

关于国金嘉泽新能源封闭式基础设施证券投资基金上市及 国金资管-嘉泽新能源1号资产支持专项计划资产支持证券挂 牌转让申请受理反馈意见的答复

上海证券交易所：

国金基金管理有限公司、国金证券资产管理有限公司已收到《关于国金嘉泽新能源封闭式基础设施证券投资基金上市及国金资管-嘉泽新能源1号资产支持专项计划资产支持证券挂牌转让申请受理反馈意见》（20260226R0014），经认真研究相关反馈意见，结合《公开募集基础设施证券投资基金指引（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》《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）》等有关规定，就反馈意见答复如下：

一、业务参与人资质及履职能力

（一）关于资产权属。根据申报材料，焦家畔项目、新农村项目（以下简称本项目）资产上已设置融资租赁登记。请管理人、律师结合融资租赁协议相关约定说明租赁物权属情况，并对原始权益人、项目公司是否符合《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）》（以下简称《审核关注事项》）第七条、第十六条相关规定发表明确意见。

答复：

针对本项目资产已设置融资租赁登记的问题，发起人、原始权益人积极筹备资金，已于2026年7月30日提前偿还完毕融资租赁合同项下全部本息，以确保本项目符合《审核关注事项》第七条、第十六条相关规定。融资租赁合同的签署情况、融资租赁登记情况和提前偿还、融资租赁业务及其相关权利负担注销登记工作推进情况如下：

1.融资租赁合同签订情况

根据《融资租赁合同（售后回租）》（E202403合同编号：CRL-ES-2025-008-L01，简称“融资租赁合同”），宁夏博疆新能源有限公司（简称“宁夏博疆”、“项目公司”或“承租人”）作为承租人，将本次申报项目项下47台风力发电机组、塔筒在内的不动产项目作为租赁物，与出租人华润融资租赁有限公司（简称“华润租赁”、“融资租赁公司”或“出租人”）开展了融资租赁业务。

2.融资租赁登记情况

根据融资租赁合同第5.1条的约定，租赁物自出租人向承租人支付第一笔租赁物转让价款时转归出租人所有。根据前述转让价款支付凭证并经查询动产融资统一登记公示

系统（简称“中登网”），出租人已向承租人支付了租赁物转让价款，租赁物所有权已归属于出租人，且出租人已在中登网办理了编号为38827515005077919785、38827515005448084448的融资租赁登记。

3.融资租赁债权的提前偿还

根据融资租赁合同第8.3条的约定，承租人可以提前留购租赁物，出租人在收到提前留购款后，租赁物所有权转为承租人所有。鉴于本项目近期融资和REITs项目交易发行时间安排的调整，本项目资产之上的融资租赁业务及其项下全部本息将在REITs项目发行前提前清偿。基于此，出租人华润租赁于2026年7月28日向承租人宁夏博疆出具《提前结清回复函》，其中载明“同意贵方提出的编号为CRL-ES-2025-008-L01的《融资租赁合同》（以下简称“合同”）的提前结清的申请。在提前结清日前，贵方仍应按照合同约定正常还款，并按时于2026年07月31日向我司支付提前结清款……收到前述款项后，贵方在合同项下的债务即履行完毕，我司将按照合同约定向贵方出具租赁物的《所有权转移证书》。”

根据项目公司提供的还款支付凭证及华润租赁出具的《所有权转移证书》，项目公司已按照《提前结清回复函》的要求提前偿还完毕融资租赁合同项下全部本息并已支付完毕融资租赁留购价款，同时项目公司已于2026年7月31日

取回不动产项目项下生产设备及附属设施的完全所有权。

4.融资租赁业务及其相关权利负担注销登记

就上述融资租赁业务及其相关权利负担注销登记相关事宜，根据项目律师在中登网中的查询，截至2026年8月4日，前述融资租赁登记、动产抵押登记、电费收费权质押登记已办理完成相应的注销手续。

根据本次REITs原始权益人宁夏嘉盈新能源控股有限公司（简称“宁夏嘉盈”，系宁夏博疆唯一股东）和宁夏博疆出具的确认函，宁夏嘉盈和宁夏博疆承诺将积极协调和促使华润租赁配合项目公司及时解除前述融资租赁业务项下权利负担并办理不动产项目项下土地和房屋的相关抵押登记注销手续，同时督促华润租赁及时配合项目公司办理股权之上的质押登记注销手续，确保项目公司股权之上不存在任何权利负担或限制。基金管理人将积极督促宁夏嘉盈和宁夏博疆在本基金取得中国证监会注册批复前，解除不动产项目项下土地和房屋的相关抵押登记注销手续和股权之上的质押登记注销手续。

（二）关于入池资产选择。请管理人根据《审核关注事项》第三十九条相关规定，补充披露本项目的资产规模、营业收入、运营净收益等指标在原始权益人及其实际控制人体系内的排名情况，并结合主要财务指标、运营指标说明以本项目作为基金底层资产的主要考虑。

答复：

1.本项目资产各项指标在体系内排名前列

截至2026年3月末，原始权益人宁夏嘉盈、发起人嘉泽新能及其实际控制人陈波持有的在运营风电项目资产共有27个，合计装机容量2,211MW，主要分布于宁夏、山东、河北、黑龙江、河南、内蒙古、天津等省、自治区及直辖市。其中，宁夏地区在运营风电项目资产共有8个项目，合计装机容量967.5MW。

与原始权益人、发起人及其实际控制人持有的其他在运营同类资产情况比较，本基金入池资产焦家畔项目和新农村项目装机容量分别为100MW、17.5MW，截至2026年3月末，两项目合计装机容量排名位列前1/3，2025年度合计营业收入排名位列前1/4、2025年度合计运营净收益排名位列前1/5，运营指标和财务指标均居于同类资产前列。

原始权益人、发起人及其实际控制人持有的宁夏在运营同类资产情况项目具体情况如下：

图表 1-1： 原始权益人、发起人及其实际控制人持有的宁夏在运营同类资产情况

单位：MW

序号	项目主体	所持项目名称	所在区域	装机容量	全容量并网/满负荷运转时间
1	宁夏国博新能源有限公司	嘉泽第一风电场	宁夏吴忠市同心县	150	2015年9月30日
2	宁夏泽诚新能源有限公司	嘉泽第三风电场	宁夏吴忠市同心县	150	2017年5月31日

3	宁夏泽诚新能源有限公司	嘉泽第四风电场	宁夏吴忠市同心县	150	2018年5月31日
4	宁夏国博新能源有限公司	嘉泽第二风电场	宁夏吴忠市同心县	150	2016年5月31日
5	宁夏泽恺新能源有限公司	宁夏泽恺三道山150MW风力发电项目	宁夏吴忠市盐池县	150	2022年12月31日
6	嘉泽新能源股份有限公司	嘉泽苏家梁鲁家窑四风场	宁夏吴忠市红寺堡区	100	2021年2月28日
7	宁夏博疆新能源有限公司	同心焦家畔100MW风电项目	宁夏吴忠市同心县	100	2021年3月31日
8	宁夏博疆新能源有限公司	新农村20MW风光互补项目	宁夏吴忠市同心县	17.5	2021年4月30日
	合计			967.5	

2.本项目作为基金底层资产的主要考虑

（1）发挥区域优势

本项目发起人嘉泽新能总部和运营管理机构宁夏嘉隆新能源运营管理有限公司（简称“嘉隆运管”）均位于宁夏。宁夏风电光能富集，为清洁能源发展提供了得天独厚的优势，是全国首个新能源综合示范区，在基金首发阶段选择同样位于宁夏的项目作为不动产资产，可利用总部区域便利提升项目申报工作推进效率，助力运营管理机构开展运管工作，充分发挥其在安全生产、产销管理及电网资源覆盖等方面的优势。

焦家畔项目、新农村项目，同位于宁夏吴忠市同心县，项目相邻而建，共用一个升压站，投入运营时间相近，项目持有主体同为宁夏博疆新能源有限公司，故在基金入池

资产筛选时一并入池。

（2）运营情况稳定

自2020年12月投入运营以来，入池资产持续稳定运营5年以上，盈利能力良好，最近三年净利润及经营性净现金流持续为正。近三年以来每年上网电量稳定在约3.07-3.23亿千瓦时区间内，每年发电收入（含税）稳定在约1.55-1.83亿元的区间内，EBITDA稳定在约1.38-1.54亿元的区间内，整体运营情况较为稳定。

（3）合规性情况齐备，具备可转让性

经核查，入池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。同时，在国家 and 地方有关法规制度及政策文件，项目审批、核准或备案手续，土地出让合同中，对不动产项目的土地使用权、股权、经营收益权、建筑物及构筑物等转让或相关资产处置，设定的所有相关限制条件、特殊规定、约定，不动产项目均已符合相关要求或具备了解除条件。

综上所述，焦家畔和新农村项目作为入池资产的主要考虑是项目在符合不动产基金申报相关规定要求的同时，资产各项指标体系内排名前列，在区域因素、运营情况、

合规性和可转让性等多方面具备优势。

基金管理人已于本基金招募说明书“第二章 不动产项目”之“第二节 经营业绩与财务状况分析”之“六、不动产项目筛选考虑”补充披露。

（三）关于运营管理机构能力

1.根据申报材料，截至报告期末，运营管理机构由嘉泽新能源股份有限公司（以下简称嘉泽新能）持股75%，**GLP Renewable Energy Investment II Limited**（以下简称**GLP**）持股25%，董事会由3名董事组成，其中1名由**GLP**提名。请管理人补充披露嘉泽新能与**GLP**在运营管理机构涉及本项目运营管理各项事务中的权责划分，并结合董事会议事规则等说明**GLP**参股运营管理机构对本项目运营管理的影响。

答复：

根据嘉泽新能与**GLP**在运营管理机构涉及本项目实际运营管理各项事务中的权责划分以及实际运营管理情况，管理人认为**GLP**参股运营管理机构并派驻董事不会对本项目运营管理产生不利影响。

基金管理人已于本基金招募说明书“第二章 不动产项目”之“第四节 运营管理机构”之“一、运营管理机构基本情况”之“（四）组织架构和内部治理机制情况，不动

产运营相关业务流程、管理制度、风险控制制度”补充披露如下：

(1) 嘉泽新能与GLP在运营管理机构涉及本项目运营管理各项事务中的权责划分

1) 运营管理机构股东会决策权设置分析

根据运营管理机构公司章程，公司设股东会并对公司的下列事项行使职权：

- ①审议批准公司的年度财务预算方案、决算方案；
- ②决定公司的经营方针和投资计划；
- ③对公司章程进行替代或修改；
- ④增加或者减少公司注册资本；
- ⑤公司的合并、分立、解散或者变更公司形式；
- ⑥公司发行公司债券；
- ⑦选举和更换非由职工代表担任的董事、监事，决定有关董事、监事的报酬事项；
- ⑧以派发股息、公积金资本化或其他形式在股东之间进行利润分配；
- ⑨设定或修改任何利润分配计划、员工持股计划、期权、股份构成计划的条款；
- ⑩各股东认为合适的其他所有事项。

在上述事项中，除③、④、⑤事项必须经全体股东一致通过外，其余事项应当经二分之一表决通过。鉴于嘉泽

新能对运营管理机构持股75%，已超过二分之一，且③、④、⑤事项不涉及具体的运营管理内容，因此嘉泽新能在股东会层面可对运营管理相关事项的决策进行有效控制。

2) 运营管理机构董事会决策权设置分析

根据运营管理机构公司章程，公司设立董事会由三名董事组成。董事人选根据下述方式产生：（1）嘉泽新能有权提名两名董事；（2）GLP有权提名一名董事。股东会应根据前述提名选举公司董事。公司设董事长一人，经董事会选举产生。董事任期为三年，连选可以连任。

董事会决议的表决实行一人一票，所有涉及下述第⑫项至第⑮项、第⑰项至第⑳项的事项需经全体出席会议的董事全体投赞成票同意通过，其他事项需经全体出席会议的董事半数以上投赞成票同意通过。

董事会对股东会负责并行使的职权如下：

- ①召集股东会会议，并向股东会报告工作；
- ②执行股东会的决议；
- ③决定公司的经营计划和投资方案；
- ④制订公司的年度财务预算方案、决算方案；
- ⑤制订公司的利润分配方案和弥补亏损方案；
- ⑥制订公司增加或者减少注册资本以及发行公司债券的方案；
- ⑦制订公司合并、分立、解散或者变更公司形式的方

案；

⑧决定公司内部管理机构的设置；

⑨制定公司的基本管理制度；

⑩对董事长、首席执行官、总裁或以其他职衔称呼的相同或类似级别员工进行任命或设定任命条件；

⑪决定聘任或者解聘公司总经理及其报酬事项，并根据总经理的提名决定聘任或者解聘公司副总经理、财务负责人及其报酬事项；

⑫公司在任何一个财务年度中，寻求任何预算外投资或做出任何承诺的预算外项目且该投资或项目单笔交易金额超过人民币500万元，或该投资或项目在该财务年度中的全部预算外交易金额合计超过人民币1,000万元；

⑬做出任何通过终止公司业务，或承诺公司合并、重组或清算，或适用于接管人、管理人、破产管理人或类似人员指定的决议；

⑭批准、调整或修改任何涉及公司董事或股东权益的交易条款，包括但不限于直接或间接为公司任何董事或股东提供贷款或预借款，或为其债务提供任何担保、补偿或保证；

⑮公司进行任何超过人民币500万元的预算外对外股权投资；

⑯批准公司订立、修改或终止与向任何新能源发电项

目提供独家的运维服务有关的协议；

⑰批准公司与其关联方之间进行任何关联交易（公司与其关联方之间的资金归集及公司与其关联方签署运维服务协议除外）；

⑱发行、分派、购买、赎回任何股权或可转换证券，或行使任何股权认购权、期权，或授予或发行任何期权或认股权等任何可能导致将来发行新股或造成GLP和/或GLP的关联方在公司的有效股权被稀释或减少的行为；

⑲终止或变更公司所从事的主要业务；

⑳将公司的全部或绝大部分商誉或资产出售或处理；

㉑公司进行任何金额低于人民币500万元（含）的预算外对外股权投资；

㉒公司在任何一个财务年度中，寻求任何预算外投资或做出任何承诺的预算外项目且该投资或项目单笔交易金额低于人民币500万元（含），且该投资或项目在该财务年度中的全部预算外交易金额合计低于人民币1,000万元（含）；

㉓生成或许可发行任何在公司的全部或部分业务、资产或权利上设定抵押、留置权或质押（不论是以固定或浮动抵押、质押或其他任何形式）的债券，单笔低于人民币500万元（含本数，或等值的其他币种）且在该财务年度中的全部交易金额合计低于人民币1,000万元（含）；

②④股东会授予的其他职权。

虽然在第①⑦项中，批准公司与其关联方之间进行任何关联交易需要所有董事同意通过，但公司与其关联方之间的资金归集及公司与其关联方签署运维服务协议除外。因此，与关联方签署运维服务协议，在嘉泽新能提名董事的决策范围内，不受GLP提名董事的投票影响。

3) 运营管理机构监事会设置分析

公司不设监事会，设监事一名，由GLP提名，经股东会选举产生，监事的任期每届为三年，任期届满，连选可以连任。监事行使的职权中，不涉及与本项目运营管理直接关联的事项。监事行使的职权如下：

①检查公司财务；

②对董事、高级管理人员执行公司职务的行为进行监督，对违反法律、行政法规、公司章程或者股东会决议的董事、高级管理人员提出罢免的建议；

③当董事、高级管理人员的行为损害公司的利益时，要求董事、高级管理人员予以纠正；

④提议召开临时股东会议，在董事会不履行本法规定的召集和主持股东会会议职责时召集和主持股东会会议；

⑤向股东会会议提出提案；

⑥依照《中华人民共和国公司法》第一百五十一条的规定，对董事、高级管理人员提起诉讼；

⑦法律、法规和公司章程规定的其他职权。

4) 总经理设置与职权分析

公司设总经理一名，由董事会聘任或者解聘，总经理的任期每届为三年，任期届满，连选可以连任。总经理对董事会负责，行使下列职权：

①主持公司的生产经营管理工作，组织实施董事会决定；

②组织实施公司年度经营计划和投资方案；

③拟定公司内部管理机构设置方案；

④拟定公司的基本管理制度；

⑤制定公司的具体规章；

⑥提请聘任或者解聘公司副总经理、财务负责人；

⑦决定聘任或者解聘除应由董事会决定聘任或者解聘以外的负责管理人员；

⑧董事会授予的其他职权；

⑨法律、法规和公司章程规定的其他职权。

(2) GLP参股运营管理机构对本项目运营管理的影响

嘉泽新能持有运营管理机构75%股份，因此在运营管理机构股东会和董事会中有足够权限对与运营管理相关的事项进行决策。截至本反馈答复出具之日，运营管理机构董事长、总经理以及其他高级管理人员均由嘉泽新能选派。因此，嘉泽新能对运营管理机构公司治理和日常运营管理

具备主导权。

GLP参股运营管理机构25%股份，除进行财务投资和派驻1名董事和监事外，未直接参与运营管理机构日常运营管理。自GLP派驻董事以来，双方股东合作顺畅，未对运营管理机构日常运营产生不利影响。

经项目律师核查，根据宁夏嘉隆的公司章程，其中并未约定任一股东享有“一票否决权”，公司股东会、董事会决策机制符合《公司法》规定，章程中仅约定部分重大事项需经全体股东/董事一致同意方可通过，前述需一致决策的事项包含大额预算外投资、对外股权投资、公司合并清算/业务变更、股权稀释、重大资产处置、关联交易、向股东及董事提供担保借款，均属于公司资本运作、主体存续、股权权益、大额对外交易类重大顶层事项，未覆盖现场运维、小额日常开支等日常经营管理相关事项。GLP仅为嘉隆运管的股东之一，无单独的一票否决权利，其他股东意见可形成有效制衡，其单方意见无法对日常运营决策形成实质影响。

嘉泽新能与GLP在合作过程中，以运营管理机构整体利益最大化与长期可持续发展为核心目标。运营管理机构拟为本基金提供运营管理服务，可进一步拓展业务范围，可助力运营管理机构长期发展，与嘉泽新能和GLP长期合作的目标相符。

综上所述，根据嘉泽新能与GLP在运营管理机构涉及本项目运营管理各项事务中的权责划分以及实际运营管理情况，同时考虑到本次不动产基金委托运营管理机构提供运营管理服务与嘉泽新能和GLP长期合作的目标相符，管理人认为GLP参股运营管理机构并派驻董事不会对本项目运营管理产生不利影响。

2.根据申报材料，运营管理机构2023年度净利润下滑85.09%，2024年度净利润为负，主要原因为职工薪酬增长；最近2年及一期经营性净现金流为负。请管理人对运营管理机构是否符合《审核关注事项》第八条相关规定发表明确意见。

答复：

（1）运营管理机构具有持续经营能力分析

1）更新基准日后财务数据

尽调基准日更新至2026年3月31日后，运营管理机构最近三年及一期的营业收入、净利润和经营性净现金流经营数据如下：

图表 1-2：运营管理机构报告期主要财务情况

单位：万元

项目	2026 年 1-3 月	2025 年	2024 年	2023 年
营业收入	4,927.58	17,197.19	15,493.65	15,792.73
净利润	379.38	-1,070.43	-786.38	188.62
经营性净现金流	-1,129.23	-298.69	-5.63	-442.51

2）净利润下滑及亏损原因分析

①因薪酬体系调整和增加专业人员，导致成本增长

2024年度，运营管理机构所属上市公司为优化激励约束机制、提升核心团队稳定性，对整体薪酬体系进行调整，相应提高了高管及员工的薪酬水平。同时，为满足业务增长需要和应对不动产REITs项目发行后运维业务的拓展，运营管理机构增加了专业人员储备，导致运营管理机构职工薪酬成本显著增加，是当年净利润为负的主要原因。

运营管理机构2023年以来员工人数及分布如下：

年份	生产运维中心	质量安全中心	市场营销中心	运营部	项目拓展部	公司领导	合计
2023	37	7	9	2	3	2	60
2024	38	7	8	3	3	3	62
2025	48	7	11	3	3	3	75
2026年3月末	48	7	11	3	4	3	76

薪酬调整和员工人数增加属于运营管理机构长期人才战略的一部分，有利于吸引和留住专业人才，提升运营管理团队的整体能力与稳定性，对提升持续经营能力具有正面作用。虽然在短期内因为成本增加影响了公司净利润水平，但长期看将有利于提升公司竞争力，可为实现可持续性发展提供助力。2025年后，运营管理机构人员数量和薪酬体系已调整稳定，在2026年1季度实现扭亏为盈，持续经营能力实现提升。

为进一步加强公司盈利能力，运营管理机构将制定成本管控措施，通过围绕年度经营目标精细化管控各项运营

开支，持续健全全员绩效考核管理制度，完善绩效考核指标体系与薪酬联动机制，推动人工成本投入与经营产出相匹配。

②受资产重组影响，盈利能力出现阶段性下降

2021年10月起，公司开始向宁夏宁柏产业投资基金（有限合伙）（以下简称“宁柏基金”）提供运维服务，运维定价按照市场化定价方式执行。2022年4月，嘉泽新能实施重大资产重组，收购宁柏基金并对宁柏基金形成控制，进而增加持有清洁能源资产项目，装机容量规模合计722MW。重组完成后，根据集团统一的成本管理要求，运营管理机构与相关项目公司重新签订运维合同，运维服务价格调整为集团统一的内部定价标准，导致运营管理机构盈利能力受到影响。

上述定价调整系集团统一成本管理安排，并非因运营管理机构市场竞争能力不足或运营管理出现问题所致，因此虽然运营管理机构盈利能力受到影响，但未来随着业务持续发展，市场化定价项目的占比将逐步增加，运营管理机构盈利能力将得到提升。

为进一步佐证运营管理机构持续经营能力，截至2025年末，运营管理机构在管嘉泽集团内项目2,131MW。以2023年-2025年数据为基础测算，假设集团内在管项目全部按市场化定价（质保期内0.11元/瓦，质保期外0.12元/瓦），

同步调整相应的成本税费，预计可新增运营管理费收入分别约为0.98亿元、1.02亿元和1.24亿元，预计逐年可实现净利润分别约为0.74亿元、0.68亿元和0.82亿元。

2023年至2026年3月末，运营管理机构管理集团外资产装机规模由694.5MW提升至1,175.75MW，占比由26.37%提升至32.62%。进入2026年，运营管理机构盈利能力出现回升，在1-3月实现营业收入4,927.58万元，净利润379.38万元，实现扭亏为盈。根据运营管理机构未来运营规划，“十五五”期间，新增管理集团外项目装机规模达到2GW，运营管理机构的持续运营能力将得到显著改善。

3) 经营性净现金流为负的原因分析

运营管理机构经营性净现金流在2023年至2025年为负的原因与同期间内净利润亏损原因相同，具体金额与净利润有差异主要因为权责发生制下运营费管理费和运营成本的发生时间与现金流收取时间不一致。运营管理机构经营性净现金流在2026年1-3月为负的主要原因是发放了2025年年终奖。

综上所述，虽然运营管理机构在历史上曾出现净利润及经营性净现金流为负的情况，但主要原因系公司战略布局与集团统筹管理下的阶段性结果，并非自身经营恶化、市场竞争力不足所致。运营管理机构自2021年2月成立以来，已稳定运营超过5年，虽然在2024年-2025年出现亏损，但截

至2026年3月末，公司股东权益合计5,738.61万元，高于实收资本5000万元，未分配利润尚存余额416.5万元。

后续随着人才布局成效释放、业务规模扩容及重组工作整合完成，新增管理集团外项目装机规模迎来增长，公司盈利水平与现金流状况有望逐步改善，使其具备稳定的持续经营能力。

基金管理人已于本基金招募说明书“第一章 招募说明书概要及风险因素”之“第二节 风险因素”之“二、与不动产项目相关的风险”之“（二）不动产项目运营风险”补充披露相关风险。

3) 持续经营能力的实质性分析

①所处行业和发展前景

运营管理机构所处的清洁能源电站运营管理行业深度受益于国家“双碳”目标战略与新型电力系统建设的长期发展。近年来出台的可再生能源电量全额保障性收购、绿证交易、新能源消纳保障等多项制度，为电站运营与收益兑现提供坚实保障。随着风光大基地、分布式新能源、储能配套加速落地，新能源装机规模稳步攀升，行业进入规模化、精细化运营新阶段。整体来看，运营管理机构所处行业政策环境友好、市场需求旺盛、长期发展前景广阔，为具备持续经营能力打下良好基础。

②运营资质和行业背景

运营管理机构具备运营管理相关资质，积累了具备持续经营能力的行业背景。嘉隆运管拥有安全生产许可证、承装（修、试）电力设施许可证一承修类二级、承装（修、试）电力设施许可证一承试类二级、承装（修、试）电力设施许可证一承装类三级、特种工程作业证等多项专业资质。运营管理机构母公司嘉泽新能是宁夏电力交易中心11家股东之一，自2024年以来连任宁夏电力市场管理委员会发电企业类别委员，嘉隆运管全资子公司宁夏嘉骏售电有限公司获得宁夏首家新能源发电企业独立售电资质，成为2025年宁夏电力市场8家保底售电服务公司之一。

③客户储备和市场影响力

运营管理机构客户储备充裕，具备持续经营的市场影响力。截至2026年3月末，嘉隆运管提供新能源发电业务的运营管理规模已经超过4GW，除母公司嘉泽新能外，嘉隆运管也为北京京能清洁能源电力股份有限公司、中电投新疆能源化工集团哈密有限公司、青岛城市建设投资（集团）有限责任公司、中国电建集团贵州工程有限公司、青岛天能重工股份有限公司、北京巽能科技有限公司等客户提供电站运维服务，获得北京京能清洁能源股份有限公司西北分公司和中国电建集团贵州工程有限公司发电运营公司授予的“优秀服务商”称号。自成立以来，嘉隆运管所管理电场多次被中国电力企业联合会评选为优胜风电场，其中

5A级风电场14次、4A级风电场11次、3A级风电场10次，嘉隆运管获2025“北极星杯”风电影响力优秀运维服务商、2026年“北极星杯”风电影响力优秀运维服务商等奖项，在2026年3月当选宁夏外商投资企业协会单位理事。

④人才储备

运营管理机构员工专业经验丰富，整体教育水平良好。截至2026年3月末，嘉隆运管员工总数为76人。人员安全生产经验平均10年以上，电力市场经验平均6年以上。从专业构成看，生产运营相关人员（生产、技术专业）73人，占比96.05%；财务及行政管理等相关人员（财务、行政专业）3人，占比3.95%。从学历构成看，嘉隆运管本科及以上学历人员59人，占比为77.63%。

（2）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的情形

根据2026年4月14日从中国人民银行征信中心查询的《企业信用报告》（NO.2026041409592089090257），嘉隆运管未出现逾期未偿还银行贷款及延迟付息的情况。

经查询“信用中国”网站、国家企业信用信息公示系统、全国法院被执行人信息查询网站、全国法院失信被执行人名单信息公布与查询系统网站、中国裁判文书网、中华人民共和国生态环境部网站、中华人民共和国应急管理

部网站、国家市场监督管理总局网站、中华人民共和国国家发展和改革委员会网站、中华人民共和国财政部网站、国家税务总局网站、国家税务总局宁夏回族自治区税务局网站、中国证券监督管理委员会网站、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、证券期货市场失信记录查询平台，截至2026年3月31日，嘉隆运管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等情形。

综上所述，基金管理人认为，运营管理机构虽然因为薪酬体系调整和资产重组导致净利润下滑及亏损、经营性现金流为负等情况出现，但在2026年1季度已实现扭亏为盈，在长期视角下，公司所处行业受益于国家“双碳”目标战略与新型电力系统建设的长期发展，具备持续经营需要的运营业务资质、行业背景、客户储备、市场影响力和专业型人才，因此具备持续经营能力。经过尽职调查，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的情形。运营管理机构符合《审核关注事项》第八条相关规定。

二、项目经营与财务情况

根据申报材料，根据相关部门发布的通知，本项目已

纳入灵绍直流配套新能源具体项目清单，2026年1月起，电量主要通过灵绍直流向华东电网输送，相关政策具体执行方案仍待进一步落实。请管理人补充披露：

1.灵绍直流配套项目的筛选标准、调整机制、历史纳入项目的结算电价及电量消纳情况，以及相关政策具体执行方案的落地时间、定价机制、结算模式等。

答复：

基金管理人已于本基金招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“八、不动产项目经营模式”之“（一）业务基本情况”及“（二）盈利模式概况和主要运营策略”补充披露灵绍直流配套项目相关情况如下：

（1）灵绍直流配套项目筛选标准

根据有关法律法规以及政策文件规定，我国风电场项目建设遵循“规划先行”的管理原则，须纳入国家或省级能源主管部门编制的风电场工程建设规划和年度开发计划后方可推进核准，这意味着风电场项目于建设前便已基本确定服务于某一项特定能源规划。

灵绍直流配套新能源项目作为跨省跨区输电通道的配套电源，同样遵循上述管理框架。具体而言，灵绍直流配套项目的筛选标准为：项目建设前须已纳入灵绍直流整体建设规划，且投运后需能源主管部门正式发文确认方可实

际纳入灵绍直流配套。

1) 灵绍直流配套供电项目于建设前便已纳入灵绍直流整体建设规划

根据《风电开发建设管理暂行办法》第十五条规定，省级政府投资主管部门核准的风电场工程项目，须按照报国务院能源主管部门备案后的风电场工程建设规划和年度开发计划进行。在此基础上，根据《电网调度管理条例（2011修订）》第十二条，跨省电网管理部门和省级电网管理部门应当编制发电、供电计划，并将发电、供电计划报送国务院电力行政主管部门备案。上述制度安排共同表明，风电项目纳入能源建设规划是项目核准和并网运行的前置条件，在建设初期便已基本确认服务于某一或多个具体能源发展规划。因此，灵绍直流配套供电项目于建设前便已纳入灵绍直流整体建设规划。

从整体规划层面，宁夏地区能源发展规划为灵绍直流通道以及配套项目建设提供了依据。根据《自治区发展改革委关于印发宁夏回族自治区能源发展“十三五”规划（修订本）的通知》（宁发改能源（发展）〔2018〕616号），宁夏明确提出“加快建设电力外送大通道。建成宁东—浙江特高压输电工程，形成银东、灵绍两个直流通道向三华地区送电”，并将电力外送能力目标设定为1200万千瓦。该规划同时要求“利用好宁东至山东、宁东至浙江

直流等外送输电通道……促进可再生能源外送”。根据《宁夏回族自治区能源发展“十四五”规划》（宁政办发〔2022〕65号），“宁东至浙江直流输电工程及配套电源建成投运，直流电力外送能力达到1400万千瓦，输电通道利用率居全国前列”。灵绍直流已从“十三五”的“建设目标”转变为“十四五”的“建成成效”，成为宁夏电力外送的核心通道。

就具体项目规划层面，2015至2017年间，针对灵绍直流配套项目的建设规划，国家能源局、宁夏回族自治区发展和改革委员会等部门已下发多轮文件予以明确。根据相关文件，焦家畔、新农村项目已于政策层面纳入灵绍直流配套规划内，具体如下表所示：

图表 2-1：本项目有关灵绍直流配套项目规划文件

文件名称	文号	具体内容
《国家能源局关于宁夏风电基地规划建设有关事项的复函》	国能新能（2015）181号	1) 国家能源局支持宁夏风电基地建设 工作； 2) 宁夏风电基地2015-2017年规划建设风电项目600万千瓦，其中通过宁东至浙江特高压直流工程打捆外送400万千瓦（即“灵绍直流”）
《关于宁夏风电基地规划2017年度开发方案的通知》	宁发改能源（发展）〔2017〕667号	1) 自治区发改委根据上述国能新能〔2015〕181号文件，组织开展了2017年风电年度开发计划工作； 2) 经宁夏回族自治区人民政府同意，焦家畔项目列入宁夏风电基地2017年度开发计划，落实特高压输电通道配套风电基地开发有关工作
《关于国博新农村20MW风光互补养殖扶贫一体化示范项目有关情况的函》	宁发改能源（发展）函〔2017〕242号	新农村项目建设规模在国能新能〔2015〕181号文规划范围（即宁夏风电基地）内予以解决，成为灵绍直流配套规划内项目

根据以上有关文件，灵绍直流配套项目（即宁夏风电基地）建设规划已经国家能源局审批通过，焦家畔、新农村项目作为企业综合实力以及业绩、自治区贡献度、电网接入以及消纳条件较优的项目，于规划建设之初即属于“宁夏风电基地”规划范围内，其被纳入灵绍直流配套供电项目符合有关法律、法规以及政策性文件规定。

2) 项目竣工投运后，需能源主管部门正式发文确认方可实际纳入灵绍直流配套

结合宁夏当地电力市场实际情况并经基金管理人、发起人共同咨询自治区发改委，灵绍直流规划范围内配套项目竣工投运后，需能源主管部门批复确认方可实际纳入灵绍直流配套。

根据《自治区发展改革委关于明确灵绍直流配套新能源具体项目的通知》（宁发改电力〔2025〕692号）有关规定，为落实国家关于完善跨省跨区电力运行调节有关要求，按照国家发展和改革委员会、国家能源局关于明确跨省跨区新能源输电通道配套新能源及大型风光基地具体项目的工作安排，自治区发改委按照“先备先配”原则，对灵绍直流配套新能源项目进行了具体明确。于宁发改电力〔2025〕692号文确认批次中，包含焦家畔和新农村项目在内共纳入37个风电项目、14个光伏项目，合计装机容量569万千瓦（风电360万千瓦、光伏209万千瓦）。

综上所述，灵绍直流配套项目筛选标准须于建设前便已纳入灵绍直流整体建设规划，且须于投运后需能源主管部门正式发文确认方可实际纳入灵绍直流配套。

（2）灵绍直流配套项目的调整机制

经查阅公开资料，我国尚无已投产直流配套电源被取消配套资格的先例。灵绍直流配套项目历史上根据前述筛选标准持续、稳定扩容，暂无已投产项目被调出的先例。本项目底层资产焦家畔、新农村项目后续被调出灵绍直流配套项目的风险较低，具体分析如下：

1）灵绍直流配套项目系根据前述筛选标准确认，历史上发生的多轮调整均为扩容

根据公开资料梳理和调研，灵绍直流自2016年投入运营以来，作为存量跨区外送通道，其配套项目调整体现为三次扩容，以配合“十四五”期间大型风电光伏基地建设以及宁夏风电基地规划。历史扩容情况如下：

图表 2-2： 灵绍直流配套项目历史扩容情况

扩容批次	相关文件	具体内容
首轮扩容	《第一批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设项目清单》（发改办能源〔2021〕926号）	宁夏第一批大型风电光伏基地建设项目清单共2个项目，建设规模共300万千瓦，包括宁夏银东直流外送100万千瓦光伏项目和宁夏灵绍直流外送200万千瓦光伏项目。
二轮扩容	《以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地规划布局方案》（发改基础〔2022〕195号）	宁夏采煤沉陷区新能源项目600万千瓦，纳入“十四五”时期采煤沉陷区基地项目清单，并明确其消纳市场为华东地区，输电通道为“存量宁夏至浙江外送通道”。
三轮扩容 （本项目所属 轮次）	《自治区发改委关于明确灵绍直流配套新能源具体	按照国家发展改革委、国家能源局关于明确跨省跨区输电通道配套新能源及大型风电光伏基地具体项目的工作安排，本批次

	项目的通知》（宁发改电力〔2025〕692号）	共有37个风电项目和14个光伏项目纳入灵绍直流配套新能源项目清单，其中风电项目装机规模合计360万千瓦、光伏项目合计209万千瓦，共计569万千瓦。
--	-------------------------	--

2) 我国暂无灵绍直流配套项目乃至全国范围内已投产直流配套电源被取消配套资格的先例

截至本反馈答复出具之日，经自治区发改委确认，灵绍直流配套项目尚无历史调出记录，也暂无具体规定载明已投产配套项目的调出机制。同时，经管理人于公开渠道查询，我国尚无已投产直流配套电源被取消配套资格的先例。

3) 国家政策导向为直流配套扩容，把已纳入项目调出清单与政策方向不符

根据我国能源行业相关政策和发展趋势分析，近年来国家政策导向为直流配套扩容，把已纳入项目调出清单与政策方向不符，具体原因如下：

①从政策导向角度出发，采用稳定、可靠的高压输变电线路进行新能源跨区域调度消纳符合国家政策导向。根据国家发展改革委、国家能源局等部门联合印发的《“十四五”可再生能源发展规划》（发改能源〔2021〕1445号），“十四五”重大陆上风电和光伏发电基地建设依托跨省区输电通道，坚持规模化、集约化，加大力度规划建设以大型风光电基地为基础、以其周边清洁高效先进节能的煤电为支撑、以稳定安全可靠的特高压输变电线路为载

体的新能源供给消纳体系。

②从新能源行业实际情况出发，特高压跨省跨区输电工程于现阶段已经成为国内新能源消纳的主流方式。早期风电光伏大基地项目主要依靠存量跨省外送通道或本地消纳，导致电力消纳能力存在不足，弃电、无序竞争等情况愈发严峻。随着电力运输体系持续完善，特高压跨省跨区输电工程已经成为现阶段宁夏地区新能源消纳的重要途径，预计增量新能源项目也将主要通过特高压跨省跨区送通道解决消纳问题。

③从宁夏地区历史电网建设出发，通过直流配套向外输送电源已成为宁夏电网实现高质量发展的有效实践。随着2010年银东直流输电工程投运，宁夏地区正式开启“西电东送”征程；2016年灵绍直流工程投运后，电力外送能力显著提升；2025年，中国首条以输送“沙戈荒”大型风电光伏基地新能源为主的特高压直流工程——中衡直流投入运行，使宁夏总外送电力容量达到2,000万千瓦。根据宁夏“十五五”规划纲要，“十五五”期间，宁夏将新建清洁能源基地电力外送通道及配套电源工程，全区直流外送能力达到2,800万千瓦。因此，特高压跨省跨区输电工程现阶段已然成为宁夏地区新能源项目的重要消纳通道。

**4) 本项目具备发起人层面与项目资质层面双重优势，
预期调出电源清单的风险极低**

本项目具备发起人资质优质、项目历史运营情况良好及电网接入优势，经判断预期调出电源清单的风险极小，分析如下：

①项目发起人嘉泽新能资质优质，对西部地区贡献大
项目发起人嘉泽新能于2017年7月20日在上交所主板上市，结束宁夏地区14年无地方企业在主板上市的空白。自成立以来，嘉泽新能为西部建设、地区扶贫事业、解决就业方面做出了突出贡献，累计在西部地区投资112亿元，并与西部部分地区签署合作协议，未来计划继续投资超过100亿元的新能源项目。

此外，嘉泽新能是宁夏电力交易中心11家股东之一，自2024年以来连任宁夏电力市场管理委员会发电企业类别委员，子公司宁夏嘉骏售电有限公司获得宁夏首家新能源发电企业独立售电资质，成为2025年宁夏电力市场8家保底售电服务公司之一。

②本项目运营情况良好，历史风速和应发小时数稳定
最近三年一期，本项目风资源稳定，焦家畔项目及新农村项目2023年-2025年的机组应发小时数分别在2,773.00-2,947.15小时、3,250.41-3,406.75小时之间波动，变化幅度在正常风资源年际波动范围内，运营情况良好。

图表 2-3： 焦家畔项目历史风速和机组应发小时数

单位：米/秒、小时

项目	2026 年 1-3 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
----	--------------	---------	---------	---------

焦家畔风速	5.27	5.23	4.90	5.04
机组应发小时数	692.86	2,947.15	2,773.00	2,917.78

图表 2-4： 新农村项目历史风速和机组应发小时数

单位：米/秒、小时

项目	2026 年 1-3 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度
新农村风速	5.55	5.71	5.48	5.43
机组应发小时数	794.34	3,406.75	3,250.41	3,368.28

③本项目距离灵绍直流送端灵州变电站电气距离较短，具有电网区位优势

鲁家窑330kV变电站与灵州±800kV换流站（灵绍直流送端）地理直线距离约70-80公里，电气传输仅需经过“110kV（本项目）—330kV（鲁家窑变）—750kV（妙岭变）—800kV（灵绍直流）”3个电压层级，仅2级电压变换，电气距离短，电能损耗小，路径清晰顺畅，地理与电气距离优势显著，潮流传输顺畅，可实现本项目电力的高效、低损耗外送，最大化保障项目发电效益。

5）本项目已就预期外的灵绍直流配套调整机制变更作出充分风险揭示

为应对政策方面的不确定性因素，充分披露项目可能存在的相关风险，基金管理人已于本基金招募说明书“第一章 招募说明书概要及风险因素”之“第二节 风险因素”之“二、与不动产项目相关的风险”之“（一）新能源及电力行业政策调整风险”补充披露灵绍直流配套电源政策调整相关风险。

（3）历史纳入项目的结算电价情况

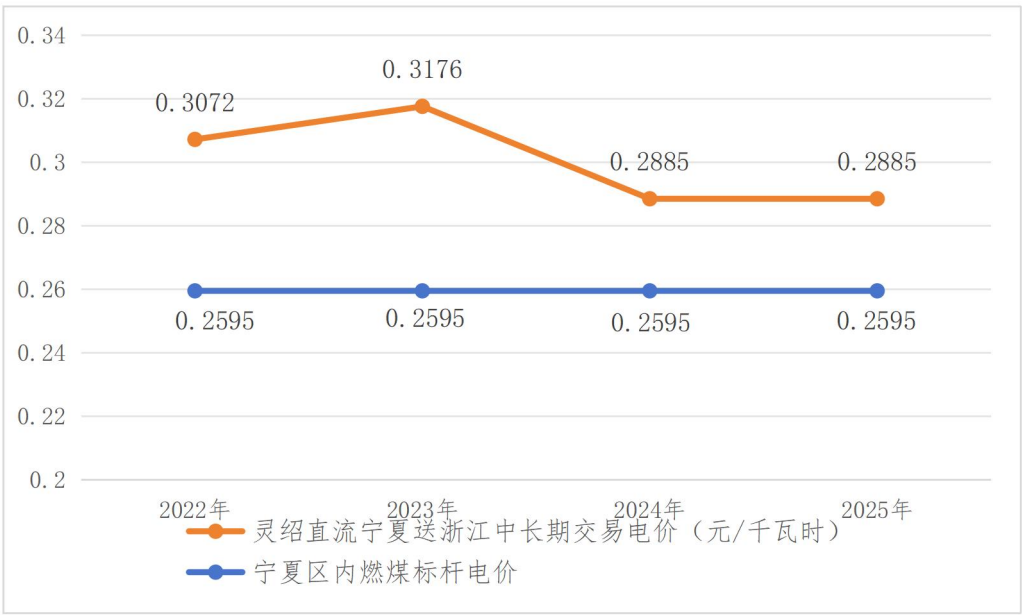
2022年-2025年宁夏地区新能源通过灵绍直流送电浙江的中长期交易价格（含税）（以下简称“外送电价”）与宁夏区内燃煤标杆电价（含税）对比如下：

图表 2-5：2022 年-2025 年宁夏地区新能源通过灵绍直流送电浙江的中长期交易价格与宁夏区内燃煤标杆电价

单位：元/千瓦时

项目	2025 年	2024 年	2023 年	2022 年
宁夏地区新能源通过灵绍直流送电浙江的中长期交易价格	0.2885	0.2885	0.3176	0.3072
宁夏区内燃煤标杆电价	0.2595	0.2595	0.2595	0.2595

图表 2-6：宁夏地区新能源通过灵绍直流送电浙江的中长期交易价格与宁夏区内燃煤标杆电价对比



资料来源：宁夏电力交易中心

根据《宁夏电力市场交易信息月报》统计¹，2022年至2025年宁夏地区新能源项目通过灵绍直流历史送出的中长期交易电价（含税）分别为0.3072元/千瓦时、0.3176元/千瓦时、0.2885元/千瓦时和0.2885元/千瓦时。

¹灵绍直流外送配套电源类型包括火电和新能源，按电源类型分类定价，火电价格不具备参考性。因此选取宁夏电力交易中心《宁夏电力市场交易信息月报》统计的灵绍直流通道宁夏送浙江省间外送交易电价作为参考，并选取披露较为详细，也比较具备代表性的年度中长期交易电价进行分析。

2023年外送电价较2022年增长3.39%，主要因为外送需求高增，导致供给侧议价能力增强。据iFinD资讯统计，2023年浙江省全社会用电量达到6,192亿千瓦时，较2022年增长6.78%。第十九届亚运会于当年在浙江杭州举行，灵绍直流提供供电保障，为亚运会营造了安全稳定的用电环境。

2024年外送电价较2023年下降9.16%，主要因为送电端宁夏发电装机规模持续增长，电力供给大幅增加所致。据iFinD资讯统计，2023年、2024年发电装机规模同比增长率分别为7.45%、7.98%，显著高于2021年4.56%、2022年4.18%，电力供给增长推动议价优势向用电端倾斜，导致电价下浮。

2025年外送电价与2024年持平，显示出供需两端匹配并形成再平衡，2025年中衡直流工程全面投运，为新增装机的电力送出提供新市场，助力灵绍直流价格实现稳定。

此外，2022年-2025年间，灵绍直流历史送出的中长期交易电价（含税）持续高于宁夏区内燃煤标杆电价（含税），其中2025年高出幅度约为11.18%，显示出在大电网资源配置作用下，灵绍直流电价在宁夏区域内具备显著优势。

（4）历史电量消纳情况

1）送电情况稳定

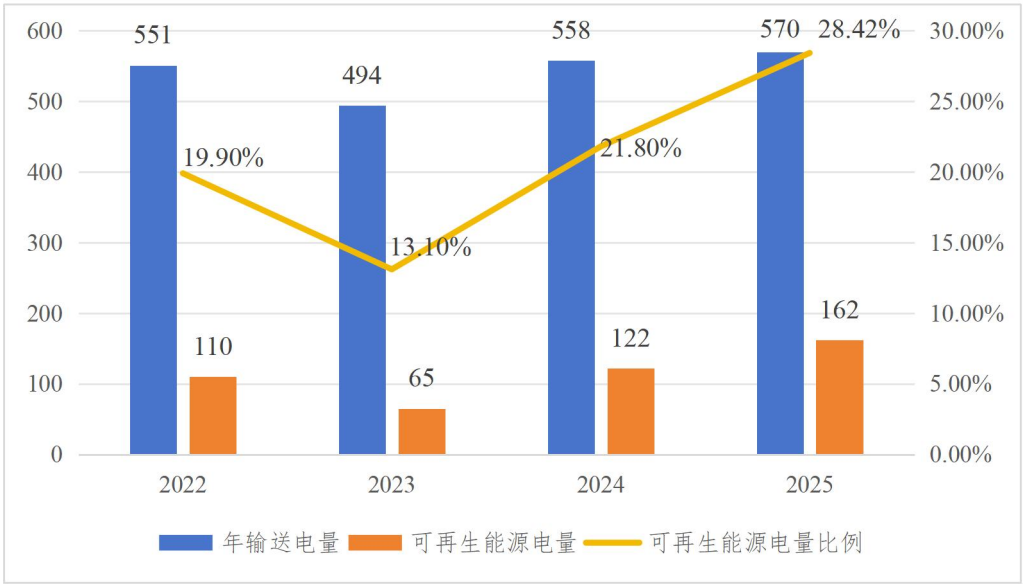
根据国家能源局和宁夏电力交易中心数据统计，2022年-2025年灵绍直流送出电量情况详见下表：

图表 2-7：2022 年-2025 年灵绍直流送出电量情况

单位：亿千瓦时

项目	2025 年	2024 年	2023 年	2022 年
灵绍直流输送的总电量	570	558	494	551
灵绍直流输送的新能源电量	162	122	65	110
新能源电量占比	28.42%	21.80%	13.10%	19.90%

图表 2-8：2022 年-2025 年灵绍直流送出电量情况



资料来源：国家能源局，北京电力交易中心

如上图所示，2022年-2025年灵绍直流输送的电量分别为551亿千瓦时、494亿千瓦时、558亿千瓦时和570亿千瓦时。其中，通过灵绍直流输送的新能源电量分别为110亿千瓦时、65亿千瓦时、122亿千瓦时和162亿千瓦时，年度电量占比分别为19.90%、13.10%、21.80%和28.42%。

从数据上看，2023年灵绍直流送出的总电量和新能源电量均出现下降，主要原因包括三方面：一是送端宁夏区

内用电需求高增挤占外送空间，叠加配套火电调峰能力阶段性不足，进一步限制外送规模；二是重大保供任务与运行方式调整，影响全年电量均衡性，2023年杭州亚运会、亚残运会期间，灵绍直流按保电特殊调度控制运行方式，部分时段以安全稳定优先、适度控制输送功率，叠加检修与保供重叠，进一步拉低全年电量；三是2023年宁夏区内平均电价水平较高且高于灵绍直流送出价格，也降低了区内新能源参与电力外送交易的积极性。

2024年至2025年，灵绍直流送出的总电量和新能源电量回升至四年以来的中枢区间，整体呈现稳定趋势。在“双碳”目标持续深化、跨省跨区绿电消纳政策体系不断完善、浙江受端绿电需求持续释放的背景下，2025年灵绍直流新能源输送电量和占比均创近4年以来最高纪录，实现了输送规模与绿电结构的双重回升。

2) 消纳情况良好

灵绍直流作为国家“西电东送”战略核心骨干通道、西北首条直达华东负荷中心的特高压直流工程，额定输送容量800万千瓦，线路全长1,720公里，自2016年投运以来，始终是国内同电压等级直流工程中消纳稳定性、利用效率、运行可靠性均处于第一梯队的标杆项目，其消纳能力呈现“资源禀赋强支撑、供需两端双驱动、技术运维硬保障、

机制政策稳托底”的核心特征，长期高位运行的消纳表现具备较强的确定性与韧性。

灵绍直流通道运行稳定可靠，输送电量能力较强。据国家能源局统计，灵绍直流2021年-2024年的能量利用率²分别为71.94%、78.56%、69.45%、79.28%，连续4年位居全国在运特高压直流通道首位。据国网宁夏电力有限公司（以下简称“宁夏国网”）统计，截至2025年7月31日，灵绍直流累计外送电量超4,000亿千瓦时，在实现西北能源大基地资源优势转化的同时支撑了华东地区负荷中心电力保供。2025年迎峰度夏期间，灵绍直流工程多日连续满功率运行，最大日送电量超1.7亿千瓦时，相当于浙江省日用电量的8%以上。

3) 提升空间可观

从未来发展空间来看，灵绍直流的消纳能力拥有可观的提升潜力：一是随着宁夏“沙戈荒”新能源大基地持续投产，配套储能规模化应用将进一步提升新能源打捆外送的调峰支撑能力，通道新能源消纳占比有望持续攀升；二是随着浙江经济持续向好，将带动用电需求与绿电需求保持双增长，送受两端跨省电力协同机制将持续完善，通道利用效率有望长期保持全国领先水平。

²直流能量利用率=年直流输电系统总输送电量/(额定输送容量*统计期间小时)。

整体来看，灵绍直流已形成“送端有资源、受端有需求、运行有保障、机制有支撑”的全链条消纳闭环，其消纳能力的稳定性、成长性与可靠性在国内跨省跨区特高压通道中具备显著优势，将持续成为西北能源资源优势转化与华东负荷中心电力保供、绿色低碳转型的核心纽带。

（5）灵绍直流配套项目相关政策具体执行方案的落地时间、定价机制、结算模式

1）相关政策具体执行方案落地情况

截至本反馈答复出具之日，灵绍直流配套项目省间送受电协议已完成签署。

根据北京电力交易中心于2026年5月15日发布的《关于2026年6-12月灵绍直流配套新能源送浙江年度及月度省间外送交易变更价格的通知》披露，宁夏回族自治区发展和改革委员会、国网宁夏电力有限公司、浙江省能源局和国网浙江省电力有限公司已签署《宁夏回族自治区 浙江省中长期送受电合作协议（2026年）》（以下简称“省间送受电协议”）。2026年5月8日，国网浙江省电力有限公司已与灵绍直流配套电源企业分别签署《关于补录2026年6-12月灵绍直流配套电源送浙江各批次交易结算价格的说明》。省间送受电协议相关内容包括：

①2026年宁夏送浙江协议电量采用“基量+增量”模式，总协议电量为520亿千瓦时，其中，基量电量505亿千瓦时，

增量电量15亿千瓦时。基量电量505亿千瓦时分配给配套新能源类型项目电量85亿千瓦时，通过年度、月度（含多月）、月内省间交易方式统筹安排。增量15亿千瓦时电量根据宁浙两省区实际送受电能力动态调配，优先通过灵绍直流输电通道组织送出；若灵绍直流通道输送空间不足，可通过市场化交易方式组织，具体通道衔接由双方电网企业、电力交易中心协商确定，落地价格原则上不高于同类型配套电源送浙江落地价格。

②双方明确“十五五”期间（2026-2030年）长期合作目标：自2027年起，每年宁夏向浙江省输送的电力协议基量电量不低于520亿千瓦时，结构与2026年基本一致，其中配套新能源电量为95亿千瓦时。“十五五”期间各年度具体送受电量、电源结构、电价机制等，由双方根据国家能源政策、两省区能源发展规划、送受电能力变化及电力市场建设进展，提前协商确定并签订年度协议。

③根据约定，若双方无异议，省间送受电协议到期后自动延期一年，延期次数不限。

2) 定价机制

根据省间送受电协议约定，定价机制为宁夏和浙江两地共同协商确定：“双方共同维护灵绍直流中长期送受电价格形成机制，结合宁浙两省区电力市场建设进展，兼顾电力生产企业合理收益、电力用户可承受能力及两省区合

作利益，协商确定2026年各类电源送浙上网电价”。2026年配套新能源上网电价0.2600元/千瓦时。协议约定电量之外，如灵绍直流有增送电量，增送部分同样适用上述价格。

实际执行层面，灵绍直流配套新能源项目的电量主要参与外送中长期交易和省间现货交易，并按市场规则约定扣减结算电价调整项费用。

①中长期交易定价机制

根据《国家发展改革委关于完善跨省跨区电能交易价格形成机制有关问题的通知》（国发改价格〔2015〕962号）规定，跨省跨区送电由送电、受电市场主体双方在自愿平等基础上，在贯彻落实国家能源战略的前提下，按照“风险共担、利益共享”原则协商或通过市场化交易方式确定送受电量、价格，并建立相应的价格调整机制。

此外，新能源项目实际结算电量与灵绍直流外送中长期交易计划电量出现偏差时会形成偏差电量。偏差电量可进一步分为超合同电量和少合同电量。其中，若实际结算电量高于交易计划电量，超出部分为超合同电量；若实际结算电量低于交易计划电量，缺口部分为少合同电量。

对于偏差电量部分，根据《自治区发改委关于做好2026年电力中长期交易有关事项的通知》（宁发改电力〔2025〕752号）文件约定，灵绍直流外送电量以外的偏差电量，将按照宁夏区内现货市场的分时实时价格进行结算。

此外，根据《宁夏电力现货市场连续结算运行工作方案V2.0》（宁发改电力〔2026〕168号），灵绍直流配套新能源参与现货市场出清，不参与日前、实时市场偏差结算，实际上网电量与中长期电量的偏差部分接受实时现货市场分时均价。

②省间现货交易定价机制

根据宁发改电力〔2025〕752号文件，灵绍直流的配套新能源项目按国家规划或长期协议明确的方向参与省间外送交易，均不参与区内市场交易。同时根据《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司关于国家电网有限公司省间电力现货交易规则的复函》（发改办体改〔2021〕837号）要求，国家电网有限公司发布《省间电力现货交易规则（试行）》约定，省间现货交易分为日前交易和日内交易，统一采用“卖方申报上网侧电力和价格，买方申报落地侧电力和价格”的方式报价，并采用“集中竞价的出清方式”定价交易。

2026年6月以前，灵绍直流配套新能源项目参与省间现货交易以省间短期交易、备用辅助服务市场交易、调峰辅助服务市场交易等省间互济性质交易为主，电价在国家电网西北网调的组织和指导下参考市场供需形成。

2026年6月起，根据《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》，原有省间短期交易、辅助服务市场交易

等省间互济交易整体由电网代理调整为由广大发、用电主体自主参与西北省间电力互济市场报价。

③ 结算电价调整项定价机制

结算电价调整项是配套项目参与市场交易时需承担的相关市场费用。根据相关政策约定，未来为保障电网运行的安全稳定，均衡不同发电主体的利益，降低运行管理成本，国家能源局西北监管局印发的《西北区域电力并网运行管理实施细则》《西北区域并网电力辅助服务管理实施细则》及相关专项实施细则，规定了结算电价调整项等费用在各种不同情形下的收取标准，并根据电力系统发展需求持续修订完善。

3) 结算模式

根据宁发改电力〔2025〕752号文件、发改办体改〔2021〕837号文件及项目公司与宁夏国网签订的《购售电合同》以及相关电价政策文件的规定，焦家畔项目与新农村项目并入宁夏国网参与电力市场交易，外送中长期交易和省间现货交易电量先由北京电力交易中心统一结算至宁夏国网，再由宁夏国网按月度周期完成款项拨付，项目公司完成市场结算。

根据省间送受电协议，2026年配套新能源基量电量85亿千瓦时。2027年起，每年配套新能源基量电量不低于95亿千瓦时。经测算，预计 2026年本项目可分配灵绍直流配

套新能源协议电量约2.08亿千瓦时至2.54亿千瓦时。测算过程如下：

①本项目装机容量在灵绍直流配套新能源项目中占比的测算

根据宁发改电力〔2025〕692号文，纳入灵绍直流配套新能源项目共有37个风电项目和14个光伏项目，其中风电项目装机规模合计360万千瓦、光伏项目合计209万千瓦，共计569万千瓦。由于风电和光伏有效发电小时数不同，以宁夏地区2025年度风光折算系数³将光伏装机规模进行换算后，灵绍直流配套新能源项目装机规模对应调整为508（=360+209/1.41）万千瓦。本项目装机容量11.75万千瓦，对应配套新能源项目装机容量占比约为2.31%。

②2026年灵绍直流配套新能源项目可分配电量规模测算

根据省间送受电协议，2026年灵绍直流分配给配套新能源类型项目的基量电量85亿千瓦时，灵绍直流所有类型项目的增量电量15亿千瓦时。预计增量电量将优先分配给配套新能源项目，原因如下：一是浙江省绿电消费需求稳步提升，叠加国内绿证交易价格持续走高⁴，市场端对清洁

³风光折算系数=风电年均发电利用小时/光伏年均发电利用小时，即判断单位发电装机规模下，换算风电、光伏发电能力对标比例。根据宁夏电力交易中心发布的《2025年12月宁夏电力市场交易信息月报》统计，2025年宁夏电网风电利用小时数1984小时，光伏利用小时数1404小时。风光折算系数=1984/1404=1.41。

⁴国内绿证价格自2025年4月2.31元/个上涨至2026年3月5.95元/个。根据国家能源局披露，截至2026年3月，全国独立交易绿证根据电量生产年分为2024、2025和2026年，电量不同年份生产的绿证平均价格不同，电量年份越新价格越高，其中2026年电量生产年绿证平均价格已达7.76元/个。为保持环比统计口径一致，统计选取2025年电量生产年绿证平均价格。

外送电接纳意愿较强。二是根据国家发展改革委《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）及《碳达峰碳中和综合评价考核办法》相关要求，煤电逐步转向调节兜底定位，逐步腾出消纳份额，通道富余电量预期将优先保障新能源外送消纳。综上分析，预计2026年灵绍直流的配套新能源项目增量电量为5-15亿千瓦时，考虑基量电量后合计90-110亿千瓦时。

根据上述推算，预计本项目2026年分配灵绍直流配套新能源协议电量区间为2.08亿千瓦时至2.54亿千瓦时。在资产评估中，假设2026年灵绍直流配套电源中的新能源可结算增量电量为10亿千瓦时，对应本项目可分配灵绍直流配套新能源协议电量约2.19亿千瓦时。本项目已中标2026年度灵绍直流外送年度计划电量1.74亿千瓦时。根据省间送受电协议，剩余部分非年度协议电量将通过灵绍直流月度（含多月）、月内省间交易等方式统筹安排。

2.本项目2026年以来结算电价、电量消纳情况，并说明纳入项目清单对本项目电价、限电率等指标的影响，充分揭示行业政策相关风险。

答复：

基金管理人已于本基金招募说明书“第二章 不动产项目”之“第二节 经营业绩与财务状况分析”之“一、不动

产项目经营与财务情况”之“（一）不动产项目经营情况”补充披露如下：

（1）2026年以来结算电价情况

1）电价构成

本项目自2026年起纳入灵绍直流配套电源项目名单，结算电价由市场化交易结算电价及结算电价调整项构成。实际执行中，市场化交易结算电价受中长期交易及省间现货交易等两部分电量交易价格因素影响。结算电价调整项通过每月电费结算单内市场运行费用、两个细则费用和系统运营费用三类分摊费用之和除以当月结算电量计算得出。

2）2026年上半年结算电价情况

焦家畔和新农村项目2026年上半年的结算电价（含税）具体情况如下：

图表 2-9： 2026 年上半年焦家畔项目结算电价（含税）情况

单位：元/千瓦时

项目	1季度平均电价	2季度平均电价	上半年平均电价
结算电价	0.1809	0.2108	0.1965
-中长期交易 ⁵	0.2009	0.2273	0.2151
-省间现货交易 ⁶	0.2962	0.2938	0.2954
-结算电价调整项	-0.0327	-0.0213	-0.0237

图表 2-10： 2026 年上半年新农村项目结算电价（含税）情况

单位：元/千瓦时

⁵中长期交易，由灵绍交易计划电量及偏差电量两部分组成。由于省间送受电协议于2026年5月签订，本项目2026年1-3月电费结算单中暂未列示灵绍交易计划电量部分电价，2026年4月电费结算单已按省间送受电协议确定的结算价格对此前2026年1-3月电费追溯清算，各月结算电价已按追溯调整后电价列示，新农村项目下同。

⁶本项目2026年1-3月电费结算单中暂未列示灵绍直流外送浙江现货电量部分电价，以及中衡直流外送湖南现货电量部分电价。2026年4月电费结算单已对此前2026年1-3月灵绍直流外送浙江现货电量部分电费追溯清算，各月结算电价已按追溯调整后电价列示，下同。截至本反馈答复出具之日，中衡直流外送湖南现货电量部分尚无电价，本项目1-3月中衡直流外送湖南现货电量部分电价，暂以本项目电费结算单内列示的2025年7月省内跨省调峰中衡配套替发日内电价318.750元/兆瓦时暂估。新农村项目下同。

项目	1季度平均电价	2季度平均电价	上半年平均电价
结算电价	0.1790	0.2057	0.1929
-中长期交易	0.2012	0.2219	0.2123
-省间现货交易	0.2975	0.2947	0.2964
-结算电价调整项	-0.0343	-0.0212	-0.0275

3) 2026年上半年结算电价分析

2026年1季度，平均结算电价（含税）分别为0.1809元/千瓦时和0.1790元/千瓦时，较2025年同期平均结算电价（含税）0.2101元/千瓦时和0.2154元/千瓦时分别下浮13.90%和16.90%。主要原因系“1季度平均风速创近三年新高导致超合同电量增加”“纳入灵绍直流配套周期较短，偏差电量占比偏高”以及“春节假期因素导致偏差电量价格较低”三项因素共同叠加后互相影响导致。对风电资产而言，短期内假期因素导致的个别月份电价波动属于正常情况。

2026年2季度，随着灵绍交易计划电量占比不断提高，平均风速恢复正常水平以及春节假期的影响消失等因素影响，焦家畔和新农村项目平均结算电价快速回升至0.2108元/千瓦时（含税）和0.2057元/千瓦时（含税），环比2026年1季度分别上升16.53%和14.92%；与历史最近年度相比，相较2025年度平均结算电价0.2006元/千瓦时（含税）和0.2032元/千瓦时（含税），分别高出5.08%和1.23%。

具体电价类型分析：①两个项目的省间现货交易电价均高于中长期交易电价，系电力市场中的合理价差，体现

出跨区电力市场中长期保底稳价、现货高峰溢价的分类定价机制。②两个项目的结算电价调整项相近，2026年1-3月的结算电价调整项平均价格（含税）分别为-0.0327元/千瓦时和-0.0343元/千瓦时，体现出项目电价受外部政策、上网电价机制、电量结算规则、区域电力市场调控影响较为一致，未存在明显异常波动。

在计算外送中长期交易电价时，考虑了偏差电量（包括超合同电量和少合同电量），因上述价格较低，导致项目2026年1季度的中长期交易电价低于2026年省间送受电协议签约含税价格0.2600元/千瓦时。

2026年1季度电价同比下降原因的具体分析如下：

①纳入灵绍直流配套时间较短，短期偏差电量占比偏高

因项目自2026年起纳入灵绍直流配套电源，市场交易指导机制尚待补充完善，所以电力交易策略正处于磨合阶段。上述情况导致电价较高的灵绍交易计划电量在全部结算电量中的占比较预期偏低（2026年1-3月占比为75.16%），推动偏差电量在全部结算电量中的占比偏高（2026年1-3月占比为11.67%）。

电价较低的偏差电量阶段性占比较高，拉低结算电价。偏差电量根据项目结算单统计，其中包括“超合同电量”和“少合同电量”，分别对应项目实际外送电量超出和低

于向电力交易中心按月报送的交易计划电量。如果实际外送电量超出交易计划，则可以规定价格出售超合同电量；如果实际外送电量少于交易计划，须以规定价格购入少合同电量完成履约。

一般情况下，由于电力市场由供需决定价格，2026年1季度受阶段性宁夏区内电力供需因素影响，“超合同电量”对应的实时价格低，“少合同电量”对应的实时价格高。

②2026年1季度平均风速创近三年新高，导致超合同电量增加，进而拉低结算电价

焦家畔和新农村项目在2026年1季度平均风速较高，创近三年单季最高纪录。在理论发电量大幅超出中长期交易计划电量的情况下，超额发电量需按区内实时现货低价结算，使得当期低价的超合同电量占比抬升，阶段性拉低结算电价。具体情况详见本反馈答复“二、项目经营与财务情况”之“2.本项目2026年以来结算电价、电量消纳情况，并说明纳入项目清单对本项目电价、限电率等指标的影响，充分揭示行业政策相关风险。”之“（3）本项目2026年以来电量消纳情况”。

③春节假期因素导致偏差电量价格较低

受春节假期工业负荷回落影响，宁夏电力现货市场实时出清均价普遍出现环比下行。2026年春节假期集中在2月，期间宁夏用电企业出现较大幅度的停工停产，导致全社会

用电负荷发生回落，电力市场供需格局阶段性宽松，叠加受端华东区域春节假期用电需求同步收缩，进一步推动项目在2026年1季度的偏差电量部分实际结算价格较低，其中焦家畔项目、新农村项目超合同电量结算均价分别为0.1446元/千瓦时、0.1499元/千瓦时；少合同电量结算均价分别为0.2536元/千瓦时和0.2538元/千瓦时。

④各项因素的叠加影响分析

2026年1季度项目平均风速显著增加，发电能力随之提升。但由于项目新纳入灵绍直流配套电源清单，中长期交易计划电量尚未充分签约，超出交易计划的偏差电量暂时需以较低的实时价格结算，导致低价超合同电量占比被动抬升，阶段性放大了对项目结算电价的负面影响。

在春节假期整体市场供大于需的再次作用下，“超合同电量”对应的现货价格降低，“超合同电量”的负面影响再次被放大。

综上所述，项目2026年1季度结算电价偏低是“新纳入灵绍直流配套电源导致偏差电量占比较高”“1季度平均风速创近三年新高”以及“春节假期因素导致偏差电量价格较低”三项因素共同叠加后互相影响导致，并非缘于所处电力市场价格环境恶化或项目自身运营原因，具备特殊性和不可持续性。

4) 后续电价展望

基于上述原因分析，预计随着项目纳入灵绍直流配套电源后交易策略磨合成熟，春节假期和较高风速等特别因素回归常态，项目电价后续有望得到回升，具体依据如下：

一是降低偏差电量提高配套新能源利用水平符合政策支持导向。2025年7月，国家能源局西北监管局印发《西北区域“沙戈荒”大基地配套电源短期平衡市场运营规则（试行）》，该规则进一步完善交易计划电量及偏差电量的衔接机制，引导配套电源间的偏差电量交易互济，持续压缩偏差电量占比，稳步提升交易计划电量占比，进而平抑电价波动，政策未来推广落地后有望为灵绍直流配套新能源项目电价平稳运行提供制度支撑。

二是浙江与宁夏年内中长期交易计划合同的补充签订，有望持续提升协议约定电量比例抬升电价水平。两地政府间送受电协议签署后，灵绍直流外送电量有望通过提高月度和季度中长期交易频次、补充签订月度中长期交易合同而逐步增加，进而提升交易计划电量占比，压降偏差电量比例，实现结算电价整体回升。

5) 运营管理措施

在基金上市后的运营管理工作中，基金管理人将统筹运营管理机构，积极根据宁夏电力市场交易规则、灵绍直流跨省外送交易机制及项目实际运营情况，科学制定全周期市场交易报价策略，通过升级高精度功率预测体系、精

细化优化出力申报曲线等合规举措，持续优化项目偏差电量管控，提升偏差电量部分的结算收益。

（2）纳入项目清单对本项目电价的影响

两个项目纳入灵绍直流配套电源清单后，电价将整体受益于需求端主要群体变为经济更发达、市场化电价水平更高的华东区域电力用户，因此项目未来电价的稳定性有望得到提升保障。对各类电价影响的具体分析如下：

1) 中长期交易电价

在纳入项目清单前，项目参与宁夏电力市场中长期交易，电价受区域内市场竞争影响。在纳入项目清单后，灵绍交易计划电价由省间送受电协议约定，价格将更为稳定。

后续有望通过月度中长期交易提升电价较高的灵绍交易计划电量；同时通过增加季度月度中长期交易频次，助力整体结算价格提升，具体分析如下：

一是浙江省电力市场化交易方案明确项目可参与月度中长期交易，交易计划电量占结算电量的比例提升预期明确。根据浙江省发改委省能源局省能监办于2025年11月发布的《2026年浙江省电力市场化交易方案》安排，包括灵绍直流配套新能源参与中长期市场交易方式为“对应市场化用户部分电量以年度、月度集中交易方式投放至市场”，同时“年度投放价格取年度双边协商交易（不含绿电交易）均价，月度投放价格取月度双边协商交易（不含绿电交易）

均价”。经原始权益人沟通宁夏电力交易中心后反馈，灵绍直流将按照浙江省发改委相关规定持续参加浙江省月度中长期交易增加交易计划电量。

根据省间送受电协议约定，年度电量之外的协议电量将通过月度（含多月）、月内省间交易方式统筹安排。2027年度起，配套新能源项目协议基量电量不低于95亿千瓦时，相较2026年度协议基量电量增加10亿千瓦时。

二是随着西北区域配套电源短期平衡市场机制建立，中长期交易衔接进一步完善，有效压降偏差电量占比，持续优化项目整体电价水平。具体分析详见本反馈答复“二、项目经营与财务情况”之“2.本项目2026年以来……”之“（1）2026年以来结算电价情况”之“4）后续电价展望”。

2) 省间现货交易电价

纳入灵绍直流配套电源未对省间现货交易电价产生直接影响，但在2026年上半年，省间现货交易政策发生调整。2026年6月起，原有省间短期交易、辅助服务市场交易等省间互济交易整体由电网代理调整为由广大发、用电主体自主参与市场报价。由于政策发布时间较短，模式变更尚处于磨合阶段，因此短期内市场活跃度有限。

3) 结算电价调整项

结算电价调整项是本项目参与电力市场交易的成本项，

未来有望降低，原因是项目自纳入灵绍直流配套电源后将不再承担宁夏区内调峰等辅助服务市场的分摊成本，因此在成本端带来的负面影响将持续降低。据本项目电费结算单，2026年1季度本项目的结算电价调整项同比2025年同期降低37.93%。

4) 风险揭示

基金管理人已于本基金招募说明书“第一章 招募说明书概要及风险因素”之“第二节 风险因素”之“二、与不动产项目相关的风险”补充披露相关风险。

(3) 本项目2026年以来电量消纳情况

1) 2026年以来电量相关数据

自2026年纳入灵绍直流配套电源后，焦家畔、新农村2026年上半年的平均风速、限电率、场用及线损率和上网结算电量相较于2025年同期对比情况如下：

图表 2-11： 焦家畔项目电量相关数据

单位：米/每秒、万千瓦时

项目	2026年2季度	2026年1季度	2025年2季度	2025年1季度
平均风速	5.47	5.27	5.53	4.87
限电量	827.60	1,165.79	866.60	567.85
限电率	11.65%	16.83%	10.56%	8.88%
场用及线损电量	78.30	82.07	92.20	75.60
场用及线损率	1.25%	1.42%	1.26%	1.30%
结算电量	6,195.30	5,680.72	7,244.20	5,747.83

图表 2-12： 新农村项目电量相关数据

单位：米/秒、万千瓦时

项目	2026年2季度	2026年1季度	2025年2季度	2025年1季度
平均风速	5.72	5.55	5.99	5.37
限电量	133.50	183.31	142.70	90.28

项目	2026年2季度	2026年1季度	2025年2季度	2025年1季度
限电率	9.25%	13.19%	8.81%	7.01%
场用及线损电量	20.10	19.63	23.00	18.27
场用及线损率	1.53%	1.63%	1.56%	1.52%
结算电量	1,290.20	1,187.15	1,454.60	1,179.88

2) 2026年以来限电率分析

自2026年纳入灵绍直流配套电源体系后，项目2026年1季度限电率较2025年同期有所上升，系多重因素叠加所致：一是电量消纳暂由宁夏电网调度部门统筹安排；二是1季度平均风速创近年新高；三是春节假期期间用电需求阶段性回落，叠加上述因素，限电率被进一步放大。

2026年2季度，随着电力需求逐渐回暖，焦家畔和新农村项目限电率已较2026年1季度环比大幅下降至11.65%和9.25%，略高于2025年2季度同比水平。

2026年1季度限电率偏高原因，具体分析如下：

①电量消纳暂由宁夏电网调度部门统筹安排

根据宁发改电力〔2025〕752号文件要求，项目在纳入灵绍直流配套电源后将“按国家规划或长期协议明确的方向参与省间外送交易，均不参与区内市场交易”。经宁夏国网确认，因暂受技术条件限制，灵绍直流配套电源2026年1-3月限电量暂由宁夏电网调度部门统筹安排决定，因此其限电水平依然受到宁夏区内电力平衡影响。

未来，随着跨省调度技术条件的逐步完善、送受两端协同调度机制的持续优化，宁发改电力〔2025〕752号文明

确的省间外送交易规则将全面落地，宁夏本地供需格局对项目消纳的制约将逐步弱化，灵绍直流通道的跨区外送消纳优势将充分释放，有效改善项目弃电限制水平。

②2026年1季度平均风速创新高，推动限电率走高，但结算电量保持平稳

焦家畔和新农村项目在2026年1季度平均风速较高，创2024年、2025年同期最高纪录，2024年-2026年1季度的风速情况如下：

图表 2-13： 焦家畔和新农村项目 2024 年-2026 年历年 1 季度风速情况

单位：米/秒

项目	2026 年 1 季度	2025 年 1 季度	2024 年 1 季度
焦家畔风速	5.27	4.87	4.57
新农村风速	5.55	5.37	5.11

受同期平均风速大幅走高影响，两个项目机组应发利用小时数及应发电量同步增加。但电网调度执行限电管控时，会结合项目前期申报的发电计划统筹安排，优先对超出计划的增发电量进行调控。因此，尽管风速抬升带动限电比例有所上升，项目实际结算发电量仍与同期基本持平、整体保持稳定，相关数据如下：

图表 2-14： 焦家畔和新农村项目 2024 年-2026 年历年 1 季度结算电量情况

单位：万千瓦时

指标	项目名称	2026 年 1 季度	2025 年 1 季度	2024 年 1 季度	平均值
结算电量	焦家畔项目	5,680.72	5,747.83	5,862.96	5,763.84
	新农村项目	1,187.15	1,179.88	1,204.32	1,190.45
结算电量较平均值波动	焦家畔项目	-1.44%	-0.28%	1.72%	-
	新农村项目	-0.28%	-0.89%	1.17%	-

幅度 ⁷					
-----------------	--	--	--	--	--

对比焦家畔和新农村项目近3年的1季度同期的结算电量数据，两个项目在不同年份1季度的结算电量数据均较为接近，相关数据较平均值波动幅度均未超过2%，可见虽然平均风速的增加对当期限电率产生较大提升，但最终结算电量依然保持稳定，未影响项目整体电量消纳情况。

③春节假期导致需求下降，叠加平均风速增加导致效果进一步放大

2026年1-3月包含春节假期，受假期停工影响，工业企业集中减产停产，全社会用电负荷大幅回落，电力需求阶段性走弱，推高项目限电率。同时，1季度区域平均风速同比显著提升，发电量随之增加，进一步加剧电力消纳压力，致使项目限电率进一步走高。

风电行业的发电量具有典型的季节特征，根据中国气象局网站披露，宁夏风速具有明显的季节变化特征，春季最大，秋季最小，冬季和夏季差别不大，因此宁夏地区风电1季度限电率通常为年内较高水平，对新能源项目而言属于正常情况。

为分析项目在2026年1-3月限电率较高是否属于区域内正常情况，管理人和发起人选取同区域内项目进行对比，具体如下：

⁷结算电量较平均值波动幅度=当期结算电量/平均值-1。

图表 2-15: 焦家畔和新农村项目与同区域可比项目 2023 年-2026 年 1-3 月限电率对比

项目	2026 年 1-3 月	2025 年	2024 年	2023 年
焦家畔项目	16.83%	7.94%	7.06%	7.10%
新农村项目	13.19%	6.33%	5.77%	6.43%
可比项目一	15.96%	10.69%	6.87%	5.90%
可比项目二	18.52%	8.05%	7.30%	7.61%

可比项目一及可比项目二与焦家畔和新农村项目同处于330kV鲁家窑变电站供电区域内，均由本项目发起人持有，由本运营管理机构负责运营。鉴于本项目限电率与可比项目限电率相近，管理人认为2026年1季度限电率较高系区域内风电站共有现象，非项目自身问题导致。

尽管限电率同比上升，但项目当期总结算电量仍处于历史合理区间，且限电率水平与区域内同类项目基本一致，未出现显著异常情况。综上所述，管理人认为项目2026年1季度限电率上升主要由调度机制阶段性安排和特殊风资源等外部因素导致，并非缘于项目自身原因。

（4）纳入项目清单对本项目限电率的影响分析

项目在纳入灵绍直流配套电源后，限电率短期内仍受宁夏区内电力短期供需的直接约束、灵绍直流通道运行与调度的间接影响、区域调度规则等因素叠加影响。在宁夏电网结构建设持续完善、区内储能等调节性电源不断扩容、直流通道外送能力持续提升、政策支持直流外送通道消纳保障、火电定位转型为直流配套新能源让出空间、直流受端浙江省绿电需求不断提升等因素的积极影响下，本项目

电量消纳将更具保障，限电率水平有望得到进一步压降。

具体分析如下：

1) 产生限电的原因

焦家畔、新农村项目其限电率将受灵绍直流配套电源属性与宁夏区内电力供需共同影响。产生限电的主要原因如下：

①宁夏区内电力短期供需的直接约束

近年来宁夏地区发电新增装机主要为光伏项目。受光伏发电出力特性影响，区域内电力消纳空间存在阶段性饱和的问题。尤其在光伏午间出力集中期，省内电网调峰能力有限，挤压风电发电空间，即便本项目为陆上风电，是灵绍直流外送配套电源，具备跨区外送消纳属性，但电力运行遵循电网统一调度原则、省内就地平衡优先，必须首先服从宁夏省内电网安全运行与负荷平衡调度要求，无法全额按规划出力上网，最终形成阶段性限电。

②灵绍直流通道运行与调度的间接影响

灵绍直流作为“西电东送”的关键通道，承担着宁夏清洁能源外送浙江的核心任务，本项目发电量通过该通道消纳。当通道输送能力受限或浙江受端省份用电需求阶段性调整时，项目可能需配合直流系统安全运行要求降低出力，进而可能形成阶段性限电。

③区域调度规则的叠加作用

依据宁夏电网调度管理要求，新能源消纳优先级整体高于常规火电。但当宁夏电网面临调峰缺口、输电断面重载等运行承压工况时，调度部门将优先压降集中式新能源出力，以此保障电网安全稳定运行。灵绍直流配套电源需同时执行跨省区优先发电计划与省内调度统筹调节双重管控规则，两类调度要求若出现冲突，也会造成新能源项目受限发电。

2) 限电趋势的分析展望

结合宁夏调度控制技术持续提升、区内调节电源的不断扩容、配合直流外送的输电设施不断完善及跨省跨区市场机制逐渐健全，叠加属地政策持续强化直流外送消纳保障、火电功能逐步转型为新能源并网消纳腾出调节空间，以及直流受端浙江省绿电消费需求稳步增长等多重利好因素支撑，本项目电力消纳环境持续优化，后续限电形势有望持续改善，具体分析详见本反馈答复“三、资产评估与估值合理性”之“（一）关于收入参数取值合理性”之“2.关于限电率”之“（3）请管理人、评估机构根据《审核关注事项》第四十四条、第四十五条相关规定，结合相关政策具体执行方案落实情况及上述问题回复，充分说明限电率参数取值的合理性。”之“2) 限电率参数取值的合理性分析”。

3) 压降限电的积极措施

运营管理机构管理团队在电力资产运营管理领域从业经验丰富，对本项目所在的吴忠地区自然资源条件较为熟悉。在基金存续期内，管理人及运营管理机构将积极采取以下措施应对限电问题：

①加强与区内调度机构沟通

针对宁夏区内电力短期供需的直接约束引发的限电风险，运营管理机构将加强与宁夏国网调度机构的日常沟通，及时获取省内电力供需预测、调峰需求等信息，灵活调整项目出力曲线，降低被动限电概率。

②强化直流配套电源消纳优先级优势

针对灵绍直流通道运行与调度的间接影响引发的限电风险，运营管理机构将积极对接浙江电力交易中心与国家电网西北分部，争取更多跨省区优先发电计划电量，锁定基础消纳规模；同时密切跟踪灵绍直流通道检修计划，提前调整发电策略，减少检修期间限电损失。

③优化技术与运营实现降本增效

针对区域调度规则的叠加作用引发的限电风险，运营管理机构将结合中长期气象预报、实时风资源变化趋势动态匹配机组运行方式与运维计划，主动对冲风速波动带来的发电影响；同时通过设备精益运维提升风机发电效率，减少非计划停机损失；此外依托高精度功率预测系统缩小出力偏差，降低电网调度相关考核，提升电网消纳水平。

④积极拓展市场交易机会增加交易电量

此外，运营管理机构也将持续研究省间电力交易规则和机会，积极与电力交易机构及政府部门沟通，争取更多省间现货交易、合同转让交易和西北省间互济交易等有利的消纳安排和市场机会增加市场化交易电量总规模降低项目限电风险。

4) 风险揭示

在项目估值及现金流测算中，管理人和评估机构已充分考虑限电因素对项目经营产生的影响。

基金管理人已于本基金招募说明书“第一章 招募说明书概要及风险因素”之“第二节 风险因素”之“二、与不动产项目相关的风险”披露。

三、资产评估与估值合理性

(一) 关于收入参数取值合理性

1.关于发电量。根据申报材料，本项目报告期各期的平均风速存在一定波动；预测年发电小时数按近期滚动三年平均值计算。请管理人补充披露本项目所处区域的历史年度平均风速，并请管理人、评估机构根据《审核关注事项》第四十四条、第四十五条相关规定，结合历史风速变动情况，充分说明年发电小时数参数取值的合理性。

答复：

(1) 本项目所处区域的历史年度平均风速

1) 中国气象局披露数据

根据中国气象局风能太阳能中心和中国气象局能源气象重点开放实验室披露的历年《中国风能太阳能资源年景公报》⁸，宁夏区域2021年-2025年度平均风速如下：

图表 3-1： 《中国风能太阳能资源年景公报》披露宁夏区域平均风速

单位：米/秒

项目	2025 年	2024 年	2023 年	2022 年	2021 年	平均值
100 米高度层 风能资源平均值	未披露	5.60	5.41	5.65	5.98	5.66

2) 项目风速

焦家畔和新农村项目的测风高度为90米，自2020年末并网后2021-2025年度历史5年的平均风速如下：

图表 3-2： 焦家畔和新农村项目历史五年平均风速

单位：米/秒

项目	2025 年度	2024 年度	2023 年度	2022 年度	2021 年度	平均值
焦家畔项目	5.23	4.90	5.04	4.94	5.11	5.04
新农村项目	5.71	5.48	5.43	5.31	5.53	5.49

3) 项目所属区域邻近可比项目数据

因焦家畔和新农村邻近区域内无测风站，选取与项目站址相邻的风电项目测风数据进行参考对比。可比项目为嘉泽第四风电场，同属于发起人嘉泽新能持有，测风高度为90米，与本项目测风高度一致，2018年-2025年度平均风速如下：

图表 3-3： 可比项目历史年度平均风速

单位：米/秒

⁸中国气象局自 2021 年起开始披露《中国风能太阳能资源年景公报》，在 2025 年度报告中进行改版，不再披露各区域平均风速数据。

项目	2025 年度	2024 年度	2023 年度	2022 年度	2021 年度	2020 年度	2019 年度	2018 年度	平均 值
嘉泽 第四 风电 项目	5.18	4.84	5.04	4.98	5.40	4.94	5.31	5.56	5.16

图表 3-4： 项目风速数据上下限对比

单位：米/秒

项目	历年数据下限	历年数据上限	上下限幅度	取值年数
《中国风能太阳能资源年景公报》100 米高度层风能资源平均值	5.41	5.98	11%	4
焦家畔项目-90 米高度	4.90	5.23	7%	5
新农村项目-90 米高度	5.31	5.71	8%	5
邻近可比项目-90 米高度	4.84	5.56	15%	8

经横向比较发现，项目历年平均风速变化与《中国风能太阳能资源年景公报》披露的风速以及邻近的可比项目平均风速相近，各类数据在可取值的年度范围内求平均值后，区间处于4.84-5.98米/秒，上限与下限之间的幅度为23.55%，上下限幅度较大，主要系《中国风能太阳能资源年景公报》中取100米高度层风能资源平均值拉高了区间上限而邻近可比项目90米高度平均值拉低了区间下限。

经纵向对比分析，项目所属区域历年风速整体保持平稳，依据《中国风能太阳能资源年景公报》披露的数据：100米高度层风能资源平均值中，历年数据上下限区间为5.41至5.98米/秒；100 米高度层风能资源多年平均值区间为5.41-5.98米/秒。其中，焦家畔项目历年风速区间为4.90-5.23米/秒，新农村项目历年风速区间为5.31-5.71米/秒，周边邻近可比项目历年风速区间为4.84-5.56米/秒。本项目风速指

标均处于区域风能资源合理波动范围内，风资源条件稳定性较好。

基金管理人已于本基金招募说明书“第二章 不动产项目”之“第二节 经营业绩与财务状况分析”之“一、不动产项目经营与财务情况”之“（一）不动产项目经营情况”补充披露。

（2）年发电小时数参数取值的合理性分析

在本次评估中，为反映项目整体发电水平真实水平以及基准日期后实际发电情况，同时平滑个别年份特殊天气因素干扰影响，使评估结果与项目的实际情况相符，焦家畔项目及新农村项目应发小时数2026年4-6月取实际值，2026年7-12月取2025年7-12月同期数，取值分别为2,197.84小时和2,569.65小时；2027年及以后应发小时参数选取历史滚动3年平均值计算，取值分别为2,870小时和3,320小时。鉴于项目历史风速和应发小时数稳定，通过历史滚动3年的平均值可较为全面的反映出项目整体情况，兼具客观性和科学性，且与基础资产同属风电的已上市项目取值方式相近，因此管理人和评估机构认为该取值方式具备合理性，具体分析如下：

1) 历史风速和应发小时数稳定

参考国家行业标准《风力发电场设计规范》（GB51096-2015）内公式，项目风机理论发电量与风力发

电机组风速成正相关关系。机组应发小时数明显受年度风资源条件波动影响。不考虑实际运行中可能存在的各种损耗和限制因素，理论发电量呈现自然波动，正常范围内的风速越快，理论发电量水平越高。

根据选取《中国风能太阳能资源年景公报》历年披露的宁夏区域风速数据、项目历年测风数据以及与项目邻近的项目历年测风数据对比分析，可以发现虽然项目所属区域历年风速有所波动，但整体处于平稳状态。

在稳定的风资源环境下，焦家畔项目及新农村项目2023年-2025年的机组应发小时数分别在2,773.00-2,947.15小时、3,250.41-3,406.75小时之间波动，变化幅度在正常风资源年际波动范围内。

图表 3-5： 焦家畔项目历史风速和机组应发小时数

单位：米/秒、小时

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度	2022 年度	2021 年度
焦家畔风速	5.37	5.23	4.90	5.04	4.94	5.11
机组应发小时数	1,402.96	2,947.15	2,773.00	2,917.78	2,810.93	2,330.07

图表 3-6： 新农村项目历史风速和机组应发小时数

单位：米/秒、小时

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度	2022 年度	2021 年度
新农村风速	5.64	5.71	5.48	5.43	5.31	5.53
机组应发小时数	1,619.44	3,406.75	3,250.41	3,368.28	3,216.33	2,554.50

因此，在选取年发电小时的评估参数时，2026年4-6月

取实际值，2026年7-12月取2025年7-12月同期数，2027年及以后以历史滚动3年平均值作为依据充分考虑了历史风速的平稳性，同时兼顾了最新1季度的波动性情况。

2) 反映整体发电水平真实水平兼具客观性和科学性

选取历史滚动三年平均值一方面可平滑个别年份因特殊天气对长周期的影响，另一方面与项目的实际情况较为符合。项目于2020年12月并网，鉴于2021年项目未进入完全稳定运营状态，风电机组出力及发电利用小时数通常存在阶段性爬坡特征，短期内发电水平相对偏低，因此相关数据不具备参考性。后续随着风资源条件逐步恢复及项目持续稳定运行，2022年起本项目机组发电利用小时数已回归至合理区间。因此，采用上述取值方式，具备客观性和科学性。

3) 与基础资产同属风电的已上市项目取值方式相近

据统计，已上市风电项目在预测相关指标时，选取的周期范围为3-4年。本项目对相关参数的取值方式与周期选择与已上市风电项目相近。

图表 3-7： 已上市风电 REIT 年度电量预测选取历史数据平均周期

项目	年度电量预测选取历史数据平均周期
中信建投国家电投 REIT	历史 3 年完整年度平均
中信建投明阳智能 REIT	黄骅旧城风电场历史 3 年完整年度平均； 红土井子风电场按照近 4 年完整年度最低的 2022 年
中航中核新能源 REIT	历史 4 年完整年度平均
工银蒙能清洁能源 REIT	历史 4 年完整年度平均

资料来源：各REITs产品招募说明书

综上所述，管理人及评估机构认为本项目年发电小时数参数取值是根据《审核关注事项》第四十四条、第四十五条相关规定，结合项目历史运营过程中的风速及发电小时情况、风资源条件、同行业已上市不动产基金可比项目情况等因素后，遵循谨慎和客观的原则制定，因此本项目年发电小时数参数取值具备合理性。

基金管理人已于本基金招募说明书“第三章 资产评估与现金流测算”之“第一节 资产评估”之“二、估值参数取值合理性”之“（一）结算电量预测合理性”补充披露。

2.关于限电率。根据申报材料，本项目风机通过送出线路汇集至升压站，经升压后并入国家电网。

（1）请管理人补充披露浙江省电力需求增长、电力缺口、电力消费结构情况。

答复：

1) 浙江省电力需求近年来保持良好增长趋势

结合浙江省2022年-2025年全社会用电量公开统计数据，浙江省电力需求整体呈现旺盛发展态势，全社会用电量连续四年稳步增长，增速维持在合理区间，直观反映全省经济稳进向好的发展态势。具体数据详见下表：

图表 3-8： 2022 年-2025 年浙江省全社会用电量及同比变化情况

单位：亿千瓦时、%

年份	2025 年度	2024 年度	2023 年度	2022 年度
全社会用电量	7,266.50	6,779.85	6,192.42	5,799.30
同比变化	7.18	9.49	6.78	5.17

资料来源：国网浙江省电力公开数据、中经网统计数据库

其中，2025年浙江省全社会用电量首次突破7,000亿千瓦时，同比增长7.18%，增速位居全国主要经济大省前列，最高用电负荷四次刷新历史纪录，达1.31亿千瓦，体现全省电力需求旺盛。

2) 浙江省电力需求缺口持续扩大

浙江省作为能源消费大省、资源匮乏省份，长期存在电力供需缺口，正在积极通过省间购电等多种方式弥补供需差距，保障电力系统安全稳定供应。2022年-2025年浙江省省内规模以上工业企业发电量与全社会用电量的对比数据如下表所示：

图表 3-9： 2022 年-2025 年浙江省电力缺口情况

单位：亿千瓦时

年份	全社会用电量	省内发电量	电力缺口
2022	5,799.0	4,115.4	1,683.9
2023	6,192.0	4,353.1	1,838.9
2024	6,779.9	4,645.7	2,134.2
2025	7,266.5	4,917.8	2,348.7

数据来源：中经网统计数据库

根据上述数据对比分析，浙江省省内发电量虽逐年增长，但增速低于全社会用电量增速，电力缺口呈逐年扩大趋势。至2025年，全省电力缺口已达2,348.7亿千瓦时。为

有效应对电力缺口，浙江省积极拓展省间购电渠道，增加省间购电量，2025年省间现货购电量超100亿千瓦时，最大外来电规模达4,780万千瓦，创历史新高。其中，灵绍特高压直流作为西电东送核心通道，年送电量达500亿千瓦时，为弥补省内电力供给提供了有效保障。

3) 浙江省电力消费结构良好

浙江省电力消费以第二产业用电、第三产业用电和居民用电为主。其中2025年居民用电量为1,125.36亿千瓦时，同比增长9.65%，整体处于较高水平。第二产业作为电力消费主力，用电量稳步增长，其中2025年工业用电量达4,768.05亿千瓦时，同比增长5.60%。

进一步分析，浙江省第三产业用电量增速常年高于第二产业，用电量从2022年的963.28亿千瓦时增长至2025年的1,332.00亿千瓦时，同比增长率连续三年超过9%，增速在各产业中最为稳定且强劲，直观体现了浙江省数字经济、商业服务等第三产业的活跃与发展，预计第三产业用电需求将持续快速增长。

图表 3-10: 浙江一二三产业和居民用电量及增长情况

单位：亿千瓦时、%

年份	第一产业用电量	第一产业同比增长	第二产业用电量	第二产业同比增长	第三产业用电量	第三产业同比增长	居民用电	居民用电同比增长
2022	28.95	19.56	3,899.73	0.81	963.28	9.40	907.39	22.46
2023	32.83	12.92	4,186.37	7.40	1,073.11	11.26	899.13	-0.91
2024	36.64	11.61	4,515.50	7.80	1,201.35	12.09	1,026.36	14.15

2025	41.09	12.14	4,768.05	5.60	1,332.00	10.84	1,125.36	9.65
------	-------	-------	----------	------	----------	-------	----------	------

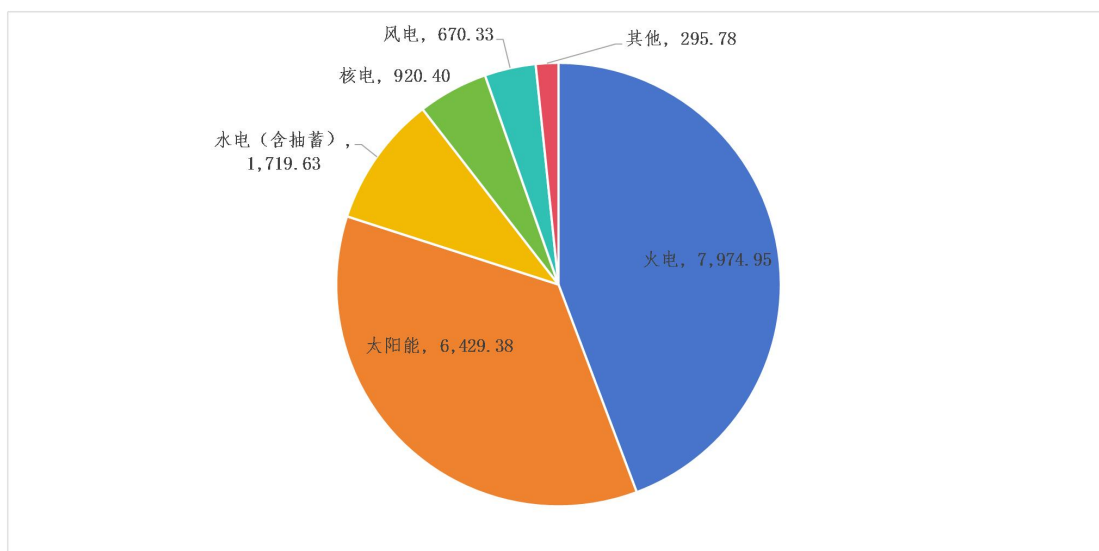
数据来源：浙江电力交易中心

根据国家电网公司官方媒体披露的信息，2025年以来，浙江省计算机/通信和其他电子设备制造业等信息技术产业、汽车制造业等高端装备制造产业发展呈现高增速与高加速度并存的状态，是发展势头最强劲的板块，经济增长动力从依赖规模扩张转向依靠创新和效率提升。作为数字经济大省，以大数据、人工智能为代表的数字经济已成为浙江经济发展的新引擎。

4) 浙江省发电类型结构合理

2025年，浙江全口径发电装机容量为18,010.47万千瓦，同比增长33.96%。其中清洁能源装机容量9,739.74万千瓦，占全部装机容量比重的54.08%。

图表 3-11： 2025 年浙江省发电装机容量类型分布



数据来源：浙江电力交易中心

2025年，浙江省内电力中长期交易净成交电量3,722.62

亿千瓦时，成交均价390.69元/兆瓦时。其中统调燃煤市场化交易成交电量2,562.77亿千瓦时，成交均价401.18元/兆瓦时；核电市场化交易成交电量15.36亿千瓦时，成交均价406.40元/兆瓦时；送浙煤电和未参与市场化交易成交电量1,022.94亿千瓦时，成交均价368.15元/兆瓦时；非统调燃煤市场化交易成交电量121.55亿千瓦时，成交均价357.33元/兆瓦时。

图表 3-12： 2025 年浙江省内中长期交易净交易电量及各类交易均价



数据来源：浙江电力交易中心

浙江省2022年-2025年各类电价历史变动情况详见本反馈答复“三、资产评估与估值合理性”之“3.关于电价”之“（1）浙江省2022年-2025年各类电价历史变动情况”之“1）各类电价历史变动情况”。

（2）请管理人补充披露送出线路、升压站的承载能力，是否存在与其他在运营或拟建、在建项目共用线路、升压站的情形，说明是否充分考虑竞品项目对限电率的影响。

答复：

1) 送出线路、升压站的承载能力

焦家畔项目及新农村项目通过单回110kV线路上送至

330kV鲁家窑变电站⁹。

①单回110kV线路采用110kV LGJ-400 钢芯铝绞线，线路输送额定功率133.75MW，大于焦家畔和新农村项目的总发电装机117.5MW，具备本项目满功率电力外送的承载力；

②330kV鲁家窑变电站配置3台360MVA主变压器，总变电容量1,080MVA¹⁰，同时考虑站内已建成并接入的350MW电网侧独立储能，变电站最大送电承载力约1,430MW，预期可充分满足本项目及周边配套新能源项目汇集送出需求，送出承载力充足，分析详见本题回复之“3）竞品项目对限电率的影响分析”之“①330kV鲁家窑变电站上送承载力强，已增配独立储能预期满足新能源新增装机需求”。

2）是否存在与其他在运营或拟建、在建项目共用线路、升压站的情形

①本项目不存在与其他在运营或拟建、在建项目共用线路的情形

②本项目发电机组经站内110kV升压站升压后，通过站内110kV单回线路上送至330kV鲁家窑变电站。本项目110kV升压站为站内设施，不存在与其他项目共用的情况。

⁹升压站为变电站的一种特殊类型，就本项目而言，升压站特指330kV鲁家窑变电站(或鲁家窑变电站)，下同。

¹⁰变电站铭牌容量单位为MVA，结合电网常规运行工况及行业通用测算标准，实务中可按1MVA变电容量对应1MW送电承载能力进行简化取值。

本项目存在与周围其他在运营新能源项目共用330kV升压站的情形，但是因为共用的330kV鲁家窑变电站承载力较强，所以对本项目限电率影响较小。

3) 竞品项目对限电率的影响分析

330kV鲁家窑变电站具备承载供电区域内的新能源项目极端情况下满出力上送电能力，竞品项目对本项目限电率带来的风险较低。分析如下：

①330kV鲁家窑变电站上送电承载力强，已增配独立储能预期满足新能源新增装机需求

经管理人及原始权益人咨询宁夏国网确认，截至2025年底，330kV鲁家窑变电站供电区域（包括焦家畔和新农村项目）共接入发电项目总装机规模共计1,107MW，其中包括8座风电场总装机967MW及5座光伏电场总装机140MW。同时，330kV鲁家窑变电站站内已接入3座已建成电网侧独立储能电站总装机350MW/700MWh。经分析¹¹，即使不考虑供电区域最大用电负荷对变电站上送承载力的积极影响，330kV鲁家窑变电站承载力预期也满足供电区域已接入新能源发电项目送电需求。

此外，330kV鲁家窑变电站站内另一座装机100MW/400MWh的电网侧储能电站已开工建设，预计建成

¹¹变电站上送承载力=变电站总变电容量+变电站已建成电网侧独立储能电站总装机+供电区域最大用电负荷，若变电站上送承载力大于供电区域共接入新能源发电项目总装机规模，则变电站承载力满足要求。对于本项目而言，鲁家窑变电站总变电容量+变电站已建成电网侧独立储能电站总装机=1,080+350=1,430MW>鲁家窑变电站供电区域共接入新能源发电项目总装机 1,107MW。

后可满足未来该变电站供区的新能源新增装机并网需求。

综上所述，虽然本项目存在与周围其他在运营新能源项目共用330kV升压站的情况，但由于该变电站已按发电项目全装机规模完成容量配置、预留充足送出裕度，且本项目享有灵绍直流配套项目优先调度权，历史运行稳定可靠，预计不会影响本项目的正常电量消纳。

②本项目距离灵绍直流送端灵州变电站电气距离较短，因电网约束导致的本项目限电风险可控

330kV鲁家窑变电站与灵州±800kV换流站（灵绍直流送端）地理直线距离约70-80公里。本项目电力送出仅历经110kV—330kV—750kV—±800kV四个电压等级、两级电压变换接入灵绍直流送端网架，电气传输路径层级少、接线简洁顺畅，电气距离短、线路电能损耗低。

依托近距离、少变压、路径直捷的网架接入优势，本项目电力外送通道条件优越，受区域电网通道阻塞及网架约束影响小，外送限电风险整体可控、处于较低水平，能够实现电力高效低损耗跨省外送，有效保障项目发电量消纳及整体发电效益稳定释放。

③区域电网布局完善，为本项目电力外送带来了可靠保障

经过多年建设发展，本项目近区的妙岭750kV变电站与黄河750kV变电站、灵州±800kV换流站、沙湖750kV变电

站、银川东750kV变电站等主网站点已建设形成环网结构，本项目及周围竞品风电项目可通过±800kV灵绍直流、±660kV银东直流、±800kV昭沂直流外送通道实现跨省电力输送。区域750kV主网环网架构坚强、外送直流通道资源充足，网架整体消纳承载空间富余，周边同类竞品项目并网投产对本项目挤占送出通道、推高限电率的影响相对有限。

综上所述，管理人认为本项目送出线路、升压站的承载能力较强，电网结构可满足项目电力外送及长期稳定运营需求，其他在运营或拟建、在建项目对整体消纳情况的影响可控，已充分考虑竞品项目对限电率的影响。

（3）请管理人、评估机构根据《审核关注事项》第四十四条、第四十五条相关规定，结合相关政策具体执行方案落实情况及上述问题回复，充分说明限电率参数取值的合理性。

答复：

1) 限电率参数取值情况

本项目限电率采取分段式预测取值，2026年4-6月取实际值，2026年7-12月取2025年7-12月同期数，自2027年起至预测期末维持不变，取2023年-2025年平均值。预测期各年具体预测值情况如下：

图表 3-13： 焦家畔项目及新农村项目预测期限电率取值情况

项目	2026年4-12月	2027年至预测期末
----	------------	------------

焦家畔项目	7.88%	7.37%
新农村项目	6.18%	6.18%

2) 限电率参数取值的合理性分析

管理人、评估机构根据《审核关注事项》第四十四条、第四十五条相关规定，对影响项目限电率参数取值合理性的重要因素分析如下：

①项目历史限电率情况

2023年-2026年6月，本项目历史限电率情况如下：

图表 3-14：焦家畔项目及新农村项目 2023 年-2026 年 6 月限电率情况

项目	2026年1-6月	2025年	2024年	2023年
焦家畔项目	14.21%	7.94%	7.06%	7.10%
新农村项目	11.18%	6.33%	5.77%	6.43%

从上表可知，本项目历史年度限电率变动幅度较小，2023年-2025年，焦家畔项目限电率在7.06%-7.94%之间浮动，新农村项目限电率在5.77%-6.43%之间浮动，年度消纳情况稳定。

2026年1-6月，焦家畔和新农村项目限电率分别为14.21%和11.18%，相较以往年度出现较大幅度抬升。其中，2026年1季度，焦家畔和新农村项目限电率分别为16.83%和13.19%。2026年2季度，随着电力需求逐渐回暖，焦家畔和新农村项目限电率已较2026年1季度环比大幅下降至11.65%和9.25%，略高于2025年2季度同期水平。

2026年第1季度，焦家畔项目及新农村项目限电率显著高于历史年度限电率，主要系多重因素叠加所致：首先，2026年1季度风资源情况优于往年，平均风速创近年新高，

从而导致应发电量增加；其次，受春节假期停工影响，全社会用电负荷大幅回落，电力需求阶段性走弱；最后，因暂受技术条件限制，过渡期内，灵绍直流配套电源限电量暂由宁夏电网统筹安排，因此其限电水平依然受到宁夏区内电力平衡影响。除春节假期因素影响外，风资源优于往年的影响及电网调度的过渡期影响均为偶发性因素，不具备持续性和代表性，故本项目限电率预测对2026年第1季度的异常高波动值不予纳入考虑。

具体原因分析，详见本反馈答复“二、项目经营与财务情况”之“2.本项目2026年以来结算电价、电量消纳情况，并说明纳入项目清单对本项目电价、限电率等指标的影响，充分揭示行业政策相关风险。”之“（3）本项目2026年以来电量消纳情况”之“2）2026年以来限电率分析”。

②预测期内限电率变化的合理性分析

本项目在纳入灵绍直流配套电源清单后，直流配套电源应由国家电网西北网调¹²及宁夏省调配合调度。因暂受技术、区内调峰能力、跨区市场机制等因素影响，项目的消纳在短期视角下会受宁夏电网和市场影响而出现限电。在长期视角下，项目消纳水平将受益于全国统一电力市场建设。关于预测期内限电率的进一步分析如下：

¹²我国国家电网公司管理区域电网调度机构分为五级，依次为国家电力调度控制中心（国调）、大区电网调度控制中心（网调）、省电网调度控制中心（省调）、地市电网调度控制中心（地调）以及县级电网调度控制中心（县调）。根据《国家电网调度控制管理规程》（2024年版）约定，国调直接调度管理范围是电力跨区消纳的电厂、网调直接调度管理范围是电力跨省消纳的电厂。

a.政策方向上，项目消纳应独立于宁夏电网，由灵绍直流独立控制区统一管理

从调度管理角度看，灵绍直流配套电源实行独立控制区管理，与宁夏电网调度考核分离。根据《国家电网调度控制管理规程》（2024年版），沙戈荒新能源及配套火电、储能原则上作为独立控制区，由相应调度机构进行统一调度。根据国家能源局西北监管局《2022年12月份陕西电网、宁夏电网、青海电网及灵绍、昭沂直流配套电源“两个细则”考核补偿情况的通知》（西北监能市场[2023]26号）也明确，灵绍直流配套电源组成独立控制区，其“两个细则”考核补偿结果独立于宁夏电网，不受宁夏区内电网调度考核约束，为配套电源优先保障外送调度奠定基础。

图表 3-15： 直流配套电源独立控制区示意图



从电力交易角度看，直流配套项目享有更高交易优先级。灵绍直流作为西电东送核心通道，其配套新能源电量已纳入浙江受端电力电量平衡及优先发电计划，一方面具备定向外送、优先消纳的定位，不参与宁夏省内电量竞争；另一方面，可直接对接浙江负荷缺口，不挤占浙江本地新能源消纳空间。根据北京电力交易中心《中长期电力交易

细则》及国家发展改革委、国家能源局《关于规范优先发电优先购电计划管理的通知》（发改运行〔2019〕144号），纳入国家规划的新能源、跨省区协议外送电量享有高交易优先级，多年及年度省间优先发电合同优先足额执行，可再生能源外送交易排序靠前，为项目电量消纳提供规则保障。

b.制约当前消纳因素分析

一是因为处于新纳入灵绍直流配套电源的过渡期，项目在短期内的电网调度模式和消纳仍受宁夏本地市场供需影响。目前灵绍直流配套电源的定位虽已明确，但相关调度体系、市场边界正处于模式切换的过渡阶段，调度管理范围与电力市场交易范围尚未完成统一。现阶段本项目仍执行宁夏电网统一自动发电控制（AGC）调度管控模式，暂未按照政策要求完成调度分区优化、将直流配套电源从区内新能源体系中剥离并设立独立控制区实施差异化调节。短期来看，受当前过渡期统一调度规则约束，当宁夏区域整体新能源出力过剩时，灵绍直流配套电源需与区内新能源机组同步执行出力受限、限电安排，导致项目跨省外送的消纳潜力未能充分释放，消纳表现仍受到本地电力供需格局影响。

二是区内调峰电源调节能力有待提升。特高压直流通道对送电稳定性要求较高，如果本地调峰能力较难匹配并

平抑区域内新能源电源的出力波动，电网执行调度工作的实际过程中，将从电力安全角度出发，不得不把区内的电源（无论是否纳入配套直流配套电源）纳入统筹管理和考虑的范围内，间接导致纳入直流配套电源的消纳优势受到抑制。

三是跨省跨区市场机制尚不健全，省间壁垒未完全破除。一是宁夏和浙江两地的电力市场规则架构、交易机制及电价形成体系存在差异，区域电力资源优化配置的联动机制不足，导致宁夏清洁能源低成本外送的价格优势未能充分释放；二是灵绍直流通道新能源市场化电量交易占比偏低，导致特高压通道的新能源输电潜力与消纳空间尚未充分挖掘；三是当前跨省跨区清洁能源外送仍以政府间协议约定的计划性优先发电电量为主，省间市场化交易开展频次有待进一步提升，市场化定价与电量调节功能未能有效发挥，进一步制约了宁夏新能源通过灵绍直流向浙江的外送规模。

c.制约消纳的因素未来将持续改善

随着调度分区机制完善、灵活调节电源扩容、输电基础设施完善、调度技术升级及跨省跨区市场机制健全，制约项目消纳的因素将得到持续改善，使纳入直流配套电源的消纳优势得到充分发挥，具体包括：

一是调度分区机制不断完善，实现差异化精准管控。

目前电网AGC系统、各类调度自动化设备软硬件条件完备，基本具备划分独立控制区、开展精准分区域调控的技术能力，判断无技术瓶颈与改造实质障碍。伴随灵绍直流受端浙江地区用电及绿电需求持续增长，当前调度模式切换过渡期将有序收尾，调度管辖边界与电力市场交易范围将实现全面统一。预期后续将严格按照政策要求，为灵绍直流配套电源划定专属独立调度控制区，与宁夏省内新能源机组实行分区管控、独立开展AGC调节。届时项目出力与电量消纳将主要依托跨省外送通道，供需影响区域由宁夏本地转为受端浙江。

二是灵活调节电源持续扩容，夯实新能源外送保障能力。在消纳主体由宁夏本地向浙江过渡期间内，宁夏本地灵活调节电源的集中投产，将有效平抑区域新能源出力波动、缓解本地电力盈余问题，稳步降低本项目同步限电影响。截至2025年底，宁夏地区电化学储能累计投运总装机6,972MW/14,485MWh，位居全国第五，储能能效转换效率位居全国第一。据公开资料披露，截至本反馈答复出具之日，全区已公示70个电网侧储能项目，总规模19.6GW/62.18GWh，预计2026-2027年集中建成投产¹³。大容量电网侧储能可高效开展削峰填谷，减少全网电力过剩

¹³2026年1月，宁夏发改委发布《关于进一步规范2026年电网侧电化学储能项目管理的通知》（宁发改新能源〔2026〕35号），要求清单内项目6个月内开工、12个月内并网，为2026-2027年储能项目集中投产提供了政策依据。

引发的统一限电。同时，宁夏区域内的牛首山、牛首山东、牛首山峡口等三座抽水蓄能电站已开工或核准，2029年起将陆续建成投产¹⁴，三座抽水蓄能电站总装机合计340万千瓦，系统调节空间将依托长时调峰能力得到进一步放大。随着各类储能项目的持续落地，宁夏电网灵活调节体系将逐步持续完善，助力消纳能力提升。

三是配套输电设施加快建设，打通电力外送通道瓶颈，为省内消纳能力释放腾挪空间。为适配灵绍直流新能源外送需求，灵武200万千瓦复合光伏基地330千伏送出线路、宁东电厂二期750千伏主变扩建、星塘750千伏线路等配套工程已相继开工。项目建成后，宁夏地区配套新能源经灵绍直流外送的输电瓶颈将被打通，破解电力外送的“最后一公里”制约，降低因配套输电设施原因产生的限电，使区内消纳能力得到整体提升。

四是调度运行技术迭代升级，降低区域限电影响。近年来，我国持续推进新型电力系统建设，不断提升调度控制技术水平和调节能力，西北地区新能源的消纳问题得到持续改善。国家电网西北分部正在通过优化调度模式、深挖储能资源调峰潜力，已实现单日可增发新能源2.16亿千瓦时¹⁵，新能源利用率提升3.03个百分点，有效缓解区域因新

¹⁴宁夏国网，《国网宁夏电力有限公司服务自治区新能源高质量发展十项举措》，2026年4月2日。

¹⁵国家电网报，《国网西北分部单日完成各类交易2094笔增发新能源2.16亿千瓦时》，2026年3月23日。

能源出力预测偏差、调度调节滞后、区域供需错配导致的限电问题，进一步释放灵绍直流等特高压通道的外送潜力。未来，在人工智能等新质生产力高速发展的趋势下，调度运行技术水平将不断迭代升级，纳入直流配套电源的消纳优势有望得到进一步发挥。

五是跨省跨区市场机制日趋健全，拓宽市场化消纳渠道。为更有效破除省间交易壁垒，国务院办公厅2026年2月印发《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）要求，要在统一电力市场框架下，统筹推进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。同时，为更好促进直流配套新能源的消纳，国家能源局西北监管局也在2026年4月印发《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）提到，接入西北电网的直流配套电源组成的控制区（简称“配套控制区”）可与其他配套控制区及西北电网范围内的宁夏等五省开展省间电力互济交易。未来，随着全国统一电力市场的持续建设，跨省跨区市场机制将不断完善，促进直流配套电源的外送消纳，优化整体资源配置。

d.浙江风电利用率100%，为全额消纳提供支持

依托坚强电网与市场化调节机制，浙江实现新能源高效消纳。据电力行业规划研究与监测预警中心统计，2022

年-2025年浙江风电利用率¹⁶分别为100%、100%、100%和99.5%，光伏利用率连续四年保持100%，显著高于全国平均水平，连续多年实现全额消纳。

浙江风电利用率实现较高的原因是浙江电力需求持续高增，用电缺口持续增大。近年来浙江全社会用电量与最高用电负荷连年创新高。2022年-2025年，全社会用电量从5,799.0亿千瓦时增至7,266.5亿千瓦时，年均增速超7%，2025年同比增长7.18%，增速位居全国主要经济大省前列，同时全省电力缺口也在逐渐增大，从2022年的1,683.9亿千瓦时已拉大到2025年的2,348.7亿千瓦时。其中，算力已经逐渐成为浙江用电需求新动能。据统计¹⁷，截至2025年底，浙江已建成投用的总算力规模超156EFLOPS（衡量超级计算机性能的单位，表示每秒可进行百亿亿次浮点运算），算力构成高度向智算聚焦，其中智能算力达151EFLOPS，占比96.58%。

e.全国统一电力市场体系建设，强化跨省跨区消纳

根据国办发〔2026〕4号文要求：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

¹⁶根据国家能源局《风电场利用率监测统计管理办法》，风电利用率=（可用机组可发电量-系统原因受限电量）/可用机组可发电量。

而限电率=限电量/（限电量+风机发电量），和“1-风电利用率”是衡量风电受电网因素影响消纳能力的相近指标。二者主要区别在于：（1）限电率为本次资产评估使用的单项目测算指标，风电利用率为监测预警中心发布的区域整体统计指标；（2）受限电量口径上，风电利用率公式受限电量限于受电力系统用电负荷及调峰能力、网架约束、安全稳定运行等因素影响可发而未能发出的电量，排除了因不可抗力、交易决策不当等特殊原因受限电量。二者虽然在统计范围和口径上未完全统一，但在分析和对比时具备可参考性。

¹⁷国网浙江电力，《浙江一季度算力中心用电量破15亿度规模增速双创新高》，2026年4月28日。

电力用户全部直接参与电力市场，市场化交易电量占全社会用电量的70%左右。跨省跨区和省内实现联合交易，现货市场全面转入正式运行，市场基础规则和技术标准全面统一，市场化电价机制基本健全，公平统一的市场监管体系基本形成。在消纳方面，文件要求：进一步推动发电侧经营主体参与电力市场。落实新能源可持续发展价格结算机制，鼓励新能源企业与用户开展多年期交易。推动“沙戈荒”新能源基地各类型电源整体参与电力市场，强化跨省跨区和省内消纳统筹。

f.助力项目消纳的其他因素

一是区外直流通道扩容，分流减轻灵绍直流外送对宁夏电网的压力。截至2025年末，宁夏已建成投运三条跨省（区）直流外送通道，分别为宁东—山东±660千伏直流工程、宁东—浙江±800千伏特高压直流工程（即灵绍直流），以及宁夏—湖南±800千伏特高压直流工程。其中，宁夏—湖南特高压直流工程是国内首条专门输送沙漠、戈壁、荒漠基地新能源清洁电力的特高压外送线路，线路全长1,467千米，于2025年6月正式投产送电。该项目每年可为宁夏新增约400亿千瓦时外送电量，推动全区年度直流最大外送能力提升至约1,300亿千瓦时，理论外送规模占比提升约44%。

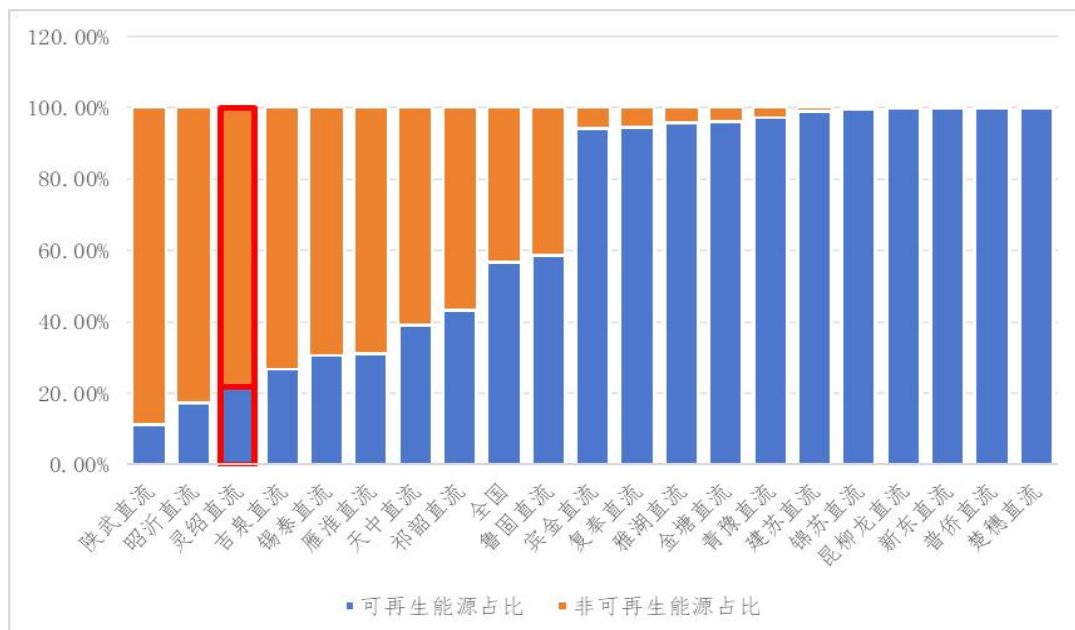
整体来看，宁夏跨省直流外送通道运力持续扩容，将有效缓解新能源集中外送消纳压力，降低宁夏新能源集中

通过灵绍直流外送的电网压力。

二是火电定位转型为直流配套新能源让出消纳空间。直流配套火电功能定位正向“基础保障性和系统调节性”转型。2023年11月国家发展改革委在《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）政策解读中明确“推动煤电加快向提供容量支撑保障和电量并重转型，平常时段为新能源发电让出空间、高峰时段继续顶峰出力”；随后2026年4月，中共中央办公厅、国务院印发《碳达峰碳中和综合评价考核办法》提出“‘十五五’时期，实现煤炭消费总量和石油消费总量达峰，合理控制煤电装机规模和发电量，力争年度新增清洁能源电量逐步覆盖全社会新增用电量。”

伴随煤电功能由传统基荷电源加速转型为调节型保障性电源，全国火电整体利用小时呈下行趋势，配套火电发电量将合理收缩。火电将逐步缩减常态化基荷发电，重点承担电网调峰、应急备用与系统稳定支撑职能，持续为新能源消纳释放空间。同时对比同期在运特高压线路运行数据来看，灵绍直流配套电源的新能源外送占比明显偏低，2024年该比例仅为21.8%，因此随着配套火电定位的转变，本项目的电力外送消纳空间有望不断提升。

图表 3-16： 2024 年直流特高压线路可再生能源占比



资料来源：国家能源局《2024年度可再生能源电力发展监测评价结果》

③所属行业发展情况对限电率的影响

焦家畔、新农村项目产生限电的主要原因是宁夏区内电力短期供需的直接约束、灵绍直流通道运行与调度的间接影响及区域调度规则的叠加作用，未来预期随着2030年全国统一电力市场的建成限电影响将逐步消除。

具体分析详见本反馈答复“二、项目经营与财务情况”之“2.本项目2026年以来结算电价、电量消纳情况，并说明纳入项目清单对本项目电价、限电率等指标的影响，充分揭示行业政策相关风险。”之“（4）纳入项目清单对本项目限电率的影响分析”之“1）产生限电的原因”。

④宏观经济和所属区域经济发展情况对限电率的影响

宏观经济和所属区域的发展尤其是电力需求的增长，是影响限电率的重要因素。在项目纳入灵绍直流后，项目限电率在短期内共同受宁夏和浙江区域经济发展，长期看

受浙江经济发展影响更大。

经济增速方面，“十四五”期间，即2021-2025年，浙江的GDP增速高于全国增速，宁夏GDP增速略低于全国，具体数据如下：

图表 3-17： 2021 年至 2025 年全国、宁夏、浙江 GDP 和增速

单位：亿元

年度	全国		宁夏		浙江	
	GDP	增速	GDP	增速	GDP	增速
2025 年	1,401,879.20	3.99%	5,696.49	3.19%	94,545.00	5.04%
2024 年	1,348,066.20	4.16%	5,520.20	2.82%	90,007.00	5.12%
2023 年	1,294,271.70	4.88%	5,368.80	3.88%	85,619.60	6.00%
2022 年	1,234,029.40	5.13%	5,168.10	10.75%	80,770.00	5.22%
2021 年	1,173,823.00	13.43%	4,666.50	15.62%	76,765.30	14.29%

数据来源：iFinD资讯

装机规模方面，在“双碳”目标和能源安全等相关政策的指导和引领下，在2021年至2025年间全国发电装机容量迎来快速增长，宁夏在2024年之前的增速低于全国，但在2025年增速高于全国水平。在上述期间，浙江省发电装机容量增速与全国平均水平相近，具体数据如下：

图表 3-18： 2021 年至 2025 年全国、宁夏、浙江发电装机容量

单位：万千瓦

年度	全国		浙江		宁夏	
	发电装机容量	增速	发电装机容量	增速	发电装机容量	增速
2025 年	389,134.08	16%	17,715.53	18%	9,120.04	21%
2024 年	334,862.00	15%	14,956.00	15%	7,511.00	8%
2023 年	292,224.00	14%	13,040.00	11%	6,956.00	7%
2022 年	256,317.00	8%	11,793.00	9%	6,474.00	4%
2021 年	237,689.00	8%	10,857.00	7%	6,214.00	5%

数据来源：iFinD资讯

发电量方面，在2021年至2025年间，虽然全国、浙江和宁夏的发电量增速均出现波动，但整体趋势一致。其中，

在最近的2024年-2025年，浙江省发电量增速高于全国和宁夏增速。

图表 3-19：2021 年至 2025 年全国、宁夏、浙江发电量

单位：亿千瓦时

年度	全国		浙江		宁夏	
	发电量	增速	发电量	增速	发电量	增速
2025 年	105,752.50	4.84%	5,446.50	9.29%	2,502.96	5.70%
2024 年	100,868.81	6.67%	4,983.55	8.79%	2,368.02	2.32%
2023 年	94,564.42	6.87%	4,580.70	5.31%	2,314.28	3.54%
2022 年	88,487.12	3.68%	4,349.86	3.02%	2,235.13	7.31%
2021 年	85,342.50	9.71%	4,222.50	19.57%	2,082.89	10.65%

数据来源：iFinD资讯

全社会用电量方面，2021年-2025年间，全国、浙江和宁夏的发电量增速均出现波动。在最近的2024年-2025年，浙江的全社会用电量增速高于全国，增速变动相较宁夏更为稳定，具体数据如下：

图表 3-20：2021 年-2025 年全国、宁夏、浙江全社会用电量

单位：亿千瓦时

年度	全国		浙江		宁夏	
	全社会用电量	增速	全社会用电量	增速	全社会用电量	增速
2025 年	103,682.00	5.22%	7,266.50	7.18%	未披露	-
2024 年	98,540.00	6.83%	6,779.85	9.49%	1,390.00	0.22%
2023 年	92,238.00	6.79%	6,192.42	6.78%	1,387.00	10.96%
2022 年	86,372.00	3.90%	5,799.35	5.17%	1,250.00	7.94%
2021 年	83,128.00	10.68%	5,514.11	14.17%	1,158.00	11.56%

数据来源：iFinD资讯

综上所述，在宏观经济持续高质量发展的背景下，电力行业作为国民经济的支柱之一，在“十四五”期间迎来高速发展。在对比全国、宁夏和浙江的GDP增速、发电装机容量、发电量和全社会用电量等数据后，可以发现浙江和宁夏的各项指标均实现持续增长，虽然历年增速各异，

但整体趋势与全国一致，未出现供需方面的失衡。随着政策的持续支持、电力市场化改革的持续深入、电力电网相关技术的不断提升，电力行业有望在基金存续期内继续保持稳定发展，为项目未来消纳提供了有效保障。本次评估对限电率参数的取值已充分考虑宏观和区域经济发展的影响。

⑤同行业已上市不动产基金可比项目情况

经统计，同类已上市陆上风电项目对限电率的取值方式和口径虽然各有不同，主要原因是各项目所处区域的电力政策、电力市场、电网建设水平、风资源情况和项目自身情况各有差异，较难统一。尽管如此，同类已上市陆上风电项目均考虑了限电因素对项目发电情况的影响，并结合实际情况对相关参数取值，与本项目的取值方式整体相近。各项目具体情况如下：

图表 3-21： 已上市陆上风电项目对限电率的取值方式

项目	限电率取值方式
中信建投明阳智能 REIT	未假设存续期的限电率，而是考虑了限电后的上网电量假设体现限电因素的影响。在上网电量假设中，黄骅旧城风电场选取近 3 年平均上网电量，红土井子风电场选取近 4 年上网电量最低值。
中航中核新能源 REIT	选取 2025 年度的限电率作为预测依据。
工银蒙能清洁能源 REIT	未单独假设限电率，而是考虑了限电后的上网电量假设体现限电因素的影响。上网电量假设中，2025 年至经营期末的年度上网电量取 2021 年至 2024 年平均值。

资料来源：各REITs产品招募说明书

综上所述，本项目限电率2026年4-6月取实际值，2026

年7-12月取2025年7-12月同期数，并假设于2027年起至预测期末维持不变，取2023年-2025年平均值，充分考虑了风电项目消纳的历史年度稳定性，限电率参数取值具备合理性。

基金管理人已于本基金招募说明书“第三章 资产评估与现金流测算”之“第一节 资产评估”之“二、估值参数取值合理性”之“（一）结算电量预测合理性”补充披露。

3.关于电价。根据申报材料，本项目预测市场电价按照报告期内项目实际交易电量的平均电价计算。请管理人补充披露浙江省各类电价历史变动情况，并请管理人、评估机构根据《审核关注事项》第四十四条、第四十五条相关规定，结合相关政策具体执行方案落实情况及本项目历史电价变动情况，充分说明电价参数取值的合理性。

答复：

（1）浙江省2022年-2025年各类电价历史变动情况

浙江省电力市场具有建设速度快、规则全、衔接稳的特征。近年来省内电价水平近年来在浙江省经济高速发展和用电需求快速增长的影响下，省内电价水平整体价格水平处于全国前列。鉴于电价种类较多，选取代表性和参考性较强的燃煤标杆电价、统调燃煤市场化交易电价、省内中长期交易电价、绿电交易和省内新能源机制电价的历史变化情况分析，具体如下：

1）各类电价历史变动情况

①燃煤标杆电价

浙江省作为全国经济发达省份，电力需求长期旺盛、用电规模稳居全国前列。全省燃煤标杆电价（含税）为0.4153元/千瓦时，位于全国较高水平，且该电价标准自2020年起保持稳定，未作调整。

②统调燃煤市场化交易电价

2022年-2023年，浙江省统调燃煤市场化交易电价平稳且略有上涨，但自2024年起开始下浮，具体情况如下：

图表 3-22： 2022 年-2025 年浙江省统调燃煤市场化交易结算均价

单位：元/兆瓦时

年份	浙江省统调燃煤市场化交易结算均价
2022	492.84
2023	498.21
2024	462.95
2025	401.18

资料来源：浙江电力交易中心

③省内中长期交易电价

2022年至2025年，浙江省内电力中长期交易电价走势与统调燃煤市场化交易电价基本趋同。2022年—2023年电价整体平稳、小幅上行，2024年起电价开始回落，具体变动情况如下：

图表 3-23： 2022 年-2025 年浙江省内中长期交易电价

单位：元/兆瓦时

年份	成交均价
2022	487.2
2023	517.29
2024	463.82
2025	390.69

资料来源：浙江电力交易中心

④绿电交易电价

2022年至2024年¹⁸，浙江省绿电交易价格略有下降，整体相对平稳，具体情况如下：

图表 3-24： 浙江省 2022 年-2024 年绿电交易成交均价

单位：元/兆瓦时

年份	浙江省绿电交易成交均价
2022	498.82
2023	482.38
2024	471.66

资料来源：浙江电力交易中心

⑤新能源机制电价

国家发展改革委、国家能源局于2025年1月印发《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）。紧随国家政策导向，浙江省发改委、省能源局于2025年11月出台《浙江省新能源上网电价市场化改革实施方案》及配套实施细则（浙发改能源〔2025〕250号），文件明确省内新能源存量项目机制电价标准为0.4153元/千瓦时。

2026年3月浙江省发改委、浙江省能源局于2026年3月发布的《关于开展2026年新能源增量项目第1次机制电价竞价工作的通知》。文件明确，对于2025年6月1日（含）至2025年12月31日（含）期间已全容量投产且未纳入过机制电价执行范围内的非统调集中式新能源项目，可参与2026年新能源增量项目机制电价竞价，各类型项目申报价格上

¹⁸ 《2025 年浙江电力市场年报》和浙江电力交易中心均未披露 2025 年绿电交易价格。

限为0.393元/千瓦时。最终，机制电价竞价结果为0.3816元/千瓦时。

2) 浙江省历史电价分析

经对比2022年至2025年浙江省各类电价的历史变化，可以发现除确定性较强的燃煤标杆电价外，其余各类电价均在2023年后出现下浮。电力交易价格由供需决定，因此导致电价下浮的主要原因是市场周期变化导致的供需调整。2023年后电价下浮系电力行业正常周期波动所致，并非浙江市场特例。考虑到浙江省各类电价下浮后仍高于宁夏区域内水平，因此电价在项目纳入灵绍直流配套电源后的竞争力优势依然存在。未来，电价下浮的风险有望随着供需平衡而得到缓释。具体分析如下：

首先，经分析国内其他省份电力价格数据可以发现，2023年至2025年间电价下浮并非浙江市场特例。近年来，受国内装机规模快速增长、新能源电源大规模入市、电力供需宽松等因素影响，全国各主要省份市场交易均价普遍逐年走低。以全国电力市场推进最成熟的广东省为例，2022年-2025年的中长期市场一级市场成交均价分别为0.4990元/千瓦时、0.5399元/千瓦时、0.4494元/千瓦时、0.3832元/千瓦时，历史电价历经先升后降，与浙江省2022年-2025年的电价变化趋势一致。因此，2023年后电价下浮并非浙江市场特例。

其次，浙江省整体电价在2023年至2025年间出现下浮，但整体水平仍高于宁夏区内，东西部电力价差仍然存在。以用户侧结算电价为例，2023年-2025年，浙江用户侧结算电价0.5376元/千瓦时、0.4432元/千瓦时、0.3803元/千瓦时，虽然期间出现价格下跌，但是同期价格稳定高于宁夏区内2023年-2025年用户侧结算电价0.3298元/千瓦时、0.3073元/千瓦时、0.2807元/千瓦时。因此，电价在项目纳入灵绍直流配套电源后的竞争力优势依然存在。

此外，从供给端来看，电源装机规模持续增长、电网建设不断完善使得电力价格议价优势向用户端倾斜。但是从需求端分析，人工智能、高端制造、数字经济等核心产业等新兴产业快速发展，带动用电需求大幅增长。在国内宏观经济稳步高质量发展、能源安全保障持续强化的背景下，电力供需单侧失衡难以长期持续。伴随电力市场化改革不断深化，市场调节机制将充分发挥作用，推动电力供需格局逐步回归合理平衡。

基金管理人已于本基金招募说明书“第三章 资产评估与现金流测算”之“第一节 资产评估”之“二、估值参数取值合理性”之“（二）结算电价（不含考核费用）预测合理性”补充披露。

（2）本项目历史电价变动情况

焦家畔项目和新农村项目自2020年12月并网运行以来，2021年-2023年结算电价保持平稳上升，此后受区域新能源装机容量攀升以及电力市场化改革影响，结算电价出现调整。

1) 2021年-2026年上半年电价情况

焦家畔项目和新农村项目自投运以来近5年及一期的结算电价、国补电价及售电收入合计单价水平具体详见下表：

图表 3-25： 焦家畔项目投运以来 2021 年-2026 年 6 月电价（含税）

单位：元/千瓦时

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度	2022 年度	2021 年度
结算电价	0.1965	0.2006	0.2614	0.2876	0.2708	0.2348
国补电价	0.2805	0.2805	0.2805	0.2805	0.2805	0.2805
售电收入 合计单价	0.4770	0.4811	0.5419	0.5681	0.5513	0.5153

图表 3-26： 新农村项目投运以来 2021 年-2026 年 6 月电价（含税）

单位：元/千瓦时

项目	2026 年 1-6 月	2025 年度	2024 年度	2023 年度	2022 年度	2021 年度
结算电价	0.1929	0.2032	0.2748	0.2862	0.2674	0.2384
国补电价	0.2805	0.2805	0.2805	0.2805	0.2805	0.2805
售电收入 合计单价	0.4734	0.4837	0.5553	0.5667	0.5479	0.5189

焦家畔项目 2021 年-2026 年上半年结算电价分别为 0.2348 元/千瓦时、0.2708 元/千瓦时、0.2876 元/千瓦时、0.2614 元/千瓦时、0.2006 元/千瓦时和 0.1965 元/千瓦时（其中 2026 年 1 季度和 2 季度分别为 0.1809 元/千瓦时和 0.2108 元/千瓦时）。国补电价历年均为 0.2805 元/千瓦时。

新农村项目2021年-2026年上半年结算电价分别为0.2384元/千瓦时、0.2674元/千瓦时、0.2862元/千瓦时、0.2748元/千瓦时、0.2032元/千瓦时和0.1929元/千瓦时（其中2026年1季度和2季度分别为0.1790元/千瓦时和0.2057元/千瓦时）。国补电价历年均为0.2805元/千瓦时。

2) 历史电价变动情况分析

焦家畔项目和新农村项目自2020年12月并网运行以来，2021年-2023年结算电价保持平稳上升，此后受区域新能源装机容量攀升和电力市场化改革等因素影响，在2024年、2025年和2026年1季度结算电价出现下浮，具体原因如下：

①2024年电价下浮原因

2023年电价受极端天气影响推升走高，2024年电价下浮属于阶段性走高后的价格回归。2023年宁夏及全国用电需求出现较大幅攀升，电力供需偏紧推动市场化电价阶段性走高。2023年初，受来水偏枯、电煤供应紧张、用电负荷增长等因素叠加影响，全国少数省级电网在部分时段电力供需形势紧张，年末多地出现大范围强寒潮、强雨雪天气，全国近十个省级电网电力供需形势偏紧。2024年全国及宁夏区域电力供需形势逐步缓解，电价逐步回归合理区间。

②2025年电价下浮原因

2025年以来，宁夏区域光伏等新能源装机规模出现快速扩容，新增装机增速持续高于区内用电需求增速，电力供应阶段性宽松，市场化交易电价相应下行。截至2025年底，宁夏区内光伏装机4,180.91万千瓦，同比增加1,557.65万千瓦，涨幅59.38%；同期宁夏全社会用电量涨幅为6.92%，供需的错配导致项目电价在纳入灵绍直流配套电源清单前的2025年出现下浮。

③2026年1季度电价偏低原因

2026年1季度电价偏低，一方面因为历年1季度受“春节假期因素”导致电力供需整体呈现供大于求，电价普遍偏低，属于行业普遍现象。另一方面，更重要的原因是“春节假期因素”与“新纳入灵绍直流配套电源导致偏差电量占比较高”和“1季度平均风速创近三年新高”等因素共同叠加后互相影响导致。并非缘于所处电力市场价格环境恶化或项目自身运营原因，具备特殊性和不可持续性。具体分析详见本反馈答复“二、项目经营与财务情况”之“2.本项目2026年以来结算电价、电量消纳情况，并说明纳入项目清单对本项目电价、限电率等指标的影响，充分揭示行业政策相关风险。”之“（1）2026年以来结算电价情况”之“3）2026年上半年电价分析”。

3）对未来电价稳定性的分析

未来，随着项目纳入灵绍直流配套电源清单，电价稳定性将得到有力支撑，具体分析如下：

一是纳入灵绍直流配套电源清单后，项目电价的形成方式更加清晰明确。占比最高的中长期交易电量电价根据浙宁两地政府间跨区送电协议确定，配套电源清单内的项目优先参与省间中长期电量交易，使项目电价相较于区内其他未纳入清单的项目更具竞争力。

二是电力市场机制将持续完善。随着电力市场改革不断深入，电力交易模式将逐渐多元化，推动电价抵抗短期波动的能力增强。

三是受端市场浙江省经济发展较好，用电需求增速较高。在“双碳”目标政策持续深化，人工智能等新质生产力蓬勃发展的背景下，绿色电力的价值将持续彰显，为项目后续电价稳定性提供坚实支撑。

（3）电价参数取值的合理性分析

1）电价参数取值情况

根据焦家畔项目及新农村项目的售电模式，本项目的预测市场电价分为两部分，分别为中长期交易电价和省间现货交易电价。

① 中长期交易预测电价

中长期交易电价包括灵绍交易计划电量电价和偏差电量电价。为提升预测精细度，可根据项目电费结算单将偏

差电量电价进一步拆分为超合同电量电价和少合同电量电价分别预测。

a. 灵绍交易计划电量电价

灵绍交易计划电量电价预测值取 2026 年灵绍直流配套电源省间送受电协议价格 0.2600 元/千瓦时（含税）。

b. 超合同电量电价

超合同电量电价预测值假设 2026 年 4-6 月取实际数，焦家畔项目和新农村项目分别取 0.1236 元/千瓦时和 0.1313 元/千瓦时，之后维持不变至预测期末。

c. 少合同电量电价

少合同电量电价预测值假设 2026 年 4-6 月取实际数，焦家畔项目和新农村项目分别取 0.1930 元/千瓦时和 0.1951 元/千瓦时，之后维持不变至预测期末。

d. 超合同电量-省间现货替代电价

西北省间电力互济市场自 2026 年 6 月起结算试运行以来时间较短，交易活跃度暂不成熟，售电方暂采用偏差电量交易（按照区内现货市场的分时实时价格进行结算）进行替代。基于谨慎性原则，未直接参考历史情况对该部分电量进行预测，而是在 2026 年 6 月实际电量占比（即 0%）基础上，预测 2026 年 7 月-2029 年 12 月均匀逐年递增，直

至 2030 年随着全国统一电力市场建设完成，恢复至评估基准日前历史滚动最低均值¹⁹。

对于替代省间现货交易的偏差电量部分的电价，则根据宁夏区内现货市场结算试运行以来，2025 年 10 月-2026 年 6 月本项目历史省间现货各交易时段电量加权的宁夏区内现货市场实时均价进行预测，焦家畔和新农村项目分别为 0.2194 元/千瓦时和 0.2185 元/千瓦时。

e. 省间现货交易预测电价

省间现货交易电量电价预测，2026 年 4-6 月取实际值，2026 年 7 月后的取值为以下两者的孰低值：1.评估基准日前省间现货电价的历史滚动最低均值；2.宁夏与参考省份现货市场价格均值。

焦家畔项目及新农村项目滚动1年、滚动2年、滚动3年平均省间现货电量占比及省间现货电量电价情况如下：

图表 3-27： 焦家畔项目和新农村项目不同滚动方式下的省间现货电量及电价取值
单位：元/kWh

取值范围	具体年限	焦家畔项目	新农村项目
滚动 1 年	2025 年 4 月-2026 年 3 月	0.3033	0.3063
滚动 2 年	2024 年 4 月-2026 年 3 月	0.2987	0.3002
滚动 3 年	2023 年 4 月-2026 年 3 月	0.2909	0.2911

由上表可知，焦家畔项目和新农村项目不同滚动方式下省间现货电量电价的最小值分别为0.2909元/ kWh和0.2911元/kWh。

¹⁹即历史滚动一年、历史滚动两年和历史滚动三年（2025 年 4 月-2026 年 3 月、2024 年 4 月-2026 年 3 月、2023 年 4 月-2026 年 3 月）平均值中的最低值，按此取值能够尽量把模式变更后的运营数据包括在内，并排除季节性因素影响。焦家畔和新农村项目的省间现货交易电量占比历史滚动最低均值分别为 12.00%和 11.58%。

基于谨慎性原则，在历史价格的基础上，选取宁夏与参考省份现货市场价格均值进一步对比并选取最低值。经公开信息查询及调研，各省份2026年上半年实时现货平均价格如下：

图表 3-28： 对比省区与宁夏 2026 年上半年实时现货平均价格统计

单位：元/kWh

省份	实时现货均价
山东	0.2951
广东	0.4450
南方区域（包括广东、广西、云南、贵州、海南）	0.3917
上海	0.4359
浙江	0.3296
重庆	0.3847
对比省区平均值	0.3803
宁夏	0.1758
宁夏与对比省区的平均值	0.2781

数据来源：各地电力交易中心。

综上，本项目省间现货电量电价预测取值为宁夏与对比省区2026年上半年实时现货平均价格的平均值0.2781元/kWh，低于焦家畔项目及新农村项目滚动1年、滚动2年、滚动3年平均电价的最低值0.2909元/kWh和0.2911元/kWh，具备合理性及审慎性。

基于上述假设，焦家畔项目 2026 年 4-12 月和 2027 年及以后的省间现货交易电量电价分别为 0.2905 元/千瓦时和 0.2781 元/千瓦时；新农村项目 2026 年 4-12 月和 2027 年及以后的省间现货交易电量电价分别为 0.2912 元/千瓦时和 0.2781 元/千瓦时。

2) 电价参数取值的合理性分析

①本项目历史电价情况

焦家畔项目和新农村项目自2020年12月并网运行以来，2021年-2023年结算电价保持平稳上升，此后受区域新能源装机容量攀升以及电力市场化改革影响，结算电价出现调整。本项目历史电价变动情况及具体分析，详见本反馈答复“三、资产评估与估值合理性”之“（一）关于收入参数取值合理性”之“3.关于电价”之“（2）本项目历史电价变动情况”。

a.中长期交易历史电价情况

焦家畔项目和新农村项目 2023 年-2026 年 6 月中长期交易电价详见下表：

图表 3-29： 焦家畔项目中长期交易 2023 年-2026 年 6 月电价情况

单位：元/千瓦时

项目	2026 年 1-6 月	2025 年	2024 年	2023 年
中长期交易电价	0.2151	0.2906	0.3207	0.3326

图表 3-30： 新农村项目中长期交易 2023 年-2026 年 6 月电价情况

单位：元/千瓦时

	2026 年 1-6 月	2025 年	2024 年	2023 年
中长期交易电价	0.2123	0.2945	0.3389	0.3313

2023 年-2025 年，焦家畔和新农村项目中长期交易电价位于 0.29-0.34 元/千瓦时之间。2026 年起，纳入灵绍直流配套项目清单后，焦家畔和新农村项目不再参与区内电力市场交易，中长期交易受灵绍交易计划电价、超合同电量电价和少合同电量电价影响，具体情况如下：

对于灵绍交易计划电价，焦家畔和新农村项目 2026 年 1-6 月为 0.2600 元/千瓦时，该价格根据省间送受电协议约定。

对于超合同电量电价和少合同电量电价，焦家畔项目和新农村项目 2023 年-2026 年 6 月超合同电量和少合同电量的相关数据详见下表：

图表 3-31： 焦家畔项目超合同电量及少合同电量 2023 年-2026 年 6 月电价情况

单位：元/千瓦时、万千瓦时

项目		2026 年 1-6 月	2025 年	2024 年	2023 年
结算电量		11,875.97	26,779.08	25,448.82	26,725.45
超合同电量	电量	4,933.46	6,602.87	7,796.22	9,610.62
	电量占比	41.54%	24.66%	30.63%	35.96%
	电价	0.1348	0.2490	0.3608	0.3652
少合同电量	电量	-3,905.31	-4,907.63	-10,995.76	-12,508.87
	电量占比	-32.88%	-18.33%	-43.21%	-46.81%
	电价	0.2245	0.2987	0.3073	0.2874

图表 3-32： 新农村项目超合同电量及少合同电量 2023 年-2026 年 6 月电价情况

单位：元/千瓦时、万千瓦时

项目		2026 年 1-6 月	2025 年	2024 年	2023 年
结算电量		2,477.36	5,497.74	5,273.57	5,426.77
超合同电量	电量	1,092.48	1,459.38	2,540.51	2,352.79
	电量占比	44.10%	26.55%	48.17%	43.36%
	电价	0.1411	0.2653	0.3688	0.3610
少合同电量	电量	-697.21	-1,356.91	-2,377.38	-2,596.24
	电量占比	-28.14%	-24.68%	-45.08%	-47.84%
	电价	0.2268	0.2839	0.2672	0.2537

自 2023 年以来，项目超合同电量电价和少合同电量电价之间的正价差和负价差均有出现。其中，在 2023 年至 2024 年间，超合同电量电价整体高于少合同电量电价，2025 年后超合同电量电价下降并低于少合同电量电价。

b.省间现货交易历史电价情况

2024 年以来，本项目省间现货交易电价稳定在 0.28-0.30 元/千瓦时区间，持续高于本项目的结算电价（不含可再生能源发电补贴价格）。因此，历史年度省间现货交易电价均价具备一定参考性，作为预测电价的取值参考依据具备合理性。本项目省间现货交易历史电价（含税）情况如下表所示：

图表 3-33： 焦家畔项目及新农村项目省间现货交易 2023 年-2026 年 6 月电价情况

单位：元/千瓦时

项目	2026年1-6月	2025年	2024年	2023年
焦家畔项目	0.2954	0.2919	0.2835	0.3251
新农村项目	0.2964	0.2943	0.2820	0.3263

②宏观经济和所属区域经济发展情况

“十四五”时期，我国经济总量实现新跃升，国内生产总值年均增长 5.4%，明显高于全球平均增速，科技和产业创新取得新突破，制造业增加值规模连续 16 年保持全球第一，改革开放迈出新步伐，全国统一大市场加快构建，民生福祉达到新水平，生态文明建设取得新进步，构建起全球最大、发展最快的可再生能源体系，安全保障能力实现新提升，能源等重点领域安全能力建设明显加强。

宏观经济的繁荣发展一方面为带动工业生产、高端制造与新兴产业用电需求持续扩容，电力供需格局通过全国统一电力市场机制传导，对市场化交易电价形成较好支撑；另一方面，经济高质量发展驱动能源结构深度转型，调节

性电源容量电价机制完善、新能源全面参与市场交易，有望推动电价平稳发展。

中长期交易电价方面，项目在纳入灵绍直流配套电源项目清单后，电量将主要通过灵绍直流送往浙江省，因此浙江省的经济发展和用电需求将成为影响项目电价的较大因素。浙江省经济增速高、电力需求高速增长，高于全国水平。据 iFinD 资讯统计，2023 年至 2025 年，全国全社会用电量增速分别为 6.79%、6.83%、5.22%，浙江全社会用电量增速分别为 6.78%、9.49%、7.18%。浙江快速增长的用电需求为项目中长期电价的稳定提供有效保障。

出于谨慎性考虑，本次评估在取值 0.2600 元/千瓦时的基础上未考虑未来电价的增长，与全国宏观经济与浙江省经济发展的实际情况相符，具备合理性。在省间现货交易电价方面，项目可自主参与其他区域市场的现货交易，现货终端需求方更为分散，受端区域具有较强的经济韧性和用电需求，历史现货电价整体稳定。本次评估对电价参数的取值已充分考虑宏观经济和所属区域经济发展对项目未来电价的影响。

③所属行业发展情况

结合行业政策体系、上游成本基本面及受端市场运行格局等方面分析，项目所处的电力行业发展基础扎实、市

场环境稳定，多重维度共同为本项目未来电价参数取值具备充分合理性，分析如下：

a.行业政策体系不断完善，为电价稳定提供坚实政策依据

一是全国统一电力市场建设提供政策支撑。国办发〔2026〕4号文对在2030年建成全国统一电力市场建设提出了目标，要求“在统一电力市场框架下，统筹推进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。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、组织时序、偏差处理等方面实现衔接”。同时“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”。

随着全国统一电力市场体系加快落地，省间市场壁垒将被逐步打破，跨区跨省电力资源统筹配置能力将持续提升，特高压直流配套电源交易规则及定价机制有望得到进一步明确。本项目作为灵绍直流配套风电项目，采用定向外送、浙江受端消纳模式，电量交易与电价形成均依托跨区市场化交易机制，与全国统一电力市场建设要求契合度较高，因此为项目电价参数取值提供了坚实的政策支撑。

二是跨省跨区交易的新能源电量受电力体制改革政策影响较小。发改价格〔2025〕136号文要求，新能源项目上

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。新能源项目可报量报价参与交易，也可接受市场形成的价格。但对于纳入直流配套电源的项目而言，发改价格〔2025〕136号文规定，参与跨省跨区交易的新能源电量，上网电价和交易机制按照跨省跨区送电相关政策执行。自治区发改委、国家能源局西北监管局印发《自治区深化新能源上网电价市场化改革实施方案》通知文件（宁发改价格（管理）〔2025〕580号），明确“参与跨省跨区交易的新能源电量，上网电价和交易机制按照国家跨省跨区送电相关政策执行”。

因此，本项目作为灵绍直流规划内的配套电源项目，其发电量优先保供浙江用电需求，结算电价由政府间协议约定按照双方“利益共享，风险共担”原则制定，较为稳定。本项目作为灵绍直流配套电源，参与跨省跨区交易上网电价和交易机制按照跨省跨区送电相关政策执行，主要受政府间协议约定等因素影响，因此焦家畔和新农村项目受136号文及市场化改革影响较小。

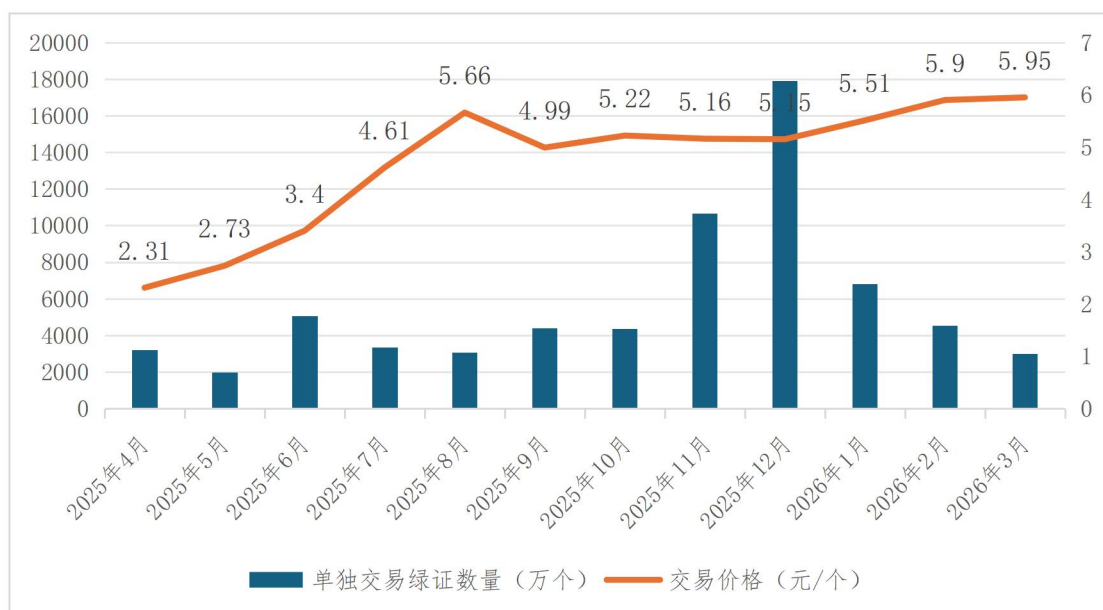
三是绿电及新能源消纳政策持续加码，保障电价稳定性。国家及地方层面持续完善绿电优先消纳、市场化溢价、保障性消纳等配套政策。2025年7月，国家发展改革委、国家能源局发布《关于2025年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》（发改办能源〔2025〕669号），要

求 2025 年起各省可再生能源电力消纳责任权重为约束性指标、当年清零；钢铁等多个高耗能行业强制消费绿电；随后两委于 2025 年 10 月发布《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，新增用电量需求主要由新增新能源发电满足。同时电力市场促进新能源消纳的机制更加健全，跨省跨区新能源交易更加顺畅，要完善促进新能源消纳的全国统一电力市场体系。

此外，绿电相关政策的不断完善，推动浙江、宁夏两地绿电消费需求刚性持续提升，预期叠加国家碳考核与能耗双控政策全面落地，绿电环境价值加速显性化，价格竞争优势逐渐显现。依据《碳达峰碳中和综合评价考核办法》，2026 年起全国严格落实碳排放双控要求，绿电消纳、非化石能源占比纳入地方及重点企业刚性考核，持续倒逼绿电消费扩容。浙江作为电力受端大省，可再生能源电力消纳责任权重刚性提升，依托灵绍直流持续加大跨省绿电采购力度；宁夏作为国家级新能源基地，通过跨区绿电交易、重点行业绿电消费硬性约束等机制，常态化兑现绿电溢价。伴随电能量与环境价值分离机制不断完善，绿电、绿证市场化定价日趋成熟，国内绿证价格自 2025 年 4 月 2.31 元/个上涨至 2026 年 3 月 5.95 元/个，绿电综合价值稳步提升，为绿电电价触底企稳提供坚实支撑。

图表 3-34: 2025 年 4 月-2026 年 3 月全国独立交易绿证价格

单位: 万个、元/个



资料来源: 国家能源局

b.原料和建设成本有望筑底, 各类能源电价有望回升

从行业成本及运行周期维度分析, 当前电力行业各类电源成本已形成刚性支撑: 一方面, 动力煤、天然气价格企稳反弹, 显著抬升火电单位发电成本; 另一方面, 风电、光伏等新能源设备投资造价出现触底现象, 下行空间有限。风机大型化和光伏组件技术进步所能带来的边际降本空间已趋于饱和, 新能源建设成本下降推动电价下行的历史逻辑正在发生改变。而电力市场边际电价²⁰由各类电源发电成本共同决定, 若市场电价持续下行, 将可能压制火电企业发电意愿, 同时削弱新能源项目新增投资与开发建设积极性, 不符合行业良性发展逻辑。综合成本约束与行业发展

²⁰ 边际电价: 是指在电力现货交易中, 按照报价从低到高的顺序逐一成交电力, 使成交的电力满足负荷需求的最后一个电能供应者的报价。这一价格反映了电力市场的供需关系, 是电力资源配置的重要信号。

平衡考量，后续电价发生趋势性下行的概率及空间均较小，各类能源具体情况如下：

图表 3-35： 各类能源电价具体情况

类型	具体情况
火电	煤电：煤电发电成本核心由动力煤采购成本构成，动力煤价格走势直接决定煤电发电成本变动水平。据统计，2025 年下半年起国内动力煤价格已整体止跌企稳、逐步修复回暖。以广州港 5500 大卡动力煤价格数据为例，自 2024 年年中持续下行后，于 2025 年年中触底企稳至近 700 元/吨水平并呈现逐步回升态势。截至 2026 年 3 月底，其价格水平已回升至约 850 元/吨。 天然气发电：天然气发电成本核心取决于气源采购成本，天然气价格波动直接决定气电发电成本变化。受地缘政治冲突、国际航运通道受限等因素影响，2026 年 3 月国际及国内液化天然气价格大幅冲高；以星星能源 LNG 报价为例，其出厂价格从年初不足 3,000 元/吨，短期内快速攀升至 4,500 元/吨以上，气电燃料成本短期涨幅超 50%。
风电	从行业发展看，防止“内卷式”竞争的工作持续深入。2024 年 10 月 12 家风电整机企业联合签署《风电整机企业竞争行为自律公约》，恶价格战得到有效遏制。下游业主招标规则从“最低价中标”转向重视技术方案、可靠性和全生命周期价值。 从实际采招数据来看，电机组招标价格已经基本企稳、根据 IRENA 统计，2025 年以来，我国陆风含塔筒基本稳定在约 2,000 元/千瓦左右的水平，陆风不含塔筒则基本稳定在约 1,500 元/千瓦左右的水平。
光伏	2025 年起，行业已从过往规模扩张转向理性发展，叠加产业链企业主动“反内卷”、限产保价等措施推进，供需格局逐步改善²¹。根据 infolink 统计，光伏组件价格已经从 2025 年初的 0.65 元/瓦稳步上涨到 2026 年 3 月底的 0.76 元/瓦。在此背景下，预期光伏项目投资成本进一步下探空间有限风险显著降低，电价中枢有望逐步企稳。

c.浙江受端电力市场运行良好

一是浙江省各类电价 2023 年-2025 年出现下降，市场价格整体保持稳定。2022 年-2025 年浙江省燃煤标杆电价维持不变、统调燃煤市场化交易电价从 0.4928 元/千瓦时降至 0.4012 元/千瓦时、省内中长期交易电价从 0.4872 元/千瓦时

²¹人民网，《光伏产业“反内卷”初见成效》，2025 年 8 月 21 日。

降至 0.3907 元/千瓦时、绿电交易电价从 0.4988 元/千瓦时降至 2024 年的 0.4717 元/千瓦时，此外宁夏地区新能源通过灵绍直流送电浙江的中长期交易价格从 0.3072 元/千瓦时降至 0.2885 元/千瓦时，整体呈现“稳中有调、中枢平稳”的运行特征。其中，宁夏地区新能源通过灵绍直流送电浙江的中长期交易价格始终保持在合理区间，波动幅度可控。

浙江省各类电价历史变动情况，详见本节“（1）浙江省 2022 年-2025 年各类电价历史变动情况”。

二是区域机制电价支撑及跨省市场走势佐证电价企稳预期。机制电价作为区域电力市场价格的基准锚点，能够充分反映行业及市场对电价中长期运行中枢的合理预期；据统计，浙江煤电脱硫标杆电价及新能源存量项目机制电价维持 0.4153 元/千瓦时，2026 年新能源增量项目机制电价市场竞价结果为 0.3816 元/千瓦时，存量电价形成底部托底、增量电价有序合理下行，充分体现浙江省通过刚性机制电价锁定新能源收益底线、平抑市场价格波动的政策导向，也彰显地方政府与电力市场对区域新能源电价后续企稳运行具备充足支撑和稳定信心。

三是评估取值整体处于浙江和宁夏电价水平之间，与实际情况相符。通过灵绍直流通道外送至浙江的项目，相较于在区内消纳，具有较强的价格竞争优势。在项目纳入灵绍直流配套清单后，项目不再参与区内电力市场交易，

区内中长期交易调整为灵绍交易计划和偏差电量交易，此后灵绍交易计划电价由省间送受电协议约定，政策连贯性强，省间现货交易相比区内现货交易价格更高，项目未来电价的稳定性有望得到提升保障。本次评估电价整体处于浙江和宁夏电价水平之间，与实际情况相符。浙江、宁夏区内各类相关电价和本次评估参数取值对比如下：

图表 3-36： 本次评估电价和浙江、宁夏电价水平对比

单位：元/千瓦时

浙江		宁夏		本次评估取值	
名称	价格	名称	价格	名称	价格
煤电脱硫煤标杆电价以及新能源存量项目机制电价/2026年新能源增量项目机制电价	0.4153/0.3816	煤电脱硫煤标杆价格以及新能源存量项目机制电价	0.2595	不涉及	不涉及
2025 年中长期市场交易平均电价	0.3907	灵绍直流通道宁夏配套新能源电厂 2024 年-2025 年外送浙江的年度交易电价	0.2885	灵绍交易计划电价	0.2600
				超合同电量电价	焦家畔项目：0.1236 新农村项目：0.1313
				少合同电量电价	焦家畔项目：0.1930 新农村项目：0.1951
				超合同电量-省间现货替代电价	焦家畔项目：0.2194 新农村项目：0.2185
相关可比数据未公开披露	相关可比数据未公开披露	相关可比数据未公开披露	相关可比数据未公开披露	省间现货交易电价	焦家畔项目：0.2781-0.2905 新农村项目：0.2781-0.2912

资料来源：宁夏电力交易中心、北京电力交易中心

综上所述，从行业政策落地情况、浙江受端电价历史及走势、行业成本与运行周期支撑，以及灵绍直流配套电源专属属性来看，本项目所处电力行业发展稳健，电价运行平稳、下行风险可控。

④客群分析

由于电力行业特征，在项目售电时，未将电力直接出售至电力终端用户，而是在电网系统的统筹和调度下开展不同类型的电力交易，客户群体整体呈现出较高的分散性。

灵绍交易计划方面，在项目纳入灵绍直流配套电源清单后，主要电力用户成为浙江区域内电力用户，穿透后的终端客户包括但不限于各类售电公司、工商业大用户、居民用户等。购电主体覆盖不同产业类型、行业属性和规模层级，具备较高的分散度。

省间现货交易电价方面，除灵绍直流外，项目也可通过其他通道与其他区域主体进行电力现货交易，因此客群更为分散。整体来看，分散的客群能为项目未来电价稳定提供支持，本次评估对电价参数的取值已充分考虑客群因素对项目未来电价的影响。

⑤区域内现有在运营和未来3年已规划竞品分析

截至2025年末，宁夏地区发电装机容量为9,120万千瓦，其中风电装机容量1,551.37万千瓦，占比17%。

图表 3-37：截至2025年末宁夏地区发电装机容量统计

单位：万千瓦

项目	装机容量	占比
风电	1,551.37	17.01%
光伏发电	4,180.90	45.84%
火电	3,341.43	36.64%
水电	46.33	0.51%
合计	9,120.04	100.00%

资料来源：iFinD 资讯

新能源发电装机规划方面，根据《宁夏回族自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》，区内在“十五五”期间，将“坚持集中式与分布式、增量开发与存量升级并举，扩大新能源供给规模，保持新能源利用率合理水平。……建设盐池、灵武、沙坡头 3 个千万千瓦级新能源基地。……到 2030 年，力争新能源装机规模突破 1 亿千瓦。”以 2025 年底宁夏区域内风电和光伏的装机规模推算，对应将新增新能源装机规模超过 4,200 万千瓦，5 年内的年均增速约为 7.65%。

电网建设方面，宁夏区域在“十四五”期间新型电力系统和电网的建设同样成效显著，电力供给保障能力持续增加，具体成果包括：率先建成 750 千伏双环网骨干网架结构，与西北主网形成“双通道、五回线”坚强联络；330、220 千伏电网结构同步优化、分区运行，满足区内负荷供电及各类电源接入需求；“中衡直流”工程全面投运，与银东、灵绍直流共同形成“放电三华”电力外送新格局；自“十四五”以来，全区累计新能源外送电量 907 亿千瓦时，达到“十三五”时期送电规模的 3 倍。

综上所述，项目区域内现有在运营和未来 3 年已规划的竞品虽然规模较大，但这并非由于“内卷式”无序竞争导致，而是在全国电力行业整体发展和宁夏区域整体规划下的必然趋势。在电源端装机规模高速增长和电网端持续完善的双重背景下，项目电价整体保持稳定符合行业发展实际情况。本次评估对电价参数的取值已充分考虑区域内现有在运营和未来 3 年已规划竞品对项目未来电价的影响。

⑥同行业已上市不动产基金可比项目情况

同类已上市陆上风电项目对电价预测的取值一般以历史平均电价均值或协议价格确定，方式各有不同。主要原因是各项目所处区域的电力政策、电力市场、电网建设水平、风资源情况和项目自身情况各有差异，较难统一。同类已上市陆上风电项目均是在考虑所属区域电力市场政策和不同电价种类的基础上通过分析项目实际情况设置，整体逻辑和方式与本项目相近。各项目具体情况如下：

图表 3-38： 同类已上市陆上风电项目电价预测情况

项目	电价预测情况
中信建投明阳智能 REIT	(1) 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。 (2) 红土井子风电场项目： 省内中长期交易平均含税电价为 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。
中航中核新能源 REIT	(1) 北塔山风电项目： 对于省间交易电价对 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 年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 年-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。
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。

⑦超少合同平均价差未来收敛的合理性分析

本项目当前超合同电量电价和少合同电量电价之间价差偏大，是因为现阶段宁夏区内电力市场供需阶段性失衡，且宁夏电力现货市场连续结算尚处于试运行阶段，市场机制尚未完全发挥作用，跨区消纳机制尚未完全打通，造成的宁夏区内现货市场结算电价阶段性剧烈上下波动所致。随着宁夏区内现货市场结算机制日趋成熟、全国统一电力市场建设及跨区通道能力得到充分释放，上述阶段性价差将持续收敛，回归至合理平稳水平。

A.价差形成原因分析

a.由电力供需阶段性失衡导致价差出现

宁夏新能源出力具有集中大发、时段性富余特征，受宁夏地区高比例光伏装机规模影响，新能源出力曲线与负荷曲线的时段性错配严重。在午间时段，光伏和风电等新能源项目超合同电量供给过剩，此时本地负荷处于低谷、外送通道消纳能力相对有限，造成区内现货市场结算电价走低。在其他时段，用电负荷集中增加，但以光伏为代表的新能源出力下跌，导致现货市场出清电价走高，发电企业少合同电量的结算电价抬升，由此形成两类偏差电价的分化和价差。

b.因电力现货市场机制尚不成熟导致价差被放大

当前灵绍直流配套新能源交易、跨区偏差疏导机制仍在持续优化，省内现货市场机制、跨区联动交易规则尚未完全成熟，新能源富余电量跨省外送通道市场化流转不够通畅，较难及时将谷段富余电量输送至东部高负荷区域，加剧省内时段性供需失衡，放大超、少合同电量的价格分化。

B.宁夏电力供需格局持续改善，预计价差未来回归正常

2023 至 2024 年间，宁夏区域整体电力供需基本平衡，部分时段供需偏紧，本项目历史超合同电量电价高于少合同电量电价。2025 年后，宁夏新能源装机规模抢装潮扩张，

尤其是光伏项目装机规模增速较高，导致超合同电量电价阶段性低于少合同电量电价。

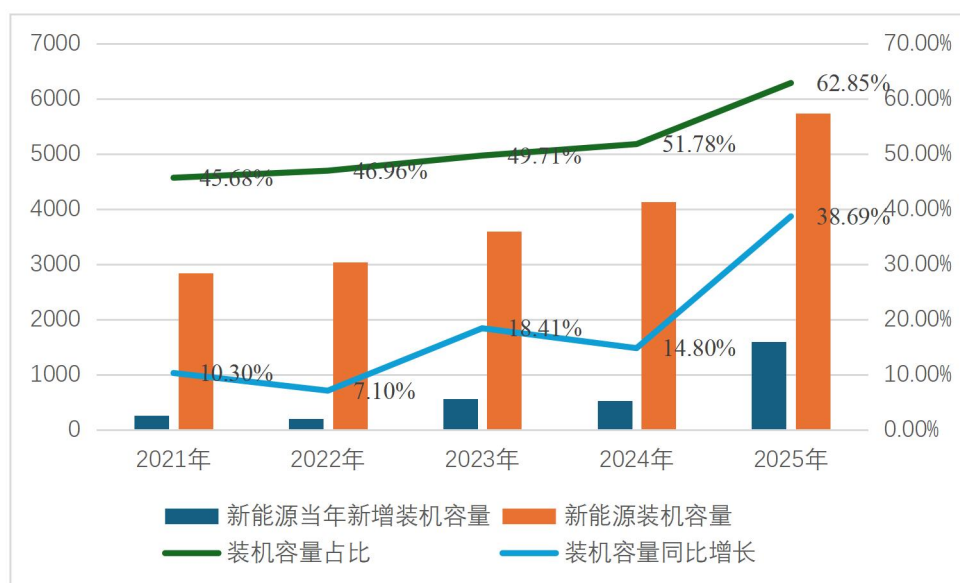
长期来看，随着供需格局的波动和平衡，少合同电量电价与超合同电量电价之间呈现正价差和负价差的情况均可能出现。

a.宁夏新能源装机规模未来增速放缓，储能等调节资源加快投运，助力改善电力供需和价差收敛

受益于国家新能源综合示范区以及沙戈荒风光大基地核心承载区建设，2021 年-2025 年，宁夏新能源装机规模增长快速翻番至 5,732.28 万千瓦，年均复合增长率达 17.37%。

“十五五”统筹新能源大规模开发和高质量消纳，根据宁夏“十五五”规划纲要，到 2030 年，宁夏力争新能源装机规模突破 1 亿千瓦。据此推算，未来 5 年年均复合增长率为 11.77%，较“十四五”期间装机规模平均增速降缓 5.6 个百分点。

图表 3-39： 宁夏新能源装机规模历史增长情况



数据来源：宁夏历年国民经济和社会发展统计公报

此外，宁夏区内储能、抽水蓄能等大规模灵活调节资源正加快投运，助力提升供需回归平衡。《自治区发展改革委关于促进储能健康发展的通知》（宁发改能源（发展）〔2024〕816号）等政策出台后，储能项目可在电力富余时段充电抬升低谷电价，在用电高峰时段放电平抑高峰电价，持续收窄现货市场峰谷电价差。据公开渠道查询，截至本反馈答复出具之日，宁夏区内已公示70个电网侧储能项目，总规模19.6GW/62.18GWh，预计2026-2027年集中建成投产，届时区内电力供需结构有望得到明显改善。

b.持续出台有力政策助力新能源消纳

2019年国家印发《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》制度实施以来，在支撑全国可再生能源跨越式发展、提升可再生能源电力消纳利用水平、推动实现非化石能源消费占比目标等方面已发挥显著作用。

为扩大可再生能源消费、促进可再生能源电力消纳，2026年6月23日，国家发改委联合工信部、住建部和交通部等部门发布《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》（以下简称“《办法》”），明确要求落实《能源法》建立可再生能源消费最低比重目标，首次将非电消费纳入可再生能源消费最低比重目标考核，有助于破解电网消纳难题，拓展可再生能源非电利用途径。

同时，《办法》全面修订可再生能源电力消纳责任权重制度，对各省级行政区域设定明确的可再生能源电量消纳目标，强化考核奖惩和过程监测监管，以刚性约束保障绿色电力优先消纳，并明确提出各省不得限制新能源参与跨省区电力市场交易或跨省区绿证交易。

地方政策层面，根据《宁夏回族自治区国民经济和社会发展规划第十五个五年规划纲要》，宁夏未来将推动新能源从单一电力消纳向多能综合利用转变,推进化石能源安全可靠有序替代。加快绿电园区建设,提升现代煤化工、硅基、铝锰、大数据算力、钢铁、水泥等重点产业绿电占比。拓展新能源非电利用途径,推动新能源制氢规模化发展,促进绿氢向绿氨、绿色甲醇延伸。宁夏本地将持续落地高耗能、算力、源网荷储一体化用电项目，新增本地负荷预计未来可就地消纳日间光伏大发时段的富余电量。

c.全国统一电力市场体系，促进宁夏电力市场供需得到长期结构性改善

2026年2月国务院印发《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），提出到2030年，基本建成全国统一电力市场体系，全面打通省内、跨省跨区联合交易通道，各省现货市场转入正式稳定运行，统一市场交易规则、技术标准与价格形成机制，破除省级电力市场交易壁垒，实现全国范围电力资源市场化优化配置。

在此背景下，西北省间互济交易市场、跨省跨区滚动撮合交易等市场已于2026年6月开始逐步结算试运行。2025年12月，西北区域“沙戈荒”大基地配套电源短期平衡市场也已在庆东直流配套电源控制区成功落地试点，未来计划推广至灵绍直流配套电源项目。同时，宁夏区内同步提高月内等中长期交易频次，区内项目可提前匹配机组实际发电曲线，从源头大幅减少超发、少发形成的偏差电量，降低供需缺口带来的电价波动。

未来随着跨省跨区常态化联合交易机制成熟，依托灵绍直流等特高压外送通道，宁夏光伏、风电等新能源大发时段富余电量可市场化、常态化输送至东部负荷中心消纳，宁夏区内时段性供需失衡矛盾将被全国范围内资源互济对冲。进而，超合同电量、少合同电量两类偏差电价的价差，预计未来将持续收敛。

d.新型能源体系建设，有望筑牢电力系统互补互济根基

为科学引领我国能源高质量发展，加快建设新型能源体系，国家发改委和国家能源局于 2026 年 6 月印发《新型能源体系建设“十五五”规划》（发改能源〔2026〕884 号），明确提出 2030 年初步建成清洁低碳安全高效的新型能源体系，全面提升电力系统互补互济与安全韧性水平；要求统筹布局清洁能源基地外送输电通道，提升外送通道利用率与清洁能源输送规模，强化华中-西北等区域电网互济协同，加快智能电网与一体化智能调度体系建设，全方位提升新能源消纳水平。

规划目标落地实施后，宁夏所在的西北区域电力互济、系统灵活调节能力将持续升级，现有多条特高压外送通道送受端电网协同调度方案持续优化，通道送电利用效率稳步提升，从网架通道、智能调度层面长效化解风光出力与用电负荷时空错配难题，为宁夏电力现货市场平稳运行、绿电规模化可持续开发筑牢硬件与制度根基。

C.随着宁夏电力现货市场逐步成熟，偏差电价价差有望进一步收敛

a.宁夏电力现货市场尚处于试运行阶段

根据《自治区发展改革委关于开展宁夏电力现货市场连续结算试运行工作的通知》（宁发改电力〔2025〕617 号），宁夏自 2025 年 10 月起启动电力现货市场连续结算试

运行。截至目前，现货市场结算试运行尚未满1年，试运行周期较短，在灵绍直流跨区消纳和省内现货联动配套机制等方面仍处于磨合完善阶段。

市场主体可能由于交易实操经验不足，导致报价策略受影响，出现阶段性非理性报价行为，叠加区内新能源装机快速扩容、大发时段电量集中富余，放大超、少合同电量的电价价差。该现象是全国各省现货市场起步期的共性阶段性问题，如2026年初广西现货试运行初期，市场主体应对波动经验欠缺，非理性竞争引发批零倒挂，多家售电公司亏损退出。

国家能源局西北监管局、宁夏回族自治区发展和改革委员会已于2026年2月发布《宁夏回族自治区电力中长期市场实施细则》，要求“联合设置申报与出清价格上下限，推动月内交易限价贴近现货限价。完善偏差结算规则，已注册入市但尚未签订电力中长期合同的经营主体，现货期间按现货规则结算，非现货期间按日融合交易加权均价执行，明确违规责任与争议处理流程，维护市场公平。”未来随着各省电力市场中长期合约衔接、结算细则完善、新能源入市配套等电力市场交易规则完善，此类结构性价差预计将逐步得到修复。

b.历史上正负偏差电价均有出现，结算采用的日融合交易价格具备参考价值

日融合交易与实时现货交易均为市场化集中出清价格：均由市场主体自主申报、交易中心集中撮合形成，同为 15 分钟分时颗粒度，真实反映不同时序下的电力供需水平，具备同等市场化属性。

日融合市场自 2023 年稳定运行至今，价格体系成熟、运行平稳，是宁夏衔接中长期与现货的核心调偏市场。从历史运行规律看，宁夏电力供需结构动态变化：2023—2024 年整体供需偏紧，超合同电价高于少合同电价；2025 年新能源装机快速增长，新能源大发时段电量富余，阶段性出现超合同电价偏低的情况，正负偏差价差本身具备周期性、可逆性，并非长期固化特征。

日融合交易和区内现货交易之间的差异是交易周期和限价规则差异。日融合为 D-2 日提前调偏，价格锚定年度成交价 $\pm 10\%$ 动态限价。区内（实时）现货交易为日内滚动平衡，执行 40 - 800 元/MWh 固定限价，因此实时现货交易反应更即时、更贴合实时供需。

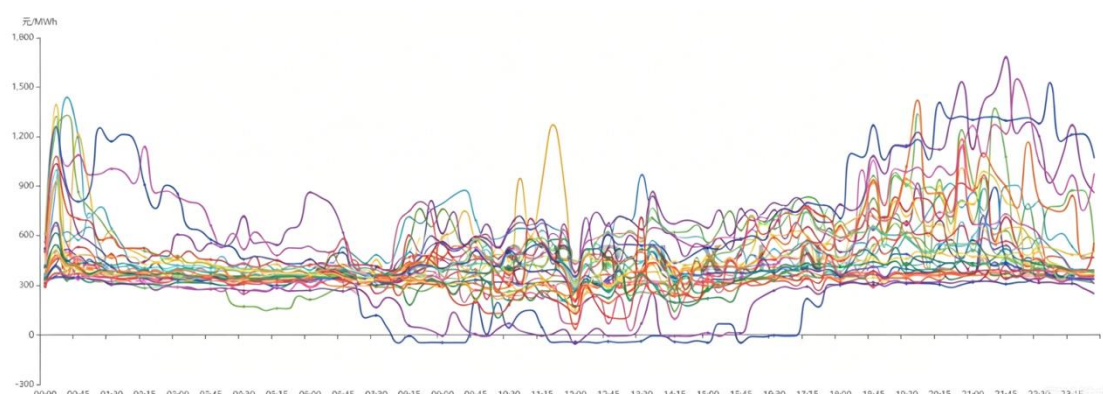
由于实时现货交易相较于日融合交易具有更即时的交易速度，因此未来随着宁夏区内实时现货市场的市场机制不断完善和运营经验不断积累，该交易品种可以更高效地反应宁夏区内电力市场的实时价格变化，是未来电力市场的建设趋势。

c.电力现货市场机制相对成熟省份，现货市场电价波动趋于收敛

2021年11-12月，广东、山东等新能源装机容量占比较高省份作为全国首批电力现货市场试点，均已经历近五年的探索。从国内首批电力现货市场试点省份的运行实践来看，随着市场连续运行周期拉长、规则体系持续迭代优化、市场主体报价经验积累，现货市场电价的阶段性非理性波动逐步收窄、市场运行整体趋于平稳。

以广东2026年5月份现货市场实时电价曲线为例，各时段出清价格整体维持在较高中枢，凌晨负荷爬坡、晚间用电高峰阶段电价尖峰特征显著；午间虽受新能源出力抬升带动电价出现阶段性下行，但回落幅度有限，未出现深度下跌等极端行情。

图表 3-40： 2026 年 5 月 1 日-31 日广东省现货市场实时出清价格

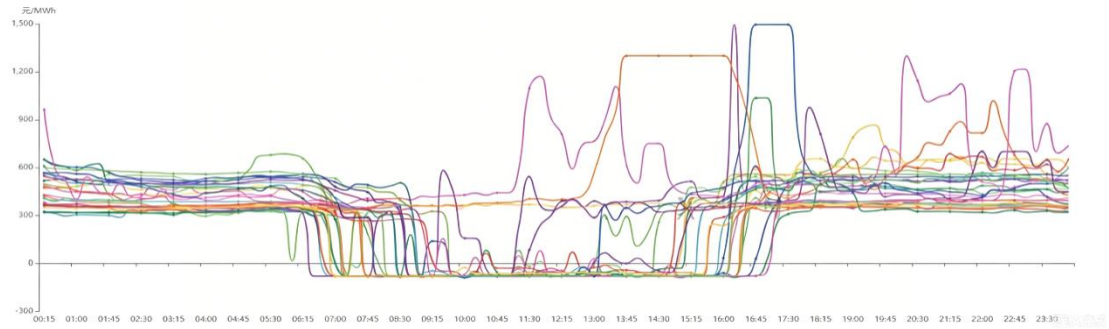


资料来源：广东电力交易中心、国能日新

相较于广东，山东光伏装机占比更高，截至2026年3月末，山东光伏装机规模约占全省装机总量的37%，午间新能源集中出力对供需格局的冲击更显著，天然具备更强的价

格波动诱因。市场运行初期，受新能源出力间歇性凸显、调节配套机制不完善、主体报价经验较少等因素叠加影响，曾出现阶段性大幅波动，甚至于2023年5月创下连续21小时负电价的国内纪录。后续随着容量电价机制落地、调峰补偿机制完善、市场力监管与风险防控制度持续优化，市场主体预期逐步稳定，报价策略从短期博弈转向长期稳健，月度电价波动幅度持续收窄，峰谷价差回归合理区间，市场整体运行平稳性显著提升。以山东2026年5月份现货市场实时电价曲线为例，呈现“午间低谷、凌晨与晚间持平高位”的规律性分时特征，仅局部时段出现大幅波动，未再出现试运行阶段常态化的非理性大幅涨跌行情。

图表 3-41： 2026 年 5 月 1 日-31 日山东省现货市场实时出清价格



资料来源：山东电力交易中心、国能日新

以上参与全国首批电力现货市场试点的省份经验具备参考和借鉴意义。在试点阶段，各省份已通过持续优化政策和市场规则实现现货价格波动幅度降低。随着全国电力统一大市场规则的统一，电力现货市场将更加成熟和规范，更有力地促进电力现货市场价格稳定。

d.长期来看，随着电力市场调控政策的陆续出台，电力现货市场新能源出力负荷错配波动将得到根源性改善

（a）全国统一电力市场改革打通交易壁垒

国务院办公厅于2026年2月11日发布《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）提出“全面建设更好发现价格、调节供需的现货市场。充分发挥现货市场发现实时价格、准确反映供需的重要作用，更好引导电力资源优化配置。推动现货市场2027年前基本实现正式运行。”全国统一大市场的建设将着力打破市场分割、破除区域壁垒，促进市场高效联通和有机衔接，统筹推进电力市场供需高水平动态平衡。

对于本项目所在西北地区电力市场，可受益于省间和区域间现货交易壁垒的逐步打通，西部富余绿电可以“跨省跨区余缺互济”的方式输送至东部负荷高峰省份，既缓解西部过剩低价、又平抑东部高峰高价，从整体上收窄全国范围的价差极值，这既符合国家产业政策和新质生产力发展方向，同时也是我国电力改革发展的必然趋势。

（b）能源主管部门已制定优化电力系统调节能力实施方案

为着力提升电力系统调节能力和调用水平，有效支撑新能源消纳利用，国家发展改革委和国家能源局于2024年12月20日发布《电力系统调节能力优化专项行动实施方案

（2025—2027年）》（发改能源〔2024〕1803号），要求“到2027年，电力系统调节能力显著提升，各类调节资源发展的市场环境和商业模式更加完善，各类调节资源调用机制进一步完善。通过调节能力的建设优化，支撑2025—2027年年均新增2亿千瓦以上新能源的合理消纳利用，全国新能源利用率不低于90%。”

发改能源〔2024〕1803号文件同时提到，完善调节资源调用方式包括：完善调节资源的分级调度、明确各类调节资源的调用序位、差异化发挥抽水蓄能电站调节作用、优化煤电机组的调用方式、提升新型储能调用水平、推动系统友好型新能源电站一体化调用、探索沙戈荒大型风电光伏基地和水风光基地一体化调用。完善调节资源参与市场机制包括：完善峰谷电价机制、加强区域内调节能力统筹和优化、加快建立市场化容量补偿机制。在上述措施的积极影响下，新能源出力负荷错配导致的波动将得到有效改善。

为保护投资人利益，本项目超合同电量电价和少合同电量电价预测值假设2026年4-6月取实际数，之后维持不变至预测期末，并未考虑超、少合同电量价差未来收敛的积极因素影响，评估参数选取具备审慎性。

基金管理人已于本基金招募说明书“第三章 资产评估与现金流测算”之“第一节 资产评估”之“二、估值参数

取值合理性”之“（二）结算电价（不含考核费用）预测合理性”补充披露。

4.关于国补回款周期。根据申报材料，本项目历史平均国补回款周期为**2.8**年，评估假设回款周期为**2.5**年。请管理人、评估机构根据《审核关注事项》第四十四条、第四十五条相关规定，结合政策发展趋势及最新回款情况，充分说明国补回款周期参数取值的合理性。

答复：

评估机构在基准日为2025年9月30日的评估报告中假设国补回款周期2.5年，为根据最近回款所属年份（即2023年度）国补的截至基准日（2025年9月30日）回款周期取值。

本次评估基准日更新至2026年3月31日，在对回款周期参数取值时，根据《审核关注事项》相关规定，综合考虑国补回款加快趋势以及最新回款等情况后，以最近回款所属年份（即2023年度）国补的截至更新后基准日（2026年3月31日）回款周期取整后取值2.5年，作为本次评估假设。

管理人和评估机构认为上述取值方式与政策趋势和历史情况相符，具备合理性。具体分析如下：

（1）国补回款政策发展趋势

针对可再生能源补贴回款问题，国家层面通过多轮政策修订与机制创新，系统性解决补贴回款的流程堵点、主体责任与制度性缺口问题，为回款周期缩短奠定核心制度

基础。

2020年1月，财政部、国家发展改革委、国家能源局共同修订了《可再生能源电价附加资金管理办法》（财建〔2020〕5号），通过调整补贴目录管理流程、明确补贴结算标准、规范资金申报和拨付流程等一系列措施，简化了补贴管理方式，加快了项目确权进度，缩短了项目拿到补贴资金的时间。

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的实施方案》，明确提出“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、国家能源局综合司联合下发《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），可再生能源电价附加补助资金进入常态化发放阶段。电网企业每月统计上报补贴清单审核进展，财政部门补贴资金通过中央财政直达电网公司专用账户。2024年起，补贴资金已实现常态化发放拨付机制，相较以前“年终集中支付”的补贴资金拨付周期大幅缩短。

2025年5月，财政部发布《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），内容包括“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）本项目国补回款情况

受益于上述政策支持，本项目回款周期持续减少，本项目2021年-2025年9月30日历史平均国补回款周期为2.8年，2021年-2026年3月31日历史平均国补回款周期为2.74年，继续延续国补回款近年来加快趋势。

图表 3-42： 焦家畔项目最近 5 个会计年度及一期国补收入情况

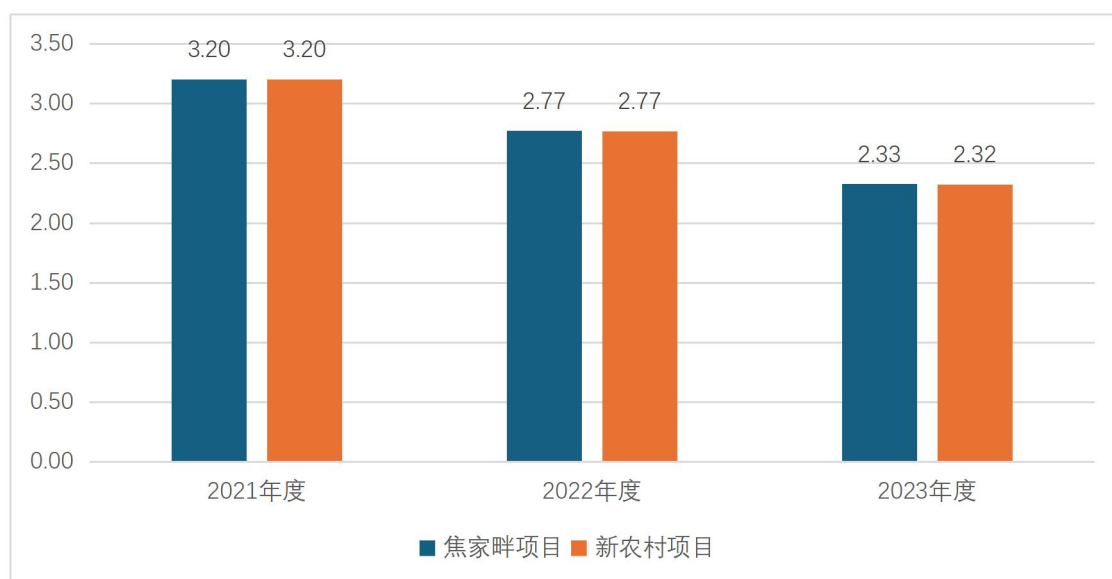
年度	应收补 贴（不 含税， 万元）	实收补贴 （不含税， 万元）	收款时间	实收补贴占 应收补贴比 例
2021 年度	5,376.97	1,986.12	2024 年 7 月 26 日	100.00%
		1,863.72	2024 年 8 月 26 日	
		1,312.45	2024 年 9 月 27 日	
		214.68	2024 年 10 月 28 日	
		合计：5,376.97		
2022 年度	6,362.48	979.00	2024 年 10 月 28 日	100.00%
		588.14	2024 年 11 月 26 日	
		575.89	2024 年 12 月 24 日	
		1,704.42	2025 年 7 月 25 日	
		679.24	2025 年 8 月 25 日	
		1,835.79	2025 年 8 月 28 日	
		合计：6,362.48		

2023 年度	6,634.06	2,808.71	2025 年 8 月 28 日	66.89%
		327.47	2025 年 9 月 24 日	
		327.47	2025 年 10 月 27 日	
		324.53	2025 年 11 月 20 日	
		649.07	2025 年 12 月 30 日	
		合计：4,437.25		
2024 年度	6,317.16	/		
2025 年度	6,647.37			
2026 年 1-3 月	1,410.13			

图表 3-43： 新农村项目最近 5 个会计年度及一期国补收入情况

年度	应收补贴（不含税，万元）	实收补贴（不含税，万元）	收款时间	实收补贴占应收补贴比例
2021 年度	1,042.63	397.15	2024 年 7 月 26 日	100.00%
		372.67	2024 年 8 月 26 日	
		262.44	2024 年 9 月 27 日	
		10.37	2024 年 10 月 28 日	
		合计：1,042.63		
2022 年度	1,284.28	228.32	2024 年 10 月 28 日	100.00%
		117.61	2024 年 11 月 26 日	
		115.15	2024 年 12 月 24 日	
		345.37	2025 年 7 月 24 日	
		137.64	2025 年 8 月 25 日	
		340.19	2025 年 8 月 28 日	
		合计：1,284.28		
2023 年度	1,347.09	585.04	2025 年 8 月 28 日	67.93%
		66.36	2025 年 9 月 24 日	
		66.36	2025 年 10 月 24 日	
		65.76	2025 年 11 月 20 日	
		131.52	2025 年 12 月 30 日	
		合计：915.04		
2024 年度	1,309.06	/		
2025 年度	1,364.70			
2026 年 1-3 月	294.69			

图表 3-44： 焦家畔项目和新农村项目近年国补回款周期情况



虽然在政策层面对国补回款提速进行了支持且历史数据上可以得到验证，但鉴于国补回款周期未来仍具有一定不确定性，因此本次评估在对回款周期参数取值时进行了审慎评估，并根据《审核关注事项》相关规定，在综合考虑国补回款加快趋势以及最新回款因素后，作为本次评估假设，因此管理人和评估机构认为上述取值方式与政策趋势和历史情况相符，具备合理性。

基金管理人已于本基金招募说明书“第二章 不动产项目”之“第二节 经营业绩与财务状况分析”之“四、不动产项目政府补贴情况”之“（二）国补历史到账情况及可持续性、稳定性”，以及“第三章 资产评估与现金流测算”之“第一节 资产评估”之“二、估值参数取值合理性”之“（七）国补回款周期预测合理性”补充披露。

（二）关于成本及折现率参数取值合理性

1.关于资本性支出。根据申报材料，本项目存续期资本

性支出已纳入运营管理费用。请管理人补充披露存续期内涉及的资本性支出具体项目及金额明细，并结合已上市同类项目情况、管理人与运营管理机构权责划分、不动产基金存续期间财务核算等，说明资本性支出在运营管理费用中统一考虑的合理性。

答复：

（1）存续期内资本性支出具体项目及金额明细

资本性支出实际上就是企业的再投资，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。本次风力发电项目资本性支出已按项目固定资产投资一次性投入，维护性资本性支出包括项目包括维持项目正常运行需要预留的大部件维修更换费用、技术监督服务费用、技术改造费用等。

参考已上市同类项目以及结合风电资产运营情况，基金管理人和运营管理机构对资本性支出进行调整，不再由运营管理费中统一考虑。调整后，基金存续期内预测不动产项目每年发生维护性资本性支出（含税）合计117.5万元，未满一年时按实际天数进行预测。对比历史情况和资产生产运营实际情况，未来对资本性支出的预测具备合理性。为进一步保护基金持有人权益，根据运营管理服务协议约定，大部件维修更换费用产生的相关成本由运营管理机构优先承担。

焦家畔和新农村项目最近三年及一期不动产项目资本性支出（含税，不包括项目建设期及初始投资资本性支出）分别为92.05万元、46.16万元、37.72万元和8万元，具体明细如下：

图表 3-45： 焦家畔和新农村项目近三年及一期资本性支出（含税）

类型	2026年1-3月	2025年	2024年	2023年
大部件维修更换费用	-	-	-	-
技术监督服务费用	8.00	37.72	46.16	92.05
技术改造费用	-	-	-	-
合计	8.00	37.72	46.16	92.05

（2）已上市同类项目情况

与本基金基础资产类型相同或相近的已上市项目共3个，对比情况如下：

图表 3-46： 已上市同类项目资本性支出核算方式

项目名称	基础资产类型	资本性支出核算方式
中信建投明阳智能新能源REIT	陆上风电	资本性支出实际上就是企业的再投资，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，在经营预测期内不再考虑资本性支出。 ²²
工银瑞信蒙能清洁能源REIT	陆上风电	对于基础设施项目经营期内可能发生的技改、大修等资本性支出，已经在项目公司预测生产成本中增加了维护性资本性支出列支 ²³
中信建投国家电投新能源	海上风电	本次评估，资本性支出考虑新增资本性支出，主要系在建工程的后续投入。维护性资本性支出已在成本费用

²²根据《中信建投明阳智能新能源封闭式基础设施证券投资基金招募说明书（更新）（2025年第2号）》，“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“四、基础设施项目资产价值情况”之“（一）黄骅旧城风电场项目”之“3、评估报告摘要（基金首次发售阶段）”之“（3）重要评估参数”之“（8）资本性支出的预测”

²³根据《工银瑞信蒙能清洁能源封闭式基础设施证券投资基金更新的招募说明书（2025年第1号）》“第十五部分 基础设施项目财务状况及经营业绩分析”之“三、基础设施项目经营业绩分析”之“（五）资本性支出情况”之“（1）基础设施项目过往资本性支出情况”及“（2）基础设施项目未来资本性支出情况”。

项目名称	基础资产类型	资本性支出核算方式
REIT		用中考虑 ²⁴

资料来源：各REITs产品招募说明书

1) 中信建投明阳智能新能源REIT

对比项目基础资产类型为陆上风电，在经营预测期未考虑资本性支出。此外，设置了修理费（维护性资本性支出），2023年12月项目公司电站出质保期后，对可能发生的不定期的维护性资本性支出进行独立预测，出质保期后五年（2024年-2028年）每年修理费（维护性资本性支出）费用为167万元，2029年为175.95万元，以后年度增幅参考同花顺发布的居民消费价格通胀指数2.00%计算。

2) 工银瑞信蒙能清洁能源REIT

对比项目基础资产类型为陆上风电，在项目公司预测生产成本中增加了维护性资本性支出列支，在基金存续期内每年预留维护性资本性支出100万元。

3) 中信建投国家电投新能源REIT

对比项目基础资产为海上风电，资本性支出考虑新增资本性支出，主要系在建工程的后续投入。维护性资本性支出已在成本费用中考虑，非周期性大修及技改等维护性资本性支出约589万元/年，同时上述费用均考虑了每年1.5%的增长率且每5年增长率上升0.5%。

²⁴根据《中信建投国家电投新能源封闭式基础设施证券投资基金招募说明书（更新）（2025年第1号）》“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“四、基础设施项目资产价值情况”之“（三）评估报告摘要（基金首发阶段）”之“6. 评估计算及分析过程”之“（2）未来收益预测情况”之“4) 资本性支出的预测”。

（3）管理人与运营管理机构权责划分

管理人和运营管理机构将按照《运营管理服务协议》明确未来发生资本性支出时的权责划分，相关约定内容包括：

1）关于资本性支出纳入运营管理费的约定

在《运营管理服务协议》中约定：“运营管理机构就提供本协议项下的运营管理服务有权收取运营管理费，运营管理费由基础管理费、浮动管理费及新增运营收入奖励三部分组成。……基础管理费包括风场运维费、保险费、电力交易服务费、办公费、安全生产费、资本性支出（大部件更换）等。”

2）关于资本性支出（大部件更换）具体内容的约定

在《运营管理服务协议》中约定：在运营管理服务期限内，基金管理人委托运营管理机构对不动产项目提供的运营管理服务中，包括编制资产管理方案并提供资产管理服务，具体内容为：“提供项目资产管理服务，包括但不限于机组资产管理服务、变电资产管理服务、安健环管理服务、设施管理服务、保险管理服务、新技术支持服务、外部技术监督、电力交易服务、法务服务、结算服务。具体服务方案见附件二”。

在《运营管理服务协议》之附件二《资产管理服务方案》中明确：“机组资产管理”的服务项目中包括“大部

件”，其主要内容为“大部件的联储联备保障供应；大部件异常预警、预防性处理；大部件更换、大部件更换的临时征地等。”

3) 其他可能产生资本性支出情况的约定

在《运营管理服务协议》中约定：“项目公司承担国家、行业或当地电网要求的技术改造及升级义务；项目公司负责审批运营管理机构提出的技改方案，并承担上述技改费用。”

管理人与运营管理机构的权利与义务，详见本基金招募说明书“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“二、运营管理服务协议主要内容”之“（一）协议各方的主要权利义务”。

（4）不动产基金存续期间财务核算

根据《企业会计准则第4号——固定资产》中关于后续支出费用化与资本化的区分原则及行业通行惯例，在存续期对维护性资本化支出进行核算时，大部件维修更换费用将进行资本化处理；技术监督服务费用将进行费用化处理；技术改造费用将进行资本化处理或费用化处理，具体核算方式将根据《企业会计准则第4号——固定资产》和实际情况确定。

（5）资本性支出设置的合理性分析

陆上风电项目无需按照固定周期进行大修翻新，维持项目正常运行需要预留的大部件维修更换费用、技术监督服务费用、技术改造费用等维护性资本性支出，随项目建设进度、实际维修内容、固定资产购置需求而波动，符合陆上风电资产的运行特征。

结合项目历史资本性支出情况、已上市同类项目情况以及运营管理相关安排，管理人及评估机构认为，基金存续期内预测本项目每年预留维护性资本性支出117.5万元（含税）具备合理性。一是，预留金额高于最近三年及一期实际发生数据；二是，单位装机容量下预留的资本性支出与其他已上市同类项目预留水平整体相近；三是，通过设置大部件维修更换费用产生的相关成本由运营管理机构优先承担，进一步提供保障。

（6）运营管理费设置的合理性分析

本项目 2023 年-2025 年历史三年运营管理费年平均 426.44 万元，折合单位装机容量运营管理费用约 0.04 元/瓦（含税），处于运营管理机构嘉隆运管在管集团内质保期内项目单位运营管理费用 0.02-0.05 元/瓦（含税）区间。本项目运营管理费历史年度和预测明细如下：

单位：万元

运营管理费用	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年 1-3 月	2026 年度 (预测)	2027 年度 (预测)
风场运维费	240.18	206.88	108.97	47.39	787.45	851.13
电力交易服务费	43.72	7.18	-	-	188.68	188.68
保险费	36.00	36.00	36.68	9.27	56.60	103.77

办公费	-	-	-	-	37.74	37.74
安全生产费	169.53	181.23	212.95	50.64	148.87	148.87
合计	489.43	431.29	358.60	107.30	1,219.34	1,330.19

不动产基金发行后，预测质保期内单位运营管理费用 0.11 元/瓦（含税），质保期外单位运营管理费用 0.12 元/瓦（含税）。预测期运营管理费相较历史年度平均水平提升约 0.07-0.08 元/瓦。主要原因包括：一是 2027 年出质保期后，运营管理费用将大幅上升；二是运营管理费定价模式调整；三是未来加大投入，提升运营管理水平。各类原因的具体分析如下：

1) 2027 年出质保期后，运营管理费用将大幅上升

2027 年以前，风机设备均处于整机厂商提供的原厂质保覆盖区间，发生的相关成本（如设备故障维修和核心部件更换等）主要由风机厂商承担，项目公司主要承担基础巡检、场地管理类小额费用，因此历史上风场运维费基数整体偏低。

自 2027 年起，风机设备将出质保期，设备故障维修责任和核心部件更换等成本将转移至项目公司并纳入运营管理费。同时，机组运行多年后关键零部件老化加剧，部件更换频次同步上升，将导致运营管理费相较质保期前出现较大增长。

具体影响方面，本项目质保期内单位运营管理费用 0.11 元/瓦（含税），质保期外单位运营管理费用 0.12 元/瓦

（含税），差异为仅 0.01 元/瓦，主要原因是质保期将在 2026 年 12 月到期，为保障运营管理服务质量，运营管理机构对服务内容进行提前调整，以备不动产基金发行后能顺利过渡。

运营管理机构在管集团内质保期外项目的单位运营管理费用（0.07-0.08 元/瓦，含税）相较本项目质保期内历史单位运营管理费用（0.04 元/瓦，含税）提升约为 0.03-0.04 元/瓦。据此，估算质保期因素对本项目运营管理费用相较历史整体提升（0.07-0.08 元/瓦）影响占比约为 45%。

2）运营管理费定价模式调整

申报发行不动产 REITs 前，项目公司和运营管理机构均为集团内子公司，相关成本以集团内资产服务价格定价，因此风场运维费较低。REITs 发行设立后，运营管理机构将按市场化定价提供运营管理服务，完整覆盖运维机构全部人力、备件、管理、资金占用成本，并匹配行业合理服务利润率，以保障运营管理服务的整体质量。

具体影响方面，运营管理机构在管的集团外项目（质保期外）单位运营管理费用 0.11 元/瓦（含税），相较在管集团内项目（质保期外）单位运营管理费用 0.07-0.08 元/瓦（含税），提升约 0.03-0.04 元/瓦。据此，估算运营管理费定价模式调整因素对本项目运营管理费用相较历史整体提升（0.07-0.08 元/瓦）影响占比约 45%。

3) 未来加大投入，提升运营管理水平

136 号文要求深化新能源上网电价市场化改革，推动风电、太阳能发电等新能源上网电量全部进入电力市场，对风电项目运营管理要求相应提升。同时，为进一步加强不动产项目运营管理，保护投资人利益，运营管理机构将提升不动产基金存续期的运维和服务标准，主要包括：在人力配置方面加码，投入更多人力；在备品备件储备方面进行扩容，加强对突发事件的应对措施；在保险保障方面整体升级，提升覆盖额度。上述因素导致预测期的风场运维费和保险费均高于历史年度。

具体影响方面，质保期外本项目单位运营管理费用 0.12 元/瓦（含税），相较运营管理机构集团外项目（质保期外）0.11 元/瓦（含税），提升约 0.01 元/瓦。据此，估算提升运营管理质量因素对本项目运营管理费用相较历史整体提升（0.07-0.08 元/瓦）影响占比约 10%。

2.关于折现率。根据申报材料，本项目折现率为**8.16%**，已上市陆上风电项目对应的折现率区间为**9.07%-10.16%**。请管理人、评估机构结合行业特征、所处城市以及区域的经济指标、同类资产大宗交易、上市公司并购重组交易等情况以及本项目风险收益特征等因素，详细说明折现率取值的假设依据，并充分论证合理性。

答复：

（1）折现率参数取值明细情况及假设依据

截至基准日2026年3月31日，折现率参数取值明细情况及假设依据如下：

图表 3-47： 折现率参数取值明细情况及假设依据

参数	定义	假设依据	2026-2030 年	2031-2040 年
WACC (税 前)	税前加权 平均资本 成本	税后加权平均成本/(1-t)	7.72%	8.23%
Rd	债务资本 成本	基准日中国 5 年期以上 LPR 利率	3.50%	3.50%
Rf	无风险报 酬率	基准日中国 10 年期国债收益率	1.82%	1.82%
β	风险系数	获取可比公司原始 Beta，通过可比公司的债务结构计算剔除财务杠杆比率调整 Beta，然后根据可比公司平均资本结构计算有财务杠杆的 β	1.1945	1.1272
ERP	市场超额 风险收益 率	参考沪深 300 历史收益率及无风险报酬率	6.38%	6.38%
Rs	公司特有 风险超额 回报率	综合考虑不动产项目运营情况，审慎确定	1.00%	1.00%

（2）折现率取值合理性分析

1）行业特征、所处城市以及区域的经济指标分析

①行业进入加速发展期

我国风电行业发展大致经历了快速发展期（2004-2010年）、行业调整期（2011年-2013年）、标杆电价引导期（2014-2020年）及平价上网期（2021年至今）四个阶段。2021年，我国陆上风电实现平价上网，海上风电也在2022年正式进入平价时代。在补贴时代，行业需求主要受到补贴政策及抢装驱动；进入平价时代，风机大型化进程加速，

促使风电场建设成本降低、下游投资收益水平提升，进而驱动行业需求增长。

② “双碳”政策助力行业增长

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”，并在12月进一步提出非化石能源消费比重等目标。风电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。

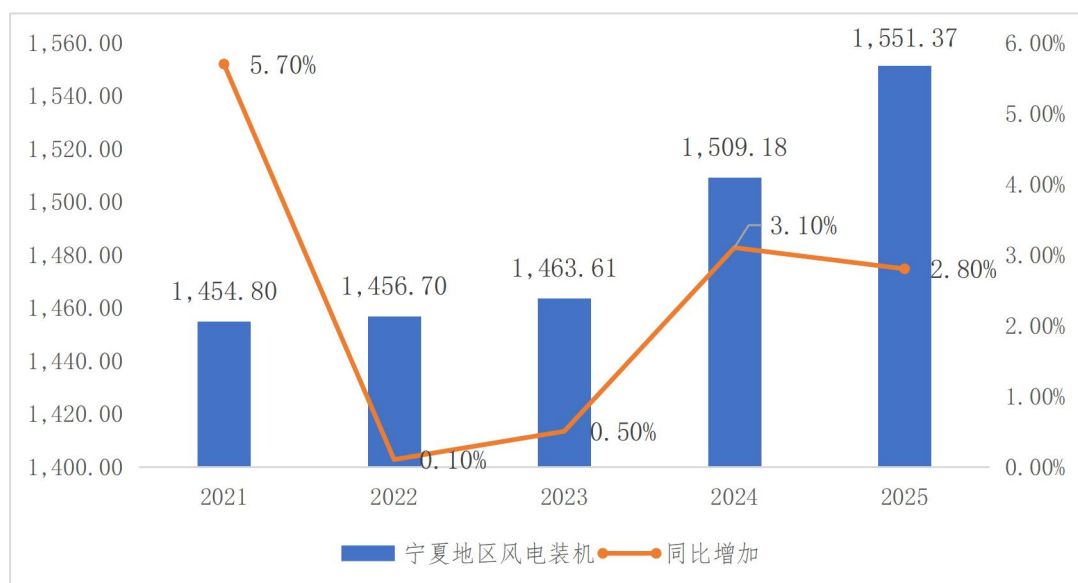
③宁夏地区丰富的风资源夯实风电发展基础

宁夏的风电资源丰富，常年干旱少雨、风能光能富集、荒漠土地充裕，为清洁能源发展提供了得天独厚的优势，具备发展清洁能源产业的资源优势和产业基础。宁夏各地年平均风速为2.0-7.0米/秒，部分地区如贺兰山脉、香山-罗山-麻黄山、西华山-南华山-六盘山区等为风能资源较丰富的区域。

④装机容量增速放缓利好存量优质项目

宁夏地区风电年新增装机比例较低，除2021年装机增速为5.70%外，2022年-2025年装机增幅均低于5%。宁夏地区优质风区资源日趋稀缺，未来存量优质风电项目有望获得更强的市场竞争力。

图表 3-48: 2021 年-2025 年宁夏地区风电装机情况

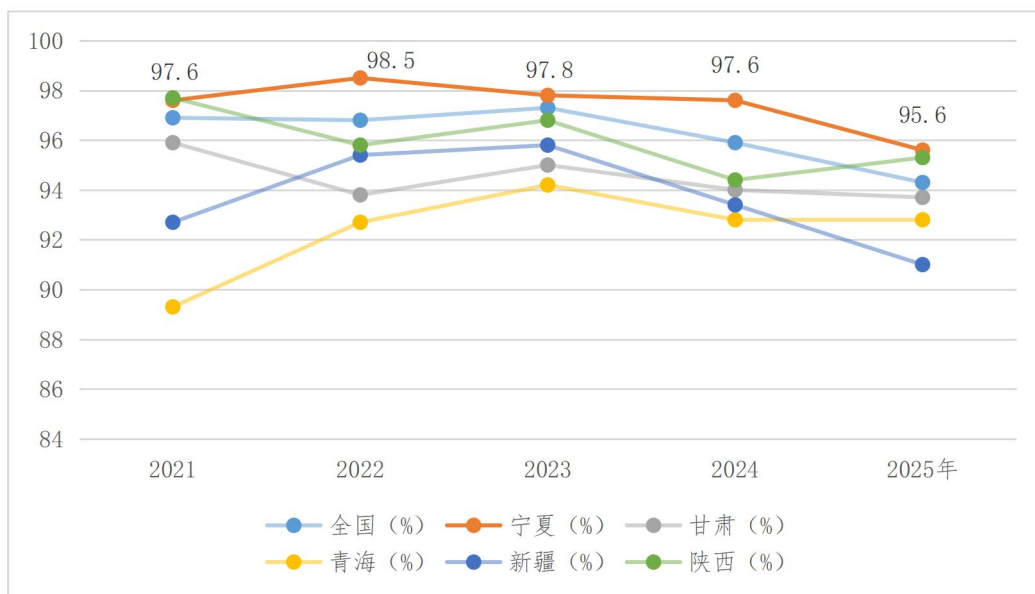


数据来源：《宁夏回族自治区国民经济和社会发展统计公报》、宁夏电力交易中心

⑤宁夏地区消纳能力显著高于全国平均水平

宁夏地区具有“强电网、大电源”的电网网架结构，形成了“内供”“外送”两个市场，其中本地具有较强的新能源消纳能力。继青海、河北、甘肃后，宁夏已成为全国第四个新能源装机占比超 50% 的省区，据国家能源局统计，截至 2025 年末，宁夏并网储能居全国第五、单位国土面积新能源开发强度居全国首位。在强大的电网支撑下，宁夏打造了新能源高效发展的典型案例，风电消纳稳定。2021 年-2025 年，宁夏连续 4 年风电利用率在 95.5% 以上，风电消纳能力多年超过全国平均水平，更明显高于西北地区的其他省份，稳居西北第一。

图表 3-49：西北五省及全国 2021 年-2025 年风电利用率情况



资料来源：电力行业规划研究与监测预警中心

⑥宁夏地区外送能力强劲

截至2025年末，宁夏回族自治区共有三条直流外送通道，分别为宁东-山东±660千伏直流输电工程和宁东-浙江±800千伏特高压直流输电工程。总计最大直流外送能力约900亿千瓦时/年。而宁夏第三条电力外送通道——宁夏至湖南±800千伏特高压直流输电工程于2023年6月11日开工建设，为我国首个沙漠、戈壁、荒漠地区风电光伏基地外送新能源清洁电力的特高压工程，线路全长1,467千米，已纳入国家“十四五”电力发展规划，2025年6月底开始正式建成送电，为宁夏地区增加最大约400亿千瓦时外送能力，并使宁夏地区总直流外送能力达到最大约1,300亿千瓦时/年（理论直流最大外送能力占比提升约44%）；同时对比2024年宁夏电网发电量2,097.8亿千瓦时，宁夏电力外送能力得到大幅提升。

⑦稳步发展的区域经济是风电行业发展的坚实后盾

项目所在地宁夏回族自治区经济发展迅速，历年来地区总常住人口数、地区生产总值及一般公共预算收入均稳中有升，拥有新能源、新材料、数字信息产业、现代农业等多项优势产业。

图表 3-50： 宁夏回族自治区历年经济社会主要指标统计表

单位：万人、亿元

年份	总常住人口数	地区生产总值	一般公共预算收入
2005	596.20	599.40	47.71
2006	603.73	706.98	61.34
2007	610.25	834.16	80.00
2008	617.69	1,098.51	95.02
2009	625.20	1,334.56	115.54
2010	630.14	1,643.41	153.64
2011	639.45	2,060.79	219.96
2012	647.19	2,326.64	264.04
2013	654.19	2,565.06	308.14
2014	661.54	2,752.10	339.81
2015	667.88	2,911.77	373.74
2016	674.90	3,150.06	387.65
2017	681.79	3,453.93	417.46
2018	688.11	3,705.18	444.43
2019	694.66	3,748.48	423.55
2020	720.93	3,920.55	419.40
2021	725.00	4,522.31	460.01
2022	728.00	5,069.57	460.14
2023	729.00	5,314.95	502.31
2024	729.00	5,502.76	516.53
2025	732.00	5,696.49	897.80

资料来源：《宁夏回族自治区国民经济和社会发展统计公报》

根据《中共宁夏回族自治区委员会关于制定国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议》相关内容，文件明确提出，新型能源体系是推动经济高质量发展的重要支撑。深入践行能源安全新战略，坚持提质扩量、集成融合发展，

健全能源资源高效统筹开发利用机制和能源资源跨区域调配机制，加快构建以非化石能源为供应主体、化石能源为兜底保障、新型电力系统为关键支撑的新型能源体系。

风电作为清洁能源核心品类与新型能源体系的重要组成部分，将长期贯穿宁夏能源转型与经济高质量发展全过程，成为区域绿色低碳发展的关键发力方向。

此外，因本项目已纳入灵绍直流配套电源，所以较大程度上将受到浙江省经济发展的影响。浙江作为经济大省，高端制造业、数字经济、电动汽车、智能家居等产业快速发展，用电需求持续攀升。2025年，浙江省经济大盘稳固夯实，地区生产总值（GDP）达94,545亿元，比上年增长5.5%，高于全国的5.0%。GDP在全国省份中排名第4，经济实力强劲。

综上所述，不论是由政策及需求驱动的陆上风电行业发电趋势，还是宁夏地区丰富的风资源、强劲的消纳能力、完善的电力体系以及所处区域稳健的经济发展、直流送电区域的经济实力，都有利于不动产项目的稳定运营，大幅降低不动产项目的运营风险，从而使得折现率有所下降。

2) 同行业已上市REITs项目情况

截至反馈意见答复出具之日，已上市陆上风电REITs项目在发行时的折现率明细情况如下：

图表 3-51： 已上市陆上风电项目发行时折现率明细情况

项目	工银蒙能清洁能源 REIT		中信建投明阳智能新能源 REIT		中航中核汇能新能源 REIT
不动产项目名称	华晨风电项目	恒润一期风电项目	红土井子风电场项目	黄骅旧城风电场项目	北塔山风电项目、富川协合风电项目
装机规模	100MW	49.5MW	50MW	100MW	196MW
基准日	2024 年 6 月 30 日	2024 年 6 月 30 日	2023 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日	2025 年 12 月 31 日
税前折现率 (25%所得税率)	9.07%	9.33%	10.16%	9.77%	8.48%

资料来源：各REITs产品招募说明书

除中航中核汇能新能源REIT外，上述已上市陆上风电REITs项目均为2023年及2024年发行项目，而近年来，宏观环境已发生显著变化，宽松的利率环境直接导致了折现率的大幅下降，作为无风险报酬率依据的10年期国债收益率已从2023年6月30日的2.64%下降至基准日的1.82%，作为债务资本成本依据的5年期以上LPR利率从4.20%下降至3.50%。此外，“136号文”促进市场电价风险释放以及本项目纳入灵绍直流配套新能源具体项目清单，均利好焦家畔项目及新农村项目的折现率下调。

图表 3-52： 已上市陆上风电项目最新一期折现率明细情况

项目	中信建投明阳智能新能源 REIT		工银瑞信蒙能清洁能源 REIT	中航中核汇能新能源 REIT	本项目
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	焦家畔项目、新农村项目
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 3 月 31 日
装机规模	50MW	100MW	149.5MW	196MW	117.5MW
无风险报酬率	3.34%	3.34%	未披露	3.34%	1.82%
有杠杆风险系数 β	0.5426	0.5426	未披露	0.7475	1.1272
市场超额风险收益率	5.72%	5.72%	未披露	5.02%	6.38%
公司特有风险超额回报率	2.50%	2.00%	未披露	1.50%	1.00%
债务资本成本	3.50%	3.50%	未披露	3.50%	3.50%
税前 WACC	8.63%	8.23%	8.01%	8.48%	8.23%

资料来源：各REITs产品招募说明书及年度评估报告

截至本反馈意见答复出具之日，已上市陆上风电项目最新一期的税前折现率范围在8.01%-8.63%之间，本项目税前折现率为8.23%，处于同类资产的折现率范围之内。进一步地，就各参数假设依据而言，均兼顾了取值的合理性与审慎性，具体如下：

①无风险报酬率 R_f 的确定

根据中国证监会发布的《监管规则适用指引——评估类第1号》、中国资产评估协会发布的《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》，在持续经营假设前提下的资产组市场价值评估中，无风险利率

可以采用剩余到期年限10年期或10年以上国债的到期收益率。

评估机构通过iFinD资讯查询，选取距评估基准日到期年限10年期的国债到期收益率1.82%作为无风险报酬率。

2024年以来，我国货币政策坚持稳健取向，灵活适度、精准有效，保持流动性合理充裕。2024年全年实施2次降准，累计下调存款准备金率100bp，释放长期流动性约2万亿元。2025年，货币政策基调转为适度宽松。2025年全年实施降准50bp，释放长期流动性约1万亿元。2026年，货币政策将延续“适度宽松”总基调，加大逆周期和跨周期调节力度。考虑到总体较为宽松的货币政策以及国际利率的历史发展趋势，长期来看，国债收益率持续下降的概率较大。具体而言，无风险报酬率即10年期国债收益率已从2024年6月30日的2.64%大幅下降82bp至1.82%，降幅显著。因此，本项目无风险报酬率的取值具备合理性与审慎性。

②有杠杆风险系数 β 的确定

首先，从同类资产对比来看，同类已上市陆上风电项目最新一期折现率中，有杠杆风险系数 β 的取值范围为0.5426-0.7475，本项目有杠杆风险系数 β 的取值为1.1272，高于同类资产。

其次，从假设依据来看，有杠杆风险系数 β 系通过iFinD资讯查询可比公司的无财务杠杆贝塔系数的平均数，

并依据资本结构重新加载有杠杆风险系数 β 而来。对于可比公司的选取，本次共选取了8家上市公司，分别为银星能源²⁵、江苏新能、嘉泽新能、节能风电、金开新能、中闽能源、三峡能源和龙源电力，具体情况如下：

图表 3-53：可比公司对比情况

序号	名称	主营业务	证券代码	上市日期
1	银星能源	宁夏银星能源股份有限公司主要从事新能源发电、新能源装备业务。其中：新能源发电包括风力发电、太阳能光伏发电以及分布式项目发电，新能源装备工程业务主要包括塔筒制造、齿轮箱维修、风电及煤炭检修等业务。	000862.SZ	1998 年 9 月 15 日
2	江苏新能	江苏省新能源开发股份有限公司主要从事风能发电、光伏发电等新能源项目的投资开发及建设运营。公司的主要产品为风力发电、光伏发电、生物质发电、供汽供水。	603693.SH	2018 年 7 月 3 日
3	嘉泽新能	嘉泽新能源股份有限公司主要从事新能源电站开发-建设-运营-出售、新能源电站运维管理服务、屋顶分布式光伏、新能源产业基金和新能源装备制造产业园区业务。公司的主要产品为所发电力。	601619.SH	2017 年 7 月 20 日
4	节能风电	中节能风力发电股份有限公司主要从事风力发电的项目开发、建设及运营。公司主要产品为所发电力。	601016.SH	2014 年 9 月 29 日
5	金开新能	金开新能源股份有限公司主要从事新能源电力的开发、投资、建设及运营，目前主要包括光伏发电和风力发电两个板块。	600821.SH	1994 年 1 月 28 日

²⁵2025 年当期银星能源负债率骤降，平均值剔除 2025 年该项特殊波动值。

6	中闽能源	中闽能源股份有限公司主要从事新能源发电项目的投资开发及建设运营。公司主要产品为风力发电、光伏发电、生物质发电。	600163.SH	1998 年 6 月 2 日
7	三峡能源	中国三峡新能源（集团）股份有限公司主要从事风能、太阳能的开发、投资和运营。公司主要产品为电力。	600905.SH	2021 年 6 月 10 日
8	龙源电力	龙源电力集团股份有限公司主要从事新能源发电。公司主要产品为电力。	001289.SZ	2022 年 1 月 24 日

资料来源：iFinD资讯

上述8家可比公司均同属于经iFinD资讯查询的风力发电行业上市公司，且上市年份均大于等于3年，主营业务均与项目公司相吻合，故本次选取可比公司合理。

综上所述，有杠杆风险系数 β 取值具备合理性，且高于同类资产取值水平，更具审慎性。

③ 市场超额风险收益率ERP的确定

市场超额风险收益率是对于一个充分风险分散的市场投资组合，投资者所要求的高于无风险利率的回报率。本次市场超额风险收益率选取了沪深300作为基本指数，以其几何收益率扣减无风险报酬率确定。

从同类资产对比来看，同类已上市陆上风电项目最新一期折现率中，市场超额风险收益率的取值范围为5.02%-5.72%，本项目市场超额风险收益率的取值为6.38%，高于同类资产。而折现率与市场超额风险收益率成正相关，故

本项目市场超额风险收益率取值具备合理性，且高于同类资产取值水平，更具审慎性。

④公司特有风险超额回报率 R_s 的确定

公司特有风险超额回报率通过综合考虑项目公司管理质量、行业竞争情况、供应商及客户依赖情况、产品多样性、融资能力、经营期限等方面确定。

综合来看，对比同类已上市陆上风电项目，本项目具备以下优势：

a. 有利的供需关系

需求端方面，焦家畔项目及新农村项目所在区域消纳能力显著较强，供给端方面，宁夏地区优质风区资源日趋稀缺，存量优质风电项目市场竞争力较大。电力需求有所保障，而电力供给增速放缓，将有利于发电量及电价的稳定性，避免因风电市场装机容量大幅、迅速增长而导致电价下滑，促进良性的市场化竞争。

b. 项目纳入灵绍直流配套新能源具体项目清单

2026年起，本项目发电量主要通过灵绍直流外送浙江地区。浙江地区经济发达，电量消纳情况良好，近年风电利用率100%。浙江经济稳健发展，为本项目未来的电量消纳和运营稳定提供了充分的保障，市场竞争风险较低。

综上所述，本项目公司特有风险超额回报率取值具备合理性。

⑤ 债务资本成本Rd的确定

从同类资产对比来看，本项目与同类已上市陆上风电项目最新一期折现率中，债务资本成本取值依据均为基准日中国5年期以上LPR利率，具体数值为3.50%，本项目债务资本成本取值具备合理性。

3) 上市公司并购重组交易情况和大宗交易情况

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：

图表 3-54： 上市公司同类陆上风电可比交易案例

项目名称	中船润泽沽源新能源 65%股权项目	张北二台风电股权 项目	本项目
上市公司名称	中船科技	运达能源	-
评估机构	上海东洲资产评估有限公司	万邦资产评估有限公司	银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	2024 年 3 月 31 日	2023 年 8 月 31 日	2026 年 3 月 31 日
无风险报酬率	2.41%	2.73%	1.82%
装机规模	50MW	100.00MW	117.5MW
税前折现率 (25%所得税率)	8.80%	8.96%	8.23%

资料来源：iFinD资讯

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。与同类陆上风电REITs项目的情况类似，考虑到宽松的利率环境（对应基准日下无风险报酬率分别比本基金高0.59%和0.91%）、“136号文”促进市场电价风险释放以及本项目纳入灵绍直流配套

新能源具体项目清单等利好因素，本项目的折现率取值具备合理性。

图表 3-55： 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

项目名称	敦煌海装新能源项目	中船张掖新能源项目	镶黄旗盛世鑫源项目	青铜峡洁源新能源项目
上市公司名称	中船科技	中船科技	中船科技	明阳智能
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	上海东洲资产评估有限公司	沃克森（北京）国际资产评估有限公司
资产类型	陆上风电	陆上风电	陆上风电	陆上风电
评估基准日	2024 年 5 月 31 日	2024 年 5 月 31 日	2024 年 8 月 31 日	2021 年 3 月 31 日
装机规模	199.5MW	300MW	125MW	78MW
税前折现率（15%所得税率）	7.80%	7.86%	8.23%	8.62%

资料来源：iFinD 资讯

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，而本项目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。

综上所述，管理人及评估机构认为本项目折现率参数取值是根据《审核关注事项》第四十四条、第四十五条相关规定，结合行业特征、所处城市以及区域的经济指标分析、同行业已上市REITs可比项目情况、同类资产大宗交易、上市公司并购重组案例等因素后，遵循谨慎和客观的原则制定，因此本项目折现率参数取值具备合理性。

（三）关于评估过程与结论

1.关于残值合理性。根据申报材料，本次评估中考虑残值1,039.14万元。请管理人、评估机构审慎评估残值入池的合理性。

答复：

管理人和评估机构基于谨慎性原则，在更新基准日的评估测算中，未再考虑残值因素。残值不作入池处理，与近期已上市同类风电REITs项目保持一致，具备合理性。

图表 3-56： 同类 REITs 产品中风电项目残值纳入估值情况

项目	到期处置安排	残值是否纳入估值
中信建投国家电投新能源 REIT	根据基金管理人的指令，江苏电力公司或其指定关联方有义务以等同于经评估的 资产组残值 的价格受让基础设施项目资产	是
工银蒙能清洁能源 REIT	蒙能集团或其指定关联方有义务根据基金管理人指令以等同于 资产组期末净残值 的价格受让对应基础设施项目资产	是
中信建投明阳智能新能源 REIT	根据基金管理人的指令，由原始权益人或其指定关联方以等同于本次发行的资产组评估报告的 资产组残值 的价格受让基础设施项目资产	是
中航中核汇能新能源 REIT	根据对项目到期后的安排，在风电机组寿命届满后，中核汇能或其指定关联方有权优先 无偿 受让，因此机组到期后可优先 无偿 移交给中核汇能	否
华泰三峡清洁能源 REIT	原始权益人三峡能源或其指定关联方应根据基金管理人指令在资产回转日（即不动产项目机组设计寿命届满时）届至后 无偿 受让项目公司 100% 股权	否

资料来源：各REITs产品招募说明书

2.关于评估方法。请评估机构根据《审核关注事项》第四十四条相关规定，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。

答复：

评估机构已根据《审核关注事项》第四十四条相关规定，选择市场法进行校验。根据市场法评估结果，焦家畔项目估值为10.36亿元，较收益法估值8.79亿元高17.86%；新农村项目估值为2.01亿元，较收益法估值1.67亿元高20.36%。经校验，收益法下焦家畔项目及新农村项目的估值具备合理性。

基金管理人已于本基金招募说明书“第三章 资产评估与现金流测算”之“第一节 资产评估”之“三、市场法校验分析”补充披露如下：

评估机构选择市场法作为项目不同评估方法进行校验。

市场法：是指将评估对象与参考企业、在市场上已有交易案例的企业、股东权益、证券等权益性资产进行比较以确定评估对象价值的评估思路。市场法中常用的两种方法是上市公司比较法和交易案例比较法。

上市公司比较法是指通过对资本市场上与被评估单位处于同一或类似行业的上市公司的经营和财务数据进行分析，计算适当的价值比率或经济指标，在与被评估单位比较分析的基础上，得出评估对象价值的方法。

交易案例比较法是指通过分析与被评估单位处于同一或类似行业的公司的买卖、收购及合并案例，获取并分析这些交易案例的数据资料，计算适当的价值比率或经济指

标，在与被评估单位比较分析的基础上，得出评估对象价值的方法。

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) 评估假设

1) 基础性假设

①假设评估对象处于交易过程中，评估师根据评估对象的交易条件等模拟市场进行估价，评估结果是对评估对象最可能达成交易价格的估计。

②公开市场假设：假设评估对象及其所涉及资产是在公开市场上进行交易的，在该市场上，买者与卖者的地位平等，彼此都有获取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、非强制条件下进行的。

③企业持续经营假设：假设在评估目的经济行为实现后，产权持有人将按现有的主营业务和经营方针持续经营。

2) 宏观经济环境假设

①假设国家现行的经济政策方针无重大变化。

②假设银行信贷利率、汇率、税率无重大变化。

③假设产权持有人所在地区的社会经济环境无重大变化。

④假设产权持有人所属行业的发展态势稳定，与产权持有人生产经营有关的现行法律法规、经济政策保持稳定。

3) 评估对象于评估基准日状态假设

①除评估师所知范围之外，假设评估对象及其所涉及资产的购置、取得或开发过程均符合国家有关法律法规规定。

②除评估师所知范围之外，假设评估对象及其所涉及资产均无附带影响其价值的权利瑕疵、负债和限制。

③除评估师所知范围之外，假设评估对象及其所涉及设备等有形资产无影响其持续使用的重大技术故障，该等资产中不存在对其价值有不利影响的有害物质，该等资产所在地无危险物及其他有害环境条件对该等资产价值产生不利影响。

4) 限制性假设

①评估报告假设由委托人提供的法律文件、技术资料、经营资料等评估相关资料均真实可信。评估机构亦不承担与评估对象涉及资产产权有关的任何法律事宜。

②除非另有说明，评估报告假设通过可见实体外表对评估范围内有形资产视察的现场调查结果，与其实际经济

使用寿命基本相符。本次评估未对该等资产的技术数据、技术状态、结构、附属物等进行专项技术检测。

(2) 评估过程与步骤

评估机构通过分析资产组所在单位的基本状况，主要包括其所在的行业、经营范围、规模、财务状况等。根据经营范围、产品类型等比较因素选择交易案例，分析、比较资产组所在单位和可比企业的因素和主要指标。对可比公司选择适当的价值乘数，并采用适当的方法对其进行修正、调整，进而估算出委估资产组的价值乘数。

(3) 可比案例的选取标准

由于被评估公司所属行业为电力生产和供应业，同时评估对象为资产组，因此评估机构在交易所公开披露的公募 REITs 项目中选取了能源基础设施中陆上风力发电的交易案例。按照以下几个标准选取交易案例。

- 1) 选择交易时间为距评估基准日三年以内；
- 2) 选择经营业务为电力、热力生产和供应业-新能源陆上风力发电；
- 3) 选择交易情况和财务数据基本信息完整的案例。

(4) 比率乘数的选择

根据估值对象所处市场的情况，选取某些公共指标如股权投资口径的市净率（PB）、市盈率（PE）、市销率（PS）、全投资口径的价值比率 EV/EBITDA、EV/TA、

EV/S 等与可比公司或案例进行比较，通过对评估对象与可比公司或案例各指标相关因素的比较，调整影响指标因素的差异，得到评估对象的价值比率，据此计算目标公司股权价值。

由于本次选用交易案例比较法，全投资口径的价值比率更适合，因此选用 EV 相关的价值比率；同时由于收集到的交易案例公告信息的局限性，对于交易标的公司的利息费用、折旧、摊销等信息较难获得，这就使得采用 EBITDA 比率及 TA 比率乘数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。

综上所述，本次选取 EV/S 作为价值比率乘数。由于评估对象为资产组非股东全部权益价值，本次 EV 仅指经营性资产价值，不包含非经营性资产。

（5）交易案例选择

本次评估对象为风力发电企业，通过对近年来同类公司股权交易案例的分析，确定以下 REITs 项目作为可比交易案例。

图表 3-57：可比交易案例情况

项目	案例 1	案例 2	案例 3
涉及资产组	黄骅旧城风电场项目	红土井子风电场项目	华晨风电项目
经营类型	陆上风电	陆上风电	陆上风电

装机容量 (MW)	100	50	100
评估基准日	2025/12/31	2025/12/31	2025/12/31
评估值(万元)	76,940.00	32,817.73	74,508.86
预测年期	12.58	11.33	11.25
控制权是否变更	是	是	是
电价模式	市场电价+国补	市场电价+国补	市场电价+国补
营业收入(万元)	11,960.21	5,586.32	8,710.82
EV/S	6.43	5.87	8.55

(6) 比率乘数确定与调整

评估机构考虑资产组所在单位是新能源发电业者，根据其行业企业特点及交易案例收集信息，确定选择 EV/S 比率参数。由于资产组所在单位与交易案例对比公司之间存在差异，如控制权是否变更、电价变动情况、剩余发电年限、装机容量、交易时间等。因此根据收集的信息确定调整因素及调整系数。

1) 控制权溢价修正

由于交易案例收购股权比例存在差异，对各案例控制权溢价进行修正。本次选取的三个案例中，三个可比案例收购股权比例 100%，均为控制权转移，故对该三个案例不作修正。

2) 电价变动情况修正

由于行业的特殊性，本次选取的交易案例与标的资产的定价模式相似，都是市场电价+国补的形式，故不作修正。

3) 剩余发电年限修正

由于交易案例并网发电时间不同，对各案例交易时点剩余发电年限进行修正。交易指数计算公式=（（1+折现率）^{可比案例剩余使用年期}）/（（1+折现率）^{被评估单位剩余使用年期}）。

可比案例剩余发电年限分别为：12.58 年、11.33 年、11.25 年，焦家畔项目及新农村项目剩余发电年限均为 14.75 年。根据交易指数计算公式测算出修正系数。

4) 交易时间修正

可比案例已披露最新数据，本次可比案例所用数据均为最新评估基准日 2025 年 12 月 31 日的数据，标的资产评估基准日为 2026 年 3 月 31 日。本次选取的交易案例基准日与标的相近，故不做修正。

5) 交易情况修正

本次选取的交易案例均为已发行的同类 REITs 案例，故不做修正。

6) 年单兆瓦收入修正

由于交易案例年单兆瓦收入存在差异，对各案例稳定期的年单兆瓦收入进行修正，每波动 100 万元/兆瓦修正 1%。

7) 装机容量修正

由于交易案例装机容量存在差异，对各案例装机容量进行修正。结合可比案例较标的公司装机容量差异分，每波动 25 兆瓦修正 1%。

8) 价值乘数计算

①焦家畔项目价值乘数计算过程如下：

图表 3-58： 焦家畔项目价值乘数计算

项目	标的公司	案例 1	案例 2	案例 3
涉及资产组	焦家畔项目	黄骅旧城风电场项目	红土井子风电场项目	华晨风电项目
经营类型	陆上风电	陆上风电	陆上风电	陆上风电
EV/S	-	6.43	5.87	8.55
控制权溢价	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
电价变动	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
交易时间	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
交易情况	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
单兆瓦收入	1.0000	1.0000	1.0101	1.0101
装机容量	1.0000	1.0000	1.0204	1.0000
剩余发电年限	1.0000	1.1872	1.3106	1.3189
调整后各案例 EV/S	-	7.64	7.94	11.40
平均值	8.99			

本次 EV/S 取调整后 EV/S 的平均值 8.99。

②新农村项目价值乘数计算过程如下：

图表 3-59： 新农村项目价值乘数计算

项目	标的公司	案例 1	案例 2	案例 3
涉及资产组	新农村项目	黄骅旧城风电场项目	红土井子风电场项目	华晨风电项目
经营类型	陆上风电	陆上风电	陆上风电	陆上风电
EV/S	-	6.43	5.87	8.55
控制权溢价	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
电价变动	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
交易时间	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
交易情况	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
单兆瓦收入	1.0000	1.0101	1.0101	1.0101
装机容量	1.0000	0.9709	0.9901	0.9709
剩余发电年限	1.0000	1.1872	1.3106	1.3189
调整后各案例 EV/S	-	7.49	7.70	11.06

平均值	8.75			
-----	------	--	--	--

本次 EV/S 取调整后 EV/S 的平均值 8.75。

(7) 股权价值及差异率

通过比率乘数得到焦家畔项目经营性市场价值为 103,600.00 万元，收益法估值 87,900.00 万元，差异 17.86%，两种评估方法估值差异较小。

图表 3-60： 焦家畔项目估值情况表

焦家畔项目	金额
调整后 EV/S	8.99
S (万元)	11,521.29
市场法结论 (万元)	103,600.00
收益法结论 (万元)	87,900.00
差异额 (万元)	15,700.00
差异率	17.86%

通过比率乘数得到新农村项目经营性市场价值为 20,100.00 万元，收益法估值 16,700.00 万元，差异 20.36%，两种评估方法估值差异较小。

图表 3-61： 新农村项目估值情况表

新农村项目	金额
调整后 EV/S	8.75
S (万元)	2,298.25
市场法结论 (万元)	20,100.00
收益法结论 (万元)	16,700.00
差异额 (万元)	3,400.00
差异率	20.36%

3.关于敏感性分析。请评估机构根据《审核关注事项》第四十四条相关规定补充披露关于折现率等核心估值参数的敏感性分析。

答复：

评估机构已根据《审核关注事项》第四十四条相关规定，选择市场法进行校验，并已于本基金招募说明书“第三章 资产评估与现金流测算”之“第一节 资产评估”之“一、 不动产项目评估情况”之“（九）敏感性分析”披露如下：“

焦家畔项目以及新农村项目资产评估值受到项目公司收入、成本、折现率的综合影响。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 3 月 31 日的评估结果，评估机构分别针对限电率、发电量、市场化电价、发电付现成本、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，具体情况如下：

图表 3-62： 焦家畔项目敏感性分析及压力测试

单位：万元

关键因素	较基准增减幅度	估值	估值变化	变化比例
限电率	100%	84,900.00	-3,000.00	-3.41%
	50%	86,400.00	-1,500.00	-1.71%
	0%	87,900.00	-	0.00%
	-50%	89,400.00	1,500.00	1.71%
	-100%	90,600.00	2,700.00	3.07%
发电量	10%	91,400.00	3,500.00	3.98%
	5%	89,700.00	1,800.00	2.05%
	0%	87,900.00	-	0.00%
	-5%	86,100.00	-1,800.00	-2.05%
	-10%	84,300.00	-3,600.00	-4.10%
市场化电价 ²⁶	10%	92,300.00	4,400.00	5.01%
	5%	90,100.00	2,200.00	2.50%
	0%	87,900.00	-	0.00%
	-5%	85,700.00	-2,200.00	-2.50%

²⁶市场化电价调整中仅对电价进行调整，即对作为超/少合同电价定价基础的省内电价进行了敏感性调整，但价差不做扩大调整

	-10%	83,500.00	-4,400.00	-5.01%
付现成本	10%	86,700.00	-1,200.00	-1.37%
	5%	87,300.00	-600.00	-0.68%
	0%	87,900.00	-	0.00%
	-5%	88,500.00	600.00	0.68%
	-10%	89,200.00	1,300.00	1.48%
折现率	5.00%	86,200.00	-1,700.00	-1.93%
	2.50%	87,000.00	-900.00	-1.02%
	0.00%	87,900.00	-	0.00%
	-2.50%	88,800.00	900.00	1.02%
	-5.00%	89,700.00	1,800.00	2.05%

图表 3-63： 新农村项目敏感性分析及压力测试

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
限电率	100%	16,200.00	-500.00	-2.99%
	50%	16,400.00	-300.00	-1.80%
	0%	16,700.00	-	0.00%
	-50%	16,900.00	200.00	1.20%
	-100%	17,100.00	400.00	2.40%
发电量	10%	17,300.00	600.00	3.59%
	5%	17,000.00	300.00	1.80%
	0%	16,700.00	-	0.00%
	-5%	16,300.00	-400.00	-2.40%
	-10%	16,000.00	-700.00	-4.19%
市场化电价	10%	17,500.00	800.00	4.79%
	5%	17,100.00	400.00	2.40%
	0%	16,700.00	-	0.00%
	-5%	16,200.00	-500.00	-2.99%
	-10%	15,800.00	-900.00	-5.39%
付现成本	10%	16,500.00	-200.00	-1.20%
	5%	16,600.00	-100.00	-0.60%
	0%	16,700.00	-	0.00%
	-5%	16,800.00	100.00	0.60%
	-10%	16,900.00	200.00	1.20%
折现率	5.00%	16,400.00	-300.00	-1.80%
	2.50%	16,500.00	-200.00	-1.20%
	0.00%	16,700.00	-	0.00%
	-2.50%	16,800.00	100.00	0.60%
	-5.00%	17,000.00	300.00	1.80%

四、基金运作与治理

（一）关于基金运作

1.关于基金期限。根据申报材料，本基金期限为**20年**，入池风机运营终止时间为**2040年12月**，基金管理人将制定项目延寿或改造升级方案；机组设计寿命届满日，原始权益人或其关联方有权优先以等同于延寿或改造升级净收益的**20%**与资产组期末净残值的孰高值受让项目资产。请管理人：

（1）补充披露延寿或改造升级对风机运营期限及净收益的影响、决策程序、审批程序、申请条件、成本及分摊、评估机构选聘方、对投资者利益的影响，并说明原始权益人或其关联方上述收购价格的合理性。

答复：

1) 对风机运营期限及净收益的影响

①对于延寿情形而言，国内风电项目风机设计使用寿命一般为**20年**。风电项目延寿运营期限，视原有风电项目状况及延寿方案不同而异，一般可延寿**5-10年**。各省级能源主管部门核定延续期限一般单期不超过**5年**。

经公开渠道查询国内风电机组延寿相关案例，2023年11月，龙源电力临海括苍山风电场33台麦康NM43-600kW机组取得当地能源主管部门延寿许可批复，成为国内首个获得延寿批准的风电项目。该项目1998年6月并网，原设计年

限25年，延寿5年至30年。2025年12月1日，福建闽东电力白城富裕风电场金风750kW20台风机延寿取得国家能源局东北监管部审批手续，风机运行寿命延长至2030年12月1日，延寿5年。

假设本基金项目申请延寿5年获批，风电机组设计寿命届满日可延续正常使用5年，暂不考虑延寿所需评估费用等延寿成本，电价等其他假设条件不变，根据原评估报告国补到期后年经营现金净现金流，预估每年可产生运营净收益（NOI）²⁷4,672.90万元。

②对于等容改造/增容改造情形而言，目前国内老旧风电场风电机组“以大代小”，一般以目前主流机型单机容量6-10MW，代替原有单机容量1.5MW及以下风机，且以增容改造为主，一般可实现项目装机容量数倍增容。

等容改造或增容改造情形下，一般需要拆除原有风机及配套箱变，新建安装大容量风电机组，增容改造并涉及扩建升压站、集电线路、检修道路等配套工程，总投资成本大体相当于新建项目。以中国华能集团陆上风电项目造价指标（2025年第七版）为参考，装机容量100MW、单机容量6MW、山地风电项目，参考动态造价指标为4,715元/kW；装机容量200MW、单机容量6MW、山地风电项目

²⁷运营净收益（NOI, Net Operating Income），指不动产项目正常运营中产生的付现经营净收益，NOI=项目运营收入-运营付现成本（不含利息和企业所得税）。为免疑义，就本项目而言，与评估报告中息税前经营现金净流量口径一致。

4,448元/kW。

本项目2040年12月风电机组设计寿命届满日，假设以上述目前参考单位造价取整4,500元/kW²⁸，等容改造情形下，预估总投资成本5.29亿元；增容改造2倍至235MW情形下，预估总投资成本10.58亿元。

改造升级完成后，项目可延续运营20年。以机组设计寿命届满日为预测基准日，暂不考虑建设期对项目正常运营的影响，假设电价等原评估假设条件不变，根据原评估报告国补到期后年经营现金净现金流，预估等容改造情形下每年可产生运营净收益4,672.90万元，机组设计寿命届满日折现价值4.69亿元；预估增容改造情形下每年可产生运营净收益9,345.80万元，机组设计寿命届满日折现价值9.38亿元。

2) 决策程序

①提前制定方案，取得主管部门批准

根据本基金招募说明书约定，基金存续期内，基金管理人将根据市场环境与不动产项目运营情况制定不动产项目延寿或改造升级方案。项目公司或法定主体应当于机组设计寿命届满前2年或适当时间向主管部门申请延寿或改造升级，取得相关主管部门批准。

为免疑义，延寿或改造升级相关工作由基金管理人代

²⁸考虑增容改造项目涉及配套建设工程成本额外增加，故不考虑增容规模上升对单位造价的摊薄效应，对等容改造和增容改造两种情形的总投资成本不作区分假设。

表项目公司开展，经双方协商一致，基金管理人可将具体工作委托原始权益人实施。

②原始权益人行使优先购买权的情况

项目风电机组设计寿命届满日，无论延寿或改造升级是否获得批准，宁夏嘉盈或其指定关联方行使优先购买权时，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。

宁夏嘉盈或其指定关联方作为优先购买权人，应于项目风电机组设计寿命届满日前1年，即2039年12月28日前，决定是否行使优先购买权并通知基金管理人。

③原始权益人不行使优先购买权的情况

如宁夏嘉盈或其指定关联方未按约定日期通知基金管理人其是否行使优先购买权，视为宁夏嘉盈或其指定关联方放弃优先购买权。基金管理人将于项目风电机组设计寿命届满日前半年，即2040年6月28日前，提请召开基金份额持有人大会，表决到期处置方案，对到期项目进行延寿或改造升级，或是市场化处置。

如表决通过市场化处置方案，则基金管理人根据市场环境及不动产项目运营情况适时制定不动产项目出售方案并组织实施。如市场化处置未找到合适交易对手方，宁夏嘉盈或其指定关联方有义务根据基金管理人指令无偿受让不动产项目资产。

3) 审批程序

无论延寿或改造升级，项目公司或法定主体均应当及时向地方主管部门报送改造升级和退役实施方案，并征得核准变更同意。

①对于延寿情形而言，风电机组达到设计使用年限时，发电企业应及时开展安全性评估，评估结果报当地能源主管部门、国家能源局派出机构和电网企业。根据自治区发改委《申报通知》文件，并网运行达到设计使用年限经评估后应当退役的风电场或延续运行时间到期的风电场应当及时报送纳入年度实施方案。另外，根据国家能源局《关于进一步规范可再生能源发电项目电力业务许可管理的通知》（国能发资质规〔2023〕67号），经评估符合安全运行条件且评估结果报当地能源主管部门后，相关运营企业按照《电力业务许可证监督管理办法》第十五条申请电力业务许可延续。

②对于等容改造/增容改造情形而言，对不改变风电机组位置且改造后用地面积总和不大于改造前面积并符合国土空间规划的改造升级项目，不需要重新办理用地预审与选址意见书。改造升级应尽量不占或少占林地、草原，改造升级确需使用林地、草原的，应符合林地、草原使用条件并依法办理使用手续。涉及农用地转为建设用地的，依法办理农用地转用审批手续。生态保护红线和自然保护区

内的风电场原则上不进行改造升级。

风电场改造升级和退役应依法履行环评、水保手续，按照国家生态环境相关的法律法规做好生态环境保护和生态恢复，不得对生态环境造成永久性破坏。

4) 申请条件

根据国家能源局《风电场改造升级和退役管理办法》（国能发新能规〔2023〕45号），以及自治区发改委《关于开展2025年风电场改造升级和退役项目申报工作的通知》（宁发改能源（发展）〔2025〕217号），宁夏地区2025年风电场改造升级的项目申报需具备如下条件：

①全容量并网运行年限满15年或单台机组容量小于1.5MW（不含1.5MW）；

②补贴项目应为可再生能源发电补贴核查合规或已转合规的项目；

③项目需落实用地及电网接入条件，原则上在原风电场厂址范围内进行，严禁扩大现有规模和范围。生态保护红线和自然保护地内的风电场原则上不进行改造升级。

本基金项目机组设计寿命届满前，将按照届时国家及地方主管部门有关政策规定要求，积极申报延寿或改造升级。

5) 成本及分摊

在基金管理人制定不动产项目延寿或改造升级方案和

项目获得主管部门审批通过的过程中，发生的前期相关费用²⁹将由项目公司承担。

项目风电机组设计寿命届满日，无论延寿或改造升级是否获得批准，原始权益人或其指定关联方行使优先购买权时，延寿或改造升级相关成本，由原始权益人或其指定关联方全部承担。

如宁夏嘉盈或其指定关联方未按约定行使优先购买权，基金管理人将提请召开基金份额持有人大会，表决到期处置方案，对到期项目进行延寿或改造升级，或是市场化处置。如表决通过延寿或改造升级方案，本基金将承担延寿或改造升级相关成本，通过资本性支出、技改等方式完成延寿或改造升级，使设备处于良好状态，以促使不动产项目继续正常稳定运营。

6) 评估机构选聘方

延寿或升级改造过程中，涉及评估机构等相关中介机构的，由项目公司作为资产持有主体进行选聘，具体机构应经基金管理人和原始权益人共同认可。

7) 对投资者利益的影响

结合项目情况和合理假设，测算结果如下：

①对于延寿情形而言，延续本反馈答复本节“1) 对风机运营期限及净收益的影响”相关预测假设，以机组设计

²⁹为免疑义，延寿或改造升级前期相关费用，指延寿或改造升级前期办理过程中发生的手续费、评估等中介机构费用等前期费用，不同于延寿或改造升级实施过程中发生的相关成本。

寿命届满日为预测基准日，延寿5年净收益折现值预估为1.93亿元，预计基金份额持有人可分配延寿净收益的20%，即0.39亿元。

②对于等容改造/增容改造情形而言，延续本反馈答复本节“1）对风机运营期限及净收益的影响”相关预测假设。根据上述假设预估，等容改造情形下，改造升级净收益为-0.60（4.69-5.29）亿元，改造升级净收益为负，本基金则以零对价作为原始权益人优先购买权对价转让到期资产，基金份额持有人可分配0亿元；增容改造情形下，改造升级净收益为-1.20（9.38-10.58）亿元，改造升级净收益为负，本基金则以零对价作为原始权益人优先购买权对价转让到期资产，基金份额持有人可分配0亿元。

8）原始权益人或其关联方上述收购价格的合理性分析

本基金项目到期后由原始权益人或其指定关联方优先受让，优先购买权对价为以下二者的孰高值：①延寿或改造升级净收益的20%；②零对价。经分析，基金管理人认为上述价格具备合理性，原因如下：

①本基金发行时资产组评估经营期末回收价值为0，未考虑资产组期末净残值，故到期处置不再考虑资产组期末净残值作为转让对价。

②对于延寿或改造升级净收益的20%，本基金从产品设计阶段降低延寿或改造升级不确定性，将延寿或改造升级

相关收益成本区隔于基金之外，基金存续期内可预见将稳定获得项目正常运营本身所产生的现金流。为鼓励更多投资人参与本基金投资积极性，经与原始权益人沟通，拟将未来延寿或改造升级净收益的20%作为潜在分成收益，回报长期投资人。在依托不动产项目持续、稳定的收益同时，本基金通过这一创新设计安排，相得益彰体现不动产REITs产品权益导向的基本原则。

综上所述，本基金项目到期处置原始权益人优先购买权对价设置合理，既能保障基金份额持有人在经营期内不受延寿或改造升级等不确定性因素影响，经营期末不会较发行评估价值折损，也能激励投资人长期持有，获得潜在延寿或改造升级分成收益。

基金管理人已于本基金招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“六、不动产基金到期后相关资产移交和处置安排”补充披露。

（2）说明原始权益人或其关联方上述收购权的行权条件，是否以基金份额持有人大会作出放弃延寿或改造升级并同意对资产残值进行处置为前提，并对项目公司是否符合《审核关注事项》第十六条相关规定发表明确意见。

答复：

为保障基金份额持有人利益，化解风电项目普遍面临的未来延寿或改造升级所带来的诸多不确定性，本基金到

期处置安排设置了原始权益人或其关联方的优先购买权条款。本基金到期处置时，原始权益人或其关联方将根据本基金招募说明书披露的到期处置安排行使优先购买权利，无需召开基金份额持有人大会决议同意对资产残值进行处置。

1) 产品设计层面，隔离项目日常运营之外的不确定性风险，保障基金稳定收益

近年来，风电项目技术迭代升级快，老旧风电场项目设施老化，资源利用效率低，不可避免将面临到期延寿或改造升级的问题。对于本基金入池资产项目而言，风机投入运营时间刚满5年，风机设计使用寿命尚余近15年，中短期内无需延寿或改造升级。但从长期来看，未来基金存续期内，临近风机设计使用寿命届满之日，届时仍将可能面临延寿或改造升级的不确定性风险。

风电项目的延寿或改造升级，需要面临原有项目风电机组、升压站、集电线路等不动产资产运营的长期停摆甚至拆除重建、大额的改造升级资本性支出等复杂的项目建设诸多问题，这已超出不动产项目日常运营范畴，将对项目日常经营模式下持续、稳定的收益及现金流产生重大冲击。

为将上述到期处置时的非运营因素风险有效隔离于本基金之外，更好地体现REITs基金“以获取基础设施项目租

金、收费等稳定现金流为主要目的”的产品特征，本基金设置了原始权益人或其关联方的优先购买权条款。产品设计层面上，通过延寿或改造升级不确定性事项的确定性隔离安排，本基金无需每年预提未来延寿或改造升级的大额资本性支出，无需面临因此基金延期、底层资产项目运营停摆现金流断崖式下滑或中断风险，到期处置所能产生的现金流回款亦相对可预期，基金存续期内将更能保障项目产生持续、稳定的现金流。

2) 到期处置安排符合经营权类REITs项目要求及行业先例，项目公司符合《审核关注事项》第十六条相关规定

本基金不动产项目资产评估采用收益法进行评估，选用现金流量折现法中的企业自由现金流折现模型，以至风电机组设计使用寿命届满日为收益期。本基金不动产项目评估逻辑与特许经营权项目无本质区别。基金份额持有人于收益期内所获资产产生收益，与基金募集发行时不动产项目资产评估价值相匹配，上述到期处置安排交易公允。

参考能源类型REITs到期处置安排案例，部分能源类型REITs项目如嘉实电建REIT、中航京能REIT（扩募）、华夏华电REIT以及华泰三峡REIT等项目，在不动产项目资产到期处置安排上，同样可由原始权益人或其指定关联方行使优先购买权，无需召开基金份额持有人大会。本基金到期处置安排，符合行业同类REITs项目先例。

经管理人核查，项目公司已合法控制和占用焦家畔项目及新农村项目的土地使用权、房屋所有权、核心设备所有权，其中集电线路和检修道路等相关配套设施，剥离重组后采用市场化租赁方式，所涉资产权属清晰。项目公司依法设立并合法存续，财务会计制度和财务管理制度规范。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。收益期内项目公司合法且完全持有不动产的所有权或者经营权利，项目公司符合《审核关注事项》第十六条相关规定。

图表 4-1： 能源类型 REITs 到期处置安排案例

产品简称	发电类型	到期处置安排
华泰三峡 REIT	风电	不动产项目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无偿受让不动产项目（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；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，在不动产项目风机运营终止日，原始权益人或其指定关联方根据基金管理人指令无偿受让项目公司 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。
中航中核汇能新能源 REIT	风电	各不动产项目风电机组设计寿命届满日，基金管理人应提请召开基金份额持有人大会，决策是否处置相应不动产项目。无论是何种情形下的资产出售及处置，中核汇能及其指定主体均享有同等条件下的优先购买权。特别地，各项目风电机组设计寿命届满日及以后，如处置相应项目，中核汇能或其指定关联方有权无偿受让。若中核汇能或其指定关联方放弃优先购买权，基金管理人将按照市场化原则对不动产项目进行处置，处置收益由基金份额持有人享有。
华夏中核 REIT	水电	水电站项目设计寿命届满前，基金管理人评估延期运营可行性。如可行，制定延期方案并召开基金份额持有人大会表

产品简称	发电类型	到期处置安排
		决，通过后继续运营。如不可行或表决不通过，原始权益人无偿受让项目公司 100% 股权。如原始权益人放弃受让权利，则由基金管理人市场化处置。
华夏华电 REIT	天然气	机组设计寿命届满后，原始权益人有权以评估资产组残值优先受让基础设施项目（含股权）。如其未行使优先购买权，基金管理人有权通过资本性支出、技改等方式使设备处于良好状态，或通过市场化方式处置。如处置净回收资金低于原评估残值，原始权益人有义务补足差额。
中航京能 REIT （扩募）	水电	项目机组设计寿命届满日，原始权益人有权无偿受让不动产资产；对于设备类资产，基金管理人召开基金份额持有人大会，决策是否由原始权益人无偿受让或进行市场化处置。原始权益人如放弃无偿受让，则由基金管理人市场化处置。
工银蒙能清洁能源 REIT	风电	机组设计寿命届满日，基金管理人根据市场环境 with 基础设施项目运营情况判断并经基金份额持有人大会审议，残值评估后制定出售方案，选择最佳对手方处置。同等交易条件下，原始权益人有权优先以评估值受让资产；如无合适交易方，原始权益人有义务以期末净残值受让资产。
中信建投明阳智能 REIT	风电	机组设计寿命到期后，（1）基金管理人可根据情况通过资本性支出、技改等方式使设备处于良好状态，以使机组继续正常稳定运营；或（2）依照《基金合同》约定处置项目；或（3）根据基金管理人指令，由原始权益人以发行时评估残值价格受让资产或股权。
华夏特变电工 REIT	光伏	项目设计寿命到期前，若对项目更新改造，则运营期相应延长。设计寿命接近到期前，基金管理人有权决定是否召开基金份额持有人大会，表决是否延期运营。如决定召开大会并表决通过，则基金延期；如不召开或表决不延期，原始权益人有权优先无偿受让项目公司股权；如原始权益人放弃优先受让权利，基金管理人市场化处置。
嘉实电建 REIT	水电	水电站经营期届满日，原始权益人优先无偿受让不动产；对于设备类资产，基金管理人召开基金份额持有人大会，决策是否由原始权益人无偿受让或进行市场化处置。原始权益人如放弃无偿受让，则由基金管理人市场化处置。
中航京能 REIT	光伏	机组设计寿命届满或土地租赁期满日，基金管理人召开基金份额持有人大会，决策是否处置项目。原始权益人有权无偿受让，如原始权益人放弃优先购买权，则由基金管理人市场化处置。
中信建投国家电投 REIT	风电	机组设计寿命届满后，（1）基金管理人可根据情况通过资本性支出、技改等方式使设备处于良好状态，以使机组继续正常稳定运营；或（2）依照《基金合同》约定处置项目；或（3）根据基金管理人指令，由原始权益人有义务以经评估的残值价格受让资产。

产品简称	发电类型	到期处置安排
鹏华深圳能源REIT	天然气	机组设计寿命届满前，向主管部门申请延寿。获批后，基金管理人根据市场环境及基础设施运营情况制定机组延寿方案并召开基金份额持有人大会，决议通过后实施；若机组延寿未获主管部门批准或延寿方案未获大会决议通过，基金管理人于机组设计寿命到期后依照《基金合同》约定处置项目。

资料来源：各REITs产品招募说明书

（3）结合风机运营终止时间及上述问题回复，说明基金期限设置是否符合《审核关注事项》第五十二条相关规定。

答复：

本基金入池资产焦家畔项目和新农村项目风机运营终止时间分别为2040年12月29日和2040年12月28日。截至2026年3月31日，两项目风机剩余年限均为14.75年。依据《审核关注事项》第五十二条相关规定，结合风电项目资产特性、运营周期及到期后续处置安排综合考量，本基金设定存续期限为16年，基金存续期限与项目核心固定资产剩余使用寿命基本匹配，符合相关监管规则要求。

2.关于对外借款安排。根据申报材料，本项目拟就国补款设置“底层保理+流动性支持”机制。请管理人补充说明：

（1）项目公司向关联方支付资金占用费的费率标准及其公允性。

答复：

项目公司向关联方支付资金占用费的费率标准为届时中国人民银行授权全国银行间同业拆借中心当月发布的LPR，

其定价公允。

发起人嘉泽新能已于2025年12月5日出具《嘉泽新能源股份有限公司关于宁夏博疆国补资金的流动性支持函》（简称《流动性支持函》）。

根据《流动性支持函》，就其提供的流动性支持资金，嘉泽新能向宁夏博疆收取流动性支持资金占用费（简称“资金占用费”），费率为届时中国人民银行授权全国银行间同业拆借中心当月发布的LPR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）。宁夏博疆应于收到对应目标应收账款回款后5个工作日内向嘉泽新能偿还流动性支持资金，并同时支付对应部分的资金占用费，资金占用费以届时实际占用的流动性支持资金的金额和实际占用时间（即自流动性支持支付日（含）起至宁夏博疆偿还流动性支持资金之日（不含）止）分段计算。

综上所述，管理人认为项目公司宁夏博疆向发起人嘉泽新能支付的资金占用费费率以LPR为定价基准，不超过金融企业同期同类贷款利率水平，符合独立交易原则，定价公允。

基金管理人已于本基金招募说明书“第二章 不动产项目”之“第二节 经营业绩与财务状况分析”之“四、不动产项目政府补贴情况”之“（三）不动产项目国补回款风

险缓释措施”之“2、流动性支持安排”补充披露。

（2）关于不动产基金存续期内杠杆率的测算所依据的国补回款周期假设，是否充分考虑延迟回款对杠杆率的影响，按照历史最长回款周期测算的杠杆率情况，以及本基金对外借款情况是否符合《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》第二十八条相关规定。

答复：

根据前述图表3-31、图表3-32，截至2026年3月31日，假设以国补形成当年的6月末为平均起算时点，焦家畔项目及新农村项目最短回款账期为2.16年，最长回款账期为3.33年，平均回款账期为2.74年。与本项目申报时报告期相比，最短、最长回款账期均无变化，平均回款账期下降了22天。

本基金存续期内杠杆率的测算所依据的国补回款周期假设，根据本项目历史平均回款账期取整为3年。基金存续期内，基金每次分配前，对于账龄满2年仍未回款的国补应收账款开展保理业务，假设每笔国补应收账款的保理期限为1年，即国补应收账款的回款账期为3年。

经测算，基金存续期内，预计基金杠杆率最高为115.84%，符合《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》第二十八条相关规定要求。本次评估基准日更新至2026年3月31日后，经测算，基金存续期内，预计基金杠杆率最高为120.87%，符合《公开募集基础设施证券投资基金

指引（试行）》第二十八条相关规定要求。

为充分考虑延迟回款对杠杆率的影响，基金管理人根据历史最长回款周期取整3.5年，即基金每次分配前，对于账龄满2年仍未回款的国补应收账款开展保理业务，假设每笔国补应收账款的保理期限为1.5年，补充进行了杠杆率测算。经测算，在延迟回款情形下，基金存续期内，预计基金杠杆率最高为128.00%，符合《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》第二十八条相关规定要求。本次评估基准日更新至2026年3月31日后，经测算，在延迟回款情形下，基金存续期内，预计基金杠杆率最高为137.77%，符合《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》第二十八条相关规定要求。

基金管理人已于本基金招募说明书“第二章 不动产项目”之“第二节 经营业绩与财务状况分析”之“四、不动产项目政府补贴情况”之“（三）不动产项目国补回款风险缓释措施”之“3、基金杠杆率测算”补充披露。

图表 4-2： 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
发行时	104,600.00	-	104,600.00	100.00%
2026 年底	104,600.00	8,617.63	113,217.63	108.24%
2027 年底	95,769.62	9,053.64	104,823.26	109.45%
2028 年底	90,229.86	8,696.14	98,926.00	109.64%
2029 年底	85,047.59	8,862.99	93,910.58	110.42%
2030 年底	79,698.47	8,862.99	88,561.46	111.12%
2031 年底	74,349.36	8,862.99	83,212.35	111.92%
2032 年底	69,000.24	8,862.99	77,863.23	112.84%

时点	基金净资产	保理余额	基金总资产	基金杠杆率
2033 年底	63,651.12	8,862.99	72,514.11	113.92%
2034 年底	58,302.01	8,862.99	67,165.00	115.20%
2035 年底	51,880.73	8,862.99	60,743.72	117.08%
2036 年底	45,027.08	7,790.83	52,817.91	117.30%
2037 年底	35,250.81	7,358.46	42,609.27	120.87%
2038 年底	22,543.23	3,363.67	25,906.90	114.92%
2039 年底	13,830.44	-	13,830.44	100.00%
2040 年底	8,481.32	-	8,481.32	100.00%

（二）关于治理机制安排

1.关于分层决策机制。根据申报材料，本基金份额持有人大会不设日常机构。请管理人根据《审核关注事项》第六十四条相关规定，评估在不同层级设置针对运营管理相关重要事项的决策程序和审批权限，充分发挥运营管理机构及相关方参与项目运营的作用。

答复：

为充分发挥运营管理机构及相关方参与项目运营的作用，保障基金份额持有人合法权益，提升基金存续期管理质效，本基金已系统设置“基金份额持有人大会-基金管理人-项目公司”分层决策机制，并在不同层级设置针对运营管理相关重要事项的决策程序和审批权限。各层级对运营管理的设置如下：

（1）基金份额持有人大会层面

基金份额持有人大会为本基金的最高决策层级。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，

除基金合同另有约定外，基金份额持有人持有的每一基金份额拥有平等的投票权。

根据《基金合同》“第八部分 基金份额持有人大会”，基金份额持有人大会召开事由包括：

- 1) 提前终止基金合同或延长基金合同期限；
- 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) 转换基金运作方式；
- 5) 调整基金管理人、基金托管人的报酬标准，但法律法规或监管机构要求调整该等报酬标准的除外；
- 6) 变更基金类别；
- 7) 本基金与其他基金的合并；
- 8) 变更基金份额持有人大会程序；
- 9) 基金管理人或基金托管人要求召开基金份额持有人大会；
- 10) 提前终止基金上市交易，但因基金不再具备上市条件而被上交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；
- 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

额持有人大会；

12) 对本基金的投资目标、投资策略、投资范围等作出重大调整；

13) 本基金进行扩募；

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出售（其中，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，金额超过本基金净资产5%的关联交易（其中，金额是指连续12个月内累计发生金额）；

16) 修改基金合同的重要内容；

17) 除基金合同约定的法定解聘情形外，基金管理人解聘、更换运营管理机构；

18) 不动产基金拟终止新购入不动产项目，但基金份额持有人大会已授权基金管理人在必要情况下办理终止新购入不动产项目相关事宜的除外；

19) 对基金合同当事人权利和义务产生重大影响的其他事项；

20) 法律法规、《基础设施基金指引》、基金合同或中国证监会规定的其他应当召开基金份额持有人大会的事项。

此外，本基金拟在基金合同中明确约定：基金成立后，经代表基金份额10%以上(含 10%)的基金份额持有人或基金管理人提请，经基金份额持有人大会决策可设立日常机构，相关设立方案以届时持有人大会决议及有效的法律法规为准。

根据《中华人民共和国证券投资基金法》，日常机构可按照基金合同约定行使下列职权：

- （一）召集基金份额持有人大会；
- （二）提请更换基金管理人、基金托管人；
- （三）监督基金管理人的投资运作、基金托管人的托管活动；
- （四）提请调整基金管理人、基金托管人的报酬标准；
- （五）基金合同约定的其他职权。

基金份额持有人大会的运作方式与具体决策事项，详见本基金招募说明书“第四章 治理机制与运营管理安排”之“第一节 不动产基金治理机制”之“八、基金份额持有人大会”。

（2）基金管理人层面

1) 治理架构

基金管理人根据不动产证券投资基金的特点，在基金管理人内部增设REITs投委会。REITs投委会为基金管理人不动产REITs项目内部投资决策的最高权力机构，负责讨论

和决策REITs项目的产品设立和投资决策。REITs业务有关项目人员可提出相关议题并提交至REITs投委会秘书，投委会秘书根据情况安排该等议题在定期会议或临时会议上由REITs投委会进行审议并作出决策。

基金管理人设立REITs投资部负责不动产基金的研究、投资及运营管理等。REITs投资部已配备不少于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，在人员数量和经验上满足要求。

此外，根据本基金实际专业需要，为项目增设REITs运营咨询委员会，引入具有清洁能源行业投资或运营管理经验的资深人士，及具备相关审计、法律、评估等专业能力的人士，为本基金的投资和运营提供专业咨询意见和建议，以作为基金管理人的决策参考。REITs运营咨询委员会定期及不定期召开运营管理会议，就不动产项目运营管理过程中的关键问题进行协商沟通。

基金管理人根据本基金实际需要为项目设置REITs运营咨询委员会，总人数不高于20人，其中全部由具有清洁能源行业投资或运营管理经验，及具备相关审计、法律、评估等专业能力的外部专家组成。REITs运营咨询委员会委员不得在发起人、原始权益人、运营管理机构、基金管理人、专项计划管理人任职或领薪，REITs运营咨询委员会委员报

酬由项目公司承担。

REITs投资决策委员会和REITs运营咨询委员会的具体介绍详见本基金招募说明书“第四章 治理机制与运营管理安排”之“第一节 不动产基金治理机制”之“四、基金管理人不动产基金治理机制”。

2) 《运营管理服务协议》中基金管理人的一般权利义务

①基金管理人有权制定印章管理、证照管理、档案管理及财务等运营管理相关制度和决策重要运营管理事项。

②基金管理人有权查阅、复制运营管理机构与不动产项目运营、管理和维护相关的全部合同文件、财务凭证、账目、账簿以及其他资料。

③基金管理人有权对运营管理机构进行监督、检查及督促，定期或不定期对不动产项目的经营情况进行实地巡查，并有权对运营管理相关工作提出建议和意见。

④基金管理人有权按照本协议第15条的约定对运营管理机构进行考核。

⑤在发生本协议约定的解聘情形时，基金管理人有权按照本协议约定的方式解聘运营管理机构。

⑥基金管理人应当促使项目公司按照本协议约定的金额及计算方式及时足额地向运营管理机构支付运营管理费。

⑦基金管理人应当选派人员负责项目公司的财务管理。

⑧本协议约定的其他权利与义务。

基金管理人、基金托管人的权利及义务详见本基金招募说明书“第四章 治理机制与运营管理安排”之“第一节 不动产基金治理机制”之“五、基金管理人、基金托管人的权利及义务”。

（3）项目公司层面

1）公司治理

《运营管理服务协议》生效后，项目公司的治理结构将进行如下调整：

项目公司不设股东会，国金资管（代表专项计划）作为项目公司唯一股东行使股东权利；项目公司不设董事会，设执行董事1名，由基金管理人提名，项目公司股东根据法律法规和项目公司章程的规定决定聘任。项目公司法定代表人由执行董事担任，总理由执行董事兼任；公司不设监事会，设监事2人，由非职工代表担任，由基金管理人提名，项目公司股东根据法律法规和项目公司章程的规定决定聘任；基金管理人委派财务负责人负责管理项目公司的财务事宜。

根据专项计划文件，专项计划的资产支持证券持有人大会决定需由项目公司股东审议的全部事项；由于基金管理人（代表不动产基金）持有专项计划全部资产支持证券，项目公司股东审议的事项最终均由基金管理人决定。

项目公司公司治理的具体安排，详见本基金招募说明书“第四章 治理机制与运营管理安排”之“第一节 不动产基金治理机制”之“二、项目公司组织架构及治理安排”。

2) 运营管理的委托事项

根据《运营管理服务协议》约定，在运营管理服务期限内，基金管理人委托运营管理机构对不动产项目提供如下运营管理服务：①制定、执行运营计划和预算；②制定、执行财务与资金预算；③编制资产管理方案并提供资产管理服务；④落实运营管理过程中的各项工作；⑤采购工作；⑥协助项目公司收取不动产项目电费收入及其他相关不动产运营收入、补贴等不动产运营相关的全部收益；⑦保险事项；⑧协助检查。

3) 运营管理的协助事项

在运营管理服务期限内，基金管理人聘请运营管理机构协助支持基金管理人完成以下不动产项目运营管理工作：

- ①印章管理；
- ②证照管理；
- ③合同维护，档案、资料归集管理；
- ④资产收购及处置服务；
- ⑤协助融资事项；
- ⑥协助项目公司进行财务会计处理、税务处理；

- ⑦协助项目公司与政府部门和电网公司的沟通、协调；
- ⑧协助项目公司按时缴纳相关费用，保证不动产项目的正常运行；
- ⑨对评估机构及审计机构聘任提出建议；
- ⑩配合基金管理人风控管理和关联交易的审查；组织相关人员参加基金管理人组织的合规培训；在项目运营管理过程中，按照风险防范制度要求落实工作和进行信息披露等；
- ⑪专业人员支持及重大关键运营管理事项决策的配合/协助。

4) 关键运营管理事项的决策机制

在《运营管理服务协议》中对关键运营管理事项的决策机制进行如下约定：

“运营管理机构负责将所有可能影响不动产资产持续运营稳定等情况的关键事项报送至基金管理人。经基金管理人判断属于基金存续期重大特殊事项的，应当及时上报REITs投委会或相关经REITs投委会授权的有权决策部门或人员，相关部门、人员及项目公司按照最终决议执行相应事务。重大特殊事项包括但不限于年度经营管理计划的制定及修改、年度维修保养计划的制定及修改、解聘运营管理机构等。为避免疑义，相关事项按照法律法规及基金合同的约定需提起基金份额持有人大会审议的，基金管理人

应按照法律法规及基金合同的约定，召集基金份额持有人大会进行审议。”

2.关于激励约束机制。请管理人评估通过运营管理协议明确约定对运营管理团队的超额收入分配激励机制的具体安排，实现激励约束到人。

答复：

（1）对运营管理团队的超额收入分配激励机制

本项目运营管理方面的激励约束主要通过运营管理费用构成中设置基础管理费、浮动管理费和新增运营收入奖励实现：

在基础管理费中，除固定管理费外，通过设置考核扣减费用，对运营管理机构履职进行约束。考核扣减费用自应当支付予运营管理机构的归属于事件发生当季的固定管理费内按次扣减，直至当季固定管理费归零为止。

在浮动管理费中，本基金采取了双向对称的激励和约束机制，本项目相关机制与2024年以来已上市的其他清洁能源REIT的浮动管理费设置逻辑基本一致，相关安排符合行业惯例。具体而言：当扣除基础管理费后的实际经营业绩超出当年度目标经营业绩的情况下，运营管理机构有权收取浮动管理费，体现为奖励。当扣除基础管理费后的实际经营业绩小于目标经营业绩时，浮动管理费为负数，体现为惩罚，项目公司有权在次年的基础管理费中对相应差

额进行扣减，直至将当年基础管理费全额扣除。当扣除基础管理费后的实际经营业绩等于目标经营业绩时，浮动管理费为零。为保障项目公司安全生产和稳定运营的基本要求，任一年度浮动管理费的累计扣减金额均不超过当年基础管理费的原有总金额。为保障正负向激励对等，任一年度浮动管理费的累计奖励金额也不超过当年基础管理费的原有总金额。

在新增运营收入奖励中，主要目的是鼓励运营管理团队开展绿电交易、可交易绿证的市场化交易及其他基于清洁能源项目开展的创新业务。在计算该部分奖励时，扣除了业务发生所产生的成本费用，在加强激励的同时保障项目公司收益不因此产生负面影响。

在激励约束到人的安排上，运营管理机构为不动产项目提供运管服务将设立独立运管团队，并将确保不动产项目的账务与其运营的其他风电项目相互独立，进行独立考核。根据运营管理服务协议约定，运营管理机构承诺将每年实际收到的浮动管理费的不低于20%作为团队业绩激励。相关激励岗位及激励方案由运营管理机构作为下一年度运营计划的一部分进行列示并提交基金管理人。运营管理机构须在收到基金管理费支付的浮动管理费后 45 个工作日内将团队业绩激励发放完成并在发放当月的月报中列示。基金管理人有权根据运营管理机构内部激励制度履行相

应的监督责任。

综合来看，风电发电在生产、运维及安全管理等环节具有较高的复杂性和专业度要求，运营管理团队充分发挥专业化优势，合理控制维护成本并提升设备管理效率，对于提升项目收益水平具有更为显著的空间。本基金通过设置基础管理费中的考核费用扣减、浮动管理费和新增运营收入奖励，可将运营管理机构利益与基金份额持有人利益进行充分绑定。相关机制的设计能够有效激励运营管理机构的主观能动性，从而提升项目运营管理效能、强化资产维护运营，最终为基金份额持有人创造更大价值。

（2）基础管理费、浮动管理费和新增运营收入奖励介绍

在运营管理服务协议中，对基础管理费、浮动管理费和新增运营收入奖励的约定内容如下：

1) 基础管理费

基础管理费（A）=固定管理费-考核扣减费用。

上述固定管理费在运营管理服务协议有效期内为每年固定价格，不会因市场环境因素发生价格改变。固定管理费已包含人员开支、车辆使用费、办公费、工器具采购及定期校验、易耗品消耗费用、备品备件费、设备技术监督费、年度检修费、大部件维修更换费用、安全措施费、安全投入费及项目保险投保费用等。固定管理费按照年度定

额并分季度等额支付。

在运营管理服务期间，固定管理费原则上不做调整，但因行业政策、经济形势变化、物价水平等非主观因素造成实际运营管理成本出现显著变化的，可由基金管理人提议，经基金份额持有人大会决议通过后，对固定管理费进行调整。为免疑义，尽管有上述约定，基金管理人有权按照运营相关事件固定管理费扣减条款约定对固定管理费进行扣减。

考核扣减费用自应当支付予运营管理机构归属于事件发生当季的固定管理费内按次扣减，直至当季固定管理费归零为止。具体运营相关事件固定管理费扣减条款如下：

①如因运营管理机构原因导致项目公司和/或项目出现环境保护或人员伤亡生产安全事故、行业主管部门定责存在安全隐患、用电安全事故、安健环风险或重要设备人为毁损或被盗等，导致项目公司或基金管理人受到地方政府、监管部门要求整改或处罚的，除因处罚或罚款给项目公司或基金管理人带来的损失由运营管理机构承担外，将视具体情况扣减运营管理机构1-10万元/次固定管理费部分，其中若发生被监管机构认定为一般等级（及以上）的安全事故，直接顶格扣减20万元/次，并由运营管理机构承担相应法规追责。

以下情形，属于运营管理机构原因：

- A. 运营管理机构违规作业、制度落实不到位；
- B. 运营管理机构怠于巡检整改、隐瞒隐患；
- C. 运营管理机构环保及设备安管理失职；
- D. 运营管理机构应急报送履职疏漏；
- E. 运营管理机构出现其他违反国家安全生产及环保有关政策法规及本项目《运营管理服务协议》相关约定的行为。

②运营管理机构需勤勉尽责，确保项目机组达到可利用率不低于**99.0%**；若该指标不能达到，将视具体情况扣减运营管理机构**5-10万元/次**固定管理费部分。

③如因运营管理机构未能及时、真实、准确、完整地提供定期（临时）运营报告，经基金管理人催告后在延长期限内仍未提交的，导致项目公司信息披露不及时、信息披露不准确等，将视具体情况扣减运营管理机构**1-10万元/次**固定管理费部分。

④如运营管理机构瞒报、漏报项目公司重大事故、事项或向基金管理人提供误导性信息，将视具体情况扣减运营管理机构**5-10万元/次**固定管理费部分。

⑤如运营管理机构及其职工泄露项目公司的未公开信息，或者利用该信息从事或者明示、暗示他人从事相关交易活动，将视具体情况扣减运营管理机构**5-10万元/次**固定管理费部分。

⑥如运营管理机构未按时完成基金管理人在定期或不定期检查中下达的整改要求的，将视具体情况扣减运营管理机构5-10万元/次固定管理费部分。

⑦对于上述第④-⑥事项，其中若导致基金管理人信息披露工作不符合监管相关要求受到监管部门处罚的，直接顶格扣减20万元/次固定管理费部分。

2) 浮动管理费

浮动管理费收取标准如下：

浮动管理费（B）=（S-R）*浮动管理费率。

项目公司年度净收入（S）=营业总收入-营业总成本（不考虑折旧摊销、股东借款利息、浮动管理费）-资本性支出（如有），根据项目公司当年年度审计报告计算得到。

年度净收入（S）不考虑因项目公司开展绿电交易、可交易绿证的市场化交易及其他基于不动产项目产生的新增收益来源取得的经营收入及开发、交易所产生的额外成本和费用。

目标净收入（R）=营业总收入-营业总成本（不考虑折旧摊销、股东借款利息、浮动管理费）-资本性支出（如有），在基金初始发行的首个年度及第二个年度根据基金初始发行时年度可供分配金额测算模型计算。基金初始发行的第三个年度及以后，根据不动产项目最近一次评估测算模型计算。

其中，年度净收入完成率= $S/R*100\%$ 。

年度净收入完成率 $\geq 100\%$ 时，浮动管理费为正，由项目公司向运营管理机构支付；年度净收入完成率 $< 100\%$ 时，浮动管理费为负，由项目公司在支付该年度基础管理费时扣减对应计算金额。

在上述原则下，浮动管理费计算方法如下：

①当年度净收入完成率 $\geq 120\%$ 时，浮动管理费（B）
 $= (S-R)*15\%$ 。

②当 $110\% \leq$ 年度净收入完成率 $< 120\%$ 时，浮动管理费（B）
 $= (S-R)*10\%$ 。

③当 $90\% <$ 年度净收入完成率 $< 110\%$ 时，浮动管理费（B）
 $= (S-R)*5\%$ 。

④当 $80\% <$ 年度净收入完成率 $\leq 90\%$ 时，浮动管理费（B）
 $= (S-R)*10\%$ 。

⑤当年度净收入完成率 $\leq 80\%$ 时，浮动管理费（B）
 $= (S-R)*15\%$ 。

浮动管理费以年度进行记录核算及确认，并按年度进行支付。

3) 新增运营收入奖励

新增运营收入奖励=（因项目公司开展绿电交易、可交易绿证的市场化交易及其他基于不动产项目产生的新增收益来源取得的经营收入-项目公司因专门为绿电交易、可交

易绿证及其他基于不动产项目产生的新增运营收入的开发、交易所产生的额外成本和费用）*50%。

为免异议，新增运营收入奖励不再通过基础管理费及浮动管理费机制进行二次分成，即年度净收入（S）不考虑因项目公司开展绿电交易、可交易绿证的市场化交易及其他基于不动产项目产生的新增收益来源取得的经营收入及开发、交易所产生的额外成本和费用。

基础管理费、浮动管理费和新增运营收入奖励的具体情况，详见本基金招募说明书“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”。

五、其他反馈问题

1.关于经营资质。根据申报材料，本项目相关经营资质在不动产基金存续期间存在展期安排。请管理人就经营资质续期风险补充设置风险缓释措施。

答复：

（1）相关资质和合同展期安排

1) 并网调度协议

2025年1月14日，宁夏博疆与国网宁夏电力有限公司签署合同编号为SGNX0000DKBD2500061的《新能源场站并网调度协议》，同意宁夏博疆在宁夏回族自治区吴忠市同心县境内拥有经营管理总装机容量为117.5兆瓦的鲁家窑第

五风电场（共47台机组）根据该协议的约定并入国网宁夏电力有限公司电网运行。该协议期限自2025年1月15日至2030年1月15日止，该协议期限届满前90日，若双方无异议，该协议到期后自动延期5年，延期次数不限。

2）购售电合同

2025年2月24日，国网宁夏电力有限公司（作为购电人）与宁夏博疆（作为售电人）签订《宁夏电网购售电合同》（以下简称《购售电合同》），合同期限自该合同生效之日（即2025年2月24日）起至2028年12月31日止。合同约定，在合同期满前2个月，各方应就续签合同的有关事宜进行商谈，若后续年度购售电合同未能在执行年度开始前签订，但各方一致同意续签合同的，可暂按该购售电合同（除分月电量外）和后续年度的月度交易计划执行。

3）电力业务许可证

宁夏博疆现持有国家能源局西北监管局于2024年12月27日颁发许可证编号为1031324-01069的《电力业务许可证》，有效期至2024年10月16日至2044年10月15日。宁夏博疆根据上述《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。根据《电力业务许可证管理规定》及《电力业务许可证监督管理办法》，在中华人民共和国境内从事电力业务，应当按规定取得电力业务许可证。电

力业务许可证的有效期为20年，电力业务许可证有效期届满需要延续的，持证企业应当在有效期届满30日前向派出机构提出许可证有效期延续申请。国家能源局派出机构应当在电力业务许可证有效期届满前作出是否准予延续的决定。逾期未作出决定的，视为同意延续并补办相应手续。根据国家能源局公布的《国家能源局综合司关于印发电力业务许可证申请表的通知》中《电力业务许可证申请表（发电类）》的规定，续期时持证企业财务状况、主要管理人员任职资格、电力设施运行能力等满足许可条件即可办理延续手续。

（2）风险缓释措施和风险揭示

项目公司财务状况、主要管理人员任职资格、电力设施运行能力是不动产项目稳定运营的重要因素。不动产基金存续期间，管理人与运营管理机构将依法依规做好运营管理工作。在前述条件不发生重大变化的前提下，管理人认为按照现行法规，项目公司所持《并网调度协议》《购售电合同》和《电力业务许可证》可正常续期，预计不会对不动产存续期间的正常生产造成重大影响。

在上述资质和合同展期工作开展前，管理人将督促运营管理机构协助项目公司提前制定工作计划，按相关法律法规的要求准备续期材料，及时提交相关申请，并跟进后续在现场核查等流程（如需），及时完成相关经营资质和

合同的展期和续办工作。

基金管理人已于本基金招募说明书“第一章招募说明书概要及风险因素”之“第二节 风险因素”之“二、与不动产项目相关的风险因素”之“（三）业务许可、合同续期风险”中提示以下风险：

项目公司《并网调度协议》续期风险

项目公司《新能源场站并网调度协议》（以下简称《并网调度协议》）有效期自2025年1月15日至2030年1月15日，无法覆盖不动产基金存续期，若基金存续期内《并网调度协议》无法续期，项目公司可能面临无法正常从事发电业务的风险。在《并网调度协议》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《并网调度协议》的续签工作，但仍然存在因为《并网调度协议》无法续签导致项目公司面临无法正常从事发电相关业务的风险。

项目公司《购售电合同》续期风险

项目公司《宁夏电网购售电合同》（以下简称《购售电合同》）有效期至2028年12月31日，无法覆盖不动产基金存续期，若基金存续期内《购售电合同》无法续期，项目公司可能面临无法正常从事发电业务的风险。在《购售电合同》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《购售电合同》的续签

工作，但仍然存在因为《购售电合同》无法续签导致项目公司面临无法正常从事发电相关业务的风险。

项目公司《电力业务许可证》续期风险

国家能源局西北监管局向项目公司核发的编号为1031324-01069的《电力业务许可证》的有效期自2024年10月16日至2044年10月15日，本基金存续期为16年，在本基金存续期内，本项目可能面临《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。

2.关于往来款。根据申报材料，截至报告期末，项目公司存在应收、应付往来款。请管理人补充披露上述往来款的明细情况及清理安排。

答复：

根据项目公司宁夏博疆最近一期审计报告，截至2026年3月31日，应收账款23,251.73万元，应付账款110.85万元，属于与风力发电不动产经营相关的经营性资产、经营性负债，已纳入资产组评估范围，发行前不需清理。

截至2026年3月31日，其他应收款5,550.39万元、其他应付款8,973.76万元，主要为与关联方的往来款项以及应付

股利，未纳入资产组评估范围。据管理人核查，项目公司宁夏博疆已于2026年5月18日完成关联方往来款项清理（不含应付股利8,361.20万元）。

本基金发行前，项目公司拟利用未纳入资产组评估范围的账面货币资金分红。如上述未入池货币资金不足分红，应付股利未支付余额，将在项目公司股权转让对价中进行扣减。

基金管理人已于本基金招募说明书“第五章 不动产基金”之“第三节 关联交易与利益冲突”之“二、报告期关联交易的有关情况”之“（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”，以及“第五章 不动产基金”之“第二节 不动产基金的交易安排”之“二、不动产基金交易安排”之“（一）发行前资产重组安排”补充披露上述往来款的明细情况及清理安排。

图表 5-1： 最近三年及一期项目公司关联应收情况

单位：万元

项目名称	关联方	2026 年 3 月末	2025 年末	2024 年末	2023 年末
其他应收款	宁夏嘉盈新能源控股有限公司	5,243.00	4,943.00	1,520.00	-
	宁夏嘉隆新能源运营管理有限公司	306.36	-	-	-
合计		5,549.36	4,943.00	1,520.00	-

图表 5-2： 最近三年及一期项目公司关联应付情况

单位：万元

项目名称	关联方	2026年3月末	2025年末	2024年末	2023年末
应付账款	宁夏嘉隆新能源运营管理有限公司	110.85	95.25	97.25	-
其他应付款	宁夏国博新能源有限公司	20.02	16.75	78,080.26	-
	嘉泽新能源股份有限公司	592.54	592.54	1.00	-
	宁夏嘉盈新能源控股有限公司	8,361.20	-	-	-
合计		9,084.61	704.54	78,178.51	-

3.关于投保情况。根据申报材料，本项目现按照资产账面价值进行投保，保额低于资产估值。请管理人根据《审核关注事项》第三十八条相关规定，披露后续投保安排。

答复：

截至本反馈答复出具之日，管理人已督促原始权益人、运营管理机构以及项目公司为本项目投保了财产一切险、公众责任险、机器损坏险和营业中断险（保险期限为2026年3月23日至2027年3月22日），其中财产一切险总保额约为12.91亿元，已覆盖估值。后续管理人将继续督促运营管理机构协助项目公司为本项目持续购买足额保险。

（1）现阶段已足额投保，充分覆盖估值

中国太平洋财产保险股份有限公司北京分公司已为本项目出具了财产一切险、机器损坏险、公众责任险和营业中断险保险单，具体情况如下：

图表 5-3： 财产一切险

险种	财产一切险
----	-------

保险单号	ABEJ04002426QAAAAAXZ
保险人	中国太平洋财产保险股份有限公司北京分公司
投保人/被保险人	宁夏嘉隆新能源运营管理有限公司
营业性质	风能发电-陆上
保险财产地址	宁夏回族自治区吴忠市同心县境内
保险期间	共 365 天，自 2026 年 3 月 23 日 00:00:00 起至 2027 年 3 月 22 日 24:00:00 止
保险责任	保险期限内总保额为 CNY1,290,741,666.25
免赔信息	1.地震每次事故绝对免赔额为 CNY8,000.00 元或损失金额的 20%，两者按高为准。 2.其他风险每次事故绝对免赔额为 CNY8,000.00 元。 3.因暴雨、洪水、泥石流造成的检修道路损失每次事故绝对免赔额为 CNY50,000.00 或损失金额的 10%，两者按高为准。
特别约定	宁夏博疆新能源有限公司新农村风电项目 被保险人：宁夏博疆新能源有限公司、西安金风慧创技术有限公司、宁夏嘉隆新能源运营管理有限公司 宁夏博疆新能源有限公司同心焦家畔风电项目 被保险人：宁夏博疆新能源有限公司、西安金风慧创技术有限公司、宁夏嘉隆新能源运营管理有限公司

图表 5-4： 公众责任险

险种	公众责任保险
保险单号	ABEJ04007026QAAAA14R
保险人	中国太平洋财产保险股份有限公司北京分公司
投保人/被保险人	宁夏嘉隆新能源运营管理有限公司
营业性质	风能发电-陆上
保险财产地址	宁夏回族自治区吴忠市同心县境内
保险期间	共 365 天，自 2026 年 3 月 23 日 00:00:00 起至 2027 年 3 月 22 日 24:00:00 止
保险责任	肆仟万元整（CNY40,000,000.00）
免赔信息	1.每次事故绝对免赔额为 CNY500.00 元
特别约定	宁夏博疆新能源有限公司新农村风电项目 被保险人：宁夏博疆新能源有限公司、西安金风慧创技术有限公司、宁夏嘉隆新能源运营管理有限公司

	宁夏博疆新能源有限公司同心焦家畔风电项目 被保险人：宁夏博疆新能源有限公司、西安金风慧创技术有限公司、宁夏嘉隆新能源运营管理有限公司
--	--

图表 5-5： 机器损坏险

险种	机器损坏保险
保险单号	ABEJ04023426QAAAAA3R
保险人	中国太平洋财产保险股份有限公司北京分公司
投保人/被保险人	宁夏嘉隆新能源运营管理有限公司
营业性质	风能发电-陆上
保险财产地址	宁夏回族自治区吴忠市同心县境内
保险期间	共 365 天，自 2026 年 3 月 23 日 00:00:00 起至 2027 年 3 月 22 日 24:00:00 止
保险责任	保险期限内总保额为 CNY92,663,369.53
免赔信息	1.全部风险每次事故绝对免赔额为 CNY2,000.00 元或损失金额的 10%，两者按高为准
特别约定	宁夏博疆新能源有限公司新农村风电项目 被保险人：宁夏博疆新能源有限公司、西安金风慧创技术有限公司、宁夏嘉隆新能源运营管理有限公司 宁夏博疆新能源有限公司同心焦家畔风电项目 被保险人：宁夏博疆新能源有限公司、西安金风慧创技术有限公司、宁夏嘉隆新能源运营管理有限公司

图表 5-6： 营业中断险

险种	营业中断保险（财产险项下）	营业中断保险（机损险项下）
保险单号	ABEJ04002126QAAAAA1B	ABEJ04002626QAAAAA1B
保险人	中国太平洋财产保险股份有限公司北京分公司	
投保人/被保险人	宁夏嘉隆新能源运营管理有限公司	
营业性质	风能发电-陆上	
保险财产地址	宁夏回族自治区吴忠市同心县境内	
保险期间	共 365 天，自 2026 年 3 月 23 日 00:00:00 起至 2027 年 3 月 22 日 24:00:00 止	
保险责任	保险期限内总保额为 CNY138,549,911.24	保险期限内总保额为 CNY138,549,911.24

免赔信息	1.全部风险每次绝对免赔天数为 7 天
特别约定	宁夏博疆新能源有限公司新农村风电项目 被保险人：宁夏博疆新能源有限公司、西安金风慧创技术有限公司、宁夏嘉隆新能源运营管理有限公司 宁夏博疆新能源有限公司同心焦家畔风电项目 被保险人：宁夏博疆新能源有限公司、西安金风慧创技术有限公司、宁夏嘉隆新能源运营管理有限公司

（2）后续将持续购买足额保险，确保各项保险全程、足额覆盖本不动产项目

现有保险合同到期后，管理人将继续督促运营管理机构嘉隆运管协助项目公司宁夏博疆为不动产项目购买足额保险。基金存续期间，管理人将确保各项保险全程、足额覆盖本不动产项目。根据《运营管理服务协议》约定，运营管理机构应牵头并确保项目公司作为受益人为不动产项目投保足够的财产一切险、营业中断险、高管责任险和公众责任保险，办理投保、续保、理赔等事项。

基金管理人已于本基金招募说明书中对已购买保险情况和后续续保安排进行说明，详见本基金招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“一、不动产项目概况””的相关内容。综上所述，本基金保险安排符合《审核关注事项》第三十八条的相关要求。

4.关于流动性管理。请管理人根据《审核关注事项》第五十六条相关规定，评估在基金相关法律文件中明确约定基金管理人关于流动性管理的相关安排。

答复：

为缓释本基金存续期间的流动性风险，基金管理人将采取聘用流动性服务商等一系列措施提高基金产品的流动性。基金管理人已与国金证券股份有限公司、申万宏源证券有限公司以及广发证券股份有限公司签订做市服务协议，拟由其为本基金提供流动性服务。

基金管理人已于本基金招募说明书之“第四章 治理机制与运营管理安排”之“第一节 不动产基金治理机制”之“七、基金管理人流动性管理相关安排”以及《基金合同》之“第六部分 基金份额的上市交易和结算”之“十、流动性服务商安排”约定：“

（一）本基金上市期间，基金管理人将选定不少于1家流动性服务商为不动产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。

（二）基金管理人将采取聘用流动性服务商等一系列措施提高基金产品的流动性。”

基金管理人已根据《审核关注事项》第五十六条相关规定进一步对流动性服务商情况进行完善，于本基金招募说明书“第一章 招募说明书概要及风险因素”之“第一节

招募说明书概要”之“三、不动产基金发行概况及中介机构基本情况”补充披露。

（本页无正文，为《关于国金嘉泽新能源封闭式基础设施证券投资基金上市及国金资管-嘉泽新能源1号资产支持专项计划资产支持证券挂牌转让申请受理反馈意见的答复》盖章页）



（本页无正文，为《关于国金嘉泽新能源封闭式基础设施证券投资基金上市及国金资管-嘉泽新能源1号资产支持专项计划资产支持证券挂牌转让申请受理反馈意见的答复》盖章页）



国金证券资产管理有限公司

2026年 8月 7 日