

# 关于东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金上市及东方红申能股份能源 1 号资产支持专项计划资产支持证券挂牌转让申请受理反馈意见的答复

上海证券交易所：

上海东方证券资产管理有限公司已收到《关于东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金上市及东方红申能股份能源 1 号资产支持专项计划资产支持证券挂牌转让申请受理反馈意见》（20260707R0023）。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）》（以下简称《基金指引》）、《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）》（以下简称《审核关注事项》）、《上海证券交易所资产支持证券业务规则》等有关法律法规及有关规章的规定，答复如下：

## 一、业务参与人资质及履职能力

（一）关于原始权益人。根据申报材料，原始权益人申能新能源（青海）有限公司报告期内营业收入、净利润、EBITDA 逐年下降。请管理人根据《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第 1 号——审核关注事项（试行）》（以下简称《审核关注事项》）第七条相关规定，结合原始权益人的实际经营情况与财务数据

波动原因，对原始权益人的持续经营能力发表明确意见。

答复：

经核查，管理人认为，原始权益人申能新能源（青海）有限公司（以下简称青海新能源）报告期内营业收入、净利润、EBITDA 等财务指标的波动系受到新能源行业的行业性、周期性因素影响所致，青海新能源各期净利润与经营活动现金流量净额均保持为正、资产负债率持续下降，其具备持续经营能力，符合《审核关注事项》第七条相关规定。同时，本次入池的乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目（以下简称乌兰风电项目或本项目或不动产项目）系青海新能源体系内经营质量较优的资产，本基金的现金流来源于项目自身售电经营收入，与原始权益人的财务状况相互独立；本基金存续期间，将由上海申能新能源投资有限公司（以下简称上海新能源）负责不动产项目的运营管理；基金后续扩募资产的储备来源于发起人控股股东申能（集团）有限公司（以下简称申能集团）。因此，原始权益人的财务指标波动对基金份额持有人利益不构成实质影响。具体分析如下：

### 1.报告期内主要财务数据波动情况

报告期内，原始权益人营业收入、净利润及 EBITDA 存在小幅下降情况，上述波动系同期其持有项目所处的青海、新疆等区域风光资源波动、新能源行业投资收益率系统性回落等因素叠加所致，具体情况如下：

表1 青海新能源最近三年及2026年上半年主要财务数据

单位：亿元、%

| 项目                | 2026 年 1—6 月 | 2025 年度 | 2024 年度 | 2023 年度 |
|-------------------|--------------|---------|---------|---------|
| 营业收入              | 4.53         | 9.69    | 10.13   | 10.77   |
| 净利润               | 0.99         | 2.19    | 2.44    | 2.97    |
| EBITDA            | 4.03         | 8.34    | 9.10    | 9.66    |
| 经营活动产生的<br>现金流量净额 | 3.24         | 10.11   | 6.84    | 8.70    |
| 毛利率               | 45.90        | 48.03   | 50.05   | 53.74   |
| 资产负债率             | 62.63        | 62.92   | 66.17   | 68.44   |

新能源行业的收益具有波动性，导致原始权益人合并口径财务数据存在波动。但本次入池的乌兰风电项目自身经营表现较稳定，系原始权益人体系内经营质量较优的资产，具体详见本反馈答复之“一、业务参与人资质及履职能力”之“（一）关于原始权益人”之“3.乌兰风电项目系原始权益人体系内经营质量较优资产”。

## 2.财务数据波动系行业性、周期性因素所致

### （1）风光资源波动是收入下降的主导因素

青海新能源售电收入占营业收入比重为 100%，其项目集中布局于青海、新疆等新能源装机高速增长区域。报告期内，区域风光自然资源年际波动，导致发电量与营业收入承压。上述风光自然资源波动对本项目的影响，已在项目评估测算中同步考虑。

### （2）受成本刚性影响，收入波动对利润影响放大

青海新能源的营业成本以刚性较大的折旧摊销为主，导致报告期内利润的波幅大于收入的波幅。

### （3）行业投资收益率系统性回落

因行业周期特性，新能源项目投资收益率近年存在递减趋势，行业趋势在已上市同类风电 REITs 项目的存续期业绩中也有所体现，原始权益人近年的业绩表现与行业趋势存在一致性，属系统性因素而非公司个体因素。

### **3. 乌兰风电项目系原始权益人体系内经营质量较优资产**

本次入池的乌兰风电项目经营业绩较原始权益人的总体水平具有更好的稳定性。2023—2025 年项目营业收入保持在 17,359.58—18,635.24 万元区间内窄幅波动，且 2025 年的营业收入同比 2024 年呈上升趋势；项目 EBITDA 稳定在 15,944.15—17,063.87 万元区间内。

本次以乌兰风电项目作为入池资产，亦体现了原始权益人以优质项目发行不动产基金的原则。

### **4. 原始权益人具备持续经营能力**

受行业周期性因素的影响，原始权益人的部分财务数据有所波动，但最近三年及一期其净利润与经营活动现金流量净额持续为正。截至 2026 年 6 月 30 日青海新能源资产负债率为 62.63%，且无债务违约或重大违法违规记录。因此，管理人认为原始权益人具备持续经营能力，符合《审核关注事项》第七条相关规定。

本基金现金流来源为项目公司乌兰风电项目自身售电经营收入，与原始权益人的财务状况相互独立；本基金存续期间，将由上海新能源负责不动产项目的运营管理；基金后续扩募资产的储备来源于发起人控股股东申能集团。因此，上述波动对基金份额持有人利益不构成实质影响。

管理人已在《招募说明书》“第二章 不动产项目”之“第

三节 原始权益人”之“四、业务模式、行业地位和持续经营能力分析”之“（四）持续经营能力分析”及“五、财务状况”之“（二）主要财务指标分析”中补充披露上述原始权益人相关财务数据下降原因。

综上所述，管理人认为，原始权益人报告期内营业收入、净利润、EBITDA 等财务指标的波动系受到新能源行业的行业性、周期性因素影响所致，原始权益人各期净利润与经营活动现金流量净额均保持为正、资产负债率持续下降，其具备持续经营能力，符合《审核关注事项》第七条相关规定。

（二）关于入池资产选择。根据申报材料，截至 2026 年 3 月末，申能股份有限公司（以下简称申能股份）控股的新能源发电项目装机容量超过 874.31 万千瓦。请管理人根据《审核关注事项》第三十九条相关规定，补充披露乌兰风电项目（以下简称本项目）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、运营指标进一步说明以本项目作为不动产基金底层资产的主要考虑。

答复：

在发起人主要控股的陆上风电项目中，乌兰风电项目的装机容量、营业收入指标排名第一，上网电量<sup>1</sup>、净利润指标排名第二。管理人结合区域资源丰富、运营收益稳定性高、合规手续齐全等因素综合考量，选定乌兰风电项目作为不动产基金底层资产。

---

<sup>1</sup> 即结算电量，全文下同。

# 1. 乌兰风电项目的资产规模、营业收入、净利润等各项指标在原始权益人及其实际控制人体系内排名前列

截至 2026 年 6 月 30 日，申能股份主要控股的新能源发电企业分布于青海省、贵州省、海南省、上海市等地区，相关信息如下：

表2 原始权益人控股股东申能股份主要控股的新能源发电企业情况

单位：%、万千瓦

| 序号 | 发电企业            | 控股比例 | 类型 | 地区（省） | 装机容量 |
|----|-----------------|------|----|-------|------|
| 1  | 乌兰县华扬晟源新能源有限公司  | 100  | 陆风 | 青海    | 20   |
| 2  | 天门申赫能源科技有限公司    | 100  | 陆风 | 湖北    | 20   |
| 3  | 呼和浩特市国龙新能源有限公司  | 100  | 陆风 | 内蒙古   | 15   |
| 4  | 岢岚县风脉新能能源有限公司   | 100  | 陆风 | 山西    | 10   |
| 5  | 榆林协合新能源有限公司     | 100  | 陆风 | 陕西    | 10   |
| 6  | 乌兰县润晟新能源有限公司    | 100  | 陆风 | 青海    | 10   |
| 7  | 宁明县中汇新能源有限公司    | 100  | 陆风 | 广西    | 10   |
| 8  | 贵州罗甸申电风力发电有限公司  | 80   | 陆风 | 贵州    | 10   |
| 9  | 全南县三润新能源有限公司    | 100  | 陆风 | 江西    | 10   |
| 10 | 南召聚合风力发电有限公司    | 100  | 陆风 | 河南    | 9.78 |
| 11 | 申能新能源达茂风力发电有限公司 | 100  | 陆风 | 内蒙古   | 9.75 |
| 12 | 榆林协鑫智慧风力发电有限公司  | 100  | 陆风 | 陕西    | 7    |
| 13 | 上海华港风力发电有限公司    | 100  | 陆风 | 上海    | 6.75 |
| 14 | 淮阳县联浩风电开发有限公司   | 100  | 陆风 | 河南    | 5.2  |
| 15 | 格尔木瑞鑫达新能源有限公司   | 100  | 陆风 | 青海    | 5    |
| 16 | 漯河恒洁新能源有限公司     | 100  | 陆风 | 河南    | 5    |

| 序号 | 发电企业           | 控股比例 | 类型 | 地区(省) | 装机容量   |
|----|----------------|------|----|-------|--------|
| 17 | 格尔木清脉新能源科技有限公司 | 100  | 陆风 | 青海    | 5      |
| 18 | 格尔木东恒新能源有限公司   | 100  | 陆风 | 青海    | 5      |
| 19 | 濉溪县鑫风新能源有限公司   | 65   | 陆风 | 安徽    | 5      |
| 20 | 海南州鑫源新能源有限公司   | 100  | 陆风 | 青海    | 5      |
| 21 | 海南申能新能源有限公司    | 100  | 海风 | 海南    | 60.3   |
| 22 | 上海临港海上风力发电有限公司 | 96   | 海风 | 上海    | 21.28  |
| 23 | 如东协鑫海上风力发电有限公司 | 100  | 海风 | 江苏    | 20     |
| 24 | 如东智鑫海上风电有限公司   | 90   | 海风 | 江苏    | 15     |
| 25 | 独山卓申新能源有限公司    | 100  | 光伏 | 贵州    | 20     |
| 26 | 关岭卓阳新能源科技有限公司  | 100  | 光伏 | 贵州    | 20     |
| 27 | 宜城市申宜新能源有限公司   | 100  | 光伏 | 湖北    | 16.976 |
| 28 | 关岭申阳能源科技有限公司   | 100  | 光伏 | 贵州    | 15     |
| 29 | 岢岚京润新能源有限公司    | 100  | 光伏 | 山西    | 12     |
| 30 | 岢岚京能新能源有限公司    | 64   | 光伏 | 山西    | 10     |
| 31 | 含山县林阳新能源科技有限公司 | 100  | 光伏 | 安徽    | 10     |
| 32 | 宣城市永洋新能源科技有限公司 | 100  | 光伏 | 安徽    | 10     |
| 33 | 榆林协能鑫科光伏电力有限公司 | 100  | 光伏 | 陕西    | 10     |
| 34 | 枣庄峰之光新能源有限公司   | 100  | 光伏 | 山东    | 10     |
| 35 | 沙洋楚伏新能源有限公司    | 100  | 光伏 | 湖北    | 10     |
| 36 | 灌云永贯新能源科技有限公司  | 100  | 光伏 | 江苏    | 9.8    |
| 37 | 大荔煜龙新能源有限公司    | 100  | 光伏 | 陕西    | 8.82   |
| 38 | 枞阳县晨华新能源发电有限公司 | 100  | 光伏 | 安徽    | 8      |
| 39 | 岚县申河新能源有限公司    | 100  | 光伏 | 山西    | 8      |

| 序号 | 发电企业           | 控股比例 | 类型 | 地区(省) | 装机容量 |
|----|----------------|------|----|-------|------|
| 40 | 宣城市永耀新能源科技有限公司 | 100  | 光伏 | 安徽    | 6    |
| 41 | 哈密华光发电有限责任公司   | 100  | 光伏 | 新疆    | 5    |
| 42 | 天门申赫能源科技有限公司   | 100  | 光伏 | 湖北    | 5    |
| 43 | 宁夏宁东申创新能源有限公司  | 100  | 光伏 | 宁夏    | 5    |

截至 2026 年 6 月 30 日，申能股份控股的风电项目装机容量为 343.56 万千瓦、光伏发电项目装机容量为 442.92 万千瓦、分布式供电项目装机容量为 88.79 万千瓦、独立储能项目装机容量为 9.25 万千瓦（包括但不限于上表所列示的主要项目）。

乌兰风电项目已全容量并网稳定运营超 6 年，2025 年完成上网电量约 33,889 万千瓦时，实现营业收入约 18,332.12 万元，净利润约 5,381.75 万元。以 2025 年度数据对比，乌兰风电项目在申能股份主要控股的各类新能源项目中装机容量、上网电量、营业收入、净利润等指标均处于前 15%；在申能股份主要控股的陆上风电项目中装机容量、营业收入指标排名第一，上网电量、净利润指标排名第二。

## **2.综合考虑区域资源、运营收益、合规性等因素后，选定乌兰风电项目作为不动产基金底层资产**

选取乌兰风电项目作为不动产基金底层资产，是管理人与申能股份综合区域资源与业务布局、运营收益稳定性、合规条件等多方面因素后的战略决策，具体分析如下：

### **（1）地域风力资源丰富，风电发展具有先天基础**

乌兰风电项目所在的青海省是国家重要的清洁能源产业高

地和战略资源接续地。近年来，青海省立足自身资源禀赋和生态优势，将清洁能源产业作为产业“四地”<sup>2</sup>建设中的核心板块之一，清洁能源装机规模不断扩大。2025 年全省清洁能源发电量 1,073 亿千瓦时，占总发电量的比重超过 87%<sup>3</sup>，并已建成海南州、海西州两个千万千瓦级清洁能源基地，以大型风电光伏基地为牵引，带动清洁能源产业规模化、集约化、融合化发展。

对于申能股份而言，青海省是公司新能源发电项目的重点布局区域之一，本次选取乌兰风电项目作为不动产基金资产，是申能股份深度参与西部大开发、助力青海省清洁能源建设、构建申能集团绿色产融协同生态圈的重要举措。

## **（2）运营情况成熟，收益稳定性良好**

自 2019 年 12 月投入运营以来，乌兰风电项目已持续运营超过六年，最近三年盈利能力良好、营业收入波动幅度较小、净利润及经营性现金流持续为正。2023—2025 年，乌兰风电项目每年上网电量稳定在约 32,167.84—34,591.97 万千瓦时之间，营业收入稳定在 17,359.58—18,635.24 万元之间，EBITDA 稳定在 15,944.15—17,063.87 万元之间，整体运营情况较为平稳。

## **（3）关键合规手续齐全，不涉及资产重组环节，现金流可预测性较强**

除区域分布、盈利能力外，本次资产筛选同时考虑以下要点：

1) 经核查，乌兰风电项目关键合规手续齐备，各项权属文件完整，符合《审核关注事项》要求；

<sup>2</sup> 2021年3月，习近平总书记参加十三届全国人大四次会议青海代表团审议时，要求青海省加快建设产业“四地”，即世界级盐湖产业基地、国家清洁能源产业高地、国际生态旅游目的地、绿色有机农畜产品输出地。青海省已将产业“四地”建设纳入“十五五”规划纲要。

<sup>3</sup> 数据来源：青海省发改委、青海省能源局。

2) 乌兰风电项目由原始权益人全资持有，股权结构清晰，且项目公司不持有其他资产，不涉及资产重组环节，发行不动产基金的程序较为便捷；

3) 乌兰风电项目合法合规享受可再生能源电价附加补贴（以下简称国补），收益来源清晰稳定，现金流可预测性较强。

管理人已在《招募说明书》“第二章 不动产项目”之“第二节 不动产项目经营业绩及财务状况分析”之“四、不动产项目经营业绩分析”之“（九）本项目作为不动产基金资产的主要考虑”对上述入池资产选择的考虑进行补充披露。

综上所述，在原始权益人主要持股的新能源项目中，乌兰风电项目的装机容量、营业收入、上网电量、净利润等指标排名前列，并在区域资源与业务布局、运营收益稳定性、合规条件等多方面具备优势，是申能体系内兼具收益稳定性及规模效应的优质新能源发电资产。本次以乌兰风电项目作为不动产基金首发资产，系管理人多维度审慎遴选结果，资产选择逻辑清晰、依据充分。

（三）关于运营管理机构。根据申报材料，本项目运营管理机构为上海申能新能源投资有限公司（以下简称上海新能源），在相关法律文件生效且上海新能源按照《基金法》在中国证监会完成备案后，上海新能源即取得作为本基金运营管理机构的相关资质。请管理人、律师对运营管理机构是否符合《基金指引》第四十条相关规定发表明确意见。

答复：

经核查，管理人及律师认为，在完成证监会备案后，本

基金的运营管理机构将符合《基金指引》第四十条关于运营管理机构的相关规定。

近年来，乌兰风电项目均由上海新能源统筹管理，历史运营情况良好。本基金在成立后将继续委托上海新能源担任乌兰风电的运营管理机构。在本基金履行注册手续时，运营管理机构将同步推进完成中国证监会的备案手续。

上海新能源的运营管理资质与相关规定要求的对应情况如下：

### **1.关于不动产运营管理资质：经营范围符合要求**

《基金指引》第四十条第一款第（一）项要求，运营管理机构应当具有符合国家规定的不动产运营管理资质（如有）。现行法律法规并未规定风电项目运营管理机构需具备的不动产运营管理资质。根据中国（上海）自由贸易试验区市场监督管理局于2023年7月3日向上海新能源核发的《营业执照》（统一社会信用代码：913101151322383529），上海新能源经核准的经营范围中包括“与电力、能源相关的环保产业的项目投资、经营管理及‘四技’服务。”

因此，管理人、律师认为，上海新能源担任本基金运营管理机构、为底层不动产资产提供运营管理服务，服务内容在其《营业执照》核准的经营范围内，符合《基金指引》第四十条第一款第（一）项的规定。

### **2.运营管理经验及人员配备：经验丰富、人员充足，满足5年以上经验人员要求**

《基金指引》第四十条第一款第（二）项要求，运营管理机构应当具备丰富的基础设施项目运营管理经验，配备充

足的具有基础设施项目运营经验的专业人员，其中具有 5 年以上基础设施项目运营经验的专业人员不少于 2 名。

上海新能源共有在册员工 225 名，全部为从事新能源项目运营管理相关工作的专业人员，其中具有 5 年以上不动产（新能源发电）项目运营经验的专业人员 53 名，核心运营团队人员平均从业年限 10 年以上，涵盖电气、风机检修、电力交易、安全生产等专业序列。

此外，根据上海新能源提供的关于运营管理经验的书面说明文件，除为乌兰风电项目提供运营管理服务外，上海新能源还同时管理和运营其他同类型新能源项目。截至 2026 年 6 月末，上海新能源及其关联方运营管理的新能源项目装机容量超过 499.66 万千瓦，其中陆上风电项目装机容量超过 183.48 万千瓦，分布于青海、内蒙古、上海等省（区、市）。

因此，管理人、律师认为，上海新能源具备丰富的不动产项目运营管理经验，已配备了充足的具有不动产项目运营经验的专业人员，其中具有 5 年以上不动产项目运营经验的专业人员不少于 2 名，符合《基金指引》第四十条第一款第（二）项的规定。

### **3.公司治理与财务状况：治理结构健全、财务状况良好**

《基金指引》第四十条第一款第（三）项要求，运营管理机构应当具备良好的公司治理水平与财务状况。

#### **（1）上海新能源的公司治理结构**

根据上海新能源提供的《上海申能新能源投资有限公司章程》，其公司治理结构如下：

上海新能源为申能股份的全资子公司，上海新能源不设股东会，由申能股份依照法律和公司章程规定行使股东职权，包括决定公司的投资计划、决定公司投资项目及投资方案等。上海新能源不设董事会，设一名董事，董事对股东负责，行使包括执行股东决定，向股东报告工作等职权；董事担任公司的法定代表人。上海新能源设总经理一名作为公司经理层，为公司的执行机构，经股东推荐，由董事决定聘任或解聘。上海新能源未设监事或者监事会。

上海新能源的公司治理结构健全，符合《中华人民共和国公司法》的规定。

## **（2）上海新能源的财务状况**

根据上海新能源提供的《上海申能新能源投资有限公司章程》《上海申能新能源投资有限公司财务会计核算制度》《上海申能新能源投资有限公司审计报告》（上会师报字（2024）第 8222 号）、《上海申能新能源投资有限公司审计报告》（大华审字[2025]0211015223 号）、《上海申能新能源投资有限公司审计报告》（大华审字[2026]0211010875 号）及 2026 年 1—6 月财务报表等资料，其已建立财务、会计制度，报告期内财务状况良好。

上海新能源最近三年及一期总资产分别为 2,201,318.12 万元、2,307,260.07 万元、2,186,532.86 万元及 2,139,069.48 万元，净资产分别为 561,598.58 万元、647,206.42 万元、686,239.24 万元及 696,637.41 万元，营业收入分别为 185,335.50 万元、215,562.23 万元、221,021.68 万元及 87,955.16 万元，净利润分别为 76,257.75 万元、81,784.94 万

元、63,666.20 万元及 20,087.44 万元。

各期上海新能源均保持盈利，无重大或有负债，财务状况良好。

因此，管理人及律师认为，上海新能源的公司治理结构健全、财务状况良好，符合《基金指引》第四十条第一款第（三）项的规定。

#### **4.运营管理机构将与本基金注册程序同步完成备案**

《基金指引》第四十条第一款要求，运营管理机构应当按照《证券投资基金法》第九十七条规定经中国证监会备案。

截至本反馈答复出具之日，上海新能源尚未按照《证券投资基金法》第九十七条、《基金指引》第四十条的规定在中国证监会进行担任运营管理机构的备案，运营管理机构将与本基金注册程序同步完成备案。

对此，管理人已在《招募说明书》“第二章 不动产项目”之“第四节 运营管理机构”进行了信息披露。律师已在《北京市汉坤律师事务所关于申请募集注册东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金的法律意见书》“二、基础设施基金的主要参与机构”中对运营管理机构主体资格及相应权限发表了法律意见。

#### **5.关于继任运营管理机构标准设置的合理性**

不动产基金上市后，运营管理机构的管理能力对不动产基金的经营业绩表现起到关键作用，因此在继任运营管理机构的标准要求上，着重考虑同类项目运营管理经验、运营管理项目规模以及所属集团公司的整体实力等方面，以保障继任运营管理机构接任后，对不动产项目的运营管理水平不低

于原有标准。

### **（1）对继任运营管理机构资质要求**

继任运营管理机构应当按照《证券投资基金法》第九十七条规定经中国证监会备案，并持续符合下列要求：

- 1）具备 5 年以上风力发电机组的运营管理经验；
- 2）所属集团公司的新能源控股装机容量不低于 800 万千瓦；
- 3）所属集团公司经审计的最近一年总资产规模不低于人民币 2,000 亿元，经审计的最近一年净资产规模不低于人民币 1,000 亿元；
- 4）公司治理与财务状况良好；
- 5）中国证监会规定的其他要求。

### **（2）包括已上市 REITs 项目运营管理机构在内的多家机构可满足标准要求**

经公开信息查询，除五大发电集团<sup>4</sup>下属的风电项目运营机构外，已上市的中航中核汇能新能源 REIT 的运营管理统筹机构中核汇能有限公司、中航京能国际能源 REIT 原始权益人所属的北京能源集团有限责任公司下属的风电项目运营机构也可满足继任机构的标准要求。

### **（3）拟任运营管理机构可满足标准要求**

拟任运营管理机构上海新能源所属集团公司为申能集团。

截至 2025 年末，上海新能源具备 5 年以上风力发电机组的运营管理经验。截至 2025 年末，申能集团的新能源控

---

<sup>4</sup> 包括国家能源投资集团有限责任公司、中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家电力投资集团有限公司。

股装机容量超过 880 万千瓦，经审计的总资产规模为人民币 2,899.00 亿元，经审计的净资产规模为人民币 1,643.44 亿元。

如“3.公司治理与财务状况：治理结构健全、财务状况良好”所述，上海新能源公司治理与财务状况良好，在完成中国证监会备案后可满足任职要求。

因此，继任运营管理机构的标准要求可对现有运营管理机构形成有效的约束激励，同时也兼顾了运营管理机构的管理能力要求，有利于不动产项目的持续稳定运行。

综上所述，管理人及律师认为，拟任运营管理机构具备丰富的不动产项目运营管理经验，已配备充足的具有不动产项目运营经验的专业人员，公司治理与财务状况良好，担任不动产项目运营管理机构符合其经核准的经营范围，在上海新能源按照《证券投资基金法》第九十七条、《基金指引》第四十条的规定就担任运营管理机构事宜经中国证监会备案后，上海新能源将具备《基金指引》第四十条规定的担任不动产项目运营管理机构资格和条件。

**（四）关于管理人专业能力。请基金管理人补充说明其部门、人员、制度、流程设置等是否符合《证券投资基金法》《公开募集证券投资基金运作管理办法》等法律法规以及公开募集不动产投资信托基金相关业务规则规定的条件。**

**答复：**

上海东方证券资产管理有限公司作为本基金的基金管理人，独立设置业务部门、人员配备充足、制度、流程设置健全有效，符合《证券投资基金法》《公开募集证券投资基金

运作管理办法》等法律法规以及公开募集不动产投资信托基金相关业务规则规定的条件，基金管理人管理的其他公募 REITs 产品业绩表现稳定。具体说明如下：

### **1.业务部门独立设置**

基金管理人已设置公募 REITs 部作为独立的不动产基金业务主办部门。

### **2.人员配备充足**

公募 REITs 部已配备不少于 3 名具有 5 年以上不动产项目运营或不动产项目投资管理经验的主要负责人员，其中至少 2 名具备 5 年以上不动产项目运营经验。基金管理人具有不动产研究经验，配备充足的专业研究人员。

#### **（1）拟任基金经理**

任炜翔先生，上海东方证券资产管理有限公司拟任基金经理。厦门大学保险硕士。2017 年起先后任职于华福证券股份有限公司投资银行业务条线事业部创新业务部、债券融资三部，主导及参与了多单不动产投资建设行业相关的资产证券化项目，基础资产类型包括融资租赁债权、信托受益权和应收账款债权等，负责项目的产品设计、尽职调查、申报发行和存续期管理等事宜，具备丰富的不动产项目投资管理经验，现任职于上海东方证券资产管理有限公司。

贺红阳先生，上海东方证券资产管理有限公司拟任基金经理。西南财经大学经济学硕士。2011 年起先后任职于台山核电合营有限公司计划合同部、四川置信实业有限公司计划运营部、成都绿城巴蜀投资有限公司区域运营管理部、申万菱信基金管理有限公司不动产投资部，曾参与国内首个采

用第三代 EPR 技术的核电标杆项目台山核电站一期建设，项目规划并建设两台单机容量为 175 万千瓦的核电机组，期间从事战略与计划管理工作，此外作为运营管理专业负责人，主导及参与了多个产业园项目、产业小镇项目、保障性租赁住房项目建设及运营，负责战略规划、计划管理、全面预算管理、组织绩效考核、流程体系建设、产业资源协调等工作，具备丰富的不动产项目运营管理经验，现任职于上海东方证券资产管理有限公司。

文品先生，上海东方证券资产管理有限公司拟任基金经理。重庆大学管理学硕士。2019 年起先后任职于龙湖集团旗下的重庆龙湖拓骏地产发展有限公司、北京龙智工程咨询有限公司、上海龙智集顺工程咨询有限公司、上海龙智冠寓商业管理有限公司，期间从事不动产项目投资及运营管理工作，负责不动产项目立项管理及投资决策、经营计划管理、预算管理及收益管理、绩效制定及考核、业务流程及内控、资产改造及退出等全链条经营管理工作，具备丰富的不动产项目运营管理经验，现任职于上海东方证券资产管理有限公司。

以上人员均满足 5 年以上不动产项目运营管理或投资管理经验要求，均已通过中国基金业协会组织的基金经理证券投资法律知识考试（REITs 类），不存在兼任其他基金基金经理的情况，符合公募 REITs 基金经理任职条件。

## **（2）主要不动产专业研究人员**

许望婷女士，上海东方证券资产管理有限公司固定收益研究员，南京大学经济学硕士，拥有 4 年信用研究经验、3

年公募 REITs 研究经验，具备较成熟的公募 REITs 研究框架，底层资产实地调研经验丰富。

### **3.制度、流程设置健全有效**

基金管理人具备健全有效的不动产基金投资管理、项目运营、内部控制与风险管理制度和流程，内控制度完善。

#### **（1）不动产基金业务相关内部制度**

基金管理人印发了《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金业务管理办法》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金尽职调查业务管理办法》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金发售业务管理办法》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金项目投资及运营管理办法》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金网下认购业务管理办法》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金网下投资者管理细则》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金战略配售投资者管理细则》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金关联交易管理办法》《上海东方证券资产管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金投资及运营决策委员会制度》，能有效防范和管理业务运作风险与基金投资风险，充分保护基金份额持有人合法权益。

#### **（2）内部控制与风险管理制度和流程**

##### **1）内部控制的总体目标**

①保证基金管理人经营运作严格遵守国家有关法律法规、

行业监管规则及公司内部规章制度，促进基金管理人合法经营、规范运作经营理念的形成。

②防范和化解经营风险和道德风险，提高经营管理效益，确保经营业务的稳健运行和基金资产的安全完整，实现基金管理人持续、稳定、健康发展。

③确保基金资产和公司的业务记录、财务信息和其他信息的真实、准确、完整、及时。

## **2）内部控制的原则**

①健全性原则。内部控制应当包括基金管理人的各项业务、各个部门和各级人员，并涵盖决策、执行、监督、反馈等各个环节。

②有效性原则。通过科学的内控手段和方法，建立合理的内控程序，维护内控制度的有效执行。

③独立性原则。基金管理人各部门和岗位职责应当保持相对独立，基金管理人基金资产、自有资产、其他资产的运作应当分离。

④相互制约原则。基金管理人内部部门和岗位的设置应当权责分明、相互制衡。

⑤成本效益原则。基金管理人运用科学化的经营管理方法降低运作成本，提高经济效益，以合理的控制成本达到最佳的内部控制效果。

## **3）制定内部控制制度的原则**

①合法合规性原则。基金管理人内部控制制度应符合国家法律、法规、规章和各项规定。

②全面性原则。内部控制制度应涵盖基金管理人经营管

理的各个环节，不应留有制度上的空白或漏洞。

③审慎性原则。制定内部控制制度应以审慎经营、防范和化解风险为出发点。

④适时性原则。内部控制制度的制定应随着有关法律法规的调整和基金管理人经营战略、经营方针、经营理念等内外部环境的变化进行及时的修改或完善。

#### **4) 内部控制的组织体系**

基金管理人根据有关法律法规和公司章程的规定，建立了规范的治理结构和议事规则，明确了决策、执行、监督等方面的职责权限，形成了科学有效的职责分工和制衡机制。董事会、经营管理层能够根据公司章程以及有关议事规则运行并行使职权。

基金管理人设董事会，对股东负责。基金管理人已制定董事会议事规则，规定了董事会会议的召开及表决程序和职责等；并制定独立董事制度，进一步完善法人治理结构，促进公司规范运作。

经营管理层负责组织实施董事会决议，主持基金管理人的经营管理工作，负责经营管理中风险管理工作的日常运行，负责董事会授权范围内重大经营项目和创新业务的风险评估和决策。经营管理层下设投资决策委员会、全面风险管理委员会、产品委员会、信息技术治理委员会、估值委员会等委员会，并分别制定了相应的议事规则，对各项重大业务及投资进行决策与风险控制。

#### **5) 内部控制的主要内容**

基金管理人遵照法律法规和公司章程，按照业务的性质

和特点以及《上海东方证券资产管理有限公司内部控制大纲》的有关要求严格制定管理制度、操作流程和岗位手册，明确揭示不同业务可能存在的风险点并采取控制措施，并根据法律法规和公司业务发展的变化情况，适时进行修订。

基金管理人针对以下内容建立基本管理制度：投资管理、销售管理、资产证券化业务管理、合规与风险管理、会计运营、信息技术管理和数据治理、人力资源管理、资料档案管理、信息披露和紧急应变等。

各职能部门在基本管理制度的基础上，制定部门业务规章，对各部门的主要职责、岗位设置、岗位责任、操作守则等进行说明。

#### **4.管理的其他公募 REITs 产品业绩表现稳定**

基金管理人管理的其他公募 REITs 产品包括：东方红隧道股份高速公路 REIT（以下简称隧道 REIT，基金代码：508020）。隧道 REIT 自 2026 年 4 月 22 日起在上海证券交易所上市交易，二级市场表现平稳。

根据隧道 REIT 在存续期披露的 2026 年 1—6 月主要运营数据公告，2026 年上半年，底层资产钱江通道及接线工程钱江隧道段项目（以下简称钱江隧道项目）月度通行费同比增长率均在 50%以上，与预测基本相符。

根据《东方红隧道股份高速公路封闭式基础设施证券投资基金招募说明书》（以下简称隧道 REIT 招募说明书）披露，隧道 REIT 的 2026 年预计可供分配金额为 43,969.55 万元（不含期初可供分配现金）。截至 2026 年 6 月 30 日，隧道 REIT 实际实现可供分配金额为 23,962.56 万元（对应扣

除隧道 REIT 招募说明书披露的期初可供分配现金后），以此测算的 2026 年可供分配金额预计能够达到预期金额。基于钱江隧道项目符合预期的经营业绩，隧道 REIT 二级市场表现平稳。

管理人已在《招募说明书》“第六章 附件”之“附件八、基金管理人与基金托管人的基本情况”之“第一部分 基金管理人”对上述基金管理人的部门、人员、制度和流程情况进行补充披露。

综上所述，基金管理人的部门、人员、制度、流程设置等符合《证券投资基金法》《公开募集证券投资基金运作管理办法》等法律法规以及公开募集不动产投资信托基金相关业务规则规定的条件，基金管理人管理的其他公募 REITs 产品业绩表现持续稳定。

## 二、不动产合规情况

（一）关于经营资质。根据申报材料，国网青海省电力公司与项目公司签署的《购售电合同》于 2028 年 12 月 31 日到期。国网青海省电力公司与项目公司签署的《新能源场站并网调度协议》于 2025 年 12 月 31 日到期。若双方无异议，协议到期后自动延期 3 年，延期次数不限。请管理人根据《审核关注事项》第十二条相关规定，补充披露相关协议在基金存续期内的续期安排、同类项目是否出现无法延期情形，进一步说明如需重新签订协议，相关风险的承担主体，充分揭示风险，并设置有效的风险缓释措施。

答复：

## 1.关于《购售电合同》《新能源场站并网调度协议》在基金存续期内的续期安排

### （1）政策层面要求电网企业应配合发电企业签订购售电合同、并网调度协议

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

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

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

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

### （2）《购售电合同》的续期约定与安排

2024年1月1日，国网青海公司（购电人）与乌兰县华扬晟源新能源有限公司（以下简称华扬晟源）签署《购售电合同》（合同编号：QHGSN-2024-FD003），约定合同期

限自《购售电合同》生效之日起至 2028 年 12 月 31 日止。合同期满前三个月，双方应就续签合同的有关事宜进行商谈。合同有效期届满，双方均未提出书面异议的，并继续按原合同标准履行义务的，有效期按照原合同自动续展。对于需要续签的购售电合同，在新合同签订前双方必须按原合同执行。

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

### **（3）《新能源场站并网调度协议》的续期约定与安排**

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

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

管理人已在《招募说明书》“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“二、不动产项目的合规性”之“（六）

项目经营资质取得情况、期限、有效性及展期安排”对上述相关协议在基金存续期内的续期安排进行补充披露。

## **2.发起人所持有的同类项目未发生过无法延期情形**

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

管理人已在《招募说明书》“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“二、不动产项目的合规性”之“（六）项目经营资质取得情况、期限、有效性及展期安排”对上述发起人所持有的同类项目情况进行补充披露。

## **3.关于购售电合同、并网调度协议无法续期的风险揭示及缓释措施**

### **（1）关于无法续期的风险承担**

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

根据《运营管理服务协议》约定，运营管理机构的运营管理服务范围包括：

1）就需要以项目公司名义签署的不动产项目运营的相关协议（包括但不限于购售电合同、并网协议和/或并网调度

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

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

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

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

## **（2）关于无法续期的风险揭示**

### **1）项目公司《购售电合同》续期风险**

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

### **2）项目公司《新能源场站并网调度协议》续期风险**

国网青海公司与项目公司签署的《新能源场站并网调度

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

管理人已在《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“（六）业务许可、合同续期风险”对上述无法续期的风险进行风险揭示。

### **（3）关于无法续期的风险缓释措施**

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

2）根据《运营管理服务协议》约定，运营管理机构应保障项目经营所涉及的《电力业务许可证》《购售电合同》

《并网调度协议》等处于有效状态。若出现到期未及时续办情形的，运营管理机构的绩效考核指标将进行扣减。运营绩效考核指标满分 100 分，若考核得分低于 95 分，则考核保证金将按照扣分同比例扣减，扣减金额计算方式为：当期基础管理费 $\times 20\% \times (100 - \text{考核得分}) / 100$ 。通过设置相关考核

要求，管理人督促运营管理机构采取主动措施保障相关购售电合同、并网调度协议的持续合法有效。

管理人已在《招募说明书》“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“二、不动产项目的合规性”之“（六）项目经营资质取得情况、期限、有效性及展期安排”对上述缓释措施进行补充披露。

综上所述，相关法规已明确电网企业应按规定与可再生能源发电企业签订并网调度协议、购售电合同，并就电网企业拒绝或者阻碍与可再生能源发电企业签订购售电合同、并网调度协议的情况规定了责令改正、罚款等处罚措施。同时，乌兰风电项目《购售电合同》《新能源场站并网调度协议》已就到期续约作出明确约定，结合发起人所持有的新能源项目过往未发生过无法延期的情形，乌兰风电项目《购售电合同》《新能源场站并网调度协议》到期续签不存在实质障碍。

基金存续期内，基金管理人、项目公司、运营管理机构将持续与电网企业等相关单位保持友好合作及沟通，按《购售电合同》《新能源场站并网调度协议》约定于协议到期前提前安排并配合做好续期工作，充分保障乌兰风电项目的运营稳定性。同时，基金管理人已在《运营管理服务协议》中配套设置了相关考核要求，有助于保障相关购售电合同、并网调度协议持续合法有效。

**（二）关于权利限制。**根据申报材料，本项目尚待取得上海市国资委同意以非公开协议转让方式实施所涉及的产权转让事项的相关批复文件。请管理人补充披露上述国资

转让审批程序进展情况，并对本次发行是否符合《审核关注事项》第十九条相关规定发表明确意见。

答复：

上海市国资委已于 2026 年 9 月 10 日出具《市国资委关于乌兰风电项目开展基础设施公募 REIT 发行有关事项的批复》（沪国资委产权〔2026〕188 号），原则同意申能股份有限公司以乌兰县华扬晟源新能源有限公司 20 万千瓦风电项目开展基础设施公募 REIT 发行的方案，所涉及的产权转让事项可通过非公开协议转让方式实施。

取得上述批复文件后，本次发行符合《审核关注事项》第十九条相关规定。

管理人已在《招募说明书》“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“五、不动产项目转让行为的合法性”之“（一）不动产项目的转让限制”进行更新披露。

### 三、项目经营与财务情况

#### （一）关于运营情况

报告期内，本项目市场化交易部分的整体经营情况如下：

表3 本项目市场化交易部分经营情况概要表

单位：万千瓦时、元/千瓦时、万元

| 项目              | 2023年     | 2024年     | 2025年     | 2026年1—6月 |
|-----------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 结算电量            | 34,591.97 | 32,167.84 | 33,889.43 | 15,171.50 |
| 市场化交易结算单价（含超缺额） | 0.2395    | 0.2385    | 0.2283    | 0.2563    |
| 考核费用单价          | -0.0057   | -0.0038   | -0.0051   | -0.0023   |

|                      |                 |                 |                 |                 |
|----------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 结算电价                 | 0.2338          | 0.2347          | 0.2233          | 0.2540          |
| <b>结算电费收入</b>        | <b>8,088.62</b> | <b>7,549.62</b> | <b>7,566.32</b> | <b>3,853.66</b> |
| <b>中长期交易</b>         |                 |                 |                 |                 |
| 省内中长期结算电量            | 28,084.06       | 22,475.25       | 27,758.87       | 12,715.71       |
| 省内中长期结算电量占比          | 81.19%          | 69.87%          | 81.91%          | 83.81%          |
| 省内中长期结算电价            | 0.2272          | 0.2284          | 0.2304          | 0.2285          |
| <b>省内中长期结算电费收入</b>   | <b>6,380.11</b> | <b>5,133.01</b> | <b>6,394.37</b> | <b>2,905.25</b> |
| <b>省内中长期结算电费收入占比</b> | <b>78.88%</b>   | <b>67.99%</b>   | <b>84.51%</b>   | <b>75.39%</b>   |
| 省间中长期结算电量            | 6,064.61        | 9,283.13        | 6,815.49        | 848.26          |
| 省间中长期结算电量占比          | 17.53%          | 28.86%          | 20.11%          | 5.59%           |
| 省间中长期结算电价            | 0.2937          | 0.2620          | 0.2301          | 0.2585          |
| <b>省间中长期结算电费收入</b>   | <b>1,780.90</b> | <b>2,432.12</b> | <b>1,568.46</b> | <b>219.30</b>   |
| <b>省间中长期结算电费收入占比</b> | <b>22.02%</b>   | <b>32.22%</b>   | <b>20.73%</b>   | <b>5.69%</b>    |
| 中长期结算电量              | 34,148.67       | 31,758.37       | 34,574.36       | 13,563.96       |
| 中长期结算电量占比            | 98.72%          | 98.73%          | 102.02%         | 89.40%          |
| 中长期结算电价              | 0.2390          | 0.2382          | 0.2303          | 0.2304          |
| <b>中长期结算电费收入</b>     | <b>8,161.01</b> | <b>7,565.13</b> | <b>7,962.83</b> | <b>3,124.55</b> |
| <b>中长期结算电费收入占比</b>   | <b>100.89%</b>  | <b>100.21%</b>  | <b>105.24%</b>  | <b>81.08%</b>   |
| <b>现货交易</b>          |                 |                 |                 |                 |
| 省内现货结算电量             | -               | -               | -1,169.86       | 1,422.20        |
| 省内现货结算电量占比           | -               | -               | -3.45%          | 9.37%           |
| 省内现货结算电价             | -               | -               | 0.3124          | 0.5120          |
| <b>省内现货结算电费收入</b>    | <b>-</b>        | <b>-</b>        | <b>-365.49</b>  | <b>728.20</b>   |
| <b>省内现货结算电费收入占比</b>  | <b>-</b>        | <b>-</b>        | <b>-4.83%</b>   | <b>18.90%</b>   |
| 省间现货结算电量             | 443.30          | 409.46          | 484.92          | 185.33          |

|              |                |                |                |               |
|--------------|----------------|----------------|----------------|---------------|
| 省间现货结算电量占比   | 1.28%          | 1.27%          | 1.43%          | 1.22%         |
| 省间现货结算电价     | 0.2809         | 0.2599         | 0.2891         | 0.1899        |
| 省间现货结算电费收入   | <b>124.54</b>  | <b>106.43</b>  | <b>140.18</b>  | <b>35.19</b>  |
| 省间现货结算电费收入占比 | <b>1.54%</b>   | <b>1.41%</b>   | <b>1.85%</b>   | <b>0.91%</b>  |
| 现货结算电量       | 443.30         | 409.46         | -684.93        | 1,607.53      |
| 现货结算电量占比     | 1.28%          | 1.27%          | -2.02%         | 10.60%        |
| 现货结算电价       | 0.2809         | 0.2599         | 0.3290         | 0.4749        |
| 现货结算电费收入     | <b>124.54</b>  | <b>106.43</b>  | <b>-225.31</b> | <b>763.39</b> |
| 现货结算电费收入占比   | <b>1.54%</b>   | <b>1.41%</b>   | <b>-2.98%</b>  | <b>19.81%</b> |
| 考核费用         |                |                |                |               |
| 考核费用         | <b>-196.93</b> | <b>-121.93</b> | <b>-171.20</b> | <b>-34.28</b> |
| 考核费用占比       | <b>-2.43%</b>  | <b>-1.62%</b>  | <b>-2.26%</b>  | <b>-0.89%</b> |

报告期内，本项目的市场化电力交易以结算电价相对稳定的中长期交易为主，在 2023—2025 年期间，中长期结算电量占总结算电量的比重超过 98%。2026 年 1—6 月，现货电量占比提升，主要系 2025 年 11 月青海省开展现货市场连续结算试运行后，项目电力交易业务团队结合青海省能源供需特征，积极开展电力市场分析，通过更加精细化的交易策略，主动调整中长期合约持仓，并实现结算电价的提升。

基金存续期内，项目电力交易业务团队也将根据电力市场结算规则，动态优化交易策略，力争稳定项目的经营收益。

**1.关于中长期合约交易。请管理人补充披露各类中长期合约交易的具体差异、定价逻辑及售电价格、消纳方式、售电协议签署情况、协议期限、主要客户类型、客户获取渠道、市场竞争情况、穿透前十大客户（如有）、重要客户历史合**

作情况（如有）等展业情况。

答复：

### （1）中长期交易市场的总体介绍及分类

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

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

发电企业参与电力中长期及现货交易时，交易头寸管理遵循稳健运营原则，通常以年度中长期合约构建收益底仓，叠加月度、月内中长期合约滚动增减调整仓位，持续收拢电量并压缩现货敞口。行业实践中，发电企业为扩大收益，通常采取“渐进锁定底仓+弹性保留敞口”的组合策略，结合区域电力供需格局、电价预测水平适度调整仓位边界。在电力供

给充裕、现货结算电价承压时提高中长期锁仓比例；在迎峰度夏等用电高峰，现货结算电价具备上行预期时，则适度放大现货敞口，在收益稳定性与收益弹性之间取得平衡。

开展中长期交易时，交易双方要先后确定目标市场（省内电力直接交易、省间电力直接交易<sup>5</sup>等），确定购买何种类型的产品（电力直接交易、电网企业代理购电交易等），通过不同执行周期的交易组合（年度交易、月度交易、月内交易组合）来扩大中长期交易收益。具体成交定价时，可通过双边协商、集中交易的方式进行。

表4 中长期交易分类

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

（2）各类中长期交易的特征及差异、定价逻辑

1）中长期交易品种的典型特征及差异

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

<sup>5</sup> 省间电力直接交易市场包括全国省间电力交易市场及西北区域省间电力互济交易市场。

合交易六种，以上交易品种的主要特征列示见下表：

表5 青海省中长期交易品种的主要特征-1

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

表6 青海省中长期交易品种的主要特征-2

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

| 交易品种 | 合同转让交易     | 合同变更交易       | 月内融合交易 |
|------|------------|--------------|--------|
|      | 决定，交易活跃度有限 | 布及价格，交易活跃度有限 | 市场化程度高 |

### ①电力直接交易（电力直购）

指发电侧与用电侧<sup>6</sup>经营主体之间开展的购售电能量交易；其价格受到煤炭一次能源价格、年度/月度供需、新能源出力预期等多因素影响，一般年度交易（年度长协）价格波动相对平缓，月度、月内交易价格波动会逐步增加。

### ②电网企业代理购电交易

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

### ③绿色电力交易

指以绿色电力和对应绿色电力环境价值为标的物的电力交易品种，交易电力同时提供国家核发的可再生能源绿色电力证书（简称绿证），用以满足发电企业、售电公司、电力用户等出售、购买绿色电力的需求。一般参与绿色电力交易的发电侧主体为风电、光伏发电等新能源项目。绿电价格由

<sup>6</sup> 即用户侧。

电能量价格（随电力直接交易均价波动）和环境溢价组成，因环境溢价受到环境、社会和公司治理（ESG）政策、新能源供给规模等影响独立波动，故绿色电力交易价格较为市场化。

#### ④合同转让交易

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

#### ⑤合同变更交易

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

#### ⑥月内融合交易

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

融合交易可执行多个交易品种，且主要执行周期为月内，定价相对市场化。

报告期内，本项目参与的中长期交易品种以省内、省间电力直接交易为主，并通过合同转让交易对上述合约持仓实施动态管理，以优化中长期合约履约结构；报告期内本项目未参与绿色电力交易、合同变更交易以及月内融合交易等交易品种。

## 2）各类中长期交易的定价（成交）方式及定价逻辑

中长期合约的交易双方在确定交易品种后，通过双边协商或集中交易的方式成交。近年来，青海省中长期交易方式逐步从双边协商为主过渡到集中交易为主，并由发用电侧通过电力交易平台<sup>7</sup>以竞价方式进行定价，充分发挥了市场机制调节作用。

表7 中长期交易品种的定价方式

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

<sup>7</sup> 泛指北京电力交易中心、青海电力交易中心等电力交易场所，全文下同。

| 交易类别 | 交易品种   | 交易标的                           | 交易类型/周期 | 交易/定价方式    | 报告期内是否参与 |
|------|--------|--------------------------------|---------|------------|----------|
|      | 易      | 期合约电量                          |         |            |          |
|      | 合同变更交易 | 已签订的中长期合约电量                    | 月内      | 双边协商       | 否        |
|      | 月内融合交易 | 电能量增量交易、合同转让交易、合同变更交易等多个交易品种融合 | 月内      | 集中交易（滚动撮合） | 否        |

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

**表8 报告期内本项目参与的中长期交易品种与交易方式**

| 交易方式<br>交易品种 | 双边协商 | 集中竞价 | 挂牌交易 |
|--------------|------|------|------|
| 电力直接交易       | √    | √    | √    |
| 电网企业代理购电交易   |      |      | √    |
| 合同转让交易       | √    |      |      |

### ①双边协商

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

### ②集中交易（集中竞价、挂牌交易、滚动撮合交易）

集中交易包括集中竞价、挂牌交易、滚动撮合交易三类

方式。

（a）集中竞价。集中竞价是指购电方（如电力用户、售电公司）与售电方不直接进行谈判，而是将购电或售电需求提交至电力交易平台，由电力交易平台按照一定规则进行集中匹配，最终达成交易并公布交易结果。此类交易方式下，成交价格一般采用统一边际出清价<sup>8</sup>，全部成交主体执行同一结算电价。集中竞价通常由青海电力交易中心按年度、月度、月内（多日）时序组织，并将全天划分为 24 个时段交易<sup>9</sup>；该交易方式价格信号透明度高、发现效率强，是引导发用电两侧供需动态匹配的主要市场化调节手段。

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

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

---

<sup>8</sup> 集中竞价申报结束后，交易平台按照申报价格排序，以由高到低的顺序形成购方申报电量的需求曲线、由低到高的顺序形成售方申报电量的供给曲线，供给与需求曲线交点对应的价格即为边际出清价格。此时售方报价 $\leq$ 边际出清价格、购方报价 $\geq$ 边际出清价格的电量均成交，且统一按边际出清价结算。

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

格由购售双方申报价格配对形成，交易时段内持续实时出清，未成交申报持续排队等待匹配。

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

**（3）各类中长期交易的售电价格、消纳方式、售电协议签署情况、协议期限、主要客户类型、客户获取渠道、市场竞争情况、穿透前十大客户（如有）、重要客户历史合作情况（如有）等展业情况**

**1）各类中长期交易的结算电价**

**（a）按交易方式区分**

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

**表9 2023年至2026年1—6月中长期合约按交易方式区分的结算电量、电价<sup>10</sup>**

单位：万千瓦时、元/千瓦时

| 交易方式 | 指标 | 2023 年 | 2024 年 | 2025 年 | 2026 年 1—6 月 |
|------|----|--------|--------|--------|--------------|
|------|----|--------|--------|--------|--------------|

<sup>10</sup> 报告期内，青海电力交易中心暂未组织开展滚动撮合交易。

|          |        |                  |                  |                  |                  |
|----------|--------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| 双边<br>协商 | 结算电价   | 0.2277           | 0.2315           | 0.2358           | 0.3192           |
|          | 结算电量   | 26,240.00        | 4,639.20         | 12,030.40        | 3,230.61         |
|          | 结算电量占比 | 76.84%           | 14.61%           | 34.80%           | 23.82%           |
| 集中<br>竞价 | 结算电价   | 0.2198           | 0.2265           | 0.2260           | 0.1976           |
|          | 结算电量   | 1,805.11         | 18,709.58        | 14,242.07        | 9,485.09         |
|          | 结算电量占比 | 5.29%            | 58.91%           | 41.19%           | 69.93%           |
| 挂牌<br>交易 | 结算电价   | 0.2932           | 0.2680           | 0.2298           | 0.2585           |
|          | 结算电量   | 6,103.56         | 8,409.59         | 8,301.89         | 848.26           |
|          | 结算电量占比 | 17.87%           | 26.48%           | 24.01%           | 6.25%            |
| 合计       | 结算电价   | <b>0.2390</b>    | <b>0.2382</b>    | <b>0.2303</b>    | <b>0.2304</b>    |
|          | 结算电量   | <b>34,148.67</b> | <b>31,758.37</b> | <b>34,574.36</b> | <b>13,563.96</b> |
|          | 结算电量占比 | <b>100.00%</b>   | <b>100.00%</b>   | <b>100.00%</b>   | <b>100.00%</b>   |

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

受上述交易策略、成交机会变动的影响，报告期内本项目按交易方式区分的中长期合约结算电价及结算电量占比存在一定波动。综合各类交易方式的量价波动后，整体来看，2023年至2026年1—6月，本项目中长期合约结算电价分别为0.2390元/千瓦时、0.2382元/千瓦时、0.2303元/千瓦时及0.2304元/千瓦时，基本保持平稳、略有波动；结算电量占比

分别为 98.72%、98.73%、102.02%及 89.40%，从结算电量来看，中长期合约构成了本项目市场化电费收入的基本盘。

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

**(b) 按交易品种区分**

电力直接交易是本项目中长期交易的最主要品种，在报告期内各年度，电力直接交易的占比均不低于 89%，结算电价在 0.2287—0.2392 元/千瓦时之间，是中长期合约的主要种类。电力直接交易的结算电价受到年度、月度、月内多种合约组合影响，以及双边协商及集中竞价等交易方式影响，结算电价小幅波动，符合相关交易品种的价格特征。电网企业代理购电的结算电价稳定在 0.2277 元/千瓦时<sup>11</sup>。合同转让交易由于买卖双向结算的原因，结算电价有所波动。各类中长期交易品种结算情况如下：

**表10 报告期内各类中长期交易品种结算<sup>12</sup>情况及占结算电量比重**

单位：万千瓦时、元/千瓦时

| 交易品种 |      | 2023 年 | 2024 年 | 2025 年 | 2026 年<br>1—6 月 |
|------|------|--------|--------|--------|-----------------|
| 电力直  | 结算电价 | 0.2392 | 0.2383 | 0.2287 | 0.2351          |

<sup>11</sup> 电网企业代理购电占中长期合约整体交易电量比重较低，视交易情况，一般仅在个别月份少量开展代理购电作为中长期交易的补充。2026年1—6月未参与该类交易品种。

<sup>12</sup> 为市场化交易结算单价（含税），不包含超缺额调整及考核，下文同。

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

就合同转让交易电价而言，合同转让交易结算电价=（卖出中长期合约金额-买入中长期合约金额）÷（卖出中长期合约电量-买入中长期合约电量）。由于存在卖出、买入的双向操作，合同转让交易的结算电价实质为净卖出金额÷净卖出电量的数学计算值。如果在一段时间内卖出、买入的中长期合约电量趋近的情况下（即分母净卖出电量趋近于极小值0），而卖出收入和买入支出存在差额（即分子净卖出金额不为0），则合同转让交易的结算电价作为数学计算值可能异常偏高，失去价格意义；反之结算电价则会收敛，无法反映实际每一笔合同转让的单价。因此，就上表所列示的合同转让交易而言，结算电价同样是经过一系列买卖交易结算后，净卖出电量与净卖出收入的数学计算结果，并不代表单份中

长期合约转让的价格高低，也不代表青海中长期合约电价走势，其结算结果是对部分时段的履约任务加减仓后，对应时段净结算单价的体现。

另外需要说明的是，合同转让交易并不是将已有的整份中长期合约完整转让，而是发电企业将存量已签约合约的累计履约任务拆分到每日 96 个时段、每时段（15 分钟/时段），形成项目分时发电曲线，并基于对自身功率预测及后市判断，增加或者减少部分时段的履约任务，修正分时发电履约曲线，对应体现为买入中长期合约及卖出中长期合约<sup>13</sup>。

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

因此，上表所列示的合同转让交易结算电价是经过一系列买卖交易结算后，净卖出电量与净卖出收入的数学计算结果，并不代表单份中长期合约转让的价格高低，也不代表青海省中长期合约电价走势，其结算结果是对部分时段的履约任务加减仓后，对应时段净结算单价的体现。合同转让交易结算单价与其他品种结算电价不具备经济可比性、其数值高低受到买卖电量净值的影响，若买卖电量净值趋近于极小值，则作为数学计算值的合同转让交易结算电价也会失去价格意

<sup>13</sup> 电力企业签署电力直接交易合约（单价 $P_1$ \*电量 $Q_1$ =收入 $R_1$ ）后，若以低于 $P_1$ 的单价 $P_2$ 价格转出部分电量 $Q_2$ ，此时结算单科目体现为电力直接交易品种结算收入正值（ $R_1$ ），合同转让品种结算收入负值[（ $-R_2$ ）=单价 $P_2$ \*电量（ $-Q_2$ ）]，且 $R_1 + (-R_2) > 0$ ，此时项目实现合约获利。合同转让品种受到多笔买卖业务双向影响，结算电价易呈现波动，属于正常现象。

义。《青海省 2025 年电力中长期交易方案》要求经营主体间双边交易累计合同电量额度不应超过经营主体自身年度交易发（用）电量合同总额的 50%，本项目通过月度中长期合约交易及合同转让交易补充中长期合约电量；同时合同转让以双边协商方式成交，在早晚间电价较高时段通过双边协商有望锁定更高收益，因此 2025 年合同转让交易结算电量占比有所提升；2026 年现货市场已进入连续结算试运行，除利用合同转让外，电力企业可灵活把握现货市场机会，实现收益最大化，因此合同转让交易结算电量占比降低。

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

## 2）电力消纳方式

工业用电负荷为青海省电力消费的主要需求来源，本项目主要客户类型为省内符合准入条件的工商业用户及售电公司，市场需求总体稳定。具体分析如下：

①青海省电力供需总体平衡但存在结构性特征，工业用电负荷为电力消费需求主力，持续稳定增长，城乡居民生活用电增长较快，“十五五”期间新能源消纳政策及将建成的青桂直流、青粤直流两条特高压电力外送通道将改善新能源电力消纳环境

### （a）总体供需平衡，结构存在一定错配

青海省电力供需总量基本平衡，但省内负荷需求与电源

出力特性存在结构性错配的特点，具体表现为季节性“夏丰冬枯”，日内“日盈夜亏”<sup>14</sup>，缺电和弃电不同时段交替出现。水电电源在冬、春季面临水量减少影响，光伏电源在夜间出力受限，在以上电力相对紧缺的季节和时段，风力资源相对充沛，具有比较优势，可在一定程度上弥合上述青海省电力供需的结构性错配矛盾。

从供需总量看，2023—2025 年、2026 年 1—6 月青海省全省发电量分别为 1,008.20 亿千瓦时、1,149.20 亿千瓦时、1,224.10 亿千瓦时和 605.00 亿千瓦时，2023—2025 年、2026 年 1—6 月青海省全社会用电量分别为 1,018.30 亿千瓦时、1,053.50 亿千瓦时、1,068.20 亿千瓦时和 537.00 亿千瓦时<sup>15</sup>。以 2025 年为例，全省发电总量略高于全社会用电量，但与此同时，2025 年青海省外购电量约 200 亿千瓦时<sup>16</sup>，体现出青海省能源供需格局仍存在结构性错配矛盾。具体表现为：在新能源大发，电力供应充足的时段，需通过外送消纳富余的新能源电量；而在电力供应紧张的高峰时段，仍需依靠省间电力交易引入外来电量，弥补省内局部电力缺口。

---

<sup>14</sup> 根据青海省能源局总结，青海省内电力供需呈现显著的“夏丰冬枯”“日盈夜亏”特征，具体指夏季丰水期叠加日间光伏大发，电力富余，需高比例外送消纳；冬季枯水期叠加夜间光伏停发，存在电力缺口，需高比例跨省购电。高比例外送消纳与高比例跨省购电挑战同时存在，反映出在高比例新能源装机结构下，青海省电力供需面临季节性及昼夜双重错配的挑战。

<sup>15</sup> 数据来源：青海省能源局。

<sup>16</sup> 数据来源：青海电力交易中心。

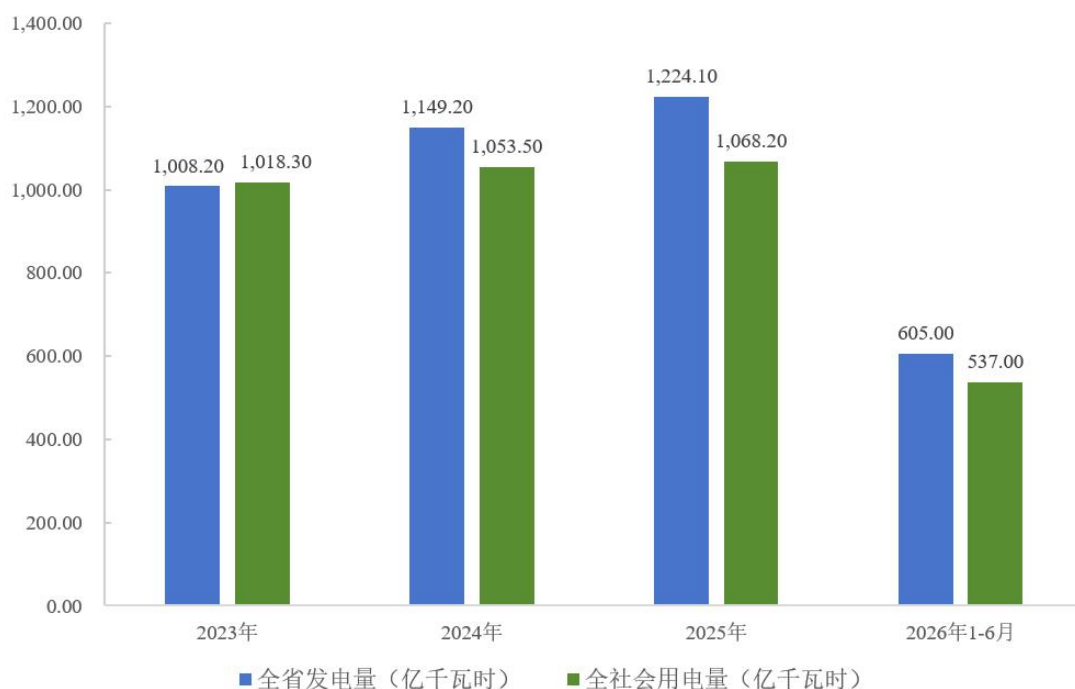


图 1 2023—2025 年、2026 年 1—6 月青海全省发电量及全社会用电量

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

工业用电负荷为青海省电力消费稳定需求来源且占比较高，2023—2025 年及 2026 年 1—6 月，青海省工业用电量分别为 895.60 亿千瓦时、920.44 亿千瓦时、924.26 亿千瓦时和 462.10 亿千瓦时<sup>17</sup>，在全社会用电量中占比分别为 87.95%、87.37%、86.52%和 86.05%。青海省工业用电需求集中于电解铝、钢材、锂电材料、盐湖化工等重点行业，相关产品符合全国及青海省产业规划。2025 年青海全省规模以上工业增加值同比增长 7.6%，较全国平均高 1.7 个百分点；规模以上工业企业利润增速为 8.8%，较全国平均高 8.2 个百分点。

<sup>17</sup> 数据来源：青海省统计局。

表11 青海省2025年部分重点行业产品产量同比增速<sup>18</sup>

单位：%

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

在国家产业规划方面，根据《国务院关于印发〈美丽中国建设“十五五”规划〉的通知》（国发〔2026〕20号）的要求，以电解铝、钢铁为代表的高载能产业<sup>19</sup>正向可再生能源资源富集区域转移<sup>20</sup>；盐湖提锂、铁矿资源开发、高性能碳纤维制品开发、集成电路用材料研发制造等产业则均被纳入了国家发展改革委对西部地区及青海省的鼓励类产业目录，预计未来相关产业的产能及工业用电需求将具备一定的稳定性。

青海“十五五”规划在产业“四地”建设中重点提出打造世界级现代盐湖产业体系，做大做强盐湖资源千亿级产业集群，包

<sup>18</sup> 数据来源：青海省发改委、青海省统计局。  
<sup>19</sup> 根据国家发展和改革委员会政策解读《发布能效水平指标是推动行业节能降碳的关键步骤》，钢铁、建材、有色、石化等产业能耗、排放总量更多地是由于产业特性及规模总量所决定的，更准确地应称之为高载能行业，而高耗能更应该归结为具体项目或产品。因此，按照能效水平进行划分，针对的是“高耗能项目”，避免形成政策偏差，有利于妥善处理发展与减排的关系，是遵循客观规律和行业实际，是科学治理和引导行业发展的重要体现，也将促使各产业更加注重提升自身技术实力及节能降碳水平，不断优化产业结构和规模总量，为重点行业发展厘清了方向。  
<sup>20</sup> 根据《国务院关于印发〈美丽中国建设“十五五”规划〉的通知》（国发〔2026〕20号）相关要求，“推进重点用能行业绿色化清洁化发展，逐步明确可再生能源消费最低比重目标，建设一批绿色工厂。推进西部地区可再生能源就近利用，有序推动符合要求的高载能产业向可再生能源资源富集区域转移。”在上述政策指导下，青海省上述重点行业经营活动将在经济周期中保持较强的持续性与稳定性。

括实施钾盐高效利用工程、锂盐量质提升工程、钠资源高值开发工程、硼资源提取强链、稀散元素高效提取工程等，力争到2030年将盐湖资源综合利用产业总产值提升到1,000亿元，同时鼓励盐湖资源开发企业优先使用光伏、风电等清洁能源，推动实现清洁能源供应全替代。

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

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

根据上述产业及发展规划，预期“十五五”期间，金属冶炼、盐湖化工及建材行业等传统产业将进行产能升级并继续作为青

海省产业发展和工业用电需求的压舱石；盐湖产业及制氢、算力等新兴行业则将成为青海省新增工业用电需求的主要驱动力；作为国家清洁能源产业高地，青海省在绿色、低碳能源供应方面具备资源优势、规模优势、市场优势和竞争优势，通过采用“绿电+零碳产业园”“绿电+算力”“绿电+制造业”等一系列发展新模式，为吸纳外省的高载能产业加速落地青海、实现清洁能源电力的就地消纳奠定了坚实基础<sup>21</sup>。

### （c）城乡居民生活用电增速较快，清洁取暖改造工作作为电力消纳提供新出口

2020—2025 年期间，青海省城乡居民生活用电量年化增长率 7.8%，增速高于全国平均水平<sup>22</sup>。

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

通过热电联产及“煤改电”等措施，青海省大力推广以蓄热式电锅炉为主的清洁取暖技术路线，用户可在白天光伏大发、电价谷段时以优惠电价完成蓄热，夜间通过放热满足取暖需求。截至“十四五”期末，青海省清洁取暖年用电量已达 30 亿千瓦时。未来青海省能源局将持续巩固现有清洁取

<sup>21</sup> 信息来源：青海省“十五五”规划纲要、青海省能源局2025青海清洁能源发展论坛。

<sup>22</sup> 根据国家统计局、国家能源局数据，2020—2025年期间全国城乡居民生活用电量年化增长率为6.9%。

暖成果、有序开展清洁取暖改造、协调电网企业加强电网建设，为新增清洁取暖用电负荷提供可靠的电力支撑<sup>23</sup>。

### （d）可再生能源消纳政策及特高压外送通道建设将改善新能源消纳环境

政策方面，2026年8月1日起施行的《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法》

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

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

---

<sup>23</sup> 信息来源：青海省工业和信息化厅、青海省招商局。

于海南州千万千瓦级新能源基地（以下简称海南大基地）的 $\pm 800$ 千伏特高压青南换流站（以下简称青南换流站，部分信息来源也称海南换流站），本项目所发电量经华扬330千伏升压站及塔扬线送出后，并入750千伏塔拉变电站，再经750千伏青塔I、II、III线送入青南换流站，因此青豫直流的开通能够提升青南换流站的电力外送能力，进而对本项目的电力消纳环境起到带动作用<sup>24</sup>。国家电网已建成的特高压输电工程示意图如下所示：

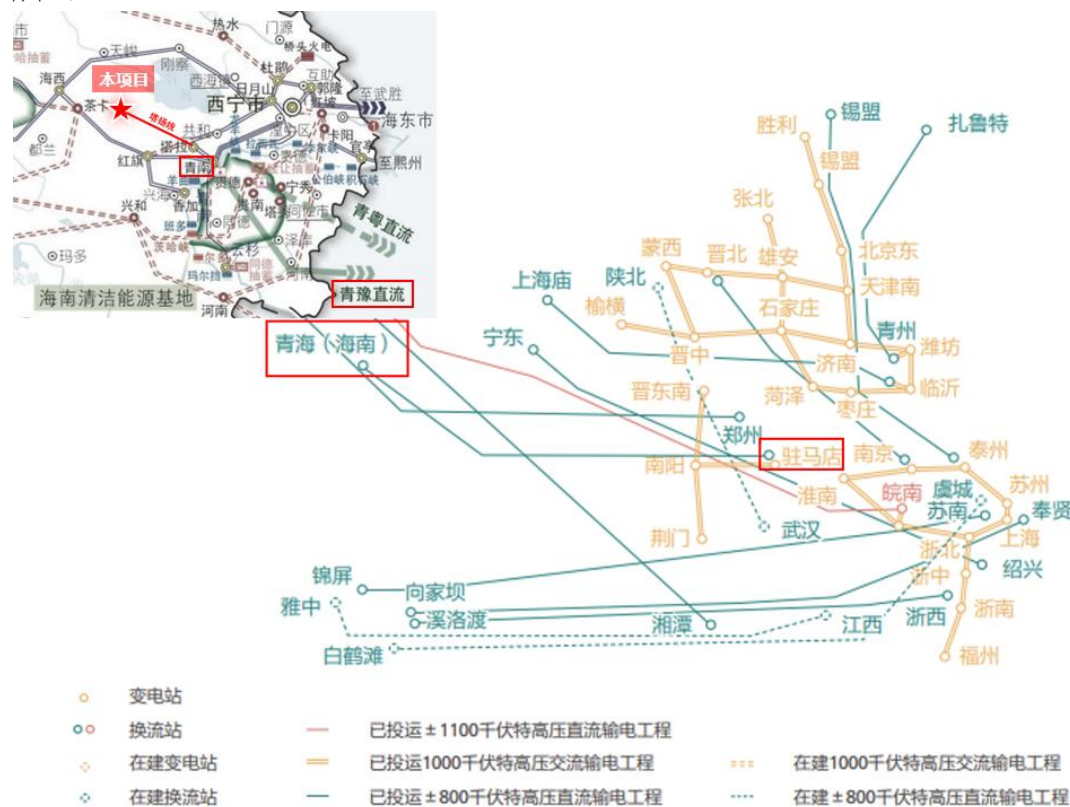


图2 国家电网已建成的特高压输电工程示意图<sup>25</sup>

整体电网建设方面，当前青海已形成东南部“日”字形、西部“8”字形省内主网架，配套省间750千伏交流主网架以及

<sup>24</sup> 青豫直流于2020年12月投入运行，本项目2021年等效利用小时数及结算电量同比2020年提升约23.6%。关于青豫直流开通后对本项目等效利用小时数、结算电量的具体影响及分析，详见本反馈答复之“三、项目经营与财务情况”之“（二）关于不动产收入情况”之“2.关于竞争情况”之“（2）本项目投运后入市的竞品对本项目运营的影响”之“2）电力消纳环境及弃风率影响”之“②竞品项目对本项目电力消纳环境的影响”。

<sup>25</sup> 图片来源：国家电网社会责任报告。

青豫直流特高压外送通道。国家“十五五”规划纲要明确提出建设包括青海省在内8个省区清洁能源基地电力外送通道，将西电东送能力提升到4.2亿千瓦以上，其中青海海南清洁能源外送基地送广东直流工程（以下简称青粤直流）是我国首批推动建设的跨国家电网、南方电网经营区域的特高压直流通道的，已被列入国家“十五五”规划109项重大工程项目。“十五五”时期，青海省将规划建成青粤直流、青海海西柴达木沙漠基地送广西直流工程（以下简称青桂直流）两大特高压外送通道，并按照“优一开二定三谋四”的时序，构建青海至中东部地区绿色送电走廊，绿电外送规模将得到进一步提升。具体来说，“优一”是指优化提升青豫直流送电能力，“开二”是指力争2026年开工建设青桂直流工程<sup>26</sup>，“定三”是指确定青粤直流路径、落点，力争2028年建成<sup>27</sup>，“谋四”是指推动柴达木后续特高压直流工程送电华中、南方地区<sup>28</sup>。

②本项目电力消纳对象以省内工商业用户为主，同时以省间外送作为补充

本项目电力的主要消纳对象与青海省相近，主要客户类型为省内符合准入条件的售电公司及工商业用户，客户分布较为分散，详见本反馈答复之“三、项目经营与财务情况”之“（一）关于运营情况”之“1.关于中长期合约交易”之“（3）各类中长期交易的售电价格、消纳方式、售电协议签署情况、协议期限、主要客户类型、客户获取渠道、市场竞争情况、

<sup>26</sup> 青桂直流工程预可研已于2025年10月通过评审，截至2026年9月，工程线路及换流站各标段的勘察设计包、线路包已完成发包，各承包商的终勘任务接近完成，预计即将进入施工图设计阶段。

<sup>27</sup> 2026年3月24日，青粤直流工程预可研通过评审，项目进入可研阶段。截至2026年9月，青粤直流工程线路及换流站的勘察设计包、线路包已完成发包。

<sup>28</sup> 信息来源：青海省能源局、国网青海省电力公司。

穿透前十大客户（如有）、重要客户历史合作情况（如有）等展业情况”之“3）展业情况：售电协议签署情况、协议期限、主要客户类型、客户获取渠道、市场竞争情况、穿透前十大客户（如有）、重要客户历史合作（如有）等”之“①售电协议签署情况、协议期限、主要客户类型、客户获取渠道、市场竞争情况等”。

与此同时，电力交易平台开设的省间交易也为本项目提供了外送消纳途径，本项目 2023—2025 年及 2026 年 1—6 月省间外送电量（即省间中长期和省间现货电量）占有所有结算电量的比例分别为 18.81%、30.13%、21.54%、6.81%<sup>29</sup>，其中省间中长期结算电量占全部省间外送电量的 80% 以上。2024 年及之前，青海省间外送交易的价格相对省内中长期结算电价有一定优势，电力交易业务团队积极拓展省间外送的交易机会；2025 年起，受全国范围内新能源装机容量上升等因素的影响，本项目省间外送交易价格出现下降；此外，2025 年 11 月青海省开展现货市场连续结算试运行<sup>30</sup>后，部分时段省内现货结算电价相对省间外送交易价格具备明显的价格优势，电力交易业务团队通过其更加精细化的电力交易策略<sup>31</sup>，主动调整省间外送交易的持仓，提升了省内现货交易比例，实现了正向收益。2026 年 1—6 月本项目售电结构中，

---

<sup>29</sup> 对具体发电企业而言，省间外送电量既受该企业主动交易行为的影响，也受其他发电企业的影响。省间中长期交易以挂牌交易为主，在业务实操中，电网作为挂牌方（需求方）报量报价，发电企业作为摘牌方（供给方）报量不报价，如发电企业申报的电量供给大于需求，则最终按照申报电量等比例分配并出清给到所有摘牌的发电企业。对本项目而言，受到主动交易行为及其他发电企业策略的双向影响，省间外送电量的波动为正常现象。

<sup>30</sup> 《关于开展青海电力现货市场连续结算试运行工作的通知》（青发改能源〔2025〕695 号）。

<sup>31</sup> 关于电力交易业务团队精细化的电力交易策略，详见本反馈答复之“一、业务参与人资质及履职能力”之“（三）关于运营管理机构”之“2.运营管理经验及人员配备：经验丰富、人员充足，满足5年以上经验人员要求”。

省内现货占比同比提升了 12.83%，省间外送电量占比则同比下降了 14.73%。

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

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

**3）展业情况：售电协议签署情况、协议期限、主要客户类型、客户获取渠道、市场竞争情况、穿透前十大客户（如有）、重要客户历史合作（如有）等**

近年来，青海省中长期交易方式逐步从双边协商交易为主，过渡到集中交易方式为主。集中交易方式充分发挥了市场机制调节作用，契合省内高比例新能源出力时序特征，形成分时价格信号，引导源荷协同优化，同时实现中长期市场

与现货市场有效衔接契合。根据青海省能源局制定的《青海省 2026 年电力中长期交易方案》（青能运行〔2025〕209 号），在省内电力中长期交易中，除水电不参与省内双边协商交易外，其他发电企业（含新能源项目）双边协商累计合同电量不得超过其上网电量的 20%（绿电交易不计入该额度），超出部分需通过集中交易方式实现市场化交易。通过对双边协商电量比例进行限制，青海省能源局意图促进发电企业更活跃地参与省内中长期集中交易，提升市场信息透明度、更好地反映价格信号。从数据上看，2023—2026 年历年的 1—6 月<sup>32</sup>，本项目省内中长期交易平均电价分别为 0.2268 元/千瓦时、0.2284 元/千瓦时、0.2272 元/千瓦时和 0.2285 元/千瓦时，在《青海省 2026 年电力中长期交易方案》开始实施后，本项目在 2026 年 1—6 月的省内中长期交易平均电价与过往年度保持平稳，数据整体具备延续性，且省内中长期交易作为本项目电力交易占比最大的部分，在报告期内省内中长期结算电量占全部结算电量的比例保持在 69.87—83.81% 之间，收入占比稳定在 67.99—84.51% 之间，平稳的电价趋势为本项目的电费收入构筑了良好的基本盘。

本项目的中长期交易主要是由电力交易业务团队负责。首先，电力交易业务团队通过与当地电网经营区域内主要售电公司或电力用户以双边协商的方式开展年度或月度中长期交易合同签约工作，锁定一定额度的市场化交易结算电量及售电价格。其次，电力交易业务团队在中长期交易过程中，

---

<sup>32</sup> 受青海省内电力供需特征的影响，本项目市场化交易结算单价呈现一定的季节性特征。为提升数据可比性，此处取报告期内历年 1—6 月的省内中长期结算电价进行比对。

还会通过电力交易平台参与集中交易，并通过开展合同转让交易以消除风资源波动带来的偏差电量影响，同时抓住用电高峰期电价较高的时机，以较高价格出售所发电力，扩大风电场收益。

①售电协议签署情况、协议期限、主要客户类型、客户获取渠道、市场竞争情况等

(a) 售电协议签署情况及协议期限、主要客户类型

本项目中长期交易的协议期限均以月度、年度为主，主要客户类型均为符合准入条件的售电公司及工商业用户，客户分布较为分散。典型客户具体分析如下：

用户 A 是国家电网有限公司全资子公司，主要承担全省电网规划、建设、调度运行、电力供应等工作，对应的省内电网是全国规模较大、电压等级多、运行工况复杂的超大型枢纽电网，主网覆盖全省，并通过多条特高压交直流通道对外互联，具备强大的清洁能源跨省配置能力。省内高纯晶硅、锂电动力电池及材料、铝基新材料、钒钛化工等产业持续集聚，全省用电负荷总量大、工业用电占主导。用户 A 统筹省内输配电网网络运维，保障全省电力安全可靠供应，2023—2025 年与华扬晟源签署售电协议电量占中长期结算电量比例在 2.62—3.70%之间，用户需求稳定。

表12 报告期内用户A售电协议签署情况

单位：万千瓦时

| 年份   | 全年合同电量 | 合同电量占中长期结算电量比例 | 合同期限                     |
|------|--------|----------------|--------------------------|
| 2023 | 896.30 | 2.62%          | 3 笔合同：月度合同 2 笔，半年度合同 1 笔 |

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

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

表13 报告期内用户B售电协议签署情况

单位：万千瓦时

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

## （b）客户获取渠道

### a）双边协商

对于双边协商达成的售电协议，获客渠道分为主动、被动两种方式。主动方式下，发电企业的电力交易业务团队主动与本地主要售电公司、电力用户通过电话、微信等网络社交平台或线下走访交流进行磋商，获取交易机会；被动方式

下，电网企业会定期在电力交易平台上公布电力用户及售电公司的联系方式，供发电企业获取更多客户资源，以达到促进电力交易发展的目的。

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

### **b) 集中交易**

由于双边协商方式已向集中交易方式逐步过渡，故在报告期内，集中交易（集中竞价、挂牌交易）方式逐步成为青海省电力中长期市场核心交易组织方式，2024年以来，本项目集中交易结算电量约占项目结算电量的65%以上，其中省内以集中竞价为主，省间以挂牌交易为主。

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

### **(c) 市场竞争情况**

本项目售电协议通过电力交易平台成交签署，从购售双方参与主体来看，2023—2025年末及2026年6月末青海省电力市场注册发电企业分别为831家、808家、855家和833

家。2023—2025 年末及 2026 年 6 月末青海省电力市场注册电力用户分别为 669 家、725 家、833 家和 1,191 家<sup>33</sup>，市场电力需求用户稳步增长，2026 年注册电力用户数量大幅提升，已超过注册发电企业数量。

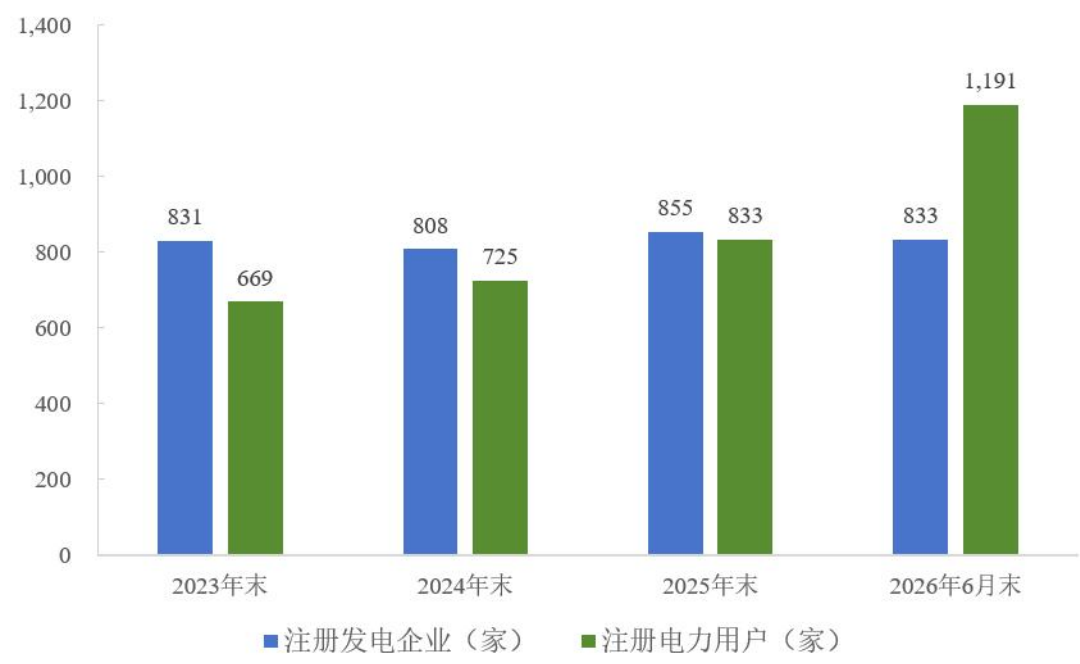


图 3 2023—2025 年、2026 年 1—6 月青海省电力市场注册发电企业及电力用户数量

从供给量看，2023—2025 年末青海省的总装机容量分别为 5,498 万千瓦、7,107 万千瓦、8,578 万千瓦<sup>34</sup>。全省发电量增速低于总装机容量增速，主要因新增装机容量中约 60%来自光伏发电项目，光伏电源在夜间出力受限，理论发电小时数较其他电源类型偏低，而水电电源在冬、春季则面临水量减少的影响。在以上电力相对紧缺的季节和时段，风力资源相对充沛，具有一定的差异化优势。

从需求量看，2023—2025 年及 2026 年 1—6 月青海省工

<sup>33</sup> 数据来源：青海电力交易中心《青海电力市场运行分析报告》。  
<sup>34</sup> 数据来源：青海省能源局、青海省电力交易中心。其中2025年装机容量为青海省能源局提供的预估数据。

业用电量分别为 895.60 亿千瓦时、920.44 亿千瓦时、924.26 亿千瓦时和 462.10 亿千瓦时<sup>35</sup>，工业用电占比高，构成了省内电力刚性、稳定的需求来源。与此同时，青海省内电力市场供需结构性错配的特点依然明显。

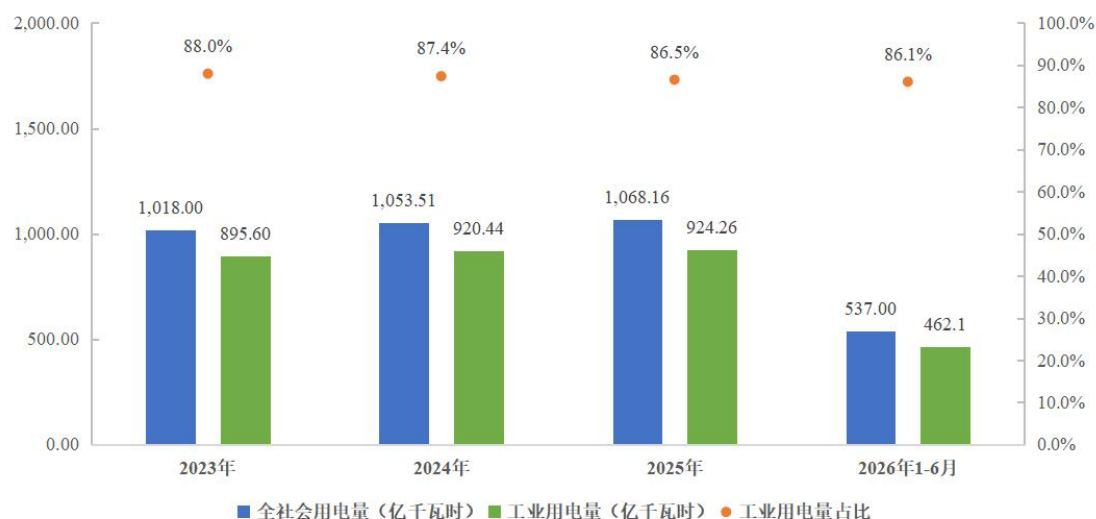


图 4 2023—2025 年、2026 年 1—6 月青海省全社会用电量、工业用电量及工业用电量占比

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

## ②穿透后前十大客户情况（如有）、重要客户历史合作

<sup>35</sup> 数据来源：青海省统计局。

情况（如有）

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

表14 中长期合约售电客户类型及电量占比情况<sup>36</sup>

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

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

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

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

<sup>36</sup> 2026年起，中长期交易以集中交易方式为主，新能源发电企业通过电力交易平台在一段时间内完成电力买卖总量匹配来实现电力销售，电力通过电网传输并由电网统一调度实现实时消纳，电力交易平台不显示最终客户信息，故无法穿透统计2026年客户情况。

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

2023—2025 年，本项目不涉及单个工商业用户中长期合约电量占比超 10%情形，不存在单一工商业大客户履约及续约风险。随着现货连续结算规则持续完善，相关政策将持续收紧电网企业代理购电方式适用范围<sup>37</sup>，从而进一步鼓励工商业用户全面入市；工商业用户基于自身电力需求规模、用电功率稳定性，自主选择向发电企业或售电公司购电<sup>38</sup>，预计未来青海电力市场化参与主体将进一步增加，交易更加活跃。

综上所述，在展业及客户签约方面，本项目穿透后的最终用电客户高度分散、且需求稳定。中长期合约客户以售电

---

<sup>37</sup> 根据《青海省发展和改革委员会关于青海电网第四监管周期输配电价及有关事项的通知》，自 2026 年 8 月起，35 千伏及以上工商业用户直接参与电力市场交易，不再由电网企业代理购电。鼓励 10 千伏及以下工商业用户退出电网代理购电，直接参与电力市场交易。

<sup>38</sup> 《青海省 2025 年电力中长期交易方案》（青能运行〔2024〕173 号）：“鼓励其他工商业用户直接参与市场交易，未直接参与市场交易的由电网企业代理购电。年用电量在 1,000 万千瓦时及以上的电力用户，可直接参与电力批发交易或者参与电力零售市场交易购电；年用电量在 1,000 万千瓦时以下的电力用户通过参与零售市场交易购电。”用户侧批发交易指合格大用户直接注册为批发市场主体，和发电企业双边协商或集中交易购电；零售交易指向售电公司买电，由售电公司在批发市场帮用户采购电量。

公司为主，此类客户聚合各类终端用户电量，统筹承担电力收购功能。用户侧穿透后，具有终端用电客户高度分散的特征，相关公司通过电力交易平台与华扬晟源签署合同，成为项目的稳定电力消纳源。本项目同时与工商业用户开展中长期交易，报告期内无单一工商业用户合约电量占比超 10%情形且整体占比较低，单一工商业大客户续约风险较低。在青海省以可再生能源为主、电力市场化深化改革的大背景下，相关客户结合自身用电需求、用电时段、交易电价、电源特性等条件综合研判，在电力交易平台中与华扬晟源签约成交。

管理人已在《招募说明书》“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“八、不动产项目的经营模式”之“（二）盈利模式和主要运营策略”中对上述中长期交易情况进行补充披露。

**2.关于现货交易。**根据申报材料，本项目报告期内现货交易结算电量存在波动，**2025**年为负值，系因实际发电量不足以履行中长期合同约定电量，需在现货市场购入电量。请管理人补充披露报告期内现货交易结算电量波动的具体原因，结合现货交易的品种、定价逻辑及售电价格、参与主体、市场竞争等运行情况，分析相关波动对现金流的影响，充分揭示风险。

**答复：**

电力交易现货市场承担中长期合约的偏差结算功能，其电力交易情况与中长期交易互补、市场竞争及参与主体与中长期交易一致；由于风光等资源具有波动性，难以准确预测，

基于这一特征及偏差结算规则，为进一步扩大项目收益，发电企业可采用不同持仓策略。不同持仓策略及对电量预测的波动会导致项目产生超发及欠发偏差，进而导致一定时间区间内现货电量（即现货交易结算电量或现货结算电量）的波动，这属于规则范围内的正常情况。本项目 2025 年现货电量波动占比较低且影响较小，在后续运营中，项目将在合约申报与出力预测工作中进一步提质增效，并持续优化和完善持仓策略。

### （1）现货电量波动的具体原因

现行交易规则下，现货市场承担中长期合约的偏差结算功能<sup>39</sup>，本项目在 2025 年延续历史经营策略，叠加电网整体调度安排、2025 年下半年青海省深化日内偏差考核规则<sup>40</sup>等因素，导致项目在当期产生现货电量波动。

#### 1）现货电量结算原理

##### ①现货电量偏差结算机制

在电力现货市场偏差结算机制下，通常先按照中长期合约的量价结算中长期合约电量，再按照结算电量与中长期合约电量的偏差来结算现货电量。即**现货电量=结算电量-中长期合约电量**，结算机制<sup>41</sup>如下图所示：

<sup>39</sup> 信息来源：国家发展和改革委员会《电力现货市场基本规则（试行）》。

<sup>40</sup> 即国家能源局西北监管局、青海省能源局《青海省电力中长期交易规则补充规定》。

<sup>41</sup> 以下论述的现货电量偏差结算机制具体指（青海省）省内现货。

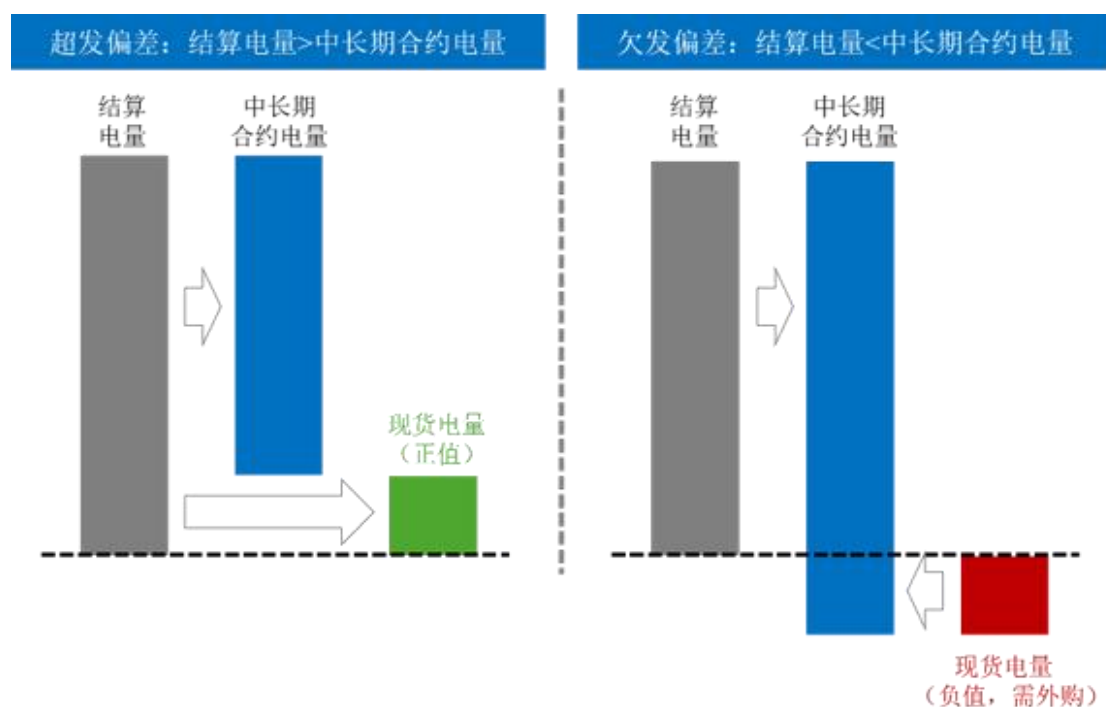


图 5 现货偏差结算机制示意图

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

（a）超发偏差：当发电项目因自然条件（如风资源高于预期）等因素导致实际上网电量大于合同电量时，形成超发偏差，在满足电网安全约束的前提下，超发部分电量可通过现货交易进行消纳，该部分上网电量在结算时体现为正的现货电量，即现货电量=结算电量-中长期合约电量 $>0$ 。

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

根据以上分析，在电力现货市场偏差结算机制下，如结

算电量因自然条件（如风资源变化）等因素波动，现货电量将呈现正值或者负值，这一波动特征属于行业常态。

## ②青海省电力市场现货结算机制

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

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

## 2) 关于现货结算电价

在价格层面，中长期结算电价反映市场主体对未来现货供需形势的预期，中长期结算电价与现货结算电价相互传导、长期趋势联动。中长期合约本质是对交割周期现货结算电价的提前定价，市场一致供需预期将驱动两类价格向同一方向收敛，仅在短期交易情况下会出现阶段性价差大幅背离。

基于上述交易规则和规律，发电企业需准确预测结算电

量（规避大幅偏差考核），并结合后市预期，滚动调整中长期合约，控制现货偏差交易仓位，通过中长期合约仓位锁定底仓收益，借助高现货结算电价扩大收益。项目公司在报告期内，同样采用“渐进锁定底仓+弹性保留敞口”策略，持续沉淀交易数据，总结交易经验，结合后市预期，动态优化中长期合约签约比例，兼顾现金流稳定性与现货市场潜在收益。

3）2025 年现货电量波动分析

①2025 年现货电量波动原因

为提升项目整体收益，在 2025 年中长期合约申报时，本项目参考历史出力数据延续历史经营策略。2025 年 11 月，青海电力现货市场开始连续结算试运行，结算频率由月度结算提升至日内每 15 分钟结算，中长期偏差考核从月度总量偏差考核深化为日内分时段偏差考核，面对结算频率的大幅提高，项目电力交易业务团队延续历史经营策略，中长期合约持仓量相对稳定，年度偏差电量有所提升。

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

本项目近三年及一期售电结构情况如下：

表15 最近三年及一期售电量结构情况-1

单位：万千瓦时

| 售电类型 | 2023 年 |        | 2024 年 |        |
|------|--------|--------|--------|--------|
|      | 结算电量   | 结算电量占比 | 结算电量   | 结算电量占比 |

| 售电类型               |       | 2023 年    |         | 2024 年    |         |
|--------------------|-------|-----------|---------|-----------|---------|
|                    |       | 结算电量      | 结算电量占比  | 结算电量      | 结算电量占比  |
| 市场化交易              | 中长期交易 | 34,148.67 | 98.72%  | 31,758.37 | 98.73%  |
|                    | 现货交易  | 443.30    | 1.28%   | 409.46    | 1.27%   |
| 合计电量 <sup>42</sup> |       | 34,591.97 | 100.00% | 32,167.84 | 100.00% |

表16 最近三年及一期售电量结构情况-2

单位：万千瓦时

| 售电类型               |       | 2025 年    |         | 2026 年 1-6 月 |         |
|--------------------|-------|-----------|---------|--------------|---------|
|                    |       | 结算电量      | 结算电量占比  | 结算电量         | 结算电量占比  |
| 市场化交易              | 中长期交易 | 34,574.36 | 102.02% | 13,563.96    | 89.40%  |
|                    | 现货交易  | -684.93   | -2.02%  | 1,607.53     | 10.60%  |
| 合计电量 <sup>43</sup> |       | 33,889.43 | 100.00% | 15,171.50    | 100.00% |

## ②现货电量为负可能带来正向现货收入

此外，本项目在个别月份欠发时购入的现货实时电价较低，使得当月现货收入为正，具体情况如下：

表17 欠发且实现正向现货收入月份情况

单位：万千瓦时、元/千瓦时、万元

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

<sup>42</sup> 合计数据与分项数据之和如存在差异的，系四舍五入原因导致的尾差，全文其余情形同。

<sup>43</sup> 合计数据与分项数据之和如存在差异的，系四舍五入原因导致的尾差，全文其余情形同。

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

### ③已上市同类 REIT 项目现货电量为负的情况

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

**表18 已上市同类REITs项目对现货交易机制负电量情形相关解释**

| 项目               | 对现货交易机制负电量情形相关解释                                                                                                                                                                |
|------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 华泰三峡新能源 REIT     | 庄河III海上风电项目省内现货电量为正或为负，均是电力交易机制下的正常现象。其本质是针对新能源发电受自然条件影响导致的出力波动，通过现货市场“超发出售、欠发购入”的偏差消纳规则进行市场化调节，既符合辽宁省电力现货市场对合约刚性履约的要求，也契合新能源发电行业通过市场化手段平衡出力波动、保障电力供应的通用逻辑，并非项目运营能力或盈利稳定性的异常体现。 |
| 中信建投明阳智能新能源 REIT | 黄骅旧城风电场开展省内现货交易，主要用于解决中长期交易合同偏差电量，即所发电量小于合同电量时，通过省内现货交易从其他发电企业购入电力满足合同履约、避免少发考核。所发电量大于合同电量时，通过省内现货交易将多余电量出售给电力用户用以获取售电收入、避免超发考核。2023年黄骅旧城风电场参与省内现货交易以购入电力为主，故结算电量为负数。           |

4) 2026 年 1—6 月现货电量占比提升原因以及对电费收入的影响

根据青海省能源局统计，2025 年青海全省发电量中，水电占比 39%、光伏占比 33%、风电占比 16%、火电占比 12%，清洁能源（包括水电、光伏、风电）发电量占比超过 87%<sup>44</sup>。因此，受来水、光照等自然资源因素的影响，青海省电力市场供需呈现季节性和周期性特征；在此特征下，第一季度青海省电力现货实时价格表现为“午间价格低、早晚间价格高”<sup>45</sup>，第二季度则转为“午间价格低、早晚间价格略低”，不同时间段现货市场的实时电价出现分化，早晚间出现高价交易机会。

2026 年 1—6 月，在电力现货市场连续结算试运行的规则下，项目电力交易业务团队结合青海省能源供需特征，通过分析研判，积极捕捉现货市场高价时段的交易机会，主动调整通过现货市场结算的电量（即调整中长期合约持仓量），当年度现货电量占总结算电量的比例回升至 10.60%，由于交易策略使得现货结算电价提升，现货结算收入占总结算收入的比例提升至 19.81%，现货交易部分的收入贡献度提升。具体如下所示：

表19 本项目现货电费结算收入占总结算收入比重情况

单位：万千瓦时、万元

| 项目     | 2023年 | 2024年  | 2025年   | 2026年1—6月 |
|--------|-------|--------|---------|-----------|
| 现货结算电量 | 443.3 | 409.46 | -684.93 | 1,607.53  |

<sup>44</sup> 数据来源：青海省能源局。

<sup>45</sup> 晚间光伏出力较低，且一季度午间、晚间水电出力均较低。

|            |        |        |         |        |
|------------|--------|--------|---------|--------|
| 现货结算电量占比   | 1.28%  | 1.27%  | -2.02%  | 10.60% |
| 现货结算电费收入   | 124.54 | 106.43 | -225.31 | 763.39 |
| 现货结算电费收入占比 | 1.54%  | 1.41%  | -2.98%  | 19.81% |

随着电力交易业务团队对新考核规则持续理解、持仓策略深度迭代，预计后续合约申报、出力预测、仓位管理及交易工作将实现进一步提质增效，力争通过中长期与现货交易的组合配置实现全年收益更优。

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

**（2）结合现货交易的品种、定价逻辑及售电价格、参与主体、市场竞争等运行情况，分析相关波动对现金流的影响，充分揭示风险**

青海省电力现货交易品种主要包括日前电能量交易（以下简称日前交易）和实时电能量交易（以下简称实时交易），

其中实时电能量交易是主要的财务结算品种。

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

在中长期超缺额收益回收允许的范围内<sup>46</sup>，发电企业可以采取一定的持仓策略。具体而言，可以适当提高中长期合约仓位锁定收益，出现欠发偏差时则通过较低价格的现货买入来补足；也可适当降低中长期合约仓位，出现超发偏差时则择机卖出较高价格的现货来增厚收益。以上策略带来的现货电量为正值或负值属于电力行业正常情况。

关于中长期超缺额收益回收与持仓策略的总结，详见本反馈答复之“三、项目经营与财务情况”之“（一）关于运营情况”之“2.关于现货交易”之“（2）结合现货交易的品种、定价逻辑及售电价格、参与主体、市场竞争等运行情况，分析相关波动对现金流的影响，充分揭示风险”之“2）相关波动对现金流的影响分析及风险揭示”之“①相关波动对现金流的

---

<sup>46</sup> 中长期超缺额收益回收，指市场主体中长期合约电量与实际发用电量偏离超出一定区间，且通过该偏差取得增厚收益时，对超额获利部分予以回收；无增厚收益时不予回收，回收资金归入不平衡资金池。区别于电量偏差考核，超缺额调整仅回收增厚收益而非惩罚性扣费。

影响分析”中相关阐述。

## 1) 现货交易的品种、定价逻辑及售电价格、参与主体、市场竞争等运行情况

### ①现货交易品种

青海省电力现货交易品种主要包括日前交易和实时交易。报告期内，本项目参与日前交易和实时交易等现货交易品种。

**日前交易：**是指调度机构统筹负荷预测、新能源出力预测、跨省联络线计划及电网安全约束，以全网发电成本最小化为目标，组织发电侧在竞价日（D-1日）申报制定次日运行日（D日）96个时段（15分钟/时段）的出力曲线及参考分时电价的交易方式。青海省日前市场结果仅用于调度运行、发布价格信号，这一阶段不开展财务结算，全部结算电量将统一参与实时市场结算。

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

表20 现货交易品种

| 交易类别 | 交易品种 | 交易标的                    | 交易类型/周期 | 交易/定价方式                      | 报告期内是否参与 |
|------|------|-------------------------|---------|------------------------------|----------|
| 现货交易 | 日前交易 | 次日 96 个时段（15 分钟/时段）的电能量 | 日前（D-1） | 发电侧（含风电）报量报价或报量不报价；用户侧不报量不报价 | 是        |

| 交易类别 | 交易品种 | 交易标的             | 交易类型/周期  | 交易/定价方式                                            | 报告期内是否参与 |
|------|------|------------------|----------|----------------------------------------------------|----------|
|      | 实时交易 | 运行日实时（每15分钟）的电能量 | 实时（运行日内） | 由调度机构基于系统实际运行状态和安全约束进行集中出清，发电侧按日前申报的报价曲线或作为价格接受者参与 | 是        |

## ②现货交易定价逻辑及售电价格

青海省电力现货交易采用边际出清方式，每日分为 96 个时段（15 分钟/时段），每个时段内的系统边际出清价格确认为该时段现货结算电价。发电企业向市场申报出力及报价，调度机构结合用电需求、新能源出力预测以及电网安全运行条件，按报价高低优先调用发电机组，形成对应时段的市场电价，体现每个时刻电力供需的紧缺程度。同时，现货市场设置了价格上下限、市场力监测<sup>47</sup>与管控机制，以防范市场出现异常波动。

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

青海电力市场在调度层面，通过现货市场全电量集中出清，确定机组发电计划；在结算层面，现货市场承担中长期合约的电量偏差结算功能。2025 年 11 月电力现货市场启动

<sup>47</sup> 指市场成员操纵市场价格，使之偏离市场充分竞争情况下所具有的价格水平的能力。

连续结算试运行后，分时电价信号持续释放，现货市场的价格发现作用进一步凸显。

**表21 本项目报告期内现货结算<sup>48</sup>情况及占结算电量比重**

单位：万千瓦时、元/千瓦时

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

报告期内，本项目现货交易品种主要是省间日前交易及省内实时交易，2026年6月起参与少量省间互济交易。省间现货交易属于全国省间电力交易市场，依托北京电力交易中心开展；省内实时交易、省间互济交易依托青海电力交易中

<sup>48</sup> 为市场化交易结算单价（含税），不包含超缺额调整及考核，下文同。

心开展<sup>49</sup>。2023—2025年，本项目现货电量占结算电量比重在-2.02—1.28%之间。其中省间现货交易比重在1.27—1.43%之间，省间现货交易除了受到市场主体量价申报信息影响，还受到送受端区域电力供需形势、跨省输电断面可用容量、跨区输电价格及输电线损等多个因素影响。当送端申报外送电量超过跨省输电断面可输送限额时，跨区通道发生阻塞，将产生阻塞溢价并推高省间出清电价；跨省输电断面容量充裕、无通道阻塞的情形下，省间出清电价主要由送受端市场供需状况及市场主体报价行为决定。因此省间现货结算价格在报告期内呈现小幅波动。

2026年1—6月，本项目现货结算电量占比提升至10.6%，主要体现为省内现货占比的提升。2025年11月青海省开展现货市场连续结算试运行后，发电企业可以基于市场情况在省间现货市场及省内现货市场灵活调整交易策略，项目电力交易业务团队结合青海省能源供需特征，积极开展电力市场分析，通过更加精细化的交易策略，实现省内现货结算电价的提升。现货交易为买卖双向交易，多笔双向交易形成结算电价<sup>50</sup>，相关原理与中长期合约合同转让交易结算电价类似，即存在卖出、买入的双向操作。现货交易的结算电价实质为净卖出金额÷净卖出电量的数学计算值。由于每一笔交易的买入、卖出单价存在差异，如果在一段时间内卖出、买入现

---

<sup>49</sup> 省内日前现货交易阶段不参与财务结算，省内实时现货交易参与财务结算，省内现货交易由国网青海省调组织出清，青海电力交易中心配合结算；省间日前现货交易参与财务结算，由国家电力调度中心、西北区域网调组织出清，北京电力交易中心出具结算依据；西北区域日前互济交易参与财务结算，由国网西北区域网调组织出清，青海电力交易中心配合结算。具体见《关于修订省间电力现货交易规则的复函》（发改办体改〔2026〕275号）、《省间电力现货交易规则》《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》（西北监能市场〔2026〕28号）。

<sup>50</sup> 现货结算电价 = （卖出现货电量金额 - 购入现货电量金额） ÷ （卖出现货结算电量 - 购入现货结算电量）。具体见《关于修订省间电力现货交易规则的复函》（发改办体改〔2026〕275号）。

货电量趋近（即分母净卖出电量趋近于0），则现货结算电价作为数学计算值可能异常偏高，无法反映实际每一笔的交易单价。2026年1—6月，项目捕捉到晚间电力现货高价时段交易机会，在保证正向现货收入的同时，买卖电量净值趋近，实现较高的结算电价，系上述交易规则下的正常现象。

报告期内，项目在2026年6月参与少量西北区域省间电力互济交易，该品种是省间现货交易与省内现货交易的衔接和补充，运行时间较短，整体活跃度有限，后续项目将基于省间及省内市场，酌情参与，实现项目收益最大化。对于省间互济交易的分析详见本反馈答复之“三、项目经营与财务情况”之“（一）关于运营情况”之“3.关于经营模式”相关阐述。

综上所述，通过参与上述现货品种，并主动调整中长期合约持仓，本项目在2026年1—6月实现了整体市场化交易结算单价（含超缺额）的提升，具体见本反馈答复“三、项目经营与财务情况”之“（二）关于不动产收入情况”之“1.关于结算电价”。

### ③参与主体

青海省电力现货市场参与主体涵盖统调燃煤火电机组、新能源场站（直流配套电源除外）、售电公司、批发用户、电网企业代理购电用户，以及符合条件的独立储能、配建储能和虚拟电厂，并主要采用“发电侧报量报价、用户侧不报量不报价”模式组织日前交易，形成分时电价信号，实现电力资源实时优化配置；在实时交易市场中，调度机构结合超短期负荷、新能源超短期功率预测、电网安全约束等实时边界条件滚动优化出清，形成实时节点电价，用于结算机组各

时段实际出力与日前市场确定发电计划之间的功率偏差，保障电网实时功率平衡。

#### ④市场竞争情况

##### （a）电力交易情况及市场竞争主体

2023—2025 年 10 月，青海省电力现货市场为模拟试运行阶段，2025 年 11 月及以后，青海省电力现货市场转入连续结算试运行阶段，电力现货市场在承担中长期合约偏差结算功能的同时，对价格发现机制的作用更加明显。

总体而言，现货市场是中长期市场的有力补充，承担中长期合约偏差电量结算功能，其电力交易情况与中长期交易互补、市场竞争及参与主体与中长期交易一致，详见本反馈答复之“三、项目经营与财务情况”之“（一）关于运营情况”之“1.关于中长期合约交易”之“（3）各类中长期交易的售电价格、消纳方式、售电协议签署情况、协议期限、主要客户类型、客户获取渠道、市场竞争情况、穿透前十大客户（如有）、重要客户历史合作情况（如有）等展业情况”中对客户类型、市场竞争情况及参与主体方面相关阐述。

管理人已在《招募说明书》“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“八、不动产项目的经营模式”之“（二）盈利模式和主要运营策略”中对以上现货交易情况进行补充披露。

#### 2）相关波动对现金流的影响分析及风险揭示

##### ①相关波动对现金流的影响分析

根据简化的单个时段电费收入公式：

单个结算时段电能量收入

=中长期合约电量×中长期结算电价+偏差电量×现货结算电价

### (a) 超发偏差对现金流的影响

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

### (b) 欠发偏差对现金流的影响

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

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

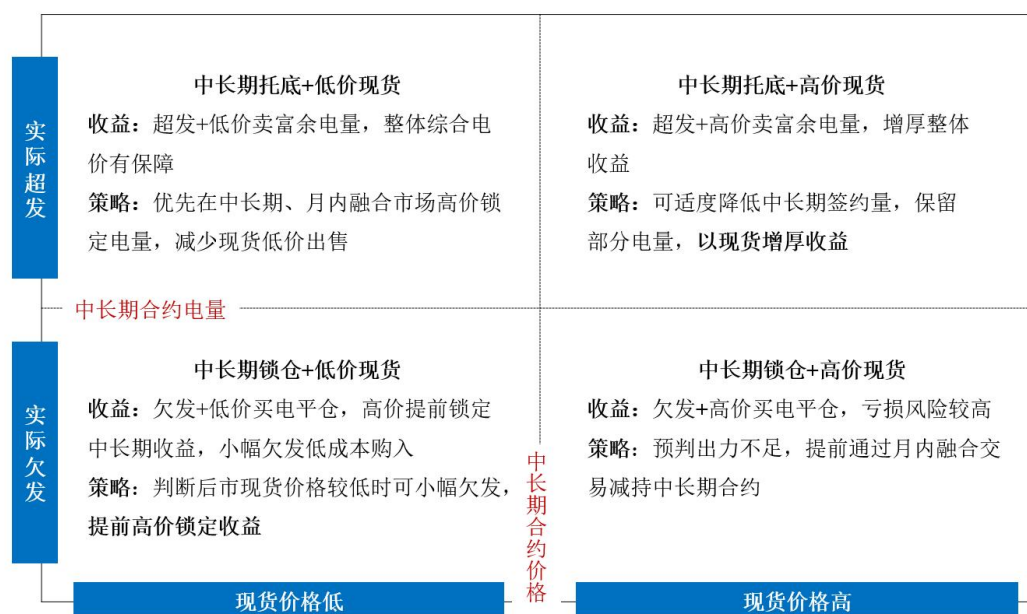


图 6 发电企业持仓策略示意图

如预判未来某时段现货结算电价较低（意味着此时电力供应较充足），新能源项目可提升该时段中长期合约申报电量并

锁定中长期结算电价。届时如出现欠发偏差，则从现货市场低价买入现货电量（现货电量体现为负），在中长期超缺额收益回收允许的范围内，通过上述持仓策略可取得更高收益。因此，出现欠发偏差、现货电量为负值，在电力现货市场交易实践中属于正常的持仓策略。

## ②风险揭示

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

管理人已在《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”之“2.不动产项目上网电量波动风险”对上述现货电量波动对现金流预测影响的风险进行风险揭示。

**3.关于经营模式。**请管理人补充披露《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》等最新政策文件对本项目经营模式的影响，说明未来售电类型、交易品种、交易策略、主要消纳区域、客户类型、结算电量及售电价格可能产生的

变化，充分揭示相关风险。

答复：

（1）《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》等最新政策文件对本项目经营模式无显著负面影响

为助力构建全国统一电力市场体系，提升西北区域电力资源优化配置效率，国家能源局西北监管局根据《国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4号）、《电力市场运行基本规则》（发改委2024年第20号令）等文件要求，会同甘肃能源监管办、新疆能源监管办组织市场运营机构，并在征求西北五省（区）政府相关部门及市场经营主体意见基础上，于2026年4月24日发布了《国家能源局西北监管局关于印发<西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）>的通知》（西北监能市场〔2026〕28号），旨在统筹推动跨省跨区和省内交易衔接融合、进一步打破市场壁垒、促进省间电力互济互保<sup>51</sup>。

我国2035年的远景目标是，全面建成全国统一电力市场体系，市场功能进一步成熟完善，市场化交易结算电量占比稳中有升。在全国统一规则框架下，**全国一区域一省内交易分层衔接、有机融合**；电力资源的电能量、调节、环境、容量等多维价值全面由市场反映，电力资源全面实现全国范围内的优化配置和高效利用，以电力为主体、多种能源协同互济的全国统一能源市场体系初步形成。在这一框架下，**互济交易在省间电力现货交易出清后、省内现货市场正式出清**

---

<sup>51</sup> 《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》实施后，青海省形成了“省内+全国省间+区域互济”的多层次电力交易市场体系，即在原有青海省内电力交易市场和全国省间电力交易市场基础上，增加了西北区域省间电力互济交易市场。

前组织，是省间电力现货交易的有效补充<sup>52</sup>。

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

### 1) 政策制定背景及目的

2022 年 1 月，我国省间电力现货市场启动模拟试运行，经多年探索实践，省间电力市场范围逐步扩大，运行至今，省间市场和省内市场已成为全国统一电力市场体系的重要组成部分，省间市场和省内市场分层分级协同运行。省间现货市场由国家电力调度中心会同北京电力交易中心联合组织实施，负责跨区域资源配置及供需匹配；省内现货市场由各省调度机构和交易中心实施，根据实时价格信号动态出清、精

---

<sup>52</sup> 该定位出自国家能源局西北监管局关于《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》的政策解读。

细调控。而在日内组织节奏上，这两层市场并未完全衔接，具体而言，省间日内现货通常按 1 至 2 小时为周期滚动组织，每轮设有固定申报窗口；省内实时现货则在系统运行前 15 分钟滚动出清。在本省风光出力突发富余，且邻省同步存在消纳空间时，若省间现货当轮申报窗口已关闭、省内实时现货当轮出清结果尚未锁定，则无法依托市场机制及时开展跨区电量调剂。

在这一背景下，通过设置区域省间电力互济交易，在省间日内现货与省内实时现货之间的衔接空档中，通过市场化方式完成区域内省份之间的电力调剂，可以进一步填补短时、局部边际匹配的缺口，同步替代区域调峰市场，实现时空互济、余缺互补，促进余量电力消纳，减少弃风弃光。执行顺序方面，在省内现货预出清的基础上，省间电力现货交易先行出清、再开展区域省间电力互济交易，最终开展现货市场正式出清；需要说明的是，西北区域省间互济电力交易不是完全独立于省间现货交易、省内现货交易的市场，其成交结果纳入省间联络线计划，作为各省省内现货市场出清的边界条件，是省间现货与省内现货之间的衔接和补充。

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

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

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

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

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

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

①电量方面，省间互济交易有助于扩充西北区域的整体电力消纳空间，但实际交易量仍受供需匹配、市场竞价、电网输送、结算考核四方面制约。

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

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

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

（c）电网输送。省间互济交易中标后，实际成交电量仍受省间联络线剩余容量及通道阻塞等因素影响。即便市场竞价环节申报成交，受西北区域省间跨区通道资源约束，送受端断面、750kV 主网及跨省联络线存在潮流限额，叠加各省区内机组检修、输变电设备停运、新能源大发下省内断面

拥塞等客观工况，省间互济送受电通道可用容量易受影响，富余电力难以跨省输送落地，项目可成交外送电量受限。

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

青海省2026年6月—7月，通过省间互济交易外送电量2.52亿千瓦时，外购电量1.64亿千瓦时，净外送电量0.88亿千瓦时，占青海6—7月净外送全国电量比重为1%<sup>53</sup>。

②电价方面，对于售电省份而言，将本地消纳不完、价格被压低的部分富余电量，通过省间互济交易送出，本省等效负荷就会提高，现货低价压力有望缓解。对购电省份而言，通过省间互济交易引入一部分外来电源，可以在用电高峰期缓解本省供需紧张程度，平抑部分时段的高价现货电价。通过分析西北五省的电力结算价格，可以一定程度上了解其在省间及互济交易中的基础格局，具体见下表。在这一基础排序中，各省根据电力供需匹配情况及省间联络线负载情况，在部分时段开展省间互济交易。需要说明的是，实际开展省间现货及省间区域互济交易时，各省供需及市场化申报情况更加复杂，发电企业会根据省内现货预出清及省间现货出清结果，根据各时段电力余缺状况动态调整区域互济申报策略，

---

<sup>53</sup> 数据来源：青海电力交易中心市场交易信息月报。

实现收益最大化。

表22 西北区域省份2025年结算电价对比<sup>54</sup>

| 省（区）            | 新疆     | 青海     | 甘肃     | 宁夏     | 陕西     |
|-----------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 结算电价<br>（元/千瓦时） | 0.2203 | 0.2520 | 0.2687 | 0.3057 | 0.3474 |

新疆、青海两省风光资源禀赋优越，受新能源装机量等省内电源结构、省内市场供需等因素影响，相较其他省份的结算电价更低。在这一电价基础上，西北五省开展省间电力互济交易，依托跨省输电通道，根据各省实时电力供需情况，在满足省间通道负荷的情况下，由电力富余省份向电力缺口省份输送电力，作为省间现货交易与省内现货交易的补充，实现区域内电力资源互补及优化。

4）从项目结算价格看，发电企业可自主选择售电价格更高的交易品种，实现综合收益最大化

根据《实施细则》要求，青海自 2026 年 6 月起，省间互济交易自动转入结算试运行。2026 年 6 月本项目参与省间互济交易结算电量 57.26 万千瓦时，结算电价 0.052 元/千瓦时，占上半年项目结算电量的比重为 0.38%。省间互济交易占比较低且结算电价较低，而青海省风电、光伏等新能源可按 0.08—0.65 元/千瓦时的分时段限价申报并参与现货市场，即省内现货交易申报最低价为 0.08 元/千瓦时，当前省间互济交易价格已低于省内现货交易最低出清价格。发电企业在这一形势下应优先参与省内现货交易，在省内现货交易

<sup>54</sup> 各省电力交易中心披露的年度电力市场总体情况中，省内市场结算单价口径稍有差异，但依然可做总体对比，以供了解各省省内电价大致排序。其中，陕西公布了省内批发市场及零售市场结算单价，保守起见选取结算单价较低的批发市场价格；新疆取疆内市场化交易结算单价；青海取省内上网侧市场化交易结算单价；甘肃取省内结算单价；宁夏取区内发电侧上网结算单价。

无法出清的情况下，基于偏差考核收益及省间互济交易电价，综合成交后带来额外的国补收益，酌情参与省间互济交易。

综上所述，在交易电量方面，由于西北五省电源结构相近、新能源出力同向性强，宏观供需错配较难弥合，叠加市场竞价、电网输送、结算考核等运行机制的约束，省间互济整体交易规模有限。在交易电价方面，青海省在全国率先实现新能源装机容量与发电量“双主体”，新能源电源发电量大且边际价格较低，青海参与省间互济交易具有一定的竞争优势。

截至 2025 年底，西北电网新能源装机占比超过 60%<sup>55</sup>，单个省份电网独立平衡，资源调度及共享消纳能力存在不足。

《实施细则》以更高频、更精细的市场化机制，在满足省内用电需求、可再生资源有效消纳的基础上，把区域内各省（区）仍存在的短时余缺再做一次市场化调剂，有助于西北电网新能源发电量进一步出清，增强西北电网的韧性。

由于政策发布时间较短，模式变更尚处于过渡阶段，叠加前述分析下省间互济交易的定位、特征、西北五省电源结构同向性等因素，短期内市场活跃度有限，但青海省新能源装机占比高，新能源电源边际发电电价较低，省间互济交易的开展，将为本项目新增西北电网省间电力消纳渠道，有望在边际消纳递增情况下带来额外的国补收入，在优先保障省内消纳及用电安全的基础上，对现有消纳途径无明显负面影响。

## （2）未来售电类型、交易品种、交易策略、主要消纳

---

<sup>55</sup> 数据来源：国家能源局。

区域、客户类型、结算电量及售电价格可能产生的变化，充分揭示相关风险

**1) 未来售电类型、交易品种、交易策略、主要消纳区域、客户类型、结算电量及售电价格可能产生的变化**

根据《实施细则》，2026年6月，互济交易自动转入结算试运行，《西北区域备用辅助服务市场运营规则》（西北监能市场〔2023〕60号）、《西北区域省间调峰辅助服务市场运营规则》及其补充修订条款（西北监能市场〔2020〕8号、西北监能市场〔2023〕2号）同时停止执行。此后，西北区域跨省调峰将通过互济交易实现，原西北区域的跨省调峰电费将不再收取。

结合本反馈答复之“三、项目经营与财务情况”之“1.关于中长期合约交易”及“2.关于现货交易”中对中长期交易与现货交易的详细阐述，《实施细则》施行后，可能产生的变化有：

**①对售电类型、交易品种的影响**

对本项目参与的中长期交易、现货交易等售电类型及交易品种无显著影响。具体表现在：

**（a）对中长期交易，无显著影响：**本项目参与的中长期交易品种仍以省内、省间电力直接交易为主，并通过合同转让交易对上述合约持仓实施动态管理，以优化中长期合约履约结构。省内、省间中长期交易仍以双边协商、集中交易为核心组织方式。

**（b）对现货交易，新增省间互济交易市场：**本项目参与的现货交易品种仍以省内日前电能量交易和实时电能量交易为主。未来，现货交易将在目前省间现货交易市场（全国

性市场）、省内现货交易市场（省内市场）基础上，**新增省间互济交易市场（西北区域性市场）**。本项目将持续跟踪省间互济交易开展情况，捕捉市场信号，随着市场主体充分参与，市场活跃度进一步提升，根据收益预判情况适度参与省间电力互济交易。

## **②对交易策略的影响**

**对本项目交易策略无显著影响。**具体表现在，自 2025 年 11 月现货市场连续结算试运行以来，电力现货实时电价信号发挥充分，本项目仍将继续充分预判省内电力供需态势，通过追踪现货实时电价信号，合理调整中长期合约及现货持仓组合，从而扩大本项目发电收益。基于省间互济交易是省间现货交易及省内现货交易的衔接及补充这一定位，本项目在现货交易无法出清且在短期时序中预测出力尚有余量时，将综合偏差考核、中标情况等因素，积极参与省间互济交易这一品种，实现正向边际收益。

## **③对主要消纳区域、客户类型的影响**

由于省间互济政策发布时间较短，截至本反馈答复出具之日，省间互济市场活跃度有限。且省间互济政策属于对原有省间现货交易及省内现货交易的完善和补充，实际运行时仍以省内电力系统消纳及电网安全运营为先，故**对本项目主要消纳区域、客户类型无明显影响。**

本项目主要消纳区域、客户类型、结算电量情况详见本反馈答复之“三、项目经营与财务情况”之“（一）关于运营情况”之“1.关于中长期合约交易”之“（3）各类中长期交易的售电价格、消纳方式、售电协议签署情况、协议期限、主要

客户类型、客户获取渠道、市场竞争情况、穿透前十大客户（如有）、重要客户历史合作情况（如有）等展业情况”及“2.关于现货交易”之“（2）结合现货交易的品种、定价逻辑及售电价格、参与主体、市场竞争等运行情况，分析相关波动对现金流的影响，充分揭示风险”相关披露内容。

#### ④对结算电量、售电价格的影响

结算电量方面，本项目结算电量为实际上网电量，省间互济交易市场为本项目新增西北电网省间电力消纳路径，有助于扩充西北区域整体电力消纳空间，而西北区域尤其是青海新能源装机容量及发电量占比高，边际发电成本低，在省间及跨大区电力市场化交易中存在比较优势。项目可在现有运行框架下，择机利用新增市场渠道参与跨省电力交易，外部市场条件持续改善；如前文所述，2026年6月省间互济交易转入结算试运行以来，本项目参与并中标的结算电价及结算电量相对较低，随着跨省跨区互济交易机制成熟，青海省时段性供需失衡矛盾将被跨省跨区互济对冲，预计将形成中长期潜在利好。

售电价格层面，《实施细则》施行后，对本项目考核费用科目将产生影响，西北区域跨省调峰通过互济交易实现后，原西北区域跨省调峰电费（属于考核费用科目之一）将不再收取，西北区域跨省调峰将通过市场化互济方式实现，相关机制更加市场化；同时，随着跨省跨区互济交易机制成熟，超发及欠发情况下，两类偏差的电价价差有望逐步收敛，项目结算电价波动区间未来有望收窄。

根据《国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的

实施意见》（国办发〔2026〕4号），我国将持续构建能力更加充分、流向更加合理的输电通道和电网主网架格局，持续扩大跨省跨区输电规模、提升清洁能源输送占比。随着“十五五”及后续规划中持续强化输配电设施规划落地建设，待2035年以电力为主体、多种能源协同互济的全国统一能源市场体系初步形成后，我国将实现电力资源在全国范围内的优化配置，电力资源跨区域双向互济的物理基础将进一步夯实，市场既可以实现西北清洁能源向东中部负荷中心输送，也存在受端电力及其他区域电力双向送入西北的可能性。但我国能源资源与电力负荷呈逆向分布，以“胡焕庸线”<sup>56</sup>为近似分界线，我国中东部地区能源消费量占全国比重超过70%，生产量占比不足30%，重要的能源基地主要分布在西部地区<sup>57</sup>。中东部负荷中心用电需求旺盛，部分时段存在阶段性电力平衡压力；西北地区立足全国能源“大送端”定位，风光清洁能源资源禀赋突出，相较于国内多数区域，拥有更为优越的清洁能源基地开发及跨区外送客观条件，是我国跨区外送规模最大的区域电网<sup>58</sup>，也是国家“西电东送”战略的主要送端电网。依托得天独厚的风光资源禀赋，西北新能源电源边际发电成本较低，在全国范围资源优化配置过程中具备有利的净外送条件，有利于进一步拓展清洁能源市场空间，推动区域能源资源优势向经济优势转化。本项目作为全生命周期享受国补的项目，随着区域外送消纳能力提升，整体发电小

---

<sup>56</sup> “胡焕庸线”，亦称瑗瑗—腾冲线（现称黑河—腾冲线），1935年由地理学家胡焕庸提出，北起黑龙江黑河市、南至云南腾冲市，是我国经典人口地理分界线；国家能源局在能源政策解读中将其作为近似参照，用以刻画我国能源生产与消费逆向分布的国情特征。

<sup>57</sup> 国家能源局有关负责同志就《“十四五”现代能源体系规划》答记者问。

<sup>58</sup> 国网公司西北分部《西北电网2025年跨区外送电量超4000亿千瓦时》相关报道。

时数有望进一步提升，从而在全国范围内的跨大区电力交易中受益。

## ⑤后续政策深化方向

### （a）整体政策方向

根据《国务院办公厅关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4号）相关部署，全国统一电力市场建设将持续深化，到2030年，基本建成全国统一电力市场体系，各类型电源和除保障性用户外的电力用户全部直接参与电力市场，市场化交易结算电量占全社会用电量的70%左右。到2035年，全面建成全国统一电力市场体系，市场功能进一步成熟完善，市场化交易结算电量占比稳中有升。

以上实施意见指出，相关部门在统一电力市场框架下，将进一步统筹推动跨省跨区和省内交易衔接融合，打破市场壁垒，促进省间电力互济互保。推动跨省跨区交易与省内交易在参与主体、空间范围、时段划分、组织时间、偏差处理等方面实现衔接，在主体注册、交易申报、交易出清、信息披露等方面有机融合，逐步从经营主体分别进行跨省跨区和省内交易，过渡到经营主体只需一次性提出量价需求、电力市场即可在全国范围内匹配供需的联合交易模式。研究探索相邻省份自愿联合或融合组织电力交易的可行方式，进一步推动电力交易平台互联互通、交易信息共享互认，电力市场经营主体“一地注册、全国共享”。条件成熟时，相关部门将研究组建全国电力交易中心。

以上实施意见同步说明，相关部门将进一步完善跨省跨

区电力交易制度。在确保安全前提下，科学安排跨省跨区优先发电规模计划，合理扩大省间自主市场化送电规模，加强多通道集中优化；一体化建设运营南方区域电力市场，完善长三角电力互济，在省间交易框架下探索区域内同步电网电力互济交易。

基于以上文件规划及部署，区域层面打破省间壁垒，建立如西北五省的省间电力互济机制，属于“相邻省份联合组织交易”的实践。先在区域内完成规则统一、市场融合，打破“一省一注册、一省一平台”的现状，再逐步实现各级交易平台数据打通、信息互认，完成交易规则、结算口径、信息披露标准逐步统一，最终建立全国电力交易中心，承担全国市场的组织、结算、信息披露等职能。各层次市场从“各自报价、各自交易”逐步转向“统一报价、联合交易”，探索相邻省内市场自愿联合或融合的可行方式，促进跨电网常态化市场交易，增加跨省跨区输电规模和清洁能源输送占比，加强多通道集中优化，进一步推动电力市场在全国范围内互联互通，从而实现电力资源全国大循环。

**(b) 区域互济、跨区互济及跨电网经营区交易**

目前除西北区域外，东北区域、华中区域、长三角区域均设置了类似的区域互济交易机制，具体见下表。

表23 全国范围内区域互济交易实践

| 区域   | 政策文件            | 覆盖省份/区域                          | 印发时间    | 执行时间    |
|------|-----------------|----------------------------------|---------|---------|
| 西北区域 | 西北监能市场〔2026〕28号 | 陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆及西北电网的直流配套电源组成的控制区 | 2026年4月 | 2026年6月 |

|       |                                       |                     |         |                          |
|-------|---------------------------------------|---------------------|---------|--------------------------|
| 华中区域  | 《华中区域（东四省）电力互济交易实施细则》华中监能市场规〔2026〕11号 | 湖北、湖南、河南、江西         | 2026年1月 | 2026年7月                  |
| 东北区域  | 《东北电力互济交易实施细则（试行）》东北监能市场〔2025〕38号     | 辽宁、吉林、黑龙江、蒙东（内蒙古东部） | 2025年9月 | 2025年10月                 |
| 长三角区域 | 《长三角省市间富余新能源消纳互济交易规则（试行）》             | 上海、江苏、浙江、安徽、福建      | 2024年6月 | 2025年7月                  |
|       | 《长三角省市间富余需求侧可调节资源互济交易规则（试行）》          |                     | 2024年6月 | 2025年7月                  |
|       | 《长三角省市间短期电力互济交易实施细则（征求意见稿）》           |                     | 2026年8月 | 征求意见至2026年9月27日，尚未公布正式版本 |

区域层面建立互济交易机制，更多地是为了衔接区域省间与省内市场，以电力保供、新能源消纳为主要目标。如较早开展区域互济的东北区域能监局相关部门明确提出，省间互济交易能够“满足省间市场未延伸、省内市场未覆盖的交易需求，实现与国家级省间现货市场、省级现货市场的有效衔接。一是以市场手段最大化调节保供资源，形成错峰调用、资源互补的市场环境，构筑区域电网平衡安全的‘托底’保障。二是紧扣提升区域电网资源协调与配置能力的目标，以市场机制引导灵活性资源发挥作用，充分释放省间消纳互济能力，着力解决高比例新能源接入下的消纳难题。三是锚定‘双碳’目标，助力推动以新能源替代传统能源，持续降低碳排放指标<sup>59</sup>。”

<sup>59</sup> 国家能源局东北监管局《东北能源监管局统筹协调推动东北电力互济市场开展试运行》相关报道。

除以上区域内互济实践外，跨区域互济试点也在展开。2026年7月，在国家电网有限公司东北分部的统筹指导下，依托国家电网跨大区特高压输电通道，黑龙江电力交易中心与宁夏电力交易中心首次开展跨区域市场化双向互济交易。其中，黑龙江向宁夏外送电量2748万千瓦时，同时购入宁夏光伏电量45万千瓦时，实现了东北、西北两大区域间的电力余缺互济。相比省间中长期及省间现货交易，跨大区互济交易属于余缺调剂属性的互助性交易，保供、新能源消纳的导向作用更加突出。

与此同时，为完善全国统一电力市场体系，实现跨电网经营区常态化电力交易，2025年7月，国家发展改革委、国家能源局印发《关于跨电网经营区常态化电力交易机制方案的复函》，推动打破国网、南网间电力市场分割。该机制由国家电网公司、南方电网公司落实，具体由北京电力交易中心、广州电力交易中心等机构联合组织实施，并推行“一地注册、全国共享”模式，目标在2035年前，两网推动统一市场规则、交易品种和交易时序，国家电网、南方电网经营区内和跨经营区交易实现融合开市，全面实现各类经营主体公平竞争，促进电力资源在全国范围内自由流动和优化配置。

西北区域作为全国重要的清洁能源送端基地，风光资源禀赋突出，在上述统一电力市场体系不断完善、市场化改革进一步深化的形势下，西北区域能进一步释放清洁能源比较优势，提升青海及其他四省（区）的电力互补互济、协同消纳能力；依托跨区域输电通道，西北区域将在“西电东送”格局中发挥更为显著作用，通过跨大区电力市场化交易，拓展

西北清洁能源的市场交易空间，推动区域能源资源优势向经济优势转化，整体提升清洁能源输送与消纳利用水平。针对上述中长期目标的潜在影响，对本项目市场化交易结算单价（含超缺额）、结算电量变化开展联动分析，具体见下表。

**表24 抵消影响对应所需发电小时数/结算电量变化幅度分析**

| 市场化交易结算单价<br>变化幅度 | 包含国补后电价的变化<br>幅度 | 抵消影响对应所需发电<br>小时数/结算电量变化幅<br>度 |
|-------------------|------------------|--------------------------------|
| -5%               | -1.95%           | 2.00%                          |
| -3%               | -1.17%           | 1.19%                          |
| -1%               | -0.39%           | 0.39%                          |

如前文所述，随着 2035 年全国统一电力市场全面建成，跨大区输电基础设施持续完善，电力资源全国优化配置能力提升，项目外送消纳条件有望改善；本项目全周期享受国补，国补电价占结算电价的比例约 60%。以上联动分析表显示，随着外送消纳能力的提升，若市场化交易结算单价下降 5%，结算电量仅需提升 2%及以上，对应的市场化电费与国补收益增量即可补足电价下行影响。基于前述资源禀赋分析，青海新能源装机规模较高，新能源电源具备边际发电成本优势；同时西北作为国家“西电东送”重要送端基地，区域市场化电价面临的下行扰动相对有限。从电量维度看，在外送消纳条件整体改善的进程中，本项目有望获取更为显著的收益提升空间。

综上所述，《实施细则》等最新政策文件的发布，在西北区域电源结构同向性等因素下，一定程度上可以优化西北区域电力资源配置效率，有利于减少省间电力资源错配与浪

费；在中长期统一电力市场建设的大背景下，全国跨大区电力交易及输送条件的完善，将为西北区域电力外送提供边际利好，对青海这样的新能源“双主体”结构下的电力外送省份的边际利好效应更强，省内与本项目类似且享有国补的项目也将更充分地享受到消纳改善带来的利好。整体来看，本项目现有售电类型、交易品种、交易策略、核心消纳区域及客户结构等将保持稳定，同时依托区域互济机制，项目有望在消纳空间、电价稳定性、考核成本等方面获得边际改善。

管理人已在《招募说明书》“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“十、不动产项目所属行业和竞争情况”之“（二）行业主要法律法规政策及其对不动产项目运营的影响”中对上述《实施细则》等最新政策文件对本项目经营模式的影响进行了补充披露。

## 2）风险揭示

2026年4月24日，《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》（以下简称《实施细则》）发布，明确省间电力互济交易根据“先省内（控制区内）、后省间”的优先级顺序，各经营主体集中竞价出清。各市场成员不得以参与互济交易为由，影响电力系统安全运行。若经营主体接入电网所在省（区）、配套控制区内存在平衡缺口时，该时段不作为卖方参与省间出清；若存在可再生能源富余时，该时段不作为买方参与省间出清。

省间电力互济交易的开展，在优先保证省内供电用电及电力系统安全的基础上，为本项目扩充西北电网省间电力消纳渠道，对本项目经营模式无显著负面影响。因电力现货交

易规则复杂性以及国内电力现货市场仍处于连续结算试运行状态，本项目未来售电类型、交易品种、交易策略、主要消纳区域、客户类型、结算电量及售电价格可能因建立全国统一电力市场等行业政策变动、交易规则理解差异、交易策略实施差异而导致本项目电费收入波动，从而加剧不动产基金可供分配收入不确定性的风险。

管理人已在《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”对上述政策文件对本项目经营模式影响的风险进行风险揭示。

## （二）关于不动产收入情况

**1.关于结算电价。**根据申报材料，本项目报告期内结算电价逐年下降，年均降幅约**0.4%**。**2026**年第一季度由于现货交易占比大幅提升**25.21%**，对整体结算电价形成明显拉动。请管理人：

**（1）补充披露历史三年结算电价逐年下降的原因，评估是否构成趋势性特征；**

**答复：**

由于2023—2025年青海省省间中长期结算电价有所下行，以及2025年下半年青海省启动电力现货市场连续结算试运行后，政策切换造成2025年本项目省内现货负收入等原因，本项目2024年、2025年市场化交易结算单价（含超缺额）阶段性小幅下降0.43%和4.26%<sup>60</sup>。2026年1—6月，本项目电力交易业务

---

<sup>60</sup> 按未四舍五入的市场化交易结算单价（含超缺额）计算，全文下同。

团队推动更加精细化的电力交易策略，在中长期交易市场通过分时差异化报价，实现本项目省间中长期外送结算电价回升至 0.2585 元/千瓦时，同比提升 27.78%<sup>61</sup>；此外，电力交易业务团队在现货市场通过积极捕捉早晚间时段现货实时电价较高的交易机会，主动调减中长期持仓，使得该时段更多电量得以按较高的现货电价结算，进一步推动市场化交易结算单价（含超缺额）同比 2025 年 1—6 月提升 14.21%<sup>62</sup>。综合运营管理机构及发起人丰富的同类风电项目全生命周期运维经验及全面的电力市场化交易能力，以及“十五五”期间，青海省省内电网架构将打通、省间外送通道将建设落成、青海省及本项目主要电力外送区域如浙江、山东、重庆、河南等省市用电量需求稳定性较强等因素分析，本项目历史三年市场化交易结算单价（含超缺额）仅为阶段性下降，不构成趋势性特征，未来预期稳中向好。

### **1) 基于超缺额调整费用的产生机制，在本次反馈答复中将其纳入市场化交易结算单价（含超缺额）的计算考量**

结合本反馈答复之“四、资产评估与估值合理性”之“（一）关于收入参数取值合理性”之“5.关于其他电费收入”的分析，2025 年 8 月，青海电力交易中心发布关于开展青海电力现货市场第四次结算试运行工作的通知，并印发《青海电力现货市场第四次结算试运行工作方案》《青海电力现货市场规则汇编（V5.0 结算试运行稿）》（以下简称现货市场规则 5.0 版），明确规定了中长期超缺额获利回收机制。2025 年 10 月，青海省发展和改革委员会、青海省能源局、国家能源局西北监管局联

<sup>61</sup> 本项目 2025 年 1—6 月省间中长期结算电价为 0.2023 元/千瓦时，2026 年 1—6 月省间中长期结算电价为 0.2585 元/千瓦时，以上均为含税口径。

<sup>62</sup> 本项目 2025 年 1—6 月市场化交易结算单价（含超缺额）为 0.2244 元/千瓦时，2025 年 1—6 月市场化交易结算单价（含超缺额为 0.2563 元/千瓦时，以上均为含税口径。

合发布《关于开展青海电力现货市场连续结算试运行工作的通知》（青发改能源〔2025〕695号），并印发《青海电力现货市场连续结算试运行工作方案》《青海电力现货市场规则汇编（V6.0 结算试运行稿）》，沿用了现货市场规则 5.0 版的中长期超缺额获利回收机制。

中长期超缺额获利回收机制系现货市场结算的价格纠偏机制，旨在引导发电企业将中长期合约电量与结算电量的偏差控制在合理区间，对于发电企业获得的超出合理区间的获利，电网将以超缺额调整费用形式予以回收。

根据本项目电费结算单，超缺额调整费用自 2025 年 8 月起发生。为更好地体现市场化交易结算单价（含超缺额）的真实情况，在本次反馈答复中将该项费用与市场化交易结算单价（含超缺额）进行合并统计与分析。

**表25 本项目近三年及一期市场化交易结算单价**

单位：元/千瓦时（含税）

| 指标                   | 2023 年 | 2024 年 | 2025 年 | 2026 年 1—6 月 |
|----------------------|--------|--------|--------|--------------|
| 市场化交易结算单价<br>（不含超缺额） | 0.2395 | 0.2385 | 0.2378 | 0.2760       |
| 市场化交易结算单价<br>（含超缺额）  | 0.2395 | 0.2385 | 0.2283 | 0.2563       |

## 2）历史三年市场化交易结算单价（含超缺额）阶段性下降的原因分析

①中长期交易方面：报告期内本项目结算电量中占比最高的省内中长期结算电价保持稳定；受全国新能源装机增长、电力市场竞争加剧影响，2023—2025 年青海省省间外送电价有所

下行，本项目省间中长期结算电价与全省趋同；2026 年 1—6 月，本项目通过调整省间中长期交易的交易策略，实现了结算电价回升

表26 本项目2023年至2026年6月中长期结算电量、电价

单位：元/千瓦时、万千瓦时

| 指标            | 2023 年          | 2024 年          | 2025 年          | 2026 年 1—6 月    |
|---------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 省内中长期结算电量     | 28,084.06       | 22,475.25       | 27,758.87       | 12,715.71       |
| 省内中长期结算电量占比   | 81.19%          | 69.87%          | 81.91%          | 83.81%          |
| 省内中长期结算电价     | 0.2272          | 0.2284          | 0.2304          | 0.2285          |
| 省内中长期结算电费收入   | <b>6,380.11</b> | <b>5,133.01</b> | <b>6,394.37</b> | <b>2,905.25</b> |
| 省内中长期结算电费收入占比 | <b>78.88%</b>   | <b>67.99%</b>   | <b>84.51%</b>   | <b>75.39%</b>   |
| 省间中长期结算电量     | 6,064.61        | 9,283.13        | 6,815.49        | 848.26          |
| 省间中长期结算电量占比   | 17.53%          | 28.86%          | 20.11%          | 5.59%           |
| 省间中长期结算电价     | 0.2937          | 0.2620          | 0.2301          | 0.2585          |
| 省间中长期结算电费收入   | <b>1,780.90</b> | <b>2,432.12</b> | <b>1,568.46</b> | <b>219.30</b>   |
| 省间中长期结算电费收入占比 | <b>22.02%</b>   | <b>32.22%</b>   | <b>20.73%</b>   | <b>5.69%</b>    |

省内中长期交易电价方面，2023—2025 年本项目的省内中长期结算电价分别为 0.2272 元/千瓦时、0.2284 元/千瓦时和

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

省间中长期交易方面，2023—2025 年及 2026 年 1—6 月本项目的省间中长期结算电价分别为 0.2937 元/千瓦时、0.2620 元/千瓦时、0.2301 元/千瓦时和 0.2585 元/千瓦时。受全国新能源装机增长、电力市场竞争加剧影响，2023—2025 年青海省及本项目的结算价格呈现下降趋势，其中 2025 年本项目的省间中长期结算电价 0.2301 元/千瓦时相比省内中长期结算电价 0.2304 元/千瓦时，整体而言已不具备相对优势。但随着 2025 年末青海省电力现货市场结算试运行，中长期合约分时交易的各时段电价同步出现分化<sup>63</sup>，对此电力交易业务团队相应执行了更加精细化的电力交易策略，即主动发现和捕捉高电价时段，提高该时段的售电电量，抬高省间中长期交易的均价。从结果上看，2026 年 1—6 月本项目省间中长期结算电价回升至 0.2585 元/千瓦时，同比提升 27.78%，体现了精细化交易的成果。

---

<sup>63</sup> 根据《国家能源局西北监管局 青海省能源局关于印发〈青海省电力中长期交易规则补充规定〉的通知（西北监能市场〔2025〕71号）》，自2025年9月起，青海省中长期合约交易将全天划分为24个时段，从而与现货交易实现更有效衔接，在电力市场化改革背景下，该政策预计将在基金存续期内保持延续。全国省间中长期合约分时段交易则更早于青海省。结合交易实践经验，随着2025年全国电力改革行动深入，各省（市、区）在2025年底前均已开展省内电力现货市场试运行，自2025年11月起，省间中长期、省内中长期交易分时价格跟踪现货交易价格信号，开始出现“午间电价低、早晚间电价高”分时段电价特征。电力交易业务团队可通过竞价、挂牌等不同交易方式精准获取高时段电价成交机会，从而提升中长期电费收入。

②现货交易方面：2025年下半年，青海省启动电力现货市场连续结算试运行，受政策切换影响，本项目2025年省内现货出现负收入；2026年1—6月，本项目通过精细化执行交易策略，实现现货结算收入有效提升并转正。

表27 本项目2023年至2026年6月现货电量、电价

单位：元/千瓦时、万千瓦时

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

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

2026 年电力交易业务团队调整并精细化执行了交易策略，实现省内现货结算电价的有效提升。根据本反馈答复之“三、项目经营与财务情况”之“（一）关于运营情况”之“2.关于现货交易”之“（1）现货电量波动的具体原因”之“4）2026 年 1—6 月现货电量占比提升原因以及对电费收入的影响”的分析，青海省能源供需存在季节性特征，第一季度体现为“早晚间电价高”。电力交易业务团队主动发现和捕捉早晚间实时电价较高的时段，合理调减高电价时段的中长期合约持仓，相应增加高电价时段的现货电量。2026 年 1—6 月省内现货电量为 1,422.20 万千瓦时，省内现货结算电价为 0.5120 元/千瓦时，实现了电价和电费收入的双提升。

③通过上述中长期和现货交易的策略调整，2026 年 1—6 月本项目市场化交易结算单价（含超缺额）实现整体回升

表28 本项目2023年至2026年6月结算电量、市场化交易结算单价（含超缺额）

单位：元/千瓦时、万千瓦时

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

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

### 3）本项目未来市场化交易结算单价（含超缺额）的预判

根据本反馈答复之“一、业务参与人资质及履职能力”之

“（三）关于运营管理机构”之“2.运营管理经验及人员配备：经验丰富、人员充足，满足5年以上经验人员要求”的分析，运营管理机构具有丰富的同类风电项目生产运维经验，通过电力交易业务团队更加精细化的电力交易策略，精准捕捉省间电力交易市场高价时段交易机会，2026年1—6月，在青海省省间外送结算电价略下行背景下，本项目省间外送结算电价逆势提升，并积极把握青海省早晚间时段现货实时高电价交易机会，从而推动市场化交易结算单价（含超缺额）同比提升。

根据本反馈答复之“三、项目经营与财务情况”之“（二）关于不动产收入情况”之“2.关于竞争情况”之“（4）青海省未来供需趋势及影响分析”中对青海省省内、省间电力输送通道建设持续推进的分析，“十五五”期间，青海省将显著提升电网网架对清洁能源的消纳和配置能力。

根据本反馈答复之“四、资产评估与估值合理性”之“（一）关于收入参数取值合理性”之“1.关于发电小时数”之“（1）请管理人补充披露本项目投运以来历史各年度风速及变动情况、风资源条件及变化趋势、区域电力消纳格局等情况”之“3）区域电力消纳格局保持稳定”对青海省及本项目主要电力外送区域浙江、山东、重庆、河南等省市用电量需求的预测，上述省市“十五五”期间用电量需求将保持稳健增长。

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

综上所述，在全国新能源装机容量快速提升背景下，青海

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

**（2）结合现货市场运行规则、运营管理机构交易策略、可比项目情况等因素，说明 2026 年第一季度现货交易占比明显提升的原因，以及与结算电价上升的传导关系。**

**答复：**

2026 年第一季度现货交易占比明显提升，系电力交易业务团队结合青海省电力供需周期性特征及现货市场运行规则，加强跟踪现货实时电价信号，主动优化交易策略，追求更高结算电费收益导致，与运营管理机构管理的青海省其他陆上风电项目同期交易策略相近。

如本反馈答复之“三、项目经营与财务情况”之“(一)关于运营情况”之“1.关于中长期合约交易”中对青海省电力市场供需的特征介绍，青海省内新能源项目第一、四季度现货实时电价一般表现为“午间电价低、早晚间电价高”，第二、三季度现货实时电价一般表现为“午间电价低、早晚间电价略低”<sup>64</sup>。在青海省开展电力现货市场连续结算试运行后，2026年一季度，由于早晚高峰现货实时电价提升，电力交易业务团队根据不同时间段现货实时电价信号主动优化交易策略，从而提升本项目市场化交易结算单价（含超缺额）。

1) 电力交易业务团队结合青海省电力供需周期性特征及现货市场运行规则，主动优化交易策略，以追求更高结算电费收益使得 2026 年第一季度现货交易占比明显提升，与运营管理机构管理的同区域可比项目交易策略相近

### ①电力市场化改革背景

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

改革前，风电、光伏等新能源项目实行标杆上网电价制度，标杆电价由政府核定。新能源标杆上网电价中，高于常规能源发电加权平均上网电价<sup>65</sup>的部分由可再生能源电价附加补贴弥补。新能源项目执行全额保障性收购政策，最低保障收购小时数以内的电量由电网企业按标杆电价全额收购，超出部分参与市场化交易。该模式下保障性收购部分的电价长期固定，项目收益

<sup>64</sup> 第二、三季度为青海的丰水季，水力大发致使“夜亏”的特征相对不明显，早晚间现货实时电价略低。

<sup>65</sup> 国家发展改革委积极支持青海省可再生能源发展，对其可再生能源上网电价补贴基准实行了倾斜政策，与全国其他省份执行煤电标杆上网电价不同，青海省按照低于煤电标杆上网电价的常规能源发电加权平均上网电价执行。

可预期性强，但新能源电力的价格信号存在缺失、消纳责任依赖行政分配。

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

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

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

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

本项目全电量参与市场化交易，报告期内上述电力市场化

改革政策并未影响乌兰风电经营模式及售电结构。

## ②现货市场运行规则下，现货电量实质为实际上网电量与中长期合约电量之间的偏差电量

现货市场运行规则方面，为夯实上述电价改革落地的市场运行基础，2025年10月，青海省发展和改革委员会、青海省能源局、国家能源局西北监管局联合发布《关于开展青海电力现货市场连续结算试运行工作的通知》（青发改能源〔2025〕695号）及配套工作方案，自2025年11月1日起，将省内电力现货由过往分批次间断式测试，切换为全年不间断连续结算试运行，正式确立“中长期合约作为结算依据管理市场风险、现货市场全电量集中竞价”的交易模式，调度执行以现货出清结果为准，符合准入条件的新能源场站（直流配套电源除外）原则上全部参与现货市场，按照96个分时节点电价开展日清分结算。

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

## ③交易策略方面，电力交易业务团队结合青海省电力供需周期性规律及新的交易机制优化交易策略，从而传导影响市场化交易结算单价（含超缺额）

为缓释现货市场连续结算试运行后新的交易机制带来的电价波动风险，电力交易业务团队结合青海省电力供需的周期性规律及电价变化趋势，从提升发电量预测准确性、优化中长期及现货电量分时配比、动态调整中长期合约申报、实

时监测现货结算电价等四大维度持续优化电力交易策略、健全电力交易风控体系，详见本反馈答复之“三、项目经营与财务情况”之“（一）关于运营情况”之“2.关于现货交易”之“（1）现货电量波动的具体原因”之“3）2025 年现货电量波动分析”中对电力交易业务团队电力交易策略的具体阐述。

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

**④可比项目方面，本项目与运营管理机构管理的青海省其他陆上风电项目同期交易策略相近**

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

**表29 运营管理机构管理的部分青海省陆上风电项目2026年1—6月售电结构**

| 项目名称             |           | 本项目    | 可比项目 A | 可比项目 B  | 可比项目 C  |
|------------------|-----------|--------|--------|---------|---------|
| 所在区域             |           | 青海省海西州 | 青海省海西州 | 青海省格尔木市 | 青海省格尔木市 |
| 装机容量<br>(万千瓦)    |           | 20     | 10     | 5       | 5       |
| 2026<br>年上<br>半年 | 中长期<br>交易 | 89.40% | 82.33% | 88.75%  | 94.71%  |
|                  | 现货交<br>易  | 10.60% | 17.67% | 11.25%  | 5.29%   |

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

### ①电价传导关系

市场化交易结算单价（含超缺额）

=考核前市场化交易结算收入（含税）÷市场化交易结算电量

=（中长期合约电费收入+现货电费收入）÷（中长期合约电量+现货电量）

根据本反馈答复之“三、项目经营与财务情况”之“（一）关于运营情况”之“2.关于现货交易”之“（1）现货电量波动的具体原因”之“1）现货电量结算原理”中对现货电量结算原理解释，基于偏差电量结算机制，当现货结算电价高于中长期结算电价时，通过适度调减中长期合约电量，可扩大超发偏差电量，使更多电量以更高的现货结算电价结算，从而提升市场化交易结算单价（含超缺额）；反之，当现货结算电价低于中长期结算电价时，适度调增中长期合约电量，可压缩超发偏差、锁定更高的中长期结算电价，从而稳定市场化交易结算单价（含超缺额），保障项目收益。

②本项目结合电力供需周期性规律及新的交易机制优化电价交易策略，进而影响市场化交易结算单价（含超缺额）

电力交易业务团队结合青海省电力供需的周期性规律及电价变化趋势，根据不同时间段现货实时电价信号主动优化交易策略，比如在2026年第一季度早晚用电高峰、现货实时电价有所提升的时段增加现货交易量，从而提升本项目市场化交易结算单价（含超缺额）。

2026年，电力交易业务团队已逐渐适应新的现货市场机制并主动优化市场化电价交易策略，包括提升发电量预测准

确性、优化中长期及现货电量配比、动态调整中长期合约申报、实时监测现货结算电价等具体措施。在上述交易策略指导下，本项目市场化交易能力在 2026 年上半年得到初步验证，2026 年上半年本项目市场化交易结算单价（含超缺额）0.2563 元/千瓦时，同比 2025 年上半年提升 14.21%。

综上所述，2026 年第一季度现货交易占比提升系电力交易业务团队结合青海省电力供需周期性特征及现货市场运行规则，主动优化交易策略，以追求更高结算电费收益导致，与运营管理机构管理的同区域可比项目交易策略相近；本项目在新的市场化交易策略指导下，2026 年上半年市场化交易结算单价（含超缺额）有所提升。

**2.关于竞争情况。**根据申报材料，乌兰地区周边在建或已规划风力发电项目有四个，青海省风电项目正进入密集交付期，至 2030 年全省电源装机容量将达到 16,500 万千瓦，清洁能源发电量占比 80%以上。请管理人结合竞品项目与本项目的定位、主要消纳区域、电量上网及外送通道等因素，以及本项目投运后入市竞品对运营的影响，进一步分析在建或已规划竞品项目与本项目的竞争关系，说明对本项目电力消纳环境、弃风率、电价等方面的影响，充分揭示相关风险。

**答复：**

由于新能源项目在运营过程中，须服从当地电网的统一调度，由电网根据电力供需关系调整发电功率，因而在供给端，青海省、海西州包括乌兰地区参与电力上网外送的风电项目均会与本项目产生直接或间接的竞争关系。但在需求端，“十五五”

期间青海省将建成青桂直流、青粤直流等多条直流外送通道及区域电网加强工程，预计青海省及海西州的电力外送能力将有所提升、电力消纳环境有所改善。从供需关系角度综合分析，并结合项目自身优势特点综合评估后，管理人认为在建或已规划项目未来对本项目在消纳环境、弃风率、电价竞争方面的影响稳定可控。

### （1）竞品项目与本项目的竞争关系分析

本项目位于青海省海西州乌兰县，目前乌兰地区已建成投运的风电装机容量共计约 50 万千瓦<sup>66</sup>，除本项目外另有四个竞品项目，合计装机容量约 30 万千瓦，其中直接竞品项目装机容量 15 万千瓦，间接竞品项目装机容量 15 万千瓦。经公开渠道信息搜集，未来乌兰地区存在四个在建或已规划竞品项目，合计装机容量约 135 万千瓦，均为间接竞品项目。乌兰地区地处柴达木盆地东部，所在地区风资源优质，年平均风速适宜，具备良好的经济开发价值，对新能源投资开发具有吸引力。

竞品项目与本项目在定位、消纳区域、上网及外送通道等方面存在异同，因此，与本项目产生不同程度的竞争关系。

表30 乌兰地区周边已建成及可预期竞品风力发电项目

单位：万千瓦

| 项目名称                             | 装机容量 | 建设主体                 | 并网时间/建设进度 | 定位 | 消纳区域 | 电量上网及外送通道           |
|----------------------------------|------|----------------------|-----------|----|------|---------------------|
| 中电投黄河海西乌兰茶卡盐湖风电场 49.5 兆瓦项目（以下简称黄 | 4.95 | 青海黄河上游水电开发有限责任公司乌兰风力 | 2017 年    | 相同 | 相同   | 不同，切吉西 330 千伏升压站及送出 |

<sup>66</sup> 信息来源：青海日报。

| 项目名称                                        | 装机容量  | 建设主体                     | 并网时间/建设进度      | 定位       | 消纳区域           | 电量上网及外送通道              |
|---------------------------------------------|-------|--------------------------|----------------|----------|----------------|------------------------|
| 河上游项目)                                      |       | 发电分公司                    |                |          |                | 线路                     |
| 青海黄河中型水电开发有限责任公司乌兰 10 万千瓦风电项目 (以下简称黄河中型项目)  | 10.00 | 青海黄河中型水电开发有限责任公司乌兰新能源分公司 | 2019 年         | 相同       | 相同             | 不同, 切吉东 330 千伏升压站及送出线路 |
| 国家电力投资集团吉林电力股份有限公司乌兰 5 万千瓦风电项目 (以下简称乌兰吉电项目) | 5.00  | 乌兰吉电新能源有限公司              | 2020 年         | 相同       | 相同             | 相同                     |
| 润晟新能源有限公司乌兰县茶卡 100 兆瓦风力发电项目 (以下简称乌兰润晟项目)    | 10.00 | 乌兰县润晟新能源有限公司             | 2021 年         | 相同       | 相同             | 相同                     |
| 南水北调海西都兰 400MW 风电项目 (以下简称南水北调项目)            | 40.00 | 南水北调 (海西都兰) 水网建设开发有限公司   | 2025 年开工, 目前在建 | 相同       | 相同             | 不同, 新建 330 千伏升压站及送出线路  |
| 大唐海西州清洁供暖配套 55 万千瓦风电项目 (以下简称大唐海西 55 万千瓦项目)  | 55.00 | 大唐海西 (都兰) 新能源有限公司        | 2025 年开工, 目前在建 | 不同, 清洁供暖 | 不同, 主要服务于都兰县供暖 | 不同, 新建 330 千伏升压站及送出线路  |
| 大唐海西州清洁供暖配套 30 万千瓦风电项目 (以下简称大唐海西 30 万千瓦项目)  | 30.00 | 大唐海西 (都兰) 新能源有限公司        | 预计 2026 年开工    | 不同, 清洁供暖 | 不同, 主要服务于都兰县供暖 | 不同, 新建 330 千伏升压站及送出线路  |

| 项目名称                       | 装机容量  | 建设主体            | 并网时间/建设进度 | 定位 | 消纳区域 | 电量上网及外送通道             |
|----------------------------|-------|-----------------|-----------|----|------|-----------------------|
| 乌兰县东大滩100MW风电项目（以下简称东大滩项目） | 10.00 | 海西乌兰中规绿电新能源有限公司 | 预计2027年并网 | 相同 | 相同   | 不同，新建330千伏东大滩汇集站及送出线路 |

## 1) 定位分析

### ①定位相同的竞品项目

乌兰风电项目的竞品项目中，已建成投运的黄河上游项目、黄河中型项目、乌兰吉电项目、乌兰润晟项目，以及在建的南水北调项目、东大滩项目参与市场化电力交易，与本项目定位相同。与乌兰风电项目定位相同的竞品项目中，已建成投运项目的总装机容量约30万千瓦，在建项目的总装机容量约50万千瓦。

### ②定位不同的竞品项目

竞品项目中，在建的大唐海西55万千瓦项目、大唐海西30万千瓦项目为海西州都兰县清洁供暖配套项目，与本项目定位不同。两个项目所发电量将优先服务于都兰县，配合空气源热泵和电锅炉，替代原有的燃煤锅炉，为都兰县实现集中供暖。

截至2026年8月，与乌兰风电项目定位不同的竞品项目均处于在建状态或尚在规划中，总装机容量约85万千瓦。

## 2) 消纳区域分析

### ①消纳区域相同的竞品项目

竞品项目中，除了在建的大唐海西55万千瓦项目、大唐海西30万千瓦项目外，其余项目与本项目的消纳区域相似，主要

电力消纳区域为青海省内及西北电网经营区域。

②消纳区域不同的竞品项目

竞品项目中，在建的大唐海西 55 万千瓦项目、大唐海西 30 万千瓦项目为都兰县清洁供暖配套项目，电力消纳区域以都兰县为主。

3) 上网及外送通道分析

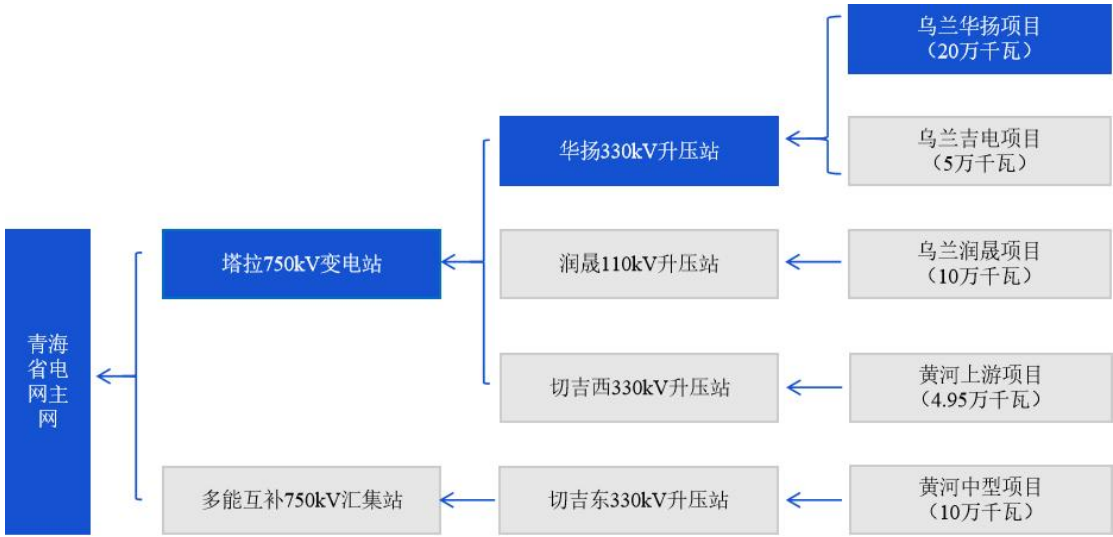


图 7 已投运竞品项目并网输送通道示意图

①上网及外送通道相同的竞品项目

本项目所发电力通过华扬 330 千伏升压站（以下简称华扬 330kV 汇集站）至 750 千伏塔拉变电站之间 1 回送出线路塔扬线（以下简称塔扬线）送出，并通过 750 千伏塔拉变电站接入青海省电网主网。

竞品项目中，乌兰吉电项目、乌兰润晟项目与本项目均使用塔扬线进行电力送出，华扬 330 千伏升压站及塔扬线设计容量为 600 兆伏安，当前塔扬线仍有 260 兆伏安<sup>67</sup>剩余接入容量，

<sup>67</sup> 兆伏安为视在功率的单位，定义为交流电路中电压有效值与电流有效值的乘积，它表征电气设备（变压器、发电机、线路）的总承载容量，不区分能量是否做功。万千瓦为有功功率的单位，它表征电能中实际转化为机械、热、光等有用功的部分，是发电侧出力能力和用电侧负荷需求的真实度量。在电力行业中，两者换算关系为：100兆伏安×功率因数（通常0.9—0.95）≈9—9.5万千瓦。

剩余容量比例约 43%。

## ②上网及外送通道不同的竞品项目

除乌兰吉电项目、乌兰润晟项目外，其余项目与本项目的上网及外送线路不同，其中黄河上游项目通过切吉西 330 千伏升压站及送出线路进行外送，黄河中型项目通过切吉东 330 千伏升压站及送出线路进行外送，南水北调项目、大唐海西 55 万千瓦项目、大唐海西 30 万千瓦项目、东大滩项目则将在风场建设的同时新建升压站进行上网和电力外送。

综上所述，结合竞品项目与本项目的定位、消纳区域、电量上网及外送通道等因素综合分析，管理人认为：1）乌兰吉电项目、乌兰润晟项目与本项目在定位、消纳区域、上网及外送通道方面均相同，存在较为直接的竞争关系；2）其余项目与本项目的竞争关系则相对较间接；3）根据目前区域电网的公开信息，未来暂无规划新增的、与本项目存在直接竞争关系的发电项目接入塔扬线。

## （2）本项目投运后入市的竞品对本项目运营的影响

已入市的竞品项目中，乌兰吉电项目于 2020 年 11 月并网投运，乌兰润晟项目于 2021 年 12 月并网投运，投运时间晚于本项目，且存在较为直接的竞争关系。以下结合本项目的相关运营指标在两个竞品项目入市前后的变化，对竞品项目的竞争影响进行分析：

表31 竞品项目投运前后本项目相关运营指标变化情况

单位：米/秒、小时、元/千瓦时

| 年份   | 平均风速 | 理论发电小时数 <sup>68</sup> | 等效利用小时数 <sup>69</sup> | 市场化交易结算单价（含超缺额） | 弃风率 <sup>70</sup>    | 备注                                   |
|------|------|-----------------------|-----------------------|-----------------|----------------------|--------------------------------------|
| 2020 | 4.60 | 2,026                 | 1,590                 | 0.1413          | 10.44%               | 乌兰吉电投运（2020年11月）<br>青豫直流开通（2020年12月） |
| 2021 | 4.77 | 2,428                 | 1,966                 | 0.1645          | 15.52%               | 乌兰润晟投运（2021年12月）                     |
| 2022 | 4.68 | 2,272                 | 1,803                 | 0.2089          | 15.39%               |                                      |
| 2023 | 4.53 | 2,271                 | 1,730                 | 0.2395          | 19.95%               |                                      |
| 2024 | 4.09 | 2,101                 | 1,608                 | 0.2385          | 21.25%               |                                      |
| 2025 | 4.88 | 2,443                 | 1,694                 | 0.2283          | 28.27% <sup>71</sup> | 剔除增容改造工程影响的弃风率为 21.03%               |

## 1）电价影响

2020—2022 年，本项目的结算电价呈逐年上升趋势，主要受到当时青海省电价政策调整的影响。

在 2022 年之前，青海省电解铝与全省新能源发电企业直接交易。对于参与直接交易的电量，发电侧企业大多按指导价格下限（最低 0.1277 元/千瓦时）进行申报，致使结算电价长期处于较低水平。自 2022 年 1 月 1 日起，《国家发展改革委关于完善电解铝行业阶梯电价政策的通知》（发改价格〔2021〕1239 号）正式执行，该通知严禁对电解铝行业实施优惠电价政策、

<sup>68</sup> 理论发电小时数=理论发电量÷项目总装机容量，全文下同。

<sup>69</sup> 等效利用小时数=结算电量÷项目总装机容量，全文下同，结算电量数据取自与国网青海公司的电费结算单，除受弃风电量影响外，还受到损失电量、厂用及线损电量的影响。

<sup>70</sup> 本项目弃风率计算口径与限电率相同。具体详见本反馈答复之“四、资产评估与估值合理性”之“（一）关于收入参数取值”之“2.关于限电率”。

<sup>71</sup> 2025年弃风率升高，系青海省电网近年来实施增容改造工程，致使区域新能源出力受限所致，具体分析详见本反馈答复之“四、资产评估与估值合理性”之“（一）关于收入参数取值”之“2.关于限电率”。

严禁组织电解铝企业电力市场专场交易，电解铝行业的差别化电价逐步回归正常，本项目的结算电价也随之逐步提升，并在后续保持相对稳定水平。

综上所述，历史上本项目的结算电价主要受电价政策的影响，与已入市竞品则不存在明显的相关关系。

## 2) 电力消纳环境及弃风率影响

### ①评估电力消纳环境的指标及原理

电力消纳环境主要受到区域电网调度的影响。根据《电网运行规则（试行）》规定，调度机构应当合理安排运行方式，优化调度，维持电力平衡。区域电力平衡由需求侧与供给侧共同决定：需求侧主要取决于项目所在区域工业、商业及居民等全社会用电负荷水平；供给侧主要取决于区域风能资源禀赋及风电装机容量；而区域电网输送能力作为关键网架约束，直接决定了供需匹配的实际空间，是影响电量消纳的核心边界条件。

在实际操作上，调度机构对发电企业的管控，并非以预设弃风率为目标，而是基于电网安全与电力电量的平衡考虑进行实时调度。从电网调度到发电企业的上网电量、等效利用小时数、弃风率等运营指标的完整传导关系如下：

（a）电力消纳环境的核心决定因素是区域电网的供需关系，调度机构根据供需关系并基于电网安全与电力电量考量，通过调整和分配发电空间、下达出力计划来约束每个发电企业的实时上网功率，进而决定结算电量和等效利用小时数（等效利用小时数=结算电量÷项目总装机容量）；

（b）风资源年景决定了发电企业的理论发电小时数及理论

发电量；

(c) 通过对结算电量或等效利用小时数与理论发电量或理论发电小时数的差异进行相应计算即得到了弃风率。

由此可见，弃风率并非自变量或预先设定的管控指标，而是电网调度与风资源年景共同作用的结果指标。在风资源较好（即理论发电量较高）的年份，即使弃风率有所提升，最终结算电量仍可能出现同比增长（如 2025 年相较于 2024 年，虽然未剔除增容改造工程影响的弃风率同比上升约 7 个百分点，但因风资源较好、理论发电量同比上升约 16 个百分点，实际结算电量仍同比上升约 5 个百分点）。因此，等效利用小时数及结算电量相比弃风率能够更全面地反映发电企业面临的消纳环境。

对本项目而言，结算电量与等效利用小时数为数学换算关系，通过分析本项目历史结算电量或等效利用小时数，能够直接反映在竞品项目入市、装机容量增加、电力供给上升的情况下，以及在青海区域用电需求增长、外送能力提升的情况下，电网调度机构对本项目的上网电量进行重新分配后的状态，展示出本项目消纳环境的变化。

## **②竞品项目对本项目电力消纳环境的影响**

如上文“竞品项目与本项目的竞争关系分析”所述，在本项目建成投运后至今，周边地区共有 2 个新增竞品项目，且竞品项目均与本项目使用塔扬线进行电力送出，构成直接竞争关系：

### **(a) 乌兰吉电项目的影响**

乌兰吉电项目装机容量 5 万千瓦，于 2020 年 11 月并网。从数据上看，本项目 2021 年弃风率为 15.52%，较 2020 年的

10.44%上升 5.08 个百分点；2021 年等效利用小时数为 1,966 小时，较 2020 年的 1,590 小时同比提升约 23.6%。

该阶段本项目的弃风率及等效利用小时数受到风资源变动、新增竞品、新增外送通道等多重因素的综合影响，需要结合上述因素，从供需角度对消纳环境进行综合分析。

供给端，除新增了竞品乌兰吉电项目外，本项目在 2021 年的风资源较优，理论发电小时数同比提升约 20%。

需求端，如本反馈答复之“三、项目经营与财务情况”之“（一）关于运营情况”之“1.关于中长期合约交易”中对外送通道的介绍，青豫直流的开通能够提升青南换流站的电力外送能力，进而对本项目的电力消纳环境起到带动作用。



图 8 青豫直流线路示意图<sup>72</sup>

综合而言，在竞品乌兰吉电项目并网后，本项目虽然供给端受到区域装机容量增加、风资源改善的影响，使得 2021 年弃风率同比上升约 5.08 个百分点，但同期在需求端，本项目的外送通道外送资源充足，青豫直流的开通进一步改善了青海省的

<sup>72</sup> 图片来源：河南日报大河网。

跨区域外送能力，进而对本项目形成需求端的利好，因此 2021 年等效利用小时数及结算电量均同比提升约 23.6%，仍表现出良好的消纳结果。

### **(b) 乌兰润晟项目的影响**

乌兰润晟项目装机容量 10 万千瓦，于 2021 年 12 月并网。从数据上看，本项目 2022 年弃风率为 15.39%，较 2021 年乌兰润晟项目入市前的 15.52%基本持平。

供给端，除新增了竞品乌兰润晟项目外，本项目在 2022 年的风资源同比有所减弱，平均风速较 2021 年降低约 2%，理论发电小时数下降约 6%。

需求端，乌兰润晟项目投运后，本项目的外送线路承载能力仍有剩余，消纳环境未出现重大变化。

综合而言，在竞品乌兰润晟项目入市后，本项目的需求端格局未发生重大变化，供给端区域装机容量增加与风资源减弱在一定程度上形成对冲。2022 年弃风率同比基本持平，等效利用小时数 1,803 小时较 2021 年下降约 8.3%，但较 2020 年的 1,590 小时提升 13.4%。竞品入市虽对本项目的消纳压力有所增加，但影响幅度小于 2020 年青豫直流开通带来的利好。

综上所述，在乌兰吉电项目入市的时间节点，本项目面临的竞争影响有限，主要因同期青豫直流开通的利好，促使电力消纳环境改善所致。在乌兰润晟项目入市的时间节点，本项目面临一定的直接竞争分流、电力消纳压力有所增加，但消纳环境仍优于青豫直流开通之前。随着上述两个已有竞争项目在 2020 年末、2021 年末完成全机组并网，至 2022 年构成直接竞

争关系竞品对本项目的直接竞争分流影响已趋于平稳<sup>73</sup>，后续年度本项目在等效利用小时数、结算电量方面的波动主要来自于青海省新能源装机容量上升以及电网调度相应调整的影响。

(c) 青海省新能源装机容量上升的影响



图 9 2020—2025 年青海省新能源装机容量与本项目等效利用小时数

2023 年至 2025 年期间，本项目无新增直接竞品项目入市，但同期青海省全省新能源装机容量增速有所加快，同比分别增长约 41%，33%和 25%。受供给端压力的影响，青海省的整体电力消纳压力有所增加，并经由电网调度传导进而影响本项目的上网电量、等效利用小时数等经营指标。“十四五”期间青海省新能源复合增速达到约 21%，受此影响本项目在 2023 至 2025 年期间等效利用小时数及结算电量有所波动。其中 2025 年尽管省内新能源装机同比增长约 25%，且因青海省电网实施增容改造工程致使弃风率有所上升，但因风资源较优、理论发电小时数同比增长约 16%，最终等效利用小时数及结算电量仍实现同比回升约 5%。

“十五五”期间青海省的新能源装机容量增速预计将有所减

<sup>73</sup> 根据国家能源局《发电机组进入及退出商业运营办法》，风电项目应当在并网后6个月内取得电力业务许可证并进入商业运营，规定时间内进入商业运营的，调试运行期自并网时间点起至完成整套设备启动试运行时间止，调试运行期间项目需完成并网运行必须的试验项目，上网电量由电网企业收购，纳入代理购电电量来源。因此竞品项目的分流影响通常在6个月内体现完毕。

缓，复合增速预计从“十四五”期间约 21%的复合增速下滑至约 10%，降幅比例约 52%<sup>74</sup>，预计省内新能源新增装机容量对本项目消纳压力的影响将有所缓解。

### **（3）在建或已规划项目对本项目的影响**

基于上述“本项目投运后入市竞品对运营的影响”的分析结论，管理人认为未来在建或已规划竞品项目的入市对本项目的影响将主要集中在电力消纳环境方面，进而影响本项目的等效利用小时数，竞品项目对于电价则不产生直接影响。

如上文所述，乌兰地区与本项目定位相同的在建或已规划项目主要包括南水北调项目、东大滩项目。南水北调项目装机容量 40 万千瓦，于 2025 年开工，目前在建，通过新建 330 千伏升压站及送出线路进行上网和外送。东大滩项目属于风光储一体化示范项目，风电装机容量 10 万千瓦，预计 2027 年投入使用，通过新建 330 千伏东大滩汇集站及送出线路进行上网和外送。

前期已投运的乌兰吉电项目、乌兰润晟项目是通过与本项目相同送出线路进行电力上网和外送，在供给端存在相对直接的竞争关系。而南水北调项目、东大滩项目虽与本项目定位相同均参与市场化电力交易，但投运后均将通过各自新建的升压站、汇集站实现电力上网和外送，与本项目的外送通道相互独立，在外送通道容量方面不存在挤占关系。

就未来在建或已规划项目而言，管理人认为对本项目的影响主要体现为项目投运后青海省总装机容量增加，进而从供给

---

<sup>74</sup> 根据《青海打造国家清洁能源产业高地行动方案（2021—2030年）》公布数据测算，青海省“十四五”期间新能源装机容量复合增速约21%，“十五五”期间按规划目标测算增速约10%，增速下滑约52%，已明显放缓。

端改变青海省的整体电力消纳环境，并经由电网调度机构影响本项目的上网电量、等效利用小时数等经营指标，因而其综合影响需要结合未来青海省的供需趋势进行整体分析。

#### **（4）青海省未来供需趋势及影响分析**

**1）供给端趋势：青海省内风电项目将进入密集交付期，在供给端形成竞争压力**

在青海省层面，根据省“十五五”规划，至 2030 年全省新能源装机容量将突破 1 亿千瓦，目标清洁能源发电量占总发电量的 80%以上。

根据本反馈答复之“四、资产评估与估值合理性”之“（一）关于收入参数取值合理性”之“1.关于发电小时数”之“（1）请管理人补充披露本项目投运以来历史各年度风速及变动情况、风资源条件及变化趋势、区域电力消纳格局等情况”中关于区域电力消纳格局的相关分析，“十五五”期间青海省的新能源装机容量增速预计将明显放缓，但目标新增装机容量 0.38 亿千瓦与“十四五”期间新增装机容量相当，青海省总装机容量的上升，将从供给端对于本项目造成一定竞争压力。

**2）需求端趋势：电力需求主要受就地消纳能力及外送能力的共同影响**

**①新能源消纳环境持续改善：在重点产业的用电以及电网调度方面，保障新能源电力被优先消纳的政策陆续出台**

2026 年 8 月 1 日起施行的《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法》（国家发展改革委、工业和信息化部、住房和城乡建设部、交通运输部令第 42 号），首次在全国层面确立了可再生能源消费最低比重目标及可

再生能源电力消纳责任权重制度，该办法明确了两项制度的定义、落实路径与核算方法，规定了重点用能行业的具体目标及权重，有助于改善风电等可再生能源电力的消纳环境。而在青海省层面，2025 年即已明确可再生能源电力消纳责任权重总量 70%、非水 30%，其中电解铝、钢铁、水泥、多晶硅等重点行业的绿电消费比例须达 70%。

在青海省“十五五”规划中，则明确提出积极发展“盐湖+”产业，并鼓励盐湖资源开发企业优先使用光伏、风电等清洁能源，推动实现清洁能源供应全替代。与此同时，青海省正积极推动“绿电+算力”融合发展，加快柴达木绿色微电网算力中心和三江源国家大数据基地等重点项目建设，配套新能源已纳入全省电力行业重点项目开发建设方案。随着“东数西算”国家战略的深入实施，青海凭借清洁能源低成本优势，绿色算力用电正在成为省内新的电力增长极，为新能源就地消纳开辟了新的增长点。

对于海西州，规划特别提出要发挥州内绿电资源优势，布局盐湖资源综合利用、有色冶金、新材料等产业，打造全省产业发展支撑区。本项目所处的乌兰县位于海西州东部，地处柴达木循环经济试验区“一区四园”之一的乌兰工业园核心区域。园区重点发展煤化工、盐化工、特色生物、新能源产业，随着园区产业结构升级和重点企业用能需求的稳步增长，也将对区域内风电项目的就地消纳产生积极支撑作用。

在电力调度方面，根据《青海电力现货市场规则汇编（V6.0 结算试运行稿）》第四十九条，电力调度机构以同等报价下新能源优先消纳为原则，以全网发电成本最小化为优化目标，来确定运行日的机组开机组合、分时发电出力曲线以及分时电

价。根据第七十七条，“当新能源场站与火电燃煤机组、新型经营主体报价相同时，优先出清顺序为：新能源、新型经营主体、火电燃煤机组。”因此，青海省新能源在调度消纳顺序上具有优先级。

上述机制相互叠加后，将有效保障存量风电项目在新增装机和电网容量同步增加过程中的合理利用。

## ②就地消纳能力稳定提升：青海省经济持续发展，工业及服务业用电稳步增长

青海省内电力负荷结构具有工业主导、第三产业和居民用电快速增长的特征。“十四五”以来，青海省全社会用电量从2020年的742亿千瓦时增长到2025年的1,068亿千瓦时<sup>75</sup>，复合增长率达7.6%，增速高于全国平均。

2025年，青海省工业用电量同比基本持平，占全社会用电量的比重高达86%左右，是青海省电力消费的绝对主力。工业用电结构中，电解铝、钢铁、晶硅、锂电池、碳纤维等青海省内重点行业占据较大比例。

2025年，青海省第三产业用电和城乡居民生活用电同比增长较快，分别达到13.3%和5.1%。随着青海省国际生态旅游目的地建设提速增效，茶卡盐湖、青海湖等景区游客持续增长，2025年全省累计接待游客6,457.31万人次，旅游总收入620.12亿元，均同比增长约20%<sup>76</sup>。旅游业及相关餐饮、住宿、交通服务业的快速发展，带动了用电量的持续增长。其中，素有“天空之境”美称的茶卡盐湖景区距离本项目直线距离仅约20公里，

---

<sup>75</sup> 数据来源：青海省能源局。

<sup>76</sup> 数据来源：青海省统计局。

作为青海省标志性景区之一，茶卡盐湖每年吸引大量游客，旅游旺季期间区域用电负荷显著提升。“十五五”期间，青海省提出将茶卡盐湖创建为 5A 级旅游景区，后续景区建设标准、服务规范和客流量的提升预计将对乌兰地区的电力需求及保障能力提出更高的要求。

**③外送能力有望出现突破：青桂直流、青粤直流及海西州 750 千伏加强工程持续建设，外送能力增强有望促使电力消纳环境得到重塑**

**（a）青海省层面，青桂直流、青粤直流的落成将带动外送能力大幅提升**

青海省是我国清洁能源发电外送大省，2025 年全省发电量 1,224.1 亿千瓦时，较全社会用电量超出 155.9 亿千瓦时，超出部分主要以省间外送进行消纳。

在 2020 年 12 月，青海省建成世界首条以输送新能源为主的特高压直流通道——青豫直流。青豫直流的送端位于海南大基地，设计年输送电量 400 亿千瓦时，约为 2025 年全省发电量的 1/3。2026 年 1—7 月，青豫直流实际完成电量外送 145.23 亿千瓦时<sup>77</sup>，同比增加 14.57%。“十五五”期间，青海省将继续推动青豫直流满功率运行。

---

<sup>77</sup> 数据来源：国网青海省电力公司、青海电力交易中心有限公司《2026年7月青海电力市场运行分析报告》

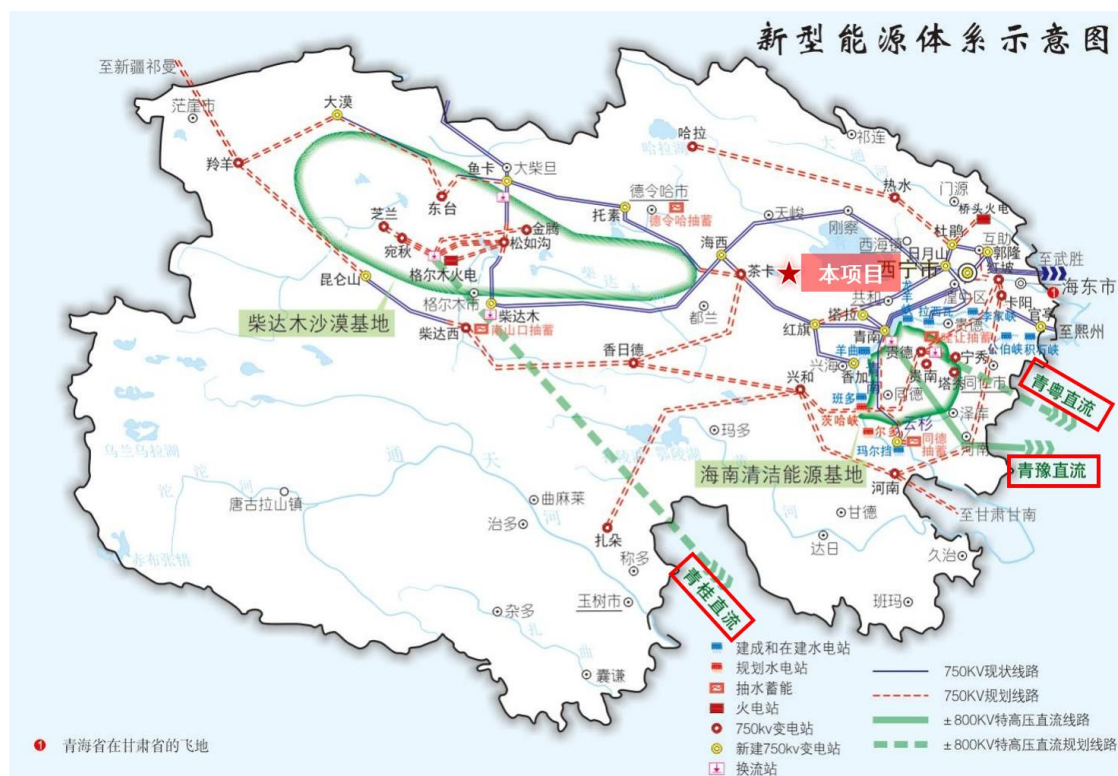


图 10 青海省“十五五”规划新型能源体系示意图<sup>78</sup>

此外，青海省“十五五”规划明确提出将加快建设新型电力系统，提升电网对清洁能源的接纳、配置、调控能力。在增强绿电外送能力方面，将建成青桂直流、青粤直流，并继续谋划新增一条纳规外送通道，按照“优一开二定三谋四”的时序，构建青海至中东部地区绿色送电走廊。

表32 青海省特高压直流外送通道情况

| 分类 | 外送通道 | 电力消纳地区    | 投用状态/项目进度                    | 关键参数                              |
|----|------|-----------|------------------------------|-----------------------------------|
| 拟建 | 青桂直流 | 南方地区（广西等） | 可研阶段，力争2026年开工建设，“十五五”期间规划建成 | 设计规格±800千伏，规划800万千瓦，规划送电360亿千瓦时/年 |
| 拟建 | 青粤直流 | 南方地区（广东等） | 可研阶段，力争2028年建成               | 设计规格±800千伏，规划800万千瓦，规划送电360亿千瓦时/年 |

<sup>78</sup> 图片来源：青海省“十五五”规划纲要。

青桂直流、青粤直流目前处于可研编制阶段，其中青粤直流是我国首批推动建设的跨国家电网、南方电网经营区域的特高压直流通道，已被列入国家“十五五”规划 109 项重大工程项目。上述两条直流项目均目标在“十五五”期间完工，建成投运后分别可向广西、广东地区各输送电量 360 亿千瓦时/年，其中清洁能源电量占比均超过 2/3，两个项目建成投运后，预计青海省的整体电力消纳环境有望出现改善。

在青豫直流开通次年，本项目的等效利用小时数及结算电量同比提升 23.6%，消纳环境得到改善。青粤直流的送端起点与青豫直流同样位于海南大基地内，预计青粤直流开通后，也将对本项目的电力消纳环境起到改善和带动作用。

**（b）海西州层面，750 千伏加强工程的完工将大幅提升海西电网的断面送出能力，本项目的电力外送环境也将得到改善**

工业用电为青海省内主要电力需求来源，2025 年工业用电负荷占全社会用电量的约 87%。省内工业用电需求则主要集中于西宁市和海东市，2025 年两市工业用电量占全省工业用电量的约 62%和 16%，与此同时，两市的发电量仅占全省发电量的 11%、13%左右<sup>79</sup>。从电力供需的空间分布看，海西州等清洁能源资源富集区与西宁、海东负荷中心呈现逆向分布，省内电力主要以“西电东送”的形式输送<sup>80</sup>。但海西州目前处于青海电网末端，对外输出的通道少，导致新能源大发时，海西地区电网功率输送压力大，尤其是作为“8”字形主网架的汇集点 750 千伏海西变电站面临断面送出能力严重不足的问题<sup>81</sup>。截至 2025 年末，

<sup>79</sup> 根据《青海统计年鉴2025》，2024年西宁市、海东市规模以上发电量约110亿、131亿千瓦时，占全省规模以上发电量的10.58%、12.68%。2025年相应数据尚未公布。

<sup>80</sup> 信息来源：青海省发改委青能提案〔2024〕13号。

<sup>81</sup> 信息来源：海西州人大常委会调研组《关于全州新能源产业发展情况专题调研报告》。

海西州与外部的关键连接断面输送能力仅为 415 万千瓦<sup>82</sup>，发电能力与外送需求同有限的电网外送通道形成了矛盾。

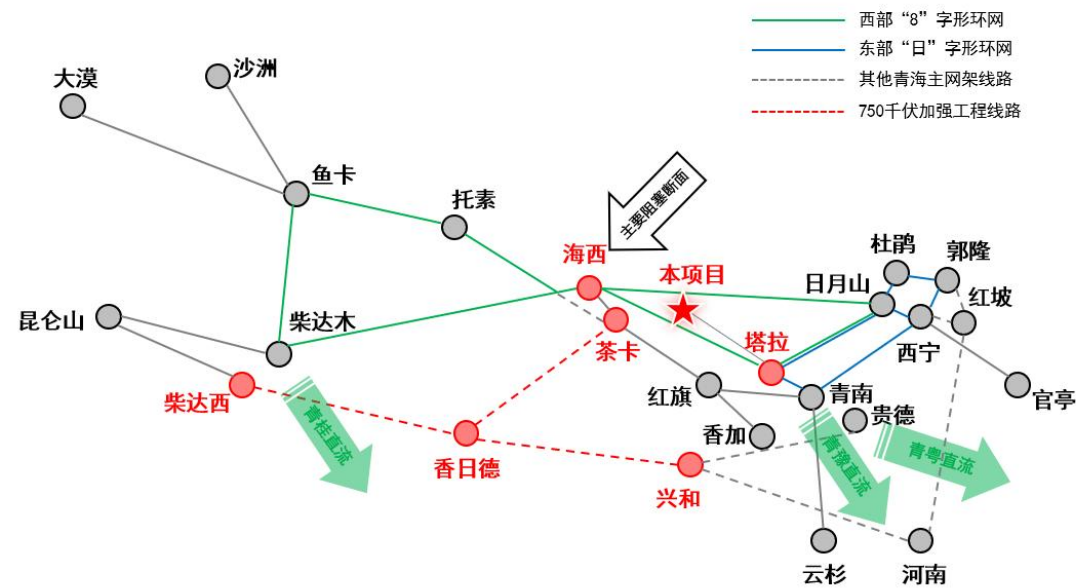


图 11 青海省主网架及部分重要变电站示意图

针对海西电网外送能力不足的问题，2025 年 7 月，国家能源局已将海西—海南 750 千伏加强工程（以下简称 750 千伏加强工程）纳入国家规划，计划通过建设柴达西、香日德、茶卡三项输变电工程，加强连接海西州和海南州电网，工程的核心线路段香日德—兴和 750 千伏线路投运后，将开辟一条新的东西部联络通道，使青海西部电网主网架形成环网，改变目前海西电力只能经过 750 千伏海西变电站单一节点实现东送导致功率阻塞的局面。750 千伏加强工程投运后将提升青海省东西部断面功率交换能力 300 万千瓦，较现有的断面输送能力增加超过 70%，工程通过汇集沿途风光资源，将充分满足海西新能源送出需求，为青海省乃至西北电网新能源大规模开发利用提供坚实有力支撑<sup>83</sup>。750 千伏加强工程已于 2026 年初启动可研，计

<sup>82</sup> 数据来源：人民网。  
<sup>83</sup> 数据来源：国家能源局西北监管局。

划 2027 年开工。

在青海西部电力东送的路线上，750 千伏塔拉变电站位于 750 千伏海西变电站的下游，经 750 千伏海西一塔拉线路承接海西变电站送出的电力，且塔拉变电站同样存在新能源大发时段断面送出能力不足的问题。在 750 千伏加强工程投运后，海西州部分电力将不再受制于海西一塔拉线路的断面局限，而是直接经茶卡、柴达西汇集至 750 千伏香日德变电站，由香日德一兴和 750 千伏线路输送至海南大基地进而转送至青海东部的西宁市、海东市，另有部分电力未来预期将参与青粤直流外送。

本项目地处海西州，处于塔拉变电站上游，所发电力经塔扬线、750 千伏塔拉变电站、750 千伏青塔线东送至海南大基地内的青豫直流送端起点青南换流站。750 千伏加强工程投运后，预计海西一塔拉线路的外送压力以及塔拉变电站的断面局限问题均将得到缓解，本项目电力外送环境也将得到改善，预计本项目中长期的电力消纳情况、等效利用小时数及结算电量等方面也将得到带动和提升。

### **3) 项目自身层面，乌兰风电项目具有运营成熟、盈利稳定等优势**

①项目投运已超 6 年，机组运营进入稳定期；

②项目装机容量达 20 万千瓦，相较大部分定位相同的在建或规划项目具有规模优势，抗风险能力更强；

③项目享受国补，相较后续并网投产的项目具有更稳定的收入和利润空间。

综上所述，风电项目在运营过程中，须服从当地调度机构的统一调度并调整上网电量，因而全省参与电力上网外送的风

电项目在供给层面均会与本项目产生直接或间接的竞争关系。但在需求端，青海省“十五五”规划提出了全省发展“盐湖+”产业、绿色算力等保障新能源优先消纳的产业规划，以及海西州发挥绿电资源优势布局盐湖、有色冶金、新材料的产业规划，结合“十五五”期间青海将建成青桂直流、青粤直流、750 千伏加强工程，并谋划一条新增外送通道，预期未来青海省的就地消纳和电力外送能力都将取得改善。因此，从供给、需求关系角度综合分析，并结合项目自身运营层面的优势综合评估后，管理人认为在建或已规划项目未来对本项目的影响相对有限，未来本项目面临的整体消纳风险可控。

#### **（5）与竞品及竞争关系相关的风险揭示**

管理人已在《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”之“4.区域竞争风险”中进行了风险揭示，具体如下：

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

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

综上所述，经结合竞品项目与本项目在定位、主要消纳区域、电量上网及外送通道等因素的异同，以及本项目投运后入市竞品对运营的影响，并对在建或已规划竞品项目与本项目的竞争关系进行分析后，管理人认为在建或已规划项目未来对本项目的影 响相对有限，未来本项目面临的整体消纳风险可控。管理人对于不动产项目限电风险、竞争风险相关风险也进行了风险揭示。

**3.关于国补回款周期。**根据申报材料，本项目报告期内国补电价占总电价的加权平均比例为 **60.60%**，加权平均回款期为 **2.60** 年，国补回款周期具有一定的不确定性。请管理人补充披露本项目历史各年度国补回款周期，说明是否存在账期拉长趋势，并量化分析国补回款周期对现金流及可供分配金额的影响，说明相关预测的审慎性和合理性。

**答复：**

本项目历史国补回款情况良好，政策层面支持叠加项目历史数据验证了国补回款周期的缩短趋势，以 2.5 年作为预测假设，具备审慎性、合理性。经测算，国补回款周期延长仅改变现金流的时点分布、不减少全周期回收金额，对可供分配金额的影响可通过保理安排有效缓释。因此，管理人、评估机构认为，相关预测具备审慎性和合理性。

**（1）国补回款加速，账期呈缩短趋势**

2026 年 1—8 月，乌兰风电项目收到国补回款约 1.55 亿元，历史年度国补的加权平均回款期从 2.60 年缩短至 2.52 年。结合国补政策推动回款周期缩短以及乌兰风电项目历史各年度国补回款速度提升，以最近回款所属年份（即 2024 年度）新增国补对应的回款周期向上取整后，以 2.5 年作为预测的国补回款周期具有审慎性和合理性。具体分析如下：

1）国补政策推动回款周期缩短

国家层面通过多轮政策修订与机制创新，明确补贴计算方式、优化补贴拨付流程、明确责任主体，为国补回款周期的缩短奠定核心制度基础。

表33 推动国补发放的相关政策情况

| 发布时间          | 政策名称                                          | 文号            | 相关内容                                                                                                                                                      |
|---------------|-----------------------------------------------|---------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2020 年<br>1 月 | 《财政部 国家发展改革委 国家能源局关于印发<可再生能源电价附加资金管理办法>的通知》   | 财建〔2020〕5 号   | <p>财政部根据电网企业和省级相关部门申请以及本年度可再生能源电价附加收入情况，按照以收定支的原则向电网企业和省级财政部门拨付补助资金。</p> <p>各级财政部门收到补助资金后，应尽快向本级独立电网企业或公共可再生能源独立电力系统项目单位分解下达预算，并按照国库集中支付制度有关规定及时支付资金。</p> |
| 2022 年<br>5 月 | 《国务院办公厅转发国家发展改革委 国家能源局关于促进新时代新能源高质量发展实施方案的通知》 | 国办函〔2022〕39 号 | <p>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。</p> <p>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。</p>                                    |

| 发布时间          | 政策名称                                                      | 文号            | 相关内容                                                                                                                                 |
|---------------|-----------------------------------------------------------|---------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2024 年<br>1 月 | 《财政部办公厅 国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于加强可再生能源电价附加补助资金常态化管理有关工作的通知》 | 财办建〔2024〕6 号  | 电网企业应严格落实相关规定，做好补助资金的台账管理，全面、准确记录补助资金拨付至可再生能源发电项目的明细情况。电网企业应加快推进可再生能源发电补贴项目清单审核、公布等工作，并与省级主管部门、信息中心、项目业主等做好沟通衔接，逐月统计已申报项目补贴清单审核进展情况。 |
| 2025 年<br>5 月 | 《财政部关于下达 2025 年可再生能源电价附加补助地方资金预算的通知》                      | 财建〔2025〕133 号 | 请严格按照预算管理要求，尽快将补贴资金拨付至电网企业或公共可再生能源独立电力系统项目企业……电网企业应严格按照《资金管理办法》，按月将相关资金拨付至已纳入可再生能源电价附加补贴清单的风电、太阳能、生物质等发电项目，并及时公开资金拨付情况。              |

## 2) 乌兰风电项目历史各年度国补回款速度提升

截至 2026 年 8 月末，乌兰风电项目历史新增国补及回款情况如下图所示：

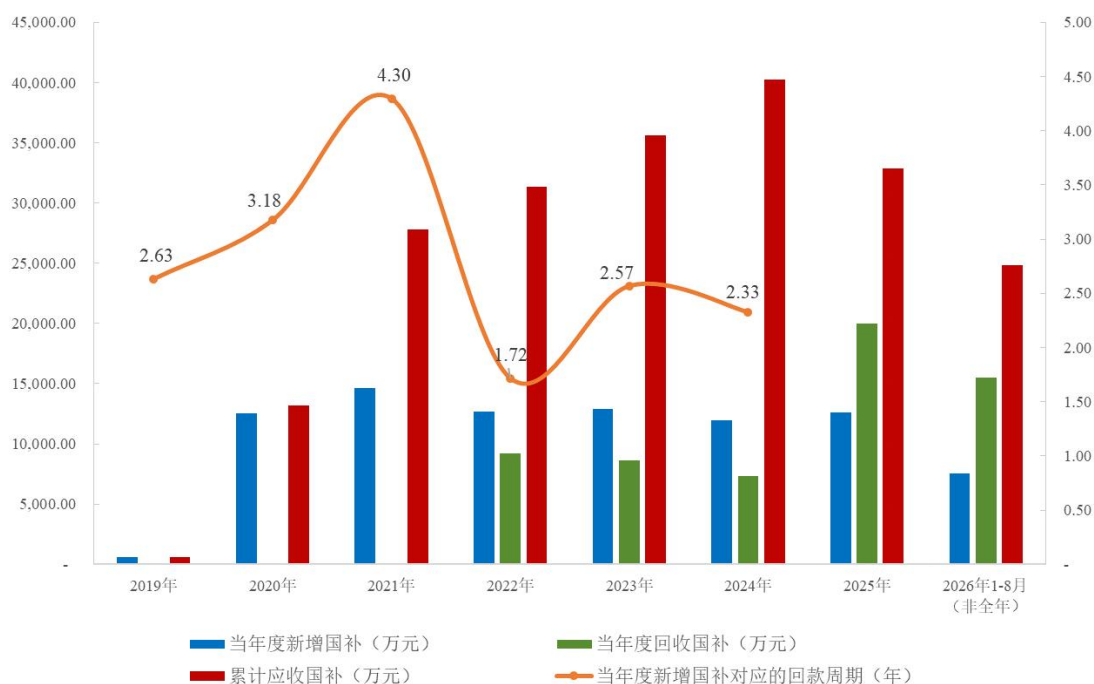


图 12 乌兰风电项目历史新增国补及回款情况

在国补回款金额方面，受益于国补政策的支持，2025年、2026年1—8月的国补回款金额显著提升。自2025年起，累计应收国补款呈逐年减少趋势。

在国补回款周期方面，2022—2024年度新增国补对应的回款周期分别为1.72年、2.57年和2.33年，较2019—2021年呈现出明显缩短趋势。

综上所述，虽然在政策层面对国补回款提速进行了支持，且项目历史数据验证了国补回款周期的缩短趋势，但鉴于国补回款周期未来仍具有一定不确定性，因此在对回款周期进行预测时审慎考虑，以2.5年作为预测假设，具备审慎性、合理性。

管理人已在《招募说明书》“第二章 不动产项目”之“第二节 不动产项目经营业绩及财务状况分析”之“四、不动产项目经营业绩分析”之“（八）不动产项目政府补贴情况”对

上述国补回款情况进行补充披露。

（2）国补回款周期延长仅改变现金流的时点分布、不减少全周期回收金额，对可供分配金额的影响可通过保理安排有效缓释

1）国补回款情况

截至 2026 年 8 月 31 日，乌兰风电项目历史国补回款情况如下：

表34 乌兰风电项目历史国补回款情况-1

单位：万元

| 国补所属年份及金额 |           | 2022 年   | 2023 年   | 2024 年   |
|-----------|-----------|----------|----------|----------|
| 国补所属年份    | 新增国补（含税）  | 实收补贴     | 实收补贴     | 实收补贴     |
| 2019 年    | 594.64    | 594.64   | -        | -        |
| 2020 年    | 12,566.98 | 8,583.20 | 774.36   | -        |
| 2021 年    | 14,640.04 | -        | -        | -        |
| 2022 年    | 12,696.65 | -        | 7,835.22 | 4,861.43 |
| 2023 年    | 12,878.59 | -        | -        | 2,489.27 |
| 2024 年    | 11,976.09 | -        | -        | -        |

表35 乌兰风电项目历史国补回款情况-2

单位：万元、%

| 国补所属年份及金额 |           | 2025 年   | 2026 年 1—8 月 | 合计        |        |
|-----------|-----------|----------|--------------|-----------|--------|
| 国补所属年份    | 新增国补（含税）  | 实收补贴     | 实收补贴         | 实收补贴      | 回款比例   |
| 2019 年    | 594.64    | -        | -            | 594.64    | 100.00 |
| 2020 年    | 12,566.98 | 3,209.42 | -            | 12,566.98 | 100.00 |

| 国补所属年份及金额 |           | 2025 年    | 2026 年 1—8 月 | 合计               |               |
|-----------|-----------|-----------|--------------|------------------|---------------|
| 国补所属年份    | 新增国补（含税）  | 实收补贴      | 实收补贴         | 实收补贴             | 回款比例          |
| 2021 年    | 14,640.04 | 13,226.75 | 1,413.29     | <b>14,640.04</b> | <b>100.00</b> |
| 2022 年    | 12,696.65 | -         | -            | <b>12,696.65</b> | <b>100.00</b> |
| 2023 年    | 12,878.59 | 3,543.76  | 6,845.57     | <b>12,878.59</b> | <b>100.00</b> |
| 2024 年    | 11,976.09 | -         | 7,271.69     | <b>7,271.69</b>  | <b>60.72</b>  |

如上表所示，根据财政部门及电网企业的结算安排，乌兰风电项目 2023 年度优先回收 2022 年度新增国补，2020 年 10 月—2021 年 12 月的新增国补于 2025 年方才回收。剔除前述因相关部门结算安排导致的异常账期后，其余国补的最长回款周期约 2.95 年，即剔除异常账期后的最长国补回款周期不超过 3 年。

## 2）国补回款周期延长对现金流及可供分配金额的影响测算

考虑到上述历史国补回款情况，基于谨慎性考虑，管理人测算了国补回款周期由 2.5 年延长至 3.0 年（即剔除异常账期后的最长国补回款周期）对各年现金流及可供分配金额（不考虑保理情形）的影响。测算结果表明：

国补回款周期延长不改变国补收入的确认金额与全周期回收总额，仅通过影响应收国补的回款时间改变现金流的时点分布；在不考虑保理情形下，2026 年 7—12 月可供分配金额降低 6,447.81 万元，2027 年可供分配金额降低 559.66 万元。各年度变动情况具体如下：

表36 国补回款周期延长至3年的现金流及可供分配金额变动情况

单位：万元

| 项目             | 2026年7—12月 | 2027年   | 2028年    | 2029年   | 2030—2038年 | 2039年（含期末回收） |
|----------------|------------|---------|----------|---------|------------|--------------|
| 税前现金流及可供分配金额变动 | -6,447.81  | -559.66 | 1,359.12 | -437.84 | 0.00       | 6,086.19     |

### 3）通过保理安排可缓释国补延迟回款带来的影响

如上表所示，国补回款周期延长对可供分配金额的影响主要集中于首个预测期（2026年7—12月）至2029年。

华扬晟源已于2026年6月9日与中国工商银行股份有限公司上海市卢湾支行签署《保理业务合作协议》，可对账龄满2年的国补应收账款平价开展保理合作；因回款周期延长而额外沉淀的存量应收国补，系账龄超过基准回款周期2.5年的部分，全部处于可保理范围内。若对该部分存量应收国补开展保理，可缓释上述因国补回款周期延长而导致的现金流及可供分配金额减少。同时，经测算，在国补延迟回款情形下，基金存续期内的基金杠杆率可满足《基金指引》第二十八条相关规定，详见本反馈答复之“五、基金运作与治理”之“（一）关于基金运作”之“2.关于对外借款安排”之“（3）补充说明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，对本基金对外借款情况是否符合《基金指引》第二十八条相关规定发表明确意见”。

综上，本项目历史国补回款情况良好，政策层面支持叠

加项目历史数据验证了国补回款周期的缩短趋势，以 2.5 年作为预测假设，具备审慎性、合理性。经测算，国补回款周期延长仅改变现金流的时点分布、不减少全周期回收金额，对可供分配金额的影响可通过保理安排有效缓释。因此，管理人、评估机构认为，相关预测具备审慎性和合理性。

#### 四、资产评估与估值合理性

##### （一）关于收入参数取值合理性

1.关于发电小时数。根据申报材料，未来年发电小时数参照 2020 年至 2025 年平均值 1,731.92 小时进行预测，高于报告期实际情况。

（1）请管理人补充披露本项目投运以来历史各年度风速及变动情况、风资源条件及变化趋势、区域电力消纳格局等情况；

答复：

本项目位于青海省柴达木盆地东部，该地区为青海省风资源优质区域，自投运以来本项目历史各完整年度平均风速波动区间为 4.09—4.88 米/秒，风力资源总体呈平稳态势。

青海省新能源存量装机及新增装机容量持续全国领先，但“十五五”期间装机容量复合增速较“十四五”期间明显放缓。本项目电力主要消纳区域为青海省以及浙江、山东、重庆、河南等主要省市<sup>84</sup>，“十五五”期间主要省市用电量需求预计持续稳健增长。展望未来，在可再生能源消纳责任权重政策的引导、地方

---

<sup>84</sup> 本项目2023—2025年期间上网电量主要于青海省内消纳，上网电量中18.81—30.13%外送至浙江、山东、重庆、河南等省市。受市场化交易机制及省间送电安排等因素影响，省内、省间消纳比例在报告期内有所波动。

产业政策的支持、储能规模化投运以及外送通道建设等多项因素的协同推动下，区域电力消纳格局有望实现进一步平衡。

1) 本项目投运以来，历史各完整年度平均风速及变动情况总体平稳

风资源具有随机性与不确定性，本项目投运以来，历史各完整年度平均风速波动区间为 4.09—4.88 米/秒，风力资源总体呈平稳态势，符合风力发电行业特征。

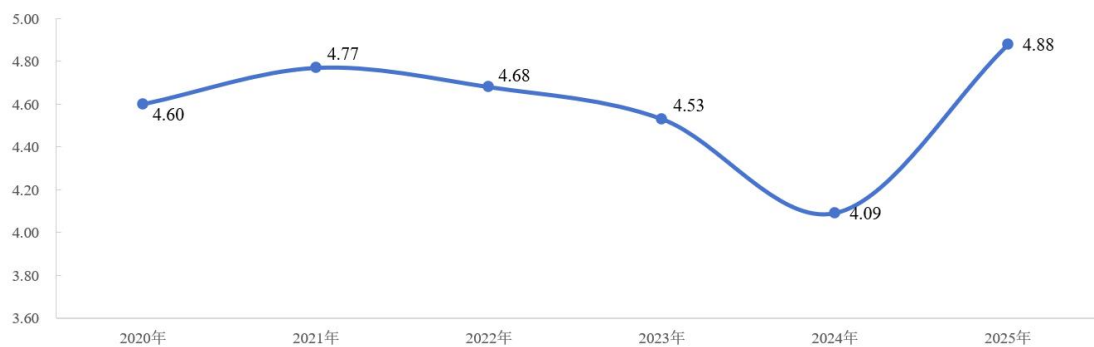


图 13 历史各年度风速及变动情况（单位：米/秒）

由于平均风速取自风电机组测风仪器的记录均值，受风资源波动性与随机性影响，风电机组实际出力时的风速条件较平均风速存在偏离，呈现波动特征。因此，行业实践中，平均风速仅作为风资源禀赋的参考指标，通常采用理论发电量（即标杆风电机组无约束发电量×项目总装机容量÷标杆机额定容量）或理论发电小时数（即理论发电量÷项目总装机容量）来评估项目风资源禀赋。

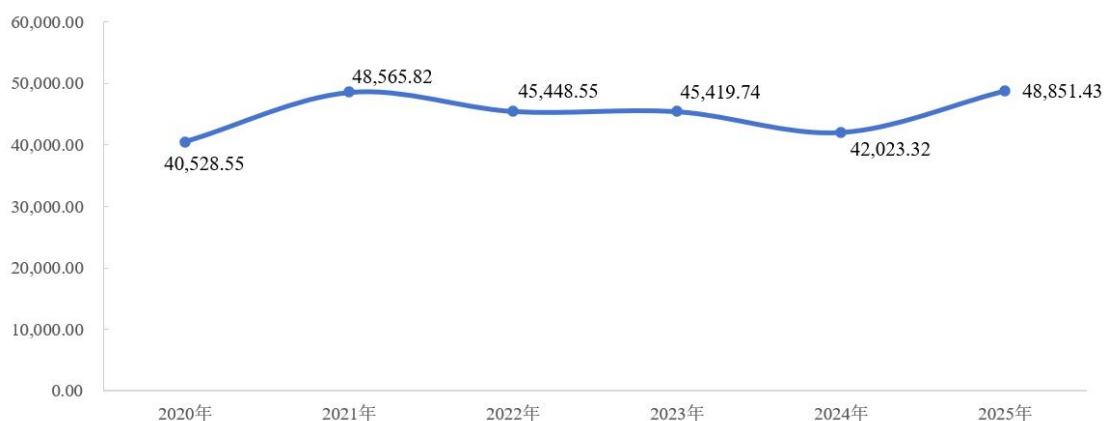


图 14 历史各年度理论发电量及变动情况（单位：万千瓦时）

2020—2025 年，本项目理论发电量区间为 40,528.55—48,851.43 万千瓦时，对应理论发电小时数区间为 2,026.43—2,442.57 小时，风资源禀赋属青海省较好水平。

## 2) 风资源条件较优，未来变化趋势平稳

本项目所在地区长期风资源总体上变化平稳。青海省气候中心对青海省近 10 年典型年风能资源禀赋监测评估结果表明<sup>85</sup>，青海省 100—300 米高度年平均风速在 5.5—7.8 米/秒，风能资源优先开发区主要集中在柴达木盆地及青南地区。本项目位于柴达木盆地东部，为青海省风资源较优区域，本项目测风结果（测风高度 90 米）与青海省风资源条件长期观测情况基本一致。

根据青海省气候中心预估，青海省未来 35 年（2026—2060 年）风能资源总体上变化平稳，对总体风能资源规划布局不会产生实质影响。

## 3) 区域电力消纳格局保持稳定

本项目所发电力通过青海省内电力交易市场、全国省间电力交易市场及西北区域省间电力互济交易市场等多层次电力交易市场实现市场化交易。本项目主要电力消纳区域为青海省省

<sup>85</sup> 信息来源：青海省气象局。

内，并依托全国省间电力交易市场，向浙江、山东、重庆、河南等用电需求较大省市开展跨省跨区电力外送<sup>86</sup>。“十五五”期间，青海省及主要电力外送省市用电量需求预计将保持稳健增长。

### ①青海省内电力消纳格局

（a）青海省新能源存量装机及新增装机容量持续全国领先，但“十五五”期间装机容量增速预计较“十四五”期间明显放缓

青海省作为国家电网首批三家省级新型电力系统示范区之一，在“碳达峰、碳中和”顶层制度设计机制下，已在全国率先构建新能源装机容量、发电量“双主体”格局。截至2025年底，青海省电力装机容量达8,578万千瓦，其中新能源装机容量超6,358万千瓦，占比超74%，新能源装机占比持续保持全国领先。

至2030年，青海省风电、光伏等新能源装机容量将突破1亿千瓦，据此计算，“十五五”期间，青海省新能源装机容量年复合增速约10%，相较于“十四五”期间年复合增速21%下滑约52%，增速明显放缓。因光伏、风电等新能源出力具有随机性、不确定性等特征，新能源装机容量不直接等于有效发电量，两者存在一定的转化关系<sup>87</sup>。

（b）青海省“十四五”期间用电量增速快于预期，“十五五”期间用电量需求预计将保持稳健增长

本项目报告期内上网电量主要于青海省内消纳。青海省“十四五”期间历史用电量及“十五五”期间预测用电量需求情况如下：

<sup>86</sup> 本项目2023—2025年省间外送电量（即省间中长期和省间现货电量）占全部上网电量的比例分别为18.81%、30.13%、21.54%，受市场化交易机制及省间送电安排等因素影响，本项目省间消纳比例在报告期内有所波动。随着主要受电省份用电需求的变化，本项目主要电力外送地区将动态调整，未来可进一步拓展至其他用电大省。

<sup>87</sup> 根据国家能源局公开信息，截至2026年6月，全国新能源总装机突破16亿千瓦，占全国电源总装机容量的比重从“十四五”初的25%提升至46%，发电量占比从11%提升至23%。从上可以看出，因光伏、风电等新能源出力具有随机性、不确定性等特征，新能源装机容量不直接等于有效发电量，两者存在一定的转化关系。



图 15 青海省全社会用电量及预测

根据《青海打造国家清洁能源产业高地行动方案（2021—2030年）》，“十四五”期间青海省全社会用电量目标复合增速3.0%，根据青海省能源局统计数据，截至2025年青海省全社会用电量为1,068.20亿千瓦时，实际复合增速达到7.6%。根据该行动方案，“十五五”期间青海省全社会用电量复合增速目标为6.0%。

省内消纳方面，青海工业用电需求占主导地位，产业“四地”规划将盐湖产业的发展目标设定为千亿产值的世界级基地，传统行业推进提质升级并开展绿色转型，积极发挥清洁能源优势并战略布局新兴和未来产业；城乡居民生活用电增速较快，清洁取暖改造工作为电力消纳提供新出口；可再生能源消纳政策及特高压外送通道建设将改善新能源消纳环境。上述发展规划预计将有力推动省内用电需求在“十五五”期间保持稳健增长。

## ②外送区域电力消纳格局

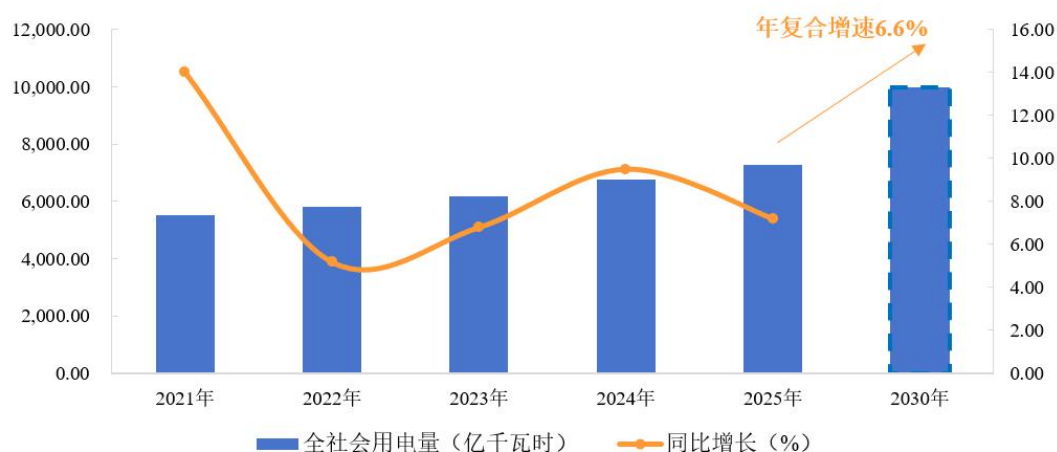
本项目报告期内依托全国省间电力交易市场<sup>88</sup>及西北区域省间电力互济交易市场<sup>89</sup>实现电力外送。

全国省间电力交易市场为本项目电力外送主要渠道，2023—2025 年，本项目省间中长期合约电量占结算电量比例分别为 17.53%、28.86%和 20.11%，主要外送区域为浙江、山东、重庆、河南等省市。相关省市拥有较强的工商业基础，支撑其用电量需求稳健持续，预计“十五五”期间其用电量仍将稳健增长。未来随着全国各省市用电需求的变化，本项目主要电力外送区域可进一步拓展至其他用电大省。

西北省间电力互济交易市场因自 2026 年 6 月起试运行，报告期内本项目参与程度有限，对本项目经营情况影响较小，详见本反馈答复之“三、项目经营与财务情况”之“（一）关于运营情况”之“3.关于经营模式”中相关分析。

本项目主要电力外送区域浙江、山东、重庆、河南等省市“十五五”期间用电量预测情况如下：

#### （a）浙江省“十五五”期间预计用电量年化增速 6.6%



<sup>88</sup> 本项目位于青海省，属于国家电网有限公司（简称国家电网）经营区域，国家电网的经营区域覆盖全国除中国南方电网有限责任公司经营区域（广东、广西、云南、贵州、海南）以外的26个省（自治区、直辖市）；全国省间电力交易市场依托北京电力交易中心开展。

<sup>89</sup> 包括陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆等国家电网西北分部经营区域。

图 16 浙江省全社会用电量及预测

根据国网浙江省电力有限公司公开预测<sup>90</sup>，2030 年浙江省全社会用电量将超 1 万亿千瓦时，据此推算，“十五五”期间年复合增速预计约 6.6%。

**(b) 山东省“十五五”期间预计用电量年化增速 2.9%**



图 17 山东省全社会用电量及预测

根据《中国电力》学术期刊论文《碳配额约束下省级能源供需预测方法研究》预测<sup>91</sup>，2030 年山东省全社会用电量将达到 1 万亿千瓦时，据此推算，“十五五”期间年复合增速预计约 2.9%。

**(c) 重庆市“十五五”期间预计用电量年化增速 7.7%**

<sup>90</sup> 数据来源：国家能源局浙江监管办。

<sup>91</sup> 数据来源：山东省能源局。

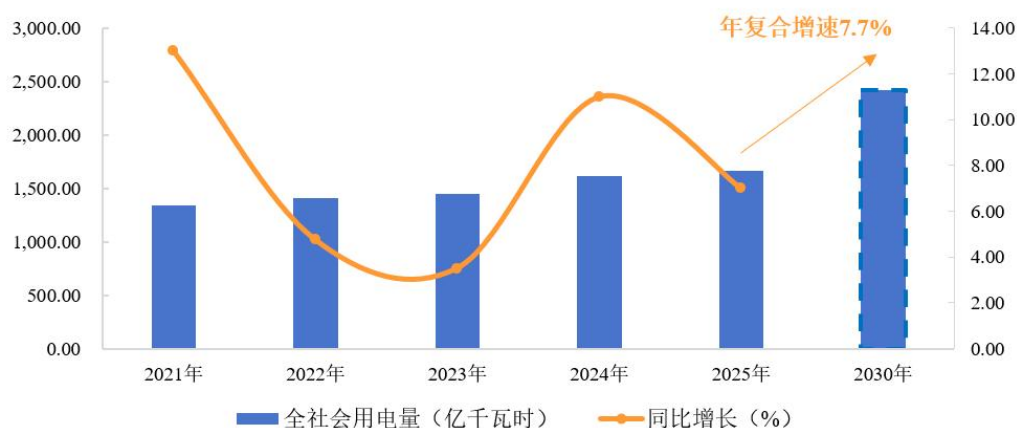


图 18 重庆市全社会用电量及预测

根据重庆市人大网《关于加强我市中长期电力保障的建议》中预测<sup>92</sup>，考虑负荷自然增长、产业引入和发展需要，到 2030 年，重庆市全社会年用电量预计将达到 2,420 亿千瓦时，据此推算，“十五五”期间年复合增速预计约 7.7%。

**(d) 河南省（青豫直流消纳地）“十五五”期间预计用电量年化增速 5.5%**



图 19 河南省全社会用电量及预测

根据《“十五五”河南省区域电力供需形势及装机预测》

<sup>92</sup> 数据来源：重庆市经信委。

（全球能源情报研究，2025 年 3 月）<sup>93</sup>，至 2030 年河南省全社会用电量将达到 5,905 亿千瓦时，据此推算，“十五五”期间年复合增速预计约 5.5%。

**（e）广西壮族自治区（青桂直流消纳地）“十五五”期间预计用电量年化增速 6.1%**



**图 20 广西壮族自治区全社会用电量及预测**

根据《广西电力行业发展现状和二氧化碳排放预测》（《大众科技》2023 年第 5 期）预测<sup>94</sup>，2030 年广西壮族自治区全社会用电量将达 3,690 亿千瓦时，据此推算，“十五五”期间年复合增速预计约 6.1%。

**（f）广东省（青粤直流消纳地）“十五五”期间预计用电量年化增速 5.4%**

<sup>93</sup> 数据来源：国家能源局河南监管办公室。

<sup>94</sup> 数据来源：广西壮族自治区统计局。

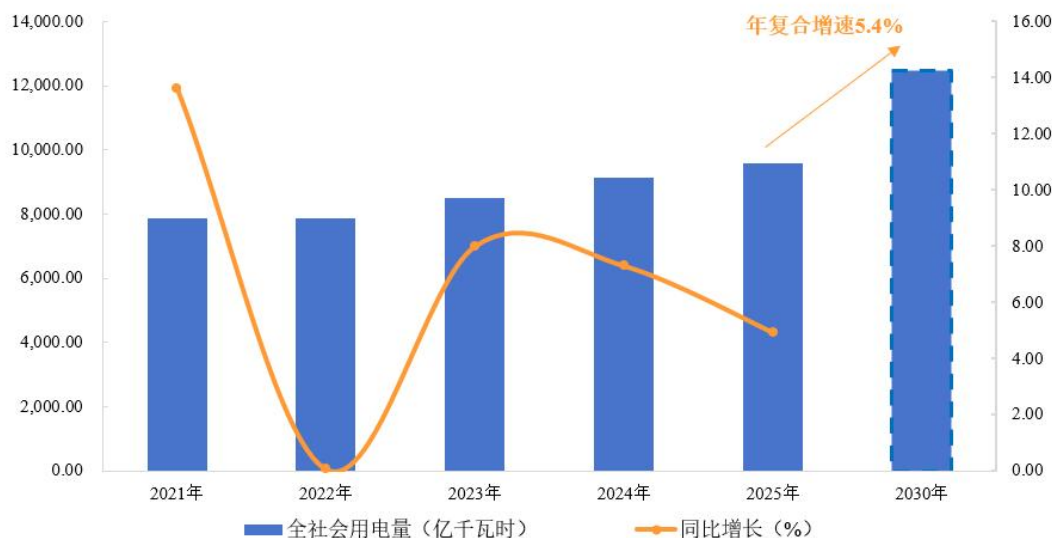


图 21 广东省全社会用电量及预测

根据《面向 2030 广东电力需求的能源结构预测与碳排放分析》（《新能源进展》2025 年第 13 期）预测<sup>95</sup>，广东省 2030 年全社会用电量将达 12,468 亿千瓦时，据此推算，“十五五”期间年复合增速预计约 5.4%。

#### 4) 未来消纳展望有望进一步平衡

根据青海省“十五五”规划，“十五五”期间青豫直流将满负荷运行，青桂直流、青粤直流陆续建成投运，叠加可再生能源消纳责任权重政策引导、地方产业政策支持、储能规模化投运及外送通道建设等因素的协同推动，区域电力消纳格局有望进一步平衡。

综上所述，本项目地处青海省柴达木盆地东缘，属省内优质风场，投运至今年平均风速介于 4.09—4.88 米/秒之间，理论发电小时数为 2,026.43—2,442.57 小时，长周期来看本项目风能资源总体平稳。青海省新能源装机容量虽持续领跑全国，但“十五五”期间复合增速预计较“十四五”期间明显放缓。

<sup>95</sup> 数据来源：广东省统计局。

本项目电力主要消纳区域为青海省以及浙江、山东、重庆、河南等省市，“十五五”期间相关省市用电量需求预计将保持稳健增长。展望未来，区域电力消纳格局有望在可再生能源消纳责任权重政策引导、地方产业政策支持、储能规模化投运及外送通道建设等因素协同推动下，实现进一步平衡。

**（2）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，结合前述问题（1）的回复，充分说明选取历史六年作为计算区间的原因，审慎评估年发电小时数取值的合理性。**

**答复：**

因风资源随机性、波动性特征，本项目申报时选取自投运以来历史六年等效利用小时数作为计算区间，以反映长周期预测趋势。为便于与已上市同类风电 REITs 项目比较，并出于取值结果更审慎角度考虑，本次反馈答复时，将 2026 年等效利用小时数单独预测，并以历史 3 年和预测期 1 年的等效利用小时数作为基础，预测 2027 年及之后年份的等效利用小时数。管理人、评估机构认为，取值结果介于历史三年最高值及最低值之间，且低于以青海省风电项目整体平均变化趋势推算的不动产项目等效利用小时数，具有合理性与审慎性。

**1）为便于与已上市同类风电 REITs 项目比较，将等效利用小时数取值调整为 4 年完整年度（历史 3 个完整年度及预测期首个完整年度）平均值**

据统计，已上市同类风电 REITs 项目在预测等效利用小

时数时，选择的历史数据平均周期范围为 3—4 年。为便于与已上市同类风电 REITs 项目比较，对东方红申能股份新能源 REIT 项目（以下简称申能 REIT）的等效利用小时数取值调整为 4 年完整年度（历史 3 个完整年度及预测期首个完整年度）平均值。

**表37 已上市同类风电REITs项目及申能REIT等效利用小时数预测选取的历史数据周期<sup>96</sup>**

| 项目               | 等效利用小时数预测选取的历史数据周期                         |
|------------------|--------------------------------------------|
| 中信建投明阳智能新能源 REIT | 黄骅旧城风电场历史 3 年完整年度平均值；红土井子风电场按照近 4 年完整年度最低值 |
| 工银蒙能清洁能源 REIT    | 4 个完整年度（历史 3 个完整年度及预测期首个完整年度）平均值           |
| 中航中核汇能新能源 REIT   | 历史 4 年完整年度平均值                              |
| 申能 REIT          | 4 个完整年度（历史 3 个完整年度及预测期首个完整年度）平均值           |

2）从取值结果更审慎角度考虑，将取值调整为 4 年完整年度（历史 3 个完整年度及预测期首个完整年度）平均值后，稳定期等效利用小时数预测为 1,634.76 小时，介于历史三年最高值与最低值之间

等效利用小时数计算公式如下：

$$\text{等效利用小时数} = \text{结算电量} \div \text{项目总装机容量}$$

公式中结算电量为实际上网电量，该数据直接取自国网青海公司出具给本项目的电费结算单，且该数据为已充分考虑限电率、损失率、厂用及线损率等影响因素后的结算数据

<sup>96</sup> 由于等效利用小时数与结算电量（或称上网电量）为换算关系，各项目等效利用小时数预测选取的历史数据周期与电量预测选取的历史数据周期具有等效性。

等效利用小时数预测过程为：

①2026 年 7—12 月等效利用小时数预测：以 2026 年 7—8 月等效利用小时数的实际值加上报告期内历年 9—12 月合计等效利用小时数的最低值，取值为 747.99 小时。具体如下：

**表38 2026年7—12月等效利用小时数预测表**

| 月份             | 等效利用小时数（小时） |
|----------------|-------------|
| 2023年9—12月     | 550.47      |
| 2024年9—12月     | 497.50      |
| 2025年9—12月     | 516.26      |
| 2026年7—8月      | 250.48      |
| 2026年9—12月（预测） | 497.50      |
| 2026年7—12月（预测） | 747.99      |

②2027 年及以后等效利用小时数预测：取 2023—2026 年 4 个完整年度（即历史 3 个完整年度及预测期首个完整年度）等效利用小时数平均值 1,634.76 小时。具体如下：

**表39 2027年等效利用小时数预测表**

| 月份             | 等效利用小时数（小时） |
|----------------|-------------|
| 2023年          | 1,729.60    |
| 2024年          | 1,608.39    |
| 2025年          | 1,694.47    |
| 2026年1—8月      | 1,009.06    |
| 2026年9—12月（预测） | 497.50      |

<sup>97</sup> 等效利用小时数与理论发电小时数的对应关系为：等效利用小时数=理论发电小时数×(1-限电率-损失率)×(1-厂用及线损率)。在风电行业实践中，等效利用小时数按照结算电量除以项目总装机容量计算，用以表征项目实际发电能力。因此采用等效利用小时数指标，已将限电率、损失率、厂用及线损率等因素充分考虑在内。

|           |          |
|-----------|----------|
| 2027年（预测） | 1,634.76 |
|-----------|----------|

2026年，我国天气气候整体呈现出气温偏高、降水时空分布不均、极端天气频发的特点，项目所在区域风资源同比有所减弱。出于审慎角度考虑，对于2026年7—12月的等效利用小时数预测，7—8月取实际完成值，9—12月等效利用小时数取报告期内历年9—12月等效利用小时数最低值，以反映2026年极端天气导致的偶发性、特殊性情况。

长周期看，预计风资源将回归平均水平并保持稳定，故对于2027年及以后的等效利用小时数预测，采用4年完整年度（历史3个完整年度及预测期首个完整年度）平均值。该取值1,634.76小时介于历史三年最高值1,729.60小时及最低值1,608.39小时之间，具有合理性与审慎性。

3）预测等效利用小时数低于辅助验证方法测算的等效利用小时数，进一步佐证等效利用小时数预测具有审慎性

#### （a）辅助验证方法一

为便于与已上市同类风电REITs项目比较，管理人以市场项目采用的其他预测方法进行辅助验证，具体过程如下：

表40 对等效利用小时数的其他预测方法辅助验证表

单位：万千瓦时、小时

| 指标    | 2026年7—12月 | 2027年及之后年份 | 取值依据                                                                            |
|-------|------------|------------|---------------------------------------------------------------------------------|
| 理论发电量 | 20,675.81  | 45,431.50  | 2026年7—12月以历史三年理论发电量均值减去2026年1—6月实际理论发电量取值<br>2027年以2023—2026四年理论发电量均值取值，后续保持不变 |

|         |           |           |                                                                                                                  |
|---------|-----------|-----------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 限电量     | 4,752.65  | 11,404.42 | 由于2026年与2025年同周期发生增容改造，因此以2025年限电量预测2026年，2026年7—12月限电量以全年限电量减去2026年1—6月实际限电量<br>2027年以2023—2026四年限电量均值取值，后续保持不变 |
| 损失电量    | 60.03     | 142.61    | 2026年7—12月以历史三年损失电量均值减去2026年1—6月实际损失电量取值<br>2027年以2023—2026四年损失电量均值取值，后续保持不变                                     |
| 厂用及线损电量 | 695.39    | 1,137.35  | 2026年7—12月以历史三年厂用及线损电量均值减去2026年1—6月实际厂用及线损电量取值<br>2027年以2023—2026四年厂用及线损电量均值取值，后续保持不变                            |
| 结算电量    | 15,167.74 | 32,747.12 | 结算电量=理论发电量-限电量-损失电量-厂用及线损电量                                                                                      |
| 等效利用小时数 | 758.39    | 1,637.36  | 等效利用小时数=结算电量÷项目总装机容量                                                                                             |

根据测算结果，本项目2026年7—12月和2027年等效利用小时数的预测值747.99小时、1,634.76小时与市场项目采用的其他预测方法辅助验证得到的结果相近，且预测取值更加审慎，具有合理性。

#### (b) 辅助验证方法二

管理人结合全省风电平均等效利用小时数的历史值<sup>98</sup>、并基于《青海打造国家清洁能源产业高地行动方案（2021—2030年）》中对于青海省2030年电力装机容量、发电量等指标的规划目标，对本项目的预测值进行了辅助验证。验证结果表明，估值假设中本项目的预测等效利用小时数具有审慎性。

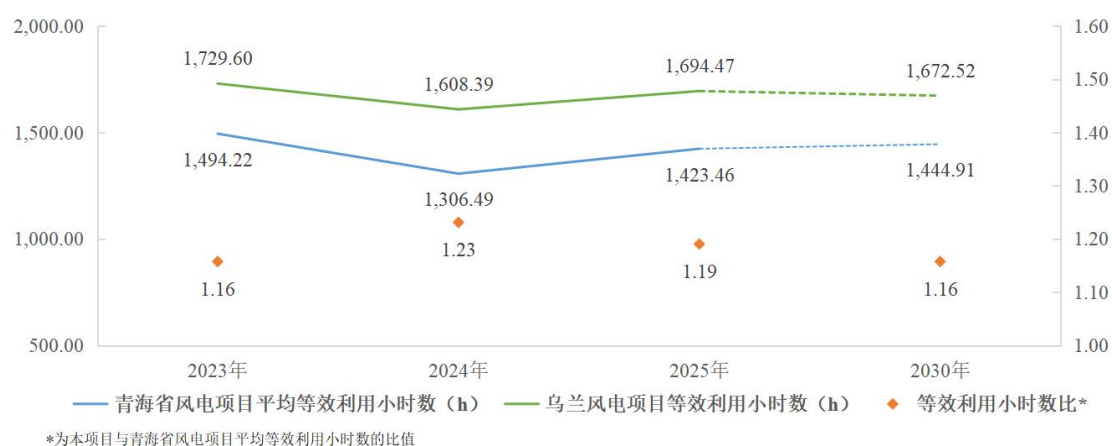


图 22 青海省风电项目与本项目等效利用小时数对比

将2023—2025年全省风电平均等效利用小时数的历史值与本项目进行汇总比对可见，全省平均数据与本项目数据的波动趋势存在一致性，且由于项目选址使得风资源条件在青海省内较好，以及运营管理稳定使得风机可利用率较高等原因<sup>99</sup>，本项目的等效利用小时数较全省风电项目平均值高16—23%。

根据《青海打造国家清洁能源产业高地行动方案（2021—2030年）》，青海省2030年目标风电装机容量为

<sup>98</sup> 全省风电项目平均等效利用小时数=全省风电发电量÷全省平均风电装机容量。考虑到装机容量的动态变化，计算中对于装机容量取年初与年末的平均值。

<sup>99</sup> 根据青海省气候中心数据，青海省风能资源优先开发区主要集中在柴达木盆地及青南地区，本项目位于柴达木盆地东部，为青海省风资源较优区域。青海省全域属于风电IV类资源区，根据《关于〈关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见〉有关事项的补充通知》，风电IV类资源区项目全生命周期合理利用小时数为36,000小时，按风电项目风机设计寿命20年计算，风电项目年合理利用小时数为1,800小时。2020—2025年期间，本项目平均理论发电小时数为2,257小时，较合理利用小时数高约25%。2023年-2025年期间，本项目可利用率分别为99.88%、99.85%、99.91%，处于行业较优水平，项目运营管理稳定性较好。

3,000 万千瓦，风电装机容量占总装机容量的比例较 2025 年末实际值 17.5% 小幅提升至 18.2%，2030 年目标全省发电量 2,460 亿千瓦时。

根据行动目标的规划进行相应假设及推算<sup>100</sup>，2030 年全省风电平均等效利用小时数约 1,444.91 小时，本项目与全省平均等效利用小时数比值取 2023—2025 年期间的最低值 1.16，则本项目 2030 年预测等效利用小时数为 1,672.52 小时。

目前估值假设中，2027 年及后续年份等效利用小时数为 1,634.76 小时，较上述辅助验证方法二推算的结果低 2.26%，进一步佐证估值假设参数具有一定审慎性。

综上所述，为便于与已上市同类风电 REITs 项目比较，并出于取值结果更审慎角度考虑，本项目将等效利用小时数取值调整为 4 年完整年度（历史 3 个完整年度及预测期首个完整年度）平均值，取值结果 1,634.76 小时介于历史三年最高值 1,729.60 小时及最低值 1,608.39 小时之间，并且低于两种辅助验证方法测算的等效利用小时数，管理人、评估机构认为，本项目等效利用小时数取值具有合理性与审慎性。

**2.关于限电率。**根据申报材料，本项目报告期内限电率逐年上升，主要原因系青海省海西州为新能源装机集中区域，弃风限电压力逐年加大。本项目所发电量消纳区域主要覆盖青海省及西北电网。请管理人：

### **（1）补充披露本项目电量消纳区域的电力消费结构、新**

<sup>100</sup> 装机容量假设：2025—2030 年期间全省风电装机容量假设匀速增长，2030 年全省平均风电装机容量取 2030 年年初与年末装机容量的平均值。发电量假设：2030 年全省发电量取自《青海打造国家清洁能源产业高地行动方案（2021—2030 年）》，2030 年全省风电发电量占比假设与风电装机容量占比同比例增长，即从 2025 年的 16.1% 增加到 16.7%。

能源利用率、用电需求及电力缺口情况，结合省间电力互济相关政策、区域自然条件、新增装机规划、并网情况、电网建设与改造计划、送出线路建设进展等因素，进一步分析存续期内限电率的变动趋势，充分揭示相关风险；

答复：

结合本反馈答复之“三、项目经营与财务情况”之“（二）关于不动产收入情况”之“2.关于竞争情况”之“（2）本项目投运后入市竞品对运营的影响”之“2）电力消纳环境及弃风率影响”之“①评估电力消纳环境的指标及原理”的分析，本项目限电率计算公式为：限电率=限电量÷理论发电量=（理论发电量-结算电量-损失电量-厂用及线损电量）÷理论发电量。因此，限电率是风资源条件与电网调度共同作用下的统计结果，而非调度预先设定的管控指标。报告期内，本项目限电情况具体如下：

表41 报告期内本项目限电情况

单位：万千瓦时

| 指标                  | 2023年     | 2024年     | 2025年     | 2026年1—6月 |
|---------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 理论发电量               | 45,419.74 | 42,023.32 | 48,851.43 | 24,755.69 |
| 结算电量                | 34,591.97 | 32,167.84 | 33,889.43 | 15,171.50 |
| 损失电量                | 193.10    | 101.36    | 133.37    | 82.58     |
| 厂用及线损电量             | 1,571.91  | 823.79    | 1,016.34  | 441.96    |
| 限电量                 | 9,062.76  | 8,930.33  | 13,812.29 | 9,059.64  |
| 限电率                 | 19.95%    | 21.25%    | 28.27%    | 36.60%    |
| 限电量<br>(剔除增容改造工程影响) | 9,062.76  | 8,930.33  | 10,273.73 | 5,892.41  |

|                     |        |        |        |        |
|---------------------|--------|--------|--------|--------|
| 限电率<br>(剔除增容改造工程影响) | 19.95% | 21.25% | 21.03% | 23.80% |
|---------------------|--------|--------|--------|--------|

如上表所示，限电量主要受理论发电量与结算电量影响，在风资源较好（即理论发电量较高）的年份，即使限电量、限电率有所提升，最终结算电量仍可能出现同比增长。例如2025年相较于2024年，虽然未剔除增容改造工程影响的限电率同比上升约7个百分点，但因风资源较好、理论发电量同比上升约16个百分点，实际结算电量仍同比上升约5个百分点。因此，限电量（限电率）指标并不完全表征消纳情况。同时，由于本项目与已上市同类风电REITs项目的底层资产所处地域不同，限电率指标不具备直接可比性。

本项目2025年及2026年1—6月限电率较高，主要系青海省电网近年来实施增容改造工程，致使区域新能源出力受限所致。增容改造工程对本项目的影响具有特殊性，随着改造工作已于2026年6月全部完成<sup>101</sup>，此影响因素已消除。剔除特殊因素扰动影响后，以2023—2024年3—6月各月限电量最高值为基准，对2025年、2026年同期进行修正后，2025年及2026年1—6月的限电量修正值为10,273.73万千瓦时及5,892.41万千瓦时，对应限电率分别为21.03%及23.80%，与2023年、2024年的限电率19.95%、21.25%相比，限电率水平未显著上升。

即使不剔除增容改造工程对限电的影响，本项目2026年1—6月的限电量为9,059.64万千瓦时，较2025年1—6

<sup>101</sup> 信息来源：根据《国网青海省电力公司电力调度控制中心关于750千伏西宁变开关增容改造工作期间新能源受限有关情况的报告》，2026年3月底—6月中旬，国网青海省电力公司已开展西宁变最后一批开关增容改造工程。

月限电量 9,049.73 万千瓦时<sup>102</sup>仅上升 0.11%。

1) 关于增容改造工程的具体影响

根据《国网青海省电力公司电力调度中心关于 750 千伏西宁变开关增容改造期间控制新能源出力的通知》和《国网青海省电力公司电力调度中心关于 750 千伏西宁变开关增容改造工作期间新能源受限有关情况的报告》，“十四五”以来，随着青海省新能源及电网不断发展，750 千伏西宁变的短路水平快速上升，已超过开关额定遮断容量<sup>103</sup>的 20%，存在严重的电网安全运行风险。

2025 年及 2026 年 3—6 月，国网青海公司对 750 千伏西宁变实施了开关增容改造及间隔扩建工程（以下简称增容改造工程），并于 2026 年 6 月全部完成。根据国网青海公司披露，增容改造工程实施期间，青海省电网网架削弱严重，电网断面受限导致新能源项目出力受限，预计影响全年新能源利用率 2.5 个百分点。增容改造工程完成后，本项目 2026 年 7—8 月的结算电量较 2025 年同期增长 5.64%。

增容改造工程对本项目及周边项目的影响程度相近，工程实施期间对本项目及周边区域项目限电率的具体影响如下：

表 42 增容改造工程对本项目及周边区域项目限电率的影响

| 项目    | 2023年  | 2024年  | 2025年  | 2026年1—6月 |
|-------|--------|--------|--------|-----------|
| 周边项目A | 14.59% | 18.62% | 29.64% | 35.25%    |
| 周边项目B | 22.71% | 22.47% | 32.58% | 39.97%    |
| 本项目   | 19.95% | 21.25% | 28.27% | 36.60%    |

<sup>102</sup> 2025年1—6月限电量9,049.73万千瓦时，占全年限电量比例约65.5%；增容改造工程结束后，2025年7—12月限电量为4,762.57万千瓦时，占全年限电量比例约34.5%。

<sup>103</sup> 额定遮断容量（又称断流容量）是指高压断路器等开关设备在额定电压下，能够可靠切断的最大短路电流所对应的视在功率（代表电气设备的总承载容量），单位为兆伏安。

2) 消纳区域的电力消费结构方面，青海省内工业用电需求稳健增长、城乡居民生活用电增速较快

2023—2025 年，青海省内电力消费结构情况如下：

表43 青海省电力消费结构情况-1<sup>104</sup>

单位：亿千瓦时，%

| 年份              | 全社会用电量   | 第一产业用电量 |      | 第二产业用电量 |       |        |       |
|-----------------|----------|---------|------|---------|-------|--------|-------|
|                 |          | 用电量     | 占比   | 用电量     | 占比    | 其中：工业  | 占比    |
| 2023 年          | 1,018.30 | 1.40    | 0.14 | 903.50  | 88.7  | 895.60 | 87.95 |
| 2024 年          | 1,053.50 | 1.30    | 0.12 | 927.50  | 88.04 | 920.44 | 87.37 |
| 2025 年          | 1,068.20 | 1.50    | 0.14 | 929.60  | 87.02 | 924.26 | 86.52 |
| 2026 年<br>1—6 月 | 537.00   | 0.70    | 0.13 | 464.60  | 86.52 | 462.10 | 86.05 |

表44 青海省电力消费结构情况-2

单位：亿千瓦时，%

| 年份              | 全社会用电量   | 第三产业用电量 |      | 城乡居民生活用电量 |      |
|-----------------|----------|---------|------|-----------|------|
|                 |          | 用电量     | 占比   | 用电量       | 占比   |
| 2023 年          | 1,018.30 | 66.50   | 6.53 | 46.90     | 4.61 |
| 2024 年          | 1,053.50 | 74.10   | 7.03 | 50.50     | 4.79 |
| 2025 年          | 1,068.20 | 84.00   | 7.86 | 53.10     | 4.97 |
| 2026 年<br>1—6 月 | 537.00   | 43.50   | 8.10 | 28.20     | 5.25 |

①工业用电需求占主导地位，保持稳健增长

青海省内电力消费结构呈现工业用电占比高、需求稳定性强的特征。2023—2025 年及 2026 年 1—6 月，青海省工业用电量分别为 895.60 亿千瓦时、920.44 亿千瓦时、924.26 亿千瓦时

<sup>104</sup> 数据来源：青海省能源局。

和 462.10 亿千瓦时，在全社会用电量占比分别为 87.95%、87.37%、86.52%和 86.05%。

## ②传统行业提质升级并开展绿色转型，积极发挥清洁能源优势并战略布局新兴行业

青海省工业用电需求集中于电解铝、钢材、硅料、锂电材料、碳纤维等重点行业，相关产品具有较强的战略资源属性。

在国家产业规划方面，以电解铝、钢铁为代表的高载能产业正向可再生能源资源富集区域转移；盐湖提锂、铁矿资源开发、高性能碳纤维制品开发、集成电路用材料研发制造等产业的产能及工业用电需求将具备较高的稳定性。青海“十五五”规划提出力争到 2030 年将盐湖资源综合利用产业总产值提升到 1,000 亿元，同时鼓励盐湖资源开发企业优先使用光伏、风电等清洁能源，推动实现清洁能源供应全替代。对于传统产业则提出重点产业加快提质升级、成为发展新质生产力的沃土，相关重点产业包括有色冶金产业、化工产业、新型建材行业等。在未来产业方面，青海省充分立足自身的可再生能源产能优势，深度结合国家在先进制造、人工智能方面的政策导向进行针对性的布局规划。青海省“十五五”规划还要求打造规模化绿氢生产基地，以及充分实现绿色算力融合发展。

根据上述产业及发展规划，预期“十五五”期间，金属冶炼、盐湖化工及建材行业等传统产业将进行产能升级并继续作为青海省产业发展和工业用电需求的压舱石；盐湖产业及制氢、算力等新兴行业则将成为青海省新增工业用电需求的

主要驱动力。青海省作为国家清洁能源产业高地，通过采用“绿电+零碳产业园”“绿电+算力”“绿电+制造业”等一系列发展新模式，为吸纳外省的高载能产业加速落地青海、实现清洁能源电力的就地消纳奠定了坚实基础。

关于产业方面的详细情况，参见本反馈答复之“三、项目经营与财务情况”之“（一）关于运营情况”之“1.关于中长期合约交易”之“（3）各类中长期交易的售电价格、消纳方式、售电协议签署情况、协议期限、主要客户类型、客户获取渠道、市场竞争情况、穿透前十大客户（如有）、重要客户历史合作情况（如有）等展业情况”之“2）电力消纳方式”。

### ③城乡居民生活用电增速较快，清洁取暖改造工作为电力消纳提供新出口

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

“十四五”以来，青海省坚持“宜电则电、宜气则气、宜煤则煤、宜热则热”原则，稳妥有序推进清洁取暖各项工作，包括热电联产及“煤改电”等措施。截至“十四五”期末，青海省清洁取暖年用电量已达 30 亿千瓦时。未来青海省能源局将持续巩固现有清洁取暖成果、有序开展清洁取暖改造、协调电网企业加强电网建设，为新增清洁取暖用电负荷提供可靠的电力支撑。

关于城乡居民生活用电方面的详细情况，参见本反馈答复之“三、项目经营与财务情况”之“（一）关于运营情况”之“1.关于中长期合约交易”之“（3）各类中长期交易的售电价格、消纳方式、售电协议签署情况、协议期限、主要客户类型、客户获取渠道、市场竞争情况、穿透前十大客户（如有）、重要客户

历史合作情况（如有）等展业情况”之“2）电力消纳方式”。

**3）新能源利用率方面，青海省新能源利用率近年来随装机容量快速上升而波动，随着可再生能源消纳责任权重政策施行，新能源利用率有望进一步提升**

根据电力行业规划研究与监测预警中心公布的全国新能源并网消纳情况，本项目投运以来，青海省新能源利用率经历过省内装机容量的上升和外送线路的增加而引发的波动。具体表现为，2019—2021年青海省内新能源装机容量集中爆发，新能源利用率从97.5%下降至89.3%。2022—2023年随着青豫直流运行提效及青海省内电网补强，青海省电力消纳能力进一步增强，新能源利用率回升至94.20%。2024—2026年因青海省电网增容改造工作开展且本地负荷增长有限，青海省风电利用率出现二次承压并下降至92.0%左右<sup>105</sup>。

可再生能源消纳责任权重政策的施行，有望推动风电等新能源项目在更大范围内实现高质量消纳。《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法》（国家发展改革委、工业和信息化部、住房和城乡建设部、交通运输部令第42号）自2026年8月1日起正式施行，首次确立可再生能源消费最低比重目标制度，并从实行分区分档、加强中长期引领、强化刚性要求三方面对可再生能源电力消纳责任权重制度作出优化，分别明确了两项制度的定义、落实路径与核算方法。根据国家下达指标，青海省2026年可再生能源电力总量消纳责任权重预期值为70.0%，非水电消纳责任权重预期值为30.0%。《实施办法》的施行，

---

<sup>105</sup> 数据来源：电力行业规划研究与监测预警中心。

将可再生能源电力消纳责任以刚性约束层层压实至省级行政区域和重点用能行业，将有利于推动风电等新能源项目在更大范围内实现高质量消纳。

#### **4) 用电需求及电力缺口方面，青海省及相关省市“十五五”期间用电量预计将稳健增长**

根据本反馈答复之“四、资产评估与估值合理性”之“（一）关于收入参数取值合理性”之“1.关于发电小时数”之“（1）请管理人补充披露本项目投运以来历史各年度风速及变动情况、风资源条件及变化趋势、区域电力消纳格局等情况”之“3）区域电力消纳格局保持稳定”的分析，截至 2025 年，青海省全社会用电量为 1,068.20 亿千瓦时；根据《青海打造国家清洁能源产业高地行动方案（2021—2030 年）》，**“十五五”期间青海省全社会用电量预计保持稳定态势，2025 至 2030 年全社会用电量预计年复合增速为 6.0%。**

浙江省、山东省、重庆市及青豫直流消纳地河南省、规划中青桂直流消纳地广西壮族自治区、规划中青粤直流消纳地广东省等本项目电力外送消纳主要地区在**“十五五”期间用电量需求预计将保持稳健增长。**

#### **5) 存续期内限电率变动趋势分析**

如前述对限电率的解释，限电率是风资源条件与电网调度共同作用下的统计结果，而非调度预先设定的管控指标。根据限电率计算公式， $\text{限电率} = \text{限电量} \div \text{理论发电量} = (\text{理论发电量} - \text{结算电量} - \text{损失电量} - \text{厂用及线损电量}) \div \text{理论发电量}$ 。存续期内，运营管理机构将采取积极主动的检修管理以减少损失电量、厂用及线损电量的不利影响，具体分析详见本反馈

答复之“四、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.关于损失率、厂用及线损率”。因此，存续期内限电率的关键影响因素为理论发电量与结算电量。

### **①省间电力互济相关政策分析**

结合本反馈答复之“三、项目经营与财务情况”之“（一）关于运营情况”之“3.关于经营模式”对省间电力互济相关政策的分析，《西北区域省间电力互济交易实施细则（试行）》自2026年6月试运行后，省间电力互济交易市场为本项目新增电力消纳渠道，当前省间电力互济交易规模较小，随着省间电力互济交易机制逐步成熟，对结算电量的提升将形成潜在利好。

### **②区域自然条件分析**

结合本反馈答复之“四、资产评估与估值合理性”之“（一）关于收入参数取值合理性”之“1.关于发电小时数”之“（1）请管理人补充披露本项目投运以来历史各年度风速及变动情况、风资源条件及变化趋势、区域电力消纳格局等情况”对区域自然条件的分析，本项目自投运以来风力资源总体呈平稳态势，理论发电量预期也将保持平稳。

### **③新增装机规划分析**

结合本反馈答复之“四、资产评估与估值合理性”之“（一）关于收入参数取值合理性”之“1.关于发电小时数”之“（1）请管理人补充披露本项目投运以来历史各年度风速及变动情况、风资源条件及变化趋势、区域电力消纳格局等情况”之“3）区域电力消纳格局保持稳定”对新增装机规划的分析，青海省“十五五”期间装机容量的增速放缓，预计将降低对结算电量的影响。

### **④并网情况分析**

结合本反馈答复之“三、项目经营与财务情况”之“（二）关于不动产收入情况”之“2.关于竞争情况”之“（1）竞品项目与本项目的竞争关系分析”之“3）上网及外送通道分析”对并网情况的分析，乌兰吉电项目、乌兰润晟项目与本项目定位、消纳区域、上网及外送通道方面均相同，存在较为直接的竞争关系，其余项目与本项目的竞争关系则相对较间接，对本项目结算电量的影响稳定可控。

#### **⑤电网建设及改造计划、送出线路建设进展分析**

结合本反馈答复之“三、项目经营与财务情况”之“（二）关于不动产收入情况”之“2.关于竞争情况”之“（4）青海省未来供需趋势及影响分析”之“2）需求端趋势：电力需求主要受就地消纳能力及外送能力的共同影响”对电网建设及改造计划、送出线路建设进展等因素分析，预计青海省中长期电力消纳格局、等效利用小时数等方面也将受到电网建设及改造工程、送出线路建成投产的直接带动和支持，对本项目结算电量的提升将形成潜在利好。

结合上述分析，理论发电量预计长期呈相对平稳趋势，结算电量虽在新增装机规划因素的影响下可能存在一定压力，但省间电力互济相关政策、电网建设与改造计划、送出线路建设进展等多因素将形成潜在利好。根据限电率的计算公式推论，预计存续期内限电率将保持平稳。

#### **6）风险揭示及应对措施**

管理人已在《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”之“3.不动产项目限

电风险”对上述限电率变动进行风险揭示。具体如下：

### ①风险揭示

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

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

### ②应对措施

管理人及运营管理机构将持续动态跟踪可再生能源消纳责任权重政策导向、青海省电网增容改造工程进展及青海省及重点省市用电需求情况，前瞻性地识别潜在变动风险，并综合评估其对项目公司结算电量及发电收入可能产生的不利影响。

综上所述，限电率是风资源条件与电网调度共同作用下的统计结果，而非调度预先设定的管控指标。本项目 2025 年及 2026 年 1—6 月限电率较高，主要系青海省电网近年来实施增容改造工程，致使区域新能源出力受限所致，本项目 2026 年 1—6 月限电量同比并未明显上升。结合省间电力互济相关政策、区域自然条件、新增装机规划、并网情况、电网建设及改造计划和送出线路建设进展分析，在理论发电量

与结算电量预期稳定时，存续期内限电率预计将保持平稳。

**（2）补充披露本项目送出线路、升压站的承载能力，是否存在与其他竞品项目共用线路、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：**

本项目存在与乌兰吉电项目共用华扬 330 千伏升压站，与乌兰吉电项目、乌兰润晟项目共用送出线路塔扬线的情形。华扬 330 千伏升压站及塔扬线设计容量为 600 兆伏安，剩余容量为 260 兆伏安，承载能力可满足本项目与乌兰吉电项目、乌兰润晟项目等竞品项目电力送出需求。乌兰吉电项目、乌兰润晟项目与本项目在定位、消纳区域、上网及外送通道等方面相同，与本项目存在竞争关系。但乌兰吉电项目已投运超 5 年、乌兰润晟项目已投运超 4 年，与本项目外送线路的共用情况已趋于稳定，并均按照国网青海公司的统一调度实现电力外送，因此对本项目限电率的影响稳定可控。

**1）本项目升压站、送出线路承载能力充裕**

本项目与乌兰吉电项目共用的华扬 330 千伏升压站设计容量为 600 兆伏安，与乌兰吉电项目、乌兰润晟项目共用的送出线路塔扬线设计容量为 600 兆伏安；当前升压站及送出线路剩余容量为 260 兆伏安，承载能力可满足本项目与乌兰吉电项目、乌兰润晟项目等竞品项目电力送出需求。

**2）本项目与乌兰吉电项目共用华扬 330 千伏升压站，与乌兰吉电项目、乌兰润晟项目共用送出线路塔扬线**

本项目与乌兰吉电项目共用华扬 330 千伏升压站，现场管

理界面清晰，历史运行情况稳定。乌兰吉电新能源有限公司（以下简称乌兰吉电）与华扬晟源就接入服务签订了《乌兰吉电 50MW 风电场接入华扬 330kV 汇集站技术服务合同》，华扬晟源将华扬 330 千伏升压站共用设备接入使用权有偿提供给乌兰吉电，共用设备是指升压站内除华扬晟源、乌兰吉电双方占用 35 千伏间隔以外的所有一、二次发电设备。管理安排方面，双方已通过合同明确运维边界，华扬晟源作为升压站所有权人统一负责共用设备的运行维护，乌兰吉电仅在其专用间隔及送出线路侧行使操作权，不干预升压站整体运维管理。上述安排覆盖整个合作期限（2020 年—2039 年），保障了共用设备的安全稳定运行。

本项目与乌兰吉电项目、乌兰润晟项目共用送出线路塔扬线，线路统一由国网青海公司管理，历史运行情况稳定。塔扬线是本项目（装机容量 20 万千瓦）、乌兰润晟项目（装机容量 10 万千瓦）和乌兰吉电项目（装机容量 5 万千瓦）共同使用的电力送出通道，上述三个风电项目的并网系统方案均经国网青海公司审定，可保障各项目在剩余运营年限内平稳接入青海省电网主网。同时，根据《电网公平开放监管办法》，在现有三个风电项目接入基础上，新增项目如需接入，应以国网青海公司接入系统审查结论为准。新风电项目建设时，项目业主应向国网青海公司提交并网意向书和并网系统方案，经审查，如需对塔扬线实施增容改造的，由国网青海公司按配套送出工程建设管理流程推进，从而保障现有存量项目输送容量及电力送出通道安全稳定运行。

3）竞品项目对本项目限电率的影响稳定可控，且已在

## 评估中充分考虑

根据本反馈答复之“三、项目经营与财务情况”之“（二）关于不动产收入情况”之“2.关于竞争情况”之“（1）竞品项目与本项目的竞争关系分析”，目前乌兰地区已建成投运的风电装机容量共计约 50 万千瓦，其中本项目装机容量为 20 万千瓦，其余竞品项目合计装机容量约 30 万千瓦；经公开渠道信息搜集，未来乌兰地区存在在建或已规划竞品项目合计装机容量约 135 万千瓦。

竞品项目与本项目在定位、消纳区域、上网及外送通道等方面存在异同，进而与本项目产生不同程度的竞争关系，其中乌兰吉电项目、乌兰润晟项目与本项目在定位、消纳区域、上网及外送通道方面均相同，存在较为直接的竞争关系，其余项目与本项目的竞争关系则相对较间接。

乌兰吉电项目已投运超 5 年、乌兰润晟项目已投运超 4 年，与本项目对于外送线路的共用情况已趋于稳定，并均按照国网青海公司的统一调度实现电力外送，因此对本项目限电率的影响稳定可控。

综上所述，本项目与乌兰吉电项目共用华扬 330 千伏升压站，并与乌兰吉电项目、乌兰润晟项目共用送出线路塔扬线。华扬 330 千伏升压站及塔扬线的设计容量为 600 兆伏安，剩余容量为 260 兆伏安，承载能力可满足本项目与乌兰吉电项目、乌兰润晟项目的电力外送需求。乌兰吉电项目、乌兰润晟项目与本项目在定位、消纳区域、上网及外送通道方面相同，与本项目产生直接竞争关系，但两个项目与本项目对于外送线路的共用情况已趋于稳定，并均按照国网青海公司的统一调度实现

电力外送，对本项目限电率的影响稳定可控。

（3）结合前述问题（1）（2）的回复，说明发电小时数预测中是否充分考虑了限电率因素，审慎评估相关预测的合理性。

答复：

1）存续期限电率预测

根据前述问题（1）（2）的回复，限电率是风资源条件与电网调度共同作用下的统计结果，而非调度预先设定的管控指标。本项目 2025 年及 2026 年 1—6 月限电率较高，主要系青海省电网近年来实施增容改造工程，致使区域新能源出力受限所致，本项目 2026 年 1—6 月限电量同比并未明显上升。在可再生能源消纳责任权重政策持续落实、750 千伏西宁变增容改造工程结束以及青海省及重点省市用电需求稳步增长等多重利好因素驱动下，本项目存续期限电率进一步上升空间有限。根据限电率计算公式：限电率=限电量÷理论发电量=（理论发电量-结算电量-损失电量-厂用及线损电量）÷理论发电量，对本项目存续期限电率预测如下：

表45 限电率预测表

单位：万千瓦时、小时

| 指标    | 2026年7—12月 | 2027年及之后年份 | 取值依据                                                                            |
|-------|------------|------------|---------------------------------------------------------------------------------|
| 理论发电量 | 20,675.81  | 45,431.50  | 2026年7—12月以历史三年理论发电量均值减去2026年1—6月实际理论发电量取值<br>2027年以2023—2026四年理论发电量均值取值，后续保持不变 |

|         |           |           |                                                                                                |
|---------|-----------|-----------|------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 等效利用小时数 | 747.99    | 1,634.76  | 2026年7—12月以2026年7—8月等效利用小时数实际值加上报告期内历年9—12月合计等效利用小时数的最低值<br>2027年以2023—2026年等效利用小时数均值取值，后续保持不变 |
| 结算电量    | 14,959.74 | 32,695.12 | 结算电量=等效利用小时数×装机容量                                                                              |
| 损失电量    | 60.03     | 142.61    | 2026年7—12月以历史三年损失电量均值减去2026年1—6月实际损失电量取值<br>2027年以2023—2026四年损失电量均值取值，后续保持不变                   |
| 厂用及线损电量 | 695.39    | 1,137.35  | 2026年7—12月以历史三年厂用及线损电量均值减去2026年1—6月实际厂用及线损电量取值<br>2027年以2023—2026四年厂用及线损电量均值取值，后续保持不变          |
| 限电量     | 4,960.65  | 11,456.42 | 限电量=理论发电量-结算电量-损失电量-厂用及线损电量                                                                    |
| 限电率     | 23.99%    | 25.22%    | 限电率=限电量÷理论发电量                                                                                  |

如上表所示，预测项目存续期内限电率较历史年份限电率（剔除增容改造工程影响）有所提升，并在长期保持相对稳定，具有合理性。

## 2）以市场项目采用的其他预测方法进行辅助验证，本项目预测更加审慎

为便于与已上市同类风电REITs项目比较，管理人以市场项目采用的其他预测方法进行辅助验证，具体过程如下：

**表46 对限电率的其他预测方法辅助验证表**

单位：万千瓦时、小时

| 指标 | 2026年7—12月 | 2027年及之后年份 | 取值依据 |
|----|------------|------------|------|
|----|------------|------------|------|

|       |           |           |                                                                                                                  |
|-------|-----------|-----------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 理论发电量 | 20,675.81 | 45,431.50 | 2026年7—12月以历史三年理论发电量均值减去2026年1—6月实际理论发电量取值<br>2027年以2023—2026四年理论发电量均值取值，后续保持不变                                  |
| 限电量   | 4,752.65  | 11,404.42 | 由于2026年与2025年同周期发生增容改造，因此以2025年限电量预测2026年，2026年7—12月限电量以全年限电量减去2026年1—6月实际限电量<br>2027年以2023—2026四年限电量均值取值，后续保持不变 |
| 限电率   | 22.99%    | 25.10%    | 限电率=限电量÷理论发电量                                                                                                    |

根据测算结果，本项目 2026 年 7—12 月和 2027 年限电率的预测值与市场项目采用的其他预测方法辅助验证得到的结果相近，且预测取值更加审慎，具有合理性。

### 3) 等效利用小时数预测中已充分考虑限电率因素

根据本反馈答复之“四、资产评估与估值合理性”之“（一）关于收入参数取值合理性”之“1.关于发电小时数”的分析，等效利用小时数=结算电量÷项目总装机容量，该公式中结算电量为实际上网电量，数据直接取自与国网青海公司的电费结算单，取值区间为历史四年完整周期，故已将历史限电率等因素充分考虑在内。同时出于审慎性考虑，本项目预测未来等效利用小时数时，参考的历史等效利用小时数取值保留了 2025 年及 2026 年 1—6 月因 750 千伏西宁变增容

改造及间隔扩建工程导致电网断面受限而引起的特殊性限电不利因素对基值的影响。

此外，根据本反馈答复之“四、资产评估与估值合理性”之“（一）关于收入参数取值合理性”之“1.关于发电小时数”之“（2）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，结合前述问题（1）的回复，充分说明选取历史六年作为计算区间的原因，审慎评估年发电小时数取值的合理性”的分析，为便于与已上市同类风电 REITs 项目比较，并出于取值结果更审慎角度考虑，本项目将取值调整为 4 年完整年度（历史 3 个完整年度及预测期首个完整年度）平均值，取值结果 1,634.76 小时介于 2023—2025 年最高值 1,729.60 小时及最低值 1,608.39 小时之间，并且低于辅助验证方法测算等效利用小时数，因此具有合理性与审慎性。

综上所述，限电率是风资源条件与电网调度共同作用下的统计结果，而非调度预先设定的管控指标。本项目 2025 年及 2026 年 1—6 月限电率较高，主要系青海省电网近年来实施增容改造工程，致使区域新能源出力受限所致，本项目 2026 年 1—6 月限电量同比并未明显上升。本项目等效利用小时数预测中已充分纳入历史阶段性限电因素的影响，取值结果介于历史三年最高值及最低值之间，并且低于辅助验证方法测算的等效利用小时数。因此，本项目等效利用小时数预测取值具有合理性与审慎性。

**3.关于损失率、厂用及线损率。**根据申报材料，本项目损失率、厂用及线损率在报告期内存在一定波动。请管理人补充

披露历史数据波动的原因，并结合相关发电设备全生命周期运营特征、计划检修、故障、电网状况等风险因素，说明发电小时数预测中是否充分考虑了损失率、厂用及线损率的影响，审慎评估相关预测的合理性。

答复：

2023—2025 年及 2026 年 1—6 月，本项目损失率分别为 0.43%、0.24%、0.27% 及 0.33%，厂用及线损率分别为 4.35%、2.50%、2.91% 及 2.83%，存在一定波动。2024 年及以后本项目损失率、厂用及线损率有所下降，主要系 2023 年 10 月关口计量表点位调整导致送电线路计量距离缩短等一次性因素<sup>106</sup>导致。

损失率<sup>107</sup>主要与设备故障损失电量、计划检修损失电量等损失电量有关，厂用及线损率<sup>108</sup>主要与主变损耗电量、线路损耗电量等厂用及线损电量有关。参考运营管理机构其他运营期限较长的同类项目经验，当设备维护保养得当时，损失电量、厂用及线损电量可以得到有效管控。

此外，基于谨慎性考虑，运营管理机构拟提高预试与检修频率，并充分考虑了项目存续期修理费（维护性资本性支出），通过更高频率的日常检修，对发电设备进行维护，可进一步保障设备的全生命周期运行状态，从而减少损失电量、厂用及线损电量对项目的不利影响。并且，本项目在进行等效利用小时数预测时，结算电量以历史四年为取值区间，已

---

<sup>106</sup> 2023年10月，本项目关口计量表从750千伏塔拉变电站侧调整至华扬330千伏升压站侧，送电线路计量距离相应缩短。

<sup>107</sup> 损失率=损失电量÷理论发电量，损失电量包括设备故障损失电量、计划检修损失电量等。

<sup>108</sup> 厂用及线损率=厂用及线损电量÷实际发电量，实际发电量=理论发电量-限电量-损失电量，厂用及线损电量包括主变损耗电量、线路损耗电量等。

将历史平均损失电量、平均厂用及线损电量等因素充分考虑在内，且并未将 2023 年损失电量、厂用及线损电量的历史较高值做特殊剔除，因而取值较为合理审慎。

### **（1）损失率、厂用及线损率历史数据波动系送电线路计量距离缩短等一次性因素所致**

2023 年 10 月，项目公司与国网青海公司进行了主动沟通，将关口计量表从 750 千伏塔拉变电站侧调整至华扬 330 千伏升压站侧，调整完成后送电线路的计量距离相应缩短，损耗下降，因此本项目 2024 年及以后损失率、厂用及线损率均有所下降。

关口计量表的调整为一次性影响因素，完成调整后（2024 年及以后）的损失电量、厂用及线损电量，更能代表本项目后续运行状态。

### **（2）通过对设备维护进行妥善保养，损失电量、厂用及线损电量可以得到有效管控**

结合发电设备全生命周期运营特征、计划检修、故障、电网状况等风险因素，损失率与设备故障损失电量、计划检修损失电量等损失电量有关，厂用及线损率与主变损耗电量、线路损耗电量等厂用及线损电量有关，参考运营管理机构其他运营期限较长的同类项目经验，当设备维护保养得当时，损失电量、厂用及线损电量可以得到有效管控。

#### **1）发电设备全生命周期运营特征**

陆上风电项目的发电设备通常包括风电机组、变电设备及线路等，其中风电机组由塔架、叶轮、发电机、液压系统、偏航系统、电控系统、机舱、传动系统组成，变电设备及线

路由一次电气设备系统、二次电气设备系统组成。

风力发电行业通常使用风电机组可利用率（以下简称可利用率）来表征上述发电设备全生命周期运行效率及可靠性，计算方式为风力发电机组无故障可使用时间占总时间的百分比，即：单台风力发电机组可利用率= $[(\text{总时数}-\text{风机维修和故障未工作时数})\div\text{总时数}]\times 100\%$ ，全场风力发电机组可利用率=单台风电机组可利用率之和 $\div$ 台数。

2023 年、2024 年、2025 年及 2026 年 1—6 月，本项目可利用率分别为 99.88%、99.85%、99.91%和 99.85%，处于行业较优水平。

## 2）计划检修、故障、电网状况等风险因素

设备故障风险方面，本项目通过积极主动的检修管理，来管控风电机组、变电设备及线路故障风险。运营管理机构实施全覆盖的定期检修，有效防范低概率、高损失故障的发生，从而降低非计划停机导致的发电量损失（即设备故障损失电量）。基金存续期内，运营管理机构拟提高预试与检修频率，并充分考虑存续期修理费（维护性资本性支出），以保障发电设备全生命周期运行状态，进一步规避设备故障风险。

计划检修风险方面，本项目通过合理安排计划检修窗口以平衡发电收益与设备可靠性。风电机组每年均需要进行例行检修，及时发现设备隐患、预防设备故障。在进行设备检修时风电机组需要进行停运，若检修时机选择不当（如在大风季检修）将加大项目发电量损失（即计划检修损失电量）。因此，运营管理机构通常于每年小风季集中开展本项目检修工作，在确保设备可靠性的同时，尽可能平衡发电收益。

电网状况风险方面，本项目通过主动优化检修时段安排，规避电网输送断面受限造成的被动限电影响。2025 年及 2026 年 3—6 月，国网青海公司实施 750 千伏西宁变增容改造及间隔扩建工程，导致青海省海西州、海南州等地新能源项目出力受限。本项目在同期集中安排了年度检修、停电消缺等工作，以主动优化检修时段来一定程度上抵消被动限电的不利影响。

3) 参考运营管理机构其他运营期限较长的同类项目经验，当设备维护保养得当时，损失电量、厂用及线损电量可以得到有效管控

本项目运营管理机构具备丰富的新能源项目运维管理经验，存续期检修范围全面覆盖风电机组、变电设备及线路。通过运营管理机构的系统性维护，可有效控制本项目设备故障损失电量、计划检修损失电量等损失电量，以及主变损耗电量、线路损耗电量等厂用及线损电量，进而将本项目损失率、厂用及线损率维持在合理水平。

表47 本项目存续期检修工作范围

| 运维及检修范围 | 检修维护项目范围                                                                                                                                                      | 检修效果                   |
|---------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------|
| 风电机组检修  | <p>(1) 塔架：塔筒、基础、爬梯、紧固螺栓、助爬器等；</p> <p>(2) 叶轮：叶片、轮毂、导流罩、变桨电机、变桨变频器、液压动力泵、变桨轴承、叶尖扰流器等；</p> <p>(3) 发电机：集电环、轴承、转子、定子等；</p> <p>(4) 液压系统：液压站、压力表、管道、蓄能器、阀门、滤油器等；</p> | 减少故障损失电量、计划检修损失电量等损失电量 |

| 运维及检修范围   | 检修维护项目范围                                                                                                                                                                                                                                            | 检修效果                    |
|-----------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|
|           | <p>(5) 偏航系统：偏航电机、偏航减速器、偏航轴承、偏航制动器等；</p> <p>(6) 电控系统：电缆、控制柜、变流器、变桨和偏航控制、风向标、风速仪等；</p> <p>(7) 机舱：机舱罩、底座及附件、提升机、冷却风扇、变流水冷器等；</p> <p>(8) 传动系统：齿轮箱、联轴器、主轴、主轴承。</p>                                                                                       |                         |
| 变电设备及线路检修 | <p>(1) 一次设备系统：主变压器、高压断路器、组合电器（GIS）、隔离开关、电压互感器、电流互感器、站用变压器、无功补偿装置、配电柜、箱变、35 千伏集电线路（包括与集电线路连接的隔离开关、避雷器等电力设备、集电线路杆塔及其基础等）、各级母线及引线、电缆、各种设备构支架及基础等；</p> <p>(2) 二次设备系统：继电保护装置、调度自动化设备、故障录波装置、通信系统、风、光功率预测系统、计量系统、监控系统、直流系统、不间断电源、站用电系统、防误闭锁系统、电缆、光缆等。</p> | 减少主变损耗电量、线路损耗电量等厂用及线损电量 |

损失率=（设备故障损失电量+计划检修损失电量）÷理论发电量，理论发电量主要受风资源影响而平稳波动，因此，损失率主要受设备故障损失电量、计划检修损失电量等损失电量影响，与风电机组设备性能相关。根据风电行业运维经验，通过积极主动的检修管理，可以使风电机组保持良好运行状态，从而控制设备故障及计划检修导致的损失电量，并在风电项目全生命周期内保持相对稳定。

作为参考，运营管理机构管理的其他运营期限较长的同类陆上风电项目损失率如下所示：

**表48 运营管理机构管理的同类陆上风电项目损失率**

| 项目名称 | A风电项目 | B风电项目 | C风电项目 |
|------|-------|-------|-------|
| 运营期限 | 超10年  | 超9年   | 超7年   |
| 第1年  | 未记录   | 2.56% | 1.09% |
| 第2年  | 未记录   | 2.38% | 1.79% |
| 第3年  | 2.59% | 0.53% | 0.44% |
| 第4年  | 0.01% | 0.65% | 1.29% |
| 第5年  | 0.18% | 5.61% | 0.47% |
| 第6年  | 0.06% | 3.76% | 1.80% |
| 第7年  | 0.04% | 4.81% | 1.04% |
| 第8年  | 0.02% | 3.17% | /     |
| 第9年  | 0.18% | 2.95% | /     |
| 第10年 | 0.17% | /     | /     |
| 平均值  | 0.41% | 2.94% | 1.13% |

通过比较，上述陆上风电项目虽投运时间较长，但损失率在运营期内整体围绕平均值波动，并未呈现出随项目运营期限增加而明显上升的趋势。

此外，厂用及线损率=厂用及线损电量÷实际发电量，厂用及线损率受厂用及线损电量、实际发电量的共同影响。其中，厂用及线损电量主要由主变损耗电量和线路损耗电量构成<sup>109</sup>，在风电行业实践中，通过积极主动的检修管理，可对上述两项损耗电量进行较好的管控。

作为参考，运营管理机构管理的其他运营期限较长的同类陆上风电项目厂用及线损率如下所示：

**表49 运营管理机构管理的同类陆上风电项目厂用及线损率**

| 项目名称 | A风电项目 | B风电项目 | C风电项目 |
|------|-------|-------|-------|
|------|-------|-------|-------|

<sup>109</sup> 根据电力行业专业经验，对于正常在役、定期检修的主变压器和输电线路，设备老化带来的损耗电量增幅较小，几乎可忽略不计。

| 运营期限 | 超10年         | 超9年          | 超7年          |
|------|--------------|--------------|--------------|
| 第1年  | 1.54%        | 1.94%        | 2.27%        |
| 第2年  | 1.54%        | 1.87%        | 2.40%        |
| 第3年  | 1.81%        | 4.14%        | 2.20%        |
| 第4年  | 2.60%        | 3.24%        | 2.40%        |
| 第5年  | 0.38%        | 2.72%        | 2.33%        |
| 第6年  | 0.93%        | 2.89%        | 2.40%        |
| 第7年  | 1.42%        | 3.04%        | 2.30%        |
| 第8年  | 1.16%        | 2.95%        | /            |
| 第9年  | 0.76%        | 2.97%        | /            |
| 第10年 | 0.96%        | /            | /            |
| 平均值  | <b>1.31%</b> | <b>2.86%</b> | <b>2.33%</b> |

通过比较，上述陆上风电项目厂用及线损率在运营期内整体围绕平均值波动，并未呈现出随项目运营期限增加而明显上升的趋势。

未来，运营管理机构对于本项目也将采取积极主动的检修管理，通过有效控制损失电量和厂用及线损电量，并提升本项目在风资源较好时段发电量，从而保障损失率、厂用及线损率保持平稳。

**（3）基金存续期内，运营管理机构拟提高预试与检修频率，并充分考虑了项目存续期修理费（维护性资本性支出），有助于保障存续期发电设备全生命周期运行状态，从而减少损失电量、厂用及线损电量的不利影响**

运营管理机构拟提高预试与检修频率，并充分考虑了项目存续期修理费（维护性资本性支出）。上述运营管理安排可进一步保障存续期发电设备全生命周期运行状态，减少损失电量、厂用及线损电量的不利影响。相关费用管理人、评

估机构已纳入估值考虑，详见本反馈答复之“四、资产评估与估值合理性”之“（二）关于成本及折现率参数取值合理性”之“1.关于运营成本”之“（1）结合本项目投运以来历史检修和预试支出金额、相关合同主体及定价依据、同类项目大修频率及费用情况，充分说明存续期内检修和预试费用在 2026 年合同金额基础上不设增长的合理性”及“2.关于资本性支出”。

#### **（4）等效利用小时数取值已将损失电量、厂用及线损电量等因素考虑在内**

根据本反馈答复之“四、资产评估与估值合理性”之“（一）关于收入参数取值合理性”之“1.关于发电小时数”的分析，等效利用小时数=结算电量÷项目总装机容量，该公式中结算电量为实际上网电量，数据直接取自与国网青海公司的电费结算单，取值区间为历史四年，已将历史平均损失电量、平均厂用及线损电量等因素充分考虑在内<sup>110</sup>。同时，从审慎角度，并未将 2023 年损失电量、厂用及线损电量的历史较高值做特殊剔除，因而取值较为合理审慎。

综上所述，本项目损失率、厂用及线损率在报告期内存在一定波动，主要系 2023 年 10 月送电线路计量距离缩短等一次性因素导致。损失率与设备故障损失电量、计划检修损失电量等损失电量有关，厂用及线损率与主变损耗电量、线路损耗电量等厂用及线损电量有关，参考运营管理机构其他运营期限较长的同类项目经验，当设备维护保养得当时，损失电量、厂用及线损电量可以得到有效管控。基金存续期内，

---

<sup>110</sup> 结算电量=实际发电量-厂用及线损电量，实际发电量=理论发电量-限电量-损失电量。因此直接采用结算电量数据，已将损失电量、厂用及线损电量等因素充分考虑在内。

运营管理机构拟提高预试与检修频率，并充分考虑了项目存续期修理费（维护性资本性支出），有助于保障存续期发电设备全生命周期运行状态，从而减少损失电量、厂用及线损电量的不利影响。本项目等效利用小时数预测时，结算电量取值区间为历史四年，已将历史平均损失电量、平均厂用及线损电量等因素充分考虑在内，并未将 2023 年损失电量、厂用及线损电量的历史较高值做特殊剔除，取值较为合理审慎。

**4.关于市场化结算单价。**根据申报材料，预测期内年度市场化结算单价取值为 **243.55 元/兆瓦时**，系以 **2023 年至 2026 年 4 月**各时段发电量占总发电量的比例作为权重，将各年度市场化结算单价加权平均后得出，预测期各年度保持不变。预测单价高于历史三年实际情况。请管理人、评估机构：

**（1）补充披露**本项目参与电力市场化交易以来各月度的市场化结算单价，结合历史风速变动情况、风资源条件及变化趋势、历史发电量以及区域用电需求等情况，说明市场化结算单价是否存在周期性或季节性特征；

**答复：**

由于青海省内电力供需呈现季节性的运行特征，本项目全年市场化交易结算单价（含超缺额）也对应呈现周期性波动特征，具体分析如下：

**1）本项目 2025 年 7 月—2026 年 6 月各月度市场化交易结算单价（含超缺额）随省内电力供需特征周期性波动**

青海电力交易中心从 2025 年 7 月起启动现货市场连续结算

试运行准备工作，本项目积极参与以适应新的市场交易机制。

①历史风速变动方面，本项目在 2025 年 7 月—2026 年 6 月风速变动范围 3.97—5.52 米/秒，具有一定波动性

表50 2025年7月—2026年6月风速变动情况

单位：米/秒

| 月份          | 平均风速 |
|-------------|------|
| 2025 年 7 月  | 4.13 |
| 2025 年 8 月  | 4.15 |
| 2025 年 9 月  | 3.98 |
| 2025 年 10 月 | 3.97 |
| 2025 年 11 月 | 5.52 |
| 2025 年 12 月 | 4.56 |
| 2026 年 1 月  | 5.21 |
| 2026 年 2 月  | 5.35 |
| 2026 年 3 月  | 5.35 |
| 2026 年 4 月  | 5.19 |
| 2026 年 5 月  | 4.46 |
| 2026 年 6 月  | 4.38 |

②风资源条件及变化趋势方面，本项目位于青海省优质风资源区域，2025 年 7 月—2026 年 6 月合计理论发电小时数为 2,245.84 小时

表51 2025年7月—2026年6月本项目理论发电小时数

单位：小时

| 月份         | 理论发电小时数 |
|------------|---------|
| 2025 年 7 月 | 147.96  |

| 月份          | 理论发电小时数 |
|-------------|---------|
| 2025 年 8 月  | 153.03  |
| 2025 年 9 月  | 129.18  |
| 2025 年 10 月 | 142.59  |
| 2025 年 11 月 | 247.69  |
| 2025 年 12 月 | 187.60  |
| 2026 年 1 月  | 248.80  |
| 2026 年 2 月  | 228.21  |
| 2026 年 3 月  | 247.13  |
| 2026 年 4 月  | 229.72  |
| 2026 年 5 月  | 146.19  |
| 2026 年 6 月  | 137.75  |

③历史发电量方面，本项目受风资源及电网调度等因素影响较大，2025 年 7 月—2026 年 6 月合计结算电量为 30,238.83 万千瓦时

表52 2025年7月—2026年6月本项目结算电量

单位：万千瓦时

| 月份          | 结算电量     |
|-------------|----------|
| 2025 年 7 月  | 2,302.54 |
| 2025 年 8 月  | 2,439.66 |
| 2025 年 9 月  | 1,521.49 |
| 2025 年 10 月 | 2,015.30 |
| 2025 年 11 月 | 3,675.82 |
| 2025 年 12 月 | 3,112.52 |
| 2026 年 1 月  | 3,883.88 |

| 月份         | 结算电量     |
|------------|----------|
| 2026 年 2 月 | 2,973.04 |
| 2026 年 3 月 | 2,754.53 |
| 2026 年 4 月 | 2,120.13 |
| 2026 年 5 月 | 1,311.33 |
| 2026 年 6 月 | 2,128.59 |

④区域用电需求方面，2025 年 7 月—2026 年 6 月青海省发电量基本平衡

表53 2025年7月—2026年6月青海省发电量情况<sup>111</sup>

单位：亿千瓦时

| 月份          | 全省发电量  | 全社会用电量 |
|-------------|--------|--------|
| 2025 年 7 月  | 129.70 | 84.90  |
| 2025 年 8 月  | 109.90 | 89.50  |
| 2025 年 9 月  | 89.00  | 85.00  |
| 2025 年 10 月 | 100.50 | 95.50  |
| 2025 年 11 月 | 96.40  | 94.70  |
| 2025 年 12 月 | 106.40 | 99.10  |
| 2026 年 1 月  | 105.50 | 97.00  |
| 2026 年 2 月  | 83.20  | 83.40  |
| 2026 年 3 月  | 95.80  | 92.00  |
| 2026 年 4 月  | 95.40  | 87.20  |
| 2026 年 5 月  | 102.70 | 89.80  |
| 2026 年 6 月  | 122.40 | 87.60  |

数据来源：青海省能源局

<sup>111</sup> 数据来源：青海省能源局。

⑤2025 年 7 月—2026 年 6 月本项目市场化交易结算单价（含超缺额）呈现一定波动性，2026 年上半年市场化交易结算单价（含超缺额）为 0.2563 元/千瓦时

表54 本项目2025年7月—2026年6月市场化交易结算单价（含超缺额）

单位：元/千瓦时

| 月份          | 市场化交易结算单价（含超缺额） <sup>112</sup> |
|-------------|--------------------------------|
| 2025 年 7 月  | 0.2634                         |
| 2025 年 8 月  | 0.2392                         |
| 2025 年 9 月  | 0.2431                         |
| 2025 年 10 月 | 0.1992                         |
| 2025 年 11 月 | 0.2088                         |
| 2025 年 12 月 | 0.2524                         |
| 2026 年 1 月  | 0.2685                         |
| 2026 年 2 月  | 0.2785                         |
| 2026 年 3 月  | 0.2570                         |
| 2026 年 4 月  | 0.2779                         |
| 2026 年 5 月  | 0.2526                         |
| 2026 年 6 月  | 0.1827                         |

## 2) 未来电价展望

由于青海省内电力供需的季节性特征，本项目全年市场化交易结算单价（含超缺额）也对应呈现周期性波动特征。

同时，由于青海省现货市场开放运行的时间仍较短，预计未来电价仍将呈现一定波动性。

<sup>112</sup> 2025年7月—2026年6月，本项目市场化交易结算单价（含超缺额）为0.1827—0.2785元/千瓦时，呈现一定波动性。其中，2025年7—12月为青海省现货市场试运行机制过渡阶段，2026年6月因青海省夏季光伏、水电大发，电力供应较为充裕，当月市场化交易结算单价（含超缺额）较低，属于周期性市场化波动。

（2）补充说明本项目历史三年市场化结算单价持续下行的原因，结合电力市场化改革情况、市场竞争格局、市场化各类售电模式占比及电价情况等，说明本项目市场化结算单价是否为趋势性下降；

答复：

如本反馈答复之“三、项目经营与财务情况”之“（二）关于不动产收入情况”之“1.关于结算电价”之“（1）补充披露历史三年结算电价逐年下降的原因，评估是否构成趋势性特征”所分析，本项目历史三年市场化交易结算单价（含超缺额）阶段性下降，系在全国新能源装机容量快速提升背景下，青海省 2024 年、2025 年省间外送结算电价相应承压下降<sup>113</sup>以及青海省 2025 年下半年现货市场试运行机制磨合导致，并非由于项目自身运营因素出现不利变化引起。2026 年 1—6 月，电力交易业务团队通过更加精细化的电力交易策略，提高高电价时段售电量，在青海省整体省间外送结算电价小幅下降背景下，实现本项目省间外送结算电价同比提升。同时，结合本反馈答复之“三、项目经营与财务情况”之“（一）关于运营情况”之“2.关于现货交易”之“（1）现货电量波动的具体原因”之“4）2026 年 1—6 月现货电量占比提升原因以及对电费收入的影响”的分析，在青海省能源供需的特征下，青海省早晚间时段现货实时价格出现高电价交易机会，电力交易业务团队通过合理调整不同时段的中长期合约持仓，在现货结算规则下，使更多现货电量在早晚间高电价时段结算。在上述两个因素共同作用下，本项目 2026 年 1—6

---

<sup>113</sup> 2026 年 1—6 月，本项目省间外送结算电价对比 2025 年 1-6 月已实现回升约 17%。

月市场化交易结算单价（含超缺额）同比 2025 年 1—6 月提升 14.21%。结合电力市场化改革情况、市场竞争格局、市场化各类售电模式占比及电价情况、运营管理机构精细化运营管理能力等因素分析，本项目历史三年市场化交易结算单价（含超缺额）不构成趋势性下降特征。

## 1) 电力市场化改革情况

青海省落实国家电力市场化改革部署，出台《深化新能源上网电价市场化改革实施方案》（青发改价格规〔2025〕645 号）及配套实施细则，以 2025 年 6 月 1 日全容量投产为界线对存量、增量新能源项目分类施策；随着现货市场连续结算试运行的执行，青海已确立“中长期合约作为结算依据管理市场风险、现货市场全电量集中竞价”的交易模式。详见本反馈答复之“三、项目经营与财务情况”之“（二）关于不动产收入情况”之“1.关于结算电价”之“（1）补充披露历史三年结算电价逐年下降的原因，评估是否构成趋势性特征”以及“（2）结合现货市场运行规则、运营管理机构交易策略、可比项目情况等因素，说明 2026 年第一季度现货交易占比明显提升的原因，以及与结算电价上升的传导关系”中对电力市场化改革背景及现货市场结算规则的分析。

## 2) 市场竞争格局、市场化各类售电模式及电价情况

市场化各类售电模式主要为中长期交易及现货交易，本项目中长期交易主要为电力直接交易、电网企业代理购电及合同转让交易。电网企业购电结算电价稳定，电力直接交易随市场波动但结算电价平稳，合同转让交易结算电价是项目调仓的体现，与企业阶段性买卖策略相关。现货交易品种主要包括日前电能量交易及实时电能量交易，其中实时电能量交

易是主要财务结算品种。现货交易承担中长期交易偏差结算的功能，与中长期交易“一体两面”，是中长期交易的重要补充，故其市场参与主体及竞争情况与中长期交易类似。现货实时电价主要由实时供需决定，同时也配套了相应风险管控机制。中长期交易及现货交易的结算电价共同形成了本项目结算电价。青海省电力市场竞争格局进一步详见本反馈答复之“三、项目经营与财务情况”之“（一）关于运营情况”之“1.关于中长期合约交易”中各类中长期交易的具体差异、定价逻辑及售电价格、消纳方式等阐述。青海省市场化各类售电模式进一步详见本反馈答复之“三、项目经营与财务情况”之“（一）关于运营情况”之“2.关于现货交易”之“（1）现货电量波动的具体原因”之“3）2025年现货电量波动分析”中对最近三年及一期售电量结构情况的阐述。

根据本反馈答复之“三、项目经营与财务情况”之“（二）关于不动产收入情况”之“1.关于结算电价”之“（1）补充披露历史三年结算电价逐年下降的原因，评估是否构成趋势性特征”中关于历史结算电价阶段性下降的原因分析，2023—2025年，本项目市场化交易结算单价（含超缺额）分别为0.2395元/千瓦时、0.2385元/千瓦时及0.2283元/千瓦时，2024年、2025年分别下降0.43%和4.26%，主要系省间外送结算电价阶段性下降导致，并非由于项目自身运营因素出现不利变化引起。**2026年1—6月**，运营管理机构通过更加精细化的电力交易策略，提高高电价时段售电量，在青海省整体省间外送结算电价小幅下降背景下，实现本项目省间外送结算电价逆势提升，同时积极把握青海省早晚间时段现货实时高电价交易机会，从而推动市场化交易结

算单价（含超缺额）同比提升 14.21%。

### 3）运营管理机构精细化运营管理能力

根据本反馈答复之“一、业务参与人资质及履职能力”之“（三）关于运营管理机构”之“2.运营管理经验及人员配备：经验丰富、人员充足，满足 5 年以上经验人员要求”的分析，运营管理机构具有丰富的同类风电项目生产运维及电力交易经验，共有在册员工 225 名，全部为从事新能源项目运营管理相关工作的专业人员，其中具有 5 年以上不动产（新能源发电）项目运营经验的专业人员 53 名，核心运营团队人员平均从业年限 10 年以上，涵盖电气、风机检修、电力交易、安全生产等专业序列。通过其更加精细化的电力交易策略，精准捕捉省间电力交易市场高价时段交易机会，2026 年 1—6 月，在青海省省间外送结算电价略下行背景下，本项目省间外送结算电价逆势提升，并积极把握青海省早晚间时段现货实时高电价交易机会，从而推动市场化交易结算单价（含超缺额）同比提升。

综上所述，在全国新能源装机容量快速提升背景下，青海省 2024 年、2025 年省间外送结算电价相应承压，以及青海省 2025 年下半年现货市场试运行机制磨合，从而导致本项目 2024 年、2025 年市场化交易结算单价（含超缺额）阶段性小幅下降 0.43%和 4.26%，并非由于项目自身运营因素出现不利变化导致。2026 年 1—6 月，运营管理机构通过更加精细化的电力交易策略，提高高电价时段售电电量，在青海省整体省间外送结算电价小幅下降背景下，实现本项目省间外送结算电价同比提升，同时通过积极把握青海省早晚间时段现货实时高电价交易机会，从而推动市场化交易结算单价（含超缺额）同比 2025 年 1—6 月

提升 14.21%。结合电力市场化改革情况、市场竞争格局、市场化各类售电模式占比及电价情况、运营管理机构精细化运营管理能力等因素分析，本项目历史三年市场化交易结算单价（含超缺额）不构成趋势性下降特征。

**（3）结合前述问题（1）（2）的回复，充分评估选取 2023 年至 2026 年 4 月作为计算区间的合理性，并对存续期内市场化结算单价按照不变价格预测是否合理审慎发表明确意见。**

**答复：**

考虑到青海省电力供需周期性特征以及现货市场运行时间较短等因素，申能 REIT 申报时将最近一期取值区间充分扩展至 2026 年 1—4 月，本次反馈答复时，将取值区间进一步延长至 2026 年 1—6 月，以更好地表征青海省电力现货市场运行以来市场化交易结算单价（含超缺额）的全年平均价格。

预测期内，采用历史三年及一期加权的方法，即以 2023 年至 2026 年 6 月各时段发电量占总发电量的比例作为权重，对历史各年度市场化交易结算单价（含超缺额）进行加权平均，得出以后年度市场化交易结算单价（含超缺额）0.2382 元/千瓦时（含税价），后续预测年度保持不变。该预测取值介于历史三年最高值 0.2395 元/千瓦时与最低值 0.2283 元/千瓦时之间，且低于 2026 年 1—6 月市场化交易结算单价（含超缺额）0.2563 元/千瓦时。此外，本项目自省内电力现货市场连续结算试运行后，市场化交易结算单价（含超缺额）围绕预测取值窄幅波动，从整体上看试运行后的加权平均市场化交易结算单价（含超缺额）超过预测取值、从分月角度看 70%比例的月份市场化交易结算单价高于

预测时使用的市场化交易结算单价（含超缺额），因此采用前述不变价格预测具有一定合理性与审慎性。

**1) 历史三年及一期市场化交易结算单价（含超缺额）加权平均值为 0.2382 元/千瓦时，取值介于历史三年最高值与最低值之间，且低于最近一期市场化交易结算单价（含超缺额），具有审慎性与合理性**

本项目选择历史三年及一期作为市场化交易结算单价（含超缺额）取值参考的时间区间，以加权平均法对市场化交易结算单价（含超缺额）进行假设取值，结果为 0.2382 元/千瓦时，取值介于历史三年最高值 0.2395 元/千瓦时与最低值 0.2283 元/千瓦时之间。

如按照大部分已上市同类风电 REITs 项目，取最近一期市场化交易结算单价（含超缺额）作为假设，则本项目最近一期市场化交易结算单价（含超缺额）为 0.2563 元/千瓦时。

本项目对 2026 年度及以后按照 0.2382 元/千瓦时进行测算，取值参考的时间区间为历史三年及一期，取值结果为上述两种方法中的较低值，具有审慎性。

**表55 已上市同类风电REITs项目及申能REIT电价取值方式**

| 项目               | 电价预测情况                                                                                                                                                                                                                                                  |
|------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 中信建投明阳智能新能源 REIT | <p>(1) 红土井子风电场项目：</p> <p>省内中长期交易含税电价为 2020—2023 年的均值 214.83 元/兆瓦时。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>(2) 黄骅旧城风电场项目：</p> <p>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</p> |

| 项目             | 电价预测情况                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
|----------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                | <p>预测。</p> <p>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）。</p> <p>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。</p>                                                                                                                                                                                                                                                                            |
| 工银蒙能清洁能源 REIT  | <p>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。</p>                                                                                                                                                                                                                                                              |
| 中航中核汇能新能源 REIT | <p>（1）北塔山风电项目：</p> <p>对于省间交易电价，2025 年 10—12 月按照实际结算水平确定；考虑到实际结算电量和合同约定电量结算价差的不确定性，根据《新疆发展改革委安徽省发展改革委关于准东-皖南±1100 千伏直流通道配套电源送受电协议》，对 2026 年度及以后按照 0.250 元/千瓦时进行测算。</p> <p>未来预测期内辅助服务交易电价对 2025 年 10—12 月采用实际发生数据进行测算，即 -0.0120 元/千瓦时（含税），2026 年及以后按照 2022—2025 年平均电价进行测算，即 -0.0434 元/千瓦时（含税）。</p> <p>（2）富川协合项目：</p> <p>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。</p> |
| 申能 REIT        | <p>以 2023 年至 2026 年 6 月各时段发电量占总发电量的比例作为权重，对历史各年度市场化交易结算单价（含超缺额）进行加权平均，得出以后年度市场化交易结算单价（含超缺额）0.2382 元/千瓦时（含税价），后续预测年度保持不变</p>                                                                                                                                                                                                                                                                            |

2）结合青海省电力供需周期性特征及现货市场运行时间较短等因素，将最近一期电价取值参考的时间范围从 2026 年 1—4 月进一步延长至 2026 年 1—6 月，可以更好地表征青海省自电力现货市场运行以来市场化交易结算单价（含超缺额）的全年平均价格

青海省现货市场运行时间虽短，但第一、二季度具有较强的全年代表性，未来电价将具体由电力市场供需关系决定，并受到电力改革政策的合理指导。本项目 2026 年 1—4 月市场化交易结算单价（不含超缺额）为 0.2860 元/千瓦时，2026 年 1—4 月市场化交易结算单价（含超缺额）为 0.2700 元/千瓦时。本次反馈答复时，将最近一期取值范围进一步延长至 2026 年 1—6 月后，市场化交易结算单价（含超缺额）对应调整为 0.2563 元/千瓦时。

3) 本项目自省内电力现货市场连续结算试运行后，市场化交易结算单价（含超缺额）围绕预测使用价格窄幅波动，从整体上看试运行后的加权平均市场化交易结算单价超过预测价格、从分月角度看 70% 比例的月份市场化交易结算单价高于预测时使用的市场化交易结算单价，因此采用前述不变价格预测具有一定合理性与审慎性

2023 年—2025 年 10 月，本项目各月市场化交易结算单价（含超缺额）相对平稳、偶有波动；2025 年 11 月—2026 年 8 月，随着省内电力现货市场连续结算试运行，本项目各月市场化交易结算单价（含超缺额）围绕预测使用价格 0.2382 元/千瓦时窄幅波动。具体如下所示：

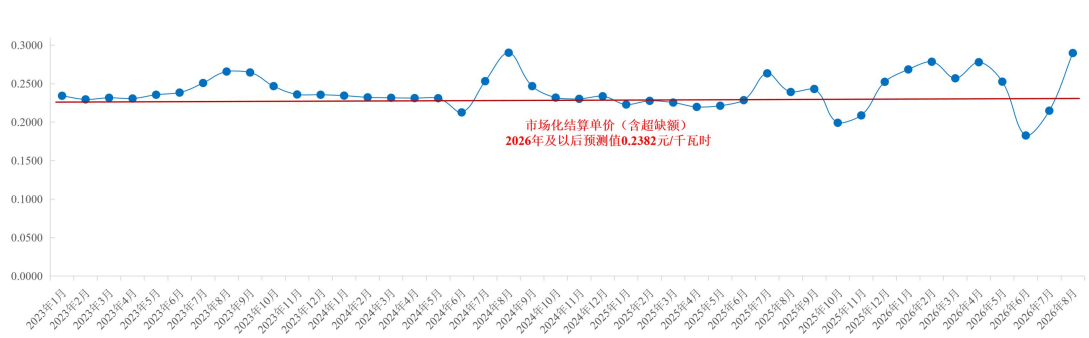


图 23 本项目报告期内各月市场化交易结算单价（含超缺额）<sup>114</sup>

因此，基于省内电力现货市场连续结算试运行后，本项目各月度市场化交易结算单价（含超缺额）围绕预测值窄幅波动特征，本项目采用历史三年及一期加权平均值 0.2382 元/千瓦时这一不变价格作为 2026 年度及以后预测值。该取值低于本项目电力市场化交易以来，2025 年 11 月—2026 年 8 月各月度市场化交易结算单价（含超缺额）平均值 0.2483 元/千瓦时和中位数 0.2548 元/千瓦时，并且低于最近一期市场化交易结算单价（含超缺额）0.2563 元/千瓦时，从分月角度看 70%比例的月份市场化交易结算单价（含超缺额）高于该预测值，因此，采用该方式预测未来电价具有一定审慎性与合理性。

综上所述，管理人及评估机构采用历史三年及一期市场化交易结算单价（含超缺额）0.2382 元/千瓦时作为 2026 年度及以后预测值，该数值介于历史三年最高值 0.2395 元/千瓦时与最低值 0.2283 元/千瓦时之间，低于本项目 2026 年 1—6 月市场化交易结算单价（含超缺额）0.2563 元/千瓦时，并且低于省内电力现货市场连续结算试运行以来，各月度市场化交易结算单价（含超缺额）平均值 0.2483 元/千瓦时和中位数 0.2548 元/千瓦时。因此，采用不变价格预测未来电价具有一定审慎性与合理

<sup>114</sup> 单位：元/千瓦时（含税）。

性。

5.关于其他电费收入。根据申报材料，预测期内其他电费收入的结算单价为-8.63 元/兆瓦时，系以 2023 年至 2026 年 4 月各时段发电量占总发电量的比例作为权重，将各年度其他电费收入的结算单价加权平均后得出，预测期各年度保持不变。请管理人补充披露本项目历史年度其他电费收入的结算单价，结合其他电费收入的发生逻辑、相关政策的变化调整情况（如有）等，充分说明其他电费收入预测的合理性。

答复：

#### （1）历史年度其他电费收入情况

表56 乌兰风电项目各年度其他电费收入明细表-1

单位：元/兆瓦时、兆瓦时、万元

| 年份                                      | 2019 年 | 2020 年  | 2021 年  | 2022 年  |
|-----------------------------------------|--------|---------|---------|---------|
| 其他电费单价                                  | -6.17  | -5.34   | -5.41   | -6.14   |
| 其他电费收入                                  | -9.86  | -180.19 | -212.67 | -209.24 |
| 其中：超缺额调整                                | -      | -       | -       | -       |
| 省内辅助服务费用                                | -      | -       | -1.80   | -1.95   |
| 剔除超缺额调整、省内辅助服务费用后的其他电费收入                | -9.86  | -180.19 | -210.87 | -207.29 |
| 剔除超缺额调整、省内辅助服务费用后的其他电费单价 <sup>115</sup> | -6.17  | -5.34   | -5.36   | -6.08   |

表57 乌兰风电项目各年度其他电费收入明细表-2

单位：元/兆瓦时、兆瓦时、万元

<sup>115</sup> 该部分单价纳入市场化交易结算单价（含超缺额）进行后续预测。

| 年份                                      | 2023 年  | 2024 年  | 2025 年  | 2026 年<br>1—6 月 |
|-----------------------------------------|---------|---------|---------|-----------------|
| 其他电费单价                                  | -5.69   | -3.79   | -14.52  | -22.01          |
| 其他电费收入                                  | -196.93 | -121.93 | -492.24 | -333.98         |
| 其中：超缺额调整                                | -       | -       | -321.04 | -299.70         |
| 省内辅助服务费用                                | -14.46  | -36.97  | -55.17  | -               |
| 剔除超缺额调整、省内辅助服务费用后的其他电费收入                | -182.47 | -84.97  | -116.03 | -34.28          |
| 剔除超缺额调整、省内辅助服务费用后的其他电费单价 <sup>116</sup> | -5.27   | -2.64   | -3.42   | -2.26           |

乌兰风电项目于 2019 年 12 月投入运营，青海电力现货电能市场于 2025 年开始连续结算试运行。由于国家政策和市场结算考核规则的变动，近年其他电费单价存在一定波动。

根据乌兰风电项目电费结算单，超缺额调整费用自 2025 年 8 月起产生，省内辅助服务费用自 2025 年 11 月起不再产生，相关费用受政策及规则变动的影响较为明显，因此将其他电费收入进行拆分并单独预测，更具合理性。

剔除超缺额调整、省内辅助服务费用后的其他电费单价保持相对稳定，且近年存在负向扣减收窄的趋势。

## （2）将其他电费收入拆分预测的具体分析

将其他电费收入拆分为超缺额调整、省内辅助服务费用和其他（主要包括两个细则费用、结构平衡费用等）进行预测，各类费用的发生逻辑和相关政策的变化调整情况（如有）如下：

### 1）超缺额调整

#### ①费用发生逻辑

<sup>116</sup> 该部分单价纳入市场化交易结算单价（含超缺额）进行后续预测。

根据《青海电力现货市场规则汇编（V6.0 结算试运行稿）》和《青海省发展和改革委员会关于设定青海电力现货市场连续结算试运行期间相关市场参数的函》（青发改价格函〔2025〕280号），当机组中长期合约分时电量的 0.95 倍大于实际分时上网电量时，超额电量产生的收益按该机组对应时段中长期合约电价和实时节点电价的差价的 1 倍进行回收（差价为负时不回收）。当机组中长期合约分时电量的 1.2 倍小于实际分时上网电量时，缺额电量产生的收益按该机组对应时段实时节点电价和中长期合约电价的差价的 0.8 倍进行回收（差价为负时不回收）。回收机制总结如下：

**表58 超缺额回收机制总结**

| 超缺额情况                                 | 回收金额                                                                                             |
|---------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 实际分时上网电量<中长期合约分时电量×0.95               | $(\text{中长期合约电价}-\text{实时节点电价}) \times (\text{中长期合约分时电量} \times 0.95 - \text{实际分时上网电量})$         |
| 中长期合约分时电量×0.95≤实际分时上网电量≤中长期合约分时电量×1.2 | 不回收                                                                                              |
| 实际分时上网电量>中长期合约分时电量×1.2                | $(\text{实时节点电价}-\text{中长期合约电价}) \times 0.8 \times (\text{实际分时上网电量}-\text{中长期合约分时电量} \times 1.2)$ |

根据上述超缺额回收机制，发电侧超缺额调整项金额为负。

机组中长期超缺额收益回收费用日清月结，由所有批发市场用户及电网企业代理购电用户按月度用电量比例分享。

## ②相关政策的变化调整情况

2025 年 8 月，青海电力交易中心发布关于开展青海电力现货市场第四次结算试运行工作的通知，并印发《青海电力现货市场第四次结算试运行工作方案》《青海电力现货市场规则汇

编（V5.0 结算试运行稿）》（以下简称现货市场规则 5.0 版），明确调整了中长期超缺额获利回收机制。

2025 年 10 月，青海省发展和改革委员会、青海省能源局、国家能源局西北监管局联合发布《关于开展青海电力现货市场连续结算试运行工作的通知》（青发改能源〔2025〕695 号），并印发《青海电力现货市场连续结算试运行工作方案》《青海电力现货市场规则汇编（V6.0 结算试运行稿）》，沿用了现货市场规则 5.0 版的中长期超缺额获利回收机制。同月，青海省发展和改革委员会发布《青海省发展和改革委员会关于设定青海电力现货市场连续结算试运行期间相关市场参数的函》（青发改价格函〔2025〕280 号），调整了青海电力现货市场连续结算试运行期间部分市场参数，提高了缺额回收的触发倍数要求，降低了缺额回收比例，更有利于发电企业通过合理交易策略提升收益空间。

面对市场政策的变化调整，项目电力交易业务团队积极应对，通过更加精细化的交易策略，力争稳定项目经营业绩。

### ③后续预测方式

根据乌兰风电项目电费结算单，超缺额调整自 2025 年 8 月起产生，结合其发生机制为中长期分时合约电量与实际分时上网电量的偏差导致，该费用是对市场化交易结算单价的平衡，因此后续将该项费用与市场化交易结算收入合并进行预测。

## 2) 省内辅助服务费用

### ①费用发生逻辑

根据《电力辅助服务市场基本规则》，电力辅助服务是指为维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，除正常电能生

产、输送、使用外，由可调节资源提供的调峰、调频、备用、爬坡等服务。

费用按照“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”原则分担。根据青海电力交易中心有限公司每月提供的发电企业交易结算单，辅助服务费用日清月结。

## **②相关政策的变化调整情况**

2025 年 6 月，国家能源局西北监管局发布《国家能源局西北监管局关于明确电力辅助服务市场价格机制等相关事项的通知》（西北监能市场〔2025〕48 号），明确结算试运行期间，调峰辅助服务不予补偿；在现货市场连续运行后，原则上调峰辅助服务市场不再运行。

## **③后续预测方式**

2025 年 11 月，青海电力现货电能量市场开始连续结算试运行，根据乌兰风电项目电费结算单，自 2025 年 11 月起，省内辅助服务电费已不再产生，故后续预测不单独产生省内辅助服务费用，其影响纳入其他部分合并考虑。

## **3）剔除超缺额调整、省内辅助服务费用后的其他电费收入**

剔除超缺额调整、省内辅助服务费用后的其他电费收入主要包括两个细则费用和结构平衡费用等，该部分费用未涉及因政策变化而发生明显变动的情况。

由于历史年度该部分费用的结算单价保持相对稳定，且近年存在负向扣减收窄的趋势，出于谨慎性考虑，以 2023 年 1 月—2026 年 6 月各时段发电量占总发电量的比例作为权重，对该部分费用的结算单价进行加权平均，计算后续年度单价，预测期内保持不变。

### （3）预测方法与近期上市的同类 REITs 项目相近

申能 REIT 和近期上市的同类 REITs 项目对该类费用的预测方法对比如下：

表59 近期上市的同类REITs项目及申能REIT对其他电费收入（考核费用）的

预测方法

| 项目名称             | 预测方法                                                                                                                                                                                                                                   |
|------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 中信建投明阳智能新能源 REIT | <p>电网考核费用：</p> <p>1.两个细则考核费用：按历史三年平均数保持不变；</p> <p>2.电力辅助服务费用：黄骅旧城风电场项目按历史三年平均数进行估计，基金存续期保持不变；红土井子风电场项目按历史三年平均数再额外增加 40 万元/年（不含税）进行估计，基金存续期保持不变。</p>                                                                                    |
| 工银蒙能清洁能源 REIT    | 未单独预测。                                                                                                                                                                                                                                 |
| 中航中核汇能新能源 REIT   | <p>辅助服务交易电价：按照历史四年平均电价进行测算，未来保持不变；</p> <p>两个细则考核费用及其他：按照历史两年的月平均数年化后进行预测。</p>                                                                                                                                                          |
| 华泰三峡新能源 REIT     | <p>系统及考核费用部分：</p> <p>1.两个细则考核费用：按历史三年平均值预测，除最后两年外预测期内不变，2044 年及 2045 年 1—11 月，综合机组退役情况确定；</p> <p>2.调峰辅助服务费用：受政策影响，预测期内不再产生调峰辅助服务费用；</p> <p>3.其他市场运营费用：按 2025 年 3 月—2026 年 3 月月度平均预测，除最后两年外预测期内不变，2044 年及 2045 年 1—11 月，综合机组退役情况确定。</p> |
| 申能 REIT          | <p>其他电费收入：</p> <p>1.超缺额调整：由中长期分时合约电量与实际分时上网电量的偏差导致，与市场化交易结算收入合并预测；</p> <p>2.省内辅助服务费用：受政策影响，预测期内不单独产生辅助服务费用，其影响纳入其他部分合并考虑；</p> <p>3.其他：按历史三年及一期加权平均值预测，预测期内保持不变。</p>                                                                    |

综上所述，管理人及评估机构结合各类费用的发生逻辑和

相关政策的变化调整情况，对其他电费收入拆分细项后进行预测，且预测方法与近期上市的同类 REITs 项目相近，具有合理性。

管理人已在《招募说明书》“第三章 资产评估与现金流测算”之“第一节 资产评估”之“二、关于资产评估重要参数的合理性分析”之“（一）关于收入参数取值合理性分析”对上述其他电费收入预测的合理性分析进行补充披露。

## （二）关于成本及折现率参数取值合理性

1.关于运营成本。根据申报材料，本项目运营成本包括运维费、保险费、试验检验费、下网电费、运营支持服务费、修理费、安全活动费等。成本预测主要根据合同约定或报告期内平均金额确定基数，并设置一定增长。电气设备每六年进行一次整体检修和预试，相关费用预测不增长。请管理人、评估机构：

（1）结合本项目投运以来历史检修和预试支出金额、相关合同主体及定价依据、同类项目大修频率及费用情况，充分说明存续期内检修和预试费用在 2026 年合同金额基础上不设增长的合理性；

答复：

为更好地维护基金份额持有人利益，运营管理机构拟提高检修和预试频率，保障项目的平稳运行。基于谨慎性考虑，管理人、评估机构对预测期内检修和预试费用的发生频率调整为每 3 年一次，费用按每次增长 5%进行预估。上述周期设置相较于行业规程（3—6 年）、设备原厂建议（6 年）更为严格，

费用增长安排已考虑物价上涨因素，相关预估审慎、合理。具体分析如下：

### 1) 本项目历史检修和预试费用发生情况如下

表60 本项目历史检修和预试费用表

| 合同名称                            | 合同主体                                 | 服务期间    | 合同金额<br>(元，不含税) |
|---------------------------------|--------------------------------------|---------|-----------------|
| 《2026 年度乌兰华扬和乌兰润晟检修、预试服务合同》     | 甲方 1：乌兰县华扬晟源新能源有限公司<br>乙方：山东益通安装有限公司 | 2026 年度 | 514,100.00      |
| 《乌兰县华扬晟源新能源有限公司 2023 年度检修、预试服务》 | 甲方：乌兰县华扬晟源新能源有限公司<br>乙方：中州建设有限公司     | 2023 年度 | 899,339.62      |

对于检修预试服务，本项目通过招投标方式选取合作方并确定服务价格。本项目 2026 年检修、预试服务费较 2023 年有所降低，主要原因是随着拥有检修预试资质的单位逐渐增多、市场竞争更加充分，检修、预试服务收费整体下行。

原始权益人管理的其他风电场项目近期检修、预试服务均介于 30—55 万之间。本项目基于谨慎性考虑，在检修、预试服务费率整体呈下行趋势情况下，选取 2026 年合同金额 51.41 万元（不含税）作为基础，且考虑每 3 年一次金额增长 5%进行预测，具有合理性。

### 2) 周期设置：每 3 年一次，严于行业标准、厂商建议

电气设备检修和预试费不属于年度常规运维支出，针对主变压器、GIS 组合电器、高压开关等核心高压电气设备开展的深度检修、全面预防性试验工作，统一按照每 3 年集中列支一

次的规则测算，于修理费中额外列支。

高压电气设备深度检修与全面预防性试验属于系统性专项维保工作，不等同于日常运维作业。本项目设定 3 年的支出周期，严格遵循国家行业标准、设备原厂技术规范及市场通用测算口径，合规且审慎。

### ①周期设置符合国家电力行业技术规程。

依据《电力设备预防性试验规程》（DL/T596-2021）及国家电网、南方电网设备运维检修相关管理规定，110 千伏及以上主变压器、GIS 组合电器、高压开关等核心设备，日常仅开展常规巡检与简易试验，全面深度预试、系统性大修的标准周期为 3—6 年。行业内为平衡安全管控与运维成本，规避过度检修带来的资源损耗，普遍选取 6 年作为专项维保执行周期。本项目相关设置严格执行国家行业强制标准，满足设备安全运行管理要求。

### ②周期设置匹配设备原厂运维技术要求。

本项目设备为行业主流品牌产品（金风科技风机），根据设备出厂技术手册及运维指导规范，升压站及场内高压配电设备的拆解检修、绝缘性能全项检测、机构精度调校等深度作业，厂家建议执行周期为 6 年。

本项目基于审慎性考虑，设定为每 3 年一次整体检修和预试，较设备原厂技术标准更为严格且符合行业规范要求。除此外本项目单独增设修理费（维护性资本性支出），以应对未来可能发生的大修支出，详见本反馈答复之“四、资产评估与估值合理性”之“（二）关于成本及折现率参数取值合理性”之“2.关于资本性支出”相关内容。

综上所述，管理人认为本项目存续期内检修和预试费用发生频率按每 3 年一次进行预估，费用金额按以 2026 年合同金额为基础且每 3 年一次增长 5%进行预估，具有审慎性和合理性。

（2）结合各项成本的历史变动情况、主要固定资产的使用寿命及老化速度、未来运营维护需求、同类项目及已上市不动产基金相关成本设置等情况，进一步说明各项运营成本取值与历史水平相比是否具有延续性、与运营年限是否匹配，充分说明成本预测的合理性。

答复：

运营管理机构拟增派人员进一步提升对乌兰风电项目的管理质量，同时对归属基础管理费部分的成本科目实行“包干制”。基于谨慎性考虑，在本次反馈答复时，管理人、评估机构调增了运维费（增加人工成本）、检修和预试费（提高频率，列支在修理费中）等成本项假设，并增设了修理费（维护性资本性支出），用以覆盖基金存续期间的非周期性大修费用和技术改造费用等，不再单独列支技术改造费用。

经核查，管理人、评估机构认为，本项目各项运营成本均以已签署合同金额或报告期实际发生额为基数、按科目属性设置增长机制，取值与历史水平具有延续性、与设备寿命及运营年限相匹配；属基础管理费包干范围的科目超支由运营管理机构承担，可有效保护基金份额持有人利益；预测期营业成本（不含折旧及摊销）占营业收入比重处于已上市同类风电 REITs 项目区间中部水平，成本预测合理审慎。具体分析如下：

### 1）报告期营业成本构成

表61 乌兰风电项目营业成本主要构成及预测取值对照

单位：万元

| 科目                |                      | 2023 年 | 2024 年 | 2025 年 | 2026 年<br>1—6 月 | 2026 年<br>(预测) <sup>117</sup> | 预测取值基数及增<br>长设置                                                     |
|-------------------|----------------------|--------|--------|--------|-----------------|-------------------------------|---------------------------------------------------------------------|
| 基础<br>管理费包<br>干科目 | 运维费                  | 257.32 | 182.11 | 153.17 | 96.86           | 191.11                        | 2026 年按合同金额并额外考虑 50 万元人工成本预测，期满后每年+2%                               |
|                   | 试验检验费                | 23.18  | 9.86   | 7.69   | -               | 21.96                         | 2026 年按合同合计 21.96 万元（不含税），期满后每年+2%                                  |
|                   | 运营支持服务费              | 620.00 | 380.00 | 500.00 | 250.00          | 500.00                        | 以后年度参照 2025 年水平（500.00 万元）取值                                        |
|                   | 修理费                  | 97.44  | 32.55  | 326.63 | 200.46          | 413.47                        | 2026 年按合同合计 362.06 万元（不含税），期满后每年+2%；另电气设备整体检修预试 51.41 万元/次（每 3 年一次） |
|                   | 安全活动费 <sup>118</sup> | 4.53   | 68.94  | 94.88  | 8.30            | 56.12                         | 以 2023—2025 年实际使用金额的平均水平（56.12 万元/年）为基数，以后每年+2%                     |
|                   | 材料费                  | 1.03   | 1.77   | -      | -               | -                             | 并入其他费用                                                              |
|                   | 其他                   | 6.83   | 83.29  | 9.95   | 0.18            | 43.36                         | 2026 年按 2023—2025 年平均，另每年 10 万元预备费，以后每年+2%                          |

<sup>117</sup> 2026 年（预测）列，金额为上半年实际数与下半年预测数之和，预测期规则见本表“预测取值基数及增长设置”列。

<sup>118</sup> 此处为实际使用金额口径。

| 科目    |                   | 2023 年   | 2024 年   | 2025 年   | 2026 年<br>1—6 月 | 2026 年<br>(预测) <sup>117</sup> | 预测取值基数及增长设置                                                       |
|-------|-------------------|----------|----------|----------|-----------------|-------------------------------|-------------------------------------------------------------------|
|       | 修理费<br>(维护性资本性支出) | -        | -        | -        | -               | 100.00                        | 2026 年下半年 100 万元、2027—2029 年每年 200 万元、2030 年起每年 300 万元(不足一年按比例计算) |
| 折旧及摊销 |                   | 6,778.19 | 6,746.26 | 6,755.88 | 3,378.73        | 6,757.46                      | 以基准日固定资产账面价值为基础,按产权持有单位折旧摊销会计政策预测                                 |
| 保险费   |                   | 81.25    | 129.12   | 129.07   | 59.80           | 111.98                        | 按保单金额(2026/5—2027/4 为 110.63 万元含税),期满后每五年+5%                      |
| 下网电费  |                   | 487.90   | 472.44   | 559.66   | 269.57          | 506.67                        | 2026 年及以后按 2023—2025 年平均数(506.67 万元)                              |

上表所列示的付现运营成本(即不含折旧及摊销)中,除保险费和下网电费外,均包含在基础管理费中,本项目基础管理费实行“包干制”,年度实际支出超出预算部分由运营管理机构自行承担,项目公司现金流不受超支影响。

基础管理费包干范围内各成本科目构成及占比情况如下:

**表62 基础管理费包干范围内各成本科目构成及占付现运营成本比例情况**

| 科目      | 2026 年(预测) | 2027 年(预测) |
|---------|------------|------------|
| 运维费     | 9.83%      | 9.63%      |
| 试验检验费   | 1.13%      | 1.12%      |
| 运营支持服务费 | 25.71%     | 25.04%     |

|               |               |               |
|---------------|---------------|---------------|
| 修理费           | 21.26%        | 18.50%        |
| 安全活动费         | 2.89%         | 2.87%         |
| 其他            | 2.23%         | 2.22%         |
| 修理费（维护性资本性支出） | 5.14%         | 10.02%        |
| 合计            | <b>68.19%</b> | <b>69.39%</b> |

基础管理费包干范围内各成本项在预测期内占比整体较为稳定，26 年修理费占比略高是由于 26 年修理费中包含三年一次的检修和预试费；26 年修理费（维护性资本性支出）占比略低主要是由于 26 年度仅 7—12 月为预测期，修理费（维护性资本性支出）按全年的一半测算。

## 2）各科目取值与历史水平具有延续性

### ①付现成本整体口径可比性良好

项目基础管理费覆盖除项目公司列支的保险费、下网电费、各项税费以外的全部运维成本，具体包括但不限于运维费、试验检验费、修理费、安全活动费、运营支持服务费、修理费（维护性资本性支出）、其他费用等。

2023—2025 年，基础管理费对应的成本项实际发生金额分别为 1,010.34 万元、758.52 万元和 1,092.32 万元；2026 年 7—12 月基础管理费预算为 770.22 万元、2027 年为 1,385.44 万元。预测取值稍高于历史三年最高水平，具有延续性且留有余量。上述基础管理费预算包干安排下，年度实际运维成本支出如超出预算部分将由运营管理机构自行承担，项目公司现金流不受超支影响。

### ②各科目的取值逻辑与历史变动相匹配

运维费：预测按 2026 年市场化外委合同金额取值，高于

2025 年实际水平。为保障不动产基金上市后的平稳运行，拟增派人员对不动产项目进行运营管理，因此额外考虑 50 万元人工成本，运维费取值不因历史下降趋势而下调，具有审慎性。

**保险费：**预测按最新保单金额并每五年递增 5%，兼顾了资产使用后净值下降（保额下降）与物价增长两方面因素。

**试验检验费：**按最新签订合同金额预估。

**下网电费：**预测按三年平均数取值，居中合理。

**运营支持服务费：**由上海申能新能源投资有限公司按“受益原则”分摊确定；预测按 2025 年水平（500.00 万元）取值，介于历史区间中部。

**修理费：**2025 年起有所上升，主要系风电机组已出质保期所致；预测按 2026 年出质保后的市场化检修合同金额 362.06 万元取值，已充分反映出质保后的成本抬升。修理费中检修和预试费调增情况详见本反馈答复之“四、资产评估与估值合理性”之“（二）关于成本及折现率参数取值合理性”之“1.关于运营成本”之“（1）结合本项目投运以来历史检修和预试支出金额、相关合同主体及定价依据、同类项目大修频率及费用情况，充分说明存续期内检修和预试费用在 2026 年合同金额基础上不设增长的合理性”的相关内容。

**安全活动费：**为完善项目安全生产条件，保障安全运营而提取和支出的费用，安全活动费账面为计提金额，包含计提未使用金额及实际发生成本，计提未使用金额不影响委估资产组实际现金流量，故本次评估 2026 年安全活动费按 2023—2025 年的实际使用金额平均数计算，以后年度每年考虑 2%的增幅。

**修理费（维护性资本性支出）：**涵盖重大专项修理费用，

包括但不限于大部件更换的非周期性大修费用、为保障场站持续稳定运行所需进行的技术改造费用以及基金存续期内不动产项目其他风险应急储备。不动产项目历史未发生该项费用，基金存续期内，2026 年 7—12 月金额为 100 万元，2027 年至 2029 年每年金额为 200 万元，2030 年起每年金额为 300 万元。

### 3) 本项目成本设置与主要固定资产使用寿命及运营年限相匹配

#### ①风机技术参数及与运营年限的匹配性

根据本项目风机厂商金风科技股份有限公司提供的《金风 GWV30 平台风力发电机组全生命周期维护手册（陆上）》，本项目风力发电机组全生命周期为 20 年，维护工作按 20 年进行计划；本项目风机运营年限至 2039 年 12 月，自 2019 年 12 月投运至运营期末合计约 20 年，与专用设备年限相符；本项目运营成本预测期间为 2026 年—2039 年，与主要固定资产使用寿命及项目运营年限相匹配。

本项目已运营超过 6 年，目前设备运营状态稳定，2023—2025 年，乌兰风电项目风力发电机组可利用率分别为 99.88%、99.85%、99.91%。

②本项目运维费、试验检验费、修理费、安全活动费及其他费用均设置每年 2% 的增幅，即预测期末（2039 年）相关成本较 2026 年基数累计上升约 29%，可覆盖设备老化带来的维护强度上升及物价因素；同时另设修理费（维护性资本性支出）以覆盖未来的大修支出（如有）及技术改造支出。

4) 与已上市同类风电 REITs 项目对比：参数设置与行业主流口径一致、占收入比重处于区间中部

中航中核汇能新能源 REIT、工银蒙能清洁能源 REIT、中信建投明阳智能新能源 REIT 均为已上市同类风电 REITs 项目，底层资产类型、设备配置、运营管理模式与本项目高度相近，其公开披露的估值假设具备较强参考价值。

**表63 中航中核汇能新能源REIT预测营业成本占营业收入的比重情况**

单位：万元

| 项目            | 中航中核汇能新能源<br>REIT | 占营业收入比重       |
|---------------|-------------------|---------------|
| 资产类型          | 陆上风电              | -             |
| 预测期           | 2027 年            |               |
| 营业收入          | 16,565.36         |               |
| 营业成本          | 9,620.29          | 58.07%        |
| <b>付现成本合计</b> | <b>2,245.45</b>   | <b>13.56%</b> |
| 折旧及摊销         | 7,374.84          | 44.52%        |
| 汇集站及送出线路租金    | 184.15            | 1.11%         |
| 下网电费          | 230.09            | 1.39%         |
| 保险费           | 73.53             | 0.44%         |
| 运营管理服务费       | 1,757.67          | 10.61%        |

**表64 工银蒙能清洁能源REIT预测营业成本占营业收入的比重情况**

单位：万元

| 项目   | 工银蒙能清洁能源 REIT | 占营业收入比重 |
|------|---------------|---------|
| 资产类型 | 陆上风电          | -       |
| 预测期  | 2025 年        |         |
| 营业收入 | 13,556.92     |         |
| 营业成本 | 7,818.15      | 57.67%  |

| 项目       | 工银蒙能清洁能源 REIT | 占营业收入比重 |
|----------|---------------|---------|
| 付现成本合计   | 2,222.28      | 16.39%  |
| 基础管理费    | 1,579.70      | 11.65%  |
| 线路租赁费    | 283.19        | 2.09%   |
| 安全生产费    | 196.85        | 1.45%   |
| 保险费      | 62.55         | 0.46%   |
| 维护性资本性支出 | 100.00        | 0.74%   |

表65 中信建投明阳智能新能源REIT预测营业成本占营业收入的比重情况

单位：万元

| 项目       | 中信建投明阳智能新能源 REIT | 占营业收入比重 |
|----------|------------------|---------|
| 资产类型     | 陆上风电             | -       |
| 预测期      | 2025 年           |         |
| 营业收入     | 18,160.02        |         |
| 营业成本     | 8,423.62         | 46.39%  |
| 付现成本合计   | 1,959.15         | 10.79%  |
| 技术服务及运维费 | 215.32           | 1.19%   |
| 修理费      | 351.62           | 1.94%   |
| 材料费      | 308.04           | 1.70%   |
| 项目保险费    | 115.26           | 0.63%   |
| 人工成本     | 367.39           | 2.02%   |
| 安全生产相关支出 | 175.16           | 0.96%   |
| 风机运维费    | 323.34           | 1.78%   |
| 其他费用     | 103.02           | 0.57%   |

表66 国金嘉泽新能源REIT预测营业成本占营业收入的比重情况

单位：万元

| 项目       | 国金嘉泽新能源 REIT    | 占营业收入比重       |
|----------|-----------------|---------------|
| 资产类型     | 陆上风电            | -             |
| 预测期      | 2027 年          |               |
| 营业收入     | 13,819.54       |               |
| 营业成本     | 6,840.15        | 49.50%        |
| 付现成本合计   | <b>1,491.04</b> | <b>10.79%</b> |
| 运营管理费    | <b>1,330.19</b> | 9.63%         |
| 下网电费     | <b>50.00</b>    | 0.36%         |
| 维护性资本性支出 | <b>110.85</b>   | 0.80%         |

综合考虑资产类型及公开数据披露详实程度，本项目的同行业可比项目选取了已披露风电 REITs 项目中的中信建投明阳智能新能源 REIT 项目、工银蒙能清洁能源 REIT 项目、国金嘉泽新能源 REIT 项目、中航中核汇能新能源 REIT 项目。

本项目预测期第一个完整年度（即 2027 年）评估预测的营业成本（不含折旧及摊销）占营业收入的比重约为 11.31%，处于上述可比项目区间的中部水平，高于中信建投明阳智能新能源 REIT 项目和国金嘉泽新能源 REIT 项目，低于中航中核汇能新能源 REIT 项目、工银蒙能清洁能源 REIT，整体处于合理区间。

#### 5）已上市同类风电 REITs 项目与本项目在机组、装机规模、运营年限等方面的可比性

根据各可比项目招募说明书披露，可比项目底层资产与本项目的参数对比如下：

表67 本项目与可比项目底层资产主要参数对比

| 项目                      | 底层项目         | 装机容量<br>(MW) | 机组厂商及单机<br>容量/台数                  | 投运时<br>间             | 风机剩<br>余年限 <sup>119</sup> | 风机<br>运营<br>年限          |
|-------------------------|--------------|--------------|-----------------------------------|----------------------|---------------------------|-------------------------|
| 本项目                     | 乌兰风电项目       | 200.00       | 金风科技，<br>2.2MW×90 台、<br>2.0MW×1 台 | 2019 年<br>12 月       | 13.33<br>年                | 6.67<br>年               |
| 中信建投明<br>阳智能新能<br>源REIT | 黄骅旧城风<br>电场  | 100.00       | 明阳智能，<br>2.0MW×41 台、<br>3.0MW×6 台 | 2018 年<br>7 月        | 14.59<br>年                | 5.41<br>年               |
|                         | 红土井子风<br>电场  | 50.00        | 明阳智能，<br>3.0MW×16 台、<br>2.0MW×1 台 | 2017 年<br>4 月        | 13.34<br>年                | 6.66<br>年               |
| 工银蒙能清<br>洁能源<br>REIT    | 华晨风电项目       | 100.00       | 明阳智能，<br>2.0MW×50 台               | 2017 年<br>3 月        | 12.75<br>年                | 7.25<br>年               |
|                         | 恒润一期风<br>电项目 | 49.50        | 湘电风能，<br>2.0MW×24 台、<br>1.5MW×1 台 | 2011 年<br>7 月        | 7.08 年                    | 12.92<br>年              |
| 中航中核汇<br>能新能源<br>REIT   | 北塔山风电<br>项目  | 100.00       | 上海电气，<br>2.5MW×40 台               | 2020 年<br>11 月       | 14.87<br>年                | 5.13<br>年               |
|                         | 富川协合风<br>电项目 | 96.00        | 兴蓝风电，<br>2.0MW×48 台               | 2017 年<br>6 月、9<br>月 | 16.47<br>年<br>/16.70<br>年 | 8.53<br>年<br>/8.30<br>年 |
| 国金嘉泽新<br>能源REIT         | 焦家畔风电<br>项目  | 100.00       | 金风科技，<br>2.5MW×40 台               | 2020 年<br>12 月       | 14.75<br>年                | 5.25<br>年               |
|                         | 新农村风电<br>项目  | 17.50        | 金风科技，<br>2.5MW×7 台                | 2020 年<br>12 月       | 14.75<br>年                | 5.25<br>年               |

从上表看，可比项目与本项目同为陆上风电项目，机组均为国内主流厂商 2.0—3.0MW 级机组，除恒润一期风电项目外，各项目投运时间集中于 2017—2020 年，投运年限为 5—9 年，平均投运年限约为 6.47 年，与本项目（投运约 6.67 年）总体可

<sup>119</sup> 风机剩余年限为各项目招募说明书于其评估基准日披露的数值。

比。

此外，本项目的两项相关机制安排进一步保障了成本预测的稳健性：一是基础管理费包干制，运维费、试验检验费、运营支持服务费、修理费、安全活动费、其他费用及修理费（维护性资本性支出）均纳入基础管理费由运营管理机构包干，年度实际支出超出预算部分由运营管理机构承担，项目公司现金流不受超支影响；二是浮动管理费机制，本次反馈答复已将浮动管理费奖惩上限由基础管理费的10%提高至20%，进一步强化运营管理机构与基金份额持有人的利益一致性。

综上所述，管理人、评估机构认为，本项目各项运营成本的预测均以已签署合同金额或报告期实际发生额平均水平为基数，并按科目属性分别设置了增长机制，取值与历史水平具有延续性并已充分反映风电机组出质保后成本抬升的影响；成本设置与运营年限相匹配；且本项目成本占收入比例处于上述可比项目区间的中部水平；同时，本项目设置了基础管理费包干、浮动管理费等机制，为项目未来成本稳定性提供了机制保障。综合而言，本项目成本预测合理、审慎，有利于保障本项目长期稳定运营。

2.关于资本性支出。根据申报材料，预测期内不再考虑资本性支出。请管理人、评估机构根据《审核关注事项》第四十六条相关规定，结合机器设备实际运行情况、存续期内风机的大修安排、输电通道和配套调节电源等保障新能源高比例消纳的重要设施升级改造的可能性，对基金存续期内不考虑资本性支出的合理性发表明确意见。

答复：

基于谨慎性考虑，管理人、评估机构已在预测期增设修理费（维护性资本性支出），用于涵盖重大专项修理费用，包括但不限于大部件更换的非周期性大修费用、为保障场站持续稳定运行所需进行的技术改造费用以及基金存续期内不动产项目其他风险应急储备。基金存续期内，2026年7—12月金额为100万元（不含税），2027年至2029年每年金额为200万元（不含税），2030年起每年金额为300万元（不含税）。该部分费用纳入基础管理费由运营管理机构包干。管理人、评估机构认为，本项目修理费（维护性资本性支出）的设置具备合理性，符合《审核关注事项》第四十六条相关规定。具体分析如下：

## （1）机器设备实际运行情况

### 1）设备构成与投运情况

乌兰风电项目安装90台单机容量2,200千瓦和1台单机容量2,000千瓦的风电机组，通过8回35千伏线路汇集送至华扬330千伏升压站，并通过1回330千伏线路送至750千伏塔拉变电站，经再次升压后送出并入国家电网。项目于2019年12月24日开始运营发电，运营期至2039年10月<sup>120</sup>。

### 2）质保与运行状态

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

---

<sup>120</sup> 本项目国有建设用地使用权终止期限为2039年10月。

## （2）存续期大修安排：无固定周期大修，同类项目历史大修金额有限

陆上风电机组无需按固定周期进行大修翻新，重要部件（叶片、齿轮箱、发电机等）的维修更换取决于实际运行状况与状态监测结果。本项目风电机组检查检修已在每年年检、半年检中有所安排，升压站电气设备也已安排三年一次检修预试，因而无固定周期性大修安排，后续仅在大部件损坏时安排相关大修专项修理工作。

运营管理机构在管的其他项目中目前仅位于内蒙古及新疆的两个项目发生过大修，大修金额分别为188.90万元和222.00万元。本项目年度修理费（维护性资本性支出）的金额设置基本可覆盖相关费用金额。

## （3）输电通道和配套调节电源等重要设施升级改造费用已纳入估值考虑

表68 相关设施的升级改造可能性情况

| 设施               | 预计金额     | 说明                 |
|------------------|----------|--------------------|
| 电磁暂态建模、参数实测校核与入库 | 约 150 万元 | 已纳入修理费（维护性资本性支出）预测 |
| 宽频振荡监测           | 约 90 万元  | 已纳入修理费（维护性资本性支出）预测 |

上述可能涉及的升级改造费用已纳入修理费（维护性资本性支出）中，均已考虑在估值假设内。

## （4）测算处理方式符合全市场风电 REITs 惯例

本项目修理费（维护性资本性支出）的安排与已上市同类风电 REITs 项目的设置方式相同，且在项目经营期后段提升费用金额，具有合理性。目前已上市同类风电 REITs 项目对于大

修、技改类资本开支主流评估处理方案为：不单独在存续期内一次性列支大额资本性支出，改为每年在运营或修理成本中计提固定维护备用金，平滑全周期现金流。该模式已在已上市同类风电 REITs 项目中普遍使用，现将中航中核汇能新能源 REIT、工银蒙能清洁能源 REIT、中信建投明阳智能新能源 REIT 三单同类陆上风电项目资本开支评估参数对比列示如下：

**表69 已上市同类风电REITs项目及申能REIT资本性支出评估参数设置情况**

| 序号 | 项目               | 不同生命周期维修保养以及定期、不定期改造安排                                   | 资金成本情况                                                                                                             |
|----|------------------|----------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1  | 中信建投明阳智能新能源 REIT | 风电场设备使用寿命和设计寿命均为 20 年，仅需每年进行日常修理维护，无需预先安排定期、不定期大修改造。     | 1.维修保养支出主要由费用化的相关支出预测（包含技术服务及运维费、风机运维费、材料费、修理费）覆盖。<br>2.未来年度不存在定期大修、改造需求，不定期大修、改造需求主要由资本化的相关支出预测（即修理费-维护性资本性支出）覆盖。 |
| 2  | 工银蒙能清洁能源 REIT    | 风电项目设备使用寿命和设计寿命均为 20 年，仅需每年进行日常修理维护，无需预先安排定期、不定期大修改造。    | 1.未来年度维修保养支出主要由费用化的相关支出预测覆盖；针对不可预见的运维事项提前预留相关费用，自 2024 年起按 50 万元/年进行预测。<br>2.基金存续期内每年预留维护性资本性支出 100 万元。            |
| 3  | 中航中核汇能新能源 REIT   | 资本性支出实际上是企业的再投资，它是用来维持企业现有资产的运行并创造新的资产来保证企业未来的不断增长的一项支出。 | 1.维修保养支出包括在基础管理费内。<br>2.资本性支出主要包括原有固定资产的大修支出及更新改造支出，每年预计 500 万元作为不动产项目存续期内资本性支出的资金。                                |
| 4  | 申能 REIT          | 涵盖重大专项修理费用，包括但不限于大部件更换                                   | 基金存续期内，2026 年 7—12 月金额为 100 万元，2027 年至                                                                             |

| 序号 | 项目 | 不同生命周期维修保养以及定期、不定期改造安排                                 | 资金成本情况                                  |
|----|----|--------------------------------------------------------|-----------------------------------------|
|    |    | 的非周期性大修费用、为保障场站持续稳定运行所需进行的技术改造费用以及基金存续期内不动产项目其他风险应急储备。 | 2029 年每年金额为 200 万元，2030 年起每年金额为 300 万元。 |

综上所述，本项目本次反馈答复已在预测期增设修理费（维护性资本性支出）。结合风电项目特性、运营管理机构运营同类风电项目经验，上述设置可覆盖存续期预计大修及技改投入，且与已上市同类风电 REITs 项目的安排一致，本项目资产评估中对于修理费（维护性资本性支出）的假设符合《审核关注事项》第四十六条相关规定。

3.关于技改费用。根据申报材料，基金存续期内不动产项目将承担国家、行业或当地电网要求的技术改造及升级义务，并承担上述技改费用。请管理人补充披露相关技术改造及升级义务的具体内容、本项目及同类项目历史技改费用发生金额（如有），充分说明相关因素对现金流的影响。

答复：

经核查，管理人认为本项目拟承担的技术改造及升级义务均系电网及能源主管部门提出的适网合规要求；相关费用已纳入修理费（维护性资本性支出）中，不再单独列支，相关因素对现金流的影响已在估值中充分考虑。具体分析如下：

#### （1）相关技术改造及升级义务的具体内容

根据国家能源局西北监管局、青海省能源局发布的《国

家能源局西北监管局青海省能源局关于加强新能源和新型并网主体涉网安全管理的通知》的要求，**新能源并网主体应按照国家通知要求完成涉网性能改造**，改造项目中即包括电磁暂态建模及宽频振荡监测。具体要求情况如下：

**电磁暂态建模：**“并网主体要根据电力系统稳定计算分析要求，组织并委托有资质的试验单位开展电磁暂态和机电暂态建模及参数实测，并网前向电力调度机构提供并网设备相应型号的单机电磁暂态和机电暂态模型。”

**宽频振荡监测：**“各电力企业应加强宽频振荡风险防控与系统治理，定期开展振荡风险排查，加快宽频振荡就地监控功能升级完善，实现振荡风险预判、振荡源定位、振荡设备控制及切除功能。”

上述技术改造及升级义务均系电网及能源主管部门为保障电网安全稳定运行提出的刚性适网要求，属必要改造。

## **（2）本项目及同类项目历史技改费用发生金额**

本项目正式并网前已完成风机耐高频耐高压能力改造、风电机组高穿测试、整站测试及建模、SVG性能测试、机电暂态建模、一次调频测试和惯量响应、故障穿越能力验证、电压频率适应性能力验证等适网技术性改造。

根据《国家能源局西北监管局青海省能源局关于加强新能源和新型并网主体涉网安全管理的通知》的要求，本项目后续拟开展宽频振荡监测、电磁暂态建模等技术改造，相关费用已纳入修理费（维护性资本性支出）。

运营管理机构管理的其他同类项目技改情况如下：

**表70 同类项目技改费用发生情况**

| 序号 | 技改项目               | 实施内容                                                                       | 费用金额（万元） |
|----|--------------------|----------------------------------------------------------------------------|----------|
| 1  | 某风电场机电、电磁建模工作      | 1.完成风电场风电机组机电和电磁暂态建模；<br>2.风电场整场机电和电磁暂态模型验证；出具相关报告，并通过电网审核。                | 50.00    |
| 2  | 某光伏电站场站机电暂态建模与模型验证 | 1.SVG 高低穿及相关性能现场测试；<br>2.SVG 单机机电暂态建模；<br>3.全站机电暂态建模；<br>4.出具相关报告，并通过电网审核。 | 62.50    |

### （3）相关因素对现金流的影响

本项目在进行估值及现金流预测时，将技改费用纳入修理费（维护性资本性支出）中，不再单独列支，上述因素对现金流影响已充分考虑在估值结果及可供分配金额测算中。

此外，修理费（维护性资本性支出）属于运营管理机构基础管理费预算包干范围，年度超预算部分由运营管理机构承担。

### （4）风险揭示

管理人已在《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”之“12.行业技术迭代、未来技术进步带来的风险”中进行了风险揭示，具体如下：

本基金存续期内随着社会的进步，科技的发展，风力发电行业存在技术更新迭代的可能。因此，本基金存续期内，可能出现风力发电行业技术进步较快，相对于新技术及新型设备，存量项目设备的运营效率可能会低于新型设备的运营

效率的情况，若不动产项目为获取超额收益进行技术更新，将面临技术更新的资金投入所带来的风险成本问题。另外，随着新型电力系统的不断完善，电网公司可能会不定期地提出新的技术要求与措施，不动产项目为满足电网提出的新要求与措施，可能需要进行技术改造工作。

因此，本基金存续期内，不动产项目将可能承担国家、行业或当地电网要求的技术改造及升级义务，在技改期间，不动产项目的经营可能受到阶段性影响，进而对项目收入和投资者预期收益产生影响。

综上所述，管理人认为本项目技改义务内容明确、性质为适网合规性改造，相关支出已纳入修理费（维护性资本性支出）中，在估值与现金流预测中已充分考虑，对不可预见技改内容已充分揭示相关风险。

**4.关于折现率。根据申报材料，2026年4月至12月、2027年至2030年的折现率取值为7.80%，2031年至2039年折现率取值为8.50%。请管理人、评估机构根据《审核关注事项》第四十四条相关规定，结合项目所处区域的经济指标、行业特征、同类资产大宗交易、上市公司并购重组交易以及本项目风险收益特征等因素，充分论证折现率取值的合理性。**

**答复：**

管理人、评估机构根据《审核关注事项》第四十四条相关规定，结合项目所处区域的经济指标、行业特征、同类资产大宗交易、上市公司并购重组交易以及本项目风险收益特

征等因素，遵循谨慎原则对折现率相关参数进行取值，并根据模型公式对折现率进行计算，具有合理性。

根据《财政部 税务总局 国家发展改革委关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》（财政部 税务总局 国家发展改革委公告 2020 年第 23 号）以及《西部地区鼓励类产业目录（2025 年本）》，至 2030 年 12 月 31 日，乌兰风电项目适用 15% 的税率征收企业所得税。同时，假设 2031 年及以后企业所得税率为 25%，因此折现率分段取值，具有合理性。

### （1）折现率参数取值明细情况及假设依据

本次评估基准日更新为 2026 年 6 月 30 日，折现率各参数取值明细情况及假设依据如下：

表71 折现率各参数取值明细情况及假设依据表

| 参数            | 定义          | 假设依据                                                                                                                    | 2026—2030<br>年 | 2031—2039<br>年 |
|---------------|-------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|----------------|
| $R_f$         | 无风险利率       | 基准日剩余到期年限 10 年期的中国国债到期收益率                                                                                               | 1.73%          | 1.73%          |
| $R_m - R_f$   | 市场风险溢价      | 选用沪深 300 指数为市场收益率指标，与无风险收益率比较得到市场风险溢价                                                                                   | 5.99%          | 5.99%          |
| $\beta$       | 股权系统性风险调整系数 | 选取了类似行业的 6 家上市公司，查询其原始 $\beta$ 值，将参考公司有财务杠杆的原始 $\beta$ 系数换算为无财务杠杆的原始 $\beta$ 系数。按照平均财务杠杆系数换算为产权持有单位目标财务杠杆的调整后 $\beta$ 。 | 0.8881         | 0.8676         |
| $\varepsilon$ | 特定风险报酬      | 考虑产权持有单位的规模风险、经营风险、财                                                                                                    | 1.50%          | 1.50%          |

| 参数     | 定义         | 假设依据                                                                      | 2026—2030<br>年 | 2031—2039<br>年 |
|--------|------------|---------------------------------------------------------------------------|----------------|----------------|
|        | 率          | 务风险、其他风险等因素，由评估人员的专业经验判断后确定                                               |                |                |
| $R_e$  | 股权期望报酬率    | $R_e = R_f + \beta \times (R_m - R_f) + \varepsilon$                      | 8.55%          | 8.43%          |
| $R_d$  | 债权期望报酬率    | 基准日五年期银行贷款市场报价利率                                                          | 3.50%          | 3.50%          |
| WACC   | 加权平均资本成本   | $R_e \times E / (D + E) + R_d \times (1 - T) \times D / (D + E)$          | 6.60%          | 6.40%          |
| T      | 企业所得税率     | 2026 年 7—12 月、2027—2030 年企业所得税率为 15% <sup>121</sup> ，2031 年及以后企业所得税率为 25% | 15%            | 25%            |
| WACCBT | 税前加权平均资本成本 | $WACC / (1 - T)$                                                          | 7.80%          | 8.50%          |

## （2）折现率取值的合理性分析

### 1）项目所处区域的经济指标及行业特征

#### ①青海省经济持续稳步增长，为电力消纳提供良好环境

近年来，青海省经济社会发展呈现平稳运行态势，工业用电需求保持稳定，生态旅游、数字经济等新动能加快成长，为乌兰风电项目提供了较好的区域消纳支撑。同时，清洁能源产业作为青海省战略支柱产业，产业“四地”建设的深入推进为本项目的持续稳定运营提供了有利的政策环境。

2025 年，青海省实现地区生产总值 4,121.84 亿元，比上年增长 4.1%。其中第一产业增加值 398.51 亿元，增长 5.5%；

<sup>121</sup> 根据《财政部 税务总局 国家发展改革委关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》（财政部 税务总局 国家发展改革委公告2020年第23号）以及《西部地区鼓励类产业目录（2025年本）》，至2030年12月31日，乌兰风电项目适用15%的税率征收企业所得税。

第二产业增加值 1,719.86 亿元，增长 4.7%；第三产业增加值 2,003.48 亿元，增长 3.3%，三次产业结构为 9.7：41.7：48.6。全省人均生产总值为 69,567 元。青海省历年 GDP 增长情况如下：

表72 青海省历年GDP增长情况<sup>122</sup>

单位：亿元

| 年份   | GDP      | 增长率   | 第一产业   | 第二产业     | 第三产业     |
|------|----------|-------|--------|----------|----------|
| 2020 | 3,005.92 | 1.50% | 334.30 | 1,143.55 | 1,528.07 |
| 2021 | 3,346.63 | 5.70% | 352.65 | 1,332.61 | 1,661.37 |
| 2022 | 3,610.07 | 2.30% | 380.18 | 1,585.69 | 1,644.20 |
| 2023 | 3,799.06 | 5.30% | 387.00 | 1,612.83 | 1,799.23 |
| 2024 | 3,950.79 | 2.70% | 359.07 | 1,662.39 | 1,929.33 |
| 2025 | 4,121.84 | 4.10% | 398.51 | 1,719.86 | 2,003.48 |

②风电行业装机规模持续提升，青海省规划增速放缓

根据国家能源局 2025 年可再生能源并网运行情况数据显示，2025 年，全国风电新增装机容量 1.2 亿千瓦，同比增长 51%，其中陆上风电新增 1.1 亿千瓦，海上风电新增 659 万千瓦。从新增装机分布看，“三北”（华北、西北、东北）地区占全国新增装机的 79%。截至 2025 年底，全国风电累计并网容量达到 6.4 亿千瓦，同比增长 23%，其中陆上风电 5.9 亿千瓦，海上风电 0.47 亿千瓦。

青海省在“十五五”期间新能源装机容量的增速预计较“十四五”期间下滑约 52%，有助于缓解消纳压力。

③出台专项支持政策，缓解行业发展压力

<sup>122</sup> 数据来源：青海省统计局。

2020 年 9 月，习近平总书记在第 75 届联合国大会一般性辩论上指出“二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和”。

2026 年 6 月，国家发展改革委、工业和信息化部、住房和城乡建设部、交通运输部联合颁布《可再生能源消费最低比重目标和可再生能源电力消纳责任权重制度实施办法》（国家发展改革委、工业和信息化部、住房和城乡建设部、交通运输部令第 42 号），首次在全国层面确立了可再生能源消费最低比重目标及可再生能源电力消纳责任权重制度，该办法明确了两项制度的定义、落实路径与核算方法，规定了重点用能行业的具体目标及权重。

风电行业作为能源转型和降低碳排放的重要方式之一，未来拥有广阔的发展前景。

#### **④完善基础设施建设，促进行业可持续发展**

随着新能源行业的快速发展，装机规模持续提升，区域电网的输送能力成为了影响电量消纳的核心因素。

根据青海省能源局规划，“十五五”期间，青海省将持续夯实绿电外送硬件基础，推进建设青桂直流及青粤直流两条特高压直流通道，并按照“优一开二定三谋四”的时序，构建青海至中东部地区绿色送电走廊。在行业基础设施建设陆续完善后，乌兰风电项目的消纳环境将进一步改善。

综上所述，在所处区域的经济指标方面，青海省经济持续稳步增长，为电力消纳提供良好环境；在行业特征方面，装机规模规划增速的放缓、专项支持政策的出台以及基础设施建设的陆续完善，均有助于风电行业健康可持续发展。上

述因素有利于不动产项目的长期稳定运营，将降低乌兰风电项目的运营风险，从而使得折现率保持平稳。

2) 同类资产大宗交易、上市公司并购重组交易情况

通过 iFinD 资讯查询，近年来上市公司可比交易中公开披露了 25%所得税率下的折现率的同类陆上风电案例如下：

表73 上市公司同类陆上风电可比交易案例<sup>123</sup>

| 项目名称               | 张北二台风电股权项目    | 中船润泽沽源新能源<br>65%股权项目 | 申能 REIT         |
|--------------------|---------------|----------------------|-----------------|
| 上市公司名称             | 运达能源          | 中船科技                 | 申能股份            |
| 评估机构               | 万邦资产评估有限公司    | 上海东洲资产评估有限公司         | 上海立信资产评估有限公司    |
| 资产类型               | 陆上风电          | 陆上风电                 | 陆上风电            |
| 评估基准日              | 2023 年8 月31 日 | 2024 年3 月31 日        | 2026 年 6 月 30 日 |
| 无风险报酬率             | 2.73%         | 2.41%                | 1.73%           |
| 装机容量               | 100MW         | 50MW                 | 200MW           |
| 税前折现率（25%<br>所得税率） | 8.96%         | 8.80%                | 8.50%           |

由上表可知，上述实际交易案例均为基准日不晚于 2024 年 3 月 31 日的以往年度的陆上风电新能源项目，项目税前折现率水平介于 8.80%到 8.96%之间。考虑到无风险利率水平下行（申能 REIT 基准日的无风险报酬率相较于两个交易案例基准日分别下降 1.00%和 0.68%）、“136 号文”促进市场电价风险释放等因素，申能 REIT 的折现率取值具备合理性。

表74 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<sup>124</sup>

<sup>123</sup> 资料来源：iFinD资讯。

<sup>124</sup> 资料来源：iFinD资讯。

| 项目名称           | 敦煌海装新能源项目        | 中船张掖新能源项目        | 申能 REIT         |
|----------------|------------------|------------------|-----------------|
| 上市公司名称         | 中船科技             | 中船科技             | 申能股份            |
| 评估机构           | 北京国融兴华资产评估有限责任公司 | 北京国融兴华资产评估有限责任公司 | 上海立信资产评估有限公司    |
| 资产类型           | 陆上风电             | 陆上风电             | 陆上风电            |
| 评估基准日          | 2024 年 5 月 31 日  | 2024 年 5 月 31 日  | 2026 年 6 月 30 日 |
| 无风险报酬率         | 2.29%            | 2.29%            | 1.73%           |
| 装机容量           | 199.5MW          | 300MW            | 200MW           |
| 税前折现率（15%所得税率） | 7.80%            | 7.86%            | 7.80%           |

此外，根据上市公司公告，部分可比交易案例在评估过程中假设西部大开发政策到期后仍可延期享受，即假设项目公司始终适用于 15%的企业所得税率，而管理人及评估机构根据《财政部 税务总局 国家发展改革委关于延续西部大开发企业所得税政策的公告》（财政部 税务总局 国家发展改革委公告 2020 年第 23 号）以及《西部地区鼓励类产业目录（2025 年本）》，假设西部大开发优惠税率仅适用至 2030 年，预测假设相较相关案例更为谨慎。同时，在利率更宽松的环境下，申能 REIT 的税前折现率取值仍在可比交易案例的取值区间范围内，具有合理性。

### 3）本项目风险收益特征

#### ① $R_f$ 无风险利率的确定

无风险利率是对资金时间价值的补偿。本次评估根据《资产评估专家指引第 12 号——收益法评估企业价值中折现

率的测算》的指引，选取剩余到期年限 10 年期的中国国债到期收益率作为无风险利率，按月更新。数据来源为中评协网上发布的、由中央国债登记结算公司（CCDC）提供的中国国债收益率（到期）曲线，选取评估基准日当月公告的 10 年期到期收益率均值计算，即在评估基准日中国市场无风险利率  $R_f$  为 1.73%。

## ②（ $R_m - R_f$ ）市场风险溢价的确定

市场风险溢价是指投资者对与整体市场平均风险相同的股权投资所要求的预期超额收益，即超过无风险利率的风险补偿。市场风险溢价通常可以利用市场的历史风险溢价数据进行测算。

考虑到委估资产组主要经营业务在中国境内，故资产评估机构利用中国的证券市场指数的历史风险溢价数据计算。

根据《资产评估专家指引第 12 号——收益法评估企业价值中折现率的测算》的指引，选用中国证券市场具有代表性的沪深 300 指数为中国市场收益率指标。本次评估借助同花顺资讯金融终端，以沪深 300 指数 12 个月的月收盘点位均值确定当年的年均收盘点位。按沪深 300 基日到当年年均收盘点位的算术平均收益率或者几何平均收益率确定当年的市场收益率  $R_m$ ，再与当年无风险收益率比较，得到中国证券市场各年的市场风险溢价。

考虑到几何平均收益率能更好地反映中国证券市场收益率的长期趋势，故采用几何平均收益率估算的最近 10 年的各年市场风险溢价，经数据处理分析后的均值作为本次评估的市场风险溢价（ $R_m - R_f$ ）。

通过上述测算，本次评估市场风险溢价（ $R_m - R_f$ ）取值为5.99%。

### ③ $\beta$ 股权系统性风险调整系数的确定

股权系统性风险调整系数是衡量委估资产组相对于资本市场整体回报的风险溢价程度，也用来衡量个别股票受包括股市价格变动在内的整个经济环境影响程度的指标。样本公司的选择，通常来说选择与被评估公司在同一行业或受同一经济因素影响的上市公司作为参考公司，且尽量选择与委估资产组在同一国家或地区的企业作为参考公司。资产评估机构选取了类似行业的6家上市公司，通过同花顺资讯金融终端查询了其原始 $\beta$ 值，将参考公司有财务杠杆的原始 $\beta$ 系数换算为无财务杠杆的原始 $\beta$ 系数。按照平均财务杠杆系数换算为产权持有单位目标财务杠杆的调整后 $\beta$ 。

其计算公式：

$$\text{剔除杠杆的原始}\beta = \text{原始}\beta / [1 + (1 - T) \times D/E]$$

具体计算如下：

表75 参考公司财务杠杆及 $\beta$ 情况

| 企业简称 | 付息债务D/<br>所有者权益E | 所得税率<br>T | 剔除杠杆<br>调整系数 | 原始 $\beta$ | 剔除财务杠<br>杆的原始 $\beta$ |
|------|------------------|-----------|--------------|------------|-----------------------|
| 中闽能源 | 14.16%           | 25.00%    | 1.1062       | 0.6450     | 0.5831                |
| 节能风电 | 94.99%           | 25.00%    | 1.7125       | 0.8477     | 0.4950                |
| 银星能源 | 21.44%           | 15.00%    | 1.1823       | 0.8076     | 0.6831                |
| 江苏新能 | 59.76%           | 25.0%     | 1.4482       | 0.7407     | 0.5114                |
| 嘉泽新能 | 33.29%           | 15.0%     | 1.2830       | 0.9791     | 0.7632                |
| 龙源电力 | 99.18%           | 25.0%     | 1.7438       | 0.6808     | 0.3904                |

| 企业简称 | 付息债务D/<br>所有者权益E | 所得税率<br>T | 剔除杠杆<br>调整系数 | 原始 $\beta$ | 剔除财务杠<br>杆的原始 $\beta$ |
|------|------------------|-----------|--------------|------------|-----------------------|
| 平均值  | 53.81%           | 22.0%     | 1.4127       | 0.7835     | 0.5710                |

参考公司的平均财务杠杆（D/E）为 53.81%，剔除杠杆的原始 $\beta$ 均值 0.5710，按照平均财务杠杆系数换算为产权持有单位目标财务杠杆的调整后 $\beta$ 为 0.8881（2026 年 7 月—2030 年）、0.8676（2031 年及以后）。

#### ④ $\epsilon$ 特定风险报酬率的确定

公司特定风险报酬率，是公司股东对所承担的与其他公司不同风险因而对投资回报率额外要求的期望。特定风险报酬率主要考虑产权持有单位的规模风险、经营风险、财务风险、其他风险等因素，由评估人员的专业经验判断后确定公司特定风险报酬率 $\epsilon$ 为 1.50%。

#### ⑤ $R_e$ 股权期望报酬率的确定

根据以上指标，2026 年 7 月—2030 年的股权期望报酬率计算如下：

$$\begin{aligned} R_e &= 1.73\% + 5.99\% \times 0.8881 + 1.50\% \\ &= 8.55\% \end{aligned}$$

2031 年以后股权期望报酬率计算如下：

$$\begin{aligned} R_e &= 1.73\% + 5.99\% \times 0.8676 + 1.50\% \\ &= 8.43\% \end{aligned}$$

#### ⑥ $R_d$ 债权期望报酬率的确定

债权期望报酬率是委估资产组债务融资的资本成本。

本次评估按照五年期银行贷款市场报价利率 3.50%作为产权持有单位  $R_d$  债权期望报酬率。

#### 4) 市场已上市同类风电 REITs 项目折现率取值情况

截至本反馈答复出具之日，已上市同类风电 REITs 项目最新的税前折现率取值范围在 8.01—8.63%之间，申能 REIT 税前折现率为 8.50%，处于同类资产的取值范围之内，具有合理性。已上市同类风电 REITs 项目最新的税前折现率取值情况如下：

表76 上市陆上风电REITs项目及申能REIT最新的税前折现率取值情况

| 项目          | 中信建投明阳智能新能源 REIT |                  | 工银蒙能清洁能源 REIT    | 中航中核汇能新能源 REIT   | 申能 REIT         |
|-------------|------------------|------------------|------------------|------------------|-----------------|
| 不动产项目名称     | 红土井子风电场项目        | 黄骅旧城风电场项目        | 华晨风电项目、恒润一期风电项目  | 北塔山风电项目、富川协合风电项目 | 乌兰风电项目          |
| 基准日         | 2025 年 12 月 31 日 | 2025 年 12 月 31 日 | 2025 年 12 月 31 日 | 2025 年 12 月 31 日 | 2026 年 6 月 30 日 |
| 折现率（25%税率下） | 8.63%            | 8.23%            | 8.01%            | 8.48%            | 8.50%           |

综上所述，管理人、评估机构认为申能 REIT 折现率参数取值是根据《审核关注事项》第四十四条相关规定，结合项目所处区域的经济指标、行业特征、同类资产大宗交易、上市公司并购重组交易以及本项目风险收益特征等因素后，遵循谨慎原则制定，具有合理性。

#### （三）关于评估过程与结论

请管理人、评估机构说明资产组估值是否涉及残值，如涉及，请披露残值金额及占比，充分说明残值纳入估值的原因，审慎评估相关预测的合理性。

答复：

经审慎研究，管理人、评估机构不再将固定资产期末残值纳入估值。

在申报稿中，资产组估值的期末回收价值中包含固定资产残值，固定资产残值对应的期末金额为 8,254.86 万元，折现后现值约 2,810.78 万元，占申报稿资产组评估值的比例为 1.74%，上述调整对估值的影响较小。

考虑到运营期届满时点的资产变现价值受届时设备状态、二手设备市场流动性、处置期受让义务人履约能力等多重因素影响具有不确定性；从审慎角度出发，管理人、评估机构已调整评估假设，不再将固定资产期末残值纳入估值。

管理人已在《招募说明书》“第三章 资产评估与现金流测算”之“第一节 资产评估”之“一、评估情况”之“（五）评估过程及参数设置依据”之“9、期末资产回收”及“（六）评估价值”中，按调整后口径更新期末回收价值构成、评估值及现金流测算表，评估机构已同步更新资产评估报告相应内容。

综上所述，固定资产期末残值不再纳入估值，具有合理性。同时，固定资产期末残值对应的现值占申报稿资产组评估值的比例较小，上述调整对估值的影响较小。

综合以上对资产评估各参数取值合理性的分析，从收入、成本以及固定资产残值等方面进行调整后，本次反馈答复中，资产评估值由 161,100.00 万元调降至 146,600.00 万元，相应的全周期 IRR 由 5.72%变为 5.80%。本项目 IRR 较已上市陆风项目对比情况如下：

表77 已上市陆上风电REITs项目IRR情况

| 收益率指标                       | 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 |
|-----------------------------|--------------|-----------------|---------------|
| 中债估值收益率 <sup>125</sup>      | 0.05%        | 5.62%           | 4.12%         |
| 发行价格IRR <sup>126</sup>      | 5.89%        | 6.03%           | 5.52%         |
| 评估基准日十年期国债收益率               | 2.21%        | 2.56%           | 1.86%         |
| 利差调整后发行价格IRR <sup>127</sup> | 5.41%        | 5.20%           | 5.39%         |

本项目全周期 IRR 高于已上市陆风项目在 2026 年 8 月 31 日的中债估值收益率以及考虑十年期国债收益率变化后的发行价格 IRR，本项目收益率具有一定竞争力。

## 五、基金运作与治理

### （一）关于基金运作

1.关于账户。请管理人补充披露不动产基金涉及的各账户是否均在基金托管人处开立，并对银行账户开立情况是否符合《审核关注事项》第七十二条相关规定发表明确意见。

答复：

经核查，管理人认为本不动产基金涉及的各资金账户，均已在或将在基金托管人中国工商银行股份有限公司（以下简称工商银行）体系内开立，本基金现金流的归集、划转与分配全流程封闭运行，银行账户开立情况符合《审核关注事项》第七十二条相关规定。具体安排如下：

<sup>125</sup> 数据来自于Wind金融终端，收益率数据日期为2026年8月31日。

<sup>126</sup> 发行价格IRR数据来自于各项目公开披露资料，其中工银蒙能及明阳智能为按发行价买入的收益率、中航中核汇能为按拟募集规模测算的收益率。

<sup>127</sup> 利差调整方式为标的项目披露的IRR数据-标的项目评估基准日十年期国债收益率+本项目评估基准日十年期国债收益率(1.73%)。

### (1) 项目公司当前银行账户设置

截至本反馈答复出具之日，项目公司乌兰县华扬晟源新能源有限公司存续银行账户共 5 个<sup>128</sup>，均系不动产基金发行前日常经营形成。项目公司账户现状及处置安排如下：

表78 项目公司银行账户现状及处置安排

| 序号 | 账户性质   | 开户行            | 银行账号                  | 账户名称           | 账户用途   | 处置安排                                                                |
|----|--------|----------------|-----------------------|----------------|--------|---------------------------------------------------------------------|
| 1  | 基本存款账户 | 浦发银行北京阜成支行     | 91110078801600000137  | 乌兰县华扬晟源新能源有限公司 | 基本户    | 已在工商银行开立新账户，待新账户转为基本户且完成相应系统信息变更后，将注销该账户                            |
| 2  | 一般存款账户 | 招商银行股份有限公司西宁分行 | 972900990010902       | 乌兰县华扬晟源新能源有限公司 | 电费收款账户 | 已在工商银行新开立监管户（即运营收支账户），待项目公司与国网青海公司完成电费结算收款账户变更手续后，将注销该账户            |
| 3  | 一般存款账户 | 交通银行上海市分行营业部   | 310066661013005344375 | 乌兰县华扬晟源新能源有限公司 | 委贷还款账户 | 因存量 10 亿元委托贷款尚未结清，暂无法销户；基金设立后，将偿还上述委贷（委贷之委托人已同意提前还款），待委贷完成清偿后将注销该账户 |
| 4  | 一般存款账户 | 中国银行西宁市杨家寨支行   | 105071250215          | 乌兰县华扬晟源新能源有限公司 | 集团资金调度 | 将在发行前注销该账户                                                          |

<sup>128</sup> 不含为公募REITs在基金托管人工商银行（含分支机构）处新开立的运营收支账户及日常运营支出账户。

| 序号 | 账户性质   | 开户行      | 银行账号                | 账户名称           | 账户用途        | 处置安排                                                       |
|----|--------|----------|---------------------|----------------|-------------|------------------------------------------------------------|
| 5  | 一般存款账户 | 建行上海第一支行 | 3105016236000004186 | 乌兰县华扬晟源新能源有限公司 | 日常结算、税费缴纳账户 | 相关结算及税费缴纳功能由工商银行新开账户（即日常运营支出账户）承接，新账户开立且完成相应系统信息变更后，将注销该账户 |

## （2）存续期银行账户设置

截至本反馈答复出具之日，项目公司已在基金托管人工商银行<sup>129</sup>处开立运营收支账户及日常运营支出账户。专项计划账户将于专项计划成立前在计划托管人处完成开立，基金资金账户将于不动产基金成立前于基金托管人处完成开立。

在本基金发行后，运营收支账户将为受监管银行监管的银行账户，项目公司将陆续注销其他账户。基金存续期内，其他账户注销后的银行账户设置如下：

### 1）监管账户/运营收支账户

指项目公司根据《监管协议》的约定在监管银行处开立的人民币资金账户。本基金成立后，本项目的全部收入均归集至华扬晟源监管账户（即运营收支账户），经基金管理人和监管银行审批后，监管账户才可对外划付资金。

### 2）日常运营支出账户

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

### 3）专项计划账户

<sup>129</sup> 含分支机构。

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

#### **4) 基金资金账户**

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

管理人已在《招募说明书》“第四章治理机制与运营管理安排”之“第二节运营管理安排”之“四、账户设置及划转安排”之“（一）项目公司账户设置”对账户设置进行补充披露。

综上所述，本不动产基金涉及的各项资金账户，除项目公司因存量委托贷款尚未结清而暂需保留的委贷还款账户外（委贷还款账户亦将在委贷清偿后注销），均已在或将在基金托管人工商银行体系内开立，且该账户将于存量委托贷款清偿后立即注销，不影响不动产项目现金流的完整归集与封闭运行，本基金现金流的归集、划转与分配全流程均在工商银行体系内。本基金银行账户开立情况符合《审核关注事项》第七十二条的相关规定。

**2.关于对外借款安排。**根据申报材料，截至2026年3月31日，项目公司存在对申能股份的关联方借款本金10亿元。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：

**（1）**根据《审核关注事项》第五十七条相关规定，补充

披露存量借款具体情况及偿还安排，说明对外借款对本项目持续稳定运营以及不动产基金可供分配现金流的影响；

答复：

基金成立后，项目公司将以取得的专项计划股东借款及增资款（如有）偿还存量借款。基金存续期内，管理人将以维持项目持续稳定运营、平滑不动产基金可供分配现金流为目的开展对外借款。

### 1）存量借款具体情况及偿还安排

根据项目公司（作为借款人）与申能股份（作为委托人）签署的《公司客户委托贷款合同》（编号：Z25040R15662275），贷款金额10亿元，贷款期限自2025年2月13日至2028年2月11日止，经委托人书面同意，借款人可以提前归还部分或全部贷款。

委托人申能股份已就项目公司的提前还款事项完成内部流程，同意借款人取得专项计划发放的资金后提前偿还贷款。基金成立后，项目公司将以取得的专项计划股东借款及增资款（如有）偿还该笔委托贷款。

### 2）对外借款对本项目持续稳定运营以及不动产基金可供分配现金流的影响

由于不动产项目的国补回款周期存在不确定性，基金存续期内，项目公司拟通过保理借款安排，锁定国补回收周期，使得基金各年度可供分配现金流更加平稳。

出于审慎考虑，评估机构未将保理借款安排带来的国补现金流提前回收的情形纳入估值模型考虑，同时，在计算不动产基金可供分配现金流时，已充分考虑因保理借款而产生

的融资成本。

管理人已在《招募说明书》“第二章 不动产项目”之“第二节 不动产项目经营业绩及财务状况分析”之“四、不动产项目经营业绩分析”之“（八）不动产项目政府补贴情况”对上述存量借款具体情况及偿还安排进行补充披露。

综上所述，上述安排有助于项目持续稳定运营，提高基金投资人收益的稳定性，对不动产基金可供分配现金流的影响已在测算中充分考虑。

**（2）补充披露申能股份提供流动性支持安排的具体内容、费率标准（如有）及其公允性；**

**答复：**

**1）流动性支持安排的具体内容**

申能股份已就流动性支持事项出具承诺函，为支持华扬晟源的稳定经营，对不动产 REITs 项下账龄满 5 年的国补应收账款提供流动性支持，并收取资金占用费。

流动性支持的有效期与不动产 REITs 的存续期保持一致。

**2）费率标准及其公允性**

资金占用费按不超过放款当月全国银行间同业拆借中心发布的 LPR-66BP 计收（如实际占用时间为 5 年（不含）以内的，则采用 1 年期 LPR；如实际占用时间为 5 年（含）以上的，则采用 5 年期 LPR），具体以发放时审批为准。项目公司收到对应国补回款后 5 个工作日内，一次性归还本金和支付资金占用费。

上述资金占用费的费率安排与已上市同类风电 REITs 项

目相同，具体对比如下：

**表79 已上市同类风电REITs项目及申能REIT资金占用费率情况**

| 项目名称             | 保理利率                                                                         | 资金占用费率                                                                         |
|------------------|------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------|
| 中信建投明阳智能新能源 REIT | 1 年期 LPR 减 55 个基点                                                            | 未具体披露                                                                          |
| 工银蒙能清洁能源 REIT    | 1 年期 LPR 减 70 个基点                                                            | LPR 减 80BP（如实际占用时间为 5 年以内的则采用 1 年期 LPR，超过则采用 5 年期 LPR）                         |
| 中航中核汇能新能源 REIT   | 不超过 2 年（含 2 年）的为 1 年期 LPR-55BP，超过 2 年（不含 2 年）但不超过 4 年（含 4 年）的为 1 年期 LPR-50BP | 不高于对应《保理合同》约定的年利率 <sup>130</sup>                                               |
| 申能 REIT          | 1 年期 LPR 减 66BP                                                              | 不超过 LPR-66BP（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） |

管理人已在《招募说明书》“第二章 不动产项目”之“第二节 不动产项目经营业绩及财务状况分析”之“四、不动产项目经营业绩分析”之“（八）不动产项目政府补贴情况”对上述流动性支持安排进行补充披露。

综上所述，管理人认为资金占用费费率以 LPR-66BP 为定价基准，不超过金融企业同期同类贷款利率水平，且与已上市同类风电 REITs 项目安排相同，定价公允。

**（3）补充说明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**

<sup>130</sup> 中航中核汇能新能源REIT采用委托贷款的方式提供支持，对应为贷款利率。

杆率的影响，按照历史最长回款周期测算的杠杆率情况，对本基金对外借款情况是否符合《基金指引》第二十八条相关规定发表明确意见。

答复：

1) 国补回款周期呈缩短趋势，以历史平均回款周期计算杠杆率具有合理性

如前文“三、项目经营与财务情况”之“（二）关于不动产收入情况”之“3.关于国补回款周期”所述，2026 年 1—8 月，乌兰风电项目收到国补回款约 1.55 亿元，历史年度国补的加权平均回款期从 2.60 年缩短至 2.52 年，结合国补政策推动回款周期缩短以及乌兰风电项目历史各年度国补回款速度提升，以 2.5 年作为预测的国补回款周期具有审慎性和合理性，以此测算不动产基金存续期内杠杆率最高为 117.69%，符合《基金指引》第二十八条相关规定，具体情况如下：

表80 不动产基金存续期内杠杆率情况

| 时点      | 基金净资产      | 保理余额     | 基金总资产      | 基金杠杆率 <sup>131</sup> |
|---------|------------|----------|------------|----------------------|
| 发行时     | 146,100.00 | -        | 146,100.00 | 100.00%              |
| 2026 年末 | 131,844.47 | 5,528.28 | 137,372.75 | 104.19%              |
| 2027 年末 | 123,350.89 | 6,308.52 | 129,659.41 | 105.11%              |
| 2028 年末 | 116,292.44 | 4,963.64 | 121,256.08 | 104.27%              |
| 2029 年末 | 108,822.91 | 5,386.01 | 114,208.92 | 104.95%              |
| 2030 年末 | 100,839.07 | 5,386.01 | 106,225.08 | 105.34%              |
| 2031 年末 | 92,864.64  | 5,386.01 | 98,250.65  | 105.80%              |

<sup>131</sup> 基金杠杆率=基金总资产÷基金净资产。

| 时点      | 基金净资产     | 保理余额     | 基金总资产     | 基金杠杆率 <sup>131</sup> |
|---------|-----------|----------|-----------|----------------------|
| 2032 年末 | 84,877.51 | 5,386.01 | 90,263.52 | 106.35%              |
| 2033 年末 | 76,918.16 | 5,386.01 | 82,304.17 | 107.00%              |
| 2034 年末 | 68,944.81 | 5,386.01 | 74,330.82 | 107.81%              |
| 2035 年末 | 60,956.75 | 5,386.01 | 66,342.76 | 108.84%              |
| 2036 年末 | 52,996.55 | 5,386.01 | 58,382.56 | 110.16%              |
| 2037 年末 | 45,022.95 | 5,386.01 | 50,408.96 | 111.96%              |
| 2038 年末 | 37,033.93 | 5,386.01 | 42,419.94 | 114.54%              |
| 2039 年末 | 30,444.67 | 5,386.01 | 35,830.68 | 117.69%              |

## 2) 延迟回款情形下的杠杆率符合相关规定

如本反馈答复之“三、项目经营与财务情况”之“（二）关于不动产收入情况”之“3.关于国补回款周期”之“（2）国补回款周期延长仅改变现金流的时点分布、不减少全周期回收金额，对可供分配金额的影响可通过保理安排有效缓释”所述，剔除因相关部门结算安排导致的异常账期后，其余国补的最长回款周期约 2.95 年。

为充分考虑延迟回款对杠杆率的影响，管理人以剔除异常账期后的最长国补回款周期向上取整至 3 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 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 135.38%，符合《基金指引》第二十八条相关规定。

综上所述，本基金对外借款安排符合《基金指引》第二十八条相关规定。

（二）关于相关费用安排。根据申报材料，本项目浮动管理费与净收入完成率挂钩，浮动管理费率分为 5%、10%两档，绝对值以当期基础管理费的 10%为奖惩上限。请管理人根据《审核关注事项》第七十条相关规定，结合已上市不动产基金浮动管理费设置情况，对现有浮动管理费机制能否有效实现激励约束目标以及激励到人发表明确意见。

答复：

1.浮动管理费率考核设定机制与已上市同类风电 REITs 项目具有可比性，现有浮动管理费机制安排可以有效实现对等的激励约束目标

本项目历史不涉及浮动管理费，就 REITs 发行后增设的浮动管理费而言，为促进运营管理机构加强运营管理主观能动性，本基金在《运营管理服务协议》中设置了浮动管理费作为运营管理机构的绩效利润，相应年度的浮动管理费率及浮动管理费将基于项目公司实际年度净收入相比目标年度净收入的完成率计算得出。

（1）浮动管理费率

已上市同类风电 REITs 项目均对浮动管理费率设置了阶梯式的取值机制，具体设置情况如下：

表81 已上市同类风电REITs项目浮动管理费率阶梯表

| 项目名称 | 浮动管理费率取值阶梯 |
|------|------------|
|------|------------|

| 项目名称            | 浮动管理费率取值阶梯 |
|-----------------|------------|
| 中信建投明阳智能新能源REIT | 0%，10%     |
| 工银蒙能清洁能源REIT    | 0%，15%，30% |
| 中航中核汇能新能源REIT   | 0%，5%，10%  |
| 申能REIT          | 0%，5%，10%  |

申能 REIT 充分借鉴已上市同类风电 REITs 项目的经验，在浮动管理费率的取值机制上，基于实际年度净收入的完成度，阶梯式设置 0%，5%，10%作为浮动管理费率，费率设置机制具有合理性。

## （2）浮动管理费的正负双向激励机制

申能 REIT 充分借鉴已上市同类风电 REITs 项目的经验，设置了对等的正向激励和负向扣减机制。具体而言，每一个会计年度结束后，基金管理人将考核项目公司的实际年度净收入以确定浮动管理费率，进而计算得出该年度的浮动管理费。具体计算方式如下：

浮动管理费=（实际年度净收入 S-目标年度净收入 R）×浮动管理费率。

年度净收入为营业总收入-营业总成本（不含折旧摊销、利息、浮动管理费），其中：

实际年度净收入 S 根据项目公司当年年度审计报告计算；

目标年度净收入 R 根据不动产项目初始资产评估报告预测金额计算。

表82 浮动管理费率表

| 年度净收入完成率（S/R） |           | 浮动管理费率 |
|---------------|-----------|--------|
| 当S≥R，体现为激励    | S/R > 1.1 | 10%    |

| 年度净收入完成率（S/R）    |                       | 浮动管理费率 |
|------------------|-----------------------|--------|
|                  | $1 \leq S/R \leq 1.1$ | 5%     |
| 当 $S < R$ ，体现为扣减 | $0.9 \leq S/R < 1$    | 5%     |
|                  | $S/R < 0.9$           | 10%    |

浮动管理费设置了对等的正向激励和负向扣减机制，可以实现奖惩对等的激励与约束效果。该机制能够有效激励运营管理机构勤勉尽责，努力提升项目运营水平，实现运营管理机构与投资人利益长久绑定，切实保障本基金的长期稳定运营和投资人利益。

### （3）浮动管理费的奖惩上限

为了更有效地对运营管理机构实现激励约束，本次反馈答复时，将浮动管理费的奖惩上限由基础管理费金额的 10% 上调至 20%，具体分析如下：

不动产项目由基金管理人、计划管理人、项目公司作为委托方共同委托上海申能新能源投资有限公司（上海新能源）担任本基金的运营管理机构。运营管理机构按照《运营管理服务协议》的相关约定，负责对不动产项目在运营期内进行运营管理和运营服务，并向基金收取运营管理费以涵盖项目生产运营期间所发生的成本费用及绩效利润。

本基金向运营管理机构支付的运营管理费包括基础管理费及浮动管理费，其中：

基础管理费：计费基础为运营管理成本，覆盖除项目公司列支的保险费、下网电费、各项税费以外的全部运维成本，具体包括但不限于运维费、试验检验费、修理费、安全活动费、运营支持服务费、修理费（维护性资本性支出）、其他费用等。

浮动管理费：属于项目公司支付给运营管理机构绩效利润，本基金基于年度净收入完成率指标，对运营管理机构进行年度考核，实行正向激励或负向扣减。

在已上市同类风电 REITs 项目中，运营管理机构的收费机制设计存在一定差异：

表83 已上市同类风电REITs项目及申能REIT浮动管理费情况

| 项目名称             | 中信建投明阳智能新能源 REIT                                                                  | 工银蒙能清洁能源 REIT              | 中航中核汇能新能源 REIT               | 申能 REIT                       |
|------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| 类型               | 陆风                                                                                | 陆风                         | 陆风                           | 陆风                            |
| 上市日期             | 2024 年 7 月 23 日                                                                   | 2024 年 12 月 10 日           | 2026 年 7 月 28 日              | /                             |
| 运管机构运营管理费组成      | 运营支出+固定管理费 2+浮动管理费                                                                | 基础管理费+激励管理费                | 基础服务费+激励服务费                  | 基础管理费+浮动管理费                   |
| 业绩达标情况下运管机构收取管理费 | 运营支出：<br>2025 年约 1,100 万元<br>固定管理费 2：项目公司年度净收入的 1%，2025 年约 170 万元<br>合计约 1,270 万元 | 基础管理费，<br>2025 年约 1,600 万元 | 基础服务费，<br>2027 年约 1,900 万元   | 基础管理费，<br>2027 年约 1,385.44 万元 |
| 浮动管理费奖惩上限        | 运营支出+固定管理费 2，<br>2025 年约 1,270 万元                                                 | 基础管理费的 10%，2025 年约 160 万元  | 基础服务费中的管理服务费用，2027 年约 380 万元 | 基础管理费的 20%，2027 年约 277.09 万元  |
| 扣减金额÷达标时运管机构总收费  | 100%                                                                              | 10%                        | 约 20%                        | 20%                           |

1) 中信建投明阳智能新能源 REIT: 运营管理机构收费包括运营支出、固定管理费 2 及浮动管理费, 浮动管理费的奖惩上限为运营支出及固定管理费 2, 对应金额占运营管理机构收费总额的 100%。

2) 工银蒙能清洁能源 REIT: 运营管理机构的收费包括基础管理费及激励管理费, 以基础管理费覆盖项目运维成本, 激励管理费作为运营管理机构的绩效利润, 浮动管理费的奖惩上限为基础管理费金额的 10%。

3) 中航中核汇能新能源 REIT: 运营管理机构的收费包括基础服务费及激励服务费, 激励服务费的奖惩上限为基础服务费项下的管理服务费, 对应金额约占运营管理机构收费总额的 20%。

考虑到运营管理机构收费内容中, 基础管理费的主要内容(运维费、试验检验费、修理费、安全活动费、运营支持服务费、修理费(维护性资本性支出)、其他费用)均为风电项目的运维成本, 为避免因不动产项目的业绩波动造成运营管理机构收费被扣减后, 不足以覆盖运营管理机构为不动产项目提供基本运维所产生的固定成本, 进而影响项目公司的安全生产或稳定运营, 对投资者预期收益产生不利结果, 本基金在设计浮动管理费奖惩上限时, 主要参考了近期上市的中航中核汇能新能源 REIT 的上限机制, 约定任一年度浮动管理费的激励或扣减金额均不超过当年基础管理费的 20%。

通过该浮动管理费的机制设计, 本基金在保障不动产项目的安全生产、稳定运营的前提下, 能够有效实现对于运营管理机构对等的激励与约束, 基金管理人认为现有的浮动管理费安

排具有合理性。

## **2.现有浮动管理费机制中明确设置了对于管理团队的业绩激励，可以实现激励到相关人员**

根据《运营管理服务协议》约定，当浮动管理费为正数时，运营管理机构需将每年实际收到的浮动管理费的 20%作为管理团队的业绩激励，并须在收到浮动管理费后 30 个工作日内完成对运营管理团队的激励发放。相关激励岗位及激励方案由运营管理机构根据其内部薪酬管理办法制定并作为《运营管理服务协议》约定的下一年度定期报告的一部分进行列示并提交基金管理人。基金管理人有权根据运营管理机构内部激励制度履行相应的监督责任。

综上所述，本基金通过浮动管理费机制，将运营管理机构利益与基金份额持有人利益深度绑定；并通过业绩激励机制，将浮动管理费的 20%作为管理团队的业绩激励，由基金管理人监督运营管理机构完成激励发放，从而实现将激励约束直接传导至一线管理及执行人员。通过上述机制设置，本基金可充分调动运营管理机构积极性，激励其持续提升电力市场化交易能力、日常运维管理水平等核心专业能力，从而提升乌兰风电项目整体运营业绩，切实为基金份额持有人创造价值。

## **六、其他反馈意见**

**1.请管理人补充披露自本 REIT 启动以来，履行相关程序的关键时间节点、意见落实情况等，并对上述情况是否符合《中国证监会 国家发展改革委关于推进基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点相关工作的通知》（证**

监发〔2020〕40号）相关要求发表明确意见。

答复：

本 REIT 启动以来，履行相关程序的关键时间节点如下：

表84 相关程序时间表

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

在国家发展改革委委托评估过程中，审核意见及落实情况如下：

表85 审核意见及落实情况

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

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

管理人已在《招募说明书》中对上述关键时间节点、意见落实情况进行补充披露。

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

**2.关于回收资金使用。请管理人根据《审核关注事项》第十条相关规定，补充披露原始权益人制定的回收资金管理制度。**

**答复：**

青海新能源已制定《申能新能源（青海）有限公司不动产投资信托基金回收资金管理办法》（以下简称《回收资金管理办法》），要求回收资金的使用本着规范、透明的原则，按照适用法规要求使用回收资金；回收资金使用主体应当确保回收资金使用的真实性，并采取有效措施避免资金用于购置商品住宅用地。

同时，《回收资金管理办法》明确回收资金投资项目通过下属公司实施的，该下属公司应遵守《回收资金管理办法》，回收资金投资项目通过公司的其他关联方实施的，该关联方应向公司书面承诺遵守《回收资金管理办法》。

管理人已在《招募说明书》“第二章 不动产项目”之“第三节 原始权益人”之“九、原始权益人转让不动产项目回收资金用途及承诺”对原始权益人制定的回收资金管理制度进行补充披露。

综上所述，管理人认为上述原始权益人回收资金管理制度

度符合《审核关注事项》第十条相关规定。

**3.关于投保情况。请管理人根据《审核关注事项》第三十八条相关规定，披露不动产基金存续期间的投保安排。**

**答复：**

截至 2026 年 6 月 30 日，项目公司已投保财产一切险及其项下营业中断险、机器损坏险及其项下营业中断险、公众责任险，保险金额合计 229,395.99 万元。其中，财产一切险与机器损坏险保额合计 195,654.10 万元，对资产组评估值 146,600.00 万元的覆盖倍数约为 1.33 倍，保额足以覆盖评估价值。现行保单期限为 2026 年 5 月 1 日至 2027 年 4 月 30 日。

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

管理人已在《招募说明书》“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“二、不动产项目的合规性”之“（八）不动产项目的投保情况”对不动产基金存续期间的投保安排进行补充披露。

综上所述，管理人认为上述投保安排符合《审核关注事

项》第三十八条相关规定。

(本页无正文，为《关于东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金上市及东方红申能股份能源1号资产支持专项计划资产支持证券挂牌转让申请受理反馈意见的答复》之盖章页)

基金管理人：上海东方证券资产管理有限公司



2026年 10 月 12 日

(本页无正文，为《关于东方红申能股份新能源封闭式基础设施证券投资基金上市及东方红申能股份能源1号资产支持专项计划资产支持证券挂牌转让申请受理反馈意见的答复》之盖章页)

计划管理人：上海东方证券资产管理有限公司



2016年10月12日