份能源 1 号资产支持专项计划”。

41、不动产资产支持证券/资产支持证券：指依据《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务管理规定》等有关规定，以不动产项目产生的现金流为偿付来源，以不动产资产支持专项计划为载体，向投资者发行的代表不动产财产或财产权益份额的有价证券。具体为计划管理人发行的“东方红申能股份能源 1

号资产支持专项计划资产支持证券”。

42、基础资产：在专项计划设立前，指由原始权益人转让给专项计划的，由原始权益人持有的项目公司的100%股权及其他附属权益（如有）；在专项计划设立后，基础资产还包括专项计划进行基础资产追加投资所形成的资产（如有）。

43、基础资产追加投资：指专项计划受让取得基础资产后对基础资产进行的追加投资，包括但不限于发放股东借款、增资（如有）等。

44、标的股权：指项目公司100%的股权及其他附属权益（如有）。

45、标的债权：指项目公司股权转让后，计划管理人（代表专项计划）基于《股东借款协议》对项目公司发放的股东借款而享有的股东借款债权。

46、专项计划资产：指《标准条款》规定的属于专项计划所有的全部资产和收益。

47、专项计划资金：指专项计划资产中表现为货币形式的部分。

48、专项计划利益：指专项计划资产扣除专项计划费用后属于资产支持证券持有人享有的利益。

四、关于文件的定义

49、基金合同/《基金合同》：指《东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金基金合同》及对基金合同的任何有效修订、补充和更新。

50、基金托管协议/《基金托管协议》：指《东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金托管协议》及对该基金托管协议的任何有效修订、补充和更新。

51、招募说明书/本招募说明书/《招募说明书》：指《东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金招募说明书》及对该招募说明书的任何有效修订、补充和更新。

52、基金产品资料概要：指《东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金基金产品资料概要》及对该文件的任何有效修订、补充和更新。

53、基金份额询价公告：指《东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金询价公告》及对该文件的任何有效修订、补充和更新。

54、基金份额发售公告：指《东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金基金份额发售公告》及对该文件的任何有效修订、补充和更新。

55、上市交易公告书：指《东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金基金份额上市交易公告书》及对该文件的任何有效修订、补充和更新。

56、基金文件：指与基金相关的交易文件及募集文件，包括但不限于基金合同、基金托管协议、招募说明书、基金产品资料概要等。

57、运营管理服务协议/《运营管理服务协议》：指基金管理人、计划管理人、运营管理机构与项目公司就本基金签订的《东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金运营管理服务协议》及对该协议的任何有效修订、补充和更新。

58、监管协议/《监管协议》：指基金管理人、计划管理人、监管银行、项目公司就项目公司的资金监管签订的《乌兰县华扬晟源新能源有限公司监管协议》及对该监管协议的任何有效修订、补充和更新。

59、计划说明书/《计划说明书》：指计划管理人为推广资产支持证券而制作的《东方红申能股份能源 1 号资产支持专项计划说明书》及对该文件的任何有效修订、补充和更新。

60、标准条款/《标准条款》：指计划管理人为规范专项计划的设立和运作而制作的《东方红申能股份能源 1 号资产支持专项计划标准条款》及对该文件的任何有效修订、补充和更新。

61、专项计划认购协议/《认购协议》：指《东方红申能股份能源 1 号资产支持专项计划资产支持证券认购协议与风险揭示书》及对该协议的任何有效修订、补充和更新。

62、专项计划托管协议/《专项计划托管协议》：指《东方红申能股份能源 1 号资产支持专项计划托管协议》及对该协议的任何有效修订、补充和更新。

63、股权转让协议/《股权转让协议》：指计划管理人与原始权益人就专项计划受让项目公司股权而签订的《关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司之股权转让协议》及对该协议的任何有效修订、补充和更新。

64、股东借款协议/《股东借款协议》：指计划管理人与项目公司签订的《东方红申能股份能源 1 号资产支持专项计划股东借款协议》及对该协议的任何有效修订、补充和更新。

65、专项计划文件：指与专项计划有关的主要文件，包括但不限于《计划说明书》《标准条款》《认购协议》《专项计划托管协议》《运营管理服务协议》《监

管协议》《股权转让协议》《股东借款协议》等。

五、关于基金销售、登记、转托管的定义

66、基金销售业务：指基金管理人或基金销售机构为投资人开立基金交易账户，宣传推介基金，办理基金份额发售、转托管及提供基金交易账户信息查询等业务。

67、登记业务：指中国证券登记结算有限责任公司相关业务规则定义的基金登记、存管、过户、清算和结算业务，具体内容包括投资人基金账户的建立和管理、基金份额登记、基金销售业务的确认、清算和结算、代理发放红利、建立并保管基金份额持有人名册和办理非交易过户等。

68、认购：指在基金募集期内，投资人根据基金合同、招募说明书、基金份额询价公告及基金份额发售公告的规定申请购买基金份额的行为。

69、场外：指上海证券交易所交易系统外的销售机构利用其自身柜台或者其他交易系统办理基金份额认购业务的基金销售机构和场所。通过该等场所办理基金份额的认购也称为场外认购。

70、场内：指通过具有相应业务资格的上海证券交易所会员单位利用上海证券交易所交易系统办理基金份额的认购和交易等业务的场所。通过该等场所办理基金份额的认购也称为场内认购。

71、登记结算系统：指中国证券登记结算有限责任公司开放式基金登记结算系统。

72、证券登记结算系统：指中国证券登记结算有限责任公司上海分公司证券登记结算系统。

73、场外份额：指登记在登记结算系统下的基金份额。

74、场内份额：指登记在证券登记结算系统下的基金份额。

75、战略配售：指以锁定持有基金份额一定期限为代价获得优先认购基金份额的权利的配售方式。

76、转托管：指基金份额持有人在本基金的不同销售机构之间实施的变更所持基金份额销售机构的操作，包括系统内转托管及跨系统转托管。

77、系统内转托管：指基金份额持有人将其持有的基金份额在登记结算系统内不同销售机构（网点）之间转托管或证券登记结算系统内不同会员单位（交易

单元）之间进行转指定的行为。

78、跨系统转托管：指基金份额持有人将其持有的基金份额在登记结算系统和证券登记结算系统之间进行转托管的行为。

六、关于账户的定义

79、场内证券账户：指投资人在中国证券登记结算有限责任公司上海分公司开立的上海证券交易所人民币普通股票账户或封闭式基金账户。

80、场外基金账户：指投资人通过场外销售机构在中国证券登记结算有限责任公司注册的开放式基金账户，用于记录其持有的、基金管理人所管理的基金份额余额及其变动情况的账户。

81、基金交易账户：指销售机构为投资人开立的、记录投资人通过该销售机构办理认购、转托管等业务而引起的基金份额变动及结余情况的账户。

82、基金资金账户：指基金管理人根据《基金托管协议》的约定于基金托管人处为本基金开立的人民币资金账户。

83、监管账户/运营收支账户：指项目公司根据《监管协议》的约定在监管银行处开立的人民币资金账户。

84、日常运营支出账户：指项目公司开立的、用于自运营收支账户收取预算资金并进行预算内支出的人民币资金账户。

85、专项计划账户：指计划管理人以专项计划的名义在计划托管人处开立的人民币资金账户。专项计划的相关货币收支活动，包括但不限于接收专项计划募集账户划付的认购资金、接收回收款、接收处分收入等其他应属专项计划的款项、支付基础资产购买价款、进行基础资产追加投资、支付专项计划收益及专项计划费用，均必须通过该账户进行。

86、专项计划募集账户：指计划管理人开立的专用于接收、存放、划转专项计划认购期间投资者交付的认购资金的人民币资金账户。

七、关于日期的定义

87、基金合同生效日：指基金募集达到法律法规规定及基金合同规定的条件，基金管理人向中国证监会办理基金备案手续完毕，并获得中国证监会书面确认的日期。

88、基金合同终止日：指基金合同规定的基金合同终止事由出现后，基金财

产清算完毕，清算结果报中国证监会备案并予以公告的日期。

89、基金募集期：指基金份额开始发售之日起至发售结束之日止的期间，原则上不超过 5 个交易日，最长不得超过 3 个月，具体详见基金份额发售公告。

90、存续期：指基金合同生效至终止之间的期限。

91、工作日/交易日：指上海证券交易所的正常交易日。

92、估值日：本基金的估值日为基金合同生效后每自然半年度最后一日、每自然年度最后一日，以及当发生或潜在对不动产资产有重大影响的事件而应调整基金估值之日和法律法规规定的其他日期。如果基金合同生效少于 2 个月，期间的自然半年度最后一日或自然年度最后一日不作为估值日。

93、评估基准日：指在本基金存续期间，基金管理人委托评估机构对不动产项目价值完成重新评估并确定相应评估价值的日期，具体指基金合同生效日后、基金存续期内每个自然年度的 12 月 31 日，以及基金管理人另行书面指定的其他日期。为免歧义，就本基金首次发售而言指 2026 年 6 月 30 日。

八、其他定义

94、法律法规：指中国现行有效并公布实施的法律、行政法规、规范性文件、司法解释、行政规章以及其他对基金合同当事人有约束力的决定、决议、通知等以及颁布机关对其不时做出的修订。

95、《基金法》：指 2003 年 10 月 28 日经第十届全国人民代表大会常务委员会第五次会议通过，经 2012 年 12 月 28 日第十一届全国人民代表大会常务委员会第三十次会议修订，自 2013 年 6 月 1 日起实施，并经 2015 年 4 月 24 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第十四次会议《全国人民代表大会常务委员会关于修改<中华人民共和国港口法>等七部法律的决定》修正的《中华人民共和国证券投资基金法》及颁布机关对其不时做出的修订。

96、《证券法》：指 1998 年 12 月 29 日，经第九届全国人民代表大会常务委员会第六次会议通过，自 1999 年 7 月 1 日起施行，并经 2019 年 12 月 28 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第十五次会议第二次修订，于 2020 年 3 月 1 日起施行的《中华人民共和国证券法》及颁布机关对其不时做出的修订。

97、《公募基金销售办法》：指中国证监会 2020 年 8 月 28 日颁布、同年 10 月 1 日实施的《公开募集证券投资基金销售机构监督管理办法》及颁布机关对其

不时做出的修订。

98、《公募基金信息披露办法》：指中国证监会 2019 年 7 月 26 日颁布、同年 9 月 1 日实施的，并经 2020 年 3 月 20 日中国证监会《关于修改部分证券期货规章的决定》修正的《公开募集证券投资基金信息披露管理办法》及颁布机关对其不时做出的修订。

99、《公募基金运作办法》：指中国证监会 2014 年 7 月 7 日颁布、同年 8 月 8 日实施的《公开募集证券投资基金运作管理办法》及颁布机关对其不时做出的修订。

100、《基金指引》：指中国证监会 2020 年 8 月 7 日颁布并实施，并于 2023 年 10 月 20 日经中国证监会修改的《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》及颁布机关对其不时做出的修订。

101、《不动产基金业务办法》：指上海证券交易所 2025 年 12 月 31 日公布并实施的《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）业务办法（试行）》及颁布机关对其不时做出的修订。

102、业务规则：指上海证券交易所、中国证券业协会、中国证券投资基金业协会、中国证券登记结算有限责任公司及其上海分公司、基金管理人、销售机构就基金发布并不时修订的相关规则、规定、通知、指南等。

103、元：指人民币元。

104、中国证监会：指中国证券监督管理委员会。

105、银行业监督管理机构：指中国人民银行和/或国家金融监督管理总局。

106、上交所：指上海证券交易所。

107、中国基金业协会：系指中国证券投资基金业协会。

108、规定媒介：指符合中国证监会规定条件的用以进行信息披露的全国性报刊及《公募基金信息披露办法》规定的互联网网站（包括基金管理人网站、基金托管人网站、中国证监会基金电子披露网站）等媒介。

109、不可抗力：指基金合同当事人不能合理控制、不可预见或即使预见亦无法避免的事件，该事件妨碍、影响或延误任何一方根据基金合同履行其全部或部分义务。该事件包括但不限于地震、台风、洪水、火灾、瘟疫、战争、政变、恐怖主义行动、骚乱、罢工以及新法律或国家政策的颁布或对原法律或国家政策

的修改等。

第一章 招募说明书概要及风险因素

第一节 概要

本概要仅对招募说明书全文作扼要提示。投资者作出投资决策前，应当认真阅读招募说明书正文和附件。

一、重大事项提示

不动产基金采用“公募基金+资产支持证券”的产品结构，主要特点如下：一是不动产基金与投资股票或者债券等公募基金具有不同的风险收益特征，80%以上基金资产投资于不动产资产支持证券，并持有其全部份额，基金通过不动产资产支持证券持有不动产项目公司全部股权，穿透取得不动产项目完全所有权或者经营权利；二是不动产基金以获取不动产项目租金、收费等稳定现金流为主要目的，收益分配比例不低于合并后基金年度可供分配金额的 90%；三是不动产基金采取封闭式运作，不开放申购与赎回，在证券交易所上市，场外份额持有人可将基金份额转托管至场内进行卖出或者申报预受要约。

本基金在投资运作、交易等环节的主要风险包括与公募基金相关的风险、与不动产项目相关的风险、与专项计划相关的风险和其他风险。其中：

1、与公募基金相关的风险包括但不限于：集中投资风险、基金价格波动风险、流动性风险、发售失败风险、中止发售风险、停牌或终止上市风险、基金合同提前终止的风险、基金份额交易价格折溢价风险、本基金整体架构所涉及相关交易风险、关联交易风险、潜在的利益冲突风险、原始权益人及其关联方持有份额比例较高可能导致的风险、对外借款风险、基金净值无法反映不动产项目的公允价值和基金实时运营状况的风险、基金净值逐年降低甚至趋于零的风险、基金份额交易价格上涨导致 IRR 为 0 甚至亏损的风险、新种类基金收益不达预期的风险、基金限售份额解禁风险、基金运作风险和账户管理风险、基金管理人、基金托管人等机构尽职履责风险、不动产项目运营管理机构的履职风险、不动产项目运营管理机构的解聘及更换风险、项目公司人员尽职履责风险、与交易安排有关的风险等。

2、与不动产项目相关的风险包括但不限于：新能源及电力行业政策调整风险、不动产项目运营风险、与周边项目共用升压站及送出线路的风险、不动产项目投资管理手续相关风险、不动产项目集电线路杆塔占地以“以补代征”方式取得

使用权的风险、业务许可、合同续期风险、不动产项目的管理风险、不动产项目的流动性风险、不动产项目现金流预测偏差风险、不动产项目的评估风险、不动产项目收购与处置的相关风险、项目公司历史股权转让协议的履约风险、保理方案发生变动的风险、股东借款带来的现金流波动风险、不动产项目投保额赔付的风险、不可抗力、极端天气和重大事故给不动产项目运营造成的风险等。

3、与专项计划相关的风险包括但不限于：资产支持证券的流动性风险、专项计划等特殊目的载体提前终止的风险、专项计划运作风险和账户管理风险、计划管理人、计划托管人等机构尽职履责风险等。

4、其他风险包括但不限于：证券市场风险、税收等政策调整风险、管理风险、操作风险、技术风险、基金法律文件风险收益特征表述与销售机构基金风险评价可能不一致的风险、参与机构尽职履责相关风险、其他相关风险、法律法规和交易所业务规则调整更新等。

以上风险的具体内容详见本招募说明书“第一章 招募说明书概要及风险因素”之“第二节 风险因素”。

二、不动产基金整体框架

本基金在基金合同生效并完成基金合同、资产支持专项计划相关交易文件约定的交易后，形成的整体架构如下图：

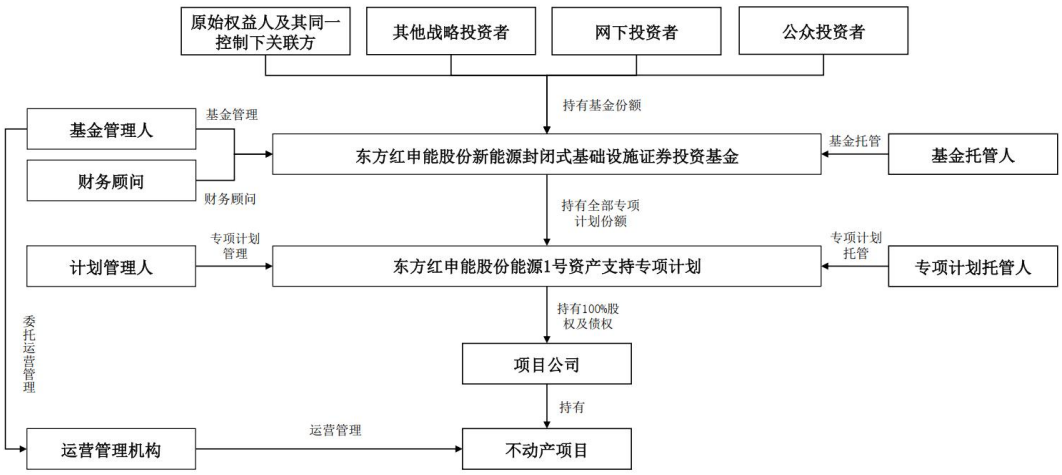


图 1-1-1 基金整体架构示意图

本基金的基金管理人和计划管理人为上海东方证券资产管理有限公司，本基金的基金托管人为中国工商银行股份有限公司。基金管理人聘请上海申能新能源投资有限公司担任本项目的运营管理机构。自基金合同生效之日起，基金管理人

根据法律法规和基金合同独立运用并管理基金财产。

三、不动产基金发行概况及本次发行的中介机构基本情况表

表 1-1-1 不动产基金发行及有关中介机构基本情况

基本情况	
基金名称	东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金
专项计划名称	东方红申能股份能源 1 号资产支持专项计划
不动产项目业态	能源基础设施（风电）
基金投资标的	本基金投资范围包括不动产资产支持证券，利率债（包括国债、地方政府债、政策性金融债、中央银行票据以及其他利率债）、AAA 级信用债（包括企业债、公司债、金融债、中期票据、短期融资券、超短期融资债券、公开发行的次级债、政府支持机构债、可分离交易可转债的纯债部分等）、货币市场基金、货币市场工具（包括同业存单、债券回购、协议存款、定期存款及其他银行存款等），以及法律法规或中国证监会允许基金投资的其他金融工具（但须符合中国证监会相关规定）。本基金可根据法律法规的规定参与融资。 本基金不投资于股票（含存托凭证），也不投资于可转换债券（可分离交易可转债的纯债部分除外）、可交换债券。 如法律法规或监管机构以后允许基金投资其他品种，基金管理人在履行适当程序后，可以将其纳入投资范围，并可依据届时有效的法律法规适时合理地调整投资范围。
基金存续期限	自基金合同生效之日起 15 年
专项计划期限	自专项计划成立之日起 15 年
预计基金募集份额（亿份）	**【】**
预计募集规模（亿元）	14.61[1]
不动产项目估值（亿元）	14.66（评估基准日为 2026 年 6 月 30 日）
净现金流分派率/IRR	2026 年 7-12 月和 2027 年净现金流分派率分别为 21.90%（年化）和 9.86%，全周期 IRR 约为 5.80%

[1] 截至评估基准日，项目公司除资产组外的其他资产和负债（不包括为搭建股债结构而需支付的可替换负债）净值约-534.23 万元，以此计算的不动产基金募集规模为 14.61 亿元（计算结果向上取整）。

基金收益预计分配频率和分配比例	本基金收益分配采取现金分红方式。在符合有关基金分红条件的前提下，本基金管理人可以根据实际情况进行收益分配，但每年至少分配一次，基金管理人调整收益分配频率，无需召开基金份额持有人大会审议，但应于调整后及时通知基金托管人。每年分配比例不低于合并后基金年度可供分配金额的 90%；若基金合同生效不满 6 个月则可不进行收益分配
回收资金用途	募集资金将按照监管要求使用，以资本金注入方式投入新项目建设，具体用途为临港 2#海上光伏项目和瓮安县平定 200MW 风电项目以及补充流动资金，补充流动资金不超过净回收资金总额的 15%
原始权益人及其同一控制下关联方拟持战配比例	拟不低于 51%
预计是否出表	否
特殊条款（如有）	无
参与人概况	
基金管理人	上海东方证券资产管理有限公司
计划管理人	上海东方证券资产管理有限公司
基金托管人	中国工商银行股份有限公司
财务顾问	国泰海通证券股份有限公司
原始权益人	申能新能源（青海）有限公司
原始权益人企业性质	地方国企
原始权益人所属行业	电力、热力、燃气及水生产和供应业
原始权益人注册地	青海省西宁市城西区海晏路 79 号 11 号楼 1081 号
原始权益人控股股东和持股比例	申能股份有限公司（100%持股）
原始权益人实控人	上海市国有资产监督管理委员会

原始权益人上市地点和股票代码（如有）	无
运营管理机构	上海申能新能源投资有限公司
运营管理机构注册地	中国（上海）自由贸易试验区陆家嘴环路 958 号 1006A 室
运营管理机构经营地	上海市黄浦区复兴中路 1 号
重要现金流提供方（如有）	无
资产评估机构	上海立信资产评估有限公司
基金法律顾问	北京市汉坤律师事务所
专项计划法律顾问	北京市汉坤律师事务所
审计不动产项目财务情况的会计师事务所	上会会计师事务所（特殊普通合伙）
审阅基金可供分配金额测算报告的会计师事务所	上会会计师事务所（特殊普通合伙）
现金流测算机构	/
流动性服务商	拟聘请不少于 1 家流动性服务商为基金提供双边报价等服务

四、不动产项目概况

表 1-1-2 不动产项目概况

不动产项目名称	乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目
不动产项目业态	能源基础设施（风电）
项目所在地	青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县
资产范围	东邻夏艾里沟村草原，南邻夏艾里沟村草原，西邻夏艾里沟村、那仁村草原，北邻夏艾里沟村草原，资产范围具体包括：乌兰风电项目收费权和为取得乌兰风电项目电费收入建设的电力设施等配套资产（包括乌兰风电项目房屋所有权及设施设备所有权）及相应的土地使用权

建设内容和规模	装机容量为 200MW 的风电项目，具体包括：90 台 2,200 千瓦和 1 台 2,000 千瓦风电机组，以及一座 330kV 升压站（汇集站）
开竣工时间以及投入运营时间	开工时间：2018 年 6 月 竣工时间：2019 年 12 月 投入运营时间：2019 年 12 月
使用期限	风机运营起止时间：2019 年 12 月至 2039 年 12 月 国有建设用地使用权起止时间：2019 年 10 月至 2039 年 10 月[2]
剩余年限	风机剩余年限：13.50 年 国有建设用地使用权剩余年限：13.33 年
用地性质	工业用地
可供分配金额测算	2026 年 7-12 月及 2027 年度，可供分配金额分别为 15,996.56 万元及 14,411.07 万元
投保情况（投保险种、投保金额、投保期限）	投保险种及投保金额： 财产一切险 1,132,848,820.57 元 营业中断险（财产一切险项下）163,709,417.34 元 机器损坏险 823,692,216.82 元 营业中断险（机器损坏险项下）163,709,417.34 元 公众责任险 10,000,000.00 元 投保期限： 自 2026 年 05 月 01 日零时起至 2027 年 04 月 30 日二十四时止
项目权属	华扬晟源已就 91 台风力发电机组及其配备箱式变电器、升压站及运营管理中心用地取得乌兰县自然资源和林业草原局（以下简称“乌兰自然资源局”）于 2020 年 1 月 15 日核发的《不动产权证书》（青（2020）乌兰县不动产权第 0000036 号）、就乌兰风电项目房屋建筑物不动产权取得乌兰自然资源局于 2021 年 1 月 21 日核发的《不动产权证书》（青（2021）乌兰县不动产权第 0000029 号），合法享有乌兰风电项目的国有建设用地使用权及其上建筑物的房屋所有权，并享有乌兰风电项目设施设备的所

[2] 根据《青海省人民政府关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目用地的批复》，本项目用地为划拨方式（使用年限 20 年），本项目于 2019 年 10 月取得《国有建设用地划拨决定书》，故终止期限为 2039 年 10 月。

	有权
他项权利（如有）	无

五、不动产项目经营情况

（一）行业和区域竞争情况

1、风电行业情况

近年来，国家陆续出台一系列推动风电产业发展的战略规划和政策文件。2021 年，《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》明确提出推进能源革命，建设清洁低碳、安全高效的能源体系，加快发展非化石能源。2022 年 6 月，国家发改委等九部门联合印发《“十四五”可再生能源发展规划》，锚定碳达峰碳中和目标，明确“十四五”期间可再生能源发展的主要方向与目标，着力推动风电由补贴驱动向市场化发展转型。2024 年，国家能源局以碳达峰碳中和工作为引领，加快规划建设新型能源体系，可再生能源发展再上新台阶。2025 年，国家能源局深入践行“四个革命、一个合作”能源安全新战略，推动构建起全球最大、发展最快的可再生能源体系，超额完成“十四五”非化石能源消费目标任务，风电、太阳能发电装机历史性超过火电，风光累计并网装机首次超过 18 亿千瓦，占比达到 47.3%。“十五五”规划纲要进一步增加了非化石能源占能源消费总量比重这一指标，提出到 2030 年达到 25%，较“十四五”末的 21.7%提升 3.3 个百分点，凸显了非化石能源发展的重要性。国家能源局 2026 年明确，“十五五”时期将以“扩量提质、可靠替代”作为可再生能源发展的主线，以电为核心，充分发挥电网作用，持续扩大可再生能源电力供应规模，稳步提高电量占比。国家发展改革委 2026 年 4 月宣布，“十五五”时期将实施非化石能源十年倍增行动，加快推进新型能源体系建设，预计到 2035 年，风电、光伏、水电、核电等非化石能源供应规模较 2025 年实现倍增。

风电作为可再生能源发电的主力军，是我国电源结构优化和绿色低碳转型的关键力量，在新增电源装机中占据重要地位。

全国风电装机规模持续增长。国家能源局 2025 年可再生能源并网运行情况数据显示，2025 年，全国风电新增装机容量 1.2 亿千瓦，同比增长 51%，其中陆上风电新增 1.1 亿千瓦，海上风电新增 659 万千瓦。从新增装机分布看，“三北”（华北、西北、东北）地区占全国新增装机的 79%。截至 2025 年底，全国风电

累计并网容量达到 6.4 亿千瓦，同比增长 23%，其中陆上风电 5.9 亿千瓦，海上风电 0.47 亿千瓦。2025 年，全国新增装机的风电机组平均单机容量达 7,160kW，同比增长 18.3%，其中陆上风电机组平均单机容量为 7,068kW，同比增长 20.1%。国内风电整机制造市场集中度较高，2025 年前 5 家整机制造企业新增装机市场份额合计为 73.4%，前 10 家整机制造企业累计装机市场份额合计为 89.7%。

风电发电量稳步提升。2025 年，全国风电发电量 1.13 万亿千瓦时，同比增长 13%，全国风电平均利用率 94.3%。随着风电装机规模的不断扩大，风电在全国电力供应中的占比持续提升，对我国能源结构优化和碳减排目标的实现发挥着日益重要的作用。

2、区域竞争分析

青海省现已建成海南州、海西州两个千万千瓦级清洁能源基地，正加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏发电基地建设，以大型风电光伏基地为牵引，带动清洁能源产业规模化、集约化、融合化发展。黄河上游水电基地、海西州千万千瓦级清洁能源基地、格尔木光热发电基地等重大能源枢纽工程稳步推进。

青海省宏观经济运行总体平稳，清洁能源产业持续壮大，生态旅游、数字经济等新动能加快成长，为乌兰风电项目提供了较好的区域经济支撑。区域经济的发展水平和增长速度直接影响用电需求规模，对风电项目的发电量消纳和收入水平具有基础性影响。同时，清洁能源产业作为青海省战略支柱产业，产业“四地”建设[3]的深入推进为风电项目的持续稳定运营提供了有利的政策环境。

（二）不动产项目发电量相关指标

表 1-1-3 乌兰风电项目发电量相关指标

单位：米/秒、万千瓦时

指标	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
平均风速	4.53	4.09	4.88	4.99
理论发电量	45,419.74	42,023.32	48,851.43	24,755.69
限电量	9,062.76	8,930.33	13,812.29	9,059.64

[3] 青海省产业“四地”建设，即加快建设世界级盐湖产业基地，打造国家清洁能源产业高地、国际生态旅游目的地和绿色有机农畜产品输出地。

限电率[4]	19.95%	21.25%	28.27%	36.60%
损失电量	193.10	101.36	133.37	82.58
损失率[5]	0.43%	0.24%	0.27%	0.33%
实际发电量	36,163.88	32,991.63	34,905.77	15,613.47
厂用及线损电量	1,571.91	823.79	1,016.34	441.96
厂用及线损率[6]	4.35%	2.50%	2.91%	2.83%
结算电量[7]	34,591.97	32,167.84	33,889.43	15,171.50

注：（1）实际发电量=理论发电量-限电量-损失电量，结算电量=实际发电量-厂用及线损电量。

（2）合计数据与分项数据之和如存在差异的，系四舍五入原因导致的尾差，全文其余情形同。

（三）不动产项目主要经营指标

乌兰风电项目全电量市场化交易，售电收入主要由国补收入和市场化交易结算收入组成，并受到考核费用[8]等因素影响。中长期超缺额获利回收机制[9]系现货市场结算的价格纠偏机制，旨在引导发电企业将中长期合约电量与结算电量的偏差控制在合理区间，对于发电企业获得的超出合理区间的获利，电网将以超缺额调整费用形式予以回收。根据本项目电费结算单，超缺额调整费用自 2025 年 8 月起发生，为更好地体现市场化交易结算单价的真实情况，在本招募说明书中将该项费用与市场化交易结算单价进行合并统计与分析。

表 1-1-4 乌兰风电项目主要经营指标

单位：小时、万千瓦时、元/千瓦时、万元

[4] 限电率=限电量/理论发电量。受增容改造工程影响，本项目 2025 年、2026 年 1-6 月限电率较高，剔除增容改造工程影响后，本项目 2025 年、2026 年 1-6 月限电率分别为 21.03%及 23.80%

[5] 损失率=损失电量/理论发电量。

[6] 厂用及线损率=厂用及线损电量/实际发电量。

[7] 即上网电量。

[8] 即其他电费收入（考核费用）。

[9] 2025 年 8 月，青海电力交易中心发布关于开展青海电力现货市场第四次结算试运行工作的通知，并印发《青海电力现货市场第四次结算试运行工作方案》《青海电力现货市场规则汇编（V5.0 结算试运行稿）》（以下简称现货市场规则 5.0 版），明确调整了中长期超缺额获利回收机制；2025 年 10 月，青海省发展和改革委员会、青海省能源局、国家能源局西北监管局联合发布《关于开展青海电力现货市场连续结算试运行工作的通知》（青发改能源〔2025〕695 号），并印发《青海电力现货市场连续结算试运行工作方案》《青海电力现货市场规则汇编（V6.0 结算试运行稿）》，延用了现货市场规则 5.0 版的中长期超缺额获利回收机制。

指标	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
等效利用小时数	1,729.60	1,608.39	1,694.47	758.57
结算电量	34,591.97	32,167.84	33,889.43	15,171.50
其中：市场化交易结算电量	34,591.97	32,167.84	33,889.43	15,171.50
考核前售电价格（含税）	0.6118	0.6108	0.6006	0.6286
其中：国补电价	0.3723	0.3723	0.3723	0.3723
市场化交易结算单价（含超缺额）	0.2395	0.2385	0.2283	0.2563
考核前售电收入（含税）	21,164.14	19,647.64	20,354.55	9,536.29
其中：国补收入	12,878.59	11,976.09	12,617.03	5,648.35
市场化交易结算收入	8,285.55	7,671.55	7,737.52	3,887.94
考核费用（含税）	-196.93	-121.93	-171.20	-34.28
考核后平均电价（含税）	0.6061	0.6070	0.5956	0.6263
考核后售电收入（含税）	20,967.21	19,525.71	20,183.35	9,502.01
考核后售电收入（不含税）	18,555.05	17,279.39	17,861.37	8,408.86

六、不动产项目资产评估及现金流预测情况

表 1-1-5 不动产项目资产评估和现金流预测表

项目	乌兰风电项目
收益年限	13.33 年
评估方法	收益法
估值规模	14.66 亿元
评估增值率	5.46%

预测现金流年复合增长率	-4.06%[10]
折现率	2026 年 7-12 月、2027-2030 年为 7.80%，2031-2039 年为 8.50%
IRR	5.80%

表 1-1-6 不动产项目估值敏感性分析

单位：万元，%

关键因素	较基准日增减幅度	估值	估值变化	变化比例
市场化交易结算电量及国补电量	10.00	158,400.00	11,800.00	8.05
	5.00	152,500.00	5,900.00	4.02
	-	146,600.00	-	-
	-5.00	140,600.00	-6,000.00	-4.09
	-10.00	134,700.00	-11,900.00	-8.12
市场化交易结算单价（含超缺额）	10.00	152,100.00	5,500.00	3.75
	5.00	149,300.00	2,700.00	1.84
	-	146,600.00	-	-
	-5.00	143,800.00	-2,800.00	-1.91
	-10.00	141,000.00	-5,600.00	-3.82
运营成本支出（营业成本中不包含折旧摊销、安全生产费的付现成本）	10.00	145,100.00	-1,500.00	-1.02
	5.00	145,900.00	-700.00	-0.48
	-	146,600.00	-	-
	-5.00	147,300.00	700.00	0.48

[10] 2026 年乌兰风电项目账面有部分待抵扣增值税进项税及应收国补款，增加了当年度预测现金流，导致第一个完整年度预测现金流高于最后一个完整年度预测现金流，故整体复合增长率为负数。

关键因素	较基准日增减幅度	估值	估值变化	变化比例
	-10.00	148,000.00	1,400.00	0.95
关键因素	较基准日增减值	估值	估值变化	变化比例
折现率	0.50	142,600.00	-4,000.00	-2.73
	0.25	144,400.00	-2,200.00	-1.50
	-	146,600.00	-	-
	-0.25	148,300.00	1,700.00	1.16
	-0.50	150,300.00	3,700.00	2.52

七、不动产基金治理及运营管理安排情况

本基金基金治理及运营管理安排如下表所示：

表 1-1-7 REITs 治理架构表

层级	机制设计要点
持有人大会	基金份额持有人大会由基金份额持有人组成，基金份额持有人的合法授权代表有权代表基金份额持有人出席会议并表决。除法律法规规定或基金合同另有约定外，就本部分所述基金份额持有人大会事宜，基金份额持有人持有的每一基金份额拥有平等的权利。 本基金份额持有人大会不设立日常机构。若将来法律法规对基金份额持有人大会另有规定的，以届时有效的法律法规为准。
基金管理人	基金管理人为不动产基金设立专门的基础设施证券投资基金投资及运营决策委员会（以下简称“公募 REITs 投委会”）负责对不动产基金存续期内投资、运营管理等重大事项的审批决策。 公募 REITs 投委会实行委员制，其中主任委员 1 名，另设常任委员和非常任委员。目前常任委员 5 名，非常任委员 1 名。 公募 REITs 投委会分为定期会议和临时会议，定期会议原则上每季度召开一次；在发生需公募 REITs 投委会作出决策的重大事项时，可随时召开临时会议。 公募 REITs 投委会会议须由主任委员、常任委员和与上会议案相关的非常任

层级	机制设计要点
	委员参会出席，方可举行。 公募 REITs 投委会会议须以记名投票表决的方式做出，每人一票，每票具有同等效力。委员与表决事项可能存在利益冲突的，应当回避表决。审议事项经全体参会表决委员的三分之二以上（含）同意方可通过，主任委员拥有一票否决权。 基金管理人设立公募 REITs 部负责公司公募 REITs 业务的全流程管理工作。
拟任基金经理情况	任炜翔先生，上海东方证券资产管理有限公司拟任基金经理。厦门大学保险硕士。2017 年起先后任职于华福证券股份有限公司投资银行业务条线事业部创新业务部、债券融资三部，主导及参与了基础设施投资建设行业相关的多项资产证券化产品，基础资产类型包括融资租赁债权、信托受益权和应收账款债权等，负责项目的产品设计、尽职调查、申报发行和存续期管理等事宜，具备丰富的不动产项目投资管理经验，现任职于上海东方证券资产管理有限公司。 贺红阳先生，上海东方证券资产管理有限公司拟任基金经理。西南财经大学经济学硕士。2011 年起先后任职于台山核电合营有限公司计划合同部、四川置信实业有限公司计划运营部、成都绿城巴蜀投资有限公司区域运营管理部、申万菱信基金管理有限公司不动产投资部，曾参与国内首个采用第三代 EPR 技术的核电标杆项目台山核电站一期建设，项目规划并建设两台单机容量为 175 万千瓦的核电机组，期间从事战略与计划管理工作，此外作为运营管理专业负责人，主导及参与了多个产业园项目、产业小镇项目、保障性租赁住房项目建设及运营，负责战略规划、计划管理、全面预算管理、组织绩效考核、流程体系建设、产业资源协调等工作，具备丰富的不动产项目运营管理经验，现任职于上海东方证券资产管理有限公司。 文品先生，上海东方证券资产管理有限公司拟任基金经理。重庆大学管理学硕士。2019 年起先后任职于龙湖集团旗下的重庆龙湖拓骏地产发展有限公司、北京龙智工程咨询有限公司、上海龙智集顺工程咨询有限公司、上海龙智冠寓商业管理有限公司，期间从事不动产项目投资及运营管理工作，负责不动产项目立项管理及投资决策、经营计划管理、预算管理及收益管理、绩效制定及考核、业务流程及内控、资产改造及退出等全链条经营管理工作，具备丰富的不动产项目运营管理经验，现任职于上海东方证券资产管理有限公司。 以上人员均满足 5 年以上不动产项目运营管理或投资管理经验要求，均已通过中国基金业协会组织的基金经理证券投资法律知识考试（REITs 类），不存在兼任其他基金基金经理的情况，符合公募 REITs 基金经理任职条件。
计划管理人	东证资管（代表专项计划）作为项目公司唯一股东代表资产支持证券持有人行使项目公司股东的相关权利。
项目公司	本基金成立后，项目公司层面的治理安排拟设立如下：

层级	机制设计要点
	1、项目公司股东 基金管理人有权为基金的利益通过专项计划行使对项目公司所享有的相关股东权利。计划管理人（代表“东方红申能股份能源 1 号资产支持专项计划”）作为项目公司股东，根据资产支持证券持有人决议，行使《中华人民共和国公司法》（以下简称“《公司法》”）及项目公司《公司章程》约定的项目公司股东权利。 2、董事会及法定代表人 项目公司设董事会，成员为三人，其中一名董事拟由运营管理机构推荐的人员担任，另外两名董事由基金管理人委派。董事会设董事长一人，项目公司的法定代表人由董事长担任。 3、监事 项目公司不设监事会或监事。 4、经理及财务负责人 项目公司设经理一名，拟由运营管理机构推荐的人员担任。项目公司的财务负责人由基金管理人委派，财务负责人直接向基金管理人汇报并对基金管理人负责。经理及财务负责人任职资格及职权等以项目公司《公司章程》为准。

表 1-1-8 运营管理安排表

运营管理机构名称	上海申能新能源投资有限公司
运营管理机构企业性质	国有控股
运营管理机构控股股东及持股比例	申能股份有限公司持股 100%
运营管理机构实际控制人	上海市国有资产监督管理委员会
运营管理机构所属行业	电力、热力、燃气及水生产和供应业
运营管理机构主营业务	新能源电站的投资建设和运营管理等，2023-2025 年上海申能新能源投资有限公司主营业务收入分别为 184,896.85 万元、215,234.52 万元及 219,286.48 万元，主营业务收入占营业收入比例分别为 99.76%、99.85% 及 99.21%。
不动产项目管理经验	具有丰富的新能源不动产项目运营管理经验。截至 2026 年 6 月末，统筹管理新能源项目装机容量合计超过 499.66 万千瓦，其中陆上风电项目装机容量合计超

	过 183.48 万千瓦。
运营管理安排	本不动产项目由基金管理人、计划管理人、项目公司作为委托方共同委托上海申能新能源投资有限公司担任本项目的运营管理机构。 上海新能源接受该委托并根据相关法律法规及运营管理服务协议的条款、条件和约定向基金管理人提供运营管理服务。
运营管理决策流程	关键事项由基金管理人和基金份额持有人大会进行决策。 基金管理人为不动产基金设立专门的基础设施证券投资基金投资及运营决策委员会负责对不动产基金存续期内投资、运营管理等重大事项的审批决策。基金份额持有人大会由基金份额持有人组成，基金份额持有人的合法授权代表有权代表基金份额持有人出席会议并表决。除法律法规规定或基金合同另有约定外，就本部分所述基金份额持有人大会事宜，基金份额持有人持有的每一基金份额拥有平等的权利。 详见本招募说明书“第四章 治理机制与运营管理安排”之“第一节 基金分层治理机制”之“二、基金层面的治理安排”之“（一）基金份额持有人大会”和“（三）基金管理人不动产基金治理机制”。

表 1-1-9 运营管理费用表

运营管理费用	计费基础	具体计算方式	与本项目历史收取情况以及同行业可比项目的对比情况
基础管理费	运营管理成本	覆盖除项目公司列支的保险费、下网电费、各项税费以外的全部运维成本，具体包括但不限于运维费、试验检验费、修理费、安全活动费、运营支持服务费、修理费（维护性资本性支出）、其他费用等。2026 年 7-12 月基础管理费为 770.22 万元，2027 年基础管理费为 1,385.44 万元。具体如下： （1）运维费、试验检验费、修理费：以目前合同金额为基础，2027	对应基础管理费所包含的成本项目，2023-2025 年的该部分费用金额分别为 1,010.34 万元、758.52 万元和 1,092.32 万元。 不动产项目基础管理费的设置主要参考运营管理机构为运营不动产项目承担的相应成本的历史可比数据，并在此基础上设置一定增长率确定。 不动产项目基础管理费与

<table>
<tr><th>运营管理费用</th><th>计费基础</th><th>具体计算方式</th><th>与本项目历史收取情况以及同行业可比项目的对比情况</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td>年起后续每年考虑 2%增幅。其中，修理费中的电气设备定期预防检修费每 3 年考虑 5%增幅。

（2）修理费（维护性资本性支出）：基金存续期内，2026 年 7-12 月金额为 100 万元（不含税），2027 年至 2029 年每年金额为 200 万元（不含税），2030 年起每年金额为 300 万元（不含税）。

（3）运营支持服务费：以 2025 年水平为基础，后续年份保持不变。

（4）安全活动费、其他费用：以历史三年平均值为基础，另考虑每年 10 万元预备费，2027 年起后续每年考虑 2%增幅。

（5）项目公司将每年度基础管理费的 20%作为考核保证金。

（6）基础管理费金额为不含税金额，增值税率为 6%。</td><td>运营管理机构为不动产项目发生的历史运营管理费用具有匹配性。同时与已发行陆上风电公募 REITs 项目的基础管理费设置模式可比。</td></tr>
<tr><td>浮动管理费</td><td>年度净收入</td><td>浮动管理费=（实际年度净收入 S-目标年度净收入 R）×浮动管理费率。

年度净收入为营业总收入-营业总成本（不含折旧摊销、利息、浮动管理费）其中：

实际年度净收入 S 根据项目公司当年年度审计报告计算；

目标年度净收入 R 根据不动产项目初始资产评估报告预测金额计算。

浮动管理费率的取值如下：
<table><tr><th>年度净收入完成率</th><th>浮动管理</th></tr></table></td><td>项目历史未收取浮动管理费。

本项目浮动管理费设置了对等的正向激励和负向扣减机制，可以实现奖惩对等的激励与约束效果，浮动管理费计算方式以及浮动管理费率，与已发行陆上风电公募 REITs 项目的浮动管理费设置模式可比，详见招募说明书之“第四章 治理机制与运营管理安排”之“第二节 运营管理安排”之“三、运营管理费用情况”之“（二）浮动管理费”。</td></tr>
</table>

<table>
<tr><th>运营管理费用</th><th>计费基础</th><th>具体计算方式</th><th>与本项目历史收取情况以及同行业可比项目的对比情况</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td>
<table>
<tr><th colspan="2">（S/R）</th><th>费率</th></tr>
<tr><td rowspan="2">当S≥R，体现为激励</td><td>S/R＞1.1</td><td>10%</td></tr>
<tr><td>1≤S/R≤1.1</td><td>5%</td></tr>
<tr><td rowspan="2">当S＜R，体现为扣减</td><td>0.9≤S/R<1</td><td>5%</td></tr>
<tr><td>S/R＜0.9</td><td>10%</td></tr>
</table>
</td><td></td></tr>
<tr><td>运营管理考核</td><td>负向清单考核指标</td><td>依据《运营管理服务协议》约定和基金管理人认定，由基金管理人和项目公司对运营管理机构以负面清单的形式进行年度考核，并根据考核情况扣减的考核费用。</td><td>工银蒙能清洁能源 REIT、中航中核汇能新能源 REIT 等项目设置了该类指标，与已发行陆上风电公募 REITs 项目的运营管理考核模式可比。</td></tr>
</table>

八、基金合同的主要内容

基金合同主要约定以下事项：释义、基金的基本情况；基金份额的发售；基金备案；基金份额的上市交易和结算；基金合同当事人及权利义务；基金份额持有人大会；基金管理人、基金托管人的更换条件和程序；基金的托管；基金份额的登记；基金的投资；利益冲突及关联交易；基金扩募与不动产项目购入；基金的财产；不动产项目运营管理；基金资产估值；基金费用与税收；基金的收益与分配；基金的会计与审计；基金的信息披露；基金合同的变更、终止与基金财产的清算；违约责任；争议的处理和适用的法律；基金合同的效力；其他事项；基金合同内容摘要等。具体约定详见本招募说明书“附件七 基金合同与基金托管协议内容摘要”之“第一部分 基金合同的内容摘要”。

第二节 风险因素

不动产基金采用“公募基金+资产支持证券”的产品结构，主要特点如下：一是不动产基金与投资股票或者债券等公募基金具有不同的风险收益特征，80%以上基金资产投资于不动产资产支持证券，并持有其全部份额，基金通过不动产资产支持证券持有不动产项目公司全部股权，穿透取得不动产项目完全所有权或者经营权利；二是不动产基金以获取不动产项目租金、收费等稳定现金流为主要目的，收益分配比例不低于合并后基金年度可供分配金额的 90%；三是不动产基金采取封闭式运作，不开放申购与赎回，在证券交易所上市，场外份额持有人可将基金份额转托管至场内进行卖出或者申报预受要约。

本基金在投资运作、交易等环节的主要风险包括与公募基金相关的风险、与不动产项目相关的风险、与专项计划相关的风险和其他风险，具体如下：

一、与公募基金相关的风险

（一）集中投资风险

本基金存续期内 80%以上基金资产投资于不动产资产支持证券，并持有其全部份额，通过资产支持证券等特殊目的载体间接投资于不动产项目，最终取得相关不动产项目完全所有权或经营权利。其他类型的公开募集证券投资基金往往采用分散化投资的方式减少非系统性风险对基金投资的影响。因此，相比其他分散化投资的公开募集证券投资基金，本基金将具有较高的集中投资风险。

（二）基金价格波动风险

本基金大部分资产投资于不动产项目，具有权益属性，受经济环境、运营管理等因素影响，不动产项目市场价值以及现金流情况可能发生变化，可能引起基金价格波动，甚至存在不动产项目遭遇极端事件（如地震、台风、火灾、战争等）发生较大损失而影响基金价格的风险。

同时，本基金在上海证券交易所上市，也可能因为市场供求关系变化、限售份额集中解禁、不动产项目经营变化、风险偏好变化等因素而面临交易价格波动，造成投资人投资收益率偏低，甚至亏损。

（三）流动性风险

本基金采取封闭式运作，不开通申购赎回，场内份额只能在二级市场交易，即通过证券交易所进行交易实现基金份额出售，场外份额可通过转托管参与场内

交易，存在流动性不足的风险。

此外，按照《基金指引》要求，本基金战略投资者所持有的战略配售份额需要满足一定的持有期要求，在一定时间内无法交易，因此本基金上市初期可交易份额并非本基金的全部份额，本基金面临因上市交易份额不充分而可能导致的流动性风险。

而且，不动产基金的监管体系、产品规模、投资人培育仍处于发展阶段，可能由此导致交易不活跃，本基金可能面临交易流动性不足的风险，从而存在基金份额持有人需要资金时不能随时变现并可能丧失其他投资机会的风险，或基金份额持有人需折价交易进行变现的风险。

（四）发售失败风险

募集期限届满，本基金出现以下任意情形之一的，则本基金发售失败：

1、基金募集份额总额未达到准予注册规模的 80%；

2、基金募集资金规模少于 2 亿元，或基金认购人数少于 1,000 人；

3、原始权益人或其同一控制下的关联方未按规定参与战略配售；

4、扣除战略配售部分后，网下发售比例低于本次公开发售数量的 70%；

5、导致基金募集失败的其他情形。

本基金存在因上述情形而导致的发售失败风险，如发售失败，基金管理人将在募集文件约定期限内退回投资者的认购款及认购款的募集期利息。

（五）中止发售风险

本基金存在因网下询价阶段网下投资者提交的拟认购数量合计低于网下初始发售份额数量，或不动产项目交易必要流程未完成等其他情形而导致本基金中止发售的风险。如发生上述情形，投资者预先在相关账户中缴存的资金无法成功用于认购基金份额，存在投资者资金闲置、无法按照预期达到投资目的的风险。

（六）停牌或终止上市风险

基金合同生效后，在符合法律法规和上海证券交易所业务规则规定的上市条件的情况下，本基金可申请在上海证券交易所上市交易。不动产基金运作期间可能因各种原因导致本基金停牌，投资者在停牌期间不能买卖基金份额。不动产基金运作过程中可能因触发法律法规或交易所业务规则规定的终止上市情形而终止上市，导致投资者无法在二级市场交易，进而受到损失。

（七）基金合同提前终止的风险

根据《青海省人民政府关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司20万千瓦风电项目用地的批复》，本基金成立时拟投资的不动产项目用地为划拨方式（使用年限20年），不动产项目于2019年10月取得《国有建设用地划拨决定书》，国有建设用地使用权终止期限为2039年10月，早于本基金的到期日，基金存续期内国有建设用地使用权续期安排暂未确定，国有建设用地使用权到期且本基金未成功扩募等情形下，存在基金合同提前终止的风险。

同时，项目公司现持有国家能源局西北监管局于2023年10月20日核发的编号为1031219-00394的《电力业务许可证》，获准从事电力业务，有效期自2019年12月24日至2039年12月23日，早于本基金到期日，基金存续期内电力业务许可证续期安排暂未确定，电力业务许可证到期且本基金未成功扩募等情形下，存在基金合同提前终止的风险。

（八）基金份额交易价格折溢价风险

基金合同生效后，将根据相关法律法规申请在交易所上市。本基金的基金份额上市交易后，在每个交易日的交易时间将根据相关交易规则确定交易价格，该交易价格可能受本基金投资的不动产项目经营情况、所在行业情况、市场情绪及供求关系等因素影响；此外，本基金还将按照相关业务规则、基金合同约定进行估值并披露基金份额净值等信息。由于基金份额交易价格与基金份额净值形成机制以及影响因素不同，存在基金份额交易价格相对于基金份额净值折溢价的风险。

（九）本基金整体架构所涉及相关交易风险

1、相关交易未能完成的风险

本基金可能存在募集期届满仍未达到备案条件，从而可能导致基金合同无法生效的风险。此外，基金合同生效后，扣除本基金预留费用后的全部募集资金将投资于资产支持专项计划。如因资产支持专项计划未能成功备案，可能导致本基金无法投资于资产支持专项计划，基金合同将面临提前终止的风险。

在本基金的交易结构中，不动产基金设立并认购不动产资产支持专项计划的全部份额后，计划管理人（代表资产支持专项计划）将根据《股权转让协议》的约定受让原始权益人持有的项目公司100%股权，并对基础资产追加投资，包括根据《股东借款协议》通过股东借款的形式完成对项目公司的债权投资以及对项

目公司进行增资（如有）。股权交割涉及诸多前置条件，同时上述流程涉及的交易参与主体较多，存在一方或多方因故不能按时履约的可能，亦存在基金设立后因政策变动或操作风险导致不动产项目无法按时完成交易、本基金无法按时取得不动产项目所有权的风险。

2、本基金整体架构的交易结构较为复杂，交易结构的设计以及条款设置可能存在瑕疵，使得本基金的成立和存续面临法律和税务风险。

（十）关联交易风险

基金管理人与原始权益人、运营管理机构存在关联关系。

本基金或者其控制的特殊目的载体与关联方之间发生的转移资源或者义务的事项构成本基金的关联交易。除基金管理人运用基金财产买卖基金管理人、基金托管人及其控股股东、实际控制人或者与其有重大利害关系的公司发行的证券或者承销期内承销的证券等事项外，关联交易还包括但不限于购买资产支持证券、借入款项、聘请运营管理机构、专项计划购买或出售项目公司股权、不动产项目购入与出售、不动产项目运营及管理阶段存在的更新改造、购买、销售等行为，存在关联交易风险。

本基金也可能收购原始权益人及其关联方持有的其他不动产项目，从而存在发生关联交易的风险。

对上述风险的缓释措施详见本招募说明书“第五章 不动产基金”之“第三节关联交易与利益冲突”之“二、本基金关联交易类型”之“（四）业务参与机构之间及其与原始权益人之间的关联关系”。

（十一）潜在的利益冲突风险

本基金发起人/原始权益人/运营管理机构或其同一控制下的关联方持有或投资运营的同类项目与不动产项目可能存在同业竞争关系；当本基金通过扩募方式收购其他能源不动产项目时，可能与发起人/原始权益人/运营管理机构或其同一控制下的关联方存在竞争，从而有一定的利益冲突风险；如运营管理机构未公平对待其所管理的各个项目，可能对不动产基金产生不利影响，因此可能与本基金所持有的不动产项目存在同业竞争关系和利益冲突风险。

基金管理人在本基金存续期间可能管理其他同样投资于能源类型不动产项目的基金，尽管本基金与该等基金为完全独立的基金、彼此不发生相互交易且投

资策略可能存在差异，但受同一基金管理人、计划管理人管理，同时底层不动产项目存在同质性，理论上存在同业竞争和利益冲突的风险。

（十二）原始权益人及其关联方持有份额比例较高可能导致的风险

本基金存续期间，因本基金原始权益人或其同一控制下的关联方拟持有不低于51%的基金发售份额，且该部分份额按照基金合同约定在规定的期限内不得转让，因此原始权益人及其关联方持有基金份额将持续占有较高比例。

虽然本基金在基金份额持有人大会决策机制中，设置了关联交易回避的投资者保障措施防范利益冲突，但在未触发上述投资者保障措施的决议事项中，原始权益人及其关联方通过持有较高比例基金份额将对决议事项的表决结果产生重大影响，可能导致其他基金份额持有人在表决中无法实现其表决意见。

（十三）对外借款风险

本基金存续期间，在符合法律法规规定并履行适当程序后，可直接或间接对外借入款项，本基金对外借入款项可能导致本基金存在如下特殊风险：

1、基金财务状况可能受到不利影响，如基金的偿债压力提高、利率提高导致财务费用增加、本基金可支配的资金减少、基金年度可供分配金额降低、本基金直接或间接对外继续申请借款的机会减少等；

2、本基金无法顺利续借或新增借款带来的风险。在无法顺利续借或新增借款的情形下，不动产项目的运营和维护可能受到不利影响，如本基金系为了收购不动产项目而申请续借或新增借款不成功的，本基金可能无法顺利收购不动产项目；

3、本基金无法按时偿还债务或发生其他违约行为的风险。如当本基金或相关特殊目的载体无法按时偿还债务时，可能触发违约条款导致债务提前到期的风险，以及可能触发交叉违约条款使得其他债务同时到期的风险。本基金或相关特殊目的载体也可能面临以不合理价格出售基金资产或被债权人提起诉讼面临的法律风险等。极端情况下，本基金还可能面临清算风险；

4、已获得借款资金但项目收购失败的相关风险。本基金存续期间，如为项目收购申请借款且已获得借款资金但最终项目收购失败的，则本基金在无法获取新项目预期收益的同时，需要就已经获得的借款资金承担还本付息的义务，由此可能对本基金的财务状况造成不利影响。

（十四）基金净值无法反映不动产项目的公允价值和基金实时运营状况的风险

本基金通过特殊目的载体投资的不动产项目目前采用成本法进行后续计量，以购买日确定的账面价值为基础，对其计提折旧、摊销及减值。本基金中期报告和年度报告中公告的基金份额净值可能不能完全体现持有的不动产项目的公允价值。

同时，受估值频率、估值方法、估值假设等影响，基金净值并不能反映本基金及不动产资产运营情况的实时变化，基金净值可能偏离基金资产的实际价值。

（十五）基金净值逐年降低甚至趋于零的风险

本基金投资不动产项目为能源基础设施，基金运作期内，基金净资产将随着剩余年限的递减而逐年递减。本基金在剩余期限内若未扩募并购买新资产，随着不动产项目经营到期并完成处置（如有），基金净值可能会逐渐降低甚至趋于零。

同时，不动产项目经营期限至 2039 年 10 月 29 日，早于本基金的到期日。如本基金未扩募并购买新的资产，不动产项目在国有建设用地使用权到期后不再持续经营，可能会对二级市场交易产生一定影响。

（十六）基金份额交易价格上涨导致 IRR 为 0 甚至亏损的风险

基于全周期现金流预测和基金可供分配金额测算报告的相关假设，如按照本基金于 2026 年 6 月 30 日设立、募集规模为 14.61 亿元，对本基金的价格进行测算分析（假设不发生扩募）：如初始募集规模为 14.61 亿元，全周期 IRR 为 5.80%；如初始募集规模超过 15.35 亿元，则全周期 IRR 可能低于 5%；如初始募集规模超过 16.35 亿元，则全周期 IRR 可能低于 4%；如初始募集规模超过 21.60 亿元，则全周期 IRR 可能低于 0%。

上述测算结论仅在收入、成本等符合当前假设，且全周期持有本基金时成立。而风力发电项目经营情况存在一定波动性，如未来乌兰风电项目的实际收入或支出相对于预测发生波动，则对应内部收益率亦将发生变动；投资者通过二级市场买卖基金份额，其交易价格与实际价值可能存在偏离，亦可能导致投资者获取的内部收益率发生波动。因此，无论参与本基金认购还是二级市场交易，投资者应谨慎定价，理性投资。

（十七）新种类基金收益不达预期的风险

不动产基金属于中国证监会新设的基金品种，国内发展运行时间较短，相关政策法规尚处于试行阶段，因此暂无可用以评估其中长期表现的历史业绩。不动产项目的过往财务资料或基金管理人管理的其他基金业绩不能反映本基金日后的经营业绩、财务状况及现金流量，不能保证投资人将能从本基金投资及不动产项目经营中获得收益。

（十八）基金限售份额解禁风险

不动产项目原始权益人或其同一控制下的关联方参与不动产基金份额战略配售的比例合计不得低于该次基金份额发售数量的 20%，其中基金份额发售总量的 20%持有期自上市之日起不少于 60 个月，超过 20%部分持有期自上市之日起不少于 36 个月。原始权益人或其同一控制下的关联方以外的专业机构投资者可以参与不动产基金份额战略配售，持有不动产基金份额期限自上市之日起不少于 12 个月。此外，基金份额还可能根据《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第 3 号——扩募及新购入不动产（试行）》等其他规则、监管规定等产生限售。

基金份额限售到期时将面临集中解禁，届时若投资者在限售期届满时集中卖出不动产基金份额，可能对二级市场价格造成一定的影响。

（十九）基金运作风险和账户管理风险

基金存续期间，不动产基金资金账户中的资金划转、收益分配等事项均依赖基金管理人和基金托管人的互相沟通和配合，一旦出现协调失误或者基金管理人、基金托管人的违约事项，将导致不动产基金账户管理出现风险，进而影响本基金的安全性和稳定性。

（二十）基金管理人、基金托管人等机构尽职履责风险

不动产基金的正常运行依赖于基金管理人、基金托管人等参与主体的尽责服务，存在基金管理人违约违规风险、基金托管人违约违规风险。当上述机构未能尽职履责，或其内部作业、人员管理及系统操作不当或失误，可能会给基金份额持有人造成损失，进而可能影响基金份额持有人的利益。

此外，基金管理人的相关人员可能离职并在离职后投资或管理与本基金投资的不动产项目存在竞争关系的项目，可能会对不动产项目的经营业绩及前景造成不利影响。

（二十一）不动产项目运营管理机构的履职风险

不动产项目的运营业绩与运营管理机构及核心团队人员所持续提供的服务密切相关。本基金存续期间，如运营管理机构未能勤勉尽责，或其内部作业、人员管理及系统操作不当或失误，可能对本基金项下不动产项目的运营成果造成不利影响。

此外，运营管理机构的相关人员可能离职并在离职后管理与本基金投资的不动产项目存在竞争关系的项目，可能会对不动产项目的经营业绩及前景造成不利影响。

（二十二）不动产项目运营管理机构的解聘及更换风险

本基金存续期间，如果发生运营管理机构解聘或更换情形，基金管理人应选任继任运营管理机构，该等拟选任机构需按照法律法规规定经中国证监会备案并持续满足《运营管理服务协议》的选任标准，因此存在没有合适继任运营管理机构的可能性。如基金份额持有人大会审议运营管理机构解聘及更换事宜，与运营管理机构存在关联关系的基金份额持有人无需回避表决，存在因原始权益人及其关联方持有较高比例基金份额从而影响持有人大会审议结果的可能性。

（二十三）项目公司人员尽职履责风险

在本基金存续期间，项目公司可能根据需要聘用财务人员，如该等人员未能尽职履责，或其在作业或系统操作中存在不当或失误，可能造成项目公司财务、行政、运营管理等工作出现疏忽或纰漏，从而给不动产项目造成损失。

（二十四）与交易安排有关的风险

项目公司在交割过渡期（即自评估基准日 2026 年 6 月 30 日（不含）起至交割日（不含）止）发生的期间损益（因正常运营所得收入、必要的合理支出和费用等所产生的全部损益）均归属于受让方。

不动产项目投入运营至今已超过 6 年，运营成熟稳定，但仍然存在过渡期内出现运营收入及净收益增长不及预期或出现亏损，进而影响基金份额持有人利益的情形。

二、与不动产项目相关的风险

（一）新能源及电力行业政策调整风险

行业政策风险包括但不限于相关政府部门针对不动产项目相关行业制定的

产业政策以及电力监管等政策变化带来的风险。其中产业政策主要包括产业发展、电价补贴、税收优惠等政策，电力监管政策主要包括国家及青海省等相关部门针对电力行业出台的电力交易及行业监管有关的政策，例如《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号）、《关于印发<青海省深化新能源上网电价市场化改革实施方案>的通知》（青发改价格规〔2025〕645 号）、青海省电力中长期市场实施细则、青海电力现货市场汇编（V6.0 结算试运行稿）、《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》、西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则、西北区域电力并网运行管理实施细则等。以上政策的重大变化可能对本基金的运作产生不利影响。

2026 年 4 月 24 日，《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》（以下简称《实施细则》）发布，明确省间电力互济交易根据“先省内（控制区内）、后省间”的优先级顺序，各经营主体集中竞价出清。各市场成员不得以参与互济交易为由，影响电力系统安全运行。若经营主体接入电网所在省（区）、配套控制区内存在平衡缺口时，该时段不作为卖方参与省间出清；若存在可再生能源富余时，该时段不作为买方参与省间出清。省间电力互济交易的开展，在优先保证省内供电用电及电力系统安全的基础上，为本项目扩充西北电网省间电力消纳渠道，对本项目经营模式无显著负面影响。因电力现货交易规则复杂性以及国内电力现货市场仍处于连续结算试运行状态，本项目未来售电类型、交易品种、交易策略、主要消纳区域、客户类型、结算电量及售电价格可能因建立全国统一电力市场等行业政策变动、交易规则理解差异、交易策略实施差异而导致本项目电费收入波动，从而加剧不动产基金可供分配收入不确定性的风险。

2019 年以来，国家发改委、财政部、国家能源局和青海发改委等部门出台了多项涉及风电上网电价、财政补贴范围调整、增值税即征即退调整、行业建设规划、新能源上网电价市场化改革的政策，若本基金存续期间相关政策有所变化，不动产项目未来现金流将受到相应影响，该变化可能会导致不动产项目未来现金流与预测结果出现一定程度的偏差，投资人面临投资收益不及预期的风险。

（二）不动产项目运营风险

1、不动产项目结算电价波动风险

不动产项目所在地青海省的电力市场化程度较高。乌兰风电项目全电量参与

市场化交易，受到当地电力市场交易政策、当地电力市场供需关系变化的影响较大。

2、不动产项目上网电量波动风险

不动产项目属于陆上风电项目，因风能资源波动、风能的间歇性和季节性特征、极端天气变化、电力消纳承压及电网调峰能力等因素影响，导致不动产项目存在发电量波动、弃风限电等情形，从而影响项目发电收入。因此，在不同年份、同一年度内的不同季节，不动产项目的发电表现将有一定的差异。同时，根据电力现货市场偏差结算机制，因上网电量波动导致与中长期合约电量比较出现超发偏差或欠发偏差时，叠加现货结算电价波动，会对本项目电费收入产生正向或负向影响，从而加剧不动产项目现金流预测的不确定性。

3、不动产项目限电风险

2025 年及 2026 年 1-6 月，乌兰风电项目限电率升高，主要系青海省电网近年来实施增容改造工程，致使区域新能源出力受限所致。

在可再生能源消纳责任权重政策持续落实、750 千伏西宁变增容改造工程结束以及青海省及重点省市用电需求稳步增长等多重因素驱动下，本项目存续期内的限电压力有望缓解。但未来如果出现可再生能源消纳责任权重政策变化、电力配套项目持续改造或建设进展不及预期、消纳需求降低等情况，可能导致限电量（或限电率）升高，进而对项目公司发电收入产生不利影响。

对上述风险的缓释措施详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第二节 不动产项目经营业绩及财务状况分析”之“一、不动产项目经营情况”之“（三）限电情况”。

4、区域竞争风险

乌兰风电项目与所在区域存在的其他已建设完毕或规划在建的新能源项目存在一定竞争关系。风电项目上网电量通过电网公司按照公平、公正、公开的原则调度、输送和结算，若因当地新能源装机增加、消纳端需求不匹配、外送通道输送能力不足等原因导致限电，则会带来一定的竞争风险。经公开渠道信息搜集，未来乌兰地区存在四个在建或已规划竞品项目，合计装机容量约 135 万千瓦，虽然上述项目与不动产项目在定位、消纳区域、上网及外送通道方面存在一定差异，主要体现为间接竞争关系，且各新能源项目统一受电力调度机构的组织、指挥、

指导和协调，竞争程度有限，但未来不排除不动产项目与所在区域其他新能源项目竞争程度加剧，导致不动产项目未来现金流与预测结果出现一定程度的偏差，将对项目公司发电收入产生不利影响。

5、国补回款周期不确定性风险

乌兰风电项目的国补回款周期具有一定的不确定性，实际回款情况可能与现金流预测产生偏差。最近三年及一期，乌兰风电项目国补收入占营业收入的平均比例为 60.57%，国补收入占比较高，国补回款直接对不动产项目现金流产生重大影响。

对上述风险的缓释措施详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第二节 不动产项目经营业绩及财务状况分析”之“四、不动产项目经营业绩分析”之“（八）不动产项目政府补贴情况”。

国补实际回款周期的不确定性，将增加项目公司保理融资财务费用的风险。若国补应收账款超过 5 年仍未回收从而触发申能股份提供流动性支持的情况下，项目公司除要求申能股份支付流动性支持资金之外，存在需要额外向申能股份支付资金占用费的风险。

6、国补退坡的或有风险

据《国家发展改革委关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格〔2015〕3044 号）及其附件，青海省海西州属于IV类资源区，根据《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426 号），乌兰风电项目全生命周期合理利用小时数为 36,000 小时，在自并网之日起未满 20 年，且未超过项目全生命周期合理利用小时数时，按可再生能源发电项目当年实际发电量获取补贴。截至 2026 年 6 月末，乌兰风电项目累计已补贴小时数约 11,229.97 小时，剩余补贴小时数约 24,770.03 小时，预测期内预计乌兰风电项目均享受国补电价。但不排除在电力需求增加、消纳改善、风能资源更加丰富等情况下，乌兰风电项目在经营周期内累计补贴小时数超过全生命周期合理利用小时数，导致国补退坡。

7、运营支出超预期风险

本基金委托上海新能源作为运营管理机构，一般情况下，支付给上海新能源的运营管理费基本涵盖项目生产运维期间所发生的成本费用。未来存在由于生产

安全事故及其他突发事件、重大自然灾害（包括但不限于地震、暴风、暴雨、暴雪等）、不可抗力（包括自然灾害、火灾、战争、恐怖活动、骚乱、武装冲突、瘟疫、流行性疾病、罢工、停工、禁运、非因各方原因发生的黑客攻击、尚无有效防御措施的计算机病毒的发作以及政府行政干涉、新法律/政策的颁布或对原法律/政策的修改）、其他足以导致标的不动产项目全部或部分无法正常运营的其他突发事件等情形，进而风电机组设备需进行非正常经营性大修或资本性支出的风险。如因上述原因导致不动产项目无法正常运营或产生额外支出等，可能对不动产项目的经营业绩预期产生重大不利影响，进而导致对投资者预期收益产生不利影响。

8、合规运营及安全生产风险

在公募基金存续期内，如果不动产项目因土地、房屋建筑物等资产的合规问题受到行政处罚，或因项目公司员工在日常生产中出现操作不当、设备使用失误等发生意外事故，基金财产将面临安全生产事故、人员伤亡赔偿、财产损失以及承担相应法律责任等风险。

9、环保不达标的风险

风力发电项目的建设和运营过程中会产生固体废弃物，需遵守环境保护方面的相关法律法规要求，随着国家对环境保护的日益重视和公众环保意识的不断提高，国家政策、法律法规对环保的要求将更为严格，如果项目公司未能严格满足环保法规要求乃至发生环境污染事件，将面临受到行政处罚的风险。同时，随着有关环保标准的不断提高，环保投入将随之增加，可能对项目公司的盈利能力造成一定影响。

10、不动产项目所在行业运营标准提高的风险

本基金存续期间，如果不动产项目所适用的陆上风电运营相关行业标准提高，可能增加不动产项目的运营成本，从而降低经营收益，给不动产项目经营带来不确定性。

11、不动产项目未来大修的风险

陆上风电机组需要进行日常监测、维护、检修等，未来存在因大部件损坏等情况需要进行非周期性大修的可能性。不动产项目在预测未来营业成本时，运维费、修理费、试验检验费等已纳入运营管理费，由运营管理机构承担。即使如此，

仍存在未来非周期性大修费用超出预期，导致运营管理机构未能按约定履约的风险，可能对不动产项目的经营业绩预期产生重大不利影响。

12、行业技术迭代、未来技术进步带来的风险

本基金存续期内随着社会的进步，科技的发展，风力发电行业存在技术更新迭代的可能。因此，本基金存续期内，可能出现风力发电行业技术进步较快，相对于新技术及新型设备，存量项目设备的运营效率可能会低于新型设备的运营效率的情况，若不动产项目为获取超额收益进行技术更新，将面临技术更新的资金投入所带来的风险成本问题。

另外，随着新型电力系统的不断完善，电网公司可能会不定期地提出新的技术要求与措施，不动产项目为满足电网提出的新要求与措施，可能需要进行技术改造工作。因此，本基金存续期内，不动产项目将可能承担国家、行业或当地电网要求的技术改造及升级义务，在技改期间，不动产项目的经营可能受到阶段性影响，进而对项目收入和投资者预期收益产生影响。

（三）与周边项目共用升压站及送出线路的风险

根据国网青海省电力公司于 2019 年 3 月 11 日出具的《国网青海省电力公司关于国家电力投资集团吉林电力股份有限公司乌兰 5 万千瓦风电场项目接入系统方案评审意见的批复》（青电发展[2019]303 号），审查通过了乌兰吉电新能源有限公司（以下简称“乌兰吉电”）的风电场接入系统方案，拟接入华扬晟源持有的华扬 330kV 汇集站。

基金存续期间，如华扬晟源与乌兰吉电产生纠纷，或因乌兰吉电对 330kV 汇集站使用不当等原因发生安全事故、运营事故，将可能影响华扬晟源业务开展，进而对投资者收益产生不利影响。

乌兰吉电与华扬晟源已签署《乌兰吉电 50MW 风电场接入华扬 330kV 汇集站技术服务合同》，约定华扬晟源将汇集站共用设备接入使用权有偿提供给乌兰吉电，共用设备是指汇集站内除双方占用 35kV 间隔以外的所有一、二次发电设备，汇集站产权依然归华扬晟源所有，乌兰吉电不参与项目公司相关资产运营管理。乌兰吉电或其委托单位进入汇集站现场工作时，需遵守华扬晟源公司安全管理标准和相关管理规定，未通过资质审查、安全资质审查或培训的人员，不允许进入汇集站现场。

此外，乌兰风电项目与乌兰吉电项目、乌兰润晟项目共用送出线路塔扬线，线路统一由国网青海公司管理，历史运行情况稳定。各项目共用的华扬 330 千伏升压站设计容量为 600 兆伏安[11]，共用的送出线路塔扬线设计容量为 600 兆伏安，当前升压站及送出线路剩余容量均为 260 兆伏安，承载能力可满足乌兰风电项目与共用项目的电力送出需求。

由于当前升压站及送出线路的容量尚有剩余，基金存续期内不排除新增项目接入的可能，新项目接入后，可能对升压站及送出线路的稳定运行产生影响，进而对投资者收益产生不利影响。

根据《电网公平开放监管办法》，在现有基础上，新增项目如需接入，应以国网青海公司接入系统审查结论为准。新风电项目建设时，项目业主应向国网青海公司提交并网意向书和并网系统方案，经审查，如需对塔扬线实施增容改造的，由国网青海公司按配套送出工程建设管理流程推进，从而保障现有存量项目输送容量及电力送出通道安全稳定运行。

（四）不动产项目投资管理手续相关风险

乌兰风电项目于 2017 年 10 月 11 日取得《海西州能源局关于同意乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目核准的通知》（西能源〔2017〕96 号）。基于投资经济性及企业经济效益、提高土地利用率及规划区内风资源情况等因素的考虑，乌兰风电项目于 2019 年 5 月 24 日取得《海西州能源局关于同意变更乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目建设内容及延长核准有效期的通知》（西能源〔2019〕51 号），项目建设内容由“100 台 2,000 千瓦风电机组”变更为“90 台 2,200 千瓦和 1 台 2,000 千瓦风电机组”。

核准变更后，未更新办理用地预审意见与选址意见书。同时，项目建设时未办理建设用地批准书与施工许可证。

相关主管部门已就前述事项分别出具说明函件，但未来仍可能因固定资产投资管理手续审核法规政策发生变化，不动产项目因缺失上述手续的情形被给予负面评价甚至处罚等，从而对投资人收益造成不利影响。

对上述风险的缓释措施详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节

[11] 兆伏安为视在功率的单位，定义为交流电路中电压有效值与电流有效值的乘积，它表征电气设备（变压器、发电机、线路）的总承载容量，不区分能量是否做功。万千瓦为有功功率的单位，它表征电能中实际转化为机械、热、光等有用功的部分，是发电侧出力能力和用电侧负荷需求的真实度量。在电力行业中，两者换算关系为：100 兆伏安×功率因数（通常 0.9-0.95）≈9-9.5 万千瓦。

不动产项目概况”之“二、不动产项目的合规性”之“（三）固定资产投资管理相关手续情况”。

（五）不动产项目集电线路杆塔占地以“以补代征”方式取得使用权的风险

集电线路杆塔所占土地存在数量多、单体小且非常分散、用地均呈点状的特点。结合集电线路杆塔的物理形态和电力行业实际情况，2011 年 6 月 3 日，全国人大常委会法工委在对黑龙江省人大法工委的《关于地方性法规中规定架空输电线路走廊不实行征地是否违法请示的答复意见》（法工办发〔2011〕128 号）中明确“地方性法规根据土地管理法、森林法等相关法律规定，可以规定架空输电线路走廊不实行征地；对因保护架空输电线路走廊，给有关当事人合法权益造成损失的，应当依法给予补偿”。2023 年 12 月 12 日，青海省自然资源厅、青海省林业和草原局、青海省能源局发布的《关于支持新能源发电、抽水蓄能及电网建设用地的若干措施》规定，“对输配电线路工程杆、塔基和地下电缆通道或不改变原线路路径的改造工程，无需办理用地预审、社会稳定风险评估和节地评价及征地手续，参照有关规定给予一次性经济补偿。”

经检索，我国与电力项目用地相关的法律、行政法规、部门规章中并未就集电线路杆塔用地是否属于建设用地及如何取得进行明确规定。为切实保护基金投资人利益，原始权益人已出具相关承诺函，如因不动产项目所涉土地占地补偿事宜需要对相关主体进行补偿等情形而给项目公司或基金带来损失或产生额外成本的，原始权益人将承担所有相关的经济和法律责任。

（六）业务许可、合同续期风险

1、项目公司《并网调度协议》续期风险

国网青海省电力公司（以下简称“国网青海公司”）与项目公司于 2022 年 12 月 30 日签署了《新能源场站并网调度协议》（以下简称“《并网调度协议》”）（合同编号：SGQH0000DKBD2310131），根据协议约定，国网青海省电力公司同意华扬晟源在青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县茶卡镇拥有经营管理总装机容量为 200 兆瓦（MW）的华扬风电场新能源场站并入电网运行，协议期限自协议签订之日起至 2025 年 12 月 31 日止，协议期限届满前 30 日，若双方无异议，协议到期后自动延期 3 年，延期次数不限。截至本招募说明书出具之日，国网青海公司与华扬晟源均未对协议提出书面异议，协议已自动延期，在正常履行中。

国网青海公司与项目公司签署的《并网调度协议》期限未覆盖不动产基金存续期，在基金存续期内，若国网青海公司通知项目公司需重新签订相关协议，基金管理人届时将督促运营管理机构协助项目公司及时完成《并网调度协议》的续签工作。即使如此，因为《并网调度协议》无法续期导致项目公司面临无法正常从事发电相关业务的风险仍然存在。

对上述风险的缓释措施详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节不动产项目概况”之“二、不动产项目的合规性”之“（六）项目经营资质取得情况、期限、有效性及展期安排”。

2、项目公司《购售电合同》续期风险

国网青海公司与项目公司于 2024 年 1 月 1 日签署《购售电合同》（合同编号：QHGSHN-2024-FD003），合同约定由国网青海公司购买售电人在青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县茶卡镇拥有并经营管理总装机容量为 200 兆瓦（MW）风电场的电能，合同期限自合同生效之日起至 2028 年 12 月 31 日止，在合同期限届满前三个月，双方应就续签合同的有关事宜进行商谈；合同有效期届满，双方均未提出书面异议的，并继续按原合同标准履行义务的，有效期按照原合同自动续展。

国网青海公司与项目公司签署的《购售电合同》期限未覆盖不动产基金存续期，在基金存续期内，若国网青海公司通知项目公司需重新签订相关协议，基金管理人届时将督促运营管理机构协助项目公司及时完成《购售电合同》的续签工作。即使如此，因为《购售电合同》无法续期导致项目公司面临无法正常从事发电相关业务的风险仍然存在。

对上述风险的缓释措施详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节不动产项目概况”之“二、不动产项目的合规性”之“（六）项目经营资质取得情况、期限、有效性及展期安排”。

3、项目公司《电力业务许可证》续期风险

项目公司现持有国家能源局西北监管局于 2023 年 10 月 20 日核发的编号为 1031219-00394 的《电力业务许可证》，获准从事电力业务，有效期自 2019 年 12 月 24 日至 2039 年 12 月 23 日。本基金存续期为 15 年，在本基金存续期内，不动产项目可能面临《电力业务许可证》无法续期的风险。

在《电力业务许可证》续期工作开展过程中，基金管理人届时将督促运营管理机构协助项目公司及时完成《电力业务许可证》的续办工作，但仍然存在因为《电力业务许可证》无法续办导致项目公司面临无法正常从事发电相关业务的风险。

（七）不动产项目的管理风险

电力行业属于资金密集型行业，运营管理门槛较高，运营管理过程中需要众多高技术含量的技术和业务系统互相配合，任何一个环节出现问题都将可能影响运营安全。运营安全事故的发生将对项目公司的正常经营产生不利影响，增加了项目公司的安全经营风险，影响不动产资产现金流稳定性。国家宏观调控和行业周期的影响、竞争性项目的影响、不动产项目供电区域经济下滑带来的市场低迷乃至中国经济的衰退或低迷，都会给不动产项目经营带来不确定性。

（八）不动产项目的流动性风险

未来不动产项目实际运营过程中可能存在资金紧张的情况，资金账户余额不足以支付运营管理所需款项，导致不动产项目经营稳定性受到影响。因此，不动产项目可能存在流动性风险，对本基金运作产生不利影响。

（九）不动产项目现金流预测偏差风险

据《基金指引》，本基金的现金流预测基于不动产项目由本基金持有并按照约定模式经营，影响不动产项目未来现金流的因素主要是不动产项目的运营情况、运营管理机构的管理能力及相关税务主管部门实际认可的项目公司准予抵扣利率等多重因素。由于上述影响因素具有一定的不确定性，例如相关税务主管部门实际认可的项目公司准予抵扣利率低于现金流预测假设，则将使项目公司所得税支出高于当前现金流测算水平，或者不动产项目当年上网电量及电费价格低于现金流预测假设等，均会减少项目公司当期可供分配现金流。因此本基金对不动产项目未来现金流的预测可能会出现一定程度的偏差，投资人面临投资收益不及预期的风险。

（十）不动产项目的评估风险

不动产项目以收益法进行评估，收益法估值基于未来现金流的预测、折现率的选择等多项假设，部分假设较小幅度的偏差会一定程度上影响不动产项目的估值，相关评估结果不代表不动产项目资产的真实市场价值。当前评估采用的未来

年度发电量参照乌兰风电项目历史发电量进行预测，即未来年度年均预测发电量延续历史平均发电量水平。风电项目运行中，每年实际发电量受风资源变化、自然条件、气候因素、机组运行状态、新能源装机容量及电网调度等多重因素影响，实际发电量可能存在逐年波动，与评估假设存在差异，都可能导致不动产项目资产真实市场价值较估值出现偏差。

基于评估基准日 2026 年 6 月 30 日的评估结果，评估机构分别针对市场化交易结算电量及国补电量、市场化交易结算单价（含超缺额）、运营成本支出（营业成本中不包含折旧摊销、安全生产费的付现成本）及折现率进行了各个情景下的评估结论敏感性分析及压力测试，详见本招募说明书“第三章 资产评估与现金流测算”之“第一节 资产评估”之“二、关于资产评估重要参数的合理性分析”之“（四）敏感性分析和压力测试”。

（十一）不动产项目收购与处置的相关风险

区别于股票、债券等标准金融产品，不动产项目的市场流动性和交易活跃程度受到不动产项目区位、存续年限、资本市场环境、产业投资政策、城市规划调整等诸多因素影响，成交价格与交易的竞争情况、不动产项目的经营现状、行业市场预期以及利率环境等因素相关。基金通过收购或处置不动产项目调整投资组合时，受上述因素影响，可能存在交易价格偏离不动产项目评估值，交易时间周期超出计划甚至无法顺利完成交易的风险，影响基金投资和资产出售策略的实施。若不动产项目后续新增贷款并用于偿还外部借款，或支付大规模改造支出等特殊情况被动出售不动产项目，基金可能由于资产流动性不足而承担额外的损失。

根据不动产项目经营到期后的处置安排，基金份额持有人大会决定处置的，原始权益人或其指定关联方有权优先以项目公司净资产的账面价值受让项目公司股权，该笔交易涉及关联交易。如届时不动产项目的市场化处置价格高于项目公司净资产的账面价值，优先受让安排可能影响本基金份额持有人投资收益。

同时，在处置不动产项目时，由于不动产项目的公允价值可能受到当时市场景气程度的影响，或由于不动产项目无法按照公允价值处置，可能导致处置价格出现大幅下降，从而影响本基金份额持有人投资收益，投资者可能面临投资损失风险。

（十二）项目公司历史股权转让协议的履约风险

项目公司历史上存在股权转让事项，可能存在因股权转让协议约定不明、合同债务未恰当履行或交割程序存在瑕疵等而引发的潜在纠纷风险。若原合同当事方或其他第三方就此提出权利主张或诉讼，可能导致项目资产权属出现争议、项目公司产生额外的赔偿责任或运营中断，进而对项目公司股权稳定性及未来运营产生潜在不利影响。

（十三）保理方案发生变动的风险

由于不动产项目的可再生能源补贴发放时间不确定，为降低账期不确定性带来的现金流不稳定风险，项目公司已与监管银行签署《保理业务合作协议》，约定对满足一定条件的国补应收账款开展单笔保理业务合作，具体以《保理合同》约定为准。

因存在政策法规、市场环境、审批条件变化等因素，可能导致监管银行不能按方案受让国补应收账款债权，预期的现金流入无法实现，对基金的分红带来不确定性影响。

（十四）股东借款带来的现金流波动风险

本基金在专项计划层面设置了股东借款，有利于优化项目公司资本结构。但该结构存在以下风险：

1、如未来关于股东借款利息的税前抵扣政策发生变动，或资本市场利率下行使得股东借款利息的税前抵扣额低于预期，可能导致项目公司应纳税所得额和所得税应纳税额的提高，使本基金可供分配金额不达预期，导致现金流波动风险。

2、如未来关于借款利率上限的政策或法规发生变动，导致项目公司可能不能按照《股东借款协议》的约定偿还股东借款本金和利息，使本基金现金流分配不达预期，带来现金流波动风险。

（十五）不动产项目投保额赔付的风险

不动产基金运作过程中，基金管理人将为不动产项目购买足够的财产保险和公众责任保险。但是，在不动产项目的运作期内，受保险政策、赔付条件等因素影响，不排除可能出现保险拒赔、仅部分赔付或出险赔付保额低于不动产项目损失的情形，保险赔付金额可能无法覆盖不动产项目的收费收入损失，可能对基金份额持有人利益产生风险。

（十六）不可抗力、极端天气和重大事故给不动产项目运营造成的风险

不动产基金运行期间，直接或间接因基金管理人和计划管理人所不能控制的情况、环境导致基金管理人、计划管理人和/或相关方延迟或未能履行义务，或因前述情况、环境直接或间接导致不动产基金损失的风险。该等情况、环境包括但不限于政府限制、盗窃、战争、罢工、社会骚乱、恐怖活动、自然灾害等。其中，自然灾害包含雷电、暴风暴雨、洪水、龙卷风、冰雹、台风、飓风、暴雪、冰凌、沙尘暴等自然灾害。

不可抗力风险可能导致不动产项目被物理性破坏，影响不动产项目正常运营，并可能带来额外的修复成本，导致不动产项目的经营现金流中断，资产估值下降。若发生上述不可抗力因素，可能会对不动产项目、继而对不动产基金和基金份额持有人收益产生不利影响。

三、与专项计划相关的风险

（一）资产支持证券的流动性风险

本基金持有不动产资产支持证券全部份额，如发生特殊情况需要处置不动产资产支持证券，由于资产支持证券二级市场流动性较弱，在交易对手有限的情况下，资产支持证券持有人（本基金）将面临无法在合理的时间内以公允价格处置资产支持证券而遭受损失的风险。

（二）专项计划等特殊目的载体提前终止的风险

因发生专项计划等特殊目的载体法律文件约定的提前终止事项，专项计划等特殊目的载体提前终止，则可能导致资产支持证券持有人（即不动产基金）无法获得预期收益，甚至导致基金合同提前终止。

（三）专项计划运作风险和账户管理风险

专项计划存续期间，专项计划账户中的资金划转、资产分配等事项均依赖计划管理人和计划托管人的互相沟通和配合，一旦出现协调失误或者计划管理人、计划托管人的违约事项，将导致专项计划账户管理出现风险，进而影响专项计划资产和本基金的安全性和稳定性。

（四）计划管理人、计划托管人等机构尽职履责风险

专项计划的正常运行依赖于计划管理人、计划托管人等参与主体的尽责服务，存在计划管理人违约违规风险、计划托管人违约违规风险。当上述机构未能尽职履责，或其内部作业、人员管理及系统操作不当或失误，可能会给资产支持证券

持有人造成损失，进而可能影响基金份额持有人的利益。

四、其他风险

（一）证券市场风险

本基金投资范围除了不动产资产支持证券外，还可投资于利率债、AAA 级信用债、货币市场基金、货币市场工具，以及法律法规或中国证监会允许基金投资的其他金融工具（但须符合中国证监会相关规定）。证券市场价格受到政治、经济、环境等各种因素的影响，导致基金收益水平变化而产生风险，主要包括：

1、政策风险

货币政策、财政政策、产业政策、区域发展政策等国家政策的变化对证券市场产生一定的影响，导致市场价格波动，影响基金收益而产生风险。

2、经济周期风险

证券市场受宏观经济运行的影响，而经济运行具有周期性的特点，周期性的经济运行表现将对证券市场的收益水平产生影响，从而对收益产生影响。

3、信用风险

基金在交易过程中发生交收违约，或者基金所投资债券之发行人出现违约、拒绝支付到期本息，或债券价格下降，或者债券回购交易到期时交易对手方不能履行付款或结算义务等，造成基金资产损失的风险。

4、利率风险

本基金部分资产投资于利率债、AAA 级信用债或货币市场工具，其收益水平会受到利率变化的影响。如果市场利率上升，本基金持有的债券将面临价格下降、基金资产损失的风险。

5、再投资风险

再投资风险反映了利率下降对固定收益证券利息收入再投资收益的影响，这与利率上升所带来的价格风险（即利率风险）互为消长。具体为当利率下降时，基金从投资的固定收益证券所得的利息收入进行再投资时，将获得比以前较少的收益率，这将对基金的净值增长率产生影响。

6、收益率曲线风险

收益率曲线风险是指与收益率曲线非平行移动有关的风险，不同信用水平的货币市场投资品种具有不同的收益率曲线结构，若收益率曲线没有如预期变化，

可能导致基金投资决策出现偏差，从而影响基金的收益水平，单一的久期指标并不能充分反映这一风险的存在。

7、购买力风险

基金收益将主要通过现金形式来分配，而现金的购买力可能因为通货膨胀的影响而下降，从而使基金的实际投资收益下降。

8、市场供需风险

如果宏观经济环境、政府财政政策、市场监管政策、市场参与主体经营环境等发生变化，市场参与主体可用资金数量和市场可供投资的证券数量可能发生相应的变化，最终影响证券市场的供需关系，造成基金资产投资收益的变化。

（二）税收等政策调整风险

不动产基金运作过程中可能涉及基金份额持有人、公募基金、资产支持证券、项目公司等多层面税负，如果国家税收等政策发生调整，可能影响投资运作与基金收益。

在本基金存续期间，税收征管部门可能会对应税行为的认定以及适用的税率等进行调整。届时，基金管理人将执行更新后的政策，可能会因此导致基金资产实际承担的税费发生变化。该等情况下，基金管理人有权根据法律法规及税收政策的变化相应调整税收处理，该等调整可能会影响到基金投资人的收益，也可能导致基金财产的估值调整。由于前述税收政策变化导致对基金资产的收益影响，将由持有该基金的基金投资人承担。对于现有税收政策未明确事项，本基金处理方案可能会与税收征管认定存在差异，从而产生税费补缴及滞纳金、罚金，该等税费及滞纳金、罚金将由基金财产承担。

（三）管理风险

不动产基金产品结构与其他证券投资基金相比较为复杂，在基金管理运作过程中，基金管理人的知识、经验、判断、决策、技能等，会影响其对信息的运用以及对经济形势、证券价格走势的判断，从而影响基金收益水平。

基金管理人的管理手段和管理技术等因素的变化也会影响基金收益水平。

（四）操作风险

基金管理人、基金托管人、运营管理机构、计划管理人、计划托管人、监管银行、证券交易所、登记机构、销售机构等在业务操作过程中，因操作失误或违

反操作规程而引起的风险。

（五）技术风险

在基金的日常交易中，可能因为基金管理人、基金托管人、计划管理人、计划托管人、监管银行、证券交易所、登记机构、销售机构等主体的技术系统的故障或者差错而影响交易的正常进行或者导致投资人的利益受到影响。

（六）基金法律文件风险收益特征表述与销售机构基金风险评价可能不一致的风险

本基金的基金合同、招募说明书等法律文件中涉及基金风险收益特征或风险状况的表述仅为主要基于基金投资方向与策略特点的概括性表述；而本基金各销售机构依据相关法律法规，将基金产品按照风险由低到高顺序进行风险级别评定划分，其风险评级结果所依据的评价要素可能更多、范围更广，与本基金法律文件中的风险收益特征或风险状况表述并不必然一致或存在对应关系。同时，不同销售机构因其采取的具体评价标准和方法的差异，对同一产品风险级别的评定也可能各有不同；销售机构还可能根据监管要求、市场变化及基金实际运作情况等适时调整对本基金的风险评级。敬请投资人知悉，在购买本基金时按照销售机构的要求完成风险承受能力与产品风险之间的匹配检验，并须及时关注销售机构对于本基金风险评级的调整情况，谨慎做出投资决策。

（七）参与机构尽职履责相关风险

不动产基金的正常运行依赖于基金管理人、计划管理人、基金托管人、计划托管人、项目公司、运营管理机构、监管银行、登记机构、销售机构、交易所、中介机构等参与主体的尽责服务。当上述机构未能尽职履责，或其内部作业或人员管理及系统操作不当或失误，或其内部控制存在缺陷或者人为因素造成操作失误或违反操作规程，可能会给本基金造成损失，并可能进而影响基金份额持有人的利益。

（八）其他相关风险

1、战争、自然灾害等不可抗力因素的出现，将会严重影响证券市场的运行，可能导致基金资产的损失。

2、金融市场危机、行业竞争、托管人或运营管理机构违约等超出基金管理人自身直接控制能力之外的风险，可能导致基金或者基金份额持有人利益受损。

3、因人为因素而产生的风险，如基金经理违反职业操守的道德风险，以及因内幕交易、欺诈等行为产生的违规风险。

4、本基金存续期间，如发生其他不可预知且基金管理人无法防范的风险，可能会对本基金产生不利影响。

（九）法律法规和交易所业务规则调整更新

不动产基金相关法律法规，可能根据市场情况进行修改、更新或另行颁布，投资者应当及时予以关注和了解。

五、声明

本招募说明书的揭示事项仅为列举事项，未能详尽列明不动产基金的所有投资风险。投资者在参与不动产基金相关业务前，应当认真阅读基金合同、招募说明书等法律文件，熟悉不动产基金相关法律、行政法规、部门规章、规范性文件和交易所业务规则，自主判断基金投资价值，自主做出投资决策，自行承担投资风险。

普通投资者在首次购买本基金时须签署风险揭示书，确认已了解本基金产品特征及主要风险。

除基金管理人直接办理本基金的销售外，本基金或还通过销售机构销售，但是，基金管理人和基金销售机构都不能保证其收益或本金安全。本基金亦未经任何一级政府、机构及部门担保。

基金管理人承诺以诚实信用、勤勉尽责的原则管理和运用基金资产，但不保证本基金一定盈利，也不保证最低收益。基金管理人提醒投资者基金投资的“买者自负”原则，在做出投资决策后，基金运营状况与基金净值变化引致的投资风险，由投资者自行负担。

第二章 不动产项目

第一节 不动产项目概况

一、不动产项目概况

（一）不动产项目相关情况

本基金拟初始投资的项目为乌兰风电项目，东邻夏艾里沟村草原，南邻夏艾里沟村草原，西邻夏艾里沟村、那仁村草原，北邻夏艾里沟村草原，装机容量为200MW。不动产项目的基本情况如下：

表 2-1-1 不动产项目基本情况

不动产项目名称	乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目
不动产项目业态	能源基础设施（风电）
项目所在地	青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县
资产范围	东邻夏艾里沟村草原，南邻夏艾里沟村草原，西邻夏艾里沟村、那仁村草原，北邻夏艾里沟村草原，资产范围具体包括：乌兰风电项目收费权和为取得乌兰风电项目电费收入建设的电力设施等配套资产（包括乌兰风电项目房屋所有权及设施设备所有权）及相应的土地使用权
建设内容和规模	装机容量为 200MW 的风电项目，具体包括：90 台 2,200 千瓦和 1 台 2,000 千瓦风电机组，以及一座 330kV 升压站（汇集站）
开竣工时间以及投入运营时间	开工时间：2018 年 6 月 竣工时间：2019 年 12 月 投入运营时间：2019 年 12 月
使用期限	风机运营起止时间：2019 年 12 月至 2039 年 12 月 国有建设用地使用权起止时间：2019 年 10 月至 2039 年 10 月[12]
剩余年限	风机剩余年限：13.50 年 国有建设用地使用权剩余年限：13.33 年

[12] 根据《青海省人民政府关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目用地的批复》，本项目用地为划拨方式（使用年限 20 年），本项目于 2019 年 10 月取得《国有建设用地划拨决定书》，故终止期限为 2039 年 10 月。

用地性质	工业用地
可供分配金额测算	2026 年 7-12 月及 2027 年度，可供分配金额分别为 15,996.56 万元及 14,411.07 万元
投保情况（投保险种、投保金额、投保期限）	投保险种及投保金额： 财产一切险 1,132,848,820.57 元 营业中断险（财产一切险项下）163,709,417.34 元 机器损坏险 823,692,216.82 元 营业中断险（机器损坏险项下）163,709,417.34 元 公众责任险 10,000,000.00 元 投保期限： 自 2026 年 05 月 01 日零时起至 2027 年 04 月 30 日二十四时止
项目权属	华扬晟源已就 91 台风力发电机组及其配备箱式变电器、升压站及运营管理中心用地取得乌兰自然资源局于 2020 年 1 月 15 日核发的《不动产权证书》（青（2020）乌兰县不动产权第 0000036 号）、就乌兰风电项目房屋建筑物不动产权取得乌兰自然资源局于 2021 年 1 月 21 日核发的《不动产权证书》（青（2021）乌兰县不动产权第 0000029 号），合法享有乌兰风电项目的国有建设用地使用权及其上建筑物的房屋所有权，并享有乌兰风电项目设施设备的所有权
他项权利（如有）	无

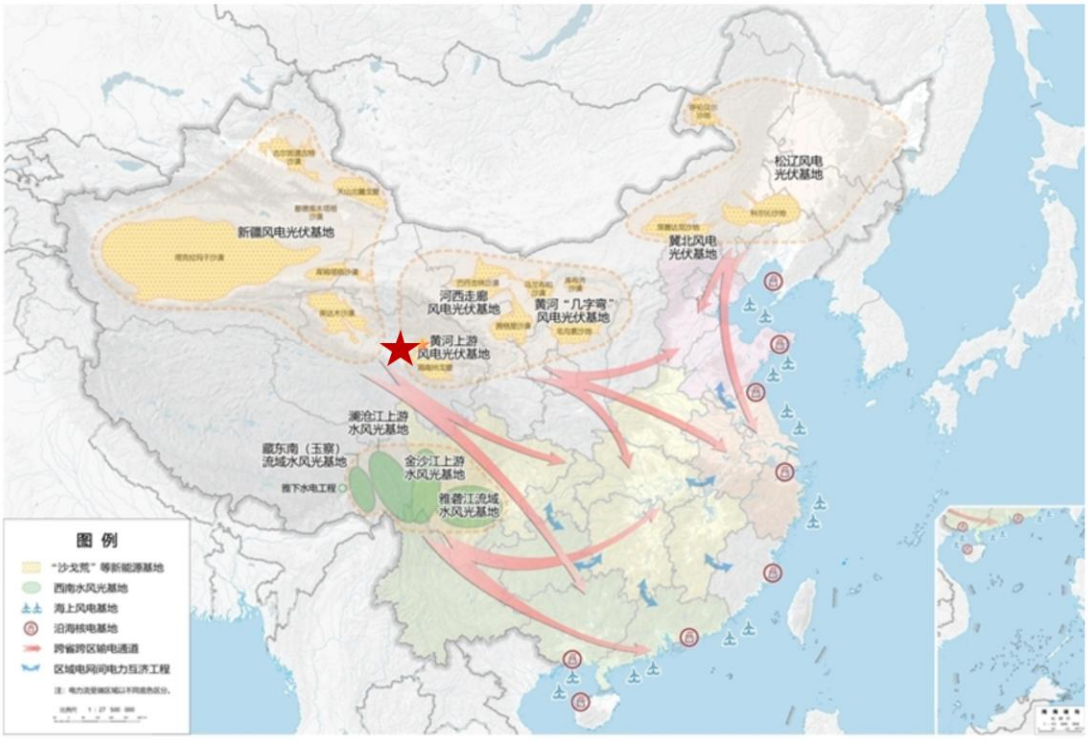


图 2-1-1 项目所在区位示意图

图 2-1-2 不动产项目现状图

（二）不动产项目设备情况

不动产项目重要生产设备包括风力发电机组、升压站电气设备等。

1、重要设施设备基本情况

（1）风力发电机组设备情况

根据华扬晟源与承包人四川省华蓥市南方送变电有限公司签订的《青海乌兰200MW风电项目设备采购、建筑、安装工程总承包合同》及《乌兰县华扬晟源20万千瓦风电项目设备采购、建筑、安装工程总承包合同补充协议》，华扬晟源通过四川省华蓥市南方送变电有限公司采购金风科技风力发电机组共91台，总容量为200MW。

（2）升压站设备情况

华扬晟源通过四川省华蓥市南方送变电有限公司采购升压站330kV主变压器1台。

2、重要设施设备使用状态

乌兰风电项目的风力发电机组设计寿命为20年。陆上风电项目通常采用风力发电机组可利用率（以下简称“可利用率”）来衡量风力发电机组运行效率及可靠性，计算方式为风力发电机组无故障可使用时间占考核总时间的百分比，即：单台风力发电机组可利用率=[（总时数-风机维修和故障未工作时数）/总时数]×100%，全场风力发电机组可利用率=单台风电机组可利用率的总和/台数。2023年至2026年6月，乌兰风电项目可利用率分别为99.88%、99.85%、99.91%、99.85%。自2019年12月并网发电以来，乌兰风电项目的风力发电机组运营平稳、性能较好。

3、重要设施设备的质保和后续运维安排

根据风力发电机组、主变压器投运时间及质保期约定，风力发电机组于2024年12月出质保，主变压器于2020年12月出质保。截至本招募说明书出具之日，风力发电机组、主变压器等重要设施设备在质保期内、出质保后均保持稳定运营状态。

本基金在预测不动产项目未来运营成本时，已结合乌兰风电项目现有运维模式，并且充分考虑了重要设施设备出质保后对不动产项目运维费、修理费及试验检验费的影响，详见本招募说明书“第三章 资产评估与现金流测算”之“第一节资产评估”之“一、评估情况”之“（五）评估过程及参数设置依据”。

二、不动产项目的合规性

（一）项目符合国家战略、发展规划、产业政策的情况

1、符合国家战略

不动产项目属于清洁能源发电行业，建设于青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县茶卡镇境内，是青海省大型风电基地的重要组成部分，符合国家“碳达峰、碳中和”中长期战略目标中关于大力发展新能源、构建新型电力系统的部署。青海省锚定“2030 年基本建成国家清洁能源产业高地”目标，统筹推进大基地建设。不动产项目位于国家布局的大型风电光伏基地建设区域，是青海省利用高原风能资源优势推进能源结构绿色转型的重要实践，符合“双碳”国家战略目标，对服务国家能源转型大局具有重要意义。

2、符合国家和地区的国民经济和社会发展规划

（1）符合国家国民经济和社会发展规划及专项规划。不动产项目属于新能源和可再生能源发电项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》（2026-2030 年）中关于“加快经济社会发展全面绿色转型建设美丽中国”的战略部署，以及“建设现代化产业体系巩固壮大实体经济根基”等重点任务要求。不动产项目位于青海省海西州乌兰县，该区域属于国家“十五五”规划布局的大型风电光伏基地建设区域，符合《新型能源体系建设“十五五”规划》《可再生能源发展“十五五”规划》等能源领域专项规划。

（2）符合青海省国民经济和社会发展规划及专项规划。不动产项目符合《青海省国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》中关于“基本建成国家清洁能源产业高地”“推进新型能源基地建设”的战略部署。根据青海省“十五五”规划，全省坚持风光水火气氢储多元化协调发展，巩固新能源装机和发电量占比“双主体”地位，建设“沙戈荒”大型风电光伏光热基地，推进柴达木沙漠基地（格尔木东）和海南州清洁能源基地建设，加速壮大新能源千亿级产业集群。青海省锚定“基本建成国家清洁能源产业高地”目标，统筹推进大基地建设，不动产项目位于国家布局的大型风电光伏基地建设区域，是海西州千万千瓦级清洁能源基地的重要组成部分。

（3）符合海西州相关规划。不动产项目符合《海西蒙古族藏族自治州国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》中关于谋划“一大园区、三大集群、六

大基地”清洁能源发展布局的战略定位。“十五五”期间，海西州将打造光伏、风电、储能三大产业集群，高质量推进特高压外送基地建设，到 2030 年清洁能源总装机规模将达到 6,000 万千瓦。不动产项目为海西州千万千瓦级可再生能源基地建设提供了有力支撑。

（4）符合乌兰县国民经济和社会发展规划及产业布局。不动产项目符合《乌兰县国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要（草案）》中关于构建现代化产业体系、发展新质生产力、促进绿色发展的总体部署。乌兰县深度融入青海省基本建成国家清洁能源产业高地和海西州千万千瓦级可再生能源基地建设，积极打造东大滩、卜浪沟新能源产业园，逐步构建以风电、光伏、光热、储能为一体、多能互补的新能源产业体系。截至 2026 年 6 月，乌兰县 5 家风电企业均布局于茶卡地区，已建成风电装机 50 万千瓦，不动产项目是其中规模最大的风电场之一。不动产项目于 2017 年 10 月取得青海省海西州能源局核准（核准文号西能源〔2017〕96 号），2019 年 12 月并网发电。

综上，不动产项目符合国家“双碳”重大战略、国家及地方国民经济和社会发展规划，以及青海省、海西州和乌兰县相关能源专项规划和区域规划。

3、符合《产业结构调整指导目录》和行业政策规定

根据国家发展改革委于 2023 年 12 月 27 日发布的《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，该目录由鼓励、限制和淘汰三类目录组成，鼓励类主要是对经济社会发展有重要促进作用的技术、装备及产品，有利于自然资源节约集约利用和产业绿色低碳转型，助力实现碳达峰碳中和目标。其中，“风力发电技术与应用”明确将“高原、山区风电场建设与设备生产制造”列为鼓励类。

不动产项目位于青海省海西州乌兰县茶卡镇境内，风电场平均海拔 3,150 米，属典型的高原风电项目，符合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“高原、山区风电场建设与设备生产制造”的鼓励类产业类别指引。项目采用单机容量 2,200 千瓦的风力发电机组 90 台和单机容量 2,000 千瓦的风力发电机组 1 台，总装机容量 20 万千瓦，是高原风电规模化开发的典型案例。同时，项目已按照国家相关能源政策规定享受可再生能源电价补贴，具备良好的经济和社会效益。因此，不动产项目的建设和运营不仅契合国家能源产业政策导向，也为推动我国高原风电技术的应用和发展提供了有益实践经验。

4、符合《中国证监会 国家发展改革委关于推进基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点相关工作的通知》（证监发〔2020〕40 号）的相关要求

本 REIT 项目启动以来，履行相关程序的关键时间节点如下：

表 2-1-2 相关程序时间表

时间	程序
2025 年 10 月	申报至青海省发展改革委
2025 年 12 月	青海省发展改革委向国家发展改革委推荐
2026 年 1 月	经国家发展改革委初核，进入委托评估
2026 年 2 月	经国家发展改革委委托评估，收到反馈问题清单
2026 年 3 月	提交反馈问题清单回复
2026 年 4 月	国家发展改革委向中国证监会推荐

在国家发展改革委委托评估过程中，审核意见及落实情况如下：

表 2-1-3 审核意见及落实情况

序号	审核意见	落实情况
1	关于财务数据有效期	更新财务数据
2	关于国补保理	补充保理方案的具体内容，并测算基金杠杆率满足相关政策要求
3	关于新能源电价市场化改革的潜在影响	结合青海省市场化电价改革实施细则等政策，分析电价政策调整对项目未来收益的影响，并设置风险缓释措施
4	关于原始权益人经营稳健性及项目发电量变化趋势	论证原始权益人经营稳健情况，结合历史情况补充分析项目未来发电量变化趋势，强化预测依据并进行敏感性分析
5	关于选址意见书与用地预审的出具单位和出函确认单位	补充说明相关投资管理手续的有权部门情况
6	关于施工许可手续	取得相关负责部门出具的处理意见

管理人对相关审核意见进行了逐项落实后，项目满足基础设施 REITs 申报要求，国家发展改革委委托评估通过。

综上所述，上述情况符合《中国证监会 国家发展改革委关于推进基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点相关工作的通知》（证监发〔2020〕40号）的相关要求。

（二）项目权属、他项权利及解除安排（如有）

1、不动产项目的资产范围

不动产基金拟投资的不动产资产为乌兰风电项目，资产范围具体包括乌兰风电项目收费权和为取得乌兰风电项目电费收入建设的电力设施等配套资产（包括乌兰风电项目房屋所有权及设施设备所有权）及相应的土地使用权。

（1）乌兰风电项目的收费权

华扬晟源根据其就乌兰风电项目取得的《电力业务许可证》（编号：1031219-00394）、签署的《购售电合同》（编号：QHGSHN-2024-FD003）、签署的《新能源场站并网调度协议》（编号：SGQH0000DKBD2310131）以及取得的《国网青海省电力公司关于2018年10月1日以后并网可再生能源发电项目上网电价情况的报告》（青电财〔2020〕196号），享有乌兰风电项目的收费权。

（2）乌兰风电项目的配套资产及相应的土地使用权

根据乌兰风电项目固定资产投资建设相关的批复文件，为取得乌兰风电项目电费收入建设的电力设施等配套资产包括乌兰风电项目建筑物的房屋所有权及设施设备所有权。配套资产及相应的土地使用权具体如下：

1）乌兰风电项目用地的国有建设用地使用权，包括：①90台2,200千瓦和1台2,000千瓦风电机组及其配备箱式变电器占用范围内的国有建设用地使用权；②升压站相关建（构）筑物占用范围内的国有建设用地使用权；

2）乌兰风电项目建筑物的房屋所有权，即升压站相关建筑物的房屋所有权；

3）乌兰风电项目的设施设备所有权，即90台2,200千瓦和1台2,000千瓦风电机组及其配备的辅助工程及公用工程设施设备的所有权，乌兰风电项目设施设备清单如下：

表 2-1-4 乌兰风电项目设施设备清单

资产编码	资产名称	资产类别

资产编码	资产名称	资产类别
202102020002	运输设备	运输设备
202102020003	风光储人脸识别系统	安全维护设备
202109230001	塔视设备	其他
202112030002	自动消防系统	安全维护设备
202203310002	信息态势感知平台	其他
202207290002	SVG	其他
202212290001	一次调频设备	其他
202309140001	1#风力发电机组	发电及供热设备
202309140002	2#风力发电机组	发电及供热设备
202309140003	3#风力发电机组	发电及供热设备
202309140004	4#风力发电机组	发电及供热设备
202309140005	5#风力发电机组	发电及供热设备
202309140006	6#风力发电机组	发电及供热设备
202309140007	7#风力发电机组	发电及供热设备
202309140008	8#风力发电机组	发电及供热设备
202309140009	9#风力发电机组	发电及供热设备
202309140010	10#风力发电机组	发电及供热设备
202309140011	11#风力发电机组	发电及供热设备
202309140012	12#风力发电机组	发电及供热设备
202309140013	13#风力发电机组	发电及供热设备
202309140014	14#风力发电机组	发电及供热设备

资产编码	资产名称	资产类别
202309140015	15#风力发电机组	发电及供热设备
202309140016	16#风力发电机组	发电及供热设备
202309140017	17#风力发电机组	发电及供热设备
202309140018	18#风力发电机组	发电及供热设备
202309140019	19#风力发电机组	发电及供热设备
202309140020	20#风力发电机组	发电及供热设备
202309140021	21#风力发电机组	发电及供热设备
202309140022	22#风力发电机组	发电及供热设备
202309140023	23#风力发电机组	发电及供热设备
202309140024	24#风力发电机组	发电及供热设备
202309140025	25#风力发电机组	发电及供热设备
202309140026	26#风力发电机组	发电及供热设备
202309140027	27#风力发电机组	发电及供热设备
202309140028	28#风力发电机组	发电及供热设备
202309140029	29#风力发电机组	发电及供热设备
202309140030	30#风力发电机组	发电及供热设备
202309140031	31#风力发电机组	发电及供热设备
202309140032	32#风力发电机组	发电及供热设备
202309140033	33#风力发电机组	发电及供热设备
202309140034	34#风力发电机组	发电及供热设备
202309140035	35#风力发电机组	发电及供热设备

资产编码	资产名称	资产类别
202309140036	36#风力发电机组	发电及供热设备
202309140037	37#风力发电机组	发电及供热设备
202309140038	38#风力发电机组	发电及供热设备
202309140039	39#风力发电机组	发电及供热设备
202309140040	40#风力发电机组	发电及供热设备
202309140041	41#风力发电机组	发电及供热设备
202309140042	42#风力发电机组	发电及供热设备
202309140043	43#风力发电机组	发电及供热设备
202309140044	44#风力发电机组	发电及供热设备
202309140045	45#风力发电机组	发电及供热设备
202309140046	46#风力发电机组	发电及供热设备
202309140047	47#风力发电机组	发电及供热设备
202309140048	48#风力发电机组	发电及供热设备
202309140049	49#风力发电机组	发电及供热设备
202309140050	50#风力发电机组	发电及供热设备
202309140051	51#风力发电机组	发电及供热设备
202309140052	52#风力发电机组	发电及供热设备
202309140053	53#风力发电机组	发电及供热设备
202309140054	54#风力发电机组	发电及供热设备
202309140055	55#风力发电机组	发电及供热设备
202309140056	56#风力发电机组	发电及供热设备

资产编码	资产名称	资产类别
202309140057	57#风力发电机组	发电及供热设备
202309140058	58#风力发电机组	发电及供热设备
202309140059	59#风力发电机组	发电及供热设备
202309140060	60#风力发电机组	发电及供热设备
202309140061	61#风力发电机组	发电及供热设备
202309140062	62#风力发电机组	发电及供热设备
202309140063	63#风力发电机组	发电及供热设备
202309140064	64#风力发电机组	发电及供热设备
202309140065	65#风力发电机组	发电及供热设备
202309140066	66#风力发电机组	发电及供热设备
202309140067	67#风力发电机组	发电及供热设备
202309140068	68#风力发电机组	发电及供热设备
202309140069	69#风力发电机组	发电及供热设备
202309140070	70#风力发电机组	发电及供热设备
202309140071	71#风力发电机组	发电及供热设备
202309140072	72#风力发电机组	发电及供热设备
202309140073	73#风力发电机组	发电及供热设备
202309140074	74#风力发电机组	发电及供热设备
202309140075	75#风力发电机组	发电及供热设备
202309140076	76#风力发电机组	发电及供热设备
202309140077	77#风力发电机组	发电及供热设备

资产编码	资产名称	资产类别
202309140078	78#风力发电机组	发电及供热设备
202309140079	79#风力发电机组	发电及供热设备
202309140080	80#风力发电机组	发电及供热设备
202309140081	81#风力发电机组	发电及供热设备
202309140082	82#风力发电机组	发电及供热设备
202309140083	83#风力发电机组	发电及供热设备
202309140084	84#风力发电机组	发电及供热设备
202309140085	85#风力发电机组	发电及供热设备
202309140086	86#风力发电机组	发电及供热设备
202309140087	87#风力发电机组	发电及供热设备
202309140088	88#风力发电机组	发电及供热设备
202309140089	89#风力发电机组	发电及供热设备
202309140090	90#风力发电机组	发电及供热设备
202309140091	91#风力发电机组	发电及供热设备
202309140092	高压电抗器	发电及供热设备
202309140093	主变	发电及供热设备
202309140094	电缆集电线路	发电及供热设备
202309140095	330kV 配电装置	发电及供热设备
202309140096	330kV 氧化锌避雷器	发电及供热设备
202309140097	35kV 配电装置	发电及供热设备
202309140098	动态无功发生器 SVG	发电及供热设备

资产编码	资产名称	资产类别
202309140099	35kV 站用变	发电及供热设备
202309140100	35kV 小电阻接地成套装置	发电及供热设备
202309140101	风机及箱变监控系统	发电及供热设备
202309140102	通信电源监控子站柜	发电及供热设备
202309140103	远动及计费系统	发电及供热设备
202309140104	一体化电源监控系统	发电及供热设备
202309140105	照明系统	发电及供热设备
202309140106	生活水净化供水系统	发电及供热设备
202309140107	消防水系统	发电及供热设备
202309140108	空调设备	发电及供热设备
202309140109	污水处理系统	发电及供热设备
202309140110	主控楼	房屋建筑物
202309140111	35kV 配电室	房屋建筑物
202309140112	动态无功发生器 SVG 室	房屋建筑物
202309140113	综合泵房	房屋建筑物
202309140114	蓄水池	房屋建筑物
202309140115	围墙	房屋建筑物
202309140116	大门	房屋建筑物
202309140117	化粪池	房屋建筑物
202309140118	电缆沟	房屋建筑物
202309140119	污水池	房屋建筑物

资产编码	资产名称	资产类别
202309140120	油池	房屋建筑物
202309140121	进站道路	房屋建筑物
202309140122	站区道路	房屋建筑物
202309140123	检修道路	房屋建筑物
202309140124	生产区隔离围栏	房屋建筑物
202309140125	消防设施及生产生活供水工程	房屋建筑物
202309280001	风机耐高频高压能力改造及测试	发电及供热设备
202412100001	危废暂存舱	其他
202505150001	安全维护设备-交换机	安全维护设备
202505150002	安全维护设备-防火墙	安全维护设备
202505150003	安全维护设备-反向隔离装置	安全维护设备
202509160003	发电及供热设备-工业仪表*海康微影 H26 红外热像仪	发电及供热设备
202509160004	发电及供热设备-移动通信设备*荣耀 X60 手机	发电及供热设备
202512310002	监控设备	安全维护设备

2、不动产项目权属情况

项目公司合法享有不动产项目所对应的建（构）筑物所有权及其占用范围内的国有土地使用权，具体情况如下：

（1）国有建设用地使用权

1）不动产权证书（国有建设用地使用权）

华扬晟源已就 90 台单机容量 2,200 千瓦的风力发电机组及其配备箱式变电器、1 台单机容量 2,000 千瓦的风力发电机组及其配备箱式变电器、升压站及运

营管理中心用地取得乌兰自然资源局于2020年1月15日核发的《不动产权证书》[13]，证载内容如下：

表 2-1-5 华扬晟源不动产权证书（国有建设用地使用权）

权利人	乌兰县华扬晟源新能源有限公司
共有情况	单独所有
坐落	乌兰县茶卡镇夏艾里沟村
权利类型	国有建设用地使用权
权利性质	划拨
用途	工业用地
面积	46,764 ㎡
使用期限	/

2）集电线路杆塔基础用地与检修道路用地

2011年6月3日，全国人大常委会法工委在对黑龙江省人大法工委的《关于地方性法规中规定架空输电线路走廊不实行征地是否违法请示的答复意见》（法工办发〔2011〕128号）中明确“地方性法规根据土地管理法、森林法等相关法律规定，可以规定架空输电线路走廊不实行征地；对因保护架空输电线路走廊，给有关当事人合法权益造成损失的，应当依法给予补偿”。2023年12月12日，青海省自然资源厅、青海省林业和草原局、青海省能源局发布的《关于支持新能源发电、抽水蓄能及电网建设用地的若干措施》规定，“对输配电线路工程杆、塔基和地下电缆通道或不改变原线路路径的改造工程，无需办理用地预审、社会稳定风险评估和节地评价及征地手续，参照有关规定给予一次性经济补偿。”就乌兰风电项目占地补偿事宜，已签订如下协议：

（a）根据乌兰县国土资源局与华扬晟源签订的《征地补偿协议书》以及支付凭证，乌兰风电项目在施工中风机基础、吊装平台和箱变基础永久占用草场面积582.4亩，升压站永久占用草场面积25亩，补偿款共计1,102,431元，已由华

[13] 青（2020）乌兰县不动产权第0000036号。

扬晟源全额支付。

（b）根据乌兰县国土资源局与华扬晟源签订的《征地补偿协议书》及支付凭证，乌兰风电项目在施工中道路用地共占用草场面积 825 亩，补偿款共计 1,497,366 元，已由华扬晟源全额支付。

（c）根据华扬晟源与四川省华蓥市南方送变电有限公司签订的《青海乌兰 200MW 风电项目设备采购、建筑、安装工程总承包合同》及其补充协议、四川省华蓥市南方送变电有限公司出具的说明函，就乌兰风电项目集电线路杆塔基础、施工和检修道路占用乌兰县茶卡镇土地、草地事宜，四川省华蓥市南方送变电有限公司负责与相关村集体组织、村民签订征地补偿协议，并已向相关主体支付完毕上述征地补偿款等全部相关费用共计 1,102,500.00 元。

（d）根据华扬晟源与乌兰县茶卡镇夏艾里沟村签订的《征地补偿协议书》、夏艾里沟村村委会出具的《补偿说明》及支付凭证，乌兰风电项目检修道路建设期间占用夏艾里沟村村民用草场 22.04 亩，补偿款共计 40,000 元，已由华扬晟源全额支付。

根据青海新能源出具的《承诺及说明函》，如因乌兰风电项目所涉土地占地补偿事宜需要对相关主体进行补偿等情形而给华扬晟源或不动产基金带来损失或产生额外成本的，青海新能源将承担所有相关的经济和法律责任。

鉴上，乌兰风电项目的 35kV 架空集电线路杆塔基础用地、检修道路用地事项已依据有关规定进行经济补偿，相关方已支付补偿款及其他费用，不存在土地争议与纠纷，华扬晟源有权使用 35kV 架空集电线路杆塔基础用地、检修道路用地。

（2）房屋所有权

华扬晟源已就乌兰风电项目房屋建筑物不动产权取得乌兰自然资源局于 2021 年 1 月 21 日核发的《不动产权证书》[14]，证载内容如下：

表 2-1-6 华扬晟源不动产权证书（房屋所有权）

权利人	乌兰县华扬晟源新能源有限公司
共有情况	单独所有

[14] 青（2021）乌兰县不动产权第 0000029 号。

坐落	乌兰县茶卡镇夏艾里沟村
权利类型	国有建设用地使用权/房屋（构筑物）所有权
权利性质	划拨/自建房
用途	工业用地/工业
面积	土地使用权面积 46,764 ㎡/房屋建筑面积 2,571.14 ㎡
使用期限	/
附记	房屋结构：混合结构 房屋总层数：2 层 房屋竣工时间：2019 年 1 月 20 日 青（2020）乌兰县不动产权第 0000036 号

3、不动产项目他项权利及解除情况（如有）

根据在动产融资统一登记公示系统对华扬晟源的查询信息、乌兰县不动产登记机关出具的《不动产登记信息》、华扬晟源出具的《承诺及说明函》及其提供的相关资料，乌兰风电项目的不动产、电费收费权及其他收费权益上不存在其他抵押、质押、查封、冻结等权利限制。

4、不动产项目资产其他权属事项

（1）不动产资产使用林地及草地情况

根据乌兰风电项目用地预审的相关文件，乌兰风电项目用地为农用地（天然牧草地）和未利用地，不涉及林地。

针对乌兰风电项目占用的草地，青海省农牧厅于 2018 年 10 月 11 日核发《草地征用使用审核同意书》（青农草征审字〔2018〕第 124 号），同意乌兰风电项目征用使用青海省海西州乌兰县茶卡镇夏艾里沟村草原 4.6764 公顷。

（2）不动产资产生态红线占用情况

乌兰自然资源局于 2025 年 8 月 15 日出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目生态保护红线事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕283 号），确认乌兰风电项目不在乌兰县生态保护红线范围内。

（3）不动产资产自然保护区占用情况

青海省林业和草原局于 2019 年 8 月 31 日出具《青海省林业和草原局关于乌兰华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目与自然保护区位置关系的函》（青林保函〔2019〕450 号），确认乌兰风电项目不涉及青海省自然保护区。

（4）不动产资产土地使用权承诺事项

经核查，申能股份、青海新能源、基金管理人已出具承诺函承诺，不动产项目估值中不含不动产资产使用土地的土地使用权市场价值，不动产基金存续期间不转移不动产资产涉及土地的使用权（政府相关部门另有要求的除外），不动产基金清算时或经营收益权到期时将按照相关协议约定以及法律法规规定处理相关土地使用权。

（5）不动产资产权属方面不存在重大经济或法律纠纷情况

经核查乌兰风电项目的《不动产权证书》，并经“中国裁判文书网”、中国执行信息公开网-失信被执行人查询系统及中国执行信息公开网-被执行人信息查询系统等公开信息渠道进行检索及申能股份、青海新能源出具的承诺函，截至 2026 年 9 月 28 日，乌兰风电项目在权属方面不存在重大经济或法律纠纷。

（三）固定资产投资管理相关手续情况

经基金管理人/计划管理人及法律顾问核查，乌兰风电项目固定资产投资管理相关手续具体情况如下：

表 2-1-7 乌兰风电项目固定资产投资管理手续

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	处理方式	备注
1	审批、核准或备案	项目建议书批复	/	/	/	无需办理	非政府投资项目
		可行性研究报告批复	/	/	/	无需办理	非政府投资项目
		初步设计批复	/	/	/	无需办理	非政府投资项目
		企业投资项目核准	2017 年 10 月 11 日	海西州能源局	西能源〔2017〕96 号	正常办理	/

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	处理方式	备注
		（2004 年以后）	2019 年 5 月 24 日	海西州能源局	西能源〔2019〕51 号	正常办理	核准项目建设内容变更为“90 台 2200 千瓦和 1 台 2000 千瓦风电机组”，核准延期至 2019 年 12 月 30 日
		企业投资项目备案（2004 年以后）	/	/	/	无需办理	不适用
2	规划	建设项目选址意见书（2019 年 9 月以后为建设项目用地预审与选址意见书）	2017 年 11 月 21 日	乌兰县建设和交通运输局	选字第 6328002017086 号	正常办理	/
			2025 年 8 月 14 日	乌兰县自然资源和林业草原局	乌自然资林函〔2025〕279 号	投资建设时未办理但有关部门已出具明确处理意见	鉴于乌兰风电项目建设内容发生变更，乌兰县自然资源和林业草原局出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目用地有关事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕279 号），核实乌兰风电项目核准变更后的用地范围未超出已预审的用地范围，用地总规模在预审控制用地规模内，建设项目选址未发生变化，无需重新办理选址意见书。
		建设用地规划许可证	2025 年 8 月 14 日	乌兰县自然资源和林业草原局	乌自然资林函〔2025〕278 号	无需办理	根据《中华人民共和国城乡规划法》第三十七条、第四十二条规定，在城市、镇规划区内以划拨方式提供国有土地使用权的建设项目，建设单位应当申请办理建设用地规划许可证，城乡规划主管

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	处理方式	备注
							部门不得在城乡规划确定的建设用地范围以外作出规划许可。 对此，乌兰县自然资源和林业草原局出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司20万千瓦风电项目规划有关事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕278号），核实乌兰风电项目不在乌兰县城乡规划确定的建设用地范围内，无需办理建设用地规划许可证。
		建设工程规划许可证	2025年8月14日	乌兰县自然资源和林业草原局	乌自然资林函〔2025〕278号	无需办理	《中华人民共和国城乡规划法》第四十条、第四十二条规定，在城市、镇规划区内进行建筑物、构筑物、道路、管线和其他工程建设的，建设单位应当申请办理建设工程规划许可证，城乡规划主管部门不得在城乡规划确定的建设用地范围以外作出规划许可。 对此，乌兰县自然资源和林业草原局出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司20万千瓦风电项目规划有关事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕278号），核实乌兰风电项目不在乌兰县城乡规划确定的建设用地范围内，无需办理建设工程规划许

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	处理方式	备注
							可证。
3	用地	**土地取得方式**	划拨				
			2017 年 10 月 9 日	海西州国土资源局	西国土资预审字〔2017〕23 号	正常办理	/
		土地预审意见（2019 年 9 月以后为建设项目用地预审与选址意见书）	2025 年 8 月 14 日	乌兰县自然资源和林业草原局	乌自然资林函〔2025〕279 号	投资建设时未办理但有关部门已出具明确处理意见	鉴于乌兰风电项目建设内容发生变更，乌兰县自然资源和林业草原局出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目用地有关事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕279 号），核实乌兰风电项目核准变更后的用地范围未超出已预审的用地范围，用地总规模在预审控制用地规模内，建设项目选址未发生变化，无需重新办理用地预审。
		建设用地批准书（2019 年 9 月以前）	2025 年 8 月 14 日	乌兰县自然资源和林业草原局	乌自然资林函〔2025〕277 号	投资建设时未办理但有关部门已出具明确处理意见	乌兰县自然资源和林业草原局于 2025 年 8 月 14 日出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目建设用地批准书事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕277 号），载明“根据《自然资源部印发关于以“多规合一”为基础推进规划用地“多审合一、多证合一”改革的通知》（自然资〔2024〕

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	处理方式	备注
							709 号）有关规定，建设用地规划许可证、建设用地批准书已合并，不再单独核发建设用地批准书。鉴于乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目不在我县城乡规划确定的建设用地范围内，无需办理建设用地规划许可证，该项目不再单独核发建设用地批准书。”
		建设项目土地使用权证（或不动产权证）	2020 年 1 月 15 日	乌兰县自然资源和林业草原局	青（2020）乌兰县不动产权第 0000036 号	正常办理	国有建设用地使用权
			2021 年 1 月 21 日	乌兰县自然资源和林业草原局	青（2021）乌兰县不动产权第 0000029 号	正常办理	国有建设用地使用权/房屋（构筑物）所有权
4	**用海**	**用海预审意见**	/	/	/	无需办理	不涉及用海
		用海申请批复文件	/	/	/	无需办理	不涉及用海
		海域使用许可证	/	/	/	无需办理	不涉及用海
5	**节能审查**	**节能审查（节能报告、节能审查意见）**	/	/	/	无需办理	乌兰风电项目于 2017 年 10 月 11 日核准立项，于 2018 年 6 月 13 日取得海西州能源局出具的同意开工批复，乌兰风电项目在取得开工批复后施工。 根据项目开工建设时适用的《固定资产投资项目节能审查办法（2016）》（2017 年 1 月 1 日起实

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	处理方式	备注
							施，2023 年 6 月 1 日废止）第三条规定，“企业投资项目，建设单位需在开工建设前取得节能审查机关出具的节能审查意见。”根据国家发展改革委于 2017 年 11 月 15 日发布的《不单独进行节能审查的行业目录》，风电站属于“不单独进行节能审查的行业目录”范围，不再单独进行节能审查，不再出具节能审查意见。 根据上述规定，乌兰风电项目在开工建设前取得节能审查意见即可，但由于乌兰风电项目开工建设前，国家发展改革委出台了《不单独进行节能审查的行业目录》，不再对风电项目单独进行节能审查。因此，乌兰风电项目在开工建设时无需再单独进行节能审查并取得节能审查意见。
6	**环境影响评价**	**环境影响评价（报告书、报告表和登记表）批复**	2018 年 6 月 8 日	海西州环境保护局	西环审〔2018〕71 号	正常办理	/
7	**施工许可**	**施工许可证**	2026 年 2 月 27 日	乌兰县建设和交通运输局	/	投资建设时未办理但有关部门已出具明确处理意见	项目公司于 2026 年 2 月 27 日向乌兰县建设和交通运输局申请补办施工许可证，乌兰县建设和交通运输局于 2026 年 2 月 27 日出具《情况说明》，确认：根据《青海省住房

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	处理方式	备注
							和城乡建设厅关于进一步加强建筑工程施工许可管理工作的通知》（青建工〔2024〕402号）规定的“（二）下列工程不在建筑工程施工许可范围：……电力等其他专业建筑工程配套的房屋建筑、市政工程”，乌兰风电项目按照电力项目整体立项，其升压站相关建（构）筑物为整体电力工程配套的房屋建筑，不在建筑工程施工许可范围，无需办理建筑工程施工许可证。
8	**竣工验收**	**综合验收**	2020年11月22日	建设单位：乌兰县华扬晟源新能源有限公司 设计单位：中国电建集团西北勘测设计研究院有限公司、中国电建集团青海省电力设计院有限公司 施工单位：四川华蓥市南方送变电有限公司 监理单位：中国能源建设集团辽宁电力勘测设计院有限公司 电网调度单位：青海省电力调度控制中心 质量监督机构：青海省电力建设	/	正常办理	/

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	处理方式	备注
				工程质量监督中心站 生产运行单位：青海华益建筑安装工程有限责任公司			
		消防验收	2019 年 11 月 8 日	乌兰县建设和交通运输局	WL201903030100001	正常办理	/
		规划验收	2025 年 8 月 14 日	乌兰县自然资源和林业草原局	乌自然资林函〔2025〕278 号	无需办理	乌兰县自然资源和林业草原局出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目规划有关事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕278 号），核实乌兰风电项目不在乌兰县城乡规划确定的建设用地范围内，无需办理建设工程规划许可证，不开展规划核实相关工作。
		环保验收	2020 年 8 月 26 日	建设单位：乌兰县华扬晟源新能源有限公司 监理单位：中国能源建设集团辽宁电力勘测设计院有限公司 施工单位：四川华蓥市南方送变电有限公司 设计单位：中国电建集团青海省电力设计院有限公司	/	正常办理	/

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	处理方式	备注
				环评单位：南京普环电力科技有限公司 验收单位：青海华顺安全环境技术有限公司			
		水土保持设施验收	2020 年 9 月 18 日	验收单位：青海华顺安全环境技术有限公司 核定单位：海西州水土保持站	西水保函[2020]30 号	正常办理	/
		节能验收	/	/	/	无需办理	乌兰风电项目竣工验收时（2020 年 11 月 22 日）适用的《固定资产投资项目节能审查办法（2016）》第十条规定："固定资产投资项目投入生产、使用前，应对其节能审查意见落实情况进行验收。"《青海省固定资产投资项目节能审查实施办法》（2017 年 10 月 13 日实施）第十四条规定："固定资产投资项目投入生产、使用前，坚持'谁审查、谁验收'的原则，由节能审查机关对其节能审查意见落实情况进行验收。" 乌兰风电项目在开工建设时无需再单独进行节能审查并取得节能审查意见。因此，乌兰风电项目亦无需进行节能验收。
9	**外资**	**商务部门关于外商投资企业**	/	/	/	无需办理	非外商投资项目

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	处理方式	备注
		的批复					
		外商投资安全审查意见	/	/	/	无需办理	非外商投资项目
10	其他专项审批	接入电网意见的函	2018 年 1 月 12 日	国网青海省电力公司	青电发展〔2018〕43 号	正常办理	/
		水土保持批复	2017 年 10 月 31 日	海西州水土保持预防监督站	西水保审[2017]73 号	正常办理	/
		未压覆重要矿产资源情况	2017 年 12 月 13 日	青海省国土资源厅	青国土资矿〔2017〕172 号	正常办理	/
		用地范围内无文物的意见	2017 年 10 月 31 日	乌兰县文物保护管理局	/	正常办理	/
		用地范围内无军事设施的意见	2017 年 10 月 31 日	乌兰县人民武装部	乌武字[2017]67 号	正常办理	/

综上，结合法律顾问意见，乌兰风电项目的建设符合其投资建设时的固定资产投资管理法规制度。

（四）项目土地使用权取得的合法性、有效性，土地使用权剩余期限

华扬晟源已经就乌兰风电项目取得相应的《不动产权证书》，合法享有乌兰风电项目的国有建设用地使用权及其建筑物的房屋所有权，并享有乌兰风电项目设施设备的所有权。具体如下：

1、土地预审意见

海西蒙古族藏族自治州国土资源局于 2017 年 10 月 9 日出具《关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司乌兰 20 万千瓦风电项目用地预审的复函》（西国土资预审字[2017]23 号），确认乌兰风电项目用地不占用基本农田，原则同意通过用地预审，该项目申请用地总规模 11.275 公顷，其中农用地 7.8 公顷（天然牧草地），

未利用地 3.475 公顷。

海西州能源局于 2019 年 5 月 24 日就乌兰风电项目建设内容进行了核准变更。就本次变更，乌兰自然资源局于 2025 年 8 月 14 日出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目用地有关事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕279 号），核实乌兰风电项目核准变更后的用地范围未超出已预审的用地范围，用地总规模在预审控制用地规模内，建设项目选址未发生变化，无需重新办理用地预审。

2、建设用地批准书

青海省人民政府于 2019 年 9 月 30 日出具《青海省人民政府关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目用地的批复》（青政土函（2019）67 号），确认乌兰风电项目用地以划拨方式供应（使用年限 20 年）。

乌兰自然资源局于 2025 年 8 月 14 日出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目建设用地批准书事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕277 号），载明“根据《自然资源部印发关于以“多规合一”为基础推进规划用地“多审合一、多证合一”改革的通知》（自然资〔2024〕709 号）有关规定，建设用地规划许可证、建设用地批准书已合并，不再单独核发建设用地批准书。鉴于乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目不在我县城乡规划确定的建设用地范围内，无需办理建设用地规划许可证，该项目不再单独核发建设用地批准书。”

3、国有建设用地划拨决定书

2019 年 10 月 30 日，乌兰县人民政府出具《国有建设用地划拨决定书》（编号：6328212019h08，电子监管号：6328212019A00231），决定将坐落于乌兰县茶卡镇夏艾里沟村、面积为 4.6764 公顷的宗地（宗地编号：2019-h08）的国有建设用地使用权划拨给华扬晟源。

乌兰自然资源局于 2025 年 11 月 11 日出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目用地性质有关事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕422 号），确认“乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目为国家重点扶持的能源基础设施用地项目，其用地属于《划拨用地目录》中的电力设施用地，可按照城市建设用地分类中的工

业用地供应，该项目以划拨方式取得并使用项目用地符合土地管理相关规定。”

4、土地使用权剩余期限

根据《青海省人民政府关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司20万千瓦风电项目用地的批复》（青政土函（2019）67号），本项目用地为划拨方式（使用年限20年），本项目于2019年10月30日取得《国有建设用地划拨决定书》（编号：6328212019h08），故终止期限为2039年10月29日。自评估基准日2026年6月30日起算，剩余期限13.33年。

（五）项目土地实际用途、规划用途及其权证所载用途一致性情况

1、项目土地实际用途

乌兰风电项目土地实际用途为工业用地，具体用于风力发电机组基础、升压站、输变电配套设备、场区建构筑物及配套设施等风电项目建设。

2、项目土地规划用途

根据《中华人民共和国城乡规划法》第三十七条、第四十二条规定，在城市、镇规划区内以划拨方式提供国有土地使用权的建设项目，建设单位应当申请办理建设用地规划许可证，城乡规划主管部门不得在城乡规划确定的建设用地范围以外作出规划许可。对此，乌兰自然资源局出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司20万千瓦风电项目规划有关事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕278号），核实乌兰风电项目不在乌兰县城乡规划确定的建设用地范围内，无需办理建设用地规划许可证。

3、项目土地权证所载用途

编号为青（2020）乌兰县不动产权第0000036号的《不动产权证书》，以及青（2021）乌兰县不动产权第0000029号的《不动产权证书》，所记载土地用途均为工业用地。

4、一致性情况

乌兰风电项目土地实际用途、规划用途与权证所载用途一致，符合用地、规划等要求。

（六）项目经营资质取得情况、期限、有效性及展期安排

1、不动产项目的经营资质取得情况、期限及有效性

华扬晟源根据其就乌兰风电项目取得的《电力业务许可证》（编号：

1031219-00394）、签署的《购售电合同》（编号：QHGSHN-2024-FD003）、签署的《新能源场站并网调度协议》（编号：SGQH0000DKBD2310131）以及取得的《国网青海省电力公司关于2018年10月1日以后并网可再生能源发电项目上网电价情况的报告》（青电财〔2020〕196号），享有乌兰风电项目的收费权。

（1）电力业务许可证

华扬晟源现持有国家能源局西北监管局于2023年10月20日核发的编号为1031219-00394的《电力业务许可证》，获准从事电力业务，有效期自2019年12月24日至2039年12月23日。

（2）并网调度协议

国网青海公司与华扬晟源于2022年12月30日签署了《新能源场站并网调度协议》（合同编号：SGQH0000DKBD2310131），根据协议约定，国网青海省电力公司同意华扬晟源在青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县茶卡镇拥有经营管理总装机容量为200兆瓦（MW）的华扬风电场新能源场站并入电网运行，协议期限自协议签订之日起至2025年12月31日止，协议期限届满前30日，若双方无异议，协议到期后自动延期3年，延期次数不限。

（3）购售电合同

国网青海公司与华扬晟源（售电人）于2024年1月1日签署《购售电合同》（合同编号：QHGSHN-2024-FD003），合同约定由国网青海公司购买售电人在青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县茶卡镇拥有并经营管理总装机容量为200兆瓦（MW）风电场的电能，合同期限自合同生效之日起至2028年12月31日止，在合同期限届满前三个月，双方应就续签合同的有关事宜进行商谈；合同有效期届满，双方均未提出书面异议的，并继续按原合同标准履行义务的，有效期按照原合同自动续展。

（4）电价批复

国网青海公司于2020年5月6日出具《国网青海省电力公司关于2018年10月1日以后并网可再生能源发电项目上网电价情况的报告》（青电财〔2020〕196号），载明其根据《青海省发展和改革委员会关于转发国家发展改革委关于2018年光伏发电项目价格政策的通知》（青发改价格〔2018〕70号）要求，确认乌兰风电项目应执行上网电价为0.6元/千瓦时。

（5）补贴资质

根据国网新能源云官网[15]发布的信息，乌兰风电项目已纳入2021年第六批可再生能源发电补贴项目清单并予以公告，并已列入可再生能源发电补贴核查确认的合规项目清单，可按电量享受补贴。

2、不动产项目的经营资质到期安排

（1）关于《购售电合同》《新能源场站并网调度协议》在基金存续期内的续期安排

1）政策层面要求电网企业应配合发电企业签订购售电合同、并网调度协议

国家发展和改革委员会于2024年2月8日发布的《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》第十条规定，电网企业、电力调度机构应按规定与可再生能源发电企业签订并网调度协议、购售电合同等。

因此，国网青海省电力公司（以下简称国网青海公司）应按规定与项目公司签订并网调度协议、购售电合同等。

同时，《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》第二十条规定，电网企业、电力调度机构、电力交易机构拒绝或者阻碍与可再生能源发电企业签订购售电合同、并网调度协议和电力交易合同，未按规定收购可再生能源电量造成可再生能源发电企业经济损失的，应承担赔偿责任，并由电力监管机构责令限期改正；拒不改正的，电力监管机构可处以可再生能源发电企业经济损失额一倍以下的罚款。

因此，在乌兰风电项目的《购售电合同》《新能源场站并网调度协议》期限届满前，国网青海公司应组织安排续签工作，基金管理人、运营管理机构及项目公司将积极配合开展相关工作，保障相关协议持续合法有效。

2）《购售电合同》的续期约定与安排

2024年1月1日，国网青海公司（购电人）与乌兰县华扬晟源新能源有限公司（以下简称华扬晟源）签署《购售电合同》（合同编号：QHGSHN-2024-FD003），约定合同期限自《购售电合同》生效之日起至2028年12月31日止。合同期满前三个月，双方应就续签合同的有关事宜进行商谈。合同有效期届满，双方均未提出书面异议的，并继续按原合同标准履行义务的，有效期按照原合同自动续展。

[15] https://sgnec.sgcc.com.cn/atlas/projectListQuery。

对于需要续签的购售电合同，在新合同签订前双方必须按原合同执行。

根据上述约定，本基金存续期间，乌兰风电项目的《购售电合同》在双方无书面异议的情况下可自动续期。基金管理人与运营管理机构将依法依规做好运营管理工作，并与国网青海公司保持友好合作及沟通，以保障乌兰风电项目《购售电合同》的妥善履行和正常续期。

3）《新能源场站并网调度协议》的续期约定与安排

2022 年 12 月 30 日，国网青海公司与华扬晟源签署《新能源场站并网调度协议》（合同编号：SGQH0000DKBD2310131），约定协议期限自协议签订之日起至 2025 年 12 月 31 日止。协议期限届满前 30 日，若双方无异议，协议到期后自动延期 3 年，延期次数不限。截至本招募说明书出具之日，国网青海公司与华扬晟源均未对协议提出书面异议，协议已自动延期，在正常履行中。

根据上述约定，本基金存续期间，乌兰风电项目的《新能源场站并网调度协议》在双方无异议的情况下可自动续期。基金管理人与运营管理机构将依法依规做好运营管理工作，并与国网青海公司保持友好合作及沟通，以保障乌兰风电项目《新能源场站并网调度协议》的妥善履行和正常续期。

（2）发起人所持有的同类项目未发生过无法延期情形

在电力行业中，购售电合同与并网调度协议的到期续签属于较为常规的事项。经了解，截至本招募说明书出具之日，发起人所持有的分布于 24 个省（区、市）的全部新能源项目过往均未发生过无法延期的情形。

（3）关于购售电合同、并网调度协议无法续期的风险承担及缓释措施

1）关于无法续期的风险承担

根据《中华人民共和国可再生能源法》《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》的相关规定，购售电合同、并网调度协议是电网企业与可再生能源发电企业订立的合同。华扬晟源作为乌兰风电项目的持有主体，通过与国网青海公司等电网企业签署《购售电合同》《新能源场站并网调度协议》取得电费收入，如相关协议到期无法正常续期，华扬晟源将面临无法正常开展经营业务的风险。

根据《运营管理服务协议》约定，运营管理机构的运营管理服务范围包括：

①就需要以项目公司名义签署的不动产项目运营的相关协议（包括但不限于购售电合同、并网协议和/或并网调度协议、高压供用电合同、重大技术改造合

同、重大专项修理合同、项目出质保相关检测及验收相关合同等），在协议期限届满或运营期限届满前与合同相对方商讨、谈判；

②根据不动产项目所受国家和行业标准与细则、电力相关规程，以及对应的购售电合同、购售电协议（如有）、高压供用电合同、并网调度协议等不动产项目文件对运营的要求和标准，按照谨慎运营惯例，运营和维护不动产项目设施、设备，确保该等设施、设备始终处于良好运营状态；

③发生电网紧急情况时，在符合法律法规、电力行业惯例和技术限制的情况下，依照购售电合同和并网调度协议及其他相关规定服从调度命令。

若发生运营管理机构未履行、怠于履行或未完全履行上述运营管理职责，给项目公司、不动产基金造成损失的，相关损失由运营管理机构承担，其他情形下的损失由项目公司承担。

2）关于无法续期的风险缓释措施

①在购售电合同、并网调度协议到期前，基金管理人与运营管理机构将安排相关人员提前落实购售电合同、并网调度协议的续期流程，并与电网企业等有关单位保持充分沟通，基金管理人还将督促运营管理机构提前制定工作计划，按相关法律法规的要求准备续期材料，及时提交续期申请，并跟进后续办理流程。各方将积极采取措施避免或者减小购售电合同、并网调度协议无法续期的可能性。

②根据《运营管理服务协议》约定，运营管理机构应保障项目经营所涉及的《电力业务许可证》《购售电合同》《并网调度协议》等处于有效状态。若出现到期未及时续办情形的，运营管理机构的绩效考核指标将进行扣减。运营绩效考核指标满分 100 分，若考核得分低于 95 分，则考核保证金将按照扣分同比例扣减，扣减金额计算方式为：当期基础管理费×20%×（100-考核得分）/100。通过设置相关考核要求，管理人督促运营管理机构采取主动措施保障相关购售电合同、并网调度协议的持续合法有效。

（4）不动产项目的所有权或经营权期限届满安排

根据华扬晟源现持有的《电力业务许可证》（许可证编号 1031219-00394），有效期至 2039 年 12 月 23 日。同时，根据《青海省人民政府关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目用地的批复》（青政土函（2019）67 号），不动产基金成立时拟投资的不动产项目用地为划拨方式（使用年限 20 年），不动

产项目于 2019 年 10 月 30 日取得《国有建设用地划拨决定书》（编号：6328212019h08），国有建设用地使用权终止期限为 2039 年 10 月 29 日。因此，在不考虑延期的情况下，国有建设用地使用权到期日早于电力业务许可证到期日，以国有建设用地使用权到期日作为乌兰风电项目经营到期日。

在不动产项目的所有权或经营权期限届满后，原始权益人或其指定关联方有权优先受让不动产项目（含项目公司股权、不动产项目资产），在原始权益人或其指定关联方行使优先收购权时，不动产基金应按照该安排进行转让和移交，且无需召开基金份额持有人大会；特别地，就不动产基金以首次发售募集资金收购的不动产项目而言，在不动产项目经营到期日后，原始权益人或其指定关联方根据基金管理人指令在乌兰风电项目经营到期日（国有建设用地使用权届满日 2039 年 10 月 29 日）后[16]以项目公司总资产账面价值（不含固定资产账面价值）扣除总负债账面价值后的金额受让项目公司 100%股权，并配合办理不动产项目相关移交手续，不动产基金应按照前述安排进行转让和移交，且无需召开基金份额持有人大会。

3、不动产项目出售及处置策略

基金存续期内，基金管理人将秉持基金份额持有人利益最大化原则，在履行适当程序后，根据市场环境与不动产项目运营情况，制定不动产项目出售方案并负责实施。基金管理人将积极寻求综合实力强、报价高的交易对手方，在平衡资产对价、交割速度、付款方案等多个因素后，将资产择机出售。

如确认基金存续期届满将进入清算期或按基金合同约定应由基金份额持有人大会进行决议并进行基金资产处置的，基金管理人将提前积极寻求综合实力强、报价高的交易对手方，在平衡资产对价、交割速度、付款方案等多个因素后，在清算期内或持有人大会决议的处置期内完成资产处置。

（七）保障不动产项目持续稳定运营的合规文件

经核查，不动产项目已取得企业投资项目核准、规划、土地、环评、施工许可等审批、核准、备案或登记文件，并已进行竣工验收并办理有关竣工验收手续，满足固定资产投资管理合规性的要求，依法可投入运营，不动产资产的持续经营不存在实质法律障碍。

[16] 不晚于基金合同终止日。

（八）不动产项目的投保情况

1、已购买保险情况

截至本招募说明书出具之日，根据中国太平洋财产保险股份有限公司上海分公司签发的保险单，华扬晟源已完成2026年保险续保工作，继续就乌兰风电项目投保了财产一切险及其项下营业中断险、机器损坏险及其项下营业中断险、公众责任险，保险金额合计229,395.99万元。现行保单期限为2026年5月1日至2027年4月30日。具体保险情况如下：

表2-1-8 乌兰风电项目已购买保险情况

单位：元

保险类型	保险单号	保险金额	保险费	保险期限
财产一切险	ASHH05002426QAAA18UZ-07WLHY	1,132,848,820.57	470,132.26	2026/5/1至2027/4/30
财产一切险项下营业中断险	ASHH05002126QAAAA1PA-07WLHY	163,709,417.34	122,782.06	2026/5/1至2027/4/30
机器损坏险	ASHH05023426QAAAALNJ-07WLHY	823,692,216.82	395,372.26	2026/5/1至2027/4/30
机器损坏险项下营业中断险	ASHH05002626QAAAAA9A-07WLHY	163,709,417.34	110,503.86	2026/5/1至2027/4/30
公众责任险	ASHH05007026QAAAAU3L-07WLHY	10,000,000.00	7,500.00	2026/5/1至2027/4/30
合计		**2,293,959,872.07**	**1,106,290.44**	

2、财产一切险保险金额对项目评估价值的覆盖情况

根据评估机构出具的《上海东方证券资产管理有限公司拟发行公募REITs所涉及的乌兰县华扬晟源新能源有限公司风电项目资产组市场价值资产评估报告》（信资评报字（2026）第050049号），经收益法评估，截至评估基准日2026年6月30日，乌兰风电项目资产组的评估值为146,600.00万元。《乌兰县华扬晟源新能源有限公司陆上风电运营期综合保险保险单》中财产一切险保险金额为

113,284.88 万元、机器损坏险保险金额为 82,369.22 万元，合计 195,654.10 万元，对不动产项目评估值的覆盖倍数为 1.33 倍。

3、不动产基金存续期间的投保安排

基金存续期间，根据《运营管理服务协议》约定，运营管理机构将：（1）为不动产项目选择合适且足额的财产保险、公众责任险、法律法规规定以及项目切实需要的其他险种，并协助项目公司购买及维持该等保险的有效性；（2）在不动产项目所投保的保险期限届至前，运营管理机构协助项目公司办理不动产项目各类保险的续保，确保不动产项目保险不发生中断。基金管理人将监督保险续保不发生中断，且投保金额覆盖当期不动产项目评估价值。

三、不动产项目相关设施未纳入资产范围的情况

不动产项目不涉及实现资产功能所必需的、不可分割的相关附属设施、配套设施未纳入资产范围的情况。

四、不动产项目共用、共有资产的情况

（一）共用、共有资产范围，共用、共有原因以及合规性

华扬晟源已取得乌兰风电项目华扬 330kV 汇集站占用范围内的国有建设用地使用权及汇集站相关建（构）筑物的房屋所有权，同时华扬晟源合法享有华扬 330kV 汇集站设施设备的所有权。华扬 330kV 汇集站作为不动产资产的一部分纳入资产组范围，权属清晰、完整。

乌兰吉电新能源有限公司所有的乌兰吉电 50MW 风电场（以下简称“钦布口风电场”）位于青海省乌兰县茶卡地区，与华扬 330kV 汇集站相邻，国网青海省电力公司于 2019 年 3 月 11 日出具的《国网青海省电力公司关于国家电力投资集团吉林电力股份有限公司乌兰 5 万千瓦风电场项目接入系统方案评审意见的批复》（青电发展[2019]303 号），审查通过了钦布口风电场接入系统方案。乌兰吉电就钦布口风电场通过两条送出线路钦扬 I 回、钦扬 II 回接入华扬变侧 35kV 母线，由主变压器升压后通过 330kV 线路并入 750kV 塔拉变电站并入主网。

乌兰吉电与华扬晟源就接入服务签订了《乌兰吉电 50MW 风电场接入华扬 330kV 汇集站技术服务合同》，华扬晟源将 330kV 汇集站共用设备接入使用权有偿提供给乌兰吉电，共用设备是指汇集站内除华扬晟源、乌兰吉电双方占用 35kV 间隔以外的所有一、二次发电设备。合同约定技术服务费用标准为 85 万元/年，

其中接入技术服务费用为20万元/年，汇集站共用设备技术服务费用65万元/年。接入期限为20年，汇集站共用设备接入时限为2020年1月1日-2039年12月31日，到期后不再进行接入技术服务费支付，只支付汇集站共用设备技术服务费用；汇集站共用设备技术服务费的起算时间为2021年1月1日。上述费用按实际接入年度计费，委托期内双方有一方场站设备全部退役（不经营），合作终止，后续合作期内费用不再支付。

共用资产范围为汇集站内除华扬晟源自用35kV间隔及乌兰吉电占用35kV间隔以外的所有一、二次发电设备（即“共用设备”），不含双方各自专用间隔。该共用系基于电网接入技术经济合理性而产生的正常商业合作，接入方案已取得电网主管部门批复，双方已签署《乌兰吉电50MW风电场接入华扬330kV汇集站技术服务合同》，权利义务约定明确，具备合规性。

（二）共用、共有资产存续期间的运营权责划分和管理安排

乌兰吉电或其委托单位进入汇集站现场工作时，需遵守华扬晟源公司安全管理标准和相关管理规定，未通过华扬晟源资质审查、安全资质审查或培训的人员，不允许进入汇集站现场。

华扬晟源承担汇集站日常管理运维责任，保证汇集站共用设备运行维护管理工作安全规范，严格执行《变电站管理规范》（国家电网生〔2006〕512号），根据国网青海公司调度控制中心要求进行正常运行管理。如汇集站及送出线路因不可抗力造成停运，华扬晟源不承担乌兰吉电任何损失。

管理安排方面，双方已通过合同明确运维边界，华扬晟源作为汇集站所有权人统一负责共用设备的运行维护，乌兰吉电仅在其专用间隔及送出线路侧行使操作权，不干预汇集站整体运维管理。上述安排覆盖整个合作期限（2020年-2039年），保障了共用设备的安全稳定运行。

（三）共用、共有资产未纳入资产范围的原因（如有）以及对运营稳定的影响

共用设备本身即为华扬晟源合法所有的资产，已完整纳入不动产资产组范围，不存在权属分割或资产剥离情形。乌兰吉电仅依合同取得共用设备的接入使用权，不享有所有权，亦不改变资产权属状态。

上述共用情形系基于固定期限、固定费用的商业化服务模式，合同对费用结

算、运维责任等均有明确约定。华扬晟源作为汇集站所有权人，自主负责日常运维，不受乌兰吉电经营决策影响。即使一方场站设备全部退役导致合作终止，亦不影响华扬晟源对汇集站资产的所有权和继续运营能力。因此，该共用情形不影响不动产项目的资产完整性、独立运营能力及持续经营稳定性。

（四）对现金流和估值的具体影响

根据《乌兰吉电 50MW 风电场接入华扬 330kV 汇集站技术服务合同》，乌兰吉电就乌兰吉电 50MW 风电场通过两条送出线路钦扬 I 回、钦扬 II 回接入华扬变侧 35kV 母线，由主变压器升压后通过 330kV 线路并入 750kV 塔拉变电站并入主网。

协议约定技术服务费用标准为 85 万元/年，增值税率为 6%。其中接入技术服务费用为 20 万元/年，汇集站共用设备技术服务费用 65 万元/年。（接入期限 20 年，汇集站共用设备接入时限为 2020 年 1 月 1 日-2039 年 12 月 31 日，到期后不再进行接入技术服务费支付，只支付汇集站共用设备技术服务费用；汇集站共用设备技术服务费的起算时间为 2021 年 1 月 1 日。）上述费用按实际接入年度计费，委托期内双方有一方场站设备全部退役（不经营），合作终止，后续合作期内费用不再支付。乌兰吉电于 2020 年 11 月 2 日开始运营发电，运营期至 2040 年 11 月，乌兰风电项目于 2019 年 12 月 24 日开始运营发电，运营期至 2039 年 10 月，参照协议约定，本次评估预测以后年度的不含税收入金额为 80.18 万元，收益期限至 2039 年 10 月。

根据合同约定，乌兰吉电需要分摊汇集站共用设备的损耗电费，各期间具体结算收入如下：

表 2-1-9 乌兰吉电承担综合耗用电量电费情况

单位：万元

时间	乌兰吉电承担综合耗用电量电费-含税	乌兰吉电承担综合耗用电量电费-不含税
2020 年	44.02	41.53
2021 年	91.71	86.52
2022 年	93.37	88.08

时间	乌兰吉电承担综合耗用电量电费-含税	乌兰吉电承担综合耗用电量电费-不含税
2023 年	100.06	94.40
2024 年	48.45	45.71
2025 年	36.38	34.32

根据项目公司介绍，2023 年 10 月开始电能表关口计量点从塔拉变侧迁移至乌兰华扬塔扬线侧（综合损耗费用下降），该部分收入较以往年度有所下降，故本次评估以后年度该部分收入按 2024-2025 年平均水平进行预测。

五、不动产项目转让行为的合法性

（一）不动产项目的转让限制

在本不动产基金交易结构中，不动产项目转让行为是指项目公司原股东直接向基于不动产基金需要设立的专项计划转让项目公司 100%股权。在相关转让完成后，不动产基金将通过专项计划和项目公司取得相应不动产项目的完全经营权利。经查本项目适用的法律法规和相关协议、文件等，就前述转让行为有以下限制性规定或约定：

1、关于划拨土地使用权的限制规定及解除情况

根据《中华人民共和国城镇国有土地使用权出让和转让暂行条例》第四十五条，划拨土地使用权在满足如下条件且经过市县人民政府土地管理部门和房产管理部门批准后，方可转让：（1）土地使用者为公司、企业、其他经济组织和个人；（2）领有国有土地使用证；（3）具有地上建筑物、其他附着物合法的产权证明；（4）签订土地使用权出让合同，向当地市、县人民政府补缴土地使用权出让金或者以转让、出租、抵押所获收益抵交土地使用权出让金。

根据《国务院办公厅关于完善建设用地使用权转让、出租、抵押二级市场的指导意见》（国办发〔2019〕34 号）第二条第（六）项的规定，划拨建设用地使用权和地上建筑物、其他附着物所有权的转让，需经市、县人民政府土地管理部门和房产管理部门依法批准，土地用途符合《划拨用地目录》的，可不补缴土地出让价款，按转移登记办理。根据《中华人民共和国城市房地产管理法》第二十

三条，有批准权的人民政府系指批准土地使用权划拨的县级以上人民政府[17]。

本次不动产基金发行通过将持有不动产资产的项目公司 100%股权转让予不动产基金下设资产支持证券专项计划的方式进行，不涉及划拨土地使用权的转让登记，且根据原始权益人和基金管理人出具的承诺函，不动产项目估值中不含不动产资产使用土地的土地使用权市场价值，不动产基金存续期间不转移不动产资产涉及土地的使用权（政府相关部门另有要求的除外），不动产基金清算时或经营收益权到期时将按照相关协议约定以及法律法规规定处理相关土地使用权。鉴此，乌兰风电项目无需办理土地使用权变更登记相关的批准手续，不动产项目转让不涉及违反土地管理的相关法律法规或协议约定。

2、国有资产转让的规定和限制

根据青海新能源、华扬晟源的公司章程，并经查询国家企业信用信息公示系统等，青海新能源持有华扬晟源 100%的股权；申能股份持有青海新能源 100%的股权，为青海新能源的控股股东。根据申能股份公开披露的《申能股份有限公司 2025 年年度报告》《申能股份有限公司 2026 年半年度报告》[18]，截至 2026 年 6 月 30 日，申能（集团）有限公司（以下简称“申能集团”）为申能股份的第一大股东，直接持有申能股份 53.67%的股份。经查询上海市国有资产监督管理委员会网站[19]并结合青海新能源出具的《承诺及说明函》，青海新能源属于《企业国有资产交易监督管理办法》（国务院国资委 财政部令第 32 号，以下简称“32 号令”）规定的“国有及国有控股企业、国有实际控制企业”，其所持有的华扬晟源股权属于国有产权，华扬晟源股权转让属于 32 号令规定的“企业国有资产交易行为”，应根据 32 号令履行国有产权转让程序。同时，《国务院办公厅关于进一步盘活存量资产扩大有效投资的意见》（国办发〔2022〕19 号）第（四）条及《关于企业国有资产交易流转有关事项的通知》（国资发产权规〔2022〕39 号）第三条规定，“国有企业发行基础设施 REITs 涉及国有产权非公开协议转让的，按规定报同级国有资产监督管理机构批准。”

就项目公司股权涉及的国有产权非公开协议转让事项，上海市国资委已于

[17] 《中华人民共和国城市房地产管理法》第二十三条：“土地使用权划拨，是指县级以上人民政府依法批准，在土地使用者缴纳补偿、安置等费用后将该幅土地交付其使用，或者将土地使用权无偿交付给土地使用者使用的行为”。

[18] 网址：https://www.sse.com.cn/disclosure/listedinfo/announcement/。

[19] 网址：https://www.gzw.sh.gov.cn/shgzw_wsbs/。

2026 年 9 月 10 日出具《市国资委关于乌兰风电项目开展基础设施公募 REIT 发行有关事项的批复》（沪国资委产权〔2026〕188 号），原则同意申能股份以乌兰风电项目开展公募 REIT 发行的方案，所涉及的产权转让事项可通过非公开协议转让方式实施。

（二）不动产项目转让行为的内部批准与授权

原始权益人以及项目公司已分别就本次项目公司 100%股权转让的安排出具了以下决议文件：

1、原始权益人内部决议情况

青海新能源唯一股东申能股份已于 2026 年 6 月 26 日作出《申能新能源（青海）有限公司股东决定》，决定：（1）同意青海新能源作为原始权益人，以青海新能源全资子公司华扬晟源持有的华扬晟源 20 万千瓦风电项目作为底层不动产资产，申请发行不动产基金，并据此办理申报、注册、发行、募集、设立等阶段的相关事宜；（2）同意青海新能源将项目公司 100%股权转让予不动产基金及其下设不动产资产支持证券等特殊目的载体，签署并履行股权转让协议，办理股权转让相关的变更登记手续。

根据《公司法》及青海新能源的公司章程，青海新能源的股东有权作出上述股东决定，该股东决定合法有效。

2、项目公司内部决议情况

华扬晟源的唯一股东青海新能源已于 2026 年 6 月 26 日作出《乌兰县华扬晟源新能源有限公司股东决定》，决定：（1）同意华扬晟源以持有的华扬晟源 20 万千瓦风电项目作为底层不动产资产，参与不动产基金，签署并履行华扬晟源作为项目公司的相关文件；（2）同意华扬晟源为实施不动产基金之目的，将 100%股权转让予不动产基金及其下设不动产资产支持证券等特殊目的载体，并据此签署并履行股权转让协议、保理业务合作协议、监管协议、股东借款协议等与发行不动产基金相关的所有合同，办理股权转让变更登记、公司章程修订及工商备案手续。

根据《公司法》及项目公司的公司章程，项目公司的股东有权作出上述股东决定，该股东决定合法有效。

六、不动产项目经营到期后的处置安排

根据项目公司现持有的《电力业务许可证》（许可证编号 1031219-00394），有效期至 2039 年 12 月 23 日。同时，根据《青海省人民政府关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目用地的批复》（青政土函（2019）67 号），本基金成立时拟投资的不动产项目用地为划拨方式（使用年限 20 年），不动产项目于 2019 年 10 月 30 日取得《国有建设用地划拨决定书》（编号：6328212019h08），国有建设用地使用权终止期限为 2039 年 10 月 29 日。因此，在不考虑延期的情况下，国有建设用地使用权到期日早于电力业务许可证到期日，以国有建设用地使用权到期日作为乌兰风电项目经营到期日。

在不动产项目的所有权或经营权期限届满后，原始权益人或其指定关联方有权优先受让不动产项目（含项目公司股权、不动产项目资产），在原始权益人或其指定关联方行使优先收购权时，本基金应按照该安排进行转让和移交，且无需召开基金份额持有人大会；特别地，就本基金以首次发售募集资金收购的不动产项目而言，在不动产项目经营到期日后，原始权益人或其指定关联方根据基金管理人指令在乌兰风电项目经营到期日（国有建设用地使用权届满日 2039 年 10 月 29 日）后[20]以项目公司总资产账面价值（不含固定资产账面价值）扣除总负债账面价值后的金额受让项目公司 100%股权，并配合办理不动产项目相关移交手续，本基金应按照前述安排进行转让和移交，且无需召开基金份额持有人大会。

七、项目公司基本情况

（一）项目公司的基本情况

经基金管理人核查并根据法律顾问出具的法律意见书，项目公司为依法设立并合法存续的有限责任公司，已完成工商注册登记，基本信息如下表所示：

表 2-1-10 项目公司基本信息

事项	内容
公司名称	乌兰县华扬晟源新能源有限公司
统一社会信用代码	91632821MA757NNF41
法定代表人	李宝亮
注册资本	35,234 万元

[20] 不晚于基金合同终止日。

事项	内容
注册地址	青海省海西州乌兰县茶卡镇 109 国道 2216 向北 1 公里处
营业范围	风力发电、太阳能发电、水力发电、其它电力的开发、建设、运行、检修及管理；电力供应、电力项目开发及技术咨询；电力系统、电力设备的技术改造、技术服务及电气设备生产维修；新能源科技领域内技术开发、技术咨询、技术服务、技术转让。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）
经营期限	2017-09-06 至无固定期限
股东名称	申能新能源（青海）有限公司

（二）项目公司设立情况

1、设立程序、工商注册登记的合法性、真实性

华扬晟源于 2017 年 9 月 6 日设立，设立时注册地址为青海省乌兰县东大街 6-16 号鸿翔酒店 8401 室。截至 2026 年 6 月 30 日，青海新能源持有华扬晟源 100%的股权。因此华扬晟源依法设立并合法存续，华扬晟源的设立程序、工商注册登记、股东人数、住所、出资比例符合《公司法》的规定。

2、历史沿革情况

2017 年 9 月 6 日，华扬晟源登记备案设立，注册资本为 100,000,000 元人民币，企业类型为有限责任公司，股东青海华扬晟源新能源有限公司出资 100,000,000 元人民币。

2018 年 12 月 24 日，股东青海华扬晟源新能源有限公司对华扬晟源增资，华扬晟源的注册资本由 100,000,000 元人民币变更为 296,000,000 元人民币。

2022 年 11 月 2 日，股东青海华扬晟源新能源有限公司出具股东决定，同意将华扬晟源 100%股权向青海新能源转让，并同意公司注册资本增加至 352,340,000 元人民币，由青海新能源增资 56,340,000 元人民币，增资后青海新能源成为华扬晟源唯一股东。

（三）股东出资情况与组织架构

1、股东出资情况

青海新能源是华扬晟源的唯一股东，截至 2026 年 6 月 30 日具体出资情况如下：

表 2-1-11 华扬晟源股东出资情况表

股东名称	注册地址	出资额	出资比例
申能新能源（青海）有限公司	青海省西宁市城西区海晏路 79 号 11 号楼 1081 号	人民币 35,234 万元	100%

2、股权结构图

截至 2026 年 6 月 30 日，项目公司的股权结构图如下：

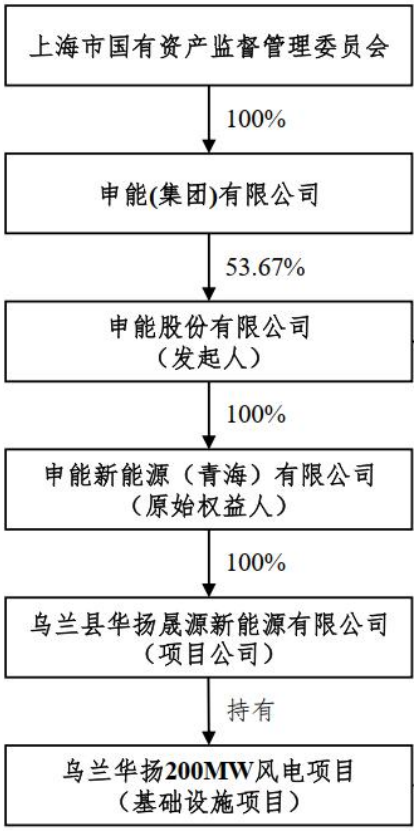


图 2-1-3 项目公司股权结构图

3、组织架构

根据华扬晟源提供的现行有效的《公司章程》，华扬晟源不设股东会和董事会；设董事一名，董事担任法定代表人；不设监事或监事会；设总经理一名，由董事兼任。公司章程对股东、董事、总经理的职权进行规定。

表 2-1-12 华扬晟源董事、高级管理人员信息

职位	姓名

职位	姓名
执行董事兼总经理	李宝亮

（四）其他事项

1、项目公司治理结构

项目公司现行有效的公司章程及公司章程中规定的项目公司治理结构符合《公司法》的规定。项目公司治理安排如下：

（1）股东会

公司不设股东会，公司股东依法对公司行使以下职权：

1）决定公司的投资计划；

2）决定公司投资项目及投资方案；

3）委派和更换董事，对其履职情况进行评价，决定其报酬事项；

4）审议批准公司年度财务预决算方案及调整；

5）审议批准公司的利润分配方案和弥补亏损方案；

6）对公司增加或减少注册资本作出决议；

7）决定公司合并、分立、解散、清算、申请破产或者变更公司形式；

8）制定或批准公司章程和章程修改方案；

9）决定资产交易事项；

10）决定重大财务事项和重大会计政策、会计估计变更方案；

11）决定公司关联交易事项；

12）决定聘用或者解聘承办公司审计业务的会计师事务所；

13）对公司年度财务决算和重大事项进行抽查检查；

14）法律、行政法规规定的其他职权。

（2）董事

公司不设董事会，设一名董事。董事每届任期一般为 3 年，任期届满经委派可以连任。

董事任期届满未委派，在新董事就任前，原董事仍应当依照法律、行政法规和公司章程的规定，履行董事职务。

董事辞任的，应当以书面形式通知公司，公司收到通知之日辞任生效。

董事对股东负责，行使下列职权：

1）执行股东的决议，向股东报告工作；

2）制订公司的年度财务预决算方案及调整；

3）制订公司年度投资计划、公司年度经营计划；制订投资项目及投资方案；

4）制订公司的利润分配方案和弥补亏损方案；

5）制定资产交易事项方案；

6）制订公司章程和提出公司章程修改方案；

7）制定公司基本管理制度以及认为必要的其他规章制度；

8）决定对所投资企业重大事项的管理原则和方案；

9）制订公司增加或者减少注册资本的方案；

10）制订公司合并、分立、变更公司形式、解散、清算、申请破产的方案；

11）决定公司内部管理机构的设置与调整；

12）制订子企业的设立、合并、分立、改制、解散、变更公司形式、申请破产或者清算方案；

13）制定聘任或者解聘公司总经理、副总经理和其他高级管理人员及其报酬事项方案；

14）制订公司的重大收入分配方案；

15）制订重大会计政策和会计估计变更方案；

16）制订关联交易事项方案；

17）制定董事年度工作报告；

18）听取总经理工作报告，检查总经理和其他高级管理人员对股东和董事决定的执行情况；

19）决定公司安全生产、生态环保、维护稳定、社会责任方面的重大事项；

20）指导公司重大诉讼、仲裁等法律事务处理事项；

21）法律、行政法规规定的其他职权。

（3）总经理

公司根据股东的推荐设总经理 1 名，由董事决定聘任或解聘。经股东同意，总经理可由董事兼任。总经理对董事负责，按照其职责要求定期向董事报告其工作情况。行使以下职权：

1）主持公司的经营管理工作，组织实施股东和董事的决定；

2）拟订公司的发展战略和规划、经营计划，并组织实施；

3）拟订公司年度投资计划和投资方案，并组织实施；

4）根据公司年度投资计划和投资方案，按规定权限决定投资项目，批准经常性项目费用和长期投资阶段性费用的支出；

5）拟订公司的资产处置方案；

6）拟订公司年度财务预算方案、决算方案、利润分配方案和弥补亏损方案；

7）拟订公司增加或者减少注册资本的方案；

8）拟订公司内部管理机构设置方案，以及分公司、子公司的设立或者撤销方案；

9）拟订公司的基本管理制度，制定公司的具体规章；

10）提请董事聘任或者解聘公司有关高级管理人员；

11）按照有关规定，聘任或者解聘除应当由董事决定聘任或解聘以外的人员；

12）拟订公司建立风险管理体系、内部控制体系、违规经营投资责任追究工作体系和合规管理体系的方案，经董事批准后实施；

13）提出公司行使所出资企业股东权利所涉及重大事项的建议；

14）法律、行政法规或者董事权行使的其他职权。

（4）监事

公司不设监事会或监事。

2、项目公司合法且完全持有不动产的所有权或者经营权利

不动产基金拟投资的不动产资产为乌兰风电项目，资产范围具体包括乌兰风电项目收费权和为取得乌兰风电项目电费收入建设的电力设施等配套资产（包括乌兰风电项目房屋所有权及设施设备所有权）及相应的土地使用权。

（1）乌兰风电项目的收费权

华扬晟源根据其就乌兰风电项目取得的《电力业务许可证》（编号：1031219-00394）、签署的《购售电合同》（编号：QHGSHN-2024-FD003）、签署的《新能源场站并网调度协议》（编号：SGQH0000DKBD2310131）以及取得的《国网青海省电力公司关于2018年10月1日以后并网可再生能源发电项目上网电价情况的报告》（青电财〔2020〕196号），享有乌兰风电项目的收费权。

（2）乌兰风电项目的配套资产及相应的土地使用权

根据乌兰风电项目固定资产投资建设相关的批复文件，为取得乌兰风电项目电费收入建设的电力设施等配套资产包括乌兰风电项目建筑物的房屋所有权及设施设备所有权。配套资产及相应的土地使用权具体如下：

1）乌兰风电项目用地的国有建设用地使用权，包括：①90 台 2,200 千瓦和 1 台 2,000 千瓦风电机组及其配备箱式变电器占用范围内的国有建设用地使用权；②升压站相关建（构）筑物占用范围内的国有建设用地使用权；

2）乌兰风电项目建筑物的房屋所有权，即升压站相关建筑物的房屋所有权；

3）乌兰风电项目的设施设备所有权，即 90 台 2,200 千瓦和 1 台 2,000 千瓦风电机组及其配备的辅助工程及公用工程设施设备的所有权。

3、项目公司股权转让行为的合法性

截至 2026 年 6 月 30 日，原始权益人持有的项目公司股权不存在重大权属纠纷、质押、被法院查封或被采取其他司法强制措施的情形。项目公司不存在抵押、质押等权利限制，项目公司股权转让行为履行了必要的决策程序，转让安排合法有效。

4、项目公司的运营管理安排

本次发行后，本基金将通过持有资产支持专项计划全部份额，持有不动产项目全部所有权或经营权利，拥有资产支持专项计划及不动产项目完全的控制权和处置权。本基金运作过程中，基金管理人将按照法律法规规定和基金合同约定主动履行不动产项目运营管理职责，同时，基金管理人拟委托上海新能源作为运营管理机构负责不动产项目的部分运营管理职责，基金管理人依法应当承担的责任不因委托而免除。

（五）财务会计制度和财务管理制度

原始权益人及其各子公司执行统一的会计制度和财务管理制度，项目公司适用原始权益人制定的包括《筹资管理制度》《会计基础工作管理制度》《内部控制管理制度》《现金管理办法》《银行存款管理办法》《票据管理办法》《财产保险管理办法》《资金清查管理办法》《发票管理办法》《资金、费用管理办法》《固定资产管理办法》《全面预算管理办法》等一系列财务会计制度及财务管理制度。

本项目财务状况详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第二节 不动产

项目经营业绩及财务状况分析”之“二、不动产项目财务状况”之“（一）审计报告及审计意见”。

（六）资产独立性和财务独立性

1、资产独立性

经核查，项目公司已合法控制和占用乌兰风电项目的土地使用权、房屋所有权、设施设备所有权。项目公司依法设立并合法存续、经营情况正常，股权结构合理，组织架构及治理结构完善，不动产项目法律基础完善，已按相关规定履行必要的审批、核准、备案、登记等相关程序，可依法转让，不动产资产界定清晰，权属明确，形成不动产资产的法律协议或文件合法、有效。综上，项目公司具备资产独立性。

2、财务独立性

不动产基金成立前，项目公司依托于青海新能源及其各子公司统一的财务会计制度进行独立的会计核算，由财务人员进行独立的财务管理。项目公司独立在银行开户、独立纳税，不存在共用银行账户、资金混同的情况。

未来项目公司纳入不动产基金后，将由基金管理人自行派员负责项目公司的财务管理，项目公司的财务具备独立性。

（七）资信情况

截至 2026 年 9 月 28 日，经查询国家企业信用信息公示系统、中国裁判文书网、中国执行信息公开网-失信被执行人查询系统、中国执行信息公开网-被执行人信息查询系统、信用中国网站、生态环境部网站、应急管理部网站、国家市场监督管理总局网站、国家发展和改革委员会网站、财政部网站、国家税务总局网站、中国人民银行征信中心 2026 年 9 月 2 日出具的《企业信用报告》及根据项目公司出具的《承诺及说明函》，项目公司不存在任何正在进行的或尚未完结的重大诉讼、仲裁或其他经济或法律纠纷等情况；不属于失信被执行人或失信生产经营单位或其他失信单位，不存在因严重违法失信行为被有权部门认定为失信被执行人、重大税收违法案件当事人、安全生产领域、环境保护领域、产品质量领域、财政性资金管理使用领域失信人，或涉金融严重失信人的情形；最近三年不存在因违反法律、行政法规及其他规定而受到投资建设、生产运营、金融监管、工商、税务、土地、环境、安全、质量等政府主管部门重大处罚的情形。

（八）治理安排

详见本招募说明书“第四章 治理机制与运营管理安排”之“第一节 基金分层治理机制”之“四、项目公司层面的治理安排”。

（九）人员安排及重组情况

项目公司不涉及劳动关系人员，无需剥离。基金管理人及项目公司将委托运营管理机构对不动产项目提供运营管理服务，保障项目平稳运营。

项目公司不涉及重组情况。

八、不动产项目的经营模式

（一）业务基本情况

1、风力发电工作原理

风力发电是将风能转换为电能的清洁能源技术，其工作原理是：风能通过空气动力学叶片捕获并转化为机械能，经齿轮箱增速后驱动发电机转子旋转，基于电磁感应原理最终产生电能。风电机组发出的电能，经场站内集电线路汇集，并通过升压站提高电压等级后，接入公共电网，输送至终端用户。

风力发电技术具有运行可靠、环境友好、资源可再生、技术成熟度高等优点，是支撑能源转型的重要可再生能源形式之一。

当前主流风电机组普遍采用水平轴三叶片设计，主要由叶轮（含叶片）、齿轮箱、发电机、塔筒及基础等部分构成。当风速达到额定切入风速（一般约为3-4m/s）时，气流流经叶片翼型，在伯努利效应作用下产生气动升力，从而驱动叶轮旋转。

风力发电原理示意如下：

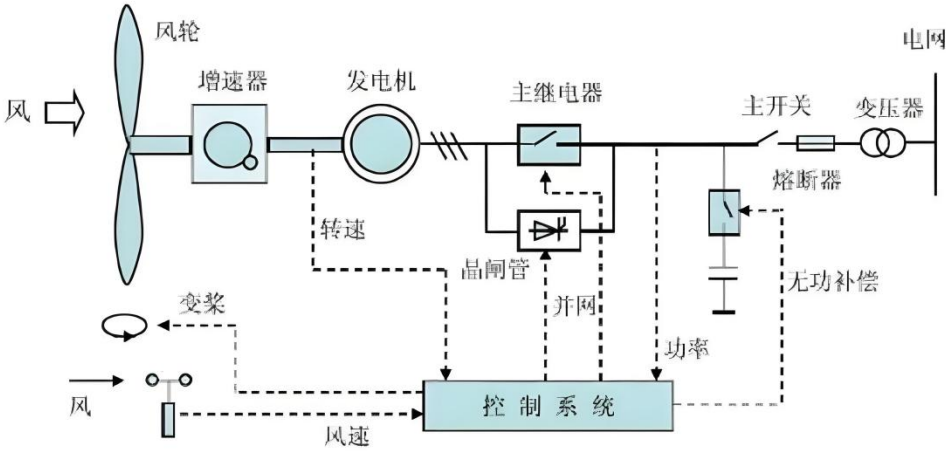


图 2-1-4 风力发电原理示意图[21]

2、陆上风力发电模式

陆上风电场是指建设于陆域、利用风能资源实现并网发电的完整系统，通常由风电机组、箱式变电站、集电线路、升压站及送出线路等部分构成。

其电力汇集与输送流程如下：风电机组发出的电能首先经由机组配套的箱式变电站升压，随后通过集电线路将多台机组输出的电力汇集至升压站。在升压站内，通过主变压器将电压等级提升至 110kV、220kV 或 330kV 后，由送出线路接入公共电网，经电网统一调度实现电力的远距离输送与消纳。

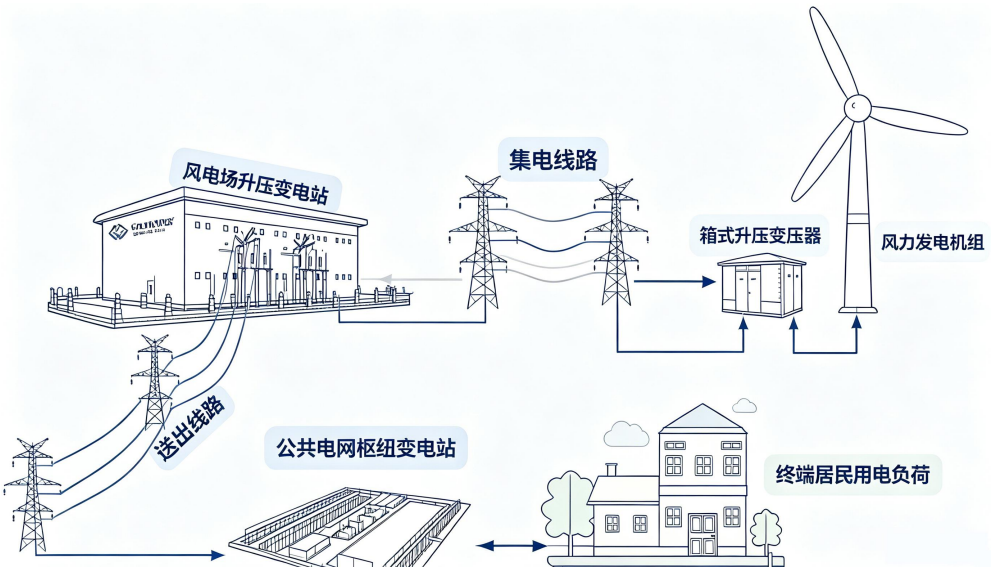


图 2-1-5 陆上风电场发电模式示意图[22]

3、陆上风电项目运维模式

风力发电机组维护旨在保障机组安全稳定运行，主要包括定期维护、状态检修与故障处理等活动。其中，定期维护按周期分为半年维护与全年维护：半年维护自机组首次并网后半年开始，此后每半年进行一次；全年维护则自首次并网后一年开始，之后每年开展一次。

当前陆上风电运维市场主要存在三种模式：一是自主运维模式，即由投资开发商自建运维团队负责项目运营，优势在于对项目技术把控力度强、故障响应速度快，但需要承担较高的人力与备件成本；二是制造商运维模式，该模式依托原厂技术与供应链体系，在齿轮箱、变流器等核心部件的维修领域具备突出优势；

[21] 根据公开信息整理。
[22] 根据公开信息整理。

三是第三方运维模式，投资方通过市场竞争委托专业服务商，提供覆盖巡检、日常维护、技术改造等环节的全链条服务，核心价值体现在多品牌设备兼容性、区域化服务网络和更具弹性的成本结构三个方面。

4、主营业务概况及业务开展的时间

（1）主营业务概况

乌兰风电项目为风力发电类能源不动产项目，收入来源主要为售电收入，其他业务收入主要为汇集站相关收入。售电收入包含上网电量结算收入和可再生能源补贴收入两部分。根据相关购售电合同，乌兰风电项目上网电量结算收入由电网公司结算，可再生能源补贴收入由可再生能源发展基金承担。售电收入由国网青海公司支付至华扬晟源公司账户。

1）营业收入构成

项目公司最近三年及一期的营业收入及同比变动情况如下表所示：

表 2-1-13 乌兰风电项目最近三年及一期营业收入主要构成及占比情况

单位：万元

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
营业收入	8,448.95	18,332.12	17,359.58	18,635.24
同比变动（金额）	-	972.54	-1,275.67	-216.86
同比变动（幅度）	-	5.60%	-6.85%	-1.15%
主营业务收入	8,408.86	17,861.37	17,279.39	18,555.05
其他业务收入	40.09	470.75	80.19	80.19
主营业务收入占比	99.53%	97.43%	99.54%	99.57%
其他业务收入占比	0.47%	2.57%	0.46%	0.43%

报告期内，项目公司 2023 年度、2024 年度、2025 年度营业收入分别为 18,635.24 万元、17,359.58 万元、18,332.12 万元，2026 年 1-6 月营业收入为 8,448.95 万元。

2024 年度营业收入较 2023 年度减少 1,275.67 万元，同比变动-6.85%，系 2024 年度不动产项目所在区域风力资源较 2023 年度有所减弱、电网限电率有所上升

等综合因素影响所致；2025 年度营业收入较 2024 年度增加 972.54 万元，同比变动 5.60%，一方面系 2025 年度风力资源有所恢复，另一方面系项目设备整体可利用率保持良好水平，风电发电量小幅回升所致。

整体而言，项目公司近三年营业收入在 17,359.58~18,635.24 万元区间内呈窄幅波动，反映出风电项目稳定运营期内营业收入具有较强可预期性。

2）营业成本构成

项目公司营业成本主要由风电场运营涉及的固定资产折旧、运维费、修理费、保险费和运营支持服务费等构成，其中固定资产折旧是营业成本的主要构成项目。

表 2-1-14 乌兰风电项目营业成本主要构成情况

单位：万元

项目	2026 年 1-6 月		2025 年度		2024 年度		2023 年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
折旧及摊销	3,378.73	77.19%	6,755.88	80.08%	6,746.26	82.20%	6,778.19	81.31%
运维费	96.86	2.21%	153.17	1.82%	182.11	2.22%	257.32	3.09%
保险	59.80	1.37%	129.07	1.53%	129.12	1.57%	81.25	0.97%
试验检验费	-	0.00%	7.69	0.09%	9.86	0.12%	23.18	0.28%
下网电费	269.57	6.16%	559.66	6.63%	472.44	5.76%	487.90	5.85%
运营支持服务费	250.00	5.71%	500.00	5.93%	380.00	4.63%	620.00	7.44%
修理费	200.46	4.58%	326.63	3.87%	32.55	0.40%	97.44	1.17%
安全活动费[23]	121.81	2.78%	-5.66	-0.07%	169.48	2.07%	-16.88	-0.20%
材料费	-	0.00%	-	0.00%	1.77	0.02%	1.03	0.01%
其他	0.18	0.00%	9.95	0.12%	83.29	1.01%	6.83	0.08%
合计	**4,377.41**	**100.00%**	**8,436.38**	**100.00%**	**8,206.89**	**100.00%**	**8,336.27**	**100.00%**
变动情况	/		**2.80%**		**-1.55%**		**7.76%**	

[23] 安全活动费存在负值系因为当年用于安全类活动且计入成本科目的金额高于当年计提金额所致。

报告期内，项目公司 2023 年度、2024 年度、2025 年度营业成本分别为 8,336.27 万元、8,206.89 万元、8,436.38 万元，2026 年 1-6 月营业成本为 4,377.41 万元，最近三个年度营业成本保持相对稳定。最近三年及一期，成本占收入的比重分别为 44.73%、47.28%、46.02%和 51.81%。

3）毛利率情况

报告期内，项目公司 2023 年度、2024 年度、2025 年度和 2026 年 1-6 月毛利率分别为 55.27%、52.72%、53.98%和 48.19%。项目公司营业成本构成中，固定资产折旧系非现金性支出，金额在各期营业成本中占比较高且保持稳定，致使项目公司报告期内毛利率水平整体稳定在 48%以上的较高区间，具备较强的盈利能力。2026 年 1-6 月营业毛利率为 48.19%，较 2025 年度的 53.98%有所下降，主要系营业成本中折旧及摊销等固定性支出相对刚性，而报告期内营业收入受风资源周期性变化影响相对较低，导致毛利率阶段性回落。

（2）业务开展时间

乌兰风电项目于 2019 年 12 月并网运营。

5、本项目发电模式

乌兰风电项目安装 90 台单机容量 2,200 千瓦和 1 台单机容量 2,000 千瓦的风电机组，通过 8 回 35kV 线路汇集送至华扬 330kV 升压站，并通过 1 回 330kV 线路送至 750kV 塔拉变，经再次升压后送出并入国家电网，并按照购售电合同开展电费结算。

6、本项目售电模式

本项目售电模式主要涉及市场化交易（包括中长期交易和现货交易）、考核费用等。

表 2-1-15 售电模式

售电模式	售电品种/说明
市场化交易	电力中长期交易
	电力现货交易
考核费用[24]	包括两个细则费用、结构平衡费用等

[24] 2025 年 7 月，国家能源局西北监管局发布《国家能源局西北监管局关于明确电力辅助服务市场价格机制

（1）市场化交易

乌兰风电项目上网电量无保障性收购部分，全部参与市场化交易。市场化交易品种包括电力中长期交易与电力现货交易。

1）本项目报告期内参与的中长期交易及现货交易品种

根据《国家能源局西北监管局 青海省发展和改革委员会 青海省能源局关于印发<青海省电力中长期市场实施细则>的通知（西北监能市场〔2026〕13 号）》和《青海省发展和改革委员会 青海省能源局 国家能源局西北监管局关于开展青海电力现货市场连续结算试运行工作的通知（青发改能源〔2025〕695 号）》及配套交易规则，本项目最近三年及一期在青海省电力市场参与中长期、现货交易品种总体情况如下表。具体而言，本项目参与的中长期交易品种以省内、省间电力直接交易为主，并通过合同转让交易对上述合约持仓实施动态管理，以优化中长期合约履约结构；未参与绿色电力交易、合同变更交易以及月内融合交易等交易品种；本项目参与的现货交易包含省间日前现货电能量交易及省内实时电能量交易。

表 2-1-16 乌兰风电项目参与市场化交易品种分析

交易类别	交易品种	交易标的	交易类型/周期	交易方式	报告期内是否参与
中长期交易	电力直接交易	电能量	年度（多年）、月度（多月）、月内（多日）	双边协商、集中交易（集中竞价、挂牌交易）	是
	电网企业代理购电交易	电能量	月度、月内	集中交易（主要为挂牌交易）	是
	绿色电力交易	附带环境价值的电能量	年度（多年）、月度	以双边协商、集中交易（主要为挂牌交易）	否
	合同转让交易	已签订的中长期合同电量	月内	双边协商	是

等相关事项的通知》（西北监能市场〔2025〕48 号），明确结算试运行期间，调峰辅助服务不予补偿；在现货市场连续运行后，原则上调峰辅助服务市场不再运行。2025 年 11 月，青海电力现货电能量市场开始连续结算试运行，根据乌兰风电项目电费结算单，自 2025 年 11 月起，省内辅助服务电费已不再产生。

交易类别	交易品种	交易标的	交易类型/周期	交易方式	报告期内是否参与
	合同变更交易	已签订的中长期合同电量	月内	双边协商	否
	月内融合交易	电能量增量交易、合同转让交易、合同变更交易等多个交易品种融合	月内	集中交易（滚动撮合）	否
现货交易	日前电能量交易	次日96个时段（15分钟/时段）的电能量	日前（D-1）	发电侧（含风电）报量报价或报量不报价；用户侧不报量不报价	是
	实时电能量交易	运行日实时（每15分钟）的电能量	实时（运行日内）	由调度机构基于系统实际运行状态和安全约束进行集中出清，发电侧按日前申报的报价曲线或作为价格接受者参与	是

2）电力中长期交易

青海省电力中长期交易主要依据《国家能源局西北监管局 青海省发展和改革委员会 青海省工业和信息化厅 青海省能源局关于印发<青海省电力中长期交易规则>的通知》（西北监能市场〔2021〕19号）、《关于印发<青海省深化新能源上网电价市场化改革实施方案>的通知》（青发改价格规〔2025〕645号）及《国家能源局西北监管局 青海省发展和改革委员会 青海省能源局关于印发<青海省电力中长期市场实施细则>的通知》（西北监能市场〔2026〕13号）开展。市场成员包括发电侧、用户侧及独立储能电站与售电公司。其中，发电侧涵盖单机容量30MW及以上水电站（龙羊峡除外）、135MW及以上火电机组、集中并网的新能源企业（特定保障性项目除外）及新投产光热电站；用户侧原则上包括10kV及以上电压等级用户，以及年用电量1,000万千瓦时及以上的批发或零售用户。交易按年度、多月、月度及月内等多周期连续开市，其中年度交易合同签约电量

原则上不低于省内市场化总电量的 70%。交易方式包括双边协商、集中竞价、滚动撮合与挂牌等。省内新能源发电项目上网电量原则上全额参与市场交易，鼓励签订多年期绿色电力交易合同。

①中长期交易的分类

根据国家发改委、国家能源局制定的《电力中长期交易基本规则》，电力中长期交易（即中长期合约交易）是指对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易，包含数年、年、月、月内（含旬、周、多日）等不同时间维度的交易。执行政府定价的优先发电电量视为厂网间双边交易电量，签订《购售电合同》，相应合同纳入电力中长期交易合同管理范畴。

目前，电力中长期交易已在全国范围内常态化运行，交易周期覆盖多年到多日，中长期合约电量占市场化交易结算电量的主要比重，充分发挥了“压舱石”作用，稳定了总体市场规模和交易价格。中长期市场是现货市场运作的基础，现货市场是中长期市场的有力补充，二者功能互补；与现货市场相比较，中长期交易定位于促进和引导能源规划建设、稳定市场供需、帮助经营主体规避价格波动风险；现货市场通过实时反映市场竞争关系，为中长期市场提供价格基准，同时发挥实时价差结算的作用。

发电企业参与电力中长期及现货交易时，交易头寸管理遵循稳健运营原则，通常以年度中长期合约构建收益底仓，叠加月度、月内中长期合约滚动增减调整仓位，持续收拢电量并压缩现货敞口。行业实践中，发电企业为扩大收益，通常采取“渐进锁定底仓+弹性保留敞口”的组合策略，结合区域电力供需格局、电价预测水平适度调整仓位边界。在电力供给充裕、现货结算电价承压时提高中长期锁仓比例；在迎峰度夏等用电高峰，现货结算电价具备上行预期时，则适度放大现货敞口，在收益稳定性与收益弹性之间取得平衡。

开展中长期交易时，交易双方要先后确定目标市场（省内电力直接交易、省间电力直接交易[25]等），确定购买何种类型的产品（电力直接交易、电网企业代理购电交易等），通过不同执行周期的交易组合（年度交易、月度交易、月内交易组合）来扩大中长期交易收益。具体成交定价时，可通过双边协商、集中交易的方式进行。

[25] 省间电力直接交易市场包括全国省间电力交易市场及西北区域省间电力互济交易市场。

表 2-1-17 中长期交易分类

划分维度	中长期交易具体分类
交易空间范围	省内电力直接交易、省间（跨省跨区）电力直接交易
业务类型	电力直接交易、电网企业代理购电交易、绿色电力交易、合同转让交易、合同变更交易、月内融合交易
交易标的执行周期	年度交易（多年）、月度交易（多月）、月内交易（多日）
成交方式	双边协商、集中交易（竞价交易、挂牌交易、滚动撮合交易）

②各类中长期交易的特征

根据《青海省电力中长期市场实施细则》（西北监能市场〔2026〕13 号）及《西北区域跨省电力中长期交易实施细则》（西北监能市场〔2024〕74 号），青海省电力市场的中长期交易品种主要包括电力直接交易、电网企业代理购电交易、绿色电力交易、合同转让交易、合同变更交易、月内融合交易六种，以上交易品种的主要特征列示见下表：

表 2-1-18 青海省中长期交易品种的主要特征-1

交易市场		电力直接交易	电网企业代理购电交易	绿色电力交易
参与主体	供给方	发电企业	发电企业	风电/光伏等新能源发电企业
	需求方	电力用户/售电公司	电网公司	电力用户/售电公司
交易特征		新签中长期合约，市场主要品种	适用暂时不愿/不能直接入市的工商业用户；电网不赚取购销价差，收取代理相关成本	属于电力直接交易的特殊子集，但单独作为交易品种；一般可以开展合同变更，多数地区限制随意转让
价格特征		市场化竞争，受可再生能源上网基准价等因素约束，年度长协波动相对平缓；月度、月内	跟随同期电力直接交易均价，受到政府相关部门统筹优化调整，波动平稳	参照同期直接交易市场，同时受到环境溢价波动影响

交易市场	电力直接交易	电网企业代理购电交易	绿色电力交易
	波动增加		

表 2-1-19 青海省中长期交易品种的主要特征-2

交易市场		合同转让交易	合同变更交易	月内融合交易
参与主体	供给方	出让方 （原合同履约方）	发电企业	发电企业/售电公司
	需求方	第三方受让方（新市场主体）	电力用户/售电公司	发电企业/售电公司
交易特征		更换合同交易主体，存量合约的二级市场	合同主体保持不变	发电企业、售电公司等经营主体均可以作为买方或卖方，买入或卖出电量，实现合同的增持或减持
价格特征		基于原合同价格及转让价差预期共同决定，交易活跃度有限	主要依赖双方谈判改变电量、时序分布及价格，交易活跃度有限	以月内交易为主，多品种融合，价格市场化程度高

（a）电力直接交易（电力直购）

指发电侧与用电侧[26]经营主体之间开展的购售电能量交易；其价格受到煤炭一次能源价格、年度/月度供需、新能源出力预期等多因素影响，一般年度交易（年度长协）价格波动相对平缓，月度、月内交易价格波动会逐步增加。

（b）电网企业代理购电交易

10 千伏及以上工商业用户原则上应直接参与市场交易，对暂未直接参与市场交易的工商业用户，由电网企业通过市场化方式代理购电。电网企业通过报量不报价的方式参与电能量市场收购，作为“价格接受者”，以市场加权平均成交价为基准，按月对外统一公布代理购电价格，并对委托其购电的工商业用户仅收取代理成本，不赚取购销价差。对电网代理购电用户，可由青海省政府有关主管部门根据现货市场价格水平，统筹优化峰谷时段划分和价格浮动比例，故此类交易

[26] 即用户侧。

结算电价相对平稳。

（c）绿色电力交易

指以绿色电力和对应绿色电力环境价值为标的物的电力交易品种，交易电力同时提供国家核发的可再生能源绿色电力证书（简称绿证），用以满足发电企业、售电公司、电力用户等出售、购买绿色电力的需求。一般参与绿色电力交易的发电侧主体为风电、光伏发电等新能源项目。绿电价格由电能量价格（随电力直接交易均价波动）和环境溢价组成，因环境溢价受到环境、社会和公司治理（ESG）政策、新能源供给规模等影响独立波动，故绿色电力交易价格较为市场化。

（d）合同转让交易

指合同其中一方将未履行的全部或部分电量通过市场交易转让给第三方、相关权责一并转移的交易品种，其中绿电合同转让需各方协商一致并满足溯源要求；由于存量合同转让属于二级市场调剂性质，故整体规模低于电力直接交易市场，且以月度、月内合约转让为主，临近交割月的合约受供需影响较大，但交易活跃度相对有限。

（e）合同变更交易

指购售双方对持有的交易合同未执行部分交易电量、价格或电力曲线进行协商变更，交易方式主要为双边协商。合同变更交易的市场活跃度有限，受交易规模、原有合同约定等因素影响，此类品种交易价格波动区间相对较窄，原则上合同变更交易电量只能做调减。

（f）月内融合交易

指月内电能量交易与合同交易融合开展、连续开市，实现月内电能量增量交易、合同转让交易、合同变更交易等多个交易品种融合，简化交易组织、提高交易效率，采用市场主体“自主挂牌、自由申报、即时成交”的滚动撮合交易方式。根据《青海省电力中长期市场实施细则》（西北监能市场〔2026〕13 号），青海省内开展月内融合交易后，可不再单独组织月内增量电能量交易、合同转让交易、合同变更交易。融合交易可执行多个交易品种，且主要执行周期为月内，定价相对市场化。

③各类中长期交易的定价（成交）方式及定价逻辑

中长期合约的交易双方在确定交易品种后，通过双边协商或集中交易的方式

成交。近年来，青海省中长期交易方式逐步从双边协商为主过渡到集中交易为主，并由发用电侧通过电力交易平台[27]以竞价方式进行定价，充分发挥了市场机制调节作用。

表 2-1-20 中长期交易品种的定价方式

交易类别	交易品种	交易标的	交易类型/周期	交易/定价方式	报告期内是否参与
中长期交易	电力直接交易	电能量	年度（多年）、月度（多月）、月内（多日）	双边协商、集中交易（集中竞价、挂牌交易）	是
	电网企业代理购电交易	电能量	月度、月内	集中交易（主要为挂牌交易）	是
	绿色电力交易	附带环境价值的电能量	年度（多年）、月度	双边协商、集中交易（主要为挂牌交易）	否
	合同转让交易	已签订的中长期合约电量	月内	双边协商	是
	合同变更交易	已签订的中长期合约电量	月内	双边协商	否
	月内融合交易	电能量增量交易、合同转让交易、合同变更交易等多个交易品种融合	月内	集中交易（滚动撮合）	否

下表列示出本项目报告期内参与的主要交易品种的定价及成交方式，具体为双边协商、集中交易及挂牌交易。

表 2-1-21 报告期内本项目参与的中长期交易品种与交易方式

交易品种/交易方式	双边协商	集中竞价	挂牌交易
电力直接交易	√	√	√

[27] 泛指北京电力交易中心、青海电力交易中心等电力交易场所，全文下同。

电网企业代理购电交易			√
合同转让交易	√		

（a）双边协商

双边协商指购电方（如电力用户、售电公司）与售电方之间自主协商交易电量、电价，购电方与售电方经公平谈判，就售电量及售电价格达成合意、形成初步意向后，经电网安全校核、确认后形成交易结果并签订购售电合同，双边交易价格按照双方合同谈判形成。

（b）集中交易（集中竞价、挂牌交易、滚动撮合交易）

集中交易包括集中竞价、挂牌交易、滚动撮合交易三类方式。

a）集中竞价。集中竞价是指购电方（如电力用户、售电公司）与售电方不直接进行谈判，而是将购电或售电需求提交至电力交易平台，由电力交易平台按照一定规则进行集中匹配，最终达成交易并公布交易结果。此类交易方式下，成交价格一般采用统一边际出清价[28]，全部成交主体执行同一结算电价。集中竞价通常由青海电力交易中心按年度、月度、月内（多日）时序组织，并将全天划分为 24 个时段交易[29]；该交易方式价格信号透明度高、发现效率强，是引导发用电两侧供需动态匹配的主要市场化调节手段。

b）挂牌交易。挂牌交易是指市场主体通过电力交易平台，将需求电量或可供电量、价格、电力曲线等信息对外发布要约，由符合要求的另一方提出接受该要约的申请，按照提交时间优先或等比例原则形成预成交结果，经交易校核和相关方确认后形成最终交易结果。此类交易方式下，成交价格为挂牌方填报价格，摘牌主体仅能选择全部或部分接受要约，不可修改报价。

c）滚动撮合交易。滚动撮合交易是指针对已明确时段、数量、单位、执行周期等要素的电力产品或服务，在规定的交易起止时间内，经营主体等可以随时提交购电或者售电信息，电力交易平台依据申报顺序进行滚动撮合，按照对手方

[28] 集中竞价申报结束后，交易平台按照申报价格排序，以由高到低的顺序形成购方申报电量的需求曲线、由低到高的顺序形成售方申报电量的供给曲线，供给与需求曲线交点对应的价格即为边际出清价格。此时售方报价≤边际出清价格、购方报价≥边际出清价格的电量均成交，且统一按边际出清价结算。

[29] 青海省内中长期分时交易政策执行晚于全国省间市场。根据《国家能源局西北监管局 青海省能源局关于印发<青海省电力中长期交易规则补充规定>的通知（西北监能市场〔2025〕71 号）》，自 2025 年 9 月起，青海省中长期合约交易将全天划分为 24 个时段，从而与现货交易实现更有效衔接。

价格优先、时间优先等原则成交。此类交易方式下，成交价格由购售双方申报价格配对形成，交易时段内持续实时出清，未成交申报持续排队等待匹配。

在《青海省电力中长期市场实施细则》（西北监能市场〔2026〕13 号）确定的中长期交易制度框架下，青海省能源局为保障经营主体中长期合约的履约率，通常还会统筹电力供需形势、来水及风光出力波动等不确定因素，会同相关部门按年度制定《青海省年度电力中长期交易方案》，对交易组织、交易机制作出动态调整（如对双边协商签约电量比例设置上限要求等），旨在引导发电侧、用电侧供需动态适配，预留集中交易调节空间，平抑省内电力供需缺口风险。

④各类中长期交易的结算电价

（a）按交易方式区分

除双边协商交易方式外，目前青海省中长期交易主要通过集中交易方式（包括集中竞价、挂牌交易等）履行。本项目报告期内中长期合约各类交易品种结算电量、结算电价具体情况如下：

表 2-1-22 2023 年至 2026 年 1-6 月中长期合约按交易方式区分的结算电量、电价[30]

单位：万千瓦时、元/千瓦时

交易方式	指标	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
双边协商	结算电价	0.2277	0.2315	0.2358	0.3192
	结算电量	26,240.00	4,639.20	12,030.40	3,230.61
	结算电量占比	76.84%	14.61%	34.80%	23.82%
集中竞价	结算电价	0.2198	0.2265	0.2260	0.1976
	结算电量	1,805.11	18,709.58	14,242.07	9,485.09
	结算电量占比	5.29%	58.91%	41.19%	69.93%
挂牌	结算电价	0.2932	0.2680	0.2298	0.2585

[30] 报告期内，青海电力交易中心暂未组织开展滚动撮合交易。

交易	结算电量	6,103.56	8,409.59	8,301.89	848.26
	结算电量占比	17.87%	26.48%	24.01%	6.25%
中长期合计	**结算电价**	**0.2390**	**0.2382**	**0.2303**	**0.2304**
	结算电量	**34,148.67**	**31,758.37**	**34,574.36**	**13,563.96**
	结算电量占比	**100.00%**	**100.00%**	**100.00%**	**100.00%**

报告期内，乌兰风电项目中长期合约结算电量、结算电价由双边协商、集中交易（包括集中竞价、挂牌交易等）等多种交易方式共同形成。本项目历史实践中采取了积极主动的交易策略，如通过年度双边协商锁定一部分中长期合约底仓，通过月度、月内（多日）的集中竞价、挂牌交易寻找市场成交机会等，通过对不同交易方式的灵活组合与调整，最终形成中长期合约结算电量与结算电价。

受上述交易策略、成交机会变动的影响，报告期内本项目按交易方式区分的中长期合约结算电价及结算电量占比存在一定波动。综合各类交易方式的量价波动后，整体来看，2023 年至 2026 年 1-6 月，本项目中长期合约结算电价分别为 0.2390 元/千瓦时、0.2382 元/千瓦时、0.2303 元/千瓦时及 0.2304 元/千瓦时，基本保持平稳、略有波动；结算电量占比分别为 98.72%、98.73%、102.02%及 89.40%，从结算电量来看，中长期合约构成了本项目市场化电费收入的基本盘。

随着青海省电力市场化改革持续推进，报告期内，本项目中长期合约交易方式逐步从双边协商为主，转为集中竞价为主。未来，电力交易业务团队除灵活组合不同交易方式、积极主动寻求市场成交机会，从而力争保持中长期合约部分电费收入稳定外，还将采取积极主动的交易策略，通过提高现货部分电费收入，来整体提升本项目市场化电费收入。

（b）按交易品种区分

电力直接交易是本项目中长期交易的最主要品种，在报告期内各年度，电力直接交易的占比均不低于 89%，结算电价在 0.2287-0.2392 元/千瓦时之间，是中长期合约的主要种类。电力直接交易的结算电价受到年度、月度、月内多种合约组合影响，以及双边协商及集中竞价等交易方式影响，结算电

价小幅波动，符合相关交易品种的价格特征。电网企业代理购电的结算电价稳定在 0.2277 元/千瓦时[31]。合同转让交易由于买卖双向结算的原因，结算电价有所波动。各类中长期交易品种结算情况如下：

表 2-1-23 报告期内各类中长期交易品种结算情况[32]及占结算电量比重

单位：万千瓦时、元/千瓦时

交易品种		2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
电力直接交易	结算电价	0.2392	0.2383	0.2287	0.2351
	结算电量	33,603.67	31,569.07	30,307.05	13,673.35
	结算电量占比	97.1%	98.1%	89.4%	90.1%
电网企业代理购电	结算电价	0.2277	0.2277	0.2277	/
	结算电量	62.40	950.10	1,140.00	/
	结算电量占比	0.18%	2.95%	3.36%	/
合同转让交易	结算电价	0.2277	0.2277	0.2467	0.8207
	结算电量	482.60	-760.80	3,127.30	-109.39
	结算电量占比	1.40%	-2.37%	9.23%	-0.72%
中长期合计	**结算电价**	**0.2390**	**0.2382**	**0.2303**	**0.2304**
	结算电量	**34,148.67**	**31,758.37**	**34,574.36**	**13,563.96**
	结算电量占比	**98.72%**	**98.73%**	**102.02%**	**89.40%**

就合同转让交易电价而言，合同转让交易结算电价=（卖出中长期合约金额-买入中长期合约金额）÷（卖出中长期合约电量-买入中长期合约电量）。由于存在卖出、买入的双向操作，合同转让交易的结算电价实质为净卖出金额÷净卖出电量的数学计算值。如果在一段时间内卖出、买入的中长期合约电量趋近的情况下（即分母净卖出电量趋近于极小值 0），而卖出收入和买

[31] 电网企业代理购电占中长期合约整体交易电量比重较低，视交易情况，一般仅在个别月份少量开展代理购电作为中长期交易的补充。2026 年 102 月未参与该类交易品种。

[32] 为市场化交易结算单价（含税），不包含超缺额调整及考核，下文同。

入支出存在差额（即分子净卖出金额不为 0），则合同转让交易的结算电价作为数学计算值可能异常偏高，失去价格意义；反之结算电价则会收敛，无法反映实际每一笔合同转让的单价。因此，就上表所列示的合同转让交易而言，结算电价同样是经过一系列买卖交易结算后，净卖出电量与净卖出收入的数学计算结果，并不代表单份中长期合约转让的价格高低，也不代表青海中长期合约电价走势，其结算结果是对部分时段的履约任务加减仓后，对应时段净结算单价的体现。

另外需要说明的是，合同转让交易并不是将已有的整份中长期合约完整转让，而是发电企业将存量已签约合约的累计履约任务拆分到每日 96 个时段、每时段（15 分钟/时段），形成项目分时发电曲线，并基于对自身功率预测及后市判断，增加或者减少部分时段的履约任务，修正分时发电履约曲线，对应体现为买入中长期合约及卖出中长期合约[33]。

在实际交易过程中，项目还受到 15 分钟分时项目发电功率预测、分时实际出力及偏差考核等的约束，因此发电企业会结合风资源、电价等因素，通过日度开展的合同转让交易修正短期的分时发电曲线，保障项目的收益；另外基于风资源季节性变化、区域电网电源检修等多方面因素影响，交易人员也会对后续履约期内分时发电曲线做滚动修正及调整。

因此，上表所列示的合同转让交易结算电价是经过一系列买卖交易结算后，净卖出电量与净卖出收入的数学计算结果，并不代表单份中长期合约转让的价格高低，也不代表青海省中长期合约电价走势，其结算结果是对部分时段的履约任务加减仓后，对应时段净结算单价的体现。合同转让交易结算单价与其他品种结算电价不具备经济可比性、其数值高低受到买卖电量净值的影响，若买卖电量净值趋近于极小值，则作为数学计算值的合同转让交易结算电价也会失去价格意义。《青海省 2025 年电力中长期交易方案》要求经营主体间双边交易累计合同电量额度不应超过经营主体自身年度交易发（用）电量合同总额的 50%，本项目通过月度中长期合约交易及合同转让交易补充中长期合约电量；同时合同转让以双边协商方式成交，在早晚间电价

[33] 电力企业签署电力直接交易合约（单价 P1*电量 Q1=收入 R1）后，若以低于 P1 的单价 P2 价格转出部分电量 Q2，此时结算单科目体现为电力直接交易品种结算收入正值（R1），合同转让品种结算收入负值[（-R2）=单价 P2*电量（-Q2）]，且 R1+（-R2）＞0，此时项目实现合约获利。合同转让品种受到多笔买卖业务双向影响，结算电价易呈现波动，属于正常现象。

较高时段通过双边协商有望锁定更高收益，因此 2025 年合同转让交易结算电量占比有所提升；2026 年现货市场已进入连续结算试运行，除利用合同转让外，电力企业可灵活把握现货市场机会，实现收益最大化，因此合同转让交易结算电量占比降低。

2026 年 1-6 月本项目合同转让交易结算单价为 0.8207 元/千瓦时，2026 年 1-6 月合同转让交易结算电量占总结算电量的比重为-0.72%，对整体电量交易及结算影响较小且买卖中长期合约电量相近，电价在结算规则下走高，属于结算规则下的正常现象。

3）电力现货交易

青海省电力现货交易依据《关于印发<青海省深化新能源上网电价市场化改革实施方案>的通知》（青发改价格规〔2025〕645 号）、《关于开展青海电力现货市场连续结算试运行工作的通知》（青发改能源〔2025〕695 号）及其相关规则开展，已于 2025 年 11 月转入连续结算试运行。市场参与主体涵盖统调燃煤火电机组、新能源场站（直流配套电源除外）、售电公司、批发用户、电网企业代理购电用户，以及符合条件的独立储能、配建储能和虚拟电厂。省内新能源场站（风电、光伏）原则上全电量参与现货电能量市场，并根据项目类型与技术条件，分别以“报量不报价”（适用于扶贫、分布式等特定保障性项目）、“报量报价”（适用于其他具备条件的新能源项目）或“不报量不报价”（适用于暂不具备技术条件的新能源项目）方式参与。当前现货市场采用“发电侧报量报价、用户侧不报量不报价”模式组织日前交易，形成分时电价信号，实现电力资源实时优化配置；在实时交易市场中，调度机构结合超短期负荷、新能源超短期功率预测、电网安全约束等实时边界条件滚动优化出清，形成实时节点电价，用于结算机组各时段实际出力与日前市场确定发电计划之间的功率偏差，保障电网实时功率平衡。

①现货交易的分类

青海省电力现货交易品种主要包括日前电能量交易（以下简称日前交易）和实时电能量交易（以下简称实时交易），其中实时电能量交易是主要的财务结算品种。

日前交易：是指调度机构统筹负荷预测、新能源出力预测、跨省联络线计划及电网安全约束，以全网发电成本最小化为目标，组织发电侧在竞价日（D-1 日）申报制定次日运行日（D 日）96 个时段（15 分钟/时段）的

出力曲线及参考分时电价的交易方式。青海省内日前市场结果仅用于调度运行、发布价格信号，这一阶段不开展财务结算，全部结算电量将统一参与实时市场结算。

实时交易：是指运行日（D 日），调度机构在日前交易申报基础上，由调度机构基于系统实际运行状态和安全约束组织集中出清，以保障电网安全运行，发电侧按日前申报的报价曲线或作为价格接受者参与。实时交易主要承接日前计划与实际发电之间的偏差电量结算，发挥日内实时平衡调节作用。

②现货交易的特征及定价方式

现货交易承担中长期交易偏差结算的功能，与中长期交易“一体两面”，是中长期交易的重要补充，故其市场参与主体及竞争情况与中长期交易类似。现货实时电价主要由实时供需决定，同时也配套了相应风险管控机制。调度机构结合用电负荷、新能源出力预测与电网运行条件，依据发电企业报价进行择优调度，从而生成现货实时电价，并受到风险管控机制上下限调控。而现货结算电价是发电企业在一个结算周期内一系列买入及卖出后的净结算电价，现货结算电价及结算电量随着企业持仓策略及后市预期产生超发或欠发偏差，从而呈现正值或负值波动。

在中长期超缺额收益回收允许的范围内[34]，发电企业可以采取一定的持仓策略。具体而言，可以适当提高中长期合约仓位锁定收益，出现欠发偏差时则通过较低价格的现货买入来补足；也可适当降低中长期合约仓位，出现超发偏差时则择机卖出较高价格的现货来增厚收益。以上策略带来的现货电量为正值或负值属于电力行业正常情况。

青海省电力现货交易采用边际出清方式，每日分为 96 个时段（15 分钟/时段），每个时段内的系统边际出清价格确认为该时段现货结算电价。发电企业向市场申报出力及报价，调度机构结合用电需求、新能源出力预测以及电网安全运行条件，按报价高低优先调用发电机组，形成对应时段的市场电价，体现每个时刻电力供需的紧缺程度。同时，现货市场设置了

[34] 中长期超缺额收益回收，指市场主体中长期合约电量与实际发用电量偏离超出一定区间，且通过该偏差取得增厚收益时，对超额获利部分予以回收；无增厚收益时不予回收，回收资金归入不平衡资金池。区别于电量偏差考核，超缺额调整仅回收增厚收益而非惩罚性扣费。

价格上下限、市场力监测[35]与管控机制，以防范市场出现异常波动。

因火电、新型储能的出力调节灵活性高，其报价通常对边际价格走势有决定性影响。根据《青海省发展和改革委员会关于设定青海电力现货市场连续结算试运行期间相关市场参数的函》（青发改价格函〔2025〕280 号），风电、光伏等新能源按 0.08-0.65 元/千瓦时的分时段限价申报取得发电权，然后根据系统边际出清价格确认现货结算电价。

③现货电量结算原理

（a）现货电量偏差结算机制

在电力现货市场偏差结算机制下，通常先按照中长期合约的量价结算中长期合约电量，再按照结算电量与中长期合约电量的偏差来结算现货电量。即**现货电量=结算电量-中长期合约电量**，结算机制[36]如下图所示：

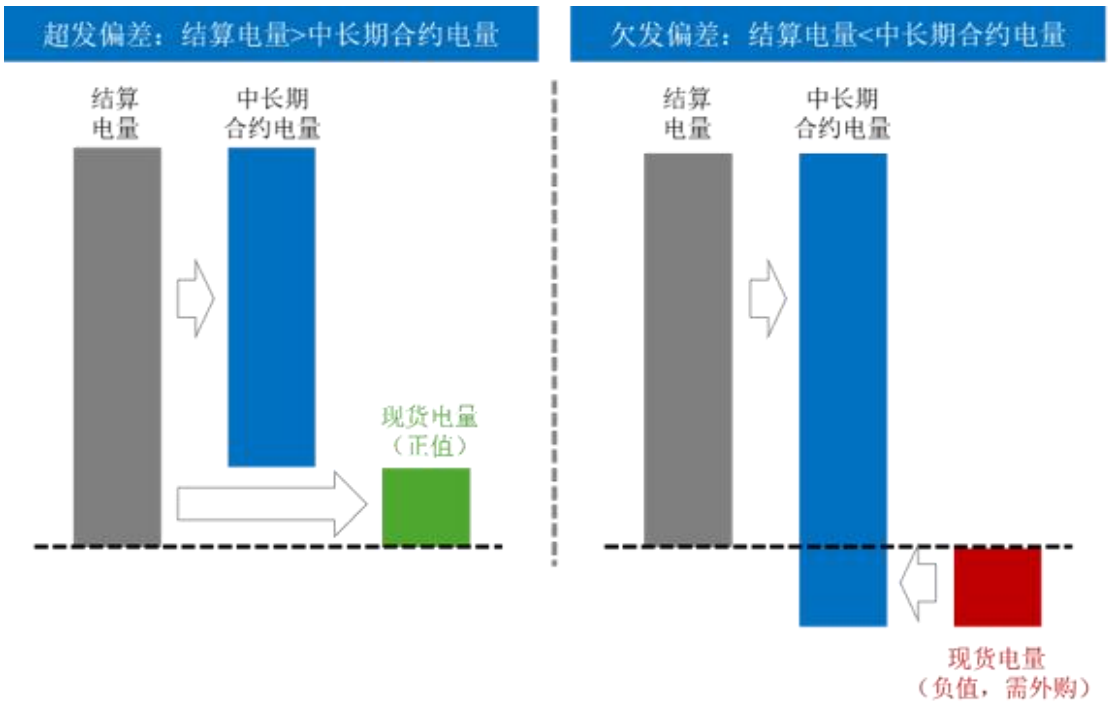


图 2-1-6 现货偏差结算机制示意图

如结算电量因自然条件（如风资源变化）等因素出现波动，现货电量将对应呈现波动特征，形成超发偏差（正值）及欠发偏差（负值）。

a）超发偏差：当发电项目因自然条件（如风资源高于预期）等因素导致实际上网电量大于合同电量时，形成超发偏差，在满足电网安全约束的

[35] 指市场成员操纵市场价格，使之偏离市场充分竞争情况下所具有的价格水平的能力。
[36] 以下论述的现货电量偏差结算机制具体指（青海省）省内现货。

前提下，超发部分电量可通过现货交易进行消纳，该部分上网电量在结算时体现为正的现货电量，即现货电量=结算电量-中长期合约电量＞0。

b）欠发偏差：当发电项目因自然条件（如风资源不足）等因素导致实际上网电量低于合同电量时，形成欠发偏差，发电项目需从现货市场购入等额的欠发偏差电量来补足合约，该部分购入电量在结算时即体现为负的现货电量，即现货电量=结算电量-中长期合约电量＜0。

根据以上分析，在电力现货市场偏差结算机制下，如结算电量因自然条件（如风资源变化）等因素波动，现货电量将呈现正值或者负值，这一波动特征属于行业常态。

（b）偏差结算对现金流的影响分析

根据简化的单个时段电费收入公式：

单个结算时段电能量收入

=中长期合约电量×中长期结算电价+偏差电量×现货结算电价

a）超发偏差对现金流的影响

当出现超发偏差时，偏差电量为正值。此类情况下电费收入将随现货结算电价波动而波动，现货结算电价走高可扩大收益。

b）欠发偏差对现金流的影响

当出现欠发偏差时，偏差电量为负值。发电企业若判断后市现货结算电价走低，可采取锁定高比例中长期合约，同时低价买入现货弥补欠发电量，从而增厚收益的策略。

结合实际超发及欠发偏差，以及对现货结算电价高低的预判，发电企业持仓策略及对现金流的影响可总结为如下图（不考虑超缺额调整）：

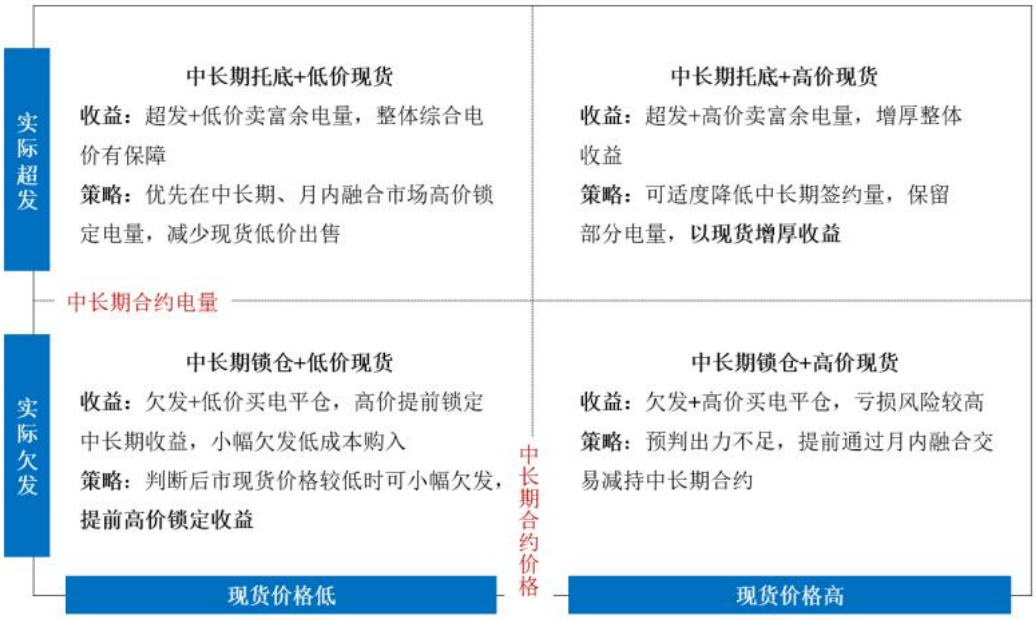


图 2-1-7 发电企业持仓策略示意图

如预判未来某时段现货结算电价较低（意味着此时电力供应较充足），新能源项目可提升该时段中长期合约申报电量并锁定中长期结算电价。届时如出现欠发偏差，则从现货市场低价买入现货电量（现货电量体现为负），在中长期超缺额收益回收允许的范围内，通过上述持仓策略可取得更高收益。因此，出现欠发偏差、现货电量为负值，在电力现货市场交易实践中属于正常的持仓策略。

（c）青海省电力市场现货结算机制

青海省电力市场同样采用“中长期合约为主、现货偏差结算”机制。在机组月度预期发电量相对稳定的前提下，中长期合约电量与偏差结算电量（即现货电量）整体呈现此消彼长的特征：中长期合约电量签约规模越高，现货电量敞口相应收缩；中长期合约电量签约规模下降，则现货电量相应扩大。

实际操作中，由于新能源发电受气象条件影响的特性，风电、光伏出力天然存在波动性，结算电量可能显著偏离初始预测。即使发电企业将中长期合约电量比例控制在较低水平、预留更大的理论现货电量敞口，若年内气象条件偏弱、实际发电不及预期，最终实际现货电量仍可能低于预期水平。与此同时，中长期签约电量并非期初锁定后固定不变，电力市场允许通过月内融合交易、合同转让、合同变更动态调整中长期合约规模，发

电企业可因地制宜调整中长期合约电量比例，进而改变现货电量。

④各类现货交易结算电价

青海电力市场在调度层面，通过现货市场全电量集中出清，确定机组发电计划；在结算层面，现货市场承担中长期合约的电量偏差结算功能。2025 年 11 月电力现货市场启动连续结算试运行后，分时电价信号持续释放，现货市场的价格发现作用进一步凸显。

表 2-1-24 本项目报告期内现货结算情况[37]及占结算电量比重

单位：万千瓦时、元/千瓦时

交易品种		2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
日前交易（省间现货）	结算电价	0.2809	0.2599	0.2891	0.2516
	结算电量	443.30	409.46	484.92	128.07
	结算电量占比	1.28%	1.27%	1.43%	0.84%
日前互济（省间互济）	结算电价	/	/	/	0.0518
	结算电量	/	/	/	57.26
	结算电量占比	/	/	/	0.38%
实时交易（省内现货）	结算电价	/	/	0.3124	0.5120
	结算电量	/	/	-1,169.86	1,422.20
	结算电量占比	/	/	-3.45%	9.37%
现货合计	**结算电价**	**0.2809**	**0.2599**	**0.3290**	**0.4749**
	结算电量	**443.30**	**409.46**	**-684.93**	**1,607.53**
	结算电量占比	**1.28%**	**1.27%**	**-2.02%**	**10.60%**

报告期内，本项目现货交易品种主要是省间日前交易及省内实时交易，2026 年 6 月起参与少量省间互济交易。省间现货交易属于全国省间电力交

[37] 为市场化交易结算单价（含税），不包含超缺额调整及考核，下文同。

易市场，依托北京电力交易中心开展[38]；省内实时交易、省间互济交易依托青海电力交易中心开展。2023-2025 年，本项目现货电量占结算电量比重在-2.02%-1.28%之间。其中省间现货交易比重在 1.27%-1.43%之间，省间现货交易除了受到市场主体量价申报信息影响，还受到送受端区域电力供需形势、跨省输电断面可用容量、跨区输电价格及输电线损等多个因素影响。当送端申报外送电量超过跨省输电断面可输送限额时，跨区通道发生阻塞，将产生阻塞溢价并推高省间出清电价；跨省输电断面容量充裕、无通道阻塞的情形下，省间出清电价主要由送受端市场供需状况及市场主体报价行为决定。因此省间现货结算价格在报告期内呈现小幅波动。

2026 年 1-6 月，本项目现货结算电量占比提升至 10.6%，主要体现为省内现货占比的提升。2025 年 11 月青海省开展现货市场连续结算试运行后，发电企业可以基于市场情况在省间现货市场及省内现货市场灵活调整交易策略，项目电力交易业务团队结合青海省能源供需特征，积极开展电力市场分析，通过更加精细化的交易策略，实现省内现货结算电价的提升。现货交易为买卖双向交易，多笔双向交易形成结算电价[39]，相关原理与中长期合约合同转让交易结算电价类似，即存在卖出、买入的双向操作。现货交易的结算电价实质为净卖出金额÷净卖出电量的数学计算值。由于每一笔交易的买入、卖出单价存在差异，如果在一段时间内卖出、买入现货电量趋近（即分母净卖出电量趋近于 0），则现货结算电价作为数学计算值可能异常偏高，无法反映实际每一笔的交易单价。2026 年 1-6 月，项目捕捉到晚间电力现货高价时段交易机会，在保证正向现货收入的同时，买卖电量净值趋近，实现较高的结算电价，系上述交易规则下的正常现象。

报告期内，项目在 2026 年 6 月参与少量西北区域省间电力互济交易，该品种是省间现货交易与省内现货交易的衔接和补充，运行时间较短，整体活跃度有限，后续项目将基于省间及省内市场，酌情参与，实现项目收益最

[38] 省内日前现货交易阶段不参与财务结算，省内实时现货交易参与财务结算，省内现货交易由国网青海省调组织出清，青海电力交易中心配合结算；省间日前现货交易参与财务结算，由国家电力调度中心、西北区域网调组织出清，北京电力交易中心出具结算依据；西北区域日前互济交易参与财务结算，由国网西北区域网调组织出清，青海电力交易中心配合结算。具体见《关于修订省间电力现货交易规则的复函》（发改办体改〔2026〕275 号）、《省间电力现货交易规则》《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》（西北监能市场〔2026〕28 号）。

[39] 现货结算电价＝（卖出现货电量金额–购入现货电量金额）÷（卖出现货结算电量-购入现货结算电量）。具体见《关于修订省间电力现货交易规则的复函》（发改办体改〔2026〕275 号）。

大化。

（2）考核费用

《西北区域发电厂并网运行管理实施细则》及《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》等规定，是青海省省内并网电厂运行考核与辅助服务补偿分摊的基础框架。其中，运行考核部分依据《西北区域发电厂并网运行管理实施细则》执行，对电厂在安全、运行、检修、技术指导等方面的违规行为进行考核，考核结果按标准折算为经济费用，全额纳入辅助服务补偿资金池；补偿与分摊部分依据《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》执行，对提供调频、调峰、备用、自动电压控制等服务的电厂给予补偿，相关费用来源于运行考核费用、机组调试运行期差额资金等，不足部分由省内发电企业按上网电量比例分摊，结算按月进行并在次月电费中兑现。

《国家能源局西北监管局关于明确电力辅助服务市场价格机制等相关事项的通知》（西北监能市场〔2025〕48 号），明确了调峰辅助服务价格上限，并规定现货市场连续运行后，原则上调峰辅助服务市场不再单独运行，其功能由现货市场承接。随着 2025 年 11 月青海电力现货市场进入连续结算试运行，调峰辅助服务市场已与现货电能量市场融合，原有补偿分摊机制相应调整，通过现货市场价格信号体现，因此辅助服务费用已不再收取。

7、市场参与主体及竞争情况

本项目售电协议通过电力交易平台成交签署，从购售双方参与主体来看，2023-2025 年末及 2026 年 6 月末青海省电力市场注册发电企业分别为 831 家、808 家、855 家和 833 家。2023-2025 年末及 2026 年 6 月末青海省电力市场注册电力用户分别为 669 家、725 家、833 家和 1,191 家[40]，市场电力需求用户稳步增长，2026 年注册电力用户数量大幅提升，已超过注册发电企业数量。

[40] 数据来源：青海电力交易中心《青海电力市场运行分析报告》。

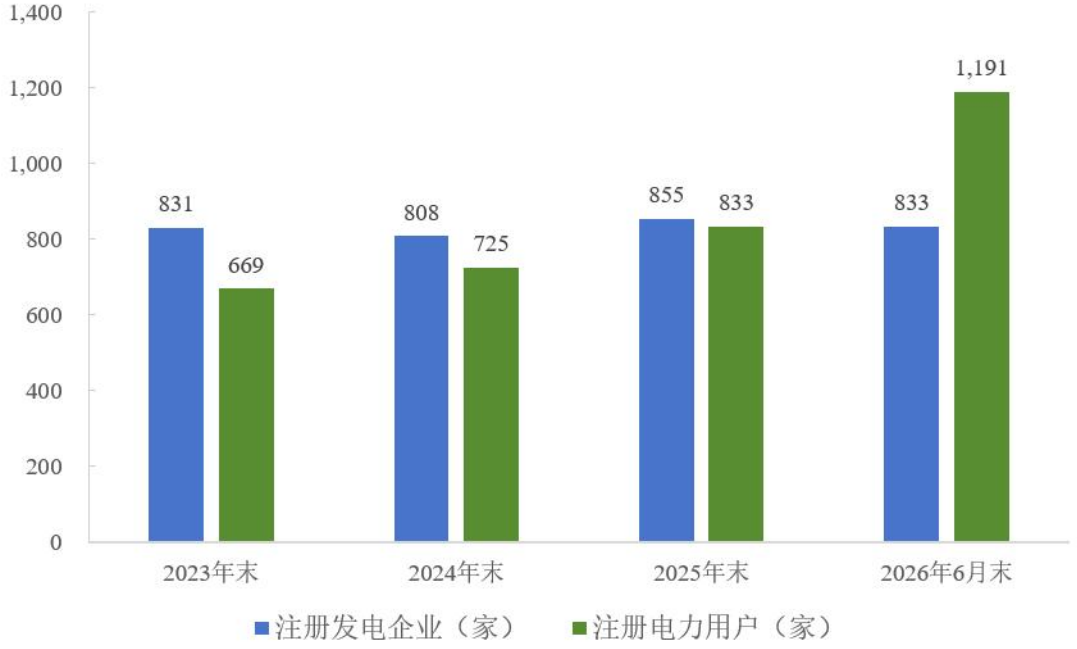


图 2-1-8 2023-2025 年、2026 年 1-6 月青海省电力市场注册发电企业及电力用户数量

从供给量看，2023-2025 年末青海省的总装机容量分别为 5,498 万千瓦、7,107 万千瓦、8,578 万千瓦[41]。全省发电量增速低于总装机容量增速，主要因新增装机容量中约 60%来自光伏发电项目，光伏电源在夜间出力受限，理论发电小时数较其他电源类型偏低，而水电电源在冬、春季则面临水量减少的影响。在以上电力相对紧缺的季节和时段，风力资源相对充沛，具有一定的差异化优势。

从需求量看，2023-2025 年及 2026 年 1-6 月青海省工业用电量分别为 895.60 亿千瓦时、920.44 亿千瓦时、924.26 亿千瓦时和 462.10 亿千瓦时[42]，工业用电占比高，构成了省内电力刚性、稳定的需求来源。与此同时，青海省季节性“夏丰冬枯”、日内“日盈夜亏”，缺电和弃电不同时段交替出现的特征依然明显，省内及省间电力供需的结构性矛盾仍待解决。

[41] 数据来源：青海省能源局、青海省电力交易中心。其中 2025 年装机容量为青海省能源局提供的预估数据。
[42] 数据来源：青海省统计局。

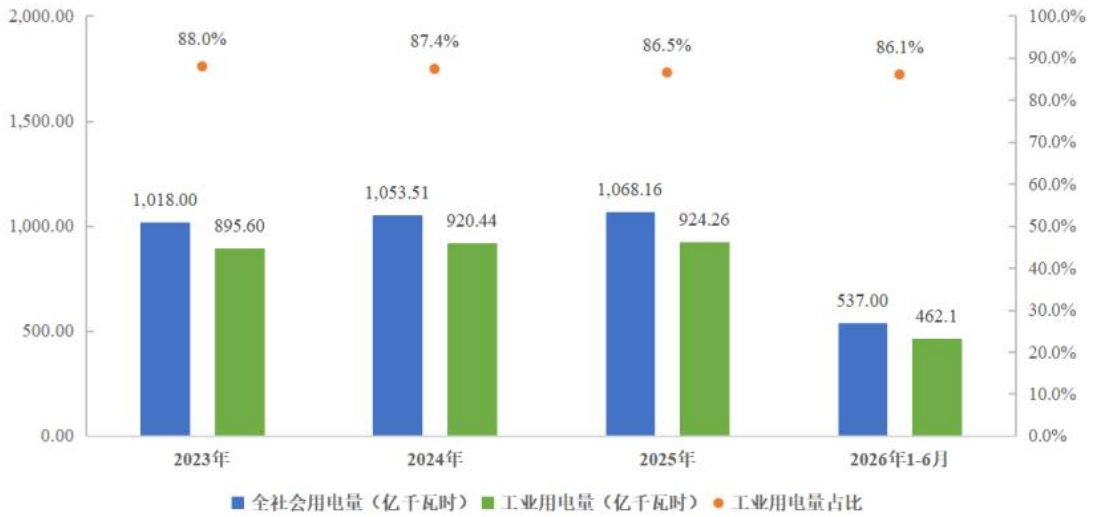


图 2-1-9 2023-2025 年、2026 年 1-6 月青海省全社会用电量、工业用电量及工业用电量占比

总结以上，青海省中长期交易市场活跃度较高，市场参与主体特别是注册电力用户家数持续增长，为电力消纳提供了良好条件。同时，青海“夏丰冬枯”“日盈夜亏”的电力供需格局也导致青海在外送消纳电力的同时又存在外购电力的需求，省内结构性错配需求并未完全消解和满足。在这样的消纳格局和特征下，发电企业可通过更精细的运营、更完善的持仓策略在竞争中捕捉市场机会。伴随省内工商业用电需求持续释放、省间消纳与外送通道不断完善、交易市场机制进一步成熟，叠加“十五五”规划新建的两条特高压直流外送通道带来的利好，电力市场消纳及增长潜力依然充足。

8、本项目电力消纳方式及消纳对象

（1）电力消纳方式

工业用电负荷为青海省电力消费稳定需求来源，本项目主要客户类型为省内符合准入条件的工商业用户及售电公司，市场需求稳定、消纳条件持续改善。具体分析如下：

1）青海省电力供需总体平衡但存在结构性特征，工业用电负荷为电力消费需求主力，“十五五”期间将新增建成青桂直流、青粤直流两条电力外送通道有效改善消纳环境

青海省电力供需总量基本平衡，但省内负荷需求与电源出力特性存在结构性错配的特点，具体表现为季节性“夏丰冬枯”，日内“日盈夜亏”[43]，缺电和弃电不

[43] 根据青海省能源局总结，青海省内电力供需呈现显著的“夏丰冬枯”“日盈夜亏”特征，具体指夏季丰水期

同时段交替出现。水电电源在冬、春季面临水量减少影响，光伏电源在夜间出力受限，在以上电力相对紧缺的季节和时段，风力资源相对充沛，具有比较优势，可在一定程度上弥合上述青海电力供需的结构性错配矛盾。

从供需总量看，2023-2025 年、2026 年 1-6 月青海省全省发电量分别为 1,008.20 亿千瓦时、1,149.20 亿千瓦时、1,224.10 亿千瓦时和 605.00 亿千瓦时，2023-2025 年、2026 年 1-6 月青海省全社会用电量分别为 1,018.30 亿千瓦时、1,053.50 亿千瓦时、1,068.20 亿千瓦时和 537.00 亿千瓦时[44]。以 2025 年为例，全省发电总量略高于全社会用电量，但与此同时，2025 年青海省外购电量约 200 亿千瓦时[45]，体现出青海能源供需格局仍存在结构性错配矛盾。具体表现为：在新能源大发，电力供应充足的时段，需通过外送消纳富余的新能源电量；而在电力供应紧张的高峰时段，仍需依靠省间电力交易引入外来电量，弥补省内局部电力缺口。

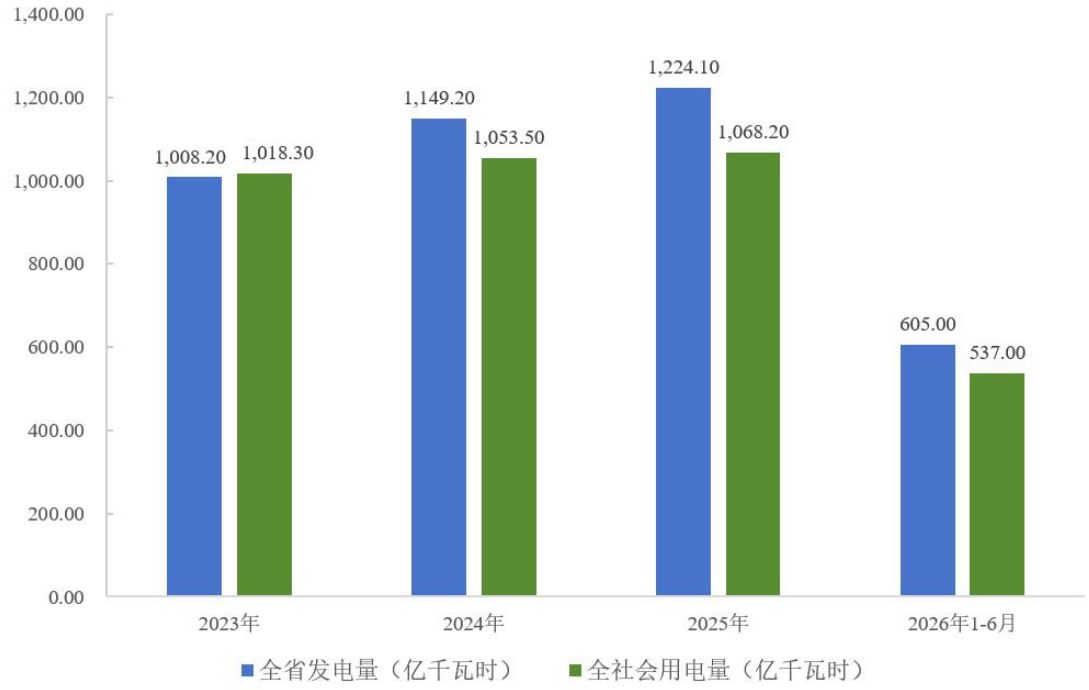


图 2-1-10 2023-2025 年、2026 年 1-6 月青海全省发电量及全社会用电量

2）工业用电需求占主导地位且工业增加值和利润快速增长，产业“四地”规划将盐湖产业的发展目标设定为千亿产值的世界级基地，传统行业推进提质升级

叠加日间光伏大发，电力富余，需高比例外送消纳；冬季枯水期叠加夜间光伏停发，存在电力缺口，需高比例跨省购电。高比例外送消纳与高比例跨省购电挑战同时存在，反映出在高比例新能源装机结构下，青海省电力供需面临季节性及昼夜双重错配的挑战。

[44] 数据来源：青海省能源局。

[45] 数据来源：青海电力交易中心。

并开展绿色转型，积极发挥清洁能源优势并战略布局新兴和未来产业

工业用电负荷为青海省电力消费稳定需求来源且占比较高，2023-2025 年及 2026 年 1-6 月，青海省工业用电量分别为 895.60 亿千瓦时、920.44 亿千瓦时、924.26 亿千瓦时和 462.10 亿千瓦时，在全社会用电量中占比分别为 87.95%、87.37%、86.52%和 86.05%。青海省工业用电需求集中于电解铝、钢材、锂电材料、盐湖化工等重点行业，相关产品符合全国及青海省产业规划。2025 年青海全省规模以上工业增加值同比增长 7.6%，较全国平均高 1.7 个百分点；规模以上工业企业利润增速为 8.8%，较全国平均高 8.2 个百分点。

表 2-1-25 青海省 2025 年部分重点行业产品产量同比增速[46]

单位：%

产业分类	产品	同比增速
电解铝	原铝（电解铝）	2.9
钢材	粗钢	11.2
	钢材	10.9
锂电材料	碳酸锂	25.3
	磷酸铁锂	371.8
盐湖化工	纯碱	12.9
	钾肥（折氧化钾）	0.0

在国家产业规划方面，根据《国务院关于印发<美丽中国建设“十五五”规划>的通知》（国发〔2026〕20 号）的要求，以电解铝、钢铁为代表的高载能产业[47]正向可再生能源资源富集区域转移[48]；盐湖提锂、铁矿资源开发、高性能碳纤维制

[46] 数据来源：青海省发改委、青海省统计局。

[47] 根据国家发展和改革委员会政策解读《发布能效水平指标是推动行业节能降碳的关键步骤》，钢铁、建材、有色、石化等产业能耗、排放总量更多地是由于产业特性及规模总量所决定的，更准确地应称之为高载能行业，而高耗能更应该归结为具体项目或产品。因此，按照能效水平进行划分，针对的是“高耗能项目”，避免形成政策偏差，有利于妥善处理好发展与减排的关系，是遵循客观规律和行业实际，是科学治理和引导行业发展的重要体现，也将促使各产业更加注重提升自身技术实力及节能降碳水平，不断优化产业结构和规模总量，为重点行业发展厘清了方向。

[48] 根据《国务院关于印发<美丽中国建设“十五五”规划>的通知》（国发〔2026〕20 号）相关要求，“推进重点用能行业绿色化清洁化发展，逐步明确可再生能源消费最低比重目标，建设一批绿色工厂。推进西部地

品开发、集成电路用材料研发制造等产业则均被纳入了国家发展改革委对西部地区及青海省的鼓励类产业目录，预计未来相关产业的产能及工业用电需求将具备一定的稳定性。青海“十五五”规划在产业“四地”建设中重点提出打造世界级现代盐湖产业体系，做大做强盐湖资源千亿级产业集群，包括实施钾盐高效利用工程、锂盐量质提升工程、钠资源高值开发工程、硼资源提取强链、稀散元素高效提取工程等，力争到 2030 年将盐湖资源综合利用产业总产值提升到 1,000 亿元，同时鼓励盐湖资源开发企业优先使用光伏、风电等清洁能源，推动实现清洁能源供应全替代。

对于传统产业则提出重点产业加快提质升级、成为发展新质生产力的沃土，其中有色冶金产业的覆盖面包括铝产业链、铁合金行业、特钢产业以及铜、铅、锌、镍的采选冶炼等，并提出培育“青海绿铝”等更具竞争力的青海制造品牌；化工产业的覆盖面包括盐湖化工、能源化工、化工新材料、特色精细化工等；新型建材行业的覆盖面则包括绿色装配式建筑产品、新型绿色环保建材、特种水泥、高端玻璃制品等。

在未来产业方面，青海省充分立足自身的可再生能源产能优势，深度结合国家在先进制造、人工智能方面的政策导向进行针对性的布局规划。一方面，青海省“十五五”规划要求形成制氢、储运、消纳氢能全产业链，推动风光制氢氨醇产业发展，促进盐湖、石油等产业副产氢气，打造规模化绿氢生产基地；另一方面，青海积极融入全国一体化算力网、推动建立“青甘宁”绿色算电一体化协同发展机制，将在西宁、海东、海西、海南等地分层次、分规模推进绿色零碳算力基地建设，计划打造多个智算中心、数据标注基地、国产算力生态中试场，并在西宁、东川、共和、德令哈等地建设多个数据、数字产业集聚区，充分实现绿色算电融合发展。

根据上述产业及发展规划，预期“十五五”期间，金属冶炼、盐湖化工及建材行业等传统产业将进行产能升级并继续作为青海省产业发展和工业用电需求的压舱石；盐湖产业及制氢、算力等新兴行业则将成为青海省新增工业用电需求的主要驱动力；作为国家清洁能源产业高地，青海省在绿色、低碳能源供应方面具备资源优势、规模优势、市场优势和竞争优势，通过采用“绿电+零碳产业园”“绿

区可再生能源就近利用，有序推动符合要求的高载能产业向可再生能源资源富集区域转移。”在上述政策指导下，青海省上述重点行业经营活动将在经济周期中保持较强的持续性与稳定性。

电+算力”“绿电+制造业”等一系列发展新模式，为吸纳外省的高载能产业加速落地青海、实现清洁能源电力的就地消纳奠定了扎实基础[49]。

3）城乡居民生活用电增速较快，清洁取暖改造工作为电力消纳提供新出口

2020-2025 年期间，青海省城乡居民生活用电量年化增长率 7.8%，增速高于全国平均水平[50]。

“十四五”以来，青海省坚持“宜电则电、宜气则气、宜煤则煤、宜热则热”原则，稳妥有序推进清洁取暖各项工作，累计完成投资 126 亿元，全省清洁取暖率提高 13%，清洁取暖改造面积达 3,774 万平方米，西宁市、海东市、海西州、海南州、黄南州和海北州刚察、海晏两县实现了城镇清洁取暖全覆盖，玉树州、果洛州部分县乡实现了清洁取暖，推动青海省以煤为主的取暖结构得到根本扭转。

通过热电联产及“煤改电”等措施，青海省大力推广以蓄热式电锅炉为主的清洁取暖技术路线，用户可在白天光伏大发、电价谷段时以优惠电价完成蓄热，夜间通过放热满足取暖需求。截至“十四五”期末，青海省清洁取暖年用电量已达 30 亿千瓦时。未来青海省能源局将持续巩固现有清洁取暖成果、有序开展清洁取暖改造、协调电网企业加强电网建设，为新增清洁取暖用电负荷提供可靠的电力支撑[51]。

4）可再生能源消纳政策及特高压外送通道建设将改善新能源消纳环境

政策方面，2026 年 8 月 1 日起施行的《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法》（国家发展改革委、工业和信息化部、住房和城乡建设部、交通运输部令第 42 号，以下简称《实施办法》），首次在全国层面确立了可再生能源消费最低比重目标及可再生能源电力消纳责任权重制度，该办法规定了重点用能行业的消纳可再生能源的具体目标及权重，有助于改善风电等可再生能源电力的消纳环境。而在青海省层面，2025 年即已确定可再生能源电力总量消纳责任权重为 70%、非水电可再生能源电力消纳责任权重为 30%；并对电解铝、钢铁、水泥、多晶硅等重点用能行业设置 70%以上的绿色电力消费比例要求。无论是青海现有产业结构及需求，还是鼓励存量产能消纳可再生能源的政策导向，都为青海省绿电消纳及后续消纳空间的改善提供坚实基础。

外送消纳方面，目前青海省的富余电力依托国家电网省间输配电主网架与

[49] 信息来源：青海省“十五五”规划纲要、青海省能源局 2025 青海清洁能源发展论坛。
[50] 根据国家统计局、国家能源局数据，2020-2025 年期间全国城乡居民生活用电量年化增长率为 6.9%。
[51] 信息来源：青海省工业和信息化厅、青海省招商局。

13 条外送直流通道消纳至陕西省、山东省、重庆市等主要省市，其中世界首条全清洁能源特高压直流线路——青海-河南±800 千伏特高压直流输电工程（以下简称青豫直流）已于 2020 年 12 月投运，有效实现了向河南省等华中地区外送电力的目标，显著发挥了青海省作为国家级能源基地开展“西电东送”的战略功能。青豫直流的送端起点是位于海南州千万千瓦级新能源基地（以下简称海南大基地）的±800 千伏特高压青南换流站（以下简称青南换流站，部分信息来源也称海南换流站），本项目所发电量经华扬 330 千伏升压站及塔扬线送出后，并入 750 千伏塔拉变电站，再经 750 千伏青塔 I、II、III 线送入青南换流站，因此青豫直流的开通能够提升青南换流站的电力外送能力，进而对本项目的电力消纳环境起到带动作用[52]。国家电网已建成的特高压输电工程示意图如下所示：

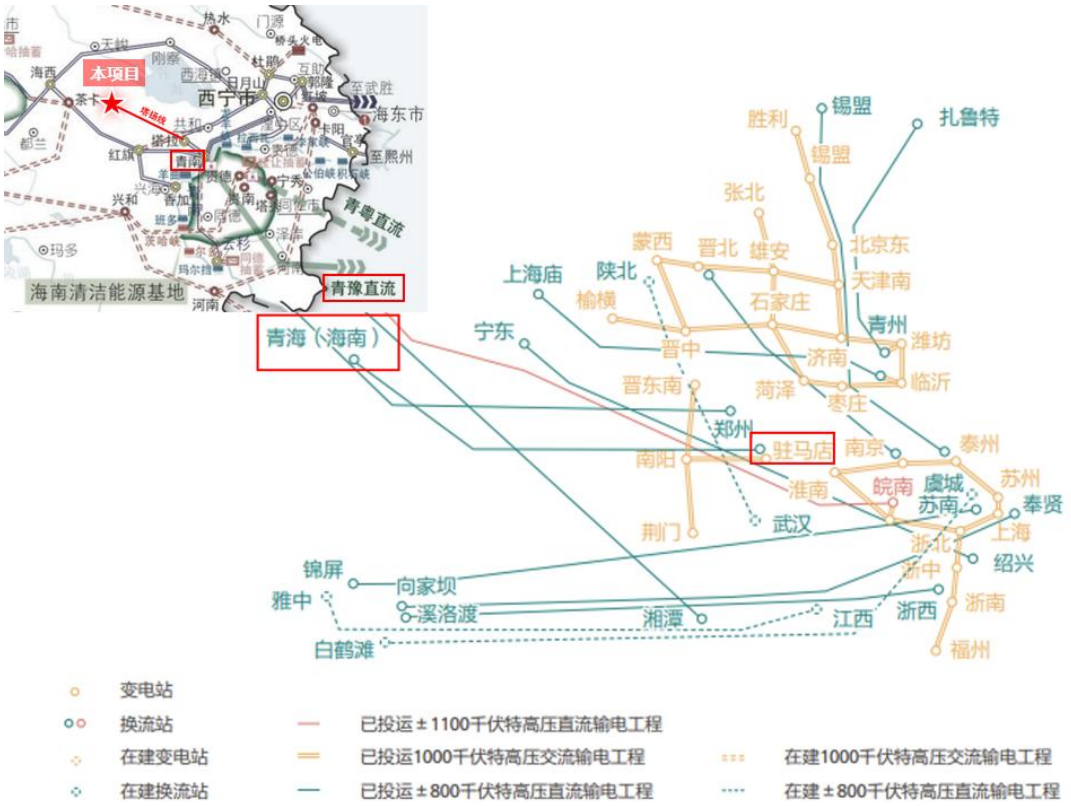


图 2-1-11 国家电网已建成的特高压输电工程示意图[53]

整体电网建设方面，当前青海已形成东南部“日”字形、西部“8”字形省内主

[52] 青豫直流于 2020 年 12 月投入运行，本项目 2021 年等效利用小时数及结算电量同比 2020 年提升约 23.6%。关于青豫直流开通后对本项目等效利用小时数、结算电量的具体影响即分析，详见本招募说明书之“十一、不动产所在区域竞争情况”之“（二）区域内现在运营和未来 3 年已规划可比竞品分析”之“3、周边可比项目对于入池资产的影响分析”之“（1）不动产项目投运后入市的竞品对项目运营的影响”之“2）电力消纳环境影响”之“②竞品项目对不动产电力消纳环境的影响”。

[53] 图片来源：国家电网社会责任报告。

网架，配套省间 750 千伏交流主网架以及青豫直流特高压外送通道。国家“十五五”规划纲要明确提出建设包括青海省在内 8 个省区清洁能源基地电力外送通道，将西电东送能力提升到 4.2 亿千瓦以上，其中青海海南清洁能源外送基地送广东直流工程（以下简称青粤直流）是我国首批推动建设的跨国家电网、南方电网经营区域的特高压直流通道，已被列入国家“十五五”规划 109 项重大工程项目。“十五五”时期，青海省将规划建成青粤直流、青海海西柴达木沙漠基地送广西直流工程（以下简称青桂直流）两大特高压外送通道，并按照“优一开二定三谋四”的时序，构建青海至中东部地区绿色送电走廊，绿电外送规模将得到进一步提升。具体来说，“优一”是指优化提升青豫直流送电能力，“开二”是指力争 2026 年开工建设青桂直流工程[54]，“定三”是指确定青粤直流路径、落点，力争 2028 年建成[55]，“谋四”是指推动柴达木后续特高压直流工程送电华中、南方地区[56]。

（2）电力消纳对象

本项目电力消纳对象以省内工商业用户为主，同时以省间外送作为补充。省内工商业用户为本项目电力的主要消纳对象，本项目按照市场化原则，主要通过集中交易方式，依托电力交易平台与其达成交易。与此同时，电力平台开设的省间交易也为本项目提供了外送消纳途径，本项目 2023-2025 年及 2026 年 1-6 月省间外送电量（即省间中长期和省间现货电量）占所有结算电量的比例分别为 18.81%、30.13%、21.54%、6.81%[57]，其中省间中长期结算电量占全部省间外送电量的 80%以上。2024 年及之前，青海省间外送交易的价格相对省内中长期结算电价有一定优势，电力交易业务团队积极拓展省间外送的交易机会；2025 年起，受全国范围内新能源装机容量上升等因素的影响，本项目省间外送交易价格出现下降；此外，2025 年 11 月青海省开展现货市场连续结算试运行[58]后，部分时段省内现货结算电价相对省间外送交易价格具备明显的价格优势，电力交易业

[54] 青桂直流工程预可研已于 2025 年 10 月通过评审，截至 2026 年 9 月，工程线路及换流站各标段的勘察设计包、线路包已完成发包，各承包商的终勘任务接近完成，预计即将进入施工图设计阶段。

[55] 2026 年 3 月 24 日，青粤直流工程预可研通过评审，项目进入可研阶段。截至 2026 年 9 月，青粤直流工程线路及换流站的勘察设计包、线路包已完成发包。

[56] 信息来源：青海省能源局、国网青海省电力公司。

[57] 对具体发电企业而言，省间外送电量既受该企业主动交易行为的影响，也受其他发电企业的影响。省间中长期交易以挂牌交易为主，在业务实操中，电网作为挂牌方（需求方）报量报价，发电企业作为摘牌方（供给方）报量不报价，如发电企业申报的电量供给大于需求，则最终按照申报电量等比例分配并出清给到所有摘牌的发电企业。对本项目而言，受到主动交易行为及其他发电企业策略的双向影响，省间外送电量的波动为正常现象。

[58] 《关于开展青海电力现货市场连续结算试运行工作的通知》青发改能源〔2025〕695 号）。

务团队通过其更加精细化的电力交易策略，主动调整省间外送交易的持仓，提升了省内现货交易比例，实现了正向收益。2026 年 1-6 月本项目售电结构中，省内现货占比同比提升了 12.83%，省间外送电量占比则同比下降了 14.73%。

省内及省间中长期交易的用户侧（即电力用户或客户）主要为 10 千伏及以上电压等级用户，以及年用电量 1,000 万千瓦时及以上的批发或零售用户。根据电力体制改革“管住中间、放开两头”的指导原则，发电侧、用电侧双方在《青海省电力中长期市场实施细则》（西北监能市场〔2026〕13 号）框架下，按照市场化原则，通过双边协商交易方式或集中交易方式，依托电力交易平台自主达成交易意向。

综上所述，本项目与省内、省间满足市场准入要求的工商业用户及售电公司开展交易，客户均通过电力交易平台进行省内及省间交易；青海省内负荷需求与电源出力特性存在结构性错配，在年内的冬、春季及日内的夜间，风力资源相对较好，风电项目可形成缺电环境下的有效补充，在新能源消纳体系中具有比较优势；省内稳定增长的工业发展情况、未来产业规划、城乡居民用电增长为项目消纳提供内生动力；可再生能源消纳政策的出台和落实、以及已建成及“十五五”规划的特高压直流通道也为消纳条件持续改善提供坚实基础。

9、客户及展业情况

（1）交易方式

近年来，青海省中长期交易方式逐步从双边协商交易为主，过渡到集中交易方式为主。集中交易方式充分发挥了市场机制调节作用，契合省内高比例新能源出力时序特征，形成分时价格信号，引导源荷协同优化，同时实现中长期市场与现货市场有效衔接契合。根据青海省能源局制定的《青海省 2026 年电力中长期交易方案》（青能运行〔2025〕209 号），在省内电力中长期交易中，除水电不参与省内双边协商交易外，其他发电企业（含新能源项目）双边协商累计合同电量不得超过其上网电量的 20%（绿电交易不计入该额度），超出部分需通过集中交易方式实现市场化交易。通过对双边协商电量比例进行限制，青海省能源局意图促进发电企业更活跃地参与省内中长期集中交易，提升市场信息透明度、更好地反映价格信号。从数据上看，

2023-2026年历年的1-6月[59]，本项目省内中长期交易平均电价分别为0.2268，0.2284，0.2272，0.2285元/千瓦时，在《青海省2026年电力中长期交易方案》开始实施后，本项目在2026年1-6月的省内中长期交易平均电价与过往年度保持平稳，数据整体具备延续性，且省内中长期交易作为本项目电力交易占比最大的部分，在报告期内省内中长期结算电量占全部结算电量的比例保持在69.87-83.81%之间，收入占比稳定在67.99%-84.51%之间，平稳的电价趋势为本项目的电费收入构筑了良好的基本盘。

本项目的中长期交易主要是由电力交易业务团队负责。首先，电力交易业务团队通过与当地电网经营区域内主要售电公司或电力用户以双边协商的方式开展年度或月度中长期交易合同签约工作，锁定一定额度的市场化交易结算电量及售电价格。其次，电力交易业务团队在中长期交易过程中，还会通过电力交易平台参与集中交易，并通过开展合同转让交易以消除风资源波动带来的偏差电量影响，同时抓住用电高峰期电价较高的时机，以较高价格出售所发电力，扩大风电场收益。

（2）客户获取渠道

①双边协商

对于双边协商达成的售电协议，获客渠道分为主动、被动两种方式。主动方式下，发电企业的电力交易业务团队主动与本地主要售电公司、电力用户通过电话、微信等网络社交平台或线下走访交流进行磋商，获取交易机会；被动方式下，电网企业会定期在电力交易平台上公布电力用户及售电公司的联系方式，供发电企业获取更多客户资源，以达到促进电力交易发展的目的。

与此同时，对于在合约存续期内的电力用户、售电公司，在原合约到期前，电力交易业务团队可根据合约台账主动与客户开展对接磋商，协商确定新一轮合约电量、电价、执行曲线等核心条款，并通过持续的客户维护实现存量业务稳定续签，进一步巩固获客及销售渠道。

②集中交易

由于双边协商方式已向集中交易方式逐步过渡，故在报告期内，集中交易（集中竞价、挂牌交易）方式逐步成为青海省电力中长期市场核心交易组

[59] 受青海省内电力供需特征的影响，本项目市场化交易结算单价（含超缺额）呈现一定的季节性特征。为提升数据可比性，此处取报告期内历年1-6月的省内中长期结算电价进行比对。

织方式，2024 年以来，本项目集中交易结算电量约占项目结算电量的 65%以上，其中省内以集中竞价为主，省间以挂牌交易为主。

通过集中交易方式达成的售电协议，主要客户类型为符合准入条件的工商业用户和售电公司，客户获取渠道主要为电力交易平台。电力交易业务团队通过青海电力交易中心主动寻找和匹配客户资源，在青海电力交易中心确定的交易时间段内按一定的交易规则与用户侧进行集中匹配并完成交易。集中交易方式发挥了价格发现信号的功能，市场参与度高，可有效撮合青海省发用电两侧供需动态匹配。

（3）客户类型及典型客户简介

本项目所发电力直接售电客户为售电公司和工商业用户，进一步穿透后，则体现出终端客户高度分散化的特征，符合电力行业惯例。

表 2-1-26 中长期合约售电客户类型及电量占比情况[60]

年份	售电公司及国网企业代理购电	其他工商业用户
2023 年	94.10%	5.90%
2024 年	68.59%	31.41%
2025 年	93.87%	6.13%

2023-2025 年，本项目中长期交易的直接售电客户以售电公司为主，售电电量占比分别为 94.10%、68.59%、93.87%。

售电公司再将电力转卖，穿透后最终用电客户为当地 10 千伏及以上工商业用户，客户高度分散。由于售电公司通过一段时间内的电力买卖总量匹配来完成电力转卖，电力通过电网传输、由电网统一调度，无法穿透将电力用户购入的每一度电与发电企业出售的每一度电进行对应匹配，因此无法穿透统计出前十大客户或重要客户名单。

除售电公司外，2023-2025 年，本项目中长期交易其余直接售电客户主要为电解铝、钢铁、晶硅、锂电池、碳纤维等青海省内重点行业用户，占比分别为 5.90%、31.41%、6.13%，此类用户产能增速稳定，用电需求同步稳定增长。2024 年工商业用户占比提高，主要受益于青海盐湖提锂、磷酸铁锂、多晶硅、单晶硅等光伏及锂电产业持续扩产。根据《青海省国民经济和

[60] 2026 年起，中长期交易以集中交易方式为主，新能源发电企业通过电力交易平台在一段时间内完成电力买卖总量匹配来实现电力销售，电力通过电网传输并由电网统一调度实现实时消纳，电力交易平台不显示最终客户信息，故无法穿透统计 2026 年客户情况。

社会发展统计公报》，2024 年青海磷酸铁锂产量同比增长 72.6%，钢材、电解铜、光伏组件等重点产品产量同比分别增长 93.1%、47.5%、48.9%，且风光等新能源电价更具价格优势，相关高载荷产业产量增加形成了动态增量购电需求。2025 年，青海电力现货市场启动连续结算试运行，相关规则明确了入市交易双方将纳入电量偏差考核机制，这进一步要求相关企业具备专业的负荷功率预测、交易及风控团队。基于现货市场连续结算仍在完善及试运行期，部分负荷较低、电力需求总量稳定但日内易偏差波动的用户转向与售电公司签约。

2023-2025 年，本项目不涉及单个工商业用户中长期合约电量占比超 10%情形，不存在单一工商业大客户履约及续约风险。随着现货连续结算规则持续完善，相关政策将持续收紧电网企业代理购电方式适用范围[61]，从而进一步鼓励工商业用户全面入市；工商业用户基于自身电力需求规模、用电功率稳定性，自主选择向发电企业或售电公司购电[62]，预计未来青海电力市场化参与主体将进一步增加，交易更加活跃。

因此，本项目报告期内无单一工商业用户合约电量占比超 10%情形且整体占比较低，单一工商业大客户续约风险较低。

（4）典型客户及售电协议签署情况

用户 A 是国家电网有限公司全资子公司，主要承担全省电网规划、建设、调度运行、电力供应等工作，对应的省内电网是全国规模较大、电压等级多、运行工况复杂的超大型枢纽电网，主网覆盖全省，并通过多条特高压交直流通道对外互联，具备强大的清洁能源跨省配置能力。省内高纯晶硅、锂电动力电池及材料、铝基新材料、钒钛化工等产业持续集聚，全省用电负荷总量大、工业用电占主导。用户 A 统筹省内输配电网络运维，保障全省电力安全可靠供应，2023-2025 年与华扬晟源签署售电协议电量占中长期合

[61] 根据《青海省发展和改革委员会关于青海电网第四监管周期输配电价及有关事项的通知》，自 2026 年 8 月起，35 千伏及以上工商业用户直接参与电力市场交易，不再由电网企业代理购电。鼓励 10 千伏及以下工商业用户退出电网代理购电，直接参与电力市场交易。

[62] 《青海省 2025 年电力中长期交易方案》（青能运行〔2024〕173 号）：“鼓励其他工商业用户直接参与市场交易，未直接参与市场交易的由电网企业代理购电。年用电量在 1,000 万千瓦时及以上的电力用户，可直接参与电力批发交易或者参与电力零售市场交易购电；年用电量在 1,000 万千瓦时以下的电力用户通过参与零售市场交易购电。”用户侧批发交易指合格大用户直接注册为批发市场主体，和发电企业双边协商或集中交易购电；零售交易指向售电公司买电，由售电公司在批发市场帮用户采购电量。

约电量比例在 2.62-3.70%之间，用户需求稳定。

表 2-1-27 报告期内用户 A 售电协议签署情况

单位：万千瓦时

年份	全年合同电量	合同电量占中长期结算电量比例	合同期限
2023	896.30	2.62%	3 笔合同：月度合同 2 笔，半年度合同 1 笔
2024	1,174.10	3.70%	2 笔合同：月度合同 1 笔；年度合同 1 笔
2025	965.98	2.79%	3 笔合同：月度合同 2 笔，年度合同 1 笔

用户 B 是青海省大型化工建材企业，主要从事聚氯乙烯、烧碱、电石、水泥等基础化工及建材产品生产销售，产品应用于建筑、化工等领域，属于省内典型工业用户。该企业生产连续性较强，用电负荷规模较大，为青海省电力市场重要的工商业用户。2023-2025 年，用户 B 与华扬晟源签署售电协议电量占中长期合约电量比例在 0.01-0.79%之间，2024 年起用户 B 与华扬晟源签订了较为稳定的购电协议。

表 2-1-28 报告期内用户 B 售电协议签署情况

单位：万千瓦时

年份	全年合同电量	合同电量占中长期结算电量比例	合同期限
2023	1.86	0.01%	月度合同 1 笔
2024	250.96	0.79%	月度合同 21 笔
2025	184.11	0.53%	月度合同 3 笔

（二）盈利模式和主要运营策略

1、盈利模式概况

本项目盈利模式为通过发电获得电费结算收入和国补收入。根据《购售电合同》以及相关电价政策文件的规定，乌兰风电项目向国网青海公司供电并参与电

力市场交易。国网青海公司以向广大电力用户供电所获得的销售电价收入支付给项目公司，项目公司获得市场结算收入。本项目结算电价由市场化交易结算单价（含超缺额）、考核费用构成。电费收入由电费结算收入和国补收入构成。

乌兰风电项目售电业务收入的基本计算公式：

电费收入 = 电费结算收入+国补收入

= 上网电量×市场化交易结算单价（含超缺额）+考核费用+上网电量×国补电价

（1）市场化交易结算单价（含超缺额）

1）市场化交易结算单价（含超缺额）

根据《购售电合同》以及相关电价政策文件的规定，乌兰风电项目向国网青海公司供电并参与电力市场交易。据统计，最近三年及一期，乌兰风电项目上网电量分别为 34,591.97 万千瓦时、32,167.84 万千瓦时、33,889.43 万千瓦时和 15,171.50 万千瓦时；市场化交易结算单价（含超缺额）分别为 0.2395 元/千瓦时、0.2385 元/千瓦时、0.2283 元/千瓦时和 0.2563 元/千瓦时。

表 2-1-29 最近三年及一期上网电量和市场化交易结算单价（含超缺额）

单位：万千瓦时、元/千瓦时

项目	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
上网电量	34,591.97	32,167.84	33,889.43	15,171.50
市场化交易结算单价（不含超缺额）	0.2395	0.2385	0.2378	0.2760
市场化交易结算单价（含超缺额）	0.2395	0.2385	0.2283	0.2563

由于 2023-2025 年青海省省间中长期结算电价有所下行，以及 2025 年下半年青海省启动电力现货市场连续结算试运行后，政策切换造成 2025 年本项目省内现货负收入等原因，本项目 2024 年、2025 年市场化交易结算单价（含超缺额）阶段性小幅下降 0.43%和 4.26%。2026 年 1-6 月，本项目电力交易业务团队推动更加精细化的电力交易策略，在中长期交易市场通过分时差异化报价，实现本项目省间中长期外送结算电价回升至 0.2585 元/千瓦时，同比提升 27.78%；此外，

电力交易业务团队在现货市场通过积极捕捉早晚间时段现货实时电价较高的交易机会，主动调减中长期持仓，使得该时段更多电量得以按较高的现货电价结算，进一步推动市场化交易结算单价（含超缺额）同比 2025 年 1-6 月提升 14.21%。综合运营管理机构及发起人丰富的同类风电项目全生命周期运维经验及全面的电力市场化交易能力，以及“十五五”期间，青海省省内电网架构将打通、省间外送通道将建设落成、青海省及本项目主要电力外送区域如浙江、山东、重庆、河南等省市用电量需求稳定性较强等因素分析，本项目历史三年市场化交易结算单价（含超缺额）仅为阶段性下降，不构成趋势性特征，未来预期稳中向好。

①历史三年市场化交易结算单价（含超缺额）阶段性下降的原因分析

（a）中长期交易方面：报告期内本项目结算电量中占比最高的省内中长期结算电价保持稳定；受全国新能源装机增长、电力市场竞争加剧影响，2023-2025 年青海省省间外送电价有所下行，本项目省间中长期结算电价与全省趋同；2026 年 1-6 月，本项目通过调整省间中长期交易的交易策略，实现了结算电价回升。

表 2-1-30 本项目 2023 年至 2026 年 6 月中长期结算电量、电价

单位：元/千瓦时、万千瓦时

指标	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
省内中长期结算电量	28,084.06	22,475.25	27,758.87	12,715.71
省内中长期结算电量占比	81.19%	69.87%	81.91%	83.81%
省内中长期结算电价	0.2272	0.2284	0.2304	0.2285
省内中长期结算电费收入	**6,380.11**	**5,133.01**	**6,394.37**	**2,905.25**
省内中长期结算电费收入占比[63]	**78.88%**	**67.99%**	**84.51%**	**75.39%**
省间中长期结算电量	6,064.61	9,283.13	6,815.49	848.26
省间中长期结算电量占比	17.53%	28.86%	20.11%	5.59%

[63] 省内中长期结算电费收入占比=省内中长期结算电费收入/（本项目市场化交易结算收入+考核费用），以上为含税口径。

省间中长期结算电价	0.2937	0.2620	0.2301	0.2585
省间中长期结算电费收入	**1,780.90**	**2,432.12**	**1,568.46**	**219.30**
省间中长期结算电费收入占比[64]	**22.02%**	**32.22%**	**20.73%**	**5.69%**

省内中长期交易电价方面，2023-2025 年本项目的省内中长期结算电价分别为 0.2272，0.2284，0.2304 元/千瓦时，呈现稳定微升趋势。考虑到青海省的电价存在季节性特征，取 2023-2026 年期间每一年上半年的省内中长期结算电价进行比对，数值分别为 0.2268，0.2284，0.2272，0.2285 元/千瓦时，同样体现了较高的稳定性。此外，报告期内省内中长期交易的结算电量占全部结算电量的比例保持在 69.87%-83.81%之间，收入占比稳定在 67.99%-84.51%之间，省内中长期交易较高的电量和收入占比以及平稳的电价趋势，为本项目的电费收入构筑了良好的基本盘。

省间中长期交易方面，2023-2025 年及 2026 年 1-6 月本项目的省间中长期结算电价分别为 0.2937，0.2620，0.2301，0.2585 元/千瓦时。受全国新能源装机增长、电力市场竞争加剧影响，2023-2025 年青海省及本项目的结算价格呈现下降趋势，其中 2025 年本项目的省间中长期结算电价 0.2301 元/千瓦时相比省内中长期结算电价 0.2304 元/千瓦时，整体而言已不具备相对优势。但随着 2025 年末青海省电力现货市场结算试运行，中长期合约分时交易的各时段电价同步出现分化，对此电力交易业务团队相应执行了更加精细化的电力交易策略，即主动发现和捕捉高电价时段，提高该时段的售电电量，抬高省间中长期交易的均价。从结果上看，2026 年 1-6 月本项目省间中长期结算电价回升至 0.2585 元/千瓦时，同比提升 27.78%，体现了精细化交易的成果。

（b）现货交易方面：2025 年下半年，青海省启动电力现货市场连续结算试运行，受政策切换影响，本项目 2025 年省内现货出现负收入；2026 年 1-6 月，本项目通过精细化执行交易策略，实现现货结算收入有效提升并转正。

表 2-1-31 本项目 2023 年至 2026 年 6 月现货电量、电价

[64] 省间中长期结算电费收入占比=省间中长期结算电费收入/（本项目市场化交易结算收入+考核费用），以上为含税口径。

单位：元/千瓦时、万千瓦时

指标	2023	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
省内现货结算电量	-	-	-1,169.86	1,422.20
省内现货结算电量占比	-	-	-3.45%	9.37%
省内现货结算电价	-	-	0.3124	0.5120
省内现货结算电费收入	**-**	**-**	**-365.49**	**728.20**
省内现货结算电费收入占比[65]	**-**	**-**	**-4.83%**	**18.90%**
省间现货结算电量	443.3	409.46	484.92	185.33
省间现货结算电量占比	1.28%	1.27%	1.43%	1.22%
省间现货结算电价	0.2809	0.2599	0.2891	0.1899
省间现货结算电费收入	**124.54**	**106.43**	**140.18**	**35.19**
省间现货结算电费收入占比[66]	**1.54%**	**1.41%**	**1.85%**	**0.91%**

省内现货交易的实质是中长期结算电量与实际上网电量的偏差电量结算。2025 年青海省现货交易试运行启动前，电力交易业务团队对于全年中长期合约持仓量方面主要延续以往的经营策略；但在 2025 年下半年青海省现货连续结算试运行开通后，本项目分时结算的偏差电量出现增加、同时段电价波动也较大，共同导致省内现货电量和省内现货收入出现负值，影响 2025 年的省内现货结算电价及整体结算电价。省间现货则占总结算电量比例较低，近三年均低于 2%，对总价格影响较小。

2026 年电力交易业务团队调整并精细化执行了交易策略，实现省内现货结算电价的有效提升。青海省能源供需存在季节性特征，第一季度体现为“早晚间电价高”。电力交易业务团队主动发现和捕捉早晚间实时电价较高的时段，合理

[65] 省内现货结算电费收入占比=省内现货结算电费收入/（本项目市场化交易结算收入+考核费用），以上为含税口径。

[66] 省间现货结算电费收入占比=省间现货结算电费收入/（本项目市场化交易结算收入+考核费用），以上为含税口径。

调减高电价时段的中长期合约持仓，相应增加高电价时段的现货电量。2026 年 1-6 月省内现货电量为 1,422.20 万千瓦时，省内现货结算电价为 0.5120 元/千瓦时，实现了电价和电费收入的双提升。

（c）通过上述中长期和现货交易的策略调整，2026 年 1-6 月本项目市场化交易结算单价（含超缺额）实现整体回升。

表 2-1-32 本项目 2023 年至 2026 年 6 月结算电量、市场化交易结算单价（含超缺额）

单位：元/千瓦时、万千瓦时

指标	2023	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
结算电量	34,591.97	32,167.84	33,889.43	15,171.50
市场化交易结算单价（含超缺额）	0.2395	0.2385	0.2283	0.2563

经过上述中长期、现货交易策略的调整，本项目 2026 年 1-6 月达成市场化交易结算单价（含超缺额）0.2563 元/千瓦时，高于 2023、2024、2025 年的 0.2395、0.2385、0.2283 元/千瓦时。

②本项目未来市场化交易结算单价（含超缺额）的预判

运营管理机构具备丰富的同类风电项目生产运维经验，通过电力交易业务团队更加精细化的电力交易策略，精准捕捉省间电力交易市场高价时段交易机会，2026 年 1-6 月，在青海省省间外送结算电价略下行背景下，本项目省间外送结算电价逆势提升，并积极把握青海省早晚间时段现货实时高电价交易机会，从而推动市场化交易结算单价（含超缺额）同比提升。

青海省省内、省间电力输送通道建设持续推进方面，“十五五”期间，青海省将显著提升电网网架对清洁能源的消纳和配置能力。

根据本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“十一、不动产项目所在区域竞争情况”之“（二）区域电力消纳格局、区域电力消费结构、新能源利用率、用电需求及电力缺口情况”对青海省及本项目主要电力外送区域浙江、山东、重庆、河南等省市用电量需求的预测，上述省市“十五五”期间用电量需求将保持稳健增长。

综合上述运营管理机构精细化运营能力、青海省电网网架内外部打通、青海省及本项目主要电力外送区域用电量需求稳健增长等因素，本项目历史三年市场化交易结算单价（含超缺额）不构成趋势性下降特征。

综上所述，在全国新能源装机容量快速提升背景下，青海省 2024 年、2025 年省间外送结算电价相应承压；同时 2025 年下半年青海省现货市场运行后，省内尚处于政策过渡期，导致本项目 2024 年、2025 年市场化交易结算单价（含超缺额）阶段性小幅下降 0.43%和 4.26%；以上现象不代表项目自身运营情况出现不利变化。2026 年 1-6 月，在青海省整体省间外送结算电价小幅下降背景下，本项目的电力交易业务团队通过优化执行精细化的电力交易策略，增加了高电价时段售电电量，实现了省间外送结算电价同比提升；此外电力交易业务团队还积极捕捉和利用青海省早晚间时段现货实时电价较高机会，增加相应时段的现货交易量，推动了市场化交易结算单价（含超缺额）同比 2025 年 1-6 月提升 14.21%。因此本项目历史三年市场化交易结算单价（含超缺额）仅为阶段性下降，且 2026 年 1-6 月已有所回升，不构成趋势性特征。“十五五”期间青海省内、省间电力输送通道及区域电网加强工程将持续推进建设，青海省及本项目的主要电力外送区域如浙江、山东、重庆、河南等省市的预期用电需求也将稳健增长，未来预期稳中向好。

2）售电结构情况

乌兰风电项目上网电量全部进入电力市场交易，售电结构由中长期交易和现货交易电量组成。

表 2-1-33 最近三年及一期售电量结构情况

单位：万千瓦时

售电类型		2023 年		2024 年		2025 年		2026 年 1-6 月	
		结算电量	结算电量占比	结算电量	结算电量占比	结算电量	结算电量占比	结算电量	结算电量占比
市场化交易	中长期交易	34,148.67	98.72%	31,758.37	98.73%	34,574.36	102.02%	13,563.96	89.40%
	现货交易	443.30	1.28%	409.46	1.27%	-684.93	-2.02%	1,607.53	10.60%

售电类型	2023 年		2024 年		2025 年		2026 年 1-6 月	
	结算电量	结算电量占比	结算电量	结算电量占比	结算电量	结算电量占比	结算电量	结算电量占比
合计电量	34,591.97	100.00%	32,167.84	100.00%	33,889.43	100.00%	15,171.50	100.00%

①2025 年现货结算电量为负原因分析

（a）2025 年现货电量波动的原因

青海省作为国家清洁能源示范省，其电力市场保持以“中长期交易为主体、现货交易为补充”的稳定格局，并从 2025 年 11 月起开始现货交易试运行，旨在保障新能源基本消纳的同时，逐步引入现货价格信号引导优化供需端发用电行为。

乌兰风电项目市场化交易结算电量中，最近三年及一期，中长期交易电量占比分别为 98.72%、98.73%、102.02%和 89.40%；现货交易电量占比分别为 1.28%、1.27%、-2.02%和 10.60%。其中，2025 年现货交易电量占比为负，主要因实际发电量与中长期合同约定电量产生负向偏差，当实际发电量小于合同电量时，需在现货市场购入电量以履行合同，从而在结算中体现为负值，此为电力市场化交易中的正常偏差处理机制。为提升项目整体收益，在 2025 年中长期合约申报时，本项目参考历史出力数据，延续历史经营策略。2025 年 11 月，青海电力现货市场开始连续结算试运行，结算频率由月度结算提升至日内每 15 分钟结算，中长期偏差考核从月度总量偏差考核深化为日内分时段偏差考核，面对结算频率的大幅提高，项目电力交易业务团队延续历史经营策略，中长期合约持仓量相对稳定，年度偏差电量有所提升。

同时，由于电网的改造与调度安排，2025 年限电水平整体提升，使得当年度结算电量少于中长期合约电量，偏差部分需从现货市场购入，因此 2025 年现货电量存在波动。从结算结果看，该部分电量占总结算电量的比例以及对应收入占总结算收入的比例绝对值均低于 3%，影响相对有限。

（b）现货电量为负可能带来正向现货收入

现货电量为负，依然可能带来正向现货收入。例如，本项目在个别月份欠发时购入的现货实时电价较低，使得当月现货收入为正，具体情况如下：

表 2-1-34 欠发且实现正向现货收入月份情况

单位：万千瓦时、元/千瓦时、万元

项目	某月份
现货结算电量	-261.19
现货结算电价	-0.0519
现货结算收入	13.57
中长期结算电量	3,373.71
中长期结算电价	0.2638
中长期结算收入	889.88

如上表所示，在本项目经营期某月份，中长期结算电价较高，此时多签中长期合约更有利于提高整体收益，该策略使得现货结算电量为负。同时，由于当月分时段现货交易结算时，超发时段高价卖出（现货结算电量为正且现货结算电价较高）、欠发时段低价买入（现货结算电量为负且现货结算电价较低），最终实现正向的现货收入，此时现货结算收入（为正）÷现货结算电量（为负）=现货结算电价（为负）。因此，现货结算电量为负或现货结算电价为负系市场化交易结果，并非负面因素。

（c）已上市同类 REIT 项目现货电量为负的情况

据统计，已上市同类 REITs 项目同样对电量为负的相关原理进行了阐述及披露，同时说明此情形符合电力行业交易惯例，系当年一系列电力买卖交易加权统计后的结果，属正常现象。各项目对相关情形的解释如下：

表 2-1-35 已上市同类 REITs 项目对现货交易机制负电量情形相关解释

项目	对现货交易机制负电量情形相关解释
华泰三峡新能源 REIT	庄河III海上风电项目省内现货电量为正或为负，均是电力交易机制下的正常现象。其本质是针对新能源发电受自然条件影响导致的出力波动，通过现货市场“超发出售、欠发购入”的偏差消纳规则进行市场化调节，既符合辽宁省电力现货市场对合约刚性履约的要求，也契合新能源发电行业通过市场化手段平衡出力波动、保障电力供应的通用逻辑，并非项目运营能力或盈利稳定性的异常体现。
中信建投明阳智能	黄骅旧城风电场开展省内现货交易，主要用于解决中长期交易合同偏差电量，即所发电量小于合同电量时，通过省内现货交易从其他发电

项目	对现货交易机制负电量情形相关解释
新能源 REIT	企业购入电力满足合同履约、避免少发考核。所发电量大于合同电量时，通过省内现货交易将多余电量出售给电力用户用以获取售电收入、避免超发考核。2023 年黄骅旧城风电场参与省内现货交易以购入电力为主，故结算电量为负数。

2025 年 11 月以来，青海现货市场连续结算试运行开始实施[67]，电力交易业务团队基于试运行准备期与连续结算试运行期的操盘经验，结合电力量价的季节波动特征，对 2026 年电力市场进行了分析预判，并在 2026 年上半年实施主动管理、积极交易。通过一系列的动态交易，项目的现货电量比重有所提升，一方面，电力交易业务团队在中长期合约的加减仓过程中实现收益增厚；另一方面，项目积极捕捉现货市场高电价的交易机会，增厚项目收益。随着电力交易业务团队对新考核规则持续理解、持仓策略深度迭代，预计后续合约申报、出力预测、仓位管理及交易工作将实现进一步提质增效，力争通过中长期与现货交易的组合配置实现全年收益更优。

在后续的运营管理工作中，为缓释现货市场连续结算试运行后新的交易机制带来的电价波动风险，运营管理机构从提高发电量预测准确性、优化中长期及现货电量配比、动态调整中长期合约申报、实时监测现货结算电价等四大维度持续优化电力交易策略、健全电力交易风控体系。一是依托申能风光储信息系统，持续优化发电预测模型，提高短期、超短期发电量预测准确性；二是结合青海省内电力供需周期性特征，优化中长期持仓管理，确定中长期与现货电量的最优配比；三是结合申能电力营销管理系统优化电力交易申报策略，合理安排年度、月度及月内中长期合约申报电量，并通过日滚动撮合开展动态调整，平衡收益与偏差电量风险；四是构建现货结算价格预警机制，实时监测市场指标，提前应对极端价格与系统性风险。

②2026 年 1-6 月现货交易占比提升原因分析，以及与结算电价上升的传导关系

2026 年 1-6 月，在电力现货市场连续结算试运行的规则下，项目电力交易业务团队结合青海省能源供需特征，通过分析研判，积极捕捉现货市场高价时段的交易机会，主动调整通过现货市场结算的电量（即调整中长期合约持仓量），当

[67] 青海省发改委《关于开展青海电力现货市场连续结算试运行工作的通知》。

年度现货电量占总结算电量的比例回升至 10.60%，由于交易策略使得现货结算电价提升，现货结算收入占总结算收入的比例提升至 19.81%，现货交易部分的收入贡献度提升。具体如下所示：

表 2-1-36 本项目现货电费结算收入占总结算收入比重情况

单位：万千瓦时、万元

项目	2023年	2024年	2025年	2026年1-6月
现货结算电量	443.3	409.46	-684.93	1,607.53
现货结算电量占比	1.28%	1.27%	-2.02%	10.60%
现货结算电费收入	**124.54**	**106.43**	**-225.31**	**763.39**
现货结算电费收入占比	**1.54%**	**1.41%**	**-2.98%**	**19.81%**

根据青海省能源局统计，2025 年青海全省发电量中，水电占比 39%、光伏占比 33%、风电占比 16%、火电占比 12%，清洁能源（包括水电、光伏、风电）发电量占比超过 87%[68]。因此，受来水、光照等自然资源因素的影响，青海省能源供需呈现明显的“夏丰冬枯”、“日盈夜亏”的特征；在此特征下，第一季度青海省电力现货实时价格表现为“午间价格低、早晚间价格高[69]”，第二季度则转为“午间价格低、早晚间价格略低”，不同时间段现货市场的实时电价出现分化，早晚间出现高价交易机会。

2026 年 1-6 月现货交易占比提升原因、与结算电价上升的传导关系具体分析如下：

（a）电力交易业务团队结合青海省电力供需周期性特征及现货市场运行规则，主动优化交易策略，以追求更高结算电费收益使得 2026 年 1-6 月现货交易占比明显提升，与运营管理机构管理的同区域可比项目交易策略相近

a）电力市场化改革背景

电力市场化改革方面，青海省电力市场化改革遵循国家“管住中间、放开两头”的电力体制改革总体思路，改革逻辑可概括为从“政府定价+保障性收购”向“市场定价+机制托底”转变。

改革前，风电、光伏等新能源项目实行标杆上网电价制度，标杆电价由政府

[68] 数据来源：青海省能源局。
[69] 晚间光伏出力较低，且一季度午间、晚间水电出力均较低。

核定。新能源标杆上网电价中，高于常规能源发电加权平均上网电价的部分由可再生能源电价附加补贴弥补。新能源项目执行全额保障性收购政策，最低保障收购小时数以内的电量由电网企业按标杆电价全额收购，超出部分参与市场化交易。该模式下保障性收购部分的电价长期固定，项目收益可预期性强，但新能源电力的价格信号存在缺失、消纳责任依赖行政分配。

2025 年 2 月，国家发展改革委、能源局印发《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号），明确新能源上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。为对冲市场电价波动风险、稳定项目合理收益，同步建立市场外新能源可持续发展价格结算机制。

为落实国家改革部署，青海省印发《青海省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》（青发改价格规〔2025〕645 号），以 2025 年 6 月 1 日全容量投产为界线，对存量、增量新能源项目进行分类施策。

存量项目指 2025 年 6 月 1 日前全容量投产的项目，其机制电价、保障规则衔接改革前既有价格政策，机制电量规模对标原有保障性收购电量核定，可逐年下调机制电量占比但不得上调，实现存量资产收益平稳过渡。

增量项目指 2025 年 6 月 1 日（含）之后全容量投产的项目，实行自愿参与省级年度竞价模式，受全省年度机制电量总规模、单项目申报电量上限双重约束，竞价中标后方可取得核定的年度机制电量额度，对应批次机制电价于竞价出清时锁定，收益保障执行期限为 12 年。全省机制电量总规模由主管部门结合非水可再生能源消纳责任权重、用户承受能力动态确定，仅中标核定范围内的机制电量享受差价结算，其余上网电量完全执行市场化定价。

本项目全电量参与市场化交易，报告期内上述电力市场化改革政策并未影响乌兰风电经营模式及售电结构。

b）现货市场运行规则下，现货电量实质为实际上网电量与中长期合约电量之间的偏差电量

现货市场运行规则方面，为夯实上述电价改革落地的市场运行基础，2025 年 10 月，青海省发展和改革委员会、青海省能源局、国家能源局西北监管局联合发布《关于开展青海电力现货市场连续结算试运行工作的通知》（青发改能源〔2025〕695 号）及配套工作方案，自 2025 年 11 月 1 日起，将省内电力现货由

过往分批次间断式测试，切换为全年不间断连续结算试运行，正式确立“中长期合约作为结算依据管理市场风险、现货市场全电量集中竞价”的交易模式，调度执行以现货出清结果为准，符合准入条件的新能源场站（直流配套电源除外）原则上全部参与现货市场，按照 96 个分时节点电价开展日清分结算。

在这一现货市场偏差结算规则下，现货电量实质为实际上网电量与中长期合约电量之间的偏差电量，而非全部实际上网电量。实际上网电量中的中长期合约电量部分按照中长期结算电价结算，超出或不足中长期合约电量的部分才进入现货市场按照现货结算电价结算。

c）交易策略方面，电力交易业务团队结合青海省电力供需周期性规律及新的交易机制优化交易策略，从而传导影响市场化交易结算单价（含超缺额）

为缓释现货市场连续结算试运行后新的交易机制带来的电价波动风险，电力交易业务团队结合青海省第一、四季度“午间电价低、早晚间电价高”、第二、三季度“午间电价低、早晚间电价略低”的电力供需周期性规律，从提升发电量预测准确性、优化中长期及现货电量分时配比、动态调整中长期合约申报、实时监测现货结算电价等四大维度持续优化电力交易策略、健全电力交易风控体系。

电力交易业务团队通过实施上述优化后的交易策略，在 2026 年上半年实现市场化交易结算单价（含超缺额）同比提升。

d）可比项目方面，本项目与运营管理机构管理的青海省其他陆上风电项目同期交易策略相近

本项目与运营管理机构管理的位于青海省的其他陆上风电项目在 2026 年上半年采取了相近的交易策略。从数据上看，本项目 2026 年 1-6 月售电结构中现货交易占比为 10.60%，其他陆上风电项目占比为 5.29-17.67%。详见下表：

表 2-1-37 运营管理机构管理的部分青海省陆上风电项目 2026 年 1-6 月售电结构

项目名称	本项目	可比项目 A	可比项目 B	可比项目 C
所在区域	青海省海西州	青海省海西州	青海省格尔木市	青海省格尔木市
装机容量（万千瓦）	20	10	5	5

2026 年上半年	中长期交易	89.40%	82.33%	88.75%	94.71%
	现货交易	10.60%	17.67%	11.25%	5.29%

（b）运营管理机构根据电力供需周期性规律和新的交易机制优化交易策略，进而影响市场化交易结算单价（含超缺额）

a）电价传导关系

市场化交易结算单价（含超缺额）

=考核前市场化交易结算收入（含税）÷市场化交易结算电量

=（中长期合约电费收入+现货电费收入）÷（中长期合约电量+现货电量）

根据现货电量结算原理，基于偏差电量结算机制，当现货结算电价高于中长期结算电价时，通过适度调减中长期合约电量，可扩大超发偏差电量，使更多电量以更高的现货结算电价结算，从而提升市场化交易结算单价（含超缺额）；反之，当现货结算电价低于中长期结算电价时，适度调增中长期合约电量，可压缩超发偏差、锁定更高的中长期结算电价，从而稳定市场化交易结算单价（含超缺额），保障项目收益。

b）本项目结合电力供需周期性规律及新的交易机制优化电价交易策略，进而影响市场化交易结算单价（含超缺额）

根据青海省内电力供需运行特征，省内新能源项目第一、四季度现货实时电价一般呈现“午间电价低、早晚间电价高”的规律。电力交易业务团队根据不同时间段现货实时电价信号主动优化交易策略，比如在 2026 年上半年早晚用电高峰、现货实时电价有所提升的时段增加现货交易量，从而提升本项目市场化交易结算单价（含超缺额）。

2026 年，电力交易业务团队已逐渐适应新的现货市场机制并主动优化市场化电价交易策略，包括提升发电量预测准确性、优化中长期及现货电量配比、动态调整中长期合约申报、实时监测现货结算电价等具体措施。在上述交易策略指导下，本项目市场化交易能力在 2026 年上半年得到初步验证，2026 年上半年本项目市场化交易结算单价（含超缺额）0.2563 元/千瓦时，同比 2025 年上半年提升 14.21%。

综上所述，2026 年 1-6 月现货交易占比提升系电力交易业务团队结合青海省电力供需周期性特征及现货市场运行规则，主动优化交易策略，以追求更高结算

电费收益导致，与运营管理机构管理的同区域可比项目交易策略相近；本项目在新的市场化交易策略指导下，2026 年 1-6 月市场化交易结算单价（含超缺额）有所提升。

（2）国补电价

根据国网青海公司于 2020 年 5 月 6 日出具《国网青海省电力公司关于 2018 年 10 月 1 日以后并网可再生能源发电项目上网电价情况的报告》，载明其根据《青海省发展和改革委员会关于转发国家发展改革委关于 2018 年光伏发电项目价格政策的通知》（青发改价格〔2018〕70 号）要求，确认乌兰风电项目应执行上网电价为 0.6 元/千瓦时。根据乌兰风电项目建设时适用的《关于青海省可再生能源发电上网电价补贴基准问题的复函》（发改价格〔2015〕1005 号）和《青海省发展和改革委员会转发国家发展改革委关于降低燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格的通知》（青发改价格〔2016〕7 号），青海省可再生能源发电上网电价补贴基准价为 0.2277 元/千瓦时，故乌兰风电项目适用的补贴基准价为 0.2277 元/千瓦时。可再生能源补贴标准为上网电价与青海省新能源补贴基准价的差额，故乌兰风电项目适用的国补电价为 0.3723 元/千瓦时。

根据《国家发展改革委关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格〔2015〕3044 号）及其附件，青海省海西州属于 IV 类资源区，根据《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426 号），乌兰风电项目全生命周期合理利用小时数为 36,000 小时，在自并网之日起未满 20 年，且未超过项目全生命周期合理利用小时数时，按可再生能源发电项目当年实际发电量获取补贴。截至 2026 年 6 月末，乌兰风电项目累计已补贴小时数约 11,229.97 小时，剩余补贴小时数约 24,770.03 小时，预计本项目剩余生命周期内所发电量均可享受国补电价。

表 2-1-38 最近三年及一期上网电量和国补电价

单位：万千瓦时、元/千瓦时

项目	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
上网电量	34,591.97	32,167.84	33,889.43	15,171.50
国补电价（含税）	0.3723	0.3723	0.3723	0.3723

（3）考核费用

根据《西北区域发电厂并网运行管理实施细则》及《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》，青海省考核费用主要包括辅助服务费用、两个细则费用等，其中辅助服务费用方面，根据《国家能源局西北监管局关于明确电力辅助服务市场价格机制等相关事项的通知》（西北监能市场〔2025〕48 号），在现货市场连续运行后，调峰辅助服务市场已不再单独运行。

表 2-1-39 最近三年及一期考核费用

单位：万元

项目	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
考核费用	-196.93	-121.93	-171.20	-34.28

（4）不动产资产现金流回收流程及管理系统

1）现金流回收流程

华扬晟源电费结算并回收现金流的全流程为：华扬晟源进行电量计算与电费暂估-电网公司出具电费结算单-华扬晟源根据电费结算单开具增值税专用发票-电网公司根据增值税专用发票支付电费至华扬晟源公司账户。

基金成立后，对华扬晟源设立独立的监管账户，由基金管理人和华扬晟源的监管银行共同实施管控，对华扬晟源公司收入、支出进行监管。具体来说，不动产项目的全部收入均归集至华扬晟源监管账户（即运营收支账户），经基金管理人和监管银行审批后，监管账户才可对外划付资金。以上机制可以有效防范不动产项目现金流被挪用。

2）现金流管理系统

华扬晟源使用用友 NC 财务管理系统（以下简称“NC 系统”），NC 系统提供财务管理、采购管理、销售管理等模块功能。其中，财务管理模块可实现总账、固定资产管理、年度结账等功能。NC 系统通过自动化流程、数据分析和实时监控，帮助华扬晟源在复杂的市场化环境下优化电费收入管理、提升运营效率。

（5）盈利和现金流稳定性及持续性

不动产项目收入来源主要为售电收入，售电收入主要包含电费结算收入和国补收入两部分。根据项目公司签署的相关购售电合同，不动产项目电费结算收入由当地电网公司结算，国补收入由可再生能源发展基金承担，售电收入由当地电

网公司支付至项目公司的账户，华扬晟源的电费结算对手方为国网青海公司。电力交易机构出具相关电费结算单，详细列明了结算单元的结算科目、结算电量、结算电价、省内辅助服务电费、两个细则费用、偏差考核费用等科目作为结算依据。

上述电费收入穿透后为使用者付费，项目收益持续稳定，直接或穿透后来源于多个现金流提供方，现金流来源合理分散，且主要由市场化运营产生，不依赖第三方补贴等非经常性收入。不动产项目的盈利和现金流具有稳定性及持续性。

2、主要运营策略

未来基金管理人将审慎评估宏观经济、行业周期，跟踪分析青海省及主要电力外送省市的电力需求增长、电力消费结构、现有及拟建电网情况等因素，以判断不动产项目的当前价值与未来前景。

为提升项目管理与运营效率，基金管理人可聘请经验丰富的专业机构作为运营管理机构，并与其签订运营管理服务协议。若运营管理机构因怠于履行运营管理职责且连续三年考核未达标的，基金管理人依法履行相关程序后有权予以更换。基金将通过特殊目的载体等方式代表持有人行使项目权利，参与项目运营，以获取持续稳定的运营收益。

（三）运营管理和现金流归集安排

1、运营管理安排

在本基金发行前，项目公司作为发起人并表范围内的全资子公司，其运营管理服务由发起人全资子公司上海新能源提供。

本基金发行后，基金管理人将在综合评估宏观经济与行业周期等因素的基础上，对不动产项目进行主动管理。为保持运营连续性、发挥专业能力，基金管理人拟聘请上海新能源作为运营管理机构，并与其签订《运营管理服务协议》，以提升项目管理与运营效率。具体运营安排详见本招募说明书“第四章 治理机制与运营管理安排”之“第二节 运营管理安排”。

2、现金流归集安排

根据《项目公司资金监管协议》，不动产基金设立后，项目公司应仅保留其在监管银行开立的监管账户（即运营收支账户）和日常运营支出账户。

自专项计划设立之日起，项目公司通过监管账户归集以下资金：不动产项目

运营收入等全部现金流入、专项计划向项目公司支付的出资及借款，以及基金合同与专项计划文件约定的其他收入。具体现金流归集路径详见本招募说明书“第四章 治理机制与运营管理安排”之“第二节 运营管理安排”之“四、账户设置及划转安排”。

（四）项目运营未来展望

1、青海省作为国家级清洁能源基地定位不变

2021 年 3 月，习近平总书记参加十三届全国人大四次会议青海代表团审议时，要求青海省加快建设产业“四地”，即世界级盐湖产业基地、国家清洁能源产业高地、国际生态旅游目的地、绿色有机农畜产品输出地。青海省已将产业“四地”建设纳入“十五五”规划纲要。青海省“打造国家清洁能源产业高地”的战略定位明确且持续巩固，承担着保障国家能源安全、落实“双碳”目标的关键职能。该地区依托丰富的水、光、风、土地资源，已建成全国清洁能源及新能源装机占比最高的省级电网之一，并构建了以海南州、海西州两大千万千瓦级基地为核心、多批次国家大型能源基地项目为支撑的发展格局。

青海省是“西电东送”和沙漠戈壁荒漠地区大型风电光伏基地建设的重要区域，已通过青豫直流特高压通道实现绿电跨省外送。在“十五五”规划期间，青海省正积极推进青桂直流、青粤直流外送通道建成，持续壮大新能源产业集群，探索培育绿电与算力等产业协同发展新模式，其清洁能源产业高地的战略地位将进一步加强。

2、省内工业用电占主导地位，产业“四地”及“十五五”规划发展导向明确

工业用电占青海省用电需求主导地位且工业增加值和利润快速增长，产业“四地”规划将盐湖产业的发展目标设定为千亿产值的世界级基地，传统行业推进提质升级并开展绿色转型，积极发挥清洁能源优势并战略布局新兴和未来产业。

青海省工业用电需求集中于电解铝、钢材、锂电材料、盐湖化工等重点行业，相关产品符合全国及青海省产业规划。2025 年青海全省规模以上工业增加值同比增长 7.6%，较全国平均高 1.7 个百分点；规模以上工业企业利润增速为 8.8%，较全国平均高 8.2 个百分点。

在国家产业规划方面，根据《国务院关于印发<美丽中国建设“十五五”规划>的通知》（国发〔2026〕20 号）的要求，以电解铝、钢铁为代表的高载能产业

正向可再生能源资源富集区域转移；盐湖提锂、铁矿资源开发、高性能碳纤维制品开发、集成电路用材料研发制造等产业则均被纳入了国家发展改革委对西部地区及青海省的鼓励类产业目录，预计未来相关产业的产能及工业用电需求将具备一定的稳定性。

预期“十五五”期间，金属冶炼、盐湖化工及建材行业等传统产业将进行产能升级并继续作为青海省产业发展和工业用电需求的压舱石；盐湖产业及制氢、算力等新兴行业则将成为青海省新增工业用电需求的主要驱动力；作为国家清洁能源产业高地，青海省在绿色、低碳能源供应方面具备资源优势、规模优势、市场优势和竞争优势，通过采用“绿电+零碳产业园”“绿电+算力”“绿电+制造业”等一系列发展新模式，为吸纳外省的高载能产业加速落地青海、实现清洁能源电力的就地消纳奠定了扎实基础。

3、可再生能源消纳政策逐渐落实，新能源整体消纳环境将得到改善

2026 年 8 月 1 日起施行的《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法》（国家发展改革委、工业和信息化部、住房和城乡建设部、交通运输部令第 42 号，以下简称《实施办法》），首次在全国层面确立了可再生能源消费最低比重目标及可再生能源电力消纳责任权重制度，该办法规定了重点用能行业的消纳可再生能源的具体目标及权重，有助于改善风电等可再生能源电力的消纳环境。而在青海省层面，2025 年即已确定可再生能源电力总量消纳责任权重为 70%、非水电可再生能源电力消纳责任权重为 30%；并对电解铝、钢铁、水泥、多晶硅等重点用能行业设置 70%以上的绿色电力消费比例要求。无论是青海现有产业结构及需求，还是鼓励存量产能消纳可再生能源的政策导向，都为青海省绿电消纳及后续消纳空间的改善提供坚实基础。

4、直流外送通道持续建设，电力外送能力不断增强

目前青海省的富余电力依托国家电网省间输配电主网架与 13 条外送直流通道消纳至陕西省、山东省、重庆市等主要省市，其中世界首条全清洁能源特高压直流线路——青海-河南±800 千伏特高压直流输电工程（以下简称青豫直流）已于 2020 年 12 月投运，有效实现了向河南省等华中地区外送电力的目标，显著发挥了青海省作为国家级能源基地开展“西电东送”的战略功能。青豫直流的送端起点是位于海南州千万千瓦级新能源基地（以下简称海南大基地）的±800 千伏特

高压青南换流站（以下简称青南换流站，部分信息来源也称海南换流站），不动产项目所发电量经华扬 330 千伏升压站及塔扬线送出后，并入 750 千伏塔拉变电站，再经 750 千伏青塔 I、II、III 线送入青南换流站，因此青豫直流的开通能够提升青南换流站的电力外送能力，进而对不动产项目的电力消纳环境起到带动作用。

整体电网建设方面，当前青海已形成东南部“日”字形、西部“8”字形省内主网架，配套省间 750 千伏交流主网架以及青豫直流特高压外送通道。国家“十五五”规划纲要明确提出建设包括青海省在内 8 个省区清洁能源基地电力外送通道，将西电东送能力提升到 4.2 亿千瓦以上，其中青粤直流是我国首批推动建设的跨国家电网、南方电网经营区域的特高压直流通道，已被列入国家“十五五”规划 109 项重大工程项目。“十五五”时期，青海省将规划建成青粤直流、青桂直流两大特高压外送通道，并按照“优一开二定三谋四”的时序，构建青海至中东部地区绿色送电走廊，绿电外送规模将得到进一步提升。具体来说，“优一”是指优化提升青豫直流送电能力，“开二”是指力争 2026 年开工建设青桂直流工程，“定三”是指确定青粤直流路径、落点，力争 2028 年建成，“谋四”是指推动柴达木后续特高压直流工程送电华中、南方地区。

5、局部网架增强工程纳入国家规划，断面阻塞问题将得到缓解

工业用电为青海省内主要电力需求来源，2025 年工业用电负荷占全社会用电量的约 87%。省内工业用电需求则主要集中于西宁市和海东市，2025 年两市工业用电量占全省工业用电量的约 62%和 16%，与此同时，两市的发电量仅占全省发电量的 11%、13%左右。从电力供需的空间分布看，海西州等清洁能源资源富集区与西宁、海东负荷中心呈现逆向分布，省内电力主要以“西电东送”的形式输送。但海西州目前处于青海电网末端，对外输出的通道少，导致新能源大发时，海西地区电网功率输送压力大，尤其是作为“8”字形主网架的汇集点 750 千伏海西变电站面临断面送出能力严重不足的问题。截至 2025 年末，海西州与外部的关键连接断面输送能力仅为 415 万千瓦，发电能力与外送需求同有限的电网外送通道形成了矛盾。

针对海西电网外送能力不足的问题，2025 年 7 月，国家能源局已将海西-海南 750 千伏加强工程（以下简称 750 千伏加强工程）纳入国家规划，计划通过建

设柴达西、香日德、茶卡三项输变电工程，加强连接海西州和海南州电网，工程的核心线路段香日德-兴和 750 千伏线路投运后，将开辟一条新的东西部联络通道，使青海西部电网主网架形成环网，改变目前海西电力只能经过 750 千伏海西变电站单一节点实现东送导致功率阻塞的局面。750 千伏加强工程投运后将提升青海省东西部断面功率交换能力 300 万千瓦，较现有的断面输送能力增加超过 70%，工程通过汇集沿途风光资源，将充分满足海西新能源送出需求，为青海省乃至西北电网新能源大规模开发利用提供坚实有力支撑。750 千伏加强工程已于 2026 年初启动可研，计划 2027 年开工。

在青海西部电力东送的路线上，750 千伏塔拉变电站位于 750 千伏海西变电站的下游，经 750 千伏海西-塔拉线路承接海西变电站送出的电力，且塔拉变电站同样存在新能源大发时段断面送出能力不足的问题。在 750 千伏加强工程投运后，海西州部分电力将不再受制于海西-塔拉线路的断面局限，而是直接经茶卡、柴达西汇集至 750 千伏香日德变电站，由香日德-兴和 750 千伏线路输送至海南大基地进而转送至青海东部的西宁市、海东市，另有部分电力未来预期将参与青粤直流外送。

不动产项目地处海西州，处于塔拉变电站上游，所发电力经塔扬线、750 千伏塔拉变电站、750 千伏青塔线东送至海南大基地内的青豫直流送端起点青南换流站。750 千伏加强工程投运后，预计海西-塔拉线路的外送压力、以及塔拉变电站的断面局限问题均将得到缓解，预计不动产项目电力外送环境也将得到改善、中长期的电力消纳情况将得到带动和提升。

基于上述青海省打造国家级清洁能源基地的定位清晰，省内产业规划导向明确、工业用电基础扎实，可再生能源消纳政策逐渐落实提升新能源消纳环境，直流外送通道陆续建成支撑电力外送能力，以及局部电网增强工程缓解断面阻塞问题，预计在未来数年内，不动产项目未来的消纳环境将得到改善、消纳局面稳中向好。

九、不动产项目重要现金流提供方的有关情况

不动产项目收入来源主要为售电收入，售电收入主要包含上网电量结算收入和可再生能源补贴收入两部分，根据项目公司签署的相关购售电合同，不动产项目上网电量结算收入由当地电网公司负责支付至项目公司的账户，华扬晟源的电

费结算对手方为国网青海公司。可再生能源补贴收入由可再生能源发展基金承担，可再生能源补贴部分来自中央政府性基金中的“其他政府性基金支出”。不动产项目现金流来源穿透后均为使用者付费，项目收益持续稳定且现金流来源合理分散。综上，本不动产项目电费收入来源合理分散、收益持续稳定，不存在重要现金流提供方，现金流提供方集中度风险较低。

十、不动产项目所属行业和竞争情况

（一）所属行业

项目公司主营业务为风力发电项目的开发、运营及上网售电。

根据国家统计局发布的《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017），不动产项目所属行业为“D-电力、热力、燃气及水生产和供应业”门类，具体细分为“电力、热力生产和供应业”（大类代码 44）中的“风力发电”（小类代码 4415）。

新能源行业整体被归入电力、热力生产和供应业中的电力生产（D441），包含的统计四级代码包括：D4413 水力发电、D4415 风力发电、D4416 太阳能发电、D4417 生物质能发电、D4418 其他电力生产。不动产项目的核心业务是将风能转化为电力、向电网输送绿色电能，属于典型的风力发电项目。

（二）行业主要法律法规政策及其对不动产项目运营的影响

1、行业监管体系

我国风电行业实行国家与地方分级、综合与专业相结合的监管体制。在法律法规层面，可再生能源领域的法律由全国人民代表大会及其常委会负责制定；可再生能源发展中长期规划和重大政策的制定由国务院负责。由国家发展和改革委员会管理的国家能源局，作为全国能源行业主管部门，负责起草能源法律法规、拟订能源发展战略及规划和政策、组织制定可再生能源产业政策及相关标准、推进能源体制改革，并对全国新能源项目的开发建设实施宏观指导和监督。同时，工业和信息化部、国家发展和改革委员会、财政部等部门依据职责分工，在新能源装备制造、电价政策、财政补贴等方面参与协同管理。

在地方层面，各省级能源主管部门结合本地实际制定本省新能源发展规划和管理细则。具体到青海省：省级能源主管部门负责统筹全省新能源规划、政策制定、年度电力行业开发建设方案编制，并通过竞争性配置等方式确定重大项目的投资主体，督促项目按期建成投运；各市（州）能源主管部门负责项目申报和初

审、前期手续协调办理、建设和运行监管；电网企业负责接网条件评估、并网服务及电力消纳外送交易组织。自然资源、林业和草原、生态环境等部门按照国家有关政策要求及省级相关规划，指导项目单位依法办理用地、用林、用草、环评等各项前期手续。

2、行业主要法律法规政策及近期重点政策分析

（1）行业主要法律法规及政策

我国电力行业已建立以基础性法律为统领、行政法规为支撑、部门规范性文件与地方法规及政策文件为配套的层级化制度体系，主要法律法规及政策如下表所示。

表 2-1-40 行业主要法律法规政策汇总

序号	名称	文号	文件日期
1	《中华人民共和国可再生能源法》（2009 年修正）	中华人民共和国主席令第二十三号	2009 年 12 月 26 日公布，2010 年 4 月 1 日起施行
2	《中华人民共和国电力法》（2018 年修正）	中华人民共和国主席令第二十三号	现行有效版本为 2018 年修正（1995 年 12 月 28 日通过，2018 年 12 月 29 日修正）
3	《中华人民共和国能源法》	中华人民共和国主席令第三十七号	2024 年 11 月 8 日通过，2025 年 1 月 1 日起施行
4	《企业投资项目核准和备案管理条例》	中华人民共和国国务院令第 673 号	2016 年 11 月 30 日公布，2017 年 2 月 1 日起施行
5	《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》	发改价格〔2025〕136 号	2025 年 2 月
6	《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》	发改能源〔2025〕1360 号	2025 年 10 月
7	《关于促进新能源集成融合发展的指导意见》	国能发新能〔2025〕93 号	2025 年 10 月

序号	名称	文号	文件日期
8	《风电装备行业规范条件》（征求意见稿）	-	2025 年 11 月 26 日
9	《青海省清洁能源产业发展促进条例》	-	2025 年 3 月 27 日青海省十四届人大常委会会议通过，2025 年 5 月 1 日起施行
10	《青海省新能源项目开发建设管理办法》	青能新能〔2025〕158 号	2025 年 9 月 30 日印发，2025 年 10 月 1 日起施行，有效期至 2030 年 10 月 1 日
11	《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》	西北监能市场〔2026〕28 号	2026 年 4 月

（2）《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》分析

为助力构建全国统一电力市场体系，提升西北区域电力资源优化配置效率，国家能源局西北监管局根据《国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4 号）、《电力市场运行基本规则》（发改委 2024 年第 20 号令）等文件要求，会同甘肃能源监管办、新疆能源监管办组织市场运营机构，并在征求西北五省（区）政府相关部门及市场经营主体意见基础上，于 2026 年 4 月 24 日发布了《国家能源局西北监管局关于印发<西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）>的通知》（西北监能市场〔2026〕28 号），旨在统筹推动跨省跨区和省内交易衔接融合、进一步打破市场壁垒、促进省间电力互济互保[70]。

我国 2035 年的远景目标是，全面建成全国统一电力市场体系，市场功能进一步成熟完善，市场化交易结算电量占比稳中有升。在全国统一规则框架下，全国-区域-省内交易分层衔接、有机融合；电力资源的电能量、调节、环境、容量等多维价值全面由市场反映，电力资源全面实现全国范围内的优化配置和高效利用，以电力为主体、多种能源协同互济的全国统一能源市场体系初步形成。在这

[70] 《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》实施后，青海省形成了“省内+全国省间+区域互济”的多层次电力交易市场体系，即在原有青海省内电力交易市场和全国省间电力交易市场基础上，增加了西北区域省间电力互济交易市场。

一框架下，互济交易在省间电力现货交易出清后、省内现货市场正式出清前组织，是省间电力现货交易的有效补充[71]。

随着我国持续构建能力更加充分、流向更加合理的输电通道和电网主网架格局，持续增加跨省跨区输电规模和清洁能源输送占比，预计在 2035 年及以后，以电力为主体、多种能源协同互济的全国统一能源市场体系初步形成时，青海及其所在的西北区域电力互补消纳能力将进一步提升。一方面，在省间及跨大区余缺互济中，外来电力可平衡省内和区域内消纳能力的波动，另一方面，西北区域借助跨区域输电通道将在“西电东送”格局中发挥更显著作用。西北区域是全国能源“大送端”，是我国跨区外送规模最大的区域电网，青海省在全国范围内率先实现了新能源装机容量与发电量“双主体”，在全国范围内跨大区输电能力提升、电力市场化交易深化的同时，西北区域尤其是青海省清洁能源的输送与消纳能力将显著提升，送端电力企业将进一步在省间互济、全国跨大区电力交易中受益，对于不动产项目及其他全周期享受国补的发电企业而言，边际利好相对更加显著。具体分析如下：

1）政策背景、实施细则及传导机制

①政策制定背景及目的

2022 年 1 月，我国省间电力现货市场启动模拟试运行，经多年探索实践，省间电力市场范围逐步扩大，运行至今，省间市场和省内市场已成为全国统一电力市场体系的重要组成部分，省间市场和省内市场分层分级协同运行。省间现货市场由国家电力调度中心会同北京电力交易中心联合组织实施，负责跨区域资源配置及供需匹配；省内现货市场由各省调度机构和交易中心实施，根据实时价格信号动态出清、精细调控。而在日内组织节奏上，这两层市场并未完全衔接，具体而言，省间日内现货通常按 1 至 2 小时为周期滚动组织，每轮设有固定申报窗口；省内实时现货则在系统运行前 15 分钟滚动出清。在本省风光出力突发富余，且邻省同步存在消纳空间时，若省间现货当轮申报窗口已关闭、省内实时现货当轮出清结果尚未锁定，则无法依托市场机制及时开展跨区电量调剂。

在这一背景下，通过设置区域省间电力互济交易，在省间日内现货与省内实时现货之间的衔接空档中，通过市场化方式完成区域内省份之间的电力调剂，可以进一步填补短时、局部边际匹配的缺口，同步替代区域调峰市场，实现时空互

[71] 该定位出自国家能源局西北监管局关于《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》的政策解读。

济、余缺互补，促进余量电力消纳，减少弃风弃光。执行顺序方面，在省内现货预出清的基础上，省间电力现货交易先行出清、再开展区域省间电力互济交易，最终开展现货市场正式出清；需要说明的是，西北区域省间互济电力交易不是完全独立于省间现货交易、省内现货交易的市场，其成交结果纳入省间联络线计划，作为各省省内现货市场出清的边界条件，是省间现货与省内现货之间的衔接和补充。

②从实施原则看，《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》优先保障新能源消纳

《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》（以下简称《实施细则》）分为总则、市场成员管理、市场准备、交易组织、日前互济交易、日内互济交易、交易执行与偏差处理、计量与结算、市场风险防控、信息披露、合同管理、免责条款及附则等 13 个章节，共计 96 条。

《实施细则》第三条规定，省间互济交易根据“先省内（控制区内）、后省间”的优先级顺序，各经营主体集中竞价出清。各市场成员不得以参与互济交易为由，影响电力系统安全运行。

《实施细则》第四十四条之（三）同时规定，若经营主体接入电网所在省（区）、配套控制区内存在平衡缺口时，该时段不作为卖方参与省间出清；若存在可再生能源富余时，该时段不作为买方参与省间出清。

对青海而言，以上条款体现了省内保供与新能源消纳导向：即优先保障省内供需平衡及电力系统安全运行，在省内存在平衡缺口情形下，经营主体不得向外省售电，优先保障省内用电需求；省内新能源富余时段，经营主体不得跨省购电，优先消纳省内新能源。

③从传导机制看，青海省参与西北区域省间电力互济交易（以下简称省间互济交易）具有比较优势

（a）电量方面，省间互济交易有助于扩充西北区域的整体电力消纳空间，但实际交易量仍受供需匹配、市场竞价、电网输送、结算考核四方面制约。

a）供需匹配。省间互济交易须以售端省份存在富余电量、购端省份存在缺口及需求为前提。但西北各省电源结构相近，风电、光伏占比普遍较高，新能源出力同向性较强。尽管各省之间存在经纬度差异，总体看，一省（区）新能源大发时，西北其他省（区）往往同步呈现供电富余的情况；新能源出力退坡时段，

各省又普遍供需收紧。这种典型时段的出力同向性，使省间互济的供需存在较难弥合的错配。因此，省间互济更多只能承接西北五省之间局部、短时的风光资源差异所对应的消纳空间，区域整体性过剩依然存在，难以形成大规模互济交易的供需基础。此外，在运行机制层面，为保证本省（区）电网运行安全，仅售电侧省份超短期预测可用功率高于发电预计划的部分方可用于省间互济，即可用于互济的电量同时受预计划需求与功率预测两方面影响，并非实际发电功率全额均可参与交易，这进一步收窄了省间互济的电量空间。

b）市场竞价。发电企业需综合预测并比较省间电力互济交易价格与省内现货结算电价，据此确定是否参与及申报策略。省间电力互济交易中，买方节点出清价格为各卖方节点出清价格叠加送出省（区）外送输电价格、西北省间输电价格及省间输电线损的加权均价。中间输送费用的存在及实时供需的变化，使省间互济购入价格与省内现货购入价格存在波动，发电企业基于收益最大化原则，需合理铺排申报策略。就本项目而言，预计全周期可享受国补，若参与省间电力互济交易，使本应弃风的电量得以成交，一方面可带来额外市场化收入，另一方面可享受额外附加的国补收入；若省间互济价格过低，或中标概率不及省内现货交易，发电企业应适时调整申报策略，将更多资源投入现货交易。

c）电网输送。省间互济交易中标后，实际成交电量仍受省间联络线剩余容量及通道阻塞等因素影响。即便市场竞价环节申报成交，受西北区域省间跨区通道资源约束，送受端断面、750kV主网及跨省联络线存在潮流限额，叠加各省区内机组检修、输变电设备停运、新能源大发下省内断面拥塞等客观工况，省间互济送受电通道可用容量易受影响，富余电力难以跨省输送落地，项目可成交外送电量受限。

d）结算考核。省间互济同样会触发偏差考核，依据《实施细则》第六十三条，互济交易实际执行偏差优先在省（区）内部调节，偏差按照省内现货市场等相关规则执行及结算。在省间互济交易价格较低情况下，盲目扩大省间互济申报规模，会抬升省内市场的偏差敞口，带来亏损风险的增加。因此发电企业需结合功率预测情况及偏差考核收益与现货结算电价，综合制定申报策略。

青海省2026年6月-7月，通过省间互济交易外送电量2.52亿千瓦时，外购电量1.64亿千瓦时，净外送电量0.88亿千瓦时，占青海6-7月净外送全国电量比重为

1%[72]。

（b）电价方面，对于售电省份而言，将本地消纳不完、价格被压低的部分富余电量，通过省间互济交易送出，本省等效负荷就会提高，现货低价压力有望缓解。对购电省份而言，通过省间互济交易引入一部分外来电源，可以在用电高峰期缓解本省供需紧张程度，平抑部分时段的高价现货电价。通过分析西北五省的电力结算价格，可以一定程度上了解其在省间及互济交易中的基础格局，具体见下表。在这一基础排序中，各省根据电力供需匹配情况及省间联络线负载情况，在部分时段开展省间互济交易。需要说明的是，实际开展省间现货及省间区域互济交易时，各省供需及市场化申报情况更加复杂，发电企业会根据省内现货预出清及省间现货出清结果，根据各时段电力余缺状况动态调整区域互济申报策略，实现收益最大化。

表 2-1-41 西北区域省份 2025 年结算电价对比[73]

省（区）	新疆	青海	甘肃	宁夏	陕西
结算电价（元/千瓦时）	0.2203	0.2520	0.2687	0.3057	0.3474

新疆、青海两省风光资源禀赋优越，受新能源装机量等省内电源结构、省内市场供需等因素影响，相较其他省份的结算电价更低。在这一电价基础上，西北五省开展省间电力互济交易，依托跨省输电通道，根据各省实时电力供需情况，在满足省间通道负荷的情况下，由电力富余省份向电力缺口省份输送电力，作为省间现货交易与省内现货交易的补充，实现区域内电力资源互补及优化。

④从项目结算价格看，发电企业可自主选择售电价格更高的交易品种，实现综合收益最大化

根据《实施细则》要求，青海自2026年6月起，省间互济交易自动转入结算试运行。2026年6月本项目参与省间互济交易结算电量57.26万千瓦时，结算电价0.052元/千瓦时，占上半年项目结算电量的比重为0.38%。省间互济交易占比较低且结算电价较低，而青海省风电、光伏等新能源可按0.08-0.65元/千瓦时的分

[72] 数据来源：青海电力交易中心市场交易信息月报。

[73] 各省电力交易中心披露的年度电力市场总体情况中，省内市场结算单价口径稍有差异，但依然可做总体对比，以供了解各省省内电价大致排序。其中，陕西公布了省内批发市场及零售市场结算单价，保守起见选取结算单价较低的批发市场价格；新疆取疆内市场化交易结算单价；青海取省内上网侧市场化交易结算单价；甘肃取省内结算单价；宁夏取区内发电侧上网结算单价。

时段限价申报并参与现货市场，即省内现货交易申报最低价为0.08元/千瓦时，当前省间互济交易价格已低于省内现货交易最低出清价格。发电企业在这一形势下应优先参与省内现货交易，在省内现货交易无法出清的情况下，基于偏差考核收益及省间互济交易电价，综合成交后带来的额外的国补收益，酌情参与省间互济交易。

综上所述，在交易电量方面，由于西北五省电源结构相近、新能源出力同向性强，宏观供需错配较难弥合，叠加市场竞价、电网输送、结算考核等运行机制的约束，省间互济整体交易规模有限。在交易电价方面，青海省在全国率先实现新能源装机容量与发电量“双主体”，新能源电源发电量高且边际价格较低，青海参与省间互济交易具有一定的竞争优势。

截至2025年底，西北电网新能源装机占比超过60%[74]，单个省份电网独立平衡，资源调度及共享消纳能力存在不足。《实施细则》以更高频、更精细的市场化机制，在满足省内用电需求、可再生资源有效消纳的基础上，把区域内各省（区）仍存在的短时余缺再做一次市场化调剂，有助于西北电网新能源发电量进一步出清，增强西北电网的韧性。

由于政策发布时间较短，模式变更尚处于过渡阶段，叠加前述分析下省间互济交易的定位、特征、西北五省电源结构同向性等因素，短期内市场活跃度有限，但青海省新能源装机占比高，新能源电源边际发电电价较低，省间互济交易的开展，将为本项目新增西北电网省间电力消纳渠道，有望在边际消纳递增情况下带来额外的国补收入，在优先保障省内消纳及用电安全的基础上，对现有消纳途径无明显负面影响。

2）该政策对本项目的影响分析

根据《实施细则》，2026 年 6 月，互济交易自动转入结算试运行，《西北区域备用辅助服务市场运营规则》（西北监能市场〔2023〕60 号）、《西北区域省间调峰辅助服务市场运营规则》及其补充修订条款（西北监能市场〔2020〕8 号、西北监能市场〔2023〕2 号）同时停止执行。此后，西北区域跨省调峰将通过互济交易实现，原西北区域的跨省调峰电费将不再收取。《实施细则》施行后，可能产生的变化有：

（a）对售电类型、交易品种的影响

[74] 数据来源：国家能源局。

对本项目参与的中长期交易、现货交易等售电类型及交易品种无显著影响。具体表现在：

a）对中长期交易，无显著影响：本项目参与的中长期交易品种仍以省内、省间电力直接交易为主，并通过合同转让交易对上述合约持仓实施动态管理，以优化中长期合约履约结构。省内、省间中长期交易仍以双边协商、集中交易为核心组织方式。

b）对现货交易，新增省间互济交易市场：本项目参与的现货交易品种仍以省内日前电能量交易和实时电能量交易为主。未来，现货交易将在目前省间现货交易市场（全国性市场）、省内现货交易市场（省内市场）基础上，新增省间互济交易市场（西北区域性市场）。本项目将持续跟踪省间互济交易开展情况，捕捉市场信号，随着市场主体充分参与，市场活跃度进一步提升，根据收益预判情况适度参与省间电力互济交易。

（b）对交易策略的影响

对本项目交易策略无显著影响。具体表现在，自 2025 年 11 月现货市场连续结算试运行以来，电力现货实时电价信号发挥充分，本项目仍将继续充分预判省内电力供需态势，通过追踪现货实时电价信号，合理调整中长期合约及现货持仓组合，从而扩大本项目发电收益。基于省间互济交易是省间现货交易及省内现货交易的衔接及补充这一定位，本项目在现货交易无法出清且在短期时序中预测出力尚有余量时，将综合偏差考核、中标情况等因素，积极参与省间互济交易这一品种，实现正向边际收益。

（c）对主要消纳区域、客户类型的影响

由于省间互济政策发布时间较短，截至本招募说明书出具之日，省间互济市场活跃度有限。且省间互济政策属于对原有省间现货交易及省内现货交易的完善和补充，实际运行时仍以省内电力系统消纳及电网安全运营为先，故对本项目主要消纳区域、客户类型无明显影响。

（d）对结算电量、售电价格的影响

结算电量方面，本项目结算电量为实际上网电量，省间互济交易市场为本项目新增西北电网省间电力消纳路径，有助于扩充西北区域整体电力消纳空间，而西北区域尤其是青海新能源装机容量及发电量占比高，边际发电成本低，在省间及跨大区电力市场化交易中存在比较优势。项目可在现有运行框架下，择机利用

新增市场渠道参与跨省电力交易，外部市场条件持续改善；如前文所述，2026年6月省间互济交易转入结算试运行以来，本项目参与并中标的结算电价及结算电量相对较低，随着跨省跨区互济交易机制成熟，青海省内时段性供需失衡矛盾将被跨省跨区互济对冲，预计将形成中长期潜在利好。

售电价格层面，《实施细则》施行后，对本项目考核费用科目将产生影响，西北区域跨省调峰通过互济交易实现后，原西北区域跨省调峰电费（属于考核费用科目之一）将不再收取，西北区域跨省调峰将通过市场化互济方式实现，相关机制更加市场化；同时，随着跨省跨区互济交易机制成熟，超发及欠发情况下，两类偏差的电价价差有望逐步收敛，项目结算电价波动区间未来有望收窄。

根据《国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4号），我国将持续构建能力更加充分、流向更加合理的输电通道和电网主网架格局，持续扩大跨省跨区输电规模、提升清洁能源输送占比。随着“十五五”及后续规划中持续强化输配电设施规划落地建设，待2035年以电力为主体、多种能源协同互济的全国统一能源市场体系初步形成后，我国将实现电力资源在全国范围内的优化配置，电力资源跨区域双向互济的物理基础将进一步夯实，市场既可以实现西北清洁能源向东中部负荷中心输送，也存在受端电力及其他区域电力双向送入西北的可能性。但我国能源资源与电力负荷呈逆向分布，以“胡焕庸线”[75]为近似分界线，我国中东部地区能源消费量占全国比重超过70%，生产量占比不足30%，重要的能源基地主要分布在西部地区[76]。中东部负荷中心用电需求旺盛，部分时段存在阶段性电力平衡压力；西北地区立足全国能源“大送端”定位，风光清洁能源资源禀赋突出，相较于国内多数区域，拥有更为优越的清洁能源基地开发及跨区外送客观条件，是我国跨区外送规模最大的区域电网[77]，也是国家“西电东送”战略的主要送端电网。依托得天独厚的风光资源禀赋，西北新能源电源边际发电成本较低，在全国范围资源优化配置过程中具备有利的净外送条件，有利于进一步拓展清洁能源市场空间，推动区域能源资源优势向经济优势转化。本项目作为全生命周期享受国补的项目，随着区域外送消纳能力提升，整体等效利用小时数有望进一步提升，从而在全国范围内的跨大区电力交易中受益。

[75] “胡焕庸线”，亦称瑷珲-腾冲线（现称黑河-腾冲线），1935年由地理学家胡焕庸提出，北起黑龙江黑河市、南至云南腾冲市，是我国经典人口地理分界线；国家能源局在能源政策解读中将其作为近似参照，用以刻画我国能源生产与消费逆向分布的国情特征。

[76] 国家能源局有关负责同志就《“十四五”现代能源体系规划》答记者问。

[77] 国网公司西北分部《西北电网2025年跨区外送电量超4000亿千瓦时》相关报道。

（e）后续政策深化方向

a）整体政策方向

根据《国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4 号）相关部署，全国统一电力市场建设将持续深化，到 2030 年，基本建成全国统一电力市场体系，各类型电源和除保障性用户外的电力用户全部直接参与电力市场，市场化交易结算电量占全社会用电量的 70%左右。到 2035 年，全面建成全国统一电力市场体系，市场功能进一步成熟完善，市场化交易结算电量占比稳中有升。

以上实施意见指出，相关部门在统一电力市场框架下，将进一步统筹推动跨省跨区和省内交易衔接融合，打破市场壁垒，促进省间电力互济互保。推动跨省跨区交易与省内交易在参与主体、空间范围、时段划分、组织时间、偏差处理等方面实现衔接，在主体注册、交易申报、交易出清、信息披露等方面有机融合，逐步从经营主体分别进行跨省跨区和省内交易，过渡到经营主体只需一次性提出量价需求、电力市场即可在全国范围内匹配供需的联合交易模式。研究探索相邻省份自愿联合或融合组织电力交易的可行方式，进一步推动电力交易平台互联互通、交易信息共享互认，电力市场经营主体“一地注册、全国共享”。条件成熟时，相关部门将研究组建全国电力交易中心。

以上实施意见同步说明，相关部门将进一步完善跨省跨区电力交易制度。在确保安全前提下，科学安排跨省跨区优先发电规模计划，合理扩大省间自主市场化送电规模，加强多通道集中优化；一体化建设运营南方区域电力市场，完善长三角电力互济，在省间交易框架下探索区域内同步电网电力互济交易。

基于以上文件规划及部署，区域层面打破省间壁垒，建立如西北五省的省间电力互济机制，属于“相邻省份联合组织交易”的实践。先在区域内完成规则统一、市场融合，打破“一省一注册、一省一平台”的现状，再逐步实现各级交易平台数据打通、信息互认，完成交易规则、结算口径、信息披露标准逐步统一，最终建立全国电力交易中心，承担全国市场的组织、结算、信息披露等职能。各层次市场从“各自报价、各自交易”逐步转向“统一报价、联合交易”，探索相邻省内市场自愿联合或融合的可行方式，促进跨电网常态化市场交易，增加跨省跨区输电规模和清洁能源输送占比，加强多通道集中优化，进一步推动电力市场在全国范围内互联互通，从而实现电力资源全国大循环。

b）区域互济、跨区互济及跨电网经营区交易

目前除西北区域外，东北区域、华中区域、长三角区域均设置了类似的区域互济交易机制，具体见下表。

表 2-1-42 全国范围内区域互济交易实践

区域	政策文件	覆盖省份/区域	印发时间	执行时间
西北区域	西北监能市场〔2026〕28 号	陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆及西北电网的直流配套电源组成的控制区	2026 年 4 月	2026 年 6 月
华中区域	《华中区域（东四省）电力互济交易实施细则》华中监能市场规〔2026〕11 号	湖北、湖南、河南、江西	2026 年 1 月	2026 年 7 月
东北区域	《东北电力互济交易实施细则（试行）》东北监能市场〔2025〕38 号	辽宁、吉林、黑龙江、蒙东（内蒙古东部）	2025 年 9 月	2025 年 10 月
长三角区域	《长三角省市间富余新能源消纳互济交易规则（试行）》	上海、江苏、浙江、安徽、福建	2024 年 6 月	2025 年 7 月
	《长三角省市间富余需求侧可调节资源互济交易规则（试行）》		2024 年 6 月	2025 年 7 月
	《长三角省市间短期电力互济交易实施细则（征求意见稿）》		2026 年 8 月	征求意见至 2026 年 9 月 27 日，尚未公布正式版本

区域层面建立互济交易机制，更多地是为了衔接区域省间与省内市场，以电力保供、新能源消纳为主要目标。如较早开展区域互济的东北区域能监局相关部门明确提出，省间互济交易能够“满足省间市场未延伸、省内市场未覆盖的交易需求，实现与国家级省间现货市场、省级现货市场的有效衔接。一是以市场手段最大化调节保供资源，形成错峰调用、资源互补的市场环境，构筑区域电网平衡安全的‘托底’保障。二是紧扣提升区域电网资源协调与配置能力的目标，以市场机制引导灵活性资源发挥作用，充分释放省间消纳互济能力，着力解决高比例新能源接入下的消纳难题。三是锚定‘双碳’目标，助力推动以新能源替代传统能源，

持续降低碳排放指标[78]。”

除以上区域内互济实践外，跨区域互济试点也在展开。2026 年 7 月，在国家电网有限公司东北分部的统筹指导下，依托国家电网跨大区特高压输电通道，黑龙江电力交易中心与宁夏电力交易中心首次开展跨区域市场化双向互济交易。其中，黑龙江向宁夏外送电量 2748 万千瓦时，同时购入宁夏光伏电量 45 万千瓦时，实现了东北、西北两大区域间的电力余缺互济。相比省间中长期及省间现货交易，跨大区互济交易属于余缺调剂属性的互助性交易，保供、新能源消纳的导向作用更加突出。

与此同时，为完善全国统一电力市场体系，实现跨电网经营区常态化电力交易，2025 年 7 月，国家发展改革委、国家能源局印发《关于跨电网经营区常态化电力交易机制方案的复函》，推动打破国网、南网间电力市场分割。该机制由国家电网公司、南方电网公司落实，具体由北京电力交易中心、广州电力交易中心等机构联合组织实施，并推行“一地注册、全国共享”模式，目标在 2035 年前，两网推动统一市场规则、交易品种和交易时序，国家电网、南方电网经营区内和跨经营区交易实现融合开市，全面实现各类经营主体公平竞争，促进电力资源在全国范围内自由流动和优化配置。

西北区域作为全国重要的清洁能源送端基地，风光资源禀赋突出，在上述统一电力市场体系不断完善、市场化改革进一步深化的形势下，西北区域能进一步释放清洁能源比较优势，提升青海及其他四省（区）的电力互补互济、协同消纳能力；依托跨区域输电通道，西北区域将在“西电东送”格局中发挥更为显著作用，通过跨大区电力市场化交易，拓展西北清洁能源的市场交易空间，推动区域能源资源优势向经济优势转化，整体提升清洁能源输送与消纳利用水平。针对上述中长期目标的潜在影响，对本项目市场化交易结算单价（含超缺额）、结算电量变化开展联动分析，具体见下表。

表 2-1-43 抵消影响对应所需等效利用小时数/结算电量变化幅度分析

市场化交易结算单价（含超缺额）变化幅度	包含国补后电价的变化幅度	抵消影响对应所需等效利用小时数/结算电量变化幅度
-5%	-1.95%	2.00%

[78] 国家能源局东北监管局《东北能源监管局统筹协同推动东北电力互济市场开展试运行》相关报道。

-3%	-1.17%	1.19%
-1%	-0.39%	0.39%

如前文所述，随着2035年全国统一电力市场全面建成，跨大区输电基础设施持续完善，电力资源全国优化配置能力提升，项目外送消纳条件有望改善；本项目全周期享受国补，国补电价占结算电价的比例约60%。以上联动分析表显示，随着外送消纳能力的提升，若市场化交易结算单价（含超缺额）下降5%，结算电量仅需提升2%及以上，对应的市场化电费与国补收益增量即可补足电价下行影响。基于前述资源禀赋分析，青海新能源装机规模较高，新能源电源具备边际发电成本优势；同时西北作为国家“西电东送”重要送端基地，区域市场化电价面临的下行扰动相对有限。从电量维度看，在外送消纳条件整体改善的进程中，本项目有望获取更为显著的收益提升空间。

综上所述，《实施细则》等最新政策文件的发布，在西北区域电源结构同向性等因素下，一定程度上可以优化西北区域电力资源配置效率，有利于减少省间电力资源错配与浪费；在中长期统一电力市场建设的大背景下，全国跨大区电力交易及输送条件的完善，将为西北区域电力外送提供边际利好，对青海这样的新能源“双主体”结构下的电力外送省份的边际利好效应更强，省内与本项目类似且享有国补的项目也将更充分地享受到消纳改善带来的利好。整体来看，本项目现有售电类型、交易品种、交易策略、核心消纳区域及客户结构等将保持稳定，同时依托区域互济机制，项目有望在消纳空间、电价稳定性、考核成本等方面获得边际改善。

3、行业主要法律法规政策对不动产项目运营的影响

行业主要法律法规政策对不动产项目运营的影响主要有以下几点：

（1）风电行业在全国能源转型和新型电力系统建设中占据核心地位。风电作为技术成熟、商业化程度最高的可再生能源发电方式之一，在构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系中发挥着不可替代的作用。2025年《中华人民共和国能源法》正式施行，国务院能源主管部门依法推进可再生能源的最低比重目标和消纳责任考核，为风电行业规模持续扩大和制度框架不断完善提供了坚实的法律依据和方向指引。

（2）风电上网电价全面市场化改革正向纵深推进，项目收益模式发生结构

性变化。按照国家发展改革委、国家能源局于 2025 年 2 月发布的《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号，以下简称“136 号文”），新能源项目（含风电）上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成，不再执行政府定价。同时，国家建立新能源可持续发展价格结算机制（即差价结算机制），以差价合约的方式平抑市场价格波动对收益的冲击。在电价方面，各省适当衔接现行市场电能量交易均价，为存量项目设置一定弹性空间；各省进一步完善中长期市场交易规则，鼓励供需双方结合风电出力特点合理定价，实现电力系统更好消纳。风电电价的激励机制逐步从“固定电价+财政补贴”转向“市场交易+绿电溢价/绿证收益”的复合收益结构：可再生能源消纳责任权重、绿电消费承诺和绿证自愿认购逐渐成熟，绿电交易不断拓宽风电企业的收益边界。

（3）省级新能源地方立法和项目开发管理日趋精细，“竞争配置-核准/备案-并网监管-运行追踪”全流程规范不断细化。青海省 2025 年先后出台《青海省清洁能源产业发展促进条例》和《青海省新能源项目开发建设管理办法》，是国内清洁能源产业发展地方性法规的重要突破。风电项目归属于项目核准类型，项目单位须取得土地等手续且须在规定时限内（核准 2 年内）完成建设，未开工的核准文件将自动失效，延期亦不得超过 12 个月，严控开工时间避免圈而不建。新能源项目并网投运前，项目单位不得以任何方式转让、买卖项目开发权，严禁变更开发主体；纳入全省年度电力行业开发建设方案的项目来源主要有三类，一是省委、省政府研究确定的重点项目，二是各市（州）申报并经省新能源项目协商机制评审通过的项目，三是省级能源主管部门组织的竞争性配置项目。这些规定确保了青海省清洁能源开发建设的有序性，既有助于促进新能源产业高质量发展，也推动区域资源配置效率提升和消纳送出能力增强。

（4）消纳保障机制和跨省外送政策协同推进，对存量项目利用率形成根本性支撑。青海省是我国清洁能源发电外送大省，截至 2026 年 6 月，青豫直流累计外送绿色电力超 1,000 亿千瓦时，青桂直流、青粤直流等特高压外送通道正在推进建设。根据青海省能源局、国网青海省电力公司消息，“十五五”期间，青海省将按照“优一开二定三谋四”的时序，构建青海至中东部地区绿色送电走廊，绿电外送规模将得到进一步提升。具体来说，“优一”是指优化提升青豫直流送电能

力，“开二”是指力争 2026 年开工建设青桂直流工程，“定三”是指确定青粤直流路径、落点，力争 2028 年建成，“谋四”是指推动柴达木后续特高压直流工程送电华中、南方地区。此外，国网青海省电力公司正加快多元协同调节体系建设，推进哇让抽水蓄能电站建设，利用储能、光热等多元协同的可调节资源平抑风电出力间歇性。与此同时，青海省明确了 2025 年可再生能源电力消纳责任权重总量 70%、非水 30%，电解铝、钢铁、水泥、多晶硅等重点行业绿电消费比例须达 70%。上述机制相互叠加后，将有效保障存量风电项目在新增装机和电网容量同步增加过程中的合理利用。《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》的实施，进一步优化了西北区域电力资源配置效率，有利于减少省间电力资源错配与浪费，不动产项目在消纳空间、电价稳定性、考核成本等方面有望获得边际改善。

（5）公募 REITs 持续扩容为风电存量优质资产开辟了权益融资与价值重估的新渠道。自 2024 年 3 月中信建投国家电投新能源 REIT（底层资产为滨海北区 H1、H2 海上风电项目，合计装机容量 500MW）首单风电 REITs 项目落地以来，以风力发电场及其配套基础设施为底层资产发行公募 REITs 的积极性不断提高。据公开市场信息，2024 年 7 月，中信建投明阳智能新能源 REIT 上市，底层为两座陆上风电项目（黄骅旧城项目 100MW、红土井子项目 50MW，合计装机容量 150MW）；同年 12 月，工银蒙能清洁能源 REIT 上市，底层为蒙西两座陆上风电项目（华晨项目 100MW、恒润一期项目 49.5MW，合计装机容量 149.5MW）；2026 年 7 月，中航中核汇能新能源 REIT 上市，底层为两座陆上风电项目（北塔山项目 100MW、富川协合项目 96MW，合计装机容量 196MW）；2026 年 8 月，华泰三峡新能源 REIT 上市，底层资产为一座海上风电项目（大连市庄河 III298.8MW 海上风电项目）。公募 REITs 渠道的日益成熟不仅为风电项目拓宽了融资来源，也对存量项目的现金流稳定性、合规运营能力、合规性及收益平滑等提出了更高标准。通过资产证券化与存量资本活化，风电项目可通过发行公募 REITs 等方式进一步实现资产价值发现和再投资机会。

（6）不动产项目作为存量优质风电资产，其行业政策适用情况如下。根据《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号）要求，青海省发展改革委结合实际省情，于 2025 年 9 月 28

日印发《青海省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》（青发改价格规〔2025〕645 号，以下简称“《实施方案》”）。《实施方案》明确改革任务包括：推动新能源上网电量全面进入电力市场；健全电力中长期市场交易和价格机制；完善电力现货市场交易和价格机制；建立新能源可持续发展价格结算机制；强化新能源上网电价改革与相关政策协同。根据青海省“136 号文”配套文件即《实施方案》，对于 2025 年 6 月 1 日前投产的新能源存量项目，全面保障扶贫、特许经营权、“金太阳”、分散式风电、分布式光伏上网电量，光伏应用“领跑者”基地保障利用小时内上网电量，具有政策保障性质的光热上网电量；以及适当保障部分不带新能源补贴的新能源项目上网电量。不动产项目于 2019 年全容量并网，不在上述项目类型范围内，故不适用于机制电量的相关规定，全部上网电量已进入电力市场交易。因此，全电量市场化要求对本项目不产生直接影响。不动产项目于 2019 年 12 月及后续年份正常享受可再生能源电价补贴，在期间内严格遵守国家电力行业和青海省新能源管理体制的各项要求。不动产项目权属完整、并网手续规范、运营数据持续保持在同区域内较高水平，符合作为公募 REITs 底层资产的基本条件。在青海省持续推动清洁能源全链条产业化的大背景下，不动产项目能够充分受益于存量项目的政策稳定权属和资产价值特点。

（三）行业发展情况和未来发展趋势

1、行业发展情况

风电是技术成熟、商业化程度最高的可再生能源发电方式之一，是现代能源体系的重要组成部分，对保障国家能源安全、推动能源结构绿色低碳转型、实现碳达峰碳中和目标，都具有重大意义。加快规划建设新型能源体系，稳妥推进能源绿色低碳转型，全力推动可再生能源发展再上新台阶，风电在构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系中的作用日益突出。

近年来，国家陆续出台一系列推动风电产业发展的战略规划和政策文件。2021 年，《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》明确提出推进能源革命，建设清洁低碳、安全高效的能源体系，加快发展非化石能源。2022 年 6 月，国家发改委等九部门联合印发《“十四五”可再生能源发展规划》，锚定碳达峰碳中和目标，明确“十四五”期间可再生能源发展的主要方向与目标，着力推动风电由补贴驱动向市场化发展转型。2024 年，

国家能源局以碳达峰碳中和工作为引领，加快规划建设新型能源体系，可再生能源发展再上新台阶。2025 年，国家能源局深入践行“四个革命、一个合作”能源安全新战略，推动构建起全球最大、发展最快的可再生能源体系，超额完成“十四五”非化石能源消费目标任务，风电、太阳能发电装机历史性超过火电，风光累计并网装机首次超过 18 亿千瓦，占比达到 47.3%。“十五五”规划纲要进一步增加了非化石能源占能源消费总量比重这一指标，提出到 2030 年达到 25%，较“十四五”末的 21.7%提升 3.3 个百分点，凸显了非化石能源发展的重要性。国家能源局 2026 年明确，“十五五”时期将以“扩量提质、可靠替代”作为可再生能源发展的主线，以电为核心，充分发挥电网作用，持续扩大可再生能源电力供应规模，稳步提高电量占比。国家发展改革委 2026 年 4 月宣布，“十五五”时期将实施非化石能源十年倍增行动，加快推进新型能源体系建设，预计到 2035 年，风电、光伏、水电、核电等非化石能源供应规模较 2025 年实现倍增。

上述规划和政策为风电产业持续快速发展提供了有力的制度保障和发展指引。

（1）市场环境

风电作为可再生能源发电的主力军，是我国电源结构优化和绿色低碳转型的关键力量，在新增电源装机中占据重要地位。

全国风电装机规模持续增长。国家能源局 2025 年可再生能源并网运行情况数据显示，2025 年，全国风电新增装机容量 1.2 亿千瓦，同比增长 51%，其中陆上风电新增 1.1 亿千瓦，海上风电新增 659 万千瓦。从新增装机分布看，“三北”（华北、西北、东北）地区占全国新增装机的 79%。截至 2025 年底，全国风电累计并网容量达到 6.4 亿千瓦，同比增长 23%，其中陆上风电 5.9 亿千瓦，海上风电 0.47 亿千瓦。2025 年，全国新增装机的风电机组平均单机容量达 7,160kW，同比增长 18.3%，其中陆上风电机组平均单机容量为 7,068kW，同比增长 20.1%。国内风电整机制造市场集中度较高，2025 年前 5 家整机制造企业新增装机市场份额合计为 73.4%，前 10 家整机制造企业累计装机市场份额合计为 89.7%。

风电发电量稳步提升。2025 年，全国风电发电量 1.13 万亿千瓦时，同比增长 13%，全国风电平均利用率 94.3%。随着风电装机规模的不断扩大，风电在全国电力供应中的占比持续提升，对我国能源结构优化和碳减排目标的实现发挥着

日益重要的作用。

风电利用小时情况。2025 年，全国 6,000 千瓦及以上电厂发电设备累计平均利用 3,119 小时，比上年同期减少 312 小时。据中国电力企业联合会统计，2025 年全国风电利用小时数为 1,979 小时，同比下降 148 小时；太阳能利用小时数为 1,088 小时，同比降低 113 小时。风电利用小时数的波动受到风力资源年际变化、局部地区消纳压力以及电网调度等多重因素影响。

新增投资方面。2025 年，全国主要电力企业电力工程建设完成投资 17,323 亿元，其中电源工程建设完成投资 10,928 亿元，电网工程建设完成投资 6,395 亿元，同比增长 5.1%。在电源工程建设完成投资中，风电完成投资 3,078 亿元，尽管同比下降 2.6%，但陆上风电投资增势良好，重点项目完成投资额同比增长近 50%。电网工程投资为风电等可再生能源电力的送出和消纳提供了有力支撑。

（2）市场容量

尽管我国风电近年来发展迅速，风电装机容量和发电量持续增长，风电产业已进入平价上网和市场化发展的新阶段，但在全球能源转型的大背景下，风电发展空间依然广阔。“十五五”规划纲要提出到 2030 年非化石能源占能源消费总量比重达到 25%，“十五五”时期将实施非化石能源十年倍增行动，非化石能源供应规模较 2025 年实现倍增。根据新一轮国家自主贡献目标要求，到 2035 年我国非化石能源消费占能源消费总量的比重达到 30%以上，风电和太阳能发电总装机容量力争达到 36 亿千瓦，未来十年我国年均新增新能源装机将超过 2 亿千瓦。2025 年，风电光伏累计装机历史性超过火电，近四年风电光伏新增装机规模连续突破 1 亿、2 亿、3 亿、4 亿千瓦关口，行业发展迈入新阶段。

（3）市场细分

国内风电行业呈现出较为清晰的竞争格局和市场细分结构。从投资运营主体角度，风电市场主要由大型电力央企主导运营。目前，以国家能源投资集团有限责任公司（以下简称“国家能源集团”）、国家电力投资集团有限公司（以下简称“国家电投”）、中国华能集团有限公司（以下简称“华能集团”）、中国大唐集团有限公司（以下简称“大唐集团”）、中国华电集团有限公司（以下简称“华电集团”）、中国广核集团有限公司（以下简称“中广核”）等为代表的“五大六小”[79]发电央企

[79] “五大六小”系中国电力行业对核心发电主体约定俗成的称谓。“五大”指国家能源集团、华能集团、华电集团、大唐集团及国家电投，源于 2002 年厂网分离改革，后经两次重大重组形成；“六小”指三峡集团、中

在风电装机规模、开发能力和市场份额方面占据绝对主导地位，上述央企在“沙戈荒”大型风电光伏基地和海上风电项目等关键领域占据核心地位。近两年，中国中煤能源集团有限公司（以下简称“中煤集团”）、中国石油天然气集团有限公司（以下简称“中国石油”）、中国石油化工集团有限公司（以下简称“中国石化”）、中国海洋石油集团有限公司（以下简称“中国海油”）等传统化石能源央企作为“新势力”，在风电、光伏等新能源开发领域加速布局。各省份的地方能源集团及部分有实力的民营企业和外资企业也参与其中，但整体市场份额相对有限。

从风电项目的开发层面来看，我国风电项目实行投资主体竞争配置和核准管理相结合的模式。根据国家发展和改革委员会及国家能源局的有关要求，各省能源主管部门通过制定年度开发建设方案，采用市场化竞争性配置的方式确定项目的投资主体。以青海省为例，风电项目实行核准制，光伏、光热和新型储能项目实行备案制。国家大型风电光伏基地项目、国家及省级试点示范项目、省级优选项目等由省级能源主管部门通过竞争性配置等方式确定投资主体。

（4）市场化程度

国内风电行业市场化程度持续提升。我国风电电价政策经历了从固定上网电价（含国家财政补贴）逐步向市场化交易定价的转型过程。自 2006 年《中华人民共和国可再生能源法》实施以来，我国建立了风电、光伏发电等新能源发电标杆电价制度，形成“燃煤标杆电价+国家/地方财政补贴”的固定上网电价机制及资金补贴制度。近年来，随着新能源装机规模快速增长和技术成本的大幅下降，我国逐步推动新能源参与电力市场化交易：2019 年起，新批准的风电、光伏项目逐步取消补贴，实行平价或竞价上网；2021 年启动全国绿电交易，允许新能源发电企业通过市场化方式获取溢价收益；2023 年进一步完善市场化电价政策，鼓励新能源在高峰时段参与市场交易，提升电网调峰能力。

标志着风电行业市场化程度迈上新台阶的重要政策文件是 2025 年 2 月 9 日国家发展改革委、国家能源局联合发布的“136 号文”。“136 号文”明确要求，新能源项目（风电、太阳能发电）上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成；同时建立支持新能源可持续发展的价格结算机制，区分存量项目和增量项目分类施策。对存量项目（2025 年 6 月 1 日以前投产），机制电价按

广核、中核集团、华润电力、国投电力及中国节能，体量与影响力紧随五大之后。

现行价格政策执行，不高于当地煤电基准价；对增量项目（2025 年 6 月 1 日及以后投产），机制电价通过市场化竞价方式确定。根据青海省“136 号文”配套文件即《实施方案》，对于 2025 年 6 月 1 日前投产的新能源存量项目，全面保障扶贫、特许经营权、“金太阳”、分散式风电、分布式光伏上网电量，光伏应用“领跑者”基地保障利用小时内上网电量，具有政策保障性质的光热上网电量；以及适当保障部分不带新能源补贴的新能源项目上网电量。

在绿色电力与碳市场协同发展方面，2025 年 3 月 18 日国家发展改革委等多部门联合印发《关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见》（发改能源〔2025〕262 号），从市场供给、消费需求、交易机制、应用场景等方面提出了具体措施，构建强制消费与自愿消费相结合的绿证消费机制。绿证交易为可再生能源企业提供额外收益补充，有助于降低对财政补贴的依赖。从长远看，新能源电价改革与绿证市场的协同推进，将优化电力资源配置，通过价格信号引导新能源合理布局，减少弃风弃光现象。

此外，在风电项目开发准入环节，市场化竞争配置力度不断加大。各省能源主管部门通过竞争性配置方式，按照公开、公平、公正原则优选优质项目和企业。山西省、贵州省等省份明确了申报企业须为独立的法人主体、具有连续投资能力和新能源项目开发建设运营经验等硬性要求。2025 年 9 月，青海省能源局发布《青海省新能源项目开发建设管理办法》，自 2025 年 10 月 1 日起施行，进一步明确了青海省新能源项目的分类管理方式，同时要求明确项目开发时限，确保资源分配给有实力、有意愿的企业，杜绝“跑马圈地”现象，营造公平透明的市场化竞争环境。

（5）进入壁垒

1）自然资源壁垒

首先是风力资源壁垒，我国风力资源分布并不均匀，陆上风电的优质风力资源集中在“三北”地区（华北、西北、东北）及内蒙古等特定区域。不同地区的风资源条件差异明显。

其次是土地资源壁垒，随着风电资源的不断开发，风电建设用地可用资源也越来越稀缺。

2）技术壁垒

风电行业属于技术密集型行业，大型风力发电机组的设计、制造、安装等环节都具备较高的技术含量，涉及多个学科领域的知识，具体包括空气动力学、流体力学、结构力学、弹性力学、电机学、变流技术、仿真技术、计算机控制检测技术和海洋工程等，对制造商的基础技术积累和技术开发应用提出了较高的要求。同时，陆上风力发电机组要求其可以经受长期温差、风沙、雨水等各种复杂严酷环境的考验。风力发电机组运行的可靠性和稳定性需要较高的技术和质量保证。

3）人才壁垒

风力发电机组的设计、制造、安装、调试及运营维护等各环节均需要较高素质的人才。近几年，随着国家政策对可再生能源发展的大力扶持，风力发电机组的装机容量也呈现平稳增长的态势，高素质的专业人才需求也不断加大，系统掌握风电理论并具有丰富实践经验的复合型人才相对稀缺。因此，专业人才的储备构成市场新进入企业的主要壁垒之一。

4）资金壁垒

风电项目属于资本密集型长周期投资。建设期需一次性投入风机、塔筒、升压站及送出工程等大额资金，在电价补贴退坡、全面市场化交易背景下，项目收益对融资成本和电价波动高度敏感。新进入风电开发领域的企业，不仅需拥有雄厚的自有资金，还需具备低成本长期融资能力，以应对建设高峰投入、运营前期现金流平衡及并网消纳等风险。资金壁垒已成为制约中小企业和跨界投资者的关键门槛。

（6）供求情况

截至 2025 年底，全国可再生能源装机总量达 23.4 亿千瓦，同比增长 24%，约占全国电力总装机的 60%。其中风电装机容量 6.4 亿千瓦，同比增长 23%，陆上风电 5.9 亿千瓦，海上风电 0.47 亿千瓦。2025 年全国风电新增装机容量 1.2 亿千瓦，同比增长 51%，其中陆上风电新增 1.1 亿千瓦，海上风电新增 659 万千瓦；从新增装机分布看，“三北”地区占全国新增装机的 79%，反映了西部和北部地区仍是中国风电开发的主战场。2025 年，全国可再生能源发电新增装机 4.52 亿千瓦，同比增长 21%，占全国电力新增装机的 83%，其中风电和太阳能发电新增装机合计超过 4.3 亿千瓦，新能源新增装机已成为全国电源装机增长的主力军。

从发电量来看，2025 年全国风电发电量达 1.13 万亿千瓦时，同比增长 13%；全国可再生能源发电量合计 3.99 万亿千瓦时，同比增长 15%，约占全部发电量的 38%，全社会用电量中每 10 度电有近 4 度来自可再生能源。2025 年全国新增可再生能源发电量 5,193 亿千瓦时，已覆盖全社会用电增量（5,161 亿千瓦时），标志着我国新增用电需求已全部由可再生能源满足。

从供求趋势看，风电装机规模仍将保持较快增长态势。根据新一轮国家自主贡献目标要求，到 2035 年，我国非化石能源消费占能源消费总量的比重达到 30%以上，风电和太阳能发电总装机容量力争达到 36 亿千瓦，未来十年我国年均新增新能源装机将超过 2 亿千瓦。与此同时，风电发电量在全社会用电量中的占比持续提升，风电在电力供应及能源转型中的作用日益重要。

在供给端竞争方面，新能源项目装机规模持续扩大，风电项目资源获取竞争加剧，多数省份不断优化竞争配置规则，促使优质风电项目资源向有实力的投资主体集中。

（7）竞争状况

与风电行业形成竞争关系的主要是其他电源形式以及电力市场化交易带来的消纳压力，主要包括以下几种：

1）其他可再生能源（光伏发电）

光伏发电是和风电最直接的竞争电源类型。截至 2025 年底，全国太阳能发电装机容量达 12 亿千瓦，同比增长 35%，在全国电力结构中占比约 31%。2025 年全国光伏新增装机 3.17 亿千瓦，同比增长 14%，光伏发电量 1.17 万亿千瓦时，同比增长 40%。2021 年以来，光伏发电凭借更低的单位投资成本和更快的建设周期，在新增装机规模上超过风电。但随着新能源发电量占比持续提升，单纯从成本角度考量，风电的全社会综合成本优势逐步显现。从发电特性来看，风电的系统成本显著低于光伏，进一步提升风电的相对优势。风光出力在日内和季节尺度上存在互补特性：风电出力在夜间和冬季相对占优，光伏出力集中于午间和夏季，风光互补开发可提高出力平滑度和利用效率。国家能源局《促进新能源集成融合发展的指导意见》（国能发新能〔2025〕93 号）明确要求提升新能源多品种互补开发水平，鼓励风光同场建设，实现场区空间和输变电设施集约共用。

2）传统电源（煤电、水电）

煤电和水电作为传统稳定电源，与风电在电力市场竞争格局中形成互补与竞争并存的关系。2025 年，风电和太阳能发电装机容量首次历史性超过火电，反映了新能源从补充能源向主力能源加速转变的趋势。但新能源出力的间歇性和波动性使其在系统可靠性上与可调度的传统电源仍然存在一定差距。随着风电、光伏发电量占比快速提升，煤电的角色正逐步从主力电源向调峰和备用电源转变。与此同时，水风光一体化开发模式不断推进，以水电的调节能力平抑新能源出力波动，推进水风光基地一体化开发和消纳。

3）电网消纳和可再生能源配额竞争

风电和光伏发电都面临电网消纳容量和可再生能源电力消纳责任权重配额的市场空间竞争。2025 年，全国风电利用率为 94.3%，光伏利用率为 94.8%，较 2024 年均有所下降。2025 年，青海省风电利用率为 92.8%，光伏利用率为 83.4%，风电利用率与 2024 年持平，光伏利用率较 2024 年有所下降，新能源“供求错配”矛盾在资源富集地区突出显现。

在此背景下，国家发改委和国家能源局于 2025 年 10 月联合印发《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》（发改能源〔2025〕1360 号），提出到 2030 年协同高效的多层次新能源消纳调控体系基本建立，满足全国每年新增 2 亿千瓦以上新能源合理消纳需求；到 2035 年适配高比例新能源的新型电力系统基本建成，新能源在全国范围内优化配置、高效消纳。特高压外送通道建设是缓解“三北”地区消纳压力的关键措施，但短期内青海省等西部省份的用电负荷增长缓慢，对本地风电项目的利用率和收入构成一定制约。

不动产项目地处青海省海西州乌兰县，风能资源丰富，但青海省新能源利用率自 2025 年出现明显下降，消纳问题对项目利用率和上网收益带来一定影响。为此，项目将通过精细化运营管理、提升功率预测精度、积极参与电力市场化交易，同时结合青海省加快建设特高压外送通道和推进省内负荷侧绿色用能转型的政策导向，持续提升项目的市场竞争力和抗风险能力。

（8）行业利润水平和未来变动情况

风电行业发电运营的毛利率在电力行业处于较高水平，这主要得益于度电可变成本较低，其核心运营成本无燃料费用，而集中于设备维护、检修及管理费用，使得其边际成本优势显著。根据公开信息查询，典型风电项目业务毛利率普遍处

于 40%至 50%区间。

未来随着新能源全面参与电力市场化交易改革，风电行业发电运营毛利率预计将从过去“高且稳定”逐步向“温和承压、波动性显著增加以及项目间分化加剧”过渡。未来，风电项目的盈利情况将取决于单个项目的精益化管理水平，具体而言，单一项目盈利水平受上网电量、市场化交易结算单价（含超缺额）与全周期运维成本三者共同作用影响。

2、行业的发展前景及行业发展的有利和不利因素

（1）整体发展规划

根据《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017），不动产项目所属行业分类为 D4415“风力发电”，该行业属于电力生产领域，主要受国家发展和改革委员会、国家能源局、自然资源部等部委监管，中国电力企业联合会承担行业自律与服务职能。

表 2-1-44 国家层面相关行业规划

序号	文件名称	发布单位	发布时间
1	《国家发展改革委 国家能源局关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知》（发改能源〔2026〕688 号）	国家发展改革委、国家能源局	2026 年 5 月
2	《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》	全国人民代表大会	2026 年 3 月
3	《国家林业和草原局 国家能源局关于支持风电开发建设规范使用林地草地有关工作的通知》（林资规〔2026〕1 号）	国家林业和草原局、国家能源局	2026 年 1 月
4	《国家发展改革委 国家能源局关于促进新能源消纳和调控的指导意见》（发改能源〔2025〕1360 号）	国家发展改革委、国家能源局	2025 年 10 月
5	《国家发展改革委 国家能源局关于推进“人工智能+”能源高质量发展的实施意见》（国能发科技〔2025〕73 号）	国家发展改革委、国家能源局	2025 年 9 月
6	《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》	国家发展改革委办公厅、国家能源局综	2025 年 4 月

序号	文件名称	发布单位	发布时间
	（发改办体改〔2025〕394 号）	合司	
7	《国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号）	国家发展改革委、国家能源局	2025 年 2 月
8	《国家发展改革委等部门关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》（发改能源〔2024〕1537 号）	国家发展改革委、工业和信息化部、住房城乡建设部、交通运输部、国家能源局、国家数据局	2024 年 10 月
9	《国家发展改革委 国家能源局 国家数据局关于印发<加快构建新型电力系统行动方案（2024-2027 年）>的通知》（发改能源〔2024〕1128 号）	国家发改委、国家能源局、国家数据局	2024 年 7 月
10	《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》	国家发展改革委	2024 年 2 月
11	《国家发展改革委 国家能源局关于加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见》	国家发展改革委、国家能源局	2024 年 1 月
12	《产业结构调整指导目录（2024 年本）》	国家发展改革委	2023 年 12 月
13	《国家发展改革委 国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501 号）	国家发展改革委、国家能源局	2023 年 11 月
14	《国家能源局关于印发<能源碳达峰碳中和标准化提升行动计划>的通知》	国家能源局	2022 年 9 月
15	《国家发展改革委关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》（发改价格〔2021〕833 号）	国家发展改革委	2021 年 6 月
16	《国家能源局关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》（国能发新能〔2021〕25 号）	国家能源局	2021 年 5 月

整体上看，我国风力发电行业未来发展规划呈现以下特点：

一是开发模式向基地化与分布式并重、陆海统筹演进。行业坚持集中式与分布式并举。集中式开发以沙漠、戈壁、荒漠地区的大型风电光伏基地和规模化海上风电为重点，其规划、外送通道与市场消纳已纳入国家顶层设计，是保障非化石能源消费目标的基石。分布式开发则通过“千乡万村驭风行动”深入乡村，与乡村振兴相结合，形成就近消纳的分散应用场景。基地化开发与分布式应用协同推进，旨在实现风能资源在国土空间上的高效利用与综合价值提升。

二是发展逻辑从政策驱动全面转向市场驱动与机制创新。行业发展的核心引擎已转变为电力市场机制。未来风电电量将全面通过市场化交易形成价格，其价值实现取决于市场竞争能力。这依托于三个关键机制支撑：多元化的交易品种，包括现货交易、中长期交易及绿电绿证交易，拓宽价值实现渠道；精细化的价格机制，如容量电价与辅助服务市场，以反映系统调节成本、稳定电价预期；刚性的消纳责任制度，通过机制电量、消纳责任权重等市场化方式落实消纳义务。这要求风电在公平竞争中，依托其清洁与边际成本优势实现可持续发展。

三是产业定位从单一电源向新型电力系统的核心要素与融合节点深刻转变。风电已成为构建新型电力系统的主体电源，其角色超越发电本身，演进为电、碳、数据多元价值融合的关键载体。具体体现在三方面深度融合：与储能、抽水蓄能、柔性负荷等调节资源通过“源网荷储一体化”协同运行，增强对系统的支撑能力；与电解铝、大数据中心、绿氢等高载能产业通过“绿电直连”等模式定向对接，实现绿色电力就地高效消纳与价值提升；与人工智能、物联网等数字技术深度融合，实现场群智能调控与智慧运维，全面提升系统经济性与运行安全水平。这种深度融合标志着风电产业正步入支撑能源系统整体转型的高质量发展新阶段。

（2）不动产项目所在区域的新能源行业规划

乌兰风电项目位于青海省海西蒙古族藏族自治州，地处国家“十五五”规划明确重点建设的海南州、海西州清洁能源基地的核心区域。该区域是国家推进黄河上游风电光伏建设、构建新型电力系统的战略要地，也是“沙戈荒”大基地布局的关键组成部分。

1）国家层面清洁能源基地规划

2026 年 3 月，“十五五”规划纲要正式发布，规划提出到 2030 年非化石能源消费比重达到 25%的约束性指标，推动可再生能源由能源消费增量的主体逐步转

向存量替代的主体。为实现 2035 年风电、太阳能发电总装机容量力争达到 36 亿千瓦以上的远景目标，“十五五”期间需保持新能源装机容量年均新增约 2 亿千瓦的平稳发展节奏。

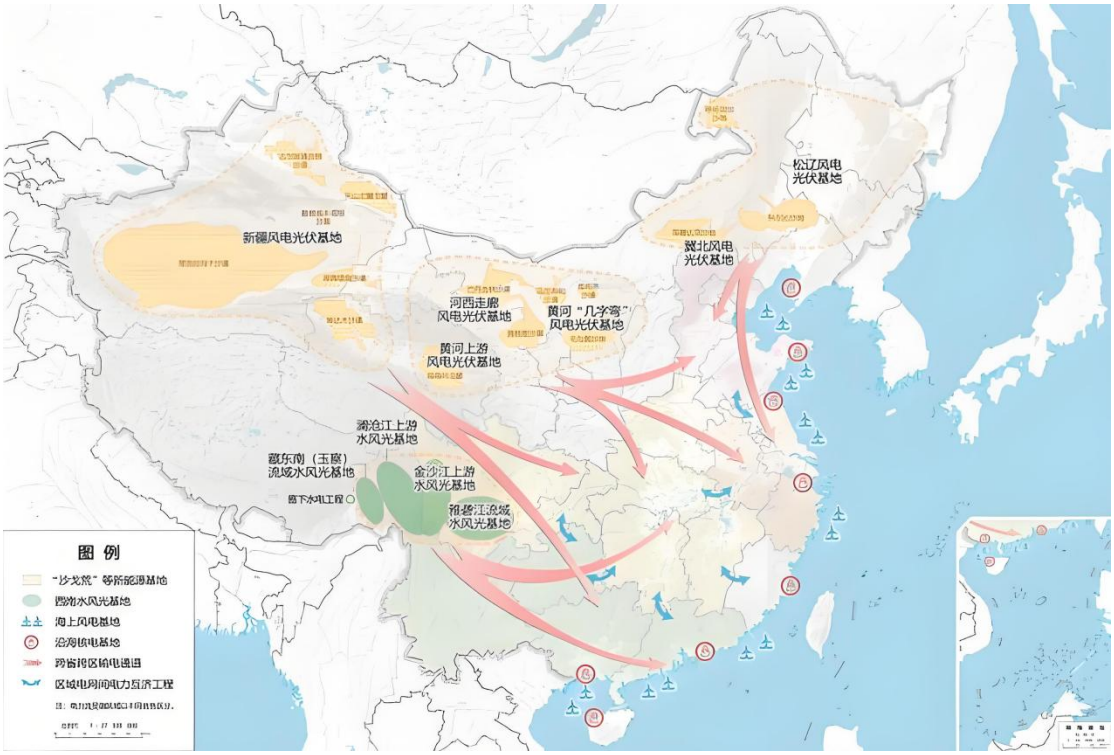


图 2-1-12 “十五五”期间清洁能源基地布局示意图[80]

在开发布局方面，坚持集中式与分布式并举、陆海统筹。集中式布局上，加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风光基地建设，并积极有序推进海上风电规模化开发。分布式布局上，加大中东部地区分布式光伏、分散式风电的开发力度，通过“千乡万村驭风行动”等模式推动新能源就地开发利用。同时，推动水风光一体化等多能互补清洁能源基地建设。

在构建新型电力系统方面，以市场机制和创新模式保障高水平消纳。规划的核心任务是适应高比例新能源接入，加快建设新型电力系统。具体路径包括：加强源、网、荷、储协同规划与运行；加快建设全国统一电力市场体系，通过市场化方式支撑年均新增 2 亿千瓦以上新能源的合理消纳需求；积极拓展新能源非电利用途径，如风光制氢氨醇；推动新能源与算力、高载能产业等融合发展，探索“绿电直连”等就近消纳新模式。

2）青海省层面清洁能源产业高地规划

[80] 根据公开信息整理。

2026 年 2 月，青海省“十五五”规划纲要发布，确立“国家清洁能源产业高地”战略目标。规划提出至 2030 年，全省电源总装机容量达到 1.65 亿千瓦，其中清洁能源装机容量突破 1.5 亿千瓦，清洁能源发电量占比达到 80%以上，巩固新能源装机和发电量“双主体”地位，为全国降碳减排、保障能源安全作出更大贡献。

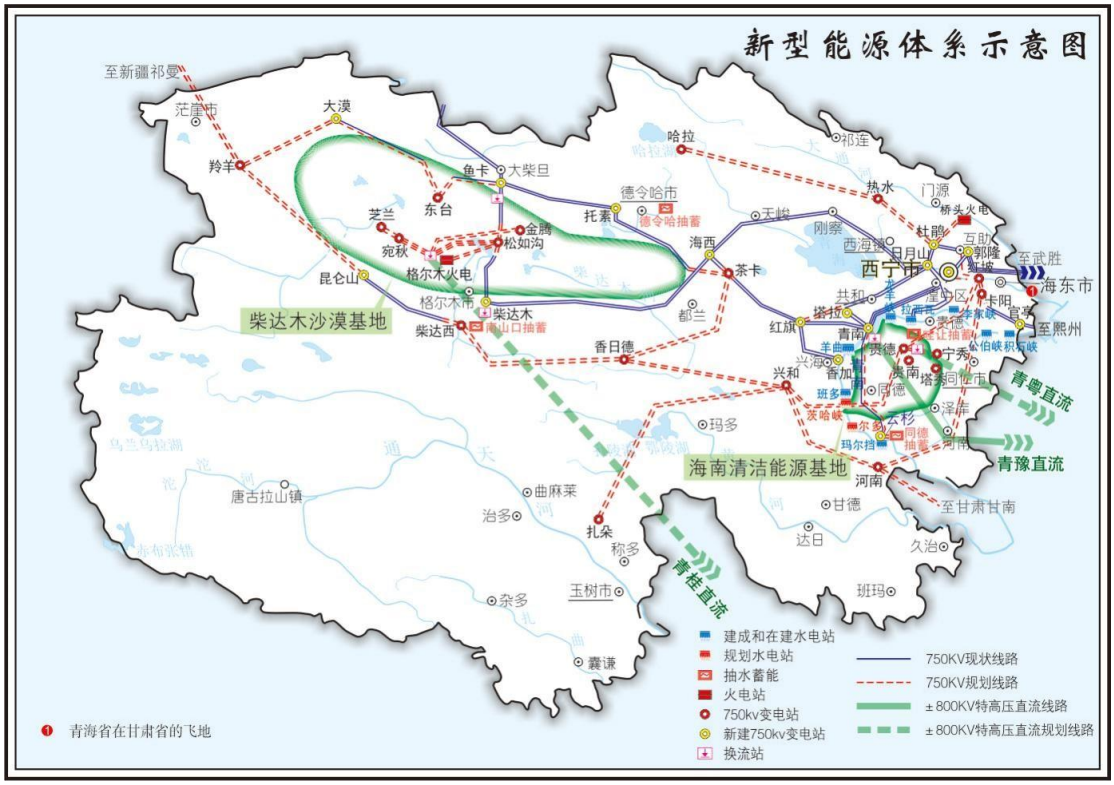


图 2-1-13 青海省“十五五”期间新型能源体系示意图[81]

在构建多元化协调发展的新型能源体系方面，规划提出坚持风光水火气氢储多元协同，重点推进柴达木沙漠基地、海南州清洁能源基地等大型基地建设，并推动黄河上游水风光一体化发展。同时，实施“清洁能源+”行动，深化绿色算电协同，构建“绿色电力-绿色算力-绿色价值”产业链。

在高水平新型电力系统保障大规模消纳与外送方面，规划提出核心任务是加快建设新型电力系统，构建柔性立体主干网架。规划明确将建成青桂直流、青粤直流等特高压外送通道，并谋划新增通道，构建至华中、川渝及南方地区的绿色送电走廊，以统筹就地消纳与跨区外送。此外，将打造新型储能多元化发展实践地，加快抽水蓄能及各类新型储能建设，提升系统调节能力与安全韧性。

3、行业发展的有利和不利因素

[81] 根据公开信息整理。

（1）行业发展的有利因素

1）技术创新突破驱动发电效能跃升

中国风电行业通过超大型风机研发和智能化技术集成，持续突破发电效率与可靠性瓶颈。例如，漂浮式风电平台采用双叶轮、双主机设计，单机容量突破25MW，结合动态电缆成本优化和抗台风技术，实现深远海资源开发。永磁电机“无磁装配-整体充磁”技术革新，解决了传统制造中磁体排斥力大、退磁能耗高等难题，将充退磁效率提升百倍，显著降低退役机组回收再制造成本。此类技术突破不仅提升了单台风机的发电量，还通过智能运维系统（如 AI 驱动的叶片声纹监测、数字孪生模型）将故障预警准确率提升至 90%以上，支撑全生命周期度电成本优化。

2）政策引导与产业链协同构建稳健发展生态

国家级政策如“千乡万村驭风行动”和深远海技术示范项目，推动风电向乡村及海洋纵深发展。产业链上下游协同创新模式加速落地，例如齿轮箱国产化率超75%，风电整机试验台实现 100%国产供应链，形成“设计-制造-运维-回收”闭环体系。同时，绿电认证与碳足迹管理政策倒逼行业提升环境效益，例如退役叶片化学回收率突破 95%，全生命周期碳足迹降低 45%。这种“政策牵引+技术自主+生态闭环”的模式，为行业抵御贸易壁垒、实现可持续发展提供了系统化支撑。

3）多元化应用场景拓展释放绿电价值潜能

风电技术正向极端环境与综合能源系统延伸，激活多维度应用价值。在超高海拔地区（如西藏 5,200 米高原），定制化风机通过耐低气压设计实现稳定发电；深远海漂浮式平台整合风电制氢技术，能源转化效率突破 60%；风光氢储一体化项目将风电与电解槽、储能系统深度耦合，构建零碳能源矩阵。此外，工业互联网场景中，风电与物联网、VR/AR 技术融合，实现轨道机器人智能巡检与远程故障诊断。这些场景创新不仅拓展了风电的物理边界，更通过多能互补提升了电网灵活性，为新型电力系统建设注入核心动能。

（2）行业发展的不利因素

1）风力发电资源与电网规划和建设不协调

随着风力发电产业的快速发展，风电上网问题正日益凸显。我国风能资源主要分布在“三北”地区、东南部沿海地区以及青藏高原、云贵高原和华南山脊地区。

鉴于我国经济发达地区主要位于东部沿海地区，在未来很长时间内，东中部地区仍将是我国电力消费的主要区域。目前，我国风能资源丰富地区远离负荷中心，且电网建设相对落后，为保障电力安全供应、促进清洁低碳发展，加快西部北部大型风电、太阳能发电等能源基地开发，大规模、远距离输电至东中部负荷地区对我国电网建设及传输效率提出较高的要求。

2）风电补贴滞后

早期风电行业的快速发展和壮大，离不开国家补贴政策的大力支持。随着风电装机规模快速扩张，补贴资金出现缺口并呈现增大趋势，多数可享受国家补贴的风电项目难以及时获得补贴或无法获得补贴，从而增加了全国风力发电企业的资金成本和融资压力。

3、行业内主要企业及其市场份额情况

风电行业具有资本密集、技术与资金壁垒较高的特征，要求企业具备相应的项目开发能力和资金实力，因此大型央企和国企在此领域竞争优势较为突出。目前，以“五大六小”为代表的大型发电集团仍是市场的主导力量；其他国有综合能源企业及民营企业的市场参与度近年来也在逐步提升。

表 2-1-45 新能源上市公司 2025 年末风电控股装机规模[82]

单位：万千瓦

上市企业	风电控股装机容量
华电新能	4,251.30
龙源电力	3,214.74
三峡能源	2,443.26
华能国际	2,061.80
大唐新能源	1,435.33
中国电建	1,145.00
中国核电	1,062.68

[82] 根据公开信息整理。

上市企业	风电控股装机容量
国电电力	1,049.52
中国能建	526.63
绿发电力	408.60
申能股份	343.56
浙江新能	213.32

（四）行业的周期性、区域性和季节性特征

1、行业周期性

在周期性方面，风电行业的发展主要受国家政策、风能资源、建造成本、电网建设等多种因素的影响，与经济周期没有明显的相关性。风电行业的发展节奏与国家层面的能源政策、补贴政策、电网消纳能力等紧密相关。例如，2020 年因为陆上风电平价上网政策推行和风电消纳能力改善，出现了“抢装潮”。这导致了 2021 年市场需求被一定程度透支，行业进入短暂的调整期。未来随着“双碳”目标的确立和风电可持续发展格局的逐步形成，风电行业的周期性波动有望减弱，变得更加平稳。

2、行业区域性

风力发电方面，我国风能资源的分布具有明显的区域性特征。我国位于亚洲大陆东部、濒临太平洋，内陆山系较多，地形复杂，青藏高原耸立我国西部，改变了海陆影响所引起的气压分布和大气环流，导致我国风力资源主要集中在西部和北部地区。据此，我国陆上风电场项目主要集中在内蒙古、新疆、青海、甘肃、宁夏、吉林、山东等地。

3、行业季节性

在季节性方面，我国幅员辽阔，地处北半球北温带，风能资源的季节性很强，各地区存在一定差异，一般春、秋和冬季丰富，夏季相对贫乏。

（五）所属行业特有的经营模式、可比企业采用的主要商业模式、盈利模式及竞争分析

1、所属行业特有的经营模式

风电行业的经营模式具有典型的资本密集型特征，其经营涵盖“前期投资-建设-运营”全周期链条。前期投资与建设阶段，需完成风资源测评、项目核准、用地审批及并网协调等关键环节，并需投入大量资本用于风机采购、升压站及送出工程建设，具有初始投资规模大、回收周期长的特点。进入运营期后，项目收益主要取决于上网电量与电力市场化交易结果，成本管理重心也转向全生命周期运维、预防性检修、部件技改及资产残值管理等。该模式要求企业具备较强的项目前期研判能力、持续融资能力与精细化运营水平。

2、可比企业采用的主要商业模式、盈利模式

风电行业商业模式、盈利模式具有资本密集、技术与资金壁垒较高的特征，因此以“五大六小”发电集团为代表的大型央企和国企在此领域竞争优势较为突出。风电行业典型可比企业包括华电新能、龙源电力、三峡能源等。

华电新能是华电集团旗下风光新能源资产的整合平台，其资产布局全国，风光装机规模基本相当。公司的商业模式侧重于规模扩张与基地化开发，盈利核心取决于发电量与发电价格。

龙源电力作为国家能源集团的新能源运营平台，是专注于风电领域的专业化投资运营商。公司的核心护城河优势在于其全球领先的风电资产规模、成熟的运维与成本控制体系以及电力市场化交易能力。

三峡能源坚持“陆上大基地+海上风电引领者”的双轮驱动战略，海上风电是其构筑差异化优势和获取超额收益的关键。公司的经营现金流稳定，主要得益于海上风电较高的毛利基础。

3、对照项目公司所采用的模式，判断其主要风险以及对未来的影响

项目公司经营模式详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“八、不动产项目的经营模式”。

项目公司位于青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县，其经营表现高度依赖于乌兰风电项目上网电量、市场化交易结算单价（含超缺额）及运维成本三方面因素，具有风险集中度高的特点。具体而言，如青海省电力外送通道建设出现滞后或限电情况加剧，将直接制约项目公司上网电量目标的实现。同时，青海省电力市场中长期交易规则或现货交易规则如发生调整，则可能对乌兰风电项目市场化交易结算单价（含超缺额）水平产生不利影响。此外，尽管运营管理机构具备丰

富的运营管理经验，突发不可抗力事件（如地震、地质灾害、极端天气等）仍可能会对成本控制造成冲击。

（六）行业运营模式

1、行业竞争格局

（1）我国新能源发电企业竞争格局

我国风电行业目前基本形成了多元化主体、多层次竞争的市场格局。目前，我国新能源发电企业可主要分为四类：

1）五大发电集团

中央直属五大发电集团，包括国家能源投资集团有限责任公司、中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家电力投资集团有限公司。

2）其他全国性电力集团

其他全国性电力集团主要包括中国三峡新能源（集团）股份有限公司、华润电力控股有限公司、中国广核集团有限公司、中国节能环保集团有限公司、中国核工业集团有限公司、国投电力控股股份有限公司等。

3）地方国有发电企业

目前全国范围内拥有多家规模较大的地方国有发电企业，包括申能集团有限公司、浙江省能源集团有限公司、广东省能源集团有限公司等。

4）民营企业

在新能源板块具有一定规模的民营企业，包括协鑫集团有限公司、特变电工股份有限公司、明阳智慧能源集团股份公司等。

（2）青海地区主要竞争对手及优势企业情况

青海省内电力格局呈现“一超突出、多强并立”的局面：国家电投以超 40%的装机容量占据领先地位，国家能源集团稳居第二，大唐、华电、华能等央国企亦凭借已投运项目及大规模在建项目占据一定市场份额。

1）国家电投集团黄河上游水电开发有限责任公司（黄河公司）

黄河公司由国家电力投资集团有限公司控股，主要从事电站的开发与建设、电站的生产、经营；硅产品和太阳能发电设备的生产、销售等。截至 2025 年底，黄河公司装机容量达 37,361MW，其中风电装机容量 5,896MW。黄河公司在青

海的装机容量约 30,739MW，占全省总装机的近四成，是青海最大的发电企业和清洁能源企业。

2）国家能源集团青海电力有限公司（国能青海）

国能青海由国家能源投资集团有限责任公司全资控股，主要从事发电业务、输电业务、供（配）电业务；建设工程施工；住宿服务；水力发电等。国能青海为全省第二大发电企业，截至 2025 年底，总装机容量达 9,860MW，占全省总装机约 12%，其中清洁能源装机容量超过 9,210MW。

3）大唐青海能源开发有限公司（大唐青海）

大唐青海为中国大唐集团有限公司子公司，主要从事风力发电等新能源的开发、投资、建设与管理，低碳技术的研发、应用与推广，新能源相关设备的研制、销售、检测与维修，电力生产，境内外电力工程设计、施工安装、检修与维护等。截至 2025 年底，大唐青海装机容量超过 3,055MW，其中风电装机容量超过 550MW。

4）中国华能集团有限公司青海分公司（华能青海）

华能青海为中国华能集团有限公司分公司，主要从事隶属公司在青海区域内相关产业的投资、开发、经营、管理等。截至 2025 年底，华能青海装机容量 2,918MW，其中风电装机容量 350MW。

5）中国华电集团有限公司青海分公司（华电青海）

华电青海为中国华电集团有限公司直属分公司，主要从事电源的开发、建设、经营和管理；组织电力（热力）的生产、销售；电力工程、电力环保工程的建设与监理；电力及相关技术的科技开发等。截至 2025 年底，华电青海装机容量达 2,576MW，其中风电装机容量 670MW。

2、公司竞争优势

（1）优越的区位与资源条件。乌兰风电项目位于青海省海西州乌兰县，地处国家“十五五”规划重点建设的海南州、海西州清洁能源基地核心区。该区域风能资源富集，年风速累计时长优质。随着青豫直流外送通道满负荷运行，规划中的青桂直流、青粤直流陆续建成，具备优越的电力外送与市场消纳环境。

（2）专业的股东背景与运营能力。乌兰风电项目为发起人在青海已投运的最大装机容量风电项目。依托发起人在新能源领域近二十年的投资运营经验，公

司具备复杂地貌项目全生命周期管理能力。截至 2026 年 6 月，申能股份总控股装机容量 2,067.08 万千瓦，其中风电 343.56 万千瓦，光伏发电 442.92 万千瓦，分布式供电 88.79 万千瓦，独立储能 9.25 万千瓦，其成熟的项目管理经验为项目稳定运营提供了坚实支撑。

（3）显著的先行优势与稳定业绩。乌兰风电项目于 2019 年 12 月并网，是区域较早投产的规模化风电场。项目投运以来运行稳定，年发电量稳定，验证了公司在高海拔环境下的卓越资产管理能力。

（4）深度契合国家战略与地方发展。项目完全契合国家“沙戈荒”大型风电光伏基地建设顶层战略，其绿色电力有力支撑青海打造“国家清洁能源产业高地”目标，同时实现了经济效益与生态效益的共赢。

十一、不动产项目所在区域竞争情况

（一）所在区域宏观经济历史和趋势情况

1、所在区域宏观产业发展规划

（1）青海省产业发展情况

青海省地处青藏高原东北部，是“三江之源”“中华水塔”，也是国家重要的清洁能源产业高地和战略资源接续地。近年来，青海省深入贯彻落实习近平总书记考察青海重要讲话精神，立足“三个最大”省情定位（最大的价值在生态、最大的责任在生态、最大的潜力也在生态），加快打造生态文明高地，高质量建设产业“四地”——世界级盐湖产业基地、国家清洁能源产业高地、国际生态旅游目的地、绿色有机农畜产品输出地。清洁能源产业是青海省产业“四地”建设中的核心板块之一，青海在实现碳达峰方面先行先试，为全国能源结构转型、降碳减排作出更大贡献。

截至 2025 年末，青海省常住人口约 592 万人。2025 年全省地区生产总值 4,121.8 亿元，比上年增长 4.1%。分产业看，第一产业增加值 398.5 亿元，增长 5.5%；第二产业增加值 1,719.9 亿元，增长 4.7%；第三产业增加值 2,003.5 亿元，增长 3.3%，三次产业结构为 9.7：41.7：48.6。

清洁能源产业发展势头强劲。2025 年，全省清洁能源发电量 1,073 亿千瓦时，占总发电量的比重超过 87%，比上年下降 1.0 个百分点，其中水力发电量下降 6.6%、太阳能发电量增长 14.6%、风力发电量增长 22.8%。青海省现已建成海南

州、海西州两个千万千瓦级清洁能源基地，正加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏发电基地建设，以大型风电光伏基地为牵引，带动清洁能源产业规模化、集约化、融合化发展。黄河上游水电基地、海西州千万千瓦级清洁能源基地、格尔木光热发电基地等重大能源枢纽工程稳步推进。

工业快速增长。2025 年，全省规模以上[83]工业增加值增长 7.6%，装备制造业增加值增长 10.7%，高技术制造业增加值增长 9.5%。在清洁能源制造业方面，磷酸铁锂产量增长 3.7 倍，锂电池产量增长 56.9%。西宁经济技术开发区、海东工业园区等产业载体，围绕构建清洁能源产业体系，正在加速布局光伏制造、风电装备、储能产业等全产业链。2026 年 1 月，青海省能源工作会议强调，2026 年是“十五五”规划开局之年，也是青海打造国家清洁能源产业高地的关键之年，全省能源系统要坚持高质量发展，加快重大项目建设，全力推动清洁能源规模化、集约化、融合化发展。

数字经济稳步发展。2025 年，全省电信业务总量增长 11.0%，移动互联网接入流量增长 18.3%，5G 移动电话用户增长 18.0%。青海省正积极打造全国一体化算力网重要节点，推动“清洁能源+”与数字经济全方位融合发展，产业“四地”加快全面起势。新能源、新材料、盐湖化工、绿色农牧、生态旅游等优势产业集群加快成长，“绿电+绿算”促进产业结构向绿色化低碳化高质化转型，生态经济、数字经济、低空经济等新业态不断涌现，彰显特色的现代化产业体系加速构建。

旅游业持续升温。2025 年，全省累计接待游客 6,457.3 万人次，旅游总收入 620.12 亿元，同比增长 20%。

公路建设持续推进。截至 2025 年末，全省公路总里程达 9.34 万公里。2025 年，青海省建成倒湖茶公路二郎剑至黑马河段、沙木多黄河大桥至久治一级公路等 6 个重要高速公路项目，高速公路进一步加密、提速、扩容。高速公路里程达 5,478 公里，省际高速通道达到 10 个，较“十三五”末增加 5 个；全省县区高速通达覆盖率达到 85%，全省 5A 级景区实现高速（含一级）公路通达。交通大动脉连接起重点城镇、枢纽节点、产业园区、景区景点，便捷了百姓出行，提升了运输效率，为全省经济社会高质量发展提供了有力支撑，也为清洁能源项目的外送消纳提供了通道保障。

[83] 规模以上工业企业统计口径为年主营业务收入 2,000 万元及以上的工业企业。

2025 年，青海省全省上下坚持稳中求进工作总基调，围绕推动高质量发展首要任务和构建新发展格局战略任务，聚焦产业“四地”建设，克难奋进，顶压前行，全省经济运行总体平稳、稳中有进，经济发展韧性逐步增强。

（2）海西州产业发展情况

海西蒙古族藏族自治州位于青海省西部，是中国最大循环经济试验区——柴达木循环经济试验区的主战场，也是青海省清洁能源产业高地建设的主力军，素有“祖国聚宝盆”之美誉。辖区面积 32.58 万平方公里，是全省面积最大的地区。海西州太阳能、风能资源十分丰富，是全国太阳能资源最为富集、风能资源最为优越的地区之一，年平均日照时数 3,000 小时以上，年平均风速在 3-4 米/秒以上，在国家能源战略布局中具有突出地位。2025 年末，海西州常住人口 47.72 万人。

2025 年，海西州实现地区生产总值 917.29 亿元，按可比价格计算同比增长 7.5%。分产业看，第一产业增加值 55.94 亿元，增长 5.8%；第二产业增加值 621.29 亿元，增长 9.1%；第三产业增加值 240.05 亿元，增长 4.4%，三次产业结构为 6.1：67.7：26.2。

海西州是青海省清洁能源产业发展的核心区域。海西州千万千瓦级清洁能源基地是青海省两大清洁能源基地之一，目前已形成大规模风电、光伏和光热发电集群。全州已建成格尔木、德令哈、大柴旦、乌兰、茫崖等多个新能源发电基地，风能、太阳能开发规模位居全省前列。海西州正依托柴达木循环经济试验区平台，推动“清洁能源+”产业融合发展，加快储能、绿电制氢等新业态示范应用，着力构建多能互补、源网荷储一体化的清洁能源供应体系。同时，海西州也是“丝路南线”和青海省向西开放的重要枢纽，青新铁路、敦格铁路、京藏高速等国家大通道贯穿全境，路网骨架持续完善。

（3）乌兰县产业发展情况

乌兰县位于海西州东部，地处柴达木盆地与青海湖自然地理区的交汇地带，总面积 12,858.16 平方千米，是海西州东部门户。乌兰县拥有得天独厚的风能资源和清洁能源开发条件，茶卡地区风能资源禀赋良好，全年有效风速时数高，是高原风电开发的优质场址。乌兰县深度融入青海省创建“国家清洁能源示范省”建设和海西州千万千瓦级可再生能源基地建设，积极编制《青海省乌兰县新能源基地规划》《乌兰县打造国家清洁能源高地行动方案》，统筹发展风电、光伏、储

能等多种类型的新能源整装开发基地，加快建设东大滩、卜浪沟两个新能源产业园。截至 2026 年 6 月末，乌兰县 5 家风电企业均布局于茶卡地区，已建成风电装机 50 万千瓦，不动产项目是其中规模最大的风电场之一。

全县产业布局坚持以清洁能源为牵引，推动产业结构绿色转型，促进风光水火储一体化发展。2025 年，乌兰县完成地区生产总值 30.02 亿元，三次产业结构为 20.4：37.8：41.8。乌兰县同时围绕盐湖资源综合开发利用、高原特色农牧业和生态旅游业，推动衍生产业协同发展，茶卡盐湖景区已成为青海省旅游热点目的地之一。2025 年末，全县常住人口 3.20 万人。

2、所在区域宏观经济运行情况

（1）青海省社会经济发展状况

青海省地处青藏高原东北部，总面积 72.23 万平方公里，是我国面积最大的省份之一，也是长江、黄河、澜沧江的发源地，生态地位极其重要。近年来，青海省坚持生态优先、绿色发展，统筹推进生态文明高地和产业“四地”建设，经济社会发展呈现平稳运行态势。

2025 年末，全省常住人口约为 592 万人。城镇化率稳步提升，2025 年末达到 64.70%，较上年提高 0.84 个百分点。青海省历年常住人口情况如下表[84]所示：

表 2-1-46 青海省历年常住人口

年份	2020	2021	2022	2023	2024	2025
常住人口（万人）	592	594	595	594	593	592

2025 年，青海省实现地区生产总值 4,121.84 亿元，比上年增长 4.1%。其中第一产业增加值 398.51 亿元，增长 5.5%；第二产业增加值 1,719.86 亿元，增长 4.7%；第三产业增加值 2,003.48 亿元，增长 3.3%，三次产业结构为 9.7：41.7：48.6。全省人均生产总值为 69,567 元。青海省历年 GDP 增长情况如下表[85]所示：

表 2-1-47 青海省历年 GDP 增长情况

年份	GDP（亿元）	增长率	第一产业（亿元）	第二产业（亿元）	第三产业（亿元）

[84] 数据来源：青海省统计局网站（注：2023 及 2024 年因统计口径调整，数据来源可能略有差异）。
[85] 数据来源：青海省统计局网站。

年份	GDP（亿元）	增长率	第一产业（亿元）	第二产业（亿元）	第三产业（亿元）
2020	3,005.92	1.50%	334.30	1,143.55	1,528.07
2021	3,346.63	5.70%	352.65	1,332.61	1,661.37
2022	3,610.07	2.30%	380.18	1,585.69	1,644.20
2023	3,799.06	5.30%	387.00	1,612.83	1,799.23
2024	3,950.79	2.70%	359.07	1,662.39	1,929.33
2025	4,121.84	4.10%	398.51	1,719.86	2,003.48

财政和投资方面，2025 年，青海省完成地方一般公共预算收入 370.5 亿元，比上年下降 2.8%；完成一般公共预算支出 2,164.2 亿元，下降 0.8%。

清洁能源发电方面，2025 年，全省清洁能源发电量 1,073 亿千瓦时，占总发电量的比重超过 87%，比上年下降 1.0 个百分点，其中水力发电量下降 6.6%、太阳能发电量增长 14.6%、风力发电量增长 22.8%。

交通物流方面，2025 年全省累计完成铁路货运量 2,844 万吨，同比增长 7.4%，完成公路货运量约 2.0 亿吨，同比增长 9.4%。铁路公路客货运输量持续增长，对区域能源基础设施的运营和外送保障提供了基础支撑。

青海省宏观经济运行总体平稳，清洁能源产业持续壮大，生态旅游、数字经济等新动能加快成长，为乌兰风电项目提供了较好的区域经济支撑。区域经济的发展水平和增长速度直接影响用电需求规模，对风电项目的发电量消纳和收入水平具有基础性影响。同时，清洁能源产业作为青海省战略支柱产业，产业“四地”建设的深入推进为风电项目的持续稳定运营提供了有利的政策环境。

（2）海西州社会经济发展状况

海西蒙古族藏族自治州地处青藏高原北部、青海省西部，是青海省面积最大的地区。海西州矿产资源富集、新能源资源突出，是国家“西电东送”清洁能源基地的重要组成部分，也是青海省清洁能源产业高地的核心承载区。茶卡盐湖、察尔汗盐湖等具有极高的经济价值和景观价值，同时也是青海省打造国际生态旅游目的地的标志性景区之一。

2025 年末，海西州常住人口 47.72 万人。

2025 年，海西州实现地区生产总值 917.29 亿元，按可比价格计算同比增长 7.5%。其中，第一产业增加值 55.94 亿元，增长 5.8%；第二产业增加值 621.29 亿元，增长 9.1%；第三产业增加值 240.05 亿元，增长 4.4%。

海西州经济结构以第二产业为主导，2025 年三次产业结构为 6.1：67.7：26.2。工业占 GDP 比重长期保持在三分之二以上，其中清洁能源发电、盐湖化工、有色冶金是海西州工业的三大支柱。海西州新能源发电装机规模已突破千万千瓦，成为青海省清洁能源发电的主力军。全州已建成格尔木、德令哈、大柴旦、乌兰等多个光伏及风电基地，乌兰县茶卡地区风电场是海西州风电开发重点区域之一。大规模清洁能源项目的建设运营对稳定海西州经济基本盘具有重要作用。

2025 年海西州第二产业增速达到 9.1%，以清洁能源为代表的新兴产业持续保持增长态势。随着新能源大基地建设的加快推进和特高压外送通道的逐步完善，新能源产业有望进一步发挥对经济增长的支撑作用。海西州一般公共预算收入保持稳健，固定资产投资持续增长，交通、水利、能源等重大基础设施项目稳步推进，为清洁能源项目提供了良好的配套保障。

（3）乌兰县社会经济发展状况

乌兰县地处海西州东部，东邻海南州共和县，南接都兰县，西邻德令哈市，北靠天峻县。乌兰县区位优势独特，是海西州连接青海东部地区的重要门户，青藏铁路、京藏高速、国道 315 线等交通干线贯穿县境，交通可达性较高。

2025 年末，乌兰县常住人口 3.20 万人。2025 年，全县完成地区生产总值 30.02 亿元，三次产业比重为 20.4：37.8：41.8。

乌兰县以清洁能源、盐湖化工、特色农牧业和生态旅游业为主导产业。清洁能源方面，乌兰县积极融入青海省国家清洁能源产业高地建设，发挥茶卡地区风能资源优势，已建成风电装机容量 50 万千瓦。同时推进光伏、光热、储能等多能互补开发，持续拓展新能源产业规模边界。乌兰县茶卡盐湖景区是青海省热点旅游景区之一，每年吸引大量游客，也为乌兰县及周边地区发展提供了重要的消费和就业支撑。

近年来，乌兰县持续加强新能源产业统筹布局，优化营商环境，推动清洁能源发电项目落地，清洁能源产业已成为全县经济增长的重要引擎。县域经济平稳

发展，交通、电力等基础设施不断完善，对风电项目持续稳定运营形成了有力支撑。

不动产项目主要服务地区的宏观经济发展情况较好，地区生产总值、用电需求、清洁能源消纳基地建设等指标保持增长，对不动产项目运营效益的提升有促进作用。作为国家清洁能源产业高地的核心区域，青海省清洁能源发电量占比已超过 87%，在全国能源转型格局中具有重要战略地位。随着“十五五”期间青海省持续推进国家清洁能源产业高地建设和新能源大基地布局优化，区域经济发展水平不断提升，大型风电光伏基地项目产出品质和电网接纳能力持续增强，将对乌兰风电项目的发电量和上网收益的稳定增长产生积极支撑作用。

（二）区域电力消纳格局、区域电力消费结构、新能源利用率、用电需求及电力缺口情况

青海省新能源存量装机及新增装机容量持续全国领先，但“十五五”期间装机容量复合增速较“十四五”期间预计下滑约 52%，增速明显放缓。本项目电力主要消纳区域为青海省以及浙江、山东、重庆、河南等主要省市，“十五五”期间主要省市用电量需求预计持续稳健增长。展望未来，在可再生能源消纳责任权重政策的引导、地方产业政策的支持、储能规模化投运以及外送通道建设等多项因素的协同推动下，区域电力消纳格局有望实现进一步平衡。

1、区域电力消纳格局保持稳定

本项目所发电力通过青海省内电力交易市场、全国省间电力交易市场及西北区域省间电力互济交易市场等多层次电力交易市场实现市场化交易。本项目主要电力消纳区域为青海省省内，并依托全国省间电力交易市场，向浙江、山东、重庆、河南等用电需求较大省市开展跨省跨区电力外送[86]。“十五五”期间，青海省及主要电力外送省市用电量需求预计将保持稳健增长。

（1）青海省内电力消纳格局

1）青海省新能源存量装机及新增装机容量持续全国领先，但“十五五”期间装机容量增速预计较“十四五”期间下滑约 52%，增速明显放缓

[86] 本项目 2023-2025 年省间外送电量（即省间中长期和省间现货电量）占全部上网电量的比例分别为 18.81%、30.13%、21.54%，受市场化交易机制及省间送电安排等因素影响，本项目省间消纳比例在报告期内有所波动。随着主要受电省份用电需求的变化，本项目主要电力外送地区将动态调整，未来可进一步拓展至其他用电大省。

青海省作为国家电网首批三家省级新型电力系统示范区之一，在“碳达峰、碳中和”顶层制度设计机制下，已在全国率先构建新能源装机容量、发电量“双主体”格局。截至 2025 年底，青海省电力装机容量达 8,578 万千瓦，其中新能源装机容量超 6,358 万千瓦，占比超 74%，新能源装机占比持续保持全国领先。

青海省“十五五”期间装机容量增速预计较“十四五”期间下滑约 52%，增速明显放缓。至 2030 年，青海省风电、光伏等新能源装机容量将突破 1 亿千瓦，据此计算，“十五五”期间，青海省新能源装机容量年复合增速约 10%，相较于“十四五”期间年复合增速 21%下滑约 52%，增速明显放缓[87]。

2）青海省“十四五”期间用电量增速快于预期，“十五五”期间用电量需求预计将保持稳健增长

本项目报告期内上网电量主要于青海省内消纳。青海省“十四五”期间历史用电量及“十五五”期间用电量需求预测情况如下：

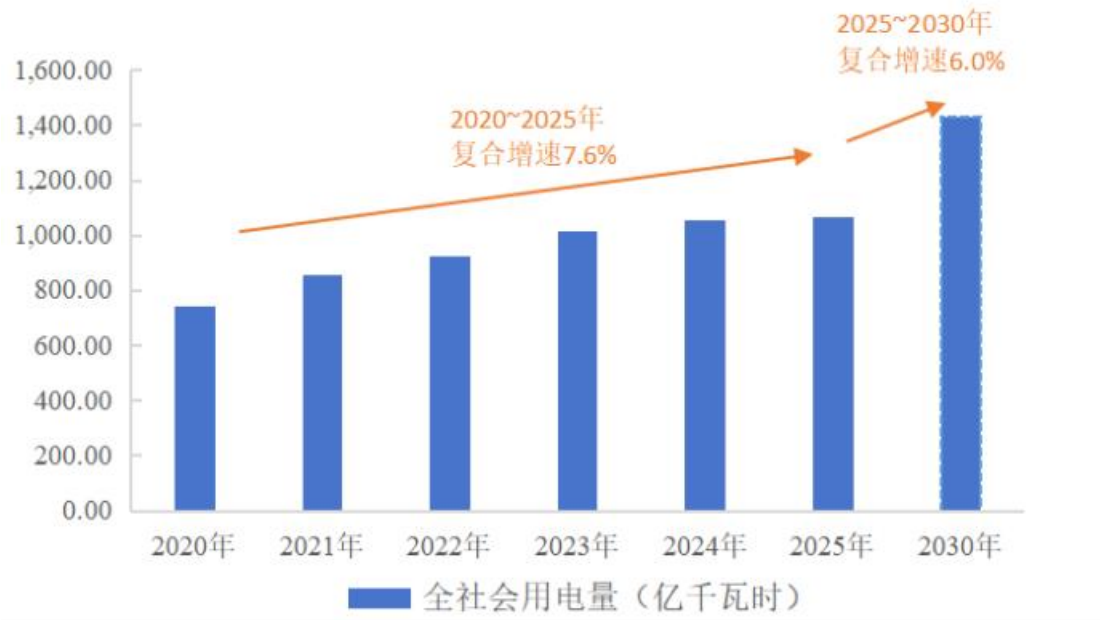


图 2-2-1 青海省全社会用电量及预测

根据《青海打造国家清洁能源产业高地行动方案（2021-2030 年）》，“十四五”期间青海省全社会用电量目标复合增速 3.0%，根据青海省能源局统计数据，截

[87] 根据国家能源局公开信息，截至 2026 年 6 月，全国新能源总装机突破 16 亿千瓦，占全国电源总装机容量的比重从“十四五”初的 25%提升至 46%，发电量占比从 11%提升至 23%。因光伏、风电等新能源出力具有随机性、不确定性等特征，新能源装机容量不直接等于有效发电量，两者存在一定的转化关系。

至 2025 年青海省全社会用电量为 1,068.20 亿千瓦时，实际复合增速达到 7.6%。根据该行动方案，“十五五”期间青海省全社会用电量复合增速目标为 6.0%。

省内消纳方面，青海工业用电需求占主导地位，产业“四地”规划将盐湖产业的发展目标设定为千亿产值的世界级基地，传统行业推进提质升级并开展绿色转型，积极发挥清洁能源优势并战略布局新兴和未来产业；城乡居民生活用电增速较快，清洁取暖改造工作为电力消纳提供新出口；可再生能源消纳政策及特高压外送通道建设将改善新能源消纳环境。上述发展规划预计将有力推动省内用电需求在“十五五”期间保持稳健增长。

（2）外送区域电力消纳格局

本项目报告期内依托全国省间电力交易市场[88]及西北区域省间电力互济交易市场[89]实现电力外送。

全国省间电力交易市场为本项目电力外送主要渠道，2023-2025 年，本项目省间中长期合约电量占结算电量比例分别为 17.53%、28.86%和 20.11%，主要外送区域为浙江、山东、重庆、河南等省市。相关省市拥有较强的工商业基础，支撑其用电量需求稳健持续，预计“十五五”期间其用电量仍将稳健增长。未来随着全国各省市用电需求的变化，本项目主要电力外送区域可进一步拓展至其他用电大省。

西北省间电力互济交易市场因自 2026 年 6 月起试运行，报告期内本项目参与程度有限，对本项目经营情况影响较小。

本项目主要电力外送区域浙江、山东、重庆、河南等省市“十五五”期间用电量预测情况如下：

1）浙江省“十五五”期间预计用电量年化增速 6.6%

[88] 本项目位于青海省，属于国家电网有限公司（简称国家电网）经营区域，国家电网的经营区域覆盖全国除中国南方电网有限责任公司经营区域（广东、广西、云南、贵州、海南）以外的 26 个省（自治区、直辖市）；全国省间电力交易市场依托北京电力交易中心开展。

[89] 包括陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆等国家电网西北分部经营区域。

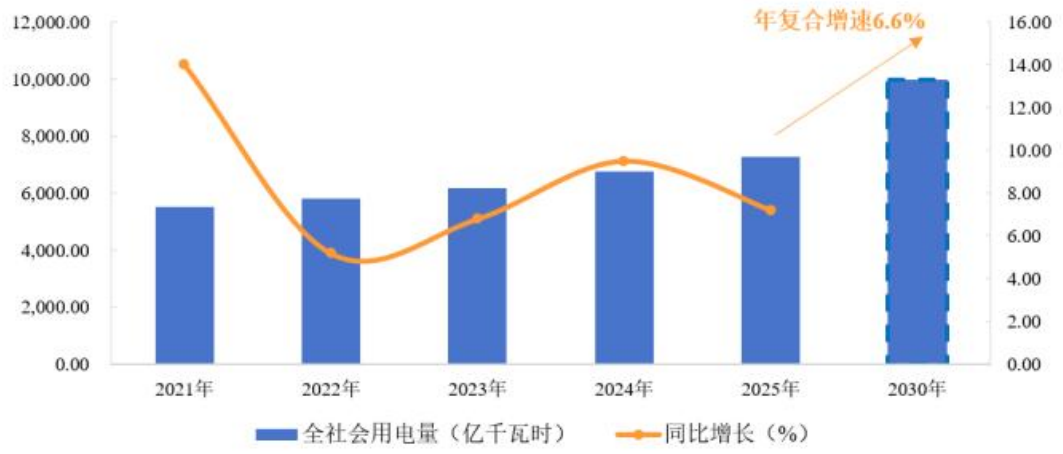


图 2-2-2 浙江省全社会用电量及预测

根据国网浙江省电力有限公司公开预测[90]，2030 年浙江省全社会用电量将超 1 万亿千瓦时，据此推算，“十五五”期间年复合增速预计约 6.6%。

2）山东省“十五五”期间预计用电量年化增速 2.9%

图 2-2-3 山东省全社会用电量及预测

根据《中国电力》学术期刊论文《碳配额约束下省级能源供需预测方法研究》预测[91]，2030 年山东省全社会用电量将达到 1 万亿千瓦时，据此推算，“十五五”期间年复合增速预计约 2.9%。

3）重庆市“十五五”期间预计用电量年化增速 7.7%

[90] 数据来源：国家能源局浙江监管办。
[91] 数据来源：山东省能源局。

图 2-2-4 重庆市全社会用电量及预测

根据重庆市人大网《关于加强我市中长期电力保障的建议》中预测[92]，考虑负荷自然增长、产业引入和发展需要，到 2030 年，重庆市全社会年用电量预计将达到 2,420 亿千瓦时，据此推算，“十五五”期间年复合增速预计约 7.7%。

4）河南省（青豫直流消纳地）“十五五”期间预计用电量年化增速 5.5%

图 2-2-5 河南省全社会用电量及预测

根据《“十五五”河南省区域电力供需形势及装机预测》（全球能源情报研究，2025 年 3 月）[93]，至 2030 年河南省全社会用电量将达到 5,905 亿千瓦时，据此推算，“十五五”期间年复合增速预计约 5.5%。

---

[92] 数据来源：重庆市经信委。
[93] 数据来源：国家能源局河南监管办公室。

5）广西壮族自治区（青桂直流消纳地）“十五五”期间预计用电量年化增速6.1%

图 2-2-6 广西壮族自治区全社会用电量及预测

根据《广西电力行业发展现状和二氧化碳排放预测》（《大众科技》2023 年第 5 期）预测[94]，2030 年广西壮族自治区全社会用电量将达 3,690 亿千瓦时，据此推算，“十五五”期间年复合增速预计约 6.1%。

6）广东省（青粤直流消纳地）“十五五”期间预计用电量年化增速 5.4%

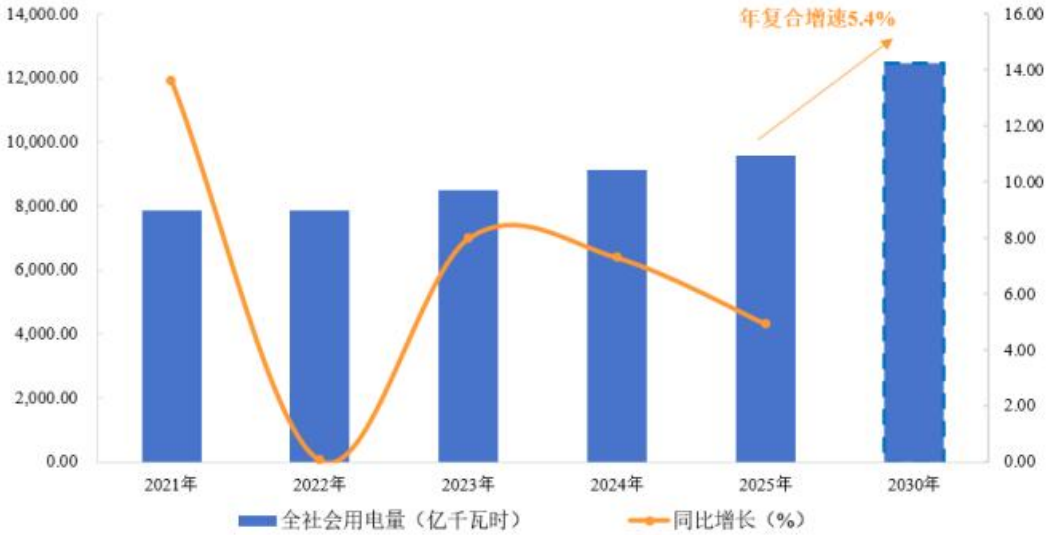


图 2-2-7 广东省全社会用电量及预测

[94] 数据来源：广西壮族自治区统计局。

根据《面向2030广东电力需求的能源结构预测与碳排放分析》（《新能源进展》2025年第13期）[95]预测，广东省2030年全社会用电量将达12,468亿千瓦时，据此推算，“十五五”期间年复合增速预计约5.4%。

（3）未来消纳展望有望进一步平衡

根据青海省“十五五”规划，“十五五”期间青豫直流将满负荷运行，青桂直流、青粤直流陆续建成投运，叠加可再生能源消纳责任权重政策引导、地方产业政策支持、储能规模化投运及外送通道建设等因素的协同推动，区域电力消纳格局有望进一步平衡。

综上所述，本项目地处青海省柴达木盆地东缘，属省内优质风场，投运至今各完整年度平均风速介于4.09-4.88米/秒之间，理论发电小时数为2,026.43-2,442.57小时，长周期来看本项目风能资源总体平稳。青海省新能源装机容量虽持续领跑全国，但“十五五”期间复合增速预计较“十四五”期间下滑约52%，增速明显放缓。本项目电力主要消纳区域为青海省以及浙江、山东、重庆、河南等省市，“十五五”期间相关省市用电量需求预计将保持稳健增长。展望未来，区域电力消纳格局有望在可再生能源消纳责任权重政策引导、地方产业政策支持、储能规模化投运及外送通道建设等因素协同推动下，实现进一步平衡。

2、消纳区域的电力消费结构

2023-2025年，青海省内电力消费结构情况如下：

表2-2-1 青海省电力消费结构情况-1

单位：亿千瓦时，%

年份	全社会用电量	第一产业用电量		第二产业用电量			
		用电量	占比	用电量	占比	其中：工业	占比
2023年	1,018.30	1.40	0.14	903.50	88.7	895.60	87.95
2024年	1,053.50	1.30	0.12	927.50	88.04	920.44	87.37
2025年	1,068.20	1.50	0.14	929.60	87.02	924.26	86.52
2026年	537.00	0.70	0.13	464.60	86.52	462.10	86.05

[95] 数据来源：广东省统计局。

1-6 月							

表 2-2-2 青海省电力消费结构情况-2

单位：亿千瓦时，%

年份	全社会用电量	第三产业用电量		城乡居民生活用电量	
		用电量	占比	用电量	占比
2023 年	1,018.30	66.50	6.53	46.90	4.61
2024 年	1,053.50	74.10	7.03	50.50	4.79
2025 年	1,068.20	84.00	7.86	53.10	4.97
2026 年 1-6 月	537.00	43.50	8.10	28.20	5.25

（1）工业用电需求占主导地位，保持稳健增长

青海省内电力消费结构呈现工业用电占比高、需求稳定性强的特征。2023-2025 年及 2026 年 1-6 月，青海省工业用电量分别为 895.60 亿千瓦时、920.44 亿千瓦时、924.26 亿千瓦时和 462.10 亿千瓦时，在全社会用电量占比分别为 87.95%、87.37%、86.52%和 86.05%。

（2）传统行业提质升级并开展绿色转型，积极发挥清洁能源优势并战略布局新兴行业

青海省工业用电需求集中于电解铝、钢材、硅料、锂电材料、碳纤维等重点行业，相关产品具有较强的战略资源属性。在国家产业规划方面，根据《国务院关于印发<美丽中国建设“十五五”规划>的通知》（国发〔2026〕20 号）的要求，以电解铝、钢铁为代表的高载能产业正向可再生能源资源富集区域转移；盐湖提锂、铁矿资源开发、高性能碳纤维制品开发、集成电路用材料研发制造等产业则均被纳入了国家发展改革委对西部地区及青海省的鼓励类产业目录，预计未来相关产业的产能及工业用电需求将具备较高的稳定性。

青海“十五五”规划在产业“四地”建设中重点提出打造世界级现代盐湖产业体系，做大做强盐湖资源千亿级产业集群，包括实施钾盐高效利用工程、锂盐量质提升工程、钠资源高值开发工程、硼资源提取强链、稀散元素高效提取工程等，

力争到 2030 年将盐湖资源综合利用产业总产值提升到 1,000 亿元，同时鼓励盐湖资源开发企业优先使用光伏、风电等清洁能源，推动实现清洁能源供应全替代。

对于传统产业则提出重点产业加快提质升级、成为发展新质生产力的沃土，其中有色冶金产业的覆盖面包括铝产业链、铁合金行业、特钢产业以及铜、铅、锌、镍的采选冶炼等，并提出培育“青海绿铝”等更具竞争力的青海制造品牌；化工产业的覆盖面包括盐湖化工、能源化工、化工新材料、特色精细化工等；新型建材行业的覆盖面则包括绿色装配式建筑产品、新型绿色环保建材、特种水泥、高端玻璃制品等。

在未来产业方面，青海省充分立足自身的可再生能源产能优势，深度结合国家在先进制造、人工智能方面的政策导向进行针对性的布局规划。一方面，青海省“十五五”规划要求形成制氢、储运、消纳氢能全产业链，推动风光制氢氨醇产业发展，促进盐湖、石油等产业副产氢气，打造规模化绿氢生产基地；另一方面，青海积极融入全国一体化算力网、推动建立“青甘宁”绿色算电一体化协同发展机制，将在西宁、海东、海西、海南等地分层次、分规模推进绿色零碳算力基地建设，计划打造多个智算中心、数据标注基地、国产算力生态中试场，并在西宁、东川、共和、德令哈等地建设多个数据、数字产业集聚区，充分实现绿色算电融合发展。

根据上述产业及发展规划，预期“十五五”期间，金属冶炼、盐湖化工及建材行业等传统产业将进行产能升级并继续作为青海省产业发展和工业用电需求的压舱石；盐湖产业及制氢、算力等新兴行业则将成为青海省新增工业用电需求的主要驱动力。作为国家清洁能源产业高地，青海省在绿色、低碳能源供应方面具备资源优势、规模优势、市场优势和竞争优势，通过采用“绿电+零碳产业园”“绿电+算力”“绿电+制造业”等一系列发展新模式，为吸纳外省的高载能产业加速落地青海、实现清洁能源电力的就地消纳奠定了扎实基础。

（3）城乡居民生活用电增速较快，清洁取暖改造工作为电力消纳提供新出口

2020-2025 年期间，青海省城乡居民生活用电量年化增长率 7.8%，增速高于全国平均水平。

“十四五”以来，青海省坚持“宜电则电、宜气则气、宜煤则煤、宜热则热”原则，稳妥有序推进清洁取暖各项工作，累计完成投资 126 亿元，全省清洁取暖率

提高 13%，清洁取暖改造面积达 3,774 万平方米，西宁市、海东市、海西州、海南州、黄南州和海北州刚察、海晏两县实现了城镇清洁取暖全覆盖，玉树州、果洛州部分县乡实现了清洁取暖，推动青海省以煤为主的取暖结构得到根本扭转。

通过热电联产及“煤改电”等措施，青海省大力推广以蓄热式电锅炉为主的清洁取暖技术路线，用户可在白天光伏大发、电价谷段时以优惠电价完成蓄热，夜间通过放热满足取暖需求。截至“十四五”期末，青海省清洁取暖年用电量已达 30 亿千瓦时。未来青海省能源局将持续巩固现有清洁取暖成果、有序开展清洁取暖改造、协调电网企业加强电网建设，为新增清洁取暖用电负荷提供可靠的电力支撑。

3、新能源利用率情况

青海省新能源利用率近年来随装机容量快速上升而波动，随着可再生能源消纳责任权重政策施行，新能源利用率有望进一步提升。

根据电力行业规划研究与监测预警中心公布的全国新能源并网消纳情况，本项目投运以来，青海省新能源利用率经历过省内装机容量的上升和外送线路的增加而引发的波动。具体表现为，2019-2021 年青海省内新能源装机容量集中爆发，新能源利用率从 97.5%下降至 89.3%。2022-2023 年随着青豫直流运行提效及青海省内电网补强，青海省电力消纳能力进一步增强，新能源利用率回升至 94.20%。2024-2026 年因青海省电网增容改造工作开展且本地负荷增长有限，青海省新能源利用率出现二次承压并下降至 92.0%左右[96]。

可再生能源消纳责任权重政策的施行，有望推动风电等新能源项目在更大范围内实现高质量消纳。《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法》（国家发展改革委、工业和信息化部、住房和城乡建设部、交通运输部令第 42 号）自 2026 年 8 月 1 日起正式施行，首次确立可再生能源消费最低比重目标制度，并从实行分区分档、加强中长期引领、强化刚性要求三方面对可再生能源电力消纳责任权重制度作出优化，分别明确了两项制度的定义、落实路径与核算方法。根据国家下达指标，青海省 2026 年可再生能源电力总量消纳责任权重预期值为 70.0%，非水电消纳责任权重预期值为 30.0%。《实施办

[96] 数据来源：电力行业规划研究与监测预警中心。

法》的施行，将可再生能源电力消纳责任以刚性约束层层压实至省级行政区域和重点用能行业，将有利于推动风电等新能源项目在更大范围内实现高质量消纳。

4、用电需求及电力缺口

根据本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“十一、不动产项目所在区域竞争情况”之“（二）区域电力消纳格局、区域电力消费结构、新能源利用率、用电需求及电力缺口情况”之“1、区域电力消纳格局保持稳定”的分析，截至 2025 年，青海省全社会用电量为 1,068.20 亿千瓦时；根据《青海打造国家清洁能源产业高地行动方案（2021-2030 年）》，“十五五”期间青海省全社会用电量预计保持稳定态势，2025 至 2030 年全社会用电量预计年复合增速为 6.0%。

浙江省、山东省、重庆市及青豫直流消纳地河南省、规划中青桂直流消纳地广西壮族自治区、规划中青粤直流消纳地广东省等本项目电力外送消纳主要地区在“十五五”期间用电量需求预计将保持稳健增长。

（三）区域内现有在运营和未来 3 年已规划可比竞品分析

1、竞品风力发电项目情况

不动产项目位于青海省海西州乌兰县，目前乌兰地区已建成投运的风电装机容量共计约 50 万千瓦[97]，除不动产项目外另有四个竞品项目，合计装机容量约 30 万千瓦，其中直接竞品项目装机容量 15 万千瓦，间接竞品项目装机容量 15 万千瓦。经公开渠道信息搜集，未来乌兰地区存在四个在建或已规划竞品项目，合计装机容量约 135 万千瓦，均为间接竞品项目。乌兰地区地处柴达木盆地东部，所在地区风资源优质，年平均风速适宜，具备良好的经济开发价值，对新能源投资开发具有吸引力。

竞品项目与不动产项目在定位、消纳区域、上网及外送通道方面存在异同，因此与不动产项目产生不同程度的竞争关系。

表 2-1-48 乌兰地区周边已建成及可预期竞品风力发电项目

单位：万千瓦

项目名称	装机容量	建设主体	并网时间/建设进度	定位	消纳区域	电量上网及外送通道
中电投黄河	4.95	青海黄河上	2017 年	相	相同	不同，切吉西 330

[97] 信息来源：青海日报。

海西乌兰茶卡盐湖风电场49.5兆瓦项目（以下简称黄河上游项目）		游水电开发有限责任公司乌兰风力发电分公司		同		千伏升压站及送出线路
青海黄河中型水电开发有限责任公司乌兰10万千瓦风电项目（以下简称黄河中型项目）	10.00	青海黄河中型水电开发有限责任公司乌兰新能源分公司	2019年	相同	相同	不同，切吉东330千伏升压站及送出线路
国家电力投资集团吉林电力股份有限公司乌兰5万千瓦风电项目（以下简称乌兰吉电项目）	5.00	乌兰吉电新能源有限公司	2020年	相同	相同	相同
润晟新能源有限公司乌兰县茶卡100兆瓦风力发电项目（以下简称乌兰润晟项目）	10.00	乌兰县润晟新能源有限公司	2021年	相同	相同	相同
南水北调海西都兰400MW风电项目（以下简称南水北调项目）	40.00	南水北调（海西都兰）水网建设开发有限公司	2025年开工，目前在建	相同	相同	不同，新建330千伏升压站及送出线路
大唐海西州清洁供暖配套55万千瓦风电项目（以下简称大唐海西55万千瓦项目）	55.00	大唐海西（都兰）新能源有限公司	2025年开工，目前在建	不同，清洁供暖	不同，主要服务于都兰县供暖	不同，新建330千伏升压站及送出线路

大唐海西州清洁供暖配套30万千瓦风电项目（以下简称大唐海西30万千瓦项目）	30.00	大唐海西（都兰）新能源有限公司	预计2026年开工	不同，清洁供暖	不同，主要服务于都兰县供暖	不同，新建330千伏升压站及送出线路
乌兰县东大滩100MW风电项目（以下简称东大滩项目）	10.00	海西乌兰中规绿电新能源有限公司	预计2027年并网	相同	相同	不同，新建330千伏东大滩汇集站及送出线路

2、竞品项目与不动产项目的竞争关系分析

（1）定位分析

1）定位相同的竞品项目

乌兰风电项目的竞品项目中，已建成投运的黄河上游项目、黄河中型项目、乌兰吉电项目、乌兰润晟项目，以及在建的南水北调项目、东大滩项目参与市场化电力交易，与不动产项目定位相同。与乌兰风电项目定位相同的竞品项目中，已建成投运项目的总装机容量约30万千瓦，在建项目的总装机容量约50万千瓦。

2）定位不同的竞品项目

竞品项目中，在建的大唐海西55万千瓦项目、大唐海西30万千瓦项目为海西州都兰县清洁供暖配套项目，与不动产项目定位不同。两个项目所发电量将优先服务于都兰县，配合空气源热泵和电锅炉，替代原有的燃煤锅炉，为都兰县实现集中供暖。

截至2026年8月，与乌兰风电项目定位不同的竞品项目均处于在建状态或尚在规划中，总装机容量约85万千瓦。

（2）消纳区域分析

1）消纳区域相同的竞品项目

竞品项目中，除了在建的大唐海西55万千瓦项目、大唐海西30万千瓦项目外，其余项目与不动产项目的消纳区域相似，主要电力消纳区域为青海省内及西北电网经营区域。

2）消纳区域不同的竞品项目

竞品项目中，在建的大唐海西 55 万千瓦项目、大唐海西 30 万千瓦项目为都兰县清洁供暖配套项目，电力消纳区域以都兰县为主。

（3）上网及外送通道分析

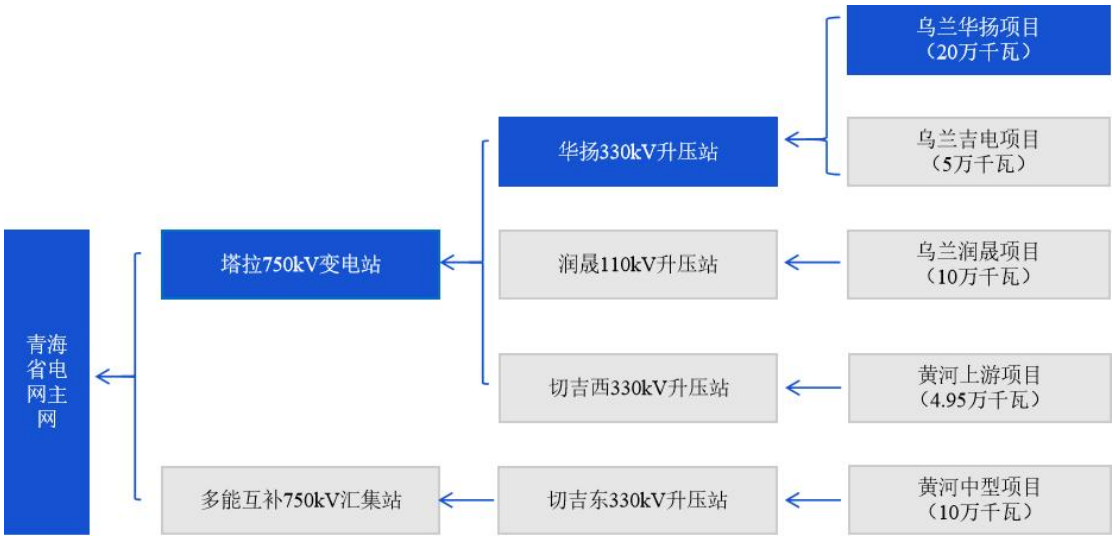


图 2-1-14 已投运竞品项目并网输送通道示意图

1）上网及外送通道相同的竞品项目

不动产项目所发电力通过华扬 330 千伏升压站（以下简称华扬 330kV 汇集站）至 750 千伏塔拉变电站之间 1 回送出线路塔扬线（以下简称塔扬线）送出，并通过 750 千伏塔拉变电站接入青海省电网主网。

竞品项目中，乌兰吉电项目、乌兰润晟项目与不动产项目均使用塔扬线进行电力送出，华扬 330 千伏升压站及塔扬线设计容量为 600 兆伏安，当前塔扬线仍有 260 兆伏安剩余接入容量，剩余容量比例约 43%。

2）上网及外送通道不同的竞品项目

除乌兰吉电项目、乌兰润晟项目外，其余项目与不动产项目的上网及外送线路不同，其中黄河上游项目通过切吉西 330 千伏升压站及送出线路进行外送，黄河中型项目通过切吉东 330 千伏升压站及送出线路进行外送，南水北调项目、大唐海西 55 万千瓦项目、大唐海西 30 万千瓦项目、东大滩项目则将在风场建设的同时新建升压站进行上网和电力外送。

结合竞品项目与不动产项目的定位、消纳区域、电量上网及外送通道等因素综合分析，就竞争关系而言，乌兰吉电项目、乌兰润晟项目与不动产项目在定位、消纳区域、上网及外送通道方面均相同，存在较为直接的竞争关系；其余项目与

不动产项目的竞争关系则相对较间接；根据目前区域电网的公开信息，未来暂无规划新增的、与不动产项目存在直接竞争关系的发电项目接入塔扬线。

3、周边可比竞品对于入池资产的影响分析

（1）不动产项目投运后入市的竞品对项目运营的影响

已入市的竞品项目中，乌兰吉电项目于 2020 年 11 月并网投运，乌兰润晟项目于 2021 年 12 月并网投运，投运时间晚于不动产项目，且存在较为直接的竞争关系。以下结合不动产项目的相关运营指标在两个竞品项目入市前后的变化，对竞品项目的竞争影响进行分析：

表 2-1-49 竞品项目投运前后不动产项目相关运营指标变化情况

单位：米/秒、小时、元/千瓦时

年份	平均风速	理论发电小时数[98]	等效利用小时数[99]	市场化交易结算单价（含超缺额）	限电率	备注
2020	4.60	2,026	1,590	0.1413	10.44%	乌兰吉电投运（2020 年 11 月） 青豫直流开通（2020 年 12 月）
2021	4.77	2,428	1,966	0.1645	15.52%	乌兰润晟投运（2021 年 12 月）
2022	4.68	2,272	1,803	0.2089	15.39%	
2023	4.53	2,271	1,730	0.2395	19.95%	
2024	4.09	2,101	1,608	0.2385	21.25%	
2025	4.88	2,443	1,694	0.2283	28.27%[100]	剔除增容改造工程影响的限电率为 21.03%

1）电价影响

2020-2022 年，不动产项目的结算电价呈逐年上升趋势，主要受到当时青海省电价政策调整的影响。

[98] 理论发电小时数=理论发电量÷项目总装机容量，全文下同。

[99] 等效利用小时数=结算电量÷项目总装机容量，全文下同，结算电量数据取自与国网青海公司的电费结算单，除受弃风电量影响外，还受到损失电量、厂用及线损电量的影响。

[100] 2025 年弃风率升高，系青海省电网近年来实施增容改造工程，致使区域新能源出力受限所致。

在 2022 年之前，青海省电解铝与全省新能源发电企业直接交易。对于参与直接交易的电量，发电侧企业大多按指导价格下限（最低 0.1277 元/千瓦时）进行申报，致使结算电价长期处于较低水平。自 2022 年 1 月 1 日起，《国家发展改革委关于完善电解铝行业阶梯电价政策的通知》（发改价格〔2021〕1239 号）正式执行，该通知严禁对电解铝行业实施优惠电价政策、严禁组织电解铝企业电力市场专场交易，电解铝行业的差别化电价逐步回归正常，不动产项目的结算电价也随之逐步提升，并在后续保持相对稳定水平。

综上所述，历史上不动产项目的结算电价主要受电价政策的影响，与已入市竞品则不存在明显的相关关系。

2）电力消纳环境影响

①评估电力消纳环境的指标及原理

电力消纳环境主要受到区域电网调度的影响。根据《电网运行规则（试行）》规定，调度机构应当合理安排运行方式，优化调度，维持电力平衡。区域电力平衡由需求侧与供给侧共同决定：需求侧主要取决于项目所在区域工业、商业及居民等全社会用电负荷水平；供给侧主要取决于区域风能资源禀赋及风电装机容量；而区域电网输送能力作为关键网架约束，直接决定了供需匹配的实际空间，是影响电量消纳的核心边界条件。

在实际操作上，调度机构对发电企业的管控，并非以预设限电率为目标，而是基于电网安全与电力电量的平衡考虑进行实时调度。从电网调度到发电企业的结算电量、等效利用小时数、限电率等运营指标的完整传导关系如下：

（a）电力消纳环境的核心决定因素是区域电网的供需关系，调度机构根据供需关系并基于电网安全与电力电量考量，通过调整和分配发电空间、下达出力计划来约束每个发电企业的实时上网功率，进而决定结算电量和等效利用小时数（等效利用小时数=结算电量÷项目总装机容量）；

（b）风资源年景决定了发电企业的理论发电小时数及理论发电量；

（c）通过对结算电量或等效利用小时数与理论发电量或理论发电小时数的差异进行相应计算即得到了限电率。

由此可见，限电率并非自变量或预先设定的管控指标，而是电网调度与风资源年景共同作用的结果指标，等效利用小时数及结算电量相比限电率能够更全面地反映发电企业面临的消纳环境。

对不动产项目而言，结算电量与等效利用小时数为数学换算关系，通过分析不动产项目历史结算电量或等效利用小时数，能够直接反映在竞品项目入市、装机容量增加、电力供给上升的情况下，以及在青海区域用电需求增长、外送能力提升的情况下，电网调度机构对不动产项目的上网电量进行重新分配后的状态，展示出不动产项目消纳环境的变化。

②竞品项目对不动产项目电力消纳环境的影响

在不动产项目建成投运后至今，周边地区共有 2 个新增竞品项目，且竞品项目均与不动产项目使用塔扬线进行电力送出，构成直接竞争关系：

（a）乌兰吉电项目的影响

乌兰吉电项目装机容量 5 万千瓦，于 2020 年 11 月并网。从数据上看，不动产项目 2021 年限电率为 15.52%，较 2020 年的 10.44%上升 5.08 个百分点；2021 年等效利用小时数为 1,966 小时，较 2020 年的 1,590 小时同比提升约 23.6%。

该阶段不动产项目的限电率及等效利用小时数受到风资源变动、新增竞品、新增外送通道等多重因素的综合影响，需要结合上述因素，从供需角度对消纳环境进行综合分析。

供给端，除新增了竞品乌兰吉电项目外，不动产项目在 2021 年的风资源较优，理论发电小时数同比提升约 20%。

需求端，2020 年 12 月青豫直流工程正式投运，带动青海省绿电外送能力大幅上升。青豫直流的送端起点是位于海南大基地的±800 千伏特高压青南换流站，不动产项目所发电量经华扬 330 千伏升压站及塔扬线送出后，并入 750 千伏塔拉变电站，再经 750 千伏青塔 I、II、III 线送入青南换流站，因此青豫直流的开通能够提升青南换流站的电力外送能力，进而对不动产项目的电力消纳环境起到带动作用。

图 2-1-15 青豫直流线路示意图[101]

综合而言，在竞品乌兰吉电项目并网后，不动产项目虽然供给端受到区域装机容量增加、风资源改善的影响，使得 2021 年限电率同比上升约 5.08 个百分点，但同期在需求端，不动产项目的外送通道资源充足，青豫直流的开通进一步改善了青海省的跨区域外送能力，进而对不动产项目形成需求端的利好，因此 2021 年等效利用小时数及结算电量均同比提升约 23.6%，仍表现出良好的消纳结果。

（b）乌兰润晟项目的影响

乌兰润晟项目装机容量 10 万千瓦，于 2021 年 12 月并网。从数据上看，不动产项目 2022 年限电率为 15.39%，较 2021 年乌兰润晟项目入市前的 15.52%基本持平。

供给端，除新增了竞品乌兰润晟项目外，不动产项目在 2022 年的风资源同比有所减弱，平均风速较 2021 年降低约 2%，理论发电小时数下降约 6%。

需求端，乌兰润晟项目投运后，不动产项目的外送线路承载能力仍有剩余，消纳环境未出现重大变化。

综合而言，在竞品乌兰润晟项目入市后，不动产项目的需求端格局未发生重大变化，供给端区域装机容量增加与风资源减弱在一定程度上形成对冲。2022 年限电率同比基本持平，等效利用小时数 1,803 小时较 2021 年下降约 8.3%，但

[101] 图片来源：河南日报大河网。

较 2020 年的 1,590 小时提升 13.4%。竞品入市虽对不动产项目的消纳压力有所增加，但影响幅度小于 2020 年青豫直流开通带来的利好。

综上所述，在乌兰吉电项目入市的时间节点，不动产项目面临的竞争影响有限，主要因同期青豫直流开通的利好，促使电力消纳环境改善所致。在乌兰润晟项目入市的时间节点，不动产项目面临一定的直接竞争分流、电力消纳压力有所增加，但消纳环境仍优于青豫直流开通之前。随着上述两个已有竞争项目在 2020 年末、2021 年末完成全机组并网，至 2022 年构成直接竞争关系竞品对不动产项目的直接竞争分流影响已趋于平稳[102]，后续年度不动产项目在等效利用小时数、结算电量方面的波动主要来自于青海省新能源装机容量上升以及电网调度相应调整的影响。

（c）青海省新能源装机容量上升的影响

图 2-1-16 2020-2025 年青海省新能源装机容量与不动产项目等效利用小时数

2023 年至 2025 年期间，不动产项目无新增直接竞品项目入市，但同期青海省全省新能源装机容量增速有所加快，同比分别增长约 41%，33%和 25%。受供给端压力的影响，青海省的整体电力消纳压力有所增加，并经由电网调度传导进而影响不动产项目的上网电量、等效利用小时数等经营指标。“十四五”期间青海省新能源复合增速达到约 21%，受此影响不动产项目在 2023 至 2025 年期间等效利用小时数及结算电量有所波动。其中 2025 年尽管省内新能源装机同比增长约 25%，且因青海省电网实施增容改造工程致使限电率有所上升，但因风资源较优、

[102] 根据国家能源局《发电机组进入及退出商业运营办法》，风电项目应当在并网后 6 个月内取得电力业务许可证并进入商业运营，规定时间内进入商业运营的，调试运行期自并网时间点起至完成整套设备启动试运行时间点止，调试运行期间项目需完成并网运行必须的试验项目，上网电量由电网企业收购，纳入代理购电电量来源。因此竞品项目的分流影响通常在 6 个月内体现完毕。

理论发电小时数同比增长约 16%，最终等效利用小时数及结算电量仍实现同比回升约 5%。

“十五五”期间青海省的新能源装机容量增速预计将有所减缓，复合增速预计从“十四五”期间约 21%的复合增速下滑至约 10%，降幅比例约 52%，预计省内新能源新增装机容量对不动产项目消纳压力的影响将有所缓解。

（3）在建或已规划项目对不动产项目的影响

未来在建或已规划竞品项目的入市对不动产项目的影响将主要集中在电力消纳环境方面，进而影响不动产项目的等效利用小时数，竞品项目对于电价则不产生直接影响。

乌兰地区与不动产项目定位相同的在建或已规划项目主要包括南水北调项目、东大滩项目。南水北调项目装机容量 40 万千瓦，于 2025 年开工，目前在建，通过新建 330 千伏升压站及送出线路进行上网和外送。东大滩项目属于风光储一体化示范项目，风电装机容量 10 万千瓦，预计 2027 年投入使用，通过新建 330 千伏东大滩汇集站及送出线路进行上网和外送。

前期已投运的乌兰吉电项目、乌兰润晟项目是通过与不动产项目相同送出线路进行电力上网和外送，在供给端存在相对直接的竞争关系。而南水北调项目、东大滩项目虽与不动产项目定位相同均参与市场化电力交易，但投运后均将通过各自新建的升压站、汇集站实现电力上网和外送，与不动产项目的外送通道相互独立，在外送通道容量方面不存在挤占关系。

就未来在建或已规划项目而言，对不动产项目的影响主要体现为项目投运后青海省总装机容量增加，进而从供给端改变青海省的整体电力消纳环境，并经由电网调度机构影响不动产项目的上网电量、等效利用小时数等经营指标，因而其综合影响需要结合未来青海省的供需趋势进行整体分析。

（4）青海省未来供需趋势及影响分析

1）供给端趋势：青海省内风电项目将进入密集交付期，在供给端形成竞争压力

在青海省层面，根据省“十五五”规划，至 2030 年全省新能源装机容量将突破 1 亿千瓦，目标清洁能源发电量占总发电量的 80%以上。“十五五”期间青海省的新能源装机容量增速预计将明显放缓，复合增速约 10%，较“十四五”期间 21%

下滑比例约 52%，但目标新增装机容量 0.38 亿千瓦与“十四五”期间新增装机容量相当，青海省总装机容量的上升，将从供给端对于不动产项目造成一定竞争压力。

2）需求端趋势：电力需求主要受就地消纳能力及外送能力的共同影响

①新能源消纳环境持续改善：在重点产业的用电以及电网调度方面，保障新能源电力被优先消纳的政策陆续出台

2026 年 8 月 1 日起施行的《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法》（国家发展改革委、工业和信息化部、住房和城乡建设部、交通运输部令第 42 号），首次在全国层面确立了可再生能源消费最低比重目标及可再生能源电力消纳责任权重制度，该办法明确了两项制度的定义、落实路径与核算方法，规定了重点用能行业的具体目标及权重，有助于改善风电等可再生能源电力的消纳环境。而在青海省层面，2025 年即已明确可再生能源电力消纳责任权重总量 70%、非水 30%，其中电解铝、钢铁、水泥、多晶硅等重点行业的绿电消费比例须达 70%。

在青海省“十五五”规划中，则明确提出积极发展“盐湖+”产业，并鼓励盐湖资源开发企业优先使用光伏、风电等清洁能源，推动实现清洁能源供应全替代。与此同时，青海省正积极推动“绿电+算力”融合发展，加快柴达木绿色微电网算力中心和三江源国家大数据基地等重点项目建设，配套新能源已纳入全省电力行业重点项目开发建设方案。随着“东数西算”国家战略的深入实施，青海凭借清洁能源低成本优势，绿色算力用电正在成为省内新的电力增长极，为新能源就地消纳开辟了新的增长点。

对于海西州，规划特别提出要发挥州内绿电资源优势，布局盐湖资源综合利用、有色冶金、新材料等产业，打造全省产业发展支撑区。不动产项目所处的乌兰县位于海西州东部，地处柴达木循环经济试验区“一区四园”之一的乌兰工业园核心区域。园区重点发展煤化工、盐化工、特色生物、新能源产业，随着园区产业结构升级和重点企业用能需求的稳步增长，也将对区域内风电项目的就地消纳产生积极支撑作用。

在电力调度方面，根据《青海电力现货市场规则汇编（V6.0 结算试运行稿）》第四十九条，电力调度机构以同等报价下新能源优先消纳为原则，以全网发电成

本最小化为优化目标，来确定运行日的机组开机组合、分时发电出力曲线以及分时电价。根据第七十七条，“当新能源场站与火电燃煤机组、新型经营主体报价相同时，优先出清顺序为：新能源、新型经营主体、火电燃煤机组。”因此，青海省新能源在调度消纳顺序上具有优先级。

上述机制相互叠加后，将有效保障存量风电项目在新增装机和电网容量同步增加过程中的合理利用。

②就地消纳能力稳定提升：青海省经济持续发展，工业及服务业用电稳步增长

青海省内电力负荷结构具有工业主导、第三产业和居民用电快速增长的特征。“十四五”以来，青海省全社会用电量从 2020 年的 742 亿千瓦时增长到 2025 年的 1,068 亿千瓦时[103]，复合增长率达 7.6%，增速高于全国平均。

2025 年，青海省工业用电量同比基本持平，占全社会用电量的比重高达 86%左右，是青海省电力消费的绝对主力。工业用电结构中，电解铝、钢铁、晶硅、锂电池、碳纤维等青海省内重点行业占据较大比例。

2025 年，青海省第三产业用电和城乡居民生活用电同比增长较快，分别达到 13.3%和 5.1%。随着青海省国际生态旅游目的地建设提速增效，茶卡盐湖、青海湖等景区游客持续增长，2025 年全省累计接待游客 6,457.31 万人次，旅游总收入 620.12 亿元，均同比增长约 20%[104]。旅游业及相关餐饮、住宿、交通服务业的快速发展，带动了用电量的持续增长。其中，素有“天空之镜”美称的茶卡盐湖景区距不动产项目直线距离仅约 20 公里，作为青海省标志性景区之一，茶卡盐湖每年吸引大量游客，旅游旺季期间区域用电负荷显著提升。“十五五”期间，青海省提出将茶卡盐湖创建为 5A 级旅游景区，后续景区建设标准、服务规范和客流量的提升预计将对乌兰地区的电力需求及保障能力提出更高的要求。

③外送能力有望出现突破：青桂直流、青粤直流及海西州 750 千伏加强工程持续建设，外送能力增强有望促使电力消纳环境得到重塑

（a）青海省层面，青桂直流、青粤直流的落成将带动外送能力大幅提升

青海省是我国清洁能源发电外送大省，2025 年全省发电量 1,224.1 亿千瓦时，较全社会用电量超出 155.9 亿千瓦时，超出部分主要以省间外送进行消纳。

---

[103] 数据来源：青海省能源局。
[104] 数据来源：青海省统计局。

在 2020 年 12 月，青海省建成世界首条以输送新能源为主的特高压直流通道——青豫直流。青豫直流的送端位于海南大基地，设计年输送电量 400 亿千瓦时，约为 2025 年全省发电量的 1/3。2026 年 1-7 月，青豫直流实际完成电量外送 145.23 亿千瓦时[105]，同比增加 14.57%。“十五五”期间，青海省将继续推动青豫直流满功率运行。

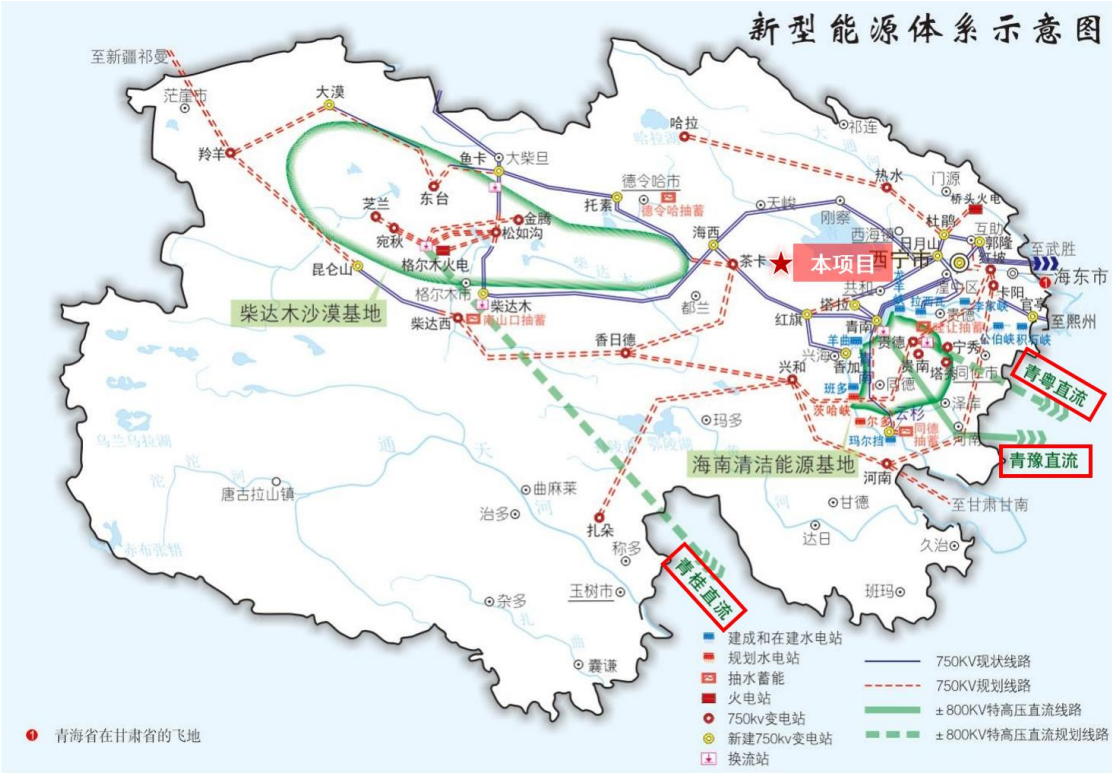


图 2-1-17 青海省“十五五”规划新型能源体系示意图[106]

此外，青海省“十五五”规划明确提出将加快建设新型电力系统，提升电网对清洁能源的接纳、配置、调控能力。在增强绿电外送能力方面，将建成青桂直流、青粤直流，并继续谋划新增一条纳规外送通道，按照“优一开二定三谋四”的时序，构建青海至中东部地区绿色送电走廊。

表 2-1-50 青海省特高压直流外送通道情况

分类	外送通道	电力消纳地区	投用状态/项目进度	关键参数
拟建	青桂直流	南方地区（广西等）	可研阶段，力争 2026 年开工建设，“十五五”期间规划建	设计规格±800 千伏，规划 800 万千瓦，规划送电 360 亿千瓦时/年

[105] 数据来源：国网青海省电力公司、青海电力交易中心有限公司《2026 年 7 月青海电力市场运行分析报告》。
[106] 图片来源：青海省“十五五”规划纲要。

			成	
拟建	青粤直流	南方地区（广东等）	可研阶段，力争2028年建成	设计规格±800千伏，规划800万千瓦，规划送电360亿千瓦时/年

青桂直流、青粤直流目前处于可研编制阶段，其中青粤直流是我国首批推动建设的跨国家电网、南方电网经营区域的特高压直流通道，已被列入国家“十五五”规划109项重大工程项目。上述两条直流项目均目标在“十五五”期间完工，建成投运后分别可向广西、广东地区各输送电量360亿千瓦时/年，其中清洁能源电量占比均超过2/3，两个项目建成投运后，预计青海省的整体电力消纳环境有望出现改善。

不动产项目所发电量经塔扬线、750千伏塔拉变电站、750千伏青塔I、II、III线送入位于大基地内的青豫直流送端起点青南换流站，在青豫直流开通次年，不动产项目的等效利用小时数及结算电量同比提升23.6%，消纳环境得到改善。青粤直流的送端起点同样位于海南大基地内，预计青粤直流开通后，也将对不动产项目的电力消纳环境起到改善和带动作用。

（b）海西州层面，750千伏加强工程的完工将大幅提升海西电网的断面送出能力，本项目的电力外送环境也将得到改善

工业用电为青海省内主要电力需求来源，2025年工业用电负荷占全社会用电量的约87%。省内工业用电需求则主要集中于西宁市和海东市，2025年两市工业用电量占全省工业用电量的约62%和16%，与此同时，两市的发电量仅占全省发电量的11%、13%左右[107]。从电力供需的空间分布看，海西州等清洁能源资源富集区与西宁、海东负荷中心呈现逆向分布，省内电力主要以“西电东送”的形式输送[108]。但海西州目前处于青海电网末端，对外输出的通道少，导致新能源大发时，海西地区电网功率输送压力大，尤其是作为“8”字形主网架的汇集点750千伏海西变电站面临断面送出能力严重不足的问题[109]。截至2025年末，

[107] 根据《青海统计年鉴2025》，2024年西宁市、海东市规模以上发电量约110亿、131亿千瓦时，占全省规模以上发电量的10.58%、12.68%。2025年相应数据尚未公布。
[108] 信息来源：青海省发改委青能提案〔2024〕13号。
[109] 信息来源：海西州人大常委会调研组《关于全州新能源产业发展情况专题调研报告》。

海西州与外部的关键连接断面输送能力仅为 415 万千瓦[110]，发电能力与外送需求同有限的电网外送通道形成了矛盾。

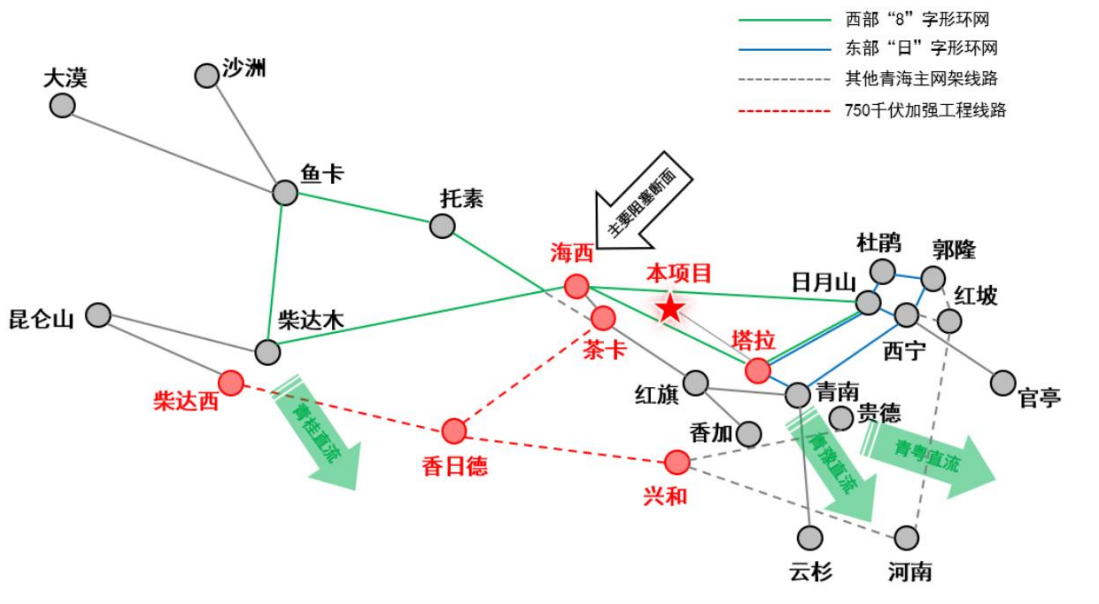


图 2-1-18 青海省主网架及部分重要变电站示意图

针对海西电网外送能力不足的问题，2025 年 7 月，国家能源局已将海西-海南 750 千伏加强工程纳入国家规划，计划通过建设柴达西、香日德、茶卡三项输变电工程，加强连接海西州和海南州电网，工程的核心线路段香日德-兴和 750 千伏线路投运后，将开辟一条新的东西部联络通道，使青海西部电网主网架形成环网，改变目前海西电力只能经过 750 千伏海西变电站单一节点实现东送导致功率阻塞的局面。750 千伏加强工程投运后将提升青海省东西部断面功率交换能力 300 万千瓦，较现有的断面输送能力增加超过 70%，工程通过汇集沿途风光资源，将充分满足海西新能源送出需求，为青海省乃至西北电网新能源大规模开发利用提供坚实有力支撑[111]。750 千伏加强工程已于 2026 年初启动可研，计划 2027 年开工。

在青海西部电力东送的路线上，750 千伏塔拉变电站位于 750 千伏海西变电站的下游，经 750 千伏海西-塔拉线路承接海西变电站送出的电力，且塔拉变电站同样存在新能源大发时段断面送出能力不足的问题。在 750 千伏加强工程投运后，海西州部分电力将不再受制于海西-塔拉线路的断面局限，而是直接经茶卡、

[110] 数据来源：人民网。
[111] 数据来源：国家能源局西北监管局。

柴达西汇集至 750 千伏香日德变电站，由香日德-兴和 750 千伏线路输送至海南大基地进而转送至青海东部的西宁市、海东市，另有部分电力未来预期将参与青粤直流外送。

不动产项目地处海西州，处于塔拉变电站上游，所发电力经塔扬线、750 千伏塔拉变电站、750 千伏青塔线东送至海南大基地内的青豫直流送端起点青南换流站。750 千伏加强工程投运后，预计海西-塔拉线路的外送压力以及塔拉变电站的断面局限问题均将得到缓解，不动产项目电力外送环境也将得到改善，预计不动产项目中长期的电力消纳情况、等效利用小时数及结算电量等方面也将得到带动和提升。

3）项目自身层面，乌兰风电项目具有运营成熟、盈利稳定等优势

①项目投运已超 6 年，机组运营进入稳定期；

②项目装机容量达 20 万千瓦，相较大部分定位相同的在建或规划项目具有规模优势，抗风险能力更强；

③项目享受国补，相较后续并网投产的项目具有更稳定的收入和利润空间。

综上所述，风电项目在运营过程中，须服从当地调度机构的统一调度并调整上网电量，因而全省参与电力上网外送的风电项目在供给层面均会与不动产项目产生直接或间接的竞争关系。但在需求端，青海省“十五五”规划提出了全省发展“盐湖+”产业、绿色算力等保障新能源优先消纳的产业规划，以及海西州发挥绿电资源优势布局盐湖、有色冶金、新材料的产业规划，结合“十五五”期间青海将建成青桂直流、青粤直流、750 千伏加强工程，并谋划一条新增外送通道，预期未来青海省的就地消纳和电力外送能力都将取得改善。从供给、需求关系角度综合分析，并结合项目自身运营层面的优势综合评估后可得出，在建或已规划项目未来对不动产项目的影响相对有限，未来不动产项目面临的整体消纳风险可控。

4、行业或者区域内可比同类资产项目不同生命周期维修保养以及定期、不定期改造资金成本情况

对比已发行陆上风电 REITs 项目，其不同生命周期维修保养以及定期、不定期改造安排与资金成本情况如下：

表 2-1-51 可比同类项目不同生命周期维修保养以及定期、不定期改造资金成本

情况[112]

序号	项目	不同生命周期维修保养以及定期、不定期改造安排	资金成本情况
1	中信建投明阳智能新能源 REIT	风电场设备使用寿命和设计寿命均为 20 年，仅需每年进行日常修理维护，无需预先安排定期、不定期大修改造。	1、维修保养支出主要由费用化的相关支出预测（包含技术服务及运维费、风机运维费、材料费、修理费）覆盖。 2、未来年度不存在定期大修、改造需求，不定期大修、改造需求主要由资本化的相关支出预测（即修理费-维护性资本性支出）覆盖。
2	工银蒙能清洁能源 REIT	风电项目设备使用寿命和设计寿命均为 20 年，仅需每年进行日常修理维护，无需预先安排定期、不定期大修改造。	1、未来年度维修保养支出主要由费用化的相关支出预测覆盖；针对不可预见的运维事项提前预留相关费用，自 2024 年起按 50 万元/年进行预测。 2、基金存续期内每年预留维护性资本性支出 100 万元。
3	中航中核汇能新能源 REIT	资本性支出实际上是企业的再投资，它是用来维持企业现有资产的运行并创造新的资产来保证企业未来的不断增长的一项支出。	1、维修保养支出包括在基础管理费内。 2、资本性支出主要包括原有固定资产的大修支出及更新改造支出，每年预计 500 万元作为不动产项目存续期内资本性支出的资金。

本项目全生命周期维修保养以及定期、不定期改造安排与资金成本情况如下：

（1）不动产资产维修保养

陆上风电机组主要设备的经济寿命一般为 20 年，其日常维修保养工作主要执行依据为中华人民共和国电力行业标准《DL/T797-2012 风力发电厂检修规程》（以下简称“《检修规程》”）。根据该《检修规程》，陆上风电机组通常执行日常维修保养，对于是否按固定周期进行大修翻新无明确要求，主要强调风电机组要“达到质量目标，保证机组安全、稳定、经济运行”。

[112] 根据公开信息整理。

根据基金管理人、计划管理人及项目公司与运营管理机构签订的《运营管理服务协议》，运营管理机构的运营管理职责包括实施不动产项目维修、改造等。项目后期维修保养支出主要由费用化支出覆盖，包括运维费、试验检验费、修理费、安全活动费、运营支持服务费、修理费（维护性资本性支出）、其他费用等，均已纳入基础管理费范围。本项目基础管理费的设置，对比历史发生成本具有延续性及合理性，对比已上市陆上风电 REITs 项目单瓦成本具有合理性，可以满足未来不动产项目维修保养需要。

（2）定期、不定期改造需求或者规划

根据《检修规程》，风电机组无定期大修安排，主要通过日常维护保养维持机组正常生产运行状态。本项目资本性支出已于项目固定资产投资阶段一次性投入，当前项目资产规模可满足正常生产需要，且上述维修保养支出已留足，除满足适网改造需要的宽频振荡监测及电磁暂态建模支出外，暂无其他重大改造需求或规划，相关支出的费用已考虑在估值假设内。

（3）资本性支出对不动产基金存续期间可供分配金额的影响

未来存在由于生产安全事故及其他突发事件、重大自然灾害（包括但不限于地震、暴风、暴雨、暴雪等）、不可抗力（包括自然灾害、火灾、战争、恐怖活动、骚乱、武装冲突、瘟疫、流行性疾病、罢工、停工、禁运、非因各方原因发生的黑客攻击、尚无有效防御措施的计算机病毒的发作以及政府行政干涉、新法律/政策的颁布或对原法律/政策的修改）、其他足以导致标的不动产项目全部或部分无法正常运营的其他突发事件等情形，进而风电机组设备需进行非正常经营性大修或资本性支出的风险。如因上述原因导致不动产项目无法正常运营或产生额外支出等，可能对不动产项目的经营业绩预期产生重大不利影响，进而导致对不动产基金存续期间可供分配金额产生不利影响。

（4）不动产项目未来资本性支出与历史水平（如有）相比是否具有延续性、与不动产项目运营年限是否匹配

不动产项目于 2019 年 12 月并网投运，风电机组设计使用寿命为 20 年，于 2024 年 12 月出质保。质保期内，不动产项目无资本性支出；出质保后，风电机组日常维护保养费用已全部费用化处理，亦未安排资本性支出。

在基金存续期内，增设修理费（维护性资本性支出），用于涵盖重大专项修理费用，包括但不限于大部件更换的非周期性大修费用、为保障场站持续稳定运行所需进行的技术改造费用以及基金存续期内不动产项目其他风险应急储备。基金存续期内，2026 年 7-12 月金额为 100 万元（不含税），2027 年至 2029 年每年金额为 200 万元（不含税），2030 年起每年金额为 300 万元（不含税）。

上述安排与已上市同类风电 REITs 项目的设置方式相同，符合《检修规程》相关规定，未来修理费支出与出质保后的费用模式保持延续性，并考虑一定的增长幅度，修理费（维护性资本性支出）在项目经营期后段提升费用金额，与项目运营年限相匹配，具有合理性。

表 2-1-52 不动产项目历史修理费发生金额及未来修理费预测

单位：万元

类别	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年预测	2027 年预测
修理费	97.44	32.55	326.63	413.47	369.30

（四）区域核心客群特征和需求情况

不动产项目地处青海省海西州乌兰县茶卡镇，所发电量输入青海省电网，消纳区域主要覆盖青海省及西北电网。风电项目的上网电费收入直接取决于所服务区域的电力负荷需求和消纳能力。作为国家清洁能源产业高地和“西电东送”清洁能源基地的支柱性电源，乌兰风电项目所在区域电网覆盖范围内的核心用电客群呈现以下特征和需求态势。

1、青海省能源枢纽定位与电力消纳格局

青海省地处青藏高原东北部，是国家“西电东送”清洁能源基地的核心枢纽。习近平总书记高度重视青海能源事业发展，三上高原，精准把脉青海能源资源优势，提出“打造国家清洁能源产业高地”“持续推进青藏高原生态保护和高质量发展”等重大要求，为青海省清洁能源产业发展指明了方向。2024 年 6 月，习近平总书记在青海考察时进一步强调，要加快建设世界级盐湖产业基地，打造国家清洁能源产业高地、国际生态旅游目的地、绿色有机农畜产品输出地，坚持科技研发和成果转化两手抓，培育新质生产力。在国家清洁能源产业高地的战略定位下，青海依托海南州、海西州两个千万千瓦级清洁能源基地，全力推动以沙漠、戈壁、

荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设，通过“西电东送”参与全国优化配置，已在国家能源输送体系中占据重要枢纽地位。

2025 年，青海电力装机达 8,578 万千瓦，新能源装机超 6,358 万千瓦，占比超 74%，清洁能源装机占比持续保持全国第一。截至 2025 年底，全省清洁能源装机容量超过 7,998 万千瓦，占比 93%。青海省委省政府锚定 2030 年基本建成国家清洁能源产业高地的目标，全力推进清洁能源规模化、集约化、融合化发展。2026 年是“十五五”规划开局之年，也是青海打造国家清洁能源产业高地的关键之年。全省能源系统正加快发展外送电源基地、调节性电源和本地消纳项目建设，持续扩大绿色能源供给规模。

外送通道方面，青海已成功构建“青电入豫”“青电入桂”“青电入粤”三大绿电外送格局，一条条跨越千里的“电力天路”将高原绿电送往华中、华南及粤港澳大湾区。青豫直流是世界首条专为新能源外送建设的特高压输电通道，截至 2026 年 6 月已累计外送青海绿电超 1,000 亿千瓦时，相当于减少 CO_2排放 9,600 万吨。当前，青桂直流、青粤直流特高压外送通道建设稳步推进，750kV 松如沟、东台、羚羊等电网工程加快实施，以支撑“十五五”新增 6,200 万千瓦新能源汇集送出需求。西北电网年度区内省间互济电量累计达 649 亿千瓦时，同比增长 64%，为青海绿电调剂外送提供通道基础。依托特高压输电大通道和多元外送格局，青海清洁能源从“资源储备地”成功转型为“价值供给者”，在国家能源资源配置格局中占据日益重要的枢纽地位。

2、青海省内电力负荷特征与工业用电结构

青海省内电力负荷结构具有典型的“工业主导、高载能突出、第三产业和居民用电快速增长”的特征。2025 年 1-12 月，全省全社会累计用电量 1,068.2 亿千瓦时，同比增长 1.4%，其中第一产业用电量 1.5 亿千瓦时，同比增长 15.4%；第二产业用电量 929.6 亿千瓦时，同比增长 0.2%（其中工业用电量 924.26 亿千瓦时，同比增长 0.4%）；第三产业用电量 84 亿千瓦时，同比增长 13.3%；城乡居民生活用电量 53.1 亿千瓦时，同比增长 5.1%。工业用电量占全省全社会用电量的比重高达 86%左右，是青海省电力消费的绝对主力。工业用电结构中，电解铝、钢铁、水泥、盐湖化工、煤化工等高载能产业占据较大比例，这类产业受宏观周

期影响较大，2025 年工业用电量同比基本持平，主要受部分传统行业阶段性调整影响。

第三产业用电和城乡居民生活用电同比增长较快，分别达到 13.3%和 5.1%。随着青海省国际生态旅游目的地建设提速增效，茶卡盐湖、青海湖等景区游客持续增长，2025 年全省累计接待游客 6,457.31 万人次，旅游总收入 620.12 亿元，均同比增长约 20%。旅游业及相关餐饮、住宿、交通服务业的快速发展，带动了用电量的持续增长。其中，项目所在海西州茶卡盐湖作为青海省标志性景区之一，每年吸引大量游客，旅游旺季期间区域用电负荷显著提升，对电力供应保障能力提出了更高要求。

此外，青海省正积极推动“绿电+算力”融合发展，加快柴达木绿色微电网算力中心和三江源国家大数据基地等重点项目建设，配套新能源已纳入全省电力行业重点项目开发建设方案。随着“东数西算”国家战略的深入实施，青海凭借清洁能源低成本优势，绿色算力用电正在成为省内新的电力增长极。

3、市场体系与绿色电力交易需求

国家持续推进新能源上网电价市场化改革，青海积极响应，省内所有新能源发电项目上网电量原则上全部进入市场。根据青海省发布的《2026 年电力中长期交易方案》，省内水电 368 亿千瓦时、火电 166 亿千瓦时、新能源 412 亿千瓦时参与市场交易，预计外送电量 380 亿千瓦时。该方案明确优先组织开展绿色电力交易，鼓励开展多年期绿电交易与绿证交易，绿电交易中申报和成交价格分别明确电能量价格与绿证价格。同时，青海省发布《深化新能源上网电价市场化改革实施方案》，强化了机制电价与绿证政策的协同：纳入可持续发展价格结算机制的电量，不重复获得绿证收益。此外，青海持续完善绿电市场机制，鼓励企业参与绿电、绿证交易，在园区和重点用能企业推广绿色电力消费承诺机制。

在市场主体培育方面，青海已基本形成涵盖大工业用户、工商业用户、售电公司和电网代理购电的多层次绿电交易客群体系。与此同时，青海省 2025 年印发《青海省发挥绿电优势推动产业外向型发展实施方案》，目标到 2030 年全省有降碳刚性需求的出口外向型企业绿色低碳转型基本实现，重点企业绿电交易比例显著提高，绿电消费认证和碳足迹认证基本实现全覆盖。青海省还提出 2025 年可再生能源电力消纳责任权重总量 70%、非水 30%，电解铝、钢铁、水泥、多

晶硅等重点行业绿电消费比例须达 70%。这些刚性指标为风电项目的绿电交易和绿证收益创造了稳定的市场需求。

不动产项目已于 2019 年 12 月并网，其上网电量参与市场化交易。项目所在地海西州是青海省绿电外送及新能源就地消纳的核心区域。随着省内绿电交易规模的扩大和跨省区外送安排的统筹推进，乌兰风电项目所发电量将通过青海中长期电力交易机制及跨省区外送安排实现高效消纳，在西北电网新能源整体消纳规模持续扩大的背景下，预期将获得稳定的市场份额。

4、乌兰县及海西州清洁能源消纳网络

乌兰县位于海西州东部，地处柴达木循环经济试验区“一区四园”之一的乌兰工业园核心区域。园区重点发展煤化工、盐化工、特色生物、新能源产业，随着园区产业结构升级和重点能效企业用能需求的稳步增长，将对区域内风电项目的就地消纳产生积极支撑作用。乌兰县科学规划新能源发展布局，光伏、风电及配套电网项目正加紧推进，清洁能源装机容量持续扩大，在全面提升县域绿色电力保障能力的同时，也为县城及周边工业用能、居民用电和旅游服务业提供了清洁可靠的电力支撑。

区域电力消纳网络持续完善。当前，国网青海公司正加快建设多元协同调节体系，加快推进哇让抽水蓄能电站建设，推动光伏集中接入变电站配置储能，保障常规电源按期投产，有效平抑出力波动，提升电压支撑水平，逐步构建火电、抽水蓄能、储能、光热多元协同调节体系，为新能源电力高效消纳提供保障。在海西州层面，今年将重点聚焦交通、水利、能源、城市建设领域谋划实施一批重点支撑项目，推动各方对区域清洁能源的长期需求保持稳定增长。

不动产项目所在区域的电力客群呈现“工业负荷基础稳步夯实、第三产业发展和居民用电需求持续提升、消纳外送体系日趋完善”的总体特征。青海省第三产业用电和城乡居民用电保持了年均 10%以上的增速，工业用电虽然受经济周期影响存在波动，但高载能产业集群作为能源需求大户始终存在着稳定的大工业用电需求基础。与此同时，绿色算力产业正在成为省内新兴用电客群，为新能源就地消纳开辟了新的增长点。西北电网年度区内省间互济电量增长超 60%，青豫直流跨省区外送通道持续发力，运行效能稳步提升，“西电东送”体系有容量、有韧性的外送能力，为本项目所发电力的跨区域高效率消纳提供了调度保障。绿证刚

性需求、出口外向型企业的绿电消费认证以及零碳园区建设，共同构成了多层次的绿电消费市场体系，将促进乌兰风电项目在区域电网中的稳定消纳和外送。

（五）区域经济发展和供需情况对项目运营的影响

不动产项目主要服务地区的宏观经济发展情况较好，地区生产总值、用电需求、清洁能源消纳基地建设等指标保持增长，对不动产项目运营效益的提升有促进作用。作为国家清洁能源产业高地的核心区域，青海省清洁能源发电量占比超过 87%，在全国能源转型格局中具有重要战略地位。随着“十五五”期间青海省持续推进国家清洁能源产业高地建设和新能源大基地布局优化，区域经济发展水平不断提升，大型风电光伏基地项目产出品质和电网接纳能力持续增强，将对乌兰风电项目的发电量和上网收益的稳定增长产生积极支撑作用。详见本招募说明书“第二章不动产项目”之“第一节不动产项目概况”之“十一、不动产项目所在区域竞争情况”之“（一）所在区域宏观经济历史和趋势情况”。

第二节 不动产项目经营业绩及财务状况分析

一、不动产项目经营情况

（一）报告期不动产项目主要经营指标

乌兰风电项目全电量市场化交易，售电收入主要由国补收入和市场化交易结算收入组成，并受到考核费用等因素影响。中长期超缺额获利回收机制系现货市场结算的价格纠偏机制，旨在引导发电企业将中长期合约电量与结算电量的偏差控制在合理区间，对于发电企业获得的超出合理区间的获利，电网将以超缺额调整费用形式予以回收。根据本项目电费结算单，超缺额调整费用自 2025 年 8 月起发生，为更好地体现市场化交易结算单价的真实情况，在本招募说明书中将该项费用与市场化交易结算单价进行合并统计与分析。

表 2-2-3 乌兰风电项目主要经营指标

单位：小时、万千瓦时、元/千瓦时、万元

指标	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
等效利用小时数	**1,729.60**	**1,608.39**	**1,694.47**	758.57
结算电量	**34,591.97**	**32,167.84**	**33,889.43**	**15,171.50**
其中：市场化交易结算电量	34,591.97	32,167.84	33,889.43	15,171.50
考核前售电价格（含税）	**0.6118**	**0.6108**	**0.6006**	**0.6286**
其中：国补电价	0.3723	0.3723	0.3723	0.3723
市场化交易结算单价（含超缺额）	0.2395	0.2385	0.2283	0.2563
考核前售电收入（含税）	**21,164.14**	**19,647.64**	**20,354.55**	**9,536.29**
其中：国补收入	12,878.59	11,976.09	12,617.03	5,648.35
市场化交易结算收入	8,285.55	7,671.55	7,737.52	3,887.94
考核费用（含税）	**-196.93**	**-121.93**	**-171.20**	**-34.28**

考核后平均电价（含税）	**0.6061**	**0.6070**	**0.5956**	**0.6263**
考核后售电收入（含税）	**20,967.21**	**19,525.71**	**20,183.35**	**9,502.01**
考核后售电收入（不含税）	**18,555.05**	**17,279.39**	**17,861.37**	**8,408.86**

（二）风速情况

本项目位于青海省柴达木盆地东部，该地区为青海省内风资源优质区域，自投运以来本项目历史各完整年度平均风速波动区间为 4.09-4.88 米/秒，风力资源总体呈平稳态势。

2023-2025 年及 2026 年 1-6 月，乌兰风电项目风速变动情况如下：

表 2-2-4 乌兰风电项目 2023-2025 年及 2026 年 1-6 月风速变动情况

单位：米/秒

项目	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年 1-6 月
平均风速	4.53	4.09	4.88	4.99

乌兰风电项目 2023-2025 年及 2026 年 1-6 月测风数据稳定在 4.09 米/秒至 4.99 米/秒的区间内，平均值为 4.62 米/秒。

1、本项目投运以来历史各完整年度风速及变动情况

风资源具有随机性与不确定性，本项目投运以来，历史各完整年度平均风速波动区间为 4.09-4.88 米/秒，风力资源总体呈平稳态势，符合风力发电行业特征。

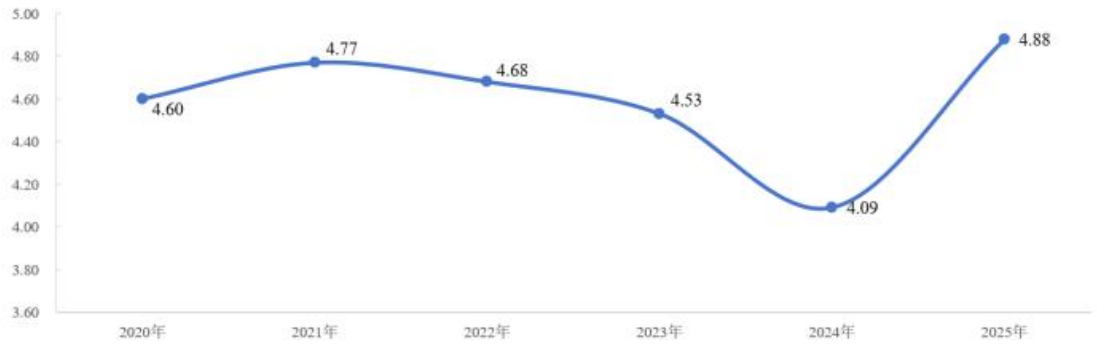


图 2-2-8 历史各年度风速及变动情况（单位：米/秒）

由于平均风速取自风电机组测风仪器的记录均值，受风资源波动性与随机性影响，风电机组实际出力时的风速条件较平均风速存在偏离，呈现波动特征。因此，行业实践中，平均风速仅作为风资源禀赋的参考指标，通常采用理论发电量

（即标杆风电机组无约束发电量×项目总装机容量÷标杆机额定容量）或理论发电小时数（即理论发电量÷项目总装机容量）来评估项目风资源禀赋。

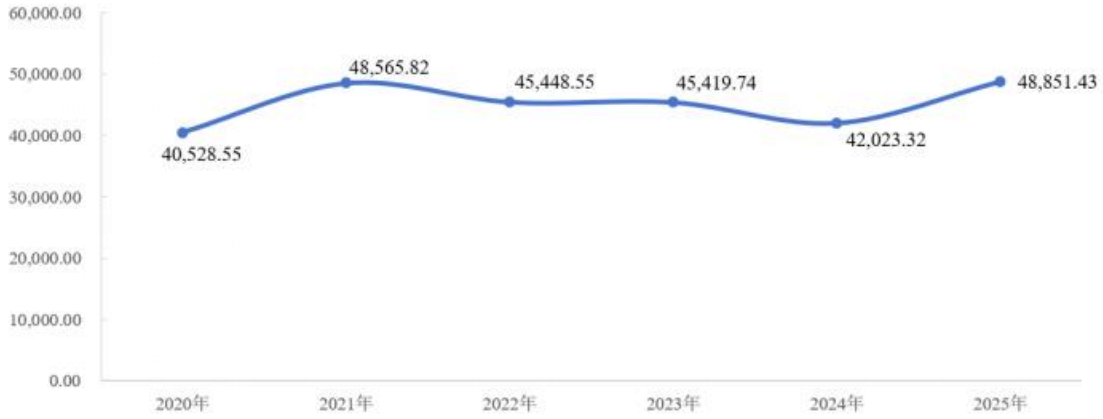


图 2-2-9 历史各年度理论发电量及变动情况（单位：万千瓦时）

2020-2025 年，本项目理论发电量区间为 40,528.55-48,851.43 万千瓦时，对应理论发电小时数区间为2,026.43-2,442.57 小时，风资源禀赋属青海省较好水平。

2、本项目所在地区风资源条件

本项目所在地区长期风资源总体上变化平稳。青海省气候中心对青海省近 10 年典型年风能资源禀赋监测评估结果表明[113]，青海省 100-300 米高度年平均风速在 5.5-7.8 米/秒，风能资源优先开发区主要集中在柴达木盆地及青南地区。本项目位于柴达木盆地东部，为青海省风资源较优区域，本项目测风结果（测风高度 90 米）与青海省风资源条件长期观测情况基本一致。

根据青海省气候中心预估，青海省未来 35 年（2026-2060 年）风能资源总体上变化平稳，对总体风能资源规划布局不会产生实质影响。

（三）限电情况

2023 年-2025 年及 2026 年 1-6 月，乌兰风电项目限电情况如下：

表 2-2-5 乌兰风电项目 2023-2025 年及 2026 年 1-6 月限电情况

单位：万千瓦时

指标	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
理论发电量	45,419.74	42,023.32	48,851.43	24,755.69
结算电量	34,591.97	32,167.84	33,889.43	15,171.50

[113] 信息来源：青海省气象局。

损失电量	193.10	101.36	133.37	82.58
厂用及线损电量	1,571.91	823.79	1,016.34	441.96
限电量	9,062.76	8,930.33	13,812.29	9,059.64
限电率	19.95%	21.25%	28.27%	36.60%
限电量 （剔除增容改造工程影响）	9,062.76	8,930.33	10,273.73	5,892.41
限电率 （剔除增容改造工程影响）	19.95%	21.25%	21.03%	23.80%

本项目限电率计算公式为：限电率=限电量÷理论发电量=（理论发电量-结算电量-损失电量-厂用及线损电量）÷理论发电量。因此，限电率是风资源条件与电网调度共同作用下的统计结果，而非调度预先设定的管控指标。

如上表所示，限电量主要受理论发电量与结算电量影响，在风资源较好（即理论发电量较高）的年份，即使限电量、限电率有所提升，最终结算电量仍可能出现同比增长。例如 2025 年相较于 2024 年，虽然未剔除增容改造工程影响的限电率同比上升约 7 个百分点，但因风资源较好、理论发电量同比上升约 16 个百分点，实际结算电量仍同比上升约 5 个百分点。因此，限电量（限电率）指标并不完全表征消纳情况。同时，由于本项目与已上市同类风电 REITs 项目的底层资产所处地域不同，限电率指标不具备直接可比性。

本项目 2025 年及 2026 年 1-6 月限电率较高，主要系青海省电网近年来实施增容改造工程，致使区域新能源出力受限所致。增容改造工程对本项目的影响具有特殊性，随着改造工作已于 2026 年 6 月全部完成[114]，此影响因素已消除。剔除特殊因素扰动影响后，以 2023-2024 年 3-6 月各月限电量最高值为基准，对 2025 年、2026 年同期进行修正后，2025 年及 2026 年 1-6 月的限电量修正值为 10,273.73 万千瓦时及 5,892.41 万千瓦时，对应限电率分别为 21.03%及 23.80%，与 2023 年、2024 年的限电率 19.95%、21.25%相比，限电率水平未显著上升。

[114] 信息来源：根据《国网青海省电力公司电力调度控制中心关于 750 千伏西宁变开关增容改造工作期间新能源受限有关情况的报告》，2026 年 3 月底-6 月中旬，国网青海省电力公司已开展西宁变最后一批开关增容改造工程。

即使不剔除增容改造工程对限电的影响，本项目 2026 年 1-6 月的限电量为 9,059.64 万千瓦时，较 2025 年 1-6 月限电量 9,049.73 万千瓦时[115]仅上升 0.11%。

1、关于增容改造工程的具体影响

根据《国网青海省电力公司电力调度中心关于 750 千伏西宁变开关增容改造期间控制新能源出力的通知》和《国网青海省电力公司电力调度中心关于 750 千伏西宁变开关增容改造工作期间新能源受限有关情况的报告》，“十四五”以来，随着青海省新能源及电网不断发展，750 千伏西宁变的短路水平快速上升，已超过开关额定遮断容量的 20%[116]，存在严重的电网安全运行风险。

2025 年及 2026 年 3-6 月，国网青海公司对 750 千伏西宁变实施了开关增容改造及间隔扩建工程（以下简称增容改造工程），并于 2026 年 6 月全部完成。根据国网青海公司披露，增容改造工程实施期间，青海省电网网架削弱严重，电网断面受限导致新能源项目出力受限，预计影响全年新能源利用率 2.5 个百分点。增容改造工程完成后，本项目 2026 年 7-8 月的结算电量较 2025 年同期增长 5.64%。

增容改造工程对本项目及周边项目的影响程度相近，工程实施期间对本项目及周边区域项目限电率的具体影响如下：

表 2-2-6 增容改造工程对本项目及周边区域项目限电率的影响

项目	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
周边项目 A	14.59%	18.62%	29.64%	35.25%
周边项目 B	22.71%	22.47%	32.58%	39.97%
本项目	19.95%	21.25%	28.27%	36.60%

2、送出线路及升压站的承载能力

本项目存在与乌兰吉电项目共用华扬 330 千伏升压站，与乌兰吉电项目、乌兰润晟项目共用送出线路塔扬线的情形。华扬 330 千伏升压站及塔扬线设计容量为 600 兆伏安，剩余容量为 260 兆伏安，承载能力可满足本项目与乌兰吉电项目、乌兰润晟项目等竞品项目电力送出需求。乌兰吉电项目、乌兰润晟项目与本项目

[115] 2025 年 1-6 月限电量 9,049.73 万千瓦时，占全年限电量比例约 65.5%；增容改造工程结束后，2025 年 7-12 月限电量为 4,762.57 万千瓦时，占全年限电量比例约 34.5%。

[116] 额定遮断容量（又称断流容量）是指高压断路器等开关设备在额定电压下，能够可靠切断的最大短路电流所对应的视在功率（代表电气设备的总承载容量），单位为兆伏安。

在定位、消纳区域、上网及外送通道等方面相同，与本项目存在竞争关系。但乌兰吉电项目已投运超 5 年、乌兰润晟项目已投运超 4 年，与本项目外送线路的共用情况已趋于稳定，并均按照国网青海公司的统一调度实现电力外送，因此对本项目限电率的影响稳定可控。

（1）本项目升压站、送出线路承载能力充裕

本项目与乌兰吉电项目共用的华扬 330 千伏升压站设计容量为 600 兆伏安，与乌兰吉电项目、乌兰润晟项目共用的送出线路塔扬线设计容量为 600 兆伏安；当前升压站及送出线路剩余容量为 260 兆伏安，承载能力可满足本项目与乌兰吉电项目、乌兰润晟项目等竞品项目电力送出需求。

（2）本项目与乌兰吉电项目共用华扬 330 千伏升压站，与乌兰吉电项目、乌兰润晟项目共用送出线路塔扬线

本项目与乌兰吉电项目共用华扬 330 千伏升压站，现场管理界面清晰，历史运行情况稳定。乌兰吉电新能源有限公司（以下简称乌兰吉电）与华扬晟源就接入服务签订了《乌兰吉电 50MW 风电场接入华扬 330kV 汇集站技术服务合同》，华扬晟源将华扬 330 千伏升压站共用设备接入使用权有偿提供给乌兰吉电，共用设备是指升压站内除华扬晟源、乌兰吉电双方占用 35 千伏间隔以外的所有一、二次发电设备。管理安排方面，双方已通过合同明确运维边界，华扬晟源作为升压站所有权人统一负责共用设备的运行维护，乌兰吉电仅在其专用间隔及送出线路侧行使操作权，不干预升压站整体运维管理。上述安排覆盖整个合作期限（2020 年-2039 年），保障了共用设备的安全稳定运行。

本项目与乌兰吉电项目、乌兰润晟项目共用送出线路塔扬线，线路统一由国网青海公司管理，历史运行情况稳定。塔扬线是本项目（装机容量 20 万千瓦）、乌兰润晟项目（装机容量 10 万千瓦）和乌兰吉电项目（装机容量 5 万千瓦）共同使用的电力送出通道，上述三个风电项目的并网系统方案均经国网青海公司审定，可保障各项目在剩余运营年限内平稳接入青海省电网主网。同时，根据《电网公平开放监管办法》，在现有三个风电项目接入基础上，新增项目如需接入，应以国网青海公司接入系统审查结论为准。新风电项目建设时，项目业主应向国网青海公司提交并网意向书和并网系统方案，经审查，如需对塔扬线实施增容改

造的，由国网青海公司按配套送出工程建设管理流程推进，从而保障现有存量项目输送容量及电力送出通道安全稳定运行。

（3）竞品项目对本项目限电率的影响稳定可控

目前乌兰地区已建成投运的风电装机容量共计约 50 万千瓦，其中本项目装机容量为 20 万千瓦，其余竞品项目合计装机容量约 30 万千瓦；经公开渠道信息搜集，未来乌兰地区存在在建或已规划竞品项目合计装机容量约 135 万千瓦。

竞品项目与本项目在定位、消纳区域、上网及外送通道等方面存在异同，因此与本项目产生不同程度的竞争关系，其中乌兰吉电项目、乌兰润晟项目与本项目在定位、消纳区域、上网及外送通道方面均相同，存在较为直接的竞争关系，其余项目与本项目的竞争关系则相对较间接。

已入市的竞品项目中，乌兰吉电项目于 2020 年 11 月并网投运，乌兰润晟项目于 2021 年 12 月并网投运，投运时间晚于本项目。在乌兰吉电项目入市的时间节点，本项目面临的竞争影响有限，主要因同期青豫直流开通的利好，促使电力消纳环境改善所致；在乌兰润晟项目入市的时间节点，本项目面临一定的直接竞争影响、电力消纳环境有所弱化，但仍优于青豫直流开通之前。乌兰吉电项目已投运超 5 年、乌兰润晟项目已投运超 4 年，与本项目外送线路的共用情况已趋于稳定，并均按照国网青海公司的统一调度实现电力外送，因此对本项目限电率的影响稳定可控。

综上所述，本项目与乌兰吉电项目共用华扬 330 千伏升压站，并与乌兰吉电项目、乌兰润晟项目共用送出线路塔扬线。华扬 330 千伏升压站及塔扬线的设计容量为 600 兆伏安，剩余容量为 260 兆伏安，承载能力可满足本项目与乌兰吉电项目、乌兰润晟项目的电力外送需求。乌兰吉电项目、乌兰润晟项目与本项目在定位、消纳区域、上网及外送通道方面相同，与本项目产生直接竞争关系，但两个项目与本项目外送线路的共用情况已趋于稳定，并均按照国网青海公司的统一调度实现电力外送，对本项目限电率的影响稳定可控。

3、存续期限电率变动趋势分析

如前述对限电率的解释，限电率是风资源条件与电网调度共同作用下的统计结果，而非调度预先设定的管控指标。根据限电率计算公式，限电率=限电量÷理论发电量=（理论发电量-结算电量-损失电量-厂用及线损电量）÷理论发电量。

存续期内，运营管理机构将采取积极主动的检修管理以减少损失电量、厂用及线损电量的不利影响。因此，存续期内限电率的关键影响因素为理论发电量与结算电量。

（1）省间电力互济相关政策分析

结合本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“十、不动产项目所属行业和竞争情况”之“（二）行业主要法律法规政策及其对不动产项目运营的影响”之“2、行业主要法律法规政策及近期重点政策分析”对省间电力互济相关政策的分析，《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》自 2026 年 6 月试运行后，省间电力互济交易市场为本项目新增电力消纳渠道，当前省间电力互济交易规模较小，随着省间电力互济交易机制逐步成熟，对结算电量的提升将形成潜在利好。

（2）区域自然条件分析

结合本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第二节 不动产项目经营业绩及财务状况分析”之“一、不动产项目经营情况”之“（二）风速情况”对区域自然条件的分析，本项目自投运以来风力资源总体呈平稳态势，理论发电量预期也将保持平稳。

（3）新增装机规划分析

结合本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“十一、不动产项目所在区域竞争情况”之“（二）区域电力消纳格局、区域电力消费结构、新能源利用率、用电需求及电力缺口情况”之“1、区域电力消纳格局保持稳定”之“（1）青海省内电力消纳格局”对新增装机规划的分析，青海省“十五五”期间装机容量增速预计较“十四五”期间下降约 52%，增速明显放缓，预计将降低对结算电量的影响。

（4）并网情况分析

结合本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“十一、不动产项目所在区域竞争情况”之“（三）区域内现有在运营和未来 3 年已规划可比竞品分析”之“3、周边可比竞品对于入池资产的影响分析”对并网情况的分析，乌兰吉电项目、乌兰润晟项目与本项目定位、消纳区域、上网及外送通道方

面均相同，存在较为直接的竞争关系，其余项目与本项目的竞争关系则相对较间接，对本项目结算电量的影响稳定可控。

（5）电网建设及改造计划、送出线路建设进展分析

结合本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“十一、不动产项目所在区域竞争情况”之“（三）区域内现有在运营和未来 3 年已规划可比竞品分析”之“3、周边可比竞品对于入池资产的影响分析”对电网建设及改造计划、送出线路建设进展等因素分析，预计青海省中长期电力消纳格局、等效利用小时数等方面也将受到电网建设及改造工程、送出线路建成投产的直接带动和支持，对本项目电量的提升将形成潜在利好。

结合上述分析，理论发电量预计长期呈相对平稳趋势，结算电量虽在新增装机规划因素的影响下可能存在一定压力，但省间电力互济相关政策、电网建设与改造计划、送出线路建设进展等多因素将形成潜在利好。根据限电率的计算公式推论，预计存续期内限电率将保持平稳。

综上所述，限电率是风资源条件与电网调度共同作用下的统计结果，而非调度预先设定的管控指标。本项目 2025 年及 2026 年 1-6 月限电率较高，主要系青海省电网近年来实施增容改造工程，致使区域新能源出力受限所致，本项目 2026 年 1-6 月限电量同比并未明显上升。结合省间电力互济相关政策、区域自然条件、新增装机规划、并网情况、电网建设及改造计划和送出线路建设进展分析，在理论发电量与结算电量预期稳定时，存续期内限电率预计将保持平稳。

基金管理人及运营管理机构将持续动态跟踪可再生能源消纳责任权重政策导向、青海省电网增容改造工程进展及青海省及重点省市用电需求情况，前瞻性地识别潜在变动风险，并综合评估其对项目公司结算电量及发电收入可能产生的不利影响。

（四）发电量、结算电量和等效利用小时数

乌兰风电项目位于青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县，由国网青海公司负责调度与消纳。乌兰风电项目每月上网电量（即结算电量）为风电机组实际发电量扣除厂用及线损电量后的净输出电量。

表 2-2-7 乌兰风电项目 2023-2025 年及 2026 年 1-6 月发电量、结算电量及等效利用小时数情况

单位：万千瓦时、小时

项目	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年 1-6 月
理论发电量	45,419.74	42,023.32	48,851.43	24,755.69
限电量	9,062.76	8,930.33	13,812.29	9,059.64
限电率[117]	19.95%	21.25%	28.27%	36.60%
损失电量	193.10	101.36	133.37	82.58
损失率[118]	0.43%	0.24%	0.27%	0.33%
实际发电量	36,163.88	32,991.63	34,905.77	15,613.47
厂用及线损电量	1,571.91	823.79	1,016.34	441.96
厂用及线损率[119]	4.35%	2.50%	2.91%	2.83%
结算电量	34,591.97	32,167.84	33,889.43	15,171.50
等效利用小时数	1,729.60	1,608.39	1,694.47	758.57

注：实际发电量=理论发电量-限电量-损失电量，结算电量=实际发电量-厂用及线损电量。

2023-2025 年，乌兰风电项目理论发电量分别为 45,419.74 万千瓦时、42,023.32 万千瓦时和 48,851.43 万千瓦时，风资源条件存在一定波动；结算电量分别为 34,591.97 万千瓦时、32,167.84 万千瓦时和 33,889.43 万千瓦时，受风资源波动的影响，2024 年结算电量有所下滑，2025 年有所回升。等效利用小时数与结算电量为数学换算关系，即等效利用小时数=结算电量÷项目总装机容量，因此，其与结算电量呈等比例变动。

（五）售电结构分析

乌兰风电项目收入来源主要为销售电量带来的发电收入。项目位于青海省海西州乌兰县，全电量送入青海省电网并参与电力市场化交易。售电结构由中长期交易及现货交易电量组成。

表 2-2-8 乌兰风电项目 2023-2025 年及 2026 年 1-6 月售电结构

[117] 限电率=限电量÷理论发电量=（理论发电量-结算电量-损失电量-厂用及线损电量）÷理论发电量。因此，限电率是风资源条件与电网调度共同作用下的统计结果，而非调度预先设定的管控指标。

[118] 损失率=损失电量÷理论发电量，损失电量包括设备故障损失电量、计划检修损失电量等。

[119] 厂用及线损率=厂用及线损电量÷实际发电量，实际发电量=理论发电量-限电量-损失电量，厂用及线损电量包括主变损耗电量、线路损耗电量等。

单位：万千瓦时

售电类型		2023 年		2024 年		2025 年		2026 年 1-6 月	
		结算电量	结算电量占比	结算电量	结算电量占比	结算电量	结算电量占比	结算电量	结算电量占比
市场化交易	中长期交易	34,148.67	98.72%	31,758.37	98.73%	34,574.36	102.02%	13,563.96	89.40%
	现货交易	443.30	1.28%	409.46	1.27%	-684.93	-2.02%	1,607.53	10.60%
合计电量		**34,591.97**	**100.00%**	**32,167.84**	**100.00%**	**33,889.43**	**100.00%**	**15,171.50**	**100.00%**

报告期内，青海省作为国家清洁能源示范省，其电力市场保持以“中长期交易为主体、现货交易为补充”的稳定格局，并从 2025 年 11 月起开始现货交易试运行，旨在保障新能源基本消纳的同时，逐步引入现货价格信号引导优化供需端发用电行为。

乌兰风电项目市场化交易结算电量中，2023 年、2024 年、2025 年及 2026 年 1-6 月中长期交易电量占比分别为 98.72%、98.73%、102.02%及 89.40%；现货交易电量占比分别为 1.28%、1.27%、-2.02%及 10.60%。其中，2025 年现货交易电量占比为负，主要因实际发电量与中长期合同约定电量产生负向偏差，当实际发电量小于合同电量时，需在现货市场购入电量以履行合同，从而在结算中体现为负值，此为电力市场化交易中的正常偏差处理机制；2026 年 1-6 月现货交易电量占比大幅提升，主要系乌兰风电项目根据上半年青海省内供需特性（如早晚高峰电价较高），主动优化交易策略，通过降低部分中长期持仓、增加现货市场电量比例，以捕捉高峰电价机会、提升收益导致，此举是乌兰风电项目对电力市场现货规则改革后价格激励信号的合理响应；具体详见本招募说明书之“（二）盈利模式和主要运营策略”之“1、盈利模式概况”之“（1）市场化交易结算单价（含超缺额）”之“2）售电结构情况”之“①2025 年现货结算电量为负原因分析”及“②2026 年 1-6 月现货交易占比提升原因分析，以及与结算电价上升的传导关系”相关内容。

（六）售电单价

1、报告期内市场化交易结算单价（含超缺额）

表 2-2-9 乌兰风电项目 2023-2025 年及 2026 年 1-6 月市场化交易结算单价（含超缺额）

单位：元/千瓦时

项目	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年 1-6 月
市场化交易结算单价（含超缺额）	0.2395	0.2385	0.2283	0.2563

乌兰风电项目市场化交易结算单价（含超缺额）近三年基本稳定在 0.2283-0.2395 元/千瓦时区间。2023 年至 2025 年，随着青海省电力市场化交易深入推进，市场化交易结算单价（含超缺额）呈现稳中略降态势，2024 年、2025 年降幅分别为 0.43%和 4.26%。2026 年上半年市场化交易结算单价（含超缺额）上升至 0.2563 元/千瓦时，较 2025 年度显著提高，主要原因系 2026 年 1-6 月根据青海省内供需特征优化电力交易策略，现货交易占比大幅提升达 10.60%，现货交易中较高的早晚高峰电价对市场化交易结算单价（含超缺额）形成明显拉动。

本项目历史三年市场化交易结算单价（含超缺额）阶段性下降，系在全国新能源装机容量快速提升背景下，青海省 2024 年、2025 年省间外送结算电价相应承压下降[120]以及青海省 2025 年下半年现货市场试运行机制磨合导致，并非由于项目自身运营因素出现不利变化引起。2026 年 1-6 月，电力交易业务团队通过更加精细化的电力交易策略，提高高电价时段售电电量，在青海省整体省间外送结算电价小幅下降背景下，实现本项目省间外送结算电价同比提升。同时，在青海省能源供需“夏丰冬枯”“日盈夜亏”特征下，青海省早晚间时段现货实时价格出现高电价交易机会，电力交易业务团队通过合理调整不同时段的中长期合约持仓，在现货结算规则下，使更多现货电量在早晚间高电价时段结算。在上述两个因素共同作用下，本项目 2026 年 1-6 月市场化交易结算单价（含超缺额）同比 2025 年 1-6 月提升 14.21%。结合电力市场化改革情况、市场竞争格局、市场化各类售电模式占比及电价情况、运营管理机构精细化运营管理能力等因素分析，本项目历史三年市场化交易结算单价（含超缺额）不构成趋势性下降特征。

（1）电力市场化改革情况

[120] 2026 年 1-6 月，本项目省间外送结算电价（即省间中长期和省间现货）对比 2025 年 1-6 月已实现回升约 17%。

青海省落实国家电力市场化改革部署，出台《深化新能源上网电价市场化改革实施方案》（青发改价格规〔2025〕645 号）及配套实施细则，以 2025 年 6 月 1 日全容量投产为界线对存量、增量新能源项目分类施策；随着现货市场连续结算试运行的执行，青海已确立“中长期合约作为结算依据管理市场风险、现货市场全电量集中竞价”的交易模式。

（2）市场竞争格局、市场化各类售电模式及电价情况

市场化各类售电模式主要为中长期交易及现货交易，本项目中长期交易主要为电力直接交易、电网企业代理购电及合同转让交易。电网企业购电结算电价稳定，电力直接交易随市场波动但结算电价平稳，合同转让交易结算电价是项目调仓的体现，与企业阶段性买卖策略相关。现货交易品种主要包括日前电能量交易及实时电能量交易，其中实时电能量交易是主要财务结算品种。现货交易承担中长期交易偏差结算的功能，与中长期交易“一体两面”，是中长期交易的重要补充，故其市场参与主体及竞争情况与中长期交易类似。现货实时电价主要由实时供需决定，同时也配套了相应风险管控机制。中长期交易及现货交易的结算电价共同形成了本项目结算电价。

2023-2025 年，本项目市场化交易结算单价（含超缺额）分别为 0.2395 元/千瓦时、0.2385 元/千瓦时及 0.2283 元/千瓦时，2024 年、2025 年分别下降 0.43%和 4.26%，主要系省间外送结算电价阶段性下降导致，并非由于项目自身运营因素出现不利变化引起。2026 年 1-6 月，运营管理机构通过更加精细化的电力交易策略，提高高电价时段售电电量，在青海省整体省间外送结算电价小幅下降背景下，实现本项目省间外送结算电价逆势提升，同时积极把握青海省早晚间时段现货实时高电价交易机会，从而推动市场化交易结算单价（含超缺额）同比提升 14.21%。

（3）运营管理机构精细化运营管理能力

运营管理机构具备丰富的同类风电项目生产运维及电力交易经验，共有在册员工 225 名，全部为从事新能源项目运营管理相关工作的专业人员，其中具有 5 年以上不动产（新能源发电）项目运营经验的专业人员 53 名，核心运营团队人员平均从业年限 10 年以上，涵盖电气、风机检修、电力交易、安全生产等专业序列。通过其更加精细化的电力交易策略，精准捕捉省间电力交易市场高价时段交易机会，2026 年 1-6 月，在青海省省间外送结算电价略下行背景下，本项目省

间外送结算电价逆势提升，并积极把握青海省早晚间时段现货实时高电价交易机会，从而推动市场化交易结算单价（含超缺额）同比提升。

综上所述，在全国新能源装机容量快速提升背景下，青海省 2024 年、2025 年省间外送结算电价相应承压，以及青海省 2025 年下半年现货市场试运行机制磨合，从而导致本项目 2024 年、2025 年市场化交易结算单价（含超缺额）阶段性小幅下降 0.43%和 4.26%，并非由于项目自身运营因素出现不利变化导致。2026 年 1-6 月，运营管理机构通过更加精细化的电力交易策略，提高高电价时段售电电量，在青海省整体省间外送结算电价小幅下降背景下，实现本项目省间外送结算电价同比提升，同时通过积极把握青海省早晚间时段现货实时高电价交易机会，从而推动市场化交易结算单价（含超缺额）同比 2025 年 1-6 月提升 14.21%。结合电力市场化改革情况、市场竞争格局、市场化各类售电模式占比及电价情况、运营管理机构精细化运营管理能力等因素分析，本项目历史三年市场化交易结算单价（含超缺额）不构成趋势性下降特征。

2、2025 年 7 月以来各月度市场化交易结算单价（含超缺额）

根据青海省内电力供需“夏丰冬枯”“日盈夜亏”的运行特征，本项目第一、四季度市场化交易结算单价（含超缺额）一般表现为日内“午间电价低、早晚间电价高”，第二、三季度市场化交易结算单价（含超缺额）一般表现为日内“午间电价低、早晚间电价略低”。因此，全年市场化交易结算单价（含超缺额）也对应呈现周期性波动特征。

（1）本项目 2025 年 7 月-2026 年 6 月各月度市场化交易结算单价（含超缺额）随省内电力供需特征周期性波动

青海电力交易中心从 2025 年 7 月起启动现货市场连续结算试运行准备工作，本项目积极参与以适应新的市场交易机制。

1）历史风速变动方面

本项目在 2025 年 7 月-2026 年 6 月风速变动范围 3.97-5.52 米/秒，具有一定波动性。

表 2-2-10 2025 年 7 月-2026 年 6 月风速变动情况

单位：米/秒

月份	平均风速

2025 年 7 月	4.13
2025 年 8 月	4.15
2025 年 9 月	3.98
2025 年 10 月	3.97
2025 年 11 月	5.52
2025 年 12 月	4.56
2026 年 1 月	5.21
2026 年 2 月	5.35
2026 年 3 月	5.35
2026 年 4 月	5.19
2026 年 5 月	4.46
2026 年 6 月	4.38

2）风资源条件及变化趋势方面

本项目位于青海省优质风资源区域，2025 年 7 月-2026 年 6 月合计理论发电小时数为 2,245.84 小时。

表 2-2-11 2025 年 7 月-2026 年 6 月本项目理论发电小时数

单位：小时

月份	理论发电小时数
2025 年 7 月	147.96
2025 年 8 月	153.03
2025 年 9 月	129.18
2025 年 10 月	142.59
2025 年 11 月	247.69
2025 年 12 月	187.60

2026 年 1 月	248.80
2026 年 2 月	228.21
2026 年 3 月	247.13
2026 年 4 月	229.72
2026 年 5 月	146.19
2026 年 6 月	137.75

3）历史发电量方面

本项目受风资源及电网调度等因素影响较大，2025 年 7 月-2026 年 6 月合计结算电量为 30,238.83 万千瓦时。

表 2-2-12 2025 年 7 月-2026 年 6 月本项目结算电量

单位：万千瓦时

月份	结算电量
2025 年 7 月	2,302.54
2025 年 8 月	2,439.66
2025 年 9 月	1,521.49
2025 年 10 月	2,015.30
2025 年 11 月	3,675.82
2025 年 12 月	3,112.52
2026 年 1 月	3,883.88
2026 年 2 月	2,973.04
2026 年 3 月	2,754.53
2026 年 4 月	2,120.13
2026 年 5 月	1,311.33
2026 年 6 月	2,128.59

4）区域用电需求方面

2025 年 7 月-2026 年 6 月青海省发用电量基本平衡。

表 2-2-13 2025 年 7 月-2026 年 6 月青海省发用电量情况[121]

单位：亿千瓦时

月份	全省发电量	全社会用电量
2025 年 7 月	129.70	84.90
2025 年 8 月	109.90	89.50
2025 年 9 月	89.00	85.00
2025 年 10 月	100.50	95.50
2025 年 11 月	96.40	94.70
2025 年 12 月	106.40	99.10
2026 年 1 月	105.50	97.00
2026 年 2 月	83.20	83.40
2026 年 3 月	95.80	92.00
2026 年 4 月	95.40	87.20
2026 年 5 月	102.70	89.80
2026 年 6 月	122.40	87.60

5）2025 年 7 月-2026 年 6 月市场化交易结算单价（含超缺额）

2025 年 7 月-2026 年 6 月本项目市场化交易结算单价（含超缺额）呈现一定波动性，2026 年上半年市场化交易结算单价（含超缺额）为 0.2563 元/千瓦时。

表 2-2-14 本项目 2025 年 7 月-2026 年 6 月市场化交易结算单价（含超缺额）

单位：元/千瓦时

月份	市场化交易结算单价（含超缺额）
2025 年 7 月	0.2634

[121] 数据来源：青海省能源局。

2025 年 8 月	0.2392
2025 年 9 月	0.2431
2025 年 10 月	0.1992
2025 年 11 月	0.2088
2025 年 12 月	0.2524
2026 年 1 月	0.2685
2026 年 2 月	0.2785
2026 年 3 月	0.2570
2026 年 4 月	0.2779
2026 年 5 月	0.2526
2026 年 6 月	0.1827

（2）未来电价展望

根据青海省内电力供需“夏丰冬枯”“日盈夜亏”的运行特征，本项目第一、四季度市场化交易结算单价（含超缺额）一般表现为日内“午间电价低、早晚间电价高”，第二、三季度市场化交易结算单价（含超缺额）一般表现为日内“午间电价低、早晚间电价略低”。因此，全年市场化交易结算单价（含超缺额）也对应呈现周期性波动特征。

由于青海省现货市场开放运行的时间仍较短，预计未来电价仍将呈现一定波动性。

（七）售电收入

乌兰风电项目售电收入由市场化交易结算收入及国补收入组成，市场化交易结算收入还受到电网考核费用的影响。

表 2-2-15 乌兰风电项目 2023-2025 年及 2026 年 1-6 月售电收入结构

单位：万元，含税

项目	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年 1-6 月

市场化交易结算收入	8,088.62	7,549.62	7,566.32	3,853.66
其中：电量结算收入	8,285.55	7,671.55	7,737.52	3,887.94
考核费用	-196.93	-121.93	-171.20	-34.28
国补收入	12,878.59	11,976.09	12,617.03	5,648.35
售电收入	20,967.21	19,525.71	20,183.35	9,502.01

注：市场化交易结算收入=电量结算收入+考核费用；售电收入=市场化交易结算收入+国补收入。

2023-2025 年及 2026 年 1-6 月，乌兰风电项目售电收入（含税）分别为 20,967.21 万元、19,525.71 万元、20,183.35 万元及 9,502.01 万元。2024 年发电收入较 2023 年下降 6.88%，主要系上网电量同比下降 7.01%叠加结算电价略有下降所致。2025 年发电收入较 2024 年增长 3.37%，主要系上网电量回升 5.35%带动。总体来看，乌兰风电项目发电收入受上网电量与结算电价双重影响，呈现一定波动性，但整体盈利能力稳定。

二、不动产项目财务状况

本部分中的不动产项目财务状况及经营业绩分析相关内容是基金管理人基于项目公司提供的相关合同、经营数据等信息进行梳理的，但所依据的各种资料可能具有不及时性和不完整性，投资者进行投资决策时，不应过于依赖该部分资料，并应充分关注投资本基金的风险，在充分阅读财务报告及审计报告全文后审慎作出投资决策。

（一）审计报告及审计意见

不动产项目财务报表已经上会会计师事务所（特殊普通合伙）审计，并出具了编号为上会师报字（2026）第 15214 号的审计报告。

1、资产负债表

表 2-2-16 乌兰风电项目 2023-2025 年及 2026 年 6 月末资产负债表

单位：万元

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
流动资产：				
货币资金	6,444.99	4,453.00	2,248.05	3,605.70
应收票据	-	-	756.48	668.46
应收账款	34,039.20	33,569.33	40,816.33	36,612.97
预付款项	97.70	49.32	82.72	120.42
其他应收款	20.34	7,500.00	6,700.07	3,829.90
其他流动资产	786.24	1,783.49	3,994.65	6,102.04
流动资产合计	**41,388.48**	**47,355.14**	**54,598.30**	**50,939.48**
非流动资产：				
固定资产	98,354.30	101,733.03	108,431.08	115,166.83
递延所得税资产	126.78	123.19	-	-
非流动资产合计	**98,481.09**	**101,856.23**	**108,431.08**	**115,166.83**
资产总计	**139,869.56**	**149,211.37**	**163,029.38**	**166,106.31**
流动负债：	**-**	**-**	**-**	**-**
应付账款	1,261.91	1,229.58	1,013.51	1,354.65
其他应付款	120.51	-	-	-
应交税费	5.86	286.96	46.00	117.12
一年内到期的非流动负债	75.00	82.50	119,638.75	138.75
流动负债合计	1,463.28	1,599.04	120,698.26	1,610.52
非流动负债：	-	-	-	-

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
长期借款	100,000.00	100,000.00	-	119,500.00
非流动负债合计	**100,000.00**	**100,000.00**	**-**	**119,500.00**
负债合计	**101,463.28**	**101,599.04**	**120,698.26**	**121,110.52**
所有者权益：	**-**	**-**	**-**	**-**
实收资本	35,234.00	35,234.00	35,234.00	35,234.00
专项储备	113.50	-	100.54	-
盈余公积	3,058.78	2,830.64	2,292.46	1,868.98
未分配利润	-	9,547.69	4,704.11	7,892.81
所有者权益合计	**38,406.28**	**47,612.33**	**42,331.11**	**44,995.79**
负债和所有者权益总计	**139,869.56**	**149,211.37**	**163,029.38**	**166,106.31**

2、利润表

表 2-2-17 乌兰风电项目 2023-2025 年及 2026 年 1-6 月利润表

单位：万元

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
一、营业收入	**8,448.95**	**18,332.12**	**17,359.58**	**18,635.24**
二、营业总成本	**5,725.84**	**11,573.94**	**12,777.32**	**12,953.63**
其中：营业成本	4,377.41	8,436.38	8,206.89	8,336.27
税金及附加	13.35	34.43	31.10	35.70
销售费用	-	-	-	-
管理费用	-	-	-	0.68

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
研发费用	-	-	-	-
财务费用	1,335.08	3,103.13	4,539.33	4,580.98
其中：利息费用	1,357.50	3,120.69	4,616.68	4,604.07
利息收入	22.79	18.14	77.74	23.54
加：其他收益	-	-	0.30	-
信用减值损失（-为损失）	-14.36	-492.78	-	-
三、营业利润	**2,708.76**	**6,265.40**	**4,582.56**	**5,681.61**
加：营业外收入	-	-	-	-
减：营业外支出	-	-	1.35	0.00
四、利润总额	**2,708.76**	**6,265.40**	**4,581.21**	**5,681.61**
减：所得税费用	427.35	883.64	346.43	893.28
五、净利润	**2,281.41**	**5,381.75**	**4,234.78**	**4,788.33**

3、现金流量表

表 2-2-18 乌兰风电项目 2023-2025 年及 2026 年 1-6 月现金流量表

单位：万元

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
一、经营活动产生的现金流量：				
销售商品、提供劳务收到的现金	9,062.69	28,193.05	15,319.32	17,851.85
收到的税费返还	-	-	-	-
收到其他与经营活动有关的现金	2.45	8.14	81.35	829.58

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
经营活动现金流入小计	**9,065.14**	**28,201.18**	**15,400.67**	**18,681.43**
购买商品、接受劳务支付的现金	584.81	1,690.53	1,815.13	1,097.49
支付给职工以及为职工支付的现金	-	-	-	-
支付的各项税费	737.07	800.14	449.82	812.29
支付其他与经营活动有关的现金	0.38	0.58	0.39	3.95
经营活动现金流出小计	**1,322.26**	**2,491.26**	**2,265.33**	**1,913.73**
经营活动产生的现金流量净额	**7,742.88**	**25,709.93**	**13,135.34**	**16,767.69**
二、投资活动产生的现金流量：				
收回投资收到的现金	-	-	-	-
取得投资收益收到的现金	-	-	-	-
处置固定资产、无形资产和其他长期资产收回的现金净额	-	-	-	-
处置子公司及其他营业单位收到的现金净额	-	-	-	-
收到其他与投资活动有关的现金	16,500.00	6,710.60	6,129.83	4,634.46
投资活动现金流入小计	**16,500.00**	**6,710.60**	**6,129.83**	**4,634.46**
购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	405.44	38.63	6.14	233.96
投资支付的现金	-	-	-	-
取得子公司及其他营业单位支付的现金净额	-	-	-	-
支付其他与投资活动有关的现金	9,000.00	7,500.00	9,000.00	6,164.30

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
投资活动现金流出小计	**9,405.44**	**7,538.63**	**9,006.14**	**6,398.25**
投资活动产生的现金流量净额	**7,094.56**	**-828.03**	**-2,876.30**	**-1,763.79**
三、筹资活动产生的现金流量：				
吸收投资收到的现金	-	-	-	-
取得借款收到的现金	-	100,000.00	-	-
收到其他与筹资活动有关的现金	-	130,500.00	-	10,644.50
筹资活动现金流入小计	**-**	**230,500.00**	**-**	**10,644.50**
偿还债务支付的现金	-	119,500.00	-	-
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	12,845.45	3,006.15	11,616.68	12,804.07
支付其他与筹资活动有关的现金	-	130,670.80	-	18,612.80
筹资活动现金流出小计	**12,845.45**	**253,176.95**	**11,616.68**	**31,416.87**
筹资活动产生的现金流量净额	**-12,845.45**	**-22,676.95**	**-11,616.68**	**-20,772.37**
四、汇率变动对现金及现金等价物的影响	**-**	**-**	**-**	**-**
五、现金及现金等价物净增加额	**1,991.99**	**2,204.95**	**-1,357.65**	**-5,768.46**
加：期初现金及现金等价物余额	4,453.00	2,248.05	3,605.70	9,374.16
六、期末现金及现金等价物余额	**6,444.99**	**4,453.00**	**2,248.05**	**3,605.70**

（二）财务报表的编制基础

项目公司财务报表系按照财政部颁布的企业会计准则及其应用指南、解释以及其他相关规定（以下合称“企业会计准则”）的相关规定编制。

项目公司以持续经营为财务报表的编制基础，以权责发生制为记账基础。项目公司一般采用历史成本对会计要素进行计量，在保证所确定的会计要素金额能

够取得并可靠计量的前提下采用重置成本、可变现净值、现值及公允价值进行计量。

持续经营：项目公司的经营活动将会无限期地延续下去，在可以预见的未来，不会遭遇清算、解散等变故而不复存在。

（三）合并范围及变化情况

项目公司不存在子公司及其他纳入合并财务报表范围的主体，财务报表不涉及合并范围；报告期内合并范围未发生变化。

（四）重大影响的会计政策和会计估计

1、固定资产

（1）固定资产确认条件

固定资产为生产商品、提供劳务、出租或经营管理而持有，且使用期限超过1年的有形资产。同时满足以下条件的，确认为固定资产：（i）与该固定资产有关的经济利益很有可能流入项目公司；（ii）该固定资产的成本能够可靠地计量。

（2）各类固定资产的折旧方法

项目公司固定资产按年限平均法计提折旧；按其成本进行初始计量；各类固定资产的折旧年限、残值率及年折旧率如下表所示：

表 2-2-19 固定资产折旧年限、残值率及年折旧率

固定资产类别	折旧年限	残值率	年折旧率
房屋建筑物	8 年-35 年	0%-5%	2.71%-12.50%
通用设备	4 年-18 年	0%-5%	5.28%-25.00%
专用设备	4 年-20 年	0%-5%	4.75%-25.00%
运输设备	6 年-7 年	0%-5%	13.57%-16.67%
其他设备	3 年-18 年	0%-5%	5.28%-33.33%

（3）后续支出

仅在与固定资产有关的经济利益很可能流入项目公司，且其成本能够可靠地计量时才予以确认，计入固定资产成本；否则，在发生时计入当期损益。

（4）固定资产的减值测试方法、减值准备计提方法

资产负债表日，固定资产存在减值迹象的，估计其可收回金额；可收回金额根据资产的公允价值减去处置费用后的净额与资产预计未来现金流量的现值两者之间较高者确定。对可收回金额低于账面价值的差额，计提资产减值准备。资产减值损失一经确认，在以后会计期间不得转回。

2、收入

（1）一般原则

项目公司在履行了合同中的履约义务，即在客户取得相关商品或服务（以下简称“商品”）的控制权时，确认收入。取得相关商品控制权是指能够主导该商品的使用并从中获得几乎全部的经济利益。

满足下列条件之一时，项目公司属于在某一时段内履行履约义务；否则，属于在某一时点履行履约义务：（i）客户在项目公司履约的同时即取得并消耗项目公司履约所带来的经济利益；（ii）客户能够控制项目公司履约过程中在建的商品；（iii）项目公司履约过程中所产出的商品具有不可替代用途，且项目公司在整个合同期间内有权就累计至今已完成的履约部分收取款项。

对于在某一时段内履行的履约义务，项目公司在该段时间内按照履约进度确认收入；当履约进度不能合理确定时，项目公司已经发生的成本预计能够得到补偿的，按照已经发生的成本金额确认收入，直到履约进度能够合理确定为止。对于在某一时点履行的履约义务，项目公司在客户取得相关商品控制权时点确认收入。

交易价格是项目公司因向客户转让商品而预期有权收取的对价金额，不包括代第三方收取的款项以及预期将退还给客户的款项。合同中包含两项或多项履约义务的，项目公司在合同开始日按照各单项履约义务所承诺商品的单独售价的相对比例，将交易价格分摊至各单项履约义务，按照分摊至各单项履约义务的交易价格计量收入。

（2）具体方法

当电力供应至各电厂所在地的电网公司时确认收入。

（五）重大会计政策和会计估计变更

1、重大会计政策变更

（1）2023 年 10 月 25 日，财政部发布了《企业会计准则解释第 17 号》（财

会〔2023〕21 号，以下简称“解释 17 号”），项目公司自 2024 年 1 月 1 日起施行解释 17 号，执行解释 17 号对本报告期内财务报表无重大影响。

（2）项目公司自 2024 年 1 月 1 日起执行企业数据资源相关会计处理暂行规定（以下简称“暂行规定”），执行暂行规定对本报告期内财务报表无重大影响。

（3）2024 年 12 月 6 日，财政部发布了《企业会计准则解释第 18 号》（财会〔2024〕24 号，以下简称“解释 18 号”）。项目公司自 2024 年 1 月 1 日起执行解释 18 号，执行解释 18 号对本报告期内财务报表无重大影响。

（4）项目公司自 2025 年 6 月 27 日起执行《关于公司法、外商投资法施行后有关财务处理问题的通知》，执行该通知对本报告期内财务报表无重大影响。

（5）2025 年 12 月 5 日，财政部发布了《企业会计准则解释第 19 号》（财会〔2025〕32 号，以下简称“解释 19 号”）。项目公司自 2026 年 1 月 1 日起执行解释 19 号，执行解释 19 号对本报告期内财务报表无重大影响。

2、重大会计估计变更

表 2-2-20 重大会计估计变更

会计估计变更的内容和原因	会计估计变更开始适用的时点
为了更加合理反映应收款项未来预期信用损失情况，为投资者提供更可靠、更准确的会计信息，项目公司结合最新行业政策及各类应收款项实际回收情况，参考了同行业上市公司坏账准备计提方法，基于谨慎性考虑，将应收可再生能源补贴款由低风险组合变更为可再生能源补贴款组合，预期信用损失率由 0%变更为 1.5%。	本次会计估计变更自 2025 年 12 月 1 日起执行

会计估计变更说明：项目公司上述会计估计变更事项，2025年度信用减值损失增加4,927,795.71元，减少利润总额4,927,795.71元；2026年1-6月信用减值损失增加143,554.89元，减少利润总额143,554.89元。

三、不动产项目主要财务指标分析

（一）不动产项目主要财务情况

1、报告期不动产项目主要财务指标

表 2-2-21 乌兰风电项目主要财务指标

项目财务指标	2026 年 1-6 月/6 月末	2025 年度 /2025 年末	2024 年度 /2024 年末	2023 年度 /2023 年末

项目财务指标	2026 年 1-6 月/6 月末	2025 年度/2025 年末	2024 年度/2024 年末	2023 年度/2023 年末
总资产（万元）	139,869.56	149,211.37	163,029.38	166,106.31
资产负债率（%）	72.54	68.09	74.03	72.91
营业毛利率（%）	48.19	53.98	52.72	55.27
营业收入（万元）	8,448.95	18,332.12	17,359.58	18,635.24
净利润（万元）	2,281.41	5,381.75	4,234.78	4,788.33
经营活动产生的现金流量净额（万元）	7,742.88	25,709.93	13,135.34	16,767.69
EBITDA（万元）	7,444.99	16,141.97	15,944.15	17,063.87
大幅波动/持续为负等异常情况（如有）	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及

注：EBITDA=净利润+所得税费用+财务费用+折旧摊销。

（二）资产情况分析

最近三年及一期，项目公司总资产分别为 166,106.31 万元、163,029.38 万元、149,211.37 万元、139,869.56 万元。项目公司主要资产为固定资产及应收账款。截至 2026 年 6 月 30 日，项目公司固定资产账面价值为 98,354.30 万元，占资产总计的 70.32%；应收账款账面价值为 34,039.20 万元，占资产总计的 24.34%，上述两项合计占资产总计比例约 94.65%。

表 2-2-22 乌兰风电项目最近三年及一期资产结构情况

单位：万元

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
流动资产：				
货币资金	6,444.99	4,453.00	2,248.05	3,605.70
应收票据	-	-	756.48	668.46

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
应收账款	34,039.20	33,569.33	40,816.33	36,612.97
预付款项	97.70	49.32	82.72	120.42
其他应收款	20.34	7,500.00	6,700.07	3,829.90
其他流动资产	786.24	1,783.49	3,994.65	6,102.04
流动资产合计	**41,388.48**	**47,355.14**	**54,598.30**	**50,939.48**
非流动资产：				
固定资产	98,354.30	101,733.03	108,431.08	115,166.83
递延所得税资产	126.78	123.19	-	-
非流动资产合计	**98,481.09**	**101,856.23**	**108,431.08**	**115,166.83**
资产总计	**139,869.56**	**149,211.37**	**163,029.38**	**166,106.31**

1、货币资金

项目公司最近三年及一期货币资金规模分别为 3,605.70 万元、2,248.05 万元、4,453.00 万元、6,444.99 万元，占资产总计的比例分别为 2.17%、1.38%、2.98%、4.61%。最近三年货币资金余额较为稳定，近一期货币资金余额有所上升是因为国补应收款回款所导致。

2、应收票据

项目公司最近三年及一期应收票据规模分别为 668.46 万元、756.48 万元、0.00 万元和 0.00 万元，占资产总计比例分别为 0.40%、0.46%、0.00%和 0.00%。应收票据主要为电网公司结算电费款时开具的银行承兑汇票。2023 年末、2024 年末尚有应收票据余额，2025 年起项目公司结算方式发生调整，应收票据不再形成余额。

3、应收账款

项目公司最近三年及一期应收账款规模分别为36,612.97万元、40,816.33万元、33,569.33万元和34,039.20万元，占资产总计比例分别为22.04%、25.04%、22.50%和24.34%，是项目公司流动资产的主要构成项目。

项目公司的应收账款主要由两部分构成：一是应收电网公司电费款，对应市场化交易结算单价（含超缺额）部分；二是应收可再生能源发电补贴。因国补结算周期较长（通常按清单纳入批次及财政补贴资金下拨节奏结算），应收账款规模较大，系风电、光伏等可再生能源运营企业的共性特征。

2024年末应收账款较2023年末增加4,203.36万元，主要系当期电网及国补应收款尚未全部回收所致；2025年末较2024年末减少7,247.00万元，主要系2025年度项目公司收到国补及电网回款金额较大所致。

4、预付款项

项目公司最近三年及一期预付款项规模分别为120.42万元、82.72万元、49.32万元和97.70万元，占资产总计比例分别为0.07%、0.05%、0.03%和0.07%，规模较小。预付款项主要为预付的保险费、系统服务费等。报告期内预付款项规模小幅波动，不存在异常变动。

5、其他应收款

项目公司最近三年及一期其他应收款规模分别为3,829.90万元、6,700.07万元、7,500.00万元和20.34万元，占资产总计比例分别为2.31%、4.11%、5.03%和0.01%，2026年6月末，其他应收款较2025年末大幅下降，主要是因为上海申能新能源投资有限公司按计划归还往来款项所致。

6、其他流动资产

项目公司最近三年及一期其他流动资产规模分别为6,102.04万元、3,994.65万元、1,783.49万元和786.24万元，占资产总计比例分别为3.67%、2.45%、1.20%和0.56%，报告期内整体呈下降趋势。其他流动资产主要为待抵扣增值税进项税额等项目，随着项目进入稳定运营期后历史形成的进项税额逐步抵扣完毕。

7、固定资产

项目公司最近三年及一期固定资产账面价值分别为115,166.83万元、108,431.08万元、101,733.03万元和98,354.30万元，占资产总计比例分别为69.33%、66.51%、68.18%和70.32%，是项目公司最主要的经营性资产。

项目公司固定资产主要由乌兰 20 万千瓦风电项目的风力发电机组（90 台 2,200 千瓦和 1 台 2,000 千瓦机组）、330kV 升压站及输变电配套设备、场区建构筑物及配套设施等构成。报告期内固定资产账面价值呈稳步下降趋势，主要系项目公司按年限平均法计提折旧所致。

8、递延所得税资产

项目公司最近三年及一期递延所得税资产规模分别为 0.00 万元、0.00 万元、123.19 万元和 126.78 万元，占资产总计比例分别为 0.00%、0.00%、0.08%和 0.09%，规模较小。2023 年末、2024 年末项目公司未确认递延所得税资产；自 2025 年起形成递延所得税资产余额，主要系项目公司按预期信用损失模型计提的应收款项坏账准备形成的可抵扣暂时性差异所对应的递延所得税资产。

（三）负债情况分析

最近三年及一期，项目公司负债合计分别为 121,110.52 万元、120,698.26 万元、101,599.04 万元和 101,463.28 万元。2026 年 6 月末较 2025 年末基本持平。项目公司的负债构成以有息负债（长期借款及一年内到期的非流动负债）为主，系项目公司投资建设风电项目的项目融资（银行贷款）所形成。2024 年末项目公司因原长期借款本金约 11.95 亿元即将于 2025 年到期偿还，按会计准则要求重分类至“一年内到期的非流动负债”，导致 2024 年末一年内到期的非流动负债余额较高；2025 年度完成原贷款偿还及新长期借款发放，负债结构回归正常状态。

表 2-2-23 乌兰风电项目最近三年及一期负债结构情况

单位：万元

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
流动负债：				
短期借款	-	-	-	-
应付账款	1,261.91	1,229.58	1,013.51	1,354.65
应付职工薪酬	-	-	-	-
其他应付款	120.51	-	-	-

项目	2026年6月30日	2025年12月31日	2024年12月31日	2023年12月31日
应交税费	5.86	286.96	46.00	117.12
一年内到期的非流动负债	75.00	82.50	119,638.75	138.75
其他流动负债	-	-	-	-
流动负债合计	**1,463.28**	**1,599.04**	**120,698.26**	**1,610.52**
非流动负债：				
长期借款	100,000.00	100,000.00	-	119,500.00
长期应付款	-	-	-	-
非流动负债合计	**100,000.00**	**100,000.00**	**-**	**119,500.00**
负债合计	**101,463.28**	**101,599.04**	**120,698.26**	**121,110.52**

1、应付账款

项目公司最近三年及一期应付账款规模分别为1,354.65万元、1,013.51万元、1,229.58万元和1,261.91万元，占负债合计比例分别为1.12%、0.84%、1.21%和1.24%。应付账款主要为应付给外部供应商的运维服务费等经营性往来款项，账龄以1年以内为主，整体规模稳定。报告期内应付账款小幅波动，属项目公司正常运营过程中应付账款结算节奏的正常变动。

2、应交税费

项目公司最近三年及一期应交税费规模分别为117.12万元、46.00万元、286.96万元和5.86万元，占负债合计比例分别为0.10%、0.04%、0.28%和0.01%，规模较小。应交税费主要包括应交增值税、应交企业所得税、城市维护建设税及教育费附加等。2024年末应交税费较2023年末下降71.13万元，主要系2024年度末增值税进项税额抵扣结构调整所致；2025年末较2024年末增加240.97万元，主要系2025年度项目公司盈利水平提升带动应交企业所得税累计余额上升所致。

3、一年内到期的非流动负债

项目公司最近三年及一期一年内到期的非流动负债规模分别为138.75万元、119,638.75万元、82.50万元和75.00万元，占负债合计比例分别为0.11%、99.12%、0.08%和0.07%。

其中2024年末一年内到期的非流动负债余额为119,638.75万元，较其他报告期末金额显著较高，主要系项目公司原有长期借款按贷款合同约定进入最后一年还款期，需于2025年集中偿还所致。项目公司已于2025年完成该笔借款的到期偿还，并同步安排了新一轮长期融资。2023年末、2025年末、2026年6月末该科目主要为长期借款对应的一年内到期部分，余额较小。

4、长期借款

项目公司最近三年及一期长期借款规模分别为119,500.00万元、0.00万元、100,000.00万元和100,000.00万元，占负债合计比例分别为98.67%、0.00%、98.43%和98.56%，是项目公司最主要的负债构成项目。

项目公司长期借款为项目建设期及运营期的项目融资借款。报告期内，项目公司对长期借款进行了一轮再融资安排，具体情况为：

（1）原有借款：截至2023年末，项目公司长期借款账面余额为119,500.00万元；该笔借款在2024年度进入最后一年还款期，相应重分类至“一年内到期的非流动负债”，使得2024年末长期借款余额降为0元、一年内到期的非流动负债余额上升至119,638.75万元。

（2）新增借款：2025年度，项目公司新增取得长期借款（即申能股份委托交通银行股份有限公司发放的委托贷款），本金合计10亿元人民币（即100,000.00万元），借款资金主要用于置换/偿还原有借款及补充日常经营性资金需求，借款期限较长、按年度分次还本付息。再融资完成后，项目公司长期借款余额保持在10亿元水平；2026年1-6月未发生新增借款或提前还款事项。

5、其他应付款

项目公司最近三年及一期其他应付款规模分别为0.00万元、0.00万元、0.00万元和120.51万元，其他应付款全部为应付股利。

四、不动产项目经营业绩分析

（一）不动产项目主要经营情况

项目公司的核心经营资产为乌兰 20 万千瓦风电项目，项目已于 2019 年 12 月完成全容量并网发电，处于稳定运营期。项目公司从事的主营业务为风力发电业务，经营收入全部来源于电力相关收入，其中主营业务收入为售电收入，售电收入最近三年及一期占比均超过 97%。项目公司以按月电量计量结算单为依据确认销售收入，上网电价依据国家及青海省的相关政策规定执行。

表 2-2-24 乌兰风电项目主要经营财务指标

项目财务指标	2026 年 1-6 月/6 月末	2025 年度/2025 年末	2024 年度/2024 年末	2023 年度/2023 年末
总资产（万元）	139,869.56	149,211.37	163,029.38	166,106.31
资产负债率（%）	72.54	68.09	74.03	72.91
营业毛利率（%）	48.19	53.98	52.72	55.27
营业收入（万元）	8,448.95	18,332.12	17,359.58	18,635.24
净利润（万元）	2,281.41	5,381.75	4,234.78	4,788.33
经营活动产生的现金流量净额（万元）	7,742.88	25,709.93	13,135.34	16,767.69
EBITDA（万元）	7,444.99	16,141.97	15,944.15	17,063.87

（二）经营收入分析

1、营业收入构成及变动分析

项目公司报告期各期的经营收入全部来源于电力相关收入，其中主营业务收入为售电收入，其他业务收入主要为汇集站相关收入，售电收入最近三年及一期占比均超过 97%。项目公司最近三年及一期的营业收入及同比变动情况如下表所示：

表 2-2-25 乌兰风电项目最近三年及一期营业收入主要构成及占比情况

单位：万元

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
营业收入	8,448.95	18,332.12	17,359.58	18,635.24
同比变动（金额）	-	972.54	-1,275.67	-216.86

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
同比变动（幅度）	-	5.60%	-6.85%	-1.15%
主营业务收入	8,408.86	17,861.37	17,279.39	18,555.05
其他业务收入	40.09	470.75	80.19	80.19
主营业务收入占比	99.53%	97.43%	99.54%	99.57%
其他业务收入占比	0.47%	2.57%	0.46%	0.43%

报告期内，项目公司 2023 年度、2024 年度、2025 年度营业收入分别为 18,635.24 万元、17,359.58 万元、18,332.12 万元，2026 年 1-6 月营业收入为 8,448.95 万元。

2024 年度营业收入较 2023 年度减少 1,275.67 万元，同比变动-6.85%，主要系 2024 年度不动产项目所在区域风力资源较 2023 年度有所减弱、电网限电率有所上升等综合因素影响所致；2025 年度营业收入较 2024 年度增加 972.54 万元，同比变动 5.60%，一方面系 2025 年度风力资源有所恢复，另一方面系项目设备整体可利用率保持良好水平，风电发电量小幅回升所致。

整体而言，项目公司近三年营业收入在 17,359.58~18,635.24 万元区间内呈窄幅波动，反映出风电项目稳定运营期内营业收入具有较强可预期性。

（三）经营成本分析

1、营业成本构成、毛利率及变动情况分析

项目公司营业成本主要由风电场运营涉及的固定资产折旧、运维费、修理费、保险费和运营支持服务费等构成，其中固定资产折旧是营业成本的主要构成项目。

表 2-2-26 乌兰风电项目营业成本主要构成情况

单位：万元

项目	2026 年 1-6 月		2025 年度		2024 年度		2023 年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
折旧及摊销	3,378.73	77.19%	6,755.88	80.08%	6,746.26	82.20%	6,778.19	81.31%
运维费	96.86	2.21%	153.17	1.82%	182.11	2.22%	257.32	3.09%

项目	2026 年 1-6 月		2025 年度		2024 年度		2023 年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
保险	59.80	1.37%	129.07	1.53%	129.12	1.57%	81.25	0.97%
试验检验费	-	0.00%	7.69	0.09%	9.86	0.12%	23.18	0.28%
下网电费	269.57	6.16%	559.66	6.63%	472.44	5.76%	487.90	5.85%
运营支持服务费	250.00	5.71%	500.00	5.93%	380.00	4.63%	620.00	7.44%
修理费	200.46	4.58%	326.63	3.87%	32.55	0.40%	97.44	1.17%
安全活动费[122]	121.81	2.78%	-5.66	-0.07%	169.48	2.07%	-16.88	-0.20%
材料费	-	0.00%	-	0.00%	1.77	0.02%	1.03	0.01%
其他	0.18	0.00%	9.95	0.12%	83.29	1.01%	6.83	0.08%
合计	**4,377.41**	**100.00%**	**8,436.38**	**100.00%**	**8,206.89**	**100.00%**	**8,336.27**	**100.00%**
变动情况	/		**2.80%**		**-1.55%**		**7.76%**	

报告期内，项目公司 2023 年度、2024 年度、2025 年度营业成本分别为 8,336.27 万元、8,206.89 万元、8,436.38 万元，2026 年 1-6 月营业成本为 4,377.41 万元，最近三个年度营业成本保持相对稳定。最近三年及一期，成本占收入的比重分别为 44.73%、47.28%、46.02%和 51.81%，对应营业毛利率分别为 55.27%、52.72%、53.98%和 48.19%。

项目公司营业成本构成中，固定资产折旧系非现金性支出，金额在各期营业成本中占比较高且保持稳定，致使项目公司报告期内毛利率水平整体保持在 48%以上的区间，具备较强的盈利能力。2026 年 1-6 月营业毛利率为 48.19%，较 2025 年度的 53.98%有所下降，主要系营业成本中折旧及摊销等固定性支出相对刚性，而报告期内营业收入受风资源周期性变化影响相对较低，导致毛利率阶段性回落。

表 2-2-27 乌兰风电项目各项营业成本占营业收入比例情况

[122] 安全活动费存在负值系因为当年用于安全类活动且计入成本科目的金额高于当年计提金额所致。

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
折旧及摊销	39.99%	36.85%	38.86%	36.37%
运维费	1.15%	0.84%	1.05%	1.38%
保险	0.71%	0.70%	0.74%	0.44%
试验检验费	0.00%	0.04%	0.06%	0.12%
下网电费	3.19%	3.05%	2.72%	2.62%
运营支持服务费	2.96%	2.73%	2.19%	3.33%
修理费	2.37%	1.78%	0.19%	0.52%
安全活动费	1.44%	-0.03%	0.98%	-0.09%
材料费	0.00%	0.00%	0.01%	0.01%
其他	0.00%	0.05%	0.48%	0.04%
合计	**51.81%**	**46.02%**	**47.28%**	**44.73%**

如上表所示，2023 年-2025 年折旧及摊销占营业收入比例分别为 36.37%、38.86%和 36.85%，整体保持稳定；运维费占营业收入比例近三年呈逐期下降趋势，主要是由于项目进入稳定运营期后设备运行状态良好、运维服务费支出有所减少；保险费占营业收入比例近三年保持相对稳定主要是由于保险合同金额相对固定，营业收入波动幅度有限；下网电费占营业收入比例近三年基本稳定；运营支持服务费占营业收入比例近三年保持在 2.19%-3.33%区间内波动，主要是由于上海申能新能源投资有限公司按“受益原则”分摊的运营管理费；修理费占营业收入比例 2025 年起有所上升，主要是由于风电机组已出质保期所致；其他项支出（试验检验费、安全活动费、材料费及其他）占营业收入比例均较小且报告期内变动幅度有限，对营业成本结构无重大影响。

本项目拟承担的技术改造及升级义务均系电网及能源主管部门提出的适网合规要求；相关费用已纳入修理费（维护性资本性支出）中，不再单独列支，相关因素对现金流的影响已在估值中充分考虑。具体分析如下：

（1）相关技术改造及升级义务的具体内容

根据国家能源局西北监管局、青海省能源局发布的《国家能源局西北监管局青海省能源局关于加强新能源和新型并网主体涉网安全管理的通知》的要求，新能源并网主体应按照通知要求完成涉网性能改造，改造项目中即包括电磁暂态建模及宽频振荡监测。具体要求情况如下：

电磁暂态建模："并网主体要根据电力系统稳定计算分析要求，组织并委托有资质的试验单位开展电磁暂态和机电暂态建模及参数实测，并网前向电力调度机构提供并网设备相应型号的单机电磁暂态和机电暂态模型。"

宽频振荡监测："各电力企业应加强宽频振荡风险防控与系统治理，定期开展振荡风险排查，加快宽频振荡就地监控功能升级完善，实现振荡风险预判、振荡源定位、振荡设备控制及切除功能。"

上述技术改造及升级义务均系电网及能源主管部门为保障电网安全稳定运行提出的刚性适网要求，属必要改造。

（2）本项目及同类项目历史技改费用发生金额

本项目正式并网前已完成风机耐高频耐高压能力改造、风电机组高穿测试、整站测试及建模、SVG性能测试、机电暂态建模、一次调频测试和惯量响应、故障穿越能力验证、电压频率适应性能力验证等适网技术性改造。

根据《国家能源局西北监管局青海省能源局关于加强新能源和新型并网主体涉网安全管理的通知》的要求，本项目后续拟开展宽频振荡监测、电磁暂态建模等技术改造，相关费用已纳入修理费（维护性资本性支出）。

运营管理机构管理的其他同类项目技改情况如下表所示：

表 2-2-28 同类项目技改费用发生情况

序号	技改项目	实施内容	费用金额（万元）
1	某风电场机电、电磁建模工作	1.完成风电场风电机组机电和电磁暂态建模； 2.风电场整场机电和电磁暂态模型验证；出具相关报告，并通过电网审核。	50.00
2	某光伏电站场站机电暂态建模与模型	1.SVG高低穿及相关性能现场测试；	62.50

	验证	2.SVG单机机电暂态建模； 3.全站机电暂态建模； 4.出具相关报告，并通过电网审核。	

2、营业成本同业可比项目对比情况

截至本招募说明书出具之日，已披露的可比风电 REITs 项目最新公开披露的招募说明书最近一年营业成本占营业收入的比重情况如下：

表 2-2-29 中信建投明阳智能新能源 REIT 营业成本占营业收入的比重情况

单位：万元

项目	中信建投明阳智能新能源 REIT	占营业收入比重
资产类型	陆上风电	-
报告期	2023 年	
营业收入	18,918.56	
营业成本	**6,185.06**	**32.69%**
折旧摊销费用	4,871.34	25.75%
技术服务及运维费	318.35	1.68%
修理费	312.48	1.65%
购电费	35.78	0.19%
材料费	55.29	0.29%
保险费	100.02	0.53%
办公费	45.67	0.24%
人工成本	150.21	0.79%
安全生产费用	295.91	1.56%

表 2-2-30 工银蒙能清洁能源 REIT 营业成本占营业收入的比重情况

单位：万元

项目	工银蒙能清洁能源 REIT	占营业收入比重
资产类型	陆上风电	-
报告期	2023 年	
营业收入	14,219.58	
营业成本	**6,418.11**	**45.14%**
折旧摊销费用	4,853.40	34.13%
付现成本	1,564.71	11.00%

表 2-2-31 国金嘉泽新能源 REIT 营业成本占营业收入的比重情况

单位：万元

项目	国金嘉泽新能源 REIT	占营业收入比重
资产类型	陆上风电	-
报告期	2025 年	
营业收入	13,754.99	
营业成本	**3,693.20**	**26.85%**
折旧费	3,261.46	23.71%
土地使用权摊销	24.50	0.18%
运营管理费	394.18	2.87%
购电费	13.06	0.09%

表 2-2-32 中航中核汇能新能源 REIT 营业成本占营业收入的比重情况

单位：万元

项目	中航中核汇能新能源 REIT	占营业收入比重
资产类型	陆上风电	-
报告期	2025 年	

项目	中航中核汇能新能源 REIT	占营业收入比重
营业收入	15,128.10	
营业成本	**9,480.48**	**62.67%**
折旧费	6,561.18	43.37%
财产保险费	71.59	0.47%
安全生产费	294.46	1.95%
摊销费用	65.81	0.44%
运维费用及其他	2,487.44	16.44%

综合考虑资产类型及公开数据披露详实程度，本项目的同行业可比项目选取了已披露风电 REITs 项目中的中信建投明阳智能新能源 REIT 项目、工银蒙能清洁能源 REIT 项目、国金嘉泽新能源 REIT 项目、中航中核汇能新能源 REIT 项目。

本项目近三年（2023 年度至 2025 年度）营业成本占营业收入的比重平均约为 46.01%，处于上述可比项目区间的中部水平，与同为陆上风电项目的工银蒙能清洁能源 REIT 项目（45.14%）较为接近，高于中信建投明阳智能新能源 REIT 项目（32.69%）和国金嘉泽新能源 REIT 项目（26.85%），低于中航中核汇能新能源 REIT 项目（62.67%），整体处于合理区间。从成本构成看，折旧及摊销系本项目营业成本的最主要构成项，近三年平均占营业收入的比重约为 37.36%，低于折旧水平较高的中航中核汇能新能源 REIT 项目（43.37%），高于中信建投明阳智能新能源 REIT 项目（25.75%）及国金嘉泽新能源 REIT 项目（23.71%），主要系本项目装机规模及固定资产投资形成的折旧基数相对较大所致。根据国金嘉泽新能源 REIT 项目公开披露信息，国金嘉泽新能源 REIT 项目营业成本占收入比重较低主要是因为，国金嘉泽新能源 REIT 项目采用发起人嘉泽新能集团内部运维的模式，运营管理机构各项运维费用以实际产生费用的成本价核算定价，因此运维费、运营支持服务费等现金成本占营业收入的比重相对较低，基金发行

后，国金嘉泽新能源 REIT 项目将采用市场化的运维模式，运营管理费回归市场化定价水平。

3、期间费用分析

项目公司最近三年及一期的期间费用构成如下：

表 2-2-33 乌兰风电项目期间费用主要构成情况

单位：万元

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
销售费用	-	-	-	-
管理费用	-	-	-	0.68
研发费用	-	-	-	-
财务费用	1,335.08	3,103.13	4,539.33	4,580.98
其中：利息支出	1,357.50	3,120.69	4,616.68	4,604.07
减：利息收入	22.79	18.14	77.74	23.54
期间费用合计	**1,335.08**	**3,103.13**	**4,539.33**	**4,581.66**

项目公司报告期内期间费用以财务费用为主。2023 年度、2024 年度、2025 年度财务费用分别为 4,580.98 万元、4,539.33 万元、3,103.13 万元，2026 年 1-6 月为 1,335.08 万元。2025 年度财务费用较 2024 年度减少 1,436.20 万元，降幅约 31.64%，主要原因为项目公司对长期借款进行再融资：原长期借款本金约 11.95 亿元在 2024 年末重分类至一年内到期的非流动负债后，于 2025 年度到期偿还；同时项目公司在 2025 年度取得新长期借款 10 亿元，借款本金规模较原有借款下降约 16.32%，且新融资综合成本相较原有借款有所下降，综合影响使得 2025 年度利息支出较 2024 年度显著减少。

项目公司管理费用、销售费用、研发费用金额均较小或为零，系根据集团统筹安排：由上海申能新能源投资有限公司统一为项目公司提供资产财务管理、风险合规、计划合同、生产营销、综合管理、安全环境保卫等运营支持服务，相关服务费用按“受益原则”分摊并计入营业成本，使得体现在期间费用科目的管理费用金额较低。

4、税金及附加构成、占收入比例及变动情况分析

项目公司税金及附加主要包括城市维护建设税、教育费附加、地方教育附加、房产税、土地使用税、印花税等。报告期各期税金及附加金额均较小（2023 年度、2024 年度、2025 年度、2026 年 1-6 月分别为 35.70 万元、31.10 万元、34.43 万元、13.35 万元），占营业收入比重均不足 1%。

表 2-2-34 乌兰风电项目最近三年及一期税金及附加情况

单位：万元

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
税金及附加	13.35	34.43	31.10	35.70
占营业收入比重	0.16%	0.19%	0.18%	0.19%

5、现金流与盈利情况一致性分析

项目公司最近三年及一期的经营活动产生的现金流量净额与净利润对比情况如下：

表 2-2-35 乌兰风电项目最近三年及一期盈利及现金流情况

单位：万元

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
营业收入	8,448.95	18,332.12	17,359.58	18,635.24
营业成本	4,377.41	8,436.38	8,206.89	8,336.27
毛利润	4,071.54	9,895.74	9,152.69	10,298.97
毛利率	48.19%	53.98%	52.72%	55.27%
净利润	2,281.41	5,381.75	4,234.78	4,788.33
经营活动产生的现金流量净额	7,742.88	25,709.93	13,135.34	16,767.69
EBITDA	7,444.99	16,141.97	15,944.15	17,063.87

项目公司报告期内经营活动产生的现金流量净额显著大于净利润，2023 年度、2024 年度、2025 年度、2026 年 1-6 月经营性现金流净额减净利润差额分别

为 11,979.37 万元、8,900.56 万元、20,328.17 万元、5,461.47 万元，差额均为正值。

造成上述差异的主要原因包括：（1）项目公司作为典型的重资产风电运营企业，每年需计提数额较大的固定资产折旧，折旧在利润表中体现为非现金性营业成本，但不影响经营性现金流出；（2）项目公司的财务费用等在利润表中扣除，但在现金流量表中划分至筹资活动现金流出，因此不影响经营活动现金流量。综上，项目公司经营活动产生的现金流量净额大于净利润，符合行业特征，反映项目公司具有良好的经营性现金回收能力。

特别地，2025 年度项目公司经营活动产生的现金流量净额达到 25,709.93 万元，较 2024 年度 13,135.34 万元大幅增加。主要原因为项目公司回收国家可再生能源发电补贴所致。

（四）不动产项目收费权或者经营权取得依据、收费标准、经营期限的法律法规规定或者合同约定

1、收费权取得依据及期限

国家能源局西北监管局于 2023 年 10 月 20 日向华扬晟源核发了编号为 1031219-00394 的《电力业务许可证》，有效期自 2019 年 12 月 24 日至 2039 年 12 月 23 日。华扬晟源根据上述《电力业务许可证》及其不时的续期、补充、更新、修订或换发的特许经营批复文件取得运营不动产项目对应的电力收费权。

2、收费标准

根据国网青海公司于 2020 年 5 月 6 日出具《国网青海省电力公司关于 2018 年 10 月 1 日以后并网可再生能源发电项目上网电价情况的报告》，载明其根据《青海省发展和改革委员会关于转发国家发展改革委关于 2018 年光伏发电项目价格政策的通知》（青发改价格〔2018〕70 号）要求，确认乌兰风电项目应执行上网电价为 0.6 元/千瓦时。

（五）不动产项目收费减免或者优惠情况

截至 2026 年 6 月 30 日，本项目不存在且预计不动产基金存续期间本项目不存在收费减免或优惠情形。

（六）不动产项目运营所适用的税收优惠政策

根据《财政部 税务总局 国家发展改革委关于延续西部大开发企业所得税政

策的公告》（财政部 税务总局 国家发展改革委公告 2020 年第 23 号）相关规定，自 2021 年 1 月 1 日至 2030 年 12 月 31 日，对设在西部地区的鼓励类产业企业减按 15%的税率征收企业所得税，项目公司属于鼓励类产业，享受上述所得税的优惠政策。

（七）不动产项目运营所适用的税收政策

表 2-2-36 不动产项目运营所适用的税收政策及税率

税种	税率	计税基数
企业所得税	15.00%[123]	应纳税所得额
增值税	13.00%	按销项税额扣除当期可抵扣的进项税额后的差额
城市维护建设税	5.00%	应纳流转税额
教育费附加	3.00%	应纳流转税额
地方教育费附加	2.00%	应纳流转税额

（八）不动产项目政府补贴情况

1、补贴政策依据及补贴形式

根据《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4 号），已按规定核准（备案）、全部机组完成并网，同时经审核纳入补贴目录的可再生能源发电项目，按合理利用小时数核定中央财政补贴额度。

根据《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426 号），风电一类、二类、三类、四类资源区项目全生命周期合理利用小时数分别为 48,000 小时、44,000 小时、40,000 小时和 36,000 小时；在自并网之日起未满 20 年，且未超过项目全生命周期合理利用小时数时，按可再生能源发电项目当年实际发电量给予补贴；按照《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5 号，以下简称“5 号文”）规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，所发电量超过全生命周期补贴电量部分，不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易；风电项目自并网之日起

[123] 报告期内适用该优惠税率。

满 20 年后，无论项目是否达到全生命周期补贴电量，不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易。

根据国家电网有限公司于 2021 年 3 月 31 日发布的《国家电网有限公司关于公布 2021 年第六批可再生能源发电补贴项目清单的公告》，华扬晟源持有的项目规模为20万千瓦的乌兰风电项目已纳入2021年第六批可再生能源发电补贴项目清单，上网电价为 0.6000 元/千瓦时（含税）。

财政部负责资金统筹，根据“5 号文”，财政部会提前下达年度补贴预算，并通过转移支付方式将资金拨付至地方财政部门或电网企业，电网企业（本项目为国网青海公司）负责具体拨付资金。

2、补贴标准及补贴年限

根据国网青海公司于 2020 年 5 月 6 日出具《国网青海省电力公司关于 2018 年 10 月 1 日以后并网可再生能源发电项目上网电价情况的报告》，载明其根据《青海省发展和改革委员会关于转发国家发展改革委关于 2018 年光伏发电项目价格政策的通知》（青发改价格〔2018〕70 号）要求，确认乌兰风电项目应执行上网电价为 0.6 元/千瓦时。根据乌兰风电项目建设时适用的《关于青海省可再生能源发电上网电价补贴基准问题的复函》（发改价格〔2015〕1005 号）和《青海省发展和改革委员会转发国家发展改革委关于降低燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格的通知》（青发改价格〔2016〕7 号），青海省可再生能源发电上网电价补贴基准价为 0.2277 元/千瓦时，故乌兰风电项目适用的补贴基准价为 0.2277 元/千瓦时。可再生能源补贴标准为上网电价与青海省新能源补贴基准价的差额，故乌兰风电项目适用的国补电价为 0.3723 元/千瓦时。

根据《国家发展改革委关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格〔2015〕3044 号）及其附件，青海省海西州属于 IV 类资源区，根据《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426 号），乌兰风电项目全生命周期合理利用小时数为 36,000 小时，在自并网之日起未满 20 年，且未超过项目全生命周期合理利用小时数时，按可再生能源发电项目当年实际发电量获取补贴。截至 2026 年 6 月末，乌兰风电项目累计已补贴小时数约 11,229.97 小时，剩余补贴小时数约 24,770.03 小时，预计本项目剩余生命周期内所发电量均可享受国补电价。

表 2-2-37 最近三年及一期上网电量和国补电价

项目	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
上网电量（万千瓦时）	34,591.97	32,167.84	33,889.43	**15,171.50**
国补电价（含税）（元/千瓦时）	0.3723	0.3723	0.3723	**0.3723**

3、补贴金额及其占营业收入比例

报告期内，2023 年-2025 年及 2026 年 1-6 月，乌兰风电项目营业收入分别为 18,635.24 万元、17,359.58 万元、18,332.12 万元及 8,448.95 万元，其中，国补收入（不含税）分别为 11,396.98 万元、10,598.31 万元、11,165.52 万元及 4,998.54 万元，分别占项目对应年度收入的 61.16%、61.05%、60.91%及 59.16%。

4、补贴资金历史到账情况

（1）国补回款情况

截至 2026 年 8 月 31 日，乌兰风电项目历史国补回款情况如下：

表 2-2-38 乌兰风电项目国补历史到账情况

单位：万元、%

国补所属年份及金额		2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-8 月	合计	
国补所属年份	新增国补（含税）	实收补贴	实收补贴	实收补贴	实收补贴	实收补贴	实收补贴	回款比例
2019 年	594.64	594.64	-	-	-	-	**594.64**	**100**
2020 年	12,566.98	8,583.20	774.36	-	3,209.42	-	**12,566.98**	**100**
2021 年	14,640.04	-	-	-	13,226.75	1,413.29	**14,640.04**	**100**
2022 年	12,696.65	-	7,835.22	4,861.43	-	-	**12,696.65**	**100**
2023 年	12,878.59	-	-	2,489.27	3,543.76	6,845.57	**12,878.59**	**100**
2024 年	11,976.09	-	-	-	-	7,271.69	**7,271.69**	**60.72**

截至 2026 年 8 月 31 日，乌兰风电项目历史年度国补回收周期介于最大值 4.80 年和最小值 1.41 年之间，结合平均回款金额占比，加权计算得出平均回款期为 2.52 年。

（2）以 2.5 年作为国补回款预测假设的合理性

2026 年 1-8 月，乌兰风电项目收到国补回款约 1.55 亿元，结合国补政策推动回款周期缩短以及乌兰风电项目历史各年度国补回款速度提升，以最近回款所

属年份（即 2024 年度）新增国补对应的回款周期向上取整后，以 2.5 年作为预测的国补回款周期具有审慎性和合理性。具体分析如下：

1）国补政策推动回款周期缩短

国家层面通过多轮政策修订与机制创新，明确补贴计算方式、优化补贴拨付流程、明确责任主体，为国补回款周期的缩短奠定核心制度基础。

表 2-2-39 推动国补发放的相关政策情况

发布时间	政策名称	文号	相关内容
2020 年 1 月	《财政部 国家发展改革委 国家能源局关于印发<可再生能源电价附加资金管理办法>的通知》	财建〔2020〕5 号	财政部根据电网企业和省级相关部门申请以及本年度可再生能源电价附加收入情况，按照以收定支的原则向电网企业和省级财政部门拨付补助资金。 各级财政部门收到补助资金后，应尽快向本级独立电网企业或公共可再生能源独立电力系统项目单位分解下达预算，并按照国库集中支付制度有关规定及时支付资金。
2022 年 5 月	《国务院办公厅转发国家发展改革委 国家能源局关于促进新时代新能源高质量发展实施方案的通知》	国办函〔2022〕39 号	加强央地联动，按照以收定支原则用好可再生能源发展基金。全面落实税务部门征收可再生能源发展基金的有关要求，确保应收尽收。 充分发挥电网企业融资优势，积极拓展资金来源，推动可再生能源发电延续补贴资金年度收支平衡。
2024 年 1 月	《财政部办公厅 国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于加强可再生能源电价附加补助资金常态化管理有关工作的通知》	财办建〔2024〕6 号	电网企业应严格落实相关规定，做好补助资金的台账管理，全面、准确记录补助资金拨付至可再生能源发电项目的明细情况。 电网企业应加快推进可再生能源发电补贴项目清单审核、公布等工作，并与省级主管部门、信息中心、项目业主等做好沟通衔接，逐月统计已申报项目补贴清单审核进展情况。
2025 年 5 月	《财政部关于下达 2025 年可再生能源电价附加补助地方资金预算	财建〔2025〕133 号	请严格按照预算管理要求，尽快将补贴资金拨付至电网企业或公共可再生能源独立电力系统项目企业……电网企业应严格按照《资金管理办法》，按月将相关资金拨付至已纳入可再生能源

发布时间	政策名称	文号	相关内容
	的通知》		电价附加补贴清单的风电、太阳能、生物质等发电项目，并及时公开资金拨付情况。

2）乌兰风电项目历史各年度国补回款速度提升

截至 2026 年 8 月末，乌兰风电项目历史新增国补及回款情况如下图所示：

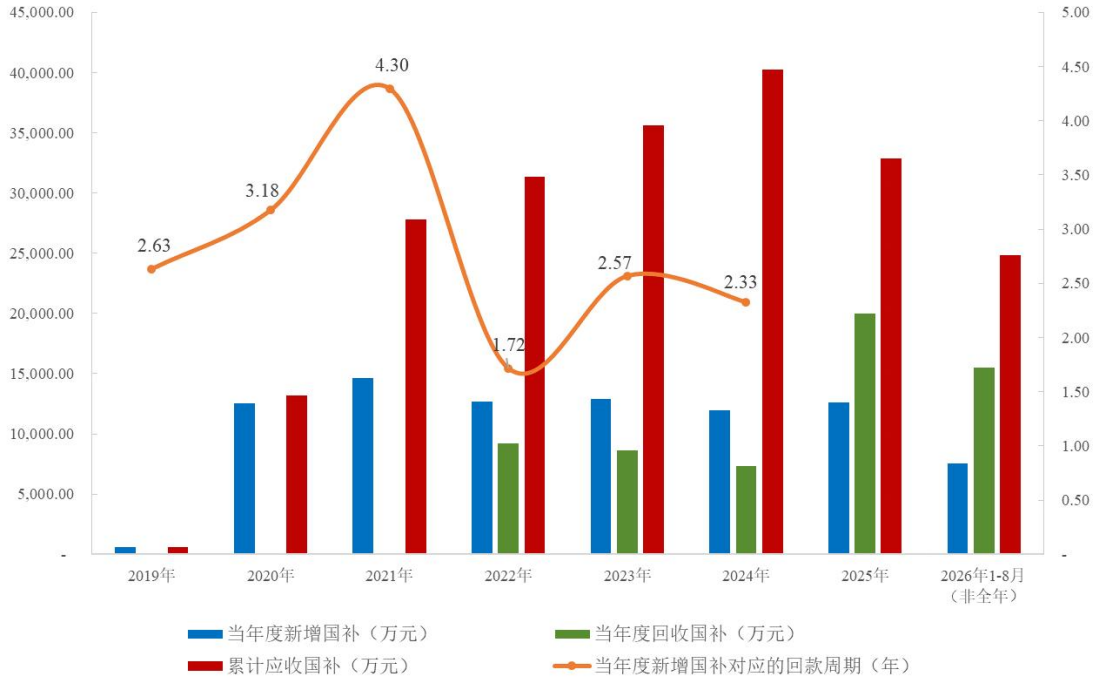


图 2-2-10 乌兰风电项目历史新增国补及回款情况

在国补回款金额方面，受益于国补政策的支持，2025 年、2026 年 1-8 月的国补回款金额显著提升。自 2025 年起，累计应收国补款呈逐年减少趋势。

在国补回款周期方面，2022-2024 年度新增国补对应的回款周期分别为 1.72 年、2.57 年和 2.33 年，较 2019-2021 年呈现出明显缩短趋势。

综上所述，虽然在政策层面对国补回款提速进行了支持，且项目历史数据验证了国补回款周期的缩短趋势，但鉴于国补回款周期未来仍具有一定不确定性，因此在对回款周期进行预测时审慎考虑，以 2.5 年作为预测假设，具备审慎性、合理性。

5、补贴的可持续性、稳定性

财政部、发展改革委、国家能源局于 2020 年 10 月 20 日联合印发的《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426 号）明确了按合理利用小时数核定可再生能源发电项目中央财政补贴资金额度，乌兰风电项目全生命周期合理利用小时数为 36,000 小时。同时规定，风电项目自并网之日起满 20 年后无论项目是否达到全生命周期补贴电量，不再享受中央财政补贴资金。截至 2026 年 6 月末，乌兰风电项目累计已补贴小时数约 11,229.97 小时，剩余补贴小时数约 24,770.03 小时，预计本项目剩余生命周期内所发电量均可享受国补电价。

6、回款风险缓释措施

本项目拟采用“底层保理+流动性支持”的方案，对账龄满 2 年的国补应收账款进行保理，保理期限不超过 3 年。对于账龄满 5 年仍未回款的国补应收账款，启动流动性支持。

（1）保理方案

由于不动产项目的可再生能源补贴发放时间不确定，为降低账期不确定性带来的现金流不稳定风险，项目公司将对可再生能源补贴延迟发放形成的应收账款进行保理安排，通过保理的方式锁定收入回收周期。目前保理方案的具体内容如下：

为降低国补回款波动风险，提高投资者收益稳定性，华扬晟源已于 2026 年 6 月 9 日与中国工商银行股份有限公司上海市卢湾支行（以下简称“工商银行卢湾支行”）签署《保理业务合作协议》，由工商银行卢湾支行对项目公司账龄满 2 年的国补应收账款开展保理业务。

不动产基金每次分配前，在满足不动产基金杠杆率要求的前提下，可将账龄已满 2 年的国补应收账款平价转让予工商银行卢湾支行开展保理业务合作。项目公司收到该部分国补应收账款的回款后，可用于偿还保理融资款，并根据相应的保理融资期限和利率支付保理费用。

保理融资的结息频率与不动产基金的分配频率保持一致，发放融资后，按日计息（日利率=年利率/365），融资到期时，未结利息随融资本金共同结清。

保理业务合作期限与不动产基金持有的不动产项目的经营期限保持一致。单笔保理业务期限以国补应收账款的实际回款时间确定，原则上不超过 3 年。保理

合作期限内的保理融资利率以保理款发放前一工作日公布的 1 年期贷款市场报价利率（LPR）减 66BP。

（2）流动性支持安排

申能股份已就流动性支持事项出具承诺函，为支持华扬晟源的稳定经营，对不动产 REITs 项下账龄满 5 年的国补应收账款提供流动性支持，并收取资金占用费。流动性支持的有效期与不动产 REITs 的存续期保持一致。

资金占用费按不超过放款当月全国银行间同业拆借中心发布的 LPR-66BP 计收（如实际占用时间为 5 年（不含）以内的，则采用 1 年期 LPR；如实际占用时间为 5 年（含）以上的，则采用 5 年期 LPR），具体以发放时审批为准。项目公司收到对应国补回款后 5 个工作日内，一次性归还本金和支付资金占用费。

通过“底层国补保理+流动性支持”模式，将进一步平滑现金流，切实保护投资者利益。保理融资及流动性支持方案时间节点及具体安排如下表所示：

表 2-2-40 保理融资及流动性支持方案具体安排

时间节点	具体安排
不动产基金发行	项目公司与工商银行卢湾支行签署《保理业务合作协议》，申能股份出具《流动性支持函》
0-2 年	保理不提款，2 年内回款的国补正常分配给不动产基金投资人
满 2 年之日	就满 2 年但尚未回款的国补应收账款部分，可启动银行保理，银行平价购买未收回国补款，向项目公司支付应收账款购买对价
2-5 年	国补回款后向银行还款，项目公司支付期间利息
满 5 年之日	就满 5 年但尚未回款的国补应收账款部分，启动由申能股份提供的流动性支持
5 年后	国补回款后项目公司向申能股份归还流动性支持资金并支付资金占用费

7、基金杠杆率测算

根据测算，不动产基金全生命周期杠杆率情况如下表所示：

表 2-2-41 不动产基金杠杆率情况

单位：万元

时点	基金净资产	保理余额	基金总资产	基金杠杆率[124]
发行时	146,100.00	-	146,100.00	100.00%
2026 年末	131,844.47	5,528.28	137,372.75	104.19%
2027 年末	123,350.89	6,308.52	129,659.41	105.11%
2028 年末	116,292.44	4,963.64	121,256.08	104.27%
2029 年末	108,822.91	5,386.01	114,208.92	104.95%
2030 年末	100,839.07	5,386.01	106,225.08	105.34%
2031 年末	92,864.64	5,386.01	98,250.65	105.80%
2032 年末	84,877.51	5,386.01	90,263.52	106.35%
2033 年末	76,918.16	5,386.01	82,304.17	107.00%
2034 年末	68,944.81	5,386.01	74,330.82	107.81%
2035 年末	60,956.75	5,386.01	66,342.76	108.84%
2036 年末	52,996.55	5,386.01	58,382.56	110.16%
2037 年末	45,022.95	5,386.01	50,408.96	111.96%
2038 年末	37,033.93	5,386.01	42,419.94	114.54%
2039 年末	30,444.67	5,386.01	35,830.68	117.69%

经测算，在基金运营期限内，预计基金杠杆率最高为 117.69%，满足《基金指引》对于项目公司对外借入款项或者基金总资产不得超过基金净资产 140%的相关要求。

（九）本项目作为不动产基金资产的主要考虑

1、乌兰风电项目的资产规模、营业收入、净利润等各项指标在原始权益人及其实际控制人体系内排名前列

[124] 基金杠杆率=基金总资产/基金净资产。

截至 2026 年 6 月 30 日，原始权益人控股股东申能股份控股的风电项目装机容量为 343.56 万千瓦，控股的光伏发电项目装机容量为 442.92 万千瓦，分布式供电 88.79 万千瓦，独立储能 9.25 万千瓦，其中主要控股的新能源发电企业的区域分布、盈利能力如下：

表 2-2-42 原始权益人控股股东申能股份主要控股的新能源发电企业情况

编号	发电企业	类型	地区（省）	装机容量（万千瓦）	2025 年上网电量（万千瓦时）
1	乌兰县华扬晟源新能源有限公司	陆风	青海	20	33,889
2	天门申赫能源科技有限公司	陆风	湖北	20	20,497
3	呼和浩特市国龙新能源有限公司	陆风	内蒙古	15	41,385
4	岢岚县风脉新能能源有限公司	陆风	山西	10	26,283
5	榆林协合新能源有限公司	陆风	陕西	10	16,770
6	乌兰县润晟新能源有限公司	陆风	青海	10	19,195
7	宁明县中汇新能源有限公司	陆风	广西	10	21,255
8	贵州罗甸申电风力发电有限公司	陆风	贵州	10	14,145
9	全南县三润新能源有限公司	陆风	江西	10	13,597
10	南召聚合风力发电有限公司	陆风	河南	9.78	17,710
11	申能新能源达茂风力发电有限公司	陆风	内蒙古	9.75	21,813
12	榆林协鑫智慧风力发电有限公司	陆风	陕西	7	14,859
13	上海华港风力发电有限公司	陆风	上海	6.75	11,224
14	淮阳县联浩风电开发有限公司	陆风	河南	5.2	15,501
15	格尔木瑞鑫达新能源有限公司	陆风	青海	5	9,502
16	漯河恒洁新能源有限公司	陆风	河南	5	10,109

编号	发电企业	类型	地区（省）	装机容量（万千瓦）	2025年上网电量（万千瓦时）
17	格尔木清脉新能源科技有限公司	陆风	青海	5	8,650
18	格尔木东恒新能源有限公司	陆风	青海	5	8,546
19	濉溪县鑫风新能源有限公司	陆风	安徽	5	11,817
20	海南州鑫源新能源有限公司	陆风	青海	5	7,495
21	海南申能新能源有限公司	海风	海南	60.3	83,241
22	上海临港海上风力发电有限公司	海风	上海	21.28	59,364
23	如东协鑫海上风力发电有限公司	海风	江苏	20	49,728
24	如东智鑫海上风电有限公司	海风	江苏	15	39,924
25	独山卓申新能源有限公司	光伏	贵州	20	15,232
26	关岭卓阳新能源科技有限公司	光伏	贵州	20	12,337
27	宜城市申宜新能源有限公司	光伏	湖北	16.976	16,628
28	关岭申阳能源科技有限公司	光伏	贵州	15	11,682
29	岢岚京润新能源有限公司	光伏	山西	12	20,015
30	岢岚京能新能源有限公司	光伏	山西	10	16,381
31	含山县林阳新能源科技有限公司	光伏	安徽	10	10,847
32	宣城市永洋新能源科技有限公司	光伏	安徽	10	10,396
33	榆林协能鑫科光伏电力有限公司	光伏	陕西	10	10,746
34	枣庄峄之光新能源有限公司	光伏	山东	10	10,564
35	沙洋楚伏新能源有限公司	光伏	湖北	10	8,728
36	灌云永贯新能源科技有限公司	光伏	江苏	9.8	10,110

编号	发电企业	类型	地区（省）	装机容量（万千瓦）	2025 年上网电量（万千瓦时）
37	大荔煜龙新能源有限公司	光伏	陕西	8.82	9,103
38	枞阳县晨华新能源发电有限公司	光伏	安徽	8	9,046
39	岚县申河新能源有限公司	光伏	山西	8	8,718
40	宣城市永耀新能源科技有限公司	光伏	安徽	6	6,919
41	哈密华光发电有限责任公司	光伏	新疆	5	7,403
42	天门申赫能源科技有限公司	光伏	湖北	5	5,558
43	宁夏宁东申创新能源有限公司	光伏	宁夏	5	5,544

原始权益人控股股东申能股份主要控股的新能源发电项目分布于青海省、贵州省、海南省、上海市等地区。截至 2026 年 6 月末，申能股份控股的新能源发电项目装机容量超过 884.52 万千瓦（包括但不限于上表所列示的主要项目）。

青海地区风能资源丰富且稳定，是国家布局的大型风电光伏基地建设区域。乌兰风电项目位于青海省海西州乌兰县，装机容量 20 万千瓦，是申能股份持有的单体装机容量最大的陆风项目之一，自 2019 年 12 月投入运营以来，持续稳定运营超过 6 年，2025 年完成上网电量约 33,889 万千瓦时，实现营业收入约 18,332.12 万元，净利润约 5,381.75 万元。以 2025 年度数据对比，乌兰风电项目在申能股份主要控股的各类新能源项目中装机容量、上网电量、营业收入、净利润等指标均处于前 15%；在申能股份主要控股的陆上风电项目中装机容量、营业收入指标排名第一，上网电量、净利润指标排名第二。

2、综合考虑区域资源、运营收益、合规性等因素后，选定乌兰风电项目作为不动产基金底层资产

选取乌兰风电项目作为不动产基金底层资产，是管理人与申能股份综合区域资源与业务布局、运营收益稳定性、合规条件等多方面因素后的战略决策，具体分析如下：

（1）地域风力资源丰富，风电发展具有先天基础

乌兰风电项目所在的青海省是国家重要的清洁能源产业高地和战略资源接

续地。近年来，青海省立足自身资源禀赋和生态优势，将清洁能源产业作为产业“四地”[125]建设中的核心板块之一，清洁能源装机规模不断扩大。2025 年全省清洁能源发电量 1,073 亿千瓦时，占总发电量的比重超过 87%，并已建成海南州、海西州两个千万千瓦级清洁能源基地，以大型风电光伏基地为牵引，带动清洁能源产业规模化、集约化、融合化发展。

对于申能股份而言，青海省是公司新能源发电项目的重点布局区域之一，本次选取乌兰风电项目作为不动产基金资产，是申能股份深度参与西部大开发、助力青海省清洁能源建设、构建申能集团绿色产融协同生态圈的重要举措。

（2）运营情况成熟，收益稳定性良好

自 2019 年 12 月投入运营以来，乌兰风电项目已持续运营超过六年，最近三年盈利能力良好、营业收入波动幅度较小、净利润及经营性现金流持续为正。2023-2025 年，乌兰风电项目每年上网电量稳定在约 32,167.84-34,591.97 万千瓦时之间，营业收入稳定在 17,359.58-18,635.24 万元之间，EBITDA 稳定在 15,944.15-17,063.87 万元之间，整体运营情况较为平稳。

（3）关键合规手续齐全，不涉及资产重组环节，现金流可预测性较强

除区域分布、盈利能力外，本次资产筛选同时考虑以下要点：

1）经核查，乌兰风电项目关键合规手续齐备，各项权属文件完整，符合《审核关注事项》要求；

2）乌兰风电项目由原始权益人全资持有，股权结构清晰，且项目公司不持有其他资产，不涉及资产重组环节，发行不动产基金的程序较为便捷；

3）乌兰风电项目合法合规享受可再生能源电价附加补贴（以下简称国补），收益来源清晰稳定，现金流可预测性较强。

在原始权益人主要持股的新能源项目中，乌兰风电项目的装机容量、营业收入、上网电量、净利润等指标排名前列，并在区域资源与业务布局、运营收益稳定性、合规条件等多方面具备优势，是申能体系内兼具收益稳定性及规模效应的优质新能源发电资产。本次以乌兰风电项目作为不动产基金首发资产，系管理人多维度审慎遴选结果，资产选择逻辑清晰、依据充分。

[125] 2021 年 3 月，习近平总书记参加十三届全国人大四次会议青海代表团审议时，要求青海省加快建设产业“四地”，即世界级盐湖产业基地、国家清洁能源产业高地、国际生态旅游目的地、绿色有机农畜产品输出地。青海省已将产业“四地”建设纳入“十五五”规划纲要。

（十）不动产项目的同业竞争情况以及拟采取的减少利益冲突的措施安排

风电项目的运营收入主要受到两方面因素影响：风资源、售电收入。

风资源属于非竞争性的自然资源，乌兰风电项目及原始权益人控股或运营管理机构管理的其他同类型新能源项目所处的青海地区风能资源丰富而且稳定，不存在对风资源的独占，因此在该方面不产生竞争关系或利益冲突。

售电收入主要受到结算电量和售电单价的影响。在市场化交易过程中，不同发电企业可以向同一地区的购电客户进行电力销售，故原始权益人、运营管理机构在青海省持有或运营的其他项目与乌兰风电项目存在竞争相同客户的可能性，存在竞争关系。

在实际运行过程中，风电项目均纳入电力调度机构的统一组织与协调，发电计划、考核与电量结算均基于明确、透明的标准。乌兰风电项目市场化交易结算单价（含超缺额）2023-2026 年上半年分别为 0.2395 元/千瓦时、0.2385 元/千瓦时、0.2283 元/千瓦时和 0.2563 元/千瓦时，整体保持相对稳定。

综上，乌兰风电项目与原始权益人控股或运营管理机构管理的其他同类型新能源项目在市场化交易过程中存在潜在的竞争关系，但回顾历史运营数据，乌兰风电项目面临的现有竞争格局整体可控。

尽管如此，为保证不动产基金份额持有人的合法权益，青海新能源作为原始权益人、上海新能源作为运营管理机构，就降低在本次发行完成后与不动产基金的利益冲突事宜出具了相关的承诺函。同时，在上海新能源作为运营管理机构期间，将设立专项的运营管理团队为不动产项目提供管理服务，确保不动产项目的账务与其他风电项目相互独立、确保不动产项目在业务方面独立运营、确保隔离不同风电项目之间的商业或其他敏感信息，以降低不动产项目在运营管理方面的同业竞争和利益冲突风险。

针对可能存在的同业竞争、利益冲突情况，原始权益人已出具《关于避免同业竞争的承诺函》，并承诺：

（1）截至承诺函出具之日，除不动产项目外，原始权益人自身和/或其实际控制的关联方在青海省还直接或间接持有其他风电项目（简称“竞争性项目”）。在市场化交易过程中，不同发电企业可以向同一地区的购电客户进行电力销售，故竞争性项目与不动产项目存在竞争相同客户的可能性。未来受电力市场化改革

影响，不排除同业竞争情况加剧，或出现新的同业竞争领域。

（2）在基金的存续期间内，原始权益人将根据其自身和/或其实际控制的关联方针对风电项目同类资产的既有管理规范和标准，严格按照诚实信用、勤勉尽责、公平公正的原则，以不低于其自身和/或实际控制的关联方管理的其他同类资产的运营管理水平督促、要求相关方按照该等标准为不动产项目提供运营管理服务，采取充分、适当的措施避免可能出现的利益冲突，充分保护基金份额持有人的利益。

（3）在基金的存续期间内，如原始权益人自身和/或其实际控制的关联方持有或运营竞争性项目的，原始权益人将督促持有或运营竞争性项目的关联方采取充分、适当的措施，公平对待不动产项目和该等竞争性项目，避免可能出现的利益冲突。原始权益人承诺不会将项目公司所取得或可能取得的业务机会优先授予或提供给任何其他竞争性项目，亦不会利用原始权益人的优势地位或利用该地位获得的信息作出不利于基金而有利于其他竞争性项目的决定或判断，并将避免该种客观结果的发生。

（4）在基金的存续期间内，如因不动产项目与竞争性项目的同业竞争而发生争议，且基金管理人认为可能严重影响基金投资者利益的，原始权益人承诺将与基金管理人积极协商解决措施。

针对可能存在的同业竞争、利益冲突情况，运营管理机构已出具《关于避免同业竞争的承诺函》，并承诺：

（1）截至承诺函出具之日，除不动产项目外，运营管理机构自身和/或其实际控制的关联方在青海省还直接或间接持有其他风电项目（简称“竞争性项目”）。在市场化交易过程中，不同发电企业可以向同一地区的购电客户进行电力销售，故竞争性项目与不动产项目存在竞争相同客户的可能性。未来受电力市场化改革影响，不排除同业竞争情况加剧，或出现新的同业竞争领域。

（2）在其作为运营管理机构期间，将设立专项的运营管理团队为不动产项目提供运营管理服务，确保不动产项目的账务与竞争性项目相互独立、确保不动产项目在业务方面独立运营、确保隔离不同风电项目之间的商业或其他敏感信息，以降低不动产项目在运营管理方面的同业竞争和利益冲突风险。

（3）在基金的存续期间内，运营管理机构将根据其自身和/或其实际控制的

关联方针对风电项目同类资产的既有管理规范和标准，严格按照诚实信用、勤勉尽责、公平公正的原则，以不低于其自身和/或实际控制的关联方管理的其他同类资产的运营管理水平为不动产项目提供运营管理服务或督促、要求相关方按照该等标准为不动产项目提供运营管理服务，采取充分、适当的措施避免可能出现的利益冲突，充分保护基金份额持有人的利益。

（4）在其作为运营管理机构期间，如运营管理机构自身和/或其实际控制的关联方持有或运营竞争性项目的，运营管理机构将督促持有或运营竞争性项目的关联方采取充分、适当的措施，公平对待不动产项目和该等竞争性项目，避免可能出现的利益冲突。运营管理机构承诺不会将项目公司所取得或可能取得的业务机会优先授予或提供给任何其他竞争性项目，亦不会利用基金运营管理机构的地位或利用该地位获得的信息作出不利于基金而有利于其他竞争性项目的决定或判断，并将避免该种客观结果的发生。

（5）在基金的存续期间内，如因不动产项目与竞争性项目的同业竞争而发生争议，且基金管理人认为可能严重影响基金投资者利益的，运营管理机构承诺将与基金管理人积极协商解决措施。

（十一）日后事项、或有事项及其他重要事项

1、日后事项

无。

2、诉讼或仲裁、担保等事项

截至 2026 年 6 月 30 日，项目公司不存在未决诉讼或仲裁、担保等事项。

3、担保余额占项目公司报告期末合并口径净资产比重 10%以上且不在项目公司合并范围内的被担保人的诚信情况和财务状况

截至 2026 年 6 月 30 日，项目公司无对外担保。

4、资产抵押、质押、担保和其他权利限制安排

截至 2026 年 6 月 30 日，项目公司无资产抵押、质押、担保和其他权利限制安排。

5、其他具有可以对抗第三人的优先偿付负债的情况

截至 2026 年 6 月 30 日，项目公司不存在其他具有可以对抗第三人的优先偿付负债的情况。

第三节 原始权益人

一、原始权益人基本概况

表 2-3-1 青海新能源基本情况表

公司名称	申能新能源（青海）有限公司
注册地址	青海省西宁市城西区海晏路 79 号 11 号楼 1081 号
法定代表人/主要负责人	周承斌
注册资本	220,000 万元
统一社会信用代码	91630000MA758G6E42
成立日期	2018 年 1 月 8 日
经营范围	新能源与可再生能源发电项目的开发、建设运营，与电力、能源相关的环保产业项目的经营管理，新能源科技领域内技术开发、技术转让、技术咨询、技术服务，项目工程管理，新能源设备销售、安装，合同能源管理。（以上经营范围依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）

二、设立、存续及历史沿革及股权结构

（一）设立程序、工商注册登记的合法性、真实性

青海新能源于 2018 年 1 月 8 日设立，注册地址为青海省西宁市城西区海晏路 79 号 11 号楼 1081 号。截至 2026 年 6 月 30 日，申能股份持有青海新能源 100%的股权。因此青海新能源依法设立并合法存续，青海新能源的设立程序、工商注册登记、股东人数、住所、出资比例符合《中华人民共和国公司法》的规定。

（二）设立、存续及历史沿革

2018 年 1 月 8 日，申能新能源（青海）有限公司登记备案设立，注册资本为 100,000,000 元人民币，企业类型为有限责任公司（非自然人投资或控股的法人独资），股东为申能股份有限公司。

2018 年 6 月 22 日，股东申能股份对青海新能源增资，青海新能源的注册资本由 100,000,000 元人民币变更为 800,000,000 元人民币。

2020 年 3 月 24 日，股东申能股份对青海新能源增资，青海新能源的注册资

本由 800,000,000 元人民币变更为 1,600,000,000 元人民币。

2020 年 12 月 23 日，股东申能股份对青海新能源增资，青海新能源的注册资本由 1,600,000,000 元人民币变更为 2,200,000,000 元人民币。

（三）股权结构、控股股东及实际控制人介绍

截至 2026 年 6 月 30 日，申能股份持有青海新能源 100%的股权，为青海新能源的控股股东，申能集团持有申能股份 53.67%的股权，上海市国有资产监督管理委员会持有申能集团 100.00%股权，为青海新能源的最终实际控制人。股权结构图如下：

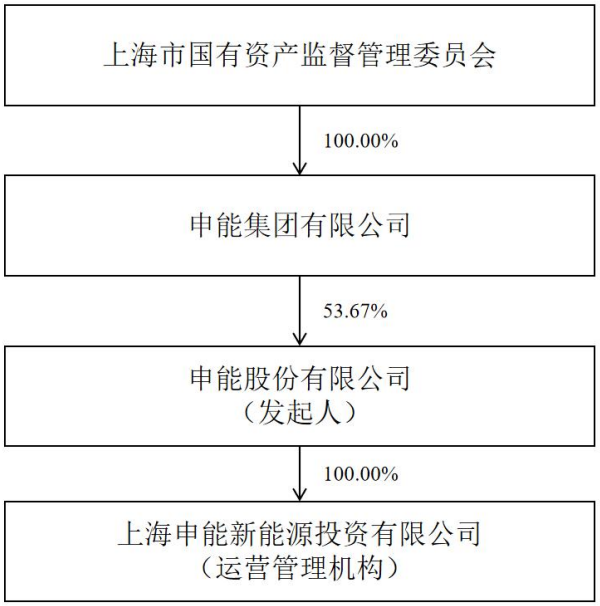


图 2-3-1 青海新能源股权结构图

（四）原始权益人及其股东涉及外资的情况

截至 2026 年 6 月 30 日，原始权益人不涉及外资，其股东申能股份为 A 股上市公司，涉及外资，申能股份前十大股东持股情况如下表所示：

表 2-3-2 申能股份前十大股东持股情况

股东名称	持股总数（股）	持股比例（%）
申能（集团）有限公司	2,626,545,766	53.67
中国长江电力股份有限公司	459,222,635	9.38
长电投资管理有限责任公司	107,976,235	2.21

股东名称	持股总数（股）	持股比例（%）
中国农业银行股份有限公司－南方标普中国 A 股大盘红利低波 50 交易型开放式指数证券投资基金	75,341,976	1.54
中国人寿保险股份有限公司－传统－普通保险产品－005L－CT001 沪	67,541,856	1.38
香港中央结算有限公司	59,604,862	1.22
广东电力发展股份有限公司	55,532,250	1.13
利安人寿保险股份有限公司－利安禧年金保险（分红型）	39,944,082	0.82
国泰海通证券股份有限公司	33,776,608	0.69
中国人寿保险（集团）公司－传统－普通保险产品－港股通（创新策略）	30,723,685	0.63
合计	**3,556,209,955**	**72.67**

三、组织架构、治理结构及内部控制情况

（一）组织架构

截至 2026 年 6 月 30 日，原始权益人的组织架构图如下：

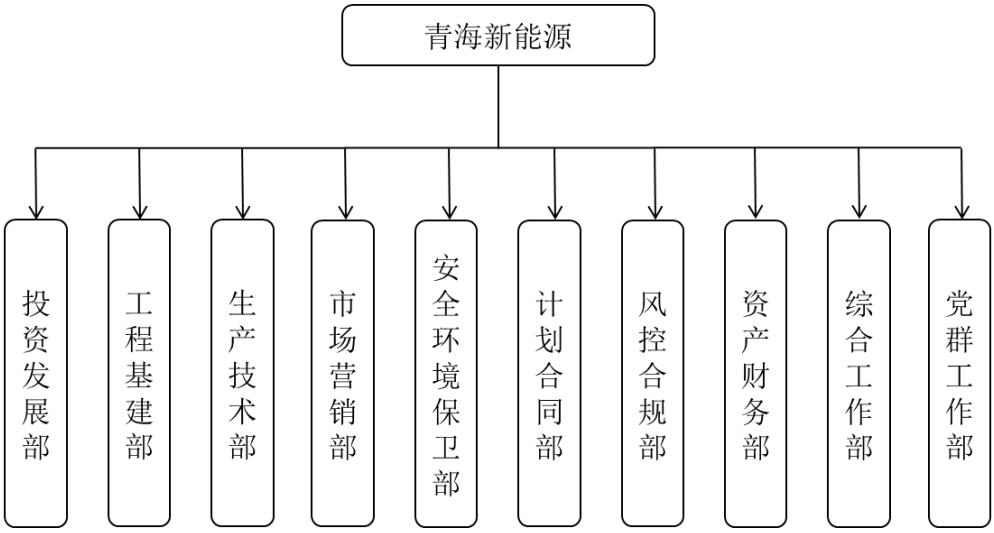


图 2-3-2 青海新能源组织结构图

截至 2026 年 6 月 30 日，原始权益人设立投资发展部、工程基建部、生产技术部、市场营销部、安全环境保卫部、计划合同部、风控合规部、资产财务部、综合工作部、党群工作部十个职能部门，各部门分工明确，组织机构运行情况良好。

1、投资发展部：主要负责项目开发、技术管理、政策研究、企业规划、合同管理和招标管理、第三方尽调、综合事务、安全管理等工作。

2、工程基建部：主要负责项目开发、工程管理、技术管理、合同管理和招标管理、综合事务、安全管理等工作。

3、生产技术部：主要负责生产规划、生产计划、生产运行管理、生产技改及科技创新项目管理、生产技术管理、生产分析、对标管理、生产准备工作管理、备品备件管理、综合事务、安全管理等工作。

4、市场营销部：主要负责营销计划管理、电量结算管理、电力交易管理、综合事务、安全管理等工作。

5、安全环境保卫部：主要负责安全目标管理、安全检查、“安全生产月”等活动、专项整治工作、安全事故管理、应急管理、职业健康管理、基建、科技、技改项目安全管理、日常安全管理、环境保护管理、内保体系建设、标准化建设、风险隐患管理、门卫出入管理、治安事件管理、消防管理、技防设施管理、综合事务等工作。

6、计划合同部：主要负责计划管理、合同管理、合同结算管理、采购管理、物资管理、供应商管理、综合事务、安全管理等工作。

7、风控合规部：主要负责内控管理、风控管理、法务管理、综合事务、安全管理等工作。

8、资产财务部：主要负责资金管理、会计核算、财务管理、税务管理、预算管理、资产管理、保险事务、财务信息系统管理、综合业务、安全管理等工作。

9、综合工作部：主要负责企业管理、行政管理、信息化管理、档案管理、信访工作管理、安全保密工作、综合业务、安全管理等工作。

10、党群工作部：主要负责组织工作、纪检工作、宣传工作、群团工作、薪酬福利管理、绩效考核管理、招聘与配置、培训与开发、出国（境）管理、信访工作管理、安全保密工作、综合业务、安全管理等工作。

（二）治理结构

原始权益人已经按照《公司法》和公司章程等法律法规的相关要求，建立了健全有效的法人治理结构。

原始权益人的治理机构设置情况及运行情况如下：

1、股东

公司不设股东会，股东依法对公司行使以下职权：

（1）决定公司的投资计划；

（2）决定公司投资项目及投资方案；

（3）委派和更换董事，对其履职情况进行评价，决定其报酬事项；

（4）审议批准公司年度财务预决算方案及调整；

（5）审批批准融资担保和资金出借事项；

（6）审议批准对外捐赠或者赞助；

（7）审议批准公司的利润分配方案和弥补亏损方案；

（8）审议批准公司业绩考核和重大收入分配事项；

（9）对公司增加或减少注册资本作出决议；

（10）决定公司合并、分立、解散、清算、申请破产或者变更公司形式；

（11）制定或批准公司章程和章程修改方案；

（12）决定资产交易事项；

（13）决定重大财务事项和重大会计政策、会计估计变更方案；

（14）决定公司关联交易事项；

（15）决定聘用或者解聘承办公司审计业务的会计师事务所；

（16）对公司年度财务决算和重大事项进行抽查检查；

（17）法律、行政法规规定的其他职权。

2、董事

公司不设董事会，设一名董事。董事每届任期一般为 3 年，任期届满经委派可以连任。

董事对股东负责，行使下列职权：

（1）执行股东的决议，向股东报告工作；

（2）制定及评估公司中长期规划及三年规划，确定重点投资领域和方向的重大事项；

（3）制订公司的年度财务预决算方案及调整；

（4）制订公司年度投资计划，决定公司年度经营计划；按规定权限决定投资项目及投资方案；

（5）制订公司的利润分配方案和弥补亏损方案；

（6）制定资产交易事项方案；

（7）制订公司章程和提出公司章程修改方案；

（8）制定公司基本管理制度以及董事认为必要的其他规章制度；

（9）决定对所投资企业重大事项的管理原则和方案；

（10）制订公司增加或者减少注册资本的方案；

（11）制订公司合并、分立、变更公司形式、解散、清算、申请破产的方案；

（12）决定公司内部管理机构的设置与调整；

（13）制订子企业的设立、合并、分立、改制、解散、变更公司形式、申请破产或者清算；

（14）制定聘任或者解聘公司总经理、副总经理和其他高级管理人员及其报酬事项方案；

（15）制订公司的重大收入分配方案；

（16）制订对外捐赠或者赞助方案；

（17）制订公司融资担保及资金出借事项及方案；

（18）制订重大会计政策和会计估计变更方案；

（19）制订关联交易事项方案；

（20）建立健全内部监督管理和风险控制制度，加强内部合规管理；

（21）制定董事年度工作报告；

（22）听取总经理工作报告，检查总经理和其他高级管理人员对董事决议的执行情况；

（23）决定公司安全生产、生态环保、维护稳定、社会责任方面的重大事项；

（24）指导重大诉讼、仲裁等法律事务处理事项；

（25）法律、行政法规规定的其他职权。

3、监事会

公司不设监事会或监事。

4、总经理

公司根据股东的推荐设总经理 1 名，由董事决定聘任或解聘。经股东同意，总经理可由董事兼任。总经理聘任期每届 3 年，获连续受聘可以连任。

总经理对董事负责，按照其职责要求定期向董事报告其工作情况。行使以下职权：

（1）主持公司的经营管理工作，组织实施股东和董事的决定；

（2）拟订公司的发展战略和规划、经营计划，并组织实施；

（3）拟订公司年度投资计划和投资方案，并组织实施；

（4）根据公司年度投资计划和投资方案，按规定权限决定投资项目，批准经常性项目费用和长期投资阶段性费用的支出；

（5）拟订公司融资方案；

（6）拟订公司的担保方案；

（7）拟订公司的资产处置方案、对外捐赠或者赞助方案；

（8）拟订公司年度财务预算方案、决算方案、利润分配方案和弥补亏损方案；

（9）拟订公司增加或减少注册资本的方案；

（10）拟订公司内部管理机构设置方案，以及分公司、子公司的设立或者撤销方案；

（11）拟订公司的基本管理制度，制定公司的具体规章；

（12）拟订公司的改革、重组方案；

（13）按照有关规定，提请董事聘任或者解聘公司有关高级管理人员；

（14）按照有关规定，聘任或者解聘除应当由董事决定聘任或者解聘以外的人员；

（15）拟订公司职工收入分配方案，按照有关规定，对子公司职工收入分配方案提出意见；

（16）拟订内部监督管理和风险控制制度，拟订公司建立风险管理体系、内部控制体系、违规经营投资责任追究工作体系和合规管理体系的方案，经董事批准后组织实施；

（17）建立总经理办公会制度，召集和主持总经理办公会；

（18）协调、检查和督促各部门、分公司、子公司的生产经营管理和改革发展工作；

（19）提出公司行使所出资企业股东权利所涉及重大事项的建议；

（20）法律、行政法规或者董事授权行使的其他职权。

（三）内部控制制度

1、会计核算

原始权益人严格遵照国家统一的企业会计准则和相关法律法规，建立了规范的会计工作秩序，通过规范统一会计处理流程及方法，加强原始权益人会计管理，提高会计工作的质量和水平。与此同时，原始权益人通过不断加强和完善财务信息系统，财务核算工作全面实现信息化，有效保证了会计信息及资料的真实、完整。

2、财务管理

原始权益人及各子公司执行统一的会计政策，原始权益人制定了包括《筹资管理制度》《会计基础工作管理制度》《内部控制管理制度》《现金管理办法》《银行存款管理办法》《票据管理办法》《财产保险管理办法》《资金清查管理办法》《发票管理办法》《资金、费用管理办法》《固定资产管理办法》《全面预算管理办法》等一系列财务核算管理制度，指导原始权益人各部门及子公司的财务核算工作。

3、风险控制

原始权益人适用于其控股股东申能股份制订的内控管理制度、生产管理制度和安全管理制度等，形成了较规范的管理体系，能够预防、及时发现和纠正经营活动中可能出现的问题，能够适应经营管理和业务发展的要求。

总体来看，公司制定了较为健全的内部管理机制，财务内控制度规范，有利于保证公司内各部门、各子公司的高质量运转。

四、业务模式、行业地位和持续经营能力分析

（一）所在行业情况

1、原始权益人所处行业

青海新能源主营业务为新能源与可再生能源发电项目的开发、建设运营等，属于典型的电力生产和供应企业。

根据国家统计局发布的《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017），原始权益人应归入“D-电力、热力、燃气及水生产和供应业”门类，具体为“电力、热力生产和供应业”（行业大类代码 44）。

2、行业政策法规

我国新能源行业实行多部门综合与专业相结合的监管体制：

（1）国家宏观规划：国家发展和改革委员会是宏观政策制定和价格监测的核心部门。

（2）行业专业监管：国家能源局是行业的主管单位，负责起草能源法律法规、拟订能源发展战略及规划和政策、推进能源体制改革，并负责组织制定产业政策及相关标准等。

（3）具体领域协同：工业和信息化部（工信部）、市场监督管理总局、国务院国资委等部门，依据各自的职责对新能源（如光伏、动力电池等）的竞争秩序、行业标准等方面进行协同管理。

在地方层面，青海省能源局是省内新能源行业的主管部门，负责统筹全省新能源规划、政策制定和年度建设方案编制。同时国家能源局下设的西北能源监管局也会与该省能源局协同监管。

行业内主要法律法规及政策内容摘录如下：

表 2-3-3 新能源行业主要法律法规、政策

政策	时间	内容摘录
《关于促进大功率充电设施科学规划建设的通知（发改办能源〔2025〕632 号）》	2025 年 6 月	为满足新能源车快速增长带来的补能需求，国家发改委办公厅等部门印发此通知，旨在指导大功率充电设施的规划与建设。
《新一代煤电升级专项行动实施方案（2025-2027 年）》	2025 年 4 月	由国家发改委、国家能源局联合印发，在推动新能源发展的同时，也注重传统煤电的升级转型，以构建新型电力系统。
《青海省清洁能源产业发展促进条例》	2025 年 3 月	青海省省级层面出台的清洁能源产业发展促进条例。该条例由青海省第十四届人民代表大会常务委员会第十四次会议于 2025 年 3 月 27 日通过，并自 2025 年 5 月 1 日起施行。
《关于深化新能源上网电价市场化改革，促进新能源高质量发展的通知（发改价格〔2025〕136 号）》	2025 年 2 月	标志着新能源上网电价迈入市场化改革的新阶段，旨在通过市场化机制促进新能源行业高质量发展。

政策	时间	内容摘录
《分布式光伏发电开发建设管理办法（国能发新能规〔2025〕7号）》	2025 年 1 月	国家能源局对 2013 年印发的《分布式光伏发电项目管理暂行办法》进行了全面的修订与升级，以适应新的市场形势和发展要求。
《关于推动能源电子产业发展的指导意见（工信部联电子〔2022〕181 号）》	2023 年 1 月	由工信部等六部门发布，明确提出推动能源电子产业的发展，促进底层技术创新，支撑能源绿色低碳转型。
《“十四五”可再生能源发展规划》	2022 年 6 月	由国家发改委等九部门联合印发，锚定碳达峰、碳中和目标，明确“十四五”期间可再生能源发展的主要方向与目标，并着力破解行业现存痛点堵点。
《中华人民共和国可再生能源法》	2009 年修正	作为行业基础性法律，为促进可再生能源的开发利用、增加能源供应、改善能源结构、保障能源安全、保护环境提供了根本法律依据。

3、行业基本情况

我国新能源产业在“双碳”目标的指引下，已成为经济发展的重要引擎和增长的“绿色动能”。“十四五”时期（2021-2025 年）是绿色低碳转型最快的五年，全国能源消费中非化石能源占比每年增加 1 个百分点，超额完成“十四五”确定的 20%目标。我国已构建起全球最大、发展最快的可再生能源体系，可再生能源发电装机占比由 40%提升至 60%左右。

根据国家能源局和中国企业联合会的数据，截至 2025 年底，中国风电和光伏发电总装机容量已达到约 14.4 亿千瓦，提前并超额完成了到 2030 年风电、光伏总装机容量达到 12 亿千瓦以上的目标。其中，2025 年全年新增风电和光伏发电装机约 3.95 亿千瓦，创历史新高，特别是光伏发电新增装机约 2.9 亿千瓦，同比增长超 60%，保持了爆发式增长态势。在政策支持和市场需求的双重驱动下，中国的新能源产业正经历着高速发展期。

青海省作为清洁能源大省，是国家重要的清洁能源产业高地，也是申能新能源（青海）有限公司的所在地。2025 年 9 月 30 日，青海省能源局印发了《青海省新能源项目开发建设管理办法》（青能新能〔2025〕158 号），于 2025 年 10 月 1 日起施行。该办法对青海省内新能源项目（含风电、光伏、光热）和新型储能

的规划、核准备案、建设运行等全流程作出了详细规定，旨在规范项目开发秩序，优化资源配置，推动新能源产业高质量发展。此外，青海省还在大力发展新型储能，以解决新能源消纳问题，提升电力系统的稳定性和灵活性。

（二）主要业务情况

青海新能源经批准的营业范围如下：新能源与可再生能源发电项目的开发、建设运营，与电力、能源相关的环保产业项目的经营管理，新能源科技领域内技术开发、技术转让、技术咨询、技术服务，项目工程管理，新能源设备销售、安装，合同能源管理。（以上经营范围依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）

青海新能源主要从事风力及光伏项目的运营投资，是申能股份的核心业务领域之一。最近三年及一期，青海新能源营业收入、营业成本、营业毛利率按板块划分如下：

表 2-3-4 青海新能源 2026 年 1-6 月主要业务板块情况

主要业务板块	营业收入（万元）	营业成本（万元）	毛利率（%）	收入占比（%）
售电业务	45,252.55	24,481.20	45.90	100.00
合计	**45,252.55**	**24,481.20**	**-**	**100.00**

表 2-3-5 青海新能源 2025 年主要业务板块情况

主要业务板块	营业收入（万元）	营业成本（万元）	毛利率（%）	收入占比（%）
售电业务	96,934.00	50,373.88	48.03	100.00
合计	**96,934.00**	**50,373.88**	**-**	**100.00**

表 2-3-6 青海新能源 2024 年主要业务板块情况

主要业务板块	营业收入（万元）	营业成本（万元）	毛利率（%）	收入占比（%）
售电业务	101,293.06	50,595.57	50.05	100.00

合计	**101,293.06**	**50,595.57**	**-**	**100.00**

表 2-3-7 青海新能源 2023 年主要业务板块情况

主要业务板块	营业收入（万元）	营业成本（万元）	毛利率（%）	收入占比（%）
售电业务	107,657.34	49,801.26	53.74	100.00
合计	**107,657.34**	**49,801.26**	**-**	**100.00**

（三）行业地位

青海新能源作为地方国企进军新能源领域的先驱者，凭借其强大的股东背景、精准的战略卡位及优质的资产质量，在竞争激烈的陆上风电及光伏市场中确立了独特的竞争优势。

青海新能源系申能股份的全资子公司。申能股份作为国内电力行业上市公司的第一梯队，拥有逾三十年的电力项目投资、运营、管理经验，其信用评级极高，融资成本优势显著。依托申能集团强大的能源产业链，青海新能源在获取银行贷款、设备采购议价以及项目工程管理方面具备显著的集团协同效应，抗风险能力远超同区域内的中小型新能源企业。

同时青海省是国家清洁能源产业高地，拥有得天独厚的水、风、光资源。青海新能源总部设在西宁，深度参与青海省“国家清洁能源示范省”的建设。作为上海市属国企驻青海省的重要力量，青海新能源在获取当地光伏、风电指标以及电网接入批复方面，具有一定的地域政策理解深度和协调优势。

不同于单一项目公司，青海新能源的资产组合具有显著的“区域分散、类型互补”特征。青海新能源资产布局覆盖青海、新疆、陕西、河南、贵州多地，有效规避单一省份因来风条件变化或地方政策变动导致的业绩剧烈波动；且持有“风电+光伏”资产包。风电与光伏在日内和季节出力特性上具有天然的互补性（夜间风大、白天光照强），能够平滑整体发电曲线，提高对电网的承诺供电能力，从而在现货市场交易中获得更优的报价策略。

（四）持续经营能力分析

青海新能源管理团队稳定，核心人员长期深耕区域新能源市场。业务发展方面，青海新能源依托申能股份产业协同与资金支持，经营规模持续扩大。截至

2026 年 6 月末，申能股份体系新能源控股装机达 884.52 万千瓦，其中风电 343.56 万千瓦，光伏发电 442.92 万千瓦，分布式供电 88.79 万千瓦，独立储能 9.25 万千瓦。

风险管控方面，青海新能源在项目开发、建设及运营环节风控良好。依托申能股份在电力行业多年深耕经验、多能互补的业务格局及良好的公司治理，抗风险能力和可持续经营能力得到有效保障。

原始权益人近年来业务规模相对稳定。受行业周期性因素的影响，其部分财务数据有所波动，但最近三年及一期净利润与经营活动现金流量净额持续为正。截至 2026 年 6 月 30 日青海新能源资产负债率为 62.63%，且公司无债务违约及重大违法违规记录。整体来看，公司经营稳健，具备持续经营能力。

五、财务状况

（一）最近三年及一期财务报表

原始权益人 2023 年度、2024 年度、2025 年度和 2026 年 1-6 月的财务报告根据《企业会计准则》的规定编制，且 2023 年度财务报告已经上会会计师事务所（特殊普通合伙）审计，2024-2025 年度财务报告已经大华会计师事务所（特殊普通合伙）审计，并分别出具了上会师报字（2024）第 6996 号、大华审字[2025]0211013941 号及大华审字[2026]0211011408 号标准无保留意见的审计报告，2026 年 1-6 月的财务报告未经审计。

1、资产负债表

表 2-3-8 青海新能源最近三年及一期合并资产负债表

单位：万元

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
流动资产：				
货币资金	22,733.83	40,163.20	24,281.58	27,163.64
应收票据	-	-	1,704.77	1,263.11
应收账款	210,346.21	201,102.55	212,494.08	182,686.03
预付款项	741.13	739.19	1,255.94	1,341.23

项目	2026年6月30日	2025年12月31日	2024年12月31日	2023年12月31日
其他应收款	112,813.44	126,766.59	118,093.09	92,821.11
存货	67.05	67.05	67.05	-
其他流动资产	11,843.15	15,649.98	23,458.27	32,819.45
流动资产合计	**358,544.81**	**384,488.56**	**381,354.78**	**338,094.57**
非流动资产：				
其他非流动金融资产	1,046.29	1,046.29	1,046.29	1,046.29
固定资产	505,751.73	519,141.65	550,669.90	518,490.32
在建工程	-	0.28	145.61	-
使用权资产	96,560.55	99,575.63	105,605.81	175,991.85
无形资产	10,173.59	10,540.14	11,251.20	11,876.99
递延所得税资产	1,010.49	975.02	159.26	681.23
非流动资产合计	**614,542.65**	**631,279.02**	**668,878.05**	**708,086.68**
资产总计	**973,087.46**	**1,015,767.58**	**1,050,232.84**	**1,046,181.26**
流动负债：				
应付账款	34,506.94	37,840.71	38,765.04	40,102.26
应付职工薪酬	102.10	360.75	172.20	339.47
应交税费	866.15	727.13	685.70	632.15
其他应付款	33,101.02	26,001.02	28,361.80	27,563.08
一年内到期的非流动负债	13,482.30	106,542.03	137,646.88	53,017.99
其他流动负债	14,653.73	14,797.54	15,085.15	25,049.63

项目	2026年6月30日	2025年12月31日	2024年12月31日	2023年12月31日
流动负债合计	**96,712.24**	**186,269.18**	**220,716.77**	**146,704.59**
非流动负债：				
长期借款	390,347.36	330,347.36	349,117.16	359,668.18
租赁负债	114,643.08	114,757.64	117,311.86	193,997.14
长期应付款	7,789.15	7,790.00	7,830.00	15,150.00
递延所得税负债	-	-	-	514.93
非流动负债合计	**512,779.58**	**452,895.00**	**474,259.02**	**569,330.25**
负债合计	**609,491.82**	**639,164.18**	**694,975.79**	**716,034.84**
所有者权益：				
实收资本	220,000.00	220,000.00	220,000.00	220,000.00
资本公积金	382.39	382.39	365.68	313.36
专项储备	133.17	66.71	668.78	-
盈余公积	5,719.41	5,719.41	5,293.42	4,203.88
未分配利润	137,360.68	150,434.89	128,929.17	105,629.17
归属于母公司所有者权益合计	363,595.64	376,603.40	355,257.05	330,146.41
少数股东权益	-	-	-	-
所有者权益合计	**363,595.64**	**376,603.40**	**355,257.05**	**330,146.41**
负债和所有者权益总计	**973,087.46**	**1,015,767.58**	**1,050,232.84**	**1,046,181.26**

2、利润表

表 2-3-9 青海新能源最近三年及一期合并利润表

单位：万元

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
营业总收入	**45,252.55**	**96,934.00**	**101,293.06**	**107,657.34**
营业收入	45,252.55	96,934.00	101,293.06	107,657.34
营业总成本	**33,357.22**	**70,212.56**	**75,054.56**	**75,487.50**
营业成本	24,481.20	50,373.88	50,595.57	49,801.26
税金及附加	394.80	773.91	795.26	753.56
销售费用	-	-	-	-
管理费用	507.17	1,735.47	1,192.82	1,704.66
研发费用	-	-	-	-
财务费用	7,974.05	17,329.29	22,470.91	23,228.01
加：其他收益	30.94	246.04	324.03	355.76
投资收益	-	-	-	0.00
公允价值变动损益	-	-	-	-
资产减值损失	-	-	-	-
信用减值损失	-141.90	-2,754.00	-	-
资产处置收益	-	-	-	-
营业利润	**11,784.38**	**24,213.48**	**26,562.53**	**32,525.60**
加：营业外收入	-	519.81	5.00	-
减：营业外支出	97.59	102.17	18.43	16.23
利润总额	**11,686.79**	**24,631.13**	**26,549.10**	**32,509.38**
减：所得税	1,761.00	2,699.43	2,159.56	2,768.17

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
净利润	**9,925.79**	**21,931.70**	**24,389.54**	**29,741.21**
持续经营净利润	9,925.79	21,931.70	24,389.54	29,741.21
终止经营净利润	-	-	-	-
减：少数股东损益	-	-	-	118.71
归属于母公司所有者的净利润	**9,925.79**	**21,931.70**	**24,389.54**	**29,622.50**
加：其他综合收益	-	-	-	-
综合收益总额	**9,925.79**	**21,931.70**	**24,389.54**	**29,741.21**
减：归属于少数股东的综合收益总额	-	-	-	118.71
归属于母公司普通股东综合收益总额	**9,925.79**	**21,931.70**	**24,389.54**	**29,622.50**

3、现金流量表

表 2-3-10 青海新能源最近三年及一期合并现金流量表

单位：万元

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
经营活动产生的现金流量：				
销售商品、提供劳务收到的现金	41,740.07	120,390.27	84,201.61	91,899.50
收到的税费返还	7.61	257.32	1,724.02	8,704.52
收到其他与经营活动有关的现金	61.29	335.93	1,897.49	1,913.37
经营活动现金流入小计	**41,808.97**	**120,983.52**	**87,823.12**	**102,517.39**
购买商品、接受劳务支付的现金	5,174.50	9,694.49	10,861.85	6,683.11
支付给职工以及为职工支付的现金	675.09	1,003.89	1,134.92	865.14
支付的各项税费	3,446.10	8,886.08	7,223.22	6,893.22

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
支付其他与经营活动有关的现金	120.05	300.47	235.73	1,050.10
经营活动现金流出小计	**9,415.74**	**19,884.92**	**19,455.72**	**15,491.57**
经营活动产生的现金流量净额	**32,393.23**	**101,098.60**	**68,367.40**	**87,025.81**
投资活动产生的现金流量：				
收回投资收到的现金	-	-	-	-
取得投资收益收到的现金	-	-	-	3,772.23
处置固定资产、无形资产和其他长期资产收回的现金净额	-	-	-	-
处置子公司及其他营业单位收到的现金净额	-	-	-	16,527.30
收到其他与投资活动有关的现金	62,100.00	23,612.09	19,045.00	3,057.00
投资活动现金流入小计	**62,100.00**	**23,612.09**	**19,045.00**	**23,356.53**
购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	6,823.23	3,917.68	2,718.07	34,634.01
投资支付的现金	-	-	-	-
取得子公司及其他营业单位支付的现金净额	-	-	-	16,552.28
支付其他与投资活动有关的现金	48,000.00	31,300.00	44,260.00	92,500.00
投资活动现金流出小计	**54,823.23**	**35,217.68**	**46,978.07**	**143,686.29**
投资活动产生的现金流量净额	**7,276.77**	**-11,605.59**	**-27,933.07**	**-120,329.76**
筹资活动产生的现金流量：				
吸收投资收到的现金	-	-	-	-

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
其中：子公司吸收少数股东投资收到的现金	-	-	-	-
取得借款收到的现金	60,000.00	100,385.00	158,574.98	13,416.00
收到其他与筹资活动有关的现金	7,600.00	63,100.00	14,630.00	100,210.00
筹资活动现金流入小计	**67,600.00**	**163,485.00**	**173,204.98**	**113,626.00**
偿还债务支付的现金	91,648.62	150,226.18	84,540.62	20,780.00
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	29,162.62	13,082.51	16,811.08	15,693.08
其中：子公司支付给少数股东的股利、利润	-	-	-	-
支付其他与筹资活动有关的现金	3,888.14	73,777.92	114,702.12	91,078.84
筹资活动现金流出小计	**124,699.37**	**237,086.61**	**216,053.81**	**127,551.92**
筹资活动产生的现金流量净额	**-57,099.37**	**-73,601.61**	**-42,848.83**	**-13,925.92**
现金及现金等价物净增加额	**-17,429.37**	**15,891.39**	**-2,414.50**	**-47,229.87**
期初现金及现金等价物余额	40,130.18	24,238.79	26,653.30	73,883.16
期末现金及现金等价物余额	**22,700.81**	**40,130.18**	**24,238.79**	**26,653.30**

（二）主要财务指标分析

1、主要财务数据指标

表 2-3-11 青海新能源主要财务数据指标

项目	2026 年 6 月末/2026 年 1-6 月	2025 年末/2025 年度	2024 年末/2024 年度	2023 年末/2023 年度
总资产（亿元）	97.31	101.58	105.02	104.62

资产负债率（%）	62.63	62.92	66.17	68.44
营业收入（亿元）	4.53	9.69	10.13	10.77
营业毛利率（%）	45.90	48.03	50.05	53.74
净利润（亿元）	0.99	2.19	2.44	2.97
经营活动产生的现金流量净额（亿元）	3.24	10.11	6.84	8.70
EBITDA（亿元）	4.03	8.34	9.10	9.66

原始权益人报告期内营业收入、净利润及 EBITDA 存在小幅下降情况，上述波动系同期其持有项目所处的青海、新疆等区域风光资源波动、新能源行业投资收益率系统性回落等因素叠加所致，具体分析如下：

（1）风光资源波动是收入下降的主导因素

原始权益人售电收入占营业收入比重为 100%，其项目集中布局于青海、新疆等新能源装机高增长区域。报告期内，区域风光自然资源年际波动，导致发电量与营业收入承压。上述风光自然资源波动对本项目的影响，已在项目评估测算中同步考虑。

（2）受成本刚性影响，收入波动对利润影响放大

原始权益人的营业成本以刚性较大的折旧摊销为主，导致报告期内利润的波幅大于收入的波幅。

（3）行业投资收益率系统性回落

因行业周期特性，新能源项目投资收益率近年存在递减趋势，行业趋势在已上市同类风电 REITs 项目的存续期业绩中也有所体现，原始权益人近年的业绩表现与行业趋势存在一致性，属系统性因素而非公司个体因素。

2、资产结构分析

最近三年及一期，原始权益人资产总额分别为 1,046,181.26 万元、1,050,232.84 万元、1,015,767.58 万元及 973,087.46 万元，总资产规模呈波动下降趋势，主要原因是在企业资产结构无变动的情况下青海新能源资金上划至上海新能源、项目公司收到应收账款国补回款、清理其他应收款，以及固定资产折旧无

形资产摊销等。从资产结构来看，原始权益人的流动资产占比较少，最近三年及一期，原始权益人流动资产分别为 338,094.57 万元、381,354.78 万元、384,488.56 万元及 358,544.81 万元，占总资产比重分别为 32.32%、36.31%、37.86%及 36.85%，主要包括应收账款、其他应收款、货币资金等科目。最近三年及一期，原始权益人非流动资产分别为 708,086.68 万元、668,878.05 万元、631,279.02 万元和 614,542.65 万元，占资产总额的比例分别为 67.68%、63.69%、62.14%和 63.15%，占总资产比重较高，主要原因系新能源行业机器设备及土地成本投入较大造成。

3、负债结构分析

最近三年及一期末，原始权益人负债总额分别为 716,034.84 万元、694,975.79 万元、639,164.18 万元及 609,491.82 万元，负债总额整体呈下降趋势，主要原因系在按期偿还金融类负债的同时也会提前偿还借款本金，以及积极与融资机构沟通下调融资利率等；按期结算往期经营性欠款；开展内部往来款项清理工作。最近三年及一期末，原始权益人流动负债总额分别为 146,704.59 万元、220,716.77 万元、186,269.18 万元和 96,712.24 万元，在负债总额中的占比分别为 20.49%、31.76%、29.14%和 15.87%；非流动负债总额分别为 569,330.25 万元、474,259.02 万元、452,895.00 万元和 512,779.58 万元，在负债总额中的占比分别为 79.51%、68.24%、70.86%和 84.13%。

公司流动负债主要由应付账款、其他应付款、一年内到期的非流动负债构成，最近三年及一期上述三项合计占流动负债的比例分别为应付账款 27.34%、17.56%、20.32%及 35.68%，其他应付款 18.79%、12.85%、13.96%及 34.23%，一年内到期的非流动负债 36.14%、62.36%、57.20%及 13.94%，为流动负债的主要组成部分。原始权益人非流动负债的主要构成为长期借款和租赁负债，长期借款占非流动负债比例为 63.17%、73.61%、72.94%及 76.12%，租赁负债占非流动负债比例为 34.07%、24.74%、25.34%及 22.36%。

4、现金流分析

经营活动现金流方面，最近三年及一期，原始权益人经营活动产生的现金流量净额分别为 87,025.81 万元、68,367.40 万元、101,098.60 万元和 32,393.23 万元。2023 年度经营活动现金流净额较高，2024 年度有所下降，2025 年度回升至 10

亿元以上，系当年项目公司收到国补回款 6.7 亿元，2026 年 1-6 月因季节性因素净流入较少。

投资活动现金流方面，原始权益人投资活动产生的现金流量净额最近三年各期均为负值，2026 年 1-6 月转为净流入。最近三年及一期，原始权益人投资活动产生的现金流量净额分别为-120,329.76 万元、-27,933.07 万元、-11,605.59 万元及 7,276.77 万元，主要系购建固定资产、无形资产等支付的现金逐步减少，在建项目转固，同时收到其他与投资活动有关的现金波动影响。

筹资活动现金流方面，最近三年及一期，原始权益人筹资活动产生的现金流量净额分别为-13,925.92 万元、-42,848.83 万元、-73,601.61 万元及-57,099.37 万元，近三年净流出呈扩大趋势，主要系项目公司提前偿还债务、分配股利及支付其他筹资活动现金流出较大，同时取得借款收到的现金波动所致。

5、盈利能力分析

表 2-3-12 原始权益人最近三年及一期盈利指标

单位：万元

盈利能力指标	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
营业收入	45,252.55	96,934.00	101,293.06	107,657.34
净利润	9,925.79	21,931.70	24,389.54	29,741.21
总资产收益率	2.00%	2.12%	2.33%	2.87%
净资产收益率	5.36%	5.99%	7.12%	9.40%
毛利率	45.90%	48.03%	50.05%	53.74%
净利润率	21.93%	22.63%	24.08%	27.63%

注：（1）总资产收益率=净利润÷（（期初资产总额+期末资产总额）/2）×100%，其中 2026 年 1-6 月的总资产收益率=（2026 年 1-6 月净利润*2）÷（（期初资产总额+期末资产总额）/2）×100%。

（2）净资产收益率=净利润÷（（期初净资产+期末净资产）/2）×100%，其中 2026 年 1-6 月的净资产收益率=（2026 年 1-6 月净利润*2）÷（（期初净资产+期末净资产）/2）×100%。

（3）毛利率=（营业收入－营业成本）/营业收入×100%。

（4）净利润率=（净利润/营业收入）×100%。

原始权益人报告期内营业收入、净利润及 EBITDA 存在小幅下降情况，上述波动系同期其持有项目所处的青海、新疆等区域风光资源波动、新能源行业投

资收益率系统性回落等因素叠加所致。详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第三节 原始权益人”之“五、财务状况”之“（二）主要财务指标分析”之“1、主要财务数据指标”。

6、偿债能力分析

表 2-3-13 原始权益人最近三年及一期偿债能力指标

偿债能力指标	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
流动比率	3.71	2.06	1.73	2.30
速动比率	3.71	2.06	1.73	2.30
资产负债率	62.63%	62.92%	66.17%	68.44%

从短期偿债指标来看，最近三年及一期末，原始权益人的流动比率分别为 2.30、1.73、2.06 和 3.71，速动比率与之相近（因存货金额极小），公司流动比率和速动比率均大于 1，短期偿债能力较强，主要系公司流动资产中应收账款和其他应收款占比较高。

最近三年及一期，公司资产负债率分别为 68.44%、66.17%、62.92%和 62.63%，整体呈逐年下降趋势，主要是由行业特性所决定。

六、信用状况

（一）主体信用评级

截至 2026 年 6 月 30 日，原始权益人无外部主体信用评级。

（二）银行授信情况

截至 2026 年 6 月 30 日，原始权益人及其下属子公司获得主要贷款银行授信额度合计 66.63 亿元，其中尚未使用额度为 1.47 亿元。

（三）资本市场公开融资情况

截至 2026 年 6 月 30 日，原始权益人无存量资本市场公开融资产品。

（四）历史信用表现

截至 2026 年 6 月 30 日，原始权益人不存在债务违约记录。

（五）最近三年重大违法违规行为

经基金管理人于 2026 年 9 月 28 日通过应急管理部网站、生态环境部网站、国家市场监督管理总局网站、国家发展和改革委员会网站、财政部网站、国家税务总局网站、国家企业信用信息公示系统、信用中国网、证券期货市场失信记录查询平台、中国裁判文书网、中国执行信息公开网-失信被执行人查询系统及中国执行信息公开网-被执行人信息查询系统等公开信息渠道进行检索，原始权益人最近三年在投资建设、生产运营、金融监管、工商、税务等方面不存在重大违法违规记录，不存在因严重违法失信行为被有权部门认定为失信被执行人、失信生产经营单位或者其他失信单位，或被暂停或者限制进行融资的情形。

七、对不动产项目的所有权及转让许可

详见本招募说明书“第二章不动产项目”之“第一节不动产项目概况”之“五、不动产项目转让行为的合法性”。

八、公司及公司控股股东、实际控制人持有的其他同类不动产项目情况

截至 2026 年 6 月 30 日，原始权益人控股股东申能股份控股的风电项目装机容量为 343.56 万千瓦，控股的光伏发电项目装机容量为 442.92 万千瓦，分布式供电 88.79 万千瓦，独立储能 9.25 万千瓦。主要控股的新能源发电企业的区域分布、盈利能力等请见本招募说明书“第二章不动产项目”之“第二节不动产项目经营业绩及财务状况分析”之“四、不动产项目经营业绩分析”之“（九）本项目作为不动产基金资产的主要考虑”。

九、原始权益人转让不动产项目回收资金用途及承诺

本项目净回收资金约为 7.02 亿元。募集资金将按照监管要求使用，以资本金注入方式投入新项目建设，具体用途为临港 2#海上光伏项目和瓮安县平定 200MW 风电项目以及补充流动资金，补充流动资金不超过净回收资金总额的 15%，拟投资项目情况详见下表：

表 2-3-14 募集资金拟投资项目

类别	募集资金投资项目情况	
项目名称	临港 2#海上光伏项目	瓮安县平定 200MW 风电项目
项目地点	上海市浦东新区	贵州省黔南布依族苗族自治州瓮安县

类别	募集资金投资项目情况	
项目总投资（亿元）	45.00	10.00
项目资本金总额（亿元）	9.00	2.00
申能股份剩余项目资本金缺口（截至 2026 年 6 月末、亿元）	5.94	1.80
建设内容和规模	建设规模为直流侧 85 万千瓦/交流侧 65 万千瓦，厂址水深约 5~8 米，离岸距离约 10 公里	建设规模 200MW 的风力发电项目
前期工作进展	已于 2025 年 9 月取得上海市发展和改革委员会出具的竞争配置结果通知（沪发改能源〔2025〕174 号）	已于 2024 年 12 月取得项目建设规模指标，列入贵州省 2024 年度风电光伏发电建设规模项目计划（第三批），项目电力接入系统设计报告已取得电网公司审查意见
拟使用募集资金规模（亿元）	5.94	0.03
募集资金投入项目的具体方式	项目资本金或其他	项目资本金或其他

原始权益人及其股东发起人在《关于回收资金使用的承诺函》中已承诺“回收资金拟投资或收购的固定资产投资项目情况真实；符合国家产业政策和本公司主营业务；本公司承诺建立并落实相关回收资金管理制度，实行严格闭环管理，使用过程中将严格遵守房地产调控政策要求，不将回收资金变相用于商品住宅开发项目；回收资金将严格按照进度要求使用，即基金购入不动产项目完成之日起 2 年内，净回收资金使用率不低于 75%，3 年内全部使用完毕。”

原始权益人已制定《申能新能源（青海）有限公司不动产投资信托基金回收资金管理办法》（以下简称《回收资金管理办法》），要求回收资金的使用本着规范、透明的原则，按照适用法规要求使用回收资金；回收资金使用主体应当确保回收资金使用的真实性，并采取有效措施避免资金用于购置商品住宅用地。

同时，《回收资金管理办法》明确回收资金投资项目通过下属公司实施的，该下属公司应遵守《回收资金管理办法》，回收资金投资项目通过公司的其他关联方实施的，该关联方应向公司书面承诺遵守《回收资金管理办法》。

十、原始权益人及其控股股东相关承诺函

原始权益人及其股东发起人已出具《关于避免同业竞争的承诺函》《关于材料真实性等相关事项的承诺函》《关于购回基金份额的承诺函》《关于规范与减少关联交易的承诺函》《关于回收资金使用的承诺函》，详见本招募说明书“附件一、原始权益人及其控股股东，运营管理机构相关承诺函”。

第四节 运营管理机构

一、运营管理机构概况

不动产项目由基金管理人、计划管理人、项目公司作为委托方共同委托上海申能新能源投资有限公司担任本项目的运营管理机构。运营管理机构按照《运营管理服务协议》的相关约定，负责对不动产项目在运营期内进行运营管理和服务，督促项目公司按照《运营管理服务协议》执行。

上海新能源系发起人的全资子公司，长期统筹管理申能股份旗下新能源项目的日常运营工作，具备丰富的同类型不动产项目运营管理经验。

二、运营管理机构

（一）运营管理机构基本情况

1、上海新能源基本情况

表 2-4-1 上海新能源基本情况

公司名称	上海申能新能源投资有限公司
注册地址	中国（上海）自由贸易试验区陆家嘴环路 958 号 1006A 室
企业性质	有限责任公司（非自然人投资或控股的法人独资）
法定代表人/主要负责人	周承斌
经营范围	可再生能源相关技术开发和设备销售及安装、资源利用、项目投资及相关产业经营、电力业务，与电力、能源相关的环保产业的项目投资、经营管理及“四技”服务，自有房屋租赁。【依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动】
注册资本	250,000 万元人民币
统一社会信用代码	913101151322383529
成立日期	1995 年 8 月 16 日
营业期限	至 2049 年 8 月 15 日

2、运营管理机构设立、存续和历史沿革情况

上海新能源成立于 1995 年 8 月 16 日，注册资本为人民币 250,000 万元，全

部以货币方式出资（出资时间为 2021 年 8 月 5 日），法定代表人为周承斌，注册地址为中国（上海）自由贸易试验区陆家嘴环路 958 号 1006A 室，营业期限至 2049 年 8 月 15 日。

根据 2025 年 6 月修订的《上海申能新能源投资有限公司章程》（以下简称“《公司章程》”）第十九条之规定，公司由申能股份有限公司单独出资，持股比例 100%。

（1）上海新能源前身为上海申能科技发展有限公司，经上海市工商行政管理局批准，由申能股份有限公司、中国建设银行上海市信托投资公司及上海大学合资组建。2005 年 7 月，公司改制并更名为上海申能新能源投资有限公司，注册资本由人民币 5,000 万元增至 20,000 万元。股权转让及增资后，申能（集团）有限公司出资 10,000 万元（占 50%），申能股份有限公司出资 6,000 万元（占 30%），上海燃气（集团）有限公司出资 4,000 万元（占 20%）。

（2）2008 年，公司增加注册资本至人民币 40,000 万元，各股东出资比例不变。

（3）2011 年，公司增加注册资本至人民币 60,000 万元，各股东出资比例不变。

（4）2012 年，公司增加注册资本至人民币 90,000 万元，各股东出资比例不变。

（5）2015 年 4 月 7 日，申能（集团）有限公司和上海燃气（集团）有限公司将其持有的公司合计 70%股权转让给申能股份有限公司，公司变更为申能股份有限公司持股 100%的有限责任公司。

（6）2020 年 9 月 1 日，公司注册资本由人民币 90,000 万元增至 160,000 万元。

（7）2021 年 5 月 7 日，公司注册资本由人民币 160,000 万元增至 250,000 万元。

3、运营管理机构股权结构

上海新能源股权结构如下图所示：

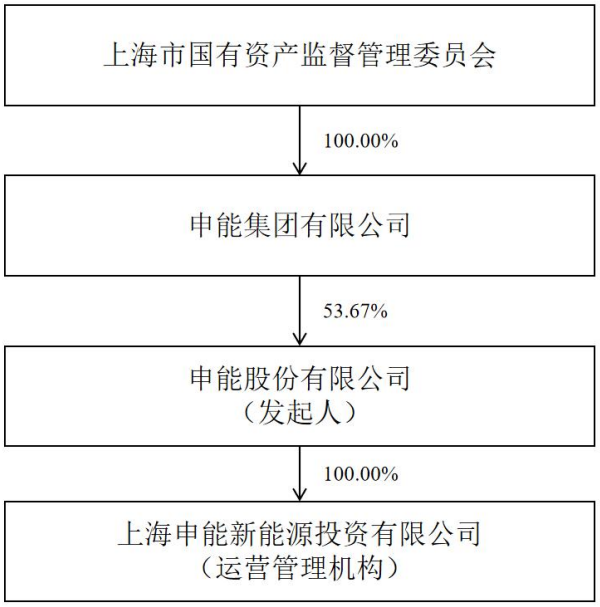


图 2-4-1 上海新能源股权结构图

截至 2026 年 6 月 30 日，上海新能源股东为申能股份有限公司，持股比例 100%；申能股份的控股股东为申能（集团）有限公司，上海新能源的实际控制人为上海市国有资产监督管理委员会。

4、运营管理机构内部组织架构、治理结构、内部控制的监督和评价制度的有效性情况

上海新能源的组织架构图如下：

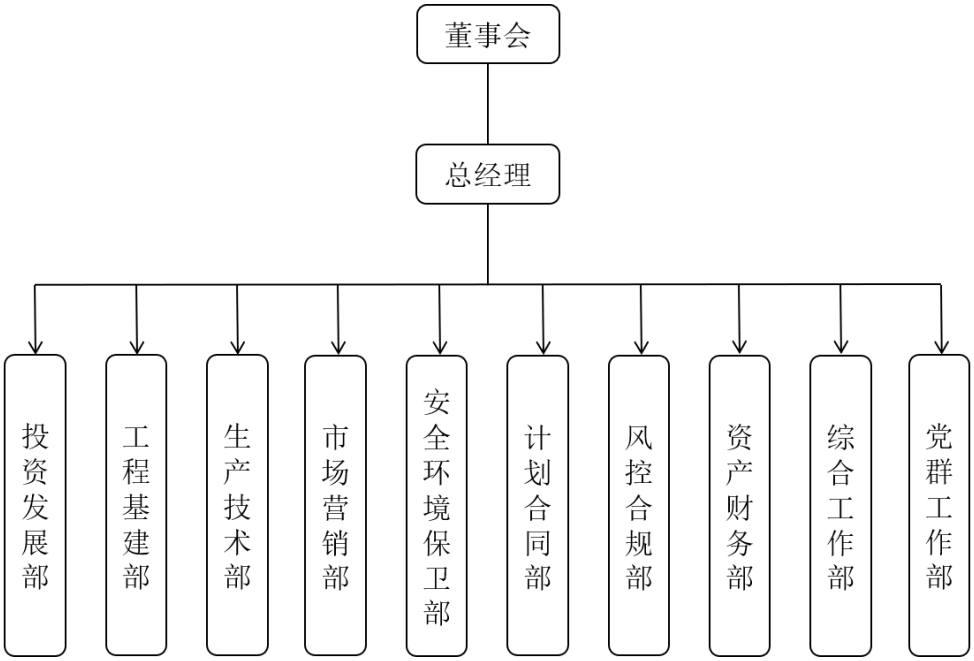


图 2-4-2 上海申能新能源投资有限公司组织架构图

上海新能源本部下设投资发展部、工程基建部、生产技术部、市场营销部、安全环境保卫部、计划合同部、风控合规部、资产财务部、综合工作部、党群工作部共十个职能部门，各部门分工明确，组织机构运行情况良好。

各部门主要职责如下：

（1）投资发展部：主要负责项目开发、技术管理、政策研究、企业规划、合同管理和招标管理、第三方尽调、综合事务、安全管理等工作。

（2）工程基建部：主要负责项目开发、工程管理、技术管理、合同管理和招标管理、综合事务、安全管理等工作。

（3）生产技术部：主要负责生产规划、生产计划、生产运行管理、生产技改及科技创新项目管理、生产技术管理、生产分析、对标管理、生产准备工作管理、备品备件管理、综合事务、安全管理等工作。

（4）市场营销部：主要负责营销计划管理、电量结算管理、电力交易管理、综合事务、安全管理等工作。

（5）安全环境保卫部：主要负责安全目标管理、安全检查、“安全生产月”等活动、专项整治工作、安全事故管理、应急管理、职业健康管理、基建、科技、技改项目安全管理、日常安全管理、环境保护管理、内保体系建设、标准化建设、风险隐患管理、门卫出入管理、治安事件管理、消防管理、技防设施管理、综合事务等工作。

（6）计划合同部：主要负责计划管理、合同管理、合同结算管理、采购管理、物资管理、供应商管理、综合事务、安全管理等工作。

（7）风控合规部：主要负责内控管理、风控管理、法务管理、综合事务、安全管理等工作。

（8）资产财务部：主要负责资金管理、会计核算、财务管理、税务管理、预算管理、资产管理、保险事务、财务信息系统管理、综合业务、安全管理等工作。

（9）综合工作部：主要负责企业管理、行政管理、信息化管理、档案管理、信访工作管理、安全保密工作、综合业务、安全管理等工作。

（10）党群工作部：主要负责组织工作、纪检工作、宣传工作、群团工作、薪酬福利管理、绩效考核管理、招聘与配置、培训与开发、出国（境）管理、信

访工作管理、安全保密工作、综合业务、安全管理等工作。

5、上海新能源治理结构

上海新能源根据《中华人民共和国公司法》《中华人民共和国企业国有资产法》等相关法律法规和《公司章程》的规定，建立了完善的法人治理结构。根据《公司章程》之约定，上海新能源治理机构设置情况及运行情况如下：

（1）股东

根据《公司章程》第十九条、第二十条之规定，公司不设股东会，由申能股份有限公司单独出资并依法行使下列职权：

1）决定公司的投资计划；

2）决定公司投资项目及投资方案；

3）委派和更换董事，对其履职情况进行评价，决定其报酬事项；

4）审议批准公司年度财务预决算方案及调整；

5）审议批准融资担保和资金出借事项；

6）审议批准对外捐赠或者赞助；

7）审议批准公司的利润分配方案和弥补亏损方案；

8）审议批准公司业绩考核和重大收入分配事项；

9）对公司增加或者减少注册资本作出决议；

10）决定公司合并、分立、解散、清算、申请破产或者变更公司形式；

11）制定或批准公司章程和章程修改方案；

12）决定资产交易事项；

13）决定重大财务事项和重大会计政策、会计估计变更方案；

14）决定公司关联交易事项；

15）决定聘用或者解聘承办公司审计业务的会计师事务所；

16）对公司年度财务决算和重大事项进行抽查检查；

17）法律、行政法规规定的其他职权。

（2）董事

根据《公司章程》第二十三条、第二十四条之规定，公司不设董事会，设一名董事（执行公司事务的董事）。董事每届任期一般为 3 年，任期届满经委派可以连任。董事对股东负责，行使下列职权：

1）执行股东的决议，向股东报告工作；

2）制定及评估公司中长期规划及三年规划，确定重点投资领域和方向的重大事项；

3）制订公司的年度财务预决算方案及调整；

4）制订公司年度投资计划，决定公司年度经营计划，制订投资项目及投资方案；

5）制订公司的利润分配方案和弥补亏损方案；

6）制定资产交易事项方案；

7）制订公司章程和提出公司章程修改方案；

8）制定公司基本管理制度以及认为必要的其他规章制度；

9）决定对所投资企业重大事项的管理原则和方案；

10）制订公司增加或者减少注册资本的方案；

11）制订公司合并、分立、变更公司形式、解散、清算、申请破产的方案；

12）决定公司内部管理机构的设置与调整；

13）制订子企业的设立、合并、分立、改制、解散、变更公司形式、申请破产或者清算方案；

14）制定聘任或者解聘公司总经理、副总经理和其他高级管理人员及其报酬事项方案；

15）制订公司的重大收入分配方案；

16）制订对外捐赠或者赞助方案；

17）制订公司融资担保及资金出借事项及方案；

18）制订重大会计政策和会计估计变更方案；

19）制订关联交易事项方案；

20）建立健全内部监督管理和风险控制制度，加强内部合规管理；

21）制定董事年度工作报告；

22）听取总经理工作报告，检查总经理和其他高级管理人员对股东和董事决定的执行情况；

23）决定公司安全生产、生态环保、维护稳定、社会责任方面的重大事项；

24）指导公司重大诉讼、仲裁等法律事务处理事项；

25）法律、行政法规规定的其他职权。

（3）经理层及高级管理人员

根据《公司章程》第三十条至第三十二条之规定，公司经理层设总经理 1 名，由董事决定聘任或解聘。经股东同意，总经理可由董事兼任。总经理聘任期每届 3 年，获连续受聘可以连任。总经理对董事负责，行使下列职权：

1）主持公司的经营管理工作，组织实施股东和董事的决定；

2）拟订公司的发展战略和规划、经营计划，并组织实施；

3）拟订公司年度投资计划和投资方案，并组织实施；

4）根据公司年度投资计划和投资方案，按规定权限决定投资项目，批准经常性项目费用和长期投资阶段性费用的支出；

5）拟订公司融资方案；

6）拟定公司的担保方案；

7）拟定公司的资产处置方案、对外捐赠或者赞助方案；

8）拟订公司年度财务预算方案、决算方案、利润分配方案和弥补亏损方案；

9）拟订公司增加或者减少注册资本的方案；

10）拟订公司内部管理机构设置方案，以及分公司、子公司的设立或者撤销方案；

11）拟订公司的基本管理制度，制定公司的具体规章；

12）拟订公司的改革、重组方案；

13）按照有关规定提请董事聘任或者解聘公司有关高级管理人员；

14）按照有关规定，聘任或者解聘除应当由董事决定聘任或者解聘以外的人员；

15）拟订公司职工收入分配方案，按照有关规定，对子公司职工收入分配方案提出意见；

16）拟订内部监督管理和风险控制制度，拟订公司建立风险管理体系、内部控制体系、违规经营投资责任追究工作体系和合规管理体系的方案，经董事批准后组织实施；

17）建立总经理办公会制度，召集和主持总经理办公会；

18）协调、检查和督促各部门、分公司、子公司的生产经营管理和改革发展

工作；

19）提出公司行使所出资企业股东权利所涉及重大事项的建议；

20）法律、行政法规或者董事授权行使的其他职权。

此外，公司设财务负责人，参与公司经营决策，负责公司财务管理工作。

（4）监事会

根据《公司章程》之规定，公司不设监事会。公司股东依法对董事、高级管理人员的履职情况进行评价并行使监督权。

（5）党组织

根据《中国共产党章程》《中国共产党国有企业基层组织工作条例（试行）》等规定及《公司章程》第十三条至第十八条之规定，经上级党组织批准，公司设立中共上海申能新能源投资有限公司委员会（以下简称“党委”）。同时，根据有关规定设立党的纪律检查委员会（以下简称“纪委”）。公司党委班子成员为 3 至 7 人，设党委书记 1 人，党委副书记视实际需要设立，设纪委书记 1 人。公司党委发挥领导作用，把方向、管大局、保落实，依照规定讨论和决定公司重大事项。

6、运营管理机构不动产运营相关业务流程、管理制度、风险控制制度

上海新能源已建立较为完善的内部管理制度体系，覆盖法人治理、生产运营、财务管理、风险合规等各业务领域。截至本招募说明书签署日，上海新能源已制定的主要管理制度包括：《法人治理规章制度汇编（试行）》《财务管理制度汇编（试行）》《合规管理制度汇编（试行）》《合同管理制度汇编（试行）》《计划管理制度汇编（试行）》《项目开发管理制度汇编（试行）》《工程管理制度汇编（试行）》《生产管理标准汇编（试行）》《安全管理制度汇编（试行）》《采购管理制度汇编（试行）》《人事管理制度汇编（试行）》《党建管理制度汇编（试行）》《行政管理制度汇编（试行）》及《上海申能新能源投资有限公司生产安全事故（突发事件）应急预案》等。

（1）法人治理及合规管理

上海新能源已制定《法人治理规章制度汇编（试行）》《合规管理制度汇编（试行）》，明确了股东、董事、经理层、党组织和职工代表大会的职权与议事规则，并以有效防控合规风险为目的，开展包括制度制定、风险识别、合规审查、风险应对、考核评价、合规培训等合规管理活动，加强公司内部合规管理。

（2）会计核算与财务管理

上海新能源严格遵照国家统一的企业会计准则和相关法律法规，制定了《财务管理制度汇编（试行）》，规范了会计核算、资金管理、财务结算、财务报告、全面预算管理、税务管理等各项财务工作流程，加强财务管理工作的规范化与精细化水平。同时根据《公司章程》第四十六条至第四十九条之规定，公司设立科学的财务、会计制度和财务风险控制相关制度，并建立重大财务事项报告制度。

（3）生产运营管理

上海新能源已制定《生产管理标准汇编（试行）》《项目开发管理制度汇编（试行）》《工程管理制度汇编（试行）》《计划管理制度汇编（试行）》《合同管理制度汇编（试行）》《采购管理制度汇编（试行）》等，规范了新能源发电项目从前期开发、工程建设、生产运营到合同采购的全流程管理。

（4）安全环保与风险控制

上海新能源已制定《安全管理制度汇编（试行）》并制定了《上海申能新能源投资有限公司生产安全事故（突发事件）应急预案》，落实安全生产主体责任，建立健全全员安全生产责任制，确保公司安全生产管理体系规范运行。同时，公司根据《公司章程》第四十九条之规定建立健全内部监督管理和风险控制相关制度，加强内部合规管理。

（5）人力资源与行政管理

上海新能源已制定《人事管理制度汇编（试行）》《行政管理制度汇编（试行）》，规范公司人力资源管理及行政事务管理工作，根据公司发展战略招聘、选拔、配置、培训、开发、激励、考核公司所需要的各类人才。

（6）党建管理

上海新能源已制定《党建管理制度汇编（试行）》，加强公司党的建设工作，确保党组织在公司治理中的领导核心作用。

总体来看，公司制定了较为健全的内部管理机制，财务内控制度规范，有利于保证公司各部门、各子公司的高质量运转。

7、运营管理机构业务模式及持续经营能力

上海新能源主要业务为新能源发电项目的开发、建设、运营和管理，覆盖陆上风电、光伏、海上风电等领域，统筹管理申能股份旗下全部新能源项目的日常

运营工作，业务模式较为成熟。

上海新能源近年来业务规模相对稳定，如下述“8、运营管理机构财务状况”部分数据所示，公司最近三年及一期净利润分别为 76,257.75 万元、81,784.94 万元、63,666.20 万元和 20,087.44 万元，均为正值，保持持续盈利；公司最近三年及一期总资产分别为 2,201,318.12 万元、2,307,260.07 万元、2,186,532.86 万元和 2,139,069.48 万元。整体来看，公司经营稳健，具备持续经营能力。

8、运营管理机构财务状况

上海申能新能源投资有限公司 2023 年度、2024 年度、2025 年度及 2026 年 1-6 月的财务报告根据《企业会计准则》的规定编制，且 2023 年度财务报告已经上会会计师事务所（特殊普通合伙）审计，2024-2025 年度财务报告已经大华会计师事务所（特殊普通合伙）审计，并分别出具了上会师报字（2024）第 8222 号、大华审字[2025]0211015223 号、大华审字[2026]0211010875 号标准无保留意见的审计报告，2026 年 1-6 月的财务报告未经审计。

表 2-4-2 上海新能源主要财务数据

单位：万元、%

项目	2026 年 6 月末/2026 年 1-6 月	2025 年末/2025 年度	2024 年末/2024 年度	2023 年末/2023 年度
总资产	2,139,069.48	2,186,532.86	2,307,260.07	2,201,318.12
总负债	1,442,432.06	1,500,293.62	1,660,053.64	1,639,719.54
资产负债率	67.43	68.62	71.95	74.49
营业收入	87,955.16	221,021.68	215,562.23	185,335.50
净利润	20,087.44	63,666.20	81,784.94	76,257.75
经营活动产生的现金流量净额	46,183.46	157,058.47	118,688.65	101,535.00

（1）资产负债情况分析

表 2-4-3 上海新能源资产负债情况

单位：万元

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
流动资产：				
货币资金	48,429.35	57,281.51	78,835.83	159,061.71
应收票据	-	-	-	-
应收账款	449,416.47	423,946.49	387,972.71	303,051.62
预付款项	1,360.50	1,397.41	1,646.85	1,514.72
其他应收款	97,363.61	124,936.08	119,646.17	86,386.66
存货	90.44	90.44	90.44	92.39
合同资产	-	-	-	-
一年内到期的非流动资产	-	-	-	55,004.17
其他流动资产	53,399.72	57,711.17	78,536.47	68,794.75
流动资产合计	**650,060.09**	**665,363.09**	**666,728.48**	**673,906.02**
非流动资产：				
长期股权投资	192,822.82	185,974.35	179,996.62	159,946.41
固定资产	1,093,854.01	1,131,055.89	1,200,087.14	1,052,655.05
在建工程	66,326.13	64,232.52	95,563.74	44,190.82
使用权资产	113,758.83	116,914.17	145,712.85	250,289.91
无形资产	10,378.55	10,771.53	8,136.92	8,212.25
开发支出	-	-	-	-
长期待摊费用	9,644.47	10,077.91	10,435.09	11,210.68
递延所得税资产	1,678.31	1,597.13	25.65	333.41

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
其他非流动资产	546.27	546.27	573.58	573.58
非流动资产合计	**1,489,009.38**	**1,521,169.77**	**1,640,531.59**	**1,527,412.11**
资产总计	**2,139,069.48**	**2,186,532.86**	**2,307,260.07**	**2,201,318.12**
流动负债：				
短期借款	-	-	13,439.58	4,251.96
应付账款	86,973.03	99,578.86	136,349.10	195,057.23
合同负债	217.80	-	-	-
应付职工薪酬	1,047.94	3,378.49	1,533.60	2,031.16
应交税费	3,326.99	4,890.06	4,714.11	4,533.02
其他应付款	168,701.35	185,678.89	147,733.65	134,887.17
一年内到期的非流动负债	77,002.16	100,008.68	175,712.54	296,442.80
其他流动负债	8,459.72	8,729.79	16,950.38	26,784.23
流动负债合计	**345,728.98**	**402,264.77**	**496,432.97**	**663,987.59**
非流动负债：				
长期借款	896,570.50	896,371.61	915,572.54	756,083.55
应付债券	-	-	-	-
租赁负债	102,994.29	104,495.37	167,252.40	136,194.94
长期应付款	96,970.21	96,969.62	80,470.00	81,986.91
递延收益	168.08	192.25	325.74	1,466.56
递延所得税负债	-	-	-	-

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
非流动负债合计	1,096,703.08	1,098,028.85	1,163,620.68	975,731.95
负债合计	**1,442,432.06**	**1,500,293.62**	**1,660,053.64**	**1,639,719.54**
实收资本（股本）	250,000.00	250,000.00	250,000.00	250,000.00
资本公积	1,774.19	1,630.14	1,441.36	1,559.36
专项储备	131.85	-	787.42	-
盈余公积	24,220.82	23,903.70	22,478.27	21,644.50
未分配利润	406,234.46	396,979.41	356,508.20	275,634.27
归属于母公司所有者权益	682,361.32	672,513.24	631,215.25	548,838.13
少数股东权益	14,276.09	13,726.00	15,991.17	12,760.46
所有者权益合计	**696,637.41**	**686,239.24**	**647,206.42**	**561,598.58**
负债和所有者权益总计	**2,139,069.48**	**2,186,532.86**	**2,307,260.07**	**2,201,318.12**

最近三年及一期末，上海新能源总资产分别为 2,201,318.12 万元、2,307,260.07 万元、2,186,532.86 万元和 2,139,069.48 万元，整体保持相对稳定。其中流动资产分别为 673,906.02 万元、666,728.48 万元、665,363.09 万元和 650,060.09 万元，主要由应收账款、其他流动资产和货币资金构成；非流动资产分别为 1,527,412.11 万元、1,640,531.59 万元、1,521,169.77 万元和 1,489,009.38 万元，主要由固定资产、长期股权投资和使用权资产构成。

最近三年及一期末，上海新能源总负债分别为 1,639,719.54 万元、1,660,053.64 万元、1,500,293.62 万元和 1,442,432.06 万元，主要由长期借款、流动负债（含应付账款、其他应付款、一年内到期的非流动负债等）和租赁负债构成。负债结构以长期借款为主，体现公司新能源发电项目的固定资产投资特征。

资产负债率方面，最近三年及一期资产负债率分别为 74.49%、71.95%、

68.62%和 67.43%，呈逐年下降趋势，财务结构持续优化。

表 2-4-4 上海新能源最近三年及一期应收及应付账款数据

单位：万元

类别	2026 年 6 月末	2025 年末	2024 年末	2023 年末
应收账款	449,416.47	423,946.49	387,972.71	303,051.62
应付账款	86,973.03	99,578.86	136,349.10	195,057.23

上海新能源应收账款主要为可再生能源补贴款项和电网公司应收电费款，其中可再生能源补贴款项占比较高；应付账款主要为应付工程款和应付服务费。

表 2-4-5 上海新能源最近一年及一期债务构成情况

单位：万元、%

类别	2025 年末	占比	2026 年 6 月末	占比
长期借款	896,371.61	59.75	896,570.50	62.16
应付账款	99,578.86	6.64	86,973.03	6.03
其他应付款	185,678.89	12.38	168,701.35	11.70
租赁负债	104,495.37	6.96	102,994.29	7.14
一年内到期的非流动负债	100,008.68	6.67	77,002.16	5.34
长期应付款	96,969.62	6.46	96,970.21	6.72
其他流动负债	8,729.79	0.58	8,459.72	0.59
其他负债	8,460.79	0.56	4,760.81	0.33
总负债	**1,500,293.62**	**100.00**	**1,442,432.06**	**100.00**

（2）盈利情况

最近三年及一期，上海新能源营业收入分别为 185,335.50 万元、215,562.23 万元、221,021.68 万元和 87,955.16 万元，营业收入主要来源于新能源发电项目的电费收入及可再生能源补贴收入。

最近三年及一期，上海新能源净利润分别为 76,257.75 万元、81,784.94 万元、

63,666.20 万元和 20,087.44 万元，公司各期净利润均为正值，保持持续盈利。

（3）经营性现金流分析

经营活动现金流净额方面，最近三年及一期上海新能源经营活动产生的现金流量净额分别为 101,535.00 万元、118,688.65 万元、157,058.47 万元和 46,183.46 万元，整体为正，体现公司经营性现金流入稳定且与主营业务现金回款情况匹配良好。

综上，上海新能源近年来业务规模相对稳定，公司最近三年及一期净利润均为正，保持持续盈利；公司最近三年及一期总资产规模整体保持稳定，资产负债率呈下降趋势，财务结构持续优化；近年来经营活动产生的现金流量净额均为正值，具备较强的持续经营能力。

9、运营管理机构资信情况

截至 2026 年 9 月 28 日，经通过中国证监会网站、国家金融监督管理总局网站、国家外汇管理局网站、应急管理部网站、生态环境部网站、国家市场监督管理总局网站、国家发展和改革委员会网站、财政部网站、国家税务总局网站、信用中国网站、国家企业信用信息公示系统网站、中国执行信息公开网-失信被执行人查询系统、中国执行信息公开网-被执行人信息查询系统、中国裁判文书网、证券期货市场失信记录查询平台等官方网站查询，以及中国人民银行征信中心 2026 年 9 月 9 日出具的《企业信用报告》，上海新能源未被列入前述网站列明的失信被执行人名单，不存在前述网站所涉领域的失信记录。

运营管理机构最近 3 年不存在重大违法违规记录，最近 1 年不存在因严重违法失信行为被有权部门认定为失信被执行人、失信生产经营单位或者其他失信单位等情形。上海新能源已出具《承诺及说明函》，承诺最近三年不存在重大违法违规记录；不存在因严重违法失信行为被有权部门认定为失信被执行人、失信生产经营单位或者其他失信单位或被暂停或者限制进行融资的情形。

（二）运营管理机构与不动产项目相关的业务情况

1、证监会备案情况

根据《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》第四十条规定，运营管理机构应当按照《基金法》规定经中国证监会备案。在《运营管理服务协议》等相关法律文件生效且上海新能源按照《基金法》在中国证监会完成备案后，上

海新能源即取得作为本基金运营管理机构的相关资质。

2、运营管理服务经验及同类项目管理情况

上海新能源系发起人的全资子公司，长期统筹管理申能股份旗下新能源项目的日常运营工作，运营管理团队已深耕新能源发电项目运营管理多年，具备成熟的运营管理机制、专业的运营管理团队和丰富的同类型不动产项目运营管理经验。

截至 2026 年 6 月末，上海新能源及其关联方运营管理的主要新能源发电企业装机容量超过 499.66 万千瓦，其中陆上风电项目装机容量超过 183.48 万千瓦，分布于青海、内蒙古、上海等省（区、市），主要新能源发电企业的具体情况如下表所示：

表 2-4-6 上海新能源统筹管理和运营的主要新能源发电企业

编号	发电企业	类型	地区（省）	装机容量（万千瓦）
1	乌兰县华扬晟源新能源有限公司	陆风	青海	20
2	天门申赫能源科技有限公司	陆风	湖北	20
3	呼和浩特市国龙新能源有限公司	陆风	内蒙古	15
4	岢岚县风脉新能能源有限公司	陆风	山西	10
5	榆林协合新能源有限公司	陆风	陕西	10
6	乌兰县润晟新能源有限公司	陆风	青海	10
7	宁明县中汇新能源有限公司	陆风	广西	10
8	贵州罗甸申电风力发电有限公司	陆风	贵州	10
9	全南县三润新能源有限公司	陆风	江西	10
10	南召聚合风力发电有限公司	陆风	河南	9.78
11	申能新能源达茂风力发电有限公司	陆风	内蒙古	9.75
12	榆林协鑫智慧风力发电有限公司	陆风	陕西	7
13	上海华港风力发电有限公司	陆风	上海	6.75

编号	发电企业	类型	地区（省）	装机容量（万千瓦）
14	淮阳县联浩风电开发有限公司	陆风	河南	5.2
15	格尔木瑞鑫达新能源有限公司	陆风	青海	5
16	漯河恒洁新能源有限公司	陆风	河南	5
17	格尔木清脉新能源科技有限公司	陆风	青海	5
18	格尔木东恒新能源有限公司	陆风	青海	5
19	濉溪县鑫风新能源有限公司	陆风	安徽	5
20	海南州鑫源新能源有限公司	陆风	青海	5
21	海南申能新能源有限公司	海风	海南	60.3
22	上海临港海上风力发电有限公司	海风	上海	21.28
23	如东协鑫海上风力发电有限公司	海风	江苏	20
24	如东智鑫海上风电有限公司	海风	江苏	15
25	独山卓申新能源有限公司	光伏	贵州	20
26	关岭卓阳新能源科技有限公司	光伏	贵州	20
27	宜城市申宜新能源有限公司	光伏	湖北	16.976
28	关岭申阳能源科技有限公司	光伏	贵州	15
29	岢岚京润新能源有限公司	光伏	山西	12
30	岢岚京能新能源有限公司	光伏	山西	10
31	含山县林阳新能源科技有限公司	光伏	安徽	10
32	宣城市永洋新能源科技有限公司	光伏	安徽	10
33	榆林协能鑫科光伏电力有限公司	光伏	陕西	10

编号	发电企业	类型	地区（省）	装机容量（万千瓦）
34	枣庄峄之光新能源有限公司	光伏	山东	10
35	沙洋楚伏新能源有限公司	光伏	湖北	10
36	灌云永贯新能源科技有限公司	光伏	江苏	9.8
37	大荔煜龙新能源有限公司	光伏	陕西	8.82
38	枞阳县晨华新能源发电有限公司	光伏	安徽	8
39	岚县申河新能源有限公司	光伏	山西	8
40	宣城市永耀新能源科技有限公司	光伏	安徽	6
41	哈密华光发电有限责任公司	光伏	新疆	5
42	天门申赫能源科技有限公司	光伏	湖北	5
43	宁夏宁东申创新能源有限公司	光伏	宁夏	5

综上，运营管理机构具备丰富的同类型不动产项目运营管理经验。

3、管理人员和员工情况

上海新能源管理人员具备相关专业知识、技能以及相应的执业资质，任职资格符合《中华人民共和国公司法》和《公司章程》等有关规定。运营管理机构主要人员情况如下：

表 2-4-7 运营管理机构主要人员情况

序号	姓名	职务	工作履历		执业资格	相关从业年限
			时间	主要就职情况		
1	苏翊	党委书记、总经理	2000.09-至今	申能股份有限公司计划部副主管、主管；申能新能源（青海）有限公司副总经理；上海申能电力销售有限公司副总经理；上海申能电力销售有限公司党支部书记、总经理；海南申能新能源有限公司党支部书记、总经理；上海申能新能源投资有限公司党委书记、总经理，申能新能源（内蒙	工程师	26

序号	姓名	职务	工作履历		执业资格	相关从业年限
			时间	主要就职情况		
				古）有限公司总经理，申能新能源（青海）有限公司总经理		
2	陈晨	工会主席、副总经理	2005.07-至今	上海外高桥第三发电有限责任公司财务主管；上海申能电力销售有限公司计财部副经理、经理；上海申能电力销售有限公司资金财务部经理、上海申能投资发展有限公司财务部主任；上海申能新能源投资有限公司副总经理、工会主席，申能新能源（内蒙古）有限公司副总经理，申能新能源（青海）有限公司副总经理	高级会计师	21
3	钱磊	纪委书记、副总经理	2006.08-至今	上海外高桥第三发电有限责任公司发电部主任助理；上海外高桥第三发电有限责任公司发电运行部副经理；申能淮北发电基地设备管理部经理；淮北申皖发电有限公司副总经理、淮北申能发电有限公司副总经理；申能股份有限公司生技部副总经理；上海申能新能源投资有限公司副总经理、纪委书记，申能新能源（内蒙古）有限公司副总经理，申能新能源（青海）有限公司副总经理	高级工程师	20
4	曹华	生产技术部经理	2004.04-至今	上海外高桥第二发电有限责任公司设备管理部主任工程师；上海外高桥第二发电有限责任公司设备管理部主任、人力资源部副主任；申能新能源（青海）有限公司总经理助理、生产营销部经理；申能股份有限公司生技部主管；申能吴忠热电有限责任公司发电运行部副经理；上海申能新能源投资有限公司生产技术部副经理、经理	高级工程师	22
5	吴婷骅	资产财务部副经理	2014.07-至今	上海申能新能源投资有限公司资产财务部主管，其间申能股份有限公司内控部轮岗；上海申能新能源投资有限公司资产财务部业务经理，其间申能（集团）有限公司纪检监察室轮岗；上海申能新能源投资有限公司资产财务部副经理	会计师、注册会计师	12

运营管理机构已配备了具有不动产项目运营经验的相关专业人员，其中具有

5 年以上不动产项目运营经验的专业人员不少于 2 人。目前共有在册员工 225 人，平均年龄 37.8 岁。其中，35 岁及以下 98 人，占比 43.6%，本科及以上学历 199 人，占比 88.4%；中级及以上职称 104 人，占比 46.2%；中共党员 88 人，占比 39.1%。

综上，运营管理机构均拥有充足的运营管理人员且具有丰富的从业经验。

4、不动产项目运营管理业务制度和流程、运营管理安排

运营管理机构的不动产项目运营管理制度详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第四节 运营管理机构”之“二、运营管理机构”之“（一）运营管理机构基本情况”。

不动产项目运营管理安排详见本招募说明书“第四章 治理机制与运营管理安排”之“第二节 运营管理安排”。

5、项目资金收支和风险管控安排

（1）项目公司账户管理要求

项目公司在监管银行处开立监管账户（即运营收支账户）和日常运营支出账户。监管银行根据相关文件的约定为项目公司开立监管账户，保证基金资产在监管账户内封闭运行。未经基金管理人同意，项目公司不得增加、改变或撤销账户；如因不动产基金运作或项目公司运营情况需要开立其他账户的，新开立的账户应纳入监管银行对项目公司账户的统一监督管理。

1）监管账户/运营收支账户：指项目公司根据《监管协议》的约定在监管银行处开立的人民币资金账户。

2）日常运营支出账户：指项目公司开立的、用于自运营收支账户收取预算资金并进行预算内支出的人民币资金账户。

（2）项目公司收入管控

项目公司因不动产项目的运营、管理和处置而取得的收入应进入监管账户（运营收支账户）。基金管理人依照基金合同建立账户和现金流管理机制，有效管理不动产项目运营等产生的现金流，防止现金流流失、挪用，并负责收取不动产项目运营等产生的收益、追收欠缴款项。收入归集的具体范围及运营收支账户的功能限制，以《监管协议》的约定为准。

（3）项目公司支出管控

项目公司通过监管账户（运营收支账户）和日常运营支出账户进行对外支付。日常运营支出账户的资金来源于运营收支账户拨付的预算内运营资金，用于项目公司预算内支出。运营收支账户与日常运营支出账户的具体划款流程、划款指令、印鉴审核、监管银行审核职责及预算审核与划付等程序性安排，以《监管协议》《运营管理服务协议》的约定为准。

6、同类项目运营管理情况及防止利益冲突的措施

（1）存在或潜在利益冲突的情形

上海新能源除为本基金投资的不动产项目提供运营管理服务外，还管理和运营了其他同类型不动产项目，截至 2026 年 6 月末，上海新能源及其关联方运营管理的主要新能源发电企业装机容量超过 499.66 万千瓦，其中陆上风电项目装机容量超过 183.48 万千瓦，分布于青海、内蒙古、上海等省（区、市），具体情况详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第四节 运营管理机构”之“二、运营管理机构”之“（二）运营管理机构与不动产项目相关的业务情况”。

上海新能源管理和运营的同类型新能源项目中，位于青海省范围内的项目共 6 个，总装机容量 50 万千瓦。其中乌兰风电项目装机容量 20 万千瓦，占比约 40%；2025 年上网电量 33,889.43 万千瓦时，占比约 39%。

风电项目的运营收入主要受到两方面因素影响：风资源、售电收入。

风资源属于非竞争性的自然资源，乌兰风电项目及原始权益人控股或运营管理机构管理的其他同类型新能源项目所处的青海地区风能资源丰富而且稳定，不存在对风资源的独占，因此在该方面不产生竞争关系或利益冲突。

售电收入主要受到结算电量和售电单价的影响。在市场化交易过程中，不同发电企业可以向同一地区的购电客户进行电力销售，故原始权益人、运营管理机构在青海省持有或运营的其他项目与乌兰风电项目存在竞争相同客户的可能性，存在竞争关系。

在实际运行过程中，风电项目均纳入电力调度机构的统一组织与协调，发电计划、考核与电量结算均基于明确、透明的标准。乌兰风电项目市场化交易结算单价（含超缺额）2023-2026 年上半年分别为 0.2395 元/千瓦时、0.2385 元/千瓦时、0.2283 元/千瓦时和 0.2563 元/千瓦时，整体保持相对稳定。

综上，乌兰风电项目与原始权益人控股或运营管理机构管理的其他同类型新

能源项目在市场化交易过程中存在竞争关系，但回顾历史运营数据，乌兰风电项目面临的现有竞争格局整体可控。

（2）防止利益冲突的措施

针对上述项目潜在涉及的同业竞争，上海新能源已出具《关于避免同业竞争的承诺函》，并承诺：

（1）截至承诺函出具之日，除不动产项目外，运营管理机构自身和/或其实际控制的关联方在青海省还直接或间接持有其他风电项目（简称“竞争性项目”）。在市场化交易过程中，不同发电企业可以向同一地区的购电客户进行电力销售，故竞争性项目与不动产项目存在竞争相同客户的可能性。未来受电力市场化改革影响，不排除同业竞争情况加剧，或出现新的同业竞争领域。

（2）在其作为运营管理机构期间，将设立专项的运营管理团队为不动产项目提供运营管理服务，确保不动产项目的账务与竞争性项目相互独立、确保不动产项目在业务方面独立运营、确保隔离不同风电项目之间的商业或其他敏感信息，以降低不动产项目在运营管理方面的同业竞争和利益冲突风险。

（3）在基金的存续期间内，运营管理机构将根据其自身和/或其实际控制的关联方针对风电项目同类资产的既有管理规范和标准，严格按照诚实信用、勤勉尽责、公平公正的原则，以不低于其自身和/或实际控制的关联方管理的其他同类资产的运营管理水平为不动产项目提供运营管理服务或督促、要求相关方按照该等标准为不动产项目提供运营管理服务，采取充分、适当的措施避免可能出现的利益冲突，充分保护基金份额持有人的利益。

（4）在其作为运营管理机构期间，如运营管理机构自身和/或其实际控制的关联方持有或运营竞争性项目的，运营管理机构将督促持有或运营竞争性项目的关联方采取充分、适当的措施，公平对待不动产项目和该等竞争性项目，避免可能出现的利益冲突。运营管理机构承诺不会将项目公司所取得或可能取得的业务机会优先授予或提供给任何其他竞争性项目，亦不会利用基金运营管理机构的地位或利用该地位获得的信息作出不利于基金而有利于其他竞争性项目的决定或判断，并将避免该种客观结果的发生。

（5）在基金的存续期间内，如因不动产项目与竞争性项目的同业竞争而发生争议，且基金管理人认为可能严重影响基金投资者利益的，运营管理机构承诺

将与基金管理人积极协商解决措施。

（三）运营管理机构相关承诺函

运营管理机构已出具《关于避免同业竞争的承诺函》《关于规范与减少关联交易的承诺函》，详见本招募说明书“附件一、原始权益人及其控股股东，运营管理机构相关承诺函”。

第五节 存在重要影响的其他事项

除本招募说明书已披露的内容外，不动产项目不存在重要影响的其他事项。

第三章 资产评估与现金流测算

第一节 资产评估

一、评估情况

评估机构按照法律、行政法规和资产评估准则的规定，坚持独立、客观和公正的原则，采用收益法，按照必要的评估程序，对基金管理人拟发行 REITs 项目涉及的不动产资产在 2026 年 6 月 30 日的市场价值进行了评估并出具了《上海东方证券资产管理有限公司拟发行公募 REITs 所涉及的乌兰县华扬晟源新能源有限公司风电项目资产组市场价值资产评估报告》（信资评报字（2026）第 050049 号）。

（一）评估对象及评估范围

评估对象和评估范围为华扬晟源的风电项目资产组。截至本次评估基准日 2026 年 6 月 30 日，评估对象的账面净值为 1,390,155,099.93 元。

（二）评估基准日

评估基准日为 2026 年 6 月 30 日。

（三）评估方法

本次评估采用收益法。

1、评估方法概述

依据相关准则，执行资产组价值评估业务可以采用收益法、市场法、成本法（资产基础法）三种基本方法：

市场法是指利用市场上同样或类似资产的近期交易价格，经过直接比较或类比分析以估测资产价值的一种评估方法。能够采用市场法评估的基本前提条件是评估对象的可比参照物具有公开的市场以及活跃的交易、有关交易的必要信息可以获得。

收益法是指通过估测被评估资产未来预期收益的现值来判断资产价值的一种评估方法。收益法的基本原理是任何一个理智的购买者在购买一项资产时所愿意支付的货币额不会高于所购置资产在未来能给其带来的回报。运用收益法评估资产价值的前提条件是评估对象的未来收益可以合理预期并用货币计量、预期收益所对应的风险能够度量、收益期限能够确定或者合理预期。

成本法（资产基础法），是以资产负债表为基础，对委估资产组所有可辨认

的资产和负债逐一按其公允价值评估后代数累加求得总值，并认为累加得出的总值就是产权持有单位整体的市场价值。正确运用资产基础法评估资产组价值的关键首先在于对每一可辨认的资产和负债以其对资产组整体价值的贡献给出合理的评估值。

三种基本方法是从不同的角度去衡量资产的价值，它们的独立存在说明不同的方法之间存在着差异。三种方法所评估的对象内涵并不完全相同，三种方法所得到的结果也不会相同。某项资产选用何种或哪些方法进行评估取决于评估目的、评估对象、市场条件、掌握的数据情况等诸多因素。

2、评估方法选择

委估资产组为风电站相关资产，相关资产历史运营期收入较为稳定，未来现金流可预测，故可以采用收益法进行评估。

委估资产组为陆上风电站资产组，同类型资产组交易案例较少，且经营和财务数据难以收集，难以计算价值比率，故不采用市场法进行评估。

评估报告评估目的为公开募集不动产投资信托基金，报告使用者关注的是资产未来带来的现金流或其市场交易价值，与成本法的技术路径存在差异，故不采用成本法。

根据上述适应性分析以及资产评估准则的规定，结合评估对象的具体情况，采用收益法对评估对象的价值进行评估，并以市场法对评估对象的价值进行校验。

3、收益法评估方法的简介

（1）收益法简介及适用的前提条件

收益法是将评估对象剩余经济寿命期间每年的预期收益用适当的折现率折现，累加得出评估基准日的现值，以此估算被评估资产价值的方法。

所谓收益现值，是指资产在未来特定时期内的预期收益按适当的折现率折算成当前价值（简称“折现”）的总金额。

收益法的基本原理是资产的购买者为购买资产而愿意支付的货币量不会超过该项资产未来所能带来的期望收益的折现值。

收益法的适用前提条件为：

1）被评估资产必须是能够用货币衡量其未来期望收益的单项或整体资产；

2）产权所有者所承担的风险也必须是能用货币来衡量的；

3）被评估资产预期收益年限可以预测。

（2）收益法计算公式及各项参数

1）收益法的计算公式：

本次评估采用现金流折现方法（DCF）对委估资产组进行评估，收益口径为自由现金流量，相应的折现率采用 WACC 模型。基本公式如下：

$$P=\sum_{i=1}^{n}\frac{F_i}{(1+r)^i}$$

式中：P 为经营性资产价值；

r 为折现率；

i 为预测年度；

F_i 为第 i 年净现金流量；

n 为收益期。

2）净现金流量的确定

本次评估采用的收益类型为税前自由现金流量，其计算公式为：

税前自由现金流量=利润总额+折旧与摊销+利息费用-资本性支出-净营运资金变动+其他

3）收益期

根据企业提供的《电力业务许可证》（许可证编号：1031219-00394），乌兰风电项目于 2019 年 12 月 24 日开始运营发电，总运营周期为 20 年，根据《青海省人民政府关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目用地的批复》（青政土函（2019）67 号），本项目用地为划拨方式（使用年限 20 年），本项目于 2019 年 10 月 30 日取得《国有建设用地划拨决定书》（编号：6328212019h08），故终止期限为 2039 年 10 月 29 日。故本次评估收益预测期为 2026 年 7 月至 2039 年 10 月，总计 13.33 年。

4）折现率

按照收益额与折现率口径一致的原则，本次评估收益额口径为税前自由现金流量，则折现率选取税前加权平均资本成本（WACCBT）。

$$\text{WACCBT}=\text{WACC}/(1\text{-T})$$

$$\text{WACC}=R_e\times\frac{E}{D+E}+R_d\times(1\text{-T})\times\frac{D}{D+E}$$

其中：WACCBT：税前加权平均资本成本

WACC：加权平均资本成本

R_e：股权期望报酬率

R_d：债权期望报酬率

E：股权价值

D：债权价值

T：所得税税率

其中，股权期望报酬率采用资本资产定价模型（CAPM）计算，公式如下：

$$R_e=R_f+\beta\times(R_m-R_f)+\varepsilon$$

其中：R_f：无风险利率

β：股权系统性风险调整系数

R_m：市场收益率

（R_m-R_f）：市场风险溢价

ε：特定风险报酬率

（四）评估假设条件

1、基本假设

（1）持续经营假设

即假定委估资产组在评估目的实现后，仍将按照原来的使用目的、使用方式，持续地使用下去，继续生产原有产品或类似产品。

（2）公开市场假设

即假定资产可以在充分竞争的市场上自由买卖，其价格高低取决于一定市场的供给状况下独立的买卖双方对资产的价值判断。

公开市场是指一个有众多买者和卖者的充分竞争的市场。在这个市场上，买者和卖者的地位是平等的，彼此都有获得足够市场信息的机会和时间，买卖双方的交易行为都是在自愿的、理智的，而非强制或不受限制的条件下进行的。

（3）交易假设

任何资产的价值来源均离不开交易，不论评估对象在与评估目的相关的经济行为中是否涉及交易，评估机构均假定评估对象处于交易过程中，评估机构根据待评估资产的交易条件等模拟市场进行估价。

2、一般假设

（1）委估资产组所在的行业保持稳定发展态势，所遵循的国家和地方的现行法律、法规、制度及社会政治和经济政策与现时无重大变化；

（2）不考虑通货膨胀对评估结果的影响；

（3）利率、汇率保持为目前的水平，无重大变化；

（4）无其他人力不可抗拒及不可预见因素造成的重大不利影响。

3、特定假设

（1）产权持有单位与合作伙伴关系及其相互利益无重大变化；

（2）产权持有单位现有和未来经营者是负责的，且产权持有单位管理能稳步推进产权持有单位的发展计划，尽力实现预计的经营态势；

（3）产权持有单位核心团队未来年度持续在公司任职，且不在外从事与公司业务相竞争业务；

（4）产权持有单位在评估基准日已签署的合同及协议能够按约履行；

（5）产权持有单位遵守国家相关法律和法规，不会出现影响委估资产组发展和收益实现的重大违规事项；

（6）产权持有单位提供的历年财务资料所采用的会计政策和进行收益预测时所采用的会计政策与会计核算方法在重要方面基本一致；

（7）委估资产组每年收入和支出现金流均匀流入和流出；

（8）委估资产组能够根据经营需要筹措到所需资金，不会因融资事宜影响委估资产组经营。

根据资产评估的要求，认定这些假设在评估基准日时成立，当未来经济环境发生较大变化，将不承担由于假设条件改变而推导出不同评估结论的责任。

（五）评估过程及参数设置依据

1、营业收入

委估资产组的营业收入为“主营业务收入-售电收入”和“其他业务收入-汇集站技术服务收入”。

其中“主营业务收入-售电收入”分为市场化交易结算收入和国补收入，市场化交易结算收入分为电量结算收入及其他电费收入（考核费用），具体预测情况如下：

（1）装机容量及收益期预测

乌兰风电项目批复装机容量 20 万千瓦，实际装机容量共 20 万千瓦。本次评估收益预测期为 2026 年 7 月至 2039 年 10 月，总计 13.33 年。

（2）上网电量预测

根据企业提供资料，乌兰风电项目自 2019 年 12 月开始发电，2023 年至 2026 年 6 月乌兰风电项目的等效利用小时数、市场化交易结算电量及国补电量如下：

表 3-1-1 乌兰风电项目历史等效利用小时数、市场化交易结算电量及国补电量

单位：小时、兆瓦时

项目	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
等效利用小时数	1,729.60	1,608.39	1,694.47	758.57
市场化交易结算电量	345,919.70	321,678.38	338,894.27	151,714.98
国补电量	345,919.70	321,678.38	338,894.27	151,714.98

1）市场化交易结算电量

根据企业提供资料，自乌兰风电项目 2019 年 12 月开始发电后，历史年度等效利用小时数与上网电量较为稳定，本次评估以后年度等效利用小时数参照历史年度 2023-2026 年平均数 1,634.76 小时进行预测，各年度结算电量按等效利用小时数×装机容量计算。

其中：根据企业提供资料，2026 年 7-8 月结算电量为 50,096.61 兆瓦时，本次评估 2026 年 9-12 月结算电量按 2023-2025 年各年度 9-12 月结算电量最低值 99,500.84 兆瓦时进行预测。

2）国补电量

根据财政部发展改革委国家能源局关于《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知，乌兰风电项目所在地区属于四类资源区，风电上网电价及补贴的执行期限原则上为 20 年，全生命周期小时数为 36,000 小时，项目全生命周期补贴电量为 720,000.00 万千瓦时。在 20 年内或全生命周期发电量达到 720,000.00 万千瓦时前，均可享受可再生能源发电补贴。

截至评估基准日，乌兰风电项目预测剩余国补发电补贴小时数为 24,770.03

小时，预测期每年国补等效利用小时数参照 2023-2026 年平均数 1,634.76 小时进行预测，剩余国补发电补贴小时数能覆盖预测期内全部等效利用小时数，故对国补收入预测至 2039 年 10 月运营期末补贴结束，各年度结算电量按补贴等效利用小时数×装机容量计算。

（3）市场化交易结算单价

市场化交易结算收入分为电量结算收入及其他电费收入（考核费用），其中电量结算收入主要包含省内电力直接交易、其他省间中长期交易、合同转让交易、少发及超发偏差电量结算、超缺额调整、日前交易、正配套偏差电量、联络线波动偏差电量等结算收入。其他电费收入（考核费用）包含结构平衡费用、两个细则费用、跨省调峰电费等结算收入。根据企业提供资料，最近三年及一期的市场化交易结算收入情况如下：

表 3-1-2 乌兰风电项目市场化交易结算收入情况

项目	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
等效利用小时数（小时）	1,729.60	1,608.39	1,694.47	758.57
项目装机容量（兆瓦）	200.00	200.00	200.00	200.00
市场化交易结算电量（兆瓦时）-电量结算收入（包含中长期收入、现货交易、超缺额调整等）	345,919.70	321,678.38	338,894.27	151,714.98
市场化交易结算单价（含超缺额）（元/兆瓦时）-电量结算收入	239.52	238.49	228.32	256.27
市场化交易结算电费（万元）-电量结算收入	8,285.55	7,671.55	7,737.52	3,887.94
市场化交易结算电费（万元）-其他电费收入(考核费用)(包含结构平衡费用、两个细则、跨省调峰电费等）	-196.93	-121.93	-171.20	-34.28
含税市场化交易结算收入（万	8,088.62	7,549.62	7,566.32	3,853.66

项目	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
元）				
不含税市场化交易结算收入（万元）	7,158.07	6,681.08	6,695.86	3,410.32

1）电量结算收入

电量结算收入与各期结算电量挂钩，主要包含省内电力直接交易、其他省间交易、省内转让交易、少发及超发偏差电量结算、超缺额调整、日前交易、正配套偏差电量、联络线波动偏差电量等结算收入。

其中省内电力直接交易、其他省间交易均属于中长期交易服务，合同转让交易为企业自发中长期交易服务的偏差调整，少发及超发偏差电量结算为中长期交易服务中的偏差结算收入或费用，超缺额调整为对实际电量相对中长期合约的超额、缺额偏差开展结算调整，抑制价差套利，日前交易为现货交易，正配套偏差电量为电网对青海送河南专线调配所产生的收入，联络线波动偏差电量为电网外送线损所产生的收入。

根据企业提供的历史年度结算单，企业电量结算收入与各期结算电量挂钩，各项目的结算电量之和即为本期结算电量，故以后年度电量结算收入按结算电量×结算单价计算。根据企业提供的历史年度结算单，鉴于历史各年度市场化交易结算单价（含超缺额）与总结算电量有变动，采用算术平均预测以后年度结算单价不合理，故本次评估以 2023 年至 2026 年 6 月各时段发电量占总发电量的比例作为权重，对历史各年度电量结算收入的结算单价进行加权平均，得出以后年度市场化交易中电量结算收入的结算单价为 238.15 元/兆瓦时（含税价），后续预测年度保持不变。

2）其他电费收入（考核费用）

其他电费收入（考核费用）主要系为了维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，向相关参与主体进行考核或支付收益，包含结构平衡费用、两个细则费用、跨省调峰电费等。

随着新能源的高质量发展，新能源装机规模稳步扩大，其间歇性、波动性和随机性的发电特征对电网的安全稳定产生冲击，导致火电等传统电源为电网提供

调节负荷的辅助支持服务变得尤为重要，电网调度运营管理的难度也持续加大。为保障电网运行的安全稳定性，均衡不同发电厂的利益，降低管理成本，根据《西北区域发电厂并网运行管理实施细则》及《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》，青海省考核费用主要包括辅助服务费用、两个细则费用等，其中辅助服务费用方面，根据《国家能源局西北监管局关于明确电力辅助服务市场价格机制等相关事项的通知》（西北监能市场〔2025〕48 号），在现货市场连续运行后，调峰辅助服务市场已不再单独运行。

本次评估按结算电量×结算单价计算以后年度其他电费收入（考核费用）。以 2023 年至 2026 年 6 月各时段发电量占总发电量的比例作为权重，对历史各年度其他电费收入（考核费用）的结算单价进行加权平均，得出以后年度其他电费收入（考核费用）的结算单价为-4.53 元/兆瓦时（含税价），计算得出 2026 年 7-12 月其他电费收入（考核费用）为-67.77 万元，2027 年及以后年度其他电费收入（考核费用）为-148.11 万元，后续预测年度保持不变。

（4）国补结算单价

乌兰风电项目所在地区属于四类资源区，根据《国家发展改革委关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格〔2015〕3044 号），2016-2017 年陆上风电的四类资源区的标杆电价为 0.60 元/KWh（含税价），根据项目建设时适用的《关于青海省可再生能源发电上网电价补贴基准问题的复函》（发改价格（2015）1005 号）和《青海省发展和改革委员会转发国家发展改革委关于降低燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格的通知》（青发改价格（2016）7 号），青海省可再生能源发电上网电价补贴基准价为 0.2277 元/KWh（含税价），可再生能源补贴标准为政府标杆电价与青海省新能源补贴基准价的差额，故本次评估以后年度国补结算单价为 0.3723 元/KWh（含税价），即 372.30 元/MWh（含税价）。

出于审慎考虑，本次评估未将采用保理带来的国补现金流提前回收的情形纳入估值模型予以考量，而是按照国补应收账款的历史平均回款周期，将国补现金流在对应回收时点折现作价纳入估值模型。

（5）其他业务收入预测

根据企业提供的《乌兰吉电 50MW 风电场接入华扬 330kV 汇集站技术服务

合同》，乌兰吉电新能源有限公司就乌兰吉电 50MW 风电场通过两条送出线路钦扬 I 回、钦扬 II 回接入华扬变侧 35kV 母线，由主变压器升压后通过 330kV 线路并入 750kV 塔拉变电站并入主网。

协议约定技术服务费用标准为 85 万元/年，增值税率为 6%。其中接入技术服务费用为 20 万元/年，汇集站共用设备技术服务费用 65 万元/年。（接入期限 20 年,汇集站共用设备接入时限为 2020 年 1 月 1 日-2039 年 12 月 31 日，到期后不再进行接入技术服务费支付，只支付汇集站共用设备技术服务费用；汇集站共用设备技术服务费的起算时间为 2021 年 1 月 1 日。）上述费用按实际接入年度计费，委托期内双方有一方场站设备全部退役（不经营），合作终止，后续合作期内费用不再支付。乌兰吉电于 2020 年 11 月 2 日开始运营发电，运营期至 2040 年 11 月，乌兰风电项目于 2019 年 12 月 24 日开始运营发电，运营期至 2039 年 10 月，参照协议约定，本次评估预测以后年度的不含税收入金额为 80.18 万元，收益期限至 2039 年 10 月。

根据合同约定，乌兰吉电风场需要分摊汇集站共用设备的损耗电费。根据企业提供资料，华扬晟源 2025 年 12 月收到乌兰吉电风场电量返还收入 390.56 万元，各期间具体结算收入如下：

表 3-1-3 乌兰吉电承担综合耗用电量电费情况

单位：万元

时间	乌兰吉电承担综合耗用电量电费-含税	乌兰吉电承担综合耗用电量电费-不含税
2020 年	44.02	41.53
2021 年	91.71	86.52
2022 年	93.37	88.08
2023 年	100.06	94.40
2024 年	48.45	45.71
2025 年	36.38	34.32

根据企业介绍，2023 年 10 月开始电能表关口计量点从塔拉变侧迁移至乌兰

华扬塔扬线侧（综合损耗费用下降），该部分收入较以往年度有所下降，故本次评估以后年度该部分收入按 2024-2025 年平均水平进行预测。

2、营业成本

乌兰风电项目的营业成本分为固定成本和变动成本，固定成本为折旧及摊销费用，变动成本为运维费、保险费、试验检验费、下网电费、运营支持服务费、修理费、安全活动费和其他。

（1）折旧及摊销：本次评估以评估基准日固定资产的账面价值为基础，结合产权持有单位折旧摊销会计政策进行预测。

（2）运维费：项目现场运维人员提供的运维、检修、管理等服务的费用，根据企业提供的《青海区域新能源场站 2026-2027 年运维外委服务合同》，运维服务期为 2026 年 1 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日，共 1 年，运维费用共计 1,468,100.00 元（含税价），即 1,385,000.00 元（不含税价）。本次评估合同期内参照合同约定金额进行预测，合同期满后，以合同金额为基础每年考虑 2%的增幅。根据企业介绍，除运维合同约定的运维费用外，自 2026 年 7-12 月起新增人工成本 50 万元/年，以后年度每年维持该项运维费用，并考虑 2%的增幅。

（3）保险费：项目风电设备及房屋建筑等资产的保险费，根据企业提供的《乌兰县华扬晟源新能源有限公司陆上风电运营期综合保险保险单》，保险期限为 2025 年 5 月 1 日至 2026 年 4 月 30 日，共 12 个月，保险费用共计 1,348,596.33 元（含税价）。根据企业提供的《乌兰县华扬晟源新能源有限公司陆上风电运营期综合保险保险单》，保险期限为 2026 年 5 月 1 日至 2027 年 4 月 30 日，共 12 个月，保险费用共计 1,106,290.44 元（含税价）。本次评估合同期内参照合同约定金额进行预测，综合考虑资产使用后净值的下降以及物价的增长情况，合同期满后，以合同金额为基础，后续年度每五年考虑 5%的增幅。

（4）试验检验费：试验检验费为项目开展试验检验工作的费用，根据企业提供的《青海、新疆地区风电场 2026-2027 年风机检修外委服务合同》，风机试验检验服务期为 2026 年 1 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日，共 1 年，试验检验费用共计 183,274.00 元（含税价），即 172,900.00 元（不含税价）。根据企业提供的《青海区域新能源场站 2026-2027 年运维外委服务合同》，风机试验检验服务期为 2026 年 1 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日，共 1 年，试验检验费用共计 49,502.00

元（含税价），即 46,700.00 元（不含税价）。本次评估试验检验费合同期内参照合同约定的合计金额进行预测，合同期满后，以合同合计金额为基础每年考虑 2%的增幅。

（5）下网电费：向电网公司采购用电的费用，历史年度波动幅度较小，本次评估 2026 年及以后年度按 2023-2025 年平均数计算。

（6）运营支持服务费：运营支持服务机构提供资产财务管理、风险合规、计划合同、生产营销、综合管理、安全环境保卫等服务的费用，根据企业提供的《申能新能源运营支持服务合同》，上海申能新能源投资有限公司为乌兰风电项目提供其业务运营中的核心职能，服务范围主要包括投资发展服务、工程基建服务、资产财务管理服务、风险合规服务、计划合同服务、生产营销服务、综合管理服务、安全环境保卫服务、党群人资服务等工作。该项费用历史年度存在一定波动，本次评估以后年度参照 2025 年水平进行预测。

（7）修理费：包括风机检修费用和风场其他主要设备的整体检修费用，历史年度乌兰风电项目在运风机仍在质保期，故修理费金额较小，根据企业提供的《青海、新疆地区风电场 2026-2027 年风机检修外委服务合同》，乌兰风电项目的检修外委服务期为 2026 年 1 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日，共 1 年，服务期费用共计 3,817,325.00 元（含税价），即 3,601,250.00 元（不含税价）。根据企业提供的《青海区域新能源场站 2026-2027 年运维外委服务合同》，乌兰风电项目的检修服务期为 2026 年 1 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日，共 1 年，服务期费用共计 20,511.00 元（含税价），即 19,350.00 元（不含税价）。本次评估修理费合同期内参照合同约定的合计金额进行预测，合同期满后，以合同合计金额为基础每年考虑 2%的增幅。除前述合同约定的修理费外，2026 年乌兰风电项目电气设备需进行整体检修和预试，预计后续年度每 3 年一次。根据企业提供的《2026 年度乌兰华扬和乌兰润晟检修、预试服务合同》，2026 年乌兰风电项目的检修、预试服务费用共计 544,946.00 元（含税价），即 514,100.00 元（不含税价）。本次评估整体检修、预试按 3 年一次预测，2026 年参照合同约定金额进行预测，合同期满后，以合同金额为基础每次考虑 5%的增幅。

（8）安全活动费：为完善项目安全生产条件，保障安全运营而提取和支出的费用，安全活动费账面为计提金额，包含计提未使用金额及实际发生成本，计

提未使用金额不影响委估资产组实际现金流量，故本次评估 2026 年安全活动费按 2023-2025 年的实际使用金额平均数计算，以后年度每年考虑 2%的增幅。

（9）其他费用：由于其他费用历史年度波动较大，本次评估其他费用 2026 年预测在 2023-2025 年的平均水平基础上，增加 10 万元（不含税价）的预备费，以后年度在 2026 年基础上，每年考虑 2%的增幅。

（10）修理费（维护性资本性支出）：根据企业介绍，以后年度预计每年新增修理费（维护性资本性支出），2026 年 7-12 月预计 100 万元（不含税价），2027-2029 年预计 200 万元/年（不含税价），2030 年起预计 300 万元/年（不含税价）。

3、税金及附加

附加税主要为城市维护建设税、教育费附加、地方教育费附加、房产税、土地使用税、印花税以及其他附加税。城市维护建设税率为 5%、教育费附加为 3%、地方教育费附加为 2%。房产税、土地使用税参照基准日资产规模和适用税率进行预测，印花税按收入的 0.03%预测。

4、销售费用、管理费用、研发费用的分析预测

委估项目不涉及销售费用、管理费用、研发费用，故不对销售费用、管理费用、研发费用进行预测。

5、财务费用的分析预测

委估资产组不包括付息债务，故不对利息费用进行预测。

利息收入及其他不确定性较大且金额较小，本次评估不予预测。

6、资本性支出

资本性支出实际上就是再投资，它是用来维持委估资产组现有资产的运行并创造新的资产来保证资产组未来的不断增长的一项支出。由于本次风力发电项目资本性支出按项目固定资产投资一次性投入，通过日常检修，定期开展预防性试验等方式，避免重要设备的大修更换，在经营预测期内不再考虑维护性资本性支出之外的新增资本性支出。

7、折旧与摊销

折旧与摊销为乌兰风电项目固定资产在使用过程中形成的折旧与摊销金额。本次根据各项资产的账面价值并结合产权持有单位会计政策预测未来折旧与摊

销。

8、营运资金

营运资本是指委估资产组经营性流动资产与流动负债的差额，反映委估资产组在未来经营活动中是否需要追加额外的现金。如果经营性流动资产大于流动负债，则委估资产组需要额外补充现金，在现金流量预测中表现为现金流出，反之为现金流入。

一般而言，随着经营活动范围或规模的扩大，委估资产组向客户提供的正常商业信用会相应增加，为扩大销售所需增加的存货储备也会占用更多的资金，同时为满足委估资产组日常经营性支付所需保持的现金余额也要增加，从而需要占用更多的流动资金，但委估资产组同时通过从供应商处获得正常的商业信用，减少资金的即时支付，相应节省了部分流动资金。

一般情况下，流动资金的追加需考虑应收账款、预付账款、存货、经营性现金、应付账款、预收账款等因素的影响。

本次对营运资本的变化预测思路如下：首先分别对未来经营性营运资产、营运负债进行预测，得出营运资本，然后将营运资本与上一年度的营运资本进行比较。如果大于则表现为现金流出，反之为现金流入。

预测年度应收账款=当年销售收入/该年预测应收账款年周转次数

预测年度存货=当年销售成本/该年预测存货年周转次数

预测年度预付账款=当年销售成本/该年预测预付账款年周转次数

预测年度应付账款=当年销售成本/该年预测应付账款年周转次数

预测年度预收账款=当年销售收入/该年预测预收账款年周转次数

追加营运资金=当年度需要的营运资金－上一年度需要的营运资金

对于最低现金保有量，根据成本、税金、费用等对付现成本进行测算，按 2 个月的付现成本确认保有现金量。

应收款项核算内容为应收电费，分为市场化交易结算收入和国补收入。对于市场化交易结算收入周转率，按近两年平均数 9.03 次/年进行测算。对于国补收入，根据企业提供国补收入回款周期统计及企业管理层预测，以后年度国补平均回收周期约为 2.5 年，故本次评估参照企业历史年度实际收入及以后年度的预测收入，按 2.5 年回收周期预测应收国补电费。

预付款项、应付款项金额较小，本次评估周转率按 2024-2025 年平均数据进行预测。

至运营期末，剩余营运资金一次性收回。

9、期末资产回收

经营期末，固定资产的回收价值按 0 值预测。营运资金根据经营期末占用的营运资金，作为到期后的回收价值，营运资金期末回收价值为 30,444.67 万元。

10、折现率

按照收益额与折现率口径一致的原则，本次评估收益额口径为税前自由现金流量，则折现率选取税前加权平均资本成本（WACCBT）。

（1）税后折现率

本次评估税后折现率采用资本加权平均报酬率，按照资本加权平均成本模型（WACC）进行计算，公式为：

$$WACC=R_e\times\frac{E}{D+E}+R_d\times(1-T)\times\frac{D}{D+E}$$

其中：WACC：加权平均资本成本

R_e：股权期望报酬率

R_d：债权期望报酬率

E：股权价值

D：债权价值

T：所得税税率

其中，股权期望报酬率R_e采用资本资产定价模型（CAPM）计算，公式如下：

$$R_e=R_f+\beta\times(R_m-R_f)+\varepsilon$$

其中：R_f：无风险利率

β：股权系统性风险调整系数

R_m：市场收益率

（R_m-R_f）：市场风险溢价

ε：特定风险报酬率

折现率主要参数选取过程如下：

1）R_f无风险利率的确定

无风险利率是对资金时间价值的补偿。本次评估根据《资产评估专家指引第

12 号——收益法评估企业价值中折现率的测算》的指引，选取剩余到期年限 10 年期的中国国债到期收益率作为无风险利率，按月更新。数据来源为中评协网上发布的、由中央国债登记结算公司（CCDC）提供的中国国债收益率（到期）曲线，选取评估基准日当月公告的 10 年期到期收益率均值计算，即在评估基准日中国市场无风险利率 R_f 为 1.73%。

2）（R_m-R_f）市场风险溢价的确定

市场风险溢价是指投资者对与整体市场平均风险相同的股权投资所要求的预期超额收益，即超过无风险利率的风险补偿。市场风险溢价通常可以利用市场的历史风险溢价数据进行测算。

考虑到委估资产组主要经营业务在中国境内，故评估机构利用中国的证券市场指数的历史风险溢价数据计算。

目前中国沪、深两市有许多指数，根据《资产评估专家指引第 12 号——收益法评估企业价值中折现率的测算》的指引，选用中国证券市场具有代表性的沪深 300 指数为中国市场收益率指标。本次评估借助同花顺资讯金融终端，以沪深 300 指数 12 个月的月收盘点位均值确定当年的年均收盘点位。按沪深 300 基日到当年年均收盘点位的算术平均收益率或者几何平均收益率确定当年的市场收益率 R_m，再与当年无风险收益率比较，得到中国证券市场各年的市场风险溢价。

考虑到几何平均收益率能更好地反映中国证券市场收益率的长期趋势，故采用几何平均收益率估算的最近 10 年的各年市场风险溢价，经数据处理分析后的均值作为本次评估的市场风险溢价（R_m-R_f）。

通过上述测算，本次评估市场风险溢价（R_m-R_f）取值为 5.99%。

3）β股权系统性风险调整系数的确定

股权系统性风险调整系数是衡量委估资产组相对于资本市场整体回报的风险溢价程度，也用来衡量个别股票受包括股市价格变动在内的整个经济环境影响程度的指标。样本公司的选择，通常来说选择与被评估公司在同一行业或受同一经济因素影响的上市公司作为参考公司，且尽量选择与委估资产组在同一国家或地区的企业作为参考公司。评估机构选取了类似行业的 6 家上市公司，通过同花顺资讯金融终端查询了其原始β值，将参考公司有财务杠杆的原始β系数换算为无财务杠杆的原始β系数。按照平均财务杠杆系数换算为产权持有单位目标财务杠

杆的调整后β。

其计算公式：

剔除杠杆的原始β=原始β/[1+（1-T）×D/E]

具体计算如下：

表 3-1-4参考公司剔除财务杠杆的原始β计算表

企业简称	付息债务 D/所有者权益 E	所得税率 T	剔除杠杆调整系数	原始β	剔除财务杠杆的原始β
中闽能源	14.16%	25.00%	1.1062	0.6450	0.5831
节能风电	94.99%	25.00%	1.7125	0.8477	0.4950
银星能源	21.44%	15.00%	1.1823	0.8076	0.6831
江苏新能	59.76%	25.00%	1.4482	0.7407	0.5114
嘉泽新能	33.29%	15.00%	1.2830	0.9791	0.7632
龙源电力	99.18%	25.00%	1.7438	0.6808	0.3904
平均值	53.81%	22.00%	1.4127	0.7835	0.5710

参考公司的平均财务杠杆（D/E）为 53.81%，剔除杠杆的原始β均值 0.5710，按照平均财务杠杆系数换算为产权持有单位目标财务杠杆的调整后β为 0.8881（2026 年 7 月-2030 年）、0.8676（2031 年及以后）。

本次可比上市公司β值计算，标的指数选取沪深 300，计算周期按照周，观察值点数为 153。

4）ε特定风险报酬率的确定

公司特定风险报酬率，是公司股东对所承担的与其他公司不同风险因而对投资回报率额外要求的期望。特定风险报酬率主要考虑产权持有单位的规模风险、经营风险、财务风险、其他风险等因素，由评估人员的专业经验判断后确定公司特定风险报酬率为 1.50%。

5）R_e股权期望报酬率的确认

综上，2026 年 7-12 月、2027-2030 年股权期望报酬率计算如下：

R_e=1.73%+5.99%×0.8881+1.50%

=8.55%

2031 年以后股权期望报酬率计算如下：

R_e=1.73%+5.99%×0.8676+1.50%

=8.43%

6）R_d 债权期望报酬率的确定

债权期望报酬率是委估资产组债务融资的资本成本。

本次评估按照五年期银行贷款市场报价利率 3.50%作为产权持有单位 R_d 债权期望报酬率。

7）WACC 的确定

结合委估资产组未来盈利情况、管理层未来的筹资策略，确定上市公司平均资本结构为委估资产组目标资本结构比率，经换算后的 D/（D+E）和 E/（D+E）如下表：

表 3-1-5 目标资本结构比率

目标 D/E	D/（D+E）	E/（D+E）=1-D/（D+E）
53.81%	34.98%	65.02%

综上，2026 年 7-12 月、2027-2030 年加权平均资本成本计算如下：

WACC＝R_e×E/（D+E）+R_d×（1-T）×D/（D+E）

＝6.60%（保留一位小数）

2031 年及以后年度加权平均资本成本计算如下：

WACC＝R_e×E/（D+E）+R_d×（1-T）×D/（D+E）

＝6.40%（保留一位小数）

（2）税前折现率

2026 年 7-12 月、2027-2030 年企业所得税率为 15%，2031 年及以后企业所得税率为 25%。

综上，2026 年 7-12 月、2027-2030 年税前折现率计算如下：

WACCBT=WACC/（1-T）

=6.60%/（1-15.00%）

=7.80%（保留一位小数）

2031 年及以后年度税前折现率计算如下：

WACCBT=WACC/（1-T）

=6.40%/（1-25.00%）

=8.50%（保留一位小数）

11、税前现金流现值

税前现金流现值评估计算如下：

表 3-1-6税前现金流现值评估计算表

单位：万元

项目	2026 年 7-12 月	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
自由现金流量（税前）	17,814.33	15,938.44	14,489.67	14,833.23	15,288.29
折现率	7.80%	7.80%	7.80%	7.80%	7.80%
折现率年限	0.250	1.000	2.000	3.000	4.000
折现系数	0.9814	0.9276	0.8605	0.7983	0.7405
自由现金流量现值	17,482.98	14,784.50	12,468.36	11,841.37	11,320.98
项目	2031 年	2032 年	2033 年	2034 年	2035 年
自由现金流量（税前）	15,259.23	15,200.83	15,214.32	15,212.97	15,152.85
折现率	8.50%	8.50%	8.50%	8.50%	8.50%
折现率年限	5.000	6.000	7.000	8.000	9.000
折现系数	0.6847	0.6310	0.5816	0.5360	0.4940
自由现金流量现值	10,447.99	9,591.72	8,848.65	8,154.15	7,485.51
项目	2036 年	2037 年	2038 年	2039 年	2039 年 10 月底
自由现金流量（税前）	15,162.71	15,159.81	15,096.48	12,489.78	30,444.67

折现率	8.50%	8.50%	8.50%	8.50%	8.50%
折现率年限	10.000	11.000	12.000	12.917	13.333
折现系数	0.4553	0.4196	0.3868	0.3589	0.3469
自由现金流量现值	6,903.58	6,361.06	5,839.32	4,482.58	10,561.26

（六）评估价值

经收益法评估，华扬晟源在评估基准日 2026 年 6 月 30 日的风电项目资产组评估值为人民币 146,600.00 万元，增值额 7,584.49 万元，增值率 5.46%。

（七）账面价值和评估价值的差异情况

上海立信资产评估有限公司出具了《上海东方证券资产管理有限公司拟发行公募 REITs 所涉及的乌兰县华扬晟源新能源有限公司风电项目资产组市场价值资产评估报告》（信资评报字（2026）第 050049 号）。经收益法评估，以 2026 年 6 月 30 日为评估基准日，乌兰华扬晟源资产组的账面价值为 139,015.51 万元，评估价值为 146,600.00 万元，评估增值 7,584.49 万元，增值率为 5.46%。

表 3-1-7账面价值和评估价值的差异情况

单位：万元

科目名称	账面价值	评估价值	评估增值	评估增值率
流动资产	41,863.59	146,600.00	7,584.49	5.46%
货币资金	6,444.99			
应收账款	34,546.34			
预付款项	97.70			
其他流动资产	774.57			
非流动资产	98,354.30			
固定资产	98,354.30			
无形资产	-			

科目名称	账面价值	评估价值	评估增值	评估增值率
资产总额	140,217.89			
流动负债	1,202.38			
应付账款	1,202.38			
非流动负债	-			
负债总额	**1,202.38**			
资产组净额	**139,015.51**	**146,600.00**	**7,584.49**	**5.46%**

本次评估增值主要原因包括：（1）不动产项目建成时间较早，资产组账面价值为计提历史折旧后的净值，相较于账面原值有所减少；（2）电力收费权未在资产负债表中确认为账面资产组。

（八）内部收益率（IRR）

基于以上重要假设参数，以 14.61 亿元为募集基数，经测算全周期内部收益率（IRR）约为 5.80%。

（九）其他评估方法校验

根据《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第 1 号——审核关注事项（试行）》（上证发〔2025〕139 号）第四十四条规定："评估机构应当选择其他不同评估方法进行校验，并披露评估假设、评估过程和评估价值等。"本次采用市场法进行校验。市场法常用的两种具体方法是上市公司比较法和交易案例比较法。通过对发电行业上市公司业务进行分析，无单纯的新能源发电上市公司，故难以采用上市公司比较法。本次通过对公开市场上交易案例的收集分析，采用交易案例比较法。

1、校验思路及公式

根据近三年的交易案例，对 2025 年到评估基准日期间新能源陆上风电的交易案例进行如下筛选：

(1) 分析被评估单位的基本状况，主要包括其所在的行业、经营范围等。

(2) 搜集公募项目的同行业交易案例，对比分析确定本次评估的可比交易案例。

(3) 分析、比较委估资产组和可比案例的主要财务和经营指标，主要包括交易时间、装机容量规模、剩余发电年限等多方面指标。

(4) 对可比案例选择适当的价值比率（市净率[PB]/市盈率[PE]/市销率[PS]/企业价值倍数[EV/EBITDA]等），并采用适当的方法对其进行修正、调整，进而估算委估资产组的价值比率。

由于收集到的交易案例公告信息的局限性，对于交易标的的利息费用、折旧、摊销等信息较难获得，这就使得采用 EBIT 比率乘数、EBITDA 比率乘数等操作较复杂且信息难以收集，同时风力发电企业折旧摊销成本占比较大，收益期限通常是有限期的，对于已建成运行的风力发电企业在预测期基本上不会产生较多的资本性支出，上述两点保证了企业收入与企业自由现金流在数值上的接近。

根据委估资产组所处行业特点及发展阶段，本次评估采用交易案例比较法——EV/S 估值模型对委估资产组价值进行校验。

本次市场法校验采用交易案例比较法，选用 EV/S 模型与交易案例对应比率进行比较，调整影响指标因素的差异，来得到委估资产组的 EV/S，据此计算委估资产组价值。公式如下：

委估资产组价值=委估资产组营业收入×委估资产组 EV/S

委估资产组 EV/S=修正后可比案例 EV/S 的加权平均值

=∑可比案例 EV/S×可比案例 EV/S 修正系数×可比案例所占比重

可比案例 EV/S=可比案例资产组价值/营业收入

可比案例 EV/S 修正系数=∏影响因素 A_i 的调整系数

影响因素 A_i 的调整系数=委估资产组系数/可比案例系数

2、可比交易案例信息

根据公开信息，六个可比交易案例的重要信息如下：

表 3-1-8 可比交易案例信息

项目	案例 1	案例 2	案例 3	案例 4	案例 5	案例 6
名称	焦家畔	新农村	五家渠	富川协合	华晨风电	大板梁
交易金额（万元）	87,900.00	16,700.00	66,771.82	54,883.45	60,356.93	16,394.70

最近一年营业收入（万元）	11,401.54	2,353.46	8,176.11	6,952.00	8,718.01	2,706.08
EV/S	7.71	7.10	8.17	7.89	6.92	6.06

3、委估资产组和可比案例比较因素分析及修正系数的确定

分析比较因素主要包括交易时间因素、装机容量规模、剩余发电年限等方面指标。

委估资产组作为比较基础和调整目标，因此将委估资产组各指标系数均设为100，可比案例各指标系数与委估资产组比较后确定，低于委估资产组指标系数的则调整系数小于100，高于委估资产组指标系数的则修正系数大于100。

（1）交易时间因素的比较

委估资产组和可比案例的交易时间的比较如下：

表 3-1-9 乌兰风电项目与可比案例的评估基准日

项目	内容	委估资产组	焦家畔	新农村	五家渠	富川协合	华晨风电	大板梁
交易时间因素	评估基准日	2026-6-30	2026-3-31	2026-3-31	2025-12-31	2025-12-31	2025-12-31	2025-12-31

根据新能源发电指数收盘价对交易时间进行修正，2025 年 12 月 31 日新能源发电指数收盘价为 1,717.962，2026 年 3 月 31 日新能源发电指数收盘价为 2,153.556，2026 年 6 月 30 日新能源发电指数收盘价为 1,771.459，本次评估按照案例与被评估单位差异率修正，故对可比案例分别修正+10、+10、-3、-3、-3、-3。

（2）装机容量规模的比较

委估资产组和可比案例的装机容量规模的比较如下：

表 3-1-10　乌兰风电项目和可比案例的装机容量

项目	内容	委估资产组	焦家畔	新农村	五家渠	富川协合	华晨风电	大板梁

规模	装机容量	200MW	100MW	17.5MW	100MW	96MW	100MW	49.5MW

和可比交易案例相比，委估资产组装机容量规模较大。

考虑到装机规模越大，面对风险的应对能力越强，按照装机容量每相差25MW 修正 0.1，对可比案例分别修正-4、-7、-4、-4、-4、-6。

（3）剩余发电年限的比较

委估资产组和可比案例的剩余发电年限的比较如下：

表 3-1-11　乌兰风电项目和可比案例的剩余发电年限

项目	内容	委估资产组	焦家畔	新农村	五家渠	富川协合	华晨风电	大板梁
年限	剩余发电年限	13.33	14.75	14.75	14.92	16.54	11.25	5.58

和可比交易案例相比，委估资产组剩余发电年限较短。

按照年期修正公式进行计算，对可比案例分别修正+6、+6、+6、+12、-10、-46。

4、委估资产组 EV/S 的确定

委估资产组 EV/S 计算如下：

表 3-1-12　乌兰风电项目 EV/S 计算

项目	焦家畔	新农村	五家渠	富川协合	华晨风电	大板梁
可比案例乘数	7.71	7.10	8.17	7.89	6.92	6.06
交易时间因素修正系数	100/110	100/110	100/97	100/97	100/97	100/97
装机容量规模修正系数	100/96	100/93	100/96	100/96	100/96	100/94
剩余发电年限修正系数	100/106	100/106	100/106	100/112	100/90	100/54
修正后乘数	6.88	6.57	8.25	7.59	8.24	12.37
权重	1/6	1/6	1/6	1/6	1/6	1/6

项目	焦家畔	新农村	五家渠	富川协合	华晨风电	大板梁
加权后修正乘数	8.32					

5、委估资产组价值及差异率

采用交易案例比较法校验，委估资产组价值如下：

委估资产组价值=委估资产组最近一年营业收入×委估资产组 EV/S

=152,500.00 万元（取整）

通过交易案例比较法得到委估资产组价值为 152,500.00 万元，收益法评估值 146,600.00 万元，差异率 4.02%，差异率较小。

二、关于资产评估重要参数的合理性分析

（一）关于收入参数取值合理性分析

1、关于等效利用小时数取值合理性

因风资源随机性、波动性特征。为便于与已上市同类风电 REITs 项目比较，并出于取值结果更审慎角度考虑，本项目将 2026 年等效利用小时数单独预测，并以历史 3 年和预测期 1 年的等效利用小时数作为基础，预测 2027 年及之后年份的等效利用小时数。取值结果介于历史三年最高值及最低值之间，且低于以青海省风电项目整体平均变化趋势推算的不动产项目等效利用小时数，具有合理性与审慎性。

（1）为便于与已上市同类风电 REITs 项目比较，将等效利用小时数取值调整为 4 年完整年度（历史 3 个完整年度及预测期首个完整年度）平均值

据统计，已上市同类风电 REITs 项目在预测等效利用小时数时，选择的历史数据平均周期范围为 3-4 年。为便于与已上市同类风电 REITs 项目比较，对东方红申能股份新能源 REIT 项目（以下简称申能 REIT）的等效利用小时数取值调整为 4 年完整年度（历史 3 个完整年度及预测期首个完整年度）平均值。

表 3-1-13　已上市同类风电 REITs 项目及申能 REIT 等效利用小时数预测选取的历史数据周期[126]

项目	等效利用小时数预测选取的历史数据周期

[126] 由于等效利用小时数与结算电量（或称上网电量）为换算关系，各项目等效利用小时数预测选取的历史数据周期与电量预测选取的历史数据周期具有等效性。

项目	等效利用小时数预测选取的历史数据周期
中信建投明阳智能新能源REIT	黄骅旧城风电场历史3年完整年度平均值；红土井子风电场按照近4年完整年度最低值
工银蒙能清洁能源REIT	4个完整年度（历史3个完整年度及预测期首个完整年度）平均值
中航中核汇能新能源REIT	历史4年完整年度平均值
申能REIT	4个完整年度（历史3个完整年度及预测期首个完整年度）平均值

（2）从取值结果更审慎角度考虑，将取值调整为4年完整年度（历史3个完整年度及预测期首个完整年度）平均值后，稳定期等效利用小时数预测为1,634.76小时，介于历史三年最高值与最低值之间

等效利用小时数计算公式如下：

等效利用小时数=结算电量÷项目总装机容量

公式中结算电量为实际上网电量，该数据直接取自国网青海公司出具给本项目的电费结算单，且该数据为已充分考虑限电率、损失率、厂用及线损率等影响因素后的结算数据[127]。

等效利用小时数预测过程为：

1）2026年7-12月等效利用小时数预测：以2026年7-8月等效利用小时数的实际值加上报告期内历年9-12月合计等效利用小时数的最低值，取值为747.99小时。具体如下：

表3-1-14　2026年7-12月等效利用小时数预测表

月份	等效利用小时数（小时）
2023年9-12月	550.47
2024年9-12月	497.50
2025年9-12月	516.26

[127] 等效利用小时数与理论发电小时数的对应关系为：等效利用小时数=理论发电小时数×(1 -限电率-损失率)×(1 -厂用及线损率)。在风电行业实践中，等效利用小时数按照结算电量除以项目总装机容量计算，用以表征项目实际发电能力。因此采用等效利用小时数指标，已将限电率、损失率、厂用及线损率等因素充分考虑在内。

2026 年 7-8 月	250.48
2026 年 9-12 月（预测）	497.50
2026 年 7-12 月（预测）	747.99

2）2027 年及以后等效利用小时数预测：取 2023-2026 年 4 个完整年度（即历史 3 个完整年度及预测期首个完整年度）等效利用小时数平均值 1,634.76 小时。具体如下：

表 3-1-15　2027 年等效利用小时数预测表

月份	等效利用小时数（小时）
2023 年	1,729.60
2024 年	1,608.39
2025 年	1,694.47
2026 年 1-8 月	1,009.06
2026 年 9-12 月（预测）	497.50
2027 年（预测）	1,634.76

2026 年，我国天气气候整体呈现出气温偏高、降水时空分布不均、极端天气频发的特点，项目所在区域风资源同比有所减弱。出于审慎角度考虑，对于 2026 年 7-12 月的等效利用小时数预测，7-8 月取实际完成值，9-12 月等效利用小时数取报告期内历年 9-12 月等效利用小时数最低值，以反映 2026 年极端天气导致的偶发性、特殊性情况。

长周期看，预计风资源将回归平均水平并保持稳定，故对于 2027 年及以后的等效利用小时数预测，采用 4 年完整年度（历史 3 个完整年度及预测期首个完整年度）平均值。该取值 1,634.76 小时介于历史三年最高值 1,729.60 小时及最低值 1,608.39 小时之间，具有合理性与审慎性。

预测等效利用小时数低于辅助验证方法测算的等效利用小时数，进一步佐证等效利用小时数预测具有审慎性

①辅助验证方法一

为便于与已上市同类风电 REITs 项目比较，管理人以市场项目采用的其他预测方法进行辅助验证，具体过程如下：

表 3-1-16　对等效利用小时数的其他预测方法辅助验证表

单位：万千瓦时、小时

指标	2026 年 7-12 月	2027 年及之后年份	取值依据
理论发电量	20,675.81	45,431.50	2026 年 7-12 月以历史三年理论发电量均值减去 2026 年 1-6 月实际理论发电量取值 2027 年以 2023-2026 四年理论发电量均值取值，后续保持不变
限电量	4,752.65	11,404.42	由于 2026 年与 2025 年同周期发生增容改造，因此以 2025 年限电量预测 2026 年，2026 年 7-12 月限电量以全年限电量减去 2026 年 1-6 月实际限电量 2027 年以 2023-2026 四年限电量均值取值，后续保持不变
损失电量	60.03	142.61	2026 年 7-12 月以历史三年损失电量均值减去 2026 年 1-6 月实际损失电量取值 2027 年以 2023-2026 四年损失电量均值取值，后续保持不变
厂用及线损电量	695.39	1,137.35	2026 年 7-12 月以历史三年厂用及线损电量均值减去 2026 年 1-6 月实际厂用及线损电量取值 2027 年以 2023-2026 四年厂用及线损电量均值取值，后续保持不变
结算电量	15,167.74	32,747.12	结算电量=理论发电量-限电量-损失电量-厂用及线损电量
等效利用小时数	758.39	1,637.36	等效利用小时数=结算电量÷项目总装机容量

根据测算结果，本项目 2026 年 7-12 月和 2027 年等效利用小时数的预测值 747.99 小时、1,634.76 小时与市场项目采用的其他预测方法辅助验证得到的结果相近，且预测取值更加审慎，具有合理性。

②辅助验证方法二

管理人结合全省风电平均等效利用小时数的历史值[128]、并基于《青海打造国家清洁能源产业高地行动方案（2021-2030 年）》中对于青海省 2030 年电力装机容量、发电量等指标的规划目标，对本项目的预测值进行了辅助验证。验证结果表明，估值假设中本项目的预测等效利用小时数具有审慎性。

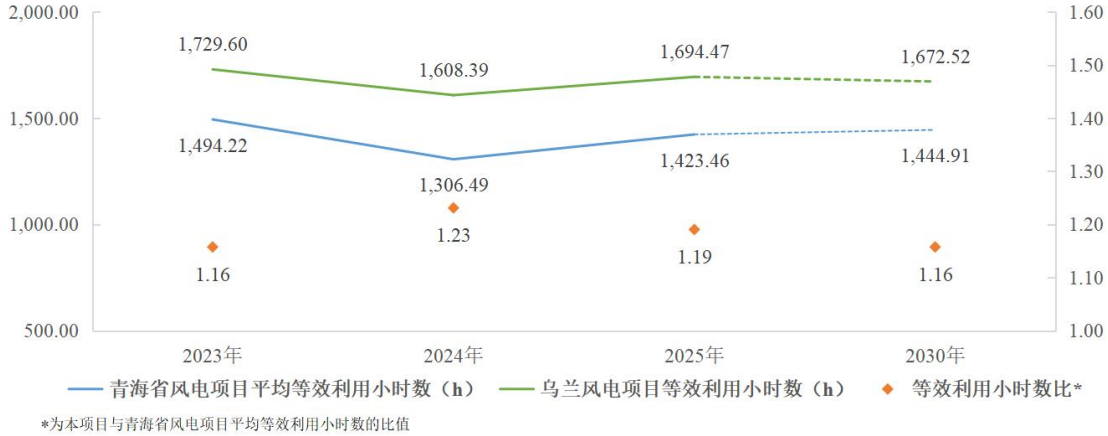


图 3-1-1 青海省风电项目与本项目等效利用小时数对比

将 2023-2025 年全省风电平均等效利用小时数的历史值与本项目进行汇总比对可见，全省平均数据与本项目数据的波动趋势存在一致性，且由于项目选址使得风资源条件在青海省内较好，以及运营管理稳定使得风机可利用率较高等原因[129]，本项目的等效利用小时数较全省风电项目平均值高 16-23%。

根据《青海打造国家清洁能源产业高地行动方案（2021-2030 年）》，青海省 2030 年目标风电装机容量为 3,000 万千瓦，风电装机容量占总装机容量的比例较 2025 年末实际值 17.5%小幅提升至 18.2%，2030 年目标全省发电量 2,460 亿千瓦时。

根据行动目标的规划进行相应假设及推算[130]，2030 年全省风电平均等效利用小时数约 1,444.91 小时，本项目与全省平均等效利用小时数比值取 2023-2025 年期间的最低值 1.16，则本项目 2030 年预测等效利用小时数为 1,672.52 小时。

---

[128] 全省风电项目平均等效利用小时数=全省风电发电量÷全省平均风电装机容量。考虑到装机容量的动态变化，计算中对于装机容量取年初与年末的平均值。

[129] 根据青海省气候中心数据，青海省风能资源优先开发区主要集中在柴达木盆地及青南地区，本项目位于柴达木盆地东部，为青海省风资源较优区域。青海省全域属于风电 IV 类资源区，根据《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》，风电 IV 类资源区项目全生命周期合理利用小时数为 36,000 小时，按风电项目风机设计寿命 20 年计算，风电项目年合理利用小时数为 1,800 小时。2020-2025 年期间，本项目平均理论发电小时数为 2,257 小时，较合理利用小时数高约 25%。2023 年-2025 年期间，本项目可利用率分别为 99.88%、99.85%、99.91%，处于行业较优水平，项目运营管理稳定性较好。

[130] 装机容量假设：2025-2030 年期间全省风电装机容量假设匀速增长，2030 年全省平均风电装机容量取 2030 年年初与年末装机容量的平均值。发电量假设：2030 年全省发电量取自《青海打造国家清洁能源产业高地行动方案（2021-2030 年）》，2030 年全省风电发电量占比假设与风电装机容量占比同比例增长，即从 2025 年的 16.1%增加到 16.7%。

目前估值假设中，2027 年及后续年份等效利用小时数为 1,634.76 小时，较上述辅助验证方法二推算的结果低 2.26%，进一步佐证估值假设参数具有一定审慎性。

综上所述，为便于与已上市同类风电 REITs 项目比较，并出于取值结果更审慎角度考虑，本项目将等效利用小时数取值调整为 4 年完整年度（历史 3 个完整年度及预测期首个完整年度）平均值，取值结果 1,634.76 小时介于历史三年最高值 1,729.60 小时及最低值 1,608.39 小时之间，并且低于两种辅助验证方法测算的等效利用小时数，本项目等效利用小时数取值具有合理性与审慎性。

2、关于限电率取值合理性

（1）存续期限电率预测

限电率是风资源条件与电网调度共同作用下的统计结果，而非调度预先设定的管控指标。本项目 2025 年及 2026 年 1-6 月限电率较高，主要系青海省电网近年来实施增容改造工程，致使区域新能源出力受限所致，本项目 2026 年 1-6 月限电量同比并未明显上升。在可再生能源消纳责任权重政策持续落实、750 千伏西宁变增容改造工程结束以及青海省及重点省市用电需求稳步增长等多重利好因素驱动下，本项目存续期限电率进一步上升空间有限。根据限电率计算公式：限电率=限电量÷理论发电量=（理论发电量-结算电量-损失电量-厂用及线损电量）÷理论发电量，对本项目存续期限电率预测如下：

表 3-1-17　限电率预测表

单位：万千瓦时、小时

指标	2026 年 7-12 月	2027 年及之后年份	取值依据
理论发电量	20,675.81	45,431.50	2026 年 7-12 月以历史三年理论发电量均值减去 2026 年 1-6 月实际理论发电量取值 2027 年以 2023-2026 四年理论发电量均值取值，后续保持不变
等效利用小时数	747.99	1,634.76	2026 年 7-12 月以 2026 年 7-8 月等效利用小时数实际值加上报告期内历年 9-12 月合计等效利用小时数的最低值 2027 年以 2023-2026 年等效利用小时数均值取值，后续保持不变

结算电量	14,959.74	32,695.12	结算电量=等效利用小时数×装机容量
损失电量	60.03	142.61	2026 年 7-12 月以历史三年损失电量均值减去 2026 年 1-6 月实际损失电量取值 2027 年以 2023-2026 四年损失电量均值取值，后续保持不变
厂用及线损电量	695.39	1,137.35	2026 年 7-12 月以历史三年厂用及线损电量均值减去 2026 年 1-6 月实际厂用及线损电量取值 2027 年以 2023-2026 四年厂用及线损电量均值取值，后续保持不变
限电量	4,960.65	11,456.42	限电量=理论发电量-结算电量-损失电量-厂用及线损电量
限电率	23.99%	25.22%	限电率=限电量÷理论发电量

如上表所示，预测项目存续期内限电率较历史年份限电率（剔除增容改造工程影响）有所提升，并在长期保持相对稳定，具有合理性。

（2）以市场项目采用的其他预测方法进行辅助验证，本项目预测更加审慎

为便于与已上市同类风电 REITs 项目比较，管理人以市场项目采用的其他预测方法进行辅助验证，具体过程如下：

表 3-1-18　对限电率的其他预测方法辅助验证表

单位：万千瓦时、小时

指标	2026 年 7-12 月	2027 年及之后年份	取值依据
理论发电量	20,675.81	45,431.50	2026 年 7-12 月以历史三年理论发电量均值减去 2026 年 1-6 月实际理论发电量取值 2027 年以 2023-2026 四年理论发电量均值取值，后续保持不变
限电量	4,752.65	11,404.42	由于 2026 年与 2025 年同周期发生增容改造，因此以 2025 年限电量预测 2026 年，2026 年 7-12 月限电量以全年限电量减去 2026 年 1-6 月实际限电量

			2027 年以 2023-2026 四年限电量均值取值，后续保持不变
限电率	22.99%	25.10%	限电率=限电量÷理论发电量

根据测算结果，本项目 2026 年 7-12 月和 2027 年限电率的预测值与市场项目采用的其他预测方法辅助验证得到的结果相近，且预测取值更加审慎，具有合理性。

（3）等效利用小时数预测中已充分考虑限电率因素

等效利用小时数=结算电量÷项目总装机容量，该公式中结算电量为实际上网电量，数据直接取自与国网青海公司的电费结算单，取值区间为历史四年完整周期，故已将历史限电率等因素充分考虑在内。同时出于审慎性考虑，本项目预测未来等效利用小时数时，参考的历史等效利用小时数取值保留了 2025 年及 2026 年 1-6 月因 750 千伏西宁变增容改造及间隔扩建工程导致电网断面受限而引起的特殊性限电不利因素对基值的影响。

此外，为便于与已上市同类风电 REITs 项目比较，并出于取值结果更审慎角度考虑，本项目将取值调整为 4 年完整年度（历史 3 个完整年度及预测期首个完整年度）平均值，取值结果 1,634.76 小时介于 2023-2025 年最高值 1,729.60 小时及最低值 1,608.39 小时之间，并且低于辅助验证方法测算等效利用小时数，因此具有合理性与审慎性。

综上所述，限电率是风资源条件与电网调度共同作用下的统计结果，而非调度预先设定的管控指标。本项目 2025 年及 2026 年 1-6 月限电率较高，主要系青海省电网近年来实施增容改造工程，致使区域新能源出力受限所致，本项目 2026 年 1-6 月限电量同比并未明显上升。本项目等效利用小时数预测中已充分纳入历史阶段性限电因素的影响，取值结果介于历史三年最高值及最低值之间，并且低于辅助验证方法测算的等效利用小时数。因此，本项目等效利用小时数预测取值具有合理性与审慎性。

3、关于损失率、厂用及线损率取值合理性

2023-2025 年及 2026 年 1-6 月，本项目损失率分别为 0.43%、0.24%、0.27%及 0.33%，厂用及线损率分别为 4.35%、2.50%、2.91%及 2.83%，存在一定波动。2024 年及以后本项目损失率、厂用及线损率有所下降，主要系 2023 年 10 月关口计量表点位调整导致送电线路计量距离缩短等一次性因素[131]导致。

损失率[132]主要与设备故障损失电量、计划检修损失电量等损失电量有关，厂用及线损率[133]主要与主变损耗电量、线路损耗电量等厂用及线损电量有关。参考运营管理机构其他运营期限较长的同类项目经验，当设备维护保养得当时，损失电量、厂用及线损电量可以得到有效管控。

此外，基于谨慎性考虑，运营管理机构拟提高预试与检修频率，并充分考虑了项目存续期修理费（维护性资本性支出），通过更高频率的日常检修，对发电设备进行维护，可进一步保障设备的全生命周期运行状态，从而减少损失电量、厂用及线损电量对项目的不利影响。并且，本项目在进行等效利用小时数预测时，结算电量以历史四年为取值区间，已将历史平均损失电量、平均厂用及线损电量等因素充分考虑在内，且并未将 2023 年损失电量、厂用及线损电量的历史较高值做特殊剔除，因而取值较为合理审慎。

（1）损失率、厂用及线损率历史数据波动系送电线路计量距离缩短等一次性因素所致

2023 年 10 月，项目公司与国网青海公司进行了主动沟通，将关口计量表从 750 千伏塔拉变电站侧调整至华扬 330 千伏升压站侧，调整完成后送电线路的计量距离相应缩短，损耗下降，因此本项目 2024 年及以后损失率、厂用及线损率均有所下降。

关口计量表的调整为一次性影响因素，完成调整后（2024 年及以后）的损失电量、厂用及线损电量，更能代表本项目后续运行状态。

（2）通过对设备维护进行妥善保养，损失电量、厂用及线损电量可以得到有效管控

结合发电设备全生命周期运营特征、计划检修、故障、电网状况等风险因素，

---

[131] 2023 年 10 月，本项目关口计量表从 750 千伏塔拉变电站侧调整至华扬 330 千伏升压站侧，送电线路计量距离相应缩短。

[132] 损失率=损失电量÷理论发电量，损失电量包括设备故障损失电量、计划检修损失电量等。

[133] 厂用及线损率=厂用及线损电量÷实际发电量，实际发电量=理论发电量-限电量-损失电量，厂用及线损电量包括主变损耗电量、线路损耗电量等。

损失率与设备故障损失电量、计划检修损失电量等损失电量有关，厂用及线损率与主变损耗电量、线路损耗电量等厂用及线损电量有关，参考运营管理机构其他运营期限较长的同类项目经验，当设备维护保养得当时，损失电量、厂用及线损电量可以得到有效管控。

1）发电设备全生命周期运营特征

陆上风电项目的发电设备通常包括风电机组、变电设备及线路等，其中风电机组由塔架、叶轮、发电机、液压系统、偏航系统、电控系统、机舱、传动系统组成，变电设备及线路由一次电气设备系统、二次电气设备系统组成。

风力发电行业通常使用风电机组可利用率（以下简称可利用率）来表征上述发电设备全生命周期运行效率及可靠性，计算方式为风力发电机组无故障可使用时间占总时间的百分比，即：单台风力发电机组可利用率=[（总时数-风机维修和故障未工作时数）÷总时数]×100%，全场风力发电机组可利用率=单台风电机组可利用率的总和÷台数。

2023 年、2024 年、2025 年及 2026 年 1-6 月，本项目可利用率分别为 99.88%、99.85%、99.91%和 99.85%，处于行业较优水平。

2）计划检修、故障、电网状况等风险因素

设备故障风险方面，本项目通过积极主动的检修管理，来管控风电机组、变电设备及线路故障风险。运营管理机构实施全覆盖的定期检修，有效防范低概率、高损失故障的发生，从而降低非计划停机导致的发电量损失（即设备故障损失电量）。基金存续期内，运营管理机构拟提高预试与检修频率，并充分考虑存续期修理费（维护性资本性支出），以保障发电设备全生命周期运行状态，进一步规避设备故障风险。

计划检修风险方面，本项目通过合理安排计划检修窗口以平衡发电收益与设备可靠性。风电机组每年均需要进行例行检修，及时发现设备隐患、预防设备故障。在进行设备检修时风电机组需要进行停运，若检修时机选择不当（如在大风季检修）将加大项目发电量损失（即计划检修损失电量）。因此，运营管理机构通常于每年小风季集中开展本项目检修工作，在确保设备可靠性的同时，尽可能平衡发电收益。

电网状况风险方面，本项目通过主动优化检修时段安排，规避电网输送断面

受限造成的被动限电影响。2025 年及 2026 年 3-6 月，国网青海公司实施 750 千伏西宁变增容改造及间隔扩建工程，导致青海省海西州、海南州等地新能源项目出力受限。本项目在同期集中安排了年度检修、停电消缺等工作，以主动优化检修时段来一定程度上抵消被动限电的不利影响。

3）参考运营管理机构其他运营期限较长的同类项目经验，当设备维护保养得当时，损失电量、厂用及线损电量可以得到有效管控

本项目运营管理机构具备丰富的新能源项目运维管理经验，存续期检修范围全面覆盖风电机组、变电设备及线路。通过运营管理机构的系统性维护，可有效控制本项目设备故障损失电量、计划检修损失电量等损失电量，以及主变损耗电量、线路损耗电量等厂用及线损电量，进而将本项目损失率、厂用及线损率维持在合理水平。

表 3-1-19　本项目存续期检修工作范围

运维及检修范围	检修维护项目范围	检修效果
风电机组检修	塔架：塔筒、基础、爬梯、紧固螺栓、助爬器等； 叶轮：叶片、轮毂、导流罩、变桨电机、变桨变频器、液压动力泵、变桨轴承、叶尖扰流器等； 发电机：集电环、轴承、转子、定子等； 液压系统：液压站、压力表、管道、蓄能器、阀门、滤油器等； 偏航系统：偏航电机、偏航减速器、偏航轴承、偏航制动器等； 电控系统：电缆、控制柜、变流器、变桨和偏航控制、风向标、风速仪等； 机舱：机舱罩、底座及附件、提升机、冷却风扇、变流水冷器等； 传动系统：齿轮箱、联轴器、主轴、主轴承。	减少故障损失电量、计划检修损失电量等损失电量
变电设备及线路检修	一次设备系统：主变压器、高压断路器、组合电器（GIS）、隔离开关、电压互感器、电流互感器、站用变压器、无功补偿装置、配电柜、箱变、35 千伏集电线路（包括与集电线路连接的隔离开关、避雷器等电力设备、集电线路杆塔及其基础等）、各级母线及引线、电缆、各种设备构支架及基础等；	减少主变损耗电量、线路损耗电量等厂用及线损电量

运维及检修范围	检修维护项目范围	检修效果
	（2）二次设备系统：继电保护装置、调度自动化设备、故障录波装置、通信系统、风、光功率预测系统、计量系统、监控系统、直流系统、不间断电源、站用电系统、防误闭锁系统、电缆、光缆等。	

损失率=（设备故障损失电量+计划检修损失电量）÷理论发电量，理论发电量主要受风资源影响而平稳波动，因此，损失率主要受设备故障损失电量、计划检修损失电量等损失电量影响，与风电机组设备性能相关。根据风电行业运维经验，通过积极主动的检修管理，可以使风电机组保持良好运行状态，从而控制设备故障及计划检修导致的损失电量，并在风电项目全生命周期内保持相对稳定。

作为参考，运营管理机构管理的其他运营期限较长的同类陆上风电项目损失率如下所示：

表 3-1-20　运营管理机构管理的同类陆上风电项目损失率

项目名称	A 风电项目	B 风电项目	C 风电项目
运营期限	超 10 年	超 9 年	超 7 年
第 1 年	未记录	2.56%	1.09%
第 2 年	未记录	2.38%	1.79%
第 3 年	2.59%	0.53%	0.44%
第 4 年	0.01%	0.65%	1.29%
第 5 年	0.18%	5.61%	0.47%
第 6 年	0.06%	3.76%	1.80%
第 7 年	0.04%	4.81%	1.04%
第 8 年	0.02%	3.17%	/
第 9 年	0.18%	2.95%	/
第 10 年	0.17%	/	/

平均值	0.41%	2.94%	1.13%

通过比较，上述陆上风电项目虽投运时间较长，但损失率在运营期内整体围绕平均值波动，并未呈现出随项目运营期限增加而明显上升的趋势。

此外，厂用及线损率=厂用及线损电量÷实际发电量，厂用及线损率受厂用及线损电量、实际发电量的共同影响。其中，厂用及线损电量主要由主变损耗电量和线路损耗电量构成[134]，在风电行业实践中，通过积极主动的检修管理，可对上述两项损耗电量进行较好的管控。

作为参考，运营管理机构管理的其他运营期限较长的同类陆上风电项目厂用及线损率如下所示：

表 3-1-21　运营管理机构管理的同类陆上风电项目厂用及线损率

项目名称	A 风电项目	B 风电项目	C 风电项目
运营期限	超 10 年	超 9 年	超 7 年
第 1 年	1.54%	1.94%	2.27%
第 2 年	1.54%	1.87%	2.40%
第 3 年	1.81%	4.14%	2.20%
第 4 年	2.60%	3.24%	2.40%
第 5 年	0.38%	2.72%	2.33%
第 6 年	0.93%	2.89%	2.40%
第 7 年	1.42%	3.04%	2.30%
第 8 年	1.16%	2.95%	/
第 9 年	0.76%	2.97%	/
第 10 年	0.96%	/	/
平均值	1.31%	2.86%	2.33%

[134] 根据电力行业专业经验，对于正常在役、定期检修的主变压器和输电线路，设备老化带来的损耗电量增幅较小，几乎可忽略不计。

通过比较，上述陆上风电项目厂用及线损率在运营期内整体围绕平均值波动，并未呈现出随项目运营期限增加而明显上升的趋势。

未来，运营管理机构对于本项目也将采取积极主动的检修管理，通过有效控制损失电量和厂用及线损电量，并提升本项目在风资源较好时段发电量，从而保障损失率、厂用及线损率保持平稳。

（3）基金存续期内，运营管理机构拟提高预试与检修频率，并充分考虑了项目存续期修理费（维护性资本性支出），有助于保障存续期发电设备全生命周期运行状态，从而减少损失电量、厂用及线损电量的不利影响

运营管理机构拟提高预试与检修频率，并充分考虑了项目存续期修理费（维护性资本性支出）。上述运营管理安排可进一步保障存续期发电设备全生命周期运行状态，减少损失电量、厂用及线损电量的不利影响。相关费用已纳入估值考虑。

（4）等效利用小时数取值已将损失电量、厂用及线损电量等因素考虑在内

等效利用小时数=结算电量÷项目总装机容量，该公式中结算电量为实际上网电量，数据直接取自与国网青海公司的电费结算单，取值区间为历史四年，已将历史平均损失电量、平均厂用及线损电量等因素充分考虑在内[135]。同时，从审慎角度，并未将 2023 年损失电量、厂用及线损电量的历史较高值做特殊剔除，因而取值较为合理审慎。

综上所述，本项目损失率、厂用及线损率在报告期内存在一定波动，主要系 2023 年 10 月送电线路计量距离缩短等一次性因素导致。损失率与设备故障损失电量、计划检修损失电量等损失电量有关，厂用及线损率与主变损耗电量、线路损耗电量等厂用及线损电量有关，参考运营管理机构其他运营期限较长的同类项目经验，当设备维护保养得当时，损失电量、厂用及线损电量可以得到有效管控。基金存续期内，运营管理机构拟提高预试与检修频率，并充分考虑了项目存续期修理费（维护性资本性支出），有助于保障存续期发电设备全生命周期运行状态，从而减少损失电量、厂用及线损电量的不利影响。本项目等效利用小时数预测时，结算电量取值区间为历史四年，已将历史平均损失电量、平均厂用及线损电量等因素充分考虑在内，并未将 2023 年损失电量、厂用及线损电量的历史较高值做

[135] 结算电量=实际发电量-厂用及线损电量，实际发电量=理论发电量-限电量-损失电量。因此直接采用结算电量数据，已将损失电量、厂用及线损电量等因素充分考虑在内。

特殊剔除，取值较为合理审慎。

4、关于市场化交易结算单价取值合理性

考虑到青海省电力供需周期性特征以及现货市场运行时间较短等因素，本项目将取值区间进一步延长至 2026 年 1-6 月，以更好地表征青海省电力现货市场运行以来市场化交易结算单价（含超缺额）的全年平均价格。

预测期内，采用历史三年及一期加权的方法，即以 2023 年至 2026 年 6 月各时段发电量占总发电量的比例作为权重，对历史各年度市场化交易结算单价（含超缺额）进行加权平均，得出以后年度市场化交易结算单价（含超缺额）0.2382 元/千瓦时（含税价），后续预测年度保持不变。该预测取值介于历史三年最高值 0.2395 元/千瓦时与最低值 0.2283 元/千瓦时之间，且低于 2026 年 1-6 月市场化交易结算单价（含超缺额）0.2563 元/千瓦时。此外，本项目自省内电力现货市场连续结算试运行后，市场化交易结算单价（含超缺额）围绕预测取值窄幅波动，从整体上看试运行后的加权平均市场化交易结算单价（含超缺额）超过预测取值、从分月角度看 70%比例的月份市场化交易结算单价高于预测时使用的市场化交易结算单价（含超缺额），因此采用前述不变价格预测具有一定合理性与审慎性。

（1）历史三年及一期市场化交易结算单价（含超缺额）加权平均值为 0.2382 元/千瓦时，取值介于历史三年最高值与最低值之间，且低于最近一期市场化交易结算单价（含超缺额），具有审慎性与合理性

本项目选择历史三年及一期作为市场化交易结算单价（含超缺额）取值参考的时间区间，以加权平均法对市场化交易结算单价（含超缺额）进行假设取值，结果为 0.2382 元/千瓦时，取值介于历史三年最高值 0.2395 元/千瓦时与最低值 0.2283 元/千瓦时之间。

如按照大部分已上市同类风电 REITs 项目，取最近一期市场化交易结算单价（含超缺额）作为假设，则本项目最近一期市场化交易结算单价（含超缺额）为 0.2563 元/千瓦时。

本项目对 2026 年度及以后按照 0.2382 元/千瓦时进行测算，取值参考的时间区间为历史三年及一期，取值结果为上述两种方法中的较低值，具有审慎性。

表 3-1-22　已上市同类风电 REITs 项目及申能 REIT 电价取值方式

项目	电价预测情况

项目	电价预测情况
中信建投明阳智能新能源 REIT	（1）红土井子风电场项目： 省内中长期交易含税电价为 2020-2023 年的均值 214.83 元/兆瓦时。 跨区跨省中长期交易含税电价为 2021 年-2023 年三年（2020 年未开展跨区跨省中长期交易）的平均值 279.40 元/兆瓦时。 省间现货交易含税电价为历史 4 年最低水平 205.95 元/兆瓦时。 （2）黄骅旧城风电场项目： 保障性收购电量的售电价格按照《购售电合同》约定的价格进行预测。 预测假设未来省内中长期交易及省内现货交易合并平均含税电价为 364.40 元/兆瓦时（当地燃煤基准电价）。 省间现货交易含税电价按照近两年中较低的一年的结算均价 220.13 元/兆瓦时进行假设。
工银蒙能清洁能源 REIT	预测期保障电价以 2024 年 4 月以后的数值为基准保持不变；预测期内市场交易电价以 2024 年 4-6 月市场电价为预测基准，充分、审慎考虑电力市场化改革对入池风电项目平均标杆电价的影响趋势；在目前上行趋势形成的基础上，假设存续期其市场交易电价一直不变。
中航中核汇能新能源 REIT	（1）北塔山风电项目： 对于省间交易电价，2025 年 10-12 月按照实际结算水平确定；考虑到实际结算电量和合同约定电量结算价差的不确定性，根据《新疆发展改革委安徽省发展改革委关于准东-皖南±1100 千伏直流通道配套电源送受电协议》，对 2026 年度及以后按照 0.250 元/千瓦时进行测算。 未来预测期内辅助服务交易电价对 2025 年 10-12 月采用实际发生数据进行测算，即-0.0120 元/千瓦时（含税），2026 年及以后按照 2022-2025 年平均电价进行测算，即-0.0434 元/千瓦时（含税）。 （2）富川协合项目： 对于 2025 年 10-12 月采用企业实际的结算水平，对于 2026 年度及以后考虑按照 2025 年度结算单价水平及上述电价变动幅度综合进行预测。
申能 REIT	以 2023 年至 2026 年 6 月各时段发电量占总发电量的比例作为权重，对历史各年度市场化交易结算单价（含超缺额）进行加权平均，得出以后年度市场化交易结算单价（含超缺额）0.2382 元/千瓦时（含税价），后续预测年度保持不变

（2）结合青海省电力供需周期性特征及现货市场运行时间较短等因素，将最近一期电价取值参考的时间范围从 2026 年 1-4 月进一步延长至 2026 年 1-6 月，

可以更好地表征青海省自电力现货市场运行以来市场化交易结算单价（含超缺额）的全年平均价格

根据青海省内电力供需“夏丰冬枯”“日盈夜亏”的运行特征，本项目第一、四季度市场化交易结算单价（含超缺额）一般表现为日内“午间电价低、早晚间电价高”，第二、三季度市场化交易结算单价（含超缺额）一般表现为日内“午间电价低、早晚间电价略低”。因此，全年市场化交易结算单价（含超缺额）也对应呈现周期性波动特征。

青海省现货市场运行时间虽短但第一、二季度具有较强的全年代表性，未来电价将具体由电力市场供需关系决定，并受到电力改革政策的合理指导。本项目2026 年 1-4 月市场化交易结算单价（不含超缺额）为 0.2860 元/千瓦时，2026 年 1-4 月市场化交易结算单价（含超缺额）为 0.2700 元/千瓦时。本项目将最近一期取值范围进一步延长至 2026 年 1-6 月后，市场化交易结算单价（含超缺额）对应调整为 0.2563 元/千瓦时。

（3）本项目自省内电力现货市场连续结算试运行后，市场化交易结算单价（含超缺额）围绕预测使用价格窄幅波动，从整体上看试运行后的加权平均市场化交易结算单价超过预测价格、从分月角度看 70%比例的月份市场化交易结算单价高于预测时使用的市场化交易结算单价，因此采用前述不变价格预测具有一定合理性与审慎性

2023 年-2025 年 10 月，本项目各月市场化交易结算单价（含超缺额）相对平稳、偶有波动；2025 年 11 月-2026 年 8 月，随着省内电力现货市场连续结算试运行，本项目各月市场化交易结算单价（含超缺额）围绕预测使用价格 0.2382 元/千瓦时窄幅波动。具体如下所示：

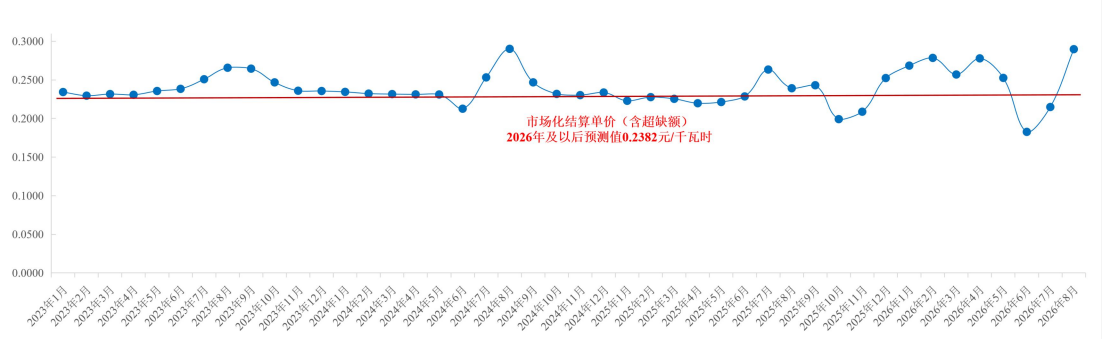


图 3-1-2 本项目报告期内各月市场化交易结算单价（含超缺额）[136]

因此，基于省内电力现货市场连续结算试运行后，本项目各月度市场化交易结算单价（含超缺额）围绕预测值窄幅波动特征，本项目采用历史三年及一期加权平均值 0.2382 元/千瓦时这一不变价格作为 2026 年度及以后预测值。该取值低于本项目电力市场化交易以来，2025 年 11 月-2026 年 8 月各月度市场化交易结算单价（含超缺额）平均值 0.2483 元/千瓦时和中位数 0.2548 元/千瓦时，并且低于最近一期市场化交易结算单价（含超缺额）0.2563 元/千瓦时，从分月角度看 70%比例的月份市场化交易结算单价（含超缺额）高于该预测值，因此，采用该方式预测未来电价具有一定审慎性与合理性。

综上所述，采用历史三年及一期市场化交易结算单价（含超缺额）0.2382 元/千瓦时作为 2026 年度及以后预测值，该数值介于历史三年最高值 0.2395 元/千瓦时与最低值 0.2283 元/千瓦时之间，低于本项目 2026 年 1-6 月市场化交易结算单价（含超缺额）0.2563 元/千瓦时，并且低于省内电力现货市场连续结算试运行以来，各月度市场化交易结算单价（含超缺额）平均值 0.2483 元/千瓦时和中位数 0.2548 元/千瓦时。因此，采用不变价格预测未来电价具有一定审慎性与合理性。

5、关于其他电费收入（考核费用）预测合理性

（1）历史年度其他电费收入情况

表 3-1-23 乌兰风电项目各年度其他电费收入明细表-1

单位：元/兆瓦时、兆瓦时、万元

年份	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年
其他电费单价	-6.17	-5.34	-5.41	-6.14

[136] 单位：元/千瓦时（含税）。

年份	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年
其他电费收入	-9.86	-180.19	-212.67	-209.24
其中：超缺额调整	-	-	-	-
省内辅助服务费用	-	-	-1.80	-1.95
剔除超缺额调整、省内辅助服务费用后的其他电费收入	-9.86	-180.19	-210.87	-207.29
剔除超缺额调整、省内辅助服务费用后的其他电费单价[137]	-6.17	-5.34	-5.36	-6.08

表 3-1-24　乌兰风电项目各年度其他电费收入明细表-2

单位：元/兆瓦时、兆瓦时、万元

年份	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
其他电费单价	-5.69	-3.79	-14.52	-22.01
其他电费收入	-196.93	-121.93	-492.24	-333.98
其中：超缺额调整	-	-	-321.04	-299.70
省内辅助服务费用	-14.46	-36.97	-55.17	-
剔除超缺额调整、省内辅助服务费用后的其他电费收入	-182.47	-84.97	-116.03	-34.28
剔除超缺额调整、省内辅助服务费用后的其他电费单价[138]	-5.27	-2.64	-3.42	-2.26

乌兰风电项目于 2019 年 12 月投入运营，青海电力现货电能量市场于 2025 年开始连续结算试运行。由于国家政策和市场结算考核规则的变动，近年其他电费单价存在一定波动。

根据乌兰风电项目电费结算单，超缺额调整费用自 2025 年 8 月起产生，省内辅助服务费用自 2025 年 11 月起不再产生，相关费用受政策及规则变动的影响

[137] 该部分单价纳入市场化交易结算单价（含超缺额）进行后续预测。
[138] 该部分单价纳入市场化交易结算单价（含超缺额）进行后续预测。

较为明显，因此将其他电费收入进行拆分并单独预测，更具合理性。

剔除超缺额调整、省内辅助服务费用后的其他电费单价保持相对稳定，且近年存在负向扣减收窄的趋势。

（2）将其他电费收入拆分预测的具体分析

将其他电费收入拆分为超缺额调整、省内辅助服务费用和其他（主要包括两个细则费用、结构平衡费用等）进行预测，各类费用的发生逻辑和相关政策的变化调整情况（如有）如下：

1）超缺额调整

①费用发生逻辑

根据《青海电力现货市场规则汇编（V6.0 结算试运行稿）》和《青海省发展和改革委员会关于设定青海电力现货市场连续结算试运行期间相关市场参数的函》（青发改价格函〔2025〕280 号），当机组中长期合约分时电量的 0.95 倍大于实际分时上网电量时，超额电量产生的收益按该机组对应时段中长期合约电价和实时节点电价的差价的 1 倍进行回收（差价为负时不回收）。当机组中长期合约分时电量的 1.2 倍小于实际分时上网电量时，缺额电量产生的收益按该机组对应时段实时节点电价和中长期合约电价的差价的 0.8 倍进行回收（差价为负时不回收）。回收机制总结如下：

表 3-1-25　超缺额回收机制总结

超缺额情况	回收金额
实际分时上网电量<中长期合约分时电量×0.95	（中长期合约电价-实时节点电价）×（中长期合约分时电量×0.95-实际分时上网电量）
中长期合约分时电量×0.95≤实际分时上网电量≤中长期合约分时电量×1.2	不回收
实际分时上网电量>中长期合约分时电量×1.2	（实时节点电价-中长期合约电价）×0.8×（实际分时上网电量-中长期合约分时电量×1.2）

根据上述超缺额回收机制，发电侧超缺额调整项金额为负。

机组中长期超缺额收益回收费用日清月结，由所有批发市场用户及电网企业代理购电用户按月度用电量比例分享。

②相关政策的变化调整情况

2025 年 8 月，青海电力交易中心发布关于开展青海电力现货市场第四次结算试运行工作的通知，并印发《青海电力现货市场第四次结算试运行工作方案》《青海电力现货市场规则汇编（V5.0 结算试运行稿）》（以下简称现货市场规则 5.0 版），明确调整了中长期超缺额获利回收机制。

2025 年 10 月，青海省发展和改革委员会、青海省能源局、国家能源局西北监管局联合发布《关于开展青海电力现货市场连续结算试运行工作的通知》（青发改能源〔2025〕695 号），并印发《青海电力现货市场连续结算试运行工作方案》《青海电力现货市场规则汇编（V6.0 结算试运行稿）》，沿用了现货市场规则 5.0 版的中长期超缺额获利回收机制。同月，青海省发展和改革委员会发布《青海省发展和改革委员会关于设定青海电力现货市场连续结算试运行期间相关市场参数的函》（青发改价格函〔2025〕280 号），调整了青海电力现货市场连续结算试运行期间部分市场参数，提高了缺额回收的触发倍数要求，降低了缺额回收比例，更有利于发电企业通过合理交易策略提升收益空间。

面对市场政策的变化调整，项目电力交易业务团队积极应对，通过更加精细化的交易策略，力争稳定项目经营业绩。

③后续预测方式

根据乌兰风电项目电费结算单，超缺额调整自 2025 年 8 月起产生，结合其发生机制为中长期分时合约电量与实际分时上网电量的偏差导致，该费用是对市场化交易结算单价的平衡，因此后续将该项费用与市场化交易结算收入合并进行预测。

2）省内辅助服务费用

①费用发生逻辑

根据《电力辅助服务市场基本规则》，电力辅助服务是指为维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，除正常电能生产、输送、使用外，由可调节资源提供的调峰、调频、备用、爬坡等服务。

费用按照“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”原则分担。根据青海电力交易中心有限公司每月提供的发电企业交易结算单，辅助服务费用日清月结。

②相关政策的变化调整情况

2025 年 6 月，国家能源局西北监管局发布《国家能源局西北监管局关于明确电力辅助服务市场价格机制等相关事项的通知》（西北监能市场〔2025〕48 号），明确结算试运行期间，调峰辅助服务不予补偿；在现货市场连续运行后，原则上调峰辅助服务市场不再运行。

③后续预测方式

2025 年 11 月，青海电力现货电能量市场开始连续结算试运行，根据乌兰风电项目电费结算单，自 2025 年 11 月起，省内辅助服务电费已不再产生，故后续预测不单独产生省内辅助服务费用，其影响纳入其他部分合并考虑。

3）剔除超缺额调整、省内辅助服务费用后的其他电费收入

剔除超缺额调整、省内辅助服务费用后的其他电费收入主要包括两个细则费用和结构平衡费用等，该部分费用未涉及因政策变化而发生明显变动的情况。

由于历史年度该部分费用的结算单价保持相对稳定，且近年存在负向扣减收窄的趋势，出于谨慎性考虑，以 2023 年 1 月-2026 年 6 月各时段发电量占总发电量的比例作为权重，对该部分费用的结算单价进行加权平均，计算后续年度单价，预测期内保持不变。

（3）预测方法与近期上市的同类 REITs 项目相近

申能 REIT 和近期上市的同类 REITs 项目对该类费用的预测方法对比如下：

表 3-1-26　近期上市的同类 REITs 项目及申能 REIT 对其他电费收入（考核费用）的预测方法

项目名称	预测方法
中信建投明阳智能新能源 REIT	电网考核费用： 1.两个细则考核费用：按历史三年平均数保持不变； 2.电力辅助服务费用：黄骅旧城风电场项目按历史三年平均数进行估计，基金存续期保持不变；红土井子风电场项目按历史三年平均数再额外增加 40 万元/年（不含税）进行估计，基金存续期保持不变。
工银蒙能清洁能源 REIT	未单独预测。
中航中核汇能新能源 REIT	辅助服务交易电价：按照历史四年平均电价进行测算，未来保持不变；两个细则考核费用及其他：按照历史两年的月平均数年化后进行预测。
华泰三峡新能源	系统及考核费用部分：

项目名称	预测方法
REIT	1.两个细则考核费用：按历史三年平均值预测，除最后两年外预测期内不变，2044 年及 2045 年 1-11 月，综合机组退役情况确定； 2.调峰辅助服务费用：受政策影响，预测期内不再产生调峰辅助服务费用； 3.其他市场运营费用：按 2025 年 3 月-2026 年 3 月月度平均预测，除最后两年外预测期内不变，2044 年及 2045 年 1-11 月，综合机组退役情况确定。
申能 REIT	其他电费收入： 1.超缺额调整：由中长期分时合约电量与实际分时上网电量的偏差导致，与市场化交易结算收入合并预测； 2.省内辅助服务费用：受政策影响，预测期内不单独产生辅助服务费用，其影响纳入其他部分合并考虑； 3.其他：按历史三年及一期加权平均值预测，预测期内保持不变。

综上所述，结合各类费用的发生逻辑和相关政策的变化调整情况，对其他电费收入拆分细项后进行预测，且预测方法与近期上市的同类 REITs 项目相近，具有合理性。

（二）关于成本参数取值合理性

1、关于运营成本取值合理性

运营管理机构拟增派人员进一步提升对乌兰风电项目的管理质量，同时对归属基础管理费部分的成本科目实行“包干制”。基于谨慎性考虑，本项目本次调增了运维费（增加人工成本）、检修和预试费（提高频率，列支在修理费中）等成本项假设，并增设了修理费（维护性资本性支出），用以覆盖基金存续期间的非周期性大修费用和技术改造费用等，不再单独列支技术改造费用。

本项目各项运营成本均以已签署合同金额或报告期实际发生额为基数、按科目属性设置增长机制，取值与历史水平具有延续性、与设备寿命及运营年限相匹配；属基础管理费包干范围的科目超支由运营管理机构承担，可有效保护基金份额持有人利益；预测期营业成本（不含折旧及摊销）占营业收入比重处于已上市同类风电 REITs 项目区间中部水平，成本预测合理审慎。具体分析如下：

（1）报告期营业成本构成

表 3-1-27　乌兰风电项目营业成本主要构成及预测取值对照

单位：万元

科目		2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月	2026 年（预测）[139]	预测取值基数及增长设置
基础管理费包干科目	运维费	257.32	182.11	153.17	96.86	191.11	2026 年按合同金额并额外考虑 50 万元人工成本预测，期满后每年+2%
	试验检验费	23.18	9.86	7.69	-	21.96	2026 年按合同合计 21.96 万元（不含税），期满后每年+2%
	运营支持服务费	620.00	380.00	500.00	250.00	500.00	以后年度参照 2025 年水平（500.00 万元）取值
	修理费	97.44	32.55	326.63	200.46	413.47	2026 年按合同合计 362.06 万元（不含税），期满后每年+2%；另电气设备整体检修预试 51.41 万元/次（每 3 年一次）
	安全活动费[140]	4.53	68.94	94.88	8.30	56.12	以 2023-2025 年实际使用金额的平均水平（56.12 万元/年）为基数，以后每年+2%
	材料费	1.03	1.77	-	-	-	并入其他费用
	其他	6.83	83.29	9.95	0.18	43.36	2026 年按 2023-2025 年平均，另每年 10 万元预备费，以后每年+2%
	修理费（维护性资本性支出）	-	-	-	-	100.00	2026 年下半年 100 万元、2027-2029 年每年 200 万元、2030 年起每年 300 万元（不足一年按比例计算）

[139] 2026 年（预测）列，金额为上半年实际数与下半年预测数之和，预测期规则见本表“预测取值基数及增长设置”列。
[140] 此处为实际使用金额口径。

科目	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月	2026 年（预测）[139]	预测取值基数及增长设置
折旧及摊销	6,778.19	6,746.26	6,755.88	3,378.73	6,757.46	以基准日固定资产账面价值为基础，按产权持有单位折旧摊销会计政策预测
保险费	81.25	129.12	129.07	59.80	111.98	按保单金额（2026/5-2027/4 为 110.63 万元含税），期满后每五年+5%
下网电费	487.90	472.44	559.66	269.57	506.67	2026 年及以后按 2023-2025 年平均数（506.67 万元）

上表所列示的付现运营成本（即不含折旧及摊销）中，除保险费和下网电费外，均包含在基础管理费中，本项目基础管理费实行“包干制”，年度实际支出超出预算部分由运营管理机构自行承担，项目公司现金流不受超支影响。

基础管理费包干范围内各成本科目构成及占比情况如下：

表 3-1-28　基础管理费包干范围内各成本科目构成及占付现运营成本比例情况

科目	2026 年（预测）	2027 年（预测）
运维费	9.83%	9.63%
试验检验费	1.13%	1.12%
运营支持服务费	25.71%	25.04%
修理费	21.26%	18.50%
安全活动费	2.89%	2.87%
其他	2.23%	2.22%
修理费（维护性资本性支出）	5.14%	10.02%

合计	68.19%	69.39%

基础管理费包干范围内各成本项在预测期内占比整体较为稳定，26 年修理费占比略高是由于 26 年修理费中包含三年一次的检修和预试费；26 年修理费（维护性资本性支出）占比略低主要是由于 26 年度仅 7-12 月为预测期，修理费（维护性资本性支出）按全年的一半测算。

（2）各科目取值与历史水平具有延续性

1）付现成本整体口径可比性良好

项目基础管理费覆盖除项目公司列支的保险费、下网电费、各项税费以外的全部运维成本，具体包括但不限于运维费、试验检验费、修理费、安全活动费、运营支持服务费、修理费（维护性资本性支出）、其他费用等。

2023-2025 年，基础管理费对应的成本项实际发生金额分别为 1,010.34 万元、758.52 万元和 1,092.32 万元；2026 年 7-12 月基础管理费预算为 770.22 万元、2027 年为 1,385.44 万元。预测取值稍高于历史三年最高水平，具有延续性且留有余量。上述基础管理费预算包干安排下，年度实际运维成本支出如超出预算部分将由运营管理机构自行承担，项目公司现金流不受超支影响。

2）各科目的取值逻辑与历史变动相匹配

运维费：预测按 2026 年市场化外委合同金额取值，高于 2025 年实际水平。为保障不动产基金上市后的平稳运行，拟增派人员对不动产项目进行运营管理，因此额外考虑 50 万元人工成本，运维费取值不因历史下降趋势而下调，具有审慎性。

保险费：预测按最新保单金额并每五年递增 5%，兼顾了资产使用后净值下降（保额下降）与物价增长两方面因素。

试验检验费：按最新签订合同金额预估。

下网电费：预测按三年平均数取值，居中合理。

运营支持服务费：由上海申能新能源投资有限公司按“受益原则”分摊确定；预测按 2025 年水平（500.00 万元）取值，介于历史区间中部。

修理费：2025 年起有所上升，主要系风电机组已出质保期所致；预测按 2026 年出质保后的市场化检修合同金额 362.06 万元取值，已充分反映出质保后的成本抬升。

安全活动费：为完善项目安全生产条件，保障安全运营而提取和支出的费用，安全活动费账面为计提金额，包含计提未使用金额及实际发生成本，计提未使用金额不影响委估资产组实际现金流量，故本次评估 2026 年安全活动费按 2023-2025 年的实际使用金额平均数计算，以后年度每年考虑 2%的增幅。

修理费（维护性资本性支出）：涵盖重大专项修理费用，包括但不限于大部件更换的非周期性大修费用、为保障场站持续稳定运行所需进行的技术改造费用以及基金存续期内不动产项目其他风险应急储备。不动产项目历史未发生该项费用，基金存续期内，2026 年 7-12 月金额为 100 万元，2027 年至 2029 年每年金额为 200 万元，2030 年起每年金额为 300 万元。

（3）本项目成本设置与主要固定资产使用寿命及运营年限相匹配

1）风机技术参数及与运营年限的匹配性

根据本项目风机厂商金风科技股份有限公司提供的《金风 GW V30 平台风力发电机组全生命周期维护手册（陆上）》，本项目风力发电机组全生命周期为 20 年，维护工作按 20 年进行计划；本项目风机运营年限至 2039 年 12 月，自 2019 年 12 月投运至运营期末合计约 20 年，与专用设备年限相符；本项目运营成本预测期间为 2026 年-2039 年，与主要固定资产使用寿命及项目运营年限相匹配。

本项目已运营超过 6 年，目前设备运营状态稳定，2023-2025 年，乌兰风电项目风力发电机组可利用率分别为 99.88%、99.85%、99.91%。

2）本项目运维费、试验检验费、修理费、安全活动费及其他费用均设置每年 2%的增幅，即预测期末（2039 年）相关成本较 2026 年基数累计上升约 29%，可覆盖设备老化带来的维护强度上升及物价因素；同时另设修理费（维护性资本性支出）以覆盖未来的大修支出（如有）及技术改造支出。

（4）与已上市同类风电 REITs 项目对比：参数设置与行业主流口径一致、占收入比重处于区间中部

中航中核汇能新能源 REIT、工银蒙能清洁能源 REIT、中信建投明阳智能新能源 REIT 均为已上市同类风电 REITs 项目，底层资产类型、设备配置、运营管理模式与本项目高度相近，其公开披露的估值假设具备较强参考价值。

表 3-1-29　中航中核汇能新能源 REIT 预测营业成本占营业收入的比重情况

单位：万元

项目	中航中核汇能新能源 REIT	占营业收入比重
资产类型	陆上风电	-
预测期	2027 年	
营业收入	16,565.36	
营业成本	9,620.29	58.07%
付现成本合计	2,245.45	13.56%
折旧及摊销	7,374.84	44.52%
汇集站及送出线路租金	184.15	1.11%
下网电费	230.09	1.39%
保险费	73.53	0.44%
运营管理服务费	1,757.67	10.61%

表 3-1-30　工银蒙能清洁能源 REIT 预测营业成本占营业收入的比重情况

单位：万元

项目	工银蒙能清洁能源 REIT	占营业收入比重
资产类型	陆上风电	-
预测期	2025 年	
营业收入	13,556.92	
营业成本	7,818.15	57.67%
付现成本合计	2,222.28	16.39%
基础管理费	1,579.70	11.65%
线路租赁费	283.19	2.09%
安全生产费	196.85	1.45%

项目	工银蒙能清洁能源 REIT	占营业收入比重
保险费	62.55	0.46%
维护性资本性支出	100.00	0.74%

表 3-1-31　中信建投明阳智能新能源 REIT 预测营业成本占营业收入的比重情况

单位：万元

项目	中信建投明阳智能新能源 REIT	占营业收入比重
资产类型	陆上风电	-
预测期	2025 年	
营业收入	18,160.02	
营业成本	8,423.62	46.39%
付现成本合计	1,959.15	10.79%
技术服务及运维费	215.32	1.19%
修理费	351.62	1.94%
材料费	308.04	1.70%
项目保险费	115.26	0.63%
人工成本	367.39	2.02%
安全生产相关支出	175.16	0.96%
风机运维费	323.34	1.78%
其他费用	103.02	0.57%

表 3-1-32　国金嘉泽新能源 REIT 预测营业成本占营业收入的比重情况

单位：万元

项目	国金嘉泽新能源 REIT	占营业收入比重

项目	国金嘉泽新能源 REIT	占营业收入比重
资产类型	陆上风电	-
预测期	2027 年	
营业收入	13,819.54	
营业成本	6,840.15	49.50%
付现成本合计	1,491.04	10.79%
运营管理费	1,330.19	9.63%
下网电费	50.00	0.36%
维护性资本性支出	110.85	0.80%

综合考虑资产类型及公开数据披露详实程度，本项目的同行业可比项目选取了已披露风电 REITs 项目中的中信建投明阳智能新能源 REIT 项目、工银蒙能清洁能源 REIT 项目、国金嘉泽新能源 REIT 项目、中航中核汇能新能源 REIT 项目。

本项目预测期第一个完整年度（即 2027 年）评估预测的营业成本（不含折旧及摊销）占营业收入的比重约为 11.31%，处于上述可比项目区间的中部水平，高于中信建投明阳智能新能源 REIT 项目和国金嘉泽新能源 REIT 项目，低于中航中核汇能新能源 REIT 项目、工银蒙能清洁能源 REIT，整体处于合理区间。

（5）已上市同类风电 REITs 项目与本项目在机组、装机规模、运营年限等方面的可比性

根据各可比项目招募说明书披露，可比项目底层资产与本项目的主要参数对比如下：

表 3-1-33　本项目与可比项目底层资产主要参数对比

项目	底层项目	装机容量（MW）	机组厂商及单机容量/台数	投运时间	风机剩余年限[141]	风机运营年限

[141] 风机剩余年限为各项目招募说明书于其评估基准日披露的数值。

本项目	乌兰风电项目	200.00	金风科技，2.2MW×90 台、2.0MW×1 台	2019 年 12 月	13.33 年	6.67 年
中信建投明阳智能新能源 REIT	黄骅旧城风电场	100.00	明阳智能，2.0MW×41 台、3.0MW×6 台	2018 年 7 月	14.59 年	5.41 年
	红土井子风电场	50.00	明阳智能，3.0MW×16 台、2.0MW×1 台	2017 年 4 月	13.34 年	6.66 年
工银蒙能清洁能源 REIT	华晨风电项目	100.00	明阳智能，2.0MW×50 台	2017 年 3 月	12.75 年	7.25 年
	恒润一期风电项目	49.50	湘电风能，2.0MW×24 台、1.5MW×1 台	2011 年 7 月	7.08 年	12.92 年
中航中核汇能新能源 REIT	北塔山风电项目	100.00	上海电气，2.5MW×40 台	2020 年 11 月	14.87 年	5.13 年
	富川协合风电项目	96.00	兴蓝风电，2.0MW×48 台	2017 年 6 月、9 月	16.47 年/16.70 年	8.53 年/8.30 年
国金嘉泽新能源 REIT	焦家畔风电项目	100.00	金风科技，2.5MW×40 台	2020 年 12 月	14.75 年	5.25 年
	新农村风电项目	17.50	金风科技，2.5MW×7 台	2020 年 12 月	14.75 年	5.25 年

从上表看，可比项目与本项目同为陆上风电项目，机组均为国内主流厂商 2.0-3.0MW 级机组，除恒润一期风电项目外，各项目投运时间集中于 2017-2020 年，投运年限为 5-9 年，平均投运年限约为 6.47 年，与本项目（投运约 6.67 年）总体可比。

此外，本项目的两项相关机制安排进一步保障了成本预测的稳健性：一是基础管理费包干制，运维费、试验检验费、运营支持服务费、修理费、安全活动费、其他费用及修理费（维护性资本性支出）均纳入基础管理费由运营管理机构包干，年度实际支出超出预算部分由运营管理机构承担，项目公司现金流不受超支影响；二是浮动管理费机制，本项目已将浮动管理费奖惩上限由基础管理费的 10%提高

至 20%，进一步强化运营管理机构与基金份额持有人的利益一致性。

综上所述，本项目各项运营成本的预测均以已签署合同金额或报告期实际发生额平均水平为基数，并按科目属性分别设置了增长机制，取值与历史水平具有延续性并已充分反映风电机组出质保后成本抬升的影响；成本设置与运营年限相匹配；且本项目成本占收入比例处于上述可比项目区间的中部水平；同时，本项目设置了基础管理费包干、浮动管理费等机制，为项目未来成本稳定性提供了机制保障。综合而言，本项目成本预测合理、审慎，有利于保障本项目长期稳定运营。

2、关于资本性支出取值合理性

本项目已在预测期增设修理费（维护性资本性支出），用于涵盖重大专项修理费用，包括但不限于大部件更换的非周期性大修费用、为保障场站持续稳定运行所需进行的技术改造费用以及基金存续期内不动产项目其他风险应急储备。基金存续期内，2026 年 7-12 月金额为 100 万元（不含税），2027 年至 2029 年每年金额为 200 万元（不含税），2030 年起每年金额为 300 万元（不含税）。该部分费用纳入基础管理费由运营管理机构包干。本项目修理费（维护性资本性支出）的设置具备合理性。具体分析如下：

（1）机器设备实际运行情况

1）设备构成与投运情况

乌兰风电项目安装 90 台单机容量 2,200 千瓦和 1 台单机容量 2,000 千瓦的风电机组，通过 8 回 35 千伏线路汇集送至华扬 330 千伏升压站，并通过 1 回 330 千伏线路送至 750 千伏塔拉变电站，经再次升压后送出并入国家电网。项目于 2019 年 12 月 24 日开始运营发电，运营期至 2039 年 10 月[142]。

2）质保与运行状态

根据风力发电机组、主变压器投运时间及质保期约定，风力发电机组于 2024 年 12 月出质保，主变压器于 2020 年 12 月出质保。截至本招募说明书出具之日，风力发电机组、主变压器等重要设施设备在质保期内、出质保后均保持稳定运营状态。

（2）存续期大修安排：无固定周期大修，同类项目历史大修金额有限

[142] 本项目国有建设用地使用权终止期限为 2039 年 10 月。

陆上风电机组无需按固定周期进行大修翻新，重要部件（叶片、齿轮箱、发电机等）的维修更换取决于实际运行状况与状态监测结果。本项目风电机组检查检修已在每年年检、半年检中有所安排，升压站电气设备也已安排三年一次检修预试，因而无固定周期性大修安排，后续仅在大部件损坏时安排相关大修专项修理工作。

运营管理机构在管的其他项目中目前仅位于内蒙古及新疆的两个项目发生过大修，大修金额分别为 188.90 万元和 222.00 万元。本项目年度修理费（维护性资本性支出）的金额设置基本可覆盖相关费用金额。

（3）输电通道和配套调节电源等重要设施升级改造费用已纳入估值考虑

表 3-1-34　相关设施的升级改造可能性情况

设施	预计金额	说明
电磁暂态建模、参数实测校核与入库	约 150 万元	已纳入修理费（维护性资本性支出）预测
宽频振荡监测	约 90 万元	已纳入修理费（维护性资本性支出）预测

上述可能涉及的升级改造费用已纳入修理费（维护性资本性支出）中，均已考虑在估值假设内。

（4）测算处理方式符合全市场风电 REITs 惯例

本项目修理费（维护性资本性支出）的安排与已上市同类风电 REITs 项目的设置方式相同，且在项目经营期后段提升费用金额，具有合理性。目前已上市同类风电 REITs 项目对于大修、技改类资本开支主流评估处理方案为：不单独在存续期内一次性列支大额资本性支出，改为每年在运营或修理成本中计提固定维护备用金，平滑全周期现金流。该模式已在已上市同类风电 REITs 项目中普遍使用，现将中航中核汇能新能源 REIT、工银蒙能清洁能源 REIT、中信建投明阳智能新能源 REIT 三单同类陆上风电项目资本开支评估参数对比列示如下：

表 3-1-35　已上市同类风电 REITs 项目及申能 REIT 资本性支出评估参数设置情况

序号	项目	不同生命周期维修保养以及定期、不定期改造安排	资金成本情况

序号	项目	不同生命周期维修保养以及定期、不定期改造安排	资金成本情况
1	中信建投明阳智能新能源 REIT	风电场设备使用寿命和设计寿命均为 20 年，仅需每年进行日常修理维护，无需预先安排定期、不定期大修改造。	1.维修保养支出主要由费用化的相关支出预测（包含技术服务及运维费、风机运维费、材料费、修理费）覆盖。 2.未来年度不存在定期大修、改造需求，不定期大修、改造需求主要由资本化的相关支出预测（即修理费-维护性资本性支出）覆盖。
2	工银蒙能清洁能源 REIT	风电项目设备使用寿命和设计寿命均为 20 年，仅需每年进行日常修理维护，无需预先安排定期、不定期大修改造。	1.未来年度维修保养支出主要由费用化的相关支出预测覆盖；针对不可预见的运维事项提前预留相关费用，自 2024 年起按 50 万元/年进行预测。 2.基金存续期内每年预留维护性资本性支出 100 万元。
3	中航中核汇能新能源 REIT	资本性支出实际上是企业的再投资，它是用来维持企业现有资产的运行并创造新的资产来保证企业未来的不断增长的一项支出。	1.维修保养支出包括在基础管理费内。 2.资本性支出主要包括原有固定资产的大修支出及更新改造支出，每年预计 500 万元作为不动产项目存续期内资本性支出的资金。
4	申能 REIT	涵盖重大专项修理费用，包括但不限于大部件更换的非周期性大修费用、为保障场站持续稳定运行所需进行的技术改造费用以及基金存续期内不动产项目其他风险应急储备。	基金存续期内，2026 年 7-12 月金额为 100 万元，2027 年至 2029 年每年金额为 200 万元，2030 年起每年金额为 300 万元。

综上所述，本项目已在预测期增设修理费（维护性资本性支出）。结合风电项目特性、运营管理机构运营同类风电项目经验，上述设置可覆盖存续期预计大修及技改投入，且与已上市同类风电 REITs 项目的安排一致。

（三）关于折现率参数取值合理性

1、项目所处区域的经济指标及行业特征

（1）青海省经济持续稳步增长，为电力消纳提供良好环境

近年来，青海省经济社会发展呈现平稳运行态势，工业用电需求保持稳定，生态旅游、数字经济等新动能加快成长，为乌兰风电项目提供了较好的区域消纳支撑。同时，清洁能源产业作为青海省战略支柱产业，产业“四地”建设的深入推进为本项目的持续稳定运营提供了有利的政策环境。

2025 年，青海省实现地区生产总值 4,121.84 亿元，比上年增长 4.1%。其中第一产业增加值 398.51 亿元，增长 5.5%；第二产业增加值 1,719.86 亿元，增长 4.7%；第三产业增加值 2,003.48 亿元，增长 3.3%，三次产业结构为 9.7：41.7：48.6。全省人均生产总值为 69,567 元。青海省历年 GDP 增长情况如下：

表 3-1-36　青海省历年 GDP 增长情况[143]

单位：亿元

年份	GDP	增长率	第一产业	第二产业	第三产业
2020	3,005.92	1.50%	334.30	1,143.55	1,528.07
2021	3,346.63	5.70%	352.65	1,332.61	1,661.37
2022	3,610.07	2.30%	380.18	1,585.69	1,644.20
2023	3,799.06	5.30%	387.00	1,612.83	1,799.23
2024	3,950.79	2.70%	359.07	1,662.39	1,929.33
2025	4,121.84	4.10%	398.51	1,719.86	2,003.48

（2）风电行业装机规模持续提升，青海省规划增速放缓

根据国家能源局 2025 年可再生能源并网运行情况数据显示，2025 年，全国风电新增装机容量 1.2 亿千瓦，同比增长 51%，其中陆上风电新增 1.1 亿千瓦，海上风电新增 659 万千瓦。从新增装机分布看，“三北”（华北、西北、东北）地区占全国新增装机的 79%。截至 2025 年底，全国风电累计并网容量达到 6.4 亿千瓦，同比增长 23%，其中陆上风电 5.9 亿千瓦，海上风电 0.47 亿千瓦。

青海省新能源存量装机及新增装机容量持续全国领先，但“十五五”期

[143] 数据来源：青海省统计局。

间装机容量增速预计较“十四五”期间下滑约 52%，增速明显放缓，有助于缓解消纳压力。

（3）出台专项支持政策，缓解行业发展压力

2020 年 9 月，习近平总书记在第 75 届联合国大会一般性辩论上指出“二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和”。

2026 年 6 月，国家发展改革委、工业和信息化部、住房和城乡建设部、交通运输部联合颁布《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法》（国家发展改革委、工业和信息化部、住房和城乡建设部、交通运输部令第 42 号），首次在全国层面确立了可再生能源消费最低比重目标及可再生能源电力消纳责任权重制度，该办法明确了两项制度的定义、落实路径与核算方法，规定了重点用能行业的具体目标及权重。

风电行业作为能源转型和降低碳排放的重要方式之一，未来拥有广阔的发展前景。

（4）完善基础设施建设，促进行业可持续发展

随着新能源行业的快速发展，装机规模持续提升，区域电网的输送能力成为了影响电量消纳的核心因素。

根据青海省能源局规划，“十五五”期间，青海省将持续夯实绿电外送硬件基础，推进建设青桂直流及青粤直流两条特高压直流通道，并按照“优一开二定三谋四”的时序，构建青海至中东部地区绿色送电走廊。在行业基础设施建设陆续完善后，乌兰风电项目的消纳环境将进一步改善。

综上所述，在所处区域的经济指标方面，青海省经济持续稳步增长，为电力消纳提供良好环境；在行业特征方面，装机规模规划增速的放缓、专项支持政策的出台以及基础设施建设的陆续完善，均有助于风电行业健康可持续发展。上述因素有利于不动产项目的长期稳定运营，将降低乌兰风电项目的运营风险，从而使得折现率保持平稳。

2、同类资产大宗交易、上市公司并购重组交易情况

通过 iFinD 资讯查询，近年来上市公司可比交易中公开披露了 25%所得税率下的折现率的同类陆上风电案例如下：

表 3-1-37　上市公司同类陆上风电可比交易案例[144]

项目名称	张北二台风电股权项目	中船润泽沽源新能源65%股权项目	申能 REIT
上市公司名称	运达能源	中船科技	申能股份
评估机构	万邦资产评估有限公司	上海东洲资产评估有限公司	上海立信资产评估有限公司
资产类型	陆上风电	陆上风电	陆上风电
评估基准日	2023 年8 月31 日	2024 年3 月31 日	2026 年 6 月 30 日
无风险报酬率	2.73%	2.41%	1.73%
装机容量	100MW	50MW	200MW
税前折现率（25%所得税率）	8.96%	8.80%	8.50%

由上表可知，上述实际交易案例均为基准日不晚于 2024 年 3 月 31 日的以往年度的陆上风电新能源项目，项目税前折现率水平介于 8.80%到 8.96%之间。考虑到无风险利率水平下行（申能 REIT 基准日的无风险报酬率相较于两个交易案例基准日分别下降 1.00%和 0.68%）、“136 号文”促进市场电价风险释放等因素，申能 REIT 的折现率取值具备合理性。

表 3-1-38　假设西部大开发税收政策延期的同类陆上风电可比交易案例[145]

项目名称	敦煌海装新能源项目	中船张掖新能源项目	申能 REIT
上市公司名称	中船科技	中船科技	申能股份
评估机构	北京国融兴华资产评估有限责任公司	北京国融兴华资产评估有限责任公司	上海立信资产评估有限公司
资产类型	陆上风电	陆上风电	陆上风电

[144] 资料来源：iFinD 资讯。
[145] 资料来源：iFinD 资讯。

项目名称	敦煌海装新能源项目	中船张掖新能源项目	申能 REIT
评估基准日	2024 年 5 月 31 日	2024 年 5 月 31 日	2026 年 6 月 30 日
无风险报酬率	2.29%	2.29%	1.73%
装机容量	199.5MW	300MW	200MW
税前折现率（15%所得税率）	7.80%	7.86%	7.80%

此外，根据上市公司公告，部分可比交易案例在评估过程中假设西部大开发政策到期后仍可延期享受，即假设项目公司始终适用于 15%的企业所得税率，而根据《财政部 税务总局 国家发展改革委关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》（财政部 税务总局 国家发展改革委公告 2020 年第 23 号）以及《西部地区鼓励类产业目录（2025 年本）》，假设西部大开发优惠税率仅适用至 2030 年，预测假设相较相关案例更为谨慎。同时，在利率更宽松的环境下，申能 REIT 的税前折现率取值仍在可比交易案例的取值区间范围内，具有合理性。

3、本项目风险收益特征

（1）Rf 无风险利率的确定

无风险利率是对资金时间价值的补偿。本次评估根据《资产评估专家指引第 12 号——收益法评估企业价值中折现率的测算》的指引，选取剩余到期年限 10 年期的中国国债到期收益率作为无风险利率，按月更新。数据来源为中评协网上发布的、由中央国债登记结算公司（CCDC）提供的中国国债收益率（到期）曲线，选取评估基准日当月公告的 10 年期到期收益率均值计算，即在评估基准日中国市场无风险利率 Rf 为 1.73%。

（2）（Rm-Rf）市场风险溢价的确定

市场风险溢价是指投资者对与整体市场平均风险相同的股权投资所要求的预期超额收益，即超过无风险利率的风险补偿。市场风险溢价通常可以利用市场的历史风险溢价数据进行测算。

考虑到委估资产组主要经营业务在中国境内，故资产评估机构利用中国的证券市场指数的历史风险溢价数据计算。

根据《资产评估专家指引第 12 号——收益法评估企业价值中折现率的测算》的指引，选用中国证券市场具有代表性的沪深 300 指数为中国市场收益率指标。本次评估借助同花顺资讯金融终端，以沪深 300 指数 12 个月的月收盘点位均值确定当年的年均收盘点位。按沪深 300 基日到当年年均收盘点位的算术平均收益率或者几何平均收益率确定当年的市场收益率 Rm，再与当年无风险收益率比较，得到中国证券市场各年的市场风险溢价。

考虑到几何平均收益率能更好地反映中国证券市场收益率的长期趋势，故采用几何平均收益率估算的最近 10 年的各年市场风险溢价，经数据处理分析后的均值作为本次评估的市场风险溢价（Rm-Rf）。

通过上述测算，本次评估市场风险溢价（Rm-Rf）取值为 5.99%。

（3）β股权系统性风险调整系数的确定

股权系统性风险调整系数是衡量委估资产组相对于资本市场整体回报的风险溢价程度，也用来衡量个别股票受包括股市价格变动在内的整个经济环境影响程度的指标。样本公司的选择，通常来说选择与被评估公司在同一行业或受同一经济因素影响的上市公司作为参考公司，且尽量选择与委估资产组在同一国家或地区的企业作为参考公司。资产评估机构选取了类似行业的 6 家上市公司，通过同花顺资讯金融终端查询了其原始β值，将参考公司有财务杠杆的原始β系数换算为无财务杠杆的原始β系数。按照平均财务杠杆系数换算为产权持有单位目标财务杠杆的调整后β。

其计算公式：

剔除杠杆的原始β=原始β/[1+（1-T）×D/E]

具体计算如下：

表 3-1-39　参考公司财务杠杆及β情况

企业简称	付息债务 D/所有者权益 E	所得税率 T	剔除杠杆调整系数	原始β	剔除财务杠杆的原始β
中闽能源	14.16%	25.00%	1.1062	0.6450	0.5831
节能风电	94.99%	25.00%	1.7125	0.8477	0.4950
银星能源	21.44%	15.00%	1.1823	0.8076	0.6831

企业简称	付息债务 D/所有者权益 E	所得税率 T	剔除杠杆调整系数	原始β	剔除财务杠杆的原始β
江苏新能	59.76%	25.0%	1.4482	0.7407	0.5114
嘉泽新能	33.29%	15.0%	1.2830	0.9791	0.7632
龙源电力	99.18%	25.0%	1.7438	0.6808	0.3904
平均值	53.81%	22.0%	1.4127	0.7835	0.5710

参考公司的平均财务杠杆（D/E）为 53.81%，剔除杠杆的原始β均值 0.5710，按照平均财务杠杆系数换算为产权持有单位目标财务杠杆的调整后β为 0.8881（2026 年 7 月-2030 年）、0.8676（2031 年及以后）。

（4）ε特定风险报酬率的确定

公司特定风险报酬率，是公司股东对所承担的与其他公司不同风险因而对投资回报率额外要求的期望。特定风险报酬率主要考虑产权持有单位的规模风险、经营风险、财务风险、其他风险等因素，由评估人员的专业经验判断后确定公司特定风险报酬率ε为 1.50%。

（5）Re 股权期望报酬率的确定

根据以上指标，2026 年 7 月-2030 年的股权期望报酬率计算如下：

Re=1.73%+5.99%×0.8881+1.50%

=8.55%

2031 年以后股权期望报酬率计算如下：

Re=1.73%+5.99%×0.8676+1.50%

=8.43%

（6）Rd 债权期望报酬率的确定

债权期望报酬率是委估资产组债务融资的资本成本。

本次评估按照五年期银行贷款市场报价利率 3.50%作为产权持有单位 Rd 债权期望报酬率。

4、市场已上市同类风电 REITs 项目折现率取值情况

截至本招募说明书出具之日，已上市同类风电 REITs 项目最新的税前折现率取值范围在 8.01-8.63%之间，申能 REIT 税前折现率为 8.50%，处于同

类资产的取值范围之内，具有合理性。已上市同类风电 REITs 项目最新的税前折现率取值情况如下：

表 3-1-40　上市陆上风电 REITs 项目及申能 REIT 最新的税前折现率取值情况

项目	中信建投明阳智能新能源 REIT		工银蒙能清洁能源 REIT	中航中核汇能新能源 REIT	申能 REIT
不动产项目名称	红土井子风电场项目	黄骅旧城风电场项目	华晨风电项目、恒润一期风电项目	北塔山风电项目、富川协合风电项目	乌兰风电项目
基准日	2025 年 12 月 31 日	2025 年 12 月 31 日	2025 年 12 月 31 日	2025 年 12 月 31 日	2026 年 6 月 30 日
折现率（25%税率下）	8.63%	8.23%	8.01%	8.48%	8.50%

综上所述，申能 REIT 折现率参数取值是根据《审核关注事项》第四十四条相关规定，结合项目所处区域的经济指标、行业特征、同类资产大宗交易、上市公司并购重组交易以及本项目风险收益特征等因素后，遵循谨慎原则制定，具有合理性。

（四）敏感性分析和压力测试

乌兰风电项目资产评估值受到项目公司收入、成本的综合影响。为更好地衡量关键因素波动对评估结论产生的影响，基于评估基准日 2026 年 6 月 30 日的评估结果，评估机构分别针对市场化交易结算电量及国补电量、市场化交易结算单价（含超缺额）、运营成本支出（营业成本中不包含折旧摊销、安全生产费的付现成本）、折现率等进行了各个情景下的评估结论敏感性分析及压力测试，具体情况如下：

表 3-1-41　敏感性分析和压力测试结果

单位：万元、%

关键因素	较基准日增减幅度	估值	估值变化	变化比例
市场化交易结算电量	10.00	158,400.00	11,800.00	8.05

关键因素	较基准日增减幅度	估值	估值变化	变化比例
及国补电量	5.00	152,500.00	5,900.00	4.02
	-	146,600.00	-	-
	-5.00	140,600.00	-6,000.00	-4.09
	-10.00	134,700.00	-11,900.00	-8.12
市场化交易结算单价（含超缺额）	10.00	152,100.00	5,500.00	3.75
	5.00	149,300.00	2,700.00	1.84
	-	146,600.00	-	-
	-5.00	143,800.00	-2,800.00	-1.91
	-10.00	141,000.00	-5,600.00	-3.82
运营成本支出（营业成本中不包含折旧摊销、安全生产费的付现成本）	10.00	145,100.00	-1,500.00	-1.02
	5.00	145,900.00	-700.00	-0.48
	-	146,600.00	-	-
	-5.00	147,300.00	700.00	0.48
	-10.00	148,000.00	1,400.00	0.95
关键因素	较基准日增减值	估值	估值变化	变化比例
折现率	0.50	142,600.00	-4,000.00	-2.73
	0.25	144,400.00	-2,200.00	-1.50
	-	146,600.00	-	-
	-0.25	148,300.00	1,700.00	1.16
	-0.50	150,300.00	3,700.00	2.52

三、评估基准日后估值重大影响事项

无。

第二节 现金流测算分析

一、预测合并利润表、预测合并现金流量表及可供分配金额计算表

基金管理人编制了《东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金（筹）可供分配金额测算报告》，包括 2026 年 12 月 31 日和 2027 年 12 月 31 日的预测合并资产负债表，2026 年 7-12 月和 2027 年度预测合并利润表、预测合并现金流量表、可供分配金额测算表以及测算说明。上会会计师事务所（特殊普通合伙）根据《中国注册会计师其他鉴证业务准则第 3111 号——预测性财务信息的审核》出具了审核报告（上会师报字〔2026〕第 16402 号）。可供分配金额测算报告系基于假设东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金（筹）于 2026 年 6 月 30 日成立并购买不动产项目公司资产而模拟编制，是基金管理人在最佳估计假设的基础上编制的，遵循了谨慎性原则，但测算所依据的各种假设具有不确定性，投资者进行投资决策时应谨慎使用。**投资者应当阅读可供分配金额测算报告及审核报告全文。**

（一）预测合并资产负债表

表 3-2-1 不动产基金 2026 年和 2027 年预测合并资产负债表

单位：万元

项　目	2026 年 12 月 31 日	2027 年 12 月 31 日
流动资产：		
货币资金	421.47	372.88
交易性金融资产	-	-
衍生金融资产	-	-
应收票据	-	-
应收账款	30,056.18	29,748.13
应收款项融资	-	-
预付款项	103.33	100.23
其他应收款	-	-

项　目	2026 年 12 月 31 日	2027 年 12 月 31 日
其中：应收利息	-	-
应收股利	-	-
存货	-	-
合同资产	-	-
持有待售资产	-	-
一年内到期的非流动资产	-	-
其他流动资产	-	-
流动资产合计	**30,580.98**	**30,221.24**
非流动资产：		
债权投资	-	-
其他债权投资	-	-
长期应收款	-	-
长期股权投资	-	-
其他权益工具投资	-	-
其他非流动金融资产	-	-
投资性房地产	-	-
固定资产	102,313.85	94,995.50
在建工程	-	-
生产性生物资产	-	-
油气资产	-	-
使用权资产	-	-

项　目	2026 年 12 月 31 日	2027 年 12 月 31 日
无形资产	-	-
开发支出	-	-
商誉	-	-
长期待摊费用	-	-
递延所得税资产	126.78	126.78
其他非流动资产	-	-
非流动资产合计	**102,440.63**	**95,122.29**
资产总计	**133,021.62**	**125,343.53**

表 3-2-2 不动产基金 2026 年和 2027 年预测合并资产负债表（续）

单位：万元

项　目	2026 年 12 月 31 日	2027 年 12 月 31 日
流动负债：		
短期借款	-	-
交易性金融负债	-	-
衍生金融负债	-	-
应付票据	-	-
应付账款	961.44	932.62
预收款项	-	-
合同负债	-	-
应付职工薪酬	-	-
应交税费	3.61	196.71

项　目	2026 年 12 月 31 日	2027 年 12 月 31 日
其他应付款	-	-
其中：应付利息	-	-
应付股利	-	-
持有待售负债	-	-
一年内到期的非流动负债	-	-
其他流动负债	-	-
流动负债合计	965.05	1,129.33
非流动负债：		
长期借款	-	-
应付债券	-	-
其中：优先股	-	-
永续债	-	-
租赁负债	-	-
长期应付款	-	-
长期应付职工薪酬	-	-
预计负债	-	-
递延收益	-	-
递延所得税负债	-	-
其他非流动负债	-	-
非流动负债合计	**-**	**-**
负债合计	**965.05**	**1,129.33**

项　目	2026 年 12 月 31 日	2027 年 12 月 31 日
所有者权益：		
实收基金	146,100.00	146,100.00
其他权益工具	-	-
未分配利润	-14,043.43	-21,885.80
所有者权益合计	**132,056.57**	**124,214.20**
负债及所有者权益总计	**133,021.62**	**125,343.53**

（二）预测合并利润表

表 3-2-3 不动产基金 2026 年和 2027 年预测合并利润表

单位：万元

项目	2026 年 7-12 月预测数	2027 年度预测数
一、营业总收入	**7,858.47**	**17,651.72**
二、营业总成本	**5,852.04**	**10,157.06**
其中：营业成本	4,718.66	9,314.82
税金及附加	75.10	317.04
销售费用	-	-
管理费用	-	-
研发费用	-	-
财务费用	804.87	147.62
管理人报酬	146.10	264.36
托管费	7.31	13.22
其他费用	100.00	100.00

项目	2026 年 7-12 月预测数	2027 年度预测数
加：其他收益	-	-
投资收益	-	-
公允价值变动收益	-	-
信用减值损失	-	-
资产减值损失	-	-
资产处置收益	-	-
三、营业利润（亏损以“-”填列）	**2,006.43**	**7,494.66**
加：营业外收入	-	-
减：营业外支出	-	-
四、利润总额（亏损以“-”填列）	**2,006.43**	**7,494.66**
减：所得税费用	180.10	925.96
五、净利润（亏损以“-”填列）	**1,826.33**	**6,568.70**
六、综合收益总额	**1,826.33**	**6,568.70**

（三）预测合并现金流量表

表 3-2-4 不动产基金 2026 年和 2027 年预测合并现金流量表

单位：万元

项目	2026 年 7-12 月预测数	2027 年度预测数
一、经营活动产生的现金流量：		
销售商品、提供劳务收到的现金	7,836.35	19,465.84
收到的税费返还	-	-
收到其他与经营活动有关的现金	-	-

项目	2026 年 7-12 月预测数	2027 年度预测数
经营活动现金流入小计	**7,836.35**	**19,465.84**
购买商品、接受劳务支付的现金	1,390.65	2,188.80
支付给职工以及为职工支付的现金	-	-
支付的各项税费	408.44	3,169.61
支付其他与经营活动有关的现金	434.06	
经营活动现金流出小计	**2,233.15**	**5,358.41**
经营活动产生的现金流量净额	**5,603.21**	**14,107.43**
二、投资活动产生的现金流量：		
收回投资收到的现金	20.34	-
取得投资收益收到的现金	-	-
处置固定资产、无形资产和其他长期资产收回的现金净额	-	-
处置子公司及其他营业单位收到的现金净额	-	-
收到其他与投资活动有关的现金	-	-
投资活动现金流入小计	**20.34**	**-**
购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	-	-
收购不动产项目公司股权所支付的现金	46,025.00	-
取得子公司及其他营业单位支付的现金净额	-	-
支付其他与投资活动有关的现金	150.00	-
投资活动现金流出小计	**46,175.00**	**-**

项目	2026 年 7-12 月预测数	2027 年度预测数
投资活动产生的现金流量净额	**-46,154.66**	**-**
三、筹资活动产生的现金流量：		
发行基金份额收到的现金	146,100.00	
取得借款收到的现金	5,528.28	780.24
收到其他与筹资活动有关的现金	-	-
筹资活动现金流入小计	**151,628.28**	**780.24**
偿还债务支付的现金	100,729.87	147.62
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	120.51	-
向基金份额分配支付的现金	15,996.56	14,411.07
支付其他与筹资活动有关的现金	253.41	377.58
筹资活动现金流出小计	**117,100.34**	**14,936.26**
筹资活动产生的现金流量净额	**34,527.94**	**-14,156.03**
四、汇率变动对现金及现金等价物的影响	**-**	**-**
五、现金及现金等价物净增加额	**-6,023.52**	**-48.60**
加：期初现金及现金等价物余额	6,444.99	421.47
六、期末现金及现金等价物余额	**421.47**	**372.88**

（四）合并可供分配金额测算表

表 3-2-5不动产基金 2026 年和 2027 年预测基金可供分配金额计算表

单位：万元

项目	2026 年 7-12 月预测数	2027 年度预测数
一、合并净利润（净亏损以“-”号填列）	**1,826.33**	**6,568.70**

（一）折旧和摊销	3,659.17	7,318.35
（二）利息支出	804.87	147.62
（三）所得税费用	180.10	925.96
二、税息折旧及摊销前利润（EBITDA）	**6,470.47**	**14,960.63**
三、调整项		
（一）不动产基金发行份额募集的资金	146,100.00	
（二）取得借款收到的本金	-	-
（三）偿还借款本金支付的现金	100,075.00	-
（四）当期购买不动产项目等资本性支出	46,025.00	-
（五）其他资本性支出	-	-
（六）不动产项目资产的公允价值变动损益	-	-
（七）不动产项目资产减值准备的变动	-	-
（八）不动产项目资产的处置利得或损失	-	-
（九）处置不动产项目取得的现金	-	-
（十）支付的利息及所得税费用	984.97	1,073.58
（十一）应收和应付项目的变动	1,040.75	304.81
（十二）保理借款本金的变动	5,528.28	780.24
（十三）未来合理相关支出预留	421.47	372.88
重大资本性支出	-	-
未来合理期间内的债务利息	-	-
营运资金	421.47	372.88
其他	-	-

项目	2026 年 7-12 月预测数	2027 年度预测数
一、合并净利润（净亏损以“-”号填列）	**1,826.33**	**6,568.70**
（一）折旧和摊销	3,659.17	7,318.35
（二）利息支出	804.87	147.62
（三）所得税费用	180.10	925.96
二、税息折旧及摊销前利润（EBITDA）	**6,470.47**	**14,960.63**
三、调整项		
（一）不动产基金发行份额募集的资金	146,100.00	
（二）取得借款收到的本金	-	-
（三）偿还借款本金支付的现金	100,075.00	-
（十四）其他可能的调整项	-	-
金融资产相关调整	-	-
期初可供分配现金	6,444.99	421.47
其他	-	-
四、可供分配金额	**15,996.56**	**14,411.07**

基于上述可供分配金额，本项目未来 2 年（2026 年 7-12 月、2027 年度）净现金流分派率分别为[146]21.90%（年化）和 9.86%，全周期内部收益率（IRR）约为 5.80%，截至评估基准日的 10 年期国债收益率为 1.73%。

本项目预测期期初可供分配现金余额 6,444.99 万元，主要为截至评估基准日（2026 年 6 月 30 日）项目公司经营所得盈余，若不考虑期初现金余额影响，未来 2 年净现金流分派率分别为 13.08%（年化）和 9.86%。

后续预测期间电力销售收入保持相对稳定，可供分配净现金流总体保持稳定，净现金流分派率具有较好的稳定性。

[146] 按月度年化。

二、编制基础及假设情况

（一）编制基础

可供分配测算报告根据《证券投资基金法》《证券法》《企业会计准则》《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》《公开募集不动产投资信托基金（REITs）运营操作指引（试行）》等法律法规编制。

基金管理人编制基金可供分配金额测算报告的主要数据来源及基础包括：（1）乌兰县华扬晟源新能源有限公司对预测期间经营环境及经营计划等的最佳估计数据；（2）上海立信资产评估有限公司出具的《上海东方证券资产管理有限公司拟发行公募 REITs 所涉及的乌兰县华扬晟源新能源有限公司风电项目资产组市场价值资产评估报告》。

基金管理人编制基金可供分配金额测算报告所采用的会计政策和会计估计遵循国家现行的法律、法规、企业会计准则的规定。

（二）假设设置

基金的募集情况、预测合并利润表、预测合并现金流量表及基金可供分配金额计算表的测算基础作出特定假设如下：

1、基金募集情况假设

本基金的拟募集规模底数为 14.61 亿元，募集的资金主要用于认购拟成立的资产支持证券份额。专项计划完成设立后，计划管理人代表资产支持证券与不动产项目公司原股东签署《关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司之股权转让协议》，并与项目公司签署《东方红申能股份能源 1 号资产支持专项计划股东借款协议》，专项计划向不动产项目公司原股东支付股权转让款约 4.60 亿元（含预留费用），并向项目公司发放股东借款并增资合计 10.01 亿元用于偿还原关联方借款。不动产项目公司拥有乌兰风电项目的所有权，即本基金通过投资不动产资产支持证券取得不动产项目的所有权。

2、预测合并利润表

（1）不动产项目收入的重要假设参数

不动产项目公司收入中的主营业务收入为电力销售收入，分为市场化交易结算收入和国补收入。根据评估机构按收益法预测，未来年度上网电量参照乌兰风电项目历史年度（2023-2026 年）平均年等效利用小时数 1,634.76 小时进行预测，

按等效利用小时数×装机容量计算各年度结算电量；市场化电量结算收入按结算电量×加权平均结算单价测算，其他电费收入（考核费用）按结算电量×结算单价测算；国补结算收入按补贴结算电量×国补单价测算，国补补贴电量以全生命周期合理利用小时数 36,000 小时为上限（截至评估基准日剩余约 24,770.03 小时）。

（2）各项成本、税费的重要假设参数

1）管理模式

本基金设立后，项目公司实现“净壳化”管理。具体而言，基金管理人、计划管理人及项目公司将共同委托上海申能新能源投资有限公司担任本项目的运营管理机构，依法承担运营管理乌兰风电项目的相关职责，运营管理服务的相关成本和费用支出由项目公司承担。上述安排能够满足不动产基金正常运作需要。

2）主营业务成本重要假设参数

项目公司的营业成本主要包括折旧与摊销、下网电费、运营支持服务费、修理费、运维费、保险费、试验检验费及安全活动费等。具体假设选取可参照本招募说明书“第三章 资产评估与现金流测算”之“第一节 资产评估”之“一、评估情况”之“（五）评估过程及参数设置依据”之“2、营业成本”。

3）税费的重要假设参数

项目公司的税金包括企业所得税、增值税、城市维护建设税、教育费附加、地方教育附加、房产税、土地使用税及印花税等。对于城市维护建设税、教育费附加及地方教育附加，按照预测的应缴纳的增值税进行测算。根据《财政部 税务总局 国家发展改革委关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》（财政部税务总局 国家发展改革委公告 2020 年第 23 号），项目公司属于设在西部地区的鼓励类产业企业，2026 年 7-12 月、2027-2030 年企业所得税减按 15%征收，2031 年及以后按 25%征收。目前测算假设的主要税率为：

表 3-2-6 项目公司涉及的相关税种及税率

税种	计税依据	税率
增值税	销售电力等应税收入	13%
土地使用税	定额税率	
城市维护建设税	实际缴纳的流转税税额	5%

税种	计税依据	税率
教育费附加	实际缴纳的流转税税额	3%
地方教育附加	实际缴纳的流转税税额	2%
企业所得税	应纳税所得额	2026 年 7-12 月、2027-2030 年 15%，2031 年及以后 25%
印花税	按收入金额[147]	0.03%

4）基金管理费

本基金的管理费包括管理人报酬和运营管理费（包括基础管理费和浮动管理费）：

①管理人报酬

管理人报酬由基金管理人和计划管理人收取。

管理人报酬自基金合同生效之日（含）起，按上年度经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产为基数[在首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，以基金募集资金规模（含募集期利息）为基数。若涉及基金扩募导致基金规模变化时，自扩募基金合同生效日（含该日）至该次扩募基金合同生效日后首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，以该次扩募基金合同生效日前最近一次经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产与该次扩募募集资金规模（含募集期利息）之和为基数]，依据相应费率按日计提，计算方法如下：

H＝E×0.20%÷当年天数

H 为每日应计提的管理人报酬

E 为上年度经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产[在首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，E 为基金募集资金规模（含募集期利息）。若涉及基金扩募导致基金规模变化时，自扩募基金合同生效日（含该日）至该次扩募基金合同生效日后首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，E 为以该次扩募基金合同生效日前最近一次经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产与该次扩募募集资金规模（含募集期利息）之和]。

[147] 即印花税购销合同适用税率。

管理人报酬按日计提。管理人报酬应由基金管理人与基金托管人双方核对无误后，以协商确定的日期及方式从基金财产中支付，若遇法定节假日、公休假等，支付日期顺延。

②运营管理费

（a）基础管理费

基础管理费覆盖除项目公司列支的保险费、下网电费、各项税费以外的全部运维成本，具体包括但不限于运维费、试验检验费、修理费、安全活动费、运营支持服务费、修理费（维护性资本性支出）、其他费用等。基础管理费实行包干制，由运营管理机构自主支配使用，不因运营管理机构采用外委或自主管理模式导致的成本变动而调整。基础管理费的明细情况详见本招募说明书之“第三章 资产评估与现金流测算”之“第二节 现金流测算分析”之“三、可供分配金额测算报告测算说明”之“（一）预测合并利润表”之“2、营业成本”之“（2）测算说明”及“表4-2-3 基础管理费历史情况比较”。

若某一年度运营管理机构提供运营管理服务的期间不足一年的，则计算上述基础管理费时应根据该年度运营管理机构提供运营管理服务的天数占该年度总天数的比例进行折算。

（b）浮动管理费

a）浮动管理费属于项目公司支付给运营管理机构的绩效利润，具体计算方式如下：

浮动管理费=（实际年度净收入 S-目标年度净收入 R）×浮动管理费率。

年度净收入为营业总收入-营业总成本（不含折旧摊销、利息、浮动管理费），其中：

实际年度净收入 S 根据项目公司当年年度审计报告计算；

目标年度净收入 R 根据不动产项目初始资产评估报告预测金额计算。

就浮动管理费增值税率约定为 6%，如遇国家或政府与税负相关的规定或政策调整的，由运营管理机构提供相关说明后，参照最新规定或政策执行。

b）浮动管理费率的考核：

表 3-2-7浮动管理费考核表

年度净收入完成率（S/R）	浮动管理费率

当 S≥R，体现为激励	S/R＞1.1	10%
	1≤S/R≤1.1	5%
当 S＜R，体现为扣减	0.9≤S/R<1	5%
	S/R＜0.9	10%

c）浮动管理费金额上限：

浮动管理费的绝对金额以当期基础管理费的 20%为奖惩上限。

d）管理团队激励：

当浮动管理费为正数时，运营管理机构需将每年实际收到的浮动管理费的 20%作为管理团队的业绩激励。

基金管理人有权根据运营管理机构的内部激励制度履行相应的监督责任。

5）基金托管费

本基金的托管费自基金合同生效之日（含）起，按上年度经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产为基数[在首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，以基金募集资金规模（含募集期利息）为基数。若涉及基金扩募导致基金规模变化时，自扩募基金合同生效日（含该日）至该次扩募基金合同生效日后首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，以该次扩募基金合同生效日前最近一次经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产与该次扩募募集资金规模（含募集期利息）之和为基数]，依据相应费率按日计提，计算方法如下：

H＝E×0.01%÷当年天数

H 为每日应计提的基金托管费

E 为上年度经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产[在首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，E 为基金募集资金规模（含募集期利息）。若涉及基金扩募导致基金规模变化时，自扩募基金合同生效日（含该日）至该次扩募基金合同生效日后首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，E 为以该次扩募基金合同生效日前最近一次经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产与该次扩募募集资金规模（含募集期利息）之和]。

托管费按日计提。托管费由基金管理人与基金托管人双方核对无误后，以协

商确定的日期及方式从基金财产中支付，若遇法定节假日、公休假等，支付日期顺延。

（3）涉及投资收益、公允价值变动损益、资产减值损失等预测依据

基金可供分配金额测算暂不涉及投资收益、公允价值变动损益、资产减值损失等情形。

3、预测合并现金流量表

（1）收入、成本及税费的收付时点假设

乌兰风电项目上网电量全部参与青海省电力市场化交易并享受国补政策，电费收入清算与拨付相对及时。根据乌兰风电项目历史回款规律，公司标杆电费一般于次月回款，国补电费按国补应收账款的历史平均回款周期确认。从历史情况看，项目公司支付运营成本等费用较为及时。因此，基金管理人编制预测合并现金流量表时假设：测算当期市场化电费收入在当期收到，国补电费按历史平均回款周期收回，测算当期非折旧摊销的付现成本和税费均在当期支付。

（2）收到的税费返还（如有）

主要系项目公司电力销售及相关业务取得的税费返还，按相关税收政策及项目公司经营情况测算确定。

（3）经营活动现金流出

经营活动现金流出，系根据预测期内的经营成果，相关协议约定或合理预期的资金支付期间，调整得出。

（4）向基金份额持有人分配支付的现金

本基金预计将2026年期初现金余额以及2026年产生的部分可供分配金额于当年分配给基金份额持有人，剩余部分可供分配金额于次年分配，后续年度以此类推。

4、基金可供分配金额计算表

（1）基金可供分配金额测算表编制原则

基金管理人根据《公开募集不动产投资信托基金（REITs）运营操作指引（试行）》要求，将预测期间净利润调整为当期基金可供分配金额。

（2）计算公式及所涉及的调节项

基金管理人在预测合并利润表和预测合并现金流量表的基础上，结合基金及

项目公司的实际情况及合理需求，评估确定基金可供分配金额的计算调节项及金额。

三、可供分配金额测算报告测算说明

（一）预测合并利润表

1、营业收入

（1）明细情况

表 3-2-8乌兰风电项目 2026 年 7-12 月和 2027 年电力销售收入预测

单位：万元

项目	2026 年 7-12 月预测数	2027 年度预测数
主营业务收入	7,778.37	17,531.53
其他业务收入	80.10	120.19
营业总收入	**7,858.47**	**17,651.72**

（2）测算说明

资产组的营业收入为主营业务收入-售电收入和其他业务收入-汇集站技术服务收入。

其中主营业务收入-售电收入分为市场化交易结算收入和国补收入，市场化交易结算收入分为电量结算收入及其他电费收入（考核费用），具体预测情况如下：

1）装机容量及收益期预测

乌兰风电项目批复装机容量 20 万千瓦，实际装机容量共 20 万千瓦。本次测算收益预测期为 2026 年 7 月至 2039 年 10 月，总计 13.33 年。

2）上网电量预测

根据企业提供资料，乌兰风电项目自 2019 年 12 月开始发电，2023 年至 2026 年 6 月乌兰风电项目的等效利用小时数、市场化交易结算电量及国补电量如下：

表 3-2-9乌兰风电项目历史等效利用小时数、市场化交易结算电量及国补电量

单位：小时、兆瓦时

项目	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月

项目	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
等效利用小时数	1,729.60	1,608.39	1,694.47	758.57
市场化交易结算电量	345,919.70	321,678.38	338,894.27	151,714.98
国补电量	345,919.70	321,678.38	338,894.27	151,714.98

①市场化交易结算电量

根据企业提供资料，自乌兰风电项目 2019 年 12 月开始发电后，历史年度等效利用小时数与上网电量较为稳定，本次测算以后年度等效利用小时数参照历史年度 2023-2026 年平均数 1,634.76 小时进行预测，各年度结算电量按等效利用小时数×装机容量计算。

其中：根据企业提供资料，2026 年 7-8 月结算电量为 50,096.61 兆瓦时，本次测算 2026 年 9-12 月结算电量按 2023-2025 年各年度 9-12 月结算电量最低值 99,500.84 兆瓦时进行预测。

②国补电量

根据财政部发展改革委国家能源局关于《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知，乌兰风电项目所在地区属于四类资源区，风电上网电价及补贴的执行期限原则上为 20 年，全生命周期小时数为 36,000 小时，项目全生命周期补贴电量为 720,000.00 万千瓦时。在 20 年内或全生命周期发电量达到 720,000.00 万千瓦时前，均可享受可再生能源发电补贴。

截至评估基准日，乌兰风电项目预测剩余国补发电补贴小时数为 24,770.03 小时，预测期每年国补等效利用小时数参照 2023-2026 年平均数 1,634.76 小时进行预测，剩余国补发电补贴小时数能覆盖预测期内全部等效利用小时数，故对国补电量收入预测至 2039 年 10 月运营期末补贴结束，各年度结算电量按补贴等效利用小时数×装机容量计算。

3）市场化交易结算单价

市场化交易结算收入分为电量结算收入及其他电费收入（考核费用），其中电量结算收入主要包含省内电力直接交易、其他省间中长期交易、合同转让交易、

少发及超发偏差电量结算、超缺额调整、日前交易、正配套偏差电量、联络线波动偏差电量等结算收入。其他电费收入（考核费用）包含结构平衡费用、两个细则费用、跨省调峰电费等结算收入。根据企业提供资料，最近三年及一期的市场化交易结算收入情况如下：

表 3-2-10　乌兰风电项目市场化交易结算收入情况

项目	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
等效利用小时数（小时）	1,729.60	1,608.39	1,694.47	758.57
项目装机容量（兆瓦）	200.00	200.00	200.00	200.00
市场化交易结算电量（兆瓦时）-电量结算收入（包含中长期收入、现货交易、超缺额调整等）	345,919.70	321,678.38	338,894.27	151,714.98
市场化交易结算单价（含超缺额）（元/兆瓦时）-电量结算收入	239.52	238.49	228.32	256.27
市场化交易结算电费（万元）-电量结算收入	8,285.55	7,671.55	7,737.52	3,887.94
市场化交易结算电费（万元）-其他电费收入（考核费用）（包含结构平衡费用、两个细则、跨省调峰电费等）	-196.93	-121.93	-171.20	-34.28
含税市场化交易结算收入（万元）	8,088.62	7,549.62	7,566.32	3,853.66
不含税市场化交易结算收入（万元）	7,158.07	6,681.08	6,695.86	3,410.32

①电量结算收入

电量结算收入与各期结算电量挂钩，主要包含省内电力直接交易、其他省间交易、省内转让交易、少发及超发偏差电量结算、超缺额调整、日前交易、正配套偏差电量、联络线波动偏差电量等结算收入。

其中省内电力直接交易、其他省间交易均属于中长期交易服务，合同转让交易为企业自发中长期交易服务的偏差调整，少发及超发偏差电量结算为中长期交易服务中的偏差结算收入或费用，超缺额调整为对实际电量相对中长期合约的超额、缺额偏差开展结算调整，抑制价差套利，日前交易为现货交易，正配套偏差电量为电网对青海送河南专线调配所产生的收入，联络线波动偏差电量为电网外送线损所产生的收入。

根据企业提供的历史年度结算单，企业电量结算收入与各期结算电量挂钩，各项目的结算电量之和即为本期结算电量，故以后年度电量结算收入按结算电量×结算单价计算。根据企业提供的历史年度结算单，鉴于历史各年度市场化交易结算单价（含超缺额）与总结算电量有变动，采用算术平均预测以后年度结算单价不合理，故本次评估以 2023 年至 2026 年 6 月各时段发电量占总发电量的比例作为权重，对历史各年度电量结算收入的结算单价进行加权平均，得出以后年度市场化交易中电量结算收入的结算单价为 238.15 元/兆瓦时（含税价），后续预测年度保持不变。

②其他电费收入（考核费用）

其他电费收入（考核费用）主要系为了维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，向相关参与主体进行考核或支付收益，包含结构平衡费用、两个细则费用、跨省调峰电费等。

随着新能源的高质量发展，新能源装机规模稳步扩大，其间歇性、波动性和随机性的发电特征对电网的安全稳定产生冲击，导致火电等传统电源为电网提供调节负荷的辅助支持服务变得尤为重要，电网调度运营管理的难度也持续加大。为保障电网运行的安全稳定性，均衡不同发电厂的利益，降低管理成本，根据《西北区域发电厂并网运行管理实施细则》及《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》，青海省考核费用主要包括辅助服务费用、两个细则费用等，其中辅助服务费用方面，根据《国家能源局西北监管局关于明确电力辅助服务市场价格机制等相关事项的通知》（西北监能市场〔2025〕48 号），在现货市场连续运行后，调峰辅助服务市场已不再单独运行。

本次评估按结算电量×结算单价计算以后年度其他电费收入（考核费用）。以 2023 年至 2026 年 6 月各时段发电量占总发电量的比例作为权重，对历史各年度

其他电费收入（考核费用）的结算单价进行加权平均，得出以后年度其他电费收入（考核费用）的结算单价为-4.53 元/兆瓦时（含税价），计算得出 2026 年 7-12 月其他电费收入（考核费用）为-67.77 万元，2027 年及以后年度其他电费收入（考核费用）为-148.11 万元，后续预测年度保持不变。

4）国补结算单价

乌兰风电项目所在地区属于四类资源区，根据《国家发展改革委关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格〔2015〕3044 号），2016-2017 年陆上风电的四类资源区的标杆电价为 0.60 元/KWh（含税价），根据项目建设时适用的《关于青海省可再生能源发电上网电价补贴基准问题的复函》（发改价格（2015）1005 号）和《青海省发展和改革委员会转发国家发展改革委关于降低燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格的通知》（青发改价格（2016）7 号），青海省可再生能源发电上网电价补贴基准价为 0.2277 元/KWh（含税价），可再生能源补贴标准为政府标杆电价与青海省新能源补贴基准价的差额，故本次测算以后年度国补结算单价为 0.3723 元/KWh（含税价），即 372.30 元/MWh（含税价）。

出于审慎考虑，本次测算未将采用保理带来的国补现金流提前回收的情形纳入估值模型予以考量，而是按照国补应收账款的历史平均回款周期，将国补现金流在对应回收时点折现作价纳入估值模型。

5）其他业务收入预测

根据企业提供的《乌兰吉电 50MW 风电场接入华扬 330kV 汇集站技术服务合同》，乌兰吉电新能源有限公司就乌兰吉电 50MW 风电场通过两条送出线路钦扬 I 回、钦扬 II 回接入华扬变侧 35kV 母线，由主变压器升压后通过 330kV 线路并入 750kV 塔拉变电站并入主网。

协议约定技术服务费用标准为 85 万元/年，增值税率为 6%。其中接入技术服务费用为 20 万元/年，汇集站共用设备技术服务费用 65 万元/年。（接入期限 20 年，汇集站共用设备接入时限为 2020 年 1 月 1 日-2039 年 12 月 31 日，到期后不再进行接入技术服务费支付，只支付汇集站共用设备技术服务费用；汇集站共用设备技术服务费的起算时间为 2021 年 1 月 1 日。）上述费用按实际接入年度计费，委托期内双方有一方场站设备全部退役（不经营），合作终止，后续合

作期内费用不再支付。乌兰风电项目的运营期至 2039 年 10 月，参照协议约定，本次测算预测以后年度的不含税收入金额为 80.18 万元，收益期限至 2039 年 10 月。

根据合同约定，乌兰吉电风场需要分摊汇集站共用设备的损耗电费。根据企业提供资料，华扬晟源 2025 年 12 月收到乌兰吉电风场电量返还收入 390.56 万元，各期间具体结算收入如下：

表 3-2-11　乌兰吉电承担综合耗用电量电费

单位：万元

时间	乌兰吉电承担综合耗用电量电费-含税	乌兰吉电承担综合耗用电量电费-不含税
2020 年	44.02	41.53
2021 年	91.71	86.52
2022 年	93.37	88.08
2023 年	100.06	94.40
2024 年	48.45	45.71
2025 年	36.38	34.32

根据企业介绍，2023 年 10 月开始电能表关口计量点从塔拉变侧迁移至乌兰华扬塔扬线侧（综合损耗费用下降），该部分收入较以往年度有所下降，故本次测算以后年度该部分收入按 2024-2025 年平均水平进行预测。

2、营业成本

（1）明细情况

表 3-2-12　乌兰风电项目 2026 年 7-12 月和 2027 年营业成本

单位：万元

项目	2026 年 7-12 月预测数	2027 年度预测数
主营业务成本	4,718.66	9,314.82
其他业务成本	-	-

项目	2026 年 7-12 月预测数	2027 年度预测数
营业成本	**4,718.66**	**9,314.82**

（2）测算说明

项目公司的营业成本主要为折旧与摊销、下网电费、运营支持服务费、修理费、运维费、保险费、试验检验费及安全活动费等，具体情况如下：

1）折旧及摊销

折旧摊销主要为乌兰风电项目固定资产在使用过程中形成的折旧与摊销。本次测算以评估基准日基金层面固定资产的账面价值为基础，结合产权持有单位折旧摊销会计政策进行预测。

2）运维费

运维费系项目现场运维人员提供的运维、检修、管理等服务费用，根据《青海区域新能源场站 2026-2027 年运维外委服务合同》，运维服务期为 2026 年 1 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日，运维费用共计 138.50 万元（不含税），合同期满后以合同金额为基础每年考虑 2%的增幅。此外，自 2026 年 7-12 月起新增人工成本 50 万元/年，以后年度每年维持该项运维费用，并考虑 2%的增幅。

3）保险费

保险费系项目风电设备及房屋建筑等资产的保险费，根据综合保险保险单，2025 年 5 月 1 日至 2026 年 4 月 30 日保险费用共计 134.86 万元，2026 年 5 月 1 日至 2027 年 4 月 30 日保险费用共计 110.63 万元，合同期满后以合同金额为基础每五年考虑 5%的增幅。

4）试验检验费

试验检验费为项目开展试验检验工作的费用，根据《青海、新疆地区风电场 2026-2027 年风机检修外委服务合同》及《青海区域新能源场站 2026-2027 年运维外委服务合同》约定金额进行预测，合同期满后以合同金额为基础每年考虑 2%的增幅。

5）下网电费、运营支持服务费、修理费及安全活动费等

下网电费系向电网公司采购用电的费用，按 2023-2025 年平均数计算；运营支持服务费根据《申能新能源运营支持服务合同》参照 2025 年水平预测；修理

费包括风机检修及风场主要设备整体检修费用，整体检修、预试按 3 年一次预测，合同期满后以合同金额为基础每次考虑 5%的增幅；安全活动费按 2023-2025 年实际使用金额平均数计算，以后年度每年考虑 2%的增幅。

6）修理费（维护性资本性支出）

根据企业介绍，2026 年 7-12 月预计维护性资本性支出 100 万元（不含税价），2027-2029 年预计 200 万元/年（不含税价），2030 年起预计 300 万元/年（不含税价），作为营业成本列支。

3、税金及附加

税金及附加主要包括城市维护建设税、教育费附加、地方教育附加、房产税、城镇土地使用税、印花税等。城市维护建设税、教育费附加和地方教育附加的计税依据为实际缴纳的增值税等流转税税额；房产税、城镇土地使用税参照基准日资产规模和适用税率预测，印花税按收入的 0.03%预测。

4、财务费用

财务费用包括利息支出及利息收入。

本次测算的利息支出主要包括过渡期借款利息和保理利息两部分：

（1）过渡期借款利息：因项目公司偿还发行前存量借款需要一定周期，本次测算按原有借款利率对过渡期内的存量借款利息进行预测。截至评估基准日，项目公司发行前待清偿存量借款约 100,075.00 万元，过渡期按 3 个月预测。

（2）保理利息：纳入本基金后，项目公司拟将超过两年尚未收回的应收电价补贴转让给银行开展保理业务。就单笔保理业务，保理银行平价购买相应年度的应收电价补贴；项目公司收到该部分电价补贴的回款后转付给保理银行，并根据相应的保理融资期限和利率支付保理费用。根据保理业务合作协议约定，保理融资利率按 2.34%/年（即一年期 LPR 扣减 0.66 个百分点）进行预测。

利息收入及其他不确定性较大且金额较小，本次测算不予预测。

5、信用减值损失

基于报告期内应收项目变动较小，按余额百分比法计提的信用减值损失金额影响不重大，且不影响可供分配金额，故本次测算不予预测。

6、管理人报酬和浮动管理费

2026 年 7-12 月和 2027 年预计管理人报酬和浮动管理费如下表。

表 3-2-13　本基金 2026 年 7-12 月和 2027 年管理人报酬和浮动管理费预测

单位：万元

项目	2026 年 7-12 月预测数	2027 年度预测数
管理人报酬	146.10	264.36
浮动管理费	-	-
合计	**146.10**	**264.36**

7、基金托管费

表 3-2-14　本基金 2026 年 7-12 月和 2027 年基金托管费预测

单位：万元

项目	2026 年 7-12 月预测数	2027 年度预测数
基金托管费	7.31	13.22
合计	**7.31**	**13.22**

8、所得税

按目前相关税法规定，本基金及专项计划不属于企业所得税的征税对象，项目公司需按相关规定缴纳企业所得税。项目公司属于设在西部地区的鼓励类产业企业，根据《财政部 税务总局 国家发展改革委关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》（财政部 税务总局 国家发展改革委公告 2020 年第 23 号），2026 年 7-12 月、2027-2030 年企业所得税减按 15%征收，2031 年及以后按 25%征收。根据预测的经营情况，项目公司 2026 年 7-12 月和 2027 年需要缴纳企业所得税情况如下表。

表 3-2-15　项目公司 2026 年 7-12 月和 2027 年应交企业所得税

单位：万元

项目	2026 年 7-12 月预测数	2027 年度预测数
企业所得税	180.10	925.96
合计	**180.10**	**925.96**

9、其他费用

其他费用主要为不动产基金存续期间发生的中介机构服务费、划款手续费、信息披露费等费用，合计按每年 100 万元计算。

（二）预测合并现金流量表

（1）销售商品、提供劳务收到的现金

乌兰风电项目上网电量全部参与青海省电力市场化交易并享受国补政策，电费收入清算与拨付相对及时。公司标杆电费一般于次月回款，国补电费按国补应收账款的历史平均回款周期确认。因此，基金管理人编制预测合并现金流量表时假设：测算当期市场化电费收入在当期收到，国补电费按历史平均回款周期收回，测算当期非折旧摊销的付现成本和税费均在当期支付。

（2）收到的税费返还（如有）

主要系项目公司电力销售及相关业务取得的税费返还，按相关税收政策及项目公司经营情况测算得出。

（3）经营活动现金流出

经营活动现金流出，系根据预测期内的经营成果，相关协议约定或合理预期的资金支付期间，调整得出。

（4）向基金份额持有人分配支付的现金

本基金预计将 2026 年期初现金余额以及 2026 年产生的部分可供分配金额于当年分配给基金份额持有人，剩余部分可供分配金额于次年分配，后续年度以此类推。

（三）基金可供分配金额计算表预测

（1）基金可供分配金额测算表编制原则

基金管理人根据《公开募集不动产投资信托基金（REITs）运营操作指引（试行）》要求，将预测期间净利润调整为当期基金可供分配金额。

（2）计算公式及所涉及的调整项

根据中国基金业协会发布的《公开募集不动产投资信托基金（REITs）运营操作指引（试行）》及本基金分配政策，预测期间的基金可供分配金额是在预测期间的净利润基础上调整为税息折旧及摊销前利润后，经其他调整事项调整后得出，预测期的其他调整事项及假设如下：

1）不动产基金发行份额募集的资金：2026 年，本基金预计募集资金人民币

14.61 亿元；2027 年度，本基金无发行募集资金的情况；

2）购买不动产项目的支出：2026 年，预计购买不动产项目资产的支出中，收购项目公司股权所支付的现金约为人民币 4.60 亿元（含预留费用），向项目公司发放股东借款并增资合计 10.01 亿元用于偿还原关联方借款；2027 年度，预计无购买不动产项目的支出调整；

3）支付的利息及所得税费用：支付的利息根据预测期内应付利息余额调整得来；支付的所得税费用根据预测期内的经营成果和项目公司适用的企业所得税税率，计算得出预计支付的所得税费用调整金额。

（四）未来资本性支出

根据评估机构预测，本风电项目资本性支出按项目固定资产投资一次性投入，运营期内通过日常检修、定期开展预防性试验等方式维持设备正常运行，避免重要设备的大修更换，预测期内不再考虑更新改造类资本性支出，仅考虑维护性资本性支出：2026 年 7-12 月 100 万元（不含税价），2027-2029 年 200 万元/年（不含税价）、2030 年起 300 万元/年（不含税价），作为营业成本列支。

（五）影响可供分配金额测算结果实现的主要因素

影响预测结果实现的主要风险因素包括但不限于：

1、经营风险

新能源行业政策调整、电力市场化交易价格波动、上网电量及等效利用小时数低于预期、国补政策及回款进度变化等，均可能对项目公司的电力销售收入造成不利影响，导致可供分配的现金流和基金收益下降。

2、运营风险

本基金存续期间，运营管理机构需对不动产项目进行日常运维、检修、运行、服务和安全应急等运营管理工作，必要时需进行更新改造。风电机组、升压站（汇集站）等设备的老化、故障或极端天气、自然灾害等不可预见因素，可能造成发电量下降或设备损坏，导致项目公司运营成本增加，对可供分配的现金流产生不利影响。

3、市场风险

证券市场价格受到经济因素、政治因素、投资心理和交易制度等各种因素的影响，导致基金收益水平变化而产生风险，主要包括：

（1）政策风险：因国家宏观政策（如货币政策、财政政策、行业政策、地区发展政策等）发生变化，导致市场价格波动而产生风险；

（2）经济周期风险：随着经济运行的周期性变化，证券市场的收益水平也呈周期性变化；

（3）利率风险：金融市场利率的波动会导致证券市场价格和收益率的变动；

（4）购买力风险：本基金的利润将主要通过现金形式来分配，而现金可能因为通货膨胀的影响而导致购买力下降，从而使本基金的实际收益下降。

4、信用风险

本基金在交易过程中可能发生交叉违约、所投资信用类品种的发行人违约、拒绝支付到期本息、信用等级降低或者不能履行合约规定的其他义务等情况，从而导致本基金财产损失。

（六）敏感性分析

上述基金可供分配金额测算的结果是基于一系列基本假设和特定假设得出的，而假设事项通常并非如预期那样发生，从而导致基金可供分配金额的实际结果与预测存在差异。

为使本基金份额持有人评估部分而非全部假设对基金可供分配金额的影响，下表针对项目公司的收入等关键假设进行了敏感性分析，以说明在其他假设保持不变的情况下，该关键假设对基金可供分配金额的影响。

该敏感性分析，仅在其他假设条件不变的前提下，考虑关键假设变动对基金可供分配金额的影响，实际上，假设条件的变动是紧密相关的，关键假设的变动亦可能引起其他假设条件发生变动，且变动的影响可能是相互抵消或者放大。因此，针对每项假设进行的敏感性分析未必能够得出与该假设相应的基金可供分配金额预测结果。

预测期内，收入变动对基金可供分配金额预测的敏感度分析结果如下：

表 3-2-16　基金可供分配金额预测敏感度分析表

单位：万元

项目	变动	调整前 可供分配金额	调整后 可供分配金额	变动
2026 年 7-12 月电力销售收入	5%	15,996.56	16,389.48	2.46%

项目	变动	调整前 可供分配金额	调整后 可供分配金额	变动
2026 年 7-12 月电力销售收入	-5%	15,996.56	15,603.63	-2.46%
2027 年度电力销售收入	5%	14,411.07	15,293.65	6.12%
2027 年度电力销售收入	-5%	14,411.07	13,528.48	-6.12%

四、不动产资产评估报告预测现金流与基金可供分配金额差异情况分析

评估报告与可供分配金额测算报告的营业收入一致；息税折旧摊销前利润存在小幅差异，差异比例未超过 5%。

评估报告的息税前现金流与基金层面的可供分配金额都是基于不动产资产的未来现金流进行预测，二者结果存在差异主要是由于口径不同导致。

1、差异情况如下：

表 3-2-17　评估报告与可供分配金额测算报告现金流差异情况

单位：万元

项目	2026 年 7-12 月		2027 年度	
报告名称	评估报告	可供分配金额测算报告	评估报告	可供分配金额测算报告
营业收入	7,858.47	7,858.47	17,651.72	17,651.72
息税折旧摊销前利润	6,769.06	6,470.47	15,414.42	14,960.63
息税折旧摊销前利润差异	-4.41%		-2.94%	

2、评估报告的息税前现金流测算

不动产项目评估报告是对不动产资产的现金流预测，其所使用的税前自由现金流计算公式为：

税前自由现金流量=利润总额+折旧与摊销+利息费用-资本性支出-净营运资金变动+其他

上表中评估报告息税折旧摊销前利润=税前自由现金流量+资本性支出+净

营运资金变动-其他

3、基金层面的可供分配金额测算

《可供分配金额测算表及审核报告》是在不动产资产现金流预测的基础上，结合不动产基金交易结构，考虑了项目公司层面所得税费用以及公募基金层面、专项计划层面的税费等后调整得出不动产基金的可供分配金额。

4、具体差异项分析如下：

（1）在计算可供分配现金流时，考虑项目公司根据预测期内的应纳税所得额需要支付当期所得税费用，从而减少可供公募基金投资者分配的现金流。

（2）在计算可供分配现金流时，考虑公募基金以及资产支持专项计划层面需要支付的相关税费，主要包括两部分：一是支付给基金管理人、计划管理人、基金托管人的管理费及托管费，根据《东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金基金合同》以及《东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金托管协议》约定的比例以及基金规模进行确定；二是资产支持专项计划层面需要按照税法规定支付的增值税及相关税金及附加，根据交易安排，资产支持专项计划层面会形成对项目公司的股东借款，进而形成相关的利息收入，按照税收相关规定该部分利息收入需要缴纳增值税、相关税金及附加，按照适用税率进行计算；

（3）在计算可供分配现金流时，考虑其他费用，主要是公募基金层面发生的相关审计费、评估费等中介机构费用以及信息披露费用，按照《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》每年需要对不动产项目进行评估并对公募基金进行审计，因此需要考虑该部分费用和支出。

第四章 治理机制与运营管理安排

第一节 基金分层治理机制

一、基金整体治理架构概述

本基金基金合同生效后首次投资的不动产资产支持证券为“东方红申能股份能源 1 号资产支持专项计划资产支持证券”，并将通过持有该资产支持证券全部份额，进而持有项目公司的全部股权和对该等项目公司的全部股东债权。本基金通过资产支持专项计划受让项目公司股权前，项目公司由申能新能源（青海）有限公司全资持有。

本基金在基金合同生效并完成基金合同、资产支持专项计划相关交易文件约定的交易后，形成的整体架构如下图：

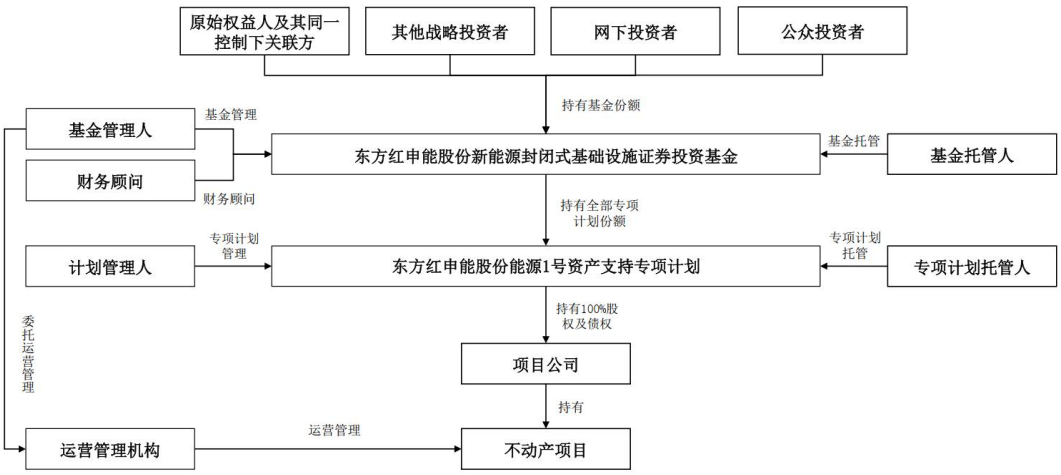


图 4-1-1 基金整体架构示意图

本基金的基金管理人和计划管理人为上海东方证券资产管理有限公司，本基金的基金托管人为中国工商银行股份有限公司。基金管理人聘请上海申能新能源投资有限公司担任本项目的运营管理机构。自基金合同生效之日起，基金管理人根据法律法规和基金合同独立运用并管理基金财产。

二、基金层面的治理安排

（一）基金份额持有人大会

基金份额持有人大会由基金份额持有人组成，基金份额持有人的合法授权代表有权代表基金份额持有人出席会议并表决。除法律法规规定或基金合同另有约定外，就本部分所述基金份额持有人大会事宜，基金份额持有人持有的每一基金

份额拥有平等的权利。

本基金份额持有人大会不设立日常机构。若将来法律法规对基金份额持有人大会另有规定的，以届时有效的法律法规为准。

1、召开事由

（1）除法律法规或中国证监会另有规定或基金合同另有约定外，当出现或需要决定下列事由之一的，应当召开基金份额持有人大会：

1）更换基金管理人（更换为基金管理人设立的具有公开募集证券投资基金业务资格的控股子公司除外）；

2）更换基金托管人；

3）转换基金运作方式；

4）调整基金管理人、基金托管人的报酬标准；

5）变更基金类别；

6）本基金与其他基金合并；

7）对基金的投资目标、投资范围、投资策略等作出重大调整；

8）变更基金份额持有人大会程序；

9）本基金进行扩募；

10）基金管理人或基金托管人要求召开基金份额持有人大会；

11）单独或合计持有本基金总份额 10%以上（含 10%）基金份额的基金份额持有人（以基金管理人收到提议当日的基金份额计算，下同）就同一事项书面要求召开基金份额持有人大会；

12）提前终止或延长基金合同期限（但由于不动产项目权属期限延长，导致基金合同期限相应延长的除外）；

13）提前终止基金上市，但因基金不再具备上市条件而被上海证券交易所终止上市或因本基金连续 2 年未按照法律法规进行收益分配，基金管理人申请基金终止上市的除外；

14）本基金以首次发售募集资金收购不动产项目后，对金额超过基金净资产 20%的其他不动产项目或不动产资产支持证券的购入或处置（金额是指连续 12 个月内累计发生金额）；

15）本基金以首次发售募集资金收购不动产项目后，发生超过基金净资产

5%的关联交易（金额是指连续 12 个月内累计发生金额）；

16）除基金合同约定解聘运营管理机构的法定情形外，解聘、合同到期不续聘、更换运营管理机构；

17）法律法规及中国证监会规定的和基金合同约定的对基金合同当事人权利和义务产生重大影响的其他事项，以及其他法律法规、中国证监会规定或基金合同约定应当召开基金份额持有人大会的事项。

（2）在法律法规规定和基金合同约定的范围内且对基金份额持有人利益无实质性不利影响的前提下，以下情况可由基金管理人和基金托管人协商后决定，不需召开基金份额持有人大会：

1）法律法规要求增加的基金费用的收取和其他应由基金、专项计划等特殊目的载体承担的费用的收取；

2）在法律法规和基金合同规定的范围内调整本基金收费方式；

3）因相应的法律法规、监管机关的监管规则、相关证券交易所或登记机构业务规则等发生变动而应当对基金合同进行修改；

4）对基金合同的修改对基金份额持有人利益无实质性不利影响或修改不涉及基金合同当事人权利义务关系发生重大变化；

5）在法律法规、基金合同规定的范围内调整有关基金认购、基金交易、非交易过户、转托管等业务的规则；

6）增加新的基金份额类别或调整基金份额分类规则；

7）监管机关或证券交易所要求本基金终止上市的；

8）履行适当程序后，基金推出新业务或服务；

9）本基金进行基金份额折算；

10）基金管理人因第三方机构提供服务时存在违法违规或其他损害基金份额持有人利益的行为而解聘上述机构，但若因发生运营管理机构法定解聘情形以外的事项需解聘运营管理机构的，应提交基金份额持有人大会表决；

11）基金管理人在发生运营管理机构法定解聘情形时解聘运营管理机构，以及因此对基金合同及相关文件进行的修改；

12）发生下列情形之一的，经基金管理人和基金托管人协商一致并履行相关程序后，可终止基金合同，不需召开基金份额持有人大会：

①本基金通过全部专项计划持有的全部不动产项目在基金合同期限届满前全部变现，且连续六十个工作日未成功购入新的不动产项目的；

②在基金合同生效之日起 6 个月内本基金所投资的资产支持专项计划未能设立或未能在相关主管部门完成备案；

③本基金投资的全部专项计划发生相应专项计划文件中约定的事件导致全部专项计划终止且在六十个工作日内仍未能成功认购其他专项计划的资产支持证券；

④本基金未能在基金合同生效之日起 6 个月内成功购入首个不动产项目；

⑤本基金投资的全部不动产项目出现无法维持正常、持续运营，难以再产生持续、稳定现金流的情形时；

13）基金管理人依法设立可从事包括不动产基金业务的全资或控股子公司后，可将本基金的基金管理人变更为前述子公司；

14）不动产项目所有权或经营权期限延长的，基金合同期限相应延长；

15）为保障不动产项目持续运营，实施国家、行业或当地电网要求的技术改造或进行不动产项目设备的升级换代；

16）上海证券交易所、中国结算增加基金上市交易、结算、份额转让方面的新功能，基金管理人可以在履行适当的程序后增加相应功能；

17）按照专项计划文件的规定，在专项计划文件中约定的分配兑付日外，增设专项计划的分配兑付日；

18）按照法律法规和基金合同规定不需召开基金份额持有人大会的其他情形。

（3）在法律法规规定和基金合同约定的范围内且对基金份额持有人利益无实质性不利影响的前提下，以下情况可由基金管理人自行决定，不需召开基金份额持有人大会：

1）发生下列情形之一，基金管理人解聘运营管理机构：

①运营管理机构因故意或重大过失给基金造成重大损失；

②运营管理机构依法解散、被依法撤销、被依法宣告破产或者出现重大违法违规行为；

③运营管理机构专业资质、人员配备等发生重大不利变化已无法继续履职。

发生前述法定解聘情形的，基金管理人应立即向运营管理机构发送书面解聘

通知，并可在上述法定解聘情形发生之日起 6 个月内自行选聘新任运营管理机构。

2）增加或减少项目公司的注册资本；

3）在不动产项目的所有权或经营权期限届满后，原始权益人或其指定关联方有权优先受让不动产项目（含项目公司股权、不动产项目资产），在原始权益人或其指定关联方行使优先收购权时，本基金应按照该安排进行转让和移交，且无需召开基金份额持有人大会；特别地，就本基金以首次发售募集资金收购的不动产项目而言，在不动产项目经营到期日后，原始权益人或其指定关联方根据基金管理人指令以项目公司总资产账面价值（不含固定资产账面价值）扣除总负债账面价值后的金额受让项目公司 100%股权，本基金应按照前述安排进行转让和移交，且无需召开基金份额持有人大会；

4）聘请或改聘相关专业机构为本基金提供评估、法律、审计等专业服务；

5）按照法律法规规定和基金合同约定不需召开基金份额持有人大会的其他情形。

2、会议召集人及召集方式

（1）除法律法规规定或基金合同另有约定外，基金份额持有人大会由基金管理人召集；

（2）基金管理人未按规定召集或不能召集时，由基金托管人召集；

（3）基金托管人认为有必要召开基金份额持有人大会的，应当向基金管理人提出书面提议。基金管理人应当自收到书面提议之日起 10 日内决定是否召集，并书面告知基金托管人。基金管理人决定召集的，应当自出具书面决定之日起 60 日内召开；基金管理人决定不召集，基金托管人仍认为有必要召开的，应当由基金托管人自行召集，并自出具书面决定之日起 60 日内召开并告知基金管理人，基金管理人应当配合；

（4）代表基金份额 10%以上（含 10%）的基金份额持有人就同一事项书面要求召开基金份额持有人大会，应当向基金管理人提出书面提议。基金管理人应当自收到书面提议之日起 10 日内决定是否召集，并书面告知提出提议的基金份额持有人代表和基金托管人。基金管理人决定召集的，应当自出具书面决定之日起 60 日内召开；基金管理人决定不召集，单独或合计代表基金份额 10%以上（含 10%）的基金份额持有人仍认为有必要召开的，应当向基金托管人提出书面提议。

基金托管人应当自收到书面提议之日起 10 日内决定是否召集，并书面告知提出提议的基金份额持有人代表和基金管理人；基金托管人决定召集的，应当自出具书面决定之日起 60 日内召开并告知基金管理人，基金管理人应当配合；

（5）单独或合计代表基金份额 10%以上（含 10%）的基金份额持有人就同一事项要求召开基金份额持有人大会，而基金管理人、基金托管人都不召集的，单独或合计代表基金份额 10%以上（含 10%）的基金份额持有人有权自行召集，并至少提前 30 日报中国证监会备案。基金份额持有人依法自行召集基金份额持有人大会的，基金管理人、基金托管人应当配合，不得阻碍、干扰；

（6）基金份额持有人大会的召集人负责选择确定开会时间、地点、方式和权益登记日。

3、召开基金份额持有人大会的通知时间、通知内容、通知方式

（1）召开基金份额持有人大会，召集人应于会议召开前至少 30 日，在规定媒介公告。基金份额持有人大会通知应至少载明以下内容：

1）会议召开的时间、地点和会议形式；

2）会议拟审议的事项、议事程序和表决方式；

3）有权出席基金份额持有人大会的基金份额持有人的权益登记日；

4）授权委托证明的内容要求（包括但不限于代理人身份，代理权限和代理有效期限等）、送达时间和地点；

5）会务常设联系人姓名及联系电话；

6）出席会议者必须准备的文件和必须履行的手续；

7）召集人需要通知的其他事项。

本基金就扩募、项目购入或出售等重大事项召开基金份额持有人大会的，召集人应当在召开基金份额持有人大会的会议通知中，披露相关重大事项的详细方案及法律意见书等文件，方案内容包括但不限于：交易概况、交易标的及交易对手方的基本情况、交易标的定价方式、交易主要风险、交易各方声明与承诺等。涉及扩募的，还应当披露扩募发售价格确定方式。

（2）采取通讯开会方式并进行表决的情况下，由会议召集人决定在会议通知中说明本次基金份额持有人大会所采取的具体通讯方式、委托的公证机关及其联系方式和联系人、表决意见寄交的截止时间和收取方式。明确采用网络投票方

式的，由会议召集人在会议通知中说明网络投票的方式、时间、表决方式、投票网络系统名称、网络投票系统的注册/登录网址、移动终端应用/公众号/程序名称、网络投票流程、操作指引等。

（3）如召集人为基金管理人，还应另行书面通知基金托管人到指定地点对表决意见的计票进行监督；如召集人为基金托管人，则应另行书面通知基金管理人到指定地点对表决意见的计票进行监督；如召集人为基金份额持有人，则应另行书面通知基金管理人和基金托管人到指定地点对表决意见的计票进行监督。基金管理人或基金托管人拒不派代表对表决意见的计票进行监督的，不影响表决意见的计票效力。

4、基金份额持有人出席会议的方式

基金份额持有人大会可通过现场开会方式、通讯开会方式或法律法规、监管机构、基金合同允许的其他方式召开，会议的召开方式由会议召集人确定。

（1）现场开会。由基金份额持有人本人出席或以代理投票授权委托证明委派代表出席，现场开会时基金管理人和基金托管人的授权代表应当列席基金份额持有人大会，基金管理人或基金托管人不派代表列席的，不影响表决效力。现场开会同时符合以下条件时，可以进行基金份额持有人大会议程：

1）亲自出席会议者持有基金份额的凭证、受托出席会议者出具的委托人持有基金份额的凭证及委托人的代理投票授权委托证明符合法律法规、基金合同和会议通知的规定，并且持有基金份额的凭证与基金管理人持有的登记资料相符；

2）经核对，汇总到会者出示的在权益登记日持有基金份额的凭证显示，有效的基金份额不少于本基金在权益登记日基金总份额的二分之一（含二分之一）。若到会者在权益登记日代表的有效基金份额少于本基金在权益登记日基金总份额的二分之一，召集人可以在原公告的基金份额持有人大会召开时间的 3 个月以后、6 个月以内，就原定审议事项重新召集基金份额持有人大会。重新召集的基金份额持有人大会到会者在权益登记日代表的有效基金份额应不少于本基金在权益登记日基金总份额的三分之一（含三分之一）。

（2）通讯开会。通讯开会指基金份额持有人将其对表决事项的投票以书面形式或基金份额持有人大会公告载明的其他方式在表决截止日以前送达至召集人指定的地址或系统。通讯开会应以书面方式或大会公告载明的其他方式进行表

决。

在同时符合以下条件时，通讯开会的方式视为有效：

1）会议召集人按基金合同约定公布会议通知后，在 2 个工作日内连续公布相关提示性公告；

2）召集人按基金合同约定通知基金托管人（如果基金托管人为召集人，则为基金管理人）到指定地点对表决意见的计票进行监督。会议召集人在基金托管人（如果基金托管人为召集人，则为基金管理人）和公证机关的监督下按照会议通知规定的方式统计基金份额持有人的表决意见；基金托管人或基金管理人经通知不参加统计表决意见的，不影响表决效力；

3）本人直接出具表决意见或授权他人代表出具表决意见的，基金份额持有人所持有的基金份额不小于在权益登记日基金总份额的二分之一（含二分之一）；若本人直接出具表决意见或授权他人代表出具表决意见基金份额持有人所持有的基金份额小于在权益登记日基金总份额的二分之一，召集人可以在原公告的基金份额持有人大会召开时间的 3 个月以后、6 个月以内，就原定审议事项重新召集基金份额持有人大会。重新召集的基金份额持有人大会应当有代表三分之一以上（含三分之一）基金份额的持有人直接出具表决意见或授权他人代表出具表决意见；

4）上述第 3）项中直接出具表决意见的基金份额持有人或受托代表他人出具表决意见的代理人，同时提交的持有基金份额的凭证、受托出具表决意见的代理人出具的委托人持有基金份额的凭证及委托人的代理投票授权委托证明符合法律法规、基金合同和会议通知的规定，并与基金登记机构记录相符。

（3）在不与法律法规冲突的前提下，基金份额持有人大会可通过网络、电话或其他方式召开，基金份额持有人可以采用书面、网络、电话、短信或其他方式进行表决，具体方式由会议召集人确定并在会议通知中列明。召集人可以提供网络投票和其他合法方式为基金份额持有人行使投票权提供便利。

（4）在不与法律法规冲突的前提下，基金份额持有人授权他人代为出席会议并表决的，授权方式可以采用书面、网络、电话、短信或其他方式，具体方式在会议通知中列明。

5、议事内容与程序

（1）议事内容及提案权

议事内容为本部分“1、召开事由”中所述应由基金份额持有人大会审议决定的事项。

基金管理人、基金托管人、单独或合计代表基金份额 10%以上（含 10%）的基金份额持有人，可以向基金份额持有人大会提出议案。

基金份额持有人大会的召集人发出召集会议的通知后，对原有提案的修改应当在基金份额持有人大会召开前及时公告。

本基金存续期间拟购入不动产项目或发生其他中国证监会或相关法规规定的需履行变更注册等程序的情形时，应当按照《公募基金运作办法》第四十条及《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第 3 号——扩募及新购入不动产（试行）》相关规定履行变更注册等程序。需提交基金份额持有人大会投票表决的，应当事先履行变更注册程序。

基金份额持有人大会不得对未事先公告的议事内容进行表决。

（2）议事程序

1）现场开会

在现场开会的方式下，首先由大会主持人按照下列第 7 条规定程序确定和公布监票人，然后由大会主持人宣读提案，经讨论后进行表决，并形成大会决议。大会主持人为基金管理人授权出席会议的代表，在基金管理人授权代表未能主持大会的情况下，由基金托管人授权其出席会议的代表主持；如果基金管理人授权代表和基金托管人授权代表均未能主持大会，则由出席大会的基金份额持有人和代理人所持表决权的 50%以上（含 50%）选举产生一名基金份额持有人作为该次基金份额持有人大会的主持人。基金管理人和基金托管人拒不出席或主持基金份额持有人大会，不影响基金份额持有人大会作出的决议的效力。

会议召集人应当制作出席会议人员的签名册。签名册载明参加会议人员姓名（或单位名称）、身份证明文件号码、持有或代表有表决权的基金份额、委托人姓名（或单位名称）和联系方式等事项。

2）通讯开会

在通讯开会的情况下，首先由召集人至少在会议召开前 30 日公布提案，在所通知的收取表决截止日期后 2 个工作日内在公证机关监督下由召集人统计全

部有效表决，在公证机关监督下形成决议。

6、表决

基金份额持有人所持每份基金份额有一票表决权。

基金份额持有人与表决事项存在关联关系的，应当回避表决，其所持基金份额不计入有表决权的基金份额总数。但需经基金份额持有人大会审议解聘、更换运营管理机构事项的，与运营管理机构存在关联关系的基金份额持有人就该事项无需回避表决，中国证监会认可的特殊情形除外。

基金份额持有人大会决议分为一般决议和特别决议：

（1）一般决议，一般决议须经参加大会的基金份额持有人或其代理人所持表决权的二分之一以上（含二分之一）通过方为有效。除下列第（2）项所规定的须以特别决议通过事项以外的其他事项均以一般决议的方式通过。

（2）特别决议，特别决议应当经参加大会的基金份额持有人或其代理人所持表决权的三分之二以上（含三分之二）通过方可做出。除法律法规、监管机构另有规定或基金合同另有约定外，涉及如下事项须特别决议通过方为有效：

1）转换基金运作方式；

2）更换基金管理人（更换为基金管理人设立的具有公开募集证券投资基金业务资格的控股子公司除外）；

3）更换基金托管人；

4）提前终止基金合同或延长基金合同期限（但由于不动产项目权属期限延长，导致基金合同期限相应延长的除外）；

5）本基金与其他基金合并；

6）对基金的投资目标、投资策略、投资范围等作出重大调整；

7）本基金以首次发售募集资金收购不动产项目后，对金额占基金净资产 50%及以上的不动产项目或不动产资产支持证券购入或出售（金额是指连续 12 个月内累计发生金额）；

8）金额占基金净资产 50%及以上的扩募（金额是指连续 12 个月内累计发生金额）；

9）本基金以首次发售募集资金收购不动产项目后，发生占基金净资产 20%及以上的关联交易（金额是指连续 12 个月内累计发生金额）；

10）对基金份额持有人利益产生重大影响的其他事项。

（3）基金份额持有人大会采取记名方式进行投票表决。

采取通讯方式进行表决时，除非在计票时有充分的相反证据证明，否则提交符合会议通知中规定的确认投资者身份文件的投资者视为有效出席的投资者，表面符合会议通知规定的表决意见视为有效表决，表决意见模糊不清或相互矛盾的视为弃权表决，但应当计入出具表决意见的基金份额持有人所代表的基金份额总数。

基金份额持有人大会的各项提案或同一项提案内并列的各项议题应当分开审议、逐项表决。

（4）关于表决权的特别约定

投资者及其一致行动人在拥有本基金的基金份额时即视为承诺，若其违反下列任意一项规定买入在本基金中拥有权益的基金份额的，在买入后的 36 个月内对该超过规定比例部分的基金份额不行使表决权：

1）投资者及其一致行动人拥有权益的基金份额达到本基金基金份额的 10%时，应当在该事实发生之日起 3 日内编制权益变动报告书，通知基金管理人，并予公告；在上述期限内，不得再行买卖本基金的基金份额，但另有规定的除外；

2）投资者及其一致行动人拥有权益的基金份额达到本基金基金份额的 10%后，其通过上海证券交易所交易拥有权益的基金份额占本基金基金份额的比例每增加或者减少 5%，应当依照第 1）款的规定进行通知和公告。在该事实发生之日起至公告后 3 日内，不得再行买卖本基金的基金份额，但另有规定的除外。

7、计票

（1）现场开会

1）如大会由基金管理人或基金托管人召集，基金份额持有人大会的主持人应当在会议开始后宣布在出席会议的基金份额持有人和代理人中选举两名基金份额持有人代表与大会召集人授权的一名人士共同担任监票人；如大会由基金份额持有人自行召集或大会虽然由基金管理人或基金托管人召集，但是基金管理人或基金托管人未出席大会的，基金份额持有人大会的主持人应当在会议开始后宣布在出席会议的基金份额持有人中选举三名基金份额持有人代表担任监票人。基金管理人或基金托管人不出席大会的，不影响计票的效力。

2）监票人应当在基金份额持有人表决后立即进行清点并由大会主持人当场公布计票结果。

3）如果会议主持人或基金份额持有人或代理人对于提交的表决结果有异议，可以在宣布表决结果后立即对所投票数要求进行重新清点。监票人应当进行重新清点，重新清点以一次为限。重新清点后，大会主持人应当当场公布重新清点结果。

4）计票过程应由公证机关予以公证。基金管理人或基金托管人拒不出席大会的，不影响计票的效力。

（2）通讯开会

在通讯开会的情况下，计票方式为：由大会召集人授权的两名监督员在基金托管人授权代表（若由基金托管人召集，则为基金管理人授权代表）的监督下进行计票，公证机关对计票过程予以公证。基金管理人或基金托管人拒派代表对表决意见的计票进行监督的，不影响计票和表决结果。

8、生效与公告

基金份额持有人大会的决议，召集人应当自表决通过之日起 5 日内报中国证监会备案。

基金份额持有人大会决议自表决通过之日起生效。

基金份额持有人大会决议生效后应按照《公募基金信息披露办法》的规定在规定媒介上公告。如果采用网络投票或通讯方式进行表决，在公告基金份额持有人大会决议时，必须将公证书全文、公证机构、公证员姓名等一同公告。召集人应当聘请律师事务所对基金份额持有人大会的召开时间、会议形式、审议事项、议事程序、表决方式及决议结果等事项出具法律意见，并与基金份额持有人大会决议一并披露。

基金管理人、基金托管人和基金份额持有人应当执行生效的基金份额持有人大会的决议。生效的基金份额持有人大会决议对全体基金份额持有人、基金管理人、基金托管人均有约束力。基金管理人、基金托管人依据基金份额持有人大会生效决议行事的结果由全体基金份额持有人承担。

9、本部分关于基金份额持有人大会召开事由、召开条件、议事程序、表决条件等规定，凡是直接引用法律法规或监管规则的部分，如将来法律法规或监管

规则修改导致相关内容被取消或变更的，基金管理人与基金托管人协商一致并提前公告后，可直接对本部分内容进行修改和调整，无需召开基金份额持有人大会审议。

（二）基金管理人的权利与义务

1、根据《基金法》《公募基金运作办法》《基金指引》及其他有关规定，基金管理人的权利包括但不限于：

（1）依法募集资金；

（2）自基金合同生效之日起，根据法律法规和基金合同独立运用并管理基金财产；

（3）按照有关规定运营管理不动产项目；

（4）依照基金合同收取基金管理费以及法律法规规定或中国证监会批准的其他费用；

（5）发售基金份额；

（6）按照规定召集基金份额持有人大会；

（7）依据基金合同及有关法律规定监督基金托管人，如认为基金托管人违反了基金合同及国家有关法律规定，应呈报中国证监会和其他监管部门，并采取必要措施保护基金投资者的利益；

（8）在基金托管人更换时，提名新的基金托管人；

（9）选择、更换基金销售机构，对基金销售机构的相关行为进行监督和处理；

（10）担任或委托其他符合条件的机构担任基金登记机构办理基金登记业务并获得基金合同规定的费用；

（11）依据基金合同及有关法律规定决定基金收益的分配方案；

（12）依照法律法规为基金的利益行使因基金财产投资于证券所产生的权利；

（13）依照法律法规为基金的利益直接或间接对相关投资标的行使相关权利，包括但不限于：

1）作为不动产资产支持证券持有人享有的权利，包括：决定专项计划扩募、决定延长专项计划期限或提前终止专项计划、决定修改专项计划法律文件重要内容等；

2）项目公司股东享有的权利；

3）作为债权人享有的权利；

为免疑义，前述事项如涉及应由基金份额持有人大会决议的事项的，基金管理人应当在基金份额持有人大会决议范围内行使相关权利；

（14）与计划管理人联合开展尽职调查；

（15）在法律法规允许的前提下，为基金的利益依法为基金进行融资，决定基金债务杠杆方案的设置；

（16）以基金管理人的名义，代表基金份额持有人的利益行使诉讼权利或者实施其他法律行为；

（17）选择、更换律师事务所、会计师事务所、评估机构、财务顾问、证券经纪商、做市商或其他为基金提供服务的外部机构；

（18）在符合有关法律、法规、基金合同、相关证券交易所及登记机构相关业务规则的前提下，制订、修改并公布有关基金询价、定价、认购、非交易过户及其他相关业务规则；

（19）可以设立专门的子公司承担不动产项目运营管理职责或委托运营管理机构依法负责部分运营管理职责，派员负责不动产项目财务管理，监督、检查运营管理机构履职情况；

（20）在运营管理机构更换时，提名并聘任新的运营管理机构；

（21）发生运营管理机构法定解聘情形的，解聘运营管理机构；

（22）调整运营管理机构的报酬标准；

（23）决定金额占本基金净资产 20%及以下（金额是指连续 12 个月内累计发生金额）的不动产项目购入或出售事项；

（24）决定金额占本基金净资产 5%及以下（金额是指连续 12 个月内累计发生金额）的关联交易；

（25）对潜在投资标的开展投资可行性分析、尽职调查和资产评估等工作，将相关议题提交基金份额持有人大会表决，并根据基金份额持有人大会决议实施基金扩募；

（26）对相关资产进行购入或出售可行性分析和资产评估，并就需要召开基金份额持有人大会进行表决的事项召开基金份额持有人大会；

（27）在符合有关法律、法规的前提下，制订、实施及调整有关基金直接或间接对外借款方案；

（28）经与基金托管人协商一致后决定本基金可供分配金额计算调整项的相关事宜，适用法律法规或相应规则对本基金可供分配金额的计算另有调整的，基金管理人依据法律法规及基金合同进行信息披露、履行相应程序后，直接对该部分内容进行调整；

（29）法律法规及中国证监会规定的和基金合同约定的其他权利。

2、根据《基金法》《公募基金运作办法》《基金指引》及其他有关规定，基金管理人的义务包括但不限于：

（1）依法募集资金，办理或者委托经中国证监会认定的其他机构代为办理基金份额的募集和登记结算等事宜；

（2）办理基金备案和基金上市所需手续；

（3）自基金合同生效之日起，以诚实信用、谨慎勤勉的原则管理和运用基金财产；

（4）配备足够的具有专业资格的人员进行基金投资分析、决策，以专业化的经营方式管理和运作基金财产；

（5）制定完善的尽职调查内部管理制度，建立健全业务流程；建立健全内部风险控制、监察与稽核、财务管理及人事管理等制度，保证所管理的基金财产和基金管理人的财产相互独立，对所管理的不同基金分别管理，分别记账，进行证券投资；

（6）除依据《基金法》《基金指引》、基金合同及其他有关规定外，不得利用基金财产为自己及任何第三人谋取利益，不得委托第三人运作基金财产；

（7）依法接受基金托管人的监督；

（8）采取适当合理的措施使计算基金份额认购和注销价格的方法符合法律文件的规定及基金合同的约定，按有关规定及约定计算并公告基金净资产信息，并履行信息披露义务；

（9）办理或聘请财务顾问办理基金份额发售的路演推介、询价、定价、配售等相关业务活动；

（10）根据法律法规和基金合同，为本基金的利益对专项计划行使资产支持

证券投资者权利；

（11）按照法律法规规定、国家有关监管要求和基金合同约定专业审慎运营管理不动产项目，主动履行不动产项目运营管理职责，也可根据《基金指引》委托运营管理机构负责部分运营管理职责，但依法应承担的责任不因委托而免除；

（12）严格按照《基金法》《基金指引》、基金合同及其他有关规定，履行信息披露及报告义务；

（13）进行基金会计核算并编制基金财务会计报告；

（14）编制基金定期报告与临时报告，并应当按照法律法规、企业会计准则及中国证监会相关规定进行资产负债确认计量，编制基金中期与年度合并及单独财务报表，财务报表至少包括资产负债表、利润表、现金流量表、所有者权益变动表及报表附注；

（15）保守基金商业秘密，不泄露基金投资计划、投资意向等。除《基金法》《基金指引》、基金合同及其他有关规定另有规定或向监管机构、司法机构或因审计、法律、资产评估等外部专业顾问提供外，在基金信息公开披露前应予保密，不向他人泄露；

（16）按基金合同的约定确定基金收益分配方案，及时向基金份额持有人分配基金收益；

（17）依据《基金法》《基金指引》、基金合同及其他有关规定召集基金份额持有人大会或配合基金托管人、基金份额持有人依法召集基金份额持有人大会；

（18）按规定保存基金财产管理业务活动的会计账册、报表、记录和其他相关资料，保存年限不得低于法律法规规定的最低年限；按规定保留路演、定价、配售等过程中的相关资料不低于法律法规规定的最低期限并存档备查，包括推介宣传材料、路演现场录音等，且能如实、全面反映询价、定价和配售过程；法律法规或监管规则另有规定的从其规定；

（19）确保需要向基金投资者提供的各项文件或资料在规定时间发出，并且保证投资者能够按照基金合同规定的时间和方式，随时查阅到与基金有关的公开资料，并在支付合理成本的条件下得到有关资料的复印件；

（20）组织并参加基金财产清算小组，参与基金财产的保管、清理、估价、变现和分配；基金清算涉及不动产项目处置的，应遵循基金份额持有人利益优先

的原则，按照法律法规规定进行资产处置，并尽快完成剩余财产的分配；

（21）面临解散、依法被撤销或者被依法宣告破产时，及时报告中国证监会并通知基金托管人；

（22）因违反基金合同导致基金财产的损失或损害基金份额持有人合法权益时，应当承担赔偿责任，其赔偿责任不因其退任而免除；

（23）监督基金托管人按法律法规和基金合同规定履行自己的义务，基金托管人违反基金合同造成基金财产损失时，基金管理人应为基金份额持有人利益向基金托管人追偿；

（24）依照基金合同的约定将其部分职责委托第三方执行时，应当对第三方处理有关基金事务的行为承担责任；

（25）以基金管理人名义，代表基金份额持有人利益行使诉讼权利或实施其他法律行为；

（26）基金在募集期间未能达到基金的备案条件，基金合同不能生效，基金管理人承担全部募集费用，将已募集资金并加计银行同期活期存款利息在基金募集期结束后 30 日内退还基金认购人；

（27）执行生效的基金份额持有人大会的决议；

（28）建立并保存基金份额持有人名册；

（29）基金上市期间，基金管理人原则上应当选定不少于 1 家流动性服务商为基金提供双边报价等服务；

（30）本基金运作过程中，基金管理人应当专业审慎运营管理不动产项目，并按照法律法规规定和基金合同约定主动履行不动产项目运营管理职责，包括：

1）及时办理不动产项目、印章证照、账册合同、账户管理权限和运营档案资料交割等；

2）建立账户和现金流管理机制，有效管理不动产项目运营等产生的现金流，防止现金流流失、挪用等；

3）建立印章管理、使用机制，妥善管理不动产项目各种印章；

4）为不动产项目购买足够的财产保险和公众责任保险；

5）制定及落实不动产项目运营策略；

6）签署并执行不动产项目运营的相关协议；

7）收取不动产项目运营等产生的收益，追收欠缴款项等；

8）执行日常运营服务，如安保、消防、通讯及紧急事故管理等；

9）实施不动产项目维修、改造等；

10）不动产项目档案归集管理等；

11）聘请评估机构、审计机构进行评估与审计；

12）依法披露不动产项目运营情况；

13）提供公共产品和服务的不动产资产的运营管理，应符合国家有关监管要求，严格履行运营管理义务，保障公共利益；

14）建立相关机制防范运营管理机构的履约风险、不动产项目经营风险、关联交易及利益冲突风险、利益输送和内部人控制风险等不动产项目运营过程中的风险；

15）按照基金合同约定和持有人利益优先的原则，专业审慎处置资产；

16）中国证监会规定的其他职责。

（31）基金管理人应当对接受委托的运营管理机构进行充分的尽职调查，确保其在专业资质（如有）、人员配备、公司治理等方面符合法律法规要求，具备充分的履职能力。基金管理人应当持续加强对运营管理机构履职情况的监督，至少每年对其履职情况进行评估，确保其勤勉尽责履行运营管理职责。基金管理人应当定期检查运营管理机构就其获委托从事不动产项目运营管理活动而保存的记录、合同等文件，检查频率不少于每半年 1 次。委托事项终止后，基金管理人应当妥善保管不动产项目运营维护相关档案。

（32）运营管理机构应当勤勉尽责、专业审慎运营管理不动产项目，发生下列情形之一的，基金管理人应当解聘运营管理机构：

1）运营管理机构因故意或重大过失给基金造成重大损失；

2）运营管理机构依法解散、被依法撤销、被依法宣告破产或者出现重大违法违规行为；

3）运营管理机构专业资质、人员配备等发生重大不利变化已无法继续履职。

（33）本基金存续期间，基金管理人应当聘请评估机构对不动产项目资产每年进行 1 次评估。出现下列情形之一的，基金管理人应当及时聘请评估机构对相应不动产项目资产进行评估：

1）基金运作过程中发生购入或出售不动产项目等情形时；

2）本基金扩募；

3）提前终止基金合同拟进行资产处置；

4）不动产项目现金流发生重大变化且对持有人利益有实质性影响；

5）对基金份额持有人利益有重大影响的其他情形。

（34）法律法规及中国证监会规定的和基金合同约定的其他义务。

（三）基金管理人不动产基金治理机制

基金管理人设立公募 REITs 部负责业务受理、产品设计、尽职调查、部门内审、申报材料撰写、风险等级评价、对外申报、定价配售、基金成立、基金资产投资、项目后续管理、信息披露、业务规则制定等工作。基金管理人为不动产基金设立专门的基础设施证券投资基金投资及运营决策委员会负责对不动产基金存续期内投资、运营管理等重大事项的审批决策。具体包括：

1、公募 REITs 重大投资事项，包括但不限于：

（1）不动产项目的购入或出售（含处置）；

（2）基金直接或通过项目公司等主体间接对外借款；

（3）基金财产在利率债、AAA 级信用债或货币市场工具的配置方案。

2、公募 REITs 重大运营管理事项，包括但不限于：

（1）批准项目公司的年度财务预算方案、预算调整方案和决算方案等；

（2）对运营管理机构的考核目标及考核结果；

（3）解聘/选聘基金托管人、运营管理机构、律师事务所、会计师事务所、评估机构、做市商或其他为基金提供服务的外部机构；

（4）基金收益的分配方案；

（5）项目公司签署预算外的协议或其他重大合同；

（6）基金发生的关联交易事项；

（7）基金的季度/中期/年度报告或需要信息披露的重大事项。

3、审议公募 REITs 投资、运营管理具体授权事项；

4、审议应由不动产资产支持证券持有人审批的事宜，如提前终止或延长专项计划、专项计划文件的重大变更等；

5、审议应由项目公司股东审批的事宜，如选举和更换非由职工代表担任的

董事、监事，项目公司利润分配方案和弥补亏损方案，增加或减少公司注册资本，修改公司章程等；

6、审议需提交公募 REITs 基金份额持有人大会表决的事项；

7、审议其他可能对公募 REITs 产生重大影响的相关事项。

公募 REITs 投委会实行委员制，其中主任委员 1 名，另设常任委员和非常任委员。目前常任委员 5 名，非常任委员 1 名。

公募 REITs 投委会分为定期会议和临时会议，定期会议原则上每季度召开一次；在发生需公募 REITs 投委会作出决策的重大事项时，可随时召开临时会议。

公募 REITs 投委会会议须由主任委员、常任委员和与上会议案相关的非常任委员参会出席，方可举行。

公募 REITs 投委会会议须以记名投票表决的方式做出，每人一票，每票具有同等效力。委员与表决事项可能存在利益冲突的，应当回避表决。审议事项经全体参会表决委员的三分之二以上（含）同意方可通过，主任委员拥有一票否决权。

根据法律法规及公司其他内部制度规定，上述事项需基金份额持有人大会审议的，基金管理人应当在公募 REITs 投委会等有权机构作出决议后，提请基金份额持有人大会审议。

（四）基金托管人的权利与义务

1、根据《基金法》《公募基金运作办法》《基金指引》及其他有关规定，基金托管人的权利包括但不限于：

（1）自基金合同生效之日起，依法律法规和基金合同的规定安全保管基金财产、权属证书及相关文件；

（2）依基金合同约定获得基金托管费以及法律法规规定或监管部门批准的其他费用；

（3）监督基金管理人对本基金的投资运作，如发现基金管理人有违反基金合同及国家法律法规行为，对基金财产、其他当事人的利益造成重大损失的情形，应呈报中国证监会，并采取必要措施保护基金投资者的利益；

（4）监督基金资金账户、不动产项目运营收支账户等重要资金账户及资金流向，确保符合法律法规规定和基金合同约定，保证基金资产在监督账户内封闭运行；

（5）监督基金管理人为不动产项目购买足够的保险；

（6）根据相关市场规则，为基金开设证券账户等投资所需账户、为基金办理资金清算；

（7）提议召开或召集基金份额持有人大会；

（8）在基金管理人更换时，提名新的基金管理人；

（9）法律法规及中国证监会规定的和基金合同约定的其他权利。

2、根据《基金法》《公募基金运作办法》《基金指引》及其他有关规定，基金托管人的义务包括但不限于：

（1）以诚实信用、勤勉尽责的原则持有并安全保管基金财产、权属证书及相关文件，履行《基金法》《基金指引》规定的职责；

（2）设立专门的基金托管部门，具有符合要求的营业场所，配备足够的、合格的熟悉基金托管业务的专职人员，负责基金财产托管事宜；

（3）建立健全内部风险控制、监察与稽核、财务管理及人事管理等制度，确保基金财产的安全，保证其托管的基金财产与基金托管人自有财产以及不同的基金财产相互独立；对所托管的不同的基金分别设置账户，独立核算，分账管理，保证不同基金之间在账户设置、资金划拨、账册记录等方面相互独立；

（4）除依据《基金法》《基金指引》、基金合同及其他有关规定外，不得利用基金财产为自己及任何第三人谋取利益，不得委托第三人托管基金财产；

（5）保管由基金管理人代表基金签订的与基金有关的重大合同及有关凭证；

（6）按规定开设基金财产的资金账户和证券账户等投资所需账户，按照基金合同的约定，根据基金管理人的投资指令，及时办理清算、交割事宜；监督本基金资金账户、不动产项目运营收支账户等重要资金账户及资金流向，确保符合法律法规规定和基金合同约定，保证基金资产在监督账户内封闭运行；

（7）保守基金商业秘密，除《基金法》《基金指引》、基金合同及其他有关规定另有规定或向监管机构、司法机关或因审计、法律等外部专业顾问提供外，在基金信息公开披露前予以保密，不得向他人泄露；

（8）复核、审查基金管理人计算的基金资产净值、基金份额净值、基金份额认购、扩募价格；

（9）办理与基金托管业务活动有关的信息披露事项；

（10）对基金财务会计报告、季度报告、中期报告和年度报告出具意见，说明基金管理人在各重要方面的运作是否严格按照基金合同的规定进行；如果基金管理人有未执行基金合同规定的行为，还应当说明基金托管人是否采取了适当的措施；

（11）保存基金托管业务活动的记录、账册、报表和其他相关资料，保存年限不得低于法律法规规定的最低年限；

（12）从基金管理人或其委托的登记机构处接收、建立并保存基金份额持有人名册；

（13）按规定制作相关账册并与基金管理人核对；

（14）依据基金管理人的指令或有关规定向基金份额持有人支付基金收益；

（15）依据《基金法》、基金合同及其他有关规定，召集基金份额持有人大会或配合基金管理人、基金份额持有人依法召集基金份额持有人大会；

（16）监督、复核基金管理人按照法律法规规定和基金合同约定进行投资运作、收益分配、信息披露等；

（17）参加基金财产清算小组，参与基金财产的保管、清理、估价、变现和分配；

（18）面临解散、依法被撤销或者被依法宣告破产时，及时报告中国证监会和银行业监督管理机构，并通知基金管理人；

（19）因违反基金合同导致基金财产损失时，应承担赔偿责任，其赔偿责任不因其退任而免除；

（20）按规定监督基金管理人按法律法规和基金合同规定履行自己的义务，基金管理人因违反基金合同造成基金财产损失时，应为基金份额持有人利益向基金管理人追偿；

（21）执行生效的基金份额持有人大会的决议；

（22）监督基金管理人为不动产项目购买足够的保险；

（23）监督不动产项目公司借入款项安排，确保符合法律法规规定及约定用途；

（24）复核本基金信息披露文件时，加强对基金管理人资产确认及计量过程的复核；

（25）法律法规及中国证监会规定的和基金合同约定的其他义务。

三、专项计划层面的治理安排

（一）资产支持证券持有人的权利和义务

1、资产支持证券持有人的权利

（1）专项计划的资产支持证券持有人有权按照标准条款的规定，取得专项计划利益；

（2）资产支持证券持有人有权依据专项计划文件的约定知悉有关专项计划投资运作的信息，包括专项计划资产配置、投资比例、损益状况等，有权了解专项计划资产的管理、运用、处分及收支情况，并有权要求计划管理人作出说明；

（3）专项计划的资产支持证券持有人有权按照标准条款第十二条的规定，知悉有关专项计划利益的分配信息；

（4）专项计划资产支持证券持有人的合法权益因计划管理人、计划托管人或其他相关主体过错而受到损害的，有权按照标准条款及其他专项计划文件的规定取得赔偿；

（5）在转让条件具备后，资产支持证券持有人有权将其所持有的资产支持证券在上交所固定收益证券平台及监管机构认可的其他平台进行转让；

（6）资产支持证券持有人享有按照标准条款的规定召集或出席资产支持证券持有人会议，并行使表决等权利；

（7）资产支持证券持有人有权按照《标准条款》的约定参与分配清算后的专项计划资产；

（8）资产支持证券持有人有权根据上海证券交易所相关规则或其他相关法律法规规定，通过质押式协议回购进行融资；

（9）在东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金持有专项计划全部资产支持证券的情况下，基金管理人为专项计划的最高权力机构，可以就专项计划资产的运用、专项计划的分配、专项计划的终止和清算、不动产项目的运营管理等重大事项向计划管理人发出书面指令，而无须另行召集、通知或召开资产支持证券持有人会议，计划管理人应予执行（为避免疑义，需经基金份额持有人大会决议通过的事项，以基金份额持有人大会决议为准），但该等指令违反法律法规规定或交易所规则的情形除外；

（10）中国法律法规规定或专项计划文件约定的其他权利。

2、资产支持证券持有人的义务

（1）专项计划的资产支持证券持有人应根据《认购协议》及标准条款的规定，按期缴纳专项计划的认购资金，并承担相应的费用；

（2）专项计划的资产支持证券持有人应自行承担专项计划的投资损失；

（3）资产支持证券持有人按法律法规规定承担纳税义务；

（4）专项计划存续期间，资产支持证券持有人不得要求计划管理人收购其持有的资产支持证券，亦不得主张分割专项计划资产；

（5）中国法律法规规定和专项计划文件约定的其他义务。

（二）计划管理人的权利与义务

1、计划管理人的权利

（1）计划管理人有权根据标准条款及《认购协议》的约定将专项计划的认购资金用于购买基础资产、进行合格投资，并管理专项计划资产、分配专项计划利益。计划管理人有权在《计划说明书》等专项计划文件允许的范围内，将专项计划账户中的资金进行合格投资；

（2）计划管理人有权根据标准条款的规定收取管理费；

（3）计划管理人有权根据标准条款第十九条的规定终止专项计划的运作；

（4）计划管理人有权委托计划托管人托管专项计划资金，并根据《专项计划托管协议》的规定，监督计划托管人的托管行为，并针对计划托管人的违约行为采取必要措施保护资产支持证券持有人的合法权益；

（5）计划管理人有权根据标准条款的约定召集资产支持证券持有人会议，或提请资产支持证券单一持有人就特定事项作出专项计划直接决议或其他书面指示；

（6）当专项计划资产或资产支持证券持有人的利益受到其他任何第三方损害时，计划管理人有权代表资产支持证券持有人依法向相关责任方追究法律责任；

（7）中国法律法规规定和专项计划文件约定的其他权利。

2、计划管理人的义务

（1）在东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金持有专项计划全部资产支持证券的情况下，基金管理人为专项计划的最高权力机构，可以就专

项计划资产的运用、专项计划的分配、专项计划的终止和清算、不动产项目的运营管理等重大事项向计划管理人发出书面指令，而无须另行召集、通知或召开资产支持证券持有人会议，计划管理人应予执行（为避免疑义，需经基金份额持有人大会决议通过的事项，以基金份额持有人大会决议为准），但该等指令违反法律法规规定或交易所规则的情形除外；

（2）计划管理人应在专项计划管理中恪尽职守，根据《认购协议》及标准条款的约定为资产支持证券持有人提供服务；

（3）计划管理人应根据《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务管理规定》（以下简称“《资产证券化业务管理规定》”）建立健全内部风险控制制度，将专项计划的资产与其固有财产分开管理，为专项计划单独记账、独立核算，并将不同资产支持专项计划的资产分别记账；

（4）计划管理人应根据《资产证券化业务管理规定》以及标准条款的约定，按照《股权转让协议》的约定受让项目公司 100%的股权；

（5）计划管理人在管理、运用专项计划资产时，应根据《资产证券化业务管理规定》和《专项计划托管协议》的约定，接受计划托管人对专项计划资金拨付的监督；

（6）计划管理人应根据《资产证券化业务管理规定》及标准条款的约定，按期出具《资产管理报告》和《专项计划收益分配报告》及履行相关的信息披露义务，保证资产支持证券持有人能够及时了解有关专项计划资产与收益等信息；

（7）计划管理人应按照标准条款第十二条的约定向资产支持证券持有人分配专项计划利益；

（8）计划管理人应按照《资产证券化业务管理规定》及标准条款的约定，妥善保存与专项计划有关的合同、协议、推广文件、交易记录、会计账册等文件、资料，保存期不少于专项计划终止后二十年；

（9）在专项计划终止时，计划管理人应按照《资产证券化业务管理规定》《计划说明书》、标准条款及《专项计划托管协议》的约定，妥善处理有关清算事宜；

（10）计划管理人因自身重大过错造成专项计划资产直接经济损失的，应向资产支持证券持有人承担相应赔偿责任；

（11）监督、检查项目公司持续经营情况和基础资产现金流状况，出现重大异常情况的，计划管理人应当采取必要措施，维护专项计划资产安全；

（12）因计划托管人过错造成专项计划资产损失时，计划管理人应代资产支持证券持有人向计划托管人追偿；

（13）计划管理人应监督计划托管人、监管银行及其他机构履行各自在专项计划文件项下的职责或义务，如前述机构发生违约情形，则计划管理人应代资产支持证券持有人根据有关专项计划文件的规定追究其违约责任；

（14）根据法律法规、监管机构的规定及《专项计划托管协议》的约定，完成和/或配合计划托管人完成针对资产支持证券持有人的适当性管理、非居民金融账户涉税信息尽职调查、反洗钱等监管规定的工作；

（15）计划管理人应对基础资产进行尽职调查；

（16）中国法律法规规定和专项计划文件约定的其他义务。

（三）资产支持证券持有人会议

1、组成及简易程序

资产支持证券持有人会议由全体资产支持证券持有人组成。

资产支持证券持有人系指资产支持证券持有人会议召开之日前的权益登记日日终登记在册的资产支持证券持有人。

专项计划设立时的资产支持证券全部由基金管理人代表东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金认购，在东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金持有全部资产支持证券期间，资产支持证券持有人会议由基金管理人作为唯一持有人组成。出现资产支持证券持有人会议召集事由的，可召开资产支持证券持有人会议表决，或不经资产支持证券持有人会议程序，由计划管理人书面通知基金管理人，基金管理人直接向计划管理人出具书面意见、通知或指令。

如以下文件中就资产支持证券持有人会议审议事项发表了明确的表决意见，则可构成资产支持证券持有人出具的书面表决意见，形成资产支持证券持有人会议决议，而无需经过资产支持证券持有人会议程序或由计划管理人通知基金管理人：

（1）基金管理人向计划管理人发出的书面意见、通知或指令；

（2）基金管理人发布的公告；

（3）不动产基金份额持有人大会决议。

2、召集的事由

在专项计划存续期间，出现以下情形之一的，计划管理人自行或经资产支持证券持有人提议应召开资产支持证券持有人会议或经资产支持证券单一持有人直接决议：

（1）进行专项计划合格投资；

（2）进行关联交易，但按照《基金合同》等不动产基金交易文件或《标准条款》的约定可直接实施的除外；

（3）提前终止或延长专项计划，但《标准条款》约定的专项计划终止情形除外；

（4）专项计划文件的终止或重大修改，但该等修改属于微小的技术性改动或是根据适用中国法律的强制性要求而做出的除外；

（5）拟对全部或部分基础资产进行处置，需要资产支持证券持有人决定出售、转让全部或部分基础资产以及相关的处置方案（包括但不限于处置的具体资产内容、处置价格等），但相关机构根据中国法律的规定及相关合同附属担保合同的约定因对存在附属担保权益的基础资产行使担保物权而申请人民法院拍卖、变卖基础资产所导致的基础资产的处置除外；

（6）决定项目公司对外提供担保；

（7）决定项目公司的对外融资及投资；

（8）决定需由项目公司股东审议的全部事项；

（9）解聘或更换运营管理机构；

（10）发生计划管理人解任事件、计划托管人解任事件或计划管理人根据相关协议的约定提出辞任，需要更换前述机构的；

（11）调整计划管理人的管理费或计划托管人的托管费；

（12）专项计划终止，需要资产支持证券持有人会议对专项计划的清算方案进行审核；

（13）确定专项计划的分配方案；

（14）批准涉及修改资产支持证券持有人权利的提案；

（15）解除或免除计划管理人根据任何专项计划文件本应承担的任何责任和义务；选任代表（无论其是否为资产支持证券持有人），授权该代表执行资产支持证券持有人会议所形成的决议；

（16）授权计划管理人签署并做出全部必要文件、行动或事项，以便执行资产支持证券持有人会议所形成的决议；

（17）决定专项计划扩募事宜，以新增募集认购资金用于购买新的基础资产；

（18）计划管理人或资产支持证券持有人认为需提议资产支持证券持有人会议审议的其他事项；

（19）发生其他对持有人权益有重大影响的事项以及法律法规要求召开持有人会议的其他事项。

经全部资产支持证券持有人以书面形式表示同意的，可以不召开资产支持证券持有人会议，由全部资产支持证券持有人直接作出书面决定或指令，并由全部资产支持证券持有人在前述书面文件上签名、盖章。全部资产支持证券持有人根据本款约定直接作出书面决定或指令的，不受标准条款第十四条约定的资产支持证券持有人会议的召集、通知、召开、审议、表决、公告等相关程序的限制。

3、召集的方式

（1）计划管理人召集

出现标准条款第 14.2 条规定的事由，计划管理人应召集资产支持证券持有人会议，并确定资产支持证券持有人会议的开会时间、地点。

（2）资产支持证券持有人召集

1）资产支持证券持有人就标准条款第 14.2 条规定的事项认为有必要召开资产支持证券持有人会议的，可向计划管理人提出书面提议；

2）计划管理人应当自收到书面提议之日起 5 个工作日内决定是否召集，书面告知资产支持证券持有人和计划托管人，并说明召集会议的具体安排或者不召集会议的理由；

3）计划管理人决定召集的，应当自出具书面决定之日起 10 个工作日内发出会议通知；

4）召集人应当至少于持有人会议召开日前 10 个工作日发布持有人会议召开通知。持有人会议规则对通知时间安排另有约定的，从其约定。召集人因临时突

发事件认为需要紧急召集持有人会议以有利于持有人权益保护的，可以适当缩短会议通知的提前期限，但应当给予相关方充分讨论决策时间；

5）计划管理人不召集的，资产支持证券持有人可以自行召集资产支持证券持有人会议。

4、通知

（1）召开资产支持证券持有人会议，召集人应当以邮寄、传真或电子邮件的方式通知资产支持证券持有人，并在上交所网站及计划管理人网站进行公告。召集人应不晚于会议召开日期前 10 个工作日发布会议通知，但经资产支持证券持有人同意的除外。会议通知应载明以下内容：

1）专项计划和资产支持证券的基本情况。

2）召开会议的基本情况：

①召集人；

②召开时间、召集事由；

③召开地点；

④召开方式：可以采用现场、非现场或者两者相结合的形式；

⑤出席对象；

⑥权益登记日；

⑦参会登记时间。

3）会议拟审议议案：议案应当属于资产支持证券持有人会议权限范围、有明确的决议事项，并且符合法律、法规和上交所业务规则的相关规定。

4）参会程序或要求。

5）会议表决及计票：包括表决方式、表决时间和计票方式。

6）其他事项：包括会议负责人联系方式、会议费用。

7）授权委托书：持有人委托他人参会的，受托参会人员应当出具授权委托书和身份证明，在授权范围内参加资产支持证券持有人会议并履行义务。

8）其他事项（如有）。

（2）若采用非现场方式召开资产支持证券持有人会议并进行书面表决的，由召集人决定并在会议通知中说明本次资产支持证券持有人会议所采取的具体

非现场召开方式、书面表决方式、投票表决的截止日、书面表决意见的寄交和收取方式等事项。

（3）召集人可以在会议召开前补充提案并通知资产支持证券持有人。

5、会议的召开

（1）资产支持证券持有人会议召开的方式由召集人决定，可以采用现场方式、非现场方式或现场与非现场相结合方式召开。计划管理人应聘请律师对资产支持证券持有人会议进行见证并出具法律意见书。

（2）现场召开

1）资产支持证券持有人会议应当由资产支持证券持有人参加，方可召开。资产支持证券持有人应委派一名授权代表出席会议，并出具加盖单位公章的代理投票授权委托书；

2）计划管理人的授权代表应当列席资产支持证券持有人会议；

3）计划管理人可以邀请计划托管人的授权代表列席资产支持证券持有人会议。

（3）非现场召开：

1）召集人应按照会议通知约定的方式收取资产支持证券持有人的书面表决意见；

2）出具书面表决意见的资产支持证券持有人或其授权代表所代表的资产支持证券份额应达到资产支持证券份额总数的 100%，方可召开。

（4）若不能满足上述约定的现场召开条件，亦不满足上述约定的非现场召开条件，则该次资产支持证券持有人会议召开时间应相应顺延直至召开条件符合相关约定。届时，会议召开时间和地点由召集人决定后仍按上述通知约定的方式通知资产支持证券持有人。

6、议事程序

（1）现场方式召开

以现场方式召开的，首先由会议主持人宣读提案，然后由资产支持证券持有人的授权代表进行表决，并形成会议决议。会议主持人为计划管理人授权出席会议的代表，在计划管理人未能主持会议的情况下，由出席会议的资产支持证券持有人的授权代表作为该次资产支持证券持有人会议的主持人。

（2）非现场方式召开

以非现场方式召开的，资产支持证券持有人应以书面方式进行表决，由召集人按照会议通知规定的方式收取资产支持证券持有人的书面表决意见。召集人应当于会议通知载明的表决截止日根据资产支持证券持有人的书面表决意见确定表决结果。

7、会议的表决

（1）资产支持证券持有人所持的每份资产支持证券享有一票表决权。

（2）资产支持证券持有人对同一议案不得分割行使其表决权，应就其持有的全部资产支持证券统一表决意见。

（3）资产支持证券持有人会议的各项提案或同一项提案内并列的各项议题应当分开审议、逐项表决。

（4）资产支持证券持有人会议决议须经参加会议或出具书面表决意见的资产支持证券持有人所持表决权的 100%通过方为有效。

（5）资产支持证券持有人会议采取记名方式进行现场或非现场书面投票表决。

8、计票

（1）现场召开的资产支持证券持有人会议，由资产支持证券持有人的授权代表现场出具或发表表决意见，会议主持人当场公布表决结果。

（2）非现场召开的资产支持证券持有人会议，召集人应当于会议通知载明的表决截止日根据资产支持证券持有人的书面表决意见确定表决结果，各资产支持证券持有人仅能出具 1 次书面表决意见。符合会议通知约定的书面表决意见视为有效表决。表决意见模糊不清或相互矛盾的视为弃权表决，但应当计入出具书面表决意见的资产支持证券持有人或其授权代表所代表的资产支持证券份额总数。

9、会议决议的生效与效力

（1）资产支持证券持有人会议决定的事项，于会议决议作出之日起生效。计划管理人应当依法于会议决议作出之日的次一个工作日内公告会议决议，并于公告之日起的 5 个工作日内报中国基金业协会备案。

（2）会议的生效决议对资产支持证券持有人、计划管理人、计划托管人均

具有法律约束力。资产支持证券持有人、计划管理人、计划托管人均应遵守和执行。

（3）资产支持证券持有人在资产支持证券持有人会议上行使权利所产生的一切后果均由资产支持证券持有人享有或承担。若发生不当行使而造成计划管理人、计划托管人或其他人的一切损失，均由资产支持证券持有人承担赔偿责任。

10、公告

（1）计划管理人或者其他召集人应当在资产支持证券持有人会议表决截止日次一工作日内披露会议决议公告，会议决议公告包括但不限于以下内容：

1）会议召开时间、形式和地点，会议召集人，权益登记日等持有人会议召开情况；

2）会议出席情况和出席会议的资产支持证券持有人所持表决权情况；

3）会议有效性；

4）各项议案的议题、表决结果及决议生效情况；

5）律师见证情况。

（2）资产支持证券持有人会议应当由律师见证。见证律师应当对会议的召集、召开、表决程序、出席会议人员资格和有效表决权等事项出具法律意见书。法律意见书应当与资产支持证券持有人会议决议公告一同披露。

11、争议解决机制

若召开资产支持证券持有人会议在程序上或决议内容上明显违反中国法律或标准条款约定的，资产支持证券持有人有权按照标准条款第 23.2 条的约定向上海仲裁委员会提起仲裁。

四、项目公司层面的治理安排

本基金成立后，项目公司层面的治理安排拟设立如下：

1、项目公司股东

基金管理人有权为基金的利益通过专项计划行使对项目公司所享有的相关股东权利。计划管理人（代表“东方红申能股份能源 1 号资产支持专项计划”）作为项目公司股东，根据资产支持证券持有人决议，行使《公司法》及项目公司《公司章程》约定的项目公司股东权利。

2、董事会及法定代表人

项目公司设董事会，成员为三人，其中一名董事拟由运营管理机构推荐的人员担任，另外两名董事由基金管理人委派。董事会设董事长一人，项目公司的法定代表人由董事长担任。

3、监事

项目公司不设监事会或监事。

4、经理及财务负责人

项目公司设经理一名，拟由运营管理机构推荐的人员担任。项目公司的财务负责人由基金管理人委派，财务负责人直接向基金管理人汇报并对基金管理人负责。经理及财务负责人任职资格及职权等以项目公司《公司章程》为准。

五、流动性服务商安排

本基金上市期间，基金管理人将选定不少于 1 家流动性服务商为基金提供双边报价等服务。基金管理人及流动性服务商开展基金流动性服务业务，按照上交所《基金流动性服务业务指引》及其他相关规定执行。

第二节 运营管理安排

一、基金管理人运营管理具体安排和机制

（一）运营管理安排概况

本基金运作过程中，基金管理人将按照法律法规规定和基金合同约定主动履行不动产项目运营管理职责，同时，基金管理人拟委托上海新能源作为运营管理机构，为不动产项目提供运营管理服务，基金管理人依法应当承担的责任不因委托而免除。

表 4-2-1 运营管理安排表

运营管理机构名称	上海申能新能源投资有限公司
运营管理机构企业性质	国有控股
运营管理机构控股股东及持股比例	申能股份有限公司持股 100%
运营管理机构实际控制人	上海市国有资产监督管理委员会
运营管理机构所属行业	电力、热力、燃气及水生产和供应业
运营管理机构主营业务	新能源电站的投资建设和运营管理等，2023-2025 年上海申能新能源投资有限公司主营业务收入分别为 184,896.85 万元、215,234.52 万元及 219,286.48 万元，主营业务收入占营业收入比例分别为 99.76%、99.85% 及 99.21%。
不动产项目管理经验	具有丰富的新能源不动产项目运营管理经验。截至 2026 年 6 月末，统筹管理新能源项目装机容量合计超过 499.66 万千瓦，其中陆上风电项目装机容量合计超过 183.48 万千瓦。
运营管理安排	本不动产项目由基金管理人、计划管理人、项目公司作为委托方共同委托上海新能源担任本项目的运营管理机构。 上海新能源接受该委托并根据相关法律法规及运营管理服务协议的条款、条件和约定向基金管理人提供运营管理服务。
运营管理决策流程	关键事项由基金管理人和基金份额持有人大会进行决策。

	基金管理人为不动产基金设立专门的基础设施证券投资基金投资及运营决策委员会负责对不动产基金存续期内投资、运营管理等重大事项的审批决策。基金份额持有人大会由基金份额持有人组成，基金份额持有人的合法授权代表有权代表基金份额持有人出席会议并表决。除法律法规规定或基金合同另有约定外，就本部分所述基金份额持有人大会事宜，基金份额持有人持有的每一基金份额拥有平等的权利。 详见本招募说明书“第四章 治理机制与运营管理安排”之“第一节 基金分层治理机制”之“二、基金层面的治理安排”之“（一）基金份额持有人大会”和“（三）基金管理人不动产基金治理机制”。

（二）基金管理人管理其他同类不动产基金潜在利益冲突的防范措施

截至本招募说明书出具之日，基金管理人不存在管理的同类型不动产基金、不动产项目，不存在利益冲突。

基金管理人后续若同时管理其他投资于能源类不动产项目的不动产基金，如该等不动产基金的投资策略、不动产项目所在区域、不动产项目运营管理策略与本基金相同或相近的，本基金与基金管理人管理的其他不动产基金将可能面临潜在利益冲突，包括：投资、项目收购、运营、采购服务、市场地位及其他经营层面等方面的竞争和利益冲突。

基金管理人已建立相关利益冲突的风险防范机制，详见本招募说明书“第五章 不动产基金”之“第三节 关联交易与利益冲突”之“八、利益输送、利益冲突的处理方式及披露安排”之“（一）防范利益输送、利益冲突的具体安排和处理方式”。

二、运营管理服务协议的主要内容

基金管理人委托运营管理机构对不动产项目提供运营管理服务，为此基金管理人、计划管理人、运营管理机构和项目公司签订《运营管理服务协议》，并约定各方权利义务、运管服务内容及考核安排等内容。

（一）协议各方的主要权利义务及运营服务内容

1、基金管理人的主要权利义务

（1）基金管理人有权要求运营管理机构协助项目公司按照《运营管理服务协议》约定制定有关不动产项目的年度经营预算。

（2）为申请注册不动产基金之目的，基金管理人有权在申请注册不动产基

金前对运营管理机构进行尽职调查，以确保其在专业资质（如有）、人员配备、公司治理等方面符合法律法规要求，具备充分的履职能力。

（3）基金管理人有权检查不动产项目的状况，并根据《运营管理服务协议》对运营管理机构的运营管理服务进行监督、检查和考核。

（4）基金管理人有权根据《基金指引》等法律法规和《运营管理服务协议》的约定解聘运营管理机构。

（5）基金管理人应承担《运营管理服务协议》分工安排中的职责，并配合履行运营管理职责，基金管理人需秉持对所有基金份额持有人负责的态度独立履行基金财产的受托管理义务，委派不动产项目公司董事、财务负责人。

（6）基金管理人应根据运营管理机构的合理要求为其开展运营管理服务提供必要的协助，并将及时告知运营管理机构或向运营管理机构披露已发生的或可能发生的、与基金管理人、不动产项目相关的重大事件。

（7）基金管理人有权制定项目公司和不动产项目的运营管理制度、决策重要运营管理事项。

（8）法律法规规定和《运营管理服务协议》约定的其他权利、义务。

2、项目公司的主要权利义务

（1）项目公司享有取得不动产资产运营收入，并对运营管理机构进行监督和检查的权利。

（2）项目公司应依《运营管理服务协议》约定向运营管理机构按期足额支付运营管理费。

（3）项目公司应接受运营管理机构根据《运营管理服务协议》约定对不动产资产的运营管理，根据运营管理机构的合理要求为其开展运营服务提供必要的协助，并及时告知运营管理机构或向运营管理机构披露已发生的或可能发生的、与项目公司、不动产资产相关的重大事件。

（4）法律法规规定和《运营管理服务协议》约定的其他权利、义务。

3、运营管理机构的主要权利义务

（1）运营管理机构应按《运营管理服务协议》约定的范围、内容和标准向基金管理人提供不动产项目的运营管理服务并接受基金管理人的考核；对考核中的不足之处，运营管理机构有义务在合理的期限内进行整改。

（2）作为筹划、协调、安排不动产资产运营管理工作的实施单位，运营管理机构负责委派项目公司的法人兼董事长、总经理等岗位，并落实不动产项目运营管理计划。

（3）运营管理机构有权按照《运营管理服务协议》约定获得运营管理费，并自行承担与其提供运营管理服务相关的成本、费用。

（4）运营管理机构不得泄露因职务便利获取的未公开信息，不得利用该信息从事或者明示、暗示他人从事相关交易活动。

（5）运营管理机构应在任期内持续合法合规地经营不动产项目，向基金管理人及时报告不动产项目存在及潜在的合法合规风险，并协助基金管理人确保不动产项目合规合法。为确保不动产项目正常运营，运营管理机构有权免费使用不动产项目区域范围内场地、场所及设备设施。

（6）运营管理机构同时向其他机构提供不动产项目运营管理服务的，应当采取充分、适当的措施避免可能出现的利益冲突。对于其自持不动产项目或为其他项目提供运营管理服务中可能与其履行《运营管理服务协议》下职责出现利益冲突的，运营管理机构应当事先按照监管机构的要求向基金管理人披露，并不得损害不动产基金及其持有人的利益。

（7）基金管理人、运营管理机构应当建立完善信息披露配合机制，共同做好定期与临时报告披露工作。运营管理机构应当勤勉履行职责，持续关注项目资产的运营情况，及时主动向基金管理人提供信息并配合基金管理人履行信息披露义务，并确保所提供信息的真实、准确、完整，同时对披露事项进行确认。运营管理机构对临时报告披露内容存在异议的，应当告知基金管理人，基金管理人应当在临时报告中披露异议内容及其理由。

（8）运营管理机构应向基金管理人说明和披露不动产项目运营中的重大事项，第一时间与基金管理人充分沟通，不得瞒报、漏报项目公司重大事故、事件、事项或向基金管理人提供误导性信息，并就该等重大事项的进展和处置情况及时反馈，并及时向基金管理人以书面方式提供材料。

（9）运营管理机构应当根据《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第 5 号——临时报告（试行）》《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第 6 号——年度报告（试行）》

《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第 7 号——中期报告和季度报告（试行）》《上海证券交易所债券自律监管规则适用指引第 5 号——资产支持证券持续信息披露》等上海证券交易所业务规则要求制定信息披露配合制度，指定高级管理人员担任信息披露事务负责人，如该等人员发生变更，运营管理机构应至少提前三个工作日书面告知基金管理人和项目公司，并将信息披露配合制度、信息披露事务负责人等信息向证券交易所报备。

（10）运营管理机构指定联系人负责与基金管理人沟通与内部工作衔接。更换指定联系人及第（9）条提及的信息披露事务负责人应至少提前三个工作日书面告知基金管理人。

（11）运营管理机构应妥善保存与其从事不动产项目运营管理活动相关的记录、合同等文件资料，协助基金管理人制定并执行项目公司文件资料保存管理相关的制度。运营管理机构被解聘的，运营管理机构应将该等文件资料交付给基金管理人指定的主体，以使项目公司能平稳地正常地继续运营。前述全部文件资料在任何时候均为不动产基金的财产。

（12）运营管理机构自行聘请、监督派驻项目公司的管理团队、工作人员，对其提供服务的行为进行监督和管理，以保证其提供的运营管理服务的质量。对于工作疏忽、未尽职守的工作人员，应及时更换。

（13）运营管理机构应及时书面向基金管理人通告与不动产项目有关的维修、改造等重大事项。

（14）运营管理机构负责根据《运营管理服务协议》协助项目公司编制并执行有关不动产项目的年度经营预算。

（15）法律法规规定和《运营管理服务协议》约定的其他权利、义务。

4、运营管理机构的运营服务内容

运营管理机构接受委托方委托，在运营管理期限内向委托方主要提供以下运营管理服务：

（1）为不动产项目购买足够的财产保险和公众责任保险。

1）运营管理机构在基金管理人认可的保险公司范围内（可优先选择历史投保机构），为不动产项目选择合适且足额的财产保险、公众责任险、法律法规规定以及项目切实需要的其他险种，并协助项目公司购买及维持该等保险的有效性。

前述保险应以项目公司的名义进行投保，且项目公司应作为唯一受益人获得相应保单，相应保费亦由项目公司承担。

2）对于项目公司选聘第三方机构负责运维检修或专项修理的，运营管理机构应基于行业惯例和自身的专业判断督促第三方机构对自身负责的设施设备、工作人员等购买必要的保险，并对第三方机构的保险购买情况进行监督、检查。

3）无论采取何种投保方案，运营管理机构都有责任督促各有关方履行项目运营管理过程中的安全生产责任，严格落实安全生产责任制，并督促相关单位制定有针对性的应急处理预案，避免因生产、交通等事故使项目公司招致有关方处罚或被索赔。

4）在本基金发行前及发行后，在不动产项目所投保的保险期限届至前，运营管理机构协助项目公司办理不动产项目各类保险的续保，确保不动产项目保险不发生中断。

5）运营管理机构协助基金管理人获取项目公司投保后相关保险文件，及时完成保险费、保险理赔金等费用的结算与清算。

（2）制定及落实不动产项目运营策略。

1）协助项目公司制定年度项目运营策略，包括项目基本情况、运营宗旨、运营目标、经营计划、年度安全生产目标等，并依据年度运营策略编制项目年度经营预算，年度经营预算包括但不限于经营收入、年度产品产量计划、预算和指标（发电量、上网电量等）、年度产品价格计划、预算和指标（电价等指标）、年度销售收入计划和预算、年度经营成本计划和预算、利润指标等。

2）对年度项目运营策略、年度经营预算外的重大事项提出申请。

3）制定运行、检修规程及管理制度。

4）及时反馈运营策略落实情况，分析与计划、预算的差异，制定相应措施。

5）对基金拟购入的不动产项目，拟定预算和管理方案，并就此向基金管理人提供咨询服务。

6）配合项目公司及基金管理人进行财务管理，负责日常账务处理（审核业务单据，编制会计凭证，登记总账、明细账，完成月度结账，确保账实、账证、账账相符）、财务报告（编制资产负债表、利润表、现金流量表等法定报表，以及各类内部管理报表，准确反映企业经营成果与财务状况）、资金管理（负责日

常资金收付、结算与核对，编制资金计划，监控现金流，办理银行业务，保障资金安全与效率）、税务管理（计算各项税费，按时完成纳税申报与缴纳，进行税务筹划以控制风险、优化成本，维护良好税企关系）、资产与成本管理（核算固定资产、存货成本，进行资产盘点与折旧摊销，归集与分配生产费用，计算产品成本）、内部控制与合规（执行并监督财务制度与流程，参与预算控制，保管会计档案，确保业务处理符合会计准则与法律法规）等基础财务工作；配合进行审计、评估及基金信息披露工作。

（3）签署并执行不动产项目运营的相关协议。

1）就需要以项目公司名义签署的不动产项目运营的相关协议（包括但不限于购售电合同、并网协议和/或并网调度协议、高压供用电合同、重大技术改造合同、重大专项修理合同、项目出质保相关检测及验收相关合同等），在协议期限届满或运营期限届满前与合同相对方的商讨、谈判。

2）以项目公司名义签署并执行不动产项目运营的相关协议，负责草拟相关协议文件并提交项目公司或基金管理人审批。在协议签署之前，运营管理机构需确保为项目公司服务的第三方专业机构具备相应业务资质。对于涉及运营检修或专项修理等事项的第三方单位引入、合同谈判及执行，运营管理机构应提出专业意见，并在合同执行过程中进行监督。

（4）收取不动产项目租赁、运营等产生的收益，追收欠缴款项等。

1）负责不动产项目的电力市场营销。

2）协助项目公司维护与政府方、电网公司、电力交易中心、电力调度、应急管理中心等机构的关系，根据项目协议关于付款前提、条件、节点等安排及时与政府、机构进行沟通付费。

3）提供资金管理服务，协助项目公司的财务负责人完成包括但不限于日常记账、报表编制、凭证维护、现金盘点、银行余额调节、往来对账、付款申请等工作，负责发电收费、政府补贴（如有）、与第三方企业共享设备设施的使用收费（如有）等费用的催收以及欠款的追缴等。及时向基金管理人汇报费用收缴情况，对费用回收异常、项目协议提前终止等情况及时向基金管理人报告风险。

4）负责与电网公司、电力交易中心核对电量结算单、电费结算单、国补费用，负责电费及政府补贴结算工作。

（5）执行日常运营服务，如安保、消防、通讯及紧急事故管理等。

1）根据不动产项目所受国家和行业标准与细则、电力相关规程，以及对应的购售电合同、购售电协议（如有）、高压供用电合同、并网调度协议等不动产项目文件对运营的要求和标准，按照谨慎运营惯例，运营和维护不动产项目设施、设备，确保该等设施、设备始终处于良好运营状态。

2）风电场范围内的房屋建筑（含土地）及所有设备设施（包括但不限于风电机组、箱变、330kV 主变、高压电抗器、330kV GIS、SVG、35kV 集电线路、接地变、35kV 开关室、综合楼、场内道路）、消防设施、生活设施、安全设施、环保设施、危废及污水处理相关设备等所有设备设施的运行、巡视、维护、检修工作，及属于项目公司固定资产清单范围内的全部安全生产管理，文明生产，环境保护，卫生清洁。

3）承担不动产项目营运有关的职工薪酬、设备清洗费、环保系统运行费、试验检验费、电网技术监督费、水费、保洁费、安保费、养护费、维修保养及修理费、电信及通讯费、备品备件费、土地及房屋场地费、除草费、土建维护费、高压电气设备预防性试验、防雷检测、油样检测、安全工器具检测、电力调度通道维护费、气象数据服务费、安全管理及安全措施费、车辆及使用相关费用（含车辆保险）、办公费、业务招待费、公关费、交通差旅费、危废处理费、垃圾处理费、污水污油处理费、安全生产应急预案编制及备案、取水证等小型定期许可证件办理费用及其他与不动产项目运营服务相关的合理支出（即除项目公司列支的保险费、下网电费、各项税费以外的全部运维成本）。

4）落实紧急事故预防工作和临时沟通机制。

5）确保不动产项目经营的合法合规，包括但不限于协助基金管理人开展项目公司的工商管理、印鉴及证照管理、税务管理、选聘供应商等工作，积极协调并协助项目公司向有权主管机关及时申请、维持、更新或补办（如适用）与不动产项目相关各项事宜所涉及的各项批准或核准、许可、备案、报告、证书/证照等手续/资料，具体可参考《运营管理服务协议》相关规定执行。

6）在《运营管理服务协议》委托范围内负责不动产项目运营的安全生产管理并承担相应的安全生产管理责任，建立、健全安全环保责任制，组织实施安全环保和生产教育培训。

7）负责风力发电机机组位点、集电线路、升压站及场站周边区域及站内安全保卫工作。

8）负责事故（事件）应急方案编制及备案工作，组织事故（事件）应急处置工作、电站发生设备事故（事件），当电站发生设备事故（事件）、损坏等事故时，应第一时间（口头 2 小时、书面 24 小时）通知基金管理人和政府有权管辖部门，并负责做好应急、抢险、现场取证、索赔和/或理赔资料收集，协助项目公司进行索赔和/或理赔谈判事宜。

9）定期编制不动产项目运营定期报告，包括但不限于项目基础情况、当期重点工作、安全生产情况、经营计划落实情况、重大修理及技改等专项支出情况、与运营管理机构关联方发生的关联交易情况（仅限于半年度及年度报告）、整改情况、维修维护情况、考核指标实现情况、履职情况（仅限于半年度和年度报告）、主要财务数据指标等情况，并及时发送基金管理人。

10）加强设备缺陷管理，定期向基金管理人通报缺陷，按设备缺陷的严重程度进行分类，做好记录，并及时进行消缺处理。

11）负责电气设备预防性试验、继电保护及安全自动装置校验。

12）负责安全工器具校验，电测仪表、仪器检测，电能表、防雷检测、变压器油化验、检验。

13）及时维护、修缮、更新安全标志、设备、职业危害因素、有限空间作业、消防、道路交通等各类标志标识。

14）人员驻场安排：应根据不动产项目的具体要求、特点和性质，选送合格的人员担任工作。不动产项目运营管理岗位设置要求定员至少 10 人，其他辅助人员由运营管理机构自行配置，其中项目负责人 1 人（为日常工作联系人）、安全管理和专业技术人员 9 人。聘用的运营管理人员应是本行业中业务熟练、经验丰富的，管理、技术人员应占定员的 80%以上，聘用从事相关工作的一般劳务人员及临时工人不得超过定员配置的 20%，并符合上岗条件。驻场从事相关专业的技术人员需考取特种作业电工证，安全管理人员需考取安监局下发的安全管理证书，部分专业技术人员要取得调度证书，运营管理机构应将上述凭证和资格证书扫描件提供给基金管理人备案，人员变动或资格证书续期时及时将变动人员资料备案给基金管理人。

15）不动产项目应保证每日驻站负责现场运营的管理人员不少于 5 人，且需满足现场运营需求，其中项目负责人 1 人，专业技术人员 4 人。

16）负责不动产项目范围内满足国家相关环保要求的电站污水、危废、固废、生活垃圾等废弃物的处置。

17）对各种生产技术指标进行计算统计，按时向基金管理人、电网公司及相关管理部门报送相关数据，并保证数据准确性。

18）发生电网紧急情况时，在符合法律法规、电力行业惯例和技术限制的情况下，依照购售电合同和并网调度协议及其他相关规定服从调度命令。

19）协助项目公司接受监管机构、政府主管部门的检查等。

20）负责开展电力市场化交易。

21）协助项目公司实施核证自愿减排量等碳资产、绿电、绿证开发及交易（如涉及）。

22）定期报告中编制工作总结和计划，应包括安全生产指标、运营指标及主要工作完成情况、下一步重点工作、检修计划等，并报基金管理人。

23）为保持不动产项目安全、高效、稳定运营，应基金管理人合法合理要求，提供其他运营服务。

（6）实施不动产项目维修、改造等。

1）负责组织并实施包括但不限于不动产项目的风机大部件、发电设施、库房、宿舍、车辆、工器具、建筑物、道路、围栏、围墙等重大专项修理或技术改造。

2）根据项目运营需要安排重大专项修理或技术改造，每年年底前启动编制下一年重大专项修理或技术改造方案，如遇到紧急情况（如不可抗力或政府、电网公司强制要求等），可随时向基金管理人提交临时方案。

3）对项目进行的重大专项修理或技术改造方案应包括项目的具体实施方案及预算。其中技术改造系指项目公司为满足国家、行业或电网公司要求、或可显著提升发电性能，对主要发电设备进行的技术改造；而专项修理系指项目公司为恢复不动产项目相关固定资产的性能，对其进行大部分或全部的修理。

4）负责专项修理和技术改造项目的具体实施，包括但不限于协助基金管理人开展供应商选聘、合同签署，负责不动产项目的施工管理、竣工验收、办理结

算、竣工资料归档等。

（7）其他日常经营、管理服务事项。

1）运营管理机构应根据监管机构及基金管理人的要求，协同配合开展投资者调研、路演推介等活动，并按需指派高级管理人员及核心技术团队参与交易所组织的线上或线下业绩说明会；

2）运营管理机构因上述活动导致办公费、差旅费、会务费上升，属于运营管理机构为履行不动产项目管理职责所必需的成本，已包含在基础管理费中；

3）应基金管理人及项目公司合理要求提供的其他日常经营、管理服务事项。

（二）业务移交安排，考核安排，解聘条件和流程，协议违约、终止和争议解决方式等重要事项

1、业务移交安排

业务移交期不超过 3 个月，自专项计划设立日起计（简称“交接期”）。

基金管理人、项目公司应不晚于交接期届满日（简称“交接日”）向运营管理机构移交与《运营管理服务协议》项下运营管理事项相关的各项资料、文件、记录、物品等，并办理委托运营事项的交接手续。移交应由各方指定的交接人员签署形式和内容符合基金管理人要求的书面交接清单。

自交接日起，运营管理机构应妥善保管并代为保管使用所交接的各项资料、文件、记录等，若因运营管理机构原因导致前述资料、文件遗失、损坏、灭失，或因运营管理机构不当使用该等资料、文件等致使基金管理人、项目公司或不动产项目遭受任何损失的，运营管理机构应积极补救并承担相应的赔偿责任。

2、运营管理机构的考核安排

（1）运营管理机构应为《运营管理服务协议》项下不动产项目的运营提供符合法律法规、行业标准、满足主管机构要求的高质量的服务。在其为不动产项目提供运营管理服务期间，运营管理机构将尽合理商业努力勤勉尽责地运营不动产项目，保障不动产项目的平稳运营。

（2）基金管理人有权对运营管理机构的运营管理服务进行检查考核，以全面、客观评估其服务质量；如运营管理机构提供的运营管理服务不符合《运营管理服务协议》约定的，基金管理人有权要求运营管理机构在其指定的期限内整改。对于运营管理机构项目运营阶段的关键指标（包括但不限于上网电量指标、风电

场综合场用电率指标、风电场可利用率指标、成本管控指标、安全质量环境评价指标等），基金管理人有权进行信息披露。

（3）年度基础管理费的20%为年度考核保证金，基金管理人对运营管理机构开展项目运营绩效考核及负向清单考核，以基金管理人日常监督检查为依据，一年内考核次数不少于1次。

1）运营绩效考核：

运营绩效考核指标满分100分，若考核得分低于95分，则按照扣分同比例扣减考核保证金，扣减金额计算方式为：当期基础管理费×20%×（100-考核得分）/100。

当运营绩效考核得分低于80分，则运营管理机构当期考核不合格。

运营绩效考核指标详见《运营管理服务协议》。

2）负向清单考核：

基金管理人针对安全生产、环境保护、合规管理等方面，向运营管理机构设置负向清单考核，发生时直接进行扣减。

发生安全生产、环境保护、合规管理等方面负向事件时，如致使不动产基金、项目公司、计划管理人、基金管理人受到有权机构处罚的，运营管理机构还应承担全部处罚或罚款。

当某一年度因负向清单事宜扣减累计金额超过30万元（不包括本数）时，则运营管理机构当期考核不合格。

负向清单考核指标详见《运营管理服务协议》。

（4）年度考核保证金的支付

运营管理机构应在年度审计报告出具后，根据基金管理人的指导，及时计算当期《不动产项目运营绩效考核指标表》和《不动产项目负向清单考核指标表》得分情况，并向基金管理人确认上一年度考核结果和考核金额。考核结果和考核金额确认后，运营管理机构应向项目公司及时发出增值税专用发票并向项目公司和基金管理人发起付款申请，项目公司应在30个工作日内完成支付，若因运营管理机构申请延迟等原因导致付款逾期，相应责任由运营管理机构承担。

（5）如因不可抗力等非运营管理机构可控原因导致考核指标扣分的，可由双方协商调整。

（6）针对未来潜在的扩募资产，新增不动产项目在发电类型、装机容量、电力调度及交易政策等方面与首发不动产项目存在显著差异，致使原考核机制不再适用的，基金管理人、计划管理人、项目公司与运营管理机构可另行签署运营管理服务协议。

3、运营管理机构的解聘和更换情形

（1）法定解聘

如果运营管理机构发生下列情形之一时，基金管理人可通过向运营管理机构发出书面通知而立即解聘运营管理机构并提前终止《运营管理服务协议》，不需召开基金份额持有人大会且无需承担任何违约责任：

1）运营管理机构因故意或重大过失给基金造成重大损失；

2）运营管理机构依法解散、被依法撤销、被依法宣告破产或者出现重大违法违规行为；

3）运营管理机构专业资质、人员配备等发生重大不利变化已无法继续履职。

（2）约定解聘

除上述法定解聘情形外，基金管理人和运营管理机构可以约定其他解聘运营管理机构的情形，具体约定情形以《运营管理服务协议》相关条款为准。

4、运营管理机构的解聘和更换程序

（1）运营管理机构的解聘流程

发生基金合同约定的运营管理机构法定解聘情形的，基金管理人应当解聘运营管理机构，无需召开基金份额持有人大会审议。除运营管理机构法定解聘情形外，基金管理人解聘运营管理机构的，应当提交基金份额持有人大会审议，审议通过后，基金管理人方可解聘运营管理机构。与运营管理机构存在关联关系的基金份额持有人就解聘、更换运营管理机构事项无需回避表决，中国证监会认可的特殊情形除外。

（2）新任运营管理机构的选任程序

解任运营管理机构后，经履行适当程序，基金管理人应认可并任命继任运营管理机构，所选任的继任运营管理机构应当按照《证券投资基金法》第九十七条规定经中国证监会备案，并持续符合下列要求：

1）具备 5 年以上风力发电机组的运营管理经验；

2）所属集团公司的新能源控股装机容量不低于 800 万千瓦；

3）所属集团公司经审计的最近一年总资产规模不低于人民币 2,000 亿元，经审计的最近一年净资产规模不低于人民币 1,000 亿元；

4）公司治理与财务状况良好；

5）中国证监会规定的其他要求。

本基金聘任新任的运营管理机构，应履行如下程序：

1）提名：新任运营管理机构由基金管理人或由单独或合计持有 10%以上（含 10%）基金份额的基金份额持有人提名；

2）决议：基金份额持有人大会决议需经参加大会的基金份额持有人所持表决权的二分之一以上（含二分之一）表决通过，决议自表决通过之日起生效；

3）备案：基金份额持有人大会更换运营管理机构的决议须报中国证监会备案（如需）；

4）公告：运营管理机构更换后，由基金管理人在更换运营管理机构的基金份额持有人大会决议生效后按规定在规定媒介公告；

5）交接：运营管理机构职责终止的，应当妥善保管运营管理相关业务资料，及时办理运营管理业务的移交手续，新任运营管理机构应当及时接收。

（3）解聘后过渡期安排

原运营管理机构在与新任运营管理机构办理完毕交接手续前，原运营管理机构应继续履行《运营管理服务协议》项下运营管理机构的全部职责和义务。

5、争议解决

（1）因《运营管理服务协议》引起或与《运营管理服务协议》相关的任何争议、分歧或索赔应尽量通过协商、调解途径解决。如经协商、调解不能解决的，任何一方均有权将争议提交上海仲裁委员会在上海仲裁解决。仲裁应根据该委员会于仲裁进行时有效的仲裁规则（简称“仲裁规则”）及《运营管理服务协议》的相关规定进行。

（2）仲裁庭的裁决应为终局裁决且对各方具有约束力。除非仲裁庭另行做出裁决，败诉一方应承担胜诉一方进行仲裁所产生的所有费用和开销（包括合理的律师费和聘请其他专业顾问的支出）。

（3）每一方同意于仲裁或任何其他相关的法律程序中传票或其他文书可送

至《运营管理服务协议》所列该一方的地址且以《运营管理服务协议》规定的方式送达。

（4）每一方特此同意和承诺如下：1）其将放弃就运营管理服务协议所含的仲裁协议的有效性或就上海仲裁委员会审理和裁定依据运营管理服务协议提起的任何仲裁案件的管辖权所可能享有的任何抗辩权；2）在采取或实施关于或涉及仲裁的任何行动时，严格遵守仲裁规则载明的时限规定；3）在仲裁进行时，应本着诚信原则继续履行运营管理服务协议中无争议的部分。

（三）关键运营管理事项的决策机制

通过《基金合同》和《运营管理服务协议》等文件的明确约定，使得基金份额持有人大会、基金管理人、运营管理机构、项目公司权责分明，在运营管理及决策流程上高效协同，充分调动各参与方积极性，保障基金份额持有人利益。

对涉及项目运营的关键事项，由基金管理人和基金份额持有人大会进行决策。基金管理人为不动产基金设立专门的基础设施证券投资基金投资及运营决策委员会负责对不动产基金存续期内投资、运营管理等重大事项的审批决策。基金份额持有人大会由基金份额持有人组成，基金份额持有人的合法授权代表有权代表基金份额持有人出席会议并表决。除法律法规规定或基金合同另有约定外，就本部分所述基金份额持有人大会事宜，基金份额持有人持有的每一基金份额拥有平等的权利。详见本招募说明书“第四章 治理机制与运营管理安排”之“第一节 基金分层治理机制”之“二、基金层面的治理安排”之“（一）基金份额持有人大会”和“（三）基金管理人不动产基金治理机制”。

（四）运营管理的转委托

运营管理机构不得将其运营管理不动产项目的主要职责转委托给其他机构。为履行运营管理职责，运营管理机构有权采购其他专业服务机构、供应商或指定其关联方（统称“第三方服务提供者”）提供如下运营服务范围中的非主体、非关键性服务（合称“辅助性服务”）：1、专业设施设备的检测、维修、更换、清洁服务；2、安保、消防、调度、通讯、紧急事故处理工作等；3、场内外道路等日常维护；4、风机机组、集电线路、变压器等变电设备、关键设备、备件专项检测和维修更换服务；5、调度机构要求开展的并网检测等工作；6、电力营销相关服务、电力交易决策辅助服务；7、招标、工商手续、税务代理服务机构；8、运营

管理机构认为有必要且基金管理人书面认可的其他非主体、非关键性服务事项。

运营管理机构拟选择由第三方服务提供者提供长期辅助性服务或就重要事项提供辅助性服务时，运营管理机构应当行使合理的商业判断以确保该等第三方服务确为业务的开展所需要，且该等项目服务提供者具备必要的资质、能力和专业性并就此向基金管理人负责，并自行承担第三方服务提供者的费用。运营管理机构应当将选任的第三方服务提供者的营业执照、具备必要资质能力和专业性证明、服务合同向基金管理人及时备案。备案时如基金管理人认定任一第三方服务提供者不符合上述要求的，有权要求运营管理机构暂停第三方服务直至上述要求达到满足条件，期间所涉服务合同支付义务的滞纳金及违约金由运营管理机构承担。运营管理机构应妥善保存与第三方服务提供者、辅助性服务相关的主体资质、证照、记录、合同等过程性及总结性文件、材料，且基金管理人有权不定期查阅。

运营管理机构应勤勉尽职地对第三方服务提供者的工作进行监督，且运营管理机构对基金管理人应承担的运营管理服务义务不因此转让或减损，如第三方服务提供者提供的服务不符合运营管理服务协议约定标准的，基金管理人有权向运营管理机构主张权利，并由运营管理机构向基金管理人承担全部责任，运营管理机构与第三方服务提供者之间产生的纠纷或债权债务关系与基金管理人、不动产基金、项目公司无关。

《运营管理服务协议》的条款后续可能会根据实际情况进行调整和变更，在对基金份额持有人利益无实质性不利影响或变更内容不涉及基金合同当事人权利义务关系发生重大变化的情况下，基金管理人将相应修改基金法律文件，不需召开基金份额持有人大会审议。请投资者关注更新的基金招募说明书或相关公告中披露的运营管理安排。

三、运营管理费用情况

运营管理费由运营管理机构收取。本基金的运营管理费包括基础管理费和浮动管理费：

（一）基础管理费

基础管理费覆盖除项目公司列支的保险费、下网电费、各项税费以外的全部运维成本，具体包括但不限于运维费、试验检验费、修理费、安全活动费、运营支持服务费、修理费（维护性资本性支出）、其他费用等。基础管理费实行包干

制，由运营管理机构自主支配使用，不因运营管理机构采用外委或自主管理模式导致的成本变动而调整。

基础管理费的明细情况详见本招募说明书之“第三章 资产评估与现金流测算”之“第二节 现金流测算分析”之“三、可供分配金额测算报告测算说明”之“（一）预测合并利润表”。

若某一年度运营管理机构提供运营管理服务的期间不足一年的，则计算上述基础管理费时应根据该年度运营管理机构提供运营管理服务的天数占该年度总天数的比例进行折算。

（二）浮动管理费

1、浮动管理费的计算方式

浮动管理费属于项目公司支付给运营管理机构的绩效利润，具体计算方式如下：

浮动管理费=（实际年度净收入S-目标年度净收入R）×浮动管理费率。

年度净收入为营业总收入-营业总成本（不含折旧摊销、利息、浮动管理费），其中：

实际年度净收入S根据项目公司当年年度审计报告计算；

目标年度净收入R根据不动产项目初始资产评估报告预测金额计算。

浮动管理费率：

表 4-2-2浮动管理费率表

年度净收入完成率（S/R）		浮动管理费率
当 S≥R，体现为激励	S/R＞1.1	10%
	1≤S/R≤1.1	5%
当 S＜R，体现为扣减	0.9≤S/R<1	5%
	S/R＜0.9	10%

2、浮动管理费的奖惩上限

本基金在设计浮动管理费奖惩上限时，约定任一年度浮动管理费的激励或扣减金额均不超过当年基础管理费的 20%，主要考量如下：

基础管理费的主要组成内容，如运维费、试验检验费、修理费、安全活动费、

运营支持服务费、修理费（维护性资本性支出）、其他费用等，均为风电项目的运维成本，为避免因不动产项目的业绩波动造成运营管理机构的收费被扣减后，不足以覆盖运营管理机构为不动产项目提供基本运维所产生的固定成本，进而影响项目公司的安全生产或稳定运营，对投资者预期收益产生不利结果，因此本基金任一年度浮动管理费的激励或扣减金额均不超过当年基础管理费的 20%。

3、管理团队激励

当浮动管理费为正数时，运营管理机构需将每年实际收到的浮动管理费的 20%作为管理团队的业绩激励，并须在收到浮动管理费后 30 个工作日内完成对运营管理团队的激励发放。相关激励岗位及激励方案由运营管理机构根据其内部薪酬管理办法制定并作为《运营管理服务协议》约定的下一年度定期报告的一部分进行列示并提交基金管理人。基金管理人有权根据运营管理机构的内部激励制度履行相应的监督责任。

综上，本基金通过浮动管理费对等的正向激励和负向扣减机制、以及奖惩上限机制，在保障不动产项目的安全生产、稳定运营的前提下，将运营管理机构利益与基金份额持有人利益深度绑定，能够有效实现对于运营管理机构对等的激励与约束。本基金通过业绩激励机制，将浮动管理费的 20%作为管理团队的业绩激励，由基金管理人监督运营管理机构完成激励发放，从而实现将激励约束直接传导至一线管理及执行人员。通过上述机制设置，本基金可充分调动运营管理机构积极性，激励其持续提升电力市场化交易能力、日常运维管理水平等核心专业能力，从而提升乌兰风电项目整体运营业绩，切实为基金份额持有人创造价值。

（三）运营管理费与历史费用的匹配情况、与行业平均水平的对比分析情况

根据《运营管理服务协议》约定，运营管理费用包括基础管理费和浮动管理费。

1、基础管理费的历史情况及合理性分析

基础管理费覆盖除项目公司列支的保险费、下网电费、各项税费以外的全部运维成本，具体包括但不限于运维费、试验检验费、修理费、修理费（维护性资本性支出）、安全活动费、运营支持服务费、其他费用等。本基金以修理费（维护性资本性支出）覆盖基金存续期间的非周期性大修费用和技术改造费用等，不

再单独列支技术改造费用。

不动产项目基础管理费的设置主要参考运营管理机构为运营不动产项目承担的相应成本的历史可比数据，并在此基础上设置一定增长率确定。通过对比纳入基础管理费范围的历史期间实际费用与未来预测费用，基础管理费的设定充分参考了历史运营管理成本，具备合理性。

表 4-2-3 基础管理费历史情况比较

单位：万元

类别	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年预测	2027 年预测
运维费	257.32	182.11	153.17	191.11	192.27
试验检验费	23.18	9.86	7.69	21.96	22.40
运营支持服务费	620.00	380.00	500.00	500.00	500.00
修理费	97.44	32.55	326.63	413.47	369.30
安全活动费（实际使用）	4.53	68.94	94.88	56.12	57.24
其他	7.87	85.06	9.95	43.36	44.23
修理费（维护性资本性支出）	0.00	0.00	0.00	100.00	200.00
基础管理费合计	**1,010.34**	**758.52**	**1,092.32**	**1,326.02**	**1,385.44**

2、本项目与已发行陆上风电公募 REITs 项目的基础管理费对比

已发行的陆上风电公募 REITs 项目中，各标的资产的单瓦基础管理费处于 0.053-0.107 元/瓦之间，本项目预测 2026 年单瓦基础管理费为 0.066 元/瓦，预测 2027 年单瓦基础管理费为 0.069 元/瓦。

对于陆上风力发电项目，基础管理费所包含的费用成本构成以及运营管理模式存在差异，因此各项目的单瓦基础管理费存在差异。对比已发行的陆上风电公募 REITs 的标的资产，本项目的单瓦基础管理费处于整体价格区间内，处于行业合理水平。本项目与已发行陆上风电公募 REITs 项目的基础管理费设置模式可比。

表 4-2-4 已发行陆上风电不动产项目单瓦基础管理费情况（不含税）

项目	单瓦基础管理费（元/瓦）

标的项目 1	0.068
标的项目 2	0.086
标的项目 3	0.073
标的项目 4	0.095
标的项目 5	0.053
标的项目 6	0.107

注：标的项目 1-4 为 2024 年预测数据，标的项目 5-6 为 2026 年预测数据。

3、浮动管理费的历史情况及合理性分析

浮动管理费属于项目公司支付给运营管理机构的绩效利润，项目历史未收取浮动管理费。

4、本基金与已发行陆上风电公募 REITs 项目的浮动管理费对比

（1）浮动管理费率

已上市同类风电REITs项目均对浮动管理费率设置了阶梯式的取值机制，具体设置情况如下：

表 4-2-5 已上市同类风电 REITs 项目浮动管理费率阶梯表

项目名称	浮动管理费率取值阶梯
中信建投明阳智能新能源REIT	0%，10%
工银蒙能清洁能源REIT	0%，15%，30%
中航中核汇能新能源REIT	0%，5%，10%
本基金	0%，5%，10%

本基金充分借鉴已上市同类风电REITs项目的经验，在浮动管理费率的取值机制上，基于实际年度净收入的完成度，阶梯式设置 0%，5%，10%作为浮动管理费率，本基金浮动管理费费率设置机制与同类项目具有可比性。

（2）浮动管理费的正负双向激励机制

本基金充分借鉴已上市同类风电REITs项目的经验，设置了对等的正向激励和负向扣减机制。具体而言，每一个会计年度结束后，基金管理人将考核项目公司的实际年度净收入以确定浮动管理费率，进而计算得出该年度的浮动管理费。当实际年度净收入S≥R时，浮动管理费体现为激励；当实际年度净收入S<R时，浮动管理费体现为扣减。该机制能够有效激励运营管理机构勤勉尽责，努力提升项目运营水平，实现运营管理机构与投资人利益长久绑定，切实保障本基金的长期稳定运营和投资人利益。本基金浮动管理费的正负双向激励机制与同类项目具有可比性。

（3）浮动管理费的奖惩上限

在已上市同类风电REITs项目中，运营管理机构的收费机制设计及浮动管理费奖惩上限存在一定差异：

表 4-2-6 已上市同类风电 REITs 项目及本项目浮动管理费情况

项目名称	中信建投明阳智能新能源REIT	工银蒙能清洁能源REIT	中航中核汇能新能源REIT	本基金
类型	陆风	陆风	陆风	陆风
上市日期	2024 年 7 月 23 日	2024 年 12 月 10 日	2026 年 7 月 28 日	/
运管机构运营管理费组成	运营支出+固定管理费 2+浮动管理费	基础管理费+激励管理费	基础服务费+激励服务费	基础管理费+浮动管理费
业绩达标情况下运管机构收取管理费	运营支出：2025 年约 1,100 万 固定管理费 2：项目公司年度净收入的 1%，2025 年约 170 万元 合计约 1,270 万元	基础管理费，2025 年约 1,600 万元	基础服务费，2027 年约 1,900 万元	基础管理费，2027 年约 1,385.44 万元
浮动管理费奖惩上限	运营支出+固定管理费 2，2025 年约 1,270 万元	基础管理费的 10%，2025 年约 160 万元	基础服务费中的管理服务费，2027 年约 380 万元	基础管理费的 20%，2027 年约 277.09 万元
扣减金额÷达标时运管机构总	100%	10%	约 20%	20%

收费				

1）中信建投明阳智能新能源REIT：运营管理机构的收费包括运营支出、固定管理费 2 及浮动管理费，浮动管理费的奖惩上限为运营支出及固定管理费 2，对应金额占运营管理机构收费总额的 100%。

2）工银蒙能清洁能源REIT：运营管理机构的收费包括基础管理费及激励管理费，以基础管理费覆盖项目运维成本，激励管理费作为运营管理机构的绩效利润，浮动管理费的奖惩上限为基础管理费金额的 10%。

3）中航中核汇能新能源REIT：运营管理机构的收费包括基础服务费及激励服务费，激励服务费的奖惩上限为基础服务费项下的管理服务费，对应金额约占运营管理机构收费总额的 20%。

考虑到运营管理机构的收费内容中，基础管理费的主要组成内容（运维费、试验检验费、修理费、安全活动费、运营支持服务费、修理费（维护性资本性支出）、其他费用）均为风电项目的运维成本，为避免因不动产项目的业绩波动造成运营管理机构的收费被扣减后，不足以覆盖运营管理机构为不动产项目提供基本运维所产生的固定成本，进而影响项目公司的安全生产或稳定运营，对投资者预期收益产生不利结果，本基金在设计浮动管理费奖惩上限时，主要参考了近期上市的中航中核汇能新能源REIT的上限机制，约定任一年度浮动管理费的激励或扣减金额均不超过当年基础管理费的 20%。因此，本基金的浮动管理费上限与同类项目具有可比性。

（四）运营管理费的支付安排

基础管理费按季度支付，每次支付金额为：（全年基础管理费-年度考核保证金）×25%。年度考核保证金的约定详见《运营管理服务协议》。

由项目公司在获取等额增值税专用发票后不晚于每季度开始后的 10 个工作日内，向运营管理机构支付该季度的基础管理费，运营管理机构应向项目公司开具符合法律规定的等额增值税专用发票。运营管理机构应在每季度开始后的 5 个工作日内发出增值税专用发票、核对支付金额并向项目公司和基金管理人发起付款申请，若因运营管理机构原因导致付款逾期，相应责任由运营管理机构承担。

浮动管理费按年度支付，在项目公司年度审计报告出具且浮动管理费金额经基金管理人确认后支付。

运营管理机构应在年度审计报告出具后及时计算考核结果，并向基金管理人核对浮动管理费金额。

若经确认后的当期浮动管理费为正，运营管理机构应向项目公司及时发出增值税专用发票并向项目公司和基金管理人发起付款申请，项目公司应在 30 个工作日内完成支付，若因运营管理机构原因导致付款逾期，相应责任由运营管理机构承担。

特别地，若经确认后的当期浮动管理费为负，运营管理机构应在 30 个工作日内将扣减费用划入项目公司的运营收支账户。

（五）突发事件应急管理制度

运营管理机构以“安全第一，预防为主，综合治理；以人为本，优化管理，持续改进”作为安全工作的指导方针，以关注员工的职业健康与安全和环境保护作为公司一切管理工作的前提与基础。

为提高公司安全管理水平，规范公司安全生产应急管理工作，上海新能源依据《中华人民共和国安全生产法》《中华人民共和国突发事件应对法》《安全生产事故应急预案管理办法》等相关法律法规的规定、以及上级有关应急预案以及公司的管理要求，结合公司经营管理的实际，编制了上海申能新能源投资有限公司生产安全事故（突发事件）综合应急预案。

另根据《运营管理服务协议》约定，上海新能源在运营管理服务范围内，提供相应的突发事件应急管理服务，包括且不限于：

1、根据不动产项目所受国家和行业标准与细则、电力相关规程，以及对应的购售电合同、购售电协议（如有）、高压供用电合同、并网调度协议等不动产项目文件对运营的要求和标准，按照谨慎运营惯例，运营和维护不动产项目设施、设备，确保该等设施、设备始终处于良好运营状态。

2、落实紧急事故预防工作和临时沟通机制。

3、负责事故（事件）应急方案编制及备案工作，组织事故（事件）应急处置工作、电站发生设备事故（事件），当电站发生设备事故（事件）、损坏等事故时，应第一时间通知基金管理人和政府有权管辖部门，并负责做好应急、抢险、现场取证、索赔和/或理赔资料收集，协助项目公司进行索赔和/或理赔谈判事宜。

4、根据项目运营需要安排重大专项修理或技术改造，每年年底前启动编制下一年重大专项修理或技术改造方案，如遇到紧急情况（如不可抗力或政府、电网公司强制要求等），可随时向基金管理人提交临时方案。

四、账户设置及划转安排

（一）项目公司账户设置

（1）项目公司当前银行账户设置

截至本招募说明书出具之日，项目公司乌兰县华扬晟源新能源有限公司存续银行账户共 5 个（不含为公募 REITs 在基金托管人工商银行（含分支机构）处新开立的运营收支账户及日常运营支出账户），均系不动产基金发行前日常经营形成。项目公司账户现状及处置安排如下：

表 4-2-7项目公司银行账户现状及处置安排

序号	账户性质	开户行	银行账号	账户名称	账户用途	处置安排
1	基本存款账户	浦发银行北京阜成支行	91110078801600000137	乌兰县华扬晟源新能源有限公司	基本户	已在工商银行开立新账户，待新账户转为基本户且完成相应系统信息变更后，将注销该账户
2	一般存款账户	招商银行股份有限公司西宁分行	972900990010902	乌兰县华扬晟源新能源有限公司	电费收款账户	已在工商银行新开立监管户（即运营收支账户），待项目公司与国网青海公司完成电费结算收款账户变更手续后，将注销该账户
3	一般存款账户	交通银行上海市分行营业部	310066661013005344375	乌兰县华扬晟源新能源有限公司	委贷还款账户	因存量 10 亿元委托贷款尚未结清，暂无法销户；基金设立后，将偿还上述委贷（委贷之委托人已同意提前还款），待委贷完成清偿后将注销该账户

4	一般存款账户	中国银行西宁市杨家寨支行	105071250215	乌兰县华扬晟源新能源有限公司	集团资金调度	将在发行前注销该账户
5	一般存款账户	建行上海第一支行	31050162360000004186	乌兰县华扬晟源新能源有限公司	日常结算、税费缴纳账户	相关结算及税费缴纳功能由工商银行新开账户（即日常运营支出账户）承接，新账户开立且完成相应系统信息变更后，将注销该账户

（2）存续期银行账户设置

项目公司已在基金托管人工商银行（含分支机构）处开立运营收支账户及日常运营支出账户。专项计划账户将于专项计划成立前在计划托管人处完成开立，基金资金账户将于不动产基金成立前于基金托管人处完成开立。

在本基金发行后，运营收支账户将为受监管银行监管的银行账户，项目公司将陆续注销其他账户。基金存续期内，其他账户注销后的银行账户设置如下：

1）监管账户/运营收支账户

指项目公司根据《监管协议》的约定在监管银行处开立的人民币资金账户。本基金成立后，本项目的全部收入均归集至华扬晟源监管账户（即运营收支账户），经基金管理人和监管银行审批后，监管账户才可对外划付资金。

2）日常运营支出账户

指项目公司开立的、用于自运营收支账户收取预算资金并进行预算内支出的人民币资金账户。

3）专项计划账户

指计划管理人以专项计划的名义在计划托管人处开立的人民币资金账户。专项计划的相关货币收支活动，包括但不限于接收专项计划募集账户划付的认购资金、接收回收款、接收处分收入等其他应属专项计划的款项、支付基础资产购买价款、进行基础资产追加投资、支付专项计划收益及专项计划费用，均必须通过该账户进行。

4）基金资金账户

指基金管理人根据《基金托管协议》的约定于基金托管人处为本基金开立的人民币资金账户。

（二）划转安排

项目公司以日常运营支出账户接收自运营收支账户划转的资金，并对外支付预算内运营支出等。

项目公司运营收支账户为接收和存放不动产项目运营收入的唯一账户。如项目公司的除运营收支账户外的其他账户收到任何运营收入的，运营管理机构应协助项目公司自收到该笔资金起 20 个工作日内将该笔资金全额划转至运营收支账户。

就预算内支出，项目公司应以日常运营支出账户自运营收支账户收取的预算资金支付，具体以《监管协议》为准。基金管理人应当配合项目公司进行用印（如需）和划款操作。

就预算外支出，运营管理机构、项目公司应提交基金管理人审核。对于无需基金份额持有人大会决议的事项，基金管理人应当在收到付款申请后 10 个工作日内反馈是否同意项目公司的付款申请。如支出事项属于需经基金份额持有人大会审议决定的事项，基金管理人应执行基金份额持有人大会的决议意见。基金管理人同意项目公司付款的，应当配合项目公司进行用印（如需）和划款操作，并以运营收支账户内资金支付；基金管理人不同意项目公司付款的，应当拒绝配合项目公司用印（如需）和划款。

如因收款方特殊要求或其他操作原因，需要以项目公司其他账户对外支取的，运营管理机构或项目公司应当在对外支付申请中进行说明，将运营收支账户内资金先划付至项目公司其他账户，再从项目公司其他账户对外支取。

基金管理人自行派员负责项目公司的财务管理。运营管理机构负责协助项目公司及基金管理人进行财务管理，负责日常账务处理（审核业务单据，编制会计凭证，登记总账、明细账，完成月度结账，确保账实、账证、账账相符）、财务报告（编制资产负债表、利润表、现金流量表等法定报表，以及各类内部管理报表，准确反映企业经营成果与财务状况）、资金管理（负责日常资金收付、结算与核对，编制资金计划，监控现金流，办理银行业务，保障资金安全与效率）、税务管理（计算各项税费，按时完成纳税申报与缴纳，进行税务筹划以控制风险、

优化成本，维护良好税企关系）、资产与成本管理（核算固定资产、存货成本，进行资产盘点与折旧摊销，归集与分配生产费用，计算产品成本）、内部控制与合规（执行并监督财务制度与流程，参与预算控制，保管会计档案，确保业务处理符合会计准则与法律法规）等基础财务工作；配合进行审计、评估及基金信息披露工作。

第五章 不动产基金

第一节 本次发行参与机构的基本情况

一、基金管理人

名称：上海东方证券资产管理有限公司

注册地址：上海市黄浦区中山南路 109 号 7 层-11 层

办公地址：上海市黄浦区外马路 108 号供销大厦 7 层-11 层

法定代表人：杨斌

电话：021-53952993

联系人：任炜翔、贺红阳、文品

基金管理人的具体情况详见本招募说明书“附件八、基金管理人与基金托管人的基本情况”之“第一部分 基金管理人”。

二、计划管理人

名称：上海东方证券资产管理有限公司

注册地址：上海市黄浦区中山南路 109 号 7 层-11 层

办公地址：上海市黄浦区外马路 108 号供销大厦 7 层-11 层

法定代表人：杨斌

电话：021-53952664

联系人：陈凯楠

三、基金托管人

名称：中国工商银行股份有限公司

注册地址：北京市西城区复兴门内大街 55 号

办公地址：北京市西城区复兴门内大街 55 号

法定代表人：廖林

电话：010-66105799

联系人：郭明

基金托管人的具体情况详见本招募说明书“附件八、基金管理人与基金托管人的基本情况”之“第二部分 基金托管人”。

四、财务顾问

名称：国泰海通证券股份有限公司

注册地址：中国（上海）自由贸易试验区商城路 618 号

办公地址：上海市静安区新闸路 669 号博华广场 33 楼

法定代表人：朱健

电话：021-38032456

联系人：张睿、汪中、李音、钟建飞、毛剑豪、王博华

五、基金份额发售机构

（一）直销机构

名称：上海东方证券资产管理有限公司

注册地址：上海市黄浦区中山南路 109 号 7 层-11 层

办公地址：上海市黄浦区外马路 108 号供销大厦 7 层-11 层

法定代表人：杨斌

客服电话：400-920-0808

网址：www.dfham.com

联系人：吴比

（二）其他场外销售机构

基金管理人可根据有关法律、法规的要求，选择符合要求的机构代理发售本基金，具体代销机构情况请参见本基金基金份额发售公告、后续新增发售机构的相关公告或基金管理人网站。

（三）场内销售机构

本基金办理场内认购、交易业务的销售机构为具有基金销售业务资格、并经上海证券交易所和中国证券登记结算有限责任公司认可的上海证券交易所会员单位。

六、登记机构

名称：中国证券登记结算有限责任公司

注册地址：北京市西城区太平桥大街 17 号

办公地址：北京市西城区太平桥大街 17 号

法定代表人：于文强

电话：010-50938782

联系人：常文凯

七、出具法律意见书的法律顾问

名称：北京市汉坤律师事务所

注册地址：北京市东城区东长安街一号“东方广场”东方经贸城 C1 座 9 层 3-7 单元

办公地址：北京市东城区东长安街一号“东方广场”东方经贸城 C1 座 9 层 3-7 单元

负责人：李卓蔚

成立日期：2004 年 12 月 20 日

电话：13699275399

联系人：方榕、李小

八、审计不动产项目的会计师事务所/审核基金可供分配金额测算报告的会计师事务所

名称：上会会计师事务所（特殊普通合伙）

注册地址：上海市静安区威海路 755 号 25 层

办公地址：上海市静安区威海路 755 号 25 层

负责人：张晓荣

成立日期：2013 年 12 月 27 日

电话：021-52920000

联系人：周思艺

九、不动产项目资产评估机构

名称：上海立信资产评估有限公司

注册地址：上海市徐汇区肇嘉浜路 301 号 23 楼

办公地址：上海市浦东新区沈家弄路 738 号 8 楼

负责人：崔建平

成立日期：1996 年 2 月 12 日

电话：021-68877288

联系人：秦伟

十、运营管理机构

名称：上海申能新能源投资有限公司

注册地址：中国（上海）自由贸易试验区陆家嘴环路 958 号 1006A 室

办公地址：上海市黄浦区复兴中路 1 号申能国际大厦 23 楼

法定代表人：周承斌

成立日期：1995 年 8 月 16 日

电话：18916953736

联系人：王雨萌

第二节 不动产基金的交易安排

一、基金整体架构

本基金基金合同生效后首次投资的不动产资产支持证券为“东方红申能股份能源 1 号资产支持专项计划资产支持证券”，并将通过持有该资产支持证券全部份额，进而持有项目公司的全部股权和对该项目公司的全部股东借款债权。本基金通过资产支持专项计划受让项目公司股权前，项目公司由申能新能源（青海）有限公司全资持有。

本基金在基金合同生效并完成基金合同、资产支持专项计划相关交易文件约定的交易后，形成的整体架构如下图：

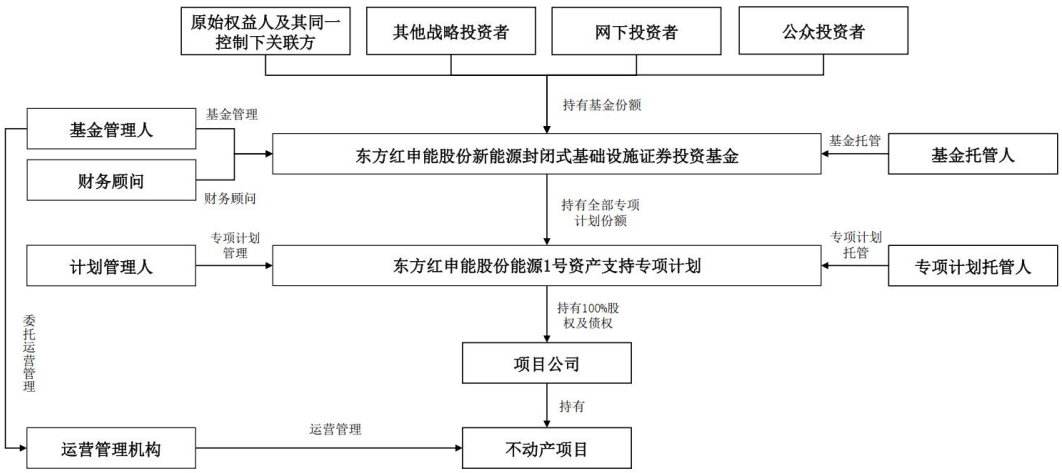


图 5-2-1 基金整体架构示意图

本基金的基金管理人和计划管理人均为上海东方证券资产管理有限公司，本基金的基金托管人为中国工商银行股份有限公司。基金管理人聘请上海申能新能源投资有限公司担任本项目的运营管理机构。自基金合同生效之日起，基金管理人根据法律法规和基金合同独立运用并管理基金财产。

二、基金涉及的交易安排

（一）基金合同生效与基金投资

1、基金合同的生效

基金募集达到法律法规规定及基金合同规定的条件的，自基金管理人办理完毕基金备案手续并取得中国证监会书面确认之日起，基金合同生效。自基金合同生效之日起，基金管理人根据法律法规和基金合同独立运用并管理基金财产。

2、基金的初始投资

基金合同生效后，本基金募集资金扣除必要预留费用后，全部投资于专项计划资产支持证券，本基金取得资产支持专项计划的全部资产支持证券，基金管理人（代表基金的利益）成为该不动产资产支持证券唯一持有人。专项计划设立后，自项目公司股权交割日（即项目公司股权权利义务转移日，含该日）起，计划管理人（代表专项计划的利益）即成为项目公司的所有权人，即项目公司的唯一股东。本基金通过不动产资产支持证券持有项目公司全部股权和对项目公司的全部股东借款债权，通过资产支持证券和项目公司等载体取得不动产项目完全所有权或经营权利。

（二）资产支持专项计划设立与投资

1、专项计划的设立

专项计划发行期指从计划管理人宣布专项计划资产支持证券正式开始认购之日（含该日）起至从该日起满 60 个工作日之日（含该日）止，在符合法律法规的情况下，计划管理人可视销售情况将发行期适当延长或提前结束。在发行期内，投资者可在工作日内参与专项计划。如果在发行期专项计划募集账户中的资产支持证券认购资金（不含发行期认购资金在专项计划募集账户中产生的利息）已达到资产支持证券目标募集规模的，则发行期提前终止。资产支持证券认购资金划入专项计划募集账户，在资产支持证券认购资金（不含发行期认购资金产生的利息）达到或超过资产支持证券目标募集规模后，计划管理人将资产支持证券认购资金全部划转至专项计划账户，并聘请符合法律法规规定的会计师事务所对专项计划账户进行验资。在会计师出具验资报告后，计划管理人宣布专项计划设立，并向计划托管人提交验资报告的复印件，宣布设立之日即为专项计划设立日。

专项计划成立的，认购资金自认购人缴付认购资金之日（含该日）至缴款截止日（不含该日）期间内产生的银行活期利息（代扣银行手续费）按中国人民银行最新公布的活期存款利率计算，由计划管理人于存续期内任意时间退还给认购人。发行期结束时，若资产支持证券投资者的认购资金总额低于资产支持证券目标募集规模，则专项计划设立失败。计划管理人将在发行期结束后 10 个工作日内，向投资者退还其所交付的认购资金；认购资金在专项计划募集账户内产生的利息按银行同期活期存款利率计算（代扣银行手续费），并由计划管理人于专项

计划设立失败之日后的首个结息日收到利息款后的 10 个工作日内划入认购人指定账户，认购资金于专项计划募集账户内产生的利息以计划管理人计算的金额为准。

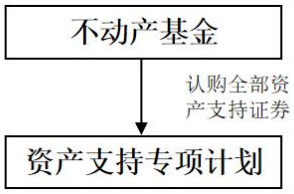


图 5-2-2 资产支持专项计划设立

2、专项计划的投资

根据《标准条款》《股权转让协议》和《股东借款协议》等专项计划文件的约定，计划管理人（代表专项计划的利益）将专项计划所募集的资金（扣除专项计划税费预留后）用于向原始权益人购买项目公司 100%股权（即基础资产）、向项目公司发放股东借款、对项目公司进行增资（如有）及进行合格投资。

（1）专项计划税费预留

专项计划募集的认购资金划至专项计划账户后，计划管理人应预留部分专项计划资金用于支付必要的专项计划费用，包括但不限于认购资金的验资费、向登记机构支付证券登记费和缴纳《股权转让协议》项下应由买方承担的印花税等。

（2）专项计划基础资产投资安排

1）股权收购：计划管理人（代表专项计划的利益）拟向原始权益人收购项目公司全部股权，即专项计划的基础资产。

根据《股权转让协议》约定的条款及条件，原始权益人将其持有的项目公司 100%股权转让予计划管理人（代表专项计划的利益）；自项目公司股权交割日（含）起，计划管理人（代表专项计划的利益）即成为项目公司股权的所有权人，即项目公司的唯一股东，享有项目公司股权所附带的一切权利和利益，并承担相应的股东义务。

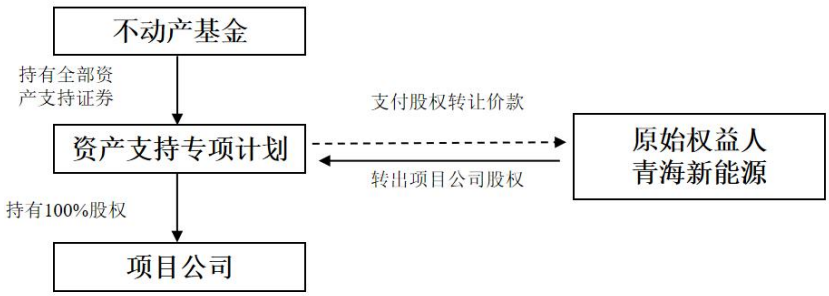


图 5-2-3 资产支持专项计划收购项目公司 100%股权

2）基础资产追加投资（发放借款及增资）：专项计划取得项目公司的 100%股权后，为搭建和重组专项计划对项目公司的投资结构，专项计划将对项目公司进行基础资产追加投资，包括向项目公司发放股东借款及对项目公司进行增资（如有）。股东借款及增资款（如有）用于偿还项目公司存量负债及补充流动资金（如需）；计划管理人（代表专项计划的利益）拟通过发放股东借款的形式完成对项目公司的债权投资，用于项目公司偿还应付原关联方借款或计划管理人（代表专项计划，即出借人）书面同意的其他用途。

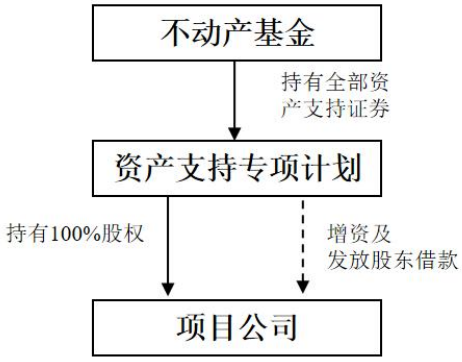


图 5-2-4 资产支持专项计划向项目公司追加投资（发放股东借款及增资）

（3）合格投资

在《标准条款》允许的范围内，计划管理人可以在有效控制风险、保持流动性、不影响当期分配的前提下，以现金管理为目的，指示计划托管人将专项计划账户中待分配的资金（不包括不可预见费用）进行合格投资，即计划管理人以专项计划账户内的资金购买基础资产、进行基础资产追加投资后，剩余资金投资于银行存款以及货币市场基金。

（三）股权交割、股权转让对价支付、损益归属等事项

1、标的股权交割安排

（1）股权交割

根据《股权转让协议》的约定，如根据《股权转让协议》完成交割，计划管理人自交割日（含）起享有项目公司股权所附带的一切权利和利益，并承担相应的股东义务。

（2）工商变更登记及其他相关手续

根据《股权转让协议》的约定，在交割审计报告出具之日（含该日）起 10

个工作日内，转让方应确保受让方取得项目公司股权变更后的公司章程原件、以受让方为新股东的股东名册原件，并向市场监督管理机关提交标的股权变更登记手续所需的全部文件、材料，受让方应积极予以配合。双方应尽快配合办理股权转让涉及的相关流程及登记手续，确保于不动产基金上市前，标的股权、章程变更的工商变更登记办理完毕。

（3）标的股权转让价款支付安排

在《股权转让协议》约定的前提条件被计划管理人确认满足的前提下，计划管理人（代表专项计划的利益）将以专项计划资产（而非自有资产），自双方签署移交确认函之日起 5 个工作日内向原始权益人支付项目公司股权转让价款。

《股权转让协议》约定的项目公司股权转让价款支付前提条件主要包括：1）《股权转让协议》已生效；2）基金管理人已发起设立不动产基金并募集完毕，并已认购专项计划项下的全部资产支持证券，成为专项计划的资产支持证券持有人；3）原始权益人已按照《股权转让协议》的约定将项目公司的相关资料、文件、印章、印鉴按照计划管理人（代表专项计划的利益）认可的方式进行移交；4）计划管理人（代表专项计划的利益）已经对项目公司的账户实施有效监管；5）原始权益人通过有效的内部决议程序批准本次股权转让；6）《交割审计报告》已出具；7）本次股权转让已根据《股权转让协议》完成了相应的工商变更登记，计划管理人（代表专项计划的利益）成为项目公司的工商登记的股东；8）如果法律法规或项目公司作为一方的相关协议或合同要求当项目公司发生股权结构变动时取得第三方的同意或批准，则项目公司已事先取得了该等所有的同意或批准；9）原始权益人所做的陈述和保证在重大方面是真实及有效的，在重大方面遵守承诺，并且计划管理人（代表专项计划的利益）未发现使《股权转让协议》项下交易不能继续进行或完成的现实的及预期存在的其他重大事实、事项和情形。

2、股权转让价款计算方式

根据《股权转让协议》约定，标的股权转让价款根据不动产基金实际募集资金总额，扣减不动产基金及专项计划预留费用、可替换负债后计算确定，计算公式如下：

标的股权的转让价款=不动产基金实际募集资金总额-不动产基金及专项计划预留费用-可替换负债

其中，不动产基金实际募集资金总额以不动产基金验资机构审验确定的有效净认购金额为准，有效净认购金额是指不动产基金的募集认购金额减去认购费用后的余额，具体以届时基金管理人发布的基金合同生效公告的披露信息为准；不动产基金及专项计划预留费用包括但不限于基金份额上市费用、信息披露费、登记机构服务费、基金的证券交易费、交割审计费用、账户开立费用、资金汇划费、登记托管服务费、专项计划认购资金的验资费、就购买目标股权拟由受让方支付的印花税等必要费用；可替换负债以项目公司在评估基准日（2026 年 6 月 30 日）的长期借款和一年内到期的非流动负债合计账面金额为准。

3、交割审计及损益安排

在自专项计划设立日起（含该日）的 15 个工作日内，受让方（代表专项计划）应当就项目公司截至交割审计基准日的资产负债等财务情况聘请具有相应专业资质的审计机构进行专项交割审计，出具《交割审计报告》。其中，交割审计基准日为专项计划设立日的前一自然日。相关交割审计费用由专项计划财产承担。

自交割日（含）起，标的股权及其所代表的一切权利义务和损益均由受让方享有和承担；项目公司在交割过渡期（即自评估基准日 2026 年 6 月 30 日（不含）起至交割日（不含）止）发生的期间损益（因正常运营所得收入、必要的合理支出和费用等所产生的全部损益）均归属于受让方，在此之前均由转让方享有和承担，与不动产项目日常运营无关的损益以及项目公司非正常经营损失均由转让方承担。

为免疑义，前述损益变动不包括因政府补贴引起的所有者权益变动。

三、资产支持证券的相关情况

（一）资产支持证券的基本情况

1、资产支持证券份额设置及基本特征

每一资产支持证券均相同地代表其持有人享有的专项计划资产中不可分割的权益，包括但不限于根据《认购协议》和《标准条款》的约定接受专项计划利益分配的权利。

（1）资产支持证券名称

东方红申能股份能源 1 号资产支持专项计划资产支持证券。

（2）计划管理人

上海东方证券资产管理有限公司。

（3）规模

资产支持证券的目标募集总规模根据不动产基金的询价发行结果，由计划管理人和基金管理人共同出具书面确认函的方式予以确定，具体以计划管理人和基金管理人届时共同出具的书面确认函中确认的金额为准。

（4）发行方式

面值发行。

（5）资产支持证券面值

每份资产支持证券的面值为 100 元。

（6）产品期限

资产支持证券期限为 15 年，自专项计划设立日起算，但资产支持证券可根据《标准条款》第 19.2.2 条的约定提前终止，亦可履行适当程序后进行延期。

（7）预期收益率

资产支持证券不设预期收益率。

（8）利益分配

资产支持证券持有人有权根据专项计划文件的约定在普通分配、处分分配、清算分配中取得专项计划利益。

（9）分配方式

按照《标准条款》第十二条和第十九条的规定进行分配。

（10）权益登记日

权益登记日为每个兑付日前第 1 个工作日（M-1 日）。每个权益登记日日终在登记机构登记在册的资产支持证券持有人有权于该兑付日取得资产支持证券的利益。

2、资产支持证券的取得

专项计划设立时，认购人根据其签署的《认购协议》所支付的认购资金取得资产支持证券。认购人必须同时在《认购协议》及其附件上签字或盖章确认。

专项计划存续期间，其他投资人可以通过《资产证券化业务管理规定》或其他相关法律法规规定的流通方式受让或以其他合法方式取得该资产支持证券。投资人受让该资产支持证券时，一并承继其受让的资产支持证券所对应的资产管理

合同项下的权利和义务。

3、资产支持证券的登记

计划管理人委托登记机构办理资产支持证券的登记托管业务。资产支持证券将登记在资产支持证券持有人在登记机构开立的机构证券账户中。在认购前，认购人需在登记机构开立有机构证券账户。

计划管理人应与登记机构另行签署《证券登记及服务协议》，以明确计划管理人和登记机构在资产支持证券持有人账户管理、资产支持证券注册登记、清算及资产支持证券交易确认、代理发放资产支持证券收益和本金、建立并保管资产支持证券持有人名册等事宜中的权利和义务，保护资产支持证券持有人的合法权益。

4、资产支持证券的转让

满足法律法规规定条件并履行适当程序，资产支持证券可以申请通过上海证券交易所的固定收益证券综合电子平台进行全部转让，不得部分转让。资产支持证券的投资者须为合格机构投资者，且每个权益登记日至相应的兑付日或资产支持证券持有人会议期间，资产支持证券不得转让。受委托的登记机构将负责资产支持证券的转让过户和资金交收清算。投资者受让资产支持证券后，即成为资产支持证券持有人，享有资产支持证券持有人的权益，并承担资产支持证券持有人的义务。

（二）专项计划资产的构成及其管理、运用和处分

1、专项计划资产的构成

专项计划资产包括但不限于以下资产：

（1）投资者根据《认购协议》及《标准条款》第四条交付的认购资金；

（2）专项计划设立后，计划管理人按照《标准条款》管理、运用认购资金而形成的全部资产及其任何权利、权益或收益（包括但不限于基础资产、基础资产追加投资、合格投资、回收款、不可预见费用以及其他根据专项计划文件属于专项计划的资产）；

（3）其他根据中国法律的规定或专项计划文件的约定因专项计划资产的管理、运用、处分或其他情形而取得财产。

专项计划依据《计划说明书》及《标准条款》终止以前，资产支持证券持有

人不得要求分割专项计划资产，不得要求专项计划回购资产支持证券。

2、专项计划费用

专项计划费用为专项计划存续及清算期间内计划管理人合理支出的与管理专项计划相关的税收、费用和支出，包括但不限于因管理或处分专项计划资产而产生的税收和政府收费、计划管理人的管理费、计划托管人的托管费、登记机构的登记托管服务费、召开资产支持证券持有人会议的费用以及其他杂项费等。其中，杂项费主要包括专项计划在专项计划存续及清算期间内发生的律师费、审计费、验资费（如有）、上市年费、本息兑付费、信息披露费、资金汇划费、银行询证费、清算费用、执行费用、计划管理人代表专项计划为行使或履行项目公司股东及债权人权利及义务的费用、为资产支持证券发行及挂牌转让之目的而支付的必要费用以及计划管理人代表专项计划须承担的且根据专项计划文件有权得到补偿的其他费用支出。

为免疑义，计划管理人无义务垫付任何费用，计划管理人不承担因专项计划资金不足以支付相关费用而导致无法执行相关事务所造成的损失。

3、专项计划资金的运用

专项计划资金的运用安排详见本招募说明书“第五章 不动产基金”之“第二节 不动产基金的交易安排”之“二、基金涉及的交易安排”之“（二）资产支持专项计划设立与投资”。

4、专项计划资产的处分

专项计划资金由计划托管人托管，并独立于原始权益人、计划管理人、计划托管人及其他业务参与人的固有财产及前述主体管理、托管的其他资产。计划管理人、计划托管人以其自有资产承担法律责任，其债权人不得对专项计划资产行使冻结、扣押请求权及其他权利。

原始权益人、计划管理人、计划托管人及其他业务参与机构因依法解散、被依法撤销或者宣告破产等原因进行清算的，专项计划资产不属于其清算财产。

计划管理人管理、运用和处分专项计划资产所产生的债权（如有），不得与原始权益人、计划管理人、计划托管人、资产支持证券持有人及其他业务参与机构的固有财产产生的债务相互抵销。计划管理人管理、运用和处分不同专项计划资产所产生的债权债务，不得相互抵销。

除依《资产证券化业务管理规定》及其他有关规定和《计划说明书》《标准条款》约定处分外，专项计划资产不得被处分。

（三）专项计划的设立、终止等事项

1、专项计划的设立

专项计划的设立过程详见本招募说明书“第五章 不动产基金”之“第二节 不动产基金的交易安排”之“二、基金涉及的交易安排”之“（二）资产支持专项计划设立与投资”。

2、专项计划的终止

专项计划不因资产支持证券持有人解散、被撤销、破产、清算或计划管理人的解任或辞任而终止；资产支持证券持有人的承继人或指定受益人以及继任计划管理人承担并享有《标准条款》的相应权利义务。

专项计划于下列任一专项计划终止情形发生后终止并进入清算程序：

（1）资产支持证券自然到期日届满而未延期；

（2）资产支持证券持有人会议决议终止专项计划；

（3）《基金合同》终止；

（4）专项计划被法院或仲裁机构依法撤销、被认定为无效或被裁决终止；

（5）由于法律或法规的修改或变更导致继续进行专项计划将成为不合法；

（6）专项计划目的无法实现，计划管理人决定终止专项计划；

（7）专项计划被监管机构责令整改或叫停，计划管理人决定终止专项计划；

（8）出现适用法律规定应当终止专项计划的情形。

3、专项计划的清算

（1）清算小组

1）专项计划于清算起始日（即专项计划终止日）当日进入清算程序，自清算起始日起 3 个工作日内由计划管理人组织成立清算小组。

2）清算小组成员由计划管理人、计划托管人、会计师和律师（如有）组成，清算小组的会计师和律师由计划管理人聘请（如需），相关费用（如有）由专项计划资产承担。

3）清算小组负责专项计划资产的保管、清理、估价、变现和分配。

4）清算小组在进行资产清算过程中发生的所有合理费用，应由专项计划资

产承担。

（2）清算程序

1）专项计划终止后，所有未兑付的资产支持证券全部到期，由清算小组统一接管专项计划，对专项计划资产和债权债务进行清理和确认，对专项计划资产进行估值和变现。

2）清算小组应当在专项计划终止后十五（15）个工作日内按《标准条款》及其他有关约定完成清算方案的编制。

3）若专项计划进入清算程序后存在非现金专项计划资产（即为除货币以外的专项计划资产，包括但不限于标的股权及/或标的债权），计划管理人应按照资产支持证券持有人会议决议或单一资产支持证券持有人的书面指示对非现金专项计划资产（含其底层资产）进行清算。资产支持证券持有人会议决议或单一资产支持证券持有人的书面指示在决定终止专项计划的决议中一并列明了清算方案的，计划管理人应当执行。

4）若资产支持证券持有人会议或单一资产支持证券持有人未就非现金专项计划资产的清算作出决定或指令，计划管理人应于清算起始日后及时制订非现金专项计划资产的清算方案（以下简称“清算方案”），并于清算起始日后 30 日内按照《标准条款》第 14.3 条的规定召集资产支持证券持有人会议或提交单一不动产资产支持证券持有人决议，由资产支持证券持有人会议或单一资产支持证券持有人就是否认可清算方案作出决议，计划管理人应同时就清算产生的回收款（如有）、处分收入（如有）的分配时间、分配金额及其他与清算有关事项提请资产支持证券持有人会议或单一资产支持证券持有人做出决议。在资产支持证券持有人会议或单一资产支持证券持有人就清算方案未形成决议之前，计划管理人除持有专项计划资产外，不得擅自管理、处分和运用专项计划资产。

5）计划管理人应按照《标准条款》的约定召集资产支持证券持有人会议或由单一资产支持证券持有人对清算方案进行审议；资产支持证券持有人会议或单一资产支持证券持有人通过清算方案的，清算小组应按照经审核通过的清算方案对专项计划资产进行清理、处置和分配，并注销专项计划账户；资产支持证券持有人会议或单一资产支持证券持有人审议未通过清算方案的，应向清算小组提出书面的修改建议（但该建议应不违反《标准条款》的约定），清算小组将按照资

产支持证券持有人会议或单一资产支持证券持有人的意见修改清算方案，并执行修改后的清算方案。

6）资产支持证券持有人对清算分配的分配流程作出了决议的，计划管理人按照决议执行。资产支持证券持有人未就清算分配的分配流程作出决议的，计划管理人可以将变现后的专项计划资产按照《标准条款》第 12.2.1 条的流程向资产支持证券持有人进行分配，也可以根据实际情况另行制定分配流程，但不应损害资产支持证券持有人的利益。

7）清算分配的专项计划资产分配顺序按照《标准条款》第 19.2.5 条的约定执行。

8）除非资产支持证券持有人会议或单一资产支持证券持有人作出决议，清算终止日最迟不迟于专项计划法定到期日。计划管理人应当自专项计划清算完成之日起 10 个工作日内，向计划托管人、资产支持证券持有人出具清算报告（对资产支持证券持有人按照《标准条款》第 13.1 条规定的方式进行披露），并将清算结果向中国基金业协会报告，同时抄送对计划管理人有辖区监管权的中国证监会派出机构。计划管理人应当聘请会计师事务所对清算报告出具审计意见。清算报告向资产支持证券持有人公布后 15 个工作日内，清算小组未收到书面异议的，计划管理人和计划托管人就清算报告所列事项解除责任。

9）清算期间，专项计划不得新增投资。

（3）清算分配顺序

清算分配中，计划管理人应按照下列顺序对专项计划账户内的资金进行相应的分配或运用（若同一顺序的多笔款项不能足额分配时，按各项金额的比例支付）：

1）计划管理人以固有财产先行垫付的清算费用（如有）；

2）支付清算费用；

3）缴纳专项计划所欠税款（如有）；

4）清偿未受偿的其他专项计划费用；

5）剩余资金全部分配给资产支持证券持有人。

（4）清算账册及有关文件的保存

清算账册及有关文件由计划管理人和计划托管人保存二十年以上。

（四）信息披露安排

专项计划存续期间，计划管理人应按照《标准条款》《计划说明书》和其他专项计划文件的约定以及《资产证券化业务管理规定》《不动产基金业务办法》等相关法律、法规的规定向资产支持证券持有人进行信息披露。

（五）专项计划主要交易文件摘要

1、《东方红申能股份能源 1 号资产支持专项计划标准条款》

《标准条款》明确约定了定义、当事人、专项计划、专项计划的发行、设立及备案、专项计划资金的运用和收益、资产支持证券、认购人及计划管理人的陈述和保证、资产支持证券持有人的权利和义务、计划管理人的权利和义务、基金管理人与计划管理人的联合工作机制、专项计划账户、专项计划的回收款、处分收入及分配、信息披露、资产支持证券持有人会议、计划管理人的解任和辞任、专项计划费用、风险揭示、专项计划的扩募安排、资产管理合同和专项计划的终止、违约责任、不可抗力、保密义务、法律适用和争议解决及其他等内容。

2、《东方红申能股份能源 1 号资产支持专项计划资产支持证券认购协议》

计划管理人将根据市场情况，与资产支持证券认购人签署相应的《认购协议》。《认购协议》按照《标准条款》约定的原则，确定资产支持证券具体的认购份数、认购价格以及认购资金数额等事项。《标准条款》《认购协议》及《计划说明书》共同构成计划管理人与投资者签订的资产管理合同（《风险揭示书》作为《认购协议》的附件，为《认购协议》不可分割的组成部分）。

3、《专项计划托管协议》

计划管理人与计划托管人签署相应的《专项计划托管协议》。《专项计划托管协议》将主要约定专项计划托管协议当事人、专项计划托管协议的依据、目的和原则、托管事项、计划管理人及计划托管人的权利和义务、计划托管人与计划管理人的业务监督、核查、专项计划资产保管、指令的发送、确认及执行、专项计划资产构成及资金分配、会计核算、信息披露、有关文件和档案的保存、专项计划费用、禁止行为、协议终止、违约责任、不可抗力、保密义务、计划托管人解任事件、法律适用和争议解决及其他等内容。

4、《股权转让协议》

作为买方的计划管理人与原始权益人就项目公司的股权转让事宜签署《股权转让协议》。《股权转让协议》主要约定定义、股权转让与交易步骤、标的股权的

转让价款、转让价款的支付、交割审计安排、交割日及交割条件、陈述、保证及承诺、计划管理人的更换、专项计划设立失败、违约责任及提前终止、不可抗力、保密义务、法律适用和争议解决、到期处置安排及其他等内容。

5、《股东借款协议》

计划管理人（代表专项计划的利益）与项目公司就股东借款的发放签署《股东借款协议》，《股东借款协议》具体约定了定义、借款币种和金额、借款用途、借款期限、借款的发放、借款的偿还、双方的权利和义务、违约责任、适用法律及争议解决、通知与送达及其他等内容。

6、《监管协议》

计划管理人、基金管理人、监管银行和项目公司签署《监管协议》，《监管协议》中主要约定了定义、监管银行的委任、项目公司的业务经营、账户的设立与管理、监管资金的保管和运用、风险防范措施、资金划付操作、基金管理人、计划管理人、监管银行以及项目公司的陈述和保证、当事人的权利义务、监管费、业务监督、协议主体的变更、协议终止、违约责任、不可抗力、保密义务、法律适用和争议解决及其他等内容。

7、《运营管理服务协议》

基金管理人（同时担任计划管理人）、运营管理机构、项目公司共同签署《运营管理服务协议》，《运营管理服务协议》中主要约定了定义和解释、协议订立的依据、目的和原则、陈述与保证、运营管理机构的聘任及运营管理服务内容、运营管理机构的转委托限制和辅助性服务、各方的权利和义务、业务交接、基金管理人的监督检查、运营管理费、运营管理机构考核安排、报告和告知、运营管理机构的解聘情形和程序、违约责任和赔偿、变更与终止、保密、不可抗力、法律变更、争议解决、通则等内容。

四、对外借款安排

基金成立后，项目公司将以取得的专项计划股东借款及增资款（如有）偿还存量借款。基金存续期内，管理人将以维持项目持续稳定运营、平滑不动产基金可供分配现金流为目的开展对外借款。

（一）不动产项目存量对外借款情况

截至 2026 年 6 月 30 日，项目公司层面仅有对申能股份的关联方借款本金

10 亿元。根据项目公司（作为借款人）与申能股份（作为委托人）签署的《公司客户委托贷款合同》（编号：Z25040R15662275），贷款金额 10 亿元，贷款期限自 2025 年 2 月 13 日至 2028 年 2 月 11 日止，经委托人书面同意，借款人可以提前归还部分或全部贷款。委托人申能股份已就项目公司的提前还款事项完成内部流程，同意借款人取得专项计划发放的资金后提前偿还贷款。

本基金成立后，募集资金扣除必要预留费用后，全部投资于专项计划资产支持证券，专项计划将以募集资金向项目公司发放股东借款并进行增资（如有），用于项目公司偿还应付原关联方借款。

在本基金运作阶段，除国补保理外，如直接或间接对外借入款项，将遵循基金份额持有人利益优先原则，不依赖外部增信，借款用途限于不动产项目日常运营、维修改造、项目收购等，且基金总资产不得超过基金净资产的 140%。

（二）国补保理安排

由于不动产项目的国补回款周期存在不确定性，基金存续期内，项目公司拟通过保理借款安排，锁定国补回收周期，使得基金各年度可供分配现金流更加平稳。

出于审慎考虑，评估机构未将保理借款安排带来的国补现金流提前回收的情形纳入估值模型考虑，同时，在计算不动产基金可供分配现金流时，已充分考虑因保理借款而产生的融资成本。

国补保理安排详见本招募说明书“第二章不动产项目”之“第二节不动产项目经营业绩及财务状况分析”之“四、不动产项目经营业绩分析”之“（八）不动产项目政府补贴情况”。

第三节 关联交易与利益冲突

一、关联方的界定

根据《基金法》《基金指引》及《企业会计准则第 36 号-关联方披露》等有关关联方的相关规定，关联方区分为关联法人与关联自然人。其中，涉及投资者持有的基金份额的计算和界定，包括登记在其名下和虽未登记在其名下但该投资者可以实际支配表决权的份额。

（一）关联法人

1、直接或者间接持有本基金 30%以上基金份额的法人或其他组织，及其直接或间接控制的法人或其他组织；

2、持有本基金 10%以上基金份额的法人或其他组织；

3、基金管理人、基金托管人、计划管理人、运营管理机构及其控股股东、实际控制人或者与其有其他重大利害关系的法人或其他组织；

4、同一基金管理人、计划管理人管理的同类型产品，同类型产品是指投资对象与本基金投资不动产项目类型相同或相似的产品；

5、由本基金的关联自然人直接或者间接控制的，或者由关联自然人担任董事、高级管理人员的除本基金及其控股子公司以外的法人或其他组织；

6、根据实质重于形式原则认定的其他与本基金有特殊关系，可能导致本基金利益对其倾斜的法人或其他组织。

（二）关联自然人

1、直接或间接持有本基金 10%以上基金份额的自然人；

2、基金管理人、计划管理人、运营管理机构、项目公司的董事、监事和高级管理人员；

3、本条第 1 项和第 2 项所述人士的关系密切的家庭成员，包括配偶、年满 18 周岁的子女及其配偶、父母及配偶的父母、兄弟姐妹及其配偶、配偶的兄弟姐妹、子女配偶的父母；

4、根据实质重于形式原则认定的其他与本基金有特殊关系，可能导致本基金利益对其倾斜的自然人。

二、本基金关联交易类型

根据《基金法》及《企业会计准则第 36 号-关联方披露》等有关关联交易的

相关规定，本基金的关联交易，是指本基金或者本基金控制的特殊目的载体与关联方之间发生的转移资源或者义务的事项。除基金管理人运用基金财产买卖基金管理人、基金托管人及其控股股东、实际控制人或者与其有重大利害关系的公司发行的证券或者承销期内承销的证券等事项外，关联交易还包括但不限于以下交易：

（一）基金层面

不动产基金购买资产支持证券、不动产基金借入款项、聘请运营管理机构等。

（二）资产支持证券层面

专项计划购买、出售项目公司股权等。

（三）项目公司层面

不动产项目出售与购入；不动产项目运营、管理阶段存在的更新改造、购买、销售等行为。

就本基金而言，关联交易具体包括如下事项，其中，关联交易的金额计算应当根据《基金指引》第五十条的要求，按照连续 12 个月内累计发生金额计算：

1、购买或者出售资产；

2、对外投资（含委托理财、委托贷款等）；

3、提供财务资助；

4、提供担保；

5、租入或者租出资产；

6、委托或者受托管理资产和业务；

7、赠与或者受赠资产；

8、债权、债务重组；

9、签订许可使用协议；

10、转让或者受让研究与开发项目；

11、购买原材料、燃料、动力；

12、销售产品、商品；

13、提供或者接受劳务；

14、委托或者受托销售；

15、在关联人的财务公司存贷款；

16、与关联人共同投资；

17、根据实质重于形式原则认定的其他通过约定可能引致资源或者义务转移的事项；

18、法律法规规定的其他情形。

（四）业务参与机构之间及其与原始权益人之间的关联关系

本基金基金管理人（同计划管理人）与原始权益人之间、与运营管理机构之间存在关联关系，其余为本基金提供服务的专业机构相互之间、与原始权益人或运营管理机构之间不存在关联关系或者潜在利益冲突。

为缓释前述关联关系所产生的利益冲突风险，本基金设置了相应风险缓释措施，包括：

1、在不动产基金发行前，基金管理人已根据《基金指引》要求聘请第三方财务顾问独立开展尽职调查，并出具财务顾问报告；

2、运营管理机构承诺在不动产基金的存续期间，将以不低于公司自身和/或实际控制的关联方管理的其他同类资产的运营管理水平为不动产项目提供运营管理服务或督促、要求相关方按照该等标准为不动产项目提供运营管理服务，采取充分、适当的措施避免可能出现的利益冲突，充分保护基金份额持有人的利益。同时，将和/或督促持有或运营竞争性项目的关联方采取充分、适当的措施，公平对待不动产项目和该等竞争性项目，避免可能出现的利益冲突。

3、基金管理人制定了《上海东方证券资产管理有限公司异常交易管理制度》《上海东方证券资产管理有限公司公平交易制度》《上海东方证券资产管理有限公司关联交易管理办法》等，以防范本基金层面的利益冲突和关联交易风险，保障基金管理人管理的不同基金之间的公平性。

针对不动产基金业务，基金管理人还制定了《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金业务管理办法》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金尽职调查业务管理办法》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金项目投资及运营管理办法》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金发售业务管理办法》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金战略配售投资者管理细则》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资

基金关联交易管理办法》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金投资及运营决策委员会制度》等内部规章制度，建立了不动产基金的投资、运营及风险管理规则，以有效防范不同不动产基金之间的利益冲突。

三、不动产项目报告期关联交易情况

（一）基金管理人运用基金财产买卖不动产资产支持证券涉及的关联交易和其他关联交易概况

报告期内，不动产基金尚未成立，因此不存在基金管理人运用基金财产买卖不动产资产支持证券涉及的关联交易和其他关联交易的情况。

基金合同生效后，本基金将扣除本基金预留费用后的全部募集资金用于购买不动产资产支持证券份额。

（二）报告期内对项目运营、财务状况或者未来发展等存在重要影响的重大关联交易的情况

根据上会会计师事务所（特殊普通合伙）出具的编号为上会师报字（2026）第 15214 号的审计报告，不动产项目关联交易情况如下：

1、关联方情况

表 5-3-1 关联方情况

关联方	与项目公司关系
申能新能源（青海）有限公司	母公司
申能（集团）有限公司	最终控制方
申能集团财务有限公司	与存在控制关系的关联方之母公司同受一方控制
上海申能新能源投资有限公司	同受一方控制
海南州鑫源新能源有限公司	同受一方控制
乌兰县润晟新能源有限公司	同受一方控制

2、关联交易情况

（1）采购商品、接受劳务

表 5-3-2 关联方采购商品、接受劳务情况

单位：万元

关联方名称	业务类型	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
上海申能新能源投资有限公司	技术服务	250.00	500.00	380.00	620.00

（2）关联方资金拆借

表 5-3-3 关联方资金拆借情况（借款及存款）

单位：万元

项目名称	关联方	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
长期借款（含一年内到期）	申能新能源（青海）有限公司	-	-	119,638.75	119,638.75
长期借款（含一年内到期）	申能股份有限公司	100,075.00	100,082.50	-	-
存款	申能集团财务有限公司	6,384.72	3,975.31	2,117.64	3,224.34

表 5-3-4 关联方资金拆借情况（利息）

单位：万元

项目名称	关联方	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
长期借款利息支出	申能新能源（青海）有限公司	-	-	4,616.68	4,604.07
长期借款利息支出	申能股份有限公司	1,357.50	2,407.50	-	-
利息支出	上海申能新能源投资有限公司	-	161.13	-	-
利息收入	申能集团财务有限公司	2.37	6.03	20.57	18.66
利息收入	上海申能新能源投资有限公司	11.91	10.00	-	-

（3）关联方应收、应付款项余额

表 5-3-5 关联方应收、应付款项余额

单位：万元

项目名称	关联方	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
应收账款	乌兰县润晟新能源有限公司	-	-	-	50.00
其他应收款	上海申能新能源投资有限公司	20.34	7,500.00	6,700.00	3,700.00
其他应收款	海南州鑫源新能源有限公司	-	-	-	129.83
应付账款	上海申能新能源投资有限公司	250.00	500.00	380.00	620.00
其他应付款	申能新能源（青海）有限公司	120.51	-	-	-

3、关联交易的必要性、交易价格的公允性及合理性

根据审计机构出具的《乌兰县华扬晟源新能源有限公司审计报告》（上会师报字（2026）第 15214 号）、项目公司出具相关说明函与其他相关资料，并经核查，前述关联交易基于不动产项目正常经营活动需要而开展，具有合理性与必要性。

该等关联交易符合法律法规的规定及公司内部管理控制要求，交易定价与市场交易价格或独立第三方价格不存在较大差异。该等关联交易定价公允，不影响不动产项目的市场化运营，不存在利用关联交易损害项目公司合法权益的情形，不影响不动产项目市场化运营的独立性和稳定性。

基金存续期间，基金管理人拟聘请关联方上海新能源作为运营管理机构负责不动产项目的部分运营管理职责，并支付运营管理费。

运营管理费的定价合理性详见本招募说明书“第四章 治理机制与运营管理安排”之“第二节 运营管理安排”之“三、运营管理费用情况”之“（三）运营管理费与历史费用的匹配情况、与行业平均水平的对比分析情况”。

就关联交易事项，运营管理机构已出具《关于规范与减少关联交易的承诺函》：

（1）不动产项目自投资建设以来所涉及的关联交易事项均履行了关联交易的相关内部决策流程，符合《公司法》等法律法规的规定，符合运营管理机构内部关于关联交易管理的相关要求，不存在关联方利益输送的情况。

（2）在不对基金及其基金份额持有人的利益构成不利影响的前提下，运营管理机构及其控制的企业将采取措施规范并尽量减少与基金之间的关联交易。

（3）对于正常经营范围内无法避免或有合理理由存在的关联交易，运营管理机构将本着公开、公平、公正的原则确定交易价格，依法与基金项下相关载体签订规范的关联交易合同，保证关联交易价格的公允性，并严格按照法律法规和相关主体的内部管理规定履行关联交易审批程序，严格按照有关法律、法规和相关主体的内部管理规定履行关联交易的信息披露义务。

（4）运营管理机构保证不通过关联交易非法转移基金的资金、利润，不利用关联交易损害基金及基金份额持有人的合法权益。

4、不动产项目现金流来源于关联方的比例

不动产项目现金流来源主要为售电收入，售电收入主要包含电费结算收入和国补收入两部分。根据项目公司签署的相关购售电合同，不动产项目电费结算收入由当地电网公司结算，国补收入由可再生能源发展基金承担，售电收入由当地电网公司支付至项目公司的账户，华扬晟源的电费结算对手方为国网青海公司。

上述电费收入穿透后为使用者付费，项目收益持续稳定，直接或穿透后来源于多个现金流提供方，现金流来源合理分散，且主要由市场化运营产生，不涉及现金流来源于关联方的情况。

四、本基金关联交易的审议程序

关联交易开展应当符合本基金的投资目标和投资策略，遵循基金份额持有人利益优先原则，按照市场公平合理价格执行。为防范关联交易中的潜在利益冲突，有效管理关联交易风险，关联交易应根据法律法规、基金管理人的规章制度履行审批程序。

基金管理人运用基金财产买卖基金管理人、基金托管人及其控股股东、实际控制人或者与其有重大利害关系的公司发行的证券或者承销期内承销的证券，将基金财产投资于不动产资产支持证券涉及的关联交易，运用基金财产收购不动产

项目后从事重大关联交易或者从事其他重大关联交易的，应当符合法律法规及基金的投资目标和投资策略，遵循基金份额持有人利益优先原则，防范利益冲突，建立健全内部审批机制和评估机制，按照市场公平合理价格执行。相关交易必须事先得到基金托管人的同意，并按法律法规予以披露。重大关联交易应提交基金管理人董事会审议，并经过三分之二以上的独立董事通过。基金管理人董事会应至少每半年对关联交易事项进行审查。

对于本基金成立后发生的金额（连续 12 个月内累计发生金额）超过基金净资产 5%的关联交易，还需依据《基金指引》及《基金合同》的约定，提交基金份额持有人大会审议。前述规定之外的其他关联交易由基金管理人自主决策并执行。

对于招募说明书和基金合同等信息披露文件以及专项计划文件已经明确约定的关联交易安排，无需另行按上述约定进行决策。

五、关联交易的信息披露安排

基金管理人应根据相关法律法规、自律规则的规定及基金合同的约定，严格履行关联交易的信息披露义务。

本基金拟披露的关联交易属于国家秘密、商业秘密或者上海证券交易所认可的其他情形，披露或者履行相关义务可能导致其违反国家有关保密的法律法规或严重损害相关方利益的，基金管理人可以向上海证券交易所申请豁免披露或者履行相关义务。

六、基金管理人就关联交易采取的内部控制措施

基金管理人制定了《上海东方证券资产管理有限公司异常交易管理制度》《上海东方证券资产管理有限公司公平交易制度》《上海东方证券资产管理有限公司关联交易管理办法》等，以防范本基金层面的利益冲突和关联交易风险，保障基金管理人管理的不同基金之间的公平性。

针对不动产基金业务，基金管理人还制定了《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金业务管理办法》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金尽职调查业务管理办法》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金项目投资及运营管理办法》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金发售业务管理办

法》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金战略配售投资者管理细则》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金关联交易管理办法》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金投资及运营决策委员会制度》等内部规章制度，建立了不动产基金的投资、运营及风险管理规则，以有效防范不同不动产基金之间的利益冲突。

七、本基金存在的潜在利益冲突的情形

（一）原始权益人及其控股股东、实际控制人持有的其他同类资产情形

原始权益人及其控股股东、实际控制人持有的其他同类资产情况，详见本招募说明书“第二章不动产项目”之“第二节不动产项目经营业绩及财务状况分析”之“四、不动产项目经营业绩分析”之“（九）本项目作为不动产基金资产的主要考虑”。

除本基金投资的不动产项目外，原始权益人及其控股股东、实际控制人持有的位于青海省的其他同一类型不动产项目，可能与本基金所投资的不动产项目存在利益冲突情况。

（二）原始权益人、运营管理机构同时向不动产基金以外的其他机构提供同类项目运营管理服务的情形

运营管理机构同时向不动产基金以外的其他机构提供同类项目运营管理服务的情形，详见本招募说明书“第二章 不动产项目”之“第四节 运营管理机构”之“二、运营管理机构”之“（二）运营管理机构与不动产项目相关的业务情况”。

（三）基金管理人管理多个同类不动产基金的情形

本基金成立之时，本基金的基金管理人未同时管理其他同类型不动产基金、不动产项目，不存在利益冲突。基金管理人在管理本基金期间，不排除同时管理其他同类型不动产基金的可能，未来有可能产生潜在利益冲突。

八、利益输送、利益冲突的处理方式及披露安排

（一）防范利益输送、利益冲突的具体安排和处理方式

1、基金管理人

基金管理人将严格做到风险隔离，基金财产隔离，防范利益冲突。考虑到基金存续时间较长，未来不排除在运营管理层面或投资扩募层面存在潜在利益冲突。基金管理人拟通过以下措施缓释相关潜在利益冲突风险：

基金管理人制定了《上海东方证券资产管理有限公司异常交易管理制度》《上海东方证券资产管理有限公司公平交易制度》《上海东方证券资产管理有限公司关联交易管理办法》等，以防范本基金层面的利益冲突和关联交易风险，保障基金管理人管理的不同基金之间的公平性。

针对不动产基金业务，基金管理人还制定了《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金业务管理办法》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金尽职调查业务管理办法》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金项目投资及运营管理办法》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金发售业务管理办法》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金战略配售投资者管理细则》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金关联交易管理办法》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金投资及运营决策委员会制度》等内部规章制度，建立了不动产基金的投资、运营及风险管理规则，以有效防范不同不动产基金之间的利益冲突。

2、原始权益人

原始权益人已出具《关于避免同业竞争的承诺函》：

（1）截至承诺函出具之日，除不动产项目外，原始权益人自身和/或其实际控制的关联方在青海省还直接或间接持有其他风电项目（简称“竞争性项目”）。在市场化交易过程中，不同发电企业可以向同一地区的购电客户进行电力销售，故竞争性项目与不动产项目存在竞争相同客户的可能性。未来受电力市场化改革影响，不排除同业竞争情况加剧，或出现新的同业竞争领域。

（2）在基金的存续期间内，原始权益人将根据其自身和/或其实际控制的关联方针对风电项目同类资产的既有管理规范和标准，严格按照诚实信用、勤勉尽责、公平公正的原则，以不低于其自身和/或实际控制的关联方管理的其他同类资产的运营管理水平督促、要求相关方按照该等标准为不动产项目提供运营管理服务，采取充分、适当的措施避免可能出现的利益冲突，充分保护基金份额持有人的利益。

（3）在基金的存续期间内，如原始权益人自身和/或其实际控制的关联方持有或运营竞争性项目的，原始权益人将督促持有或运营竞争性项目的关联方采取

充分、适当的措施，公平对待不动产项目和该等竞争性项目，避免可能出现的利益冲突。原始权益人承诺不会将项目公司所取得或可能取得的业务机会优先授予或提供给任何其他竞争性项目，亦不会利用原始权益人的优势地位或利用该地位获得的信息作出不利于基金而有利于其他竞争性项目的决定或判断，并将避免该种客观结果的发生。

（4）在基金的存续期间内，如因不动产项目与竞争性项目的同业竞争而发生争议，且基金管理人认为可能严重影响基金投资者利益的，原始权益人承诺将与基金管理人积极协商解决措施。

3、运营管理机构

运营管理机构已出具《关于避免同业竞争的承诺函》：

（1）截至承诺函出具之日，除不动产项目外，运营管理机构自身和/或其实际控制的关联方在青海省还直接或间接持有其他风电项目（简称“竞争性项目”）。在市场化交易过程中，不同发电企业可以向同一地区的购电客户进行电力销售，故竞争性项目与不动产项目存在竞争相同客户的可能性。未来受电力市场化改革影响，不排除同业竞争情况加剧，或出现新的同业竞争领域。

（2）在其作为运营管理机构期间，将设立专项的运营管理团队为不动产项目提供运营管理服务，确保不动产项目的账务与竞争性项目相互独立、确保不动产项目在业务方面独立运营、确保隔离不同风电项目之间的商业或其他敏感信息，以降低不动产项目在运营管理方面的同业竞争和利益冲突风险。

（3）在基金的存续期间内，运营管理机构将根据其自身和/或其实际控制的关联方针对风电项目同类资产的既有管理规范和标准，严格按照诚实信用、勤勉尽责、公平公正的原则，以不低于其自身和/或实际控制的关联方管理的其他同类资产的运营管理水平为不动产项目提供运营管理服务或督促、要求相关方按照该等标准为不动产项目提供运营管理服务，采取充分、适当的措施避免可能出现的利益冲突，充分保护基金份额持有人的利益。

（4）在其作为运营管理机构期间，如运营管理机构自身和/或其实际控制的关联方持有或运营竞争性项目的，运营管理机构将督促持有或运营竞争性项目的关联方采取充分、适当的措施，公平对待不动产项目和该等竞争性项目，避免可能出现的利益冲突。运营管理机构承诺不会将项目公司所取得或可能取得的业务

机会优先授予或提供给任何其他竞争性项目，亦不会利用基金运营管理机构的地位或利用该地位获得的信息作出不利于基金而有利于其他竞争性项目的决定或判断，并将避免该种客观结果的发生。

（5）在基金的存续期间内，如因不动产项目与竞争性项目的同业竞争而发生争议，且基金管理人认为可能严重影响基金投资者利益的，运营管理机构承诺将与基金管理人积极协商解决措施。

（二）披露方式

基金管理人或运营管理机构存在利益冲突情形的，基金管理人将根据监管规定进行披露。

（三）披露内容

基金管理人根据监管规定披露利益冲突相关信息。

（四）披露频率

基金管理人将按监管规定的披露频率披露利益冲突的情形。

第四节 基金运作

一、基金的信息披露

本基金的信息披露应符合《基金法》《公募基金运作办法》《公募基金信息披露办法》《基金指引》及其他业务办法及有关规定与基金合同约定。相关法律法规关于信息披露的披露内容、披露方式、披露时间、登载媒介、报备方式等规定发生变化时，本基金从其最新规定。

（一）信息披露义务人

本基金信息披露义务人包括基金管理人、基金托管人、召集基金份额持有人大会的基金份额持有人、基金的收购及基金份额权益变动活动中的信息披露义务人等法律、行政法规和中国证监会规定的自然人、法人和非法人组织。

本基金信息披露义务人以保护基金份额持有人利益为根本出发点，按照法律法规和中国证监会的规定披露基金信息，并保证所披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性、简明性和易得性。

本基金信息披露义务人应当在中国证监会规定时间内，将应予披露的基金信息通过规定媒介披露，并保证基金投资人能够按照基金合同约定的时间和方式查阅或者复制公开披露的信息资料。

（二）信息披露义务人禁止行为

本基金信息披露义务人承诺公开披露的基金信息，不得有下列行为：

1、虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏；

2、对证券投资业绩进行预测；

3、违规承诺收益或者承担损失；

4、诋毁其他基金管理人、基金托管人或者基金销售机构；

5、登载任何自然人、法人和非法人组织的祝贺性、恭维性或推荐性的文字；

6、中国证监会禁止的其他行为。

（三）本基金公开披露的信息文字及货币单位

本基金公开披露的信息应采用中文文本。同时采用外文文本的，基金信息披露义务人应保证不同文本的内容一致。不同文本之间发生歧义的，以中文文本为准。本基金公开披露的信息采用阿拉伯数字。除特别说明外，货币单位为人民币元。

（四）公开披露的基金信息

本基金应当充分披露与产品特征相关的重要信息。确不适用的常规基金信息披露事项，本基金可不予披露，包括但不限于：每周基金资产净值和基金份额净值，半年度和年度最后一个交易日基金份额净值和基金份额累计净值，定期报告基金净资产增长率及相关比较信息。

公开披露的基金信息包括：

1、基金合同、基金招募说明书、基金托管协议、基金产品资料概要

1）基金合同是界定基金合同当事人的各项权利、义务关系，明确基金份额持有人大会召开的规则及具体程序，说明基金产品的特性等涉及基金投资人重大利益的事项的法律文件。

2）招募说明书应当最大限度地披露影响基金投资人决策的全部事项，说明基金认购安排、基金投资、基金产品特性、风险揭示、信息披露及基金份额持有人服务等可能影响投资者决策的其他重要信息等内容。

基金合同生效后，招募说明书的信息发生重大变更的，基金管理人应当在三个工作日内，更新招募说明书并登载在规定网站上；招募说明书其他信息发生变更的，基金管理人至少每年更新一次。基金终止运作的，基金管理人不再更新基金招募说明书。

3）基金托管协议是界定基金托管人和基金管理人在基金财产保管及基金运作监督等活动中的权利、义务关系的法律文件。

4）基金产品资料概要是基金招募说明书的摘要文件，用于向投资者提供简明的基金概要信息。基金合同生效后，基金产品资料概要的信息发生重大变更的，基金管理人应当在三个工作日内，更新基金产品资料概要，并登载在规定网站及基金销售机构网站或营业网点；基金产品资料概要其他信息发生变更的，基金管理人至少每年更新一次。基金终止运作的，基金管理人不再更新基金产品资料概要。

5）基金募集申请经中国证监会注册后，基金管理人在基金份额发售的 3 日前，将基金份额发售公告、基金招募说明书提示性公告和基金合同提示性公告登载在规定报刊上，将基金份额发售公告、基金招募说明书、基金产品资料概要、基金合同和基金托管协议登载在规定网站上，并将基金产品资料概要登载在基金

销售机构网站或营业网点；基金托管人应当同时将基金合同、基金托管协议登载在规定网站上。

2、基金份额询价公告

基金管理人应当就基金询价的具体事宜编制基金份额询价公告，并予以披露。

3、基金份额发售公告

基金管理人应当就基金份额发售的具体事宜编制基金份额发售公告，并在基金份额认购首日的 3 日之前登载于规定媒介上。

4、基金合同生效公告

基金管理人应当在收到中国证监会确认文件的次日在规定媒介上登载基金合同生效公告。基金管理人应当在公告中披露最终向战略投资者、网下投资者和公众投资者发售的基金份额数量及其比例，获配战略投资者、网下投资者名称以及每个获配投资者的报价、认购数量、获配数量以及战略投资者的持有期限安排等，并明确说明自主配售的结果是否符合事先公布的配售原则。对于提供有效报价但未参与认购，或实际认购数量明显少于报价时拟认购数量的网下投资者应列表公示并着重说明。

5、基金份额上市交易公告书

基金份额获准在证券交易所上市交易的，基金管理人应当在基金份额上市交易的三个工作日前，将基金份额上市交易公告书登载在规定网站上，并将上市交易公告书提示性公告登载在规定报刊上。

6、基金净值信息

基金管理人应当在中期报告和年度报告中披露期末基金总资产、期末基金净资产、期末基金份额净值、基金总资产占基金净资产比例等。

7、基金定期报告，包括基金年度报告、基金中期报告和基金季度报告

基金管理人应当在每年结束之日起三个月内，编制完成基金年度报告，将年度报告登载在规定网站上，并将年度报告提示性公告登载在规定报刊上。基金年度报告中的财务会计报告应当经过符合法律法规规定的会计师事务所审计。

基金管理人应当在上半年结束之日起两个月内，编制完成基金中期报告，将中期报告登载在规定网站上，并将中期报告提示性公告登载在规定报刊上。

基金管理人应当在每季度结束之日起 15 个工作日内，编制完成基金季度报

告，将季度报告登载在规定网站上，并将季度报告提示性公告登载在规定报刊上。

基金合同生效不足 2 个月的，基金管理人可以不编制当期季度报告、中期报告或者年度报告。

本基金应当按照法律法规及中国证监会相关规定要求披露定期报告相关信息，内容包括：

（1）本基金产品概况及主要财务指标。季度报告主要财务指标包括基金本期收入、本期净利润、本期经营活动产生的现金流量、本期基金可供分配金额和单位基金可供分配金额及计算过程、本期及过往实际分配金额（如有）和单位实际分配金额（如有）等；中期报告和年度报告主要财务指标除前述指标外还应当包括期末基金总资产、期末基金净资产、期末基金份额净值、基金总资产占基金净资产比例等，年度报告需说明实际基金可供分配金额与测算基金可供分配金额差异情况（如有）；

（2）不动产项目明细及相关运营情况；

（3）本基金财务报告及不动产项目财务状况、业绩表现、未来展望情况；

（4）不动产项目现金流归集、管理、使用及变化情况，如单一客户占比较高的，应当说明该收入的公允性和稳定性；

（5）项目公司对外借入款项及使用情况，包括不符合《基金指引》借款要求的情况说明；

（6）基金与计划管理人、托管人及运营管理机构等履职情况；

（7）基金与计划管理人、托管人及参与机构费用收取情况；

（8）报告期内购入或出售不动产项目情况；

（9）关联关系、报告期内发生的关联交易及相关利益冲突防范措施；

（10）报告期内基金份额持有人结构变化情况，并说明关联方持有本基金的基金份额及变化情况；

（11）可能影响投资者决策的其他重要信息。

基金季度报告披露内容可不包括前款第（3）（6）（9）（10）项，基金年度报告应当载有年度审计报告和评估报告。

8、临时报告

本基金发生重大事件，有关信息披露义务人应当依照有关规定编制临时报告

书，并登载在规定报刊和规定网站上。

前款所称重大事件，是指可能对基金份额持有人权益或者基金份额的价格产生重大影响的下列事件：

（1）基金份额持有人大会的召开及决定的事项；

（2）基金终止上市交易、基金合同终止、基金清算；

（3）基金扩募或延长基金合同期限；

（4）转换基金运作方式、基金合并；

（5）更换基金管理人、基金托管人、登记机构，更换会计师事务所、律师事务所、评估机构、运营管理机构等专业服务机构；

（6）基金管理人委托基金服务机构代为办理基金的份额登记、核算、估值等事项，基金托管人委托基金服务机构代为办理基金的核算、估值、复核等事项；

（7）基金管理人、基金托管人的法定名称、住所发生变更；

（8）基金管理人变更持有百分之五以上股权的股东、变更基金管理人的实际控制人；

（9）基金募集期延长或提前结束募集；

（10）基金管理人的高级管理人员、基金经理和基金托管人专门基金托管部门负责人发生变动；

（11）基金管理人的董事在最近 12 个月内变更超过百分之五十，基金管理人、基金托管人专门基金托管部门的主要业务人员在最近 12 个月内变动超过百分之三十；

（12）涉及基金财产、基金管理业务、基金托管业务的诉讼或仲裁；

（13）基金管理人或其高级管理人员、基金经理因基金管理业务相关行为受到重大行政处罚、刑事处罚，基金托管人或其专门基金托管部门负责人因基金托管业务相关行为受到重大行政处罚、刑事处罚；

（14）基金管理人运用基金财产买卖基金管理人、基金托管人及其控股股东、实际控制人或者与其有重大利害关系的公司发行的证券或者承销期内承销的证券，或者从事其他重大关联交易事项，但中国证监会另有规定的除外；

（15）基金收益分配事项；

（16）管理费、托管费等费用计提标准、计提方式和费率发生变更；

（17）基金份额净值计价错误达基金份额净值百分之零点五；

（18）基金份额停复牌或终止上市；

（19）除上述规定的情形外，发生下列情形时，基金管理人应当依法编制并发布临时报告：

1）本基金发生重大关联交易；

2）金额占基金净资产 10%及以上的交易；

3）金额占基金净资产 10%及以上的损失；

4）项目公司对外借入款项或者基金总资产被动超过基金净资产 140%；

5）不动产项目购入或出售；

6）基金扩募；

7）不动产项目运营情况、现金流或产生现金流能力发生重大变化，项目公司、运营管理机构发生重大变化；

8）基金管理人、计划管理人发生重大变化或管理基金的主要负责人员发生变动；

9）基金管理人、基金托管人、计划管理人、计划托管人、项目公司、运营管理机构等涉及重大诉讼或者仲裁；

10）原始权益人或其同一控制下的关联方卖出战略配售取得的基金份额；

11）基金交易价格发生较大波动；

12）出现可能对基金份额价格产生误导性影响或者引起较大波动，以及可能损害基金份额持有人权益的传闻或者报道；

13）基金清算期，在不动产项目处置期间，基金管理人应当按照法规规定和基金合同约定履行信息披露义务；

14）可能对本基金份额持有人利益或基金净资产产生重大影响的其他事项。

（20）基金信息披露义务人认为可能对基金份额持有人权益或者基金份额的价格产生重大影响的其他事项或中国证监会及基金上市的证券交易所规定和基金合同约定的其他事项。

9、权益变动公告

本基金发生下述权益变动情形，有关信息披露义务人应进行公告：

（1）投资者及其一致行动人拥有权益的基金份额达到本基金份额的 10%时，

应当在该事实发生之日起 3 日内编制权益变动报告书，通知基金管理人，并予公告；

（2）投资者及其一致行动人在拥有权益的基金份额达到本基金份额的 10%后，通过上海证券交易所交易拥有权益的基金份额占本基金基金份额的比例每增加或者减少 5%时，应当在该事实发生之日起 3 日内编制权益变动报告书，通知基金管理人，并予公告；

（3）投资者及其一致行动人应当参照《上市公司收购管理办法》、中国证监会公开发行证券的公司权益变动报告书内容与格式规定以及其他有关上市公司收购及股份权益变动的规定编制相关份额权益变动报告书等信息披露文件并予公告；

（4）投资者及其一致行动人拥有权益的基金份额达到或者超过基金份额的 10%但未达到 30%的，应当参照《上市公司收购管理办法》第十六条规定编制权益变动报告书；

（5）投资者及其一致行动人拥有权益的基金份额达到或者超过基金份额的 30%但未达到 50%的，应当参照《上市公司收购管理办法》第十七条规定编制权益变动报告书；

（6）投资者及其一致行动人拥有权益的基金份额达到基金份额的 50%时，继续增持该基金份额的，应当参照《上市公司收购管理办法》以及其他有关上市公司收购及股份权益变动的有关规定，采取要约方式进行并履行相应的程序或者义务，但符合《不动产基金业务办法》规定情形的可免于发出要约；基金管理人应当参照《上市公司收购管理办法》的规定，编制并公告基金管理人报告书，聘请独立财务顾问出具专业意见并予公告。

10、回拨份额公告（如有）

基金管理人应在募集期届满后的次一个交易日（或指定交易日）日终前，将公众投资者发售与网下发售之间的回拨份额通知基金上市交易的证券交易所并公告。

11、战略配售份额解除限售的公告

战略投资者持有的不动产基金战略配售份额符合解除限售条件的，可以通过基金管理人在限售解除前 5 个交易日披露解除限售安排。申请解除限售时，基金

管理人应当向证券交易所提交基金份额解除限售的提示性公告。

12、澄清公告

在基金合同存续期限内，任何公共媒介中出现的或者在市场上流传的消息可能对基金份额价格产生误导性影响或者引起较大波动，以及可能损害基金份额持有人权益的，相关信息披露义务人知悉后应当立即对该消息进行公开澄清，并将有关情况立即报告基金上市交易的证券交易所。

13、基金份额持有人大会决议

基金份额持有人大会决议的事项，应当依法报中国证监会备案，并予以公告。

14、清算报告

基金终止运作的，基金管理人应当依法组织基金财产清算小组对基金财产进行清算并作出清算报告。基金财产清算小组应当将清算报告登载在规定网站上，并将清算报告提示性公告登载在规定报刊上。

15、购入不动产项目相关信息

本基金存续期间，基金管理人作出拟购入不动产项目决定的，应当及时编制并发布临时公告，披露拟购入不动产项目的相关情况及安排。

本基金按照规定或者基金合同约定就购入不动产项目事项召开基金份额持有人大会的，相关信息披露义务人应当按照《基金指引》规定公告持有人大会事项，披露拟购入不动产项目事项的详细方案及法律意见书等文件。涉及扩募的，还应当披露扩募发售价格确定方式。

本基金就拟购入不动产项目发布首次临时公告后，基金管理人应当定期发布进展公告，说明本次购入不动产项目的具体进展情况。若本次购入不动产项目发生重大进展或者重大变化，基金管理人应当及时披露。

在购入不动产项目交易中基金管理人应当制定切实可行的保密措施严格履行保密义务。

基金扩募期间，涉及本基金停复牌的，基金管理人应当按照《上海证券交易所证券投资基金上市规则》及其他相关规定办理。

16、中国证监会、上交所规定的其他信息

（五）信息披露事务管理

基金管理人、基金托管人应当建立健全信息披露管理制度，指定专门部门及

高级管理人员负责管理信息披露事务。

基金信息披露义务人公开披露基金信息，应当符合中国证监会相关基金信息披露内容与格式准则等法规以及证券交易所的自律管理规则规定。

基金托管人应当按照相关法律法规、中国证监会的规定和基金合同的约定，对基金管理人编制的基金净资产、基金份额净值、基金定期报告、更新的招募说明书、基金产品资料概要、基金清算报告等公开披露的相关基金信息进行复核、审查，并向基金管理人进行书面或电子确认。

基金年度报告中的财务会计报告部分，经符合法律法规规定的会计师事务所审计后，方可披露。

基金管理人、基金托管人应当在规定报刊中选择一家报刊披露本基金信息。基金管理人、基金托管人应当向中国证监会基金电子披露网站报送拟披露的基金信息，并保证相关报送信息的真实、准确、完整、及时。

基金管理人、基金托管人除依法在规定媒介上披露信息外，还可以根据需要在其他公共媒介披露信息，但是其他公共媒介不得早于规定媒介和基金上市的证券交易所网站披露信息，并且在不同媒介上披露同一信息的内容应当一致。

基金管理人、基金托管人除按法律法规要求披露信息外，也可着眼于为投资者决策提供有用信息的角度，在保证公平对待投资者、不误导投资者、不影响基金正常投资操作的前提下，自主提升信息披露服务的质量。具体要求应当符合中国证监会及自律规则的相关规定。前述自主披露如产生信息披露费用，该费用不得从基金财产中列支。

为基金信息披露义务人公开披露的基金信息出具审计报告、法律意见书的专业机构，应当制作工作底稿，并将相关档案至少保存到基金合同终止后 10 年。

（六）信息披露文件的存放与查阅

依法必须披露的信息发布后，基金管理人、基金托管人应当按照相关法律法规规定将信息置备于各自住所、基金上市交易的证券交易所，供社会公众查阅、复制。

（七）暂停或延迟信息披露的情形

当出现下述情况时，基金管理人和基金托管人可暂停或延迟披露基金信息：

1、基金投资所涉及的证券交易所遇法定节假日或因其他原因暂停营业时；

2、不可抗力；

3、法律法规、中国证监会、证券交易所或基金合同规定的其他情形。

（八）暂缓信息披露的情形

拟披露的信息存在不确定性、属于临时性商业秘密或者具有上海证券交易所认可的其他情形，及时披露可能会损害基金利益或者误导投资者，且同时符合以下条件的，基金管理人等信息披露义务人可以暂缓披露：

1、拟披露的信息未泄露；

2、有关内幕信息知情人已书面承诺保密；

3、本基金交易未发生异常波动。

暂缓披露的信息确实难以保密、已经泄露或者出现市场传闻，导致本基金交易价格发生大幅波动的，信息披露义务人应当立即予以披露。

（九）豁免披露相关信息的情形

信息披露义务人拟披露的信息属于国家秘密、永久性商业秘密或者商业敏感信息，按照《临时报告指引》披露可能导致其违反法律法规或者危害国家安全，或者引致不当竞争、损害公司及投资者利益或者误导投资者，且同时符合以下条件的，可以豁免披露：

1、拟披露的信息未泄露；

2、有关内幕信息知情人已书面承诺保密；

3、本基金交易未发生异常波动。

（十）信息披露义务人应当审慎确定信息披露暂缓、豁免事项，决定暂缓、豁免披露的，应当严格按照信息披露内部管理制度的规定履行内部决策程序。

（十一）本部分关于信息披露的规定，凡是直接引用法律法规或监管规则的部分，如法律、行政法规或监管部门取消或变更上述规定，如适用于本基金，基金管理人在履行适当程序后，则本基金可不受上述规定的限制或以变更后的规定执行。

（十二）法律法规或监管部门对信息披露另有规定的，从其规定。

二、基金运作的重要内容

（一）基金的募集

1、核准情况

由基金管理人依照《基金法》《公募基金运作办法》《公募基金销售办法》、基金合同及其他有关规定募集，募集申请于【】年【】月【】日经中国证监会《【】》（证监许可【】号文）注册。中国证监会准予本基金募集的基金份额总额为【】亿份。

2、基金类型及存续期限

本基金为不动产基金，存续期为自基金合同生效之日起 15 年。经基金份额持有人大会决议通过，本基金可延长存续期或提前终止。

3、基金份额的发售时间、发售方式、发售对象范围及选择标准

（1）发售时间

本基金募集期原则上不超过 5 个交易日，最长不得超过 3 个月，具体发售时间见本基金基金份额询价公告及基金份额发售公告。基金管理人可视发售需要延长或缩短募集期并公告。

（2）发售方式

本基金基金份额的首次发售将通过向战略投资者定向配售、向网下投资者询价发售及向公众投资者定价发售相结合的方式进行。具体发售安排见基金份额发售公告及相关公告。基金管理人可根据情况变更或增减销售机构，销售机构的具体名单见基金管理人网站披露的基金销售机构名录。

（3）发售对象范围及选择标准

本基金的发售对象为符合法律法规规定的可投资于证券投资基金的个人投资者、机构投资者、合格境外投资者以及法律法规或中国证监会允许购买证券投资基金的其他投资人。根据参与发售方式的不同，本基金的发售对象分为战略投资者、网下投资者和公众投资者。其中：

1）战略投资者

不动产项目原始权益人或其同一控制下的关联方应当参与基金的战略配售，前述主体以外的专业机构投资者可以参与基金的战略配售。参与战略配售的专业机构投资者，应当具备良好的市场声誉和影响力，具有较强资金实力，认可基金长期投资价值，包括：

①与原始权益人经营业务具有战略合作关系或长期合作愿景的大型企业或其下属企业；

②具有长期投资意愿的大型保险公司或其下属企业、国家级大型投资基金或其下属企业；

③主要投资策略包括投资长期限、高分红类资产的证券投资基金或其他资管产品；

④具有丰富不动产项目投资经验的不动产投资机构、政府专项基金、产业投资基金等专业机构投资者；

⑤原始权益人及其相关子公司；

⑥原始权益人与同一控制下的关联方的董事、监事及高级管理人员为参与本次战略配售设立的专项资产管理计划；

⑦其他符合中国证监会及上交所适当性规定的专业机构投资者。

参与基金份额战略配售的投资者应当满足《基金指引》及相关业务规则规定的要求，不得接受他人委托或者委托他人参与，但依法设立并符合特定投资目的的证券投资基金、公募理财产品等资管产品，以及全国社会保障基金、基本养老保险基金、年金基金等除外。

2）网下投资者

网下投资者指证券公司、基金管理公司、信托公司、财务公司、保险公司及保险资产管理公司、合格境外投资者、商业银行及其理财子公司、政策性银行、符合规定的私募基金管理人以及其他符合中国证监会及上海证券交易所投资者适当性规定的专业机构投资者。全国社会保障基金、基本养老保险基金、年金基金等可根据有关规定参与基金网下询价。网下投资者应当向中国证券业协会注册，接受中国证券业协会自律管理。

原始权益人及其关联方、基金管理人、财务顾问、战略投资者以及其他与定价存在利益冲突的主体不得参与网下询价，但基金管理人或财务顾问管理的公募证券投资基金、全国社会保障基金、基本养老保险基金和年金基金除外。

3）公众投资者

公众投资者为符合法律法规规定的可投资于基金的个人投资者、机构投资者、合格境外投资者以及法律法规或中国证监会允许购买证券投资基金的其他投资人。

参与网下询价的配售对象及其关联账户不得再通过面向公众投资者发售部

分认购基金份额。

具体发售对象详见基金份额发售公告以及基金管理人届时发布的相关公告。

4、基金份额的定价方式、认购费用和份额计算公式

（1）定价方式

本基金基金份额认购价格通过向网下投资者询价的方式确定，具体以基金管理人届时发布的基金份额询价公告及基金份额发售公告为准。

（2）认购费用

投资者多次提交认购申请的，须按每笔认购所对应的费率档次分别计费。

对于公众投资者，本基金的场外认购费率如下表所示：

表 5-4-1 场外认购费率情况表

单笔认购金额（M）	认购费率
M<500 万	0.30%
M≥500 万	1,000 元/笔

注：公众投资者通过基金管理人直销机构认购本基金的，不收取认购费。

上海证券交易所会员单位应参照场外认购费率设定投资者的场内认购费率。

对于战略投资者及网下投资者，本基金不收取认购费。

本基金基金份额的认购费用不列入基金财产，主要用于基金的市场推广、销售、登记等募集期间发生的各项费用。

（3）份额计算公式

1）战略投资者和网下投资者的认购金额的计算

本基金的战略投资者、网下投资者认购采取“份额认购，份额确认”的方式。认购金额的计算方法如下：

认购金额＝认购份额×基金份额认购价格

认购费用＝0

认购金额的计算按四舍五入方法，保留到小数点后两位，由此误差产生的收益或损失由基金资产承担。有效认购款项在募集期间产生的利息将根据法律法规的要求计入基金资产，不折算为基金投资者基金份额，例：假定基金份额认购价格 1.050 元/份，某战略投资者/网下投资者认购 10,000,000 份本基金基金份额，

该笔认购申请被全部确认，假设该笔认购资金在募集期间产生利息 100.00 元。则其需缴纳的认购金额为：

认购金额=1.050×10,000,000=10,500,000.00 元

即：某战略投资者/网下投资者认购本基金基金份额 10,000,000 份，认购价格为 1.050 元，其需缴纳认购金额 10,500,000.00 元，在认购期结束时，该笔认购款项在募集期间产生的利息 100.00 元将全部归入基金资产，投资者账户登记有本基金基金份额 10,000,000.00 份。

2）公众投资者认购的场内、场外份额的计算

本基金的公众投资者认购采取“金额认购，份额确认”的方式。

①认购费用适用比例费率时，认购份额的计算方法如下：

净认购金额＝认购金额/（1＋认购费率）

认购费用＝认购金额－净认购金额

认购份额＝净认购金额/基金份额认购价格

②认购费用为固定金额时，计算方法如下：

认购费用＝固定金额

净认购金额＝认购金额-认购费用

认购份额＝净认购金额/基金份额认购价格

认购费用、净认购金额的计算按四舍五入方法，保留到小数点后两位，由此误差产生的收益或损失由基金资产承担。投资者认购所得份额先按四舍五入原则保留到小数点后两位，再按截位法保留到整数位，小数部分对应的金额退还投资者，具体金额以登记机构的计算为准。

有效认购款项在募集期间产生的利息将根据法律法规的要求计入基金资产，不折算为基金投资者基金份额。

例：某公众投资者认购本基金 100,000.00 元，认购费率为 0.30%，假定认购价格为 1.050 元，该笔认购申请被全部确认，假设该笔认购资金在募集期间产生利息 100.00 元，则可认购的份额为：

净认购金额=100,000.00/（1＋0.30%）=99,700.90 元

认购费用=100,000.00-99,700.90=299.10 元

认购份额=99,700.90/1.050=94,953.24 份（保留两位小数）=94,953 份（保留至整数位）

退还投资者的金额=0.24×1.050=0.25 元

即：某公众投资者投资 100,000.00 元认购本基金，认购价格为 1.050 元，可得 94,953 份基金份额，该笔认购款项在募集期间产生的利息 100 元将全部归入基金资产，退还投资者的金额为 0.25 元。

注意：上述举例中的“基金份额认购价格”，仅供举例之用，不代表本基金实际情况。

③当发生部分确认时，认购金额和认购费用以最终确认的认购份额为准进行计算，可能存在投资者实际认购费率高于最初申请认购金额所对应的认购费率，最终确认份额以登记机构的记录为准。

5、基金份额的认购

（1）认购费用

本基金的认购费率由基金管理人决定，详见本招募说明书“第五章 不动产基金”之“第四节 基金运作”之“二、基金运作的重要内容”之“（一）基金的募集”。基金认购费用不列入基金财产。

（2）募集期利息的处理方式

有效认购款项在募集期间产生的利息计入基金财产，不折算为基金份额。

（3）基金认购份额的计算

基金认购份额具体的计算方法在招募说明书中列示，认购份额计算结果保留到整数。

（4）认购申请的确认

销售机构对认购申请的受理并不代表该申请一定成功，而仅代表销售机构已经接收到认购申请。认购申请的确认以登记机构的确认结果为准。对于认购申请及认购份额的确认情况，投资人应及时查询并妥善行使合法权利，否则，由此产生的任何损失由投资者自行承担。

6、回拨机制

募集期届满，公众投资者认购份额不足的，基金管理人可以将公众投资者部分向网下发售部分进行回拨。网下投资者认购数量低于网下最低发售数量的，不得向公众投资者回拨。

网下投资者认购数量高于网下最低发售数量，且公众投资者有效认购倍数较高的，网下发售部分可以向公众投资者回拨。回拨后的网下发售比例，不得低于本次公开发售数量扣除向战略投资者配售部分后的 70%。

基金管理人应在募集期届满后的次一个交易日（或指定交易日）日终前，将公众投资者发售与网下发售之间的回拨份额通知上海证券交易所并公告。未在规定时间内通知上海证券交易所并公告的，基金管理人应根据基金份额发售公告确定的公众投资者、网下投资者发售量进行份额配售。

本基金募集涉及的回拨机制具体安排请参见基金管理人发布的基金份额发售公告及相关公告。

7、募集期利息的处理方式

有效认购款项在募集期间产生的利息计入基金财产，不折算为基金份额。

8、中止发售

当出现以下任意情况之一时，基金管理人可采取中止发售措施，并发布中止发售公告：

（1）网下询价阶段，网下投资者提交的拟认购数量合计低于网下初始发售份额数量；

（2）出现对基金发售有重大影响的其他情形。

中止发售后，在中国证监会同意注册决定的有效期内，基金管理人可重新启动发售。

9、基金管理人可在法律法规允许的范围内，在不影响基金份额持有人实质利益的前提下，根据市场情况对上述发售的安排进行补充和调整并提前公告。

10、基金发售、上市的重要日期

本基金的预计发售、上市的日期如下表所示，具体以届时实际情况和相关公告为准：

表 5-4-2 本基金预计发售、上市时间表

日期	发售安排

日期	发售安排
X-3 日 （【】年【】月【】日，X 日为询价日）	1.刊登基金份额询价公告、基金合同、基金托管协议、招募说明书、基金产品资料概要等相关公告与文件 2.网下投资者提交核查文件
X-2 日 （【】年【】月【】日）	网下投资者提交核查文件
X-1 日 （【】年【】月【】日）	1.网下投资者提交核查文件（当日 12:00 前） 2.网下投资者在中国证券业协会完成注册截止日（当日 12:00 前） 3.基金管理人及财务顾问开展网下投资者资格审核，并确认网下投资者及其配售对象信息
X 日 （【】年【】月【】日）	基金份额询价日，询价时间为 9:00-15:00
X+1 日 （【】年【】月【】日）	1.确定基金份额认购价格 2.确定有效报价投资者及其配售对象
T-3 日前 （T 日为发售日，3 个自然日前） （【】年【】月【】日）（预计）	刊登基金份额发售公告、基金管理人及财务顾问关于战略投资者配售资格的专项核查报告、律师事务所关于战略投资者核查事项的法律意见书
T 日至 L 日 （L 日为募集期结束日） （【】年【】月【】日至【】年【】月【】日）（预计）	基金份额募集期 网下认购时间为：9:00-15:00 战略投资者认购时间为：9:30-17:00 公众投资者场内认购时间为：9:30-11:30，13:00-15:00 公众投资者场外认购时间：以相关销售机构规定为准
L+2 日 （【】年【】月【】日）（预计）	决定是否回拨，确定最终战略配售、网下发售、公众投资者发售的基金份额数量及配售比例，次日公告。

日期	发售安排
L+2 日后	会计师事务所验资、证监会募集结果备案后，刊登《基金合同生效公告》，并在符合相关法律法规和基金上市条件后尽快办理。

注：（1）X 日为基金份额询价日，T 日为基金份额发售首日，L 日为募集期结束日。询价日后的具体时间安排以基金管理人及财务顾问发布的发售公告及后续公布的公告日期为准。

（2）如无特殊说明，上述日期均为交易日，如遇重大突发事件影响本次发售，基金管理人将及时公告，修改本次发售日程。

（3）如因上交所系统故障或非可控因素导致网下投资者无法正常使用其网下发行电子平台进行网下询价或录入认购信息工作，请网下投资者及时与基金管理人及财务顾问联系。

（4）如果基金管理人及财务顾问确定的认购价格高于网下投资者报价的中位数和加权平均数的孰低值的，基金管理人及财务顾问将发布投资风险特别公告，募集期将相应延迟，届时请以发售公告为准。

（二）基金合同的生效

1、基金备案的条件

基金募集期内，满足如下各项情形，本基金达到备案条件：

（1）本基金募集的基金份额总额达到准予注册规模的 80%；

（2）基金募集资金规模不少于 2 亿元，且基金认购人数不少于 1,000 人；

（3）原始权益人或其同一控制下的关联方已按规定参与战略配售；

（4）扣除战略配售部分后，网下发售比例不低于本次公开发售数量的 70%；

（5）无导致基金募集失败的其他情形。

基金募集期届满或基金管理人依据法律法规及招募说明书决定停止基金发售，基金管理人应在 10 日内聘请法定验资机构验资，自收到验资报告之日起 10 日内，向中国证监会办理基金备案手续。

基金募集达到基金备案条件的，自基金管理人办理完毕基金备案手续并取得中国证监会书面确认之日起，基金合同生效；否则基金合同不生效。基金管理人在收到中国证监会确认文件的次日对基金合同生效事宜予以公告。基金管理人应将基金募集期间募集的资金存入专门账户，在基金募集行为结束前，任何人不得动用。

2、基金募集失败的处理方式

本基金自募集期限届满，未满足以下任意一条的，则认定为本基金募集失败：

（1）本基金募集的基金份额总额达到准予注册规模的 80%；

（2）基金募集资金规模不少于 2 亿元，且基金认购人数不少于 1,000 人；

（3）原始权益人或其同一控制下的关联方已按规定参与战略配售；

（4）扣除战略配售部分后，网下发售比例不低于本次公开发售数量的 70%；

（5）无导致基金募集失败的其他情形。

如果本基金募集失败，基金管理人应当承担下列责任：

（1）以其固有财产承担因募集行为而产生的债务和费用；

（2）在基金募集期限届满后 30 日内返还投资人已缴纳的款项，并加计银行同期活期存款利息；

（3）如基金募集失败，基金管理人、基金托管人及销售机构不得请求报酬。就基金募集产生的评估费、财务顾问费（如有）、会计师费、律师费等各项费用不得从投资者认购款项中支付。基金管理人、基金托管人和销售机构为基金募集支付之一切费用应由各方各自承担。

（三）基金份额的交易

基金合同生效后，在符合法律法规和上海证券交易所规定的上市条件的情况下，本基金可申请在上海证券交易所上市交易。

本基金上市后，除按照基金合同约定进行限售的基金份额外，登记在证券登记结算系统中的场内份额可直接在上海证券交易所上市交易；登记在登记结算系统中的场外份额可通过办理跨系统转托管业务参与上海证券交易所场内交易或直接参与相关平台交易，具体可根据上海证券交易所、登记机构相关规则办理。

1、上市交易的场所

上海证券交易所。

2、上市交易的时间

在满足法律法规和上海证券交易所规定的上市条件后，本基金可向上海证券交易所申请上市。在确定上市交易的时间后，基金管理人应依据法律法规规定在规定媒介上刊登基金份额上市交易公告书及提示性公告。

3、上市交易的规则和方式

本基金在上海证券交易所的上市交易需遵循《上海证券交易所交易规则》《上海证券交易所证券投资基金上市规则》《基金指引》及其他业务规则等有关规定及其不时修订、补充或更新。

本基金可以采取竞价、大宗、报价、询价、指定对手方和协议交易等上海证券交易所认可的交易方式交易。本基金竞价、大宗交易适用基金交易的相关规定，报价、询价、指定对手方和协议交易等事宜参照适用债券交易的相关规定，上海证券交易所另有规定的除外。

4、上市交易的费用

上市交易的费用按照上海证券交易所有关规定办理。

5、上市交易的停复牌

上市基金份额的停复牌按照《基金法》相关规定和上交所业务规则的相关规定执行。具体情况见基金管理人届时相关公告。

6、终止上市

上市基金份额的终止上市按照《基金法》相关规定和上海证券交易所的相关规定执行。具体情况见基金管理人届时相关公告。

7、基金份额收购及份额权益变动

基金的收购及份额权益变动活动，投资者应当按照《不动产基金业务办法》履行相应的程序或者义务；《不动产基金业务办法》未作规定的其他事项，投资者应当参照中国证监会《上市公司收购管理办法》。

投资者及其一致行动人应当参照中国证监会《上市公司收购管理办法》、中国证监会关于公开发行证券的公司权益变动报告书内容与格式相关规定以及其他有关上市公司收购及股份权益变动的有关规定编制相关份额权益变动报告书等信息披露文件并予公告。

（1）投资者及其一致行动人的承诺

投资者及其一致行动人同意并确认，自拥有基金份额时即视为对如下事项作出了不可撤销的承诺：

1）通过上海证券交易所交易或者上海证券交易所认可的其他方式，投资者及其一致行动人拥有权益的基金份额达到本基金基金份额的 10%时，应当在该事

实发生之日起 3 日内编制权益变动报告书，通知基金管理人，并予公告；在上述期限内，不得再行买卖本基金的份额，但另有规定的除外。

2）投资者及其一致行动人拥有权益的基金份额达到本基金基金份额的 10%后，其通过上海证券交易所交易拥有权益的基金份额占本基金基金份额的比例每增加或者减少 5%，应当在该事实发生之日起 3 日内编制权益变动报告书，通知基金管理人，并予公告。在该事实发生之日起至公告后 3 日内，不得再行买卖本基金的份额，但另有规定的除外。

投资者及其一致行动人同意在拥有基金份额时即视为作出承诺：若违反上述第 1）、2）条规定买入在本基金中拥有权益的基金份额的，在买入后的 36 个月内对该超过规定比例部分的基金份额不行使表决权。

3）投资者及其一致行动人应当参照《上市公司收购管理办法》、中国证监会公开发行证券的公司权益变动报告书内容与格式规定以及其他有关上市公司收购及股份权益变动的规定编制相关份额权益变动报告书等信息披露文件并予公告。

投资者及其一致行动人拥有权益的本基金基金份额达到或者超过本基金基金份额的 10%但未达到 30%的，应当参照《上市公司收购管理办法》第十六条的规定编制权益变动报告书。

投资者及其一致行动人拥有权益的本基金基金份额达到或者超过本基金基金份额的 30%但未达到 50%的，应当参照《上市公司收购管理办法》第十七条的规定编制权益变动报告书。

（2）要约收购

投资者及其一致行动人拥有权益的基金份额达到本基金基金份额的 50%时，继续增持本基金基金份额的，应当参照《上市公司收购管理办法》以及其他有关上市公司收购及股份权益变动的有关规定，采取要约方式进行并履行相应的程序或者义务，但符合《不动产基金业务办法》规定情形的可免除发出要约。

投资者及其一致行动人通过首次发售方式拥有权益的基金份额达到或超过本基金基金份额 50%，继续增持本基金份额的，适用前述规定。

若本基金被收购的，基金管理人应当参照《上市公司收购管理办法》的有关规定，编制并公告基金管理人报告书，聘请独立财务顾问出具专业意见并予公告。

以要约方式对本基金进行收购的，要约收购期限届满至要约收购结果公告前，本基金应当停牌。基金管理人披露要约收购结果公告日复牌，公告日为非交易日的，于次一交易日起复牌。

以要约方式对本基金进行收购的，当事人应当参照上海证券交易所和中国结算上市公司要约收购业务的有关规定办理相关手续。

（3）免于发出要约

投资者及其一致行动人拥有权益的本基金基金份额达到或者超过本基金基金份额的 2/3，继续增持本基金份额的，可免于发出要约。

除符合上款规定的条件外，投资者及其一致行动人拥有权益的本基金份额达到或者超过本基金份额的 50%，且符合《上市公司收购管理办法》第六十三条列举情形之一的，可免于发出要约。

符合《上市公司收购管理办法》第六十二条列举情形之一的，投资者可以免于以要约方式增持本基金份额。

8、扩募基金份额的上市

本基金存续期间涉及扩募基金份额上市的，基金管理人需参照《不动产基金业务办法》向上海证券交易所申请新增基金份额上市。

9、基金份额的结算

本基金的基金份额的结算遵循《中国证券登记结算有限责任公司公开募集不动产投资信托基金登记结算业务指引（试行）》《中国证券登记结算有限责任公司公开募集不动产投资信托基金登记结算业务实施细则（试行）》及中国结算发布的适用于公开募集不动产投资信托基金的其他业务规则，及其不时修订和补充。

10、流动性服务商安排

本基金上市期间，基金管理人将选定不少于 1 家流动性服务商为本基金提供双边报价等服务。基金管理人及流动性服务商开展基金流动性服务业务，按照上交所《上海证券交易所基金业务指南第 2 号——上市基金做市交易业务》及其他相关规定执行。

11、基金份额折算与变更登记

基金合同生效后，本基金可以进行份额折算，无需召开基金份额持有人大会。

（1）基金份额折算的时间

基金管理人应事先确定基金份额折算日，并依照《公募基金信息披露办法》的有关规定进行公告。

（2）基金份额折算的原则

基金份额折算由基金管理人向登记机构申请办理，并由登记机构进行基金份额的变更登记。

基金份额折算后，本基金的基金份额总额与基金份额持有人持有的基金份额数额将发生调整，但调整后的基金份额持有人持有的基金份额占基金份额总额的比例不发生实质性变化。基金份额折算对基金份额持有人的权益无实质性影响。基金份额折算后，基金份额持有人将按照折算后的基金份额享有权利并承担义务。

基金份额折算的具体方法见基金管理人届时公告。如果基金份额折算过程中发生不可抗力，基金管理人可延迟办理基金份额折算。

12、其他

相关法律法规、中国证监会及上海证券交易所对基金上市交易的规则等相关规定进行调整的，基金合同经基金管理人与基金托管人协商一致，相应予以修改，且此项修改无需召开基金份额持有人大会。

若上海证券交易所、中国结算增加了基金上市交易、结算、份额转让等新功能，基金管理人可以在履行适当的程序后增加相应功能，无需召开基金份额持有人大会。

在不违反法律法规及不损害基金份额持有人利益的前提下，本基金可以在履行适当的程序后申请在包括境外交易所在内的其他交易场所上市交易，无需召开基金份额持有人大会。

本基金可作为质押券按照上交所规定参与质押式协议回购、质押式三方回购等业务。

法律法规、监管部门、上海证券交易所、中国结算对上市交易和结算另有规定的，从其规定。

（四）基金的投资

1、投资目标

本基金主要投资于不动产资产支持证券的全部份额，以间接持有不动产项目的完全所有权或经营权利。本基金通过主动的投资和运营管理，争取提升不动产项目的品牌价值和运营收益水平，力争为投资者提供相对稳定的收益分配。

2、投资范围及比例

本基金投资范围包括不动产资产支持证券，利率债（包括国债、地方政府债、政策性金融债、中央银行票据以及其他利率债）、AAA 级信用债（包括企业债、公司债、金融债、中期票据、短期融资券、超短期融资债券、公开发行的次级债、政府支持机构债、可分离交易可转债的纯债部分等）、货币市场基金、货币市场工具（包括同业存单、债券回购、协议存款、定期存款及其他银行存款等），以及法律法规或中国证监会允许基金投资的其他金融工具（但须符合中国证监会相关规定）。本基金可根据法律法规的规定参与融资。

本基金不投资于股票（含存托凭证），也不投资于可转换债券（可分离交易可转债的纯债部分除外）、可交换债券。

如法律法规或监管机构允许本基金投资其他品种，基金管理人在履行适当程序后，可以将其纳入投资范围，并可依据届时有效的法律法规适时合理地调整投资范围。

本基金的投资组合比例为：基金合同生效后，本基金将扣除本基金预留费用后的全部募集资金用于购买不动产资产支持证券份额；除基金合同另有约定外，存续期内本基金投资于不动产资产支持证券的资产比例不低于基金资产的 80%。

若法律法规的相关规定发生变更或监管机构允许，基金管理人在履行适当程序后，可对上述资产配置比例进行调整。

3、投资策略

（1）不动产项目投资策略

1）初始投资策略

基金合同生效后，本基金将扣除本基金预留费用后的全部募集资金用于购买不动产资产支持证券份额。本基金通过专项计划、项目公司等特殊目的载体最终取得由原始权益人持有的不动产项目的完全所有权或经营权利。

不动产项目公司的概况、不动产项目情况、交易结构情况、现金流测算分析和资产评估分析等信息详见本招募说明书相关章节。

2）运营策略

本基金将审慎论证宏观经济因素、不动产项目行业周期等因素来判断不动产项目当前的投资价值以及未来的发展空间。

同时，基金管理人将按照基金合同的约定，履行不动产项目运营管理职责，并可以聘请运营管理机构负责不动产项目的部分运营管理职责。

基金管理人将根据投资需要参与所投资项目的运营并代表基金份额持有人行使相关权利（包括但不限于通过特殊目的载体行使对不动产项目所享有的权利），并与运营管理机构签订相应的运营管理服务协议，以获取不动产资产电费收入等稳定现金流为主要目的。

3）基金扩募收购策略

本基金存续期内，本基金将寻求并购符合本基金投资范围和投资策略的其他优质不动产资产，并根据实际情况选择通过基金扩募资金投资于新的资产支持证券或继续认购原有资产支持证券扩募后份额的方式实现资产收购，以扩大本基金的基础资产规模、分散化基础资产的经营风险，力争提高基金的资产投资和运营收益。

4）现金管理策略

基金存续期内，本基金可投资或通过专项计划或项目公司投资货币市场基金、银行存款、银行存单等方式进行现金管理。

5）资产出售及处置策略

基金存续期内，基金管理人将秉持基金份额持有人利益最大化原则，根据市场环境与不动产项目运营情况，制定不动产项目出售方案并负责实施。基金管理人将积极寻求综合实力强、报价高的交易对手方，在平衡资产对价、交割速度、付款方案等多个因素后，将资产择机出售。

如确认基金存续期届满将进入清算期或按基金合同约定应由基金份额持有人大会进行决议并进行基金资产处置的，基金管理人将提前积极寻求综合实力强、报价高的交易对手方，在平衡资产对价、交割速度、付款方案等多个因素后，在清算期内或持有人大会决议的处置期内完成资产处置。

6）融资策略

基金存续期内，在控制基金风险的前提下，本基金将综合使用各种杠杆工具，力争提高基金份额持有人的投资收益。基金提高杠杆的方法包括但不限于使用基金持有的债券资产做正回购、采用杠杆收购的方式收购资产、向银行申请贷款和法律法规允许的其他方式等。

本基金将确保杠杆比例、融资条件、资金用途符合相关法律法规允许的范围规定。

7）权属到期后的安排

根据项目公司现持有的《电力业务许可证》（许可证编号 1031219-00394），有效期至 2039 年 12 月 23 日。同时，根据《青海省人民政府关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目用地的批复》（青政土函（2019）67 号），本基金成立时拟投资的不动产项目用地为划拨方式（使用年限 20 年），不动产项目于 2019 年 10 月 30 日取得《国有建设用地划拨决定书》（编号：6328212019h08），国有建设用地使用权终止期限为 2039 年 10 月 29 日。因此，在不考虑延期的情况下，国有建设用地使用权到期日早于电力业务许可证到期日，以国有建设用地使用权到期日作为乌兰风电项目经营到期日。

在不动产项目的所有权或经营权期限届满后，原始权益人或其指定关联方有权优先受让不动产项目（含项目公司股权、不动产项目资产），在原始权益人或其指定关联方行使优先收购权时，本基金应按照该安排进行转让和移交，且无需召开基金份额持有人大会；特别地，就本基金以首次发售募集资金收购的不动产项目而言，在不动产项目经营到期日后，原始权益人或其指定关联方根据基金管理人指令在乌兰风电项目经营到期日（国有建设用地使用权届满日 2039 年 10 月 29 日）后[148]以项目公司总资产账面价值（不含固定资产账面价值）扣除总负债账面价值后的金额受让项目公司 100%股权，并配合办理不动产项目相关移交手续，本基金应按照前述安排进行转让和移交，且无需召开基金份额持有人大会。

（2）固定收益资产投资策略

本基金在债券和货币市场工具投资方面，通过深入分析宏观经济数据、货币政策和利率变化趋势以及不同类属的收益率水平、流动性和信用风险等因素，以

[148] 不晚于基金合同终止日。

久期控制和结构分布策略为主，以收益率曲线策略、利差策略等为辅，构造能够提供稳定收益的债券和货币市场工具组合。

未来，随着市场的发展和基金管理运作的需要，基金管理人可以在不改变投资目标的前提下，遵循法律法规的规定，经与基金托管人协商一致并履行适当程序后，相应调整或更新投资策略，并在招募说明书（更新）中公告。

4、投资限制

（1）组合限制

基金存续期内，基金的投资组合应遵循以下限制：

1）本基金投资于不动产资产支持证券的比例不低于基金资产的 80%，但因不动产项目出售、按照扩募方案实施扩募收购时收到扩募资金但尚未完成不动产项目购入、不动产资产支持证券或不动产资产公允价值变动、不动产资产支持证券收益分配及中国证监会认可的其他因素致使基金投资比例不符合上述规定投资比例的不属于违反投资比例限制；因除上述原因以外的其他原因导致不满足上述比例限制的，基金管理人应在 60 个工作日内调整；

2）本基金除投资不动产资产支持证券外的基金财产，应满足下述条件：

①基金持有一家公司发行的证券（不动产资产支持证券除外），其市值不超过基金资产净值的 10%；

②基金管理人管理的全部基金持有一家公司发行的证券，不超过该证券的 10%，直接或间接持有不动产资产支持证券的除外。完全按照有关指数的构成比例进行证券投资的基金品种可以不受此条款规定的比例限制；

3）本基金直接或间接对外借入款项，借款用途限于不动产项目日常运营、维修改造、项目收购等，且基金总资产不得超过基金净资产的 140%。基金总资产被动超过基金净资产 140%的，基金不得新增借款，基金管理人应当及时向中国证监会报告相关情况及拟采取的措施等；

4）基金投资的信用债为外部主体评级或债项评级在 AAA 级及以上的债券。评级机构以基金管理人认可的机构为准（不含中债资信评估有限责任公司）。因评级机构调整评级等基金管理人之外的因素致使本基金投资信用债不符合投资标准，基金管理人应当在该信用债可交易之日起 3 个月内进行调整，中国证监会规定的特殊情形除外；

5）本基金与私募类证券资管产品及中国证监会认定的其他主体为交易对手开展逆回购交易的，可接受质押品的资质要求应当与《基金合同》约定的投资范围保持一致。

6）法律法规及中国证监会规定的和《基金合同》约定的其他投资限制。

因证券市场波动、证券发行人合并、基金规模变动等基金管理人之外的因素致使基金投资比例不符合上述第 2 项规定投资比例的，基金管理人应当在所涉证券可交易之日起 10 个交易日内进行调整，但中国证监会规定的特殊情形除外。

除基金合同另有约定外，基金管理人应当自基金合同生效之日起 6 个月内使基金的投资组合比例符合上述约定。在上述期间内，本基金的投资范围、投资策略应当符合基金合同的约定。基金托管人对基金投资的监督与检查自基金合同生效之日起开始。

如果法律法规或监管部门取消或调整上述投资组合比例限制，如适用于本基金，基金管理人在履行适当程序后，则本基金投资不再受相关限制或按照调整后的规定执行，基金管理人及时根据《公募基金信息披露办法》规定在规定媒介公告。

（2）禁止行为

为维护基金份额持有人的合法权益，基金财产不得用于下列投资或者活动：

1）承销证券；

2）违反规定向他人贷款或者提供担保；

3）从事承担无限责任的投资；

4）买卖其他基金份额，但法律法规或中国证监会另有规定的除外；

5）向基金管理人、基金托管人出资；

6）从事内幕交易、操纵证券交易价格及其他不正当的证券交易活动；

7）法律、行政法规或者中国证监会规定禁止的其他活动。

基金管理人运用基金财产买卖基金管理人、基金托管人及其控股股东、实际控制人或者与其有重大利害关系的公司发行的证券或者承销期内承销的证券，或者从事其他重大关联交易的，应当符合基金的投资目标和投资策略，遵循基金份额持有人利益优先原则，防范利益冲突，建立健全内部审批机制和评估机制，按照市场公平合理价格执行。相关交易必须事先得到基金托管人的同意，并按法律

法规予以披露。重大关联交易应提交基金管理人董事会审议，并经过三分之二以上的独立董事通过。基金管理人董事会应至少每半年对关联交易事项进行审查。对于基金合同和招募说明书已经明确约定的关联交易安排，无需另行按上述约定进行决策。

法律、行政法规或监管部门取消或变更上述禁止性规定，如适用于本基金，则基金管理人在履行适当程序后，本基金投资不再受相关限制或按变更后的规定执行，基金管理人及时根据《公募基金信息披露办法》规定在规定媒介公告。

5、借款限制

本基金可以直接或间接对外借入款项，应当遵循基金份额持有人利益优先原则，不得依赖外部增信，借款用途限于不动产项目日常运营、维修改造、项目收购等，且基金总资产不得超过基金净资产的 140%，其中，用于不动产项目收购的借款应当符合下列条件：

（1）借款金额不得超过基金净资产的 20%；

（2）本基金运作稳健，未发生重大法律、财务、经营等风险；

（3）本基金已持不动产和拟收购不动产相关资产变现能力较强且可以分拆转让以满足偿还借款要求，偿付安排不影响基金持续稳定运作；

（4）本基金可支配现金流足以支付已借款和拟借款本息支出，并能保障基金分红稳定性；

（5）本基金具有完善的融资安排及风险应对预案；

（6）中国证监会规定的其他要求。

本基金总资产被动超过基金净资产 140%的，本基金不得新增借款，基金管理人应当及时向中国证监会报告相关情况及拟采取的措施等。

法律法规或监管机构另有规定的从其规定。

6、业绩比较基准

本基金暂不设业绩比较基准。

如果相关法律法规发生变化，或者有适当的、能为市场普遍接受的业绩比较基准推出，经基金管理人与基金托管人协商一致后，本基金可以在按照监管部门要求履行适当程序后设置业绩比较基准并及时公告，无需召开基金份额持有人大会。

7、风险收益特征

本基金为不动产基金，在封闭运作期内主要投资于不动产资产支持证券，获取不动产项目运营收益并承担不动产价格波动。由于本基金的投资标的与股票型基金、混合型基金、债券型基金和货币市场基金等的投资标的存在明显差异，故本基金与上述类型基金有不同的风险收益特征。

8、基金管理人代表基金行使股东或债权人权利的处理原则及方法

（1）基金管理人按照国家有关规定代表基金独立行使资产支持证券持有人的权利、通过专项计划行使对不动产项目公司的股东或债权人权利，保护基金份额持有人的利益；

（2）有利于基金财产的安全与增值；

（3）不通过关联交易为自身、雇员、授权代理人或任何存在利害关系的第三人牟取任何不当利益。

9、关于本部分的相关要求，法律法规或监管部门取消或放宽上述限制的，如适用于本基金，基金管理人与基金托管人协商一致并在履行适当程序后，则本基金投资不再受相关限制，此项调整无需召开基金份额持有人大会。

（五）基金的财产

1、基金资产总值

基金资产总值是指基金拥有的不动产资产支持证券（包含应纳入合并范围的各会计主体所拥有的资产）、各类有价证券、银行存款本息、基金应收款及其他资产的价值总和，即基金合并财务报表层面计量的总资产。

2、基金资产净值

基金资产净值是指基金资产总值减去基金负债后的价值，即基金合并财务报表层面计量的净资产。

3、基金财产的账户

基金托管人根据相关法律法规、规范性文件为本基金开立资金账户、证券账户以及投资所需的其他专用账户。上述基金财产相关账户与原始权益人、基金份额持有人、基金管理人、基金托管人、基金登记机构、基金销售机构、计划管理人、计划托管人、运营管理机构及其他参与机构自有的财产账户以及其他基金财产账户相独立。

计划托管人根据专项计划相关文件的约定为专项计划开立专项计划账户。监管银行根据相关文件的约定为项目公司开立监管账户，保证基金资产在监督账户内封闭运行。

4、基金财产的保管与处分

基金财产具有独立性。因本基金的管理、运用或者其他情形而取得的财产和收益，归入本基金财产。本基金财产的债务由本基金财产承担。

本基金财产独立于原始权益人、基金份额持有人、基金管理人、基金托管人、基金登记机构、基金销售机构、计划管理人、计划托管人、运营管理机构及其他参与机构的固有财产，并由基金托管人保管，不得将基金财产归入前述机构的固有财产。原始权益人、基金份额持有人、基金管理人、基金托管人、基金登记机构、基金销售机构、计划管理人、计划托管人、运营管理机构及其他参与机构以其自有的财产承担其自身的法律责任，其债权人不得对本基金财产行使请求冻结、扣押或其他权利。除依法律法规规定和基金合同的约定处分外，基金财产不得被处分。

原始权益人、基金份额持有人、基金管理人、基金托管人、基金登记机构、基金销售机构、计划管理人、计划托管人、运营管理机构及其他参与机构因依法解散、被依法撤销或者被依法宣告破产等原因进行清算的，基金财产不属于其清算财产。本基金财产的债权，不得与原始权益人、基金份额持有人、基金管理人、基金托管人、基金登记机构、基金销售机构、计划管理人、计划托管人、运营管理机构及其他参与机构的固有财产产生的债务相抵销。不同基金财产的债权债务，不得相互抵销。非因基金财产本身承担的债务，不得对基金财产强制执行。

（六）不动产基金扩募

1、可供购入不动产项目基本情况

截至 2026 年 6 月 30 日，发起人以绝对控股或相对控股方式持有新能源项目装机容量超过 8,800MW，从装机容量来看超过不动产项目的 44 倍，具备丰富的扩募资产储备。

发起人具有较强扩募能力，以绝对控股或相对控股方式持有、按有关规定可发行不动产基金的资产规模（装机容量）预计不低于拟首次发行不动产基金资产规模的 2 倍，符合不动产基金项目申报要求。

2、新购入不动产项目的条件

（1）本基金存续期间新购入不动产项目，应当满足下列要求：

1）不会导致不动产基金不符合基金上市条件；

2）拟购入的不动产项目原则上与不动产基金当前持有的不动产项目为同一业态、相近业态，互补或者具有运营协同效应；

3）有利于不动产基金形成或者保持良好的不动产投资组合，不损害基金份额持有人合法权益；

4）有利于不动产基金增强持续运作水平，提升综合竞争力和吸引力；

5）拟购入不动产项目涉及扩募份额导致不动产基金持有人结构发生重大变化的，相关变化不影响基金保持健全有效的治理结构；

6）拟购入不动产项目涉及主要参与机构发生变化的，相关变化不会对不动产基金当前持有的不动产项目运营产生不利影响。

（2）申请购入不动产项目的，本基金应当符合下列条件：

1）符合《基金法》《公募基金运作办法》《基金指引》《不动产基金业务办法》《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第 3 号——扩募及新购入不动产（试行）》等法律、行政法规、部门规章、规范性文件以及有关规定的要求；

2）不动产基金投资运作稳健，上市之日至提交基金变更注册申请之日原则上满 6 个月，治理结构健全，不存在运营管理混乱、内部控制和风险管理制度无法得到有效执行、财务状况恶化等重大经营风险；

3）会计基础工作规范，最近 1 年财务报表（如有）的编制和披露符合企业会计准则或者有关信息披露规则的规定，最近 1 年财务会计报告（如有）未被出具否定意见或者无法表示意见的审计报告；最近 1 年财务会计报告（如有）被出具保留意见审计报告的，保留意见所涉及事项对基金的重大不利影响已经消除；

4）中国证监会和上交所规定的其他条件。

（3）本基金存续期间新购入不动产项目，基金管理人、基金托管人、持有份额不低于 20%的第一大不动产基金持有人等主体除应当符合《基金指引》《不动产基金业务办法》等相关规定外，还应当符合下列条件：

1）基金管理人具备与拟购入不动产项目相适应的专业胜任能力与风险控制

安排；

2）基金管理人最近 2 年未因重大违法违规行为而受到处罚；最近 1 年未被采取重大监管措施，不存在因涉嫌重大违法违规正受到有关机关或者行业自律组织调查的情形；

3）基金管理人现任有关主要负责人员最近 36 个月内未受到中国证监会的行政处罚；最近 12 个月内未受到证券交易所等自律组织的重大纪律处分或者中国证监会的重大监管措施；

4）基金管理人不存在擅自改变不动产基金前次募集资金用途未作纠正的情形；

5）基金管理人、持有份额不低于 20%的第一大不动产基金持有人最近 1 年不存在未履行向本基金投资者作出的公开承诺的情形；

6）基金管理人、持有份额不低于 20%的第一大不动产基金持有人最近 3 年不存在严重损害不动产基金利益、投资者合法权益、社会公共利益的重大违法行为；

7）中国证监会和证券交易所规定的其他条件。

（4）其他要求

基金管理人应当综合考虑现有不动产基金规模、自身管理能力、持有人结构、二级市场流动性等因素，合理确定拟购入不动产项目业态、规模、融资方式和结构等。

不动产基金存续期间拟购入不动产项目的标准和要求与不动产基金首次发售一致，中国证监会认定的情形除外。

基金管理人应当遵循基金份额持有人利益优先的原则，根据拟购入不动产项目评估值及其市场公允价值等有关因素，合理确定拟购入不动产项目的交易价格或者价格区间，按照规定履行必要决策程序。交易价格应当公允，不存在损害基金份额持有人合法权益的情形。

在符合法律法规、监管机构、业务规则的相关规定的情况下，基金管理人可以根据市场情况发起本基金的扩募程序。本基金扩募应在取得基金份额持有人大会有效决议后实施。

3、新购入不动产项目的程序

（1）初步磋商

基金管理人与交易对方就不动产项目购入进行初步磋商时，应当立即采取必要且充分的保密措施，制定严格有效的保密制度，限定相关敏感信息的知悉范围。基金管理人及交易对方聘请专业机构的，应当立即与所聘请专业机构签署保密协议。基金管理人披露拟购入不动产项目的决定前，相关信息已在媒体上传播或者基金交易出现异常波动的，基金管理人应当立即将有关计划、方案或者相关事项的现状以及相关进展情况和风险因素等予以公告，并按照有关信息披露规则办理其他相关事宜。

（2）尽职调查

基金管理人应当按照《基金指引》等相关规定对拟购入的不动产项目进行全面尽职调查，基金管理人可以与计划管理人联合开展尽职调查，必要时还可以聘请财务顾问开展尽职调查，尽职调查要求与基金首次发售要求一致。基金管理人或其关联方与新购入不动产项目原始权益人存在关联关系，或享有不动产项目权益时，应当聘请第三方财务顾问独立开展尽职调查，并出具财务顾问报告。

涉及新设不动产资产支持证券的，基金管理人应当与计划管理人协商确定不动产资产支持证券设立、发行等相关事宜，确保基金变更注册、扩募（如有）、投资运作与资产支持证券设立、发行之间有效衔接。

基金管理人应当聘请符合法律法规规定的律师事务所、评估机构、会计师事务所等专业机构就新购入不动产项目出具意见。律师事务所就拟购入不动产项目合法合规性、转让行为合法性、主要参与机构资质等出具法律意见书。会计师事务所对拟购入不动产项目财务情况进行审计，并出具报告。评估机构对拟购入的不动产项目进行评估，并按照《基金指引》相关规定出具评估报告。

（3）基金管理人决策

基金管理人应当在作出拟购入不动产项目决定前履行必要内部决策程序，并于作出拟购入不动产项目决定后两日内披露临时公告，同时至少披露以下文件：

1）拟购入不动产项目的决定。

2）产品变更草案，内容包括交易概况、拟购入不动产项目和交易对方的基本情况、拟购入不动产项目定价方式和定价依据、资金来源、交易主要风险、交易各方声明与承诺，以及本次交易存在的其他重大因素等。

3）扩募方案（如有），内容包括发售方式、发售对象、定价方式、募集资金用途、对原基金份额持有人的影响，以及发售前累计收益的分配方案（如有）等。

（4）向中国证监会、上交所同时提交申请文件，召开基金份额持有人大会

基金管理人依法作出拟购入不动产项目决定的，应当履行中国证监会变更注册、上交所基金产品变更和不动产资产支持证券相关申请确认程序（以下简称“变更注册程序”）。对于不动产项目交易金额超过基金净资产 20%的或者涉及扩募安排的，基金管理人应当在履行变更注册程序后提交基金份额持有人大会批准。

基金管理人首次发布新购入不动产项目临时公告至提交基金变更注册申请之前，应当定期发布进展公告，说明本次购入不动产项目的具体进展情况。若本次购入不动产项目发生重大进展或者重大变化，基金管理人应当及时披露。基金管理人向中国证监会申请基金产品变更注册的，基金管理人和计划管理人应当同时向上交所提交基金产品变更申请和不动产资产支持证券相关申请，以及《不动产基金业务办法》第十二条、第五十二条规定的申请文件，上交所认可的情形除外。基金管理人应当同时披露提交基金产品变更申请的公告及相关申请文件。

（5）其他

1）经履行适当程序后，基金管理人将发布基金份额扩募公告。

2）基金扩募的，可以向不特定对象发售，也可以向特定对象发售（以下简称“定向扩募”）。向不特定对象发售包括向原基金份额持有人配售份额（以下简称“向原持有人配售”）和向不特定对象募集（以下简称“公开扩募”）。

4、扩募的原则、定价方法

（1）向原持有人配售

向原持有人配售的，基金管理人应当在提交变更注册申请的招募说明书中披露持有份额不低于 20%的第一大基金份额持有人、新购入不动产项目的原始权益人或者其同一控制下的关联方认购基金份额数量的承诺文件。持有份额不低于 20%的第一大基金份额持有人、新购入不动产项目的原始权益人或者其同一控制下的关联方不履行认购基金份额的承诺，或者募集期限届满后原基金份额持有人认购的数量未达到拟配售数量 80%的，基金管理人应当在募集期届满后 30 日内返还已认购投资者缴纳的款项，并加计银行同期存款利息。

向原持有人配售的，应当向权益登记日登记在册的持有人配售，且配售比例

应当相同。

基金管理人、财务顾问（如有）应当遵循基金份额持有人利益优先的原则，根据基金二级市场交易价格和新购入不动产项目的市场价值等有关因素，合理确定配售价格。

（2）公开扩募

基金公开扩募的，可以全部或者部分向权益登记日登记在册的原不动产基金份额持有人优先配售，优先配售比例应当在基金份额发售公告中披露。

参与优先配售的原基金份额持有人以及其他投资者，可以参与优先配售后的余额认购。

基金管理人、财务顾问（如有）应当遵循基金份额持有人利益优先的原则，根据基金二级市场交易价格和新购入不动产项目的市场价值等有关因素，合理确定公开扩募的发售价格。

公开扩募的发售价格应当不低于发售阶段公告招募说明书前 20 个交易日或者前 1 个交易日的基金交易均价。

（3）定向扩募

1）基金定向扩募的，发售对象应当符合基金份额持有人大会决议规定的条件，且每次发售对象不超过 35 名。

前款所称“发售对象不超过 35 名”，是指认购并获得本次向特定对象发售基金的法人、自然人或者其他合法投资组织不超过 35 名。

证券投资基金管理公司、证券公司、银行理财子公司、保险资产管理公司、合格境外机构投资者、人民币合格境外机构投资者以其管理的 2 只以上产品认购的，视为一个发售对象。

2）定向扩募的发售价格应当不低于定价基准日前 20 个交易日基金交易均价的 90%。定向扩募的定价基准日为基金发售期首日。基金份额持有人大会决议提前确定全部发售对象，且发售对象属于下列情形之一的，定价基准日可以为本次扩募的基金产品变更草案公告日、基金份额持有人大会决议公告日或者发售期首日：

①持有份额超过 20%的第一大基金份额持有人或者通过认购本次发售份额成为持有份额超过 20%的第一大基金份额持有人的投资者；

②新购入不动产项目的原始权益人或者其同一控制下的关联方；

③通过本次扩募拟引入的战略投资者。

定向扩募的发售对象属于上述①至③项规定以外的情形的，基金管理人、财务顾问（如有）应当以竞价方式确定发售价格和发售对象。基金份额持有人大会决议确定部分发售对象的，确定的发售对象不得参与竞价，且应当接受竞价结果，并明确在通过竞价方式未能产生发售价格的情况下，是否继续参与认购、价格确定原则及认购数量。

3）定向扩募的基金份额，自上市之日起 6 个月内不得转让；发售对象属于《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第 3 号——扩募及新购入不动产（试行）》第四十八条第二款规定情形的，其认购的基金份额自上市之日起 18 个月内不得转让。

（4）扩募定价原则、定价方法

基金管理人可以根据基金二级市场的交易价格和拟投资项目市场价值等有关因素，合理确定基金扩募发售价格或定价方式，以及相应的份额数量，并将其与扩募发售方案等其他事项报基金份额持有人大会决议通过。

5、基金扩募的发售方式

具体见届时基金管理人发布的扩募发售公告。

6、本部分关于新购入不动产或基金扩募的相关约定，凡属于引用法律法规或监管要求的内容或根据法律法规和监管要求所做出的相关安排、约定，如相关法律法规或监管要求被修改或调整的，基金管理人有权按照最新被修改或调整后的法律法规或监管要求执行。

（七）基金资产的估值

1、估值日

本基金的估值日为基金合同生效后每自然半年度最后一日、每自然年度最后一日，以及当发生或潜在对不动产资产有重大影响的事件而应调整基金估值之日和法律法规规定的其他日期。如果基金合同生效少于 2 个月，期间的自然半年度最后一日或自然年度最后一日不作为估值日。

2、估值对象

本基金及纳入合并范围的各类会计主体所持有的各项资产和负债，包括但不

限于不动产资产支持证券、债券、银行存款、应收款项、无形资产、固定资产、借款、应付款项等。

3、估值原则

本基金通过特殊目的载体获得不动产项目全部所有权或经营权利，拥有特殊目的载体及不动产项目完全的控制权和处置权，基金管理人应当按照《企业会计准则》的规定，遵循实质重于形式的原则，编制基金合并及个别财务报表，以反映基金整体财务状况、经营成果和现金流量。

基金管理人在编制基金合并财务报表时，应当统一基金和被合并主体所采用的会计政策。如被合并主体采用的会计政策与基金不一致的，基金管理人应当按照基金的会计政策对其财务报表进行必要的调整。

基金管理人在编制基金合并日或购买日合并资产负债表时，审慎判断取得的基金项目是否构成业务。不构成业务的，应作为取得一组资产及负债（如有）进行确认和计量；构成业务的，审慎判断基金收购项目公司股权的交易性质，确定属于同一控制下的企业合并或是非同一控制下的企业合并，并进行相应的会计确认和计量。属于非同一控制下企业合并的，基金管理人应对不动产项目各项可辨认资产、负债按照购买日确定的公允价值进行初始计量。

基金持有的其他资产或负债的处理，参照《企业会计准则》的规定执行。基金管理人在确定相关金融资产和金融负债的公允价值时，应符合《企业会计准则》、监管部门有关规定。

（1）对存在活跃市场且能够获取相同资产或负债报价的投资品种，在估值日有报价的，除会计准则规定的例外情况外，应将该报价不加调整地应用于该资产或负债的公允价值计量。估值日无报价且最近交易日后未发生影响公允价值计量的重大事件的，应采用最近交易日的报价确定公允价值。有充足证据表明估值日或最近交易日的报价不能真实反映公允价值的，应对报价进行调整，确定公允价值。

与上述投资品种相同，但具有不同特征的，应以相同资产或负债的公允价值为基础，并在估值技术中考虑不同特征因素的影响。特征是指对资产出售或使用的限制等，如果该限制是针对资产持有者的，那么在估值技术中不应将该限制作为特征考虑。此外，基金管理人不应考虑因其大量持有相关资产或负债所产生的

溢价或折价。

（2）对不存在活跃市场的投资品种，应采用在当前情况下适用并且有足够可利用数据和其他信息支持的估值技术确定公允价值。采用估值技术确定公允价值时，应优先使用可观察输入值，只有在无法取得相关资产或负债可观察输入值或取得不切实可行的情况下，才可以使用不可观察输入值。

基金管理人依据中国证监会的相关规定、《企业会计准则》《证券投资基金会计核算业务指引》《公开募集不动产投资信托基金（REITs）运营操作指引（试行）》等规定，对基金个体与合并主体进行会计核算并编制会计报表。基金管理人与基金托管人应对资产负债表日以及法规要求信息披露日的基金财产状况，在要求的披露期限内完成估值结果的核对工作。

4、估值方法

估值方法指纳入合并财务报表范围内的各类资产及负债的估值方法。不动产项目评估应当以现金流折现法作为主要评估方法，并选择其他分属于不同估值技术的估值方法进行校验，同时说明不动产项目的评估对会计核算的影响。

对基金持有的各项资产、负债的后续计量除准则要求可采用公允价值进行后续计量外，原则上采用成本模式计量，以购买日确定的账面价值为基础，计提折旧、摊销、减值。计量模式确定后不得随意变更。在符合企业会计准则（即有确凿证据证明公允价值持续可靠计量）和最大限度保护基金份额持有人利益的前提下，如项目资产公允价值显著高于账面价值时，经基金管理人内部审议批准，基金管理人可以将相关资产计量从成本模式调整为公允价值模式。

对于非金融资产选择采用公允价值模式进行后续计量的，基金管理人应经公司董事会审议批准，并按照《企业会计准则第 39 号——公允价值计量》及其他相关规定在定期报告中披露相关事项，包括但不限于：公允价值的确定依据、方法及所用假设的全部重要信息；影响公允价值确定结果的重要参数、采用公允价值模式计量的合理性说明等。

（1）不动产资产支持专项计划及不动产项目的估值

基金管理人应当按照投资成本将基金持有的资产支持证券在个别财务报表上确认为一项长期股权投资，采用成本法进行后续计量。

根据准则规定，如有确凿证据表明该不动产项目的公允价值能够持续可靠取

得，即相关资产所在地有活跃的交易市场，并且能够从交易市场上取得同类或类似资产的市场价格及其他相关信息，从而对相关资产的公允价值作出合理的估计，不动产项目可以按照公允价值进行后续计量。

使用公允价值进行后续计量的不动产项目在合并报表编制过程中使用经审慎评估的评估值作为公允价值入账依据并在定期报告中披露相关事项。采用收益法评估时选择现金流量折现法作为主要的评估方法，并选择其他分属于不同估值技术的估值方法进行校验。采用现金流量折现法的，其折现率选取应当从市场参与者角度出发，综合反映资金的时间价值以及与现金流预测相匹配的风险因素。会计师事务所在年度审计中应当评价基金管理人和评估机构采用的评估方法和参数的合理性。

对于按照《企业会计准则》规定采用成本法计量的长期资产，若存在减值迹象的，应当进行减值测试。对于商誉和使用寿命不确定的无形资产，基金管理人应至少于每年年末进行减值测试。确认发生减值时，基金管理人应当按照《企业会计准则》规定在定期报告中进行披露，包括但不限于可回收金额计算过程等。上述资产减值损失一经确认，在以后会计期间不再转回。基金管理人应于每年年度终了对长期资产的折旧和摊销的期限及方法进行复核并作适当调整。

（2）上市或挂牌转让的有价证券的估值

1）交易所上市的有价证券（包括股票等），以其估值日在证券交易所挂牌的市价（收盘价）估值；估值日无交易的，且最近交易日后经济环境未发生重大变化或证券发行机构未发生影响证券价格的重大事件的，以最近交易日的市价（收盘价）估值；如最近交易日后经济环境发生了重大变化或证券发行机构发生了影响证券价格的重大事件的，可参考类似投资品种的现行市价及重大变化因素，调整最近交易市价，确定公允价格；

2）已上市交易或挂牌转让的不含权固定收益品种（另有规定的除外），选取估值日第三方估值基准服务机构提供的相应品种当日的估值全价进行估值；

3）已上市交易或挂牌转让的含权固定收益品种（另有规定的除外），选取估值日第三方估值基准服务机构提供的相应品种当日的唯一估值全价或推荐估值全价进行估值；

4）对于交易所上市交易的公开发行的可转债等有活跃市场的含转股权的债

券，实行全价交易的债券以估值日收盘价作为估值全价；实行净价交易的债券以估值日收盘价并加计每百元税前应计利息作为估值全价；

5）对于含投资人回售权的固定收益品种，行使回售权的，在回售登记日至实际收款日期间以第三方估值基准服务机构提供的相应品种当日的唯一估值全价或推荐估值全价进行估值，同时充分考虑发行人的信用风险变化对公允价值的影响。回售登记期截止日（含当日）后未行使回售权的按照长待偿期所对应的价格进行估值；

6）已上市或挂牌转让且不存在活跃市场的有价证券，采用估值技术确定公允价值。

（3）对于未上市或未挂牌转让且不存在活跃市场的固定收益品种，应采用在当前情况下适用并且有足够可利用数据和其他信息支持的估值技术确定其公允价值。

（4）对于发行人已破产、发行人未能按时足额偿付本金或利息，或者有其他可靠信息表明本金或利息无法按时足额偿付的债券投资品种，第三方估值基准服务机构如在提供推荐价格的同时提供价格区间作为公允价值的参考范围以及公允价值存在重大不确定性的相关提示的，基金管理人在与基金托管人协商一致后，可采用价格区间中的数据作为该债券投资品种的公允价值。

（5）其他有价证券等按照相关法律法规和监管部门、行业协会的规定进行估值。

（6）同一证券同时在两个或两个以上市场交易的，按证券所处的市场分别估值。

（7）存款的估值方法

持有的银行定期存款或通知存款以本金列示，按协议或合同利率逐日确认利息收入。如提前支取或利率发生变化，应及时进行账务调整。

（8）税收

对于按照中国法律法规规定应缴纳的各项税金，本基金将按权责发生制原则进行估值；对于因税收规定调整或其他原因导致基金实际缴纳税金与估算的应交税金有差异的，基金将在相关税金调整日或实际支付日进行相应的估值调整。

（9）如有确凿证据表明按上述方法进行估值不能客观反映上述金融资产或

金融负债公允价值的，基金管理人可根据具体情况与基金托管人商定后，按最能反映公允价值的价格估值。

（10）相关法律法规以及监管部门、自律规则另有规定的，从其规定。如有新增事项，按国家最新规定估值。本基金合并层面各项可辨认资产和负债的后续计量模式根据《企业会计准则》和监管部门的有关规定执行。

如基金管理人或基金托管人发现基金估值违反基金合同订明的估值方法、程序及相关法律法规的规定或者未能充分维护基金份额持有人利益时，应立即通知对方，共同查明原因，双方协商解决。

根据有关法律法规，基金净值信息和基金会计核算的义务由基金管理人承担。本基金的基金会计责任方由基金管理人担任，因此，就与本基金有关的会计问题，如经相关各方在平等基础上充分讨论后，仍无法达成一致的意见，按照基金管理人对基金净值信息的计算结果对外予以公布。

5、估值程序

（1）基金份额净值是按照估值日闭市后，本基金合并财务报表基金资产净值除以当日基金份额的余额数量计算，精确到 0.0001 元，小数点后第 5 位四舍五入，由此产生的误差计入基金财产。国家另有规定的，从其规定。

（2）基金管理人应于每个中期及年度估值日计算本基金合并财务报表基金资产净值和基金份额净值并按规定公告。

（3）根据《基金指引》的有关规定，基金存续期间，基金管理人应当聘请评估机构对不动产项目资产每年进行 1 次评估，并在基金年度报告中披露评估报告。对于采用成本模式计量的不动产项目资产，上述评估结果不影响基金合并财务报表的净资产及基金份额净值。

（4）基金管理人应至少每半年度、每年度对基金资产进行核算及估值。但基金管理人根据法律法规或基金合同的规定暂停估值时除外。基金管理人每半年度、每年度对基金资产进行核算及估值后，将基金净资产和基金份额净值结果发送基金托管人，经基金托管人复核无误后，由基金管理人对外公布。

6、估值错误的处理

基金管理人和基金托管人将采取必要、适当、合理的措施确保基金资产估值的准确性、及时性。

当基金财务报表的净资产和基金份额净值发生可能误导财务报表使用者的重大错误时，视为基金份额净值错误。

基金合同的当事人应按照以下约定处理：

（1）估值错误类型

本基金运作过程中，如果由于基金管理人或基金托管人、或登记机构、或销售机构、或投资人自身的过错造成估值错误，导致其他当事人遭受损失的，过错的责任人应当对由于该估值错误遭受损失当事人（以下简称“受损方”）的直接损失按下述“估值错误处理原则”给予赔偿，承担赔偿责任。

上述估值错误的主要类型包括但不限于：资料申报差错、数据传输差错、数据计算差错、系统故障差错、下达指令差错等。对于因技术原因引起的差错，若系同行业现有技术水平不能预见、不能避免、不能克服，则属不可抗力，按照下述规定执行。

由于不可抗力原因造成投资人的交易资料灭失或被错误处理或造成其他差错，因不可抗力原因出现差错的当事人不对其他当事人承担赔偿责任，但因该差错取得不当得利的当事人仍应负有返还不当得利的义务。

（2）估值错误处理原则

1）估值错误已发生，但尚未给当事人造成损失时，估值错误责任方应及时协调各方，及时进行更正，因更正估值错误发生的费用由估值错误责任方承担；由于估值错误责任方未及时更正已产生的估值错误，给当事人造成损失的，由估值错误责任方对直接损失承担赔偿责任；若估值错误责任方已经积极协调，并且有协助义务的当事人有足够的时间进行更正而未更正，则有协助义务的当事人应当承担相应赔偿责任。估值错误责任方应对更正的情况向有关当事人进行确认，确保估值错误已得到更正。

2）估值错误的责任方对有关当事人的直接损失负责，不对间接损失负责，并且仅对估值错误的有关直接当事人负责，不对第三方负责。

3）因估值错误而获得不当得利的当事人负有及时返还不当得利的义务。但估值错误责任方仍应对估值错误负责。如果由于获得不当得利的当事人不返还或不全部返还不当得利造成其他当事人的利益损失，则估值错误责任方应赔偿受损方的损失，并在其支付的赔偿金额的范围内对获得不当得利的当事人享有要求交

付不当得利的权利；如果获得不当得利的当事人已经将此部分不当得利返还给受损方，则受损方应当将其已经获得的赔偿额加上已经获得的不当得利返还的总和超过其实际损失的差额部分支付给估值错误责任方。

4）估值错误调整采用尽量恢复至假设未发生估值错误的正确情形的方式。

5）按法律法规规定的其他原则处理估值错误。

（3）估值错误处理程序

估值错误被发现后，有关的当事人应当及时进行处理，处理的程序如下：

1）查明估值错误发生的原因，列明所有的当事人，并根据估值错误发生的原因确定估值错误的责任方；

2）根据估值错误处理原则或当事人协商的方法对因估值错误造成的损失进行评估；

3）根据估值错误处理原则或当事人协商的方法由估值错误的责任方进行更正和赔偿损失；当基金份额净值计算差错给基金和基金份额持有人造成损失需要进行赔偿时，基金管理人和基金托管人应根据实际情况界定双方承担的责任，经确认后按以下条款进行赔偿：

①本基金的基金会计责任方由基金管理人担任，与本基金有关的会计问题，如经双方在平等基础上充分讨论后，尚不能达成一致时，按基金管理人的建议执行，由此给基金份额持有人和基金财产造成的损失，由基金管理人负责赔付；

②若基金管理人计算的基金份额净值已由基金托管人复核确认后公告，由此给基金份额持有人造成损失的，应根据法律法规的规定对投资者或基金支付赔偿金，就实际向投资者或基金支付的赔偿金额，基金管理人与基金托管人按照过错程度各自承担相应的责任；

③如基金管理人和基金托管人对基金份额净值的计算结果，虽然多次重新计算和核对，尚不能达成一致时，为避免不能按时公布基金份额净值的情形，以基金管理人的计算结果对外公布，由此给基金份额持有人和基金造成的损失，由基金管理人负责赔付；

④由于基金管理人提供的信息错误，进而导致基金份额净值计算错误而引起的基金份额持有人和基金财产的损失，由基金管理人负责赔付。

4）根据估值错误处理的方法，需要修改基金登记机构交易数据的，由基金

登记机构进行更正，并就估值错误的更正向有关当事人进行确认。

（4）基金份额净值估值错误处理的方法如下：

1）基金份额净值计算出现错误时，基金管理人、基金托管人应当立即予以纠正，并采取合理的措施防止损失进一步扩大。

2）错误偏差达到基金份额净值的 0.25%时，基金管理人应当通报基金托管人并报中国证监会备案；错误偏差达到基金份额净值的 0.5%时，基金管理人应当公告，并报中国证监会备案。

3）前述内容如法律法规或监管机关另有规定的，从其规定处理。

6、暂停估值的情形

（1）基金投资所涉及的证券交易市场遇法定节假日或因其他原因暂停营业时；

（2）因不可抗力致使基金管理人、基金托管人无法准确评估基金资产价值时；

（3）法律法规规定、中国证监会和基金合同认定的其他情形。

（八）基金的收益与分配

1、基金可供分配金额的计算方式

基金可供分配金额是指在合并净利润基础上进行合理调整后的金额，包括合并净利润和超出合并净利润的其他返还。

基金管理人计算基金可供分配金额过程中，应当先将合并净利润调整为税息折旧及摊销前利润（EBITDA），并在此基础上综合考虑项目公司持续发展、项目公司偿债能力、经营现金流等因素后确定基金可供分配金额计算调整项。涉及的相关计算调整项一经确认，不可随意变更。

其中，将净利润调整为税息折旧及摊销前利润（EBITDA）需加回以下调整项：

（1）折旧和摊销；

（2）利息支出；

（3）所得税费用；

将税息折旧及摊销前利润调整为基金可供分配金额可能涉及的调整项包括：

（1）当期购买不动产项目等资本性支出；

（2）不动产项目资产的公允价值变动损益（包括处置当年转回以前年度累计调整的公允价值变动损益）；

（3）取得借款收到的本金；

（4）偿还借款本金支付的现金；

（5）不动产项目资产减值准备的变动；

（6）不动产项目资产的处置利得或损失；

（7）支付的利息及所得税费用；

（8）应收和应付项目的变动；

（9）未来合理相关支出预留，包括重大资本性支出（如固定资产正常更新、大修、改造等）、未来合理期间内的债务利息、运营费用等；涉及未来合理支出相关预留调整项的，基金管理人应当充分说明理由；基金管理人应当在定期报告中披露合理相关支出预留的使用情况；

（10）其他可能的调整项，如基金发行份额募集的资金、处置不动产项目资产取得的现金、金融资产相关调整、期初现金余额等。

基金存续期间，如需调整基金可供分配金额相关计算调整项的，基金管理人与基金托管人协商一致并在根据法律法规规定履行相关程序后可相应调整并依据法律法规及基金合同的约定进行信息披露。基金管理人应当在当期基金收益分配方案中对调整项目、调整项变更原因进行说明。为免疑义，基金可供分配金额相关计算调整项的变更无需召开基金份额持有人大会审议。

2、基金收益分配原则

（1）在符合有关基金分红条件的前提下，基金管理人可以根据实际情况进行收益分配，但每年至少分配一次，基金管理人调整收益分配频率，无需召开基金份额持有人大会审议，但应于调整后及时通知基金托管人。每年分配比例不低于合并后基金年度可供分配金额的 90%；若基金合同生效不满 6 个月则可不进行收益分配。

（2）本基金收益分配采取现金分红方式。

（3）本基金每份基金份额享有同等分配权。

（4）法律法规或监管机构另有规定的，从其规定。

在不违背法律法规及基金合同的规定、且对基金份额持有人利益无实质不利

影响的前提下，基金管理人可对基金收益分配原则和支付方式进行调整，不需召开基金份额持有人大会，但应于变更实施日前按照《公募基金信息披露办法》的要求在规定媒介公告。

3、收益分配方案

基金收益分配方案中应载明权益登记日、收益分配基准日、现金红利发放日、截至基金收益分配基准日的基金可供分配金额（含净利润、调整项目及调整原因）、基金收益分配对象、分配时间、分配数额及比例、分配方式等内容。

4、收益分配方案的确定、公告与实施

本基金收益分配方案由基金管理人拟定，并由基金托管人复核，依照《公募基金信息披露办法》和《基金指引》的有关规定在规定媒介公告。

5、基金收益分配中发生的费用

基金收益分配时所发生的银行转账或其他手续费用由投资者自行承担。基金收益分配中发生的费用遵循上海证券交易所及中国结算的相关规定执行。

6、账户设置及划转安排

为满足收益分配资金汇划的需要，由基金管理人开立资金清算的专用账户，该账户由登记机构管理。

基金托管人和基金管理人对基金收益分配进行账务处理并核对后，基金管理人向基金托管人发出收益分配的划款指令，基金托管人应及时将资金划入专用账户。

（九）基金的费用与税收

1、基金费用的种类

（1）基金管理费；

（2）基金托管费；

（3）基金合同生效后与基金相关的信息披露费用，法律法规、中国证监会另有规定的除外；

（4）基金合同生效后，与基金相关的会计师费、律师费、评估费、审计费、仲裁费、诉讼费、公证费和税务咨询费等相关费用；

（5）涉及要约收购时基金聘请财务顾问的费用；

（6）基金在资产购入和出售过程中产生的会计师费、律师费、评估费、审

计费、税务咨询费等相关费用；

（7）基金份额持有人大会费用；

（8）基金的证券交易费用及结算费用；

（9）基金的银行汇划费用；

（10）基金的相关账户的开户费用、账户维护费用；

（11）基金的上市初费和年费、登记结算费用；

（12）按照国家有关规定和基金合同、专项计划文件约定，可以在基金财产中列支的其他费用。

2、基金存续期内基金费用计提方法、计提标准和支付方式

（1）基金管理费

本基金的管理费包括管理人报酬和运营管理费（包括基础管理费和浮动管理费）：

1）管理人报酬

管理人报酬由基金管理人和计划管理人收取。

管理人报酬自基金合同生效之日（含）起，按上年度经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产为基数[在首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，以基金募集资金规模（含募集期利息）为基数。若涉及基金扩募导致基金规模变化时，自扩募基金合同生效日（含该日）至该次扩募基金合同生效日后首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，以该次扩募基金合同生效日前最近一次经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产与该次扩募募集资金规模（含募集期利息）之和为基数]，依据相应费率按日计提，计算方法如下：

H＝E×0.20%÷当年天数

H 为每日应计提的管理人报酬

E 为上年度经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产[在首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，E 为基金募集资金规模（含募集期利息）。若涉及基金扩募导致基金规模变化时，自扩募基金合同生效日（含该日）至该次扩募基金合同生效日后首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，E 为以该次扩募基金合同生效日前最近一次经审计的年度报告披露的

合并报表层面基金净资产与该次扩募募集资金规模（含募集期利息）之和]。

管理人报酬按日计提。管理人报酬应由基金管理人与基金托管人双方核对无误后，以协商确定的日期及方式从基金财产中支付，若遇法定节假日、公休假等，支付日期顺延。

2）运营管理费

运营管理费由运营管理机构收取。本基金的运营管理费包括基础管理费和浮动管理费：

①基础管理费

基础管理费覆盖除项目公司列支的保险费、下网电费、各项税费以外的全部运维成本，具体包括但不限于运维费、试验检验费、修理费、安全活动费、运营支持服务费、修理费（维护性资本性支出）、其他费用等。基础管理费实行包干制，由运营管理机构自主支配使用，不因运营管理机构采用外委或自主管理模式导致的成本变动而调整。

基金管理人、运营管理机构根据运营管理机构提供的基础管理服务工作，就基础管理费增值税率约定为 6%，如遇国家或政府与税负相关的规定或政策调整的，由运营管理机构提供相关说明后，参照最新规定或政策执行。

若某一年度运营管理机构提供运营管理服务的期间不足一年的，则计算上述基础管理费时应根据该年度运营管理机构提供运营管理服务的天数占该年度总天数的比例进行折算。

②浮动管理费

浮动管理费属于项目公司支付给运营管理机构的绩效利润，具体计算方式如下：

浮动管理费=（实际年度净收入 S-目标年度净收入 R）×浮动管理费率。

年度净收入为营业总收入-营业总成本（不含折旧摊销、利息、浮动管理费），其中：

实际年度净收入 S 根据项目公司当年年度审计报告计算；

目标年度净收入 R 根据不动产项目初始资产评估报告预测金额计算。

浮动管理费率：

表 5-4-3 浮动管理费率表

年度净收入完成率（S/R）		浮动管理费率
当 S≥R，体现为激励	S/R＞1.1	10%
	1≤S/R≤1.1	5%
当 S＜R，体现为扣减	0.9≤S/R<1	5%
	S/R＜0.9	10%

浮动管理费的绝对金额以当期基础管理费的 20%为奖惩上限。

具体以《运营管理服务协议》约定为准。

（2）基金托管人的托管费

本基金的托管费自基金合同生效之日（含）起，按上年度经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产为基数[在首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，以基金募集资金规模（含募集期利息）为基数。若涉及基金扩募导致基金规模变化时，自扩募基金合同生效日（含该日）至该次扩募基金合同生效日后首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，以该次扩募基金合同生效日前最近一次经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产与该次扩募募集资金规模（含募集期利息）之和为基数]，依据相应费率按日计提，计算方法如下：

H＝E×0.01%÷当年天数

H 为每日应计提的基金托管费

E 为上年度经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产[在首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，E 为基金募集资金规模（含募集期利息）。若涉及基金扩募导致基金规模变化时，自扩募基金合同生效日（含该日）至该次扩募基金合同生效日后首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，E 为以该次扩募基金合同生效日前最近一次经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产与该次扩募募集资金规模（含募集期利息）之和]。

托管费按日计提。托管费由基金管理人与基金托管人双方核对无误后，以协商确定的日期及方式从基金财产中支付，若遇法定节假日、公休假等，支付日期顺延。

（3）上述“1、基金费用的种类”中第（3）—（12）项费用，根据有关法规及相应协议规定，按费用实际支出金额列入当期费用，由基金托管人从基金财产中支付。

3、不列入基金费用的项目

下列费用不列入基金费用：

（1）基金管理人和基金托管人因未履行或未完全履行义务导致的费用支出或基金财产的损失；

（2）基金管理人和基金托管人处理与基金运作无关的事项发生的费用；

（3）除基金合同另有约定外，基金合同生效前的相关费用，如基金募集期间的信息披露费、财务顾问费、会计师费、律师费、资产评估费以及其他费用；

（4）其他根据相关法律法规及中国证监会的有关规定不得列入基金费用的项目。

4、基金税收

本基金运作过程中涉及的各纳税主体，其纳税义务按国家税收法律、法规执行。基金财产投资的相关税收，由基金份额持有人承担，基金管理人或者其他扣缴义务人按照国家有关税收征收的规定代扣代缴。

（十）基金的会计与审计

1、基金会计政策

（1）基金管理人为本基金的基金会计责任方，基金托管人承担复核责任；

（2）基金的会计年度为公历年度的 1 月 1 日至 12 月 31 日；基金首次募集的会计年度按如下原则：如果基金合同生效少于 2 个月，可以并入下一个会计年度披露；

（3）基金核算以人民币为记账本位币，以人民币元为记账单位；

（4）会计制度执行国家有关会计制度；

（5）本基金合并层面各项可辨认资产和负债的后续计量模式；

本基金合并层面各项可辨认资产主要是无形资产、固定资产等，可辨认负债主要是金融负债，后续计量模式如下：

1）无形资产

无形资产仅在与其有关的经济利益很可能流入本基金，且其成本能够可靠地

计量时才予以确认，并以成本进行初始计量。无形资产按照其能为本基金带来经济利益的期限确定使用寿命，无法预见其为本基金带来经济利益期限的作为使用寿命不确定的无形资产。使用寿命有限的无形资产，在其使用寿命内采用直线法摊销。本基金至少于每年年度终了，对使用寿命有限的无形资产的使用寿命及摊销方法进行复核，必要时进行调整。在每个会计期间，本基金对使用寿命不确定的无形资产的预计使用寿命进行复核。

2）固定资产

固定资产包括生产设备、运输工具、行政及其他设备等。购置或新建的固定资产按取得时的成本进行初始计量。

与固定资产有关的后续支出，在相关的经济利益很可能流入本基金且其成本能够可靠地计量时，计入固定资产成本；对于被替换的部分，终止确认其账面价值；所有其他后续支出于发生时计入当期损益。

固定资产折旧采用年限平均法并按其入账价值减去预计净残值后在预计使用寿命内计提。对计提了减值准备的固定资产，则在未来期间按扣除减值准备后的账面价值及依据尚可使用年限确定折旧额。

3）金融负债

本基金的金融负债主要为以摊余成本计量的金融负债，包括应付账款、其他应付款、借款。该类金融负债按其公允价值扣除交易费用后的金额进行初始计量，并采用实际利率法进行后续计量。期限在一年以下（含一年）的，列示为流动负债；其余列示为非流动负债。

当金融负债的现时义务全部或部分已经解除时，本基金终止确认该金融负债或义务已解除的部分。终止确认部分的账面价值与支付的对价之间的差额，计入当期损益。

（6）本基金独立建账、独立核算；

（7）基金管理人及基金托管人各自保留完整的会计账目、凭证并进行日常的会计核算，按照有关规定编制基金会计报表；

（8）基金托管人定期与基金管理人就基金的会计核算、报表编制等进行核对并确认；

（9）基金应按照法律法规、企业会计准则及中国证监会相关规定进行资产

负债确认计量，编制基金合并及单独财务报表，财务报表至少包括资产负债表、利润表、现金流量表、所有者权益变动表及报表附注。

2、基金的年度审计

（1）基金管理人聘请与基金管理人、基金托管人相互独立的符合法律法规规定的会计师事务所及其注册会计师对本基金的年度财务报表进行审计。会计师事务所在年度审计中应当评价基金管理人和评估机构采用的评估方法和参数的合理性。

（2）会计师事务所更换经办注册会计师，应事先征得基金管理人同意。

（3）基金管理人认为有充足理由更换会计师事务所，须通报基金托管人。更换会计师事务所需按有关规定在规定媒介公告。

（十一）基金合同的解除和终止的事由、程序及基金财产的清算方式

1、基金合同的变更

（1）变更基金合同涉及法律法规规定或基金合同约定应经基金份额持有人大会决议通过的事项的，应召开基金份额持有人大会决议通过。对于法律法规规定和基金合同约定可不经基金份额持有人大会决议通过的事项，由基金管理人和基金托管人同意后变更并公告。

（2）关于基金合同变更的基金份额持有人大会决议自生效后方可执行，并自决议生效后两日内在规定媒介公告。

2、基金合同的终止事由

发生下列情形之一的，经履行相关程序后，基金合同应当终止：

（1）本基金存续期届满，且未延长合同存续期；

（2）基金份额持有人大会决定终止；

（3）基金管理人、基金托管人职责终止，在 6 个月内没有新基金管理人、新基金托管人承接的；

（4）本基金通过全部专项计划持有的全部不动产项目在基金合同期限届满前全部变现，且连续六十个工作日未成功购入新的不动产项目的；

（5）在基金合同生效之日起 6 个月内本基金所投资的资产支持专项计划未能设立或未能在相关主管部门完成备案；

（6）本基金投资的全部专项计划发生相应专项计划文件中约定的事件导致

全部专项计划终止且在六十个工作日内仍未能成功认购其他专项计划的资产支持证券；

（7）本基金未能在基金合同生效之日起 6 个月内成功购入首个不动产项目；

（8）本基金投资的全部不动产项目出现无法维持正常、持续运营，难以再产生持续、稳定现金流的情形时；

（9）基金合同约定的其他情形；

（10）相关法律法规和中国证监会规定的其他情况。

3、基金财产的清算

（1）基金财产清算小组：自出现基金合同终止事由之日起 30 个工作日内成立清算小组，基金管理人组织基金财产清算小组并在中国证监会的监督下进行基金清算。在基金财产清算小组接管基金财产之前，基金管理人和基金托管人应按照基金合同和基金托管协议的规定继续履行保护基金财产安全的职责。

（2）基金财产清算小组组成：基金财产清算小组成员由基金管理人、基金托管人、符合法律法规规定的注册会计师、律师、中国证监会规定或认可的其他机构以及中国证监会指定的人员组成。基金财产清算小组可以聘用必要的工作人员。

（3）基金财产清算小组职责：基金财产清算小组负责基金财产的保管、清理、估价、变现和分配，并按照法律法规规定和基金合同约定履行信息披露义务。基金财产清算小组可以依法进行必要的民事活动。

（4）基金财产清算程序：

1）基金合同终止情形出现时，由基金财产清算小组统一接管基金；

2）对基金财产和债权债务进行清理和确认；

3）对基金财产进行估值和处置；

4）制作清算报告；

5）聘请会计师事务所对清算报告进行外部审计，聘请律师事务所对清算报告出具法律意见书；

6）将清算报告报中国证监会备案并公告；

7）对基金剩余财产进行分配。

（5）基金财产清算的期限为 24 个月，但因本基金所持资产支持证券、其他

证券或不动产资产的流动性受到限制而不能及时变现的，清算期限可相应顺延。

基金清算涉及不动产项目处置的，基金管理人应当遵循基金份额持有人利益优先的原则，按照法律法规规定进行资产处置，并尽快完成剩余财产的分配。资产处置期间，基金管理人应当按照法律法规规定和基金合同约定履行信息披露义务。

4、清算费用

清算费用是指基金财产清算小组在进行基金清算过程中发生的所有合理费用，清算费用由基金财产清算小组优先从基金财产中支付。

5、基金财产清算剩余资产的分配

依据基金财产清算的分配方案，将基金财产清算后的全部剩余资产扣除基金财产清算费用、缴纳所欠税款并清偿基金债务后，按基金份额持有人持有的基金份额比例进行分配。

6、基金财产清算的公告

清算过程中的有关重大事项须及时公告；基金财产清算报告经符合法律法规规定的会计师事务所审计并由律师事务所出具法律意见书后报中国证监会备案并公告。基金财产清算公告于基金财产清算报告报中国证监会备案后 5 个工作日内由基金财产清算小组进行公告。

7、基金财产清算账册及文件的保存

基金财产清算账册及有关文件由基金托管人保存，保存年限不得低于法律法规及有关规定的最低年限。

三、基金合同的内容摘要

详见本招募说明书“附件七 基金合同与基金托管协议内容摘要”之“第一部分 基金合同的内容摘要”。

四、基金托管协议的内容摘要

详见本招募说明书“附件七 基金合同与基金托管协议内容摘要”之“第二部分 基金托管协议的内容摘要”。

五、基金经理情况

（一）为管理不动产基金专门设置的主要部门

基金管理人已设置独立的不动产基金业务主办部门（即公募REITs部），公募

REITs部已配备不少于3名具有5年以上不动产项目运营或不动产项目投资管理经验的主要负责人员，其中至少2名具备5年以上不动产项目运营经验。

（二）拟任基金经理

任炜翔先生，上海东方证券资产管理有限公司拟任基金经理。厦门大学保险硕士。2017年起先后任职于华福证券股份有限公司投资银行业务条线事业部创新业务部、债券融资三部，主导及参与了基础设施投资建设行业相关的多项资产证券化产品，基础资产类型包括融资租赁债权、信托受益权和应收账款债权等，负责项目的产品设计、尽职调查、申报发行和存续期管理等事宜，具备丰富的不动产项目投资管理经验，现任职于上海东方证券资产管理有限公司。

贺红阳先生，上海东方证券资产管理有限公司拟任基金经理。西南财经大学经济学硕士。2011年起先后任职于台山核电合营有限公司计划合同部、四川置信实业有限公司计划运营部、成都绿城巴蜀投资有限公司区域运营管理部、申万菱信基金管理有限公司不动产投资部，曾参与国内首个采用第三代EPR技术的核电标杆项目台山核电站一期建设，项目规划并建设两台单机容量为175万千瓦的核电机组，期间从事战略与计划管理工作，此外作为运营管理专业负责人，主导及参与了多个产业园项目、产业小镇项目、保障性租赁住房项目建设及运营，负责战略规划、计划管理、全面预算管理、组织绩效考核、流程体系建设、产业资源协调等工作，具备丰富的不动产项目运营管理经验，现任职于上海东方证券资产管理有限公司。

文品先生，上海东方证券资产管理有限公司拟任基金经理。重庆大学管理学硕士。2019年起先后任职于龙湖集团旗下的重庆龙湖拓骏地产发展有限公司、北京龙智工程咨询有限公司、上海龙智集顺工程咨询有限公司、上海龙智冠寓商业管理有限公司，期间从事不动产项目投资及运营管理工作，负责不动产项目立项管理及投资决策、经营计划管理、预算管理及收益管理、绩效制定及考核、业务流程及内控、资产改造及退出等全链条经营管理工作，具备丰富的不动产项目运营管理经验，现任职于上海东方证券资产管理有限公司。

第五节 其他事项

一、对基金份额持有人的服务

基金管理人承诺为基金份额持有人提供一系列的服务。基金管理人亦将根据基金份额持有人的需要和市场的变化，增加或变更服务项目。

基金管理人对基金份额持有人的主要服务内容如下：

（一）客户呼叫中心电话服务

客户呼叫中心自动语音系统提供 7×24 小时基金净值信息、账户交易情况、基金产品与服务等信息查询。

客户呼叫中心人工坐席提供每周 5 天、每天不少于 8 小时的坐席服务，投资者可以通过该热线获得业务咨询、信息查询、服务投诉、信息定制、资料修改等专项服务。

（二）客户投诉受理服务

投资者可以通过各销售机构网点柜台、客户呼叫中心人工热线、书信、电子邮件等方式对基金管理人和销售网点所提供的服务以及基金管理人的政策规定进行投诉。

（三）基金管理人客户服务联络方式

客户呼叫热线：4009200808，工作时间内可转人工坐席。

传真：（021）63326381

公司网址：www.dfham.com

电子信箱：service@dfham.com

（四）如本招募说明书存在任何您/贵机构无法理解的内容，请通过上述方式联系本公司。请确保投资前，您/贵机构已经全面理解了本招募说明书。

二、备查事项

（一）备查文件

1、中国证监会准予基金募集的文件；

2、基金合同；

3、注册登记协议（如有）；

4、基金托管协议；

5、法律意见书；

6、基金管理人业务资格批件、营业执照；

7、基金托管人业务资格批件、营业执照；

8、中国证监会要求的其他文件。

（二）备查文件的存放地点和投资人查阅方式

1、存放地点：基金合同、基金托管协议存放在基金管理人和基金托管人处；其余备查文件存放在基金管理人处。

2、查阅方式：投资人可在基金管理人营业时间免费到存放地点查阅，也可按工本费购买复印件。

三、其他应披露事项

无。

（以下无正文，为东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金招募说明书之签署页）

基金管理人：上海东方证券资产管理有限公司

2026 年 10 月 12 日

第六章 附件

附件一、原始权益人及其控股股东，运营管理机构相关承诺函

附件二、不动产项目财务报告及审计报告

附件三、基金可供分配金额测算报告

附件四、不动产项目尽职调查报告

附件五、不动产资产评估报告

附件六、财务顾问报告

附件七、基金合同与基金托管协议内容摘要

附件八、基金管理人与基金托管人的基本情况

附件一、原始权益人及其控股股东，运营管理机构相关承诺函

关于材料真实性等相关事项的承诺函

申能股份有限公司（简称“**本公司**”）拟作为发起人、申能新能源（青海）有限公司（简称“**青海新能源**”）拟作为原始权益人，以青海新能源下属公司乌兰县华扬晟源新能源有限公司持有的位于青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县的乌兰县华扬晟源 20 万千瓦风电项目作为底层不动产项目，由上海东方证券资产管理有限公司担任基金管理人向中国证券监督管理委员会申请募集注册东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金（简称“**基金**”，最终名称以在中国证监会注册的名称为准）。

本公司根据《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》等适用法规规定，本公司作出如下承诺：

本公司已经根据要求提供了基金申报所必需的、完整的、真实的原始书面材料、副本材料或其他材料，本公司承诺并确认提供文件和材料真实、有效、合规、完备，不存在任何隐瞒、虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，文件上所有签字与印章真实，副本与正本一致、复印件与原件一致。

本承诺函自本公司加盖公章之日起生效。

（以下无正文）

（本页无正文，为《关于材料真实性等相关事项的承诺函》之签署页）

申能股份有限公司（盖章）

2026年 9月 18日

关于购回基金份额的承诺函

申能股份有限公司（简称“**本公司**”）拟作为发起人、申能新能源（青海）有限公司（简称“**青海新能源**”）拟作为原始权益人，以青海新能源下属公司乌兰县华扬晟源新能源有限公司持有的位于青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县的乌兰县华扬晟源20万千瓦风电项目（简称“**不动产项目**”）作为底层不动产项目，由上海东方证券资产管理有限公司担任基金管理人向中国证券监督管理委员会申请募集注册东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金（简称“**基金**”，最终名称以在中国证监会注册的名称为准）。本公司为原始权益人青海新能源的唯一股东。

本公司根据《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》等适用法规规定作出如下承诺：

如本公司提供的文件资料存在隐瞒重要事实或者编造重大虚假内容等重大违法违规行为的，且青海新能源未按照其出具的《关于购回基金份额的承诺函》购回基金的全部基金份额或不动产项目权益的，针对青海新能源未购回的基金份额或不动产项目权益，本公司承诺将自行或者指定其他主体购回。

本承诺函自本公司加盖公章之日起生效。

（以下无正文）

（本页无正文，为《关于购回基金份额的承诺函》之签署页）

申能股份有限公司（盖章）

2026年 9 月 28 日

关于避免同业竞争的承诺函

申能股份有限公司（简称“**本公司**”）拟作为发起人、申能新能源（青海）有限公司（简称“**青海新能源**”）拟作为原始权益人，以青海新能源下属公司乌兰县华扬晟源新能源有限公司（简称“**项目公司**”）持有的位于青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县的乌兰县华扬晟源20万千瓦风电项目（简称“**不动产项目**”）作为底层不动产项目，由上海东方证券资产管理有限公司担任基金管理人向中国证券监督管理委员会申请募集注册东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金（简称“**基金**”，最终名称以在中国证监会注册的名称为准）。

本公司作为发起人，承诺如下：

1. 截至本函出具之日，除不动产项目外，本公司自身和/或本公司实际控制的关联方在青海省还直接或间接持有其他风电项目（简称“**竞争性项目**”）。在市场化交易过程中，不同发电企业可以向同一地区的购电客户进行电力销售，故竞争性项目与不动产项目存在竞争相同客户的可能性。未来受电力市场化改革影响，不排除同业竞争情况加剧，或出现新的同业竞争领域。

2. 在基金的存续期间内，本公司将根据本公司自身和/或本公司实际控制的关联方针对风电项目同类资产的既有管理规范和标准，严格按照诚实信用、勤勉尽责、公平公正的原则，以不低于本公司自身和/或实际控制的关联方管理的其他同类资产的运营管理水平督促、要求相关方按照该等标准为不动产项目提供运营管理服务，采取充分、适当的措施避免可能出现的利益冲突，充分保护基金份额持有人的利益。

3. 在基金的存续期间内，如本公司自身和/或本公司实际控制的关联方持有或运营竞争性项目的，本公司将督促持有或运营竞争性项目的关联方采取充分、适当的措施，公平对待不动产项目和该等竞争性项目，避免可能出现的利益冲突。本公司承诺不会将项目公司所取得或可能取得的业务机会优先授予或提供给任何其他竞争性项目，亦不会利用本公司的优势地位或利用该地位获得的信息作出不利于基金而有利于其他竞争性项目的决定或判断，并将避免该种客观结果的发生。

4. 在基金的存续期间内，如因不动产项目与竞争性项目的同业竞争而发生争议，且基金管理人认为可能严重影响基金投资者利益的，本公司承诺将与基金管理人积极协商解决措施。

本承诺函自本公司加盖公章之日起生效。本公司将自愿接受监管机关、社会公众及投资者的监督，积极采取合法措施履行本承诺函项下的承诺，并依法承担相应责任。本承诺函所载的每一项承诺均为可独立执行之承诺，任何一项承诺若被视为无效或终止将不影响其他各项承诺的有效性。

（以下无正文）

（本页无正文，为《关于避免同业竞争的承诺函》之签署页）

申能股份有限公司（盖章）

2026年 9 月 28 日

关于规范与减少关联交易的承诺函

申能股份有限公司（简称“**本公司**”）拟作为发起人、申能新能源（青海）有限公司（简称“**青海新能源**”）拟作为原始权益人，以青海新能源下属公司乌兰县华扬晟源新能源有限公司持有的位于青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县的乌兰县华扬晟源20万千瓦风电项目（简称“**不动产项目**”）作为底层不动产项目，由上海东方证券资产管理有限公司担任基金管理人向中国证券监督管理委员会申请募集注册东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金（简称“**基金**”，最终名称以在中国证监会注册的名称为准）。

本公司下属公司上海申能新能源投资有限公司（简称“**上海新能源**”）拟担任基金的运营管理机构，签署运营管理服务协议。在上海新能源担任基金的运营管理机构期间，为防范基金因关联交易及同业竞争导致的利益冲突风险，确保不动产项目良好运营、切实履行运营管理机构的职责和义务，本公司确认并承诺如下：

1、不动产项目自投资建设以来所涉及的关联交易事项均履行了关联交易的相关内部决策流程，符合《中华人民共和国公司法》等法律法规的规定，符合本公司内部关于关联交易管理的相关要求，不存在关联方利益输送的情况。

2、在不对基金及其基金份额持有人的利益构成不利影响的前提下，本公司及本公司控制的企业将采取措施规范并尽量减少与基金之间的关联交易。

3、对于正常经营范围内无法避免或有合理理由存在的关联交易，本公司将本着公开、公平、公正的原则确定交易价格，依法与基金项下相关载体签订规范的关联交易合同，保证关联交易价格的公允性，并严格按照法律法规和相关主体的内部管理规定履行关联交易审批程序，严格按照有关法律、法规和相关主体的内部管理规定履行关联交易的信息披露义务。

4、本公司保证不通过关联交易非法转移基金的资金、利润，不利用关联交易损害基金及基金份额持有人的合法权益。

本承诺函自本公司加盖公章之日起生效。

（以下无正文）

（本页无正文，为《关于规范与减少关联交易的承诺函》之签署页）

申能股份有限公司（盖章）

2026年 9 月 28 日

关于回收资金使用的承诺函

申能股份有限公司（简称“**本公司**”）拟作为发起人、申能新能源（青海）有限公司（简称“**青海新能源**”）拟作为原始权益人，以青海新能源下属公司乌兰县华扬晟源新能源有限公司持有的位于青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县的乌兰县华扬晟源20万千瓦风电项目（简称“**不动产项目**”）作为底层不动产项目，由上海东方证券资产管理有限公司担任基金管理人向中国证券监督管理委员会申请募集注册东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金（简称“**基金**”，最终名称以在中国证监会注册的名称为准）。

本公司承诺，回收资金拟投资或收购的固定资产投资项目情况真实；符合国家产业政策和本公司主营业务；本公司承诺建立并落实相关回收资金管理制度，实行严格闭环管理，使用过程中将严格遵守房地产调控政策要求，不将回收资金变相用于商品住宅开发项目；回收资金将严格按照进度要求使用，即基金购入不动产项目完成之日起2年内，净回收资金使用率不低于75%，3年内全部使用完毕。

本承诺函自本公司加盖公章之日起生效。

（以下无正文）

（本页无正文，为《关于回收资金使用的承诺函》之签署页）

申能股份有限公司（公章）

2016年 9 月 28 日

关于材料真实性等相关事项的承诺函

申能股份有限公司拟作为发起人、申能新能源（青海）有限公司（简称“**本公司**”）拟作为原始权益人，以本公司下属公司乌兰县华扬晟源新能源有限公司持有的位于青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县的乌兰县华扬晟源20万千瓦风电项目作为底层不动产项目，由上海东方证券资产管理有限公司担任基金管理人向中国证券监督管理委员会申请募集注册东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金（简称“**基金**”，最终名称以在中国证监会注册的名称为准）。

本公司根据《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》等适用法规规定，本公司作出如下承诺：

本公司已经根据要求提供了基金申报所必需的、完整的、真实的原始书面材料、副本材料或其他材料，本公司承诺并确认提供文件和材料真实、有效、合规、完备，不存在任何隐瞒、虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，文件上所有签字与印章真实，副本与正本一致、复印件与原件一致。

本承诺函自本公司加盖公章之日起生效。

（以下无正文）

（本页无正文，为《关于材料真实性等相关事项的承诺函》之签署页）

申能新能源（青海）有限公司（盖章）

2026年 9月 28日

关于购回基金份额的承诺函

申能股份有限公司拟作为发起人、申能新能源（青海）有限公司（简称“**本公司**”）拟作为原始权益人，以本公司下属公司乌兰县华扬晟源新能源有限公司持有的位于青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县的乌兰县华扬晟源20万千瓦风电项目（简称“**不动产项目**”）作为底层不动产项目，由上海东方证券资产管理有限公司担任基金管理人向中国证券监督管理委员会申请募集注册东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金（简称“**基金**”，最终名称以在中国证监会注册的名称为准）。

本公司根据《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》等适用法规规定作出如下承诺：

如本公司提供的文件资料存在隐瞒重要事实或者编造重大虚假内容等重大违法违规行为的，本公司承诺购回基金的全部基金份额或不动产项目权益。

本承诺函自本公司加盖公章之日起生效。

（以下无正文）

（本页无正文，为《关于购回基金份额的承诺函》之签署页）

申能新能源（青海）有限公司（盖章）

2026年 9月 28日

关于避免同业竞争的承诺函

申能股份有限公司拟作为发起人、申能新能源（青海）有限公司（简称“**本公司**”）拟作为原始权益人，以本公司下属公司乌兰县华扬晟源新能源有限公司（简称“**项目公司**”）持有的位于青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县的乌兰县华扬晟源20万千瓦风电项目（简称“**不动产项目**”）作为底层不动产项目，由上海东方证券资产管理有限公司担任基金管理人向中国证券监督管理委员会申请募集注册东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金（简称“**基金**”，最终名称以在中国证监会注册的名称为准）。

本公司承诺如下：

1. 截至本函出具之日，除不动产项目外，本公司自身和/或本公司实际控制的关联方在青海省还直接或间接持有其他风电项目（简称“**竞争性项目**”）。在市场化交易过程中，不同发电企业可以向同一地区的购电客户进行电力销售，故竞争性项目与不动产项目存在竞争相同客户的可能性。未来受电力市场化改革影响，不排除同业竞争情况加剧，或出现新的同业竞争领域。

2. 在基金的存续期间内，本公司将根据本公司自身和/或本公司实际控制的关联方针对风电项目同类资产的既有管理规范和标准，严格按照诚实信用、勤勉尽责、公平公正的原则，以不低于本公司自身和/或实际控制的关联方管理的其他同类资产的运营管理水平督促、要求相关方按照该等标准为不动产项目提供运营管理服务，采取充分、适当的措施避免可能出现的利益冲突，充分保护基金份额持有人的利益。

3. 在基金的存续期间内，如本公司自身和/或本公司实际控制的关联方持有或运营竞争性项目的，本公司将督促持有或运营竞争性项目的关联方采取充分、适当的措施，公平对待不动产项目和该等竞争性项目，避免可能出现的利益冲突。本公司承诺不会将项目公司所取得或可能取得的业务机会优先授予或提供给任何其他竞争性项目，亦不会利用本公司的优势地位或利用该地位获得的信息作出不利于基金而有利于其他竞争性项目的决定或判断，并将避免该种客观结果的发生。

4. 在基金的存续期间内，如因不动产项目与竞争性项目的同业竞争而发生争议，且基金管理人认为可能严重影响基金投资者利益的，本公司承诺将与基金管理人积极协商解决措施。

本承诺函自本公司加盖公章之日起生效。本公司将自愿接受监管机关、社会公众及投资者的监督，积极采取合法措施履行本承诺函项下的承诺，并依法承担相应责任。本承诺函所载的每一项承诺均为可独立执行之承诺，任何一项承诺若被视为无效或终止将不影响其他各项承诺的有效性。

（以下无正文）

（本页无正文，为《关于避免同业竞争的承诺函》之签署页）

申能新能源（青海）有限公司（盖章）

2016年 9月 28日

关于规范与减少关联交易的承诺函

申能股份有限公司拟作为发起人、申能新能源（青海）有限公司（简称“**本公司**”）拟作为原始权益人，以本公司下属公司乌兰县华扬晟源新能源有限公司持有的位于青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县的乌兰县华扬晟源20万千瓦风电项目（简称“**不动产项目**”）作为底层不动产项目，由上海东方证券资产管理有限公司担任基金管理人向中国证券监督管理委员会申请募集注册东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金（简称“**基金**”，最终名称以在中国证监会注册的名称为准）。

上海申能新能源投资有限公司（简称“**上海新能源**”）拟担任基金的运营管理机构，签署运营管理服务协议。在上海新能源担任基金的运营管理机构期间，为防范基金因关联交易及同业竞争导致的利益冲突风险，确保不动产项目良好运营、切实履行运营管理机构的职责和义务，本公司确认并承诺如下：

1、不动产项目自投资建设以来所涉及的关联交易事项均履行了关联交易的相关内部决策流程，符合《中华人民共和国公司法》等法律法规的规定，符合本公司内部关于关联交易管理的相关要求，不存在关联方利益输送的情况。

2、在不对基金及其基金份额持有人的利益构成不利影响的前提下，本公司及本公司控制的企业将采取措施规范并尽量减少与基金之间的关联交易。

3、对于正常经营范围内无法避免或有合理理由存在的关联交易，本公司将本着公开、公平、公正的原则确定交易价格，依法与基金项下相关载体签订规范的关联交易合同，保证关联交易价格的公允性，并严格按照法律法规和相关主体的内部管理规定履行关联交易审批程序，严格按照有关法律、法规和相关主体的内部管理规定履行关联交易的信息披露义务。

4、本公司保证不通过关联交易非法转移基金的资金、利润，不利用关联交易损害基金及基金份额持有人的合法权益。

本承诺函自本公司加盖公章之日起生效。

（以下无正文）

（本页无正文，为《关于规范与减少关联交易的承诺函》之签署页）

申能新能源（青海）有限公司（盖章）

2026年 9月 28日

关于回收资金使用的承诺函

申能股份有限公司拟作为发起人、申能新能源（青海）有限公司（简称“**本公司**”）拟作为原始权益人，以本公司下属公司乌兰县华扬晟源新能源有限公司持有的位于青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县的乌兰县华扬晟源20万千瓦风电项目作为底层不动产项目，由上海东方证券资产管理有限公司担任基金管理人向中国证券监督管理委员会申请募集注册东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金（简称“**基金**”，最终名称以在中国证监会注册的名称为准）。

本公司承诺，回收资金拟投资或收购的固定资产投资项目情况真实；符合国家产业政策和本公司主营业务；本公司承诺建立并落实相关回收资金管理制度，实行严格闭环管理，使用过程中将严格遵守房地产调控政策要求，不将回收资金变相用于商品住宅开发项目；回收资金将严格按照进度要求使用，即基金购入不动产项目完成之日起2年内，净回收资金使用率不低于75%，3年内全部使用完毕。

本承诺函自本公司加盖公章之日起生效。

（以下无正文）

（本页无正文，为《关于回收资金使用的承诺函》之签署页）

申能新能源（青海）有限公司（盖章）

2026年 9 月 28 日

关于避免同业竞争的承诺函

申能股份有限公司拟作为发起人、申能新能源（青海）有限公司（简称“**青海新能源**”）拟作为原始权益人，以青海新能源下属公司乌兰县华扬晟源新能源有限公司（简称“**华扬晟源**”）持有的位于青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县的乌兰县华扬晟源20万千瓦风电项目（简称“**不动产项目**”）作为底层不动产项目，由上海东方证券资产管理有限公司担任基金管理人向中国证券监督管理委员会申请募集注册东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金（简称“**基金**”，最终名称以在中国证监会注册的名称为准）。

上海申能新能源投资有限公司（简称“**本公司**”）作为不动产项目的运营管理机构，特此承诺如下：

1. 截至本函出具之日，除不动产项目外，本公司自身和/或本公司实际控制的关联方在青海省还直接或间接持有其他风电项目（简称“**竞争性项目**”）。在市场化交易过程中，不同发电企业可以向同一地区的购电客户进行电力销售，故竞争性项目与不动产项目存在竞争相同客户的可能性。未来受电力市场化改革影响，不排除同业竞争情况加剧，或出现新的同业竞争领域。

2. 在本公司作为运营管理机构期间，将设立专项的运营管理团队为不动产项目提供运营管理服务，确保不动产项目的账务与竞争性项目相互独立、确保不动产项目在业务方面独立运营、确保隔离不同风电项目之间的商业或其他敏感信息，以降低不动产项目在运营管理方面的同业竞争和利益冲突风险。

3. 在基金的存续期间内，本公司将根据本公司自身和/或本公司实际控制的关联方针对风电项目同类资产的既有管理规范和标准，严格按照诚实信用、勤勉尽责、公平公正的原则，以不低于本公司自身和/或实际控制的关联方管理的其他同类资产的运营管理水平为不动产项目提供运营管理服务或督促、要求相关方按照该等标准为不动产项目提供运营管理服务，采取充分、适当的措施避免可能出现的利益冲突，充分保护基金份额持有人的利益。

4. 在本公司作为运营管理机构期间，如本公司自身和/或本公司实际控制的关联方持有或运营竞争性项目的，本公司将督促持有或运营竞争性项目的关联

方将采取充分、适当的措施，公平对待不动产项目和该等竞争性项目，避免可能出现的利益冲突。本公司承诺不会将项目公司所取得或可能取得的业务机会优先授予或提供给任何其他竞争性项目，亦不会利用基金运营管理机构的地位或利用该地位获得的信息作出不利于基金而有利于其他竞争性项目的决定或判断，并将避免该种客观结果的发生。

5. 在基金的存续期间内，如因不动产项目与竞争性项目的同业竞争而发生争议，且基金管理人认为可能严重影响基金投资者利益的，本公司承诺将与基金管理人积极协商解决措施。

本承诺函自本公司加盖公章之日起生效。本公司将自愿接受监管机关、社会公众及投资者的监督，积极采取合法措施履行本承诺函项下的承诺，并依法承担相应责任。本承诺函所载的每一项承诺均为可独立执行之承诺，任何一项承诺若被视为无效或终止将不影响其他各项承诺的有效性。

（以下无正文）

（本页无正文，为《关于避免同业竞争的承诺函》之签署页）

上海申能新能源投资有限公司（公章）

2026年 9月 28日

关于规范与减少关联交易的承诺函

申能股份有限公司拟作为发起人、申能新能源（青海）有限公司（简称“**青海新能源**”）拟作为原始权益人，以青海新能源下属公司乌兰县华扬晟源新能源有限公司持有的位于青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县的乌兰县华扬晟源20万千瓦风电项目（简称“**不动产项目**”）作为底层不动产项目，由上海东方证券资产管理有限公司担任基金管理人向中国证券监督管理委员会申请募集注册东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金（简称“**基金**”，最终名称以在中国证监会注册的名称为准）。

上海申能新能源投资有限公司（简称“**本公司**”）拟担任基金的运营管理机构，签署运营管理服务协议。在本公司担任基金的运营管理机构期间，为防范基金因关联交易及同业竞争导致的利益冲突风险，确保不动产项目良好运营、切实履行运营管理机构的职责和义务，本公司确认并承诺如下：

1、不动产项目自投资建设以来所涉及的关联交易事项均履行了关联交易的相关内部决策流程，符合《中华人民共和国公司法》等法律法规的规定，符合本公司内部关于关联交易管理的相关要求，不存在关联方利益输送的情况。

2、在不对基金及其基金份额持有人的利益构成不利影响的前提下，本公司及本公司控制的企业将采取措施规范并尽量减少与基金之间的关联交易。

3、对于正常经营范围内无法避免或有合理理由存在的关联交易，本公司将本着公开、公平、公正的原则确定交易价格，依法与基金项下相关载体签订规范的关联交易合同，保证关联交易价格的公允性，并严格按照法律法规和相关主体的内部管理规定履行关联交易审批程序，严格按照有关法律、法规和相关主体的内部管理规定履行关联交易的信息披露义务。

4、本公司保证不通过关联交易非法转移基金的资金、利润，不利用关联交易损害基金及基金份额持有人的合法权益。

本承诺函自本公司加盖公章之日起生效。

（以下无正文）

（本页无正文，为《关于规范与减少关联交易的承诺函》之签署页）

上海申能新能源投资有限公司（盖章）

2016年 9月 28 日

附件二、不动产项目财务报告及审计报告

乌兰县华扬晟源新能源有限公司
审计报告

上会师报字(2026)第15214号

上会会计师事务所（特殊普通合伙）

中国　上海

审计报告

上会师报字(2026)第 15214 号

申能新能源（青海）有限公司全体股东：

一、审计意见

我们审计了后附的乌兰县华扬晟源新能源有限公司(以下简称“贵公司”)财务报表，包括 2023 年 12 月 31 日、2024 年 12 月 31 日、2025 年 12 月 31 日、2026 年 6 月 30 日的资产负债表，2023 年度、2024 年度、2025 年度、2026 年 1-6 月的利润表、所有者权益变动表和现金流量表以及财务报表附注。

我们认为，后附的财务报表在所有重大方面按照企业会计准则的规定编制，公允反映了贵公司 2023 年 12 月 31 日、2024 年 12 月 31 日、2025 年 12 月 31 日、2026 年 6 月 30 日的财务状况以及 2023 年度、2024 年度、2025 年度、2026 年 1-6 月的经营成果和现金流量。

二、形成审计意见的基础

我们按照中国注册会计师审计准则的规定执行了审计工作。审计报告的“注册会计师对财务报表审计的责任”部分进一步阐述了我们在这些准则下的责任。按照中国注册会计师职业道德守则，我们独立于贵公司，并履行了职业道德方面的其他责任。我们相信，我们获取的审计证据是充分、适当的，为发表审计意见提供了基础。

三、其他信息

贵公司管理层对其他信息负责。其他信息包括审计报告中涵盖的信息，但不包括财务报表和我们的审计报告。

我们对财务报表发表的审计意见不涵盖其他信息，我们也不对其他信息发表任何形式的鉴证结论。

结合我们对财务报表的审计，我们的责任是阅读其他信息，在此过程中，考虑其他信息是否与财务报表或我们在审计过程中了解到的情况存在重大不一致或者似乎存在重大错报。

基于我们已执行的工作，如果我们确定其他信息存在重大错报，我们应当报告该事实。在这方面，我们无任何事项需要报告。

四、管理层和治理层对财务报表的责任

贵公司管理层负责按照企业会计准则的规定编制财务报表，使其实现公允反映，并设计、执行和维护必要的内部控制，以使财务报表不存在由于舞弊或错误导致的重大错报。

在编制财务报表时，管理层负责评估贵公司的持续经营能力，披露与持续经营相关的事项(如适用)并运用持续经营假设，除非管理层计划清算贵公司、终止运营或别无其他现实的选择。

治理层负责监督贵公司的财务报告过程。

五、注册会计师对财务报表审计的责任

我们的目标是对财务报表整体是否不存在由于舞弊或错误导致的重大错报获取合理保证，并出具包含审计意见的审计报告。合理保证是高水平的保证，但并不能保证按照审计准则执行的审计在某一重大错报存在时总能发现。错报可能由于舞弊或错误导致，如果合理预期错报单独或汇总起来可能影响财务报表使用者依据财务报表作出的经济决策，则通常认为错报是重大的。

在按照审计准则执行审计工作的过程中，我们运用职业判断，并保持职业怀疑。同时，我们也执行以下工作：

（一）识别和评估由于舞弊或错误导致的财务报表重大错报风险，设计和实施审计程序以应对这些风险，并获取充分、适当的审计证据，作为发表审计意见的基础。由于舞弊可能涉及串通、伪造、故意遗漏、虚假陈述或凌驾于内部控制之上，未能发现由于舞弊导致的重大错报的风险高于未能发现由于错误导致的重大错报的风险。

（二）了解与审计相关的内部控制，以设计恰当的审计程序，但目的并非对内部控制的有效性发表意见。

（三）评价管理层选用会计政策的恰当性和作出会计估计及相关披露的合理性。

（四）对管理层使用持续经营假设的恰当性得出结论。同时，根据获取的审计证据，就可能导致对贵公司持续经营能力产生重大疑虑的事项或情况是否存在重大不确定性得出结论。如果我们得出结论认为存在重大不确定性，审计准则要求我们在审计报告中提请报表使用者注意财务报表中的相关披露；如果披露不充分，我们应当发表非无保留意见。我们的结论基于截至审计报告日可获得的信息。然而，未来的事项或情况可能导致贵公司不能持续经营。

（五）评价财务报表的总体列报、结构和内容，并评价财务报表是否公允反映相关交易和事项。

我们与治理层就计划的审计范围、时间安排和重大审计发现等事项进行沟通，包括沟通我们在审计中识别出的值得关注的内部控制缺陷。

上会会计师事务所（特殊普通合伙）

中国注册会计师

（项目合伙人）

中国注册会计师

中国　上海

二〇二六年八月二十七日

资产负债表

2026年6月30日

会企01表

编制单位：乌兰县华扬晟源新能源有限公司

单位：元

项目	附注五	2026年06月30日	2025年12月31日	2024年12月31日	2023年12月31日
流动资产：					
货币资金	1	64,449,906.73	44,530,030.22	22,480,500.06	36,056,968.79
交易性金融资产					
衍生金融资产					
应收票据	2			7,564,843.03	6,684,621.95
应收账款	3	340,392,019.89	335,693,341.84	408,163,311.58	366,129,706.28
应收款项融资					
预付款项	4	976,952.97	493,172.23	827,175.14	1,204,176.82
其他应收款	5	203,437.50	75,000,000.00	67,000,680.30	38,299,016.30
其中：应收利息					
应收股利					
存货					
其中：数据资源					
合同资产					
持有待售资产					
一年内到期的非流动资产					
其他流动资产	6	7,862,436.16	17,834,892.90	39,946,476.19	61,020,354.14
流动资产合计		413,884,753.25	473,551,407.20	545,982,986.30	509,394,844.28
非流动资产：					
债权投资					
其他债权投资					
长期应收款					
长期股权投资					
其他权益工具投资					
其他非流动金融资产					
投资性房地产					
固定资产	7	983,543,047.46	1,017,430,558.70	1,084,310,764.96	1,151,668,297.89
在建工程					
生产性生物资产					
油气资产					
使用权资产					
无形资产					
其中：数据资源					
开发支出					
其中：数据资源					
商誉					
长期待摊费用					
递延所得税资产	8	1,267,837.66	1,231,948.93		
其他非流动资产					
非流动资产合计		984,810,885.12	1,018,562,287.71	1,084,310,764.96	1,151,668,297.89
资产总计		1,398,695,638.37	1,492,113,694.91	1,630,293,751.26	1,661,063,142.17

项目	附注五	2026年06月30日	2025年12月31日	2024年12月31日	2023年12月31日
流动负债：					
短期借款					
交易性金融负债					
衍生金融负债					
应付票据					
应付账款	9	12,619,144.03	12,295,819.23	10,135,131.32	13,546,485.91
预收款项					
合同负债					
应付职工薪酬					
应交税费	10	58,560.71	2,869,620.79	459,963.81	1,171,223.48
其他应付款	11	1,205,105.95			
其中：应付利息					
应付股利		1,205,105.95			
持有待售负债					
一年内到期的非流动负债	12	750,000.00	825,000.00	1,196,387,527.76	1,387,527.78
其他流动负债					
流动负债合计		14,632,810.69	15,990,440.02	1,206,982,622.89	16,105,237.17
非流动负债：					
长期借款	13	1,000,000,000.00	1,000,000,000.00		1,195,000,000.00
应付债券					
其中：优先股					
永续债					
租赁负债					
长期应付款					
长期应付职工薪酬					
预计负债					
递延收益					
递延所得税负债					
其他非流动负债					
非流动负债合计		1,000,000,000.00	1,000,000,000.00		1,195,000,000.00
负债合计		1,014,632,810.69	1,015,990,440.02	1,206,982,622.89	1,211,105,237.17
股东权益：					
股本	14	352,340,000.00	352,340,000.00	352,340,000.00	352,340,000.00
其他权益工具					
其中：优先股					
永续债					
资本公积					
减：库存股					
其他综合收益					
专项储备	15	1,135,049.83		1,005,409.62	
盈余公积	16	30,587,777.85	28,306,367.37	22,924,613.76	18,689,832.38
未分配利润	17		95,476,887.52	47,041,104.99	78,928,072.62
股东权益合计		384,062,827.68	476,123,254.89	423,311,128.37	449,957,905.00
负债和股东权益总计		1,398,695,638.37	1,492,113,694.91	1,630,293,751.26	1,661,063,142.17

法定代表人：李亮印宝 6328211029878

主管会计工作负责人：李亮印宝 6328211029878

会计机构负责人：李沛虎

利润表

53.99%　53.98%　52.72%　55.27%

编制单位：乌兰县华扬晟源新能源有限公司　　2026年1-6月　　会企02表

单位：元

项目	附注五	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度
一、营业收入	18	84,489,515.74	183,321,190.45	173,595,751.57	186,352,404.47
减：营业成本	18	43,774,126.14	84,363,823.97	82,068,862.29	83,362,683.67
税金及附加	19	133,510.33	344,302.68	311,044.37	357,024.84
销售费用					
管理费用					6,754.04
研发费用					
财务费用	20	13,350,754.32	31,031,297.59	45,393,291.13	45,809,802.14
其中：利息费用		13,575,000.00	31,206,930.58	46,166,833.32	46,040,694.45
利息收入		227,924.54	181,358.09	777,358.75	235,449.77
加：其他收益	21			3,000.00	
投资收益（损失以“—”号填列）					
其中：对联营企业和合营企业的投资收益					
以摊余成本计量的金融资产终止确认收益					
净敞口套期收益（损失以“—”号填列）					
公允价值变动收益（损失以“—”号填列）					
信用减值损失（损失以“—”号填列）	22	(143,554.89)	(4,927,795.71)		
资产减值损失（损失以“—”号填列）					
资产处置收益（损失以“—”号填列）					
二、营业利润（亏损以“—”号填列）		27,087,570.06	62,653,970.50	45,825,553.78	56,816,139.78
加：营业外收入					
减：营业外支出	23			13,454.00	7.32
三、利润总额（亏损总额以“—”号填列）		27,087,570.06	62,653,970.50	45,812,099.78	56,816,132.46
减：所得税费用	24	4,273,465.30	8,836,434.36	3,464,286.03	8,932,845.99

项目	附注五	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度
四、净利润（净亏损以“—”号填列）		22,814,104.76	53,817,536.14	42,347,813.75	47,883,286.47
（一）持续经营净利润（净亏损以“—”号填列）		22,814,104.76	53,817,536.14	42,347,813.75	47,883,286.47
（二）终止经营净利润（净亏损以“—”号填列）					
五、其他综合收益的税后净额					
（一）不能重分类进损益的其他综合收益					
1、重新计量设定受益计划变动额					
2、权益法下不能转损益的其他综合收益					
3、其他权益工具投资公允价值变动					
4、企业自身信用风险公允价值变动					
5、其他					
（二）将重分类进损益的其他综合收益					
1、权益法下可转损益的其他综合收益					
2、其他债权投资公允价值变动					
3、金融资产重分类计入其他综合收益的金额					
4、其他债权投资信用减值准备					
5、现金流量套期储备					
6、外币财务报表折算差额					
7、其他					
六、综合收益总额		22,814,104.76	53,817,536.14	42,347,813.75	47,883,286.47
七、每股收益：					
（一）基本每股收益（元/股）					
（二）稀释每股收益（元/股）					

法定代表人：李亮　　主管会计工作负责人：李亮　　会计机构负责人：李沛虎

现金流量表

编制单位：乌兰县华扬晟源新能源有限公司　　2026年1-6月　　会企03表

单位：元

项目	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度
一、经营活动产生的现金流量：				
销售商品、提供劳务收到的现金	90,626,880.41	281,930,470.55	153,193,241.53	178,518,475.65
收到的税费返还				
收到其他与经营活动有关的现金	24,487.04	81,364.63	813,482.96	8,295,788.45
经营活动现金流入小计	90,651,367.45	282,011,835.18	154,006,724.49	186,814,264.10
购买商品、接受劳务支付的现金	5,848,061.22	16,905,314.30	18,151,283.40	10,974,912.01
支付给职工以及为职工支付的现金				
支付的各项税费	7,370,688.57	8,001,440.33	4,498,155.41	8,122,874.96
支付其他与经营活动有关的现金	3,832.74	5,802.31	3,904.07	39,531.05
经营活动现金流出小计	13,222,582.53	24,912,556.94	22,653,342.88	19,137,318.02
经营活动产生的现金流量净额	77,428,784.92	257,099,278.24	131,353,381.61	167,676,946.08
二、投资活动产生的现金流量：				
收回投资收到的现金				
取得投资收益收到的现金				
处置固定资产、无形资产和其他长期资产收回的现金净额				
处置子公司及其他营业单位收到的现金净额				
收到其他与投资活动有关的现金	165,000,000.00	67,105,993.06	61,298,336.00	46,344,614.00
投资活动现金流入小计	165,000,000.00	67,105,993.06	61,298,336.00	46,344,614.00
购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	4,054,432.56	386,282.80	61,353.00	2,339,581.79
投资支付的现金				
取得子公司及其他营业单位支付的现金净额				
支付其他与投资活动有关的现金	90,000,000.00	75,000,000.00	90,000,000.00	61,642,950.00
投资活动现金流出小计	94,054,432.56	75,386,282.80	90,061,353.00	63,982,531.79
投资活动产生的现金流量净额	70,945,567.44	(8,280,289.74)	(28,763,017.00)	(17,637,917.79)

项目	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度
三、筹资活动产生的现金流量：				
吸收投资收到的现金				
取得借款收到的现金		1,000,000,000.00		
收到其他与筹资活动有关的现金		1,305,000,000.00		106,445,000.00
筹资活动现金流入小计		2,305,000,000.00		106,445,000.00
偿还债务支付的现金		1,195,000,000.00		
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	128,454,475.85	30,061,500.00	116,166,833.34	128,040,694.45
支付其他与筹资活动有关的现金		1,306,707,958.34		186,128,000.00
筹资活动现金流出小计	128,454,475.85	2,531,769,458.34	116,166,833.34	314,168,694.45
筹资活动产生的现金流量净额	(128,454,475.85)	(226,769,458.34)	(116,166,833.34)	(207,723,694.45)
四、汇率变动对现金及现金等价物的影响				
五、现金及现金等价物净增加额	19,919,876.51	22,049,530.16	(13,576,468.73)	(57,684,666.16)
加：期初现金及现金等价物余额	44,530,030.22	22,480,500.06	36,056,968.79	93,741,634.95
六、期末现金及现金等价物余额	64,449,906.73	44,530,030.22	22,480,500.06	36,056,968.79

法定代表人：　　主管会计工作负责人：　　会计机构负责人：

一、公司的基本情况

1、公司基本情况

乌兰县华扬晟源新能源有限公司(以下简称“公司”) 系由青海华扬晟源新能源有限公司出资组建，于 2017 年 9 月 6 日取得乌兰县市场监督管理局核发的企业法人营业执照，统一社会信用代码为 91632821MA757NNF41。设立时注册资本为人民币 10,000.00 万元。

2018年12月24日，青海华扬晟源新能源有限公司以货币方式出资人民币19,600.00万元增加公司注册资本，增资后，公司注册资本由人民币10,000.00万元变更为人民币29,600.00万元。

2022 年 12 月 9 日，青海华扬晟源新能源有限公司与申能新能源（青海）有限公司签订股权转让协议，约定将持有乌兰县华扬晟源新能源有限公司 100%股权全部转让给申能新能源（青海）有限公司。转让后，申能新能源（青海）有限公司以货币方式出资人民币 5,634.00 万元增加公司注册资本，增资后，公司注册资本由人民币 29,600.00 万元变更为人民币 35,234.00 万元。

经营期限：2017 年 9 月 6 日至无固定期限。

公司注册资本为人民币 35,234.00 万元。

法定代表人：李宝亮。

经营范围：风力发电、太阳能发电、水力发电、其它电力的开发、建设、运行、检修及管理；电力供应、电力项目开发及技术咨询；电力系统、电力设备的技术改造、技术服务及电气设备生产维修；新能源科技领域内技术开发、技术咨询、技术服务、技术转让。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）。

二、财务报表的编制基础

1、财务报表的编制基础

公司以持续经营为财务报表的编制基础，以权责发生制为记账基础。公司一般采用历史成本对会计要素进行计量，在保证所确定的会计要素金额能够取得并可靠计量的前提下采用重置成本、可变现净值、现值及公允价值进行计量。

2、持续经营

公司的经营活动将会无限期地延续下去，在可以预见的未来，不会遭遇清算、解散等变故而不复存在。

三、重要会计政策和会计估计

1、遵循企业会计准则的声明

本公司所编制的财务报表符合企业会计准则的要求，真实、完整地反映了公司的财务状况、经营成果、股东权益变动和现金流量等有关信息。

2、会计期间

本公司的会计期间分为会计年度和中期。会计年度自公历1月1日起至12月31日止。中期是指短于一个完整的会计年度的报告期间。

3、记账本位币

采用人民币为记账本位币。

4、现金及现金等价物的确定标准

现金，是指企业库存现金以及可以随时用于支付的存款。

现金等价物，是指企业持有的期限短、流动性强、易于转换为已知金额现金、价值变动风险很小的投资。

5、外币业务和外币报表折算

(1) 外币交易在初始确认时，采用交易发生日的即期汇率将外币金额折算为记账本位币金额。

(2) 于资产负债表日，按照下列方法对外币货币性项目和外币非货币性项目进行处理

① 外币货币性项目，采用资产负债表日中国人民银行公布的人民币外汇牌价中间价折算。因资产负债表日即期汇率与初始确认时或者前一资产负债表日即期汇率不同而产生的汇兑差额，计入当期损益。

② 以历史成本计量的外币非货币性项目，仍采用交易发生日的即期汇率折算，不改变其记账本位币金额；以公允价值计量的交易性金融资产，采用公允价值确定日的即期汇率折算，由此产生的汇兑差额，作为公允价值变动损益，计入当期损益。

6、金融工具

(1) 金融资产和金融负债的分类

根据管理金融资产的业务模式和金融资产的合同现金流量特征，将金融资产划分为下列三类：

① 以摊余成本计量的金融资产；

② 以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的金融资产；

③ 以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产。

金融负债在初始确认时划分为下列两类

1) 以摊余成本计量的金融负债；

2) 以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融负债。

(2) 金融资产和金融负债的计量

① 以摊余成本计量的金融资产

定义：公司管理此类金融资产的业务模式为以收取合同现金流量为目标，且此类金融资产的合同现金流量特征与基本借贷安排相一致，即在特定日期产生的现金流量，仅为对本金和以未偿付本金金额为基础的利息的支付。

此类金融资产主要包括应收票据及应收账款、其他应收款、长期应收款、债权投资等。

初始计量：按公允价值进行初始计量，相关交易费用计入初始确认金额；不包含重大融资成分的应收账款以及公司决定不考虑不超过一年的融资成分的应收账款，以交易价格进行初始计量。

后续计量：以摊余成本计量且不属于任何套期关系的金融资产所产生的利得或损失，在终止确认、按照实际利率法摊销或确认减值时，计入当期损益。

② 以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的金融资产

1) 债务工具

定义：公司管理此类金融资产的业务模式为既以收取合同现金流量为目标又以出售为目标，且此类金融资产的合同现金流量特征与基本借贷安排相一致。

此类金融资产包括其他债权投资等。

初始计量：按公允价值进行初始计量，相关交易费用计入初始确认金额。

后续计量：按公允价值进行后续计量，采用实际利率法计算的利息、减值损失或利得和汇兑损益计入当期损益， 其他利得或损失计入其他综合收益。

终止确认时，之前计入其他综合收益的累计利得或损失从其他综合收益中转出，计入当期损益。

2) 权益工具

定义：公司将部分非交易性权益工具投资不可撤销地指定为以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的金融资产。

初始计量：按公允价值进行初始计量，相关交易费用计入初始确认金额。

后续计量：按公允价值进行后续计量，公允价值变动计入其他综合收益，取得的股利计入当期损益。

终止确认时，之前计入其他综合收益的累计利得或损失从其他综合收益中转出，计入留存收益。

③ 以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产

定义：公司将分类为以摊余成本计量的金融资产和以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的金融资产之外的金融资产，以公允价值计量且其变动计入当期损益。在初始确认时，公司为了消除或显著减少会计错配，将部分金融资产不可撤销地指定为以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产。

以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产包括交易性金融资产、衍生金融资产、其他非流动金融资产等。

初始计量：按公允价值进行初始计量，相关交易费用计入当期损益。

后续计量：该金融资产按公允价值进行后续计量，其公允价值变动形成的利得或损失，计入当期损益。

④ 以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融负债

定义：以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融负债包括交易性金融负债、衍生金融负债等。

初始计量：按公允价值进行初始计量，相关交易费用计入当期损益。

后续计量：该金融负债按公允价值进行后续计量，其公允价值变动形成利得或损失，计入当期损益。

⑤ 以摊余成本计量的金融负债

定义：以摊余成本计量的金融负债包括短期借款、应付票据、应付账款、其他应付款、长期借款、应付债券、长期应付款等。

初始计量：按公允价值进行初始计量，相关交易费用计入初始确认金额。

后续计量：以摊余成本计量且不属于任何套期关系一部分的金融负债所产生的利得或损失，在终止确认时计入当期损益或在按照实际利率法摊销时计入相关期间损益。

(3) 金融资产减值

① 金融资产减值范围

公司对于以摊余成本计量的金融资产、以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的债务工具投资、租赁应收款、合同资产等，以预期信用损失为基础确认损失准备。

② 预期信用损失的确认、计量

公司考虑有关过去事项、当前状况以及对未来经济状况的预测等合理且有依据的信息，以发生违约的风险为权重，计算合同应收的现金流量与预期能收到的现金流量之间差额的现值的概率加权金额，确认预期信用损失。

对于在资产负债表日具有较低信用风险的金融工具，公司假设其信用风险自初始确认后并未显著增加，运用简化计量方法，按照未来12个月内的预期信用损失计量损失准备。

对由收入准则规范的交易形成的无论是否存在重大融资成分的应收款项、租赁应收款、合同资产，公司运用简化计量方法，按照相当于整个存续期内预期信用损失的金额计量损失准备。

除上述采用简化计量方法以外的金融资产，公司于每个资产负债表日，对于处于不同阶段的金融工具的预期信用损失分别进行计量。金融工具自初始确认后信用风险未显著增加的，处于第一阶段，公司按照未来12个月内的预期信用损失计量损失准备；金融工具自初始确认后信用风险已显著增加但尚未发生信用减值的，处于第二阶段，公司按照该工具整个存续期的预期信用损失计量损失准备；金融工具自初始确认后已经发生信用减值的，处于第三阶段，公司按照该工具整个存续期的预期信用损失计量损失准备。

公司对于处于第一阶段和第二阶段、以及较低信用风险的金融工具，按照其未扣除减值准备的账面余额和实际利率计算利息收入。对于处于第三阶段的金融工具，按照其账面余额减已计提减值准备后的摊余成本和实际利率计算利息收入。

对于存在客观证据表明存在减值，以及其他适用于单项评估的金融资产，单独进行减值测试，确认预期信用损失，计提单项减值准备。对于未单项评估的金融资产或当单项金融资产无法以合理成本评估预期信用损失的信息时，公司依据信用风险特征将应收款项划分为若干组合，在组合基础上计算预期信用损失，确定组合的依据如下：

项目	确定依据
低风险组合	各类保证金、押金、备用金等回收风险程度较低的应收款项
可再生能源补贴款组合	应收可再生能源补贴款
其他组合	除上述组合之外的其他应收款项

对于划分为组合的应收账款、租赁应收款、合同资产，公司参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，通过违约风险敞口和整个存续期预期信用损失率，计算预期信用损失。

对于划分为组合的其他应收款、其他债权投资等，公司参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，通过违约风险敞口和未来12个月内或整个存续期预期信用损失率，计算预期信用损失。

(4) 金融资产转移的确认依据和计量方法

公司已将金融资产所有权上几乎所有的风险和报酬转移给转入方的，终止确认该金融资产；保留了金融资产所有权上几乎所有的风险和报酬的，不终止确认该金融资产。

金融资产满足下列条件之一的，予以终止确认：

① 收取该金融资产现金流量的合同权利终止；

② 该金融资产已转移，且公司将金融资产所有权上几乎所有的风险和报酬转移给转入方；

③ 该金融资产已转移，虽然公司既没有转移也没有保留金融资产所有权上几乎所有的风险和报酬，但是放弃了对该金融资产控制。

金融资产整体转移满足终止确认条件的，应当将下列两项金额的差额计入当期损益：

1) 转移金融资产在终止确认日的账面价值；

2) 因转移金融资产而收到的对价，与原直接计入其他综合收益的公允价值变动累计额中对应终止确认部分的金额 (涉及转移的金融资产为以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的债务工具) 之和。

金融资产部分转移满足终止确认条件的，将所转移金融资产整体的账面价值，在终止确认部分和未终止确认部分(在此种情况下，所保留的服务资产应当视同未终止确认金融资产的一部分)之间，按照各自的相对公允价值进行分摊，并将下列两项金额的差额计入当期损益：

<1> 终止确认部分在终止确认日的账面价值；

<2> 终止确认部分收到的对价（包括获得的所有新资产减去承担的所有新负债），与原计入其他综合收益的公允价值变动累计额中对应终止确认部分的金额（涉及转移的金融资产为以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的债务工具）之和。

公司保留了转移金融资产所有权上几乎所有风险和报酬而不满足终止确认条件的，应当继续确认被转移金融资产整体，并将收到的对价确认为一项金融负债。

(5) 金融负债终止确认条件

当金融负债的现时义务全部或部分已经解除时，公司终止确认该金融负债或义务已解除的部分。终止确认部分的账面价值与支付的对价之间的差额，计入当期损益。

(6) 金融工具的公允价值确定

公允价值，是指市场参与者在计量日发生的有序交易中，出售一项资产所能收到或者转移一项负债所需支付的价格。公司将公允价值计量所使用的输入值划分为三个层次，并首先使用第一层次输入值，其次使用第二层次输入值，最后使用第三层次输入值。

第一层次输入值是在计量日能够取得的相同资产或负债在活跃市场上未经调整的报价。活跃市场，是指相关资产或负债的交易量和交易频率足以持续提供定价信息的市场。

第二层次输入值是除第一层次输入值外相关资产或负债直接或间接可观察的输入值。

第三层次输入值是相关资产或负债的不可观察输入值。

7、固定资产

(1) 固定资产确认条件

固定资产为生产商品、提供劳务、出租或经营管理而持有，且使用期限超过1年的有形资产。

同时满足以下条件的，确认为固定资产：

① 与该固定资产有关的经济利益很有可能流入企业；

② 该固定资产的成本能够可靠地计量。

(2) 各类固定资产的折旧方法

固定资产类别	折旧年限	残值率	年折旧率
房屋建筑物	8年-35年	0%-5%	2.71-12.50%
通用设备	4年-18年	0%-5%	5.28-25.00%
专用设备	4年-20年	0%-5%	4.75-25.00%
运输设备	6年-7年	0%-5%	13.57-16.67%
其他设备	3年-18年	0%-5%	5.28-33.33%

(3) 折旧方法

采用年限平均法。

(4) 计价方法

按其成本进行初始计量。

(5) 后续支出

仅在固定资产有关的经济利益很可能流入本公司，且其成本能够可靠地计量时才予以确认，计入固定资产成本；否则，在发生时计入当期损益。

(6) 固定资产的减值测试方法、减值准备计提方法

固定资产的减值测试及减值准备计提方法，按照附注三、8 “长期资产减值”会计政策执行。

8、长期资产减值

固定资产等长期资产如存在可收回金额低于其账面价值的情况，将按照其差额计提减值准备，可收回金额根据资产的公允价值减去处置费用后的净额与资产预计未来现金流量的现值两者之间较高者确定，资产减值损失一经确认，在以后会计期间不得转回。

(1) 固定资产减值准备

资产负债表日，上述资产存在减值迹象的，估计其可收回金额。上述资产按照单项账面价值与可收回金额孰低计量，对可收回金额低于账面价值的差额，计提资产减值准备。一经确定，以后会计期间不得转回。

9、借款费用

(1) 借款费用资本化的确认原则

借款费用可直接归属于符合资本化条件的资产的购建或者生产的，予以资本化，计入相关资产成本；其他借款费用，在发生时根据其发生额确认为费用，直接计入当期财务费用。

(2) 资本化期间、暂停资本化期间的确认方法

购建或者生产的符合资本化条件的资产达到预定可使用或者可销售状态时，借款费用停止资本化。

(3) 借款费用资本化金额的计算方法

为购建或者生产符合资本化条件的资产而借入专门借款的，以专门借款当期实际发生的利息费用，减去将尚未动用的借款资金存入银行取得的利息收入或进行暂时性投资取得的投资收益后的金额确定。为购建或者生产符合资本化条件的资产而占用了一般借款的，根据累计资产支出超过专项借款部分的资产支出加权平均数乘以所占用的一般借款的资本化率，计算确定一般借款应予资本化的利息金额；资本化率根据一般借款加权平均利率计算确定。

(4) 专门借款发生的辅助费用，在所购建或者生产的符合资本化条件的资产达到预定可使用或者可销售状态之前发生的，在发生时根据其发生额予以资本化，计入符合资本化条件的资产的成本；在所购建或者生产的符合资本化条件的资产达到预定可使用或者可销售状态之后发生的，在发生时根据其发生额确认为费用，计入当期损益。一般借款发生的辅助费用，在发生时根据其发生额确认为费用，计入当期损益。

10、收入

(1) 一般原则

公司在履行了合同中的履约义务，即在客户取得相关商品或服务（以下简称“商品”）的控制权时，确认收入。取得相关商品控制权是指能够主导该商品的使用并从中获得几乎全部的经济利益。

满足下列条件之一时，公司属于在某一时段内履行履约义务；否则，属于在某一时点履行履约义务：

① 客户在公司履约的同时即取得并消耗公司履约所带来的经济利益。

② 客户能够控制公司履约过程中在建的商品。

③ 公司履约过程中所产出的商品具有不可替代用途，且公司在整个合同期间内有权就累计至今已完成的履约部分收取款项。

对于在某一时段内履行的履约义务，公司在该段时间内按照履约进度确认收入。当履约进度不能合理确定时，公司已经发生的成本预计能够得到补偿的，按照已经发生的成本金额确认收入，直到履约进度能够合理确定为止。

对于在某一时点履行的履约义务，公司在客户取得相关商品控制权时点确认收入。在判断客户是否已取得商品控制权时，公司会考虑下列迹象：

1) 公司就该商品享有现时收款权利，即客户就该商品负有现时付款义务。

2) 公司已将该商品的法定所有权转移给客户，即客户已拥有该商品的法定所有权。

3) 公司已将该商品实物转移给客户，即客户已实物占有该商品。

4) 公司已将该商品所有权上的主要风险和报酬转移给客户，即客户已取得该商品所有权上的主要风险和报酬。

5) 客户已接受该商品。

6) 其他表明客户已取得商品控制权的迹象。

交易价格是公司因向客户转让商品而预期有权收取的对价金额，不包括代第三方收取的款项以及预期将退还给客户的款项。在确定交易价格时，如果存在可变对价，公司按照期望值或最可能发生金额确定可变对价的最佳估计数，并以不超过在相关不确定性消除时累计已确认收入极可能不会发生重大转回的金额计入交易价格。合同中如果存在重大融资成分，公司按照假定客户在取得商品控制权时即以现金支付的应付金额确定交易价格；公司预计客户取得商品控制权与客户支付价款间隔不超过一年的，不考虑合同中存在的重大融资成分。

合同中包含两项或多项履约义务的，公司在合同开始日，按照各单项履约义务所承诺商品的单独售价的相对比例，将交易价格分摊至各单项履约义务，按照分摊至各单项履约义务的交易价格计量收入。

(2) 具体方法

与公司取得收入的主要活动相关的具体会计政策描述如下：

① 电力

当电力供应至各电厂所在地的电网公司时确认收入。

11、合同成本

合同成本包括合同履约成本与合同取得成本。

公司为履行合同而发生的成本，不属于存货等其他企业会计准则规范范围且同时满足下列条件的，作为合同履约成本确认为一项资产：

(1) 该成本与一份当前或预期取得的合同直接相关，包括直接人工、直接材料、制造费用（或类似费用）、明确由客户承担的成本以及仅因该合同而发生的其他成本；

(2) 该成本增加了公司未来用于履行履约义务的资源；

(3) 该成本预期能够收回。

公司为取得合同发生的增量成本预期能够收回的，作为合同取得成本确认为一项资产。

与合同成本有关的资产采用与该资产相关的商品收入确认相同的基础进行摊销，计入当期损益。摊销期限未超过一年的，公司在其发生时计入当期损益。

与合同成本有关的资产，其账面价值高于下列两项的差额的，公司对于超出部分计提减值准备，并确认为资产减值损失：

① 因转让与该资产相关的商品预期能够取得的剩余对价，

② 为转让该相关商品估计将要发生的成本。

上述资产减值准备后续发生转回的，转回后的资产账面价值不超过假定不计提减值准备情况下该资产在转回日的账面价值。

12、政府补助

政府补助，是公司从政府无偿取得的货币性资产与非货币性资产。分为与资产相关的政府补助和与收益相关的政府补助。

(1) 与资产相关的政府补助判断依据及会计处理方法

与资产相关的政府补助，是指企业取得的、用于购建或以其他方式形成长期资产的政府补助。与资产相关的政府补助，应当冲减相关资产的账面价值或确认为递延收益。与资产相关的政府补助确认为递延收益的，应当在相关资产使用寿命内按照合理、系统的方法分期计入损益。按照名义金额计量的政府补助，直接计入当期损益。相关资产在使用寿命结束前被出售、转让、报废或发生毁损的，应当将尚未分配的相关递延收益余额转入资产处置当期的损益。

(2) 与收益相关的政府补助判断依据及会计处理方法

与收益相关的政府补助，是指除与资产相关的政府补助之外的政府补助。

企业对于综合性项目的政府补助，需要将其分解为与资产相关的部分和与收益相关的部分，分别进行会计处理；难以区分的，应当整体归类为与收益相关的政府补助。

与收益相关的政府补助，用于补偿企业以后期间的相关费用或损失的，取得时确认为递延收益，并在确认相关成本费用或损失的期间，计入当期损益或冲减相关成本；用于补偿企业已发生的相关费用或损失的，直接计入当期损益或冲减相关成本。

与公司日常活动相关的政府补助，应当按照经济业务实质，计入其他收益或冲减相关成本费用。与公司日常活动无关的政府补助，应当计入营业外收支。

13、递延所得税资产和递延所得税负债

递延所得税资产和递延所得税负债根据资产和负债的计税基础与其账面价值的差额(暂时性差异)计算确认。于资产负债表日，递延所得税资产和递延所得税负债，按照预期收回该资产或清偿该负债期间的适用税率计量。

(1)确认递延所得税资产的依据

本公司以很可能取得用来抵扣可抵扣暂时性差异、能够结转以后年度的可抵扣亏损和税款抵减的应纳税所得额为限，确认由可抵扣暂时性差异产生的递延所得税资产。但是，同时具有下列特征的交易中因资产或负债的初始确认所产生的递延所得税资产不予确认：（1）该交易不是企业合并；（2）交易发生时既不影响会计利润也不影响应纳税所得额或可抵扣亏损。

对于与联营企业投资相关的可抵扣暂时性差异，同时满足下列条件的，确认相应的递延所得税资产：暂时性差异在可预见的未来很可能转回，且未来很可能获得用来抵扣可抵扣暂时性差异的应纳税所得额。

(2)确认递延所得税负债的依据

公司将当期与以前期间应交未交的应纳税暂时性差异确认为递延所得税负债。但不包括：

①商誉的初始确认所形成的暂时性差异；

②非企业合并形成的交易或事项，且该交易或事项发生时既不影响会计利润，也不影响应纳税所得额（或可抵扣亏损）所形成的暂时性差异；

③对于与子公司、联营企业投资相关的应纳税暂时性差异，该暂时性差异转回的时间能够控制并且该暂时性差异在可预见的未来很可能不会转回。

14、其他重要的会计政策和会计估计

(1) 专项储备

根据财政部、应急部2022年修订的《企业安全生产费用提取和使用管理办法》计提安全生产费用，安全生产费用专门用于完善和改进企业安全生产条件。

本公司提取的安全生产费计入相关产品的成本或当期损益，同时计入专项储备。使用提取的安全生产费用属于费用性支出的，直接冲减专项储备。使用提取的安全生产费形成固定资产的，通过在建工程归集所发生的支出，待安全项目完工达到预定可使用状态时确认为固定资产，同时按照形成固定资产的成本冲减专项储备，并确认相同金额的累计折旧。该固定资产在以后期间不再计提折旧。

15、重大会计政策和会计估计变更以及会计差错更正

(1) 重大会计政策变更

①2023 年 10 月 25 日，财政部发布了《企业会计准则解释第 17 号》（财会〔2023〕21 号，以下简称“解释 17 号”），本公司自 2024 年 1 月 1 日起施行解释 17 号，执行解释 17 号对本报告期内财务报表无重大影响。

②本公司自 2024 年 1 月 1 日起执行企业数据资源相关会计处理暂行规定(以下简称“暂行规定”)，执行暂行规定对本报告期内财务报表无重大影响。

③2024 年 12 月 6 日，财政部发布了《企业会计准则解释第 18 号》（财会〔2024〕24 号，以下简称“解释 18 号”）。本公司自 2024 年 1 月 1 日起执行解释 18 号，执行解释 18 号对本报告期内财务报表无重大影响。

④本公司自 2025 年 6 月 27 日起执行《关于公司法、外商投资法施行后有关财务处理问题的通知》，执行该通知对本报告期内财务报表无重大影响。

⑤ 2025 年 12 月 5 日，财政部发布了《企业会计准则解释第 19 号》（财会〔2025〕32 号，以下简称“解释 19 号”）。本公司自 2026 年 1 月 1 日起执行解释 19 号，执行解释 19 号对本报告期内财务报表无重大影响。

⑥2026 年 6 月 3 日，财政部发布了《企业会计准则解释第 20 号》（财会〔2026〕7 号，以下简称“解释 20 号”），本公司自 2026 年 1 月 1 日起执行解释 20 号，对本报告期内财务报表无重大影响。

(2) 重大会计估计变更

会计估计变更的内容和原因	会计估计变更开始适用的时点	备注
为了更加合理反映应收款项未来预期信用损失情况，为投资者提供更可靠、更准确的会计信息，本公司结合最新行业政策及各类应收款项实际回收情况，参考了	本次会计估计变更自2025年12月1日起执行	

会计估计变更的内容和原因	会计估计变更开始适用的时点	备注
同行业上市公司坏账准备计提方法，基于谨慎性考虑，将应收可再生能源补贴款由低风险组合变更为可再生能源补贴款组合，预期信用损失率由0%变更为1.5%。		

会计估计变更说明：

本公司上述会计估计变更事项，2025 年度信用减值损失增加 4,927,795.71 元，减少利润总额 4,927,795.71 元；2026 年 1-6 月信用减值损失增加 143,554.89 元，减少利润总额 143,554.89 元。

16、重大会计判断和估计

本公司在运用会计政策过程中，由于经营活动内在的不确定性，本公司需要对无法准确计量的报表项目的账面价值进行判断、估计和假设。这些判断、估计和假设是基于本公司管理层过去的历史经验，并在考虑其他相关因素的基础上做出的。这些判断、估计和假设会影响收入、费用、资产和负债的报告金额以及资产负债表日或有负债的披露。然而，这些估计的不确定性所导致的实际结果可能与本公司管理层当前的估计存在差异，进而造成对未来受影响的资产或负债的账面金额进行重大调整。

本公司对前述判断、估计和假设在持续经营的基础上进行定期复核，会计估计的变更仅影响变更当期的，其影响数在变更当期予以确认；既影响变更当期又影响未来期间的，其影响数在变更当期和未来期间予以确认。

于资产负债表日，公司需对财务报表项目金额进行判断、估计和假设的重要领域如下：

(1) 金融工具减值

公司采用预期信用损失模型对金融工具的减值进行评估，应用预期信用损失模型需要做出重大判断和估计，需考虑所有合理且有依据的信息，包括前瞻性信息。在做出该等判断和估计时，公司根据历史还款数据结合经济政策、宏观经济指标、行业风险等因素推断债务人信用风险的预期变动。

(2) 长期资产减值准备

本公司于资产负债表日对除金融资产以外的长期资产判断是否存在可能发生减值的迹象。对使用寿命不确定的无形资产，除每年进行的减值测试外，当其存在减值迹象时，也进行减值测试。其他除金融资产以外的长期资产，当存在迹象表明其账面金额不可收回时，进行减值测试。

当资产或资产组的账面价值高于可收回金额，即公允价值减去处置费用后的净额与预计未来现金流量的现值中的较高者，表明发生了减值。

公允价值减去处置费用后的净额，参考公平交易中类似资产的销售协议价格或可观察到的市场价格，减去可直接归属于该资产处置的成本确定。

在预计未来现金流量现值时，需要对该资产（或资产组）的产量、售价、相关经营成本以及计算现值时使用的折现率等作出重大判断。公司在估计可收回金额时会采用所有能够获得的相关资料，包括根据合理和可支持的假设所作出有关产量、售价和相关经营成本的预测。

(3) 折旧和摊销

本公司对投资性房地产、固定资产、油气资产和无形资产在考虑其残值后，在使用寿命内按直线法计提折旧和摊销。公司需要定期复核使用寿命，以决定将计入每个报告期的折旧和摊销费用数额。使用寿命是公司根据对同类资产的以往经验并结合预期的技术更新而确定的。如果以前的估计发生重大变化，则会在未来期间对折旧和摊销费用进行调整。

(4) 所得税

公司在正常的经营活动中，有部分交易其最终的税务处理和计算存在一定的不确定性。部分项目是否能够在税前列支需要税收主管机关的审批。如果这些税务事项的最终认定结果同最初估计的金额存在差异，则该差异将对其最终认定期间的当期所得税和递延所得税产生影响。

四、主要税项

税种	税率	计税基数
企业所得税	15.00%（注 1）	应纳税所得额
增值税	13.00%	按销项税额扣除当期可抵扣的进项税额后的差额
城市维护建设税	5.00%	应纳流转税额
教育费附加	3.00%	应纳流转税额
地方教育费附加	2.00%	应纳流转税额

注 1：根据财政部、税务总局、国家发展改革委《关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》（2020 年第 23 号）规定，自 2021 年 1 月 1 日至 2030 年 12 月 31 日，本公司设立在西部地区的子公司从事符合《西部地区鼓励类产业目录》中规定的产业项目减按 15%的税率征收企业所得税。

五、财务报表主要项目附注

1、货币资金

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
库存现金	-	-	-	-
银行存款	64,449,906.73	44,530,030.22	22,480,500.06	36,056,968.79
其他货币资金	-	-	-	-

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
合计	64,449,906.73	44,530,030.22	22,480,500.06	36,056,968.79

注 1：期末含有存放于关联方申能集团财务有限公司的银行存款详见附注六。

注 2：期初期末无因抵押或冻结等对使用有限制、存放在境外、有潜在回收风险的货币资金。

2、应收票据

(1) 应收票据分类列示

种类	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
银行承兑票据	-	-	7,564,843.03	6,684,621.95

(2) 期末无质押的应收票据。

(3) 期末无公司已背书或贴现且在资产负债表日尚未到期的应收票据。

(4) 期末无因出票人未履约而将其转应收账款的票据。

3、应收账款

(1) 按账龄披露

账龄	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
1年以内(含1年)	120,040,580.04	138,271,728.46	125,775,489.54	138,520,800.66
1至2年(含2年)	125,357,464.33	119,760,860.69	128,785,902.45	49,114,299.00
2至3年(含3年)	100,065,326.12	82,588,518.40	48,614,288.14	146,400,403.89
3至4年(含4年)		-	104,987,631.45	32,094,202.73
小计	345,463,370.49	340,621,107.55	408,163,311.58	366,129,706.28
减：坏账准备	5,071,350.60	4,927,795.71		
合计	340,392,019.89	335,693,311.84	408,163,311.58	366,129,706.28

(2) 按坏账计提方法分类披露

类别	2026年6月30日				
	账面余额	比例	坏账准备	计提比例	账面价值
按单项计提坏账准备	-	-	-	-	-
按组合计提坏账准备	345,463,370.49	100.00%	5,071,350.60	1.47%	340,392,019.89
合计	345,463,370.49	100.00%	5,071,350.60		340,392,019.89

(续上表)

类别	2025年12月31日				
	账面余额	比例	坏账准备	计提比例	账面价值
按单项计提坏账准备	-	-	-	-	-
按组合计提坏账准备	340,621,107.55	100.00%	4,927,795.71	1.45%	335,693,311.84
合计	340,621,107.55	100.00%	4,927,795.71		335,693,311.84

(续上表)

类别	2024年12月31日				
	账面余额	比例	坏账准备	计提比例	账面价值
按单项计提坏账准备	-	-	-	-	-
按组合计提坏账准备	408,163,311.58	100.00%	-	-	408,163,311.58
合计	408,163,311.58	100.00%	-		408,163,311.58

(续上表)

类别	2023年12月31日				
	账面余额	比例	坏账准备	计提比例	账面价值
按单项计提坏账准备	-	-	-	-	-
按组合计提坏账准备	366,129,706.28	100.00%	-	-	366,129,706.28
合计	366,129,706.28	100.00%	-		366,129,706.28

(3) 坏账准备的情况

按组合计提坏账准备：

名称	2026年6月30日		
	应收账款	坏账准备	计提比例
可再生能源补贴组合	338,090,040.70	5,071,350.60	1.50%
其他组合	7,373,329.79	-	
合计	345,463,370.49	5,071,350.60	

(续上表)

名称	2025年12月31日		
	应收账款	坏账准备	计提比例
可再生能源补贴组合	328,519,713.93	4,927,795.71	1.50%
其他组合	12,101,393.62	-	-
合计	340,621,107.55	4,927,795.71	

(续上表)

名称	2024年12月31日

	应收账款	坏账准备	计提比例
低风险组合	402,148,682.73	-	-
其他组合	6,014,628.85	-	-
合计	408,163,311.58	-	

(续上表)

名称	2023年12月31日		
	应收账款	坏账准备	计提比例
低风险组合	355,894,797.21	-	-
其他组合	10,234,909.07	-	-
合计	366,129,706.28	-	

(4) 本期无实际核销的应收账款，无通过重组等其他方式收回的应收账款及已计提的坏账准备。

(5) 按欠款方归集的期末余额前五名的应收账款情况：

本报告期末按欠款方归集的期末余额前五名应收账款汇总金额 345,463,370.49 元，占应收账款期末余额合计数的比例 100.00%，期末坏账准备 5,071,350.60 元。

(6) 本期无因金融资产转移而终止确认的应收账款。

(7) 应收账款余额中无应收关联方款项。

4、预付账款

(1) 按账龄披露

账龄	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
1年以内(含1年)	961,781.53	478,000.80	827,175.14	1,194,176.82
1至2年(含2年)	15,171.44	15,171.44	-	10,000.00
2至3年(含3年)		-	-	-
合计	976,952.97	493,172.24	827,175.14	1,204,176.82

(2) 预付款项金额前五名单位情况

本报告期按预付对象归集的期末余额前五名预付账款汇总金额 976,952.97 元，占预付款项期末余额合计数的比例 100.00%。

(3) 期末余额中无预付持本公司 5%(含 5%)以上表决权股份的股东单位的款项。

(4) 预付款项余额中无应收关联方款项。

5、其他应收款

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
应收利息	-	-	-	-
应收股利	-	-	-	-
其他应收款	203,437.50	75,000,000.00	67,000,680.30	38,299,016.30
合计	203,437.50	75,000,000.00	67,000,680.30	38,299,016.30

(1) 其他应收款

① 按账龄披露

账龄	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
1年以内(含1年)	203,437.50	75,000,000.00	67,000,000.00	38,298,336.00
1至2年(含2年)	-	-	-	-
2至3年(含3年)	-	-	-	-
3至4年(含4年)	-	-	-	680.30
4至5年(含5年)	-	-	680.30	-
5年以上	-	-	-	-
合计	203,437.50	75,000,000.00	67,000,680.30	38,299,016.30

② 按款项性质分类情况

账龄	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
往来款	203,437.50	75,000,000.00	67,000,680.30	38,299,016.30

③ 坏账准备计提情况

本期无计提坏账准备金额；本期无收回或转回坏账准备；期末坏账准备余额为 0。

④期末余额中无1年以上的大额其他应收款。

⑤本期无因金融资产转移而终止确认的其他应收款。

⑥期末余额中应收持本公司5%(含5%)以上表决权股份的股东单位及关联方款项见附注六/3/(3)。

6、其他流动资产

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
待抵扣增值税进项税	7,745,672.03	17,834,892.90	39,946,476.19	61,020,354.14
预缴房产税	102,734.93	-	-	-
预缴土地使用税	14,029.20	-	-	-
合计	7,862,436.16	17,834,892.90	39,946,476.19	61,020,354.14

7、固定资产

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
固定资产	983,543,047.46	1,017,330,338.78	1,084,310,764.96	1,151,668,297.89
固定资产清理	-	-	-	-
合计	983,543,047.46	1,017,330,338.78	1,084,310,764.96	1,151,668,297.89

(1) 固定资产情况

2026 年 1-6 月：

项目	房屋及建筑物	专用设备	运输工具	合计
① 账面原值				
期初余额	91,068,081.93	1,318,736,378.58	853,922.42	1,410,658,382.93
本期增加金额	-	-	-	-
其中：购置	-	-	-	-
本期减少金额	-	-	-	-
其中：处置或报废	-	-	-	-
期末余额	91,068,081.93	1,318,736,378.58	853,922.42	1,410,658,382.93
② 累计折旧				
期初余额	25,284,894.85	367,231,923.00	811,226.30	393,328,044.15
本期增加金额	2,162,684.76	31,624,606.56	-	33,787,291.32
其中：计提	2,162,684.76	31,624,606.56	-	33,787,291.32
本期减少金额	-	-	-	-
其中：处置或报废	-	-	-	-
期末余额	27,447,579.61	398,856,529.56	811,226.30	427,115,335.47
③ 减值准备				
期初余额	-	-	-	-
本期增加金额	-	-	-	-
本期减少金额	-	-	-	-
期末余额	-	-	-	-
④ 账面价值				-
2026 年 6 月 30 日余额	63,620,502.32	919,879,849.02	42,696.12	983,543,047.46
2025 年 12 月 31 日余额	65,783,187.08	951,504,455.58	42,696.12	1,017,330,338.78

2025 年度：

项目	房屋及建筑物	专用设备	运输工具	合计
② 账面原值				
期初余额	91,173,121.00	1,318,053,011.32	853,922.42	1,410,080,054.74
本期增加金额	-	683,367.26	-	683,367.26
其中：购置	-	295,996.08	-	295,996.08
在建工程转入	-	282,332.11	-	282,332.11
其他转入	-	105,039.07	-	105,039.07
本期减少金额	105,039.07	-	-	105,039.07
其中：处置或报废	-	-	-	-
其他转出	105,039.07	-	-	105,039.07
期末余额	91,068,081.93	1,318,736,378.58	853,922.42	1,410,658,382.93
② 累计折旧				
期初余额	20,959,525.33	303,998,538.15	811,226.30	325,769,289.78
本期增加金额	4,327,697.51	63,233,384.85	-	67,561,082.36
其中：计提	4,327,697.51	63,231,056.86	-	67,558,754.37
其他转入	-	2,327.99	-	2,327.99
本期减少金额	2,327.99	-	-	2,327.99
其中：处置或报废	-	-	-	-
其他转出	2,327.99	-	-	2,327.99
期末余额	25,284,894.85	367,231,923.00	811,226.30	393,328,044.15
③ 减值准备				
期初余额	-	-	-	-
本期增加金额	-	-	-	-
其中：计提	-	-	-	-
本期减少金额	-	-	-	-
其中：处置或报废	-	-	-	-
期末余额	-	-	-	-
④ 账面价值				-
2025 年 12 月 31 日余额	65,783,187.08	951,504,455.58	42,696.12	1,017,330,338.78
2024 年 12 月 31 日余额	70,213,595.67	1,014,054,473.17	42,696.12	1,084,310,764.96

2024 年度：

项目	房屋及建筑物	专用设备	运输设备	合计
(1)账面原值				
期初余额	91,068,081.93	1,318,053,011.32	853,922.42	1,409,975,015.67
本期增加金额	105,039.07	-	-	105,039.07
其中：购置	105,039.07	-	-	105,039.07
在建工程转入	-	-	-	-
其他转入	-	-	-	-
本期减少金额	-	-	-	-
其中：处置或报废	-	-	-	-
其他转出	-	-	-	-
期末余额	91,173,121.00	1,318,053,011.32	853,922.42	1,410,080,054.74
(2)累计折旧				
期初余额	16,634,155.81	240,861,335.67	811,226.30	258,306,717.78
本期增加金额	4,325,369.52	63,137,202.48	-	67,462,572.00
其中：计提	4,325,369.52	63,137,202.48	-	67,462,572.00
其他转入	-	-	-	-
本期减少金额	-	-	-	-
其中：处置或报废	-	-	-	-
其他转出	-	-	-	-
期末余额	20,959,525.33	303,998,538.15	811,226.30	325,769,289.78
(3)减值准备				
期初余额	-	-	-	-
本期增加金额	-	-	-	-
其中：计提	-	-	-	-
本期减少金额	-	-	-	-
其中：处置或报废	-	-	-	-
期末余额	-	-	-	-
(4)账面价值				
2024 年 12 月 31 日	70,213,595.67	1,014,054,473.17	42,696.12	1,084,310,764.96
2023 年 12 月 31 日	74,433,926.12	1,077,191,675.65	42,696.12	1,151,668,297.89

2023 年度：

项目	房屋及建筑物	专用设备	运输设备	合计
(1)账面原值				
期初余额	-	1,406,307,017.44	853,922.42	1,407,160,939.86
本期增加金额	91,068,081.93	2,814,075.81	-	93,882,157.74
其中：购置	-	2,814,075.81	-	2,814,075.81
在建工程转入	-	-	-	-
其他转入	91,068,081.93	-	-	91,068,081.93
本期减少金额	-	91,068,081.93	-	91,068,081.93
其中：处置或报废	-	-	-	-
其他转出	-	91,068,081.93	-	91,068,081.93
期末余额	91,068,081.93	1,318,053,011.32	853,922.42	1,409,975,015.67
(2)累计折旧				
期初余额	-	189,839,767.88	685,083.94	190,524,851.82
本期增加金额	16,634,155.81	66,277,327.70	126,142.36	83,037,625.87
其中：计提	1,378,395.90	66,277,327.70	126,142.36	67,781,865.96
其他转入	15,255,759.91	-	-	15,255,759.91
本期减少金额	-	15,255,759.91	-	15,255,759.91
其中：处置或报废	-	-	-	-
其他转出	-	15,255,759.91	-	15,255,759.91
期末余额	16,634,155.81	240,861,335.67	811,226.30	258,306,717.78
(3)减值准备				
期初余额	-	-	-	-
本期增加金额	-	-	-	-
其中：计提	-	-	-	-
本期减少金额	-	-	-	-
其中：处置或报废	-	-	-	-
期末余额	-	-	-	-
(4)账面价值				
2023 年 12 月 31 日	74,433,926.12	1,077,191,675.65	42,696.12	1,151,668,297.89
2022 年 12 月 31 日	-	1,216,467,249.56	168,838.48	1,216,636,088.04

8、递延所得税资产

项目	2026年6月30日		2025年12月31日	
	可抵扣暂时性差异	递延所得税资产	可抵扣暂时性差异	递延所得税资产
应收账款坏账准备	5,071,350.60	1,267,837.66	4,927,795.71	1,231,948.93

9、应付账款

(1) 应付账款列示

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
余额	12,619,144.03	12,295,819.23	10,135,131.32	13,546,485.91

(2) 期末余额中应付关联方款项详见附注六。

10、应交税费

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
企业所得税	58,560.71	2,800,285.82	441,640.54	1,097,788.55
其他	-	69,334.97	18,323.27	73,434.93
合计	58,560.71	2,869,620.79	459,963.81	1,171,223.48

11、其他应付款

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日
应付股利	1,205,105.95	-

(1) 应付股利

项目	期末余额	期初余额
应付股利-申能新能源（青海）有限公司	1,205,105.95	-

12、一年内到期的非流动负债

(1) 一年内到期的非流动负债类别

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
一年内到期的借款本金	-	-	1,195,000,000.00	-
一年内到期的借款利息	750,000.00	825,000.00	1,387,527.76	1,387,527.78
合计	750,000.00	825,000.00	1,196,387,527.76	1,387,527.78

注：期末余额中关联方资金借贷明细详见附注六。

13、长期借款

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日

信用借款	1,000,000,000.00	1,000,000,000.00	-	1,195,000,000.00

注：期末余额为关联方资金借贷，明细详见附注六。

14、实收资本

投资单位	2025 年 12 月 31 日	本期增加	本期减少	2026 年 6 月 30 日
申能新能源（青海）有限公司	352,340,000.00	-	-	352,340,000.00

（续上表）

投资单位	2024 年 12 月 31 日	本期增加	本期减少	2025 年 12 月 31 日
申能新能源（青海）有限公司	352,340,000.00	-	-	352,340,000.00

（续上表）

投资单位	2023 年 12 月 31 日	本期增加	本期减少	2024 年 12 月 31 日
申能新能源（青海）有限公司	352,340,000.00	-	-	352,340,000.00

（续上表）

投资单位	2022 年 12 月 31 日	本期增加	本期减少	2023 年 12 月 31 日
申能新能源（青海）有限公司	352,340,000.00	-	-	352,340,000.00

15、专项储备

项目	2025 年 12 月 31 日	本期增加	本期减少	2026 年 6 月 30 日
安全生产费	-	1,218,068.70	83,018.87	1,135,049.83

（续上表）

项目	2024 年 12 月 31 日	本期增加	本期减少	2025 年 12 月 31 日
安全生产费	1,005,409.62	2,377,938.64	3,383,348.26	-

（续上表）

项目	2023 年 12 月 31 日	本期增加	本期减少	2024 年 12 月 31 日
安全生产费	-	2,513,524.04	1,508,114.42	1,005,409.62

（续上表）

项目	2022 年 12 月 31 日	本期增加	本期减少	2023 年 12 月 31 日
安全生产费	214,094.97	2,535,209.92	2,749,304.89	-

16、盈余公积

项目	2025 年 12 月 31 日	本期增加	本期减少	2026 年 6 月 30 日
法定盈余公积金	28,306,367.37	2,281,410.48	-	30,587,777.85

（续上表）

项目	2024 年 12 月 31 日	本期增加	本期减少	2025 年 12 月 31 日
法定盈余公积金	22,924,613.76	5,381,753.61	-	28,306,367.37

（续上表）

项目	2023 年 12 月 31 日	本期增加	本期减少	2024 年 12 月 31 日
法定盈余公积金	18,689,832.38	4,234,781.38	-	22,924,613.76

（续上表）

项目	2022 年 12 月 31 日	本期增加	本期减少	2023 年 12 月 31 日
法定盈余公积金	13,901,503.73	4,788,328.65	-	18,689,832.38

17、未分配利润

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
调整前上期末未分配利润	95,476,887.52	47,041,104.99	78,928,072.62	117,833,114.80
调整期初未分配利润合计数(调增+，调减-)	-	-	-	-
调整后期初未分配利润	95,476,887.52	47,041,104.99	78,928,072.62	117,833,114.80
加：本期净利润	22,814,104.76	53,817,536.14	42,347,813.75	47,883,286.47
减：提取法定盈余公积	2,281,410.48	5,381,753.61	4,234,781.38	4,788,328.65
提取任意盈余公积		-	-	-
应付普通股股利	116,009,581.80	-	70,000,000.00	82,000,000.00
转作股本的普通股股利	-	-	-	-
期末未分配利润	=	95,476,887.52	47,041,104.99	78,928,072.62

18、营业收入及营业成本

(1) 营业收入

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
主营业务收入	84,088,572.35	178,613,737.62	172,793,864.78	185,550,517.68
其他业务收入	400,943.39	4,707,452.83	801,886.79	801,886.79
合计	84,489,515.74	183,321,190.45	173,595,751.57	186,352,404.47

(2) 营业成本

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
主营业务成本	43,774,126.14	84,363,823.97	82,068,862.29	83,362,683.67

19、税金及附加

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
房产税	102,734.93	205,469.86	205,469.86	205,469.86
土地使用税	14,029.20	28,058.40	56,116.80	28,058.40
印花税	16,720.60	109,147.36	47,564.73	119,669.12
其他	25.60	1,627.06	1,892.98	3,827.46
合计	133,510.33	344,302.68	311,044.37	357,024.84

20、财务费用

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
利息支出	13,575,000.00	31,206,930.58	46,166,833.32	46,040,694.45
减：利息收入	227,924.54	181,358.09	777,358.75	235,449.77
其他	3,678.86	5,725.10	3,816.56	4,557.46
合计	13,350,754.32	31,031,297.59	45,393,291.13	45,809,802.14

21、其他收益

项目	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度
政府补助	-	-	3,000.00	-

22、信用减值损失

项目	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度
应收账款坏账准备	-143,554.89	-4,927,795.71		

23、营业外支出

项目	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度
其他	-	-	13,454.00	7.32

24、所得税费用

项目	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度
当期所得税费用	4,309,354.03	10,068,383.29	3,464,286.03	8,932,845.99
递延所得税费用	-35,888.73	-1,231,948.93	-	-
合计	4,273,465.30	8,836,434.36	3,464,286.03	8,932,845.99

25、现金流量表补充资料

(1) 将净利润调节为经营活动现金流量的信息

项目	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度

项目	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度
① 将净利润调节为经营活动的现金流量				
净利润	22,814,104.76	53,817,536.14	42,347,813.75	47,883,286.47
加：信用减值准备	143,715.11	4,927,795.71	-	-
资产减值准备	-	-	-	-
固定资产折旧、油气资产折耗	33,787,291.32	67,558,754.37	67,462,572.00	67,781,865.96
财务费用	13,575,000.00	31,206,930.58	46,166,833.32	46,040,694.45
投资损失(减：收益)	-	-	-	-
递延所得税资产减少(增加以"-"号填列)	-35,888.73	-1,231,948.93	-	-
递延所得税负债增加(减少以"-"号填列)	-	-	-	-
存货的减少(减：增加)	-	-	-	-
经营性应收项目的减少(减：增加)	-5,182,488.78	75,441,049.96	-42,536,824.70	8,484,602.66
经营性应付项目的增加(减：减少)	11,192,001.41	26,384,570.03	16,907,577.62	-2,299,408.49
其他	1,135,049.83	-1,005,409.62	1,005,409.62	-214,094.97
经营活动产生的现金流量净额	77,428,784.92	257,099,278.24	131,353,381.61	167,676,946.08
② 现金及现金等价物变动情况				
现金的期末余额	64,449,906.73	44,530,030.22	22,480,500.06	36,056,968.79
减：现金的年初余额	44,530,030.22	22,480,500.06	36,056,968.79	93,741,634.95
加：现金等价物的期末余额	-	-	-	-
减：现金等价物的年初余额	-	-	-	-
现金及现金等价物的净增加额	19,919,876.51	22,049,530.16	-13,576,468.73	-57,684,666.16

(2) 现金及现金等价物信息

项目	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度
① 现金	64,449,906.73	44,530,030.22	22,480,500.06	36,056,968.79
其中：库存现金	-	-	-	-
可随时用于支付的银行存款	64,449,906.73	44,530,030.22	22,480,500.06	36,056,968.79
可随时用于支付的其他货币资金	-	-	-	-
② 现金等价物	-	-	-	-
③ 期末现金及现金等价物	64,449,906.73	44,530,030.22	22,480,500.06	36,056,968.79

六、关联方关系及其交易

1、存在控制关系的关联方情况

(1) 存在控制关系的关联方

公司名称	注册地	主营业务	与本企业关系	经济性质或类型	法定代表人
申能新能源（青海）有限公司	青海省	新能源项目开发	母公司	有限责任公司	周承斌

申能（集团）有限公司	上海 能源生产及销售、投资与资产管理	最终控制方 有限责任公司(国有独资)	黄迪南

(2) 存在控制或共同控制关系的关联方的注册资本及其注册资本变化情况

公司名称	2025 年 12 月 31 日	本期增加额	本期减少额	2026 年 6 月 30 日
申能新能源（青海）有限公司	2,200,000,000.00	-	-	2,200,000,000.00

2、不存在控制关系的关联方情况

公司名称	与本公司的关系
申能集团财务有限公司	与存在控制关系的关联方之母公司同受一方控制
上海申能新能源投资有限公司	同受一方控制
海南州鑫源新能源有限公司	同受一方控制
乌兰县润晟新能源有限公司	同受一方控制

3、关联方交易与余额

(1) 采购商品、接受劳务

关联方名称	业务类型	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度
上海申能新能源投资有限公司	技术服务	2,500,000.00	5,000,000.00	3,800,000.00	6,200,000.00

(2) 关联方资金拆借

项目名称	关联方	2026年6月30日	2025年12月31日	2024年12月31日	2023年12月31日
长期借款（含一年内到期）	申能新能源（青海）有限公司	-	-	1,196,387,527.76	1,196,387,527.78
长期借款（含一年内到期）	申能股份有限公司	1,000,750,000.00	1,000,825,000.00	-	-
存款	申能集团财务有限公司	63,847,169.85	39,753,143.85	21,176,386.07	32,243,357.40

项目名称	关联方	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度
长期借款利息支出	申能新能源（青海）有限公司	-	-	46,166,833.32	46,040,694.45
长期借款利息支出	申能股份有限公司	13,575,000.00	24,075,000.00	-	-
利息支出	上海申能新能源投资有限公司	-	1,611,281.45	-	-
利息收入	申能集团财务有限公司	23,673.87	60,292.03	205,671.28	186,586.96
利息收入	上海申能新能源投资有限公司	119,132.87	99,993.46	-	-

(3) 关联方应收、应付款项余额

项目名称	关联方	2026年6月30日	2025年12月31日	2024年12月31日	2023年12月31日
应收账款	乌兰县润晟新能源有限公司	-	-	-	500,010.24
其他应收款	上海申能新能源投资有限公司	203,437.50	75,000,000.00	67,000,000.00	37,000,000.00

其他应收款	海南州鑫源新能源有限公司	-	-	-	1,298,336.00
应付账款	上海申能新能源投资有限公司	2,500,000.00	5,000,000.00	3,800,000.00	6,200,000.00
其他应付款	申能新能源（青海）有限公司	1,205,105.95	-	-	-

七、承诺及或有事项

1、重要承诺事项

截至 2026 年 6 月 30 日，本集团无需要披露的重大承诺事项。

2、或有事项

截至 2026 年 6 月 30 日，本集团无需要披露的重大或有事项。

八、资产负债表日后事项

截至报告日，公司无重大需披露的资产负债表日后事项。

十、其他重要事项

报告期内公司无需披露的其他重要事项。

THE CHINESE INSTITUTE OF CERTIFIED PUBLIC ACCOUNTANTS

中国注册会计师协会

姓　　名 Full name 张志云

性　　别 Sex 男

出 生 日 期 Date of birth 1975-04-25

工 作 单 位 Working unit 上会会计师事务所（特殊普通合伙）

身份证号码 Identity card No. 310104197504253232

年度检验登记

Annual Renewal Registration

本证书经检验合格，继续有效一年。

This certificate is valid for another year after this renewal.

张志云的年检二维码

年　　月　　日

/y　　/m　　/d

证书编号：No. of Certificate 310000060011

批准注册协会：Authorized Institute of CPAs 上海市注册会计师协会

发证日期：Date of Issuance 2008 年 /y 05 月 /m 23 日 /d

上会会计师事务所（特殊普通合伙）

SHANGHAI CERTIFIED PUBLIC ACCOUNTANTS (SPECIAL GENERAL PARTNERSHIP) • SCPA •

本复印件已审核与原件一致

THE CHINESE INSTITUTE OF CERTIFIED PUBLIC ACCOUNTANTS

中国注册会计师协会

姓名 Full name	周思艺
性别 Sex	女
出生日期 Date of birth	1992-11-28
工作单位 Working unit	上会会计师事务所（特殊普通合伙）
身份证号码 Identity card No.	330115199211282020

年度检验登记
Annual Renewal Registration

本证书经检验合格，继续有效一年。
This certificate is valid for another year after this renewal.

周思艺 310000080210

证书编号：
No. of Certificate 310000080210

批准注册协会：
Authorized Institute of CPAs 上海市注册会计师协会

发证日期：
Date of Issuance 2023 年 /y 02 月 /m 19 日 /d

年 /y 月 /m 日 /d

SHANGHAI CERTIFIED PUBLIC ACCOUNTANTS (SPECIAL GENERAL PARTNERSHIP) 上会会计师事务所（特殊普通合伙） SCPA

本复印件已审核与原件一致

会计师事务所

执业证书

本复印件已与原件核对一致

名　　称：上会会计师事务所（特殊普通合伙）

首席合伙人：张晓荣

主任会计师：

经营场所：上海市静安区威海路755号25层

组织形式：特殊普通合伙制

执业证书编号：31000008

批准执业文号：沪财会〔98〕160号（转制批文 沪财会〔2013〕71号）

批准执业日期：1998年12月28日（转制日期 2013年12月11日）

证书序号：0001116

说　明

1、《会计师事务所执业证书》是证明持有人经财政部门依法审批，准予执行注册会计师法定业务的凭证。

2、《会计师事务所执业证书》记载事项发生变动的，应当向财政部门申请换发。

3、《会计师事务所执业证书》不得伪造、涂改、出租、出借、转让。

4、会计师事务所终止或执业许可注销的，应当向财政部门交回《会计师事务所执业证书》。

发证机关：上海市财政局

二〇一七年十二月十八日

中华人民共和国财政部制

营业执照

（副 本）

统一社会信用代码
91310106086242261L

证照编号：06000000202512170078

扫描经营主体身份码了解更多登记、备案、许可、监管信息，体验更多应用服务。

本复印件已与原件一致

名　　称　上会会计师事务所（特殊普通合伙）

类　　型　特殊普通合伙企业

执行事务合伙人　张健，张晓荣，耿磊，巢序，朱清滨，杨滢，江燕

经营范围　审查企业会计报表，出具审计报告；验证企业资本，出具验资报告；办理企业合并、分离、清算事宜中的审计业务，出具有关报告；基本建设年度财务决算审计；代理记账；会计咨询、税务咨询、管理咨询、会计培训；法律、法规规定的其他业务。
【依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动】

出资额　人民币3390.0000万元整

成立日期　2013年12月27日

主要经营场所　上海市静安区威海路755号25层

登记机关　上海市静安区市场监督管理局

2025 年 12 月 17 日

国家企业信用信息公示系统网址：http://www.gsxt.gov.cn

市场主体应当于每年1月1日至6月30日通过国家企业信用信息公示系统报送公示年度报告。

国家市场监督管理总局监制

附件三、基金可供分配金额测算报告

东方红申能股份新能源
封闭式基础设施证券投资基金（筹）
可供分配金额测算报告
审核报告

上会师报字〔2026〕第16402号

审核报告

上会师报字〔2026〕第16402号

上海东方证券资产管理有限公司：

我们审核了后附的上海东方证券资产管理有限公司（以下简称“东方红”或“基金管理人”或“计划管理人”）作为基金管理人编制的东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金（筹）（以下简称“申能新能源REIT”或“本基金”）可供分配金额测算报告，包括2026年12月31日和2027年12月31日的预测合并资产负债表、以及2026年7-12月和2027年度预测合并利润表、预测合并现金流量表、基金可供分配金额测算表以及测算说明。我们的审核依据是《中国注册会计师其他鉴证业务准则第3111号——预测性财务信息的审核》。东方红对该基金可供分配金额测算报告及其所依据的各项假设负责。这些假设已在基金可供分配金额测算报告中披露。

根据我们对支持这些假设的证据的审核，我们没有注意到任何事项使我们认为这些假设没有为基金可供分配金额测算报告提供合理基础。而且，我们认为，该基金可供分配金额测算报告是在这些假设的基础上恰当编制的，并按照后附的基金可供分配金额测算附注所述的编制基础的规定进行了列报。

由于预期事项通常并非如预期那样发生，并且变动可能重大，实际结果可能与基金可供分配金额测算报告存在差异。

本报告仅供申能新能源REIT公开募集使用，不得用于任何其他目的。我们同意本报告作为申能新能源REIT公开募集申报材料的必备文件，随同其他文件一起报送。

上会会计师事务所（特殊普通合伙）

中国注册会计师：

中国注册会计师：

中国　上海　　二〇二六年十月十二日

东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金（筹）

预测合并资产负债表

编制单位：上海东方证券资产管理有限公司

单位：人民币万元

项　目	2026年12月31日	2027年12月31日
流动资产：		
货币资金	421.47	372.88
交易性金融资产	-	-
衍生金融资产	-	-
应收票据	-	-
应收账款	30,056.18	29,748.13
应收款项融资	-	-
预付款项	103.33	100.23
其他应收款	-	-
其中：应收利息	-	-
应收股利	-	-
存货	-	-
合同资产	-	-
持有待售资产	-	-
一年内到期的非流动资	-	-
其他流动资产	-	-
流动资产合计	30,580.98	30,221.24
非流动资产：		
债权投资	-	-
其他债权投资	-	-
长期应收款	-	-
长期股权投资	-	-
其他权益工具投资	-	-
其他非流动金融资产	-	-
投资性房地产	-	-
固定资产	102,313.85	94,995.50
在建工程	-	-
生产性生物资产	-	-
油气资产	-	-
使用权资产	-	-
无形资产	-	-
开发支出	-	-
商誉	-	-
长期待摊费用	-	-
递延所得税资产	126.78	126.78
其他非流动资产	-	-
非流动资产合计	102,440.63	95,122.29
资产总计	133,021.62	125,343.53

公司负责人：

本基金负责人：任伟翔

东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金（筹）

预测合并资产负债表（续）

编制单位：上海东方证券资产管理有限公司

单位：人民币万元

项　目	2026年12月31日	2027年12月31日
流动负债：		
短期借款	-	-
交易性金融负债	-	-
衍生金融负债	-	-
应付票据	-	-
应付账款	961.44	932.62
预收款项	-	-
合同负债	-	-
应付职工薪酬	-	-
应交税费	3.61	196.71
其他应付款	-	-
其中：应付利息	-	-
应付股利	-	-
持有待售负债	-	-
一年内到期的非流动负债	-	-
其他流动负债	-	-
流动负债合计	965.05	1,129.33
非流动负债：	-	-
长期借款	-	-
应付债券	-	-
其中：优先股	-	-
永续债	-	-
租赁负债	-	-
长期应付款	-	-
长期应付职工薪酬	-	-
预计负债	-	-
递延收益	-	-
递延所得税负债	-	-
其他非流动负债	-	-
非流动负债合计	-	-
负债合计	965.05	1,129.33
所有者权益：	-	-
实收基金	146,100.00	146,100.00
其他权益工具	-	-
未分配利润	-14,043.43	-21,885.80
所有者权益合计	132,056.57	124,214.20
负债及所有者权益总计	133,021.62	125,343.53

公司负责人：　　本基金负责人：任炜翔

东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金（筹）

预测合并利润表

编制单位：上海东方证券资产管理有限公司

单位：人民币万元

项目	2026年7-12月预测数	2027年度预测数
一、营业总收入	7,858.47	17,651.72
二、营业总成本	5,852.04	10,157.06
其中：营业成本	4,718.66	9,314.82
税金及附加	75.10	317.04
销售费用		
管理费用		
研发费用		
财务费用	804.87	147.62
管理人报酬	146.10	264.36
托管费	7.31	13.22
其他费用	100.00	100.00
加：其他收益		
投资收益		
公允价值变动收益		
信用减值损失		
资产减值损失		
资产处置收益		
三、营业利润（亏损以“-”填列）	2,006.43	7,494.66
加：营业外收入		
减：营业外支出		
四、利润总额（亏损以“-”填列）	2,006.43	7,494.66
减：所得税费用	180.10	925.96
五、净利润（亏损以“-”填列）	1,826.33	6,568.70
六、综合收益总额	1,826.33	6,568.70

公司负责人：

本基金负责人：

东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金（等）

预测合并现金流量表

编制单位：上海东方证券资产管理有限公司

单位：人民币万元

项目	2026年7-12月预测	2027年度预测数
一、经营活动产生的现金流量：		
销售商品、提供劳务收到的现金	7,836.35	19,465.84
收到的税费返还		
收到其他与经营活动有关的现金		
经营活动现金流入小计	7,836.35	19,465.84
购买商品、接受劳务支付的现金	1,390.65	2,188.80
支付给职工以及为职工支付的现金		
支付的各项税费	408.44	3,169.61
支付其他与经营活动有关的现金	434.06	
经营活动现金流出小计	2,233.15	5,358.41
经营活动产生的现金流量净额	5,603.21	14,107.43
二、投资活动产生的现金流量：		
收回投资收到的现金	20.34	
取得投资收益收到的现金	-	
处置固定资产、无形资产和其他长期资产收	-	
处置子公司及其他营业单位收到的现金净额	-	
收到其他与投资活动有关的现金	-	
投资活动现金流入小计	20.34	
购建固定资产、无形资产和其他长期资产支	-	
收购不动产项目公司股权所支付的现金	46,025.00	
取得子公司及其他营业单位支付的现金净额		
支付其他与投资活动有关的现金	150.00	
投资活动现金流出小计	46,175.00	
投资活动产生的现金流量净额	-46,154.66	
三、筹资活动产生的现金流量：		
发行基金份额收到的现金	146,100.00	
取得借款收到的现金	5,528.28	780.24
收到其他与筹资活动有关的现金		
筹资活动现金流入小计	151,628.28	780.24
偿还债务支付的现金	100,729.87	147.62
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	120.51	
向基金份额分配支付的现金	15,996.56	14,411.07
支付其他与筹资活动有关的现金	253.41	377.58
筹资活动现金流出小计	117,100.34	14,936.26
筹资活动产生的现金流量净额	34,527.94	-14,156.03
四、汇率变动对现金及现金等价物的影响		
五、现金及现金等价物净增加额	-6,023.52	-48.60
加：期初现金及现金等价物余额	6,444.99	421.47
六、期末现金及现金等价物余额	421.47	372.88

公司负责人：

本基金负责人：

东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金（筹）

可供分配金额测算表

编制单位：上海东方证券资产管理有限公司

单位：人民币万元

项目	2026年7-12月预测数	2027年度预测数
一、合并净利润（净亏损以"-"号填列）	1,826.33	6,568.70
（一）折旧和摊销	3,659.17	7,318.35
（二）利息支出	804.87	147.62
（三）所得税费用	180.10	925.96
二、税息折旧及摊销前利润（EBITDA）	6,470.47	14,960.63
三、调整项		
（一）不动产基金发行份额募集的资金	146,100.00	
（二）取得借款收到的本金	-	
（三）偿还借款本金支付的现金	100,075.00	
（四）当期购买不动产项目等资本性支出	46,025.00	
（五）其他资本性支出	-	
（六）不动产项目资产的公允价值变动损益	-	
（七）不动产项目资产减值准备的变动	-	
（八）不动产项目资产的处置利得或损失	-	
（九）处置不动产项目取得的现金	-	
（十）支付的利息及所得税费用	984.97	1,073.58
（十一）应收和应付项目的变动	1,040.75	304.81
（十二）保理借款本金的变动	5,528.28	780.24
（十三）未来合理相关支出预留	421.47	372.88
重大资本性支出		
未来合理期间内的债务利息		
营运资金	421.47	372.88
其他		
（十四）其他可能的调整项		
金融资产相关调整		
期初可供分配现金	6,444.99	421.47
其他		
四、可供分配金额	15,996.56	14,411.07

公司负责人：

本基金负责人：

东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金（筹）可供分配金额测算报告测算说明

2026年7-12月及2027年度

金额单位：人民币万元

重要提示：本基金可供分配金额测算报告测算说明系基于假设东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金（筹）于2026年6月30日成立并购买不动产项目公司资产而模拟编制。2026年7-12月及2027年度基金可供分配金额测算报告是基金管理人在最佳估计假设的基础上编制的，遵循了谨慎性原则，但测算所依据的各种假设具有不确定性，投资者进行投资决策时应谨慎使用。

一、基金简介

（一）基金基本情况

本基金由东方红依照《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》《公开募集不动产投资信托基金（REITs）运营操作指引（试行）》《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）业务办法（试行）》《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引》《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）业务指南》和其他有关法律法规及监管政策的规定以及《东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金基金合同》（以下简称“基金合同”）的约定负责募集。本基金为契约型封闭式，存续期限为基金合同生效日起15年，首次设立采用向战略投资者定向配售、向网下投资者询价配售及向公众投资者定价发售相结合的募集方式，拟募集金额约14.61亿元。本基金拟于成立后在上海证券交易所（以下简称“上交所”）上市交易。本基金的基金管理人为东方红，基金托管人为中国工商银行股份有限公司（以下简称“工商银行”）。

（二）本基金购买不动产项目交易的基本情况

根据本次交易安排，东方红通过发行本基金进行公开募集资金约14.61亿元。募集完成后，募集资金将扣除不动产基金预留费用后全部用于认购由东方红发起设立的东方红申能股份能源1号资产支持专项计划（以下简称“专项计划”）。本基金拟通过专项计划从原始权益人处取得乌兰县华扬晟源新能源有限公司（以下简称“项目

公司”）100%的股权，从而取得项目公司所持有的不动产项目并于上交所上市。

（三）基金募集计划

本基金为契约型封闭式，设定存续期限为15年，本基金份额的首次发售分为战略配售、网下配售、公众投资者认购等活动，拟募集金额约为14.61亿元。本基金拟成立后在上交所上市交易。本基金可供分配金额测算报告中，上述募集资金在基金可供分配金额测算表中列示为不动产基金发行份额募集的资金，并在预测合并现金流量表中列示为发行基金份额收到的现金。

二、本基金所投资不动产项目的基本信息

不动产项目公司系乌兰县华扬晟源新能源有限公司（以下简称“华扬晟源”或“项目公司”），于2017年9月6日设立，注册地址为青海省海西州乌兰县茶卡镇109国道2216向北1公里处，统一社会信用代码为91632821MA757NNF41，注册资本35,234万元，由申能新能源（青海）有限公司持有100%股权，负责经营位于青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县茶卡镇的乌兰风电项目（装机容量200MW陆上风电项目），不动产项目具体情况如下：

表1：不动产项目概况

项目概况	
项目名称	乌兰风电项目（乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目）
所在地	青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县
所处行业	能源基础设施（风电）
资产范围	东邻夏艾里沟村草原，南邻夏艾里沟村草原，西邻夏艾里沟村、那仁村草原，北邻夏艾里沟村草原 资产范围具体包括：乌兰风电项目收费权和为取得乌兰风电项目电费收入建设的电力设施等配套资产（包括乌兰风电项目房屋所有权及设施设备所有权）及相应的土地使用权
建设内容和规模	装机容量为 200MW 的风电项目，具体包括：90 台 2,200 千瓦和 1 台 2,000 千瓦风电机组，以及一座 330kV 升压站（汇集站）
用地性质	工业用地

开竣工时间以及投入运营时间	开工时间：2018年6月 竣工时间：2019年12月 投入运营时间：2019 年 12 月
项目总投资	155,591.17 万元
使用期限	风机运营起止时间：2019年12月至2039年12月 国有建设用地使用权起止时间：2019 年 10 月至 2039 年 10 月

三、基金可供分配金额测算报告编制基础

本基金可供分配金额测算报告是本基金的基金管理人东方红管理层以本基金所投资的不动产项目历史财务报表所反映的经营业绩为基础，在充分考虑预测期间的本基金及本基金所投资的不动产项目的经营计划、投资计划、财务预算以及本报告中列示的编制基础及各项基本假设的前提下，本着谨慎的原则而编制的。本基金可供分配金额测算报告按照中国证券监督管理委员会颁布的《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》、上交所颁布的《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第1号——审核关注事项（试行）》及中国证券投资基金业协会颁布的《公开募集不动产投资信托基金（REITs）运营操作指引（试行）》的相关要求编制。

本基金将按照财政部于2006年2月15日及以后期间颁布的《企业会计准则——基本准则》、各项具体会计准则及相关规定（以下合称“企业会计准则”）编制财务报表。主要会计政策详见本报告“六、主要会计政策和会计估计”。

基金管理人在编制不动产基金合并日或购买日合并资产负债表时，审慎判断取得的不动产基金项目是否构成业务。不构成业务的，应作为取得一组资产及负债（如有）进行确认和计量；构成业务的，审慎判断基金收购项目公司股权的交易性质，确定属于同一控制下的企业合并或是非同一控制下的企业合并，并进行相应的会计确认和计量。属于非同一控制下企业合并的，基金管理人应对不动产项目各项可辨认资产、负债按照购买日确定的公允价值进行初始计量。

本基金可供分配金额测算报告的编制日为2026年9月10日，东方红管理层确认截至本基金可供分配金额测算报告编制日止，编制本基金可供分配金额测算报告所依

据的各项假设仍然适当。

本基金可供分配金额测算报告的测算起止日为2026年7月1日至2027年12月31日（评估基准日为2026年6月30日）。

四、基金可供分配金额测算的基本假设

基金管理人编制本基金可供分配金额测算报告时的基本假设如下，如基本假设前提发生变化，则相关预测结论会发生变化。

1.本基金可供分配金额测算报告是基于2026年6月30日（预计基金成立日）起合并专项计划及项目公司财务报表而编制的，于2026年度7-12月和2027年度纳入本基金合并范围的主体包括东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金、东方红申能股份能源1号资产支持专项计划及项目公司；

2.本基金运营所在国家或地区的相关政治、法律、法规、政策及经济环境在预测期内不会出现可能对本基金运营造成重大不利影响的任何重大事项或变化；

3.本基金的运营及项目公司拥有的基础资产在预测期内不会因任何不可抗力事件或非本基金管理人所能控制的任何无法预料的原因（包括但不限于发生天灾、供应短缺、劳务纠纷、重大诉讼及仲裁）而受到严重影响，同时，项目公司拥有的基础资产的实际使用状况不会出现重大不利情况等；

4.本基金及项目公司所采用的企业会计准则或其他财务报告规定在预测期内均不会发生重大变化，本基金及项目公司采用的会计政策及会计估计详见本报告“六、主要会计政策和会计估计”说明；

5.预测期内项目公司董事、高级管理人员以及其他关键人员能够持续参与本基金的运营，且本基金管理人能够在预测期内保持关键管理人员的稳定性；

6.预测期内相关税法规定不会发生重大变化，公募基金、专项计划及项目公司层面适用的主要税种及税率详见本报告“五、基金可供分配金额测算的特定假设”之“（三）预测合并利润表假设”之“2.各项成本、税费的重要假设”之“（4）税费的重要假设参数”。公募基金及资产支持专项计划作为所得税穿透实体，不缴纳企业所得税，由投资者按相关政策规定缴纳所得税；

7.本基金可通过扩募投资于不动产资产支持证券以间接投资于新增不动产项目，

或在相关规定允许时以其他形式直接或间接投资于新增不动产项目。预测期内，本基金假设不进行基金扩募投资于新增不动产项目。

五、基金可供分配金额测算的特定假设

（一）基金募集情况假设

本基金的拟募集规模底数为14.61亿元，募集的资金主要用于认购拟成立的资产支持证券份额。专项计划完成设立后，计划管理人代表资产支持证券与不动产项目公司原股东签署《关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司之股权转让协议》，并与项目公司签署《东方红申能股份能源1号资产支持专项计划股东借款协议》，专项计划向不动产项目公司原股东支付股权转让款约4.60亿元（含预留费用），并向项目公司发放股东借款并增资合计10.01亿元用于偿还原关联方借款。不动产项目公司拥有乌兰风电项目的所有权，即本基金通过投资不动产资产支持证券取得不动产项目的所有权。

（二）合并假设

预测期内，项目公司不具备一项实质性加工处理过程，不满足关于企业合并中业务的定义判断，故本基金购买项目公司不构成业务合并，作为资产购买交易进行确认和计量。本基金可供分配金额测算报告以此作为假设编制。

（三）预测合并利润表假设

1.不动产项目收入的重要假设参数。[1]

不动产项目公司收入中的主营业务收入为电力销售收入，分为市场化收入和国补收入。根据评估机构按收益法预测，未来年度上网电量参照乌兰风电项目历史年度（2023-2026年）平均年等效利用小时数1,634.76小时进行预测，按等效利用小时数×装机容量计算各年度结算电量；市场化电量结算收入按结算电量×加权平均结算单价测算，其他电费收入按结算电量×结算单价测算；国补结算收入按补贴结算电量×国补单价测算，国补补贴电量以全生命周期合理利用小时数36,000小时为上限（截至评估基准日剩余约24,770.03小时）。

2.各项成本、税费的重要假设

[1] 明细参数详见附注

（1）管理模式

本基金设立后，项目公司实现“净壳化”管理。具体而言，基金管理人、计划管理人及项目公司将共同委托上海申能新能源投资有限公司（以下简称“上海新能源”）担任本项目的运营管理机构，依法承担运营管理乌兰风电项目的相关职责，运营管理服务的相关成本和费用支出由项目公司承担。上述安排能够满足不动产基金正常运作需要。

（2）营业成本重要假设参数

营业成本主要包括折旧与摊销、下网电费、运营支持服务费、修理费、运维费、保险费、试验检验费及安全活动费等。

乌兰风电项目的营业成本分为固定成本和变动成本，固定成本为折旧及摊销费用，变动成本为运维费、保险费、试验检验费、下网电费、运营支持服务费、修理费、安全活动费和其他。

(1) 折旧及摊销：本次测算以评估基准日基金层面固定资产的账面价值为基础，结合产权持有单位折旧摊销会计政策进行预测。

(2) 运维费：项目现场运维人员提供的运维、检修、管理等服务的费用，根据企业提供的《青海区域新能源场站 2026-2027 年运维外委服务合同》，运维服务期为 2026 年 1 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日，共 1 年，运维费用共计 1,385,000.00 元。本次测算合同期内参照合同约定金额进行预测，合同期满后，以合同金额为基础每年考虑 2%的增幅。根据企业介绍，除运维合同约定的运维费用外，自 2026 年 7-12 月起新增人工成本 50 万元/年，以后年度每年维持该项运维费用，并考虑 2%的增幅。

(3) 保险费：项目风电设备及房屋建筑等资产的保险费，根据企业提供的《乌兰县华扬晟源新能源有限公司陆上风电运营期综合保险保险单》，保险期限为 2025 年 5 月 1 日至 2026 年 4 月 30 日，共 12 个月，保险费用共计 1,348,596.33 元。根据企业提供的《乌兰县华扬晟源新能源有限公司陆上风电运营期综合保险保险单》，保险期限为 2026 年 5 月 1 日至 2027 年 4 月 30 日，共 12 个月，保险费用共计 1,106,290.44 元。本次测算合同期内参照合同约定金额进行预测，合同期满后，以合同金额为基础每五年考虑 5%的增幅。

(4) 试验检验费：试验检验费为项目开展试验检验工作的费用，根据企业提供的《青

海、新疆地区风电场 2026-2027 年风机检修外委服务合同》，风机试验检验服务期为 2026 年 1 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日，共 1 年，试验检验费用共计 183,274.00 元（含税价），即 172,900.00 元（不含税价）。根据企业提供的《青海区域新能源场站 2026-2027 年运维外委服务合同》，风机试验检验服务期为 2026 年 1 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日，共 1 年，试验检验费用共计 49,502.00 元（含税价），即 46,700.00 元（不含税价）。本次测算试验检验费合同期内参照合同约定金额进行预测，合同期满后，以合同金额为基础每年考虑 2%的增幅。

(5) 下网电费：向电网公司采购用电的费用，历史年度波动幅度较小，本次测算 2026 年及以后年度按 2023-2025 年平均数计算。

(6) 运营支持服务费：运营支持服务机构提供资产财务管理、风险合规、计划合同、生产营销、综合管理、安全环境保卫等服务的费用，根据企业提供的《申能新能源运营支持服务合同》，上海申能新能源投资有限公司为乌兰风电项目提供其业务运营中的核心职能，服务范围主要包括投资发展服务、工程基建服务、资产财务管理服务、风险合规服务、计划合同服务、生产营销服务、综合管理服务、安全环境保卫服务、党群人资服务等工作。该项费用历史年度存在一定波动，本次测算以后年度参照 2025 年水平进行预测。

(7) 修理费：包括风机检修费用和风场其他主要设备的整体检修费用，历史年度乌兰风电项目在运风机仍在质保期，故修理费金额较小，根据企业提供的《青海、新疆地区风电场 2026-2027 年风机检修外委服务合同》，乌兰风电项目的检修外委服务期为 2026 年 1 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日，共 1 年，服务期费用共计 3,817,325.00 元（含税价），即 3,601,250.00 元（不含税价）。根据企业提供的《青海区域新能源场站 2026-2027 年运维外委服务合同》，乌兰风电项目的检修服务期为 2026 年 1 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日，共 1 年，服务期费用共计 20,511.00 元（含税价），即 19,350.00 元（不含税价）。根据企业介绍，上述合同仅包含风机基本检修等服务，除合同约定的修理费外，2026 年乌兰风电项目需进行整体检修，预计后续年度每 3 年一次。根据企业提供的《2026 年度乌兰华扬和乌兰润晟检修、预试服务合同》，2026 年乌兰风电项目的检修、预试服务费用共计 514,100.00 元（不含税价）。本次测算整体检修、预试按 3 年一次预测，2026 年参照合同约定金额进行预测，合同期满后，以合同金额为基础每次

考虑 5%的增幅。

(8) 安全活动费：为完善项目安全生产条件，保障安全运营而提取和支出的费用，安全活动费账面为计提金额，包含计提未使用金额及实际发生成本，计提未使用金额不影响资产组实际现金流量，故本次测算 2026 年安全活动费按 2023-2025 年的实际使用金额平均数计算，以后年度每年考虑 2%的增幅。

(9) 其他费用：本次预测其他费用 2026 年按 2023-2025 年的平均水平进行预测，以后年度每年考虑 2%的增幅。由于其他费用历史年度波动较大，故另考虑了每年 10 万元（不含税价）的预备费。

（3）管理人报酬和托管费

不动产基金的基金管理费由管理人报酬、基础管理费、浮动管理费三部分构成，其中基础管理费对应运维费、修理费、试验检验费、运营支持服务费、安全活动费等运营管理成本，已在上文“各项成本、税费”中予以考量，浮动管理费在预测收入及成本下为 0，管理人报酬和浮动管理费的计提明细如下：

1）管理人报酬

管理人报酬由基金管理人和计划管理人收取。

管理人报酬自基金合同生效之日（含）起，按上年度经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产为基数[在首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，以基金募集资金规模（含募集期利息）为基数。若涉及基金扩募导致基金规模变化时，自扩募基金合同生效日（含该日）至该次扩募基金合同生效日后首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，以该次扩募基金合同生效日前最近一次经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产与该次扩募募集资金规模（含募集期利息）之和为基数]，依据相应费率按日计提，计算方法如下：

H＝E×0.20%÷当年天数

H为每日应计提的管理人报酬

E为上年度经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产[在首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，E为基金募集资金规模（含募集期利息）。若涉及基金扩募导致基金规模变化时，自扩募基金合同生效日（含该日）至该次扩募基金合同生效日后首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，

E为以该次扩募基金合同生效日前最近一次经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产与该次扩募募集资金规模（含募集期利息）之和]。

管理人报酬按日计提。管理人报酬应由基金管理人与基金托管人双方核对无误后，以协商确定的日期及方式从基金财产中支付，若遇法定节假日、公休假等，支付日期顺延。

2）浮动管理费

a.浮动管理费属于项目公司支付给运营管理机构的绩效利润，具体计算方式如下：

浮动管理费=（实际年度净收入S-目标年度净收入R）×浮动管理费率。

年度净收入为营业总收入-营业总成本（不含折旧摊销、利息、浮动管理费），其中：

实际年度净收入S根据项目公司当年年度审计报告计算；

目标年度净收入R根据不动产项目初始资产评估报告预测金额计算。

就浮动管理费增值税率约定为6%，如遇国家或政府与税负相关的规定或政策调整的，由运营管理机构提供相关说明后，参照最新规定或政策执行。

b.浮动管理费率的考核：

年度净收入完成率（S/R）		**浮动管理费率**
当S≥R，体现为激励	S/R＞1.1	10%
	1≤S/R≤1.1	5%
当S＜R，体现为扣减	0.9≤S/R<1	5%
	S/R＜0.9	10%

c.浮动管理费考核上限：

无论浮动管理费为正为负，以当期基础管理费的20%为奖惩上限。

d.团队激励与个人激励应用：

当浮动管理费为正数时，运营管理机构需将每年实际收到的浮动管理费的20%作为团队业绩激励。

基金管理人有权根据运营管理机构的内部激励制度履行相应的监督责任。

3）托管费

本基金的托管费自基金合同生效之日（含）起，按上年度经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产为基数[在首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，以基金募集资金规模（含募集期利息）为基数。若涉及基金扩募导致基金规模变化时，自扩募基金合同生效日（含该日）至该次扩募基金合同生效日后首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，以该次扩募基金合同生效日前最近一次经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产与该次扩募募集资金规模（含募集期利息）之和为基数]，依据相应费率按日计提，计算方法如下：

H＝E×0.01%÷当年天数

H为每日应计提的基金托管费

E为上年度经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产[在首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，E为基金募集资金规模（含募集期利息）。若涉及基金扩募导致基金规模变化时，自扩募基金合同生效日（含该日）至该次扩募基金合同生效日后首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，E为以该次扩募基金合同生效日前最近一次经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产与该次扩募募集资金规模（含募集期利息）之和]。

托管费按日计提。托管费由基金管理人与基金托管人双方核对无误后，以协商确定的日期及方式从基金财产中支付，若遇法定节假日、公休假等，支付日期顺延。

（4）税费的重要假设参数

项目公司的税金包括企业所得税、增值税、城市维护建设税、教育费附加、地方教育附加、房产税、土地使用税及印花税等。对于城市维护建设税、教育费附加及地方教育附加，按照预测的应缴纳的增值税进行测算。根据《财政部 税务总局 国家发展改革委关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》（财政部 税务总局 国家发展改革委公告2020年第23号），项目公司属于设在西部地区的鼓励类产业企业，2026年7-12月、2027-2030年企业所得税减按15%征收，2031年及以后按25%征收。目前测算假设的主要税率为：

表2：项目公司涉及的相关税种及税率

税种	计税依据	税率
增值税	销售电力等应税收入	13%
土地使用税	定额税率	
城市维护建设税	实际缴纳的流转税税额	5%
教育费附加	实际缴纳的流转税税额	3%
地方教育附加	实际缴纳的流转税税额	2%
企业所得税	应纳税所得额	2026 年 7-12 月 、 2027-2030 年 15%，2031年及以后25%
印花税	按收入金额[2]	0.03%

3.涉及公允价值变动损益、资产减值损失等预测依据

本基金可供分配金额测算不涉及投资收益、公允价值变动损益、资产减值损失等情形。

4、税金及附加

附加税主要为城市维护建设税、教育费附加、地方教育费附加、房产税、土地使用税、印花税以及其他附加税。城市维护建设税率为5%、教育费附加为3%、地方教育费附加为2%。房产税、土地使用税参照基准日资产规模和适用税率进行预测，印花税按收入的0.03%预测。

5、销售费用、管理费用、研发费用的分析预测

项目不涉及销售费用、管理费用、研发费用，故不对销售费用、管理费用、研发费用进行预测。

6、财务费用的分析预测

财务费用包括利息支出及利息收入。

本次测算的利息支出主要包括过渡期借款利息和保理利息两部分：

（1）过渡期借款利息：因项目公司偿还发行前存量借款需要一定周期，本次测算按原有借款利率对过渡期内的存量借款利息进行预测。截至评估基准日，项目公司发行前待清偿存量借款约100,075.00万元，过渡期按3个月预测。

（2）保理利息：纳入本基金后，项目公司拟将超过两年尚未收回的应收电价补贴转让给银行开展保理业务。就单笔保理业务，保理银行平价购买相应年度的应

[2] 即印花税购销合同适用税率

收电价补贴；项目公司收到该部分电价补贴的回款后转付给保理银行，并根据相应的保理融资期限和利率支付保理费用。根据保理业务合作协议约定，保理融资利率按2.34%/年（即一年期LPR扣减0.66个百分点）进行预测。

利息收入及其他不确定性较大且金额较小，本次测算不予预测。

7、资本性支出

资本性支出实际上就是再投资，它是用来维持委估资产组现有资产的运行并创造新的资产来保证资产组未来的不断增长的一项支出。由于本次风力发电项目资本性支出按项目固定资产投资一次性投入，通过日常检修，定期开展预防性试验等方式，避免重要设备的大修更换，在经营预测期内不再考虑维护性资本性支出之外的新增资本性支出。

8、营运资金

营运资本是指资产组经营性流动资产与流动负债的差额，反映资产组在未来经营活动中是否需要追加额外的现金。如果经营性流动资产大于流动负债，则资产组需要额外补充现金，在现金流量预测中表现为现金流出，反之为现金流入。

一般而言，随着经营活动范围或规模的扩大，资产组向客户提供的正常商业信用会相应增加，为扩大销售所需增加的存货储备也会占用更多的资金，同时为满足资产组日常经营性支付所需保持的现金余额也要增加，从而需要占用更多的流动资金，但资产组同时通过从供应商处获得正常的商业信用，减少资金的即时支付，相应节省了部分流动资金。

一般情况下，流动资金的追加需考虑应收账款、预付账款、存货、经营性现金、应付账款、预收账款等因素的影响。

本次对营运资本的变化预测思路如下：首先分别对未来经营性营运资产、营运负债进行预测，得出营运资本，然后将营运资本与上一年度的营运资本进行比较。如果大于则表现为现金流出，反之为现金流入。

预测年度应收账款=当年销售收入/该年预测应收账款年周转次数

预测年度存货=当年销售成本/该年预测存货年周转次数

预测年度预付账款=当年销售成本/该年预测预付账款年周转次数

预测年度应付账款=当年销售成本/该年预测应付账款年周转次数

预测年度预收账款=当年销售收入/该年预测预收账款年周转次数

追加营运资金=当年度需要的营运资金－上一年度需要的营运资金

对于最低现金保有量，根据成本、税金、费用等对付现成本进行测算，按2个月的付现成本确认保有现金量；

应收款项核算内容为应收电费，分为市场化交易结算收入和国补收入。对于市场化交易结算收入周转率，按近两年平均数9.03次/年进行测算。对于国补收入，根据企业提供国补收入回款周期统计及企业管理层预测，以后年度国补平均回收周期约为2.5年，故本次测算参照企业历史年度实际收入及以后年度的预测收入，按2.5年回收周期进行预测应收国补电费。

预付款项、应付款项金额较小，本次测算周转率按2024-2025年平均数据进行预测。

至运营期末，剩余营运资金（除应收国补电费）一次性收回。运营期末应收国补电费，按周转时间2.5年预测逐年收回，并折现至运营期末。

（四）预测合并现金流量表假设

1.收入、成本及税费的收付时点假设

乌兰风电项目上网电量全部参与青海省电力市场化交易并享受国补政策，电费收入清算与拨付相对及时。根据乌兰风电项目历史回款规律，公司标杆电费一般于次月回款，国补电费按国补应收账款的历史平均回款周期确认。从历史情况看，项目公司支付运营成本等费用较为及时。因此，基金管理人编制预测合并现金流量表时假设：测算当期市场化电费收入在当期收到，国补电费按历史平均回款周期收回，测算当期非折旧摊销的付现成本和税费均在当期支付。

2.收到的税费返还（如有）

主要系项目公司电力销售及相关业务取得的税费返还，按相关税收政策及项目公司经营情况测算确定。

3.经营活动现金流出

经营活动现金流出，系根据预测期内的经营成果，相关协议约定或合理预期的资金支付期间，调整得出。

4.向基金份额持有人分配支付的现金

本基金预计将2026年期初现金余额以及2026年产生的部分可供分配金额于当年分配给基金份额持有人，剩余部分可供分配金额于次年分配，后续年度以此类推。

（五）基金可供分配金额测算表

1.基金可供分配金额测算表编制原则

基金管理人根据《公开募集不动产投资信托基金（REITs）运营操作指引（试行）》要求，将预测期间净利润调整为当期基金可供分配金额。

2.计算公式及所涉及的调节项

基金管理人在预测合并利润表和预测合并现金流量表的基础上，结合基金及不动产项目公司的实际情况及合理需求，评估确定基金可供分配金额的计算调节项及金额。

六、主要会计政策和会计估计

(一) 会计期间

自公历1月1日至12月31日止为一个会计年度。

(二) 记账本位币

本基金采用人民币为记账本位币。

(三) 同一控制下和非同一控制下企业合并的会计处理方法

1. 分步实现企业合并过程中的各项交易的条款、条件以及经济影响符合以下一种或多种情况，将多次交易事项作为一揽子交易进行会计处理

（1）这些交易是同时或者在考虑了彼此影响的情况下订立的；

（2）这些交易整体才能达成一项完整的商业结果；

（3）一项交易的发生取决于其他至少一项交易的发生；

（4）一项交易单独看是不经济的，但是和其他交易一并考虑时是经济的。

2. 同一控制下的企业合并

本基金在企业合并中取得的资产和负债，按照合并日在被合并方资产、负债（包括最终控制方收购被合并方而形成的商誉）在最终控制方合并财务报表中的账面价值计量。在合并中取得的净资产账面价值与支付的合并对价账面价值（或发行股份面值总额）的差额，调整资本公积中的股本溢价，资本公积中的股本溢价不足

冲减的，调整留存收益。

如果存在或有对价并需要确认预计负债或资产，该预计负债或资产金额与后续或有对价结算金额的差额，调整资本公积（资本溢价或股本溢价），资本公积不足的，调整留存收益。

对于通过多次交易最终实现企业合并的，属于一揽子交易的，将各项交易作为一项取得控制权的交易进行会计处理；不属于一揽子交易的，在取得控制权日，长期股权投资初始投资成本，与达到合并前的长期股权投资账面价值加上合并日进一步取得股份新支付对价的账面价值之和的差额，调整资本公积；资本公积不足冲减的，调整留存收益。对于合并日之前持有的股权投资，因采用权益法核算或金融工具确认和计量准则核算而确认的其他综合收益，暂不进行会计处理，直至处置该项投资时采用与被投资单位直接处置相关资产或负债相同的基础进行会计处理；因采用权益法核算而确认的被投资单位净资产中除净损益、其他综合收益和利润分配以外的所有者权益其他变动，暂不进行会计处理，直至处置该项投资时转入当期损益。

3. 非同一控制下的企业合并

购买日是指本基金实际取得对被购买方控制权的日期，即被购买方的净资产或生产经营决策的控制权转移给本基金的日期。同时满足下列条件时，本基金一般认为实现了控制权的转移：

①企业合并合同或协议已获本基金内部权力机构通过。

②企业合并事项需要经过国家有关主管部门审批的，已获得批准。

③已办理了必要的财产权转移手续。

④本基金已支付了合并价款的大部分，并且有能力、有计划支付剩余款项。

⑤本基金实际上已经控制了被购买方的财务和经营政策，并享有相应的利益、承担相应的风险。

本基金在购买日对作为企业合并对价付出的资产、发生或承担的负债按照公允价值计量，公允价值与其账面价值的差额，计入当期损益。

本基金对合并成本大于合并中取得的被购买方可辨认净资产公允价值份额的差额，确认为商誉；合并成本小于合并中取得的被购买方可辨认净资产公允价值份额的差额，经复核后，计入当期损益。

通过多次交换交易分步实现的非同一控制下企业合并，属于一揽子交易的，将

各项交易作为一项取得控制权的交易进行会计处理；不属于一揽子交易的，合并日之前持有的股权投资采用权益法核算的，以购买日之前所持被购买方的股权投资的账面价值与购买日新增投资成本之和，作为该项投资的初始投资成本；购买日之前持有的股权投资因采用权益法核算而确认的其他综合收益，在处置该项投资时采用与被投资单位直接处置相关资产或负债相同的基础进行会计处理。合并日之前持有的股权投资采用金融工具确认和计量准则核算的，以该股权投资在合并日的公允价值加上新增投资成本之和，作为合并日的初始投资成本。原持有股权的公允价值与账面价值之间的差额以及原计入其他综合收益的累计公允价值变动应全部转入合并日当期的投资收益。

4. 为合并发生的相关费用

为企业合并发生的审计、法律服务、评估咨询等中介费用以及其他直接相关费用，于发生时计入当期损益；为企业合并而发行权益性证券的交易费用，可直接归属于权益性交易的从权益中扣减。

(四) 合并财务报表的编制方法

1. 合并范围

本基金合并财务报表的合并范围以控制为基础确定，所有子公司（包括本基金所控制的单独主体）均纳入合并财务报表。

2. 合并程序

本基金以自身和各子公司的财务报表为基础，根据其他有关资料，编制合并财务报表。本基金编制合并财务报表，将整个企业集团视为一个会计主体，依据相关企业会计准则的确认、计量和列报要求，按照统一的会计政策，反映本企业集团整体财务状况、经营成果和现金流量。

所有纳入合并财务报表合并范围的子公司所采用的会计政策、会计期间与本基金一致，如子公司采用的会计政策、会计期间与本基金不一致的，在编制合并财务报表时，按本基金的会计政策、会计期间进行必要的调整。

合并财务报表时抵销本基金与各子公司、各子公司相互之间发生的内部交易对合并资产负债表、合并利润表、合并现金流量表、合并股东权益变动表的影响。如果站在企业集团合并财务报表角度与以本基金或子公司为会计主体对同一交易的认定不同时，从企业集团的角度对该交易予以调整。

子公司所有者权益、当期净损益和当期综合收益中属于少数股东的份额分别在合并资产负债表中所有者权益项目下、合并利润表中净利润项目下和综合收益总额项目下单独列示。子公司少数股东分担的当期亏损超过了少数股东在该子公司期初所有者权益中所享有份额而形成的余额，冲减少数股东权益。

对于同一控制下企业合并取得的子公司，以其资产、负债（包括最终控制方收购该子公司而形成的商誉）在最终控制方财务报表中的账面价值为基础对其财务报表进行调整。

对于非同一控制下企业合并取得的子公司，以购买日可辨认净资产公允价值为基础对其财务报表进行调整。

（1） 增加子公司或业务

在报告期内，若因同一控制下企业合并增加子公司或业务的，则调整合并资产负债表的期初数；将子公司或业务合并当期期初至报告期末的收入、费用、利润纳入合并利润表；将子公司或业务合并当期期初至报告期末的现金流量纳入合并现金流量表，同时对比较报表的相关项目进行调整，视同合并后的报告主体自最终控制方开始控制时点起一直存在。

因追加投资等原因能够对同一控制下的被投资方实施控制的，视同参与合并的各方在最终控制方开始控制时即以目前的状态存在进行调整。在取得被合并方控制权之前持有的股权投资，在取得原股权之日与合并方和被合并方同处于同一控制之日孰晚日起至合并日之间已确认有关损益、其他综合收益以及其他净资产变动，分别冲减比较报表期间的期初留存收益或当期损益。

在报告期内，若因非同一控制下企业合并增加子公司或业务的，则不调整合并资产负债表期初数；将该子公司或业务自购买日至报告期末的收入、费用、利润纳入合并利润表；该子公司或业务自购买日至报告期末的现金流量纳入合并现金流量表。

因追加投资等原因能够对非同一控制下的被投资方实施控制的，对于购买日之前持有的被购买方的股权，本基金按照该股权在购买日的公允价值进行重新计量，公允价值与其账面价值的差额计入当期投资收益。购买日之前持有的被购买方的股权涉及权益法核算下的其他综合收益以及除净损益、其他综合收益和利润分配之外的其他所有者权益变动的，与其相关的其他综合收益、其他所有者权益变动转为购

买日所属当期投资收益，由于被投资方重新计量设定受益计划净负债或净资产变动而产生的其他综合收益除外。

（2） 处置子公司或业务

1）一般处理方法

在报告期内，本基金处置子公司或业务，则该子公司或业务期初至处置日的收入、费用、利润纳入合并利润表；该子公司或业务期初至处置日的现金流量纳入合并现金流量表。

因处置部分股权投资或其他原因丧失了对被投资方控制权时，对于处置后的剩余股权投资，本基金按照其在丧失控制权日的公允价值进行重新计量。处置股权取得的对价与剩余股权公允价值之和，减去按原持股比例计算应享有原有子公司自购买日或合并日开始持续计算的净资产的份额与商誉之和的差额，计入丧失控制权当期的投资收益。与原有子公司股权投资相关的其他综合收益或除净损益、其他综合收益及利润分配之外的其他所有者权益变动，在丧失控制权时转为当期投资收益，由于被投资方重新计量设定受益计划净负债或净资产变动而产生的其他综合收益除外。

2）分步处置子公司

通过多次交易分步处置对子公司股权投资直至丧失控制权的，处置对子公司股权投资的各项交易的条款、条件以及经济影响符合以下一种或多种情况，通常表明应将多次交易事项作为一揽子交易进行会计处理：

A.这些交易是同时或者在考虑了彼此影响的情况下订立的；

B.这些交易整体才能达成一项完整的商业结果；

C.一项交易的发生取决于其他至少一项交易的发生；

D.一项交易单独看是不经济的，但是和其他交易一并考虑时是经济的。

处置对子公司股权投资直至丧失控制权的各项交易属于一揽子交易的，本基金将各项交易作为一项处置子公司并丧失控制权的交易进行会计处理；但是，在丧失控制权之前每一次处置价款与处置投资对应的享有该子公司净资产份额的差额，在合并财务报表中确认为其他综合收益，在丧失控制权时一并转入丧失控制权当期的损益。

处置对子公司股权投资直至丧失控制权的各项交易不属于一揽子交易的，在丧

失控制权之前，按不丧失控制权的情况下部分处置对子公司的股权投资的相关政策进行会计处理；在丧失控制权时，按处置子公司一般处理方法进行会计处理。

（3） 购买子公司少数股权

本基金因购买少数股权新取得的长期股权投资与按照新增持股比例计算应享有子公司自购买日（或合并日）开始持续计算的净资产份额之间的差额，调整合并资产负债表中的资本公积中的股本溢价，资本公积中的股本溢价不足冲减的，调整留存收益。

（4） 不丧失控制权的情况下部分处置对子公司的股权投资

在不丧失控制权的情况下因部分处置对子公司的长期股权投资而取得的处置价款与处置长期股权投资相对应享有子公司自购买日或合并日开始持续计算的净资产份额之间的差额，调整合并资产负债表中的资本公积中的股本溢价，资本公积中的股本溢价不足冲减的，调整留存收益。

(五) 外币业务

外币业务交易在初始确认时，采用交易发生日的即期汇率作为折算汇率折合成人民币记账。

(六) 金融工具

在本基金成为金融工具合同的一方时确认一项金融资产或金融负债。

实际利率法是指计算金融资产或金融负债的摊余成本以及将利息收入或利息费用分摊计入各会计期间的方法。

实际利率，是指将金融资产或金融负债在预计存续期的估计未来现金流量，折现为该金融资产账面余额或该金融负债摊余成本所使用的利率。在确定实际利率时，在考虑金融资产或金融负债所有合同条款(如提前还款、展期、看涨期权或其他类似期权等)的基础上估计预期现金流量，但不考虑预期信用损失。

金融资产或金融负债的摊余成本是以该金融资产或金融负债的初始确认金额扣除已偿还的本金，加上或减去采用实际利率法将该初始确认金额与到期日金额之间的差额进行摊销形成的累计摊销额，再扣除累计计提的损失准备(仅适用于金融资产)。

1. 金融资产分类和计量

本基金根据所管理金融资产的业务模式和金融资产的合同现金流量特征，将金

融资产划分为以下三类：

（1） 以摊余成本计量的金融资产。

（2） 以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的金融资产。

（3） 以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产。

金融资产在初始确认时以公允价值计量，但是因销售商品或提供服务等产生的应收账款或应收票据未包含重大融资成分或不考虑不超过一年的融资成分的，按照交易价格进行初始计量。

对于以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产，相关交易费用直接计入当期损益，其他类别的金融资产相关交易费用计入其初始确认金额。

金融资产的后续计量取决于其分类，当且仅当本基金改变管理金融资产的业务模式时，才对所有受影响的相关金融资产进行重分类。

（1） 分类为以摊余成本计量的金融资产

金融资产的合同条款规定在特定日期产生的现金流量仅为对本金和以未偿付本金金额为基础的利息的支付，且管理该金融资产的业务模式是以收取合同现金流量为目标，则本基金将该金融资产分类为以摊余成本计量的金融资产。本基金分类为以摊余成本计量的金融资产包括货币资金、应收账款、其他应收款等。

本基金对此类金融资产采用实际利率法确认利息收入，按摊余成本进行后续计量，其发生减值时或终止确认、修改产生的利得或损失，计入当期损益。除下列情况外，本基金根据金融资产账面余额乘以实际利率计算确定利息收入：

1）对于购入或源生的已发生信用减值的金融资产，本基金自初始确认起，按照该金融资产的摊余成本和经信用调整的实际利率计算确定其利息收入。

2）对于购入或源生的未发生信用减值、但在后续期间成为已发生信用减值的金融资产，本基金在后续期间，按照该金融资产的摊余成本和实际利率计算确定其利息收入。若该金融工具在后续期间因其信用风险有所改善而不再存在信用减值，本基金转按实际利率乘以该金融资产账面余额来计算确定利息收入。

（2） 分类为以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的金融资产

金融资产的合同条款规定在特定日期产生的现金流量仅为对本金和以未偿付本金金额为基础的利息的支付，且管理该金融资产的业务模式既以收取合同现金流量为目标又以出售该金融资产为目标，则本基金将该金融资产分类为以公允价值计量

且其变动计入其他综合收益的金融资产。

本基金对此类金融资产采用实际利率法确认利息收入。除利息收入、减值损失及汇兑差额确认为当期损益外，其余公允价值变动计入其他综合收益。当该金融资产终止确认时，之前计入其他综合收益的累计利得或损失从其他综合收益中转出，计入当期损益。

以公允价值计量且变动计入其他综合收益的应收票据及应收账款列报为应收款项融资，其他此类金融资产列报为其他债权投资，其中：自资产负债表日起一年内到期的其他债权投资列报为一年内到期的非流动资产，原到期日在一年以内的其他债权投资列报为其他流动资产。

（3） 指定为以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的金融资产

在初始确认时，本基金可以单项金融资产为基础不可撤销地将非交易性权益工具投资指定为以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的金融资产。

此类金融资产的公允价值变动计入其他综合收益，不需计提减值准备。该金融资产终止确认时，之前计入其他综合收益的累计利得或损失从其他综合收益中转出，计入留存收益。本基金持有该权益工具投资期间，在本基金收取股利的权利已经确立，与股利相关的经济利益很可能流入本基金，且股利的金额能够可靠计量时，确认股利收入并计入当期损益。本基金对此类金融资产在其他权益工具投资项目下列报。

权益工具投资满足下列条件之一的，属于以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产：取得该金融资产的目的主要是为了近期出售；初始确认时属于集中管理的可辨认金融资产工具组合的一部分，且有客观证据表明近期实际存在短期获利模式；属于衍生工具（符合财务担保合同定义的以及被指定为有效套期工具的衍生工具除外）。

（4） 分类为以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产

不符合分类为以摊余成本计量或以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的金融资产条件、亦不指定为以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的金融资产均分类为以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产。

本基金对此类金融资产采用公允价值进行后续计量，将公允价值变动形成的利得或损失以及与此类金融资产相关的股利和利息收入计入当期损益。

本基金对此类金融资产根据其流动性在交易性金融资产、其他非流动金融资产项目列报。

（5） 指定为以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产

在初始确认时，本基金为了消除或显著减少会计错配，可以单项金融资产为基础不可撤销地将金融资产指定为以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产。

本基金对此类金融资产采用公允价值进行后续计量，将公允价值变动形成的利得或损失以及与此类金融资产相关的股利和利息收入计入当期损益。

本基金对此类金融资产根据其流动性在交易性金融资产、其他非流动金融资产项目列报。

2. 金融负债分类和计量

本基金根据所发行金融工具的合同条款及其所反映的经济实质而非仅以法律形式，结合金融负债和权益工具的定义，在初始确认时将该金融工具或其组成部分分类为金融负债或权益工具。金融负债在初始确认时分类为：以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融负债、其他金融负债、被指定为有效套期工具的衍生工具。

金融负债在初始确认时以公允价值计量。对于以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融负债，相关的交易费用直接计入当期损益；对于其他类别的金融负债，相关交易费用计入初始确认金额。

金融负债的后续计量取决于其分类：

（1） 以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融负债

此类金融负债包括交易性金融负债（含属于金融负债的衍生工具）和初始确认时指定为以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融负债。

满足下列条件之一的，属于交易性金融负债：承担相关金融负债的目的主要是为了在近期内出售或回购；属于集中管理的可辨认金融工具组合的一部分，且有客观证据表明企业近期采用短期获利方式模式；属于衍生工具，但是，被指定且为有效套期工具的衍生工具、符合财务担保合同的衍生工具除外。交易性金融负债（含属于金融负债的衍生工具），按照公允价值进行后续计量，除与套期会计有关外，所有公允价值变动均计入当期损益。

在初始确认时，为了提供更相关的会计信息，本基金将满足下列条件之一的金融负债不可撤销地指定为以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融负债：

1） 能够消除或显著减少会计错配。

2） 根据正式书面文件载明的企业风险管理或投资策略，以公允价值为基础对金融负债组合或金融资产和金融负债组合进行管理和业绩评价，并在企业内部以此为基础向关键管理人员报告。

本基金对此类金融负债采用公允价值进行后续计量，除由本基金自身信用风险变动引起的公允价值变动计入其他综合收益之外，其他公允价值变动计入当期损益。除非由本基金自身信用风险变动引起的公允价值变动计入其他综合收益会造成或扩大损益中的会计错配，本基金将所有公允价值变动（包括自身信用风险变动的影响金额）计入当期损益。

（2） 其他金融负债

除下列各项外，公司将金融负债分类为以摊余成本计量的金融负债，对此类金融负债采用实际利率法，按照摊余成本进行后续计量，终止确认或摊销产生的利得或损失计入当期损益：

1） 以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融负债。

2） 金融资产转移不符合终止确认条件或继续涉入被转移金融资产所形成的金融负债。

3） 不属于本条前两类情形的财务担保合同，以及不属于本条第1）类情形的以低于市场利率贷款的贷款承诺。

财务担保合同是指当特定债务人到期不能按照最初或修改后的债务工具条款偿付债务时，要求发行方向蒙受损失的合同持有人赔付特定金额的合同。不属于指定为以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融负债的财务担保合同，在初始确认后按照损失准备金额以及初始确认金额扣除担保期内的累计摊销额后的余额孰高进行计量。

3． 金融资产和金融负债的终止确认

（1）金融资产满足下列条件之一的，终止确认金融资产，即从其账户和资产负债表内予以转销：

1） 收取该金融资产现金流量的合同权利终止。

2） 该金融资产已转移，且该转移满足金融资产终止确认的规定。

（2）金融负债终止确认条件

金融负债（或其一部分）的现时义务已经解除的，则终止确认该金融负债（或该部分金融负债）。

本基金与借出方之间签订协议，以承担新金融负债方式替换原金融负债，且新金融负债与原金融负债的合同条款实质上不同的，或对原金融负债（或其一部分）的合同条款做出实质性修改的，则终止确认原金融负债，同时确认一项新金融负债，账面价值与支付的对价（包括转出的非现金资产或承担的负债）之间的差额，计入当期损益。

本基金回购金融负债一部分的，按照继续确认部分和终止确认部分在回购日各自的公允价值占整体公允价值的比例，对该金融负债整体的账面价值进行分配。分配给终止确认部分的账面价值与支付的对价（包括转出的非现金资产或承担的负债）之间的差额，应当计入当期损益。

4. 金融资产转移的确认依据和计量方法

本基金在发生金融资产转移时，评估其保留金融资产所有权上的风险和报酬的程度，并分别下列情形处理：

（1） 转移了金融资产所有权上几乎所有风险和报酬的，则终止确认该金融资产，并将转移中产生或保留的权利和义务单独确认为资产或负债。

（2） 保留了金融资产所有权上几乎所有风险和报酬的，则继续确认该金融资产。

（3） 既没有转移也没有保留金融资产所有权上几乎所有风险和报酬的（即除本条（1）、（2）之外的其他情形），则根据其是否保留了对金融资产的控制，分别下列情形处理：

1） 未保留对该金融资产控制的，则终止确认该金融资产，并将转移中产生或保留的权利和义务单独确认为资产或负债。

2） 保留了对该金融资产控制的，则按照其继续涉入被转移金融资产的程度继续确认有关金融资产，并相应确认相关负债。继续涉入被转移金融资产的程度，是指本基金承担的被转移金融资产价值变动风险或报酬的程度。

在判断金融资产转移是否满足上述金融资产终止确认条件时，采用实质重于形式的原则。公司将金融资产转移区分为金融资产整体转移和部分转移。

（1） 金融资产整体转移满足终止确认条件的，将下列两项金额的差额计入当期损益：

1） 被转移金融资产在终止确认日的账面价值。

2） 因转移金融资产而收到的对价，与原直接计入其他综合收益的公允价值变动累计额中对应终止确认部分的金额（涉及转移的金融资产为以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的金融资产）之和。

（2） 金融资产部分转移且该被转移部分整体满足终止确认条件的，将转移前金融资产整体的账面价值，在终止确认部分和继续确认部分（在此种情形下，所保留的服务资产应当视同继续确认金融资产的一部分）之间，按照转移日各自的相对公允价值进行分摊，并将下列两项金额的差额计入当期损益：

1） 终止确认部分在终止确认日的账面价值。

2） 终止确认部分收到的对价，与原计入其他综合收益的公允价值变动累计额中对应终止确认部分的金额（涉及转移的金融资产为以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的金融资产）之和。

金融资产转移不满足终止确认条件的，继续确认该金融资产，所收到的对价确认为一项金融负债。

5. 金融资产和金融负债公允价值的确定方法

存在活跃市场的金融资产或金融负债，以活跃市场的报价确定其公允价值，除非该项金融资产存在针对资产本身的限售期。对于针对资产本身的限售的金融资产，按照活跃市场的报价扣除市场参与者因承担指定期间内无法在公开市场上出售该金融资产的风险而要求获得的补偿金额后确定。活跃市场的报价包括易于且可定期从交易所、交易商、经纪人、行业集团、定价机构或监管机构等获得相关资产或负债的报价，且能代表在公平交易基础上实际并经常发生的市场交易。

初始取得或衍生的金融资产或承担的金融负债，以市场交易价格作为确定其公允价值的基础。

不存在活跃市场的金融资产或金融负债，采用估值技术确定其公允价值。在估值时，本基金采用在当前情况下适用并且有足够可利用数据和其他信息支持的估值技术，选择与市场参与者在相关资产或负债的交易中所考虑的资产或负债特征相一致的输入值，并尽可能优先使用相关可观察输入值。在相关可观察输入值无法取得

或取得不切实可行的情况下，使用不可观察输入值。

6. 金融工具减值

本基金以预期信用损失为基础，对分类为以摊余成本计量的金融资产、分类为以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的金融资产以及财务担保合同，进行减值会计处理并确认损失准备。

预期信用损失，是指以发生违约的风险为权重的金融工具信用损失的加权平均值。信用损失，是指本基金按照原实际利率折现的、根据合同应收的所有合同现金流量与预期收取的所有现金流量之间的差额，即全部现金短缺的现值。其中，对于本基金购买或源生的已发生信用减值的金融资产，应按照该金融资产经信用调整的实际利率折现。

对由收入准则规范的交易形成的应收款项，本基金运用简化计量方法，按照相当于整个存续期内预期信用损失的金额计量损失准备。

对于购买或源生的已发生信用减值的金融资产，在资产负债表日仅将自初始确认后整个存续期内预期信用损失的累计变动确认为损失准备。在每个资产负债表日，将整个存续期内预期信用损失的变动金额作为减值损失或利得计入当期损益。即使该资产负债表日确定的整个存续期内预期信用损失小于初始确认时估计现金流量所反映的预期信用损失的金额，也将预期信用损失的有利变动确认为减值利得。

除上述采用简化计量方法和购买或源生的已发生信用减值以外的其他金融资产，本基金在每个资产负债表日评估相关金融工具的信用风险自初始确认后是否已显著增加，并按照下列情形分别计量其损失准备、确认预期信用损失及其变动：

（1） 如果该金融工具的信用风险自初始确认后并未显著增加，处于第一阶段，则按照相当于该金融工具未来 12 个月内预期信用损失的金额计量其损失准备，并按照账面余额和实际利率计算利息收入。

（2） 如果该金融工具的信用风险自初始确认后已显著增加但尚未发生信用减值的，处于第二阶段，则按照相当于该金融工具整个存续期内预期信用损失的金额计量其损失准备，并按照账面余额和实际利率计算利息收入。

（3） 如果该金融工具自初始确认后已经发生信用减值的，处于第三阶段，本基金按照相当于该金融工具整个存续期内预期信用损失的金额计量其损失准备，并按照摊余成本和实际利率计算利息收入。

金融工具信用损失准备的增加或转回金额，作为减值损失或利得计入当期损益。除分类为以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的金融资产外，信用损失准备抵减金融资产的账面余额。对于分类为以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的金融资产，本基金在其他综合收益中确认其信用损失准备，不减少该金融资产在资产负债表中列示的账面价值。

本基金在前一会计期间已经按照相当于金融工具整个存续期内预期信用损失的金额计量了损失准备，但在当期资产负债表日，该金融工具已不再属于自初始确认后信用风险显著增加的情形的，本基金在当期资产负债表日按照相当于未来12个月内预期信用损失的金额计量该金融工具的损失准备，由此形成的损失准备的转回金额作为减值利得计入当期损益。

（1） 信用风险显著增加

本基金利用可获得的合理且有依据的前瞻性信息，通过比较金融工具在资产负债表日发生违约的风险与在初始确认日发生违约的风险，以确定金融工具的信用风险自初始确认后是否已显著增加。对于财务担保合同，本基金在应用金融工具减值规定时，将本基金成为做出不可撤销承诺的一方之日作为初始确认日。

本基金在评估信用风险是否显著增加时会考虑如下因素：

1） 债务人经营成果实际或预期是否发生显著变化；

2） 债务人所处的监管、经济或技术环境是否发生显著不利变化；

3） 作为债务抵押的担保物价值或第三方提供的担保或信用增级质量是否发生显著变化，这些变化预期将降低债务人按合同规定期限还款的经济动机或者影响违约概率；

4） 债务人预期表现和还款行为是否发生显著变化；

5） 本基金对金融工具信用管理方法是否发生变化等。

于资产负债表日，若本基金判断金融工具只具有较低的信用风险，则本基金假定该金融工具的信用风险自初始确认后并未显著增加。如果金融工具的违约风险较低，借款人在短期内履行其合同现金流量义务的能力很强，并且即使较长时期内经济形势和经营环境存在不利变化，但未必一定降低借款人履行其合同现金流量义务的能力，则该金融工具被视为具有较低的信用风险。

（2） 已发生信用减值的金融资产

当对金融资产预期未来现金流量具有不利影响的一项或多项事件发生时，该金融资产成为已发生信用减值的金融资产。金融资产已发生信用减值的证据包括下列可观察信息：

1） 发行方或债务人发生重大财务困难；

2） 债务人违反合同，如偿付利息或本金违约或逾期等；

3） 债权人出于与债务人财务困难有关的经济或合同考虑，给予债务人在任何其他情况下都不会做出的让步；

4） 债务人很可能破产或进行其他财务重组；

5） 发行方或债务人财务困难导致该金融资产的活跃市场消失；

6） 以大幅折扣购买或源生一项金融资产，该折扣反映了发生信用损失的事实。

金融资产发生信用减值，有可能是多个事件的共同作用所致，未必是可单独识别的事件所致。

（3） 预期信用损失的确定

本基金基于单项和组合评估金融工具的预期信用损失，在评估预期信用损失时，考虑有关过去事项、当前状况以及未来经济状况预测的合理且有依据的信息。

本基金以共同信用风险特征为依据，将金融工具分为不同组合。本基金采用的共同信用风险特征包括：金融工具类型、信用风险评级、账龄组合等。相关金融工具的单项评估标准和组合信用风险特征详见相关金融工具的会计政策。

本基金按照下列方法确定相关金融工具的预期信用损失：

1）对于金融资产，信用损失为本基金应收取的合同现金流量与预期收取的现金流量之间差额的现值。

2） 对于财务担保合同，信用损失为本基金就该合同持有人发生的信用损失向其做出赔付的预计付款额，减去本基金预期向该合同持有人、债务人或任何其他方收取的金额之间差额的现值。

3）对于资产负债表日已发生信用减值但并非购买或源生已发生信用减值的金融资产，信用损失为该金融资产账面余额与按原实际利率折现的估计未来现金流量的现值之间的差额。

本基金计量金融工具预期信用损失的方法反映的因素包括：通过评价一系列可

能的结果而确定的无偏概率加权平均金额；货币时间价值；在资产负债表日无须付出不必要的额外成本或努力即可获得的有关过去事项、当前状况以及未来经济状况预测的合理且有依据的信息。

（4） 减记金融资产

当本基金不再合理预期金融资产合同现金流量能够全部或部分收回的，直接减记该金融资产的账面余额。这种减记构成相关金融资产的终止确认。

7. 金融资产及金融负债的抵销

金融资产和金融负债在资产负债表内分别列示，没有相互抵销。但是，同时满足下列条件的，以相互抵销后的净额在资产负债表内列示：

（1） 本基金具有抵销已确认金额的法定权利，且该种法定权利是当前可执行的；

（2） 本基金计划以净额结算，或同时变现该金融资产和清偿该金融负债。

(七) 应收账款

本基金对应收账款的预期信用损失的确定方法及会计处理方法详见本报告六、主要会计政策和会计估计之“金融工具减值”。

当在单项工具层面无法以合理成本评估预期信用损失的充分证据时，本基金参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的判断，依据信用风险特征将应收账款划分为若干组合，在组合基础上计算预期信用损失。确定组合的依据如下：

组合名称	确定组合的依据
低风险组合	各类保证金、押金、备用金等回收风险程度较低的应收款项
可再生能源补贴款组合	应收可再生能源补贴款
其他组合	除上述组合之外的其他应收款项

(八) 其他应收款

本基金对其他应收款的预期信用损失的确定方法及会计处理方法详见本报告六、主要会计政策和会计估计之“金融工具减值”。

当在单项工具层面无法以合理成本评估预期信用损失的充分证据时，本基金参

考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的判断，依据信用风险特征将其他应收款划分为若干组合，在组合基础上计算预期信用损失。确定组合的依据如下：

组合名称	确定组合的依据
低风险组合	各类保证金、押金、备用金等回收风险程度较低的应收款项
其他组合	除上述组合之外的其他应收款项

(九) 存货

1. 存货的分类

存货是指本基金在日常活动中持有以备出售的产成品或商品、处在生产过程中的在产品、在生产过程或提供劳务过程中耗用的材料和物料等。主要包括原材料、周转材料、委托加工材料、在产品、自制半成品、产成品（库存商品）、发出商品等。

2. 存货的计价方法

存货在取得时，按成本进行初始计量，包括采购成本、加工成本和其他成本。存货发出时按月末一次加权平均法计价。

3. 存货可变现净值的确定依据及存货跌价准备的计提方法

期末对存货进行全面清查后，按存货的成本与可变现净值孰低提取或调整存货跌价准备。产成品、库存商品和用于出售的材料等直接用于出售的商品存货，在正常生产经营过程中，以该存货的估计售价减去估计的销售费用和相关税费后的金额，确定其可变现净值；需要经过加工的材料存货，在正常生产经营过程中，以所生产的产成品的估计售价减去至完工时估计将要发生的成本、估计的销售费用和相关税费后的金额，确定其可变现净值；为执行销售合同或者劳务合同而持有的存货，其可变现净值以合同价格为基础计算，若持有存货的数量多于销售合同订购数量的，超出部分的存货的可变现净值以一般销售价格为基础计算。

期末按照单个存货项目计提存货跌价准备；但对于数量繁多、单价较低的存货，按照存货类别计提存货跌价准备；与在同一地区生产和销售的产品系列相关、具有相同或类似最终用途或目的，且难以与其他项目分开计量的存货，则合并计提存货跌价准备。

以前减记存货价值的影响因素已经消失的，减记的金额予以恢复，并在原已计

提的存货跌价准备金额内转回，转回的金额计入当期损益。

4. 存货的盘存制度

采用永续盘存制 。

5. 低值易耗品和包装物的摊销方法

（1） 低值易耗品采用一次转销法；

（2） 包装物采用一次转销法。

（3） 其他周转材料采用一次转销法摊销。

(十) 长期股权投资

1. 初始投资成本的确定

（1）企业合并形成的长期股权投资，具体会计政策详见本编制说明三/（四）同一控制下和非同一控制下企业合并的会计处理方法

（2）其他方式取得的长期股权投资

以支付现金方式取得的长期股权投资，按照实际支付的购买价款作为初始投资成本。初始投资成本包括与取得长期股权投资直接相关的费用、税金及其他必要支出。

以发行权益性证券取得的长期股权投资，按照发行权益性证券的公允价值作为初始投资成本；发行或取得自身权益工具时发生的交易费用，可直接归属于权益性交易的从权益中扣减。

在非货币性资产交换具备商业实质和换入资产或换出资产的公允价值能够可靠计量的前提下，非货币性资产交换换入的长期股权投资以换出资产的公允价值为基础确定其初始投资成本，除非有确凿证据表明换入资产的公允价值更加可靠；不满足上述前提的非货币性资产交换，以换出资产的账面价值和应支付的相关税费作为换入长期股权投资的初始投资成本。

通过债务重组取得的长期股权投资，其初始投资成本按照公允价值为基础确定。

2. 后续计量及损益确认

（1）成本法

本基金能够对被投资单位实施控制的长期股权投资采用成本法核算，并按照初始投资成本计价，追加或收回投资调整长期股权投资的成本。

除取得投资时实际支付的价款或对价中包含的已宣告但尚未发放的现金股利或利润外，本基金按照享有被投资单位宣告分派的现金股利或利润确认为当期投资收益。

（2）权益法

本基金对联营企业和合营企业的长期股权投资采用权益法核算；对于其中一部分通过风险投资机构、共同基金、信托公司或包括投连险基金在内的类似主体间接持有的联营企业的权益性投资，采用公允价值计量且其变动计入损益。

长期股权投资的初始投资成本大于投资时应享有被投资单位可辨认净资产公允价值份额的差额，不调整长期股权投资的初始投资成本；初始投资成本小于投资时应享有被投资单位可辨认净资产公允价值份额的差额，计入当期损益。

本基金取得长期股权投资后，按照应享有或应分担的被投资单位实现的净损益和其他综合收益的份额，分别确认投资收益和其他综合收益，同时调整长期股权投资的账面价值；并按照被投资单位宣告分派的利润或现金股利计算应享有的部分，相应减少长期股权投资的账面价值；对于被投资单位除净损益、其他综合收益和利润分配以外所有者权益的其他变动，调整长期股权投资的账面价值并计入所有者权益。

本基金在确认应享有被投资单位净损益的份额时，以取得投资时被投资单位各项可辨认资产等的公允价值为基础，对被投资单位的净利润进行调整后确认。本基金与联营企业、合营企业之间发生的未实现内部交易损益按照应享有的比例计算归属于本基金的部分予以抵销，在此基础上确认投资损益。

本基金确认应分担被投资单位发生的亏损时，按照以下顺序进行处理：首先，冲减长期股权投资的账面价值。其次，长期股权投资的账面价值不足以冲减的，以其他实质上构成对被投资单位净投资的长期权益账面价值为限继续确认投资损失，冲减长期应收项目等的账面价值。最后，经过上述处理，按照投资合同或协议约定企业仍承担额外义务的，按预计承担的义务确认预计负债，计入当期投资损失。

被投资单位以后期间实现盈利的，公司在扣除未确认的亏损分担额后，按与上述相反的顺序处理，减记已确认预计负债的账面余额、恢复其他实质上构成对被投资单位净投资的长期权益及长期股权投资的账面价值后，恢复确认投资收益。

3. 长期股权投资核算方法的转换

（1） 公允价值计量转权益法核算

本基金原持有的对被投资单位不具有控制、共同控制或重大影响的按金融工具确认和计量准则进行会计处理的权益性投资，因追加投资等原因能够对被投资单位施加重大影响或实施共同控制但不构成控制的，按照《企业会计准则第22号——金融工具确认和计量》确定的原持有的股权投资的公允价值加上新增投资成本之和，作为改按权益法核算的初始投资成本。

原持有的股权投资分类为可供出售金融资产的，其公允价值与账面价值之间的差额，以及原计入其他综合收益的累计公允价值变动转入改按权益法核算的当期损益。

按权益法核算的初始投资成本小于按照追加投资后全新的持股比例计算确定的应享有被投资单位在追加投资日可辨认净资产公允价值份额之间的差额，调整长期股权投资的账面价值，并计入当期营业外收入。

（2） 公允价值计量或权益法核算转成本法核算

本基金原持有的对被投资单位不具有控制、共同控制或重大影响的按金融工具确认和计量准则进行会计处理的权益性投资，或原持有对联营企业、合营企业的长期股权投资，因追加投资等原因能够对非同一控制下的被投资单位实施控制的，在编制个别财务报表时，按照原持有的股权投资账面价值加上新增投资成本之和，作为改按成本法核算的初始投资成本。

购买日之前持有的股权投资因采用权益法核算而确认的其他综合收益，在处置该项投资时采用与被投资单位直接处置相关资产或负债相同的基础进行会计处理。

购买日之前持有的股权投资按照《企业会计准则第22号——金融工具确认和计量》的有关规定进行会计处理的，原计入其他综合收益的累计公允价值变动在改按成本法核算时转入当期损益。

（3） 权益法核算转公允价值计量

本基金因处置部分股权投资等原因丧失了对被投资单位的共同控制或重大影响的，处置后的剩余股权改按《企业会计准则第22号——金融工具确认和计量》核算，其在丧失共同控制或重大影响之日的公允价值与账面价值之间的差额计入当期损益。

原股权投资因采用权益法核算而确认的其他综合收益，在终止采用权益法核算

时采用与被投资单位直接处置相关资产或负债相同的基础进行会计处理。

（4） 成本法转权益法

本基金因处置部分权益性投资等原因丧失了对被投资单位的控制的，在编制个别财务报表时，处置后的剩余股权能够对被投资单位实施共同控制或施加重大影响的，改按权益法核算，并对该剩余股权视同自取得时即采用权益法核算进行调整。

（5） 成本法转公允价值计量

本基金因处置部分权益性投资等原因丧失了对被投资单位的控制的，在编制个别财务报表时，处置后的剩余股权不能对被投资单位实施共同控制或施加重大影响的，改按《企业会计准则第22号——金融工具确认和计量》的有关规定进行会计处理，其在丧失控制之日的公允价值与账面价值间的差额计入当期损益。

4. 长期股权投资的处置

处置长期股权投资，其账面价值与实际取得价款之间的差额，应当计入当期损益。采用权益法核算的长期股权投资，在处置该项投资时，采用与被投资单位直接处置相关资产或负债相同的基础，按相应比例对原计入其他综合收益的部分进行会计处理。

处置对子公司股权投资的各项交易的条款、条件以及经济影响符合以下一种或多种情况，将多次交易事项作为一揽子交易进行会计处理：

（1） 这些交易是同时或者在考虑了彼此影响的情况下订立的；

（2） 这些交易整体才能达成一项完整的商业结果；

（3） 一项交易的发生取决于其他至少一项交易的发生；

（4） 一项交易单独看是不经济的，但是和其他交易一并考虑时是经济的。

因处置部分股权投资或其他原因丧失了对原有子公司控制权的，不属于一揽子交易的，区分个别财务报表和合并财务报表进行相关会计处理：

（1）在个别财务报表中，对于处置的股权，其账面价值与实际取得价款之间的差额计入当期损益。处置后的剩余股权能够对被投资单位实施共同控制或施加重大影响的，改按权益法核算，并对该剩余股权视同自取得时即采用权益法核算进行调整；处置后的剩余股权不能对被投资单位实施共同控制或施加重大影响的，改按《企业会计准则第22号——金融工具确认和计量》的有关规定进行会计处理，其在丧失控制之日的公允价值与账面价值间的差额计入当期损益。

（2）在合并财务报表中，对于在丧失对子公司控制权以前的各项交易，处置价款与处置长期股权投资相应对享有子公司自购买日或合并日开始持续计算的净资产份额之间的差额，调整资本公积（股本溢价），资本公积不足冲减的，调整留存收益；在丧失对子公司控制权时，对于剩余股权，按照其在丧失控制权日的公允价值进行重新计量。处置股权取得的对价与剩余股权公允价值之和，减去按原持股比例计算应享有原有子公司自购买日开始持续计算的净资产的份额之间的差额，计入丧失控制权当期的投资收益，同时冲减商誉。与原有子公司股权投资相关的其他综合收益等，在丧失控制权时转为当期投资收益。

处置对子公司股权投资直至丧失控制权的各项交易属于一揽子交易的，将各项交易作为一项处置子公司股权投资并丧失控制权的交易进行会计处理，区分个别财务报表和合并财务报表进行相关会计处理：

（1）在个别财务报表中，在丧失控制权之前每一次处置价款与处置的股权对应的长期股权投资账面价值之间的差额，确认为其他综合收益，在丧失控制权时一并转入丧失控制权当期的损益。

（2）在合并财务报表中，在丧失控制权之前每一次处置价款与处置投资对应的享有该子公司净资产份额的差额，确认为其他综合收益，在丧失控制权时一并转入丧失控制权当期的损益。

5. 共同控制、重大影响的判断标准

如果本基金按照相关约定与其他参与方集体控制某项安排，并且对该安排回报具有重大影响的活动决策，需要经过分享控制权的参与方一致同意时才存在，则视为本基金与其他参与方共同控制某项安排，该安排即属于合营安排。

合营安排通过单独主体达成的，根据相关约定判断本基金对该单独主体的净资产享有权利时，将该单独主体作为合营企业，采用权益法核算。若根据相关约定判断本基金并非对该单独主体的净资产享有权利时，该单独主体作为共同经营，本基金确认与共同经营利益份额相关的项目，并按照相关企业会计准则的规定进行会计处理。

重大影响，是指投资方对被投资单位的财务和经营政策有参与决策的权力，但并不能够控制或者与其他方一起共同控制这些政策的制定。本基金通过以下一种或多种情形，并综合考虑所有事实和情况后，判断对被投资单位具有重大影响。（1）

在被投资单位的董事会或类似权力机构中派有代表；（2）参与被投资单位财务和经营政策制定过程；（3）与被投资单位之间发生重要交易；（4）向被投资单位派出管理人员；（5）向被投资单位提供关键技术资料。

(十一) 固定资产

1. 固定资产确认条件

固定资产指为生产商品、提供劳务、出租或经营管理而持有，并且使用寿命超过一个会计年度的有形资产。固定资产在同时满足下列条件时予以确认：

（1）与该固定资产有关的经济利益很可能流入企业；

（2）该固定资产的成本能够可靠地计量。

2. 固定资产初始计量

本基金固定资产按成本进行初始计量。

（1） 外购的固定资产的成本包括买价、进口关税等相关税费，以及为使固定资产达到预定可使用状态前所发生的可直接归属于该资产的其他支出。

（2） 自行建造固定资产的成本，由建造该项资产达到预定可使用状态前所发生的必要支出构成。

（3） 投资者投入的固定资产，按投资合同或协议约定的价值作为入账价值，但合同或协议约定价值不公允的按公允价值入账。

（4） 购买固定资产的价款超过正常信用条件延期支付，实质上具有融资性质的，固定资产的成本以购买价款的现值为基础确定。实际支付的价款与购买价款的现值之间的差额，除应予资本化的以外，在信用期间内计入当期损益。

3. 固定资产后续计量及处置

（1） 固定资产折旧

固定资产折旧按其入账价值减去预计净残值后在预计使用寿命内计提。对计提了减值准备的固定资产，则在未来期间按扣除减值准备后的账面价值及依据尚可使用年限确定折旧额；已提足折旧仍继续使用的固定资产不计提折旧。

利用专项储备支出形成的固定资产，按照形成固定资产的成本冲减专项储备，并确认相同金额的累计折旧，该固定资产在以后期间不再计提折旧。

本基金根据固定资产的性质和使用情况，确定固定资产的使用寿命和预计净残值。并在年度终了，对固定资产的使用寿命、预计净残值和折旧方法进行复核，如

与原先估计数存在差异的，进行相应的调整。

各类固定资产的折旧方法、折旧年限和年折旧率如下：

类别	折旧方法	折旧年限（年）	残值率（%）	年折旧率（%）
房屋建筑物	年限平均法	8-35	0-5	2.71-12.50
通用设备	年限平均法	4-18	0-5	5.28-25.00
专用设备	年限平均法	4-20	0-5	4.75-25.00
运输设备	年限平均法	6-7	0-5	13.57-16.67
其他设备	年限平均法	3-18	0-5	5.28-33.33

（2） 固定资产的后续支出

与固定资产有关的后续支出，符合固定资产确认条件的，计入固定资产成本；不符合固定资产确认条件的，在发生时计入当期损益。

（3） 固定资产处置

当固定资产被处置、或者预期通过使用或处置不能产生经济利益时，终止确认该固定资产。固定资产出售、转让、报废或毁损的处置收入扣除其账面价值和相关税费后的金额计入当期损益。

4. 融资租入固定资产的认定依据、计价和折旧方法

当本基金租入的固定资产符合下列一项或数项标准时，确认为融资租入固定资产：

（1）在租赁期届满时，租赁资产的所有权转移给本基金。

（2）本基金有购买租赁资产的选择权，所订立的购买价款预计将远低于行使选择权时租赁资产的公允价值，因而在租赁开始日就可以合理确定本基金将会行使这种选择权。

（3）即使资产的所有权不转移，但租赁期占租赁资产使用寿命的大部分。

（4）本基金在租赁开始日的最低租赁付款额现值，几乎相当于租赁开始日租赁资产公允价值。

（5）租赁资产性质特殊，如果不作较大改造，只有本基金才能使用。

融资租赁租入的固定资产，按租赁开始日租赁资产公允价值与最低租赁付款额的现值两者中较低者，作为入账价值。最低租赁付款额作为长期应付款的入账价

值，其差额作为未确认融资费用。在租赁谈判和签订租赁合同过程中发生的，可归属于租赁项目的手续费、律师费、差旅费、印花税等初始直接费用，计入租入资产价值。未确认融资费用在租赁期内各个期间采用实际利率法进行分摊。

本基金采用与自有固定资产相一致的折旧政策计提融资租入固定资产折旧。能够合理确定租赁期届满时取得租赁资产所有权的，在租赁资产使用寿命内计提折旧。无法合理确定租赁期届满时能够取得租赁资产所有权的，在租赁期与租赁资产使用寿命两者中较短的期间内计提折旧。

(十二) 在建工程

1. 在建工程初始计量

本基金自行建造的在建工程按实际成本计价，实际成本由建造该项资产达到预定可使用状态前所发生的必要支出构成，包括工程用物资成本、人工成本、交纳的相关税费、应予资本化的借款费用以及应分摊的间接费用等。

2. 在建工程结转为固定资产的标准和时点

在建工程项目按建造该项资产达到预定可使用状态前所发生的全部支出，作为固定资产的入账价值。所建造的在建工程已达到预定可使用状态，但尚未办理竣工决算的，自达到预定可使用状态之日起，根据工程预算、造价或者工程实际成本等，按估计的价值转入固定资产，并按本基金固定资产折旧政策计提固定资产的折旧，待办理竣工决算后，再按实际成本调整原来的暂估价值，但不调整原已计提的折旧额。

(十三) 借款费用

1. 借款费用资本化的确认原则

本基金发生的借款费用，可直接归属于符合资本化条件的资产的购建或者生产的，予以资本化，计入相关资产成本；其他借款费用，在发生时根据其发生额确认为费用，计入当期损益。

符合资本化条件的资产，是指需要经过相当长时间的购建或者生产活动才能达到预定可使用或者可销售状态的固定资产、投资性房地产和存货等资产。

借款费用同时满足下列条件时开始资本化：

（1）资产支出已经发生，资产支出包括为购建或者生产符合资本化条件的资产而以支付现金、转移非现金资产或者承担带息债务形式发生的支出；

（2）借款费用已经发生；

（3）为使资产达到预定可使用或者可销售状态所必要的购建或者生产活动已经开始。

2. 借款费用资本化期间

资本化期间，指从借款费用开始资本化时点到停止资本化时点的期间，借款费用暂停资本化的期间不包括在内。

当购建或者生产符合资本化条件的资产达到预定可使用或者可销售状态时，借款费用停止资本化。

当购建或者生产符合资本化条件的资产中部分项目分别完工且可单独使用时，该部分资产借款费用停止资本化。

购建或者生产的资产的各部分分别完工，但必须等到整体完工后才可使用或可对外销售的，在该资产整体完工时停止借款费用资本化。

3. 暂停资本化期间

符合资本化条件的资产在购建或生产过程中发生的非正常中断、且中断时间连续超过3个月的，则借款费用暂停资本化；该项中断如是所购建或生产的符合资本化条件的资产达到预定可使用状态或者可销售状态必要的程序，则借款费用继续资本化。在中断期间发生的借款费用确认为当期损益，直至资产的购建或者生产活动重新开始后借款费用继续资本化。

4. 借款费用资本化金额的计算方法

专门借款的利息费用（扣除尚未动用的借款资金存入银行取得的利息收入或者进行暂时性投资取得的投资收益）及其辅助费用在所购建或者生产的符合资本化条件的资产达到预定可使用或者可销售状态前，予以资本化。

根据累计资产支出超过专门借款部分的资产支出加权平均数乘以所占用一般借款的资本化率，计算确定一般借款应予资本化的利息金额。资本化率根据一般借款加权平均利率计算确定。

借款存在折价或者溢价的，按照实际利率法确定每一会计期间应摊销的折价或者溢价金额，调整每期利息金额。

(十四) 无形资产

无形资产是指本基金拥有或者控制的没有实物形态的可辨认非货币性资产，包

括土地使用权等。

1. 无形资产的初始计量

外购无形资产的成本，包括购买价款、相关税费以及直接归属于使该项资产达到预定用途所发生的其他支出。购买无形资产的价款超过正常信用条件延期支付，实质上具有融资性质的，无形资产的成本以购买价款的现值为基础确定。

债务重组取得债务人用以抵债的无形资产，以该无形资产的公允价值为基础确定其入账价值，并将重组债务的账面价值与该用以抵债的无形资产公允价值之间的差额，计入当期损益。

在非货币性资产交换具备商业实质且换入资产或换出资产的公允价值能够可靠计量的前提下，非货币性资产交换换入的无形资产以换出资产的公允价值为基础确定其入账价值，除非有确凿证据表明换入资产的公允价值更加可靠；不满足上述前提的非货币性资产交换，以换出资产的账面价值和应支付的相关税费作为换入无形资产的成本，不确认损益。

以同一控制下的企业吸收合并方式取得的无形资产按被合并方的账面价值确定其入账价值；以非同一控制下的企业吸收合并方式取得的无形资产按公允价值确定其入账价值。

内部自行开发的无形资产，其成本包括：开发该无形资产时耗用的材料、劳务成本、注册费、在开发过程中使用的其他专利权和特许权的摊销以及满足资本化条件的利息费用，以及为使该无形资产达到预定用途前所发生的其他直接费用。

2. 无形资产的后续计量

本基金在取得无形资产时分析判断其使用寿命，划分为使用寿命有限和使用寿命不确定的无形资产。

（1） 使用寿命有限的无形资产

对于使用寿命有限的无形资产，在为企业带来经济利益的期限内按直线法摊销。使用寿命有限的无形资产预计寿命及依据如下：

项目	预计使用寿命	依据
土地使用权	15-20年	预计使用年限

期末，对使用寿命有限的无形资产的使用寿命和摊销方法进行复核，必要时进

行调整。

无形资产的减值测试方法和减值准备计提方法详见本附注（十六）长期资产减值。

(十五) 长期资产减值

本基金在资产负债表日判断长期资产是否存在可能发生减值的迹象。如果长期资产存在减值迹象的，以单项资产为基础估计其可收回金额；难以对单项资产的可收回金额进行估计的，以该资产所属的资产组为基础确定资产组的可收回金额。

资产可收回金额的估计，根据其公允价值减去处置费用后的净额与资产预计未来现金流量的现值两者之间较高者确定。

可收回金额的计量结果表明，长期资产的可收回金额低于其账面价值的，将长期资产的账面价值减记至可收回金额，减记的金额确认为资产减值损失，计入当期损益，同时计提相应的资产减值准备。资产减值损失一经确认，在以后会计期间不得转回。

资产减值损失确认后，减值资产的折旧或者摊销费用在未来期间作相应调整，以使该资产在剩余使用寿命内，系统地分摊调整后的资产账面价值（扣除预计净残值）。

因企业合并所形成的商誉和使用寿命不确定的无形资产，无论是否存在减值迹象，每年都进行减值测试。

在对商誉进行减值测试时，将商誉的账面价值分摊至预期从企业合并的协同效应中受益的资产组或资产组组合。在对包含商誉的相关资产组或者资产组组合进行减值测试时，如与商誉相关的资产组或者资产组组合存在减值迹象的，先对不包含商誉的资产组或者资产组组合进行减值测试，计算可收回金额，并与相关账面价值相比较，确认相应的减值损失。再对包含商誉的资产组或者资产组组合进行减值测试，比较这些相关资产组或者资产组组合的账面价值（包括所分摊的商誉的账面价值部分）与其可收回金额，如相关资产组或者资产组组合的可收回金额低于其账面价值的，确认商誉的减值损失。

(十六) 长期待摊费用

长期待摊费用，是指本基金已经发生但应由本期和以后各期负担的分摊期限在1年以上的各项费用。长期待摊费用在受益期内按直线法分期摊销。

(十七) 职工薪酬

职工薪酬，是指本基金为获得职工提供的服务或解除劳动关系而给予的各种形式的报酬或补偿。职工薪酬包括短期薪酬、离职后福利、辞退福利和其他长期职工福利。

1. 短期薪酬

短期薪酬是指本基金在职工提供相关服务的年度报告期间结束后十二个月内需要全部予以支付的职工薪酬，离职后福利和辞退福利除外。本基金在职工提供服务的会计期间，将应付的短期薪酬确认为负债，并根据职工提供服务的受益对象计入相关资产成本和费用。

2. 离职后福利

离职后福利是指本基金为获得职工提供的服务而在职工退休或与企业解除劳动关系后，提供的各种形式的报酬和福利，短期薪酬和辞退福利除外。

本基金的离职后福利计划分类为设定提存计划和设定受益计划。

离职后福利设定提存计划主要为参加由各地劳动及社会保障机构组织实施的社会基本养老保险、失业保险等；除了社会基本养老保险、失业保险之外。在职工为本基金提供服务的会计期间，将根据设定提存计划计算的应缴存金额确认为负债，并计入当期损益或相关资产成本。

本基金按照国家规定的标准和年金计划定期缴付上述款项后，不再有其他的支付义务。

3. 辞退福利

辞退福利是指本基金在职工劳动合同到期之前解除与职工的劳动关系，或者为鼓励职工自愿接受裁减而给予职工的补偿，在本基金不能单方面撤回解除劳动关系计划或裁减建议时和确认与涉及支付辞退福利的重组相关的成本费用时两者孰早日，确认因解除与职工的劳动关系给予补偿而产生的负债，同时计入当期损益。

本基金向接受内部退休安排的职工提供内退福利。内退福利是指，向未达到国家规定的退休年龄、经本基金管理层批准自愿退出工作岗位的职工支付的工资及为其缴纳的社会保险费等。本基金自内部退休安排开始之日起至职工达到正常退休年龄止，向内退职工支付内部退养福利。对于内退福利，本基金比照辞退福利进行会计处理，在符合辞退福利相关确认条件时，将自职工停止提供服务日至正常退休日

期间拟支付的内退职工工资和缴纳的社会保险费等，确认为负债，一次性计入当期损益。内退福利的精算假设变化及福利标准调整引起的差异于发生时计入当期损益。

4. 其他长期职工福利

其他长期职工福利是指除短期薪酬、离职后福利、辞退福利之外的其他所有职工福利。

(十八) 对符合设定提存计划条件的其他长期职工福利，在职工为本基金提供服务的会计期间，将应缴存金额确认为负债，并计入当期损益或相关资产成本。**预计负债**

1. 预计负债的确认标准

与或有事项相关的义务同时满足下列条件时，本基金确认为预计负债：

该义务是本基金承担的现时义务；

履行该义务很可能导致经济利益流出本基金；

该义务的金额能够可靠地计量。

2. 预计负债的计量方法

本基金预计负债按履行相关现时义务所需的支出的最佳估计数进行初始计量。

本基金在确定最佳估计数时，综合考虑与或有事项有关的风险、不确定性和货币时间价值等因素。对于货币时间价值影响重大的，通过对相关未来现金流出进行折现后确定最佳估计数。

最佳估计数分别以下情况处理：

所需支出存在一个连续范围（或区间），且该范围内各种结果发生的可能性相同的，则最佳估计数按照该范围的中间值即上下限金额的平均数确定。

所需支出不存在一个连续范围（或区间），或虽然存在一个连续范围但该范围内各种结果发生的可能性不相同的，如或有事项涉及单个项目的，则最佳估计数按照最可能发生金额确定；如或有事项涉及多个项目的，则最佳估计数按各种可能结果及相关概率计算确定。

本基金清偿预计负债所需支出全部或部分预期由第三方补偿的，补偿金额在基本确定能够收到时，作为资产单独确认，确认的补偿金额不超过预计负债的账面价值。

(十九) 收入

本基金的收入主要来源于电力销售

1. 一般原则

公司在履行了合同中的履约义务，即在客户取得相关商品或服务（以下简称“商品”）的控制权时，确认收入。取得相关商品控制权是指能够主导该商品的使用并从中获得几乎全部的经济利益。

满足下列条件之一时，公司属于在某一时段内履行履约义务；否则，属于在某一时点履行履约义务：

（1） 客户在公司履约的同时即取得并消耗公司履约所带来的经济利益。

（2） 客户能够控制公司履约过程中在建的商品。

（3） 公司履约过程中所产出的商品具有不可替代用途，且公司在整个合同期间内有权就累计至今已完成的履约部分收取款项。

对于在某一时段内履行的履约义务，公司在该段时间内按照履约进度确认收入。当履约进度不能合理确定时，公司已经发生的成本预计能够得到补偿的，按照已经发生的成本金额确认收入，直到履约进度能够合理确定为止。

对于在某一时点履行的履约义务，公司在客户取得相关商品控制权时点确认收入。在判断客户是否已取得商品控制权时，公司会考虑下列迹象：

1） 公司就该商品享有现时收款权利，即客户就该商品负有现时付款义务。

2） 公司已将该商品的法定所有权转移给客户，即客户已拥有该商品的法定所有权。

3） 公司已将该商品实物转移给客户，即客户已实物占有该商品。

4） 公司已将该商品所有权上的主要风险和报酬转移给客户，即客户已取得该商品所有权上的主要风险和报酬。

5） 客户已接受该商品。

6） 其他表明客户已取得商品控制权的迹象。

交易价格是公司因向客户转让商品而预期有权收取的对价金额，不包括代第三方收取的款项以及预期将退还给客户的款项。在确定交易价格时，如果存在可变对价，公司按照期望值或最可能发生金额确定可变对价的最佳估计数，并以不超过在相关不确定性消除时累计已确认收入极可能不会发生重大转回的金额计入交易价格。

合同中如果存在重大融资成分，公司按照假定客户在取得商品控制权时即以现金支付的应付金额确定交易价格；公司预计客户取得商品控制权与客户支付价款间隔不超过一年的，不考虑合同中存在的重大融资成分。

合同中包含两项或多项履约义务的，公司在合同开始日，按照各单项履约义务所承诺商品的单独售价的相对比例，将交易价格分摊至各单项履约义务，按照分摊至各单项履约义务的交易价格计量收入。

2. 具体方法

与公司取得收入的主要活动相关的具体会计政策描述如下：

（1） 电力销售

当电力供应至各电厂所在地的电网公司时确认收入。

(二十) 政府补助

1. 类型

政府补助，是本基金从政府无偿取得的货币性资产与非货币性资产。政府补助分为与资产相关的政府补助和与收益相关的政府补助。

根据相关政府文件规定的补助对象，将政府补助划分为与资产相关的政府补助和与收益相关的政府补助。

2. 政府补助的确认

对期末有证据表明公司能够符合财政扶持政策规定的相关条件且预计能够收到财政扶持资金的，按应收金额确认政府补助。除此之外，政府补助均在实际收到时确认。

政府补助为货币性资产的，按照收到或应收的金额计量。政府补助为非货币性资产的，按照公允价值计量；公允价值不能够可靠取得的，按照名义金额（人民币1元）计量。按照名义金额计量的政府补助，直接计入当期损益。

3. 会计处理方法

本基金根据经济业务的实质，确定某一类政府补助业务应当采用总额法还是净额法进行会计处理。通常情况下，本基金对于同类或类似政府补助业务只选用一种方法，且对该业务一贯地运用该方法。

与资产相关的政府补助，应当冲减相关资产的账面价值或确认为递延收益。与

资产相关的政府补助确认为递延收益的，在所建造或购买资产使用寿命内按照合理、系统的方法分期计入损益。

与收益相关的政府补助，用于补偿企业以后期间的相关费用或损失的，确认为递延收益，在确认相关费用或损失的期间计入当期损益或冲减相关成本；用于补偿企业已发生的相关费用或损失的，取得时直接计入当期损益或冲减相关成本。

与企业日常活动相关的政府补助计入其他收益或冲减相关成本费用；与企业日常活动无关的政府补助计入营业外收支。

收到与政策性优惠贷款贴息相关的政府补助冲减相关借款费用；取得贷款银行提供的政策性优惠利率贷款的，以实际收到的借款金额作为借款的入账价值，按照借款本金和该政策性优惠利率计算相关借款费用。

已确认的政府补助需要返还时，初始确认时冲减相关资产账面价值的，调整资产账面价值；存在相关递延收益余额的，冲减相关递延收益账面余额，超出部分计入当期损益；不存在相关递延收益的，直接计入当期损益。

(二十一) 递延所得税资产和递延所得税负债

递延所得税资产和递延所得税负债根据资产和负债的计税基础与其账面价值的差额(暂时性差异)计算确认。于资产负债表日，递延所得税资产和递延所得税负债，按照预期收回该资产或清偿该负债期间的适用税率计量。

1. 确认递延所得税资产的依据

本基金以很可能取得用来抵扣可抵扣暂时性差异、能够结转以后年度的可抵扣亏损和税款抵减的应纳税所得额为限，确认由可抵扣暂时性差异产生的递延所得税资产。但是，同时具有下列特征的交易中因资产或负债的初始确认所产生的递延所得税资产不予确认：（1）该交易不是企业合并；（2）交易发生时既不影响会计利润也不影响应纳税所得额或可抵扣亏损。

对于与联营企业投资相关的可抵扣暂时性差异，同时满足下列条件的，确认相应的递延所得税资产：暂时性差异在可预见的未来很可能转回，且未来很可能获得用来抵扣可抵扣暂时性差异的应纳税所得额。

2. 确认递延所得税负债的依据

公司将当期与以前期间应交未交的应纳税暂时性差异确认为递延所得税负债。但不包括：

（1）商誉的初始确认所形成的暂时性差异；

（2）非企业合并形成的交易或事项，且该交易或事项发生时既不影响会计利润，也不影响应纳税所得额（或可抵扣亏损）所形成的暂时性差异；

（3）对于与子公司、联营企业投资相关的应纳税暂时性差异，该暂时性差异转回的时间能够控制并且该暂时性差异在可预见的未来很可能不会转回。

七、基金可供分配金额测算报告附注

（一）预测合并利润表

1.营业收入

（1）明细情况

单位：人民币 万元

项目	2026年7-12月预测数	2027年度预测数
主营业务收入	7,778.37	17,531.53
其他业务收入	80.10	120.19
营业总收入	7,858.47	17,651.72

（2）测算说明

营业收入为主营业务收入-售电收入和其他业务收入-汇集站技术服务收入。

其中主营业务收入-售电收入分为市场化交易结算收入和国补收入，市场化交易结算收入分为电量结算收入及其他电费收入，具体预测情况如下：

1）装机容量及收益期预测

乌兰风电项目批复装机容量200MW，实际装机容量共200MW。本次预测收益预测期为2026年7月至2039年10月，总计13.33年。

2）上网电量预测

根据企业提供资料，乌兰风电项目自2019年12月开始发电，2023年至2026年6月乌兰风电项目的等效利用小时数、市场化交易结算电量及国补电量如下：

单位：兆瓦时

项目	2023年	2024年	2025年	2026年1-6月
等效利用小时数（时）	1,729.60	1,608.39	1,694.47	758.57
市场化交易结算电量	345,919.70	321,678.38	338,894.27	151,714.98

国补电量	345,919.70	321,678.38	338,894.27	151,714.98

A.市场化交易结算电量

根据企业提供资料，自乌兰风电项目2019年12月开始发电后，历史年度等效利用小时数与上网电量较为稳定，本次预测以后年度年等效利用小时数参照历史年度2023-2026年平均数1,634.76小时进行预测，各年度结算电量按等效利用小时数×装机容量计算。

其中：根据企业提供资料，2026年7-8月结算电量为50,096.61兆瓦时，本次预测2026年9-12月结算电量按2023-2025年各年度9-12月结算电量最低值99,500.84兆瓦时进行预测。

B.国补结算电量

根据财政部发展改革委国家能源局关于《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知，乌兰风电项目所在地区属于四类资源区，风电上网电价及补贴的执行期限原则上为20年，全生命周期小时数为36,000小时，项目全生命周期补贴电量为720,000.00万千瓦时。在20年内或全生命周期发电量达到720,000.00万千瓦时前，均可享受可再生能源发电补贴。

截至评估基准日，乌兰风电项目预测剩余国补发电补贴小时数为24,770.03小时，预测期每年国补等效利用小时数参照2023-2026年平均数1,634.76小时进行预测，剩余国补发电补贴小时数能覆盖预测期内全部等效利用小时数，故对国补结算电量收入预测至2039年10月运营期末补贴结束，各年度结算电量按补贴等效利用小时数×装机容量计算。

3）市场化交易结算单价（含超缺额）

市场化交易结算收入分为电量结算收入及其他电费收入（考核费用），其中电量结算收入主要包含省内电力直接交易、其他省间中长期交易、合同转让交易、少发及超发偏差电量结算、超缺额调整、日前交易、正配套偏差电量、联络线波动偏差电量等结算收入。其他电费收入（考核费用）包含结构平衡费用、两个细则费用、跨省调峰电费等结算收入。根据企业提供资料，近三年一期的市场化交易结算收入情况如下：

项目	2023年	2024年	2025年	2026年1-6月

等效利用小时数（时）	1,729.60	1,608.39	1,694.47	758.57
项目装机容量（兆瓦）	200.00	200.00	200.00	200.00
市场化交易结算电量（兆瓦时）-电量结算收入（包含中长期收入、现货交易、超缺额调整等）	345,919.70	321,678.38	338,894.27	151,714.98
市场化交易结算单价（含超缺额）（元/兆瓦时）-电量结算收入	239.52	238.49	228.32	256.27
市场化交易结算电费（万元）-电量结算收入	8,285.55	7,671.55	7,737.52	3,887.94
市场化交易结算电费（万元）-其他电费收入（考核费用）（包含结构平衡费用、两个细则、跨省调峰电费等）	-196.93	-121.93	-171.20	-34.28
含税市场化交易结算收入（万元）	8,088.62	7,549.62	7,566.32	3,853.66
不含税市场化交易结算收入（万元）	7,158.07	6,681.08	6,695.86	3,410.32

A．电量结算收入

电量结算收入与各期结算电量挂钩，主要包含省内电力直接交易、其他省间交易、省内转让交易、少发及超发偏差电量结算、超缺额调整、日前交易、正配套偏差电量、联络线波动偏差电量等结算收入。

其中省内电力直接交易、其他省间交易均属于中长期交易服务，合同转让交易为企业自发中长期交易服务的偏差调整，少发及超发偏差电量结算为中长期交易服务中的偏差结算收入或费用，超缺额调整为对实际电量相对中长期合约的超额、缺额偏差开展结算调整，抑制价差套利，日前交易为现货交易，正配套偏差电量为电网对青海送河南专线调配所产生的收入，联络线波动偏差电量为电网外送线损所产生的收入。根据企业提供的历史年度结算单，电量结算收入与各期结算电量挂钩，各项目的结算电量之和即为本期结算电量，故以后年度电量结算收入按结算电量×结算单价计算。

根据企业提供的历史年度结算单，企业电量结算收入与各期结算电量挂钩，各项目的结算电量之和即为本期结算电量，故以后年度电量结算收入按结算电量×结算单价计算。根据企业提供的历史年度结算单，鉴于历史各年度市场化交易结算单

价（含超缺额）与总结算电量有变动，采用算术平均预测以后年度结算单价不合理，故本次预测以2023年至2026年6月各时段发电量占总发电量的比例作为权重，对历史各年度电量结算收入的结算单价进行加权平均，得出以后年度市场化交易中电量结算收入的结算单价为238.15元/兆瓦时（含税价），后续预测年度保持不变。

B．其他电费收入（考核费用）

其他电费收入（考核费用）主要系为了维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，向相关参与主体进行考核或支付收益，包含结构平衡费用、两个细则费用、跨省调峰电费等。

随着新能源的高质量发展，新能源装机规模稳步扩大，其间歇性、波动性和随机性的发电特征对电网的安全稳定产生冲击，导致火电等传统电源为电网提供调节负荷的辅助支持服务变得尤为重要，电网调度运营管理的难度也持续加大。为保障电网运行的安全稳定性，均衡不同发电厂的利益，降低管理成本，根据《西北区域发电厂并网运行管理实施细则》及《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》，青海省考核费用及其他包括辅助服务费用、两个细则费用等，其中辅助服务费用根据《国家能源局西北监管局关于明确电力辅助服务市场价格机制等相关事项的通知》（西北监能市场〔2025〕48号），在现货市场连续运行后，调峰辅助服务市场已不再单独运行。

本次预测按结算电量×结算单价计算以后年度其他电费收入（考核费用）。以2023年至2026年6月各时段发电量占总发电量的比例作为权重，对历史各年度其他电费收入的结算单价进行加权平均，得出以后年度其他电费收入（考核费用）的结算单价为-4.53元/兆瓦时（含税价），计算得出2026年7-12月其他电费收入（考核费用）为-67.77万元，2027年及以后年度其他电费收入（考核费用）为-148.11万元，后续预测年度保持不变。

4）国补结算单价

乌兰风电项目所在地区属于四类资源区，根据《国家发展改革委关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格〔2015〕3044号），2016-2017年陆上风电的四类资源区的标杆电价为0.60元/KWh（含税价），根据项目建设时适用的《关于青海省可再生能源发电上网电价补贴基准问题的复函》(发改价格(2015)1005号)和《青海省发展和改革委员会转发国家发展改革委关于降低燃煤发电

上网电价和一般工商业用电价格的通知》(青发改价格(2016)7号)，青海省可再生能源发电上网电价补贴基准价为0.2277元/KWh（含税价），可再生能源补贴标准为政府标杆电价与青海省新能源补贴基准价的差额，故本次预测以后年度国补结算单价为0.3723元/KWh（含税价），即372.30元/兆瓦时（含税价）。

出于审慎考虑，本次预测未将采用保理带来的国补现金流提前回收的情形纳入估值模型予以考量，而是按照国补应收账款的历史平均回款周期，将国补现金流在对应回收时点折现作价纳入估值模型。

5）其他业务收入预测

根据企业提供的《乌兰吉电50MW风电场接入华扬330kV汇集站技术服务合同》，乌兰吉电新能源有限公司（以下简称"乌兰吉电"）就乌兰吉电50MW风电场通过两条送出线路钦扬I回、钦扬II回接入华扬变侧35kV母线，由主变压器升压后通过330kV线路并入750kV塔拉变电站并入主网。

协议约定技术服务费用标准为85万元/年，增值税率为6%。其中接入技术服务费用为20万元/年，汇集站共用设备技术服务费用65万元/年。(接入期限20年,汇集站共用设备接入时限为2020年1月1日-2039年12月31日，到期后不再进行接入技术服务费支付，只支付汇集站共用设备技术服务费用；汇集站共用设备技术服务费的起算时间为2021年1月1日。)上述费用按实际接入年度计费，委托期内双方有一方场站设备全部退役(不经营)，合作终止，后续合作期内费用不再支付。乌兰吉电项目于2020年11月2日开始运营发电，运营期至2040年11月，乌兰风电项目于2019年12月24日开始运营发电，运营期至2039年10月，参照协议约定，本次预测预测以后年度的不含税收入金额为80.18万元，收益期限至2039年10月。

根据合同约定，乌兰吉电风场需要分摊汇集站共用设备的损耗电费。根据企业提供资料，华扬晟源2025年12月收到乌兰吉电风场电量返还收入390.56万元，各期间具体结算收入如下：

金额单位：万元

时间	乌兰吉电承担综合耗用电量电费-含税	乌兰吉电承担综合耗用电量电费-不含税
2020年	44.02	41.53
2021年	91.71	86.52

2022年	93.37	88.08
2023年	100.06	94.40
2024年	48.45	45.71
2025年	36.38	34.32

根据企业介绍，2023年10月开始电能表关口计量点从塔拉变侧迁移至乌兰华扬塔扬线侧（综合损耗费用下降），电量返还收入较以往年度有所下降，故本次预测以后年度乌兰吉电风场电量返还收入按2024-2025年平均水平进行预测。

2.营业成本

（1）明细情况

表1：乌兰华扬2026年7-12月和2027年度营业成本

单位：人民币 万元

项目	2026年7-12月预测数	2027年度预测数
主营业务成本	4,718.66	9,314.82
其他业务成本		
营业成本	4,718.66	9,314.82

（2）测算说明

乌兰风电项目的营业成本分为固定成本和变动成本，固定成本为折旧及摊销费用，变动成本为运维费、保险费、试验检验费、下网电费、运营支持服务费、修理费、安全活动费和其他。

1）折旧及摊销：以评估基准日固定资产的公允价值为基础，结合产权持有单位折旧摊销会计政策进行预测。

2）运维费：项目现场运维人员提供的运维、检修、管理等服务的费用，根据企业提供的《青海区域新能源场站2026-2027年运维外委服务合同》，运维服务期为2026年1月1日至2026年12月31日，共1年，运维费用共计1,468,100.00元（含税价），即1,385,000.00元（不含税价）。合同期内参照合同约定金额进行预测，合同期满后，以合同金额为基础每年考虑2%的增幅。

根据企业介绍，除运维合同约定的运维费用外，自2026年7-12月起新增人工成本50万元/年，以后年度每年维持该项运维费用，并考虑2%的增幅。

3）保险费：项目风电设备及房屋建筑等资产的保险费，根据企业提供的《乌兰县华扬晟源新能源有限公司陆上风电运营期综合保险保险单》，保险期限为2025年5月1日至2026年4月30日，共12个月，保险费用共计1,348,596.33元（含税价）。

根据企业提供的《乌兰县华扬晟源新能源有限公司陆上风电运营期综合保险保险单》，保险期限为2026年5月1日至2027年4月30日，共12个月，保险费用共计1,106,290.44元（含税价）。

合同期内参照合同约定金额进行预测，综合考虑资产使用后净值的下降以及物价的增长情况，合同期满后，以合同金额为基础，后续年度每五年考虑5%的增幅。

4）试验检验费：试验检验费为项目开展试验检验工作的费用，根据企业提供的《青海、新疆地区风电场2026-2027年风机检修外委服务合同》，风机试验检验服务期为2026年1月1日至2026年12月31日，共1年，试验检验费用共计183,274.00元（含税价），即172,900.00元（不含税价）。

根据企业提供的《青海区域新能源场站2026-2027年运维外委服务合同》，风机试验检验服务期为2026年1月1日至2026年12月31日，共1年，试验检验费用共计49,502.00元（含税价），即46,700.00元（不含税价）。

合同期内参照合同约定的合计金额进行预测，合同期满后，以合同合计金额为基础每年考虑2%的增幅。

5）下网电费：向电网公司采购用电的费用，历史年度波动幅度较小，本次预测2026年及以后年度按2023-2025年平均数计算。

6）运营支持服务费：运营支持服务机构提供资产财务管理、风险合规、计划合同、生产营销、综合管理、安全环境保卫等服务的费用，根据企业提供的《申能新能源运营支持服务合同》，上海申能新能源投资有限公司为乌兰风电项目提供其业务运营中的核心职能，服务范围主要包括投资发展服务、工程基建服务、资产财务管理服务、风险合规服务、计划合同服务、生产营销服务、综合管理服务、安全环境保卫服务、党群人资服务等工作。该项费用历史年度存在一定波动，本次预测以后年度参照2025年水平进行预测。

7）修理费：包括风机检修费用和风场其他主要设备的整体检修费用，历史年度乌兰风电项目在运风机仍在质保期，故修理费金额较小，根据企业提供的《青海、新疆地区风电场2026-2027年风机检修外委服务合同》，乌兰风电项目的检修外委服

务期为2026年1月1日至2026年12月31日，共1年，服务期费用共计3,817,325.00元（含税价），即3,601,250.00元（不含税价）。

根据企业提供的《青海区域新能源场站2026-2027年运维外委服务合同》，乌兰风电项目的检修服务期为2026年1月1日至2026年12月31日，共1年，服务期费用共计20,511.00元（含税价），即19,350.00元（不含税价）。

修理费合同期内参照合同约定的合计金额进行预测，合同期满后，以合同合计金额为基础每年考虑2%的增幅。

除前述合同约定的修理费外，2026年乌兰风电项目电气设备需进行整体检修和预试，预计后续年度每3年一次。根据企业提供的《2026年度乌兰华扬和乌兰润晟检修、预试服务合同》，2026年乌兰风电项目的检修、预试服务费用共计544,946.00元（含税价），即514,100.00元（不含税价）。本次预测整体检修、预试按3年一次预测，2026年参照合同约定金额进行预测，合同期满后，以合同金额为基础每次考虑5%的增幅。

8）安全活动费：为完善项目安全生产条件，保障安全运营而提取和支出的费用，安全活动费账面为计提金额，包含计提未使用金额及实际发生成本，计提未使用金额不影响资产组实际现金流量，故本次测算2026年安全活动费按2023-2025年的实际使用金额平均数计算，以后年度每年考虑2%的增幅。

9）其他费用：其他费用2026年按2023-2025年的平均水平进行预测，以后年度每年考虑2%的增幅。由于其他费用历史年度波动较大，故另考虑了每年10万元（不含税价）的预备费，以后年度在2026年基础上，每年考虑2%的增幅。

10）修理费（维护性资本性支出）：根据企业介绍，以后年度预计每年新增修理费（维护性资本性支出），2026年7—12月预计100万元（不含税价），2027-2029年预计200万元/年（不含税价），2030年起预计300万元/年（不含税价）。

3.税金及附加

附加税主要为城市维护建设税、教育费附加、地方教育费附加、房产税、土地使用税、印花税以及其他附加税。城市维护建设税率为5%、教育费附加为3%、地方教育费附加为2%。房产税、土地使用税参照基准日资产规模和适用税率进行预测，印花税按收入的0.03%预测。

4.财务费用

财务费用包括利息支出及利息收入。

本次测算的利息支出主要包括过渡期借款利息和保理利息两部分：

（1）过渡期借款利息：因项目公司偿还发行前存量借款需要一定周期，本次测算按原有借款利率对过渡期内的存量借款利息进行预测。截至评估基准日，项目公司发行前待清偿存量借款约100,075.00万元，过渡期按3个月预测。

（2）保理利息：纳入本基金后，项目公司拟将超过两年尚未收回的应收电价补贴转让给银行开展保理业务。就单笔保理业务，保理银行平价购买相应年度的应收电价补贴；项目公司收到该部分电价补贴的回款后转付给保理银行，并根据相应的保理融资期限和利率支付保理费用。根据保理业务合作协议约定，保理融资利率按2.34%/年（即一年期LPR扣减0.66个百分点）进行预测。

利息收入及其他不确定性较大且金额较小，本次测算不予预测。

5.信用减值损失:

基于报告期内应收项目变动较小，按余额百分比法计提的信用减值损失金额影响不重大，且不影响可供分配金额，故本次测算不予预测。

6.基金管理费

2026年和2027年预计管理人报酬和浮动管理费如下表。

表2：本基金2026年和2027年基金管理人报酬和浮动管理费

单位：人民币 万元

项目	2026年7-12月预测数	2027年度预测数
管理人报酬	146.10	264.36
浮动管理费	-	-
合计	146.10	264.36

7.托管费

表3：本基金2026年和2027年托管费

单位：人民币 万元

项目	2026年7-12月预测数	2027年度预测数
托管费	7.31	13.22
合计	7.31	13.22

8.所得税费用

按目前相关税法规定，本基金及专项计划不属于企业所得税的征税对象，项目公司需按相关规定缴纳企业所得税。根据预测的经营情况，项目公司2026年7-12月和2027年度需要缴纳企业所得税情况如下表。

表4：项目公司2026年7-12月和2027年度应交企业所得税

单位：人民币 万元

项目	2026年7-12月预测数	2027年度预测数
企业所得税	180.10	925.96
合计	180.10	925.96

9.其他费用

主要为不动产基金存续期间发生的中介机构服务费、划款手续费、信息披露费等费用，合计按每年100万元计算。

（二）预测合并现金流量表

1.销售商品、提供劳务收到的现金

乌兰风电项目上网电量全部参与青海省电力市场化交易并享受国补政策，电费收入清算与拨付相对及时。公司标杆电费一般于次月回款，国补电费按国补应收账款的历史平均回款周期确认。因此，基金管理人编制预测合并现金流量表时假设：测算当期市场化电费收入在当期收到，国补电费按历史平均回款周期收回，测算当期非折旧摊销的付现成本和税费均在当期支付。

2.收到的税费返还（如有）

主要系项目公司电力销售及相关业务取得的税费返还，按相关税收政策及项目公司经营情况测算得出。

3.经营活动现金流出

经营活动现金流出，系根据预测期内的经营成果，相关协议约定或合理预期的资金支付期间，调整得出。

4.向基金份额持有人分配支付的现金

本基金预计将2026年期初现金余额以及2026年产生的部分可供分配金额于当年分配给基金份额持有人，剩余部分可供分配金额于次年分配，后续年度以此类推。

（三）基金可供分配金额计算表预测

1.基金可供分配金额测算表编制原则

基金管理人根据《公开募集不动产投资信托基金（REITs）运营操作指引（试行）》要求，将预测期间净利润调整为当期基金可供分配金额。

2.计算公式及所涉及的调整项

根据中国证券投资基金业协会发布的《公开募集不动产投资信托基金（REITs）运营操作指引（试行）》及本基金分配政策，预测期间的基金可供分配金额是在预测期间的净利润基础上调整为税息折旧及摊销前利润后，经其他调整事项调整后得出，预测期的其他调整事项及假设如下：

（1）不动产基金发行份额募集的资金：2026年，本基金预计募集资金人民币14.61亿元；2027年度，本基金无发行募集资金的情况；

（2）购买不动产项目的支出：2026年，预计购买不动产项目资产的支出为人民币14.61亿元，其中收购项目公司股权所支付的现金为人民币4.60亿元（含预留费用），向项目公司发放股东借款并增资用于偿还原关联方借款的金额为10.01亿元；2027年度，预计无购买不动产项目的支出调整；

（3）支付的利息及所得税费用：支付的利息根据预测期内应付利息余额调整得来；支付的所得税费用根据预测期内的经营成果和项目公司适用的企业所得税税率，计算得出预计支付的所得税费用调整金额。

八、影响预测结果实现的主要风险因素

影响预测结果实现的主要风险因素包括但不限于：

1.经营风险

新能源行业政策调整、电力市场化交易价格波动、上网电量及等效利用小时数低于预期、国补政策及回款进度变化等，均可能对项目公司的电力销售收入造成不利影响，导致可供分配的现金流和基金收益下降。

2.运营风险

本基金存续期间，运营管理机构需对风电不动产项目进行日常运维、检修、运行、服务和安全应急等运营管理工作，必要时需进行更新改造。风电机组、升压站（汇集站）等设备的老化、故障或极端天气、自然灾害等不可预见因素，可能造成发电量下降或设备损坏，导致项目公司运营成本增加，对可供分配的现金流产生不

利影响。

3.市场风险

证券市场价格受到经济因素、政治因素、投资心理和交易制度等各种因素的影响，导致基金收益水平变化而产生风险，主要包括：

（1）政策风险：因国家宏观政策（如货币政策、财政政策、行业政策、地区发展政策等）发生变化，导致市场价格波动而产生风险；

（2）经济周期风险：随着经济运行的周期性变化，证券市场的收益水平也呈周期性变化；

（3）利率风险：金融市场利率的波动会导致证券市场价格和收益率的变动；

（4）购买力风险：本基金的利润将主要通过现金形式来分配，而现金可能因为通货膨胀的影响而导致购买力下降，从而使本基金的实际收益下降。

4.信用风险

本基金在交易过程中可能发生交叉违约、所投资信用类品种的发行人违约、拒绝支付到期本息、信用等级降低或者不能履行合约规定的其它义务等情况，从而导致本基金财产损失。

九、敏感性分析

上述基金可供分配金额测算的结果是基于一系列基本假设和特定假设得出的，而假设事项通常并非如预期那样发生，从而导致基金可供分配金额的实际结果与预测存在差异。

为使本基金份额持有人评估部分而非全部假设对基金可供分配金额的影响，下表针对项目公司的收入等关键假设进行了敏感性分析，以说明在其他假设保持不变的情况下，该关键假设对基金可供分配金额的影响。

该敏感性分析，仅仅是在其他假设条件不变的前提下，考虑关键假设变动对基金可供分配金额的影响，实际上，假设条件的变动是紧密相关的，关键假设的变动亦可能引起其他假设条件发生变动，且变动的影响可能是相互抵消或者放大。因此，针对每项假设进行的敏感性分析未必能够得出与该假设相应的基金可供分配金额预测结果。

预测期内，收入变动对基金可供分配金额预测的敏感度分析结果如下：

表5：基金可供分配金额预测敏感度分析表

单位：人民币 万元

项目	变动	调整前 可供分配金额	调整后 可供分配金额	变动
2026年7-12月电力销售收入	5%	15,996.56	16,389.48	2.46%
2026年7-12月电力销售收入	-5%	15,996.56	15,603.63	-2.46%
2027年度电力销售收入	5%	14,411.07	15,293.65	6.12%
2027年度电力销售收入	-5%	14,411.07	13,528.48	-6.12%

上海东方证券资产管理有限公司

二〇二六年十月十二日

THE CHINESE INSTITUTE OF CERTIFIED PUBLIC ACCOUNTANTS

中国注册会计师协会

姓名 Full name 张志云

性别 Sex 男

出生日期 Date of birth 1975-04-25

工作单位 Working unit 上会会计师事务所（特殊普通合伙）

身份证号码 Identity card No. 310107197504253232

年度检验登记

Annual Renewal Registration

本证书经检验合格，继续有效一年。

This certificate is valid for another year after this renewal.

张志云的年检二维码

年 /y 月 /m 日 /d

证书编号: No. of Certificate 110000060011

批准注册协会: Authorized Institute of CPAs 上海市注册会计师协会

发证日期: Date of Issuance 2005 年 /y 05 月 /m 22 日 /d

SHANGHAI CERTIFIED PUBLIC ACCOUNTANTS (SPECIAL GENERAL PARTNERSHIP) 上会 (特殊普通合伙) SCPA

本复印件已审核与原件一致

THE CHINESE INSTITUTE OF CERTIFIED PUBLIC ACCOUNTANTS

中国注册会计师协会

姓　名 Full name 周思艺

性　别 Sex 女

出生日期 Date of birth 1992-1-25

工作单位 Working unit 上会会计师事务所（特殊普通合伙）

身份证号码 Identity card No. 360113199211251520

年度检验登记
Annual Renewal Registration

本证书经检验合格，继续有效一年。
This certificate is valid for another year after this renewal.

周思艺 310000080210

证书编号：
No. of Certificate 310000080210

批准注册协会：
Authorized Institute of CPAs 上海市注册会计师协会

发证日期：
Date of Issuance　　年 /y　　月 /m　　日 /d

年 /y　　月 /m　　日 /d

上会 SHANGHAI CERTIFIED PUBLIC ACCOUNTANTS (SPECIAL GENERAL PARTNERSHIP) (特殊普通合伙) SCPA

本复印件已审核与原件一致

会计师事务所

执业证书

本复印件已审核与原件一致

名　　称：上会会计师事务所（特殊普通合伙）

首席合伙人：张晓荣

主任会计师：

经营场所：上海市静安区威海路755号25层

组织形式：特殊普通合伙制

执业证书编号：31000008

批准执业文号：沪财会〔98〕160号（转制批文 沪财会〔2013〕71号）

批准执业日期：1998年12月28日（转制日期 2013年12月11日）

证书序号：0001116

说　明

1、《会计师事务所执业证书》是证明持有人经财政部门依法审批，准予执行注册会计师法定业务的凭证。

2、《会计师事务所执业证书》记载事项发生变动的，应当向财政部门申请换发。

3、《会计师事务所执业证书》不得伪造、涂改、出租、出借、转让。

4、会计师事务所终止或执业许可注销的，应当向财政部门交回《会计师事务所执业证书》。

发证机关：上海市财政局

二〇一七年十二月十八日

中华人民共和国财政部制

营业执照

（副 本）

统一社会信用代码
91310106086242261L

证照编号：06000000202512170078

扫描经营主体身份码了解更多登记、备案、许可、监管信息，体验更多应用服务。

本复印件已审核与原件一致

名　　称	上会会计师事务所（特殊普通合伙）	出 资 额	人民币3390.0000万元整
类　　型	特殊普通合伙企业	成立日期	2013年12月27日
执行事务合伙人	张健，张晓荣，耿磊，巢序，朱清滨，杨滢，江燕	主要经营场所	上海市静安区威海路755号25层
经营范围	审查企业会计报表，出具审计报告；验证企业资本，出具验资报告；办理企业合并、分离、清算事宜中的审计业务，出具有关报告；基本建设年度财务决算审计；代理记账；会计咨询、税务咨询、管理咨询、会计培训；法律、法规规定的其他业务。【依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动】		

登记机关　上海市静安区市场监督管理局

2025 年 12 月 17 日

国家企业信用信息公示系统网址：http://www.gsxt.gov.cn

市场主体应当于每年1月1日至6月30日通过国家企业信用信息公示系统报送公示年度报告。

国家市场监督管理总局监制

附件四、不动产项目尽职调查报告

东方红申能股份新能源封闭式

基础设施证券投资基金

及

东方红申能股份能源1号

资产支持专项计划

尽职调查报告

2026年 9 月

声明

我们在此声明与保证：此报告是按照《中华人民共和国民法典》《中华人民共和国证券投资基金法》《公开募集证券投资基金运作管理办法》《公开募集证券投资基金销售机构监督管理办法》《公开募集证券投资基金信息披露管理办法》《中国证监会、国家发展改革委关于推进基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点相关工作的通知》《国家发展改革委关于全面推动基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）常态化发行的通知》《国家发展改革委关于进一步做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点工作的通知》《国家发展改革委关于规范高效做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）项目申报推荐工作的通知》《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》（以下简称"《基础设施基金指引》"）、《公开募集不动产投资信托基金（REITs）尽职调查工作指引（试行）》《公开募集不动产投资信托基金（REITs）运营操作指引（试行）》《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务管理规定》《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务尽职调查工作指引》《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）业务办法（试行）》（以下简称"《不动产基金业务办法》"）、《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第1号——审核关注事项（试行）》《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第2号——发售业务（试行）》《上海证券交易所资产支持证券挂牌条件确认规则适用指引第2号——大类基础资产》等法律法规及其他有关规定，根据项目公司、原始权益人、运营管理机构、托管人及对交易有重大影响的其他交易相关方提供和我们收集的资料，经审慎调查、核实、分析和整理后完成的。报告反映了不动产项目、原始权益人、运营管理机构、基金托管人、计划托管人等对交易有重大影响的其他交易相关方最主要、最基本的信息。我们有充分理由确信尽职调查报告内容不致因上述内容出现虚假记载、误导性陈述及重大遗漏，并对报告的真实性、准确性和完整性承担相应责任。

基金管理人及计划管理人名称：上海东方证券资产管理有限公司（盖章）

基金管理人调查人员签字：

任炜翔 任炜翔　　贺红阳 贺红阳　　文　品 文品

计划管理人调查人员签字：

李思源 李思源

报告日期：2026年 9 月

目录

释义 **3**

第一章 尽职调查情况描述 **5**

1.1 尽职调查基准日 5

1.2 尽职调查的人员 5

1.3 尽职调查的对象 5

1.4 尽职调查的方法 5

1.5 尽职调查的程序 6

1.6 尽职调查的内容 6

1.7 尽职调查主要结论 7

1.8 调查过程中发现的问题及存在的风险 8

第二章 对不动产项目的尽职调查 **9**

2.1 项目公司的基本情况 9

2.2 项目公司所属行业情况及竞争状况 17

2.3 同业竞争与关联交易 96

2.4 财务与会计调查 108

2.5 不动产资产情况 154

2.6 尽职调查结论 279

第三章 对业务参与人的尽职调查 **280**

3.1 对原始权益人的尽职调查 280

3.2 对运营管理机构的尽职调查 298

3.3 对基金托管人和计划托管人的尽职调查 328

3.4 对中介机构的尽职调查 340

3.5 尽职调查结论 342

第四章 尽职调查结论性意见 **344**

释义

在本尽职调查报告中，除非文义另有所指，下列词语具有如下含义:

简称		全称
不动产基金/本基金	指	东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金
专项计划	指	东方红申能股份能源 1 号资产支持专项计划
基金管理人	指	上海东方证券资产管理有限公司或其继任机构
计划管理人	指	上海东方证券资产管理有限公司或其继任机构
基金托管人/工商银行	指	中国工商银行股份有限公司，或根据基金合同任命的作为基金托管人的继任机构
计划托管人/工商银行上海分行	指	中国工商银行股份有限公司上海市分行，或根据专项计划文件任命的作为计划托管人的继任机构
基金合同	指	《东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金基金合同》
基金托管协议	指	《东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金托管协议》
运营管理服务协议	指	《东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金运营管理服务协议》及对该协议的任何有效修订、补充和更新
股权转让协议	指	计划管理人与原始权益人就专项计划受让项目公司股权而签订的《关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司之股权转让协议》及对该协议的任何有效修订、补充和更新
股东借款协议	指	计划管理人与项目公司签署的《东方红申能股份能源 1 号资产支持专项计划股东借款协议》及对该协议的任何有效修订、补充和更新
发起人/申能股份	指	申能股份有限公司
运营管理机构/上海新能源	指	接受基金管理人、计划管理人、项目公司的共同委托对不动产项目进行运营管理的机构。本基金首次发售时，由上海申能新能源投资有限公司担任运营管理机构
原始权益人/青海新能源	指	申能新能源（青海）有限公司
项目公司/华扬晟源	指	乌兰县华扬晟源新能源有限公司
不动产项目/本项目/乌兰风电项目	指	本基金首次发售时指位于青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县的华扬晟源 20 万千瓦风电项目

简称		全称
不动产资产/不动产项目资产	指	不动产项目的资产范围，本基金首次发售时包括乌兰风电项目收费权和为取得乌兰风电项目电费收入建设的电力设施等配套资产（包括乌兰风电项目房屋所有权及设施设备所有权）及相应的土地使用权。新增投资后，指本基金初始投资的不动产资产与新增不动产资产的单称及/或合称，视上下文而定。
不动产项目运营收入	指	由项目公司因不动产项目的运营、管理和处置而取得的全部收入，包括但不限于：（a）项目公司合法享有的基于不动产项目的日常生产运营所产生的电费收入（包括可再生能源电价附加补助资金部分）以及由此产生的全部收益；（b）其他因不动产项目资产所产生的合法运营、管理和处置以及其他合法经营业务而产生的收入。
国泰海通证券/财务顾问	指	国泰海通证券股份有限公司
立信评估/评估机构	指	上海立信资产评估有限公司
上会会所/会计师事务所/审计机构	指	上会会计师事务所（特殊普通合伙）
汉坤律所/律师事务所/法律顾问	指	北京市汉坤律师事务所

第一章 尽职调查情况描述

1.1 尽职调查基准日

本《尽职调查报告》的基准日为2026年6月30日。

1.2 尽职调查的人员

以下参与人员参与了尽职调查，并完成了本尽职调查报告:

基金管理人：任炜翔、贺红阳、文品

计划管理人：李思源

1.3 尽职调查的对象

根据《中华人民共和国民法典》《中华人民共和国证券投资基金法》（以下简称"《基金法》"）、《公开募集证券投资基金运作管理办法》（以下简称"《公募基金运作办法》"）、《公开募集证券投资基金销售机构监督管理办法》（以下简称"《公募基金销售办法》"）、《公开募集证券投资基金信息披露管理办法》（以下简称"《公募基金信息披露办法》"）、《中国证监会、国家发展改革委关于推进基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点相关工作的通知》《国家发展改革委关于全面推动基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）常态化发行的通知》《国家发展改革委关于进一步做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点工作的通知》《国家发展改革委关于规范高效做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）项目申报推荐工作的通知》《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》《公开募集不动产投资信托基金（REITs）尽职调查工作指引（试行）》《公开募集不动产投资信托基金（REITs）运营操作指引（试行）》《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务管理规定》《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务尽职调查工作指引》《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）业务办法（试行）》《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第1号—审核关注事项（试行）》《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第2号——发售业务（试行）》《上海证券交易所资产支持证券挂牌条件确认规则适用指引第2号——大类基础资产》等法律法规及其他有关规定，及公司有关尽职调查制度的规定，尽职调查人员对不动产项目、原始权益人、运营管理机构、基金托管人、计划托管人等对交易有重大影响的其他交易相关方进行了尽职调查。

1.4 尽职调查的方法

本次尽职调查采用了包括但不限于如下方法进行:

采用查阅、列席会议、实地调查、信息分析、征求其他中介机构意见、讨论等方法收集一切可以佐证被调查对象具体情况的证明材料，包括但不限于被调查对象提供的内部材料、法律文件和协议、内部管理制度、中介机构出具的文件、说明函、承诺函、会议记录、备忘录、照片等。

通过查询国家企业信用信息公示系统、中国执行信息公开网、信用中国等核查被调查对象的资信情况。

通过委托法律顾问、审计机构、评估机构等中介机构，获取各中介机构的专业意见。

1.5 尽职调查的程序

上海东方证券资产管理有限公司（同时担任基金管理人和计划管理人）作为尽职调查实施主体，组成项目组，对不动产基金拟持有的不动产项目以及业务参与人进行调查。就本项目有关法律、审计、评估等尽职调查专项问题，基金管理人和/或计划管理人聘请北京市汉坤律师事务所、上会会计师事务所（特殊普通合伙）、上海立信资产评估有限公司，共同开展尽职调查工作，并与上述中介机构进行了认真研究和讨论。本次尽职调查按照如下程序进行:

1、收集、查阅、汇总、分析项目公司及业务参与人提供的相关资料;

2、对不动产项目进行实地调查;

3、查阅、分析法律顾问、审计机构、评估机构等中介机构工作文件;

4、对尽职调查中涉及的问题和分析进行讨论;

5、整理尽职调查工作底稿;

6、撰写《尽职调查报告》。

1.6 尽职调查的内容

1、对不动产项目尽职调查的内容

项目公司情况。尽职调查的内容包括项目公司的法律存续情况，股权结构，重大股权变动和重大重组情况，组织架构和内部控制制度，管理人员和员工情况，独立性情况，经营的合法合规性及商业信用情况，所属行业情况及竞争状况，公司经营模式，同业竞争和关联交易情况，财务状况，项目公司股权转让的合法合规性等。

不动产资产情况。尽职调查的内容包括不动产资产的合法合规性、安全性、独立性、完整性和可转让情况，现金流情况，资产估值情况，风险因素等。

2、对业务参与人尽职调查的内容

原始权益人。尽职调查的内容包括法律存续状态、业务资质及相关经营情况，股权结构、组织架构及治理结构，资信状况，回收资金使用计划等。

运营管理机构。尽职调查的内容包括运营管理机构的设立、存续情况，不动产运营管理资质和经验，不动产运营管理职责安排，不动产项目运营管理业务制度和流程，组织架构和内部控制制度，人员情况，财务状况，利益冲突和关联交易情况，资信状况，历史运营管理费用收取情况等。

托管人。尽职调查的内容包括托管人法律存续状态及相关经营情况；资信水平；业务资质；托管业务制度管理、业务流程、风险控制措施等。

中介机构。尽职调查的内容包括法律存续状态及业务资质等。

1.7 尽职调查主要结论

本尽职调查报告基于如下假设：相关业务参与方所提供的资料、口头介绍及其他相关事实信息均是真实、准确和完整的，并且未隐瞒与此次尽职调查相关的其他重要文件和事实信息；相关业务参与方所提供的尽职调查文件上的签字和盖章均是真实的；且上述签字和盖章均系根据合法、有效的授权做出；相关业务参与方的所有审批、登记和注册文件及其他公开信息均是真实、准确完整的；对于对本尽职调查报告至关重要而又无法得到独立证据支持或需要法律、审计、评估等专业知识来识别的事实，基金管理人/计划管理人主要依据有关政府部门、法律顾问、审计机构、资产评估机构及其他有关单位、个人出具的意见、说明及其他文件做出判断；本尽职调查报告中分项与合计项之间存在的尾差系四舍五入所致。根据尽职调查获得的信息，基金管理人和计划管理人得出如下结论：

1、不动产项目法律基础完善，已按相关规定履行必要的审批等相关程序；不动产项目现金流的产生基于真实、合法的经营活动，不动产项目现金流独立、持续、稳定、可预测、可特定化；不动产资产界定清晰，权属明确，形成不动产资产的法律协议或文件合法、有效。

2、原始权益人依法设立并合法存续，经营情况正常，股权结构合理，组织架构及治理结构完善。

3、运营管理机构依法设立并合法存续，具备不动产项目运营管理资质与经验，已建立较为完善的相关业务制度、业务流程、风险控制措施，财务状况正常，资信情况良好，配备了具有管理经验和能力的团队，具有担任不动产项目运营管理机构的能力。

4、托管人依法设立并合法存续，资信水平良好，具有托管业务资质，并已建立健全托管业务制度管理、业务流程、风险控制措施等，具有担任托管银行的能力。相关中介机构依法设立并合法存续，具备相关业务资质。

公募基金管理人/计划管理人合理地认为：本基金业务参与人及不动产项目符合《中华人民共和国民法典》《基金法》《公募基金运作办法》《公募基金销售办法》《公募基金信息披露办法》《中国证监会、国家发展改革委关于推进基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点相关工作的通知》《国家发展改革委关于全面推动基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）常态化发行的通知》《国家发展改革委关于进一步做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点工作的通知》《国家发展改革委关于规范高效做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）项目申报推荐工作的通知》《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》《公开募集不动产投资信托基金（REITs）尽职调查工作指引（试行）》《公开募集不动产投资信托基金（REITs）运营操作指引（试行）》《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务管理规定》《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务尽职调查工作指引》《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）业务办法（试行）》《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第1号——审核关注事项（试行）》《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第2号——发售业务（试行）》《上海证券交易所资产支持证券挂牌条件确认规则适用指引第2号——大类基础资产》等法律法规及其他有关规定，满足法律法规中关于申请募集基础设施证券投资基金的要求。

1.8 调查过程中发现的问题及存在的风险

尽职调查人员在调查过程中秉承审慎严谨的原则，未发现对本项目有重大不利影响的问题。

第二章 对不动产项目的尽职调查

2.1 项目公司的基本情况

2.1.1 基本情况

经基金管理人/计划管理人核查并根据法律顾问出具的《关于申请募集注册东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金的法律意见书》(以下简称"《法律意见书》"),项目公司为依法设立并合法存续的有限责任公司，已完成工商注册登记，项目公司基本信息如下表所示:

表 2-1. 项目公司基本信息

事项	内容
公司名称	乌兰县华扬晟源新能源有限公司
统一社会信用代码	91632821MA757NNF41
法定代表人	李宝亮
注册资本	35,234万元
注册地址	青海省海西州乌兰县茶卡镇109国道2216向北1公里处
营业范围	风力发电、太阳能发电、水力发电、其它电力的开发、建设、运行、检修及管理；电力供应、电力项目开发及技术咨询；电力系统、电力设备的技术改造、技术服务及电气设备生产维修；新能源科技领域内技术开发、技术咨询、技术服务、技术转让。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）
经营期限	2017-09-06至无固定期限
股东名称	申能新能源（青海）有限公司

华扬晟源于 2017 年 9 月 6 日设立，设立时注册地址为青海省乌兰县东大街 6-16 号鸿翔酒店 8401 室。截至 2026 年 6 月 30 日，青海新能源持有华扬晟源的 100%的股权。因此华扬晟源依法设立并合法存续，华扬晟源的设立程序、工商注册登记、股东人数、住所、出资比例符合《中华人民共和国公司法》（以下简称"《公司法》"）的规定。

2.1.2 项目公司股权结构、股东出资情况与组织架构

1、股权结构与股东出资情况

青海新能源是华扬晟源的唯一股东，截至 2026 年 6 月 30 日具体出资情况如下:

表 2-2. 华扬晟源股东出资情况表

股东名称	出资额	出资比例

股东名称	出资额	出资比例
申能新能源（青海）有限公司	人民币 35,234 万元	100%

截至 2026 年 6 月 30 日，项目公司的股权结构图如下：

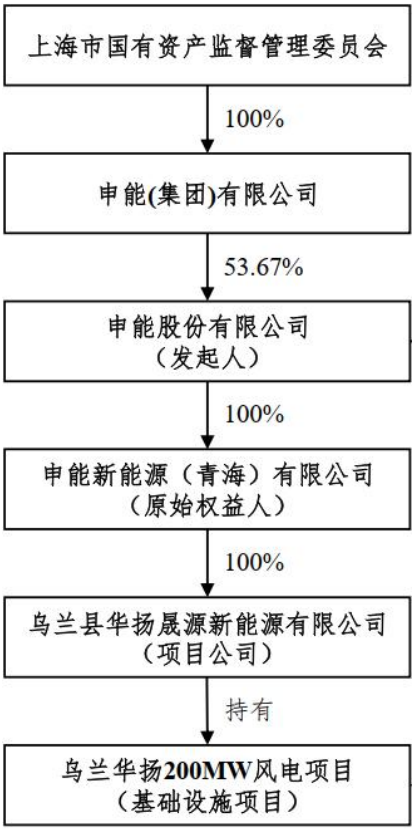


图 2-1. 项目公司股权结构图

经核查项目公司的公司章程，并经查询国家企业信用信息公示系统，截至 2026 年 6 月 30 日，项目公司系合法成立且有效存续的有限责任公司，不存在《中华人民共和国公司法》及公司章程规定的应当终止的情形。

2、组织架构

根据华扬晟源提供的现行有效的《公司章程》，华扬晟源不设股东会和董事会；设董事一名，董事担任法定代表人；不设监事或监事会；设总经理一名，由董事兼任。公司章程对股东、董事、总经理的职权进行规定。

表 2-3. 华扬晟源董事、高级管理人员信息

职位	姓名
执行董事兼总经理	李宝亮

2.1.3 项目公司历史沿革

2017年9月6日，华扬晟源登记备案设立，注册资本为100,000,000元人民币，企业类型为有限责任公司，股东青海华扬晟源新能源有限公司出资100,000,000元人民币。

2018年12月24日，股东青海华扬晟源新能源有限公司对华扬晟源增资，华扬晟源的注册资本由100,000,000元人民币变更为296,000,000元人民币。

2022年11月2日，华扬晟源股东青海华扬晟源新能源有限公司出具股东决定，同意将华扬晟源100%股权向青海新能源转让，并同意公司注册资本增加至352,340,000元人民币，由青海新能源增资56,340,000元人民币，增资后青海新能源成为华扬晟源唯一股东。

2.1.4 治理结构

1、章程规定的治理安排

项目公司现行有效的公司章程及公司章程中规定的项目公司治理结构符合《公司法》的规定。项目公司治理安排如下:

（1）股东会

公司不设股东会，公司股东依法对公司行使以下职权:

1）决定公司的投资计划;

2）决定公司投资项目及投资方案;

3）委派和更换董事，对其履职情况进行评价，决定其报酬事项;

4）审议批准公司年度财务预决算方案及调整;

5）审议批准公司的利润分配方案和弥补亏损方案;

6）对公司增加或减少注册资本作出决议;

7）决定公司合并、分立、解散、清算、申请破产或者变更公司形式;

8）制定或批准公司章程和章程修改方案;

9）决定资产交易事项;

10）决定重大财务事项和重大会计政策、会计估计变更方案;

11）决定公司关联交易事项;

12）决定聘用或者解聘承办公司审计业务的会计师事务所;

13）对公司年度财务决算和重大事项进行抽查检查;

14）法律、行政法规规定的其他职权。

（2）董事

公司不设董事会，设一名董事。董事每届任期一般为3年，任期届满经委派可以连任。

董事任期届满未委派，在新董事就任前，原董事仍应当依照法律、行政法规和公司章程的规定，履行董事职务。

董事辞任的，应当以书面形式通知公司，公司收到通知之日辞任生效。

董事对股东负责，行使下列职权:

1）执行股东的决议，向股东报告工作;

2）制订公司的年度财务预决算方案及调整;

3）制订公司年度投资计划、公司年度经营计划；制订投资项目及投资方案;

4）制订公司的利润分配方案和弥补亏损方案;

5）制定资产交易事项方案;

6）制订公司章程和提出公司章程修改方案;

7）制定公司基本管理制度以及认为必要的其他规章制度;

8）决定对所投资企业重大事项的管理原则和方案;

9）制订公司增加或者减少注册资本的方案;

10）制订公司合并、分立、变更公司形式、解散、清算、申请破产的方案;

11）决定公司内部管理机构的设置与调整;

12）制订子企业的设立、合并、分立、改制、解散、变更公司形式、申请破产或者清算方案;

13）制定聘任或者解聘公司总经理、副总经理和其他高级管理人员及其报酬事项方案;

14）制订公司的重大收入分配方案;

15）制订重大会计政策和会计估计变更方案;

16）制订关联交易事项方案;

17）制定董事年度工作报告;

18）听取总经理工作报告，检查总经理和其他高级管理人员对股东和董事决定的执行情况;

19）决定公司安全生产、生态环保、维护稳定、社会责任方面的重大事项;

20）指导公司重大诉讼、仲裁等法律事务处理事项;

21）法律、行政法规规定的其他职权。

（3）总经理

公司根据股东的推荐设总经理1名，由董事决定聘任或解聘。经股东同意，总经理可由董事兼任。总经理对董事负责，按照其职责要求定期向董事报告其工作情况。行使以下职权:

1）主持公司的经营管理工作，组织实施股东和董事的决定;

2）拟订公司的发展战略和规划、经营计划，并组织实施;

3）拟订公司年度投资计划和投资方案，并组织实施;

4）根据公司年度投资计划和投资方案，按规定权限决定投资项目，批准经常性项目费用和长期投资阶段性费用的支出;

5）拟订公司的资产处置方案;

6）拟订公司年度财务预算方案、决算方案、利润分配方案和弥补亏损方案;

7）拟订公司增加或者减少注册资本的方案;

8）拟订公司内部管理机构设置方案，以及分公司、子公司的设立或者撤销方案;

9）拟订公司的基本管理制度，制定公司的具体规章;

10）提请董事聘任或者解聘公司有关高级管理人员;

11）按照有关规定，聘任或者解聘除应当由董事决定聘任或解聘以外的人员;

12）拟订公司建立风险管理体系、内部控制体系、违规经营投资责任追究工作体系和合规管理体系的方案，经董事批准后实施;

13）提出公司行使所出资企业股东权利所涉及重大事项的建议;

14）法律、行政法规或者董事权行使的其他职权。

（4）监事

公司不设监事会或监事。

2、项目公司对不动产资产的权属情况

项目公司合法持有相应不动产资产，拥有不动产资产的不动产权属证书；根据项目组于2026年9月28日通过国家知识产权局商标局/中国商标网网站、国家知识产权局专利查询系统、国家商务部中国保护知识产权网、国家版权局、国家商务部业务系统统一平台商业特许经营信息管理查询系统查询的结果确认，项目公司未拥有任何商标权、专利权、版权、特许经营权；项目公司不涉及以其资产或信誉为原始权益人及其关联方的债务提供担保的情况。项目公司资产亦不存在重大经济、法律纠纷或潜在纠纷。

3、项目公司经营合法合规性及商业信用情况

项目公司最近三年不存在被纳入被执行人或失信被执行人名单的情况；项目公司不存在重大违法、违规或不诚信记录或被纳入重大税收违法案件当事人的情况；项目公司不存在因违反税收法律、法规被税务部门处罚且情节严重的情形；项目公司在安全生产领域、环境保护领域、产品质量领域、财政性资金管理使用领域不存在失信记录；项目公司不存在因重大违法违规行为被行政处罚或者刑事处罚，或因重大违法违规行为被监管机构采取行政监管措施，或因涉嫌重大违法违规行为正受到监管机构或有权机关立案调查的情形；不动产项目不存在未解决的经济或法律纠纷，且不涉及未决诉讼、仲裁程序；项目公司不存在因未按期限履行合同而产生的重大处罚及诉讼行为，不存在重大违法、违规或不诚信行为。项目公司经营合法合规，商业信用情况良好。

4、项目公司股权转让行为的合法性

截至2026年6月30日，原始权益人持有的项目公司股权不存在重大权属纠纷、质押、被法院查封或被采取其他司法强制措施的情形。项目公司不存在抵押、质押等权利限制。截至本尽调报告出具之日，项目公司股权转让行为履行了必要的决策程序，转让安排合法有效。

5、项目公司的运营管理安排

本次发行后，本基金将通过持有资产支持专项计划全部份额，持有不动产项目全部所有权或经营权利，拥有资产支持专项计划及不动产项目完全的控制权和处置权。本基金运作过程中，基金管理人将按照法律法规规定和基金合同约定主动履行不动产项目运营管理职责，同时，基金管理人拟委托上海新能源作为运营管理机构负责不动产项目的部分运营管理职责，基金管理人依法应当承担的责任不因委托而免除。

2.1.5 财务会计制度和财务管理制度

原始权益人及其各子公司执行统一的会计制度和财务管理制度，项目公司适用原始权益人制定的包括《筹资管理制度》《会计基础工作管理制度》《内部控制管理制度》《现金管理办法》《银行存款管理办法》《票据管理办法》《财产保险管理办法》《资金清查管理办法》《发票管理办法》《资金、费用管理办法》《固定资产管理办法》《全面预算管理办法》等一系列财务会计制度及财务管理制度。

2.1.6 资产独立性和财务独立性

1、资产独立性

经核查，项目公司已合法控制和占用乌兰风电项目的土地使用权、房屋所有权、设施设备所有权。项目公司依法设立并合法存续、经营情况正常，股权结构合理，组织架

构及治理结构完善，不动产项目法律基础完善，已按相关规定履行必要的审批、核准、备案、登记等相关程序，可依法转让，不动产资产界定清晰，权属明确，形成不动产资产的法律协议或文件合法、有效。综上，项目公司具备资产独立性。

2、财务独立性

不动产基金成立前，项目公司依托于青海新能源及其各子公司统一的财务会计制度进行独立的会计核算，由财务人员进行独立的财务管理。项目公司独立在银行开户、独立纳税，不存在共用银行账户、资金混同的情况。

未来项目公司纳入不动产基金后，将由基金管理人自行派员负责项目公司的财务管理，项目公司的财务具备独立性。

2.1.7 合法且完全持有不动产的所有权或者经营权利

不动产基金拟投资的不动产资产为乌兰风电项目，资产范围具体包括乌兰风电项目收费权和为取得乌兰风电项目电费收入建设的电力设施等配套资产（包括乌兰风电项目房屋所有权及设施设备所有权）及相应的土地使用权。

1、乌兰风电项目的收费权

华扬晟源根据其就乌兰风电项目取得的《电力业务许可证》（编号：1031219-00394）、签署的《购售电合同》（编号：QHGSHN-2024-FD003）、签署的《新能源场站并网调度协议》（编号：SGQH0000DKBD2310131）以及取得的《国网青海省电力公司关于2018年10月1日以后并网可再生能源发电项目上网电价情况的报告》（青电财〔2020〕196号），享有乌兰风电项目的收费权。

2、乌兰风电项目的配套资产及相应的土地使用权

根据乌兰风电项目固定资产投资建设相关的批复文件，为取得乌兰风电项目电费收入建设的电力设施等配套资产包括乌兰风电项目建筑物的房屋所有权及设施设备所有权。配套资产及相应的土地使用权具体如下：

（1）乌兰风电项目用地的国有建设用地使用权，包括：1）90台2,200千瓦和1台2,000千瓦风电机组及其配备箱式变电器占用范围内的国有建设用地使用权；2）升压站相关建（构）筑物占用范围内的国有建设用地使用权；

（2）乌兰风电项目建筑物的房屋所有权，即升压站相关建筑物的房屋所有权；

（3）乌兰风电项目的设施设备所有权，即90台2,200千瓦和1台2,000千瓦风电机组及其配备的辅助工程及公用工程设施设备的所有权。

2.1.8 资信情况

截至2026年9月28日，经查询国家企业信用信息公示系统、中国裁判文书网、中国执行信息公开网-失信被执行人查询系统、中国执行信息公开网-被执行人信息查询系统、信用中国网站、生态环境部网站、应急管理部网站、国家市场监督管理总局网站、国家发展和改革委员会网站、财政部网站、国家税务总局网站、中国人民银行征信中心2026年9月2日出具的《企业信用报告》及根据项目公司出具的《承诺及说明函》，项目公司不存在任何正在进行的或尚未完结的重大诉讼、仲裁或其他经济或法律纠纷等情况；不属于失信被执行人或失信生产经营单位或其他失信单位，不存在因严重违法失信行为被有权部门认定为失信被执行人、重大税收违法案件当事人、安全生产领域、环境保护领域、产品质量领域、财政性资金管理使用领域失信人，或涉金融严重失信人的情形；最近三年不存在因违反法律、行政法规及其他规定而受到投资建设、生产运营、金融监管、工商、税务、土地、环境、安全、质量等政府主管部门重大处罚的情形。

2.1.9 人员安排及重组情况

项目公司不涉及劳动关系人员，无需剥离。基金管理人及项目公司将委托运营管理机构对不动产项目提供运营管理服务，保障项目平稳运营。

项目公司不涉及重组情况。

2.1.10 尽职调查程序

1、项目组以书面审查、互联网检索等方式就项目公司的设立及历次变更情况进行了核查，包括：查阅项目公司的企业法人营业执照、工商调档、公司章程等文件；登录企业信用信息网查询项目公司的注册登记信息及历次变更信息。

2、项目组以书面审查、查询及互联网检索等方式就项目公司股东及实际控制人的情况进行了核查，包括：核查项目公司章程，股东会决议/股东决定等文件；核查法人股东的营业执照与章程；对项目公司股东及其对项目公司的持股比例、出资方式、出资凭证进行核查。

3、项目组以书面审查、实地核查、查询及互联网检索等方式就项目公司的独立性进行了核查，包括：核查公司章程是否符合《中华人民共和国公司法》等法律法规及中国证监会的有关规定；核查项目公司主要资产的使用情况及合规情况；核查项目公司财务管理是否符合规范；实地查看项目公司的经营场所、职能部门、人员及办公设备；查询项目公司主要资产的权利状况。

4、项目组以书面审查、互联网检索及书面确认等方式对项目公司的诉讼、仲裁、行政处罚情况、失信情况进行了核查，包括：登录信用中国网、中国裁判文书网、证券期

货市场失信记录查询平台、中国执行信息公开网-失信被执行人查询系统、中国执行信息公开网-被执行人信息查询系统等网站查询该主体的涉诉情况；登录工商、税务、环保等有关政府主管部门网站查询该等主体涉及行政处罚情况；取得项目公司出具的《承诺及说明函》。

2.2 项目公司所属行业情况及竞争状况

2.2.1 行业情况

（一）所属行业

项目公司主营业务为风力发电项目的开发、运营及上网售电。

根据国家统计局发布的《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017），本项目所属行业为"D-电力、热力、燃气及水生产和供应业"门类，具体细分为"电力、热力生产和供应业"（大类代码44）中的"风力发电"（小类代码4415）。

新能源行业整体被归入电力、热力生产和供应业中的电力生产（D441），包含的统计四级代码包括：D4413水力发电、D4415风力发电、D4416太阳能发电、D4417生物质能发电、D4418其他电力生产。不动产项目的核心业务是将风能转化为电力、向电网输送绿色电能，属于典型的风力发电项目。

（二）行业主要法律法规政策及其对不动产项目运营的影响

1、行业监管体系

我国风电行业实行国家与地方分级、综合与专业相结合的监管体制。在法律法规层面，可再生能源领域的法律由全国人民代表大会及其常委会负责制定；可再生能源发展中长期规划和重大政策的制定由国务院负责。由国家发展和改革委员会管理的国家能源局，作为全国能源行业主管部门，负责起草能源法律法规、拟订能源发展战略及规划和政策、组织制定可再生能源产业政策及相关标准、推进能源体制改革，并对全国新能源项目的开发建设实施宏观指导和监督。同时，工业和信息化部、国家发展和改革委员会、财政部等部门依据职责分工，在新能源装备制造、电价政策、财政补贴等方面参与协同管理。

在地方层面，各省级能源主管部门结合本地实际制定本省新能源发展规划和管理细则。具体到青海省：省级能源主管部门负责统筹全省新能源规划、政策制定、年度电力行业开发建设方案编制，并通过竞争性配置等方式确定重大项目的投资主体，督促项目按期建成投运；各市（州）能源主管部门负责项目申报和初审、前期手续协调办理、建设和运行监管；电网企业负责接网条件评估、并网服务及电力消纳外送交易组织。自然

资源、林业和草原、生态环境等部门按照国家有关政策要求及省级相关规划，指导项目单位依法办理用地、用林、用草、环评等各项前期手续。

2、行业主要法律法规政策及近期重点政策分析

（1）行业主要法律法规及政策

我国电力行业已建立以基础性法律为统领、行政法规为支撑、部门规范性文件与地方法规及政策文件为配套的层级化制度体系，主要法律法规及政策如下表所示。

表 2-4. 行业主要法律法规政策汇总

序号	名称	文号	文件日期
1	《中华人民共和国可再生能源法》（2009年修正）	中华人民共和国主席令第二十三号	2009年12月26日公布，2010年4月1日起施行
2	《中华人民共和国电力法》（2018年修正）	中华人民共和国主席令第二十三号	现行有效版本为2018年修正（1995年12月28日通过，2018年12月29日修正）
3	《中华人民共和国能源法》	中华人民共和国主席令第三十七号	2024年11月8日通过，2025年1月1日起施行
4	《企业投资项目核准和备案管理条例》	中华人民共和国国务院令第673号	2016年11月30日公布，2017年2月1日起施行
5	《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》	发改价格〔2025〕136号	2025年2月
6	《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》	发改能源〔2025〕1360号	2025年10月
7	《关于促进新能源集成融合发展的指导意见》	国能发新能〔2025〕93号	2025年10月
8	《风电装备行业规范条件》（征求意见稿）	-	2025年11月26日
9	《青海省清洁能源产业发展促进条例》	-	2025年3月27日青海省十四届人大常委会会议通过，2025年5月1日起施行
10	《青海省新能源项目开发建设管理办法》	青能新能〔2025〕158号	2025年9月30日印发，2025年10月1日起施行，有效期至2030年10月1日
11	《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》	西北监能市场〔2026〕28号	2026年4月

（2）《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》分析

为助力构建全国统一电力市场体系，提升西北区域电力资源优化配置效率，国家能源局西北监管局根据《国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4号）、《电力市场运行基本规则》（发改委2024年第20号令）等文件要求，会同甘肃能源监管办、新疆能源监管办组织市场运营机构，并在征求西北五省（区）政府相关部门及市场经营主体意见基础上，于2026年4月24日发布了《国家能源局西北监管局关于印发<西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）>的通知》（西北监能市场〔2026〕28号），旨在统筹推动跨省跨区和省内交易衔接融合、进一步打破市场壁垒、促进省间电力互济互保[1]。

我国2035年的远景目标是，全面建成全国统一电力市场体系，市场功能进一步成熟完善，市场化交易结算电量占比稳中有升。在全国统一规则框架下，全国—区域—省内交易分层衔接、有机融合；电力资源的电能量、调节、环境、容量等多维价值全面由市场反映，电力资源全面实现全国范围内的优化配置和高效利用，以电力为主体、多种能源协同互济的全国统一能源市场体系初步形成。在这一框架下，互济交易在省间电力现货交易出清后、省内现货市场正式出清前组织，是省间电力现货交易的有效补充[2]。

随着我国持续构建能力更加充分、流向更加合理的输电通道和电网主网架格局，持续增加跨省跨区输电规模和清洁能源输送占比，预计在2035年及以后，以电力为主体、多种能源协同互济的全国统一能源市场体系初步形成时，青海及其所在的西北区域电力互补消纳能力将进一步提升。一方面，在省间及跨大区余缺互济中，外来电力可平衡省内和区域内消纳能力的波动，另一方面，西北区域借助跨区域输电通道将在“西电东送”格局中发挥更显著作用。西北区域是全国能源“大送端”，是我国跨区外送规模最大的区域电网，青海省在全国范围内率先实现了新能源装机容量与发电量“双主体”，在全国范围内跨大区输电能力提升、电力市场化交易深化的同时，西北区域尤其是青海省清洁能源的输送与消纳能力将显著提升，送端电力企业将进一步在省间互济、全国跨大区电力交易中受益，对于不动产项目及其他全周期享受国补的发电企业而言，边际利好相对更加显著。具体分析如下：

1）政策背景、实施细则及传导机制

[1] 《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》实施后，青海省形成了“省内+全国省间+区域互济”的多层次电力交易市场体系，即在原有青海省内电力交易市场和全国省间电力交易市场基础上，增加了西北区域省间电力互济交易市场。

[2] 该定位出自国家能源局西北监管局关于《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》的政策解读。

①政策制定背景及目的

2022年1月，我国省间电力现货市场启动模拟试运行，经多年探索实践，省间电力市场范围逐步扩大，运行至今，省间市场和省内市场已成为全国统一电力市场体系的重要组成部分，省间市场和省内市场分层分级协同运行。省间现货市场由国家电力调度中心会同北京电力交易中心联合组织实施，负责跨区域资源配置及供需匹配；省内现货市场由各省调度机构和交易中心实施，根据实时价格信号动态出清、精细调控。而在日内组织节奏上，这两层市场并未完全衔接，具体而言，省间日内现货通常按1至2小时为周期滚动组织，每轮设有固定申报窗口；省内实时现货则在系统运行前15分钟滚动出清。在本省风光出力突发富余，且邻省同步存在消纳空间时，若省间现货当轮申报窗口已关闭、省内实时现货当轮出清结果尚未锁定，则无法依托市场机制及时开展跨区电量调剂。

在这一背景下，通过设置区域省间电力互济交易，在省间日内现货与省内实时现货之间的衔接空档中，通过市场化方式完成区域内省份之间的电力调剂，可以进一步填补短时、局部边际匹配的缺口，同步替代区域调峰市场，实现时空互济、余缺互补，促进余量电力消纳，减少弃风弃光。执行顺序方面，在省内现货预出清的基础上，省间电力现货交易先行出清、再开展区域省间电力互济交易，最终开展现货市场正式出清；需要说明的是，西北区域省间互济电力交易不是完全独立于省间现货交易、省内现货交易的市场，其成交结果纳入省间联络线计划，作为各省省内现货市场出清的边界条件，是省间现货与省内现货之间的衔接和补充。

②从实施原则看，《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》优先保障新能源消纳

《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》（以下简称《实施细则》）分为总则、市场成员管理、市场准备、交易组织、日前互济交易、日内互济交易、交易执行与偏差处理、计量与结算、市场风险防控、信息披露、合同管理、免责条款及附则等13个章节，共计96条。

《实施细则》第三条规定，省间互济交易根据“先省内（控制区内）、后省间”的优先级顺序，各经营主体集中竞价出清。各市场成员不得以参与互济交易为由，影响电力系统安全运行。

《实施细则》第四十四条之（三）同时规定，若经营主体接入电网所在省（区）、配套控制区内存在平衡缺口时，该时段不作为卖方参与省间出清；若存在可再生能源富余时，该时段不作为买方参与省间出清。

对青海而言，以上条款体现了省内保供与新能源消纳导向：即优先保障省内供需平衡及电力系统安全运行，在省内存在平衡缺口情形下，经营主体不得向外省售电，优先保障省内用电需求；省内新能源富余时段，经营主体不得跨省购电，优先消纳省内新能源。

③从传导机制看，青海省参与西北区域省间电力互济交易（以下简称省间互济交易）具有比较优势

（a）电量方面，省间互济交易有助于扩充西北区域的整体电力消纳空间，但实际交易量仍受供需匹配、市场竞价、电网输送、结算考核四方面制约。

a）供需匹配。省间互济交易须以售端省份存在富余电量、购端省份存在缺口及需求为前提。但西北各省电源结构相近，风电、光伏占比普遍较高，新能源出力同向性较强。尽管各省之间存在经纬度差异，总体看，一省（区）新能源大发时，西北其他省（区）往往同步呈现供电富余的情况；新能源出力退坡时段，各省又普遍供需收紧。这种典型时段的出力同向性，使省间互济的供需存在较难弥合的错配。因此，省间互济更多只能承接西北五省之间局部、短时的风光资源差异所对应的消纳空间，区域整体性过剩依然存在，难以形成大规模互济交易的供需基础。此外，在运行机制层面，为保证本省（区）电网运行安全，仅售电侧省份超短期预测可用功率高于发电预计划的部分方可用于省间互济，即可用于互济的电量同时受预计划需求与功率预测两方面影响，并非实际发电功率全额均可参与交易，这进一步收窄了省间互济的电量空间。

b）市场竞价。发电企业需综合预测并比较省间电力互济交易价格与省内现货结算电价，据此确定是否参与及申报策略。省间电力互济交易中，买方节点出清价格为各卖方节点出清价格叠加送出省（区）外送输电价格、西北省间输电价格及省间输电线损的加权均价。中间输送费用的存在及实时供需的变化，使省间互济购入价格与省内现货购入价格存在波动，发电企业基于收益最大化原则，需合理铺排申报策略。就本项目而言，预计全周期可享受国补，若参与省间电力互济交易，使本应弃风的电量得以成交，一方面可带来额外市场化收入，另一方面可享受额外附加的国补收入；若省间互济价格过低，或中标概率不及省内现货交易，发电企业应适时调整申报策略，将更多资源投入现货交易。

c）电网输送。省间互济交易中标后，实际成交电量仍受省间联络线剩余容量及通道阻塞等因素影响。即便市场竞价环节申报成交，受西北区域省间跨区通道资源约束，送受端断面、750kV 主网及跨省联络线存在潮流限额，叠加各省区内机组检修、输变电设

备停运、新能源大发下省内断面拥塞等客观工况，省间互济送受电通道可用容量易受影响，富余电力难以跨省输送落地，项目可成交外送电量受限。

d）结算考核。省间互济同样会触发偏差考核，依据《实施细则》第六十三条，互济交易实际执行偏差优先在省（区）内部调节，偏差按照省内现货市场等相关规则执行及结算。在省间互济交易价格较低情况下，盲目扩大省间互济申报规模，会抬升省内市场的偏差敞口，带来亏损风险的增加。因此发电企业需结合功率预测情况及偏差考核收益与现货结算电价，综合制定申报策略。

青海省2026年6月—7月，通过省间互济交易外送电量2.52亿千瓦时，外购电量1.64亿千瓦时，净外送电量0.88亿千瓦时，占青海6—7月净外送全国电量比重为1%[3]。

（b）电价方面，对于售电省份而言，将本地消纳不完、价格被压低的部分富余电量，通过省间互济交易送出，本省等效负荷就会提高，现货低价压力有望缓解。对购电省份而言，通过省间互济交易引入一部分外来电源，可以在用电高峰期缓解本省供需紧张程度，平抑部分时段的高价现货电价。通过分析西北五省的电力结算价格，可以一定程度上了解其在省间及互济交易中的基础格局，具体见下表。在这一基础排序中，各省根据电力供需匹配情况及省间联络线负载情况，在部分时段开展省间互济交易。需要说明的是，实际开展省间现货及省间区域互济交易时，各省供需及市场化申报情况更加复杂，发电企业会根据省内现货预出清及省间现货出清结果，根据各时段电力余缺状况动态调整区域互济申报策略，实现收益最大化。

表 2-5. 西北区域省份 2025 年结算电价对比[4]

省（区）	新疆	青海	甘肃	宁夏	陕西
结算电价（元/千瓦时）	0.2203	0.2520	0.2687	0.3057	0.3474

新疆、青海两省风光资源禀赋优越，受新能源装机量等省内电源结构、省内市场供需等因素影响，相较其他省份的结算电价更低。在这一电价基础上，西北五省开展省间电力互济交易，依托跨省输电通道，根据各省实时电力供需情况，在满足省间通道负荷的情况下，由电力富余省份向电力缺口省份输送电力，作为省间现货交易与省内现货交易的补充，实现区域内电力资源互补及优化。

[3] 数据来源：青海电力交易中心市场交易信息月报。

[4] 各省电力交易中心披露的年度电力市场总体情况中，省内市场结算单价口径稍有差异，但依然可做总体对比，以供了解各省省内电价大致排序。其中，陕西公布了省内批发市场及零售市场结算单价，保守起见选取结算单价较低的批发市场价格；新疆取疆内市场化交易结算单价；青海取省内上网侧市场化交易结算单价；甘肃取省内结算单价；宁夏取区内发电侧上网结算单价。

④从项目结算价格看，发电企业可自主选择售电价格更高的交易品种，实现综合收益最大化

根据《实施细则》要求，青海自2026年6月起，省间互济交易自动转入结算试运行。2026年6月本项目参与省间互济交易结算电量57.26万千瓦时，结算电价0.052元/千瓦时，占上半年项目结算电量的比重为0.38%。省间互济交易占比较低且结算电价较低，而青海省风电、光伏等新能源可按0.08—0.65元/千瓦时的分时段限价申报并参与现货市场，即省内现货交易申报最低价为0.08元/千瓦时，当前省间互济交易价格已低于省内现货交易最低出清价格。发电企业在这一形势下应优先参与省内现货交易，在省内现货交易无法出清的情况下，基于偏差考核收益及省间互济交易电价，综合成交后带来额外的国补收益，酌情参与省间互济交易。

综上所述，在交易电量方面，由于西北五省电源结构相近、新能源出力同向性强，宏观供需错配较难弥合，叠加市场竞价、电网输送、结算考核等运行机制的约束，省间互济整体交易规模有限。在交易电价方面，青海省在全国率先实现新能源装机容量与发电量“双主体”，新能源电源发电量高且边际价格较低，青海参与省间互济交易具有一定的竞争优势。

截至2025年底，西北电网新能源装机占比超过60%[5]，单个省份电网独立平衡，资源调度及共享消纳能力存在不足。《实施细则》以更高频、更精细的市场化机制，在满足省内用电需求、可再生资源有效消纳的基础上，把区域内各省（区）仍存在的短时余缺再做一次市场化调剂，有助于西北电网新能源发电量进一步出清，增强西北电网的韧性。

由于政策发布时间较短，模式变更尚处于过渡阶段，叠加前述分析下省间互济交易的定位、特征、西北五省电源结构同向性等因素，短期内市场活跃度有限，但青海省新能源装机占比高，新能源电源边际发电电价较低，省间互济交易的开展，将为本项目新增西北电网省间电力消纳渠道，有望在边际消纳递增情况下带来额外的国补收入，在优先保障省内消纳及用电安全的基础上，对现有消纳途径无明显负面影响。

2）该政策对本项目的影响分析

根据《实施细则》，2026 年 6 月，互济交易自动转入结算试运行，《西北区域备用辅助服务市场运营规则》（西北监能市场〔2023〕60 号）、《西北区域省间调峰辅助服务市场运营规则》及其补充修订条款（西北监能市场〔2020〕8 号、西北监能市场〔2023〕2 号）同时停止执行。此后，西北区域跨省调峰将通过互济交易实现，原西北区域的跨省

[5] 数据来源：国家能源局。

调峰电费将不再收取。《实施细则》施行后，可能产生的变化有：

（a）对售电类型、交易品种的影响

对本项目参与的中长期交易、现货交易等售电类型及交易品种无显著影响。具体表现在：

a）对中长期交易，无显著影响：本项目参与的中长期交易品种仍以省内、省间电力直接交易为主，并通过合同转让交易对上述合约持仓实施动态管理，以优化中长期合约履约结构。省内、省间中长期交易仍以双边协商、集中交易为核心组织方式。

b）对现货交易，新增省间互济交易市场：本项目参与的现货交易品种仍以省内日前电能量交易和实时电能量交易为主。未来，现货交易将在目前省间现货交易市场（全国性市场）、省内现货交易市场（省内市场）基础上，新增省间互济交易市场（西北区域性市场）。本项目将持续跟踪省间互济交易开展情况，捕捉市场信号，随着市场主体充分参与，市场活跃度进一步提升，根据收益预判情况适度参与省间电力互济交易。

（b）对交易策略的影响

对本项目交易策略无显著影响。具体表现在，自2025年11月现货市场连续结算试运行以来，电力现货实时电价信号发挥充分，本项目仍将继续充分预判省内电力供需态势，通过追踪现货实时电价信号，合理调整中长期合约及现货持仓组合，从而扩大本项目发电收益。基于省间互济交易是省间现货交易及省内现货交易的衔接及补充这一定位，本项目在现货交易无法出清且在短期时序中预测出力尚有余量时，将综合偏差考核、中标情况等因素，积极参与省间互济交易这一品种，实现正向边际收益。

（c）对主要消纳区域、客户类型的影响

由于省间互济政策发布时间较短，截至本报告出具之日，省间互济市场活跃度有限。且省间互济政策属于对原有省间现货交易及省内现货交易的完善和补充，实际运行时仍以省内电力系统消纳及电网安全运营为先，故对本项目主要消纳区域、客户类型无明显影响。

（d）对结算电量、售电价格的影响

结算电量方面，本项目结算电量为实际上网电量，省间互济交易市场为本项目新增西北电网省间电力消纳路径，有助于扩充西北区域整体电力消纳空间，而西北区域尤其是青海新能源装机容量及发电量占比高，边际发电成本低，在省间及跨大区电力市场化交易中存在比较优势。项目可在现有运行框架下，择机利用新增市场渠道参与跨省电力交易，外部市场条件持续改善；如前文所述，2026年6月省间互济交易转入结算试运行

以来，本项目参与并中标的结算电价及结算电量相对较低，随着跨省跨区互济交易机制成熟，青海省内时段性供需失衡矛盾将被跨省跨区互济对冲，预计将形成中长期潜在利好。

售电价格层面，《实施细则》施行后，对本项目考核费用科目将产生影响，西北区域跨省调峰通过互济交易实现后，原西北区域跨省调峰电费（属于考核费用科目之一）将不再收取，西北区域跨省调峰将通过市场化互济方式实现，相关机制更加市场化；同时，随着跨省跨区互济交易机制成熟，超发及欠发情况下，两类偏差的电价价差有望逐步收敛，项目结算电价波动区间未来有望收窄。

根据《国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4号），我国将持续构建能力更加充分、流向更加合理的输电通道和电网主网架格局，持续扩大跨省跨区输电规模、提升清洁能源输送占比。随着“十五五”及后续规划中持续强化输配电设施规划落地建设，待2035年以电力为主体、多种能源协同互济的全国统一能源市场体系初步形成后，我国将实现电力资源在全国范围内的优化配置，电力资源跨区域双向互济的物理基础将进一步夯实，市场既可以实现西北清洁能源向东中部负荷中心输送，也存在受端电力及其他区域电力双向送入西北的可能性。但我国能源资源与电力负荷呈逆向分布，以“胡焕庸线”[6]为近似分界线，我国中东部地区能源消费量占全国比重超过70%，生产量占比不足30%，重要的能源基地主要分布在西部地区[7]。中东部负荷中心用电需求旺盛，部分时段存在阶段性电力平衡压力；西北地区立足全国能源“大送端”定位，风光清洁能源资源禀赋突出，相较于国内多数区域，拥有更为优越的清洁能源基地开发及跨区外送客观条件，是我国跨区外送规模最大的区域电网[8]，也是国家“西电东送”战略的主要送端电网。依托得天独厚的风光资源禀赋，西北新能源电源边际发电成本较低，在全国范围资源优化配置过程中具备有利的净外送条件，有利于进一步拓展清洁能源市场空间，推动区域能源资源优势向经济优势转化。本项目作为全生命周期享受国补的项目，随着区域外送消纳能力提升，整体等效利用小时数有望进一步提升，从而在全国范围内的跨大区电力交易中受益。

（e）后续政策深化方向

[6] “胡焕庸线”，亦称瑷珲—腾冲线（现称黑河—腾冲线），1935年由地理学家胡焕庸提出，北起黑龙江黑河市、南至云南腾冲市，是我国经典人口地理分界线；国家能源局在能源政策解读中将其作为近似参照，用以刻画我国能源生产与消费逆向分布的国情特征。

[7] 国家能源局有关负责同志就《“十四五”现代能源体系规划》答记者问。

[8] 国网公司西北分部《西北电网2025年跨区外送电量超4000亿千瓦时》相关报道。

a）整体政策方向

根据《国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4号）相关部署，全国统一电力市场建设将持续深化，到2030年，基本建成全国统一电力市场体系，各类型电源和除保障性用户外的电力用户全部直接参与电力市场，市场化交易结算电量占全社会用电量的70%左右。到2035年，全面建成全国统一电力市场体系，市场功能进一步成熟完善，市场化交易结算电量占比稳中有升。

以上实施意见指出，相关部门在统一电力市场框架下，将进一步统筹推动跨省跨区和省内交易衔接融合，打破市场壁垒，促进省间电力互济互保。推动跨省跨区交易与省内交易在参与主体、空间范围、时段划分、组织时间、偏差处理等方面实现衔接，在主体注册、交易申报、交易出清、信息披露等方面有机融合，逐步从经营主体分别进行跨省跨区和省内交易，过渡到经营主体只需一次性提出量价需求、电力市场即可在全国范围内匹配供需的联合交易模式。研究探索相邻省份自愿联合或融合组织电力交易的可行方式，进一步推动电力交易平台互联互通、交易信息共享互认，电力市场经营主体“一地注册、全国共享”。条件成熟时，相关部门将研究组建全国电力交易中心。

以上实施意见同步说明，相关部门将进一步完善跨省跨区电力交易制度。在确保安全前提下，科学安排跨省跨区优先发电规模计划，合理扩大省间自主市场化送电规模，加强多通道集中优化；一体化建设运营南方区域电力市场，完善长三角电力互济，在省间交易框架下探索区域内同步电网电力互济交易。

基于以上文件规划及部署，区域层面打破省间壁垒，建立如西北五省的省间电力互济机制，属于“相邻省份联合组织交易”的实践。先在区域内完成规则统一、市场融合，打破“一省一注册、一省一平台”的现状，再逐步实现各级交易平台数据打通、信息互认，完成交易规则、结算口径、信息披露标准逐步统一，最终建立全国电力交易中心，承担全国市场的组织、结算、信息披露等职能。各层次市场从“各自报价、各自交易”逐步转向“统一报价、联合交易”，探索相邻省内市场自愿联合或融合的可行方式，促进跨电网常态化市场交易，增加跨省跨区输电规模和清洁能源输送占比，加强多通道集中优化，进一步推动电力市场在全国范围内互联互通，从而实现电力资源全国大循环。

b）区域互济、跨区互济及跨电网经营区交易

目前除西北区域外，东北区域、华中区域、长三角区域均设置了类似的区域互济交易机制，具体见下表。

表2-6. 全国范围内区域互济交易实践

区域	政策文件	覆盖省份/区域	印发时间	执行时间
西北区域	西北监能市场〔2026〕28号	陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆及西北电网的直流配套电源组成的控制区	2026年4月	2026年6月
华中区域	《华中区域（东四省）电力互济交易实施细则》华中监能市场规〔2026〕11号	湖北、湖南、河南、江西	2026年1月	2026年7月
东北区域	《东北电力互济交易实施细则（试行）》东北监能市场〔2025〕38号	辽宁、吉林、黑龙江、蒙东（内蒙古东部）	2025年9月	2025年10月
长三角区域	《长三角省市间富余新能源消纳互济交易规则（试行）》	上海、江苏、浙江、安徽、福建	2024年6月	2025年7月
	《长三角省市间富余需求侧可调节资源互济交易规则（试行）》		2024年6月	2025年7月
	《长三角省市间短期电力互济交易实施细则（征求意见稿）》		2026年8月	征求意见至2026年9月27日，尚未公布正式版本

区域层面建立互济交易机制，更多地是为了衔接区域省间与省内市场，以电力保供、新能源消纳为主要目标。如较早开展区域互济的东北区域能监局相关部门明确提出，省间互济交易能够“满足省间市场未延伸、省内市场未覆盖的交易需求，实现与国家级省间现货市场、省级现货市场的有效衔接。一是以市场手段最大化调节保供资源，形成错峰调用、资源互补的市场环境，构筑区域电网平衡安全的‘托底’保障。二是紧扣提升区域电网资源协调与配置能力的目标，以市场机制引导灵活性资源发挥作用，充分释放省间消纳互济能力，着力解决高比例新能源接入下的消纳难题。三是锚定‘双碳’目标，助力推动以新能源替代传统能源，持续降低碳排放指标。[9]”

除以上区域内互济实践外，跨区域互济试点也在展开。2026年7月，在国家电网有限公司东北分部的统筹指导下，依托国家电网跨大区特高压输电通道，黑龙江电力交易中心与宁夏电力交易中心首次开展跨区域市场化双向互济交易。其中，黑龙江向宁夏外送电量2748万千瓦时，同时购入宁夏光伏电量45万千瓦时，实现了东北、西北两大区域间的电力余缺互济。相比省间中长期及省间现货交易，跨大区互济交易属于余缺调剂属性的互助性交易，保供、新能源消纳的导向作用更加突出。

[9] 国家能源局东北监管局《东北能源监管局统筹协同推动东北电力互济市场开展试运行》相关报道。

与此同时，为完善全国统一电力市场体系，实现跨电网经营区常态化电力交易，2025年7月，国家发展改革委、国家能源局印发《关于跨电网经营区常态化电力交易机制方案的复函》，推动打破国网、南网间电力市场分割。该机制由国家电网公司、南方电网公司落实，具体由北京电力交易中心、广州电力交易中心等机构联合组织实施，并推行"一地注册、全国共享"模式，目标在2035年前，两网推动统一市场规则、交易品种和交易时序，国家电网、南方电网经营区内和跨经营区交易实现融合开市，全面实现各类经营主体公平竞争，促进电力资源在全国范围内自由流动和优化配置。

西北区域作为全国重要的清洁能源送端基地，风光资源禀赋突出，在上述统一电力市场体系不断完善、市场化改革进一步深化的形势下，西北区域能进一步释放清洁能源比较优势，提升青海及其他四省（区）的电力互补互济、协同消纳能力；依托跨区域输电通道，西北区域将在"西电东送"格局中发挥更为显著作用，通过跨大区电力市场化交易，拓展西北清洁能源的市场交易空间，推动区域能源资源优势向经济优势转化，整体提升清洁能源输送与消纳利用水平。针对上述中长期目标的潜在影响，对本项目市场化交易结算单价（含超缺额）、结算电量变化开展联动分析，具体见下表。

表 2-7. 抵消影响对应所需等效利用小时数/结算电量变化幅度分析

市场化交易结算单价（含超缺额）变化幅度	包含国补后电价的变化幅度	抵消影响对应所需等效利用小时数/结算电量变化幅度
-5%	-1.95%	2.00%
-3%	-1.17%	1.19%
-1%	-0.39%	0.39%

如前文所述，随着2035年全国统一电力市场全面建成，跨大区输电基础设施持续完善，电力资源全国优化配置能力提升，项目外送消纳条件有望改善；本项目全周期享受国补，国补电价占结算电价的比例约60%。以上联动分析表显示，随着外送消纳能力的提升，若市场化交易结算单价（含超缺额）下降5%，结算电量仅需提升2%及以上，对应的市场化电费与国补收益增量即可补足电价下行影响。基于前述资源禀赋分析，青海新能源装机规模较高，新能源电源具备边际发电成本优势；同时西北作为国家"西电东送"重要送端基地，区域市场化电价面临的下行扰动相对有限。从电量维度看，在外送消纳条件整体改善的进程中，本项目有望获取更为显著的收益提升空间。

综上所述，《实施细则》等最新政策文件的发布，在西北区域电源结构同向性等因素下，一定程度上可以优化西北区域电力资源配置效率，有利于减少省间电力资源错配与浪费；在中长期统一电力市场建设的大背景下，全国跨大区电力交易及输送条件的完善，

将为西北区域电力外送提供边际利好，对青海这样的新能源“双主体”结构下的电力外送省份的边际利好效应更强，省内与本项目类似且享有国补的项目也将更充分地享受到消纳改善带来的利好。整体来看，本项目现有售电类型、交易品种、交易策略、核心消纳区域及客户结构等将保持稳定，同时依托区域互济机制，项目有望在消纳空间、电价稳定性、考核成本等方面获得边际改善。

3、行业主要法律法规政策对不动产项目运营的影响

行业主要法律法规政策对不动产项目运营的影响主要有以下几点:

（1）风电行业在全国能源转型和新型电力系统建设中占据核心地位。风电作为技术成熟、商业化程度最高的可再生能源发电方式之一，在构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系中发挥着不可替代的作用。2025年《中华人民共和国能源法》正式施行，国务院能源主管部门依法推进可再生能源的最低比重目标和消纳责任考核，为风电行业规模持续扩大和制度框架不断完善提供了坚实的法律依据和方向指引。

（2）风电上网电价全面市场化改革正向纵深推进，项目收益模式发生结构性变化。按照国家发展改革委、国家能源局于2025年2月发布的《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号，以下简称“136号文”），新能源项目（含风电）上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成，不再执行政府定价。同时，国家建立新能源可持续发展价格结算机制（即差价结算机制），以差价合约的方式平抑市场价格波动对收益的冲击。在电价方面，各省适当衔接现行市场电能量交易均价，为存量项目设置一定弹性空间；各省进一步完善中长期市场交易规则，鼓励供需双方结合风电出力特点合理定价，实现电力系统更好消纳。风电电价的激励机制逐步从“固定电价+财政补贴”转向“市场交易+绿电溢价/绿证收益”的复合收益结构：可再生能源消纳责任权重、绿电消费承诺和绿证自愿认购逐渐成熟，绿电交易不断拓宽风电企业的收益边界。

（3）省级新能源地方立法和项目开发管理日趋精细，“竞争配置-核准/备案-并网监管-运行追踪”全流程规范不断细化。青海省2025年先后出台《青海省清洁能源产业发展促进条例》和《青海省新能源项目开发建设管理办法》，是国内清洁能源产业发展地方性法规的重要突破。风电项目归属于项目核准类型，项目单位须取得土地等手续且须在规定时限内（核准2年内）完成建设，未开工的核准文件将自动失效，延期亦不得超过12个月，严控开工时间避免圈而不建。新能源项目并网投运前，项目单位不得以任何方式转让、买卖项目开发权，严禁变更开发主体；纳入全省年度电力行业开发建设方案的

项目来源主要有三类，一是省委、省政府研究确定的重点项目，二是各市（州）申报并经省新能源项目协商机制评审通过的项目，三是省级能源主管部门组织的竞争性配置项目。这些规定确保了青海省清洁能源开发建设的有序性，既有助于促进新能源产业高质量发展，也推动区域资源配置效率提升和消纳送出能力增强。

（4）消纳保障机制和跨省外送政策协同推进，对存量项目利用率形成根本性支撑。青海省是我国清洁能源发电外送大省，截至2026年6月，青豫直流累计外送绿色电力超1,000亿千瓦时，青桂直流、青粤直流等特高压外送通道正在推进建设。根据青海省能源局、国网青海省电力公司消息，“十五五”期间，青海省将按照“优一开二定三谋四”的时序，构建青海至中东部地区绿色送电走廊，绿电外送规模将得到进一步提升。具体来说，“优一”是指优化提升青豫直流送电能力，“开二”是指力争2026年开工建设青桂直流工程，“定三”是指确定青粤直流路径、落点，力争2028年建成，“谋四”是指推动柴达木后续特高压直流工程送电华中、南方地区。此外，国网青海省电力公司正加快多元协同调节体系建设，推进哇让抽水蓄能电站建设，利用储能、光热等多元协同的可调节资源平抑风电出力间歇性。与此同时，青海省明确了2025年可再生能源电力消纳责任权重总量70%、非水30%，电解铝、钢铁、水泥、多晶硅等重点行业绿电消费比例须达70%。上述机制相互叠加后，将有效保障存量风电项目在新增装机和电网容量同步增加过程中的合理利用。《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》的实施，进一步优化了西北区域电力资源配置效率，有利于减少省间电力资源错配与浪费，不动产项目在消纳空间、电价稳定性、考核成本等方面有望获得边际改善。

（5）公募REITs持续扩容为风电存量优质资产开辟了权益融资与价值重估的新渠道。自2024年3月中信建投国家电投新能源REIT（底层资产为滨海北区H1、H2海上风电项目，合计装机容量500MW）首单风电REITs项目落地以来，以风力发电场及其配套基础设施为底层资产发行公募REITs的积极性不断提高。据公开市场信息，2024年7月，中信建投明阳智能新能源REIT上市，底层为两座陆上风电项目（黄骅旧城项目100MW、红土井子项目50MW，合计装机容量150MW）；同年12月，工银蒙能清洁能源REIT上市，底层为蒙西两座陆上风电项目（华晨项目100MW、恒润一期项目49.5MW，合计装机容量149.5MW）；2026年7月，中航中核汇能新能源REIT上市，底层为两座陆上风电项目（北塔山项目100MW、富川协合项目96MW，合计装机容量196MW）；2026年8月，华泰三峡新能源REIT上市，底层资产为一座海上风电项目（大连市庄河III298.8MW海上风电项目）。公募REITs渠道的日益成熟不仅为风电项目拓宽了融资来

源，也对存量项目的现金流稳定性、合规运营能力、合规性及收益平滑等提出了更高标准。通过资产证券化与存量资本活化，风电项目可通过发行公募REITs等方式进一步实现资产价值发现和再投资机会。

（6）不动产项目作为存量优质风电资产，其行业政策适用情况如下。根据《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）要求，青海省发展改革委结合实际省情，于2025年9月28日印发《青海省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》（青发改价格规〔2025〕645号，以下简称"《实施方案》"）。《实施方案》明确改革任务包括：推动新能源上网电量全面进入电力市场；健全电力中长期市场交易和价格机制；完善电力现货市场交易和价格机制；建立新能源可持续发展价格结算机制；强化新能源上网电价改革与相关政策协同。根据青海省"136号文"配套文件即《实施方案》，对于2025年6月1日前投产的新能源存量项目，全面保障扶贫、特许经营权、"金太阳"、分散式风电、分布式光伏上网电量，光伏应用"领跑者"基地保障利用小时内上网电量，具有政策保障性质的光热上网电量；以及适当保障部分不带新能源补贴的新能源项目上网电量。不动产项目于2019年全容量并网，不在上述项目类型范围内，故不适用于机制电量的相关规定，全部上网电量已进入电力市场交易。因此，全电量市场化要求对本项目不产生直接影响。不动产项目于2019年12月及后续年份正常享受可再生能源电价补贴，在期间内严格遵守国家电力行业和青海省新能源管理体制的各项要求。不动产项目权属完整、并网手续规范、运营数据持续保持在同区域内较高水平，符合作为公募REITs底层资产的基本条件。在青海省持续推动清洁能源全链条产业化的大背景下，不动产项目能够充分受益于存量项目的政策稳定权属和资产价值特点。

（三）行业发展情况和未来发展趋势

1、行业发展情况

风电是技术成熟、商业化程度最高的可再生能源发电方式之一，是现代能源体系的重要组成部分，对保障国家能源安全、推动能源结构绿色低碳转型、实现碳达峰碳中和目标，都具有重大意义。加快规划建设新型能源体系，稳妥推进能源绿色低碳转型，全力推动可再生能源发展再上新台阶，风电在构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系中的作用日益突出。

近年来，国家陆续出台一系列推动风电产业发展的战略规划和政策文件。2021年，《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》明确

提出推进能源革命，建设清洁低碳、安全高效的能源体系，加快发展非化石能源。2022年6月，国家发改委等九部门联合印发《“十四五”可再生能源发展规划》，锚定碳达峰碳中和目标，明确“十四五”期间可再生能源发展的主要方向与目标，着力推动风电由补贴驱动向市场化发展转型。2024年，国家能源局以碳达峰碳中和工作为引领，加快规划建设新型能源体系，可再生能源发展再上新台阶。2025年，国家能源局深入践行“四个革命、一个合作”能源安全新战略，推动构建起全球最大、发展最快的可再生能源体系，超额完成“十四五”非化石能源消费目标任务，风电、太阳能发电装机历史性超过火电，风光累计并网装机首次超过18亿千瓦，占比达到47.3%。“十五五”规划纲要进一步增加了非化石能源占能源消费总量比重这一指标，提出到2030年达到25%，较“十四五”末的21.7%提升3.3个百分点，凸显了非化石能源发展的重要性。国家能源局2026年明确，“十五五”时期将以“扩量提质、可靠替代”作为可再生能源发展的主线，以电为核心，充分发挥电网作用，持续扩大可再生能源电力供应规模，稳步提高电量占比。国家发展改革委2026年4月宣布，“十五五”时期将实施非化石能源十年倍增行动，加快推进新型能源体系建设，预计到2035年，风电、光伏、水电、核电等非化石能源供应规模较2025年实现倍增。

上述规划和政策为风电产业持续快速发展提供了有力的制度保障和发展指引。

（1）市场环境

风电作为可再生能源发电的主力军，是我国电源结构优化和绿色低碳转型的关键力量，在新增电源装机中占据重要地位。

全国风电装机规模持续增长。国家能源局2025年可再生能源并网运行情况数据显示，2025年，全国风电新增装机容量1.2亿千瓦，同比增长51%，其中陆上风电新增1.1亿千瓦，海上风电新增659万千瓦。从新增装机分布看，“三北”（华北、西北、东北）地区占全国新增装机的79%。截至2025年底，全国风电累计并网容量达到6.4亿千瓦，同比增长23%，其中陆上风电5.9亿千瓦，海上风电0.47亿千瓦。2025年，全国新增装机的风电机组平均单机容量达7,160kW，同比增长18.3%，其中陆上风电机组平均单机容量为7,068kW，同比增长20.1%。国内风电整机制造市场集中度较高，2025年前5家整机制造企业新增装机市场份额合计为73.4%，前10家整机制造企业累计装机市场份额合计为89.7%。

风电发电量稳步提升。2025年，全国风电发电量1.13万亿千瓦时，同比增长13%，全国风电平均利用率94.3%。随着风电装机规模的不断扩大，风电在全国电力供应中的占比持续提升，对我国能源结构优化和碳减排目标的实现发挥着日益重要的作用。

风电利用小时情况。2025年，全国6,000千瓦及以上电厂发电设备累计平均利用3,119小时，比上年同期减少312小时。据中国电力企业联合会统计，2025年全国风电利用小时数为1,979小时，同比下降148小时；太阳能利用小时数为1,088小时，同比降低113小时。风电利用小时数的波动受到风力资源年际变化、局部地区消纳压力以及电网调度等多重因素影响。

新增投资方面。2025年，全国主要电力企业电力工程建设完成投资17,323亿元，其中电源工程建设完成投资10,928亿元，电网工程建设完成投资6,395亿元，同比增长5.1%。在电源工程建设完成投资中，风电完成投资3,078亿元，尽管同比下降2.6%，但陆上风电投资增势良好，重点项目完成投资额同比增长近50%。电网工程投资为风电等可再生能源电力的送出和消纳提供了有力支撑。

（2）市场容量

尽管我国风电近年来发展迅速，风电装机容量和发电量持续增长，风电产业已进入平价上网和市场化发展的新阶段，但在全球能源转型的大背景下，风电发展空间依然广阔。“十五五”规划纲要提出到2030年非化石能源占能源消费总量比重达到25%，“十五五”时期将实施非化石能源十年倍增行动，非化石能源供应规模较2025年实现倍增。根据新一轮国家自主贡献目标要求，到2035年我国非化石能源消费占能源消费总量的比重达到30%以上，风电和太阳能发电总装机容量力争达到36亿千瓦，未来十年我国年均新增新能源装机将超过2亿千瓦。2025年，风电光伏累计装机历史性超过火电，近四年风电光伏新增装机规模连续突破1亿、2亿、3亿、4亿千瓦关口，行业发展迈入新阶段。

（3）市场细分

国内风电行业呈现出较为清晰的竞争格局和市场细分结构。从投资运营主体角度，风电市场主要由大型电力央企主导运营。目前，以国家能源投资集团有限责任公司（以下简称“国家能源集团”）、国家电力投资集团有限公司（以下简称“国家电投”）、中国华能集团有限公司（以下简称“华能集团”）、中国大唐集团有限公司（以下简称“大唐集团”）、中国华电集团有限公司（以下简称“华电集团”）、中国广核集团有限公司（以下

简称“中广核”）等为代表的“五大六小”[10]发电央企在风电装机规模、开发能力和市场份额方面占据绝对主导地位，上述央企在“沙戈荒”大型风电光伏基地和海上风电项目等关键领域占据核心地位。近两年，中国中煤能源集团有限公司（以下简称“中煤集团”）、中国石油天然气集团有限公司（以下简称“中国石油”）、中国石油化工集团有限公司（以下简称“中国石化”）、中国海洋石油集团有限公司（以下简称“中国海油”）等传统化石能源央企作为“新势力”，在风电、光伏等新能源开发领域加速布局。各省份的地方能源集团及部分有实力的民营企业和外资企业也参与其中，但整体市场份额相对有限。

从风电项目的开发层面来看，我国风电项目实行投资主体竞争配置和核准管理相结合的模式。根据国家发展和改革委员会及国家能源局的有关要求，各省能源主管部门通过制定年度开发建设方案，采用市场化竞争性配置的方式确定项目的投资主体。以青海省为例，风电项目实行核准制，光伏、光热和新型储能项目实行备案制。国家大型风电光伏基地项目、国家及省级试点示范项目、省级优选项目等由省级能源主管部门通过竞争性配置等方式确定投资主体。

（4）市场化程度

国内风电行业市场化程度持续提升。我国风电电价政策经历了从固定上网电价（含国家财政补贴）逐步向市场化交易定价的转型过程。自2006年《中华人民共和国可再生能源法》实施以来，我国建立了风电、光伏发电等新能源发电标杆电价制度，形成“燃煤标杆电价+国家/地方财政补贴”的固定上网电价机制及资金补贴制度。近年来，随着新能源装机规模快速增长和技术成本的大幅下降，我国逐步推动新能源参与电力市场化交易：2019年起，新批准的风电、光伏项目逐步取消补贴，实行平价或竞价上网；2021年启动全国绿电交易，允许新能源发电企业通过市场化方式获取溢价收益；2023年进一步完善市场化电价政策，鼓励新能源在高峰时段参与市场交易，提升电网调峰能力。

标志着风电行业市场化程度迈上新台阶的重要政策文件是2025年2月9日国家发展改革委、国家能源局联合发布的“136号文”。“136号文”明确要求，新能源项目（风电、太阳能发电）上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成；同时建立支持新能源可持续发展的价格结算机制，区分存量项目和增量项目分类施策。对存量项目（2025年6月1日以前投产），机制电价按现行价格政策执行，不高于当地煤电基准价；对增量项目（2025年6月1日及以后投产），机制电价通过市场化竞价方式确定。

[10] “五大六小”系中国电力行业对核心发电主体约定俗成的称谓。“五大”指国家能源集团、华能集团、华电集团、大唐集团及国家电投，源于2002年厂网分离改革，后经两次重大重组形成；“六小”指三峡集团、中广核、中核集团、华润电力、国投电力及中国节能，体量与影响力紧随五大之后。

根据青海省“136号文”配套文件即《实施方案》，对于2025年6月1日前投产的新能源存量项目，全面保障扶贫、特许经营权、“金太阳”、分散式风电、分布式光伏上网电量，光伏应用“领跑者”基地保障利用小时内上网电量，具有政策保障性质的光热上网电量；以及适当保障部分不带新能源补贴的新能源项目上网电量。

在绿色电力与碳市场协同发展方面，2025年3月18日国家发展改革委等多部门联合印发《关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见》（发改能源〔2025〕262号），从市场供给、消费需求、交易机制、应用场景等方面提出了具体措施，构建强制消费与自愿消费相结合的绿证消费机制。绿证交易为可再生能源企业提供额外收益补充，有助于降低对财政补贴的依赖。从长远看，新能源电价改革与绿证市场的协同推进，将优化电力资源配置，通过价格信号引导新能源合理布局，减少弃风弃光现象。

此外，在风电项目开发准入环节，市场化竞争配置力度不断加大。各省能源主管部门通过竞争性配置方式，按照公开、公平、公正原则优选优质项目和企业。山西省、贵州省等省份明确了申报企业须为独立的法人主体、具有连续投资能力和新能源项目开发建设运营经验等硬性要求。2025年9月，青海省能源局发布《青海省新能源项目开发建设管理办法》，自2025年10月1日起施行，进一步明确了青海省新能源项目的分类管理方式，同时要求明确项目开发时限，确保资源分配给有实力、有意愿的企业，杜绝“跑马圈地”现象，营造公平透明的市场化竞争环境。

（5）进入壁垒

1）自然资源壁垒

首先是风力资源壁垒，我国风力资源分布并不均匀，陆上风电的优质风力资源集中在“三北”地区（华北、西北、东北）及内蒙古等特定区域。不同地区的风资源条件差异明显。

其次是土地资源壁垒，随着风电资源的不断开发，风电建设用地可用资源也越来越稀缺。

2）技术壁垒

风电行业属于技术密集型行业，大型风力发电机组的设计、制造、安装等环节都具备较高的技术含量，涉及多个学科领域的知识，具体包括空气动力学、流体力学、结构力学、弹性力学、电机学、变流技术、仿真技术、计算机控制检测技术和海洋工程等，对制造商的基础技术积累和技术开发应用提出了较高的要求。同时，陆上风力发电机组

要求其可以经受长期温差、风沙、雨水等各种复杂严酷环境的考验。风力发电机组运行的可靠性和稳定性需要较高的技术和质量保证。

3）人才壁垒

风力发电机组的设计、制造、安装、调试及运营维护等各环节均需要较高素质的人才。近几年，随着国家政策对可再生能源发展的大力扶持，风力发电机组的装机容量也呈现平稳增长的态势，高素质的专业人才需求也不断加大，系统掌握风电理论并具有丰富实践经验的复合型人才相对稀缺。因此，专业人才的储备构成市场新进入企业的主要壁垒之一。

4）资金壁垒

风电项目属于资本密集型长周期投资。建设期需一次性投入风机、塔筒、升压站及送出工程等大额资金，在电价补贴退坡、全面市场化交易背景下，项目收益对融资成本和电价波动高度敏感。新进入风电开发领域的企业，不仅需拥有雄厚的自有资金，还需具备低成本长期融资能力，以应对建设高峰投入、运营前期现金流平衡及并网消纳等风险。资金壁垒已成为制约中小企业和跨界投资者的关键门槛。

（6）供求情况

截至2025年底，全国可再生能源装机总量达23.4亿千瓦，同比增长24%，约占全国电力总装机的60%。其中风电装机容量6.4亿千瓦，同比增长23%，陆上风电5.9亿千瓦，海上风电0.47亿千瓦。2025年全国风电新增装机容量1.2亿千瓦，同比增长51%，其中陆上风电新增1.1亿千瓦，海上风电新增659万千瓦；从新增装机分布看，“三北”地区占全国新增装机的79%，反映了西部和北部地区仍是中国风电开发的主战场。2025年，全国可再生能源发电新增装机4.52亿千瓦，同比增长21%，占全国电力新增装机的83%，其中风电和太阳能发电新增装机合计超过4.3亿千瓦，新能源新增装机已成为全国电源装机增长的主力军。

从发电量来看，2025年全国风电发电量达1.13万亿千瓦时，同比增长13%；全国可再生能源发电量合计3.99万亿千瓦时，同比增长15%，约占全部发电量的38%，全社会用电量中每10度电有近4度来自可再生能源。2025年全国新增可再生能源发电量5,193亿千瓦时，已覆盖全社会用电增量（5,161亿千瓦时），标志着我国新增用电需求已全部由可再生能源满足。

从供求趋势看，风电装机规模仍将保持较快增长态势。根据新一轮国家自主贡献目标要求，到2035年，我国非化石能源消费占能源消费总量的比重达到30%以上，风电

和太阳能发电总装机容量力争达到36亿千瓦，未来十年我国年均新增新能源装机将超过2亿千瓦。与此同时，风电发电量在全社会用电量中的占比持续提升，风电在电力供应及能源转型中的作用日益重要。

在供给端竞争方面，新能源项目装机规模持续扩大，风电项目资源获取竞争加剧，多数省份不断优化竞争配置规则，促使优质风电项目资源向有实力的投资主体集中。

（7）竞争状况

与风电行业形成竞争关系的主要是其他电源形式以及电力市场化交易带来的消纳压力，主要包括以下几种:

1）其他可再生能源（光伏发电）

光伏发电是和风电最直接的竞争电源类型。截至2025年底，全国太阳能发电装机容量达12亿千瓦，同比增长35%，在全国电力结构中占比约31%。2025年全国光伏新增装机3.17亿千瓦，同比增长14%，光伏发电量1.17万亿千瓦时，同比增长40%。2021年以来，光伏发电凭借更低的单位投资成本和更快的建设周期，在新增装机规模上超过风电。但随着新能源发电量占比持续提升，单纯从成本角度考量，风电的全社会综合成本优势逐步显现。从发电特性来看，风电的系统成本显著低于光伏，进一步提升风电的相对优势。风光出力在日内和季节尺度上存在互补特性：风电出力在夜间和冬季相对占优，光伏出力集中于午间和夏季，风光互补开发可提高出力平滑度和利用效率。国家能源局《促进新能源集成融合发展的指导意见》（国能发新能〔2025〕93号）明确要求提升新能源多品种互补开发水平，鼓励风光同场建设，实现场区空间和输变电设施集约共用。

2）传统电源（煤电、水电）

煤电和水电作为传统稳定电源，与风电在电力市场竞争格局中形成互补与竞争并存的关系。2025年，风电和太阳能发电装机容量首次历史性超过火电，反映了新能源从补充能源向主力能源加速转变的趋势。但新能源出力的间歇性和波动性使其在系统可靠性上与可调度的传统电源仍然存在一定差距。随着风电、光伏发电量占比快速提升，煤电的角色正逐步从主力电源向调峰和备用电源转变。与此同时，水风光一体化开发模式不断推进，以水电的调节能力平抑新能源出力波动，推进水风光基地一体化开发和消纳。

3）电网消纳和可再生能源配额竞争

风电和光伏发电都面临电网消纳容量和可再生能源电力消纳责任权重配额的市场空间竞争。2025年，全国风电利用率为94.3%，光伏利用率为94.8%，较2024年均有所下

降。2025年，青海省风电利用率为92.8%，光伏利用率为83.4%，风电利用率与2024年持平，光伏利用率较2024年有所下降，新能源“供求错配”矛盾在资源富集地区突出显现。

在此背景下，国家发改委和国家能源局于2025年10月联合印发《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》（发改能源〔2025〕1360号），提出到2030年协同高效的多层次新能源消纳调控体系基本建立，满足全国每年新增2亿千瓦以上新能源合理消纳需求；到2035年适配高比例新能源的新型电力系统基本建成，新能源在全国范围内优化配置、高效消纳。特高压外送通道建设是缓解“三北”地区消纳压力的关键措施，但短期内青海省等西部省份的用电负荷增长缓慢，对本地风电项目的利用率和收入构成一定制约。

不动产项目地处青海省海西州乌兰县，风能资源丰富，但青海省新能源利用率自2025年出现明显下降，消纳问题对项目利用率和上网收益带来一定影响。为此，项目将通过精细化运营管理、提升功率预测精度、积极参与电力市场化交易，同时结合青海省加快建设特高压外送通道和推进省内负荷侧绿色用能转型的政策导向，持续提升项目的市场竞争力和抗风险能力。

（8）行业利润水平和未来变动情况

风电行业发电运营的毛利率在电力行业处于较高水平，这主要得益于度电可变成本较低，其核心运营成本无燃料费用，而集中于设备维护、检修及管理费用，使得其边际成本优势显著。根据公开信息查询，典型风电项目业务毛利率普遍处于40%至50%区间。

未来随着新能源全面参与电力市场化交易改革，风电行业发电运营毛利率预计将从过去“高且稳定”逐步向“温和承压、波动性显著增加以及项目间分化加剧”过渡。未来，风电项目的盈利情况将取决于单个项目的精益化管理水平，具体而言，单一项目盈利水平受上网电量、市场化交易结算单价（含超缺额）与全周期运维成本三者共同作用影响。

2、行业的发展前景及行业发展的有利和不利因素

（1）整体发展规划

根据《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017），不动产项目所属行业分类为D4415“风力发电”，该行业属于电力生产领域，主要受国家发展和改革委员会、国家能源局、自然资源部等部委监管，中国电力企业联合会承担行业自律与服务职能。

表2-8. 国家层面相关行业规划

序号	文件名称	发布单位	发布时间

序号	文件名称	发布单位	发布时间
1	《国家发展改革委 国家能源局关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知》（发改能源〔2026〕688号）	国家发展改革委、国家能源局	2026年5月
2	《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》	全国人民代表大会	2026年3月
3	《国家林业和草原局 国家能源局关于支持风电开发建设规范使用林地草地有关工作的通知》（林资规〔2026〕1号）	国家林业和草原局、国家能源局	2026年1月
4	《国家发展改革委 国家能源局关于促进新能源消纳和调控的指导意见》（发改能源〔2025〕1360号）	国家发展改革委、国家能源局	2025年10月
5	《国家发展改革委 国家能源局关于推进“人工智能+”能源高质量发展的实施意见》（国能发科技〔2025〕73号）	国家发展改革委、国家能源局	2025年9月
6	《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2025〕394号）	国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司	2025年4月
7	《国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）	国家发展改革委、国家能源局	2025年2月
8	《国家发展改革委等部门关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》（发改能源〔2024〕1537号）	国家发展改革委、工业和信息化部、住房城乡建设部、交通运输部、国家能源局、国家数据局	2024年10月
9	《国家发展改革委 国家能源局 国家数据局关于印发<加快构建新型电力系统行动方案（2024-2027年）>的通知》（发改能源〔2024〕1128号）	国家发改委、国家能源局、国家数据局	2024年7月
10	《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》	国家发展改革委	2024年2月
11	《国家发展改革委 国家能源局关于加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见》	国家发展改革委、国家能源局	2024年1月
12	《产业结构调整指导目录（2024年本）》	国家发展改革委	2023年12月
13	《国家发展改革委 国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）	国家发展改革委、国家能源局	2023年11月

序号	文件名称	发布单位	发布时间
14	《国家能源局关于印发<能源碳达峰碳中和标准化提升行动计划>的通知》	国家能源局	2022年9月
15	《国家发展改革委关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知》（发改价格〔2021〕833号）	国家发展改革委	2021年6月
16	《国家能源局关于2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》（国能发新能〔2021〕25号）	国家能源局	2021年5月

整体上看，我国风力发电行业未来发展规划呈现以下特点：

一是开发模式向基地化与分布式并重、陆海统筹演进。行业坚持集中式与分布式并举。集中式开发以沙漠、戈壁、荒漠地区的大型风电光伏基地和规模化海上风电为重点，其规划、外送通道与市场消纳已纳入国家顶层设计，是保障非化石能源消费目标的基石。分布式开发则通过“千乡万村驭风行动”深入乡村，与乡村振兴相结合，形成就近消纳的分散应用场景。基地化开发与分布式应用协同推进，旨在实现风能资源在国土空间上的高效利用与综合价值提升。

二是发展逻辑从政策驱动全面转向市场驱动与机制创新。行业发展的核心引擎已转变为电力市场机制。未来风电电量将全面通过市场化交易形成价格，其价值实现取决于市场竞争能力。这依托于三个关键机制支撑：多元化的交易品种，包括现货交易、中长期交易及绿电绿证交易，拓宽价值实现渠道；精细化的价格机制，如容量电价与辅助服务市场，以反映系统调节成本、稳定电价预期；刚性的消纳责任制度，通过机制电量、消纳责任权重等市场化方式落实消纳义务。这要求风电在公平竞争中，依托其清洁与边际成本优势实现可持续发展。

三是产业定位从单一电源向新型电力系统的核心要素与融合节点深刻转变。风电已成为构建新型电力系统的主体电源，其角色超越发电本身，演进为电、碳、数据多元价值融合的关键载体。具体体现在三方面深度融合：与储能、抽水蓄能、柔性负荷等调节资源通过“源网荷储一体化”协同运行，增强对系统的支撑能力；与电解铝、大数据中心、绿氢等高载能产业通过“绿电直连”等模式定向对接，实现绿色电力就地高效消纳与价值提升；与人工智能、物联网等数字技术深度融合，实现场群智能调控与智慧运维，全面提升系统经济性与运行安全水平。这种深度融合标志着风电产业正步入支撑能源系统整体转型的高质量发展新阶段。

（2）不动产项目所在区域的新能源行业规划

乌兰风电项目位于青海省海西蒙古族藏族自治州，地处国家“十五五”规划明确重点建设的海南州、海西州清洁能源基地的核心区域。该区域是国家推进黄河上游风电光伏建设、构建新型电力系统的战略要地，也是“沙戈荒”大基地布局的关键组成部分。

1）国家层面清洁能源基地规划

2026 年 3 月，“十五五”规划纲要正式发布，规划提出到 2030 年非化石能源消费比重达到 25%的约束性指标，推动可再生能源由能源消费增量的主体逐步转向存量替代的主体。为实现 2035 年风电、太阳能发电总装机容量力争达到 36 亿千瓦以上的远景目标，“十五五”期间需保持新能源装机容量年均新增约 2 亿千瓦的平稳发展节奏。

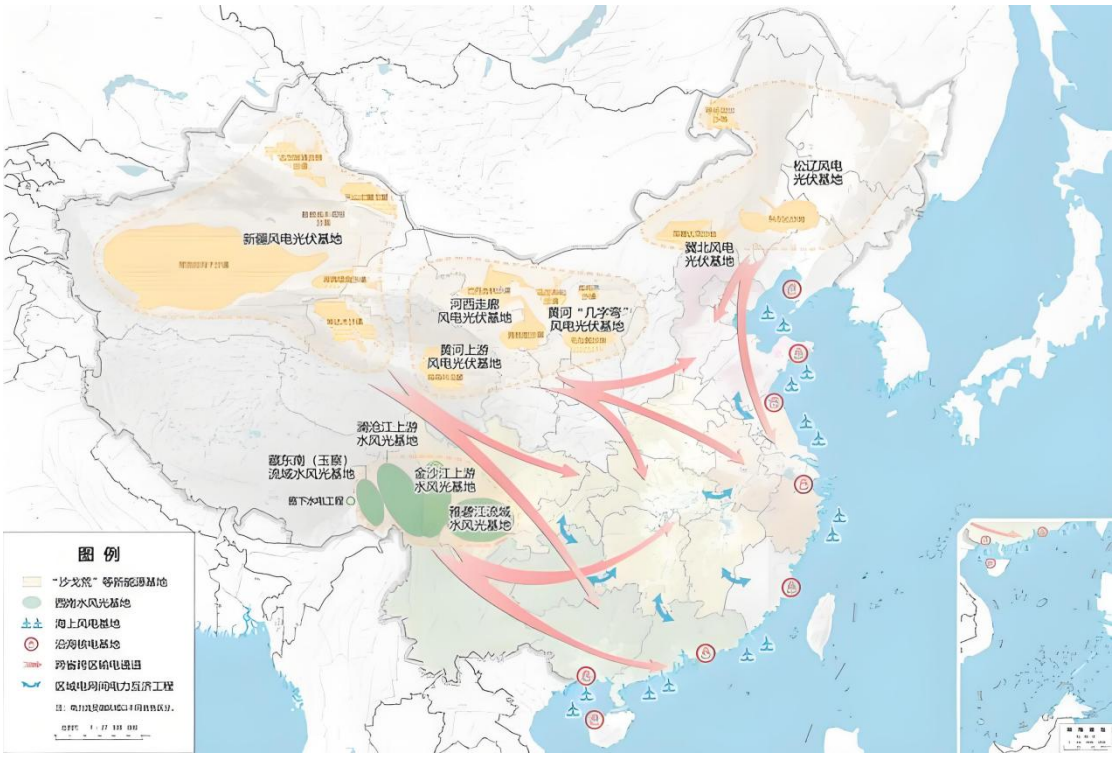


图 2-2. “十五五”期间清洁能源基地布局示意图[11]

在开发布局方面，坚持集中式与分布式并举、陆海统筹。集中式布局上，加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风光基地建设，并积极有序推进海上风电规模化开发。分布式布局上，加大中东部地区分布式光伏、分散式风电的开发力度，通过“千乡万村驭风行动”等模式推动新能源就地开发利用。同时，推动水风光一体化等多能互补清洁能源基地建设。

[11] 根据公开信息整理。

在构建新型电力系统方面，以市场机制和创新模式保障高水平消纳。规划的核心任务是适应高比例新能源接入，加快建设新型电力系统。具体路径包括：加强源、网、荷、储协同规划与运行；加快建设全国统一电力市场体系，通过市场化方式支撑年均新增 2 亿千瓦以上新能源的合理消纳需求；积极拓展新能源非电利用途径，如风光制氢氨醇；推动新能源与算力、高载能产业等融合发展，探索“绿电直连”等就近消纳新模式。

2）青海省层面清洁能源产业高地规划

2026 年 2 月，青海省“十五五”规划纲要发布，确立“国家清洁能源产业高地”战略目标。规划提出至 2030 年，全省电源总装机容量达到 1.65 亿千瓦，其中清洁能源装机容量突破 1.5 亿千瓦，清洁能源发电量占比达到 80%以上，巩固新能源装机和发电量“双主体”地位，为全国降碳减排、保障能源安全作出更大贡献。

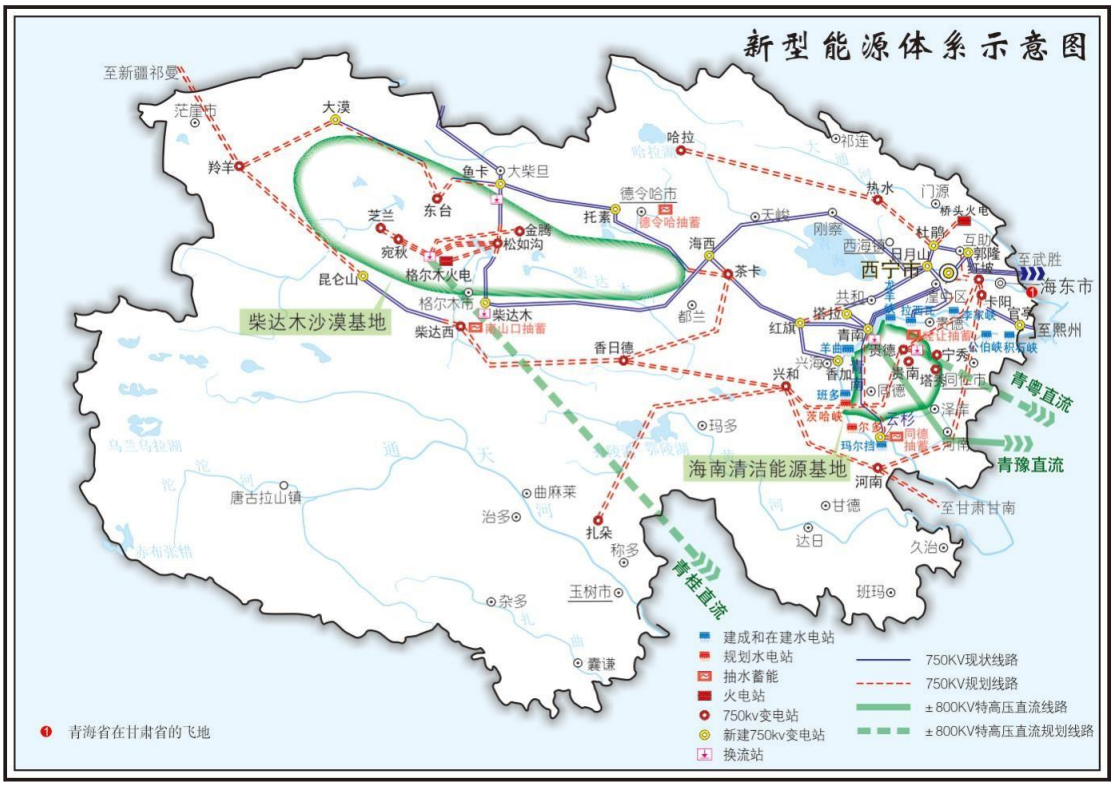


图 2-3. 青海省“十五五”期间新型能源体系示意图[12]

在构建多元化协调发展的新型能源体系方面，规划提出坚持风光水火气氢储多元协同，重点推进柴达木沙漠基地、海南州清洁能源基地等大型基地建设，并推动黄河上游水风光一体化发展。同时，实施“清洁能源+”行动，深化绿色算电协同，构建“绿色电力-绿色算力-绿色价值”产业链。

[12] 根据公开信息整理。

在高水平新型电力系统保障大规模消纳与外送方面，规划提出核心任务是加快建设新型电力系统，构建柔性立体主干网架。规划明确将建成青桂直流、青粤直流等特高压外送通道，并谋划新增通道，构建至华中、川渝及南方地区的绿色送电走廊，以统筹就地消纳与跨区外送。此外，将打造新型储能多元化发展实践地，加快抽水蓄能及各类新型储能建设，提升系统调节能力与安全韧性。

（3）行业发展的有利因素

1）技术创新突破驱动发电效能跃升

中国风电行业通过超大型风机研发和智能化技术集成，持续突破发电效率与可靠性瓶颈。例如，漂浮式风电平台采用双叶轮、双主机设计，单机容量突破25MW，结合动态电缆成本优化和抗台风技术，实现深远海资源开发。永磁电机“无磁装配-整体充磁”技术革新，解决了传统制造中磁体排斥力大、退磁能耗高等难题，将充退磁效率提升百倍，显著降低退役机组回收再制造成本。此类技术突破不仅提升了单台风机的发电量，还通过智能运维系统（如AI驱动的叶片声纹监测、数字孪生模型）将故障预警准确率提升至90%以上，支撑全生命周期度电成本优化。

2）政策引导与产业链协同构建稳健发展生态

国家级政策如“千乡万村驭风行动”和深远海技术示范项目，推动风电向乡村及海洋纵深发展。产业链上下游协同创新模式加速落地，例如齿轮箱国产化率超75%，风电整机试验台实现100%国产供应链，形成“设计-制造-运维-回收”闭环体系。同时，绿电认证与碳足迹管理政策倒逼行业提升环境效益，例如退役叶片化学回收率突破95%，全生命周期碳足迹降低45%。这种“政策牵引+技术自主+生态闭环”的模式，为行业抵御贸易壁垒、实现可持续发展提供了系统化支撑。

3）多元化应用场景拓展释放绿电价值潜能

风电技术正向极端环境与综合能源系统延伸，激活多维度应用价值。在超高海拔地区（如西藏5,200米高原），定制化风机通过耐低气压设计实现稳定发电；深远海漂浮式平台整合风电制氢技术，能源转化效率突破60%；风光氢储一体化项目将风电与电解槽、储能系统深度耦合，构建零碳能源矩阵。此外，工业互联网场景中，风电与物联网、VR/AR技术融合，实现轨道机器人智能巡检与远程故障诊断。这些场景创新不仅拓展了风电的物理边界，更通过多能互补提升了电网灵活性，为新型电力系统建设注入核心动能。

（4）行业发展的不利因素

1）风力发电资源与电网规划和建设不协调

随着风力发电产业的快速发展，风电上网问题正日益凸显。我国风能资源主要分布在“三北”地区、东南部沿海地区以及青藏高原、云贵高原和华南山脊地区。鉴于我国经济发达地区主要位于东部沿海地区，在未来很长时间内，东中部地区仍将是我国电力消费的主要区域。目前，我国风能资源丰富地区远离负荷中心，且电网建设相对落后，为保障电力安全供应、促进清洁低碳发展，加快西部北部大型风电、太阳能发电等能源基地开发，大规模、远距离输电至东中部负荷地区对我国电网建设及传输效率提出较高的要求。

2）风电补贴滞后

早期风电行业的快速发展和壮大，离不开国家补贴政策的大力支持。随着风电装机规模快速扩张，补贴资金出现缺口并呈现增大趋势，多数可享受国家补贴的风电项目难以及时获得补贴或无法获得补贴,从而增加了全国风力发电企业的资金成本和融资压力。

3、行业内主要企业及其市场份额情况

风电行业具有资本密集、技术与资金壁垒较高的特征，要求企业具备相应的项目开发能力和资金实力，因此大型央企和国企在此领域竞争优势较为突出。目前，以“五大六小”为代表的大型发电集团仍是市场的主导力量;其他国有综合能源企业及民营企业的市场参与度近年来也在逐步提升。

表 2-9. 新能源上市公司 2025 年末风电控股装机规模[13]

单位：万千瓦

上市企业	风电控股装机容量
华电新能	4,251.30
龙源电力	3,214.74
三峡能源	2,443.26
华能国际	2,061.80
大唐新能源	1,435.33
中国电建	1,145.00
中国核电	1,062.68
国电电力	1,049.52

[13] 根据公开信息整理。

上市企业	风电控股装机容量
中国能建	526.63
绿发电力	408.60
申能股份	343.56
浙江新能	213.32

（四）行业的周期性、区域性和季节性特征

1、行业周期性

在周期性方面，风电行业的发展主要受国家政策、风能资源、建造成本、电网建设等多种因素的影响，与经济周期没有明显的相关性。风电行业的发展节奏与国家层面的能源政策、补贴政策、电网消纳能力等紧密相关。例如，2020年因为陆上风电平价上网政策推行和风电消纳能力改善，出现了“抢装潮”。这导致了2021年市场需求被一定程度透支，行业进入短暂的调整期。未来随着“双碳”目标的确立和风电可持续发展格局的逐步形成，风电行业的周期性波动有望减弱，变得更加平稳。

2、行业区域性

风力发电方面，我国风能资源的分布具有明显的区域性特征。我国位于亚洲大陆东部、濒临太平洋，内陆山系较多，地形复杂，青藏高原耸立我国西部，改变了海陆影响所引起的气压分布和大气环流，导致我国风力资源主要集中在西部和北部地区。据此，我国陆上风电场项目主要集中在内蒙古、新疆、青海、甘肃、宁夏、吉林、山东等地。

3、行业季节性

在季节性方面，我国幅员辽阔，地处北半球北温带，风能资源的季节性很强，各地区存在一定差异，一般春、秋和冬季丰富，夏季相对贫乏。

（五）所属行业特有的经营模式、可比企业采用的主要商业模式、盈利模式及竞争分析

1、所属行业特有的经营模式

风电行业的经营模式具有典型的资本密集型特征，其经营涵盖“前期投资-建设-运营”全周期链条。前期投资与建设阶段，需完成风资源测评、项目核准、用地审批及并网协调等关键环节，并需投入大量资本用于风机采购、升压站及送出工程建设，具有初始投资规模大、回收周期长的特点。进入运营期后，项目收益主要取决于上网电量与电力市场化交易结果，成本管理重心也转向全生命周期运维、预防性检修、部件技改及资产残

值管理等。该模式要求企业具备较强的项目前期研判能力、持续融资能力与精细化运营水平。

2、可比企业采用的主要商业模式、盈利模式

风电行业商业模式、盈利模式具有资本密集、技术与资金壁垒较高的特征，因此以“五大六小”发电集团为代表的大型央企和国企在此领域竞争优势较为突出。风电行业典型可比企业包括华电新能、龙源电力、三峡能源等。

华电新能是华电集团旗下风光新能源资产的整合平台，其资产布局全国，风光装机规模基本相当。公司的商业模式侧重于规模扩张与基地化开发，盈利核心取决于发电量与发电价格。

龙源电力作为国家能源集团的新能源运营平台，是专注于风电领域的专业化投资运营商。公司的核心护城河优势在于其全球领先的风电资产规模、成熟的运维与成本控制体系以及电力市场化交易能力。

三峡能源坚持“陆上大基地+海上风电引领者”的双轮驱动战略，海上风电是其构筑差异化优势和获取超额收益的关键。公司的经营现金流稳定，主要得益于海上风电较高的毛利基础。

3、对照项目公司所采用的模式，判断其主要风险以及对未来的影响

项目公司经营模式详见本尽调报告“第二章 对不动产项目的尽职调查”之“2.2 项目公司所属行业情况及竞争状况”之“2.2.2 经营模式”。

项目公司位于青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县，其经营表现高度依赖于乌兰风电项目上网电量、市场化交易结算单价（含超缺额）及运维成本三方面因素，具有风险集中度高的特点。具体而言，如青海省电力外送通道建设出现滞后或限电情况加剧，将直接制约项目公司上网电量目标的实现。同时，青海省电力市场中长期交易规则或现货交易规则如发生调整，则可能对乌兰风电项目市场化交易结算单价（含超缺额）水平产生不利影响。此外，尽管运营管理机构具备丰富的运营管理经验，突发不可抗力事件（如地震、地质灾害、极端天气等）仍可能会对成本控制造成冲击。

2.2.2 经营模式

（一）业务基本情况及主要运营策略

1、主营业务概况及业务开展的时间

（1）主营业务概况

乌兰风电项目为风力发电类能源不动产项目，收入来源主要为售电收入，其他业务收入主要为汇集站相关收入。售电收入包含上网电量结算收入和可再生能源补贴收入两部分。根据相关购售电合同，乌兰风电项目上网电量结算收入由电网公司结算，可再生能源补贴收入由可再生能源发展基金承担。售电收入由国网青海公司支付至华扬晟源公司账户。

1）营业收入构成

项目公司最近三年及一期的营业收入及同比变动情况如下表所示:

表 2-10. 乌兰风电项目最近三年及一期营业收入主要构成及占比情况

单位：万元

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
营业收入	8,448.95	18,332.12	17,359.58	18,635.24
同比变动（金额）	-	972.54	-1,275.67	-216.86
同比变动（幅度）	-	5.60%	-6.85%	-1.15%
主营业务收入	8,408.86	17,861.37	17,279.39	18,555.05
其他业务收入	40.09	470.75	80.19	80.19
主营业务收入占比	99.53%	97.43%	99.54%	99.57%
其他业务收入占比	0.47%	2.57%	0.46%	0.43%

报告期内，项目公司 2023 年度、2024 年度、2025 年度营业收入分别为 18,635.24 万元、17,359.58 万元、18,332.12 万元，2026 年 1-6 月营业收入为 8,448.95 万元。

2024 年度营业收入较 2023 年度减少 1,275.67 万元，同比变动-6.85%，系 2024 年度不动产项目所在区域风力资源较 2023 年度有所减弱、电网限电率有所上升等综合因素影响所致；2025 年度营业收入较 2024 年度增加 972.54 万元，同比变动 5.60%，一方面系 2025 年度风力资源有所恢复，另一方面系项目设备整体可利用率保持良好水平，风电发电量小幅回升所致。

整体而言，项目公司近三个年度营业收入在 17,359.58~18,635.24 万元区间内呈窄幅波动，反映出风电项目稳定运营期内营业收入具有较强可预期性。

2）营业成本构成

项目公司营业成本主要由风电场运营涉及的固定资产折旧、运维费、修理费、保险费和运营支持服务费等构成，其中固定资产折旧是营业成本的主要构成项目。

表 2-11. 乌兰风电项目营业成本主要构成情况

单位：万元

项目	2026 年 1-6 月		2025 年度		2024 年度		2023 年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
折旧及摊销	3,378.73	77.19%	6,755.88	80.08%	6,746.26	82.20%	6,778.19	81.31%
运维费	96.86	2.21%	153.17	1.82%	182.11	2.22%	257.32	3.09%
保险	59.80	1.37%	129.07	1.53%	129.12	1.57%	81.25	0.97%
试验检验费	-	0.00%	7.69	0.09%	9.86	0.12%	23.18	0.28%
下网电费	269.57	6.16%	559.66	6.63%	472.44	5.76%	487.90	5.85%
运营支持服务费	250.00	5.71%	500.00	5.93%	380.00	4.63%	620.00	7.44%
修理费	200.46	4.58%	326.63	3.87%	32.55	0.40%	97.44	1.17%
安全活动费[14]	121.81	2.78%	-5.66	-0.07%	169.48	2.07%	-16.88	-0.20%
材料费	-	0.00%	-	0.00%	1.77	0.02%	1.03	0.01%
其他	0.18	0.00%	9.95	0.12%	83.29	1.01%	6.83	0.08%
合计	**4,377.41**	**100.00%**	**8,436.38**	**100.00%**	**8,206.89**	**100.00%**	**8,336.27**	**100.00%**
变动情况	/		**2.80%**		**-1.55%**		**7.76%**	

注：合计数据与分项数据之和如存在差异的，系四舍五入原因导致的尾差，全文其余情形同。

报告期内，项目公司 2023 年度、2024 年度、2025 年度营业成本分别为 8,336.27 万元、8,206.89 万元、8,436.38 万元，2026 年 1-6 月营业成本为 4,377.41 万元，最近三个年度营业成本保持相对稳定。最近三年及一期，成本占收入的比重分别为 44.73%、47.28%、46.02%、51.81%。

3）毛利率情况

[14] 安全活动费存在负值系因为当年用于安全类活动且计入成本科目的金额高于当年计提金额所致。

报告期内，项目公司2023年度、2024年度、2025年度和2026年1-6月毛利率分别为55.27%、52.72%、53.98%和48.19%。项目公司营业成本构成中，固定资产折旧系非现金性支出，金额在各期营业成本中占比较高且保持稳定，致使项目公司报告期内毛利率水平整体保持在48%以上的较高区间，具备较强的盈利能力。2026年1-6月营业毛利率为48.19%，较2025年度的53.98%有所下降，主要系营业成本中折旧及摊销等固定性支出相对刚性，而报告期内营业收入受风资源周期性变化影响相对较低，导致毛利率阶段性回落。

（2）业务开展时间

乌兰风电项目于2019年12月并网运营。

2、经营模式

（1）风力发电工作原理

风力发电是将风能转换为电能的清洁能源技术，其工作原理是：风能通过空气动力学叶片捕获并转化为机械能，经齿轮箱增速后驱动发电机转子旋转，基于电磁感应原理最终产生电能。风电机组发出的电能，经场站内集电线路汇集，并通过升压站提高电压等级后，接入公共电网，输送至终端用户。

风力发电技术具有运行可靠、环境友好、资源可再生、技术成熟度高等优点，是支撑能源转型的重要可再生能源形式之一。

当前主流风电机组普遍采用水平轴三叶片设计，主要由叶轮（含叶片）、齿轮箱、发电机、塔筒及基础等部分构成。当风速达到额定切入风速（一般约为3-4m/s）时，气流流经叶片翼型，在伯努利效应作用下产生气动升力，从而驱动叶轮旋转。

风力发电原理示意如下：

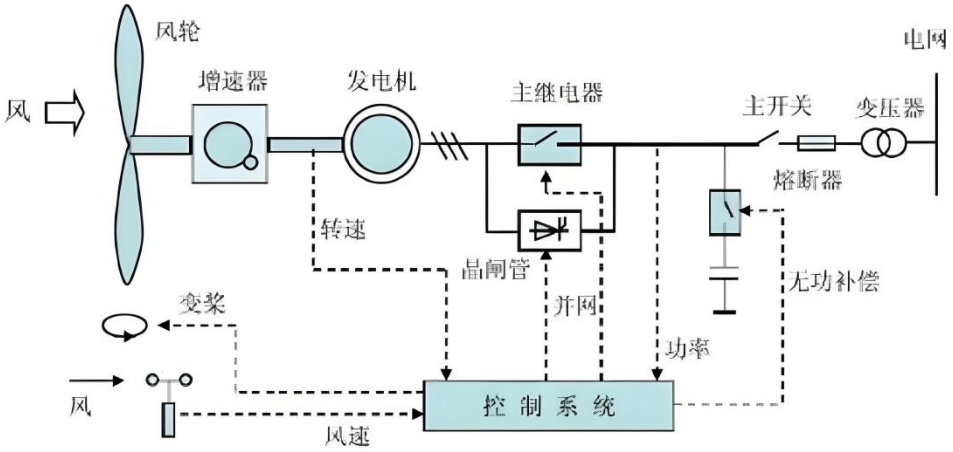


图 2-4. 风力发电原理示意图[15]

（2）陆上风力发电模式

陆上风电场是指建设于陆域、利用风能资源实现并网发电的完整系统，通常由风电机组、箱式变电站、集电线路、升压站及送出线路等部分构成。

其电力汇集与输送流程如下：风电机组发出的电能首先经由机组配套的箱式变电站升压，随后通过集电线路将多台机组输出的电力汇集至升压站。在升压站内，通过主变压器将电压等级提升至 110kV、220kV 或 330kV 后，由送出线路接入公共电网，经电网统一调度实现电力的远距离输送与消纳。

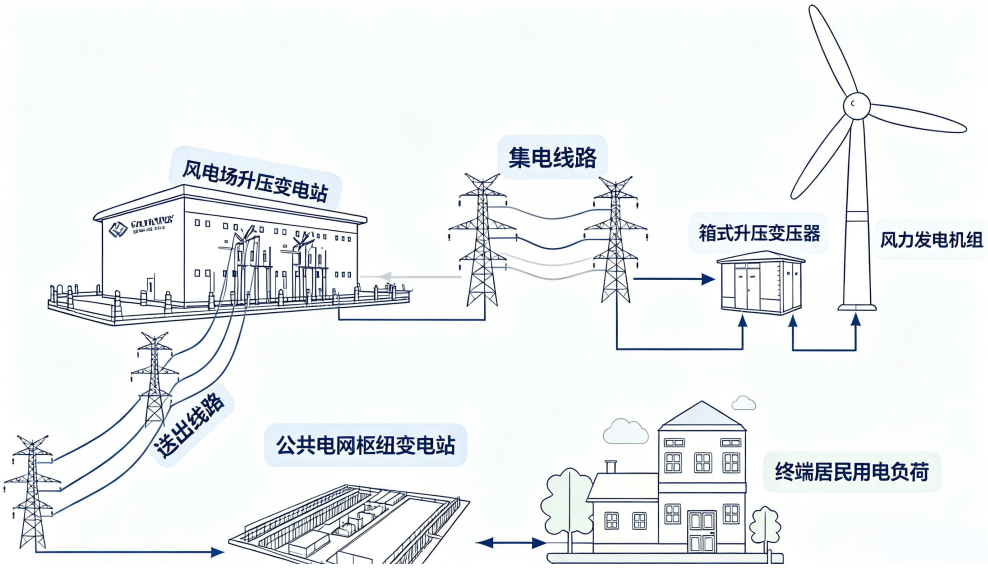


图 2-5. 陆上风电场发电模式示意图[16]

（3）陆上风电项目运维模式

风力发电机组维护旨在保障机组安全稳定运行，主要包括定期维护、状态检修与故障处理等活动。其中，定期维护按周期分为半年维护与全年维护：半年维护自机组首次并网后半年开始，此后每半年进行一次；全年维护则自首次并网后一年开始，之后每年开展一次。

当前陆上风电运维市场主要存在三种模式：一是自主运维模式，即由投资开发商自建运维团队负责项目运营，优势在于对项目技术把控力度强、故障响应速度快，但需要承担较高的人力与备件成本；二是制造商运维模式，该模式依托原厂技术与供应链体系，在齿轮箱、变流器等核心部件的维修领域具备突出优势；三是第三方运维模式，投资方通过市场竞争委托专业服务商，提供覆盖巡检、日常维护、技术改造等环节的全链条服

[15] 根据公开信息整理。
[16] 根据公开信息整理。

务，核心价值体现在多品牌设备兼容性、区域化服务网络和更具弹性的成本结构三个方面。

（4）本项目发电模式

乌兰风电项目安装90台单机容量2,200千瓦和1台单机容量2,000千瓦的风电机组，通过8回35kV线路汇集送至华扬330kV升压站，并通过1回330kV线路送至750kV塔拉变，经再次升压后送出并入国家电网，并按照购售电合同开展电费结算。

（5）本项目售电模式

本项目售电模式主要涉及市场化交易（包括中长期交易和现货交易）、考核费用等。

表2-12.售电模式

售电模式	售电品种/说明
市场化交易	电力中长期交易
	电力现货交易
考核费用[17]	包括两个细则费用、结构平衡费用等

1）市场化交易

乌兰风电项目上网电量无保障性收购部分，全部参与市场化交易。市场化交易品种包括电力中长期交易与电力现货交易。

①本项目报告期内参与的中长期交易及现货交易品种

根据《国家能源局西北监管局 青海省发展和改革委员会 青海省能源局关于印发<青海省电力中长期市场实施细则>的通知（西北监能市场〔2026〕13号）》和《青海省发展和改革委员会 青海省能源局 国家能源局西北监管局关于开展青海电力现货市场连续结算试运行工作的通知（青发改能源〔2025〕695号）》及配套交易规则，本项目最近三年及一期在青海省电力市场参与中长期、现货交易品种总体情况如下表。具体而言，本项目参与的中长期交易品种以省内、省间电力直接交易为主，并通过合同转让交易对上述合约持仓实施动态管理，以优化中长期合约履约结构；未参与绿色电力交易、合同变更交易以及月内融合交易等交易品种；本项目参与的现货交易包含省间日前现货电能量交易及省内实时电能量交易。

表2-13.乌兰风电项目参与市场化交易品种分析

[17] 2025年7月，国家能源局西北监管局发布《国家能源局西北监管局关于明确电力辅助服务市场价格机制等相关事项的通知》（西北监能市场〔2025〕48号），明确结算试运行期间，调峰辅助服务不予补偿；在现货市场连续运行后，原则上调峰辅助服务市场不再运行。2025年11月，青海电力现货电能量市场开始连续结算试运行，根据乌兰风电项目电费结算单，自2025年11月起，省内辅助服务电费已不再产生。

交易类别	交易品种	交易标的	交易类型/周期	交易方式	报告期内是否参与
中长期交易	电力直接交易	电能量	年度（多年）、月度（多月）、月内（多日）	双边协商、集中交易（集中竞价、挂牌交易）	是
	电网企业代理购电交易	电能量	月度、月内	集中交易（主要为挂牌交易）	是
	绿色电力交易	附带环境价值的电能量	年度（多年）、月度	以双边协商、集中交易（主要为挂牌交易）	否
	合同转让交易	已签订的中长期合同电量	月内	双边协商	是
	合同变更交易	已签订的中长期合同电量	月内	双边协商	否
	月内融合交易	电能量增量交易、合同转让交易、合同变更交易等多个交易品种融合	月内	集中交易（滚动撮合）	否
现货交易	日前电能量交易	次日 96 个时段（15 分钟/时段）的电能量	日前（D-1）	发电侧（含风电）报量报价或报量不报价；用户侧不报量不报价	是
	实时电能量交易	运行日实时（每 15 分钟）的电能量	实时（运行日内）	由调度机构基于系统实际运行状态和安全约束进行集中出清，发电侧按日前申报的报价曲线或作为价格接受者参与	是

②电力中长期交易

青海省电力中长期交易主要依据《国家能源局西北监管局 青海省发展和改革委员会 青海省工业和信息化厅 青海省能源局关于印发<青海省电力中长期交易规则>的通知》（西北监能市场〔2021〕19 号）、《关于印发<青海省深化新能源上网电价市场化改革实施方案>的通知》（青发改价格规〔2025〕645 号）及《国家能源局西北监管局 青海省发展和改革委员会 青海省能源局关于印发<青海省电力中长期市场实施细则>的通知》

（西北监能市场〔2026〕13号）开展。市场成员包括发电侧、用户侧及独立储能电站与售电公司。其中，发电侧涵盖单机容量30MW及以上水电站（龙羊峡除外）、135MW及以上火电机组、集中并网的新能源企业（特定保障性项目除外）及新投产光热电站;用户侧原则上包括10kV及以上电压等级用户,以及年用电量1,000万千瓦时及以上的批发或零售用户。交易按年度、多月、月度及月内等多周期连续开市，其中年度交易合同签约电量原则上不低于省内市场化总电量的70%。交易方式包括双边协商、集中竞价、滚动撮合与挂牌等。省内新能源发电项目上网电量原则上全额参与市场交易，鼓励签订多年期绿色电力交易合同。

（a）中长期交易的分类

根据国家发改委、国家能源局制定的《电力中长期交易基本规则》，电力中长期交易（即中长期合约交易）是指对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易，包含数年、年、月、月内（含旬、周、多日）等不同时间维度的交易。执行政府定价的优先发电电量视为厂网间双边交易电量，签订《购售电合同》，相应合同纳入电力中长期交易合同管理范畴。

目前，电力中长期交易已在全国范围内常态化运行，交易周期覆盖多年到多日，中长期合约电量占市场化交易结算电量的主要比重，充分发挥了“压舱石”作用，稳定了总体市场规模和交易价格。中长期市场是现货市场运作的基础，现货市场是中长期市场的有力补充，二者功能互补；与现货市场相比较，中长期交易定位于促进和引导能源规划建设、稳定市场供需、帮助经营主体规避价格波动风险；现货市场通过实时反映市场竞争关系，为中长期市场提供价格基准，同时发挥实时价差结算的作用。

发电企业参与电力中长期及现货交易时，交易头寸管理遵循稳健运营原则，通常以年度中长期合约构建收益底仓，叠加月度、月内中长期合约滚动增减调整仓位，持续收拢电量并压缩现货敞口。行业实践中，发电企业为扩大收益，通常采取“渐进锁定底仓+弹性保留敞口”的组合策略，结合区域电力供需格局、电价预测水平适度调整仓位边界。在电力供给充裕、现货结算电价承压时提高中长期锁仓比例；在迎峰度夏等用电高峰，现货结算电价具备上行预期时，则适度放大现货敞口，在收益稳定性与收益弹性之间取得平衡。

开展中长期交易时，交易双方要先后确定目标市场（省内电力直接交易、省间电力直接交易[18]等），确定购买何种类型的产品（电力直接交易、电网企业代理购电交易等），

[18] 省间电力直接交易市场包括全国省间电力交易市场及西北区域省间电力互济交易市场。

通过不同执行周期的交易组合（年度交易、月度交易、月内交易组合）来扩大中长期交易收益。具体成交定价时，可通过双边协商、集中交易的方式进行。

表 2-14. 中长期交易分类

划分维度	中长期交易具体分类
交易空间范围	省内电力直接交易、省间（跨省跨区）电力直接交易
业务类型	电力直接交易、电网企业代理购电交易、绿色电力交易、合同转让交易、合同变更交易、月内融合交易
交易标的执行周期	年度交易（多年）、月度交易（多月）、月内交易（多日）
成交方式	双边协商、集中交易（竞价交易、挂牌交易、滚动撮合交易）

（b）各类中长期交易的特征

根据《青海省电力中长期市场实施细则》（西北监能市场〔2026〕13号）及《西北区域跨省电力中长期交易实施细则》（西北监能市场〔2024〕74号），青海省电力市场的中长期交易品种主要包括电力直接交易、电网企业代理购电交易、绿色电力交易、合同转让交易、合同变更交易、月内融合交易六种，以上交易品种的主要特征列示见下表:

表 2-15. 青海省中长期交易品种的主要特征-1

交易市场		电力直接交易	电网企业代理购电交易	绿色电力交易
参与主体	供给方	发电企业	发电企业	风电/光伏等新能源发电企业
	需求方	电力用户/售电公司	电网公司	电力用户/售电公司
交易特征		新签中长期合约，市场主要品种	适用暂时不愿/不能直接入市的工商业用户；电网不赚取购销价差，收取代理相关成本	属于电力直接交易的特殊子集，但单独作为交易品种；一般可以开展合同变更，多数地区限制随意转让
价格特征		市场化竞争，受可再生能源上网基准价等因素约束，年度长协波动相对平缓；月度、月内波动增加	跟随同期电力直接交易均价，受到政府相关部门统筹优化调整，波动平稳	参照同期直接交易市场，同时受到环境溢价波动影响

表 2-16. 青海省中长期交易品种的主要特征-2

交易市场		合同转让交易	合同变更交易	月内融合交易
参与主体	供给方	出让方（原合同履约方）	发电企业	发电企业/售电公司
	需求方	第三方受让方（新市场主体）	电力用户/售电公司	发电企业/售电公司
交易特征		更换合同交易主体，存量合约的二级市场	合同主体保持不变	发电企业、售电公司等经营主体均可以作为买方或卖方，买入或卖出电量，实现合同的增持或减持
价格特征		基于原合同价格及转让价差预期共同决定，交易活跃度有限	主要依赖双方谈判改变电量、时序分布及价格，交易活跃度有限	以月内交易为主，多品种融合，价格市场化程度高

a）电力直接交易（电力直购）

指发电侧与用电侧[19]经营主体之间开展的购售电能量交易；其价格受到煤炭一次能源价格、年度/月度供需、新能源出力预期等多因素影响，一般年度交易（年度长协）价格波动相对平缓，月度、月内交易价格波动会逐步增加。

b）电网企业代理购电交易

10千伏及以上工商业用户原则上应直接参与市场交易，对暂未直接参与市场交易的工商业用户，由电网企业通过市场化方式代理购电。电网企业通过报量不报价的方式参与电能量市场收购，作为“价格接受者”，以市场加权平均成交价为基准，按月对外统一公布代理购电价格，并对委托其购电的工商业用户仅收取代理成本，不赚取购销价差。对电网代理购电用户，可由青海省政府有关主管部门根据现货市场价格水平，统筹优化峰谷时段划分和价格浮动比例，故此类交易结算电价相对平稳。

c）绿色电力交易

指以绿色电力和对应绿色电力环境价值为标的物的电力交易品种，交易电力同时提供国家核发的可再生能源绿色电力证书（简称绿证），用以满足发电企业、售电公司、电力用户等出售、购买绿色电力的需求。一般参与绿色电力交易的发电侧主体为风电、光伏发电等新能源项目。绿电价格由电能量价格（随电力直接交易均价波动）和环境溢价组成，因环境溢价受到环境、社会和公司治理（ESG）政策、新能源供给规模等影响独立波动，故绿色电力交易价格较为市场化。

[19] 即用户侧。

d）合同转让交易

指合同其中一方将未履行的全部或部分电量通过市场交易转让给第三方、相关权责一并转移的交易品种，其中绿电合同转让需各方协商一致并满足溯源要求；由于存量合同转让属于二级市场调剂性质，故整体规模低于电力直接交易市场，且以月度、月内合约转让为主，临近交割月的合约受供需影响较大，但交易活跃度相对有限。

e）合同变更交易

指购售双方对持有的交易合同未执行部分交易电量、价格或电力曲线进行协商变更，交易方式主要为双边协商。合同变更交易的市场活跃度有限，受交易规模、原有合同约定等因素影响，此类品种交易价格波动区间相对较窄，原则上合同变更交易电量只能做调减。

f）月内融合交易

指月内电能量交易与合同交易融合开展、连续开市，实现月内电能量增量交易、合同转让交易、合同变更交易等多个交易品种融合，简化交易组织、提高交易效率，采用市场主体“自主挂牌、自由申报、即时成交”的滚动撮合交易方式。根据《青海省电力中长期市场实施细则》（西北监能市场〔2026〕13号），青海省内开展月内融合交易后，可不再单独组织月内增量电能量交易、合同转让交易、合同变更交易。融合交易可执行多个交易品种，且主要执行周期为月内，定价相对市场化。

（c）各类中长期交易的定价方式

中长期合约的交易双方在确定交易品种后，通过双边协商或集中交易的方式成交。近年来，青海省中长期交易方式逐步从双边协商为主过渡到集中交易为主，并由发用电侧通过电力交易平台[20]以竞价方式进行定价，充分发挥了市场机制调节作用。

表 2-17. 中长期交易品种的定价方式

交易类别	交易品种	交易标的	交易类型/周期	交易/定价方式	报告期内是否参与
中长期交易	电力直接交易	电能量	年度（多年）、月度（多月）、月内（多日）	双边协商、集中交易（集中竞价、挂牌交易）	是
	电网企业代理购电交易	电能量	月度、月内	集中交易（主要为挂牌交易）	是

[20] 泛指北京电力交易中心、青海电力交易中心等电力交易场所，全文下同。

交易类别	交易品种	交易标的	交易类型/周期	交易/定价方式	报告期内是否参与
	绿色电力交易	附带环境价值的电能量	年度（多年）、月度	双边协商、集中交易（主要为挂牌交易）	否
	合同转让交易	已签订的中长期合约电量	月内	双边协商	是
	合同变更交易	已签订的中长期合约电量	月内	双边协商	否
	月内融合交易	电能量增量交易、合同转让交易、合同变更交易等多个交易品种融合	月内	集中交易(滚动撮合)	否

下表列示出本项目报告期内参与的主要交易品种的定价及成交方式，具体为双边协商、集中交易及挂牌交易。

表 2-18.报告期内本项目参与的中长期交易品种与交易方式

交易品种/交易方式	双边协商	集中竞价	挂牌交易
电力直接交易	√	√	√
电网企业代理购电交易			√
合同转让交易	√		

a）双边协商

双边协商指购电方（如电力用户、售电公司）与售电方之间自主协商交易电量、电价，购电方与售电方经公平谈判，就售电量及售电价格达成合意、形成初步意向后，经电网安全校核、确认后形成交易结果并签订购售电合同，双边交易价格按照双方合同谈判形成。

b）集中交易（集中竞价、挂牌交易、滚动撮合交易）

集中交易包括集中竞价、挂牌交易、滚动撮合交易三类方式。

集中竞价。集中竞价是指购电方（如电力用户、售电公司）与售电方不直接进行谈判，而是将购电或售电需求提交至电力交易平台，由电力交易平台按照一定规则进行集中匹配，最终达成交易并公布交易结果。此类交易方式下，成交价格一般采用统一边际

出清价[21]，全部成交主体执行同一结算电价。集中竞价通常由青海电力交易中心按年度、月度、月内（多日）时序组织，并将全天划分为24个时段交易；该交易方式价格信号透明度高、发现效率强，是引导发用电两侧供需动态匹配的主要市场化调节手段。

挂牌交易。挂牌交易是指市场主体通过电力交易平台，将需求电量或可供电量、价格、电力曲线等信息对外发布要约，由符合要求的另一方提出接受该要约的申请，按照提交时间优先或等比例原则形成预成交结果，经交易校核和相关方确认后形成最终交易结果。此类交易方式下，成交价格为挂牌方填报价格，摘牌主体仅能选择全部或部分接受要约，不可修改报价。

滚动撮合交易。滚动撮合交易是指针对已明确时段、数量、单位、执行周期等要素的电力产品或服务，在规定的交易起止时间内，经营主体等可以随时提交购电或者售电信息，电力交易平台依据申报顺序进行滚动撮合，按照对手方价格优先、时间优先等原则成交。此类交易方式下，成交价格由购售双方申报价格配对形成，交易时段内持续实时出清，未成交申报持续排队等待匹配。

在《青海省电力中长期市场实施细则》（西北监能市场〔2026〕13号）确定的中长期交易制度框架下，青海省能源局为保障经营主体中长期合约的履约率，通常还会统筹电力供需形势、来水及风光出力波动等不确定因素，会同相关部门按年度制定《青海省年度电力中长期交易方案》，对交易组织、交易机制作出动态调整（如对双边协商签约电量比例设置上限要求等），旨在引导发电侧、用电侧供需动态适配，预留集中交易调节空间，平抑省内电力供需缺口风险。

（d）各类中长期交易的结算电价

a）按交易方式区分

除双边协商交易方式外，目前青海省中长期交易主要通过集中交易方式（包括集中竞价、挂牌交易等）履行。本项目报告期内中长期合约各类交易品种结算电量、结算电价具体情况如下：

表2-19. 2023年至2026年1—6月中长期合约按交易方式区分的结算电量、电价

单位：万千瓦时、元/千瓦时

交易方式	指标	2023年	2024年	2025年	2026年1—6月

[21] 集中竞价申报结束后，交易平台按照申报价格排序，以由高到低的顺序形成购方申报电量的需求曲线、由低到高的顺序形成售方申报电量的供给曲线，供给与需求曲线交点对应的价格即为边际出清价格。此时售方报价≤边际出清价格、购方报价≥边际出清价格的电量均成交，且统一按边际出清价结算。

双边协商	结算电价	0.2277	0.2315	0.2358	0.3192
	结算电量	26,240.00	4,639.20	12,030.40	3,230.61
	结算电量占比	76.84%	14.61%	34.80%	23.82%
集中竞价	结算电价	0.2198	0.2265	0.2260	0.1976
	结算电量	1,805.11	18,709.58	14,242.07	9,485.09
	结算电量占比	5.29%	58.91%	41.19%	69.93%
挂牌交易	结算电价	0.2932	0.2680	0.2298	0.2585
	结算电量	6,103.56	8,409.59	8,301.89	848.26
	结算电量占比	17.87%	26.48%	24.01%	6.25%
中长期合计	**结算电价**	**0.2390**	**0.2382**	**0.2303**	**0.2304**
	结算电量	**34,148.67**	**31,758.37**	**34,574.36**	**13,563.96**
	结算电量占比	**100.00%**	**100.00%**	**100.00%**	**100.00%**

报告期内，乌兰风电项目中长期合约结算电量、结算电价由双边协商、集中交易（包括集中竞价、挂牌交易等）等多种交易方式共同形成。本项目历史实践中采取了积极主动的交易策略，如通过年度双边协商锁定一部分中长期合约底仓，通过月度、月内（多日）的集中竞价、挂牌交易寻找市场成交机会等，通过对不同交易方式的灵活组合与调整，最终形成中长期合约结算电量与结算电价。

受上述交易策略、成交机会变动的影响，报告期内本项目按交易方式区分的中长期合约结算电价及结算电量占比存在一定波动。综合各类交易方式的量价波动后，整体来看，2023 年至 2026 年 1—6 月，本项目中长期合约结算电价分别为 0.2390 元/千瓦时、0.2382 元/千瓦时、0.2303 元/千瓦时及 0.2304 元/千瓦时，基本保持平稳、略有波动；结算电量占比分别为 98.72%、98.73%、102.02%及 89.40%，从结算电量来看，中长期合约构成了本项目市场化电费收入的基本盘。

随着青海省电力市场化改革持续推进，报告期内，本项目中长期合约交易方式逐步从双边协商为主，转为集中竞价为主。未来，电力交易业务团队除灵活组合不同交易方式、积极主动寻求市场成交机会，从而力争保持中长期合约部分电费收入稳定外，还将采取积极主动的交易策略，通过提高现货部分电费收入，来整体提升本项目市场化电费收入。

b）按交易品种区分

电力直接交易是本项目中长期交易的最主要品种，在报告期内各年度，电力直接交易的占比均不低于89%，结算电价在0.2287—0.2392元/千瓦时之间，是中长期合约的主要种类。电力直接交易的结算电价受到年度、月度、月内多种合约组合影响，以及双边协商及集中竞价等交易方式影响，结算电价小幅波动，符合相关交易品种的价格特征。电网企业代理购电的结算电价稳定在0.2277元/千瓦时。合同转让交易由于买卖双向结算的原因，结算电价有所波动。各类中长期交易品种结算情况如下：

表2-20.报告期内各类中长期交易品种结算情况及占结算电量比重

单位：万千瓦时、元/千瓦时

交易品种		2023年	2024年	2025年	2026年1—6月
电力直接交易	结算电价	0.2392	0.2383	0.2287	0.2351
	结算电量	33,603.67	31,569.07	30,307.05	13,673.35
	结算电量占比	97.1%	98.1%	89.4%	90.1%
电网企业代理购电	结算电价	0.2277	0.2277	0.2277	/
	结算电量	62.40	950.10	1,140.00	/
	结算电量占比	0.18%	2.95%	3.36%	/
合同转让交易	结算电价	0.2277	0.2277	0.2467	0.8207
	结算电量	482.60	-760.80	3,127.30	-109.39
	结算电量占比	1.40%	-2.37%	9.23%	-0.72%
中长期合计	**结算电价**	**0.2390**	**0.2382**	**0.2303**	**0.2304**
	结算电量	**34,148.67**	**31,758.37**	**34,574.36**	**13,563.96**
	结算电量占比	**98.72%**	**98.73%**	**102.02%**	**89.40%**

就合同转让交易电价而言，合同转让交易结算电价=（卖出中长期合约金额-买入中长期合约金额）÷（卖出中长期合约电量-买入中长期合约电量）。由于存在卖出、买入的双向操作，合同转让交易的结算电价实质为净卖出金额÷净卖出电量的

数学计算值。如果在一段时间内卖出、买入的中长期合约电量趋近的情况下（即分母净卖出电量趋近于极小值0），而卖出收入和买入支出存在差额（即分子净卖出金额不为0），则合同转让交易的结算电价作为数学计算值可能异常偏高，失去价格意义；反之结算电价则会收敛，无法反映实际每一笔合同转让的单价。因此，就上表所列示的合同转让交易而言，结算电价同样是经过一系列买卖交易结算后，净卖出电量与净卖出收入的数学计算结果，并不代表单份中长期合约转让的价格高低，也不代表青海中长期合约电价走势，其结算结果是对部分时段的履约任务加减仓后，对应时段净结算单价的体现。

另外需要说明的是，合同转让交易并不是将已有的整份中长期合约完整转让，而是发电企业将存量已签约合约的累计履约任务拆分到每日96个时段、每时段（15分钟/时段），形成项目分时发电曲线，并基于对自身功率预测及后市判断，增加或者减少部分时段的履约任务，修正分时发电履约曲线，对应体现为买入中长期合约及卖出中长期合约。

在实际交易过程中，项目还受到15分钟分时项目发电功率预测、分时实际出力及偏差考核等的约束，因此发电企业会结合风资源、电价等因素，通过日度开展的合同转让交易修正短期的分时发电曲线，保障项目的收益；另外基于风资源季节性变化、区域电网电源检修等多方面因素影响，交易人员也会对后续履约期内分时发电曲线做滚动修正及调整。

因此，上表所列示的合同转让交易结算电价是经过一系列买卖交易结算后，净卖出电量与净卖出收入的数学计算结果，并不代表单份中长期合约转让的价格高低，也不代表青海省中长期合约电价走势，其结算结果是对部分时段的履约任务加减仓后，对应时段净结算单价的体现。合同转让交易结算单价与其他品种结算电价不具备经济可比性、其数值高低受到买卖电量净值的影响，若买卖电量净值趋近于极小值，则作为数学计算值的合同转让交易结算电价也会失去价格意义。《青海省2025年电力中长期交易方案》要求经营主体间双边交易累计合同电量额度不应超过经营主体自身年度交易发（用）电量合同总额的50%，本项目通过月度中长期合约交易及合同转让交易补充中长期合约电量；同时合同转让以双边协商方式成交，在早晚间电价较高时段通过双边协商有望锁定更高收益，因此2025年合同转让交易结算电量占比有所提升；2026年现货市场已进入连续结算试运行，除利用合同转让外，电力企业可灵活把握现货市场机会，实现收益最大化，因此合同转让交易结算电量

占比降低。

2026年1—6月本项目合同转让交易结算单价为0.8207元/千瓦时，2026年1—6月合同转让交易结算电量占总结算电量的比重为-0.72%，对整体电量交易及结算影响较小且买卖中长期合约电量相近，电价在结算规则下走高，属于结算规则下的正常现象。

③电力现货交易

青海省电力现货交易依据《关于印发<青海省深化新能源上网电价市场化改革实施方案>的通知》（青发改价格规〔2025〕645号）、《关于开展青海电力现货市场连续结算试运行工作的通知》（青发改能源〔2025〕695号）及其相关规则开展，已于2025年11月转入连续结算试运行。市场参与主体涵盖统调燃煤火电机组、新能源场站（直流配套电源除外）、售电公司、批发用户、电网企业代理购电用户，以及符合条件的独立储能、配建储能和虚拟电厂。省内新能源场站（风电、光伏）原则上全电量参与现货电能量市场，并根据项目类型与技术条件，分别以“报量不报价”（适用于扶贫、分布式等特定保障性项目）、“报量报价”（适用于其他具备条件的新能源项目）或“不报量不报价”（适用于暂不具备技术条件的新能源项目）方式参与。当前现货市场采用“发电侧报量报价、用户侧不报量不报价”模式组织日前交易，形成分时电价信号，实现电力资源实时优化配置；在实时交易市场中，调度机构结合超短期负荷、新能源超短期功率预测、电网安全约束等实时边界条件滚动优化出清，形成实时节点电价，用于结算机组各时段实际出力与日前市场确定发电计划之间的功率偏差，保障电网实时功率平衡。

（a）现货交易的分类

青海省电力现货交易品种主要包括日前电能量交易（以下简称日前交易）和实时电能量交易（以下简称实时交易），其中实时电能量交易是主要的财务结算品种。

日前交易：是指调度机构统筹负荷预测、新能源出力预测、跨省联络线计划及电网安全约束，以全网发电成本最小化为目标，组织发电侧在竞价日（D-1日）申报制定次日运行日（D日）96个时段（15分钟/时段）的出力曲线及参考分时电价的交易方式。青海省内日前市场结果仅用于调度运行、发布价格信号，这一阶段不开展财务结算，全部结算电量将统一参与实时市场结算。

实时交易：是指运行日（D日），调度机构在日前交易申报基础上，由调度机构基于系统实际运行状态和安全约束组织集中出清，以保障电网安全运行，发电侧按日前申报的报价曲线或作为价格接受者参与。实时交易主要承接日前计划与

实际发电之间的偏差电量结算，发挥日内实时平衡调节作用。

（b）现货交易的特征及定价方式

现货交易承担中长期交易偏差结算的功能，与中长期交易“一体两面”，是中长期交易的重要补充，故其市场参与主体及竞争情况与中长期交易类似。现货实时电价主要由实时供需决定，同时也配套了相应风险管控机制。调度机构结合用电负荷、新能源出力预测与电网运行条件，依据发电企业报价进行择优调度，从而生成现货实时电价，并受到风险管控机制上下限调控。而现货结算电价是发电企业在一个结算周期内一系列买入及卖出后的净结算电价，现货结算电价及结算电量随着企业持仓策略及后市预期产生超发或欠发偏差，从而呈现正值或负值波动。

在中长期超缺额收益回收允许的范围内[22]，发电企业可以采取一定的持仓策略。具体而言，可以适当提高中长期合约仓位锁定收益，出现欠发偏差时则通过较低价格的现货买入来补足；也可适当降低中长期合约仓位，出现超发偏差时则择机卖出较高价格的现货来增厚收益。以上策略带来的现货电量为正值或负值属于电力行业正常情况。

青海省电力现货交易采用边际出清方式，每日分为96个时段（15分钟/时段），每个时段内的系统边际出清价格确认为该时段现货结算电价。发电企业向市场申报出力及报价，调度机构结合用电需求、新能源出力预测以及电网安全运行条件，按报价高低优先调用发电机组，形成对应时段的市场电价，体现每个时刻电力供需的紧缺程度。同时，现货市场设置了价格上下限、市场力[23]监测与管控机制，以防范市场出现异常波动。

因火电、新型储能的出力调节灵活性高，其报价通常对边际价格走势有决定性影响。根据《青海省发展和改革委员会关于设定青海电力现货市场连续结算试运行期间相关市场参数的函》（青发改价格函〔2025〕280号），风电、光伏等新能源按0.08—0.65元/千瓦时的分时段限价申报取得发电权，然后根据系统边际出清价格确认现货结算电价。

（c）现货电量结算原理

a）现货电量偏差结算机制

在电力现货市场偏差结算机制下，通常先按照中长期合约的量价结算中长期

[22] 中长期超缺额收益回收，指市场主体中长期合约电量与实际发用电量偏离超出一定区间，且通过该偏差取得增厚收益时，对超额获利部分予以回收；无增厚收益时不予回收，回收资金归入不平衡资金池。区别于电量偏差考核，超缺额调整仅回收增厚收益而非惩罚性扣费。

[23] 指市场成员操纵市场价格，使之偏离市场充分竞争情况下所具有的价格水平的能力。

合约电量，再按照结算电量与中长期合约电量的偏差来结算现货电量。即**现货电量=结算电量-中长期合约电量**，结算机制[24]如下图所示：

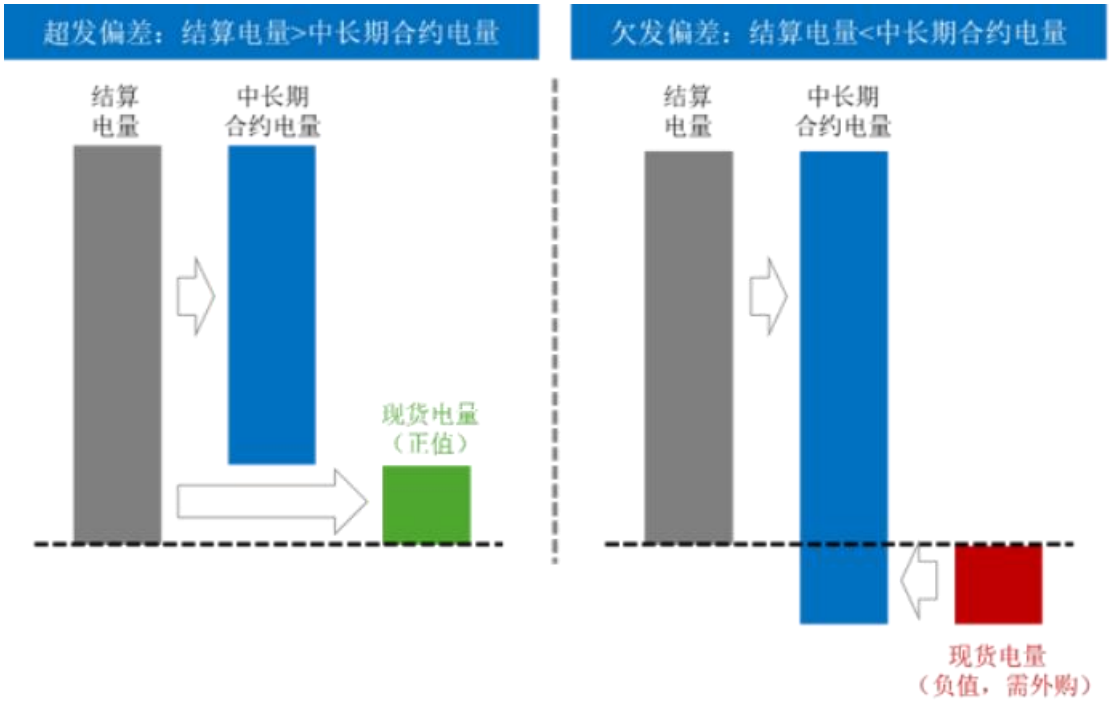


图 2-6. 现货偏差结算机制示意图

如结算电量因自然条件（如风资源变化）等因素出现波动，现货电量将对应呈现波动特征，形成超发偏差（正值）及欠发偏差（负值）。

超发偏差：当发电项目因自然条件（如风资源高于预期）等因素导致实际上网电量大于合同电量时，形成超发偏差，在满足电网安全约束的前提下，超发部分电量可通过现货交易进行消纳，该部分上网电量在结算时体现为正的现货电量，即现货电量=结算电量-中长期合约电量＞0。

欠发偏差：当发电项目因自然条件（如风资源不足）等因素导致实际上网电量低于合同电量时，形成欠发偏差，发电项目需从现货市场购入等额的欠发偏差电量来补足合约，该部分购入电量在结算时即体现为负的现货电量，即现货电量=结算电量-中长期合约电量＜0。

根据以上分析，在电力现货市场偏差结算机制下，如结算电量因自然条件（如风资源变化）等因素波动，现货电量将呈现正值或者负值，这一波动特征属于行业常态。

[24] 以下论述的现货电量偏差结算机制具体指（青海省）省内现货。

b）偏差结算对现金流的影响分析

根据简化的单个时段电费收入公式:

单个结算时段电能量收入

=中长期合约电量×中长期结算电价+偏差电量×现货结算电价

超发偏差对现金流的影响

当出现超发偏差时，偏差电量为正值。此类情况下电费收入将随现货结算电价波动而波动，现货结算电价走高可扩大收益。

欠发偏差对现金流的影响

当出现欠发偏差时，偏差电量为负值。发电企业若判断后市现货结算电价走低，可采取锁定高比例中长期合约，同时低价买入现货弥补欠发电量，从而增厚收益的策略。

结合实际超发及欠发偏差，以及对现货结算电价高低的预判，发电企业持仓策略及对现金流的影响可总结为如下图（不考虑超缺额调整）:

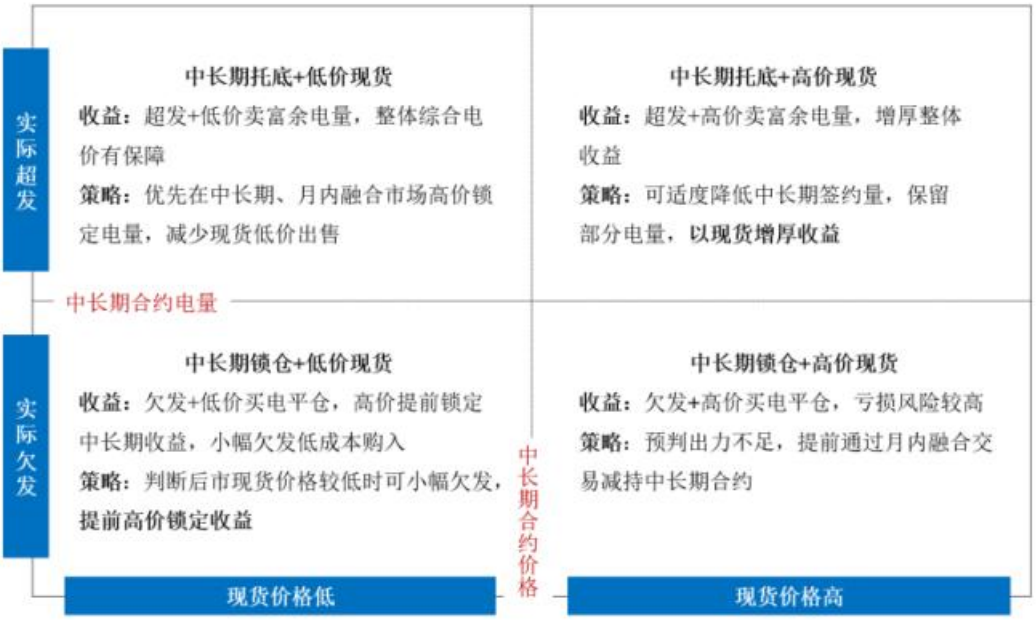


图 2-7. 发电企业持仓策略示意图

如预判未来某时段现货结算电价较低（意味着此时电力供应较充足），新能源项目可提升该时段中长期合约申报电量并锁定中长期结算电价。届时如出现欠发偏差，则从现货市场低价买入现货电量（现货电量体现为负），在中长期超缺额收益回收允许的范围内，通过上述持仓策略可取得更高收益。因此，出现欠发偏差、现货电量为负值，在电力现货市场交易实践中属于正常的持仓策略。

c）青海省电力市场现货结算机制

青海省电力市场同样采用“中长期合约为主、现货偏差结算”机制。在机组月度预期发电量相对稳定的前提下，中长期合约电量与偏差结算电量（即现货电量）整体呈现此消彼长的特征：中长期合约电量签约规模越高，现货电量敞口相应收缩；中长期合约电量签约规模下降，则现货电量相应扩大。

实际操作中，由于新能源发电受气象条件影响的特性，风电、光伏出力天然存在波动性，结算电量可能显著偏离初始预测。即使发电企业将中长期合约电量比例控制在较低水平、预留更大的理论现货电量敞口，若年内气象条件偏弱、实际发电不及预期，最终实际现货电量仍可能低于预期水平。与此同时，中长期签约电量并非期初锁定后固定不变，电力市场允许通过月内融合交易、合同转让、合同变更动态调整中长期合约规模，发电企业可因地制宜调整中长期合约电量比例，进而改变现货电量。

（d）各类现货交易结算电价

青海电力市场在调度层面，通过现货市场全电量集中出清，确定机组发电计划；在结算层面，现货市场承担中长期合约的电量偏差结算功能。2025 年 11 月电力现货市场启动连续结算试运行后，分时电价信号持续释放，现货市场的价格发现作用进一步凸显。

表 2-21. 本项目报告期内现货结算情况[25]及占结算电量比重

单位：万千瓦时、元/千瓦时

交易品种		2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1—6 月
日前交易（省间现货）	结算电价	0.2809	0.2599	0.2891	0.2516
	结算电量	443.30	409.46	484.92	128.07
	结算电量占比	1.28%	1.27%	1.43%	0.84%
日前互济（省间互济）	结算电价	/	/	/	0.0518
	结算电量	/	/	/	57.26
	结算电量占比	/	/	/	0.38%

[25] 为市场化交易结算单价（含税），不包含超缺额调整及考核，下文同。

实时交易（省内现货）	结算电价	/	/	0.3124	0.5120
	结算电量	/	/	-1,169.86	1,422.20
	结算电量占比	/	/	-3.45%	9.37%
现货合计	**结算电价**	**0.2809**	**0.2599**	**0.3290**	**0.4749**
	结算电量	**443.30**	**409.46**	**-684.93**	**1,607.53**
	结算电量占比	**1.28%**	**1.27%**	**-2.02%**	**10.60%**

报告期内，本项目现货交易品种主要是省间日前交易及省内实时交易，2026 年 6 月起参与少量省间互济交易。省间现货交易属于全国省间电力交易市场，依托北京电力交易中心开展[26]；省内实时交易、省间互济交易依托青海电力交易中心开展。2023—2025 年，本项目现货电量占结算电量比重在-2.02%—1.28%之间。其中省间现货交易比重在 1.27%—1.43%之间，省间现货交易除了受到市场主体量价申报信息影响，还受到送受端区域电力供需形势、跨省输电断面可用容量、跨区输电价格及输电线损等多个因素影响。当送端申报外送电量超过跨省输电断面可输送限额时，跨区通道发生阻塞，将产生阻塞溢价并推高省间出清电价；跨省输电断面容量充裕、无通道阻塞的情形下，省间出清电价主要由送受端市场供需状况及市场主体报价行为决定。因此省间现货结算价格在报告期内呈现小幅波动。

2026 年 1—6 月，本项目现货结算电量占比提升至 10.6%，主要体现为省内现货占比的提升。2025 年 11 月青海省开展现货市场连续结算试运行后，发电企业可以基于市场情况在省间现货市场及省内现货市场灵活调整交易策略，项目电力交易业务团队结合青海省能源供需特征，积极开展电力市场分析，通过更加精细化的交易策略，实现省内现货结算电价的提升。现货交易为买卖双向交易，多笔双向交易形成结算电价[27]，相关原理与中长期合约合同转让交易结算电价类似，即存在卖出、买入的双向操作。现货交易的结算电价实质为净卖出金额÷净卖出电量的数学计算

[26] 省内日前现货交易阶段不参与财务结算，省内实时现货交易参与财务结算，省内现货交易由国网青海省调组织出清，青海电力交易中心配合结算；省间日前现货交易参与财务结算，由国家电力调度中心、西北区域网调组织出清，北京电力交易中心出具结算依据；西北区域日前互济交易参与财务结算，由国网西北区域网调组织出清，青海电力交易中心配合结算。具体见《关于修订省间电力现货交易规则的复函》（发改办体改〔2026〕275 号）、《省间电力现货交易规则》《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》（西北监能市场〔2026〕28 号）。

[27] 现货结算电价 =（卖出现货电量金额−购入现货电量金额）÷（卖出现货结算电量-购入现货结算电量）。具体见《关于修订省间电力现货交易规则的复函》（发改办体改〔2026〕275 号）。

值。由于每一笔交易的买入、卖出单价存在差异，如果在一段时间内卖出、买入现货电量趋近（即分母净卖出电量趋近于0），则现货结算电价作为数学计算值可能异常偏高，无法反映实际每一笔的交易单价。2026年1—6月，项目捕捉到晚间电力现货高价时段交易机会，在保证正向现货收入的同时，买卖电量净值趋近，实现较高的结算电价，系上述交易规则下的正常现象。

报告期内，项目在2026年6月参与少量西北区域省间电力互济交易，该品种是省间现货交易与省内现货交易的衔接和补充，运行时间较短，整体活跃度有限，后续项目将基于省间及省内市场，酌情参与，实现项目收益最大化。

2）考核费用

《西北区域发电厂并网运行管理实施细则》及《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》等规定，是青海省省内并网电厂运行考核与辅助服务补偿分摊的基础框架。其中，运行考核部分依据《西北区域发电厂并网运行管理实施细则》执行，对电厂在安全、运行、检修、技术指导等方面的违规行为进行考核，考核结果按标准折算为经济费用，全额纳入辅助服务补偿资金池；补偿与分摊部分依据《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》执行，对提供调频、调峰、备用、自动电压控制等服务的电厂给予补偿，相关费用来源于运行考核费用、机组调试运行期差额资金等，不足部分由省内发电企业按上网电量比例分摊，结算按月进行并在次月电费中兑现。

《国家能源局西北监管局关于明确电力辅助服务市场价格机制等相关事项的通知》（西北监能市场〔2025〕48号），明确了调峰辅助服务价格上限，并规定现货市场连续运行后，原则上调峰辅助服务市场不再单独运行，其功能由现货市场承接。随着2025年11月青海电力现货市场进入连续结算试运行，调峰辅助服务市场已与现货电能量市场融合，原有补偿分摊机制相应调整，通过现货市场价格信号体现，因此辅助服务费用已不再收取。

（6）市场参与主体及竞争情况

本项目售电协议通过电力交易平台成交签署，从购售双方参与主体来看，2023—2025年末及2026年6月末青海省电力市场注册发电企业分别为831家、808家、855家和833家。2023—2025年末及2026年6月末青海省电力市场注册电力用户分别为669家、725家、833家和1,191家[28]，市场电力需求用户稳步增长，2026年注册电力用户数量大幅提升，已超过注册发电企业数量。

[28] 数据来源：青海电力交易中心《青海电力市场运行分析报告》。

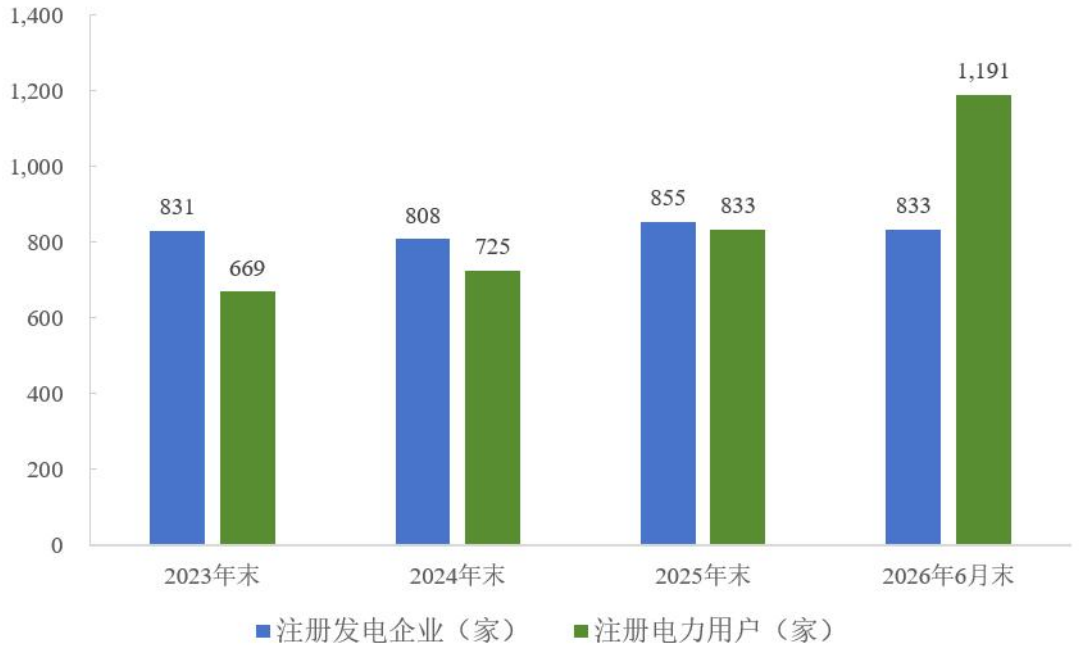


图 2-8. 2023—2025 年、2026 年 1—6 月青海省电力市场注册发电企业及电力用户数量

从需求量看，2023—2025 年及 2026 年 1—6 月青海省工业用电量分别为 895.60 亿千瓦时、920.44 亿千瓦时、924.26 亿千瓦时和 462.10 亿千瓦时[29]，工业用电占比高，构成了省内电力刚性、稳定的需求来源。与此同时，青海省季节性“夏丰冬枯”、日内“日盈夜亏”，缺电和弃电不同时段交替出现的特征依然明显，省内及省间电力供需的结构性矛盾仍待解决。

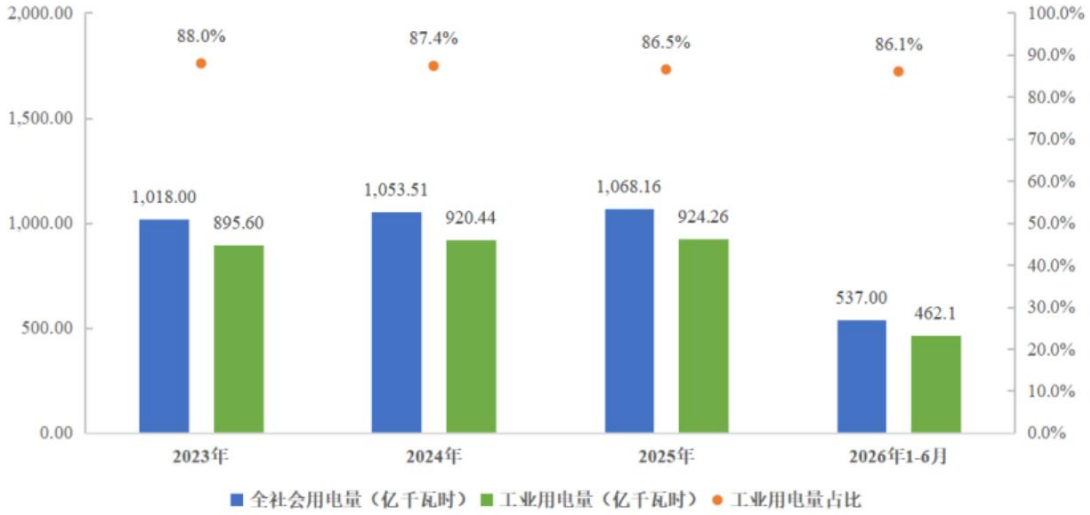


图 2-9. 2023—2025 年、2026 年 1—6 月青海省全社会用电量、工业用电量及工业用电量占比

[29] 数据来源：青海省统计局。

总结以上，青海省中长期交易市场活跃度较高，市场参与主体特别是注册电力用户家数持续增长，为电力消纳提供了良好条件。同时，青海“夏丰冬枯”“日盈夜亏”的电力供需格局也导致青海在外送消纳电力的同时又存在外购电力的需求，省内结构性错配需求并未完全消解和满足。在这样的消纳格局和特征下，发电企业可通过更精细的运营、更完善的持仓策略在竞争中捕捉市场机会。伴随省内工商业用电需求持续释放、省间消纳与外送通道不断完善、交易市场机制进一步成熟，叠加“十五五”规划新建的两条特高压直流外送通道带来的利好，电力市场消纳及增长潜力依然充足。

（7）本项目电力消纳方式及消纳对象

1）电力消纳方式

工业用电负荷为青海省电力消费稳定需求来源，本项目主要客户类型为省内符合准入条件的工商业用户及售电公司，市场需求稳定、消纳条件持续改善。具体分析如下:

①青海省电力供需总体平衡但存在结构性特征,工业用电负荷为电力消费需求主力,“十五五”期间将新增建成青桂直流、青粤直流两条电力外送通道有效改善消纳环境

青海省电力供需总量基本平衡，但省内负荷需求与电源出力特性存在结构性错配的特点，具体表现为季节性“夏丰冬枯”，日内“日盈夜亏”[30]，缺电和弃电不同时段交替出现。水电电源在冬、春季面临水量减少影响，光伏电源在夜间出力受限，在以上电力相对紧缺的季节和时段，风力资源相对充沛，具有比较优势，可在一定程度上弥合上述青海电力供需的结构性错配矛盾。

从供需总量看，2023—2025 年、2026 年 1—6 月青海省全省发电量分别为 1,008.20 亿千瓦时、1,149.20 亿千瓦时、1,224.10 亿千瓦时和 605.00 亿千瓦时，2023—2025 年、2026 年 1—6 月青海省全社会用电量分别为 1,018.30 亿千瓦时、1,053.50 亿千瓦时、1,068.20 亿千瓦时和 537.00 亿千瓦时[31]。以 2025 年为例，全省发电总量略高于全社会用电量，但与此同时，2025 年青海省外购电量约 200 亿千瓦时[32]，体现出青海能源供需格局仍存在结构性错配矛盾。具体表现为：在新能源大发，电力供应充足的时段，需通过外送消纳富余的新能源电量；而在电力供应紧张的高峰时段，仍需依靠省间电力交易引

[30] 根据青海省能源局总结，青海省内电力供需呈现显著的“夏丰冬枯”“日盈夜亏”特征，具体指夏季丰水期叠加日间光伏大发，电力富余，需高比例外送消纳；冬季枯水期叠加夜间光伏停发，存在电力缺口，需高比例跨省购电。高比例外送消纳与高比例跨省购电挑战同时存在，反映出在高比例新能源装机结构下，青海省电力供需面临季节性及昼夜双重错配的挑战。

[31] 数据来源：青海省能源局。

[32] 数据来源：青海电力交易中心。

入外来电量，弥补省内局部电力缺口。

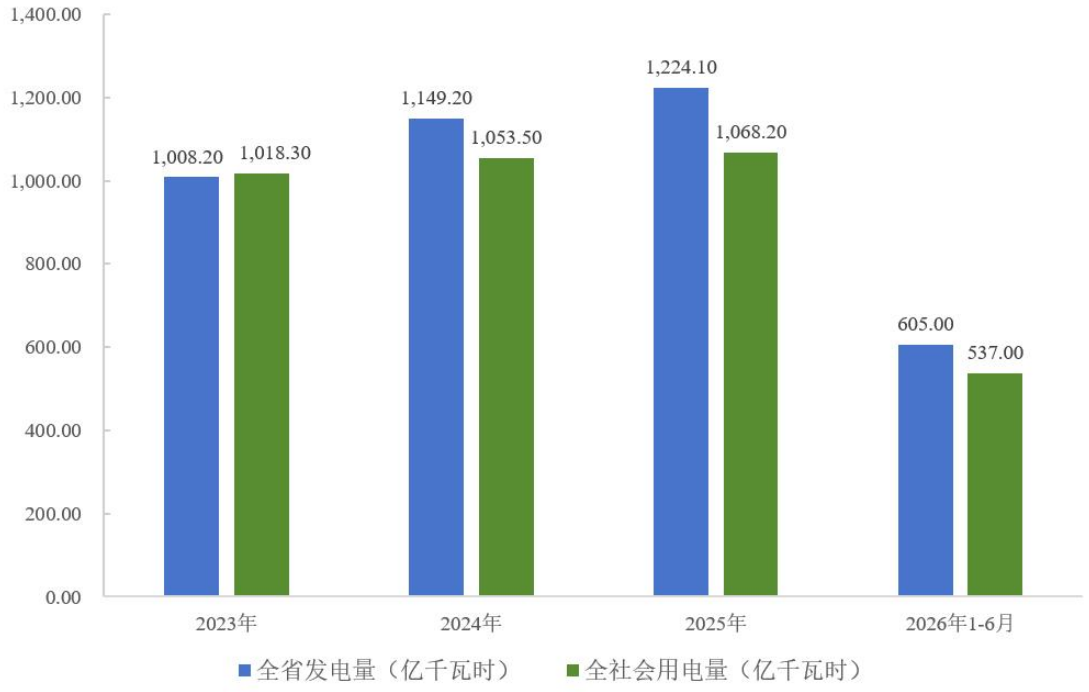


图 2-10. 2023—2025 年、2026 年 1—6 月青海全省发电量及全社会用电量

②工业用电需求占主导地位且工业增加值和利润快速增长，产业“四地”规划将盐湖产业的发展目标设定为千亿产值的世界级基地，传统行业推进提质升级并开展绿色转型，积极发挥清洁能源优势并战略布局新兴和未来产业

工业用电负荷为青海省电力消费稳定需求来源且占比较高，2023—2025 年及 2026 年 1—6 月，青海省工业用电量分别为 895.60 亿千瓦时、920.44 亿千瓦时、924.26 亿千瓦时和 462.10 亿千瓦时，在全社会用电量中占比分别为 87.95%、87.37%、86.52%和 86.05%。青海省工业用电需求集中于电解铝、钢材、锂电材料、盐湖化工等重点行业，相关产品符合全国及青海省产业规划。2025 年青海全省规模以上工业增加值同比增长 7.6%，较全国平均高 1.7 个百分点；规模以上工业企业利润增速为 8.8%，较全国平均高 8.2 个百分点。

表 2-22. 青海省 2025 年部分重点行业产品产量同比增速[33]

单位：%

产业分类	产品	同比增速
电解铝	原铝（电解铝）	2.9

[33] 数据来源：青海省发改委、青海省统计局。

钢材	粗钢	11.2
	钢材	10.9
锂电材料	碳酸锂	25.3
	磷酸铁锂	371.8
盐湖化工	纯碱	12.9
	钾肥（折氧化钾）	0.0

在国家产业规划方面，根据《国务院关于印发<美丽中国建设“十五五”规划>的通知》（国发〔2026〕20号）的要求，以电解铝、钢铁为代表的高载能产业[34]正向可再生能源资源富集区域转移[35]；盐湖提锂、铁矿资源开发、高性能碳纤维制品开发、集成电路用材料研发制造等产业则均被纳入了国家发展改革委对西部地区及青海省的鼓励类产业目录，预计未来相关产业的产能及工业用电需求将具备一定的稳定性。青海“十五五”规划在产业“四地”建设中重点提出打造世界级现代盐湖产业体系，做大做强盐湖资源千亿级产业集群，包括实施钾盐高效利用工程、锂盐量质提升工程、钠资源高值开发工程、硼资源提取强链、稀散元素高效提取工程等，力争到2030年将盐湖资源综合利用产业总产值提升到1000亿元，同时鼓励盐湖资源开发企业优先使用光伏、风电等清洁能源，推动实现清洁能源供应全替代。

对于传统产业则提出重点产业加快提质升级、成为发展新质生产力的沃土，其中有色冶金产业的覆盖面包括铝产业链、铁合金行业、特钢产业以及铜、铅、锌、镍的采选冶炼等，并提出培育“青海绿铝”等更具竞争力的青海制造品牌；化工产业的覆盖面包括盐湖化工、能源化工、化工新材料、特色精细化工等；新型建材行业的覆盖面则包括绿色装配式建筑产品、新型绿色环保建材、特种水泥、高端玻璃制品等。

在未来产业方面，青海省充分立足自身的可再生能源产能优势，深度结合国家在先进制造、人工智能方面的政策导向进行针对性的布局规划。一方面，青海省“十五五”规划要求形成制氢、储运、消纳氢能全产业链，推动风光制氢氨醇产业发展，促进盐湖、

[34] 根据国家发展和改革委员会政策解读《发布能效水平指标是推动行业节能降碳的关键步骤》，钢铁、建材、有色、石化等产业能耗、排放总量更多地是由于产业特性及规模总量所决定的，更准确地应称之为高载能行业，而高耗能更应该归结为具体项目或产品。因此，按照能效水平进行划分，针对的是“高耗能项目”，避免形成政策偏差，有利于妥善处理好发展与减排的关系，是遵循客观规律和行业实际，是科学治理和引导行业发展的重要体现，也将促使各产业更加注重提升自身技术实力及节能降碳水平，不断优化产业结构和规模总量，为重点行业发展厘清了方向。

[35] 根据《国务院关于印发<美丽中国建设“十五五”规划>的通知》（国发〔2026〕20号）相关要求，“推进重点用能行业绿色化清洁化发展，逐步明确可再生能源消费最低比重目标，建设一批绿色工厂。推进西部地区可再生能源就近利用，有序推动符合要求的高载能产业向可再生能源资源富集区域转移。”在上述政策指导下，青海省上述重点行业经营活动将在经济周期中保持较强的持续性与稳定性。

石油等产业副产氢气，打造规模化绿氢生产基地；另一方面，青海积极融入全国一体化算力网、推动建立“青甘宁”绿色算电一体化协同发展机制，将在西宁、海东、海西、海南等地分层次、分规模推进绿色零碳算力基地建设，计划打造多个智算中心、数据标注基地、国产算力生态中试场，并在西宁、东川、共和、德令哈等地建设多个数据、数字产业集聚区，充分实现绿色算电融合发展。

根据上述产业及发展规划，预期“十五五”期间，金属冶炼、盐湖化工及建材行业等传统产业将进行产能升级并继续作为青海省产业发展和工业用电需求的压舱石；盐湖产业及制氢、算力等新兴行业则将成为青海省新增工业用电需求的主要驱动力；作为国家清洁能源产业高地，青海省在绿色、低碳能源供应方面具备资源优势、规模优势、市场优势和竞争优势，通过采用“绿电+零碳产业园”“绿电+算力”“绿电+制造业”等一系列发展新模式，为吸纳外省的高载能产业加速落地青海、实现清洁能源电力的就地消纳奠定了扎实基础[36]。

③城乡居民生活用电增速较快，清洁取暖改造工作为电力消纳提供新出口

2020—2025 年期间，青海省城乡居民生活用电量年化增长率 7.8%，增速高于全国平均水平[37]。

“十四五”以来，青海省坚持“宜电则电、宜气则气、宜煤则煤、宜热则热”原则，稳妥有序推进清洁取暖各项工作，累计完成投资 126 亿元，全省清洁取暖率提高 13%，清洁取暖改造面积达 3,774 万平方米，西宁市、海东市、海西州、海南州、黄南州和海北州刚察、海晏两县实现了城镇清洁取暖全覆盖，玉树州、果洛州部分县乡实现了清洁取暖，推动青海省以煤为主的取暖结构得到根本扭转。

通过热电联产及“煤改电”等措施，青海省大力推广以蓄热式电锅炉为主的清洁取暖技术路线，用户可在白天光伏大发、电价谷段时以优惠电价完成蓄热，夜间通过放热满足取暖需求。截至“十四五”期末，青海省清洁取暖年用电量已达 30 亿千瓦时。未来青海省能源局将持续巩固现有清洁取暖成果、有序开展清洁取暖改造、协调电网企业加强电网建设，为新增清洁取暖用电负荷提供可靠的电力支撑[38]。

4）可再生能源消纳政策及特高压外送通道建设将改善新能源消纳环境

政策方面，2026 年 8 月 1 日起施行的《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法》（国家发展改革委、工业和信息化部、住房和城乡建

[36] 信息来源：青海省“十五五”规划纲要、青海省能源局 2025 青海清洁能源发展论坛。
[37] 根据国家统计局、国家能源局数据，2020—2025 年期间全国城乡居民生活用电量年化增长率为 6.9%。
[38] 信息来源：青海省工业和信息化厅、青海省招商局。

设部、交通运输部令第42号，以下简称《实施办法》），首次在全国层面确立了可再生能源消费最低比重目标及可再生能源电力消纳责任权重制度，该办法规定了重点用能行业的消纳可再生能源的具体目标及权重,有助于改善风电等可再生能源电力的消纳环境。而在青海省层面，2025年即已确定可再生能源电力总量消纳责任权重为70%、非水电可再生能源电力消纳责任权重为30%；并对电解铝、钢铁、水泥、多晶硅等重点用能行业设置70%以上的绿色电力消费比例要求。无论是青海现有产业结构及需求，还是鼓励存量产能消纳可再生能源的政策导向，都为青海省绿电消纳及后续消纳空间的改善提供坚实基础。

外送消纳方面,目前青海省的富余电力依托国家电网省间输配电主网架与13条外送直流通道消纳至陕西省、山东省、重庆市等主要省市，其中世界首条全清洁能源特高压直流线路——青海-河南±800千伏特高压直流输电工程（以下简称青豫直流）可实现向河南省等华中地区电力外送及有效消纳，显著发挥了青海省作为国家级能源基地开展“西电东送”的战略功能。

青豫直流的送端起点是位于海南州千万千瓦级新能源基地（以下简称海南大基地）的±800千伏特高压青南换流站（以下简称青南换流站，部分信息来源也称海南换流站），本项目所发电量经华扬330千伏升压站及塔扬线送出后，并入750千伏塔拉变电站，再经750千伏青塔I、II、III线送入青南换流站，因此青豫直流的开通能够提升青南换流站的电力外送能力，进而对本项目的电力消纳环境起到带动作用[39]。国家电网已建成的特高压输电工程示意图如下所示:

[39] 青豫直流于2020年12月投入运行，本项目2021年等效利用小时数及结算电量同比2020年提升约23.6%。

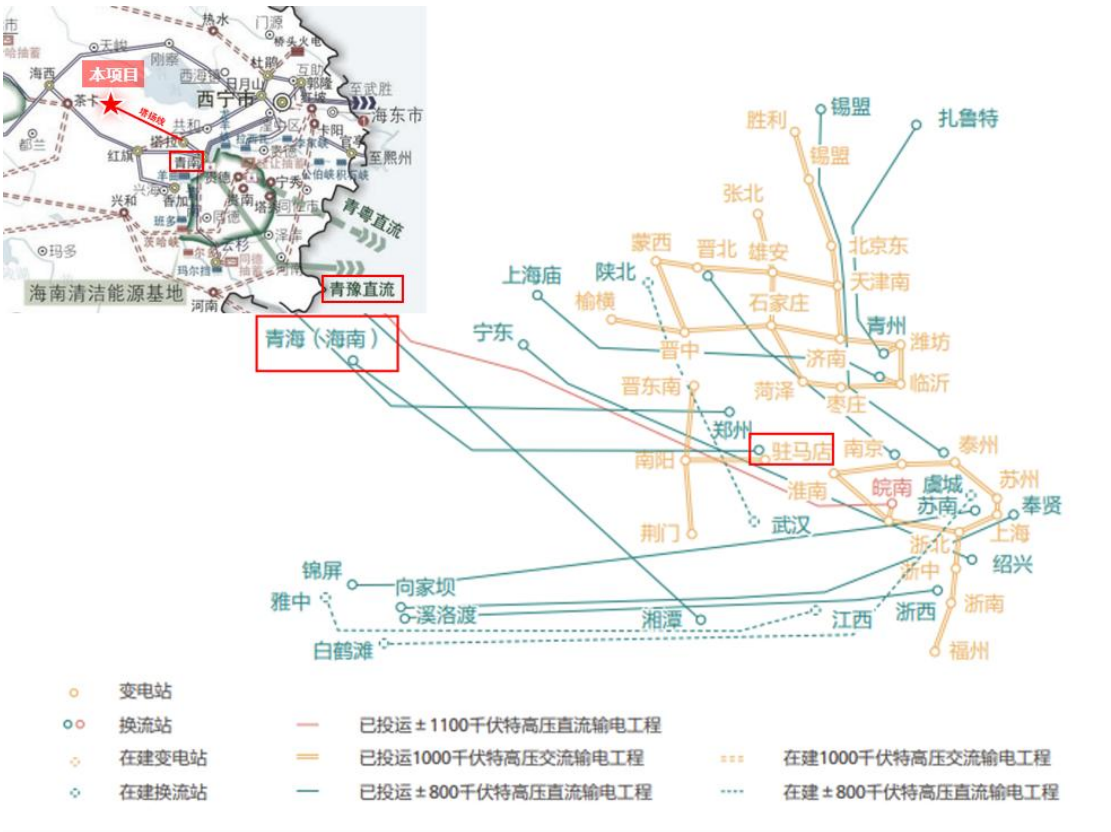


图 2-11. 国家电网已建成的特高压输电工程示意图[40]

整体电网建设方面，当前青海已形成东南部“日”字形、西部“8”字形省内主网架，配套省间 750 千伏交流主网架以及青豫直流特高压外送通道。“十五五”时期，青海省将规划建成青海海西柴达木沙漠基地送广西直流工程（以下简称青桂直流）、青海海南清洁能源外送基地送广东直流工程（以下简称青粤直流）两大特高压外送通道，并按照“优一开二定三谋四”的时序，构建青海至中东部地区绿色送电走廊，绿电外送规模将得到进一步提升。具体来说，“优一”是指优化提升青豫直流送电能力，“开二”是指力争 2026 年开工建设青桂直流工程，“定三”是指确定青粤直流路径、落点，力争 2028 年建成，“谋四”是指推动柴达木后续特高压直流工程送电华中、南方地区[41]。

2）电力消纳对象

本项目电力消纳对象以省内工商业用户为主，同时以省间外送作为补充

省内工商业用户为本项目电力的主要消纳对象，本项目按照市场化原则，主要通过集中交易方式，依托电力交易平台与其达成交易。与此同时，电力平台开设的省间交易也为本项目提供了外送消纳途径，本项目 2023—2025 年省间中长期合约电量占中长期合约电量比例分别为 17.76%、29.23%、19.43%。

[40] 图片来源：国家电网社会责任报告。
[41] 信息来源：青海省能源局、国网青海省电力公司。

参与项目省内及省间中长期交易的用户侧（即电力用户或客户）主要为10千伏及以上电压等级用户，以及年用电量1,000万千瓦时及以上的批发或零售用户。根据电力体制改革“管住中间、放开两头”的指导原则，发电侧、用电侧双方在《青海省电力中长期市场实施细则》（西北监能市场〔2026〕13号）框架下，按照市场化原则，通过双边协商交易方式或集中交易方式，依托电力交易平台自主达成交易意向。

综上所述，本项目与省内满足市场准入要求的工商业用户及售电公司开展交易，客户均通过电力交易平台进行省内及省间交易；青海省内负荷需求与电源出力特性存在结构性错配，在年内的冬、春季及日内的夜间，风力资源相对较好，风电项目可形成缺电环境下的有效补充，在新能源消纳体系中具有比较优势；省内工商业的稳定需求为项目消纳提供内生动力，同时已建成及“十五五”规划的特高压直流通道也为消纳条件持续改善提供坚实基础。

（8）客户及展业情况

①交易方式

近年来，青海省中长期交易方式逐步从双边协商交易为主，过渡到集中交易方式为主。集中交易方式充分发挥了市场机制调节作用，契合省内高比例新能源出力时序特征，形成分时价格信号，引导源荷协同优化，同时实现中长期市场与现货市场有效衔接契合。根据青海省能源局制定的《青海省2026年电力中长期交易方案》（青能运行〔2025〕209号），在省内电力中长期交易中，除水电不参与省内双边协商交易外，其他发电企业（含新能源项目）双边协商累计合同电量不得超过其上网电量的20%（绿电交易不计入该额度），超出部分需通过集中交易方式实现市场化交易。通过对双边协商电量比例进行限制，青海省能源局意图促进发电企业更活跃地参与省内中长期集中交易，提升市场信息透明度、更好地反映价格信号。从数据上看，2023—2026年历年的1—6月[42]，本项目省内中长期交易平均电价分别为0.2268，0.2284，0.2272，0.2285元/千瓦时，在《青海省2026年电力中长期交易方案》开始实施后，本项目在2026年1—6月的省内中长期交易平均电价与过往年度保持平稳，数据整体具备延续性，且省内中长期交易作为本项目电力交易占比最大的部分，在报告期内省内中长期结算电量占全部结算电量的比例保持在69.87—83.81%之间，收入占比稳定在67.99%—84.51%之间，平稳的电价趋势为本项目的电费收入构筑了良好的基本盘。

[42] 受青海省内电力供需特征的影响，本项目市场化交易结算单价（含超缺额）呈现一定的季节性特征。为提升数据可比性，此处取报告期内历年1—6月的省内中长期结算电价进行比对。

本项目的中长期交易主要是由电力交易业务团队负责。首先，电力交易业务团队通过与当地电网经营区域内主要售电公司或电力用户以双边协商的方式开展年度或月度中长期交易合同签约工作，锁定一定额度的市场化交易结算电量及售电价格。其次，电力交易业务团队在中长期交易过程中，还会通过电力交易平台参与集中交易，并通过开展合同转让交易以消除风资源波动带来的偏差电量影响，同时抓住用电高峰期电价较高的时机，以较高价格出售所发电力，扩大风电场收益。

②客户获取渠道

a）双边协商

对于双边协商达成的售电协议，获客渠道分为主、被动两种方式。主动方式为发电企业主动寻求交易，由电力交易执行团队与本地主要售电公司、电力用户通过电话、微信等网络社交平台或线下走访交流进行磋商，获取交易机会；被动方式为电网企业会定期在电力交易平台上公布电力用户及售电公司的联系方式，供发电企业获取更多客户资源，以达到促进电力交易发展的目的。与此同时，针对存续合作的电力用户、售电公司，运营管理机构的电力交易执行团队根据合约台账，在合约到期前主动开展对接磋商，协商确定新一轮合约电量、电价、执行曲线等核心条款，并通过持续客户维护实现存量业务稳定续签，进一步巩固获客及销售渠道。

b）集中交易

由于传统售电协议方式已向集中交易方式逐步过渡，故在报告期内，集中交易方式逐步成为青海省电力中长期市场核心交易组织方式之一，约占中长期合约电量的80%，由青海电力交易中心按年度、月度、月内（多日）时序统一开展，并且设置24小时分时段交易。发电侧通常结合边际成本、功率预测情况申报合理量价，交易系统按照“高低匹配、统一边际出清”规则形成分时段成交结果与结算电价。该交易方式价格信号透明度高、发现效率强，是引导发用电两侧供需动态匹配的主要市场化调节手段。

通过集中交易方式达成的售电协议，主要客户类型仍为符合准入条件的工商业用户和售电公司，客户获取渠道主要为电力交易平台。运营管理机构的电力交易执行团队通过青海电力交易中心主动寻找和匹配客户资源，在青海电力交易中心确定的交易时间段内按一定的交易规则与用户侧进行集中匹配并完成交易。集中交易方式发挥了价格发现信号的功能，市场参与度高，可有效撮合青海省发用电两侧供需动态匹配。

③客户类型及典型客户简介

本项目所发电力直接售电客户为售电公司和工商业用户，进一步穿透后，则体现出终端客户高度分散化的特征，符合电力行业惯例。

表 2-23. 中长期合约售电客户类型及电量占比情况[43]

年份	售电公司及国网企业代理购电	其他工商业用户
2023 年	94.10%	5.90%
2024 年	68.59%	31.41%
2025 年	93.87%	6.13%

2023—2025 年，本项目中长期交易的直接售电客户以售电公司为主，占比分别为 94.10%、68.59%、93.87%。

售电公司再将电力转卖，穿透后最终用电客户为当地 10 千伏及以上工商业用户，客户高度分散。由于售电公司通过一段时间内的电力买卖总量匹配来完成电力转卖，电力通过电网传输、由电网统一调度，无法穿透将电力用户购入的每一度电与发电企业出售的每一度电进行对应匹配，因此无法穿透统计出前十大客户或重要客户名单。

除售电公司外，2023—2025 年，本项目中长期交易其余直接售电客户主要为电解铝、钢铁、晶硅、锂电池、碳纤维等青海省内重点行业用户，占比分别为 5.90%、31.41%、6.13%，此类用户产能增速稳定，用电需求同步稳定增长。2024 年工商业用户占比提高，主要受益于青海盐湖提锂、磷酸铁锂、多晶硅、单晶硅等光伏及锂电产业持续扩产。根据《青海省国民经济和社会发展统计公报》，2024 年青海磷酸铁锂产量同比增长 72.6%，钢材、电解铜、光伏组件等重点产品产量同比分别增长 93.1%、47.5%、48.9%，且风光等新能源电价更具价格优势，相关高载能产业产量增加形成了动态增量购电需求。2025 年，青海电力现货市场启动连续结算试运行，相关规则明确了入市交易双方将纳入电量偏差考核机制，这进一步要求相关企业具备专业的负荷功率预测、交易及风控团队。基于现货市场连续结算仍在完善及试运行期，部分负荷较低、电力需求总量稳定但日内易偏差波动的用户转向与售电公司签约。

[43] 2026 年起，中长期交易以集中交易方式为主，新能源发电企业通过电力交易平台在一段时间内完成电力买卖总量匹配来实现电力销售，电力通过电网传输并由电网统一调度实现实时消纳，电力交易平台不显示最终客户信息，故无法穿透统计 2026 年客户情况。

2023—2025年，本项目不涉及单个工商业用户中长期合约电量占比超10%情形，不存在单一工商业大客户履约及续约风险。随着现货连续结算规则持续完善，相关政策将持续收紧电网企业代理购电方式适用范围，从而进一步鼓励工商业用户全面入市；工商业用户基于自身电力需求规模、用电功率稳定性，自主选择向发电企业或售电公司购电，预计未来青海电力市场化参与主体将进一步增加，交易更加活跃。

因此，本项目报告期内无单一工商业用户合约电量占比超10%情形且整体占比较低，单一工商业大客户续约风险较低。

④典型客户及售电协议签署情况

用户A是国家电网有限公司全资子公司，主要承担全省电网规划、建设、调度运行、电力供应等工作，对应的省内电网是全国规模较大、电压等级多、运行工况复杂的超大型枢纽电网，主网覆盖全省，并通过多条特高压交直流通道对外互联，具备强大的清洁能源跨省配置能力。青海省内大力发展绿硅、绿铝产业，依托绿电资源禀赋优势，积极引进合金新材料、化工新材料、碳基新材料、硅基新材料、前沿新材料等相关企业，推动工业绿色转型升级[44]，全省用电负荷总量大、工业用电占主导。用户A统筹省内输配电网络运维，保障全省电力安全可靠供应，2023—2025年与华扬晟源签署售电协议电量占中长期结算电量比例在2.62—3.70%之间，用户需求稳定。

表2-24.报告期内用户A售电协议签署情况

单位：万千瓦时

年份	全年合同电量	合同电量占中长期结算电量比例	合同期限
2023	896.30	2.62%	3笔合同：月度合同2笔，半年度合同1笔
2024	1,174.10	3.70%	2笔合同：月度合同1笔；年度合同1笔
2025	965.98	2.79%	3笔合同：月度合同2笔，年度合同1笔

用户B是青海省大型化工建材企业，主要从事聚氯乙烯、烧碱、电石、水泥等基础化工及建材产品生产销售，产品应用于建筑、化工等领域，属于省内典型工业用户。该企业生产连续性较强，用电负荷规模较大，为青海省电力市场重要的工商业用户。2023—2025年，用户B与华扬晟源签署售电协议电量占中长期结算电量比

[44] 信息来源：关于印发《青海省发挥绿电优势推动产业外向型发展实施方案》的通知（青发改运行〔2025〕569号）。

例在0.01—0.79%之间，2024年起用户B与华扬晟源签订了较为稳定的购电协议。

表2-25.报告期内用户B售电协议签署情况

单位：万千瓦时

年份	全年合同电量	合同电量占中长期结算电量比例	合同期限
2023	1.86	0.01%	月度合同1笔
2024	250.96	0.79%	月度合同21笔
2025	184.11	0.53%	月度合同3笔

3、主要运营策略

未来基金管理人将审慎评估宏观经济、行业周期，跟踪分析青海省及主要电力外送省市的电力需求增长、电力消费结构、现有及拟建电网情况等因素，以判断不动产项目的当前价值与未来前景。

为提升项目管理与运营效率，基金管理人可聘请经验丰富的专业机构作为运营管理机构，并与其签订运营管理服务协议。若运营管理机构因怠于履行运营管理职责且连续三年考核未达标的，基金管理人依法履行相关程序后有权予以更换。基金将通过特殊目的载体等方式代表持有人行使项目权利，参与项目运营，以获取持续稳定的运营收益。

（二）盈利模式、盈利和现金流的稳定性及持续性

本项目盈利模式为通过发电获得电费结算收入和国补收入。根据《购售电合同》以及相关电价政策文件的规定，乌兰风电项目向国网青海公司供电并参与电力市场交易。国网青海公司以向广大电力用户供电所获得的销售电价收入支付给项目公司，项目公司获得市场结算收入。本项目结算电价由市场化交易结算单价（含超缺额）、考核费用构成；电费收入由电费结算收入和国补收入构成。

乌兰风电项目售电业务收入的基本计算公式：

电费收入 = 电费结算收入+国补收入

= 上网电量×市场化交易结算单价（含超缺额）+考核费用+上网电量×国补电价

1、市场化交易结算单价（含超缺额）

（1）市场化交易结算单价（含超缺额）

根据《购售电合同》以及相关电价政策文件的规定，乌兰风电项目向国网青海公司供电并参与电力市场交易。据统计，最近三年及一期，乌兰风电项目上网电量分别为34,591.97万千瓦时、32,167.84万千瓦时、33,889.43万千瓦时和15,171.50万千瓦时；市场化交易结算单价（含超缺额）分别为0.2395元/千瓦时、0.2385元/千瓦时、0.2283元/千瓦时和0.2563元/千瓦时。

表2-26.最近三年及一期上网电量和市场化交易结算单价（含超缺额）

单位：万千瓦时、元/千瓦时

项目	2023年	2024年	2025年	2026年1-6月
上网电量	34,591.97	32,167.84	33,889.43	15,171.50
市场化交易结算单价（不含超缺额）	0.2395	0.2385	0.2378	0.2760
市场化交易结算单价（含超缺额）	0.2395	0.2385	0.2283	0.2563

由于2023—2025年青海省省间中长期结算电价有所下行，以及2025年下半年青海省启动电力现货市场连续结算试运行后，政策切换造成2025年本项目省内现货负收入等原因，本项目2024年、2025年市场化交易结算单价（含超缺额）阶段性小幅下降0.43%和4.26%。2026年1—6月，本项目电力交易业务团队推动更加精细化的电力交易策略，在中长期交易市场通过分时差异化报价，实现本项目省间中长期外送结算电价回升至0.2585元/千瓦时，同比提升27.78%；此外，电力交易业务团队在现货市场通过积极捕捉早晚间时段现货实时电价较高的交易机会，主动调减中长期持仓，使得该时段更多电量得以按较高的现货电价结算，进一步推动市场化交易结算单价（含超缺额）同比2025年1—6月提升14.21%。综合运营管理机构及发起人丰富的同类风电项目全生命周期运维经验及全面的电力市场化交易能力，以及“十五五”期间，青海省省内电网架构将打通、省间外送通道将建设落成、青海省及本项目主要电力外送区域如浙江、山东、重庆、河南等省市用电量需求稳定性较强等因素分析，本项目历史三年市场化交易结算单价（含超缺额）仅为阶段性下降，不构成趋势性特征，未来预期稳中向好。

1）基于超缺额调整费用的产生机制，将其纳入市场化交易结算单价（含超缺额）的计算考量

2025年8月，青海电力交易中心发布关于开展青海电力现货市场第四次结算试运行工作的通知，并印发《青海电力现货市场第四次结算试运行工作方案》《青海电力现货市

场规则汇编（V5.0结算试运行稿）》（以下简称现货市场规则5.0版），明确规定了中长期超缺额获利回收机制。2025年10月，青海省发展和改革委员会、青海省能源局、国家能源局西北监管局联合发布《关于开展青海电力现货市场连续结算试运行工作的通知》（青发改能源〔2025〕695号），并印发《青海电力现货市场连续结算试运行工作方案》《青海电力现货市场规则汇编（V6.0结算试运行稿）》，沿用了现货市场规则5.0版的中长期超缺额获利回收机制。

中长期超缺额获利回收机制系现货市场结算的价格纠偏机制，旨在引导发电企业将中长期合约电量与结算电量的偏差控制在合理区间，对于发电企业获得的超出合理区间的获利，电网将以超缺额调整费用形式予以回收。

根据本项目电费结算单，超缺额调整费用自2025年8月起发生。为更好地体现市场化交易结算单价（含超缺额）的真实情况，将该项费用与市场化交易结算单价（含超缺额）进行合并统计与分析。

2）历史三年市场化交易结算单价（含超缺额）阶段性下降的原因分析

①中长期交易方面：报告期内本项目结算电量中占比最高的省内中长期结算电价保持稳定；受全国新能源装机增长、电力市场竞争加剧影响，2023—2025年青海省省间外送电价有所下行，本项目省间中长期结算电价与全省趋同；2026年1—6月，本项目通过调整省间中长期交易的交易策略，实现了结算电价回升。

表2-27. 本项目2023年至2026年6月中长期结算电量、电价

单位：元/千瓦时、万千瓦时

指标	2023年	2024年	2025年	2026年1—6月
省内中长期结算电量	28,084.06	22,475.25	27,758.87	12,715.71
省内中长期结算电量占比	81.19%	69.87%	81.91%	83.81%
省内中长期结算电价	0.2272	0.2284	0.2304	0.2285
省内中长期结算电费收入	**6,380.11**	**5,133.01**	**6,394.37**	**2,905.25**
省内中长期结算电费收入占比[45]	**78.88%**	**67.99%**	**84.51%**	**75.39%**

[45] 省内中长期结算电费收入占比=省内中长期结算电费收入/（本项目市场化交易结算收入+考核费用），以上为含税口径。

省间中长期结算电量	6,064.61	9,283.13	6,815.49	848.26
省间中长期结算电量占比	17.53%	28.86%	20.11%	5.59%
省间中长期结算电价	0.2937	0.2620	0.2301	0.2585
省间中长期结算电费收入	**1,780.90**	**2,432.12**	**1,568.46**	**219.30**
省间中长期结算电费收入占比[46]	**22.02%**	**32.22%**	**20.73%**	**5.69%**

省内中长期交易电价方面，2023—2025年本项目的省内中长期结算电价分别为0.2272，0.2284，0.2304元/千瓦时，呈现稳定微升趋势。考虑到青海省的电价存在季节性特征，取2023—2026年期间每一年上半年的省内中长期结算电价进行比对，数值分别为0.2268，0.2284，0.2272，0.2285元/千瓦时，同样体现了较高的稳定性。此外，报告期内省内中长期交易的结算电量占全部结算电量的比例保持在69.87%—83.81%之间，收入占比稳定在67.99%—84.51%之间，省内中长期交易较高的电量和收入占比以及平稳的电价趋势，为本项目的电费收入构筑了良好的基本盘。

省间中长期交易方面，2023—2025年及2026年1—6月本项目的省间中长期结算电价分别为0.2937，0.2620，0.2301，0.2585元/千瓦时。受全国新能源装机增长、电力市场竞争加剧影响，2023—2025年青海省及本项目的结算价格呈现下降趋势，其中2025年本项目的省间中长期结算电价0.2301元/千瓦时相比省内中长期结算电价0.2304元/千瓦时，整体而言已不具备相对优势。但随着2025年末青海省电力现货市场结算试运行，中长期合约分时交易的各时段电价同步出现分化，对此电力交易业务团队相应执行了更加精细化的电力交易策略，即主动发现和捕捉高电价时段，提高该时段的售电电量，抬高省间中长期交易的均价。从结果上看，2026年1—6月本项目省间中长期结算电价回升至0.2585元/千瓦时，同比提升27.78%，体现了精细化交易的成果。

②现货交易方面：2025年下半年，青海省启动电力现货市场连续结算试运行，受政策切换影响，本项目2025年省内现货出现负收入；2026年1—6月，本项目通过精细化执行交易策略，实现现货结算收入有效提升并转正。

表2-28. 本项目2023年至2026年6月现货电量、电价

单位：元/千瓦时、万千瓦时

[46] 省间中长期结算电费收入占比=省间中长期结算电费收入/（本项目市场化交易结算收入+考核费用），以上为含税口径。

指标	2023	2024年	2025年	2026年1—6月
省内现货结算电量	-	-	-1,169.86	1,422.20
省内现货结算电量占比	-	-	-3.45%	9.37%
省内现货结算电价	-	-	0.3124	0.5120
省内现货结算电费收入	**-**	**-**	**-365.49**	**728.20**
省内现货结算电费收入占比[47]	**-**	**-**	**-4.83%**	**18.90%**
省间现货结算电量	443.3	409.46	484.92	185.33
省间现货结算电量占比	1.28%	1.27%	1.43%	1.22%
省间现货结算电价	0.2809	0.2599	0.2891	0.1899
省间现货结算电费收入	**124.54**	**106.43**	**140.18**	**35.19**
省间现货结算电费收入占比[48]	**1.54%**	**1.41%**	**1.85%**	**0.91%**

省内现货交易的实质是中长期结算电量与实际上网电量的偏差电量结算。2025年青海省现货交易试运行启动前，电力交易业务团队对于全年中长期合约持仓量方面主要延续以往的经营策略；但在2025年下半年青海省现货连续结算试运行开通后，本项目分时结算的偏差电量出现增加、同时段电价波动也较大，共同导致省内现货电量和省内现货收入出现负值，影响2025年的省内现货结算电价及整体结算电价。省间现货则占总结算电量比例较低，近三年均低于2%，对总价格影响较小。

2026年电力交易业务团队调整并精细化执行了交易策略，实现省内现货结算电价的有效提升。青海省能源供需存在季节性特征，第一季度体现为“早晚间电价高”。电力交易业务团队主动发现和捕捉早晚间实时电价较高的时段，合理调减高电价时段的中长期合约持仓，相应增加高电价时段的现货电量。2026年1—6月省内现货电量为1,422.20万千瓦时，省内现货结算电价为0.5120元/千瓦时，实现了电价和电费收入的双提升。

③通过上述中长期和现货交易的策略调整，2026年1—6月本项目市场化交易结算单价（含超缺额）实现整体回升

表2-29. 本项目2023年至2026年6月结算电量、市场化交易结算单价（含超缺额）

[47] 省内现货结算电费收入占比=省内现货结算电费收入/（本项目市场化交易结算收入+考核费用），以上为含税口径。
[48] 省间现货结算电费收入占比=省间现货结算电费收入/（本项目市场化交易结算收入+考核费用），以上为含税口径。

单位：元/千瓦时、万千瓦时

指标	2023	2024年	2025年	2026年1—6月
结算电量	34,591.97	32,167.84	33,889.43	15,171.50
市场化交易结算单价（含超缺额）	0.2395	0.2385	0.2283	0.2563

经过上述中长期、现货交易策略的调整，本项目2026年1—6月达成市场化交易结算单价（含超缺额）0.2563元/千瓦时，高于2023、2024、2025年的0.2395、0.2385、0.2283元/千瓦时。

③本项目未来市场化交易结算单价（含超缺额）的预判

运营管理机构具备丰富的同类风电项目生产运维经验，通过电力交易业务团队更加精细化的电力交易策略，精准捕捉省间电力交易市场高价时段交易机会，2026年1—6月，在青海省省间外送结算电价略下行背景下，本项目省间外送结算电价逆势提升，并积极把握青海省早晚间时段现货实时高电价交易机会,从而推动市场化交易结算单价(含超缺额）同比提升。

青海省省内、省间电力输送通道建设持续推进方面，“十五五”期间，青海省将显著提升电网网架对清洁能源的消纳和配置能力。

根据本尽调报告“第二章 对不动产项目的尽职调查”之“2.5 不动产资产情况”之“2.5.5 不动产资产的市场和客群情况”之“（一）不动产资产所处的行业、区位情况以及宏观经济情况等对不动产资产现金流稳定性的影响”之“4、区域电力消纳格局、区域电力消费结构、新能源利用率、用电需求及电力缺口情况”对青海省及本项目主要电力外送区域浙江、山东、重庆、河南等省市用电量需求的预测，上述省市“十五五”期间用电量需求将保持稳健增长。

综合上述运营管理机构精细化运营能力、青海省电网网架内外部打通、青海省及本项目主要电力外送区域用电量需求稳健增长等因素，本项目历史三年市场化交易结算单价（含超缺额）不构成趋势性下降特征。

综上所述，在全国新能源装机容量快速提升背景下，青海省2024年、2025年省间外送结算电价相应承压；同时2025年下半年青海省现货市场运行后，省内尚处于政策过渡期，导致本项目2024年、2025年市场化交易结算单价（含超缺额）阶段性小幅下降0.43%和4.26%；以上现象不代表项目自身运营情况出现不利变化。2026年1—6月，在青海省整体省间外送结算电价小幅下降背景下，本项目的电力交易业务团队通过优化执

行精细化的电力交易策略，增加了高电价时段售电电量，实现了省间外送结算电价同比提升；此外电力交易业务团队还积极捕捉和利用青海省早晚间时段现货实时电价较高机会，增加相应时段的现货交易量，推动了市场化交易结算单价（含超缺额）同比2025年1—6月提升14.21%。因此本项目历史三年市场化交易结算单价（含超缺额）仅为阶段性下降，且2026年1—6月已有所回升，不构成趋势性特征。“十五五”期间青海省内、省间电力输送通道及区域电网加强工程将持续推进建设，青海省及本项目的主要电力外送区域如浙江、山东、重庆、河南等省市的预期用电需求也将稳健增长，未来预期稳中向好。

（2）售电结构情况

乌兰风电项目上网电量全部进入电力市场交易，售电结构由中长期交易和现货交易电量组成。

表2-30.最近三年及一期售电量结构情况

单位：万千瓦时

售电类型		2023年		2024年		2025年		2026年1-6月	
		结算电量[49]	结算电量占比	结算电量	结算电量占比	结算电量	结算电量占比	结算电量	结算电量占比
市场化交易	中长期交易	34,148.67	98.72%	31,758.37	98.73%	34,574.36	102.02%	13,563.96	89.40%
	现货交易	443.30	1.28%	409.46	1.27%	-684.93	-2.02%	1,607.53	10.60%
合计电量		**34,591.97**	**100.00%**	**32,167.84**	**100.00%**	**33,889.43**	**100.00%**	**15,171.50**	**100.00%**

①2025年现货结算电量为负原因分析

（a）2025年现货电量波动的原因

青海省作为国家清洁能源示范省，其电力市场保持以“中长期交易为主体、现货交易为补充”的稳定格局，并从2025年11月起开始现货交易试运行，旨在保障新能源基本消纳的同时，逐步引入现货价格信号引导优化供需端发用电行为。

乌兰风电项目市场化交易结算电量中，最近三年及一期，中长期交易电量占比分别为98.72%、98.73%、102.02%和89.40%; 现货交易电量占比分别为1.28%、1.27%、-2.02%和10.60%。其中，2025年现货交易电量占比为负，主要因实际发电量与中长期合同约

[49] 即上网电量。

定电量产生负向偏差，当实际发电量小于合同电量时，需在现货市场购入电量以履行合同，从而在结算中体现为负值，此为电力市场化交易中的正常偏差处理机制。为提升项目整体收益，在2025年中长期合约申报时，本项目参考历史出力数据，延续历史经营策略。2025年11月，青海电力现货市场开始连续结算试运行，结算频率由月度结算提升至日内每15分钟结算，中长期偏差考核从月度总量偏差考核深化为日内分时段偏差考核，面对结算频率的大幅提高，项目电力交易业务团队延续历史经营策略，中长期合约持仓量相对稳定，年度偏差电量有所提升。

同时，由于电网的改造与调度安排，2025年限电水平整体提升，使得当年度结算电量少于中长期合约电量，偏差部分需从现货市场购入，因此2025年现货电量存在波动。从结算结果看，该部分电量占总结算电量的比例以及对应收入占总结算收入的比例绝对值均低于3%，影响相对有限。

（b）现货电量为负可能带来正向现货收入

现货电量为负，依然可能带来正向现货收入。例如，本项目在个别月份欠发时购入的现货实时电价较低，使得当月现货收入为正，具体情况如下：

表2-31. 欠发且实现正向现货收入月份情况

单位：万千瓦时、元/千瓦时、万元

项目	某月份
现货结算电量	-261.19
现货结算电价	-0.0519
现货结算收入	13.57
中长期结算电量	3,373.71
中长期结算电价	0.2638
中长期结算收入	889.88

如上表所示，在本项目经营期某月份，中长期结算电价较高，此时多签中长期合约更有利于提高整体收益，该策略使得现货结算电量为负。同时，由于当月分时段现货交易结算时，超发时段高价卖出（现货结算电量为正且现货结算电价较高）、欠发时段低价买入（现货结算电量为负且现货结算电价较低），最终实现正向的现货收入，此时现货结算收入（为正）÷现货结算电量（为负）=现货结算电价（为负）。因此，现货结算电量为负或现货结算电价为负系市场化交易结果，并非负面因素。

（c）已上市同类 REIT 项目现货电量为负的情况

据统计，已上市同类 REITs 项目同样对电量为负相关原理进行了阐述及披露，同时说明此情形符合电力行业交易惯例，系当年一系列电力买卖交易加权统计后的结果，属正常现象。各项目对相关情形的解释如下：

表 2-32. 已上市同类REITs项目对现货交易机制负电量情形相关解释

项目	对现货交易机制负电量情形相关解释
华泰三峡新能源 REIT	庄河III海上风电项目省内现货电量为正或为负，均是电力交易机制下的正常现象。其本质是针对新能源发电受自然条件影响导致的出力波动，通过现货市场“超发出售、欠发购入”的偏差消纳规则进行市场化调节，既符合辽宁省电力现货市场对合约刚性履约的要求，也契合新能源发电行业通过市场化手段平衡出力波动、保障电力供应的通用逻辑，并非项目运营能力或盈利稳定性的异常体现。
中信建投明阳智能新能源 REIT	黄骅旧城风电场开展省内现货交易，主要用于解决中长期交易合同偏差电量，即所发电量小于合同电量时，通过省内现货交易从其他发电企业购入电力满足合同履约、避免少发考核。所发电量大于合同电量时，通过省内现货交易将多余电量出售给电力用户用以获取售电收入、避免超发考核。2023 年黄骅旧城风电场参与省内现货交易以购入电力为主，故结算电量为负数。

2025 年 11 月以来，青海现货市场连续结算试运行开始实施[50]，电力交易业务团队基于试运行准备期与连续结算试运行期的操盘经验，结合电力量价的季节波动特征，对 2026 年电力市场进行了分析预判，并在 2026 年上半年实施主动管理、积极交易。通过一系列的动态交易，项目的现货电量比重有所提升，一方面，电力交易业务团队在中长期合约的加减仓过程中实现收益增厚；另一方面，项目积极捕捉现货市场高电价的交易机会，增厚项目收益。随着电力交易业务团队对新考核规则持续理解、持仓策略深度迭代，预计后续合约申报、出力预测、仓位管理及交易工作将实现进一步提质增效，力争通过中长期与现货交易的组合配置实现全年收益更优。

在后续的运营管理工作中，为缓释现货市场连续结算试运行后新的交易机制带来的电价波动风险，运营管理机构从提高发电量预测准确性、优化中长期及现货电量配比、动态调整中长期合约申报、实时监测现货结算电价等四大维度持续优化电力交易策略、健全电力交易风控体系。一是依托申能风光储信息系统，持续优化发电预测模型，提高短期、超短期发电量预测准确性；二是结合青海省内电力供需周期性特征，优化中长期持仓管理，确定中长期与现货电量的最优配比；三是结合申能电力营销管理系统优化电

[50] 青海省发改委《关于开展青海电力现货市场连续结算试运行工作的通知》。

力交易申报策略，合理安排年度、月度及月内中长期合约申报电量，并通过日滚动撮合开展动态调整，平衡收益与偏差电量风险；四是构建现货结算价格预警机制，实时监测市场指标，提前应对极端价格与系统性风险。

②2026年1-6月现货交易占比提升原因分析，以及与结算电价上升的传导关系

2026年1—6月，在电力现货市场连续结算试运行的规则下，项目电力交易业务团队结合青海省能源供需特征，通过分析研判，积极捕捉现货市场高价时段的交易机会，主动调整通过现货市场结算的电量（即调整中长期合约持仓量），当年度现货电量占总结算电量的比例回升至10.60%，由于交易策略使得现货结算电价提升，现货结算收入占总结算收入的比例提升至19.81%，现货交易部分的收入贡献度提升。具体如下所示：

表2-33.本项目现货电费结算收入占总结算收入比重情况

单位：万千瓦时、万元

项目	2023年	2024年	2025年	2026年1—6月
现货结算电量	443.3	409.46	-684.93	1,607.53
现货结算电量占比	1.28%	1.27%	-2.02%	10.60%
现货结算电费收入	**124.54**	**106.43**	**-225.31**	**763.39**
现货结算电费收入占比	**1.54%**	**1.41%**	**-2.98%**	**19.81%**

根据青海省能源局统计，2025年青海全省发电量中，水电占比39%、光伏占比33%、风电占比16%、火电占比12%，清洁能源（包括水电、光伏、风电）发电量占比超过87%[51]。因此，受来水、光照等自然资源因素的影响，青海省能源供需呈现明显的“夏丰冬枯”、“日盈夜亏”的特征；在此特征下，第一季度青海省电力现货实时价格表现为“午间价格低、早晚间价格高[52]”，第二季度则转为“午间价格低、早晚间价格略低”，不同时间段现货市场的实时电价出现分化，早晚间出现高价交易机会。

2026年1-6月现货交易占比提升原因、与结算电价上升的传导关系具体分析如下：

（a）电力交易业务团队结合青海省电力供需周期性特征及现货市场运行规则，主动优化交易策略，以追求更高结算电费收益使得2026年1-6月现货交易占比明显提升，与运营管理机构管理的同区域可比项目交易策略相近

a）电力市场化改革背景

电力市场化改革方面，青海省电力市场化改革遵循国家“管住中间、放开两头”的电

[51] 数据来源：青海省能源局。
[52] 晚间光伏出力较低，且一季度午间、晚间水电出力均较低。

力体制改革总体思路，改革逻辑可概括为从“政府定价+保障性收购”向“市场定价+机制托底”转变。

改革前，风电、光伏等新能源项目实行标杆上网电价制度，标杆电价由政府核定。新能源标杆上网电价中，高于常规能源发电加权平均上网电价的部分由可再生能源电价附加补贴弥补。新能源项目执行全额保障性收购政策，最低保障收购小时数以内的电量由电网企业按标杆电价全额收购，超出部分参与市场化交易。该模式下保障性收购部分的电价长期固定，项目收益可预期性强，但新能源电力的价格信号存在缺失、消纳责任依赖行政分配。

2025年2月，国家发展改革委、能源局印发《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号），明确新能源上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。为对冲市场电价波动风险、稳定项目合理收益，同步建立市场外新能源可持续发展价格结算机制。

为落实国家改革部署，青海省印发《青海省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》（青发改价格规〔2025〕645号），以2025年6月1日全容量投产为界线，对存量、增量新能源项目进行分类施策。

存量项目指2025年6月1日前全容量投产的项目，其机制电价、保障规则衔接改革前既有价格政策，机制电量规模对标原有保障性收购电量核定，可逐年下调机制电量占比但不得上调，实现存量资产收益平稳过渡。

增量项目指2025年6月1日（含）之后全容量投产的项目，实行自愿参与省级年度竞价模式，受全省年度机制电量总规模、单项目申报电量上限双重约束，竞价中标后方可取得核定的年度机制电量额度，对应批次机制电价于竞价出清时锁定，收益保障执行期限为12年。全省机制电量总规模由主管部门结合非水可再生能源消纳责任权重、用户承受能力动态确定，仅中标核定范围内的机制电量享受差价结算，其余上网电量完全执行市场化定价。

本项目全电量参与市场化交易，报告期内上述电力市场化改革政策并未影响乌兰风电经营模式及售电结构。

b）现货市场运行规则下，现货电量实质为实际上网电量与中长期合约电量之间的偏差电量

现货市场运行规则方面，为夯实上述电价改革落地的市场运行基础，2025年10月，青海省发展和改革委员会、青海省能源局、国家能源局西北监管局联合发布《关于开展

青海电力现货市场连续结算试运行工作的通知》（青发改能源〔2025〕695号）及配套工作方案，自2025年11月1日起，将省内电力现货由过往分批次间断式测试，切换为全年不间断连续结算试运行，正式确立“中长期合约作为结算依据管理市场风险、现货市场全电量集中竞价”的交易模式，调度执行以现货出清结果为准，符合准入条件的新能源场站（直流配套电源除外）原则上全部参与现货市场，按照96个分时节点电价开展日清分结算。

在这一现货市场偏差结算规则下，现货电量实质为实际上网电量与中长期合约电量之间的偏差电量，而非全部实际上网电量。实际上网电量中的中长期合约电量部分按照中长期结算电价结算，超出或不足中长期合约电量的部分才进入现货市场按照现货结算电价结算。

c）交易策略方面，电力交易业务团队结合青海省电力供需周期性规律及新的交易机制优化交易策略，从而传导影响市场化交易结算单价（含超缺额）

为缓释现货市场连续结算试运行后新的交易机制带来的电价波动风险，电力交易业务团队结合青海省第一、四季度“午间电价低、早晚间电价高”、第二、三季度“午间电价低、早晚间电价略低”的电力供需周期性规律，从提升发电量预测准确性、优化中长期及现货电量分时配比、动态调整中长期合约申报、实时监测现货结算电价等四大维度持续优化电力交易策略、健全电力交易风控体系。

电力交易业务团队通过实施上述优化后的交易策略，在2026年上半年实现市场化交易结算单价（含超缺额）同比提升。

d）可比项目方面，本项目与运营管理机构管理的青海省其他陆上风电项目同期交易策略相近

本项目与运营管理机构管理的位于青海省的其他陆上风电项目在2026年上半年采取了相近的交易策略。从数据上看，本项目2026年1—6月售电结构中现货交易占比为10.60%，其他陆上风电项目占比为5.29—17.67%。详见下表:

表2-34.运营管理机构管理的部分青海省陆上风电项目2026年1—6月售电结构

项目名称		本项目	可比项目A	可比项目B	可比项目C
所在区域		青海省海西州	青海省海西州	青海省格尔木市	青海省格尔木市
装机容量（万千瓦）		20	10	5	5
2026年	中长期交易	89.40%	82.33%	88.75%	94.71%

上半年	现货交易	10.60%	17.67%	11.25%	5.29%

（b）运营管理机构根据电力供需周期性规律和新的交易机制优化交易策略，进而影响市场化交易结算单价（含超缺额）

a）电价传导关系

市场化交易结算单价（含超缺额）

=考核前市场化交易结算收入（含税）÷市场化交易结算电量

=（中长期合约电费收入+现货电费收入）÷（中长期合约电量+现货电量）

根据现货电量结算原理，基于偏差电量结算机制，当现货结算电价高于中长期结算电价时，通过适度调减中长期合约电量，可扩大超发偏差电量，使更多电量以更高的现货结算电价结算，从而提升市场化交易结算单价（含超缺额）；反之，当现货结算电价低于中长期结算电价时，适度调增中长期合约电量，可压缩超发偏差、锁定更高的中长期结算电价，从而稳定市场化交易结算单价（含超缺额），保障项目收益。

b）本项目结合电力供需周期性规律及新的交易机制优化电价交易策略，进而影响市场化交易结算单价（含超缺额）

根据青海省内电力供需运行特征，省内新能源项目第一、四季度现货实时电价一般呈现“午间电价低、早晚间电价高”的规律。电力交易业务团队根据不同时间段现货实时电价信号主动优化交易策略，比如在2026年上半年早晚用电高峰、现货实时电价有所提升的时段增加现货交易量，从而提升本项目市场化交易结算单价（含超缺额）。

2026年，电力交易业务团队已逐渐适应新的现货市场机制并主动优化市场化电价交易策略，包括提升发电量预测准确性、优化中长期及现货电量配比、动态调整中长期合约申报、实时监测现货结算电价等具体措施。在上述交易策略指导下，本项目市场化交易能力在2026年上半年得到初步验证，2026年上半年本项目市场化交易结算单价（含超缺额）0.2563元/千瓦时，同比2025年上半年提升14.21%。

综上所述，2026年1-6月现货交易占比提升系电力交易业务团队结合青海省电力供需周期性特征及现货市场运行规则，主动优化交易策略，以追求更高结算电费收益导致，与运营管理机构管理的同区域可比项目交易策略相近；本项目在新的市场化交易策略指导下，2026年1-6月市场化交易结算单价（含超缺额）有所提升。

2、国补电价

根据国网青海公司于2020年5月6日出具《国网青海省电力公司关于2018年10月1日以后并网可再生能源发电项目上网电价情况的报告》，载明其根据《青海省发展和改革委员会关于转发国家发展改革委关于2018年光伏发电项目价格政策的通知》（青发改价格〔2018〕70号）要求，确认乌兰风电项目应执行上网电价为0.6元/千瓦时。根据乌兰风电项目建设时适用的《关于青海省可再生能源发电上网电价补贴基准问题的复函》（发改价格〔2015〕1005号）和《青海省发展和改革委员会转发国家发展改革委关于降低燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格的通知》（青发改价格〔2016〕7号），青海省可再生能源发电上网电价补贴基准价为0.2277元/千瓦时，故乌兰风电项目适用的补贴基准价为0.2277元/千瓦时。可再生能源补贴标准为上网电价与青海省新能源补贴基准价的差额，故乌兰风电项目适用的国补电价为0.3723元/千瓦时。

根据《国家发展改革委关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格〔2015〕3044号）及其附件，青海省海西州属于IV类资源区，根据《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426号），乌兰风电项目全生命周期合理利用小时数为36,000小时，在自并网之日起未满20年，且未超过项目全生命周期合理利用小时数时，按可再生能源发电项目当年实际发电量获取补贴。截至2026年6月末，乌兰风电项目累计已补贴小时数约11,229.97小时，剩余补贴小时数约24,770.03小时，预计本项目剩余生命周期内所发电量均可享受国补电价。

表2-35.最近三年及一期上网电量和国补电价

项目	2023年	2024年	2025年	2026年1-6月
上网电量（万千瓦时）	34,591.97	32,167.84	33,889.43	15,171.50
国补电价（含税）（元/千瓦时）	0.3723	0.3723	0.3723	0.3723

3、考核费用

根据《西北区域发电厂并网运行管理实施细则》及《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》，青海省考核费用主要包括辅助服务费用、两个细则费用等，其中辅助服务费用方面，根据《国家能源局西北监管局关于明确电力辅助服务市场价格机制等相关事项的通知》（西北监能市场〔2025〕48号），在现货市场连续运行后，调峰辅助服务市场已不再单独运行。

表 2-36. 最近三年及一期考核费用

项目	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
考核费用（万元）	-196.93	-121.93	-171.20	-34.28

4、不动产资产现金流回收流程及管理系统

（1）现金流回收流程

华扬晟源电费结算并回收现金流的全流程为：华扬晟源进行电量计算与电费暂估-电网公司出具电费结算单-华扬晟源根据电费结算单开具增值税专用发票-电网公司根据增值税专用发票支付电费至华扬晟源公司账户。

基金成立后，对华扬晟源设立独立的监管账户，由基金管理人和华扬晟源的监管银行共同实施管控，对华扬晟源公司收入、支出进行监管。具体来说，不动产项目的全部收入均归集至华扬晟源监管账户（即运营收支账户），经基金管理人和监管银行审批后，监管账户才可对外划付资金。以上机制可以有效防范不动产项目现金流被挪用。

（2）现金流管理系统

华扬晟源使用用友 NC 财务管理系统（以下简称“NC 系统”），NC 系统提供财务管理、采购管理、销售管理等模块功能。其中，财务管理模块可实现总账、固定资产管理、年度结账等功能。NC 系统通过自动化流程、数据分析和实时监控，帮助华扬晟源在复杂的市场化环境下优化电费收入管理、提升运营效率。

5、盈利和现金流稳定性及持续性

不动产项目收入来源主要为售电收入，售电收入主要包含电费结算收入和国补收入两部分。根据项目公司签署的相关购售电合同，不动产项目电费结算收入由当地电网公司结算，国补收入由可再生能源发展基金承担，售电收入由当地电网公司支付至项目公司的账户，华扬晟源的电费结算对手方为国网青海公司。电力交易机构出具相关电费结算单，详细列明了结算单元的结算科目、结算电量、结算电价、省内辅助服务电费、两个细则费用、偏差考核费用等科目作为结算依据。

上述电费收入穿透后为使用者付费，项目收益持续稳定，直接或穿透后来源于多个现金流提供方，现金流来源合理分散，且主要由市场化运营产生，不依赖第三方补贴等非经常性收入。不动产项目的盈利和现金流具有稳定性及持续性。

（三）项目公司正在履行或拟履行的重大合同

经项目组查阅项目公司正在履行的重大合同（重大合同系指合同金额100万元以上的合同）情况，项目公司已签署的重大合同均正常履行，具体如下:

1、青海区域新能源场站2026-2027年运维外委服务合同

项目公司与萨纳斯智维(青岛)电力有限公司于2026年1月就乌兰风电项目的2026年度运维外委服务签订合同，合同总价（乌兰风电项目部分）为153.81万元（含税），委托服务期限为2026年1月1日至2027年12月31日(24个月),合同服务期限为2026年1月1日至2026年12月31日。合同到期前，双方就第二年委托服务事宜另行协商签订书面合同。

2、青海、新疆地区风电场2026-2027年风机检修外委服务合同

项目公司与北京金风慧能技术有限公司于2026年1月就乌兰风电项目的2026年度风机检修外委服务签订合同，合同总价（乌兰风电项目部分）为400.06万元（含税），委托服务期限为2026年1月1日至2027年12月31日(24个月),合同服务期限为2026年1月1日至2026年12月31日。合同到期前，双方就第二年委托服务事宜另行协商签订书面合同。

3、公司客户委托贷款合同

项目公司与关联方申能股份于2025年2月签署委托贷款合同，贷款金额10亿元，贷款期限自2025年2月13日至2028年2月11日止。经委托人（申能股份）书面同意，借款人（项目公司）可以提前归还部分或全部贷款。委托人申能股份已就项目公司的提前还款事项完成内部流程，同意借款人取得专项计划发放的资金后提前偿还贷款。

本基金成立后，募集资金扣除必要预留费用后，全部投资于专项计划资产支持证券，专项计划将以募集资金向项目公司发放股东借款并进行增资（如有），用于项目公司偿还应付原关联方借款。

4、本基金成立后，项目公司拟履行的重大合同包括与计划管理人（代表专项计划）签署的《股东借款协议》及与运营管理机构签署的《运营管理服务协议》。

2.2.3 尽职调查程序

1、项目组以书面审查、互联网检索及书面确认等方式就项目公司的行业情况及竞争状况进行了调查，包括：项目组收集了行业主管部门制定的发展规划、行业管理方面的法律法规及规范性文件，了解行业监管体制和政策趋势；收集了相关研究报告、统计公报、上市公司年报等资料，对项目公司行业情况及竞争状况进行了调查，分析了项目公

司所处行业的特点、行业的竞争状况、行业的发展趋势等情况，调查行业主要商业模式、销售模式、盈利模式。

2、项目组以书面审查、实地核查及书面确认等方式就项目公司的经营模式进行了调查，包括：项目组查验了项目公司的《营业执照》《公司章程》、收费年限及收费标准的相关批复文件；审阅了审计机构出具的财务报表审计报告，对项目公司盈利和现金流的稳定性及持续性进行了分析；收集了资金结算协议并实地查看了管理系统，了解不动产资产现金流的回收流程以及管理系统等；获取已签署正在履行期内及拟签署的相关重要合同，包括但不限于运维外委服务合同、风机检修外委服务合同、公司客户委托贷款合同等。

2.3 同业竞争与关联交易

2.3.1 同业竞争

（一）原始权益人、运营管理机构的实际业务范围、业务开展情况、向其他机构提供不动产项目运营管理服务的情况

1、原始权益人：申能新能源（青海）有限公司

原始权益人实际业务范围、业务开展情况请见本尽职调查报告第3.1.1节及第3.1.5节。

截至2026年6月30日，青海新能源控股的主要新能源项目包括风力发电项目及光伏发电项目，主要位于青海省、贵州省、陕西省等，合计装机容量超过137万千瓦。其中共有6个新能源发电企业位于青海省，均为风力发电项目。具体情况如下表所示：

表2-37.青海新能源控股的主要新能源发电企业

编号	发电企业	类型	地区（省）	装机容量（万千瓦）
1	乌兰县华扬晟源新能源有限公司	陆风	青海	20.00
2	乌兰县润晟新能源有限公司	陆风	青海	10.00
3	榆林协合新能源有限公司	陆风	陕西	10.00
4	榆林协鑫智慧风力发电有限公司	陆风	陕西	7.00
5	海南州鑫源新能源有限公司	陆风	青海	5.00
6	格尔木东恒新能源有限公司	陆风	青海	5.00
7	格尔木清脉新能源科技有限公司	陆风	青海	5.00

8	漯河恒洁新能源有限公司	陆风	河南	5.00
9	格尔木瑞鑫达新能源有限公司	陆风	青海	5.00
10	关岭卓阳新能源科技有限公司	光伏	贵州	20.00
11	独山卓申新能源有限公司	光伏	贵州	20.00
12	关岭申阳能源科技有限公司	光伏	贵州	15.00
13	宁夏宁东申创新能源有限公司	光伏	宁夏	5.00
14	哈密华光发电有限责任公司	光伏	新疆	5.00

2、运营管理机构：上海申能新能源投资有限公司

运营管理机构的实际业务范围、业务开展情况请见本尽调报告第 3.2 节。

除为本不动产项目提供运营管理服务外，上海新能源还管理和运营了其他同类型新能源项目。截至 2026 年 6 月末，上海新能源及其关联方运营管理的新能源项目装机容量超过 499.66 万千瓦，其中陆上风电项目装机容量超过 183.48 万千瓦，分布于青海、内蒙古、上海等省（区、市），主要新能源发电企业的具体情况如下表所示：

表 2-38. 上海新能源统筹管理和运营的主要新能源发电企业

编号	发电企业	类型	地区（省）	装机容量（万千瓦）
1	乌兰县华扬晟源新能源有限公司	陆风	青海	20
2	天门申赫能源科技有限公司	陆风	湖北	20
3	呼和浩特市国龙新能源有限公司	陆风	内蒙古	15
4	岢岚县风脉新能能源有限公司	陆风	山西	10
5	榆林协合新能源有限公司	陆风	陕西	10
6	乌兰县润晟新能源有限公司	陆风	青海	10
7	宁明县中汇新能源有限公司	陆风	广西	10
8	贵州罗甸申电风力发电有限公司	陆风	贵州	10
9	全南县三润新能源有限公司	陆风	江西	10
10	南召聚合风力发电有限公司	陆风	河南	9.78
11	申能新能源达茂风力发电有限公司	陆风	内蒙古	9.75

12	榆林协鑫智慧风力发电有限公司	陆风	陕西	7
13	上海华港风力发电有限公司	陆风	上海	6.75
14	淮阳县联浩风电开发有限公司	陆风	河南	5.2
15	格尔木瑞鑫达新能源有限公司	陆风	青海	5
16	漯河恒洁新能源有限公司	陆风	河南	5
17	格尔木清脉新能源科技有限公司	陆风	青海	5
18	格尔木东恒新能源有限公司	陆风	青海	5
19	濉溪县鑫风新能源有限公司	陆风	安徽	5
20	海南州鑫源新能源有限公司	陆风	青海	5
21	海南申能新能源有限公司	海风	海南	60.3
22	上海临港海上风力发电有限公司	海风	上海	21.28
23	如东协鑫海上风力发电有限公司	海风	江苏	20
24	如东智鑫海上风电有限公司	海风	江苏	15
25	独山卓申新能源有限公司	光伏	贵州	20
26	关岭卓阳新能源科技有限公司	光伏	贵州	20
27	宜城市申宜新能源有限公司	光伏	湖北	16.976
28	关岭申阳能源科技有限公司	光伏	贵州	15
29	岢岚京润新能源有限公司	光伏	山西	12
30	岢岚京能新能源有限公司	光伏	山西	10
31	含山县林阳新能源科技有限公司	光伏	安徽	10
32	宣城市永洋新能源科技有限公司	光伏	安徽	10
33	榆林协能鑫科光伏电力有限公司	光伏	陕西	10
34	枣庄峄之光新能源有限公司	光伏	山东	10
35	沙洋楚伏新能源有限公司	光伏	湖北	10
36	灌云永贯新能源科技有限公司	光伏	江苏	9.8
37	大荔煜龙新能源有限公司	光伏	陕西	8.82

38	枞阳县晨华新能源发电有限公司	光伏	安徽	8
39	岚县申河新能源有限公司	光伏	山西	8
40	宣城市永耀新能源科技有限公司	光伏	安徽	6
41	哈密华光发电有限责任公司	光伏	新疆	5
42	天门申赫能源科技有限公司	光伏	湖北	5
43	宁夏宁东申创新能源有限公司	光伏	宁夏	5

（二）原始权益人控股或运营管理机构管理的其他不动产项目与本不动产项目的可替代性

原始权益人在青海省范围内控股的新能源发电企业共有6个，与运营管理机构在青海省范围内运营管理的新能源发电企业相同，均为风力发电企业。具体情况如下表所示:

表2-39.青海省范围内原始权益人控股或运营管理机构管理的同类型新能源发电企业

编号	发电企业	类型	装机容量（万千瓦）	2025年上网电量（万千瓦时）
1	乌兰县华扬晟源新能源有限公司	陆风	20.00	33,889
2	乌兰县润晟新能源有限公司	陆风	10.00	19,195
3	海南州鑫源新能源有限公司	陆风	5.00	7,495
4	格尔木东恒新能源有限公司	陆风	5.00	8,546
5	格尔木清脉新能源科技有限公司	陆风	5.00	8,650
6	格尔木瑞鑫达新能源有限公司	陆风	5.00	9,502

以上6个新能源发电企业总装机容量50万千瓦。其中华扬晟源装机容量20万千瓦，占比约40%。2025年，项目公司上网电量33,889.43万千瓦时，占以上青海省内全部发电企业上网电量的比例约39%。在原始权益人、运营管理机构运营管理或者自持的陆上风电项目中，乌兰风电项目的装机容量、营业收入、上网电量、净利润等指标排名前列，并在区域资源与业务布局、运营收益稳定性、合规条件等多方面具备优势，是申能体系内兼具收益稳定性及规模效应的优质新能源发电资产，具有不可替代性，具体分析如下:

1.乌兰风电项目的资产规模、营业收入、净利润等各项指标在原始权益人及其实际控制人体系内排名前列

截至2026年6月30日，申能股份控股的风电项目装机容量为343.56万千瓦、光伏发电项目装机容量为442.92万千瓦、分布式供电项目装机容量为88.79万千瓦、独立储

能项目装机容量为9.25万千瓦（包括但不限于表2-38所列示的主要项目）。

乌兰风电项目已全容量并网稳定运营超6年，2025年完成上网电量约33,889万千瓦时，实现营业收入约18,332.12万元，净利润约5,381.75万元。以2025年度数据对比，乌兰风电项目在申能股份主要控股的各类新能源项目中装机容量、上网电量、营业收入、净利润等指标均处于前15%；在申能股份主要控股的陆上风电项目中装机容量、营业收入指标排名第一，上网电量、净利润指标排名第二。

2.综合考虑区域资源、运营收益、合规性等因素后，选定乌兰风电项目作为不动产基金底层资产

选取乌兰风电项目作为不动产基金底层资产，是管理人与申能股份综合区域资源与业务布局、运营收益稳定性、合规条件等多方面因素后的战略决策，具体分析如下：

（1）地域风力资源丰富，风电发展具有先天基础

乌兰风电项目所在的青海省是国家重要的清洁能源产业高地和战略资源接续地。近年来，青海省立足自身资源禀赋和生态优势，将清洁能源产业作为产业“四地”建设中的核心板块之一，清洁能源装机规模不断扩大。2025年全省清洁能源发电量1,073亿千瓦时，占总发电量的比重超过87%，并已建成海南州、海西州两个千万千瓦级清洁能源基地，以大型风电光伏基地为牵引，带动清洁能源产业规模化、集约化、融合化发展。

对于申能股份而言，青海省是公司新能源发电项目的重点布局区域之一，本次选取乌兰风电项目作为不动产基金资产，是申能股份深度参与西部大开发、助力青海省清洁能源建设、构建申能集团绿色产融协同生态圈的重要举措。

（2）运营情况成熟，收益稳定性良好

自2019年12月投入运营以来，乌兰风电项目已持续运营超过六年，最近三年盈利能力良好、营业收入波动幅度较小、净利润及经营性现金流持续为正。2023—2025年，乌兰风电项目每年上网电量稳定在约32,167.84—34,591.97万千瓦时之间，营业收入稳定在17,359.58—18,635.24万元之间，EBITDA稳定在15,944.15—17,063.87万元之间，整体运营情况较为平稳。

（3）关键合规手续齐全，不涉及资产重组环节，现金流可预测性较强

除区域分布、盈利能力外，本次资产筛选同时考虑以下要点：

1）经核查，乌兰风电项目关键合规手续齐备，各项权属文件完整，符合《审核关注事项》要求；

2）乌兰风电项目由原始权益人全资持有，股权结构清晰，且项目公司不持有其他资

产，不涉及资产重组环节，发行不动产基金的程序较为便捷;

3）乌兰风电项目合法合规享受可再生能源电价附加补贴（以下简称国补），收益来源清晰稳定，现金流可预测性较强。

（三）上述参与机构相关业务与本不动产项目的同业竞争情况

风电项目的运营收入主要受到两方面因素影响：风资源、售电收入。

风资源属于非竞争性的自然资源，乌兰风电项目及原始权益人控股或运营管理机构管理的其他同类型新能源项目所处的青海地区风能资源丰富而且稳定，不存在对风资源的独占，因此在该方面不产生竞争关系或利益冲突。

售电收入主要受到结算电量和售电单价的影响。在市场化交易过程中，不同发电企业可以向同一地区的购电客户进行电力销售，故原始权益人、运营管理机构在青海省持有或运营的其他项目与乌兰风电项目存在竞争相同客户的可能性，存在竞争关系。

在实际运行过程中，风电项目均纳入电力调度机构的统一组织与协调，发电计划、考核与电量结算均基于明确、透明的标准。乌兰风电项目市场化交易结算单价（含超缺额）2023-2026年上半年分别为0.2395元/千瓦时、0.2385元/千瓦时、0.2283元/千瓦时和0.2563元/千瓦时，整体保持相对稳定。

综上，乌兰风电项目与原始权益人控股或运营管理机构管理的其他同类型新能源项目在市场化交易过程中存在潜在的竞争关系，但回顾历史运营数据，乌兰风电项目面临的现有竞争格局整体可控。

尽管如此，为保证不动产基金份额持有人的合法权益，青海新能源作为原始权益人、上海新能源作为运营管理机构，就降低在本次发行完成后与不动产基金的利益冲突事宜出具了相关的承诺函。同时，在上海新能源作为运营管理机构期间，将设立专项的运营管理团队为不动产项目提供管理服务，确保不动产项目的账务与其他风电项目相互独立、确保不动产项目在业务方面独立运营、确保隔离不同风电项目之间的商业或其他敏感信息，以降低不动产项目在运营管理方面的同业竞争和利益冲突风险。

1、原始权益人

针对可能存在的同业竞争、利益冲突情况，原始权益人已出具《关于避免同业竞争的承诺函》，并承诺:

（1）截至承诺函出具之日，除不动产项目外，原始权益人自身和/或其实际控制的关联方在青海省还直接或间接持有其他风电项目（简称“竞争性项目”）。在市场化交易过程中，不同发电企业可以向同一地区的购电客户进行电力销售，故竞争性项目与不动

产项目存在竞争相同客户的可能性。未来受电力市场化改革影响，不排除同业竞争情况加剧，或出现新的同业竞争领域。

（2）在基金的存续期间内，原始权益人将根据其自身和/或其实际控制的关联方针对风电项目同类资产的既有管理规范和标准，严格按照诚实信用、勤勉尽责、公平公正的原则，以不低于其自身和/或实际控制的关联方管理的其他同类资产的运营管理水平督促、要求相关方按照该等标准为不动产项目提供运营管理服务，采取充分、适当的措施避免可能出现的利益冲突，充分保护基金份额持有人的利益。

（3）在基金的存续期间内，如原始权益人自身和/或其实际控制的关联方持有或运营竞争性项目的，原始权益人将督促持有或运营竞争性项目的关联方采取充分、适当的措施，公平对待不动产项目和该等竞争性项目，避免可能出现的利益冲突。原始权益人承诺不会将项目公司所取得或可能取得的业务机会优先授予或提供给任何其他竞争性项目，亦不会利用原始权益人的优势地位或利用该地位获得的信息作出不利于基金而有利于其他竞争性项目的决定或判断，并将避免该种客观结果的发生。

（4）在基金的存续期间内，如因不动产项目与竞争性项目的同业竞争而发生争议，且基金管理人认为可能严重影响基金投资者利益的，原始权益人承诺将与基金管理人积极协商解决措施。

2、运营管理机构

针对可能存在的同业竞争、利益冲突情况，运营管理机构已出具《关于避免同业竞争的承诺函》，并承诺:

（1）截至承诺函出具之日，除不动产项目外，运营管理机构自身和/或其实际控制的关联方在青海省还直接或间接持有其他风电项目（简称“竞争性项目”）。在市场化交易过程中，不同发电企业可以向同一地区的购电客户进行电力销售，故竞争性项目与不动产项目存在竞争相同客户的可能性。未来受电力市场化改革影响，不排除同业竞争情况加剧，或出现新的同业竞争领域。

（2）在其作为运营管理机构期间，将设立专项的运营管理团队为不动产项目提供运营管理服务，确保不动产项目的账务与竞争性项目相互独立、确保不动产项目在业务方面独立运营、确保隔离不同风电项目之间的商业或其他敏感信息，以降低不动产项目在运营管理方面的同业竞争和利益冲突风险。

（3）在基金的存续期间内，运营管理机构将根据其自身和/或其实际控制的关联方针对风电项目同类资产的既有管理规范和标准，严格按照诚实信用、勤勉尽责、公平公

正的原则，以不低于其自身和/或实际控制的关联方管理的其他同类资产的运营管理水平为不动产项目提供运营管理服务或督促、要求相关方按照该等标准为不动产项目提供运营管理服务，采取充分、适当的措施避免可能出现的利益冲突，充分保护基金份额持有人的利益。

（4）在其作为运营管理机构期间，如运营管理机构自身和/或其实际控制的关联方持有或运营竞争性项目的，运营管理机构将督促持有或运营竞争性项目的关联方采取充分、适当的措施，公平对待不动产项目和该等竞争性项目，避免可能出现的利益冲突。运营管理机构承诺不会将项目公司所取得或可能取得的业务机会优先授予或提供给任何其他竞争性项目，亦不会利用基金运营管理机构的地位或利用该地位获得的信息作出不利于基金而有利于其他竞争性项目的决定或判断，并将避免该种客观结果的发生。

（5）在基金的存续期间内，如因不动产项目与竞争性项目的同业竞争而发生争议，且基金管理人认为可能严重影响基金投资者利益的，运营管理机构承诺将与基金管理人积极协商解决措施。

（四）对不动产项目和原始权益人及控股股东、实际控制人持有的其他同类资产的区域分布、盈利能力等情况进行比较

截至2026年6月30日，原始权益人控股股东申能股份控股的风电项目装机容量为343.56万千瓦，控股的光伏发电项目装机容量为442.92万千瓦，分布式供电88.79万千瓦，独立储能9.25万千瓦，其中主要控股的新能源发电企业的区域分布、盈利能力如下：

表2-40.原始权益人控股股东申能股份主要控股的新能源发电企业情况

编号	发电企业	类型	地区（省）	装机容量（万千瓦）	2025年上网电量（万千瓦时）
1	乌兰县华扬晟源新能源有限公司	陆风	青海	20	33,889
2	天门申赫能源科技有限公司	陆风	湖北	20	20,497
3	呼和浩特市国龙新能源有限公司	陆风	内蒙古	15	41,385
4	岢岚县风脉新能能源有限公司	陆风	山西	10	26,283
5	榆林协合新能源有限公司	陆风	陕西	10	16,770
6	乌兰县润晟新能源有限公司	陆风	青海	10	19,195
7	宁明县中汇新能源有限公司	陆风	广西	10	21,255
8	贵州罗甸申电风力发电有限公司	陆风	贵州	10	14,145

9	全南县三润新能源有限公司	陆风	江西	10	13,597
10	南召聚合风力发电有限公司	陆风	河南	9.78	17,710
11	申能新能源达茂风力发电有限公司	陆风	内蒙古	9.75	21,813
12	榆林协鑫智慧风力发电有限公司	陆风	陕西	7	14,859
13	上海华港风力发电有限公司	陆风	上海	6.75	11,224
14	淮阳县联浩风电开发有限公司	陆风	河南	5.2	15,501
15	格尔木瑞鑫达新能源有限公司	陆风	青海	5	9,502
16	漯河恒洁新能源有限公司	陆风	河南	5	10,109
17	格尔木清脉新能源科技有限公司	陆风	青海	5	8,650
18	格尔木东恒新能源有限公司	陆风	青海	5	8,546
19	濉溪县鑫风新能源有限公司	陆风	安徽	5	11,817
20	海南州鑫源新能源有限公司	陆风	青海	5	7,495
21	海南申能新能源有限公司	海风	海南	60.3	83,241
22	上海临港海上风力发电有限公司	海风	上海	21.28	59,364
23	如东协鑫海上风力发电有限公司	海风	江苏	20	49,728
24	如东智鑫海上风电有限公司	海风	江苏	15	39,924
25	独山卓申新能源有限公司	光伏	贵州	20	15,232
26	关岭卓阳新能源科技有限公司	光伏	贵州	20	12,337
27	宜城市申宜新能源有限公司	光伏	湖北	16.976	16,628
28	关岭申阳能源科技有限公司	光伏	贵州	15	11,682
29	岢岚京润新能源有限公司	光伏	山西	12	20,015
30	岢岚京能新能源有限公司	光伏	山西	10	16,381
31	含山县林阳新能源科技有限公司	光伏	安徽	10	10,847
32	宣城市永洋新能源科技有限公司	光伏	安徽	10	10,396
33	榆林协能鑫科光伏电力有限公司	光伏	陕西	10	10,746
34	枣庄峄之光新能源有限公司	光伏	山东	10	10,564

35	沙洋楚伏新能源有限公司	光伏	湖北	10	8,728
36	灌云永贯新能源科技有限公司	光伏	江苏	9.8	10,110
37	大荔煜龙新能源有限公司	光伏	陕西	8.82	9,103
38	枞阳县晨华新能源发电有限公司	光伏	安徽	8	9,046
39	岚县申河新能源有限公司	光伏	山西	8	8,718
40	宣城市永耀新能源科技有限公司	光伏	安徽	6	6,919
41	哈密华光发电有限责任公司	光伏	新疆	5	7,403
42	天门申赫能源科技有限公司	光伏	湖北	5	5,558
43	宁夏宁东申创新能源有限公司	光伏	宁夏	5	5,544

原始权益人控股股东申能股份主要控股的新能源发电项目分布于青海省、贵州省、海南省、上海市等地区。截至2026年6月末，申能股份控股的新能源发电项目装机容量超过884.52万千瓦（包括但不限于上表所列示的主要项目）。

青海地区风能资源丰富且稳定，是国家布局的大型风电光伏基地建设区域。乌兰风电项目位于青海省海西州乌兰县，装机容量20万千瓦，是申能股份持有的单体装机容量最大的陆风项目之一，自2019年12月投入运营以来，持续稳定运营超过6年，2025年完成上网电量约33,889万千瓦时，实现营业收入约18,332.12万元，净利润约5,381.75万元。经对比2025年度数据，乌兰风电项目在申能股份主要控股的各类新能源项目中装机容量、上网电量、营业收入、净利润等指标均处于前15%，在申能股份主要控股的陆上风电项目中装机容量、营业收入指标排名第一，上网电量、净利润指标排名第二。

2.3.2 关联交易

（一）不动产项目关联交易情况

1、关联方情况

表 2-41. 关联方情况

关联方	与项目公司关系
申能新能源（青海）有限公司	母公司
申能（集团）有限公司	最终控制方
申能集团财务有限公司	与存在控制关系的关联方之母公司同受一方控制
上海申能新能源投资有限公司	同受一方控制

关联方	与项目公司关系
海南州鑫源新能源有限公司	同受一方控制
乌兰县润晟新能源有限公司	同受一方控制

2、关联交易情况

（1）采购商品、接受劳务

表 2-42. 关联方采购商品、接受劳务情况

单位：万元

关联方名称	业务类型	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度
上海申能新能源投资有限公司	技术服务	250.00	500.00	380.00	620.00

（2）关联方资金拆借

表 2-43. 关联方资金拆借情况（借款及存款）

单位：万元

项目名称	关联方	2026年6月30日	2025年12月31日	2024年12月31日	2023年12月31日
长期借款（含一年内到期）	申能新能源（青海）有限公司	-	-	119,638.75	119,638.75
长期借款（含一年内到期）	申能股份有限公司	100,075.00	100,082.50	-	-
存款	申能集团财务有限公司	6,384.72	3,975.31	2,117.64	3,224.34

表 2-44. 关联方资金拆借情况（利息）

单位：万元

项目名称	关联方	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度
长期借款利息支出	申能新能源（青海）有限公司	-	-	4,616.68	4,604.07
长期借款利息支出	申能股份有限公司	1,357.50	2,407.50	-	-
利息支出	上海申能新能源投资有限公司	-	161.13	-	-
利息收入	申能集团财务有限公司	2.37	6.03	20.57	18.66

项目名称	关联方	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度
利息收入	上海申能新能源投资有限公司	11.91	10.00	-	-

（3）关联方应收、应付款项余额

表 2-45. 关联方应收、应付款项余额

单位：万元

项目名称	关联方	2026年6月30日	2025年12月31日	2024年12月31日	2023年12月31日
应收账款	乌兰县润晟新能源有限公司	-	-	-	50.00
其他应收款	上海申能新能源投资有限公司	20.34	7,500.00	6,700.00	3,700.00
其他应收款	海南州鑫源新能源有限公司	-	-	-	129.83
应付账款	上海申能新能源投资有限公司	250.00	500.00	380.00	620.00
其他应付款	申能新能源（青海）有限公司	120.51	-	-	-

（二）关联交易事项

1、关联交易的必要性、交易价格的公允性及合理性

根据审计机构出具的《乌兰县华扬晟源新能源有限公司审计报告》（上会师报字（2026）第15214号）、项目公司出具相关说明函与其他相关资料，并经核查，前述关联交易基于不动产项目正常经营活动需要而开展，具有合理性与必要性。

该等关联交易符合法律法规的规定及公司内部管理控制要求，交易定价与市场交易价格或独立第三方价格不存在较大差异。该等关联交易定价公允，不影响不动产项目的市场化运营，不存在利用关联交易损害项目公司合法权益的情形，不影响不动产项目市场化运营的独立性和稳定性。

基金存续期间，基金管理人拟聘请关联方上海新能源作为运营管理机构负责不动产项目的部分运营管理职责，并支付运营管理费。

就关联交易事项，运营管理机构已出具《关于规范与减少关联交易的承诺函》：

（1）不动产项目自投资建设以来所涉及的关联交易事项均履行了关联交易的相关内部决策流程，符合《公司法》等法律法规的规定，符合运营管理机构内部关于关联交易管理的相关要求，不存在关联方利益输送的情况。

（2）在不对基金及其基金份额持有人的利益构成不利影响的前提下，运营管理机构及其控制的企业将采取措施规范并尽量减少与基金之间的关联交易。

（3）对于正常经营范围内无法避免或有合理理由存在的关联交易，运营管理机构将本着公开、公平、公正的原则确定交易价格，依法与基金项下相关载体签订规范的关联交易合同，保证关联交易价格的公允性，并严格按照法律法规和相关主体的内部管理规定履行关联交易审批程序，严格按照有关法律、法规和相关主体的内部管理规定履行关联交易的信息披露义务。

（4）运营管理机构保证不通过关联交易非法转移基金的资金、利润，不利用关联交易损害基金及基金份额持有人的合法权益。

2、不动产项目现金流来源于关联方的比例

不动产项目现金流来源主要为售电收入，售电收入主要包含电费结算收入和国补收入两部分。根据项目公司签署的相关购售电合同，不动产项目电费结算收入由当地电网公司结算，国补收入由可再生能源发展基金承担，售电收入由当地电网公司支付至项目公司的账户，华扬晟源的电费结算对手方为国网青海公司。

上述电费收入穿透后为使用者付费，项目收益持续稳定，直接或穿透后来源于多个现金流提供方，现金流来源合理分散，且主要由市场化运营产生，不涉及现金流来源于关联方的情况。

2.3.3 尽职调查程序

1、项目组以书面审查、查询、书面确认等方式就原始权益人及其控股股东、实际控制人之间的关联交易情况进行了核查，包括：抽查项目公司关联交易合同；查阅《乌兰县华扬晟源新能源有限公司审计报告》（上会师报字（2026）第15214号）关联交易披露情况。

2、项目组以书面确认等方式就原始权益人及运营管理机构的同业竞争情况进行了核查，包括：取得原始权益人和运营管理机构出具的《关于避免同业竞争的承诺函》。

2.4 财务与会计调查

2.4.1 不动产资产财务报表

青海新能源通过其子公司华扬晟源所持有的不动产资产2023-2025年及2026年1-6月的财务报表已经上会会计师事务所（特殊普通合伙）审计，并出具了无保留意见的上会师报字（2026）第15214号审计报告。

（一）资产负债表

表 2-46. 不动产资产最近三年及一期资产负债表

单位：万元

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
流动资产:				
货币资金	6,444.99	4,453.00	2,248.05	3,605.70
应收票据	-	-	756.48	668.46
应收账款	34,039.20	33,569.33	40,816.33	36,612.97
预付款项	97.70	49.32	82.72	120.42
其他应收款	20.34	7,500.00	6,700.07	3,829.90
其他流动资产	786.24	1,783.49	3,994.65	6,102.04
流动资产合计	**41,388.48**	**47,355.14**	**54,598.30**	**50,939.48**
非流动资产:				
固定资产	98,354.30	101,733.03	108,431.08	115,166.83
递延所得税资产	126.78	123.19	-	-
非流动资产合计	**98,481.09**	**101,856.23**	**108,431.08**	**115,166.83**
资产总计	**139,869.56**	**149,211.37**	**163,029.38**	**166,106.31**
流动负债:	-	-	-	-
应付账款	1,261.91	1,229.58	1,013.51	1,354.65
其他应付款	120.51	-	-	-
应交税费	5.86	286.96	46.00	117.12
一年内到期的非流动负债	75.00	82.50	119,638.75	138.75
流动负债合计	**1,463.28**	**1,599.04**	**120,698.26**	**1,610.52**
非流动负债:	-	-	-	-
长期借款	100,000.00	100,000.00	-	119,500.00
非流动负债合计	**100,000.00**	**100,000.00**	**-**	**119,500.00**
负债合计	**101,463.28**	**101,599.04**	**120,698.26**	**121,110.52**
所有者权益:	-	-	-	-
实收资本	35,234.00	35,234.00	35,234.00	35,234.00
专项储备	113.50	-	100.54	-
盈余公积	3,058.78	2,830.64	2,292.46	1,868.98
未分配利润	-	9,547.69	4,704.11	7,892.81
所有者权益合计	**38,406.28**	**47,612.33**	**42,331.11**	**44,995.79**
负债和所有者权益总计	**139,869.56**	**149,211.37**	**163,029.38**	**166,106.31**

（二）利润表

表 2-47. 不动产资产最近三年及一期利润表

单位：万元

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
一、营业收入	**8,448.95**	**18,332.12**	**17,359.58**	**18,635.24**
二、营业总成本	**5,725.84**	**11,573.94**	**12,777.32**	**12,953.63**
其中：营业成本	4,377.41	8,436.38	8,206.89	8,336.27
税金及附加	13.35	34.43	31.10	35.70
销售费用	-	-	-	-
管理费用	-	-	-	0.68
研发费用	-	-	-	-

财务费用	1,335.08	3,103.13	4,539.33	4,580.98
其中：利息费用	1,357.50	3,120.69	4,616.68	4,604.07
利息收入	22.79	18.14	77.74	23.54
加：其他收益	-	-	0.30	-
信用减值损失（-为损失）	-14.36	-492.78	-	-
三、营业利润	**2,708.76**	**6,265.40**	**4,582.56**	**5,681.61**
加：营业外收入	-	-	-	-
减：营业外支出	-	-	1.35	0.00
四、利润总额	**2,708.76**	**6,265.40**	**4,581.21**	**5,681.61**
减：所得税费用	427.35	883.64	346.43	893.28
五、净利润	**2,281.41**	**5,381.75**	**4,234.78**	**4,788.33**

（三）现金流量表

表 2-48. 不动产资产最近三年及一期现金流量表

单位：万元

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
一、经营活动产生的现金流量:				
销售商品、提供劳务收到的现金	9,062.69	28,193.05	15,319.32	17,851.85
收到的税费返还	-	-	-	-
收到其他与经营活动有关的现金	2.45	8.14	81.35	829.58
经营活动现金流入小计	9,065.14	28,201.18	15,400.67	18,681.43
购买商品、接受劳务支付的现金	584.81	1,690.53	1,815.13	1,097.49
支付给职工以及为职工支付的现金	-	-	-	-
支付的各项税费	737.07	800.14	449.82	812.29
支付其他与经营活动有关的现金	0.38	0.58	0.39	3.95
经营活动现金流出小计	**1,322.26**	**2,491.26**	**2,265.33**	**1,913.73**
经营活动产生的现金流量净额	**7,742.88**	**25,709.93**	**13,135.34**	**16,767.69**
二、投资活动产生的现金流量:				
收回投资收到的现金	-	-	-	-
取得投资收益收到的现金	-	-	-	-
处置固定资产、无形资产和其他长期资产收回的现金净额	-	-	-	-
处置子公司及其他营业单位收到的现金净额	-	-	-	-
收到其他与投资活动有关的现金	16,500.00	6,710.60	6,129.83	4,634.46
投资活动现金流入小计	**16,500.00**	**6,710.60**	**6,129.83**	**4,634.46**
购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	405.44	38.63	6.14	233.96
投资支付的现金	-	-	-	-
取得子公司及其他营业单位支付的现金净额	-	-	-	-
支付其他与投资活动有关的现金	9,000.00	7,500.00	9,000.00	6,164.30
投资活动现金流出小计	**9,405.44**	**7,538.63**	**9,006.14**	**6,398.25**
投资活动产生的现金流量净额	7,094.56	-828.03	-2,876.30	-1,763.79
三、筹资活动产生的现金流量:				
吸收投资收到的现金	-	-	-	-
取得借款收到的现金	-	100,000.00	-	-
收到其他与筹资活动有关的现金	-	130,500.00	-	10,644.50
筹资活动现金流入小计	**-**	**230,500.00**	**-**	**10,644.50**

项目	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度
偿还债务支付的现金	-	119,500.00	-	-
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	12,845.45	3,006.15	11,616.68	12,804.07
支付其他与筹资活动有关的现金	-	130,670.80	-	18,612.80
筹资活动现金流出小计	**12,845.45**	**253,176.95**	**11,616.68**	**31,416.87**
筹资活动产生的现金流量净额	-12,845.45	-22,676.95	-11,616.68	-20,772.37
四、汇率变动对现金及现金等价物的影响	-	-	-	-
五、现金及现金等价物净增加额	1,991.99	2,204.95	-1,357.65	-5,768.46
加：期初现金及现金等价物余额	4,453.00	2,248.05	3,605.70	9,374.16
六、期末现金及现金等价物余额	6,444.99	4,453.00	2,248.05	3,605.70

（四）财务报表的编制基础

项目公司财务报表系按照财政部颁布的企业会计准则及其应用指南、解释以及其他相关规定（以下合称“企业会计准则”）的相关规定编制。

项目公司以持续经营为财务报表的编制基础，以权责发生制为记账基础。项目公司一般采用历史成本对会计要素进行计量，在保证所确定的会计要素金额能够取得并可靠计量的前提下采用重置成本、可变现净值、现值及公允价值进行计量。

持续经营：项目公司的经营活动将会无限期地延续下去，在可以预见的未来，不会遭遇清算、解散等变故而不复存在。

（五）合并范围及变化情况

项目公司不存在子公司及其他纳入合并财务报表范围的主体，财务报表不涉及合并范围；报告期内合并范围未发生变化。

（六）重大影响的会计政策和会计估计

1、固定资产

（1）固定资产确认条件

固定资产为生产商品、提供劳务、出租或经营管理而持有，且使用期限超过1年的有形资产。同时满足以下条件的，确认为固定资产：（i）与该固定资产有关的经济利益很有可能流入项目公司；（ii）该固定资产的成本能够可靠地计量。

（2）各类固定资产的折旧方法

项目公司固定资产按年限平均法计提折旧；按其成本进行初始计量；各类固定资产的折旧年限、残值率及年折旧率如下表所示：

表2-49.固定资产折旧年限、残值率及年折旧率

固定资产类别	折旧年限	残值率	年折旧率

固定资产类别	折旧年限	残值率	年折旧率
房屋建筑物	8年-35年	0%-5%	2.71%-12.50%
通用设备	4年-18年	0%-5%	5.28%-25.00%
专用设备	4年-20年	0%-5%	4.75%-25.00%
运输设备	6年-7年	0%-5%	13.57%-16.67%
其他设备	3年-18年	0%-5%	5.28%-33.33%

（3）后续支出

仅在与固定资产有关的经济利益很可能流入项目公司，且其成本能够可靠地计量时才予以确认，计入固定资产成本；否则，在发生时计入当期损益。

（4）固定资产的减值测试方法、减值准备计提方法

资产负债表日，固定资产存在减值迹象的，估计其可收回金额；可收回金额根据资产的公允价值减去处置费用后的净额与资产预计未来现金流量的现值两者之间较高者确定。对可收回金额低于账面价值的差额，计提资产减值准备。资产减值损失一经确认，在以后会计期间不得转回。

2、收入

（1）一般原则

项目公司在履行了合同中的履约义务，即在客户取得相关商品或服务（以下简称“商品”）的控制权时，确认收入。取得相关商品控制权是指能够主导该商品的使用并从中获得几乎全部的经济利益。

满足下列条件之一时，项目公司属于在某一时段内履行履约义务；否则，属于在某一时点履行履约义务：（i）客户在项目公司履约的同时即取得并消耗项目公司履约所带来的经济利益；（ii）客户能够控制项目公司履约过程中在建的商品；（iii）项目公司履约过程中所产出的商品具有不可替代用途，且项目公司在整个合同期间内有权就累计至今已完成的履约部分收取款项。

对于在某一时段内履行的履约义务，项目公司在该段时间内按照履约进度确认收入；当履约进度不能合理确定时，项目公司已经发生的成本预计能够得到补偿的，按照已经发生的成本金额确认收入，直到履约进度能够合理确定为止。对于在某一时点履行的履约义务，项目公司在客户取得相关商品控制权时点确认收入。

交易价格是项目公司因向客户转让商品而预期有权收取的对价金额，不包括代第三方收取的款项以及预期将退还给客户的款项。合同中包含两项或多项履约义务的，项目公司在合同开始日按照各单项履约义务所承诺商品的单独售价的相对比例，将交易价格分摊至各单项履约义务，按照分摊至各单项履约义务的交易价格计量收入。

（2）具体方法

当电力供应至各电厂所在地的电网公司时确认收入。

（七）重大会计政策和会计估计变更

1、重大会计政策变更

（1）2023年10月25日，财政部发布了《企业会计准则解释第17号》（财会〔2023〕21号，以下简称"解释17号"），项目公司自2024年1月1日起施行解释17号，执行解释17号对本报告期内财务报表无重大影响。

（2）项目公司自2024年1月1日起执行企业数据资源相关会计处理暂行规定（以下简称"暂行规定"），执行暂行规定对本报告期内财务报表无重大影响。

（3）2024年12月6日，财政部发布了《企业会计准则解释第18号》（财会〔2024〕24号，以下简称"解释18号"）。项目公司自2024年1月1日起执行解释18号，执行解释18号对本报告期内财务报表无重大影响。

（4）项目公司自2025年6月27日起执行《关于公司法、外商投资法施行后有关财务处理问题的通知》，执行该通知对本报告期内财务报表无重大影响。

（5）2025年12月5日，财政部发布了《企业会计准则解释第19号》（财会〔2025〕32号，以下简称"解释19号"）。项目公司自2026年1月1日起执行解释19号，执行解释19号对本报告期内财务报表无重大影响。

2、重大会计估计变更

表2-50.重大会计估计变更

会计估计变更的内容和原因	会计估计变更开始适用的时点
为了更加合理反映应收款项未来预期信用损失情况，为投资者提供更可靠、更准确的会计信息，项目公司结合最新行业政策及各类应收款项实际回收情况，参考了同行业上市公司坏账准备计提方法，基于谨慎性考虑，将应收可再生能源补贴款由低风险组合变更为可再生能源补贴款组合，预期信用损失率由0%变更为1.5%。	本次会计估计变更自2025年12月1日起执行

会计估计变更说明：项目公司上述会计估计变更事项，2025年度信用减值损失增加4,927,795.71元，减少利润总额4,927,795.71元；2026年1-6月信用减值损失增加143,554.89元，减少利润总额143,554.89元。

2.4.2 不动产项目财务状况及经营业绩分析

（一）不动产项目主要财务情况及经营情况

1、报告期不动产项目主要财务指标

表2-51.乌兰风电项目主要财务指标

项目财务指标	2026年1-6月/6月末	2025年度/2025年末	2024年度/2024年末	2023年度/2023年末
总资产（万元）	139,869.56	149,211.37	163,029.38	166,106.31
资产负债率	72.54%	68.09%	74.03%	72.91%
营业毛利率	48.19%	53.98%	52.72%	55.27%
营业收入（万元）	8,448.95	18,332.12	17,359.58	18,635.24
净利润（万元）	2,281.41	5,381.75	4,234.78	4,788.33
经营活动产生的现金流量净额（万元）	7,742.88	25,709.93	13,135.34	16,767.69
EBITDA（万元）	7,444.99	16,141.97	15,944.15	17,063.87
大幅波动/持续为负等异常情况（如有）	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及

注：EBITDA=净利润+所得税费用+财务费用+折旧摊销。

（二）资产情况分析

最近三年及一期，项目公司总资产分别为166,106.31万元、163,029.38万元、149,211.37万元、139,869.56万元。项目公司主要资产为固定资产及应收账款。截至2026年6月30日，项目公司固定资产账面价值为98,354.30万元，占资产总计的70.32%；应收账款账面价值为34,039.20万元，占资产总计的24.34%，上述两项合计占资产总计比例约94.65%。

表2-52.乌兰风电项目最近三年及一期资产结构情况

单位：万元

项目	2026年6月30日	2025年12月31日	2024年12月31日	2023年12月31日
流动资产：				

项目	2026年6月30日	2025年12月31日	2024年12月31日	2023年12月31日
货币资金	6,444.99	4,453.00	2,248.05	3,605.70
应收票据	-	-	756.48	668.46
应收账款	34,039.20	33,569.33	40,816.33	36,612.97
预付款项	97.70	49.32	82.72	120.42
其他应收款	20.34	7,500.00	6,700.07	3,829.90
其他流动资产	786.24	1,783.49	3,994.65	6,102.04
流动资产合计	**41,388.48**	**47,355.14**	**54,598.30**	**50,939.48**
非流动资产:				
固定资产	98,354.30	101,733.03	108,431.08	115,166.83
递延所得税资产	126.78	123.19	-	-
非流动资产合计	**98,481.09**	**101,856.23**	**108,431.08**	**115,166.83**
资产总计	**139,869.56**	**149,211.37**	**163,029.38**	**166,106.31**

1、货币资金

项目公司最近三年及一期货币资金规模分别为3,605.70万元、2,248.05万元、4,453.00万元、6,444.99万元，占资产总计的比例分别为2.17%、1.38%、2.98%、4.61%。最近三年货币资金余额较为稳定，近一期货币资金余额有所上升是因为国补应收款回款所导致。

2、应收票据

项目公司最近三年及一期应收票据规模分别为668.46万元、756.48万元、0.00万元和0.00万元，占资产总计比例分别为0.40%、0.46%、0.00%和0.00%。应收票据主要为电网公司结算电费款时开具的银行承兑汇票。2023年末、2024年末尚有应收票据余额，2025年起项目公司结算方式发生调整，应收票据不再形成余额。

3、应收账款

项目公司最近三年及一期应收账款规模分别为36,612.97万元、40,816.33万元、33,569.33万元和34,039.20万元，占资产总计比例分别为22.04%、25.04%、22.50%和24.34%，是项目公司流动资产的主要构成项目。

项目公司的应收账款主要由两部分构成：一是应收电网公司电费款，对应市场化交易结算单价（含超缺额）部分；二是应收可再生能源发电补贴。因国补结算周期较长（通常按清单纳入批次及财政补贴资金下拨节奏结算），应收账款规模较大，系风电、光伏等可再生能源运营企业的共性特征。

2024年末应收账款较2023年末增加4,203.36万元，主要系当期电网及国补应收款尚未全部回收所致；2025年末较2024年末减少7,247.00万元，主要系2025年度项目公司收到国补及电网回款金额较大所致。

4、预付款项

项目公司最近三年及一期预付款项规模分别为120.42万元、82.72万元、49.32万元和97.70万元，占资产总计比例分别为0.07%、0.05%、0.03%和0.07%，规模较小。预付款项主要为预付的保险费、系统服务费等。报告期内预付款项规模小幅波动，不存在异常变动。

5、其他应收款

项目公司最近三年及一期其他应收款规模分别为3,829.90万元、6,700.07万元、7,500.00万元和20.34万元，占资产总计比例分别为2.31%、4.11%、5.03%和0.01%，2026年6月末，其他应收款较2025年末大幅下降，主要是因为上海申能新能源投资有限公司按计划归还往来款项所致。

6、其他流动资产

项目公司最近三年及一期其他流动资产规模分别为6,102.04万元、3,994.65万元、1,783.49万元和786.24万元，占资产总计比例分别为3.67%、2.45%、1.20%和0.56%，报告期内整体呈下降趋势。其他流动资产主要为待抵扣增值税进项税额等项目，随着项目进入稳定运营期后历史形成的进项税额逐步抵扣完毕。

7、固定资产

项目公司最近三年及一期固定资产账面价值分别为115,166.83万元、108,431.08万元、101,733.03万元和98,354.30万元，占资产总计比例分别为69.33%、66.51%、68.18%和70.32%，是项目公司最主要的经营性资产。

项目公司固定资产主要由乌兰20万千瓦风电项目的风力发电机组（90台2,200千瓦和1台2,000千瓦机组）、330kV升压站及输变电配套设备、场区建构筑物及配套设施等构成。报告期内固定资产账面价值呈稳步下降趋势，主要系项目公司按年限平均法计提折旧所致。

8、递延所得税资产

项目公司最近三年及一期递延所得税资产规模分别为0.00万元、0.00万元、123.19万元和126.78万元，占资产总计比例分别为0.00%、0.00%、0.08%和0.09%，规模较小。2023年末、2024年末项目公司未确认递延所得税资产；自2025年起形成递延所得税资产余额，主要系项目公司按预期信用损失模型计提的应收款项坏账准备形成的可抵扣暂时性差异所对应的递延所得税资产。

（三）负债情况分析

最近三年及一期，项目公司负债合计分别为121,110.52万元、120,698.26万元、101,599.04万元和101,463.28万元。2026年6月末较2025年末基本持平。项目公司的负债构成以有息负债（长期借款及一年内到期的非流动负债）为主，系项目公司投资建设风电项目的项目融资（银行贷款）所形成。2024年末项目公司因原长期借款本金约11.95亿元即将于2025年到期偿还，按会计准则要求重分类至“一年内到期的非流动负债”，导致2024年末一年内到期的非流动负债余额较高；2025年度完成原贷款偿还及新长期借款发放，负债结构回归正常状态。

表2-53.乌兰风电项目最近三年及一期负债结构情况

单位：万元

项目	2026年6月30日	2025年12月31日	2024年12月31日	2023年12月31日
流动负债:				
短期借款	-	-	-	-
应付账款	1,261.91	1,229.58	1,013.51	1,354.65
应付职工薪酬	-	-	-	-
其他应付款	120.51	-	-	-
应交税费	5.86	286.96	46.00	117.12
一年内到期的非流动负债	75.00	82.50	119,638.75	138.75
其他流动负债	-	-	-	-
流动负债合计	**1,463.28**	**1,599.04**	**120,698.26**	**1,610.52**
非流动负债:				

项目	2026年6月30日	2025年12月31日	2024年12月31日	2023年12月31日
长期借款	100,000.00	100,000.00	-	119,500.00
长期应付款	-	-	-	-
非流动负债合计	**100,000.00**	**100,000.00**	**-**	**119,500.00**
负债合计	**101,463.28**	**101,599.04**	**120,698.26**	**121,110.52**

1、应付账款

项目公司最近三年及一期应付账款规模分别为1,354.65万元、1,013.51万元、1,229.58万元和1,261.91万元，占负债合计比例分别为1.12%、0.84%、1.21%和1.24%。应付账款主要为应付给外部供应商的运维服务费等经营性往来款项，账龄以1年以内为主，整体规模稳定。报告期内应付账款小幅波动，属项目公司正常运营过程中应付账款结算节奏的正常变动。

2、应交税费

项目公司最近三年及一期应交税费规模分别为117.12万元、46.00万元、286.96万元和5.86万元，占负债合计比例分别为0.10%、0.04%、0.28%和0.01%，规模较小。应交税费主要包括应交增值税、应交企业所得税、城市维护建设税及教育费附加等。2024年末应交税费较2023年末下降71.13万元，主要系2024年度末增值税进项税额抵扣结构调整所致；2025年末较2024年末增加240.97万元，主要系2025年度项目公司盈利水平提升带动应交企业所得税累计余额上升所致。

3、一年内到期的非流动负债

项目公司最近三年及一期一年内到期的非流动负债规模分别为138.75万元、119,638.75万元、82.50万元和75.00万元，占负债合计比例分别为0.11%、99.12%、0.08%和0.07%。

其中2024年末一年内到期的非流动负债余额为119,638.75万元，较其他报告期末金额显著较高，主要系项目公司原有长期借款按贷款合同约定进入最后一年还款期，需于2025年集中偿还所致。项目公司已于2025年完成该笔借款的到期偿还，并同步安排了新一轮长期融资。2023年末、2025年末、2026年6月末该科目主要为长期借款对应的一年内到期部分，余额较小。

4、长期借款

项目公司最近三年及一期长期借款规模分别为119,500.00万元、0.00万元、100,000.00万元和100,000.00万元，占负债合计比例分别为98.67%、0.00%、98.43%和98.56%，是项目公司最主要的负债构成项目。

项目公司长期借款为项目建设期及运营期的项目融资借款。报告期内，项目公司对长期借款进行了一轮再融资安排，具体情况为:

（1）原有借款：截至2023年末，项目公司长期借款账面余额为119,500.00万元;该笔借款在2024年度进入最后一年还款期，相应重分类至“一年内到期的非流动负债”，使得2024年末长期借款余额降为0元、一年内到期的非流动负债余额上升至119,638.75万元。

（2）新增借款：2025年度，项目公司新增取得长期借款（即申能股份委托交通银行股份有限公司发放的委托贷款），本金合计10亿元人民币（即100,000.00万元），借款资金主要用于置换/偿还原有借款及补充日常经营性资金需求，借款期限较长、按年度分次还本付息。再融资完成后，项目公司长期借款余额保持在10亿元水平；2026年1-6月未发生新增借款或提前还款事项。

5、其他应付款

项目公司最近三年及一期其他应付款规模分别为0.00万元、0.00万元、0.00万元和120.51万元，其他应付款全部为应付股利。

（四）经营情况分析

1、不动产项目主要经营情况

（1）不动产项目主要经营财务指标

项目公司的核心经营资产为乌兰20万千瓦风电项目,项目已于2019年12月完成全容量并网发电，处于稳定运营期。项目公司从事的主营业务为风力发电业务，经营收入全部来源于电力相关收入，其中主营业务收入为售电收入，售电收入最近三年及一期占比均超过97%。项目公司以按月电量计量结算单为依据确认销售收入，上网电价依据国家及青海省的相关政策规定执行。

表2-54.乌兰风电项目主要经营财务指标

项目	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度
总资产（亿元）	13.99	14.92	16.30	16.61
资产负债率（%）	72.54	68.09	74.03	72.91

营业毛利率（%）	48.19	53.98	52.72	55.27
营业收入（亿元）	0.84	1.83	1.74	1.86
净利润（亿元）	0.23	0.54	0.42	0.48
经营活动产生的现金流量净额（亿元）	0.77	2.57	1.31	1.68
EBITDA（亿元）	0.74	1.61	1.59	1.71

（2）不动产项目政府补贴情况

1）补贴政策依据及补贴形式

根据《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4号）（以下简称“4号文”），已按规定核准（备案）、全部机组完成并网，同时经审核纳入补贴目录的可再生能源发电项目，按合理利用小时数核定中央财政补贴额度。

根据《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426号），风电一类、二类、三类、四类资源区项目全生命周期合理利用小时数分别为48,000小时、44,000小时、40,000小时和36,000小时；在自并网之日起未满20年，且未超过项目全生命周期合理利用小时数时，按可再生能源发电项目当年实际发电量给予补贴；按照《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5号，以下简称“5号文”）规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，所发电量超过全生命周期补贴电量部分，不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易；风电项目自并网之日起满20年后，无论项目是否达到全生命周期补贴电量，不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易。

根据国家电网有限公司于2021年3月31日发布的《国家电网有限公司关于公布2021年第六批可再生能源发电补贴项目清单的公告》，华扬晟源持有的项目规模为20万千瓦的乌兰风电项目已纳入2021年第六批可再生能源发电补贴项目清单，上网电价为0.6000元/千瓦时（含税）。

财政部负责资金统筹，根据“5号文”，财政部会提前下达年度补贴预算，并通过转移支付方式将资金拨付至地方财政部门或电网企业，电网企业（本项目为国网青海公司）负责具体拨付资金。

2）补贴标准及补贴年限

根据国网青海公司于2020年5月6日出具《国网青海省电力公司关于2018年10月1日以后并网可再生能源发电项目上网电价情况的报告》，载明其根据《青海省发展和改革委员会关于转发国家发展改革委关于2018年光伏发电项目价格政策的通知》（青发改价格〔2018〕70号）要求，确认乌兰风电项目应执行上网电价为0.6元/千瓦时。根据乌兰风电项目建设时适用的《关于青海省可再生能源发电上网电价补贴基准问题的复函》（发改价格〔2015〕1005号）和《青海省发展和改革委员会转发国家发展改革委关于降低燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格的通知》（青发改价格〔2016〕7号），青海省可再生能源发电上网电价补贴基准价为0.2277元/千瓦时，故乌兰风电项目适用的补贴基准价为0.2277元/千瓦时。可再生能源补贴标准为上网电价与青海省新能源补贴基准价的差额，故乌兰风电项目适用的国补电价为0.3723元/千瓦时。

根据《国家发展改革委关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格〔2015〕3044号）及其附件，青海省海西州属于IV类资源区，根据《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426号），乌兰风电项目全生命周期合理利用小时数为36,000小时，在自并网之日起未满20年，且未超过项目全生命周期合理利用小时数时，按可再生能源发电项目当年实际发电量获取补贴。截至2026年6月末，乌兰风电项目累计已补贴小时数约11,229.97小时，剩余补贴小时数约24,770.03小时，预计本项目剩余生命周期内所发电量均可享受国补电价。

表2-55.最近三年及一期上网电量和国补电价

项目	2023年	2024年	2025年	2026年1-6月
上网电量（万千瓦时）	34,591.97	32,167.84	33,889.43	15,171.50
国补电价（含税）（元/千瓦时）	0.3723	0.3723	0.3723	0.3723

3）补贴金额及其占营业收入比例

报告期内，2023年-2025年及2026年1-6月，乌兰风电项目营业收入分别为18,635.24万元、17,359.58万元、18,332.12万元及8,448.95万元，其中，国补收入（不含税）分别为11,396.98万元、10,598.31万元、11,165.52万元及4,998.54万元，分别占项目对应年度收入的61.16%、61.05%、60.91%及59.16%。

4）补贴资金历史到账情况

（1）国补回款情况

截至 2026 年 8 月 31 日，乌兰风电项目历史国补回款情况如下:

表 2-56. 乌兰风电项目国补历史到账情况

单位：万元、%

国补所属年份及金额		2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1—8 月	合计	
国补所属年份	新增国补（含税）	实收补贴	实收补贴	实收补贴	实收补贴	实收补贴	实收补贴	回款比例
2019 年	594.64	594.64	-	-	-	-	**594.64**	**100.00**
2020 年	12,566.98	8,583.20	774.36	-	3,209.42	-	**12,566.98**	**100.00**
2021 年	14,640.04	-	-	-	13,226.75	1,413.29	**14,640.04**	**100.00**
2022 年	12,696.65	-	7,835.22	4,861.43	-	-	**12,696.65**	**100.00**
2023 年	12,878.59	-	-	2,489.27	3,543.76	6,845.57	**12,878.59**	**100.00**
2024 年	11,976.09	-	-	-	-	7,271.69	**7,271.69**	**60.72**

截至 2026 年 8 月 31 日，乌兰风电项目历史年度国补回收周期介于最大值 4.80 年和最小值 1.41 年之间，结合平均回款金额占比，加权计算得出平均回款期为 2.52 年。

（2）以 2.5 年作为国补回款预测假设的合理性

2026 年 1—8 月，乌兰风电项目收到国补回款约 1.55 亿元，结合国补政策推动回款周期缩短以及乌兰风电项目历史各年度国补回款速度提升，以最近回款所属年份（即 2024 年度）新增国补对应的回款周期向上取整后，以 2.5 年作为预测的国补回款周期具有审慎性和合理性。具体分析如下:

1）国补政策推动回款周期缩短

国家层面通过多轮政策修订与机制创新，明确补贴计算方式、优化补贴拨付流程、明确责任主体，为国补回款周期的缩短奠定核心制度基础。

表 2-57. 推动国补发放的相关政策情况

发布时间	政策名称	文号	相关内容

2020 年 1 月	《财政部 国家发展改革委 国家能源局关于印发<可再生能源电价附加资金管理办法>的通知》	财建〔2020〕5 号	财政部根据电网企业和省级相关部门申请以及本年度可再生能源电价附加收入情况，按照以收定支的原则向电网企业和省级财政部门拨付补助资金。 各级财政部门收到补助资金后，应尽快向本级独立电网企业或公共可再生能源独立电力系统项目单位分解下达预算，并按照国库集中支付制度有关规定及时支付资金。
2022 年 5 月	《国务院办公厅转发国家发展改革委国家能源局关于促进新时代新能源高质量发展实施方案的通知》	国办函〔2022〕39 号	加强央地联动，按照以收定支原则用好可再生能源发展基金。全面落实税务部门征收可再生能源发展基金的有关要求，确保应收尽收。 充分发挥电网企业融资优势，积极拓展资金来源，推动可再生能源发电延续补贴资金年度收支平衡。
2024 年 1 月	《财政部办公厅 国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于加强可再生能源电价附加补助资金常态化管理有关工作的通知》	财办建〔2024〕6 号	电网企业应严格落实相关规定，做好补助资金的台账管理，全面、准确记录补助资金拨付至可再生能源发电项目的明细情况。 电网企业应加快推进可再生能源发电补贴项目清单审核、公布等工作，并与省级主管部门、信息中心、项目业主等做好沟通衔接，逐月统计已申报项目补贴清单审核进展情况。
2025 年 5 月	《财政部关于下达 2025 年可再生能源电价附加补助地方资金预算的通知》	财建〔2025〕133 号	请严格按照预算管理要求，尽快将补贴资金拨付至电网企业或公共可再生能源独立电力系统项目企业……电网企业应严格按照《资金管理办法》，按月将相关资金拨付至已纳入可再生能源电价附加补贴清单的风电、太阳能、生物质等发电项目，并及时公开资金拨付情况。

2）乌兰风电项目历史各年度国补回款速度提升

截至 2026 年 8 月末，乌兰风电项目历史新增国补及回款情况如下图所示:

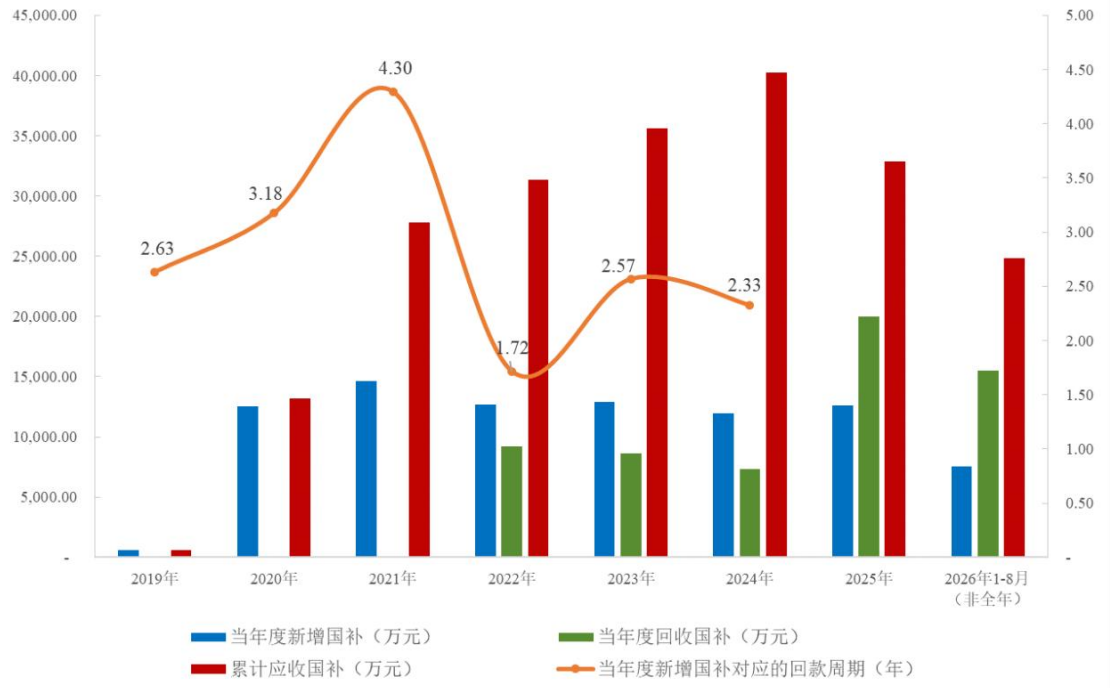


图 2-12. 乌兰风电项目历史新增国补及回款情况

在国补回款金额方面，受益于国补政策的支持，2025 年、2026 年 1—8 月的国补回款金额显著提升。自 2025 年起，累计应收国补款呈逐年减少趋势。

在国补回款周期方面，2022—2024 年度新增国补对应的回款周期分别为 1.72 年、2.57 年和 2.33 年，较 2019—2021 年呈现出明显缩短趋势。

综上所述，虽然在政策层面对国补回款提速进行了支持，且项目历史数据验证了国补回款周期的缩短趋势，但鉴于国补回款周期未来仍具有一定不确定性，因此在对回款周期进行预测时审慎考虑，以 2.5 年作为预测假设，具备审慎性、合理性。

5）补贴的可持续性、稳定性

财政部、发展改革委、国家能源局于 2020 年 10 月 20 日联合印发的《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426 号）明确了按合理利用小时数核定可再生能源发电项目中央财政补贴资金额度，乌兰风电项目全生命周期合理利用小时数为 36,000 小时。同时规定，风电项目自并网之日起满 20 年后无论项目是否达到全生命周期补贴电量，不再享受中央财政补贴资金。截至 2026 年 6 月末，乌兰风电项目累计已补贴小时数约 11,229.97 小时，剩余补贴小时数约 24,770.03 小时，预计本项目剩余生命周期内所发电量均可享受国补电价。

6）回款风险缓释措施

本项目拟采用“底层保理+流动性支持”的方案，对账龄满 2 年的国补应收账款进行保理，保理期限不超过 3 年。对于账龄满 5 年仍未回款的国补应收账款，启动流动性支持。

①保理方案

由于不动产项目的可再生能源补贴发放时间不确定，为降低账期不确定性带来的现金流不稳定风险，项目公司将对可再生能源补贴延迟发放形成的应收账款进行保理安排，通过保理的方式锁定收入回收周期。目前保理方案的具体内容如下：

为降低国补回款波动风险，提高投资者收益稳定性，华扬晟源已于2026年6月9日与中国工商银行股份有限公司上海市卢湾支行（以下简称"工商银行卢湾支行"）签署《保理业务合作协议》，由工商银行卢湾支行对项目公司账龄满2年的国补应收账款开展保理业务。

不动产基金每次分配前，在满足不动产基金杠杆率要求的前提下，可将账龄已满2年的国补应收账款平价转让予工商银行卢湾支行开展保理业务合作。项目公司收到该部分国补应收账款的回款后，可用于偿还保理融资款，并根据相应的保理融资期限和利率支付保理费用。

保理融资的结息频率与不动产基金的分配频率保持一致，发放融资后，按日计息（日利率=年利率/365），融资到期时，未结利息随融资本金共同结清。

保理业务合作期限与不动产基金持有的不动产项目的经营期限保持一致。单笔保理业务期限以国补应收账款的实际回款时间确定，原则上不超过3年。保理合作期限内的保理融资利率以保理款发放前一工作日公布的1年期贷款市场报价利率（LPR）减66BP。

②流动性支持安排

申能股份已就流动性支持事项出具承诺函，为支持华扬晟源的稳定经营，对不动产REITs项下账龄满5年的国补应收账款提供流动性支持，并收取资金占用费。流动性支持的有效期与不动产REITs的存续期保持一致。

资金占用费按不超过放款当月全国银行间同业拆借中心发布的LPR-66BP计收（如实际占用时间为5年（不含）以内的，则采用1年期LPR；如实际占用时间为5年（含）以上的，则采用5年期LPR），具体以发放时审批为准。项目公司收到对应国补回款后5个工作日内，一次性归还本金和支付资金占用费。

通过"底层国补保理+流动性支持"模式，将进一步平滑现金流，切实保护投资者利益。保理融资及流动性支持方案时间节点及具体安排如下表所示：

表2-58.保理融资及流动性支持方案具体安排

时间节点	具体安排

时间节点	具体安排
不动产基金发行	项目公司与工商银行卢湾支行签署《保理业务合作协议》，申能股份出具《流动性支持函》
0-2 年	保理不提款，2 年内回款的国补正常分配给不动产基金投资人
满 2 年之日	就满 2 年但尚未回款的国补应收账款部分，可启动银行保理，银行平价购买未收回国补款，向项目公司支付应收账款购买对价
2-5 年	国补回款后向银行还款，项目公司支付期间利息
满 5 年之日	就满 5 年但尚未回款的国补应收账款部分，启动由申能股份提供的流动性支持
5 年后	国补回款后项目公司向申能股份归还流动性支持资金并支付资金占用费

2、经营收入分析

（1）营业收入构成及变动分析

项目公司报告期各期的经营收入全部来源于电力相关收入，其中主营业务收入为售电收入，其他业务收入主要为汇集站相关收入，售电收入最近三年及一期占比均超过97%。项目公司最近三年及一期的营业收入及同比变动情况如下表所示：

表 2-59. 乌兰风电项目最近三年及一期营业收入主要构成及占比情况

单位：万元

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
营业收入	8,448.95	18,332.12	17,359.58	18,635.24
同比变动（金额）	-	972.54	-1,275.67	-216.86
同比变动（幅度）	-	5.60%	-6.85%	-1.15%
主营业务收入	8,408.86	17,861.37	17,279.39	18,555.05
其他业务收入	40.09	470.75	80.19	80.19
主营业务收入占比	99.53%	97.43%	99.54%	99.57%
其他业务收入占比	0.47%	2.57%	0.46%	0.43%

报告期内，项目公司 2023 年度、2024 年度、2025 年度营业收入分别为 18,635.24 万元、17,359.58 万元、18,332.12 万元，2026 年 1-6 月营业收入为 8,448.95 万元。

2024 年度营业收入较 2023 年度减少 1,275.67 万元，同比变动-6.85%，主要系 2024 年度不动产项目所在区域风力资源较 2023 年度有所减弱、电网限电率有所上升等综合因素影响所致；2025 年度营业收入较 2024 年度增加 972.54 万元，同比变动 5.60%，一方

面系2025年度风力资源有所恢复，另一方面系项目设备整体可利用率保持良好水平，风电发电量小幅回升所致。

整体而言，项目公司近三个年度营业收入在17,359.58~18,635.24万元区间内呈窄幅波动，反映出风电项目稳定运营期内营业收入具有较强可预期性。

3、经营成本分析

（1）营业成本构成、毛利率及变动情况分析

项目公司营业成本主要由风电场运营涉及的固定资产折旧、运维费、修理费、保险费和运营支持服务费等构成，其中固定资产折旧是营业成本的主要构成项目。

表2-60.乌兰风电项目营业成本主要构成情况

单位：万元

项目	2026年1-6月		2025年度		2024年度		2023年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
折旧及摊销	3,378.73	77.19%	6,755.88	80.08%	6,746.26	82.20%	6,778.19	81.31%
运维费	96.86	2.21%	153.17	1.82%	182.11	2.22%	257.32	3.09%
保险	59.80	1.37%	129.07	1.53%	129.12	1.57%	81.25	0.97%
试验检验费	-	0.00%	7.69	0.09%	9.86	0.12%	23.18	0.28%
下网电费	269.57	6.16%	559.66	6.63%	472.44	5.76%	487.90	5.85%
运营支持服务费	250.00	5.71%	500.00	5.93%	380.00	4.63%	620.00	7.44%
修理费	200.46	4.58%	326.63	3.87%	32.55	0.40%	97.44	1.17%
安全活动费[53]	121.81	2.78%	-5.66	-0.07%	169.48	2.07%	-16.88	-0.20%
材料费	-	0.00%	-	0.00%	1.77	0.02%	1.03	0.01%
其他	0.18	0.00%	9.95	0.12%	83.29	1.01%	6.83	0.08%
合计	**4,377.41**	**100.00%**	**8,436.38**	**100.00%**	**8,206.89**	**100.00%**	**8,336.27**	**100.00%**
变动情况	/		**2.80%**		**-1.55%**		**7.76%**	

[53] 安全活动费存在负值系因为当年用于安全类活动且计入成本科目的金额高于当年计提金额所致。

报告期内，项目公司 2023 年度、2024 年度、2025 年度营业成本分别为 8,336.27 万元、8,206.89 万元、8,436.38 万元，2026 年 1-6 月营业成本为 4,377.41 万元，最近三个年度营业成本保持相对稳定。最近三年及一期，成本占收入的比重分别为 44.73%、47.28%、46.02%和 51.81%，对应营业毛利率分别为 55.27%、52.72%、53.98%和 48.19%。

项目公司营业成本构成中，固定资产折旧系非现金性支出，金额在各期营业成本中占比较高且保持稳定，致使项目公司报告期内毛利率水平整体保持在 48%以上的区间，具备较强的盈利能力。2026 年 1-6 月营业毛利率为 48.19%，较 2025 年度的 53.98%有所下降，主要系营业成本中折旧及摊销等固定性支出相对刚性，而报告期内营业收入受风资源周期性变化影响相对较低，导致毛利率阶段性回落。

表 2-61. 乌兰风电项目各项营业成本占营业收入比例情况

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
折旧及摊销	39.99%	36.85%	38.86%	36.37%
运维费	1.15%	0.84%	1.05%	1.38%
保险	0.71%	0.70%	0.74%	0.44%
试验检验费	0.00%	0.04%	0.06%	0.12%
下网电费	3.19%	3.05%	2.72%	2.62%
运营支持服务费	2.96%	2.73%	2.19%	3.33%
修理费	2.37%	1.78%	0.19%	0.52%
安全活动费	1.44%	-0.03%	0.98%	-0.09%
材料费	0.00%	0.00%	0.01%	0.01%
其他	0.00%	0.05%	0.48%	0.04%
合计	**51.81%**	**46.02%**	**47.28%**	**44.73%**

如上表所示，2023 年-2025 年折旧及摊销占营业收入比例分别为 36.37%、38.86%和 36.85%，整体保持稳定；运维费占营业收入比例近三年呈逐期下降趋势，主要是由于项目进入稳定运营期后设备运行状态良好、运维服务费支出有所减少；保险费占营业收入比例近三年保持相对稳定主要是由于保险合同金额相对固定，营业收入波动幅度有限；下网电费占营业收入比例近三年基本稳定；运营支持服务费占营业收入比例近三年保持在 2.19%-3.33%区间内波动，主要是由于上海申能新能源投资有限公司按“受益原则”分

摊的运营管理费；修理费占营业收入比例2025年起有所上升，主要是由于风电机组已出质保期所致；其他项支出（试验检验费、安全活动费、材料费及其他）占营业收入比例均较小且报告期内变动幅度有限，对营业成本结构无重大影响。

本项目拟承担的技术改造及升级义务均系电网及能源主管部门提出的适网合规要求；相关费用已纳入修理费（维护性资本性支出）中，不再单独列支，相关因素对现金流的影响已在估值中充分考虑。具体分析如下：

（1）相关技术改造及升级义务的具体内容

根据国家能源局西北监管局、青海省能源局发布的《国家能源局西北监管局青海省能源局关于加强新能源和新型并网主体涉网安全管理的通知》的要求，新能源并网主体应按照通知要求完成涉网性能改造，改造项目中即包括电磁暂态建模及宽频振荡监测。具体要求情况如下：

电磁暂态建模："并网主体要根据电力系统稳定计算分析要求，组织并委托有资质的试验单位开展电磁暂态和机电暂态建模及参数实测，并网前向电力调度机构提供并网设备相应型号的单机电磁暂态和机电暂态模型。"

宽频振荡监测："各电力企业应加强宽频振荡风险防控与系统治理，定期开展振荡风险排查，加快宽频振荡就地监控功能升级完善，实现振荡风险预判、振荡源定位、振荡设备控制及切除功能。"

上述技术改造及升级义务均系电网及能源主管部门为保障电网安全稳定运行提出的刚性适网要求，属必要改造。

（2）本项目及同类项目历史技改费用发生金额

本项目正式并网前已完成风机耐高频耐高压能力改造、风电机组高穿测试、整站测试及建模、SVG性能测试、机电暂态建模、一次调频测试和惯量响应、故障穿越能力验证、电压频率适应性能力验证等适网技术性改造。

根据《国家能源局西北监管局青海省能源局关于加强新能源和新型并网主体涉网安全管理的通知》的要求，本项目后续拟开展宽频振荡监测、电磁暂态建模等技术改造，相关费用已纳入修理费（维护性资本性支出）。

运营管理机构管理的其他同类项目技改情况如下表所示：

表2-62. 同类项目技改费用发生情况

序号	技改项目	实施内容	费用金额（万元）

1	某风电场机电、电磁建模工作	1.完成风电场风电机组机电和电磁暂态建模; 2.风电场整场机电和电磁暂态模型验证；出具相关报告，并通过电网审核。	50.00
2	某光伏电站场站机电暂态建模与模型验证	1.SVG 高低穿及相关性能现场测试; 2.SVG 单机机电暂态建模; 3.全站机电暂态建模; 4.出具相关报告，并通过电网审核。	62.50

（2）营业成本同业可比项目对比情况

截至尽调报告基准日，已披露的可比风电 REITs 项目最新公开披露的招募说明书最近一年营业成本占营业收入的比重情况如下:

表 2-63. 中信建投明阳智能新能源 REIT 营业成本占营业收入的比重情况

单位：万元

项目	中信建投明阳智能新能源 REIT	占营业收入比重
资产类型	陆上风电	-
报告期	2023 年	
营业收入	18,918.56	
营业成本	**6,185.06**	**32.69%**
折旧摊销费用	4,871.34	25.75%
技术服务及运维费	318.35	1.68%
修理费	312.48	1.65%
购电费	35.78	0.19%
材料费	55.29	0.29%
保险费	100.02	0.53%
办公费	45.67	0.24%
人工成本	150.21	0.79%
安全生产费用	295.91	1.56%

表 2-64. 工银蒙能清洁能源 REIT 营业成本占营业收入的比重情况

单位：万元

项目	工银蒙能清洁能源 REIT	占营业收入比重
资产类型	陆上风电	-
报告期	2023 年	
营业收入	14,219.58	
营业成本	**6,418.11**	**45.14%**
折旧摊销费用	4,853.40	34.13%
付现成本	1,564.71	11.00%

表 2-65. 国金嘉泽新能源 REIT 营业成本占营业收入的比重情况

单位：万元

项目	国金嘉泽新能源 REIT	占营业收入比重
资产类型	陆上风电	-
报告期	2025 年	
营业收入	13,754.99	
营业成本	**3,693.20**	**26.85%**
折旧费	3,261.46	23.71%
土地使用权摊销	24.50	0.18%
运营管理费	394.18	2.87%
购电费	13.06	0.09%

表 2-66. 中航中核汇能新能源 REIT 营业成本占营业收入的比重情况

单位：万元

项目	中航中核汇能新能源 REIT	占营业收入比重
资产类型	陆上风电	-
报告期	2025 年	
营业收入	15,128.10	
营业成本	**9,480.48**	**62.67%**
折旧费	6,561.18	43.37%

项目	中航中核汇能新能源 REIT	占营业收入比重
财产保险费	71.59	0.47%
安全生产费	294.46	1.95%
摊销费用	65.81	0.44%
运维费用及其他	2,487.44	16.44%

综合考虑资产类型及公开数据披露详实程度，本项目的同行业可比项目选取了已披露风电 REITs 项目中的中信建投明阳智能新能源 REIT 项目、工银蒙能清洁能源 REIT 项目、国金嘉泽新能源 REIT 项目、中航中核汇能新能源 REIT 项目。

本项目近三年(2023 年度至 2025 年度)营业成本占营业收入的比重平均约为 46.01%，处于上述可比项目区间的中部水平，与同为陆上风电项目的工银蒙能清洁能源 REIT 项目（45.14%）较为接近，高于中信建投明阳智能新能源 REIT 项目（32.69%）和国金嘉泽新能源 REIT 项目（26.85%），低于中航中核汇能新能源 REIT 项目（62.67%），整体处于合理区间。从成本构成看，折旧及摊销系本项目营业成本的最主要构成项，近三年平均占营业收入的比重约为 37.36%，低于折旧水平较高的中航中核汇能新能源 REIT 项目（43.37%），高于中信建投明阳智能新能源 REIT 项目（25.75%）及国金嘉泽新能源 REIT 项目（23.71%），主要系本项目装机规模及固定资产投资形成的折旧基数相对较大所致。根据国金嘉泽新能源 REIT 项目公开披露信息，国金嘉泽新能源 REIT 项目营业成本占收入比重较低主要是因为，国金嘉泽新能源 REIT 项目采用发起人嘉泽新能集团内部运维的模式，运营管理机构各项运维费用以实际产生费用的成本价核算定价，因此运维费、运营支持服务费等现金成本占营业收入的比重相对较低，基金发行后，国金嘉泽新能源 REIT 项目将采用市场化的运维模式，运营管理费回归市场化定价水平。

（3）期间费用分析

项目公司最近三年及一期的期间费用构成如下:

表 2-67. 乌兰风电项目期间费用主要构成情况

单位：万元

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
销售费用	-	-	-	-
管理费用	-	-	-	0.68

研发费用	-	-	-	-
财务费用	**1,335.08**	**3,103.13**	**4,539.33**	**4,580.98**
其中：利息支出	1,357.50	3,120.69	4,616.68	4,604.07
减：利息收入	22.79	18.14	77.74	23.54
期间费用合计	**1,335.08**	**3,103.13**	**4,539.33**	**4,581.66**

项目公司报告期内期间费用以财务费用为主。2023年度、2024年度、2025年度财务费用分别为4,580.98万元、4,539.33万元、3,103.13万元，2026年1-6月为1,335.08万元。2025年度财务费用较2024年度减少1,436.20万元，降幅约31.64%，主要原因为项目公司对长期借款进行再融资：原长期借款本金约11.95亿元在2024年末重分类至一年内到期的非流动负债后，于2025年度到期偿还；同时项目公司在2025年度取得新长期借款10亿元，借款本金规模较原有借款下降约16.32%，且新融资综合成本相较原有借款有所下降，综合影响使得2025年度利息支出较2024年度显著减少。

项目公司管理费用、销售费用、研发费用金额均较小或为零，系根据集团统筹安排：由上海申能新能源投资有限公司统一为项目公司提供资产财务管理、风险合规、计划合同、生产营销、综合管理、安全环境保卫等运营支持服务，相关服务费用按“受益原则”分摊并计入营业成本，使得体现在期间费用科目的管理费用金额较低。

（4）税金及附加构成、占收入比例及变动情况分析

项目公司税金及附加主要包括城市维护建设税、教育费附加、地方教育附加、房产税、土地使用税、印花税等。报告期各期税金及附加金额均较小（2023年度、2024年度、2025年度、2026年1-6月分别为35.70万元、31.10万元、34.43万元、13.35万元），占营业收入比重均不足1%。

表2-68.乌兰风电项目最近三年及一期税金及附加情况

单位：万元

项目	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度
税金及附加	13.35	34.43	31.10	35.70
占营业收入比重	0.16%	0.19%	0.18%	0.19%

（5）现金流与盈利情况一致性分析

项目公司最近三年及一期的经营活动产生的现金流量净额与净利润对比情况如下：

表 2-69. 乌兰风电项目最近三年及一期盈利及现金流情况

单位：万元

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
营业收入	8,448.95	18,332.12	17,359.58	18,635.24
营业成本	4,377.41	8,436.38	8,206.89	8,336.27
毛利润	4,071.54	9,895.74	9,152.69	10,298.97
毛利率	48.19%	53.98%	52.72%	55.27%
净利润	2,281.41	5,381.75	4,234.78	4,788.33
经营活动产生的现金流量净额	7,742.88	25,709.93	13,135.34	16,767.69
EBITDA	7,444.99	16,141.97	15,944.15	17,063.87

项目公司报告期内经营活动产生的现金流量净额显著大于净利润，2023 年度、2024 年度、2025 年度、2026 年 1-6 月经营性现金流净额减净利润差额分别为 11,979.37 万元、8,900.56 万元、20,328.17 万元、5,461.47 万元，差额均为正值。

造成上述差异的主要原因包括：（1）项目公司作为典型的重资产风电运营企业，每年需计提数额较大的固定资产折旧，折旧在利润表中体现为非现金性营业成本，但不影响经营性现金流出；（2）项目公司的财务费用等在利润表中扣除，但在现金流量表中划分至筹资活动现金流出，因此不影响经营活动现金流量。综上，项目公司经营活动产生的现金流量净额大于净利润，符合行业特征，反映项目公司具有良好的经营性现金回收能力。

特别地，2025 年度项目公司经营活动产生的现金流量净额达到 25,709.93 万元，较 2024 年度 13,135.34 万元大幅增加。主要原因为项目公司回收国家可再生能源发电补贴所致。

（五）不动产项目收费权或者经营权取得依据、收费标准、经营期限的法律法规规定或者合同约定

1、收费权取得依据及期限

国家能源局西北监管局于 2023 年 10 月 20 日向华扬晟源核发了编号为 1031219-00394 的《电力业务许可证》，有效期自 2019 年 12 月 24 日至 2039 年 12 月 23 日。华扬晟源根据上述《电力业务许可证》及其不时的续期、补充、更新、修订或换发的特许经营批复文件取得运营不动产项目对应的电力收费权。

2、收费标准

根据国网青海公司于2020年5月6日出具《国网青海省电力公司关于2018年10月1日以后并网可再生能源发电项目上网电价情况的报告》，载明其根据《青海省发展和改革委员会关于转发国家发展改革委关于2018年光伏发电项目价格政策的通知》（青发改价格〔2018〕70号）要求，确认乌兰风电项目应执行上网电价为0.6元/千瓦时。

（六）不动产项目收费减免或者优惠情况

截至2026年6月30日，本项目不存在且预计不动产基金存续期间本项目不存在收费减免或优惠情形。

（七）不动产项目运营所适用的税收政策

表2-70.不动产项目运营所适用的税收政策及税率

税种	税率	计税基数
企业所得税	15.00%[54]	应纳税所得额
增值税	13.00%	按销项税额扣除当期可抵扣的进项税额后的差额
城市维护建设税	5.00%	应纳流转税额
教育费附加	3.00%	应纳流转税额
地方教育费附加	2.00%	应纳流转税额

（八）不动产项目运营所适用的税收优惠政策

根据《财政部 税务总局 国家发展改革委关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》（财政部 税务总局 国家发展改革委公告2020年第23号）相关规定，自2021年1月1日至2030年12月31日，对设在西部地区的鼓励类产业企业减按15%的税率征收企业所得税，项目公司属于鼓励类产业，享受上述所得税的优惠政策。

（九）日后事项、或有事项及其他重要事项

1、日后事项

无。

2、诉讼或仲裁、担保等事项

截至2026年6月30日，项目公司不存在未决诉讼或仲裁、担保等事项。

[54] 报告期内适用该优惠税率。

3、担保余额占项目公司报告期末合并口径净资产比重10%以上且不在项目公司合并范围内的被担保人的诚信情况和财务状况

截至2026年6月30日，项目公司无对外担保。

4、资产抵押、质押、担保和其他权利限制安排

截至2026年6月30日，项目公司无资产抵押、质押、担保和其他权利限制安排。

5、其他具有可以对抗第三人的优先偿付负债的情况

截至2026年6月30日，项目公司不存在其他具有可以对抗第三人的优先偿付负债的情况。

2.4.3 不动产项目运营数据

（一）报告期不动产项目主要经营指标

乌兰风电项目全电量市场化交易，售电收入主要由国补收入和市场化交易结算收入组成，并受到考核费用等因素影响。中长期超缺额获利回收机制系现货市场结算的价格纠偏机制，旨在引导发电企业将中长期合约电量与结算电量的偏差控制在合理区间，对于发电企业获得的超出合理区间的获利，电网将以超缺额调整费用形式予以回收。根据本项目电费结算单，超缺额调整费用自2025年8月起发生，为更好地体现市场化交易结算单价的真实情况，在本尽调报告中将该项费用与市场化交易结算单价进行合并统计与分析。

表2-71.乌兰风电项目主要经营指标

单位：小时、万千瓦时、元/千瓦时、万元

指标	2023年	2024年	2025年	2026年1-6月
等效利用小时数	**1,729.60**	**1,608.39**	**1,694.47**	**758.57**
结算电量	**34,591.97**	**32,167.84**	**33,889.43**	**15,171.50**
其中：市场化交易结算电量	34,591.97	32,167.84	33,889.43	15,171.50
考核前售电价格（含税）	**0.6118**	**0.6108**	**0.6006**	**0.6286**
其中：国补电价	0.3723	0.3723	0.3723	0.3723
市场化交易结算单价（含超缺额）	0.2395	0.2385	0.2283	0.2563
考核前售电收入（含税）	**21,164.14**	**19,647.64**	**20,354.55**	**9,536.29**
其中：国补收入	12,878.59	11,976.09	12,617.03	5,648.35
市场化交易结算收入	8,285.55	7,671.55	7,737.52	3,887.94
考核费用（含税）	**-196.93**	**-121.93**	**-171.20**	**-34.28**
考核后平均电价（含税）	**0.6061**	**0.6070**	**0.5956**	**0.6263**
考核后售电收入（含税）	**20,967.21**	**19,525.71**	**20,183.35**	**9,502.01**
考核后售电收入（不含税）	**18,555.05**	**17,279.39**	**17,861.37**	**8,408.86**

（二）风速情况

本项目位于青海省柴达木盆地东部，该地区为青海省内风资源优质区域，自投运以来本项目历史各完整年度平均风速波动区间为 4.09—4.88 米/秒，风力资源总体呈平稳态势。

2023-2025 年及 2026 年 1-6 月，乌兰风电项目风速变动情况如下：

表 2-72. 乌兰风电项目 2023-2025 年及 2026 年 1-6 月风速变动情况

单位：米/秒

项目	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年 1-6 月
平均风速	4.53	4.09	4.88	4.99

乌兰风电项目 2023-2025 年及 2026 年 1-6 月测风数据稳定在 4.09 米/秒至 4.99 米/秒的区间内，平均值为 4.62 米/秒。

1、本项目投运以来历史各完整年度风速及变动情况

风资源具有随机性与不确定性，本项目投运以来，历史各完整年度平均风速波动区间为 4.09—4.88 米/秒，风力资源总体呈平稳态势，符合风力发电行业特征。

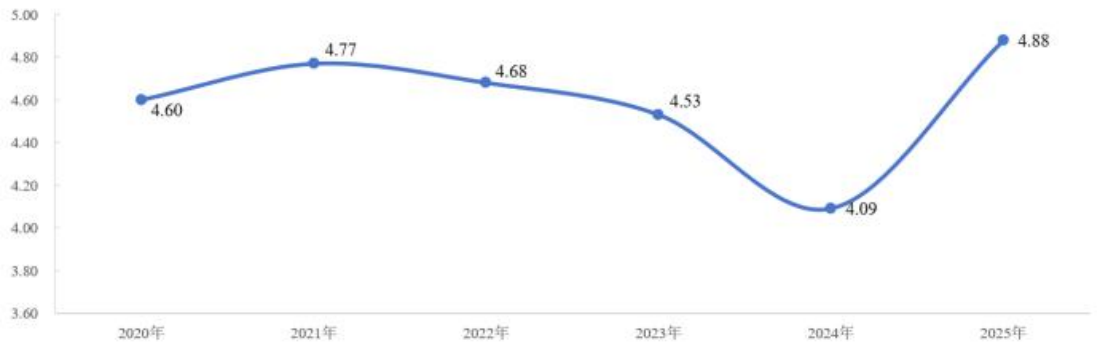


图 2-13. 历史各年度风速及变动情况（单位：米/秒）

由于平均风速取自风电机组测风仪器的记录均值，受风资源波动性与随机性影响，风电机组实际出力时的风速条件较平均风速存在偏离，呈现波动特征。因此，行业实践中，平均风速仅作为风资源禀赋的参考指标，通常采用理论发电量（即标杆风电机组无约束发电量×项目总装机容量÷标杆机额定容量）或理论发电小时数（即理论发电量÷项目总装机容量）来评估项目风资源禀赋。

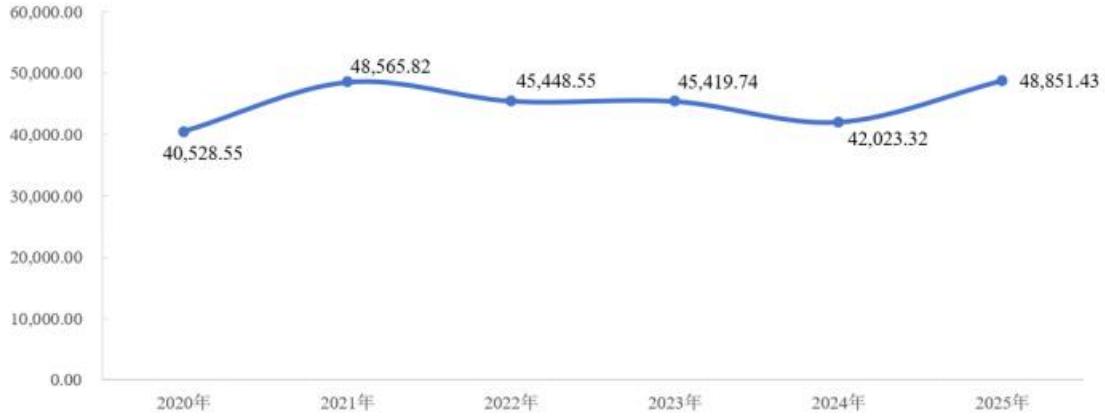


图 2-14. 历史各年度理论发电量及变动情况（单位：万千瓦时）

2020—2025 年，本项目理论发电量区间为 40,528.55—48,851.43 万千瓦时，对应理论发电小时数区间为 2,026.43—2,442.57 小时，风资源禀赋属青海省较好水平。

2、本项目所在地区风资源条件

本项目所在地区长期风资源总体上变化平稳。青海省气候中心对青海省近 10 年典型年风能资源禀赋监测评估结果表明[55]，青海省 100—300 米高度年平均风速在 5.5—7.8 米/秒，风能资源优先开发区主要集中在柴达木盆地及青南地区。本项目位于柴达木盆地东部，为青海省风资源较优区域，本项目测风结果（测风高度 90 米）与青海省风资源条件长期观测情况基本一致。

根据青海省气候中心预估，青海省未来 35 年（2026—2060 年）风能资源总体上变化平稳，对总体风能资源规划布局不会产生实质影响。

（三）限电情况

2023 年-2025 年及 2026 年 1-6 月，乌兰风电项目限电情况如下：

表 2-73. 乌兰风电项目 2023-2025 年及 2026 年 1-6 月限电情况

单位：万千瓦时

指标	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1—6 月
理论发电量	45,419.74	42,023.32	48,851.43	24,755.69
结算电量	34,591.97	32,167.84	33,889.43	15,171.50
损失电量	193.10	101.36	133.37	82.58
厂用及线损电量	1,571.91	823.79	1,016.34	441.96
限电量	9,062.76	8,930.33	13,812.29	9,059.64

[55] 信息来源：青海省气象局。

限电率	19.95%	21.25%	28.27%	36.60%
限电量 （剔除增容改造工程影响）	9,062.76	8,930.33	10,273.73	5,892.41
限电率 （剔除增容改造工程影响）	19.95%	21.25%	21.03%	23.80%

本项目限电率计算公式为：限电率=限电量÷理论发电量=（理论发电量-结算电量-损失电量-厂用及线损电量）÷理论发电量。因此，限电率是风资源条件与电网调度共同作用下的统计结果，而非调度预先设定的管控指标。

如上表所示，限电量主要受理论发电量与结算电量影响，在风资源较好（即理论发电量较高）的年份，即使限电量、限电率有所提升，最终结算电量仍可能出现同比增长。例如2025年相较于2024年，虽然未剔除增容改造工程影响的限电率同比上升约7个百分点，但因风资源较好、理论发电量同比上升约16个百分点，实际结算电量仍同比上升约5个百分点。因此，限电量（限电率）指标并不完全表征消纳情况。同时，由于本项目与已上市同类风电REITs项目的底层资产所处地域不同，限电率指标不具备直接可比性。

本项目2025年及2026年1—6月限电率较高，主要系青海省电网近年来实施增容改造工程，致使区域新能源出力受限所致。增容改造工程对本项目的影响具有特殊性，随着改造工作已于2026年6月全部完成[56]，此影响因素已消除。剔除特殊因素扰动影响后，以2023—2024年3—6月各月限电量最高值为基准，对2025年、2026年同期进行修正后，2025年及2026年1—6月的限电量修正值为10,273.73万千瓦时及5,892.41万千瓦时，对应限电率分别为21.03%及23.80%，与2023年、2024年的限电率19.95%、21.25%相比，限电率水平未显著上升。

即使不剔除增容改造工程对限电的影响，本项目2026年1—6月的限电量为9,059.64万千瓦时，较2025年1—6月限电量9,049.73万千瓦时[57]仅上升0.11%。

1、关于增容改造工程的具体影响

根据《国网青海省电力公司电力调度中心关于750千伏西宁变开关增容改造期间控制新能源出力的通知》和《国网青海省电力公司电力调度中心关于750千伏西宁变开关

[56] 信息来源：根据《国网青海省电力公司电力调度控制中心关于750千伏西宁变开关增容改造工作期间新能源受限有关情况的报告》，2026年3月底—6月中旬，国网青海省电力公司已开展西宁变最后一批开关增容改造工程。

[57] 2025年1—6月限电量9,049.73万千瓦时，占全年限电量比例约65.5%；增容改造工程结束后，2025年7—12月限电量为4,762.57万千瓦时，占全年限电量比例约34.5%。

增容改造工作期间新能源受限有关情况的报告》，“十四五”以来，随着青海省新能源及电网不断发展，750千伏西宁变的短路水平快速上升，已超过开关额定遮断容量[58]的20%，存在严重的电网安全运行风险。

2025年及2026年3—6月，国网青海公司对750千伏西宁变实施了开关增容改造及间隔扩建工程（以下简称增容改造工程），并于2026年6月全部完成。根据国网青海公司披露，增容改造工程实施期间，青海省电网网架削弱严重，电网断面受限导致新能源项目出力受限，预计影响全年新能源利用率2.5个百分点。增容改造工程完成后，本项目2026年7—8月的结算电量较2025年同期增长5.64%。

增容改造工程对本项目及周边项目的影响程度相近，工程实施期间对本项目及周边区域项目限电率的具体影响如下：

表2-74.增容改造工程对本项目及周边区域项目限电率的影响

项目	2023年	2024年	2025年	2026年1—6月
周边项目A	14.59%	18.62%	29.64%	35.25%
周边项目B	22.71%	22.47%	32.58%	39.97%
本项目	19.95%	21.25%	28.27%	36.60%

2、送出线路及升压站的承载能力

本项目存在与乌兰吉电项目共用华扬330千伏升压站，与乌兰吉电项目、乌兰润晟项目共用送出线路塔扬线的情形。华扬330千伏升压站及塔扬线设计容量为600兆伏安，剩余容量为260兆伏安，承载能力可满足本项目与乌兰吉电项目、乌兰润晟项目等竞品项目电力送出需求。乌兰吉电项目、乌兰润晟项目与本项目在定位、消纳区域、上网及外送通道等方面相同，与本项目存在竞争关系。但乌兰吉电项目已投运超5年、乌兰润晟项目已投运超4年，与本项目外送线路的共用情况已趋于稳定，并均按照国网青海公司的统一调度实现电力外送，因此对本项目限电率的影响稳定可控。

（1）本项目升压站、送出线路承载能力充裕

本项目与乌兰吉电项目共用的华扬330千伏升压站设计容量为600兆伏安，与乌兰吉电项目、乌兰润晟项目共用的送出线路塔扬线设计容量为600兆伏安；当前升压站及

[58] 额定遮断容量（又称断流容量）是指高压断路器等开关设备在额定电压下，能够可靠切断的最大短路电流所对应的视在功率（代表电气设备的总承载容量），单位为兆伏安。

送出线路剩余容量为260兆伏安，承载能力可满足本项目与乌兰吉电项目、乌兰润晟项目等竞品项目电力送出需求。

（2）本项目与乌兰吉电项目共用华扬330千伏升压站，与乌兰吉电项目、乌兰润晟项目共用送出线路塔扬线

本项目与乌兰吉电项目共用华扬330千伏升压站，现场管理界面清晰，历史运行情况稳定。乌兰吉电新能源有限公司（以下简称乌兰吉电）与华扬晟源就接入服务签订了《乌兰吉电50MW风电场接入华扬330kV汇集站技术服务合同》，华扬晟源将华扬330千伏升压站共用设备接入使用权有偿提供给乌兰吉电，共用设备是指升压站内除华扬晟源、乌兰吉电双方占用35千伏间隔以外的所有一、二次发电设备。管理安排方面，双方已通过合同明确运维边界，华扬晟源作为升压站所有权人统一负责共用设备的运行维护，乌兰吉电仅在其专用间隔及送出线路侧行使操作权，不干预升压站整体运维管理。上述安排覆盖整个合作期限（2020年—2039年），保障了共用设备的安全稳定运行。

本项目与乌兰吉电项目、乌兰润晟项目共用送出线路塔扬线，线路统一由国网青海公司管理，历史运行情况稳定。塔扬线是本项目（装机容量20万千瓦）、乌兰润晟项目（装机容量10万千瓦）和乌兰吉电项目（装机容量5万千瓦）共同使用的电力送出通道，上述三个风电项目的并网系统方案均经国网青海公司审定，可保障各项目在剩余运营年限内平稳接入青海省电网主网。同时，根据《电网公平开放监管办法》，在现有三个风电项目接入基础上，新增项目如需接入，应以国网青海公司接入系统审查结论为准。新风电项目建设时，项目业主应向国网青海公司提交并网意向书和并网系统方案，经审查，如需对塔扬线实施增容改造的，由国网青海公司按配套送出工程建设管理流程推进，从而保障现有存量项目输送容量及电力送出通道安全稳定运行。

（3）竞品项目对本项目限电率的影响稳定可控

目前乌兰地区已建成投运的风电装机容量共计约50万千瓦，其中本项目装机容量为20万千瓦，其余竞品项目合计装机容量约30万千瓦；经公开渠道信息搜集，未来乌兰地区存在在建或已规划竞品项目合计装机容量约135万千瓦。

竞品项目与本项目在定位、消纳区域、上网及外送通道等方面存在异同，因此与本项目产生不同程度的竞争关系，其中乌兰吉电项目、乌兰润晟项目与本项目在定位、消纳区域、上网及外送通道方面均相同，存在较为直接的竞争关系，其余项目与本项目的竞争关系则相对较间接。

已入市的竞品项目中，乌兰吉电项目于2020年11月并网投运，乌兰润晟项目于2021年12月并网投运，投运时间晚于本项目。在乌兰吉电项目入市的时间节点，本项目面临的竞争影响有限，主要因同期青豫直流开通的利好，促使电力消纳环境改善所致；在乌兰润晟项目入市的时间节点，本项目面临一定的直接竞争影响、电力消纳环境有所弱化，但仍优于青豫直流开通之前。乌兰吉电项目已投运超5年、乌兰润晟项目已投运超4年，与本项目外送线路的共用情况已趋于稳定，并均按照国网青海公司的统一调度实现电力外送，因此对本项目限电率的影响稳定可控。

综上所述，本项目与乌兰吉电项目共用华扬330千伏升压站，并与乌兰吉电项目、乌兰润晟项目共用送出线路塔扬线。华扬330千伏升压站及塔扬线的设计容量为600兆伏安，剩余容量为260兆伏安，承载能力可满足本项目与乌兰吉电项目、乌兰润晟项目的电力外送需求。乌兰吉电项目、乌兰润晟项目与本项目在定位、消纳区域、上网及外送通道方面相同，与本项目产生直接竞争关系，但两个项目与本项目外送线路的共用情况已趋于稳定，并均按照国网青海公司的统一调度实现电力外送，对本项目限电率的影响稳定可控。

3、存续期限电率变动趋势分析

如前述对限电率的解释，限电率是风资源条件与电网调度共同作用下的统计结果，而非调度预先设定的管控指标。根据限电率计算公式，限电率=限电量÷理论发电量=（理论发电量-结算电量-损失电量-厂用及线损电量）÷理论发电量。存续期内，运营管理机构将采取积极主动的检修管理以减少损失电量、厂用及线损电量的不利影响。因此，存续期内限电率的关键影响因素为理论发电量与结算电量。

1）省间电力互济相关政策分析

结合本尽调报告“第二章 对不动产项目的尽职调查”之“2.2项目公司所属行业情况及竞争状况”之“2.2.1行业情况”之“（二）行业主要法律法规政策及其对不动产项目运营的影响”中对省间电力互济相关政策的分析，《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》自2026年6月试运行后，省间电力互济交易市场为本项目新增电力消纳渠道，当前省间电力互济交易规模较小，随着省间电力互济交易机制逐步成熟，对结算电量的提升将形成潜在利好。

2）区域自然条件分析

结合本尽调报告“第二章 对不动产项目的尽职调查”之“2.4 财务与会计调查”之“2.4.3 不动产项目运营数据”之“（二）风速情况”中对风速情况的分析，本项目自投运以来风力资源总体呈平稳态势，理论发电量预期也将保持平稳。

3）新增装机规划分析

结合本尽调报告“第二章 对不动产项目的尽职调查”之“2.5 不动产资产情况”之“2.5.5 不动产资产的市场和客群情况”之“（一）不动产资产所处的行业、区位情况以及宏观经济情况等对不动产资产现金流稳定性的影响”之“4、区域电力消纳格局、区域电力消费结构、新能源利用率、用电需求及电力缺口情况”对新增装机规划的分析，青海省“十五五”期间装机容量增速预计较“十四五”期间下降约52%，增速明显放缓，预计将降低对结算电量的影响。

4）并网情况分析

结合本尽调报告“第二章 对不动产项目的尽职调查”之“2.5 不动产资产情况”之“2.5.5 不动产资产的市场和客群情况”之“（四）区域内现有在运营和未来3年已规划可比竞品分析”之“3、周边可比竞品对于入池资产的影响分析”中对并网情况的分析，乌兰吉电项目、乌兰润晟项目与本项目定位、消纳区域、上网及外送通道方面均相同，存在较为直接的竞争关系，其余项目与本项目的竞争关系则相对较间接，对本项目结算电量的影响稳定可控。

5）电网建设及改造计划、送出线路建设进展分析

结合本尽调报告“第二章 对不动产项目的尽职调查”之“2.5 不动产资产情况”之“2.5.5 不动产资产的市场和客群情况”之“（四）区域内现有在运营和未来3年已规划可比竞品分析”之“3、周边可比竞品对于入池资产的影响分析”中对电网建设及改造计划、送出线路建设进展等因素的分析，预计青海省中长期电力消纳格局、等效利用小时数等方面也将受到电网建设及改造工程、送出线路建成投产的直接带动和支持，对本项目电量的提升将形成潜在利好。

结合上述分析，理论发电量预计长期呈相对平稳趋势，结算电量虽在新增装机规划因素的影响下可能存在一定压力，但省间电力互济相关政策、电网建设与改造计划、送出线路建设进展等多因素将形成潜在利好。根据限电率的计算公式推论，预计存续期内限电率将保持平稳。

综上所述，限电率是风资源条件与电网调度共同作用下的统计结果，而非调度预先设定的管控指标。本项目2025年及2026年1—6月限电率较高，主要系青海省电网近年

来实施增容改造工程，致使区域新能源出力受限所致，本项目2026年1—6月限电量同比并未明显上升。结合省间电力互济相关政策、区域自然条件、新增装机规划、并网情况、电网建设及改造计划和送出线路建设进展分析，在理论发电量与结算电量预期稳定时，存续期内限电率预计将保持平稳。

基金管理人及运营管理机构将持续动态跟踪可再生能源消纳责任权重政策导向、青海省电网增容改造工程进展及青海省及重点省市用电需求情况，前瞻性地识别潜在变动风险，并综合评估其对项目公司结算电量及发电收入可能产生的不利影响。

（四）发电量、结算电量和等效利用小时数

乌兰风电项目位于青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县，由国网青海公司负责调度与消纳。乌兰风电项目每月上网电量（即结算电量）为风电机组实际发电量扣除厂用及线损电量后的净输出电量。

表2-75.乌兰风电项目2023-2025年及2026年1-6月发电量、结算电量及等效利用小时数情况

单位：万千瓦时、小时

项目	2023年度	2024年度	2025年度	2026年1-6月
理论发电量	45,419.74	42,023.32	48,851.43	24,755.69
限电量	9,062.76	8,930.33	13,812.29	9,059.64
限电率[59]	19.95%	21.25%	28.27%	36.60%
损失电量	193.10	101.36	133.37	82.58
损失率[60]	0.43%	0.24%	0.27%	0.33%
实际发电量	36,163.88	32,991.63	34,905.77	15,613.47
厂用及线损电量	1,571.91	823.79	1,016.34	441.96
厂用及线损率[61]	4.35%	2.50%	2.91%	2.83%
结算电量	34,591.97	32,167.84	33,889.43	15,171.50
等效利用小时数	1,729.60	1,608.39	1,694.47	758.57

注：实际发电量=理论发电量-限电量-损失电量，结算电量=实际发电量-厂用及线损电量。

2023-2025年，乌兰风电项目理论发电量分别为45,419.74万千瓦时、42,023.32万千瓦时和48,851.43万千瓦时，风资源条件存在一定波动；结算电量分别为34,591.97万千

[59] 限电率=限电量/理论发电量。
[60] 损失率=损失电量/理论发电量。
[61] 厂用及线损率=厂用及线损电量/实际发电量。

瓦时、32,167.84万千瓦时和33,889.43万千瓦时，受风资源波动的影响，2024年结算电量有所下滑，2025年有所回升。等效利用小时数与结算电量为数学换算关系，即等效利用小时数=结算电量÷项目总装机容量，因此，其与结算电量呈等比例变动。

（五）售电结构分析

乌兰风电项目收入来源主要为销售电量带来的发电收入。项目位于青海省海西州乌兰县，全电量送入青海省电网并参与电力市场化交易。售电结构由中长期交易及现货交易电量组成。

表2-76.乌兰风电项目2023-2025年及2026年1-6月售电结构

单位：万千瓦时

售电类型		2023年		2024年		2025年		2026年1-6月	
		结算电量	结算电量占比	结算电量	结算电量占比	结算电量	结算电量占比	结算电量	结算电量占比
市场化交易	中长期交易	34,148.67	98.72%	31,758.37	98.73%	34,574.36	102.02%	13,563.96	89.40%
	现货交易	443.30	1.28%	409.46	1.27%	-684.93	-2.02%	1,607.53	10.60%
合计电量		**34,591.97**	**100.00%**	**32,167.84**	**100.00%**	**33,889.43**	**100.00%**	**15,171.50**	**100.00%**

报告期内，青海省作为国家清洁能源示范省，其电力市场保持以“中长期交易为主体、现货交易为补充”的稳定格局，并从2025年11月起开始现货交易试运行，旨在保障新能源基本消纳的同时，逐步引入现货价格信号引导优化供需端发用电行为。

乌兰风电项目市场化交易结算电量中，2023年、2024年、2025年及2026年1-6月中长期交易电量占比分别为98.72%、98.73%、102.02%及89.40%；现货交易电量占比分别为1.28%、1.27%、-2.02%及10.60%。其中，2025年现货交易电量占比为负，主要因实际发电量与中长期合同约定电量产生负向偏差，当实际发电量小于合同电量时，需在现货市场购入电量以履行合同，从而在结算中体现为负值，此为电力市场化交易中的正常偏差处理机制；2026年1-6月现货交易电量占比大幅提升，主要系乌兰风电项目根据上半年青海省内供需特性（如早晚高峰电价较高），主动优化交易策略，通过降低部分中长期持仓、增加现货市场电量比例，以捕捉高峰电价机会、提升收益导致，此举是乌兰风电项目对电力市场现货规则改革后价格激励信号的合理响应。

（六）售电单价

表 2-77.乌兰风电项目 2023-2025 年及 2026 年 1-6 月市场化交易结算单价（含超缺额）

单位：元/千瓦时

项目	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年 1-6 月
市场化交易结算单价（含超缺额）	0.2395	0.2385	0.2283	0.2563

乌兰风电项目市场化交易结算单价（含超缺额）近三年基本稳定在 0.2283-0.2395 元/千瓦时区间。2023 年至 2025 年，随着青海省电力市场化交易深入推进，市场化交易结算单价（含超缺额）呈现稳中略降态势，2024 年、2025 年降幅分别为 0.43%和 4.26%。2026 年上半年市场化交易结算单价（含超缺额）上升至 0.2563 元/千瓦时，较 2025 年度显著提高，主要原因系 2026 年 1-6 月根据青海省内供需特征优化电力交易策略，现货交易占比大幅提升达 10.60%，现货交易中较高的早晚高峰电价对市场化交易结算单价（含超缺额）形成明显拉动。

本项目历史三年市场化交易结算单价（含超缺额）阶段性下降，系在全国新能源装机容量快速提升背景下，青海省 2024 年、2025 年省间外送结算电价相应承压下降[62]以及青海省 2025 年下半年现货市场试运行机制磨合导致，并非由于项目自身运营因素出现不利变化引起。2026 年 1—6 月，电力交易业务团队通过更加精细化的电力交易策略，提高高电价时段售电电量，在青海省整体省间外送结算电价小幅下降背景下，实现本项目省间外送结算电价同比提升。同时，在青海省能源供需“夏丰冬枯”“日盈夜亏”特征下，青海省早晚间时段现货实时价格出现高电价交易机会，电力交易业务团队通过合理调整不同时段的中长期合约持仓，在现货结算规则下，使更多现货电量在早晚间高电价时段结算。在上述两个因素共同作用下，本项目 2026 年 1—6 月市场化交易结算单价（含超缺额）同比 2025 年 1—6 月提升 14.21%。结合电力市场化改革情况、市场竞争格局、市场化各类售电模式占比及电价情况、运营管理机构精细化运营管理能力等因素分析，本项目历史三年市场化交易结算单价（含超缺额）不构成趋势性下降特征。

（1）电力市场化改革情况

青海省落实国家电力市场化改革部署，出台《深化新能源上网电价市场化改革实施方案》（青发改价格规〔2025〕645 号）及配套实施细则，以 2025 年 6 月 1 日全容量投产为界线对存量、增量新能源项目分类施策；随着现货市场连续结算试运行的执行，青海已确立“中长期合约作为结算依据管理市场风险、现货市场全电量集中竞价”的交易模

[62] 2026 年 1—6 月，本项目省间外送结算电价（即省间中长期和省间现货）对比 2025 年 1-6 月已实现回升约 17%。

式。

（2）市场竞争格局、市场化各类售电模式及电价情况

市场化各类售电模式主要为中长期交易及现货交易，本项目中长期交易主要为电力直接交易、电网企业代理购电及合同转让交易。电网企业购电结算电价稳定，电力直接交易随市场波动但结算电价平稳，合同转让交易结算电价是项目调仓的体现，与企业阶段性买卖策略相关。现货交易品种主要包括日前电能量交易及实时电能量交易，其中实时电能量交易是主要财务结算品种。现货交易承担中长期交易偏差结算的功能，与中长期交易"一体两面"，是中长期交易的重要补充，故其市场参与主体及竞争情况与中长期交易类似。现货实时电价主要由实时供需决定，同时也配套了相应风险管控机制。中长期交易及现货交易的结算电价共同形成了本项目结算电价。

2023—2025年，本项目市场化交易结算单价（含超缺额）分别为0.2395元/千瓦时、0.2385元/千瓦时及0.2283元/千瓦时，2024年、2025年分别下降0.43%和4.26%，主要系省间外送结算电价阶段性下降导致，并非由于项目自身运营因素出现不利变化引起。2026年1—6月，运营管理机构通过更加精细化的电力交易策略，提高高电价时段售电电量，在青海省整体省间外送结算电价小幅下降背景下，实现本项目省间外送结算电价逆势提升，同时积极把握青海省早晚间时段现货实时高电价交易机会，从而推动市场化交易结算单价（含超缺额）同比提升14.21%。

（3）运营管理机构精细化运营管理能力

运营管理机构具备丰富的同类风电项目生产运维及电力交易经验，共有在册员工225名，全部为从事新能源项目运营管理相关工作的专业人员，其中具有5年以上不动产（新能源发电）项目运营经验的专业人员53名，核心运营团队人员平均从业年限10年以上，涵盖电气、风机检修、电力交易、安全生产等专业序列。通过其更加精细化的电力交易策略，精准捕捉省间电力交易市场高价时段交易机会，2026年1—6月，在青海省省间外送结算电价略下行背景下，本项目省间外送结算电价逆势提升，并积极把握青海省早晚间时段现货实时高电价交易机会，从而推动市场化交易结算单价（含超缺额）同比提升。

综上所述，在全国新能源装机容量快速提升背景下，青海省2024年、2025年省间外送结算电价相应承压，以及青海省2025年下半年现货市场试运行机制磨合，从而导致本项目2024年、2025年市场化交易结算单价（含超缺额）阶段性小幅下降0.43%和4.26%，并非由于项目自身运营因素出现不利变化导致。2026年1—6月，运营管理机构通过更

加精细化的电力交易策略，提高高电价时段售电电量，在青海省整体省间外送结算电价小幅下降背景下，实现本项目省间外送结算电价同比提升，同时通过积极把握青海省早晚间时段现货实时高电价交易机会，从而推动市场化交易结算单价（含超缺额）同比2025年1—6月提升14.21%。结合电力市场化改革情况、市场竞争格局、市场化各类售电模式占比及电价情况、运营管理机构精细化运营管理能力等因素分析，本项目历史三年市场化交易结算单价（含超缺额）不构成趋势性下降特征。

2、2025年7月以来各月度市场化交易结算单价（含超缺额）

根据青海省内电力供需“夏丰冬枯”“日盈夜亏”的运行特征，本项目第一、四季度市场化交易结算单价（含超缺额）一般表现为日内“午间电价低、早晚间电价高”，第二、三季度市场化交易结算单价（含超缺额）一般表现为日内“午间电价低、早晚间电价略低”。因此，全年市场化交易结算单价（含超缺额）也对应呈现周期性波动特征。

（1）本项目2025年7月—2026年6月各月度市场化交易结算单价（含超缺额）随省内电力供需特征周期性波动

青海电力交易中心从2025年7月起启动现货市场连续结算试运行准备工作，本项目积极参与以适应新的市场交易机制。

1）历史风速变动方面

本项目在2025年7月—2026年6月风速变动范围3.97—5.52米/秒，具有一定波动性。

表2-78. 2025年7月—2026年6月风速变动情况

单位：米/秒

月份	平均风速
2025年7月	4.13
2025年8月	4.15
2025年9月	3.98
2025年10月	3.97
2025年11月	5.52
2025年12月	4.56
2026年1月	5.21
2026年2月	5.35

2026 年 3 月	5.35
2026 年 4 月	5.19
2026 年 5 月	4.46
2026 年 6 月	4.38

2）风资源条件及变化趋势方面

本项目位于青海省优质风资源区域，2025 年 7 月—2026 年 6 月合计理论发电小时数为 2,245.84 小时。

表 2-79. 2025 年 7 月—2026 年 6 月本项目理论发电小时数

单位：小时

月份	理论发电小时数
2025 年 7 月	147.96
2025 年 8 月	153.03
2025 年 9 月	129.18
2025 年 10 月	142.59
2025 年 11 月	247.69
2025 年 12 月	187.60
2026 年 1 月	248.80
2026 年 2 月	228.21
2026 年 3 月	247.13
2026 年 4 月	229.72
2026 年 5 月	146.19
2026 年 6 月	137.75

3）历史发电量方面

本项目受风资源及电网调度等因素影响较大，2025 年 7 月—2026 年 6 月合计结算电量为 30,238.83 万千瓦时。

表 2-80. 2025 年 7 月—2026 年 6 月本项目结算电量

单位：万千瓦时

月份	结算电量
2025 年 7 月	2,302.54
2025 年 8 月	2,439.66
2025 年 9 月	1,521.49
2025 年 10 月	2,015.30
2025 年 11 月	3,675.82
2025 年 12 月	3,112.52
2026 年 1 月	3,883.88
2026 年 2 月	2,973.04
2026 年 3 月	2,754.53
2026 年 4 月	2,120.13
2026 年 5 月	1,311.33
2026 年 6 月	2,128.59

4）区域用电需求方面

2025 年 7 月—2026 年 6 月青海省发用电量基本平衡。

表 2-81. 2025 年 7 月—2026 年 6 月青海省发用电量情况[63]

单位：亿千瓦时

月份	全省发电量	全社会用电量
2025 年 7 月	129.70	84.90
2025 年 8 月	109.90	89.50
2025 年 9 月	89.00	85.00
2025 年 10 月	100.50	95.50
2025 年 11 月	96.40	94.70
2025 年 12 月	106.40	99.10
2026 年 1 月	105.50	97.00
2026 年 2 月	83.20	83.40

[63] 数据来源：青海省能源局。

2026 年 3 月	95.80	92.00
2026 年 4 月	95.40	87.20
2026 年 5 月	102.70	89.80
2026 年 6 月	122.40	87.60

5）2025 年 7 月—2026 年 6 月市场化交易结算单价（含超缺额）

2025 年 7 月—2026 年 6 月本项目市场化交易结算单价(含超缺额)呈现一定波动性，2026 年上半年市场化交易结算单价（含超缺额）为 0.2563 元/千瓦时。

表 2-82. 本项目 2025 年 7 月—2026 年 6 月市场化交易结算单价（含超缺额）

单位：元/千瓦时

月份	市场化交易结算单价（含超缺额）
2025 年 7 月	0.2634
2025 年 8 月	0.2392
2025 年 9 月	0.2431
2025 年 10 月	0.1992
2025 年 11 月	0.2088
2025 年 12 月	0.2524
2026 年 1 月	0.2685
2026 年 2 月	0.2785
2026 年 3 月	0.2570
2026 年 4 月	0.2779
2026 年 5 月	0.2526
2026 年 6 月	0.1827

（2）未来电价展望

根据青海省内电力供需“夏丰冬枯”“日盈夜亏”的运行特征，本项目第一、四季度市

场化交易结算单价（含超缺额）一般表现为日内“午间电价低、早晚间电价高”，第二、三季度市场化交易结算单价(含超缺额)一般表现为日内“午间电价低、早晚间电价略低”。因此，全年市场化交易结算单价（含超缺额）也对应呈现周期性波动特征。

由于青海省现货市场开放运行的时间仍较短，预计未来电价仍将呈现一定波动性。

（七）售电收入

乌兰风电项目售电收入由市场化交易结算收入及国补收入组成，市场化交易结算收入还受到电网考核费用的影响。

表 2-83. 乌兰风电项目 2023-2025 年及 2026 年 1-6 月售电收入结构

单位：万元，含税

项目	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年 1-6 月
市场化交易结算收入	8,088.62	7,549.62	7,566.32	3,853.66
其中：电量结算收入	8,285.55	7,671.55	7,737.52	3,887.94
考核费用	-196.93	-121.93	-171.20	-34.28
国补收入	12,878.59	11,976.09	12,617.03	5,648.35
售电收入	20,967.21	19,525.71	20,183.35	9,502.01

注：市场化交易结算收入=电量结算收入+考核费用收入；售电收入=市场化交易结算收入+国补收入。

2023-2025 年及 2026 年 1-6 月，乌兰风电项目售电收入（含税）分别为 20,967.21 万元、19,525.71 万元、20,183.35 万元及 9,502.01 万元。2024 年发电收入较 2023 年下降 6.88%，主要系上网电量同比下降 7.01%叠加结算电价略有下降所致。2025 年发电收入较 2024 年增长 3.37%，主要系上网电量回升 5.35%带动。总体来看，乌兰风电项目发电收入受上网电量与结算电价双重影响，呈现一定波动性，但整体盈利能力稳定。2.4.4 项目公司纳入不动产基金后的变化情况

（一）若项目公司纳入不动产基金后项目公司人员、财务、运营等存在变化情况的应对相关安排进行调查，评估相关安排能否满足不动产基金正常运作需要

本基金成立后，项目公司层面的治理安排拟设立如下：

1、项目公司股东

基金管理人有权为基金的利益通过专项计划行使对项目公司所享有的相关股东权利。计划管理人（代表“东方红申能股份能源 1 号资产支持专项计划”）作为项目公司股东，

根据资产支持证券持有人决议，行使《公司法》及项目公司《公司章程》约定的项目公司股东权利。

2、董事会及法定代表人

项目公司设董事会，成员为三人，其中一名董事拟由运营管理机构推荐的人员担任，另外两名董事由基金管理人委派。董事会设董事长一人，项目公司的法定代表人由董事长担任。

3、监事

项目公司不设监事会或监事。

4、经理及财务负责人

项目公司设经理一名，拟由运营管理机构推荐的人员担任。项目公司的财务负责人由基金管理人委派，财务负责人直接向基金管理人汇报并对基金管理人负责。经理及财务负责人任职资格及职权等以项目公司《公司章程》为准。

（二）存在重组情况的应调查已完成事宜的情况、未完成事宜的情况及其原因、后续重组工作的具体安排及预期重组完成的时间

不存在重组情况。

2.4.5 尽职调查程序

项目组以书面审查、实地核查及书面确认等方式就项目公司的财务情况进行了核查:

1、对经注册会计师审计的财务报表及相关财务资料进行审慎核查，结合项目公司实际业务情况进行财务分析，并对重要的财务事项例如销售收入的确认、成本费用计量、应收账款、政府补贴等进行重点核查。

2、取得公司收入及成本明细表，对公司收入及成本实施分析程序，了解报告期内不动产项目的收入及成本变动情况。

3、取得各期费用明细，核查费用构成及金额是否异常，与经营业务规模是否匹配，对费用占营业收入的比重和变化情况进行分析。

4、取得不动产项目财政补贴资料，核查项目公司享有的财政补贴情况，调查财政补贴的政策依据、来源、归属、用途、会计处理及对项目公司业绩的影响等情况。

5、核查各期末主要资产情况，取得项目公司银行存款明细表，关注报告期货币资金余额变动情况，抽查货币资金明细账；抽查应收账款明细账，核查应收账款凭证，结合项目公司行业特点和行业状况，评价应收账款余额及其变动是否合理。

6、查阅项目公司历史银行借款资料，核查借款情况。了解银行贷款的背景及原因、完成银行贷款的置换、解除相关抵质押措施的情况。

7、查阅审计机构出具的财务报表及审计报告，调查项目公司的资产负债表日后事项、或有事项及其他重要事项；核查借款情况及是否存在对外担保情况。

2.5 不动产资产情况

2.5.1 不动产项目的权属情况

（一）项目权属及他项权利情况

1、不动产项目的资产范围

不动产基金拟投资的不动产资产为乌兰风电项目，资产范围具体包括乌兰风电项目收费权和为取得乌兰风电项目电费收入建设的电力设施等配套资产（包括乌兰风电项目房屋所有权及设施设备所有权）及相应的土地使用权。

（1）乌兰风电项目的收费权

华扬晟源根据其就乌兰风电项目取得的《电力业务许可证》（编号：1031219-00394）、签署的《购售电合同》（编号：QHGSHN-2024-FD003）、签署的《新能源场站并网调度协议》（编号：SGQH0000DKBD2310131）以及取得的《国网青海省电力公司关于2018年10月1日以后并网可再生能源发电项目上网电价情况的报告》（青电财〔2020〕196号），享有乌兰风电项目的收费权。

（2）乌兰风电项目的配套资产及相应的土地使用权

根据乌兰风电项目固定资产投资建设相关的批复文件，为取得乌兰风电项目电费收入建设的电力设施等配套资产包括乌兰风电项目建筑物的房屋所有权及设施设备所有权。配套资产及相应的土地使用权具体如下：

1）乌兰风电项目用地的国有建设用地使用权，包括：①90台2,200千瓦和1台2,000千瓦风电机组及其配备箱式变电器占用范围内的国有建设用地使用权；②升压站相关建（构）筑物占用范围内的国有建设用地使用权；

2）乌兰风电项目建筑物的房屋所有权，即升压站相关建筑物的房屋所有权；

3）乌兰风电项目的设施设备所有权，即90台2,200千瓦和1台2,000千瓦风电机组及其配备的辅助工程及公用工程设施设备的所有权，乌兰风电项目设施设备清单如下：

表2-84.乌兰风电项目设施设备清单

资产编码	资产名称	资产类别

资产编码	资产名称	资产类别
202102020002	运输设备	运输设备
202102020003	风光储人脸识别系统	安全维护设备
202109230001	塔视设备	其他
202112030002	自动消防系统	安全维护设备
202203310002	信息态势感知平台	其他
202207290002	SVG	其他
202212290001	一次调频设备	其他
202309140001	1#风力发电机组	发电及供热设备
202309140002	2#风力发电机组	发电及供热设备
202309140003	3#风力发电机组	发电及供热设备
202309140004	4#风力发电机组	发电及供热设备
202309140005	5#风力发电机组	发电及供热设备
202309140006	6#风力发电机组	发电及供热设备
202309140007	7#风力发电机组	发电及供热设备
202309140008	8#风力发电机组	发电及供热设备
202309140009	9#风力发电机组	发电及供热设备
202309140010	10#风力发电机组	发电及供热设备
202309140011	11#风力发电机组	发电及供热设备
202309140012	12#风力发电机组	发电及供热设备
202309140013	13#风力发电机组	发电及供热设备
202309140014	14#风力发电机组	发电及供热设备
202309140015	15#风力发电机组	发电及供热设备
202309140016	16#风力发电机组	发电及供热设备
202309140017	17#风力发电机组	发电及供热设备
202309140018	18#风力发电机组	发电及供热设备

资产编码	资产名称	资产类别
202309140019	19#风力发电机组	发电及供热设备
202309140020	20#风力发电机组	发电及供热设备
202309140021	21#风力发电机组	发电及供热设备
202309140022	22#风力发电机组	发电及供热设备
202309140023	23#风力发电机组	发电及供热设备
202309140024	24#风力发电机组	发电及供热设备
202309140025	25#风力发电机组	发电及供热设备
202309140026	26#风力发电机组	发电及供热设备
202309140027	27#风力发电机组	发电及供热设备
202309140028	28#风力发电机组	发电及供热设备
202309140029	29#风力发电机组	发电及供热设备
202309140030	30#风力发电机组	发电及供热设备
202309140031	31#风力发电机组	发电及供热设备
202309140032	32#风力发电机组	发电及供热设备
202309140033	33#风力发电机组	发电及供热设备
202309140034	34#风力发电机组	发电及供热设备
202309140035	35#风力发电机组	发电及供热设备
202309140036	36#风力发电机组	发电及供热设备
202309140037	37#风力发电机组	发电及供热设备
202309140038	38#风力发电机组	发电及供热设备
202309140039	39#风力发电机组	发电及供热设备
202309140040	40#风力发电机组	发电及供热设备
202309140041	41#风力发电机组	发电及供热设备
202309140042	42#风力发电机组	发电及供热设备
202309140043	43#风力发电机组	发电及供热设备

资产编码	资产名称	资产类别
202309140044	44#风力发电机组	发电及供热设备
202309140045	45#风力发电机组	发电及供热设备
202309140046	46#风力发电机组	发电及供热设备
202309140047	47#风力发电机组	发电及供热设备
202309140048	48#风力发电机组	发电及供热设备
202309140049	49#风力发电机组	发电及供热设备
202309140050	50#风力发电机组	发电及供热设备
202309140051	51#风力发电机组	发电及供热设备
202309140052	52#风力发电机组	发电及供热设备
202309140053	53#风力发电机组	发电及供热设备
202309140054	54#风力发电机组	发电及供热设备
202309140055	55#风力发电机组	发电及供热设备
202309140056	56#风力发电机组	发电及供热设备
202309140057	57#风力发电机组	发电及供热设备
202309140058	58#风力发电机组	发电及供热设备
202309140059	59#风力发电机组	发电及供热设备
202309140060	60#风力发电机组	发电及供热设备
202309140061	61#风力发电机组	发电及供热设备
202309140062	62#风力发电机组	发电及供热设备
202309140063	63#风力发电机组	发电及供热设备
202309140064	64#风力发电机组	发电及供热设备
202309140065	65#风力发电机组	发电及供热设备
202309140066	66#风力发电机组	发电及供热设备
202309140067	67#风力发电机组	发电及供热设备
202309140068	68#风力发电机组	发电及供热设备

资产编码	资产名称	资产类别
202309140069	69#风力发电机组	发电及供热设备
202309140070	70#风力发电机组	发电及供热设备
202309140071	71#风力发电机组	发电及供热设备
202309140072	72#风力发电机组	发电及供热设备
202309140073	73#风力发电机组	发电及供热设备
202309140074	74#风力发电机组	发电及供热设备
202309140075	75#风力发电机组	发电及供热设备
202309140076	76#风力发电机组	发电及供热设备
202309140077	77#风力发电机组	发电及供热设备
202309140078	78#风力发电机组	发电及供热设备
202309140079	79#风力发电机组	发电及供热设备
202309140080	80#风力发电机组	发电及供热设备
202309140081	81#风力发电机组	发电及供热设备
202309140082	82#风力发电机组	发电及供热设备
202309140083	83#风力发电机组	发电及供热设备
202309140084	84#风力发电机组	发电及供热设备
202309140085	85#风力发电机组	发电及供热设备
202309140086	86#风力发电机组	发电及供热设备
202309140087	87#风力发电机组	发电及供热设备
202309140088	88#风力发电机组	发电及供热设备
202309140089	89#风力发电机组	发电及供热设备
202309140090	90#风力发电机组	发电及供热设备
202309140091	91#风力发电机组	发电及供热设备
202309140092	高压电抗器	发电及供热设备
202309140093	主变	发电及供热设备

资产编码	资产名称	资产类别
202309140094	电缆集电线路	发电及供热设备
202309140095	330kV 配电装置	发电及供热设备
202309140096	330kV 氧化锌避雷器	发电及供热设备
202309140097	35kV 配电装置	发电及供热设备
202309140098	动态无功发生器 SVG	发电及供热设备
202309140099	35kV 站用变	发电及供热设备
202309140100	35kV 小电阻接地成套装置	发电及供热设备
202309140101	风机及箱变监控系统	发电及供热设备
202309140102	通信电源监控子站柜	发电及供热设备
202309140103	远动及计费系统	发电及供热设备
202309140104	一体化电源监控系统	发电及供热设备
202309140105	照明系统	发电及供热设备
202309140106	生活水净化供水系统	发电及供热设备
202309140107	消防水系统	发电及供热设备
202309140108	空调设备	发电及供热设备
202309140109	污水处理系统	发电及供热设备
202309140110	主控楼	房屋建筑物
202309140111	35kV 配电室	房屋建筑物
202309140112	动态无功发生器 SVG 室	房屋建筑物
202309140113	综合泵房	房屋建筑物
202309140114	蓄水池	房屋建筑物
202309140115	围墙	房屋建筑物
202309140116	大门	房屋建筑物
202309140117	化粪池	房屋建筑物
202309140118	电缆沟	房屋建筑物

资产编码	资产名称	资产类别
202309140119	污水池	房屋建筑物
202309140120	油池	房屋建筑物
202309140121	进站道路	房屋建筑物
202309140122	站区道路	房屋建筑物
202309140123	检修道路	房屋建筑物
202309140124	生产区隔离围栏	房屋建筑物
202309140125	消防设施及生产生活供水工程	房屋建筑物
202309280001	风机耐高频高压能力改造及测试	发电及供热设备
202412100001	危废暂存舱	其他
202505150001	安全维护设备-交换机	安全维护设备
202505150002	安全维护设备-防火墙	安全维护设备
202505150003	安全维护设备-反向隔离装置	安全维护设备
202509160003	发电及供热设备-工业仪表*海康微影 H26 红外热像仪	发电及供热设备
202509160004	发电及供热设备-移动通信设备*荣耀 X60 手机	发电及供热设备
202512310002	监控设备	安全维护设备

2、不动产项目权属情况

项目公司合法享有不动产项目所对应的建（构）筑物所有权及其占用范围内的国有土地使用权，具体情况如下:

（1）国有建设用地使用权

1）不动产权证书（国有建设用地使用权）

华扬晟源已就90台单机容量2,200千瓦的风力发电机组及其配备箱式变电器、1台单机容量2,000千瓦的风力发电机组及其配备箱式变电器、升压站及运营管理中心用地取得乌兰县自然资源和林业草原局（以下简称“乌兰自然资源局”）于2020年1月15日核发的《不动产权证书》[64]，证载内容如下:

表 2-85. 华扬晟源不动产权证书（国有建设用地使用权）

[64] 青（2020）乌兰县不动产权第0000036号。

权利人	乌兰县华扬晟源新能源有限公司
共有情况	单独所有
坐落	乌兰县茶卡镇夏艾里沟村
权利类型	国有建设用地使用权
权利性质	划拨
用途	工业用地
面积	46,764 ㎡
使用期限	/

2）集电线路杆塔基础用地与检修道路用地

2011年6月3日，全国人大常委会法工委在对黑龙江省人大法工委的《关于地方性法规中规定架空输电线路走廊不实行征地是否违法请示的答复意见》（法工办发〔2011〕128号）中明确“地方性法规根据土地管理法、森林法等相关法律规定，可以规定架空输电线路走廊不实行征地；对因保护架空输电线路走廊，给有关当事人合法权益造成损失的，应当依法给予补偿”。2023年12月12日，青海省自然资源厅、青海省林业和草原局、青海省能源局发布的《关于支持新能源发电、抽水蓄能及电网建设用地的若干措施》规定，“对输配电线路工程杆、塔基和地下电缆通道或不改变原线路路径的改造工程，无需办理用地预审、社会稳定风险评估和节地评价及征地手续，参照有关规定给予一次性经济补偿。”就乌兰风电项目占地补偿事宜，已签订如下协议：

（a）根据乌兰县国土资源局与华扬晟源签订的《征地补偿协议书》以及支付凭证，乌兰风电项目在施工中风机基础、吊装平台和箱变基础永久占用草场面积582.4亩，升压站永久占用草场面积25亩，补偿款共计1,102,431元，已由华扬晟源全额支付。

（b）根据乌兰县国土资源局与华扬晟源签订的《征地补偿协议书》及支付凭证，乌兰风电项目在施工中道路用地共占用草场面积825亩，补偿款共计1,497,366元，已由华扬晟源全额支付。

（c）根据华扬晟源与四川省华蓥市南方送变电有限公司签订的《青海乌兰200MW风电项目设备采购、建筑、安装工程总承包合同》及其补充协议、四川省华蓥市南方送变电有限公司出具的说明函，就乌兰风电项目集电线路杆塔基础、施工和检修道路占用乌兰县茶卡镇土地、草地事宜，四川省华蓥市南方送变电有限公司负责与相关村集体组

织、村民签订征地补偿协议，并已向相关主体支付完毕上述征地补偿款等全部相关费用共计 1,102,500.00 元。

（d）根据华扬晟源与乌兰县茶卡镇夏艾里沟村签订的《征地补偿协议书》、夏艾里沟村村委会出具的《补偿说明》及支付凭证，乌兰风电项目检修道路建设期间占用夏艾里沟村村民用草场 22.04 亩，补偿款共计 40,000 元，已由华扬晟源全额支付。

根据青海新能源出具的《承诺及说明函》，如因乌兰风电项目所涉土地占地补偿事宜需要对相关主体进行补偿等情形而给华扬晟源或不动产基金带来损失或产生额外成本的，青海新能源将承担所有相关的经济和法律责任。

鉴上，乌兰风电项目的 35kV 架空集电线路杆塔基础用地、检修道路用地事项已依据有关规定进行经济补偿，相关方已支付补偿款及其他费用，不存在土地争议与纠纷，华扬晟源有权使用 35kV 架空集电线路杆塔基础用地、检修道路用地。

（2）房屋所有权

华扬晟源已就乌兰风电项目房屋建筑物不动产权取得乌兰自然资源局于 2021 年 1 月 21 日核发的《不动产权证书》[65]，证载内容如下：

表 2-86. 华扬晟源不动产权证书（房屋所有权）

权利人	乌兰县华扬晟源新能源有限公司
共有情况	单独所有
坐落	乌兰县茶卡镇夏艾里沟村
权利类型	国有建设用地使用权/房屋（构筑物）所有权
权利性质	划拨/自建房
用途	工业用地/工业
面积	土地使用权面积 46,764 ㎡/房屋建筑面积 2,571.14 ㎡
使用期限	/
附记	房屋结构：混合结构 房屋总层数：2 层 房屋竣工时间：2019 年 1 月 20 日 青（2020）乌兰县不动产权第 0000036 号

[65] 青（2021）乌兰县不动产权第 0000029 号。

3、权利负担情况

根据在动产融资统一登记公示系统对华扬晟源的查询信息、乌兰县不动产登记机关出具的《不动产登记信息》、华扬晟源出具的《承诺及说明函》及其提供的相关资料，乌兰风电项目的不动产、电费收费权及其他收费权益上不存在其他抵押、质押、查封、冻结等权利限制。

4、不动产项目资产其他权属事项

（1）不动产资产使用林地及草地情况

根据乌兰风电项目用地预审的相关文件，乌兰风电项目用地为农用地（天然牧草地）和未利用地，不涉及林地。

针对乌兰风电项目占用的草地，青海省农牧厅于2018年10月11日核发《草地征用使用审核同意书》（青农草征审字〔2018〕第124号），同意乌兰风电项目征用使用青海省海西州乌兰县茶卡镇夏艾里沟村草原4.6764公顷。

（2）不动产资产生态红线占用情况

乌兰自然资源局于2025年8月15日出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司20万千瓦风电项目生态保护红线事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕283号），确认乌兰风电项目不在乌兰县生态保护红线范围内。

（3）不动产资产自然保护区占用情况

青海省林业和草原局于2019年8月31日出具《青海省林业和草原局关于乌兰华扬晟源新能源有限公司20万千瓦风电项目与自然保护区位置关系的函》（青林保函〔2019〕450号），确认乌兰风电项目不涉及青海省自然保护区。

（4）不动产资产土地使用权承诺事项

经核查，申能股份、青海新能源、基金管理人已出具承诺函承诺，不动产项目估值中不含不动产资产使用土地的土地使用权市场价值，不动产基金存续期间不转移不动产资产涉及土地的使用权（政府相关部门另有要求的除外），不动产基金清算时或经营收益权到期时将按照相关协议约定以及法律法规规定处理相关土地使用权。

（5）不动产资产权属方面不存在重大经济或法律纠纷情况

经核查乌兰风电项目的《不动产权证书》，并经“中国裁判文书网”、中国执行信息公开网-失信被执行人查询系统及中国执行信息公开网-被执行人信息查询系统等公开信息渠道进行检索及申能股份、青海新能源出具的承诺函，截至2026年9月28日，乌兰风电项目在权属方面不存在重大经济或法律纠纷。

（二）项目经营资质取得情况、期限、有效性及展期安排

1、不动产项目的经营资质取得情况、期限及有效性

华扬晟源根据其就乌兰风电项目取得的《电力业务许可证》（编号：1031219-00394）、签署的《购售电合同》（编号：QHGSHN-2024-FD003）、签署的《新能源场站并网调度协议》（编号：SGQH0000DKBD2310131）以及取得的《国网青海省电力公司关于2018年10月1日以后并网可再生能源发电项目上网电价情况的报告》（青电财〔2020〕196号），享有乌兰风电项目的收费权。

（1）电力业务许可证

华扬晟源现持有国家能源局西北监管局于2023年10月20日核发的编号为1031219-00394的《电力业务许可证》，获准从事电力业务，有效期自2019年12月24日至2039年12月23日。

（2）并网调度协议

国网青海公司与华扬晟源于2022年12月30日签署了《新能源场站并网调度协议》（合同编号：SGQH0000DKBD2310131），根据协议约定，国网青海省电力公司同意华扬晟源在青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县茶卡镇拥有经营管理总装机容量为200兆瓦（MW）的华扬风电场新能源场站并入电网运行，协议期限自协议签订之日起至2025年12月31日止，协议期限届满前30日，若双方无异议，协议到期后自动延期3年，延期次数不限。

（3）购售电合同

国网青海公司与华扬晟源（售电人）于2024年1月1日签署《购售电合同》（合同编号：QHGSHN-2024-FD003），合同约定由国网青海公司购买售电人在青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县茶卡镇拥有并经营管理总装机容量为200兆瓦（MW）风电场的电能，合同期限自合同生效之日起至2028年12月31日止，在合同期限届满前三个月，双方应就续签合同的有关事宜进行商谈；合同有效期届满，双方均未提出书面异议的，并继续按原合同标准履行义务的，有效期按照原合同自动续展。

（4）电价批复

国网青海公司于2020年5月6日出具《国网青海省电力公司关于2018年10月1日以后并网可再生能源发电项目上网电价情况的报告》（青电财〔2020〕196号），载明其根据《青海省发展和改革委员会关于转发国家发展改革委关于2018年光伏发电项目

价格政策的通知》（青发改价格〔2018〕70号）要求，确认乌兰风电项目应执行上网电价为0.6元/千瓦时。

（5）补贴资质

根据国网新能源云官网[66]发布的信息，乌兰风电项目已纳入2021年第六批可再生能源发电补贴项目清单并予以公告，并已列入可再生能源发电补贴核查确认的合规项目清单，可按电量享受补贴。

2、不动产项目的经营资质到期安排

（1）关于《购售电合同》《新能源场站并网调度协议》在基金存续期内的续期安排

1）政策层面要求电网企业应配合发电企业签订购售电合同、并网调度协议

国家发展和改革委员会于2024年2月8日发布的《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》第十条规定，电网企业、电力调度机构应按规定与可再生能源发电企业签订并网调度协议、购售电合同等。

因此，国网青海省电力公司（以下简称国网青海公司）应按规定与项目公司签订并网调度协议、购售电合同等。

同时，《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》第二十条规定，电网企业、电力调度机构、电力交易机构拒绝或者阻碍与可再生能源发电企业签订购售电合同、并网调度协议和电力交易合同，未按规定收购可再生能源电量造成可再生能源发电企业经济损失的，应承担赔偿责任，并由电力监管机构责令限期改正；拒不改正的，电力监管机构可处以可再生能源发电企业经济损失额一倍以下的罚款。

因此，在乌兰风电项目的《购售电合同》《新能源场站并网调度协议》期限届满前，国网青海公司应组织安排续签工作，基金管理人、运营管理机构及项目公司将积极配合开展相关工作，保障相关协议持续合法有效。

2）《购售电合同》的续期约定与安排

2024年1月1日，国网青海公司（购电人）与乌兰县华扬晟源新能源有限公司（以下简称华扬晟源）签署《购售电合同》（合同编号：QHGSHN-2024-FD003），约定合同期限自《购售电合同》生效之日起至2028年12月31日止。合同期满前三个月，双方应就续签合同的有关事宜进行商谈。合同有效期届满，双方均未提出书面异议的，并继续按原合同标准履行义务的，有效期按照原合同自动续展。对于需要续签的购售电合同，在新合同签订前双方必须按原合同执行。

[66] https://sgnec.sgcc.com.cn/atlas/projectListQuery。

根据上述约定，本基金存续期间，乌兰风电项目的《购售电合同》在双方无书面异议的情况下可自动续期。基金管理人与运营管理机构将依法依规做好运营管理工作，并与国网青海公司保持友好合作及沟通，以保障乌兰风电项目《购售电合同》的妥善履行和正常续期。

3）《新能源场站并网调度协议》的续期约定与安排

2022年12月30日，国网青海公司与华扬晟源签署《新能源场站并网调度协议》（合同编号：SGQH0000DKBD2310131），约定协议期限自协议签订之日起至2025年12月31日止。协议期限届满前30日，若双方无异议，协议到期后自动延期3年，延期次数不限。截至本尽调报告出具之日，国网青海公司与华扬晟源均未对协议提出书面异议，协议已自动延期，在正常履行中。

根据上述约定，本基金存续期间，乌兰风电项目的《新能源场站并网调度协议》在双方无异议的情况下可自动续期。基金管理人与运营管理机构将依法依规做好运营管理工作，并与国网青海公司保持友好合作及沟通，以保障乌兰风电项目《新能源场站并网调度协议》的妥善履行和正常续期。

（2）发起人所持有的同类项目未发生过无法延期情形

在电力行业中，购售电合同与并网调度协议的到期续签属于较为常规的事项。经了解，截至本尽调报告出具之日，发起人所持有的分布于24个省（区、市）的全部新能源项目过往均未发生过无法延期的情形。

（3）关于购售电合同、并网调度协议无法续期的风险承担及缓释措施

1）关于无法续期的风险承担

根据《中华人民共和国可再生能源法》《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》的相关规定，购售电合同、并网调度协议是电网企业与可再生能源发电企业订立的合同。华扬晟源作为乌兰风电项目的持有主体，通过与国网青海公司等电网企业签署《购售电合同》《新能源场站并网调度协议》取得电费收入，如相关协议到期无法正常续期，华扬晟源将面临无法正常开展经营业务的风险。

根据《运营管理服务协议》约定，运营管理机构的运营管理服务范围包括:

①就需要以项目公司名义签署的不动产项目运营的相关协议（包括但不限于购售电合同、并网协议和/或并网调度协议、高压供用电合同、重大技术改造合同、重大专项修理合同、项目出质保相关检测及验收相关合同等），在协议期限届满或运营期限届满前与合同相对方商讨、谈判;

②根据不动产项目所受国家和行业标准与细则、电力相关规程，以及对应的购售电合同、购售电协议（如有）、高压供用电合同、并网调度协议等不动产项目文件对运营的要求和标准，按照谨慎运营惯例，运营和维护不动产项目设施、设备，确保该等设施、设备始终处于良好运营状态;

③发生电网紧急情况时，在符合法律法规、电力行业惯例和技术限制的情况下，依照购售电合同和并网调度协议及其他相关规定服从调度命令。

若发生运营管理机构未履行、怠于履行或未完全履行上述运营管理职责，给项目公司、不动产基金造成损失的，相关损失由运营管理机构承担，其他情形下的损失由项目公司承担。

2）关于无法续期的风险缓释措施

①在购售电合同、并网调度协议到期前，基金管理人与运营管理机构将安排相关人员提前落实购售电合同、并网调度协议的续期流程，并与电网企业等有关单位保持充分沟通，基金管理人还将督促运营管理机构提前制定工作计划，按相关法律法规的要求准备续期材料，及时提交续期申请，并跟进后续办理流程。各方将积极采取措施避免或者减小购售电合同、并网调度协议无法续期的可能性。

②根据《运营管理服务协议》约定，运营管理机构应保障项目经营所涉及的《电力业务许可证》《购售电合同》《并网调度协议》等处于有效状态。若出现到期未及时续办情形的，运营管理机构的绩效考核指标将进行扣减。运营绩效考核指标满分100分，若考核得分低于95分，则考核保证金将按照扣分同比例扣减，扣减金额计算方式为：当期基础管理费×20%×（100-考核得分）/100。通过设置相关考核要求，管理人督促运营管理机构采取主动措施保障相关购售电合同、并网调度协议的持续合法有效。

（4）不动产项目的所有权或经营权期限届满安排

根据华扬晟源现持有的《电力业务许可证》（许可证编号1031219-00394），有效期至2039年12月23日。同时，根据《青海省人民政府关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司20万千瓦风电项目用地的批复》（青政土函（2019）67号），不动产基金成立时拟投资的不动产项目用地为划拨方式（使用年限20年），不动产项目于2019年10月30日取得《国有建设用地划拨决定书》（编号：6328212019h08），国有建设用地使用权终止期限为2039年10月29日。因此，在不考虑延期的情况下，国有建设用地使用权到期日早于电力业务许可证到期日，以国有建设用地使用权到期日作为乌兰风电项目经营到期日。

在不动产项目的所有权或经营权期限届满后，原始权益人或其指定关联方有权优先受让不动产项目（含项目公司股权、不动产项目资产），在原始权益人或其指定关联方行使优先收购权时，不动产基金应按照该安排进行转让和移交，且无需召开基金份额持有人大会；特别地，就不动产基金以首次发售募集资金收购的不动产项目而言，在不动产项目经营到期日后，原始权益人或其指定关联方根据基金管理人指令在乌兰风电项目经营到期日（国有建设用地使用权届满日2039年10月29日）后[67]以项目公司总资产账面价值（不含固定资产账面价值）扣除总负债账面价值后的金额受让项目公司100%股权，并配合办理不动产项目相关移交手续，不动产基金应按照前述安排进行转让和移交，且无需召开基金份额持有人大会。

3、不动产项目出售及处置策略

基金存续期内，基金管理人将秉持基金份额持有人利益最大化原则，在履行适当程序后，根据市场环境与不动产项目运营情况，制定不动产项目出售方案并负责实施。基金管理人将积极寻求综合实力强、报价高的交易对手方，在平衡资产对价、交割速度、付款方案等多个因素后，将资产择机出售。

如确认基金存续期届满将进入清算期或按基金合同约定应由基金份额持有人大会进行决议并进行基金资产处置的，基金管理人将提前积极寻求综合实力强、报价高的交易对手方，在平衡资产对价、交割速度、付款方案等多个因素后，在清算期内或持有人大会决议的处置期内完成资产处置。

2.5.2 不动产项目建设的合法合规性

（一）投资管理手续合规性

经基金管理人/计划管理人及法律顾问核查，乌兰风电项目固定资产投资管理相关手续具体情况如下：

表 2-87.乌兰风电项目固定资产投资管理手续

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	处理方式	备注
1	审批、核准或备案	项目建议书批复	/	/	/	无需办理	非政府投资项目
		可行性研究报告批复	/	/	/	无需办理	非政府投资项目
		初步设计批复	/	/	/	无需办理	非政府投资项目

[67] 不晚于基金合同终止日。

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	处理方式	备注
		企业投资项目核准（2004 年以后）	2017 年 10 月 11 日	海西州能源局	西能源〔2017〕96 号	正常办理	/
			2019 年 5 月 24 日	海西州能源局	西能源〔2019〕51 号	正常办理	核准项目建设内容变更为“90 台 2200 千瓦和 1 台 2000 千瓦风电机组”，核准延期至 2019 年 12 月 30 日
		企业投资项目备案（2004 年以后）	/	/	/	无需办理	不适用
2	规划	建设项目选址意见书（2019 年 9 月以后为建设项目用地预审与选址意见书）	2017 年 11 月 21 日	乌兰县建设和交通运输局	选字第 6328002017086 号	正常办理	/
			2025 年 8 月 14 日	乌兰县自然资源和林业草原局	乌自然资林函〔2025〕279 号	投资建设时未办理但有关部门已出具明确处理意见	鉴于乌兰风电项目建设内容发生变更，乌兰县自然资源和林业草原局出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目用地有关事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕279 号），核实乌兰风电项目核准变更后的用地范围未超出已预审的用地范围，用地总规模在预审控制用地规模内，建设项目选址未发生变化，无需重新办理选址意见书。
		建设用地规划许可证	2025 年 8 月 14 日	乌兰县自然资源和林业草原局	乌自然资林函〔2025〕278 号	无需办理	根据《中华人民共和国城乡规划法》第三十七条、第四十二条规定，在城市、镇规划区内以划拨方式提供国有土地使用权的建设项目，建设单位应当申请办理建设用地规划许可证，城乡规划主管部门不得在城乡规划确定的建设用地范围以外作出规划许可。 对此，乌兰县自然资源和林业草原局出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目规划有关事项的请示函>的复函》（乌自然资林

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	处理方式	备注
							函〔2025〕278 号），核实乌兰风电项目不在乌兰县城乡规划确定的建设用地范围内，无需办理建设用地规划许可证。
		建设工程规划许可证	2025 年 8 月 14 日	乌兰县自然资源和林业草原局	乌自然资林函〔2025〕278 号	无需办理	《中华人民共和国城乡规划法》第四十条、第四十二条规定，在城市、镇规划区内进行建筑物、构筑物、道路、管线和其他工程建设的，建设单位应当申请办理建设工程规划许可证，城乡规划主管部门不得在城乡规划确定的建设用地范围以外作出规划许可。 对此，乌兰县自然资源和林业草原局出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目规划有关事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕278 号），核实乌兰风电项目不在乌兰县城乡规划确定的建设用地范围内，无需办理建设工程规划许可证。
3	用地	土地取得方式	划拨				
		土地预审意见（2019 年 9 月以后为建设项目用地预审与选址意见书）	2017 年 10 月 9 日	海西州国土资源局	西国土资预审字〔2017〕23 号	正常办理	/
			2025 年 8 月 14 日	乌兰县自然资源和林业草原局	乌自然资林函〔2025〕279 号	投资建设时未办理但有关部门已出具明确处理意见	鉴于乌兰风电项目建设内容发生变更，乌兰县自然资源和林业草原局出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目用地有关事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕279 号），核实乌兰风电项目核准变更后的用地范围未超出已预审的用地范围，用地总规模在预审控制用地规模内，建设项目选址

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	处理方式	备注
							未发生变化，无需重新办理用地预审。
		建设用地批准书（2019年9月以前）	2025年8月14日	乌兰县自然资源和林业草原局	乌自然资林函〔2025〕277号	投资建设时未办理但有关部门已出具明确处理意见	乌兰县自然资源和林业草原局于2025年8月14日出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司20万千瓦风电项目建设用地批准书事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕277号），载明“根据《自然资源部印发关于以“多规合一”为基础推进规划用地“多审合一、多证合一”改革的通知》（自然资〔2024〕709号）有关规定，建设用地规划许可证、建设用地批准书已合并，不再单独核发建设用地批准书。鉴于乌兰县华扬晟源新能源有限公司20万千瓦风电项目不在我县城乡规划确定的建设用地范围内，无需办理建设用地规划许可证，该项目不再单独核发建设用地批准书。”
		建设项目土地使用权证（或不动产权证）	2020年1月15日	乌兰县自然资源和林业草原局	青（2020）乌兰县不动产权第0000036号	正常办理	国有建设用地使用权
			2021年1月21日	乌兰县自然资源和林业草原局	青（2021）乌兰县不动产权第0000029号	正常办理	国有建设用地使用权/房屋（构筑物）所有权
4	用海	用海预审意见	/	/	/	无需办理	不涉及用海
		用海申请批复文件	/	/	/	无需办理	不涉及用海
		海域使用许可证	/	/	/	无需办理	不涉及用海
5	节能审	节能审查（节能报告、节能	/	/	/	无需办理	乌兰风电项目于2017年10月11日核准立项，于2018年6月13日取得海西州能

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	处理方式	备注
	查	审查意见）					源局出具的同意开工批复，乌兰风电项目在取得开工批复后施工。 根据项目开工建设时适用的《固定资产投资项目节能审查办法（2016）》（2017年1月1日实施，2023年6月1日废止）第三条规定，“企业投资项目，建设单位需在开工建设前取得节能审查机关出具的节能审查意见。”根据国家发展改革委于2017年11月15日发布的《不单独进行节能审查的行业目录》，风电站属于“不单独进行节能审查的行业目录”范围，不再单独进行节能审查，不再出具节能审查意见。 根据上述规定，乌兰风电项目在开工建设前取得节能审查意见即可，但由于乌兰风电项目开工建设前，国家发展改革委出台了《不单独进行节能审查的行业目录》，不再对风电项目单独进行节能审查。因此，乌兰风电项目在开工建设时无需再单独进行节能审查并取得节能审查意见。
6	环境影响评价	环境影响评价（报告书、报告表和登记表）批复	2018年6月8日	海西州环境保护局	西环审〔2018〕71号	正常办理	/
7	施工许可	施工许可证	2026年2月27日	乌兰县建设和交通运输局	/	投资建设时未办理但有关部门已出具明确处理意见	项目公司于2026年2月27日向乌兰县建设和交通运输局申请补办施工许可证，乌兰县建设和交通运输局于2026年2月27日出具《情况说明》，确认：根据《青海省住房和城乡建设厅关于进一步加强建筑工程施工许可管理工作的通知》（青建工〔2024〕402号）规定的“（二）下列工程不在建筑工程施工

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	处理方式	备注
							许可范围：……电力等其他专业建筑工程配套的房屋建筑、市政工程”，乌兰风电项目按照电力项目整体立项，其升压站相关建（构）筑物为整体电力工程配套的房屋建筑，不在建筑工程施工许可范围，无需办理建筑工程施工许可证。
8	竣工验收	综合验收	2020 年 11 月 22 日	建设单位：乌兰县华扬晟源新能源有限公司 设计单位：中国电建集团西北勘测设计研究院有限公司、中国电建集团青海省电力设计院有限公司 施工单位：四川华鉴市南方送变电有限公司 监理单位：中国能源建设集团辽宁电力勘测设计院有限公司 电网调度单位：青海省电力调度控制中心 质量监督机构：青海省电力建设工程质量监督中心站 生产运行单位：青海华益建筑安装工程有限责任公司	/	正常办理	/
		消防验收	2019 年 11 月 8 日	乌兰县建设和交通运输局	WL20190303010 0001	正常办理	/
		规划验收	2025 年 8 月 14 日	乌兰县自然资源和林业草原局	乌自然资林函〔2025〕278 号	无需办理	乌兰县自然资源和林业草原局出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目规划有关事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕278 号），核实乌兰风电项目不在乌兰县城乡规划确定的建设用地范围内，无需办理建设工程规划许可证，不开展规划核实相关工作。
		环保验收	2020 年 8	建设单位：乌兰县华	/	正常办	/

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	处理方式	备注
			月 26 日	扬晟源新能源有限公司 监理单位：中国能源建设集团辽宁电力勘测设计院有限公司 施工单位：四川华蓥市南方送变电有限公司 设计单位：中国电建集团青海省电力设计院有限公司 环评单位：南京普环电力科技有限公司 验收单位：青海华顺安全环境技术有限公司		理	
		水土保持设施验收	2020 年 9 月 18 日	验收单位：青海华顺安全环境技术有限公司 核定单位：海西州水土保持站	西水保函[2020]30 号	正常办理	/
		节能验收	/	/	/	无需办理	乌兰风电项目竣工验收时（2020 年 11 月 22 日）适用的《固定资产投资项目节能审查办法（2016）》第十条规定："固定资产投资项目投入生产、使用前，应对其节能审查意见落实情况进行验收。"《青海省固定资产投资项目节能审查实施办法》（2017 年 10 月 13 日实施）第十四条规定："固定资产投资项目投入生产、使用前，坚持'谁审查、谁验收'的原则，由节能审查机关对其节能审查意见落实情况进行验收。" 乌兰风电项目在开工建设时无需再单独进行节能审查并取得节能审查意见。因此，乌兰风电项目亦无需进行节能验收。
9	外资	商务部门关于外商投资企业的批复	/	/	/	无需办理	非外商投资项目
		外商投资安全审查	/	/	/	无需办理	非外商投资项目

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	处理方式	备注
		意见					
10	其他专项审批	接入电网意见的函	2018年1月12日	国网青海省电力公司	青电发展〔2018〕43号	正常办理	/
		水土保持批复	2017年10月31日	海西州水土保持预防监督站	西水保审[2017]73号	正常办理	/
		未压覆重要矿产资源情况	2017年12月13日	青海省国土资源厅	青国土资矿〔2017〕172号	正常办理	/
		用地范围内无文物的意见	2017年10月31日	乌兰县文物保护管理局	/	正常办理	/
		用地范围内无军事设施的意见	2017年10月31日	乌兰县人民武装部	乌武字[2017]67号	正常办理	/

综上，结合法律顾问意见，乌兰风电项目的建设符合其投资建设时的固定资产投资管理法规制度。

（二）工程建设质量及安全标准是否符合相关要求的情况

经核查，本项目工程建设质量及安全标准符合相关法律法规及行业标准要求，具体情况如下:

乌兰风电项目已按照《风力发电场项目建设工程验收规程》（GB/T 31997-2015）及《风力发电工程施工与验收规范》（GB/T 51121-2015）等现行国家标准完成工程竣工验收。

项目在建设过程中，工程质量监督由青海省电力建设工程质量监督中心站负责监督。根据该中心站于2019年12月23日出具的《电力工程质量监督检查并网通知单》（注册登记号：BFYQH00632018043），项目工程风电机组整套投运阶段已通过质量监督检查，同意办理并网手续。

项目亦于2019年11月8日取得乌兰县建设和交通运输局核发的《建设工程消防验收意见书》（行文批号：WL201903030100001），综合评定消防验收合格。

2020年8月，华扬晟源在青海西宁组织召开评审会，对《乌兰县华扬晟源新能源有限公司乌兰20万千瓦风电项目安全验收评价报告》（以下简称“《评审报告》”）进行了审核，与会专家原则上同意《评价报告》评审通过。

2020年11月22日，华扬晟源组织验收并出具《乌兰县华扬晟源新能源有限公司20万千瓦风电项目竣工验收鉴定书》，建设单位、设计单位、施工单位、监理单位、电网调度单位、工程质量监督中心、生产运行单位等各方共同签字确认，一致同意通过竣工验收。

在安全标准方面，风力发电工程建设与运营全过程涉及高空作业、大型设备吊装、复杂场地施工等高风险场景。乌兰风电项目在设计、施工及运维阶段均遵循《建设工程质量管理条例》《电力建设工程施工安全管理导则》《防止电力建设工程施工安全事故三十项重点要求》等制度标准，严格执行国家及行业安全生产规范。

综上，经核查，本项目工程建设质量方面，项目已通过竣工验收并取得质量监督部门同意并网通知，相关专项验收（环保、消防、水土保持）均已完成且结论合格；安全标准方面，项目在施工及运营阶段均严格执行行业安全规范，安全管理体系完备，工程建设质量及安全标准符合相关法律法规及行业标准的要求，《评价报告》经专家组评审通过。

（三）安全生产、环境保护及是否符合城市规划要求的情况

经核查，本项目的安全生产、环境保护及城市规划等方面均已取得相应的行政审批文件，合规性审查情况如下:

1、安全生产方面

乌兰风电项目持有有效的安全生产许可，已建立完善的安全生产管理体系。运营管理机构已制定并有效执行安全生产管理制度和应急预案，配备了安全生产管理人员，定期开展安全检查和隐患排查。项目公司华扬晟源在运营过程中严格遵守《安全生产法》及电力行业安全生产相关规定，风机塔筒、叶片等关键设备定期进行安全检测和维护，确保设施安全可靠运行。项目已为不动产资产购买财产一切险、机器损坏险、公众责任险及营业中断险等保险产品，具体保单包括：财产一切险（保单号：ASHH05002426QAAA18UZ-07WLHY，保险金额为人民币1,132,848,820.57元）、机器损坏险（保单号：ASHH05023426QAAAALNJ-07WLHY，保险金额为人民币823,692,216.82元），以及相关的营业中断险和公众责任险，有效防范运营过程中的安全风险。

2、环境保护方面

乌兰风电项目在建设及运营阶段均已依法履行了环境影响评价手续。2018年6月8日，海西州环境保护局作出《关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司20万千瓦风电项目环

境影响报告表的批复》（西环审〔2018〕71号），批复同意按照报告表所列的建设项目的地点、性质、规模建设该项目。2020年8月26日，华扬晟源组织验收组就项目进行环保验收并出具《乌兰县华扬晟源新能源有限公司20万千瓦风电项目竣工环境保护验收意见》，验收组一致同意项目通过竣工环境保护验收。

3、城市规划及用地合规方面

根据《中华人民共和国城乡规划法》第三十七条、第四十二条规定，在城市、镇规划区内以划拨方式提供国有土地使用权的建设项目，建设单位应当申请办理建设用地规划许可证，城乡规划主管部门不得在城乡规划确定的建设用地范围以外作出规划许可。

对此，乌兰自然资源局出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司20万千瓦风电项目规划有关事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕278号），核实乌兰风电项目不在乌兰县城乡规划确定的建设用地范围内，无需办理建设用地规划许可证。

乌兰风电项目用地合规情况详见本尽职调查报告“第二章 对不动产项目的尽职调查”之“2.5不动产资产情况”之“2.5.2不动产项目建设的合法合规性”之“（五）项目土地使用权取得的合法性、有效性，土地使用权剩余期限”。

综上，本项目在安全生产、环境保护及城市规划合规方面已取得必要的行政审批或许可文件，不存在重大违法违规情形，符合相关法律法规的要求。

（四）是否存在受自然灾害、汇率变化、外贸环境、担保、诉讼和仲裁等其他因素影响的情况

经核查，本项目在自然灾害、汇率变化、外贸环境、担保、诉讼和仲裁等方面可能受到一定影响，具体情况及风险缓释措施分析如下:

1、自然灾害影响

风电项目运营受自然条件制约较大，本项目位于青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县茶卡镇地区，属于高海拔内陆风电项目，发电量与风速、风向等气象条件密切相关，在不同年份、不同季节存在一定差异，且存在因极端风速引发风机停机、冰雪天气影响叶片运转等潜在自然灾害风险。乌兰风电项目就自然灾害影响采取了以下风险缓释措施:

一是运营管理机构已制定并有效执行自然灾害应急预案，在极端天气来临前，运营管理机构将提前做好不动产资产的维护保养计划，并在灾害影响期间安排专人轮流值守，密切关注设备运行和各项监测数据的变化情况，确保人员及设备安全。

二是项目所采用的风电机组具备抗大风设计及相应的自动控制策略，当风速达到切出值时风机自动进入待机保护模式，风速下降后自动重新启动。

三是基金管理人已监督项目公司为不动产项目购买财产一切险、机器损坏险、公众责任险及营业中断险等保险产品，若因自然灾害产生相关损失，将依据保险合同办理理赔，有效减少对项目运营的影响。

2、汇率变化影响

乌兰风电项目位于青海省境内，项目收入和成本均以人民币计价结算，不直接涉及跨境外汇收支，受汇率变化的直接影响较小。原始权益人申能新能源（青海）有限公司为申能股份有限公司全资子公司，申能股份有限公司为境内上市公司，主要经营活动和投融资活动均以人民币进行，不存在外汇敞口风险。若原始权益人或相关参与方涉及境外融资或境外股东分红等情形，则可能间接受到汇率波动影响。截至2026年6月30日，乌兰风电项目未因汇率变化导致出现运营风险。

3、外贸环境影响

乌兰风电项目运营所需的主要设备（风电机组、变压器、集电线路等）在国内已形成完善的供应链体系。经核查，项目采用的风机设备主要由国内制造商供应，短期内受外贸环境变化的直接影响较小。此外，乌兰风电项目地处青海内陆，不涉及跨境运输和进出口报关环节，主要运维物资均可在境内采购，外贸环境的直接影响较为有限。

4、担保、诉讼和仲裁

截至2026年6月30日，项目公司不存在未决诉讼或仲裁、担保等事项。

综上所述，乌兰风电项目已就自然灾害、汇率变化、外贸环境、担保、诉讼和仲裁等其他因素影响采取了较为充分的风险识别与缓释措施，能够保障项目在存续期内的稳定运营与持续现金流。

（五）项目土地使用权取得的合法性、有效性，土地使用权剩余期限

华扬晟源已经就乌兰风电项目取得相应的《不动产权证书》，合法享有乌兰风电项目的国有建设用地使用权及其建筑物的房屋所有权，并享有乌兰风电项目设施设备的所有权。具体如下:

1、土地预审意见

海西蒙古族藏族自治州国土资源局于2017年10月9日出具《关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司乌兰20万千瓦风电项目用地预审的复函》（西国土资预审字[2017]23

号），确认乌兰风电项目用地不占用基本农田，原则同意通过用地预审，该项目申请用地总规模11.275公顷，其中农用地7.8公顷（天然牧草地），未利用地3.475公顷。

海西州能源局于2019年5月24日就乌兰风电项目建设内容进行了核准变更。就本次变更，乌兰自然资源局于2025年8月14日出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司20万千瓦风电项目用地有关事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕279号），核实乌兰风电项目核准变更后的用地范围未超出已预审的用地范围，用地总规模在预审控制用地规模内，建设项目选址未发生变化，无需重新办理用地预审。

2、建设用地批准书

青海省人民政府于2019年9月30日出具《青海省人民政府关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司20万千瓦风电项目用地的批复》（青政土函（2019）67号），确认乌兰风电项目用地以划拨方式供应（使用年限20年）。

乌兰自然资源局于2025年8月14日出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司20万千瓦风电项目建设用地批准书事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕277号），载明：根据《自然资源部印发关于以“多规合一”为基础推进规划用地“多审合一、多证合一”改革的通知》（自然资〔2024〕709号）有关规定，建设用地规划许可证、建设用地批准书已合并，不再单独核发建设用地批准书。鉴于乌兰县华扬晟源新能源有限公司20万千瓦风电项目不在我县城乡规划确定的建设用地范围内，无需办理建设用地规划许可证，该项目不再单独核发建设用地批准书。

3、国有建设用地划拨决定书

2019年10月30日，乌兰县人民政府出具《国有建设用地划拨决定书》（编号：6328212019h08，电子监管号：6328212019A00231），决定将坐落于乌兰县茶卡镇夏艾里沟村、面积为4.6764公顷的宗地（宗地编号：2019-h08）的国有建设用地使用权划拨给华扬晟源。

乌兰自然资源局于2025年11月11日出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司20万千瓦风电项目用地性质有关事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕422号），确认“乌兰县华扬晟源新能源有限公司20万千瓦风电项目为国家重点扶持的能源基础设施用地项目，其用地属于《划拨用地目录》中的电力设施用地，可按照城市建设用地分类中的工业用地供应，该项目以划拨方式取得并使用项目用地符合土地管理相关规定。”

4、土地使用权剩余期限

根据《青海省人民政府关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司20万千瓦风电项目用地的批复》（青政土函（2019）67号），本项目用地为划拨方式（使用年限20年），本项目于2019年10月30日取得《国有建设用地划拨决定书》（编号：6328212019h08），故终止期限为2039年10月29日。自评估基准日2026年6月30日起算，剩余期限13.33年。

（六）不动产项目资产其他权属事项

1、不动产资产使用林地及草地情况

根据乌兰风电项目用地预审的相关文件，乌兰风电项目用地为农用地（天然牧草地）和未利用地，不含林地。

针对草地情况，青海省农牧厅于2018年10月11日核发《草地征用使用审核同意书》（青农草征审字〔2018〕第124号），同意乌兰风电项目征用使用青海省海西州乌兰县茶卡镇夏艾里沟村草原4.6764公顷。

2、不动产资产生态红线占用情况

乌兰自然资源局于2025年8月15日出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司20万千瓦风电项目生态保护红线事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕283号），确认乌兰风电项目不在乌兰县生态保护红线范围内。

3、不动产资产自然保护区占用情况

青海省林业和草原局于2019年8月31日出具《青海省林业和草原局关于乌兰华扬晟源新能源有限公司20万千瓦风电项目与自然保护区位置关系的函》（青林保函〔2019〕450号），确认乌兰风电项目不涉及青海省自然保护区。

4、不动产资产土地使用权承诺事项

经核查，申能股份、青海新能源、基金管理人已出具承诺函承诺，不动产项目估值中不含不动产资产使用土地的土地使用权市场价值，不动产基金存续期间不转移不动产资产涉及土地的使用权（政府相关部门另有要求的除外），不动产基金清算时或经营收益权到期时将按照相关协议约定以及法律法规规定处理相关土地使用权。

5、不动产资产权属方面不存在重大经济或法律纠纷情况

经核查乌兰风电项目的《不动产权证书》，并经“中国裁判文书网”、中国执行信息公开网-失信被执行人查询系统及中国执行信息公开网-被执行人信息查询系统等公开信

息渠道进行检索及申能股份、青海新能源出具的承诺函，截至2026年9月28日，乌兰风电项目在权属方面不存在重大经济或法律纠纷。

2.5.3 不动产资产的可转让性及权利限制情况

（一）不动产项目的转让限制

在本不动产基金交易结构中，不动产项目转让行为是指项目公司原股东直接向基于不动产基金需要设立的专项计划转让项目公司100%股权。在相关转让完成后，不动产基金将通过专项计划和项目公司取得相应不动产项目的完全经营权利。经查本项目适用的法律法规和相关协议、文件等，就前述转让行为有以下限制性规定或约定:

1、关于划拨土地使用权的限制规定及解除情况

根据《中华人民共和国城镇国有土地使用权出让和转让暂行条例》第四十五条，划拨土地使用权在满足如下条件且经过市县人民政府土地管理部门和房产管理部门批准后，方可转让:（1）土地使用者为公司、企业、其他经济组织和个人;（2）领有国有土地使用证;（3）具有地上建筑物、其他附着物合法的产权证明;（4）签订土地使用权出让合同，向当地市、县人民政府补缴土地使用权出让金或者以转让、出租、抵押所获收益抵交土地使用权出让金。

根据《国务院办公厅关于完善建设用地使用权转让、出租、抵押二级市场的指导意见》（国办发〔2019〕34号）第二条第（六）项的规定，划拨建设用地使用权和地上建筑物、其他附着物所有权的转让，需经市、县人民政府土地管理部门和房产管理部门依法批准，土地用途符合《划拨用地目录》的，可不补缴土地出让价款，按转移登记办理。根据《中华人民共和国城市房地产管理法》第二十三条，有批准权的人民政府系指批准土地使用权划拨的县级以上人民政府[68]。

本次不动产基金发行通过将持有不动产资产的项目公司100%股权转让予不动产基金下设资产支持证券专项计划的方式进行，不涉及划拨土地使用权的转让登记，且根据原始权益人和基金管理人出具的承诺函，不动产项目估值中不含不动产资产使用土地的土地使用权市场价值，不动产基金存续期间不转移不动产资产涉及土地的使用权（政府相关部门另有要求的除外），不动产基金清算时或经营收益权到期时将按照相关协议约定以及法律法规规定处理相关土地使用权。鉴此，乌兰风电项目无需办理土地使用权变

[68] 《中华人民共和国城市房地产管理法》第二十三条:“土地使用权划拨，是指县级以上人民政府依法批准，在土地使用者缴纳补偿、安置等费用后将该幅土地交付其使用，或者将土地使用权无偿交付给土地使用者使用的行为”。

更登记相关的批准手续，不动产项目转让不涉及违反土地管理的相关法律法规或协议约定。

2、国有资产转让的规定和限制

根据青海新能源、华扬晟源的公司章程，并经查询国家企业信用信息公示系统等，青海新能源持有华扬晟源100%的股权；申能股份持有青海新能源100%的股权，为青海新能源的控股股东。根据申能股份公开披露的《申能股份有限公司2025年年度报告》《申能股份有限公司2026年半年度报告》[69]，截至2026年6月30日，申能（集团）有限公司（以下简称"申能集团"）为申能股份的第一大股东，直接持有申能股份53.67%的股份。经查询上海市国有资产监督管理委员会网站[70]并结合青海新能源出具的《承诺及说明函》，青海新能源属于《企业国有资产交易监督管理办法》（国务院国资委 财政部令第32号，简称"32号令"）规定的"国有及国有控股企业、国有实际控制企业"，其所持有的华扬晟源股权属于国有产权，华扬晟源股权转让属于32号令规定的"企业国有资产交易行为"，应根据32号令履行国有产权转让程序。同时，《国务院办公厅关于进一步盘活存量资产扩大有效投资的意见》（国办发〔2022〕19号）第（四）条及《关于企业国有资产交易流转有关事项的通知》（国资发产权规〔2022〕39号）第三条规定，"国有企业发行基础设施REITs涉及国有产权非公开协议转让的，按规定报同级国有资产监督管理机构批准。"

就项目公司股权涉及的国有产权非公开协议转让事项，上海市国资委已于2026年9月10日出具《市国资委关于乌兰风电项目开展基础设施公募REIT发行有关事项的批复》（沪国资委产权〔2026〕188号），原则同意申能股份以乌兰风电项目开展公募REIT发行的方案，所涉及的产权转让事项可通过非公开协议转让方式实施。

（二）不动产项目转让行为的内部批准与授权

原始权益人以及项目公司已分别就本次项目公司100%股权转让的安排出具了以下决议文件：

1、原始权益人内部决议情况

青海新能源唯一股东申能股份已于2026年6月26日作出《申能新能源（青海）有限公司股东决定》，决定：（1）同意青海新能源作为原始权益人，以青海新能源全资子公司华扬晟源持有的华扬晟源20万千瓦风电项目作为底层不动产资产，申请发行不动产

[69] 网址：https://www.sse.com.cn/disclosure/listedinfo/announcement/。
[70] 网址：https://www.gzw.sh.gov.cn/shgzw_wsbs/。

基金，并据此办理申报、注册、发行、募集、设立等阶段的相关事宜；（2）同意青海新能源将项目公司100%股权转让予不动产基金及其下设不动产资产支持证券等特殊目的载体，签署并履行股权转让协议，办理股权转让相关的变更登记手续。

根据《公司法》及青海新能源的公司章程，青海新能源的股东有权作出上述股东决定，该股东决定合法有效。

2、项目公司内部决议情况

华扬晟源的唯一股东青海新能源已于2026年6月26日作出《乌兰县华扬晟源新能源有限公司股东决定》，决定：（1）同意华扬晟源以持有的华扬晟源20万千瓦风电项目作为底层不动产资产，参与不动产基金，签署并履行华扬晟源作为项目公司的相关文件；（2）同意华扬晟源为实施不动产基金之目的，将100%股权转让予不动产基金及其下设不动产资产支持证券等特殊目的载体，并据此签署并履行股权转让协议、保理业务合作协议、监管协议、股东借款协议等与发行不动产基金相关的所有合同，办理股权转让变更登记、公司章程修订及工商备案手续。

根据《公司法》及项目公司的公司章程，项目公司的股东有权作出上述股东决定，该股东决定合法有效。

2.5.4 不动产资产的物理状态

（一）不动产资产所处区位和建设规划

本基金拟初始投资的项目为乌兰风电项目，东邻夏艾里沟村草原，南邻夏艾里沟村草原，西邻夏艾里沟村、那仁村草原，北邻夏艾里沟村草原，装机容量为200MW。不动产项目的基本情况如下：

表2-88. 不动产项目基本情况

不动产项目名称	乌兰县华扬晟源新能源有限公司20万千瓦风电项目
不动产项目业态	能源基础设施（风电）
项目所在地	青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县
资产范围	东邻夏艾里沟村草原，南邻夏艾里沟村草原，西邻夏艾里沟村、那仁村草原，北邻夏艾里沟村草原，资产范围具体包括：乌兰风电项目收费权和为取得乌兰风电项目电费收入建设的电力设施等配套资产（包括乌兰风电项目房屋所有权及设施设备所有权）及相应的土地使用权
建设内容和规模	装机容量为200MW的风电项目，具体包括：90台2,200千瓦和1台2,000千瓦风电机组，以及一座330kV升压站（汇集站）

开竣工时间以及投入运营时间	开工时间：2018 年 6 月 竣工时间：2019 年 12 月 投入运营时间：2019 年 12 月
使用期限	风机运营起止时间：2019 年 12 月至 2039 年 12 月 国有建设用地使用权起止时间：2019 年 10 月至 2039 年 10 月[71]
剩余年限	风机剩余年限：13.50 年 国有建设用地使用权剩余年限：13.33 年
用地性质	工业用地
可供分配金额测算	2026 年 7-12 月及 2027 年度，可供分配金额分别为 15,996.56 万元及 14,411.07 万元。
投保情况（投保险种、投保金额、投保期限）	投保险种及投保金额： 财产一切险 1,132,848,820.57 元 营业中断险（财产一切险项下）163,709,417.34 元 机器损坏险 823,692,216.82 元 营业中断险（机器损坏险项下）163,709,417.34 元 公众责任险 10,000,000.00 元 投保期限： 自 2026 年 05 月 01 日零时起至 2027 年 04 月 30 日二十四时止
项目权属	华扬晟源已就 91 台风力发电机组及其配备箱式变电器、升压站及运营管理中心用地取得乌兰自然资源局于 2020 年 1 月 15 日核发的《不动产权证书》（青（2020）乌兰县不动产权第 0000036 号）、就乌兰风电项目房屋建筑物不动产权取得乌兰自然资源局于 2021 年 1 月 21 日核发的《不动产权证书》（青（2021）乌兰县不动产权第 0000029 号），合法享有乌兰风电项目的国有建设用地使用权及其上建筑物的房屋所有权，并享有乌兰风电项目设施设备的所有权

[71] 根据《青海省人民政府关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目用地的批复》，本项目用地为划拨方式（使用年限 20 年），本项目于 2019 年 10 月取得《国有建设用地划拨决定书》，故终止期限为 2039 年 10 月。

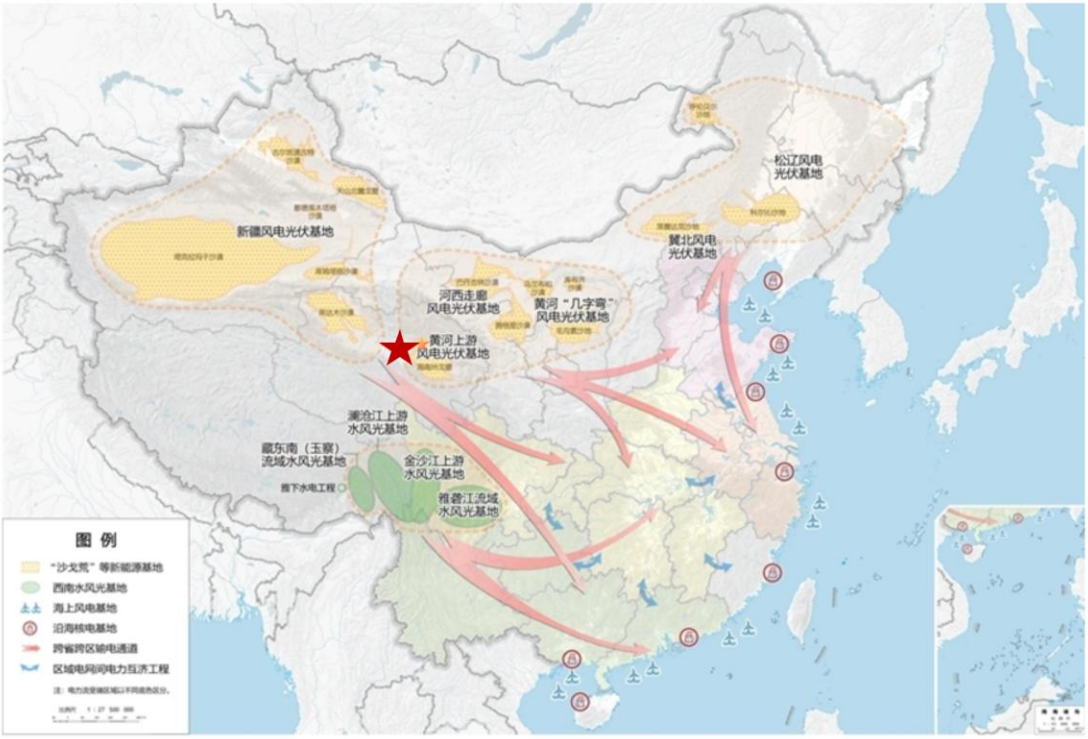


图 2-15. 项目所在区位示意图

图 2-16. 不动产项目现状图

（二）不动产项目设备情况

不动产项目重要生产设备包括风力发电机组、升压站电气设备等。

1、重要设施设备基本情况

（1）风力发电机组设备情况

根据华扬晟源与承包人四川省华蓥市南方送变电有限公司签订的《青海乌兰200MW风电项目设备采购、建筑、安装工程总承包合同》及《乌兰县华扬晟源20万千瓦风电项目设备采购、建筑、安装工程总承包合同补充协议》，华扬晟源通过四川省华蓥市南方送变电有限公司采购金风科技风力发电机组共91台，总容量为200MW。

（2）升压站设备情况

华扬晟源通过四川省华蓥市南方送变电有限公司采购升压站330kV主变压器1台。

2、重要设施设备使用状态

乌兰风电项目的风力发电机组设计寿命为20年。陆上风电项目通常采用风力发电机组可利用率（以下简称“可利用率”）来衡量风力发电机组运行效率及可靠性，计算方式为风力发电机组无故障可使用时间占考核总时间的百分比，即：单台风力发电机组可利用率=[（总时数-风机维修和故障未工作时数）/总时数]×100%，全场风力发电机组可利用率=单台风电机组可利用率的总和/台数。2023年至2026年6月，乌兰风电项目可利用率分别为99.88%、99.85%、99.91%、99.85%。自2019年12月并网发电以来，乌兰风电项目的风力发电机组运营平稳、性能较好。

3、重要设施设备的质保和后续运维安排

根据风力发电机组、主变压器投运时间及质保期约定，风力发电机组于2024年12月出质保，主变压器于2020年12月出质保。截至尽调基准日，风力发电机组、主变压器等重要设施设备在质保期内、出质保后均保持稳定运营状态。

（三）不动产资产的实际用途与其规划用途、权证所载用途的一致性

1、项目土地实际用途

乌兰风电项目土地实际用途为工业用地，具体用于风力发电机组基础、升压站、输变电配套设备、场区建构筑物及配套设施等风电项目建设。

2、项目土地规划用途

根据《中华人民共和国城乡规划法》第三十七条、第四十二条规定，在城市、镇规划区内以划拨方式提供国有土地使用权的建设项目，建设单位应当申请办理建设用地规划许可证，城乡规划主管部门不得在城乡规划确定的建设用地范围以外作出规划许可。对此，乌兰自然资源局出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司20万千瓦风电项目规划有关事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕

278号），核实乌兰风电项目不在乌兰县城乡规划确定的建设用地范围内，无需办理建设用地规划许可证。

3、项目土地权证所载用途

编号为青（2020）乌兰县不动产权第0000036号的《不动产权证书》，以及青（2021）乌兰县不动产权第0000029号的《不动产权证书》，所记载土地用途均为工业用地。

4、一致性情况

乌兰风电项目土地实际用途、规划用途与权证所载用途一致，符合用地、规划等要求。

（四）不动产资产使用状况、不动产资产重要设施设备情况；高耗能资产能耗、环保合规以及节能措施情况等

不动产资产范围及重要设施设备详见本尽职调查报告之“第二章 对不动产项目的尽职调查”之“2.5不动产资产情况”之“2.5.1不动产项目的权属情况”。

截至尽调基准日，不动产资产、不动产资产重要设备使用状况良好。

乌兰风电项目属于清洁能源发电项目，其对于保护环境、减少大气污染具有积极的作用，不涉及高耗能资产，环保合规，属于“不单独进行节能审查的行业目录”范围。

（五）保险购买、承保范围和保险金额情况

1、已购买保险情况

截至本尽调报告出具之日，根据中国太平洋财产保险股份有限公司上海分公司签发的保险单，华扬晟源已完成2026年保险续保工作，继续就乌兰风电项目投保了财产一切险及其项下营业中断险、机器损坏险及其项下营业中断险、公众责任险，保险金额合计229,395.99万元。现行保单期限为2026年5月1日至2027年4月30日。具体保险情况如下：

表2-89.乌兰风电项目已购买保险情况

保险类型	保险单号	保险金额（元）	保险费（元）	保险期限
财产一切险	ASHH05002426QAAA18UZ-07WLHY	1,132,848,820.57	470,132.26	2026/5/1至2027/4/30
财产一切险项下营业中断险	ASHH05002126QAAAA1PA-07WLHY	163,709,417.34	122,782.06	2026/5/1至2027/4/30

保险类型	保险单号	保险金额（元）	保险费（元）	保险期限
机器损坏险	ASHH05023426QAAAALNJ-07WLHY	823,692,216.82	395,372.26	2026/5/1 至 2027/4/30
机器损坏险项下营业中断险	ASHH05002626QAAAAA9A-07WLHY	163,709,417.34	110,503.86	2026/5/1 至 2027/4/30
公众责任险	ASHH05007026QAAAAU3L-07WLHY	10,000,000.00	7,500.00	2026/5/1 至 2027/4/30
合计		**2,293,959,872.07**	**1,106,290.44**	

2、财产一切险保险金额对项目评估价值的覆盖情况

根据评估机构出具的《上海东方证券资产管理有限公司拟发行公募REITs所涉及的乌兰县华扬晟源新能源有限公司风电项目资产组市场价值资产评估报告》（信资评报字（2026）第050049号，以下简称“评估报告”），经收益法评估，截至评估基准日2026年6月30日，乌兰风电项目资产组的评估值为146,600.00万元。《乌兰县华扬晟源新能源有限公司陆上风电运营期综合保险保险单》中财产一切险保险金额为113,284.88万元、机器损坏险保险金额为82,369.22万元，合计195,654.10万元，对不动产项目评估值的覆盖倍数为1.33倍。

（六）不动产资产维修保养及定期、不定期改造需求或者规划等

对比已发行陆上风电REITs项目，其不同生命周期维修保养以及定期、不定期改造安排与资金成本情况如下：

表2-90.可比同类项目不同生命周期维修保养以及定期、不定期改造资金成本情况[72]

序号	项目	不同生命周期维修保养以及定期、不定期改造安排	资金成本情况
1	中信建投明阳智能新能源REIT	风电场设备使用寿命和设计寿命均为20年，仅需每年进行日常修理维护，无需预先安排定期、不定期大修改造。	1、维修保养支出主要由费用化的相关支出预测（包含技术服务及运维费、风机运维费、材料费、修理费）覆盖。 2、未来年度不存在定期大修、改造需求，不定期大修、改造需求主要由资本化的相关支出预测（即修理费-维护性资本性支出）覆盖。
2	工银蒙能清洁	风电项目设备使用寿命和设计寿	1、未来年度维修保养支出主要由费用化

[72] 根据公开信息整理

	能源 REIT	命均为 20 年，仅需每年进行日常修理维护，无需预先安排定期、不定期大修改造。	的相关支出预测覆盖；针对不可预见的运维事项提前预留相关费用，自 2024 年起按 50 万元/年进行预测。 2、基金存续期内每年预留维护性资本性支出 100 万元。
3	中航中核汇能新能源 REIT	资本性支出实际上是企业的再投资，它是用来维持企业现有资产的运行并创造新的资产来保证企业未来的不断增长的一项支出。	1、维修保养支出包括在基础管理费内。 2、资本性支出主要包括原有固定资产的大修支出及更新改造支出，每年预计 500 万元作为不动产项目存续期内资本性支出的资金。

本项目全生命周期维修保养以及定期、不定期改造安排与资金成本情况如下:

1、不动产资产维修保养

陆上风电机组主要设备的经济寿命一般为 20 年，其日常维修保养工作主要执行依据为中华人民共和国电力行业标准《DL/T797-2012 风力发电厂检修规程》（以下简称"《检修规程》"）。根据该《检修规程》，陆上风电机组通常执行日常维修保养，对于是否按固定周期进行大修翻新无明确要求，主要强调风电机组要"达到质量目标，保证机组安全、稳定、经济运行"。

根据基金管理人、计划管理人及项目公司与运营管理机构签订的《运营管理服务协议》，运营管理机构的运营管理职责包括实施不动产项目维修、改造等。项目后期维修保养支出主要由费用化支出覆盖，包括运维费、试验检验费、修理费、安全活动费、运营支持服务费、修理费（维护性资本性支出）、其他费用等，均已纳入基础管理费范围。本项目基础管理费的设置，对比历史发生成本具有延续性及合理性，对比已上市陆上风电 REITs 项目单瓦成本具有合理性，可以满足未来不动产项目维修保养需要。

2、定期、不定期改造需求或者规划

根据《检修规程》，风电机组无定期大修安排，主要通过日常维护保养维持机组正常生产运行状态。本项目资本性支出已于项目固定资产投资阶段一次性投入，当前项目资产规模可满足正常生产需要，且上述维修保养支出已留足，除满足适网改造需要的宽频振荡监测及电磁暂态建模支出外，暂无其他重大改造需求或规划，相关支出的费用已考虑在估值假设内。

3、资本性支出对不动产基金存续期间可供分配金额的影响

未来存在由于生产安全事故及其他突发事件、重大自然灾害（包括但不限于地震、暴风、暴雨、暴雪等）、不可抗力（包括自然灾害、火灾、战争、恐怖活动、骚乱、武装冲突、瘟疫、流行性疾病、罢工、停工、禁运、非因各方原因发生的黑客攻击、尚无

有效防御措施的计算机病毒的发作以及政府行政干涉、新法律/政策的颁布或对原法律/政策的修改）、其他足以导致标的不动产项目全部或部分无法正常运营的突发事件等情形，进而风电机组设备需进行非正常经营性大修或资本性支出的风险。如因上述原因导致不动产项目无法正常运营或产生额外支出等，可能对不动产项目的经营业绩预期产生重大不利影响，进而导致对不动产基金存续期间可供分配金额产生不利影响。

4、不动产项目未来资本性支出与历史水平（如有）相比是否具有延续性、与不动产项目运营年限是否匹配

不动产项目于2019年12月并网投运，风电机组设计使用寿命为20年，于2024年12月出质保。质保期内，不动产项目无资本性支出；出质保后，风电机组日常维护保养费用已全部费用化处理，亦未安排资本性支出。

在基金存续期内，增设修理费（维护性资本性支出），用于涵盖重大专项修理费用，包括但不限于大部件更换的非周期性大修费用、为保障场站持续稳定运行所需进行的技术改造费用以及基金存续期内不动产项目其他风险应急储备。基金存续期内，2026年7—12月金额为100万元（不含税），2027年至2029年每年金额为200万元（不含税），2030年起每年金额为300万元（不含税）。

上述安排与已上市同类风电REITs项目的设置方式相同，符合《检修规程》相关规定，未来修理费支出与出质保后的费用模式保持延续性，并考虑一定的增长幅度，修理费（维护性资本性支出）在项目经营期后段提升费用金额，与项目运营年限相匹配，具有合理性。

表2-91. 不动产项目历史修理费发生金额及未来修理费预测

单位：万元

类别	2023年	2024年	2025年	2026年预测	2027年预测
修理费	97.44	32.55	326.63	413.47	369.30

2.5.5 不动产资产的市场和客群情况

（一）不动产资产所处的行业、区位情况以及宏观经济情况等对不动产资产现金流稳定性的影响

1、所在区域宏观产业发展规划

（1）青海省产业发展情况

青海省地处青藏高原东北部，是“三江之源”“中华水塔”，也是国家重要的清洁能源产业高地和战略资源接续地。近年来，青海省深入贯彻落实习近平总书记考察青海重要

讲话精神，立足“三个最大”省情定位（最大的价值在生态、最大的责任在生态、最大的潜力也在生态），加快打造生态文明高地，高质量建设产业“四地”——世界级盐湖产业基地、国家清洁能源产业高地、国际生态旅游目的地、绿色有机农畜产品输出地。清洁能源产业是青海省产业“四地”建设中的核心板块之一，青海在实现碳达峰方面先行先试，为全国能源结构转型、降碳减排作出更大贡献。

截至2025年末，青海省常住人口约592万人。2025年全省地区生产总值4,121.8亿元，比上年增长4.1%。分产业看，第一产业增加值398.5亿元，增长5.5%；第二产业增加值1,719.9亿元，增长4.7%；第三产业增加值2,003.5亿元，增长3.3%，三次产业结构为9.7：41.7：48.6。

清洁能源产业发展势头强劲。2025年，全省清洁能源发电量1,073亿千瓦时，占总发电量的比重超过87%，比上年下降1.0个百分点，其中水力发电量下降6.6%、太阳能发电量增长14.6%、风力发电量增长22.8%。青海省现已建成海南州、海西州两个千万千瓦级清洁能源基地，正加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏发电基地建设，以大型风电光伏基地为牵引，带动清洁能源产业规模化、集约化、融合化发展。黄河上游水电基地、海西州千万千瓦级清洁能源基地、格尔木光热发电基地等重大能源枢纽工程稳步推进。

工业快速增长。2025年，全省规模以上工业[73]增加值增长7.6%，装备制造业增加值增长10.7%，高技术制造业增加值增长9.5%。在清洁能源制造业方面，磷酸铁锂产量增长3.7倍，锂电池产量增长56.9%。西宁经济技术开发区、海东工业园区等产业载体，围绕构建清洁能源产业体系，正在加速布局光伏制造、风电装备、储能产业等全产业链。2026年1月，青海省能源工作会议强调，2026年是“十五五”规划开局之年，也是青海打造国家清洁能源产业高地的关键之年，全省能源系统要坚持高质量发展，加快重大项目建设，全力推动清洁能源规模化、集约化、融合化发展。

数字经济稳步发展。2025年，全省电信业务总量增长11.0%，移动互联网接入流量增长18.3%，5G移动电话用户增长18.0%。青海省正积极打造全国一体化算力网重要节点，推动“清洁能源+”与数字经济全方位融合发展，产业“四地”加快全面起势。新能源、新材料、盐湖化工、绿色农牧、生态旅游等优势产业集群加快成长，“绿电+绿算”促进产业结构向绿色化低碳化高质化转型，生态经济、数字经济、低空经济等新业态不断涌现，彰显特色的现代化产业体系加速构建。

[73] 规模以上工业企业统计口径为年主营业务收入2,000万元及以上的工业企业。

旅游业持续升温。2025年，全省累计接待游客6,457.3万人次，旅游总收入620.12亿元，同比增长20%。

公路建设持续推进。截至2025年末，全省公路总里程达9.34万公里。2025年，青海省建成倒湖茶公路二郎剑至黑马河段、沙木多黄河大桥至久治一级公路等6个重要高速公路项目，高速公路进一步加密、提速、扩容。高速公路里程达5,478公里，省际高速通道达到10个，较“十三五”末增加5个；全省县区高速通达覆盖率达到85%，全省5A级景区实现高速（含一级）公路通达。交通大动脉连接起重点城镇、枢纽节点、产业园区、景区景点，便捷了百姓出行，提升了运输效率，为全省经济社会高质量发展提供了有力支撑，也为清洁能源项目的外送消纳提供了通道保障。

2025年，青海省全省上下坚持稳中求进工作总基调，围绕推动高质量发展首要任务和构建新发展格局战略任务，聚焦产业“四地”建设，克难奋进，顶压前行，全省经济运行总体平稳、稳中有进，经济发展韧性逐步增强。

（2）海西州产业发展情况

海西蒙古族藏族自治州位于青海省西部，是中国最大循环经济试验区——柴达木循环经济试验区的主战场，也是青海省清洁能源产业高地建设的主力军，素有“祖国聚宝盆”之美誉。辖区面积32.58万平方公里，是全省面积最大的地区。海西州太阳能、风能资源十分丰富，是全国太阳能资源最为富集、风能资源最为优越的地区之一，年平均日照时数3,000小时以上，年平均风速在3-4米/秒以上，在国家能源战略布局中具有突出地位。2025年末，海西州常住人口47.72万人。

2025年，海西州实现地区生产总值917.29亿元，按可比价格计算同比增长7.5%。分产业看，第一产业增加值55.94亿元，增长5.8%；第二产业增加值621.29亿元，增长9.1%；第三产业增加值240.05亿元，增长4.4%，三次产业结构为6.1：67.7：26.2。

海西州是青海省清洁能源产业发展的核心区域。海西州千万千瓦级清洁能源基地是青海省两大清洁能源基地之一，目前已形成大规模风电、光伏和光热发电集群。全州已建成格尔木、德令哈、大柴旦、乌兰、茫崖等多个新能源发电基地，风能、太阳能开发规模位居全省前列。海西州正依托柴达木循环经济试验区平台，推动“清洁能源+”产业融合发展，加快储能、绿电制氢等新业态示范应用，着力构建多能互补、源网荷储一体化的清洁能源供应体系。同时，海西州也是“丝路南线”和青海省向西开放的重要枢纽，青新铁路、敦格铁路、京藏高速等国家大通道贯穿全境，路网骨架持续完善。

（3）乌兰县产业发展情况

乌兰县位于海西州东部，地处柴达木盆地与青海湖自然地理区的交汇地带，总面积12,858.16平方千米，是海西州东部门户。乌兰县拥有得天独厚的风能资源和清洁能源开发条件，茶卡地区风能资源禀赋良好，全年有效风速时数高，是高原风电开发的优质场址。乌兰县深度融入青海省创建“国家清洁能源示范省”建设和海西州千万千瓦级可再生能源基地建设，积极编制《青海省乌兰县新能源基地规划》《乌兰县打造国家清洁能源高地行动方案》，统筹发展风电、光伏、储能等多种类型的新能源整装开发基地，加快建设东大滩、卜浪沟两个新能源产业园。截至2026年6月，乌兰县5家风电企业均布局于茶卡地区，已建成风电装机50万千瓦，不动产项目是其中规模最大的风电场之一。

全县产业布局坚持以清洁能源为牵引，推动产业结构绿色转型，促进风光水火储一体化发展。2025年，乌兰县完成地区生产总值30.02亿元，三次产业结构为20.4：37.8：41.8。乌兰县同时围绕盐湖资源综合开发利用、高原特色农牧业和生态旅游业，推动衍生产业协同发展，茶卡盐湖景区已成为青海省旅游热点目的地之一。2025年末，全县常住人口3.20万人。

2、所在区域宏观经济运行情况

（1）青海省社会经济发展状况

青海省地处青藏高原东北部，总面积72.23万平方公里，是我国面积最大的省份之一，也是长江、黄河、澜沧江的发源地，生态地位极其重要。近年来，青海省坚持生态优先、绿色发展，统筹推进生态文明高地和产业“四地”建设，经济社会发展呈现平稳运行态势。

2025年末，全省常住人口约为592万人。城镇化率稳步提升，2025年末达到64.70%，较上年提高0.84个百分点。青海省历年常住人口情况如下表[74]所示：

表2-92.青海省历年常住人口

年份	2020	2021	2022	2023	2024	2025
常住人口（万人）	592	594	595	594	593	592

2025年，青海省实现地区生产总值4,121.84亿元，比上年增长4.1%。其中第一产业增加值398.51亿元，增长5.5%；第二产业增加值1,719.86亿元，增长4.7%；第三产

[74] 数据来源：青海省统计局网站（注：2023及2024年因统计口径调整，数据来源可能略有差异）。

业增加值 2,003.48 亿元，增长 3.3%，三次产业结构为 9.7：41.7：48.6。全省人均生产总值为 69,567 元。青海省历年 GDP 增长情况如下表[75]所示：

表 2-93.青海省历年 GDP 增长情况

年份	GDP（亿元）	增长率	第一产业（亿元）	第二产业（亿元）	第三产业（亿元）
2020	3,005.92	1.50%	334.30	1,143.55	1,528.07
2021	3,346.63	5.70%	352.65	1,332.61	1,661.37
2022	3,610.07	2.30%	380.18	1,585.69	1,644.20
2023	3,799.06	5.30%	387.00	1,612.83	1,799.23
2024	3,950.79	2.70%	359.07	1,662.39	1,929.33
2025	4,121.84	4.10%	398.51	1,719.86	2,003.48

财政和投资方面，2025 年，青海省完成地方一般公共预算收入 370.5 亿元，比上年下降 2.8%；完成一般公共预算支出 2,164.2 亿元，下降 0.8%。

清洁能源发电方面，2025 年，全省清洁能源发电量 1,073 亿千瓦时，占总发电量的比重超过 87%，比上年下降 1.0 个百分点，其中水力发电量下降 6.6%、太阳能发电量增长 14.6%、风力发电量增长 22.8%。

交通物流方面，2025 年全省累计完成铁路货运量 2,844 万吨，同比增长 7.4%，完成公路货运量约 2.0 亿吨，同比增长 9.4%。铁路公路客货运输量持续增长，对区域能源基础设施的运营和外送保障提供了基础支撑。

青海省宏观经济运行总体平稳，清洁能源产业持续壮大，生态旅游、数字经济等新动能加快成长，为乌兰风电项目提供了较好的区域经济支撑。区域经济的发展水平和增长速度直接影响用电需求规模，对风电项目的发电量消纳和收入水平具有基础性影响。同时，清洁能源产业作为青海省战略支柱产业，产业“四地”建设的深入推进为风电项目的持续稳定运营提供了有利的政策环境。

（2）海西州社会经济发展状况

海西蒙古族藏族自治州地处青藏高原北部、青海省西部，是青海省面积最大的地区。海西州矿产资源富集、新能源资源突出，是国家“西电东送”清洁能源基地的重要组成部

[75] 数据来源：青海省统计局网站。

分，也是青海省清洁能源产业高地的核心承载区。茶卡盐湖、察尔汗盐湖等具有极高的经济价值和景观价值，同时也是青海省打造国际生态旅游目的地的标志性景区之一。

2025年末，海西州常住人口47.72万人。

2025年，海西州实现地区生产总值917.29亿元，按可比价格计算同比增长7.5%。其中，第一产业增加值55.94亿元，增长5.8%；第二产业增加值621.29亿元，增长9.1%；第三产业增加值240.05亿元，增长4.4%。

海西州经济结构以第二产业为主导，2025年三次产业结构为6.1：67.7：26.2。工业占GDP比重长期保持在三分之二以上，其中清洁能源发电、盐湖化工、有色冶金是海西州工业的三大支柱。海西州新能源发电装机规模已突破千万千瓦，成为青海省清洁能源发电的主力军。全州已建成格尔木、德令哈、大柴旦、乌兰等多个光伏及风电基地，乌兰县茶卡地区风电场是海西州风电开发重点区域之一。大规模清洁能源项目的建设运营对稳定海西州经济基本盘具有重要作用。

2025年海西州第二产业增速达到9.1%，以清洁能源为代表的新兴产业持续保持增长态势。随着新能源大基地建设的加快推进和特高压外送通道的逐步完善，新能源产业有望进一步发挥对经济增长的支撑作用。海西州一般公共预算收入保持稳健，固定资产投资持续增长，交通、水利、能源等重大不动产项目稳步推进，为清洁能源项目提供了良好的配套保障。

（3）乌兰县社会经济发展状况

乌兰县地处海西州东部，东邻海南州共和县，南接都兰县，西邻德令哈市，北靠天峻县。乌兰县区位优势独特，是海西州连接青海东部地区的重要门户，青藏铁路、京藏高速、国道315线等交通干线贯穿县境，交通可达性较高。

2025年末，乌兰县常住人口3.20万人。2025年，全县完成地区生产总值30.02亿元，三次产业比重为20.4：37.8：41.8。

乌兰县以清洁能源、盐湖化工、特色农牧业和生态旅游业为主导产业。清洁能源方面，乌兰县积极融入青海省国家清洁能源产业高地建设，发挥茶卡地区风能资源优势，已建成风电装机容量50万千瓦。同时推进光伏、光热、储能等多能互补开发，持续拓展新能源产业规模边界。乌兰县茶卡盐湖景区是青海省热点旅游景区之一，每年吸引大量游客，也为乌兰县及周边地区发展提供了重要的消费和就业支撑。

近年来，乌兰县持续加强新能源产业统筹布局，优化营商环境，推动清洁能源发电项目落地，清洁能源产业已成为全县经济增长的重要引擎。县域经济平稳发展，交通、电力等基础设施不断完善，对风电项目持续稳定运营形成了有力支撑。

不动产项目主要服务地区的宏观经济发展情况较好，地区生产总值、用电需求、清洁能源消纳基地建设等指标保持增长，对不动产项目运营效益的提升有促进作用。作为国家清洁能源产业高地的核心区域，青海省清洁能源发电量占比已超过87%，在全国能源转型格局中具有重要战略地位。随着“十五五”期间青海省持续推进国家清洁能源产业高地建设和新能源大基地布局优化，区域经济发展水平不断提升，大型风电光伏基地项目产出品质和电网接纳能力持续增强，将对乌兰风电项目的发电量和上网收益的稳定增长产生积极支撑作用。

3、区域核心客群特征和需求情况

不动产项目地处青海省海西州乌兰县茶卡镇，所发电量输入青海省电网，消纳区域主要覆盖青海省及西北电网。风电项目的上网电费收入直接取决于所服务区域的电力负荷需求和消纳能力。作为国家清洁能源产业高地和“西电东送”清洁能源基地的支柱性电源，乌兰风电项目所在区域电网覆盖范围内的核心用电客群呈现以下特征和需求态势。

（1）青海省能源枢纽定位与电力消纳格局

青海省地处青藏高原东北部，是国家“西电东送”清洁能源基地的核心枢纽。习近平总书记高度重视青海能源事业发展，三上高原，精准把脉青海能源资源优势，提出“打造国家清洁能源产业高地”“持续推进青藏高原生态保护和高质量发展”等重大要求，为青海省清洁能源产业发展指明了方向。2024年6月，习近平总书记在青海考察时进一步强调，要加快建设世界级盐湖产业基地，打造国家清洁能源产业高地、国际生态旅游目的地、绿色有机农畜产品输出地，坚持科技研发和成果转化两手抓，培育新质生产力。在国家清洁能源产业高地的战略定位下，青海依托海南州、海西州两个千万千瓦级清洁能源基地，全力推动以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设，通过“西电东送”参与全国优化配置，已在国家能源输送体系中占据重要枢纽地位。

2025年，青海电力装机达8,578万千瓦，新能源装机超6,358万千瓦，占比超74%，清洁能源装机占比持续保持全国第一。截至2025年底，全省清洁能源装机容量超过7,998万千瓦，占比93%。青海省委省政府锚定2030年基本建成国家清洁能源产业高地的目标，全力推进清洁能源规模化、集约化、融合化发展。2026年是“十五五”规划开局之年，

也是青海打造国家清洁能源产业高地的关键之年。全省能源系统正加快发展外送电源基地、调节性电源和本地消纳项目建设，持续扩大绿色能源供给规模。

外送通道方面，青海已成功构建“青电入豫”“青电入桂”“青电入粤”三大绿电外送格局，一条条跨越千里的“电力天路”将高原绿电送往华中、华南及粤港澳大湾区。青豫直流是世界首条专为新能源外送建设的特高压输电通道，截至2026年6月已累计外送青海绿电超1,000亿千瓦时，相当于减少CO_2排放9,600万吨。当前，青桂直流、青粤直流特高压外送通道建设稳步推进，750kV松如沟、东台、羚羊等电网工程加快实施，以支撑“十五五”新增6,200万千瓦新能源汇集送出需求。西北电网年度区内省间互济电量累计达649亿千瓦时，同比增长64%，为青海绿电调剂外送提供通道基础。依托特高压输电大通道和多元外送格局，青海清洁能源从“资源储备地”成功转型为“价值供给者”，在国家能源资源配置格局中占据日益重要的枢纽地位。

（2）青海省内电力负荷特征与工业用电结构

青海省内电力负荷结构具有典型的“工业主导、高载能突出、第三产业和居民用电快速增长”的特征。2025年1-12月，全省全社会累计用电量1,068.2亿千瓦时，同比增长1.4%，其中第一产业用电量1.5亿千瓦时，同比增长15.4%；第二产业用电量929.6亿千瓦时，同比增长0.2%（其中工业用电量924.26亿千瓦时，同比增长0.4%）；第三产业用电量84亿千瓦时，同比增长13.3%；城乡居民生活用电量53.1亿千瓦时，同比增长5.1%。工业用电量占全省全社会用电量的比重高达86%左右，是青海省电力消费的绝对主力。工业用电结构中，电解铝、钢铁、水泥、盐湖化工、煤化工等高载能产业占据较大比例，这类产业受宏观周期影响较大，2025年工业用电量同比基本持平，主要受部分传统行业阶段性调整影响。

第三产业用电和城乡居民生活用电同比增长较快，分别达到13.3%和5.1%。随着青海省国际生态旅游目的地建设提速增效，茶卡盐湖、青海湖等景区游客持续增长，2025年全省累计接待游客6,457.31万人次，旅游总收入620.12亿元，均同比增长约20%。旅游业及相关餐饮、住宿、交通服务业的快速发展，带动了用电量的持续增长。其中，项目所在海西州茶卡盐湖作为青海省标志性景区之一，每年吸引大量游客，旅游旺季期间区域用电负荷显著提升，对电力供应保障能力提出了更高要求。

此外，青海省正积极推动“绿电+算力”融合发展，加快柴达木绿色微电网算力中心和三江源国家大数据基地等重点项目建设，配套新能源已纳入全省电力行业重点项目开发

建设方案。随着“东数西算”国家战略的深入实施，青海凭借清洁能源低成本优势，绿色算力用电正在成为省内新的电力增长极。

（3）市场体系与绿色电力交易需求

国家持续推进新能源上网电价市场化改革，青海积极响应，省内所有新能源发电项目上网电量原则上全部进入市场。根据青海省发布的《2026年电力中长期交易方案》，省内水电368亿千瓦时、火电166亿千瓦时、新能源412亿千瓦时参与市场交易，预计外送电量380亿千瓦时。该方案明确优先组织开展绿色电力交易，鼓励开展多年期绿电交易与绿证交易，绿电交易中申报和成交价格分别明确电能量价格与绿证价格。同时，青海省发布《深化新能源上网电价市场化改革实施方案》，强化了机制电价与绿证政策的协同：纳入可持续发展价格结算机制的电量，不重复获得绿证收益。此外，青海持续完善绿电市场机制，鼓励企业参与绿电、绿证交易，在园区和重点用能企业推广绿色电力消费承诺机制。

在市场主体培育方面，青海已基本形成涵盖大工业用户、工商业用户、售电公司和电网代理购电的多层次绿电交易客群体系。与此同时，青海省2025年印发《青海省发挥绿电优势推动产业外向型发展实施方案》，目标到2030年全省有降碳刚性需求的出口外向型企业绿色低碳转型基本实现，重点企业绿电交易比例显著提高，绿电消费认证和碳足迹认证基本实现全覆盖。青海省还提出2025年可再生能源电力消纳责任权重总量70%、非水30%，电解铝、钢铁、水泥、多晶硅等重点行业绿电消费比例须达70%。这些刚性指标为风电项目的绿电交易和绿证收益创造了稳定的市场需求。

不动产项目已于2019年12月并网，其上网电量参与市场化交易。项目所在地海西州是青海省绿电外送及新能源就地消纳的核心区域。随着省内绿电交易规模的扩大和跨省区外送安排的统筹推进，乌兰风电项目所发电量将通过青海中长期电力交易机制及跨省区外送安排实现高效消纳，在西北电网新能源整体消纳规模持续扩大的背景下，预期将获得稳定的市场份额。

（4）乌兰县及海西州清洁能源消纳网络

乌兰县位于海西州东部，地处柴达木循环经济试验区“一区四园”之一的乌兰工业园核心区域。园区重点发展煤化工、盐化工、特色生物、新能源产业，随着园区产业结构升级和重点能效企业用能需求的稳步增长，将对区域内风电项目的就地消纳产生积极支撑作用。乌兰县科学规划新能源发展布局，光伏、风电及配套电网项目正加紧推进，清

洁能源装机容量持续扩大，在全面提升县域绿色电力保障能力的同时，也为县城及周边工业用能、居民用电和旅游服务业提供了清洁可靠的电力支撑。

区域电力消纳网络持续完善。当前，国网青海公司正加快建设多元协同调节体系，加快推进哇让抽水蓄能电站建设，推动光伏集中接入变电站配置储能，保障常规电源按期投产，有效平抑出力波动，提升电压支撑水平，逐步构建火电、抽水蓄能、储能、光热多元协同调节体系，为新能源电力高效消纳提供保障。在海西州层面，今年将重点聚焦交通、水利、能源、城市建设领域谋划实施一批重点支撑项目，推动各方对区域清洁能源的长期需求保持稳定增长。

不动产项目所在区域的电力客群呈现“工业负荷基础稳步夯实、第三产业发展和居民用电需求持续提升、消纳外送体系日趋完善”的总体特征。青海省第三产业用电和城乡居民用电保持了年均10%以上的增速，工业用电虽然受经济周期影响存在波动，但高载能产业集群作为能源需求大户始终存在着稳定的大工业用电需求基础。与此同时，绿色算力产业正在成为省内新兴用电客群，为新能源就地消纳开辟了新的增长点。西北电网年度区内省间互济电量增长超60%，青豫直流跨省区外送通道持续发力，运行效能稳步提升，“西电东送”体系有容量、有韧性的外送能力，为本项目所发电力的跨区域高效率消纳提供了调度保障。绿证刚性需求、出口外向型企业的绿电消费认证以及零碳园区建设，共同构成了多层次的绿电消费市场体系，将促进乌兰风电项目在区域电网中的稳定消纳和外送。

4、区域电力消纳格局、区域电力消费结构、新能源利用率、用电需求及电力缺口情况

青海省新能源存量装机及新增装机容量持续全国领先，但“十五五”期间装机容量复合增速较“十四五”期间预计下滑约52%，增速明显放缓。本项目电力主要消纳区域为青海省以及浙江、山东、重庆、河南等主要省市，“十五五”期间主要省市用电量需求预计持续稳健增长。展望未来，在可再生能源消纳责任权重政策的引导、地方产业政策的支持、储能规模化投运以及外送通道建设等多项因素的协同推动下，区域电力消纳格局有望实现进一步平衡。

（1）区域电力消纳格局保持稳定

本项目所发电力通过青海省内电力交易市场、全国省间电力交易市场及西北区域省间电力互济交易市场等多层次电力交易市场实现市场化交易。本项目主要电力消纳区域为青海省省内，并依托全国省间电力交易市场，向浙江、山东、重庆、河南等用电需求

较大省市开展跨省跨区电力外送[76]。“十五五”期间，青海省及主要电力外送省市用电量需求预计将保持稳健增长。

1）青海省内电力消纳格局

①青海省新能源存量装机及新增装机容量持续全国领先，但“十五五”期间装机容量增速预计较“十四五”期间下滑约52%，增速明显放缓

青海省作为国家电网首批三家省级新型电力系统示范区之一，在“碳达峰、碳中和”顶层制度设计机制下，已在全国率先构建新能源装机容量、发电量“双主体”格局。截至2025年底，青海省电力装机容量达8,578万千瓦，其中新能源装机容量超6,358万千瓦，占比超74%，新能源装机占比持续保持全国领先。

青海省“十五五”期间装机容量增速预计较“十四五”期间下滑约52%，增速明显放缓。至2030年，青海省风电、光伏等新能源装机容量将突破1亿千瓦，据此计算，“十五五”期间，青海省新能源装机容量年复合增速约10%，相较于“十四五”期间年复合增速21%下滑约52%，增速明显放缓[77]。

②青海省“十四五”期间用电量增速快于预期，“十五五”期间用电量需求预计将保持稳健增长

本项目报告期内上网电量主要于青海省内消纳。青海省“十四五”期间历史用电量及“十五五”期间用电量需求预测情况如下:

[76] 本项目2023—2025年省间外送电量(即省间中长期和省间现货电量)占全部上网电量的比例分别为18.81%、30.13%、21.54%，受市场化交易机制及省间送电安排等因素影响，本项目省间消纳比例在报告期内有所波动。随着主要受电省份用电需求的变化，本项目主要电力外送地区将动态调整，未来可进一步拓展至其他用电大省。

[77] 根据国家能源局公开信息，截至2026年6月，全国新能源总装机突破16亿千瓦，占全国电源总装机容量的比重从“十四五”初的25%提升至46%，发电量占比从11%提升至23%。因光伏、风电等新能源出力具有随机性、不确定性等特征，新能源装机容量不直接等于有效发电量，两者存在一定的转化关系。

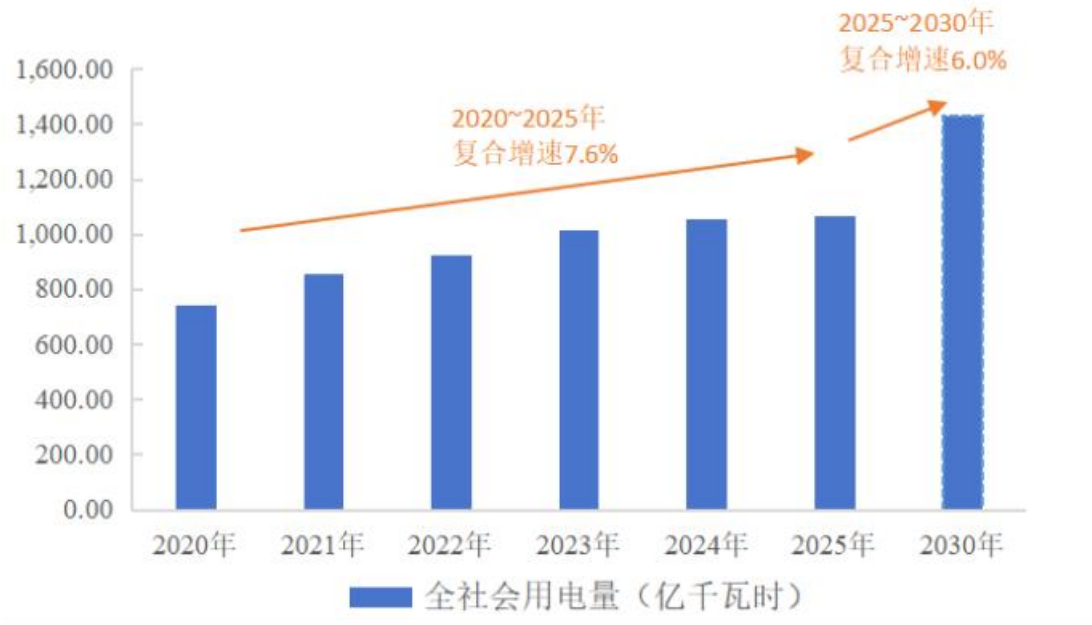


图 2-17. 青海省全社会用电量及预测

根据《青海打造国家清洁能源产业高地行动方案（2021—2030 年）》，“十四五”期间青海省全社会用电量目标复合增速 3.0%，根据青海省能源局统计数据，截至 2025 年青海省全社会用电量为 1,068.20 亿千瓦时，实际复合增速达到 7.6%。根据该行动方案，“十五五”期间青海省全社会用电量复合增速目标为 6.0%。

省内消纳方面，青海工业用电需求占主导地位，产业“四地”规划将盐湖产业的发展目标设定为千亿产值的世界级基地，传统行业推进提质升级并开展绿色转型，积极发挥清洁能源优势并战略布局新兴和未来产业；城乡居民生活用电增速较快，清洁取暖改造工作为电力消纳提供新出口；可再生能源消纳政策及特高压外送通道建设将改善新能源消纳环境。上述发展规划预计将有力推动省内用电需求在“十五五”期间保持稳健增长。

2）外送区域电力消纳格局

本项目报告期内依托全国省间电力交易市场[78]及西北区域省间电力互济交易市场[79]实现电力外送。

全国省间电力交易市场为本项目电力外送主要渠道，2023—2025 年，本项目省间中长期合约电量占结算电量比例分别为 17.53%、28.86%和 20.11%，主要外送区域为浙江、

[78] 本项目位于青海省，属于国家电网有限公司（简称国家电网）经营区域，国家电网的经营区域覆盖全国除中国南方电网有限责任公司经营区域（广东、广西、云南、贵州、海南）以外的 26 个省（自治区、直辖市）；全国省间电力交易市场依托北京电力交易中心开展。

[79] 包括陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆等国家电网西北分部经营区域。

山东、重庆、河南等省市。相关省市拥有较强的工商业基础，支撑其用电量需求稳健持续，预计“十五五”期间其用电量仍将稳健增长。未来随着全国各省市用电需求的变化，本项目主要电力外送区域可进一步拓展至其他用电大省。

西北省间电力互济交易市场因自 2026 年 6 月起试运行，报告期内本项目参与程度有限，对本项目经营情况影响较小。

本项目主要电力外送区域浙江、山东、重庆、河南等省市“十五五”期间用电量预测情况如下：

①浙江省“十五五”期间预计用电量年化增速 6.6%

图 2-18. 浙江省全社会用电量及预测

根据国网浙江省电力有限公司公开预测[80]，2030 年浙江省全社会用电量将超 1 万亿千瓦时，据此推算，“十五五”期间年复合增速预计约 6.6%。

②山东省“十五五”期间预计用电量年化增速 2.9%

[80] 数据来源：国家能源局浙江监管办。

图 2-19. 山东省全社会用电量及预测

根据《中国电力》学术期刊论文《碳配额约束下省级能源供需预测方法研究》预测[81]，2030 年山东省全社会用电量将达到 1 万亿千瓦时，据此推算，“十五五”期间年复合增速预计约 2.9%。

③重庆市“十五五”期间预计用电量年化增速 7.7%

图 2-20. 重庆市全社会用电量及预测

根据重庆市人大网《关于加强我市中长期电力保障的建议》中预测[82]，考虑负荷自然增长、产业引入和发展需要，到 2030 年，重庆市全社会年用电量预计将达到 2,420 亿千瓦时，据此推算，“十五五”期间年复合增速预计约 7.7%。

④河南省（青豫直流消纳地）“十五五”期间预计用电量年化增速 5.5%

[81] 数据来源：山东省能源局。
[82] 数据来源：重庆市经信委。

图 2-21. 河南省全社会用电量及预测

根据《“十五五”河南省区域电力供需形势及装机预测》（全球能源情报研究，2025 年 3 月）[83]，至 2030 年河南省全社会用电量将达到 5,905 亿千瓦时，据此推算，“十五五”期间年复合增速预计约 5.5%。

⑤广西壮族自治区（青桂直流消纳地）“十五五”期间预计用电量年化增速 6.1%

图 2-22. 广西壮族自治区全社会用电量及预测

根据《广西电力行业发展现状和二氧化碳排放预测》（《大众科技》2023 年第 5 期）预测[84]，2030 年广西壮族自治区全社会用电量将达 3,690 亿千瓦时，据此推算，“十五五”期间年复合增速预计约 6.1%。

[83] 数据来源：国家能源局河南监管办公室。
[84] 数据来源：广西壮族自治区统计局。

⑥广东省（青粤直流消纳地）“十五五”期间预计用电量年化增速 5.4%

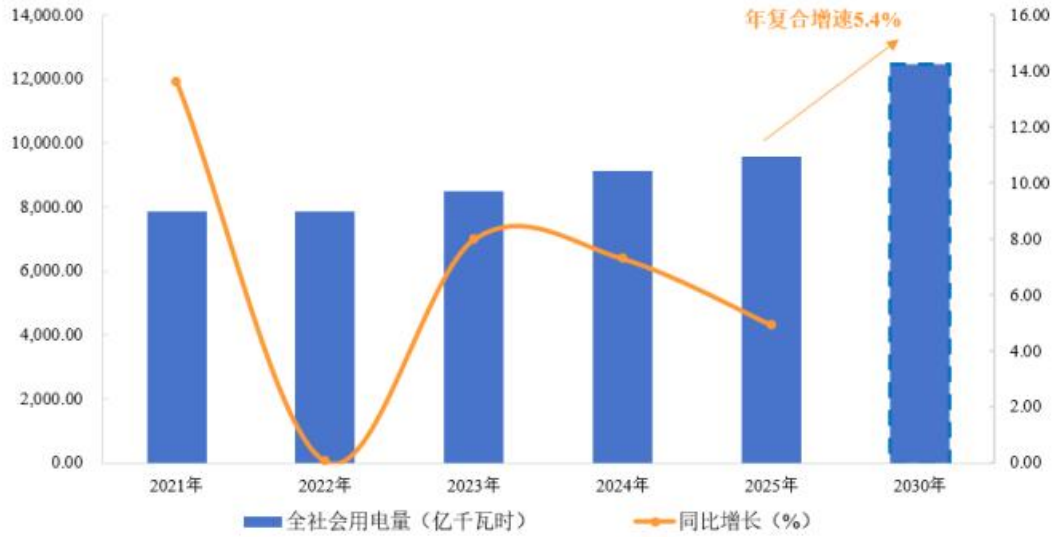


图 2-23. 广东省全社会用电量及预测

根据《面向 2030 广东电力需求的能源结构预测与碳排放分析》(《新能源进展》2025 年第 13 期）[85]预测，广东省 2030 年全社会用电量将达 12,468 亿千瓦时，据此推算，“十五五”期间年复合增速预计约 5.4%。

3）未来消纳展望有望进一步平衡

根据青海省“十五五”规划，“十五五”期间青豫直流将满负荷运行，青桂直流、青粤直流陆续建成投运，叠加可再生能源消纳责任权重政策引导、地方产业政策支持、储能规模化投运及外送通道建设等因素的协同推动，区域电力消纳格局有望进一步平衡。

综上所述，本项目地处青海省柴达木盆地东缘，属省内优质风场，投运至今各完整年度平均风速介于 4.09—4.88 米/秒之间，理论发电小时数为 2,026.43—2,442.57 小时，长周期来看本项目风能资源总体平稳。青海省新能源装机容量虽持续领跑全国，但“十五五”期间复合增速预计较“十四五”期间下滑约 52%，增速明显放缓。本项目电力主要消纳区域为青海省以及浙江、山东、重庆、河南等省市，“十五五”期间相关省市用电量需求预计将保持稳健增长。展望未来，区域电力消纳格局有望在可再生能源消纳责任权重政策引导、地方产业政策支持、储能规模化投运及外送通道建设等因素协同推动下，实现进一步平衡。

（2）消纳区域的电力消费结构

2023—2025 年，青海省内电力消费结构情况如下：

[85] 数据来源：广东省统计局。

表2-94. 青海省电力消费结构情况-1

单位：亿千瓦时，%

年份	全社会用电量	第一产业用电量		第二产业用电量			
		用电量	占比	用电量	占比	其中：工业	占比
2023 年	1,018.30	1.40	0.14	903.50	88.7	895.60	87.95
2024 年	1,053.50	1.30	0.12	927.50	88.04	920.44	87.37
2025 年	1,068.20	1.50	0.14	929.60	87.02	924.26	86.52
2026 年 1—6 月	537.00	0.70	0.13	464.60	86.52	462.10	86.05

表2-95. 青海省电力消费结构情况-2

单位：亿千瓦时，%

年份	全社会用电量	第三产业用电量		城乡居民生活用电量	
		用电量	占比	用电量	占比
2023 年	1,018.30	66.50	6.53	46.90	4.61
2024 年	1,053.50	74.10	7.03	50.50	4.79
2025 年	1,068.20	84.00	7.86	53.10	4.97
2026 年 1—6 月	537.00	43.50	8.10	28.20	5.25

1）工业用电需求占主导地位，保持稳健增长

青海省内电力消费结构呈现工业用电占比高、需求稳定性强的特征。2023—2025 年及 2026 年 1—6 月，青海省工业用电量分别为 895.60 亿千瓦时、920.44 亿千瓦时、924.26 亿千瓦时和 462.10 亿千瓦时，在全社会用电量占比分别为 87.95%、87.37%、86.52%和 86.05%。

2）传统行业提质升级并开展绿色转型，积极发挥清洁能源优势并战略布局新兴行业

青海省工业用电需求集中于电解铝、钢材、硅料、锂电材料、碳纤维等重点行业，相关产品具有较强的战略资源属性。在国家产业规划方面，根据《国务院关于印发<美丽中国建设“十五五”规划>的通知》（国发〔2026〕20 号）的要求，以电解铝、钢铁为代表的高载能产业正向可再生能源资源富集区域转移；盐湖提锂、铁矿资源开发、高性能

碳纤维制品开发、集成电路用材料研发制造等产业则均被纳入了国家发展改革委对西部地区及青海省的鼓励类产业目录，预计未来相关产业的产能及工业用电需求将具备较高的稳定性。

青海“十五五”规划在产业“四地”建设中重点提出打造世界级现代盐湖产业体系，做大做强盐湖资源千亿级产业集群，包括实施钾盐高效利用工程、锂盐量质提升工程、钠资源高值开发工程、硼资源提取强链、稀散元素高效提取工程等，力争到2030年将盐湖资源综合利用产业总产值提升到1000亿元，同时鼓励盐湖资源开发企业优先使用光伏、风电等清洁能源，推动实现清洁能源供应全替代。

对于传统产业则提出重点产业加快提质升级、成为发展新质生产力的沃土，其中有色冶金产业的覆盖面包括铝产业链、铁合金行业、特钢产业以及铜、铅、锌、镍的采选冶炼等，并提出培育“青海绿铝”等更具竞争力的青海制造品牌；化工产业的覆盖面包括盐湖化工、能源化工、化工新材料、特色精细化工等；新型建材行业的覆盖面则包括绿色装配式建筑产品、新型绿色环保建材、特种水泥、高端玻璃制品等。

在未来产业方面，青海省充分立足自身的可再生能源产能优势，深度结合国家在先进制造、人工智能方面的政策导向进行针对性的布局规划。一方面，青海省“十五五”规划要求形成制氢、储运、消纳氢能全产业链，推动风光制氢氨醇产业发展，促进盐湖、石油等产业副产氢气，打造规模化绿氢生产基地；另一方面，青海积极融入全国一体化算力网、推动建立“青甘宁”绿色算电一体化协同发展机制，将在西宁、海东、海西、海南等地分层次、分规模推进绿色零碳算力基地建设，计划打造多个智算中心、数据标注基地、国产算力生态中试场，并在西宁、东川、共和、德令哈等地建设多个数据、数字产业集聚区，充分实现绿色算电融合发展。

根据上述产业及发展规划，预期“十五五”期间，金属冶炼、盐湖化工及建材行业等传统产业将进行产能升级并继续作为青海省产业发展和工业用电需求的压舱石；盐湖产业及制氢、算力等新兴行业则将成为青海省新增工业用电需求的主要驱动力。作为国家清洁能源产业高地，青海省在绿色、低碳能源供应方面具备资源优势、规模优势、市场优势和竞争优势，通过采用“绿电+零碳产业园”“绿电+算力”“绿电+制造业”等一系列发展新模式，为吸纳外省的高载能产业加速落地青海、实现清洁能源电力的就地消纳奠定了扎实基础。

3）城乡居民生活用电增速较快，清洁取暖改造工作为电力消纳提供新出口

2020—2025年期间，青海省城乡居民生活用电量年化增长率7.8%，增速高于全国平均水平。

“十四五”以来，青海省坚持“宜电则电、宜气则气、宜煤则煤、宜热则热”原则，稳妥有序推进清洁取暖各项工作，累计完成投资126亿元，全省清洁取暖率提高13%，清洁取暖改造面积达3,774万平方米，西宁市、海东市、海西州、海南州、黄南州和海北州刚察、海晏两县实现了城镇清洁取暖全覆盖，玉树州、果洛州部分县乡实现了清洁取暖，推动青海省以煤为主的取暖结构得到根本扭转。

通过热电联产及“煤改电”等措施，青海省大力推广以蓄热式电锅炉为主的清洁取暖技术路线，用户可在白天光伏大发、电价谷段时以优惠电价完成蓄热，夜间通过放热满足取暖需求。截至“十四五”期末，青海省清洁取暖年用电量已达30亿千瓦时。未来青海省能源局将持续巩固现有清洁取暖成果、有序开展清洁取暖改造、协调电网企业加强电网建设，为新增清洁取暖用电负荷提供可靠的电力支撑。

（3）新能源利用率情况

青海省新能源利用率近年来随装机容量快速上升而波动，随着可再生能源消纳责任权重政策施行，新能源利用率有望进一步提升。

根据电力行业规划研究与监测预警中心公布的全国新能源并网消纳情况，本项目投运以来，青海省新能源利用率经历过省内装机容量的上升和外送线路的增加而引发的波动。具体表现为，2019—2021年青海省内新能源装机容量集中爆发，新能源利用率从97.5%下降至89.3%。2022—2023年随着青豫直流运行提效及青海省内电网补强，青海省电力消纳能力进一步增强，新能源利用率回升至94.20%。2024—2026年因青海省电网增容改造工作开展且本地负荷增长有限，青海省风电利用率出现二次承压并下降至92.0%左右[86]。

可再生能源消纳责任权重政策的施行，有望推动风电等新能源项目在更大范围内实现高质量消纳。《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法》（国家发展改革委、工业和信息化部、住房和城乡建设部、交通运输部令第42号）自2026年8月1日起正式施行，首次确立可再生能源消费最低比重目标制度，并从实行分区分档、加强中长期引领、强化刚性要求三方面对可再生能源电力消纳责任权重制度作出优化，分别明确了两项制度的定义、落实路径与核算方法。根据国家下达指标，青海省2026年可再生能源电力总量消纳责任权重预期值为70.0%，非水电消纳责任权重

[86] 数据来源：电力行业规划研究与监测预警中心。

预期值为30.0%。《实施办法》的施行，将可再生能源电力消纳责任以刚性约束层层压实至省级行政区域和重点用能行业，将有利于推动风电等新能源项目在更大范围内实现高质量消纳。

（4）用电需求及电力缺口

截至2025年，青海省全社会用电量为1,068.20亿千瓦时；根据《青海打造国家清洁能源产业高地行动方案（2021—2030年）》，“十五五”期间青海省全社会用电量预计保持稳定态势，2025至2030年全社会用电量预计年复合增速为6.0%。

浙江省、山东省、重庆市及青豫直流消纳地河南省、规划中青桂直流消纳地广西壮族自治区、规划中青粤直流消纳地广东省等本项目电力外送消纳主要地区在“十五五”期间用电量需求预计将保持稳健增长。

（二）不动产资产所处区域宏观经济历史和趋势分析

详见本尽调报告“第二章 对不动产项目的尽职调查”之“2.5 不动产资产情况”之“2.5.5 不动产资产的市场和客群情况”之“（一）不动产资产所处的行业、区位情况以及宏观经济情况等对不动产资产现金流稳定性的影响”。

（三）区域经济发展对不动产资产运营的影响分析

不动产项目主要服务地区的宏观经济发展情况较好，地区生产总值、用电需求、清洁能源消纳基地建设等指标保持增长，对不动产项目运营效益的提升有促进作用。作为国家清洁能源产业高地的核心区域，青海省清洁能源发电量占比已超87%，在全国能源转型格局中具有重要战略地位。随着“十五五”期间青海省持续推进国家清洁能源产业高地建设和新能源大基地布局优化，区域经济发展水平不断提升，大型风电光伏基地项目产出品质和电网接纳能力持续增强，将对乌兰风电项目的发电量和上网收益的稳定增长产生积极支撑作用。详见本尽调报告“第二章 对不动产项目的尽职调查”之“2.5 不动产资产情况”之“2.5.5 不动产资产的市场和客群情况”之“（一）不动产资产所处的行业、区位情况以及宏观经济情况等对不动产资产现金流稳定性的影响”。

（四）区域内现有在运营和未来3年已规划可比竞品分析

1、竞品风力发电项目情况

不动产项目位于青海省海西州乌兰县，目前乌兰地区已建成投运的风电装机容量共计约50万千瓦[87]，除不动产项目外另有四个竞品项目，合计装机容量约30万千瓦，其中直接竞品项目装机容量15万千瓦，间接竞品项目装机容量15万千瓦。经公开渠道信

[87] 信息来源：青海日报

息搜集，未来乌兰地区存在四个在建或已规划竞品项目，合计装机容量约135万千瓦，均为间接竞品项目。乌兰地区地处柴达木盆地东部，所在地区风资源优质，年平均风速适宜，具备良好的经济开发价值，对新能源投资开发具有吸引力。

竞品项目与不动产项目在定位、消纳区域、上网及外送通道方面存在异同，因此与不动产项目产生不同程度的竞争关系。

表2-96.乌兰地区周边已建成及可预期竞品风力发电项目

单位：万千瓦

项目名称	装机容量	建设主体	并网时间/建设进度	定位	消纳区域	电量上网及外送通道
中电投黄河海西乌兰茶卡盐湖风电场49.5兆瓦项目（以下简称黄河上游项目）	4.95	青海黄河上游水电开发有限责任公司乌兰风力发电分公司	2017年	相同	相同	不同，切吉西330千伏升压站及送出线路
青海黄河中型水电开发有限责任公司乌兰10万千瓦风电项目（以下简称黄河中型项目）	10.00	青海黄河中型水电开发有限责任公司乌兰新能源分公司	2019年	相同	相同	不同，切吉东330千伏升压站及送出线路
国家电力投资集团吉林电力股份有限公司乌兰5万千瓦风电项目（以下简称乌兰吉电项目）	5.00	乌兰吉电新能源有限公司	2020年	相同	相同	相同
润晟新能源有限公司乌兰县茶卡100兆瓦风力发	10.00	乌兰县润晟新能源有限公司	2021年	相同	相同	相同

电项目（以下简称乌兰润晟项目）						
南水北调海西都兰400MW风电项目（以下简称南水北调项目）	40.00	南水北调（海西都兰）水网建设开发有限公司	2025 年开工，目前在建	相同	相同	不同，新建 330 千伏升压站及送出线路
大唐海西州清洁供暖配套 55 万千瓦风电项目（以下简称大唐海西 55 万千瓦项目）	55.00	大唐海西（都兰）新能源有限公司	2025 年开工，目前在建	不同，清洁供暖	不同，主要服务于都兰县供暖	不同，新建 330 千伏升压站及送出线路
大唐海西州清洁供暖配套 30 万千瓦风电项目（以下简称大唐海西 30 万千瓦项目）	30.00	大唐海西（都兰）新能源有限公司	预计 2026 年开工	不同，清洁供暖	不同，主要服务于都兰县供暖	不同，新建 330 千伏升压站及送出线路
乌兰县东大滩100MW风电项目（以下简称东大滩项目）	10.00	海西乌兰中规绿电新能源有限公司	预计 2027 年并网	相同	相同	不同，新建 330 千伏东大滩汇集站及送出线路

2、竞品项目与不动产项目的竞争关系分析

（1）定位分析

1）定位相同的竞品项目

乌兰风电项目的竞品项目中，已建成投运的黄河上游项目、黄河中型项目、乌兰吉电项目、乌兰润晟项目，以及在建的南水北调项目、东大滩项目参与市场化电力交易，

与不动产项目定位相同。与乌兰风电项目定位相同的竞品项目中，已建成投运项目的总装机容量约 30 万千瓦，在建项目的总装机容量约 50 万千瓦。

2）定位不同的竞品项目

竞品项目中，在建的大唐海西 55 万千瓦项目、大唐海西 30 万千瓦项目为海西州都兰县清洁供暖配套项目，与不动产项目定位不同。两个项目所发电量将优先服务于都兰县，配合空气源热泵和电锅炉，替代原有的燃煤锅炉，为都兰县实现集中供暖。

截至 2026 年 8 月，与乌兰风电项目定位不同的竞品项目均处于在建状态或尚在规划中，总装机容量约 85 万千瓦。

（2）消纳区域分析

1）消纳区域相同的竞品项目

竞品项目中，除了在建的大唐海西 55 万千瓦项目、大唐海西 30 万千瓦项目外，其余项目与不动产项目的消纳区域相似，主要电力消纳区域为青海省内及西北电网经营区域。

2）消纳区域不同的竞品项目

竞品项目中，在建的大唐海西 55 万千瓦项目、大唐海西 30 万千瓦项目为都兰县清洁供暖配套项目，电力消纳区域以都兰县为主。

（3）上网及外送通道分析

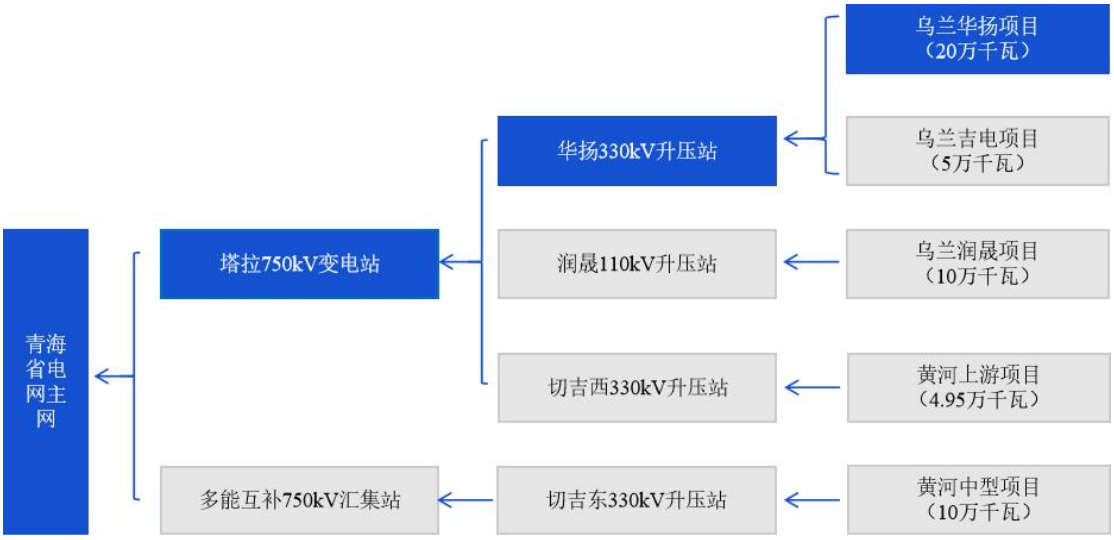


图 2-24. 已投运竞品项目并网输送通道示意图

1）上网及外送通道相同的竞品项目

不动产项目所发电力通过华扬330千伏升压站(以下简称华扬330kV汇集站)至750千伏塔拉变电站之间1回送出线路塔扬线（以下简称塔扬线）送出，并通过750千伏塔拉变电站接入青海省电网主网。

竞品项目中，乌兰吉电项目、乌兰润晟项目与不动产项目均使用塔扬线进行电力送出，华扬330千伏升压站及塔扬线设计容量为600兆伏安[88]，当前塔扬线仍有260兆伏安剩余接入容量，剩余容量比例约43%。

2）上网及外送通道不同的竞品项目

除乌兰吉电项目、乌兰润晟项目外，其余项目与不动产项目的上网及外送线路不同，其中黄河上游项目通过切吉西330千伏升压站及送出线路进行外送，黄河中型项目通过切吉东330千伏升压站及送出线路进行外送，南水北调项目、大唐海西55万千瓦项目、大唐海西30万千瓦项目、东大滩项目则将在风场建设的同时新建升压站进行上网和电力外送。

结合竞品项目与不动产项目的定位、消纳区域、电量上网及外送通道等因素综合分析，就竞争关系而言，乌兰吉电项目、乌兰润晟项目与不动产项目在定位、消纳区域、上网及外送通道方面均相同，存在较为直接的竞争关系；其余项目与不动产项目的竞争关系则相对较间接；根据目前区域电网的公开信息，未来暂无规划新增的、与不动产项目存在直接竞争关系的发电项目接入塔扬线。

3、周边可比竞品对于入池资产的影响分析

（1）不动产项目投运后入市的竞品对项目运营的影响

已入市的竞品项目中，乌兰吉电项目于2020年11月并网投运，乌兰润晟项目于2021年12月并网投运，投运时间晚于不动产项目，且存在较为直接的竞争关系。以下结合不动产项目的相关运营指标在两个竞品项目入市前后的变化，对竞品项目的竞争影响进行分析:

表2-97.竞品项目投运前后不动产项目相关运营指标变化情况

单位：米/秒、小时、元/千瓦时

年份	平均风速	理论发电小时数[89]	等效利用小	市场化交易结算单价（含超缺额）	限电率	备注

[88] 兆伏安为视在功率的单位，定义为交流电路中电压有效值与电流有效值的乘积，它表征电气设备（变压器、发电机、线路）的总承载容量，不区分能量是否做功。万千瓦为有功功率的单位，它表征电能中实际转化为机械、热、光等有用功的部分，是发电侧出力能力和用电侧负荷需求的真实度量。在电力行业中，两者换算关系为：100兆伏安×功率因数（通常0.9—0.95）≈9—9.5万千瓦。

[89] 理论发电小时数=理论发电量÷项目总装机容量，全文下同。

			时数[90]	[91]		
2020	4.60	2,026	1,590	0.1413	10.44%	乌兰吉电投运（2020 年 11 月） 青豫直流开通（2020 年 12 月）
2021	4.77	2,428	1,966	0.1645	15.52%	乌兰润晟投运（2021 年 12 月）
2022	4.68	2,272	1,803	0.2089	15.39%	
2023	4.53	2,271	1,730	0.2395	19.95%	
2024	4.09	2,101	1,608	0.2385	21.25%	
2025	4.88	2,443	1,694	0.2283	28.27%[92]	剔除增容改造工程影响的限电率为 21.03%

1）电价影响

2020—2022 年，不动产项目的结算电价呈逐年上升趋势，主要受到当时青海省电价政策调整的影响。

在 2022 年之前，青海省电解铝与全省新能源发电企业直接交易。对于参与直接交易的电量，发电侧企业大多按指导价格下限（最低 0.1277 元/千瓦时）进行申报，致使结算电价长期处于较低水平。自 2022 年 1 月 1 日起，《国家发展改革委关于完善电解铝行业阶梯电价政策的通知》（发改价格〔2021〕1239 号）正式执行，该通知严禁对电解铝行业实施优惠电价政策、严禁组织电解铝企业电力市场专场交易，电解铝行业的差别化电价逐步回归正常，不动产项目的结算电价也随之逐步提升，并在后续保持相对稳定水平。

综上所述，历史上不动产项目的结算电价主要受电价政策的影响，与已入市竞品则不存在明显的相关关系。

2）电力消纳环境影响

①评估电力消纳环境的指标及原理

电力消纳环境主要受到区域电网调度的影响。根据《电网运行规则（试行）》规定，调度机构应当合理安排运行方式，优化调度，维持电力平衡。区域电力平衡由需求侧与供给侧共同决定：需求侧主要取决于项目所在区域工业、商业及居民等全社会用电负荷

[90] 等效利用小时数=结算电量÷项目总装机容量，全文下同，结算电量数据取自与国网青海公司的电费结算单，除受弃风电量影响外，还受到损失电量、厂用及线损电量的影响。
[91] 包含超缺额调整及考核费用。
[92] 2025 年限电率升高，系青海省电网近年来实施增容改造工程，致使区域新能源出力受限所致。

水平；供给侧主要取决于区域风能资源禀赋及风电装机容量；而区域电网输送能力作为关键网架约束，直接决定了供需匹配的实际空间，是影响电量消纳的核心边界条件。

在实际操作上，调度机构对发电企业的管控，并非以预设限电率为目标，而是基于电网安全与电力电量的平衡考虑进行实时调度。从电网调度到发电企业的结算电量、等效利用小时数、限电率等运营指标的完整传导关系如下：

（a）电力消纳环境的核心决定因素是区域电网的供需关系，调度机构根据供需关系并基于电网安全与电力电量考量，通过调整和分配发电空间、下达出力计划来约束每个发电企业的实时上网功率，进而决定结算电量和等效利用小时数（等效利用小时数=结算电量÷项目总装机容量）；

（b）风资源年景决定了发电企业的理论发电小时数及理论发电量；

（c）通过对结算电量或等效利用小时数与理论发电量或理论发电小时数的差异进行相应计算即得到了限电率。

由此可见，限电率并非自变量或预先设定的管控指标，而是电网调度与风资源年景共同作用的结果指标，等效利用小时数及结算电量相比限电率能够更全面地反映发电企业面临的消纳环境。

对不动产项目而言，结算电量与等效利用小时数为数学换算关系，通过分析不动产项目历史结算电量或等效利用小时数，能够直接反映在竞品项目入市、装机容量增加、电力供给上升的情况下，以及在青海区域用电需求增长、外送能力提升的情况下，电网调度机构对不动产项目的上网电量进行重新分配后的状态，展示出不动产项目消纳环境的变化。

②竞品项目对不动产项目电力消纳环境的影响

在不动产项目建成投运后至今，周边地区共有2个新增竞品项目，且竞品项目均与不动产项目使用塔扬线进行电力送出，构成直接竞争关系：

（a）乌兰吉电项目的影响

乌兰吉电项目装机容量5万千瓦，于2020年11月并网。从数据上看，不动产项目2021年限电率为15.52%，较2020年的10.44%上升5.08个百分点；2021年等效利用小时数为1,966小时，较2020年的1,590小时同比提升约23.6%。

该阶段不动产项目的限电率及等效利用小时数受到风资源变动、新增竞品、新增外送通道等多重因素的综合影响，需要结合上述因素，从供需角度对消纳环境进行综合分析。

供给端，除新增了竞品乌兰吉电项目外，不动产项目在 2021 年的风资源较优，理论发电小时数同比提升约 20%。

需求端，2020 年 12 月青豫直流工程正式投运，带动青海省绿电外送能力大幅上升。青豫直流的送端起点是位于海南大基地的±800 千伏特高压青南换流站，不动产项目所发电量经华扬 330 千伏升压站及塔扬线送出后，并入 750 千伏塔拉变电站，再经 750 千伏青塔 I、II、III 线送入青南换流站，因此青豫直流的开通能够提升青南换流站的电力外送能力，进而对不动产项目的电力消纳环境起到带动作用。

图 2-25. 青豫直流线路示意图[93]

综合而言，在竞品乌兰吉电项目并网后，不动产项目虽然供给端受到区域装机容量增加、风资源改善的影响，使得 2021 年限电率同比上升约 5.08 个百分点，但同期在需求端，不动产项目的外送通道资源充足，青豫直流的开通进一步改善了青海省的跨区域外送能力，进而对不动产项目形成需求端的利好，因此 2021 年等效利用小时数及结算电量均同比提升约 23.6%，仍表现出良好的消纳结果。

（b）乌兰润晟项目的影响

乌兰润晟项目装机容量 10 万千瓦，于 2021 年 12 月并网。从数据上看，不动产项目 2022 年限电率为 15.39%，较 2021 年乌兰润晟项目入市前的 15.52%基本持平。

供给端，除新增了竞品乌兰润晟项目外，不动产项目在 2022 年的风资源同比有所减弱，平均风速较 2021 年降低约 2%，理论发电小时数下降约 6%。

[93] 图片来源：河南日报大河网。

需求端，乌兰润晟项目投运后，不动产项目的外送线路承载能力仍有剩余，消纳环境未出现重大变化。

综合而言，在竞品乌兰润晟项目入市后，不动产项目的需求端格局未发生重大变化，供给端区域装机容量增加与风资源减弱在一定程度上形成对冲。2022 年限电率同比基本持平，等效利用小时数 1,803 小时较 2021 年下降约 8.3%，但较 2020 年的 1,590 小时提升 13.4%。竞品入市虽对不动产项目的消纳压力有所增加，但影响幅度小于 2020 年青豫直流开通带来的利好。

综上所述，在乌兰吉电项目入市的时间节点，不动产项目面临的竞争影响有限，主要因同期青豫直流开通的利好，促使电力消纳环境改善所致。在乌兰润晟项目入市的时间节点，不动产项目面临一定的直接竞争分流、电力消纳压力有所增加，但消纳环境仍优于青豫直流开通之前。随着上述两个已有竞争项目在 2020 年末、2021 年末完成全机组并网，至 2022 年构成直接竞争关系竞品对不动产项目的直接竞争分流影响已趋于平稳[94]，后续年度不动产项目在等效利用小时数、结算电量方面的波动主要来自于青海省新能源装机容量上升以及电网调度相应调整的影响。

（c）青海省新能源装机容量上升的影响

图 2-26. 2020—2025 年青海省新能源装机容量与不动产项目等效利用小时数

2023 年至 2025 年期间，不动产项目无新增直接竞品项目入市，但同期青海省全省新能源装机容量增速有所加快，同比分别增长约 41%，33%和 25%。受供给端压力的影响，青海省的整体电力消纳压力有所增加，并经由电网调度传导进而影响不动产项目的上网电量、等效利用小时数等经营指标。“十四五”期间青海省新能源复合增速达到约 21%，受此影响不动产项目在 2023 至 2025 年期间等效利用小时数及结算电量有所波动。其中

[94] 根据国家能源局《发电机组进入及退出商业运营办法》，风电项目应当在并网后 6 个月内取得电力业务许可证并进入商业运营，规定时间内进入商业运营的，调试运行期自并网时间点起至完成整套设备启动试运行时间点止，调试运行期间项目需完成并网运行必须的试验项目，上网电量由电网企业收购，纳入代理购电电量来源。因此竞品项目的分流影响通常在 6 个月内体现完毕。

2025年尽管省内新能源装机同比增长约25%，且因青海省电网实施增容改造工程致使限电率有所上升，但因风资源较优、理论发电小时数同比增长约16%，最终等效利用小时数及结算电量仍实现同比回升约5%。

“十五五”期间青海省的新能源装机容量增速预计将有所减缓，复合增速预计从“十四五”期间约21%的复合增速下滑至约10%，降幅比例约52%，预计省内新能源新增装机容量对不动产项目消纳压力的影响将有所缓解。

（3）在建或已规划项目对不动产项目的影响

未来在建或已规划竞品项目的入市对不动产项目的影响将主要集中在电力消纳环境方面，进而影响不动产项目的等效利用小时数，竞品项目对于电价则不产生直接影响。

乌兰地区与不动产项目定位相同的在建或已规划项目主要包括南水北调项目、东大滩项目。南水北调项目装机容量40万千瓦，于2025年开工，目前在建，通过新建330千伏升压站及送出线路进行上网和外送。东大滩项目属于风光储一体化示范项目，风电装机容量10万千瓦，预计2027年投入使用，通过新建330千伏东大滩汇集站及送出线路进行上网和外送。

前期已投运的乌兰吉电项目、乌兰润晟项目是通过与不动产项目相同送出线路进行电力上网和外送，在供给端存在相对直接的竞争关系。而南水北调项目、东大滩项目虽与不动产项目定位相同均参与市场化电力交易，但投运后均将通过各自新建的升压站、汇集站实现电力上网和外送，与不动产项目的外送通道相互独立，在外送通道容量方面不存在挤占关系。

就未来在建或已规划项目而言，对不动产项目的影响主要体现为项目投运后青海省总装机容量增加，进而从供给端改变青海省的整体电力消纳环境，并经由电网调度机构影响不动产项目的上网电量、等效利用小时数等经营指标，因而其综合影响需要结合未来青海省的供需趋势进行整体分析。

（4）青海省未来供需趋势及影响分析

1）供给端趋势：青海省内风电项目将进入密集交付期，在供给端形成竞争压力

在青海省层面，根据省“十五五”规划，至2030年全省新能源装机容量将突破1亿千瓦，目标清洁能源发电量占总发电量的80%以上。“十五五”期间青海省的新能源装机容量增速预计将明显放缓，复合增速约10%，较“十四五”期间21%下滑比例约52%，但目标新增装机容量0.38亿千瓦与“十四五”期间新增装机容量相当，青海省总装机容量的上升，将从供给端对于不动产项目造成一定竞争压力。

2）需求端趋势：电力需求主要受就地消纳能力及外送能力的共同影响

①新能源消纳环境持续改善：在重点产业的用电以及电网调度方面，保障新能源电力被优先消纳的政策陆续出台

2026年8月1日起施行的《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法》（国家发展改革委、工业和信息化部、住房和城乡建设部、交通运输部令第42号），首次在全国层面确立了可再生能源消费最低比重目标及可再生能源电力消纳责任权重制度，该办法明确了两项制度的定义、落实路径与核算方法，规定了重点用能行业的具体目标及权重，有助于改善风电等可再生能源电力的消纳环境。而在青海省层面，2025年即已明确可再生能源电力消纳责任权重总量70%、非水30%，其中电解铝、钢铁、水泥、多晶硅等重点行业的绿电消费比例须达70%。

在青海省“十五五”规划中，则明确提出积极发展“盐湖+”产业，并鼓励盐湖资源开发企业优先使用光伏、风电等清洁能源，推动实现清洁能源供应全替代。与此同时，青海省正积极推动“绿电+算力”融合发展，加快柴达木绿色微电网算力中心和三江源国家大数据基地等重点项目建设，配套新能源已纳入全省电力行业重点项目开发建设方案。随着“东数西算”国家战略的深入实施，青海凭借清洁能源低成本优势，绿色算力用电正在成为省内新的电力增长极，为新能源就地消纳开辟了新的增长点。

对于海西州，规划特别提出要发挥州内绿电资源优势，布局盐湖资源综合利用、有色冶金、新材料等产业，打造全省产业发展支撑区。不动产项目所处的乌兰县位于海西州东部，地处柴达木循环经济试验区“一区四园”之一的乌兰工业园核心区域。园区重点发展煤化工、盐化工、特色生物、新能源产业，随着园区产业结构升级和重点企业用能需求的稳步增长，也将对区域内风电项目的就地消纳产生积极支撑作用。

在电力调度方面，根据《青海电力现货市场规则汇编（V6.0结算试运行稿）》第四十九条，电力调度机构以同等报价下新能源优先消纳为原则，以全网发电成本最小化为优化目标，来确定运行日的机组开机组合、分时发电出力曲线以及分时电价。根据第七十七条，“当新能源场站与火电燃煤机组、新型经营主体报价相同时，优先出清顺序为：新能源、新型经营主体、火电燃煤机组。”因此，青海省新能源在调度消纳顺序上具有优先级。

上述机制相互叠加后，将有效保障存量风电项目在新增装机和电网容量同步增加过程中的合理利用。

②就地消纳能力稳定提升：青海省经济持续发展，工业及服务业用电稳步增长

青海省内电力负荷结构具有工业主导、第三产业和居民用电快速增长的特征。“十四五”以来，青海省全社会用电量从2020年的742亿千瓦时增长到2025年的1,068亿千瓦时[95]，复合增长率达7.6%，增速高于全国平均。

2025年，青海省工业用电量同比基本持平，占全社会用电量的比重高达86%左右，是青海省电力消费的绝对主力。工业用电结构中，电解铝、钢铁、晶硅、锂电池、碳纤维等青海省内重点行业占据较大比例。

2025年，青海省第三产业用电和城乡居民生活用电同比增长较快，分别达到13.3%和5.1%。随着青海省国际生态旅游目的地建设提速增效，茶卡盐湖、青海湖等景区游客持续增长，2025年全省累计接待游客6,457.31万人次，旅游总收入620.12亿元，均同比增长约20%[96]。旅游业及相关餐饮、住宿、交通服务业的快速发展，带动了用电量的持续增长。其中，素有“天空之镜”美称的茶卡盐湖景区距不动产项目直线距离仅约20公里，作为青海省标志性景区之一，茶卡盐湖每年吸引大量游客，旅游旺季期间区域用电负荷显著提升。“十五五”期间，青海省提出将茶卡盐湖创建为5A级旅游景区，后续景区建设标准、服务规范和客流量的提升预计将对乌兰地区的电力需求及保障能力提出更高的要求。

③外送能力有望出现突破：青桂直流、青粤直流及海西州750千伏加强工程持续建设，外送能力增强有望促使电力消纳环境得到重塑

（a）青海省层面，青桂直流、青粤直流的落成将带动外送能力大幅提升

青海省是我国清洁能源发电外送大省，2025年全省发电量1,224.1亿千瓦时，较全社会用电量超出155.9亿千瓦时，超出部分主要以省间外送进行消纳。

在2020年12月，青海省建成世界首条以输送新能源为主的特高压直流通道——青豫直流。青豫直流的送端位于海南大基地，设计年输送电量400亿千瓦时，约为2025年全省发电量的1/3。2026年1—7月，青豫直流实际完成电量外送145.23亿千瓦时[97]，同比增加14.57%。“十五五”期间，青海省将继续推动青豫直流满功率运行。

此外，青海省“十五五”规划明确提出将加快建设新型电力系统，提升电网对清洁能源的接纳、配置、调控能力。在增强绿电外送能力方面，将建成青桂直流、青粤直流，并继续谋划新增一条纳规外送通道，按照“优一开二定三谋四”的时序，构建青海至中东部地区绿色送电走廊。

[95] 数据来源：青海省能源局。
[96] 数据来源：青海省统计局。
[97] 数据来源：国网青海省电力公司、青海电力交易中心有限公司《2026年7月青海电力市场运行分析报告》。

表 2-98. 青海省特高压直流外送通道情况

分类	外送通道	电力消纳地区	投用状态/项目进度	关键参数
拟建	青桂直流	南方地区（广西等）	可研阶段，力争 2026 年开工建设，“十五五”期间规划建成	设计规格±800 千伏，规划 800 万千瓦，规划送电 360 亿千瓦时/年
拟建	青粤直流	南方地区（广东等）	可研阶段，力争 2028 年建成	设计规格±800 千伏，规划 800 万千瓦，规划送电 360 亿千瓦时/年

青桂直流、青粤直流目前处于可研编制阶段，其中青粤直流是我国首批推动建设的跨国家电网、南方电网经营区域的特高压直流通道，已被列入国家“十五五”规划 109 项重大工程项目。上述两条直流项目均目标在“十五五”期间完工，建成投运后分别可向广西、广东地区各输送电量 360 亿千瓦时/年，其中清洁能源电量占比均超过 2/3，两个项目建成投运后，预计青海省的整体电力消纳环境有望出现改善。

不动产项目所发电量经塔扬线、750 千伏塔拉变电站、750 千伏青塔 I、II、III 线送入位于大基地内的青豫直流送端起点青南换流站，在青豫直流开通次年，不动产项目的等效利用小时数及结算电量同比提升 23.6%，消纳环境得到改善。青粤直流的送端起点同样位于海南大基地内，预计青粤直流开通后，也将对不动产项目的电力消纳环境起到改善和带动作用。

（b）海西州层面，750 千伏加强工程的完工将大幅提升海西电网的断面送出能力，本项目的电力外送环境也将得到改善

工业用电为青海省内主要电力需求来源，2025 年工业用电负荷占全社会用电量的约 87%。省内工业用电需求则主要集中于西宁市和海东市，2025 年两市工业用电量占全省工业用电量的约 62%和 16%，与此同时，两市的发电量仅占全省发电量的 11%、13%左右[98]。从电力供需的空间分布看，海西州等清洁能源资源富集区与西宁、海东负荷中心呈现逆向分布，省内电力主要以“西电东送”的形式输送[99]。但海西州目前处于青海电网末端，对外输出的通道少，导致新能源大发时，海西地区电网功率输送压力大，尤其是作为“8”字形主网架的汇集点 750 千伏海西变电站面临断面送出能力严重不足的问题[100]。

[98] 根据《青海统计年鉴 2025》，2024 年西宁市、海东市规模以上发电量约 110 亿、131 亿千瓦时，占全省规模以上发电量的 10.58%、12.68%。2025 年相应数据尚未公布。
[99] 信息来源：青海省发改委青能提案〔2024〕13 号。
[100] 信息来源：海西州人大常委会调研组《关于全州新能源产业发展情况专题调研报告》。

截至 2025 年末，海西州与外部的关键连接断面输送能力仅为 415 万千瓦[101]，发电能力与外送需求同有限的电网外送通道形成了矛盾。

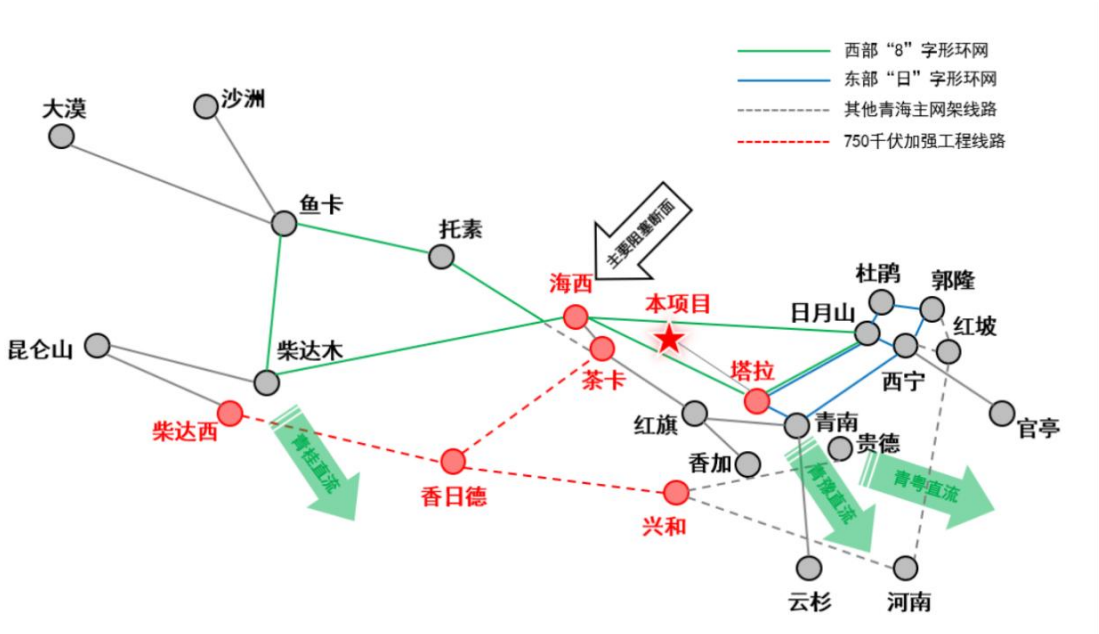


图 2-27. 青海省主网架及部分重要变电站示意图

针对海西电网外送能力不足的问题，2025 年 7 月，国家能源局已将海西—海南 750 千伏加强工程纳入国家规划，计划通过建设柴达西、香日德、茶卡三项输变电工程，加强连接海西州和海南州电网，工程的核心线路段香日德—兴和 750 千伏线路投运后，将开辟一条新的东西部联络通道，使青海西部电网主网架形成环网，改变目前海西电力只能经过 750 千伏海西变电站单一节点实现东送导致功率阻塞的局面。750 千伏加强工程投运后将提升青海省东西部断面功率交换能力 300 万千瓦，较现有的断面输送能力增加超过 70%，工程通过汇集沿途风光资源，将充分满足海西新能源送出需求，为青海省乃至西北电网新能源大规模开发利用提供坚实有力支撑[102]。750 千伏加强工程已于 2026 年初启动可研，计划 2027 年开工。

在青海西部电力东送的路线上，750 千伏塔拉变电站位于 750 千伏海西变电站的下游，经 750 千伏海西—塔拉线路承接海西变电站送出的电力，且塔拉变电站同样存在新能源大发时段断面送出能力不足的问题。在 750 千伏加强工程投运后，海西州部分电力将不再受制于海西—塔拉线路的断面局限，而是直接经茶卡、柴达西汇集至 750 千伏香日德变电站，由香日德—兴和 750 千伏线路输送至海南大基地进而转送至青海东部的西宁市、海东市，另有部分电力未来预期将参与青粤直流外送。

[101] 数据来源：人民网。

[102] 数据来源：国家能源局西北监管局。

不动产项目地处海西州，处于塔拉变电站上游，所发电力经塔扬线、750千伏塔拉变电站、750千伏青塔线东送至海南大基地内的青豫直流送端起点青南换流站。750千伏加强工程投运后，预计海西—塔拉线路的外送压力以及塔拉变电站的断面局限问题均将得到缓解，不动产项目电力外送环境也将得到改善，预计不动产项目中长期的电力消纳情况、等效利用小时数及结算电量等方面也将得到带动和提升。

3）项目自身层面，乌兰风电项目具有运营成熟、盈利稳定等优势

①项目投运已超6年，机组运营进入稳定期;

②项目装机容量达20万千瓦,相较大部分定位相同的在建或规划项目具有规模优势,抗风险能力更强;

③项目享受国补，相较后续并网投产的项目具有更稳定的收入和利润空间。

综上所述，风电项目在运营过程中，须服从当地调度机构的统一调度并调整上网电量，因而全省参与电力上网外送的风电项目在供给层面均会与不动产项目产生直接或间接的竞争关系。但在需求端，青海省“十五五”规划提出了全省发展“盐湖+”产业、绿色算力等保障新能源优先消纳的产业规划，以及海西州发挥绿电资源优势布局盐湖、有色冶金、新材料的产业规划，结合“十五五”期间青海将建成青桂直流、青粤直流、750千伏加强工程，并谋划一条新增外送通道，预期未来青海省的就地消纳和电力外送能力都将取得改善。从供给、需求关系角度综合分析，并结合项目自身运营层面的优势综合评估后可得出，在建或已规划项目未来对不动产项目的影响相对有限，未来不动产项目面临的整体消纳风险可控。

（五）行业或者区域内可比同类资产项目不同生命周期维修保养以及定期、不定期改造资金成本情况

对比已发行陆上风电REITs项目，其不同生命周期维修保养以及定期、不定期改造安排与资金成本情况如下:

表2-99.可比同类项目不同生命周期维修保养以及定期、不定期改造资金成本情况[103]

序号	项目	不同生命周期维修保养以及定期、不定期改造安排	资金成本情况
1	中信建投明阳智能新能源REIT	风电场设备使用寿命和设计寿命均为20年，仅需每年进行日常修理维护，无需预先安排定期、不	1、维修保养支出主要由费用化的相关支出预测（包含技术服务及运维费、风机运维费、材料费、修理费）

[103] 信息来源：公开信息整理。

		定期大修改造。	覆盖。 2、未来年度不存在定期大修、改造需求，不定期大修、改造需求主要由资本化的相关支出预测（即修理费-维护性资本性支出）覆盖。
2	工银蒙能清洁能源REIT	风电项目设备使用寿命和设计寿命均为20年，仅需每年进行日常修理维护，无需预先安排定期、不定期大修改造。	1、未来年度维修保养支出主要由费用化的相关支出预测覆盖；针对不可预见的运维事项提前预留相关费用，自2024年起按50万元/年进行预测。 2、基金存续期内每年预留维护性资本性支出100万元。
3	中航中核汇能新能源REIT	资本性支出实际上是企业的再投资，它是用来维持企业现有资产的运行并创造新的资产来保证企业未来的不断增长的一项支出。	1、维修保养支出包括在基础管理费内。 2、资本性支出主要包括原有固定资产的大修支出及更新改造支出，每年预计500万元作为不动产项目存续期内资本性支出的资金。

本项目全生命周期维修保养以及定期、不定期改造资金成本情况详见本尽调报告之“第二章 对不动产项目的尽职调查”之“2.5 不动产资产情况”之“2.5.4 不动产资产的物理状态”之“（六）不动产资产维修保养及定期、不定期改造需求或规划等”。

2.5.6 不动产资产完整性情况及共用情形

（一）不动产资产完整性情况

不动产项目的资产范围具体包括乌兰风电项目收费权和为取得乌兰风电项目电费收入建设的电力设施等配套资产（包括乌兰风电项目房屋所有权及设施设备所有权）及相应的土地使用权，实现资产功能作用所必需的、不可分割的相关附属设施、配套设施已完整纳入资产范围。

（二）不动产资产共用情形

1、共用、共有资产范围，共用、共有原因以及合规性

华扬晟源已取得乌兰风电项目华扬330kV汇集站占用范围内的国有建设用地使用权及汇集站相关建（构）筑物的房屋所有权，同时华扬晟源合法享有华扬330kV汇集站设施设备的所有权。华扬330kV汇集站作为不动产资产的一部分纳入资产组范围，权属清晰、完整。

乌兰吉电新能源有限公司所有的乌兰吉电50MW风电场(以下简称“钦布口风电场”)位于青海省乌兰县茶卡地区，与华扬330kV汇集站相邻，国网青海省电力公司于2019

年3月11日出具的《国网青海省电力公司关于国家电力投资集团吉林电力股份有限公司乌兰5万千瓦风电场项目接入系统方案评审意见的批复》（青电发展〔2019〕303号），审查通过了钦布口风电场接入系统方案。乌兰吉电就钦布口风电场通过两条送出线路钦扬I回、钦扬II回接入华扬变侧35kV母线，由主变压器升压后通过330kV线路并入750kV塔拉变电站并入主网。

乌兰吉电与华扬晟源就接入服务签订了《乌兰吉电50MW风电场接入华扬330kV汇集站技术服务合同》，华扬晟源将330kV汇集站共用设备接入使用权有偿提供给乌兰吉电，共用设备是指汇集站内除华扬晟源、乌兰吉电双方占用35kV间隔以外的所有一、二次发电设备。合同约定技术服务费用标准为85万元/年，其中接入技术服务费用为20万元/年，汇集站共用设备技术服务费用65万元/年。接入期限为20年，汇集站共用设备接入时限为2020年1月1日-2039年12月31日，到期后不再进行接入技术服务费支付，只支付汇集站共用设备技术服务费用；汇集站共用设备技术服务费的起算时间为2021年1月1日。上述费用按实际接入年度计费，委托期内双方有一方场站设备全部退役（不经营），合作终止，后续合作期内费用不再支付。

共用资产范围为汇集站内除华扬晟源自用35kV间隔及乌兰吉电占用35kV间隔以外的所有一、二次发电设备（即“共用设备”），不含双方各自专用间隔。该共用系基于电网接入技术经济合理性而产生的正常商业合作，接入方案已取得电网主管部门批复，双方已签署《乌兰吉电50MW风电场接入华扬330kV汇集站技术服务合同》，权利义务约定明确，具备合规性。

2、共用、共有资产存续期间的运营权责划分和管理安排

乌兰吉电或其委托单位进入汇集站现场工作时，需遵守华扬晟源公司安全管理标准和相关管理规定，未通过华扬晟源资质审查、安全资质审查或培训的人员，不允许进入汇集站现场。

华扬晟源承担汇集站日常管理运维责任，保证汇集站共用设备运行维护管理工作安全规范，严格执行《变电站管理规范》（国家电网生〔2006〕512号），根据国网青海公司调度控制中心要求进行正常运行管理。如汇集站及送出线路因不可抗力造成停运，华扬晟源不承担乌兰吉电任何损失。

管理安排方面，双方已通过合同明确运维边界，华扬晟源作为汇集站所有权人统一负责共用设备的运行维护，乌兰吉电仅在其专用间隔及送出线路侧行使操作权，不干预

汇集站整体运维管理。上述安排覆盖整个合作期限（2020年-2039年），保障了共用设备的安全稳定运行。

3、共用、共有资产未纳入资产范围的原因（如有）以及对运营稳定的影响

共用设备本身即为华扬晟源合法所有的资产，已完整纳入不动产资产组范围，不存在权属分割或资产剥离情形。乌兰吉电仅依合同取得共用设备的接入使用权，不享有所有权，亦不改变资产权属状态。

上述共用情形系基于固定期限、固定费用的商业化服务模式，合同对费用结算、运维责任等均有明确约定。华扬晟源作为汇集站所有权人，自主负责日常运维，不受乌兰吉电经营决策影响。即使一方场站设备全部退役导致合作终止，亦不影响华扬晟源对汇集站资产的所有权和继续运营能力。因此，该共用情形不影响不动产项目的资产完整性、独立运营能力及持续经营稳定性。

4、对现金流和估值的具体影响

根据《乌兰吉电50MW风电场接入华扬330kV汇集站技术服务合同》，乌兰吉电就乌兰吉电50MW风电场通过两条送出线路钦扬I回、钦扬II回接入华扬变侧35kV母线，由主变压器升压后通过330kV线路并入750kV塔拉变电站并入主网。

协议约定技术服务费用标准为85万元/年，增值税率为6%。其中接入技术服务费用为20万元/年，汇集站共用设备技术服务费用65万元/年。（接入期限20年，汇集站共用设备接入时限为2020年1月1日-2039年12月31日，到期后不再进行接入技术服务费支付，只支付汇集站共用设备技术服务费用；汇集站共用设备技术服务费的起算时间为2021年1月1日。）上述费用按实际接入年度计费，委托期内双方有一方场站设备全部退役（不经营），合作终止，后续合作期内费用不再支付。乌兰吉电于2020年11月2日开始运营发电，运营期至2040年11月，乌兰风电项目于2019年12月24日开始运营发电，运营期至2039年10月，参照协议约定，本次评估预测以后年度的不含税收入金额为80.18万元，收益期限至2039年10月。

根据合同约定，乌兰吉电需要分摊汇集站共用设备的损耗电费，各期间具体结算收入如下：

表2-100. 乌兰吉电承担综合耗用电量电费情况

单位：万元

时间	乌兰吉电承担综合耗用电量电费-含税	乌兰吉电承担综合耗用电量电费-不含税

时间	乌兰吉电承担综合耗用电量电费-含税	乌兰吉电承担综合耗用电量电费-不含税
2020 年	44.02	41.53
2021 年	91.71	86.52
2022 年	93.37	88.08
2023 年	100.06	94.40
2024 年	48.45	45.71
2025 年	36.38	34.32

根据项目公司介绍，2023 年 10 月开始电能表关口计量点从塔拉变侧迁移至乌兰华扬塔扬线侧（综合损耗费用下降），该部分收入较以往年度有所下降，故本次评估以后年度该部分收入按 2024-2025 年平均水平进行预测。

2.5.7 不动产资产的现金流情况

（一）不动产资产运营是否满三年及其现金流构成

乌兰风电项目于 2019 年 12 月完成全容量并网发电。国家能源局西北监管局向项目公司核发《电力业务许可证》（编号 1031219-00394），有效期自 2019 年 12 月 24 日至 2039 年 12 月 23 日。截至尽职调查基准日（2026 年 6 月 30 日），项目已并网运营约 6 年 6 个月，运营已满三年。

（二）最近三年及一期历史现金流情况、波动原因

表 2-101. 乌兰风电项目最近三年及一期财务指标情况

单位：万元

类别	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
营业收入	8,448.95	18,332.12	17,359.58	18,635.24
净利润	2,281.41	5,381.75	4,234.78	4,788.33
息税折旧摊销前利润（EBITDA）	7,444.99	16,141.97	15,944.15	17,063.87
经营性净现金流	7,742.88	25,709.93	13,135.34	16,767.69

乌兰风电项目营业收入主要为向国家电网青海省电力公司销售电能形成的售电收入，收益情况较为稳定、持续。2023 年度、2024 年度、2025 年度、2026 年 1-6 月项目 EBITDA 分别为 17,063.87 万元、15,944.15 万元、16,141.97 万元，7,444.99 万元，体现了较强且

稳定的现金创造能力。各期经营活动产生的现金流量净额有所波动，主要是受可再生能源国补回款节奏影响。

（三）现金流的独立性、稳定性

不动产项目收入来源主要为售电收入，售电收入主要包含上网电量结算收入和可再生能源补贴收入两部分。根据项目公司签署的相关购售电合同，不动产项目上网电量结算收入由当地电网公司负责支付至项目公司的账户，华扬晟源的电费结算对手方为国网青海公司。可再生能源补贴收入由可再生能源发展基金承担，可再生能源补贴部分来自中央政府性基金中的“其他政府性基金支出”。不动产项目现金流来源穿透后为使用者付费，项目收益持续稳定且来源合理分散，直接或穿透后来源于多个现金流提供方，符合《基金指引》第八条第（四）项“现金流来源合理分散，且主要由市场化运营产生，不依赖第三方补贴等非经常性收入”的相关要求。

基金管理人、计划管理人核查了历史年度不动产项目风资源情况、结算电量数据、电力交易合同、电力结算单、项目投资建设合规手续材料等，认为本项目现金流独立、持续、稳定、可预测，现金流来源分散。详见本尽调报告“第二章 对不动产项目的尽职调查”之“2.4 财务与会计调查”之“2.4.2 不动产项目财务状况及经营业绩分析”及“2.4.3 不动产项目运营数据”。

（四）不动产资产涉及的地区概况、区域经济、行业政策、供需变化等，对现金流提供方集中度风险进行分析

本不动产项目地区概况、区域经济、行业政策、供需变化等参见本尽调报告第2.5.4节“不动产资产的物理状态”及第2.5.5节“不动产资产的市场和客群情况”。乌兰风电项目位于青海省海西州乌兰县，青海省是国家重要的清洁能源产业高地，新能源装机及清洁能源消纳能力持续提升，为项目电量消纳与电价结算提供了良好的区域与政策环境。

从现金流提供方集中度看，不动产项目收入来源主要为售电收入，售电收入主要包含上网电量结算收入和可再生能源补贴收入两部分，根据项目公司签署的相关购售电合同，不动产项目上网电量结算收入由当地电网公司负责支付至项目公司的账户，华扬晟源的电费结算对手方为国网青海公司。可再生能源补贴收入由可再生能源发展基金承担，可再生能源补贴部分来自中央政府性基金中的“其他政府性基金支出”。不动产项目现金流来源穿透后均为使用者付费，项目收益持续稳定且现金流来源合理分散。综上，本不动产项目电费收入来源合理分散、收益持续稳定，不存在重要现金流提供方，现金流提供方集中度风险较低。

2.5.8 不动产资产的评估

不动产资产评估报告是专业机构在一定评估假设和限制条件下作出的，不动产资产评估结果不代表真实市场价值，也不代表不动产资产能够按照评估结果进行转让。

（一）账面价值

评估对象和评估范围为华扬晟源的风电不动产资产组。截至本次评估基准日2026年6月30日，评估对象经审计的账面净值为1,390,155,099.93元。

（二）评估价值

根据上海立信资产评估有限公司出具的《上海东方证券资产管理有限公司拟发行公募REITs所涉及的乌兰县华扬晟源新能源有限公司风电项目资产组市场价值资产评估报告》（信资评报字（2026）第050049号），经采用收益法，不动产资产在评估基准日2026年6月30日的评估价值为人民币146,600.00万元。

（三）差异情况

不动产资产评估价值相较于账面价值增值7,584.49万元，增值率5.46%。本次评估增值主要原因包括:（1）不动产项目建成时间较早，资产组账面价值为计提历史折旧后的净值，相较于账面原值有所减少;（2）电力收费权未在资产负债表中确认为账面资产组。

（四）评估参数主要情况及合理性

评估机构按照法律、行政法规和资产评估准则的规定，坚持独立、客观和公正的原则，采用收益法，按照必要的评估程序，对基金管理人拟发行REITs项目涉及的不动产资产在2026年6月30日的市场价值进行了评估并出具了《上海东方证券资产管理有限公司拟发行公募REITs所涉及的乌兰县华扬晟源新能源有限公司风电项目资产组市场价值资产评估报告》（信资评报字（2026）第050049号）。

评估主要参数设置情况如下:

1、评估基准日

评估基准日为2026年6月30日。

2、评估方法：收益法

（1）评估方法概述

依据相关准则，执行资产组价值评估业务可以采用收益法、市场法、成本法（资产基础法）三种基本方法:

市场法是指利用市场上同样或类似资产的近期交易价格，经过直接比较或类比分析以估测资产价值的一种评估方法。能够采用市场法评估的基本前提条件是评估对象的可比参照物具有公开的市场以及活跃的交易、有关交易的必要信息可以获得。

收益法是指通过估测被评估资产未来预期收益的现值来判断资产价值的一种评估方法。收益法的基本原理是任何一个理智的购买者在购买一项资产时所愿意支付的货币额不会高于所购置资产在未来能给其带来的回报。运用收益法评估资产价值的前提条件是评估对象的未来收益可以合理预期并用货币计量、预期收益所对应的风险能够度量、收益期限能够确定或者合理预期。

成本法（资产基础法），是以资产负债表为基础，对委估资产组所有可辨认的资产和负债逐一按其公允价值评估后代数累加求得总值，并认为累加得出的总值就是产权持有单位整体的市场价值。正确运用资产基础法评估资产组价值的关键首先在于对每一可辨认的资产和负债以其对资产组整体价值的贡献给出合理的评估值。

三种基本方法是从不同的角度去衡量资产的价值，它们的独立存在说明不同的方法之间存在着差异。三种方法所评估的对象内涵并不完全相同，三种方法所得到的结果也不会相同。某项资产选用何种或哪些方法进行评估取决于评估目的、评估对象、市场条件、掌握的数据情况等诸多因素。

（2）评估方法选择

委估资产组为风电站相关资产，相关资产历史运营期收入较为稳定，未来现金流可预测，故可以采用收益法进行评估。

委估资产组为陆上风电站资产组，同类型资产组交易案例较少，且经营和财务数据难以收集，难以计算价值比率，故不采用市场法进行评估。

评估报告评估目的为公开募集不动产投资信托基金，报告使用者关注的是资产未来带来的现金流或其市场交易价值，与成本法的技术路径存在差异，故不采用成本法。

根据上述适应性分析以及资产评估准则的规定，结合评估对象的具体情况，采用收益法对评估对象的价值进行评估，并以市场法对评估对象的价值进行校验。

（3）收益法评估方法的简介

1）收益法简介及适用的前提条件

收益法是将评估对象剩余经济寿命期间每年的预期收益用适当的折现率折现，累加得出评估基准日的现值，以此估算被评估资产价值的方法。

所谓收益现值，是指资产在未来特定时期内的预期收益按适当的折现率折算成当前价值（简称折现）的总金额。

收益法的基本原理是资产的购买者为购买资产而愿意支付的货币量不会超过该项资产未来所能带来的期望收益的折现值。

收益法的适用前提条件为:

①被评估资产必须是能够用货币衡量其未来期望收益的单项或整体资产;

②产权所有者所承担的风险也必须是能用货币来衡量的;

③被评估资产预期收益年限可以预测。

2）收益法计算公式及各项参数

①收益法的计算公式:

本次评估采用现金流折现方法（DCF）对委估资产组进行评估，收益口径为自由现金流量，相应的折现率采用 WACC 模型。基本公式如下:

$$P=\sum_{i=1}^{n}\frac{F_i}{(1+r)^i}$$

式中：P 为经营性资产价值;

r 为折现率;

i 为预测年度;

F_i 为第 i 年净现金流量;

n 为收益期。

②净现金流量的确定

本次评估采用的收益类型为税前自由现金流量，其计算公式为:

税前自由现金流量=利润总额+折旧与摊销+利息费用-资本性支出-净营运资金变动+其他

③收益期

根据企业提供的《电力业务许可证》（许可证编号：1031219-00394），乌兰风电项目于 2019 年 12 月 24 日开始运营发电，总运营周期为 20 年，根据《青海省人民政府关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目用地的批复》（青政土函（2019）67 号），本项目用地为划拨方式（使用年限 20 年），本项目于 2019 年 10 月 30 日取得《国有建设用地划拨决定书》（编号：6328212019h08），故终止期限为 2039 年 10 月 29 日。故本次评估收益预测期为 2026 年 7 月至 2039 年 10 月，总计 13.33 年。

④折现率

按照收益额与折现率口径一致的原则，本次评估收益额口径为税前自由现金流量，则折现率选取税前加权平均资本成本（WACCBT）。

$$\mathbf{WACCBT=WACC/(1-T)}$$

$$\mathbf{WACC=R_e\times\frac{E}{D+E}+R_d\times(1-T)\times\frac{D}{D+E}}$$

其中：WACCBT：税前加权平均资本成本

WACC：加权平均资本成本

R_e：股权期望报酬率

R_d：债权期望报酬率

E：股权价值

D：债权价值

T：所得税税率

其中，股权期望报酬率采用资本资产定价模型（CAPM）计算，公式如下：

$$\mathbf{R_e=R_f+\beta\times(R_m-R_f)+\varepsilon}$$

其中：Rf：无风险利率

β：股权系统性风险调整系数

R_m：市场收益率

（R_m-R_f）：市场风险溢价

ε：特定风险报酬率

3、评估假设

（1）基本假设

1）持续经营假设

即假定委估资产组在评估目的实现后，仍将按照原来的使用目的、使用方式，持续地使用下去，继续生产原有产品或类似产品。

2）公开市场假设

即假定资产可以在充分竞争的市场上自由买卖，其价格高低取决于一定市场的供给状况下独立的买卖双方对资产的价值判断。

公开市场是指一个有众多买者和卖者的充分竞争的市场。在这个市场上，买者和卖者的地位是平等的，彼此都有获得足够市场信息的机会和时间，买卖双方的交易行为都是在自愿的、理智的，而非强制或不受限制的条件下进行的。

3）交易假设

任何资产的价值来源均离不开交易，不论评估对象在与评估目的相关的经济行为中是否涉及交易，评估机构均假定评估对象处于交易过程中，评估机构根据待评估资产的交易条件等模拟市场进行估价。

（2）一般假设

1）委估资产组所在的行业保持稳定发展态势，所遵循的国家和地方的现行法律、法规、制度及社会政治和经济政策与现时无重大变化;

2）不考虑通货膨胀对评估结果的影响;

3）利率、汇率保持为目前的水平，无重大变化;

4）无其他人力不可抗拒及不可预见因素造成的重大不利影响。

（3）特定假设

1）产权持有单位与合作伙伴关系及其相互利益无重大变化;

2）产权持有单位现有和未来经营者是负责的，且产权持有单位管理能稳步推进产权持有单位的发展计划，尽力实现预计的经营态势;

3）产权持有单位核心团队未来年度持续在公司任职，且不在外从事与公司业务相竞争业务;

4）产权持有单位在评估基准日已签署的合同及协议能够按约履行;

5）产权持有单位遵守国家相关法律和法规，不会出现影响委估资产组发展和收益实现的重大违规事项;

6）产权持有单位提供的历年财务资料所采用的会计政策和进行收益预测时所采用的会计政策与会计核算方法在重要方面基本一致;

7）委估资产组每年收入和支出现金流均匀流入和流出;

8）委估资产组能够根据经营需要筹措到所需资金，不会因融资事宜影响委估资产组经营。

根据资产评估的要求，认定这些假设在评估基准日时成立，当未来经济环境发生较大变化，将不承担由于假设条件改变而推导出不同评估结论的责任。

4、评估过程及参数设置依据

（1）营业收入

委估资产组的营业收入为“主营业务收入-售电收入”和“其他业务收入-汇集站技术服务收入”。

其中“主营业务收入-售电收入”分为市场化交易结算收入和国补收入，市场化交易结算收入分为电量结算收入及其他电费收入（考核费用），具体预测情况如下:

1）装机容量及收益期预测

乌兰风电项目批复装机容量200MW，实际装机容量共200MW。本次评估收益预测期为2026年7月至2039年10月，总计13.33年。

2）上网电量预测

根据企业提供资料，乌兰风电项目自2019年12月开始发电，2023年至2026年6月乌兰风电项目的等效利用小时数、市场化交易结算电量及国补电量如下:

表2-102. 乌兰风电项目历史等效利用小时数、市场化交易结算电量及国补电量

单位：小时、兆瓦时

项目	2023年	2024年	2025年	2026年1-6月
等效利用小时数	1,729.60	1,608.39	1,694.47	758.57
市场化交易结算电量	345,919.70	321,678.38	338,894.27	151,714.98
国补电量	345,919.70	321,678.38	338,894.27	151,714.98

①市场化交易结算电量

根据企业提供资料，自乌兰风电项目2019年12月开始发电后，历史年度等效利用小时数与上网电量较为稳定,本次评估以后年度等效利用小时数参照历史年度2023-2026年平均数1,634.76小时进行预测，各年度结算电量按等效利用小时数×装机容量计算。

其中：根据企业提供资料，2026年7-8月结算电量为50,096.61兆瓦时，本次评估2026年9-12月结算电量按2023-2025年各年度9-12月结算电量最低值99,500.84兆瓦时进行预测。

②国补电量

根据财政部发展改革委国家能源局关于《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知，乌兰风电项目所在地区属于四类资源区，风电上网电价及补贴的执行期限原则上为20年，全生命周期小时数为36,000小时，项目全生命周期补贴电量为720,000.00万千瓦时。在20年内或全生命周期发电量达到720,000.00万千瓦时前，均可享受可再生能源发电补贴。

截至评估基准日，乌兰风电项目预测剩余国补发电补贴小时数为24,770.03小时，预测期每年国补等效利用小时数参照2023-2026年平均数1,634.76小时进行预测，剩余国

补发电补贴小时数能覆盖预测期内全部等效利用小时数，故对国补收入预测至2039年10月运营期末补贴结束，各年度结算电量按补贴等效利用小时数×装机容量计算。

3）市场化交易结算单价

市场化交易结算收入分为电量结算收入及其他电费收入（考核费用），其中电量结算收入主要包含省内电力直接交易、其他省间中长期交易、合同转让交易、少发及超发偏差电量结算、超缺额调整、日前交易、正配套偏差电量、联络线波动偏差电量等结算收入。其他电费收入（考核费用）包含结构平衡费用、两个细则费用、跨省调峰电费等结算收入。根据企业提供资料，最近三年及一期的市场化交易结算收入情况如下:

表2-103. 乌兰风电项目市场化交易结算收入情况

项目	2023年	2024年	2025年	2026年 1-6月
等效利用小时数（小时）	1,729.60	1,608.39	1,694.47	758.57
项目装机容量（兆瓦）	200.00	200.00	200.00	200.00
市场化交易结算电量（兆瓦时）-电量结算收入（包含中长期收入、现货交易、超缺额调整等）	345,919.70	321,678.38	338,894.27	151,714.98
市场化交易结算单价（含超缺额）（元/兆瓦时）-电量结算收入	239.52	238.49	228.32	256.27
市场化交易结算电费（万元）-电量结算收入	8,285.55	7,671.55	7,737.52	3,887.94
市场化交易结算电费（万元）-其他电费收入（考核费用）（包含结构平衡费用、两个细则、跨省调峰电费等）	-196.93	-121.93	-171.20	-34.28
含税市场化交易结算收入（万元）	8,088.62	7,549.62	7,566.32	3,853.66
不含税市场化交易结算收入(万元)	7,158.07	6,681.08	6,695.86	3,410.32

①电量结算收入

电量结算收入与各期结算电量挂钩，主要包含省内电力直接交易、其他省间交易、省内转让交易、少发及超发偏差电量结算、超缺额调整、日前交易、正配套偏差电量、联络线波动偏差电量等结算收入。

其中省内电力直接交易、其他省间交易均属于中长期交易服务，合同转让交易为企业自发中长期交易服务的偏差调整，少发及超发偏差电量结算为中长期交易服务中的偏差结算收入或费用，超缺额调整为对实际电量相对中长期合约的超额、缺额偏差开展结算调整，抑制价差套利，日前交易为现货交易，正配套偏差电量为电网对青海送河南专线调配所产生的收入，联络线波动偏差电量为电网外送线损所产生的收入。

根据企业提供的历史年度结算单，企业电量结算收入与各期结算电量挂钩，各项目的结算电量之和即为本期结算电量，故以后年度电量结算收入按结算电量×结算单价计算。根据企业提供的历史年度结算单，鉴于历史各年度市场化交易结算单价（含超缺额）与总结算电量有变动，采用算术平均预测以后年度结算单价不合理，故本次评估以2023年至2026年6月各时段发电量占总发电量的比例作为权重，对历史各年度电量结算收入的结算单价进行加权平均，得出以后年度市场化交易中电量结算收入的结算单价为238.15元/兆瓦时（含税价），后续预测年度保持不变。

②其他电费收入（考核费用）

其他电费收入（考核费用）主要系为了维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，向相关参与主体进行考核或支付收益，包含结构平衡费用、两个细则费用、跨省调峰电费等。

随着新能源的高质量发展，新能源装机规模稳步扩大，其间歇性、波动性和随机性的发电特征对电网的安全稳定产生冲击，导致火电等传统电源为电网提供调节负荷的辅助支持服务变得尤为重要，电网调度运营管理的难度也持续加大。为保障电网运行的安全稳定性，均衡不同发电厂的利益，降低管理成本，根据《西北区域发电厂并网运行管理实施细则》及《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》，青海省考核费用主要包括辅助服务费用、两个细则费用等，其中辅助服务费用方面，根据《国家能源局西北监管局关于明确电力辅助服务市场价格机制等相关事项的通知》（西北监能市场〔2025〕48号），在现货市场连续运行后，调峰辅助服务市场已不再单独运行。

本次评估按结算电量×结算单价计算以后年度其他电费收入（考核费用）。以2023年至2026年6月各时段发电量占总发电量的比例作为权重，对历史各年度其他电费收入（考核费用）的结算单价进行加权平均，得出以后年度其他电费收入（考核费用）的结算单价为-4.53元/兆瓦时（含税价），计算得出2026年7-12月其他电费收入（考核费用）为-67.77万元，2027年及以后年度其他电费收入（考核费用）为-148.11万元，后续预测年度保持不变。

4）国补结算单价

乌兰风电项目所在地区属于四类资源区，根据《国家发展改革委关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格〔2015〕3044号），2016-2017年陆上风电的四类资源区的标杆电价为0.60元/KWh（含税价），根据项目建设时适用的《关于青海省可再生能源发电上网电价补贴基准问题的复函》（发改价格（2015）1005号）和《青海省发展和改革委员会转发国家发展改革委关于降低燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格的通知》（青发改价格（2016）7号），青海省可再生能源发电上网电价补贴基准价为0.2277元/KWh（含税价），可再生能源补贴标准为政府标杆电价与青海省新能源补贴基准价的差额，故本次评估以后年度国补结算单价为0.3723元/KWh（含税价），即372.30元/MWh（含税价）。

出于审慎考虑，本次评估未将采用保理带来的国补现金流提前回收的情形纳入估值模型予以考量，而是按照国补应收账款的历史平均回款周期，将国补现金流在对应回收时点折现作价纳入估值模型。

5）其他业务收入预测

根据企业提供的《乌兰吉电50MW风电场接入华扬330kV汇集站技术服务合同》，乌兰吉电新能源有限公司（以下简称“乌兰吉电”）就乌兰吉电50MW风电场通过两条送出线路钦扬I回、钦扬II回接入华扬变侧35kV母线，由主变压器升压后通过330kV线路并入750kV塔拉变电站并入主网。

协议约定技术服务费用标准为85万元/年，增值税率为6%。其中接入技术服务费用为20万元/年，汇集站共用设备技术服务费用65万元/年。（接入期限20年，汇集站共用设备接入时限为2020年1月1日-2039年12月31日，到期后不再进行接入技术服务费支付，只支付汇集站共用设备技术服务费用；汇集站共用设备技术服务费的起算时间为2021年1月1日。）上述费用按实际接入年度计费，委托期内双方有一方场站设备全部退役（不经营），合作终止，后续合作期内费用不再支付。乌兰吉电于2020年11月2日开始运营发电，运营期至2040年11月，乌兰风电项目于2019年12月24日开始运营发电，运营期至2039年10月，参照协议约定，本次评估预测以后年度的不含税收入金额为80.18万元，收益期限至2039年10月。

根据合同约定，乌兰吉电风场需要分摊汇集站共用设备的损耗电费。根据企业提供资料，华扬晟源2025年12月收到乌兰吉电风场电量返还收入390.56万元，各期间具体结算收入如下：

表 2-104. 乌兰吉电承担综合耗用电量电费情况

单位：万元

时间	乌兰吉电承担综合耗用电量电费-含税	乌兰吉电承担综合耗用电量电费-不含税
2020 年	44.02	41.53
2021 年	91.71	86.52
2022 年	93.37	88.08
2023 年	100.06	94.40
2024 年	48.45	45.71
2025 年	36.38	34.32

根据企业介绍，2023 年 10 月开始电能表关口计量点从塔拉变侧迁移至乌兰华扬塔扬线侧（综合损耗费用下降），该部分收入较以往年度有所下降，故本次评估以后年度该部分收入按 2024-2025 年平均水平进行预测。

（2）营业成本

乌兰风电项目的营业成本分为固定成本和变动成本，固定成本为折旧及摊销费用，变动成本为运维费、保险费、试验检验费、下网电费、运营支持服务费、修理费、安全活动费和其他。

1）折旧及摊销：本次评估以评估基准日固定资产的账面价值为基础，结合产权持有单位折旧摊销会计政策进行预测。

2）运维费：项目现场运维人员提供的运维、检修、管理等服务的费用，根据企业提供的《青海区域新能源场站 2026-2027 年运维外委服务合同》，运维服务期为 2026 年 1 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日，共 1 年，运维费用共计 1,468,100.00 元（含税价），即 1,385,000.00 元（不含税价）。本次评估合同期内参照合同约定金额进行预测，合同期满后，以合同金额为基础每年考虑 2%的增幅。根据企业介绍，除运维合同约定的运维费用外，自 2026 年 7-12 月起新增人工成本 50 万元/年，以后年度每年维持该项运维费用，并考虑 2%的增幅。

3）保险费：项目风电设备及房屋建筑等资产的保险费，根据企业提供的《乌兰县华扬晟源新能源有限公司陆上风电运营期综合保险保险单》，保险期限为 2025 年 5 月 1 日至 2026 年 4 月 30 日，共 12 个月，保险费用共计 1,348,596.33 元（含税价）。根据企业提供的《乌兰县华扬晟源新能源有限公司陆上风电运营期综合保险保险单》，保险期

限为2026年5月1日至2027年4月30日，共12个月，保险费用共计1,106,290.44元（含税价）。本次评估合同期内参照合同约定金额进行预测，综合考虑资产使用后净值的下降以及物价的增长情况，合同期满后，以合同金额为基础，后续年度每五年考虑5%的增幅。

4）试验检验费：试验检验费为项目开展试验检验工作的费用，根据企业提供的《青海、新疆地区风电场2026-2027年风机检修外委服务合同》，风机试验检验服务期为2026年1月1日至2026年12月31日，共1年，试验检验费用共计183,274.00元（含税价），即172,900.00元（不含税价）。根据企业提供的《青海区域新能源场站2026-2027年运维外委服务合同》，风机试验检验服务期为2026年1月1日至2026年12月31日，共1年，试验检验费用共计49,502.00元（含税价），即46,700.00元（不含税价）。本次评估试验检验费合同期内参照合同约定的合计金额进行预测，合同期满后，以合同合计金额为基础每年考虑2%的增幅。

5）下网电费：向电网公司采购用电的费用，历史年度波动幅度较小，本次评估2026年及以后年度按2023-2025年平均数计算。

6）运营支持服务费：运营支持服务机构提供资产财务管理、风险合规、计划合同、生产营销、综合管理、安全环境保卫等服务的费用，根据企业提供的《申能新能源运营支持服务合同》，上海申能新能源投资有限公司为乌兰风电项目提供其业务运营中的核心职能，服务范围主要包括投资发展服务、工程基建服务、资产财务管理服务、风险合规服务、计划合同服务、生产营销服务、综合管理服务、安全环境保卫服务、党群人资服务等工作。该项费用历史年度存在一定波动，本次评估以后年度参照2025年水平进行预测。

7）修理费：包括风机检修费用和风场其他主要设备的整体检修费用，历史年度乌兰风电项目在运风机仍在质保期，故修理费金额较小，根据企业提供的《青海、新疆地区风电场2026-2027年风机检修外委服务合同》，乌兰风电项目的检修外委服务期为2026年1月1日至2026年12月31日，共1年，服务期费用共计3,817,325.00元（含税价），即3,601,250.00元（不含税价）。根据企业提供的《青海区域新能源场站2026-2027年运维外委服务合同》，乌兰风电项目的检修服务期为2026年1月1日至2026年12月31日，共1年，服务期费用共计20,511.00元（含税价），即19,350.00元（不含税价）。本次评估修理费合同期内参照合同约定的合计金额进行预测，合同期满后，以合同合计金额为基础每年考虑2%的增幅。除前述合同约定的修理费外，2026年乌兰风电项目电

气设备需进行整体检修和预试，预计后续年度每3年一次。根据企业提供的《2026年度乌兰华扬和乌兰润晟检修、预试服务合同》，2026年乌兰风电项目的检修、预试服务费用共计544,946.00元（含税价），即514,100.00元（不含税价）。本次评估整体检修、预试按3年一次预测，2026年参照合同约定金额进行预测，合同期满后，以合同金额为基础每次考虑5%的增幅。

8）安全活动费：为完善项目安全生产条件，保障安全运营而提取和支出的费用，安全活动费账面为计提金额，包含计提未使用金额及实际发生成本，计提未使用金额不影响委估资产组实际现金流量，故本次评估2026年安全活动费按2023-2025年的实际使用金额平均数计算，以后年度每年考虑2%的增幅。

9）其他费用：由于其他费用历史年度波动较大，本次评估其他费用2026年预测在2023-2025年的平均水平基础上，增加10万元（不含税价）的预备费，以后年度在2026年基础上，每年考虑2%的增幅。

10）修理费（维护性资本性支出）：根据企业介绍，以后年度预计每年新增修理费（维护性资本性支出），2026年7—12月预计100万元（不含税价），2027-2029年预计200万元/年（不含税价），2030年起预计300万元/年（不含税价）。

（3）税金及附加

附加税主要为城市维护建设税、教育费附加、地方教育费附加、房产税、土地使用税、印花税以及其他附加税。城市维护建设税率为5%、教育费附加为3%、地方教育费附加为2%。房产税、土地使用税参照基准日资产规模和适用税率进行预测，印花税按收入的0.03%预测。

（4）销售费用、管理费用、研发费用的分析预测

委估项目不涉及销售费用、管理费用、研发费用，故不对销售费用、管理费用、研发费用进行预测。

（5）财务费用的分析预测

委估资产组不包括付息债务，故不对利息费用进行预测。

利息收入及其他不确定性较大且金额较小，本次评估不予预测。

（6）资本性支出

资本性支出实际上就是再投资，它是用来维持委估资产组现有资产的运行并创造新的资产来保证资产组未来的不断增长的一项支出。由于本次风力发电项目资本性支出按

项目固定资产投资一次性投入，通过日常检修，定期开展预防性试验等方式，避免重要设备的大修更换，在经营预测期内不再考虑维护性资本性支出之外的新增资本性支出。

（7）折旧与摊销

折旧与摊销为乌兰风电项目固定资产在使用过程中形成的折旧与摊销金额。本次根据各项资产的账面价值并结合产权持有单位会计政策预测未来折旧与摊销。

（8）营运资金

营运资本是指委估资产组经营性流动资产与流动负债的差额，反映委估资产组在未来经营活动中是否需要追加额外的现金。如果经营性流动资产大于流动负债，则委估资产组需要额外补充现金，在现金流量预测中表现为现金流出，反之为现金流入。

一般而言，随着经营活动范围或规模的扩大，委估资产组向客户提供的正常商业信用会相应增加，为扩大销售所需增加的存货储备也会占用更多的资金，同时为满足委估资产组日常经营性支付所需保持的现金余额也要增加，从而需要占用更多的流动资金，但委估资产组同时通过从供应商处获得正常的商业信用，减少资金的即时支付，相应节省了部分流动资金。

一般情况下，流动资金的追加需考虑应收账款、预付账款、存货、经营性现金、应付账款、预收账款等因素的影响。

本次对营运资本的变化预测思路如下：首先分别对未来经营性营运资产、营运负债进行预测，得出营运资本，然后将营运资本与上一年度的营运资本进行比较。如果大于则表现为现金流出，反之为现金流入。

预测年度应收账款=当年销售收入/该年预测应收账款年周转次数

预测年度存货=当年销售成本/该年预测存货年周转次数

预测年度预付账款=当年销售成本/该年预测预付账款年周转次数

预测年度应付账款=当年销售成本/该年预测应付账款年周转次数

预测年度预收账款=当年销售收入/该年预测预收账款年周转次数

追加营运资金=当年度需要的营运资金－上一年度需要的营运资金

对于最低现金保有量，根据成本、税金、费用等对付现成本进行测算，按2个月的付现成本确认保有现金量。

应收款项核算内容为应收电费，分为市场化交易结算收入和国补收入。对于市场化交易结算收入周转率，按近两年平均数9.03次/年进行测算。对于国补收入，根据企业提供国补收入回款周期统计及企业管理层预测，以后年度国补平均回收周期约为2.5年，

故本次评估参照企业历史年度实际收入及以后年度的预测收入，按2.5年回收周期预测应收国补电费。

预付款项、应付款项金额较小，本次评估周转率按2024-2025年平均数据进行预测。

至运营期末，剩余营运资金一次性收回。

（9）期末资产回收

经营期末，固定资产的回收价值按0值预测。营运资金根据经营期末占用的营运资金，作为到期后的回收价值，营运资金期末回收价值为30,444.67万元。

（10）折现率

按照收益额与折现率口径一致的原则，本次评估收益额口径为税前自由现金流量，则折现率选取税前加权平均资本成本（WACCBT）。

1）税后折现率

本次评估税后折现率采用资本加权平均报酬率,按照资本加权平均成本模型(WACC)进行计算，公式为:

$$\mathbf{WACC=R_e\times\frac{E}{D+E}+R_d\times(1-T)\times\frac{D}{D+E}}$$

其中：WACC：加权平均资本成本

R_e：股权期望报酬率

R_d：债权期望报酬率

E：股权价值

D：债权价值

T：所得税税率

其中，股权期望报酬率R_e采用资本资产定价模型（CAPM）计算，公式如下:

$$\mathbf{R_e=R_f+\beta\times(R_m-R_f)+\varepsilon}$$

其中：R_f：无风险利率

β：股权系统性风险调整系数

R_m：市场收益率

（R_m-R_f）：市场风险溢价

ε：特定风险报酬率

折现率主要参数选取过程如下:

①R_f无风险利率的确定

无风险利率是对资金时间价值的补偿。本次评估根据《资产评估专家指引第12号——收益法评估企业价值中折现率的测算》的指引，选取剩余到期年限10年期的中国国债到期收益率作为无风险利率，按月更新。数据来源为中评协网上发布的、由中央国债登记结算公司（CCDC）提供的中国国债收益率（到期）曲线，选取评估基准日当月公告的10年期到期收益率均值计算，即在评估基准日中国市场无风险利率 R_f 为1.73%。

②（R_m-R_f）市场风险溢价的确定

市场风险溢价是指投资者对与整体市场平均风险相同的股权投资所要求的预期超额收益，即超过无风险利率的风险补偿。市场风险溢价通常可以利用市场的历史风险溢价数据进行测算。

考虑到委估资产组主要经营业务在中国境内，故评估机构利用中国的证券市场指数的历史风险溢价数据计算。

目前中国沪、深两市有许多指数，根据《资产评估专家指引第12号——收益法评估企业价值中折现率的测算》的指引，选用中国证券市场具有代表性的沪深300指数为中国市场收益率指标。本次评估借助同花顺资讯金融终端，以沪深300指数12个月的月收盘点位均值确定当年的年均收盘点位。按沪深300基日到当年年均收盘点位的算术平均收益率或者几何平均收益率确定当年的市场收益率 R_m，再与当年无风险收益率比较，得到中国证券市场各年的市场风险溢价。

考虑到几何平均收益率能更好地反映中国证券市场收益率的长期趋势，故采用几何平均收益率估算的最近10年的各年市场风险溢价，经数据处理分析后的均值作为本次评估的市场风险溢价（R_m-R_f）。

通过上述测算，本次评估市场风险溢价（R_m-R_f）取值为5.99%。

③β股权系统性风险调整系数的确定

股权系统性风险调整系数是衡量委估资产组相对于资本市场整体回报的风险溢价程度，也用来衡量个别股票受包括股市价格变动在内的整个经济环境影响程度的指标。样本公司的选择，通常来说选择与被评估公司在同一行业或受同一经济因素影响的上市公司作为参考公司，且尽量选择与委估资产组在同一国家或地区的企业作为参考公司。评估机构选取了类似行业的6家上市公司，通过同花顺资讯金融终端查询了其原始β值，将参考公司有财务杠杆的原始β系数换算为无财务杠杆的原始β系数。按照平均财务杠杆系数换算为产权持有单位目标财务杠杆的调整后β。

其计算公式:

剔除杠杆的原始β=原始β/[1+（1-T）×D/E]

具体计算如下:

表 2-105. 参考公司剔除财务杠杆的原始β计算表

企业简称	付息债务 D/所有者权益 E	所得税率 T	剔除杠杆调整系数	原始β	剔除财务杠杆的原始β
中闽能源	14.16%	25.00%	1.1062	0.6450	0.5831
节能风电	94.99%	25.00%	1.7125	0.8477	0.4950
银星能源	21.44%	15.00%	1.1823	0.8076	0.6831
江苏新能	59.76%	25.00%	1.4482	0.7407	0.5114
嘉泽新能	33.29%	15.00%	1.2830	0.9791	0.7632
龙源电力	99.18%	25.00%	1.7438	0.6808	0.3904
平均值	53.81%	22.00%	1.4127	0.7835	0.5710

参考公司的平均财务杠杆（D/E）为 53.81%，剔除杠杆的原始β均值 0.5710，按照平均财务杠杆系数换算为产权持有单位目标财务杠杆的调整后β为 0.8881（2026 年 7 月-2030 年）、0.8676（2031 年及以后）。

本次可比上市公司β值计算，标的指数选取沪深 300，计算周期按照周，观察值点数为 153。

④ε特定风险报酬率的确定

公司特定风险报酬率，是公司股东对所承担的与其他公司不同风险因而对投资回报率额外要求的期望。特定风险报酬率主要考虑产权持有单位的规模风险、经营风险、财务风险、其他风险等因素，由评估人员的专业经验判断后确定公司特定风险报酬率为 1.50%。

⑤R_e股权期望报酬率的确认

综上，2026 年 7-12 月、2027-2030 年股权期望报酬率计算如下:

R_e=1.73%+5.99%×0.8881+1.50%

=8.55%

2031 年以后股权期望报酬率计算如下:

R_e=1.73%+5.99%×0.8676+1.50%

=8.43%

⑥R_d 债权期望报酬率的确定

债权期望报酬率是委估资产组债务融资的资本成本。

本次评估按照五年期银行贷款市场报价利率 3.50%作为产权持有单位 R_d 债权期望报酬率。

⑦WACC 的确定

结合委估资产组未来盈利情况、管理层未来的筹资策略，确定上市公司平均资本结构为委估资产组目标资本结构比率，经换算后的 D/（D+E）和 E/（D+E）如下表:

表 2-106. 目标资本结构比率

目标 D/E	D/（D+E）	E/（D+E）=1-D/（D+E）
53.81%	34.98%	65.02%

综上，2026 年 7-12 月、2027-2030 年加权平均资本成本计算如下:

WACC = R_e×E/（D+E）+R_d×（1-T）×D/（D+E）

= 6.60%（保留一位小数）

2031 年及以后年度加权平均资本成本计算如下:

WACC = R_e×E/（D+E）+R_d×（1-T）×D/（D+E）

= 6.40%（保留一位小数）

2）税前折现率

2026 年 7-12 月、2027-2030 年企业所得税率为 15%，2031 年及以后企业所得税率为 25%。

综上，2026 年 7-12 月、2027-2030 年税前折现率计算如下:

WACCBT=WACC/（1-T）

=6.60%/（1-15.00%）

=7.80%（保留一位小数）

2031 年及以后年度税前折现率计算如下:

WACCBT=WACC/（1-T）

=6.40%/（1-25.00%）

=8.50%（保留一位小数）

3）与已发行项目的折现率对比

目前已发行的 3 只陆上风电 REITs 采用的折现率情况如下:

表 2-107. 上市陆上风电 REITs 项目及申能 REIT 最新的税前折现率取值情况

项目	中信建投明阳智能新能源 REIT		工银蒙能清洁能源 REIT	中航中核汇能新能源 REIT	申能 REIT
不动产项目名称	红土井子风电场项目	黄骅旧城风电场项目	华晨风电项目、恒润一期风电项目	北塔山风电项目、富川协合风电项目	乌兰风电项目
基准日	2025 年 12 月 31 日	2025 年 12 月 31 日	2025 年 12 月 31 日	2025 年 12 月 31 日	2026 年 6 月 30 日
折现率（25%税率下）	8.63%	8.23%	8.01%	8.48%	8.50%

根据已上市陆上风电基础设施 REITs 项目的折现率选取情况，在 25%所得税率下陆上风电整体税前折现率区间为 8.01%-8.63%，本项目在 25%所得税率对应的税前折现率为 8.50%，处于同类资产的取值范围之内。经对比分析，产生差异的主要原因系受经济增速放缓、货币政策宽松等宏观经济环境影响，近两年来无风险报酬率和债务资本成本较大幅度下降所致。综合考虑目前资本市场无风险报酬率情况，REITs 资产二级市场的稳健表现以及国补回款速度加快等因素，本项目在评估测算中选取的税前折现率处于行业合理水平。综上，本项目评估测算折现率取值 8.50%具有客观性和合理性。

（11）税前现金流现值

税前现金流现值评估计算如下:

表 2-108. 税前现金流现值评估计算表

单位：万元

项目	2026 年 7-12 月	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
自由现金流量（税前）	17,814.33	15,938.44	14,489.67	14,833.23	15,288.29
折现率	7.80%	7.80%	7.80%	7.80%	7.80%
折现率年限	0.250	1.000	2.000	3.000	4.000
折现系数	0.9814	0.9276	0.8605	0.7983	0.7405
自由现金流量现值	17,482.98	14,784.50	12,468.36	11,841.37	11,320.98
项目	**2031 年**	**2032 年**	**2033 年**	**2034 年**	**2035 年**
自由现金流量（税前）	15,259.23	15,200.83	15,214.32	15,212.97	15,152.85

折现率	8.50%	8.50%	8.50%	8.50%	8.50%
折现率年限	5.000	6.000	7.000	8.000	9.000
折现系数	0.6847	0.6310	0.5816	0.5360	0.4940
自由现金流量现值	10,447.99	9,591.72	8,848.65	8,154.15	7,485.51
项目	**2036 年**	**2037 年**	**2038 年**	**2039 年**	**2039 年 10 月底**
自由现金流量（税前）	15,162.71	15,159.81	15,096.48	12,489.78	30,444.67
折现率	8.50%	8.50%	8.50%	8.50%	8.50%
折现率年限	10.000	11.000	12.000	12.917	13.333
折现系数	0.4553	0.4196	0.3868	0.3589	0.3469
自由现金流量现值	6,903.58	6,361.06	5,839.32	4,482.58	10,561.26

（12）评估价值

经收益法评估，华扬晟源在评估基准日 2026 年 6 月 30 日的风电项目资产组评估值为人民币 146,600.00 万元，增值额 7,584.49 万元，增值率 5.46%。

（五）敏感性分析和压力测试

乌兰风电项目资产评估值受到项目公司收入、成本的综合影响。为更好地衡量关键因素波动对评估结论产生的影响，基于评估基准日 2026 年 6 月 30 日的评估结果，评估机构分别针对市场化交易结算电量及国补电量、市场化交易结算单价（含超缺额）、运营成本支出（营业成本中不包含折旧摊销、安全生产费的付现成本）、折现率等进行了各个情景下的评估结论敏感性分析及压力测试，具体情况如下：

表 2-109. 敏感性分析和压力测试结果

单位：万元、%

关键因素	较基准日增减幅度	估值	估值变化	变化比例
市场化交易结算电量及国补电量	10.00	158,400.00	11,800.00	8.05
	5.00	152,500.00	5,900.00	4.02
	-	146,600.00	-	-
	-5.00	140,600.00	-6,000.00	-4.09
	-10.00	134,700.00	-11,900.00	-8.12

关键因素	较基准日增减幅度	估值	估值变化	变化比例
市场化交易结算单价（含超缺额）	10.00	152,100.00	5,500.00	3.75
	5.00	149,300.00	2,700.00	1.84
	-	146,600.00	-	-
	-5.00	143,800.00	-2,800.00	-1.91
	-10.00	141,000.00	-5,600.00	-3.82
运营成本支出（营业成本中不包含折旧摊销、安全生产费的付现成本）	10.00	145,100.00	-1,500.00	-1.02
	5.00	145,900.00	-700.00	-0.48
	-	146,600.00	-	-
	-5.00	147,300.00	700.00	0.48
	-10.00	148,000.00	1,400.00	0.95
关键因素	较基准日增减值	估值	估值变化	变化比例
折现率	0.50%	142,600.00	-4,000.00	-2.73
	0.25%	144,400.00	-2,200.00	-1.50
	-	146,600.00	-	-
	-0.25%	148,300.00	1,700.00	1.16
	-0.50%	150,300.00	3,700.00	2.52

（六）其他评估方法校验

根据《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第1号——审核关注事项（试行）》（上证发〔2025〕139号）第四十四条规定："评估机构应当选择其他不同评估方法进行校验，并披露评估假设、评估过程和评估价值等。"本次采用市场法进行校验。市场法常用的两种具体方法是上市公司比较法和交易案例比较法。通过对发电行业上市公司业务进行分析，无单纯的新能源发电上市公司，故难以采用上市公司比较法。本次通过对公开市场上交易案例的收集分析，采用交易案例比较法。

1、校验思路及公式

根据近三年的交易案例，对2025年到评估基准日期间新能源陆上风电的交易案例进行如下筛选：

（1）分析被评估单位的基本状况，主要包括其所在的行业、经营范围等。

（2）搜集公募项目的同行业交易案例，对比分析确定本次评估的可比交易案例。

（3）分析、比较委估资产组和可比案例的主要财务和经营指标，主要包括交易时间、装机容量规模、剩余发电年限等多方面指标。

（4）对可比案例选择适当的价值比率（市净率[PB]/市盈率[PE]/市销率[PS]/企业价值倍数[EV/EBITDA]等），并采用适当的方法对其进行修正、调整，进而估算委估资产组的价值比率。

由于收集到的交易案例公告信息的局限性，对于交易标的的利息费用、折旧、摊销等信息较难获得，这就使得采用 EBIT 比率乘数、EBITDA 比率乘数等操作较复杂且信息难以收集，同时风力发电企业折旧摊销成本占比较大，收益期限通常是有限期，对于已建成运行的风力发电企业在预测期基本上不会产生较多的资本性支出，上述两点保证了企业收入与企业自由现金流在数值上的接近。

根据委估资产组所处行业特点及发展阶段，本次评估采用交易案例比较法——EV/S 估值模型对委估资产组价值进行校验。

本次市场法校验采用交易案例比较法，选用 EV/S 模型与交易案例对应比率进行比较，调整影响指标因素的差异，来得到委估资产组的 EV/S，据此计算委估资产组价值。公式如下:

委估资产组价值=委估资产组营业收入×委估资产组 EV/S

委估资产组 EV/S=修正后可比案例 EV/S 的加权平均值

=∑可比案例 EV/S×可比案例 EV/S 修正系数×可比案例所占比重

可比案例 EV/S=可比案例资产组价值/营业收入

可比案例 EV/S 修正系数=∏影响因素 A_i 的调整系数

影响因素 A_i 的调整系数=委估资产组系数/可比案例系数

2、可比交易案例信息

根据公开信息，六个可比交易案例的重要信息如下:

表 2-110. 可比交易案例信息

项目	案例 1	案例 2	案例 3	案例 4	案例 5	案例 6
名称	焦家畔	新农村	五家渠	富川协合	华晨风电	大板梁
交易金额（万元）	87,900.00	16,700.00	66,771.82	54,883.45	60,356.93	16,394.70

项目	案例 1	案例 2	案例 3	案例 4	案例 5	案例 6
最近一年营业收入（万元）	11,401.54	2,353.46	8,176.11	6,952.00	8,718.01	2,706.08
EV/S	7.71	7.10	8.17	7.89	6.92	6.06

3、委估资产组和可比案例比较因素分析及修正系数的确定

分析比较因素主要包括交易时间因素、装机容量规模、剩余发电年限等方面指标。

委估资产组作为比较基础和调整目标，因此将委估资产组各指标系数均设为 100，可比案例各指标系数与委估资产组比较后确定，低于委估资产组指标系数的则调整系数小于 100，高于委估资产组指标系数的则修正系数大于 100。

（1）交易时间因素的比较

委估资产组和可比案例的交易时间的比较如下:

表 2-111. 乌兰风电项目与可比案例的评估基准日

项目	内容	委估资产组	焦家畔	新农村	五家渠	富川协合	华晨风电	大板梁
交易时间因素	评估基准日	2026-6-30	2026-3-31	2026-3-31	2025-12-31	2025-12-31	2025-12-31	2025-12-31

根据新能源发电指数收盘价对交易时间进行修正，2025 年 12 月 31 日新能源发电指数收盘价为 1,717.962，2026 年 3 月 31 日新能源发电指数收盘价为 2,153.556，2026 年 6 月 30 日新能源发电指数收盘价为 1,771.459，本次评估按照案例与被评估单位差异率修正，故对可比案例分别修正+10、+10、-3、-3、-3、-3。

（2）装机容量规模的比较

委估资产组和可比案例的装机容量规模的比较如下:

表 2-112. 乌兰风电项目和可比案例的装机容量

项目	内容	委估资产组	焦家畔	新农村	五家渠	富川协合	华晨风电	大板梁
规模	装机容量	200MW	100MW	17.5MW	100MW	96MW	100MW	49.5MW

和可比交易案例相比，委估资产组装机容量规模较大。

考虑到装机规模越大，面对风险的应对能力越强，按照装机容量每相差 25MW 修正 0.1，对可比案例分别修正-4、-7、-4、-4、-4、-6。

（3）剩余发电年限的比较

委估资产组和可比案例的剩余发电年限的比较如下:

表 2-113. 乌兰风电项目和可比案例的剩余发电年限

项目	内容	委估资产组	焦家畔	新农村	五家渠	富川协合	华晨风电	大板梁
年限	剩余发电年限	13.33	14.75	14.75	14.92	16.54	11.25	5.58

和可比交易案例相比，委估资产组剩余发电年限较短。

按照年期修正公式进行计算，对可比案例分别修正+6、+6、+6、+12、-10、-46。

4、委估资产组 EV/S 的确定

委估资产组 EV/S 计算如下:

表 2-114. 乌兰风电项目 EV/S 计算

项目	焦家畔	新农村	五家渠	富川协合	华晨风电	大板梁
可比案例乘数	7.71	7.10	8.17	7.89	6.92	6.06
交易时间因素修正系数	100/110	100/110	100/97	100/97	100/97	100/97
装机容量规模修正系数	100/96	100/93	100/96	100/96	100/96	100/94
剩余发电年限修正系数	100/106	100/106	100/106	100/112	100/90	100/54
修正后乘数	6.88	6.57	8.25	7.59	8.24	12.37
权重	1/6	1/6	1/6	1/6	1/6	1/6
加权后修正乘数	8.32					

5、委估资产组价值及差异率

采用交易案例比较法校验，委估资产组价值如下:

委估资产组价值=委估资产组最近一年营业收入×委估资产组 EV/S

=152,500.00 万元（取整）

通过交易案例比较法得到委估资产组价值为 152,500.00 万元，收益法评估值 146,600.00 万元，差异率 4.02%，差异率较小。

2.5.9 不动产资产的现金流预测情况

（一）预测和分析资产未来两年净现金流及增长潜力情况，并逐项说明各收入和成本支出项目预测参数设置依据及合理性

基金管理人编制了《东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金（筹）可供分配金额测算报告》，包括2026年12月31日和2027年12月31日的预测合并资产负债表，2026年7-12月和2027年度预测合并利润表、预测合并现金流量表、可供分配金额测算表以及测算说明。上会会计师事务所（特殊普通合伙）根据《中国注册会计师其他鉴证业务准则第3111号——预测性财务信息的审核》出具了审核报告（上会师报字〔2026〕第050049号）。可供分配金额测算报告系基于假设东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金（筹）于2026年6月30日成立并购买不动产项目公司资产而模拟编制，是基金管理人在最佳估计假设的基础上编制的，遵循了谨慎性原则，但测算所依据的各种假设具有不确定性，投资者进行投资决策时应谨慎使用。投资者应当阅读可供分配金额测算报告及审核报告全文。

1、预测合并资产负债表

表2-115. 不动产基金2026年和2027年预测合并资产负债表

单位：万元

项　目	2026年12月31日	2027年12月31日
流动资产:		
货币资金	421.47	372.88
交易性金融资产	-	-
衍生金融资产	-	-
应收票据	-	-
应收账款	30,056.18	29,748.13
应收款项融资	-	-
预付款项	103.33	100.23
其他应收款	-	-
其中：应收利息	-	-
应收股利	-	-
存货	-	-
合同资产	-	-
持有待售资产	-	-
一年内到期的非流动资产	-	-
其他流动资产	-	-
流动资产合计	30,580.98	30,221.24
非流动资产:		

项　目	2026年12月31日	2027年12月31日
债权投资	-	-
其他债权投资	-	-
长期应收款	-	-
长期股权投资	-	-
其他权益工具投资	-	-
其他非流动金融资产	-	-
投资性房地产	-	-
固定资产	102,313.85	94,995.50
在建工程	-	-
生产性生物资产	-	-
油气资产	-	-
使用权资产	-	-
无形资产	-	-
开发支出	-	-
商誉	-	-
长期待摊费用	-	-
递延所得税资产	126.78	126.78
其他非流动资产	-	-
非流动资产合计	102,440.63	95,122.29
资产总计	133,021.62	125,343.53

表 2-116.　不动产基金2026年和2027年预测合并资产负债表（续）

单位：万元

项　目	2026年12月31日	2027年12月31日
流动负债:		
短期借款	-	-
交易性金融负债	-	-
衍生金融负债	-	-
应付票据	-	-
应付账款	961.44	932.62
预收款项	-	-
合同负债	-	-
应付职工薪酬	-	-
应交税费	3.61	196.71
其他应付款	-	-
其中：应付利息	-	-
应付股利	-	-

项　目	2026年12月31日	2027年12月31日
持有待售负债	-	-
一年内到期的非流动负债	-	-
其他流动负债	-	-
流动负债合计	965.05	1,129.33
非流动负债:	-	-
长期借款	-	-
应付债券	-	-
其中：优先股	-	-
永续债	-	-
租赁负债	-	-
长期应付款	-	-
长期应付职工薪酬	-	-
预计负债	-	-
递延收益	-	-
递延所得税负债	-	-
其他非流动负债	-	-
非流动负债合计	-	-
负债合计	965.05	1,129.33
所有者权益:	-	-
实收基金	146,100.00	146,100.00
其他权益工具	-	-
未分配利润	-14,043.43	-21,885.80
所有者权益合计	132,056.57	124,214.20
负债及所有者权益总计	133,021.62	125,343.53

2、预测合并利润表

表2-117.　不动产基金2026年和2027年预测合并利润表

单位：万元

项目	2026年7-12月预测数	2027年度预测数
一、营业总收入	7,858.47	17,651.72
二、营业总成本	5,852.04	10,157.06
其中：营业成本	4,718.66	9,314.82
税金及附加	75.10	317.04
销售费用		-
管理费用	-	-
研发费用		-
财务费用	804.87	147.62
管理人报酬	146.10	264.36

项目	2026年7-12月预测数	2027年度预测数
托管费	7.31	13.22
其他费用	100.00	100.00
加：其他收益		-
投资收益		-
公允价值变动收益		-
信用减值损失		-
资产减值损失		-
资产处置收益		-
三、营业利润（亏损以“-”填列）	2,006.43	7,494.66
加：营业外收入		-
减：营业外支出		-
四、利润总额（亏损以“-”填列）	2,006.43	7,494.66
减：所得税费用	180.10	925.96
五、净利润（亏损以“-”填列）	1,826.33	6,568.70
六、综合收益总额	1,826.33	6,568.70

3、预测合并现金流量表

表 2-118. 不动产基金2026年和2027年预测合并现金流量表

单位：万元

项目	2026年7-12月预测数	2027年度预测数
一、经营活动产生的现金流量:		
销售商品、提供劳务收到的现金	7,836.35	19,465.84
收到的税费返还		
收到其他与经营活动有关的现金		
经营活动现金流入小计	7,836.35	19,465.84
购买商品、接受劳务支付的现金	1,390.65	2,188.80
支付给职工以及为职工支付的现金	-	-
支付的各项税费	408.44	3,169.61
支付其他与经营活动有关的现金	434.06	
经营活动现金流出小计	2,233.15	5,358.41
经营活动产生的现金流量净额	5,603.21	14,107.43
二、投资活动产生的现金流量:		
收回投资收到的现金	20.34	-
取得投资收益收到的现金	-	-
处置固定资产、无形资产和其他长期资产收回的现金净额	-	-
处置子公司及其他营业单位收到的现金净额	-	-
收到其他与投资活动有关的现金	-	-
投资活动现金流入小计	20.34	-
购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	-	-
收购不动产项目公司股权所支付的现金	46,025.00	-
取得子公司及其他营业单位支付的现金净额	-	-
支付其他与投资活动有关的现金	150.00	-
投资活动现金流出小计	46,175.00	-

项目	2026年7-12月预测数	2027年度预测数
投资活动产生的现金流量净额	-46,154.66	-
三、筹资活动产生的现金流量:	-	-
发行基金份额收到的现金	146,100.00	
取得借款收到的现金	5,528.28	780.24
收到其他与筹资活动有关的现金		
筹资活动现金流入小计	151,628.28	780.24
偿还债务支付的现金	100,729.87	147.62
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	120.51	-
向基金份额分配支付的现金	15,996.56	14,411.07
支付其他与筹资活动有关的现金	253.41	377.58
筹资活动现金流出小计	117,100.34	14,936.26
筹资活动产生的现金流量净额	34,527.94	-14,156.03
四、汇率变动对现金及现金等价物的影响	-	-
五、现金及现金等价物净增加额	-6,023.52	-48.60
加：期初现金及现金等价物余额	6,444.99	421.47
六、期末现金及现金等价物余额	421.47	372.88

4、预测可供分配金额计算表

表 2-119. 不动产基金2026年和2027年预测基金可供分配金额计算表

单位：万元

项目	2026年7-12月预测数	2027年度预测数
一、合并净利润（净亏损以“-”号填列）	1,826.33	6,568.70
（一）折旧和摊销	3,659.17	7,318.35
（二）利息支出	804.87	147.62
（三）所得税费用	180.10	925.96
二、税息折旧及摊销前利润（EBITDA）	6,470.47	14,960.63
三、调整项	-	-
（一）不动产基金发行份额募集的资金	146,100.00	
（二）取得借款收到的本金	-	-
（三）偿还借款本金支付的现金	100,075.00	-
（四）当期购买不动产项目等资本性支出	46,025.00	-
（五）其他资本性支出	-	-
（六）不动产项目资产的公允价值变动损益	-	-
（七）不动产项目资产减值准备的变动	-	-
（八）不动产项目资产的处置利得或损失	-	-
（九）处置不动产项目取得的现金	-	-
（十）支付的利息及所得税费用	984.97	1,073.58
（十一）应收和应付项目的变动	1,040.75	304.81
（十二）保理借款本金的变动	5,528.28	780.24
（十三）未来合理相关支出预留	421.47	372.88
重大资本性支出	-	-
未来合理期间内的债务利息	-	-
营运资金	421.47	372.88
其他	-	-
（十四）其他可能的调整项	-	-

项目	2026年7-12月预测数	2027年度预测数
金融资产相关调整	-	-
期初可供分配现金	6,444.99	421.47
其他	-	-
四、可供分配金额	15,996.56	14,411.07

基于上述可供分配金额，本项目未来2年（2026年7-12月、2027年度）净现金流分派率分别为21.90%[104]（年化）和9.86%，全周期内部收益率（IRR）约为5.80%，截至评估基准日的10年期国债收益率为1.73%。

本项目预测期期初可供分配现金余额6,444.99万元，主要为截至评估基准日（2026年6月30日）项目公司经营所得盈余，若不考虑期初现金余额影响，未来2年净现金流分派率分别为13.08%（年化）和9.86%。

后续预测期间电力销售收入保持相对稳定，可供分配净现金流总体保持稳定，净现金流分派率具有较好的稳定性。

5、编制基础

可供分配测算报告根据《证券投资基金法》《证券法》《企业会计准则》《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》《公开募集不动产投资信托基金（REITs）运营操作指引（试行）》等法律法规编制。

基金管理人编制基金可供分配金额测算报告的主要数据来源及基础包括:（1）乌兰县华扬晟源新能源有限公司对预测期间经营环境及经营计划等的最佳估计数据;（2）上海立信资产评估有限公司出具的《上海东方证券资产管理有限公司拟发行公募REITs所涉及的乌兰县华扬晟源新能源有限公司风电项目资产组市场价值资产评估报告》。

基金管理人编制基金可供分配金额测算报告所采用的会计政策和会计估计遵循国家现行的法律、法规、企业会计准则的规定。

6、假设设置

基金的募集情况、预测合并利润表、预测合并现金流量表及基金可供分配金额计算表的测算基础作出特定假设如下:

（1）基金募集情况假设

本基金的拟募集规模底数为14.61亿元，募集的资金主要用于认购拟成立的资产支持证券份额。专项计划完成设立后，计划管理人代表资产支持证券与不动产项目公司原股东签署《关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司之股权转让协议》，并与项目公司签署

[104] 按月度年化。

《东方红申能股份能源1号资产支持专项计划股东借款协议》，专项计划向不动产项目公司原股东支付股权转让款约4.60亿元（含预留费用），并向项目公司发放股东借款并增资合计10.01亿元用于偿还原关联方借款。不动产项目公司拥有乌兰风电项目的所有权，即本基金通过投资不动产资产支持证券取得不动产项目的所有权。

（2）预测合并利润表

1）不动产项目收入的重要假设参数

不动产项目公司收入中的主营业务收入为电力销售收入，分为市场化交易结算收入和国补收入。根据评估机构按收益法预测，未来年度上网电量参照乌兰风电项目历史年度（2023-2026年）平均年等效利用小时数1,634.76小时进行预测，按等效利用小时数×装机容量计算各年度结算电量；市场化电量结算收入按结算电量×加权平均结算单价测算，其他电费收入（考核费用）按结算电量×结算单价测算；国补结算收入按补贴结算电量×国补单价测算，国补补贴电量以全生命周期合理利用小时数36,000小时为上限（截至评估基准日剩余约24,770.03小时）。

2）各项成本、税费的重要假设参数

①管理模式

本基金设立后，项目公司实现“净壳化”管理。具体而言，基金管理人、计划管理人及项目公司将共同委托上海申能新能源投资有限公司（以下简称“上海新能源”）担任本项目的运营管理机构，依法承担运营管理乌兰风电项目的相关职责，运营管理服务的相关成本和费用支出由项目公司承担。上述安排能够满足不动产基金正常运作需要。

②主营业务成本重要假设参数

项目公司的营业成本主要包括折旧与摊销、下网电费、运营支持服务费、修理费、运维费、保险费、试验检验费及安全活动费等。具体假设选取可参照本尽调报告“第二章对不动产项目的尽职调查”之“2.5 不动产资产情况”之“2.5.8 不动产资产的评估”之“（四）评估参数主要情况及合理性”之“4、评估过程及参数设置依据”之“（2）营业成本”。

③税费的重要假设参数

项目公司的税金包括企业所得税、增值税、城市维护建设税、教育费附加、地方教育附加、房产税、土地使用税及印花税等。对于城市维护建设税、教育费附加及地方教育附加，按照预测的应缴纳的增值税进行测算。《财政部 税务总局 国家发展改革委关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》（财政部 税务总局 国家发展改革委公告2020年第23号），项目公司属于设在西部地区的鼓励类产业企业，2026年7-12月、

2027-2030年企业所得税减按15%征收，2031年及以后按25%征收。目前测算假设的主要税率为:

表2-120. 项目公司涉及的相关税种及税率

税种	计税依据	税率
增值税	销售电力等应税收入	13%
土地使用税	定额税率	
城市维护建设税	实际缴纳的流转税税额	5%
教育费附加	实际缴纳的流转税税额	3%
地方教育附加	实际缴纳的流转税税额	2%
企业所得税	应纳税所得额	2026年7-12月、2027-2030年15%，2031年及以后25%
印花税	按收入金额[105]	0.03%

④基金管理费

本基金的管理费包括管理人报酬和运营管理费（包括基础管理费和浮动管理费）:

（a）管理人报酬

管理人报酬由基金管理人和计划管理人收取。

管理人报酬自基金合同生效之日（含）起，按上年度经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产为基数[在首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，以基金募集资金规模（含募集期利息）为基数。若涉及基金扩募导致基金规模变化时，自扩募基金合同生效日（含该日）至该次扩募基金合同生效日后首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，以该次扩募基金合同生效日前最近一次经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产与该次扩募募集资金规模（含募集期利息）之和为基数]，依据相应费率按日计提，计算方法如下:

H = E×0.20%÷当年天数

H为每日应计提的管理人报酬

E为上年度经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产[在首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，E为基金募集资金规模（含募集期利息）。若涉及基金扩募导致基金规模变化时，自扩募基金合同生效日（含该日）至该次扩募基金

[105] 即印花税购销合同适用税率。

合同生效日后首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，E为以该次扩募基金合同生效日前最近一次经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产与该次扩募募集资金规模（含募集期利息）之和]。

管理人报酬按日计提。管理人报酬应由基金管理人与基金托管人双方核对无误后，以协商确定的日期及方式从基金财产中支付，若遇法定节假日、公休假等，支付日期顺延。

（b）运营管理费

a）基础管理费

基础管理费覆盖除项目公司列支的保险费、下网电费、各项税费以外的全部运维成本，具体包括但不限于运维费、试验检验费、修理费、安全活动费、运营支持服务费、修理费（维护性资本性支出）、其他费用等。基础管理费实行包干制，由运营管理机构自主支配使用，不因运营管理机构采用外委或自主管理模式导致的成本变动而调整。基础管理费的明细情况详见本尽调报告之“第二章 对不动产项目的尽职调查”之“2.5 不动产资产情况”之“2.5.9 不动产资产的现金流预测情况”之“（一）预测和分析资产未来两年净现金流及增长潜力情况，并逐项说明各收入和成本支出项目预测参数设置依据及合理性”之“7、可供分配金额测算报告测算说明”之“（1）预测合并利润表”之“2）营业成本”及“表 3-24 基础管理费历史情况比较”。

若某一年度运营管理机构提供运营管理服务的期间不足一年的，则计算上述基础管理费时应根据该年度运营管理机构提供运营管理服务的天数占该年度总天数的比例进行折算。

b）浮动管理费

a.浮动管理费属于项目公司支付给运营管理机构的绩效利润，具体计算方式如下：

浮动管理费=（实际年度净收入S-目标年度净收入R）×浮动管理费率。

年度净收入为营业总收入-营业总成本（不含折旧摊销、利息、浮动管理费），其中：

实际年度净收入S根据项目公司当年年度审计报告计算；

目标年度净收入R根据不动产项目初始资产评估报告预测金额计算。

就浮动管理费增值税率约定为6%，如遇国家或政府与税负相关的规定或政策调整的，由运营管理机构提供相关说明后，参照最新规定或政策执行。

b.浮动管理费率的考核：

表 2-121. 浮动管理费考核表

年度净收入完成率（S/R）	年度净收入完成率（S/R）	浮动管理费率
当 S≥R，体现为激励	S/R > 1.1	10%
	1≤S/R≤1.1	5%
当 S < R，体现为扣减	0.9≤S/R<1	5%
	S/R < 0.9	10%

c.浮动管理费金额上限:

浮动管理费的绝对金额以当期基础管理费的 20%为奖惩上限。

d.管理团队激励:

当浮动管理费为正数时，运营管理机构需将每年实际收到的浮动管理费的 20%作为管理团队的业绩激励。

基金管理人有权根据运营管理机构的内部激励制度履行相应的监督责任。

⑤基金托管费

本基金的托管费自基金合同生效之日（含）起，按上年度经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产为基数[在首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，以基金募集资金规模（含募集期利息）为基数。若涉及基金扩募导致基金规模变化时，自扩募基金合同生效日（含该日）至该次扩募基金合同生效日后首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，以该次扩募基金合同生效日前最近一次经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产与该次扩募募集资金规模（含募集期利息）之和为基数]，依据相应费率按日计提，计算方法如下:

H = E×0.01%÷当年天数

H 为每日应计提的基金托管费

E 为上年度经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产[在首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，E 为基金募集资金规模（含募集期利息）。若涉及基金扩募导致基金规模变化时，自扩募基金合同生效日（含该日）至该次扩募基金合同生效日后首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，E 为以该次扩募基金合同生效日前最近一次经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产与该次扩募募集资金规模（含募集期利息）之和]。

托管费按日计提。托管费由基金管理人与基金托管人双方核对无误后，以协商确定的日期及方式从基金财产中支付，若遇法定节假日、公休假等，支付日期顺延。

3）涉及投资收益、公允价值变动损益、资产减值损失等预测依据

基金可供分配金额测算暂不涉及投资收益、公允价值变动损益、资产减值损失等情形。

（3）预测合并现金流量表

1）收入、成本及税费的收付时点假设

乌兰风电项目上网电量全部参与青海省电力市场化交易并享受国补政策，电费收入清算与拨付相对及时。根据乌兰风电项目历史回款规律，公司标杆电费一般于次月回款，国补电费按国补应收账款的历史平均回款周期确认。从历史情况看，项目公司支付运营成本等费用较为及时。因此，基金管理人编制预测合并现金流量表时假设：测算当期市场化电费收入在当期收到，国补电费按历史平均回款周期收回，测算当期非折旧摊销的付现成本和税费均在当期支付。

2）收到的税费返还（如有）

主要系项目公司电力销售及相关业务取得的税费返还，按相关税收政策及项目公司经营情况测算确定。

3）经营活动现金流出

经营活动现金流出，系根据预测期内的经营成果，相关协议约定或合理预期的资金支付期间，调整得出。

4）向基金份额持有人分配支付的现金

本基金预计将2026年期初现金余额以及2026年产生的部分可供分配金额于当年分配给基金份额持有人，剩余部分可供分配金额于次年分配，后续年度以此类推。

（4）基金可供分配金额计算表

1）基金可供分配金额测算表编制原则

基金管理人根据《公开募集不动产投资信托基金（REITs）运营操作指引（试行）》要求，将预测期间净利润调整为当期基金可供分配金额。

2）计算公式及所涉及的调节项

基金管理人在预测合并利润表和预测合并现金流量表的基础上，结合基金及项目公司的实际情况及合理需求，评估确定基金可供分配金额的计算调节项及金额。

7、可供分配金额测算报告测算说明

（1）预测合并利润表

1）营业收入

①明细情况

表 2-122. 乌兰风电项目 2026 年 7-12 月和 2027 年电力销售收入预测

单位：万元

项目	2026 年 7-12 月预测数	2027 年度预测数
主营业务收入	7,778.37	17,531.53
其他业务收入	80.10	120.19
营业总收入	7,858.47	17,651.72

②测算说明

资产组的营业收入为主营业务收入-售电收入和其他业务收入-汇集站技术服务收入。

其中主营业务收入-售电收入分为市场化交易结算收入和国补收入，市场化交易结算收入分为电量结算收入及其他电费收入（考核费用），具体预测情况如下：

（a）装机容量及收益期预测

乌兰风电项目批复装机容量 20 万千瓦，实际装机容量共 20 万千瓦。本次测算收益预测期为 2026 年 7 月至 2039 年 10 月，总计 13.33 年。

（b）上网电量预测

根据企业提供资料，乌兰风电项目自 2019 年 12 月开始发电，2023 年至 2026 年 6 月乌兰风电项目的等效利用小时数、市场化交易结算电量及国补电量如下：

表 2-123. 乌兰风电项目历史等效利用小时数、市场化交易结算电量及国补电量

单位：小时、兆瓦时

项目	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
等效利用小时数	1,729.60	1,608.39	1,694.47	758.57
市场化交易结算电量	345,919.70	321,678.38	338,894.27	151,714.98
国补电量	345,919.70	321,678.38	338,894.27	151,714.98

a）市场化交易结算电量

根据企业提供资料，自乌兰风电项目 2019 年 12 月开始发电后，历史年度等效利用小时数与上网电量较为稳定，本次测算以后年度年等效利用小时数参照历史年度

2023-2026年平均数1,634.76小时进行预测，各年度结算电量按等效利用小时数×装机容量计算。

其中：根据企业提供资料，2026年7-8月结算电量为50,096.61兆瓦时，本次测算2026年9-12月结算电量按2023-2025年各年度9-12月结算电量最低值99,500.84兆瓦时进行预测。

b）国补电量

根据财政部发展改革委国家能源局关于《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知，乌兰风电项目所在地区属于四类资源区，风电上网电价及补贴的执行期限原则上为20年，全生命周期小时数为36,000小时，项目全生命周期补贴电量为720,000.00万千瓦时。在20年内或全生命周期发电量达到720,000.00万千瓦时前，均可享受可再生能源发电补贴。

截至评估基准日，乌兰风电项目预测剩余国补发电补贴小时数为24,770.03小时，预测期每年国补等效利用小时数参照2023-2026年平均数1,634.76小时进行预测，剩余国补发电补贴小时数能覆盖预测期内全部等效利用小时数，故对国补电量收入预测至2039年10月运营期末补贴结束，各年度结算电量按补贴等效利用小时数×装机容量计算。

（c）市场化交易结算单价

市场化交易结算收入分为电量结算收入及其他电费收入（考核费用），其中电量结算收入主要包含省内电力直接交易、其他省间中长期交易、合同转让交易、少发及超发偏差电量结算、超缺额调整、日前交易、正配套偏差电量、联络线波动偏差电量等结算收入。其他电费收入（考核费用）包含结构平衡费用、两个细则费用、跨省调峰电费等结算收入。根据企业提供资料，最近三年及一期的市场化交易结算收入情况如下：

表2-124. 乌兰风电项目市场化交易结算收入情况

项目	2023年	2024年	2025年	2026年1-6月
等效利用小时数（小时）	1,729.60	1,608.39	1,694.47	758.57
项目装机容量（兆瓦）	200.00	200.00	200.00	200.00
市场化交易结算电量（兆瓦时）-电量结算收入（包含中长期收入、现货交易、超缺额调整等）	345,919.70	321,678.38	338,894.27	151,714.98

市场化交易结算单价（含超缺额）（元/兆瓦时）-电量结算收入	239.52	238.49	228.32	256.27
市场化交易结算电费（万元）-电量结算收入	8,285.55	7,671.55	7,737.52	3,887.94
市场化交易结算电费（万元）-其他电费收入（考核费用）（包含结构平衡费用、两个细则、跨省调峰电费等）	-196.93	-121.93	-171.20	-34.28
含税市场化交易结算收入（万元）	8,088.62	7,549.62	7,566.32	3,853.66
不含税市场化交易结算收入（万元）	7,158.07	6,681.08	6,695.86	3,410.32

a）电量结算收入

电量结算收入与各期结算电量挂钩，主要包含省内电力直接交易、其他省间交易、省内转让交易、少发及超发偏差电量结算、超缺额调整、日前交易、正配套偏差电量、联络线波动偏差电量等结算收入。

其中省内电力直接交易、其他省间交易均属于中长期交易服务，合同转让交易为企业自发中长期交易服务的偏差调整，少发及超发偏差电量结算为中长期交易服务中的偏差结算收入或费用，超缺额调整为对实际电量相对中长期合约的超额、缺额偏差开展结算调整，抑制价差套利，日前交易为现货交易，正配套偏差电量为电网对青海送河南专线调配所产生的收入，联络线波动偏差电量为电网外送线损所产生的收入。

根据企业提供的历史年度结算单，企业电量结算收入与各期结算电量挂钩，各项目的结算电量之和即为本期结算电量，故以后年度电量结算收入按结算电量×结算单价计算。根据企业提供的历史年度结算单，鉴于历史各年度市场化交易结算单价（含超缺额）与总结算电量有变动，采用算术平均预测以后年度结算单价不合理，故本次评估以2023年至2026年6月各时段发电量占总发电量的比例作为权重，对历史各年度电量结算收入的结算单价进行加权平均，得出以后年度市场化交易中电量结算收入的结算单价为238.15元/兆瓦时（含税价），后续预测年度保持不变。

b）其他电费收入（考核费用）

其他电费收入（考核费用）主要系为了维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，向相关参与主体进行考核或支付收益，包含结构平衡费用、两个细则费用、跨省调峰电费等。

随着新能源的高质量发展，新能源装机规模稳步扩大，其间歇性、波动性和随机性的发电特征对电网的安全稳定产生冲击，导致火电等传统电源为电网提供调节负荷的辅助支持服务变得尤为重要，电网调度运营管理的难度也持续加大。为保障电网运行的安全稳定性，均衡不同发电厂的利益，降低管理成本，根据《西北区域发电厂并网运行管理实施细则》及《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》，青海省考核费用主要包括辅助服务费用、两个细则费用等，其中辅助服务费用方面，根据《国家能源局西北监管局关于明确电力辅助服务市场价格机制等相关事项的通知》（西北监能市场〔2025〕48号），在现货市场连续运行后，调峰辅助服务市场已不再单独运行。

本次评估按结算电量×结算单价计算以后年度其他电费收入（考核费用）。以2023年至2026年6月各时段发电量占总发电量的比例作为权重，对历史各年度其他电费收入（考核费用）的结算单价进行加权平均，得出以后年度其他电费收入（考核费用）的结算单价为-4.53元/兆瓦时（含税价），计算得出2026年7-12月其他电费收入（考核费用）为-67.77万元，2027年及以后年度其他电费收入（考核费用）为-148.11万元，后续预测年度保持不变。

（d）国补结算单价

乌兰风电项目所在地区属于四类资源区，根据《国家发展改革委关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格〔2015〕3044号），2016-2017年陆上风电的四类资源区的标杆电价为0.60元/KWh（含税价），根据项目建设时适用的《关于青海省可再生能源发电上网电价补贴基准问题的复函》（发改价格（2015）1005号）和《青海省发展和改革委员会转发国家发展改革委关于降低燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格的通知》（青发改价格（2016）7号），青海省可再生能源发电上网电价补贴基准价为0.2277元/KWh（含税价），可再生能源补贴标准为政府标杆电价与青海省新能源补贴基准价的差额，故本次测算以后年度国补结算单价为0.3723元/KWh（含税价），即372.30元/MWh（含税价）。

出于审慎考虑，本次测算未将采用保理带来的国补现金流提前回收的情形纳入估值模型予以考量，而是按照国补应收账款的历史平均回款周期，将国补现金流在对应回收时点折现作价纳入估值模型。

（e）其他业务收入预测

根据企业提供的《乌兰吉电50MW风电场接入华扬330kV汇集站技术服务合同》，乌兰吉电新能源有限公司就乌兰吉电50MW风电场通过两条送出线路钦扬I回、钦扬II回接入华扬变侧35kV母线，由主变压器升压后通过330kV线路并入750kV塔拉变电站并入主网。

协议约定技术服务费用标准为85万元/年，增值税率为6%。其中接入技术服务费用为20万元/年，汇集站共用设备技术服务费用65万元/年。（接入期限20年，汇集站共用设备接入时限为2020年1月1日-2039年12月31日，到期后不再进行接入技术服务费支付，只支付汇集站共用设备技术服务费用；汇集站共用设备技术服务费的起算时间为2021年1月1日。）上述费用按实际接入年度计费，委托期内双方有一方场站设备全部退役（不经营），合作终止，后续合作期内费用不再支付。乌兰风电项目的运营期至2039年10月，参照协议约定，本次测算预测以后年度的不含税收入金额为80.18万元，收益期限至2039年10月。

根据合同约定，乌兰吉电风场需要分摊汇集站共用设备的损耗电费。根据企业提供资料，华扬晟源2025年12月收到乌兰吉电风场电量返还收入390.56万元，各期间具体结算收入如下：

表2-125. 乌兰吉电承担综合耗用电量电费

单位：万元

时间	乌兰吉电承担综合耗用电量电费-含税	乌兰吉电承担综合耗用电量电费-不含税
2020年	44.02	41.53
2021年	91.71	86.52
2022年	93.37	88.08
2023年	100.06	94.40
2024年	48.45	45.71
2025年	36.38	34.32

根据企业介绍，2023年10月开始电能表关口计量点从塔拉变侧迁移至乌兰华扬塔扬线侧（综合损耗费用下降），该部分收入较以往年度有所下降，故本次测算以后年度该部分收入按2024-2025年平均水平进行预测。

2）营业成本

①明细情况

表 2-126. 乌兰风电项目 2026 年 7-12 月和 2027 年营业成本

单位：万元

项目	2026 年 7-12 月预测数	2027 年度预测数
主营业务成本	4,718.66	9,314.82
其他业务成本	-	-
营业成本	4,718.66	9,314.82

②测算说明

项目公司的营业成本主要为折旧与摊销、下网电费、运营支持服务费、修理费、运维费、保险费、试验检验费及安全活动费等，具体情况如下：

（a）折旧及摊销

折旧摊销主要为乌兰风电项目固定资产在使用过程中形成的折旧与摊销。本次测算以评估基准日固定资产的账面价值为基础，结合产权持有单位折旧摊销会计政策进行预测。

（b）运维费

运维费系项目现场运维人员提供的运维、检修、管理等服务费用，根据《青海区域新能源场站 2026-2027 年运维外委服务合同》，运维服务期为 2026 年 1 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日，运维费用共计 138.50 万元（不含税），合同期满后以合同金额为基础每年考虑 2%的增幅。此外，自 2026 年 7-12 月起新增人工成本 50 万元/年，以后年度每年维持该项运维费用，并考虑 2%的增幅。

（c）保险费

保险费系项目风电设备及房屋建筑等资产的保险费，根据综合保险保险单，2025 年 5 月 1 日至 2026 年 4 月 30 日保险费用共计 134.86 万元，2026 年 5 月 1 日至 2027 年 4 月 30 日保险费用共计 110.63 万元，合同期满后以合同金额为基础每五年考虑 5%的增幅。

（d）试验检验费

试验检验费为项目开展试验检验工作的费用，根据《青海、新疆地区风电场 2026-2027 年风机检修外委服务合同》及《青海区域新能源场站 2026-2027 年运维外委服务合同》约定金额进行预测，合同期满后以合同金额为基础每年考虑 2%的增幅。

（e）下网电费、运营支持服务费、修理费及安全活动费等

下网电费系向电网公司采购用电的费用，按2023-2025年平均数计算；运营支持服务费根据《申能新能源运营支持服务合同》参照2025年水平预测；修理费包括风机检修及风场主要设备整体检修费用，整体检修、预试按3年一次预测，合同期满后以合同金额为基础每次考虑5%的增幅；安全活动费按2023-2025年实际使用金额平均数计算，以后年度每年考虑2%的增幅。

（f）修理费（维护性资本性支出）

根据企业介绍，2026年7—12月预计维护性资本性支出100万元（不含税价），2027-2029年预计200万元/年（不含税价），2030年起预计300万元/年（不含税价），作为营业成本列支。

3）税金及附加

税金及附加主要包括城市维护建设税、教育费附加、地方教育附加、房产税、城镇土地使用税、印花税等。城市维护建设税、教育费附加和地方教育附加的计税依据为实际缴纳的增值税等流转税税额；房产税、城镇土地使用税参照基准日资产规模和适用税率预测，印花税按收入的0.03%预测。

4）财务费用

财务费用包括利息支出及利息收入。

本次测算的利息支出主要包括过渡期借款利息和保理利息两部分:

（1）过渡期借款利息：因项目公司偿还发行前存量借款需要一定周期，本次测算按原有借款利率对过渡期内的存量借款利息进行预测。截至评估基准日，项目公司发行前待清偿存量借款约100,075.00万元，过渡期按3个月预测。

（2）保理利息：纳入本基金后，项目公司拟将超过两年尚未收回的应收电价补贴转让给银行开展保理业务。就单笔保理业务，保理银行平价购买相应年度的应收电价补贴；项目公司收到该部分电价补贴的回款后转付给保理银行，并根据相应的保理融资期限和利率支付保理费用。根据保理业务合作协议约定，保理融资利率按2.34%/年（即一年期LPR扣减0.66个百分点）进行预测。

利息收入及其他不确定性较大且金额较小，本次测算不予预测。

5）信用减值损失

基于报告期内应收项目变动较小，按余额百分比法计提的信用减值损失金额影响不重大，且不影响可供分配金额，故本次测算不予预测。

6）管理人报酬和浮动管理费

2026年7-12月和2027年预计管理人报酬和浮动管理费如下表。

表2-127. 本基金2026年7-12月和2027年管理人报酬和浮动管理费预测

单位：万元

项目	2026年7-12月预测数	2027年度预测数
管理人报酬	146.10	264.36
浮动管理费	-	-
合计	**146.10**	**264.36**

7）基金托管费

表2-128. 本基金2026年7-12月和2027年基金托管费预测

单位：万元

项目	2026年7-12月预测数	2027年度预测数
基金托管费	7.31	13.22
合计	**7.31**	**13.22**

8）所得税

按目前相关税法规定，本基金及专项计划不属于企业所得税的征税对象，项目公司需按相关规定缴纳企业所得税。项目公司属于设在西部地区的鼓励类产业企业，根据《财政部 税务总局 国家发展改革委关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》（财政部税务总局 国家发展改革委公告2020年第23号），2026年7-12月、2027-2030年企业所得税减按15%征收，2031年及以后按25%征收。根据预测的经营情况，项目公司2026年7-12月和2027年需要缴纳企业所得税情况如下表。

表2-129. 项目公司2026年7-12月和2027年应交企业所得税

单位：万元

项目	2026年7-12月预测数	2027年度预测数
企业所得税	180.10	925.96
合计	**180.10**	**925.96**

9）其他费用

其他费用主要为不动产基金存续期间发生的中介机构服务费、划款手续费、信息披露费等费用，合计按每年100万元计算。

（2）预测合并现金流量表

1）销售商品、提供劳务收到的现金

乌兰风电项目上网电量全部参与青海省电力市场化交易并享受国补政策，电费收入清算与拨付相对及时。公司标杆电费一般于次月回款，国补电费按国补应收账款的历史平均回款周期确认。因此，基金管理人编制预测合并现金流量表时假设：测算当期市场化电费收入在当期收到，国补电费按历史平均回款周期收回，测算当期非折旧摊销的付现成本和税费均在当期支付。

2）收到的税费返还（如有）

主要系项目公司电力销售及相关业务取得的税费返还，按相关税收政策及项目公司经营情况测算得出。

3）经营活动现金流出

经营活动现金流出，系根据预测期内的经营成果，相关协议约定或合理预期的资金支付期间，调整得出。

4）向基金份额持有人分配支付的现金

本基金预计将2026年期初现金余额以及2026年产生的部分可供分配金额于当年分配给基金份额持有人，剩余部分可供分配金额于次年分配，后续年度以此类推。

（3）基金可供分配金额计算表预测

1）基金可供分配金额测算表编制原则

基金管理人根据《公开募集不动产投资信托基金（REITs）运营操作指引（试行）》要求，将预测期间净利润调整为当期基金可供分配金额。

2）计算公式及所涉及的调整项

根据中国证券投资基金业协会发布的《公开募集不动产投资信托基金（REITs）运营操作指引（试行）》及本基金分配政策，预测期间的基金可供分配金额是在预测期间的净利润基础上调整为税息折旧及摊销前利润后，经其他调整事项调整后得出，预测期的其他调整事项及假设如下：

①不动产基金发行份额募集的资金：2026年，本基金预计募集资金人民币14.61亿元；2027年度，本基金无发行募集资金的情况；

②购买不动产项目的支出：2026年，预计购买不动产项目资产的支出中，收购项目公司股权所支付的现金约为人民币4.60亿元（含预留费用），向项目公司发放股东借款

并增资合计10.01亿元用于偿还关联方借款；2027年度，预计无购买不动产项目的支出调整；

③支付的利息及所得税费用：支付的利息根据预测期内应付利息余额调整得来；支付的所得税费用根据预测期内的经营成果和项目公司适用的企业所得税税率，计算得出预计支付的所得税费用调整金额。

8、未来资本性支出

根据评估机构预测，本风电项目资本性支出按项目固定资产投资一次性投入，运营期内通过日常检修、定期开展预防性试验等方式维持设备正常运行，避免重要设备的大修更换，预测期内不再考虑更新改造类资本性支出，仅考虑维护性资本性支出：2026年7—12月100万元（不含税价），2027-2029年200万元/年（不含税价）、2030年起300万元/年（不含税价），作为营业成本列支。

9、影响预测结果实现的主要风险因素

影响预测结果实现的主要风险因素包括但不限于：

（1）经营风险

新能源行业政策调整、电力市场化交易价格波动、上网电量及等效利用小时数低于预期、国补政策及回款进度变化等，均可能对项目公司的电力销售收入造成不利影响，导致可供分配的现金流和基金收益下降。

（2）运营风险

本基金存续期间，运营管理机构需对不动产项目进行日常运维、检修、运行、服务和安全应急等运营管理工作，必要时需进行更新改造。风电机组、升压站（汇集站）等设备的老化、故障或极端天气、自然灾害等不可预见因素，可能造成发电量下降或设备损坏，导致项目公司运营成本增加，对可供分配的现金流产生不利影响。

（3）市场风险

证券市场价格受到经济因素、政治因素、投资心理和交易制度等各种因素的影响，导致基金收益水平变化而产生风险，主要包括：

1）政策风险：因国家宏观政策（如货币政策、财政政策、行业政策、地区发展政策等）发生变化，导致市场价格波动而产生风险；

2）经济周期风险：随着经济运行的周期性变化，证券市场的收益水平也呈周期性变化；

3）利率风险：金融市场利率的波动会导致证券市场价格和收益率的变动；

4）购买力风险：本基金的利润将主要通过现金形式来分配，而现金可能因为通货膨胀的影响而导致购买力下降，从而使本基金的实际收益下降。

（4）信用风险

本基金在交易过程中可能发生交叉违约、所投资信用类品种的发行人违约、拒绝支付到期本息、信用等级降低或者不能履行合约规定的其他义务等情况，从而导致本基金财产损失。

（二）预测和分析不动产资产未来资本性支出，并说明各项预测参数设置依据及其合理性和充分性

本项目已在预测期增设修理费（维护性资本性支出），用于涵盖重大专项修理费用，包括但不限于大部件更换的非周期性大修费用、为保障场站持续稳定运行所需进行的技术改造费用以及基金存续期内不动产项目其他风险应急储备。基金存续期内，2026年7-12月金额为100万元（不含税），2027年至2029年每年金额为200万元（不含税），2030年起每年金额为300万元（不含税）。该部分费用纳入基础管理费由运营管理机构包干。本项目修理费（维护性资本性支出）的设置具备合理性。具体分析如下：

1、机器设备实际运行情况

（1）设备构成与投运情况

乌兰风电项目安装90台单机容量2,200千瓦和1台单机容量2,000千瓦的风电机组，通过8回35千伏线路汇集送至华扬330千伏升压站，并通过1回330千伏线路送至750千伏塔拉变电站，经再次升压后送出并入国家电网。项目于2019年12月24日开始运营发电，运营期至2039年10月。

（2）质保与运行状态

根据风力发电机组、主变压器投运时间及质保期约定，风力发电机组于2024年12月出质保，主变压器于2020年12月出质保。截至本尽调报告出具之日，风力发电机组、主变压器等重要设施设备在质保期内、出质保后均保持稳定运营状态。

2、存续期大修安排：无固定周期大修，同类项目历史大修金额有限

陆上风电机组无需按固定周期进行大修翻新，重要部件（叶片、齿轮箱、发电机等）的维修更换取决于实际运行状况与状态监测结果。本项目风电机组检查检修已在每年年检、半年检中有所安排，升压站电气设备也已安排三年一次检修预试，因而无固定周期性大修安排，后续仅在大部件损坏时安排相关大修专项修理工作。

运营管理机构在管的其他项目中目前仅位于内蒙古及新疆的两个项目发生过大修，大修金额分别为188.90万元和222.00万元。本项目年度修理费（维护性资本性支出）的金额设置基本可覆盖相关费用金额。

3、输电通道和配套调节电源等重要设施升级改造费用已纳入估值考虑

表2-130. 相关设施的升级改造可能性情况

设施	预计金额	说明
电磁暂态建模、参数实测校核与入库	约150万元	已纳入修理费（维护性资本性支出）预测
宽频振荡监测	约90万元	已纳入修理费（维护性资本性支出）预测

上述可能涉及的升级改造费用已纳入修理费（维护性资本性支出）中，均已考虑在估值假设内。

4、测算处理方式符合全市场风电REITs惯例

本项目修理费（维护性资本性支出）的安排与已上市同类风电REITs项目的设置方式相同，且在项目经营期后段提升费用金额，具有合理性。目前已上市同类风电REITs项目对于大修、技改类资本开支主流评估处理方案为：不单独在存续期内一次性列支大额资本性支出，改为每年在运营或修理成本中计提固定维护备用金，平滑全周期现金流。该模式已在已上市同类风电REITs项目中普遍使用，现将中航中核汇能新能源REIT、工银蒙能清洁能源REIT、中信建投明阳智能新能源REIT三单同类陆上风电项目资本开支评估参数对比列示如下：

表2-131. 已上市同类风电REITs项目及申能REIT资本性支出评估参数设置情况

序号	项目	不同生命周期维修保养以及定期、不定期改造安排	资金成本情况
1	中信建投明阳智能新能源REIT	风电场设备使用寿命和设计寿命均为20年，仅需每年进行日常修理维护，无需预先安排定期、不定期大修改造。	1.维修保养支出主要由费用化的相关支出预测（包含技术服务及运维费、风机运维费、材料费、修理费）覆盖。 2.未来年度不存在定期大修、改造需求，不定期大修、改造需求主要由资本化的相关支出预测（即修理费-维护性资本性支出）覆盖。
2	工银蒙能清洁能源REIT	风电项目设备使用寿命和设计寿命均为20年，仅需每年进行日常修理维护，无需预先安排定期、不	1.未来年度维修保养支出主要由费用化的相关支出预测覆盖；针对不可预见的运维事项提前预留相关费用，自2024

		定期大修改造。	年起按 50 万元/年进行预测。 2.基金存续期内每年预留维护性资本性支出 100 万元。
3	中航中核汇能新能源 REIT	资本性支出实际上是企业的再投资，它是用来维持企业现有资产的运行并创造新的资产来保证企业未来的不断增长的一项支出。	1.维修保养支出包括在基础管理费内。 2.资本性支出主要包括原有固定资产的大修支出及更新改造支出，每年预计 500 万元作为不动产项目存续期内资本性支出的资金。
4	申能 REIT	涵盖重大专项修理费用，包括但不限于大部件更换的非周期性大修费用、为保障场站持续稳定运行所需进行的技术改造费用以及基金存续期内不动产项目其他风险应急储备。	基金存续期内，2026 年 7-12 月金额为 100 万元，2027 年至 2029 年每年金额为 200 万元，2030 年起每年金额为 300 万元。

综上所述，本项目已在预测期增设修理费（维护性资本性支出）。结合风电项目特性、运营管理机构运营同类风电项目经验，上述设置可覆盖存续期预计大修及技改投入，且与已上市同类风电 REITs 项目的安排一致。

（三）可供分配金额的敏感性分析

上述基金可供分配金额测算的结果是基于一系列基本假设和特定假设得出的，而假设事项通常并非如预期那样发生，从而导致基金可供分配金额的实际结果与预测存在差异。

为使本基金份额持有人评估部分而非全部假设对基金可供分配金额的影响，下表针对项目公司的收入等关键假设进行了敏感性分析，以说明在其他假设保持不变的情况下，该关键假设对基金可供分配金额的影响。

该敏感性分析，仅在其他假设条件不变的前提下，考虑关键假设变动对基金可供分配金额的影响，实际上，假设条件的变动是紧密相关的，关键假设的变动亦可能引起其他假设条件发生变动，且变动的影响可能是相互抵消或者放大。因此，针对每项假设进行的敏感性分析未必能够得出与该假设相应的基金可供分配金额预测结果。

预测期内，收入变动对基金可供分配金额预测的敏感度分析结果如下：

表 2-132. 基金可供分配金额预测敏感度分析表

单位：万元

项目	变动	调整前 可供分配金额	调整后 可供分配金额	变动

项目	变动	调整前 可供分配金额	调整后 可供分配金额	变动
2026 年 7-12 月电力销售收入	5%	15,996.56	16,389.48	2.46%
2026 年 7-12 月电力销售收入	-5%	15,996.56	15,603.63	-2.46%
2027 年度电力销售收入	5%	14,411.07	15,293.65	6.12%
2027 年度电力销售收入	-5%	14,411.07	13,528.48	-6.12%

（四）评估预测现金流与可供分配金额差异情况

评估报告与可供分配金额测算报告的营业收入一致；息税折旧摊销前利润存在小幅差异，差异比例未超过 5%。

评估报告的息税前现金流与基金层面的可供分配金额都是基于不动产资产的未来现金流进行预测，二者结果存在差异主要是由于口径不同导致。

1、差异情况如下:

表 2-133. 评估报告与可供分配金额测算报告现金流差异情况

单位：万元

项目	2026 年 7-12 月		2027 年度	
报告名称	评估报告	可供分配金额测算报告	评估报告	可供分配金额测算报告
营业收入	7,858.47	7,858.47	17,651.72	17,651.72
息税折旧摊销前利润	6,769.06	6,470.47	15,414.42	14,960.63
息税折旧摊销前利润差异	-4.41%		-2.94%	

2、评估报告的息税前现金流测算

不动产项目评估报告是对不动产资产的现金流预测，其所使用的税前自由现金流计算公式为:

税前自由现金流量=利润总额+折旧与摊销+利息费用-资本性支出-净营运资金变动+其他

上表中评估报告息税折旧摊销前利润=税前自由现金流量+资本性支出+净营运资金变动-其他

3、基金层面的可供分配金额测算

《可供分配金额测算表及审核报告》是在不动产资产现金流预测的基础上，结合不动产基金交易结构，考虑了项目公司层面所得税费用以及公募基金层面、专项计划层面的税费等后调整得出不动产基金的可供分配金额。

4、具体差异项分析如下:

（1）在计算可供分配现金流时，考虑项目公司根据预测期内的应纳税所得额需要支付当期所得税费用，从而减少可供公募基金投资者分配的现金流。

（2）在计算可供分配现金流时，考虑公募基金以及资产支持专项计划层面需要支付的相关税费，主要包括两部分：一是支付给基金管理人、计划管理人、基金托管人的管理费及托管费，根据《东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金基金合同》以及《东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金托管协议》约定的比例以及基金规模进行确定；二是资产支持专项计划层面需要按照税法规定支付的增值税及相关税金及附加，根据交易安排，资产支持专项计划层面会形成对项目公司的股东借款，进而形成相关的利息收入，按照税收相关规定该部分利息收入需要缴纳增值税、相关税金及附加，按照适用税率进行计算;

（3）在计算可供分配现金流时，考虑其他费用，主要是公募基金层面发生的相关审计费、评估费等中介机构费用以及信息披露费用，按照《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》每年需要对不动产项目进行评估并对公募基金进行审计，因此需要考虑该部分费用和支出。

2.5.10 尽职调查程序

1、项目组以书面审核及书面确认等方式就不动产资产账面价值和评估价值情况及账面价值与评估价值差异情况进行了核查，包括：获取并审阅评估机构出具的评估报告并了解相应的评估依据、评估方法等评估程序；就不动产资产账面价值和评估价值及其差异情况等有关事宜与项目公司进行了沟通并取得书面确认文件;

2、项目组以书面审核、网络核查等方式就不动产资产的法律权属、抵押等他项权利限制和应付未付义务等情况进行了核查，包括：获取并核查借款合同、不动产登记信息等文件；在中国人民银行征信中心动产融资统一登记公示系统核查借款合同相对应的应收账款质押登记记录;

3、项目组以书面审核等形式就担保债务余额及抵质押顺序情况进行了核查，包括：获取并核查借款合同等文件;

4、项目组以书面审核及书面确认等方式就不动产资产应当履行或办理的手续齐备情况进行了核查，包括：获取并审阅不动产项目相关的全套投资建设手续，核查相关手续的齐备性；

5、项目组以书面审核及书面确认等方式就不动产资产竣工验收情况进行了核查，包括：获取并核查竣工验收鉴定书及专项验收文件等；

6、项目组以书面审核及书面确认等方式就安全生产、环境保护等要求情况进行了核查，包括：核查了相关竣工验收、环保验收文件；核查了各相关政府部门出具的规划/批复/许可等相关文件；

7、项目组以书面审核、书面确认等方式就不动产资产用地性质、所处区位和建设规划进行了核查，包括：获取并审阅了可行性研究报告、建设用地规划许可证、用地批复等规划/批复/许可/函件文件，核查用地性质、所处区域及建设规划相关情况；

8、项目组以书面审核等方式就保险购买、承保范围和保险金额情况进行了核查，包括：获取并审阅相关的保险单；核查不动产项目涉及的主要险种及投保具体情况；

9、项目组以书面审核、实地核查等方式就不动产资产使用状况及各项设施设备现状情况进行了核查，包括：实地盘点及核查相关资产和设备的使用情况及现状情况；

10、项目组以书面审核、查询、互联网检索、书面确认等方式就所处的行业、区位情况以及宏观经济情况等对不动产资产现金流稳定性的影响进行了核查，包括：查询相关政府部门对行业、区域的规划纲要以及相关研究报告；了解行业、区域的情况及未来发展趋势；分析及评价相关因素对不动产现金流稳定性产生的影响；

11、项目组以书面审核、查询、互联网检索、书面确认等方式就不动产资产所处区域宏观经济历史和趋势进行了调查和分析，包括：查询政府规划文件以及研究报告；整理统计相关区域经济数据；分析及评价所处区域的经济历史和未来发展趋势；

12、项目组以书面审核、查询等方式就不动产资产的相关客群情况进行了调查和分析；

13、项目组以书面审核、查询、互联网检索等方式就区域经济发展对不动产资产运营的影响进行了调查和分析，包括：查询相关政府规划文件、研究报告并整理统计相关区域经济数据；分析及评价区域经济发展对运营的影响；

14、项目组以书面审查、凭证抽查、书面确认等方式就不动产资产现金流的真实性进行了核查，包括：获取并审阅了基础资产报告期内的现金流情况的说明文件，分析和评价其来源和构成；获取电费结算单、国补收入台账、相关机构的服务合同等；

15、项目组以书面审查、询问等方式就不动产资产现金流的实际情况进行了核查，包括：获取并审阅了基础资产报告期内的现金流情况的说明文件；就报告期内现金流异常波动情况与审计机构沟通并就原因的合理性进行分析；获取项目公司管理层对不动产资产运营是否满足三年的确认文件；就现金流来源是否具备合理的分散度，是否主要由市场化运营产生，且不依赖第三方补贴等非经常性收入向项目公司管理层获取说明文件并评价其合理性；

16、项目组以书面审核等方式就不动产资产现金流的预测情况进行了核查，包括：结合可供分配金额测算报告及评估报告，预测及分析。

2.6 尽职调查结论

经过尽职调查，项目组认为项目公司设立、登记合法合规，股权结构清晰，未发生重大股权变动事项。项目公司内部组织架构健全、清晰。项目公司资产完整，不存在被原始权益人及其关联方控制和占用的情况；项目公司财务及机构独立。项目公司经营合法合规，不存在重大违法、违规或不诚信行为，未被认定为失信被执行人，亦不存在行政处罚以及相应的整改情况。

经核查，项目公司收费标准符合相关规定，经营模式符合行业可比企业所采用模式，总体经营情况稳定且具有持续性。项目公司关联交易符合相关法律法规的规定及公司内部管理控制要求，定价公允，现金流来源分散，不影响不动产项目的市场化运营。

经核查，项目公司财务报表已经审计机构审计；重要报表项目符合业务经营情况，具备合理性。

经核查，不动产项目已完成了固定资产投资建设的基本程序（包括投资立项、环评、用地、规划、施工许可、交工验收、竣工验收等），并已取得运营批准；不动产项目不存在固定资产抵押。乌兰风电项目工程建设质量及安全标准符合相关要求；安全生产、环境保护符合城市规划要求；截至尽调基准日，项目未受到受自然灾害、汇率变化、外贸环境、担保、诉讼和仲裁等其他因素影响。

经核查，不动产资产现金流的产生基于真实、合法的经营活动，来源分散，由市场化运营产生，不依赖第三方补贴等非经常性收入，现金流来源分散度高，不存在重要现金流提供方。

第三章 对业务参与人的尽职调查

3.1 对原始权益人的尽职调查

3.1.1 基本情况

表 3-1. 青海新能源基本情况表

公司名称	申能新能源（青海）有限公司
注册地址	青海省西宁市城西区海晏路79号11号楼1081号
法定代表人/主要负责人	周承斌
注册资本	220,000万元
统一社会信用代码	91630000MA758G6E42
成立日期	2018年1月8日
经营范围	新能源与可再生能源发电项目的开发、建设运营，与电力、能源相关的环保产业项目的经营管理，新能源科技领域内技术开发、技术转让、技术咨询、技术服务，项目工程管理，新能源设备销售、安装，合同能源管理。（以上经营范围依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）

截至尽职调查基准日，青海新能源系合法设立且有效存续的有限责任公司，不存在《中华人民共和国公司法》及其公司章程规定的应当终止的情形。

3.1.2 设立及存续情况

2018年1月8日，申能新能源(青海)有限公司登记备案设立，注册资本为100,000,000元人民币，企业类型为有限责任公司（非自然人投资或控股的法人独资），股东为申能股份有限公司。

2018年6月22日，股东申能股份对青海新能源增资，青海新能源的注册资本由100,000,000元人民币变更为800,000,000元人民币。

2020年3月24日，股东申能股份对青海新能源增资，青海新能源的注册资本由800,000,000元人民币变更为1,600,000,000元人民币。

2020年12月23日，股东申能股份对青海新能源增资，青海新能源的注册资本由1,600,000,000元人民币变更为2,200,000,000元人民币。

3.1.3 股权结构、控股股东及实际控制人介绍

截至 2026 年 6 月 30 日，申能股份持有青海新能源 100%的股权，为青海新能源的控股股东，申能集团持有申能股份 53.67%的股权，上海市国有资产监督管理委员会持有申能集团 100.00%股权，为青海新能源的最终实际控制人。股权结构图如下：

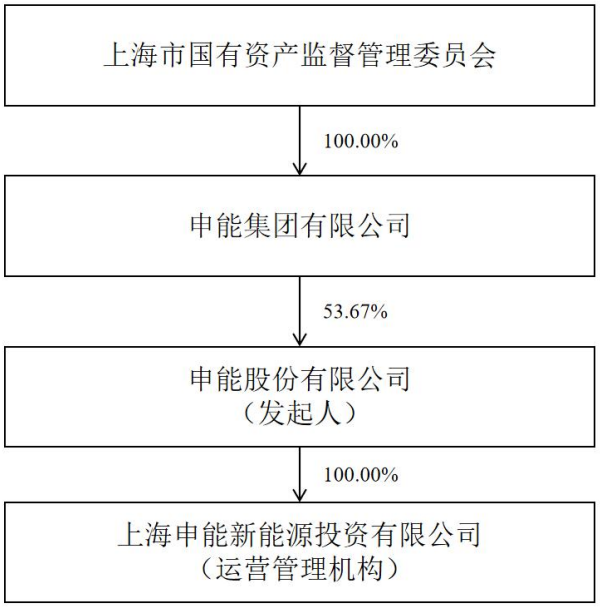


图 3-1. 青海新能源股权结构图

截至 2026 年 6 月 30 日，原始权益人不涉及外资，其股东申能股份为 A 股上市公司，涉及外资，申能股份前十大股东持股情况如下表所示：

表 3-2. 申能股份前十大股东持股情况

股东名称	持股总数（股）	持股比例（%）
申能（集团）有限公司	2,626,545,766	53.67
中国长江电力股份有限公司	459,222,635	9.38
长电投资管理有限责任公司	107,976,235	2.21
中国农业银行股份有限公司－南方标普中国 A 股大盘红利低波50交易型开放式指数证券投资基金	75,341,976	1.54
中国人寿保险股份有限公司－传统－普通保险产品－005L－CT001沪	67,541,856	1.38
香港中央结算有限公司	59,604,862	1.22
广东电力发展股份有限公司	55,532,250	1.13

利安人寿保险股份有限公司－利安禧年金保险（分红型）	39,944,082	0.82
国泰海通证券股份有限公司	33,776,608	0.69
中国人寿保险（集团）公司－传统－普通保险产品－港股通（创新策略）	30,723,685	0.63
合计	**3,556,209,955**	**72.67**

3.1.4 组织架构、治理结构和内部控制情况

1、组织架构

截至 2026 年 6 月 30 日，原始权益人的组织架构图如下:

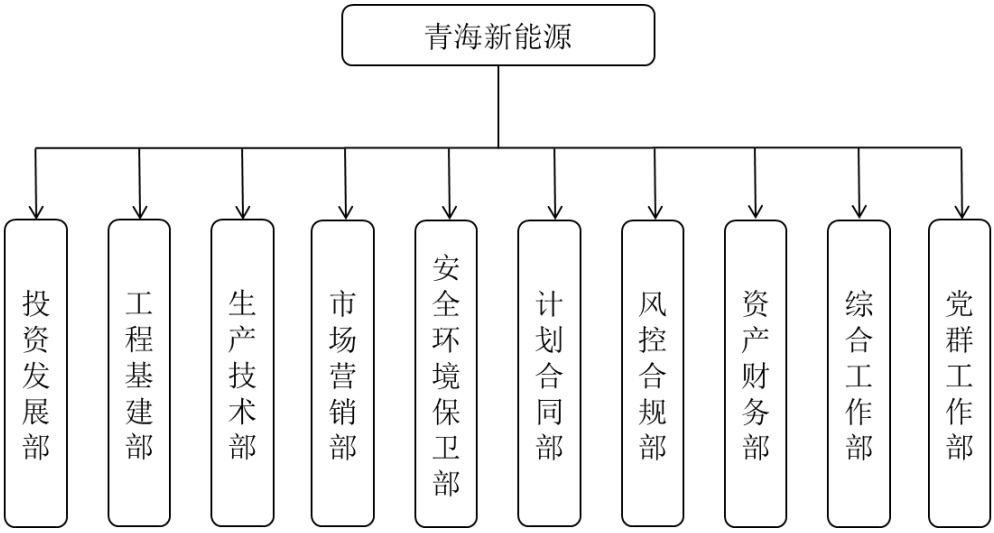


图 3-2. 青海新能源组织架构图

截至 2026 年 6 月 30 日，原始权益人设立投资发展部、工程基建部、生产技术部、市场营销部、安全环境保卫部、计划合同部、风控合规部、资产财务部、综合工作部、党群工作部十个职能部门，各部门分工明确，组织机构运行情况良好。

（1）投资发展部: 主要负责项目开发、技术管理、政策研究、企业规划、合同管理和招标管理、第三方尽调、综合事务、安全管理等工作。

（2）工程基建部: 主要负责项目开发、工程管理、技术管理、合同管理和招标管理、综合事务、安全管理等工作。

（3）生产技术部: 主要负责生产规划、生产计划、生产运行管理、生产技改及科技创新项目管理、生产技术管理、生产分析、对标管理、生产准备工作管理、备品备件管理、综合事务、安全管理等工作。

（4）市场营销部：主要负责营销计划管理、电量结算管理、电力交易管理、综合事务、安全管理等工作。

（5）安全环境保卫部：主要负责安全目标管理、安全检查、“安全生产月”等活动、专项整治工作、安全事故管理、应急管理、职业健康管理、基建、科技、技改项目安全管理、日常安全管理、环境保护管理、内保体系建设、标准化建设、风险隐患管理、门卫出入管理、治安事件管理、消防管理、技防设施管理、综合事务等工作。

（6）计划合同部：主要负责计划管理、合同管理、合同结算管理、采购管理、物资管理、供应商管理、综合事务、安全管理等工作。

（7）风控合规部：主要负责内控管理、风控管理、法务管理、综合事务、安全管理等工作。

（8）资产财务部：主要负责资金管理、会计核算、财务管理、税务管理、预算管理、资产管理、保险事务、财务信息系统管理、综合业务、安全管理等工作。

（9）综合工作部：主要负责企业管理、行政管理、信息化管理、档案管理、信访工作管理、安全保密工作、综合业务、安全管理等工作。

（10）党群工作部：主要负责组织工作、纪检工作、宣传工作、群团工作、薪酬福利管理、绩效考核管理、招聘与配置、培训与开发、出国（境）管理、信访工作管理、安全保密工作、综合业务、安全管理等工作。

2、治理结构

原始权益人已经按照《公司法》和公司章程等法律法规的相关要求，建立了健全有效的法人治理结构。

原始权益人的治理机构设置情况及运行情况如下：

（1）股东

公司不设股东会，股东依法对公司行使以下职权：

1) 决定公司的投资计划；

2) 决定公司投资项目及投资方案；

3) 委派和更换董事，对其履职情况进行评价，决定其报酬事项；

4) 审议批准公司年度财务预决算方案及调整；

5) 审批批准融资担保和资金出借事项；

6) 审议批准对外捐赠或者赞助；

7) 审议批准公司的利润分配方案和弥补亏损方案；

8) 审议批准公司业绩考核和重大收入分配事项;

9) 对公司增加或减少注册资本作出决议;

10) 决定公司合并、分立、解散、清算、申请破产或者变更公司形式;

11) 制定或批准公司章程和章程修改方案;

12) 决定资产交易事项;

13) 决定重大财务事项和重大会计政策、会计估计变更方案;

14) 决定公司关联交易事项;

15) 决定聘用或者解聘承办公司审计业务的会计师事务所;

16) 对公司年度财务决算和重大事项进行抽查检查;

17) 法律、行政法规规定的其他职权。

（2）董事

公司不设董事会，设一名董事。董事每届任期一般为3年，任期届满经委派可以连任。

董事对股东负责，行使下列职权:

1) 执行股东的决议，向股东报告工作;

2) 制定及评估公司中长期规划及三年规划，确定重点投资领域和方向的重大事项;

3) 制订公司的年度财务预决算方案及调整;

4) 制订公司年度投资计划，决定公司年度经营计划; 按规定权限决定投资项目及投资方案;

5) 制订公司的利润分配方案和弥补亏损方案;

6) 制定资产交易事项方案;

7) 制订公司章程和提出公司章程修改方案;

8) 制定公司基本管理制度以及董事认为必要的其他规章制度;

9) 决定对所投资企业重大事项的管理原则和方案;

10) 制订公司增加或者减少注册资本的方案;

11) 制订公司合并、分立、变更公司形式、解散、清算、申请破产的方案;

12) 决定公司内部管理机构的设置与调整;

13) 制订子企业的设立、合并、分立、改制、解散、变更公司形式、申请破产或者清算;

14) 制定聘任或者解聘公司总经理、副总经理和其他高级管理人员及其报酬事项方案;

15) 制订公司的重大收入分配方案;

16) 制订对外捐赠或者赞助方案;

17) 制订公司融资担保及资金出借事项及方案;

18) 制订重大会计政策和会计估计变更方案;

19) 制订关联交易事项方案;

20) 建立健全内部监督管理和风险控制制度，加强内部合规管理;

21) 制定董事年度工作报告;

22) 听取总经理工作报告，检查总经理和其他高级管理人员对董事决议的执行情况;

23) 决定公司安全生产、生态环保、维护稳定、社会责任方面的重大事项;

24) 指导重大诉讼、仲裁等法律事务处理事项;

25) 法律、行政法规规定的其他职权。

（3）监事会

公司不设监事会或监事。

（4）总经理

公司根据股东的推荐设总经理1名，由董事决定聘任或解聘。经股东同意，总经理可由董事兼任。总经理聘任期每届3年，获连续受聘可以连任。

总经理对董事负责，按照其职责要求定期向董事报告其工作情况。行使以下职权:

1) 主持公司的经营管理工作，组织实施股东和董事的决定;

2) 拟订公司的发展战略和规划、经营计划，并组织实施;

3) 拟订公司年度投资计划和投资方案，并组织实施;

4) 根据公司年度投资计划和投资方案，按规定权限决定投资项目，批准经常性项目费用和长期投资阶段性费用的支出;

5) 拟订公司融资方案;

6) 拟订公司的担保方案;

7) 拟订公司的资产处置方案、对外捐赠或者赞助方案;

8) 拟订公司年度财务预算方案、决算方案、利润分配方案和弥补亏损方案;

9) 拟订公司增加或减少注册资本的方案;

10) 拟订公司内部管理机构设置方案，以及分公司、子公司的设立或者撤销方案;

11) 拟订公司的基本管理制度，制定公司的具体规章;

12) 拟订公司的改革、重组方案;

13) 按照有关规定，提请董事聘任或者解聘公司有关高级管理人员；

14) 按照有关规定，聘任或者解聘除应当由董事决定聘任或者解聘以外的人员；

15) 拟订公司职工收入分配方案，按照有关规定，对子公司职工收入分配方案提出意见；

16) 拟订内部监督管理和风险控制制度，拟订公司建立风险管理体系、内部控制体系、违规经营投资责任追究工作体系和合规管理体系的方案，经董事批准后组织实施；

17) 建立总经理办公会制度，召集和主持总经理办公会；

18) 协调、检查和督促各部门、分公司、子公司的生产经营管理和改革发展工作；

19) 提出公司行使所出资企业股东权利所涉及重大事项的建议；

20) 法律、行政法规或者董事授权行使的其他职权。

3、内部控制制度

（1）会计核算

原始权益人严格遵照国家统一的企业会计准则和相关法律法规，建立了规范的会计工作秩序，通过规范统一会计处理流程及方法，加强原始权益人会计管理，提高会计工作的质量和水平。与此同时，原始权益人通过不断加强和完善财务信息系统，财务核算工作全面实现信息化，有效保证了会计信息及资料的真实、完整。

（2）财务管理

原始权益人及各子公司执行统一的会计政策，原始权益人制定了包括《筹资管理制度》《会计基础工作管理制度》《内部控制管理制度》《现金管理办法》《银行存款管理办法》《票据管理办法》《财产保险管理办法》《资金清查管理办法》《发票管理办法》《资金、费用管理办法》《固定资产管理办法》《全面预算管理办法》等一系列财务核算管理制度，指导原始权益人各部门及子公司的财务核算工作。

（3）风险控制

原始权益人适用于其控股股东申能股份制订的内控管理制度、生产管理制度和安全管理制度等，形成了较规范的管理体系，能够预防、及时发现和纠正经营活动中可能出现的问题，能够适应经营管理和业务发展的要求。

总体来看，公司制定了较为健全的内部管理机制，财务内控制度规范，有利于保证公司内各部门、各子公司的高质量运转。

3.1.5 主营业务情况

青海新能源经批准的营业范围如下：新能源与可再生能源发电项目的开发、建设运营，与电力、能源相关的环保产业项目的经营管理，新能源科技领域内技术开发、技术转让、技术咨询、技术服务，项目工程管理，新能源设备销售、安装，合同能源管理。（以上经营范围依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）

青海新能源主要从事风力及光伏项目的运营投资，是申能股份的核心业务领域之一。最近三年及一期，青海新能源营业收入、营业成本、营业毛利率按板块划分如下：

表 3-3. 青海新能源 2026 年 1-6 月主要业务板块情况

主要业务板块	营业收入（万元）	营业成本（万元）	毛利率（%）	收入占比（%）
售电业务	45,252.55	24,481.20	45.90	100.00
合计	**45,252.55**	**24,481.20**	**-**	**100.00**

表 3-4. 青海新能源 2025 年主要业务板块情况

主要业务板块	营业收入（万元）	营业成本（万元）	毛利率（%）	收入占比（%）
售电业务	96,934.00	50,373.88	48.03	100.00
合计	**96,934.00**	**50,373.88**	**-**	**100.00**

表 3-5. 青海新能源 2024 年主要业务板块情况

主要业务板块	营业收入（万元）	营业成本（万元）	毛利率（%）	收入占比（%）
售电业务	101,293.06	50,595.57	50.05	100.00
合计	**101,293.06**	**50,595.57**	**-**	**100.00**

表 3-6. 青海新能源 2023 年主要业务板块情况

主要业务板块	营业收入（万元）	营业成本（万元）	毛利率（%）	收入占比（%）
售电业务	107,657.34	49,801.26	53.74	100.00
合计	**107,657.34**	**49,801.26**	**-**	**100.00**

3.1.6 最近三年及一期财务情况

（一）最近三年及一期财务报表

原始权益人 2023 年度、2024 年度、2025 年度和 2026 年 1-6 月的财务报告根据《企业会计准则》的规定编制，且 2023 年度财务报告已经上会会计师事务所（特殊普通合伙）

审计，2024-2025年度财务报告已经大华会计师事务所（特殊普通合伙）审计，并分别出具了上会师报字（2024）第6996号、大华审字[2025]0211013941号及大华审字[2026]0211011408号标准无保留意见的审计报告，2026年1-6月的财务报告未经审计。

1、资产负债表

表3-7. 青海新能源最近三年及一期合并资产负债表

单位：万元

项目	2026年6月30日	2025年12月31日	2024年12月31日	2023年12月31日
流动资产:				
货币资金	22,733.83	40,163.20	24,281.58	27,163.64
应收票据	-	-	1,704.77	1,263.11
应收账款	210,346.21	201,102.55	212,494.08	182,686.03
预付款项	741.13	739.19	1,255.94	1,341.23
其他应收款	112,813.44	126,766.59	118,093.09	92,821.11
存货	67.05	67.05	67.05	-
其他流动资产	11,843.15	15,649.98	23,458.27	32,819.45
流动资产合计	**358,544.81**	**384,488.56**	**381,354.78**	**338,094.57**
非流动资产:				
其他非流动金融资产	1,046.29	1,046.29	1,046.29	1,046.29
固定资产	505,751.73	519,141.65	550,669.90	518,490.32
在建工程	-	0.28	145.61	-
使用权资产	96,560.55	99,575.63	105,605.81	175,991.85
无形资产	10,173.59	10,540.14	11,251.20	11,876.99
递延所得税资产	1,010.49	975.02	159.26	681.23
非流动资产合计	**614,542.65**	**631,279.02**	**668,878.05**	**708,086.68**
资产总计	**973,087.46**	**1,015,767.58**	**1,050,232.84**	**1,046,181.26**
流动负债:				
应付账款	34,506.94	37,840.71	38,765.04	40,102.26
应付职工薪酬	102.10	360.75	172.20	339.47
应交税费	866.15	727.13	685.70	632.15
其他应付款	33,101.02	26,001.02	28,361.80	27,563.08
一年内到期的非流动负债	13,482.30	106,542.03	137,646.88	53,017.99
其他流动负债	14,653.73	14,797.54	15,085.15	25,049.63
流动负债合计	**96,712.24**	**186,269.18**	**220,716.77**	**146,704.59**
非流动负债:				
长期借款	390,347.36	330,347.36	349,117.16	359,668.18
租赁负债	114,643.08	114,757.64	117,311.86	193,997.14
长期应付款	7,789.15	7,790.00	7,830.00	15,150.00
递延所得税负债	-	-	-	514.93
非流动负债合计	**512,779.58**	**452,895.00**	**474,259.02**	**569,330.25**
负债合计	**609,491.82**	**639,164.18**	**694,975.79**	**716,034.84**
所有者权益:				
实收资本	220,000.00	220,000.00	220,000.00	220,000.00

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
资本公积金	382.39	382.39	365.68	313.36
专项储备	133.17	66.71	668.78	-
盈余公积	5,719.41	5,719.41	5,293.42	4,203.88
未分配利润	137,360.68	150,434.89	128,929.17	105,629.17
归属于母公司所有者权益合计	**363,595.64**	**376,603.40**	**355,257.05**	**330,146.41**
少数股东权益	-	-	-	-
所有者权益合计	**363,595.64**	**376,603.40**	**355,257.05**	**330,146.41**
负债和所有者权益总计	**973,087.46**	**1,015,767.58**	**1,050,232.84**	**1,046,181.26**

2、利润表

表 3-8. 青海新能源最近三年及一期合并利润表

单位：万元

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
营业总收入	**45,252.55**	**96,934.00**	**101,293.06**	**107,657.34**
营业收入	45,252.55	96,934.00	101,293.06	107,657.34
营业总成本	**33,357.22**	**70,212.56**	**75,054.56**	**75,487.50**
营业成本	24,481.20	50,373.88	50,595.57	49,801.26
税金及附加	394.80	773.91	795.26	753.56
销售费用	-	-	-	-
管理费用	507.17	1,735.47	1,192.82	1,704.66
研发费用	-	-	-	-
财务费用	7,974.05	17,329.29	22,470.91	23,228.01
加：其他收益	30.94	246.04	324.03	355.76
投资收益	-	-	-	0.00
公允价值变动损益	-	-	-	-
资产减值损失	-	-	-	-
信用减值损失	-141.90	-2,754.00	-	-
资产处置收益	-	-	-	-
营业利润	**11,784.38**	**24,213.48**	**26,562.53**	**32,525.60**
加：营业外收入	-	519.81	5.00	-
减：营业外支出	97.59	102.17	18.43	16.23
利润总额	**11,686.79**	**24,631.13**	**26,549.10**	**32,509.38**
减：所得税	1,761.00	2,699.43	2,159.56	2,768.17
净利润	**9,925.79**	**21,931.70**	**24,389.54**	**29,741.21**
持续经营净利润	9,925.79	21,931.70	24,389.54	29,741.21
终止经营净利润	-	-	-	-
减：少数股东损益	-	-	-	118.71
归属于母公司所有者的净利润	9,925.79	21,931.70	24,389.54	29,622.50
加：其他综合收益	-	-	-	-
综合收益总额	**9,925.79**	**21,931.70**	**24,389.54**	**29,741.21**
减：归属于少数股东的综合收益总额	-	-	-	118.71

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
归属于母公司普通股东综合收益总额	9,925.79	21,931.70	24,389.54	29,622.50

3、现金流量表

表 3-9. 青海新能源最近三年及一期合并现金流量表

单位：万元

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
经营活动产生的现金流量:				
销售商品、提供劳务收到的现金	41,740.07	120,390.27	84,201.61	91,899.50
收到的税费返还	7.61	257.32	1,724.02	8,704.52
收到其他与经营活动有关的现金	61.29	335.93	1,897.49	1,913.37
经营活动现金流入小计	**41,808.97**	**120,983.52**	**87,823.12**	**102,517.39**
购买商品、接受劳务支付的现金	5,174.50	9,694.49	10,861.85	6,683.11
支付给职工以及为职工支付的现金	675.09	1,003.89	1,134.92	865.14
支付的各项税费	3,446.10	8,886.08	7,223.22	6,893.22
支付其他与经营活动有关的现金	120.05	300.47	235.73	1,050.10
经营活动现金流出小计	**9,415.74**	**19,884.92**	**19,455.72**	**15,491.57**
经营活动产生的现金流量净额	**32,393.23**	**101,098.60**	**68,367.40**	**87,025.81**
投资活动产生的现金流量:				
收回投资收到的现金	-	-	-	-
取得投资收益收到的现金	-	-	-	3,772.23
处置固定资产、无形资产和其他长期资产收回的现金净额	-	-	-	-
处置子公司及其他营业单位收到的现金净额	-	-	-	16,527.30
收到其他与投资活动有关的现金	62,100.00	23,612.09	19,045.00	3,057.00
投资活动现金流入小计	**62,100.00**	**23,612.09**	**19,045.00**	**23,356.53**
购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	6,823.23	3,917.68	2,718.07	34,634.01
投资支付的现金	-	-	-	-
取得子公司及其他营业单位支付的现金净额	-	-	-	16,552.28
支付其他与投资活动有关的现金	48,000.00	31,300.00	44,260.00	92,500.00
投资活动现金流出小计	**54,823.23**	**35,217.68**	**46,978.07**	**143,686.29**
投资活动产生的现金流量净额	**7,276.77**	**-11,605.59**	**-27,933.07**	**-120,329.76**
筹资活动产生的现金流量:				
吸收投资收到的现金	-	-	-	-
其中：子公司吸收少数股东投资收到的现金	-	-	-	-
取得借款收到的现金	60,000.00	100,385.00	158,574.98	13,416.00
收到其他与筹资活动有关的现金	7,600.00	63,100.00	14,630.00	100,210.00
筹资活动现金流入小计	**67,600.00**	**163,485.00**	**173,204.98**	**113,626.00**
偿还债务支付的现金	91,648.62	150,226.18	84,540.62	20,780.00
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	29,162.62	13,082.51	16,811.08	15,693.08
其中：子公司支付给少数股东的股利、利润	-	-	-	-
支付其他与筹资活动有关的现金	3,888.14	73,777.92	114,702.12	91,078.84
筹资活动现金流出小计	**124,699.37**	**237,086.61**	**216,053.81**	**127,551.92**

项目	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度
筹资活动产生的现金流量净额	**-57,099.37**	**-73,601.61**	**-42,848.83**	**-13,925.92**
现金及现金等价物净增加额	**-17,429.37**	**15,891.39**	**-2,414.50**	**-47,229.87**
期初现金及现金等价物余额	40,130.18	24,238.79	26,653.30	73,883.16
期末现金及现金等价物余额	22,700.81	40,130.18	24,238.79	26,653.30

（二）主要财务指标分析

1、主要财务数据指标

表3-10.青海新能源主要财务数据指标

项目	2026年6月末/2026年1-6月	2025年末/2025年度	2024年末/2024年度	2023年末/2023年度
总资产（亿元）	97.31	101.58	105.02	104.62
资产负债率（%）	62.63	62.92	66.17	68.44
营业收入（亿元）	4.53	9.69	10.13	10.77
营业毛利率（%）	45.90	48.03	50.05	53.74
净利润（亿元）	0.99	2.19	2.44	2.97
经营活动产生的现金流量净额（亿元）	3.24	10.11	6.84	8.70
EBITDA（亿元）	4.03	8.34	9.10	9.66

原始权益人报告期内营业收入、净利润及EBITDA存在小幅下降情况，上述波动系同期其持有项目所处的青海、新疆等区域风光资源波动、新能源行业投资收益率系统性回落等因素叠加所致，具体分析如下:

（1）风光资源波动是收入下降的主导因素

原始权益人售电收入占营业收入比重为100%，其项目集中布局于青海、新疆等新能源装机高增长区域。报告期内，区域风光自然资源年际波动，导致发电量与营业收入承压。上述风光自然资源波动对本项目的影响，已在项目评估测算中同步考虑。

（2）受成本刚性影响，收入波动对利润影响放大

原始权益人的营业成本以刚性较大的折旧摊销为主，导致报告期内利润的波幅大于收入的波幅。

（3）行业投资收益率系统性回落

因行业周期特性，新能源项目投资收益率近年存在递减趋势，行业趋势在已上市同类风电 REITs 项目的存续期业绩中也有所体现，原始权益人近年的业绩表现与行业趋势存在一致性，属系统性因素而非公司个体因素。

2、资产结构分析

最近三年及一期，原始权益人资产总额分别为 1,046,181.26 万元、1,050,232.84 万元、1,015,767.58 万元及 973,087.46 万元，总资产规模呈波动下降趋势，主要原因是在企业资产结构无变动的情况下青海新能源资金上划至上海新能源、项目公司收到应收账款国补回款、清理其他应收款，以及固定资产折旧、无形资产摊销等。从资产结构来看，原始权益人的流动资产占比较少，最近三年及一期，原始权益人流动资产分别为 338,094.57 万元、381,354.78 万元、384,488.56 万元及 358,544.81 万元，占总资产比重分别为 32.32%、36.31%、37.86%及 36.85%，主要包括应收账款、其他应收款、货币资金等科目。最近三年及一期，原始权益人非流动资产分别为 708,086.68 万元、668,878.05 万元、631,279.02 万元和 614,542.65 万元，占资产总额的比例分别为 67.68%、63.69%、62.14%和 63.15%，占总资产比重较高，主要原因系新能源行业机器设备及土地成本投入较大造成。

3、负债结构分析

最近三年及一期末，原始权益人负债总额分别为 716,034.84 万元、694,975.79 万元、639,164.18 万元及 609,491.82 万元，负债总额整体呈下降趋势，主要原因系在按期偿还金融类负债的同时也会提前偿还借款本金，以及积极与融资机构沟通下调融资利率等；按期结算往期经营性欠款；开展内部往来款项清理工作。最近三年及一期末，原始权益人流动负债总额分别为 146,704.59 万元、220,716.77 万元、186,269.18 万元和 96,712.24 万元，在负债总额中的占比分别为 20.49%、31.76%、29.14%和 15.87%；非流动负债总额分别为 569,330.25 万元、474,259.02 万元、452,895.00 万元和 512,779.58 万元，在负债总额中的占比分别为 79.51%、68.24%、70.86%和 84.13%。

公司流动负债主要由应付账款、其他应付款、一年内到期的非流动负债构成，最近三年及一期上述三项合计占流动负债的比例分别为应付账款 27.34%、17.56%、20.32%及 35.68%，其他应付款 18.79%、12.85%、13.96%及 34.23%，一年内到期的非流动负债 36.14%、62.36%、57.20%及 13.94%，为流动负债的主要组成部分。原始权益人非流动负债的主要构成为长期借款和租赁负债，长期借款占非流动负债比例为 63.17%、73.61%、72.94%及 76.12%，租赁负债占非流动负债比例为 34.07%、24.74%、25.34%及 22.36%。

4、现金流分析

经营活动现金流方面，最近三年及一期，原始权益人经营活动产生的现金流量净额分别为87,025.81万元、68,367.40万元、101,098.60万元和32,393.23万元。2023年度经营活动现金流净额较高，2024年度有所下降，2025年度回升至10亿元以上，系当年项目公司收到国补回款6.7亿元，2026年1-6月因季节性因素净流入较少。

投资活动现金流方面，原始权益人投资活动产生的现金流量净额最近三年各期均为负值，2026年1-6月转为净流入。最近三年及一期，原始权益人投资活动产生的现金流量净额分别为-120,329.76万元、-27,933.07万元、-11,605.59万元及7,276.77万元，主要系购建固定资产、无形资产等支付的现金逐步减少，在建项目转固，同时收到其他与投资活动有关的现金波动影响。

筹资活动现金流方面，最近三年及一期，原始权益人筹资活动产生的现金流量净额分别为-13,925.92万元、-42,848.83万元、-73,601.61万元及-57,099.37万元，近三年净流出呈扩大趋势，主要系项目公司提前偿还债务、分配股利及支付其他筹资活动现金流出较大，同时取得借款收到的现金波动所致。

5、盈利能力分析

表3-11.原始权益人最近三年及一期盈利指标

单位：万元

盈利能力指标	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度
营业收入	45,252.55	96,934.00	101,293.06	107,657.34
净利润	9,925.79	21,931.70	24,389.54	29,741.21
总资产收益率	2.00%	2.12%	2.33%	2.87%
净资产收益率	5.36%	5.99%	7.12%	9.40%
毛利率	45.90%	48.03%	50.05%	53.74%
净利润率	21.93%	22.63%	24.08%	27.63%

注：（1）总资产收益率=净利润÷（（期初资产总额+期末资产总额）/2）×100%，其中2026年1-6月的总资产收益率=（2026年1-6月净利润*2）÷（（期初资产总额+期末资产总额）/2）×100%。

（2）净资产收益率=净利润÷（（期初净资产+期末净资产）/2）×100%，其中2026年1-6月的净资产收益率=（2026年1-6月净利润*2）÷（（期初净资产+期末净资产）/2）×100%。

（3）毛利率=（营业收入－营业成本）/营业收入×100%。

（4）净利润率=（净利润/营业收入）×100%。

原始权益人报告期内营业收入、净利润及EBITDA存在小幅下降情况，上述波动系同期其持有项目所处的青海、新疆等区域风光资源波动、新能源行业投资收益率系统性回落等因素叠加所致，详见本尽调报告之“第三章 对业务参与人的尽职调查”之“3.1 对原始权益人的尽职调查”之“3.1.6 最近三年及一期财务情况”之“（二）主要财务指标分析”之“1、主要财务数据指标”。

6、偿债能力分析

表 3-12. 原始权益人最近三年及一期偿债能力指标

偿债能力指标	2026年6月30日	2025年12月31日	2024年12月31日	2023年12月31日
流动比率	3.71	2.06	1.73	2.30
速动比率	3.71	2.06	1.73	2.30
资产负债率	62.63%	62.92%	66.17%	68.44%

从短期偿债指标来看，最近三年及一期末，原始权益人的流动比率分别为2.30、1.73、2.06和3.71，速动比率与之相近（因存货金额极小），公司流动比率和速动比率均大于1，短期偿债能力较强，主要系公司流动资产中应收账款和其他应收款占比较高。

最近三年及一期，公司资产负债率分别为68.44%、66.17%、62.92%和62.63%，整体呈逐年下降趋势，主要是由行业特性所决定。

7、持续经营能力

原始权益人近年来业务规模相对稳定。受行业周期性因素的影响，其部分财务数据有所波动，但最近三年及一期净利润与经营活动现金流量净额持续为正。截至2026年6月30日青海新能源资产负债率为62.63%，且公司无债务违约及重大违法违规记录。整体来看，公司经营稳健，具备持续经营能力。

3.1.7 资信情况

（一）主体信用评级

截至2026年6月30日，原始权益人无外部主体信用评级。

（二）银行授信情况

截至2026年6月30日，原始权益人及其下属子公司获得主要贷款银行授信额度合计66.63亿元，其中尚未使用额度为1.47亿元。

（三）资本市场公开融资情况

截至2026年6月30日，原始权益人无存量资本市场公开融资产品。

（四）历史信用表现

截至2026年6月30日，原始权益人不存在债务违约记录。

（五）最近三年重大违法违规行为

经项目组于2026年9月28日通过应急管理部网站、生态环境部网站、国家市场监督管理总局网站、国家发展和改革委员会网站、财政部网站、国家税务总局网站、国家企业信用信息公示系统、信用中国网、证券期货市场失信记录查询平台、中国裁判文书网、中国执行信息公开网-失信被执行人查询系统及中国执行信息公开网-被执行人信息查询系统等公开信息渠道进行检索，原始权益人最近三年在投资建设、生产运营、金融监管、工商、税务等方面不存在重大违法违规记录，不存在因严重违法失信行为被有权部门认定为失信被执行人、失信生产经营单位或者其他失信单位，或被暂停或者限制进行融资的情形。

3.1.8 对不动产项目的所有权及转让许可

详见本尽职调查报告“第二章 对不动产项目的尽职调查”之“2.5 不动产资产情况”之“2.5.3 不动产资产的可转让性及权利限制情况”。

3.1.9 回收资金使用计划

本项目净回收资金约为7.02亿元。募集资金将按照监管要求使用，以资本金注入方式投入新项目建设，具体用途为临港2#海上光伏项目和瓮安县平定200MW风电项目以及补充流动资金，补充流动资金不超过净回收资金总额的15%，拟投资项目情况详见下表:

表3-13. 募集资金拟投资项目

类别	募集资金投资项目情况	
项目名称	临港2#海上光伏项目	瓮安县平定200MW风电项目
项目地点	上海市浦东新区	贵州省黔南布依族苗族自治州瓮安县
项目总投资（亿元）	45.00	10.00
项目资本金总额（亿元）	9.00	2.00
申能股份剩余项目资本金缺口（截至2026年6月末、	5.94	1.80

类别	募集资金投资项目情况	
亿元）		
建设内容和规模	建设规模为直流侧85万千瓦/交流侧65万千瓦，厂址水深约5~8米，离岸距离约10公里	建设规模200MW的风力发电项目
前期工作进展	已于2025年9月取得上海市发展和改革委员会出具的竞争配置结果通知（沪发改能源〔2025〕174号）	已于2024年12月取得项目建设规模指标，列入贵州省2024年度风电光伏发电建设规模项目计划（第三批），项目电力接入系统设计报告已取得电网公司审查意见
拟使用募集资金规模（亿元）	5.94	0.03
募集资金投入项目的具体方式	项目资本金或其他	项目资本金或其他

原始权益人及其股东发起人在《关于回收资金使用的承诺函》中已承诺"回收资金拟投资或收购的固定资产投资项目情况真实；符合国家产业政策和本公司主营业务；本公司承诺建立并落实相关回收资金管理制度，实行严格闭环管理，使用过程中将严格遵守房地产调控政策要求，不将回收资金变相用于商品住宅开发项目；回收资金将严格按照进度要求使用，即基金购入不动产项目完成之日起2年内，净回收资金使用率不低于75%，3年内全部使用完毕。"

原始权益人已制定《申能新能源（青海）有限公司不动产投资信托基金回收资金管理办法》（以下简称《回收资金管理办法》），要求回收资金的使用本着规范、透明的原则，按照适用法规要求使用回收资金；回收资金使用主体应当确保回收资金使用的真实性，并采取有效措施避免资金用于购置商品住宅用地。

同时，《回收资金管理办法》明确回收资金投资项目通过下属公司实施的，该下属公司应遵守《回收资金管理办法》，回收资金投资项目通过公司的其他关联方实施的，该关联方应向公司书面承诺遵守《回收资金管理办法》。

3.1.10 尽职调查程序

1、项目组以书面审查、互联网检索等方式就原始权益人的设立、存续情况、历史沿革和历次变更情况进行了核查，包括：查阅原始权益人的营业执照、设立或变更登记申请书等工商文件；登录企业信用信息网查询原始权益人的注册登记信息及历次变更信息；就原始权益人设立、存续和历史沿革及变更有关事项与原始权益人进行书面确认。

2、项目组以书面审查、互联网检索、书面确认等方式就原始权益人股东及实际控制人的情况进行了核查，包括：查阅原始权益人营业执照、公司章程等文件，对原始权益人股东及其持股比例、出资方式等进行核查；核查法人股东的营业执照与章程；就原始权益人股东及实际控制人有关事项进行书面确认。

3、项目组以书面审查、书面确认等方式就原始权益人组织架构、治理结构和内部控制情况进行了核查，包括：查阅原始权益人章程、内部治理、相关业务管理及风险控制制度等文件；就组织架构、治理结构和内部控制实际运作情况与原始权益人进行书面确认。

4、项目组以书面审查等方式就原始权益人是否对不动产项目享有完全所有权或经营权利，且上述权利是否存在重大经济或法律纠纷进行了核查，包括：查阅了与不动产项目相关的政府文件；查阅了项目公司章程，对原始权益人对其持股比例、出资方式等进行核查；就上述事项对原始权益人进行书面确认；获取了法律顾问出具的法律意见书并查阅其对上述事项出具的意见。

5、项目组以书面审查等方式就转让不动产项目的内部授权情况进行了核查，包括：查阅了与不动产项目转让相关的内部决议及会议纪要和国资委非公开协议转让申请文件。获取了法律顾问出具的法律意见书并查阅其对上述事项出具的意见。

6、项目组以书面审查等方式就不动产基金是否可合法取得不动产项目的所有权或经营权利进行了核查，包括：查阅了与不动产项目转让相关的内部决议文件和政府文件（如有）；获取并查阅了不动产资产支持证券和不动产基金设立、交易相关文件；获取了法律顾问出具的法律意见书并查阅其对上述事项出具的意见。

7、项目组以书面审查、询问等方式就原始权益人财务情况进行了核查，包括：获取并查阅了原始权益人财务报表和审计报告，并对其执行分析性程序；就财务报表或审计报告中的重大变动或异常事项向原始权益人询问及分析。

8、项目组以书面审查等方式就转让不动产项目的外部有权机构审批情况进行了核查，包括：查阅了中国法律对新能源项目公司股权及收费权转让和企业国有产权转让的限制性规定；获取并查阅了与转让行为相关的内部决议及其他政府文件；获取了法律顾问出具的法律意见书并查阅其对上述事项出具的意见。

9、项目组以书面审查、互联网检索及书面确认等方式对原始权益人的资信水平及商业信用情况、主体评级情况、违法违规、失信及诉讼仲裁情况进行了核查，包括：获取和查阅了中国人民银行征信中心出具的《企业信用报告》；获取和查阅了信用评级机构

出具的信用评级报告；通过应急管理部网站、生态环境部网站、国家市场监督管理总局网站、国家发展和改革委员会网站、财政部网站、国家税务总局网站、国家企业信用信息公示系统、“信用中国”平台、证券期货市场失信记录查询平台、中国裁判文书网、中国执行信息公开网-失信被执行人查询系统及中国执行信息公开网-被执行人信息查询系统等各公开信息渠道进行检索；取得原始权益人出具的相关承诺函。

10、项目组以书面审查、询问等方式就原始权益人回收资金使用计划进行了核查，包括：拟投项目名称、资本金缺口情况、项目建设内容和规模、项目前期工作进展等。

3.2 对运营管理机构的尽职调查

3.2.1 运营管理机构情况

（一）运营管理机构基本情况

表 3-14. 上海新能源基本情况

公司名称	上海申能新能源投资有限公司
注册地址	中国（上海）自由贸易试验区陆家嘴环路958号1006A室
企业性质	有限责任公司（非自然人投资或控股的法人独资）
法定代表人/主要负责人	周承斌
经营范围	可再生能源相关技术开发和设备销售及安装、资源利用、项目投资及相关产业经营、电力业务，与电力、能源相关的环保产业的项目投资、经营管理及“四技”服务，自有房屋租赁。【依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动】
注册资本	250,000万元人民币
统一社会信用代码	913101151322383529
成立日期	1995年8月16日
营业期限	至2049年8月15日

（二）运营管理机构设立、存续及历史沿革情况

上海新能源成立于1995年8月16日，注册资本为人民币250,000万元，全部以货币方式出资（出资时间为2021年8月5日），法定代表人为周承斌，注册地址为中国（上海）自由贸易试验区陆家嘴环路958号1006A室，营业期限至2049年8月15日。

根据2025年6月修订的《上海申能新能源投资有限公司章程》（以下简称“《公司章程》”）第十九条之规定，公司由申能股份有限公司单独出资，持股比例100%。

1、上海新能源前身为上海申能科技发展有限公司，经上海市工商行政管理局批准，由申能股份有限公司、中国建设银行上海市信托投资公司及上海大学合资组建。2005 年 7 月，公司改制并更名为上海申能新能源投资有限公司，注册资本由人民币 5,000 万元增至 20,000 万元。股权转让及增资后，申能（集团）有限公司出资 10,000 万元（占 50%），申能股份有限公司出资 6,000 万元（占 30%），上海燃气（集团）有限公司出资 4,000 万元（占 20%）。

2、2008 年，公司增加注册资本至人民币 40,000 万元，各股东出资比例不变。

3、2011 年，公司增加注册资本至人民币 60,000 万元，各股东出资比例不变。

4、2012 年，公司增加注册资本至人民币 90,000 万元，各股东出资比例不变。

5、2015 年 4 月 7 日，申能（集团）有限公司和上海燃气（集团）有限公司将其持有的公司合计 70%股权转让给申能股份有限公司，公司变更为申能股份有限公司持股 100%的有限责任公司。

6、2020 年 9 月 1 日，公司注册资本由人民币 90,000 万元增至 160,000 万元。

7、2021 年 5 月 7 日，公司注册资本由人民币 160,000 万元增至 250,000 万元。

（三）股权情况

上海新能源股权结构如下图所示:

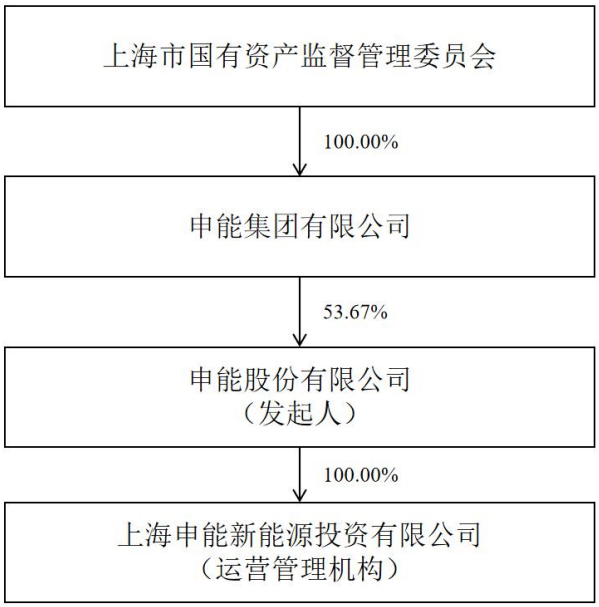


图 3-3. 上海新能源股权结构图

截至 2026 年 6 月 30 日，上海新能源股东为申能股份有限公司，持股比例 100%;申能股份的控股股东为申能（集团）有限公司，上海新能源的实际控制人为上海市国有资产监督管理委员会。

（四）组织架构、治理结构

1、组织架构

上海新能源的组织架构图如下:

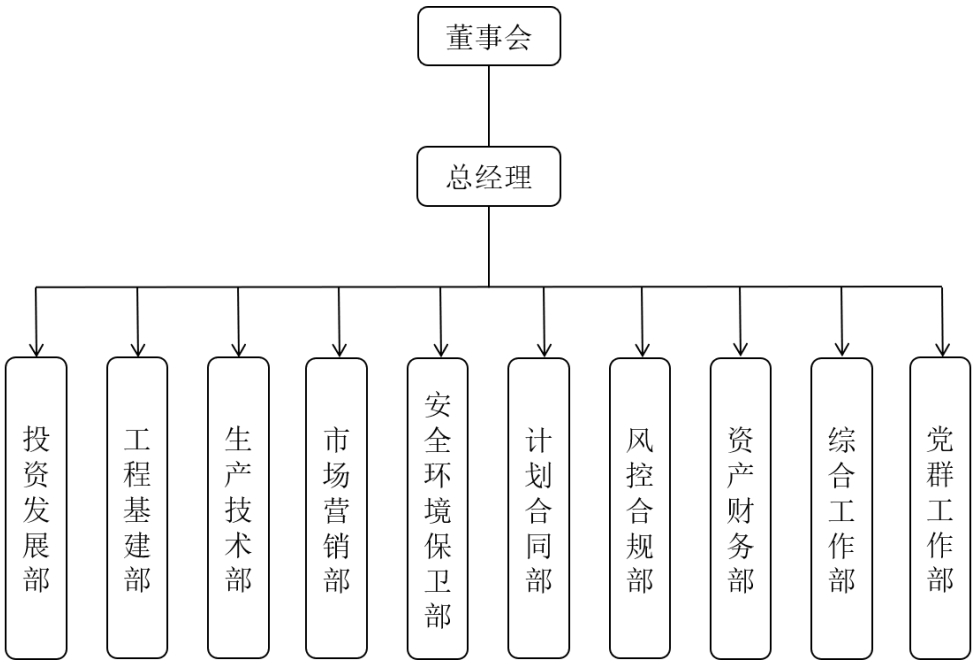


图 3-4. 上海申能新能源投资有限公司组织架构图

上海新能源本部下设投资发展部、工程基建部、生产技术部、市场营销部、安全环境保卫部、计划合同部、风控合规部、资产财务部、综合工作部、党群工作部共十个职能部门，各部门分工明确，组织机构运行情况良好。

各部门主要职责如下:

（1）投资发展部: 主要负责项目开发、技术管理、政策研究、企业规划、合同管理和招标管理、第三方尽调、综合事务、安全管理等工作。

（2）工程基建部: 主要负责项目开发、工程管理、技术管理、合同管理和招标管理、综合事务、安全管理等工作。

（3）生产技术部: 主要负责生产规划、生产计划、生产运行管理、生产技改及科技创新项目管理、生产技术管理、生产分析、对标管理、生产准备工作管理、备品备件管理、综合事务、安全管理等工作。

（4）市场营销部：主要负责营销计划管理、电量结算管理、电力交易管理、综合事务、安全管理等工作。

（5）安全环境保卫部：主要负责安全目标管理、安全检查、“安全生产月”等活动、专项整治工作、安全事故管理、应急管理、职业健康管理、基建、科技、技改项目安全管理、日常安全管理、环境保护管理、内保体系建设、标准化建设、风险隐患管理、门卫出入管理、治安事件管理、消防管理、技防设施管理、综合事务等工作。

（6）计划合同部：主要负责计划管理、合同管理、合同结算管理、采购管理、物资管理、供应商管理、综合事务、安全管理等工作。

（7）风控合规部：主要负责内控管理、风控管理、法务管理、综合事务、安全管理等工作。

（8）资产财务部：主要负责资金管理、会计核算、财务管理、税务管理、预算管理、资产管理、保险事务、财务信息系统管理、综合业务、安全管理等工作。

（9）综合工作部：主要负责企业管理、行政管理、信息化管理、档案管理、信访工作管理、安全保密工作、综合业务、安全管理等工作。

（10）党群工作部：主要负责组织工作、纪检工作、宣传工作、群团工作、薪酬福利管理、绩效考核管理、招聘与配置、培训与开发、出国（境）管理、信访工作管理、安全保密工作、综合业务、安全管理等工作。

2、治理结构

上海新能源根据《中华人民共和国公司法》《中华人民共和国企业国有资产法》等相关法律法规和《公司章程》的规定，建立了完善的法人治理结构。根据《公司章程》之约定，上海新能源治理机构设置情况及运行情况如下：

(1) 股东

根据《公司章程》第十九条、第二十条之规定，公司不设股东会，由申能股份有限公司单独出资并依法行使下列职权：

1) 决定公司的投资计划；

2) 决定公司投资项目及投资方案；

3) 委派和更换董事，对其履职情况进行评价，决定其报酬事项；

4) 审议批准公司年度财务预决算方案及调整；

5) 审议批准融资担保和资金出借事项；

6) 审议批准对外捐赠或者赞助；

7) 审议批准公司的利润分配方案和弥补亏损方案;

8) 审议批准公司业绩考核和重大收入分配事项;

9) 对公司增加或者减少注册资本作出决议;

10) 决定公司合并、分立、解散、清算、申请破产或者变更公司形式;

11) 制定或批准公司章程和章程修改方案;

12) 决定资产交易事项;

13) 决定重大财务事项和重大会计政策、会计估计变更方案;

14) 决定公司关联交易事项;

15) 决定聘用或者解聘承办公司审计业务的会计师事务所;

16) 对公司年度财务决算和重大事项进行抽查检查;

17) 法律、行政法规规定的其他职权。

(2) 董事

根据《公司章程》第二十三条、第二十四条之规定，公司不设董事会，设一名董事（执行公司事务的董事）。董事每届任期一般为3年，任期届满经委派可以连任。董事对股东负责，行使下列职权:

1) 执行股东的决议，向股东报告工作;

2) 制定及评估公司中长期规划及三年规划，确定重点投资领域和方向的重大事项;

3) 制订公司的年度财务预决算方案及调整;

4) 制订公司年度投资计划，决定公司年度经营计划，制订投资项目及投资方案;

5) 制订公司的利润分配方案和弥补亏损方案;

6) 制定资产交易事项方案;

7) 制订公司章程和提出公司章程修改方案;

8) 制定公司基本管理制度以及认为必要的其他规章制度;

9) 决定对所投资企业重大事项的管理原则和方案;

10) 制订公司增加或者减少注册资本的方案;

11) 制订公司合并、分立、变更公司形式、解散、清算、申请破产的方案;

12) 决定公司内部管理机构的设置与调整;

13) 制订子企业的设立、合并、分立、改制、解散、变更公司形式、申请破产或者清算方案;

14) 制定聘任或者解聘公司总经理、副总经理和其他高级管理人员及其报酬事项方案;

15) 制订公司的重大收入分配方案;

16) 制订对外捐赠或者赞助方案;

17) 制订公司融资担保及资金出借事项及方案;

18) 制订重大会计政策和会计估计变更方案;

19) 制订关联交易事项方案;

20) 建立健全内部监督管理和风险控制制度，加强内部合规管理;

21) 制定董事年度工作报告;

22) 听取总经理工作报告,检查总经理和其他高级管理人员对股东和董事决定的执行情况;

23) 决定公司安全生产、生态环保、维护稳定、社会责任方面的重大事项;

24) 指导公司重大诉讼、仲裁等法律事务处理事项;

25) 法律、行政法规规定的其他职权。

(3) 经理层及高级管理人员

根据《公司章程》第三十条至第三十二条之规定，公司经理层设总经理1名，由董事决定聘任或解聘。经股东同意，总经理可由董事兼任。总经理聘任期每届3年，获连续受聘可以连任。总经理对董事负责，行使下列职权:

1) 主持公司的经营管理工作，组织实施股东和董事的决定;

2) 拟订公司的发展战略和规划、经营计划，并组织实施;

3) 拟订公司年度投资计划和投资方案，并组织实施;

4) 根据公司年度投资计划和投资方案，按规定权限决定投资项目，批准经常性项目费用和长期投资阶段性费用的支出;

5) 拟订公司融资方案;

6) 拟定公司的担保方案;

7) 拟定公司的资产处置方案、对外捐赠或者赞助方案;

8) 拟订公司年度财务预算方案、决算方案、利润分配方案和弥补亏损方案;

9) 拟订公司增加或者减少注册资本的方案;

10) 拟订公司内部管理机构设置方案，以及分公司、子公司的设立或者撤销方案;

11) 拟订公司的基本管理制度，制定公司的具体规章;

12) 拟订公司的改革、重组方案;

13) 按照有关规定提请董事聘任或者解聘公司有关高级管理人员;

14) 按照有关规定，聘任或者解聘除应当由董事决定聘任或者解聘以外的人员；

15) 拟订公司职工收入分配方案，按照有关规定，对子公司职工收入分配方案提出意见；

16) 拟订内部监督管理和风险控制制度，拟订公司建立风险管理体系、内部控制体系、违规经营投资责任追究工作体系和合规管理体系的方案，经董事批准后组织实施；

17) 建立总经理办公会制度，召集和主持总经理办公会；

18) 协调、检查和督促各部门、分公司、子公司的生产经营管理和改革发展工作；

19) 提出公司行使所出资企业股东权利所涉及重大事项的建议；

20) 法律、行政法规或者董事授权行使的其他职权。

此外，公司设财务负责人，参与公司经营决策，负责公司财务管理工作。

(4) 监事会

根据《公司章程》之规定，公司不设监事会。公司股东依法对董事、高级管理人员的履职情况进行评价并行使监督权。

(5) 党组织

根据《中国共产党章程》《中国共产党国有企业基层组织工作条例（试行）》等规定及《公司章程》第十三条至第十八条之规定，经上级党组织批准，公司设立中共上海申能新能源投资有限公司委员会（以下简称“党委”）。同时，根据有关规定设立党的纪律检查委员会（以下简称“纪委”）。公司党委班子成员为3至7人，设党委书记1人，党委副书记视实际需要设立，设纪委书记1人。公司党委发挥领导作用，把方向、管大局、保落实，依照规定讨论和决定公司重大事项。

（五）不动产项目运营管理资质和经验

1、证监会备案

根据《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》第四十条规定，运营管理机构应当按照《中华人民共和国证券投资基金法》（以下简称“《基金法》”）规定经中国证监会备案。在《运营管理服务协议》等相关法律文件生效且上海新能源按照《基金法》在中国证监会完成备案后，上海新能源即取得作为本基金运营管理机构的相关资质。

2、同类型不动产项目运营管理经验

上海新能源系发起人的全资子公司，长期统筹管理申能股份旗下新能源项目的日常运营工作，运营管理团队已深耕新能源发电项目运营管理多年，具备成熟的运营管理机制、专业的运营管理团队和丰富的同类型不动产项目运营管理经验。

截至 2026 年 6 月末，上海新能源及其关联方运营管理的主要新能源发电企业装机容量超过 499.66 万千瓦，其中陆上风电项目装机容量超过 183.48 万千瓦，分布于青海、内蒙古、上海等省（区、市），主要新能源发电企业的具体情况如下表所示：

表 3-15. 上海新能源统筹管理和运营的主要新能源发电企业

编号	发电企业	类型	地区（省）	装机容量（万千瓦）
1	乌兰县华扬晟源新能源有限公司	陆风	青海	20
2	天门申赫能源科技有限公司	陆风	湖北	20
3	呼和浩特市国龙新能源有限公司	陆风	内蒙古	15
4	岢岚县风脉新能能源有限公司	陆风	山西	10
5	榆林协合新能源有限公司	陆风	陕西	10
6	乌兰县润晟新能源有限公司	陆风	青海	10
7	宁明县中汇新能源有限公司	陆风	广西	10
8	贵州罗甸申电风力发电有限公司	陆风	贵州	10
9	全南县三润新能源有限公司	陆风	江西	10
10	南召聚合风力发电有限公司	陆风	河南	9.78
11	申能新能源达茂风力发电有限公司	陆风	内蒙古	9.75
12	榆林协鑫智慧风力发电有限公司	陆风	陕西	7
13	上海华港风力发电有限公司	陆风	上海	6.75
14	淮阳县联浩风电开发有限公司	陆风	河南	5.2
15	格尔木瑞鑫达新能源有限公司	陆风	青海	5
16	漯河恒洁新能源有限公司	陆风	河南	5
17	格尔木清脉新能源科技有限公司	陆风	青海	5
18	格尔木东恒新能源有限公司	陆风	青海	5
19	濉溪县鑫风新能源有限公司	陆风	安徽	5
20	海南州鑫源新能源有限公司	陆风	青海	5
21	海南申能新能源有限公司	海风	海南	60.3

22	上海临港海上风力发电有限公司	海风	上海	21.28
23	如东协鑫海上风力发电有限公司	海风	江苏	20
24	如东智鑫海上风电有限公司	海风	江苏	15
25	独山卓申新能源有限公司	光伏	贵州	20
26	关岭卓阳新能源科技有限公司	光伏	贵州	20
27	宜城市申宜新能源有限公司	光伏	湖北	16.976
28	关岭申阳能源科技有限公司	光伏	贵州	15
29	岢岚京润新能源有限公司	光伏	山西	12
30	岢岚京能新能源有限公司	光伏	山西	10
31	含山县林阳新能源科技有限公司	光伏	安徽	10
32	宣城市永洋新能源科技有限公司	光伏	安徽	10
33	榆林协能鑫科光伏电力有限公司	光伏	陕西	10
34	枣庄峄之光新能源有限公司	光伏	山东	10
35	沙洋楚伏新能源有限公司	光伏	湖北	10
36	灌云永贯新能源科技有限公司	光伏	江苏	9.8
37	大荔煜龙新能源有限公司	光伏	陕西	8.82
38	枞阳县晨华新能源发电有限公司	光伏	安徽	8
39	岚县申河新能源有限公司	光伏	山西	8
40	宣城市永耀新能源科技有限公司	光伏	安徽	6
41	哈密华光发电有限责任公司	光伏	新疆	5
42	天门申赫能源科技有限公司	光伏	湖北	5
43	宁夏宁东申创新能源有限公司	光伏	宁夏	5

综上，运营管理机构具备丰富的同类型不动产项目运营管理经验。

3、管理人员和员工情况

上海新能源管理人员具备相关专业知识、技能以及相应的执业资质，任职资格符合《中华人民共和国公司法》和《公司章程》等有关规定。运营管理机构主要人员情况如下：

表 3-16.运营管理机构主要人员情况

序号	姓名	职务	工作履历		执业资格	相关从业年限
			时间	主要就职情况		
1	苏翊	党委书记、总经理	2000.09-至今	申能股份有限公司计划部副主管、主管；申能新能源（青海）有限公司副总经理；上海申能电力销售有限公司副总经理；上海申能电力销售有限公司党支部书记、总经理；海南申能新能源有限公司党支部书记、总经理；上海申能新能源投资有限公司党委书记、总经理，申能新能源（内蒙古）有限公司总经理，申能新能源（青海）有限公司总经理	工程师	26
2	陈晨	工会主席、副总经理	2005.07-至今	上海外高桥第三发电有限责任公司财务主管；上海申能电力销售有限公司计财部副经理、经理；上海申能电力销售有限公司资金财务部经理、上海申能投资发展有限公司财务部主任；上海申能新能源投资有限公司副总经理、工会主席，申能新能源（内蒙古）有限公司副总经理，申能新能源（青海）有限公司副总经理	高级会计师	21
3	钱磊	纪委书记、副总经理	2006.08-至今	上海外高桥第三发电有限责任公司发电部主任助理；上海外高桥第三发电有限责任公司发电运行部副经理；申能淮北发电基地设备管理部经理；淮北申皖发电有限公司副总经理、淮北申能发电有限公司副总经理；申能股份有限公司生技部副总经理；上海申能新能源投资有限公司副总经理、纪委书记，申能新能源（内蒙古）有限公司副总经理，申能新能源（青海）有限公司副总经理	高级工程师	20
4	曹华	生产技术部经理	2004.04-至今	上海外高桥第二发电有限责任公司设备管理部主任工程师；上海外高桥第二发电有限责任公司设备管理部主任、人力资源部副主任；申能新能源（青海）有限公司总经理助理、生产营销部经理；申能股份有限公司生技部主管；申能吴忠热电有限责任公司发电运行部副经理；上海申能新能源投资有限公司生产技术部副经理、经理	高级工程师	22
5	吴婷骅	资产财务部副经理	2014.07-至今	上海申能新能源投资有限公司资产财务部主管，其间申能股份有限公司内控部轮岗；上海申能新能源投资有限公司资产财务部业务经理，其间申能（集团）有限公司纪检监察室轮岗；上海申能新能源投资有限公司资产财务部副经理	会计师、注册会计师	12

运营管理机构已配备了具有不动产项目运营经验的相关专业人员，其中具有 5 年以上不动产项目运营经验的专业人员不少于 2 人。目前共有在册员工 225 人，平均年龄 37.8 岁。其中，35 岁及以下 98 人，占比 43.6%，本科及以上学历 199 人，占比 88.4%；中级及以上职称 104 人，占比 46.2%；中共党员 88 人，占比 39.1%。

综上，运营管理机构均拥有充足的运营管理人员且具有丰富的从业经验。

（六）不动产运营管理职责安排

1、不动产运营管理职责安排

运营管理机构将严格遵守法律法规，勤勉尽责、专业审慎运营管理不动产项目，对不动产项目的服务标准应满足运营管理机构统一要求，且不低于运营管理机构或其关联方管理的同类自主管理项目的内部标准。运营管理机构应遵守《运营管理服务协议》的约定，且秉持谨慎和诚信的原则，遵循类似行业领域的谨慎运营惯例，并以基金份额持有人利益优先原则以及对基金管理人和不动产项目最为有利的方式行事。

在《运营管理服务协议》期限内，运营管理机构提供以下运营管理服务:

（1）为不动产项目购买足够的财产保险和公众责任保险。

1）运营管理机构在基金管理人认可的保险公司范围内（可优先选择历史投保机构），为不动产项目选择合适且足额的财产保险、公众责任险、法律法规规定以及项目切实需要的其他险种，并协助项目公司购买及维持该等保险的有效性。前述保险应以项目公司的名义进行投保，且项目公司应作为唯一受益人获得相应保单，相应保费亦由项目公司承担。

2）对于项目公司选聘第三方机构负责运维检修或专项修理的，运营管理机构应基于行业惯例和自身的专业判断督促第三方机构对自身负责的设施设备、工作人员等购买必要的保险，并对第三方机构的保险购买情况进行监督、检查。

3）无论采取何种投保方案，运营管理机构都有责任督促各有关方履行项目运营管理过程中的安全生产责任，严格落实安全生产责任制，并督促相关单位制定有针对性的应急处理预案，避免因生产、交通等事故使项目公司招致有关方处罚或被索赔。

4）在不动产基金发行前及发行后，在不动产项目所投保的保险期限届至前，运营管理机构协助项目公司办理不动产项目各类保险的续保，确保不动产项目保险不发生中断。

5）运营管理机构协助基金管理人获取项目公司投保后相关保险文件，及时完成保险费、保险理赔金等费用的结算与清算。

（2）制定及落实不动产项目运营策略。

1）协助项目公司制定年度项目运营策略，包括项目基本情况、运营宗旨、运营目标、经营计划、年度安全生产目标等，并依据年度运营策略编制项目年度经营预算，年度经营预算包括但不限于经营收入、年度产品产量计划、预算和指标（发电量、上网电量等）、

年度产品价格计划、预算和指标（电价等指标）、年度销售收入计划和预算、年度经营成本计划和预算、利润指标等。

2）对年度项目运营策略、年度经营预算外的重大事项提出申请。

3）制定运行、检修规程及管理制度。

4）及时反馈运营策略落实情况，分析与计划、预算的差异，制定相应措施。

5）对基金拟购入的不动产项目，拟定预算和管理方案，并就此向基金管理人提供咨询服务。

6）配合项目公司及基金管理人进行财务管理，负责日常账务处理（审核业务单据，编制会计凭证，登记总账、明细账，完成月度结账，确保账实、账证、账账相符）、财务报告（编制资产负债表、利润表、现金流量表等法定报表，以及各类内部管理报表，准确反映企业经营成果与财务状况）、资金管理（负责日常资金收付、结算与核对，编制资金计划，监控现金流，办理银行业务，保障资金安全与效率）、税务管理（计算各项税费，按时完成纳税申报与缴纳，进行税务筹划以控制风险、优化成本，维护良好税企关系）、资产与成本管理（核算固定资产、存货成本，进行资产盘点与折旧摊销，归集与分配生产费用，计算产品成本）、内部控制与合规（执行并监督财务制度与流程，参与预算控制，保管会计档案，确保业务处理符合会计准则与法律法规）等基础财务工作；配合进行审计、评估及基金信息披露工作。

（3）签署并执行不动产项目运营的相关协议。

1）就需要以项目公司名义签署的不动产项目运营的相关协议（包括但不限于购售电合同、并网协议和/或并网调度协议、高压供用电合同、重大技术改造合同、重大专项修理合同、项目出质保相关检测及验收相关合同等），在协议期限届满或运营期限届满前与合同相对方的商讨、谈判。

2）以项目公司名义签署并执行不动产项目运营的相关协议，负责草拟相关协议文件并提交项目公司或基金管理人审批。在协议签署之前，运营管理机构需确保为项目公司服务的第三方专业机构具备相应业务资质。对于涉及运营检修或专项修理等事项的第三方单位引入、合同谈判及执行，运营管理机构应提出专业意见，并在合同执行过程中进行监督。

（4）收取不动产项目租赁、运营等产生的收益，追收欠缴款项等。

1）负责不动产项目的电力市场营销。

2）协助项目公司维护与政府方、电网公司、电力交易中心、电力调度、应急管理中心等机构的关系，根据项目协议关于付款前提、条件、节点等安排及时与政府、机构进行沟通付费。

3）提供资金管理服务，协助项目公司的财务负责人完成包括但不限于日常记账、报表编制、凭证维护、现金盘点、银行余额调节、往来对账、付款申请等工作，负责发电收费、政府补贴（如有）、与第三方企业共享设备设施的使用收费（如有）等费用的催收以及欠款的追缴等。及时向基金管理人汇报费用收缴情况，对费用回收异常、项目协议提前终止等情况及时向基金管理人报告风险。

4）负责与电网公司、电力交易中心核对电量结算单、电费结算单、国补费用，负责电费及政府补贴结算工作。

（5）执行日常运营服务，如安保、消防、通讯及紧急事故管理等。

1）根据不动产项目所受国家和行业标准与细则、电力相关规程，以及对应的购售电合同、购售电协议（如有）、高压供用电合同、并网调度协议等不动产项目文件对运营的要求和标准，按照谨慎运营惯例，运营和维护不动产项目设施、设备，确保该等设施、设备始终处于良好运营状态。

2）风电场范围内的房屋建筑（含土地）及所有设备设施（包括但不限于风电机组、箱变、330kV 主变、高压电抗器、330kV GIS、SVG、35kV 集电线路、接地变、35kV 开关室、综合楼、场内道路）、消防设施、生活设施、安全设施、环保设施、危废及污水处理相关设备等所有设备设施的运行、巡视、维护、检修工作，及属于项目公司固定资产清单范围内的全部安全生产管理，文明生产，环境保护，卫生清洁。

3）承担不动产项目营运有关的职工薪酬、设备清洗费、环保系统运行费、试验检验费、电网技术监督费、水费、保洁费、安保费、养护费、维修保养及修理费、电信及通讯费、备品备件费、土地及房屋场地费、除草费、土建维护费、高压电气设备预防性试验、防雷检测、油样检测、安全工器具检测、电力调度通道维护费、气象数据服务费、安全管理及安全措施费、车辆及使用相关费用（含车辆保险）、办公费、业务招待费、公关费、交通差旅费、危废处理费、垃圾处理费、污水污油处理费、安全生产应急预案编制及备案、取水证等小型定期许可证件办理费用及其他与不动产项目运营服务相关的合理支出（即除项目公司列支的保险费、下网电费、各项税费以外的全部运维成本）。

4）落实紧急事故预防工作和临时沟通机制。

5）确保不动产项目经营的合法合规，包括但不限于协助基金管理人开展项目公司的工商管理、印鉴及证照管理、税务管理、选聘供应商等工作，积极协调并协助项目公司向有权主管机关及时申请、维持、更新或补办（如适用）与不动产项目相关各项事宜所涉及的各项批准或核准、许可、备案、报告、证书/证照等手续/资料，具体可参考《运营管理服务协议》相关规定执行。

6）在《运营管理服务协议》委托范围内负责不动产项目运营的安全生产管理并承担相应的安全生产管理责任，建立、健全安全环保责任制，组织实施安全环保和生产教育培训。

7）负责风力发电机机组位点、集电线路、升压站及场站周边区域及站内安全保卫工作。

8）负责事故（事件）应急方案编制及备案工作，组织事故（事件）应急处置工作、电站发生设备事故（事件），当电站发生设备事故（事件）、损坏等事故时，应第一时间（口头2小时、书面24小时）通知基金管理人和政府有权管辖部门，并负责做好应急、抢险、现场取证、索赔和/或理赔资料收集，协助项目公司进行索赔和/或理赔谈判事宜。

9）定期编制不动产项目运营定期报告，包括但不限于项目基础情况、当期重点工作、安全生产情况、经营计划落实情况、重大修理及技改等专项支出情况、与运营管理机构关联方发生的关联交易情况（仅限于半年度及年度报告）、整改情况、维修维护情况、考核指标实现情况、履职情况（仅限于半年度和年度报告）、主要财务数据指标等情况，并及时发送基金管理人。

10）加强设备缺陷管理，定期向基金管理人通报缺陷，按设备缺陷的严重程度进行分类，做好记录，并及时进行消缺处理。

11）负责电气设备预防性试验、继电保护及安全自动装置校验。

12）负责安全工器具校验，电测仪表、仪器检测，电能表、防雷检测、变压器油化验、检验。

13）及时维护、修缮、更新安全标志、设备、职业危害因素、有限空间作业、消防、道路交通等各类标志标识。

14）人员驻场安排：应根据不动产项目的具体要求、特点和性质，选送合格的人员担任工作。不动产项目运营管理岗位设置要求定员至少10人，其他辅助人员由运营管理机构自行配置，其中项目负责人1人（为日常工作联系人）、安全管理和专业技术人员9人。聘用的运营管理人员应是本行业中业务熟练、经验丰富的，管理、技术人员应占

定员的80%以上，聘用从事相关工作的一般劳务人员及临时工人不得超过定员配置的20%，并符合上岗条件。驻场从事相关专业的技术人员需考取特种作业电工证，安全管理人员需考取安监局下发的安全管理证书，部分专业技术人员要取得调度证书，运营管理机构应将上述凭证和资格证书扫描件提供给基金管理人备案，人员变动或资格证书续期时及时将变动人员资料备案给基金管理人。

15）不动产项目应保证每日驻站负责现场运营的管理人员不少于5人，且需满足现场运营需求，其中项目负责人1人，专业技术人员4人。

16）负责不动产项目范围内满足国家相关环保要求的电站污水、危废、固废、生活垃圾等废弃物的处置。

17）对各种生产技术指标进行计算统计，按时向基金管理人、电网公司及相关管理部门报送相关数据，并保证数据准确性。

18）发生电网紧急情况时，在符合法律法规、电力行业惯例和技术限制的情况下，依照购售电合同和并网调度协议及其他相关规定服从调度命令。

19）协助项目公司接受监管机构、政府主管部门的检查等。

20）负责开展电力市场化交易。

21）协助项目公司实施核证自愿减排量等碳资产、绿电、绿证开发及交易（如涉及）。

22）定期报告中编制工作总结和计划，应包括安全生产指标、运营指标及主要工作完成情况、下一步重点工作、检修计划等，并报基金管理人。

23）为保持不动产项目安全、高效、稳定运营，应基金管理人合法合理要求，提供其他运营服务。

（6）实施不动产项目维修、改造等。

1）负责组织并实施包括但不限于不动产项目的风机大部件、发电设施、库房、宿舍、车辆、工器具、建筑物、道路、围栏、围墙等重大专项修理或技术改造。

2）根据项目运营需要安排重大专项修理或技术改造，每年年底前启动编制下一年重大专项修理或技术改造方案，如遇到紧急情况（如不可抗力或政府、电网公司强制要求等），可随时向基金管理人提交临时方案。

3）对项目进行的重大专项修理或技术改造方案应包括项目的具体实施方案及预算。其中技术改造系指项目公司为满足国家、行业或电网公司要求、或可显著提升发电性能，对主要发电设备进行的技术改造；而专项修理系指项目公司为恢复不动产项目相关固定资产的性能，对其进行大部分或全部的修理。

4）负责专项修理和技术改造项目的具体实施，包括但不限于协助基金管理人开展供应商选聘、合同签署，负责不动产项目的施工管理、竣工验收、办理结算、竣工资料归档等。

（7）其他日常经营、管理服务事项。

1）运营管理机构应根据监管机构及基金管理人的要求，协同配合开展投资者调研、路演推介等活动，并按需指派高级管理人员及核心技术团队参与交易所组织的线上或线下业绩说明会;

2）运营管理机构因上述活动导致办公费、差旅费、会务费上升，属于运营管理机构为履行不动产项目管理职责所必需的成本，已包含在基础管理费中;

3）应基金管理人及项目公司合理要求提供的其他日常经营、管理服务事项。

2、历史合作情况（如有）、合作的可持续性以及稳定性情况

基金管理人、计划管理人与运营管理机构无历史合作记录。

基金管理人已就上海新能源的组织架构、治理结构、运营管理资质和经验等开展尽调核查，并且在运营管理服务协议中设置了考核激励、解聘及更换条款，上海新能源作为发起人旗下新能源运营管理平台，其在风电领域具备丰富的投资及运营管理经验，可以保障未来合作的可持续性以及稳定性。

3、合作解除机制（含违约条件）、继任合作方确定机制以及交接机制等

（1）运营管理机构的解聘和更换情形

1）法定解聘

如果运营管理机构发生下列情形之一时，基金管理人可通过向运营管理机构发出书面通知而立即解聘运营管理机构并提前终止《运营管理服务协议》，不需召开基金份额持有人大会且无需承担任何违约责任:

①运营管理机构因故意或重大过失给基金造成重大损失;

②运营管理机构依法解散、被依法撤销、被依法宣告破产或者出现重大违法违规行为;

③运营管理机构专业资质、人员配备等发生重大不利变化已无法继续履职。

2）约定解聘

除上述法定解聘情形外，基金管理人和运营管理机构可以约定其他解聘运营管理机构的情形，具体约定情形以《运营管理服务协议》相关条款为准。

（2）运营管理机构的解聘和更换程序

1）运营管理机构的解聘流程

发生基金合同约定的运营管理机构法定解聘情形的，基金管理人应当解聘运营管理机构，无需召开基金份额持有人大会审议。除运营管理机构法定解聘情形外，基金管理人解聘运营管理机构的，应当提交基金份额持有人大会审议，审议通过后，基金管理人方可解聘运营管理机构。与运营管理机构存在关联关系的基金份额持有人就解聘、更换运营管理机构事项无需回避表决，中国证监会认可的特殊情形除外。

2）新任运营管理机构的选任程序

解任运营管理机构后，经履行适当程序，基金管理人应认可并任命继任运营管理机构，所选任的继任运营管理机构应当按照《证券投资基金法》第九十七条规定经中国证监会备案，并持续符合下列要求:

①具备5年以上风力发电机组的运营管理经验;

②所属集团公司的新能源控股装机容量不低于800万千瓦;

③所属集团公司经审计的最近一年总资产规模不低于人民币2,000亿元，经审计的最近一年净资产规模不低于人民币1,000亿元;

④公司治理与财务状况良好;

⑤中国证监会规定的其他要求。

本基金聘任新任的运营管理机构，应履行如下程序:

①提名：新任运营管理机构由基金管理人或由单独或合计持有10%以上（含10%）基金份额的基金份额持有人提名;

②决议：基金份额持有人大会决议需经参加大会的基金份额持有人所持表决权的二分之一以上（含二分之一）表决通过，决议自表决通过之日起生效;

③备案:基金份额持有人大会更换运营管理机构的决议须报中国证监会备案(如需);

④公告：运营管理机构更换后，由基金管理人在更换运营管理机构的基金份额持有人大会决议生效后按规定在规定媒介公告;

⑤交接：运营管理机构职责终止的，应当妥善保管运营管理相关业务资料，及时办理运营管理业务的移交手续，新任运营管理机构应当及时接收。

（3）解聘后过渡期安排

原运营管理机构在与新任运营管理机构办理完毕交接手续前，原运营管理机构应继续履行《运营管理服务协议》项下运营管理机构的全部职责和义务。

（七）运营管理相关业务制度和流程

1、运营业务管理

上海新能源已建立较为完善的内部管理制度体系，覆盖法人治理、生产运营、财务管理、风险合规等各业务领域。截至尽职调查基准日，上海新能源已制定的主要管理制度包括：《法人治理规章制度汇编（试行）》《财务管理制度汇编（试行）》《合规管理制度汇编（试行）》《合同管理制度汇编（试行）》《计划管理制度汇编（试行）》《项目开发管理制度汇编（试行）》《工程管理制度汇编（试行）》《生产管理标准汇编（试行）》《安全管理制度汇编（试行）》《采购管理制度汇编（试行）》《人事管理制度汇编（试行）》《党建管理制度汇编（试行）》《行政管理制度汇编（试行）》及《上海申能新能源投资有限公司生产安全事故（突发事件）应急预案》等。

2、法人治理及合规管理

上海新能源已制定《法人治理规章制度汇编（试行）》《合规管理制度汇编（试行）》，明确了股东、董事、经理层、党组织和职工代表大会的职权与议事规则，并以有效防控合规风险为目的，开展包括制度制定、风险识别、合规审查、风险应对、考核评价、合规培训等合规管理活动，加强公司内部合规管理。

3、会计核算与财务管理

上海新能源严格遵照国家统一的企业会计准则和相关法律法规，制定了《财务管理制度汇编（试行）》，规范了会计核算、资金管理、财务结算、财务报告、全面预算管理、税务管理等各项财务工作流程，加强财务管理工作的规范化与精细化水平。同时根据《公司章程》第四十六条至第四十九条之规定，公司设立科学的财务、会计制度和财务风险控制相关制度，并建立重大财务事项报告制度。

4、生产运营管理

上海新能源已制定《生产管理标准汇编（试行）》《项目开发管理制度汇编（试行）》《工程管理制度汇编（试行）》《计划管理制度汇编（试行）》《合同管理制度汇编（试行）》《采购管理制度汇编（试行）》等，规范了新能源发电项目从前期开发、工程建设、生产运营到合同采购的全流程管理。

5、安全环保与风险控制

上海新能源已制定《安全管理制度汇编（试行）》并制定了《上海申能新能源投资有限公司生产安全事故（突发事件）应急预案》，落实安全生产主体责任，建立健全全员安全生产责任制，确保公司安全生产管理体系规范运行。同时，公司根据《公司章程》第四十九条之规定建立健全内部监督管理和风险控制相关制度，加强内部合规管理。

6、人力资源与行政管理

上海新能源已制定《人事管理制度汇编（试行）》《行政管理制度汇编（试行）》，规范公司人力资源管理及行政事务管理工作，根据公司发展战略招聘、选拔、配置、培训、开发、激励、考核公司所需要的各类人才。

7、党建管理

上海新能源已制定《党建管理制度汇编（试行）》，加强公司党的建设工作，确保党组织在公司治理中的领导核心作用。

总体来看，公司制定了较为健全的内部管理机制，财务内控制度规范，有利于保证公司各部门、各子公司的高质量运转。

（八）运营管理机构主要财务数据

上海申能新能源投资有限公司2023年度、2024年度、2025年度的财务报告及2026年1-6月的财务报告根据《企业会计准则》的规定编制，且2023年度财务报告已经上会会计师事务所（特殊普通合伙）审计，2024-2025年度财务报告已经大华会计师事务所（特殊普通合伙）审计，并分别出具了上会师报字（2024）第8222号、大华审字[2025]0211015223号、大华审字[2026]0211010875号标准无保留意见的审计报告，2026年1-6月的财务报告未经审计。

1、资产负债表

表3-17.上海新能源最近三年及一期合并资产负债表

单位：万元

项目	2026年6月30日	2025年12月31日	2024年12月31日	2023年12月31日
流动资产:				
货币资金	48,429.35	57,281.51	78,835.83	159,061.71
应收票据	-	-	-	-
应收账款	449,416.47	423,946.49	387,972.71	303,051.62
预付款项	1,360.50	1,397.41	1,646.85	1,514.72
其他应收款	97,363.61	124,936.08	119,646.17	86,386.66
存货	90.44	90.44	90.44	92.39
合同资产	-	-	-	-
一年内到期的非流动资产	-	-	-	55,004.17
其他流动资产	53,399.72	57,711.17	78,536.47	68,794.75
流动资产合计	**650,060.09**	**665,363.09**	**666,728.48**	**673,906.02**
非流动资产:				
长期股权投资	192,822.82	185,974.35	179,996.62	159,946.41
固定资产	1,093,854.01	1,131,055.89	1,200,087.14	1,052,655.05
在建工程	66,326.13	64,232.52	95,563.74	44,190.82

使用权资产	113,758.83	116,914.17	145,712.85	250,289.91
无形资产	10,378.55	10,771.53	8,136.92	8,212.25
开发支出	-	-	-	-
长期待摊费用	9,644.47	10,077.91	10,435.09	11,210.68
递延所得税资产	1,678.31	1,597.13	25.65	333.41
其他非流动资产	546.27	546.27	573.58	573.58
非流动资产合计	**1,489,009.38**	**1,521,169.77**	**1,640,531.59**	**1,527,412.11**
资产总计	**2,139,069.48**	**2,186,532.86**	**2,307,260.07**	**2,201,318.12**
流动负债:				
短期借款	-	-	13,439.58	4,251.96
应付账款	86,973.03	99,578.86	136,349.10	195,057.23
合同负债	217.80	-	-	-
应付职工薪酬	1,047.94	3,378.49	1,533.60	2,031.16
应交税费	3,326.99	4,890.06	4,714.11	4,533.02
其他应付款	168,701.35	185,678.89	147,733.65	134,887.17
一年内到期的非流动负债	77,002.16	100,008.68	175,712.54	296,442.80
其他流动负债	8,459.72	8,729.79	16,950.38	26,784.23
流动负债合计	**345,728.98**	**402,264.77**	**496,432.97**	**663,987.59**
非流动负债:				
长期借款	896,570.50	896,371.61	915,572.54	756,083.55
应付债券	-	-	-	-
租赁负债	102,994.29	104,495.37	167,252.40	136,194.94
长期应付款	96,970.21	96,969.62	80,470.00	81,986.91
递延收益	168.08	192.25	325.74	1,466.56
递延所得税负债	-	-	-	-
非流动负债合计	**1,096,703.08**	**1,098,028.85**	**1,163,620.68**	**975,731.95**
负债合计	**1,442,432.06**	**1,500,293.62**	**1,660,053.64**	**1,639,719.54**
实收资本（股本）	250,000.00	250,000.00	250,000.00	250,000.00
资本公积	1,774.19	1,630.14	1,441.36	1,559.36
专项储备	131.85	-	787.42	-
盈余公积	24,220.82	23,903.70	22,478.27	21,644.50
未分配利润	406,234.46	396,979.41	356,508.20	275,634.27
归属于母公司所有者权益	682,361.32	672,513.24	631,215.25	548,838.13
少数股东权益	14,276.09	13,726.00	15,991.17	12,760.46
所有者权益合计	**696,637.41**	**686,239.24**	**647,206.42**	**561,598.58**
负债和所有者权益总计	**2,139,069.48**	**2,186,532.86**	**2,307,260.07**	**2,201,318.12**

2、利润表

表 3-18. 上海新能源最近三年及一期合并利润表

单位：万元

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
营业总收入	87,955.16	221,021.68	215,562.23	185,335.50
营业收入	87,955.16	221,021.68	215,562.23	185,335.50
营业总成本	70,881.24	156,856.53	152,981.79	140,805.74
营业成本	50,446.60	107,703.67	100,852.94	86,747.70
税金及附加	902.20	1,767.48	1,796.94	2,785.74
销售费用	-	-	-	-

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
管理费用	5,511.00	14,371.73	11,244.20	10,567.70
研发费用	-	-	-	-
财务费用	14,021.45	33,013.64	39,087.70	40,704.61
加：其他收益	1,848.60	4,846.15	7,823.37	15,693.24
投资收益	6,704.41	10,799.96	20,369.87	21,235.74
信用减值损失	-324.73	-6,388.52	-	-
资产减值损失	-	-	-	-
资产处置收益	-1.70	-	-	34.09
营业利润	25,300.49	73,422.73	90,773.68	81,492.83
加：营业外收入	236.49	1,066.38	2,968.97	2,398.86
减：营业外支出	44.18	27.27	88.57	221.26
利润总额	25,492.80	74,461.84	93,654.08	83,670.43
减：所得税	5,405.36	10,795.64	11,869.14	7,412.69
净利润	20,087.44	63,666.20	81,784.94	76,257.75
归属于母公司所有者的净利润	19,572.18	61,896.64	81,707.70	74,427.21
少数股东损益	515.27	1,769.56	77.24	1,830.53
综合收益总额	20,087.44	63,666.20	81,784.94	76,257.75

3、现金流量表

表 3-19. 上海新能源最近三年及一期合并现金流量表

单位：万元

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
经营活动产生的现金流量:				
销售商品、提供劳务收到的现金	74,862.48	206,630.28	166,890.43	122,814.91
收到的税费返还	1,449.97	4,750.20	2,088.18	8,021.99
收到其他与经营活动有关的现金	1,949.69	2,171.19	5,043.28	17,318.97
经营活动现金流入小计	78,262.14	213,551.67	174,021.89	148,155.87
购买商品、接受劳务支付的现金	10,074.97	20,351.96	16,841.14	13,344.67
支付给职工以及为职工支付的现金	5,999.17	8,125.65	9,793.80	5,337.57
支付的各项税费	12,093.11	23,752.97	23,571.01	21,725.34
支付其他与经营活动有关的现金	3,911.43	4,262.62	5,127.29	6,213.29
经营活动现金流出小计	32,078.68	56,493.20	55,333.24	46,620.88
经营活动产生的现金流量净额	46,183.46	157,058.47	118,688.65	101,535.00
投资活动产生的现金流量:	-	-	-	-
收回投资收到的现金	217.15	-	-	16,552.28
取得投资收益收到的现金	666.67	3,804.99	3,670.93	4,475.52
处置固定资产、无形资产和其他长期资产收回的现金净额	0.24	-	-	1,846.17
处置子公司及其他营业单位收到的现金净额	32,452.37	-	-	-
收到其他与投资活动有关的现金	7,969.83	163,458.90	223,081.29	163,500.00
投资活动现金流入小计	41,306.25	167,263.88	226,752.21	186,373.97
购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	13,995.88	58,305.83	127,856.64	86,815.32
投资支付的现金	-	-	7,220.70	3,000.00

项目	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度
取得子公司及其他营业单位支付的现金净额	1,720.00	270.00	11,398.14	8,293.55
支付其他与投资活动有关的现金	15,195.00	143,894.07	186,201.57	180,591.93
投资活动现金流出小计	30,910.88	202,469.91	332,677.04	278,700.80
投资活动产生的现金流量净额	10,395.37	-35,206.02	-105,924.83	-92,326.83
筹资活动产生的现金流量:	-	-	-	-
吸收投资收到的现金	-	851.48	2,575.25	2,380.00
其中:子公司吸收少数股东投资收到的现金	-	851.48	2,575.25	2,380.00
取得借款收到的现金	486.89	126,481.85	315,156.22	316,609.16
收到其他与筹资活动有关的现金	48,568.25	86,697.14	70,639.81	120,420.41
筹资活动现金流入小计	49,055.14	214,030.47	388,371.28	439,409.57
偿还债务支付的现金	20,704.93	199,806.70	144,300.94	122,482.82
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	21,496.73	48,663.32	32,204.55	27,028.14
其中:子公司支付给少数股东的股利、利润	20.53	701.00	-	598.33
支付其他与筹资活动有关的现金	73,100.08	109,068.33	304,622.17	279,616.14
筹资活动现金流出小计	115,301.75	357,538.35	481,127.65	429,127.10
筹资活动产生的现金流量净额	-66,246.61	-143,507.88	-92,756.37	10,282.46
现金及现金等价物净增加额	-9,667.77	-21,655.44	-79,992.55	19,490.63
期初现金及现金等价物余额	56,843.73	78,499.16	158,491.71	139,001.08
期末现金及现金等价物余额	47,175.96	56,843.73	78,499.16	158,491.71

4、主要财务数据

表3-20.上海新能源主要财务数据

单位:万元、%

项目	2026年6月末/2026年1-6月	2025年末/2025年度	2024年末/2024年度	2023年末/2023年度
总资产	2,139,069.48	2,186,532.86	2,307,260.07	2,201,318.12
总负债	1,442,432.06	1,500,293.62	1,660,053.64	1,639,719.54
资产负债率	67.43	68.62	71.95	74.49
营业收入	87,955.16	221,021.68	215,562.23	185,335.50
净利润	20,087.44	63,666.20	81,784.94	76,257.75
经营活动产生的现金流量净额	46,183.46	157,058.47	118,688.65	101,535.00

5、资产负债情况分析

最近三年及一期末,上海新能源总资产分别为2,201,318.12万元、2,307,260.07万元、2,186,532.86万元和2,139,069.48万元,整体保持相对稳定。其中流动资产分别为673,906.02万元、666,728.48万元、665,363.09万元和650,060.09万元,主要由应收账款、其他流动资产和货币资金构成;非流动资产分别为1,527,412.11万元、1,640,531.59万元、

1,521,169.77 万元和 1,489,009.38 万元，主要由固定资产、长期股权投资和使用权资产构成。

最近三年及一期末，上海新能源总负债分别为 1,639,719.54 万元、1,660,053.64 万元、1,500,293.62 万元和 1,442,432.06 万元，主要由长期借款、流动负债（含应付账款、其他应付款、一年内到期的非流动负债等）和租赁负债构成。负债结构以长期借款为主，体现公司新能源发电项目的固定资产投资特征。

资产负债率方面，最近三年及一期资产负债率分别为 74.49%、71.95%、68.62%和 67.43%，呈逐年下降趋势，财务结构持续优化。

表 3-21. 上海新能源最近三年及一期应收及应付账款数据

单位：万元

类别	2026 年 6 月末	2025 年末	2024 年末	2023 年末
应收账款	449,416.47	423,946.49	387,972.71	303,051.62
应付账款	86,973.03	99,578.86	136,349.10	195,057.23

上海新能源应收账款主要为可再生能源补贴款项和电网公司应收电费款，其中可再生能源补贴款项占比较高；应付账款主要为应付工程款和应付服务费。

表 3-22. 上海新能源最近一年及一期债务构成情况

单位：万元、%

类别	2025 年末	占比	2026 年 6 月末	占比
长期借款	896,371.61	59.75	896,570.50	62.16
应付账款	99,578.86	6.64	86,973.03	6.03
其他应付款	185,678.89	12.38	168,701.35	11.70
租赁负债	104,495.37	6.96	102,994.29	7.14
一年内到期的非流动负债	100,008.68	6.67	77,002.16	5.34
长期应付款	96,969.62	6.46	96,970.21	6.72
其他流动负债	8,729.79	0.58	8,459.72	0.59
其他负债	8,460.79	0.56	4,760.81	0.33
总负债	1,500,293.62	100.00	1,442,432.06	100.00

6、盈利情况

最近三年及一期，上海新能源营业收入分别为 185,335.50 万元、215,562.23 万元、

221,021.68万元和87,955.16万元，营业收入主要来源于新能源发电项目的电费收入及可再生能源补贴收入。

最近三年及一期,上海新能源净利润分别为76,257.75万元、81,784.94万元、63,666.20万元和20,087.44万元，公司各期净利润均为正值，保持持续盈利。

7、经营性现金流分析

经营活动现金流净额方面，最近三年及一期上海新能源经营活动产生的现金流量净额分别为101,535.00万元、118,688.65万元、157,058.47万元和46,183.46万元，整体为正，体现公司经营性现金流入稳定且与主营业务现金回款情况匹配良好。

综上，上海新能源近年来业务规模相对稳定，公司最近三年及一期净利润均为正，保持持续盈利；公司最近三年及一期总资产规模整体保持稳定，资产负债率呈下降趋势，财务结构持续优化；近年来经营活动产生的现金流量净额均为正值，具备较强的持续经营能力。

（九）运营管理机构的内部控制制度

详见本尽调报告“第三章 对业务参与人的尽职调查”之“3.2 对运营管理机构的尽职调查”之“3.2.1 运营管理机构情况”之“（四）组织架构、治理结构”及“（七）运营管理相关业务制度和流程”。

（十）运营管理费用未来收取标准、历史情况及合理性分析

1、运营管理费用未来收取标准

表3-23.运营管理费用表

运营管理费用	计费基础	具体计算方式	与本项目历史收取情况以及同行业可比项目的对比情况
基础管理费	运营管理成本	覆盖除项目公司列支的保险费、下网电费、各项税费以外的全部运维成本，具体包括但不限于运维费、试验检验费、修理费、安全活动费、运营支持服务费、修理费（维护性资本性支出）、其他费用等。2026年7-12月基础管理费为770.22万元，2027年基础管理费为1,385.44万元。具体如下: （1）运维费、试验检验费、修理费:以目前合同金额为基础，2027年起后续每年考虑2%增幅。其中，修理费中的电气设备定期预防检修费每3年考虑5%增幅。	对应基础管理费所包含的成本项目，2023-2025年的该部分费用金额分别为1,010.34万元、758.52万元和1,092.32万元。 不动产项目基础管理费的设置主要参考运营管理机构为运营不动产项目承担的相应成本的历史可比数据，并在此基础上设置一定增长率确定。 不动产项目基础管理费与运营管理机构为不动产项目发生的历史运营管理费用具有匹配性。同时与已发行陆上风

<table>
<tr><th>运营管理费用</th><th>计费基础</th><th>具体计算方式</th><th>与本项目历史收取情况以及同行业可比项目的对比情况</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td>（2）修理费（维护性资本性支出）：基金存续期内，2026 年 7-12 月金额为 100 万元（不含税），2027 年至 2029 年每年金额为 200 万元（不含税），2030 年起每年金额为 300 万元（不含税）。
（3）运营支持服务费：以 2025 年水平为基础，后续年份保持不变。
（4）安全活动费、其他费用：以历史三年平均值为基础，另考虑每年 10 万元预备费，2027 年起后续每年考虑 2%增幅。
（5）项目公司将每年度基础管理费的 20%作为考核保证金。
（6）基础管理费金额为不含税金额，增值税率为 6%。</td><td>电公募 REITs 项目的基础管理费设置模式可比。</td></tr>
<tr><td>浮动管理费</td><td>年度净收入</td><td>浮动管理费=（实际年度净收入 S-目标年度净收入 R）×浮动管理费率。
年度净收入为营业总收入-营业总成本（不含折旧摊销、利息、浮动管理费），其中：
实际年度净收入 S 根据项目公司当年年度审计报告计算；
目标年度净收入 R 根据不动产项目初始资产评估报告预测金额计算。
浮动管理费率的取值如下：
<table>
<tr><th colspan="2">年度净收入完成率（S/R）</th><th>浮动管理费率</th></tr>
<tr><td rowspan="2">当 S≥R，体现为激励</td><td>S/R＞1.1</td><td>10%</td></tr>
<tr><td>1≤S/R≤1.1</td><td>5%</td></tr>
<tr><td rowspan="2">当 S＜R，体现为扣减</td><td>0.9≤S/R<1</td><td>5%</td></tr>
<tr><td>S/R＜0.9</td><td>10%</td></tr>
</table></td><td>项目历史未收取浮动管理费。
本项目浮动管理费设置了对等的正向激励和负向扣减机制，可以实现奖惩对等的激励与约束效果，浮动管理费计算方式以及浮动管理费率，与已发行陆上风电公募 REITs 项目的浮动管理费设置模式可比，详见本尽调报告“第二章对不动产项目的尽职调查”之“2.5 不动产资产情况”之“2.5.9 不动产资产的现金流预测情况”之“（一）预测和分析资产未来两年净现金流及增长潜力情况，并逐项说明各收入和成本支出项目预测参数设置依据及合理性”之“6、假设设置”之“（2）预测合并利润表”之“2）各项成本、税费的重要假设参数”之“④基金管理费”之“（b）运营管理费”之“b）浮动管理费”。</td></tr>
</table>

运营管理费用	计费基础	具体计算方式	与本项目历史收取情况以及同行业可比项目的对比情况
运营管理考核	负向清单考核指标	依据《运营管理服务协议》约定和基金管理人认定，由基金管理人和项目公司对运营管理机构以负面清单的形式进行年度考核，并根据考核情况扣减的考核费用。	工银蒙能清洁能源 REIT、中航中核汇能新能源 REIT 等项目设置了该类指标，与已发行陆上风电公募 REITs 项目的运营管理考核模式可比。

2、运营管理费用历史情况及合理性分析

（1）基础管理费的历史情况及合理性分析

根据《运营管理服务协议》约定，运营管理费用包括基础管理费和浮动管理费。

基础管理费覆盖除项目公司列支的保险费、下网电费、各项税费以外的全部运维成本，具体包括但不限于运维费、试验检验费、修理费、修理费（维护性资本性支出）、安全活动费、运营支持服务费、其他费用等。本基金以修理费（维护性资本性支出）覆盖基金存续期间的非周期性大修费用和技术改造费用等，不再单独列支技术改造费用。

不动产项目基础管理费的设置主要参考运营管理机构为运营不动产项目承担的相应成本的历史可比数据，并在此基础上设置一定增长率确定。通过对比纳入基础管理费范围的历史期间实际费用与未来预测费用，基础管理费的设定充分参考了历史运营管理成本，具备合理性。

表 3-24. 基础管理费历史情况比较

单位：万元

类别	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年预测	2027 年预测
运维费	257.32	182.11	153.17	191.11	192.27
试验检验费	23.18	9.86	7.69	21.96	22.40
运营支持服务费	620.00	380.00	500.00	500.00	500.00
修理费	97.44	32.55	326.63	413.47	369.30
安全活动费(实际使用)	4.53	68.94	94.88	56.12	57.24
其他	7.87	85.06	9.95	43.36	44.23
修理费（维护性资本性支出）	0.00	0.00	0.00	100.00	200.00
基础管理费合计	**1,010.34**	**758.52**	**1,092.32**	**1,326.02**	**1,385.44**

（2）本项目与已发行陆上风电公募 REITs 项目的基础管理费对比

已发行的陆上风电公募 REITs 项目中，各标的资产的单瓦基础管理费处于 0.053-0.107 元/瓦之间，本项目预测 2026 年单瓦基础管理费为 0.066 元/瓦，预测 2027 年单瓦基础管理费为 0.069 元/瓦。

对于陆上风力发电项目，基础管理费所包含的费用成本构成以及运营管理模式存在差异，因此各项目的单瓦基础管理费存在差异。对比已发行的陆上风电公募 REITs 的标的资产，本项目的单瓦基础管理费处于整体价格区间内，处于行业合理水平。本项目与已发行陆上风电公募 REITs 项目的基础管理费设置模式可比。

表 3-25. 已发行陆上风电不动产项目单瓦基础管理费情况（不含税）

项目	单瓦基础管理费（元/瓦）
标的项目 1	0.068
标的项目 2	0.086
标的项目 3	0.073
标的项目 4	0.095
标的项目 5	0.053
标的项目 6	0.107

注：标的项目 1-4 为 2024 年预测数据，标的项目 5-6 为 2026 年预测数据。

（3）浮动管理费的历史情况及合理性分析

浮动管理费属于项目公司支付给运营管理机构的绩效利润，项目历史未收取浮动管理费。

（4）本基金与已发行陆上风电公募 REITs 项目的浮动管理费对比

1）浮动管理费率

已上市同类风电 REITs 项目均对浮动管理费率设置了阶梯式的取值机制，具体设置情况如下：

表 3-26. 已上市同类风电 REITs 项目浮动管理费率阶梯表

项目名称	浮动管理费率取值阶梯
中信建投明阳智能新能源 REIT	0%，10%
工银蒙能清洁能源 REIT	0%，15%，30%
中航中核汇能新能源 REIT	0%，5%，10%

本基金	0%，5%，10%

本基金充分借鉴已上市同类风电 REITs 项目的经验，在浮动管理费率的取值机制上，基于实际年度净收入的完成度，阶梯式设置0%，5%，10%作为浮动管理费率，本基金浮动管理费费率设置机制与同类项目具有可比性。

2）浮动管理费的正负双向激励机制

本基金充分借鉴已上市同类风电 REITs 项目的经验，设置了对等的正向激励和负向扣减机制。具体而言，每一个会计年度结束后，基金管理人将考核项目公司的实际年度净收入以确定浮动管理费率，进而计算得出该年度的浮动管理费。当实际年度净收入 S≥R 时，浮动管理费体现为激励；当实际年度净收入 S<R 时，浮动管理费体现为扣减。该机制能够有效激励运营管理机构勤勉尽责，努力提升项目运营水平，实现运营管理机构与投资人利益长久绑定，切实保障本基金的长期稳定运营和投资人利益。本基金浮动管理费的正负双向激励机制与同类项目具有可比性。

3）浮动管理费的奖惩上限

在已上市同类风电 REITs 项目中，运营管理机构的收费机制设计及浮动管理费奖惩上限存在一定差异：

表 3-27. 已上市同类风电 REITs 项目及本项目浮动管理费情况

项目名称	中信建投明阳智能新能源 REIT	工银蒙能清洁能源 REIT	中航中核汇能新能源 REIT	本基金
类型	陆风	陆风	陆风	陆风
上市日期	2024 年 7 月 23 日	2024 年 12 月 10 日	2026 年 7 月 28 日	/
运管机构运营管理费组成	运营支出+固定管理费 2+浮动管理费	基础管理费+激励管理费	基础服务费+激励服务费	基础管理费+浮动管理费
业绩达标情况下运管机构收取管理费	运营支出：2025 年约 1,100 万 固定管理费 2：项目公司年度净收入的 1%，2025 年约 170 万元 合计约 1,270 万元	基础管理费，2025 年约 1,600 万元	基础服务费，2027 年约 1,900 万元	基础管理费，2027 年约 1,385.44 万元
浮动管理费奖惩上限	运营支出+固定管理费 2，2025 年约 1,270 万元	基础管理费的 10%，2025 年约 160 万元	基础服务费中的管理服务费，2027 年约 380 万元	基础管理费的 20%，2027 年约 277.09 万元

扣减金额÷达标时运管机构总收费	100%	10%	约20%	20%

①中信建投明阳智能新能源REIT：运营管理机构的收费包括运营支出、固定管理费2及浮动管理费，浮动管理费的奖惩上限为运营支出及固定管理费2，对应金额占运营管理机构收费总额的100%。

②工银蒙能清洁能源REIT：运营管理机构的收费包括基础管理费及激励管理费，以基础管理费覆盖项目运维成本，激励管理费作为运营管理机构的绩效利润，浮动管理费的奖惩上限为基础管理费金额的10%。

③中航中核汇能新能源REIT：运营管理机构的收费包括基础服务费及激励服务费，激励服务费的奖惩上限为基础服务费项下的管理服务费，对应金额约占运营管理机构收费总额的20%。

考虑到运营管理机构的收费内容中，基础管理费的主要组成内容（运维费、试验检验费、修理费、安全活动费、运营支持服务费、修理费（维护性资本性支出）、其他费用）均为风电项目的运维成本，为避免因不动产项目的业绩波动造成运营管理机构的收费被扣减后，不足以覆盖运营管理机构为不动产项目提供基本运维所产生的固定成本，进而影响项目公司的安全生产或稳定运营，对投资者预期收益产生不利结果，本基金在设计浮动管理费奖惩上限时，主要参考了近期上市的中航中核汇能新能源REIT的上限机制，约定任一年度浮动管理费的激励或扣减金额均不超过当年基础管理费的20%。因此，本基金的浮动管理费上限与同类项目具有可比性。

（十一）运营管理机构对不动产资产未来更新改造的重大计划以及安排（如有）、升级改造费用安排（如有）

详见本尽调报告“第二章 不动产项目的尽职调查”之“2.5 不动产资产情况”之“2.5.4 不动产资产的物理状态”之“（六）不动产资产维修保养及定期、不定期改造需求或者规划等”。

（十二）运营管理机构涉及品牌方的相关说明

不动产项目为陆上风电类型能源资产，运营管理模式不涉及品牌方。

（十三）资信状况

截至2026年9月28日，经通过中国证监会网站、国家金融监督管理总局网站、国家外汇管理局网站、应急管理部网站、生态环境部网站、国家市场监督管理总局网站、国家发展和改革委员会网站、财政部网站、国家税务总局网站、信用中国网站、国家企

业信用信息公示系统网站、中国执行信息公开网-失信被执行人查询系统、中国执行信息公开网-被执行人信息查询系统、中国裁判文书网、证券期货市场失信记录查询平台等官方网站查询，以及中国人民银行征信中心2026年9月9日出具的《企业信用报告》，上海新能源未被列入前述网站列明的失信被执行人名单，不存在前述网站所涉领域的失信记录。

运营管理机构最近3年不存在重大违法违规记录，最近1年不存在因严重违法失信行为被有权部门认定为失信被执行人、失信生产经营单位或者其他失信单位等情形。上海新能源已出具《承诺及说明函》，承诺最近三年不存在重大违法违规记录；不存在因严重违法失信行为被有权部门认定为失信被执行人、失信生产经营单位或者其他失信单位或被暂停或者限制进行融资的情形。

3.2.2 利益冲突防范措施

请参见本尽调报告“第二章 不动产项目的尽职调查”之“2.3 同业竞争与关联交易”之“2.3.1 同业竞争”之“（三）上述参与机构相关业务与本不动产项目的同业竞争情况”。

3.2.3 尽职调查程序

1、项目组对运营管理机构的设立、存续和历史沿革、股权结构、组织架构和治理结构情况、内部组织架构情况、内部控制的监督和评价制度的有效性、近三年审计报告及一期财务报告和主要财务指标分析、资信水平和最近三年在投资建设、生产运营、金融监管、工商、税务等方面是否存在重大违法违规记录等的尽调程序参见本尽调报告第3.2.1节。

2、项目组以书面审查、书面确认等方式就运营管理机构同类不动产项目运营管理经验、主要负责人员在不动产项目运营或投资管理领域的经验情况和其他专业人员配备情况进行了核查，包括：获取并审阅运营管理机构管理层提供的同类不动产项目运营管理经验、主要负责人员在不动产项目运营或投资管理领域的经验情况和其他专业人员配备情况的说明文件；获取了法律顾问出具的法律意见书并查阅其对上述事项出具的意见。

3、项目组以书面审查、书面确认等方式分别就运营管理机构的运营管理职责安排、历史合作情况（如有）、合作的可持续性以及稳定性情况、合作解除机制（含违约条件）、继任合作方确定机制以及交接机制等、运营相关业务流程、管理制度、风险控制进行了核查，包括：查阅运营管理机构运营相关业务流程、管理制度和风险控制制度。

4、项目组以书面审查、书面确认等方式就运营管理机构管理人员任职情况、管理人员专业能力和资信状况、公司员工结构分布和变化趋势进行了核查，包括：获取并审阅

运营管理机构管理层提供的管理人员任职情况、管理人员专业能力和资信状况、公司员工结构等说明文件。

5、项目组以书面审查、书面确认等方式就运营管理机构利益冲突防范措施进行了核查，包括：查阅和评价运营管理机构防范利益冲突的安排；查阅并评价《运营管理服务协议》中关于利益冲突的防范措施；获取了法律顾问出具的法律意见书并查阅其对上述事项出具的意见。

3.3 对基金托管人、计划托管人及监管机构的尽职调查

3.3.1 基金托管人

（一）基本情况

名称：中国工商银行股份有限公司

住所：北京市西城区复兴门内大街55号

办公地址：北京市西城区复兴门内大街55号

法定代表人：廖林

成立时间：1984年1月1日

组织形式：股份有限公司（上市、国有控股）

注册资本：人民币35,640,625.7089万元

统一社会信用代码：91100000100003962T

存续期间：持续经营

基金托管业务批准文号：证监基字[1998]3号

托管部门联系人：郭明

电话：010-66105799

（二）主要人员情况

廖林，中国工商银行董事长、执行董事。自2024年2月起任董事长、执行董事，2020年7月起任执行董事。2019年11月起历任副行长，副行长兼任首席风险官，副董事长、执行董事、行长。1989年加入中国建设银行，曾任中国建设银行广西分行副行长，宁夏分行行长，湖北分行行长，北京分行行长，中国建设银行首席风险官、副行长兼任首席风险官。毕业于广西农业大学，获西南交通大学管理学博士学位，高级经济师。

（三）不动产基金托管业务主要人员情况

中国工商银行总行下设资产托管部，是从事资产托管业务的职能部门。截至2026年6月，中国工商银行资产托管部共有员工209人，平均年龄38岁，99%以上员工拥有

大学本科以上学历，高管人员均拥有研究生以上学历或高级技术职称。资产托管部主要人员情况如下:

刘彤，总行资产托管部总经理。30年金融从业经历，先后在工商银行北京分行、总行资产托管部和养老金业务部工作，2014年9月任总行养老金业务部副总经理，2018年12月起主持养老金业务部工作，2020年7月任养老金业务部总经理；2021年6月任资产托管部总经理。其中10年专职负责资产托管风险管理工作，在资产托管、养老金业务领域经营管理、制度建设、营销服务以及风险管理等方面具有丰富的经营管理经验。对资产托管、风险管理、年金计划建立和年金基金管理有着深入的研究，参与了大量的法规起草、修改工作，直接参与为电力、烟草、铁路等行业性大客户提供年金咨询、培训和年金方案设计等工作，在大型企业建立和实施年金制度方面有着丰富的实务经验。

卢佳，总行资产托管部营运一处处长。18年托管服务经验，自2005年4月任职于工商银行总行资产托管部，先后任委托二处高级经理，内控与交易监督处高级经理，信息与增值服务处副处长，营运一处副处长、处长。在托管业务指令处理、证券结算、交易监督、信息服务等领域具有丰富经验。

朱正，总行资产托管部营运二处资深经理。21年托管服务经验，自2004年10月任职于工商银行总行资产托管部，先后任营运三处高级经理、副处长、资深经理、营运二处资深经理，在托管业务指令处理、参数数据、证券结算、资金清算、会计核算等托管营运服务方面具有丰富经验。

王娟，总行资产托管部营运三处高级经理。14年托管服务经验，自2011年6月任职于总行资产托管部，在公募基金、企业年金、保险产品的会计核算、信息披露等托管营运服务方面具有丰富经验。

（四）基金托管业务经营情况

中国工商银行于1998年2月24日获得中国证监会、中国人民银行核准开办证券投资基金托管业务，批准文号：证监基字[1998]3号；2002年获得中国人民银行核准开办资产托管业务，批准文号：银复〔2002〕330号。

作为中国大陆托管服务的先行者，中国工商银行自1998年在国内首家提供托管服务以来，秉承“诚实信用、勤勉尽责”的宗旨，依靠严密科学的风险管理和内部控制体系、规范的管理模式、先进的营运系统和专业的服务团队，严格履行资产托管人职责，为境内外广大投资者、金融资产管理机构和企业客户提供安全、高效、专业的托管服务，展现优异的市场形象和影响力。建立了国内托管银行中最丰富、最成熟的产品线。拥有包

括证券投资基金、信托资产、保险资产、社会保障基金、基本养老保险、企业年金基金、QFII资产、QDII资产、股权投资基金、证券公司集合资产管理计划、证券公司定向资产管理计划、商业银行信贷资产证券化、基金公司特定客户资产管理、QDII专户资产、ESCROW等门类齐全的托管产品体系，同时在国内率先开展绩效评估、风险管理等增值服务，可以为各类客户提供个性化的托管服务。截至2026年6月，中国工商银行共托管证券投资基金1,612只。

自2003年以来，中国工商银行连续二十二年获得香港《亚洲货币》、英国《全球托管人》、香港《财资》、美国《环球金融》、内地《证券时报》《上海证券报》等境内外权威财经媒体评选的120项最佳托管银行大奖；是获得奖项最多的国内托管银行，优良的服务品质获得国内外金融领域的持续认可和广泛好评。

（五）不动产托管业务经营情况、资信情况

中国工商银行是首批试点基础设施证券投资基金托管银行，截至2026年6月，共托管平安广州广河REIT、华夏合肥高新REIT、中信建投国家电投新能源REIT、易方达深高速公路REIT、嘉实中国电建清洁能源REIT、华安百联消费REIT、易方达华威市场REIT、银华绍兴原水水利REIT等8单公募REITs项目，合计发行规模271亿元，托管项目数量排名市场第三、发行规模排名市场第二。

中国工商银行是最早参与我国资产证券化业务试点的托管机构，自2005年首批参与试点以来，累计托管企业资产证券化项目百余单，积累了丰富的托管服务经验，是目前市场上合作机构最广泛、托管基础资产类型最全面的托管机构。

中国工商银行资信情况良好，2026年8月31日，大公国际资信评估有限公司给予中国工商银行的主体评级为AAA。

根据基金托管人于工商银行网站[106]公开披露的定期报告和临时报告及法律顾问通过中国证监会网站、国家金融监督管理总局网站、国家外汇管理局网站、中国人民银行网站、应急管理部网站、生态环境部网站、国家市场监督管理总局网站、国家发展和改革委员会网站、财政部网站、国家税务总局网站、国家税务总局北京市税务局[107]网站、国家企业信用信息公示系统、证券期货市场失信记录查询平台、“信用中国”平台、中国执行信息公开网-失信被执行人查询系统和中国执行信息公开网-被执行人信息查询系统等公开信息渠道进行检索，截至2026年9月28日，于前述信息渠道，工商银行（不含分

[106] 网址：www.icbc.com.cn。
[107] 网址：http://beijing.chinatax.gov.cn/，下同。

支机构）最近一年内存在如下行政处罚记录：（1）因工商银行违反金融统计相关规定，违反账户管理规定，违反清算管理规定等违法行为，中国人民银行于2025年12月10日作出“银罚决字〔2025〕110号”《行政处罚决定书》，对工商银行处以警告，没收违法所得434.570857万元人民币及罚款3,961.5万元人民币；（2）因工商银行未经批准办理跨境资产转让业务；办理经常项目资金收付，未对交易单证的真实性及其与外汇收支的一致性进行合理审查等违法行为，国家外汇管理局北京市分局于2025年12月18日作出“京汇罚〔2025〕49号”《行政处罚决定书》，对工商银行处以警告，没收违法所得及罚款共计1,142.59万元人民币；（3）因重要信息系统投产变更风险管控不到位、未按规定报告重要信息系统突发事件等，国家金融监督管理总局于2026年6月5日对工商银行处以罚款105万元人民币。

根据基金托管人于2026年6月29日出具的《询证函复函》，确认最近一年不存在与证券投资基金托管业务有关的重大违法违规行为、重大失信行为受到行政处罚或者刑事处罚的情形，不存在证券投资基金托管业务相关的违法违规行为、失信行为被监管机构立案调查、司法机关立案侦查或者正处于整改期间的情形；不存在因证券投资基金托管业务方面的违法违规行为、失信行为而被列入失信被执行人名单的记录；前述行政处罚事项不涉及工商银行证券投资基金托管业务，对工商银行依法合规开展证券投资基金托管业务未造成实质性影响。

除上述行政处罚记录外，截至2026年9月28日，于前述信息渠道，工商银行最近一年内，不存在因重大违法违规行为、重大失信行为受到行政处罚或者刑事处罚的情形，不存在因证券投资基金托管业务相关的违法违规行为、失信行为被监管机构立案调查、司法机关立案侦查或者正处于整改期间的情形；不存在因证券投资基金托管业务方面的违法违规行为、失信行为而被列入失信被执行人名单的记录。

根据基金托管人出具的《询证函复函》并考虑基金托管人的业务规模、前述行政处罚事项未涉及基金托管人不动产基金托管业务资质等相关因素，经查询基金托管人在前述行政处罚后的托管业务开展记录，前述行政处罚事项应不会直接导致基金托管人开展不动产基金托管业务的资质被撤销或作废。

（六）内部控制制度

1、内部控制目标

（1）资产托管业务经营管理依法合规。

（2）资产托管业务操作风险最小化。

（3）资产托管业务发展战略和经营目标全面实施和充分实现。

（4）全面履行托管人职责、保证托管资产安全。

2、内部控制原则

（1）全面性原则。内部控制应贯穿资产托管业务经营管理决策、执行和监督全过程，覆盖各项业务、事项以及机构部门和岗位人员。

（2）审慎性原则。内部控制应当以防范风险、审慎经营为出发点，各项经营管理活动，尤其是设立新的机构或开办新的业务，应当确保合法合规，符合经营授权，制度流程完备，体现内控优先的要求。

（3）制衡性原则。资产托管业务流程应实现前中后职责分离，建立横向与纵向相互监督制约的机制，形成职责分工明确、业务流程清晰的管理体系。

（4）独立性原则。资产托管业务在系统、场所、人员、管理上均要满足法律法规和监管规定要求，保持相对独立性。

（5）适度性原则。内部控制应当与经营规模、业务范围和风险特点相适应，动态适应性调整，以合理的成本实现内部控制的目标。

3、内部控制组织结构

中国工商银行建立了分工明确、相互牵制的风险控制组织结构。通过建立横纵结合的内部组织结构，形成不同部门、不同岗位相互制衡与监督。

中国工商银行资产托管业务内部风险控制组织结构由中国工商银行内部监管部门、资产托管部内设监督与风险管理处及资产托管部各业务处室共同组成。工行托管业务风险控制部门可分为三个层次:

一是中国工商银行内部监管部门，主要包括风险管理部、内部审计局、内部控制合规部等部门。负责制定全行风险管理政策，对各业务部门风险控制工作进行指导、监督;内部审计局每年也会对托管业务进行审计检查，审计报告将由内部审计局提交审计委员会。

二是资产托管部内设监督与风险管理处，直接对分管行长和总经理负责。负责拟定托管业务风险控制工作总体思路与计划，组织、指导、协调、监督各业务处室风险控制工作的实施。

三是资产托管部相关处室在日常工作中，各业务处室在各自职责范围内实施具体的风险控制措施。随时自查自纠，风险控制理念贯穿于全部业务过程之中。

4、内部控制制度

中国工商银行资产托管部建立了一整套内部风险控制制度，一方面制定了《中国工商银行资产托管业务管理办法》《中国工商银行资产托管内部风险控制管理办法》《资产托管业务全面风险管理办法》和《中国工商银行资产托管部业务应急预案》等业务管理和内部控制制度；另一方面，在托管业务条线总览规定、产品办法、营运规程三个层级的各项制度中内嵌内部控制的相关规范和要求，并撰写了托管产品运作环节的操作手册。

5、风险控制

中国工商银行根据内部控制目标，结合风险应对策略，通过手工控制与系统控制、预防性控制与发现性控制相结合的方法，综合运用环境控制、系统控制、授权控制、职责分离、制度流程控制、应急预案等控制措施，对资产托管业务和事项实施全面控制。具体包括:

（1）内部风险控制活动

隔离制度：资产托管业务与传统业务实行严格分离，建立了明确的岗位职责、科学的业务流程、详细的操作手册、严格的人员行为规范等一系列规章制度，并采取了防火墙隔离制度，能够确保资产独立、环境独立、人员独立、业务制度和管理独立、网络独立。资产托管部内部设置了不相容岗位，实现了职责分离。

高层检查：主管行领导与部门高级管理层作为工行托管业务政策和策略的制定者和管理者，要求下级部门及时报告经营管理情况和特别情况，以检查资产托管部在实现内部控制目标的工作进展，并根据检查情况提出内部控制措施督促职能管理部门改进。

人事控制：资产托管部严格落实岗位责任制，建立“自控防线”“互控防线”“监控防线”三道控制防线，健全绩效考核和激励机制，树立“以人为本”的内部控制文化，增强员工的责任心和荣誉感，培育团队精神、增加核心竞争力。资产托管部通过进行定期和定向的业务与职业道德培训以及与员工签订承诺书，使员工树立风险防范与控制理念。

经营控制：资产托管部通过制定工作计划、编制预算等方法开展各种业务营销活动、处理各项托管事务，从而有效地控制和配置组织资源，达到最大化利用资源、提高效益目的。

内部风险管理：资产托管部通过内审监察、风险评估、系统监控等方式加强内部风险管理，定期或不定期地对业务运作状况进行检查、监控。指导业务部门进行风险识别和风险评估，制定并实施风险控制措施，排查风险隐患。

数据安全控制：资产托管部通过业务操作区相对独立、数据和传真加密、数据传输

线路冗余备份、监控设施的运用等措施来保障数据安全。

（2）具体控制措施

针对托管业务的特点，制定了九类具体风险控制措施：交易监督风险控制、资金清算风险的控制、会计核算风险的控制、核算估值风险控制、数据传输风险的防范、交易数据计算风险的防范、数据安全风险的控制、电脑系统风险的控制、人员风险控制等。

（3）优化托管业务系统功能

将风险控制嵌入业务处理模块，实现流程处理的标准化和风险控制的系统化。通过系统业务处理的模块化和流程化，加强系统对风险点的刚性控制，从而降低操作风险。

（4）操作风险监测体系

中国工商银行建立资产托管业务操作风险监测体系，进行定期、连续监督和测定。结合资产托管业务发展情况和经营环境设定风险承受度阈值，并适时进行动态调整和再评估。对可能引发风险事件的隐患及时进行预警。投产资产托管风险监控系统，该系统下设13个风控模型和24个风控指标，通过监督模型初步实现对全行托管营运风险的非现场监控。

6、业务连续性保障

中国工商银行依据相关法律法规，制订了基于数据、应用、操作、环境四个层面的完善的资产托管业务连续性工作计划和应急预案，可以按照现行监管要求，依法合规为客户实时提供优质的托管服务，切实履行托管人职责。在重大突发事件发生后，可根据突发事件对托管业务连续性营运影响程度的评估，适时选择或依次启动“原场所现场+居家”“部分同城异地+居家”“部分异城异地+居家”“异地全部切换”四种方案，由“总部+6家总行级营运中心+18家托管分部+境外营运机构”形成全球、全天候营运网络，向客户提供连续性服务，确保托管产品日常交易的及时清算和交割。

为确保上述连续性工作计划和应急预案能够随时有效执行，中国工商银行持续加大了应急预案的演练力度，将演练活动提升为在全行范围内多层级、多维度常态化开展。2021年以来，中国工商银行总部、6家总行级营运中心、18家托管分部、境外营运机构共同开展居家办公演练、同城异地演练、异城异地演练，以实战环境演练、全面流程覆盖为手段，更加安全高效地完成应急处置，确保各类指令和业务事项无遗漏，在“产品、人员、岗位、流程”等多个维度实现多点切换和无缝衔接，不断更新、优化、验证应急预案。

（七）内部托管流程

中国工商银行已经建立成熟的、完善的托管服务流程。服务流程涵盖资金清算、估值核算、对账等托管运作全过程。

1、清算、交割事宜的流程

管理人的划款指令以电子指令直连方式向工商银行发出，工商银行收到指令后立即执行，管理人可在系统中查询指令执行进度和账户资金变动情况。管理人也可以采用加密传真方式或专属邮件方式作为指令应急备份渠道。工商银行在收到管理人发送的指令后，将检查划款指令各项要素是否齐全且准确无误，检查划款指令所涉投资交易是否符合法律法规与基金合同约定，如发现问题，会立即通知管理人。若检查无误，工商银行按照划款指令的要求实时办理。工商银行将及时检查托管资产头寸使用情况，发现资金头寸不足以执行划款指令时，将及时通知管理人。

工商银行通过大额支付系统、电子联行系统、SWIFT 系统以及工商银行自主开发的清算端等清算系统进行日常划款操作。对于需和中国证券登记结算有限公司进行的资金清算业务，工商银行及时通过全行清算系统、上海 PROP、深圳 D-COM、北京 CCNET 交收业务终端完成资金交收。

工商银行收到管理人发送的银行间债券成交单及有效指令后，通过中央国债和上海清算所综合业务系统完成银行间债券交易的后台确认及资金清算。

工商银行日间负责查看上海 PROP、深圳 D-COM、北京 CCNET，核对当日备付金余额，跟踪新股申购资金到账情况，并与各开户银行核对银行存款账户余额。

工商银行划款采用经办、复核、审核三级授权制，以确保托管资金清算的安全性和可靠性。日终，工商银行进行日终资金对账工作，确保管理人托管资金账户余额与主机实际余额一致。

2、权属证书保管

管理人应在基金合同生效前明确需移交工商银行保管的不动产项目权属证书及相关文件清单，并对权属证书及相关文件的真实性及完整性进行验证后，将原件移交工商银行保管，具体交接程序由管理人与工商银行根据实际情况约定。

3、核算、估值事宜的流程

工商银行通过制度、系统和考核三方面措施对托管资产核算业务流程和结果进行管控。制度方面，工商银行制定了《资产托管业务会计核算操作规程》，对托管资产估值核算业务及信息披露质量和时效做出了明确要求，依据合规的估值方法，按照《企业会计准则》的规定，遵循实质重于形式的原则，对托管组合所持有的各项资产（包括不动

产资产支持证券、债券、银行存款应收账款等资产）及各项负债进行会计核算，确定资产的公允价值。

(1) 建账与核算：基金托管人、管理人各自以托管产品为会计主体独立地设置、登录和保管《托管协议》项下投资运作的全套账册。

(2) 对账：基金托管人和管理人应建立定期对账制度。每个估值日核对基金资产净值，保证账账相符、账实相符。对于估值日（T 日）核对结果，基金托管人于估值日后第一个工作日（T+1 日）16:30 之前与管理人核对。如有不符，双方应及时联系查找原因直至核对一致。对于保存在保管箱的实物资产，基金托管人每个季度进行账实核对。在核对中，若核对无误，管理人应及时向基金托管人确认；若出现问题，由管理人和基金托管人双方共同查明原因后，进行调整。

管理人与基金托管人同时进行会计核算估值后，按照对账制度，双方可以采用电子对账系统、录音电话等方式交换信息进行核对，以保证传递数据的安全和保密。

（八）基金托管人对基金管理人运作基金进行监督的方法和程序

1、基金托管人应监督、复核基金管理人按照法律法规规定和基金合同约定进行投资运作、收益分配、信息披露等。

2、基金托管人应根据相关法律法规的规定及基金合同的约定，复核、审查基金管理人计算的基金资产净值、基金份额净值、基金份额认购、扩募价格；基金托管人应复核本基金信息披露文件，并对基金管理人资产确认及计量过程的复核。

3、基金托管人应监督本基金资金账户、不动产项目运营收支账户等重要资金账户及资金流向，确保符合法律法规规定和基金合同约定，保证基金资产在监督账户内封闭运行。

4、基金托管人应监督基金管理人为不动产项目购买足够的保险。

5、基金托管人应监督不动产项目公司借入款项安排，确保符合法律法规规定及约定用途。

6、基金托管人监督基金管理人对本基金的投资运作，如发现基金管理人有违反基金合同及国家法律法规行为，对基金财产、其他当事人的利益造成重大损失的情形，应呈报中国证监会，并采取必要措施保护基金投资者的利益。

3.3.2 计划托管人

（一）计划托管人基本情况

名称：中国工商银行股份有限公司上海市分行

注册地址：中国（上海）自由贸易试验区银城路8号

成立时间：1998年6月10日

负责人：张屾

经营范围：办理人民币存款、贷款、结算；办理票据贴现；代理发行金融债券；代理发行、代理兑付、销售政府债券；代理收付款项及代理保险业务；外汇存款；外汇贷款；外汇汇款；外币兑换；国际结算；外汇票据的承兑和贴现；总行授权的外汇借款；总行授权的外汇担保；结汇、售汇；总行授权的代客外汇买卖；资信调查、咨询、见证业务；经中国人民银行批准的其他业务。【依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动】

（二）发展概况和综合实力

中国工商银行股份有限公司上海市分行是经过工商银行充分授权的分支机构。作为工商银行系统内优秀的旗舰行，工行上海分行以雄厚的资金实力、广泛的营业网点、便捷的结算网络、优质的客户服务，致力于支持和服务上海经济社会发展和重点项目建设，为客户提供全面的金融产品和服务，在上海金融行业保持市场领军者的地位。工行上海分行积极落实服务实体经济、防控金融风险、深化金融改革的工作要求：坚持统筹发展，助力浦东打造社会主义现代化建设引领区，推动长三角区域金融服务同城化一体化，支持上海五大新城建设，促进经济社会高质量发展；坚持转型创新，积极服务上海国际金融中心建设，依托工商银行“金融创新中心、跨境业务中心、金融市场交易中心”三大中心，持续加快对新市场、新业务、新模式的探索；坚持深化科技赋能，积极融入上海数字化转型，以“金融AI+”生态模式变革为核心，构建智慧银行生态体系；坚持金融本源，强化对重点领域企业支持力度，提升金融服务普惠性、精准性、直达性，当好服务实体经济的主力军。

（三）托管业务经营情况

作为中国大陆托管服务的先行者，工商银行自1998年在国内首家提供托管服务以来，秉承“诚实信用、勤勉尽责”的宗旨，依靠严密科学的风险管理和内部控制体系、规范的管理模式、先进的营运系统和专业的服务团队，严格履行资产托管人职责，为境内外广大投资者、金融资产管理机构和企业客户提供安全、高效、专业的托管服务，展现优异的市场形象和影响力。工商银行实行统一法人制度，由总行负责向各监管部门申请托管资格，通过内部业务授权的方式明确辖属分行托管业务办理权限。根据《关于印发2026年度境内分行基本授权的通知》（工银发〔2026〕14号），工行上海分行已取得资产托

管业务的相关内部授权，具备担任专项计划托管银行的主体资格和业务资质。工行上海分行高度重视资产托管业务发展，作为总行级托管营运中心，是全行最早开办托管业务和对外提供年金托管服务的分行，目前已实现对全品种产品的托管服务。截至2025年末，工行上海分行资产托管与养老金融部从业人员超90人，平均从业年限在10年以上，资产托管规模超3.7万亿元，业务品种齐全，长期稳居上海地区领先地位，具备专业的托管营运能力与优质的客户服务能力。

（四）托管业务运作

1、资产保管

工商银行为托管资产单独建账、单独开户、独立保管，与托管银行的自有资产进行隔离，确保不挪用托管资产，保证托管资产的完整、独立及安全，实现资产独立和账务核算的独立。

工商银行建立了完整的资产保管体系，以保证托管资产的安全，并严格按监管要求完整保存托管业务活动的记录、账册、报表和其他相关资料。工商银行对不同受托资产组合单独开户，单独记账，托管人只根据委托人或投资管理人的有效指令调拨资金，无权擅自动用账户，在任何时候都能保证托管资产的安全、独立和完整。工商银行安排专人及团队，从前、中、后台积极配合进行托管资产的各项移交。

2、指令及资金清算

工商银行作为托管银行，将在资产管理人依法依规和依据合同约定进行投资操作时，负责认真办理相关资金的划拨与证券交割手续，严格执行资产管理人的投资指令及资金划拨指令，合规准确办理资金清算，确保准确、安全、及时，且确保所执行的指令均经过合规性审查，不向任何无关人员和机构透露资金清算信息。

3、估值核算

工商银行将依据合规的估值方法，对托管组合所拥有的全部资产及所有负债按一定的原则进行估算，确定资产的公允价值。在计划设立后，按照会计准则独立地设置、登录和保管专项计划的全套账册，为专项计划单独记账、独立核算，保证不同的专项计划在账户设置、资金划拨、账簿记录等方面应当相互独立。

4、投资监督

通过专业人员、专业投资监督系统对投资状况进行事前、事中、事后全方位监督，实现不同投资品种的横向监督以及不同业务环节的纵向监督。

工商银行对托管资产的投资监督主要从事前、事中、事后三个维度展开。事前监督

环节，在托管协议中明确约定监督事项、监督内容和监督方式，并在系统中设置相关监督指标。事中监督环节，重点对投资指令进行审核，执行合规指令，严拒违规指令。事后监督环节，重点做好计算监督指标和发送风险提示。

5、信息披露

工商银行按照法律法规规定和合同约定，对专项计划编制专项计划托管报告并复核定期报告的财务数据。

（五）托管内部控制及风险防控

工商银行建立并实施多层次的资产托管业务风险控制体系。一是内部监管部门，包括内部审计局、内控合规部和监察室，对托管业务工作进行指导、监督。二是托管业务部门内设独立、专职的监督与风险管理团队，组织、指导、协调、监督各业务风险控制工作的实施。三是实行岗位分离、职工操守、信息保密和门禁制度，托管业务数据信息传递全部实现自动加密处理。2005年，国内首家引入并通过SAS70内控审计国际认证，并将其作为一项常规化制度化的内控举措。2015-2025年工商银行均通过ISAE3402（原SAS70）审阅，迄今已第十九次获得无保留意见的控制及有效性报告，表明独立第三方对工商银行托管服务在风险管理、内部控制方面的健全性和有效性的全面认可，也证明工商银行托管服务的风险控制能力已经与国际大型托管银行接轨，达到国际先进水平。

3.3.3 监管机构

名称：中国工商银行股份有限公司上海市卢湾支行

营业场所：上海市淮海中路98号

成立时间：1997年8月28日

负责人：雷鸣

经营范围：人民币存款、贷款、结算业务，人民币储蓄业务；外汇存款；外汇贷款；外汇汇款；外币兑换；外汇买卖（实盘）业务；国际结算；结汇、售汇；经中国人民银行批准的其他业务；保险兼业代理：保险公司授权代理范围。【依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动】

工商银行实行“总行统筹-分行执行-网点落地”的三级风控管理体系。在资金监管业务层面，工商银行卢湾支行严格执行以下控制措施：

1、账户独立管理：监管资金须开立专用账户，与银行自有资金及被监管单位其他性质资金实施严格分离，确保监管资产的独立性与安全性。

2、支付控制机制：被监管单位通过任何渠道发起的支付申请均受系统控制，支付指

令须符合预设监管条件或经监管方审批方可执行，同时监管方仅拥有查询和审批权限，无权挪用监管资金。

3、分级授权审批：对监管账户的资金划付执行“业务部门初审、财务部门复核、风控部门终审”的三级联签机制。

3.3.4 尽职调查程序

1、项目组以书面审查、互联网检索等方式就基金托管人、计划托管人、监管机构的设立、存续情况进行了核查，包括：查阅基金托管人的营业执照、公司章程等文件；登录企业信用信息网查询注册登记信息等。

2、项目组以书面审查等方式就基金托管人业务、计划托管人的资质进行了核查，包括：查阅中国证监会和中国人民银行对于相关主体业务资质的批复；查阅了银监会核发的金融许可证。

3、项目组以书面审查等方式分别就基金托管人、计划托管人的业务制度和流程、风险控制措施等进行了核查，包括：分别查阅相关主体托管业务管理制度和业务流程说明文件；查阅了相关主体资产托管风险控制指引和其他制度文件，并对其风险控制进行了解，包括但不限于内部风险控制情况、外部监督情况、内控管理制度和实施情况、托管系统与其运作情况、资金安全保障措施情况等。

4、项目组以书面审查、互联网检索等方式对基金托管人、计划托管人、监管机构的资信水平进行了核查，包括：根据相关主体在上海证券交易所网站公开披露的定期报告和临时报告（如有）及通过中国证监会网站、国家金融监督管理总局网站、国家外汇管理局网站、中国人民银行网站、应急管理部网站、生态环境部网站、国家市场监督管理总局网站、国家发展和改革委员会网站、财政部网站、国家税务总局网站、上海银行注册地主管税务部门国家税务总局上海市税务局网站、国家企业信用信息公示系统、证券期货市场失信记录查询平台、“信用中国”平台、中国裁判文书网、中国执行信息公开网-失信被执行人查询系统及中国执行信息公开网-被执行人信息查询系统等公开信息渠道进行检索。

3.4 对中介机构的尽职调查

3.4.1 财务顾问

国泰海通证券股份有限公司（以下简称“国泰海通证券”）为不动产基金的设立提供财务顾问服务。

根据上海市市场监督管理局于2025年4月3日向国泰海通证券核发的《营业执照》

（统一社会信用代码：91310000631592 84XQ），中国证监会于2025年4月3日向国泰海通证券核发的《经营证券期货业务许可证》（流水号：000000073757），以及国家企业信用信息公示系统的公示信息，国泰海通证券系有效存续的股份有限公司，不存在《中华人民共和国公司法》规定的应当终止的情形，国泰海通证券已依法获得从事证券承销及保荐的资质。

3.4.2 评估机构

上海立信资产评估有限公司（以下简称"立信评估"）为不动产基金的设立提供资产评估服务。

根据上海市徐汇区市场监督管理局于2026年5月14日向立信评估核发的《营业执照》（统一社会信用代码：91310104132265131C）以及国家企业信用信息公示系统的公示信息，立信评估系有效存续的有限责任公司，不存在《中华人民共和国公司法》规定的应当终止的情形，立信评估的经营范围为"一般项目：资产评估；房地产评估；矿业权评估服务；矿产资源储量评估服务；矿产资源储量估算和报告编制服务；机动车鉴定评估；土地调查评估服务；物业服务评估；艺（美）术品、收藏品鉴定评估服务；价格鉴证评估；税务服务；工程机械设备价格鉴证评估；财政资金项目预算绩效评价服务；企业管理咨询；财务咨询；房地产咨询；信息技术咨询服务；社会经济咨询服务；环保咨询服务；破产清算服务；信息咨询服务（不含许可类信息咨询服务）；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；咨询策划服务；认证咨询；公共安全管理咨询服务；科技中介服务；知识产权服务（专利代理服务除外）；水利相关咨询服务；云计算装备技术服务；政策法规课题研究。[除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动]"。

根据财政部和证监会颁发的《证券期货相关业务评估资格证书》，批准立信评估从事证券、期货相关评估业务。

根据上海市财政局备案公告（沪财企备案[2017]7号），立信评估属于第一批29家予以备案公告的评估机构之一。

根据中国证监会公布的《从事证券服务业务资产评估机构名录（截至2026年9月30日）》[108]，立信评估已完成从事证券服务业务资产评估机构备案。

立信评估已出具承诺函，承诺其具备良好资质和稳健的内部控制机制，合规运作、诚信经营、声誉良好，不存在可能影响其独立性的行为。并承诺在评估过程中遵循客观、

[108] 网址：https://www.csrc.gov.cn/csrc/c100102/c7662265/content.shtml

独立、公正，遵守一致性、一贯性及公开、透明、可校验原则，不随意调整评估方法和评估结果。

3.4.3 审计机构

上会会计师事务所（特殊普通合伙）（以下简称"上会会所"）为不动产基金的设立提供会计、审计服务。

根据上海市静安区市场监督管理局于2025年12月17日向上会会所核发的《营业执照》（统一社会信用代码：91310106086242261L），上海市财政局于2017年12月18日向上会会所核发的《会计师事务所执业证书》（执业证书编号：0001116），以及国家企业信用信息公示系统的公示信息，上会会所系有效存续的合伙企业，并取得了执行注册会计师法定业务的资格，且具有执行证券、期货相关业务的资质。

根据中国证监会公布的《从事证券服务业务会计师事务所备案名录（截至2026年9月4日）》[109]，上会会所已完成从事证券服务业务会计师事务所备案。

3.4.4 法律顾问

北京市汉坤律师事务所（以下简称"汉坤律所"）就不动产基金的设立提供法律服务。

根据北京市司法局于2022年5月16日核发的《律师事务所执业许可证》（统一社会信用代码：31110000769903508A），汉坤律所为符合《中华人民共和国律师法》及《律师事务所管理办法》规定的律师事务所，具备为本基金提供法律服务的资质。

根据中国证监会公布的《从事证券法律业务律师事务所首次备案表（截至2026年9月18日）》[110]，汉坤律所已完成从事证券法律业务律师事务所备案。

3.5 尽职调查结论

经过尽职调查，项目组认为原始权益人依法设立并合法存续，经营情况正常，股权结构合理，组织架构及治理结构完善，内部控制制度完善且有效，财务状况正常，对不动产项目享有完全所有权或经营权利，该权利不存在重大经济或法律纠纷，不动产项目转让合法有效且获得其他外部有权机构审批，不动产基金预计可合法取得不动产项目的所有权或经营权利，资信情况良好且不存在重大违法违规记录；运营管理机构依法设立并合法存续，具备持续经营能力，具备不动产项目运营管理资质与经验，已建立较为完善的相关业务、相关制度、业务流程、风险控制措施，财务状况正常，资信情况良好，具有担任不动产项目运营管理机构的能力；基金托管人和计划托管人依法设立并合法存

[109] 网址：https://www.csrc.gov.cn/csrc/c100102/c7656627/content.shtml
[110] 网址：https://www.csrc.gov.cn/csrc/c105943/c7659604/content.shtml

续，资信水平良好，具有托管业务资质，并已建立健全托管业务制度管理、业务流程、风险控制措施等，具有担任托管银行的能力；国泰海通证券具备为不动产基金的设立提供财务顾问服务的主体资格及相应资质；立信评估具备为不动产基金的设立提供资产评估服务的主体资格及相应资质；上会会所具备为不动产基金的设立提供会计、审计服务的主体资格及相应资质；汉坤律所具备为不动产基金的设立提供法律服务的主体资格及相应资质。

第四章 尽职调查结论性意见

项目组通过尽职调查，根据《中华人民共和国民法典》《基金法》《公募基金运作办法》《公募基金销售办法》《公募基金信息披露办法》《中国证监会、国家发展改革委关于推进基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点相关工作的通知》《国家发展改革委关于全面推动基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）常态化发行的通知》《国家发展改革委关于进一步做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点工作的通知》《国家发展改革委关于规范高效做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）项目申报推荐工作的通知》《不动产基金指引》《公开募集不动产投资信托基金（REITs）尽职调查工作指引（试行）》《公开募集不动产投资信托基金（REITs）运营操作指引（试行）》《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务管理规定》《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务尽职调查工作指引》《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）业务办法（试行）》《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第1号——审核关注事项（试行）》《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第2号——发售业务（试行）》《上海证券交易所资产支持证券挂牌条件确认规则适用指引第2号——大类基础资产》等法律法规及其他有关规定，由项目组对不动产项目、原始权益人、运营管理机构、托管人、对交易有重大影响的其他交易相关方进行了尽职调查。与律师、会计师进行了充分沟通，认为：

不动产项目、原始权益人、运营管理机构、托管人等符合相关的规定和条件，基金管理人及计划管理人特此出具本尽职调查报告。

附件五、不动产资产评估报告

本报告依据中国资产评估准则编制

上海东方证券资产管理有限公司
拟发行公募 REITs 所涉及的
乌兰县华扬晟源新能源有限公司
风电项目资产组市场价值
资产评估报告

信资评报字（2026）第 050049 号

上海立信资产评估有限公司

二〇二六年十月十二日

中国资产评估协会

资产评估业务报告备案回执

报告编码：	3131020006202601467
合同编号：	HT-2025-2576
报告类型：	法定评估业务资产评估报告
报告文号：	信资评报字（2026）第050049号
报告名称：	上海东方证券资产管理有限公司拟发行公募REITs所涉及的乌兰县华扬晟源新能源有限公司风电项目资产组市场价值资产评估报告
评估结论：	1,466,000,000.00元
评估报告日：	2026年10月12日
评估机构名称：	上海立信资产评估有限公司
签名人员：	秦伟　（资产评估师）　正式会员　编号：31180049 孙丽雅　（资产评估师）　正式会员　编号：31210024
秦伟、孙丽雅已实名认可	
（可扫描二维码查询备案业务信息）	

说明：报告备案回执仅证明此报告已在业务报备管理系统进行了备案，不作为协会对该报告认证、认可的依据，也不作为资产评估机构及其签字资产评估专业人员免除相关法律责任的依据。

备案回执生成日期：2026年10月13日

ICP备案号京ICP备2020034749号

目录

声明 ..... - 1 -
摘要 ..... - 3 -
正文 ..... - 5 -
一、委托人、产权持有单位和其他资产评估报告使用人概况 ..... - 5 -
二、评估目的 ..... - 9 -
三、评估对象和评估范围 ..... - 9 -
四、价值类型 ..... - 22 -
五、评估基准日 ..... - 22 -
六、评估依据 ..... - 23 -
七、评估方法 ..... - 28 -
八、评估程序实施过程和情况 ..... - 50 -
九、评估假设 ..... - 52 -
十、评估结论 ..... - 54 -
十一、特别事项说明 ..... - 54 -
十二、资产评估报告使用限制说明 ..... - 58 -
十三、资产评估报告日 ..... - 59 -
附件 ..... - 61 -

声明

（一）本资产评估报告依据财政部发布的资产评估基本准则和中国资产评估协会发布的资产评估执业准则和职业道德准则编制。

（二）委托人或者其他资产评估报告使用人应当按照法律、行政法规规定和资产评估报告载明的使用范围使用资产评估报告；委托人或者其他资产评估报告使用人违反前述规定使用资产评估报告的，本资产评估机构及其资产评估专业人员不承担责任。

（三）本资产评估报告仅供委托人、资产评估委托合同中约定的其他资产评估报告使用人和法律、行政法规规定的资产评估报告使用人使用；除此之外，其他任何机构和个人不能成为本资产评估报告的使用人。

（四）本资产评估机构及其资产评估专业人员提示本资产评估报告使用人应当正确理解评估结论，评估结论不等同于评估对象可实现价格，评估结论不应当被认为是对评估对象可实现价格的保证。

（五）本资产评估机构及其资产评估专业人员遵守法律、行政法规和资产评估准则，坚持独立、客观、公正的原则，并对所出具的资产评估报告依法承担责任。

（六）本资产评估机构及其资产评估专业人员按委托人指定的评估对象和范围进行了评估，评估对象涉及的资产和负债的详细清单由委托人和产权持有单位提供，并经其签章确认。根据《中华人民共和国资产评估法》，“委托人应当对其提供的权属证明、财务会计信息和其他资料的真实性、完整性、合法性负责。”我们对可能属于评估范围内的其他资产给予了应有的关注，我们敬请有关当事方高度注意交易对象、范围与评估对象、范围的一致性。

（七）本资产评估机构及其资产评估专业人员与资产评估报告中的委托人、其他相关当事人、评估对象在过去、现时和将来都没有利益关系；与有关当事方及相关人员没有任何利益关系和偏见。

（八）资产评估师已经对资产评估报告中的评估对象及其所涉及资产进行现场调查；已经对评估对象及其所涉及资产的法律权属状况给予必要的关注，对评估对象及其所涉及资产的法律权属资料进行了查验，对已经发现的问题进行了如实披露，并且已提请委托人及其他相关当事人完善产权以满足出具资产评估报告的要求。但

我们仅对评估对象及其所涉及资产的价值发表意见，我们无权对它们的法律权属做出任何形式的保证。本报告亦不得作为任何形式的产权证明文件使用。

（九）本资产评估机构及其资产评估专业人员对评估对象价值所做的分析、判断受本报告中的假设和限制条件的约束，评估结论仅在这些假设和限制条件下成立。为了合理地正确使用本评估报告，我们敬请资产评估报告使用人应当密切关注本报告的“评估假设”、“特别事项说明”和“资产评估报告使用限制说明”。

（十）本资产评估机构及其资产评估专业人员执行本项资产评估业务的目的是对评估对象所具有的价值进行分析估算并发表专业意见，我们不会为当事人的决策承担责任。我们敬请报告使用者注意，评估结论仅在本报告载明的假设和限制条件下成立，并且不应该被认为是评估对象在市场上可实现价格的保证。

（十一）本资产评估机构及其资产评估专业人员对实物资产的勘察按常规仅限于其表观质量和使用、保养状况，未触及被遮盖、隐蔽及难于接触到的部位，我们未受委托对它们的质量进行专业技术检测和鉴定，我们的评估以委托人提供的资料为基础，如果这些评估对象的内在质量有瑕疵，评估结论可能会受到不同程度的影响。

（十二）本资产评估报告仅供委托人为本报告所列明的评估目的服务和送交评估主管部门审查使用，本评估报告的使用权归委托人所有。除按规定报送有关政府管理部门或依据法律需公开的情形外，未经本资产评估机构许可，报告的全部或部分内容不得发表于任何公开的媒体上。

（十三）上海立信资产评估有限公司及经办人员与委托人、产权持有人等相关当事人没有现存或者预期的利益关系，对相关当事人不存在偏见，坚持独立、客观和公正的原则。因此，本机构作为本次的资产评估机构具备独立性。

上海立信资产评估有限公司及经办人员符合独立性要求,具备相应的业务资格和胜任能力,评估方法选取理由充分，具体工作中按资产评估准则等法规要求执行了现场核查，取得了相应的证据资料，评估结果公允反映了标的资产截至评估基准日的市场价值。

上海东方证券资产管理有限公司
拟发行公募REITs所涉及的乌兰县华扬晟源新能源有限公司
风电项目资产组市场价值
资产评估报告
摘要

信资评报字（2026）第050049号

以下内容摘自资产评估报告正文，欲了解本评估业务的详细情况和正确理解评估结论，应当阅读资产评估报告正文。

本公司——上海立信资产评估有限公司接受上海东方证券资产管理有限公司的委托，按照有关法律、行政法规和资产评估准则的规定，坚持独立、客观和公正的原则，采用收益法，按照必要的评估程序，对上海东方证券资产管理有限公司拟发行公募REITs而涉及的乌兰县华扬晟源新能源有限公司（以下简称："华扬晟源"）的风电项目资产组在2026年6月30日的市场价值进行了评估。现将资产评估情况报告如下：

评估对象：华扬晟源的风电项目资产组。

评估范围：华扬晟源的风电项目资产组。

评估基准日：2026年6月30日。

评估目的：发行公募REITs。

价值类型：市场价值。

评估方法：收益法。

评估结论：经评估，华扬晟源在评估基准日的风电项目资产组市场价值为人民币146,600.00万元，大写人民币壹拾肆亿陆仟陆佰万元整。

评估结论使用有效期：本评估结论的使用有效期为一年，即自2026年6月30日至2027年6月29日有效。

评估结论仅适用于本报告所示经济行为。

为了正确使用评估结论，请报告使用者密切关注本报告中的“资产评估报告声明”、“评估假设”、“特别事项说明”和“资产评估报告使用限制说明”及其对评估结论的影响。

除按规定报送有关政府管理部门或依据法律需公开的情形外，未经本资产评估机构和签字资产评估师书面许可，本报告摘要不得被摘抄、引用或披露于任何公开的媒体。

上海东方证券资产管理有限公司
拟发行公募REITs所涉及的乌兰县华扬晟源新能源有限公司
风电项目资产组市场价值
资产评估报告
正文

信资评报字（2026）第050049号

上海东方证券资产管理有限公司:

本公司——上海立信资产评估有限公司接受贵公司委托，按照有关法律、行政法规和资产评估准则的规定，坚持独立、客观和公正的原则，采用收益法，按照必要的评估程序，对贵公司拟发行公募 REITs 而涉及的乌兰县华扬晟源新能源有限公司（以下简称:“华扬晟源”）的风电项目资产组在 2026 年 6 月 30 日的市场价值进行了评估。现将资产评估情况报告如下:

一、委托人、产权持有单位和其他资产评估报告使用人概况

（一）委托人

企业名称: 上海东方证券资产管理有限公司（以下简称“东证资管”）

统一社会信用代码: 91310000555998513B

企业类型: 有限责任公司（非自然人投资或控股的法人独资）

住所: 上海市黄浦区中山南路 109 号 7 层-11 层

法定代表人: 杨斌

注册资本: 30000 万元人民币

成立日期: 2010 年 6 月 8 日

经营范围：证券资产管理业务；公开募集证券投资基金管理业务。【依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动】

（二）产权持有单位

1、企业注册登记信息

企业名称：乌兰县华扬晟源新能源有限公司（以下简称“华扬晟源”）

统一社会信用代码：91632821MA757NNF41

企业类型：有限责任公司（非自然人投资或控股的法人独资）

住所：青海省海西州乌兰县茶卡镇109国道2216向北1公里处

法定代表人：李宝亮

注册资本：35234万元人民币

成立日期：2017年9月6日

经营范围：风力发电、太阳能发电、水力发电、其它电力的开发、建设、运行、检修及管理；电力供应、电力项目开发及技术咨询；电力系统、电力设备的技术改造、技术服务及电气设备生产维修；新能源科技领域内技术开发、技术咨询、技术服务、技术转让。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）

2、企业历史沿革

（1）公司设立

华扬晟源系青海华扬晟源新能源有限公司于2017年9月6日出资设立。华扬晟源成立时股权结构如下：

单位：人民币万元

股东名称	认缴金额	认缴比例
青海华扬晟源新能源有限公司	10,000.00	100%
合计	10,000.00	100%

（2）第一次股权变更及增资

2018年12月24日，青海华扬晟源新能源有限公司以货币形式增资

19,600.00 万元，增资结束后华扬晟源注册资本合计 29,600.00 万元。增资后股权结构如下：

单位：人民币万元

股东名称	认缴金额	认缴比例
青海华扬晟源新能源有限公司	29,600.00	100%
合计	29,600.00	100%

（3）第二次变更及增资

2022 年 11 月 2 日，青海华扬晟源新能源有限公司将其持有的华扬晟源 100%的股权转让给申能新能源有限公司，股权转让后申能新能源（青海）有限公司以货币形式增资 5,634.00 万元，增资后公司注册资本合计 35,234.00 万元。本次变更及增资后股权结构如下：

单位：人民币万元

股东名称	认缴金额	认缴比例	实缴金额	实缴比例
申能新能源（青海）有限公司	35,234.00	100%	35,234.00	100%
合计	35,234.00	100%	35,234.00	100%

截至评估基准日，华扬晟源的股权结构未发生变化。

3、资产、负债结构和经营状况

产权持有单位近三年和评估基准日的资产、负债结构和所有者权益如下：

金额单位：人民币万元

项目	2023 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2025 年 12 月 31 日	2026 年 6 月 30 日
总资产	166,106.31	163,029.38	149,211.37	139,869.56
总负债	121,110.52	120,698.26	101,599.04	101,463.28
所有者权益	44,995.79	42,331.11	47,612.33	38,406.28

产权持有单位近三年和 2026 年 1-6 月的经营简表如下：

金额单位：人民币万元

项目	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
一、营业收入	18,635.24	17,359.58	18,332.12	8,448.95
减：营业成本	8,336.27	8,206.89	8,436.38	4,377.41
税金及附加	35.70	31.10	34.43	13.35
管理费用	0.68	0.00	0.00	0.00
财务费用	4,580.98	4,539.33	3,103.13	1,335.08
二、营业利润	5,681.61	4,582.56	6,265.40	2,708.76
加：营业外收入	0.00	0.00	0.00	0.00
减：营业外支出	0.00	1.35	0.00	0.00

项目	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
三、利润总额	5,681.61	4,581.21	6,265.40	2,708.76
减：所得税费	893.28	346.43	883.64	427.35
四、净利润	4,788.33	4,234.78	5,381.75	2,281.41

注：上述财务数据已经上会会计师事务所（特殊普通合伙）审计，并出具无保留意见的（文号：上会师报字(2026)第 15214 号）审计报告。

4、企业经营场所情况介绍

企业经营场所为自有房屋。

5、企业业务概况

华扬晟源成立于 2017 年 9 月 6 日，主要运营乌兰风电项目。乌兰风电项目位于青海省乌兰县，项目设计总装机容量约 200MW，安装 90 台单机容量 2.2MW 的风机及 1 台 2MW 的风机以及配套的箱变式电站 91 台，并配套建设一座 330kV 升压站。根据企业提供的电力业务许可证书，该项目机组于 2019 年 12 月 31 日开始投产，许可证有效期自 2019 年 12 月 24 日至 2039 年 12 月 23 日，总运营周期为 20 年。根据《青海省人民政府关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目用地的批复》（青政土函(2019)67 号），本项目用地为划拨方式（使用年限 20 年），本项目于 2019 年 10 月 30 日取得《国有建设用地划拨决定书》（编号:6328212019h08），故终止期限为 2039 年 10 月 29 日。

6、会计政策和主要税率

华扬晟源执行《企业会计准则》及相关规定，其主要税项及税率见下表列示：

税种	税率（%）	计税基础	备注
企业所得税	15、25	应纳税所得额	注*
增值税	13	应纳税增值额	
城市维护建设税	5	应纳流转税额	
教育费附加	3	应纳流转税额	

税种	税率（%）	计税基础	备注
地方教育费附加	2	应纳流转税额	

注：根据财政部公告 2020 年第 23 号《财政部 税务总局 国家发展改革委关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》：自 2021 年 1 月 1 日至 2030 年 12 月 31 日，对设在西部地区的鼓励类产业企业减按 15%的税率征收企业所得税。2031 年起所得税率恢复为法定税率 25%。

（三）委托人与产权持有单位的关系

本项目委托人为东证资管，委托人东证资管拟以产权持有单位华扬晟源拥有的风电项目资产组发行公募 REITs。

（四）其他评估报告使用者

除与该经济行为相关的法律、行政法规规定的资产评估报告使用人之外，无其他评估报告使用者。

除非国家法律法规另有规定外，任何未经评估机构和委托人共同确认的机构或个人均不能成为本资产评估报告的合法使用人。

二、评估目的

本项评估的目的是对华扬晟源的风电项目资产组进行评估，提供其在评估基准日的市场价值，为东证资管拟发行基础设施公募 REITs 提供价值参考。

三、评估对象和评估范围

（一）评估对象和评估范围

本次评估的对象为华扬晟源的风电项目资产组。评估范围为华扬晟源的风电项目资产组。根据华扬晟源在 2026 年 6 月 30 日的资产负债表，总资产账面值为 140,217.89 万元，总负债账面值为 1,202.38 万元，资产组净额账面值为 139,015.51 万元。具体为：

1、评估对象和范围

企业申报的表内资产及负债对应的会计报表经审计，其具体类型和账面金额如下:

项目	账面金额（元）
流动资产	**418,635,902.22**
货币资金	64,449,906.73
应收账款	345,463,370.49
预付款项	976,952.97
其他流动资产	7,745,672.03
非流动资产	**983,543,047.46**
固定资产	983,543,047.46
无形资产	0.00
资产总额	**1,402,178,949.68**
流动负债	**12,023,849.75**
应付账款	12,023,849.75
非流动负债	**0.00**
负债总额	**12,023,849.75**
资产组净额	**1,390,155,099.93**

委托评估对象和评估范围与经济行为涉及的评估对象和评估范围一致，且上述财务数据已经上会会计师事务所（特殊普通合伙）审计，并出具无保留意见的（文号：上会师报字(2026)第15214号）审计报告。

2、企业申报的表外资产的类型、数量

产权持有单位申报的账面未记录无形资产为土地使用权，共 1 项，权证编号为青（2021）乌兰县不动产权第 0000029 号，面积为 46,764.00 平方米，土地坐落于乌兰县茶卡镇夏艾里沟村，权利性质为划拨用地，土地用途为工业用地，不动产单元号为632821002500GB00005W00000000。

3、利用其他机构出具的报告结论所涉及的资产类型、数量和账面金额（或者评估值）

上会会计师事务所（特殊普通合伙）出具的审计报告（文号：上会师报字(2026)第 15214 号）。

除上述纳入评估范围的资产、负债外，华扬晟源承诺无其他应纳入评估范围的账外资产及负债，上述委托评估对象和范围与经济行为涉及的评估对象和范围一致。

（二）影响企业经营的宏观、区域经济因素

1、影响企业经营的宏观、区域经济因素

（1）2025 年

2025 年全年国内生产总值 1401879 亿元，比上年增长 5.0%。其中，第一产业增加值 93347 亿元，比上年增长 3.9%；第二产业增加值 499653 亿元，增长 4.5%；第三产业增加值 808879 亿元，增长 5.4%。第一产业增加值占国内生产总值比重为 6.7%，第二产业增加值比重为 35.6%，第三产业增加值比重为 57.7%。最终消费支出拉动国内生产总值增长 2.6 个百分点，资本形成总额拉动国内生产总值增长 0.8 个百分点，货物和服务净出口拉动国内生产总值增长 1.6 个百分点。分季度看，一季度国内生产总值同比增长 5.4%，二季度增长 5.2%，三季度增长 4.8%，四季度增长 4.5%。全年人均国内生产总值 99665 元，比上年增长 5.1%。国民总收入 1393700 亿元，比上年增长 5.1%。全员劳动生产率为 184413 元/人，比上年提高 6.1%。

新质生产力稳步成长。全年规模以上工业中，装备制造业增加值比上年增长 9.2%，占规模以上工业增加值比重为 36.8%；装备制造业企业利润增长 7.7%。高技术制造业增加值增长 9.4%，占规模以上工业增加值比重为 17.1%；高技术制造业企业利润增长 13.3%。数字产品制造业增加值增长 9.3%，占规模以上工业增加值比重为 12.5%。服务机器人产量 1858.1 万套，比上年增长 16.1%；移动通信基站设备产量 536.4 万射频模块，增长 13.5%；服务器产量 597.0 万台，增长 12.6%。部分服务行业规模以上企业中，战略性新兴服务业[16]企业营业收入比上年增长 9.3%，高技术服务业企业营业收入增长 7.9%。电子商务交易额 467339 亿元，比上年增长 2.5%。网上零售额 159722 亿元，比上年增长 8.6%。固定资产投资（不含农户）中，设备工器具购置投资比上年增长 11.8%。全年新设经营主体 2574 万户，日均新设企业 2.6 万户。

全年全部工业增加值416826亿元，比上年增长5.8%。规模以上工业增加值增长 5.9%。在规模以上工业中，分经济类型看，国有控股企业增加值增长 4.6%；股份制企业增长 6.3%，外商及港澳台投资企业增长3.9%；私营企业增长 5.3%。分门类看，采矿业增长 5.6%，制造业增长6.4%，电力、热力、燃气及水生产和供应业增长2.3%。

全年规模以上工业中，农副食品加工业增加值比上年增长 5.6%，纺织业增长3.0%，化学原料和化学制品制造业增长7.8%，非金属矿物制品业下降0.6%，黑色金属冶炼和压延加工业增长4.5%，通用设备制造业增长8.0%，专用设备制造业增长4.3%，汽车制造业增长11.5%，电气机械和器材制造业增长 9.2%，计算机、通信和其他电子设备制造业增长10.6%，电力、热力生产和供应业增长2.2%。

全年规模以上工业企业利润 73982 亿元，比上年增长 0.6%。分经济类型看，国有控股企业利润 20561 亿元，比上年下降 3.9%；股份制企业55408 亿元，下降 0.1%，外商及港澳台投资企业 17447 亿元，增长 4.2%；私营企业 22811 亿元，与上年持平。分门类看，采矿业利润 8345 亿元，比上年下降 26.2%；制造业 56916 亿元，增长 5.0%；电力、热力、燃气及水生产和供应业8721亿元，增长9.4%。规模以上工业企业每百元营业收入中的成本为85.31元，比上年增加0.16元；营业收入利润率为5.31%，下降 0.03 个百分点。年末规模以上工业企业资产负债率为 57.6%，比上年末下降0.1个百分点。全年规模以上工业产能利用率为74.4%。

初步核算，全年一次能源生产总量 51.3 亿吨标准煤，比上年增长3.6%。

年末全国发电装机容量 389134 万千瓦，比上年末增长 16.1%。其中，火电装机容量153904万千瓦，增长6.3%；水电装机容量44802万千瓦，增长2.9%；核电装机容量6248万千瓦，增长2.7%；风电装机容量64001万千瓦，增长 22.9%；太阳能发电装机容量 120173 万千瓦，增长 35.4%。

全年批发和零售业增加值 145808 亿元，比上年增长 5.0%；交通运输、仓储和邮政业增加值 62092 亿元，增长 5.2%；住宿和餐饮业增加值 26403 亿元，增长 4.9%；金融业增加值 101337 亿元，增长 4.5%；房地产业增加值 83024 亿元，增长 0.2%；信息传输、软件和信息技术服务业增加值 70599 亿元，增长 11.1%；租赁和商务服务业增加值 63666 亿元，增长 10.3%。部分服务行业规模以上企业营业收入比上年增长 6.8%，利润总额增长 1.9%。

全年社会消费品零售总额 501202 亿元，比上年增长 3.7%。按经营地分，城镇消费品零售额 432972 亿元，增长 3.6%；乡村消费品零售额 68230 亿元，增长 4.1%。按消费类型分，商品零售额 443220 亿元，增长 3.8%；餐饮收入 57982 亿元，增长 3.2%。服务零售额比上年增长 5.5%。

全年全社会固定资产投资 491109 亿元，比上年下降 3.9%。固定资产投资（不含农户）485186 亿元，下降 3.8%。在固定资产投资（不含农户）中，分区域看，东部地区投资下降 8.4%，中部地区投资下降 2.7%，西部地区投资下降 1.3%，东北地区投资下降 15.5%。

在固定资产投资（不含农户）中，第一产业投资 9570 亿元，比上年增长 2.3%；第二产业投资 177368 亿元，增长 2.5%；第三产业投资 298248 亿元，下降 7.4%。基础设施投资下降 2.2%。社会领域投资下降 8.5%。民间投资下降 6.4%，扣除房地产开发民间投资的民间项目投资下降 1.9%。分领域看，制造业民间投资下降 0.2%，基础设施民间投资增长 1.7%。

（2）2026 年 1-6 月份

2026 年上半年国内生产总值 695,704 亿元，比上年同期增长 4.7%。其中第一产业总值 31522 亿元，比上年同期增长 3.7%；第二产业总值 250473 亿元，比上年同期增长 3.9%；第三产业总值 413709 亿元，比上年同期增长 5.2%。

1—6 月份，全国规模以上工业企业实现利润总额 39479.9 亿元，同比增长 18.7%。

1—6 月份，规模以上工业企业中，国有控股企业实现利润总额 13077.4 亿元，同比增长 17.9%；股份制企业实现利润总额 30443.2 亿元，增长 24.7%；外商及港澳台投资企业实现利润总额 8873.2 亿元，增长 2.6%；私营企业实现利润总额 9655.6 亿元，增长 13.0%。

1—6 月份，采矿业实现利润总额 5745.0 亿元，同比增长 33.5%；制造业实现利润总额 29712.1 亿元，增长 20.1%；电力、热力、燃气及水生产和供应业实现利润总额 4022.7 亿元，下降 4.2%。

1—6 月份，主要行业利润情况如下：有色金属冶炼和压延加工业利润同比增长 99.4%，计算机、通信和其他电子设备制造业增长 96.9%，化学原料和化学制品制造业增长 67.8%，煤炭开采和洗选业增长 41.1%，石油和天然气开采业增长 16.6%，纺织业增长 16.6%，通用设备制造业增长 1.5%，专用设备制造业下降 0.1%，电力、热力生产和供应业下降 6.2%，电气机械和器材制造业下降 8.6%，农副食品加工业下降 12.0%，汽车制造业下降 19.5%，黑色金属冶炼和压延加工业下降 25.0%，非金属矿物制品业下降 47.8%，石油、煤炭及其他燃料加工业由亏转盈。

1—6 月份，规模以上工业企业实现营业收入 69.26 万亿元，同比增长 6.5%；发生营业成本 58.80 万亿元，增长 5.9%；营业收入利润率为 5.70%，同比提高 0.59 个百分点。

6 月末，规模以上工业企业资产总计 194.60 万亿元，同比增长 6.1%；负债合计 113.52 万亿元，增长 6.6%；所有者权益合计 81.08 万亿元，增长 5.4%；资产负债率为 58.3%，同比上升 0.3 个百分点。

1—6 月份，全国固定资产投资（不含农户）226370 亿元，同比下降 5.7%。其中，知识产权产品投资同比增长 9.4%。

分产业看，第一产业投资 4600 亿元，同比增长 0.9%；第二产业投资

83120 亿元，下降 1.1%；第三产业投资 138649 亿元，下降 8.4%。

工业投资同比下降 1.1%。其中，采矿业投资增长 5.9%，制造业投资下降 1.2%，电力、热力、燃气及水生产和供应业投资下降 2.7%。

基础设施投资同比下降 2.4%。其中，信息传输业投资增长 25.6%，水上运输业投资增长 19.8%，航空运输业投资增长 11.0%。

2、所在行业现状与发展前景

（1）“抢装潮”带动风电装机超预期增长，海风增幅高于陆风

政策刺激“抢装潮”及电力需求转型等多因素共同影响，2025 年全国风电新增装机容量创历史新高。在政策引导及 AI 数据中心与电气化驱动的电力需求增长推动下，国能能源研究院预计 2026 年国内风电新增装机量 130GW 左右，增幅约 10%，陆风装机 122GW，海风装机约 8GW，风电装机量整体增长趋势维持不变。作为可再生能源中度电成本最低的能源形式，风电有望在中长期维持需求端高景气。

从历史数据来看，每年 12 月份风电装机量普遍偏高，具有明显季节特征，主要由于政策影响及建设周期等。因年底机制电价竞价及施工安排等，2025 年 12 月份装机量 3683 万千瓦，较下半年 7-11 月均值 622 万千瓦大幅增加。

2025 年 5 月份装机量 2632 万千瓦，大幅高于月度均值，同比增长近八倍。2025 年 2 月发布的《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（136 号文）明确，2025 年 6 月 1 日前投产的风电项目可享受存量项目电价政策，而 6 月 1 日后投产的增量项目需通过竞价确定电价。

为锁定更有利的电价，运营商集中赶在 5 月 31 日前完成并网，形成“抢装潮”，导致 5 月风电装机量大幅增加。

分类型来看，2025 年陆上风电新增装机 1.1 亿千瓦，同比增长 45.1%；海上风电新增装机 659 万千瓦，同比增幅 63.1%。受政策导向及成本下降

等影响，海上风电装机增幅高于陆上风电。海上风机单机容量持续提升，平准化成本已降至 0.3 元/千瓦时左右，相较于沿海地区电力市场价格具有经济性。地方政府补贴到期，转为市场化机制和精准财政支持，也对海上装机量造成一定影响。

从新增装机分布看，“三北”地区占全国新增装机的 79%，较上年增长 4 个百分点。“三北”地区沙戈荒风光大基地加速建设，提升了风电新增装机量。

此外，老旧风电场“以大代小”也带动风电装机容量增长。国能能源研究院不完全统计，2025 年全国已有 29 个风电项目开始升级改造，改造后的装机规模超 3947MW。1.5MW 及以下机型总装机容量约为 98GW，按比例“以大代小”进行升级，预计到 2030 年将产生 200GW 增量市场。

（2）装机快速增长叠加消纳受限，风电利用率小幅下降

2025 年全国风电发电量 1.13 万亿千瓦时，同比增长 13%，增幅较上年下降 3 个百分点。风电占总发电量比重约 11%，与光伏基本持平，低于水电约 3 个百分点。火力发电占总发电量比重为 60%。

全国风电平均利用率 94%，较上年下降 1.9 个百分点，利用率下降主要是由于装机快速增长与电网消纳能力不足。其中，新疆风电利用率 91%，同比下降 2.4 个百分点；蒙西 91.8%，下降 1.6 个百分点；蒙东 92.8%，下降 1.2 个百分点；河北 92%，下降 0.6 个百分点；甘肃 93.7%，下降 0.3 个百分点。

（3）2026 年风电新增装机容量预计 130GW，需求预期及经济性驱动行业高景气

核准批复及招标存量项目为 2026 年风电市场延续高景气提供支撑。国能能源研究院数据显示，2025 年核准批复的风电项目共 1125 个，规模总计 160GW，其中陆上风电项目 140GW，海上风电 14GW，分散式风电 6GW，项目储备支撑 2026 年风电装机量。2025 年 717 个央国企风电项

目整机集采定标，累计容量约 143.82GW。

AI数据中心及电气化驱动的电力增长背景下，按照2026年国内GDP预计增长5%左右，结合近年来电力消费弹性系数水平，中电联预计2026年全社会用电量达 10.9-11 万亿千瓦时，同比增长 5%-6%。

“十五五”规划明确提高新能源装机比重，海上风电、深远海项目等得到政策重点支持。风电项目度电成本低、系统匹配度好，作为可再生能源中度电成本最低的能源形式，风电有望在中长期维持需求端高景气。

整体来看，在政策引导及电力需求增长推动下，排除抢装偶发因素及根据上年增长率综合判断，国能能源研究院预计 2026 年国内风电新增装机量 130GW 左右，增幅约 10%，预计陆风装机 122GW，海风装机约 8GW，风电装机量整体增长趋势维持不变，增幅较上年有所放缓，海风装机增速高于陆风装机。

按照 2026 年全社会用电量 11 万亿千瓦时计算，预计 2026 年风电发电量 1.3 万亿千瓦时，同比增长约 15%，占比提升至 12%左右。

（2）行业发展有利因素与不利因素

1）有利因素

①技术创新突破驱动发电效能跃升

中国风电行业通过超大型风机研发和智能化技术集成，持续突破发电效率与可靠性瓶颈。例如，漂浮式风电平台采用双叶轮、双主机设计，单机容量突破 25MW，结合动态电缆成本优化和抗台风技术，实现深远海资源开发。永磁电机“无磁装配—整体充磁”技术革新，解决了传统制造中磁体排斥力大、退磁能耗高等难题，将充退磁效率提升百倍，显著降低退役机组回收再制造成本。此类技术突破不仅提升了单台风机的发电量，还通过智能运维系统（如 AI 驱动的叶片声纹监测、数字孪生模型）将故障预警准确率提升至 90%以上，支撑全生命周期度电成本优化。

②政策引导与产业链协同构建稳健发展生态

国家级政策如“千乡万村驭风计划”和深远海技术示范项目，推动风电向乡村及海洋纵深发展。产业链上下游协同创新模式加速落地，例如齿轮箱国产化率超 75%，风电整机试验台实现 100%国产供应链，形成“设计-制造-运维-回收”闭环体系。同时，绿电认证与碳足迹管理政策倒逼行业提升环境效益，例如退役叶片化学回收率突破 95%，全生命周期碳足迹降低 45%。这种“政策牵引+技术自主+生态闭环”的模式，为行业抵御贸易壁垒、实现可持续发展提供了系统化支撑。

③多元化应用场景拓展释放绿电价值潜能

风电技术正向极端环境与综合能源系统延伸，激活多维度应用价值。在超高海拔地区（如西藏 5200 米高原），定制化风机通过耐低气压设计实现稳定发电；深远海漂浮式平台整合风电制氢技术，能源转化效率突破 60%；风光氢储一体化项目将风电与电解槽、储能系统深度耦合，构建零碳能源矩阵。此外，工业互联网场景中，风电与物联网、VR/AR 技术融合，实现轨道机器人智能巡检与远程故障诊断。这些场景创新不仅拓展了风电的物理边界，更通过多能互补提升了电网灵活性，为新型电力系统建设注入核心动能。

2）不利因素

①风力发电资源与电网规划和建设不协调

随着风力发电产业的快速发展，风电上网问题正日益凸显。我国风能资源主要分布在“三北”地区、东南部沿海地区以及青藏高原、云贵高原和华南山脊地区。鉴于我国经济发达区域主要位于东部沿海地区，在未来很长时间内，东中部地区仍将是我国电力消费的主要区域。目前，我国风能资源丰富地区远离负荷中心、且电网建设相对落后，为保障电力安全供应、促进清洁低碳发展，加快西部北部大型风电、太阳能发电等能源基地开发，大规模、远距离输电至东中部负荷地区对我国电网建设及传输效率提出较高的要求。

②风电补贴滞后

早期风电行业的快速发展和壮大，离不开国家补贴政策的大力支持。随着风电装机规模快速扩张，补贴资金出现缺口并呈现增大趋势，多数可享受国家补贴的风电项目难以及时获得补贴或无法获得补贴，从而增加了全国风力发电企业的资金成本和融资压力。

（3）行业特有的经营模式，行业的周期性、区域性和季节性特征

1）管理体制

我国风电行业主管部门为国家发改委及下属的国家能源局。国家发改委负责推进可持续发展战略，负责节能减排的综合协调工作，组织拟订发展循环经济、全社会能源资源节约和综合利用规划及政策措施并协调实施，参与编制生态建设、环境保护规划，协调生态建设、能源资源节约和综合利用的重大问题，综合协调环保产业和清洁生产促进有关工作等。

电力行业方面，国家发改委负责制定我国电力行业发展的整体规划，拟订并组织实施电价政策，起草电价管理的相关法律法规或规章、电价调整政策、制定电价调整的国家计划或确定全国性重大电力项目的电价，并按国务院规定权限履行电力项目及电价的审批、核准职责。

国家能源局的主要职责包括负责起草能源发展和有关监督管理的法律法规送审稿和规章、研究提出能源发展战略的建议，拟定能源发展规划，研究提出能源体制改革的建议，推进能源可持续发展战略的实施，组织可再生能源和新能源的开发利用，组织指导能源行业的能源节约、能源综合利用和环境保护工作，以及按国务院规定权限，审批、核准能源类固定资产投资项目。

电力行业方面，负责监管电力市场运行，规范电力市场秩序，监督检查有关电价，拟订各项电力辅助服务价格，研究提出电力普遍服务政策的建议并监督实施，负责电力行政执法；此外，还负责电力安全生产

监督管理、可靠性管理和电力应急工作，制定除核安全外的电力运行安全、电力建设工程施工安全、工程质量安全监督管理办法并组织监督实施。

除上述主要行政部门直接监督管理外，风电行业还受到生态环境部、地方能源主管部门、地方发改委以及地方政府投资主管部门等机构的监督管理。

2）周期性、季节性

在周期性方面，风电行业的发展主要受国家政策、风能资源、建造成本、电网建设等多种因素的影响，与经济周期没有明显的相关性。

在季节性方面，我国幅员辽阔，地处北半球北温带，风能资源的季节性很强，各地区存在一定差异，一般春、秋和冬季丰富，夏季相对贫乏。

3）区域性

风力发电方面，我国风能资源的分布具有明显的区域性特征。我国位于亚洲大陆东部、濒临太平洋，内陆山系较多，地形复杂，青藏高原耸立我国西部，改变了海陆影响所引起的气压分布和大气环流，导致我国风力资源主要集中在西部和北部地区。据此，我国陆上风电场项目主要集中在内蒙古、新疆、青海、甘肃、宁夏、吉林、山东等地。

（4）行业产业链介绍

中国风力发电产业链上游包括原材料及零部件，原材料包括环氧树脂、玻璃纤维、碳纤维、钢材、夹层材料等，零部件包括叶片、风电铸件、发电机、主控系统、轴承等；中游可分为陆上风电和海上风电；下游为风电开发建设及运营维护。

风电产业链由三部分组成，上游原材料及零部件、风机组装和风场运营。上游原材料包括玻纤碳纤维（用于叶片生产）、环氧树脂（用于叶片生产）、钢材、铜、永磁材料（用于发电机制造）等。风机核心零部件

包括发电机、主轴及轴承、叶片、齿轮箱、铸件、塔架等，这些零部件除了关键轴承需要进口以外，其他风机零部件厂商基本可以供应自给，国内零部件厂商专业性较强。风机整机厂商主要包括金风科技、远景能源、明阳智能等企业，这些整机厂商将零部件整合成风电机组，并出售给下游风电运营商。新能源运营商以大型国有集团为代表的投资商，这些发电集团在进行电力投资时，必须配比一定比例的风电、光伏等清洁能源。

运维成本的下降比风机成本的下降对于度电成本的下降更重要。度电成本简单来说就是发电项目每千瓦时上网电量所发生的成本。陆上风电的度电成本是由总的建设成本、运营成本、项目的发电周期、财务成本决定的。尽管所有的因素在决定一个项目的度电成本时都是重要的，但是某些因素有更大的影响。比如，风机在一个陆上风电项目的建设成本中是占比最大的构成要素。在大多数 2020 年的陆上风电项目中，运维成本占度电成本的比重在 10%-30%不等。由于风机成本的绝对值下降空间变小，运维成本的下降已经比风机成本的下降对于度电成本的下降有更明显的影响。因此，运维成本的下降排在更首要的位置。

降本因素包括：①风机技术提升：随着风机功率提升、叶片加长、叶片扫风面积的提升，风机出力提升。因此带来发电量提升，单位千瓦的运营成本下降，因此降低了度电成本。②规模效应：规模效应带来制造成本、建造成本（随着机组功率提升，一个项目需要的风机数量下降）、运维成本下降。③运维成本：随着数据分析和自动监测能力的提升，风机运行稳定性的提升，运维人员经验的积累，运维成本不断下降，因而带来了度电成本的下降。④竞争力提升：从补贴支撑到竞争竞价的转变，无论在本国还是全球，都导致了更长久的成本下降。制造商不断提高在供应链中的竞争力，运维成本也在不断下降。对于风机制造企业，为了提高竞争力，也会不断地降低人工成本、运输成本。

运营商受益于绿电交易量持续增长和绿电政策催化。省间电力交易规则公布，利好新能源消纳。2021 年 11 月 24 日，国家电网正式公布《省间电力现货交易规则》。规则提出，推动符合准入条件的售电公司、电力用户参与省间电力现货交易，优先鼓励有绿色电力需求的用户与新能源发电企业参与省间电力现货交易，标志着煤电、核电等其他能源类型也全部加入省间现货市场。省间现货市场会公布各省可再生能源的富余程度，有助于提高跨省消纳，提高售电价格，绿电优势将通过溢价来凸显，绿电价格除了本身的电力价格外，还包含了绿色溢价。

四、价值类型

本报告评估结论的价值类型为评估对象的市场价值。

所谓市场价值是指自愿买方和自愿卖方在各自理性行事且未受任何强迫的情况下，评估对象在评估基准日进行正常公平交易的价值估计数额。

本次评估选择该价值类型，主要是基于本次评估目的、市场条件、评估假设及评估对象自身条件等因素。需要说明的是，同一资产在不同市场的价值可能存在差异。

五、评估基准日

本项目资产评估基准日为 2026 年 6 月 30 日。

确定评估基准日的理由为：月末会计报表完整准确，便于资产清查；尽可能接近评估目的的实现日期。

本次评估中一切取价标准均为评估基准日有效的价格标准。本次通过查询全国银行间同业拆借中心发布的在评估基准日有效的贷款市场报价利率（LPR）是：

一年期 3.0%；

五年期及以上 3.5%。

六、评估依据

（一）法律法规依据

1、《中华人民共和国公司法》（2023 年 12 月 29 日第十四届全国人民代表大会常务委员会第七次会议第二次修订）;

2、《中华人民共和国资产评估法》（2016 年 7 月 2 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议通过）;

3、《中华人民共和国民法典》（2020 年 5 月 28 日十三届全国人大三次会议表决通过）;

4、《国务院关于实施〈中华人民共和国公司法〉注册资本登记管理制度的规定》（2024 年 7 月 1 日）;

5、《中华人民共和国企业所得税法》（第十三届全国人民代表大会常务委员会第七次会议 2018 年 12 月 29 日修订）;

6、《资产评估行业财政监督管理办法》（中华人民共和国财政部令第 86 号，中华人民共和国财政部令第 97 号修改通过）;

7、《中华人民共和国企业所得税法实施条例》（中华人民共和国国务院令第 512 号，中华人民共和国国务院令第 714 号第 1 次修订）;

8、《中华人民共和国契税法》（第十三届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议于 2020 年 8 月 11 日通过）;

9、《中华人民共和国城市维护建设税法》（第十三届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议于 2020 年 8 月 11 日通过）;

10、《中华人民共和国城乡规划法》（2019 年 4 月 23 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第十次会议通过）;

11、《中华人民共和国增值税暂行条例》(中华人民共和国国务院令第 691 号);

12、《中华人民共和国增值税暂行条例实施细则》(中华人民共和国财政部、国家税务总局令第65号);

13、《财政部国家税务总局关于全面推开营业税改征增值税试点的通知》(财税(2016)36号);

14、《财政部税务总局关于调整增值税税率的通知》(财税(2018)32号);

15、《财政部税务总局海关总署关于深化增值税改革有关政策的公告》(2019年第39号);

16、财政部《企业会计准则》、《企业财务通则》、《企业会计制度》;

17、《中华人民共和国证券法》(2019年12月28日第十三届全国人民代表大会常务委员会第十五次会议第二次修订);

18、《上市公司国有股权监督管理办法》(国务院国有资产监督管理委员会财政部中国证券监督管理委员会令[2018]第36号);

19、《中华人民共和国企业国有资产法》(2008年10月28日第十一届全国人民代表大会常务委员会第五次会议通过);

20、《企业国有资产评估管理暂行办法》(国务院国有资产监督管理委员会令12号);

21、《国有资产评估管理办法》(2020年中华人民共和国国务院令第732号修订);

22、《国有资产评估管理若干问题的规定》(财政部令第14号);

23、《企业国有资产交易监督管理办法》(国务院国资委财政部令第32号);

24、《国有资产评估管理办法施行细则》(原国家国有资产管理局发布的国资办发[1992]36号);

25、《关于加强企业国有资产评估管理工作有关问题的通知》(国资委产权[2006]274号);

26、《企业国有资产监督管理暂行条例》(中华人民共和国国务院令第 378 号，中华人民共和国国务院令第 588 号修订，中华人民共和国国务院令第 709 号修正);

27、《中华人民共和国土地管理法》(2019 年 8 月 26 日中华人民共和国主席令第 32 号);

28、《中华人民共和国城市房地产管理法》(2019 年 8 月 26 日中华人民共和国主席令第 32 号);

29、《中华人民共和国土地管理法实施条例》(中华人民共和国国务院令第 256 号，2014 年 7 月 29 日《国务院关于修改部分行政法规的决定》第二次修订，2021 年 4 月 21 日，国务院第 132 次会议修订通过《中华人民共和国土地管理法实施条例》);

30、《关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》(财政部、税务总局、国家发展改革委[2020]第 23 号);

31、《关于公共基础设施项目享受企业所得税优惠政策问题的补充通知》(财税[2014]55 号);

32、《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》(财建[2020]4 号);

33、《可再生能源电价附加资金管理办法》(财建[2020]5 号);

34、《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》(财建[2020]426 号);

35、《财政部税务总局关于完善资源综合利用增值税政策的公告》(财政部税务总局公告 2021 年第 40 号);

36、《中国证监会国家发展改革委关于推进基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点相关工作的通知》(证监发〔2020〕40 号);

37、《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》(证监会公告〔2020〕54 号);

38、《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）业务办法（试行）》（上证发〔2025〕138 号）;

39、上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第 1 号——审核关注事项（试行）（上证发〔2025〕139 号）;

40、《公开募集不动产投资信托基金（REITs）尽职调查工作指引（试行）》（2025 年 12 月 25 日）;

41、《公开募集不动产投资信托基金（REITs）运营操作指引（试行）》（2025 年 12 月 25 日）;

42、《国家发展改革委关于全面推动基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）项目常态化发行的通知》（发改投资〔2024〕1014 号）;

43、《国家发展改革委办公厅关于做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）新购入项目申报推荐有关工作的通知》（发改办投资〔2022〕617 号）;

44、《国家发展改革委关于规范高效做好基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）项目申报推荐工作的通知》（发改投资〔2023〕236 号）;

45、《关于进一步推进基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）常态化发行相关工作的通知》（2023 年 3 月 7 日）。

（二）评估准则依据

1、《资产评估基本准则》（财资[2017]43 号）;

2、《资产评估职业道德准则》（中评协[2017]30 号）;

3、《资产评估执业准则——资产评估报告》（中评协[2018]35 号）;

4、《资产评估执业准则——资产评估程序》（中评协[2018]36 号）;

5、《资产评估执业准则——资产评估档案》（中评协[2018]37 号）;

6、《资产评估执业准则——资产评估委托合同》（中评协[2017]33 号）;

7、《资产评估执业准则——资产评估方法》（中评协[2019]35 号）;

8、《资产评估执业准则——不动产》（中评协[2017]38 号）;

9、《资产评估执业准则——机器设备》（中评协[2017]39 号）;

10、《资产评估机构业务质量控制指南》（中评协[2017]46 号）;

11、《资产评估价值类型指导意见》（中评协[2017]47 号）;

12、《资产评估对象法律权属指导意见》（中评协[2017]48 号）;

13、《监管规则适用指引——评估类第 1 号》;

14、《监管规则适用指引——评估类第 2 号》

15、《资产评估专家指引第 8 号——资产评估中的核查验证》(中评协〔2019〕39 号);

16、《资产评估专家指引第 12 号——收益法评估企业价值中折现率的测算》(中评协〔2020〕38 号)。

（三）权属依据

1、营业执照;

2、章程;

3、不动产权证明;

4、重大机器设备订货合同或购置发票;

5、车辆行驶证;

6、其他产权证明资料。

（四）取价依据

1、全国银行间同业拆借中心发布的贷款市场报价利率（LPR），中国人民银行公布的长期国债利率、汇率等;

2、上会会计师事务所（特殊普通合伙）出具的审计报告（文号：上会师报字(2026)第 15214 号）;

3、公司提供的部分合同、协议等;

4、公司提供的未来盈利预测资料;

5、上市公司经营数据;

6、评估人员现场勘察记录;

7、同花顺资讯;

8、国家有关部门发布的统计资料、技术标准和政策文件;

9、评估人员收集的各类与评估相关的佐证资料。

七、评估方法

（一）评估方法概述

依据相关准则，执行资产组价值评估业务可以采用收益法、市场法、成本法（资产基础法）三种基本方法:

市场法是指利用市场上同样或类似资产的近期交易价格，经过直接比较或类比分析以估测资产价值的一种评估方法。能够采用市场法评估的基本前提条件是评估对象的可比参照物具有公开的市场以及活跃的交易、有关交易的必要信息可以获得。

收益法是指通过估测被评估资产未来预期收益的现值来判断资产价值的一种评估方法。收益法的基本原理是任何一个理智的购买者在购买一项资产时所愿意支付的货币额不会高于所购置资产在未来能给其带来的回报。运用收益法评估资产价值的前提条件是评估对象的未来收益可以合理预期并用货币计量、预期收益所对应的风险能够度量、收益期限能够确定或者合理预期。

成本法（资产基础法），是以资产负债表为基础，对委估资产组所有可辨认的资产和负债逐一按其公允价值评估后代数累加求得总值，并认为累加得出的总值就是产权持有单位整体的市场价值。正确运用资产基础法评估资产组价值的关键首先在于对每一可辨认的资产和负债以其对资产组整体价值的贡献给出合理的评估值。

三种基本方法是从不同的角度去衡量资产的价值，它们的独立存在说明不同的方法之间存在着差异。三种方法所评估的对象内涵并不完全

相同，三种方法所得到的结果也不会相同。某项资产选用何种或哪些方法进行评估取决于评估目的、评估对象、市场条件、掌握的数据情况等等诸多因素。

（二）评估方法选择

因本次评估目的是拟实施基础设施 REITs 项目，根据《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第 1 号——审核关注事项（试行）》第四十四条规定，“评估机构原则上应当以收益法作为不动产项目的主要评估方法，并在评估报告以及附属文件中披露评估假设、评估过程、评估价值和下列影响评估结果的重要参数”，故本次评估采用收益法对评估对象的价值进行评估，并以市场法对评估对象的价值进行校验。

◆收益法评估方法的简介

1、收益法简介及适用的前提条件

收益法是将评估对象剩余经济寿命期间每年的预期收益用适当的折现率折现，累加得出评估基准日的现值，以此估算被评估资产价值的方法。

所谓收益现值，是指资产在未来特定时期内的预期收益按适当的折现率折算成当前价值（简称折现）的总金额。

收益法的基本原理是资产的购买者为购买资产而愿意支付的货币量不会超过该项资产未来所能带来的期望收益的折现值。

收益法的适用前提条件为:

（1）被评估资产必须是能够用货币衡量其未来期望收益的单项或整体资产;

（2）产权所有者所承担的风险也必须是能用货币来衡量的;

（3）被评估资产预期收益年限可以预测。

2、收益法计算公式及各项参数

（1）收益法的计算公式:

本次评估采用现金流折现方法（DCF）对委估资产组进行评估，收益口径为自由现金流量，相应的折现率采用 WACC 模型。基本公式如下:

$$P=\sum_{i=1}^{n}\frac{F_i}{(1+r)^i}$$

式中: P 为经营性资产价值;

r 为折现率;

i 为预测年度;

F_i 为第 i 年净现金流量;

n 为收益期。

（2）净现金流量的确定

本次评估采用的收益类型为税前自由现金流量，其计算公式为:

税前自由现金流量=利润总额+折旧与摊销+利息费用-资本性支出-净营运资金变动+其他

（3）收益期

根据企业提供的《电力业务许可证》（许可证编号: 1031219-00394），乌兰风电项目于2019年12月24日开始运营发电，总运营周期为20年，根据《青海省人民政府关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目用地的批复》（青政土函(2019)67 号），本项目用地为划拨方式（使用年限 20 年），本项目于 2019 年 10 月 30 日取得《国有建设用地划拨决定书》（编号:6328212019h08），故终止期限为 2039 年 10 月 29 日。故本次评估收益预测期为 2026 年 7 月至 2039 年 10 月，总计 13.33 年。

（4）折现率

按照收益额与折现率口径一致的原则，本次评估收益额口径为税前自由现金流量，则折现率选取税前加权平均资本成本(WACCBT)。

WACCBT=WACC/(1-T)

$$WACC=R_e\times\frac{E}{D+E}+R_d\times(1-T)\times\frac{D}{D+E}$$

其中：WACCBT：税前加权平均资本成本

WACC：加权平均资本成本

R_e：股权期望报酬率

R_d：债权期望报酬率

E：股权价值

D：债权价值

T：所得税税率

其中，股权期望报酬率R_e采用资本资产定价模型（CAPM）计算，公式如下：

$$R_e=R_f+\beta\times(R_m-R_f)+\varepsilon$$

其中：R_f：无风险利率

β：股权系统性风险调整系数

R_m：市场收益率

(R_m-R_f)：市场风险溢价

ε：特定风险报酬率

3、收益预测过程

（1）营业收入

委估资产组的营业收入为“主营业务收入-售电收入”和“其他业务收入-汇集站技术服务收入”。

其中“主营业务收入-售电收入”分为市场化交易结算收入和国补收入，市场化交易结算收入分为电量结算收入及其他电费收入（考核费用），具体预测情况如下：

1）装机容量及收益期预测

乌兰风电项目批复装机容量 200MW，实际装机容量共 200MW。本次评估收益预测期为 2026 年 7 月至 2039 年 10 月，总计 13.33 年。

2）上网电量预测

根据企业提供资料，乌兰风电项目自 2019 年 12 月开始发电，2023 年至 2026 年 6 月乌兰风电项目的等效利用小时数、市场化交易结算电量及国补电量如下：

单位：兆瓦时

项目	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
等效利用小时数（时）	1,729.60	1,608.39	1,694.47	758.57
市场化交易结算电量	345,919.70	321,678.38	338,894.27	151,714.98
国补电量	345,919.70	321,678.38	338,894.27	151,714.98

A.市场化交易结算电量

根据企业提供资料，自乌兰风电项目 2019 年 12 月开始发电后，历史年度等效利用小时数与上网电量较为稳定，本次评估以后年度年等效利用小时数参照历史年度 2023-2026 年平均数 1,634.76 小时进行预测，各年度结算电量按等效利用小时数×装机容量计算。

其中：根据企业提供资料，2026 年 7-8 月结算电量为 50,096.61 兆瓦时，本次评估 2026 年 9-12 月结算电量按 2023-2025 年各年度 9-12 月结算电量最低值 99,500.84 兆瓦时进行预测。

B.国补电量

根据财政部发展改革委国家能源局关于《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知，乌兰风电项目所在地区属于四类资源区，风电上网电价及补贴的执行期限原则上为 20 年，全生命周期小时数为 36,000 小时，项目全生命周期补贴电量为 720,000.00 万千瓦时。在 20 年内或全生命周期发电量达到 720,000.00 万千瓦时前，均可享受可再生能源发电补贴。

截至评估基准日，乌兰风电项目预测剩余国补发电补贴小时数为 24,770.03 小时，预测期每年国补等效利用小时数参照 2023-2026 年平均数 1,634.76 小时进行预测，剩余国补发电补贴小时数能覆盖预测期内全

部等效利用小时数，故对国补收入预测至 2039 年 10 月运营期末补贴结束，各年度结算电量按补贴等效利用小时数×装机容量计算。

3）市场化交易结算单价（含超缺额）

市场化交易结算收入分为电量结算收入及其他电费收入（考核费用），其中电量结算收入主要包含省内电力直接交易、其他省间中长期交易、合同转让交易、少发及超发偏差电量结算、超缺额调整、日前交易、正配套偏差电量、联络线波动偏差电量等结算收入。其他电费收入（考核费用）包含结构平衡费用、两个细则费用、跨省调峰电费等结算收入。根据企业提供资料，近三年一期的市场化交易结算收入情况如下:

项目	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
等效利用小时数（时）	1,729.60	1,608.39	1,694.47	758.57
项目装机容量（兆瓦）	200.00	200.00	200.00	200.00
市场化交易结算电量（兆瓦时）-电量结算收入（包含中长期收入、现货交易、超缺额调整等）	345,919.70	321,678.38	338,894.27	151,714.98
市场化交易结算单价（含超缺额）（元/兆瓦时）-电量结算收入	239.52	238.49	228.32	256.27
市场化交易结算电费（万元）-电量结算收入	8,285.55	7,671.55	7,737.52	3,887.94
市场化交易结算电费（万元）-其他电费收入（考核费用）（包含结构平衡费用、两个细则、跨省调峰电费等）	-196.93	-121.93	-171.20	-34.28
含税市场化交易结算收入（万元）	8,088.62	7,549.62	7,566.32	3,853.66
不含税市场化交易结算收入（万元）	7,158.07	6,681.08	6,695.86	3,410.32

A. 电量结算收入

电量结算收入与各期结算电量挂钩，主要包含省内电力直接交易、其他省间交易、省内转让交易、少发及超发偏差电量结算、超缺额调整、日前交易、正配套偏差电量、联络线波动偏差电量等结算收入。

其中省内电力直接交易、其他省间交易均属于中长期交易服务，合同转让交易为企业自发中长期交易服务的偏差调整，少发及超发偏差电量结算为中长期交易服务中的偏差结算收入或费用，超缺额调整为对实际电量相对中长期合约的超额、缺额偏差开展结算调整，抑制价差套利，日前交易为现货交易，正配套偏差电量为电网对青海送河南专线调配所

产生的收入，联络线波动偏差电量为电网外送线损所产生的收入。根据企业提供的历史年度结算单，电量结算收入与各期结算电量挂钩，各项目的结算电量之和即为本期结算电量，故以后年度电量结算收入按结算电量×结算单价计算。

根据企业提供的历史年度结算单，企业电量结算收入与各期结算电量挂钩，各项目的结算电量之和即为本期结算电量，故以后年度电量结算收入按结算电量×结算单价计算。根据企业提供的历史年度结算单，鉴于历史各年度市场化交易结算单价（含超缺额）与总结算电量有变动，采用算术平均预测以后年度结算单价不合理，故本次评估以 2023 年至 2026 年 6 月各时段发电量占总发电量的比例作为权重，对历史各年度电量结算收入的结算单价进行加权平均，得出以后年度市场化交易中电量结算收入的结算单价为 238.15 元/兆瓦时（含税价），后续预测年度保持不变。

B. 其他电费收入（考核费用）

其他电费收入（考核费用）主要系为了维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，向相关参与主体进行考核或支付收益，包含结构平衡费用、两个细则费用、跨省调峰电费等。

随着新能源的高质量发展，新能源装机规模稳步扩大，其间歇性、波动性和随机性的发电特征对电网的安全稳定产生冲击，导致火电等传统电源为电网提供调节负荷的辅助支持服务变得尤为重要，电网调度运营管理的难度也持续加大。为保障电网运行的安全稳定性，均衡不同发电厂的利益，降低管理成本，根据《西北区域发电厂并网运行管理实施细则》及《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》，青海省考核费用主要包括辅助服务费用、两个细则费用等，其中辅助服务费用根据《国家能源局西北监管局关于明确电力辅助服务市场价格机制等相关事项的通知》（西北监能市场〔2025〕48 号），在现货市场连续运行后，

调峰辅助服务市场已不再单独运行。

本次评估按结算电量×结算单价计算以后年度其他电费收入（考核费用）。以 2023 年至 2026 年 6 月各时段发电量占总发电量的比例作为权重，对历史各年度其他电费收入（考核费用）的结算单价进行加权平均，得出以后年度其他电费收入（考核费用）的结算单价为-4.53 元/兆瓦时（含税价），计算得出 2026 年 7-12 月其他电费收入（考核费用）为-67.77 万元，2027 年及以后年度其他电费收入（考核费用）为-148.11 万元，后续预测年度保持不变。

4）国补结算单价

乌兰风电项目所在地区属于四类资源区，根据《国家发展改革委关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格〔2015〕3044 号），2016-2017 年陆上风电的四类资源区的标杆电价为 0.60 元/KWh（含税价），根据项目建设时适用的《关于青海省可再生能源发电上网电价补贴基准问题的复函》(发改价格(2015)1005 号)和《青海省发展和改革委员会转发国家发展改革委关于降低燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格的通知》(青发改价格(2016)7 号)，青海省可再生能源发电上网电价补贴基准价为 0.2277 元/KWh（含税价），可再生能源补贴标准为政府标杆电价与青海省新能源补贴基准价的差额，故本次评估以后年度国补结算单价为 0.3723 元/KWh（含税价），即 372.30 元/兆瓦时（含税价）。

5）其他业务收入预测

根据企业提供的《乌兰吉电 50MW 风电场接入华扬 330kV 汇集站技术服务合同》，乌兰吉电新能源有限公司（以下简称“乌兰吉电”）就乌兰吉电 50MW 风电场通过两条送出线路钦扬 I 回、钦扬 II 回接入华扬变侧 35kV 母线，由主变压器升压后通过 330kV 线路并入 750kV 塔拉变电站并入主网。

协议约定技术服务费用标准为 85 万元/年，增值税率为 6%。其中接入技术服务费用为 20 万元/年，汇集站共用设备技术服务费用 65 万元/年。(接入期限 20 年,汇集站共用设备接入时限为 2020 年 1 月 1 日-2039 年 12 月 31 日，到期后不再进行接入技术服务费支付，只支付汇集站共用设备技术服务费用；汇集站共用设备技术服务费的起算时间为 2021 年 1 月 1 日。)上述费用按实际接入年度计费，委托期内双方有一方场站设备全部退役(不经营)，合作终止，后续合作期内费用不再支付。乌兰吉电于 2020 年 11 月 2 日开始运营发电，运营期至 2040 年 11 月，乌兰风电项目于 2019 年 12 月 24 日开始运营发电，运营期至 2039 年 10 月，参照协议约定，本次评估预测以后年度的不含税收入金额为 80.18 万元，收益期限至 2039 年 10 月。

根据合同约定，乌兰吉电风场需要分摊汇集站共用设备的损耗电费。根据企业提供资料，华扬晟源 2025 年 12 月收到乌兰吉电风场电量返还收入 390.56 万元，各期间具体结算收入如下:

金额单位：万元

时间	乌兰吉电承担综合耗用电量电费-含税	乌兰吉电承担综合耗用电量电费-不含税
2020 年	44.02	41.53
2021 年	91.71	86.52
2022 年	93.37	88.08
2023 年	100.06	94.40
2024 年	48.45	45.71
2025 年	36.38	34.32

根据企业介绍，2023 年 10 月开始电能表关口计量点从塔拉变侧迁移至乌兰华扬塔扬线侧（综合损耗费用下降），电量返还收入较以往年度有所下降，故本次评估以后年度乌兰吉电风场电量返还收入按 2024-2025 年平均水平进行预测。

（2）营业成本

乌兰风电项目的营业成本分为固定成本和变动成本，固定成本为折

旧及摊销费用，变动成本为运维费、保险费、试验检验费、下网电费、运营支持服务费、修理费、安全活动费和其他。

1）折旧及摊销：本次评估以评估基准日固定资产的账面价值为基础，结合产权持有单位折旧摊销会计政策进行预测。

2）运维费：项目现场运维人员提供的运维、检修、管理等服务的费用，根据企业提供的《【青海区域】新能源场站【2026-2027 年运维外委】服务合同》，运维服务期为 2026 年 1 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日，共 1 年，运维费用共计 1,468,100.00 元（含税价），即 1,385,000.00 元（不含税价）。本次评估合同期内参照合同约定金额进行预测，合同期满后，以合同金额为基础每年考虑 2%的增幅。

根据企业介绍，除运维合同约定的运维费用外，自 2026 年 7-12 月起新增人工成本 50 万元/年，以后年度每年维持该项运维费用，并考虑 2%的增幅。

3）保险费：项目风电设备及房屋建筑等资产的保险费，根据企业提供的《乌兰县华扬晟源新能源有限公司陆上风电运营期综合保险保险单》，保险期限为 2025 年 5 月 1 日至 2026 年 4 月 30 日，共 12 个月，保险费用共计 1,348,596.33 元（含税价）。

根据企业提供的《乌兰县华扬晟源新能源有限公司陆上风电运营期综合保险保险单》，保险期限为 2026 年 5 月 1 日至 2027 年 4 月 30 日，共 12 个月，保险费用共计 1,106,290.44 元（含税价）。

本次评估合同期内参照合同约定金额进行预测，综合考虑资产使用后净值的下降以及物价的增长情况，合同期满后，以合同金额为基础，后续年度每五年考虑 5%的增幅。

4）试验检验费：试验检验费为项目开展试验检验工作的费用，根据企业提供的《青海、新疆地区风电场 2026-2027 年风机检修外委服务合同》，风机试验检验服务期为 2026 年 1 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日，

共 1 年，试验检验费用共计 183,274.00 元（含税价），即 172,900.00 元（不含税价）。

根据企业提供的《【青海区域】新能源场站【2026-2027 年运维外委】服务合同》，风机试验检验服务期为 2026 年 1 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日，共 1 年，试验检验费用共计 49,502.00 元（含税价），即 46,700.00 元（不含税价）。

本次评估试验检验费合同期内参照合同约定的合计金额进行预测，合同期满后，以合同合计金额为基础每年考虑 2%的增幅。

5）下网电费：向电网公司采购用电的费用，历史年度波动幅度较小，本次评估 2026 年及以后年度按 2023-2025 年平均数计算。

6）运营支持服务费：运营支持服务机构提供资产财务管理、风险合规、计划合同、生产营销、综合管理、安全环境保卫等服务的费用，根据企业提供的《申能新能源运营支持服务合同》，上海申能新能源投资有限公司为乌兰风电项目提供其业务运营中的核心职能，服务范围主要包括投资发展服务、工程基建服务、资产财务管理服务、风险合规服务、计划合同服务、生产营销服务、综合管理服务、安全环境保卫服务、党群人资服务等工作。该项费用历史年度存在一定波动，本次评估以后年度参照 2025 年水平进行预测。

7）修理费：包括风机检修费用和风场其他主要设备的整体检修费用，历史年度乌兰风电项目在运风机仍在质保期，故修理费金额较小，根据企业提供的《青海、新疆地区风电场 2026-2027 年风机检修外委服务合同》，乌兰风电项目的检修外委服务期为 2026 年 1 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日，共 1 年，服务期费用共计 3,817,325.00 元（含税价），即 3,601,250.00 元（不含税价）。

根据企业提供的《【青海区域】新能源场站【2026-2027 年运维外委】服务合同》，乌兰风电项目的检修服务期为 2026 年 1 月 1 日至 2026 年

12 月 31 日，共 1 年，服务期费用共计 20,511.00 元（含税价），即 19,350.00 元（不含税价）。

本次评估修理费合同期内参照合同约定的合计金额进行预测，合同期满后，以合同合计金额为基础每年考虑 2%的增幅。

除前述合同约定的修理费外，2026 年乌兰风电项目电气设备需进行整体检修和预试，预计后续年度每 3 年一次。根据企业提供的《2026 年度乌兰华扬和乌兰润晟检修、预试服务合同》，2026 年乌兰风电项目的检修、预试服务费用共计 544,946.00 元（含税价），即 514,100.00 元（不含税价）。本次评估整体检修、预试按 3 年一次预测，2026 年参照合同约定金额进行预测，合同期满后，以合同金额为基础每次考虑 5%的增幅。

8）安全活动费：为完善项目安全生产条件，保障安全运营而提取和支出的费用，安全活动费账面为计提金额，包含计提未使用金额及实际发生成本，计提未使用金额不影响委估资产组实际现金流量，故本次评估 2026 年安全活动费按 2023-2025 年的实际使用金额平均数计算，以后年度每年考虑 2%的增幅。

9）其他费用：由于其他费用历史年度波动较大，本次评估其他费用 2026 年预测在 2023-2025 年的平均水平基础上，增加 10 万元（不含税价）的预备费，以后年度在 2026 年基础上，每年考虑 2%的增幅。

10）修理费（维护性资本性支出）：根据企业介绍，以后年度预计每年新增修理费（维护性资本性支出），2026 年 7—12 月预计 100 万元（不含税价），2027-2029 年预计 200 万元/年（不含税价），2030 年起预计 300 万元/年（不含税价）。

（3）税金及附加

附加税主要为城市维护建设税、教育费附加、地方教育费附加、房产税、土地使用税、印花税以及其他附加税。城市维护建设税率为 5%、教育费附加为 3%、地方教育费附加为 2%。房产税、土地使用税参照基

准日资产规模和适用税率进行预测，印花税按收入的0.03%预测。

（4）销售费用、管理费用、研发费用的分析预测

委估项目不涉及销售费用、管理费用、研发费用，故不对销售费用、管理费用、研发费用进行预测。

（5）财务费用的分析预测

委估资产组不包括付息债务，故不对利息费用进行预测。

利息收入及其他不确定性较大且金额较小，本次评估不予预测。

（6）资本性支出

资本性支出实际上就是再投资，它是用来维持委估资产组现有资产的运行并创造新的资产来保证资产组未来的不断增长的一项支出。由于本次风力发电项目资本性支出按项目固定资产投资一次性投入，通过日常检修，定期开展预防性试验等方式，避免重要设备的大修更换，在经营预测期内不再考虑维护性资本性支出之外的新增资本性支出。

（7）折旧与摊销

折旧与摊销为乌兰风电项目固定资产在使用过程中形成的折旧与摊销金额。本次根据各项资产的账面价值并结合产权持有单位会计政策预测未来折旧与摊销。

（8）营运资金

营运资本是指委估资产组经营性流动资产与流动负债的差额，反映委估资产组在未来经营活动中是否需要追加额外的现金。如果经营性流动资产大于流动负债，则委估资产组需要额外补充现金，在现金流量预测中表现为现金流出，反之为现金流入。

一般而言，随着经营活动范围或规模的扩大，委估资产组向客户提供的正常商业信用会相应增加，为扩大销售所需增加的存货储备也会占用更多的资金，同时为满足委估资产组日常经营性支付所需保持的现金余额也要增加，从而需要占用更多的流动资金，但委估资产组同时通过

从供应商处获得正常的商业信用，减少资金的即时支付，相应节省了部分流动资金。

一般情况下，流动资金的追加需考虑应收账款、预付账款、存货、经营性现金、应付账款、预收账款等因素的影响。

本次对营运资本的变化预测思路如下：首先分别对未来经营性营运资产、营运负债进行预测，得出营运资本，然后将营运资本与上一年度的营运资本进行比较。如果大于则表现为现金流出，反之为现金流入。

预测年度应收账款=当年销售收入/该年预测应收账款年周转次数

预测年度存货=当年销售成本/该年预测存货年周转次数

预测年度预付账款=当年销售成本/该年预测预付账款年周转次数

预测年度应付账款=当年销售成本/该年预测应付账款年周转次数

预测年度预收账款=当年销售收入/该年预测预收账款年周转次数

追加营运资金=当年度需要的营运资金－上一年度需要的营运资金

对于最低现金保有量，根据成本、税金、费用等对付现成本进行测算，按2个月的付现成本确认保有现金量；

应收款项核算内容为应收电费，分为市场化交易结算收入和国补收入。对于市场化交易结算收入周转率，按近两年平均数9.03次/年进行测算。对于国补收入，根据企业提供国补收入回款周期统计及企业管理层预测，以后年度国补平均回收周期约为2.5年，故本次评估参照企业历史年度实际收入及以后年度的预测收入，按2.5年回收周期进行预测应收国补电费。

预付款项、应付款项金额较小，本次评估周转率按2024-2025年平均数据进行预测。

至运营期末，剩余营运资金一次性收回。

（9）期末资产回收

经营期末，固定资产的回收价值按 0 值预测。营运资金根据经营期末占用的营运资金，作为到期后的回收价值，营运资金期末回收价值为

30,444.67 万元。

（10）折现率

按照收益额与折现率口径一致的原则，本次评估收益额口径为税前自由现金流量，则折现率选取税前加权平均资本成本(WACCBT)。

1） 税后折现率

本次评估税后折现率采用资本加权平均报酬率，按照资本加权平均成本模型(WACC)进行计算，公式为:

$$WACC=R_e\times\frac{E}{D+E}+R_d\times(1-T)\times\frac{D}{D+E}$$

其中：WACC：加权平均资本成本

R_e：股权期望报酬率

R_d：债权期望报酬率

E：股权价值

D：债权价值

T：所得税税率

其中，股权期望报酬率R_e采用资本资产定价模型（CAPM）计算，公式如下:

$$R_e=R_f+\beta\times(R_m-R_f)+\varepsilon$$

其中：R_f：无风险利率

β：股权系统性风险调整系数

R_m：市场收益率

(R_m-R_f)：市场风险溢价

ε：特定风险报酬率

折现率主要参数选取过程如下:

① R_f无风险利率的确定

无风险利率是对资金时间价值的补偿。本次评估根据《资产评估专家指引第 12 号——收益法评估企业价值中折现率的测算》的指引，选取

剩余到期年限 10 年期的中国国债到期收益率作为无风险利率，按月更新。数据来源为中评协网上发布的、由中央国债登记结算公司（CCDC）提供的中国国债收益率（到期）曲线，选取评估基准日当月公告的 10 年期到期收益率均值计算，即在评估基准日中国市场无风险利率 Rf 为 1.73%。

②（Rm-Rf）市场风险溢价的确定

市场风险溢价是指投资者对与整体市场平均风险相同的股权投资所要求的预期超额收益，即超过无风险利率的风险补偿。市场风险溢价通常可以利用市场的历史风险溢价数据进行测算。

考虑到委估资产组主要经营业务在中国境内，故我们利用中国的证券市场指数的历史风险溢价数据计算。

目前中国沪、深两市有许多指数，根据《资产评估专家指引第 12 号——收益法评估企业价值中折现率的测算》的指引，选用中国证券市场具有代表性的沪深 300 指数为中国市场收益率指标。本次评估借助同花顺资讯金融终端，以沪深 300 指数 12 个月的月收盘点位均值确定当年的年均收盘点位。按沪深 300 基日到当年年均收盘点位的算术平均收益率或者几何平均收益率确定当年的市场收益率 R_m，再与当年无风险收益率比较，得到中国证券市场各年的市场风险溢价。

考虑到几何平均收益率能更好地反映中国证券市场收益率的长期趋势，故采用几何平均收益率估算的最近 10 年的各年市场风险溢价，经数据处理分析后的均值作为本次评估的市场风险溢价（R_m-R_f）。

通过上述测算，本次评估市场风险溢价（Rm-Rf）取值为 5.99%。

③ β 股权系统性风险调整系数的确定

股权系统性风险调整系数是衡量委估资产组相对于资本市场整体回报的风险溢价程度，也用来衡量个别股票受包括股市价格变动在内的整个经济环境影响程度的指标。样本公司的选择，通常来说选择与被评估公司在同一行业或受同一经济因素影响的上市公司作为参考公司，且尽

量选择与委估资产组在同一国家或地区的企业作为参考公司。我们选取了类似行业的 6 家上市公司，通过同花顺资讯金融终端查询了其原始 β 值，将参考公司有财务杠杆的原始 β 系数换算为无财务杠杆的原始 β 系数。按照平均财务杠杆系数换算为产权持有单位目标财务杠杆的调整后β。

其计算公式:

剔除杠杆的原始 β=原始 β/[1+（1-T）×D/E]

具体计算如下:

企业简称	付息债务 D/所有者权益 E	所得税率 T	剔除杠杆调整系数	原始 β	剔除财务杠杆的原始 β
中闽能源	14.16%	25.00%	1.1062	0.6450	0.5831
节能风电	94.99%	25.00%	1.7125	0.8477	0.4950
银星能源	21.44%	15.00%	1.1823	0.8076	0.6831
江苏新能	59.76%	25.0%	1.4482	0.7407	0.5114
嘉泽新能	33.29%	15.0%	1.2830	0.9791	0.7632
龙源电力	99.18%	25.0%	1.7438	0.6808	0.3904
平均值	53.81%	22.0%	1.4127	0.7835	0.5710

参考公司的平均财务杠杆（D/E）为 53.81%，剔除杠杆的原始β均值 0.5710，按照平均财务杠杆系数换算为产权持有单位目标财务杠杆的调整后 β 为 0.8881（2026 年 7 月-2030 年）、0.8676（2031 年及以后）。

注：本次可比上市公司 β 值计算，标的指数选取沪深 300，计算周期按照周，观察值点数为 153。

④ ε特定风险报酬率的确定

公司特定风险报酬率，是公司股东对所承担的与其它公司不同风险因而对投资回报率额外要求的期望。特定风险报酬率主要考虑产权持有单位的规模风险、经营风险、财务风险、其他风险等因素，由评估人员的专业经验判断后确定公司特定风险报酬率为 1.50%。

⑤ Re 股权期望报酬率的确认

综上，2026 年 7 月-2030 年股权期望报酬率计算如下:

Re=1.73%+5.99%×0.8881+1.50%

=8.55%

2031 年以后股权期望报酬率计算如下:

Re=1.73%+5.99%×0.8676+1.50%

=8.43%

⑥ Rd 债权期望报酬率的确定

债权期望报酬率是委估资产组债务融资的资本成本。

本次评估按照五年期银行贷款市场报价利率 3.50%作为产权持有单位 Rd 债权期望报酬率。

⑦ WACC 的确定

结合委估资产组未来盈利情况、管理层未来的筹资策略，确定上市公司平均资本结构为委估资产组目标资本结构比率，经换算后的 D/(D+E)和 E/(D+E)如下表:

目标 D/E	D/(D+E)	E/(D+E)=1-D/(D+E)
53.81%	34.98%	65.02%

则:

综上，2026 年 7 月-2030 年加权平均资本成本计算如下:

WACC = Re×E/(D+E)+Rd×(1-T)×D/(D+E)

= 6.60%（保留一位小数）

2031 年及以后年度加权平均资本成本计算如下:

WACC = Re×E/(D+E)+Rd×(1-T)×D/(D+E)

= 6.40%（保留一位小数）

2） 税前折现率

2026 年 7 月-2030 年企业所得税率为 15%，2031 年及以后企业所得税率为 25%。

综上，2026 年 7 月-2030 年税前折现率计算如下:

WACCBT=WACC/（1-T）

=6.60%/（1-15.00%）

=7.80%（保留一位小数）

2031 年及以后年度税前折现率计算如下:

WACCBT=WACC/（1-T）

=6.40%/（1-25.00%）

=8.50%（保留一位小数）

（10）税前现金流现值

税前现金流现值评估计算如下:

金额单位: 人民币万元

项目	2026 年 7-12 月	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
自由现金流量（税前）	17,814.33	15,938.44	14,489.67	14,833.23	15,288.29
折现率	7.80%	7.80%	7.80%	7.80%	7.80%
折现率年限	0.250	1.000	2.000	3.000	4.000
折现系数	0.9814	0.9276	0.8605	0.7983	0.7405
自由现金流量现值	17,482.98	14,784.50	12,468.36	11,841.37	11,320.98
项目	**2031 年**	**2032 年**	**2033 年**	**2034 年**	**2035 年**
自由现金流量（税前）	15,259.23	15,200.83	15,214.32	15,212.97	15,152.85
折现率	8.50%	8.50%	8.50%	8.50%	8.50%
折现率年限	5.000	6.000	7.000	8.000	9.000
折现系数	0.6847	0.6310	0.5816	0.5360	0.4940
自由现金流量现值	10,447.99	9,591.72	8,848.65	8,154.15	7,485.51
项目	**2036 年**	**2037 年**	**2038 年**	**2039 年**	**2039 年 10 月底**
自由现金流量（税前）	15,162.71	15,159.81	15,096.48	12,489.78	30,444.67
折现率	8.50%	8.50%	8.50%	8.50%	8.50%
折现率年限	10.000	11.000	12.000	12.917	13.333
折现系数	0.4553	0.4196	0.3868	0.3589	0.3469
自由现金流量现值	6,903.58	6,361.06	5,839.32	4,482.58	10,561.26

（11）敏感性分析及压力测试

乌兰风电项目敏感性分析及压力测试如下:

单位: 人民币万元

关键因素	较基准日增减幅度%	估值	估值变化	变化比例%
市场化交易结算电量及国补电量	10.00	158,400.00	11,800.00	8.05
	5.00	152,500.00	5,900.00	4.02
	-	146,600.00	0.00	-
	-5.00	140,600.00	-6,000.00	-4.09
	-10.00	134,700.00	-11,900.00	-8.12
市场化交易结算单价	10.00	152,100.00	5,500.00	3.75

关键因素	较基准日增减幅度%	估值	估值变化	变化比例%
（含超缺额）	5.00	149,300.00	2,700.00	1.84
	-	146,600.00	0.00	-
	-5.00	143,800.00	-2,800.00	-1.91
	-10.00	141,000.00	-5,600.00	-3.82
运营成本支出（营业成本中不包含折旧摊销、安全生产费的付现成本）	10.00	145,100.00	-1,500.00	-1.02
	5.00	145,900.00	-700.00	-0.48
	-	146,600.00	0.00	-
	-5.00	147,300.00	700.00	0.48
	-10.00	148,000.00	1,400.00	0.95
关键因素	**较基准日增减值**	**估值**	**估值变化**	**变化比例%**
折现率	0.50%	142,600.00	-4,000.00	-2.73
	0.25%	144,400.00	-2,200.00	-1.50
	-	146,600.00	0.00	-
	-0.25%	148,300.00	1,700.00	1.16
	-0.50%	150,300.00	3,700.00	2.52

（12）根据《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第1号——审核关注事项（试行）》（上证发〔2025〕139号）第四十四条规定:“评估机构应当选择其他不同评估方法进行校验，并披露评估假设、评估过程和评估价值等。”本次采用市场法进行校验。市场法常用的两种具体方法是上市公司比较法和交易案例比较法。通过对发电行业上市公司业务进行分析，无单纯的新能源发电上市公司，故难以采用上市公司比较法。本次通过对公开市场上交易案例的收集分析，采用交易案例比较法。

1）校验思路及公式

根据近三年的交易案例，对2025年到评估基准日期间新能源陆上风电的交易案例进行如下筛选:

①分析被评估单位的基本状况，主要包括其所在的行业、经营范围等。

②搜集公募项目的同行业交易案例，对比分析确定本次评估的可比交易案例。

③分析、比较委估资产组和可比案例的主要财务和经营指标，主要

包括交易时间、装机容量规模、剩余发电年限等多方面指标。

④对可比案例选择适当的价值比率（市净率[PB]/市盈率[PE]/市销率[PS]/企业价值倍数[EV/EBITDA]等），并采用适当的方法对其进行修正、调整，进而估算委估资产组的价值比率。

由于收集到的交易案例公告信息的局限性，对于交易标的的利息费用、折旧、摊销等信息较难获得，这就使得采用 EBIT 比率乘数、EBITDA 比率乘数等操作较复杂且信息难以收集，同时风力发电企业折旧摊销成本占比较大，收益期限通常是有限期，对于已建成运行的风力发电企业在预测期基本上不会产生较多的资本性支出，上述两点保证了企业收入与企业自由现金流在数值上的接近。

根据委估资产组所处行业特点及发展阶段，本次评估采用交易案例比较法——EV/S 估值模型对委估资产组价值进行校验。

本次市场法校验采用交易案例比较法，选用 EV/S 模型与交易案例对应比率进行比较，调整影响指标因素的差异，来得到委估资产组的 EV/S，据此计算委估资产组价值。公式如下：

委估资产组价值=委估资产组营业收入×委估资产组 EV/S

委估资产组 EV/S=修正后可比案例 EV/S 的加权平均值

=∑可比案例 EV/S×可比案例 EV/S 修正系数×可比案例所占比重

可比案例 EV/S=可比案例资产组价值/营业收入

可比案例 EV/S 修正系数=∏影响因素 A_i 的调整系数

影响因素 A_i 的调整系数=委估资产组系数/可比案例系数

2）可比交易案例信息

根据公开信息，六个可比交易案例的重要信息如下：

项目	案例 1	案例 2	案例 3	案例 4	案例 5	案例 6
名称	焦家畔	新农村	五家渠	富川协合	华晨风电	大板梁
交易金额（万元）	87,900.00	16,700.00	66,771.82	54,883.45	60,356.93	16,394.70
最近一年营业收入（万元）	11,401.54	2,353.46	8,176.11	6,952.00	8,718.01	2,706.08
EV/S	7.71	7.10	8.17	7.89	6.92	6.06

3）委估资产组和可比案例比较因素分析及修正系数的确定

分析比较因素主要包括交易时间因素、装机容量规模、剩余发电年限等方面指标。

委估资产组作为比较基础和调整目标，因此将委估资产组各指标系数均设为 100，可比案例各指标系数与委估资产组比较后确定，低于委估资产组指标系数的则调整系数小于 100，高于委估资产组指标系数的则修正系数大于 100。

①交易时间因素的比较

委估资产组和可比案例的交易时间的比较如下:

项目	内容	委估资产组	焦家畔	新农村	五家渠	富川协合	华晨风电	大板梁
交易时间因素	评估基准日	2026/6/30	2026/3/31	2026/3/31	2025/12/31	2025/12/31	2025/12/31	2025/12/31

根据新能源发电指数收盘价对交易时间进行修正，2025 年 12 月 31 日新能源发电指数收盘价为 1717.962，2026 年 3 月 31 日新能源发电指数收盘价为 2153.556，2026 年 6 月 30 日新能源发电指数收盘价为 1771.459，本次评估按照案例与被评估单位差异率修正，故对可比案例分别修正+10、+10、-3、-3、-3、-3。

②装机容量规模的比较

委估资产组和可比案例的装机容量规模的比较如下:

项目	内容	委估资产组	焦家畔	新农村	五家渠	富川协合	华晨风电	大板梁
规模	装机容量	200MW	100MW	17.5MW	100MW	96MW	100MW	49.5MW

和可比交易案例相比，委估资产组装机容量规模较大。

考虑到装机规模越大，面对风险的应对能力越强，按照装机容量每相差 25MW 修正 0.1，对可比案例分别修正-4、-7、-4、-4、-4、-6。

③剩余发电年限的比较

委估资产组和可比案例的剩余发电年限的比较如下:

项目	内容	委估资产组	焦家畔	新农村	五家渠	富川协合	华晨风电	大板梁
年限	剩余发电年限	13.33	14.75	14.75	14.92	16.54	11.25	5.58

和可比交易案例相比，委估资产组剩余发电年限较短。

按照年期修正公式进行计算，对可比案例分别修正+6、+6、+6、+12、-10、-46。

4）委估资产组 EV/S 的确定

委估资产组 EV/S 计算如下:

项目	焦家畔	新农村	五家渠	富川协合	华晨风电	大板梁
可比案例乘数	7.71	7.10	8.17	7.89	6.92	6.06
交易时间因素修正系数	100/110	100/110	100/97	100/97	100/97	100/97
装机容量规模修正系数	100/96	100/93	100/96	100/96	100/96	100/94
剩余发电年限修正系数	100/106	100/106	100/106	100/112	100/90	100/54
修正后乘数	6.88	6.57	8.25	7.59	8.24	12.37
权重	1/6	1/6	1/6	1/6	1/6	1/6
加权后修正乘数	8.32					

5）委估资产组价值及差异率

采用交易案例比较法校验，委估资产组价值如下:

委估资产组价值=委估资产组最近一年营业收入×委估资产组 EV/S

=152,500.00 万元（取整）

通过交易案例比较法得到委估资产组价值为 152,500.00 万元，收益法评估值 146,600.00 万元，差异率 4.02%，差异率较小。

八、评估程序实施过程和情况

我们按照法律、行政法规和资产评估准则的规定，本项评估实施了必要的评估程序，现简要说明如下:

（一）接受委托，签订资产评估委托合同

本公司评估人员与委托人接洽，在了解了评估目的、评估范围及评估基准日等评估业务基本事项后与委托人正式签订了资产评估委托合同。

（二）前期准备，组织培训材料拟定相关计划

公司安排适合的项目人员组成项目小组，项目小组在项目经理带领下初步制定资产评估工作计划，并完成前期准备工作。

1、准备培训材料及拟定评估方案；

2、组建评估队伍及工作组织方案；

3、根据需要开展项目团队培训。

（三）收集资料，由产权持有单位提供评估对象明细表及相关财务数据

评估工作开展以后，由产权持有单位提供了评估对象的全部清单和有关的会计凭证。我们对委估资产组负责人进行访谈，听取了资产占有单位有关人员对委估资产组情况以及评估对象历史和现状的介绍。根据评估目的、评估范围及对象，确定评估基准日，进一步修改评估方案和计划。

（四）对评估对象进行清查核实

本公司评估人员随同产权持有单位相关人员至评估对象所在地对评估对象进行了实地勘察和清查核实，并对产权持有单位的经营管理状况等进行了必要的尽职调查。

期间按企业提供的资产清查评估明细表，根据填报的内容，对实物资产状况进行察看、记录、核对，并与资产管理人员进行交谈，了解资产的经营、管理状况。

根据企业申报评估范围内的资产，对实物类资产进行现场勘察和抽查盘点；查阅收集评估对象的权属材料并进行权属查验核实；统计瑕疵资产情况，请产权持有单位核实并确认这些资产权属是否属于企业、是否存在产权纠纷。

根据评估对象的实际状况和特点，确定委估资产组具体评估方法。

评估人员听取了委估资产组工作人员关于业务基本情况及资产财务状况的介绍，了解该委估资产组的资产配置和使用情况，收集有关经营

和基础财务数据；分析委估资产组的历史经营情况，特别是历史年份收入、成本和费用的构成及其变化原因，分析其获利能力及发展趋势；分析委估资产组的综合实力、管理水平、盈利能力、发展能力、竞争优势等因素；根据产权持有单位的财务计划、盈利预测和战略规划及潜在市场优势，与管理层进行沟通交流，并根据经济环境和市场发展状况对预测值进行适当调整；建立收益法评估定价模型。

（五）评定估算

根据对评估对象的清查核实情况、评估对象的具体内容和所收集到的有关资料，分析、选择适用的评估方法，并开展逐项市场调研、询价工作。按所确定的方法对评估对象的现行价值进行评定估算。

（六）编制和提交评估报告

在执行必要的资产评估程序、形成资产评估结论后，按规范编制资产评估报告，评估报告经公司内部三级审核后，在不影响对最终评估结论进行独立判断的前提下，将评估结果与委托人（产权持有单位）进行必要沟通。根据沟通意见对评估报告进行修改和完善，向委托人提交正式评估报告。

九、评估假设

（一）基本假设

1、持续经营假设

即假定华扬晟源委估的资产在评估目的实现后，仍将按照原来的使用目的、使用方式，持续地使用下去，继续生产原有产品或类似产品。

2、公开市场假设

即假定资产可以在充分竞争的市场上自由买卖，其价格高低取决于一定市场的供给状况下独立的买卖双方对资产的价值判断。

公开市场是指一个有众多买者和卖者的充分竞争的市场。在这个市

场上，买者和卖者的地位是平等的，彼此都有获得足够市场信息的机会和时间，买卖双方的交易行为都是在自愿的、理智的，而非强制或不受限制的条件下进行的。

3、交易假设

任何资产的价值来源均离不开交易，不论评估对象在与评估目的相关的经济行为中是否涉及交易，我们均假定评估对象处于交易过程中，评估师根据待评估资产的交易条件等模拟市场进行估价。

（二）一般假设

1、委估资产组所在的行业保持稳定发展态势，所遵循的国家和地方的现行法律、法规、制度及社会政治和经济政策与现时无重大变化;

2、不考虑通货膨胀对评估结果的影响;

3、利率、汇率保持为目前的水平，无重大变化;

4、无其他人力不可抗拒及不可预见因素造成的重大不利影响。

（三）特定假设

1、产权持有单位与合作伙伴关系及其相互利益无重大变化;

2、产权持有单位现有和未来经营者是负责的，且产权持有单位管理能稳步推进产权持有单位的发展计划，尽力实现预计的经营态势;

3、产权持有单位核心团队未来年度持续在公司任职，且不在外从事与公司业务相竞争业务;

4、产权持有单位在评估基准日已签署的合同及协议能够按约履行;

5、产权持有单位遵守国家相关法律和法规，不会出现影响委估资产组发展和收益实现的重大违规事项;

6、产权持有单位提供的历年财务资料所采用的会计政策和进行收益预测时所采用的会计政策与会计核算方法在重要方面基本一致;

7、委估资产组每年收入和支出现金流均匀流入和流出;

8、委估资产组能够根据经营需要筹措到所需资金，不会因融资事宜

影响委估资产组经营。

根据资产评估的要求，认定这些假设在评估基准日时成立，当未来经济环境发生较大变化，将不承担由于假设条件改变而推导出不同评估结论的责任。

十、评估结论

（一）评估结论

经收益法评估，华扬晟源在评估基准日 2026 年 6 月 30 日的风电项目资产组评估值为人民币 146,600.00 万元，增值额 7,584.49 万元，增值率 5.46%。

（二）评估结论有效期

本评估结论的使用有效期为一年，即自评估基准日 2026 年 6 月 30 日至 2027 年 6 月 29 日有效。

超过评估结论使用有效期不得使用本评估报告结论。

十一、特别事项说明

（一）权属等主要资料不完整或者存在瑕疵的情形

本次评估资产权属资料基本完整，资产评估师未发现存在明显的产权瑕疵事项。委托人与产权持有单位亦明确说明不存在产权瑕疵事项。

（二）委托人未提供的其他关键资料情况

委托人已按要求提供评估所需的其他关键资料。

（三）未决事项、法律纠纷等不确定因素

资产评估师未获悉产权持有单位截至评估基准日存在的未决事项、

法律纠纷等不确定因素。委托人与产权持有单位亦明确说明不存在未决事项、法律纠纷等不确定事项。

（四）重要的利用专家工作及相关报告情况

本次评估我们通过合法途径获得了以下专业报告，并审慎参考利用了专业报告的相关内容:

1、上会会计师事务所（特殊普通合伙）出具的无保留意见的（文号:上会师报字(2026)第 15214 号）审计报告。

本资产评估报告的账面资产类型与账面金额已经上会会计师事务所（特殊普通合伙）审计，出具的专项审计报告文号：上会师报字(2026)第 15214 号。该审计报告的意见为："我们审计了后附的乌兰县华扬晟源新能源有限公司(以下简称"贵公司")财务报表，包括 2023 年 12 月 31 日、2024 年 12 月 31 日、2025 年 12 月 31 日、2026 年 6 月 30 日的资产负债表，2023 年度、2024 年度、2025 年度、2026 年 1-6 月的利润表、所有者权益变动表和现金流量表以及财务报表附注。我们认为，后附的财务报表在所有重大方面按照企业会计准则的规定编制，公允反映了贵公司 2023 年 12 月 31 日、2024 年 12 月 31 日、2025 年 12 月 31 日、2026 年 6 月 30 日的财务状况以及 2023 年度、2024 年度、2025 年度、2026 年 1-6 月的经营成果和现金流量"。资产评估专业人员根据所采用的评估方法对财务报表的使用要求对其进行了分析和判断，但对相关财务报表是否公允反映评估基准日的财务状况和当期经营成果、现金流量发表专业意见并非资产评估专业人员的责任。

根据现行评估准则的相关规定，我们对利用相关专业报告仅承担引用不当的相关责任。

（五）重大期后事项

评估基准日至本资产评估报告出具日之间，我们未发现产权持有单位发生了对评估结论产生重大影响的事项，委托人与产权持有单位亦未通过有效方式明确告知存在重大期后事项。

（六）评估程序受限的有关情况、评估机构采取的弥补措施及对评估结论影响的情况

本次资产评估不存在评估程序受限的有关情况。

（七）担保、租赁及其或有负债（或有资产）等事项

产权持有单位经营场所为自有房屋，其未申报相关事项。评估师通过现场调查，亦未发现相关事项。基于资产评估师核查手段的局限性，我们不能对产权持有单位是否有上述事项发表确定性意见。

（八）本次资产评估对应的经济行为中，可能对评估结论产生重大影响的瑕疵情形

本次资产评估对应的经济行为中，我们未发现可能对评估结论产生重大影响的瑕疵事项。

（九）其他需要说明的事项

1、评估结论仅反映评估对象于评估基准日的市场价值。

2、本报告所称“评估价值”，是指所评估的资产在现有用途不变并继续使用以及在评估基准日的外部经济环境前提下，根据公开市场原则确定的评估对象的市场价值，没有考虑业已存在或将来可能承担的抵押、担保事宜，以及特殊的交易方式可能追加付出的价格等对评估价值的影响；同时，本报告也未考虑国家宏观经济政策发生重大变化以及遇有自然力和其它不可抗力对资产价值的影响。

3、根据《资产评估法》以及《资产评估对象法律权属指导意见》，委托人和相关当事人委托资产评估业务，应当对其提供的权属证明、财务会计信息和其他资料的真实性、完整性和合法性负责。本次评估范围及采用的由产权持有单位提供的数据、报表及有关资料，委托人及其他相关当事人对其提供资料的真实性、完整性、合法性负责。资产评估报告中涉及的有关权属证明文件及相关资料由产权持有单位提供，产权持有单位对其真实性、合法性、完整性承担法律责任。本资产评估机构及其资产评估专业人员对评估对象的法律权属状况给予了必要的关注，依法对资产评估活动中使用的资料进行核查和验证，但是我们仅对评估对象的价值发表意见，我们无权对它们的法律权属作出任何形式的保证。本报告不得作为任何形式的产权证明文件使用。

4、产权持有单位存在的可能影响资产评估值的瑕疵事项，在产权持有单位委托时未作特殊说明而评估人员根据专业经验一般不能获悉的情况下，评估机构及评估人员不承担相关责任。

5、本报告对被评资产所作的评估系为客观反映被评资产的价值而作，我公司无意要求资产占有单位必须按本报告的结果和表达方式进行相关的账务处理。是否进行、如何进行有关的账务处理需由资产占有单位的上级财税主管部门决定，并应符合国家会计制度的规定。

6、资产评估师获得的产权持有单位编制的盈利预测是本评估报告收益法的基础。资产评估师对其提供的盈利预测进行了必要的调查、分析、判断，并与产权持有单位的管理层进行讨论沟通，经产权持有单位调整和完善后，评估机构采信了产权持有单位盈利预测的相关数据及主要假设。盈利预测本身是基于基准日时点的市场环境和委估资产组经营要素基础下，对未来经营业绩最大可能实现状态的估计和判断，资产评估师对产权持有单位盈利预测的审慎利用，不应被视为对产权持有单位未来盈利能力的保证。如市场环境和委估资产组经营发生变化时，则可能导

致实际经营与盈利预测出现差异，进而影响评估报告中的结论，提请报告使用人关注使用该评估报告。

7、本资产评估报告中，所有以万元为金额单位的表格或者文字表述，如存在总计数与各分项数值之和出现尾差，均为四舍五入原因造成。

8、在评估基准日以后的评估结论有效期内，如果资产数量及作价标准发生变化时，应按以下原则处理:

（1）当资产数量发生变化时，应根据原评估方法对资产数额进行相应调整;

（2）当资产价格标准发生变化、且对资产评估结果产生明显影响时，委托人应及时聘请有资格的资产评估机构重新确定评估价值;

（3）对评估基准日后，资产数量、价格标准的变化，委托人在资产实际作价时应给予充分考虑，进行相应调整。

以上特别事项可能会对评估结论产生影响，评估报告使用人应当予以关注。

十二、资产评估报告使用限制说明

（一）本资产评估报告仅限于为本报告所列明的评估目的和经济行为的用途使用。

（二）本资产评估报告仅供委托人和本资产评估报告载明的使用者为本报告所列明的评估目的服务和送交财产评估主管部门审查使用，本资产评估报告的使用权归委托人所有。

本资产评估报告内容的解释权属本评估机构，除国家法律、法规有明确的特殊规定外，其他任何单位、部门均无权解释。

评估报告的全部或者部分内容被摘抄、引用或者披露于公开媒体，需经本评估机构审阅相关内容后，并征得本评估机构、签字评估师书面同意。法律、法规规定以及相关当事人另有约定的除外。

（三）委托人或者其他资产评估报告使用人未按照法律、行政法规规定和资产评估报告载明的使用范围使用资产评估报告的，资产评估机构及其资产评估专业人员不承担责任。

（四）除委托人、资产评估委托合同中约定的其他资产评估报告使用人和法律、行政法规规定的资产评估报告使用人之外，其他任何机构和个人不能成为资产评估报告的使用人。

（五）资产评估报告使用人应当正确理解评估结论。评估结论不等同于评估对象可实现价格，评估结论不应当被认为是对评估对象可实现价格的保证。

（六）本资产评估报告包含若干附件及评估明细表，所有附件及评估明细表亦构成本报告的重要组成部分，但应与本报告正文同时使用才有效。对被用于使用范围以外的用途，如被出示给非资产评估报告使用人或是通过其他途径掌握本报告的非资产评估报告使用人，本评估机构及资产评估师不对此承担任何义务或责任，不因本报告而提供进一步的咨询，亦不提供证词、出席法庭或其他法律诉讼过程中的聆讯，并保留向非资产评估报告使用人追究由此造成损失的权利。

十三、资产评估报告日

资产评估报告日是评估结论形成的日期，本资产评估报告日为二〇二六年十月十二日。

（本页系信资评报字（2026）第 050049 号的报告签署页）

上海立信资产评估有限公司

法定代表人：杨伟暾

资产评估师：秦伟

正式执业会员
资产评估师
秦 伟
31180049

资产评估师：孙丽雅

正式执业会员
资产评估师
孙丽雅
31210024

二〇二六年十月十二日

联系地址：上海市浦东新区沈家弄路 738 号 8 楼

邮政编码：200135

电话：总机 86-21-68877288

传真：86-21-68877020

公司电子邮箱：lixin@lixin.cn

公司网址：www.lixin.cn

附件

（除特别注明的以外，以下均为复印件）

一、产权持有单位审计报告

二、委托人法人营业执照

三、产权持有单位法人营业执照

四、权属证明材料

五、委托人和相关当事人承诺函（原件）

六、资产评估机构及资产评估师承诺函（原件）

七、上海立信资产评估有限公司法人营业执照副本和资格证明文件

八、资产评估师资格证明文件

九、资产评估汇总表或者明细表（原件）

乌兰县华扬晟源新能源有限公司
审计报告
上会师报字(2026)第15214号

上会会计师事务所（特殊普通合伙）

中国　上海

此码用于证明该审计报告是否由具有执业许可的会计师事务所出具，
您可使用手机“扫一扫”或进入“注册会计师行业统一监管平台（http://acc.mof.gov.cn）”进行查验。
报告编码：沪26TTRYWMNH

审计报告

上会师报字(2026)第 15214 号

申能新能源（青海）有限公司全体股东：

一、审计意见

我们审计了后附的乌兰县华扬晟源新能源有限公司(以下简称“贵公司”)财务报表，包括 2023 年 12 月 31 日、2024 年 12 月 31 日、2025 年 12 月 31 日、2026 年 6 月 30 日的资产负债表，2023 年度、2024 年度、2025 年度、2026 年 1-6 月的利润表、所有者权益变动表和现金流量表以及财务报表附注。

我们认为，后附的财务报表在所有重大方面按照企业会计准则的规定编制，公允反映了贵公司 2023 年 12 月 31 日、2024 年 12 月 31 日、2025 年 12 月 31 日、2026 年 6 月 30 日的财务状况以及 2023 年度、2024 年度、2025 年度、2026 年 1-6 月的经营成果和现金流量。

二、形成审计意见的基础

我们按照中国注册会计师审计准则的规定执行了审计工作。审计报告的“注册会计师对财务报表审计的责任”部分进一步阐述了我们在这些准则下的责任。按照中国注册会计师职业道德守则，我们独立于贵公司，并履行了职业道德方面的其他责任。我们相信，我们获取的审计证据是充分、适当的，为发表审计意见提供了基础。

三、其他信息

贵公司管理层对其他信息负责。其他信息包括审计报告中涵盖的信息，但不包括财务报表和我们的审计报告。

我们对财务报表发表的审计意见不涵盖其他信息，我们也不对其他信息发表任何形式的鉴证结论。

结合我们对财务报表的审计，我们的责任是阅读其他信息，在此过程中，考虑其他信息是否与财务报表或我们在审计过程中了解到的情况存在重大不一致或者似乎存在重大错报。

基于我们已执行的工作，如果我们确定其他信息存在重大错报，我们应当报告该事实。在这方面，我们无任何事项需要报告。

四、管理层和治理层对财务报表的责任

贵公司管理层负责按照企业会计准则的规定编制财务报表，使其实现公允反映，并设计、执行和维护必要的内部控制，以使财务报表不存在由于舞弊或错误导致的重大错报。

在编制财务报表时，管理层负责评估贵公司的持续经营能力，披露与持续经营相关的事项(如适用)并运用持续经营假设，除非管理层计划清算贵公司、终止运营或别无其他现实的选择。

治理层负责监督贵公司的财务报告过程。

五、注册会计师对财务报表审计的责任

我们的目标是对财务报表整体是否不存在由于舞弊或错误导致的重大错报获取合理保证，并出具包含审计意见的审计报告。合理保证是高水平的保证，但并不能保证按照审计准则执行的审计在某一重大错报存在时总能发现。错报可能由于舞弊或错误导致，如果合理预期错报单独或汇总起来可能影响财务报表使用者依据财务报表作出的经济决策，则通常认为错报是重大的。

在按照审计准则执行审计工作的过程中，我们运用职业判断，并保持职业怀疑。同时，我们也执行以下工作：

（一）识别和评估由于舞弊或错误导致的财务报表重大错报风险，设计和实施审计程序以应对这些风险，并获取充分、适当的审计证据，作为发表审计意见的基础。由于舞弊可能涉及串通、伪造、故意遗漏、虚假陈述或凌驾于内部控制之上，未能发现由于舞弊导致的重大错报的风险高于未能发现由于错误导致的重大错报的风险。

（二）了解与审计相关的内部控制，以设计恰当的审计程序，但目的并非对内部控制的有效性发表意见。

（三）评价管理层选用会计政策的恰当性和作出会计估计及相关披露的合理性。

（四）对管理层使用持续经营假设的恰当性得出结论。同时，根据获取的审计证据，就可能导致对贵公司持续经营能力产生重大疑虑的事项或情况是否存在重大不确定性得出结论。如果我们得出结论认为存在重大不确定性，审计准则要求我们在审计报告中提请报表使用者注意财务报表中的相关披露；如果披露不充分，我们应当发表非无保留意见。我们的结论基于截至审计报告日可获得的信息。然而，未来的事项或情况可能导致贵公司不能持续经营。

（五）评价财务报表的总体列报、结构和内容，并评价财务报表是否公允反映相关交易和事项。

我们与治理层就计划的审计范围、时间安排和重大审计发现等事项进行沟通，包括沟通我们在审计中识别出的值得关注的内部控制缺陷。

上会会计师事务所（特殊普通合伙）

中国注册会计师

（项目合伙人）

中国注册会计师

中国　上海

二〇二六年八月二十七日

资产负债表

编制单位：马兰县华新[illegible]有限公司　　2026年6月30日　　会企01表

单位：元

项目	附注五	2026年06月30日	2025年12月31日	2024年12月31日	2023年12月31日
流动资产：					
货币资金	1	64,449,906.73	44,530,030.22	22,480,800.06	36,056,968.79
交易性金融资产					
衍生金融资产					
应收票据	2				
应收账款	3	340,392,019.89	335,673,111.84	7,564,843.03	6,684,621.95
应收款项融资				408,163,311.58	366,129,706.28
预付款项	4	976,952.97	493,172.24		
其他应收款	5	203,437.50	75,000,000.00	827,175.14	1,204,176.82
其中：应收利息				67,000,680.30	38,299,016.30
应收股利					
存货					
其中：数据资源					
合同资产					
持有待售资产					
一年内到期的非流动资产					
其他流动资产	6	7,862,436.16	17,834,892.90	39,946,476.19	67,020,354.14
流动资产合计		413,884,753.25	473,551,407.20	545,982,986.30	509,194,844.28
非流动资产：					
债权投资					
其他债权投资					
长期应收款					
长期股权投资					
其他权益工具投资					
其他非流动金融资产					
投资性房地产					
固定资产	7	983,543,047.46	1,017,190,538.78	1,084,310,764.96	1,151,668,297.89
在建工程					
生产性生物资产					
油气资产					
使用权资产					
无形资产					
其中：数据资源					
开发支出					
其中：数据资源					
商誉					
长期待摊费用					
递延所得税资产	8	1,267,837.66	1,231,948.93		
其他非流动资产					
非流动资产合计		984,810,885.12	1,018,562,287.71	1,084,310,764.96	1,151,668,297.89
资产总计		1,398,695,638.37	1,492,113,694.91	1,630,293,751.26	1,661,063,142.17

项目	附注五	2026年06月30日	2025年12月31日	2024年12月31日	2023年12月31日
流动负债：					
短期借款					
交易性金融负债					
衍生金融负债					
应付票据					
应付账款	9	12,619,144.03	12,295,819.23	10,135,131.32	13,346,485.91
预收款项					
合同负债					
应付职工薪酬					
应交税费	10	58,560.71	2,869,620.79	459,963.81	1,471,223.48
其他应付款	11	1,205,105.95			
其中：应付利息					
应付股利		1,205,105.95			
持有待售负债					
一年内到期的非流动负债	12	750,000.00	825,000.00	1,196,387,527.76	1,387,527.78
其他流动负债					
流动负债合计		14,632,810.69	15,990,440.02	1,206,982,622.89	16,105,237.17
非流动负债：					
长期借款	13	1,000,000,000.00	1,000,000,000.00		1,195,000,000.00
应付债券					
其中：优先股					
永续债					
租赁负债					
长期应付款					
长期应付职工薪酬					
预计负债					
递延收益					
递延所得税负债					
其他非流动负债					
非流动负债合计		1,000,000,000.00	1,000,000,000.00		1,195,000,000.00
负债合计		1,014,632,810.69	1,015,990,440.02	1,206,982,622.89	1,211,105,237.17
股东权益：					
股本	14	352,340,000.00	352,340,000.00	352,340,000.00	352,340,000.00
其他权益工具					
其中：优先股					
永续债					
资本公积					
减：库存股					
其他综合收益					
专项储备	15	1,135,049.83		1,005,409.62	
盈余公积	16	30,587,777.85	28,306,367.37	22,924,613.76	18,689,832.38
未分配利润	17		95,476,887.52	47,041,104.99	78,928,072.62
股东权益合计		384,062,827.68	476,123,254.89	423,311,128.37	449,957,905.00
负债和股东权益总计		1,398,695,638.37	1,492,113,694.91	1,630,293,751.26	1,661,063,142.17

法定代表人：　　主管会计工作负责人：　　会计机构负责人：李沛虎

利润表

53.95% 53.98% 52.72% 55.27%

编制单位：乌兰县华场晨辉新能源有限公司　　2026年1-6月　　会企02表

单位：元

项目	附注五	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度
一、营业收入	18	84,489,515.71	181,321,190.45	173,596,751.57	186,352,404.47
减：营业成本	18	43,774,126.14	84,363,823.97	82,068,862.29	83,362,683.67
税金及附加	19	133,510.35	344,302.68	311,044.37	357,024.84
销售费用					6,754.04
管理费用					
研发费用					
财务费用	20	13,350,754.32	31,931,297.59	45,393,291.13	45,809,802.14
其中：利息费用		13,575,000.00	31,406,930.58	46,166,833.32	46,040,694.45
利息收入		227,924.54	181,358.09	777,358.75	235,449.77
加：其他收益	21			3,000.00	
投资收益（损失以“－”号填列）					
其中：对联营企业和合营企业的投资收益					
以摊余成本计量的金融资产终止确认收益					
净敞口套期收益（损失以“－”号填列）					
公允价值变动收益（损失以“－”号填列）					
信用减值损失（损失以“－”号填列）	22	(143,554.69)	(4,927,795.71)		
资产减值损失（损失以“－”号填列）					
资产处置收益（损失以“－”号填列）					
二、营业利润（亏损以“－”号填列）		27,087,570.06	62,653,970.50	45,825,553.78	56,816,139.78
加：营业外收入	23			13,454.00	7.32
减：营业外支出					
三、利润总额（亏损总额以“－”号填列）		27,087,570.06	62,653,970.50	45,812,099.78	56,816,132.46
减：所得税费用	24	4,273,465.30	8,836,434.36	3,464,286.03	8,932,845.99
四、净利润（净亏损以“－”号填列）		22,814,104.76	53,817,536.14	42,347,813.75	47,883,286.47
（一）持续经营净利润（净亏损以“－”号填列）		22,814,104.76	53,817,536.14	42,347,813.75	47,883,286.47
（二）终止经营净利润（净亏损以“－”号填列）					
五、其他综合收益的税后净额					
（一）不能重分类进损益的其他综合收益					
1、重新计量设定受益计划变动额					
2、权益法下不能转损益的其他综合收益					
3、其他权益工具投资公允价值变动					
4、企业自身信用风险公允价值变动					
5、其他					
（二）将重分类进损益的其他综合收益					
1、权益法下可转损益的其他综合收益					
2、其他债权投资公允价值变动					
3、金融资产重分类计入其他综合收益的金额					
4、其他债权投资信用减值准备					
5、现金流量套期储备					
6、外币财务报表折算差额					
7、其他					
六、综合收益总额		22,814,104.76	53,817,536.14	42,347,813.75	47,883,286.47
七、每股收益：					
（一）基本每股收益（元/股）					
（二）稀释每股收益（元/股）					

法定代表人：李亮　　主管会计工作负责人：李亮　　会计机构负责人：李沛虎

现金流量表

编制单位：乌兰县华场晟源新能源有限公司　　2026年1-6月　　会企03表

单位：元

项目	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度
一、经营活动产生的现金流量：				
销售商品、提供劳务收到的现金	90,626,880.41	281,930,470.55	153,193,241.53	178,518,475.65
收到的税费返还				
收到其他与经营活动有关的现金	24,487.04	81,364.63	813,482.96	8,295,788.45
经营活动现金流入小计	90,651,367.45	282,011,835.18	154,006,724.49	186,814,264.10
购买商品、接受劳务支付的现金	5,848,061.22	16,905,314.30	18,151,283.40	10,974,912.01
支付给职工以及为职工支付的现金				
支付的各项税费	7,370,688.57	8,001,440.33	4,498,155.41	8,122,874.96
支付其他与经营活动有关的现金	3,832.74	5,802.31	3,904.07	39,531.05
经营活动现金流出小计	13,222,582.53	24,912,556.94	22,653,342.88	19,137,318.02
经营活动产生的现金流量净额	77,428,784.92	257,099,278.24	131,353,381.61	167,676,946.08
二、投资活动产生的现金流量：				
收回投资收到的现金				
取得投资收益收到的现金				
处置固定资产、无形资产和其他长期资产收回的现金净额				
处置子公司及其他营业单位收到的现金净额				
收到其他与投资活动有关的现金	165,000,000.00	67,105,993.06	61,298,336.00	46,344,614.00
投资活动现金流入小计	165,000,000.00	67,105,993.06	61,298,336.00	46,344,614.00
购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	4,054,432.56	386,282.80	61,353.00	2,339,581.79
投资支付的现金				
取得子公司及其他营业单位支付的现金净额				
支付其他与投资活动有关的现金	90,000,000.00	75,000,000.00	90,000,000.00	61,642,950.00
投资活动现金流出小计	94,054,432.56	75,386,282.80	90,061,353.00	63,982,531.79
投资活动产生的现金流量净额	70,945,567.44	(8,280,289.74)	(28,763,017.00)	(17,637,917.79)

项目	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度
三、筹资活动产生的现金流量：				
吸收投资收到的现金				
取得借款收到的现金		1,000,000,000.00		
收到其他与筹资活动有关的现金		1,305,000,000.00		106,445,000.00
筹资活动现金流入小计		2,305,000,000.00		106,445,000.00
偿还债务支付的现金		1,195,000,000.00		
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	128,454,475.85	30,061,500.00	116,166,833.34	128,040,694.45
支付其他与筹资活动有关的现金		1,306,707,958.34		186,128,000.00
筹资活动现金流出小计	128,454,475.85	2,531,769,458.34	116,166,833.34	314,168,694.45
筹资活动产生的现金流量净额	(128,454,475.85)	(226,769,458.34)	(116,166,833.34)	(207,723,694.45)
四、汇率变动对现金及现金等价物的影响				
五、现金及现金等价物净增加额	19,919,876.51	22,049,530.16	(13,576,468.73)	(57,684,666.16)
加：期初现金及现金等价物余额	44,530,030.22	22,480,500.06	36,056,968.79	93,741,634.95
六、期末现金及现金等价物余额	64,449,906.73	44,530,030.22	22,480,500.06	36,056,968.79

法定代表人：　　主管会计工作负责人：　　会计机构负责人：

一、公司的基本情况

1、公司基本情况

乌兰县华扬晟源新能源有限公司(以下简称“公司”) 系由青海华扬晟源新能源有限公司出资组建，于 2017 年 9 月 6 日取得乌兰县市场监督管理局核发的企业法人营业执照，统一社会信用代码为 91632821MA757NNF41。设立时注册资本为人民币 10,000.00 万元。

2018年12月24日，青海华扬晟源新能源有限公司以货币方式出资人民币19,600.00万元增加公司注册资本，增资后，公司注册资本由人民币10,000.00万元变更为人民币29,600.00万元。

2022 年 12 月 9 日，青海华扬晟源新能源有限公司与申能新能源（青海）有限公司签订股权转让协议，约定将持有乌兰县华扬晟源新能源有限公司 100%股权全部转让给申能新能源（青海）有限公司。转让后，申能新能源（青海）有限公司以货币方式出资人民币 5,634.00 万元增加公司注册资本，增资后，公司注册资本由人民币 29,600.00 万元变更为人民币 35,234.00 万元。

经营期限：2017 年 9 月 6 日至无固定期限。

公司注册资本为人民币 35,234.00 万元。

法定代表人：李宝亮。

经营范围：风力发电、太阳能发电、水力发电、其它电力的开发、建设、运行、检修及管理；电力供应、电力项目开发及技术咨询；电力系统、电力设备的技术改造、技术服务及电气设备生产维修；新能源科技领域内技术开发、技术咨询、技术服务、技术转让。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）。

二、财务报表的编制基础

1、财务报表的编制基础

公司以持续经营为财务报表的编制基础，以权责发生制为记账基础。公司一般采用历史成本对会计要素进行计量，在保证所确定的会计要素金额能够取得并可靠计量的前提下采用重置成本、可变现净值、现值及公允价值进行计量。

2、持续经营

公司的经营活动将会无限期地延续下去，在可以预见的未来，不会遭遇清算、解散等变故而不复存在。

三、重要会计政策和会计估计

1、遵循企业会计准则的声明

本公司所编制的财务报表符合企业会计准则的要求，真实、完整地反映了公司的财务状况、经营成果、股东权益变动和现金流量等有关信息。

2、会计期间

本公司的会计期间分为会计年度和中期。会计年度自公历1月1日起至12月31日止。中期是指短于一个完整的会计年度的报告期间。

3、记账本位币

采用人民币为记账本位币。

4、现金及现金等价物的确定标准

现金，是指企业库存现金以及可以随时用于支付的存款。

现金等价物，是指企业持有的期限短、流动性强、易于转换为已知金额现金、价值变动风险很小的投资。

5、外币业务和外币报表折算

(1) 外币交易在初始确认时，采用交易发生日的即期汇率将外币金额折算为记账本位币金额。

(2) 于资产负债表日，按照下列方法对外币货币性项目和外币非货币性项目进行处理

① 外币货币性项目，采用资产负债表日中国人民银行公布的人民币外汇牌价中间价折算。因资产负债表日即期汇率与初始确认时或者前一资产负债表日即期汇率不同而产生的汇兑差额，计入当期损益。

② 以历史成本计量的外币非货币性项目，仍采用交易发生日的即期汇率折算，不改变其记账本位币金额；以公允价值计量的交易性金融资产，采用公允价值确定日的即期汇率折算，由此产生的汇兑差额，作为公允价值变动损益，计入当期损益。

6、金融工具

(1) 金融资产和金融负债的分类

根据管理金融资产的业务模式和金融资产的合同现金流量特征，将金融资产划分为下列三类：

① 以摊余成本计量的金融资产；

② 以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的金融资产；

③ 以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产。

金融负债在初始确认时划分为下列两类

1) 以摊余成本计量的金融负债；

2) 以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融负债。

(2) 金融资产和金融负债的计量

① 以摊余成本计量的金融资产

定义：公司管理此类金融资产的业务模式为以收取合同现金流量为目标，且此类金融资产的合同现金流量特征与基本借贷安排相一致，即在特定日期产生的现金流量，仅为对本金和以未偿付本金金额为基础的利息的支付。

此类金融资产主要包括应收票据及应收账款、其他应收款、长期应收款、债权投资等。

初始计量：按公允价值进行初始计量，相关交易费用计入初始确认金额；不包含重大融资成分的应收账款以及公司决定不考虑不超过一年的融资成分的应收账款，以交易价格进行初始计量。

后续计量：以摊余成本计量且不属于任何套期关系的金融资产所产生的利得或损失，在终止确认、按照实际利率法摊销或确认减值时，计入当期损益。

② 以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的金融资产

1) 债务工具

定义：公司管理此类金融资产的业务模式为既以收取合同现金流量为目标又以出售为目标，且此类金融资产的合同现金流量特征与基本借贷安排相一致。

此类金融资产包括其他债权投资等。

初始计量：按公允价值进行初始计量，相关交易费用计入初始确认金额。

后续计量：按公允价值进行后续计量，采用实际利率法计算的利息、减值损失或利得和汇兑损益计入当期损益， 其他利得或损失计入其他综合收益。

终止确认时，之前计入其他综合收益的累计利得或损失从其他综合收益中转出，计入当期损益。

2) 权益工具

定义：公司将部分非交易性权益工具投资不可撤销地指定为以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的金融资产。

初始计量：按公允价值进行初始计量，相关交易费用计入初始确认金额。

后续计量：按公允价值进行后续计量，公允价值变动计入其他综合收益，取得的股利计入当期损益。

终止确认时，之前计入其他综合收益的累计利得或损失从其他综合收益中转出，计入留存收益。

③ 以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产

定义：公司将分类为以摊余成本计量的金融资产和以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的金融资产之外的金融资产，以公允价值计量且其变动计入当期损益。在初始确认时，公司为了消除或显著减少会计错配，将部分金融资产不可撤销地指定为以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产。

以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融资产包括交易性金融资产、衍生金融资产、其他非流动金融资产等。

初始计量：按公允价值进行初始计量，相关交易费用计入当期损益。

后续计量：该金融资产按公允价值进行后续计量，其公允价值变动形成的利得或损失，计入当期损益。

④ 以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融负债

定义：以公允价值计量且其变动计入当期损益的金融负债包括交易性金融负债、衍生金融负债等。

初始计量：按公允价值进行初始计量，相关交易费用计入当期损益。

后续计量：该金融负债按公允价值进行后续计量，其公允价值变动形成利得或损失，计入当期损益。

⑤ 以摊余成本计量的金融负债

定义：以摊余成本计量的金融负债包括短期借款、应付票据、应付账款、其他应付款、长期借款、应付债券、长期应付款等。

初始计量：按公允价值进行初始计量，相关交易费用计入初始确认金额。

后续计量：以摊余成本计量且不属于任何套期关系一部分的金融负债所产生的利得或损失，在终止确认时计入当期损益或在按照实际利率法摊销时计入相关期间损益。

(3) 金融资产减值

① 金融资产减值范围

公司对于以摊余成本计量的金融资产、以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的债务工具投资、租赁应收款、合同资产等，以预期信用损失为基础确认损失准备。

② 预期信用损失的确认、计量

公司考虑有关过去事项、当前状况以及对未来经济状况的预测等合理且有依据的信息，以发生违约的风险为权重，计算合同应收的现金流量与预期能收到的现金流量之间差额的现值的概率加权金额，确认预期信用损失。

对于在资产负债表日具有较低信用风险的金融工具，公司假设其信用风险自初始确认后并未显著增加，运用简化计量方法，按照未来12个月内的预期信用损失计量损失准备。

对由收入准则规范的交易形成的无论是否存在重大融资成分的应收款项、租赁应收款、合同资产，公司运用简化计量方法，按照相当于整个存续期内预期信用损失的金额计量损失准备。

除上述采用简化计量方法以外的金融资产，公司于每个资产负债表日，对于处于不同阶段的金融工具的预期信用损失分别进行计量。金融工具自初始确认后信用风险未显著增加的，处于第一阶段，公司按照未来12个月内的预期信用损失计量损失准备；金融工具自初始确认后信用风险已显著增加但尚未发生信用减值的，处于第二阶段，公司按照该工具整个存续期的预期信用损失计量损失准备；金融工具自初始确认后已经发生信用减值的，处于第三阶段，公司按照该工具整个存续期的预期信用损失计量损失准备。

公司对于处于第一阶段和第二阶段、以及较低信用风险的金融工具，按照其未扣除减值准备的账面余额和实际利率计算利息收入。对于处于第三阶段的金融工具，按照其账面余额减已计提减值准备后的摊余成本和实际利率计算利息收入。

对于存在客观证据表明存在减值，以及其他适用于单项评估的金融资产，单独进行减值测试，确认预期信用损失，计提单项减值准备。对于未单项评估的金融资产或当单项金融资产无法以合理成本评估预期信用损失的信息时，公司依据信用风险特征将应收款项划分为若干组合，在组合基础上计算预期信用损失，确定组合的依据如下：

项目	确定依据
低风险组合	各类保证金、押金、备用金等回收风险程度较低的应收款项
可再生能源补贴款组合	应收可再生能源补贴款
其他组合	除上述组合之外的其他应收款项

对于划分为组合的应收账款、租赁应收款、合同资产，公司参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，通过违约风险敞口和整个存续期预期信用损失率，计算预期信用损失。

对于划分为组合的其他应收款、其他债权投资等，公司参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，通过违约风险敞口和未来12个月内或整个存续期预期信用损失率，计算预期信用损失。

(4) 金融资产转移的确认依据和计量方法

公司已将金融资产所有权上几乎所有的风险和报酬转移给转入方的，终止确认该金融资产；保留了金融资产所有权上几乎所有的风险和报酬的，不终止确认该金融资产。

金融资产满足下列条件之一的，予以终止确认：

① 收取该金融资产现金流量的合同权利终止；

② 该金融资产已转移，且公司将金融资产所有权上几乎所有的风险和报酬转移给转入方；

③ 该金融资产已转移，虽然公司既没有转移也没有保留金融资产所有权上几乎所有的风险和报酬，但是放弃了对该金融资产控制。

金融资产整体转移满足终止确认条件的，应当将下列两项金额的差额计入当期损益：

1) 转移金融资产在终止确认日的账面价值；

2) 因转移金融资产而收到的对价，与原直接计入其他综合收益的公允价值变动累计额中对应终止确认部分的金额 (涉及转移的金融资产为以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的债务工具) 之和。

金融资产部分转移满足终止确认条件的，将所转移金融资产整体的账面价值，在终止确认部分和未终止确认部分(在此种情况下，所保留的服务资产应当视同未终止确认金融资产的一部分)之间，按照各自的相对公允价值进行分摊，并将下列两项金额的差额计入当期损益：

<1> 终止确认部分在终止确认日的账面价值；

<2> 终止确认部分收到的对价（包括获得的所有新资产减去承担的所有新负债），与原计入其他综合收益的公允价值变动累计额中对应终止确认部分的金额（涉及转移的金融资产为以公允价值计量且其变动计入其他综合收益的债务工具）之和。

公司保留了转移金融资产所有权上几乎所有风险和报酬而不满足终止确认条件的，应当继续确认被转移金融资产整体，并将收到的对价确认为一项金融负债。

(5) 金融负债终止确认条件

当金融负债的现时义务全部或部分已经解除时，公司终止确认该金融负债或义务已解除的部分。终止确认部分的账面价值与支付的对价之间的差额，计入当期损益。

(6) 金融工具的公允价值确定

公允价值，是指市场参与者在计量日发生的有序交易中，出售一项资产所能收到或者转移一项负债所需支付的价格。公司将公允价值计量所使用的输入值划分为三个层次，并首先使用第一层次输入值，其次使用第二层次输入值，最后使用第三层次输入值。

第一层次输入值是在计量日能够取得的相同资产或负债在活跃市场上未经调整的报价。活跃市场，是指相关资产或负债的交易量和交易频率足以持续提供定价信息的市场。

第二层次输入值是除第一层次输入值外相关资产或负债直接或间接可观察的输入值。

第三层次输入值是相关资产或负债的不可观察输入值。

7、固定资产

(1) 固定资产确认条件

固定资产为生产商品、提供劳务、出租或经营管理而持有，且使用期限超过1年的有形资产。

同时满足以下条件的，确认为固定资产：

① 与该固定资产有关的经济利益很有可能流入企业；

② 该固定资产的成本能够可靠地计量。

(2) 各类固定资产的折旧方法

固定资产类别	折旧年限	残值率	年折旧率
房屋建筑物	8年-35年	0%-5%	2.71-12.50%
通用设备	4年-18年	0%-5%	5.28-25.00%
专用设备	4年-20年	0%-5%	4.75-25.00%
运输设备	6年-7年	0%-5%	13.57-16.67%
其他设备	3年-18年	0%-5%	5.28-33.33%

(3) 折旧方法

采用年限平均法。

(4) 计价方法

按其成本进行初始计量。

(5) 后续支出

仅在固定资产有关的经济利益很可能流入本公司，且其成本能够可靠地计量时才予以确认，计入固定资产成本；否则，在发生时计入当期损益。

(6) 固定资产的减值测试方法、减值准备计提方法

固定资产的减值测试及减值准备计提方法，按照附注三、8 “长期资产减值”会计政策执行。

8、长期资产减值

固定资产等长期资产如存在可收回金额低于其账面价值的情况，将按照其差额计提减值准备，可收回金额根据资产的公允价值减去处置费用后的净额与资产预计未来现金流量的现值两者之间较高者确定，资产减值损失一经确认，在以后会计期间不得转回。

(1) 固定资产减值准备

资产负债表日，上述资产存在减值迹象的，估计其可收回金额。上述资产按照单项账面价值与可收回金额孰低计量，对可收回金额低于账面价值的差额，计提资产减值准备。一经确定，以后会计期间不得转回。

9、借款费用

(1) 借款费用资本化的确认原则

借款费用可直接归属于符合资本化条件的资产的购建或者生产的，予以资本化，计入相关资产成本；其他借款费用，在发生时根据其发生额确认为费用，直接计入当期财务费用。

(2) 资本化期间、暂停资本化期间的确认方法

购建或者生产的符合资本化条件的资产达到预定可使用或者可销售状态时，借款费用停止资本化。

(3) 借款费用资本化金额的计算方法

为购建或者生产符合资本化条件的资产而借入专门借款的，以专门借款当期实际发生的利息费用，减去将尚未动用的借款资金存入银行取得的利息收入或进行暂时性投资取得的投资收益后的金额确定。为购建或者生产符合资本化条件的资产而占用了一般借款的，根据累计资产支出超过专项借款部分的资产支出加权平均数乘以所占用的一般借款的资本化率，计算确定一般借款应予资本化的利息金额；资本化率根据一般借款加权平均利率计算确定。

(4) 专门借款发生的辅助费用，在所购建或者生产的符合资本化条件的资产达到预定可使用或者可销售状态之前发生的，在发生时根据其发生额予以资本化，计入符合资本化条件的资产的成本；在所购建或者生产的符合资本化条件的资产达到预定可使用或者可销售状态之后发生的，在发生时根据其发生额确认为费用，计入当期损益。一般借款发生的辅助费用，在发生时根据其发生额确认为费用，计入当期损益。

10、收入

(1) 一般原则

公司在履行了合同中的履约义务，即在客户取得相关商品或服务（以下简称“商品”）的控制权时，确认收入。取得相关商品控制权是指能够主导该商品的使用并从中获得几乎全部的经济利益。

满足下列条件之一时，公司属于在某一时段内履行履约义务；否则，属于在某一时点履行履约义务：

① 客户在公司履约的同时即取得并消耗公司履约所带来的经济利益。

② 客户能够控制公司履约过程中在建的商品。

③ 公司履约过程中所产出的商品具有不可替代用途，且公司在整个合同期间内有权就累计至今已完成的履约部分收取款项。

对于在某一时段内履行的履约义务，公司在该段时间内按照履约进度确认收入。当履约进度不能合理确定时，公司已经发生的成本预计能够得到补偿的，按照已经发生的成本金额确认收入，直到履约进度能够合理确定为止。

对于在某一时点履行的履约义务，公司在客户取得相关商品控制权时点确认收入。在判断客户是否已取得商品控制权时，公司会考虑下列迹象：

1) 公司就该商品享有现时收款权利，即客户就该商品负有现时付款义务。

2) 公司已将该商品的法定所有权转移给客户，即客户已拥有该商品的法定所有权。

3) 公司已将该商品实物转移给客户，即客户已实物占有该商品。

4) 公司已将该商品所有权上的主要风险和报酬转移给客户，即客户已取得该商品所有权上的主要风险和报酬。

5) 客户已接受该商品。

6) 其他表明客户已取得商品控制权的迹象。

交易价格是公司因向客户转让商品而预期有权收取的对价金额，不包括代第三方收取的款项以及预期将退还给客户的款项。在确定交易价格时，如果存在可变对价，公司按照期望值或最可能发生金额确定可变对价的最佳估计数，并以不超过在相关不确定性消除时累计已确认收入极可能不会发生重大转回的金额计入交易价格。合同中如果存在重大融资成分，公司按照假定客户在取得商品控制权时即以现金支付的应付金额确定交易价格；公司预计客户取得商品控制权与客户支付价款间隔不超过一年的，不考虑合同中存在的重大融资成分。

合同中包含两项或多项履约义务的，公司在合同开始日，按照各单项履约义务所承诺商品的单独售价的相对比例，将交易价格分摊至各单项履约义务，按照分摊至各单项履约义务的交易价格计量收入。

(2) 具体方法

与公司取得收入的主要活动相关的具体会计政策描述如下：

① 电力

当电力供应至各电厂所在地的电网公司时确认收入。

11、合同成本

合同成本包括合同履约成本与合同取得成本。

公司为履行合同而发生的成本，不属于存货等其他企业会计准则规范范围且同时满足下列条件的，作为合同履约成本确认为一项资产：

(1) 该成本与一份当前或预期取得的合同直接相关，包括直接人工、直接材料、制造费用（或类似费用）、明确由客户承担的成本以及仅因该合同而发生的其他成本；

(2) 该成本增加了公司未来用于履行履约义务的资源；

(3) 该成本预期能够收回。

公司为取得合同发生的增量成本预期能够收回的，作为合同取得成本确认为一项资产。

与合同成本有关的资产采用与该资产相关的商品收入确认相同的基础进行摊销，计入当期损益。摊销期限未超过一年的，公司在其发生时计入当期损益。

与合同成本有关的资产，其账面价值高于下列两项的差额的，公司对于超出部分计提减值准备，并确认为资产减值损失：

① 因转让与该资产相关的商品预期能够取得的剩余对价，

② 为转让该相关商品估计将要发生的成本。

上述资产减值准备后续发生转回的，转回后的资产账面价值不超过假定不计提减值准备情况下该资产在转回日的账面价值。

12、政府补助

政府补助，是公司从政府无偿取得的货币性资产与非货币性资产。分为与资产相关的政府补助和与收益相关的政府补助。

(1) 与资产相关的政府补助判断依据及会计处理方法

与资产相关的政府补助，是指企业取得的、用于购建或以其他方式形成长期资产的政府补助。与资产相关的政府补助，应当冲减相关资产的账面价值或确认为递延收益。与资产相关的政府补助确认为递延收益的，应当在相关资产使用寿命内按照合理、系统的方法分期计入损益。按照名义金额计量的政府补助，直接计入当期损益。相关资产在使用寿命结束前被出售、转让、报废或发生毁损的，应当将尚未分配的相关递延收益余额转入资产处置当期的损益。

(2) 与收益相关的政府补助判断依据及会计处理方法

与收益相关的政府补助，是指除与资产相关的政府补助之外的政府补助。

企业对于综合性项目的政府补助，需要将其分解为与资产相关的部分和与收益相关的部分，分别进行会计处理；难以区分的，应当整体归类为与收益相关的政府补助。

与收益相关的政府补助，用于补偿企业以后期间的相关费用或损失的，取得时确认为递延收益，并在确认相关成本费用或损失的期间，计入当期损益或冲减相关成本；用于补偿企业已发生的相关费用或损失的，直接计入当期损益或冲减相关成本。

与公司日常活动相关的政府补助，应当按照经济业务实质，计入其他收益或冲减相关成本费用。与公司日常活动无关的政府补助，应当计入营业外收支。

13、递延所得税资产和递延所得税负债

递延所得税资产和递延所得税负债根据资产和负债的计税基础与其账面价值的差额(暂时性差异)计算确认。于资产负债表日，递延所得税资产和递延所得税负债，按照预期收回该资产或清偿该负债期间的适用税率计量。

(1)确认递延所得税资产的依据

本公司以很可能取得用来抵扣可抵扣暂时性差异、能够结转以后年度的可抵扣亏损和税款抵减的应纳税所得额为限，确认由可抵扣暂时性差异产生的递延所得税资产。但是，同时具有下列特征的交易中因资产或负债的初始确认所产生的递延所得税资产不予确认：（1）该交易不是企业合并；（2）交易发生时既不影响会计利润也不影响应纳税所得额或可抵扣亏损。

对于与联营企业投资相关的可抵扣暂时性差异，同时满足下列条件的，确认相应的递延所得税资产：暂时性差异在可预见的未来很可能转回，且未来很可能获得用来抵扣可抵扣暂时性差异的应纳税所得额。

(2)确认递延所得税负债的依据

公司将当期与以前期间应交未交的应纳税暂时性差异确认为递延所得税负债。但不包括：

①商誉的初始确认所形成的暂时性差异；

②非企业合并形成的交易或事项，且该交易或事项发生时既不影响会计利润，也不影响应纳税所得额（或可抵扣亏损）所形成的暂时性差异；

③对于与子公司、联营企业投资相关的应纳税暂时性差异，该暂时性差异转回的时间能够控制并且该暂时性差异在可预见的未来很可能不会转回。

14、其他重要的会计政策和会计估计

(1) 专项储备

根据财政部、应急部2022年修订的《企业安全生产费用提取和使用管理办法》计提安全生产费用，安全生产费用专门用于完善和改进企业安全生产条件。

本公司提取的安全生产费计入相关产品的成本或当期损益，同时计入专项储备。使用提取的安全生产费用属于费用性支出的，直接冲减专项储备。使用提取的安全生产费形成固定资产的，通过在建工程归集所发生的支出，待安全项目完工达到预定可使用状态时确认为固定资产，同时按照形成固定资产的成本冲减专项储备，并确认相同金额的累计折旧。该固定资产在以后期间不再计提折旧。

15、重大会计政策和会计估计变更以及会计差错更正

(1) 重大会计政策变更

①2023 年 10 月 25 日，财政部发布了《企业会计准则解释第 17 号》（财会〔2023〕21 号，以下简称“解释 17 号”），本公司自 2024 年 1 月 1 日起施行解释 17 号，执行解释 17 号对本报告期内财务报表无重大影响。

②本公司自 2024 年 1 月 1 日起执行企业数据资源相关会计处理暂行规定(以下简称“暂行规定”)，执行暂行规定对本报告期内财务报表无重大影响。

③2024 年 12 月 6 日，财政部发布了《企业会计准则解释第 18 号》（财会〔2024〕24 号，以下简称“解释 18 号”）。本公司自 2024 年 1 月 1 日起执行解释 18 号，执行解释 18 号对本报告期内财务报表无重大影响。

④本公司自 2025 年 6 月 27 日起执行《关于公司法、外商投资法施行后有关财务处理问题的通知》，执行该通知对本报告期内财务报表无重大影响。

⑤ 2025 年 12 月 5 日，财政部发布了《企业会计准则解释第 19 号》（财会〔2025〕32 号，以下简称“解释 19 号”）。本公司自 2026 年 1 月 1 日起执行解释 19 号，执行解释 19 号对本报告期内财务报表无重大影响。

⑥2026 年 6 月 3 日，财政部发布了《企业会计准则解释第 20 号》（财会〔2026〕7 号，以下简称“解释 20 号”），本公司自 2026 年 1 月 1 日起执行解释 20 号，对本报告期内财务报表无重大影响。

(2) 重大会计估计变更

会计估计变更的内容和原因	会计估计变更开始适用的时点	备注
为了更加合理反映应收款项未来预期信用损失情况，为投资者提供更可靠、更准确的会计信息，本公司结合最新行业政策及各类应收款项实际回收情况，参考了	本次会计估计变更自2025年12月1日起执行	

会计估计变更的内容和原因	会计估计变更开始适用的时点	备注
同行业上市公司坏账准备计提方法，基于谨慎性考虑，将应收可再生能源补贴款由低风险组合变更为可再生能源补贴款组合，预期信用损失率由0%变更为1.5%。		

会计估计变更说明：

本公司上述会计估计变更事项，2025 年度信用减值损失增加 4,927,795.71 元，减少利润总额 4,927,795.71 元；2026 年 1-6 月信用减值损失增加 143,554.89 元，减少利润总额 143,554.89 元。

16、重大会计判断和估计

本公司在运用会计政策过程中，由于经营活动内在的不确定性，本公司需要对无法准确计量的报表项目的账面价值进行判断、估计和假设。这些判断、估计和假设是基于本公司管理层过去的历史经验，并在考虑其他相关因素的基础上做出的。这些判断、估计和假设会影响收入、费用、资产和负债的报告金额以及资产负债表日或有负债的披露。然而，这些估计的不确定性所导致的实际结果可能与本公司管理层当前的估计存在差异，进而造成对未来受影响的资产或负债的账面金额进行重大调整。

本公司对前述判断、估计和假设在持续经营的基础上进行定期复核，会计估计的变更仅影响变更当期的，其影响数在变更当期予以确认；既影响变更当期又影响未来期间的，其影响数在变更当期和未来期间予以确认。

于资产负债表日，公司需对财务报表项目金额进行判断、估计和假设的重要领域如下：

(1) 金融工具减值

公司采用预期信用损失模型对金融工具的减值进行评估，应用预期信用损失模型需要做出重大判断和估计，需考虑所有合理且有依据的信息，包括前瞻性信息。在做出该等判断和估计时，公司根据历史还款数据结合经济政策、宏观经济指标、行业风险等因素推断债务人信用风险的预期变动。

(2) 长期资产减值准备

本公司于资产负债表日对除金融资产以外的长期资产判断是否存在可能发生减值的迹象。对使用寿命不确定的无形资产，除每年进行的减值测试外，当其存在减值迹象时，也进行减值测试。其他除金融资产以外的长期资产，当存在迹象表明其账面金额不可收回时，进行减值测试。

当资产或资产组的账面价值高于可收回金额，即公允价值减去处置费用后的净额与预计未来现金流量的现值中的较高者，表明发生了减值。

公允价值减去处置费用后的净额，参考公平交易中类似资产的销售协议价格或可观察到的市场价格，减去可直接归属于该资产处置的成本确定。

在预计未来现金流量现值时，需要对该资产（或资产组）的产量、售价、相关经营成本以及计算现值时使用的折现率等作出重大判断。公司在估计可收回金额时会采用所有能够获得的相关资料，包括根据合理和可支持的假设所作出有关产量、售价和相关经营成本的预测。

(3) 折旧和摊销

本公司对投资性房地产、固定资产、油气资产和无形资产在考虑其残值后，在使用寿命内按直线法计提折旧和摊销。公司需要定期复核使用寿命，以决定将计入每个报告期的折旧和摊销费用数额。使用寿命是公司根据对同类资产的以往经验并结合预期的技术更新而确定的。如果以前的估计发生重大变化，则会在未来期间对折旧和摊销费用进行调整。

(4) 所得税

公司在正常的经营活动中，有部分交易其最终的税务处理和计算存在一定的不确定性。部分项目是否能够在税前列支需要税收主管机关的审批。如果这些税务事项的最终认定结果同最初估计的金额存在差异，则该差异将对其最终认定期间的当期所得税和递延所得税产生影响。

四、主要税项

税种	税率	计税基数
企业所得税	15.00%（注 1）	应纳税所得额
增值税	13.00%	按销项税额扣除当期可抵扣的进项税额后的差额
城市维护建设税	5.00%	应纳流转税额
教育费附加	3.00%	应纳流转税额
地方教育费附加	2.00%	应纳流转税额

注 1：根据财政部、税务总局、国家发展改革委《关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》（2020 年第 23 号）规定，自 2021 年 1 月 1 日至 2030 年 12 月 31 日，本公司设立在西部地区的子公司从事符合《西部地区鼓励类产业目录》中规定的产业项目减按 15%的税率征收企业所得税。

五、财务报表主要项目附注

1、货币资金

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
库存现金	-	-	-	-
银行存款	64,449,906.73	44,530,030.22	22,480,500.06	36,056,968.79
其他货币资金	-	-	-	-

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
合计	64,449,906.73	44,530,030.22	22,480,500.06	36,056,968.79

注 1：期末含有存放于关联方申能集团财务有限公司的银行存款详见附注六。

注 2：期初期末无因抵押或冻结等对使用有限制、存放在境外、有潜在回收风险的货币资金。

2、应收票据

(1) 应收票据分类列示

种类	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
银行承兑票据	-	-	7,564,843.03	6,684,621.95

(2) 期末无质押的应收票据。

(3) 期末无公司已背书或贴现且在资产负债表日尚未到期的应收票据。

(4) 期末无因出票人未履约而将其转应收账款的票据。

3、应收账款

(1) 按账龄披露

账龄	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
1年以内(含1年)	120,040,580.04	138,271,728.46	125,775,489.54	138,520,800.66
1至2年(含2年)	125,357,464.33	119,760,860.69	128,785,902.45	49,114,299.00
2至3年(含3年)	100,065,326.12	82,588,518.40	48,614,288.14	146,400,403.89
3至4年(含4年)		-	104,987,631.45	32,094,202.73
小计	345,463,370.49	340,621,107.55	408,163,311.58	366,129,706.28
减：坏账准备	5,071,350.60	4,927,795.71		
合计	340,392,019.89	335,693,311.84	408,163,311.58	366,129,706.28

(2) 按坏账计提方法分类披露

类别	2026年6月30日				
	账面余额	比例	坏账准备	计提比例	账面价值
按单项计提坏账准备	-	-	-	-	-
按组合计提坏账准备	345,463,370.49	100.00%	5,071,350.60	1.47%	340,392,019.89
合计	345,463,370.49	100.00%	5,071,350.60		340,392,019.89

(续上表)

类别	2025年12月31日				
	账面余额	比例	坏账准备	计提比例	账面价值
按单项计提坏账准备	-	-	-	-	-
按组合计提坏账准备	340,621,107.55	100.00%	4,927,795.71	1.45%	335,693,311.84
合计	340,621,107.55	100.00%	4,927,795.71		335,693,311.84

(续上表)

类别	2024年12月31日				
	账面余额	比例	坏账准备	计提比例	账面价值
按单项计提坏账准备	-	-	-	-	-
按组合计提坏账准备	408,163,311.58	100.00%	-	-	408,163,311.58
合计	408,163,311.58	100.00%	-		408,163,311.58

(续上表)

类别	2023年12月31日				
	账面余额	比例	坏账准备	计提比例	账面价值
按单项计提坏账准备	-	-	-	-	-
按组合计提坏账准备	366,129,706.28	100.00%	-	-	366,129,706.28
合计	366,129,706.28	100.00%	-		366,129,706.28

(3) 坏账准备的情况

按组合计提坏账准备：

名称	2026年6月30日		
	应收账款	坏账准备	计提比例
可再生能源补贴组合	338,090,040.70	5,071,350.60	1.50%
其他组合	7,373,329.79	-	
合计	345,463,370.49	5,071,350.60	

(续上表)

名称	2025年12月31日		
	应收账款	坏账准备	计提比例
可再生能源补贴组合	328,519,713.93	4,927,795.71	1.50%
其他组合	12,101,393.62	-	-
合计	340,621,107.55	4,927,795.71	

(续上表)

名称	2024年12月31日

	应收账款	坏账准备	计提比例
低风险组合	402,148,682.73	-	-
其他组合	6,014,628.85	-	-
合计	408,163,311.58	-	

(续上表)

名称	2023年12月31日		
	应收账款	坏账准备	计提比例
低风险组合	355,894,797.21	-	-
其他组合	10,234,909.07	-	-
合计	366,129,706.28	-	

(4) 本期无实际核销的应收账款，无通过重组等其他方式收回的应收账款及已计提的坏账准备。

(5) 按欠款方归集的期末余额前五名的应收账款情况：

本报告期末按欠款方归集的期末余额前五名应收账款汇总金额 345,463,370.49 元，占应收账款期末余额合计数的比例 100.00%，期末坏账准备 5,071,350.60 元。

(6) 本期无因金融资产转移而终止确认的应收账款。

(7) 应收账款余额中无应收关联方款项。

4、预付账款

(1) 按账龄披露

账龄	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
1年以内(含1年)	961,781.53	478,000.80	827,175.14	1,194,176.82
1至2年(含2年)	15,171.44	15,171.44	-	10,000.00
2至3年(含3年)		-	-	-
合计	976,952.97	493,172.24	827,175.14	1,204,176.82

(2) 预付款项金额前五名单位情况

本报告期按预付对象归集的期末余额前五名预付账款汇总金额 976,952.97 元，占预付款项期末余额合计数的比例 100.00%。

(3) 期末余额中无预付持本公司 5%(含 5%)以上表决权股份的股东单位的款项。

(4) 预付款项余额中无应收关联方款项。

5、其他应收款

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
应收利息	-	-	-	-
应收股利	-	-	-	-
其他应收款	203,437.50	75,000,000.00	67,000,680.30	38,299,016.30
合计	203,437.50	75,000,000.00	67,000,680.30	38,299,016.30

(1) 其他应收款

① 按账龄披露

账龄	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
1年以内(含1年)	203,437.50	75,000,000.00	67,000,000.00	38,298,336.00
1至2年(含2年)	-	-	-	-
2至3年(含3年)	-	-	-	-
3至4年(含4年)	-	-	-	680.30
4至5年(含5年)	-	-	680.30	-
5年以上	-	-	-	-
合计	203,437.50	75,000,000.00	67,000,680.30	38,299,016.30

② 按款项性质分类情况

账龄	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
往来款	203,437.50	75,000,000.00	67,000,680.30	38,299,016.30

③ 坏账准备计提情况

本期无计提坏账准备金额；本期无收回或转回坏账准备；期末坏账准备余额为 0。

④期末余额中无1年以上的大额其他应收款。

⑤本期无因金融资产转移而终止确认的其他应收款。

⑥期末余额中应收持本公司5%(含5%)以上表决权股份的股东单位及关联方款项见附注六/3/(3)。

6、其他流动资产

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
待抵扣增值税进项税	7,745,672.03	17,834,892.90	39,946,476.19	61,020,354.14
预缴房产税	102,734.93	-	-	-
预缴土地使用税	14,029.20	-	-	-
合计	7,862,436.16	17,834,892.90	39,946,476.19	61,020,354.14

7、固定资产

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
固定资产	983,543,047.46	1,017,330,338.78	1,084,310,764.96	1,151,668,297.89
固定资产清理	-	-	-	-
合计	983,543,047.46	1,017,330,338.78	1,084,310,764.96	1,151,668,297.89

(1) 固定资产情况

2026 年 1-6 月：

项目	房屋及建筑物	专用设备	运输工具	合计
① 账面原值				
期初余额	91,068,081.93	1,318,736,378.58	853,922.42	1,410,658,382.93
本期增加金额	-	-	-	-
其中：购置	-	-	-	-
本期减少金额	-	-	-	-
其中：处置或报废	-	-	-	-
期末余额	91,068,081.93	1,318,736,378.58	853,922.42	1,410,658,382.93
② 累计折旧				
期初余额	25,284,894.85	367,231,923.00	811,226.30	393,328,044.15
本期增加金额	2,162,684.76	31,624,606.56	-	33,787,291.32
其中：计提	2,162,684.76	31,624,606.56	-	33,787,291.32
本期减少金额	-	-	-	-
其中：处置或报废	-	-	-	-
期末余额	27,447,579.61	398,856,529.56	811,226.30	427,115,335.47
③ 减值准备				
期初余额	-	-	-	-
本期增加金额	-	-	-	-
本期减少金额	-	-	-	-
期末余额	-	-	-	-
④ 账面价值				-
2026 年 6 月 30 日余额	63,620,502.32	919,879,849.02	42,696.12	983,543,047.46
2025 年 12 月 31 日余额	65,783,187.08	951,504,455.58	42,696.12	1,017,330,338.78

2025 年度：

项目	房屋及建筑物	专用设备	运输工具	合计
② 账面原值				
期初余额	91,173,121.00	1,318,053,011.32	853,922.42	1,410,080,054.74
本期增加金额	-	683,367.26	-	683,367.26
其中：购置	-	295,996.08	-	295,996.08
在建工程转入	-	282,332.11	-	282,332.11
其他转入	-	105,039.07	-	105,039.07
本期减少金额	105,039.07	-	-	105,039.07
其中：处置或报废	-	-	-	-
其他转出	105,039.07	-	-	105,039.07
期末余额	91,068,081.93	1,318,736,378.58	853,922.42	1,410,658,382.93
② 累计折旧				
期初余额	20,959,525.33	303,998,538.15	811,226.30	325,769,289.78
本期增加金额	4,327,697.51	63,233,384.85	-	67,561,082.36
其中：计提	4,327,697.51	63,231,056.86	-	67,558,754.37
其他转入	-	2,327.99	-	2,327.99
本期减少金额	2,327.99	-	-	2,327.99
其中：处置或报废	-	-	-	-
其他转出	2,327.99	-	-	2,327.99
期末余额	25,284,894.85	367,231,923.00	811,226.30	393,328,044.15
③ 减值准备				
期初余额	-	-	-	-
本期增加金额	-	-	-	-
其中：计提	-	-	-	-
本期减少金额	-	-	-	-
其中：处置或报废	-	-	-	-
期末余额	-	-	-	-
④ 账面价值				-
2025 年 12 月 31 日余额	65,783,187.08	951,504,455.58	42,696.12	1,017,330,338.78
2024 年 12 月 31 日余额	70,213,595.67	1,014,054,473.17	42,696.12	1,084,310,764.96

2024 年度：

项目	房屋及建筑物	专用设备	运输设备	合计
(1)账面原值				
期初余额	91,068,081.93	1,318,053,011.32	853,922.42	1,409,975,015.67
本期增加金额	105,039.07	-	-	105,039.07
其中：购置	105,039.07	-	-	105,039.07
在建工程转入	-	-	-	-
其他转入	-	-	-	-
本期减少金额	-	-	-	-
其中：处置或报废	-	-	-	-
其他转出	-	-	-	-
期末余额	91,173,121.00	1,318,053,011.32	853,922.42	1,410,080,054.74
(2)累计折旧				
期初余额	16,634,155.81	240,861,335.67	811,226.30	258,306,717.78
本期增加金额	4,325,369.52	63,137,202.48	-	67,462,572.00
其中：计提	4,325,369.52	63,137,202.48	-	67,462,572.00
其他转入	-	-	-	-
本期减少金额	-	-	-	-
其中：处置或报废	-	-	-	-
其他转出	-	-	-	-
期末余额	20,959,525.33	303,998,538.15	811,226.30	325,769,289.78
(3)减值准备				
期初余额	-	-	-	-
本期增加金额	-	-	-	-
其中：计提	-	-	-	-
本期减少金额	-	-	-	-
其中：处置或报废	-	-	-	-
期末余额	-	-	-	-
(4)账面价值				
2024 年 12 月 31 日	70,213,595.67	1,014,054,473.17	42,696.12	1,084,310,764.96
2023 年 12 月 31 日	74,433,926.12	1,077,191,675.65	42,696.12	1,151,668,297.89

2023 年度：

项目	房屋及建筑物	专用设备	运输设备	合计
(1)账面原值				
期初余额	-	1,406,307,017.44	853,922.42	1,407,160,939.86
本期增加金额	91,068,081.93	2,814,075.81	-	93,882,157.74
其中：购置	-	2,814,075.81	-	2,814,075.81
在建工程转入	-	-	-	-
其他转入	91,068,081.93	-	-	91,068,081.93
本期减少金额	-	91,068,081.93	-	91,068,081.93
其中：处置或报废	-	-	-	-
其他转出	-	91,068,081.93	-	91,068,081.93
期末余额	91,068,081.93	1,318,053,011.32	853,922.42	1,409,975,015.67
(2)累计折旧				
期初余额	-	189,839,767.88	685,083.94	190,524,851.82
本期增加金额	16,634,155.81	66,277,327.70	126,142.36	83,037,625.87
其中：计提	1,378,395.90	66,277,327.70	126,142.36	67,781,865.96
其他转入	15,255,759.91	-	-	15,255,759.91
本期减少金额	-	15,255,759.91	-	15,255,759.91
其中：处置或报废	-	-	-	-
其他转出	-	15,255,759.91	-	15,255,759.91
期末余额	16,634,155.81	240,861,335.67	811,226.30	258,306,717.78
(3)减值准备				
期初余额	-	-	-	-
本期增加金额	-	-	-	-
其中：计提	-	-	-	-
本期减少金额	-	-	-	-
其中：处置或报废	-	-	-	-
期末余额	-	-	-	-
(4)账面价值				
2023 年 12 月 31 日	74,433,926.12	1,077,191,675.65	42,696.12	1,151,668,297.89
2022 年 12 月 31 日	-	1,216,467,249.56	168,838.48	1,216,636,088.04

8、递延所得税资产

项目	2026年6月30日		2025年12月31日	
	可抵扣暂时性差异	递延所得税资产	可抵扣暂时性差异	递延所得税资产
应收账款坏账准备	5,071,350.60	1,267,837.66	4,927,795.71	1,231,948.93

9、应付账款

(1) 应付账款列示

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
余额	12,619,144.03	12,295,819.23	10,135,131.32	13,546,485.91

(2) 期末余额中应付关联方款项详见附注六。

10、应交税费

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
企业所得税	58,560.71	2,800,285.82	441,640.54	1,097,788.55
其他	-	69,334.97	18,323.27	73,434.93
合计	58,560.71	2,869,620.79	459,963.81	1,171,223.48

11、其他应付款

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日
应付股利	1,205,105.95	-

(1) 应付股利

项目	期末余额	期初余额
应付股利-申能新能源（青海）有限公司	1,205,105.95	-

12、一年内到期的非流动负债

(1) 一年内到期的非流动负债类别

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
一年内到期的借款本金	-	-	1,195,000,000.00	-
一年内到期的借款利息	750,000.00	825,000.00	1,387,527.76	1,387,527.78
合计	750,000.00	825,000.00	1,196,387,527.76	1,387,527.78

注：期末余额中关联方资金借贷明细详见附注六。

13、长期借款

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日

信用借款	1,000,000,000.00	1,000,000,000.00	-	1,195,000,000.00

注：期末余额为关联方资金借贷，明细详见附注六。

14、实收资本

投资单位	2025 年 12 月 31 日	本期增加	本期减少	2026 年 6 月 30 日
申能新能源（青海）有限公司	352,340,000.00	-	-	352,340,000.00

（续上表）

投资单位	2024 年 12 月 31 日	本期增加	本期减少	2025 年 12 月 31 日
申能新能源（青海）有限公司	352,340,000.00	-	-	352,340,000.00

（续上表）

投资单位	2023 年 12 月 31 日	本期增加	本期减少	2024 年 12 月 31 日
申能新能源（青海）有限公司	352,340,000.00	-	-	352,340,000.00

（续上表）

投资单位	2022 年 12 月 31 日	本期增加	本期减少	2023 年 12 月 31 日
申能新能源（青海）有限公司	352,340,000.00	-	-	352,340,000.00

15、专项储备

项目	2025 年 12 月 31 日	本期增加	本期减少	2026 年 6 月 30 日
安全生产费	-	1,218,068.70	83,018.87	1,135,049.83

（续上表）

项目	2024 年 12 月 31 日	本期增加	本期减少	2025 年 12 月 31 日
安全生产费	1,005,409.62	2,377,938.64	3,383,348.26	-

（续上表）

项目	2023 年 12 月 31 日	本期增加	本期减少	2024 年 12 月 31 日
安全生产费	-	2,513,524.04	1,508,114.42	1,005,409.62

（续上表）

项目	2022 年 12 月 31 日	本期增加	本期减少	2023 年 12 月 31 日
安全生产费	214,094.97	2,535,209.92	2,749,304.89	-

16、盈余公积

项目	2025 年 12 月 31 日	本期增加	本期减少	2026 年 6 月 30 日
法定盈余公积金	28,306,367.37	2,281,410.48	-	30,587,777.85

（续上表）

项目	2024 年 12 月 31 日	本期增加	本期减少	2025 年 12 月 31 日
法定盈余公积金	22,924,613.76	5,381,753.61	-	28,306,367.37

（续上表）

项目	2023 年 12 月 31 日	本期增加	本期减少	2024 年 12 月 31 日
法定盈余公积金	18,689,832.38	4,234,781.38	-	22,924,613.76

（续上表）

项目	2022 年 12 月 31 日	本期增加	本期减少	2023 年 12 月 31 日
法定盈余公积金	13,901,503.73	4,788,328.65	-	18,689,832.38

17、未分配利润

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
调整前上期末未分配利润	95,476,887.52	47,041,104.99	78,928,072.62	117,833,114.80
调整期初未分配利润合计数(调增+，调减-)	-	-	-	-
调整后期初未分配利润	95,476,887.52	47,041,104.99	78,928,072.62	117,833,114.80
加：本期净利润	22,814,104.76	53,817,536.14	42,347,813.75	47,883,286.47
减：提取法定盈余公积	2,281,410.48	5,381,753.61	4,234,781.38	4,788,328.65
提取任意盈余公积		-	-	-
应付普通股股利	116,009,581.80	-	70,000,000.00	82,000,000.00
转作股本的普通股股利	-	-	-	-
期末未分配利润	=	95,476,887.52	47,041,104.99	78,928,072.62

18、营业收入及营业成本

(1) 营业收入

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
主营业务收入	84,088,572.35	178,613,737.62	172,793,864.78	185,550,517.68
其他业务收入	400,943.39	4,707,452.83	801,886.79	801,886.79
合计	84,489,515.74	183,321,190.45	173,595,751.57	186,352,404.47

(2) 营业成本

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
主营业务成本	43,774,126.14	84,363,823.97	82,068,862.29	83,362,683.67

19、税金及附加

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
房产税	102,734.93	205,469.86	205,469.86	205,469.86
土地使用税	14,029.20	28,058.40	56,116.80	28,058.40
印花税	16,720.60	109,147.36	47,564.73	119,669.12
其他	25.60	1,627.06	1,892.98	3,827.46
合计	133,510.33	344,302.68	311,044.37	357,024.84

20、财务费用

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
利息支出	13,575,000.00	31,206,930.58	46,166,833.32	46,040,694.45
减：利息收入	227,924.54	181,358.09	777,358.75	235,449.77
其他	3,678.86	5,725.10	3,816.56	4,557.46
合计	13,350,754.32	31,031,297.59	45,393,291.13	45,809,802.14

21、其他收益

项目	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度
政府补助	-	-	3,000.00	-

22、信用减值损失

项目	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度
应收账款坏账准备	-143,554.89	-4,927,795.71		

23、营业外支出

项目	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度
其他	-	-	13,454.00	7.32

24、所得税费用

项目	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度
当期所得税费用	4,309,354.03	10,068,383.29	3,464,286.03	8,932,845.99
递延所得税费用	-35,888.73	-1,231,948.93	-	-
合计	4,273,465.30	8,836,434.36	3,464,286.03	8,932,845.99

25、现金流量表补充资料

(1) 将净利润调节为经营活动现金流量的信息

项目	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度

项目	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度
① 将净利润调节为经营活动的现金流量				
净利润	22,814,104.76	53,817,536.14	42,347,813.75	47,883,286.47
加：信用减值准备	143,715.11	4,927,795.71	-	-
资产减值准备	-	-	-	-
固定资产折旧、油气资产折耗	33,787,291.32	67,558,754.37	67,462,572.00	67,781,865.96
财务费用	13,575,000.00	31,206,930.58	46,166,833.32	46,040,694.45
投资损失(减：收益)	-	-	-	-
递延所得税资产减少(增加以"-"号填列)	-35,888.73	-1,231,948.93	-	-
递延所得税负债增加(减少以"-"号填列)	-	-	-	-
存货的减少(减：增加)	-	-	-	-
经营性应收项目的减少(减：增加)	-5,182,488.78	75,441,049.96	-42,536,824.70	8,484,602.66
经营性应付项目的增加(减：减少)	11,192,001.41	26,384,570.03	16,907,577.62	-2,299,408.49
其他	1,135,049.83	-1,005,409.62	1,005,409.62	-214,094.97
经营活动产生的现金流量净额	77,428,784.92	257,099,278.24	131,353,381.61	167,676,946.08
② 现金及现金等价物变动情况				
现金的期末余额	64,449,906.73	44,530,030.22	22,480,500.06	36,056,968.79
减：现金的年初余额	44,530,030.22	22,480,500.06	36,056,968.79	93,741,634.95
加：现金等价物的期末余额	-	-	-	-
减：现金等价物的年初余额	-	-	-	-
现金及现金等价物的净增加额	19,919,876.51	22,049,530.16	-13,576,468.73	-57,684,666.16

(2) 现金及现金等价物信息

项目	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度
① 现金	64,449,906.73	44,530,030.22	22,480,500.06	36,056,968.79
其中：库存现金	-	-	-	-
可随时用于支付的银行存款	64,449,906.73	44,530,030.22	22,480,500.06	36,056,968.79
可随时用于支付的其他货币资金	-	-	-	-
② 现金等价物	-	-	-	-
③ 期末现金及现金等价物	64,449,906.73	44,530,030.22	22,480,500.06	36,056,968.79

六、关联方关系及其交易

1、存在控制关系的关联方情况

(1) 存在控制关系的关联方

公司名称	注册地	主营业务	与本企业关系	经济性质或类型	法定代表人
申能新能源（青海）有限公司	青海省	新能源项目开发	母公司	有限责任公司	周承斌

申能（集团）有限公司	上海	能源生产及销售、投资与资产管理	最终控制方 有限责任公司(国有独资) 黄迪南

(2) 存在控制或共同控制关系的关联方的注册资本及其注册资本变化情况

公司名称	2025 年 12 月 31 日	本期增加额	本期减少额	2026 年 6 月 30 日
申能新能源（青海）有限公司	2,200,000,000.00	-	-	2,200,000,000.00

2、不存在控制关系的关联方情况

公司名称	与本公司的关系
申能集团财务有限公司	与存在控制关系的关联方之母公司同受一方控制
上海申能新能源投资有限公司	同受一方控制
海南州鑫源新能源有限公司	同受一方控制
乌兰县润晟新能源有限公司	同受一方控制

3、关联方交易与余额

(1) 采购商品、接受劳务

关联方名称	业务类型	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度
上海申能新能源投资有限公司	技术服务	2,500,000.00	5,000,000.00	3,800,000.00	6,200,000.00

(2) 关联方资金拆借

项目名称	关联方	2026年6月30日	2025年12月31日	2024年12月31日	2023年12月31日
长期借款（含一年内到期）	申能新能源（青海）有限公司	-	-	1,196,387,527.76	1,196,387,527.78
长期借款（含一年内到期）	申能股份有限公司	1,000,750,000.00	1,000,825,000.00	-	-
存款	申能集团财务有限公司	63,847,169.85	39,753,143.85	21,176,386.07	32,243,357.40

项目名称	关联方	2026年1-6月	2025年度	2024年度	2023年度
长期借款利息支出	申能新能源（青海）有限公司	-	-	46,166,833.32	46,040,694.45
长期借款利息支出	申能股份有限公司	13,575,000.00	24,075,000.00	-	-
利息支出	上海申能新能源投资有限公司	-	1,611,281.45	-	-
利息收入	申能集团财务有限公司	23,673.87	60,292.03	205,671.28	186,586.96
利息收入	上海申能新能源投资有限公司	119,132.87	99,993.46	-	-

(3) 关联方应收、应付款项余额

项目名称	关联方	2026年6月30日	2025年12月31日	2024年12月31日	2023年12月31日
应收账款	乌兰县润晟新能源有限公司	-	-	-	500,010.24
其他应收款	上海申能新能源投资有限公司	203,437.50	75,000,000.00	67,000,000.00	37,000,000.00

其他应收款	海南州鑫源新能源有限公司	-	-	-	1,298,336.00
应付账款	上海申能新能源投资有限公司	2,500,000.00	5,000,000.00	3,800,000.00	6,200,000.00
其他应付款	申能新能源（青海）有限公司	1,205,105.95	-	-	-

七、承诺及或有事项

1、重要承诺事项

截至 2026 年 6 月 30 日，本集团无需要披露的重大承诺事项。

2、或有事项

截至 2026 年 6 月 30 日，本集团无需要披露的重大或有事项。

八、资产负债表日后事项

截至报告日，公司无重大需披露的资产负债表日后事项。

十、其他重要事项

报告期内公司无需披露的其他重要事项。

THE CHINESE INSTITUTE OF CERTIFIED PUBLIC ACCOUNTANTS

中国注册会计师协会

姓　名 Full name 张志云

性　别 Sex 男

出生日期 Date of birth 1975-04-25

工作单位 Working unit 上会会计师事务所（特殊普通合伙）

身份证号码 Identity card No. 511102197504253232

年度检验登记
Annual Renewal Registration

本证书经检验合格，继续有效一年。
This certificate is valid for another year after this renewal.

张志云的年检二维码

年　月　日
/y　/m　/d

证书编号：
No. of Certificate 310000060011

批准注册协会：
Authorized Institute of CPAs 上海市注册会计师协会

发证日期：
Date of Issuance 2008 年 /y 05 月 /m 23 日 /d

上会会计师事务所（特殊普通合伙）

本复印件已审核与原件一致

THE CHINESE INSTITUTE OF CERTIFIED PUBLIC ACCOUNTANTS

中国注册会计师协会

姓　　名 [illegible]

Full name

性　　别

Sex

出 生 日 期 [illegible]

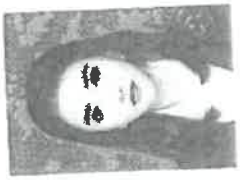
Date of birth

工 作 单 位 [illegible]

Working unit

身份证号码 [illegible]

Identity card No.



年度检验登记

Annual Renewal Registration

本证书经检验合格，继续有效一年。

This certificate is valid for another year after this renewal.

周思艺 310000080210

证书编号：

No. of Certificate

批准注册协会：

Authorized Institute of CPAs

发证日期：

Date of Issuance

年 /y 月 /m 日 /d

年 /y 月 /m 日 /d

上海市注册会计师协会

SCPA

本复印件已审核与原件一致

会计师事务所

执业证书

名　　称：上会会计师事务所（特殊普通合伙）

主任会计师/合伙人：张晓荣

经营场所：上海市静安区威海路755号25层

组织形式：特殊普通合伙制

执业证书编号：31000008

批准执业文号：沪财会〔98〕160号（转制批文 沪财会〔2013〕71号）

批准执业日期：1998年12月28日（转制日期 2013年12月11日）

会计师事务所执业证书

证书序号：0001116

说　明

1、《会计师事务所执业证书》是证明持有人经财政部门依法审批，准予执行注册会计师法定业务的凭证。

2、《会计师事务所执业证书》记载事项发生变动的，应当向财政部门申请换发。

3、《会计师事务所执业证书》不得伪造、涂改、出租、出借、转让。

4、会计师事务所终止或执业许可注销的，应当向财政部门交回《会计师事务所执业证书》。

发证机关：上海市财政局

二〇一七年十二月十八日

中华人民共和国财政部制

营业执照

（副 本）

统一社会信用代码
91310106086242261L

证照编号：06000000202512170078

扫描经营主体身份码了解更多登记、备案、许可、监管信息，体验更多应用服务。

本复印件已备核与原件一致

名称 上会会计师事务所（特殊普通合伙）

类型 特殊普通合伙企业

执行事务合伙人 张健，张晓荣，耿磊，巢序，朱清滨，杨滢，江燕

经营范围 审查企业会计报表，出具审计报告；验证企业资本，出具验资报告；办理企业合并、分离、清算事宜中的审计业务，出具有关报告；基本建设年度财务决算审计；代理记账；会计咨询、税务咨询、管理咨询、会计培训；法律、法规规定的其他业务。
【依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动】

出资额 人民币3390.0000万元整

成立日期 2013年12月27日

主要经营场所 上海市静安区威海路755号25层

登记机关 上海市静安区市场监督管理局

2025 年 12 月 17 日

国家企业信用信息公示系统网址：http://www.gsxt.gov.cn

市场主体应当于每年1月1日至6月30日通过国家企业信用信息公示系统报送公示年度报告。

国家市场监督管理总局监制

营业执照

统一社会信用代码
91310000555998513B

证照编号：00000000202210130039

扫描市场主体身份码了解更多登记、备案、许可、监管信息，体验更多应用服务。

名　　称　上海东方证券资产管理有限公司

类　　型　有限责任公司（非自然人投资或控股的法人独资）

法定代表人　杨斌

经营范围　证券资产管理业务；公开募集证券投资基金管理业务。
【依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动】

注册资本　人民币30000.0000万元整

成立日期　2010年06月08日

所　　在　上海市黄浦区中山南路109号7层-11层

仅供申能REITs项目使用

上海东方证券资产管理有限公司

登记机关　上海市市场监督管理局

2022 年 10 月 13 日

国家企业信用信息公示系统网址：http://www.gsxt.gov.cn

国家市场监督管理总局监制

统一社会信用代码

91632821MA757NNF41

营业执照

扫描二维码登录"国家企业信用信息公示系统"了解更多登记、备案、许可、监管信息

名　　称　乌兰县华扬晟源新能源有限公司

类　　型　有限责任公司（非自然人投资或控股的法人独资）

法定代表人　李宝龙

经营范围　风力发电、太阳能发电、水力发电、其它电力的开发、建设、运行、检修及管理；电力供应、电力项目开发及技术咨询；电力系统、电力设备的技术改造、技术服务及电气设备生产维修；新能源科技领域内技术开发、技术咨询、技术服务、技术转让。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）**

注册资本　叁亿伍仟贰佰叁拾肆万元整

成立日期　2017年09月06日

住　　所　青海省海西州乌兰县茶卡镇109国道2216向北1公里处

登记机关

2023年07月03日

国家企业信用信息公示系统网址：http://www.gsxt.gov.cn

国家市场监督管理总局监制

中华人民共和国

不动产权证书

不动产权利证书

根据《中华人民共和国物权法》等法律法规，为保护不动产权利人合法权益，对不动产权利人申请登记的本证所列不动产权利，经审查核实，准予登记，颁发此证。

登记机构（盖章）

登记专用章

2021 年 月 日

中华人民共和国自然资源部监制

编号№ 63000678762

青（2021）乌兰县不动产权第0000029号

权利人	乌兰县华场晟源新能源有限公司
共有情况	单独所有
坐落	乌兰县茶卡镇[illegible]里沟村
不动产单元号	632821[illegible]F0001000[illegible]
权利类型	国有建设用地使用权/房屋（构筑物）所有权
权利性质	划拨/自建房
用途	工业用地/工业
面积	土地使用权面积：[illegible]64.00m²/房屋建筑面积：[illegible]571.14m²
使用期限	
权利其他状况	房屋结构：混合结构 房屋总层数：2[illegible] 房屋竣工时间：[illegible]019-01-20 青（2020）乌兰县不动产权第[illegible]

附记

华场晟源新能源有限公司

632821025927

中华人民共和国机动车行驶证
Vehicle License of the Peoples Republic of China

号牌号码 青H62765　车辆类型 Vehicle Type 小型新能源汽车

所有人 Owner 乌兰县华扬新源新能源有限公司

住址 Address 青海省海西州乌兰县东大街

使用性质 Nature 非营运　品牌型号 Model 湖北牌SLC6432UAA4

青海省海西州公安局交警察支队

车辆识别代号 VIN LSGBB83L0[illegible]

发动机号码 Engine No. [illegible]

注册日期 Registered 2018-07-23　发证日期 Issued Date 2018-7-23

号牌号码 青H62765　档案编号 632800019783

核定载人数 4人　总质量 2460kg

整备质量 2310kg　核定载质量

外廓尺寸 5760×1878×1889mm

检验有效期至2020年07月青H(海西

汽油

*831000*5389854*

中华人民共和国机动车行驶证
Vehicle License of the People's Republic of China

号牌号码 Plate No. 青H65148　车辆类型 Vehicle Type 小型越野客车

所有人 Owner 乌兰县华扬晨源新能源有限公司

住址 Address 青海省海西州乌兰县东大街5-15号鸣翔酒店4单元

使用性质 Use Character 非营运　品牌型号 Model 帕杰罗牌JE4AR52K

青海省海西州公安局交通警察支队

车辆识别代号 VIN JE4AR52X7HJ001148

发动机号码 Engine No. 6G72ZP5466

注册日期 Register Date 2018-07-24　发证日期 Issue Date 2018.07.24

号牌号码 青H65148　档案编号 632600019874

核定载人数 7人　总质量 2810kg

整备质量 —　核定载质量 —

外廓尺寸 4980×1875×1870mm　准牵引总质量 —

备注

检验有效期至2020年07月青H(海西)

检验记录 汽油

63200015339 80

资产评估项目委托人承诺函

上海立信资产评估有限公司：

因上海东方证券资产管理有限公司拟发行公募REITs事宜，我方委托贵方对该经济行为所涉及的乌兰县华扬晟源新能源有限公司风电项目资产组在2026年6月30日的市场价值进行评估。为确保资产评估机构客观、公正、合理地进行资产评估，我方承诺如下，并承担相应的法律责任：

1. 资产评估所对应的经济行为符合国家规定并已获批准；
2. 我方从产权持有人接收并提供的财务会计及其他资料真实、准确、完整、合规，有关重大事项如实地充分揭示；
3. 我方从产权持有人接收并提供的企业生产经营管理资料客观、真实、完整、合理；
4. 纳入资产评估范围的资产与经济行为涉及的资产范围一致，不重复、不遗漏；
5. 根据我方从产权持有人接收的资料，纳入资产评估范围的资产权属明确，资产权属证明文件合法、有效；
6. 我方从产权持有人接收的纳入资产评估范围的资产在评估基准日至评估报告提交日期间发生影响评估行为及结果的事项（如有），对其披露及时、完整；
7. 不干预评估机构和评估人员独立、客观、公正地执业；
8. 按照国家有关评估执业收费的规定支付评估费用；
9. 接受国资评估项目监管部门的监督检查。

承诺人：上海东方证券资产管理有限公司

（评估委托人印章）

（委托人法定代表人签字）

2026 年 10 月 12 日

资产评估项目被评估企业承诺函

上海立信资产评估有限公司：

因上海东方证券资产管理有限公司拟发行公募REITs事宜，上海东方证券资产管理有限公司委托贵方对该经济行为所涉及的乌兰县华扬晟源新能源有限公司风电项目资产组在2026年6月30日的市场价值进行评估。为确保资产评估机构客观、公正、合理地进行资产评估，我方承诺如下，并承担相应的法律责任：

1. 资产评估所对应的经济行为符合国家规定并已获批准；
2. 我方所提供的财务会计及其他资料真实、准确、完整、合规，有关重大事项如实地充分揭示；
3. 我方所提供的企业生产经营管理资料客观、真实、完整、合理；
4. 纳入资产评估范围的我方资产与经济行为涉及的我方资产范围一致，不重复、不遗漏；
5. 纳入资产评估范围的我方资产权属明确，我方出具的资产权属证明文件合法、有效；
6. 纳入资产评估范围的我方资产在评估基准日至评估报告提交日期间发生影响评估行为及结果的事项，我方对其披露及时、完整；
7. 不干预评估机构和评估人员独立、客观、公正地执业；
8. 我方所提供的资产评估情况公示材料真实、完整；
9. 接受国资评估项目监管部门的监督检查。

承诺人：乌兰县华扬晟源新能源有限公司

（被评估企业印章）

_____

（被评估企业法定代表人签字）

2026 年 10 月 12 日

资产评估项目评估机构及资产评估师承诺函

上海东方证券资产管理有限公司：

受贵方委托，以2026年6月30日为评估基准日，上海立信资产评估有限公司组织资产评估师秦伟、孙丽雅等人对贵方因发行公募REITs所涉及的乌兰县华扬晟源新能源有限公司风电项目资产组市场价值进行了清查核实、评定估算，并形成了信资评报字（2026）第050049号评估报告，在假设条件成立的情况下，我们承诺如下，并承担相应的法律责任：

1. 资产评估行为严格按照评估准则及规范性文件的要求进行；
2. 核实评估委托人提供的评估委托范围与资产占有方提供的资产范围相一致，不重复、不遗漏；
3. 对纳入资产评估范围的各类资产按规定进行合理的抽查、核实，没有发现问题；
4. 评估方法选用经过相关性分析，恰当、合理，选用依据充足；
5. 选用的参数、数据、资料等权威、可靠，修正因素考虑得当，可以充分发挥技术支撑的作用；
6. 影响资产评估价值的主要因素考虑周全，没有遗漏；
7. 资产评估价值公允、计算准确；
8. 资产评估工作规范地完成所有程序；
9. 资产评估工作独立进行，未受任何人为干预；
10. 接受评估行政主管部门对评估工作的监督检查。

承诺人：秦伟、孙丽雅

正式执业会员
资产评估师
秦 伟
31180049

（资产评估师印章并签字）

正式执业会员
资产评估师
孙丽雅
31210024

（资产评估师印章并签字）

上海立信资产评估有限公司
（资产评估机构印章）

（评估机构法定代表人签字）

二〇二六年十月十二日

统一社会信用代码

91310104132265131C

证照编号：04000090202605145012

营业执照

（副 本）

扫描经营主体身份码了解更多登记、备案、许可、监管信息，体验更多应用服务。

名　　称　上海立信资产评估有限公司

类　　型　有限责任公司(自然人投资或控股)

法定代表人　杨伟暾

经营范围　一般项目：资产评估；房地产评估；矿业权评估服务；矿产资源储量评估服务；矿产资源储量估算和报告编制服务；机动车鉴定评估；土地调查评估服务；物业服务评估；艺（美）术品、收藏品鉴定评估服务；价格鉴证评估；税务服务；工程机械设备价格鉴证评估；财政资金项目预算绩效评价服务；企业管理咨询；财务咨询；房地产咨询；信息技术咨询服务；社会经济咨询服务；环保咨询服务；破产清算服务；信息咨询服务（不含许可类信息咨询服务）；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；咨询策划服务；认证咨询；公共安全管理咨询服务；科技中介服务；知识产权服务（专利代理服务除外）；水利相关咨询服务；云计算装备技术服务；政策法规课题研究。（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）

注册资本　人民币300.0000万元整

成立日期　1996年02月12日

住　　所　上海市徐汇区肇嘉浜路301号23楼

登记机关　上海市徐汇区市场监督管理局

2026 年 05 月 14 日

国家企业信用信息公示系统网址http://www.gsxt.gov.cn

市场主体应当于每年1月1日至6月30日通过国家企业信用信息公示系统报送公示年度报告。

国家市场监督管理总局监制

上海市财政局

沪财企备案〔2017〕7号

上海市财政局备案公告

按照《资产评估法》、《资产评估行业财政监督管理办法》（财政部令第86号）和《财政部关于做好资产评估机构备案管理工作的通知》（财资〔2017〕26号）的相关规定和要求，原取得资产评估资格证书的本市资产评估机构以及分支机构，第一批共29家，已经交回资产评估资格证书，且符合《资产评估法》第十五条规定条件，现依法进行备案公告。名单公告如下：

1. 上海东洲资产评估有限公司
2. 银信资产评估有限公司
3. 上海立信资产评估有限公司
4. 上海财瑞资产评估有限公司
5. 万隆（上海）资产评估有限公司

6. 上海申威资产评估有限公司
7. 上海众华资产评估有限公司
8. 上海达智资产评估有限公司
9. 上海科华资产评估有限公司
10. 上海天瑞资产评估有限公司
11. 上海新中创资产评估有限公司
12. 上海富申国有资产评估有限公司
13. 上海宏贤资产评估有限公司
14. 上海正大资产评估有限公司
15. 上海安亚申信资产评估有限公司
16. 上海新业资产评估有限公司
17. 上海琳方资产评估有限公司
18. 上海信达资产评估有限公司
19. 上海大宏资产评估有限公司
20. 上海宏大信宇资产评估有限公司
21. 上海弘鑫资产评估事务所
22. 上海美评资产评估有限公司
23. 上海至瑞资产评估有限公司
24. 上海国多资产评估事务所
25. 上海普泓资产评估有限公司
26. 上海城银资产评估有限公司
27. 上海利沧资产评估有限公司

28. 上海朗路资产评估有限公司

29. 上海百泰智盛资产评估有限公司

以上29家机构的股东基本情况，申报的资产评估专业人员基本情况等备案相关信息可通过中国资产评估协会官方网站进行查询。

特此公告。

上海市财政局

2017年12月5日

信息公开属性：主动公开

抄送：财政部资产管理司，上海市资产评估协会。

上海市财政局办公室　　2017年12月5日印发

上海立信资产评估有限公司从事证券服务业务备案公示

中华人民共和国财政部
Ministry of Finance of the People' s Republic of China

资产管理司

2021年05月06日 星期四　请输入关键字　资产管理司　搜索　返回主站

当前位置：首页>在线服务>资产评估机构备案管理

资产评估机构从事证券服务业务备案名单(截至2020年10月10日)

序号	资产评估机构名称	统一社会信用代码	备案公告日期
1	万邦资产评估有限公司	913302037200826149	2020/11/9
2	万隆(上海)资产评估有限公司	91310114132261800G	2020/11/9
3	上海东洲资产评估有限公司	91310120132263099C	2020/11/9
4	上海众华资产评估有限公司	91310104132206318 4	2020/11/9
5	上海申威资产评估有限公司	91310109132900190 7	2020/11/9
6	上海立信资产评估有限公司	91310104132265131C	2020/11/9

中国资产评估协会
China Appraisal Society

评估发现价值　诚信铸就行业
——评估精神

是：2026年06月02日 10:45:01 星期二

首　页　协会介绍　新闻报道　法规制度　资格考试　会员管理　债券研究　国际交流

首页 - 新闻报道 - 要闻

从事证券服务业务资产评估机构备案名单（截至2026年5月25日）

来源：财政部　发布时间：2026 05 26　浏览次数：441612

序号	资产评估机构名称	统一社会信用代码	备案公告日期
1	万邦资产评估有限公司	913302037200826149	2020/11/9
2	万隆(上海)资产评估有限公司	91310114132261800G	2020/11/9
3	上海东洲资产评估有限公司	91310120132263099C	2020/11/9
4	上海众华资产评估有限公司	91310104132206318 4	2020/11/9
5	上海申威资产评估有限公司	91310109132900190 7	2020/11/9
6	上海立信资产评估有限公司	91310104132265131C	2020/11/9
7	上海财瑞资产评估有限公司	91310114630203857P	2020/11/9
8	中京民信(北京)资产评估有限公司	91110108735198206U	2020/11/9
9	中发国际资产评估有限公司	91110108625900113M	2020/11/9
10	中和资产评估有限公司	91110101100017977P	2020/11/9

中国资产评估协会

正式执业会员证书

会员编号：31180049

会员姓名：秦伟

证件号码：341221**********7

所在机构：上海立信资产评估有限公司

年检情况：2026 年通过

职业资格：资产评估师

扫码查看详细信息

评估发现价值　诚信铸就辉煌

本人印鉴：

正式执业会员
资产评估师
秦伟
31180049

签名：秦伟

中国资产评估协会

（有效期至 2027-04-30 日止）

打印时间：2026 年 04 月 15 日

中国资产评估协会

正式执业会员证书

会员编号：31210024

会员姓名：孙丽雅

证件号码：310104**********4

所在机构：上海立信资产评估有限公司

年检情况：2026 年通过

职业资格：资产评估师

扫码查看详细信息

评估发现价值　诚信铸就行业

本人印鉴：正式执业会员 资产评估师 孙丽雅 31210024

签名：孙丽雅

中国资产评估协会

（有效期至 2027-04-30 日止）

打印时间：2026 年 04 月 21 日

净现金流量及收益法结果汇总表

评估基准日：2026年06月30日

表SP03

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

金额单位：人民币万元

序号	项目	2023年	2024年	2025年	2026年1月-6月	2026年7月-12月	2027年	2028年	2029年	2030年	2031年	2032年	2033年	2034年	2035年	2036年	2037年	2038年	2039年	2040年1-10月
1	一、营业收入	18,635.24	17,359.58	18,332.12	8,448.95	7,858.47	17,651.72	17,651.72	17,651.72	17,651.72	17,651.72	17,651.72	17,651.72	17,651.72	17,651.72	17,651.72	17,651.72	17,651.72	14,604.98	
2	减：营业成本	8,336.27	8,206.89	8,436.38	4,377.41	4,438.22	8,753.93	8,767.64	8,835.60	8,895.88	8,915.65	8,987.17	8,945.64	8,961.09	9,036.36	8,998.40	9,014.80	9,094.01	7,540.49	
3	税金及附加	35.70	31.10	34.43	13.35	29.93	240.83	240.76	240.36	239.30	239.18	238.76	239.02	238.92	238.48	238.72	238.62	238.16	201.24	
4	销售费用																			
5	管理费用																			
6	研发费用																			
7	财务费用																			
8	其中：利息费用																			
9	加：其他收益																			
10	投资收益																			
11	净敞口套期收益																			
12	公允价值变动收益																			
13	信用减值损失																			
14	资产减值损失																			
15	资产处置收益																			
16	二、营业利润	10,263.27	9,121.59	9,861.31	4,058.19	3,390.32	8,656.96	8,643.32	8,575.76	8,516.54	8,496.89	8,425.79	8,467.06	8,451.71	8,376.88	8,414.60	8,398.30	8,319.55	6,863.25	
17	加：营业外收入																			
18	减：营业外支出																			
19	三、利润总额	10,263.27	9,121.59	9,861.31	4,058.19	3,390.32	8,656.96	8,643.32	8,575.76	8,516.54	8,496.89	8,425.79	8,467.06	8,451.71	8,376.88	8,414.60	8,398.30	8,319.55	6,863.25	
20	减：所得税费用	893.28	346.43	883.64	427.35															
21	四、净利润	9,369.99	8,775.16	8,977.67	3,630.84	3,390.32	8,656.96	8,643.32	8,575.76	8,516.54	8,496.89	8,425.79	8,467.06	8,451.71	8,376.88	8,414.60	8,398.30	8,319.55	6,863.25	
22	减：少数股东损益																			

评估机构：上海立信资产评估有限公司

法定代表人： 杨伟暾

签字资产评估师： 秦伟，孙丽雅

净现金流量及收益法结果汇总表

评估基准日：2026年06月30日

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

表SP03

金额单位：人民币万元

序号	项目	2023年	2024年	2025年	2026年1月-6月	2026年7月-12月	2027年	2028年	2029年	2030年	2031年	2032年	2033年	2034年	2035年	2036年	2037年	2038年	2039年	2040年1-10月
23	五、归属于母公司所有者的净利润	9,369.99	8,775.16	8,977.67	3,630.84	3,390.32	8,656.96	8,643.32	8,575.76	8,516.54	8,496.89	8,425.79	8,467.06	8,451.71	8,376.88	8,414.60	8,398.30	8,319.55	6,863.25	
24	加：折旧和摊销					3,378.73	6,757.46	6,757.46	6,757.46	6,757.46	6,757.46	6,757.46	6,757.46	6,757.46	6,757.46	6,757.46	6,757.46	6,757.46	5,631.22	
25	减：资本性支出																			
26	减：营运资金追加					-10,270.71	-524.02	911.11	499.99	-14.29	-4.88	-17.58	10.20	-3.80	-18.51	9.35	-4.05	-19.47	4.69	-30,444.67
27	加：其他					774.57														
28	税前现金流					17,814.33	15,938.44	14,489.67	14,833.23	15,288.29	15,259.23	15,200.83	15,214.32	15,212.97	15,152.85	15,162.71	15,159.81	15,096.48	12,489.78	30,444.67
29	折现率					7.80%	7.80%	7.80%	7.80%	7.80%	8.50%	8.50%	8.50%	8.50%	8.50%	8.50%	8.50%	8.50%	8.50%	8.50%
30	折现年期					0.2500	1.0000	2.0000	3.0000	4.0000	5.0000	6.0000	7.0000	8.0000	9.0000	10.0000	11.0000	12.0000	12.9167	13.3333
31	折现系数					0.9814	0.9276	0.8605	0.7983	0.7405	0.6847	0.6310	0.5816	0.5360	0.4940	0.4553	0.4196	0.3868	0.3589	0.3469
32	折现值					17,482.98	14,784.50	12,468.36	11,841.37	11,320.98	10,447.99	9,591.72	8,848.65	8,154.15	7,485.51	6,903.58	6,361.06	5,839.32	4,482.58	10,561.26
33	六、税前现金流折现值																			146,574.01
34	加：溢余资产																			
35	加：非经营性资产																			
36	减：非经营性负债																			
37	加：合并报表内其他非经营性资产																			
38	加：单独评估的股权																			
39	七、资产组价值（取整）																			146,600.00

评估机构：上海立信资产评估有限公司

法定代表人： 杨伟暾

签字资产评估师： 秦伟，孙丽雅

主营业务收入

评估基准日：2026年06月30日

表SY10

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

金额单位：人民币万元

序号	名称	2023年	2024年	2025年	2026年1月-6月	2026年7月-12月	2027年	2028年	2029年	2030年	2031年	2032年	2033年	2034年	2035年	2036年	2037年	2038年	2039年	2040年1-10月
1	电费收入-标杆	7,158.07	6,681.08	6,695.86	3,410.32	2,849.60	6,759.50	6,759.50	6,759.50	6,759.50	6,759.50	6,759.50	6,759.50	6,759.50	6,759.50	6,759.50	6,759.50	6,759.50	5,592.79	
2	电费收入-国补	11,396.98	10,598.31	11,165.52	4,998.54	4,928.77	10,772.03	10,772.03	10,772.03	10,772.03	10,772.03	10,772.03	10,772.03	10,772.03	10,772.03	10,772.03	10,772.03	10,772.03	8,912.75	
3																				
4																				
5																				
6																				
7																				
合计		18,555.05	17,279.39	17,861.37	8,408.86	7,778.37	17,531.53	17,531.53	17,531.53	17,531.53	17,531.53	17,531.53	17,531.53	17,531.53	17,531.53	17,531.53	17,531.53	17,531.53	14,505.54	0.00

被评估单位填表人： 李沛虎

主营业务成本

评估基准日：2026年06月30日

表SY20

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

金额单位：人民币万元

序号	名称	2023年	2024年	2025年	2026年1月-6月	2026年7月-12月	2027年	2028年	2029年	2030年	2031年	2032年	2033年	2034年	2035年	2036年	2037年	2038年	2039年	2040年1-10月
1	电费	8,336.27	8,206.89	8,436.38	4,377.41	4,438.22	8,753.93	8,767.64	8,835.60	8,895.88	8,915.65	8,987.17	8,945.64	8,961.09	9,036.36	8,998.40	9,014.80	9,094.01	7,540.49	
2																				
3																				
4																				
5																				
合计		8,336.27	8,206.89	8,436.38	4,377.41	4,438.22	8,753.93	8,767.64	8,835.60	8,895.88	8,915.65	8,987.17	8,945.64	8,961.09	9,036.36	8,998.40	9,014.80	9,094.01	7,540.49	0.00

被评估单位填表人： 李沛虎

填表日期： 2026年08月31日

评估人员： 秦伟、孙丽雅

其他业务利润

评估基准日：2026年06月30日

表SY12

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

金额单位：人民币万元

序号	名称	分类	2023年	2024年	2025年	2026年1月-6月	2026年7月-12月	2027年	2028年	2029年	2030年	2031年	2032年	2033年	2034年	2035年	2036年	2037年	2038年	2039年	2040年1-10月
1	乌兰吉电风场接入汇集站	收入	80.19	80.19	80.19	40.09	40.09	80.18	80.18	80.18	80.18	80.18	80.18	80.18	80.18	80.18	80.18	80.18	80.18	66.34	
2	乌兰吉电风场电费返还收入	收入			390.56		40.01	40.01	40.01	40.01	40.01	40.01	40.01	40.01	40.01	40.01	40.01	40.01	40.01	33.10	
3																					
4																					
5																					
6																					
7																					

被评估单位填表人： 李沛虎

填表日期： 2026年08月31日

评估人员： 秦伟、孙丽雅

税金及附加

评估基准日：2026年06月30日

表SY30

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

金额单位：人民币万元

序号	名称	2023年	2024年	2025年	2026年1月-6月	2026年7月-12月	2027年	2028年	2029年	2030年	2031年	2032年	2033年	2034年	2035年	2036年	2037年	2038年	2039年	2040年1-10月
1	城建税					7.84	105.99	105.95	105.75	105.22	105.16	104.95	105.08	105.03	104.81	104.93	104.88	104.65	86.64	
2	教育费附加					4.71	63.59	63.57	63.45	63.13	63.10	62.97	63.05	63.02	62.89	62.96	62.93	62.79	51.99	
3	地方教育费附加					3.14	42.39	42.38	42.30	42.09	42.06	41.98	42.03	42.01	41.92	41.97	41.95	41.86	34.66	
4	房产税	20.55	20.55	20.55	10.27	10.27	20.55	20.55	20.55	20.55	20.55	20.55	20.55	20.55	20.55	20.55	20.55	20.55	20.55	
5	土地使用税	2.81	5.61	2.81	1.40	1.40	2.81	2.81	2.81	2.81	2.81	2.81	2.81	2.81	2.81	2.81	2.81	2.81	2.81	
6	印花税	11.97	4.76	10.91	1.67	2.33	5.26	5.26	5.26	5.26	5.26	5.26	5.26	5.26	5.26	5.26	5.26	5.26	4.35	
7	其他	0.38	0.19	0.16	0.00	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	
8																				
9																				
10																				
11																				
12																				
合计		35.70	31.10	34.43	13.35	29.93	240.83	240.76	240.36	239.30	239.18	238.76	239.02	238.92	238.48	238.72	238.62	238.16	201.24	0.00

被评估单位填表人： 李沛虎

填表日期： 2026年08月31日

评估人员： 秦伟、孙丽雅

所得税

评估基准日：2026年06月30日

表SY75

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

金额单位：人民币万元

序号	项目	2023年	2024年	2025年	2026年1月-6月	2026年7月-12月	2027年	2028年	2029年	2030年	2031年	2032年	2033年	2034年	2035年	2036年	2037年	2038年	2039年	2040年1-10月
1	应缴纳所得税	893.28	346.43	883.64	427.35															
2	应纳所得税税基																			
3	实际应纳税税率																			
4	利润总额	10,263.27	9,121.59	9,861.31	4,058.19	3,390.32	8,656.96	8,643.32	8,575.76	8,516.54	8,496.89	8,425.79	8,467.06	8,451.71	8,376.88	8,414.60	8,398.30	8,319.55	6,863.25	
5	弥补以前年度亏损（以负数列示）																			
6	未弥补亏损（以负数列示）																			
7	业务招待费支出调整																			
8	减值损失																			
9	其他扣除项（以负数列示）																			
10	应纳所得税税基					3,390.32	8,656.96	8,643.32	8,575.76	8,516.54	8,496.89	8,425.79	8,467.06	8,451.71	8,376.88	8,414.60	8,398.30	8,319.55	6,863.25	
11	所得税税率																			
12	企业所得税占利润总额比例																			
13																				
14																				

被评估单位填表人： 李沛虎

填表日期： 2026年08月31日

评估人员： 秦伟、孙丽雅

营运资金明细

评估基准日：2026年06月30日

表SY60

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

金额单位：人民币万元

序号	项目	2023年	2024年	2025年	2026年1月-6月	2026年7月-12月	2027年	2028年	2029年	2030年	2031年	2032年	2033年	2034年	2035年	2036年	2037年	2038年	2039年	2040年1-10月
1	货币资金	3,605.70	2,248.05	4,453.00	6,444.99	421.47	372.88	375.16	386.42	396.29	399.56	411.41	404.53	407.09	419.56	413.28	415.99	429.12	351.75	
2	应收款项（应收票据、应收账款、应收账款融资、其他应收款）	37,281.43	41,572.82	34,062.11	34,546.34	30,056.18	29,748.13	30,662.61	31,179.30	31,179.30	31,179.30	31,179.30	31,179.30	31,179.30	31,179.30	31,179.30	31,179.30	31,179.30	31,050.13	
3	预付款项	120.42	82.72	49.32	97.70	103.33	100.23	100.92	104.33	107.36	108.35	111.94	109.86	110.63	114.41	112.51	113.33	117.31	95.86	
4	其他应收款																			
5	存货																			
6	应付票据、应付账款	815.38	643.39	831.46	1,202.38	961.44	932.62	939.03	970.77	998.93	1,008.17	1,041.58	1,022.18	1,029.39	1,064.56	1,046.82	1,054.48	1,091.49	891.89	
7	预收款项、合同负债																			
8	应付职工薪酬																			
9	应交税费	7.34	1.83	6.93		3.61	196.71	196.64	196.27	195.30	195.20	194.81	195.05	194.97	194.56	194.77	194.69	194.26	161.18	
10	其他应付款																			

被评估单位填表人： 李沛虎

填表日期： 2026年08月31日

评估人员： 秦伟、孙丽雅

折旧与摊销

评估基准日：2026年06月30日

表SY55

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

金额单位：人民币万元

序号	项目	2023年	2024年	2025年	2026年1月-6月	2026年7月-12月	2027年	2028年	2029年	2030年	2031年	2032年	2033年	2034年	2035年	2036年	2037年	2038年	2039年	2040年1-10月
1	固定资产																			
2	固定资产（原有折旧）	6,778.19	6,746.26	6,755.88	3,378.73	3,378.73	6,757.46	6,757.46	6,757.46	6,757.46	6,757.46	6,757.46	6,757.46	6,757.46	6,757.46	6,757.46	6,757.46	6,757.46	5,631.22	
3	2026年7-12月新购																			
4	2027年新购																			
5	2036年新购																			
6	2037年新购																			
7	2038年新购																			
8	2039年新购																			
9	永续年																			
10	无形资产																			
11	无形资产（原有摊销）																			
12	2026年7-12月新购																			
13	2027年新购																			
14	2036年新购																			
15	2037年新购																			
16	2038年新购																			
17	2039年新购																			
18	永续年																			
19	长期待摊费用																			
20	使用权资产																			

被评估单位填表人： 李沛虎

填表日期： 2026年08月31日

评估人员： 秦伟、孙丽雅

资本性支出

评估基准日：2026年06月30日

表SY58

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

金额单位：人民币万元

序号	项目	2023年	2024年	2025年	2026年1月-6月	2026年7月-12月	2027年	2028年	2029年	2030年	2031年	2032年	2033年	2034年	2035年	2036年	2037年	2038年	2039年	2040年1-10月
1	固定资产																			
2																				
3																				
4	无形资产																			
5																				
6																				
7	长期待摊费用																			
8																				
9																				
10	使用权资产																			
11																				
12																				
13																				
14																				
15																				
16																				
17																				
18																				
19																				
20																				
合计		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

被评估单位填表人： 李沛虎

填表日期： 2026年08月31日

评估人员： 秦伟、孙丽雅

其他数据

评估基准日：2026年06月30日

表SY83

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

金额单位：人民币万元

序号	项目	2023年	2024年	2025年	2026年1月-6月	2026年7月-12月	2027年	2028年	2029年	2030年	2031年	2032年	2033年	2034年	2035年	2036年	2037年	2038年	2039年	2040年1-10月
1	所得税费用	893.28	346.43	883.64	427.35															
2	营运资金追加					-10,270.71	-524.02	911.11	499.99	-14.29	-4.88	-17.58	10.20	-3.80	-18.51	9.35	-4.05	-19.47	4.69	-30,444.67
3	少数股东权益/损益																			
4	其他现金流调整					774.57														
5	合并财务费用*(1-T)																			
6																				
7																				
8																				
9																				
10																				
11																				
12																				
13																				
14																				
15																				
16																				
17																				
18																				
19																				
20																				

被评估单位填表人： 李沛虎

填表日期： 2026年08月31日

评估人员： 秦伟、孙丽雅

各年折现率计算表

评估基准日：2026年06月30日

表SY90

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

金额单位：人民币万元

序号	预测期表头	Rf	βU	T	βL	Rm	ERP	ε	D/E	We	Wd	Rd	CapmRe	Wacc
1	2026年7-12月	1.73%	0.5710	15.00%	0.8881	7.72%	5.99%	1.50%	53.81%	65.02%	34.98%	3.50%	8.60%	6.60%
2	2027年	1.73%	0.5710	15.00%	0.8881	7.72%	5.99%	1.50%	53.81%	65.02%	34.98%	3.50%	8.60%	6.60%
3	2028年	1.73%	0.5710	15.00%	0.8881	7.72%	5.99%	1.50%	53.81%	65.02%	34.98%	3.50%	8.60%	6.60%
4	2029年	1.73%	0.5710	15.00%	0.8881	7.72%	5.99%	1.50%	53.81%	65.02%	34.98%	3.50%	8.60%	6.60%
5	2030年	1.73%	0.5710	15.00%	0.8881	7.72%	5.99%	1.50%	53.81%	65.02%	34.98%	3.50%	8.60%	6.60%
6	2031年	1.73%	0.5710	25.00%	0.8676	7.72%	5.99%	1.50%	53.81%	65.02%	34.98%	3.50%	8.40%	6.40%
7	2032年	1.73%	0.5710	25.00%	0.8676	7.72%	5.99%	1.50%	53.81%	65.02%	34.98%	3.50%	8.40%	6.40%
8	2033年	1.73%	0.5710	25.00%	0.8676	7.72%	5.99%	1.50%	53.81%	65.02%	34.98%	3.50%	8.40%	6.40%
9	2034年	1.73%	0.5710	25.00%	0.8676	7.72%	5.99%	1.50%	53.81%	65.02%	34.98%	3.50%	8.40%	6.40%
10	2035年	1.73%	0.5710	25.00%	0.8676	7.72%	5.99%	1.50%	53.81%	65.02%	34.98%	3.50%	8.40%	6.40%
11	2036年	1.73%	0.5710	25.00%	0.8676	7.72%	5.99%	1.50%	53.81%	65.02%	34.98%	3.50%	8.40%	6.40%
12	2037年	1.73%	0.5710	25.00%	0.8676	7.72%	5.99%	1.50%	53.81%	65.02%	34.98%	3.50%	8.40%	6.40%
13	2038年	1.73%	0.5710	25.00%	0.8676	7.72%	5.99%	1.50%	53.81%	65.02%	34.98%	3.50%	8.40%	6.40%
14	2039年	1.73%	0.5710	25.00%	0.8676	7.72%	5.99%	1.50%	53.81%	65.02%	34.98%	3.50%	8.40%	6.40%
15	回收年度	1.73%	0.5710	25.00%	0.8676	7.72%	5.99%	1.50%	53.81%	65.02%	34.98%	3.50%	8.40%	6.40%

被评估单位填表人： 李沛虎

填表日期： 2026年08月31日

评估人员： 秦伟、孙丽雅

资产评估结果-汇总表(万元)

评估基准日：2026年06月30日

表QZ01
共 1 页第 1 页
金额单位：人民币万元

被评估单位：乌兰县华扬晟源新能源有限公司

序号	科目名称	账面价值
1	流动资产	41,863.59
2	非流动资产	98,354.30
3	债权投资	
4	其他债权投资	
5	长期应收款	
6	长期股权投资	
7	其他权益工具投资	
8	其他非流动金融资产	
9	投资性房地产	
10	固定资产	98,354.30
11	在建工程	
12	生产性生物资产	
13	油气资产	
14	使用权资产	
15	无形资产	
16	开发支出	
17	商誉	
18	长期待摊费用	
19	递延所得税资产	
20	其他非流动资产	
21	资产总计	140,217.89
22	流动负债	1,202.38
23	非流动负债	
24	负债总计	1,202.38
25	净资产（所有者权益）	139,015.51

评估机构：上海立信资产评估有限公司
法定代表人：杨伟暾

签字资产评估师：秦伟、孙丽雅

资产评估结果-分类汇总表（元）

评估基准日：2026年06月30日

表QZ02
共 2 页第 1 页
金额单位：人民币元

被评估单位：乌兰县华扬晟源新能源有限公司

序号	科目名称	账面价值
1	一、流动资产合计	418,635,902.22
2	货币资金	64,449,906.73
3	交易性金融资产	
4	衍生金融资产	
5	应收票据	
6	应收账款	345,463,370.49
7	应收款项融资	
8	预付款项	976,952.97
9	其他应收款	
10	存货	
11	合同资产	
12	持有待售资产	
13	一年内到期的非流动资产	
14	其他流动资产	7,745,672.03
15	二、非流动资产合计	983,543,047.46
16	债权投资	
17	其他债权投资	
18	长期应收款	
19	长期股权投资	
20	其他权益工具投资	
21	其他非流动金融资产	
22	投资性房地产	
23	固定资产	983,543,047.46
24	在建工程	
25	生产性生物资产	
26	油气资产	
27	使用权资产	
28	无形资产	
29	开发支出	
30	商誉	

评估机构：上海立信资产评估有限公司
法定代表人：杨伟暾

签字资产评估师：秦伟、孙丽雅

资产评估结果-分类汇总表（元）

评估基准日：2026年06月30日

表QZ02
共 2 页第 2页
金额单位：人民币元

被评估单位：乌兰县华扬晟源新能源有限公司

序号	科目名称	账面价值
31	长期待摊费用	
32	递延所得税资产	
33	其他非流动资产	
34	三、资产合计	1,402,178,949.68
35	四、流动负债合计	12,023,849.75
36	短期借款	
37	交易性金融负债	
38	衍生金融负债	
39	应付票据	
40	应付账款	12,023,849.75
41	预收款项	
42	合同负债	
43	应付职工薪酬	
44	应交税费	
45	其他应付款	
46	持有待售负债	
47	一年内到期的非流动负债	
48	其他流动负债	
49	五、非流动负债合计	
50	长期借款	
51	应付债券	
52	租赁负债	
53	长期应付款	
54	预计负债	
55	递延收益	
56	递延所得税负债	
57	其他非流动负债	
58	六、负债合计	12,023,849.75
59	七、净资产	1,390,155,099.93

评估机构：上海立信资产评估有限公司
法定代表人：杨伟敞

签字资产评估师：秦伟、孙丽雅

流动资产清查汇总表

评估基准日：2026年06月30日

表QZ03

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

金额单位：人民币元

序号	科目名称	账面价值
1	货币资金	64,449,906.73
2	交易性金融资产	
3	衍生金融资产	
4	应收票据	
5	应收账款	345,463,370.49
6	应收款项融资	
7	预付款项	976,952.97
8	其他应收款	
9	存货	
10	合同资产	
11	持有待售资产	
12	一年内到期的非流动资产	
13	其他流动资产	7,745,672.03
14	流动资产合计	418,635,902.22

被评估单位填表人： 李沛虎

填表日期： 2026年08月31日

货币资金清查汇总表

评估基准日：2026年06月30日

表QZ04

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

金额单位：人民币元

序号	科目名称	账面价值
1	现金	
2	银行存款	64,449,906.73
3	其他货币资金	
4	货币资金合计	64,449,906.73

被评估单位填表人： 李沛虎

填表日期： 2026年08月31日

银行存款清查明细表

评估基准日：2026年06月30日

表ZA02

共 1 页第 1页

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

金额单位：人民币元

序号	开户银行	账号	币种	外币账面金额	评估基准日汇率	账面价值	备注
1	浦发银行北京阜成支行	91110078801600000137	人民币	0.00		10,653.99	
2	招行西宁分行	972900990010902	人民币	0.00		158,600.96	
3	建行上海第一支行	31050162360000004186	人民币	0.00		63,847,169.85	
4	交通银行上海市分行营业部	310066661013005344375	人民币	0.00		122,324.52	
5	中国银行西宁市杨家寨支行	105071250215	人民币	0.00		311,157.41	
合计						64,449,906.73	

被评估单位填表人： 李沛虎

填表日期： 2026年08月31日

应收账款清查明细表

评估基准日：2026年06月30日

表ZA13

共 1 页第 1页

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

金额单位：人民币元

序号	欠款单位名称（结算对象）	业务内容	发生日期	账龄	账面价值	备注
1	国网青海省电力公司	标杆	2026-06-30		3,634,373.19	
2	国网青海省电力公司	国补	2026-06-30		338,090,040.70	
3	乌兰吉电新能源有限公司	汇集站分摊收入	2026-06-30		3,738,956.60	
合计					345,463,370.49	

被评估单位填表人： 李沛虎

填表日期： 2026年08月31日

预付款项清查明细表

评估基准日：2026年06月30日

表ZA15

共 1 页第 1页

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

金额单位：人民币元

序号	收款单位名称（结算对象）	业务内容	发生日期	账龄	账面价值	备注
1	中国太平洋财产保险股份有限公司上海分公司	预付保险费	2026-05-18	1月	869,725.22	
2	国能日新科技股份有限公司	其他	2026-01-08	5月	9,500.00	
3	国网青海省电力公司海南供电公司	预付电费	2026-04-07	2月	62,556.31	
4	国网青海省电力公司海西供电公司	预付电费	2026-05-22	1月	35,171.44	
合计					976,952.97	

被评估单位填表人： 李沛虎

填表日期： 2026年08月31日

其他流动资产清查明细表

评估基准日：2026年06月30日

表ZA43

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

金额单位：人民币元

序号	项目名称	具体内容	发生日期	账面价值	备注
1	待抵扣增值税进项税	待抵扣增值税进项税		7,745,672.03	
合计				7,745,672.03	

被评估单位填表人： 李沛虎

填表日期： 2026年08月31日

非流动资产清查汇总表

评估基准日：2026年06月30日

表QZ07

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

金额单位：人民币元

序号	科目名称	账面价值
1	债权投资	
2	其他债权投资	
3	长期应收款	
4	长期股权投资	
5	其他权益工具投资	
6	其他非流动金融资产	
7	投资性房地产	
8	固定资产	983,543,047.46
9	在建工程	
10	生产性生物资产	
11	油气资产	
12	使用权资产	
13	无形资产	
14	开发支出	
15	商誉	
16	长期待摊费用	
17	递延所得税资产	
18	其他非流动资产	
19	非流动资产合计	983,543,047.46

被评估单位填表人： 李沛虎

填表日期： 2026年08月31日

固定资产清查汇总表

评估基准日：2026年06月30日

表QZ10

共 1 页第 1页

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

金额单位：人民币元

序号	科目名称	账面原值	账面净值
1	房屋建筑物类合计	91,068,081.93	63,620,502.32
2	房屋建筑	91,068,081.93	63,620,502.32
3	固定资产—构筑物及其他辅助设施		
4	固定资产—管道与沟槽		
5	设备类合计	1,319,590,301.00	919,922,545.14
6	机器设备	1,318,736,378.58	919,879,849.02
7	车辆	853,922.42	42,696.12
8	固定资产—电子设备		
9	固定资产—土地		
10	固定资产合计	1,410,658,382.93	983,543,047.46
11	减：固定资产减值准备		
12	固定资产净额	1,410,658,382.93	983,543,047.46

被评估单位填表人： 李沛虎

填表日期： 2026年08月31日

房屋建筑清查明细表

评估基准日：2026年06月30日

表ZB30

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

金额单位：人民币元

序号	权证编号	建筑物名称	结构	建成年月	计量单位	面积（M2）	成本单价（元/M2）	账面原值	账面净值	备注
1	青（2021）乌兰县不动产权第0000029号	主控楼	混合结构	2019-01		2,571.14		18,213,918.05	12,735,025.61	
2		35千伏配电室						2,540,308.26	1,776,163.22	
3		动态无功发生器SVG室						2,536,206.05	1,773,295.25	
4		综合泵房						1,170,264.73	818,239.57	
5		蓄水池						30,822.71	21,550.71	
6		围墙						1,588,384.93	1,110,585.85	
7		大门						143,578.19	100,388.91	
8		化粪池						17,804.18	12,448.46	
9		电缆沟						1,954,130.36	1,366,312.16	
10		污水池						82,044.67	57,365.19	
11		油池						1,978.22	1,383.14	
12		进站道路						6,923,247.69	4,840,679.73	
13		站区道路						5,703,859.20	3,988,093.08	
14		检修道路						46,218,362.94	32,261,937.01	
15		生产区隔离围栏						125,528.37	87,768.53	
16		消防设施及生产生活供水工程						3,817,643.38	2,669,265.90	
合计						2,571.14		91,068,081.93	63,620,502.32	

被评估单位填表人： 李沛虎

填表日期： 2026年08月31日

机器设备清查明细表

评估基准日：2026年06月30日

表ZB35

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

金额单位：人民币元

序号	设备编号	设备名称	规格型号	生产厂家	计量单位	实际数量	购置日期	启用日期	账面原值	账面净值	备注
1	202102020003	风光储人脸识别系统					2020-12-31	2020-12-31	33,345.14	1,667.26	
2	202109230001	塔视设备					2021-09-23	2021-09-23	840,707.96	81,984.95	
3	202112030002	自动消防系统					2021-12-03	2021-12-03	509,840.70	73,935.96	
4	202203310002	信息态势感知平台					2022-03-31	2022-03-31	445,446.49	85,756.24	
5	202207290002	SVG					2022-07-29	2022-07-29	1,283,185.84	328,301.88	
6	202212290001	一次调频设备					2022-12-29	2022-12-29	442,477.87	78,177.37	
7	202309140001	1#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
8	202309140002	2#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
9	202309140003	3#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
10	202309140004	4#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
11	202309140005	5#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
12	202309140006	6#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
13	202309140007	7#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
14	202309140008	8#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
15	202309140009	9#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
16	202309140010	10#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
17	202309140011	11#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
18	202309140012	12#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
19	202309140013	13#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
20	202309140014	14#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	

被评估单位填表人： 李沛虎

填表日期： 2026年08月31日

机器设备清查明细表

评估基准日：2026年06月30日

表ZB35

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

金额单位：人民币元

序号	设备编号	设备名称	规格型号	生产厂家	计量单位	实际数量	购置日期	启用日期	账面原值	账面净值	备注
21	202309140015	15#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
22	202309140016	16#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
23	202309140017	17#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
24	202309140018	18#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
25	202309140019	19#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
26	202309140020	20#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
27	202309140021	21#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
28	202309140022	22#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
29	202309140023	23#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
30	202309140024	24#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
31	202309140025	25#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
32	202309140026	26#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
33	202309140027	27#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
34	202309140028	28#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
35	202309140029	29#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
36	202309140030	30#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
37	202309140031	31#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
38	202309140032	32#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
39	202309140033	33#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
40	202309140034	34#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	

被评估单位填表人： 李沛虎

填表日期： 2026年08月31日

机器设备清查明细表

评估基准日：2026年06月30日

表ZB35

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

金额单位：人民币元

序号	设备编号	设备名称	规格型号	生产厂家	计量单位	实际数量	购置日期	启用日期	账面原值	账面净值	备注
41	202309140035	35#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
42	202309140036	36#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
43	202309140037	37#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
44	202309140038	38#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	13,082,991.35	9,147,522.87	
45	202309140039	39#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
46	202309140040	40#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
47	202309140041	41#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
48	202309140042	42#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
49	202309140043	43#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
50	202309140044	44#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
51	202309140045	45#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
52	202309140046	46#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
53	202309140047	47#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
54	202309140048	48#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
55	202309140049	49#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
56	202309140050	50#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
57	202309140051	51#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
58	202309140052	52#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
59	202309140053	53#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
60	202309140054	54#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	

被评估单位填表人： 李沛虎

填表日期： 2026年08月31日

机器设备清查明细表

评估基准日：2026年06月30日

表ZB35

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

金额单位：人民币元

序号	设备编号	设备名称	规格型号	生产厂家	计量单位	实际数量	购置日期	启用日期	账面原值	账面净值	备注
61	202309140055	55#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
62	202309140056	56#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
63	202309140057	57#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
64	202309140058	58#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
65	202309140059	59#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
66	202309140060	60#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
67	202309140061	61#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
68	202309140062	62#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
69	202309140063	63#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
70	202309140064	64#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
71	202309140065	65#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
72	202309140066	66#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
73	202309140067	67#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
74	202309140068	68#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
75	202309140069	69#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
76	202309140070	70#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
77	202309140071	71#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
78	202309140072	72#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
79	202309140073	73#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
80	202309140074	74#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	

被评估单位填表人： 李沛虎

填表日期： 2026年08月31日

机器设备清查明细表

评估基准日：2026年06月30日

表ZB35

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

金额单位：人民币元

序号	设备编号	设备名称	规格型号	生产厂家	计量单位	实际数量	购置日期	启用日期	账面原值	账面净值	备注
81	202309140075	75#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
82	202309140076	76#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
83	202309140077	77#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
84	202309140078	78#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
85	202309140079	79#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
86	202309140080	80#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
87	202309140081	81#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
88	202309140082	82#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
89	202309140083	83#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
90	202309140084	84#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
91	202309140085	85#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
92	202309140086	86#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
93	202309140087	87#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
94	202309140088	88#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
95	202309140089	89#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
96	202309140090	90#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
97	202309140091	91#风力发电机组					2020-01-31	2020-01-31	12,845,257.12	8,981,300.84	
98	202309140092	高压电抗器					2020-01-31	2020-01-31	8,079,484.28	5,649,110.68	
99	202309140093	主变					2020-01-31	2020-01-31	16,651,453.68	11,642,563.48	
100	202309140094	电缆集电线路					2020-01-31	2020-01-31	55,676,033.19	38,241,790.55	

被评估单位填表人： 李沛虎

填表日期： 2026年08月31日

机器设备清查明细表

评估基准日：2026年06月30日

表ZB35

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

金额单位：人民币元

序号	设备编号	设备名称	规格型号	生产厂家	计量单位	实际数量	购置日期	启用日期	账面原值	账面净值	备注
101	202309140095	330kV配电装置					2020-01-31	2020-01-31	8,304,220.94	5,806,244.58	
102	202309140096	330kV 氧化锌避雷器					2020-01-31	2020-01-31	362,218.00	253,259.84	
103	202309140097	35kV配电装置					2020-01-31	2020-01-31	3,731,779.81	2,609,230.93	
104	202309140098	动态无功发生器SVG					2020-01-31	2020-01-31	13,759,458.08	9,620,502.64	
105	202309140099	35KV站用变					2020-01-31	2020-01-31	2,064,006.79	1,443,136.95	
106	202309140100	35KV小电阻接地成套装置					2020-01-31	2020-01-31	3,879,077.04	2,712,219.40	
107	202309140101	风机及箱变监控系统					2020-01-31	2020-01-31	11,885,260.45	8,310,079.09	
108	202309140102	通信电源监控子站柜					2020-01-31	2020-01-31	4,897,402.33	3,424,224.41	
109	202309140103	远动及计费系统					2020-01-31	2020-01-31	1,833,071.74	1,281,668.94	
110	202309140104	一体化电源监控系统					2020-01-31	2020-01-31	6,208,699.00	4,341,072.72	
111	202309140105	照明系统					2020-01-31	2020-01-31	1,003,679.29	701,764.73	
112	202309140106	生活水净化供水系统					2020-01-31	2020-01-31	1,672,798.84	1,169,607.40	
113	202309140107	消防水系统					2020-01-31	2020-01-31	1,003,798.84	701,847.80	
114	202309140108	空调设备					2020-01-31	2020-01-31	1,672,798.84	1,169,607.40	
115	202309140109	污水处理系统					2020-01-31	2020-01-31	80,292.45	56,139.65	
116	202309280001	风机耐高频高压能力改造及测试					2023-08-21	2023-08-21	2,814,075.81	2,321,146.80	
117	202412100001	危废暂存舱					2024-12-02	2024-12-02	105,039.07	95,583.18	
118	202505150001	安全维护设备-交换机					2025-02-14	2025-02-14	90,275.90	52,159.26	
119	202505150002	安全维护设备-防火墙					2025-02-14	2025-02-14	84,966.16	49,091.44	
120	202505150003	安全维护设备-反向隔离装置					2025-02-14	2025-02-14	107,090.05	61,874.05	

被评估单位填表人： 李沛虎

填表日期： 2026年08月31日

机器设备清查明细表

评估基准日：2026年06月30日

表ZB35

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

金额单位：人民币元

序号	设备编号	设备名称	规格型号	生产厂家	计量单位	实际数量	购置日期	启用日期	账面原值	账面净值	备注
121	202509160003	[illegible]					2025-08-31	2025-08-31	13,660.00	11,497.20	
122	202509160004	[illegible]					2025-08-31	2025-08-31	5,700.00	4,797.50	
123	202512310002	监控设备					2025-12-31	2025-12-31	38,901.85	35,206.27	
合计						0			1,318,736,378.58	919,879,849.02	

被评估单位填表人： 李沛虎

填表日期： 2026年08月31日

车辆清查明细表

评估基准日：2026年06月30日

表ZB36

共 1 页第 1页

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

金额单位：人民币元

序号	车辆牌号	车辆名称及规格型号	生产厂家	计量单位	实际数量	购置日期	启用日期	已行驶里程（公里）	账面原值	账面净值	备注
1		包含2-4项							853,922.42	42,696.12	
2	青H65148	小型越野客车-帕杰罗牌JE4NR52M	三菱	辆	1	2018-11-30	2018-11-30		0.00	0.00	
3	青HF3387	轻型普通货车-日产牌ZN1035UCK5A	郑州日产	辆	1	2018-11-30	2018-11-30		0.00	0.00	
4	青H62705	小型普通客车-别克牌SGM6522UAA4	上汽通用	辆	1	2018-11-30	2018-11-30		0.00	0.00	
合计					3				853,922.42	42,696.12	

被评估单位填表人： 李沛虎

填表日期： 2026年08月31日

无形资产清查汇总表

评估基准日：2026年06月30日

表QZ12

共 1 页第 1页

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

金额单位：人民币元

序号	科目名称	账面价值
1	无形资产－土地使用权	
2	无形资产－其他无形资产	
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9	无形资产合计	
10	减：无形资产减值准备	
11	无形资产净额	

被评估单位填表人： 李沛虎

填表日期： 2026年08月31日

无形资产—土地使用权清查明细表

评估基准日：2026年06月30日

表ZB60

共 1 页第 1页

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

金额单位：人民币元

序号	土地权证编号	宗地名称	土地位置	取得日期	用地性质	土地用途	准用年限	开发程度	面积（m2）	原始入帐价值	账面价值	备注
1	青（2021）乌兰县不动产权第0000025号	乌兰县茶卡镇夏克里沟村	乌兰县茶卡镇夏克里沟村		划拨用地	工业			46,764.00			
合计										0.00	0.00	

被评估单位填表人： 李沛虎

填表日期： 2026年08月31日

流动负债清查汇总表

评估基准日：2026年06月30日

表QZ13

共 1 页第 1页

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

金额单位：人民币元

序号	科目名称	账面价值
1	短期借款	
2	交易性金融负债	
3	衍生金融负债	
4	应付票据	
5	应付账款	12,023,849.75
6	预收款项	
7	合同负债	
8	应付职工薪酬	
9	应交税费	
10	其他应付款	
11	持有待售负债	
12	一年内到期的非流动负债	
13	其他流动负债	
14	流动负债合计	12,023,849.75

被评估单位填表人： 李沛虎

填表日期： 2026年08月31日

应付账款清查明细表

评估基准日：2026年06月30日

表FA05

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

共 1 页第 1页

金额单位：人民币元

序号	户名（结算对象）	发生日期	业务内容	账面价值	备注
1	上海申能新能源投资有限公司	2026-03-31	运营支持服务费	7,500,000.00	
2	北京金风慧能技术有限公司	2026-06-22	运维费	3,978,508.18	
3	北京兴华会计师事务所（特殊普通合伙）	2020-06-01	审计	66,037.74	
4	中国联合网络通信有限公司海西蒙古族藏族自治州分公司	2023-12-31	互联网专线服务费用	23,423.35	
5	山东电工运检工程有限公司	2024-01-06	修理费	7,355.50	
6	萨纳斯智维（青岛）电力有限公司	2026-06-23	运行服务费	448,524.98	
合计				12,023,849.75	

被评估单位填表人： 李沛虎

填表日期： 2026年08月31日

非流动负债清查汇总表

评估基准日：2026年06月30日

表QZ14

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

共 1 页第 1页

金额单位：人民币元

序号	科目名称	账面价值
1	长期借款	
2	应付债券	
3	租赁负债	
4	长期应付款	
5	预计负债	
6	递延收益	
7	递延所得税负债	
8	其他非流动负债	
9	非流动负债合计	

被评估单位填表人： 李沛虎

填表日期： 2026年08月31日

所有者权益表

评估基准日：2026年06月30日

表QE01

被评估单位： 乌兰县华扬晟源新能源有限公司

共 1 页第 1页

金额单位：人民币元

序号	资产名称	账面价值
1	实收资本（或股本）	352,340,000.00
2	其他权益工具	
3	资本公积	1,003,075,753.85
4	其他综合收益	
5	专项储备	1,135,049.83
6	盈余公积	30,453,877.19
7	未分配利润（未弥补亏损以“-”号表示）	3,150,419.06
合计		1,390,155,099.93

被评估单位填表人： 李沛虎

填表日期： 2026年08月31日

附件六、财务顾问报告

东方红申能股份新能源封闭式
基础设施证券投资基金

财务顾问报告

财务顾问

国泰海通证券股份有限公司
GUOTAI HAITONG SECURITIES CO., LTD.

二〇二六年十月

目录

释义 1
一、关于主体的定义 1
二、关于基金的定义 2
三、关于专项计划的定义 4
四、关于文件的定义 4
五、关于日期的定义 5
六、关于账户的定义 6
七、其他定义 6
财务顾问声明与承诺 8
一、财务顾问声明 8
二、财务顾问承诺 8
第一章 尽职调查情况描述 10
一、尽调基准日 10
二、尽职调查的对象 10
三、尽职调查的方法 10
四、尽职调查的程序 10
五、尽职调查的内容 11
六、尽职调查主要结论 12
七、尽职调查过程中发现的主要问题及解决情况 14
第二章 项目公司情况 15
一、项目公司的基本情况 15
二、项目公司所属行业情况及竞争状况 20
三、项目公司的经营模式 51
四、同业竞争及关联交易 87
五、项目公司的历史财务表现 95
六、项目公司纳入不动产基金后的变化情况 109
第三章 不动产项目情况 111
一、不动产项目经营情况 111

二、不动产项目评估情况 121
三、不动产项目的法律权属及他项权利情况 146
四、不动产项目建设的合法合规性 150
五、不动产资产的物理状态 165
六、行业与区域经济对不动产项目的影响 170
七、不动产项目资产完整性情况 207
第四章 不动产项目资产现金流情况 210
一、不动产资产现金流真实性 210
二、不动产资产现金流稳定性、分散度 210
三、不动产资产现金流预测情况 211
四、不动产项目政府补贴情况 236
五、重要现金流提供方情况 242
第五章 对业务参与人的尽职调查 243
一、对原始权益人的尽职调查 243
二、对运营管理机构的尽职调查 261
三、对基金托管人/计划托管人的尽职调查 288
第六章 财务顾问意见 300
一、财务顾问结论性意见 300
二、财务顾问、原始权益人有偿聘请第三方机构和个人等相关行为的核查说明 300

释义

在本财务顾问报告中，除非文义另有所指，下列词语或简称具有如下含义：

一、关于主体的定义

1、基金管理人/东证资管：指上海东方证券资产管理有限公司，或根据基金合同任命的作为基金管理人的继任机构。

2、基金托管人/工商银行：指中国工商银行股份有限公司，或根据基金合同任命的作为基金托管人的继任机构。

3、计划管理人/东证资管：指上海东方证券资产管理有限公司，或根据专项计划文件任命的作为计划管理人的继任机构。

4、计划托管人/工商银行上海分行：指中国工商银行股份有限公司上海市分行，或根据专项计划文件任命的作为计划托管人的继任机构。

5、监管银行：指中国工商银行股份有限公司上海市卢湾支行，或根据专项计划文件任命的作为监管银行的继任机构。

6、登记机构：指办理本基金登记业务的机构。本基金的登记机构为中国证券登记结算有限责任公司。

7、基金合同当事人：指受基金合同约束，根据基金合同享有权利并承担义务的法律主体，包括基金管理人、基金托管人和基金份额持有人。

8、基金份额持有人：指依基金合同和招募说明书合法取得基金份额的投资人。

9、投资人/投资者：指个人投资者、机构投资者、合格境外投资者以及法律法规或中国证监会允许购买证券投资基金的其他投资人的合称

10、资产支持证券投资者：指按照《计划说明书》《认购协议》的约定，认购资产支持证券，将其合法拥有的人民币资金委托给计划管理人管理、运用，并按照其取得的资产支持证券享有专项计划利益、承担专项计划资产风险的人。

11、资产支持证券持有人：指合法取得资产支持证券的投资者，包括首次认购和受让取得资产支持证券的投资者。

12、发起人：本基金首次发售时，指申能股份有限公司（以下或简称“申能股份”）。

13、原始权益人/青海新能源：本基金持有的不动产项目的原所有人，本基金首次发售时，指申能新能源（青海）有限公司。

14、项目公司/华扬晟源：本基金首次发售时，指持有不动产项目的项目公司乌兰县华扬晟源新能源有限公司。

15、参与机构：指为本基金提供专业服务的评估机构、会计师事务所、律师事务所、财务顾问、运营管理机构等专业机构。

16、运营管理机构/上海新能源：指接受基金管理人、计划管理人、项目公司的共同委托对不动产项目进行运营管理的机构。本基金首次发售时，由上海申能新能源投资有限公司担任运营管理机构。

17、法律顾问/汉坤：本基金首次发售时，指北京市汉坤律师事务所。

18、评估机构/立信评估：本基金首次发售时，指上海立信资产评估有限公司。

19、审计机构/现金流预测审核机构：为本基金和/或本基金拟投资的不动产项目提供会计/审计服务的会计师事务所及其继任机构，以及为不动产项目提供可供分配现金流测算报告审核服务的会计师事务所及其继任机构，本基金首次发售时，指上会会计师事务所（特殊普通合伙）。

二、关于基金的定义

1、基金/本基金/不动产基金/不动产投资信托基金：指东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金。

2、不动产项目/本项目：本基金首次发售时指位于青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县的华扬晟源 20 万千瓦风电项目（以下或简称“乌兰风电项目”）。

3、不动产资产/不动产项目资产：指不动产项目的资产范围，本基金首次发售时包括乌兰风电项目收费权和为取得乌兰风电项目电费收入建设的电力设施等配套资产（包括乌兰风电项目房屋所有权及设施设备所有权）及相应的土地使用权。新增投资后，指本基金初始投资的不动产资产与新增不动产资产的单称及/或合称，视上下文而定。

4、不动产项目运营收入：指由项目公司因不动产项目的运营、管理和处置而取得的全部收入，包括但不限于：（a）项目公司合法享有的基于不动产项目的日常生产运营所产生的电费收入（包括可再生能源电价附加补助资金部分）以及由此产生的全部收益；（b）其他因不动产项目资产所产生的合法运营、管理和处置以及其他合法经营业务而产生的收入。

5、预留费用：指本基金成立后，从基金资产中列支、预留在本基金相关账户待支付给相关机构的费用，包括但不限于上市费用、登记机构服务费用、基金的证券交易费、信息披露费用、账户开立费用、银行汇划费用、货币资金或债券投资管理涉及的备付金预留以及交易发生的印花税等。

6、基金资产总值/基金总资产：指基金拥有的不动产资产支持证券（包含应纳入合并范围的各会计主体所拥有的资产）、各类有价证券、银行存款本息、基金应收款及其他资产的价值总和，即基金合并财务报表层面计量的总资产。

7、基金资产净值/基金净资产：指基金资产总值减去基金负债后的价值，即基金合并财务报表层面计量的净资产。

8、基金份额净值：指估值日基金资产净值除以估值日基金份额总数。

9、基金资产估值：指计算评估基金资产和负债的价值，以确定基金资产净值和基金份额净值的过程。

10、基金收益：指基金投资所得不动产资产支持证券的收益、债券利息、买卖证券价差、银行存款利息、已实现的其他合法收入及因运用基金财产带来的成本和费用的节约。

11、基金可供分配金额：指在基金合并利润表中净利润基础上进行合理调整后的金额，相关计算调整项目至少包括不动产项目资产的公允价值变动损益、折旧与摊销，同时应当综合考虑项目公司持续发展、偿债能力和经营现金流等因素。法律法规另有规定的，从其规定。

12、预留费用：指本基金成立后，从基金资产中列支、预留在本基金相关账户待支付给相关机构的费用，包括但不限于上市费用、登记机构服务费用、基金的证券交易费、信息披露费用、账户开立费用、银行汇划费用、货币资金或债券投资管理涉及到的备付金预留以及交易发生的印花税等。

三、关于专项计划的定义

1、专项计划/资产支持专项计划/不动产资产支持专项计划：指不动产资产支持证券的载体，本基金首次发售时，指计划管理人设立的“东方红申能股份能源1号资产支持专项计划”。

2、不动产资产支持证券/资产支持证券：指依据《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务管理规定》等有关规定，以不动产项目产生的现金流为偿付来源，以不动产资产支持专项计划为载体，向投资者发行的代表不动产财产或财产权益份额的有价证券。具体为计划管理人发行的“东方红申能股份能源1号资产支持专项计划资产支持证券”。

3、基础资产：在专项计划设立前，指由原始权益人转让给专项计划的，由原始权益人持有的项目公司的100%股权及其他附属权益（如有）；在专项计划设立后，基础资产还包括专项计划进行基础资产追加投资所形成的资产（如有）。

4、基础资产追加投资：指专项计划受让取得基础资产后对基础资产进行的追加投资，包括但不限于发放股东借款、增资（如有）。

5、标的股权：指项目公司100%的股权及其他附属权益（如有）。

6、标的债权：指项目公司股权转让后，计划管理人（代表专项计划）基于《股东借款协议》对项目公司发放的股东借款而享有的股东借款债权。

四、关于文件的定义

1、基金合同/《基金合同》：指《东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金基金合同》及对该基金合同的任何有效修订、补充和更新。

2、基金托管协议/《基金托管协议》：指《东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金托管协议》及对该托管协议的任何有效修订、补充和更新。

3、招募说明书/《招募说明书》：指《东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金招募说明书》及对该招募说明书的任何有效修订、补充和更新。

4、运营管理服务协议/《运营管理服务协议》：指基金管理人、计划管理人、运营管理机构与项目公司就本基金签订的《东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金运营管理服务协议》及对该协议的任何有效修订、补充和更新。

5、监管协议/《监管协议》：指基金管理人、计划管理人、监管银行、项目公司就项目公司的资金监管签订的《乌兰县华扬晟源新能源有限公司监管协议》及对该监管协议的任何有效修订、补充和更新。

6、股权转让协议/《股权转让协议》：指计划管理人与原始权益人就专项计划受让项目公司股权而签订的《关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司之股权转让协议》及对该协议的任何有效修订、补充和更新。

7、股东借款协议/《股东借款协议》：指计划管理人与项目公司签署的《东方红申能股份能源 1 号资产支持专项计划股东借款协议》及对该协议的任何有效修订、补充和更新。

五、关于日期的定义

1、基金合同生效日：指基金募集达到法律法规规定及基金合同规定的条件，基金管理人向中国证监会办理基金备案手续完毕，并获得中国证监会书面确认的日期。

2、基金合同终止日：指基金合同规定的基金合同终止事由出现后，基金财产清算完毕，清算结果报中国证监会备案并予以公告的日期。

3、存续期：指基金合同生效至终止之间的期限。

4、工作日/交易日：指上海证券交易所的正常交易日。

5、估值日：本基金的估值日为基金合同生效后每自然半年度最后一日、每自然年度最后一日，以及当发生或潜在对不动产资产有重大影响的事件而应调整基金估值之日和法律法规规定的其他日期。如果基金合同生效少于 2 个月，期间的自然半年度最后一日或自然年度最后一日不作为估值日。

6、评估基准日：指在本基金存续期间，基金管理人委托评估机构对不动产项目价值完成重新评估并确定相应评估价值的日期，具体指基金合同生效日后、

基金存续期内每个自然年度的 12 月 31 日，以及基金管理人另行书面指定的其他日期。为免歧义，就本基金首次发售而言指 2026 年 6 月 30 日。

六、关于账户的定义

1、基金资金账户：指基金管理人根据《基金托管协议》的约定于基金托管人处为本基金开立的人民币资金账户。

2、监管账户/运营收支账户：指项目公司根据《监管协议》的约定在监管银行处开立的人民币资金账户。

3、日常运营支出账户：指项目公司开立的、用于自运营收支账户收取预算资金并进行预算内支出的人民币资金账户。

七、其他定义

1、法律法规：指中国现行有效并公布实施的法律、行政法规、规范性文件、司法解释、行政规章以及其他对基金合同当事人有约束力的决定、决议、通知等以及颁布机关对其不时做出的修订。

2、《基金法》：指 2003 年 10 月 28 日经第十届全国人民代表大会常务委员会第五次会议通过，经 2012 年 12 月 28 日第十一届全国人民代表大会常务委员会第三十次会议修订，自 2013 年 6 月 1 日起实施，并经 2015 年 4 月 24 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第十四次会议《全国人民代表大会常务委员会关于修改<中华人民共和国港口法>等七部法律的决定》修正的《中华人民共和国证券投资基金法》及颁布机关对其不时做出的修订。

3、《证券法》：指 1998 年 12 月 29 日，经第九届全国人民代表大会常务委员会第六次会议通过，自 1999 年 7 月 1 日起施行，并经 2019 年 12 月 28 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第十五次会议第二次修订，于 2020 年 3 月 1 日起施行的《中华人民共和国证券法》及颁布机关对其不时做出的修订。

4、《基础设施基金指引》：指中国证监会 2020 年 8 月 7 日颁布并实施，并于 2023 年 10 月 20 日经中国证监会修改的《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》及颁布机关对其不时做出的修订。

5、《不动产基金业务办法》：指上海证券交易所2025年12月31日公布并实施的《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）业务办法（试行）》及颁布机关对其不时做出的修订。

6、《资产证券化业务管理规定》：指中国证监会2014年11月19日公布并实施的《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务管理规定》及颁布机关对其不时做出的修订。

7、业务规则：指上海证券交易所、中国证券业协会、中国证券投资基金业协会（以下简称“中国基金业协会”）、中国证券登记结算有限责任公司及其上海分公司、基金管理人、销售机构就基础设施基金发布并不时修订的相关规则、规定、通知、指南等。

8、元：指人民币元。

9、中国证监会：指中国证券监督管理委员会。

10、银行业监督管理机构：指中国人民银行和/或国家金融监督管理总局。

11、上交所：指上海证券交易所。

12、不可抗力：指基金合同当事人不能合理控制、不可预见或即使预见亦无法避免的事件，该事件妨碍、影响或延误任何一方根据基金合同履行其全部或部分义务。该事件包括但不限于地震、台风、洪水、火灾、瘟疫、战争、政变、恐怖主义行动、骚乱、罢工以及新法律或国家政策的颁布或对原法律或国家政策的修改等。

财务顾问声明与承诺

一、财务顾问声明

1、国泰海通证券股份有限公司（以下简称“国泰海通证券”或“本财务顾问”）作为“东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金”的财务顾问，本着客观、公正的原则对本次交易出具财务顾问报告；

2、本财务顾问报告所依据的文件、材料由相关各方向本财务顾问提供。相关各方对所提供的资料的真实性、准确性、完整性负责，相关各方保证不存在任何虚假记载、误导性陈述或重大遗漏，并对所提供资料的合法性、真实性、完整性承担相应的法律责任。本财务顾问出具的核查意见是在假设本次交易的各方当事人均按相关协议的条款和承诺全面履行其所有义务的基础上提出的，若上述假设不成立，本财务顾问不承担由此引起的任何风险责任；

3、截至尽调基准日，本财务顾问就本项目相关事宜进行了审慎核查，本财务顾问报告仅对已核实的事项向基金份额持有人提供独立核查意见；

4、本财务顾问同意将本财务顾问报告作为基金管理人本次交易的法定文件，报送相关监管机构，并上报上海证券交易所并上网公告；

5、对于本财务顾问报告至关重要而又无法得到独立证据支持或需要法律、审计、评估等专业知识来识别的事实，本财务顾问主要依据有关政府部门、律师事务所、会计师事务所、评估机构及其他有关单位出具的意见、说明及其他文件作出判断；

6、本财务顾问未委托和授权任何其他机构和个人提供未在本财务顾问报告中列载的信息和对本财务顾问报告做任何解释或者说明；

7、本财务顾问报告不构成对公募基金的任何投资建议，对投资者根据本财务顾问报告所作出的任何投资决策可能产生的风险，本财务顾问不承担任何责任。

二、财务顾问承诺

本财务顾问已按照根据《中华人民共和国证券法（2019 修订）》《中华人民共和国证券投资基金法》《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》《公

开募集不动产投资信托基金（REITs）尽职调查工作指引（试行）》《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第 1 号——审核关注事项（试行）》《上海证券交易所资产支持证券挂牌条件确认规则适用指引第 2 号——大类基础资产》《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务管理规定》和《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化尽职调查工作指引》等要求，对东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金相关事项独立开展了尽职调查，具有充分理由确信财务顾问报告内容不致因上述内容出现虚假记载、误导性陈述及重大遗漏，并对报告的真实性、准确性和完整性承担相应责任。

本财务顾问按照证券行业公认的业务标准、道德规范和诚实信用、勤勉尽责精神，遵循客观、公正的原则，在认真审阅各方所提供的相关资料和充分了解本次交易行为的基础上，出具财务顾问报告，旨在就本次交易行为做出独立、客观和公正的评价，以供广大投资者及有关各方参考。本财务顾问已按规定履行尽职调查义务，有充分理由确信发表的专业意见与基金管理人和本项目各主要参与方披露的文件内容不存在实质性差异。本财务顾问在与基金管理人接触后至担任财务顾问期间，已采取严格的保密措施，严格执行风险控制和内部隔离制度，不存在内幕交易、操纵市场和证券欺诈问题。

第一章 尽职调查情况描述

一、尽调基准日

除本财务顾问报告另有说明之日外，本次尽调基准日为2026年6月30日。

二、尽职调查的对象

尽职调查人员对不动产项目、项目公司、原始权益人、运营管理机构、基金托管人、计划托管人以及对交易有重大影响的其他交易相关方（如有）进行了尽职调查。

三、尽职调查的方法

本次尽职调查采用了包括但不限于如下方法进行：

1、查阅重要参与方的相关文件、文档及数据资料；

2、对重要参与方的核心部门主要负责人进行访谈；

3、列席相关方案讨论论证会；

4、查阅不动产项目相关文件、文档及数据资料；

5、对重要参与方及不动产项目进行现场实地调查；

6、参考专业的第三方中介机构（如法律顾问、评估机构、审计机构等）提供咨询意见。

四、尽职调查的程序

（一）向相关主体发送尽职调查文件清单

根据《中华人民共和国证券法（2019修订）》《中华人民共和国证券投资基金法》《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》《公开募集不动产投资信托基金（REITs）尽职调查工作指引（试行）》《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第1号——审核关注事项（试行）》《上海证券交易所资产支持证券挂牌条件确认规则适用指引第2号——大类基

础资产》《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务管理规定》和《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化尽职调查工作指引》等相关规定，列出本财务顾问所需了解的问题，制作尽职调查文件清单。

（二）与中介机构共同进行现场访谈及实地调查

与项目公司、原始权益人、运营管理机构的相关负责人进行访谈，并对项目公司、原始权益人、运营管理机构及拟购入不动产项目进行实地调查，了解其在业务审批、管理、财务等方面的认识和规划，并对行业特点、不动产项目的定位、运营、管理情况及财务状况等做进一步了解。

（三）审阅尽职调查搜集的文件和其他业务参与人的相关文件

收集到各参与方提供的资料后，分类并进行整理及分析，包括：项目公司、原始权益人、运营管理机构的基本情况、经审计的财务报表与不动产项目相关的材料以及评估机构、现金流预测机构及法律顾问关于本项目的意见等。

（四）出具财务顾问报告

根据调查研究结果出具财务顾问报告。

五、尽职调查的内容

（一）对青海新能源（原始权益人）的调查

调查原始权益人的公司设立、存续和历史沿革情况；股权结构、控股股东和实际控制人情况；组织架构、治理结构及内部控制情况；对不动产项目的权属情况；对不动产项目的转让是否获得了合法有效的授权；公司财务状况；对不动产项目的转让是否获得了外部有权机构审批情况；公司资信水平；商业信用情况等。

（二）对上海新能源（运营管理机构）的调查

调查运营管理机构的公司设立、存续和历史沿革情况；股权结构、控股股东和实际控制人情况；组织架构、治理结构及内部控制情况；同类型不动产项目运营管理经验；主要负责人员在不动产运营或投资管理领域的经验情况、其他专业人员配备情况；不动产运营相关业务流程、管理制度、风险控制制度；管理人员

任职情况、管理人员专业能力、公司员工情况；公司财务状况；运营管理机构同时向其他机构提供不动产项目运营管理服务的，是否采取了避免可能出现的利益冲突的措施；公司资信水平；商业信用情况等。

（三）对华扬晟源（项目公司）的调查

调查项目公司的公司设立、存续和历史沿革情况；股权结构、控股股东和实际控制人情况；重大重组情况及独立性情况；公司资信水平；商业信用情况；所处行业情况及经营模式；同业竞争及关联交易情况；公司财务状况及期后事项等。

（四）对基金托管人/计划托管人的调查

调查基金托管人/计划托管人的基本情况、条件和资质、经营情况、资信水平、托管业务流程及风险控制措施等。

（五）对不动产项目的调查

调查不动产项目的基础信息、账面价值、评估价值、资产权属情况、土地使用情况、依法依规取得固定资产投资管理相关手续情况、投保情况、维修保养情况和改造需求或规划情况、现金流真实性、现金流稳定性、现金流分散度、现金流预测情况等。

六、尽职调查主要结论

本财务顾问报告基于如下假设：相关业务参与方所提供的资料、口头介绍及其他相关事实信息均是真实、准确和完整的，并且未隐瞒与此次尽职调查相关的其他重要文件和事实信息；相关业务参与方所提供的尽职调查文件上的签字和盖章均是真实的；且上述签字和盖章均系根据合法、有效的授权做出；相关业务参与方的所有审批、登记和注册文件及其它公开信息均是真实、准确、完整的；

对于本财务顾问报告至关重要而又无法得到独立证据支持或需要法律、审计、评估等相关专业知识来识别的事实，国泰海通证券主要依据有关政府部门、法律顾问、评估机构、审计机构及其他有关单位、个人出具的意见、说明及其他文件作出判断。

经适当核查，国泰海通证券认为截至尽调基准日：

1、不动产项目法律基础完善，已按相关规定履行必要的审批、核准、备案、登记等相关程序；原始权益人依法享有完全所有权或经营权利，不存在重大经济或法律纠纷，可依法转让；不动产运营已超过 3 年，其产生的现金流独立、持续、稳定、可预测、可特定化；现金流来源合理分散，且主要由市场化运营产生，不依赖第三方补贴等非经常性收入；

2、项目公司合法设立并有效存续、股权结构、组织结构及治理结构完善，资信水平良好；项目公司自设立之日起，截至尽调基准日，未发生重大违约、虚假信息披露或其他重大违法违规行为；

3、原始权益人青海新能源是依法设立并合法存续的有限公司，股权结构清晰，组织结构与治理结构完善，公司资信水平情况良好，不属于失信被执行人，就转让项目公司股权的事宜已经过公司股东审议通过；

4、运营管理机构上海新能源合法设立并有效存续，具备不动产项目运营管理资质和经验，已建立较为完善的相关业务制度、业务流程、风险控制措施，财务状况正常，资信良好，不属于失信被执行人，具有担任不动产项目运营管理机构的能力；

5、基金托管人及计划托管人整体经营情况、资信水平良好，作为托管人，其托管业务资质合法、有效，托管业务管理制度、业务流程、风险控制措施较为完备、合理、有效。

财务顾问合理地认为：不动产基金业务参与人及不动产项目符合根据《中华人民共和国证券法（2019 修订）》《中华人民共和国证券投资基金法》《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》《公开募集不动产投资信托基金（REITs）尽职调查工作指引（试行）》《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第 1 号——审核关注事项（试行）》《上海证券交易所资产支持证券挂牌条件确认规则适用指引第 2 号——大类基础资产》《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务管理规定》和《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化尽职调查工作指引》等法律法规中关于申请发行不动产基金具体条件的规定。

七、尽职调查过程中发现的主要问题及解决情况

财务顾问在调查过程中秉承审慎严谨的原则，未发现对东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金有重大不利影响的问题。

第二章 项目公司情况

一、项目公司的基本情况

（一）基本信息

项目公司华扬晟源的基本信息如下：

表：项目公司基本信息

事项	内容
公司名称	乌兰县华扬晟源新能源有限公司
法定代表人	李宝亮
统一社会信用代码	91632821MA757NNF41
注册地址	青海省海西州乌兰县茶卡镇 109 国道 2216 向北 1 公里处
注册资本	35,234 万元
成立日期	2017 年 9 月 6 日
营业期限	2017-09-06 至无固定期限
经营范围	风力发电、太阳能发电、水力发电、其它电力的开发、建设、运行、检修及管理；电力供应、电力项目开发及技术咨询；电力系统、电力设备的技术改造、技术服务及电气设备生产维修；新能源科技领域内技术开发、技术咨询、技术服务、技术转让。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）

（二）历史沿革

2017 年 9 月 6 日，华扬晟源登记备案设立，注册资本为 10,000 万元，企业类型为有限责任公司，股东青海华扬晟源新能源有限公司（以下简称“青海华扬”）出资 10,000 万元。

2018 年 12 月 24 日，股东青海华扬对华扬晟源增资，华扬晟源的注册资本由 10,000 万元变更为 29,600 万元。

2022 年 11 月 2 日，股东青海华扬出具股东决定，同意将华扬晟源 100%股权向青海新能源转让，并同意公司注册资本增加至 35,234 万元，并由青海新能源增资 5,634 万元，增资后青海新能源成为华扬晟源唯一股东。

2023 年 6 月 20 日，股东青海新能源出具股东决定，委派李宝亮为公司执行董事，法定代表人由执行董事担任。同时，执行董事李宝亮作出董事决定，由其兼任公司经理。

经核查，截至尽调基准日，华扬晟源依法设立并合法存续，项目公司的设立程序、工商注册登记、股东人数、住所、出资比例符合《中华人民共和国公司法》（以下简称“公司法”）的规定。

（三）项目公司的对外投资

截至尽调基准日，项目公司暂无对外投资情况。

（四）项目公司控股股东及实际控制人情况

1、项目公司股东出资情况

截至尽调基准日，青海新能源是项目公司的唯一股东，具体出资情况如下：

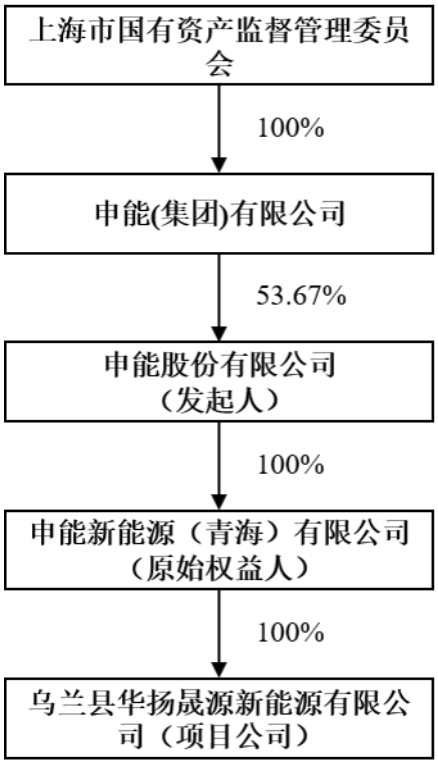
表：项目公司股东出资情况表

股东名称	出资额（万元）	出资比例
申能新能源（青海）有限公司	35,234	100%
合计	-	**100%**

2、项目公司控股股东及实际控制人

截至尽调基准日，项目公司的股权结构图如下：

图：项目公司股权结构图



截至尽调基准日，项目公司的唯一股东为青海新能源，实际控制人为上海市国有资产监督管理委员会（以下简称“上海市国资委”）。

（五）对投资者作出投资决策具有重大影响的重组情况

截至尽调基准日，根据项目公司书面确认，并经财务顾问适当核查，项目公司不存在对投资者作出投资决策具有重大影响的重组情况。

（六）组织结构与内部控制情况

1、项目公司组织架构

根据华扬晟源提供的现行有效的《公司章程》，华扬晟源不设股东会和董事会；设董事一名，董事担任法定代表人；不设监事或监事会；设总经理一名，由董事兼任。公司章程对股东、董事、总经理的职权进行规定。

表：项目公司董事、高级管理人员信息

职位	姓名
执行董事兼总经理	李宝亮

2、项目公司治理安排

经核查，项目公司的股东、董事、总经理及监事等治理安排如下：

表：项目公司治理安排表

治理结构	职权
股东	公司不设股东会，公司股东依法对公司行使以下职权： （1）决定公司的投资计划； （2）决定公司投资项目及投资方案； （3）委派和更换董事，对其履职情况进行评价，决定其报酬事项； （4）审议批准公司年度财务预决算方案及调整； （5）审议批准公司的利润分配方案和弥补亏损方案； （6）对公司增加或减少注册资本作出决议； （7）决定公司合并、分立、解散、清算、申请破产或者变更公司形式； （8）制定或批准公司章程和章程修改方案； （9）决定资产交易事项； （10）决定重大财务事项和重大会计政策、会计估计变更方案； （11）决定公司关联交易事项； （12）决定聘用或者解聘承办公司审计业务的会计师事务所； （13）对公司年度财务决算和重大事项进行抽查检查； （14）法律、行政法规规定的其他职权。
董事	公司不设董事会，设一名董事。董事每届任期一般为 3 年，任期届满经委派可以连任。 董事任期届满未委派，在新董事就任前，原董事仍应当依照法律、行政法规和公司章程的规定，履行董事职务。

治理结构	职权
	董事辞任的，应当以书面形式通知公司，公司收到通知之日辞任生效。 董事对股东负责，行使下列职权： （1）执行股东的决议，向股东报告工作； （2）制订公司的年度财务预决算方案及调整； （3）制订公司年度投资计划、公司年度经营计划；制订投资项目及投资方案； （4）制订公司的利润分配方案和弥补亏损方案； （5）制定资产交易事项方案； （6）制订公司章程和提出公司章程修改方案； （7）制定公司基本管理制度以及认为必要的其他规章制度； （8）决定对所投资企业重大事项的管理原则和方案； （9）制订公司增加或者减少注册资本的方案； （10）制订公司合并、分立、变更公司形式、解散、清算、申请破产的方案； （11）决定公司内部管理机构的设置与调整； （12）制订子企业的设立、合并、分立、改制、解散、变更公司形式、申请破产或者清算方案； （13）制定聘任或者解聘公司总经理、副总经理和其他高级管理人员及其报酬事项方案； （14）制订公司的重大收入分配方案； （15）制订重大会计政策和会计估计变更方案； （16）制订关联交易事项方案； （17）制定董事年度工作报告； （18）听取总经理工作报告，检查总经理和其他高级管理人员对股东和董事决定的执行情况； （19）决定公司安全生产、生态环保、维护稳定、社会责任方面的重大事项； （20）指导公司重大诉讼、仲裁等法律事务处理事项； （21）法律、行政法规规定的其他职权。
总经理	公司根据股东的推荐设总经理 1 名，由董事决定聘任或解聘。经股东同意，总经理可由董事兼任。总经理对董事负责，按照其职责要求定期向董事报告其工作情况。行使以下职权： （1）主持公司的经营管理工作，组织实施股东和董事的决定； （2）拟订公司的发展战略和规划、经营计划，并组织实施； （3）拟订公司年度投资计划和投资方案，并组织实施； （4）根据公司年度投资计划和投资方案，按规定权限决定投资项目，批准经常性项目费用和长期投资阶段性费用的支出； （5）拟订公司的资产处置方案； （6）拟订公司年度财务预算方案、决算方案、利润分配方案和弥补亏损方案； （7）拟订公司增加或者减少注册资本的方案； （8）拟订公司内部管理机构设置方案，以及分公司、子公司的设立或者撤销方案； （9）拟订公司的基本管理制度，制定公司的具体规章； （10）提请董事聘任或者解聘公司有关高级管理人员； （11）按照有关规定，聘任或者解聘除应当由董事决定聘任或解聘以外的人员； （12）拟订公司建立风险管理体系、内部控制体系、违规经营投资责任追究工作体系和合规管理体系的方案，经董事批准后实施； （13）提出公司行使所出资企业股东权利所涉及重大事项的建议；

治理结构	职权
	（14）法律、行政法规或者董事权行使的其他职权。
监事	公司不设监事会或监事。

（七）项目公司的独立性情况

1、项目公司资产独立性情况

项目公司已合法控制和占用乌兰风电项目的土地使用权、房屋所有权、设施设备所有权。项目公司依法设立并合法存续、经营情况正常，股权结构合理，组织架构及治理结构完善。不动产项目法律基础完善，已按相关规定履行必要的审批、核准、登记等相关程序，可依法转让。不动产项目界定清晰，权属明确，形成不动产项目法律协议或文件合法、有效。综上，项目公司具备资产独立性。

2、项目公司的财务独立性情况

不动产基金成立前，项目公司依托于青海新能源及其各子公司统一的会计制度和财务管理制度进行独立的会计核算，由财务人员进行独立的财务管理。经核查项目公司已开立银行结算账户清单、纳税凭证等资料，项目公司独立在银行开户、独立纳税，不存在共用银行账户、资金混同的情况。

未来项目公司纳入不动产基金后，将由基金管理人自行委派人员负责项目公司的财务管理，项目公司的财务具备独立性。

（八）项目公司经营合法合规性及商业信用情况

截至 2026 年 9 月 28 日，经查询国家企业信用信息公示系统、中国裁判文书网、中国执行信息公开网-失信被执行人查询系统、中国执行信息公开网-被执行人信息查询系统、信用中国网站、生态环境部网站、应急管理部网站、国家市场监督管理总局网站、国家发展和改革委员会网站、财政部网站、国家税务总局网站、中国人民银行征信中心 2026 年 9 月 2 日出具的《企业信用报告》及根据项目公司出具的《承诺及说明函》，项目公司不存在任何正在进行的或尚未完结的重大诉讼、仲裁或其他经济或法律纠纷等情况；不属于失信被执行人或失信生产经营单位或其他失信单位，不存在因严重违法失信行为被有权部门认定为失信被执行人、重大税收违法案件当事人、安全生产领域、环境保护领域、产品质量领域、财政性资金管理使用领域失信人，或涉金融严重失信人的情形；最近三年不

存在因违反法律、行政法规及其他规定而受到投资建设、生产运营、金融监管、工商、税务、土地、环境、安全、质量等政府主管部门重大处罚的情形。

二、项目公司所属行业情况及竞争状况

（一）项目公司所属行业、监管体制及政策趋势

1、项目公司所属的行业

项目公司主营业务为风力发电项目的开发、运营及上网售电。

根据国家统计局发布的《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017），不动产项目所属行业为“D-电力、热力、燃气及水生产和供应业”门类，具体细分为“电力、热力生产和供应业”（大类代码 44）中的“风力发电”（小类代码 4415）。

2、行业监管体系

我国风电行业实行国家与地方分级、综合与专业相结合的监管体制。在法律法规层面，可再生能源领域的法律由全国人民代表大会及其常委会负责制定；可再生能源发展中长期规划和重大政策的制定由国务院负责。由国家发展和改革委员会管理的国家能源局，作为全国能源行业主管部门，负责起草能源法律法规、拟订能源发展战略及规划和政策、组织制定可再生能源产业政策及相关标准、推进能源体制改革，并对全国新能源项目的开发建设实施宏观指导和监督。同时，工业和信息化部、国家发展和改革委员会、财政部等部门依据职责分工，在新能源装备制造、电价政策、财政补贴等方面参与协同管理。

在地方层面，各省级能源主管部门结合本地实际制定本省新能源发展规划和管理细则。具体到青海省：省级能源主管部门负责统筹全省新能源规划、政策制定、年度电力行业开发建设方案编制，并通过竞争性配置等方式确定重大项目的投资主体，督促项目按期建成投运；各市（州）能源主管部门负责项目申报和初审、前期手续协调办理、建设和运行监管；电网企业负责接网条件评估、并网服务及电力消纳外送交易组织。自然资源、林业和草原、生态环境等部门按照国家有关政策要求及省级相关规划，指导项目单位依法办理用地、用林、用草、环评等各项前期手续。

3、行业主要法律法规政策及近期重点政策分析

（1）行业主要法律法规及政策

我国电力行业已建立以基础性法律为统领、行政法规为支撑、部门规范性文件与地方法规及政策文件为配套的层级化制度体系，主要法律法规及政策如下表所示。

表：行业主要法律法规政策

序号	名称	文号	文件日期
1	《中华人民共和国可再生能源法》（2009 年修正）	中华人民共和国主席令第二十三号	2009 年 12 月 26 日公布，2010 年 4 月 1 日起施行
2	《中华人民共和国电力法》（2018 年修正）	中华人民共和国主席令第二十三号	现行有效版本为 2018 年修正（1995 年 12 月 28 日通过，2018 年 12 月 29 日修正）
3	《中华人民共和国能源法》	中华人民共和国主席令第三十七号	2024 年 11 月 8 日通过，2025 年 1 月 1 日起施行
4	《企业投资项目核准和备案管理条例》	中华人民共和国国务院令第 673 号	2016 年 11 月 30 日公布，2017 年 2 月 1 日起施行
5	《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》	发改价格〔2025〕136 号	2025 年 2 月
6	《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》	发改能源〔2025〕1360 号	2025 年 10 月
7	《关于促进新能源集成融合发展的指导意见》	国能发新能〔2025〕93 号	2025 年 10 月
8	《风电装备行业规范条件》（征求意见稿）	-	2025 年 11 月 26 日
9	《青海省清洁能源产业发展促进条例》	-	2025 年 3 月 27 日青海省十四届人大常委会会议通过，2025 年 5 月 1 日起施行
10	《青海省新能源项目开发建设管理办法》	青能新能〔2025〕158 号	2025 年 9 月 30 日印发，2025 年 10 月 1 日起施行，有效期至 2030 年 10 月 1 日
11	《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》	西北监能市场〔2026〕28 号	2026 年 4 月

（2）《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》分析

为助力构建全国统一电力市场体系，提升西北区域电力资源优化配置效率，国家能源局西北监管局根据《国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4 号）、《电力市场运行基本规则》（发改委 2024 年第 20 号令）等文件要求，会同甘肃能源监管办、新疆能源监管办组织市场运营机构，并在征求西北五省（区）政府相关部门及市场经营主体意见基础上，于 2026

年 4 月 24 日发布了《国家能源局西北监管局关于印发<西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）>的通知》（西北监能市场〔2026〕28 号），旨在统筹推动跨省跨区和省内交易衔接融合、进一步打破市场壁垒、促进省间电力互济互保[1]。

我国 2035 年的远景目标是，全面建成全国统一电力市场体系，市场功能进一步成熟完善，市场化交易结算电量占比稳中有升。在全国统一规则框架下，全国-区域-省内交易分层衔接、有机融合；电力资源的电能量、调节、环境、容量等多维价值全面由市场反映，电力资源全面实现全国范围内的优化配置和高效利用，以电力为主体、多种能源协同互济的全国统一能源市场体系初步形成。在这一框架下，互济交易在省间电力现货交易出清后、省内现货市场正式出清前组织，是省间电力现货交易的有效补充[2]。

随着我国持续构建能力更加充分、流向更加合理的输电通道和电网主网架格局，持续增加跨省跨区输电规模和清洁能源输送占比，预计在 2035 年及以后，以电力为主体、多种能源协同互济的全国统一能源市场体系初步形成时，青海及其所在的西北区域电力互补消纳能力将进一步提升。一方面，在省间及跨大区余缺互济中，外来电力可平衡省内和区域内消纳能力的波动，另一方面，西北区域借助跨区域输电通道将在“西电东送”格局中发挥更显著作用。西北区域是全国能源“大送端”，是我国跨区外送规模最大的区域电网，青海省在全国范围内率先实现了新能源装机容量与发电量“双主体”，在全国范围内跨大区输电能力提升、电力市场化交易深化的同时，西北区域尤其是青海省清洁能源的输送与消纳能力将显著提升，送端电力企业将进一步在省间互济、全国跨大区电力交易中受益，对于不动产项目及其他全周期享受国补的发电企业而言，边际利好相对更加显著。具体分析如下：

1）政策背景、实施细则及传导机制

①政策制定背景及目的

[1] 《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》实施后，青海省形成了“省内+全国省间+区域互济”的多层次电力交易市场体系，即在原有青海省内电力交易市场和全国省间电力交易市场基础上，增加了西北区域省间电力互济交易市场。

[2] 该定位出自国家能源局西北监管局关于《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》的政策解读。

2022 年 1 月，我国省间电力现货市场启动模拟试运行，经多年探索实践，省间电力市场范围逐步扩大，运行至今，省间市场和省内市场已成为全国统一电力市场体系的重要组成部分，省间市场和省内市场分层分级协同运行。省间现货市场由国家电力调度中心会同北京电力交易中心联合组织实施，负责跨区域资源配置及供需匹配；省内现货市场由各省调度机构和交易中心实施，根据实时价格信号动态出清、精细调控。而在日内组织节奏上，这两层市场并未完全衔接，具体而言，省间日内现货通常按 1 至 2 小时为周期滚动组织，每轮设有固定申报窗口；省内实时现货则在系统运行前 15 分钟滚动出清。在本省风光出力突发富余，且邻省同步存在消纳空间时，若省间现货当轮申报窗口已关闭、省内实时现货当轮出清结果尚未锁定，则无法依托市场机制及时开展跨区电量调剂。

在这一背景下，通过设置区域省间电力互济交易，在省间日内现货与省内实时现货之间的衔接空档中，通过市场化方式完成区域内省份之间的电力调剂，可以进一步填补短时、局部边际匹配的缺口，同步替代区域调峰市场，实现时空互济、余缺互补，促进余量电力消纳，减少弃风弃光。执行顺序方面，在省内现货预出清的基础上，省间电力现货交易先行出清、再开展区域省间电力互济交易，最终开展现货市场正式出清；需要说明的是，西北区域省间互济电力交易不是完全独立于省间现货交易、省内现货交易的市场，其成交结果纳入省间联络线计划，作为各省省内现货市场出清的边界条件，是省间现货与省内现货之间的衔接和补充。

②从实施原则看，《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》优先保障新能源消纳

《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》（以下简称《实施细则》）分为总则、市场成员管理、市场准备、交易组织、日前互济交易、日内互济交易、交易执行与偏差处理、计量与结算、市场风险防控、信息披露、合同管理、免责条款及附则等 13 个章节，共计 96 条。

《实施细则》第三条规定，省间互济交易根据“先省内（控制区内）、后省间”的优先级顺序，各经营主体集中竞价出清。各市场成员不得以参与互济交易为由，影响电力系统安全运行。

《实施细则》第四十四条之（三）同时规定，若经营主体接入电网所在省（区）、配套控制区内存在平衡缺口时，该时段不作为卖方参与省间出清；若存在可再生能源富余时，该时段不作为买方参与省间出清。

对青海而言，以上条款体现了省内保供与新能源消纳导向：即优先保障省内供需平衡及电力系统安全运行，在省内存在平衡缺口情形下，经营主体不得向外省售电，优先保障省内用电需求；省内新能源富余时段，经营主体不得跨省购电，优先消纳省内新能源。

③从传导机制看，青海省参与西北区域省间电力互济交易（以下简称省间互济交易）具有比较优势

A.电量方面，省间互济交易有助于扩充西北区域的整体电力消纳空间，但实际交易量仍受供需匹配、市场竞价、电网输送、结算考核四方面制约。

a.供需匹配。省间互济交易须以售端省份存在富余电量、购端省份存在缺口及需求为前提。但西北各省电源结构相近，风电、光伏占比普遍较高，新能源出力同向性较强。尽管各省之间存在经纬度差异，总体看，一省（区）新能源大发时，西北其他省（区）往往也呈现供电能力存在富余的表现；新能源出力退坡时段，各省又普遍供需收紧。这种典型时段的出力同向性，使省间互济的供需存在较难弥合的错配。因此，省间互济更多只能承接西北五省之间局部、短时的风光资源差异所对应的消纳空间，区域整体性过剩依然存在，难以形成大规模互济交易的供需基础。此外，在运行机制层面，为保证本省（区）电网运行安全，仅售电侧省份超短期预测可用功率高于发电预计划的部分方可用于省间互济，即可用于互济的电量同时受预计划需求与功率预测两方面影响，并非实际发电功率全额均可参与交易，这进一步收窄了省间互济的电量空间。

b.市场竞价。发电企业需综合预测并比较省间电力互济交易价格与省内现货结算电价，据此确定是否参与及申报策略。省间电力互济交易中，买方节点出清价格为各卖方节点出清价格叠加送出省（区）外送输电价格、西北省间输电价格及省间输电线损的加权均价。中间输送费用的存在及实时供需的变化，使省间互济购入价格与省内现货购入价格存在波动，发电企业基于收益最大化原则，需合理铺排申报策略。就本项目而言，预计全周期可享受国补，若参与省间电力互济

交易，使本应弃风的电量得以成交，一方面可带来额外市场化收入，另一方面可享受额外附加的国补收入；若省间互济价格过低，或中标概率不及省内现货交易，发电企业应适时调整申报策略，将更多资源投入现货交易。

c,电网输送。省间互济交易中标后，实际成交电量仍受省间联络线剩余容量及通道阻塞等因素影响。即便市场竞价环节申报成交，受西北区域省间跨区通道资源约束，送受端断面、750KV 主网及跨省联络线存在潮流限额，叠加各省区内机组检修、输变电设备停运、新能源大发下省内断面拥塞等客观工况，省间互济送受电通道可用容量易受影响，富余电力难以跨省输送落地，项目可成交外送电量受限。

d.结算考核。省间互济同样会触发偏差考核，依据《实施细则》第六十三条，互济交易实际执行偏差优先在省（区）内部调节，偏差按照省内现货市场等相关规则执行及结算。在省间互济交易价格较低情况下，盲目扩大省间互济申报规模，会抬升省内市场的偏差敞口，带来亏损风险的增加。因此发电企业需结合功率预测情况及偏差考核收益与现货结算电价，综合制定申报策略。青海省 2026 年 6 月-7 月，通过省间互济交易外送电量 2.52 亿千瓦时，外购电量 1.64 亿千瓦时，净外送电量 0.88 亿千瓦时，占青海 6-7 月净外送全国电量比重为 1%[3]。

B.电价方面，对于售电省份而言，将本地消纳不完、价格被压低的部分富余电量，通过省间互济交易送出，本省等效负荷就会提高，现货低价压力有望缓解。对购电省份而言，通过省间互济交易引入一部分外来电源，可以在用电高峰期缓解本省供需紧张程度，平抑部分时段的高价现货电价。通过分析西北五省的电力结算价格，可以一定程度上了解其在省间及互济交易中的基础格局，具体见下表。在这一基础排序中，各省根据电力供需匹配情况及省间联络线负载情况，在部分时段开展省间互济交易。需要说明的是，实际开展省间现货及省间区域互济交易时，各省供需及市场化申报情况更加复杂，发电企业会根据省内现货预出清及省间现货出清结果，根据各时段电力余缺状况动态调整区域互济申报策略，实现收益最大化。

[3] 数据来源：青海电力交易中心市场交易信息月报。

表：西北区域省份 2025 年结算电价对比[4]

省（区）	新疆	青海	甘肃	宁夏	陕西
结算电价（元/千瓦时）	0.2203	0.2520	0.2687	0.3057	0.3474

新疆、青海两省风光资源禀赋优越，受新能源装机量等省内电源结构、省内市场供需等因素影响，相较其他省份的结算电价更低。在这一电价基础上，西北五省开展省间电力互济交易，依托跨省输电通道，根据各省实时电力供需情况，在满足省间通道负荷的情况下，由电力富余省份向电力缺口省份输送电力，作为省间现货交易与省内现货交易的补充，实现区域内电力资源互补及优化。

④从项目结算价格看，发电企业可自主选择售电价格更高的交易品种，实现综合收益最大化

根据《实施细则》要求，青海自2026年6月起，省间互济交易自动转入结算试运行。2026年6月本项目参与省间互济交易结算电量57.26万千瓦时，结算电价0.052元/千瓦时，占上半年项目结算电量的比重为0.38%。省间互济交易占比较低且结算电价较低，而青海省风电、光伏等新能源可按0.08-0.65元/千瓦时的分时段限价申报并参与现货市场，即省内现货交易申报最低价为0.08元/千瓦时，当前省间互济交易价格已低于省内现货交易最低出清价格。发电企业在这一形势下应优先参与省内现货交易，在省内现货交易无法出清的情况下，基于偏差考核收益及省间互济交易电价，综合成交后带来的额外的国补收益，酌情参与省间互济交易。

综上所述，在交易电量方面，由于西北五省电源结构相近、新能源出力同向性强，宏观供需错配较难弥合，叠加市场竞价、电网输送、结算考核等运行机制的约束，省间互济整体交易规模有限。在交易电价方面，青海省在全国率先实现新能源装机容量与发电量“双主体”，新能源电源发电量高且边际价格较低，青海参与省间互济交易具有一定的竞争优势。

[4] 各省电力交易中心披露的年度电力市场总体情况中，省内市场结算单价口径稍有差异，但依然可做总体对比，以供了解各省省内电价大致排序。其中，陕西公布了省内批发市场及零售市场结算单价，保守起见选取结算单价较低的批发市场价格；新疆取疆内市场化交易结算单价；青海取省内上网侧市场化交易结算单价；甘肃取省内结算单价；宁夏取区内发电侧上网结算单价。

截至2025年底，西北电网新能源装机占比超过60%[5]，单个省份电网独立平衡，资源调度及共享消纳能力存在不足。《实施细则》以更高频、更精细的市场化机制，在满足省内用电需求、可再生资源有效消纳的基础上，把区域内各省（区）仍存在的短时余缺再做一次市场化调剂，有助于西北电网新能源发电量进一步出清，增强西北电网的韧性。

由于政策发布时间较短，模式变更尚处于过渡阶段，叠加前述分析下省间互济交易的定位、特征、西北五省电源结构同向性等因素，短期内市场活跃度有限，但青海省新能源装机占比高，新能源电源边际发电电价较低，省间互济交易的开展，将为本项目新增西北电网省间电力消纳渠道，有望在边际消纳递增情况下带来额外的国补收入，在优先保障省内消纳及用电安全的基础上，对现有消纳途径无明显负面影响。

2）该政策对本项目的影响分析

根据《实施细则》，2026 年 6 月，互济交易自动转入结算试运行，《西北区域备用辅助服务市场运营规则》（西北监能市场〔2023〕60 号）、《西北区域省间调峰辅助服务市场运营规则》及其补充修订条款（西北监能市场〔2020〕8 号、西北监能市场〔2023〕2 号）同时停止执行。此后，西北区域跨省调峰将通过互济交易实现，原西北区域的跨省调峰电费将不再收取。《实施细则》施行后，可能产生的变化有：

①对售电类型、交易品种的影响

对本项目参与的中长期交易、现货交易等售电类型及交易品种无显著影响。具体表现在：

A.对中长期交易，无显著影响：本项目参与的中长期交易品种仍以省内、省间电力直接交易为主，并通过合同转让交易对上述合约持仓实施动态管理，以优化中长期合约履约结构。省内、省间中长期交易仍以双边协商、集中交易为核心组织方式。

B.对现货交易，新增省间互济交易市场：本项目参与的现货交易品种仍以省

[5] 数据来源：国家能源局。

内日前电能量交易和实时电能量交易为主。未来，现货交易将在目前省间现货交易市场（全国性市场）、省内现货交易市场（省内市场）基础上，新增省间互济交易市场（西北区域性市场）。本项目将持续跟踪省间互济交易开展情况，捕捉市场信号，随着市场主体充分参与，市场活跃度进一步提升，根据收益预判情况适度参与省间电力互济交易。

②对交易策略的影响

对本项目交易策略无显著影响。具体表现在，自 2025 年 11 月现货市场连续结算试运行以来，电力现货实时电价信号发挥充分，本项目仍将继续充分预判省内电力供需态势，通过追踪现货实时电价信号，合理调整中长期合约及现货持仓组合，从而扩大本项目发电收益。基于省间互济交易是省间现货交易及省内现货交易的衔接及补充这一定位，本项目在现货交易无法出清且在短期时序中预测出力尚有余量时，将综合偏差考核，中标情况等因素，积极参与省间互济交易这一品种，实现正向边际收益。

③对主要消纳区域、客户类型的影响

由于省间互济政策发布时间较短，截至本财务顾问报告出具之日，省间互济市场活跃度有限。且省间互济政策属于对原有省间现货交易及省内现货交易的完善和补充，实际运行时仍以省内电力系统消纳及电网安全运营为先，故对本项目主要消纳区域、客户类型无明显影响。

④对结算电量、售电价格的影响

结算电量方面，本项目结算电量为实际上网电量，省间互济交易市场为本项目新增西北电网省间电力消纳路径，有助于扩充西北区域整体电力消纳空间，而西北区域尤其是青海新能源装机容量及发电量占比高，边际发电成本低，在省间及跨大区电力市场化交易中存在比较优势。项目可在现有运行框架下，择机利用新增市场渠道参与跨省电力交易，外部市场条件持续改善；如前文所述，2026 年 6 月省间互济交易转入结算试运行以来，本项目参与并中标的结算电价及结算电量相对较低，随着跨省跨区互济交易机制成熟，青海省内时段性供需失衡矛盾将被跨省跨区互济对冲，预计将形成中长期潜在利好。

售电价格层面，《实施细则》施行后，对本项目考核费用科目将产生影响，西北区域跨省调峰通过互济交易实现后，原西北区域跨省调峰电费（属于考核费用科目之一）将不再收取，西北区域跨省调峰将通过市场化互济方式实现，相关机制更加市场化；同时，随着跨省跨区互济交易机制成熟，超发及欠发情况下，两类偏差的电价价差有望逐步收敛，项目结算电价波动区间未来有望收窄。

根据《国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4 号），我国将持续构建能力更加充分、流向更加合理的输电通道和电网主网架格局，持续扩大跨省跨区输电规模、提升清洁能源输送占比。随着“十五五”及后续规划中持续强化输配电设施规划落地建设，待 2035 年以电力为主体、多种能源协同互济的全国统一能源市场体系初步形成后，我国将实现电力资源在全国范围内的优化配置，电力资源跨区域双向互济的物理基础将进一步夯实，市场既可以实现西北清洁能源向东中部负荷中心输送，也存在受端电力及其他区域电力双向送入西北的可能性。但我国能源资源与电力负荷呈逆向分布，以“胡焕庸线”[6]为近似分界线，我国中东部地区能源消费量占全国比重超过 70%，生产量占比不足 30%，重要的能源基地主要分布在西部地区[7]。中东部负荷中心用电需求旺盛，部分时段存在阶段性电力平衡压力；西北地区立足全国能源“大送端”定位，风光清洁能源资源禀赋突出，相较于国内多数区域，拥有更为优越的清洁能源基地开发及跨区外送客观条件，是我国跨区外送规模最大的区域电网[8]，也是国家“西电东送”战略的主要送端电网。依托得天独厚的风光资源禀赋，西北新能源电源边际发电成本较低，在全国范围资源优化配置过程中具备有利的净外送条件，有利于进一步拓展清洁能源市场空间，推动区域能源资源优势向经济优势转化。本项目作为全生命周期享受国补的项目，随着区域外送消纳能力提升，整体等效利用小时数有望进一步提升，从而在全国范围内的跨大区电力交易中受益。

⑤后续政策深化方向

A.整体政策方向

[6] “胡焕庸线”，亦称瑷珲-腾冲线（现称黑河-腾冲线），1935 年由地理学家胡焕庸提出，北起黑龙江黑河市、南至云南腾冲市，是我国经典人口地理分界线；国家能源局在能源政策解读中将其作为近似参照，用以刻画我国能源生产与消费逆向分布的国情特征。

[7] 国家能源局有关负责同志就《“十四五”现代能源体系规划》答记者问。

[8] 国网公司西北分部《西北电网 2025 年跨区外送电量超 4000 亿千瓦时》相关报道。

根据《国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4 号）相关部署，全国统一电力市场建设将持续深化，到 2030 年，基本建成全国统一电力市场体系，各类型电源和除保障性用户外的电力用户全部直接参与电力市场，市场化交易结算电量占全社会用电量的 70%左右。到 2035 年，全面建成全国统一电力市场体系，市场功能进一步成熟完善，市场化交易结算电量占比稳中有升。

以上实施意见指出，相关部门在统一电力市场框架下，将进一步统筹推动跨省跨区和省内交易衔接融合，打破市场壁垒，促进省间电力互济互保。推动跨省跨区交易与省内交易在参与主体、空间范围、时段划分、组织时间、偏差处理等方面实现衔接，在主体注册、交易申报、交易出清、信息披露等方面有机融合，逐步从经营主体分别进行跨省跨区和省内交易，过渡到经营主体只需一次性提出量价需求、电力市场即可在全国范围内匹配供需的联合交易模式。研究探索相邻省份自愿联合或融合组织电力交易的可行方式，进一步推动电力交易平台互联互通、交易信息共享互认，电力市场经营主体“一地注册、全国共享”。条件成熟时，相关部门将研究组建全国电力交易中心。

以上实施意见同步说明，相关部门将进一步完善跨省跨区电力交易制度。在确保安全前提下，科学安排跨省跨区优先发电规模计划，合理扩大省间自主市场化送电规模，加强多通道集中优化；一体化建设运营南方区域电力市场，完善长三角电力互济，在省间交易框架下探索区域内同步电网电力互济交易。

基于以上文件规划及部署，区域层面打破省间壁垒，建立如西北五省的省间电力互济机制，属于“相邻省份联合组织交易”的实践。先实现区域内规则统一、市场融合，打破“一省一注册、一省一平台”的现状，再逐步实现各级交易平台数据打通、信息互认，完成交易规则、结算口径、信息披露标准逐步统一，最终建立全国电力交易中心，承担全国市场的组织、结算、信息披露等职能。各层次市场从“各自报价、各自交易”逐步转向“统一报价、联合交易”，探索相邻省内市场自愿联合或融合的可行方式，促进跨电网常态化市场交易，增加跨省跨区输电规模和清洁能源输送占比，加强多通道集中优化，进一步推动电力市场在全国范围内互联互通，从而实现电力资源全国大循环。

B.区域互济、跨区互济及跨电网经营区交易

目前除西北区域外，东北区域、华中区域、长三角区域均设置了类似的区域互济交易机制，具体见下表。

表：全国范围内区域互济交易实践

区域	政策文件	覆盖省份/区域	印发时间	执行时间
西北区域	西北监能市场〔2026〕28号	陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆及西北电网的直流配套电源组成的控制区	2026年4月	2026年6月
华中区域	《华中区域（东四省）电力互济交易实施细则》华中监能市场规〔2026〕11号	湖北、湖南、河南、江西	2026年1月	2026年7月
东北区域	《东北电力互济交易实施细则（试行）》东北监能市场〔2025〕38号	辽宁、吉林、黑龙江、蒙东（内蒙古东部）	2025年9月	2025年10月
长三角区域	《长三角省市间富余新能源消纳互济交易规则（试行）》	上海、江苏、浙江、安徽、福建	2024年6月	2025年7月
	《长三角省市间富余需求侧可调节资源互济交易规则（试行）》		2024年6月	2025年7月
	《长三角省市间短期电力互济交易实施细则（征求意见稿）》		2026年8月	征求意见至2026年9月27日，尚未公布正式版本

区域层面建立互济交易机制，更多地是为了衔接区域省间与省内市场，以电力保供、新能源消纳为主要目标。如较早开展区域互济的东北区域能监局相关部门明确提出，省间互济交易能够“满足省间市场未延伸、省内市场未覆盖的交易需求，实现与国家级省间现货市场、省级现货市场的有效衔接。一是以市场手段最大化调节保供资源，形成错峰调用、资源互补的市场环境，构筑区域电网平衡安全的‘托底’保障。二是紧扣提升区域电网资源协调与配置能力的目标，以市场机制引导灵活性资源发挥作用，充分释放省间消纳互济能力，着力解决高比例新能源接入下的消纳难题。三是锚定‘双碳’目标，助力推动以新能源替代传统能源

，持续降低碳排放指标[9]。”

除以上区域内互济实践外，跨区域互济试点也在展开。2026 年 7 月，在国家电网有限公司东北分部的统筹指导下，依托国家电网跨大区特高压输电通道，黑龙江电力交易中心与宁夏电力交易中心首次开展跨区域市场化双向互济交易。其中，黑龙江向宁夏外送电量 2748 万千瓦时，同时购入宁夏光伏电量 45 万千瓦时，实现了东北、西北两大区域间的电力余缺互济。相比省间中长期及省间现货交易，跨大区互济交易属于余缺调剂属性的互助性交易，保供、新能源消纳的导向作用更加突出。

与此同时，为完善全国统一电力市场体系，实现跨电网经营区常态化电力交易，2025 年 7 月，国家发展改革委、国家能源局印发《关于跨电网经营区常态化电力交易机制方案的复函》，推动打破国网、南网间电力市场分割。该机制由国家电网公司、南方电网公司落实，具体由北京电力交易中心、广州电力交易中心等机构联合组织实施，并推行“一地注册、全国共享”模式，目标在 2035 年前，两网推动统一市场规则、交易品种和交易时序，国家电网、南方电网经营区内和跨经营区交易实现融合开市，全面实现各类经营主体公平竞争，促进电力资源在全国范围内自由流动和优化配置。

西北区域作为全国重要的清洁能源送端基地，风光资源禀赋突出，在上述统一电力市场体系不断完善、市场化改革进一步深化的形势下，西北区域能进一步释放清洁能源比较优势，提升青海及其他四省（区）的电力互补互济、协同消纳能力；依托跨区域输电通道，西北区域将在“西电东送”格局中发挥更为显著作用，通过跨大区电力市场化交易，拓展西北清洁能源的市场交易空间，推动区域能源资源优势向经济优势转化，整体提升清洁能源输送与消纳利用水平。针对上述中长期目标的潜在影响，对本项目市场化交易结算单价（含超缺额）、结算电量变化开展联动分析，具体见下表。

表：抵消影响对应所需等效利用小时数/结算电量变化幅度分析

市场化交易结算单价（含超缺额）变化幅度	包含国补后电价的变化幅度	抵消影响对应所需等效利用小时数/结算电量变化幅度
-5%	-1.95%	2.00%
-3%	-1.17%	1.19%
-1%	-0.39%	0.39%

[9] 国家能源局东北监管局《东北能源监管局统筹协同推动东北电力互济市场开展试运行》相关报道。

如前文所述，随着2035年全国统一电力市场全面建成，跨大区输电基础设施持续完善，电力资源全国优化配置能力提升，项目外送消纳条件有望改善；本项目全周期享受国补，国补电价占结算电价的比例约60%。以上联动分析表显示，随着外送消纳能力的提升，若市场化交易结算单价（含超缺额）下降5%，结算电量仅需提升2%及以上，对应的市场化电费与国补收益增量即可补足电价下行影响。基于前述资源禀赋分析，青海新能源装机规模较高，新能源电源具备边际发电成本优势；同时西北作为国家“西电东送”重要送端基地，区域市场化电价面临的下行扰动相对有限。从电量维度看，在外送消纳条件整体改善的进程中，本项目有望获取更为显著的收益提升空间。

综上所述，《实施细则》等最新政策文件的发布，在西北区域电源结构同向性等因素下，一定程度上可以优化西北区域电力资源配置效率，有利于减少省间电力资源错配与浪费；在中长期统一电力市场建设的大背景下，全国跨大区电力交易及输送条件的完善，将为西北区域电力外送提供边际利好，对青海这样的新能源“双主体”结构下的电力外送省份的边际利好效应更强，省内与本项目类似且享有国补的项目也将更充分地享受到消纳改善带来的利好。整体来看，本项目现有售电类型、交易品种、交易策略、核心消纳区域及客户结构等将保持稳定，同时依托区域互济机制，项目有望在消纳空间、电价稳定性、考核成本等方面获得边际改善。

4、行业监管政策趋势及对不动产项目影响

行业主要监管政策及其对不动产项目运营的影响主要有以下几点：

（1）风电行业在全国能源转型和新型电力系统建设中占据核心地位

风电作为技术成熟、商业化程度最高的可再生能源发电方式之一，在构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系中发挥着不可替代的作用。2025年《中华人民共和国能源法》正式施行，国务院能源主管部门依法推进可再生能源的最低比重目标和消纳责任考核，为风电行业规模持续扩大和制度框架不断完善提供了坚实的法律依据和方向指引。

（2）风电项目上网电价全面市场化改革正向纵深推进，项目收益模式发生结构性变化

按照国家发展改革委、国家能源局于 2025 年 2 月发布的《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号，以下简称“136 号文”），新能源项目（含风电项目）上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成，不再执行政府定价。同时，国家建立新能源可持续发展价格结算机制（即差价结算机制），以差价合约的方式平抑市场价格波动对收益的冲击。在电价方面，各省适当衔接现行市场电能量交易均价，为存量项目设置一定弹性空间；各省进一步完善中长期市场交易规则，鼓励供需双方结合风电出力特点合理定价，实现电力系统更好消纳。风电电价的激励机制逐步从“固定电价+财政补贴”转向“市场交易+绿电溢价/绿证收益”的复合收益结构：可再生能源电力消纳责任权重、绿电消费承诺和绿证自愿认购逐渐成熟，绿电交易不断拓宽风电企业的收益边界。

（3）省级新能源地方立法和项目开发管理日趋精细

青海省 2025 年先后出台《青海省清洁能源产业发展促进条例》和《青海省新能源项目开发建设管理办法》，是国内清洁能源产业发展地方性法规的重要突破。风电项目归属于项目核准类型，项目单位须取得土地等手续且须在规定时限内（核准 2 年内）完成建设，未开工的核准文件将自动失效，延期亦不得超过 12 个月，严控开工时间避免圈而不建。新能源项目并网投运前，项目单位不得以任何方式转让、买卖项目开发权，严禁变更开发主体；纳入全省年度电力行业开发建设方案的项目来源主要有三类，一是省委、省政府研究确定的重点项目，二是各市（州）申报并经省新能源项目协商机制评审通过的项目，三是省级能源主管部门组织的竞争性配置项目。这些规定确保了青海省清洁能源开发建设的有序性，既有助于促进新能源产业高质量发展，也推动区域资源配置效率提升和消纳送出能力增强。

（4）消纳保障机制和跨省外送政策协同推进，对存量项目利用率形成根本性支撑

青海省是我国清洁能源发电外送大省，截至 2026 年 6 月，青豫直流累计外送绿色电力超 1,000 亿千瓦时，青桂直流、青粤直流等特高压外送通道正在推进建设。根据青海省能源局、国网青海省电力公司消息，“十五五”期间，青海省

将按照“优一开二定三谋四”的时序，构建青海至中东部地区绿色送电走廊，绿电外送规模将得到进一步提升。具体来说，“优一”是指优化提升青豫直流送电能力，“开二”是指力争 2026 年开工建设青桂直流工程，“定三”是指确定青粤直流路径、落点，力争 2028 年建成，“谋四”是指推动柴达木后续特高压直流工程送电华中、南方地区。此外，国网青海省电力公司正加快多元协同调节体系建设，推进哇让抽水蓄能电站建设，利用储能、光热等多元协同的可调节资源平抑风电出力间歇性。与此同时，青海省明确了 2025 年可再生能源电力消纳责任权重总量 70%、非水 30%，电解铝、钢铁、水泥、多晶硅等重点行业绿电消费比例须达 70%。上述机制相互叠加后，将有效保障存量风电项目在新增装机和电网容量同步增加过程中的合理利用。《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》的实施，进一步优化了西北区域电力资源配置效率，有利于减少省间电力资源错配与浪费，不动产项目在消纳空间、电价稳定性、考核成本等方面有望获得边际改善。

（5）公募 REITs 持续扩容为风电存量优质资产开辟了权益融资与价值重估的新渠道

自 2024 年 3 月中信建投国家电投新能源 REIT（底层资产为滨海北区 H1、H2 海上风电项目，合计装机容量 500MW）首单风电 REITs 项目落地以来，以风力发电场及其配套基础设施为底层资产发行公募 REITs 的积极性不断提高。据公开市场信息，2024 年 7 月，中信建投明阳智能新能源 REIT 上市，底层为两座陆上风电项目（黄骅旧城项目 100MW、红土井子项目 50MW，合计装机容量 150MW）；同年 12 月，工银蒙能清洁能源 REIT 上市，底层为蒙西两座陆上风电项目（华晨项目 100MW、恒润一期项目 49.5MW，合计装机容量 149.5MW）；2026 年 7 月，中航中核汇能新能源 REIT 上市，底层为两座陆上风电项目（北塔山项目 100MW、富川协合项目 96MW，合计装机容量 196MW）；2026 年 8 月，华泰三峡新能源 REIT 上市，底层资产为一座海上风电项目（大连市庄河Ⅲ 298.8MW 海上风电项目）。公募 REITs 渠道的日益成熟不仅为风电项目拓宽了融资来源，也对存量项目的现金流稳定性、合规运营能力、合规性及收益平滑等提出了更高标准。通过资产证券化与存量资本活化，风电项目可通过发行公募 REITs 等方式进一步实现资产价值发现和再投资机会。

（6）136 号文及青海省配套政策对本项目的影响

根据《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号）要求，青海省发展改革委结合实际省情，于 2025 年 9 月 28 日印发《青海省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》（青发改价格规〔2025〕645 号，以下简称“《实施方案》”）。《实施方案》明确改革任务包括：推动新能源上网电量全面进入电力市场；健全电力中长期市场交易和价格机制；完善电力现货市场交易和价格机制；建立新能源可持续发展价格结算机制；强化新能源上网电价改革与相关政策协同。根据《实施方案》，“2025 年 6 月 1 日前投产的新能源存量项目，全面保障扶贫、特许经营权、“金太阳”、分散式风电、分布式光伏上网电量，光伏应用“领跑者”基地保障利用小时内上网电量，具有政策保障性质的光热上网电量；适当保障部分不带新能源补贴的新能源项目上网电量；机制电价按现行保障性收购价格政策执行，执行期限按照相关政策保障期限确定”。

本项目于 2019 年全容量并网，不在上述项目类型范围内，故不适用于机制电量的相关规定。本项目自 2019 年 12 月并网起全部上网电量已进入电力市场交易，此次全电量市场化要求对本项目不产生直接影响。

（二）行业的发展情况、前景、有利和不利因素、主要企业及市场份额

1、行业发展情况

风电是技术成熟、商业化程度最高的可再生能源发电方式之一，是现代能源体系的重要组成部分，对保障国家能源安全、推动能源结构绿色低碳转型、实现碳达峰碳中和目标等具备重大意义。因此，为加快规划建设新型能源体系，稳妥推进能源绿色低碳转型，全力推动可再生能源发展再上新台阶，风电在构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系中的作用日益突出。

近年来，国家层面陆续出台一系列推动风电产业发展的战略规划和政策文件。2021 年，《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》明确提出推进能源革命，建设清洁低碳、安全高效的能源体系，加

快发展非化石能源。2022 年 6 月，国家发展改革委等九部门联合印发《“十四五”可再生能源发展规划》，锚定碳达峰碳中和目标，明确“十四五”期间可再生能源发展的主要方向与目标，着力推动风电由补贴驱动向市场化发展转型。2024 年，国家能源局以碳达峰碳中和工作为引领，加快规划建设新型能源体系，可再生能源发展再上新台阶。2025 年，国家能源局深入践行“四个革命、一个合作”能源安全新战略，推动构建起全球最大、发展最快的可再生能源体系，超额完成“十四五”非化石能源消费目标任务，风电、太阳能发电装机历史性超过火电，风光累计并网装机首次超过 18 亿千瓦，占比达到 47.3%。“十五五”规划纲要进一步增加了非化石能源占能源消费总量比重这一指标，提出到 2030 年达到 25%，较“十四五”末的 21.7%提升 3.3 个百分点，凸显了非化石能源发展的重要性。国家能源局 2026 年明确，“十五五”时期将以“扩量提质、可靠替代”作为可再生能源发展的主线，以电为核心，充分发挥电网作用，持续扩大可再生能源电力供应规模，稳步提高电量占比。国家发展改革委 2026 年 4 月宣布，“十五五”时期将实施非化石能源十年倍增行动，加快推进新型能源体系建设，预计到 2035 年，风电、光伏、水电、核电等非化石能源供应规模较 2025 年实现倍增。

上述规划和政策为风电产业持续快速发展提供了有力的制度保障和发展指引。

（1）市场环境

风电作为可再生能源发电的主力军，是我国电源结构优化和绿色低碳转型的关键力量，在新增电源装机中占据重要地位。

一是全国风电装机规模持续增长。国家能源局 2025 年可再生能源并网运行情况数据显示，2025 年，全国风电新增装机容量 1.2 亿千瓦，同比增长 51%，其中陆上风电新增 1.1 亿千瓦，海上风电新增 659 万千瓦。从新增装机分布看，“三北”（华北、西北、东北）地区占全国新增装机的 79%。截至 2025 年底，全国风电累计并网容量达到 6.4 亿千瓦，同比增长 23%，其中陆上风电 5.9 亿千瓦，海上风电 0.47 亿千瓦。2025 年，全国新增装机的风电机组平均单机容量达 7,160 千瓦，同比增长 18.3%，其中陆上风电机组平均单机容量为 7,068 千瓦，同比增长 20.1%。

二是风力发电量稳步提升。2025 年，全国风力发电量 1.13 万亿千瓦时，同比增长 13%，全国风电平均利用率 94.3%。随着风电装机规模的不断扩大，风电在全国电力供应中的占比持续提升，对我国能源结构优化和碳减排目标的实现发挥着日益重要的作用。

三是风电利用小时有所下降。据中国电力企业联合会统计，2025 年全国风电利用小时数为 1,979 小时，同比下降 148 小时；太阳能利用小时数为 1,088 小时，同比降低 113 小时。风电利用小时数的波动受到风力资源年际变化、局部地区消纳压力以及电网调度等多重因素影响。

四是新增投资趋势良好。2025 年，全国主要电力企业电力工程建设完成投资 17,323 亿元，其中电源工程建设完成投资 10,928 亿元，电网工程建设完成投资 6,395 亿元，同比增长 5.1%。在电源工程建设完成投资中，风电完成投资 3,078 亿元，尽管同比下降 2.6%，但陆上风电投资增势良好，重点项目完成投资额同比增长近 50%。电网工程投资为风电等可再生能源电力的送出和消纳提供了有力支撑。

（2）市场容量

尽管我国风电近年来发展迅速，风电装机容量和发电量持续增长，风电产业已进入平价上网和市场化发展的新阶段，但在全球能源转型的大背景下，风电发展空间依然广阔。“十五五”规划纲要提出到 2030 年非化石能源占能源消费总量比重达到 25%，“十五五”时期将实施非化石能源十年倍增行动，非化石能源供应规模较 2025 年实现倍增。根据新一轮国家自主贡献目标要求，到 2035 年我国非化石能源消费占能源消费总量的比重达到 30%以上，风电和太阳能发电总装机容量力争达到 36 亿千瓦，未来十年我国年均新增新能源装机将超过 2 亿千瓦。2025 年，风电光伏累计装机历史性超过火电，近四年风电光伏新增装机规模连续突破 1 亿、2 亿、3 亿、4 亿千瓦关口，行业发展迈入新阶段。

（3）市场细分

国内风电行业呈现出较为清晰的竞争格局和市场细分结构。从投资运营主体角度，风电市场主要由大型电力央企主导，地方省级能源集团和部分民营企业为

辅。目前，以国家能源投资集团有限责任公司（以下简称“国家能源集团”）、国家电力投资集团有限公司（以下简称“国家电投”）、中国华能集团有限公司（以下简称“华能集团”）、中国大唐集团有限公司（以下简称“大唐集团”）、中国华电集团有限公司（以下简称“华电集团”）、中国广核集团有限公司（以下简称“中广核”）等为代表的发电央企在风电装机规模、开发能力和市场份额方面占据绝对主导地位，上述央企在“沙戈荒”大型风电光伏基地和海上风电项目等关键领域占据核心地位。近两年，中国中煤能源集团有限公司（以下简称“中煤集团”）、中国石油天然气集团有限公司（以下简称“中国石油”）、中国石油化工集团有限公司（以下简称“中国石化”）、中国海洋石油集团有限公司（以下简称“中国海油”）等传统化石能源央企作为“新势力”，在风电、光伏等新能源开发领域加速布局。

（4）市场化程度

国内风电行业市场化程度持续提升。我国风电电价政策经历了从固定上网电价（含国家财政补贴）逐步向市场化交易定价的转型过程。自 2006 年《中华人民共和国可再生能源法》实施以来，我国建立了风电、光伏发电等新能源发电标杆电价制度，形成“燃煤标杆电价+国家/地方财政补贴”的固定上网电价机制及资金补贴制度。近年来，随着新能源装机规模快速增长和技术成本的大幅下降，我国逐步推动新能源参与电力市场化交易：2019 年起，新批准的风电、光伏项目逐步取消补贴，实行平价或竞价上网；2021 年启动全国绿电交易，允许新能源发电企业通过市场化方式获取溢价收益；2023 年进一步完善市场化电价政策，鼓励新能源在高峰时段参与市场交易，提升电网调峰能力。

2025 年 2 月 9 日，国家发展改革委、国家能源局联合发布“136 号文”，标志着风电行业市场化程度迈上新台阶。“136 号文”明确要求，新能源项目（风电、太阳能发电）上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成；同时建立支持新能源可持续发展的价格结算机制，区分存量项目和增量项目分类施策。对存量项目（2025 年 6 月 1 日以前投产），机制电价按现行价格政策执行，不高于当地煤电基准价；对增量项目（2025 年 6 月 1 日及以后投产），机制电价通过市场化竞价方式确定。根据青海省下发的相关《实施方案》，对于 2025

年 6 月 1 日前投产的新能源存量项目，全面保障扶贫、特许经营权、“金太阳”、分散式风电、分布式光伏上网电量，光伏应用“领跑者”基地保障利用小时内上网电量，具有政策保障性质的光热上网电量；以及适当保障部分不带新能源补贴的新能源项目上网电量。

在绿色电力与碳市场协同发展方面，2025 年 3 月 18 日国家发展改革委等多部门联合印发《关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见》（发改能源〔2025〕262 号），从市场供给、消费需求、交易机制、应用场景等方面提出了具体措施，构建强制消费与自愿消费相结合的绿证消费机制。绿证交易为可再生能源企业提供额外收益补充，有助于降低对财政补贴的依赖。从长远看，新能源电价改革与绿证市场的协同推进，将优化电力资源配置，通过价格信号引导新能源合理布局，减少弃风弃光现象。

此外，在风电项目开发准入环节，市场化竞争配置力度不断加大。各省能源主管部门通过竞争性配置方式，按照公开、公平、公正原则优选优质项目和企业。山西省、贵州省等省份明确了申报企业须为独立的法人主体、具有连续投资能力和新能源项目开发建设运营经验等硬性要求。2025 年 9 月，青海省能源局发布《青海省新能源项目开发建设管理办法》，自 2025 年 10 月 1 日起施行，进一步明确了青海省新能源项目的分类管理方式，同时要求明确项目开发时限，确保资源分配给有实力、有意愿的企业，杜绝“跑马圈地”现象，营造公平透明的市场化竞争环境。

（5）进入壁垒

1）自然资源壁垒

一是风力资源壁垒，我国风力资源分布并不均匀，陆上风电优质的风力资源集中在“三北”地区（华北、西北、东北）等特定区域。不同地区的风资源条件差异明显。二是土地资源壁垒，随着风电资源的不断开发，风电建设用地可用资源也越来越稀缺。

2）技术壁垒

风电行业属于技术密集型行业，大型风力发电机组的设计、制造、安装等环

节都具备较高的技术含量，涉及多个学科领域的知识，具体包括空气动力学、流体力学、结构力学、弹性力学、电机学、变流技术、仿真技术、计算机控制检测技术和海洋工程等，对制造商的基础技术积累和技术开发应用提出了较高的要求。同时，陆上风力发电机组要求其可以经受长期温差、风沙、雨水等各种复杂严酷环境的考验。风力发电机组运行的可靠性和稳定性需要较高的技术和质量保证。

3）人才壁垒

风力发电机组的设计、制造、安装、调试及运营维护等各环节均需要较高素质的人才。近几年，随着国家政策对可再生能源发展的大力扶持，高素质的专业人才需求也不断加大，系统掌握风电理论并具有丰富实践经验的复合型人才相对稀缺。因此，专业人才的储备构成市场新进入企业的主要壁垒之一。

4）资金壁垒

风电项目属于资本密集型长周期投资。建设期需一次性投入风机、塔筒、升压站及送出工程等大额资金，在电价补贴退坡、全面市场化交易背景下，项目收益对融资成本和电价波动高度敏感。新进入风电开发领域的企业，不仅需拥有雄厚的自有资金，还需具备低成本长期融资能力，以应对建设高峰投入、运营前期现金流平衡及并网消纳等风险。资金壁垒已成为制约中小企业和跨界投资者的关键门槛。

（6）供求情况

截至 2025 年底，全国可再生能源装机总量达 23.4 亿千瓦，同比增长 24%，约占全国电力总装机的 60%。其中风电装机容量 6.4 亿千瓦，同比增长 23%，陆上风电 5.9 亿千瓦，海上风电 0.47 亿千瓦。2025 年全国风电新增装机容量 1.2 亿千瓦，同比增长 51%，其中陆上风电新增 1.1 亿千瓦，海上风电新增 659 万千瓦；从新增装机分布看，“三北”地区占全国新增装机的 79%，反映了西部和北部地区仍是中国风电开发的主战场。2025 年，全国可再生能源发电新增装机 4.52 亿千瓦，同比增长 21%，占全国电力新增装机的 83%，其中风电和太阳能发电新增装机合计超过 4.3 亿千瓦，新能源新增装机已成为全国电源装机增长的主力军。

从发电量来看，2025 年全国风力发电量达 1.13 万亿千瓦时，同比增长 13%；

全国可再生能源发电量合计 3.99 万亿千瓦时，同比增长 15%，约占全部发电量的 38%，全社会用电量中每 10 度电有近 4 度来自可再生能源。2025 年全国新增可再生能源发电量 5,193 亿千瓦时，已覆盖全社会用电增量（5,161 亿千瓦时），标志着我国新增用电需求已全部由可再生能源满足。

从供求趋势看，风电装机规模仍将保持较快增长态势。根据新一轮国家自主贡献目标要求，到 2035 年，我国非化石能源消费占能源消费总量的比重达到 30%以上，风电和太阳能发电总装机容量力争达到 36 亿千瓦，未来十年我国年均新增新能源装机将超过 2 亿千瓦。与此同时，风力发电量在全社会用电量中的占比持续提升，风电在电力供应及能源转型中的作用日益重要。

在供给端竞争方面，新能源项目装机规模持续扩大，风电项目资源获取竞争加剧，多数省份不断优化竞争配置规则，促使优质风电资源向有实力的投资主体集中。

（7）竞争状况

与风电行业形成竞争关系的主要是其他电源形式以及电力市场化交易带来的消纳压力，主要包括以下几种：

1）其他可再生能源（光伏发电）

光伏发电是和风电最直接的竞争电源类型。截至 2025 年底，全国太阳能发电装机容量达 12 亿千瓦，同比增长 35%，在全国电力结构中占比约 31%。2025 年全国光伏新增装机 3.17 亿千瓦，同比增长 14%，光伏发电量 1.17 万亿千瓦时，同比增长 40%。2021 年以来，光伏发电凭借更低的单位投资成本和更快的建设周期，在新增装机规模上超过风电。但随着新能源发电量占比持续提升，单纯从成本角度考量，风电的全社会综合成本优势逐步显现。从发电特性来看，风电的系统成本显著低于光伏，进一步提升风电的相对优势。风光出力在日内和季节尺度上存在互补特性：风电出力在夜间和冬季相对占优，光伏出力集中于午间和夏季，风光互补开发可提高出力平滑度和利用效率。国家能源局《促进新能源集成融合发展的指导意见》（国能发新能〔2025〕93 号）明确要求提升新能源多品种互补开发水平，鼓励风光同场建设，实现场区空间和输变电设施集约共用。

2）传统电源（煤电、水电）

煤电和水电作为传统稳定电源，与风电在电力市场竞争格局中形成互补与竞争并存的关系。2025 年，风电和太阳能发电装机容量首次历史性超过火电，反映了新能源从补充能源向主力能源加速转变的趋势。但新能源出力的间歇性和波动性使其在系统可靠性上与可调度的传统电源仍然存在一定差距。随着风电、光伏发电量占比快速提升，煤电的角色正逐步从主力电源向调峰和备用电源转变。与此同时，水风光一体化开发模式不断推进，以水电的调节能力平抑新能源出力波动，推进水风光基地一体化开发和消纳。

3）电网消纳和可再生能源配额竞争

风电和光伏发电都面临电网消纳容量和可再生能源电力消纳责任权重配额的市场空间竞争。2025 年，全国风电利用率为 94.3%，光伏利用率为 94.8%，较 2024 年均有所下降。2025 年，青海省风电利用率为 92.8%，光伏利用率为 83.4%，风电利用率与 2024 年持平，光伏利用率较 2024 年有所下降，新能源“供求错配”矛盾在资源富集地区突出显现。

在此背景下，国家发展改革委和国家能源局于 2025 年 10 月联合印发《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》（发改能源〔2025〕1360 号），提出到 2030 年协同高效的多层次新能源消纳调控体系基本建立，满足全国每年新增 2 亿千瓦以上新能源合理消纳需求；到 2035 年适配高比例新能源的新型电力系统基本建成，新能源在全国范围内优化配置、高效消纳。特高压外送通道建设是缓解“三北”地区消纳压力的关键措施，但短期内青海省等西部省份的用电负荷增长缓慢，对本地风电项目的利用率和收入构成一定制约。

（8）行业利润水平和未来变动情况

风电行业发电运营的毛利率在电力行业处于较高水平，这主要得益于度电可变成本较低，其核心运营成本无燃料费用，而集中于设备维护、检修及管理费用，使得其边际成本优势显著。

未来随着新能源全面参与电力市场化交易改革，风电行业发电运营毛利率预计将从过去“高且稳定”逐步向“温和承压、波动性显著增加以及项目间分化加

剧”过渡。未来，风电项目的盈利情况将取决于单个项目的精益化管理水平，具体而言，单一项目盈利水平主要受上网电量、市场化交易结算单价（含超缺额）与全周期运维成本三者共同作用影响。

2、行业的发展前景及行业发展的有利和不利因素

（1）行业的发展前景

1）整体发展规划

根据《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017），本项目所属行业分类为“D4415风力发电”，该行业属于电力生产领域，主要受国家发展和改革委员会、国家能源局、自然资源部等部委监管，中国电力企业联合会承担行业自律与服务职能。

表：国家层面相关行业规划

序号	文件名称	发布单位	发布时间
1	《国家发展改革委 国家能源局关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知》（发改能源〔2026〕688号）	国家发展改革委、国家能源局	2026年5月
2	《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》	全国人民代表大会	2026年3月
3	《国家林业和草原局 国家能源局关于支持风电开发建设规范使用林地草地有关工作的通知》（林资规〔2026〕1号）	国家林业和草原局、国家能源局	2026年1月
4	《国家发展改革委 国家能源局关于促进新能源消纳和调控的指导意见》（发改能源〔2025〕1360号）	国家发展改革委、国家能源局	2025年10月
5	《国家发展改革委 国家能源局关于推进“人工智能+”能源高质量发展的实施意见》（国能发科技〔2025〕73号）	国家发展改革委、国家能源局	2025年9月
6	《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2025〕394号）	国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司	2025年4月
7	《国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）	国家发展改革委、国家能源局	2025年2月
8	《国家发展改革委等部门关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》（发改能源〔2024〕1537号）	国家发展改革委、工业和信息化部、住房城乡建设部、交通运输部、国家能源局、国家数据局	2024年10月
9	《国家发展改革委 国家能源局 国家数据局关于印发<加快构建新型电力系统行动方案（2024-2027年）>的通知》（发改	国家发展改革委、国家能源局、国家数据局	2024年7月

序号	文件名称	发布单位	发布时间
	能源〔2024〕1128号）		
10	《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》	国家发展改革委	2024年2月
11	《国家发展改革委 国家能源局关于加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见》	国家发展改革委、国家能源局	2024年1月
12	《产业结构调整指导目录（2024年本）》	国家发展改革委	2023年12月
13	《国家发展改革委 国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）	国家发展改革委、国家能源局	2023年11月
14	《国家能源局关于印发<能源碳达峰碳中和标准化提升行动计划>的通知》	国家能源局	2022年9月
15	《国家发展改革委关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知》（发改价格〔2021〕833号）	国家发展改革委	2021年6月
16	《国家能源局关于2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》（国能发新能〔2021〕25号）	国家能源局	2021年5月

整体上看，我国风力发电行业未来发展规划呈现以下特点：

一是开发模式向基地化与分布式并重、陆海统筹演进。行业坚持集中式与分布式并举。集中式开发以沙漠、戈壁、荒漠地区的大型风电光伏基地和规模化海上风电为重点，其规划、外送通道与市场消纳已纳入国家顶层设计，是保障非化石能源消费目标的基石。分布式开发则通过“千乡万村驭风行动”深入乡村，与乡村振兴相结合，形成就近消纳的分散应用场景。基地化开发与分布式应用协同推进，旨在实现风能资源在国土空间上的高效利用与综合价值提升。

二是发展逻辑从政策驱动全面转向市场驱动与机制创新。行业发展的核心引擎已转变为电力市场机制。未来风电电量将全面通过市场化交易形成价格，其价值实现取决于市场竞争能力。这依托于三个关键机制支撑：多元化的交易品种，包括现货交易、中长期交易及绿电绿证交易，拓宽价值实现渠道；精细化的价格机制，如容量电价与辅助服务市场，以反映系统调节成本、稳定电价预期；刚性的消纳责任制度，通过机制电量、消纳责任权重等市场化方式落实消纳义务。这要求风电在公平竞争中，依托其清洁与边际成本优势实现可持续发展。

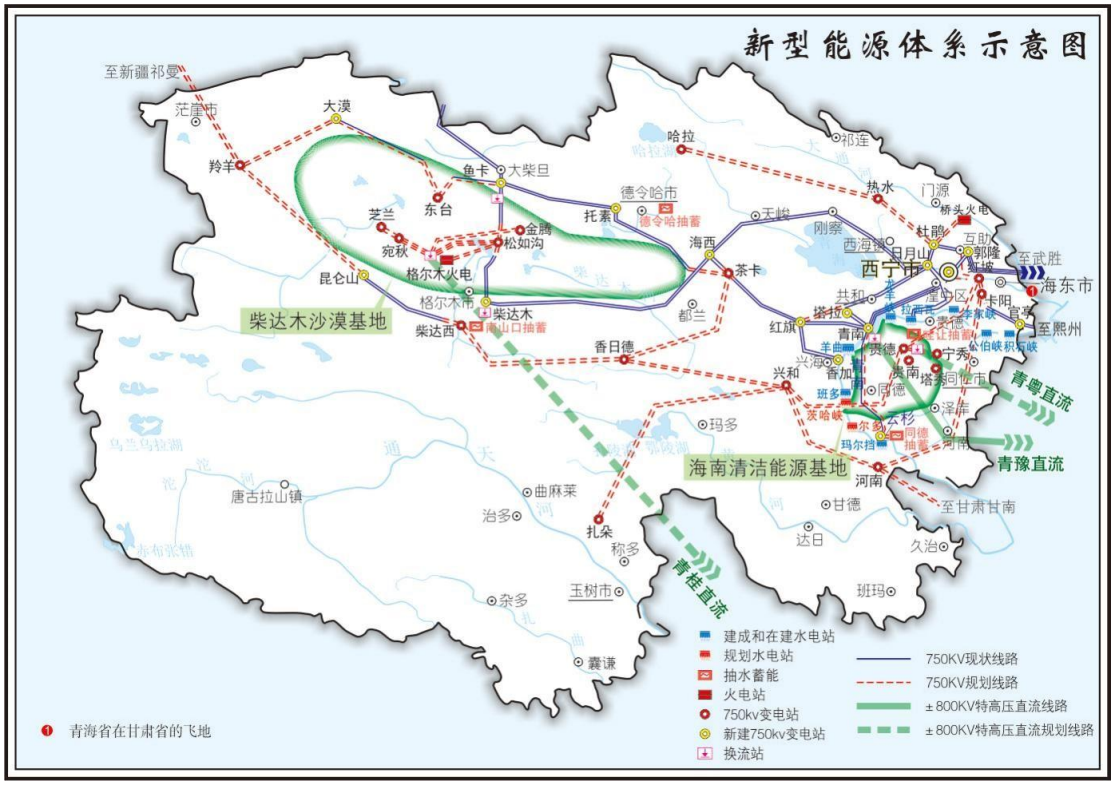
三是产业定位从单一电源向新型电力系统的核心要素与融合节点深刻转变。风电已成为构建新型电力系统的主体电源，其角色超越发电本身，演进为电、碳、

数据多元价值融合的关键载体。具体体现在三方面深度融合：与储能、抽水蓄能、柔性负荷等调节资源通过“源网荷储一体化”协同运行，增强对系统的支撑能力；与电解铝、大数据中心、绿氢等高载能产业通过“绿电直连”等模式定向对接，实现绿色电力就地高效消纳与价值提升；与人工智能、物联网等数字技术深度融合，实现场群智能调控与智慧运维，全面提升系统经济性与运行安全水平。这种深度融合标志着风电产业正步入支撑能源系统整体转型的高质量发展新阶段。

2）不动产项目所在区域的新能源行业规划

乌兰风电项目位于青海省海西蒙古族藏族自治州，地处国家“十五五”规划明确重点建设的海南州、海西州清洁能源基地的核心区域。该区域是国家推进黄河上游风电光伏建设、构建新型电力系统的战略要地，也是“沙戈荒”大基地布局的关键组成部分。

2026 年 2 月，青海省“十五五”规划纲要发布，确立“国家清洁能源产业高地”战略目标。规划提出至 2030 年，全省电源总装机容量达到 1.65 亿千瓦，其中清洁能源装机容量突破 1.5 亿千瓦，清洁能源发电量占比达到 80%以上，巩固新能源装机和发电量“双主体”地位，为全国降碳减排、保障能源安全作出更大贡献。



图：青海省“十五五”期间新型能源体系示意图

信息来源：公开信息

在构建多元化协调发展的新型能源体系方面，规划提出坚持风光水火气氢储多元协同，重点推进柴达木沙漠基地、海南州清洁能源基地等大型基地建设，并推动黄河上游水风光一体化发展。同时，实施“清洁能源+”行动，深化绿色算电协同，构建“绿色电力-绿色算力-绿色价值”产业链。

在高水平新型电力系统保障大规模消纳与外送方面，规划提出：核心任务是加快建设新型电力系统，构建柔性立体主干网架。规划明确将建成青桂直流、青粤直流等特高压外送通道，并谋划新增通道，构建至华中、川渝及南方地区的绿色送电走廊，以统筹就地消纳与跨区外送。此外，将打造新型储能多元化发展实践地，加快抽水蓄能及各类新型储能建设，提升系统调节能力与安全韧性。

（2）行业发展的有利因素

1）技术创新突破驱动发电效能跃升

中国风电行业通过超大型风机研发和智能化技术集成，持续突破发电效率与可靠性瓶颈。例如，漂浮式风电平台采用双叶轮、双主机设计，单机容量突破25MW，结合动态电缆成本优化和抗台风技术，实现深远海资源开发。永磁电机

“无磁装配—整体充磁”技术革新，解决了传统制造中磁体排斥力大、退磁能耗高等难题，将充退磁效率提升百倍，显著降低退役机组回收再制造成本。此类技术突破不仅提升了单台风机的发电量，还通过智能运维系统（如 AI 驱动的叶片声纹监测、数字孪生模型）将故障预警准确率提升至 90%以上，支撑全生命周期度电成本优化。

2）政策引导与产业链协同构建稳健发展生态

国家级政策如“千乡万村驭风行动”和深远海技术示范项目，推动风电向乡村及海洋纵深发展。产业链上下游协同创新模式加速落地，例如齿轮箱国产化率超 75%，风电整机试验台实现 100%国产供应链，形成“设计-制造-运维-回收”闭环体系。同时，绿电认证与碳足迹管理政策倒逼行业提升环境效益，例如退役叶片化学回收率突破 95%，全生命周期碳足迹降低 45%。这种“政策牵引+技术自主+生态闭环”的模式，为行业抵御贸易壁垒、实现可持续发展提供了系统化支撑。

3）多元化应用场景拓展释放绿电价值潜能

风电技术正向极端环境与综合能源系统延伸，激活多维度应用价值。在超高海拔地区（如西藏 5,200 米高原），定制化风机通过耐低气压设计实现稳定发电；深远海漂浮式平台整合风电制氢技术，能源转化效率突破 60%；风光氢储一体化项目将风电与电解槽、储能系统深度耦合，构建零碳能源矩阵。此外，在工业互联网场景中，风电与物联网、VR/AR 技术融合，实现轨道机器人智能巡检与远程故障诊断。这些场景创新不仅拓展了风电的物理边界，更通过多能互补提升了电网灵活性，为新型电力系统建设注入核心动能。

（3）行业发展的不利因素

1）风力发电资源与电网规划和建设不协调

随着风力发电产业的快速发展，风电上网问题正日益凸显。我国风能资源主要分布在“三北”地区、东南部沿海地区以及青藏高原、云贵高原和华南山脊地区。鉴于我国经济发达地区主要位于东部沿海地区，在未来很长时间内，东中部地区仍将是我国电力消费的主要区域。目前，我国风能资源丰富地区远离负荷中

心且电网建设相对落后，为保障电力安全供应、促进清洁低碳发展，加快西部北部大型风电、太阳能发电等能源基地开发，大规模、远距离输电至东中部负荷地区对我国电网建设及传输效率提出较高的要求。

2）风电补贴滞后

早期风电行业的快速发展和壮大，离不开国家补贴政策的大力支持。随着风电装机规模快速扩张，补贴资金出现缺口并呈现增大趋势，多数可享受国家补贴的风电项目难以及时获得补贴，从而增加了全国风力发电企业的资金成本和融资压力。

3、行业内主要企业及其市场份额情况

风电行业具有资本密集、技术与资金壁垒较高的特征，要求企业具备相应的项目开发能力和资金实力，因此大型央企和国企在此领域竞争优势较为突出。目前，大型央企发电集团仍是市场的主导力量；其他国有综合能源企业及民营企业的市场参与度近年来也在逐步提升。

表：新能源上市公司 2025 年末风电控股装机规模

上市企业	风电控股装机容量（万千瓦）
华电新能	4,251.30
龙源电力	3,214.74
三峡能源	2,443.26
华能国际	2,061.80
大唐新能源	1,435.33
中国电建	1,145.00
中国核电	1,062.68
国电电力	1,049.52
中国能建	526.63
绿发电力	408.60
申能股份	343.56
浙江新能	213.32

信息来源：公开信息整理

（三）行业特有经营模式及行业可比企业采用的商业模式、销售模式、盈利模式

1、行业的周期性、区域性和季节性特征

（1）行业周期性

在周期性方面，风电行业的发展主要受国家政策、风能资源、建造成本、电网建设等多种因素的影响。风电行业的发展节奏与国家层面的能源政策、补贴政策、电网消纳能力等紧密相关。例如，2020 年因为陆上风电平价上网政策推行和风电消纳能力改善，出现了“抢装潮”。这导致了 2021 年市场需求被一定程度透支，行业进入短暂的调整期。未来随着“双碳”目标的确立和风电可持续发展格局的逐步形成，风电行业将呈现弱投资周期性。

（2）行业区域性

风力发电方面，我国风能资源的分布具有明显的区域性特征。我国位于亚洲大陆东部、濒临太平洋，内陆山系较多，地形复杂，青藏高原耸立我国西部，改变了海陆影响所引起的气压分布和大气环流，导致我国风力资源主要集中在西部和北部地区。据此，我国陆上风电场项目主要集中在内蒙古、新疆、青海、甘肃、宁夏、吉林、山东等地。

（3）行业季节性

在季节性方面，我国幅员辽阔，地处北半球北温带，风能资源的季节性很强，各地区存在一定差异，一般春、秋和冬季丰富，夏季相对贫乏。

2、所属行业特有的经营模式

风电行业的经营模式具有典型的资本密集型特征，其经营涵盖“前期投资-建设-运营”全周期链条。前期投资与建设阶段，需完成风资源测评、项目核准、用地审批及并网协调等关键环节，并需投入大量资本用于风机采购、升压站及送出工程建设，具有初始投资规模大、回收周期长的特点。进入运营期后，项目收益主要取决于上网电量与电力市场化交易结果，成本管理重心也转向全生命周期运维、预防性检修、部件技改及资产残值管理等。该模式要求企业具备较强的项目前期研判能力、持续融资能力与精细化运营水平。

3、可比企业采用的主要商业模式、盈利模式

风电行业商业模式、盈利模式具有资本密集、技术与资金壁垒较高的特征，因此大型央企和国企发电企业在此领域竞争优势较为突出。风电行业典型可比企业包括华电新能、龙源电力、三峡能源等。

华电新能是华电集团旗下风光新能源资产的整合平台，其资产布局全国，风光装机规模基本相当。公司的商业模式及盈利模式侧重于规模扩张与基地化开发，牵头开发“沙戈荒”大基地、海上风电等一系列重点项目，参股核电企业，积极布局与新能源开发密切相关的储能、氢能等战略性新兴产业领域，具有风光核储氢多能互补优势。

龙源电力作为国家能源集团的新能源运营平台，是专注于风电领域的专业化投资运营商。公司商业模式及盈利模式侧重于全力推进“沙戈荒”风光大基地建设，强化海上风电规模化开发，打造具有龙源特色的新能源标杆基地，聚焦中东南部消纳能力强劲、电价优势显著区域，优先获取竞配指标，科学实施“以大代小”项目，因地制宜布局共享储能项目，协同下游产业有序拓展绿电制氢（氨）应用场景。

三峡能源坚持“陆上大基地+海上风电引领者”的双轮驱动战略。公司商业模式及盈利模式侧重于积极发展陆上风电、光伏发电，大力开发海上风电，加快推进以沙漠、戈壁、荒漠为重点的大型风电、光伏发电基地建设，深入推动源网荷储一体化和多能互补发展，积极开展抽水蓄能、新型储能、氢能、光热等业务，同时，投资与新能源业务关联度高、具有优势互补和战略协同效应的相关产业。

三、项目公司的经营模式

（一）主营业务概况及业务开展的时间

1、主营业务概况

乌兰风电项目为风力发电项目，报告期的收入来源主要为售电收入，其他业务收入主要为汇集站相关收入。售电收入包含市场化交易收入和可再生能源补贴（或称“国补”）收入两部分。其中，市场化交易收入由属地的电网公司进行结算，可再生能源补贴收入由可再生能源发展基金承担。报告期，乌兰风电项目的售电收入由国网青海省电力公司（以下简称“国网青海公司”）支付至华扬晟源公司账户。

2、业务开展的时间

乌兰风电项目于 2019 年 12 月并网运营。

（二）经营与盈利模式

1、经营模式

（1）发电模式

乌兰风电项目安装 90 台单机容量 2,200 千瓦和 1 台单机容量 2,000 千瓦的风电机组，通过 8 回 35kV 线路汇集送至华扬 330kV 升压站，并通过 1 回 330kV 线路送至 750kV 塔拉变，经再次升压后送出并入国家电网，并按照购售电合同开展电费结算。

（2）售电模式

乌兰风电项目售电模式主要涉及市场化交易（包括电力中长期交易和现货交易）、考核费用等。

表：乌兰风电项目售电模式

售电模式	售电品种/说明
市场化交易	电力中长期交易
	电力现货交易
考核费用[10]	包括两个细则费用、结构平衡费用等

1）市场化交易

乌兰风电项目上网电量无保障性收购部分，全部参与市场化交易。市场化交易品种包括电力中长期交易与电力现货交易。

①本项目报告期内参与的中长期交易及现货交易品种

根据《国家能源局西北监管局 青海省发展和改革委员会 青海省能源局关于印发<青海省电力中长期市场实施细则>的通知（西北监能市场〔2026〕13 号）》和《青海省发展和改革委员会 青海省能源局 国家能源局西北监管局关于开展青海电力现货市场连续结算试运行工作的通知（青发改能源〔2025〕695 号）》及配套交易规则，本项目最近三年及一期在青海省电力市场参与中长期、现货交易品种总体情况如下表。具体而言，本项目参与的中长期交易品种以省内、省间电力

[10] 2025 年 7 月，国家能源局西北监管局发布《国家能源局西北监管局关于明确电力辅助服务市场价格机制等相关事项的通知》（西北监能市场〔2025〕48 号），明确结算试运行期间，调峰辅助服务不予补偿；在现货市场连续运行后，原则上调峰辅助服务市场不再运行。2025 年 11 月，青海电力现货电能量市场开始连续结算试运行，根据乌兰风电项目电费结算单，自 2025 年 11 月起，省内辅助服务电费已不再产生。

直接交易为主，并通过合同转让交易对上述合约持仓实施动态管理，以优化中长期合约履约结构；未参与绿色电力交易、合同变更交易以及月内融合交易等交易品种；本项目参与的现货交易包含省间日前现货电能量交易及省内实时电能量交易。

表：乌兰风电项目参与市场化交易品种分析

交易类别	交易品种	交易标的	交易类型/周期	交易方式	报告期内是否参与
中长期交易	电力直接交易	电能量	年度（多年）、月度（多月）、月内（多日）	双边协商、集中交易（集中竞价、挂牌交易）	是
	电网企业代理购电交易	电能量	月度、月内	集中交易（主要为挂牌交易）	是
	绿色电力交易	附带环境价值的电能量	年度（多年）、月度	以双边协商、集中交易（主要为挂牌交易）	否
	合同转让交易	已签订的中长期合同电量	月内	双边协商	是
	合同变更交易	已签订的中长期合同电量	月内	双边协商	否
	月内融合交易	电能量增量交易、合同转让交易、合同变更交易等多个交易品种融合	月内	集中交易（滚动撮合）	否
现货交易	日前电能量交易	次日 96 个时段（15 分钟/时段）的电能量	日前（D-1）	发电侧（含风电）报量报价或报量不报价；用户侧不报量不报价	是
	实时电能量交易	运行日实时（每 15 分钟）的电能量	实时（运行日内）	由调度机构基于系统实际运行状态和安全约束进行集中出清，发电侧按日前申报的报价曲线或作为价格接受者参与	是

②中长期交易

青海省电力中长期交易主要依据《国家能源局西北监管局 青海省发展和改革委员会 青海省工业和信息化厅 青海省能源局关于印发青海省电力中长期交易规则的通知》（西北监能市场〔2021〕19 号）、《关于印发<青海省深化新能源上网电价市场化改革实施方案>的通知》（青发改价格规〔2025〕645 号）、《青海省能源局关于印发<青海省 2026 年电力中长期交易方案>的通知》（青能运行〔2025〕209 号）及《国家能源局西北监管局 青海省发展和改革委员会 青海省能源局关于印发<青海省电力中长期市场实施细则>的通知》（西北监能市场〔2026〕13 号）等政策开展。根据上述政策与规则，青海省电力中长期交易的市场成员包括电力用户、发电企业、售电公司及新型经营主体。其中，电力用户包括直接参与市场交易用户和电网企业代理购电用户；发电企业包括单机容量 3 万千瓦及以上且单体 5 万千瓦以上水电站（龙羊峡水电站除外）、公用燃煤发电机组、全部新能源电站（含风电、太阳能）等；售电公司为在电力交易平台完成注册且已足额提交履约保函保险的售电公司；新型经营主体指已在电力交易平台完成市场注册并投入商业运营的独立储能电站、虚拟电厂（负荷聚合商）、绿电直连项目等。交易按年度、月度及月内等多周期连续开市。交易方式包括双边协商、集中竞价、电网企业代理购电挂牌等。省内新能源发电项目上网电量原则上全额参与市场交易，鼓励签订多年期绿色电力交易合同。

A.中长期交易的分类

根据国家发改委、国家能源局制定的《电力中长期交易基本规则》，电力中长期交易（即中长期合约交易）是指对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易，包含数年、年、月、月内（含旬、周、多日）等不同时间维度的交易。执行政府定价的优先发电电量视为厂网间双边交易电量，签订《购售电合同》，相应合同纳入电力中长期交易合同管理范畴。

目前，电力中长期交易已在全国范围内常态化运行，交易周期覆盖多年到多日，中长期合约电量占市场化交易电量的主要比重，充分发挥了“压舱石”作用，稳定了总体市场规模和交易价格。中长期市场是现货市场运作的基础，现货市场是中长期市场的有力补充，二者功能互补；与现货市场相比较，中长期交易定位

于促进和引导能源规划建设、稳定市场供需、帮助经营主体规避价格波动风险；现货市场通过实时反映市场竞争关系，为中长期市场提供价格基准、同时发挥实时价差结算的作用。

发电企业参与电力中长期及现货交易时，交易头寸管理遵循稳健运营原则，通常以年度中长期合约构建收益底仓，叠加月度、月内中长期合约滚动增减调整仓位，持续收拢电量并压缩现货敞口。行业实践中，发电企业为扩大收益，通常采取“渐进锁定底仓+弹性保留敞口”的组合策略，结合区域电力供需格局、电价预测水平适度调整仓位边界。在电力供给充裕、现货结算电价承压时提高中长期锁仓比例；在迎峰度夏等用电高峰，现货结算电价具备上行预期时，则适度放大现货敞口，在收益稳定性与收益弹性之间取得平衡。

开展中长期交易时，交易双方要先后确定目标市场（省内电力直接交易、省间电力直接交易[11]等），确定购买何种类型的产品（电力直接交易、电网企业代理购电交易等），通过不同执行周期的交易组合（年度交易、月度交易、月内交易组合）来扩大中长期交易收益。具体成交定价时，可通过双边协商、集中交易的方式进行。

表：中长期交易分类

划分维度	中长期交易具体分类
交易空间范围	省内电力直接交易、省间（跨省跨区）电力直接交易
业务类型	电力直接交易、电网企业代理购电交易、绿色电力交易、合同转让交易、合同变更交易、月内融合交易
交易标的执行周期	年度交易（多年）、月度交易（多月）、月内交易（多日）
成交方式	双边协商、集中交易（竞价交易、挂牌交易、滚动撮合交易）

B.各类中长期交易的特征及定价逻辑

根据《青海省电力中长期市场实施细则》（西北监能市场〔2026〕13 号）及《西北区域跨省电力中长期交易实施细则》（西北监能市场〔2024〕74 号），青海省电力市场的中长期交易品种主要包括电力直接交易、电网企业代理购电交易、绿色电力交易、合同转让交易、合同变更交易、月内融合交易六种，以上交易品种的主要特征列示见下表：

[11] 省间电力直接交易市场包括全国省间电力交易市场及西北区域省间电力互济交易市场。

表：青海省中长期交易品种的主要特征-1

交易市场		电力直接交易	电网企业代理购电交易	绿色电力交易
参与主体	供给方	发电企业	发电企业	风电/光伏等新能源发电企业
	需求方	电力用户/售电公司	电网公司	电力用户/售电公司
交易特征		新签中长期合约，市场主要品种	适用暂时不愿/不能直接入市的工商业用户；电网不赚取购销价差，收取代理相关成本	属于电力直接交易的特殊子集，但单独作为交易品种；一般可以开展合同变更，多数地区限制随意转让
价格特征		市场化竞争，受可再生能源上网基准价等因素约束，年度长协波动相对平缓；月度、月内波动增加	跟随同期电力直接交易均价，受到政府相关部门统筹优化调整，波动平稳	参照同期直接交易市场，同时受到环境溢价波动影响

表：青海省中长期交易品种的主要特征-2

交易市场		合同转让交易	合同变更交易	月内融合交易
参与主体	供给方	出让方（原合同履约方）	发电企业	发电企业/售电公司
	需求方	第三方受让方（新市场主体）	电力用户/售电公司	发电企业/售电公司
交易特征		更换合同交易主体，存量合约的二级市场	合同主体保持不变	发电企业、售电公司等经营主体均可以作为买方或卖方，买入或卖出电量，实现合同的增持或减持
价格特征		基于原合同价格及转让价差预期共同决定，交易活跃度有限	主要依赖双方谈判改变电量、时序分布及价格，交易活跃度有限	以月内交易为主，多品种融合，价格市场化程度高

a.电力直接交易（电力直购）

指发电侧与用电侧[12]经营主体之间开展的购售电能量交易；其价格受到煤炭一次性能源价、年度/月度供需、新能源出力预期等多因素影响，一般年度交易（年度长协）价格波动相对平缓，月度、月内交易价格波动会逐步增加。

b.电网企业代理购电交易

[12] 即用户侧。

10 千伏及以上工商业用户原则上应直接参与市场交易，对暂未直接参与市场交易的工商业用户，由电网企业通过市场化方式代理购电。电网企业通过报量不报价的方式参与电能量市场收购，作为“价格接受者”，以市场加权平均成交价为基准，按月对外统一公布代理购电价格，并对委托其购电的工商业用户仅收取代理成本，不赚取购销价差。对电网代理购电用户，可由青海省政府有关主管部门根据现货市场价格水平，统筹优化峰谷时段划分和价格浮动比例，故此类交易结算电价相对平稳。

c.绿色电力交易

指以绿色电力和对应绿色电力环境价值为标的物的电力交易品种，交易电力同时提供国家核发的可再生能源绿色电力证书（简称绿证），用以满足发电企业、售电公司、电力用户等出售、购买绿色电力的需求。一般参与绿色电力交易的发电侧主体为风电、光伏发电等新能源项目。绿电价格由电能量价格（随电力直接交易均价波动）和环境溢价组成，因环境溢价受到环境、社会和公司治理（ESG）政策、新能源供给规模等影响独立波动，故绿色电力交易价格较为市场化。

d.合同转让交易

指合同其中一方将未履行的全部或部分电量通过市场交易转让给第三方、相关权责一并转移的交易品种，其中绿电合同转让需各方协商一致并满足溯源要求；由于存量合同转让属于二级市场调剂性质，故整体规模低于电力直接交易市场，且以月度、月内合约转让为主，临近交割月的合约受供需影响较大，但交易活跃度相对有限。

e.合同变更交易

指购售双方对持有的交易合同未执行部分交易电量、价格或电力曲线进行协商变更，交易方式主要为双边协商。合同变更交易的市场活跃度有限，受交易规模、原有合同约定等因素影响，此类品种交易价格波动区间相对较窄，原则上合同变更交易电量只能做调减。

f.月内融合交易

指月内电能量交易与合同交易融合开展、连续开市，实现月内电能量增量交

易、合同转让交易、合同变更交易等多个交易品种融合，简化交易组织、提高交易效率，采用市场主体“自主挂牌、自由申报、即时成交”的滚动撮合交易方式。根据《青海省电力中长期市场实施细则》（西北监能市场〔2026〕13 号），青海省内开展月内融合交易后，可不再单独组织月内增量电能量交易、合同转让交易、合同变更交易。融合交易可执行多个交易品种，且主要执行周期为月内，定价相对市场化。

③各类中长期交易的定价（成交）方式及定价逻辑

中长期合约的交易双方在确定交易品种后，通过双边协商或集中交易的方式成交。近年来，青海省中长期交易方式逐步从双边协商为主过渡到集中交易为主，并由发用电侧通过电力交易平台[13]以竞价方式进行定价，充分发挥了市场机制调节作用。

表：中长期交易品种的定价方式

交易类别	交易品种	交易标的	交易类型/周期	交易/定价方式	报告期内是否参与
中长期交易	电力直接交易	电能量	年度（多年）、月度（多月）、月内（多日）	双边协商、集中交易（集中竞价、挂牌交易）	是
	电网企业代理购电交易	电能量	月度、月内	集中交易（主要为挂牌交易）	是
	绿色电力交易	附带环境价值的电能量	年度（多年）、月度	双边协商、集中交易（主要为挂牌交易）	否
	合同转让交易	已签订的中长期合约电量	月内	双边协商	是
	合同变更交易	已签订的中长期合约电量	月内	双边协商	否
	月内融合交易	电能量增量交易、合同转让交易、合同变更交易等多个交易品种融合	月内	集中交易（滚动撮合）	否

下表列示出本项目报告期内参与的主要交易品种的定价及成交方式，具体为双边协商、集中交易及挂牌交易。

表：报告期内本项目参与的中长期交易品种与交易方式

[13] 泛指北京电力交易中心、青海电力交易中心等电力交易场所，全文下同。

交易品种/交易方式	双边协商	集中竞价	挂牌交易
电力直接交易	√	√	√
电网企业代理购电交易			√
合同转让交易	√		

A.双边协商

双边协商指购电方（如电力用户、售电公司）与售电方之间自主协商交易电量、电价，购电方与售电方经公平谈判，就售电量及售电价格达成合意、形成初步意向后，经电网安全校核、确认后形成交易结果并签订购售电合同，双边交易价格按照双方合同谈判形成。

B.集中交易（集中竞价、挂牌交易、滚动撮合交易）

集中交易包括集中竞价、挂牌交易、滚动撮合交易三类方式。

a.集中竞价

集中竞价是指购电方（如电力用户、售电公司）与售电方不直接进行谈判，而是将购电或售电需求提交至电力交易平台，由电力交易平台按照一定规则进行集中匹配，最终达成交易并公布交易结果。此类交易方式下，成交价格一般采用统一边际出清价[14]，全部成交主体执行同一结算电价。集中竞价通常由青海电力交易中心按年度、月度、月内（多日）时序组织，并将全天划分为 24 个时段交易[15]；该交易方式价格信号透明度高、发现效率强，是引导发用电两侧供需动态匹配的主要市场化调节手段。

b.挂牌交易

挂牌交易是指市场主体通过电力交易平台，将需求电量或可供电量、价格、

[14] 集中竞价申报结束后，交易平台按照申报价格排序，以由高到低的顺序形成购方申报电量的需求曲线、由低到高的顺序形成售方申报电量的供给曲线，供给与需求曲线交点对应的价格即为边际出清价格。此时售方报价≤边际出清价格、购方报价≥边际出清价格的电量均成交，且统一按边际出清价结算。

[15] 青海省内中长期分时交易政策执行晚于全国省间市场。根据《国家能源局西北监管局 青海省能源局关于印发<青海省电力中长期交易规则补充规定>的通知（西北监能市场〔2025〕71 号）》，自 2025 年 9 月起，青海省中长期合约交易将全天划分为 24 个时段，从而与现货交易实现更有效衔接。

电力曲线等信息对外发布要约，由符合要求的另一方提出接受该要约的申请，按照提交时间优先或等比例原则形成预成交结果，经交易校核和相关方确认后形成最终交易结果。此类交易方式下，成交价格为挂牌方填报价格，摘牌主体仅能选择全部或部分接受要约，不可修改报价。

c.滚动撮合交易

滚动撮合交易是指针对已明确时段、数量、单位、执行周期等要素的电力产品或服务，在规定的交易起止时间内，经营主体等可以随时提交购电或者售电信息，电力交易平台依据申报顺序进行滚动撮合，按照对手方价格优先、时间优先等原则成交。此类交易方式下，成交价格由购售双方申报价格配对形成，交易时段内持续实时出清，未成交申报持续排队等待匹配。

在《青海省电力中长期市场实施细则》（西北监能市场〔2026〕13 号）确定的中长期交易制度框架下，青海省能源局为保障经营主体中长期合约的履约率，通常还会统筹电力供需形势、来水及风光出力波动等不确定因素，会同相关部门按年度制定《青海省年度电力中长期交易方案》，对交易组织、交易机制作出动态调整（如对双边协商签约电量比例设置上限要求等），旨在引导发电侧、用电侧供需动态适配，预留集中交易调节空间，平抑省内电力供需缺口风险。

③电力现货交易

青海省电力现货交易依据《关于印发<青海省深化新能源上网电价市场化改革实施方案>的通知》（青发改价格规〔2025〕645 号）、《关于开展青海电力现货市场连续结算试运行工作的通知》（青发改能源〔2025〕695 号）及其相关规则开展，已于 2025 年 11 月转入连续结算试运行。根据上述政策与规则，青海省电力现货交易的市场参与主体涵盖统调燃煤火电机组、新能源场站（直流配套电源除外）、青海省内参与中长期交易的直接交易用户、售电公司、电网企业代理购电用户，以及满足准入条件的独立储能及配建储能和虚拟电厂。省内新能源场站（风电、光伏）原则上全电量参与现货电能量市场，并根据项目类型与技术条件，分别以“报量不报价”（适用于扶贫、分布式等特定保障性项目）、“报量报价”（适用于其他具备条件的新能源项目）或“不报量不报价”（适用于暂不具备技术条件的新能源项目）方式参与。当前现货市场采用“发电侧报量报价、用户侧不报

量不报价”模式组织日前交易，形成分时电价信号，实现电力资源实时优化配置；在实时交易市场中，调度机构结合超短期负荷、新能源超短期功率预测、电网安全约束等实时边界条件滚动优化出清，形成实时节点电价，用于结算机组各时段实际出力与日前市场确定发电计划之间的功率偏差，保障电网实时功率平衡。

A.现货交易的分类

青海省电力现货交易品种主要包括日前电能量交易（以下简称日前交易）和实时电能量交易（以下简称实时交易），其中实时电能量交易是主要的财务结算品种。

日前交易：是指调度机构统筹负荷预测、新能源出力预测、跨省联络线计划及电网安全约束，以全网发电成本最小化为目标，组织发电侧在竞价日（D-1 日）申报制定次日运行日（D 日）96 个时段（15 分钟/时段）的出力曲线及参考分时电价的交易方式。青海省内日前市场结果仅用于调度运行、发布价格信号，这一阶段不开展财务结算，全部结算电量将统一参与实时市场结算。

实时交易：是指运行日（D 日）调度机构在日前交易申报基础上，由调度机构基于系统实际运行状态和安全约束组织集中出清，以保障电网安全运行，发电侧按日前申报的报价曲线或作为价格接受者参与。实时交易主要承接日前计划与实际发电之间的偏差电量结算，发挥日内实时平衡调节作用。

B.现货交易的特征及定价方式

现货交易承担中长期交易偏差结算的功能，与中长期交易“一体两面”，是中长期交易的重要补充，故其市场参与主体及竞争情况与中长期交易类似。现货实时电价主要由实时供需决定，同时也配套了相应风险管控机制。调度机构结合用电负荷、新能源出力预测与电网运行条件，依据发电企业报价进行择优调度，从而生成现货实时电价，并受到风险管控机制上下限调控。而现货结算电价是发电企业在一个结算周期内一系列买入及卖出后的净结算电价，现货结算电价及结算电量随着企业持仓策略及后市预期产生超发或欠发偏差，从而呈现正值或负值波动。

在中长期超缺额收益回收允许的范围内[16]，发电企业可以采取一定的持仓策略。具体而言，可以适当提高中长期合约仓位锁定收益，出现欠发偏差时则通过较低价格的现货买入来补足；也可适当降低中长期合约仓位，出现超发偏差时则择机卖出较高价格的现货来增厚收益。以上策略带来的现货电量为正值或负值属于电力行业正常情况。

青海省电力现货交易采用边际出清方式，每日分为 96 个时段（15 分钟/时段），每个时段内的系统边际出清价格确认为该时段现货结算电价。发电企业向市场申报出力及报价，调度机构结合用电需求、新能源出力预测以及电网安全运行条件，按报价高低优先调用发电机组，形成对应时段的市场电价，体现每个时刻电力供需的紧缺程度。同时，现货市场设置了价格上下限、市场力监测[17]与管控机制，以防范市场出现异常波动。

因火电、新型储能的出力调节灵活性高，其报价通常对边际价格走势有决定性影响。根据《青海省发展和改革委员会关于设定青海电力现货市场连续结算试运行期间相关市场参数的函》（青发改价格函〔2025〕280 号），风电、光伏等新能源按 0.08-0.65 元/千瓦时的分时段限价申报取得发电权，然后根据系统边际出清价格确认现货结算电价。

C.现货电量结算原理

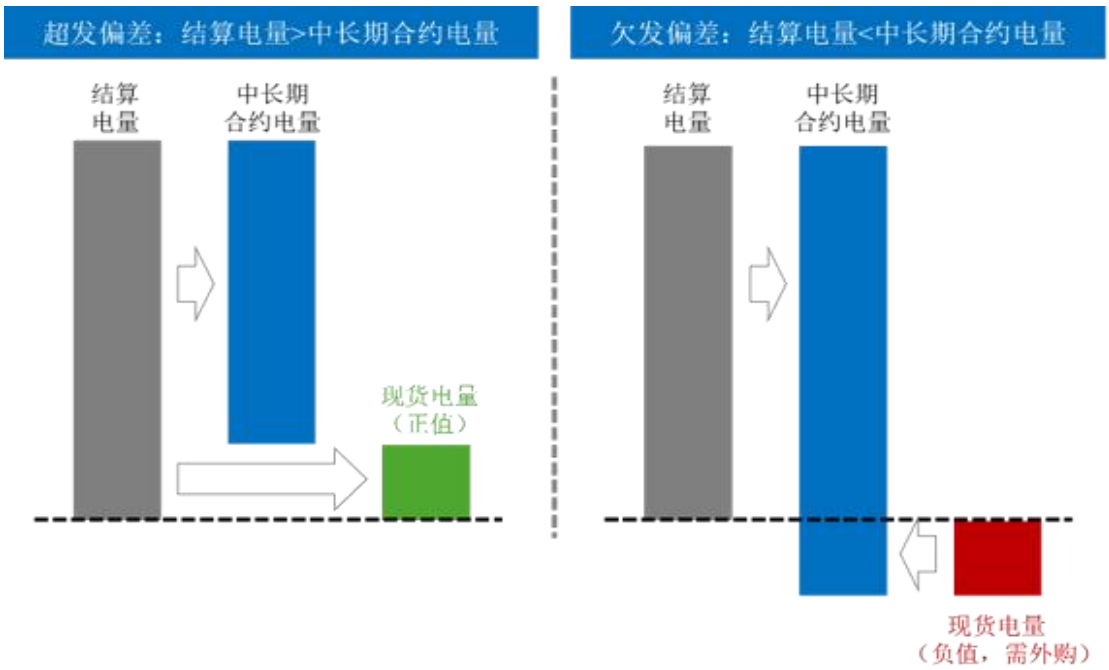
a.现货电量偏差结算机制

在电力现货市场偏差结算机制下，通常先按照中长期合约的量价结算中长期合约电量，再按照结算电量与中长期合约电量的偏差来结算现货电量。即现货电量=结算电量-中长期合约电量，结算机制[18]如下图所示：

[16] 中长期超缺额收益回收，指市场主体中长期合约电量与实际发用电量偏离超出一定区间，且通过该偏差取得增厚收益时，对超额获利部分予以回收；无增厚收益时不予回收，回收资金归入不平衡资金池。区别于电量偏差考核，超缺额调整仅回收增厚收益而非惩罚性扣费。

[17] 指市场成员操纵市场价格，使之偏离市场充分竞争情况下所具有的价格水平的能力。

[18] 以下论述的现货电量偏差结算机制具体指（青海省）省内现货。



图：现货偏差结算机制示意图

如结算电量因自然条件（如风资源变化）等因素出现波动，现货电量将对应呈现波动特征，形成超发偏差（正值）及欠发偏差（负值）。

I.超发偏差

当发电项目因自然条件（如风资源高于预期）等因素导致实际上网电量大于合同电量时，形成超发偏差，在满足电网安全约束的前提下，超发部分电量可通过现货交易进行消纳，该部分上网电量在结算时体现为正的现货电量，即现货电量=结算电量-中长期合约电量＞0。

II.欠发偏差

当发电项目因自然条件（如风资源不足）等因素导致实际上网电量低于合同电量时，形成欠发偏差，发电项目需从现货市场购入等额的欠发偏差电量来补足合约，该部分购入电量在结算时即体现为负的现货电量，即现货电量=结算电量-中长期合约电量＜0。

根据以上分析，在电力现货市场偏差结算机制下，如结算电量因自然条件（如风资源变化）等因素波动，现货电量将呈现正值或者负值，这一波动特征属于行业常态。

（b）偏差结算对现金流的影响分析

根据简化的单个时段电费收入公式：

单个结算时段电能量收入

=中长期合约电量×中长期结算电价+偏差电量×现货结算电价

a）超发偏差对现金流的影响

当出现超发偏差时，偏差电量为正值。此类情况下电费收入将随现货结算电价波动而波动，现货结算电价走高可扩大收益。

b）欠发偏差对现金流的影响

当出现欠发偏差时，偏差电量为负值。发电企业若判断后市现货结算电价走低，可采取锁定高比例中长期合约，同时低价买入现货弥补欠发电量，从而增厚收益的策略。

结合实际超发及欠发偏差，以及对现货结算电价高低的预判，发电企业持仓策略及对现金流的影响可总结为如下图（不考虑超缺额调整）：

图：发电企业持仓策略示意图

如预判未来某时段现货结算电价较低（意味着此时电力供应较充足），新能源项目可提升该时段中长期合约申报电量并锁定中长期结算电价。届

时如出现欠发偏差，则从现货市场低价买入现货电量（现货电量体现为负），在中长期超缺额收益回收允许的范围内，通过上述持仓策略可取得更高收益。因此，出现欠发偏差、现货电量为负值，在电力现货市场交易实践中属于正常的持仓策略。

c.青海省电力市场现货结算机制

青海省电力市场同样采用“中长期合约为主、现货偏差结算”机制。在机组月度预期发电量相对稳定的前提下，中长期合约电量与偏差结算电量（即现货电量）整体呈现此消彼长的特征：中长期合约电量签约规模越高，现货电量敞口相应收缩；中长期合约电量签约规模下降，则现货电量相应扩大。

实际操作中，由于新能源发电受气象条件影响的特性，风电、光伏出力天然存在波动性，结算电量可能显著偏离初始预测。即使发电企业将中长期合约电量比例控制在较低水平、预留更大的理论现货电量敞口，若年内气象条件偏弱、实际发电不及预期，最终实际现货电量仍可能低于预期水平。与此同时，中长期签约电量并非期初锁定后固定不变，电力市场允许通过月内融合交易、合同转让、合同变更动态调整中长期合约规模，发电企业可因地制宜调整中长期合约电量比例，进而改变现货电量。

2）考核费用

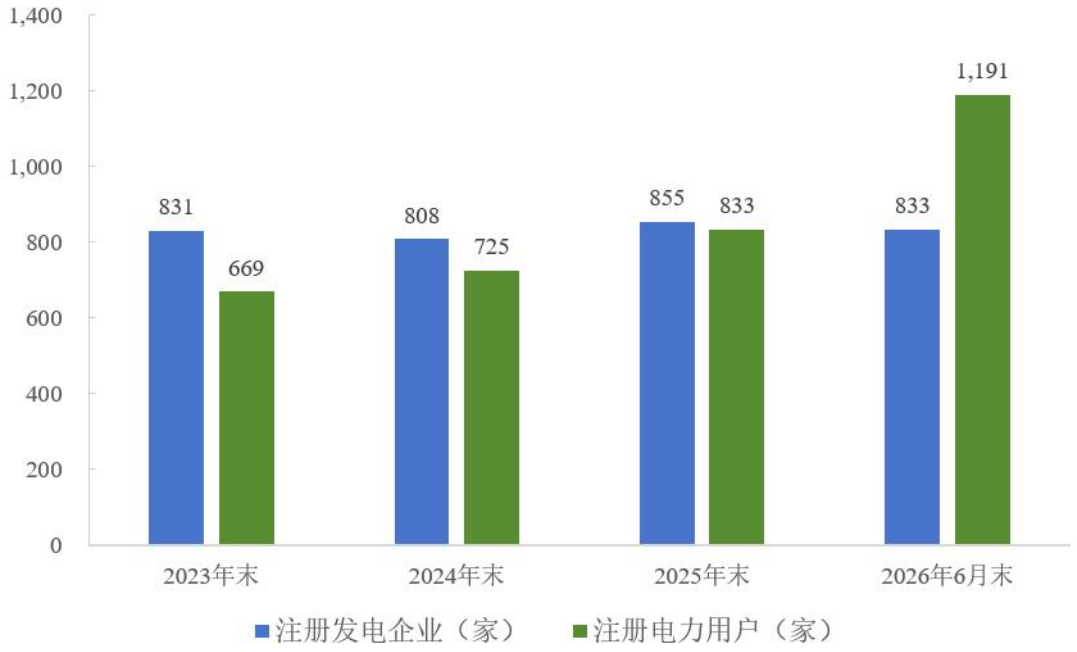
《西北区域发电厂并网运行管理实施细则》及《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》等规定，是青海省省内并网电厂运行考核与辅助服务补偿分摊的基础框架。其中，运行考核部分依据《西北区域发电厂并网运行管理实施细则》执行，对电厂在安全、运行、检修、技术指导等方面的违规行为进行考核，考核结果按标准折算为经济费用，全额纳入辅助服务补偿资金池；补偿与分摊部分依据《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》执行，对提供调频、调峰、备用、自动电压控制等服务的电厂给予补偿，相关费用来源于运行考核费用、机组调试运行期差额资金等，不足部分由省内发电企业按上网电量比例分摊，结算按月进行并在次月电费中兑现。

《国家能源局西北监管局关于明确电力辅助服务市场价格机制等相关事项

的通知》（西北监能市场〔2025〕48 号），明确了调峰辅助服务价格上限，并规定现货市场连续运行后，原则上调峰辅助服务市场不再单独运行，其功能由现货市场承接。随着 2025 年 11 月青海电力现货市场进入连续结算试运行，调峰辅助服务市场已与现货电能量市场融合，原有补偿分摊机制相应调整，通过现货市场价格信号体现，因此辅助服务费用已不再收取。

（3）市场参与主体及竞争情况

本项目售电协议通过电力交易平台成交签署，从购售双方参与主体来看，2023-2025 年末及 2026 年 6 月末青海省电力市场注册发电企业分别为 831 家、808 家、855 家和 833 家。2023-2025 年末及 2026 年 6 月末青海省电力市场注册电力用户分别为 669 家、725 家、833 家和 1,191 家[19]，市场电力需求用户稳步增长，2026 年注册电力用户数量大幅提升，已超过注册发电企业数量。



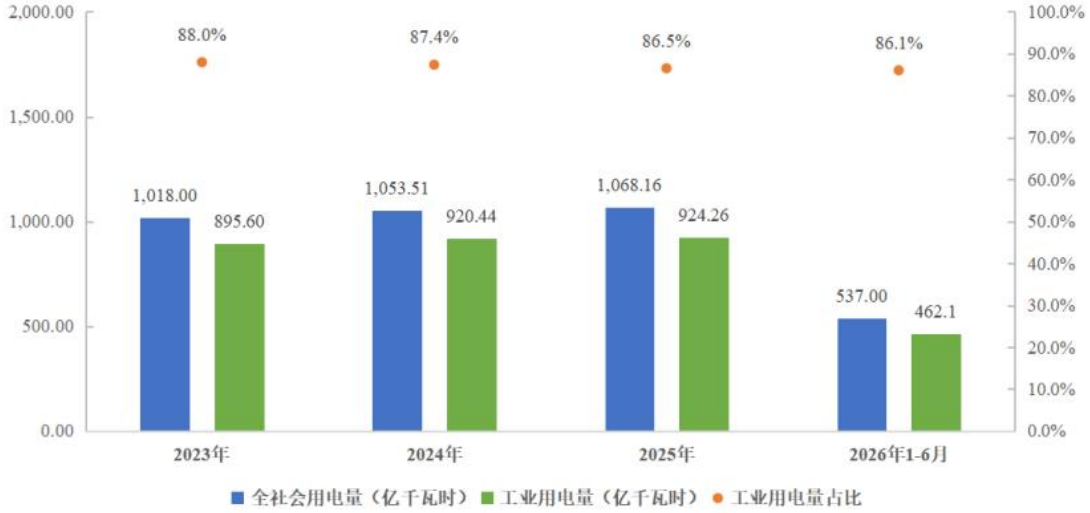
图：2023-2025 年、2026 年 1-6 月青海省电力市场注册发电企业及电力用户数量

从供给量看，2023-2025 年末青海省的总装机容量分别为 5,498 万千瓦、7,107 万千瓦、8,578 万千瓦[20]。全省发电量增速低于总装机容量增速，主要

[19] 数据来源：青海电力交易中心《青海电力市场运行分析报告》。
[20] 数据来源：青海省能源局、青海省电力交易中心。其中 2025 年装机容量为青海省能源局提供的预估数据。

因新增装机容量中约 60%来自光伏发电项目，光伏电源在夜间出力受限，理论发电小时数较其他电源类型偏低，而水电电源在冬、春季则面临水量减少的影响。在以上电力相对紧缺的季节和时段，风力资源相对充沛，具有一定的差异化优势。

从需求量看，2023-2025 年及 2026 年 1-6 月青海省工业用电量分别为 895.60 亿千瓦时、920.44 亿千瓦时、924.26 亿千瓦时和 462.10 亿千瓦时[21]，工业用电占比高，构成了省内电力刚性、稳定的需求来源。与此同时，青海省季节性“夏丰冬枯”、日内“日盈夜亏”，缺电和弃电不同时段交替出现的特征依然明显，省内及省间电力供需的结构性矛盾仍待解决。



图：2023-2025 年、2026 年 1-6 月青海省全社会用电量、工业用电量及工业用电量占比

总结以上，青海省中长期交易市场活跃度较高，市场参与主体特别是注册电力用户家数持续增长，为电力消纳提供了良好条件。同时，青海“夏丰冬枯”“日盈夜亏”的电力供需格局也导致青海在外送消纳电力的同时又存在外购电力的需求，省内结构性错配需求并未完全消解和满足。在这样的消纳格局和特征下，发电企业可通过更精细的运营、更完善的持仓策略在竞争中捕捉市场机会。伴随省内工商业用电需求持续释放、省间消纳与外送通道不断完善、交易市场机制进一步成熟，叠加“十五五”规划新建的两条特高压直流外送通道带来的利好，电力市场消纳及增长潜力依然充足。

（4）本项目电力消纳方式及消纳对象

[21] 数据来源：青海省统计局。

1）电力消纳方式

工业用电负荷为青海省电力消费稳定需求来源，本项目主要客户类型为省内符合准入条件的工商业用户及售电公司，市场需求稳定、消纳条件持续改善。具体分析如下：

①青海省电力供需总体平衡但存在结构性特征，工业用电负荷为电力消费需求主力，“十五五”期间将新增建成青桂直流、青粤直流两条电力外送通道有效改善消纳环境

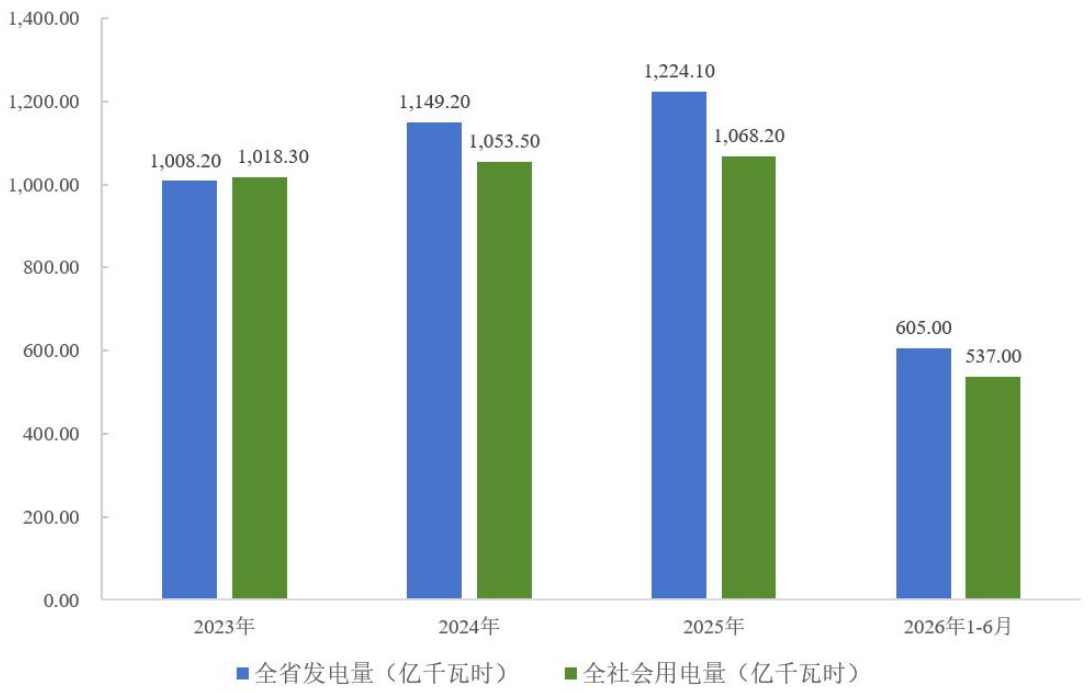
青海省电力供需总量基本平衡，但省内负荷需求与电源出力特性存在结构性错配的特点，具体表现为季节性“夏丰冬枯”，日内“日盈夜亏”[22]，缺电和弃电不同时段交替出现。水电电源在冬、春季面临水量减少影响，光伏电源在夜间出力受限，在以上电力相对紧缺的季节和时段，风力资源相对充沛，具有比较优势，可在一定程度上弥合上述青海电力供需的结构性错配矛盾。

从供需总量看，2023-2025 年、2026 年 1-6 月青海省全省发电量分别为 1,008.20 亿千瓦时、1,149.20 亿千瓦时、1,224.10 亿千瓦时和 605.00 亿千瓦时，2023-2025 年、2026 年 1-6 月青海省全社会用电量分别为 1,018.30 亿千瓦时、1,053.50 亿千瓦时、1,068.20 亿千瓦时和 537.00 亿千瓦时[23]。以 2025 年为例，全省发电总量略高于全社会用电量，但与此同时，2025 年青海省外购电量约 200 亿千瓦时[24]，体现出青海能源供需格局仍存在结构性错配矛盾。具体表现为：在新能源大发，电力供应充足的时段，需通过外送消纳富余的新能源电量；而在电力供应紧张的高峰时段，仍需依靠省间电力交易引入外来电量，弥补省内局部电力缺口。

[22] 根据青海省能源局总结，青海省内电力供需呈现显著的“夏丰冬枯”“日盈夜亏”特征，具体指夏季丰水期叠加日间光伏大发，电力富余，需高比例外送消纳；冬季枯水期叠加夜间光伏停发，存在电力缺口，需高比例跨省购电。高比例外送消纳与高比例跨省购电挑战同时存在，反映出在高比例新能源装机结构下，青海省电力供需面临季节性及昼夜双重错配的挑战。

[23] 数据来源：青海省能源局。

[24] 数据来源：青海电力交易中心。



图：2023-2025 年、2026 年 1-6 月青海全省发电量及全社会用电量

②工业用电需求占主导地位且工业增加值和利润快速增长，产业“四地”规划将盐湖产业的发展目标设定为千亿产值的世界级基地，传统行业推进提质升级并开展绿色转型，积极发挥清洁能源优势并战略布局新兴和未来产业

工业用电负荷为青海省电力消费稳定需求来源且占比较高，2023-2025 年及 2026 年 1-6 月，青海省工业用电量分别为 895.60 亿千瓦时、920.44 亿千瓦时、924.26 亿千瓦时和 462.10 亿千瓦时，在全社会用电量中占比分别为 87.95%、87.37%、86.52%和 86.05%。青海省工业用电需求集中于电解铝、钢材、锂电材料、盐湖化工等重点行业，相关产品符合全国及青海省产业规划。2025 年青海全省规模以上工业增加值同比增长 7.6%，较全国平均高 1.7 个百分点；规模以上工业企业利润增速为 8.8%，较全国平均高 8.2 个百分点。

表：青海省 2025 年部分重点行业产品产量同比增速[25]

单位：%

产业分类	产品	同比增速
电解铝	原铝（电解铝）	2.9
钢材	粗钢	11.2

[25] 数据来源：青海省发改委、青海省统计局。

产业分类	产品	同比增速
	钢材	10.9
锂电材料	碳酸锂	25.3
	磷酸铁锂	371.8
盐湖化工	纯碱	12.9
	钾肥（折氧化钾）	0.0

在国家产业规划方面，根据《国务院关于印发<美丽中国建设“十五五”规划>的通知》（国发〔2026〕20 号）的要求，以电解铝、钢铁为代表的高载能产业[26]正向可再生能源资源富集区域转移[27]；盐湖提锂、铁矿资源开发、高性能碳纤维制品开发、集成电路用材料研发制造等产业则均被纳入了国家发展改革委对西部地区及青海省的鼓励类产业目录，预计未来相关产业的产能及工业用电需求将具备一定的稳定性。青海“十五五”规划在产业“四地”建设中重点提出打造世界级现代盐湖产业体系，做大做强盐湖资源千亿级产业集群，包括实施钾盐高效利用工程、锂盐量质提升工程、钠资源高值开发工程、硼资源提取强链、稀散元素高效提取工程等，力争到 2030 年将盐湖资源综合利用产业总产值提升到 1,000 亿元，同时鼓励盐湖资源开发企业优先使用光伏、风电等清洁能源，推动实现清洁能源供应全替代。

对于传统产业则提出重点产业加快提质升级、成为发展新质生产力的沃土，其中有色冶金产业的覆盖面包括铝产业链、铁合金行业、特钢产业以及铜、铅、锌、镍的采选冶炼等，并提出培育“青海绿铝”等更具竞争力的青海制造品牌；化工产业的覆盖面包括盐湖化工、能源化工、化工新材料、特色精细化工等；新型

[26] 根据国家发展和改革委员会政策解读《发布能效水平指标是推动行业节能降碳的关键步骤》，钢铁、建材、有色、石化等产业能耗、排放总量更多地是由于产业特性及规模总量所决定的，更准确地应称之为高载能行业，而高耗能更应该归结为具体项目或产品。因此，按照能效水平进行划分，针对的是“高耗能项目”，避免形成政策偏差，有利于妥善处理好发展与减排的关系，是遵循客观规律和行业实际，是科学治理和引导行业发展的重要体现，也将促使各产业更加注重提升自身技术实力及节能降碳水平，不断优化产业结构和规模总量，为重点行业发展厘清了方向。

[27] 根据《国务院关于印发<美丽中国建设“十五五”规划>的通知》（国发〔2026〕20 号）相关要求，“推进重点用能行业绿色化清洁化发展，逐步明确可再生能源消费最低比重目标，建设一批绿色工厂。推进西部地区可再生能源就近利用，有序推动符合要求的高载能产业向可再生能源资源富集区域转移。”在上述政策指导下，青海省上述重点行业经营活动将在经济周期中保持较强的持续性与稳定性。

建材行业的覆盖面则包括绿色装配式建筑产品、新型绿色环保建材、特种水泥、高端玻璃制品等。

在未来产业方面，青海省充分立足自身的可再生能源产能优势，深度结合国家在先进制造、人工智能方面的政策导向进行针对性的布局规划。一方面，青海省“十五五”规划要求形成制氢、储运、消纳氢能全产业链，推动风光制氢氨醇产业发展，促进盐湖、石油等产业副产氢气，打造规模化绿氢生产基地；另一方面，青海积极融入全国一体化算力网、推动建立“青甘宁”绿色算电一体化协同发展机制，将在西宁、海东、海西、海南等地分层次、分规模推进绿色零碳算力基地建设，计划打造多个智算中心、数据标注基地、国产算力生态中试场，并在西宁、东川、共和、德令哈等地建设多个数据、数字产业集聚区，充分实现绿色算电融合发展。

根据上述产业及发展规划，预期“十五五”期间，金属冶炼、盐湖化工及建材行业等传统产业将进行产能升级并继续作为青海省产业发展和工业用电需求的压舱石；盐湖产业及制氢、算力等新兴行业则将成为青海省新增工业用电需求的主要驱动力；作为国家清洁能源产业高地，青海省在绿色、低碳能源供应方面具备资源优势、规模优势、市场优势和竞争优势，通过采用“绿电+零碳产业园”“绿电+算力”“绿电+制造业”等一系列发展新模式，为吸纳外省的高载能产业加速落地青海、实现清洁能源电力的就地消纳奠定了扎实基础[28]。

③城乡居民生活用电增速较快，清洁取暖改造工作为电力消纳提供新出口

2020-2025 年期间，青海省城乡居民生活用电量年化增长率 7.8%，增速高于全国平均水平[29]。

“十四五”以来，青海省坚持“宜电则电、宜气则气、宜煤则煤、宜热则热”原则，稳妥有序推进清洁取暖各项工作，累计完成投资 126 亿元，全省清洁取暖率提高 13%，清洁取暖改造面积达 3,774 万平方米，西宁市、海东市、海西州、海南州、黄南州和海北州刚察、海晏两县实现了城镇清洁取暖全覆盖，玉树州、果洛州部分县乡实现了清洁取暖，推动青海省以煤为主的取暖结构得到根本扭转。

[28] 信息来源：青海省“十五五”规划纲要、青海省能源局 2025 青海清洁能源发展论坛。
[29] 根据国家统计局、国家能源局数据，2020-2025 年期间全国城乡居民生活用电量年化增长率为 6.9%。

通过热电联产及“煤改电”等措施，青海省大力推广以蓄热式电锅炉为主的清洁取暖技术路线，用户可在白天光伏大发、电价谷段时以优惠电价完成蓄热，夜间通过放热满足取暖需求。截至“十四五”期末，青海省清洁取暖年用电量已达 30 亿千瓦时。未来青海省能源局将持续巩固现有清洁取暖成果、有序开展清洁取暖改造、协调电网企业加强电网建设，为新增清洁取暖用电负荷提供可靠的电力支撑[30]。

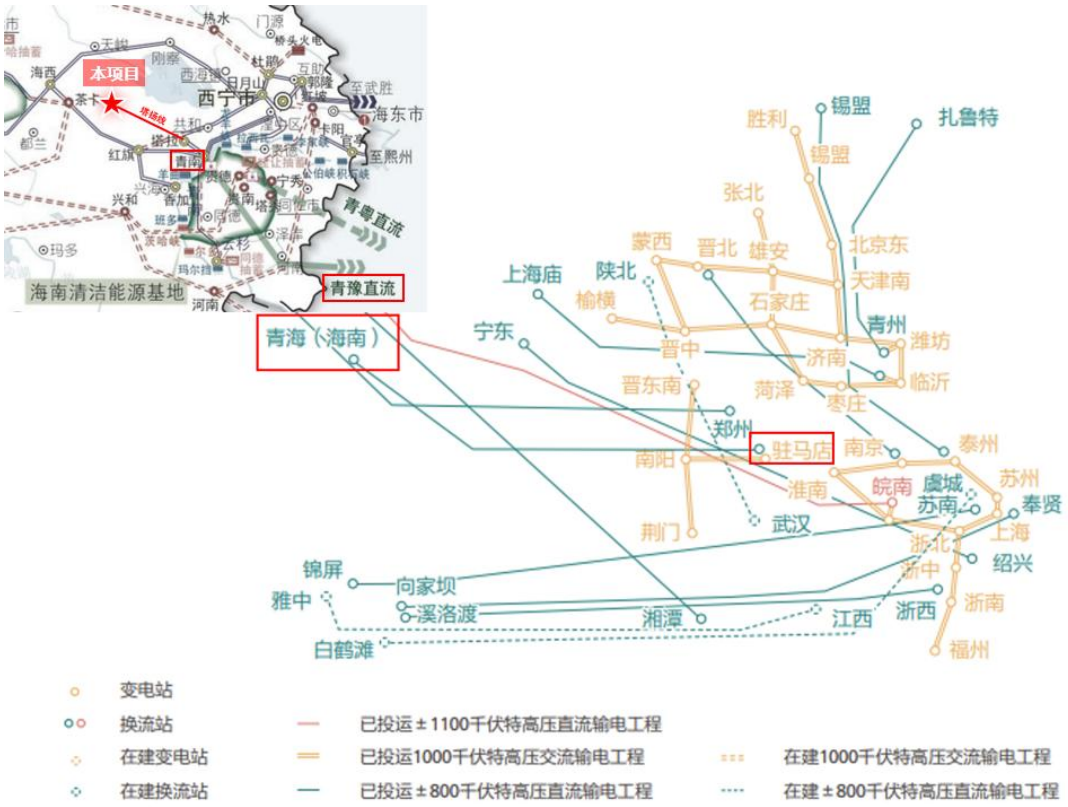
④可再生能源消纳政策及特高压外送通道建设将改善新能源消纳环境

政策方面，2026 年 8 月 1 日起施行的《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法》（国家发展改革委、工业和信息化部、住房和城乡建设部、交通运输部令第 42 号，以下简称《实施办法》），首次在全国层面确立了可再生能源消费最低比重目标及可再生能源电力消纳责任权重制度，该办法规定了重点用能行业的消纳可再生能源的具体目标及权重，有助于改善风电等可再生能源电力的消纳环境。而在青海省层面，2025 年即已确定可再生能源电力总量消纳责任权重为 70%、非水电可再生能源电力消纳责任权重为 30%；并对电解铝、钢铁、水泥、多晶硅等重点用能行业设置 70%以上的绿色电力消费比例要求。无论是青海现有产业结构及需求，还是鼓励存量产能消纳可再生能源的政策导向，都为青海省绿电消纳及后续消纳空间的改善提供坚实基础。

外送消纳方面，目前青海省的富余电力依托国家电网省间输配电主网架与 13 条外送直流通道消纳至陕西省、山东省、重庆市等主要省市，其中世界首条全清洁能源特高压直流线路——青海-河南±800 千伏特高压直流输电工程（以下简称青豫直流）已于 2020 年 12 月投运，有效实现了向河南省等华中地区外送电力的目标，显著发挥了青海省作为国家级能源基地开展“西电东送”的战略功能。青豫直流的送端起点是位于海南州千万千瓦级新能源基地（以下简称海南大基地）的±800 千伏特高压青南换流站（以下简称青南换流站，部分信息来源也称海南换流站），本项目所发电量经华扬 330 千伏升压站及塔扬线送出后，并入 750 千伏塔拉变电站，再经 750 千伏青塔 I、II、III 线送入青南换流站，因此青豫直流的开通能够提升青南换流站的电力外送能力，进而对本项目的电力消纳环境起到

[30] 信息来源：青海省工业和信息化厅、青海省招商局。

带动作用[31]。国家电网已建成的特高压输电工程示意图如下所示：



图：国家电网已建成的特高压输电工程示意图[32]

整体电网建设方面，当前青海已形成东南部“日”字形、西部“8”字形省内主网架，配套省间 750 千伏交流主网架以及青豫直流特高压外送通道。国家“十五五”规划纲要明确提出建设包括青海省在内 8 个省区清洁能源基地电力外送通道，将西电东送能力提升到 4.2 亿千瓦以上，其中青海海南清洁能源外送基地送广东直流工程（以下简称青粤直流）是我国首批推动建设的跨国家电网、南方电网经营区域的特高压直流通道，已被列入国家“十五五”规划 109 项重大工程项目。“十五五”时期，青海省将规划建成青粤直流、青海海西柴达木沙漠基地送广西直流工程（以下简称青桂直流）两大特高压外送通道，并按照“优一开二定三谋四”的时序，构建青海至中东部地区绿色送电走廊，绿电外送规模将得到进一步提升。具体来说，“优一”是指优化提升青豫直流送电能力，“开二”是指力争 2026 年开工建设青桂直流工程[33]，“定三”是指确定青粤直流路径、落点，力争 2028 年建成

[31] 青豫直流于 2020 年 12 月投入运行，本项目 2021 年等效利用小时数及结算电量同比 2020 年提升约 23.6%。
[32] 图片来源：国家电网社会责任报告。
[33] 青桂直流工程预可研已于 2025 年 10 月通过评审，截至 2026 年 9 月，工程线路及换流站各标段的勘察设计包、线路包已完成发包，各承包商的终勘任务接近完成，预计即将进入施工图设计阶段。

[34]，“谋四”是指推动柴达木后续特高压直流工程送电华中、南方地区[35]。

2）电力消纳对象

本项目电力消纳对象以省内工商业用户为主，同时以省间外送作为补充。省内工商业用户为本项目电力的主要消纳对象，本项目按照市场化原则，主要通过集中交易方式，依托电力交易平台与其达成交易。与此同时，电力平台开设的省间交易也为本项目提供了外送消纳途径。

省内及省间中长期交易的用户侧（即电力用户或客户）主要为 10 千伏及以上电压等级用户，以及年用电量 1,000 万千瓦时及以上的批发或零售用户。根据电力体制改革“管住中间、放开两头”的指导原则，发电侧、用电侧双方在《青海省电力中长期市场实施细则》（西北监能市场〔2026〕13 号）框架下，按照市场化原则，通过双边协商交易方式或集中交易方式，依托电力交易平台自主达成交易意向。

综上所述，本项目与省内、省间满足市场准入要求的工商业用户及售电公司开展交易，客户均通过电力交易平台进行省内及省间交易；青海省内负荷需求与电源出力特性存在结构性错配，在年内的冬、春季及日内的夜间，风力资源相对较好，风电项目可形成缺电环境下的有效补充，在新能源消纳体系中具有比较优势；省内稳定增长的工业发展情况、未来产业规划、城乡居民用电增长为项目消纳提供内生动力；可再生能源消纳政策的出台和落实、以及已建成及“十五五”规划的特高压直流通道也为消纳条件持续改善提供坚实基础。

2、盈利模式

本项目盈利模式主要为通过发电获得电费结算收入和国补收入。根据《购售电合同》以及相关电价政策文件的规定，乌兰风电项目向国网青海公司供电并参与电力市场交易。国网青海公司以向广大电力用户供电获得的销售电价收入支付给项目公司，项目公司获得市场结算收入。本项目结算电价由市场化交易结算单价（含超缺额）、考核费用构成。电费收入由电费结算收入和国补收入构成。

[34] 2026 年 3 月 24 日，青粤直流工程预可研通过评审，项目进入可研阶段。截至 2026 年 9 月，青粤直流工程线路及换流站的勘察设计包、线路包已完成发包。
[35] 信息来源：青海省能源局、国网青海省电力公司。

乌兰风电项目售电业务收入的基本计算公式：

售电收入 = 电费结算收入+国补收入

= 上网电量×市场化交易结算单价（含超缺额）+考核费用+上网电量×国补电价

（1）市场化交易结算单价（含超缺额）

1）市场化交易结算单价（含超缺额）

根据《购售电合同》以及相关电价政策文件的规定，乌兰风电项目向国网青海公司供电并参与电力市场交易。据统计，最近三年及一期，乌兰风电项目上网电量分别为 34,591.97 万千瓦时、32,167.84 万千瓦时、33,889.43 万千瓦时和 15,171.50 万千瓦时；市场化交易结算单价（含超缺额）分别为 0.2395 元/千瓦时、0.2385 元/千瓦时、0.2283 元/千瓦时和 0.2563 元/千瓦时。

表：最近三年及一期上网电量和市场化交易结算单价

单位：万千瓦时、元/千瓦时

项目	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
上网电量	34,591.97	32,167.84	33,889.43	15,171.50
市场化交易结算单价（不含超缺额）	0.2395	0.2385	0.2378	0.2760
市场化交易结算单价（含超缺额）	0.2395	0.2385	0.2283	0.2563

由于 2023-2025 年青海省省间中长期结算电价有所下行，以及 2025 年下半年青海省启动电力现货市场连续结算试运行后，政策切换造成 2025 年本项目省内现货负收入等原因，本项目 2024 年、2025 年市场化交易结算单价（含超缺额）阶段性小幅下降 0.43%和 4.26%。2026 年 1-6 月，本项目电力交易业务团队推动更加精细化的电力交易策略，在中长期交易市场通过分时差异化报价，实现本项目省间中长期外送结算电价回升至 0.2585 元/千瓦时，同比提升 27.78%；此外，电力交易业务团队在现货市场通过积极捕捉早晚间时段现货实时高电价的交易机会，主动调减中长期持仓，使得该时段更多电量得以按较高的现货电价结算，进一步推动市场化交易结算单价（含超缺额）同比 2025 年 1-6 月提升 14.21%。

2）售电结构情况

乌兰风电项目上网电量全部进入电力市场交易，售电结构由中长期交易和现

货交易电量组成。

表：最近三年及一期售电量结构情况

单位：万千瓦时

售电类型		2023 年		2024 年		2025 年		2026 年 1-6 月	
		结算电量	结算电量占比	结算电量	结算电量占比	结算电量	结算电量占比	结算电量	结算电量占比
市场化交易	中长期交易	34,148.67	98.72%	31,758.37	98.73%	34,574.36	102.02%	13,563.96	89.40%
	现货交易	443.30	1.28%	409.46	1.27%	-684.93	-2.02%	1,607.53	10.60%
合计电量		**34,591.97**	**100.00%**	**32,167.84**	**100.00%**	**33,889.43**	**100.00%**	**15,171.50**	**100.00%**

①2025 年现货结算电量为负原因分析

A.2025 年现货电量波动的原因

青海省作为国家清洁能源示范省，其电力市场保持以“中长期交易为主体、现货交易为补充”的稳定格局，并从 2025 年 11 月起开始现货交易试运行，旨在保障新能源基本消纳的同时，逐步引入现货价格信号引导优化供需端发用电行为。

乌兰风电项目市场化交易结算电量中，最近三年及一期，中长期交易电量占比分别为 98.72%、98.73%、102.02%和 89.40%；现货交易电量占比分别为 1.28%、1.27%、-2.02%和 10.60%。其中，2025 年现货交易电量占比为负，主要因实际发电量与中长期合同约定电量产生负向偏差，当实际发电量小于合同电量时，需在现货市场购入电量以履行合同，从而在结算中体现为负值，此为电力市场化交易中的正常偏差处理机制。为提升项目整体收益，在 2025 年中长期合约申报时，本项目参考历史出力数据，延续历史经营策略。2025 年 11 月，青海电力现货市场开始连续结算试运行，结算频率由月度结算提升至日内每 15 分钟结算，中长期偏差考核从月度总量偏差考核深化为日内分时段偏差考核，面对结算频率的大幅提高，项目电力交易业务团队延续历史经营策略，中长期合约持仓量相对稳定，年度偏差电量有所提升。

同时，由于电网的改造与调度安排，2025 年限电水平整体提升，使得当年度结算电量少于中长期合约电量，偏差部分需从现货市场购入，因此 2025 年现货电量存在波动。从结算结果看，该部分电量占总结算电量的比例以及对应收入占总结算收入的比例绝对值均低于 3%，影响相对有限。

B.现货电量为负可能带来正向现货收入

现货电量为负，依然可能带来正向现货收入。例如，本项目在个别月份欠发时购入的现货实时电价较低，使得当月现货收入为正，具体情况如下：

表：欠发且实现正向现货收入月份情况

单位：万千瓦时、元/千瓦时、万元

项目	某月份
现货结算电量	-261.19
现货结算电价	-0.0519
现货结算收入	13.57
中长期结算电量	3,373.71
中长期结算电价	0.2638
中长期结算收入	889.88

如上表所示，在本项目经营期某月份，中长期结算电价较高，此时多签中长期合约更有利于提高整体收益，该策略使得现货结算电量为负。同时，由于当月分时段现货交易结算时，超发时段高价卖出（现货结算电量为正且现货结算电价较高）、欠发时段低价买入（现货结算电量为负且现货结算电价较低），最终实现正向的现货收入，此时现货结算收入（为正）÷现货结算电量（为负）=现货结算电价（为负）。因此，现货结算电量为负或现货结算电价为负系市场化交易结果，并非负面因素。

C.已上市同类 REIT 项目现货电量为负的情况

据统计，已上市同类 REITs 项目同样对电量为负相关原理进行了阐述及披露，同时说明此情形符合电力行业交易惯例，系当年一系列电力买卖交易加权统

计后的结果，属正常现象。各项目对相关情形的解释如下：

表：已上市同类 REITs 项目对现货交易机制负电量情形相关解释

项目	对现货交易机制负电量情形相关解释
华泰三峡新能源 REIT	庄河III海上风电项目省内现货电量为正或为负，均是电力交易机制下的正常现象。其本质是针对新能源发电受自然条件影响导致的出力波动，通过现货市场“超发出售、欠发购入”的偏差消纳规则进行市场化调节，既符合辽宁省电力现货市场对合约刚性履约的要求，也契合新能源发电行业通过市场化手段平衡出力波动、保障电力供应的通用逻辑，并非项目运营能力或盈利稳定性的异常体现。
中信建投明阳智能新能源 REIT	黄骅旧城风电场开展省内现货交易，主要用于解决中长期交易合同偏差电量，即所发电量小于合同电量时，通过省内现货交易从其他发电企业购入电力满足合同履约、避免少发考核。所发电量大于合同电量时，通过省内现货交易将多余电量出售给电力用户用以获取售电收入、避免超发考核。2023 年黄骅旧城风电场参与省内现货交易以购入电力为主，故结算电量为负数。

2025 年 11 月以来，青海现货市场连续结算试运行开始实施[36]，电力交易业务团队基于试运行准备期与连续结算试运行期的操盘经验，结合电力量价的季节波动特征，对 2026 年电力市场进行了分析预判，并在 2026 年上半年实施主动管理、积极交易。通过一系列的动态交易，项目的现货电量比重有所提升，一方面，电力交易业务团队在中长期合约的加减仓过程中实现收益增厚；另一方面，项目积极捕捉现货市场高电价的交易机会，增厚项目收益。随着电力交易业务团队对新考核规则持续理解、持仓策略深度迭代，预计后续合约申报、出力预测、仓位管理及交易工作将实现进一步提质增效，力争通过中长期与现货交易的组合配置实现全年收益更优。

在后续的运营管理工作中，为缓释现货市场连续结算试运行后新的交易机制带来的电价波动风险，运营管理机构从提高发电量预测准确性、优化中长期及现货电量配比、动态调整中长期合约申报、实时监测现货结算电价等四大维度持续优化电力交易策略、健全电力交易风控体系。一是依托申能风光储信息系统，持续优化发电预测模型，提高短期、超短期发电量预测准确性；二是结合青海省内

[36] 青海省发改委《关于开展青海电力现货市场连续结算试运行工作的通知》。

电力供需周期性特征，优化中长期持仓管理，确定中长期与现货电量的最优配比；三是结合申能电力营销管理系统优化电力交易申报策略，合理安排年度、月度及月内中长期合约申报电量，并通过日滚动撮合开展动态调整，平衡收益与偏差电量风险；四是构建现货结算价格预警机制，实时监测市场指标，提前应对极端价格与系统性风险。

②2026 年 1-6 月现货交易占比提升原因分析，以及与结算电价上升的传导关系

2026 年 1-6 月，在电力现货市场连续结算试运行的规则下，项目电力交易业务团队结合青海省能源供需特征，通过分析研判，积极捕捉现货市场高价时段的交易机会，主动调整通过现货市场结算的电量（即调整中长期合约持仓量），当年度现货电量占总结算电量的比例回升至 10.60%，由于交易策略使得现货结算电价提升，现货结算收入占总结算收入的比例提升至 19.81%，现货交易部分的收入贡献度提升。具体如下所示：

表：本项目现货电费结算收入占总结算收入比重情况

单位：万千瓦时、万元

项目	2023年	2024年	2025年	2026年1-6月
现货结算电量	443.3	409.46	-684.93	1,607.53
现货结算电量占比	1.28%	1.27%	-2.02%	10.60%
现货结算电费收入	**124.54**	**106.43**	**-225.31**	**763.39**
现货结算电费收入占比	**1.54%**	**1.41%**	**-2.98%**	**19.81%**

根据青海省能源局统计，2025 年青海全省发电量中，水电占比 39%、光伏占比 33%、风电占比 16%、火电占比 12%，清洁能源（包括水电、光伏、风电）发电量占比超过 87%[37]。因此，受来水、光照等自然资源因素的影响，青海省能源供需呈现明显的“夏丰冬枯”、“日盈夜亏”的特征；在此特征下，第一季度青海省电力现货实时价格表现为“午间价格低、早晚间价格高[38]”，第二季度则转为“午

[37] 数据来源：青海省能源局。
[38] 晚间光伏出力较低，且一季度午间、晚间水电出力均较低。

间价格低、早晚间价格略低”，不同时间段现货市场的实时电价出现分化，早晚间出现高价交易机会。

2026 年 1-6 月现货交易占比提升原因、与结算电价上升的传导关系具体分析如下：

A.电力交易业务团队结合青海省电力供需周期性特征及现货市场运行规则，主动优化交易策略，以追求更高结算电费收益使得 2026 年 1-6 月现货交易占比明显提升，与运营管理机构管理的同区域可比项目交易策略相近

a.电力市场化改革背景

电力市场化改革方面，青海省电力市场化改革遵循国家“管住中间、放开两头”的电力体制改革总体思路，改革逻辑可概括为从“政府定价+保障性收购”向“市场定价+机制托底”转变。

改革前，风电、光伏等新能源项目实行标杆上网电价制度，标杆电价由政府核定。新能源标杆上网电价中，高于常规能源发电加权平均上网电价的部分由可再生能源电价附加补贴弥补。新能源项目执行全额保障性收购政策，最低保障收购小时数以内的电量由电网企业按标杆电价全额收购，超出部分参与市场化交易。该模式下保障性收购部分的电价长期固定，项目收益可预期性强，但新能源电力的价格信号存在缺失、消纳责任依赖行政分配。

2025 年 2 月，国家发展改革委、能源局印发《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号），明确新能源上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。为对冲市场电价波动风险、稳定项目合理收益，同步建立市场外新能源可持续发展价格结算机制。

为落实国家改革部署，青海省印发《青海省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》（青发改价格规〔2025〕645 号），以 2025 年 6 月 1 日全容量投产为界线，对存量、增量新能源项目进行分类施策。

存量项目指 2025 年 6 月 1 日前全容量投产的项目，其机制电价、保障规则衔接改革前既有价格政策，机制电量规模对标原有保障性收购电量核定，可逐年下调机制电量占比但不得上调，实现存量资产收益平稳过渡。

增量项目指 2025 年 6 月 1 日（含）之后全容量投产的项目，实行自愿参与省级年度竞价模式，受全省年度机制电量总规模、单项目申报电量上限双重约束，竞价中标后方可取得核定的年度机制电量额度，对应批次机制电价于竞价出清时锁定，收益保障执行期限为 12 年。全省机制电量总规模由主管部门结合非水可再生能源消纳责任权重、用户承受能力动态确定，仅中标核定范围内的机制电量享受差价结算，其余上网电量完全执行市场化定价。

本项目全电量参与市场化交易，报告期内上述电力市场化改革政策并未影响乌兰风电经营模式及售电结构。

b.现货市场运行规则下，现货电量实质为实际上网电量与中长期合约电量之间的偏差电量

现货市场运行规则方面，为夯实上述电价改革落地的市场运行基础，2025 年 10 月，青海省发展和改革委员会、青海省能源局、国家能源局西北监管局联合发布《关于开展青海电力现货市场连续结算试运行工作的通知》（青发改能源〔2025〕695 号）及配套工作方案，自 2025 年 11 月 1 日起，将省内电力现货由过往分批次间断式测试，切换为全年不间断连续结算试运行，正式确立“中长期合约作为结算依据管理市场风险、现货市场全电量集中竞价”的交易模式，调度执行以现货出清结果为准，符合准入条件的新能源场站（直流配套电源除外）原则上全部参与现货市场，按照 96 个分时节点电价开展日清分结算。

在这一现货市场偏差结算规则下，现货电量实质为实际上网电量与中长期合约电量之间的偏差电量，而非全部实际上网电量。实际上网电量中的中长期合约电量部分按照中长期结算电价结算，超出或不足中长期合约电量的部分才进入现货市场按照现货结算电价结算。

c.交易策略方面，电力交易业务团队结合青海省电力供需周期性规律及新的交易机制优化交易策略，从而传导影响市场化交易结算单价（含超缺额）

为缓释现货市场连续结算试运行后新的交易机制带来的电价波动风险，电力交易业务团队结合青海省第一、四季度“午间电价低、早晚间电价高”、第二、三季度“午间电价低、早晚间电价略低”的电力供需周期性规律，从提升发电量预测准确性、优化中长期及现货电量分时配比、动态调整中长期合约申报、实时监测现货结算电价等四大维度持续优化电力交易策略、健全电力交易风控体系。

电力交易业务团队通过实施上述优化后的交易策略，在 2026 年上半年实现市场化交易结算单价（含超缺额）同比提升。

B.运营管理机构根据电力供需周期性规律和新的交易机制优化交易策略，进而影响市场化交易结算单价（含超缺额）

a.电价传导关系

市场化交易结算单价（含超缺额）

=考核前市场化交易结算收入（含税）÷市场化交易结算电量

=（中长期合约电费收入+现货电费收入）÷（中长期合约电量+现货电量）

根据现货电量结算原理，基于偏差电量结算机制，当现货结算电价高于中长期结算电价时，通过适度调减中长期合约电量，可扩大超发偏差电量，使更多电量以更高的现货结算电价结算，从而提升市场化交易结算单价（含超缺额）；反之，当现货结算电价低于中长期结算电价时，适度调增中长期合约电量，可压缩超发偏差、锁定更高的中长期结算电价，从而稳定市场化交易结算单价（含超缺额），保障项目收益。

b.本项目结合电力供需周期性规律及新的交易机制优化电价交易策略，进而影响市场化交易结算单价（含超缺额）

根据青海省内电力供需运行特征，省内新能源项目第一、四季度现货实时电价一般呈现“午间电价低、早晚间电价高”的规律。电力交易业务团队根据不同时间段现货实时电价信号主动优化交易策略，比如在 2026 年上半年早晚用电高峰、现货实时电价有所提升的时段增加现货交易量，从而提升本项目市场化交易结算单价（含超缺额）。

2026 年，电力交易业务团队已逐渐适应新的现货市场机制并主动优化市场化电价交易策略，包括提升发电量预测准确性、优化中长期及现货电量配比、动态调整中长期合约申报、实时监测现货结算电价等具体措施。在上述交易策略指导下，本项目市场化交易能力在 2026 年上半年得到初步验证，2026 年上半年本项目市场化交易结算单价（含超缺额）0.2563 元/千瓦时，同比 2025 年上半年提升 14.21%。

综上所述，2026 年 1-6 月现货交易占比提升系电力交易业务团队结合青海省电力供需周期性特征及现货市场运行规则，主动优化交易策略，以追求更高结算电费收益导致，与运营管理机构管理的同区域可比项目交易策略相近；本项目在新的市场化交易策略指导下，2026 年 1-6 月市场化交易结算单价（含超缺额）有所提升。

（2）国补电价

根据国网青海公司于 2020 年 5 月 6 日出具《国网青海省电力公司关于 2018 年 10 月 1 日以后并网可再生能源发电项目上网电价情况的报告》，确认乌兰风电项目应执行上网电价为 0.6 元/千瓦时。根据乌兰风电项目建设时适用的《关于青海省可再生能源发电上网电价补贴基准问题的复函》（发改价格〔2015〕1005 号）和《青海省发展和改革委员会转发国家发展改革委关于降低燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格的通知》（青发改价格〔2016〕7 号），青海省可再生能源发电上网电价补贴基准价为 0.2277 元/千瓦时，故乌兰风电项目适用的补贴基准价为 0.2277 元/千瓦时。可再生能源补贴标准为上网电价与青海省新能源补贴基准价的差额，故乌兰风电项目适用的国补电价为 0.3723 元/千瓦时。

根据《国家发展改革委关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格〔2015〕3044 号）及其附件，青海省海西州属于Ⅳ类资源区，根据《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426 号），乌兰风电项目全生命周期合理利用小时数为 36,000 小时，在自并网之日起未满 20 年，且未超过项目全生命周期合理利用小时数内，按可再生能源发电项目当年实际发电量获取补贴。截至 2026 年 6 月末，乌兰风电项目累计已补贴小时数约 11,229.97 小时，剩余补贴小时数约 24,770.03 小时，

预计本项目剩余生命周期内所发电量均可享受国补电价。

表：最近三年及一期乌兰风电项目上网电量和国补电价

项目	2026 年 1-6 月	2025 年	2024 年	2023 年
上网电量（万千瓦时）	15,171.50	33,889.43	32,167.84	34,591.97
国补电价（含税）（元/千瓦时）	0.3723	0.3723	0.3723	0.3723

（3）考核费用

根据《西北区域发电厂并网运行管理实施细则》及《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》，报告期内青海省考核费用主要包括辅助服务费用、两个细则费用等。其中，根据《国家能源局西北监管局关于明确电力辅助服务市场价格机制等相关事项的通知》（西北监能市场〔2025〕48 号），在现货市场连续运行后，辅助服务费用中的调峰辅助服务市场已不再单独运行。

表：最近三年及一期乌兰风电项目考核费用

项目	2026 年 1-6 月	2025 年	2024 年	2023 年
考核费用及其他（万元）	-34.28	-171.20	-121.93	-196.93

（三）盈利和现金流的稳定性及持续性

1、历史盈利情况

最近三年及一期，乌兰风电项目的盈利情况如下所示：

表：最近三年及一期盈利情况

类别	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
营业收入（万元）	8,448.95	18,332.12	17,359.58	18,635.24
毛利率	48.19%	53.98%	52.72%	55.27%
净利润（万元）	2,281.41	5,381.75	4,234.78	4,788.33

2024 年度营业收入较 2023 年度减少 1,275.67 万元，同比减少 6.85%，主要原因为 2024 年度不动产项目所在区域风力资源较 2023 年度有所减弱、电网限电率有所上升等综合因素影响所致；2025 年度营业收入较 2024 年度增加 972.54 万元，同比增加 5.60%，一方面系 2025 年度风力资源有所恢复，另一方面系项目设备整体可利用率保持良好水平，风电发电量小幅回升所致。

2、历史现金流情况

最近三年及一期，乌兰风电项目的现金流情况如下所示：

表：最近三年及一期现金流情况

类别	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
EBITDA（万元）	7,444.99	16,141.97	15,944.15	17,063.87
经营活动产生的现金流量净额（万元）	7,742.88	25,709.93	13,135.34	16,767.69

报告期，乌兰风电项目经营活动产生的现金流量净额波动较大，主要受到因可再生能源补贴发放节奏影响所致。其中，2025 年度项目公司经营活动产生的现金流量净额达到 25,709.93 万元，较 2024 年度 13,135.34 万元大幅增加，主要原因为当年收到的可再生能源补贴回款较多所致。

项目公司报告期内经营活动产生的现金流量净额显著大于净利润，2023 年度、2024 年度、2025 年度、2026 年 1-6 月经营性现金流净额减净利润差额分别为 11,979.37 万元、8,900.56 万元、20,328.17 万元、5,461.47 万元，差额均为正值。造成上述差异的主要原因包括：（1）项目公司作为典型的重资产风电运营企业，每年需计提数额较大的固定资产折旧，折旧在利润表中体现为非现金性营业成本，但不影响经营性现金流出；（2）项目公司的财务费用等在利润表中扣除，但在现金流量表中划分至筹资活动现金流出，因此不影响经营活动现金流量。

（四）不动产资产现金流回收流程以及管理系统

1、现金流回收流程

华扬晟源电费结算及回收现金流的具体流程为：

华扬晟源进行电量计算与电费暂估-国网青海公司出具电费结算单-华扬晟源根据电费结算单开具增值税专用发票-国网青海公司根据增值税专用发票支付电费至华扬晟源公司账户。

本基金成立后，华扬晟源将设立独立的监管账户，由基金管理人和监管银行共同实施管控，并对华扬晟源公司收入、支出进行监管。具体来说，本项目的全部收入均归集至华扬晟源监管账户（即运营收支账户），经基金管理人和监管银行审批后，监管账户才可对外划付资金。以上机制可以有效防范不动产项目现金流被挪用。

2、现金流管理系统

华扬晟源使用用友 NC 财务管理系统（以下或简称“NC 系统”），NC 系统提供财务管理、采购管理、销售管理等模块功能。其中，财务管理模块可实现总账、固定资产管理、年度结账等功能。

（五）已签署正在履行期内以及拟签署的有关重要合同

经财务顾问查阅项目公司正在履行的重大合同[39]情况，项目公司已签署的重大合同均正常履行，具体如下：

1、新能源场站 2026-2027 年运维外委服务合同

项目公司与萨纳斯智维（青岛）电力有限公司于 2026 年 1 月就乌兰风电项目的 2026 年度运维外委服务签订合同，合同总价（乌兰风电项目部分）为 153.81 万元（含税），委托服务期限为 2026 年 1 月 1 日至 2027 年 12 月 31 日（24 个月），合同服务期限为 2026 年 1 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日。合同到期前，双方就第二年委托服务事宜另行协商签订书面合同。

2、风电场 2026-2027 年风机检修外委服务合同

项目公司与北京金风慧能技术有限公司于 2026 年 1 月就乌兰风电项目的 2026 年度风机检修外委服务签订合同，合同总价（乌兰风电项目部分）为 400.06 万元（含税），委托服务期限为 2026 年 1 月 1 日至 2027 年 12 月 31 日（24 个月），合同服务期限为 2026 年 1 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日。合同到期前，双方就第二年委托服务事宜另行协商签订书面合同。

3、委托贷款合同

项目公司与发起人申能股份于 2025 年 2 月签署委托贷款合同，贷款金额 10 亿元，贷款期限自 2025 年 2 月 13 日至 2028 年 2 月 11 日止。待专项计划成立后，专项计划将向项目公司发放股东借款并增资（如有），项目公司将用上述款项偿还上述借款。

除上述已签署的合同外，本基金成立后，项目公司拟履行的重大合同包括与

[39] 重大合同系指合同金额 100 万元以上的合同。

计划管理人（代表专项计划）签署的《股东借款协议》及与运营管理机构签署的《运营管理服务协议》。

四、同业竞争及关联交易

（一）同业竞争情况

1、原始权益人/运营管理机构的业务范围与业务开展情况

原始权益人/运营管理机构的业务范围与业务开展情况见本财务顾问报告“第五章 对业务参与人的尽职调查”。

2、原始权益人、运营管理机构向其他机构提供同业态不动产项目运营管理服务的情况

（1）原始权益人

截至 2026 年 6 月末，原始权益人不存在向其他机构提供同类项目运营管理服务的情形。

（2）运营管理机构

截至 2026 年 6 月末，上海新能源及其关联方运营管理的主要新能源发电企业装机容量超过 499.66 万千瓦，其中陆上风电项目装机容量超过 183.48 万千瓦，分布于青海、内蒙古、上海等省（区、市），主要新能源发电企业的具体情况如下表所示：

表：上海新能源统筹管理和运营的主要新能源项目

编号	发电企业	类型	地区（省）	装机容量（万千瓦）
1	乌兰县华扬晟源新能源有限公司	陆风	青海	20
2	天门申赫能源科技有限公司	陆风	湖北	20
3	呼和浩特市国龙新能源有限公司	陆风	内蒙古	15
4	岢岚县风脉新能能源有限公司	陆风	山西	10
5	榆林协合新能源有限公司	陆风	陕西	10
6	乌兰县润晟新能源有限公司	陆风	青海	10
7	宁明县中汇新能源有限公司	陆风	广西	10
8	贵州罗甸申电风力发电有限公司	陆风	贵州	10

编号	发电企业	类型	地区（省）	装机容量（万千瓦）
9	全南县三润新能源有限公司	陆风	江西	10
10	南召聚合风力发电有限公司	陆风	河南	9.78
11	申能新能源达茂风力发电有限公司	陆风	内蒙古	9.75
12	榆林协鑫智慧风力发电有限公司	陆风	陕西	7
13	上海华港风力发电有限公司	陆风	上海	6.75
14	淮阳县联浩风电开发有限公司	陆风	河南	5.2
15	格尔木瑞鑫达新能源有限公司	陆风	青海	5
16	漯河恒洁新能源有限公司	陆风	河南	5
17	格尔木清脉新能源科技有限公司	陆风	青海	5
18	格尔木东恒新能源有限公司	陆风	青海	5
19	濉溪县鑫风新能源有限公司	陆风	安徽	5
20	海南州鑫源新能源有限公司	陆风	青海	5
21	海南申能新能源有限公司	海风	海南	60.3
22	上海临港海上风力发电有限公司	海风	上海	21.28
23	如东协鑫海上风力发电有限公司	海风	江苏	20
24	如东智鑫海上风电有限公司	海风	江苏	15
25	独山卓申新能源有限公司	光伏	贵州	20
26	关岭卓阳新能源科技有限公司	光伏	贵州	20
27	宜城市申宜新能源有限公司	光伏	湖北	16.976
28	关岭申阳能源科技有限公司	光伏	贵州	15
29	岢岚京润新能源有限公司	光伏	山西	12
30	岢岚京能新能源有限公司	光伏	山西	10
31	含山县林阳新能源科技有限公司	光伏	安徽	10
32	宣城市永洋新能源科技有限公司	光伏	安徽	10
33	榆林协能鑫科光伏电力有限公司	光伏	陕西	10
34	枣庄峄之光新能源有限公司	光伏	山东	10
35	沙洋楚伏新能源有限公司	光伏	湖北	10
36	灌云永贯新能源科技有限公司	光伏	江苏	9.8
37	大荔煜龙新能源有限公司	光伏	陕西	8.82
38	枞阳县晨华新能源发电有限公司	光伏	安徽	8
39	岚县申河新能源有限公司	光伏	山西	8
40	宣城市永耀新能源科技有限公司	光伏	安徽	6

编号	发电企业	类型	地区（省）	装机容量（万千瓦）
41	哈密华光发电有限责任公司	光伏	新疆	5
42	天门申赫能源科技有限公司	光伏	湖北	5
43	宁夏宁东申创新能源有限公司	光伏	宁夏	5

3、原始权益人及控股股东、实际控制人持有的其他同类资产情况

（1）原始权益人及控股股东、实际控制人持有的其他同类资产区域分布情况及盈利情况

截至 2026 年 6 月 30 日，原始权益人控股股东申能股份控股的风电项目装机容量为 343.56 万千瓦（含乌兰风电项目），控股的光伏发电项目装机容量为 442.92 万千瓦，分布式供电 88.79 万千瓦，独立储能 9.25 万千瓦。其中，除乌兰风电项目外，申能股份主要控股的新能源项目的区域分布、盈利能力如下：

表：原始权益人控股股东申能股份主要控股的新能源项目

编号	发电企业	类型	地区（省）	装机容量（万千瓦）	2025 年上网电量（万千瓦时）
1	乌兰县华扬晟源新能源有限公司	陆风	青海	20	33,889
2	天门申赫能源科技有限公司	陆风	湖北	20	20,497
3	呼和浩特市国龙新能源有限公司	陆风	内蒙古	15	41,385
4	岢岚县风脉新能能源有限公司	陆风	山西	10	26,283
5	榆林协合新能源有限公司	陆风	陕西	10	16,770
6	乌兰县润晟新能源有限公司	陆风	青海	10	19,195
7	宁明县中汇新能源有限公司	陆风	广西	10	21,255
8	贵州罗甸申电风力发电有限公司	陆风	贵州	10	14,145
9	全南县三润新能源有限公司	陆风	江西	10	13,597
10	南召聚合风力发电有限公司	陆风	河南	9.78	17,710
11	申能新能源达茂风力发电有限公司	陆风	内蒙古	9.75	21,813
12	榆林协鑫智慧风力发电有限公司	陆风	陕西	7	14,859
13	上海华港风力发电有限公司	陆风	上海	6.75	11,224
14	淮阳县联浩风电开发有限公司	陆风	河南	5.2	15,501
15	格尔木瑞鑫达新能源有限公司	陆风	青海	5	9,502
16	漯河恒洁新能源有限公司	陆风	河南	5	10,109
17	格尔木清脉新能源科技有限公司	陆风	青海	5	8,650
18	格尔木东恒新能源有限公司	陆风	青海	5	8,546
19	濉溪县鑫风新能源有限公司	陆风	安徽	5	11,817
20	海南州鑫源新能源有限公司	陆风	青海	5	7,495
21	海南申能新能源有限公司	海风	海南	60.3	83,241

编号	发电企业	类型	地区（省）	装机容量（万千瓦）	2025年上网电量（万千瓦时）
22	上海临港海上风力发电有限公司	海风	上海	21.28	59,364
23	如东协鑫海上风力发电有限公司	海风	江苏	20	49,728
24	如东智鑫海上风电有限公司	海风	江苏	15	39,924
25	独山卓申新能源有限公司	光伏	贵州	20	15,232
26	关岭卓阳新能源科技有限公司	光伏	贵州	20	12,337
27	宜城市申宜新能源有限公司	光伏	湖北	16.976	16,628
28	关岭申阳能源科技有限公司	光伏	贵州	15	11,682
29	岢岚京润新能源有限公司	光伏	山西	12	20,015
30	岢岚京能新能源有限公司	光伏	山西	10	16,381
31	含山县林阳新能源科技有限公司	光伏	安徽	10	10,847
32	宣城市永洋新能源科技有限公司	光伏	安徽	10	10,396
33	榆林协能鑫科光伏电力有限公司	光伏	陕西	10	10,746
34	枣庄峄之光新能源有限公司	光伏	山东	10	10,564
35	沙洋楚伏新能源有限公司	光伏	湖北	10	8,728
36	灌云永贯新能源科技有限公司	光伏	江苏	9.8	10,110
37	大荔煜龙新能源有限公司	光伏	陕西	8.82	9,103
38	枞阳县晨华新能源发电有限公司	光伏	安徽	8	9,046
39	岚县申河新能源有限公司	光伏	山西	8	8,718
40	宣城市永耀新能源科技有限公司	光伏	安徽	6	6,919
41	哈密华光发电有限责任公司	光伏	新疆	5	7,403
42	天门申赫能源科技有限公司	光伏	湖北	5	5,558
43	宁夏宁东申创新能源有限公司	光伏	宁夏	5	5,544

原始权益人控股股东申能股份主要控股的新能源发电项目分布于青海省、贵州省、海南省、上海市等地区。截至2026年6月末，申能股份控股的新能源发电项目装机容量超过884.52万千瓦（包括但不限于上表所列示的主要项目）。

（2）同业竞争缓释措施

风电项目的运营收入主要受到两方面因素影响：风资源、售电收入。

风资源属于非竞争性的自然资源，乌兰风电项目及原始权益人控股或运营管理机构管理的其他同类型新能源项目所处的青海地区风能资源丰富而且稳定，不存在对风资源的独占，因此在该方面不产生竞争关系或利益冲突。

售电收入主要受到结算电量和售电单价的影响。在市场化交易过程中，不同发电企业可以向同一地区的购电客户进行电力销售，故原始权益人、运营管理机构在青海省持有或运营的其他项目与乌兰风电项目存在竞争相同客户的可能性，

存在竞争关系。

在实际运行过程中，风电项目均纳入电力调度机构的统一组织与协调，发电计划、考核与电量结算均基于明确、透明的标准。乌兰风电项目市场化交易结算单价（含超缺额）2023-2026 年上半年分别为 0.2395 元/千瓦时、0.2385 元/千瓦时、0.2283 元/千瓦时和 0.2563 元/千瓦时，整体保持相对稳定。

综上，乌兰风电项目与原始权益人控股或运营管理机构管理的其他同类型新能源项目在市场化交易过程中存在潜在的竞争关系，但回顾历史运营数据，乌兰风电项目面临的现有竞争格局整体可控。

尽管如此，为保证不动产基金份额持有人的合法权益，青海新能源作为原始权益人、上海新能源作为运营管理机构，就降低在本次发行完成后与不动产基金的利益冲突事宜出具了相关的承诺函。同时，在上海新能源作为运营管理机构期间，将设立专项的运营管理团队为不动产项目提供管理服务，确保不动产项目的账务与其他风电项目相互独立、确保不动产项目在业务方面独立运营、确保隔离不同风电项目之间的商业或其他敏感信息，以降低不动产项目在运营管理方面的同业竞争和利益冲突风险。

1）原始权益人

针对可能存在的同业竞争、利益冲突情况，原始权益人已出具《关于避免同业竞争的承诺函》，并承诺：

①在基金的存续期间内，原始权益人将根据其自身和/或其实际控制的关联方针对风电项目同类资产的既有管理规范和标准，严格按照诚实信用、勤勉尽责、公平公正的原则，以不低于其自身和/或实际控制的关联方管理的其他同类资产的运营管理水平督促、要求相关方按照该等标准为不动产项目提供运营管理服务，采取充分、适当的措施避免可能出现的利益冲突，充分保护基金份额持有人的利益。

②在基金的存续期间内，如原始权益人自身和/或其实际控制的关联方持有或运营竞争性项目的，原始权益人将督促持有或运营竞争性项目的关联方采取充分、适当的措施，公平对待不动产项目和该等竞争性项目，避免可能出现的利益

冲突。原始权益人承诺不会将项目公司所取得或可能取得的业务机会优先授予或提供给任何其他竞争性项目，亦不会利用原始权益人的优势地位或利用该地位获得的信息作出不利于基金而有利于其他竞争性项目的决定或判断，并将避免该种客观结果的发生。

③在基金的存续期间内，如因不动产项目与竞争性项目的同业竞争而发生争议，且基金管理人认为可能严重影响基金投资者利益的，原始权益人承诺将与基金管理人积极协商解决措施。

2）运营管理机构

针对可能存在的同业竞争、利益冲突情况，运营管理机构已出具《关于避免同业竞争的承诺函》，并承诺：

①在其作为运营管理机构期间，将设立专项的运营管理团队为不动产项目提供运营管理服务，确保不动产项目的账务与竞争性项目相互独立、确保不动产项目在业务方面独立运营、确保隔离不同风电项目之间的商业或其他敏感信息，以降低不动产项目在运营管理方面的同业竞争和利益冲突风险。

②在基金的存续期间内，运营管理机构将根据其自身和/或其实际控制的关联方针对风电项目同类资产的既有管理规范和标准，严格按照诚实信用、勤勉尽责、公平公正的原则，以不低于其自身和/或实际控制的关联方管理的其他同类资产的运营管理水平为不动产项目提供运营管理服务或督促、要求相关方按照该等标准为不动产项目提供运营管理服务，采取充分、适当的措施避免可能出现的利益冲突，充分保护基金份额持有人的利益。

③在其作为运营管理机构期间，如运营管理机构自身和/或其实际控制的关联方持有或运营竞争性项目的，运营管理机构将督促持有或运营竞争性项目的关联方采取充分、适当的措施，公平对待不动产项目和该等竞争性项目，避免可能出现的利益冲突。运营管理机构承诺不会将项目公司所取得或可能取得的业务机会优先授予或提供给任何其他竞争性项目，亦不会利用基金运营管理机构的地位或利用该地位获得的信息作出不利于基金而有利于其他竞争性项目的决定或判断，并将避免该种客观结果的发生。

④在基金的存续期间内，如因不动产项目与竞争性项目的同业竞争而发生争议，且基金管理人认为可能严重影响基金投资者利益的，运营管理机构承诺将与基金管理人积极协商解决措施。

（二）关联交易情况

1、报告期内项目公司与原始权益人、原始权益人控股股东、原始权益人实际控制人等关联方关联交易情况

根据审计机构出具的编号为上会师报字（2026）第 15214 号的审计报告，不动产项目关联交易情况如下：

（1）关联方情况

表：关联方情况

关联方	与项目公司关系
申能新能源（青海）有限公司	母公司
申能（集团）有限公司	最终控制方
申能集团财务有限公司	与存在控制关系的关联方之母公司同受一方控制
上海申能新能源投资有限公司	同受一方控制
海南州鑫源新能源有限公司	同受一方控制
乌兰县润晟新能源有限公司	同受一方控制

（2）关联交易情况

1）采购商品、接受劳务

表：关联方采购商品、接受劳务情况

单位：万元

关联方名称	业务类型	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
上海申能新能源投资有限公司	技术服务	250.00	500.00	380.00	620.00

2）关联方资金拆借

表：关联方资金拆借情况（借款及存款）

单位：万元

项目名称	关联方	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
长期借款（含一年内到期）	申能新能源（青海）有限公司	-	-	119,638.75	119,638.75

项目名称	关联方	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
长期借款（含一年内到期）	申能股份有限公司	100,075.00	100,082.50	-	-
存款	申能集团财务有限公司	6,384.72	3,975.31	2,117.64	3,224.34

表：关联方资金拆借情况（利息）

单位：万元

项目名称	关联方	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
长期借款利息支出	申能新能源（青海）有限公司	-	-	4,616.68	4,604.07
长期借款利息支出	申能股份有限公司	1,357.50	2,407.50	-	-
利息支出	上海申能新能源投资有限公司	-	161.13	-	-
利息收入	申能集团财务有限公司	2.37	6.03	20.57	18.66
利息收入	上海申能新能源投资有限公司	11.91	10.00	-	-

3）关联方应收、应付款项余额

表：关联方应收、应付款项余额

单位：万元

项目名称	关联方	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
应收账款	乌兰县润晟新能源有限公司	-	-	-	50.00
其他应收款	上海申能新能源投资有限公司	20.34	7,500.00	6,700.00	3,700.00
其他应收款	海南州鑫源新能源有限公司	-	-	-	129.83
应付账款	上海申能新能源投资有限公司	250.00	500.00	380.00	620.00
其他应付款	申能新能源（青海）有限公司	120.51	-	-	-

2、关联交易的必要性、交易价格的公允性及合理性

根据审计机构出具的编号为上会师报字（2026）第 15214 号的审计报告、项目公司出具相关说明函，经核查，前述关联交易基于不动产项目正常经营活动需要而开展，具有合理性与必要性。

该等关联交易符合法律法规的规定及公司内部管理控制要求，交易定价与市场交易价格或独立第三方价格不存在较大差异。该等关联交易定价公允，不影响不动产项目的市场化运营，不存在利用关联交易损害项目公司合法权益的情形，不影响不动产项目市场化运营的独立性和稳定性。

3、不动产资产现金流来源于关联方情况

不动产项目现金流主要来自于售电收入，穿透后全部为居民和工商业用户等终端电力用户，不涉及现金流来源于关联方的情况。此外，不动产项目的汇集站收入产生的现金流来自于乌兰吉电新能源有限公司（以下简称“乌兰吉电”），亦不涉及关联方的情况。

五、项目公司的历史财务表现

（一）审计报告及审计意见

不动产项目所属项目公司的财务报表已经上会会计师事务所（特殊普通合伙）审计，并出具了编号为上会师报字（2026）第 15214 号的标准无保留意见的审计报告。

1、资产负债表

表：项目公司 2023-2025 年及 2026 年 6 月末资产负债表

单位：万元

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
流动资产：				
货币资金	6,444.99	4,453.00	2,248.05	3,605.70
应收票据	-	-	756.48	668.46
应收账款	34,039.20	33,569.33	40,816.33	36,612.97
预付款项	97.70	49.32	82.72	120.42
其他应收款	20.34	7,500.00	6,700.07	3,829.90
其他流动资产	786.24	1,783.49	3,994.65	6,102.04
流动资产合计	**41,388.48**	**47,355.14**	**54,598.30**	**50,939.48**
非流动资产：				
固定资产	98,354.30	101,733.03	108,431.08	115,166.83
递延所得税资产	126.78	123.19	-	-
非流动资产合计	**98,481.09**	**101,856.23**	**108,431.08**	**115,166.83**
资产总计	**139,869.56**	**149,211.37**	**163,029.38**	**166,106.31**
流动负债：	-	-	-	-
应付账款	1,261.91	1,229.58	1,013.51	1,354.65

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
流动资产：				
其他应付款	120.51	-	-	-
应交税费	5.86	286.96	46.00	117.12
一年内到期的非流动负债	75.00	82.50	119,638.75	138.75
流动负债合计	**1,463.28**	**1,599.04**	**120,698.26**	**1,610.52**
非流动负债：	-	-	-	-
长期借款	100,000.00	100,000.00	-	119,500.00
非流动负债合计	**100,000.00**	**100,000.00**	**-**	**119,500.00**
负债合计	**101,463.28**	**101,599.04**	**120,698.26**	**121,110.52**
所有者权益：	**-**	-	-	-
实收资本	35,234.00	35,234.00	35,234.00	35,234.00
专项储备	113.50	-	100.54	-
盈余公积	3,058.78	2,830.64	2,292.46	1,868.98
未分配利润	-	9,547.69	4,704.11	7,892.81
所有者权益合计	**38,406.28**	**47,612.33**	**42,331.11**	**44,995.79**
负债和所有者权益总计	**139,869.56**	**149,211.37**	**163,029.38**	**166,106.31**

2、利润表

表：项目公司 2023-2025 年及 2026 年 1-6 月利润表

单位：万元

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
一、营业收入	**8,448.95**	**18,332.12**	**17,359.58**	**18,635.24**
二、营业总成本	**5,725.84**	**11,573.94**	**12,777.32**	**12,953.63**
其中：营业成本	4,377.41	8,436.38	8,206.89	8,336.27
税金及附加	13.35	34.43	31.10	35.70
销售费用	-	-	-	-
管理费用	-	-	-	0.68
研发费用	-	-	-	-
财务费用	1,335.08	3,103.13	4,539.33	4,580.98
其中：利息费用	1,357.50	3,120.69	4,616.68	4,604.07
利息收入	22.79	18.14	77.74	23.54
加：其他收益	-	-	0.30	-
信用减值损失（-为损失）	-14.36	-492.78	-	-
三、营业利润	**2,708.76**	**6,265.40**	**4,582.56**	**5,681.61**
加：营业外收入	-	-	-	-
减：营业外支出	-	-	1.35	0.00
四、利润总额	**2,708.76**	**6,265.40**	**4,581.21**	**5,681.61**
减：所得税费用	427.35	883.64	346.43	893.28
五、净利润	**2,281.41**	**5,381.75**	**4,234.78**	**4,788.33**

3、现金流量表

表：项目公司 2023-2025 年及 2026 年 1-6 月现金流量表

单位：万元

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
一、经营活动产生的现金流量：				
销售商品、提供劳务收到的现金	9,062.69	28,193.05	15,319.32	17,851.85
收到的税费返还	-	-	-	-
收到其他与经营活动有关的现金	2.45	8.14	81.35	829.58
经营活动现金流入小计	**9,065.14**	**28,201.18**	**15,400.67**	**18,681.43**
购买商品、接受劳务支付的现金	584.81	1,690.53	1,815.13	1,097.49
支付给职工以及为职工支付的现金	-	-	-	-
支付的各项税费	737.07	800.14	449.82	812.29
支付其他与经营活动有关的现金	0.38	0.58	0.39	3.95
经营活动现金流出小计	**1,322.26**	**2,491.26**	**2,265.33**	**1,913.73**
经营活动产生的现金流量净额	**7,742.88**	**25,709.93**	**13,135.34**	**16,767.69**
二、投资活动产生的现金流量：				
收回投资收到的现金	-	-	-	-
取得投资收益收到的现金	-	-	-	-
处置固定资产、无形资产和其他长期资产收回的现金净额	-	-	-	-
处置子公司及其他营业单位收到的现金净额	-	-	-	-
收到其他与投资活动有关的现金	16,500.00	6,710.60	6,129.83	4,634.46
投资活动现金流入小计	**16,500.00**	**6,710.60**	**6,129.83**	**4,634.46**
购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	405.44	38.63	6.14	233.96
投资支付的现金	-	-	-	-
取得子公司及其他营业单位支付的现金净额	-	-	-	-
支付其他与投资活动有关的现金	9,000.00	7,500.00	9,000.00	6,164.30
投资活动现金流出小计	**9,405.44**	**7,538.63**	**9,006.14**	**6,398.25**
投资活动产生的现金流量净额	**7,094.56**	**-828.03**	**-2,876.30**	**-1,763.79**
三、筹资活动产生的现金流量：				

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
吸收投资收到的现金	-	-	-	-
取得借款收到的现金	-	100,000.00	-	-
收到其他与筹资活动有关的现金	-	130,500.00	-	10,644.50
筹资活动现金流入小计	**-**	**230,500.00**	**-**	**10,644.50**
偿还债务支付的现金	-	119,500.00	-	-
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	12,845.45	3,006.15	11,616.68	12,804.07
支付其他与筹资活动有关的现金	-	130,670.80	-	18,612.80
筹资活动现金流出小计	**12,845.45**	**253,176.95**	**11,616.68**	**31,416.87**
筹资活动产生的现金流量净额	**-12,845.45**	**-22,676.95**	**-11,616.68**	**-20,772.37**
四、汇率变动对现金及现金等价物的影响	**-**	**-**	**-**	**-**
五、现金及现金等价物净增加额	**1,991.99**	**2,204.95**	**-1,357.65**	**-5,768.46**
加：期初现金及现金等价物余额	4,453.00	2,248.05	3,605.70	9,374.16
六、期末现金及现金等价物余额	**6,444.99**	**4,453.00**	**2,248.05**	**3,605.70**

（二）不动产项目财务状况及经营业绩分析

1、营业收入分析

项目公司报告期各期的营业收入全部来源于电力相关收入，其中主营业务收入为售电收入，其他业务收入主要为汇集站相关收入，售电收入近三年及一期占比均超过 97%。项目公司最近三年及一期的营业收入及同比变动情况如下表所示：

表：项目公司近三年及一期营业收入主要构成及占比情况

单位：万元

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
营业收入	8,448.95	18,332.12	17,359.58	18,635.24
同比变动（金额）	-	972.54	-1,275.67	-216.86
同比变动（幅度）	-	5.60%	-6.85%	-1.15%
主营业务收入	8,408.86	17,861.37	17,279.39	18,555.05
其他业务收入	40.09	470.75	80.19	80.19
主营业务收入占比	99.53%	97.43%	99.54%	99.57%
其他业务收入占比	0.47%	2.57%	0.46%	0.43%

项目公司 2023 年-2025 年及 2026 年 1-6 月的营业收入分别为 18,635.24 万

元、17,359.58 万元、18,332.12 万元及 8,448.95 万元。其中：

2024 年度营业收入较 2023 年度减少 1,275.67 万元，同比减少 6.85%，主要原因为 2024 年度不动产项目所在区域风力资源较 2023 年度有所减弱、电网限电率有所上升等综合因素影响所致；2025 年度营业收入较 2024 年度增加 972.54 万元，同比增加 5.60%，一方面系 2025 年度风力资源有所恢复，另一方面系项目设备整体可利用率保持良好水平，风电发电量小幅回升所致。

整体而言，项目公司近三年营业收入在 17,359.58~18,635.24 万元区间内呈窄幅波动，反映出风电项目稳定运营期内营业收入具有较强可预期性。

整体而言，项目公司近三年营业收入波动幅度较小，反映出风电项目稳定运营期内营业收入具有较强可预期性。

2、营业成本构成、毛利率及变动情况分析

项目公司营业成本主要由风电场运营涉及的折旧及摊销、运维费、修理费、下网电费和运营支持服务费等构成，其中折旧及摊销是营业成本的主要构成项目。

表：项目公司营业成本主要构成情况

单位：万元

项目	2026 年 1-6 月		2025 年度		2024 年度		2023 年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
折旧及摊销	3,378.73	77.19%	6,755.88	80.08%	6,746.26	82.20%	6,778.19	81.31%
运维费	96.86	2.21%	153.17	1.82%	182.11	2.22%	257.32	3.09%
保险费	59.80	1.37%	129.07	1.53%	129.12	1.57%	81.25	0.97%
试验检验费	-	0.00%	7.69	0.09%	9.86	0.12%	23.18	0.28%
下网电费	269.57	6.16%	559.66	6.63%	472.44	5.76%	487.90	5.85%
运营支持服务费	250.00	5.71%	500.00	5.93%	380.00	4.63%	620.00	7.44%
修理费	200.46	4.58%	326.63	3.87%	32.55	0.40%	97.44	1.17%
安全活动费[40]	121.81	2.78%	-5.66	-0.07%	169.48	2.07%	-16.88	-0.20%
材料费	-	0.00%	-	0.00%	1.77	0.02%	1.03	0.01%
其他	0.18	0.00%	9.95	0.12%	83.29	1.01%	6.83	0.08%
合计	**4,377.41**	**100.00%**	**8,436.38**	**100.00%**	**8,206.89**	**100.00%**	**8,336.27**	**100.00%**
变动情况	/		**2.80%**		**-1.55%**		**7.76%**	

[40] 安全活动费存在负值系因为当年用于安全类活动且计入成本科目的金额高于当年计提金额所致。

项目公司 2023 年-2025 年及 2026 年 1-6 月的营业成本分别为 8,336.27 万元、8,206.89 万元、8,436.38 万元及 4,377.41 万元，最近三年营业成本保持相对稳定。最近三年及一期，营业成本占收入的比重分别为 44.73%、47.28%、46.02%、51.81%。

报告期，项目公司营业毛利率分别为 55.27%、52.72%、53.98%和 48.19%。项目公司营业成本构成中，固定资产折旧系非现金性支出，金额在各期营业成本中占比较高且保持稳定，致使项目公司报告期内毛利率水平整体稳定在 48%以上的较高区间，具备较强的盈利能力。2026 年 1-6 月营业毛利率为 48.19%，较 2025 年度的 53.98%有所下降，主要系营业成本中折旧及摊销等固定性支出相对刚性，而报告期内营业收入受风资源周期性变化影响相对较低，导致毛利率阶段性回落。

表：项目公司各项营业成本占营业收入比例情况

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
折旧及摊销	39.99%	36.85%	38.86%	36.37%
运维费	1.15%	0.84%	1.05%	1.38%
保险费	0.71%	0.70%	0.74%	0.44%
试验检验费	0.00%	0.04%	0.06%	0.12%
下网电费	3.19%	3.05%	2.72%	2.62%
运营支持服务费	2.96%	2.73%	2.19%	3.33%
修理费	2.37%	1.78%	0.19%	0.52%
安全活动费	1.44%	-0.03%	0.98%	-0.09%
材料费	0.00%	0.00%	0.01%	0.01%
其他	0.00%	0.05%	0.48%	0.04%
合计	**51.81%**	**46.02%**	**47.28%**	**44.73%**

如上表所示，2023 年-2025 年折旧及摊销占营业收入比例分别为 36.37%、38.86%和 36.85%，整体保持稳定；运维费占营业收入比例近三年呈逐期下降趋势，主要是由于项目进入稳定运营期后设备运行状态良好、运维费支出有所减少；保险费占营业收入比例近三年保持相对稳定主要是由于保险合同金额相对固定，营业收入波动幅度有限；下网电费占营业收入比例近三年基本稳定；运营支持服务费占营业收入比例近三年保持在 2.19%-3.33%区间内波动，主要是由于上海新能源按“受益原则”分摊的运营支持服务相关费用；修理费占营业收入比例 2025 年起有所上升，主要是由于风电机组已出质保期所致；其他项支出（试验检验费、安全活动费、材料费及其他）占营业收入比例均较小且报告期内变动幅度有限，对营业成本结构无重大影响。

3、主要费用构成及占营业收入的比例和变化情况

项目公司最近三年及一期的期间费用构成如下：

表：项目公司期间费用主要构成情况

单位：万元

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
销售费用	-	-	-	-
管理费用	-	-	-	0.68
研发费用	-	-	-	-
财务费用	1,335.08	**3,103.13**	**4,539.33**	**4,580.98**
其中：利息支出	1,357.50	3,120.69	4,616.68	4,604.07
减：利息收入	22.79	18.14	77.74	23.54
期间费用合计	**1,335.08**	**3,103.13**	**4,539.33**	**4,581.66**

项目公司报告期内期间费用以财务费用为主。2023 年度、2024 年度、2025 年度财务费用分别为 4,580.98 万元、4,539.33 万元、3,103.13 万元，2026 年 1-6 月为 1,335.08 万元。2025 年度财务费用较 2024 年度减少 1,436.20 万元，降幅约 31.64%，主要原因为项目公司对长期借款进行再融资：原长期借款本金约 11.95 亿元在 2024 年末重分类至一年内到期的非流动负债后，于 2025 年到期偿还；同时项目公司在 2025 年度取得新长期借款 10 亿元，借款本金规模较原有借款下降约 16.32%，且新融资综合成本相较原有借款有所下降，综合影响使得 2025 年度利息支出较 2024 年度显著减少。

项目公司管理费用、销售费用、研发费用金额均较小或为零，系根据申能股份内部统筹安排，由上海新能源统一为项目公司提供资产财务管理、风险合规、计划合同、生产营销、综合管理、安全环境保卫等运营支持服务，故相关期间费用科目的金额较低。

4、税金及附加构成、占收入比例及变动情况分析

项目公司税金及附加主要包括城市维护建设税、教育费附加、地方教育附加、房产税、土地使用税、印花税等。报告期各期税金及附加金额均较小（2023 年度、2024 年度、2025 年度、2026 年 1-6 月分别为 35.70 万元、31.10 万元、34.43 万元、13.35 万元），占营业收入比重均不足 1%。

表：项目公司近三年及一期税金及附加情况

单位：万元

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
税金及附加	13.35	34.43	31.10	35.70
占营业收入比重	0.16%	0.19%	0.18%	0.19%

5、重大投资收益和计入当期损益的政府补助情况

经核查，不动产项目报告期内不涉及重大投资收益。不动产项目报告期涉及到计入当期损益的政府补贴，具体情况如下：

（1）补贴政策依据及补贴形式

根据《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4号），已按规定核准（备案）、全部机组完成并网，同时经审核纳入补贴目录的可再生能源发电项目，按合理利用小时数核定中央财政补贴额度。

根据《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426 号），风电一类、二类、三类、四类资源区项目全生命周期合理利用小时数分别为 48,000 小时、44,000 小时、40,000 小时和 36,000 小时；在自并网之日起未满 20 年，且未超过项目全生命周期合理利用小时数时，按可再生能源发电项目当年实际发电量给予补贴；按照《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5 号，以下简称“5 号文”）规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，所发电量超过全生命周期补贴电量部分，不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易；风电项目自并网之日起满 20 年后，无论项目是否达到全生命周期补贴电量，不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易。

可再生能源补贴资金由财政部负责统筹。根据 5 号文，财政部会提前下达年度补贴预算，并通过转移支付方式将资金拨付至地方财政部门或电网企业，电网企业（本项目为国网青海公司）负责具体拨付资金。

（2）补贴标准及补贴年限

根据国网青海公司于 2020 年 5 月 6 日出具《国网青海省电力公司关于 2018 年 10 月 1 日以后并网可再生能源发电项目上网电价情况的报告》，确认乌兰风电项目应执行上网电价为 0.6 元/千瓦时。根据乌兰风电项目建设时适用的《关于青

海省可再生能源发电上网电价补贴基准问题的复函》（发改价格〔2015〕1005 号）和《青海省发展和改革委员会转发国家发展改革委关于降低燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格的通知》（青发改价格〔2016〕7 号），青海省可再生能源发电上网电价补贴基准价为 0.2277 元/千瓦时，故乌兰风电项目适用的补贴基准价为 0.2277 元/千瓦时。可再生能源补贴标准为上网电价与青海省新能源补贴基准价的差额，故乌兰风电项目适用的国补电价为 0.3723 元/千瓦时。

根据《国家发展改革委关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格〔2015〕3044 号）及其附件，青海省海西州属于Ⅳ类资源区，根据《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426 号），乌兰风电项目全生命周期合理利用小时数为 36,000 小时，在自并网之日起未满 20 年，且未超过项目全生命周期合理利用小时数时，按可再生能源发电项目当年实际发电量获取补贴。截至 2026 年 6 月末，乌兰风电项目累计已补贴小时数约 11,229.97 小时，剩余补贴小时数约 24,770.03 小时，预测期内预计乌兰风电项目均享受国补电价。

表：最近三年及一期上网电量和国补电价

项目	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
上网电量（万千瓦时）	34,591.97	32,167.84	33,889.43	15,171.50
国补电价（含税）（元/千瓦时）	0.3723	0.3723	0.3723	0.3723

（3）补贴金额及其占营业收入比例

报告期内，2023 年-2025 年及 2026 年 1-6 月，乌兰风电项目营业收入分别为 18,635.24 万元、17,359.58 万元、18,332.12 万元及 8,448.95 万元，其中，国补收入（不含税）分别为 11,396.98 万元、10,598.31 万元、11,165.52 万元及 4,998.54 万元，分别占项目对应年度收入的 61.16%、61.05%、60.91%及 59.16%。

6、主要资产情况以及重大变动分析

最近三年及一期，项目公司总资产分别为 166,106.31 万元、163,029.38 万元、149,211.37 万元、139,869.56 万元。项目公司主要资产为固定资产及应收账款。截至 2026 年 6 月 30 日，项目公司固定资产账面价值为 98,354.30 万元，占资产

总计的 70.32%；应收账款账面价值为 34,039.20 万元，占资产总计的 24.34%，上述两项合计占资产总计比例约 94.65%。

表：项目公司近三年一期资产结构情况

单位：万元

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
流动资产：				
货币资金	6,444.99	4,453.00	2,248.05	3,605.70
应收票据	-	-	756.48	668.46
应收账款	34,039.20	33,569.33	40,816.33	36,612.97
预付款项	97.70	49.32	82.72	120.42
其他应收款	20.34	7,500.00	6,700.07	3,829.90
其他流动资产	786.24	1,783.49	3,994.65	6,102.04
流动资产合计	**41,388.48**	**47,355.14**	**54,598.30**	**50,939.48**
非流动资产：				
固定资产	98,354.30	101,733.03	108,431.08	115,166.83
递延所得税资产	126.78	123.19	-	-
非流动资产合计	**98,481.09**	**101,856.23**	**108,431.08**	**115,166.83**
资产总计	**139,869.56**	**149,211.37**	**163,029.38**	**166,106.31**

（1）货币资金

项目公司近三年及一期货币资金规模分别为 3,605.70 万元、2,248.05 万元、4,453.00 万元、6,444.99 万元，占资产总额的比例分别为 2.17%、1.38%、2.98%、4.61%。最近三年货币资金余额较为稳定，近一期货币资金余额有所上升是因为国补应收款回款所导致。

（2）应收票据

项目公司近三年及一期应收票据规模分别为 668.46 万元、756.48 万元、0.00

万元和 0.00 万元，占资产总计比例分别为 0.40%、0.46%、0.00%和 0.00%。应收票据主要为国网青海公司结算电费款时开具的银行承兑汇票。2023 年末、2024 年末尚有应收票据余额，2025 年起项目公司与国网青海公司的结算方式发生调整，应收票据不再形成余额。

（3）应收账款

项目公司最近三年及一期应收账款规模分别为 36,612.97 万元、40,816.33 万元、33,569.33 万元和 34,039.20 万元，占资产总计比例分别为 22.04%、25.04%、22.50%和 24.34%，是项目公司流动资产的主要构成项目。项目公司的应收账款主要由两部分构成：一是应收电网公司电费款，对应市场化交易结算单价（含超缺额）部分；二是应收可再生能源补贴款项。因国补结算周期较长（通常按清单纳入批次及财政补贴资金下拨节奏结算），因此应收账款规模较大，系风电、光伏等可再生能源运营企业的共性特征。2024 年末应收账款较 2023 年末增加 4,203.36 万元，主要系当期电网及国补应收款尚未全部回收所致；2025 年末较 2024 年末减少 7,247.00 万元，主要系 2025 年度项目公司收到国补及电网回款金额较大所致。

（4）预付款项

项目公司近三年及一期预付款项规模分别为 120.42 万元、82.72 万元、49.32 万元和 33.63 万元，占资产总计比例分别为 0.07%、0.05%、0.03%和 0.02%，规模较小。预付款项主要为预付的保险费、信息系统服务费等。报告期内预付款项规模小幅波动，不存在异常变动。

（5）其他应收款

项目公司最近三年及一期其他应收款规模分别为 3,829.90 万元、6,700.07 万元、7,500.00 万元和 20.34 万元，占资产总计比例分别为 2.31%、4.11%、5.03%和 0.01%，2026 年 6 月末，其他应收款末较 2025 年末大幅下降，主要是因为上海申能新能源投资有限公司按计划归还往来款项所致。

（6）其他流动资产

项目公司最近三年及一期其他流动资产规模分别为 6,102.04 万元、3,994.65

万元、1,783.49 万元和 786.24 万元，占资产总计比例分别为 3.67%、2.45%、1.20%和 0.56%，报告期内整体呈下降趋势。其他流动资产主要为待抵扣增值税进项税额等项目，随着项目进入稳定运营期后，历史形成的进项税额预计将逐步抵扣完毕。

（7）固定资产

项目公司最近三年及一期固定资产账面价值分别为 115,166.83 万元、108,431.08 万元、101,733.03 万元和 98,354.30 万元，占资产总计比例分别为 69.33%、66.51%、68.18%和 70.32%，是项目公司最主要的经营性资产。

项目公司固定资产主要由乌兰 20 万千瓦风电项目的风力发电机组（90 台 2,200 千瓦和 1 台 2,000 千瓦机组）、330kV 升压站及输变电配套设备、场区建构筑物及配套设施等构成。报告期内固定资产账面价值呈稳步下降趋势，主要系项目公司按年限平均法计提折旧所致。

（8）递延所得税资产

项目公司近三年及一期递延所得税资产规模分别为 0.00 万元、0.00 万元、123.19 万元和 126.78 万元，占资产总计比例分别为 0.00%、0.00%、0.08%和 0.09%，规模较小。2023 年末、2024 年末项目公司未确认递延所得税资产；自 2025 年起形成递延所得税资产余额，主要系项目公司按预期信用损失模型计提的应收款项坏账准备形成的可抵扣暂时性差异形成所致。

7、主要负债情况以及重大变动分析

最近三年及一期，项目公司负债总额分别为 121,110.52 万元、120,698.26 万元、101,599.04 万元和 101,463.28 万元。2026 年 6 月末较 2025 年末基本持平。项目公司的负债构成以有息负债（长期借款及一年内到期的非流动负债）为主，系项目公司投资建设风电项目的项目融资（银行贷款）所形成。2024 年末项目公司因原长期借款本金约 11.95 亿元即将于 2025 年到期偿还，按会计准则要求重分类至“一年内到期的非流动负债”，导致 2024 年末一年内到期的非流动负债余额较高；2025 年度完成原贷款偿还及新长期借款发放，负债结构回归正常状态。

表：项目公司项目近三年一期负债结构情况

单位：万元

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
流动负债：				
短期借款	-	-	-	-
应付账款	1,261.91	1,229.58	1,013.51	1,354.65
应付职工薪酬	-	-	-	-
其他应付款	120.51	-	-	-
应交税费	5.86	286.96	46.00	117.12
一年内到期的非流动负债	75.00	82.50	119,638.75	138.75
其他流动负债	-	-	-	-
流动负债合计	**1,463.28**	**1,599.04**	**120,698.26**	**1,610.52**
非流动负债：				
长期借款	100,000.00	100,000.00	-	119,500.00
长期应付款	-	-	-	-
非流动负债合计	**100,000.00**	**100,000.00**	**-**	**119,500.00**
负债合计	**101,463.28**	**101,599.04**	**120,698.26**	**121,110.52**

（1）应付账款

项目公司最近三年及一期应付账款规模分别为 1,354.65 万元、1,013.51 万元、1,229.58 万元和 1,261.91 万元，占负债合计比例分别为 1.12%、0.84%、1.21%和 1.24%。应付账款主要为应付给外部供应商的运维服务费等经营性往来款项，账龄以 1 年以内为主，整体规模稳定。报告期内应付账款小幅波动，属项目公司正常运营过程中应付账款结算节奏的正常变动。

（2）应交税费

项目公司近三年及一期应交税费规模分别为 117.12 万元、46.00 万元、286.96 万元和 5.86 万元，占负债总额比例分别为 0.10%、0.04%、0.28%和 0.01%，规模较小。应交税费主要包括应交增值税、应交企业所得税、城市维护建设税及教育费附加等。2024 年末应交税费较 2023 年末下降 71.13 万元，主要系 2024 年度末增值税进项税额抵扣结构调整所致；2025 年末较 2024 年末增加 240.97 万元，主要系 2025 年度项目公司盈利水平提升带动应交企业所得税累计余额上升所致。

（3）一年内到期的非流动负债

项目公司最近三年及一期一年内到期的非流动负债规模分别为138.75万元、119,638.75万元、82.50万元和75.00万元，占负债合计比例分别为0.11%、99.12%、0.08%和0.07%。

其中2024年末一年内到期的非流动负债余额为119,638.75万元，较其他报告期末金额显著较高，主要系项目公司原有长期借款按贷款合同约定进入最后一年还款期，需于2025年集中偿还所致。项目公司已于2025年完成该笔借款的到期偿还，并同步安排了新一轮长期融资。2023年末、2025年末、2026年6月末该科目主要为长期借款对应的一年内到期部分，余额较小。

（4）长期借款

项目公司近三年及一期长期借款规模分别为119,500.00万元、0.00万元、100,000.00万元和100,000.00万元，占负债总额比例分别为98.67%、0.00%、98.43%和98.56%，是项目公司最主要的负债构成项目。

项目公司长期借款为项目建设期及运营期的项目融资借款。报告期内，项目公司对长期借款进行了一轮再融资安排，具体情况为：

1）原有借款

截至2023年末，项目公司长期借款账面余额为119,500.00万元；该笔借款在2024年度进入最后一年还款期，相应重分类至“一年内到期的非流动负债”，使得2024年末长期借款余额降为0元、一年内到期的非流动负债余额上升至119,638.75万元。

2）新增借款

2025年度，项目公司新增取得长期借款（即申能股份委托交通银行股份有限公司发放的委托贷款），本金合计10亿元人民币，借款资金主要用于置换/偿还原有借款及补充日常经营性资金需求，借款期限较长、按年度分次还本付息。再融资完成后，项目公司长期借款余额保持在10亿元水平；2026年1-6月未发生新增借款或提前还款事项。

（5）其他应付款

项目公司近三年及一期其他应付款规模分别为 0.00 万元、0.00 万元、0.00 万元和 120.51 万元，其他应付款全部为应付股利。

（三）其他调查事项说明

1、资产负债表日后事项

经财务顾问适当核查并经项目公司说明，截至尽调基准日，项目公司不涉及资产负债表日后事项。

2、或有事项

经财务顾问适当核查并经项目公司说明，截至尽调基准日，项目公司无或有事项。

3、可能对项目公司产生较大影响的诉讼或者仲裁

经财务顾问适当核查并经项目公司说明，截至尽调基准日，项目公司不存在未决诉讼或仲裁、担保等事项。

4、资产抵押、质押、担保和其他权利限制安排

经财务顾问适当核查并经项目公司说明，截至尽调基准日，项目公司无资产抵押、质押、担保和其他权利限制安排。

六、项目公司纳入不动产基金后的变化情况

不动产基金成立后，项目公司层面的治理安排拟设立如下：

（一）项目公司股东

基金管理人将通过专项计划行使对项目公司所享有的相关股东权利。计划管理人（代表“东方红申能股份能源 1 号资产支持专项计划”）作为项目公司股东，根据资产支持证券持有人决议，行使《公司法》及项目公司《公司章程》约定的项目公司股东权利。

（二）董事会及法定代表人

项目公司设董事会，成员为三人，其中一名董事拟由运营管理机构推荐的人

员担任，另外两名董事由基金管理人委派。董事会设董事长一人，项目公司的法定代表人由董事长担任。

（三）监事

项目公司不设监事会或监事。

（四）经理及财务负责人

项目公司设经理一名，拟由运营管理机构推荐的人员担任。项目公司的财务负责人由基金管理人委派，财务负责人直接向基金管理人汇报并对基金管理人负责。经理及财务负责人任职资格及职权等以项目公司《公司章程》为准。

第三章 不动产项目情况

一、不动产项目经营情况

（一）报告期不动产项目主要经营指标

乌兰风电项目全电量市场化交易，售电收入主要由国补收入和市场化交易结算收入组成，并受到考核费用等因素影响。中长期超缺额获利回收机制系现货市场结算的价格纠偏机制，旨在引导发电企业将中长期合约电量与结算电量的偏差控制在合理区间，对于发电企业获得的超出合理区间的获利，电网将以超缺额调整费用形式予以回收。根据本项目电费结算单，超缺额调整费用自 2025 年 8 月起发生，为更好地体现市场化交易结算单价的真实情况，在本财务顾问报告中将该项费用与市场化交易结算单价进行合并统计与分析。

表：乌兰风电项目主要经营指标[41]

单位：小时、万千瓦时、元/千瓦时、万元

指标	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
等效利用小时数	**1,729.60**	**1,608.39**	**1,694.47**	**758.57**
结算电量	**34,591.97**	**32,167.84**	**33,889.43**	**15,171.50**
其中：市场化交易结算电量	34,591.97	32,167.84	33,889.43	15,171.50
考核前售电价格（含税）	**0.6118**	**0.6108**	**0.6006**	**0.6286**
其中：国补电价	0.3723	0.3723	0.3723	0.3723
市场化交易结算单价（含超缺额）	0.2395	0.2385	0.2283	0.2563
考核前售电收入（含税）	**21,164.14**	**19,647.64**	**20,354.55**	**9,536.29**
其中：国补收入	12,878.59	11,976.09	12,617.03	5,648.35
市场化交易结算收入	8,285.55	7,671.55	7,737.52	3,887.94
考核费用（含税）	**-196.93**	**-121.93**	**-171.20**	**-34.28**
考核后平均电价（含税）	**0.6061**	**0.6070**	**0.5956**	**0.6263**

[41] 为真实反映结算电价水平，本财务顾问报告已将超缺额考核费用与市场化交易单价（或称“结算电价”）合并核算，全文统计口径已作调整，与首次申报存在差异。

指标	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
考核后售电收入（含税）	20,967.21	19,525.71	20,183.35	9,502.01
考核后售电收入（不含税）	18,555.05	17,279.39	17,861.37	8,408.86

（二）风速情况

本项目位于青海省柴达木盆地东部，该地区为青海省内风资源优质区域，自投运以来本项目历史各完整年度平均风速波动区间为 4.09-4.88 米/秒，风力资源总体呈平稳态势。

2023-2025 年及 2026 年 1-6 月，乌兰风电项目风速变动情况如下：

表：乌兰风电项目 2023-2025 年及 2026 年 1-6 月风速变动情况

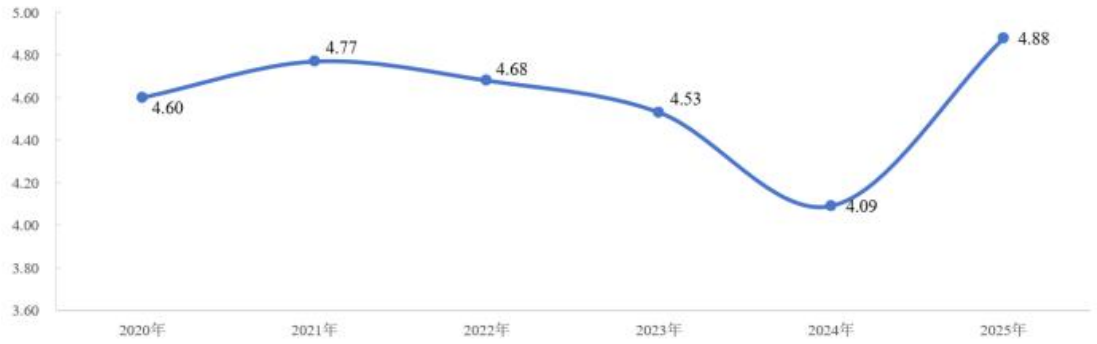
单位：米/秒

项目	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年 1-6 月
平均风速	4.53	4.09	4.88	4.99

乌兰风电项目 2023-2025 年及 2026 年 1-6 月测风数据稳定在 4.09 米/秒至 4.99 米/秒的区间内，平均值为 4.62 米/秒。

1、本项目投运以来历史各完整年度风速及变动情况

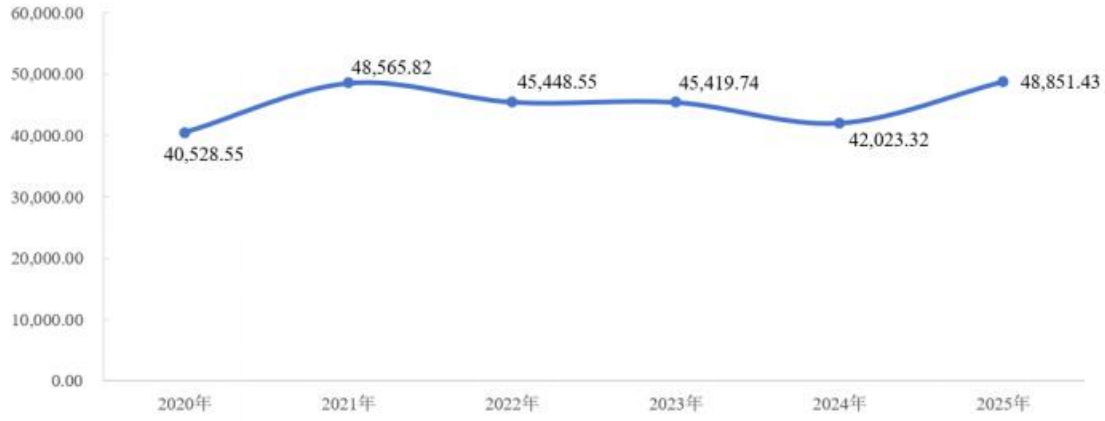
风资源具有随机性与不确定性，本项目投运以来，历史各完整年度平均风速波动区间为 4.09-4.88 米/秒，风力资源总体呈平稳态势，符合风力发电行业特征。



图：历史各年度风速及变动情况（单位：米/秒）

由于平均风速取自风电机组测风仪器的记录均值，受风资源波动性与随机性影响，风电机组实际出力时的风速条件较平均风速存在偏离，呈现波动特征。因

此，行业实践中，平均风速仅作为风资源禀赋的参考指标，通常采用理论发电量（即标杆风电机组无约束发电量×项目总装机容量÷标杆机额定容量）或理论发电小时数（即理论发电量÷项目总装机容量）来评估项目风资源禀赋。



图：历史各年度理论发电量及变动情况（单位：万千瓦时）

2020-2025 年，本项目理论发电量区间为 40,528.55-48,851.43 万千瓦时，对应理论发电小时数区间为2,026.43-2,442.57 小时，风资源禀赋属青海省较好水平。

2、本项目所在地区风资源条件

本项目所在地区长期风资源总体上变化平稳。青海省气候中心对青海省近 10 年典型年风能资源禀赋监测评估结果表明[42]，青海省 100-300 米高度年平均风速在 5.5-7.8 米/秒，风能资源优先开发区主要集中在柴达木盆地及青南地区。本项目位于柴达木盆地东部，为青海省风资源较优区域，本项目测风结果（测风高度 90 米）与青海省风资源条件长期观测的情况基本一致。

根据青海省气候中心预估，青海省未来 35 年（2026-2060 年）风能资源总体上变化平稳，对总体风能资源规划布局不会产生实质影响。

（三）限电情况

2023 年-2025 年及 2026 年 1-6 月，乌兰风电项目限电情况如下：

表：乌兰风电项目 2023-2025 年及 2026 年 1-6 月限电情况

单位：万千瓦时

指标	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
理论发电量	45,419.74	42,023.32	48,851.43	24,755.69

[42] 信息来源：青海省气象局。

指标	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
结算电量	34,591.97	32,167.84	33,889.43	15,171.50
损失电量	193.10	101.36	133.37	82.58
厂用及线损电量	1,571.91	823.79	1,016.34	441.96
限电量	9,062.76	8,930.33	13,812.29	9,059.64
限电率	19.95%	21.25%	28.27%	36.60%
限电量（剔除增容改造工程影响）	9,062.76	8,930.33	10,273.73	5,892.41
限电率（剔除增容改造工程影响）	19.95%	21.25%	21.03%	23.80%

本项目限电率计算公式为：限电率=限电量÷理论发电量=（理论发电量-结算电量-损失电量-厂用及线损电量）÷理论发电量。

如上表所示，限电量主要受理论发电量与结算电量影响，在风资源较好（即理论发电量较高）的年份，即使限电量、限电率有所提升，最终结算电量仍可能出现同比增长。例如 2025 年相较于 2024 年，虽然未剔除增容改造工程影响的限电率同比上升约 7 个百分点，但因风资源较好、理论发电量同比上升约 16 个百分点，实际结算电量仍同比上升约 5 个百分点。因此，限电量（限电率）指标并不完全表征消纳情况。同时，由于本项目与已上市同类风电 REITs 项目的底层资产所处地域不同，限电率指标不具备直接可比性。

本项目 2025 年及 2026 年 1-6 月限电率较高，主要系青海省电网近年来实施增容改造工程，致使区域新能源出力受限所致。增容改造工程对本项目的影响具有特殊性，随着改造工作已于 2026 年 6 月全部完成[43]，此影响因素已消除。剔除特殊因素扰动影响后，以 2023-2024 年 3-6 月各月限电量最高值为基准，对 2025 年、2026 年同期进行修正后，2025 年及 2026 年 1-6 月的限电量修正值为 10,273.73 万千瓦时及 5,892.41 万千瓦时，对应限电率分别为 21.03%及 23.80%，与 2023 年、2024 年的限电率 19.95%、21.25%相比，限电率水平未显著上升。

即使不剔除增容改造工程对限电的影响，本项目 2026 年 1-6 月的限电量为 9,059.64 万千瓦时，较 2025 年 1-6 月限电量 9,049.73 万千瓦时[44]仅上升 0.11%。

[43] 信息来源：根据《国网青海省电力公司电力调度控制中心关于 750 千伏西宁变开关增容改造工作期间新能源受限有关情况的报告》，2026 年 3 月底-6 月中旬，国网青海省电力公司已开展西宁变最后一批开关增容改造工程。

[44] 2025 年 1-6 月限电量 9,049.73 万千瓦时，占全年限电量比例约 65.5%；增容改造工程结束后，2025 年 7-12 月限电量为 4,762.57 万千瓦时，占全年限电量比例约 34.5%。

（四）发电量、结算电量和等效利用小时数

乌兰风电项目位于青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县，由国网青海公司负责调度与消纳。乌兰风电项目每月上网电量（即结算电量）为风电机组实际发电量扣除厂用及线损电量后的净输出电量。

表：乌兰风电项目 2023-2025 年及 2026 年 1-6 月发电量、结算电量及等效利用小时数情况

单位：万千瓦时、小时

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
理论发电量	24,755.69	48,851.43	42,023.32	45,419.74
限电量	9,059.64	13,812.29	8,930.33	9,062.76
限电率[45]	36.60%	28.27%	21.25%	19.95%
损失电量	82.58	133.37	101.36	193.10
损失率	0.33%	0.27%	0.24%	0.43%
实际发电量[46]	15,613.47	34,905.77	32,991.63	36,163.88
厂用及线损电量	441.96	1,016.34	823.79	1,571.91
厂用及线损率[47]	2.83%	2.91%	2.50%	4.35%
结算电量[48]	15,171.50	33,889.43	32,167.84	34,591.97
等效利用小时数	758.57	1,694.47	1,608.39	1,729.60

2023-2025 年，乌兰风电项目理论发电量分别为 45,419.74 万千瓦时、42,023.32 万千瓦时和 48,851.43 万千瓦时，风资源条件存在一定波动；结算电量分别为 34,591.97 万千瓦时、32,167.84 万千瓦时和 33,889.43 万千瓦时，受风资源波动的影响，2024 年结算电量有所下滑，2025 年有所回升。等效利用小时数与结算电量为数学换算关系，即等效利用小时数=结算电量÷项目总装机容量，因此，其与结算电量呈等比例变动。

（五）售电结构分析

乌兰风电项目收入来源主要为销售电量带来的发电收入。项目位于青海省海西州乌兰县，全电量送入青海省电网并参与电力市场化交易。售电结构由中长期交易及现货交易电量组成。

表：乌兰风电项目 2023-2025 年及 2026 年 1-6 月售电结构

单位：万千瓦时

[45] 限电率=限电量/理论发电量。
[46] 实际发电量=理论发电量-限电量-损失电量，结算电量=实际发电量-厂用及线损电量。
[47] 厂用及线损率=厂用及线损电量/实际发电量。
[48] 即上网电量。

售电类型		2026 年 1-6 月		2025 年		2024 年		2023 年	
		结算电量	结算电量占比	结算电量	结算电量占比	结算电量	结算电量占比	结算电量	结算电量占比
结算电量	中长期交易	13,563.96	89.40%	34,574.36	102.02%	31,758.37	98.73%	34,148.67	98.72%
	现货交易	1,607.53	10.60%	-684.93	-2.02%	409.46	1.27%	443.30	1.28%
合计电量		**15,171.50**	**100.00%**	**33,889.43**	**100.00%**	**32,167.84**	**100.00%**	**34,591.97**	**100.00%**

报告期内，青海省作为国家清洁能源示范省，其电力市场保持以“中长期交易为主体、现货交易为补充”的稳定格局，并从 2025 年 11 月起开始现货交易试运行，旨在保障新能源基本消纳的同时，逐步引入现货价格信号引导优化供需端发用电行为。

乌兰风电项目市场化交易结算电量中，2023 年、2024 年、2025 年及 2026 年 1-6 月中长期交易电量占比分别为 98.72%、98.73%、102.02%及 89.40%；现货交易电量占比分别为 1.28%、1.27%、-2.02%及 10.60%。其中，2025 年现货交易电量占比为负，主要因实际发电量与中长期合同约定电量产生负向偏差，当实际发电量小于合同电量时，需在现货市场购入电量以履行合同，从而在结算中体现为负值，此为电力市场化交易中的正常偏差处理机制；2026 年 1-6 月现货交易电量占比大幅提升，主要系乌兰风电项目根据上半年青海省内供需特性（如早晚高峰电价较高），主动优化交易策略，通过降低部分中长期持仓、增加现货市场电量比例，以捕捉高峰电价机会、提升收益导致，此举是乌兰风电项目对电力市场现货规则改革后价格激励信号的合理响应。

（六）售电单价

1、报告期内市场化交易结算单价（含超缺额）情况

报告期，乌兰风电项目市场化交易结算电价（含超缺额）情况如下：

表：乌兰风电项目 2023-2025 年及 2026 年 1-6 月市场化交易结算单价（含超缺额）

单位：元/千瓦时

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
市场化交易结算单价（含超缺额）	0.2563	0.2283	0.2385	0.2395

乌兰风电项目市场化交易结算单价（含超缺额）近三年基本稳定在 0.2283-0.2395 元/千瓦时区间。2023 年至 2025 年，随着青海省电力市场化交易深入推进，市场化交易结算单价（含超缺额）呈现稳中略降态势，2024 年、2025 年降幅分别为 0.43%和 4.26%。2026 年上半年市场化交易结算单价（含超缺额）上升至 0.2563 元/千瓦时，较 2025 年度显著提高，主要原因系 2026 年 1-6 月根据青海省内供需特征优化电力交易策略，现货交易占比大幅提升达 10.60%，现货交易中较高的早晚高峰电价对市场化交易结算单价（含超缺额）形成明显拉动。

本项目历史三年市场化交易结算单价（含超缺额）阶段性下降，系在全国新能源装机容量快速提升背景下，青海省 2024 年、2025 年省间外送结算电价相应承压下降[49]以及青海省 2025 年下半年现货市场试运行机制磨合导致，并非由于项目自身运营因素出现不利变化引起。2026 年 1-6 月，电力交易业务团队通过更加精细化的电力交易策略，提高高电价时段售电电量，在青海省整体省间外送结算电价小幅下降背景下，实现本项目省间外送结算电价同比提升。同时，在青海省能源供需“夏丰冬枯”“日盈夜亏”特征下，青海省早晚间时段现货实时价格出现高电价交易机会，电力交易业务团队通过合理调整不同时段的中长期合约持仓，在现货结算规则下，使更多现货电量在早晚间高电价时段结算。在上述两个因素共同作用下，本项目 2026 年 1-6 月市场化交易结算单价（含超缺额）同比 2025 年 1-6 月提升 14.21%。结合电力市场化改革情况、市场竞争格局、市场化各类售电模式占比及电价情况、运营管理机构精细化运营管理能力等因素分析，本项目历史三年市场化交易结算单价（含超缺额）不构成趋势性下降特征。

2、2025 年 7 月以来各月度市场化交易结算单价（含超缺额）情况

根据青海省内电力供需“夏丰冬枯”“日盈夜亏”的运行特征，本项目第一、四季度市场化交易结算单价（含超缺额）一般表现为日内“午间电价低、早晚高峰电价高”，第二、三季度市场化交易结算单价（含超缺额）一般表现为日内“午间

[49] 2026 年 1-6 月，本项目省间外送结算电价（即省间中长期和省间现货）对比 2025 年 1-6 月已实现回升约 17%。

电价低、早晚间电价略低”。因此，全年市场化交易结算单价（含超缺额）也对应呈现周期性波动特征。

（1）本项目 2025 年 7 月-2026 年 6 月各月度市场化交易结算单价（含超缺额）随省内电力供需特征周期性波动

青海电力交易中心从2025年7月起启动现货市场连续结算试运行准备工作，本项目积极参与以适应新的市场交易机制。

①历史风速变动方面

本项目在 2025 年 7 月-2026 年 6 月风速变动范围 3.97-5.52 米/秒，具有一定波动性。

表：2025 年 7 月-2026 年 6 月风速变动情况

单位：米/秒

月份	平均风速
2025 年 7 月	4.13
2025 年 8 月	4.15
2025 年 9 月	3.98
2025 年 10 月	3.97
2025 年 11 月	5.52
2025 年 12 月	4.56
2026 年 1 月	5.21
2026 年 2 月	5.35
2026 年 3 月	5.35
2026 年 4 月	5.19
2026 年 5 月	4.46
2026 年 6 月	4.38

②风资源条件及变化趋势方面

本项目位于青海省优质风资源区域，2025 年 7 月-2026 年 6 月合计理论发电小时数为 2,245.84 小时。

表：2025 年 7 月—2026 年 6 月本项目理论发电小时数

单位：小时

月份	理论发电小时数
2025 年 7 月	147.96
2025 年 8 月	153.03
2025 年 9 月	129.18
2025 年 10 月	142.59
2025 年 11 月	247.69
2025 年 12 月	187.60

2026 年 1 月	248.80
2026 年 2 月	228.21
2026 年 3 月	247.13
2026 年 4 月	229.72
2026 年 5 月	146.19
2026 年 6 月	137.75

③历史发电量方面

本项目受风资源及电网调度等因素影响较大，2025 年 7 月-2026 年 6 月合计结算电量为 30,238.83 万千瓦时。

表：2025 年 7 月-2026 年 6 月本项目结算电量

单位：万千瓦时

月份	结算电量
2025 年 7 月	2,302.54
2025 年 8 月	2,439.66
2025 年 9 月	1,521.49
2025 年 10 月	2,015.30
2025 年 11 月	3,675.82
2025 年 12 月	3,112.52
2026 年 1 月	3,883.88
2026 年 2 月	2,973.04
2026 年 3 月	2,754.53
2026 年 4 月	2,120.13
2026 年 5 月	1,311.33
2026 年 6 月	2,128.59

④区域用电需求方面

2025 年 7 月-2026 年 6 月青海省发用电量基本平衡。

表：2025 年 7 月-2026 年 6 月青海省发用电量情况

单位：亿千瓦时

月份	全省发电量	全社会用电量
2025 年 7 月	129.70	84.90
2025 年 8 月	109.90	89.50
2025 年 9 月	89.00	85.00
2025 年 10 月	100.50	95.50
2025 年 11 月	96.40	94.70
2025 年 12 月	106.40	99.10
2026 年 1 月	105.50	97.00
2026 年 2 月	83.20	83.40
2026 年 3 月	95.80	92.00
2026 年 4 月	95.40	87.20
2026 年 5 月	102.70	89.80
2026 年 6 月	122.40	87.60

数据来源：青海省能源局

⑤2025 年 7 月-2026 年 6 月本项目市场化交易结算单价（含超缺额）

2025 年 7 月-2026 年 6 月本项目市场化交易结算单价（含超缺额）呈现一定波动性，2026 年上半年市场化交易结算单价（含超缺额）为 0.2563 元/千瓦时。

表：本项目 2025 年 7 月—2026 年 6 月市场化交易结算单价（含超缺额）

单位：元/千瓦时

月份	市场化交易结算单价（含超缺额）
2025 年 7 月	0.2634
2025 年 8 月	0.2392
2025 年 9 月	0.2431
2025 年 10 月	0.1992
2025 年 11 月	0.2088
2025 年 12 月	0.2524
2026 年 1 月	0.2685
2026 年 2 月	0.2785
2026 年 3 月	0.2570
2026 年 4 月	0.2779
2026 年 5 月	0.2526
2026 年 6 月	0.1827

（2）未来电价展望

根据青海省内电力供需“夏丰冬枯”“日盈夜亏”的运行特征，本项目第一、四季度市场化交易结算单价（含超缺额）一般表现为日内“午间电价低、早晚间电价高”，第二、三季度市场化交易结算单价（含超缺额）一般表现为日内“午间电价低、早晚间电价略低”。因此，全年市场化交易结算单价（含超缺额）也对应呈现周期性波动特征。

由于青海省现货市场开放运行的时间仍较短，预计未来电价仍将呈现一定波动性。

（七）售电收入

乌兰风电项目售电收入由市场化交易结算收入及国补收入组成，市场化交易结算收入还受到电网考核费用的影响。

表：乌兰风电项目 2023-2025 年及 2026 年 1-6 月售电收入（含税）结构

单位：万元

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
市场化交易结算收入	3,853.66	7,566.32	7,549.62	8,088.62

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
其中：电量结算收入	3,887.94	7,737.52	7,671.55	8,285.55
考核费用	-34.28	-171.20	-121.93	-196.93
国补收入	5,648.35	12,617.03	11,976.09	12,878.59
售电收入	9,502.01	20,183.35	19,525.71	20,967.21

注：市场化交易结算收入=电量结算收入+考核费用；售电收入=市场化交易结算收入+国补收入。

2023-2025 年及 2026 年 1-6 月，乌兰风电项目售电收入（含税）分别为 20,967.21 万元、19,525.71 万元、20,183.35 万元及 9,502.01 万元。2024 年发电收入较 2023 年下降 6.88%，主要系上网电量同比下降 7.01%叠加结算电价略有下降所致。2025 年发电收入较 2024 年增长 3.37%，主要系上网电量同比上升 5.35%带动。总体来看，乌兰风电项目发电收入受上网电量与结算电价双重影响，呈现一定波动性，但整体盈利能力稳定。

二、不动产项目评估情况

（一）账面价值及评估价值

上海立信资产评估有限公司出具了《上海东方证券资产管理有限公司拟发行公募 REITs 所涉及的乌兰县华扬晟源新能源有限公司风电项目资产组市场价值资产评估报告》（信资评报字（2026）第 050049 号）。经收益法评估，以 2026 年 6 月 30 日为评估基准日，华扬晟源持有的风电项目资产组（以下简称“资产组”）的账面价值为 139,015.51 万元，评估价值为 146,600.00 万元，评估增值 7,584.49 万元，增值率为 5.46%。

表：账面价值和评估价值的差异情况

单位：万元

科目名称	账面价值	评估价值	评估增值	评估增值率
流动资产	41,863.59	146,600.00	7,584.49	5.46%
货币资金	6,444.99			
应收账款	34,546.34			
预付款项	97.70			
其他流动资产	774.57			
非流动资产	98,354.30			
固定资产	98,354.30			
无形资产	-			

科目名称	账面价值	评估价值	评估增值	评估增值率
资产总额	140,217.89			
流动负债	1,202.38			
应付账款	1,202.38			
非流动负债	-			
负债总额	1,202.38			
资产组净额	**139,015.51**	**146,600.00**	**7,584.49**	**5.46%**

（二）评估基准日

评估基准日为 2026 年 6 月 30 日。

（三）评估方法

本次评估采用收益法。

1、评估方法概述

依据相关准则，执行资产组价值评估业务可以采用收益法、市场法、成本法（资产基础法）三种基本方法：

市场法是指利用市场上同样或类似资产的近期交易价格，经过直接比较或类比分析以估测资产价值的一种评估方法。能够采用市场法评估的基本前提条件是评估对象的可比参照物具有公开的市场以及活跃的交易、有关交易的必要信息可以获得。

收益法是指通过估测被评估资产未来预期收益的现值来判断资产价值的一种评估方法。收益法的基本原理是任何一个理智的购买者在购买一项资产时所愿意支付的货币额不会高于所购置资产在未来能给其带来的回报。运用收益法评估资产价值的前提条件是评估对象的未来收益可以合理预期并用货币计量、预期收益所对应的风险能够度量、收益期限能够确定或者合理预期。

成本法（资产基础法），是以资产负债表为基础，对资产组所有可辨认的资产和负债逐一按其公允价值评估后代数累加求得总值，并认为累加得出的总值就是产权持有单位整体的市场价值。正确运用资产基础法评估资产组价值的关键首先在于对每一可辨认的资产和负债以其对资产组整体价值的贡献给出合理的评估值。

三种基本方法是从不同的角度去衡量资产的价值，它们的独立存在说明不同

的方法之间存在着差异。三种方法所评估的对象内涵并不完全相同，三种方法所得到的结果也不会相同。某项资产选用何种或哪些方法进行评估取决于评估目的、评估对象、市场条件、掌握的数据情况等诸多因素。

2、评估方法选择

资产组为风电站相关资产，相关资产历史运营期收入较为稳定，未来现金流可预测，故可以采用收益法进行评估。

资产组为陆上风电站资产组，同类型资产组交易案例较少，且经营和财务数据难以收集，难以计算价值比率，故不采用市场法进行评估。

评估报告评估目的为公开募集不动产投资信托基金，报告使用者关注的是资产未来带来的现金流或其市场交易价值，与成本法的技术路径存在差异，故不采用成本法。

根据上述适应性分析以及资产评估准则的规定，结合评估对象的具体情况，采用收益法对评估对象的价值进行评估，并以市场法对评估对象的价值进行校验。

3、收益法评估方法的简介

（1）收益法简介及适用的前提条件

收益法是将评估对象剩余经济寿命期间每年的预期收益用适当的折现率折现，累加得出评估基准日的现值，以此估算被评估资产价值的方法。

所谓收益现值，是指资产在未来特定时期内的预期收益按适当的折现率折算成当前价值（简称折现）的总金额。

收益法的基本原理是资产的购买者为购买资产而愿意支付的货币量不会超过该项资产未来所能带来的期望收益的折现值。

收益法的适用前提条件为：

1）被评估资产必须是能够用货币衡量其未来期望收益的单项或整体资产；

2）产权所有者所承担的风险也必须是能用货币来衡量的；

3）被评估资产预期收益年限可以预测。

（2）收益法计算公式及各项参数

1）收益法的计算公式：

本次评估采用现金流折现方法（DCF）对资产组进行评估，收益口径为自由现金流量，相应的折现率采用 WACC 模型。基本公式如下：

$$P=\sum_{i=1}^{n}\frac{F_i}{(1+r)^i}$$

式中：P 为经营性资产价值；

r 为折现率；

i 为预测年度；

Fi 为第 i 年净现金流量；

n 为收益期。

2）净现金流量的确定

本次评估采用的收益类型为税前自由现金流量，其计算公式为：

税前自由现金流量=利润总额+折旧与摊销+利息费用-资本性支出-净营运资金变动+其他

3）收益期

根据企业提供的《电力业务许可证》（许可证编号：1031219-00394），乌兰风电项目于 2019 年 12 月 24 日开始运营发电，总运营周期为 20 年，根据《青海省人民政府关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目用地的批复》（青政土函〔2019〕67 号），本项目用地为划拨方式（使用年限 20 年），本项目于 2019 年 10 月 30 日取得《国有建设用地划拨决定书》（编号：6328212019h08），故终止期限为 2039 年 10 月 29 日。故本次评估收益预测期为 2026 年 7 月至 2039 年 10 月，总计 13.33 年。

4）折现率

按照收益额与折现率口径一致的原则，本次评估收益额口径为税前自由现金

流量，则折现率选取税前加权平均资本成本（WACCBT）。

$$WACCBT=WACC/(1-T)$$

$$WACC=R_e\times\frac{E}{D+E}+R_d\times(1-T)\times\frac{D}{D+E}$$

其中：WACCBT：税前加权平均资本成本

WACC：加权平均资本成本

Re：股权期望报酬率

Rd：债权期望报酬率

E：股权价值

D：债权价值

T：所得税税率

其中，股权期望报酬率采用资本资产定价模型（CAPM）计算，公式如下：

$$R_e=R_f+\beta\times(R_m-R_f)+\varepsilon$$

其中：Rf：无风险利率

β：股权系统性风险调整系数

Rm：市场收益率

（Rm-Rf）：市场风险溢价

ε：特定风险报酬率

（四）评估假设条件

1、基本假设

（1）持续经营假设

即假定华扬晟源委估的资产在评估目的实现后，仍将按照原来的使用目的、使用方式，持续地使用下去，继续生产原有产品或类似产品。

（2）公开市场假设

即假定资产可以在充分竞争的市场上自由买卖，其价格高低取决于一定市场的供给状况下独立的买卖双方对资产的价值判断。

公开市场是指一个有众多买者和卖者的充分竞争的市场。在这个市场上，买者和卖者的地位是平等的，彼此都有获得足够市场信息的机会和时间，买卖双方的交易行为都是在自愿的、理智的，而非强制或不受限制的条件下进行的。

（3）交易假设

任何资产的价值来源均离不开交易，不论评估对象在与评估目的相关的经济行为中是否涉及交易，评估机构均假定评估对象处于交易过程中，根据待评估资产的交易条件等模拟市场进行估价。

2、一般假设

（1）资产组所在的行业保持稳定发展态势，所遵循的国家和地方的现行法律、法规、制度及社会政治和经济政策与现时无重大变化；

（2）不考虑通货膨胀对评估结果的影响；

（3）利率、汇率保持为目前的水平，无重大变化；

（4）无其他人力不可抗拒及不可预见因素造成的重大不利影响。

3、特定假设

（1）产权持有单位与合作伙伴关系及其相互利益无重大变化；

（2）产权持有单位现有和未来经营者是负责的，且产权持有单位管理能稳步推进产权持有单位的发展计划，尽力实现预计的经营态势；

（3）产权持有单位核心团队未来年度持续在公司任职，且不在外从事与公司业务相竞争业务；

（4）产权持有单位在评估基准日已签署的合同及协议能够按约履行；

（5）产权持有单位遵守国家相关法律和法规，不会出现影响资产组发展和收益实现的重大违规事项；

（6）产权持有单位提供的历年财务资料所采用的会计政策和进行收益预测时所采用的会计政策与会计核算方法在重要方面基本一致；

（7）资产组每年收入和支出现金流均匀流入和流出；

（8）资产组能够根据经营需要筹措到所需资金，不会因融资事宜影响资产组经营。

根据资产评估的要求，认定这些假设在评估基准日时成立，当未来经济环境发生较大变化，将不承担由于假设条件改变而推导出不同评估结论的责任。

（五）评估过程及参数设置依据

1、营业收入

资产组的营业收入为“主营业务收入-售电收入”和“其他业务收入-汇集站技术服务收入”。

其中“主营业务收入-售电收入”分为市场化交易结算收入和国补收入，市场化交易结算收入分为电量结算收入及其他电费收入（考核费用），具体预测情况如下：

（1）装机容量及收益期预测

乌兰风电项目批复装机容量 20 万千瓦，实际装机容量共 20 万千瓦。本次评估收益预测期为 2026 年 7 月至 2039 年 10 月，总计 13.33 年。

（2）上网电量预测

根据项目公司提供资料，乌兰风电项目自 2019 年 12 月开始发电，2023 年至 2026 年 6 月乌兰风电项目的等效利用小时数、市场化交易结算电量及国补电量如下：

表：乌兰风电项目历史等效利用小时数、市场化交易结算电量及国补电量

单位：小时、兆瓦时

项目	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
等效利用小时数	1,729.60	1,608.39	1,694.47	758.57

项目	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
市场化交易结算电量	345,919.70	321,678.38	338,894.27	151,714.98
国补电量	345,919.70	321,678.38	338,894.27	151,714.98

1）市场化交易结算电量

根据企业提供资料，自乌兰风电项目 2019 年 12 月开始发电后，历史年度等效利用小时数与上网电量较为稳定，本次评估以后年度等效利用小时数参照历史年度 2023-2026 年平均数 1,634.76 小时进行预测，各年度结算电量按等效利用小时数×装机容量计算。

其中：根据企业提供资料，2026 年 7-8 月结算电量为 50,096.61 兆瓦时，本次评估 2026 年 9-12 月结算电量按 2023-2025 年各年度 9-12 月结算电量最低值 99,500.84 兆瓦时进行预测。

2）国补电量

根据财政部发展改革委国家能源局关于《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知，乌兰风电项目所在地区属于四类资源区，风电上网电价及补贴的执行期限原则上为 20 年，全生命周期小时数为 36,000 小时，项目全生命周期补贴电量为 720,000.00 万千瓦时。在 20 年内或全生命周期发电量达到 720,000.00 万千瓦时前，均可享受可再生能源发电补贴。

截至评估基准日，乌兰风电项目预测剩余国补发电补贴小时数为 24,770.03 小时，预测期每年国补等效利用小时数参照 2023-2026 年平均数 1,634.76 小时进行预测，剩余国补发电补贴小时数能覆盖预测期内全部等效利用小时数，故对国补收入预测至 2039 年 10 月运营期末补贴结束，各年度结算电量按补贴等效利用小时数×装机容量计算。

（3）市场化交易结算单价

市场化交易结算收入分为电量结算收入及其他电费收入（考核费用），其中电量结算收入主要包含省内电力直接交易、其他省间中长期交易、合同转让交易、少发及超发偏差电量结算、超缺额调整、日前交易、正配套偏差电量、联络线波

动偏差电量等结算收入。其他电费收入（考核费用）包含结构平衡费用、两个细则费用、跨省调峰电费等结算收入。根据企业提供资料，最近三年及一期的市场化交易结算收入情况如下：

表：乌兰风电项目市场化交易结算收入情况

项目	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
等效利用小时数（小时）	1,729.60	1,608.39	1,694.47	758.57
项目装机容量（兆瓦）	200.00	200.00	200.00	200.00
市场化交易结算电量（兆瓦时）-电量结算收入（包含中长期收入、现货交易、超缺额调整等）	345,919.70	321,678.38	338,894.27	151,714.98
市场化交易结算单价（含超缺额）（元/兆瓦时）-电量结算收入	239.52	238.49	228.32	256.27
市场化交易结算电费（万元）-电量结算收入	8,285.55	7,671.55	7,737.52	3,887.94
市场化交易结算电费（万元）-其他电费收入（考核费用）（包含结构平衡费用、两个细则、跨省调峰电费等）	-196.93	-121.93	-171.20	-34.28
含税市场化交易结算收入（万元）	8,088.62	7,549.62	7,566.32	3,853.66
不含税市场化交易结算收入（万元）	7,158.07	6,681.08	6,695.86	3,410.32

1）电量结算收入

电量结算收入与各期结算电量挂钩，主要包含省内电力直接交易、其他省间交易、省内转让交易、少发及超发偏差电量结算、超缺额调整、日前交易、正配套偏差电量、联络线波动偏差电量等结算收入。

其中省内电力直接交易、其他省间交易均属于中长期交易服务，合同转让交易为企业自发中长期交易服务的偏差调整，少发及超发偏差电量结算为中长期交易服务中的偏差结算收入或费用，超缺额调整为对实际电量相对中长期合约的超额、缺额偏差开展结算调整，抑制价差套利，日前交易为现货交易，正配套偏差电量为电网对青海送河南专线调配所产生的收入，联络线波动偏差电量为电网外送线损所产生的收入。

根据企业提供的历史年度结算单，企业电量结算收入与各期结算电量挂钩，各项目的结算电量之和即为本期结算电量，故以后年度电量结算收入按结算电量×结算单价计算。根据企业提供的历史年度结算单，鉴于历史各年度市场化交易结算单价（含超缺额）与总结算电量有变动，采用算术平均预测以后年度结算单价不合理，故本次评估以 2023 年至 2026 年 6 月各时段发电量占总发电量的比例作为权重，对历史各年度电量结算收入的结算单价进行加权平均，得出以后年度市场化交易中电量结算收入的结算单价为 238.15 元/兆瓦时（含税价），后续预测年度保持不变。

2）其他电费收入（考核费用）

其他电费收入（考核费用）主要系为了维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，向相关参与主体进行考核或支付收益，包含结构平衡费用、两个细则费用、跨省调峰电费等。

随着新能源的高质量发展，新能源装机规模稳步扩大，其间歇性、波动性和随机性的发电特征对电网的安全稳定产生冲击，导致火电等传统电源为电网提供调节负荷的辅助支持服务变得尤为重要，电网调度运营管理的难度也持续加大。为保障电网运行的安全稳定性，均衡不同发电厂的利益，降低管理成本，根据《西北区域发电厂并网运行管理实施细则》及《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》，青海省考核费用主要包括辅助服务费用、两个细则费用等，其中辅助服务费用根据《国家能源局西北监管局关于明确电力辅助服

务市场价格机制等相关事项的通知》（西北监能市场〔2025〕48 号），在现货市场连续运行后，调峰辅助服务市场已不再单独运行。

本次评估按结算电量×结算单价计算以后年度其他电费收入（考核费用）。以 2023 年至 2026 年 6 月各时段发电量占总发电量的比例作为权重，对历史各年度其他电费收入（考核费用）的结算单价进行加权平均，得出以后年度其他电费收入（考核费用）的结算单价为-4.53 元/兆瓦时（含税价），计算得出 2026 年 7-12 月其他电费收入（考核费用）为-67.77 万元，2027 年及以后年度其他电费收入（考核费用）为-148.11 万元，后续预测年度保持不变。

（4）国补结算单价

乌兰风电项目所在地区属于四类资源区，根据《国家发展改革委关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格〔2015〕3044 号），2016-2017 年陆上风电的四类资源区的标杆电价为 0.60 元/千瓦时（含税价），根据项目建设时适用的《关于青海省可再生能源发电上网电价补贴基准问题的复函》（发改价格〔2015〕1005 号）和《青海省发展和改革委员会转发国家发展改革委关于降低燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格的通知》（青发改价格〔2016〕7 号），青海省可再生能源发电上网电价补贴基准价为 0.2277 元/千瓦时（含税价），可再生能源补贴标准为政府标杆电价与青海省新能源补贴基准价的差额，故本次评估以后年度国补结算单价为 0.3723 元/千瓦时（含税价），即 372.30 元/兆瓦时（含税价）。

出于审慎考虑，本次评估未将采用保理带来的国补现金流提前回收的情形纳入估值模型予以考量，而是按照国补应收账款的历史平均回款周期，将国补现金流在对应回收时点折现作价纳入估值模型。

（5）其他业务收入预测

根据企业提供的《乌兰吉电 50MW 风电场接入华扬 330kV 汇集站技术服务合同》，乌兰吉电就乌兰吉电 50MW 风电场通过两条送出线路钦扬 I 回、钦扬II 回接入华扬变侧 35kV 母线，由主变压器升压后通过 330kV 线路并入 750kV 塔拉变电站并入主网。

协议约定技术服务费用标准为85万元/年，增值税率为6%。其中接入技术服务费用为20万元/年，汇集站共用设备技术服务费用65万元/年。接入期限20年，汇集站共用设备接入时限为2020年1月1日-2039年12月31日，到期后不再进行接入技术服务费支付，只支付汇集站共用设备技术服务费用；汇集站共用设备技术服务费的起算时间为2021年1月1日。上述费用按实际接入年度计费，委托期内双方有一方场站设备全部退役（不经营），合作终止，后续合作期内费用不再支付。乌兰吉电项目于2020年11月2日开始运营发电，运营期至2040年11月，乌兰风电项目于2019年12月24日开始运营发电，乌兰风电项目的运营期至2039年10月，参照协议约定，本次评估预测以后年度的不含税收入金额为80.18万元，收益期限至2039年10月。

根据合同约定，乌兰吉电风场需要分摊汇集站共用设备的损耗电费。根据企业提供资料，华扬晟源2025年12月收到乌兰吉电风场电量返还收入390.56万元，各期间具体结算收入如下：

表：乌兰吉电承担综合耗用电量电费情况

单位：万元

时间	乌兰吉电承担综合耗用电量电费-含税	乌兰吉电承担综合耗用电量电费-不含税
2020年	44.02	41.53
2021年	91.71	86.52
2022年	93.37	88.08
2023年	100.06	94.40
2024年	48.45	45.71
2025年	36.38	34.32

根据企业介绍，2023年10月开始电能表关口计量点从塔拉变侧迁移至乌兰华扬塔扬线侧（综合损耗费用下降），该部分收入较以往年度有所下降，故本次评估以后年度该部分收入按2024-2025年平均水平进行预测。

2、营业成本

乌兰风电项目的营业成本分为固定成本和变动成本，固定成本为折旧及摊销费用，变动成本为运维费、保险费、试验检验费、下网电费、运营支持服务费、修理费、安全活动费和其他。

（1）折旧及摊销：本次评估以评估基准日固定资产的账面价值为基础，结

合产权持有单位折旧摊销会计政策进行预测。

（2）运维费：项目现场运维人员提供的运维、检修、管理等服务的费用，根据企业提供的《青海区域新能源场站 2026-2027 年运维外委服务合同》，运维服务期为 2026 年 1 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日，共 1 年，运维费用共计 1,468,100.00 元（含税价），即 1,385,000.00 元（不含税价）。本次评估合同期内参照合同约定金额进行预测，合同期满后，以合同金额为基础每年考虑 2%的增幅。根据企业介绍，除运维合同约定的运维费用外，自 2026 年 7-12 月起新增人工成本 50 万元/年，以后年度每年维持该项运维费用，并考虑 2%的增幅。

（3）保险费：项目风电设备及房屋建筑等资产的保险费，根据企业提供的《乌兰县华扬晟源新能源有限公司陆上风电运营期综合保险保险单》，保险期限为 2025 年 5 月 1 日至 2026 年 4 月 30 日，共 12 个月，保险费用共计 1,348,596.33 元（含税价）。根据企业提供的《乌兰县华扬晟源新能源有限公司陆上风电运营期综合保险保险单》，保险期限为 2026 年 5 月 1 日至 2027 年 4 月 30 日，共 12 个月，保险费用共计 1,106,290.44 元（含税价）。本次评估合同期内参照合同约定金额进行预测，综合考虑资产使用后净值的下降以及物价的增长情况，合同期满后，以合同金额为基础，后续年度每五年考虑 5%的增幅。

（4）试验检验费：试验检验费为项目开展试验检验工作的费用，根据企业提供的《青海、新疆地区风电场 2026-2027 年风机检修外委服务合同》，风机试验检验服务期为 2026 年 1 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日，共 1 年，试验检验费用共计 183,274.00 元（含税价），即 172,900.00 元（不含税价）。根据企业提供的《青海区域新能源场站 2026-2027 年运维外委服务合同》，风机试验检验服务期为 2026 年 1 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日，共 1 年，试验检验费用共计 49,502.00 元（含税价），即 46,700.00 元（不含税价）。本次评估试验检验费合同期内参照合同约定的合计金额进行预测，合同期满后，以合同合计金额为基础每年考虑 2%的增幅。

（5）下网电费：向电网公司采购用电的费用，历史年度波动幅度较小，本次评估 2026 年及以后年度按 2023-2025 年平均数计算。

（6）运营支持服务费：运营支持服务机构提供资产财务管理、风险合规、

计划合同、生产营销、综合管理、安全环境保卫等服务的费用，根据企业提供的《申能新能源运营支持服务合同》，上海申能新能源投资有限公司为乌兰风电项目提供其业务运营中的核心职能，服务范围主要包括投资发展服务、工程基建服务、资产财务管理服务、风险合规服务、计划合同服务、生产营销服务、综合管理服务、安全环境保卫服务、党群人资服务等工作。该项费用历史年度存在一定波动，本次评估以后年度参照 2025 年水平进行预测。

（7）修理费：包括风机检修费用和风场其他主要设备的整体检修费用，历史年度乌兰风电项目在运风机仍在质保期，故修理费金额较小，根据企业提供的《青海、新疆地区风电场 2026-2027 年风机检修外委服务合同》，乌兰风电项目的检修外委服务期为 2026 年 1 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日，共 1 年，服务期费用共计 3,817,325.00 元（含税价），即 3,601,250.00 元（不含税价）。根据企业提供的《青海区域新能源场站 2026-2027 年运维外委服务合同》，乌兰风电项目的检修服务期为 2026 年 1 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日，共 1 年，服务期费用共计 20,511.00 元（含税价），即 19,350.00 元（不含税价）。本次评估修理费合同期内参照合同约定的合计金额进行预测，合同期满后，以合同合计金额为基础每年考虑 2%的增幅。除前述合同约定的修理费外，2026 年乌兰风电项目电气设备需进行整体检修和预试，预计后续年度每 3 年一次。根据企业提供的《2026 年度乌兰华扬和乌兰润晟检修、预试服务合同》，2026 年乌兰风电项目的检修、预试服务费用共计 544,946.00 元（含税价），即 514,100.00 元（不含税价）。本次评估整体检修、预试按 3 年一次预测，2026 年参照合同约定金额进行预测，合同期满后，以合同金额为基础每次考虑 5%的增幅。

（8）安全活动费：为完善项目安全生产条件，保障安全运营而提取和支出的费用，安全活动费账面为计提金额，包含计提未使用金额及实际发生成本，计提未使用金额不影响委估资产组实际现金流量，故本次评估 2026 年安全活动费按 2023-2025 年的实际使用金额平均数计算，以后年度每年考虑 2%的增幅。

（9）其他费用：由于其他费用历史年度波动较大，本次评估其他费用 2026 年预测在 2023-2025 年的平均水平基础上，增加 10 万元（不含税价）的预备费，以后年度在 2026 年基础上，每年考虑 2%的增幅。

（10）修理费（维护性资本性支出）：根据企业介绍，以后年度预计每年新增修理费（维护性资本性支出），2026 年 7-12 月预计 100 万元（不含税价），2027-2029 年预计 200 万元/年（不含税价），2030 年起预计 300 万元/年（不含税价）。

3、税金及附加

附加税主要为城市维护建设税、教育费附加、地方教育费附加、房产税、土地使用税、印花税以及其他附加税。城市维护建设税率为 5%、教育费附加为 3%、地方教育费附加为 2%。房产税、土地使用税参照基准日资产规模和适用税率进行预测，印花税按收入的 0.03%预测。

4、销售费用、管理费用、研发费用的分析预测

资产组不涉及销售费用、管理费用、研发费用，故不对销售费用、管理费用、研发费用进行预测。

5、财务费用的分析预测

资产组不包括付息债务，故不对利息费用进行预测。

利息收入及其他不确定性较大且金额较小，本次评估不予预测。

6、资本性支出

资本性支出实际上就是再投资，它是用来维持资产组现有资产的运行并创造新的资产来保证资产组未来的不断增长的一项支出。由于本次风力发电项目资本性支出按项目固定资产投资一次性投入，通过日常检修，定期开展预防性试验等方式，避免重要设备的大修更换，在经营预测期内不再考虑维护性资本性支出之外的新增资本性支出。

7、折旧与摊销

折旧与摊销为乌兰风电项目固定资产在使用过程中形成的折旧与摊销金额。本次根据各项资产的账面价值并结合产权持有单位会计政策预测未来折旧与摊销。

8、营运资金

营运资本是指资产组经营性流动资产与流动负债的差额，反映资产组在未来经营活动中是否需要追加额外的现金。如果经营性流动资产大于流动负债，则资产组需要额外补充现金，在现金流量预测中表现为现金流出，反之为现金流入。

一般而言，随着经营活动范围或规模的扩大，资产组向客户提供的正常商业信用会相应增加，为扩大销售所需增加的存货储备也会占用更多的资金，同时为满足资产组日常经营性支付所需保持的现金余额也要增加，从而需要占用更多的流动资金，但资产组同时通过从供应商处获得正常的商业信用，减少资金的即时支付，相应节省了部分流动资金。

一般情况下，流动资金的追加需考虑应收账款、预付账款、存货、经营性现金、应付账款、预收账款等因素的影响。

本次对营运资本的变化预测思路如下：首先分别对未来经营性营运资产、营运负债进行预测，得出营运资本，然后将营运资本与上一年度的营运资本进行比较。如果大于则表现为现金流出，反之为现金流入。

预测年度应收账款=当年销售收入/该年预测应收账款年周转次数

预测年度存货=当年销售成本/该年预测存货年周转次数

预测年度预付账款=当年销售成本/该年预测预付账款年周转次数

预测年度应付账款=当年销售成本/该年预测应付账款年周转次数

预测年度预收账款=当年销售收入/该年预测预收账款年周转次数

追加营运资金=当年度需要的营运资金－上一年度需要的营运资金

对于最低现金保有量，根据成本、税金、费用等对付现成本进行测算，按 2 个月的付现成本确认保有现金量；

应收款项核算内容为应收电费，分为市场化交易结算收入和国补收入。对于市场化交易结算收入周转率，按近两年平均数 9.03 次/年进行测算。对于国补收入，根据企业提供国补收入回款周期统计及企业管理层预测，以后年度国补平均回收周期约为 2.5 年，故本次评估参照企业历史年度实际收入及以后年度的预测收入，按 2.5 年回收周期进行预测应收国补电费。

预付款项、应付款项金额较小，本次评估周转率按 2024-2025 年平均数据进行预测。

至运营期末，剩余营运资金一次性收回。

9、期末资产回收

经营期末，固定资产的回收价值按 0 值预测。营运资金根据经营期末占用的营运资金，作为到期后的回收价值，营运资金期末回收价值为 30,444.67 万元。

10、折现率

按照收益额与折现率口径一致的原则，本次评估收益额口径为税前自由现金流量，则折现率选取税前加权平均资本成本（WACCBT）。

（1）税后折现率

本次评估税后折现率采用资本加权平均报酬率，按照资本加权平均成本模型（WACC）进行计算，公式为:

$$\mathbf{WACC=R_e\times\frac{E}{D+E}+R_d\times(1-T)\times\frac{D}{D+E}}$$

其中：WACC：加权平均资本成本

Re：股权期望报酬率

Rd：债权期望报酬率

E：股权价值

D：债权价值

T：所得税税率

其中，股权期望报酬率R_e采用资本资产定价模型（CAPM）计算，公式如下：

$$R_e=R_f+\beta\times(R_m-R_f)+\varepsilon$$

其中：Rf：无风险利率

β：股权系统性风险调整系数

Rm：市场收益率

（Rm-Rf）：市场风险溢价

ε：特定风险报酬率

折现率主要参数选取过程如下：

1）Rf 无风险利率的确定

无风险利率是对资金时间价值的补偿。本次评估根据《资产评估专家指引第 12 号——收益法评估企业价值中折现率的测算》的指引，选取剩余到期年限 10 年期的中国国债到期收益率作为无风险利率，按月更新。数据来源为中评协网上发布的、由中央国债登记结算公司（CCDC）提供的中国国债收益率（到期）曲线，选取评估基准日当月公告的 10 年期到期收益率均值计算，即在评估基准日中国市场无风险利率 Rf 为 1.73%。

2）（Rm-Rf）市场风险溢价的确定

市场风险溢价是指投资者对与整体市场平均风险相同的股权投资所要求的预期超额收益，即超过无风险利率的风险补偿。市场风险溢价通常可以利用市场的历史风险溢价数据进行测算。

考虑到资产组主要经营业务在中国境内，故评估机构利用中国的证券市场指数的历史风险溢价数据计算。

目前中国沪、深两市有许多指数，根据《资产评估专家指引第 12 号——收益法评估企业价值中折现率的测算》的指引，选用中国证券市场具有代表性的沪深 300 指数为中国市场收益率指标。本次评估借助同花顺资讯金融终端，以沪深 300 指数 12 个月的月收盘点位均值确定当年的年均收盘点位。按沪深 300 基日到当年年均收盘点位的算术平均收益率或者几何平均收益率确定当年的市场收益率 Rm，再与当年无风险收益率比较，得到中国证券市场各年的市场风险溢价。

考虑到几何平均收益率能更好的反映中国证券市场收益率的长期趋势，故采用几何平均收益率估算的最近 10 年的各年市场风险溢价，经数据处理分析后的均值作为本次评估的市场风险溢价（Rm-Rf）。

通过上述测算，本次评估市场风险溢价（Rm-Rf）取值为 5.99%。

3）β股权系统性风险调整系数的确定

股权系统性风险调整系数是衡量资产组相对于资本市场整体回报的风险溢价程度，也用来衡量个别股票受包括股市价格变动在内的整个经济环境影响程度的指标。样本公司的选择，通常来说选择与被评估公司在同一行业或受同一经济因素影响的上市公司作为参考公司，且尽量选择与资产组在同一国家或地区的企业作为参考公司。评估机构选取了类似行业的 6 家上市公司，通过同花顺资讯金融终端查询了其原始β值，将参考公司有财务杠杆的原始β系数换算为无财务杠杆的原始β系数。按照平均财务杠杆系数换算为产权持有单位目标财务杠杆的调整后β。

其计算公式：

剔除杠杆的原始β=原始β/[1+（1-T）×D/E]

具体计算如下：

表：参考公司剔除财务杠杆的原始β计算表

企业简称	付息债务 D/所有者权益 E	所得税率 T	剔除杠杆调整系数	原始β	剔除财务杠杆的原始β
中闽能源	14.16%	25.00%	1.1062	0.6450	0.5831
节能风电	94.99%	25.00%	1.7125	0.8477	0.4950
银星能源	21.44%	15.00%	1.1823	0.8076	0.6831
江苏新能	59.76%	25.00%	1.4482	0.7407	0.5114
嘉泽新能	33.29%	15.00%	1.2830	0.9791	0.7632
龙源电力	99.18%	25.00%	1.7438	0.6808	0.3904
平均值	**53.81%**	**22.00%**	**1.4127**	**0.7835**	**0.5710**

参考公司的平均财务杠杆（D/E）为 53.81%，剔除杠杆的原始β均值 0.5710，按照平均财务杠杆系数换算为产权持有单位目标财务杠杆的调整后β为 0.8881（2026 年 7 月-2030 年）、0.8676（2031 年及以后）。本次可比上市公司β值计算，标的指数选取沪深 300，计算周期按照周，观察值点数为 153。

4）ε特定风险报酬率的确定

公司特定风险报酬率，是公司股东对所承担的与其他公司不同风险因而对投资回报率额外要求的期望。特定风险报酬率主要考虑产权持有单位的规模风险、

经营风险、财务风险、其他风险等因素，由评估人员的专业经验判断后确定公司特定风险报酬率为 1.50%。

5）Re 股权期望报酬率的确认

综上，2026 年 7 月-2030 年股权期望报酬率计算如下：

Re=1.73%+5.99%×0.8881+1.50%

=8.55%

2031 年以后股权期望报酬率计算如下：

Re=1.73%+5.99%×0.8676+1.50%

=8.43%

6）Rd 债权期望报酬率的确定

债权期望报酬率是资产组债务融资的资本成本。

本次评估按照五年期银行贷款市场报价利率 3.50%作为产权持有单位 Rd 债权期望报酬率。

7）WACC 的确定

结合资产组未来盈利情况、管理层未来的筹资策略，确定上市公司平均资本结构为资产组目标资本结构比率，经换算后的 D/（D+E）和 E/（D+E）如下表：

表：目标资本结构比率

目标 D/E	D/(D+E)	E/(D+E)=1-D/(D+E)
53.81%	34.98%	65.02%

综上，2026 年 7 月-2030 年加权平均资本成本计算如下：

WACC＝Re×E/(D+E)+Rd×(1-T)×D/(D+E)

＝6.60%（保留一位小数）

2031 年及以后年度加权平均资本成本计算如下：

WACC＝Re×E/(D+E)+Rd×(1-T)×D/(D+E)

＝6.40%（保留一位小数）

（2）税前折现率

2026 年 7 月-2030 年企业所得税税率为 15%，2031 年及以后企业所得税税率为 25%。

综上，2026 年 7-12 月、2027-2030 年税前折现率计算如下：

WACCBT=WACC/（1-T）

=6.60%/（1-15.00%）

=7.80%（保留一位小数）

2031 年及以后年度税前折现率计算如下：

WACCBT=WACC/（1-T）

=6.40%/（1-25.00%）

=8.50%（保留一位小数）

（六）其他评估方法校验

根据《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第 1 号——审核关注事项（试行）》（上证发〔2025〕139 号）第四十四条规定："评估机构应当选择其他不同评估方法进行校验，并披露评估假设、评估过程和评估价值等。"本次评估机构采用市场法对估值结果进行校验。市场法常用的两种具体方法是上市公司比较法和交易案例比较法。通过对发电行业上市公司业务进行分析，无单纯的新能源发电上市公司，故难以采用上市公司比较法。本次通过对公开市场上交易案例的收集分析，采用交易案例比较法。

1、校验思路及公式

根据近三年的交易案例，对 2025 年到评估基准日期间新能源陆上风电的交易案例进行如下筛选：

（1）分析被评估单位的基本状况，主要包括其所在的行业、经营范围等。

（2）搜集公募项目的同行业交易案例，对比分析确定本次评估的可比交易案例。

（3）分析、比较资产组和可比案例的主要财务和经营指标，主要包括交易时间、装机容量规模、剩余发电年限等多方面指标。

（4）对可比案例选择适当的价值比率（市净率[PB]/市盈率[PE]/市销率[PS]/企业价值倍数[EV/EBITDA]等），并采用适当的方法对其进行修正、调整，进而估算资产组的价值比率。

由于收集到的交易案例公告信息的局限性，对于交易标的的利息费用、折旧、摊销等信息较难获得，这就使得采用 EBIT 比率乘数、EBITDA 比率乘数等操作较复杂且信息难以收集，同时风力发电企业折旧摊销成本占比较大，收益期限通常是有限期，对于已建成运行的风力发电企业在预测期基本上不会产生较多的资本性支出，上述两点保证了企业收入与企业自由现金流在数值上的接近。

根据资产组所处行业特点及发展阶段，本次评估采用交易案例比较法——EV/S 估值模型对资产组价值进行校验。

本次市场法校验采用交易案例比较法，选用 EV/S 模型与交易案例对应比率进行比较，调整影响指标因素的差异，得到资产组的 EV/S，据此计算资产组价值。公式如下：

资产组价值=资产组营业收入×资产组 EV/S

资产组 EV/S=修正后可比案例 EV/S 的加权平均值

=∑可比案例 EV/S×可比案例 EV/S 修正系数×可比案例所占比重

可比案例 EV/S=可比案例资产组价值/营业收入

可比案例 EV/S 修正系数=Π影响因素 Ai 的调整系数

影响因素 Ai 的调整系数=资产组系数/可比案例系数

2、可比交易案例信息

根据公开信息，六个可比交易案例的重要信息如下：

表：可比交易案例信息

项目	案例 1	案例 2	案例 3	案例 4	案例 5	案例 6
名称	焦家畔	新农村	五家渠	富川协合	华晨风电	大板梁
交易金额（万元）	87,900.00	16,700.00	66,771.82	54,883.45	60,356.93	16,394.70
最近一年营业收入（万元）	11,401.54	2,353.46	8,176.11	6,952.00	8,718.01	2,706.08
EV/S	7.71	7.10	8.17	7.89	6.92	6.06

3、资产组和可比案例比较因素分析及修正系数的确定

分析比较因素主要包括交易时间因素、装机容量规模、剩余发电年限等方面指标。

资产组作为比较基础和调整目标，因此将资产组各指标系数均设为 100，可比案例各指标系数与资产组比较后确定，低于资产组指标系数的则调整系数小于 100，高于资产组指标系数的则修正系数大于 100。

（1）交易时间因素的比较

资产组和可比案例的交易时间的比较如下：

表：乌兰风电项目与可比案例的评估基准日

项目	内容	委估资产组	焦家畔	新农村	五家渠	富川协合	华晨风电	大板梁
交易时间因素	评估基准日	2026-6-30	2026-3-31	2026-3-31	2025-12-31	2025-12-31	2025-12-31	2025-12-31

根据新能源发电指数收盘价对交易时间进行修正，2025 年 12 月 31 日新能源发电指数收盘价为 1,717.962，2026 年 3 月 31 日新能源发电指数收盘价为 2,153.556，2026 年 6 月 30 日新能源发电指数收盘价为 1,771.459，本次评估按照案例与被评估单位差异率修正，故对可比案例分别修正+10、+10、-3、-3、-3、-3。

（2）装机容量规模的比较

资产组和可比案例的装机容量规模的比较如下：

表：乌兰风电项目和可比案例的装机容量

项目	内容	委估资产组	焦家畔	新农村	五家渠	富川协合	华晨风电	大板梁
规模	装机容量	200MW	100MW	17.5MW	100MW	96MW	100MW	49.5MW

和可比交易案例相比，资产组装机容量规模较大。

考虑到装机规模越大，面对风险的应对能力越强，按照装机容量每相差25MW 修正 0.1，对可比案例分别修正-4、-7、-4、-4、-4、-6。

（3）剩余发电年限的比较

资产组和可比案例的剩余发电年限的比较如下：

表：乌兰风电项目和可比案例的剩余发电年限

项目	内容	委估资产组	焦家畔	新农村	五家渠	富川协合	华晨风电	大板梁
年限	剩余发电年限	13.33	14.75	14.75	14.92	16.54	11.25	5.58

和可比交易案例相比，委估资产组剩余发电年限较短。

按照年期修正公式进行计算，对可比案例分别修正+6、+6、+6、+12、-10、-46。

4、委估资产组 EV/S 的确定

委估资产组 EV/S 计算如下：

表：乌兰风电项目 EV/S 计算

项目	焦家畔	新农村	五家渠	富川协合	华晨风电	大板梁
可比案例乘数	7.71	7.10	8.17	7.89	6.92	6.06
交易时间因素修正系数	100/110	100/110	100/97	100/97	100/97	100/97

项目	焦家畔	新农村	五家渠	富川协合	华晨风电	大板梁
装机容量规模修正系数	100/96	100/93	100/96	100/96	100/96	100/94
剩余发电年限修正系数	100/106	100/106	100/106	100/112	100/90	100/54
修正后乘数	6.88	6.57	8.25	7.59	8.24	12.37
权重	1/6	1/6	1/6	1/6	1/6	1/6
加权后修正乘数	8.32					

5、资产组价值及差异率

采用交易案例比较法校验，委估资产组价值如下：

委估资产组价值=委估资产组最近一年营业收入×委估资产组 EV/S

=152,500.00 万元（取整）

通过交易案例比较法得到委估资产组价值为 152,500.00 万元，收益法评估值 146,600.00 万元，差异率 4.02%，差异率较小。

（七）敏感性分析和压力测试

乌兰风电项目资产评估值受到项目公司收入、成本的综合影响。为更好地衡量关键因素波动对评估结论产生的影响，基于评估基准日 2026 年 6 月 30 日的评估结果，评估机构分别针对市场化交易结算电量及国补电量、市场化交易结算单价（含超缺额）、运营成本支出（营业成本中不包含折旧摊销、安全生产费的付现成本）、折现率等进行了各个情景下的评估结论敏感性分析及压力测试，具体情况如下：

表：敏感性分析和压力测试结果

单位：万元、%

关键因素	较基准日增减幅度	估值	估值变化	变化比例
市场化交易结算电量及国补电量	10.00	158,400.00	11,800.00	8.05
	5.00	152,500.00	5,900.00	4.02
	-	146,600.00	-	-

关键因素	较基准日增减幅度	估值	估值变化	变化比例
	-5.00	140,600.00	-6,000.00	-4.09
	-10.00	134,700.00	-11,900.00	-8.12
市场化交易结算单价（含超缺额）	10.00	152,100.00	5,500.00	3.75
	5.00	149,300.00	2,700.00	1.84
	-	146,600.00	-	-
	-5.00	143,800.00	-2,800.00	-1.91
	-10.00	141,000.00	-5,600.00	-3.82
运营成本支出（营业成本中不包含折旧摊销、安全生产费的付现成本）	10.00	145,100.00	-1,500.00	-1.02
	5.00	145,900.00	-700.00	-0.48
	-	146,600.00	-	-
	-5.00	147,300.00	700.00	0.48
	-10.00	148,000.00	1,400.00	0.95
关键因素	较基准日增减值	估值	估值变化	变化比例
折现率	0.50	142,600.00	-4,000.00	-2.73
	0.25	144,400.00	-2,200.00	-1.50
	-	146,600.00	-	-
	-0.25	148,300.00	1,700.00	1.16
	-0.50	150,300.00	3,700.00	2.52

三、不动产项目的法律权属及他项权利情况

（一）法律权属情况

项目公司合法享有不动产项目所对应的建（构）筑物所有权及其占用范围内的国有土地使用权，具体情况如下：

1、国有建设用地使用权

（1）不动产权证书（国有建设用地使用权）

华扬晟源已就 90 台单机容量 2,200 千瓦的风力发电机组及其配备箱式变电器、1 台单机容量 2,000 千瓦的风力发电机组及其配备箱式变电器、升压站及运营管理中心用地取得乌兰县自然资源和林业草原局（以下简称“乌兰自然资源局”）于 2020 年 1 月 15 日核发的《不动产权证书》（编号：青（2020）乌兰县不动产权第 0000036 号），证载内容如下：

表：华扬晟源不动产权证书（国有建设用地使用权）

项目	内容
权利人	乌兰县华扬晟源新能源有限公司
共有情况	单独所有
坐落	乌兰县茶卡镇夏艾里沟村
权利类型	国有建设用地使用权
权利性质	划拨
用途	工业用地
面积	46,764 ㎡
使用期限	/

（2）征地及占地补偿

2011 年 6 月 3 日，全国人大常委会法工委在对黑龙江省人大法工委的《关于地方性法规中规定架空输电线路走廊不实行征地是否违法请示的答复意见》（法工办发〔2011〕128 号）中明确“地方性法规根据土地管理法、森林法等相关法律规定，可以规定架空输电线路走廊不实行征地；对因保护架空输电线路走廊，给有关当事人合法权益造成损失的，应当依法给予补偿”。2023 年 12 月 12 日，青海省自然资源厅、青海省林业和草原局、青海省能源局发布的《关于支持新能源发电、抽水蓄能及电网建设用地的若干措施》规定，“对输配电线路工程杆、塔基和地下电缆通道或不改变原线路路径的改造工程，无需办理用地预审、社会稳定风险评估和节地评价及征地手续，参照有关规定给予一次性经济补偿。”就乌兰风电项目征地及占地补偿事宜，已签订如下协议：

1）根据乌兰县国土资源局与华扬晟源签订的《征地补偿协议书》以及支付凭证，乌兰风电项目在施工中风机基础、吊装平台和箱变基础永久占用草场面积 582.4 亩，升压站永久占用草场面积 25 亩，补偿款共计 1,102,431 元，已由华扬晟源全额支付。

2）根据乌兰县国土资源局与华扬晟源签订的《征地补偿协议书》及支付凭证，乌兰风电项目在施工中道路用地共占用草场面积 825 亩，补偿款共计 1,497,366 元，已由华扬晟源全额支付。

3）根据华扬晟源与四川省华蓥市南方送变电有限公司（简称“EPC 公司”）签订的《青海乌兰 200MW 风电项目设备采购、建筑、安装工程总承包合同》及其补充协议、EPC 公司出具的说明函，就乌兰风电项目集电线路杆塔基础、施工

和检修道路占用乌兰县茶卡镇土地、草地事宜，EPC 公司负责与相关村集体组织、村民签订征地补偿协议，并已向相关主体支付完毕上述征地补偿款等全部相关费用共计 1,102,500.00 元。

4）根据华扬晟源与乌兰县茶卡镇夏艾里沟村签订的《征地补偿协议书》、夏艾里沟村村委会出具的《补偿说明》及支付凭证，乌兰风电项目检修道路建设期间占用夏艾里沟村村民用草场 22.04 亩，补偿款共计 40,000 元，已由华扬晟源全额支付。

根据青海新能源出具的《承诺及说明函》，如因乌兰风电项目所涉土地占地补偿事宜需要对相关主体进行补偿等情形而给华扬晟源或不动产基金带来损失或产生额外成本的，青海新能源将承担所有相关的经济和法律责任。

2、房屋所有权

华扬晟源已就乌兰风电项目房屋建筑物不动产权取得乌兰自然资源局于 2021 年 1 月 21 日核发的《不动产权证书》（编号：青（2021）乌兰县不动产权第 0000029 号），证载内容如下：

表：华扬晟源不动产权证书（房屋所有权）

项目	内容
权利人	乌兰县华扬晟源新能源有限公司
共有情况	单独所有
坐落	乌兰县茶卡镇夏艾里沟村
权利类型	国有建设用地使用权/房屋（构筑物）所有权
权利性质	划拨/自建房
用途	工业用地/工业
面积	土地使用权面积 46,764 ㎡/房屋建筑面积 2,571.14 ㎡
使用期限	/
附记	房屋结构：混合结构 房屋总层数：2 层 房屋竣工时间：2019 年 1 月 20 日 青（2020）乌兰县不动产权第 0000036 号

（二）他项权利情况

根据在动产融资统一登记公示系统对华扬晟源的查询信息、乌兰县不动产登记中心出具的不动产登记信息查询记录、华扬晟源出具的《承诺及说明函》及其提供的相关资料，乌兰风电项目的不动产、电费收费权及其他收费权益上不存在其他抵押、质押、查封、冻结等权利限制。

（三）不动产项目资产其他权属事项

1、不动产资产使用林地及草地情况

根据乌兰风电项目用地预审的相关文件，乌兰风电项目用地为农用地（天然牧草地）和未利用地，不含林地。

针对乌兰风电项目占用的草地，青海省农牧厅于 2018 年 10 月 11 日核发《草地征用使用审核同意书》（青农草征审字〔2018〕第 124 号），同意乌兰风电项目征用使用青海省海西州乌兰县茶卡镇夏艾里沟村草原 4.6764 公顷。

2、不动产资产生态红线占用情况

乌兰自然资源局于 2025 年 8 月 15 日出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目生态保护红线事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕283 号），确认乌兰风电项目不在乌兰县生态保护红线范围内。

3、不动产资产自然保护区占用情况

青海省林业和草原局于 2019 年 8 月 31 日出具《青海省林业和草原局关于乌兰华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目与自然保护区位置关系的函》（青林保函〔2019〕450 号），确认乌兰风电项目不涉及青海省自然保护区。

4、不动产资产土地使用权承诺事项

经核查，申能股份、青海新能源、基金管理人已出具承诺函承诺，不动产项目估值中不含不动产资产使用土地的土地使用权市场价值，不动产基金存续期间不转移不动产资产涉及土地的使用权（政府相关部门另有要求的除外），不动产基金清算时或经营收益权到期时将按照相关协议约定以及法律法规规定处理相关土地使用权。

5、不动产资产权属方面不存在重大经济或法律纠纷情况

经核查乌兰风电项目的《不动产权证书》，并经“中国裁判文书网”、中国执行信息公开网-失信被执行人查询系统及中国执行信息公开网-被执行人信息查

询系统进行的公开信息渠道进行检索及申能股份、青海新能源出具的承诺函，截至 2026 年 9 月 28 日，乌兰风电项目在权属方面不存在重大经济或法律纠纷。

四、不动产项目建设的合法合规性

（一）固定资产投资管理手续情况

经核查，乌兰风电项目固定资产投资管理相关手续具体情况如下：

表：乌兰风电项目固定资产投资管理手续

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	处理方式	备注
1	审批、核准或备案	项目建议书批复	/	/	/	无需办理	非政府投资项目
		可行性研究报告批复	/	/	/	无需办理	非政府投资项目
		初步设计批复	/	/	/	无需办理	非政府投资项目
		企业投资项目核准（2004 年以后）	2017 年 10 月 11 日	海西州能源局	西能源〔2017〕96 号	正常办理	/
			2019 年 5 月 24 日	海西州能源局	西能源〔2019〕51 号	正常办理	核准项目建设内容变更为“90 台 2200 千瓦和 1 台 2000 千瓦风电机组”，核准延期至 2019 年 12 月 30 日
		企业投资项目备案（2004 年以后）	/	/	/	无需办理	不适用
2	规划	建设项目选址意见书（2019 年 9 月以后为建设项目用地预审与选址意见书）	2017 年 11 月 21 日	乌兰县建设和交通运输局	选字第 6328002017086 号	正常办理	/
			2025 年 8 月 14 日	乌兰县自然资源和林业草原局	乌自然资林函〔2025〕279 号	投资建设时未办理但有关部门已出具明确处理意见	鉴于乌兰风电项目建设内容发生变更，乌兰县自然资源和林业草原局出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目用地有关事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕279 号），核实乌

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	处理方式	备注
							兰风电项目核准变更后的用地范围未超出已预审的用地范围，用地总规模在预审控制用地规模内，建设项目选址未发生变化，无需重新办理选址意见书。
		建设用地规划许可证	2025 年 8 月 14 日	乌兰县自然资源和林业草原局	乌自然资林函〔2025〕278 号	无需办理	根据《中华人民共和国城乡规划法》第三十七条、第四十二条规定，在城市、镇规划区内以划拨方式提供国有土地使用权的建设项目，建设单位应当申请办理建设用地规划许可证，城乡规划主管部门不得在城乡规划确定的建设用地范围以外作出规划许可。 对此，乌兰县自然资源和林业草原局出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目规划有关事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕278 号），核实乌兰风电项目不在乌兰县城乡规划确定的建设用地范围内，无需办理建设用地规划许可证。
		建设工程规划许可证	2025 年 8 月 14 日	乌兰县自然资源和林业草原局	乌自然资林函〔2025〕278 号	无需办理	《中华人民共和国城乡规划法》第四十条、第四十二条规定，在城市、镇规划区内进行建筑物、构筑物、道路、管线和其他

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	处理方式	备注
							工程建设的，建设单位应当申请办理建设工程规划许可证，城乡规划主管部门不得在城乡规划确定的建设用地范围以外作出规划许可。对此，乌兰县自然资源和林业草原局出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司20万千瓦风电项目规划有关事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕278号），核实乌兰风电项目不在乌兰县城乡规划确定的建设用地范围内，无需办理建设工程规划许可证。
3	用地	土地取得方式	划拨				
		土地预审意见（2019年9月以后为建设项目用地预审与选址意见书）	2017年10月9日	海西州国土资源局	西国土资预审字〔2017〕23号	正常办理	/
			2025年8月14日	乌兰县自然资源和林业草原局	乌自然资林函〔2025〕279号	投资建设时未办理但有关部门已出具明确处理意见	鉴于乌兰风电项目建设内容发生变更，乌兰县自然资源和林业草原局出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司20万千瓦风电项目用地有关事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕279号），核实乌兰风电项目核准变更后的用地范围未超出已预审的用地范围，用地

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	处理方式	备注
							总规模在预审控制用地规模内，建设项目选址未发生变化，无需重新办理用地预审。
		建设用地批准书（2019年9月以前）	2025年8月14日	乌兰县自然资源和林业草原局	乌自然资林函〔2025〕277号	投资建设时未办理但有关部门已出具明确处理意见	乌兰县自然资源和林业草原局于2025年8月14日出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司20万千瓦风电项目建设用地批准书事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕277号），载明“根据《自然资源部印发关于以“多规合一”为基础推进规划用地“多审合一、多证合一”改革的通知》（自然资〔2024〕709号）有关规定，建设用地规划许可证、建设用地批准书已合并，不再单独核发建设用地批准书。鉴于乌兰县华扬晟源新能源有限公司20万千瓦风电项目不在我县城乡规划确定的建设用地范围内，无需办理建设用地规划许可证，该项目不再单独核发建设用地批准书。”
		建设项目土地使用权证（或不动产权证）	2020年1月15日	乌兰县自然资源和林业草原局	青（2020）乌兰县不动产权第0000036号	正常办理	国有建设用地使用权
			2021年1月21日	乌兰县自然资源和林业草原局	青（2021）乌兰县不动产权第0000029	正常办理	国有建设用地使用权/房屋（构筑物）所有权

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	处理方式	备注
					号		
4	用海	用海预审意见	/	/	/	无需办理	不涉及用海
		用海申请批复文件	/	/	/	无需办理	不涉及用海
		海域使用许可证	/	/	/	无需办理	不涉及用海
5	节能审查	节能审查（节能报告、节能审查意见）	/	/	/	无需办理	乌兰风电项目于2017年10月11日核准立项，于2018年6月13日取得海西州能源局出具的同意开工批复，乌兰风电项目在取得开工批复后施工。 根据项目开工建设时适用的《固定资产投资项目节能审查办法（2016）》（2017年1月1日起实施，2023年6月1日废止）第三条规定，“企业投资项目，建设单位需在开工建设前取得节能审查机关出具的节能审查意见。”根据国家发展改革委于2017年11月15日发布的《不单独进行节能审查的行业目录》，风电站属于“不单独进行节能审查的行业目录”范围，不再单独进行节能审查，不再出具节能审查意见。 根据上述规定，乌兰风电项目在开工建设前取得节能审查意见即可，但由于乌兰风电项目开工建设前，国家发展改革委出台了《不单独进

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	处理方式	备注
							行节能审查的行业目录》，不再对风电项目单独进行节能审查。因此，乌兰风电项目在开工建设时无需再单独进行节能审查并取得节能审查意见。
6	环境影响评价	环境影响评价（报告书、报告表和登记表）批复	2018 年 6 月 8 日	海西州环境保护局	西环审〔2018〕71 号	正常办理	/
7	施工许可	施工许可证	2026 年 2 月 27 日	乌兰县建设和交通运输局	/	投资建设时未办理但有关部门已出具明确处理意见	项目公司于 2026 年 2 月 27 日向乌兰县建设和交通运输局申请补办施工许可证，乌兰县建设和交通运输局于 2026 年 2 月 27 日出具《情况说明》，确认：根据《青海省住房和城乡建设厅关于进一步加强建筑工程施工许可管理工作的通知》（青建工〔2024〕402 号）规定的“（二）下列工程不在建筑工程施工许可范围：……电力等其他专业建筑工程配套的房屋建筑、市政工程”，乌兰风电项目按照电力项目整体立项，其升压站相关建（构）筑物为整体电力工程配套的房屋建筑，不在建筑工程施工许可范围，无需办理建筑工程施工许可证。
8	竣	综合验收	2020 年 11 月 22 日	建设单位：乌兰县华扬晟源	/	正常办理	/

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	处理方式	备注
	工验收			新能源有限公司 设计单位：中国电建集团西北勘测设计研究院有限公司、中国电建集团青海省电力设计院有限公司 施工单位：四川华蓥市南方送变电有限公司 监理单位：中国能源建设集团辽宁电力勘测设计院有限公司 电网调度单位：青海省电力调度控制中心 质量监督机构：青海省电力建设工程质量监督中心站 生产运行单位：青海华益建筑安装工程有限责任公司			
		消防验收	2019年11月8日	乌兰县建设和交通运输局	WL201903030100001	正常办理	/
		规划验收	2025年8月14日	乌兰县自然资源和林业草原局	乌自然资林函〔2025〕278号	无需办理	乌兰县自然资源和林业草原局出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司20万千瓦风电项目规划有关事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕278号），核实乌兰风电项目不在乌兰县城乡规划确定的建设用地范围内，无需办理建设

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	处理方式	备注
							工程规划许可证，不开展规划核实相关工作。
		环保验收	2020 年 8 月 26 日	建设单位：乌兰县华扬晟源新能源有限公司 监理单位：中国能源建设集团辽宁电力勘测设计院有限公司 施工单位：四川华蓥市南方送变电有限公司 设计单位：中国电建集团青海省电力设计院有限公司 环评单位：南京普环电力科技有限公司 验收单位：青海华顺安全环境技术有限公司	/	正常办理	/
		水土保持设施验收	2020 年 9 月 18 日	验收单位：青海华顺安全环境技术有限公司 核定单位：海西州水土保持站	西水保函[2020]30 号	正常办理	/
		节能验收	/	/	/	无需办理	乌兰风电项目竣工验收时（2020 年 11 月 22 日）适用的《固定资产投资项目节能审查办法（2016）》第十条规定："固定资产投资项目投入生产、使用前，应对其节能审查意见落实情况进行验收。"《青海省固定资产投资项目节能审查实施办法》（2017 年 10 月

序号	手续名称		签发时间	签发机构	文件编号	处理方式	备注
							13 日实施）第十四条规定："固定资产投资项目投入生产、使用前，坚持'谁审查、谁验收'的原则，由节能审查机关对其节能审查意见落实情况进行验收。" 乌兰风电项目在开工建设时无需再单独进行节能审查并取得节能审查意见。因此，乌兰风电项目亦无需进行节能验收。
9	外资	商务部门关于外商投资企业的批复	/	/	/	无需办理	非外商投资项目
		外商投资安全审查意见	/	/	/	无需办理	非外商投资项目
10	其他专项审批	接入电网意见的函	2018 年 1 月 12 日	国网青海省电力公司	青电发展〔2018〕43 号	正常办理	/
		水土保持批复	2017 年 10 月 31 日	海西州水土保持预防监督站	西水保审[2017]73 号	正常办理	/
		未压覆重要矿产资源情况	2017 年 12 月 13 日	青海省国土资源厅	青国土资矿〔2017〕172 号	正常办理	/
		用地范围内无文物的意见	2017 年 10 月 31 日	乌兰县文物保护管理局	/	正常办理	/
		用地范围内无军事设施的意见	2017 年 10 月 31 日	乌兰县人民武装部	乌武字[2017]67 号	正常办理	/

（二）项目权属期限、经营资质及展期安排情况

1、不动产项目的经营资质取得情况、期限及有效性

华扬晟源根据其就乌兰风电项目取得的《电力业务许可证》（编号：1031219-00394）、签署的《购售电合同》（编号：QHGSHN-2024-FD003）、签署的《新能源场站并网调度协议》（编号：SGQH0000DKBD2310131），以及取得《国网青海

省电力公司关于2018年10月1日以后并网可再生能源发电项目上网电价情况的报告》（青电财〔2020〕196号），享有乌兰风电项目的收费权。

（1）电力业务许可证

华扬晟源现持有国家能源局西北监管局于2023年10月20日核发的编号为1031219-00394的《电力业务许可证》，获准从事电力业务，有效期自2019年12月24日至2039年12月23日。

（2）并网调度协议

国网青海公司与华扬晟源（售电人）于2022年12月30日签署了《新能源场站并网调度协议》（合同编号：SGQH0000DKBD2310131），根据协议约定，国网青海省电力公司同意华扬晟源在青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县茶卡镇拥有经营管理总装机容量为200兆瓦（MW）的华扬风电场新能源场站并入电网运行，协议期限自协议签订之日起至2025年12月31日止，协议期限届满前30日，若双方无异议，协议到期后自动延期3年，延期次数不限。

（3）购售电合同

国网青海公司与华扬晟源于2024年1月1日签署《购售电合同》（合同编号：QHGSHN-2024-FD003），合同约定由国网青海公司购买售电人在青海省海西蒙古族藏族自治州乌兰县茶卡镇拥有并经营管理总装机容量为200兆瓦（MW）风电场的电能，合同期限自合同生效之日起至2028年12月31日止，在合同期限届满前三个月，双方应就续签合同的有关事宜进行商谈；合同有效期届满，双方均未提出书面异议的，并继续按原合同标准履行义务的，有效期按照原合同自动续展。

（4）电价批复

国网青海公司于2020年5月6日出具《国网青海省电力公司关于2018年10月1日以后并网可再生能源发电项目上网电价情况的报告》（青电财〔2020〕196号），确认乌兰风电项目应执行上网电价为0.6元/千瓦时。

（5）补贴资质

根据国网新能源云官网[50]发布的信息，乌兰风电项目已纳入 2021 年第六批可再生能源发电补贴项目清单并予以公告，并已列入可再生能源发电补贴核查确认的合规项目清单，可按电量享受补贴。

2、不动产项目的经营资质到期安排

（1）关于《购售电合同》《新能源场站并网调度协议》在基金存续期内的续期安排

1）政策层面要求电网企业应配合发电企业签订购售电合同、并网调度协议

国家发展和改革委员会于 2024 年 2 月 8 日发布的《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》第十条规定，电网企业、电力调度机构应按规定与可再生能源发电企业签订并网调度协议、购售电合同等。

因此，国网青海公司应按规定与项目公司签订并网调度协议、购售电合同等。

同时，《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》第二十条规定，电网企业、电力调度机构、电力交易机构拒绝或者阻碍与可再生能源发电企业签订购售电合同、并网调度协议和电力交易合同，未按规定收购可再生能源电量造成可再生能源发电企业经济损失的，应承担赔偿责任，并由电力监管机构责令限期改正；拒不改正的，电力监管机构可处以可再生能源发电企业经济损失额一倍以下的罚款。

因此，在乌兰风电项目的《购售电合同》《新能源场站并网调度协议》期限届满前，国网青海公司应组织安排续签工作，基金管理人、运营管理机构及项目公司将积极配合开展相关工作，保障相关协议持续合法有效。

2）《购售电合同》的续期约定与安排

2024 年 1 月 1 日，国网青海公司（购电人）与乌兰县华扬晟源新能源有限公司（以下简称华扬晟源）签署《购售电合同》（合同编号：QHGSHN-2024-FD003），约定合同期限自《购售电合同》生效之日起至 2028 年 12 月 31 日止。合同期满前三个月，双方应就续签合同的有关事宜进行商谈。合同有效期届满，双方均未

[50] https://sgnec.sgcc.com.cn/atlas/projectListQuery。

提出书面异议的，并继续按原合同标准履行义务的，有效期按照原合同自动续展。对于需要续签的购售电合同，在新合同签订前双方必须按原合同执行。

根据上述约定，本基金存续期间，乌兰风电项目的《购售电合同》在双方无书面异议的情况下可自动续期。基金管理人与运营管理机构将依法依规做好运营管理工作，并与国网青海公司保持友好合作及沟通，以保障乌兰风电项目《购售电合同》的妥善履行和正常续期。

3）《新能源场站并网调度协议》的续期约定与安排

2022 年 12 月 30 日，国网青海公司与华扬晟源签署《新能源场站并网调度协议》（合同编号：SGQH0000DKBD2310131），约定协议期限自协议签订之日起至 2025 年 12 月 31 日止。协议期限届满前 30 日，若双方无异议，协议到期后自动延期 3 年，延期次数不限。截至本财务顾问报告出具之日，国网青海公司与华扬晟源均未对协议提出书面异议，协议已自动延期，在正常履行中。

根据上述约定，本基金存续期间，乌兰风电项目的《新能源场站并网调度协议》在双方无异议的情况下可自动续期。基金管理人与运营管理机构将依法依规做好运营管理工作，并与国网青海公司保持友好合作及沟通，以保障乌兰风电项目《新能源场站并网调度协议》的妥善履行和正常续期。

（2）发起人所持有的同类项目未发生过无法延期情形

在电力行业中，购售电合同与并网调度协议的到期续签属于较为常规的事项。经了解，截至本财务顾问报告出具之日，发起人所持有的分布于 24 个省（区、市）的全部新能源项目过往均未发生过无法延期的情形。

（3）关于购售电合同、并网调度协议无法续期的风险承担及缓释措施

1）关于无法续期的风险承担

根据《中华人民共和国可再生能源法》《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》的相关规定，购售电合同、并网调度协议是电网企业与可再生能源发电企业订立的合同。华扬晟源作为乌兰风电项目的持有主体，通过与国网青海公司等电网企业签署《购售电合同》《新能源场站并网调度协议》取得电费收入，如相关协议到期无法正常续期，华扬晟源将面临无法正常开展经营业务的风险。

根据《运营管理服务协议》约定，运营管理机构的运营管理服务范围包括：

①就需要以项目公司名义签署的不动产项目运营的相关协议（包括但不限于购售电合同、并网协议和/或并网调度协议、高压供用电合同、重大技术改造合同、重大专项修理合同、项目出质保相关检测及验收相关合同等），在协议期限届满或运营期限届满前与合同相对方商讨、谈判；

②根据不动产项目所受国家和行业标准与细则、电力相关规程，以及对应的购售电合同、购售电协议（如有）、高压供用电合同、并网调度协议等不动产项目文件对运营的要求和标准，按照谨慎运营惯例，运营和维护不动产项目设施、设备，确保该等设施、设备始终处于良好运营状态；

③发生电网紧急情况时，在符合法律法规、电力行业惯例和技术限制的情况下，依照购售电合同和并网调度协议及其他相关规定服从调度命令。

若发生运营管理机构未履行、怠于履行或未完全履行上述运营管理职责，给项目公司、不动产基金造成损失的，相关损失由运营管理机构承担，其他情形下的损失由项目公司承担。

2）关于无法续期的风险缓释措施

①在购售电合同、并网调度协议到期前，基金管理人与运营管理机构将安排相关人员提前落实购售电合同、并网调度协议的续期流程，并与电网企业等有关单位保持充分沟通，基金管理人还将督促运营管理机构提前制定工作计划，按相关法律法规的要求准备续期材料，及时提交续期申请，并跟进后续办理流程。各方将积极采取措施避免或者减小购售电合同、并网调度协议无法续期的可能性。

②根据《运营管理服务协议》约定，运营管理机构应保障项目经营所涉及的《电力业务许可证》《购售电合同》《并网调度协议》等处于有效状态。若出现到期未及时续办情形的，运营管理机构的绩效考核指标将进行扣减。运营绩效考核指标满分 100 分，若考核得分低于 95 分，则考核保证金将按照扣分同比例扣减，扣减金额计算方式为：当期基础管理费×20%×（100-考核得分）/100。通过设置相关考核要求，管理人督促运营管理机构采取主动措施保障相关购售电合同、并网调度协议的持续合法有效。

（4）不动产项目的所有权或经营权期限届满安排

根据华扬晟源现持有的《电力业务许可证》（许可证编号 1031219-00394），有效期至 2039 年 12 月 23 日。同时，根据《青海省人民政府关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目用地的批复》（青政土函〔2019〕67 号），不动产基金成立时拟投资的不动产项目用地为划拨方式（使用年限 20 年），不动产项目于 2019 年 10 月 30 日取得《国有建设用地划拨决定书》（编号：6328212019h08），国有建设用地使用权终止期限为 2039 年 10 月 29 日。因此，在不考虑延期的情况下，国有建设用地使用权到期日早于电力业务许可证到期日，以国有建设用地使用权到期日作为乌兰风电项目经营到期日。

在不动产项目的所有权或经营权期限届满后，原始权益人或其指定关联方有权优先受让不动产项目（含项目公司股权、不动产项目资产），在原始权益人或其指定关联方行使优先收购权时，不动产基金应按照该安排进行转让和移交，且无需召开基金份额持有人大会；特别地，就不动产基金以首次发售募集资金收购的不动产项目而言，在不动产项目经营到期日后，原始权益人或其指定关联方根据基金管理人指令在乌兰风电项目经营到期日（国有建设用地使用权届满日 2039 年 10 月 29 日）后[51]以项目公司总资产账面价值（不含固定资产账面价值）扣除总负债账面价值后的金额受让项目公司 100%股权，并配合办理不动产项目相关移交手续，不动产基金应按照前述安排进行转让和移交，且无需召开基金份额持有人大会。

3、不动产项目出售及处置策略

基金存续期内，基金管理人将秉持基金份额持有人利益最大化原则，在履行适当程序后，根据市场环境与不动产项目运营情况，制定不动产项目出售方案并负责实施。基金管理人将积极寻求综合实力强、报价高的交易对手方，在平衡资产对价、交割速度、付款方案等多个因素后，将资产择机出售。

如确认基金存续期届满将进入清算期或按基金合同约定应由基金份额持有人大会进行决议进行基金资产处置的，基金管理人将提前积极寻求综合实力强、

[51] 不晚于基金合同终止日。

报价高的交易对手方，在平衡资产对价、交割速度、付款方案等多个因素后，在清算期内或持有人大会决议的处置期内完成资产处置。

（三）工程建设质量以及安全标准是否符合有关要求的情况

经核查，乌兰风电项目已于 2020 年 11 月 22 日取得由建设单位、设计单位、施工单位、监理单位、电网调度单位、质量监督机构及生产运行单位出具的综合验收文件，因此项目的工程建设质量以及安全标准符合有关要求。

（四）安全生产、环境保护以及是否符合城市规划要求的情况

1、安全生产

经核查并经项目公司说明，乌兰风电项目在项目建设和运营管理过程中，未发生过任何与安全生产相关的事故，亦未因安全生产相关事项受到主管部门的行政处罚。

2、环境保护

2018 年 6 月 8 日，海西州环境保护局作出《关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目环境影响报告表的批复》（西环审〔2018〕71 号），批复同意按照报告表所列的建设项目的地点、性质、规模建设该项目。

2020 年 8 月 26 日，华扬晟源组织验收组就乌兰风电项目进行环保验收并出具《乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目竣工环境保护验收意见》，乌兰风电项目符合竣工环保验收条件，验收组一致同意乌兰风电项目通过竣工环境保护验收。

3、城市规划

乌兰自然资源局于 2025 年 8 月 14 日出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目规划有关事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕278 号），核实乌兰风电项目不在乌兰县城乡规划确定的建设用地范围内，无需办理建设用地规划许可证，不开展规划核实相关工作。

乌兰自然资源局于 2025 年 8 月 14 日出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目规划有关事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕278 号），核实乌兰风电项目不在乌兰县城乡规划确定的建设用地范围内，无需办理建设工程规划许可证。

根据上述文件，乌兰风电项目不在城乡规划范围内，无需办理相应规划手续。

（五）受自然灾害、汇率变化、外贸环境、担保、诉讼和仲裁等其他因素影响的情况

经核查并经项目公司说明，乌兰风电项目自运营以来未有受自然灾害、汇率变化、外贸环境、担保、诉讼和仲裁等其他因素影响的情况。

五、不动产资产的物理状态

（一）项目土地使用权取得的合法性、有效性，土地使用权剩余期限

华扬晟源已经就乌兰风电项目取得相应的《不动产权证书》，合法享有乌兰风电项目的国有建设用地使用权及其建筑物的房屋所有权，并享有乌兰风电项目设施设备的所有权。具体如下：

1、土地预审意见

海西蒙古族藏族自治州国土资源局于 2017 年 10 月 9 日出具《关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司乌兰 20 万千瓦风电项目用地预审的复函》（西国土资预审字[2017]23 号），确认乌兰风电项目用地不占用基本农田，原则同意通过用地预审，该项目申请用地总规模 11.275 公顷，其中农用地 7.8 公顷（天然牧草地），未利用地 3.475 公顷。

海西州能源局于 2019 年 5 月 24 日就乌兰风电项目建设内容进行了核准变更。鉴此，乌兰自然资源局于 2025 年 8 月 14 日出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目用地有关事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕279 号），核实乌兰风电项目核准变更后

的用地范围未超出已预审的用地范围，用地总规模在预审控制用地规模内，建设项目选址未发生变化，无需重新办理用地预审。

2、建设用地批准书

青海省人民政府于 2019 年 9 月 30 日出具《青海省人民政府关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目用地的批复》（青政土函〔2019〕67 号），确认乌兰风电项目用地以划拨方式供应（使用年限 20 年）。

乌兰自然资源局于 2025 年 8 月 14 日出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目建设用地批准书事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕277 号），载明“根据《自然资源部印发关于以“多规合一”为基础推进规划用地“多审合一、多证合一”改革的通知》（自然资〔2024〕709 号）有关规定，建设用地规划许可证、建设用地批准书已合并，不再单独核发建设用地批准书。鉴于乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目不在我县城乡规划确定的建设用地范围内，无需办理建设用地规划许可证，该项目不再单独核发建设用地批准书。”

3、国有建设用地划拨决定书

2019 年 10 月 30 日，乌兰县人民政府出具《国有建设用地划拨决定书》（编号：6328212019h08，电子监管号：6328212019A00231），决定将坐落于乌兰县茶卡镇夏艾里沟村、面积为 4.6764 公顷的宗地（宗地编号：2019-h08）的国有建设用地使用权划拨给华扬晟源。

乌兰县自然资源和林业草原局于 2025 年 11 月 11 日出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目用地性质有关事项的请示函>的复函》（乌自然资林函[2025]422 号），确认“乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目为国家重点扶持的能源基础设施用地项目，其用地属于《划拨用地目录》中的电力设施用地，可按照城市建设用地分类中的工业用地供应，该项目以划拨方式取得并使用项目用地符合土地管理相关规定。”

4、土地使用权剩余期限

根据《青海省人民政府关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司20万千瓦风电项目用地的批复》（青政土函〔2019〕67号），本项目用地为划拨方式（使用年限20年），本项目于2019年10月30日取得《国有建设用地划拨决定书》（编号：6328212019h08），故终止期限为2039年10月29日。自尽调基准日2026年6月30日起算，剩余期限13.33年。

5、项目土地实际用途、规划用途及其权证所载用途一致性情况

（1）项目土地实际用途

乌兰风电项目土地实际用途为工业用地，具体用于风力发电机组基础、升压站、输变电配套设备、场区建构筑物及配套设施等风电项目建设。

（2）项目土地规划用途

根据《中华人民共和国城乡规划法》第三十七条、第四十二条规定，在城市、镇规划区内以划拨方式提供国有土地使用权的建设项目，建设单位应当申请办理建设用地规划许可证，城乡规划主管部门不得在城乡规划确定的建设用地范围以外作出规划许可。

对此，乌兰县自然资源和林业草原局出具《乌兰县自然资源和林业草原局关于<乌兰县华扬晟源新能源有限公司20万千瓦风电项目规划有关事项的请示函>的复函》（乌自然资林函〔2025〕278号），核实乌兰风电项目不在乌兰县城乡规划确定的建设用地范围内，无需办理建设用地规划许可证。

（3）项目土地权证所载用途及一致性情况

乌兰风电项目使用的不动产权证涉及编号为青（2020）乌兰县不动产权第0000036号的《不动产权证书》，以及青（2021）乌兰县不动产权第0000029号的《不动产权证书》，所记载土地用途均为工业用地。

乌兰风电项目土地实际用途、规划用途与权证所载用途一致，符合用地、规划等要求。

（二）保险购买、承保范围和保险金额情况

根据中国太平洋财产保险股份有限公司上海分公司签发的保险单，华扬晟源已完成2026年保险续保工作，并就乌兰风电场项目投保了财产一切险及其项下营业中断险、机器损坏险及其项下营业中断险、公众责任险，保险金额合计229,395.99万元。现行保单期限为2026年5月1日至2027年4月30日。具体保险情况如下：

表：乌兰风电项目已购买保险情况

保险类型	保险单号	保险金额（人民币，元）	保险费（人民币，元）	保险期限
财产一切险	ASHH05002426QAAA18UZ-07WLHY	1,132,848,820.57	470,132.26	2026/5/1 至 2027/4/30
财产一切险项下营业中断险	ASHH05002126QAAAA1PA-07WLHY	163,709,417.34	122,782.06	2026/5/1 至 2027/4/30
机器损坏险	ASHH05023426QAAAALNJ-07WLHY	823,692,216.82	395,372.26	2026/5/1 至 2027/4/30
机器损坏险项下营业中断险	ASHH05002626QAAAAA9A-07WLHY	163,709,417.34	110,503.86	2026/5/1 至 2027/4/30
公众责任险	ASHH05007026QAAAAU3L-07WLHY	10,000,000.00	7,500.00	2026/5/1 至 2027/4/30
合计		**2,293,959,872.07**	**1,106,290.44**	

根据评估机构出具的《上海东方证券资产管理有限公司拟发行公募REITs所涉及的乌兰县华扬晟源新能源有限公司风电项目资产组市场价值资产评估报告》（信资评报字（2026）第050049号），经收益法评估，截至评估基准日2026年6月30日，乌兰风电项目资产组的评估值为146,600.00万元。《乌兰县华扬晟源新能源有限公司陆上风电运营期综合保险保险单》中财产一切险保险金额为113,284.88万元、机器损坏险保险金额为82,369.22万元，合计195,654.10万元，对不动产项目评估值的覆盖倍数为1.33倍。

基金存续期间，根据《运营管理服务协议》约定，运营管理机构将为不动产项目选择合适且足额的财产保险、公众责任险、法律法规规定以及项目切实需要的其他险种，并协助项目公司购买及维持该等保险的有效性。同时，在不动产项目所投保的保险期限届至前，运营管理机构协助项目公司办理不动产项目各类保险的续保，确保不动产项目保险不发生中断。基金管理人将监督保险续保不发生中断，且投保金额覆盖当期不动产项目评估价值。

（三）不动产资产重要设施设备、人防空间、配套停车场情况

不动产项目重要生产设备包括风力发电机组、升压站电气设备等，不涉及人防空间、配套停车场等。

1、重要设施设备基本情况

（1）风力发电机组设备情况

根据华扬晟源与承包人四川省华蓥市南方送变电有限公司（以下简称“EPC公司”）签订的《青海乌兰200MW风电项目设备采购、建筑、安装工程总承包合同》（以下简称“EPC总包合同”）及《乌兰县华扬晟源20万千瓦风电项目设备采购、建筑、安装工程总承包合同补充协议》（以下简称“EPC补充协议”），华扬晟源通过EPC公司采购金风科技风力发电机组共91台，总容量为200MW。

（2）升压站设备情况

华扬晟源通过EPC公司采购升压站330kV主变压器1台。

2、重要设施设备使用状态

乌兰风电项目的风力发电机组设计寿命为20年。陆上风电项目通常采用风力发电机组可利用率（以下简称“可利用率”）来衡量风力发电机组运行效率及可靠性，计算方式为风力发电机组无故障可使用时间占考核总时间的百分比，即：单台风力发电机组可利用率=[（总时数-风机维修和故障未工作时数）/总时数]×100%，全场风力发电机组可利用率=单台风电机组可利用率的总和/台数。2023年至2026年6月，乌兰风电项目可利用率分别为99.88%、99.85%、99.91%、99.85%。自2019年12月并网发电以来，乌兰风电项目的风力发电机组运营平稳、性能较好。

3、重要设施设备的质保安排

根据风力发电机组、主变压器投运时间及质保期约定，风力发电机组已于2024年12月出质保，主变压器已于2020年12月出质保。

截至尽调基准日，风力发电机组、主变压器等重要设施设备在质保期内及出质保后均保持稳定运营状态。

（四）高耗能资产能耗、环保合规以及节能措施情况

乌兰风电项目于 2017 年 10 月 11 日核准立项，于 2018 年 6 月 13 日取得海西州能源局出具的同意开工批复，乌兰风电项目在取得开工批复后施工。根据项目开工建设时适用的《固定资产投资项目节能审查办法（2016）》（2017 年 1 月 1 日起实施，2023 年 6 月 1 日废止）第三条规定，“企业投资项目，建设单位需在开工建设前取得节能审查机关出具的节能审查意见。”根据国家发展改革委于 2017 年 11 月 15 日发布的《不单独进行节能审查的行业目录》，风电站属于“不单独进行节能审查的行业目录”范围，不再单独进行节能审查，不再出具节能审查意见。综上，本项目不涉及高耗能资产及节能措施。

同时，乌兰风电项目已于 2018 年 6 月 8 日取得海西州环境保护局出具的《环境影响评价批复》，并于 2020 年 8 月 26 日完成环保验收，符合环保相关的合规手续。

六、行业与区域经济对不动产项目的影响

（一）不动产资产所处的行业、区位、交通情况对其现金流稳定性的影响

不动产资产所在的行业为风力发电行业，相关行业对于不动产资产的影响详见本财务顾问报告“第二章 项目公司情况”之“二、项目公司所属行业情况及竞争状况”。

不动产资产所处的区位为青海省，区域内的宏观经济发展情况较好，地区生产总值、用电需求、清洁能源消纳基地建设等指标保持增长，为不动产项目稳定运营提供了良好的区域环境。作为国家清洁能源产业高地的核心区域，青海省清洁能源发电量占比已超过 87%，在全国能源转型格局中具有重要战略地位。随着“十五五”期间青海省持续推进国家清洁能源产业高地建设和新能源大基地布局优化，区域经济发展水平不断提升，大型风电光伏基地项目产出品质和电网接纳能力持续增强。同时，不动产资产所处的乌兰县地处海西州东部，东邻海南州共和县，南接都兰县，西邻德令哈市，北靠天峻县。乌兰县区位优势独特，是海西州连接青海东部地区的重要门户，青藏铁路、京藏高速、国道 315 线等交通干线

贯穿县境，交通可达性较高。预计上述情况均将对乌兰风电项目的发电量和上网收益的稳定产生积极支撑作用。

（二）不动产资产项目所处区域宏观经济历史、趋势分析及对其现金流稳定性的影响

1、青海省社会经济发展状况

青海省地处青藏高原东北部，总面积 72.23 万平方公里，是我国面积最大的省份之一，也是长江、黄河、澜沧江的发源地，生态地位极其重要。近年来，青海省坚持生态优先、绿色发展，统筹推进生态文明高地和产业“四地”建设，经济社会发展呈现平稳运行态势。

2025 年末，全省常住人口约 592 万人。城镇化率稳步提升，2025 年末达到 64.70%，较上年提高 0.84 个百分点。青海省历年常住人口情况如下表所示：

表：青海省历年常住人口

年份	2020	2021	2022	2023	2024	2025
常住人口（万人）	592	594	595	594	593	592

数据来源：青海省统计局网站（2023 年及 2024 年因统计口径调整，数据来源可能略有差异）

2025 年，青海省实现地区生产总值 4,121.84 亿元，比上年增长 4.1%。其中第一产业增加值 398.51 亿元，增长 5.5%；第二产业增加值 1,719.86 亿元，增长 4.7%；第三产业增加值 2,003.48 亿元，增长 3.3%，三次产业结构为 9.7：41.7：48.6。全省人均生产总值为 69,567 元。青海省历年 GDP 增长情况如下：

表：青海省历年 GDP

年份	GDP（亿元）	增长率	第一产业（亿元）	第二产业（亿元）	第三产业（亿元）	人均 GDP（元）
2020	3,005.92	1.50%	334.30	1,143.55	1,528.07	3,005.92
2021	3,346.63	5.70%	352.65	1,332.61	1,661.37	3,346.63
2022	3,610.07	2.30%	380.18	1,585.69	1,644.20	3,610.07
2023	3,799.06	5.30%	387.00	1,612.83	1,799.23	3,799.06

年份	GDP（亿元）	增长率	第一产业（亿元）	第二产业（亿元）	第三产业（亿元）	人均 GDP（元）
2024	3,950.79	2.70%	359.07	1,662.39	1,929.33	3,950.79
2025	4,121.84	4.10%	398.51	1,719.86	2,003.48	4,121.84

数据来源：青海省统计局网站

财政和投资方面，2025 年，青海省完成地方一般公共预算收入 370.5 亿元，比上年下降 2.8%；完成一般公共预算支出 2,164.2 亿元，下降 0.8%。

清洁能源发电方面，2025 年，全省清洁能源发电量 1,073 亿千瓦时，占总发电量的比重超过 87%，比上年下降 1.0 个百分点，其中水力发电量下降 6.6%、太阳能发电量增长 14.6%、风力发电量增长 22.8%。

交通物流方面，2025 年全省累计完成铁路货运量 2,844 万吨，同比增长 7.4%，完成公路货运量约 2.0 亿吨，同比增长 9.4%。铁路公路客货运输量持续增长，对区域能源基础设施的运营和外送保障提供了基础支撑。

青海省现已建成海南州、海西州两个千万千瓦级清洁能源基地，正加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏发电基地建设，以大型风电光伏基地为牵引，带动清洁能源产业规模化、集约化、融合化发展。黄河上游水电基地、海西州千万千瓦级清洁能源基地、格尔木光热发电基地等重大能源枢纽工程稳步推进。

青海省宏观经济运行总体平稳，清洁能源产业持续壮大，生态旅游、数字经济等新动能加快成长，为乌兰风电项目提供了较好的区域经济支撑。区域经济的发展水平和增长速度直接影响用电需求规模，对风电项目的发电量消纳和收入水平具有基础性影响。同时，清洁能源产业作为青海省战略支柱产业，产业“四地”建设的深入推进为风电项目的持续稳定运营提供了有利的政策环境。

2、海西州社会经济发展状况

海西蒙古族藏族自治州地处青藏高原北部、青海省西部，是青海省面积最大的地区。海西州矿产资源富集、新能源资源突出，是国家“西电东送”清洁能源基地的重要组成部分，也是青海省清洁能源产业高地的核心承载区。茶卡盐湖、察

尔汗盐湖等具有极高的经济价值和景观价值，同时也是青海省打造国际生态旅游目的地的标志性景区之一。

2025 年末，海西州常住人口 47.72 万人。

2025 年，海西州实现地区生产总值 917.29 亿元，按可比价格计算同比增长 7.5%。其中，第一产业增加值 55.94 亿元，增长 5.8%；第二产业增加值 621.29 亿元，增长 9.1%；第三产业增加值 240.05 亿元，增长 4.4%。

海西州经济结构以第二产业为主导，2025 年三次产业结构为 6.1：67.7：26.2。工业占 GDP 比重长期保持在三分之二以上，其中清洁能源发电、盐湖化工、有色冶金是海西州工业的三大支柱。海西州新能源发电装机规模已突破千万千瓦，成为青海省清洁能源发电的主力军。全州已建成格尔木、德令哈、大柴旦、乌兰等多个光伏及风电基地，乌兰县茶卡地区风电场是海西州风电开发重点区域之一。大规模清洁能源项目的建设运营对稳定海西州经济基本盘具有重要作用。

2025 年海西州第二产业增速达到 9.1%，以清洁能源为代表的新兴产业持续保持增长态势。随着新能源大基地建设的加快推进和特高压外送通道的逐步完善，新能源产业有望进一步发挥对经济增长的支撑作用。海西州一般公共预算收入保持稳健，固定资产投资持续增长，交通、水利、能源等重大基础设施项目稳步推进，为清洁能源项目提供了良好的配套保障。

3、乌兰县社会经济发展状况

乌兰县地处海西州东部，东邻海南州共和县，南接都兰县，西邻德令哈市，北靠天峻县。乌兰县区位优势独特，是海西州连接青海东部地区的重要门户，青藏铁路、京藏高速、国道 315 线等交通干线贯穿县境，交通可达性较高。

2025 年末，乌兰县常住人口 3.20 万人。2025 年，全县完成地区生产总值 30.02 亿元，三次产业比重为 20.4：37.8：41.8。

乌兰县以清洁能源、盐湖化工、特色农牧业和生态旅游业为主导产业。清洁能源方面，乌兰县积极融入青海省国家清洁能源产业高地建设，发挥茶卡地区风能资源优势，已建成风电装机容量 50 万千瓦。同时推进光伏、光热、储能等多能互补开发，持续拓展新能源产业规模边界。乌兰县茶卡盐湖景区是青海省热点

旅游景区之一，每年吸引大量游客，也为乌兰县及周边地区发展提供了重要的消费和就业支撑。

近年来，乌兰县持续加强新能源产业统筹布局，优化营商环境，推动清洁能源发电项目落地，清洁能源产业已成为全县经济增长的重要引擎。县域经济平稳发展，交通、电力等基础设施不断完善，对风电项目持续稳定运营形成了有力支撑。

（三）不动产资产运营相关的客群分析

不动产项目地处青海省海西州乌兰县茶卡镇，所发电量输入青海省电网，消纳区域主要覆盖青海省及西北电网。风电项目的上网电费收入直接取决于所服务区域的电力负荷需求和消纳能力。作为国家清洁能源产业高地和“西电东送”清洁能源基地的支柱性电源，乌兰风电项目所在区域电网覆盖范围内的核心用电客群呈现以下特征和需求态势。

1、青海省能源枢纽定位与电力消纳格局

青海省地处青藏高原东北部，是国家“西电东送”清洁能源基地的核心枢纽。习近平总书记高度重视青海能源事业发展，三上高原，精准把脉青海能源资源优势，提出“打造国家清洁能源产业高地”“持续推进青藏高原生态保护和高质量发展”等重大要求，为青海省清洁能源产业发展指明了方向。2024 年 6 月，习近平总书记在青海考察时进一步强调，要加快建设世界级盐湖产业基地，打造国家清洁能源产业高地、国际生态旅游目的地、绿色有机农畜产品输出地，坚持科技研发和成果转化两手抓，培育新质生产力。在国家清洁能源产业高地的战略定位下，青海依托海南州、海西州两个千万千瓦级清洁能源基地，全力推动以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设，通过“西电东送”参与全国优化配置，已在国家能源输送体系中占据重要枢纽地位。

2025 年，青海电力装机达 8,578 万千瓦，新能源装机超 6,358 万千瓦，占比超 74%，清洁能源装机占比持续保持全国第一。截至 2025 年底，全省清洁能源装机容量超过 7,998 万千瓦，占比 93%。青海省委省政府锚定 2030 年基本建成国家清洁能源产业高地的目标，全力推进清洁能源规模化、集约化、融合化发展。

2026 年是“十五五”规划开局之年，也是青海打造国家清洁能源产业高地的关键之年。全省能源系统正加快发展外送电源基地、调节性电源和本地消纳项目建设，持续扩大绿色能源供给规模。

外送通道方面，青海已成功构建“青电入豫”“青电入桂”“青电入粤”三大绿电外送格局，一条条跨越千里的“电力天路”将高原绿电送往华中、华南及粤港澳大湾区。青豫直流是世界首条专为新能源外送建设的特高压输电通道，截至 2026 年 6 月已累计外送青海绿电超 1,000 亿千瓦时，相当于减少 CO_2 排放 9,600 万吨。当前，青桂直流、青粤直流特高压外送通道建设稳步推进，750kV 松如沟、东台、羚羊等电网工程加快实施，以支撑“十五五”新增 6,200 万千瓦新能源汇集送出需求。西北电网年度区内省间互济电量累计达 649 亿千瓦时，同比增长 64%，为青海绿电调剂外送提供通道基础。依托特高压输电大通道和多元外送格局，青海清洁能源从“资源储备地”成功转型为“价值供给者”，在国家能源资源配置格局中占据日益重要的枢纽地位。

2、青海省内电力负荷特征与工业用电结构

青海省内电力负荷结构具有典型的“工业主导、高载能突出、第三产业和居民用电快速增长”的特征。2025 年 1-12 月，全省全社会累计用电量 1,068.2 亿千瓦时，同比增长 1.4%，其中第一产业用电量 1.5 亿千瓦时，同比增长 15.4%；第二产业用电量 929.6 亿千瓦时，同比增长 0.2%（其中工业用电量 924.26 亿千瓦时，同比增长 0.4%）；第三产业用电量 84 亿千瓦时，同比增长 13.3%；城乡居民生活用电量 53.1 亿千瓦时，同比增长 5.1%。工业用电量占全省全社会用电量的比重高达 86%左右，是青海省电力消费的绝对主力。工业用电结构中，电解铝、钢铁、水泥、盐湖化工、煤化工等高载能产业占据较大比例，这类产业受宏观周期影响较大，2025 年工业用电量同比基本持平，主要受部分传统行业阶段性调整影响。

第三产业用电和城乡居民生活用电同比增长较快，分别达到 13.3%和 5.1%。随着青海省国际生态旅游目的地建设提速增效，茶卡盐湖、青海湖等景区游客持续增长，2025 年全省累计接待游客 6,457.31 万人次，旅游总收入 620.12 亿元，

均同比增长约 20%[52]。旅游业及相关餐饮、住宿、交通服务业的快速发展，带动了用电量的持续增长。其中，项目所在海西州茶卡盐湖作为青海省标志性景区之一，每年吸引大量游客，旅游旺季期间区域用电负荷显著提升，对电力供应保障能力提出了更高要求。

此外，青海省正积极推动“绿电+算力”融合发展，加快柴达木绿色微电网算力中心和三江源国家大数据基地等重点项目建设，配套新能源已纳入全省电力行业重点项目开发建设方案。随着“东数西算”国家战略的深入实施，青海凭借清洁能源低成本优势，绿色算力用电正在成为省内新的电力增长极。

3、市场体系与绿色电力交易需求

国家持续推进新能源上网电价市场化改革，青海积极响应，省内所有新能源发电项目上网电量原则上全部进入市场。根据青海省发布的《2026 年电力中长期交易方案》，省内水电 368 亿千瓦时、火电 166 亿千瓦时、新能源 412 亿千瓦时参与市场交易，预计外送电量 380 亿千瓦时。该方案明确优先组织开展绿色电力交易，鼓励开展多年期绿电交易与绿证交易，绿电交易中申报和成交价格分别明确电能量价格与绿证价格。同时，青海省发布《深化新能源上网电价市场化改革实施方案》，强化了机制电价与绿证政策的协同：纳入可持续发展价格结算机制的电量，不重复获得绿证收益。此外，青海持续完善绿电市场机制，鼓励企业参与绿电、绿证交易，在园区和重点用能企业推广绿色电力消费承诺机制。

在市场主体培育方面，青海已基本形成涵盖大工业用户、工商业用户、售电公司和电网代理购电的多层次绿电交易客群体系。与此同时，青海省 2025 年印发《青海省发挥绿电优势推动产业外向型发展实施方案》，目标到 2030 年全省有降碳刚性需求的出口外向型企业绿色低碳转型基本实现，重点企业绿电交易比例显著提高，绿电消费认证和碳足迹认证基本实现全覆盖。青海省还提出 2025 年可再生能源电力消纳责任权重总量 70%、非水 30%，电解铝、钢铁、水泥、多晶硅等重点行业绿电消费比例须达 70%。这些刚性指标为风电项目的绿电交易和绿证收益创造了稳定的市场需求。

不动产项目已于 2019 年 12 月并网，其上网电量参与市场化交易。项目所在

[52] 数据来源：青海省统计局。

地海西州是青海省绿电外送及新能源就地消纳的核心区域。随着省内绿电交易规模的扩大和跨省区外送安排的统筹推进，乌兰风电项目所发电量将通过青海中长期电力交易机制及跨省区外送安排实现高效消纳，在西北电网新能源整体消纳规模持续扩大的背景下，预期将获得稳定的市场份额。

4、乌兰县及海西州清洁能源消纳网络

乌兰县位于海西州东部，地处柴达木循环经济试验区“一区四园”之一的乌兰工业园核心区域。园区重点发展煤化工、盐化工、特色生物、新能源产业，随着园区产业结构升级和重点能耗企业用能需求的稳步增长，将对区域内风电项目的就地消纳产生积极支撑作用。乌兰县科学规划新能源发展布局，光伏、风电及配套电网项目正加紧推进，清洁能源装机容量持续扩大，在全面提升县域绿色电力保障能力的同时，也为县城及周边工业用能、居民用电和旅游服务业提供了清洁可靠的电力支撑。

区域电力消纳网络持续完善。当前，国网青海公司正加快建设多元协同调节体系，加快推进哇让抽水蓄能电站建设，推动光伏集中接入变电站配置储能，保障常规电源按期投产，有效平抑出力波动，提升电压支撑水平，逐步构建火电、抽水蓄能、储能、光热多元协同调节体系，为新能源电力高效消纳提供保障。在海西州层面，今年将重点聚焦交通、水利、能源、城市建设领域谋划实施一批重点支撑项目，推动各方对区域清洁能源的长期需求保持稳定增长。

不动产项目所在区域的电力客群呈现“工业负荷基础稳步夯实、第三产业发展和居民用电需求持续提升、消纳外送体系日趋完善”的总体特征。青海省第三产业用电和城乡居民用电保持了年均 10%以上的增速，工业用电虽然受经济周期影响存在波动，但高载能产业集群作为能源需求大户始终存在着稳定的大工业用电需求基础。与此同时，绿色算力产业正在成为省内新兴用电客群，为新能源就地消纳开辟了新的增长点。西北电网年度区内省间互济电量增长超 60%，青豫直流跨省区外送通道持续发力，运行效能稳步提升，“西电东送”体系有容量、有韧性的外送能力，为本项目所发电力的跨区域高效率消纳提供了调度保障。绿证刚性需求、出口外向型企业的绿电消费认证以及零碳园区建设，共同构成了多层次的绿电消费市场体系，将促进乌兰风电项目在区域电网中的稳定消纳和外送。

（四）区域电力消纳格局、区域电力消费结构、新能源利用率、用电需求及电力缺口情况

青海省新能源存量装机及新增装机容量持续全国领先，但“十五五”期间装机容量复合增速较“十四五”期间预计下滑约 52%，增速明显放缓。本项目电力主要消纳区域为青海省以及浙江、山东、重庆、河南等主要省市，“十五五”期间主要省市用电量需求预计持续稳健增长。展望未来，在可再生能源消纳责任权重政策的引导、地方产业政策的支持、储能规模化投运以及外送通道建设等多项因素的协同推动下，区域电力消纳格局有望实现进一步平衡。

1、区域电力消纳格局保持稳定

本项目所发电力通过青海省内电力交易市场、全国省间电力交易市场及西北区域省间电力互济交易市场等多层次电力交易市场实现市场化交易。本项目主要电力消纳区域为青海省省内，并依托全国省间电力交易市场，向浙江、山东、重庆、河南等用电需求较大省市开展跨省跨区电力外送[53]。“十五五”期间，青海省及主要电力外送省市用电量需求预计将保持稳健增长。

（1）青海省内电力消纳格局

1）青海省新能源存量装机及新增装机容量持续全国领先，但“十五五”期间装机容量增速预计较“十四五”期间下滑约 52%，增速明显放缓

青海省作为国家电网首批三家省级新型电力系统示范区之一，在“碳达峰、碳中和”顶层制度设计机制下，已在全国率先构建新能源装机容量、发电量“双主体”格局。截至 2025 年底，青海省电力装机容量达 8,578 万千瓦，其中新能源装机容量超 6,358 万千瓦，占比超 74%，新能源装机占比持续保持全国领先。

青海省“十五五”期间装机容量增速预计较“十四五”期间下滑约 52%，增速明显放缓。至 2030 年，青海省风电、光伏等新能源装机容量将突破 1 亿千瓦，据此计算，“十五五”期间，青海省新能源装机容量年复合增速约 10%，相较于

[53] 本项目 2023-2025 年省间外送电量（即省间中长期和省间现货电量）占全部上网电量的比例分别为 18.81%、30.13%、21.54%，受市场化交易机制及省间送电安排等因素影响，本项目省间消纳比例在报告期内有所波动。随着主要受电省份用电需求的变化，本项目主要电力外送地区将动态调整，未来可进一步拓展至其他用电大省。

“十四五”期间年复合增速 21%下滑约 52%，增速明显放缓[54]。

2）青海省“十四五”期间用电量增速快于预期，“十五五”期间用电量需求预计将保持稳健增长

本项目报告期内上网电量主要于青海省内消纳。青海省“十四五”期间历史用电量及“十五五”期间用电量需求预测情况如下：

图：青海省全社会用电量及预测

根据《青海打造国家清洁能源产业高地行动方案（2021-2030 年）》，“十四五”期间青海省全社会用电量目标复合增速 3.0%，根据青海省能源局统计数据，截至 2025 年青海省全社会用电量为 1,068.20 亿千瓦时，实际复合增速达到 7.6%。根据该行动方案，“十五五”期间青海省全社会用电量复合增速目标为 6.0%。

省内消纳方面，青海工业用电需求占主导地位，产业“四地”规划将盐湖产业的发展目标设定为千亿产值的世界级基地，传统行业推进提质升级并开展绿色转型，积极发挥清洁能源优势并战略布局新兴和未来产业；城乡居民生活用电增速较快，清洁取暖改造工作为电力消纳提供新出口；可再生能源消纳政策及特高压外送通道建设将改善新能源消纳环境。上述发展规划预计将有力推动省内用电

[54] 根据国家能源局公开信息，截至 2026 年 6 月，全国新能源总装机突破 16 亿千瓦，占全国电源总装机容量的比重从“十四五”初的 25%提升至 46%，发电量占比从 11%提升至 23%。因光伏、风电等新能源出力具有随机性、不确定性等特征，新能源装机容量不直接等于有效发电量，两者存在一定的转化关系。

需求在“十五五”期间保持稳健增长。

（2）外送区域电力消纳格局

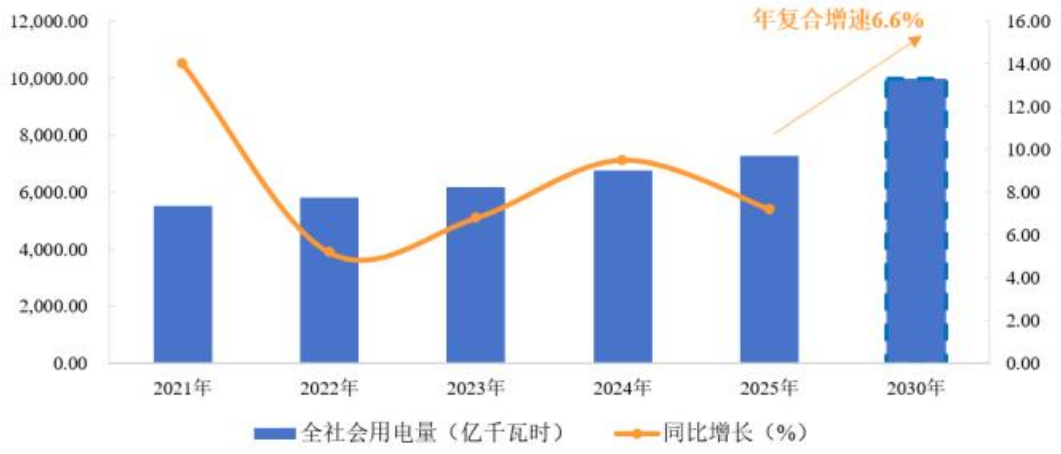
本项目报告期内依托全国省间电力交易市场[55]及西北区域省间电力互济交易市场[56]实现电力外送。

全国省间电力交易市场为本项目电力外送主要渠道，2023-2025 年，本项目省间中长期合约电量占结算电量比例分别为 17.53%、28.86%和 20.11%，主要外送区域为浙江、山东、重庆、河南等省市。相关省市拥有较强的工商业基础，支撑其用电量需求稳健持续，预计“十五五”期间其用电量仍将稳健增长。未来随着全国各省市用电需求的变化，本项目主要电力外送区域可进一步拓展至其他用电大省。

西北省间电力互济交易市场因自 2026 年 6 月起试运行，报告期内本项目参与程度有限，对本项目经营情况影响较小。

本项目主要电力外送区域浙江、山东、重庆、河南等省市“十五五”期间用电量预测情况如下：

1）浙江省“十五五”期间预计用电量年化增速 6.6%



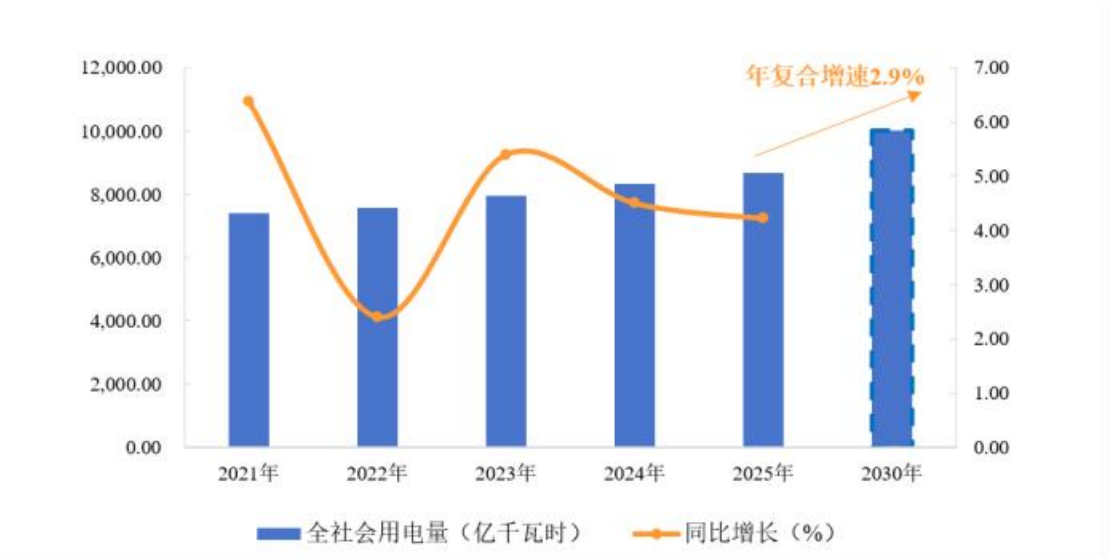
图：浙江省全社会用电量及预测

[55] 本项目位于青海省，属于国家电网有限公司（简称国家电网）经营区域，国家电网的经营区域覆盖全国除中国南方电网有限责任公司经营区域（广东、广西、云南、贵州、海南）以外的 26 个省（自治区、直辖市）；全国省间电力交易市场依托北京电力交易中心开展。

[56] 包括陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆等国家电网西北分部经营区域。

根据国网浙江省电力有限公司公开预测[57]，2030 年浙江省全社会用电量将超 1 万亿千瓦时，据此推算，“十五五”期间年复合增速预计约 6.6%。

2）山东省“十五五”期间预计用电量年化增速 2.9%



图：山东省全社会用电量及预测

根据《中国电力》学术期刊论文《碳配额约束下省级能源供需预测方法研究》预测[58]，2030 年山东省全社会用电量将达到 1 万亿千瓦时，据此推算，“十五五”期间年复合增速预计约 2.9%。

3）重庆市“十五五”期间预计用电量年化增速 7.7%

图：重庆市全社会用电量及预测

[57] 数据来源：国家能源局浙江监管办。
[58] 数据来源：山东省能源局。

根据重庆市人大网《关于加强我市中长期电力保障的建议》中预测[59]，考虑负荷自然增长、产业引入和发展需要，到 2030 年，重庆市全社会年用电量预计将达到 2,420 亿千瓦时，据此推算，“十五五”期间年复合增速预计约 7.7%。

4）河南省（青豫直流消纳地）“十五五”期间预计用电量年化增速 5.5%

图：河南省全社会用电量及预测

根据《“十五五”河南省区域电力供需形势及装机预测》（全球能源情报研究，2025 年 3 月）[60]，至 2030 年河南省全社会用电量将达到 5,905 亿千瓦时，据此推算，“十五五”期间年复合增速预计约 5.5%。

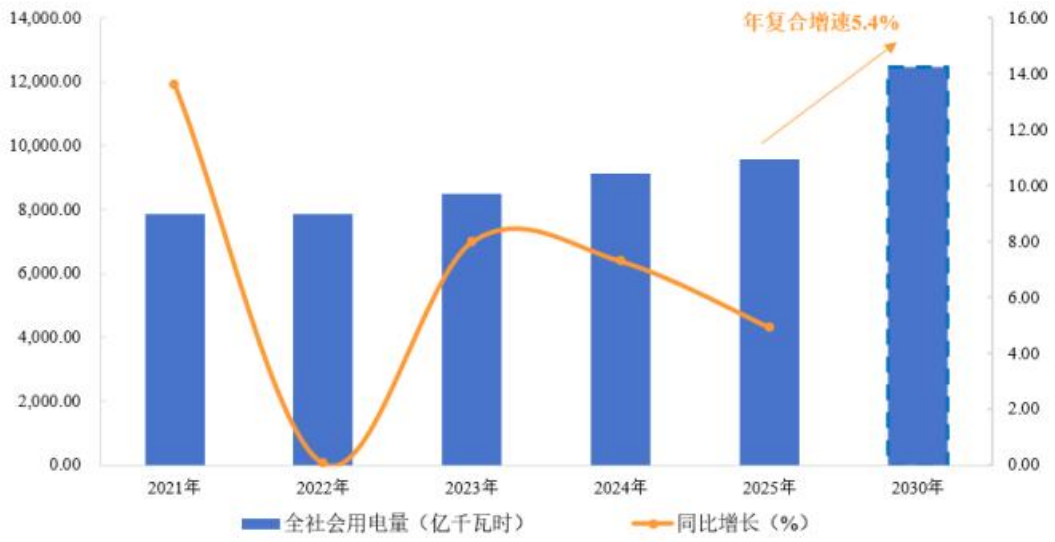
5）广西壮族自治区（青桂直流消纳地）“十五五”期间预计用电量年化增速 6.1%

[59] 数据来源：重庆市经信委。
[60] 数据来源：国家能源局河南监管办公室。

图：广西壮族自治区全社会用电量及预测

根据《广西电力行业发展现状和二氧化碳排放预测》（《大众科技》2023 年第 5 期）预测[61]，2030 年广西壮族自治区全社会用电量将达 3,690 亿千瓦时，据此推算，“十五五”期间年复合增速预计约 6.1%。

6）广东省（青粤直流消纳地）“十五五”期间预计用电量年化增速 5.4%



图：广东省全社会用电量及预测

[61] 数据来源：广西壮族自治区统计局。

根据《面向2030广东电力需求的能源结构预测与碳排放分析》（《新能源进展》2025年第13期）[62]预测，广东省2030年全社会用电量将达12,468亿千瓦时，据此推算，“十五五”期间年复合增速预计约5.4%。

（3）未来消纳展望有望进一步平衡

根据青海省“十五五”规划，“十五五”期间青豫直流将满负荷运行，青桂直流、青粤直流陆续建成投运，叠加可再生能源消纳责任权重政策引导、地方产业政策支持、储能规模化投运及外送通道建设等因素协同推动下，区域电力消纳格局有望进一步平衡。

综上所述，本项目地处青海省柴达木盆地东缘，属省内优质风场，投运至今各完整年度平均风速介于4.09-4.88米/秒之间，理论发电小时数为2,026.43-2,442.57小时，长周期来看本项目风能资源总体平稳。青海省新能源装机容量虽持续领跑全国，但“十五五”期间复合增速预计较“十四五”期间下滑约52%，增速明显放缓。本项目电力主要消纳区域为青海省以及浙江、山东、重庆、河南等省市，“十五五”期间相关省市用电量需求预计将保持稳健增长。展望未来，区域电力消纳格局有望在可再生能源消纳责任权重政策引导、地方产业政策支持、储能规模化投运及外送通道建设等因素协同推动下，实现进一步平衡。

2、消纳区域的电力消费结构

2023-2025年，青海省内电力消费结构情况如下：

表：青海省电力消费结构情况-1

单位：亿千瓦时，%

年份	全社会用电量	第一产业用电量		第二产业用电量			
		用电量	占比	用电量	占比	其中：工业	占比
2023年	1,018.30	1.40	0.14	903.50	88.7	895.60	87.95
2024年	1,053.50	1.30	0.12	927.50	88.04	920.44	87.37

[62] 数据来源：广东省统计局。

2025 年	1,068.20	1.50	0.14	929.60	87.02	924.26	86.52
2026 年 1-6 月	537.00	0.70	0.13	464.60	86.52	462.10	86.05

表：青海省电力消费结构情况-2

单位：亿千瓦时，%

年份	全社会用电量	第三产业用电量		城乡居民生活用电量	
		用电量	占比	用电量	占比
2023 年	1,018.30	66.50	6.53	46.90	4.61
2024 年	1,053.50	74.10	7.03	50.50	4.79
2025 年	1,068.20	84.00	7.86	53.10	4.97
2026 年 1-6 月	537.00	43.50	8.10	28.20	5.25

（1）工业用电需求占主导地位，保持稳健增长

青海省内电力消费结构呈现工业用电占比高、需求稳定性强的特征。2023-2025 年及 2026 年 1-6 月，青海省工业用电量分别为 895.60 亿千瓦时、920.44 亿千瓦时、924.26 亿千瓦时和 462.10 亿千瓦时，在全社会用电量占比分别为 87.95%、87.37%、86.52%和 86.05%。

（2）传统行业提质升级并开展绿色转型，积极发挥清洁能源优势并战略布局新兴行业

青海省工业用电需求集中于电解铝、钢材、硅料、锂电材料、碳纤维等重点行业，相关产品具有较强的战略资源属性。在国家产业规划方面，根据《国务院关于印发<美丽中国建设“十五五”规划>的通知》（国发〔2026〕20 号）的要求，以电解铝、钢铁为代表的高载能产业正向可再生能源资源富集区域转移；盐湖提锂、铁矿资源开发、高性能碳纤维制品开发、集成电路用材料研发制造等产业则均被纳入了国家发展改革委对西部地区及青海省的鼓励类产业目录，预计未来相关产业的产能及工业用电需求将具备较高的稳定性。

青海“十五五”规划在产业“四地”建设中重点提出打造世界级现代盐湖产业体系，做大做强盐湖资源千亿级产业集群，包括实施钾盐高效利用工程、锂盐量质提升工程、钠资源高值开发工程、硼资源提取强链、稀散元素高效提取工程等，力争到 2030 年将盐湖资源综合利用产业总产值提升到 1,000 亿元，同时鼓励盐湖资源开发企业优先使用光伏、风电等清洁能源，推动实现清洁能源供应全替代。

对于传统产业则提出重点产业加快提质升级、成为发展新质生产力的沃土，其中有色冶金产业的覆盖面包括铝产业链、铁合金行业、特钢产业以及铜、铅、锌、镍的采选冶炼等，并提出培育“青海绿铝”等更具竞争力的青海制造品牌；化工产业的覆盖面包括盐湖化工、能源化工、化工新材料、特色精细化工等；新型建材行业的覆盖面则包括绿色装配式建筑产品、新型绿色环保建材、特种水泥、高端玻璃制品等。

在未来产业方面，青海省充分立足自身的可再生能源产能优势，深度结合国家在先进制造、人工智能方面的政策导向进行针对性的布局规划。一方面，青海省“十五五”规划要求形成制氢、储运、消纳氢能全产业链，推动风光制氢氨醇产业发展，促进盐湖、石油等产业副产氢气，打造规模化绿氢生产基地；另一方面，青海积极融入全国一体化算力网、推动建立“青甘宁”绿色算电一体化协同发展机制，将在西宁、海东、海西、海南等地分层次、分规模推进绿色零碳算力基地建设，计划打造多个智算中心、数据标注基地、国产算力生态中试场，并在西宁、东川、共和、德令哈等地建设多个数据、数字产业集聚区，充分实现绿色算电融合发展。

根据上述产业及发展规划，预期“十五五”期间，金属冶炼、盐湖化工及建材行业等传统产业将进行产能升级并继续作为青海省产业发展和工业用电需求的压舱石；盐湖产业及制氢、算力等新兴行业则将成为青海省新增工业用电需求的主要驱动力。作为国家清洁能源产业高地，青海省在绿色、低碳能源供应方面具备资源优势、规模优势、市场优势和竞争优势，通过采用“绿电+零碳产业园”“绿电+算力”“绿电+制造业”等一系列发展新模式，为吸纳外省的高载能产业加速落地青海、实现清洁能源电力的就地消纳奠定了扎实基础。

（3）城乡居民生活用电增速较快，清洁取暖改造工作为电力消纳提供新出口

2020-2025 年期间，青海省城乡居民生活用电量年化增长率 7.8%，增速高于全国平均水平。

“十四五”以来，青海省坚持“宜电则电、宜气则气、宜煤则煤、宜热则热”原则，稳妥有序推进清洁取暖各项工作，累计完成投资 126 亿元，全省清洁取暖率提高 13%，清洁取暖改造面积达 3,774 万平方米，西宁市、海东市、海西州、海南州、黄南州和海北州刚察、海晏两县实现了城镇清洁取暖全覆盖，玉树州、果洛州部分县乡实现了清洁取暖，推动青海省以煤为主的取暖结构得到根本扭转。

通过热电联产及“煤改电”等措施，青海省大力推广以蓄热式电锅炉为主的清洁取暖技术路线，用户可在白天光伏大发、电价谷段时以优惠电价完成蓄热，夜间通过放热满足取暖需求。截至“十四五”期末，青海省清洁取暖年用电量已达 30 亿千瓦时。未来青海省能源局将持续巩固现有清洁取暖成果、有序开展清洁取暖改造、协调电网企业加强电网建设，为新增清洁取暖用电负荷提供可靠的电力支撑。

3、新能源利用率情况

青海省新能源利用率近年来随装机容量快速上升而波动，随着可再生能源消纳责任权重政策施行，新能源利用率有望进一步提升。

根据电力行业规划研究与监测预警中心公布的全国新能源并网消纳情况，本项目投运以来，青海省新能源利用率经历过省内装机容量的上升和外送线路的增加而引发的波动。具体表现为，2019-2021 年青海省内新能源装机容量集中爆发，新能源利用率从 97.5%下降至 89.3%。2022-2023 年随着青豫直流运行提效及青海省内电网补强，青海省电力消纳能力进一步增强，新能源利用率回升至 94.20%。2024-2026 年因青海省电网增容改造工作开展且本地负荷增长有限，青海省新能源利用率出现二次承压并下降至 92.0%左右[63]。

[63] 数据来源：电力行业规划研究与监测预警中心。

可再生能源消纳责任权重政策的施行，有望推动风电等新能源项目在更大范围内实现高质量消纳。《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法》（国家发展改革委、工业和信息化部、住房和城乡建设部、交通运输部令第 42 号）自 2026 年 8 月 1 日起正式施行，首次确立可再生能源消费最低比重目标制度，并从实行分区分档、加强中长期引领、强化刚性要求三方面对可再生能源电力消纳责任权重制度作出优化，分别明确了两项制度的定义、落实路径与核算方法。根据国家下达指标，青海省 2026 年可再生能源电力总量消纳责任权重预期值为 70.0%，非水电消纳责任权重预期值为 30.0%。《实施办法》的施行，将可再生能源电力消纳责任以刚性约束层层压实至省级行政区域和重点用能行业，将有利于推动风电等新能源项目在更大范围内实现高质量消纳。

4、用电需求及电力缺口

截至 2025 年，青海省全社会用电量为 1,068.20 亿千瓦时；根据《青海打造国家清洁能源产业高地行动方案（2021-2030 年）》，“十五五”期间青海省全社会用电量预计保持稳定态势，2025 至 2030 年全社会用电量预计年复合增速为 6.0%。

浙江省、山东省、重庆市及青豫直流消纳地河南省、规划中青桂直流消纳地广西壮族自治区、规划中青粤直流消纳地广东省等本项目电力外送消纳主要地区在“十五五”期间用电量需求预计将保持稳健增长。

（五）区域内现有在运营和未来 3 年已规划可比竞品分析

1、竞品风力发电项目情况

不动产项目位于青海省海西州乌兰县，目前乌兰地区已建成投运的风电装机容量共计约 50 万千瓦[64]，除不动产项目外另有四个竞品项目，合计装机容量约 30 万千瓦，其中直接竞品项目装机容量 15 万千瓦，间接竞品项目装机容量 15 万千瓦。经公开渠道信息搜集，未来乌兰地区存在四个在建或已规划竞品项目，合计装机容量约 135 万千瓦，均为间接竞品项目。乌兰地区地处柴达木盆地东部，所在地区风资源优质，年平均风速适宜，具备良好的经济开发价值，对新能源投资开发具有吸引力。

[64] 信息来源：青海日报。

竞品项目与不动产项目在定位、消纳区域、上网及外送通道方面存在异同，因此与不动产项目产生不同程度的竞争关系。

表：乌兰地区周边已建成及可预期竞品风力发电项目

项目名称	装机容量（万千瓦）	建设主体	并网时间/建设进度	定位	消纳区域	电量上网及外送通道
中电投黄河海西乌兰茶卡盐湖风电场 49.5 兆瓦项目（以下简称黄河上游项目）	4.95	青海黄河上游水电开发有限责任公司乌兰风力发电分公司	2017 年	相同	相同	不同，切吉西 330 千伏升压站及送出线路
青海黄河中型水电开发有限责任公司乌兰 10 万千瓦风电项目（以下简称黄河中型项目）	10.00	青海黄河中型水电开发有限责任公司乌兰新能源分公司	2019 年	相同	相同	不同，切吉东 330 千伏升压站及送出线路
国家电力投资集团吉林电力股份有限公司乌兰 5 万千瓦风电项目（以下简称乌兰吉电项目）	5.00	乌兰吉电新能源有限公司	2020 年	相同	相同	相同
润晟新能源有限公司乌兰县茶卡 100 兆瓦风力发电项目（以下简称乌兰润晟项目）	10.00	乌兰县润晟新能源有限公司	2021 年	相同	相同	相同
南水北调海西都兰 400MW风电项目（以下简称南水北调项目）	40.00	南水北调（海西都兰）水网建设开发有限公司	2025 年开工，目前在建	相同	相同	不同，新建 330 千伏升压站及送出线路
大唐海西州清洁供暖配套 55 万千瓦风电项目（以下简称大唐海西 55 万千瓦项目）	55.00	大唐海西（都兰）新能源有限公司	2025 年开工，目前在建	不同，清洁供暖	不同，主要服务于都兰县供暖	不同，新建 330 千伏升压站及送出线路
大唐海西州清洁供暖配套 30 万千瓦风电项目（以下简称大唐海西 30 万千瓦项目）	30.00	大唐海西（都兰）新能源有限公司	预计 2026 年开工	不同，清洁供暖	不同，主要服务于都兰县供暖	不同，新建 330 千伏升压站及送出线路

项目名称	装机容量（万千瓦）	建设主体	并网时间/建设进度	定位	消纳区域	电量上网及外送通道
乌兰县东大滩100MW风电项目（以下简称东大滩项目）	10.00	海西乌兰中规绿电新能源有限公司	预计2027年并网	相同	相同	不同，新建330千伏东大滩汇集站及送出线路

2、竞品项目与不动产项目的竞争关系分析

（1）定位分析

1）定位相同的竞品项目

乌兰风电项目的竞品项目中，已建成投运的黄河上游项目、黄河中型项目、乌兰吉电项目、乌兰润晟项目，以及在建的南水北调项目、东大滩项目参与市场化电力交易，与不动产项目定位相同。与乌兰风电项目定位相同的竞品项目中，已建成投运项目的总装机容量约30万千瓦，在建项目的总装机容量约50万千瓦。

2）定位不同的竞品项目

竞品项目中，在建的大唐海西55万千瓦项目、大唐海西30万千瓦项目为海西州都兰县清洁供暖配套项目，与不动产项目定位不同。两个项目所发电量将优先服务于都兰县，配合空气源热泵和电锅炉，替代原有的燃煤锅炉，为都兰县实现集中供暖。

截至2026年8月，与乌兰风电项目定位不同的竞品项目均处于在建状态或尚在规划中，总装机容量约85万千瓦。

（2）消纳区域分析

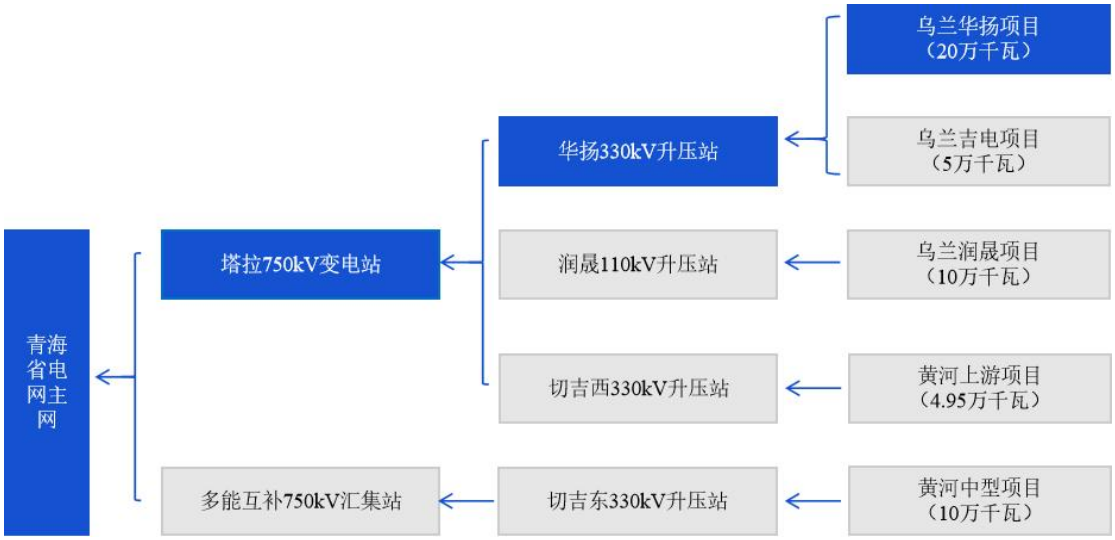
1）消纳区域相同的竞品项目

竞品项目中，除了在建的大唐海西55万千瓦项目、大唐海西30万千瓦项目外，其余项目与不动产项目的消纳区域相似，主要电力消纳区域为青海省内及西北电网经营区域。

2）消纳区域不同的竞品项目

竞品项目中，在建的大唐海西 55 万千瓦项目、大唐海西 30 万千瓦项目为都兰县清洁供暖配套项目，电力消纳区域以都兰县为主。

（3）上网及外送通道分析



图：已投运竞品项目并网输送通道示意图

1）上网及外送通道相同的竞品项目

不动产项目所发电力通过华扬 330 千伏升压站（以下简称华扬 330kV 汇集站）至 750 千伏塔拉变电站之间 1 回送出线路塔扬线（以下简称塔扬线）送出，并通过 750 千伏塔拉变电站接入青海省电网主网。

竞品项目中，乌兰吉电项目、乌兰润晟项目与不动产项目均使用塔扬线进行电力送出，华扬 330 千伏升压站及塔扬线设计容量为 600 兆伏安，当前塔扬线仍有 260 兆伏安剩余接入容量，剩余容量比例约 43%。

2）上网及外送通道不同的竞品项目

除乌兰吉电项目、乌兰润晟项目外，其余项目与不动产项目的上网及外送线路不同，其中黄河上游项目通过切吉西 330 千伏升压站及送出线路进行外送，黄河中型项目通过切吉东 330 千伏升压站及送出线路进行外送，南水北调项目、大唐海西 55 万千瓦项目、大唐海西 30 万千瓦项目、东大滩项目则将在风场建设的同时新建升压站进行上网和电力外送。

结合竞品项目与不动产项目的定位、消纳区域、电量上网及外送通道等因素综合分析，就竞争关系而言，乌兰吉电项目、乌兰润晟项目与不动产项目在定位、

消纳区域、上网及外送通道均相同，存在较为直接的竞争关系；其余项目与不动产项目的竞争关系则相对较间接；根据目前区域电网的公开信息，未来暂无规划新增的、与不动产项目存在直接竞争关系的发电项目接入塔扬线。

3、周边可比竞品对于入池资产的影响分析

（1）不动产项目投运后入市的竞品对项目运营的影响

已入市的竞品项目中，乌兰吉电项目于 2020 年 11 月并网投运，乌兰润晟项目于 2021 年 12 月并网投运，投运时间晚于不动产项目，且存在较为直接的竞争关系。以下结合不动产项目的相关运营指标在两个竞品项目入市前后的变化，对竞品项目的竞争影响进行分析：

表：竞品项目投运前后不动产项目相关运营指标变化情况

单位：米/秒、小时、元/千瓦时

年份	平均风速	理论发电小时数[65]	等效利用小时数[66]	市场化交易结算单价（含超缺额）	限电率	备注
2020	4.60	2,026	1,590	0.1413	10.44%	乌兰吉电投运（2020 年 11 月） 青豫直流开通（2020 年 12 月）
2021	4.77	2,428	1,966	0.1645	15.52%	乌兰润晟投运（2021 年 12 月）
2022	4.68	2,272	1,803	0.2089	15.39%	
2023	4.53	2,271	1,730	0.2395	19.95%	
2024	4.09	2,101	1,608	0.2385	21.25%	
2025	4.88	2,443	1,694	0.2283	28.27%[67]	剔除增容改造工程影响的限电率为 21.03%

1）电价影响

[65] 理论发电小时数=理论发电量÷项目总装机容量，全文下同。
[66] 等效利用小时数=结算电量÷项目总装机容量，全文下同，结算电量数据取自与国网青海公司的电费结算单，除受弃风电量影响外，还受到损失电量、厂用及线损电量的影响。
[67] 2025 年弃风率升高，系青海省电网近年来实施增容改造工程，致使区域新能源出力受限所致。

2020-2022 年，不动产项目的结算电价呈逐年上升趋势，主要受到当时青海省电价政策调整的影响。

在 2022 年之前，青海省电解铝与全省新能源发电企业直接交易。对于参与直接交易的电量，发电侧企业大多按指导价格下限（最低 0.1277 元/千瓦时）进行申报，致使结算电价长期处于较低水平。自 2022 年 1 月 1 日起，《国家发展改革委关于完善电解铝行业阶梯电价政策的通知》（发改价格〔2021〕1239 号）正式执行，该通知严禁对电解铝行业实施优惠电价政策、严禁组织电解铝企业电力市场专场交易，电解铝行业的差别化电价逐步回归正常，不动产项目的结算电价也随之逐步提升，并在后续保持相对稳定水平。

综上所述，历史上不动产项目的结算电价主要受电价政策的影响，与已入市竞品则不存在明显的相关关系。

2）电力消纳环境影响

①评估电力消纳环境的指标及原理

电力消纳环境主要受到区域电网调度的影响。根据《电网运行规则（试行）》规定，调度机构应当合理安排运行方式，优化调度，维持电力平衡。区域电力平衡由需求侧与供给侧共同决定：需求侧主要取决于项目所在区域工业、商业及居民等全社会用电负荷水平；供给侧主要取决于区域风能资源禀赋及风电装机容量；而区域电网输送能力作为关键网架约束，直接决定了供需匹配的实际空间，是影响电量消纳的核心边界条件。

在实际操作上，调度机构对发电企业的管控，并非以预设限电率为目标，而是基于电网安全与电力电量的平衡考虑进行实时调度。从电网调度到发电企业的结算电量、等效利用小时数、限电率等运营指标的完整传导关系如下：

A.电力消纳环境的核心决定因素是区域电网的供需关系，调度机构根据供需关系并基于电网安全与电力电量考量，通过调整和分配发电空间、下达出力计划来约束每个发电企业的实时上网功率，进而决定结算电量和等效利用小时数（等效利用小时数=结算电量÷项目总装机容量）；

B.风资源年景决定了发电企业的理论发电小时数及理论发电量；

C.通过对结算电量或等效利用小时数与理论发电量或理论发电小时数的差异进行相应计算即得到了限电率。

由此可见，限电率并非自变量或预先设定的管控指标，而是电网调度与风资源年景共同作用的结果指标，等效利用小时数及结算电量相比限电率能够更全面地反映发电企业面临的消纳环境。

对不动产项目而言，结算电量与等效利用小时数为数学换算关系，通过分析不动产项目历史结算电量或等效利用小时数，能够直接反映在竞品项目入市、装机容量增加、电力供给上升的情况下，以及在青海区域用电需求增长、外送能力提升的情况下，电网调度机构对不动产项目的上网电量进行重新分配后的状态，展示出不动产项目消纳环境的变化。

②竞品项目对不动产项目电力消纳环境的影响

在不动产项目建成投运后至今，周边地区共有 2 个新增竞品项目，且竞品项目均与不动产项目使用塔扬线进行电力送出，构成直接竞争关系：

A.乌兰吉电项目的影响

乌兰吉电项目装机容量 5 万千瓦，于 2020 年 11 月并网。从数据上看，不动产项目 2021 年限电率为 15.52%，较 2020 年的 10.44%上升 5.08 个百分点；2021 年等效利用小时数为 1,966 小时，较 2020 年的 1,590 小时同比提升约 23.6%。

该阶段不动产项目的限电率及等效利用小时数受到风资源变动、新增竞品、新增外送通道等多重因素的综合影响，需要结合上述因素，从供需角度对消纳环境进行综合分析。

供给端，除新增了竞品乌兰吉电项目外，不动产项目在 2021 年的风资源较优，理论发电小时数同比提升约 20%。

需求端，2020 年 12 月青豫直流工程正式投运，带动青海省绿电外送能力大幅上升。青豫直流的送端起点是位于海南大基地的±800 千伏特高压青南换流站，不动产项目所发电量经华扬 330 千伏升压站及塔扬线送出后，并入 750 千伏塔拉变电站，再经 750 千伏青塔 I、II、III 线送入青南换流站，因此青豫直流的开通

能够提升青南换流站的电力外送能力，进而对不动产项目的电力消纳环境起到带动作用。

图：青豫直流线路示意图[68]

综合而言，在竞品乌兰吉电项目并网后，不动产项目虽然供给端受到区域装机容量增加、风资源改善的影响，使得 2021 年限电率同比上升约 5.08 个百分点，但同期在需求端，不动产项目的外送通道外送资源充足，青豫直流的开通进一步改善了青海省的跨区域外送能力，进而对不动产项目形成需求端的利好，因此 2021 年等效利用小时数及结算电量均同比提升约 23.6%，仍表现出良好的消纳结果。

B.乌兰润晟项目的影响

乌兰润晟项目装机容量 10 万千瓦，于 2021 年 12 月并网。从数据上看，不动产项目 2022 年限电率为 15.39%，较 2021 年乌兰润晟项目入市前的 15.52%基本持平。

供给端，除新增了竞品乌兰润晟项目外，不动产项目在 2022 年的风资源同比有所减弱，平均风速较 2021 年降低约 2%，理论发电小时数下降约 6%。

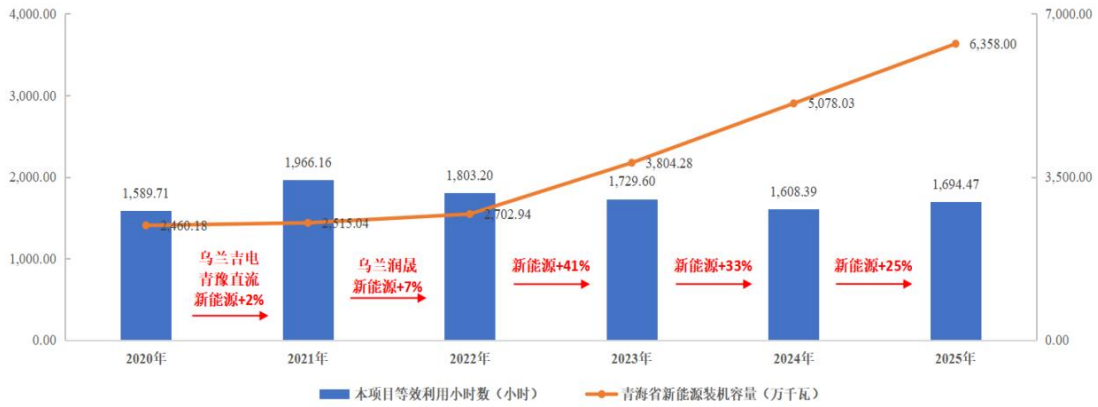
[68] 图片来源：河南日报大河网。

需求端，乌兰润晟项目投运后，不动产项目的外送线路承载能力仍有剩余，消纳环境未出现重大变化。

综合而言，在竞品乌兰润晟项目入市后，不动产项目的需求端格局未发生重大变化，供给端区域装机容量增加与风资源减弱在一定程度上形成对冲。2022 年限电率同比基本持平，等效利用小时数 1,803 小时较 2021 年下降约 8.3%，但较 2020 年的 1,590 小时提升 13.4%。竞品入市虽对不动产项目的消纳压力有所增加，但影响幅度小于 2020 年青豫直流开通带来的利好。

综上所述，在乌兰吉电项目入市的时间节点，不动产项目面临的竞争影响有限，主要因同期青豫直流开通的利好，促使电力消纳环境改善所致。在乌兰润晟项目入市的时间节点，不动产项目面临一定的直接竞争分流、电力消纳压力有所增加，但消纳环境仍优于青豫直流开通之前。随着上述两个已有竞争项目在 2020 年末、2021 年末完成全机组并网，至 2022 年构成直接竞争关系竞品对不动产项目的直接竞争分流影响已趋于平稳[69]，后续年度不动产项目在等效利用小时数、结算电量方面的波动主要来自于青海省新能源装机容量上升以及电网调度相应调整的影响。

（2）青海省新能源装机容量上升的影响



图：2020-2025 年青海省新能源装机容量与不动产项目等效利用小时数

2023 年至 2025 年期间，不动产项目无新增直接竞品项目入市，但同期青海省全省新能源装机容量增速有所加快，同比分别增长约 41%，33%和 25%。受供

[69] 根据国家能源局《发电机组进入及退出商业运营办法》，风电项目应当在并网后 6 个月内取得电力业务许可证并进入商业运营，规定时间内进入商业运营的，调试运行期自并网时间点起至完成整套设备启动试运行时间点止，调试运行期间项目需完成并网运行必须的试验项目，上网电量由电网企业收购，纳入代理购电电量来源。因此竞品项目的分流影响通常在 6 个月内体现完毕。

给端压力的影响，青海省的整体电力消纳压力有所增加，并经由电网调度传导进而影响不动产项目的上网电量、等效利用小时数等经营指标。“十四五”期间青海省新能源复合增速达到约 21%，受此影响不动产项目在 2023 至 2025 年期间等效利用小时数及结算电量有所波动。其中 2025 年尽管省内新能源装机同比增长约 25%，且因青海省电网实施增容改造工程致使限电率有所上升，但因风资源较优、理论发电小时数同比增长约 16%，最终等效利用小时数及结算电量仍实现同比回升约 5%。

“十五五”期间青海省的新能源装机容量增速预计将有所减缓，复合增速预计从“十四五”期间约 21%的复合增速下滑至约 10%，降幅比例约 52%，预计省内新能源新增装机容量对不动产项目消纳压力的影响将有所缓解。

（3）在建或已规划项目对不动产项目的影响

未来在建或已规划竞品项目的入市对不动产项目的影响将主要集中在电力消纳环境方面，进而影响不动产项目的等效利用小时数，竞品项目对于电价则不产生直接影响。

乌兰地区与不动产项目定位相同的在建或已规划项目主要包括南水北调项目、东大滩项目。南水北调项目装机容量 40 万千瓦，于 2025 年开工，目前在建，通过新建 330 千伏升压站及送出线路进行上网和外送。东大滩项目属于风光储一体化示范项目，风电装机容量 10 万千瓦，预计 2027 年投入使用，通过新建 330 千伏东大滩汇集站及送出线路进行上网和外送。

前期已投运的乌兰吉电项目、乌兰润晟项目是通过与不动产项目相同送出线路进行电力上网和外送，在供给端存在相对直接的竞争关系。而南水北调项目、东大滩项目虽与不动产项目定位相同均参与市场化电力交易，但投运后均将通过各自新建的升压站、汇集站实现电力上网和外送，与不动产项目的外送通道相互独立，在外送通道容量方面不存在挤占关系。

就未来在建或已规划项目而言，对不动产项目的影响主要体现为项目投运后青海省总装机容量增加，进而从供给端改变青海省的整体电力消纳环境，并经由

电网调度机构影响不动产项目的上网电量、等效利用小时数等经营指标，因而其综合影响需要结合未来青海省的供需趋势进行整体分析。

（4）青海省未来供需趋势及影响分析

1）供给端趋势：青海省内风电项目将进入密集交付期，在供给端形成竞争压力

在青海省层面，根据省“十五五”规划，至 2030 年全省新能源装机容量将突破 1 亿千瓦，目标清洁能源发电量占总发电量的 80%以上。“十五五”期间青海省的新能源装机容量增速预计将明显放缓，复合增速约 10%，较“十四五”期间 21%下滑比例约 52%，但目标新增装机容量 0.38 亿千瓦与“十四五”期间新增装机容量相当，青海省总装机容量的上升，将从供给端对于不动产项目造成一定竞争压力。

2）需求端趋势：电力需求主要受就地消纳能力及外送能力的共同影响

①新能源消纳环境持续改善：在重点产业的用电以及电网调度方面，保障新能源电力被优先消纳的政策陆续出台

2026 年 8 月 1 日起施行的《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法》（国家发展改革委、工业和信息化部、住房和城乡建设部、交通运输部令第 42 号），首次在全国层面确立了可再生能源消费最低比重目标及可再生能源电力消纳责任权重制度，该办法明确了两项制度的定义、落实路径与核算方法、规定了重点用能行业的具体目标及权重，有助于改善风电等可再生能源电力的消纳环境。而在青海省层面，2025 年即已明确可再生能源电力消纳责任权重总量 70%、非水 30%，其中电解铝、钢铁、水泥、多晶硅等重点行业的绿电消费比例须达 70%。

在青海省“十五五”规划中，则明确提出积极发展“盐湖+”产业，并鼓励盐湖资源开发企业优先使用光伏、风电等清洁能源，推动实现清洁能源供应全替代。与此同时，青海省正积极推动“绿电+算力”融合发展，加快柴达木绿色微电网算力中心和三江源国家大数据基地等重点项目建设，配套新能源已纳入全省电力行业重点项目开发建设方案。随着“东数西算”国家战略的深入实施，青海凭借清洁

能源低成本优势，绿色算力用电正在成为省内新的电力增长极，为新能源就地消纳开辟了新的增长点。

对于海西州，规划特别提出要发挥州内绿电资源优势，布局盐湖资源综合利用、有色冶金、新材料等产业，打造全省产业发展支撑区。不动产项目所处的乌兰县位于海西州东部，地处柴达木循环经济试验区“一区四园”之一的乌兰工业园核心区域。园区重点发展煤化工、盐化工、特色生物、新能源产业，随着园区产业结构升级和重点能耗企业用能需求的稳步增长，也将对区域内风电项目的就地消纳产生积极支撑作用。

在电力调度方面，根据《青海电力现货市场规则汇编（V6.0 结算试运行稿）》第四十九条，电力调度机构以同等报价下新能源优先消纳为原则，以全网发电成本最小化为优化目标，来确定运行日的机组开机组合、分时发电出力曲线以及分时电价。根据第七十七条，“当新能源场站与火电燃煤机组、新型经营主体报价相同时，优先出清顺序为：新能源、新型经营主体、火电燃煤机组。”因此，青海省新能源在调度消纳顺序上具有优先级。

上述机制相互叠加后，将有效保障存量风电项目在新增装机和电网容量同步增加过程中的合理利用。

②就地消纳能力稳定提升：青海省经济持续发展，工业及服务业用电稳步增长

青海省内电力负荷结构具有工业主导、第三产业和居民用电快速增长的特征。“十四五”以来，青海省全社会用电量从 2020 年的 742 亿千瓦时增长到 2025 年的 1,068 亿千瓦时[70]，复合增长率达 7.6%，增速高于全国平均。

2025 年，青海省工业用电量同比基本持平，占全社会用电量的比重高达 86%左右，是青海省电力消费的绝对主力。工业用电结构中，电解铝、钢铁、晶硅、锂电池、碳纤维等青海省内重点行业占据较大比例。

2025 年，青海省第三产业用电和城乡居民生活用电同比增长较快，分别达到 13.3%和 5.1%。随着青海省国际生态旅游目的地建设提速增效，茶卡盐湖、青

[70] 数据来源：青海省能源局。

海湖等景区游客持续增长，2025 年全省累计接待游客 6,457.31 万人次，旅游总收入 620.12 亿元，均同比增长约 20%。旅游业及相关餐饮、住宿、交通服务业的快速发展，带动了用电量的持续增长。其中，素有“天空之镜”美称的茶卡盐湖景区距离不动产项目直线距离仅约 20 公里，作为青海省标志性景区之一，茶卡盐湖每年吸引大量游客，旅游旺季期间区域用电负荷显著提升。“十五五”期间，青海省提出将茶卡盐湖创建为 5A 级旅游景区，后续景区建设标准、服务规范和客流量的提升预计将对乌兰地区的电力需求及保障能力提出更高的要求。

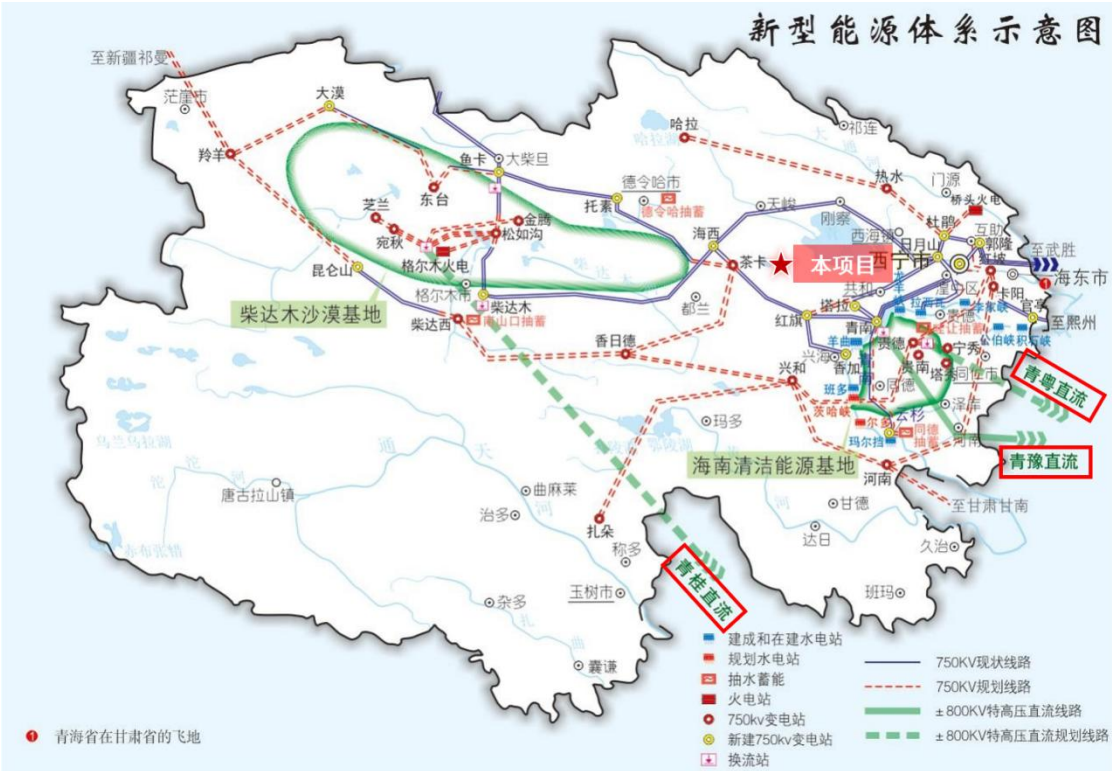
③外送能力有望出现突破：青桂直流、青粤直流及海西州 750 千伏加强工程持续建设，外送能力增强有望促使电力消纳环境得到重塑

A.青海省层面，青桂直流、青粤直流的落成将带动外送能力大幅提升

青海省是我国清洁能源发电外送大省，2025 年全省发电量 1,224.1 亿千瓦时，较全社会用电量超出 155.9 亿千瓦时，超出部分主要以省间外送进行消纳。

在 2020 年 12 月，青海省建成世界首条以输送新能源为主的特高压直流通道——青豫直流。青豫直流的送端位于海南大基地，设计年输送电量 400 亿千瓦时，约为 2025 年全省发电量的 1/3。2026 年 1-7 月，青豫直流实际完成电量外送 145.23 亿千瓦时[71]，同比增加 14.57%。“十五五”期间，青海省将继续推动青豫直流满功率运行。

[71] 数据来源：国网青海省电力公司、青海电力交易中心有限公司《2026 年 7 月青海电力市场运行分析报告》。



图：青海省“十五五”规划新型能源体系示意图[72]

此外，青海省“十五五”规划明确提出将加快建设新型电力系统，提升电网对清洁能源的接纳、配置、调控能力。在增强绿电外送能力方面，将建成青桂直流、青粤直流，并继续谋划新增一条纳规外送通道，按照“优一开二定三谋四”的时序，构建青海至中东部地区绿色送电走廊。

表：青海省特高压直流外送通道情况

分类	外送通道	电力消纳地区	投用状态/项目进度	关键参数
拟建	青桂直流	南方地区（广西等）	可研阶段，力争2026年开工建设，“十五五”期间规划建成	设计规格±800千伏，规划800万千瓦，规划送电360亿千瓦时/年
拟建	青粤直流	南方地区（广东等）	可研阶段，力争2028年建成	设计规格±800千伏，规划800万千瓦，规划送电360亿千瓦时/年

青桂直流、青粤直流目前处于可研编制阶段，其中青粤直流是我国首批推动建设的跨国家电网、南方电网经营区域的特高压直流通道，已被列入国家“十五

[72] 图片来源：青海省“十五五”规划纲要。

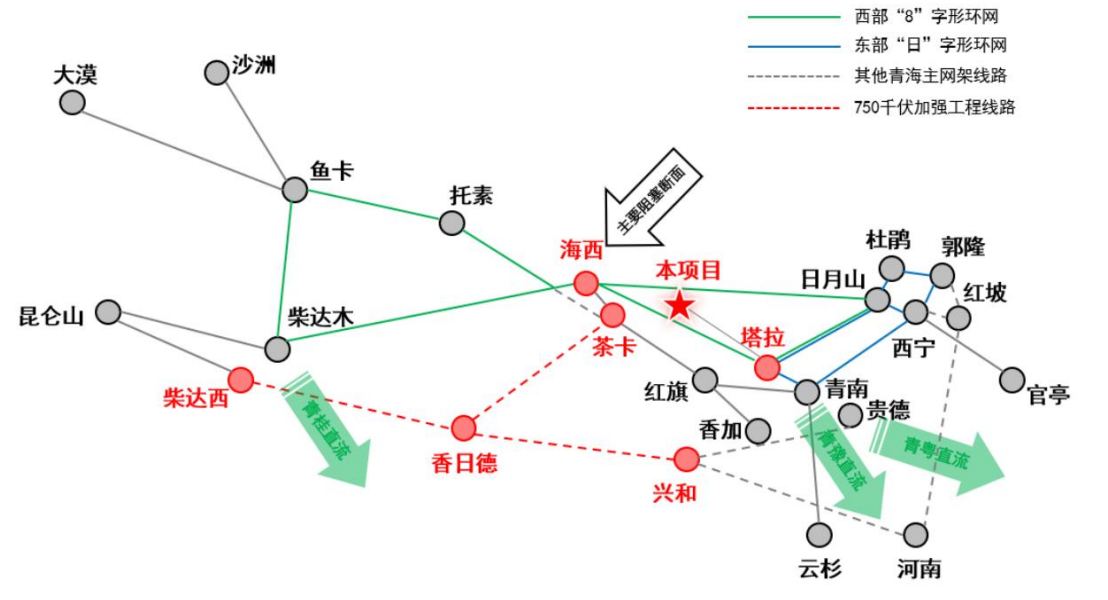
五”规划 109 项重大工程项目。上述两条直流项目均目标在“十五五”期间完工，建成投运后分别可向广西、广东地区各输送电量 360 亿千瓦时/年，其中清洁能源电量占比均超过 2/3，两个项目建成投运后，预计青海省的整体电力消纳环境有望出现改善。

不动产项目所发电量经塔扬线、750 千伏塔拉变电站、750 千伏青塔 I、II、III 线送入位于大基地内的青豫直流送端起点青南换流站，在青豫直流开通次年，不动产项目的等效利用小时数及结算电量同比提升 23.6%，消纳环境得到改善。青粤直流的送端起点同样位于海南大基地内，预计青粤直流开通后，也将对不动产项目的电力消纳环境起到改善和带动作用。

B.海西州层面，750 千伏加强工程的完工将大幅提升海西电网的断面送出能力，本项目的电力外送环境也将得到改善

工业用电为青海省内主要电力需求来源，2025 年工业用电负荷占全社会用电量的约 87%。省内工业用电需求则主要集中于西宁市和海东市，2025 年两市工业用电量占全省工业用电量的约 62%和 16%，与此同时，两市的发电量仅占全省发电量的约 11%、13%左右[73]。从电力供需的空间分布看，海西州等清洁能源资源富集区与西宁、海东负荷中心呈现逆向分布，省内电力主要以“西电东送”的形式输送。但海西州目前处于青海电网末端，对外输出的通道少，导致新能源大发时，海西地区电网功率输送压力大，尤其是作为“8”字形主网架的汇集点 750 千伏海西变电站面临断面送出能力严重不足的问题。截至 2025 年末，海西州与外部的关键连接断面输送能力仅为 415 万千瓦，发电能力与外送需求同有限的电网外送通道形成了矛盾。

[73] 根据《青海统计年鉴 2025》，2024 年西宁市、海东市规模以上发电量约 110 亿、131 亿千瓦时，占全省规模以上发电量的 10.58%、12.68%。2025 年相应数据尚未公布。



图：青海省主网架及部分重要变电站示意图

针对海西电网外送能力不足的问题，2025 年 7 月，国家能源局已将海西-海南 750 千伏加强工程（以下简称“750 千伏加强工程”）纳入国家规划，计划通过建设柴达西、香日德、茶卡三项输变电工程，加强连接海西州和海南州电网，工程的核心线路段香日德-兴和 750 千伏线路投运后，将开辟一条新的东西部联络通道，使青海西部电网主网架形成环网，改变目前海西电力只能经过 750 千伏海西变电站单一节点实现东送导致功率阻塞的局面。750 千伏加强工程投运后将提升青海省东西部断面功率交换能力 300 万千瓦，较现有的断面输送能力增加超过 70%，工程通过汇集沿途风光资源，将充分满足海西新能源送出需求，为青海省乃至西北电网新能源大规模开发利用提供坚实有力支撑[74]。750 千伏加强工程已于 2026 年初启动可研，计划 2027 年开工。

在青海西部电力东送的路线上，750 千伏塔拉变电站位于 750 千伏海西变电站的下游，经 750 千伏海西-塔拉线路承接海西变电站送出的电力，且塔拉变电站同样存在新能源大发时段断面送出能力不足的问题。在 750 千伏加强工程投运后，海西州部分电力将不再受制于海西-塔拉线路的断面局限，而是直接经茶卡、柴达西汇集至 750 千伏香日德变电站，由香日德-兴和 750 千伏线路输送至海南

[74] 数据来源：国家能源局西北监管局。

大基地进而转送至青海东部的西宁市、海东市，另有部分电力未来预期将参与青粤直流外送。

不动产项目地处海西州，处于塔拉变电站上游，所发电力经塔扬线、750 千伏塔拉变电站、750 千伏青塔线东送至海南大基地内的青豫直流送端起点青南换流站。750 千伏加强工程投运后，预计海西-塔拉线路的外送压力、以及塔拉变电站的断面局限问题均将得到缓解，不动产项目电力外送环境也将得到改善，预计不动产项目中长期的电力消纳情况、等效利用小时数及结算电量等方面也将得到带动和提升。

C.项目自身层面，乌兰风电项目具有运营成熟、盈利稳定等优势

a.项目投运已超 6 年，机组运营进入稳定期；

b.项目装机容量达 20 万千瓦，相较大部分定位相同的在建或规划项目具有规模优势，抗风险能力更强；

c.项目享受国补，相较后续并网投产的项目具有更稳定的收入和利润空间。

综上所述，风电项目在运营过程中，须服从当地调度机构的统一调度并调整上网电量，因而全省参与电力上网外送的风电项目在供给层面均会与不动产项目产生直接或间接的竞争关系。但在需求端，青海省“十五五”规划提出了全省发展“盐湖+”产业、绿色算力等保障新能源优先消纳的产业规划，以及海西州发挥绿电资源优势布局盐湖、有色冶金、新材料的产业规划，结合“十五五”期间青海将建成青桂直流、青粤直流、750 千伏加强工程，并谋划一条新增外送通道，预期未来青海省的就地消纳和电力外送能力都将取得改善。经供给、需求关系角度综合分析，并结合项目自身运营层面的优势综合评估后可得出，在建或已规划项目未来对不动产项目的影响相对有限，未来不动产项目面临的整体消纳风险可控。

（六）行业或者区域内可比同类资产项目全生命周期维修保养以及定期、不定期改造资金成本情况

1、可比同类资产项目情况

经统计，已发行陆上风电 REITs 项目，其不同生命周期维修保养以及定期、不定期改造安排与资金成本情况如下：

表：可比同类项目不同生命周期维修保养以及定期、不定期改造资金成本情况

序号	项目	不同生命周期维修保养以及定期、不定期改造安排	资金成本情况
1	中信建投明阳智能新能源 REIT	风电场设备使用寿命和设计寿命均为 20 年，仅需每年进行日常修理维护，无需预先安排定期、不定期大修改造。	1、维修保养支出主要由费用化的相关支出预测（包含技术服务及运维费、风机运维费、材料费、修理费）覆盖。 2、未来年度不存在定期大修、改造需求，不定期大修、改造需求主要由资本化的相关支出预测（即修理费-维护性资本性支出）覆盖。
2	工银蒙能清洁能源 REIT	风电项目设备使用寿命和设计寿命均为 20 年，仅需每年进行日常修理维护，无需预先安排定期、不定期大修改造。	1、未来年度维修保养支出主要由费用化的相关支出预测覆盖；针对不可预见的运维事项提前预留相关费用，自 2024 年起按 50 万元/年进行预测。 2、基金存续期内每年预留维护性资本性支出 100 万元。
3	中航中核汇能新能源 REIT	资本性支出实际上是企业的再投资，它是用来维持企业现有资产的运行并创造新的资产来保证企业未来的不断增长的一项支出。	1、维修保养支出包括在基础管理费内。 2、资本性支出主要包括原有固定资产的大修支出及更新改造支出，每年预计 500 万元作为不动产项目存续期内资本性支出的资金。

信息来源：公开信息整理

2、本项目相关安排

本项目全生命周期维修保养以及定期、不定期改造安排与资金成本情况如下：

（1）不动产资产维修保养

陆上风电机组主要设备的经济寿命一般为 20 年，其日常维修保养工作主要执行依据为中华人民共和国电力行业标准《DL/T797-2012 风力发电厂检修规程》（以下简称《检修规程》）。根据该《检修规程》，陆上风电机组通常执行日常维修保养，对于是否按固定周期进行大修翻新无明确要求，主要强调风电机组要“达到质量目标，保证机组安全、稳定、经济运行”。

根据基金管理人、计划管理人及项目公司与运营管理机构签订的《运营管理服务协议》，运营管理机构的运营管理职责包括实施不动产项目维修、改造等。项目后期维修保养支出主要由费用化支出覆盖，包括运维费、试验检验费、修理费、安全活动费、运营支持服务费、修理费（维护性资本性支出）、其他费用等，均已纳入基础管理费范围。本项目基础管理费的设置，对比历史发生成本具有延续性及合理性，对比已上市陆上风电 REITs 项目单瓦成本具有合理性，可以满足未来不动产项目维修保养需要。

（2）定期、不定期改造需求或者规划

根据《检修规程》，风电机组无定期大修安排，主要通过日常维护保养维持机组正常生产运行状态。本项目资本性支出已于项目固定资产投资阶段一次性投入，当前项目资产规模可满足正常生产需要，且上述维修保养支出已留足，除满足适网改造需要的宽频振荡监测及电磁暂态建模支出外，暂无其他重大改造需求或规划，相关支出的费用已考虑在估值假设内。

（3）不动产项目未来资本性支出与历史水平（如有）相比是否具有延续性、与不动产项目运营年限是否匹配

不动产项目于 2019 年 12 月并网投运，风电机组设计使用寿命为 20 年，于 2024 年 12 月出质保。质保期内，不动产项目无资本性支出；出质保后，风电机组日常维护保养费用已全部费用化处理，亦未安排资本性支出。

在基金存续期内，增设修理费（维护性资本性支出），用于涵盖重大专项修理费用，包括但不限于大部件更换的非周期性大修费用、为保障场站持续稳定运行所需进行的技术改造费用以及基金存续期内不动产项目其他风险应急储备。基

金存续期内，2026 年 7-12 月金额为 100 万元（不含税），2027 年至 2029 年每年金额为 200 万元（不含税），2030 年起每年金额为 300 万元（不含税）。

上述安排与已上市同类风电 REITs 项目的设置方式相同，符合《检修规程》相关规定，未来修理费支出与出质保后的费用模式保持延续性，并考虑一定的增长幅度，修理费（维护性资本性支出）在项目经营期后段提升费用金额，与项目运营年限相匹配，具有合理性。

表：不动产项目历史修理费发生金额及未来修理费预测

单位：万元

类别	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年预测	2027 年预测
修理费	97.44	32.55	326.63	413.47	369.30

七、不动产项目资产完整性情况

（一）实现不动产项目资产功能所必需的、不可分割的相关附属设施、配套设施纳入资产范围有关情况

本项目为实现不动产项目资产功能所必需的、不可分割的相关附属设施、配套设施均已纳入资产范围。

（二）不动产资产共用情形

1、共用、共有资产范围，共用、共有原因以及合规性

华扬晟源已取得乌兰风电项目华扬 330kV 汇集站占用范围内的国有建设用地使用权及汇集站相关建（构）筑物的房屋所有权，同时华扬晟源合法享有华扬 330kV 汇集站设施设备的所有权。华扬 330kV 汇集站作为不动产资产的一部分纳入资产组范围，权属清晰、完整。

乌兰吉电所有的乌兰吉电 50MW 风电场（以下简称“钦布口风电场”）位于青海省乌兰县茶卡地区，与华扬 330kV 汇集站相邻，国网青海省电力公司于 2019 年 3 月 11 日出具的《国网青海省电力公司关于国家电力投资集团吉林电力股份有限公司乌兰 5 万千瓦风电场项目接入系统方案评审意见的批复》（青电发展〔2019〕303 号），审查通过了钦布口风电场接入系统方案。乌兰吉电就钦布口风

电场通过两条送出线路钦扬 I 回、钦扬 II 回接入华扬变侧 35kV 母线，由主变压器升压后通过 330kV 线路并入 750kV 塔拉变电站并入主网。

乌兰吉电与华扬晟源就接入服务签订了《乌兰吉电 50MW 风电场接入华扬 330kV 汇集站技术服务合同》，华扬晟源将 330kV 汇集站共用设备接入使用权有偿提供给乌兰吉电，共用设备是指汇集站内除华扬晟源、乌兰吉电双方占用 35kV 间隔以外的所有一、二次发电设备。合同约定技术服务费用标准为 85 万元/年，其中接入技术服务费用为 20 万元/年，汇集站共用设备技术服务费用 65 万元/年。接入期限为 20 年，汇集站共用设备接入时限为 2020 年 1 月 1 日-2039 年 12 月 31 日，到期后不再进行接入技术服务费支付，只支付汇集站共用设备技术服务费用；汇集站共用设备技术服务费的起算时间为 2021 年 1 月 1 日。上述费用按实际接入年度计费，委托期内双方有一方场站设备全部退役（不经营），合作终止，后续合作期内费用不再支付。

共用资产范围为汇集站内除华扬晟源自用 35kV 间隔及乌兰吉电占用 35kV 间隔以外的所有一、二次发电设备（即“共用设备”），不含双方各自专用间隔。该共用系基于电网接入技术经济合理性而产生的正常商业合作，接入方案已取得电网主管部门批复，双方已签署《乌兰吉电 50MW 风电场接入华扬 330kV 汇集站技术服务合同》，权利义务约定明确，具备合规性。

2、共用、共有资产存续期间的运营权责划分和管理安排

乌兰吉电或其委托单位进入汇集站现场工作时，需遵守华扬晟源公司安全管理标准和相关管理规定，未通过华扬晟源资质审查、安全资质审查或培训的人员，不允许进入汇集站现场。

华扬晟源承担汇集站日常管理运维责任，保证汇集站共用设备运行维护管理工作安全规范，严格执行《变电站管理规范》（国家电网生〔2006〕512 号），根据国网青海公司调度控制中心要求进行正常运行管理。如汇集站及送出线路因不可抗力造成停运，华扬晟源不承担乌兰吉电任何损失。

管理安排方面，双方已通过合同明确运维边界，华扬晟源作为汇集站所有权人统一负责共用设备的运行维护，乌兰吉电仅在其专用间隔及送出线路侧行使操

作权，不干预汇集站整体运维管理。上述安排覆盖整个合作期限（2020 年-2039 年），保障了共用设备的安全稳定运行。

3、共用、共有资产未纳入资产范围的原因（如有）以及对运营稳定的影响

共用设备本身即为华扬晟源合法所有的资产，已完整纳入不动产资产组范围，不存在权属分割或资产剥离情形。乌兰吉电仅依合同取得共用设备的接入使用权，不享有所有权，亦不改变资产权属状态。

上述共用情形系基于固定期限、固定费用的商业化服务模式，合同对费用结算、运维责任等均有明确约定。华扬晟源作为汇集站所有权人，自主负责日常运维，不受乌兰吉电经营决策影响。即使一方场站设备全部退役导致合作终止，亦不影响华扬晟源对汇集站资产的所有权和继续运营能力。因此，该共用情形不影响不动产项目的资产完整性、独立运营能力及持续经营稳定性。

4、对现金流和估值的具体影响

上述共用资产对应的汇集站收入已纳入估值及现金流考量，具体详见本财务顾问报告“第三章 不动产项目情况”之“二、不动产项目评估情况”之“（五）评估过程及参数设置依据”之“1、营业收入”。

第四章 不动产项目资产现金流情况

一、不动产资产现金流真实性

（一）不动产资产现金流的产生基于真实、合法的经营活动

根据项目公司提供的批复函件、银行电子回单、记账凭证等材料，并经财务顾问前往项目公司及不动产项目实地核查，不动产项目现金流主要来源于电费收入，现金流真实、合法。

（二）形成不动产资产的法律协议或文件合法、有效

经财务顾问适当核查，形成不动产资产的法律协议或文件合法、有效，具体文件依据详见本财务顾问报告之“第三章 不动产项目情况”之“三、不动产项目的法律权属及他项权利情况”之“（一）法律权属情况”。

（三）价格或者收费标准是否符合有关规定

根据国网青海公司于 2020 年 5 月 6 日出具《国网青海省电力公司关于 2018 年 10 月 1 日以后并网可再生能源发电项目上网电价情况的报告》，确认乌兰风电项目应执行上网电价为 0.6 元/千瓦时。

二、不动产资产现金流稳定性、分散度

（一）不动产资产现金流稳定性情况分析

1、运营时间

乌兰风电项目自 2019 年 12 月开始运营，截至尽调基准日运营时间已满 6 年，已具备稳定运营的历史数据。

2、历史现金流独立性及稳定性

乌兰风电项目收益情况良好，历史期间的息税折旧摊销前利润（EBITDA）较为稳定。同时，受到国家可再生能源发电补贴发放时间的影响，乌兰风电项目历史期间的经营活动产生的现金流量净额存在一定波动。其中，2025 年度经营

活动产生的现金流量净额达到 25,709.93 万元，较 2024 年度 13,135.34 万元大幅增加。主要原因为项目公司当年回收国家可再生能源发电补贴相对较高所致。

表：历史现金流情况

单位：万元

类别	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
息税折旧摊销前利润（EBITDA）	7,444.99	16,141.97	15,944.15	17,063.87
经营活动产生的现金流量净额	7,742.88	25,709.93	13,135.34	16,767.69

（二）不动产现金流分散度分析

不动产项目的现金流来源穿透后全部为居民和工商业用户等终端电力用户，现金流分散度较高。

三、不动产资产现金流预测情况

（一）预测合并资产负债表、合并利润表、合并现金流量表及可供分配金额计算表

基金管理人编制了《东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金（筹）可供分配金额测算报告》，包括 2026 年 12 月 31 日和 2027 年 12 月 31 日的预测合并资产负债表，2026 年 7-12 月和 2027 年度预测合并利润表、预测合并现金流量表、可供分配金额测算表以及测算说明。上会会计师事务所（特殊普通合伙）根据《中国注册会计师其他鉴证业务准则第 3111 号——预测性财务信息的审核》出具了审核报告（上会师报字〔2026〕第 16402 号）。

1、预测合并资产负债表

表：不动产基金 2026 年和 2027 年预测合并资产负债表

单位：万元

项　目	2026 年 12 月 31 日	2027 年 12 月 31 日
流动资产：		
货币资金	421.47	372.88
交易性金融资产	-	-
衍生金融资产	-	-
应收票据	-	-

项　目	2026 年 12 月 31 日	2027 年 12 月 31 日
应收账款	30,056.18	29,748.13
应收款项融资	-	-
预付款项	103.33	100.23
其他应收款	-	-
其中：应收利息	-	-
应收股利	-	-
存货	-	-
合同资产	-	-
持有待售资产	-	-
一年内到期的非流动资产	-	-
其他流动资产	-	-
流动资产合计	**30,580.98**	**30,221.24**
非流动资产：		
债权投资	-	-
其他债权投资	-	-
长期应收款	-	-
长期股权投资	-	-
其他权益工具投资	-	-
其他非流动金融资产	-	-
投资性房地产	-	-
固定资产	102,313.85	94,995.50
在建工程	-	-
生产性生物资产	-	-
油气资产	-	-
使用权资产	-	-
无形资产	-	-
开发支出	-	-
商誉	-	-
长期待摊费用	-	-
递延所得税资产	126.78	126.78
其他非流动资产	-	-
非流动资产合计	**102,440.63**	**95,122.29**
资产总计	**133,021.62**	**125,343.53**

表：不动产基金 2026 年和 2027 年预测合并资产负债表（续）

单位：万元

项　目	2026 年 12 月 31 日	2027 年 12 月 31 日
流动负债：		
短期借款	-	-
交易性金融负债	-	-
衍生金融负债	-	-
应付票据	-	-
应付账款	961.44	932.62
预收款项	-	-
合同负债	-	-
应付职工薪酬	-	-
应交税费	3.61	196.71
其他应付款	-	-
其中：应付利息	-	-
应付股利	-	-
持有待售负债	-	-
一年内到期的非流动负债	-	-
其他流动负债	-	-
流动负债合计	**965.05**	**1,129.33**
非流动负债：	-	-
长期借款	-	-
应付债券	-	-
其中：优先股	-	-
永续债	-	-
租赁负债	-	-
长期应付款	-	-
长期应付职工薪酬	-	-
预计负债	-	-
递延收益	-	-
递延所得税负债	-	-
其他非流动负债	-	-
非流动负债合计	-	-
负债合计	**965.05**	**1,129.33**
所有者权益：	-	-
实收基金	146,100.00	146,100.00
其他权益工具	-	-
未分配利润	-14,043.43	-21,885.80
所有者权益合计	**132,056.57**	**124,214.20**

项　目	2026 年 12 月 31 日	2027 年 12 月 31 日
负债及所有者权益总计	**133,021.62**	**125,343.53**

2、预测合并利润表

表：不动产基金 2026 年和 2027 年预测合并利润表

单位：万元

项目	2026 年 7-12 月预测数	2027 年度预测数
一、营业总收入	**7,858.47**	**17,651.72**
二、营业总成本	**5,852.04**	**10,157.06**
其中：营业成本	4,718.66	9,314.82
税金及附加	75.10	317.04
销售费用	-	-
管理费用	-	-
研发费用	-	-
财务费用	804.87	147.62
管理人报酬	146.10	264.36
托管费	7.31	13.22
其他费用	100.00	100.00
加：其他收益	-	-
投资收益	-	-
公允价值变动收益	-	-
信用减值损失	-	-
资产减值损失	-	-
资产处置收益	-	-
三、营业利润（亏损以“-”填列）	**2,006.43**	**7,494.66**
加：营业外收入	-	-
减：营业外支出	-	-
四、利润总额（亏损以“-”填列）	**2,006.43**	**7,494.66**
减：所得税费用	180.10	925.96
五、净利润（亏损以“-”填列）	**1,826.33**	**6,568.70**
六、综合收益总额	**1,826.33**	**6,568.70**

3、预测合并现金流量表

表：不动产基金 2026 年和 2027 年预测合并现金流量表

单位：万元

项目	2026 年 7-12 月预测数	2027 年度预测数
一、经营活动产生的现金流量：		
销售商品、提供劳务收到的现金	7,836.35	19,465.84
收到的税费返还	-	-
收到其他与经营活动有关的现金	-	-
经营活动现金流入小计	**7,836.35**	**19,465.84**
购买商品、接受劳务支付的现金	1,390.65	2,188.80
支付给职工以及为职工支付的现金	-	-
支付的各项税费	408.44	3,169.61
支付其他与经营活动有关的现金	434.06	
经营活动现金流出小计	**2,233.15**	**5,358.41**
经营活动产生的现金流量净额	**5,603.21**	**14,107.43**
二、投资活动产生的现金流量：		
收回投资收到的现金	20.34	-
取得投资收益收到的现金	-	-
处置固定资产、无形资产和其他长期资产收回的现金净额	-	-
处置子公司及其他营业单位收到的现金净额	-	-
收到其他与投资活动有关的现金	-	-
投资活动现金流入小计	**20.34**	**-**
购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	-	-
收购不动产项目公司股权所支付的现金	46,025.00	-
取得子公司及其他营业单位支付的现金净额	-	-
支付其他与投资活动有关的现金	150.00	-
投资活动现金流出小计	**46,175.00**	**-**
投资活动产生的现金流量净额	**-46,154.66**	**-**
三、筹资活动产生的现金流量：		
发行基金份额收到的现金	146,100.00	
取得借款收到的现金	5,528.28	780.24
收到其他与筹资活动有关的现金	-	-
筹资活动现金流入小计	**151,628.28**	**780.24**
偿还债务支付的现金	100,729.87	147.62
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	120.51	-
向基金份额分配支付的现金	15,996.56	14,411.07

项目	2026 年 7-12 月预测数	2027 年度预测数
支付其他与筹资活动有关的现金	253.41	377.58
筹资活动现金流出小计	**117,100.34**	**14,936.26**
筹资活动产生的现金流量净额	**34,527.94**	**-14,156.03**
四、汇率变动对现金及现金等价物的影响	**-**	**-**
五、现金及现金等价物净增加额	**-6,023.52**	**-48.60**
加：期初现金及现金等价物余额	6,444.99	421.47
六、期末现金及现金等价物余额	**421.47**	**372.88**

4、合并可供分配金额测算表

表：不动产基金 2026 年和 2027 年预测基金可供分配金额计算表

单位：万元

项目	2026 年 7-12 月预测数	2027 年度预测数
一、合并净利润（净亏损以“-”号填列）	**1,826.33**	**6,568.70**
（一）折旧和摊销	3,659.17	7,318.35
（二）利息支出	804.87	147.62
（三）所得税费用	180.10	925.96
二、税息折旧及摊销前利润（EBITDA）	**6,470.47**	**14,960.63**
三、调整项		
（一）不动产基金发行份额募集的资金	146,100.00	
（二）取得借款收到的本金	-	-
（三）偿还借款本金支付的现金	100,075.00	-
（四）当期购买不动产项目等资本性支出	46,025.00	-
（五）其他资本性支出	-	-
（六）不动产项目资产的公允价值变动损益	-	-
（七）不动产项目资产减值准备的变动	-	-
（八）不动产项目资产的处置利得或损失	-	-
（九）处置不动产项目取得的现金	-	-
（十）支付的利息及所得税费用	984.97	1,073.58
（十一）应收和应付项目的变动	1,040.75	304.81
（十二）保理借款本金的变动	5,528.28	780.24
（十三）未来合理相关支出预留	421.47	372.88
重大资本性支出	-	-
未来合理期间内的债务利息	-	-
营运资金	421.47	372.88

项目	2026 年 7-12 月预测数	2027 年度预测数
其他	-	-
（十四）其他可能的调整项	-	-
金融资产相关调整	-	-
期初可供分配现金	6,444.99	421.47
其他	-	-
四、可供分配金额	**15,996.56**	**14,411.07**

基于上述可供分配金额，本项目未来 2 年（2026 年 7-12 月、2027 年度）净现金流分派率分别为 21.90%[75]（年化）和 9.86%，全周期内部收益率（IRR）约为 5.80%，截至评估基准日的 10 年期国债收益率为 1.73%。

本项目预测期期初可供分配现金余额 6,444.99 万元，主要为截至评估基准日（2026 年 6 月 30 日）项目公司经营所得盈余，若不考虑期初现金余额影响，未来 2 年净现金流分派率分别为 13.08%（年化）和 9.86%。

后续预测期间电力销售收入保持相对稳定，可供分配净现金流总体保持稳定，净现金流分派率具有较好的稳定性。

（二）编制基础及假设情况

1、编制基础

可供分配测算报告根据《证券投资基金法》《证券法》《企业会计准则》《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》《公开募集不动产投资信托基金（REITs）运营操作指引（试行）》等法律法规编制。

基金管理人编制基金可供分配金额测算报告的主要数据来源及基础包括：（1）乌兰县华扬晟源新能源有限公司对预测期间经营环境及经营计划等的最佳估计数据；（2）评估机构出具的《上海东方证券资产管理有限公司拟发行公募 REITs 所涉及的乌兰县华扬晟源新能源有限公司风电项目资产组市场价值资产评估报告》。

基金管理人编制基金可供分配金额测算报告所采用的会计政策和会计估计

[75] 按月度年化。

遵循国家现行的法律、法规、企业会计准则的规定。

2、假设设置

基金的募集情况、预测合并利润表、预测合并现金流量表及基金可供分配金额计算表的测算基础作出特定假设如下：

（1）基金募集情况假设

本基金的拟募集规模为 14.61 亿元[76]，募集的资金主要用于认购拟成立的资产支持证券份额。专项计划完成设立后，计划管理人代表资产支持证券与不动产项目公司原股东签署《关于乌兰县华扬晟源新能源有限公司之股权转让协议》，并与项目公司签署《东方红申能股份能源 1 号资产支持专项计划股东借款协议》，专项计划向不动产项目公司原股东支付股权转让款约 4.60 亿元（含预留费用），并向项目公司发放股东借款并增资合计 10.01 亿元用于偿还原关联方借款。不动产项目公司拥有乌兰风电项目的所有权，即本基金通过投资不动产资产支持证券取得不动产项目的所有权。

（2）预测合并利润表

1）不动产项目收入的重要假设参数

不动产项目公司收入中的主营业务收入为电力销售收入，分为市场化交易结算收入和国补收入。根据评估机构按收益法预测，未来年度上网电量参照乌兰风电项目历史年度（2023-2026 年）平均年等效利用小时数 1,634.76 小时进行预测，按等效利用小时数×装机容量计算各年度结算电量；市场化电量结算收入按结算电量×加权平均结算单价测算，其他电费收入（考核费用）按结算电量×结算单价测算；国补结算收入按补贴结算电量×国补单价测算，国补补贴电量以全生命周期合理利用小时数 36,000 小时为上限（截至评估基准日剩余约 24,770.03 小时）。

2）各项成本、税费的重要假设参数

①管理模式

[76] 截至评估基准日，项目公司除资产组外的其他资产和负债(不包括为搭建股债结构而需支付的可替换负债)净值约-534.23 万元，以此计算的不动产基金募集规模为 14.61 亿元（计算结果向上取整）。

本基金设立后，项目公司实现“净壳化”管理。具体而言，基金管理人、计划管理人及项目公司将共同委托上海申能新能源投资有限公司担任本项目的运营管理机构，依法承担运营管理乌兰风电项目的相关职责，运营管理服务的相关成本和费用支出由项目公司承担。上述安排能够满足不动产基金正常运作需要。

②主营业务成本重要假设参数

项目公司的营业成本主要包括折旧与摊销、下网电费、运营支持服务费、修理费、运维费、保险费、试验检验费及安全活动费等。具体假设选取可参照本财务顾问报告“第三章 不动产项目情况”之“二、不动产项目评估情况”之“（五）评估过程及参数设置依据”之“2、营业成本”。

③税费的重要假设参数

项目公司的税金包括企业所得税、增值税、城市维护建设税、教育费附加、地方教育附加、房产税、土地使用税及印花税等。对于城市维护建设税、教育费附加及地方教育附加，按照预测的应缴纳的增值税进行测算。根据《财政部 税务总局 国家发展改革委关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》（财政部 税务总局 国家发展改革委公告 2020 年第 23 号），项目公司属于设在西部地区的鼓励类产业企业，2026 年 7 月-2030 年企业所得税减按 15%征收，2031 年及以后按 25%征收。目前测算假设的主要税率为：

表：项目公司涉及的相关税种及税率

税种	计税依据	税率
增值税	销售电力等应税收入	13%
土地使用税	定额税率	
城市维护建设税	实际缴纳的流转税税额	5%
教育费附加	实际缴纳的流转税税额	3%
地方教育附加	实际缴纳的流转税税额	2%
企业所得税	应纳税所得额	2026 年 7-12 月、2027-2030 年 15%，2031 年及以后 25%
印花税	按收入金额[77]	0.03%

④基金管理费

本基金的管理费包括管理人报酬和运营管理费（包括基础管理费和浮动管理

[77] 即印花税购销合同适用税率。

费）：

A.管理人报酬

管理人报酬由基金管理人和计划管理人收取。

管理人报酬自基金合同生效之日（含）起，按上年度经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产为基数[在首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，以基金募集资金规模（含募集期利息）为基数。若涉及基金扩募导致基金规模变化时，自扩募基金合同生效日（含该日）至该次扩募基金合同生效日后首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，以该次扩募基金合同生效日前最近一次经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产与该次扩募募集资金规模（含募集期利息）之和为基数]，依据相应费率按日计提，计算方法如下：

H＝E×0.20%÷当年天数

H 为每日应计提的管理人报酬

E 为上年度经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产[在首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，E 为基金募集资金规模（含募集期利息）。若涉及基金扩募导致基金规模变化时，自扩募基金合同生效日（含该日）至该次扩募基金合同生效日后首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，E 为以该次扩募基金合同生效日前最近一次经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产与该次扩募募集资金规模（含募集期利息）之和]。

管理人报酬按日计提。管理人报酬应由基金管理人与基金托管人双方核对无误后，以协商确定的日期及方式从基金财产中支付，若遇法定节假日、公休假等，支付日期顺延。

B.运营管理费

a.基础管理费

基础管理费覆盖除项目公司列支的保险费、下网电费、各项税费以外的全部运维成本，具体包括但不限于运维费、试验检验费、修理费、安全活动费、运营

支持服务费、修理费（维护性资本性支出）、其他费用等。基础管理费实行包干制，由运营管理机构自主支配使用，不因运营管理机构采用外委或自主管理模式导致的成本变动而调整。

若某一年度运营管理机构提供运营管理服务的期间不足一年的，则计算上述基础管理费时应根据该年度运营管理机构提供运营管理服务的天数占该年度总天数的比例进行折算。

b.浮动管理费

a）浮动管理费属于项目公司支付给运营管理机构的绩效利润，具体计算方式如下：

浮动管理费=（实际年度净收入 S-目标年度净收入 R）×浮动管理费率。

年度净收入为营业总收入-营业总成本（不含折旧摊销、利息、浮动管理费），其中：

实际年度净收入 S 根据项目公司当年年度审计报告计算；

目标年度净收入 R 根据不动产项目初始资产评估报告预测金额计算。

就浮动管理费增值税率约定为 6%，如遇国家或政府与税负相关的规定或政策调整的，由运营管理机构提供相关说明后，参照最新规定或政策执行。

b）浮动管理费率的考核：

表：浮动管理费考核表

年度净收入完成率（S/R）		浮动管理费率
当 S≥R，体现为激励	S/R＞1.1	10%
	1≤S/R≤1.1	5%
当 S＜R，体现为扣减	0.9≤S/R<1	5%
	S/R＜0.9	10%

c）浮动管理费金额上限：

浮动管理费的绝对金额以当期基础管理费的 20%为奖惩上限。

d）管理团队激励：

当浮动管理费为正数时，运营管理机构需将每年实际收到的浮动管理费的

20%作为管理团队的业绩激励。

基金管理人有权根据运营管理机构的内部激励制度履行相应的监督责任。

⑤基金托管费

本基金的托管费自基金合同生效之日（含）起，按上年度经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产为基数（在首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，以基金募集资金规模（含募集期利息）为基数。若涉及基金扩募导致基金规模变化时，自扩募基金合同生效日（含该日）至该次扩募基金合同生效日后首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，以该次扩募基金合同生效日前最近一次经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产与该次扩募募集资金规模（含募集期利息）之和为基数），依据相应费率按日计提，计算方法如下：

H＝E×0.01%÷当年天数

H 为每日应计提的基金托管费

E 为上年度经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产（在首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，E 为基金募集资金规模（含募集期利息）。若涉及基金扩募导致基金规模变化时，自扩募基金合同生效日（含该日）至该次扩募基金合同生效日后首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，E 为以该次扩募基金合同生效日前最近一次经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产与该次扩募募集资金规模（含募集期利息）之和）。

托管费按日计提。托管费由基金管理人与基金托管人双方核对无误后，以协商确定的日期及方式从基金财产中支付，若遇法定节假日、公休假等，支付日期顺延。

3）涉及投资收益、公允价值变动损益、资产减值损失等预测依据

基金可供分配金额测算暂不涉及投资收益、公允价值变动损益、资产减值损失等情形。

（3）预测合并现金流量表

1）收入、成本及税费的收付时点假设

乌兰风电项目上网电量全部参与青海省电力市场化交易并享受国补政策，电费收入清算与拨付相对及时。根据乌兰风电项目历史回款规律，公司标杆电费一般于次月回款，国补电费按国补应收账款的历史平均回款周期确认。从历史情况看，项目公司向运营管理机构支付运营成本等费用较为及时。因此，基金管理人编制预测合并现金流量表时假设：测算当期市场化电费收入在当期收到，国补电费按历史平均回款周期收回，测算当期非折旧摊销的付现成本和税费均在当期支付。

2）收到的税费返还（如有）

主要系项目公司电力销售及相关业务取得的税费返还，按相关税收政策及项目公司经营情况测算确定。

3）经营活动现金流出

经营活动现金流出，系根据预测期内的经营成果，相关协议约定或合理预期的资金支付期间，调整得出。

4）向基金份额持有人分配支付的现金

本基金预计将 2026 年期初现金余额以及 2026 年产生的部分可供分配金额于当年分配给基金份额持有人，剩余部分可供分配金额于次年分配，后续年度以此类推。

（4）基金可供分配金额计算表

1）基金可供分配金额测算表编制原则

基金管理人根据《公开募集不动产投资信托基金（REITs）运营操作指引（试行）》要求，将预测期间净利润调整为当期基金可供分配金额。

2）计算公式及所涉及的调节项

基金管理人在预测合并利润表和预测合并现金流量表的基础上，结合基金及项目公司的实际情况及合理需求，评估确定基金可供分配金额的计算调节项及金额。

（三）可供分配金额测算报告测算说明

1、预测合并利润表

（1）营业收入

1）明细情况

表：乌兰风电 2026 年和 2027 年电力销售收入预测

单位：万元

项目	2026 年 7-12 月预测数	2027 年度预测数
主营业务收入	7,778.37	17,531.53
其他业务收入	80.10	120.19
营业总收入	7,858.47	17,651.72

2）测算说明

资产组的营业收入为主营业务收入-售电收入和其他业务收入-汇集站技术服务收入。

其中主营业务收入-售电收入分为市场化收入和国补收入，市场化收入分为电量结算收入及其他电费收入，具体预测情况如下：

①装机容量及收益期预测

乌兰风电项目批复装机容量 20 万千瓦，实际装机容量共 20 万千瓦。本次测算收益预测期为 2026 年 7 月至 2039 年 10 月，总计 13.33 年。

②上网电量预测

根据企业提供资料，乌兰风电项目自 2019 年 12 月开始发电，2023 年至 2026 年 6 月乌兰风电项目的等效利用小时数、市场化交易结算电量及国补电量如下：

表：乌兰风电项目历史等效利用小时数、市场化交易结算电量及国补电量

单位：小时、兆瓦时

项目	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
等效利用小时数	1,729.60	1,608.39	1,694.47	758.57
市场化交易结算电量	345,919.70	321,678.38	338,894.27	151,714.98
国补电量	345,919.70	321,678.38	338,894.27	151,714.98

A.市场化交易结算电量

根据企业提供资料，自乌兰风电项目 2019 年 12 月开始发电后，历史年度等效利用小时数与上网电量较为稳定，本次测算以后年度等效利用小时数参照历史年度 2023-2026 年平均数 1,634.76 小时进行预测，各年度结算电量按等效利用小时数×装机容量计算。

其中：根据企业提供资料，2026 年 7-8 月结算电量为 50,096.61 兆瓦时，本次测算 2026 年 9-12 月结算电量按 2023-2025 年各年度 9-12 月结算电量最低值 99,500.84 兆瓦时进行预测。

B.国补电量

根据财政部发展改革委国家能源局关于《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知，乌兰风电项目所在地区属于四类资源区，风电上网电价及补贴的执行期限原则上为 20 年，全生命周期小时数为 36,000 小时，项目全生命周期补贴电量为 720,000.00 万千瓦时。在 20 年内或全生命周期发电量达到 720,000.00 万千瓦时前，均可享受可再生能源发电补贴。

截至评估基准日，乌兰风电项目预测剩余国补发电补贴小时数为 24,770.03 小时，预测期每年国补等效利用小时数参照 2023-2026 年平均数 1,634.76 小时进行预测，剩余国补发电补贴小时数能覆盖预测期内全部等效利用小时数，故对国补电量收入预测至 2039 年 10 月运营期末补贴结束，各年度结算电量按补贴等效利用小时数×装机容量计算。

③市场化交易结算单价

市场化交易结算收入分为电量结算收入及其他电费收入（考核费用），其中电量结算收入主要包含省内电力直接交易、其他省间中长期交易、合同转让交易、少发及超发偏差电量结算、超缺额调整、日前交易、正配套偏差电量、联络线波动偏差电量等结算收入。其他电费收入（考核费用）包含结构平衡费用、两个细则费用、跨省调峰电费等结算收入。根据企业提供资料，最近三年及一期的市场化交易结算收入情况如下：

表：乌兰风电项目市场化交易结算收入情况

项目	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
等效利用小时数（小时）	1,729.60	1,608.39	1,694.47	758.57
项目装机容量（兆瓦）	200.00	200.00	200.00	200.00
市场化交易结算电量（兆瓦时）-电量结算收入（包含中长期收入、现货交易、超缺额调整等）	345,919.70	321,678.38	338,894.27	151,714.98
市场化交易结算单价（含超缺额）（元/兆瓦时）-电量结算收入	239.52	238.49	228.32	256.27
市场化交易结算电费（万元）-电量结算收入	8,285.55	7,671.55	7,737.52	3,887.94
市场化交易结算电费（万元）-其他电费收入（考核费用）（包含结构平衡费用、两个细则、跨省调峰电费等）	-196.93	-121.93	-171.20	-34.28
含税市场化交易结算收入（万元）	8,088.62	7,549.62	7,566.32	3,853.66
不含税市场化交易结算收入（万元）	7,158.07	6,681.08	6,695.86	3,410.32

A.电量结算收入

电量结算收入与各期结算电量挂钩，主要包含省内电力直接交易、其他省间交易、省内转让交易、少发及超发偏差电量结算、超缺额调整、日前交易、正配套偏差电量、联络线波动偏差电量等结算收入。

其中省内电力直接交易、其他省间交易均属于中长期交易服务，合同转让交易为企业自发中长期交易服务的偏差调整，少发及超发偏差电量结算为中长期交易服务中的偏差结算收入或费用，超缺额调整为对实际电量相对中长期合约的超额、缺额偏差开展结算调整，抑制价差套利，日前交易为现货交易，正配套偏差电量为电网对青海送河南专线调配所产生的收入，联络线波动偏差电量为电网外送线损所产生的收入。

根据企业提供的历史年度结算单，企业电量结算收入与各期结算电量挂钩，各项目的结算电量之和即为本期结算电量，故以后年度电量结算收入按结算电量×结算单价计算。根据企业提供的历史年度结算单，鉴于历史各年度市场化交易结算单价（含超缺额）与总结算电量有变动，采用算术平均预测以后年度结算单

价不合理，故本次评估以 2023 年至 2026 年 6 月各时段发电量占总发电量的比例作为权重，对历史各年度电量结算收入的结算单价进行加权平均，得出以后年度市场化交易中电量结算收入的结算单价为 238.15 元/兆瓦时（含税价），后续预测年度保持不变。

B.其他电费收入（考核费用）

其他电费收入（考核费用）主要系为了维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，向相关参与主体进行考核或支付收益，包含结构平衡费用、两个细则费用、跨省调峰电费等。

随着新能源的高质量发展，新能源装机规模稳步扩大，其间歇性、波动性和随机性的发电特征对电网的安全稳定产生冲击，导致火电等传统电源为电网提供调节负荷的辅助支持服务变得尤为重要，电网调度运营管理的难度也持续加大。为保障电网运行的安全稳定性，均衡不同发电厂的利益，降低管理成本，根据《西北区域发电厂并网运行管理实施细则》及《西北区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》，青海省考核费用主要包括辅助服务费用、两个细则费用等，其中辅助服务费用根据《国家能源局西北监管局关于明确电力辅助服务市场价格机制等相关事项的通知》（西北监能市场〔2025〕48 号），在现货市场连续运行后，调峰辅助服务市场已不再单独运行。

本次评估按结算电量×结算单价计算以后年度其他电费收入（考核费用）。以 2023 年至 2026 年 6 月各时段发电量占总发电量的比例作为权重，对历史各年度其他电费收入（考核费用）的结算单价进行加权平均，得出以后年度其他电费收入（考核费用）的结算单价为-4.53 元/兆瓦时（含税价），计算得出 2026 年 7-12 月其他电费收入（考核费用）为-67.77 万元，2027 年及以后年度其他电费收入（考核费用）为-148.11 万元，后续预测年度保持不变。

④国补结算单价

乌兰风电项目所在地区属于四类资源区，根据《国家发展改革委关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格〔2015〕3044 号），2016-2017 年陆上风电的四类资源区的标杆电价为 0.60 元/千瓦时（含税价），根据项

目建设时适用的《关于青海省可再生能源发电上网电价补贴基准问题的复函》（发改价格（2015）1005 号）和《青海省发展和改革委员会转发国家发展改革委关于降低燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格的通知》（青发改价格（2016）7 号），青海省可再生能源发电上网电价补贴基准价为 0.2277 元/千瓦时（含税价），可再生能源补贴标准为政府标杆电价与青海省新能源补贴基准价的差额，故本次测算以后年度国补结算单价为 0.3723 元/千瓦时（含税价），即 372.30 元/兆瓦时（含税价）。

出于审慎考虑，本次测算未将采用保理带来的国补现金流提前回收的情形纳入估值模型予以考量，而是按照国补应收账款的历史平均回款周期，将国补现金流在对应回收时点折现作价纳入估值模型。

⑤其他业务收入预测

根据企业提供的《乌兰吉电 50MW 风电场接入华扬 330kV 汇集站技术服务合同》，乌兰吉电新能源有限公司就乌兰吉电 50MW 风电场通过两条送出线路钦扬 I 回、钦扬 II 回接入华扬变侧 35kV 母线，由主变压器升压后通过 330kV 线路并入 750kV 塔拉变电站并入主网。

协议约定技术服务费用标准为 85 万元/年，增值税率为 6%。其中接入技术服务费用为 20 万元/年，汇集站共用设备技术服务费用 65 万元/年。（接入期限 20 年，汇集站共用设备接入时限为 2020 年 1 月 1 日-2039 年 12 月 31 日，到期后不再进行接入技术服务费支付，只支付汇集站共用设备技术服务费用；汇集站共用设备技术服务费的起算时间为 2021 年 1 月 1 日。）上述费用按实际接入年度计费，委托期内双方有一方场站设备全部退役（不经营），合作终止，后续合作期内费用不再支付。乌兰风电项目的运营期至 2039 年 10 月，参照协议约定，本次测算预测以后年度的不含税收入金额为 80.18 万元，收益期限至 2039 年 10 月。

根据合同约定，乌兰吉电风场需要分摊汇集站共用设备的损耗电费。根据企业提供资料，华扬晟源 2025 年 12 月收到乌兰吉电风场电量返还收入 390.56 万元，各期间具体结算收入如下：

表：乌兰吉电承担综合耗用电量电费

单位：万元

时间	乌兰吉电承担综合耗用电量电费-含税	乌兰吉电承担综合耗用电量电费-不含税
2020 年	44.02	41.53
2021 年	91.71	86.52
2022 年	93.37	88.08
2023 年	100.06	94.40
2024 年	48.45	45.71
2025 年	36.38	34.32

根据企业介绍，2023 年 10 月开始电能表关口计量点从塔拉变侧迁移至乌兰华扬塔扬线侧（综合损耗费用下降），该部分收入较以往年度有所下降，故本次测算以后年度该部分收入按 2024-2025 年平均水平进行预测。

（2）营业成本

1）明细情况

表：乌兰风电项目 2026 年和 2027 年营业成本

单位：万元

项目	2026 年 7-12 月预测数	2027 年度预测数
主营业务成本	4,718.66	9,314.82
其他业务成本	-	-
营业成本	4,718.66	9,314.82

2）测算说明

项目公司的营业成本主要为折旧与摊销、下网电费、运营支持服务费、修理费、运维费、保险费、试验检验费及安全活动费等，具体情况如下：

①折旧及摊销

折旧摊销主要为乌兰风电项目固定资产在使用过程中形成的折旧与摊销。本次测算以评估基准日基金层面固定资产的账面价值为基础，结合产权持有单位折旧摊销会计政策进行预测。

②运维费

运维费系项目现场运维人员提供的运维、检修、管理等服务费用，根据《青海区域新能源场站 2026-2027 年运维外委服务合同》，运维服务期为 2026 年 1 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日，运维费用共计 138.50 万元（不含税），合同期满后以

合同金额为基础每年考虑 2%的增幅。此外，自 2026 年 7-12 月起新增人工成本 50 万元/年，以后年度每年维持该项运维费用，并考虑 2%的增幅。

③保险费

保险费系项目风电设备及房屋建筑等资产的保险费，根据相关保险单，2025 年 5 月 1 日至 2026 年 4 月 30 日保险费用共计 134.86 万元，2026 年 5 月 1 日至 2027 年 4 月 30 日保险费用共计 110.63 万元，合同期满后以合同金额为基础每五年考虑 5%的增幅。

④试验检验费

试验检验费为项目开展试验检验工作的费用，根据《青海、新疆地区风电场 2026-2027 年风机检修外委服务合同》及《青海区域新能源场站 2026-2027 年运维外委服务合同》约定金额进行预测，合同期满后以合同金额为基础每年考虑 2%的增幅。

⑤下网电费、运营支持服务费、修理费及安全活动费等

下网电费系向电网公司采购用电的费用，按 2023-2025 年平均数计算；运营支持服务费根据《申能新能源运营支持服务合同》参照 2025 年水平预测；修理费包括风机检修及风场主要设备整体检修费用，整体检修、预试按 3 年一次预测，合同期满后以合同金额为基础每次考虑 5%的增幅；安全活动费按 2023-2025 年实际使用金额平均数计算，以后年度每年考虑 2%的增幅。

⑥修理费（维护性资本性支出）

根据企业介绍，2026 年 7-12 月预计维护性资本性支出 100 万元（不含税价），2027-2029 年预计 200 万元/年（不含税价），2030 年起预计 300 万元/年（不含税价），作为营业成本列支。

（3）税金及附加

税金及附加主要包括城市维护建设税、教育费附加、地方教育附加、房产税、城镇土地使用税、印花税等。城市维护建设税、教育费附加和地方教育附加的计税依据为实际缴纳的增值税等流转税税额；房产税、城镇土地使用税参照基准日

资产规模和适用税率预测，印花税按收入的 0.03%预测。

（4）财务费用

财务费用包括利息支出及利息收入。

本次测算的利息支出主要包括过渡期借款利息和保理利息两部分：

1）过渡期借款利息

因项目公司偿还发行前存量借款需要一定周期，本次测算按原有借款利率对过渡期内的存量借款利息进行预测。截至评估基准日，项目公司发行前待清偿存量借款约 100,075.00 万元，过渡期按 3 个月预测。

2）保理利息

纳入本基金后，项目公司拟将超过两年尚未收回的应收电价补贴转让给银行开展保理业务。就单笔保理业务，保理银行平价购买相应年度的应收电价补贴；项目公司收到该部分电价补贴的回款后转付给保理银行，并根据相应的保理融资期限和利率支付保理费用。根据保理业务合作协议约定，保理融资利率按 2.34%/年（即一年期 LPR 扣减 0.66 个百分点）进行预测。

利息收入及其他不确定性较大且金额较小，本次测算不予预测。

（5）信用减值损失

基于报告期内应收项目变动较小，按余额百分比法计提的信用减值损失金额影响不重大，且不影响可供分配金额，故本次测算不予预测。

（6）管理人报酬和浮动管理费

2026 年和 2027 年预计管理人报酬和浮动管理费如下表。

表：本基金 2026 年和 2027 年管理人报酬和浮动管理费预测

单位：万元

项目	2026 年 7-12 月预测数	2027 年度预测数
管理人报酬	146.10	264.36
浮动管理费	-	-
合计	**146.10**	**264.36**

（7）基金托管费

2026 年和 2027 年预计基金托管费如下表。

表：本基金 2026 年和 2027 年基金托管费预测

单位：万元

项目	2026 年 7-12 月预测数	2027 年度预测数
基金托管费	7.31	13.22
合计	**7.31**	**13.22**

（8）所得税

按目前相关税法规定，本基金及专项计划不属于企业所得税的征税对象，项目公司需按相关规定缴纳企业所得税。项目公司属于设在西部地区的鼓励类产业企业，根据《财政部 税务总局 国家发展改革委关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》（财政部 税务总局 国家发展改革委公告 2020 年第 23 号），2026 年 7-12 月、2027-2030 年企业所得税减按 15%征收，2031 年及以后按 25%征收。根据预测的经营情况，项目公司 2026 年 7-12 月和 2027 年需要缴纳企业所得税情况如下表。

表：项目公司 2026 年和 2027 年应交企业所得税

单位：万元

项目	2026 年 7-12 月预测数	2027 年度预测数
企业所得税	627.21	1,036.21
合计	**627.21**	**1,036.21**

（9）其他费用

其他费用主要为不动产基金存续期间发生的中介机构服务费、划款手续费、信息披露费等费用，合计按每年 100 万元计算。

2、预测合并现金流量表

（1）销售商品、提供劳务收到的现金

乌兰风电项目上网电量全部参与青海省电力市场化交易并享受国补政策，电费收入清算与拨付相对及时。公司标杆电费一般于次月回款，国补电费按国补应收账款的历史平均回款周期确认。因此，基金管理人编制预测合并现金流量表时假设：测算当期市场化电费收入在当期收到，国补电费按历史平均回款周期收回，测算当期非折旧摊销的付现成本和税费均在当期支付。

（2）收到的税费返还（如有）

主要系项目公司电力销售及相关业务取得的税费返还，按相关税收政策及项目公司经营情况测算得出。

（3）经营活动现金流出

经营活动现金流出，系根据预测期内的经营成果，相关协议约定或合理预期的资金支付期间，调整得出。

（4）向基金份额持有人分配支付的现金

本基金预计将 2026 年期初现金余额以及 2026 年产生的部分可供分配金额于当年分配给基金份额持有人，剩余部分可供分配金额于次年分配，后续年度以此类推。

3、基金可供分配金额计算表预测

（1）基金可供分配金额测算表编制原则

基金管理人根据《公开募集不动产投资信托基金（REITs）运营操作指引（试行）》要求，将预测期间净利润调整为当期基金可供分配金额。

（2）计算公式及所涉及的调整项

根据中国证券投资基金业协会发布的《公开募集不动产投资信托基金（REITs）运营操作指引（试行）》及本基金分配政策，预测期间的基金可供分配金额是在预测期间的净利润基础上调整为税息折旧及摊销前利润后，经其他调整事项调整后得出，预测期的其他调整事项及假设如下：

1）不动产基金发行份额募集的资金：2026 年，本基金预计募集资金人民币 14.61 亿元；2027 年度，本基金无发行募集资金的情况；

2）购买不动产项目的支出：2026 年，预计购买不动产项目资产的支出中，收购项目公司股权所支付的现金约为人民币 4.60 亿元（含预留费用），向项目公司发放股东借款并增资合计 10.01 亿元用于偿还原关联方借款；2027 年度，预计无购买不动产项目的支出调整；

3）支付的利息及所得税费用：支付的利息根据预测期内应付利息余额调整得来；支付的所得税费用根据预测期内的经营成果和项目公司适用的企业所得税税率，计算得出预计支付的所得税费用调整金额。

4、未来资本性支出

根据评估机构预测，本风电项目资本性支出按项目固定资产投资一次性投入，运营期内通过日常检修、定期开展预防性试验等方式维持设备正常运行，避免重要设备的大修更换，预测期内不再考虑更新改造类资本性支出，仅考虑维护性资本性支出：2026 年 7-12 月 100 万元（不含税价），2027-2029 年 200 万元/年（不含税价）、2030 年起 300 万元/年（不含税价），作为营业成本列支。

5、影响可供分配金额测算结果实现的主要因素

影响预测结果实现的主要风险因素包括但不限于：

（1）经营风险

新能源行业政策调整、电力市场化交易价格波动、上网电量及等效利用小时数低于预期、国补政策及回款进度变化等，均可能对项目公司的电力销售收入造成不利影响，导致可供分配的现金流和基金收益下降。

（2）运营风险

本基金存续期间，运营管理机构需对不动产项目进行日常运维、检修、运行、服务和安全应急等运营管理工作，必要时需进行更新改造。风电机组、升压站（汇集站）等设备的老化、故障或极端天气、自然灾害等不可预见因素，可能造成发电量下降或设备损坏，导致项目公司运营成本增加，对可供分配的现金流产生不利影响。

（3）市场风险

证券市场价格受到经济因素、政治因素、投资心理和交易制度等各种因素的影响，导致基金收益水平变化而产生风险，主要包括：

1）政策风险：因国家宏观政策（如货币政策、财政政策、行业政策、地区发展政策等）发生变化，导致市场价格波动而产生风险；

2）经济周期风险：随着经济运行的周期性变化，证券市场的收益水平也呈周期性变化；

3）利率风险：金融市场利率的波动会导致证券市场价格和收益率的变动；

4）购买力风险：本基金的利润将主要通过现金形式来分配，而现金可能因为通货膨胀的影响而导致购买力下降，从而使本基金的实际收益下降。

（4）信用风险

本基金在交易过程中可能发生交叉违约、所投资信用类品种的发行人违约、拒绝支付到期本息、信用等级降低或者不能履行合约规定的其他义务等情况，从而导致本基金财产损失。

6、敏感性分析

上述基金可供分配金额测算的结果是基于一系列基本假设和特定假设得出的，而假设事项通常并非如预期那样发生，从而导致基金可供分配金额的实际结果与预测存在差异。

为使本基金份额持有人评估部分而非全部假设对基金可供分配金额的影响，下表针对项目公司的收入等关键假设进行了敏感性分析，以说明在其他假设保持不变的情况下，该关键假设对基金可供分配金额的影响。

该敏感性分析，仅在其他假设条件不变的前提下，考虑关键假设变动对基金可供分配金额的影响，实际上，假设条件的变动是紧密相关的，关键假设的变动亦可能引起其他假设条件发生变动，且变动的影响可能是相互抵消或者放大。因此，针对每项假设进行的敏感性分析未必能够得出与该假设相应的基金可供分配金额预测结果。

预测期内，收入变动对基金可供分配金额预测的敏感度分析结果如下：

表：基金可供分配金额预测敏感度分析表

单位：万元

项目	变动	调整前 可供分配金额	调整后 可供分配金额	变动
2026 年 7-12 月电力销售收入	5%	15,996.56	16,389.48	2.46%
2026 年 7-12 月电力销售收入	-5%	15,996.56	15,603.63	-2.46%
2027 年度电力销售收入	5%	14,411.07	15,293.65	6.12%
2027 年度电力销售收入	-5%	14,411.07	13,528.48	-6.12%

四、不动产项目政府补贴情况

（一）补贴政策依据及补贴形式

根据《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4号）（以下简称“4 号文”），已按规定核准（备案）、全部机组完成并网，同时经审核纳入补贴目录的可再生能源发电项目，按合理利用小时数核定中央财政补贴额度。

根据《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426 号），风电一类、二类、三类、四类资源区项目全生命周期合理利用小时数分别为 48,000 小时、44,000 小时、40,000 小时和 36,000 小时；在自并网之日起未满 20 年，且未超过项目全生命周期合理利用小时数时，按可再生能源发电项目当年实际发电量给予补贴；按照《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5 号，以下简称“5 号文”）规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，所发电量超过全生命周期补贴电量部分，不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易；风电项目自并网之日起满 20 年后，无论项目是否达到全生命周期补贴电量，不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易。

根据国家电网有限公司于 2021 年 3 月 31 日发布的《国家电网有限公司关于公布 2021 年第六批可再生能源发电补贴项目清单的公告》，华扬晟源持有的项目规模为 20 万千瓦的乌兰风电项目已纳入 2021 年第六批可再生能源发电补贴项目清单，上网电价为 0.6000 元/千瓦时（含税）。

财政部负责资金统筹，根据“5 号文”，财政部会提前下达年度补贴预算，并通过转移支付方式将资金拨付至地方财政部门或电网企业，电网企业（本项目为国网青海公司）负责具体拨付资金。

（二）补贴标准及补贴年限

根据国网青海公司于 2020 年 5 月 6 日出具《国网青海省电力公司关于 2018 年 10 月 1 日以后并网可再生能源发电项目上网电价情况的报告》，载明其根据《青海省发展和改革委员会关于转发国家发展改革委关于 2018 年光伏发电项目价格政策的通知》（青发改价格〔2018〕70 号）要求，确认乌兰风电项目应执行上网电价为 0.6 元/千瓦时。根据乌兰风电项目建设时适用的《关于青海省可再生能源发电上网电价补贴基准问题的复函》（发改价格〔2015〕1005 号）和《青海省发展和改革委员会转发国家发展改革委关于降低燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格的通知》（青发改价格〔2016〕7 号），青海省可再生能源发电上网电价补贴基准价为 0.2277 元/千瓦时，故乌兰风电项目适用的补贴基准价为 0.2277 元/千瓦时。可再生能源补贴标准为上网电价与青海省新能源补贴基准价的差额，故乌兰风电项目适用的国补电价为 0.3723 元/千瓦时。

根据《国家发展改革委关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》（发改价格〔2015〕3044 号）及其附件，青海省海西州属于 IV 类资源区，根据《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426 号），乌兰风电项目全生命周期合理利用小时数为 36,000 小时，在自并网之日起未满 20 年，且未超过项目全生命周期合理利用小时数时，按可再生能源发电项目当年实际发电量获取补贴。截至 2026 年 6 月末，乌兰风电项目累计已补贴小时数约 11,229.97 小时，剩余补贴小时数约 24,770.03 小时，预计本项目剩余生命周期内所发电量均可享受国补电价。

表：最近三年及一期上网电量和国补电价

项目	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
上网电量（万千瓦时）	34,591.97	32,167.84	33,889.43	15,171.50

项目	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-6 月
国补电价（含税）（元/千瓦时）	0.3723	0.3723	0.3723	0.3723

（三）补贴金额及其占营业收入比例

报告期内，2023 年-2025 年及 2026 年 1-6 月，乌兰风电项目营业收入分别为 18,635.24 万元、17,359.58 万元、18,332.12 万元及 8,448.95 万元，其中，国补收入（不含税）分别为 11,396.98 万元、10,598.31 万元、11,165.52 万元及 4,998.54 万元，分别占项目对应年度收入的 61.16%、61.05%、60.91%及 59.16%。

（四）补贴资金历史到账情况

截至 2026 年 8 月 31 日，乌兰风电项目历史国补回款情况如下：

表：乌兰风电项目国补历史到账情况

（万元、%）		2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-8 月	合计	
国补所属年份	新增国补（含税）	实收补贴	实收补贴	实收补贴	实收补贴	实收补贴	实收补贴	回款比例
2019 年	594.64	594.64	-	-	-	-	**594.64**	**100**
2020 年	12,566.98	8,583.20	774.36	-	3,209.42	-	**12,566.98**	**100**
2021 年	14,640.04	-	-	-	13,226.75	1,413.29	**14,640.04**	**100**
2022 年	12,696.65	-	7,835.22	4,861.43	-	-	**12,696.65**	**100**
2023 年	12,878.59	-	-	2,489.27	3,543.76	6,845.57	**12,878.59**	**100**
2024 年	11,976.09	-	-	-	-	7,271.69	**7,271.69**	**60.72**

截至 2026 年 8 月 31 日，乌兰风电项目历史年度国补回收周期介于最大值 4.80 年和最小值 1.41 年之间，结合平均回款金额占比，加权计算得出平均回款期为 2.52 年。

（五）补贴的可持续性、稳定性

财政部、发展改革委、国家能源局于 2020 年 10 月 20 日联合印发的《关于

<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426 号）明确了按合理利用小时数核定可再生能源发电项目中央财政补贴资金额度，乌兰风电项目全生命周期合理利用小时数为 36,000 小时。同时规定，风电项目自并网之日起满 20 年后无论项目是否达到全生命周期补贴电量，不再享受中央财政补贴资金。截至 2026 年 6 月末，乌兰风电项目累计已补贴小时数约 11,229.97 小时，剩余补贴小时数约 24,770.03 小时，预计本项目剩余生命周期内所发电量均可享受国补电价。

（六）回款风险缓释措施

本项目拟采用“底层保理+流动性支持”的方案，对账龄满 2 年的国补应收账款进行保理，保理期限不超过 3 年。对于账龄满 5 年仍未回款的国补应收账款，启动流动性支持。

1、保理方案

由于不动产项目的可再生能源补贴发放时间不确定，为降低账期不确定性带来的现金流不稳定风险，项目公司将对可再生能源补贴延迟发放形成的应收账款进行保理安排，通过保理的方式锁定收入回收周期。目前保理方案的具体内容如下：

为降低国补回款波动风险，提高投资者收益稳定性，华扬晟源已于 2026 年 6 月 9 日与中国工商银行股份有限公司上海市卢湾支行（以下简称“工商银行卢湾支行”）签署《保理业务合作协议》，由工商银行卢湾支行对项目公司账龄满 2 年的国补应收账款开展保理业务。

不动产基金每次分配前，在满足不动产基金杠杆率要求的前提下，可将账龄已满 2 年的国补应收账款平价转让予工商银行卢湾支行开展保理业务合作。项目公司收到该部分国补应收账款的回款后，可用于偿还保理融资款，并根据相应的保理融资期限和利率支付保理费用。

保理融资的结息频率与不动产基金的分配频率保持一致，发放融资后，按日计息（日利率=年利率/365），融资到期时，未结利息随融资本金共同结清。

保理业务合作期限与不动产基金持有的不动产项目的经营期限保持一致。单笔保理业务期限以国补应收账款的实际回款时间确定，原则上不超过 3 年。保理合作期限内的保理融资利率以保理款发放前一工作日公布的 1 年期贷款市场报价利率（LPR）减 66BP。

2、流动性支持安排

申能股份已就流动性支持事项出具承诺函，为支持华扬晟源的稳定经营，对不动产 REITs 项下账龄满 5 年的国补应收账款提供流动性支持，并收取资金占用费。流动性支持的有效期与不动产 REITs 的存续期保持一致。

资金占用费按不超过放款当月全国银行间同业拆借中心发布的 LPR-66BP 计收（如实际占用时间为 5 年（不含）以内的，则采用 1 年期 LPR；如实际占用时间为 5 年（含）以上的，则采用 5 年期 LPR），具体以发放时审批为准。项目公司收到对应国补回款后 5 个工作日内，一次性归还本金和支付资金占用费。

通过“底层国补保理+流动性支持”模式，将进一步平滑现金流，切实保护投资者利益。保理融资及流动性支持方案时间节点及具体安排如下表所示：

表：保理融资及流动性支持方案具体安排

时间节点	具体安排
不动产基金发行	项目公司与工商银行卢湾支行签署《保理业务合作协议》，申能股份出具《流动性支持函》
0-2 年	保理不提款，2 年内回款的国补正常分配给不动产基金投资人
满 2 年之日	就满 2 年但尚未回款的国补应收账款部分，可启动银行保理，银行平价购买未收回国补款，向项目公司支付应收账款购买对价
2-5 年	国补回款后向银行还款，项目公司支付期间利息
满 5 年之日	就满 5 年但尚未回款的国补应收账款部分，启动由申能股份提供的流动性支持
5 年后	国补回款后项目公司向申能股份归还流动性支持资金并支付资金占用费

（七）基金杠杆率测算

根据基金管理人提供的测算，不动产基金全生命周期杠杆率情况如下表所示：

表：不动产基金杠杆率情况

单位：万元

时点	基金净资产	保理余额	基金总资产	基金杠杆率[78]
发行时	146,100.00	-	146,100.00	100.00%
2026 年末	131,844.47	5,528.28	137,372.75	104.19%
2027 年末	123,350.89	6,308.52	129,659.41	105.11%
2028 年末	116,292.44	4,963.64	121,256.08	104.27%
2029 年末	108,822.91	5,386.01	114,208.92	104.95%
2030 年末	100,839.07	5,386.01	106,225.08	105.34%
2031 年末	92,864.64	5,386.01	98,250.65	105.80%
2032 年末	84,877.51	5,386.01	90,263.52	106.35%
2033 年末	76,918.16	5,386.01	82,304.17	107.00%
2034 年末	68,944.81	5,386.01	74,330.82	107.81%
2035 年末	60,956.75	5,386.01	66,342.76	108.84%
2036 年末	52,996.55	5,386.01	58,382.56	110.16%
2037 年末	45,022.95	5,386.01	50,408.96	111.96%
2038 年末	37,033.93	5,386.01	42,419.94	114.54%
2039 年末	30,444.67	5,386.01	35,830.68	117.69%

[78] 基金杠杆率=基金总资产/基金净资产。

经测算，在基金运营期限内，预计基金杠杆率最高为117.69%，满足《基金指引》对于项目公司对外借入款项或者基金总资产不得超过基金净资产140%的相关要求。

五、重要现金流提供方情况

不动产项目收入来源主要为售电收入，售电收入主要包含市场化交易收入和可再生能源补贴收入两部分，根据项目公司签署的相关购售电合同，不动产项目市场化交易收入由当地电网公司负责支付至项目公司的账户，华扬晟源的电费结算对手方主要为国网青海公司。可再生能源补贴收入由可再生能源发展基金承担，可再生能源补贴部分来自中央政府性基金中的“其他政府性基金支出”。因此，售电收入现金流来源穿透后主要为使用者付费，项目收益持续稳定且现金流来源合理分散。

除售电收入外，不动产项目的其他业务收入（汇集站收入）现金流来源于乌兰吉电，报告期其他业务收入占营业收入的比重分别为0.43%、0.46%、2.57%及0.47%，占比较小，不构成重要现金流提供方。

综上，本项目电费收入来源合理分散、收益持续稳定，不存在重要现金流提供方，现金流提供方集中度风险较低。

第五章 对业务参与人的尽职调查

一、对原始权益人的尽职调查

（一）基本情况

表：青海新能源基本情况表

项目	内容
公司名称	申能新能源（青海）有限公司
注册地址	青海省西宁市城西区海晏路79号11号楼1081号
法定代表人	周承斌
注册资本	220,000万元
统一社会信用代码	91630000MA758G6E42
成立日期	2018年1月8日
经营范围	新能源与可再生能源发电项目的开发、建设运营，与电力、能源相关的环保产业项目的经营管理，新能源科技领域内技术开发、技术转让、技术咨询、技术服务，项目工程管理，新能源设备销售、安装，合同能源管理。（以上经营范围依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）

（二）设立情况及存续情况

2018 年 1 月 8 日，申能新能源（青海）有限公司登记备案设立，注册资本为 100,000,000 元人民币，企业类型为有限责任公司（非自然人投资或控股的法人独资），股东为申能股份有限公司。

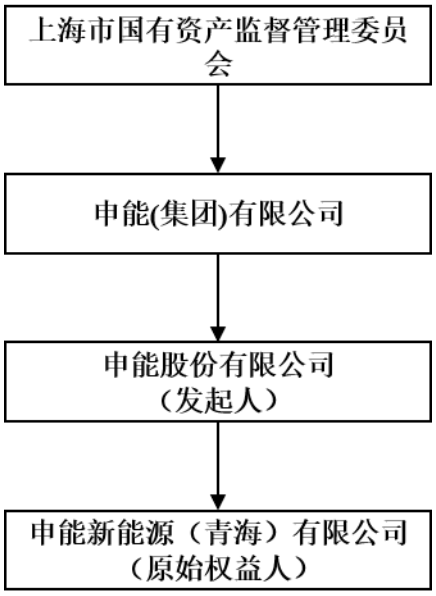
2018 年 6 月 22 日，股东申能股份对青海新能源增资，青海新能源的注册资本由 100,000,000 元人民币变更为 800,000,000 元人民币。

2020 年 3 月 24 日，股东申能股份对青海新能源增资，青海新能源的注册资本由 800,000,000 元人民币变更为 1,600,000,000 元人民币。

2020 年 12 月 23 日，股东申能股份对青海新能源增资，青海新能源的注册资本由 1,600,000,000 元人民币变更为 2,200,000,000 元人民币。

（三）股权结构、控股股东和实际控制人情况及其历史变动情况

截至 2026 年 6 月 30 日，申能股份持有青海新能源 100%的股权，为青海新能源的控股股东，申能集团持有申能股份 53.67%的股权，上海市国资委持有申能集团 100.00%股权，为青海新能源的最终实际控制人。股权结构图如下：



图：青海新能源股权结构图

（四）主要原始权益人及其股东涉及外资的情况

截至 2026 年 6 月 30 日，原始权益人不涉及外资，其股东申能股份为 A 股上市公司，涉及外资，申能股份前十大股东持股情况如下表所示：

表：申能股份前十大股东持股情况

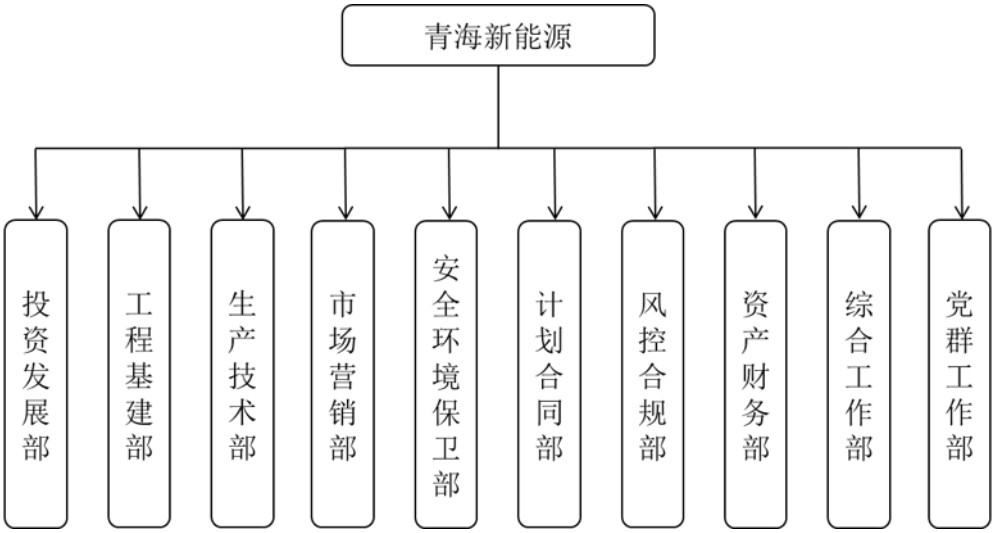
股东名称	持股总数（股）	持股比例（%）
申能（集团）有限公司	2,626,545,766	53.67
中国长江电力股份有限公司	459,222,635	9.38
长电投资管理有限责任公司	107,976,235	2.21
中国农业银行股份有限公司－南方标普中国 A 股大盘红利低波 50 交易型开放式指数证券投资基金	75,341,976	1.54
中国人寿保险股份有限公司－传统－普通保险产品－005L－CT001 沪	67,541,856	1.38
香港中央结算有限公司	59,604,862	1.22
广东电力发展股份有限公司	55,532,250	1.13
利安人寿保险股份有限公司－利安禧年金保险（分红型）	39,944,082	0.82

股东名称	持股总数（股）	持股比例（%）
国泰海通证券股份有限公司	33,776,608	0.69
中国人寿保险（集团）公司－传统－普通保险产品－港股通（创新策略）	30,723,685	0.63
合计	**3,556,209,955**	**72.67**

（五）组织架构、治理结构和内部控制情况

1、原始权益人组织架构

截至 2026 年 6 月 30 日，原始权益人的组织架构图如下：



图：青海新能源组织结构图

截至 2026 年 6 月 30 日，原始权益人设立投资发展部、工程基建部、生产技术部、市场营销部、安全环境保卫部、计划合同部、风控合规部、资产财务部、综合工作部、党群工作部十个职能部门，各部门分工明确，组织机构运行情况良好。

（1）投资发展部：主要负责项目开发、技术管理、政策研究、企业规划、合同管理和招标管理、第三方尽调、综合事务、安全管理等工作。

（2）工程基建部：主要负责项目开发、工程管理、技术管理、合同管理和招标管理、综合事务、安全管理等工作。

（3）生产技术部：主要负责生产规划、生产计划、生产运行管理、生产技改及科技创新项目管理、生产技术管理、生产分析、对标管理、生产准备工作管理、备品备件管理、综合事务、安全管理等工作。

（4）市场营销部：主要负责营销计划管理、电量结算管理、电力交易管理、综合事务、安全管理等工作。

（5）安全环境保卫部：主要负责安全目标管理、安全检查、“安全生产月”等活动、专项整治工作、安全事故管理、应急管理、职业健康管理、基建、科技、技改项目安全管理、日常安全管理、环境保护管理、内保体系建设、标准化建设、风险隐患管理、门卫出入管理、治安事件管理、消防管理、技防设施管理、综合事务等工作。

（6）计划合同部：主要负责计划管理、合同管理、合同结算管理、采购管理、物资管理、供应商管理、综合事务、安全管理等工作。

（7）风控合规部：主要负责内控管理、风控管理、法务管理、综合事务、安全管理等工作。

（8）资产财务部：主要负责资金管理、会计核算、财务管理、税务管理、预算管理、资产管理、保险事务、财务信息系统管理、综合业务、安全管理等工作。

（9）综合工作部：主要负责企业管理、行政管理、信息化管理、档案管理、信访工作管理、安全保密工作、综合业务、安全管理等工作。

（10）党群工作部：主要负责组织工作、纪检工作、宣传工作、群团工作、薪酬福利管理、绩效考核管理、招聘与配置、培训与开发、出国（境）管理、信访工作管理、安全保密工作、综合业务、安全管理等工作。

2、原始权益人治理结构

经核查，原始权益人的股东、董事、总经理及监事等治理安排如下：

表：原始权益人治理安排表

治理结构	职权
股东	公司不设股东会，股东依法对公司行使以下职权： （1）决定公司的投资计划； （2）决定公司投资项目及投资方案； （3）委派和更换董事，对其履职情况进行评价，决定其报酬事项； （4）审议批准公司年度财务预决算方案及调整； （5）审批批准融资担保和资金出借事项； （6）审议批准对外捐赠或者赞助；

治理结构	职权
	（7）审议批准公司的利润分配方案和弥补亏损方案； （8）审议批准公司业绩考核和重大收入分配事项； （9）对公司增加或减少注册资本作出决议； （10）决定公司合并、分立、解散、清算、申请破产或者变更公司形式； （11）制定或批准公司章程和章程修改方案； （12）决定资产交易事项； （13）决定重大财务事项和重大会计政策、会计估计变更方案； （14）决定公司关联交易事项； （15）决定聘用或者解聘承办公司审计业务的会计师事务所； （16）对公司年度财务决算和重大事项进行抽查检查； （17）法律、行政法规规定的其他职权。
董事	公司不设董事会，设一名董事。董事每届任期一般为 3 年，任期届满经委派可以连任。 董事对股东负责，行使下列职权： （1）执行股东的决议，向股东报告工作； （2）制定及评估公司中长期规划及三年规划，确定重点投资领域和方向的重大事项； （3）制订公司的年度财务预决算方案及调整； （4）制订公司年度投资计划，决定公司年度经营计划；按规定权限决定投资项目及投资方案； （5）制订公司的利润分配方案和弥补亏损方案； （6）制定资产交易事项方案； （7）制订公司章程和提出公司章程修改方案； （8）制定公司基本管理制度以及董事认为必要的其他规章制度； （9）决定对所投资企业重大事项的管理原则和方案； （10）制订公司增加或者减少注册资本的方案； （11）制订公司合并、分立、变更公司形式、解散、清算、申请破产的方案； （12）决定公司内部管理机构的设置与调整； （13）制订子企业的设立、合并、分立、改制、解散、变更公司形式、申请破产或者清算； （14）制定聘任或者解聘公司总经理、副总经理和其他高级管理人员及其报酬事项方案； （15）制订公司的重大收入分配方案； （16）制订对外捐赠或者赞助； （17）制订公司融资担保及资金出借事项及方案； （18）制订重大会计政策和会计估计变更方案； （19）制订关联交易事项方案； （20）建立健全内部监督管理和风险控制制度，加强内部合规管理； （21）制定董事年度工作报告； （22）听取总经理工作报告，检查总经理和其他高级管理人员对董事决议的执行情况； （23）决定公司安全生产、生态环保、维护稳定、社会责任方面的重大事项； （24）指导重大诉讼、仲裁等法律事务处理事项； （25）法律、行政法规规定的其他职权。
总经理	公司根据股东的推荐设总经理 1 名，由董事决定聘任或解聘。经股东同意，总经理可由董事兼任。总经理聘任期每届 3 年，获连续受聘可以连任。 总经理对董事负责，按照其职责要求定期向董事报告其工作情况。行使以

治理结构	职权
	下职权： （1）主持公司的经营管理工作，组织实施股东和董事的决定； （2）拟订公司的发展战略和规划、经营计划，并组织实施； （3）拟订公司年度投资计划和投资方案，并组织实施； （4）根据公司年度投资计划和投资方案，按规定权限决定投资项目，批准经常性项目费用和长期投资阶段性费用的支出； （5）拟订公司融资方案； （6）拟订公司的担保方案； （7）拟订公司的资产处置方案、对外捐赠或者赞助方案； （8）拟订公司年度财务预算方案、决算方案、利润分配方案和弥补亏损方案； （9）拟订公司增加或减少注册资本的方案； （10）拟订公司内部管理机构设置方案，以及分公司、子公司的设立或者撤销方案； （11）拟订公司的基本管理制度，制定公司的具体规章； （12）拟订公司的改革、重组方案； （13）按照有关规定，提请董事聘任或者解聘公司有关高级管理人员； （14）按照有关规定，聘任或者解聘除应当由董事决定聘任或者解聘以外的人员； （15）拟订公司职工收入分配方案，按照有关规定，对子公司职工收入分配方案提出意见； （16）拟订内部监督管理和风险控制制度，拟订公司建立风险管理体系、内部控制体系、违规经营投资责任追究工作体系和合规管理体系的方案，经董事批准后组织实施； （17）建立总经理办公会制度，召集和主持总经理办公会； （18）协调、检查和督促各部门、分公司、子公司的生产经营管理和改革发展工作； （19）提出公司行使所出资企业股东权利所涉及重大事项的建议； （20）法律、行政法规或者董事授权行使的其他职权。
监事	公司不设监事会或监事。

3、原始权益人内部控制制度

（1）会计核算

原始权益人严格遵照国家统一的企业会计准则和相关法律法规，建立了规范的会计工作秩序，通过规范统一会计处理流程及方法，加强原始权益人会计管理，提高会计工作的质量和水平。与此同时，原始权益人通过不断加强和完善财务信息系统，实现财务核算工作全面信息化，有效保证了会计信息及资料的真实、完整。

（2）财务管理

原始权益人及各子公司执行统一的会计政策，原始权益人制定了包括《筹资管理制度》《会计基础工作管理制度》《内部控制管理制度》《现金管理办

法》《银行存款管理办法》《票据管理办法》《财产保险管理办法》《资金清查管理办法》《发票管理办法》《资金、费用管理办法》《固定资产管理办法》《全面预算管理办法》等一系列财务核算管理制度，指导原始权益人各部门及子公司的财务核算工作。

（3）风险控制

原始权益人适用于其控股股东申能股份制订的内控管理制度、生产管理制度和安全管理制度等，形成了较规范的管理体系，能够预防、及时发现和纠正经营活动中可能出现的问题，能够适应经营管理和业务发展的要求。

总体来看，公司制定了较为健全的内部管理机制，财务内控制度规范，有利于保证公司内各部门、各子公司的高质量运转。

（六）原始权益人对不动产项目享有所有权或者经营权利的情况

经财务顾问适当核查，截至尽调基准日，原始权益人享有对项目公司的完全所有权，并进而通过项目公司享有本项目的完全所有权及经营权利。

（七）原始权益人近三年审计报告及一期财务报告

1、财务数据情况

原始权益人 2023 年度、2024 年度、2025 年度和 2026 年 1-6 月的财务报告根据《企业会计准则》的规定编制，且 2023 年度财务报告已经上会会计师事务所（特殊普通合伙）审计，2024-2025 年度财务报告已经大华会计师事务所（特殊普通合伙）审计，并分别出具了上会师报字（2024）6996 号、大华审字[2025]0211013941 号及大华审字[2026]0211011408 号标准无保留意见的审计报告，2026 年 1-6 月的财务报告未经审计。

（1）资产负债表

表：青海新能源近三年及一期合并资产负债表

单位：万元

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
流动资产：				
货币资金	22,733.83	40,163.20	24,281.58	27,163.64
应收票据	-	-	1,704.77	1,263.11
应收账款	210,346.21	201,102.55	212,494.08	182,686.03
预付款项	741.13	739.19	1,255.94	1,341.23
其他应收款	112,813.44	126,766.59	118,093.09	92,821.11
存货	67.05	67.05	67.05	-
其他流动资产	11,843.15	15,649.98	23,458.27	32,819.45
流动资产合计	**358,544.81**	**384,488.56**	**381,354.78**	**338,094.57**
非流动资产：				
其他非流动金融资产	1,046.29	1,046.29	1,046.29	1,046.29
固定资产	505,751.73	519,141.65	550,669.90	518,490.32
在建工程	-	0.28	145.61	-
使用权资产	96,560.55	99,575.63	105,605.81	175,991.85
无形资产	10,173.59	10,540.14	11,251.20	11,876.99
递延所得税资产	1,010.49	975.02	159.26	681.23
非流动资产合计	**614,542.65**	**631,279.02**	**668,878.05**	**708,086.68**
资产总计	**973,087.46**	**1,015,767.58**	**1,050,232.84**	**1,046,181.26**
流动负债：				
应付账款	34,506.94	37,840.71	38,765.04	40,102.26
应付职工薪酬	102.10	360.75	172.20	339.47
应交税费	866.15	727.13	685.70	632.15
其他应付款	33,101.02	26,001.02	28,361.80	27,563.08
一年内到期的非流动负债	13,482.30	106,542.03	137,646.88	53,017.99
其他流动负债	14,653.73	14,797.54	15,085.15	25,049.63
流动负债合计	**96,712.24**	**186,269.18**	**220,716.77**	**146,704.59**
非流动负债：				
长期借款	390,347.36	330,347.36	349,117.16	359,668.18
租赁负债	114,643.08	114,757.64	117,311.86	193,997.14
长期应付款	7,789.15	7,790.00	7,830.00	15,150.00
递延所得税负债	-	-	-	514.93
非流动负债合计	**512,779.58**	**452,895.00**	**474,259.02**	**569,330.25**
负债合计	**609,491.82**	**639,164.18**	**694,975.79**	**716,034.84**
所有者权益：				
实收资本	220,000.00	220,000.00	220,000.00	220,000.00
资本公积金	382.39	382.39	365.68	313.36
专项储备	133.17	66.71	668.78	-
盈余公积	5,719.41	5,719.41	5,293.42	4,203.88
未分配利润	137,360.68	150,434.89	128,929.17	105,629.17
归属于母公司所有者权益合计	363,595.64	**376,603.40**	**355,257.05**	**330,146.41**

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
少数股东权益	-	-	-	-
所有者权益合计	**363,595.64**	**376,603.40**	**355,257.05**	**330,146.41**
负债和所有者权益总计	**973,087.46**	**1,015,767.58**	**1,050,232.84**	**1,046,181.26**

（2）利润表

表：青海新能源近三年及一期合并利润表

单位：万元

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
营业总收入	**45,252.55**	**96,934.00**	**101,293.06**	**107,657.34**
营业收入	45,252.55	96,934.00	101,293.06	107,657.34
营业总成本	**33,357.22**	**70,212.56**	**75,054.56**	**75,487.50**
营业成本	24,481.20	50,373.88	50,595.57	49,801.26
税金及附加	394.80	773.91	795.26	753.56
销售费用	-	-	-	-
管理费用	507.17	1,735.47	1,192.82	1,704.66
研发费用	-	-	-	-
财务费用	7,974.05	17,329.29	22,470.91	23,228.01
加：其他收益	30.94	246.04	324.03	355.76
投资收益	-	-	-	0.00
公允价值变动损益	-	-	-	-
资产减值损失	-	-	-	-
信用减值损失	-141.90	-2,754.00	-	-
资产处置收益	-	-	-	-
营业利润	**11,784.38**	**24,213.48**	**26,562.53**	**32,525.60**
加：营业外收入	-	519.81	5.00	-
减：营业外支出	97.59	102.17	18.43	16.23
利润总额	**11,686.79**	**24,631.13**	**26,549.10**	**32,509.38**
减：所得税	1,761.00	2,699.43	2,159.56	2,768.17
净利润	**9,925.79**	**21,931.70**	**24,389.54**	**29,741.21**
持续经营净利润	9,925.79	21,931.70	24,389.54	29,741.21
终止经营净利润	-	-	-	-
减：少数股东损益	-	-	-	118.71
归属于母公司所有者的净利润	**9,925.79**	21,931.70	24,389.54	29,622.50
加：其他综合收益	-	-	-	-
综合收益总额	**9,925.79**	**21,931.70**	**24,389.54**	**29,741.21**
减：归属于少数股东的综合收益总额	-	-	-	118.71
归属于母公司普通股东综合收益总额	**9,925.79**	21,931.70	24,389.54	29,622.50

（3）现金流量表

表：青海新能源近三年及一期合并现金流量表

单位：万元

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
经营活动产生的现金流量：				
销售商品、提供劳务收到的现金	41,740.07	120,390.27	84,201.61	91,899.50
收到的税费返还	7.61	257.32	1,724.02	8,704.52
收到其他与经营活动有关的现金	61.29	335.93	1,897.49	1,913.37
经营活动现金流入小计	**41,808.97**	**120,983.52**	**87,823.12**	**102,517.39**
购买商品、接受劳务支付的现金	5,174.50	9,694.49	10,861.85	6,683.11
支付给职工以及为职工支付的现金	675.09	1,003.89	1,134.92	865.14
支付的各项税费	3,446.10	8,886.08	7,223.22	6,893.22
支付其他与经营活动有关的现金	120.05	300.47	235.73	1,050.10
经营活动现金流出小计	**9,415.74**	**19,884.92**	**19,455.72**	**15,491.57**
经营活动产生的现金流量净额	**32,393.23**	**101,098.60**	**68,367.40**	**87,025.81**
投资活动产生的现金流量：				
收回投资收到的现金	-	-	-	-
取得投资收益收到的现金	-	-	-	3,772.23
处置固定资产、无形资产和其他长期资产收回的现金净额	-	-	-	-
处置子公司及其他营业单位收到的现金净额	-	-	-	16,527.30
收到其他与投资活动有关的现金	62,100.00	23,612.09	19,045.00	3,057.00
投资活动现金流入小计	**62,100.00**	**23,612.09**	**19,045.00**	**23,356.53**
购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金	6,823.23	3,917.68	2,718.07	34,634.01
投资支付的现金	-	-	-	-
取得子公司及其他营业单位支付的现金净额	-	-	-	16,552.28
支付其他与投资活动有关的现金	48,000.00	31,300.00	44,260.00	92,500.00
投资活动现金流出小计	**54,823.23**	**35,217.68**	**46,978.07**	**143,686.29**
投资活动产生的现金流量净额	**7,276.77**	**-11,605.59**	**-27,933.07**	**-120,329.76**
筹资活动产生的现金流量：				
吸收投资收到的现金	-	-	-	-

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
其中：子公司吸收少数股东投资收到的现金	-	-	-	-
取得借款收到的现金	60,000.00	100,385.00	158,574.98	13,416.00
收到其他与筹资活动有关的现金	7,600.00	63,100.00	14,630.00	100,210.00
筹资活动现金流入小计	**67,600.00**	**163,485.00**	**173,204.98**	**113,626.00**
偿还债务支付的现金	91,648.62	150,226.18	84,540.62	20,780.00
分配股利、利润或偿付利息支付的现金	29,162.62	13,082.51	16,811.08	15,693.08
其中：子公司支付给少数股东的股利、利润	-	-	-	-
支付其他与筹资活动有关的现金	3,888.14	73,777.92	114,702.12	91,078.84
筹资活动现金流出小计	**124,699.37**	**237,086.61**	**216,053.81**	**127,551.92**
筹资活动产生的现金流量净额	**-57,099.37**	**-73,601.61**	**-42,848.83**	**-13,925.92**
现金及现金等价物净增加额	**-17,429.37**	**15,891.39**	**-2,414.50**	**-47,229.87**
期初现金及现金等价物余额	40,130.18	24,238.79	26,653.30	73,883.16
期末现金及现金等价物余额	**22,700.81**	**40,130.18**	**24,238.79**	**26,653.30**

2、财务分析

（1）主要财务数据指标

表：青海新能源主要财务数据指标

项目	2026 年 6 月末 /2026 年 1-6 月	2025 年末 /2025 年度	2024 年末 /2024 年度	2023 年末 /2023 年度
总资产（亿元）	97.31	101.58	105.02	104.62
资产负债率（%）	62.63	62.92	66.17	68.44
营业收入（亿元）	4.53	9.69	10.13	10.77
营业毛利率（%）	45.90	48.03	50.05	53.74
净利润（亿元）	0.99	2.19	2.44	2.97
经营活动产生的现金流量净额（亿元）	3.24	10.11	6.84	8.70
EBITDA（亿元）	4.03	8.34	9.10	9.66

原始权益人报告期内营业收入、净利润及 EBITDA 存在小幅下降情况，上述波动系同期其持有项目所处的青海、新疆等区域风光资源波动、新能源行业投资收益率系统性回落等因素叠加所致，具体分析如下：

（1）风光资源波动是收入下降的主导因素

原始权益人售电收入占营业收入比重为100%，其项目集中布局于青海、新疆等新能源装机高增长区域。报告期内，区域风光自然资源年际波动，导致发电量与营业收入承压。上述风光自然资源波动对本项目的影响，已在项目评估测算中同步考虑。

（2）受成本刚性影响，收入波动对利润影响放大

原始权益人的营业成本以刚性较大的折旧摊销为主，导致报告期内利润的波幅大于收入的波幅。

（3）行业投资收益率系统性回落

因行业周期特性，新能源项目投资收益率近年存在递减趋势，行业趋势在已上市同类风电REITs项目的存续期业绩中也有所体现，原始权益人近年的业绩表现与行业趋势存在一致性，属系统性因素而非公司个体因素。

（2）资产结构分析

最近三年及一期，原始权益人资产总额分别为1,046,181.26万元、1,050,232.84万元、1,015,767.58万元及973,087.46万元，总资产规模呈波动下降趋势，主要原因是在企业资产结构无变动的情况下青海新能源资金上划至上海新能源、项目公司收到应收账款国补回款、清理其他应收款，以及固定资产折旧无形资产摊销等。从资产结构来看，原始权益人的流动资产占比较少，最近三年及一期，原始权益人流动资产分别为338,094.57万元、381,354.78万元、384,488.56万元及358,544.81万元，占总资产比重分别为32.32%、36.31%、37.86%及36.85%，主要包括应收账款、其他应收款、货币资金等科目。最近三年及一期，原始权益人非流动资产分别为708,086.68万元、668,878.05万元、631,279.02万元和614,542.65万元，占资产总额的比例分别为67.68%、63.69%、62.14%和63.15%，占总资产比重较高，主要原因系新能源行业机器设备及土地成本投入较大造成。

（3）负债结构分析

最近三年及一期末，原始权益人负债总额分别为716,034.84万元、694,975.79万元、639,164.18万元及609,491.82万元，负债总额整体呈下降趋势，主要原因系在按期偿还金融类负债的同时也会提前偿还借款本金，以及积极与融资机构沟

通下调融资利率等；按期结算往期经营性欠款；开展内部往来款项清理工作。最近三年及一期末，原始权益人流动负债总额分别为 146,704.59 万元、220,716.77 万元、186,269.18 万元和 96,712.24 万元，在负债总额中的占比分别为 20.49%、31.76%、29.14%和 15.87%；非流动负债总额分别为 569,330.25 万元、474,259.02 万元、452,895.00 万元和 512,779.58 万元，在负债总额中的占比分别为 79.51%、68.24%、70.86%和 84.13%。

公司流动负债主要由应付账款、其他应付款、一年内到期的非流动负债构成，最近三年及一期上述三项合计占流动负债的比例分别为应付账款 27.34%、17.56%、20.32%及 35.68%，其他应付款 18.79%、12.85%、13.96%及 34.23%，一年内到期的非流动负债 36.14%、62.36%、57.20%及 13.94%，为流动负债的主要组成部分。原始权益人非流动负债的主要构成为长期借款和租赁负债，长期借款占非流动负债比例为 63.17%、73.61%、72.94%及 76.12%，租赁负债占非流动负债比例为 34.07%、24.74%、25.34%及 22.36%。

（4）现金流分析

经营活动现金流方面，最近三年及一期，原始权益人经营活动产生的现金流量净额分别为 87,025.81 万元、68,367.40 万元、101,098.60 万元和 32,393.23 万元。2023 年度经营活动现金流净额较高，2024 年度有所下降，2025 年度回升至 10 亿元以上，系当年项目公司收到国补回款 6.7 亿元，2026 年 1-6 月因季节性因素净流入较少。

投资活动现金流方面，原始权益人投资活动产生的现金流量净额最近三年各期均为负值，2026 年 1-6 月转为净流入。最近三年及一期，原始权益人投资活动产生的现金流量净额分别为-120,329.76 万元、-27,933.07 万元、-11,605.59 万元及 7,276.77 万元，主要系购建固定资产、无形资产等支付的现金逐步减少，在建项目转固，同时收到其他与投资活动有关的现金波动影响。

筹资活动现金流方面，最近三年及一期，原始权益人筹资活动产生的现金流量净额分别为-13,925.92 万元、-42,848.83 万元、-73,601.61 万元及-57,099.37 万元，近三年净流出呈扩大趋势，主要系项目公司提前偿还债务、分配股利及支付其他筹资活动现金流出较大，同时取得借款收到的现金波动所致。

（5）盈利能力分析

表：原始权益人近三年及一期盈利指标

单位：万元

盈利能力指标	2026年1-6月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
营业收入	45,252.55	96,934.00	101,293.06	107,657.34
净利润	9,925.79	21,931.70	24,389.54	29,741.21
总资产收益率	2.00%	2.12%	2.33%	2.87%
净资产收益率	5.36%	5.99%	7.12%	9.40%
毛利率	45.90%	48.03%	50.05%	53.74%
净利润率	21.93%	22.63%	24.08%	27.63%

注：（1）总资产收益率=净利润÷（（期初资产总额+期末资产总额）/2）×100%，其中 2026 年 1-6 月的总资产收益率=（2026 年 1-6 月净利润*2）÷（（期初资产总额+期末资产总额）/2）×100%。

（2）净资产收益率=净利润÷（（期初净资产+期末净资产）/2）×100%，其中 2026 年 1-6 月的净资产收益率=（2026 年 1-6 月净利润*2）÷（（期初净资产+期末净资产）/2）×100%。

（3）毛利率=（营业收入－营业成本）/营业收入×100%

（4）净利润率=（净利润/营业收入）×100%。

原始权益人报告期内营业收入、净利润及 EBITDA 存在小幅下降情况，上述波动系同期其持有项目所处的青海、新疆等区域风光资源波动、新能源行业投资收益率系统性回落等因素叠加所致。

（6）偿债能力分析

表：原始权益人近三年及一期偿债能力指标

偿债能力指标	2026年6月30日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
流动比率	3.71	2.06	1.73	2.30
速动比率	3.71	2.06	1.73	2.30
资产负债率	62.63%	62.92%	66.17%	68.44%

从短期偿债指标来看，最近三年及一期末，原始权益人的流动比率分别为 2.30、1.73、2.06 和 3.71，速动比率与之相近（因存货金额极小），公司流动比率和速动比率均大于 1，短期偿债能力较强，主要系公司流动资产中应收账款和其他应收款占比较高。

最近三年及一期，公司资产负债率分别为 68.44%、66.17%、62.92%和 62.63%，整体呈逐年下降趋势，主要是由行业特性所决定。

（八）原始权益人转让项目的合法合规性

1、不动产项目的转让限制

（1）关于划拨土地使用权的限制规定及解除情况

根据《中华人民共和国城镇国有土地使用权出让和转让暂行条例》第四十五条，划拨土地使用权在满足如下条件且经过市县人民政府土地管理部门和房产管理部门批准后，方可转让：1）土地使用者为公司、企业、其他经济组织和个人；2）领有国有土地使用证；3）具有地上建筑物、其他附着物合法的产权证明；4）签订土地使用权出让合同，向当地市、县人民政府补缴土地使用权出让金或者以转让、出租、抵押所获收益抵交土地使用权出让金。

《国务院办公厅关于完善建设用地使用权转让、出租、抵押二级市场的指导意见》（国办发〔2019〕34 号）第二条第（六）项的规定，划拨建设用地使用权和地上建筑物、其他附着物所有权的转让，需经市、县人民政府土地管理部门和房产管理部门依法批准，土地用途符合《划拨用地目录》的，可不补缴土地出让价款，按转移登记办理。根据《中华人民共和国城市房地产管理法》第二十三条，有批准权的人民政府系指批准土地使用权划拨的县级以上人民政府[79]。

本次不动产基金发行通过将持有不动产资产的项目公司 100%股权转让予不动产基金下设资产支持证券专项计划的方式进行，不涉及划拨土地使用权的转让登记，且根据原始权益人和基金管理人出具的承诺函，不动产项目估值中不含不动产资产使用土地的土地使用权市场价值，不动产基金存续期间不转移不动产资产涉及土地的使用权（政府相关部门另有要求的除外），不动产基金清算时或经营收益权到期时将按照相关协议约定以及法律法规规定处理相关土地使用权。鉴此，乌兰风电项目无需办理土地使用权变更登记相关的批准手续，不动产项目转让不涉及违反土地管理的相关法律法规或协议约定。

（2）国有资产转让的规定和限制

上海市国资委已于 2026 年 9 月 10 日出具《市国资委关于乌兰风电项目开展基础设施公募 REIT 发行有关事项的批复》（沪国资委产权〔2026〕188 号），原则同意申能股份有限公司以乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目

[79] 《中华人民共和国城市房地产管理法》第二十三条："土地使用权划拨，是指县级以上人民政府依法批准，在土地使用者缴纳补偿、安置等费用后将该幅土地交付其使用，或者将土地使用权无偿交付给土地使用者使用的行为"。

开展基础设施公募 REIT 发行的方案，所涉及的产权转让事项可通过非公开协议转让方式实施。

就项目公司股权涉及的国有产权非公开协议转让事项，已取得同级国有资产监督管理机构上海市国有资产监督管理委员会批准。

2、不动产项目转让行为的内部批准与授权

（1）原始权益人内部决议情况

青海新能源唯一股东申能股份已于 2026 年 6 月 26 日作出《申能新能源（青海）有限公司股东决定》，决定：（1）同意青海新能源作为原始权益人，以青海新能源全资子公司华扬晟源持有的华扬晟源 20 万千瓦风电项目作为底层不动产资产，申请发行不动产基金，并据此办理基金申报、注册、发行、募集、设立等阶段的相关事宜；（2）同意青海新能源将项目公司 100%股权转让予不动产基金及其下设不动产资产支持证券等特殊目的载体，签署并履行股权转让协议，办理股权转让相关的变更登记手续。

（2）项目公司内部决议情况

华扬晟源的唯一股东青海新能源已于 2026 年 6 月 26 日作出《乌兰县华扬晟源新能源有限公司股东决定》，决定：（1）同意华扬晟源以持有的华扬晟源 20 万千瓦风电项目作为底层不动产资产，参与不动产基金，签署并履行华扬晟源作为项目公司的相关文件；（2）同意华扬晟源为实施不动产基金之目的，将 100%股权转让予不动产基金及其下设不动产资产支持证券等特殊目的载体，并据此签署并履行股权转让协议；办理股权转让变更登记、公司章程修订及工商备案手续。

（九）原始权益人公司资信情况

1、主体信用评级

截至 2026 年 6 月 30 日，原始权益人无外部主体信用评级。

2、银行授信情况

截至 2026 年 6 月 30 日，原始权益人及其下属子公司获得主要贷款银行授信额度合计 66.63 亿元，其中尚未使用额度为 1.47 亿元。

3、资本市场公开融资情况

截至 2026 年 6 月 30 日，原始权益人无存量资本市场公开融资产品。

4、历史信用表现

截至 2026 年 6 月 30 日，原始权益人不存在债务违约记录。

5、最近三年重大违法违规行为

截至 2026 年 9 月 28 日，通过应急管理部网站、生态环境部网站、国家市场监督管理总局网站、国家发展和改革委员会网站、财政部网站、国家税务总局网站、国家企业信用信息公示系统、信用中国网、证券期货市场失信记录查询平台、中国裁判文书网、中国执行信息公开网-失信被执行人查询系统及中国执行信息公开网-被执行人信息查询系统等公开信息渠道进行检索，原始权益人最近三年在投资建设、生产运营、金融监管、工商、税务等方面不存在重大违法违规记录，不存在因严重违法失信行为被有权部门认定为失信被执行人、失信生产经营单位或者其他失信单位，或被暂停或者限制进行融资的情形。

（十）回收资金使用计划

本项目净回收资金预计约 7.02 亿元。募集资金将按照监管要求使用，以资本金注入方式投入新项目建设，具体用途为临港 2#海上光伏项目和瓮安县平定 200MW 风电项目以及补充流动资金，补充流动资金不超过净回收资金总额的 15%，拟投资项目情况详见下表：

表：募集资金拟投资项目

类别	募集资金投资项目情况	
项目名称	临港 2#海上光伏项目	瓮安县平定 200MW 风电项目
项目地点	上海市浦东新区	贵州省黔南布依族苗族自治州瓮安县
项目总投资（亿元）	45.00	10.00
项目资本金总额（亿元）	9.00	2.00
申能股份剩余项目资本金缺口（2026 年 6 月末、亿元）	5.94	1.80
建设内容和规模	建设规模为直流侧 85 万千瓦/交流侧 65 万千瓦，厂址水深约 5~8	建设规模 200MW 的风力发电项目

类别	募集资金投资项目情况	
	米，离岸距离约 10 公里	
前期工作进展	已于 2025 年 9 月取得上海市发展和改革委员会出具的竞争配置结果通知（沪发改能源〔2025〕174 号）	已于 2024 年 12 月取得项目建设规模指标，列入贵州省 2024 年度风电光伏发电建设规模项目计划（第三批），项目电力接入系统设计报告已取得电网公司审查意见
拟使用募集资金规模（亿元）	5.94	0.03
募集资金投入项目的具体方式	项目资本金或其他	项目资本金或其他

原始权益人及其股东发起人在《关于回收资金使用的承诺函》中已承诺“回收资金拟投资或收购的固定资产投资项目情况真实；符合国家产业政策和本公司主营业务；本公司承诺建立并落实相关回收资金管理制度，实行严格闭环管理，使用过程中将严格遵守房地产调控政策要求，不将回收资金变相用于商品住宅开发项目；回收资金将严格按照进度要求使用，即基金购入不动产项目完成之日起 2 年内，净回收资金使用率不低于 75%，3 年内全部使用完毕。”

原始权益人已制定《申能新能源（青海）有限公司不动产投资信托基金回收资金管理办法》（以下简称《回收资金管理办法》），要求回收资金的使用本着规范、透明的原则，按照适用法规要求使用回收资金；回收资金使用主体应当确保回收资金使用的真实性，并采取有效措施避免资金用于购置商品住宅用地。

同时，《回收资金管理办法》明确回收资金投资项目通过下属公司实施的，该下属公司应遵守《回收资金管理办法》，回收资金投资项目通过公司的其他关联方实施的，该关联方应向公司书面承诺遵守《回收资金管理办法》。

（十一）业务参与机构之间及其与原始权益人之间的关联情况

经财务顾问适当核查，除基金管理人、计划管理人及原始权益人之间存在关联关系外，其余为不动产基金提供专业服务的评估机构、审计机构、法律顾问、财务顾问等专业机构之间不存在关联关系或者潜在利益冲突，该等机构与原始权益人之间亦不存在关联关系或者潜在利益冲突。

二、对运营管理机构的尽职调查

（一）基本情况

表：上海新能源基本情况表

项目	内容
公司名称	上海申能新能源投资有限公司
注册地址	中国（上海）自由贸易试验区陆家嘴环路 958 号 1006A 室
企业性质	有限责任公司（非自然人投资或控股的法人独资）
法定代表人/主要负责人	周承斌
经营范围	可再生能源相关技术开发和设备销售及安装、资源利用、项目投资及相关产业经营、电力业务，与电力、能源相关的环保产业的项目投资、经营管理及“四技”服务，自有房屋租赁。【依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动】
注册资本	250,000 万元人民币
统一社会信用代码	913101151322383529
成立日期	1995 年 8 月 16 日
营业期限	至 2049 年 8 月 15 日

（二）设立情况及存续情况

1、上海新能源前身为上海申能科技发展有限公司，经上海市工商行政管理局批准，由申能股份有限公司、中国建设银行上海市信托投资公司及上海大学合资组建。2005 年 7 月 28 日，公司改制并更名为上海申能新能源投资有限公司，注册资本由人民币 5,000 万元增至 20,000 万元。股权转让及增资后，申能（集团）有限公司出资 10,000 万元（占 50%），申能股份有限公司出资 6,000 万元（占 30%），上海燃气（集团）有限公司出资 4,000 万元（占 20%）。

2、2008 年，上海新能源增加注册资本至人民币 40,000 万元，各股东出资比例不变。

3、2011 年，上海新能源增加注册资本至人民币 60,000 万元，各股东出资比例不变。

4、2012 年，上海新能源增加注册资本至人民币 90,000 万元，各股东出资比例不变。

5、2015 年 4 月 7 日，申能（集团）有限公司和上海燃气（集团）有限公司将其持有的公司合计 70%股权转让给申能股份有限公司，上海新能源变更为申

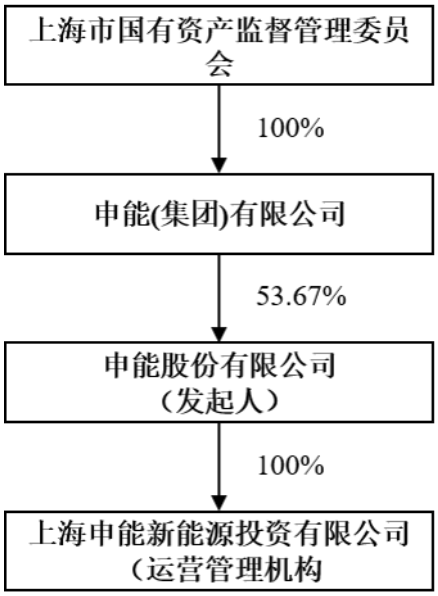
能股份有限公司持股 100%的有限责任公司。

6、2020 年 9 月 1 日，上海新能源注册资本由人民币 90,000 万元增至 160,000 万元。

7、2021 年 5 月 7 日，上海新能源注册资本由人民币 160,000 万元增至 250,000 万元。

（三）股权结构、控股股东和实际控制人情况及其历史变动情况

截至 2026 年 6 月 30 日，上海新能源股东为申能股份有限公司，持股比例 100%；申能股份的控股股东为申能集团，上海新能源的实际控制人为上海市国资委。上海新能源股权结构如下图所示：

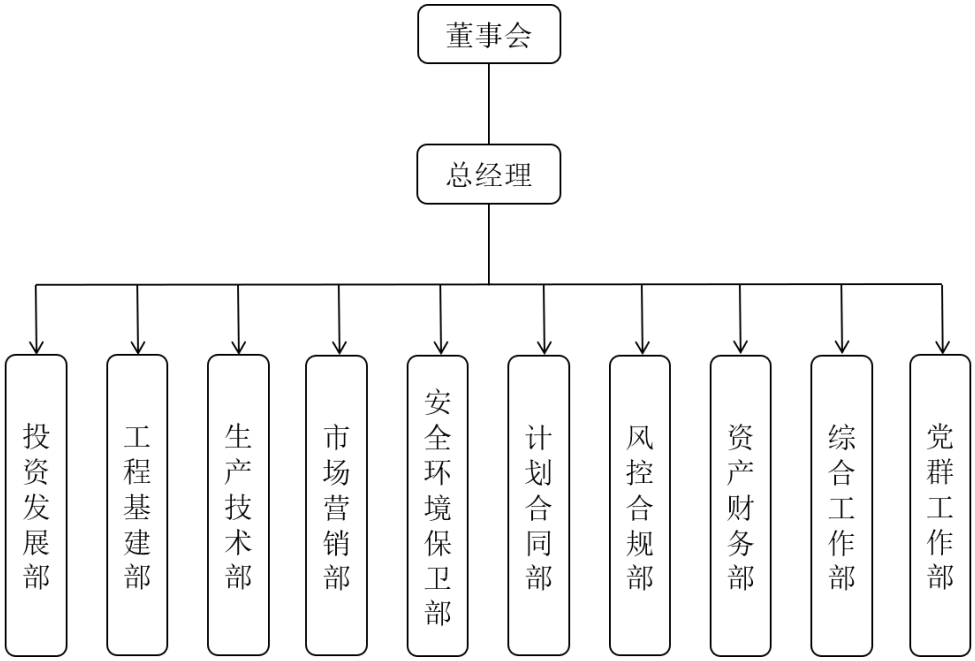


图：上海新能源股权结构图

（四）组织架构、治理结构和内部控制情况

1、运营管理机构组织架构

上海新能源的组织架构图如下：



图：上海新能源组织架构图

上海新能源本部下设投资发展部、工程基建部、生产技术部、市场营销部、安全环境保卫部、计划合同部、风控合规部、资产财务部、综合工作部、党群工作部共十个职能部门，各部门分工明确，组织机构运行情况良好。各部门主要职责如下：

（1）投资发展部

主要负责项目开发、技术管理、政策研究、企业规划、合同管理和招标管理、第三方尽调、综合事务、安全管理等工作。

（2）工程基建部

主要负责项目开发、工程管理、技术管理、合同管理和招标管理、综合事务、安全管理等工作。

（3）生产技术部

主要负责生产规划、生产计划、生产运行管理、生产技改及科技创新项目管理、生产技术管理、生产分析、对标管理、生产准备工作管理、备品备件管理、综合事务、安全管理等工作。

（4）市场营销部

主要负责营销计划管理、电量结算管理、电力交易管理、综合事务、安全管理等工作。

（5）安全环境保卫部

主要负责安全目标管理、安全检查、“安全生产月”等活动、专项整治工作、安全事故管理、应急管理、职业健康管理、基建、科技、技改项目安全管理、日常安全管理、环境保护管理、内保体系建设、标准化建设、风险隐患管理、门卫出入管理、治安事件管理、消防管理、技防设施管理、综合事务等工作。

（6）计划合同部

主要负责计划管理、合同管理、合同结算管理、采购管理、物资管理、供应商管理、综合事务、安全管理等工作。

（7）风控合规部

主要负责内控管理、风控管理、法务管理、综合事务、安全管理等工作。

（8）资产财务部

主要负责资金管理、会计核算、财务管理、税务管理、预算管理、资产管理、保险事务、财务信息系统管理、综合业务、安全管理等工作。

（9）综合工作部

主要负责企业管理、行政管理、信息化管理、档案管理、信访工作管理、安全保密工作、综合业务、安全管理等工作。

（10）党群工作部

主要负责组织工作、纪检工作、宣传工作、群团工作、薪酬福利管理、绩效考核管理、招聘与配置、培训与开发、出国（境）管理、信访工作管理、安全保密工作、综合业务、安全管理等工作。

2、运营管理机构治理结构

经核查，运营管理机构的股东、董事、总经理、监事及党组织等治理安排如下：

表：运营管理机构治理安排表

治理结构	职权
股东	公司不设股东会，股东依法对公司行使以下职权： （1）决定公司的投资计划； （2）决定公司投资项目及投资方案； （3）委派和更换董事，对其履职情况进行评价，决定其报酬事项； （4）审议批准公司年度财务预决算方案及调整； （5）审议批准融资担保和资金出借事项； （6）审议批准对外捐赠或者赞助； （7）审议批准公司的利润分配方案和弥补亏损方案； （8）审议批准公司业绩考核和重大收入分配事项； （9）对公司增加或者减少注册资本作出决议； （10）决定公司合并、分立、解散、清算、申请破产或者变更公司形式； （11）制定或批准公司章程和章程修改方案； （12）决定资产交易事项； （13）决定重大财务事项和重大会计政策、会计估计变更方案； （14）决定公司关联交易事项； （15）决定聘用或者解聘承办公司审计业务的会计师事务所； （16）对公司年度财务决算和重大事项进行抽查检查； （17）法律、行政法规规定的其他职权。
董事	公司不设董事会，设一名董事。董事每届任期一般为 3 年，任期届满经委派可以连任。 董事对股东负责，行使下列职权： （1）执行股东的决议，向股东报告工作； （2）制定及评估公司中长期规划及三年规划，确定重点投资领域和方向的重大事项； （3）制订公司的年度财务预决算方案及调整； （4）制订公司年度投资计划，决定公司年度经营计划，制订投资项目及投资方案； （5）制订公司的利润分配方案和弥补亏损方案； （6）制定资产交易事项方案； （7）制订公司章程和提出公司章程修改方案； （8）制定公司基本管理制度以及认为必要的其他规章制度； （9）决定对所投资企业重大事项的管理原则和方案； （10）制订公司增加或者减少注册资本的方案； （11）制订公司合并、分立、变更公司形式、解散、清算、申请破产的方案； （12）决定公司内部管理机构的设置与调整； （13）制订子企业的设立、合并、分立、改制、解散、变更公司形式、申请破产或者清算方案； （14）制定聘任或者解聘公司总经理、副总经理和其他高级管理人员及其报酬事项方案； （15）制订公司的重大收入分配方案； （16）制订对外捐赠或者赞助方案； （17）制订公司融资担保及资金出借事项及方案； （18）制订重大会计政策和会计估计变更方案； （19）制订关联交易事项方案； （20）建立健全内部监督管理和风险控制制度，加强内部合规管理； （21）制定董事年度工作报告； （22）听取总经理工作报告，检查总经理和其他高级管理人员对股东和董

治理结构	职权
	事决定的执行情况； （23）决定公司安全生产、生态环保、维护稳定、社会责任方面的重大事项； （24）指导公司重大诉讼、仲裁等法律事务处理事项； （25）法律、行政法规规定的其他职权。
总经理	（1）主持公司的经营管理工作，组织实施股东和董事的决定； （2）拟订公司的发展战略和规划、经营计划，并组织实施； （3）拟订公司年度投资计划和投资方案，并组织实施； （4）根据公司年度投资计划和投资方案，按规定权限决定投资项目，批准经常性项目费用和长期投资阶段性费用的支出； （5）拟订公司融资方案 （6）拟定公司的担保方案 （7）拟定公司的资产处置方案、对外捐赠或者赞助方案； （8）拟订公司年度财务预算方案、决算方案、利润分配方案和弥补亏损方案； （9）拟订公司增加或者减少注册资本的方案； （10）拟订公司内部管理机构设置方案，以及分公司、子公司的设立或者撤销方案； （11）拟订公司的基本管理制度，制定公司的具体规章； （12）拟订公司的改革、重组方案； （13）按照有关规定提请董事聘任或者解聘公司有关高级管理人员； （14）按照有关规定，聘任或者解聘除应当由董事决定聘任或者解聘以外的人员； （15）拟订公司职工收入分配方案，按照有关规定，对子公司职工收入分配方案提出意见； （16）拟订内部监督管理和风险控制制度，拟订公司建立风险管理体系、内部控制体系、违规经营投资责任追究工作体系和合规管理体系的方案，经董事批准后组织实施； （17）建立总经理办公会制度，召集和主持总经理办公会； （18）协调、检查和督促各部门、分公司、子公司的生产经营管理和改革发展工作； （19）提出公司行使所出资企业股东权利所涉及重大事项的建议； （20）法律、行政法规或者董事授权行使的其他职权。
监事	公司不设监事会，公司股东依法对董事、高级管理人员的履职情况进行评价并行使监督权。
党组织	根据《中国共产党章程》《中国共产党国有企业基层组织工作条例（试行）》等规定及《公司章程》第十三条至第十八条之规定，经上级党组织批准，公司设立中共上海申能新能源投资有限公司委员会（以下简称“党委”）。同时，根据有关规定设立党的纪律检查委员会（以下简称“纪委”）。公司党委班子成员为 3 至 7 人，设党委书记 1 人，党委副书记视实际需要设立，设纪委书记 1 人。公司党委发挥领导作用，把方向、管大局、保落实，依照规定讨论和决定公司重大事项。

（五）业务模式和持续经营能力

上海新能源主要业务为新能源发电项目的开发、建设、运营和管理，覆盖陆上风电、光伏、海上风电等领域，统筹管理申能股份旗下全部新能源项目的日常运营工作，业务模式较为成熟。

上海新能源近年来业务规模相对稳定，公司最近三年及一期净利润分别为76,257.75万元、81,784.94万元、63,666.20万元和20,087.44万元，均为正值，保持持续盈利；公司最近三年及一期总资产分别为2,201,318.12万元、2,307,260.07万元、2,186,532.86万元和2,139,069.48万元。整体来看，公司经营稳健，具备持续经营能力。

（六）不动产运营管理资质

根据《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》第四十条规定，运营管理机构应当按照《基金法》规定经中国证监会备案。在《运营管理服务协议》等相关法律文件生效且上海新能源按照《基金法》在中国证监会完成备案后，上海新能源即取得作为本基金运营管理机构的相关资质。

（七）同类型不动产项目运营管理经验

上海新能源系发起人的全资子公司，长期统筹管理申能股份旗下新能源项目的日常运营工作，运营管理团队已深耕新能源发电项目运营管理多年，具备成熟的运营管理机制、专业的运营管理团队和丰富的同类型不动产项目运营管理经验。

截至2026年6月末，上海新能源及其关联方运营管理的主要新能源发电企业装机容量超过499.66万千瓦（含乌兰风电项目），其中陆上风电项目装机容量超过183.48万千瓦，分布于青海、内蒙古、上海等省（区、市），具备丰富的同类型不动产项目运营管理经验。除乌兰风电项目外，运营管理机构统筹管理和运营的其他同类型新能源项目的具体情况如下表所示：

表：上海新能源统筹管理和运营的其他同类型新能源项目

编号	发电企业	类型	地区（省）	装机容量（万千瓦）
1	乌兰县华扬晟源新能源有限公司	陆风	青海	20
2	天门申赫能源科技有限公司	陆风	湖北	20
3	呼和浩特市国龙新能源有限公司	陆风	内蒙古	15
4	岢岚县风脉新能能源有限公司	陆风	山西	10
5	榆林协合新能源有限公司	陆风	陕西	10
6	乌兰县润晟新能源有限公司	陆风	青海	10
7	宁明县中汇新能源有限公司	陆风	广西	10
8	贵州罗甸申电风力发电有限公司	陆风	贵州	10
9	全南县三润新能源有限公司	陆风	江西	10

编号	发电企业	类型	地区（省）	装机容量（万千瓦）
10	南召聚合风力发电有限公司	陆风	河南	9.78
11	申能新能源达茂风力发电有限公司	陆风	内蒙古	9.75
12	榆林协鑫智慧风力发电有限公司	陆风	陕西	7
13	上海华港风力发电有限公司	陆风	上海	6.75
14	淮阳县联浩风电开发有限公司	陆风	河南	5.2
15	格尔木瑞鑫达新能源有限公司	陆风	青海	5
16	漯河恒洁新能源有限公司	陆风	河南	5
17	格尔木清脉新能源科技有限公司	陆风	青海	5
18	格尔木东恒新能源有限公司	陆风	青海	5
19	濉溪县鑫风新能源有限公司	陆风	安徽	5
20	海南州鑫源新能源有限公司	陆风	青海	5
21	海南申能新能源有限公司	海风	海南	60.3
22	上海临港海上风力发电有限公司	海风	上海	21.28
23	如东协鑫海上风力发电有限公司	海风	江苏	20
24	如东智鑫海上风电有限公司	海风	江苏	15
25	独山卓申新能源有限公司	光伏	贵州	20
26	关岭卓阳新能源科技有限公司	光伏	贵州	20
27	宜城市申宜新能源有限公司	光伏	湖北	16.976
28	关岭申阳能源科技有限公司	光伏	贵州	15
29	岢岚京润新能源有限公司	光伏	山西	12
30	岢岚京能新能源有限公司	光伏	山西	10
31	含山县林阳新能源科技有限公司	光伏	安徽	10
32	宣城市永洋新能源科技有限公司	光伏	安徽	10
33	榆林协能鑫科光伏电力有限公司	光伏	陕西	10
34	枣庄峄之光新能源有限公司	光伏	山东	10
35	沙洋楚伏新能源有限公司	光伏	湖北	10
36	灌云永贯新能源科技有限公司	光伏	江苏	9.8
37	大荔煜龙新能源有限公司	光伏	陕西	8.82
38	枞阳县晨华新能源发电有限公司	光伏	安徽	8
39	岚县申河新能源有限公司	光伏	山西	8
40	宣城市永耀新能源科技有限公司	光伏	安徽	6
41	哈密华光发电有限责任公司	光伏	新疆	5
42	天门申赫能源科技有限公司	光伏	湖北	5
43	宁夏宁东申创新能源有限公司	光伏	宁夏	5

（八）运营管理人员情况

上海新能源管理人员具备相关专业知识、技能以及相应的执业资质，任职资格符合《中华人民共和国公司法》和《公司章程》等有关规定。上海新能源拥有充足的运营管理人员且具有丰富的从业经验。运营管理机构主要人员情况如下：

表：运营管理机构主要人员情况

序号	姓名	职务	工作履历		执业资格	相关从业年限
			时间	主要就职情况		
1	苏翊	党委书记、总经理	2000.09-至今	申能股份有限公司计划部副主管、主管；申能新能源（青海）有限公司副总经理；上海申能电力销售有限公司副总经理；上海申能电力销售有限公司党支部书记、总经理；海南申能新能源有限公司党支部书记、总经理；上海申能新能源投资有限公司党委书记、总经理，申能新能源（内蒙古）有限公司总经理，申能新能源（青海）有限公司总经理	工程师	26
2	陈晨	工会主席、副总经理	2005.07-至今	上海外高桥第三发电有限责任公司财务主管；上海申能电力销售有限公司计财部副经理、经理；上海申能电力销售有限公司资金财务部经理、上海申能投资发展有限公司财务部主任；上海申能新能源投资有限公司副总经理、工会主席，申能新能源（内蒙古）有限公司副总经理，申能新能源（青海）有限公司副总经理	高级会计师	21
3	钱磊	纪委书记、副总经理	2006.08-至今	上海外高桥第三发电有限责任公司发电部主任助理；上海外高桥第三发电有限责任公司发电运行部副经理；申能淮北发电基地设备管理部经理；淮北申皖发电有限公司副总经理、淮北申能发电有限公司副总经理；申能股份有限公司生技部副总经理；上海申能新能源投资有限公司副总经理、纪委书记，申能新能源（内蒙古）有限公司副总经理，申能新能源（青海）有限公司副总经理	高级工程师	20
4	曹华	生产技术部经理	2004.04-至今	上海外高桥第二发电有限责任公司设备管理部主任工程师；上海外高桥第二发电有限责任公司设备管理部主任、人力资源部副主任；申能新能源（青海）有限公司总经理助理、生产营销部经理；申能股份有限公司生技部主管；申能吴忠热电有限责任公司发电运行部副经理；上海申能新能源投资有限公司生产技术部副经理、经理	高级工程师	22
5	吴婷骅	资产财务部副经理	2014.07-至今	上海申能新能源投资有限公司资产财务部主管，其间申能股份有限公司内控部轮岗；上海申能新能源投资有限公司资产财务部业务经理，其间申能（集团）有限公司纪检监察室轮岗；上海申能新能源投资有限公司资产财务部副经理	会计师、注册会计师	12

运营管理机构已配备了具有不动产项目运营经验的相关专业人员，其中具有5年以上不动产项目运营经验的专业人员不少于2人。目前公司共有在册员工225人，平均年龄37.8岁。其中，35岁及以下98人，占比43.6%，本科及以上学历199人，占比88.4%；中级及以上职称104人，占比46.2%；中共党员88人，占比39.1%。

综上，运营管理机构均拥有充足的运营管理人员且具有丰富的从业经验。

（九）不动产项目运营管理业务制度和流程、运营管理安排

1、不动产项目运营管理业务制度和流程

上海新能源已建立较为完善的内部管理制度体系，覆盖法人治理、生产运营、财务管理、风险合规等各业务领域。截至本财务顾问报告出具日，上海新能源已制定的主要管理制度包括：《法人治理规章制度汇编（试行）》《财务管理制度汇编（试行）》《合规管理制度汇编（试行）》《合同管理制度汇编（试行）》《计划管理制度汇编（试行）》《项目开发管理制度汇编（试行）》《工程管理制度汇编（试行）》《生产管理标准汇编（试行）》《安全管理制度汇编（试行）》《采购管理制度汇编（试行）》《人事管理制度汇编（试行）》《党建管理制度汇编（试行）》《行政管理制度汇编（试行）》及《上海申能新能源投资有限公司生产安全事故（突发事件）应急预案》等。

（1）法人治理及合规管理

上海新能源已制定《法人治理规章制度汇编（试行）》《合规管理制度汇编（试行）》，明确了股东、董事、经理层、党组织和职工代表大会的职权与议事规则，并以有效防控合规风险为目的，开展包括制度制定、风险识别、合规审查、风险应对、考核评价、合规培训等合规管理活动，加强公司内部合规管理。

（2）会计核算与财务管理

上海新能源严格遵照国家统一的企业会计准则和相关法律法规，制定了《财务管理制度汇编（试行）》，规范了会计核算、资金管理、财务结算、财务报告、全面预算管理、税务管理等各项财务工作流程，加强财务管理工作的规范化与精细化水平。同时根据《公司章程》第四十六条至第四十九条之规定，公司设立科学的财务、会计制度和财务风险控制相关制度，并建立重大财务事项报告制度。

（3）生产运营管理

上海新能源已制定《生产管理标准汇编（试行）》《项目开发管理制度汇编（试行）》《工程管理制度汇编（试行）》《计划管理制度汇编（试行）》《合同管理制度汇编（试行）》《采购管理制度汇编（试行）》等，规范了新能源发电项目从前期

开发、工程建设、生产运营到合同采购的全流程管理。

（4）安全环保与风险控制

上海新能源已制定《安全管理制度汇编（试行）》并制定了《上海申能新能源投资有限公司生产安全事故（突发事件）应急预案》，落实安全生产主体责任，建立健全全员安全生产责任制，确保公司安全生产管理体系规范运行。同时，公司根据《公司章程》第四十九条之规定建立健全内部监督管理和风险控制相关制度，加强内部合规管理。

（5）人力资源与行政管理

上海新能源已制定《人事管理制度汇编（试行）》《行政管理制度汇编（试行）》，规范公司人力资源管理及行政事务管理工作，根据公司发展战略招聘、选拔、配置、培训、开发、激励、考核公司所需要的各类人才。

（6）党建管理

上海新能源已制定《党建管理制度汇编（试行）》，加强公司党的建设工作，确保党组织在公司治理中的领导核心作用。

总体来看，公司制定了较为健全的内部管理机制，财务内控制度规范，有利于保证公司各部门、各子公司的高质量运转。

2、不动产项目运营管理安排

不动产项目的运营管理安排如下：

表：不动产项目运营管理安排表

序号	事项	具体内容
1	为不动产项目购买足够的财产保险和公众责任保险	（1）运营管理机构在基金管理人认可的保险公司范围内（可优先选择历史投保机构），为不动产项目选择合适且足额的财产保险、公众责任险、法律法规规定以及项目切实需要的其他险种，并协助项目公司购买及维持该等保险的有效性。前述保险应以项目公司的名义进行投保，且项目公司应作为唯一受益人获得相应保单，相应保费亦由项目公司承担。 （2）对于项目公司选聘第三方机构负责运维检修或专项修理的，运营管理机构应基于行业惯例和自身的专业判断督促第三方机构对自身负责的设施设备、工作人员等购买必要的保险，并对第三方机构的保险购买情况进行监督、检查。 （3）无论采取何种投保方案，运营管理机构都有责任督促各有关方履行项目运营管理过程中的安全生产责任，严格落实安全生产责任制，并督促相关单位制定有针对性的应急处理预案，避免因生产、交通等事故使项目公司招致有关方处罚或被索赔。

序号	事项	具体内容
		（4）在不动产基金发行前及发行后，在不动产项目所投保的保险期限届至前，运营管理机构协助项目公司办理不动产项目各类保险的续保，确保不动产项目保险不发生中断。 （5）运营管理机构协助基金管理人获取项目公司投保后相关保险文件，及时完成保险费、保险理赔金等费用的结算与清算。
2	制定及落实不动产项目运营策略	（1）协助项目公司制定年度项目运营策略，包括项目基本情况、运营宗旨、运营目标、经营计划、年度安全生产目标等，并依据年度运营策略编制项目年度经营预算，年度经营预算包括但不限于经营收入、年度产品产量计划、预算和指标（发电量、上网电量等）、年度产品价格计划、预算和指标（电价等指标）、年度销售收入计划和预算、年度经营成本计划和预算、利润指标等。 （2）对年度项目运营策略、年度经营预算外的重大事项提出申请。 （3）制定运行、检修规程及管理制度。 （4）及时反馈运营策略落实情况，分析与计划、预算的差异，制定相应措施。 （5）对基金拟购入的不动产项目，拟定预算和管理方案，并就此向基金管理人提供咨询服务。 （6）配合项目公司及基金管理人进行财务管理，负责日常账务处理（审核业务单据，编制会计凭证，登记总账、明细账，完成月度结账，确保账实、账证、账账相符）、财务报告（编制资产负债表、利润表、现金流量表等法定报表，以及各类内部管理报表，准确反映企业经营成果与财务状况）、资金管理（负责日常资金收付、结算与核对，编制资金计划，监控现金流，办理银行业务，保障资金安全与效率）、税务管理（计算各项税费，按时完成纳税申报与缴纳，进行税务筹划以控制风险、优化成本，维护良好税企关系）、资产与成本管理（核算固定资产、存货成本，进行资产盘点与折旧摊销，归集与分配生产费用，计算产品成本）、内部控制与合规（执行并监督财务制度与流程，参与预算控制，保管会计档案，确保业务处理符合会计准则与法律法规）等基础财务工作；配合进行审计、评估及基金信息披露工作。
3	签署并执行不动产项目运营的相关协议	（1）就需要以项目公司名义签署的不动产项目运营的相关协议（包括但不限于购售电合同、并网协议和/或并网调度协议、高压供用电合同、重大技术改造合同、重大专项修理合同、项目出质保相关检测及验收相关合同等），在协议期限届满或运营期限届满前与合同相对方的商讨、谈判。 （2）以项目公司名义签署并执行不动产项目运营的相关协议，负责草拟相关协议文件并提交项目公司或基金管理人审批。在协议签署之前，运营管理机构需确保为项目公司服务的第三方专业机构具备相应业务资质。对于涉及运营检修或专项修理等事项的第三方单位引入、合同谈判及执行，运营管理机构应提出专业意见，并在合同执行过程中进行监督
4	收取不动产项目租赁、运营等产生的收益，追收欠缴款项等	（1）负责不动产项目的电力市场营销。 （2）协助项目公司维护与政府方、电网公司、电力交易中心、电力调度、应急管理中心等机构的关系，根据项目协议关于付款前提、条件、节点等安排及时与政府、机构进行沟通付费。 （3）提供资金管理服务，协助项目公司的财务负责人完成包括但不限于日常记账、报表编制、凭证维护、现金盘点、银行余额调节、往来对账、付款申请等工作，负责发电收费、政府补贴（如有）、与第三方企业共享设备设施的使用收费（如有）等费用的催收以及欠款的追缴等。及时向基金管理人汇报费用收缴情况，对费用回收异常、项目协议提前终止等情况及时向基金管理人报告风险。 （4）负责与电网公司、电力交易中心核对电量结算单、电费结算单、国补费用，负责电费及政府补贴结算工作。
5	执行日常运营服务，如安保、消防、通讯及	（1）根据不动产项目所受国家和行业标准与细则、电力相关规程，以及对应的购售电合同、购售电协议（如有）、高压供用电合同、并网调度协议等不动产项

序号	事项	具体内容
	紧急事故管理等	目文件对运营的要求和标准，按照谨慎运营惯例，运营和维护不动产项目设施、设备，确保该等设施、设备始终处于良好运营状态。 （2）风电场范围内的房屋建筑（含土地）及所有设备设施（包括但不限于风电机组、箱变、330kV 主变、高压电抗器、330kV GIS、SVG、35kV 集电线路、SVG、接地变、35kV 开关室、综合楼、场内道路）、消防设施、生活设施、安全设施、环保设施、危废及污水处理相关设备等所有设备设施的运行、巡视、维护、检修工作，及属于项目公司固定资产清单范围内的全部安全生产管理，文明生产，环境保护，卫生清洁。 （3）承担不动产项目营运有关的职工薪酬、设备清洗费、环保系统运行费、试验检验费、电网技术监督费、水费、保洁费、安保费、养护费、维修保养及修理费、电信及通讯费、备品备件费、土地及房屋场地费、除草费、土建维护费、高压电气设备预防性试验、防雷检测、油样检测、安全工器具检测、电力调度通道维护费、气象数据服务费、安全管理及安全措施费、车辆及使用相关费用（含车辆保险）、办公费、业务招待费、公关费、交通差旅费、危废处理费、垃圾处理费、污水污油处理费、安全生产应急预案编制及备案、取水证等小型定期许可证件办理费用及其他与不动产项目运营服务相关的合理支出（即除项目公司列支的保险费、下网电费、各项税费以外的全部运维成本）。 （4）落实紧急事故预防工作和临时沟通机制。 （5）确保不动产项目经营的合法合规，包括但不限于协助基金管理人开展项目公司的工商管理、印鉴及证照管理、税务管理、选聘供应商等工作，积极协调并协助项目公司向有权主管机关及时申请、维持、更新或补办（如适用）与不动产项目相关各项事宜所涉及的各项批准或核准、许可、备案、报告、证书/证照等手续/资料，具体可参考运营管理服务协议相关规定执行。 （6）在《运营管理服务协议》委托范围内负责不动产项目运营的安全生产管理并承担相应的安全生产管理责任，建立、健全安全环保责任制，组织实施安全环保和生产教育培训。 （7）负责风力发电机机组位点、集电线路、升压站及场站周边区域及站内安全保卫工作。 （8）负责事故（事件）应急方案编制及备案工作，组织事故（事件）应急处置工作、电站发生设备事故（事件），当电站发生设备事故（事件）、损坏等事故时，应第一时间（口头 2 小时、书面 24 小时）通知基金管理人和政府有权管辖部门，并负责做好应急、抢险、现场取证、索赔和/或理赔资料收集，协助项目公司进行索赔和/或理赔谈判事宜。 （9）定期编制不动产项目运营定期报告，包括但不限于项目基础情况、当期重点工作、安全生产情况、经营计划落实情况、重大修理及技改等专项支出情况、与运营管理机构关联方发生的关联交易情况（仅限于半年度及年度报告）、整改情况、维修维护情况、考核指标实现情况、履职情况（仅限于半年度和年度报告）、主要财务数据指标等情况，并及时发送基金管理人。 （10）加强设备缺陷管理，定期向基金管理人通报缺陷，按设备缺陷的严重程度进行分类，做好记录，并及时进行消缺处理。 （11）负责电气设备预防性试验、继电保护及安全自动装置校验。 （12）负责安全工器具校验，电测仪表、仪器检测，电能表、防雷检测、变压器油化验、检验。 （13）及时维护、修缮、更新安全标志、设备、职业危害因素、有限空间作业、消防、道路交通等各类标志标识。 （14）人员驻场安排：应根据不动产项目的具体要求、特点和性质，选送合格的人员担任工作。乌兰华扬项目运营管理岗位设置要求定员至少 10 人，其他辅助人员由运营管理机构自行配置，其中项目负责人 1 人（为日常工作联系人）、安全管理和专业技术人员 9 人。聘用的运营管理人员应是本行业中业务熟练、经验丰富的，管理、技术人员应占定员的 80%以上，聘用从事相关工作的一般

序号	事项	具体内容
		劳务人员及临时工人不得超过定员配置的 20%，并符合上岗条件。驻场从事相关专业的技术人员需考取特种作业电工证，安全管理人员需考取安监局下发的安全管理证书，部分专业技术人员要取得调度证书，运营管理机构应将上述凭证和资格证书扫描件提供给基金管理人备案，人员变动或资格证书续期时及时将变动人员资料备案给基金管理人。 （15）不动产项目应保证每日驻站负责现场运营的管理人员不少于 5 人，且需满足现场运营需求，其中项目负责人 1 人，专业技术人员 4 人。 （16）负责不动产项目范围内满足国家相关环保要求的电站污水、危废、固废、生活垃圾等废弃物的处置。 （17）对各种生产技术指标进行计算统计，按时向基金管理人、电网公司及相关管理部门报送相关数据，并保证数据准确性。 （18）发生电网紧急情况时，在符合法律法规、电力行业惯例和技术限制的情况下，依照购售电合同和并网调度协议及其他相关规定服从调度命令。 （19）协助项目公司接受监管机构、政府主管部门的检查等。 （20）负责开展电力市场化交易。 （21）协助项目公司实施核证自愿减排量等碳资产、绿电、绿证开发及交易（如涉及）。 （22）定期报告中编制工作总结和计划，应包括安全生产指标、运营指标及主要工作完成情况、下一步重点工作、检修计划等，并报基金管理人。 （23）为保持不动产项目安全、高效、稳定运营，应基金管理人合法合理要求，提供其他运营服务。
6	实施不动产项目维修、改造等	（1）负责组织并实施包括但不限于不动产项目的风机大部件、发电设施、库房、宿舍、车辆、工器具、建筑物、道路、围栏、围墙等重大专项修理或技术改造（简称“重大专项支出项目”，对应支出简称“重大专项支出”）。 （2）根据项目运营需要安排重大专项修理或技术改造，每年年底前启动编制下一年重大专项修理或技术改造方案，如遇到紧急情况（如不可抗力或政府、电网公司强制要求等），可随时向基金管理人提交临时方案。 （3）对项目进行的重大专项修理或技术改造方案应包括项目的具体实施方案及预算。其中技术改造系指项目公司为满足国家、行业或电网公司要求、或可显著提升发电性能，对主要发电设备进行的技术改造；而专项修理系指项目公司为恢复不动产项目相关固定资产的性能，对其进行大部分或全部的修理。 （4）负责专项修理和技术改造项目的具体实施，包括但不限于协助基金管理人开展供应商选聘、合同签署，负责不动产项目的施工管理、竣工验收、办理结算、竣工资料归档等
7	其他日常经营、管理服务事项	（1）运营管理机构应根据监管机构及基金管理人的要求，协同配合开展投资者调研、路演推介等活动，并按需指派高级管理人员及核心技术团队参与交易所组织的线上或线下业绩说明会； （2）运营管理机构因上述活动导致办公费、差旅费、会务费上升，属于运营管理机构为履行不动产项目管理职责所必需的成本，已包含在基础管理费中； （3）应基金管理人及项目公司合理要求提供的其他日常经营、管理服务事项。

3、项目资金收支和风险管控安排

（1）项目公司账户管理要求

项目公司在监管银行处开立监管账户（即运营收支账户）和日常运营支出账户。监管银行根据相关文件的约定为项目公司开立监管账户，保证基金资产在监管账户内封闭运行。未经基金管理人同意，项目公司不得增加、改变或撤销账户；

如因不动产基金运作或项目公司运营情况需要开立其他账户的，新开立的账户应纳入监管银行对项目公司账户的统一监督管理。

1）监管账户/运营收支账户：指项目公司根据《监管协议》的约定在监管银行处开立的人民币资金账户。

2）日常运营支出账户：指项目公司开立的、用于自运营收支账户收取预算资金并进行预算内支出的人民币资金账户。

（2）项目公司收入管控

项目公司因不动产项目的运营、管理和处置而取得的收入应进入监管账户（运营收支账户）。基金管理人依照基金合同建立账户和现金流管理机制，有效管理不动产项目运营等产生的现金流，防止现金流流失、挪用，并负责收取不动产项目运营等产生的收益、追收欠缴款项。收入归集的具体范围及运营收支账户的功能限制，以《监管协议》的约定为准。

（3）项目公司支出管控

项目公司通过监管账户（运营收支账户）和日常运营支出账户进行对外支付。日常运营支出账户的资金来源于运营收支账户拨付的预算内运营资金，用于项目公司预算内支出。运营收支账户与日常运营支出账户的具体划款流程、划款指令、印鉴审核、监管银行审核职责及预算审核与划付等程序性安排，以《监管协议》《运营管理服务协议》的约定为准。

（十）内部组织架构情况、内部控制的监督和评价制度的有效性

具体详见本财务顾问报告“第五章 对业务参与人的尽职调查”之“二、对运营管理机构的尽职调查”之“（四）组织架构、治理结构和内部控制情况”。

（十一）过往业务合作情况

上海新能源系申能股份的全资子公司，长期统筹管理申能股份旗下新能源项目（包括不动产项目）的日常运营工作，因此与原始权益人及项目公司的合作具有可持续性以及稳定性。

（十二）公司近3年审计报告及一期财务报告及主要财务指标分析

1、财务数据情况

运营管理机构2023年度、2024年度、2025年度和2026年1-6月的财务报告根据《企业会计准则》的规定编制，且2023年度财务报告已经上会会计师事务所（特殊普通合伙）审计，2024-2025年度财务报告已经大华会计师事务所（特殊普通合伙）审计，并分别出具了上会师报字（2024）第8222号、大华审字[2025]0211015223号、大华审字[2026]0211010875号标准无保留意见的审计报告，2026年1-6月的财务报告未经审计。

（1）资产负债表

表：上海新能源近三年及一期合并资产负债表

单位：万元

项目	2026年6月30日	2025年12月31日	2024年12月31日	2023年12月31日
流动资产：				
货币资金	48,429.35	57,281.51	78,835.83	159,061.71
应收票据	-	-	-	-
应收账款	449,416.47	423,946.49	387,972.71	303,051.62
预付款项	1,360.50	1,397.41	1,646.85	1,514.72
其他应收款	97,363.61	124,936.08	119,646.17	86,386.66
存货	90.44	90.44	90.44	92.39
合同资产	-	-	-	-
一年内到期的非流动资产	-	-	-	55,004.17
其他流动资产	53,399.72	57,711.17	78,536.47	68,794.75
流动资产合计	**650,060.09**	**665,363.09**	**666,728.48**	**673,906.02**
非流动资产：				
长期股权投资	192,822.82	185,974.35	179,996.62	159,946.41
固定资产	1,093,854.01	1,131,055.89	1,200,087.14	1,052,655.05
在建工程	66,326.13	64,232.52	95,563.74	44,190.82
使用权资产	113,758.83	116,914.17	145,712.85	250,289.91
无形资产	10,378.55	10,771.53	8,136.92	8,212.25
开发支出	-	-	-	-
长期待摊费用	9,644.47	10,077.91	10,435.09	11,210.68
递延所得税资产	1,678.31	1,597.13	25.65	333.41
其他非流动资产	546.27	546.27	573.58	573.58

项目	2026 年 6 月 30 日	2025 年 12 月 31 日	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日
非流动资产合计	**1,489,009.38**	**1,521,169.77**	**1,640,531.59**	**1,527,412.11**
资产总计	**2,139,069.48**	**2,186,532.86**	**2,307,260.07**	**2,201,318.12**
流动负债：				
短期借款	-	-	13,439.58	4,251.96
应付账款	86,973.03	99,578.86	136,349.10	195,057.23
合同负债	217.80	-	-	-
应付职工薪酬	1,047.94	3,378.49	1,533.60	2,031.16
应交税费	3,326.99	4,890.06	4,714.11	4,533.02
其他应付款	168,701.35	185,678.89	147,733.65	134,887.17
一年内到期的非流动负债	77,002.16	100,008.68	175,712.54	296,442.80
其他流动负债	8,459.72	8,729.79	16,950.38	26,784.23
流动负债合计	**345,728.98**	**402,264.77**	**496,432.97**	**663,987.59**
非流动负债：				
长期借款	896,570.50	896,371.61	915,572.54	756,083.55
应付债券	-	-	-	-
租赁负债	102,994.29	104,495.37	167,252.40	136,194.94
长期应付款	96,970.21	96,969.62	80,470.00	81,986.91
递延收益	168.08	192.25	325.74	1,466.56
递延所得税负债	-	-	-	-
非流动负债合计	1,096,703.08	**1,098,028.85**	**1,163,620.68**	**975,731.95**
负债合计	**1,442,432.06**	**1,500,293.62**	**1,660,053.64**	**1,639,719.54**
实收资本（股本）	250,000.00	250,000.00	250,000.00	250,000.00
资本公积	1,774.19	1,630.14	1,441.36	1,559.36
专项储备	131.85	-	787.42	-
盈余公积	24,220.82	23,903.70	22,478.27	21,644.50
未分配利润	406,234.46	396,979.41	356,508.20	275,634.27
归属于母公司所有者权益	682,361.32	672,513.24	631,215.25	548,838.13
少数股东权益	14,276.09	13,726.00	15,991.17	12,760.46
所有者权益合计	**696,637.41**	**686,239.24**	**647,206.42**	**561,598.58**
负债和所有者权益总计	**2,139,069.48**	**2,186,532.86**	**2,307,260.07**	**2,201,318.12**

（2）利润表

表：上海新能源近三年及一期合并利润表

单位：万元

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
营业总收入	**87,955.16**	**221,021.68**	**215,562.23**	**185,335.50**
营业成本	**50,446.60**	**107,703.67**	**100,852.94**	**86,747.70**
税金及附加	902.20	1,767.48	1,796.94	2,785.74

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
销售费用	-	-	-	-
管理费用	5,511.00	14,371.73	11,244.20	10,567.70
研发费用	-	-	-	-
财务费用	14,021.45	33,013.64	39,087.70	40,704.61
加：其他收益	1,848.60	4,846.15	7,823.37	15,693.24
投资收益	6,704.41	10,799.96	20,369.87	21,235.74
三、营业利润	**25,300.49**	**73,422.73**	**90,773.68**	**81,492.83**
加：营业外收入	236.49	1,066.38	2,968.97	2,398.86
减：营业外支出	44.18	27.27	88.57	221.26
四、利润总额	**25,492.80**	**74,461.84**	**93,654.08**	**83,670.43**
减：所得税费用	5,405.36	10,795.64	11,869.14	7,412.69
五、净利润	**20,087.44**	**63,666.20**	**81,784.94**	**76,257.75**
归属于母公司所有者的净利润	19,572.18	61,896.64	81,707.70	74,427.21
少数股东损益	515.27	1,769.56	77.24	1,830.53

（3）现金流量表

表：上海新能源近三年及一期合并现金流量表

单位：万元

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
一、经营活动产生的现金流量：				
销售商品、提供劳务收到的现金	74,862.48	206,630.28	166,890.43	122,814.91
收到的税费返还	1,449.97	4,750.20	2,088.18	8,021.99
收到其他与经营活动有关的现金	1,949.69	2,171.19	5,043.28	17,318.97
经营活动现金流入小计	**78,262.14**	**213,551.67**	**174,021.89**	**148,155.87**
购买商品、接收劳务支付的现金	10,074.97	20,351.96	16,841.14	13,344.67
支付给职工以及为职工支付的现金	5,999.17	8,125.65	9,793.80	5,337.57
支付的各项税费	12,093.11	23,752.97	23,571.01	21,725.34
支付其他与经营活动有关的现金	3,911.43	4,262.62	5,127.29	6,213.29
经营活动现金流出小计	**32,078.68**	**56,493.20**	**55,333.24**	**46,620.88**
经营活动产生的现金流量净额	**46,183.46**	**157,058.47**	**118,688.65**	**101,535.00**
二、投资活动产生的现金流量：	-			
收回投资收到的现金	217.15	-	-	16,552.28
取得投资收益收到的现金	666.67	3,804.99	3,670.93	4,475.52
处置固定资产、无形资产和其他长期资产所收回的现金净额	0.24	-	-	1,846.17
处置子公司及其他营业单位收回的现金净额	32,452.37	0.00	-	-

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
收到其他与投资活动有关的现金	7,969.83	163,458.90	223,079.49	163,500.00
投资活动现金流入小计	**41,306.25**	**167,263.88**	**226,750.41**	**186,373.97**
购建固定资产、无形资产和其他长期资产所支付的现金	13,995.88	58,305.83	127,856.64	86,815.32
投资支付的现金	-	-	7,220.70	3,000.00
取得子公司及其他营业单位支付的现金净额	1,720.00	270.00	11,396.34	8,293.55
支付其他与投资活动有关的现金	15,195.00	143,894.07	186,201.57	180,591.93
投资活动现金流出小计	**30,910.88**	**202,469.91**	**332,675.24**	**278,700.80**
投资活动产生的现金流量净额	**10,395.37**	**-35,206.02**	**-105,924.83**	**-92,326.83**
三、筹资活动产生的现金流量：	-			
吸收投资收到的现金	-	851.48	2,575.25	2,380.00
其中：子公司吸收少数股东投资收到的现金	-	851.48	2,575.25	2,380.00
取得借款所收到的现金	486.89	126,481.85	315,156.22	316,609.16
收到其他与筹资活动有关的现金	48,568.25	86,697.14	70,639.81	120,420.41
筹资活动现金流入小计	**49,055.14**	**214,030.47**	**388,371.28**	**439,409.57**
偿还债务所支付的现金	20,704.93	199,806.70	144,253.24	122,482.82
分配股利、利润或偿付利息所支付的现金	21,496.73	48,663.32	32,252.25	27,028.14
其中：子公司支付给少数股东的股利、利润	20.53	701.00	-	598.33
支付其他与筹资活动有关的现金	73,100.08	109,068.33	304,622.17	279,616.14
筹资活动现金流出小计	**115,301.75**	**357,538.35**	**481,127.65**	**429,127.10**
筹资活动产生的现金流量净额	**-66,246.61**	**-143,507.88**	**-92,756.37**	**10,282.46**
五、现金及现金等价物净增加额	**-9,667.77**	**-21,655.44**	**-79,992.55**	**19,490.63**
加：期初现金及现金等价物余额	56,843.73	78,499.16	158,491.71	139,001.08
六、期末现金及现金等价物余额	**47,175.96**	**56,843.73**	**78,499.16**	**158,491.71**

2、财务分析

（1）主要财务数据指标

表：上海新能源主要财务数据指标

项目	2026 年 6 月末 /2026 年 1-6 月	2025 年末 /2025 年度	2024 年末 /2024 年度	2023 年末 /2023 年度
总资产（万元）	2,139,069.48	2,186,532.86	2,307,260.07	2,201,318.12
总负债（万元）	1,442,432.06	1,500,293.62	1,660,053.64	1,639,719.54

项目	2026 年 6 月末/2026 年 1-6 月	2025 年末/2025 年度	2024 年末/2024 年度	2023 年末/2023 年度
资产负债率（%）	67.43	68.62	71.95	74.49
营业收入（万元）	87,955.16	221,021.68	215,562.23	185,335.50
净利润（万元）	20,087.44	63,666.20	81,784.94	76,257.75
经营活动产生的现金流量净额（万元）	46,183.46	157,058.47	118,688.65	101,535.00

（2）资产负债分析

最近三年及一期末，上海新能源总资产分别为 2,201,318.12 万元、2,307,260.07 万元、2,186,532.86 万元和 2,139,069.48 万元，整体保持相对稳定。其中流动资产分别为 673,906.02 万元、666,728.48 万元、665,363.09 万元和 650,060.09 万元，主要由应收账款、其他流动资产和货币资金构成；非流动资产分别为 1,527,412.11 万元、1,640,531.59 万元、1,521,169.77 万元和 1,489,009.38 万元，主要由固定资产、长期股权投资和使用权资产构成。

最近三年及一期末，上海新能源总负债分别为 1,639,719.54 万元、1,660,053.64 万元、1,500,293.62 万元和 1,442,432.06 万元，主要由长期借款、流动负债（含应付账款、其他应付款、一年内到期的非流动负债等）和租赁负债构成。负债结构以长期借款为主，体现公司新能源发电项目的固定资产投资特征。

资产负债率方面，最近三年及一期资产负债率分别为 74.49%、71.95%、68.62%和 67.43%，呈逐年下降趋势，财务结构持续优化。

（3）盈利能力分析

最近三年及一期，上海新能源营业收入分别为 185,335.50 万元、215,562.23 万元、221,021.68 万元和 87,955.16 万元，营业收入主要来源于新能源发电项目的电费收入及可再生能源补贴收入。

最近三年及一期，上海新能源净利润分别为 76,257.75 万元、81,784.94 万元、63,666.20 万元和 20,087.44 万元，公司各期净利润均为正值，保持持续盈利。

（4）现金流分析

经营活动现金流净额方面，最近三年及一期上海新能源经营活动产生的现金流量净额分别为 101,535.00 万元、118,688.65 万元、157,058.47 万元和 46,183.46

万元，整体为正，体现公司经营性现金流入稳定且与主营业务现金回款情况匹配良好。

综上，上海新能源近年来业务规模相对稳定，公司最近三年及一期净利润均为正，保持持续盈利；公司最近三年及一期总资产规模整体保持稳定，资产负债率呈下降趋势，财务结构持续优化；近年来经营活动产生的现金流量净额均为正值，具备较强的持续经营能力。

（十三）利益冲突与关联交易情况

具体详见本财务顾问报告“第二章 项目公司情况”之“四、同业竞争及关联交易”。

（十四）资信水平

截至 2026 年 9 月 28 日，经通过中国证监会网站、国家金融监督管理总局网站、国家外汇管理局网站、应急管理部网站、生态环境部网站、国家市场监督管理总局网站、国家发展和改革委员会网站、财政部网站、国家税务总局网站、信用中国网站、国家企业信用信息公示系统网站、中国执行信息公开网-失信被执行人查询系统、中国执行信息公开网-被执行人信息查询系统、中国裁判文书网、证券期货市场失信记录查询平台等官方网站查询，以及中国人民银行征信中心 2026 年 9 月 9 日出具的《企业信用报告》，上海新能源未被列入前述网站列明的失信被执行人名单，不存在前述网站所涉领域的失信记录。

运营管理机构最近 3 年不存在重大违法违规记录，最近 1 年不存在因严重违法失信行为被有权部门认定为失信被执行人、失信生产经营单位或者其他失信单位等情形。上海新能源已出具《承诺及说明函》，承诺最近三年不存在重大违法违规记录；不存在因严重违法失信行为被有权部门认定为失信被执行人、失信生产经营单位或者其他失信单位或被暂停或者限制进行融资的情形。

（十五）运营管理费用收取情况

1、历史运营管理费用收取情况

历史期间上海新能源统一为项目公司提供资产财务管理、风险合规、计划合同、生产营销、综合管理、安全环境保卫等运营支持服务，相关服务费用计入“运营支持服务费”，存续期相关服务费用也将作为运营管理费用的一部分，由上海新能源持续收取。

2、未来基础及浮动运营管理费用的收取标准及存续期与运营管理收费挂钩的激励约束机制

（1）基础管理费

基础管理费覆盖除项目公司列支的保险费、下网电费、各项税费以外的全部运维成本，具体包括但不限于运维费、试验检验费、修理费、安全活动费、运营支持服务费、修理费（维护性资本性支出）、其他费用等。基础管理费实行包干制，由运营管理机构自主支配使用，不因运营管理机构采用外委或自主管理模式导致的成本变动而调整。

若某一年度运营管理机构提供运营管理服务的期间不足一年的，则计算上述基础管理费时应根据该年度运营管理机构提供运营管理服务的天数占该年度总天数的比例进行折算。

（2）浮动管理费

1）浮动管理费的计算方式

浮动管理费属于项目公司支付给运营管理机构的绩效利润，具体计算方式如下：

浮动管理费=（实际年度净收入 S-目标年度净收入 R）×浮动管理费率。

年度净收入为营业总收入-营业总成本（不含折旧摊销、利息、浮动管理费），其中：

实际年度净收入 S 根据项目公司当年年度审计报告计算；

目标年度净收入 R 根据不动产项目初始资产评估报告预测金额计算。

浮动管理费率：

表：浮动管理费率表

年度净收入完成率（S/R）		浮动管理费率
当 S≥R，体现为激励	S/R＞1.1	10%
	1≤S/R≤1.1	5%
当 S＜R，体现为扣减	0.9≤S/R<1	5%
	S/R＜0.9	10%

2）浮动管理费的奖惩上限

本基金在设计浮动管理费奖惩上限时，约定任一年度浮动管理费的激励或扣减金额均不超过当年基础管理费的20%，主要考量如下：

基础管理费的主要组成内容，如运维费、试验检验费、修理费、安全活动费、运营支持服务费、修理费（维护性资本性支出）、其他费用等，均为风电项目的运维成本，为避免因不动产项目的业绩波动造成运营管理机构的收费被扣减后，不足以覆盖运营管理机构为不动产项目提供基本运维所产生的固定成本，进而影响项目公司的安全生产或稳定运营，对投资者预期收益产生不利结果，因此本基金任一年度浮动管理费的激励或扣减金额均不超过当年基础管理费的 20%。

3）管理团队激励

当浮动管理费为正数时，运营管理机构需将每年实际收到的浮动管理费的20%作为管理团队的业绩激励，并须在收到浮动管理费后 30 个工作日内完成对运营管理团队的激励发放。相关激励岗位及激励方案由运营管理机构根据其内部薪酬管理办法制定并作为《运营管理服务协议》约定的下一年度定期报告的一部分进行列示并提交基金管理人。基金管理人有权根据运营管理机构的内部激励制度履行相应的监督责任。

综上，本基金通过浮动管理费对等的正向激励和负向扣减机制、以及奖惩上限机制，在保障不动产项目的安全生产、稳定运营的前提下，将运营管理机构利益与基金份额持有人利益深度绑定，能够有效实现对于运营管理机构对等的激励与约束。本基金通过业绩激励机制，将浮动管理费的 20%作为管理团队的业绩激励，由基金管理人监督运营管理机构完成激励发放，从而实现将激励约束直接传导至一线管理及执行人员。通过上述机制设置，本基金可充分调动运营管理机构积极性，激励其持续提升电力市场化交易能力、日常运维管理水平等核心专业能力，从而提升乌兰风电项目整体运营业绩，切实为基金份额持有人创造价值。

3、运营管理费与项目历史运营费用对比情况以及运营管理费设置的合理性

（1）与历史运管费用的匹配情况

根据《运营管理服务协议》约定，运营管理费用包括基础管理费和浮动管理费。

基础管理费覆盖除项目公司列支的保险费、下网电费、各项税费以外的全部运维成本，具体包括但不限于运维费、试验检验费、修理费、修理费（维护性资本性支出）、安全活动费、运营支持服务费、其他费用等。本基金以修理费（维护性资本性支出）覆盖基金存续期间的非周期性大修费用和技术改造费用等，不再单独列支技术改造费用。

不动产项目基础管理费的设置主要参考运营管理机构为运营不动产项目承担的相应成本的历史可比数据，并在此基础上设置一定增长率确定。通过对比纳入基础管理费范围的历史期间实际费用与未来预测费用，基础管理费的设定充分参考了历史运营管理成本，具备合理性。

表：基础管理费历史情况比较

单位：万元

类别	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年预测	2027 年预测
运维费	257.32	182.11	153.17	191.11	192.27
试验检验费	23.18	9.86	7.69	21.96	22.40
运营支持服务费	620.00	380.00	500.00	500.00	500.00
修理费	97.44	32.55	326.63	413.47	369.30
安全活动费（实际使用）	4.53	68.94	94.88	56.12	57.24
其他	7.87	85.06	9.95	43.36	44.23
修理费（维护性资本性支出）	0.00	0.00	0.00	100.00	200.00
基础管理费合计	**1,010.34**	**758.52**	**1,092.32**	**1,326.02**	**1,385.44**

（2）本项目与已发行陆上风电公募 REITs 项目的基础管理费对比

已发行的陆上风电公募 REITs 项目中，各标的资产的单瓦基础管理费处于 0.053-0.107 元/瓦之间，本项目预测 2026 年单瓦基础管理费为 0.066 元/瓦，预测 2027 年单瓦基础管理费为 0.069 元/瓦。

对于陆上风力发电项目，基础管理费所包含的费用成本构成以及运营管理模式存在差异，因此各项目的单瓦基础管理费存在差异。对比已发行的陆上风电公

募 REITs 的标的资产，本项目的单瓦基础管理费处于整体价格区间内，处于行业合理水平。本项目与已发行陆上风电公募 REITs 项目的基础管理费设置模式可比。

表：已发行陆上风电不动产项目单瓦基础管理费情况（不含税）

项目	单瓦基础管理费（元）
标的项目 1	0.068
标的项目 2	0.086
标的项目 3	0.073
标的项目 4	0.095
标的项目 5	0.053
标的项目 6	0.107

注：标的项目 1-4 为 2024 年预测数据，标的项目 5-6 为 2026 年预测数据。

（3）浮动管理费的历史情况及合理性分析

浮动管理费属于项目公司支付给运营管理机构的绩效利润，项目历史未收取浮动管理费。

（4）本基金与已发行陆上风电公募 REITs 项目的浮动管理费对比

1）浮动管理费率

已上市同类风电 REITs 项目均对浮动管理费率设置了阶梯式的取值机制，具体设置情况如下：

表：已上市同类风电 REITs 项目浮动管理费率阶梯表

项目名称	浮动管理费率取值阶梯
中信建投明阳智能新能源REIT	0%，10%
工银蒙能清洁能源REIT	0%，15%，30%
中航中核汇能新能源REIT	0%，5%，10%
本基金	0%，5%，10%

本基金充分借鉴已上市同类风电 REITs 项目的经验，在浮动管理费率的取值机制上，基于实际年度净收入的完成度，阶梯式设置 0%，5%，10%作为浮动管理费率，本基金浮动管理费费率设置机制与同类项目具有可比性。

2）浮动管理费的正负双向激励机制

本基金充分借鉴已上市同类风电 REITs 项目的经验，设置了对等的正向激励和负向扣减机制。具体而言，每一个会计年度结束后，基金管理人将考核项目公司的实际年度净收入以确定浮动管理费率，进而计算得出该年度的浮动管理费。当实际年度净收入 S≥R 时，浮动管理费体现为激励；当实际年度净收入 S<R 时，浮动管理费体现为扣减。该机制能够有效激励运营管理机构勤勉尽责，努力提升项目运营水平，实现运营管理机构与投资人利益长久绑定，切实保障本基金的长期稳定运营和投资人利益。本基金浮动管理费的正负双向激励机制与同类项目具有可比性。

3）浮动管理费的奖惩上限

在已上市同类风电 REITs 项目中，运营管理机构的收费机制设计及浮动管理费奖惩上限存在一定差异：

表：已上市同类风电 REITs 项目及本项目浮动管理费情况

项目名称	中信建投明阳智能新能源REIT	工银蒙能清洁能源REIT	中航中核汇能新能源REIT	本基金
类型	陆风	陆风	陆风	陆风
上市日期	2024 年 7 月 23 日	2024 年 12 月 10 日	2026 年 7 月 28 日	/
运管机构运营管理费组成	运营支出+固定管理费 2+浮动管理费	基础管理费+激励管理费	基础服务费+激励服务费	基础管理费+浮动管理费
业绩达标情况下运管机构收取管理费	运营支出：2025 年约 1,100 万 固定管理费 2：项目公司年度净收入的 1%，2025 年约 170 万元 合计约 1,270 万元	基础管理费，2025 年约 1,600 万元	基础服务费，2027 年约 1,900 万元	基础管理费，2027 年约 1,385.44 万元
浮动管理费奖惩上限	运营支出+固定管理费 2，2025 年约 1,270 万元	基础管理费的 10%，2025 年约 160 万元	基础服务费中的管理服务费，2027 年约 380 万元	基础管理费的 20%，2027 年约 277.09 万元

项目名称	中信建投明阳智能新能源REIT	工银蒙能清洁能源REIT	中航中核汇能新能源REIT	本基金
扣减金额÷达标时运管机构总收费	100%	10%	约 20%	20%

①中信建投明阳智能新能源 REIT：运营管理机构的收费包括运营支出、固定管理费 2 及浮动管理费，浮动管理费的奖惩上限为运营支出及固定管理费 2，对应金额占运营管理机构收费总额的 100%。

②工银蒙能清洁能源 REIT：运营管理机构的收费包括基础管理费及激励管理费，以基础管理费覆盖项目运维成本，激励管理费作为运营管理机构的绩效利润，浮动管理费的奖惩上限为基础管理费金额的 10%。

③中航中核汇能新能源 REIT：运营管理机构的收费包括基础服务费及激励服务费，激励服务费的奖惩上限为基础服务费项下的管理服务费，对应金额约占运营管理机构收费总额的 20%。

考虑到运营管理机构的收费内容中，基础管理费的主要组成内容（运维费、试验检验费、修理费、安全活动费、运营支持服务费、修理费（维护性资本性支出）、其他费用）均为风电项目的运维成本，为避免因不动产项目的业绩波动造成运营管理机构的收费被扣减后，不足以覆盖运营管理机构为不动产项目提供基本运维所产生的固定成本，进而影响项目公司的安全生产或稳定运营，对投资者预期收益产生不利结果，本基金在设计浮动管理费奖惩上限时，主要参考了近期上市的中航中核汇能新能源 REIT 的上限机制，约定任一年度浮动管理费的激励或扣减金额均不超过当年基础管理费的 20%。因此，本基金的浮动管理费上限与同类项目具有可比性。

（十六）运营管理机构对不动产资产未来更新改造的重大计划以及安排、升级改造费用安排

根据《检修规程》，风电机组无定期大修安排，主要通过日常维护保养维持机组正常生产运行状态。本项目资本性支出已于项目固定资产投资阶段一次性投

入，当前项目资产规模可满足正常生产需要，且上述维修保养支出已留足，除满足适网改造需要的宽频振荡监测及电磁暂态建模支出外，暂无其他重大改造需求或规划，相关支出的费用已考虑在估值假设内。

三、对基金托管人/计划托管人的尽职调查

（一）基金托管人概况

名称：中国工商银行股份有限公司

住所：北京市西城区复兴门内大街 55 号

办公地址：北京市西城区复兴门内大街 55 号

法定代表人：廖林

成立时间：1984 年 1 月 1 日

组织形式：股份有限公司（上市、国有控股）

注册资本：人民币 35,640,625.7089 万元

统一社会信用代码：91100000100003962T

存续期限：持续经营

基金托管业务批准文号：证监基字[1998]3 号

托管部门联系人：郭明

电话：010-66105799

（二）主要人员情况

廖林，中国工商银行董事长、执行董事。自 2024 年 2 月起任工商银行董事长、执行董事，2020 年 7 月起任工商银行执行董事。2019 年 11 月起历任工商银行副行长，副行长兼任首席风险官，副董事长、执行董事、行长。1989 年加入中国建设银行，曾任中国建设银行广西分行副行长，宁夏分行行长，湖北分行行长，北京分行行长，中国建设银行首席风险官、副行长兼任首席风险官。毕业于广西农业大学，获西南交通大学管理学博士学位，高级经济师。

（三）不动产基金托管业务主要人员情况

中国工商银行总行下设资产托管部，是从事资产托管业务的职能部门。截至2026年6月，中国工商银行资产托管部共有员工209人，平均年龄38岁，99%以上员工拥有大学本科以上学历，高管人员均拥有研究生以上学历或高级技术职称。资产托管部主要人员情况如下：

刘彤，总行资产托管部总经理。30年金融从业经历，先后在工商银行北京分行、总行资产托管部和养老金业务部工作，2014年9月任总行养老金业务部副总经理，2018年12月起主持养老金业务部工作，2020年7月任养老金业务部总经理；2021年6月任资产托管部总经理。其中10年专职负责资产托管风险管理工作，在资产托管、养老金业务领域经营管理、制度建设、营销服务以及风险管理等方面具有丰富的经营管理经验。对资产托管、风险管理、年金计划建立和年金基金管理有着深入的研究，参与了大量的法规起草、修改工作，直接参与为电力、烟草、铁路等行业性大客户提供年金咨询、培训和年金方案设计等工作，在大型企业建立和实施年金制度方面有着丰富的实务经验。

卢佳，总行资产托管部营运一处处长。18年托管服务经验，自2005年4月任职于工商银行总行资产托管部，先后任委托二处高级经理，内控与交易监督处高级经理，信息与增值服务处副处长，营运一处副处长、处长。在托管业务指令处理、证券结算、交易监督、信息服务等领域具有丰富经验。

朱正，总行资产托管部营运二处资深经理。21年托管服务经验，自2004年10月任职于工商银行总行资产托管部，先后任营运三处高级经理、副处长、资深经理、营运二处资深经理，在托管业务指令处理、参数数据、证券结算、资金清算、会计核算等托管营运服务方面具有丰富经验。

王娟，总行资产托管部营运三处高级经理。14年托管服务经验，自2011年6月任职于总行资产托管部，在公募基金、企业年金、保险产品的会计核算、信息披露等托管营运服务方面具有丰富经验。

（四）基金托管业务经营情况

中国工商银行于1998年2月24日获得中国证监会、中国人民银行核准开办

证券投资基金托管业务，批准文号：证监基字[1998]3 号；2002 年获得中国人民银行核准开办资产托管业务，批准文号：银复[2002]330 号。

作为中国大陆托管服务的先行者，中国工商银行自 1998 年在国内首家提供托管服务以来，秉承“诚实信用、勤勉尽责”的宗旨，依靠严密科学的风险管理和内部控制体系、规范的管理模式、先进的营运系统和专业的服务团队，严格履行资产托管人职责，为境内外广大投资者、金融资产管理机构和企业客户提供安全、高效、专业的托管服务，展现优异的市场形象和影响力。建立了国内托管银行中最丰富、最成熟的产品线。拥有包括证券投资基金、信托资产、保险资产、社会保障基金、基本养老保险、企业年金基金、QFI 资产、QDII 资产、股权投资基金、证券公司集合资产管理计划、证券公司定向资产管理计划、商业银行信贷资产证券化、基金公司特定客户资产管理、QDII 专户资产、ESCROW 等门类齐全的托管产品体系，同时在国内率先开展绩效评估、风险管理等增值服务，可以为各类客户提供个性化的托管服务。截至 2026 年 6 月，中国工商银行共托管证券投资基金 1,612 只。

自 2003 年以来，中国工商银行连续二十二年获得香港《亚洲货币》、英国《全球托管人》、香港《财资》、美国《环球金融》、内地《证券时报》、《上海证券报》等境内外权威财经媒体评选的 120 项最佳托管银行大奖；是获得奖项最多的国内托管银行，优良的服务品质获得国内外金融领域的持续认可和广泛好评。

（五）不动产基金托管业务经营情况、资信情况

中国工商银行是首批试点基础设施证券投资基金托管银行，截至 2026 年 6 月，共托管平安广州广河 REIT、华夏合肥高新 REIT、中信建投国家电投新能源 REIT、易方达深高速公路 REIT、嘉实中国电建清洁能源 REIT、华安百联消费 REIT、易方达华威市场 REIT、银华绍兴原水水利 REIT 等 8 单公募 REITs 项目，合计发行规模 271 亿元，托管项目数量排名市场第三、发行规模排名市场第二。

中国工商银行是最早参与我国资产证券化业务试点的托管机构，自 2005 年首批参与试点以来，累计托管企业资产证券化项目百余单，积累了丰富的托管服务经验，是目前市场上合作机构最广泛、托管基础资产类型最全面的托管机构。

中国工商银行资信情况良好，2026 年 8 月 31 日，大公国际资信评估有限公司给予中国工商银行的主体评级为 AAA。

根据基金托管人于工商银行网站[80]公开披露的定期报告和临时报告及财务顾问通过中国证监会网站、国家金融监督管理总局网站、国家外汇管理局网站、中国人民银行网站、应急管理部网站、生态环境部网站、国家市场监督管理总局网站、国家发展和改革委员会网站、财政部网站、国家税务总局网站、国家税务总局北京市税务局[81]网站、国家企业信用信息公示系统、证券期货市场失信记录查询平台、“信用中国”平台、中国执行信息公开网-失信被执行人查询系统和中国执行信息公开网-被执行人信息查询系统进行的公开信息渠道检索，截至 2026 年 9 月 28 日，于前述信息渠道，工商银行（不含分支机构）最近一年内存在如下行政处罚记录：（1）因工商银行违反金融统计相关规定，违反账户管理规定，违反清算管理规定等违法行为，中国人民银行于 2025 年 12 月 10 日作出“银罚决字〔2025〕110 号”《行政处罚决定书》，对工商银行处以警告，没收违法所得 434.570857 万元人民币及罚款 3,961.5 万元人民币；（2）因工商银行未经批准办理跨境资产转让业务；办理经常项目资金收付，未对交易单证的真实性及其与外汇收支的一致性进行合理审查等违法行为，国家外汇管理局北京市分局于 2025 年 12 月 18 日作出“京汇罚〔2025〕49 号”《行政处罚决定书》，对工商银行处以警告，没收违法所得及罚款共计 1,142.59 万元人民币；（3）因重要信息系统投产变更风险管控不到位、未按规定报告重要信息系统突发事件等，国家金融监督管理总局于 2026 年 6 月 5 日对工商银行处以罚款 105 万元人民币。

根据基金托管人于 2026 年 6 月 29 日出具的《询证函复函》，确认最近一年不存在与证券投资基金托管业务有关的重大违法违规行为、重大失信行为受到行政处罚或者刑事处罚的情形，不存在证券投资基金托管业务相关的违法违规行为、失信行为被监管机构立案调查、司法机关立案侦查或者正处于整改期间的情形；不存在因证券投资基金托管业务方面的违法违规行为、失信行为而被列入失信被执行人名单的记录；前述行政处罚事项不涉及工商银行证券投资基金托管业务，对工商银行依法合规开展证券投资基金托管业务未造成实质性影响。

[80] 网址：www.icbc.com.cn。
[81] 网址：http://beijing.chinatax.gov.cn/。

除上述行政处罚记录外，截至 2026 年 9 月 28 日，于前述信息渠道，工商银行最近一年内，不存在因重大违法违规行为、重大失信行为受到行政处罚或者刑事处罚的情形，不存在因证券投资基金托管业务相关的违法违规行为、失信行为被监管机构立案调查、司法机关立案侦查或者正处于整改期间的情形；不存在因证券投资基金托管业务方面的违法违规行为、失信行为而被列入失信被执行人名单的记录。

根据基金托管人出具的《询证函复函》并考虑基金托管人的业务规模、前述行政处罚事项未涉及基金托管人不动产基金托管业务资质等相关因素，经查询基金托管人在前述行政处罚后的托管业务开展记录，财务顾问认为前述行政处罚事项应不会直接导致基金托管人开展不动产基金托管业务的资质被撤销或作废。

（六）托管人的内部控制制度

1、内部控制目标

（1）资产托管业务经营管理依法合规。

（2）资产托管业务操作风险最小化。

（3）资产托管业务发展战略和经营目标全面实施和充分实现。

（4）全面履行托管人职责、保证托管资产安全。

2、内部控制的原则

（1）全面性原则

内部控制应贯穿资产托管业务经营管理决策、执行和监督全过程，覆盖各项业务、事项以及机构部门和岗位人员。

（2）审慎性原则

内部控制应当以防范风险、审慎经营为出发点，各项经营管理活动，尤其是设立新的机构或开办新的业务，应当确保合法合规，符合经营授权，制度流程完备，体现内控优先的要求。

（3）制衡性原则

资产托管业务流程应实现前中后职责分离，建立横向与纵向相互监督制约的机制，形成职责分工明确、业务流程清晰的管理体系。

（4）独立性原则

资产托管业务在系统、场所、人员、管理上均要满足法律法规和监管规定要求，保持相对独立性。

（5）适度性原则

内部控制应当与经营规模、业务范围和风险特点相适应，动态适应性调整，以合理的成本实现内部控制的目标。

3、内部控制组织结构

中国工商银行建立了分工明确、相互牵制的风险控制组织结构。通过建立横纵结合的内部组织结构，形成不同部门、不同岗位相互制衡与监督。

中国工商银行资产托管业务内部风险控制组织结构由中国工商银行内部监管部门、资产托管部内设监督与风险管理处及资产托管部各业务处室共同组成。工行托管业务风险控制部门可分为三个层次：

一是中国工商银行内部监管部门，主要包括风险管理部、内部审计局、内部控制合规部等部门。负责制定全行风险管理政策，对各业务部门风险控制工作进行指导、监督；内部审计局每年也会对托管业务进行审计检查，审计报告将由内部审计局提交审计委员会。

二是资产托管部内设监督与风险管理处，直接对分管行长和总经理负责。负责拟定托管业务风险控制工作总体思路与计划，组织、指导、协调、监督各业务处室风险控制工作的实施。

三是资产托管部相关处室在日常工作中，各业务处室在各自职责范围内实施具体的风险控制措施。随时自查自纠，风险控制理念贯穿于全部业务过程之中。

4、内部控制制度

中国工商银行资产托管部建立了一整套内部风险控制制度，一方面制定了《中国工商银行资产托管业务管理办法》《中国工商银行资产托管内部风险控制

管理办法》《资产托管业务全面风险管理办法》和《中国工商银行资产托管部业务应急预案》等业务管理和内部控制制度；另一方面，在托管业务条线总览规定、产品办法、营运规程三个层级的各项制度中内嵌内部控制的相关规范和要求，并撰写了托管产品运作环节的操作手册。

5、风险控制

中国工商银行根据内部控制目标，结合风险应对策略，通过手工控制与系统控制、预防性控制与发现性控制相结合的方法，综合运用环境控制、系统控制、授权控制、职责分离、制度流程控制、应急预案等控制措施，对资产托管业务和事项实施全面控制。具体包括：

（1）内部风险控制活动

隔离制度：资产托管业务与传统业务实行严格分离，建立了明确的岗位职责、科学的业务流程、详细的操作手册、严格的人员行为规范等一系列规章制度，并采取了防火墙隔离制度，能够确保资产独立、环境独立、人员独立、业务制度和管理独立、网络独立。资产托管部内部设置了不相容岗位，实现了职责分离。

高层检查：主管行领导与部门高级管理层作为工行托管业务政策和策略的制定者和管理者，要求下级部门及时报告经营管理情况和特别情况，以检查资产托管部在实现内部控制目标的工作进展，并根据检查情况提出内部控制措施督促职能管理部门改进。

人事控制：资产托管部严格落实岗位责任制，建立“自控防线”“互控防线”“监控防线”三道控制防线，健全绩效考核和激励机制，树立“以人为本”的内部控制文化，增强员工的责任心和荣誉感，培育团队精神、增加核心竞争力。资产托管部通过定期和定向的业务与职业道德培训以及与员工签订承诺书，使员工树立风险防范与控制理念。

经营控制：资产托管部通过制定工作计划、编制预算等方法开展各种业务营销活动、处理各项托管事务，从而有效地控制和配置组织资源，达到最大化利用资源、提高效益目的。

内部风险管理：资产托管部通过内审监察、风险评估、系统监控等方式加强

内部风险管理，定期或不定期地对业务运作状况进行检查、监控。指导业务部门进行风险识别和风险评估，制定并实施风险控制措施，排查风险隐患。

数据安全控制：资产托管部通过业务操作区相对独立、数据和传真加密、数据传输线路冗余备份、监控设施的运用等措施来保障数据安全。

（2）具体控制措施

针对托管业务的特点，制定了九类具体风险控制措施：交易监督风险控制、资金清算风险的控制、会计核算风险的控制、核算估值风险控制、数据传输风险的防范、交易数据计算风险的防范、数据安全风险的控制、电脑系统风险的控制、人员风险控制等。

（3）优化托管业务系统功能

将风险控制嵌入业务处理模块，实现流程处理的标准化和风险控制的系统化。通过系统业务处理的模块化和流程化，加强系统对风险点的刚性控制，从而降低操作风险。

（4）操作风险监测体系

中国工商银行建立资产托管业务操作风险监测体系，进行定期、连续监督和测定。结合资产托管业务发展情况和经营环境设定风险承受度阈值，并适时进行动态调整和再评估。对可能引发风险事件的隐患及时进行预警。投产资产托管风险监控系统，该系统下设 13 个风控模型和 24 个风控指标，通过监督模型初步实现对全行托管营运风险的非现场监控。

6、业务连续性保障

中国工商银行依据相关法律法规，制订了基于数据、应用、操作、环境四个层面的完善的资产托管业务连续性工作计划和应急预案，可以按照现行监管要求，依法合规为客户实时提供优质的托管服务，切实履行托管人职责。在重大突发事件发生后，可根据突发事件的对托管业务连续性营运影响程度的评估，适时选择或依次启动“原场所现场+居家”“部分同城异地+居家”“部分异城异地+居家”“异地全部切换”四种方案，由“总部+6 家总行级营运中心+18 家托管分部+境外营运机构”形成全球、全天候营运网络，向客户提供连续性服务，确保托管产

品日常交易的及时清算和交割。

为确保上述连续性工作计划和应急预案能够随时有效执行，中国工商银行持续加大了应急预案的演练力度，将演练活动提升为在全行范围内多层级、多维度常态化开展。2021 年以来，中国工商银行总部、6 家总行级营运中心、18 家托管分部、境外营运机构共同开展居家办公演练、同城异地演练、异城异地演练，以实战环境演练、全面流程覆盖为手段，更加安全高效的完成应急处置，确保各类指令和业务事项无遗漏，在“产品、人员、岗位、流程”等多个维度实现多点切换和无缝衔接，不断更新、优化、验证应急预案。

（七）基金托管人的内部托管流程

中国工商银行已经建立成熟的、完善的托管服务流程。服务流程涵盖资金清算、估值核算、对账等托管运作全过程。

1、清算、交割事宜的流程

管理人的划款指令以电子指令直连方式向工商银行发出，工商银行收到指令后立即执行，管理人可在系统中查询指令执行进度和账户资金变动情况。管理人也可以采用加密传真方式或专属邮件方式作为指令应急备份渠道。工商银行在收到管理人发送的指令后，将检查划款指令各项要素是否齐全且准确无误，检查划款指令所涉投资交易是否符合法律法规与基金合同约定，如发现问题，会立即通知管理人。若检查无误，工商银行按照划款指令的要求实时办理。工商银行将及时检查托管资产头寸使用情况，发现资金头寸不足以执行划款指令时，将及时通知管理人。

工商银行通过大额支付系统、电子联行系统、SWIFT 系统以及工商银行自主开发的清算端等清算系统进行日常划款操作。对于需和中国证券登记结算有限公司进行的资金清算业务，工商银行及时通过全行清算系统、上海 PROP、深圳 D-COM、北京 CCNET 交收业务终端完成资金交收。

工商银行收到管理人发送的银行间债券成交单及有效指令后，通过中央国债和上海清算所综合业务系统完成银行间债券交易的后台确认及资金清算。

工商银行日间负责查看上海 PROP、深圳 D-COM、北京 CCNET，核对当日

备付金余额，跟踪新股申购资金到账情况，并与各开户银行核对银行存款账户余额。

工商银行划款采用经办、复核、审核三级授权制，以确保托管资金清算的安全性和可靠性。日终，工商银行进行日终资金对账工作，确保管理人托管资金账户余额与主机实际余额一致。

2、权属证书保管

管理人应在基金合同生效前明确需移交工商银行保管的不动产项目权属证书及相关文件清单，并对权属证书及相关文件的真实性及完整性进行验证后，将原件移交工商银行保管，具体交接程序由管理人与工商银行根据实际情况约定。

3、核算、估值事宜的流程

工商银行通过制度、系统和考核三方面措施对托管资产核算业务流程和结果进行管控。制度方面，工商银行制定了《资产托管业务会计核算操作规程》，对托管资产估值核算业务及信息披露质量和时效做出了明确要求依据合规的估值方法，按照《企业会计准则》的规定，遵循实质重于形式的原则，对托管组合所持有的各项资产（包括不动产资产支持证券、债券、银行存款应收账款等资产）及各项负债进行会计核算，确定资产的公允价值。

（1）建账与核算

托管人、管理人各自以托管产品为会计主体独立地设置、登录和保管《基金托管协议》项下投资运作的全套账册。

（2）对账

托管人和管理人应建立定期对账制度。每个估值日核对基金资产净值，保证账账相符、账实相符。对于估值日（T 日）核对结果，托管人于估值日后第一个工作日（T+1 日）16:30 之前与管理人核对。如有不符，双方应及时联系查找原因直至核对一致。对于保存在保管箱的实物资产，托管人每个季度进行账实核对。在核对中，若核对无误，管理人应及时向托管人确认；若出现问题，由管理人和托管人双方共同查明原因后，进行调整。

管理人与托管人同时进行会计核算估值后，按照对账制度，双方可以采用电子对账系统、录音电话等方式交换信息进行核对，以保证传递数据的安全和保密。

（八）基金托管人对基金管理人运作基金进行监督的方法和程序

1、基金托管人应监督、复核基金管理人按照法律法规规定和基金合同约定进行投资运作、收益分配、信息披露等

2、基金托管人应根据相关法律法规的规定及基金合同的约定，复核、审查基金管理人计算的基金资产净值、基金份额净值、基金份额认购、扩募价格；基金托管人应复核本基金信息披露文件，并对基金管理人资产确认及计量过程的复核。

3、基金托管人应监督本基金资金账户、不动产项目运营收支账户等重要资金账户及资金流向，确保符合法律法规规定和基金合同约定，保证基金资产在监督账户内封闭运行。

4、基金托管人应监督基金管理人为不动产项目购买足够的保险。

5、基金托管人应监督不动产项目公司借入款项安排，确保符合法律法规规定及约定用途。

6、基金托管人监督基金管理人对本基金的投资运作，如发现基金管理人有违反基金合同及国家法律法规行为，对基金财产、其他当事人的利益造成重大损失的情形，应呈报中国证监会，并采取必要措施保护基金投资者的利益。

（九）计划托管人的主体资格及托管资质

本基金所涉及的计划托管人为工商银行上海分行，经核查计划托管人的《营业执照》等材料，并经查询国家企业信用信息公示系统，截至 2026 年 6 月 11 日，工商银行上海分行系有效存续的股份有限公司分支机构，不存在《公司法》等中国法律规定的应当终止的情形。

《中华人民共和国商业银行法》第二十二条规定，“商业银行对其分支机构实行全行统一核算，统一调度资金，分级管理的财务制度。商业银行分支机构不

具有法人资格，在总行授权范围内依法开展业务，其民事责任由总行承担。”因此，商业银行分行与总行属于同一法人，基金托管人与资产支持证券托管人为同一人，符合《基金试点通知》第四条[82]、《基金指引》第六条[83]的规定。

同时，工商银行上海分行现持有原中国银行保险监督管理委员会上海监管局于 2021 年 10 月 15 日核发的《金融许可证》（机构编码：B0001B231000001），已依法获得经营所批准业务的许可。根据工商银行于 2026 年 2 月 9 日签发的《关于印发 2026 年度境内分行基本授权的通知》（工银发〔2026〕14 号），工商银行已向工商银行上海分行授予资产托管业务的协议签署权、业务营运权和账户管理权限。

综上，经核查工商银行上海分行具备担任计划托管人的主体资格及相应资质。

[82] 《基金试点通知》第四（一）条：“试点初期，由符合条件的取得公募基金管理资格的证券公司或基金管理公司，依法依规设立公开募集基础设施证券投资基金，经中国证监会注册后，公开发售基金份额募集资金，通过购买同一实际控制人所属的管理人设立发行的基础设施资产支持证券，完成对标的基础设施的收购，开展基础设施 REITs 业务。公开募集基础设施证券投资基金符合《证券法》《证券投资基金法》规定的，可以申请在证券交易所上市交易。”

[83] 《基金指引》第六条：“基础设施基金托管人与基础设施资产支持证券托管人应当为同一人。”

第六章 财务顾问意见

一、财务顾问结论性意见

财务顾问通过尽职调查，根据《中华人民共和国证券法（2019 修订）》《中华人民共和国证券投资基金法》《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》《公开募集不动产投资信托基金（REITs）尽职调查工作指引（试行）》《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第 1 号——审核关注事项（试行）》《上海证券交易所资产支持证券挂牌条件确认规则适用指引第 2 号——大类基础资产》《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务管理规定》和《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化尽职调查工作指引》等相关法律法规、部门规章以及规范性文件的相关要求，由项目组对不动产项目、项目公司、原始权益人、运营管理机构、托管人及对交易有重大影响的其他交易相关方进行了尽职调查。与法律顾问、审计机构、评估机构进行了充分沟通，认为：

不动产项目、项目公司、原始权益人、运营管理机构、托管人及对交易有重大影响的其他交易相关方等符合相关规定和条件。

二、财务顾问、原始权益人有偿聘请第三方机构和个人等相关行为的核查说明

本财务顾问在本项目中不存在直接或间接有偿聘请第三方的行为。截至本财务顾问报告出具日，经财务顾问适当核查，本项目的发行人聘请了财务顾问国泰海通证券股份有限公司、基金管理人及计划管理人上海东方证券资产管理有限公司，以上机构均为本项目依法需聘请的证券服务机构。

（本页无正文，为《东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金财务顾问报告》之盖章页）

张睿	汪中	李音

钟建飞	毛剑豪	王博华

国泰海通证券股份有限公司

2026 年 10 月 13 日

附件七、基金合同与基金托管协议内容摘要

第一部分 基金合同的内容摘要

一、基金合同当事人的权利、义务

（一）基金份额持有人的权利与义务

投资者持有本基金的基金份额的行为即视为对基金合同的承认和接受，投资者自依据基金合同取得基金份额，即成为本基金份额持有人和基金合同的当事人，直至其不再持有本基金的基金份额。基金份额持有人作为基金合同当事人并不以在基金合同上书面签章或签字为必要条件。

除法律法规或中国证监会另有规定或基金合同另有约定外，每份基金份额具有同等的合法权益。

1、根据《基金法》《公募基金运作办法》《基金指引》及其他有关规定，基金份额持有人的权利包括但不限于：

（1）分享基金财产收益；

（2）参与分配清算后的剩余基金财产；

（3）依法转让其持有的基金份额；

（4）按照规定要求召开基金份额持有人大会或者召集基金份额持有人大会；

（5）出席或者委派代表出席基金份额持有人大会，对基金份额持有人大会审议事项行使表决权；

（6）查阅或者复制公开披露的基金信息资料；

（7）监督基金管理人的投资运作；

（8）对基金管理人、基金托管人、基金服务机构损害其合法权益的行为依法提起诉讼或仲裁；

（9）法律法规及中国证监会规定的和基金合同约定的其他权利。

2、根据《基金法》《公募基金运作办法》《基金指引》及其他有关规定，基金份额持有人的义务包括但不限于：

（1）认真阅读并遵守基金合同、招募说明书、基金产品资料概要等信息披露文件以及基金管理人按照规定就本基金发布的相关公告；

（2）了解所投资基金产品，了解自身风险承受能力，自主判断基金的投资价值，自主做出投资决策，自行承担投资风险；

（3）关注基金信息披露，及时行使权利和履行义务；

（4）交纳基金认购款项及法律法规和基金合同所规定的费用；

（5）在其持有的基金份额范围内，承担基金亏损或者基金合同终止的有限责任；

（6）不从事任何有损基金及其他基金合同当事人合法权益的活动；

（7）执行生效的基金份额持有人大会的决议；

（8）返还在基金交易过程中因任何原因获得的不当得利；

（9）拥有权益的基金份额达到特定比例时，按照规定履行份额权益变动相应的程序及信息披露等义务；

（10）基金份额持有人及其一致行动人应当遵守《不动产基金业务办法》有关权益变动的管理及披露要求。其中，基金份额持有人拥有权益的基金达到特定比例时应按照规定履行份额权益变动相应的程序及信息披露等义务，拥有权益的基金份额达到 50%时，继续增持基金份额的，应按照规定履行基金收购的程序或者义务。原始权益人或其同一控制下的关联方卖出本基金战略配售份额导致权益发生前述变动的，应按照有关规定履行相应的通知、公告等义务；

（11）基金份额持有人及其一致行动人同意在拥有基金份额时即视为承诺，若违反《不动产基金业务办法》第五十六条第一款、第二款的规定买入在基金中拥有权益的基金份额的，在买入后的 36 个月内，对该超过规定比例部分的基金份额不行使表决权；

（12）提供基金管理人和监管机构依法要求提供的信息，以及不时的更新和补充，并保证其真实性；

（13）遵守基金管理人、基金托管人、销售机构和登记机构的相关交易及业务规则；

（14）战略投资者持有基金份额及期限需遵守法律法规和基金合同等相关要求；

（15）配合基金管理人和基金托管人根据法律法规、监管部门有关反洗钱要求开展相关反洗钱工作，提供真实、准确、完整的资料，遵守各方反洗钱与反恐怖融资相关管理规定；

（16）法律法规、中国证监会规定的和基金合同约定的其他义务。

3、投资者及其一致行动人的承诺

投资者及其一致行动人在拥有本基金的基金份额时即视为承诺，若其违反下列两项规定买入在本基金中拥有权益的基金份额的，在买入后的36个月内对该超过规定比例部分的基金份额不行使表决权：

（1）投资者及其一致行动人拥有权益的基金份额达到本基金基金份额的10%时，应当在该事实发生之日起3日内编制权益变动报告书，通知基金管理人，并予公告；在上述期限内，不得再行买卖本基金的基金份额，但另有规定的除外；

（2）投资者及其一致行动人拥有权益的基金份额达到本基金基金份额的10%后，其通过上海证券交易所交易拥有权益的基金份额占本基金基金份额的比例每增加或者减少5%，应当依照第（1）款的规定进行通知和公告。在该事实发生之日起至公告后3日内，不得再行买卖本基金的基金份额，但另有规定的除外。

4、作为战略投资者的原始权益人或其同一控制下的关联方的义务

基金份额持有人同时为本基金项下不动产项目原始权益人或其同一控制下的关联方的，除应当履行前述基金份额持有人义务外，还应当履行下列义务：

（1）不得侵占、损害本基金所持有的不动产项目；

（2）配合基金管理人、基金托管人以及其他为本基金提供服务的专业机构履行职责；

（3）确保不动产项目真实、合法，确保向基金管理人等机构提供的文件资料真实、准确、完整，不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏；

（4）依据法律法规、基金合同及相关协议约定及时移交不动产项目及相关印章证照、账册合同、账户管理权限等；

（5）主要原始权益人及其控股股东、实际控制人提供的文件资料存在隐瞒重要事实或者编造重大虚假内容等重大违法违规行为的，应当购回全部基金份额或不动产项目权益；

（6）及时配合项目公司到工商行政管理机关提交办理项目公司股权转让的相关资料，办理股权变更的工商变更登记手续；

（7）法律法规及相关协议约定的其他义务。

（二）基金管理人的权利与义务

1、根据《基金法》《公募基金运作办法》《基金指引》及其他有关规定，基金管理人的权利包括但不限于：

（1）依法募集资金；

（2）自基金合同生效之日起，根据法律法规和基金合同独立运用并管理基金财产；

（3）按照有关规定运营管理不动产项目；

（4）依照基金合同收取基金管理费以及法律法规规定或中国证监会批准的其他费用；

（5）发售基金份额；

（6）按照规定召集基金份额持有人大会；

（7）依据基金合同及有关法律规定监督基金托管人，如认为基金托管人违反了基金合同及国家有关法律规定，应呈报中国证监会和其他监管部门，并采取必要措施保护基金投资者的利益；

（8）在基金托管人更换时，提名新的基金托管人；

（9）选择、更换基金销售机构，对基金销售机构的相关行为进行监督和处理；

（10）担任或委托其他符合条件的机构担任基金登记机构办理基金登记业务并获得基金合同规定的费用；

（11）依据基金合同及有关法律规定决定基金收益的分配方案；

（12）依照法律法规为基金的利益行使因基金财产投资于证券所产生的权利；

（13）依照法律法规为基金的利益直接或间接对相关投资标的行使相关权利，包括但不限于：

1）作为不动产资产支持证券持有人享有的权利，包括：决定专项计划扩募、决定延长专项计划期限或提前终止专项计划、决定修改专项计划法律文件重要内容等；

2）项目公司股东享有的权利；

3）作为债权人享有的权利；

为免疑义，前述事项如涉及应由基金份额持有人大会决议的事项的，基金管理人应当在基金份额持有人大会决议范围内行使相关权利；

（14）与计划管理人联合开展尽职调查；

（15）在法律法规允许的前提下，为基金的利益依法为基金进行融资，决定

基金债务杠杆方案的设置；

（16）以基金管理人的名义，代表基金份额持有人的利益行使诉讼权利或者实施其他法律行为；

（17）选择、更换律师事务所、会计师事务所、评估机构、财务顾问、证券经纪商、做市商或其他为基金提供服务的外部机构；

（18）在符合有关法律、法规、基金合同、相关证券交易所及登记机构相关业务规则的前提下，制订、修改并公布有关基金询价、定价、认购、非交易过户及其他相关业务规则；

（19）可以设立专门的子公司承担不动产项目运营管理职责或委托运营管理机构依法负责部分运营管理职责，派员负责不动产项目财务管理，监督、检查运营管理机构履职情况；

（20）在运营管理机构更换时，提名并聘任新的运营管理机构；

（21）发生运营管理机构法定解聘情形的，解聘运营管理机构；

（22）调整运营管理机构的报酬标准；

（23）决定金额占本基金净资产 20%及以下（金额是指连续 12 个月内累计发生金额）的不动产项目购入或出售事项；

（24）决定金额占本基金净资产 5%及以下（金额是指连续 12 个月内累计发生金额）的关联交易；

（25）对潜在投资标的开展投资可行性分析、尽职调查和资产评估等工作，将相关议题提交基金份额持有人大会表决，并根据基金份额持有人大会决议实施基金扩募；

（26）对相关资产进行购入或出售可行性分析和资产评估，并就需要召开基金份额持有人大会进行表决的事项召开基金份额持有人大会；

（27）在符合有关法律、法规的前提下，制订、实施及调整有关基金直接或间接对外借款方案；

（28）经与基金托管人协商一致后决定本基金可供分配金额计算调整项的相关事宜，适用法律法规或相应规则对本基金可供分配金额的计算另有调整的，基金管理人依据法律法规及基金合同进行信息披露、履行相应程序后，直接对该部分内容进行调整；

（29）法律法规及中国证监会规定的和基金合同约定的其他权利。

2、根据《基金法》《公募基金运作办法》《基金指引》及其他有关规定，基金管理人的义务包括但不限于：

（1）依法募集资金，办理或者委托经中国证监会认定的其他机构代为办理基金份额的募集和登记结算等事宜；

（2）办理基金备案和基金上市所需手续；

（3）自基金合同生效之日起，以诚实信用、谨慎勤勉的原则管理和运用基金财产；

（4）配备足够的具有专业资格的人员进行基金投资分析、决策，以专业化的经营方式管理和运作基金财产；

（5）制定完善的尽职调查内部管理制度，建立健全业务流程；建立健全内部风险控制、监察与稽核、财务管理及人事管理等制度，保证所管理的基金财产和基金管理人的财产相互独立，对所管理的不同基金分别管理，分别记账，进行证券投资；

（6）除依据《基金法》《基金指引》、基金合同及其他有关规定外，不得利用基金财产为自己及任何第三人谋取利益，不得委托第三人运作基金财产；

（7）依法接受基金托管人的监督；

（8）采取适当合理的措施使计算基金份额认购和注销价格的方法符合法律文件的规定及基金合同的约定，按有关规定及约定计算并公告基金净资产信息，并履行信息披露义务；

（9）办理或聘请财务顾问办理基金份额发售的路演推介、询价、定价、配售等相关业务活动；

（10）根据法律法规和基金合同，为本基金的利益对专项计划行使资产支持证券投资者权利；

（11）按照法律法规规定、国家有关监管要求和基金合同约定专业审慎运营管理不动产项目，主动履行不动产项目运营管理职责，也可根据《基金指引》委托运营管理机构负责部分运营管理职责，但依法应承担的责任不因委托而免除；

（12）严格按照《基金法》《基金指引》、基金合同及其他有关规定，履行信息披露及报告义务；

（13）进行基金会计核算并编制基金财务会计报告；

（14）编制基金定期报告与临时报告，并应当按照法律法规、企业会计准则及中国证监会相关规定进行资产负债确认计量，编制基金中期与年度合并及单独财务报表，财务报表至少包括资产负债表、利润表、现金流量表、所有者权益变动表及报表附注；

（15）保守基金商业秘密，不泄露基金投资计划、投资意向等。除《基金法》《基金指引》、基金合同及其他有关规定另有规定或向监管机构、司法机构或因审计、法律、资产评估等外部专业顾问提供外，在基金信息公开披露前应予保密，不向他人泄露；

（16）按基金合同的约定确定基金收益分配方案，及时向基金份额持有人分配基金收益；

（17）依据《基金法》《基金指引》、基金合同及其他有关规定召集基金份额持有人大会或配合基金托管人、基金份额持有人依法召集基金份额持有人大会；

（18）按规定保存基金财产管理业务活动的会计账册、报表、记录和其他相关资料，保存年限不得低于法律法规规定的最低年限；按规定保留路演、定价、配售等过程中的相关资料不低于法律法规规定的最低期限并存档备查，包括推介宣传材料、路演现场录音等，且能如实、全面反映询价、定价和配售过程；法律法规或监管规则另有规定的从其规定；

（19）确保需要向基金投资者提供的各项文件或资料在规定时间发出，并且保证投资者能够按照基金合同规定的时间和方式，随时查阅到与基金有关的公开资料，并在支付合理成本的条件下得到有关资料的复印件；

（20）组织并参加基金财产清算小组，参与基金财产的保管、清理、估价、变现和分配；基金清算涉及不动产项目处置的，应遵循基金份额持有人利益优先的原则，按照法律法规规定进行资产处置，并尽快完成剩余财产的分配；

（21）面临解散、依法被撤销或者被依法宣告破产时，及时报告中国证监会并通知基金托管人；

（22）因违反基金合同导致基金财产的损失或损害基金份额持有人合法权益时，应当承担赔偿责任，其赔偿责任不因其退任而免除；

（23）监督基金托管人按法律法规和基金合同规定履行自己的义务，基金托

管人违反基金合同造成基金财产损失时，基金管理人应为基金份额持有人利益向基金托管人追偿；

（24）依照基金合同的约定将其部分职责委托第三方执行时，应当对第三方处理有关基金事务的行为承担责任；

（25）以基金管理人名义，代表基金份额持有人利益行使诉讼权利或实施其他法律行为；

（26）基金在募集期间未能达到基金的备案条件，基金合同不能生效，基金管理人承担全部募集费用，将已募集资金并加计银行同期活期存款利息在基金募集期结束后30日内退还基金认购人；

（27）执行生效的基金份额持有人大会的决议；

（28）建立并保存基金份额持有人名册；

（29）基金上市期间，基金管理人原则上应当选定不少于1家流动性服务商为基金提供双边报价等服务；

（30）本基金运作过程中，基金管理人应当专业审慎运营管理不动产项目，并按照法律法规规定和基金合同约定主动履行不动产项目运营管理职责，包括：

1）及时办理不动产项目、印章证照、账册合同、账户管理权限和运营档案资料交割等；

2）建立账户和现金流管理机制，有效管理不动产项目运营等产生的现金流，防止现金流流失、挪用等；

3）建立印章管理、使用机制，妥善管理不动产项目各种印章；

4）为不动产项目购买足够的财产保险和公众责任保险；

5）制定及落实不动产项目运营策略；

6）签署并执行不动产项目运营的相关协议；

7）收取不动产项目运营等产生的收益，追收欠缴款项等；

8）执行日常运营服务，如安保、消防、通讯及紧急事故管理等；

9）实施不动产项目维修、改造等；

10）不动产项目档案归集管理等；

11）聘请评估机构、审计机构进行评估与审计；

12）依法披露不动产项目运营情况；

13）提供公共产品和服务的不动产资产的运营管理，应符合国家有关监管要求，严格履行运营管理义务，保障公共利益；

14）建立相关机制防范运营管理机构的履约风险、不动产项目经营风险、关联交易及利益冲突风险、利益输送和内部人控制风险等不动产项目运营过程中的风险；

15）按照基金合同约定和持有人利益优先的原则，专业审慎处置资产；

16）中国证监会规定的其他职责。

（31）基金管理人应当对接受委托的运营管理机构进行充分的尽职调查，确保其在专业资质（如有）、人员配备、公司治理等方面符合法律法规要求，具备充分的履职能力。基金管理人应当持续加强对运营管理机构履职情况的监督，至少每年对其履职情况进行评估，确保其勤勉尽责履行运营管理职责。基金管理人应当定期检查运营管理机构就其获委托从事不动产项目运营管理活动而保存的记录、合同等文件，检查频率不少于每半年 1 次。委托事项终止后，基金管理人应当妥善保管不动产项目运营维护相关档案。

（32）运营管理机构应当勤勉尽责、专业审慎运营管理不动产项目，发生下列情形之一的，基金管理人应当解聘运营管理机构：

1）运营管理机构因故意或重大过失给基金造成重大损失；

2）运营管理机构依法解散、被依法撤销、被依法宣告破产或者出现重大违法违规行为；

3）运营管理机构专业资质、人员配备等发生重大不利变化已无法继续履职。

（33）本基金存续期间，基金管理人应当聘请评估机构对不动产项目资产每年进行 1 次评估。出现下列情形之一的，基金管理人应当及时聘请评估机构对相应不动产项目资产进行评估：

1）基金运作过程中发生购入或出售不动产项目等情形时；

2）本基金扩募；

3）提前终止基金合同拟进行资产处置；

4）不动产项目现金流发生重大变化且对持有人利益有实质性影响；

5）对基金份额持有人利益有重大影响的其他情形。

（34）法律法规及中国证监会规定的和基金合同约定的其他义务。

（三）基金托管人的权利与义务

1、根据《基金法》《公募基金运作办法》《基金指引》及其他有关规定，基金托管人的权利包括但不限于：

（1）自基金合同生效之日起，依法律法规和基金合同的规定安全保管基金财产、权属证书及相关文件；

（2）依基金合同约定获得基金托管费以及法律法规规定或监管部门批准的其他费用；

（3）监督基金管理人对本基金的投资运作，如发现基金管理人有违反基金合同及国家法律法规行为，对基金财产、其他当事人的利益造成重大损失的情形，应呈报中国证监会，并采取必要措施保护基金投资者的利益；

（4）监督基金资金账户、不动产项目运营收支账户等重要资金账户及资金流向，确保符合法律法规规定和基金合同约定，保证基金资产在监督账户内封闭运行；

（5）监督基金管理人为不动产项目购买足够的保险；

（6）根据相关市场规则，为基金开设证券账户等投资所需账户、为基金办理资金清算；

（7）提议召开或召集基金份额持有人大会；

（8）在基金管理人更换时，提名新的基金管理人；

（9）法律法规及中国证监会规定的和基金合同约定的其他权利。

2、根据《基金法》《公募基金运作办法》《基金指引》及其他有关规定，基金托管人的义务包括但不限于：

（1）以诚实信用、勤勉尽责的原则持有并安全保管基金财产、权属证书及相关文件，履行《基金法》《基金指引》规定的职责；

（2）设立专门的基金托管部门，具有符合要求的营业场所，配备足够的、合格的熟悉基金托管业务的专职人员，负责基金财产托管事宜；

（3）建立健全内部风险控制、监察与稽核、财务管理及人事管理等制度，确保基金财产的安全，保证其托管的基金财产与基金托管人自有财产以及不同的基金财产相互独立；对所托管的不同的基金分别设置账户，独立核算，分账管理，保证不同基金之间在账户设置、资金划拨、账册记录等方面相互独立；

（4）除依据《基金法》《基金指引》、基金合同及其他有关规定外，不得利用基金财产为自己及任何第三人谋取利益，不得委托第三人托管基金财产；

（5）保管由基金管理人代表基金签订的与基金有关的重大合同及有关凭证；

（6）按规定开设基金财产的资金账户和证券账户等投资所需账户，按照基金合同的约定，根据基金管理人的投资指令，及时办理清算、交割事宜；监督本基金资金账户、不动产项目运营收支账户等重要资金账户及资金流向，确保符合法律法规规定和基金合同约定，保证基金资产在监督账户内封闭运行；

（7）保守基金商业秘密，除《基金法》《基金指引》、基金合同及其他有关规定另有规定或向监管机构、司法机关或因审计、法律等外部专业顾问提供外，在基金信息公开披露前予以保密，不得向他人泄露；

（8）复核、审查基金管理人计算的基金资产净值、基金份额净值、基金份额认购、扩募价格；

（9）办理与基金托管业务活动有关的信息披露事项；

（10）对基金财务会计报告、季度报告、中期报告和年度报告出具意见，说明基金管理人在各重要方面的运作是否严格按照基金合同的规定进行；如果基金管理人有未执行基金合同规定的行为，还应当说明基金托管人是否采取了适当的措施；

（11）保存基金托管业务活动的记录、账册、报表和其他相关资料，保存年限不得低于法律法规规定的最低年限；

（12）从基金管理人或其委托的登记机构处接收、建立并保存基金份额持有人名册；

（13）按规定制作相关账册并与基金管理人核对；

（14）依据基金管理人的指令或有关规定向基金份额持有人支付基金收益；

（15）依据《基金法》、基金合同及其他有关规定，召集基金份额持有人大会或配合基金管理人、基金份额持有人依法召集基金份额持有人大会；

（16）监督、复核基金管理人按照法律法规规定和基金合同约定进行投资运作、收益分配、信息披露等；

（17）参加基金财产清算小组，参与基金财产的保管、清理、估价、变现和分配；

（18）面临解散、依法被撤销或者被依法宣告破产时，及时报告中国证监会和银行业监督管理机构，并通知基金管理人；

（19）因违反基金合同导致基金财产损失时，应承担赔偿责任，其赔偿责任不因其退任而免除；

（20）按规定监督基金管理人按法律法规和基金合同规定履行自己的义务，基金管理人因违反基金合同造成基金财产损失时，应为基金份额持有人利益向基金管理人追偿；

（21）执行生效的基金份额持有人大会的决议；

（22）监督基金管理人为不动产项目购买足够的保险；

（23）监督不动产项目公司借入款项安排，确保符合法律法规规定及约定用途；

（24）复核本基金信息披露文件时，加强对基金管理人资产确认及计量过程的复核；

（25）法律法规及中国证监会规定的和基金合同约定的其他义务。

二、基金份额持有人大会召集、议事及表决的程序和规则

基金份额持有人大会由基金份额持有人组成，基金份额持有人的合法授权代表有权代表基金份额持有人出席会议并表决。除法律法规规定或基金合同另有约定外，就本部分所述基金份额持有人大会事宜，基金份额持有人持有的每一基金份额拥有平等的权利。

本基金份额持有人大会不设立日常机构。若将来法律法规对基金份额持有人大会另有规定的，以届时有效的法律法规为准。

（一）召开事由

1、除法律法规或中国证监会另有规定或基金合同另有约定外，当出现或需要决定下列事由之一的，应当召开基金份额持有人大会：

（1）更换基金管理人（更换为基金管理人设立的具有公开募集证券投资基金业务资格的控股子公司除外）；

（2）更换基金托管人；

（3）转换基金运作方式；

（4）调整基金管理人、基金托管人的报酬标准；

（5）变更基金类别；

（6）本基金与其他基金合并；

（7）对基金的投资目标、投资范围、投资策略等作出重大调整；

（8）变更基金份额持有人大会程序；

（9）本基金进行扩募；

（10）基金管理人或基金托管人要求召开基金份额持有人大会；

（11）单独或合计持有本基金总份额 10%以上（含 10%）基金份额的基金份额持有人（以基金管理人收到提议当日的基金份额计算，下同）就同一事项书面要求召开基金份额持有人大会；

（12）提前终止或延长基金合同期限（但由于不动产项目权属期限延长，导致基金合同期限相应延长的除外）；

（13）提前终止基金上市，但因基金不再具备上市条件而被上海证券交易所终止上市或因本基金连续 2 年未按照法律法规进行收益分配，基金管理人申请基金终止上市的除外；

（14）本基金以首次发售募集资金收购不动产项目后，对金额超过基金净资产 20%的其他不动产项目或不动产资产支持证券的购入或处置（金额是指连续 12 个月内累计发生金额）；

（15）本基金以首次发售募集资金收购不动产项目后，发生超过基金净资产 5%的关联交易（金额是指连续 12 个月内累计发生金额）；

（16）除基金合同约定解聘运营管理机构的法定情形外，解聘、合同到期不续聘、更换运营管理机构；

（17）法律法规及中国证监会规定的和基金合同约定的对基金合同当事人权利和义务产生重大影响的其他事项，以及其他法律法规、中国证监会规定或基金合同约定应当召开基金份额持有人大会的事项。

2、在法律法规规定和基金合同约定的范围内且对基金份额持有人利益无实质性不利影响的前提下，以下情况可由基金管理人和基金托管人协商后决定，不需召开基金份额持有人大会：

（1）法律法规要求增加的基金费用的收取和其他应由基金、专项计划等特殊目的载体承担的费用的收取；

（2）在法律法规和基金合同规定的范围内调整本基金收费方式；

（3）因相应的法律法规、监管机关的监管规则、相关证券交易所或登记机构业务规则等发生变动而应当对基金合同进行修改；

（4）对基金合同的修改对基金份额持有人利益无实质性不利影响或修改不涉及基金合同当事人权利义务关系发生重大变化；

（5）在法律法规、基金合同规定的范围内调整有关基金认购、基金交易、非交易过户、转托管等业务的规则；

（6）增加新的基金份额类别或调整基金份额分类规则；

（7）监管机关或证券交易所要求本基金终止上市的；

（8）履行适当程序后，基金推出新业务或服务；

（9）本基金进行基金份额折算；

（10）基金管理人因第三方机构提供服务时存在违法违规或其他损害基金份额持有人利益的行为而解聘上述机构，但若因发生运营管理机构法定解聘情形以外的事项需解聘运营管理机构的，应提交基金份额持有人大会表决；

（11）基金管理人在发生运营管理机构法定解聘情形时解聘运营管理机构，以及因此对基金合同及相关文件进行的修改；

（12）发生下列情形之一的，经基金管理人和基金托管人协商一致并履行相关程序后，可终止基金合同，不需召开基金份额持有人大会：

1）本基金通过全部专项计划持有的全部不动产项目在基金合同期限届满前全部变现，且连续六十个工作日未成功购入新的不动产项目的；

2）在基金合同生效之日起 6 个月内本基金所投资的资产支持专项计划未能设立或未能在相关主管部门完成备案；

3）本基金投资的全部专项计划发生相应专项计划文件中约定的事件导致全部专项计划终止且在六十个工作日内仍未能成功认购其他专项计划的资产支持证券；

4）本基金未能在基金合同生效之日起 6 个月内成功购入首个不动产项目；

5）本基金投资的全部不动产项目出现无法维持正常、持续运营，难以再产生持续、稳定现金流的情形时；

（13）基金管理人依法设立可从事包括不动产基金业务的全资或控股子公司

后，可将本基金的基金管理人变更为前述子公司；

（14）不动产项目所有权或经营权期限延长的，基金合同期限相应延长；

（15）为保障不动产项目持续运营，实施国家、行业或当地电网要求的技术改造或进行不动产项目设备的升级换代；

（16）上海证券交易所、中国结算增加基金上市交易、结算、份额转让方面的新功能，基金管理人可以在履行适当的程序后增加相应功能；

（17）按照专项计划文件的规定，在专项计划文件中约定的分配兑付日外，增设专项计划的分配兑付日；

（18）按照法律法规和基金合同规定不需召开基金份额持有人大会的其他情形。

3、在法律法规规定和基金合同约定的范围内且对基金份额持有人利益无实质性不利影响的前提下，以下情况可由基金管理人自行决定，不需召开基金份额持有人大会：

（1）发生下列情形之一，基金管理人解聘运营管理机构：

1）运营管理机构因故意或重大过失给基金造成重大损失；

2）运营管理机构依法解散、被依法撤销、被依法宣告破产或者出现重大违法违规行为；

3）运营管理机构专业资质、人员配备等发生重大不利变化已无法继续履职。

发生前述法定解聘情形的，基金管理人应立即向运营管理机构发送书面解聘通知，并可在上述法定解聘情形发生之日起 6 个月内自行选聘新任运营管理机构。

（2）增加或减少项目公司的注册资本；

（3）在不动产项目的所有权或经营权期限届满后，原始权益人或其指定关联方有权优先受让不动产项目（含项目公司股权、不动产项目资产），在原始权益人或其指定关联方行使优先收购权时，本基金应按照该安排进行转让和移交，且无需召开基金份额持有人大会；特别地，就本基金以首次发售募集资金收购的不动产项目而言，在不动产项目经营到期日后，原始权益人或其指定关联方根据基金管理人指令以项目公司总资产账面价值（不含固定资产账面价值）扣除总负债账面价值后的金额受让项目公司 100%股权，本基金应按照前述安排进行转让和移交，且无需召开基金份额持有人大会；

（4）聘请或改聘相关专业机构为本基金提供评估、法律、审计等专业服务；

（5）按照法律法规规定和基金合同约定不需召开基金份额持有人大会的其他情形。

（二）会议召集人及召集方式

1、除法律法规规定或基金合同另有约定外，基金份额持有人大会由基金管理人召集；

2、基金管理人未按规定召集或不能召集时，由基金托管人召集；

3、基金托管人认为有必要召开基金份额持有人大会的，应当向基金管理人提出书面提议。基金管理人应当自收到书面提议之日起10日内决定是否召集，并书面告知基金托管人。基金管理人决定召集的，应当自出具书面决定之日起60日内召开；基金管理人决定不召集，基金托管人仍认为有必要召开的，应当由基金托管人自行召集，并自出具书面决定之日起60日内召开并告知基金管理人，基金管理人应当配合；

4、代表基金份额10%以上（含10%）的基金份额持有人就同一事项书面要求召开基金份额持有人大会，应当向基金管理人提出书面提议。基金管理人应当自收到书面提议之日起10日内决定是否召集，并书面告知提出提议的基金份额持有人代表和基金托管人。基金管理人决定召集的，应当自出具书面决定之日起60日内召开；基金管理人决定不召集，单独或合计代表基金份额10%以上（含10%）的基金份额持有人仍认为有必要召开的，应当向基金托管人提出书面提议。基金托管人应当自收到书面提议之日起10日内决定是否召集，并书面告知提出提议的基金份额持有人代表和基金管理人；基金托管人决定召集的，应当自出具书面决定之日起60日内召开并告知基金管理人，基金管理人应当配合；

5、单独或合计代表基金份额10%以上（含10%）的基金份额持有人就同一事项要求召开基金份额持有人大会，而基金管理人、基金托管人都不召集的，单独或合计代表基金份额10%以上（含10%）的基金份额持有人有权自行召集，并至少提前30日报中国证监会备案。基金份额持有人依法自行召集基金份额持有人大会的，基金管理人、基金托管人应当配合，不得阻碍、干扰；

6、基金份额持有人大会的召集人负责选择确定开会时间、地点、方式和权益登记日。

（三）召开基金份额持有人大会的通知时间、通知内容、通知方式

1、召开基金份额持有人大会，召集人应于会议召开前至少30日，在规定媒介公告。基金份额持有人大会通知应至少载明以下内容：

（1）会议召开的时间、地点和会议形式；

（2）会议拟审议的事项、议事程序和表决方式；

（3）有权出席基金份额持有人大会的基金份额持有人的权益登记日；

（4）授权委托证明的内容要求（包括但不限于代理人身份，代理权限和代理有效期限等）、送达时间和地点；

（5）会务常设联系人姓名及联系电话；

（6）出席会议者必须准备的文件和必须履行的手续；

（7）召集人需要通知的其他事项。

本基金就扩募、项目购入或出售等重大事项召开基金份额持有人大会的，召集人应当在召开基金份额持有人大会的会议通知中，披露相关重大事项的详细方案及法律意见书等文件，方案内容包括但不限于：交易概况、交易标的及交易对手方的基本情况、交易标的定价方式、交易主要风险、交易各方声明与承诺等。涉及扩募的，还应当披露扩募发售价格确定方式。

2、采取通讯开会方式并进行表决的情况下，由会议召集人决定在会议通知中说明本次基金份额持有人大会所采取的具体通讯方式、委托的公证机关及其联系方式和联系人、表决意见寄交的截止时间和收取方式。明确采用网络投票方式的，由会议召集人在会议通知中说明网络投票的方式、时间、表决方式、投票网络系统名称、网络投票系统的注册/登录网址、移动终端应用/公众号/程序名称、网络投票流程、操作指引等。

3、如召集人为基金管理人，还应另行书面通知基金托管人到指定地点对表决意见的计票进行监督；如召集人为基金托管人，则应另行书面通知基金管理人到指定地点对表决意见的计票进行监督；如召集人为基金份额持有人，则应另行书面通知基金管理人和基金托管人到指定地点对表决意见的计票进行监督。基金管理人或基金托管人拒不派代表对表决意见的计票进行监督的，不影响表决意见的计票效力。

（四）基金份额持有人出席会议的方式

基金份额持有人大会可通过现场开会方式、通讯开会方式或法律法规、监管机构、基金合同允许的其他方式召开，会议的召开方式由会议召集人确定。

1、现场开会。由基金份额持有人本人出席或以代理投票授权委托证明委派代表出席，现场开会时基金管理人和基金托管人的授权代表应当列席基金份额持有人大会，基金管理人或基金托管人不派代表列席的，不影响表决效力。现场开会同时符合以下条件时，可以进行基金份额持有人大会议程：

（1）亲自出席会议者持有基金份额的凭证、受托出席会议者出具的委托人持有基金份额的凭证及委托人的代理投票授权委托证明符合法律法规、基金合同和会议通知的规定，并且持有基金份额的凭证与基金管理人持有的登记资料相符；

（2）经核对，汇总到会者出示的在权益登记日持有基金份额的凭证显示，有效的基金份额不少于本基金在权益登记日基金总份额的二分之一（含二分之一）。若到会者在权益登记日代表的有效基金份额少于本基金在权益登记日基金总份额的二分之一，召集人可以在原公告的基金份额持有人大会召开时间的 3 个月以后、6 个月以内，就原定审议事项重新召集基金份额持有人大会。重新召集的基金份额持有人大会到会者在权益登记日代表的有效基金份额应不少于本基金在权益登记日基金总份额的三分之一（含三分之一）。

2、通讯开会。通讯开会指基金份额持有人将其对表决事项的投票以书面形式或基金份额持有人大会公告载明的其他方式在表决截止日以前送达至召集人指定的地址或系统。通讯开会应以书面方式或大会公告载明的其他方式进行表决。

在同时符合以下条件时，通讯开会的方式视为有效：

（1）会议召集人按基金合同约定公布会议通知后，在 2 个工作日内连续公布相关提示性公告；

（2）召集人按基金合同约定通知基金托管人（如果基金托管人为召集人，则为基金管理人）到指定地点对表决意见的计票进行监督。会议召集人在基金托管人（如果基金托管人为召集人，则为基金管理人）和公证机关的监督下按照会议通知规定的方式统计基金份额持有人的表决意见；基金托管人或基金管理人经通知不参加统计表决意见的，不影响表决效力；

（3）本人直接出具表决意见或授权他人代表出具表决意见的，基金份额持有人所持有的基金份额不小于在权益登记日基金总份额的二分之一（含二分之

一）；若本人直接出具表决意见或授权他人代表出具表决意见基金份额持有人所持有的基金份额小于在权益登记日基金总份额的二分之一，召集人可以在原公告的基金份额持有人大会召开时间的 3 个月以后、6 个月以内，就原定审议事项重新召集基金份额持有人大会。重新召集的基金份额持有人大会应当有代表三分之一以上（含三分之一）基金份额的持有人直接出具表决意见或授权他人代表出具表决意见；

（4）上述第（3）项中直接出具表决意见的基金份额持有人或受托代表他人出具表决意见的代理人，同时提交的持有基金份额的凭证、受托出具表决意见的代理人出具的委托人持有基金份额的凭证及委托人的代理投票授权委托证明符合法律法规、基金合同和会议通知的规定，并与基金登记机构记录相符。

3、在不与法律法规冲突的前提下，基金份额持有人大会可通过网络、电话或其他方式召开，基金份额持有人可以采用书面、网络、电话、短信或其他方式进行表决，具体方式由会议召集人确定并在会议通知中列明。召集人可以提供网络投票和其他合法方式为基金份额持有人行使投票权提供便利。

4、在不与法律法规冲突的前提下，基金份额持有人授权他人代为出席会议并表决的，授权方式可以采用书面、网络、电话、短信或其他方式，具体方式在会议通知中列明。

（五）议事内容与程序

1、议事内容及提案权

议事内容为本部分“一、召开事由”中所述应由基金份额持有人大会审议决定的事项。

基金管理人、基金托管人、单独或合计代表基金份额 10%以上（含 10%）的基金份额持有人，可以向基金份额持有人大会提出议案。

基金份额持有人大会的召集人发出召集会议的通知后，对原有提案的修改应当在基金份额持有人大会召开前及时公告。

本基金存续期间拟购入不动产项目或发生其他中国证监会或相关法规规定的需履行变更注册等程序的情形时，应当按照《公募基金运作办法》第四十条及《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第 3 号——扩募及新购入不动产（试行）》相关规定履行变更注册等程序。需提交基金

份额持有人大会投票表决的，应当事先履行变更注册程序。

基金份额持有人大会不得对未事先公告的议事内容进行表决。

2、议事程序

（1）现场开会

在现场开会的方式下，首先由大会主持人按照下列第七条规定程序确定和公布监票人，然后由大会主持人宣读提案，经讨论后进行表决，并形成大会决议。大会主持人为基金管理人授权出席会议的代表，在基金管理人授权代表未能主持大会的情况下，由基金托管人授权其出席会议的代表主持；如果基金管理人授权代表和基金托管人授权代表均未能主持大会，则由出席大会的基金份额持有人和代理人所持表决权的 50%以上（含 50%）选举产生一名基金份额持有人作为该次基金份额持有人大会的主持人。基金管理人和基金托管人拒不出席或主持基金份额持有人大会，不影响基金份额持有人大会作出的决议的效力。

会议召集人应当制作出席会议人员的签名册。签名册载明参加会议人员姓名（或单位名称）、身份证明文件号码、持有或代表有表决权的基金份额、委托人姓名（或单位名称）和联系方式等事项。

（2）通讯开会

在通讯开会的情况下，首先由召集人至少在会议召开前 30 日公布提案，在所通知的收取表决截止日期后 2 个工作日内在公证机关监督下由召集人统计全部有效表决，在公证机关监督下形成决议。

（六）表决

基金份额持有人所持每份基金份额有一票表决权。

基金份额持有人与表决事项存在关联关系的，应当回避表决，其所持基金份额不计入有表决权的基金份额总数。但需经基金份额持有人大会审议解聘、更换运营管理机构事项的，与运营管理机构存在关联关系的基金份额持有人就该事项无需回避表决，中国证监会认可的特殊情形除外。

基金份额持有人大会决议分为一般决议和特别决议：

1、一般决议，一般决议须经参加大会的基金份额持有人或其代理人所持表决权的二分之一以上（含二分之一）通过方为有效。除下列第 2 项所规定的须以特别决议通过事项以外的其他事项均以一般决议的方式通过。

2、特别决议，特别决议应当经参加大会的基金份额持有人或其代理人所持表决权的三分之二以上（含三分之二）通过方可做出。除法律法规、监管机构另有规定或基金合同另有约定外，涉及如下事项须特别决议通过方为有效：

（1）转换基金运作方式；

（2）更换基金管理人（更换为基金管理人设立的具有公开募集证券投资基金业务资格的控股子公司除外）；

（3）更换基金托管人；

（4）提前终止基金合同或延长基金合同期限（但由于不动产项目权属期限延长，导致基金合同期限相应延长的除外）；

（5）本基金与其他基金合并；

（6）对基金的投资目标、投资策略、投资范围等作出重大调整；

（7）本基金以首次发售募集资金收购不动产项目后，对金额占基金净资产50%及以上的不动产项目或不动产资产支持证券购入或出售（金额是指连续12个月内累计发生金额）；

（8）金额占基金净资产50%及以上的扩募（金额是指连续12个月内累计发生金额）；

（9）本基金以首次发售募集资金收购不动产项目后，发生占基金净资产20%及以上的关联交易（金额是指连续12个月内累计发生金额）；

（10）对基金份额持有人利益产生重大影响的其他事项。

3、基金份额持有人大会采取记名方式进行投票表决。

采取通讯方式进行表决时，除非在计票时有充分的相反证据证明，否则提交符合会议通知中规定的确认投资者身份文件的投资者视为有效出席的投资者，表面符合会议通知规定的表决意见视为有效表决，表决意见模糊不清或相互矛盾的视为弃权表决，但应当计入出具表决意见的基金份额持有人所代表的基金份额总数。

基金份额持有人大会的各项提案或同一项提案内并列的各项议题应当分开审议、逐项表决。

4、关于表决权的特别约定

投资者及其一致行动人在拥有本基金的基金份额时即视为承诺，若其违反下

列任意一项规定买入在本基金中拥有权益的基金份额的，在买入后的36个月内对该超过规定比例部分的基金份额不行使表决权：

（1）投资者及其一致行动人拥有权益的基金份额达到本基金基金份额的10%时，应当在该事实发生之日起3日内编制权益变动报告书，通知基金管理人，并予公告；在上述期限内，不得再行买卖本基金的基金份额，但另有规定的除外；

（2）投资者及其一致行动人拥有权益的基金份额达到本基金基金份额的10%后，其通过上海证券交易所交易拥有权益的基金份额占本基金基金份额的比例每增加或者减少5%，应当依照第（1）款的规定进行通知和公告。在该事实发生之日起至公告后3日内，不得再行买卖本基金的基金份额，但另有规定的除外。

（七）计票

1、现场开会

（1）如大会由基金管理人或基金托管人召集，基金份额持有人大会的主持人应当在会议开始后宣布在出席会议的基金份额持有人和代理人中选举两名基金份额持有人代表与大会召集人授权的一名人士共同担任监票人；如大会由基金份额持有人自行召集或大会虽然由基金管理人或基金托管人召集，但是基金管理人或基金托管人未出席大会的，基金份额持有人大会的主持人应当在会议开始后宣布在出席会议的基金份额持有人中选举三名基金份额持有人代表担任监票人。基金管理人或基金托管人不出席大会的，不影响计票的效力。

（2）监票人应当在基金份额持有人表决后立即进行清点并由大会主持人当场公布计票结果。

（3）如果会议主持人或基金份额持有人或代理人对于提交的表决结果有异议，可以在宣布表决结果后立即对所投票数要求进行重新清点。监票人应当进行重新清点，重新清点以一次为限。重新清点后，大会主持人应当当场公布重新清点结果。

（4）计票过程应由公证机关予以公证。基金管理人或基金托管人拒不出席大会的，不影响计票的效力。

2、通讯开会

在通讯开会的情况下，计票方式为：由大会召集人授权的两名监督员在基金托管人授权代表（若由基金托管人召集，则为基金管理人授权代表）的监督下进

行计票，公证机关对计票过程予以公证。基金管理人或基金托管人拒派代表对表决意见的计票进行监督的，不影响计票和表决结果。

（八）生效与公告

基金份额持有人大会的决议，召集人应当自表决通过之日起 5 日内报中国证监会备案。

基金份额持有人大会决议自表决通过之日起生效。

基金份额持有人大会决议生效后应按照《公募基金信息披露办法》的规定在规定媒介上公告。如果采用网络投票或通讯方式进行表决，在公告基金份额持有人大会决议时，必须将公证书全文、公证机构、公证员姓名等一同公告。召集人应当聘请律师事务所对基金份额持有人大会的召开时间、会议形式、审议事项、议事程序、表决方式及决议结果等事项出具法律意见，并与基金份额持有人大会决议一并披露。

基金管理人、基金托管人和基金份额持有人应当执行生效的基金份额持有人大会的决议。生效的基金份额持有人大会决议对全体基金份额持有人、基金管理人、基金托管人均有约束力。基金管理人、基金托管人依据基金份额持有人大会生效决议行事的结果由全体基金份额持有人承担。

（九）本部分关于基金份额持有人大会召开事由、召开条件、议事程序、表决条件等规定，凡是直接引用法律法规或监管规则的部分，如将来法律法规或监管规则修改导致相关内容被取消或变更的，基金管理人与基金托管人协商一致并提前公告后，可直接对本部分内容进行修改和调整，无需召开基金份额持有人大会审议。

三、不动产项目运营管理

基金管理人委托运营管理机构对不动产项目提供运营管理服务，为此基金管理人、计划管理人、运营管理机构和项目公司签订《运营管理服务协议》，并约定运营管理服务内容、各方权利义务及考核安排等内容。

《运营管理服务协议》的条款后续可能会根据实际情况进行调整和变更，在对基金份额持有人利益无实质性不利影响或变更内容不涉及基金合同当事人权利义务关系发生重大变化的情况下，基金管理人将相应修改基金法律文件，不需召开基金份额持有人大会审议。请投资者关注更新的基金招募说明书或相关公告

中披露的运营管理安排。

（一）运营管理机构的解聘和更换情形

1、法定解聘

如果运营管理机构发生下列情形之一时，基金管理人可通过向运营管理机构发出书面通知而立即解聘运营管理机构并提前终止《运营管理服务协议》，不需召开基金份额持有人大会且无需承担任何违约责任：

（1）运营管理机构因故意或重大过失给基金造成重大损失；

（2）运营管理机构依法解散、被依法撤销、被依法宣告破产或者出现重大违法违规行为；

（3）运营管理机构专业资质、人员配备等发生重大不利变化已无法继续履职。

2、约定解聘

除上述法定解聘情形外，基金管理人和运营管理机构可以约定其他解聘运营管理机构的情形，具体约定情形以《运营管理服务协议》相关条款为准。

（二）运营管理机构的解聘和更换程序

1、运营管理机构的解聘流程

发生基金合同约定的运营管理机构法定解聘情形的，基金管理人应当解聘运营管理机构，无需召开基金份额持有人大会审议。除运营管理机构法定解聘情形外，基金管理人解聘运营管理机构的，应当提交基金份额持有人大会审议，审议通过后，基金管理人方可解聘运营管理机构。与运营管理机构存在关联关系的基金份额持有人就解聘、更换运营管理机构事项无需回避表决，中国证监会认可的特殊情形除外。

2、新任运营管理机构的选任程序

解任运营管理机构后，经履行适当程序，基金管理人应认可并任命继任运营管理机构，所选任的继任运营管理机构应当按照《证券投资基金法》第九十七条规定经中国证监会备案，并持续符合下列要求：

（1）具备 5 年以上风力发电机组的运营管理经验；

（2）所属集团公司的新能源控股装机容量不低于 800 万千瓦；

（3）所属集团公司经审计的最近一年总资产规模不低于人民币 2000 亿元，

经审计的最近一年净资产规模不低于人民币 1,000 亿元；

（4）公司治理与财务状况良好；

（5）中国证监会规定的其他要求。

本基金聘任新任的运营管理机构，应履行如下程序：

（1）提名：新任运营管理机构由基金管理人或由单独或合计持有 10%以上（含 10%）基金份额的基金份额持有人提名；

（2）决议：基金份额持有人大会决议需经参加大会的基金份额持有人所持表决权的二分之一以上（含二分之一）表决通过，决议自表决通过之日起生效；

（3）备案：基金份额持有人大会更换运营管理机构的决议须报中国证监会备案（如需）；

（4）公告：运营管理机构更换后，由基金管理人在更换运营管理机构的基金份额持有人大会决议生效后按规定在规定媒介公告；

（5）交接：运营管理机构职责终止的，应当妥善保管运营管理相关业务资料，及时办理运营管理业务的移交手续，新任运营管理机构应当及时接收。

（三）解聘后过渡期安排

原运营管理机构在与新任运营管理机构办理完毕交接手续前，原运营管理机构应继续履行《运营管理服务协议》项下运营管理机构的全部职责和义务。

四、基金收益分配原则、执行方式

（一）基金可供分配金额的计算方式

基金可供分配金额是指在合并净利润基础上进行合理调整后的金额，包括合并净利润和超出合并净利润的其他返还。

基金管理人计算基金可供分配金额过程中，应当先将合并净利润调整为税息折旧及摊销前利润（EBITDA），并在此基础上综合考虑项目公司持续发展、项目公司偿债能力、经营现金流等因素后确定基金可供分配金额计算调整项。涉及的相关计算调整项一经确认，不可随意变更。

其中，将净利润调整为税息折旧及摊销前利润（EBITDA）需加回以下调整项：

1、折旧和摊销；

2、利息支出；

3、所得税费用；

将税息折旧及摊销前利润调整为基金可供分配金额可能涉及的调整项包括：

1、当期购买不动产项目等资本性支出；

2、不动产项目资产的公允价值变动损益（包括处置当年转回以前年度累计调整的公允价值变动损益）；

3、取得借款收到的本金；

4、偿还借款本金支付的现金；

5、不动产项目资产减值准备的变动；

6、不动产项目资产的处置利得或损失；

7、支付的利息及所得税费用；

8、应收和应付项目的变动；

9、未来合理相关支出预留，包括重大资本性支出（如固定资产正常更新、大修、改造等）、未来合理期间内的债务利息、运营费用等；涉及未来合理支出相关预留调整项的，基金管理人应当充分说明理由；基金管理人应当在定期报告中披露合理相关支出预留的使用情况；

10、其他可能的调整项，如基金发行份额募集的资金、处置不动产项目资产取得的现金、金融资产相关调整、期初现金余额等。

基金存续期间，如需调整基金可供分配金额相关计算调整项的，基金管理人与基金托管人协商一致并在根据法律法规规定履行相关程序后可相应调整并依据法律法规及基金合同的约定进行信息披露。基金管理人应当在当期基金收益分配方案中对调整项目、调整项变更原因进行说明。为免疑义，基金可供分配金额相关计算调整项的变更无需召开基金份额持有人大会审议。

（二）基金收益分配原则

1、在符合有关基金分红条件的前提下，基金管理人可以根据实际情况进行收益分配，但每年至少分配一次，基金管理人调整收益分配频率，无需召开基金份额持有人大会审议，但应于调整后及时通知基金托管人。每年分配比例不低于合并后基金年度可供分配金额的 90%；若基金合同生效不满 6 个月则可不进行收益分配。

2、本基金收益分配采取现金分红方式。

3、本基金每份基金份额享有同等分配权。

4、法律法规或监管机构另有规定的，从其规定。

在不违背法律法规及基金合同的规定、且对基金份额持有人利益无实质不利影响的前提下，基金管理人可对基金收益分配原则和支付方式进行调整，不需召开基金份额持有人大会，但应于变更实施日前按照《公募基金信息披露办法》的要求在规定媒介公告。

（三）收益分配方案

基金收益分配方案中应载明权益登记日、收益分配基准日、现金红利发放日、截至基金收益分配基准日的基金可供分配金额（含净利润、调整项目及调整原因）、基金收益分配对象、分配时间、分配数额及比例、分配方式等内容。

（四）收益分配方案的确定、公告与实施

本基金收益分配方案由基金管理人拟定，并由基金托管人复核，依照《公募基金信息披露办法》和《基金指引》的有关规定在规定媒介公告。

（五）基金收益分配中发生的费用

基金收益分配时所发生的银行转账或其他手续费用由投资者自行承担。基金收益分配中发生的费用遵循上海证券交易所及中国结算的相关规定执行。

（六）账户设置及划转安排

为满足收益分配资金汇划的需要，由基金管理人开立资金清算的专用账户，该账户由登记机构管理。

基金托管人和基金管理人对基金收益分配进行账务处理并核对后，基金管理人向基金托管人发出收益分配的划款指令，基金托管人应及时将资金划入专用账户。

五、基金财产管理、运用有关费用的提取、支付方式与比例

（一）基金费用的种类

1、基金管理费；

2、基金托管费；

3、基金合同生效后与基金相关的信息披露费用，法律法规、中国证监会另有规定的除外；

4、基金合同生效后，与基金相关的会计师费、律师费、评估费、审计费、

仲裁费、诉讼费、公证费和税务咨询费等相关费用；

5、涉及要约收购时基金聘请财务顾问的费用；

6、基金在资产购入和出售过程中产生的会计师费、律师费、评估费、审计费、税务咨询费等相关费用；

7、基金份额持有人大会费用；

8、基金的证券交易费用及结算费用；

9、基金的银行汇划费用；

10、基金的相关账户的开户费用、账户维护费用；

11、基金的上市初费和年费、登记结算费用；

12、按照国家有关规定和基金合同、专项计划文件约定，可以在基金财产中列支的其他费用。

（二）基金存续期内基金费用计提方法、计提标准和支付方式

1、基金管理费

本基金的管理费包括管理人报酬和运营管理费（包括基础管理费和浮动管理费）：

（1）管理人报酬

管理人报酬由基金管理人和计划管理人收取。

管理人报酬自基金合同生效之日（含）起，按上年度经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产为基数[在首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，以基金募集资金规模（含募集期利息）为基数。若涉及基金扩募导致基金规模变化时，自扩募基金合同生效日（含该日）至该次扩募基金合同生效日后首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，以该次扩募基金合同生效日前最近一次经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产与该次扩募募集资金规模（含募集期利息）之和为基数]，依据相应费率按日计提，计算方法如下：

H＝E×0.20%÷当年天数

H为每日应计提的管理人报酬

E为上年度经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产[在首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，E为基金募集资金规模（含募集

期利息）。若涉及基金扩募导致基金规模变化时，自扩募基金合同生效日（含该日）至该次扩募基金合同生效日后首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，E为以该次扩募基金合同生效日前最近一次经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产与该次扩募募集资金规模（含募集期利息）之和]。

管理人报酬按日计提。管理人报酬应由基金管理人与基金托管人双方核对无误后，以协商确定的日期及方式从基金财产中支付，若遇法定节假日、公休假等，支付日期顺延。

（2）运营管理费

运营管理费由运营管理机构收取。本基金的运营管理费包括基础管理费和浮动管理费：

1）基础管理费

基础管理费覆盖除项目公司列支的保险费、下网电费、各项税费以外的全部运维成本，具体包括但不限于运维费、试验检验费、修理费、安全活动费、运营支持服务费、修理费（维护性资本性支出）、其他费用等。基础管理费实行包干制，由运营管理机构自主支配使用，不因运营管理机构采用外委或自主管理模式导致的成本变动而调整。

若某一年度运营管理机构提供运营管理服务的期间不足一年的，则计算上述基础管理费时应根据该年度运营管理机构提供运营管理服务的天数占该年度总天数的比例进行折算。

2）浮动管理费

浮动管理费属于项目公司支付给运营管理机构的绩效利润，具体计算方式如下：

浮动管理费=（实际年度净收入S-目标年度净收入R）×浮动管理费率。

年度净收入为营业总收入-营业总成本（不含折旧摊销、利息、浮动管理费），其中：

实际年度净收入S根据项目公司当年年度审计报告计算；

目标年度净收入R根据不动产项目初始资产评估报告预测金额计算。

浮动管理费率：

年度净收入完成率（S/R）	浮动管理费率

年度净收入完成率（S/R）		浮动管理费率
当 S≥R，体现为激励	S/R＞1.1	10%
	1≤S/R≤1.1	5%
当 S＜R，体现为扣减	0.9≤S/R<1	5%
	S/R＜0.9	10%

浮动管理费的绝对金额以当期基础管理费的20%为奖惩上限。

具体以《运营管理服务协议》约定为准。

2、基金托管人的托管费

本基金的托管费自基金合同生效之日（含）起，按上年度经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产为基数[在首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，以基金募集资金规模（含募集期利息）为基数。若涉及基金扩募导致基金规模变化时，自扩募基金合同生效日（含该日）至该次扩募基金合同生效日后首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，以该次扩募基金合同生效日前最近一次经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产与该次扩募募集资金规模（含募集期利息）之和为基数]，依据相应费率按日计提，计算方法如下：

H＝E×0.01%÷当年天数

H 为每日应计提的基金托管费

E 为上年度经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产[在首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，E 为基金募集资金规模（含募集期利息）。若涉及基金扩募导致基金规模变化时，自扩募基金合同生效日（含该日）至该次扩募基金合同生效日后首次经审计的年度报告所载的会计年度期末日期及之前，E 为以该次扩募基金合同生效日前最近一次经审计的年度报告披露的合并报表层面基金净资产与该次扩募募集资金规模（含募集期利息）之和]。

托管费按日计提。托管费由基金管理人与基金托管人双方核对无误后，以协商确定的日期及方式从基金财产中支付，若遇法定节假日、公休假等，支付日期顺延。

3、上述“一、基金费用的种类”中第 3－12 项费用，根据有关法规及相应协议规定，按费用实际支出金额列入当期费用，由基金托管人从基金财产中支付。

（三）不列入基金费用的项目

下列费用不列入基金费用：

1、基金管理人和基金托管人因未履行或未完全履行义务导致的费用支出或基金财产的损失；

2、基金管理人和基金托管人处理与基金运作无关的事项发生的费用；

3、除基金合同另有约定外，基金合同生效前的相关费用，如基金募集期间的信息披露费、财务顾问费、会计师费、律师费、资产评估费以及其他费用；

4、其他根据相关法律法规及中国证监会的有关规定不得列入基金费用的项目。

（四）基金税收

本基金运作过程中涉及的各纳税主体，其纳税义务按国家税收法律、法规执行。基金财产投资的相关税收，由基金份额持有人承担，基金管理人或者其他扣缴义务人按照国家有关税收征收的规定代扣代缴。

六、基金财产的投资范围和投资限制

（一）投资范围及比例

本基金投资范围包括不动产资产支持证券，利率债（包括国债、地方政府债、政策性金融债、中央银行票据以及其他利率债）、AAA 级信用债（包括企业债、公司债、金融债、中期票据、短期融资券、超短期融资债券、公开发行的次级债、政府支持机构债、可分离交易可转债的纯债部分等）、货币市场基金、货币市场工具（包括同业存单、债券回购、协议存款、定期存款及其他银行存款等），以及法律法规或中国证监会允许基金投资的其他金融工具（但须符合中国证监会相关规定）。本基金可根据法律法规的规定参与融资。

本基金不投资于股票（含存托凭证），也不投资于可转换债券（可分离交易可转债的纯债部分除外）、可交换债券。

如法律法规或监管机构允许基金投资其他品种，基金管理人在履行适当程序后，可以将其纳入投资范围，并可依据届时有效的法律法规适时合理地调整投资范围。

本基金的投资组合比例为：基金合同生效后，本基金将扣除本基金预留费用后的全部募集资金用于购买不动产资产支持证券份额；除基金合同另有约定外，存续期内本基金投资于不动产资产支持证券的资产比例不低于基金资产的 80%。

若法律法规的相关规定发生变更或监管机构允许，基金管理人在履行适当程序后，可对上述资产配置比例进行调整。

（二）投资限制

1、组合限制

基金存续期内，基金的投资组合应遵循以下限制：

（1）本基金投资于不动产资产支持证券的比例不低于基金资产的 80%，但因不动产项目出售、按照扩募方案实施扩募收购时收到扩募资金但尚未完成不动产项目购入、不动产资产支持证券或不动产资产公允价值变动、不动产资产支持证券收益分配及中国证监会认可的其他因素致使基金投资比例不符合上述规定投资比例的不属于违反投资比例限制；因除上述原因以外的其他原因导致不满足上述比例限制的，基金管理人应在 60 个工作日内调整；

（2）本基金除投资不动产资产支持证券外的基金财产，应满足下述条件：

1）基金持有一家公司发行的证券（不动产资产支持证券除外），其市值不超过基金资产净值的 10%；

2）基金管理人管理的全部基金持有一家公司发行的证券，不超过该证券的 10%，直接或间接持有不动产资产支持证券的除外。完全按照有关指数的构成比例进行证券投资的基金品种可以不受此条款规定的比例限制；

（3）本基金直接或间接对外借入款项，借款用途限于不动产项目日常运营、维修改造、项目收购等，且基金总资产不得超过基金净资产的 140%。基金总资产被动超过基金净资产 140%的，基金不得新增借款，基金管理人应当及时向中国证监会报告相关情况及拟采取的措施等；

（4）基金投资的信用债为外部主体评级或债项评级在 AAA 级及以上的债券。评级机构以基金管理人认可的机构为准（不含中债资信评估有限责任公司）。因评级机构调整评级等基金管理人之外的因素致使本基金投资信用债不符合投资标准，基金管理人应当在该信用债可交易之日起 3 个月内进行调整，中国证监会规定的特殊情形除外；

（5）本基金与私募类证券资管产品及中国证监会认定的其他主体为交易对手开展逆回购交易的，可接受质押品的资质要求应当与《基金合同》约定的投资范围保持一致；

（6）法律法规及中国证监会规定的和《基金合同》约定的其他投资限制。

因证券市场波动、证券发行人合并、基金规模变动等基金管理人之外的因素致使基金投资比例不符合上述第（2）项规定投资比例的，基金管理人应当在所涉证券可交易之日起 10 个交易日内进行调整，但中国证监会规定的特殊情形除外。

除基金合同另有约定外，基金管理人应当自基金合同生效之日起 6 个月内使基金的投资组合比例符合上述约定。在上述期间内，本基金的投资范围、投资策略应当符合基金合同的约定。基金托管人对基金投资的监督与检查自基金合同生效之日起开始。

如果法律法规或监管部门取消或调整上述投资组合比例限制，如适用于本基金，基金管理人在履行适当程序后，则本基金投资不再受相关限制或按照调整后的规定执行，基金管理人及时根据《公募基金信息披露办法》规定在规定媒介公告。

2、禁止行为

为维护基金份额持有人的合法权益，基金财产不得用于下列投资或者活动：

（1）承销证券；

（2）违反规定向他人贷款或者提供担保；

（3）从事承担无限责任的投资；

（4）买卖其他基金份额，但法律法规或中国证监会另有规定的除外；

（5）向基金管理人、基金托管人出资；

（6）从事内幕交易、操纵证券交易价格及其他不正当的证券交易活动；

（7）法律、行政法规或者中国证监会规定禁止的其他活动。

基金管理人运用基金财产买卖基金管理人、基金托管人及其控股股东、实际控制人或者与其有重大利害关系的公司发行的证券或者承销期内承销的证券，或者从事其他重大关联交易的，应当符合基金的投资目标和投资策略，遵循基金份额持有人利益优先原则，防范利益冲突，建立健全内部审批机制和评估机制，按

照市场公平合理价格执行。相关交易必须事先得到基金托管人的同意，并按法律法规予以披露。重大关联交易应提交基金管理人董事会审议，并经过三分之二以上的独立董事通过。基金管理人董事会应至少每半年对关联交易事项进行审查。对于基金合同和招募说明书已经明确约定的关联交易安排，无需另行按上述约定进行决策。

法律、行政法规或监管部门取消或变更上述禁止性规定，如适用于本基金，则基金管理人在履行适当程序后，本基金投资不再受相关限制或按变更后的规定执行，基金管理人及时根据《公募基金信息披露办法》规定在规定媒介公告。

七、基金合同解除和终止的事由、程序以及基金财产清算方式

（一）基金合同的变更

1、变更基金合同涉及法律法规规定或基金合同约定应经基金份额持有人大会决议通过的事项的，应召开基金份额持有人大会决议通过。对于法律法规规定和基金合同约定可不经基金份额持有人大会决议通过的事项，由基金管理人和基金托管人同意后变更并公告。

2、关于基金合同变更的基金份额持有人大会决议自生效后方可执行，并自决议生效后两日内在规定媒介公告。

（二）基金合同的终止事由

发生下列情形之一的，经履行相关程序后，基金合同应当终止：

1、本基金存续期届满，且未延长合同存续期；

2、基金份额持有人大会决定终止；

3、基金管理人、基金托管人职责终止，在 6 个月内没有新基金管理人、新基金托管人承接的；

4、本基金通过全部专项计划持有的全部不动产项目在基金合同期限届满前全部变现，且连续六十个工作日未成功购入新的不动产项目的；

5、在基金合同生效之日起 6 个月内本基金所投资的资产支持专项计划未能设立或未能在相关主管部门完成备案；

6、本基金投资的全部专项计划发生相应专项计划文件中约定的事件导致全部专项计划终止且在六十个工作日内仍未能成功认购其他专项计划的资产支持证券；

7、本基金未能在基金合同生效之日起 6 个月内成功购入首个不动产项目；

8、本基金投资的全部不动产项目出现无法维持正常、持续运营，难以再产生持续、稳定现金流的情形时；

9、基金合同约定的其他情形；

10、相关法律法规和中国证监会规定的其他情况。

（三）基金财产的清算

1、基金财产清算小组：自出现基金合同终止事由之日起 30 个工作日内成立清算小组，基金管理人组织基金财产清算小组并在中国证监会的监督下进行基金清算。在基金财产清算小组接管基金财产之前，基金管理人和基金托管人应按照基金合同和基金托管协议的规定继续履行保护基金财产安全的职责。

2、基金财产清算小组组成：基金财产清算小组成员由基金管理人、基金托管人、符合法律法规规定的注册会计师、律师、中国证监会规定或认可的其他机构以及中国证监会指定的人员组成。基金财产清算小组可以聘用必要的工作人员。

3、基金财产清算小组职责：基金财产清算小组负责基金财产的保管、清理、估价、变现和分配，并按照法律法规规定和基金合同约定履行信息披露义务。基金财产清算小组可以依法进行必要的民事活动。

4、基金财产清算程序：

（1）基金合同终止情形出现时，由基金财产清算小组统一接管基金；

（2）对基金财产和债权债务进行清理和确认；

（3）对基金财产进行估值和处置；

（4）制作清算报告；

（5）聘请会计师事务所对清算报告进行外部审计，聘请律师事务所对清算报告出具法律意见书；

（6）将清算报告报中国证监会备案并公告；

（7）对基金剩余财产进行分配。

5、基金财产清算的期限为 24 个月，但因本基金所持资产支持证券、其他证券或不动产资产的流动性受到限制而不能及时变现的，清算期限可相应顺延。

基金清算涉及不动产项目处置的，基金管理人应当遵循基金份额持有人利益优先的原则，按照法律法规规定进行资产处置，并尽快完成剩余财产的分配。资

产处置期间，基金管理人应当按照法律法规规定和基金合同约定履行信息披露义务。

（四）清算费用

清算费用是指基金财产清算小组在进行基金清算过程中发生的所有合理费用，清算费用由基金财产清算小组优先从基金财产中支付。

（五）基金财产清算剩余资产的分配

依据基金财产清算的分配方案，将基金财产清算后的全部剩余资产扣除基金财产清算费用、缴纳所欠税款并清偿基金债务后，按基金份额持有人持有的基金份额比例进行分配。

（六）基金财产清算的公告

清算过程中的有关重大事项须及时公告；基金财产清算报告经符合法律法规规定的会计师事务所审计并由律师事务所出具法律意见书后报中国证监会备案并公告。基金财产清算公告于基金财产清算报告报中国证监会备案后 5 个工作日内由基金财产清算小组进行公告。

（七）基金财产清算账册及文件的保存

基金财产清算账册及有关文件由基金托管人保存，保存年限不得低于法律法规及有关规定的最低年限。

八、争议解决方式

各方当事人同意，因基金合同而产生的或与基金合同有关的一切争议，基金合同当事人应尽量通过协商、调解途径解决。如经协商、调解不能解决的，任何一方均有权将争议提交上海仲裁委员会，按照上海仲裁委员会届时有效的仲裁规则进行仲裁，仲裁地点为上海市。仲裁裁决是终局的，对仲裁各方当事人均具有约束力。仲裁费用、律师费用由败诉方承担，除非仲裁裁决另有决定。

争议处理期间，基金合同当事人应恪守各自的职责，继续忠实、勤勉、尽责地履行基金合同规定的义务，维护基金份额持有人的合法权益。

基金合同受中华人民共和国法律（为基金合同之目的，不包括香港特别行政区、澳门特别行政区和台湾地区法律）管辖。

九、基金合同存放地和投资者取得基金合同的方式

基金合同可印制成册，供投资者在基金管理人、基金托管人、销售机构的办公场所和营业场所查阅，但应以基金合同正本为准。

第二部分 基金托管协议的内容摘要

一、基金托管协议当事人

（一）基金管理人

名称：上海东方证券资产管理有限公司

住所：上海市黄浦区中山南路 109 号 7 层-11 层

法定代表人：杨斌

成立时间：2010 年 7 月 28 日

批准设立机关及批准设立文号：中国证监会证监许可[2010]518 号

开展公开募集证券投资基金管理业务批准文号：证监许可[2013]1131 号

注册资本：人民币 30,000 万元

组织形式：有限责任公司（非自然人投资或控股的法人独资）

经营范围：证券资产管理业务；公开募集证券投资基金管理业务。【依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动】

存续期间：持续经营

电话：021-53952993

联系人：任炜翔

（二）基金托管人

名称：中国工商银行股份有限公司

住所：北京市西城区复兴门内大街 55 号（100032）

法定代表人：廖林

电话：（010）66105799

传真：（010）66105798

联系人：郭明

成立时间：1984 年 1 月 1 日

组织形式：股份有限公司

注册资本：人民币 35,640,625.7089 万元

批准设立机关和设立文号：国务院《关于中国人民银行专门行使中央银行职能的决定》（国发[1983]146 号）

存续期间：持续经营

经营范围：办理人民币存款、贷款；同业拆借业务；国内外结算；办理票据承兑、贴现、转贴现；各类汇兑业务；代理资金清算；提供信用证服务及担保；代理销售业务；代理发行、代理承销、代理兑付政府债券；代收代付业务；代理证券资金清算业务（银证转账）；保险兼业代理业务；代理政策性银行、外国政府和国际金融机构贷款业务；保管箱服务；发行金融债券；买卖政府债券、金融债券；证券投资基金、企业年金托管业务；企业年金受托管理服务、年金账户管理服务；开放式基金的注册登记、认购、申购和赎回业务；资信调查、咨询、见证业务；贷款承诺；企业、个人财务顾问服务；组织或参加银团贷款；外汇存款；外汇贷款；外币兑换；出口托收及进口代收；外汇票据承兑和贴现；外汇借款；外汇担保；发行、代理发行、买卖或代理买卖股票以外的外币有价证券；自营、代客外汇买卖；外汇金融衍生业务；银行卡业务；电话银行、网上银行、手机银行业务；办理结汇、售汇业务；经国务院银行业监督管理机构批准的其他业务。（市场主体依法自主选择经营项目，开展经营活动；依法须经批准的项目，经相关部门批准后依批准的内容开展经营活动；不得从事国家和本市产业政策禁止和限制类项目的经营活动。）

二、基金托管人对基金管理人的业务监督和核查

（一）基金托管人对基金管理人的投资行为行使监督权

1、基金托管人根据有关法律法规的规定和《基金合同》的约定，对下述基金投资范围、投资对象进行监督。

本基金投资范围包括不动产资产支持证券，利率债（包括国债、地方政府债、政策性金融债、中央银行票据以及其他利率债）、AAA 级信用债（包括企业债、公司债、金融债、中期票据、短期融资券、超短期融资债券、公开发行的次级债、政府支持机构债、可分离交易可转债的纯债部分等）、货币市场基金、货币市场工具（包括同业存单、债券回购、协议存款、定期存款及其他银行存款等），以及法律法规或中国证监会允许基金投资的其他金融工具（但须符合中国证监会相关规定）。本基金可根据法律法规的规定参与融资。

本基金不投资于股票（含存托凭证），也不投资于可转换债券（可分离交易可转债的纯债部分除外）、可交换债券。

如法律法规或监管机构允许本基金投资其他品种，基金管理人在履行适当程

序后，可以将其纳入投资范围，并可依据届时有效的法律法规适时合理地调整投资范围。

2、基金托管人根据有关法律法规的规定及《基金合同》的约定对下述基金投融资比例进行监督：

（1）按法律法规的规定及《基金合同》的约定，本基金的投资组合比例为：基金合同生效后，本基金将扣除本基金预留费用后的全部募集资金用于购买不动产资产支持证券份额；除基金合同另有约定外，存续期内本基金投资于不动产资产支持证券的资产比例不低于基金资产的 80%。

若法律法规的相关规定发生变更或监管机构允许，基金管理人在履行适当程序后，可对上述资产配置比例进行调整。

（2）根据法律法规的规定及《基金合同》的约定，本基金投资组合遵循以下投资限制：

1）本基金投资于不动产资产支持证券的比例不低于基金资产的 80%，但因不动产项目出售、按照扩募方案实施扩募收购时收到扩募资金但尚未完成不动产项目购入、不动产资产支持证券或不动产资产公允价值变动、不动产资产支持证券收益分配及中国证监会认可的其他因素致使基金投资比例不符合上述规定投资比例的不属于违反投资比例限制；因除上述原因以外的其他原因导致不满足上述比例限制的，基金管理人应在 60 个工作日内调整；

2）本基金除投资不动产资产支持证券外的基金财产，应满足下述条件：

A.基金持有一家公司发行的证券（不动产资产支持证券除外），其市值不超过基金资产净值的 10%；

B.基金管理人管理的全部基金持有一家公司发行的证券，不超过该证券的 10%，直接或间接持有不动产资产支持证券的除外。完全按照有关指数的构成比例进行证券投资的基金品种可以不受此条款规定的比例限制；

3）本基金直接或间接对外借入款项，借款用途限于不动产项目日常运营、维修改造、项目收购等，且基金总资产不得超过基金净资产的 140%。基金总资产被动超过基金净资产 140%的，基金不得新增借款，基金管理人应当及时向中国证监会报告相关情况及拟采取的措施等；

4）基金投资的信用债为外部主体评级或债项评级在 AAA 级及以上的债券。

评级机构以基金管理人认可的机构为准（不含中债资信评估有限责任公司）。因评级机构调整评级等基金管理人之外的因素致使本基金投资信用债不符合投资标准，基金管理人应当在该信用债可交易之日起 3 个月内进行调整，中国证监会规定的特殊情形除外；

5）本基金与私募类证券资管产品及中国证监会认定的其他主体为交易对手开展逆回购交易的，可接受质押品的资质要求应当与《基金合同》约定的投资范围保持一致；

6）法律法规及中国证监会规定的和《基金合同》约定的其他投资限制。

因证券市场波动、证券发行人合并、基金规模变动等基金管理人之外的因素致使基金投资比例不符合上述第 2）项规定投资比例的，基金管理人应当在所涉证券可交易之日起 10 个交易日内进行调整，但中国证监会规定的特殊情形除外。

除基金合同另有约定外，基金管理人应当自基金合同生效之日起 6 个月内使基金的投资组合比例符合上述约定。在上述期间内，本基金的投资范围、投资策略应当符合基金合同的约定。基金托管人对基金投资的监督与检查自基金合同生效之日起开始。

如果法律法规或监管部门取消或调整上述投资组合比例限制，如适用于本基金，基金管理人在履行适当程序后，则本基金投资不再受相关限制或按照调整后的规定执行，基金管理人及时根据《公募基金信息披露办法》规定在规定媒介公告。

3、基金托管人根据有关法律法规的规定及《基金合同》的约定对下述基金投资禁止行为进行监督：

为维护基金份额持有人的合法权益，基金财产不得用于下列投资或者活动：

（1）承销证券；

（2）违反规定向他人贷款或者提供担保；

（3）从事承担无限责任的投资；

（4）买卖其他基金份额，但法律法规或中国证监会另有规定的除外；

（5）向基金管理人、基金托管人出资；

（6）从事内幕交易、操纵证券交易价格及其他不正当的证券交易活动；

（7）法律、行政法规或者中国证监会规定禁止的其他活动。

基金管理人运用基金财产买卖基金管理人、基金托管人及其控股股东、实际控制人或者与其有重大利害关系的公司发行的证券或者承销期内承销的证券，或者从事其他重大关联交易的，应当符合基金的投资目标和投资策略，遵循基金份额持有人利益优先原则，防范利益冲突，建立健全内部审批机制和评估机制，按照市场公平合理价格执行。相关交易必须事先得到基金托管人的同意，并按法律法规予以披露。重大关联交易应提交基金管理人董事会审议，并经过三分之二以上的独立董事通过。基金管理人董事会应至少每半年对关联交易事项进行审查。对于基金合同和招募说明书已经明确约定的关联交易安排，无需另行按上述约定进行决策。

法律、行政法规或监管部门取消或变更上述禁止性规定，如适用于本基金，则基金管理人在履行适当程序后，本基金投资不再受相关限制或按变更后的规定执行，基金管理人及时根据《公募基金信息披露办法》规定在规定媒介公告。

4、关于银行间债券市场投资

基金管理人应基于审慎原则投资银行间债券市场，并自主选择交易对手。因基金管理人违反上述原则给基金造成的损失，基金托管人不承担任何责任，相关损失由基金管理人先行承担。基金管理人履行先行赔付责任后，有权要求相关责任人进行赔偿。基金托管人的职责仅限于督促基金管理人履行先行赔付责任。

5、关于银行存款投资

本基金投资银行存款的信用风险主要包括存款银行的信用等级、存款银行的支付能力等涉及到存款银行选择方面的风险。基金管理人应基于审慎原则评估存款银行信用风险并自主选择存款银行。因基金管理人违反上述原则给基金造成的损失，基金托管人不承担任何责任，相关损失由基金管理人先行承担。基金管理人履行先行赔付责任后，有权要求相关责任人进行赔偿。基金托管人的职责仅限于督促基金管理人履行先行赔付责任。

6、基金托管人应当总体负责监督本基金资金账户、专项计划资金账户、不动产项目运营收支账户等重要资金账户及资金流向，确保符合法律法规规定和《基金合同》约定，保证基金资产在监督账户内封闭运行。

7、基金托管人依据以下约定对基金管理人为不动产项目购买的保险进行监督：

基金管理人或运营管理机构接受基金管理人委托，按照法律法规的规定并参照行业惯例，为不动产项目购买一种或一系列保险产品。基金管理人需及时向基金托管人提供各不动产项目涉及的所有保险单及保额的计算依据，基金托管人据以监督保额是否充足。

8、基金托管人依据以下约定对本基金及不动产项目借入款项安排进行监督：

在符合有关法律法规的前提下，基金管理人按照《基金合同》的约定有权制订、实施、调整并决定有关基金直接或间接的对外借款方案，基金管理人应于实施对外借款前 3 日将相关借款文件发送基金托管人，基金托管人根据《基金合同》及借款文件的约定，对不动产项目公司借入款项安排进行监督，确保基金借款符合法律法规规定及《基金合同》约定用途。

《基金合同》生效后，基金管理人应及时向基金托管人报送不动产项目已借款情况。如保留不动产项目对外借款，基金管理人应当向基金托管人报送借款文件以及说明材料，说明保留不动产项目对外借款的金额、比例、偿付安排、满足的法定条件等。基金托管人根据借款文件以及说明材料对保留借款是否符合法律法规规定以及《基金合同》约定进行监督。

（二）投资监督范围的调整

因法律法规、监管要求导致本基金投资事项调整的，基金管理人应提前通知基金托管人，并与基金托管人协商一致更新投资监督范围。基金管理人知晓基金托管人投资监督职责的履行受外部数据来源或系统开发等因素影响，基金管理人应为基金托管人系统调整预留所需的合理必要时间。

（三）基金托管人应根据有关法律法规的规定及《基金合同》的约定，对基金资产净值计算、基金份额净值计算、应收资金到账、基金费用开支及收入确定、基金收益分配、相关信息披露、基金宣传推介材料中登载基金业绩表现数据等进行监督和核查。

（四）基金托管人发现基金管理人的投资运作及其他运作违反《基金法》《基金合同》、基金托管协议有关规定时，应及时以书面形式通知基金管理人限期纠正，基金管理人收到通知后应在下一个工作日及时核对，并以书面形式向基金托管人发出回函，进行解释或举证。

在限期内，基金托管人有权随时对通知事项进行复查，督促基金管理人改正。

基金管理人对基金托管人通知的违规事项未能在限期内纠正的，基金托管人应报告中国证监会。基金托管人有义务要求基金管理人赔偿因其违反《基金合同》、基金托管协议而致使投资者遭受的损失。

对于依据交易程序尚未成交的且基金托管人在交易前能够监控的投资指令，基金托管人发现该投资指令违反相关法律法规规定或者违反《基金合同》约定的，应当拒绝执行，立即通知基金管理人，并有权依据法规要求向中国证监会报告。

对于必须于估值完成后方可获知的监控指标或依据交易程序已经成交的投资指令，基金托管人发现该投资指令违反法律法规或者违反《基金合同》约定的，应当立即通知基金管理人，并有权依据法规要求向中国证监会报告。

基金管理人应积极配合和协助基金托管人的监督和核查，必须在规定时间内答复基金托管人并改正，就基金托管人的合理疑义进行解释或举证，对基金托管人按照法规要求需向中国证监会报送基金监督报告的，基金管理人应积极配合提供相关数据资料和制度等。

基金托管人发现基金管理人有重大违规行为，应立即报告中国证监会，同时通知基金管理人限期纠正。

基金管理人无正当理由，拒绝、阻挠基金托管人根据基金托管协议约定行使监督权，或采取拖延、欺诈等手段妨碍基金托管人进行有效监督，情节严重或经基金托管人提出警告仍不改正的，基金托管人应报告中国证监会。

（五）基金管理人按照《中华人民共和国反洗钱法》等有关反洗钱法律法规和监管要求履行反洗钱义务，包括但不限于建立合理有效的反洗钱控制措施，建立健全客户尽职调查等内部控制机制管控，尽合理努力确保所管理的资金来源合法，资金管理及投资使用不涉及恐怖融资或其他违法犯罪活动，不涉及被联合国及其他国家（地区）、中国有权机关等主体发布制裁且得到我国承认的被制裁实体、个人或行为，并向基金托管人提供法律法规规定的受益所有人信息资料，配合基金托管人完成反洗钱等监管规定的合规工作（受益所有人信息资料指拥有25%以上计划份额的自然人身份信息、管理资产管理产品的自然人身份信息）。

三、基金管理人对基金托管人的业务核查

基金管理人对基金托管人履行托管职责情况进行核查，核查事项包括但不限

于基金托管人安全保管基金财产、权属证书及相关文件；开设基金财产的资金账户、证券账户、不动产项目运营收支账户等重要资金账户及资金流向，确保符合法律法规规定和《基金合同》约定，保证基金资产在监督账户内封闭运行；复核基金管理人计算的基金资产净值和基金份额净值；监督基金管理人为不动产项目购买足够的保险；监督不动产项目公司借入款项安排，确保符合法律法规规定及《基金合同》约定用途；根据基金管理人指令办理清算交收、相关信息披露和监督基金投资运作等行为。

基金管理人发现基金托管人擅自挪用基金财产、未对基金财产实行分账管理、无故未执行或无故延迟执行基金管理人资金划拨指令、泄露基金投资信息等违反《基金法》《基金合同》、基金托管协议及其他有关规定时，基金管理人应及时以书面形式通知基金托管人限期纠正，基金托管人收到通知后应及时核对确认并以书面形式向基金管理人发出回函。在限期内，基金管理人有权随时对通知事项进行复查，督促基金托管人改正，并予协助配合。基金托管人对基金管理人通知的违规事项未能在限期内纠正的，基金管理人应报告中国证监会。基金管理人有义务要求基金托管人赔偿基金因此所遭受的损失。

基金管理人发现基金托管人有重大违规行为，应立即报告中国证监会和银行业监督管理机构，同时通知基金托管人限期纠正。

基金托管人有义务积极配合和协助基金管理人的核查行为，包括但不限于：提交相关资料以供基金管理人核查托管财产的完整性和真实性，在规定时间内答复基金管理人并改正，或就基金管理人的合理疑义进行解释或举证。

基金托管人无正当理由，拒绝、阻挠基金管理人根据基金托管协议约定行使监督权，或采取拖延、欺诈等手段妨碍基金管理人进行有效监督，情节严重或经基金管理人提出警告仍不改正的，基金管理人应报告中国证监会。

四、基金财产保管

（一）基金财产保管的原则

1、基金财产应独立于原始权益人、基金管理人、基金托管人的固有财产。

原始权益人、基金管理人、基金托管人及其他参与机构因依法解散、被依法撤销或者被依法宣告破产等原因进行清算的，基金财产不属于其清算财产。基金财产的债权，不得与原始权益人、基金管理人、基金托管人及其他参与机构的固

有财产产生的债务相抵销。基金托管人托管的不同基金财产所产生的债权债务，不得相互抵销。非因基金财产本身承担的债务，不得对基金财产强制执行。

2、基金托管人应安全保管基金财产、权属证书及相关文件，未经基金管理人的合法合规指令或法律法规、基金合同及基金托管协议另有规定，不得自行运用、处分、分配基金的任何财产。

基金管理人应在《基金合同》生效前明确需移交基金托管人保管的不动产项目权属证书及相关文件清单，并对权属证书及相关文件的真实性及完整性进行验证后，将原件移交基金托管人保管，具体交接程序由基金管理人与基金托管人根据实际情况另行约定。

3、基金托管人按照规定开设基金财产的资金账户和证券账户等投资所需账户。

4、基金托管人对所托管的不同基金财产分别设置账户，与基金托管人的其他业务和其他基金的托管业务实行严格的分账管理、独立核算，确保基金财产的完整与独立。

5、对于因基金认（申）购、基金投资过程中产生的应收财产，应由基金管理人负责与有关当事人确定到账日期并通知基金托管人，到账日基金财产没有到达基金托管人处的，基金托管人应及时通知基金管理人采取措施进行催收。由此给基金造成损失的，基金管理人应负责向有关当事人追偿基金的损失，基金托管人对此不承担责任。

6、本基金主要投资于不动产资产支持证券全部份额，以取得不动产项目完全所有权或经营权利。对投资于不动产项目的基金资产，基金托管人依据基金管理人发送的投资指令，在确保符合基金托管协议约定的情况下划拨资金，并依据基金管理人提供的相关交易凭证、合同等资料进行账务处理，并由基金托管人、计划托管人、监管银行分别对本基金资金账户、资产支持专项计划资金账户、不动产项目运营收支账户等重要资金账户及资金流向进行监督，确保符合法律法规规定和《基金合同》约定，保证基金资产在监督账户内封闭运行。

（二）募集资金的验证

募集期内销售机构按销售与服务代理协议的约定，将认购资金划入基金管理人在具有托管资格的商业银行开设的基金资金账户。该账户由基金管理人开立并

管理。基金管理人按照法律法规的反洗钱要求，对投资人及其资金来源履行必要的反洗钱合规审查工作。基金募集期满，募集的基金份额总额、基金募集金额、基金份额持有人人数符合《基金法》《公募基金运作办法》等有关规定后，由基金管理人聘请符合法律法规规定的会计师事务所进行验资，出具验资报告，出具的验资报告应由参加验资的 2 名以上（含 2 名）中国注册会计师签字有效。验资完成，基金管理人应将募集的属于本基金财产的全部资金划入基金托管人为基金开立的托管产品资金账户中，基金托管人在收到资金当日出具确认文件。

若基金募集期限届满，未能达到《基金合同》生效的条件，由基金管理人按规定办理退款事宜。

（三）基金的银行账户的开立和管理

基金托管人为基金在其营业机构开立托管产品资金账户，专门用于托管资金的存放和使用，托管产品资金账户名称包含开户主体（基金托管人）和产品名称。该账户的开设和管理由基金托管人承担。本基金的一切货币收支活动，均需通过基金托管人的托管产品资金账户进行。

托管产品资金账户的开立和使用，限于满足开展本基金业务的需要。基金托管人和基金管理人不得假借本基金的名义开立其他任何银行账户；亦不得使用基金的任何银行账户进行本基金业务以外的活动。

托管产品资金账户的管理应符合人民币银行结算账户管理、利率管理等相关监管法规要求。

（四）基金证券账户与证券交易资金账户的开设和管理

基金托管人以基金托管人和本基金联名的方式在中国证券登记结算有限责任公司上海分公司/深圳分公司/北京分公司开设证券账户。

基金托管人以基金托管人的名义在中国证券登记结算有限责任公司上海分公司/深圳分公司/北京分公司开立基金证券交易资金账户，用于证券清算。

基金证券账户的开立和使用，限于满足开展本基金业务的需要。基金托管人和基金管理人不得出借和未经对方同意擅自转让基金的任何证券账户；亦不得使用基金的任何账户进行本基金业务以外的活动。

（五）债券托管账户及资金结算专户的开立和管理

《基金合同》生效后，基金管理人负责以基金的名义申请并取得进入全国银

行间同业拆借市场的交易资格，并代表基金进行交易；基金托管人负责以基金的名义在中央国债登记结算有限责任公司和银行间市场清算所股份有限公司开设银行间债券市场债券托管账户和资金结算专户，并由基金托管人负责基金的债券的后台匹配及资金的清算。

（六）存款投资账户的开立和管理

基金财产开展定期存款等银行存款投资前，基金管理人应为基金开立存款投资账户，存款投资账户名称包含产品名称，该账户仅限向托管产品资金账户划拨存款本金及利息资金。开户时基金管理人须向存款银行预留基金托管人印鉴，如基金托管人需变更预留印鉴，基金管理人应通知并配合存款银行办理变更手续。

基金管理人应按照双方约定，事先向基金托管人提供办理开户、存入、支取、变更等存款业务所需的经办人员身份证明信息等材料。如需在存款银行开通网上银行、电话银行、手机银行等功能，需经基金管理人、基金托管人双方确认同意。

如需停止使用银行存款账户，基金管理人应联系基金托管人及时办理销户手续。

（七）其他账户的开设和管理

在基金托管协议订立日之后，本基金被允许从事符合法律法规规定和《基金合同》约定的其他投资品种的投资业务时，如果涉及相关账户的开设和使用，由基金管理人协助基金托管人根据有关法律法规的规定和《基金合同》的约定，开立有关账户。该账户按有关规则使用并管理。

（八）存款证实书等实物证券的保管

基金管理人应将基金财产投资的有关实物证券交由基金托管人保管。属于基金托管人实际有效控制下的实物证券在基金托管人保管期间的毁损、灭失，由此产生的责任应由基金托管人承担。基金托管人对基金托管人以外机构实际有效控制或保管的证券不承担保管责任。

基金投资银行存款的，由存款银行向基金管理人开具存款证实书，基金管理人与基金托管人应遵守以下特别约定：

1、基金财产在开展银行存款投资业务前，基金管理人应根据基金托管人的要求，提供办理存款证实书出入库手续所需的经办人员身份信息等相关材料。如基金托管人对相关材料有异议，基金托管人有权拒绝办理并不承担相应责任，基

金管理人应采取措施核实并更正信息。

2、基金管理人应通知存款银行及时与基金托管人办理存款证实书入库保管手续。如存款证实书要素与存款协议不符，在基金管理人与存款银行核实更正前，基金托管人有权拒绝办理入库手续。因发生自然灾害等不可抗力情况导致入库延误的，基金管理人应及时向基金托管人书面说明，并采取措施积极推动存款证实书入库，在完成入库前，由存款证实书持有方履行保管责任。

3、存款到期前，基金管理人应及时与基金托管人办理存款证实书出库手续。如需提前支取，基金管理人应出具提前支取说明函。如需部分提前支取，应办理存款证实书置换，置换后新存款证实书除金额、编号、存款证实书开具日期外，其他核心要素与原存款证实书一致。

4、存款到期后，如因自然灾害等不可抗力导致无法正常办理存款证实书出库手续的，基金管理人应在与存款银行的存款协议中就上述情况作出相应安排，并明确存款银行应将支取后的存款本息全部划转回基金托管产品资金账户。

5、如存款证实书因非基金托管人原因出现毁损、灭失，或晚于存款到期日到达存款行等情形，导致存款无法被按时支取的，基金管理人应及时采取补救措施，基金托管人不承担相关责任，但应给予必要配合。存款证实书仅作为存款证实，不得设立担保或用于任何可能导致存款资金损失的其他用途。

（九）与基金财产有关的重大合同的保管

由基金管理人代表基金签署的与基金有关的重大合同的原件分别应由基金托管人、基金管理人保管。除基金托管协议另有约定外，基金管理人在代表基金签署与基金有关的重大合同时应保证基金一方持有两份以上的正本，以便基金管理人和基金托管人至少各持有一份正本的原件。基金管理人在合同签署后 5 个工作日内通过专人送达、挂号邮寄等安全方式将合同原件送达基金托管人处。合同原件应存放于基金管理人和基金托管人各自文件保管部门，保管期限不少于法律法规规定的最低年限。

五、基金资产净值计算和会计核算

（一）基金资产净值的计算

1、基金资产净值的计算、复核的时间和程序

基金资产净值是指基金资产总值减去基金负债后的价值，即基金合并财务报

表层面计量的净资产。基金份额净值是按照估值日闭市后，本基金合并财务报表基金资产净值除以当日基金份额的余额数量计算，精确到 0.0001 元，小数点后第 5 位四舍五入，由此产生的误差计入基金财产。国家另有规定的，从其规定。

基金管理人应每个估值日对基金资产估值。基金管理人应于每个中期及年度估值日计算本基金合并财务报表基金资产净值和基金份额净值。基金管理人应至少每半年度、每年度对基金资产进行核算及估值。但基金管理人根据法律法规或基金合同的规定暂停估值时除外。估值原则应符合《基金合同》《证券投资基金会计核算业务指引》及其他法律、法规的规定。用于基金信息披露的基金资产净值和基金份额净值由基金管理人负责计算，基金托管人复核。基金管理人应于每个估值日交易结束后计算当日的基金资产净值与基金份额资产净值，并以双方认可的方式发送给基金托管人。基金托管人对净值计算结果复核后以双方认可的方式发送给基金管理人，由基金管理人对基金净值予以公布。

根据《基金法》，基金管理人计算并公告基金净值信息，基金托管人复核、审查基金管理人计算的基金资产净值。因此，本基金的会计责任方是基金管理人，就与本基金有关的会计问题，如经相关各方在平等基础上充分讨论后，仍无法达成一致的意见，按照基金管理人对基金资产净值的计算结果对外予以公布。法律法规以及监管部门有强制规定的，从其规定。如有新增事项，按国家最新规定估值。

（二）基金资产估值方法

1、估值对象

基金及纳入合并范围的各类会计主体所持有的各项资产和负债，包括但不限于不动产资产支持证券、债券、银行存款、应收款项、无形资产、固定资产、借款、应付款项等。

2、估值方法

估值方法指纳入合并财务报表范围内的各类资产及负债的估值方法。不动产项目评估应当以现金流折现法作为主要评估方法，并选择其他分属于不同估值技术的估值方法进行校验，同时说明不动产项目的评估对会计核算的影响。

对基金持有的各项资产、负债的后续计量除准则要求可采用公允价值进行后续计量外，原则上采用成本模式计量，以购买日确定的账面价值为基础，计提折

旧、摊销、减值。计量模式确定后不得随意变更。在符合企业会计准则（即有确凿证据证明公允价值持续可靠计量）和最大限度保护基金份额持有人利益的前提下，如项目资产公允价值显著高于账面价值时，经基金管理人内部审议批准，基金管理人可以将相关资产计量从成本模式调整为公允价值模式。

对于非金融资产选择采用公允价值模式进行后续计量的，基金管理人应经公司董事会审议批准，并按照《企业会计准则第 39 号——公允价值计量》及其他相关规定在定期报告中披露相关事项，包括但不限于：公允价值的确定依据、方法及所用假设的全部重要信息；影响公允价值确定结果的重要参数、采用公允价值模式计量的合理性说明等。

（1）不动产资产支持专项计划及不动产项目的估值

基金管理人应当按照投资成本将基金持有的资产支持证券在个别财务报表上确认为一项长期股权投资，采用成本法进行后续计量。

根据准则规定，如有确凿证据表明该不动产项目的公允价值能够持续可靠取得，即相关资产所在地有活跃的交易市场，并且能够从交易市场上取得同类或类似资产的市场价格及其他相关信息，从而对相关资产的公允价值作出合理的估计，不动产项目可以按照公允价值进行后续计量。

使用公允价值进行后续计量的不动产项目在合并报表编制过程中使用经审慎评估的评估值作为公允价值入账依据并在定期报告中披露相关事项。采用收益法评估时选择现金流量折现法作为主要的评估方法，并选择其他分属于不同估值技术的估值方法进行校验。采用现金流量折现法的，其折现率选取应当从市场参与者角度出发，综合反映资金的时间价值以及与现金流预测相匹配的风险因素。会计师事务所在年度审计中应当评价基金管理人和评估机构采用的评估方法和参数的合理性。

对于按照《企业会计准则》规定采用成本法计量的长期资产，若存在减值迹象的，应当进行减值测试。对于商誉和使用寿命不确定的无形资产，基金管理人应至少于每年年末进行减值测试。确认发生减值时，基金管理人应当按照《企业会计准则》规定在定期报告中进行披露，包括但不限于可回收金额计算过程等。上述资产减值损失一经确认，在以后会计期间不再转回。基金管理人应于每年年度终了对长期资产的折旧和摊销的期限及方法进行复核并作适当调整。

（2）上市或挂牌转让的有价证券的估值

1）交易所上市的有价证券（包括股票等），以其估值日在证券交易所挂牌的市价（收盘价）估值；估值日无交易的，且最近交易日后经济环境未发生重大变化或证券发行机构未发生影响证券价格的重大事件的，以最近交易日的市价（收盘价）估值；如最近交易日后经济环境发生了重大变化或证券发行机构发生了影响证券价格的重大事件的，可参考类似投资品种的现行市价及重大变化因素，调整最近交易市价，确定公允价格；

2）已上市交易或挂牌转让的不含权固定收益品种（另有规定的除外），选取估值日第三方估值基准服务机构提供的相应品种当日的估值全价进行估值；

3）已上市交易或挂牌转让的含权固定收益品种（另有规定的除外），选取估值日第三方估值基准服务机构提供的相应品种当日的唯一估值全价或推荐估值全价进行估值；

4）对于交易所上市交易的公开发行的可转债等有活跃市场的含转股权的债券，实行全价交易的债券以估值日收盘价作为估值全价；实行净价交易的债券以估值日收盘价并加计每百元税前应计利息作为估值全价；

5）对于含投资人回售权的固定收益品种，行使回售权的，在回售登记日至实际收款日期间以第三方估值基准服务机构提供的相应品种当日的唯一估值全价或推荐估值全价进行估值，同时充分考虑发行人的信用风险变化对公允价值的影响。回售登记期截止日（含当日）后未行使回售权的按照长待偿期所对应的价格进行估值；

6）已上市或挂牌转让且不存在活跃市场的有价证券，采用估值技术确定公允价值。

（3）对于未上市或未挂牌转让且不存在活跃市场的固定收益品种，应采用在当前情况下适用并且有足够可利用数据和其他信息支持的估值技术确定其公允价值。

（4）对于发行人已破产、发行人未能按时足额偿付本金或利息，或者有其他可靠信息表明本金或利息无法按时足额偿付的债券投资品种，第三方估值基准服务机构如在提供推荐价格的同时提供价格区间作为公允价值的参考范围以及公允价值存在重大不确定性的相关提示的，基金管理人在与基金托管人协商一致

后，可采用价格区间中的数据作为该债券投资品种的公允价值。

（5）其他有价证券等按照相关法律法规和监管部门、行业协会的规定进行估值。

（6）同一证券同时在两个或两个以上市场交易的，按证券所处的市场分别估值。

（7）存款的估值方法

持有的银行定期存款或通知存款以本金列示，按协议或合同利率逐日确认利息收入。如提前支取或利率发生变化，应及时进行账务调整。

（8）税收

对于按照中国法律法规规定应缴纳的各项税金，本基金将按权责发生制原则进行估值；对于因税收规定调整或其他原因导致基金实际缴纳税金与估算的应交税金有差异的，基金将在相关税金调整日或实际支付日进行相应的估值调整。

（9）如有确凿证据表明按上述方法进行估值不能客观反映上述金融资产或金融负债公允价值的，基金管理人可根据具体情况与基金托管人商定后，按最能反映公允价值的价格估值。

（10）相关法律法规以及监管部门、自律规则另有规定的，从其规定。如有新增事项，按国家最新规定估值。本基金合并层面各项可辨认资产和负债的后续计量模式根据《企业会计准则》和监管部门的有关规定执行。

如基金管理人或基金托管人发现基金估值违反基金合同订明的估值方法、程序及相关法律法规的规定或者未能充分维护基金份额持有人利益时，应立即通知对方，共同查明原因，双方协商解决。

根据有关法律法规，基金净值信息基金会计核算的义务由基金管理人承担。本基金的基金会计责任方由基金管理人担任，因此，就与本基金有关的会计问题，如经相关各方在平等基础上充分讨论后，仍无法达成一致的意见，按照基金管理人对基金净值信息的计算结果对外予以公布。

（三）估值差错处理

基金管理人和基金托管人将采取必要、适当、合理的措施确保基金资产估值的准确性、及时性。

当基金财务报表的净资产和基金份额净值发生可能误导财务报表使用者的

重大错误时，视为基金份额净值错误。

基金合同的当事人应按照以下约定处理：

1、估值错误类型

本基金运作过程中，如果由于基金管理人或基金托管人、或登记机构、或销售机构、或投资人自身的过错造成估值错误，导致其他当事人遭受损失的，过错的责任人应当对由于该估值错误遭受损失当事人（以下简称“受损方”）的直接损失按下述“估值错误处理原则”给予赔偿，承担赔偿责任。

上述估值错误的主要类型包括但不限于：资料申报差错、数据传输差错、数据计算差错、系统故障差错、下达指令差错等。对于因技术原因引起的差错，若系同行业现有技术水平不能预见、不能避免、不能克服，则属不可抗力，按照下述规定执行。

由于不可抗力原因造成投资人的交易资料灭失或被错误处理或造成其他差错，因不可抗力原因出现差错的当事人不对其他当事人承担赔偿责任，但因该差错取得不当得利的当事人仍应负有返还不当得利的义务。

2、估值错误处理原则

（1）估值错误已发生，但尚未给当事人造成损失时，估值错误责任方应及时协调各方，及时进行更正，因更正估值错误发生的费用由估值错误责任方承担；由于估值错误责任方未及时更正已产生的估值错误，给当事人造成损失的，由估值错误责任方对直接损失承担赔偿责任；若估值错误责任方已经积极协调，并且有协助义务的当事人有足够的时间进行更正而未更正，则有协助义务的当事人应当承担相应赔偿责任。估值错误责任方应对更正的情况向有关当事人进行确认，确保估值错误已得到更正。

（2）估值错误的责任方对有关当事人的直接损失负责，不对间接损失负责，并且仅对估值错误的有关直接当事人负责，不对第三方负责。

（3）因估值错误而获得不当得利的当事人负有及时返还不当得利的义务。但估值错误责任方仍应对估值错误负责。如果由于获得不当得利的当事人不返还或不全部返还不当得利造成其他当事人的利益损失（“受损方”），则估值错误责任方应赔偿受损方的损失，并在其支付的赔偿金额的范围内对获得不当得利的当事人享有要求交付不当得利的权利；如果获得不当得利的当事人已经将此部分不

当得利返还给受损方，则受损方应当将其已经获得的赔偿额加上已经获得的不当得利返还的总和超过其实际损失的差额部分支付给估值错误责任方。

（4）估值错误调整采用尽量恢复至假设未发生估值错误的正确情形的方式。

（5）按法律法规规定的其他原则处理估值错误。

3、估值错误处理程序

估值错误被发现后，有关的当事人应当及时进行处理，处理的程序如下：

（1）查明估值错误发生的原因，列明所有的当事人，并根据估值错误发生的原因确定估值错误的责任方；

（2）根据估值错误处理原则或当事人协商的方法对因估值错误造成的损失进行评估；

（3）根据估值错误处理原则或当事人协商的方法由估值错误的责任方进行更正和赔偿损失；当基金份额净值计算差错给基金和基金份额持有人造成损失需要进行赔偿时，基金管理人和基金托管人应根据实际情况界定双方承担的责任，经确认后按以下条款进行赔偿：

1）本基金的基金会计责任方由基金管理人担任，与本基金有关的会计问题，如经双方在平等基础上充分讨论后，尚不能达成一致时，按基金管理人的建议执行，由此给基金份额持有人和基金财产造成的损失，由基金管理人负责赔付；

2）若基金管理人计算的基金份额净值已由基金托管人复核确认后公告，由此给基金份额持有人造成损失的，应根据法律法规的规定对投资者或基金支付赔偿金，就实际向投资者或基金支付的赔偿金额，基金管理人与基金托管人按照过错程度各自承担相应的责任；

3）如基金管理人和基金托管人对基金份额净值的计算结果，虽然多次重新计算和核对，尚不能达成一致时，为避免不能按时公布基金份额净值的情形，以基金管理人的计算结果对外公布，由此给基金份额持有人和基金造成的损失，由基金管理人负责赔付；

4）由于基金管理人提供的信息错误，进而导致基金份额净值计算错误而引起的基金份额持有人和基金财产的损失，由基金管理人负责赔付。

（4）根据估值错误处理的方法，需要修改基金登记机构交易数据的，由基金登记机构进行更正，并就估值错误的更正向有关当事人进行确认。

4、基金份额净值估值错误处理的方法如下：

（1）基金份额净值计算出现错误时，基金管理人、基金托管人应当立即予以纠正，并采取合理的措施防止损失进一步扩大。

（2）错误偏差达到基金份额净值的0.25%时，基金管理人应当通报基金托管人并报中国证监会备案；错误偏差达到基金份额净值的0.5%时，基金管理人应当公告，并报中国证监会备案。

（3）前述内容如法律法规或监管机关另有规定的，从其规定处理。

（四）暂停估值的情形

1、基金投资所涉及的证券交易市场遇法定节假日或因其他原因暂停营业时；

2、因不可抗力致使基金管理人、基金托管人无法准确评估基金资产价值时；

3、法律法规规定、中国证监会和基金合同认定的其他情形。

（五）基金合并表及份额净值的确认

本基金财务报表的净资产、相关财务信息及基金份额净值由基金管理人负责计算，基金托管人负责进行复核。基金管理人披露本基金财务报表的净资产和基金份额净值前，应将相关财务信息、净资产和基金份额净值计算结果及资产确认计量过程发送给基金托管人。基金托管人复核确认后发送给基金管理人，由基金管理人按规定在定期报告中对外公布。

（六）特殊情况的处理

1、基金管理人或基金托管人按基金合同规定的估值方法进行估值时，所造成的误差不作为基金资产估值错误处理。由于时差、通讯或其他非可控的客观原因，在基金管理人和基金托管人协商一致的时间点前无法确认的交易，导致的对基金资产净值的影响，不作为基金资产估值错误处理。

2、由于不可抗力，或由于证券交易所、登记机构等机构发送的数据错误等非基金管理人或基金托管人原因，基金管理人和基金托管人虽然已经采取必要、适当、合理的措施进行检查，仍未能发现错误或避免错误的，由此造成的基金资产核算及估值错误，基金管理人和基金托管人免除赔偿责任，但基金管理人、基金托管人应当积极采取必要的措施消除或减轻由此造成的影响。

（七）基金账册的建立

基金管理人和基金托管人在《基金合同》生效后，应按照相关各方约定的同

一记账方法和会计处理原则，分别独立地设置、登录和保管本基金的全套账册，对相关各方各自的账册定期进行核对，互相监督，以保证基金资产的安全。若双方对会计处理方法存在分歧，应以基金管理人的处理方法为准。

经对账发现相关各方的账目存在不符的，基金管理人和基金托管人必须及时查明原因并纠正，保证相关各方平行登录的账册记录完全相符。若当日核对不符，暂时无法查找到错账的原因而影响到基金资产净值的计算和公告的，以基金管理人的账册为准。

（八）基金招募说明书、定期报告的编制和复核

基金财务报表由基金管理人和基金托管人每月分别独立编制。月度报表的编制，应于每月终了后 5 个工作日内完成。

在《基金合同》生效后，基金招募说明书、基金产品资料概要的信息发生重大变更的，基金管理人应当在三个工作日内，更新基金招募说明书、基金产品资料概要并登载在规定网站上，基金产品资料概要还需登载在基金销售机构网站或营业网点；基金招募说明书、基金产品资料概要其他信息发生变更的，基金管理人至少每年更新一次。基金终止运作的，基金管理人不再更新招募说明书、基金产品资料概要。基金管理人在每季度结束之日起 15 个工作日内完成季度报告编制并公告；在上半年结束之日起两个月内完成中期报告编制并公告；在每年结束之日起三个月内完成年度报告编制并公告。基金年度报告中的财务会计报告应当经过符合法律法规规定的会计师事务所审计。基金合同生效不足 2 个月的，基金管理人可以不编制当期季度报告、中期报告或者年度报告。

基金托管人在复核过程中，发现相关各方的报表存在不符时，基金管理人和基金托管人应共同查明原因，进行调整，调整以相关各方认可的账务处理方式为准。核对无误后，基金托管人在基金管理人提供的报告上加盖业务印鉴或者出具加盖托管业务部门公章的复核意见书，相关各方各自留存一份。如果基金管理人与基金托管人不能于应当发布公告之日之前就相关报表达成一致，基金管理人有权按照其编制的报表对外发布公告，基金托管人有权就相关情况报证监会备案。

基金托管人在对财务会计报告、中期报告或年度报告复核完毕后，需盖章确认或出具相应的复核确认书或进行电子确认，以备有权机构对相关文件审核时提示。

六、基金份额持有人名册的保管

基金管理人和基金托管人须分别妥善保管的基金份额持有人名册，包括《基金合同》生效日、《基金合同》终止日、基金份额持有人大会权益登记日、每年6月30日、12月31日的基金份额持有人名册。基金份额持有人名册的内容必须包括基金份额持有人的名称和持有的基金份额。

基金份额持有人名册由基金的基金注册登记机构根据基金管理人的指令编制和保管，基金管理人和基金托管人应按照目前相关规则分别保管基金份额持有人名册。保管方式可以采用电子或文档的形式。基金份额登记机构的保存期限不少于法律法规规定的最低年限。

基金管理人应当及时向基金托管人提交下列日期的基金份额持有人名册：《基金合同》生效日、《基金合同》终止日、基金份额持有人大会权益登记日、每年6月30日、每年12月31日的基金份额持有人名册。基金份额持有人名册的内容必须包括基金份额持有人的名称和持有的基金份额。其中每年12月31日的基金份额持有人名册应于下月前十个工作日内提交；《基金合同》生效日、《基金合同》终止日等涉及到基金重要事项日期的基金份额持有人名册应于发生日后十个工作日内提交。

基金托管人以电子版形式妥善保管基金份额持有人名册，并定期刻成光盘备份，保存期限不少于法律法规规定的最低年限。基金托管人不得将所保管的基金份额持有人名册用于基金托管业务以外的其他用途，并应遵守保密义务。

若基金管理人或基金托管人由于自身原因无法妥善保管基金份额持有人名册，应按有关法规规定各自承担相应的责任。

七、争议解决方式

双方当事人同意，因基金托管协议而产生的或与基金托管协议有关的一切争议，基金托管协议当事人应尽量通过协商、调解途径解决。如经协商、调解不能解决的，任何一方均有权将争议提交上海仲裁委员会，按照上海仲裁委员会届时有效的仲裁规则进行仲裁，仲裁地点为上海市。仲裁裁决是终局的，对仲裁各方当事人均具有约束力。仲裁费用、律师费用由败诉方承担，除非仲裁裁决另有决定。

争议处理期间，双方当事人应恪守基金管理人和基金托管人职责，继续忠实、

勤勉、尽责地履行《基金合同》和基金托管协议约定的义务，维护基金份额持有人的合法权益。

基金托管协议受中华人民共和国法律（为基金托管协议之目的，不包括香港特别行政区、澳门特别行政区和台湾地区法律）管辖并从其解释。

八、基金托管协议的变更与终止

（一）基金托管协议的变更与终止

1、基金托管协议的变更程序

基金托管协议双方当事人经协商一致，可以对协议的内容进行变更。变更后的托管协议，其内容不得与《基金合同》的约定有任何冲突。

2、基金托管协议终止的情形

发生以下情况，基金托管协议终止：

（1）《基金合同》终止；

（2）基金托管人解散、依法被撤销、破产、被依法取消基金托管资格或有其他基金托管人接管基金资产；

（3）基金管理人解散、依法被撤销、破产、被依法取消基金管理资格或有其他基金管理人接管基金管理权；

（4）发生法律法规或《基金合同》规定的终止事项。

（二）基金财产的清算

1、基金财产清算小组：自出现基金合同终止事由之日起30个工作日内成立清算小组，基金管理人组织基金财产清算小组并在中国证监会的监督下进行基金清算。在基金财产清算小组接管基金财产之前，基金管理人和基金托管人应按照基金合同和基金托管协议的规定继续履行保护基金财产安全的职责。

2、基金财产清算小组组成：基金财产清算小组成员由基金管理人、基金托管人、符合法律法规规定的注册会计师、律师、中国证监会规定或认可的其他机构以及中国证监会指定的人员组成。基金财产清算小组可以聘用必要的工作人员。

3、基金财产清算小组职责：基金财产清算小组负责基金财产的保管、清理、估价、变现和分配，并按照法律法规规定和基金合同约定履行信息披露义务。基金财产清算小组可以依法进行必要的民事活动。

4、基金财产清算程序：

（1）《基金合同》终止情形出现时，由基金财产清算小组统一接管基金；

（2）对基金财产和债权债务进行清理和确认；

（3）对基金财产进行估值和处置；

（4）制作清算报告；

（5）聘请会计师事务所对清算报告进行外部审计，聘请律师事务所对清算报告出具法律意见书；

（6）将清算报告报中国证监会备案并公告；

（7）对基金剩余财产进行分配。

基金财产清算的期限为 24 个月，但因本基金所持资产支持证券、其他证券或不动产资产的流动性受到限制而不能及时变现的，清算期限可相应顺延。

基金清算涉及不动产项目处置的，基金管理人应当遵循基金份额持有人利益优先的原则，按照法律法规规定进行资产处置，并尽快完成剩余财产的分配。资产处置期间，基金管理人应当按照法律法规规定和基金合同约定履行信息披露义务。

5、清算费用

清算费用是指基金财产清算小组在进行基金清算过程中发生的所有合理费用，清算费用由基金财产清算小组优先从基金财产中支付。

6、基金财产清算剩余资产的分配

依据基金财产清算的分配方案，将基金财产清算后的全部剩余资产扣除基金财产清算费用、缴纳所欠税款并清偿基金债务后，按基金份额持有人持有的基金份额比例进行分配。

（三）基金财产清算的公告

清算过程中的有关重大事项须及时公告；基金财产清算报告经符合法律法规规定的会计师事务所审计并由律师事务所出具法律意见书后报中国证监会备案并公告。基金财产清算公告于基金财产清算报告报中国证监会备案后 5 个工作日内由基金财产清算小组进行公告。

（四）基金财产清算账册及文件的保存

基金财产清算账册及有关文件由基金托管人保存，保存年限不得低于法律法规及有关规定的最低年限。

附件八、基金管理人与基金托管人的基本情况

第一部分 基金管理人

一、基金管理人概况

（一）基本情况

本基金基金管理人为上海东方证券资产管理有限公司，基本信息如下：

名称：上海东方证券资产管理有限公司

住所：上海市黄浦区中山南路109号7层-11层

办公地址：上海市黄浦区外马路108号供销大厦7层-11层

法定代表人：杨斌

设立日期：2010年7月28日

批准设立机关及批准设立文号：中国证监会证监许可[2010]518号

开展公开募集证券投资基金管理业务批准文号：证监许可[2013]1131号

组织形式：有限责任公司

注册资本：人民币30,000万元

存续期限：持续经营

联系电话：021-53952993

联系人：任炜翔、贺红阳、文品

股东情况：东方证券股份有限公司持有基金管理人100%的股权。

公司前身是东方证券股份有限公司客户资产管理业务总部，2010年7月28日经中国证券监督管理委员会《关于核准东方证券股份有限公司设立证券资产管理子公司的批复》（证监许可[2010]518号）批准，由东方证券股份有限公司出资3亿元，在原东方证券股份有限公司客户资产管理业务总部的基础上正式成立，是国内首家获批设立的券商系资产管理公司。

（二）为管理不动产基金专门设置的主要部门情况

基金管理人已设置独立的不动产基金业务主办部门（即公募REITs部），公募REITs部已配备不少于3名具有5年以上不动产项目运营或不动产项目投资管理经验的主要负责人员，其中至少2名具备5年以上不动产项目运营经验。基金管理人具有不动产研究经验，配备充足的专业研究人员。

二、主要人员情况

（一）基金管理人董事会成员

杨斌先生，董事长，中共党员，经济学硕士。曾任中国人民银行上海分行非银行金融机构管理处科员，上海证管办稽查处、稽查局案件审理处科员，上海证管办案件调查一处副主任科员，上海证监局稽查一处、机构二处主任科员、机构一处副处长、期货监管处处长、法制工作处处长，东方证券股份有限公司稽核总部总经理、合规法务管理总部总经理、东方证券股份有限公司首席风险官、合规总监、副总裁。现任上海东方证券资产管理有限公司党委书记、董事长。

成飞先生，董事、总经理，中共党员，经济学硕士。曾任国泰君安证券股份有限公司助理研究员、研究员、投资经理，上海国泰君安证券资产管理有限公司固定收益部副总经理、总经理、公司总裁助理、公司副总裁，国信证券股份有限公司副总裁、资产管理总部总经理，国信弘盛私募基金管理有限公司董事长，国信证券资产管理有限公司总经理、董事长。现任上海东方证券资产管理有限公司董事、总经理。

尤文杰先生，董事，中共党员，经济学学士。曾任立信会计师事务所（特殊普通合伙）项目经理、高级经理、合伙人，东方证券股份有限公司计划财务管理总部副总经理。现任东方证券股份有限公司计划财务管理总部总经理，上海东方证券资产管理有限公司董事，东证国际金融集团有限公司董事，诚泰融资租赁（上海）有限公司监事。

张云先生，董事，中共党员，管理学硕士。曾任上海安硕信息技术股份有限公司风险系统及数据高级顾问，国金证券股份有限公司风险管理部风险管理员、副总经理、总经理。现任东方证券股份有限公司风险管理总部总经理，上海东方证券资产管理有限公司董事，上海东证期货有限公司董事。

王峰先生，董事，经济学、哲学双硕士。曾任渤海证券研究所研究员，天同证券研究所研究员，上海浦东发展银行总行基金托管部市场部产品岗，上投摩根基金管理有限公司市场与业务发展部总监，国联安基金管理有限公司总经理室副总经理，齐鲁证券有限公司总裁助理、北京资产管理分公司总经理，香港交易及结算所有限公司北京代表处高级副总裁，上海国泰君安资产管理有限公司副总裁，西藏云尚股权投资基金管理有限公司董事总经理，国泰君安证券股份有限公司私人客户部总经理助理、副总经理、投资总监。现任东方证券股份有限公司财富管

理委员会委员、金融产品总部总经理，上海东方证券资产管理有限公司董事。

周代希先生，职工董事、副总经理，中共党员，法学硕士。曾任深圳证券交易所会员管理部经理、金融创新实验室高级经理、固定收益与衍生品工作小组执行经理。现任上海东方证券资产管理有限公司职工董事、副总经理。

彭卫东先生，独立董事，中共党员，法学博士。曾任中共武汉市委政法委员会主任科员，武汉市江岸区人民法院副院长，武汉市中级人民法院研究室主任，武汉公安干部学院副院长，交通部长江航运公安局法制处处长，交通部政策法规司法制处处长，长江航运公安局上海分局党委书记、局长、督察长，上海中夏律师事务所律师，北京大成（上海）律师事务所高级法律顾问。现任北京大成（上海）律师事务所高级合伙人，中电光谷联合控股有限公司独立非执行董事、薪酬委员会主席、审核委员会成员，上海东方证券资产管理有限公司独立董事。

杨勤法先生，独立董事，中共党员，法学博士。曾任浙江时代银鹰律师事务所律师。现任华东政法大学副教授，重庆物奇微电子有限公司独立董事，江苏纽泰格科技集团股份有限公司独立董事，上海季丰电子股份有限公司独立董事，上海东方证券资产管理有限公司独立董事，上海超导科技股份有限公司独立董事，上海市浩信律师事务所兼职律师。

赵子夜先生，独立董事，管理学博士。曾任上海财经大学会计学院讲师、副教授。现任上海财经大学会计学院教授，光明乳业股份有限公司独立董事，上海汇通能源股份有限公司独立董事，上海爱科百发生物医药技术股份有限公司独立董事，上海陆家嘴（集团）有限公司兼职外部董事，上海东方证券资产管理有限公司独立董事。

（二）基金管理人高级管理人员

成飞先生，总经理（简历请参见上述关于董事的介绍）。

胡雅丽女士，联席总经理、财务负责人，中共党员，管理学硕士，《新财富》白金分析师。曾任招商证券股份有限公司研究发展中心分析师、中信证券股份有限公司研究部首席分析师（MD）、光大证券股份有限公司研究所所长、上海东方证券资产管理有限公司总经理助理。现任上海东方证券资产管理有限公司联席总经理、财务负责人。

周陶女士，合规负责人、首席风险官，中共党员，经济学硕士。曾任上海市

税务局金山分局税政科副主任科员，上海证监局机构监管一处主任科员、副处长，海通恒信国际融资租赁有限公司合规管理岗、监事长，海通证券股份有限公司合规法务部总经理，上海海通证券资产管理有限公司合规总监。现任上海东方证券资产管理有限公司合规负责人、首席风险官。

胡伟先生，副总经理，中共党员，工商管理硕士。曾任珠海市商业银行资金营运部债券交易员，华富基金管理有限公司总经理助理兼固定收益部总监，上海东方证券资产管理有限公司总经理助理。现任上海东方证券资产管理有限公司副总经理。

周代希先生，副总经理（简历请参见上述关于职工董事的介绍）。

刘峰先生，副总经理，中共党员，经济学学士。曾任华福证券有限责任公司职员、兴业银行股份有限公司资产托管部职员、委托处副处长、委托处处长、总经理助理、副总经理。现任上海东方证券资产管理有限公司副总经理。

杨海先生，副总经理，中共党员，法学硕士。曾任上海市卢湾区人民检察院公诉科助理检察员，交银租赁股份有限公司资产管理经理，上海浦东发展银行法律合规主管，长城证券股份有限公司资产管理创新业务部董事副总经理、产品总监，上海东方证券资产管理有限公司产品部总经理、智能客户服务部总经理、品牌部总经理、董事总经理、总经理助理。现任上海东方证券资产管理有限公司副总经理。

汤琳女士，副总经理，工商管理硕士。曾任东方证券股份有限公司资产管理业务总部市场业务经理，上海东方证券资产管理有限公司综合管理部总监、董事总经理。现任上海东方证券资产管理有限公司副总经理。

许可先生，首席信息官，中共党员，工学博士。曾任摩根士丹利管理服务（上海）有限公司证券衍生品技术部经理、副总裁（VP），东方证券股份有限公司系统研发总部研发经理、系统研发总部总经理助理、系统研发总部副总经理，上海东方证券资产管理有限公司总经理助理。现任上海东方证券资产管理有限公司首席信息官。

（三）拟任基金经理

任炜翔先生，上海东方证券资产管理有限公司拟任基金经理。厦门大学保险硕士。2017年起先后任职于华福证券股份有限公司投资银行业务条线事业部创新

业务部、债券融资三部，主导及参与了基础设施投资建设行业相关的多项资产证券化产品，基础资产类型包括融资租赁债权、信托受益权和应收账款债权等，负责项目的产品设计、尽职调查、申报发行和存续期管理等事宜，具备丰富的不动产项目投资管理经验，现任职于上海东方证券资产管理有限公司。

贺红阳先生，上海东方证券资产管理有限公司拟任基金经理。西南财经大学经济学硕士。2011年起先后任职于台山核电合营有限公司计划合同部、四川置信实业有限公司计划运营部、成都绿城巴蜀投资有限公司区域运营管理部、申万菱信基金管理有限公司不动产投资部，曾参与国内首个采用第三代EPR技术的核电标杆项目台山核电站一期建设，项目规划并建设两台单机容量为175万千瓦的核电机组，期间从事战略与计划管理工作，此外作为运营管理专业负责人，主导及参与了多个产业园项目、产业小镇项目、保障性租赁住房项目建设及运营，负责战略规划、计划管理、全面预算管理、组织绩效考核、流程体系建设、产业资源协调等工作，具备丰富的不动产项目运营管理经验，现任职于上海东方证券资产管理有限公司。

文品先生，上海东方证券资产管理有限公司拟任基金经理。重庆大学管理学硕士。2019年起先后任职于龙湖集团旗下的重庆龙湖拓骏地产发展有限公司、北京龙智工程咨询有限公司、上海龙智集顺工程咨询有限公司、上海龙智冠寓商业管理有限公司，期间从事不动产项目投资及运营管理工作，负责不动产项目立项管理及投资决策、经营计划管理、预算管理及收益管理、绩效制定及考核、业务流程及内控、资产改造及退出等全链条经营管理工作，具备丰富的不动产项目运营管理经验，现任职于上海东方证券资产管理有限公司。

以上人员均满足5年以上不动产项目运营管理或投资管理经验要求，均已通过中国基金业协会组织的基金经理证券投资法律知识考试（REITs类），不存在兼任其他基金基金经理的情况，符合公募REITs基金经理任职条件。

（四）主要不动产专业研究人员

许望婷女士，上海东方证券资产管理有限公司固定收益研究员，南京大学经济学硕士拥有4年信用研究经验、3年公募REITs研究经验，具备较成熟的公募REITs研究框架，底层资产实地调研经验丰富。

（五）基础设施证券投资基金投资及运营决策委员会成员

基础设施证券投资基金投资及运营决策委员会成员构成如下：主任委员周代希先生、常任委员周陶女士、常任委员何莉娅女士、常任委员金翠连女士、常任委员魏健先生、非常任委员梁奇锋先生。

周代希先生，副总经理（简历请参见上述关于职工董事的介绍）。

周陶女士，合规负责人、首席风险官（简历请参见上述关于高级管理人员的介绍）。

何莉娅女士，董事总经理、公募REITs部总经理、结构与另类融资部总经理，工商管理硕士。曾任工行上海市分行投资银行部产品经理、浦发银行总行投资银行部主管。

金翠连女士，产品与业务发展部总经理，理学博士。曾任东方证券股份有限公司资产管理业务总部研究员，上海东方证券资产管理有限公司研究部研究员，产品部高级经理、资深经理、资深业务总监、总经理助理、副总经理，产品与业务发展部副总经理（主持工作）。

魏健先生，合规稽核部总经理、纪律检查室主任，法学硕士。曾任齐鲁证券有限公司北京资产管理分公司运营管理部高级合规经理，中泰证券（上海）资产管理有限公司市场部总经理助理、北京业务总部副总经理、产品部副总经理、市场部副总经理。

梁奇锋先生，上海东方证券资产管理有限公司基金经理。武汉大学工程管理硕士，中级会计师、中级经济师（金融），具有一级造价工程师、监理工程师、二级建造师等职业资格。2018年起任职于中建三局基础设施建设投资有限公司，主导了武汉、襄阳等地多个市政道路及收费公路不动产项目的运营策划、预算执行、设施设备管理及现场督导工作，具备扎实的不动产项目运营实操经验与统筹管理能力，现任职于上海东方证券资产管理有限公司。

（六）上述人员之间不存在近亲属关系。

三、基金管理人的职责

见“第四章治理机制与运营管理安排”之“第一节基金分层治理机制”“二、基金层面的治理安排”之“（二）基金管理人的权利与义务”。

四、基金管理人的承诺

（一）基金管理人关于遵守法律法规的相关承诺

1、基金管理人承诺严格遵守《中华人民共和国证券法》《基金法》《公募基金销售办法》《公募基金运作办法》《公募基金信息披露办法》等法律法规的相关规定，并建立健全的内部控制制度，采取有效措施，防止违法违规行为的发生。

2、基金管理人承诺严格遵守《基金法》《公募基金运作办法》，建立健全的内部控制制度，采取有效措施，防止以下《基金法》《公募基金运作办法》禁止的行为发生：

（1）将基金管理人固有财产或者他人财产混同于基金财产从事证券投资；

（2）不公平地对待管理的不同基金财产；

（3）利用基金财产或者职务之便为基金份额持有人以外的第三人谋取利益；

（4）向基金份额持有人违规承诺收益或者承担损失；

（5）侵占、挪用基金财产；

（6）泄露因职务便利获取的未公开信息、利用该信息从事或者明示、暗示他人从事相关的交易活动；

（7）玩忽职守，不按照规定履行职责；

（8）法律、行政法规和中国证监会规定禁止的其他行为。

（二）基金经理承诺

1、依照有关法律法规和《基金合同》的规定，本着敬业、诚信和谨慎的原则为基金份额持有人谋取最大利益；

2、不协助、接受委托或以其他任何形式为其他组织或个人进行证券交易，不能利用职务之便为自己、受雇人或任何第三者谋取利益；

3、不违反现行有效的法律法规、规章、基金合同和中国证监会的有关规定，不泄露在任职期间知悉的有关证券、基金的商业秘密、尚未依法公开的基金投资内容、基金投资计划等信息；

4、不从事损害基金财产和基金份额持有人利益的证券交易及其他活动。

（三）不动产项目管理部门主要负责人承诺

1、依照有关法律法规和《基金合同》的规定，本着谨慎的原则为基金份额持有人谋取最大利益；

2、不能利用职务之便为自己、代理人、代表人、受雇人或任何第三者谋取

利益；

3、不泄露在任职期间知悉的有关证券、基金的商业秘密，尚未依法公开的基金投资内容、基金投资计划等信息。

五、基金管理人的内部控制制度

（一）内部控制的总体目标

1、保证基金管理人经营运作严格遵守国家有关法律法规、行业监管规则及公司内部规章制度，促进基金管理人合法经营、规范运作经营理念的形成。

2、防范和化解经营风险和道德风险，提高经营管理效益，确保经营业务的稳健运行和基金资产的安全完整，实现基金管理人持续、稳定、健康发展。

3、确保基金资产和公司的业务记录、财务信息和其他信息的真实、准确、完整、及时。

（二）内部控制的原则

1、健全性原则。内部控制应当包括基金管理人的各项业务、各个部门和各级人员，并涵盖决策、执行、监督、反馈等各个环节。

2、有效性原则。通过科学的内控手段和方法，建立合理的内控程序，维护内控制度的有效执行。

3、独立性原则。基金管理人各部门和岗位职责应当保持相对独立，基金管理人基金资产、自有资产、其他资产的运作应当分离。

4、相互制约原则。基金管理人内部部门和岗位的设置应当权责分明、相互制衡。

5、成本效益原则。基金管理人运用科学化的经营管理方法降低运作成本，提高经济效益，以合理的控制成本达到最佳的内部控制效果。

（三）制定内部控制制度的原则

1、合法合规性原则。基金管理人内部控制制度应符合国家法律、法规、规章和各项规定。

2、全面性原则。内部控制制度应涵盖基金管理人经营管理的各个环节，不应留有制度上的空白或漏洞。

3、审慎性原则。制定内部控制制度应以审慎经营、防范和化解风险为出发点。

4、适时性原则。内部控制制度的制定应随着有关法律法规的调整和基金管理人经营战略、经营方针、经营理念等内外部环境的变化进行及时的修改或完善。

（四）内部控制的组织体系

基金管理人根据有关法律法规和公司章程的规定，建立了规范的治理结构和议事规则，明确了决策、执行、监督等方面的职责权限，形成了科学有效的职责分工和制衡机制。董事会、经营管理层能够根据公司章程以及有关议事规则运行并行使职权。

基金管理人设董事会，对股东负责。基金管理人已制定董事会议事规则，规定了董事会会议的召开及表决程序和职责等；并制定独立董事制度，进一步完善法人治理结构，促进公司规范运作。

经营管理层负责组织实施董事会决议，主持基金管理人的经营管理工作，负责经营管理中风险管理工作的日常运行，负责董事会授权范围内重大经营项目和创新业务的风险评估和决策。经营管理层下设投资决策委员会、全面风险管理委员会、产品委员会、信息技术治理委员会、估值委员会等委员会，并分别制定了相应的议事规则，对各项重大业务及投资进行决策与风险控制

（五）内部控制的主要内容

基金管理人遵照法律法规和公司章程，按照业务的性质和特点以及《上海东方证券资产管理有限公司内部控制大纲》的有关要求严格制定管理制度、操作流程和岗位手册，明确揭示不同业务可能存在的风险点并采取控制措施，并根据法律法规和公司业务发展的变化情况，适时进行修订。

基金管理人针对以下内容建立基本管理制度：投资管理、销售管理、资产证券化业务管理、合规与风险管理、会计运营、信息技术管理和数据治理、人力资源管理、资料档案管理、信息披露和紧急应变等。

各职能部门在基本管理制度的基础上，制定部门业务规章，对各部门的主要职责、岗位设置、岗位责任、操作守则等进行说明。

（六）不动产基金业务相关内部制度

为了规范公开募集基础设施证券投资基金设立、运作等相关活动，保护投资者合法权益，基金管理人印发了《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金业务管理办法》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基

础设施证券投资基金尽职调查业务管理办法》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金发售业务管理办法》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金项目投资及运营管理办法》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金网下认购业务管理办法》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金网下投资者管理细则》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金战略配售投资者管理细则》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金关联交易管理办法》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金投资及运营决策委员会制度》，能有效防范和管理业务运作风险与基金投资风险，充分保护基金份额持有人合法权益。其中：

1、《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金尽职调查业务管理办法》明确尽职调查工作的内容及要求、尽职调查报告及工作底稿要求，要求勤勉尽责地通过查阅、访谈、列席会议、实地调查等方法对不动产基金拟持有的不动产项目以及业务参与人进行调查，并有充分理由确信相关发行文件及信息披露真实、准确、完整。

2、《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金项目投资及运营管理办法》明确基金投资标的范围及限制、基金投资流程与要点、基金运营管理职责、基金份额持有人大会议事规则、基金信息披露要求、对运营管理机构的监督及基金委员会设置等内容，规范公司不动产基金的项目运营管理及投资管理，确保基金投资风险可控，防范运营管理风险。

（七）基金管理人关于内部控制的声明

1、本基金管理人承诺以上内部控制的披露真实、准确。

2、本基金管理人承诺将根据市场环境的变化及公司的发展不断完善内部控制制度。

六、基金管理人及其同一控制下的关联方的不动产研究经验

基金管理人及其全资股东东方证券股份有限公司具有不动产研究经验，专业研究人员充足；基金管理人及东方证券股份有限公司具备同类产品或业务投资管理经验，截至 2026 年 6 月 30 日，基金管理人管理的资产管理产品于一级市场已累计投资超过 20 只不动产基金基金产品。

截至 2026 年 6 月 30 日，在不动产业务领域和同类产品不存在重大未决行政处罚、诉讼等风险事项。

第二部分 基金托管人

一、基金托管人概况

名称：中国工商银行股份有限公司

住所：北京市西城区复兴门内大街 55 号

办公地址：北京市西城区复兴门内大街 55 号

法定代表人：廖林

成立时间：1984 年 1 月 1 日

组织形式：股份有限公司（上市、国有控股）

注册资本：人民币 35,640,625.7089 万元

统一社会信用代码：91100000100003962T

存续期限：持续经营

基金托管业务批准文号：证监基字[1998]3 号

托管部门联系人：郭明

电话：010-66105799

二、主要人员情况

廖林，中国工商银行董事长、执行董事。自 2024 年 2 月起任工商银行董事长、执行董事，2020 年 7 月起任工商银行行执行董事。2019 年 11 月起历任工商银行行副行长，副行长兼任首席风险官，副董事长、执行董事、行长。1989 年加入中国建设银行，曾任中国建设银行广西分行副行长，宁夏分行行长，湖北分行行长，北京分行行长，中国建设银行首席风险官、副行长兼任首席风险官。毕业于广西农业大学，获西南交通大学管理学博士学位，高级经济师。

三、不动产基金托管业务主要人员情况

中国工商银行总行下设资产托管部，是从事资产托管业务的职能部门。截至 2026 年 6 月，中国工商银行资产托管部共有员工 209 人，平均年龄 38 岁，99% 以上员工拥有大学本科以上学历，高管人员均拥有研究生以上学历或高级技术职称。资产托管部主要人员情况如下：

刘彤，总行资产托管部总经理。30 年金融从业经历，先后在工商银行北京分行、总行资产托管部和养老金业务部工作，2014 年 9 月任总行养老金业务部副总经理，2018 年 12 月起主持养老金业务部工作，2020 年 7 月任养老金业务部

总经理；2021 年 6 月任资产托管部总经理。其中 10 年专职负责资产托管风险管理工作，在资产托管、养老金业务领域经营管理、制度建设、营销服务以及风险管理等方面具有丰富的经营管理经验。对资产托管、风险管理、年金计划建立和年金基金管理有着深入的研究，参与了大量的法规起草、修改工作，直接参与为电力、烟草、铁路等行业性大客户提供年金咨询、培训和年金方案设计等工作，在大型企业建立和实施年金制度方面有着丰富的实务经验。

卢佳，总行资产托管部营运一处处长。18 年托管服务经验，自 2005 年 4 月任职于工商银行总行资产托管部，先后任委托二处高级经理，内控与交易监督处高级经理，信息与增值服务处副处长，营运一处副处长、处长。在托管业务指令处理、证券结算、交易监督、信息服务等领域具有丰富经验。

朱正，总行资产托管部营运二处资深经理。21 年托管服务经验，自 2004 年 10 月任职于工商银行总行资产托管部，先后任营运三处高级经理、副处长、资深经理、营运二处资深经理，在托管业务指令处理、参数数据、证券结算、资金清算、会计核算等托管营运服务方面具有丰富经验。

王娟，总行资产托管部营运三处高级经理。14 年托管服务经验，自 2011 年 6 月任职于总行资产托管部，在公募基金、企业年金、保险产品的会计核算、信息披露等托管营运服务方面具有丰富经验。

四、基金托管业务经营情况

中国工商银行于 1998 年 2 月 24 日获得中国证监会、中国人民银行核准开办证券投资基金托管业务，批准文号：证监基字[1998]3 号；2002 年获得中国人民银行核准开办资产托管业务，批准文号：银复〔2002〕330 号。

作为中国大陆托管服务的先行者，中国工商银行自 1998 年在国内首家提供托管服务以来，秉承“诚实信用、勤勉尽责”的宗旨，依靠严密科学的风险管理和内部控制体系、规范的管理模式、先进的营运系统和专业的服务团队，严格履行资产托管人职责，为境内外广大投资者、金融资产管理机构和企业客户提供安全、高效、专业的托管服务，展现优异的市场形象和影响力。建立了国内托管银行中最丰富、最成熟的产品线。拥有包括证券投资基金、信托资产、保险资产、社会保障基金、基本养老保险、企业年金基金、QFI 资产、QDII 资产、股权投资基金、证券公司集合资产管理计划、证券公司定向资产管理计划、商业银行信贷资

产证券化、基金公司特定客户资产管理、QDII 专户资产、ESCROW 等门类齐全的托管产品体系，同时在国内率先开展绩效评估、风险管理等增值服务，可以为各类客户提供个性化的托管服务。截至 2026 年 6 月，中国工商银行共托管证券投资基金 1,612 只。

自 2003 年以来，中国工商银行连续二十二年获得香港《亚洲货币》、英国《全球托管人》、香港《财资》、美国《环球金融》、内地《证券时报》《上海证券报》等境内外权威财经媒体评选的 120 项最佳托管银行大奖；是获得奖项最多的国内托管银行，优良的服务品质获得国内外金融领域的持续认可和广泛好评。

五、基础设施托管业务经营情况、资信情况

中国工商银行是首批试点基础设施证券投资基金托管银行，截至 2026 年 6 月，共托管平安广州广河 REIT、华夏合肥高新 REIT、中信建投国家电投新能源 REIT、易方达深高速公路 REIT、嘉实中国电建清洁能源 REIT、华安百联消费 REIT、易方达华威市场 REIT、银华绍兴原水水利 REIT 等 8 单公募 REITs 项目，合计发行规模 271 亿元，托管项目数量排名市场第三、发行规模排名市场第二。

中国工商银行是最早参与我国资产证券化业务试点的托管机构，自 2005 年首批参与试点以来，累计托管企业资产证券化项目百余单，积累了丰富的托管服务经验，是目前市场上合作机构最广泛、托管基础资产类型最全面的托管机构。

中国工商银行资信情况良好，2026 年 8 月 31 日，大公国际资信评估有限公司给予中国工商银行的主体评级为 AAA。

根据基金托管人于工商银行网站[1]公开披露的定期报告和临时报告及法律顾问通过中国证监会网站、国家金融监督管理总局网站、国家外汇管理局网站、中国人民银行网站、应急管理部网站、生态环境部网站、国家市场监督管理总局网站、国家发展和改革委员会网站、财政部网站、国家税务总局网站、国家税务总局北京市税务局[2]网站、国家企业信用信息公示系统、证券期货市场失信记录查询平台、“信用中国”平台、中国执行信息公开网-失信被执行人查询系统和中国执行信息公开网-被执行人信息查询系统进行的公开信息渠道检索，截至 2026 年 9 月 28 日，于前述信息渠道，工商银行（不含分支机构）最近一年内存在如下行政处罚记录：（1）因工商银行违反金融统计相关规定，违反账户管理规定，违

[1] 网址：www.icbc.com.cn。
[2] 网址：http://beijing.chinatax.gov.cn/，下同。

反清算管理规定等违法行为，中国人民银行于 2025 年 12 月 10 日作出“银罚决字〔2025〕110 号”《行政处罚决定书》，对工商银行处以警告，没收违法所得 434.570857 万元人民币及罚款 3,961.5 万元人民币；（2）因工商银行未经批准办理跨境资产转让业务；办理经常项目资金收付，未对交易单证的真实性及其与外汇收支的一致性进行合理审查等违法行为，国家外汇管理局北京市分局于 2025 年 12 月 18 日作出“京汇罚〔2025〕49 号”《行政处罚决定书》，对工商银行处以警告，没收违法所得及罚款共计 1,142.59 万元人民币；（3）因重要信息系统投产变更风险管控不到位、未按规定报告重要信息系统突发事件等，国家金融监督管理总局于 2026 年 6 月 5 日对工商银行处以罚款 105 万元人民币。

根据基金托管人于 2026 年 6 月 29 日出具的《询证函复函》，确认最近一年不存在与证券投资基金托管业务有关的重大违法违规行为、重大失信行为受到行政处罚或者刑事处罚的情形，不存在证券投资基金托管业务相关的违法违规行为、失信行为被监管机构立案调查、司法机关立案侦查或者正处于整改期间的情形；不存在因证券投资基金托管业务方面的违法违规行为、失信行为而被列入失信被执行人名单的记录；前述行政处罚事项不涉及工商银行证券投资基金托管业务，对工商银行依法合规开展证券投资基金托管业务未造成实质性影响。

除上述行政处罚记录外，截至 2026 年 9 月 28 日，于前述信息渠道，工商银行最近一年内，不存在因重大违法违规行为、重大失信行为受到行政处罚或者刑事处罚的情形，不存在因证券投资基金托管业务相关的违法违规行为、失信行为被监管机构立案调查、司法机关立案侦查或者正处于整改期间的情形；不存在因证券投资基金托管业务方面的违法违规行为、失信行为而被列入失信被执行人名单的记录。

根据基金托管人出具的《询证函复函》并考虑基金托管人的业务规模、前述行政处罚事项未涉及基金托管人不动产基金托管业务资质等相关因素，经查询基金托管人在前述行政处罚后的托管业务开展记录，前述行政处罚事项应不会直接导致基金托管人开展不动产基金托管业务的资质被撤销或作废。

六、基金托管人的内部控制制度

（一）内部控制目标

1、资产托管业务经营管理依法合规。

2、资产托管业务操作风险最小化。

3、资产托管业务发展战略和经营目标全面实施和充分实现。

4、全面履行托管人职责、保证托管资产安全。

（二）内部控制的原则

1、全面性原则。内部控制应贯穿资产托管业务经营管理决策、执行和监督全过程，覆盖各项业务、事项以及机构部门和岗位人员。

2、审慎性原则。内部控制应当以防范风险、审慎经营为出发点，各项经营管理活动，尤其是设立新的机构或开办新的业务，应当确保合法合规，符合经营授权，制度流程完备，体现内控优先的要求。

3、制衡性原则。资产托管业务流程应实现前中后职责分离，建立横向与纵向相互监督制约的机制，形成职责分工明确、业务流程清晰的管理体系。

4、独立性原则。资产托管业务在系统、场所、人员、管理上均要满足法律法规和监管规定要求，保持相对独立性。

5、适度性原则。内部控制应当与经营规模、业务范围和风险特点相适应，动态适应性调整，以合理的成本实现内部控制的目标。

（三）内部控制组织结构

中国工商银行建立了分工明确、相互牵制的风险控制组织结构。通过建立横纵结合的内部组织结构，形成不同部门、不同岗位相互制衡与监督。

中国工商银行资产托管业务内部风险控制组织结构由中国工商银行内部监管部门、资产托管部内设监督与风险管理处及资产托管部各业务处室共同组成。工行托管业务风险控制部门可分为三个层次：

一是中国工商银行内部监管部门，主要包括风险管理部、内部审计局、内部控制合规部等部门。负责制定全行风险管理政策，对各业务部门风险控制工作进行指导、监督；内部审计局每年也会对托管业务进行审计检查，审计报告将由内部审计局提交审计委员会。

二是资产托管部内设监督与风险管理处，直接对分管行长和总经理负责。负责拟定托管业务风险控制工作总体思路与计划，组织、指导、协调、监督各业务处室风险控制工作的实施。

三是资产托管部相关处室在日常工作中，各业务处室在各自职责范围内实施

具体的风险控制措施。随时自查自纠，风险控制理念贯穿于全部业务过程之中。

（四）内部控制制度

中国工商银行资产托管部建立了一整套内部风险控制制度，一方面制定了《中国工商银行资产托管业务管理办法》《中国工商银行资产托管内部风险控制管理办法》《资产托管业务全面风险管理办法》和《中国工商银行资产托管部业务应急预案》等业务管理和内部控制制度；另一方面，在托管业务条线总览规定、产品办法、营运规程三个层级的各项制度中内嵌内部控制的相关规范和要求，并撰写了托管产品运作环节的操作手册。

（五）风险控制

中国工商银行根据内部控制目标，结合风险应对策略，通过手工控制与系统控制、预防性控制与发现性控制相结合的方法，综合运用环境控制、系统控制、授权控制、职责分离、制度流程控制、应急预案等控制措施，对资产托管业务和事项实施全面控制。具体包括：

1、内部风险控制活动

隔离制度：资产托管业务与传统业务实行严格分离，建立了明确的岗位职责、科学的业务流程、详细的操作手册、严格的人员行为规范等一系列规章制度，并采取了防火墙隔离制度，能够确保资产独立、环境独立、人员独立、业务制度和管理独立、网络独立。资产托管部内部设置了不相容岗位，实现了职责分离。

高层检查：主管行领导与部门高级管理层作为工行托管业务政策和策略的制定者和管理者，要求下级部门及时报告经营管理情况和特别情况，以检查资产托管部在实现内部控制目标的工作进展，并根据检查情况提出内部控制措施督促职能管理部门改进。

人事控制：资产托管部严格落实岗位责任制，建立“自控防线”“互控防线”“监控防线”三道控制防线，健全绩效考核和激励机制，树立“以人为本”的内部控制文化，增强员工的责任心和荣誉感，培育团队精神、增加核心竞争力。资产托管部通过进行定期和定向的业务与职业道德培训以及与员工签订承诺书，使员工树立风险防范与控制理念。

经营控制：资产托管部通过制定工作计划、编制预算等方法开展各种业务营销活动、处理各项托管事务，从而有效地控制和配置组织资源，达到最大化利用

资源、提高效益目的。

内部风险管理：资产托管部通过内审监察、风险评估、系统监控等方式加强内部风险管理，定期或不定期地对业务运作状况进行检查、监控。指导业务部门进行风险识别和风险评估，制定并实施风险控制措施，排查风险隐患。

数据安全控制：资产托管部通过业务操作区相对独立、数据和传真加密、数据传输线路冗余备份、监控设施的运用等措施来保障数据安全。

2、具体控制措施

针对托管业务的特点，制定了九类具体风险控制措施：交易监督风险控制、资金清算风险的控制、会计核算风险的控制、核算估值风险控制、数据传输风险的防范、交易数据计算风险的防范、数据安全风险的控制、电脑系统风险的控制、人员风险控制等。

3、优化托管业务系统功能

将风险控制嵌入业务处理模块，实现流程处理的标准化和风险控制的系统化。通过系统业务处理的模块化和流程化，加强系统对风险点的刚性控制，从而降低操作风险。

4、操作风险监测体系

中国工商银行建立资产托管业务操作风险监测体系，进行定期、连续监督和测定。结合资产托管业务发展情况和经营环境设定风险承受度阈值，并适时进行动态调整和再评估。对可能引发风险事件的隐患及时进行预警。投产资产托管风险监控系统，该系统下设 13 个风控模型和 24 个风控指标，通过监督模型初步实现对全行托管营运风险的非现场监控。

（六）业务连续性保障

中国工商银行依据相关法律法规，制订了基于数据、应用、操作、环境四个层面的完善的资产托管业务连续性工作计划和应急预案，可以按照现行监管要求，依法合规为客户实时提供优质的托管服务，切实履行托管人职责。在重大突发事件发生后，可根据突发事件的对托管业务连续性营运影响程度的评估，适时选择或依次启动“原场所现场+居家”“部分同城异地+居家”“部分异城异地+居家”“异地全部切换”四种方案，由“总部+6 家总行级营运中心+18 家托管分部+境外营运机构”形成全球、全天候营运网络，向客户提供连续性服务，确保托管产品日常

交易的及时清算和交割。

为确保上述连续性工作计划和应急预案能够随时有效执行，中国工商银行持续加大了应急预案的演练力度，将演练活动提升为在全行范围内多层级、多维度常态化开展。2021 年以来，中国工商银行总部、6 家总行级营运中心、18 家托管分部、境外营运机构共同开展居家办公演练、同城异地演练、异城异地演练，以实战环境演练、全面流程覆盖为手段，更加安全高效的完成应急处置，确保各类指令和业务事项无遗漏，在“产品、人员、岗位、流程”等多个维度实现多点切换和无缝衔接，不断更新、优化、验证应急预案。

七、基金托管人的内部托管流程

中国工商银行已经建立成熟的、完善的托管服务流程。服务流程涵盖资金清算、估值核算、对账等托管运作全过程。

（一）清算、交割事宜的流程

管理人的划款指令以电子指令直连方式向工商银行发出，工商银行收到指令后立即执行，管理人可在系统中查询指令执行进度和账户资金变动情况。管理人也可以采用加密传真方式或专属邮件方式作为指令应急备份渠道。工商银行在收到管理人发送的指令后，将检查划款指令各项要素是否齐全且准确无误，检查划款指令所涉投资交易是否符合法律法规与基金合同约定，如发现问题，会立即通知管理人。若检查无误，工商银行按照划款指令的要求实时办理。工商银行将及时检查托管资产头寸使用情况，发现资金头寸不足以执行划款指令时，将及时通知管理人。

工商银行通过大额支付系统、电子联行系统、SWIFT 系统以及工商银行自主开发的清算端等清算系统进行日常划款操作。对于需和中国证券登记结算有限公司进行的资金清算业务，工商银行及时通过全行清算系统、上海 PROP、深圳 D-COM、北京 CCNET 交收业务终端完成资金交收。

工商银行收到管理人发送的银行间债券成交单及有效指令后，通过中央国债和上海清算所综合业务系统完成银行间债券交易的后台确认及资金清算。

工商银行日间负责查看上海 PROP、深圳 D-COM、北京 CCNET，核对当日备付金余额，跟踪新股申购资金到账情况，并与各开户银行核对银行存款账户余额。

工商银行划款采用经办、复核、审核三级授权制，以确保托管资金清算的安全性和可靠性。日终，工商银行进行日终资金对账工作，确保管理人托管资金账户余额与主机实际余额一致。

（二）权属证书保管

管理人应在基金合同生效前明确需移交工商银行保管的不动产项目权属证书及相关文件清单，并对权属证书及相关文件的真实性及完整性进行验证后，将原件移交工商银行保管，具体交接程序由管理人与工商银行根据实际情况约定。

（三）核算、估值事宜的流程

工商银行通过制度、系统和考核三方面措施对托管资产核算业务流程和结果进行管控。制度方面，工商银行制定了《资产托管业务会计核算操作规程》，对托管资产估值核算业务及信息披露质量和时效做出了明确要求依据合规的估值方法，按照《企业会计准则》的规定，遵循实质重于形式的原则，对托管组合所持有的各项资产（包括不动产资产支持证券、债券、银行存款应收账款等资产）及各项负债进行会计核算，确定资产的公允价值。

1、建账与核算：托管人、管理人各自以托管产品为会计主体独立地设置、登录和保管《基金托管协议》项下投资运作的全套账册。

2、对账：托管人和管理人应建立定期对账制度。每个估值日核对基金资产净值，保证账账相符、账实相符。对于估值日（T 日）核对结果，托管人于估值日后第一个工作日（T+1 日）16:30 之前与管理人核对。如有不符，双方应及时联系查找原因直至核对一致。对于保存在保管箱的实物资产，托管人每个季度进行账实核对。在核对中，若核对无误，管理人应及时向托管人确认；若出现问题，由管理人和托管人双方共同查明原因后，进行调整。

管理人与托管人同时进行会计核算估值后，按照对账制度，双方可以采用电子对账系统、录音电话等方式交换信息进行核对，以保证传递数据的安全和保密。

八、基金托管人对基金管理人运作基金进行监督的方法和程序

1、基金托管人应监督、复核基金管理人按照法律法规规定和基金合同约定进行投资运作、收益分配、信息披露等

2、基金托管人应根据相关法律法规的规定及基金合同的约定，复核、审查基金管理人计算的基金资产净值、基金份额净值、基金份额认购、扩募价格；基

金托管人应复核本基金信息披露文件，并对基金管理人资产确认及计量过程的复核。

3、基金托管人应监督本基金资金账户、不动产项目运营收支账户等重要资金账户及资金流向，确保符合法律法规规定和基金合同约定，保证基金资产在监督账户内封闭运行。

4、基金托管人应监督基金管理人为不动产项目购买足够的保险。

5、基金托管人应监督不动产项目公司借入款项安排，确保符合法律法规规定及约定用途。

6、基金托管人监督基金管理人对本基金的投资运作，如发现基金管理人有违反基金合同及国家法律法规行为，对基金财产、其他当事人的利益造成重大损失的情形，应呈报中国证监会，并采取必要措施保护基金投资者的利益。