

# 关于《关于对中信建投明阳智能新能源封闭式基础设施证券投资基金上市及中信建投-明阳智能新能源发电1期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》的回复

上海证券交易所：

中信建投基金管理有限公司、中信建投证券股份有限公司于2024年4月29日收到贵所《关于对中信建投明阳智能新能源封闭式基础设施证券投资基金上市及中信建投-明阳智能新能源发电1期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》（20240227R0001），经认真研究相关反馈意见，结合《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务管理规定》《上海证券交易所公开募集基础设施证券投资基金（REITs）业务办法（试行）》《上海证券交易所资产证券化业务指引》等有关法律法规及有关规章的规定，现答复如下：

## 一、主要反馈问题

### （一）关于运营模式

根据申报材料，可再生能源电量分为保障性电量和市场性电量两部分，通过不同的方式进行消纳。黄骅项目售电结构包括中长期交易-优先发电交易、中长期交易-市场化交易、现货交易；红土井子风电场项目售电结构包括保量保价收购、中长期交易、

外送交易及现货交易。两个项目上述售电结构下不同方式的各年度发电量存在较大变化。请管理人补充披露或说明以下内容：

1.补充披露两个项目售电结构的划分标准是否一致，并说明售电结构存在较大差异的原因。

答复：

**(1) 售电结构的划分标准一致**

两个项目售电结构的划分标准一致，均以消纳方式为标准。

详情如下表：

售电结构		消纳方式	
黄骅旧城风电场	红土井子风电场	是否为保障性收购	电力市场交易品种
中长期交易-优先发电交易	“保量保价”收购	是	不适用
中长期交易-市场化交易	中长期交易	否	省内中长期交易
不涉及	外送交易	否	跨区跨省中长期交易
现货交易	现货交易	否	省间现货交易
	不涉及	否	省内现货交易

**(2) 售电类型的具体名称原按当地电网结算单名称设置，现按行业规定进行了统一**

虽然划分标准一致，但申报稿材料中两个项目售电模式的名称存在区别，原因为管理人是按照两个项目区域电网公司出具的电费结算单上的名称对售电结构进行的披露，但两个项目分属不同的区域电网，河北南网和蒙东电网的电费结算单上对各种售电类型的具体名称显示不同。

为更加便于理解两个项目的售电结构，管理人根据国家发改委对可再生能源发电项目上网电量的类型区分方式<sup>1</sup>对两个项目的售电结构名称进行了统一调整，调整后两个项目的售电结构名称不存在差异。

调整前后的名称具体如下：

黄骅旧城风电场		红土井子风电场	
调整前	调整后	调整前	调整后
中长期交易-优先发电交易	保障性收购	“保量保价”收购	保障性收购
中长期交易-市场化交易	市场交易-省内中长期交易	中长期交易	市场交易-省内中长期交易
现货交易	市场交易-省内现货交易	外送交易	市场交易-跨区跨省中长期交易
	市场交易-省间现货交易	现货交易	市场交易-省间现货交易

调整后，两个项目 2020 年-2023 年售电结构分别如下表所示

(单位：兆瓦时、%)：

### 1) 黄骅旧城风电场

售电结构 (上网电量口径)	2020 年		2021 年		2022 年		2023 年	
	售电量	占比	售电量	占比	售电量	占比	售电量	占比
保障性收购	238,048.13	100.00	248,554.59	100.00	218,873.63	99.85	176,262.69	74.50
市场交易-省内中长期交易	-	-	-	-	-	-	60,213.43	25.45

<sup>1</sup> 根据 2024 年 2 月 8 日国家发展和改革委员会公布的《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》(中华人民共和国国家发展和改革委员会令 15 号) 第四条的有关规定，可再生能源发电项目的上网电量包括保障性收购电量和市场交易电量。

市场交易-跨区跨省中长期交易	-	-	-	-	-	-	-	-
市场交易-省内现货交易	-	-	-	-	-	-	-432.10	-0.18
市场交易-省间现货交易	-	-	-	-	323.42	0.15	537.09	0.23
上网电量合计	<b>238,048.13</b>	<b>100.00</b>	<b>248,554.59</b>	<b>100.00</b>	<b>219,197.05</b>	<b>100.00</b>	<b>236,581.11</b>	<b>100.00</b>

## 2) 红土井子风电场

售电结构 <sup>2</sup> (上网电量口径)	2020年		2021年		2022年		2023年	
	售电量	占比	售电量	占比	售电量	占比	售电量	占比
保障性收购	117,008.00	68.84	115,239.00	66.02	35,000.00	20.83	31,626.00	18.81
市场交易-省内中长期交易	52,877.00	31.11	50,421.00	28.89	76,734.00	45.67	94,077.00	55.95
市场交易-跨区跨省中长期交易	-	-	6,579.00	3.77	35,540.00	21.15	22,627.00	13.46
市场交易-省内现货交易	-	-	-	-	-	-	-	-
市场交易-省间现货交易	78.00	0.05	2,318.00	1.32	20,735.00	12.35	19,811.00	11.78
上网电量合计	<b>169,963.00</b>	<b>100.00</b>	<b>174,557.00</b>	<b>100.00</b>	<b>168,009.00</b>	<b>100.00</b>	<b>168,141.00</b>	<b>100.00</b>

### 2.关于优先发电交易及保量保价收购。

(1) 补充披露上述两种售电模式的差异，包括法律法规依据、展业流程、定价逻辑、保量及保价差异等。

<sup>2</sup> 除售电类型名称统一调整外，红土井子风电场项目售电结构的其他调整见本反馈回复“一”之“(一)”之“3.”之“(3)”。

## 答复：

优先发电交易及保量保价收购即为保障性收购，其名称存在差异是因为河北南网、蒙东电网出具的电费结算单上名称存在差异，管理人已在反馈回复稿申报材料中将其名称统一为保障性收购。保障性收购的法律法规依据、展业流程、定价逻辑、保量及保价差异等具体分析如下：

### 1) 法律法规依据

保障性收购的法律法规依据具体如下：

政策名称	具体规定	政策解读
《国家发展改革委关于印发电源发电全额保障性收购管理办法》 (发改能源2016年625号文)	可再生能源发电全额保障性收购是指电网企业（含电力调度机构）根据国家确定的上网标杆电价和保障性收购利用小时数，结合市场竞争机制，通过落实优先发电制度，在确保供电安全的前提下，全额收购规划范围内的可再生能源发电项目的上网电量。	明确了可再生能源发电全额保障性收购需考虑保障性收购利用小时数、市场竞争机制和确保供电安全。
	可再生能源并网发电项目年发电量分为保障性收购电量部分和市场交易电量部分。 其中，保障性收购电量部分通过优先安排年度发电计划、与电网公司签订优先发电合同（实物合同或差价合同）保障全额按标杆上网电价收购；市场交易电量部分由可再生能源发电企业通过参与市场竞争方式获得发电合同，电网企业按照优先调度原则执行发电合同。	1、明确了可再生能源并网发电项目发电量由保障性收购电量、市场交易电量组成； 2、明确了保障性收购电量通过与电网公司签订合同、按标杆上网电价进行收购。
	国务院能源主管部门会同经济运行主管部门对可再生能源发电受限地区，根据电网输送和系统消纳能力，按照各类标杆电价覆盖区域，参考准许成本加合理收益，核定各类可再生能源并网发电项目保障性收购年利用小时数并予以公布，并根据产业发展情况和可再生能源装机投产情况对各地区各类可再生能源发电保障性收购年利用小时数适时进行调整。 地方有关主管部门负责在具体工作中落实该小时数，可再生能源并网发电项目根据该小时数和装机容量确定保障性收购年上网电量。	1、明确将“全国分为可再生能源发电受限地区”和“不存在限制可再生能源发电情况地区”； 2、针对受限地区，明确由国务院能源主管部门会同经济运行主管部门核定可再生能源并网发电项目保障性收购年利用小时数并于公布、适时调整； 3、明确受限地区可再生能源并网发电项目根据小时数和装机容量确定保障性收购年上网电量。
	不存在限制可再生能源发电情况的地区，电网企业应根据其资源条件保障可再生能源并网发电项目发电量全额收购。	1、明确针对非受限地区，电网企业应根据资源条件保障可再生能源并网发电项目发电量全额收购。

<p>《国家发展改革委 国家能源局关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》(发改能源 2016 年 1150 号文)</p>	<p>核定了部分存在弃风、弃光问题地区规划内的风电、光伏发电最低保障收购年利用小时数。</p>	<p>1、存在弃风问题的地区包括内蒙古赤峰地区，核定赤峰地区 2016 年最低保障收购年利用小时数为 1,900 小时； 2、河北沧州地区未被划定为存在弃风问题的地区</p>
	<p>保障性收购电量应由电网企业按标杆上网电价和最低保障收购年利用小时数全额结算，超出最低保障收购年利用小时数的部分应通过市场交易方式消纳，由风电、光伏发电企业与售电企业或电力用户通过市场化的方式进行交易，并按新能源标杆上网电价与当地煤电标杆上网电价(含脱硫、脱硝、除尘)的差额享受可再生能源补贴。</p>	<p>1、明确了保障性收购电量由电网企业按标杆上网电价结算； 2、明确了市场化交易部分的可再生能源补贴为“新能源标杆上网电价与当地煤电标杆上网电价(含脱硫、脱硝、除尘)的差额”，表示(1)市场化交易部分电量可以取得可再生能源补贴；(2)市场化交易部分电量取得可再生能源补贴的单价与保障性收购电量相同，为“新能源标杆上网电价与当地煤电标杆上网电价(含脱硫、脱硝、除尘)的差额”，不受实际交易价格的影响。</p>
	<p>未制定保障性收购要求的地区应根据资源条件按标杆上网电价全额收购风电、光伏发电项目发电量。未经国家发改委、国家能源局同意，不得随意设定最低保障收购年利用小时数。</p>	<p>1、明确了未制定最低保障收购年利用小时数的地区应根据资源条件按标杆上网电价全额收购风电项目发电量； 2、明确了未经国家发改委、国家能源局同意，地区不得随意设定最低保障收购年利用小时数。</p>
<p>《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》(国家发改委 2024 年第 15 号令)</p>	<p>可再生能源发电项目的上网电量包括保障性收购电量和市场交易电量。保障性收购电量是指按照国家可再生能源消纳保障机制、比重目标等相关规定，应由电力市场相关成员承担收购义务的电量。市场交易电量是指通过市场化方式形成价格的电量，由售电企业和电力用户等电力市场相关成员共同承担收购责任。</p> <p>因可再生能源发电企业原因、电网安全约束、电网检修、市场报价或者不可抗力等因素影响可再生能源电量收购的，对应电量不计入全额保障性收购范围，电网企业、电力调度机构、电力交易机构应记录具体原因及对应的电量。</p>	<p>不再提及“受限区域”、“非受限区域”的概念，未制定最低保障收购年利用小时数的地区的可再生能源发电项目也应有部分上网电量通过市场交易消纳。</p> <p>因发电企业自身或电网安全等问题影响电量消纳的，不计入全额保障性收购范围，而是计入“限电”。</p>

## 2) 展业流程

### ① 黄骅旧城风电场

**2023 年以前：**黄骅旧城风电场所发电量根据《购售电合同》

由河北南网保障性收购。2022 年根据河北南网安排极少部分电量参与了省间现货试点交易，其余电量全部由河北南网保障性收购。

**2023 年及以后：**根据河北省发改委每年下发通知中规定的交易电量比例和预期的发电量规模，黄骅旧城风电场通过开展中长期交易以及按照河北南网的安排参与省内现货交易的方式，满足每月市场化交易电量的指标要求。剩余所发电量全部由河北南网保障性收购。在遇到电网限电时，参与省间现货交易，减少限电损失。

具体来说，每月河北南网对风电场上网电量进行结算时，按当月上网电量的一定比例<sup>3</sup>进行保障性收购，剩余的上网电量与当月已签署的合同电量进行对比，差额形成偏差电量。

对偏差电量而言，省内电力现货市场不开展试运行时，按河北南网电力中长期交易规则中的偏差电量电费结算规则进行结算，省内电力现货市场开展试运行时，偏差电量按偏差发生时段的省内电力现货价格结算。

## ② 红土井子风电场

蒙东电网每年根据内蒙古自治区能源主管部门下发的“保量保价”优先发电计划小时数，乘以红土井子风电场装机容量 50MW，得到全年保障性收购上网电量，拆分为月度计划下发给红土井子风电场。红土井子风电场根据预期的年发电量减去保障

---

<sup>3</sup> 根据《河北南部电网 2023 年电力中长期交易工作方案》、《河北南部电网 2024 年电力中长期交易工作方案》，冬季（1-2 月，12 月）、夏季（6-8 月）时该比例为 80%，春季（3-5 月）、秋季（9-11 月）时该比例为 70%。

性收购年上网电量，得到当年参与市场化交易的电量预期值，通过签订跨区跨省中长期交易合同、省内中长期交易合同的方式进行消纳；遇到电网限电时，参与省间现货交易，减少限电损失。

### 3) 定价逻辑

根据“发改能源 2016 年 625 号文”，保障性收购的价格固定为可再生能源标杆上网电价，即该可再生能源发电项目的发改委批复电价。

黄骅旧城风电场标杆上网电价适用《国家发展和改革委员会关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格[2014]3008号）及《关于公布可再生能源电价附加资金补助目录（第七批）的通知》（财建[2018]250号）的规定，为 600.00 元/兆瓦时（含税），其中标杆部分电价为 364.40 元/兆瓦时（含税）、可再生能源补贴部分电价为 235.60 元/兆瓦时（含税）。

红土井子风电场标杆上网电价依据为赤峰市发改委的《关于明阳新能源克什克腾旗红土井子风电场 5 万千瓦风电项目上网电价的通知》（赤发改价字[2016]719号），为 520.00 元/兆瓦时（含税），其中标杆部分电价为 303.50 元/兆瓦时（含税）、可再生能源补贴部分电价为 216.50 元/兆瓦时（含税）。

### 4) 保量差异

两个项目分属不同的区域电网管辖，两个区域内的保障性收购政策差异较大，因此两个项目历史年度保障性收购电量差异较大。

根据本反馈回复“一”之“(一)”之“2.”之“(1)”之“1)”中相关法律法规的规定，我国分为可再生能源发电受限的地区和不存在限制可再生能源发电情况的地区，保障性收购电量的确定方式在两种地区之间存在较大差异。

对于可再生能源发电受限地区，由主管部门核定保障性收购年利用小时数，根据该小时数和装机容量确定保障性收购年上网电量。红土井子风电场项目所在的内蒙古自治区赤峰市属于此类地区，发改能源 2016 年 1150 号文核定赤峰市当年最低保障性收购利用小时数为 1,900 小时。后续年度，内蒙古自治区能源主管部门每年发布蒙东电网管辖地区调整后的最低保障年利用小时数，2021 年-2024 年分别为 1,400 小时、700 小时、800 小时和 890 小时。由此可见，蒙东电网地区 2022 年保障性收购电量出现较大幅度的下降，2022 年以后逐渐趋于稳定。

对于不存在限制可再生能源发电情况的地区，电网企业应根据其资源条件保障可再生能源并网发电项目发电量全额收购，不得随意设定保障性收购年利用小时数。黄骅旧城风电场项目所在的河北省沧州市属于此类地区。2020 年、2021 年，黄骅旧城风电场项目的保障性收购电量比例均为 100%。2022 年、2023 年，随着全国电力市场改革工作的深入推进，黄骅旧城风电场才开始根据河北电网的要求参与市场化交易，因此保障性收购电量占比下降至 99.85%和 74.50%。

## 5) 保价差异

根据本反馈回复“一”之“(一)”之“2.”之“(1)”之“1)”中相关法律法规的规定，保障性收购的电价统一为可再生能源标杆上网电价，即为该可再生能源发电项目的发改委批复电价。

因此，两个项目的保障性收购价格的确定方式不存在差异，具体电价水平详见本节“3) 定价逻辑”。

**(2) 结合历史优先发电及保量保价收购情况、市场化改革的影响、法律法规要求，对该类模式项下售电价格和售电量的稳定性发表明确意见。**

**答复：**

### **1) 两个项目历史保障性收购情况**

2021年-2023年，黄骅旧城风电场保障性收购电量占上网电量的比例分别为100.00%、99.85%、74.50%，标杆部分上网电价均为364.40元/兆瓦时（含税）、可再生能源补贴部分电价均为235.60元/兆瓦时（含税）。

2021年-2023年，红土井子风电场保障性收购电量占上网电量的比例分别为66.02%、20.83%、18.81%，标杆部分上网电价均为303.50元/兆瓦时（含税）、可再生能源补贴部分电价均为216.50元/兆瓦时（含税）。

### **2) 市场化改革的影响及法律法规的要求**

根据本反馈回复“一”之“(一)”之“2.”之“(1)”之“1)”中相关法律法规的规定，国家逐步明确了可再生能源发电

项目的上网电量包括保障性收购电量和市场交易电量两部分。

《国家发展改革委国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改[2022]118号）对全国统一电力市场深化建设阶段新能源参与电力市场化交易提出了指导意见，主要有：（1）到2025年，全国统一电力市场体系初步建成，……，有利于新能源、储能等发展的市场交易和价格机制初步形成。（2）到2030年，全国统一电力市场体系基本建成，……，新能源全面参与市场交易。（3）完善适应高比例新能源的市场机制，有序推动新能源参与电力市场交易，以市场化收益吸引社会资本，促进新能源可持续投资。

因此，管理人认为，电力市场化改革对可再生能源发电项目的影 响是参与电力市场化交易的比例将逐渐提高，保障性收购的电量比例将逐渐降低。

### **3) 对保障性收购模式下售电价量稳定性的明确意见**

#### **① 电价的稳定性**

根据本反馈回复“一”之“（一）”之“2.”之“（1）”之“1)”中相关法律法规的规定，国家已出台多项政策明确保障性收购电量由电网企业按照可再生能源并网发电项目标杆上网电价进行结算。因此，管理人认为，保障性收购模式下的电价具有稳定性。

#### **② 电量的稳定性**

根据两个项目历史保障性收购电量占比的变化情况以及我

国电力市场化改革的政策要求，管理人认为，新能源项目保障性收购电量的变化方向较为明确，预计整体将呈现逐年减少的趋势，最终在 2030 年实现新能源全面参与市场交易，如考虑最保守的情况，2030 年保障性收购电量将下降至 0。

管理人、评估机构已在基础设施项目评估中充分、审慎考虑保障性收购电量的变化趋势，具体情况见本反馈回复“一”之“(二)”之“1.”之“(2)”之“(1)”。

### **3.关于中长期交易模式。**

(1) 补充披露中长期交易的界定标准，并补充披露各类中长期市场化交易的定价逻辑、售电协议签署情况、协议期限、客户获取渠道、直接或穿透（如存在电力销售机构）前十大客户情况（如有）、重要客户历史合作情况（如有）、市场竞争情况等展业情况。

答复：

#### **1) 中长期交易的界定标准**

根据《河北南部电网电力中长期交易规则》、《内蒙古东部地区电力中长期交易规则》，中长期交易是指发电企业与电力用户、售电公司等之间，通过双边协商、集中交易等市场化方式，开展的多年、年、季、月、周、多日等电力交易/电力批发交易。

#### **2) 中长期交易的定价逻辑**

根据《河北南部电网电力中长期交易规则》、《内蒙古东部地区电力中长期交易规则》，中长期交易的定价方式包括双边协商

和集中交易两种。

### ① 双边协商

双边协商指购电方（如电力用户、售电公司<sup>4</sup>）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。双边交易价格按照双方合同约定执行。双边协商的定价方式是购电方与售电方直接进行谈判，就电价达成一致后签订合同。

### ② 集中交易

集中交易是指购电方（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。

## 3) 售电协议签署情况及协议期限

### ① 黄骅旧城风电场 2023 年、2024 年主要签署的售电协议

2023 年及 2024 年黄骅旧城风电场签署的主要中长期交易售电协议如下表所示：

年份	购电方	合同名称	合同期限	合同电量	合同电价	签约时间
2023 年	三剑埏河北能源科技有限公司	三剑埏河北能源售电与旧城风电场河北南部电网 2023 年年度双边协商电力直接交易合同	2023 年 1 月 1 日至 12 月 31 日	55,665 兆瓦时	435.44 元/兆瓦时（含税）	2022 年 12 月 22 日

<sup>4</sup> 河北南网、蒙东电网区域内 10 千伏及以上工商业电力用户原则上均应参加电力市场化交易。但部分工商业电力用户因交易能力等原因，难以直接参与电力市场化交易购电，会委托售电公司代理购电。故购电方由直接参与市场购电的电力用户，和受委托参与市场代理购电的售电公司组成。

2024 年	三剑埏河北能源科技有限公司	三剑埏河北能源售电与旧城风电场河北南部电网 2024 年年度双边协商电力直接交易合同	2024 年 1 月 1 日至 12 月 31 日	42,117 兆瓦时 <sup>5</sup>	437.17 元/兆瓦时（含税）	2023 年 12 月 27 日
--------	---------------	--	---------------------------	-------------------------	------------------	------------------

## ② 红土井子风电场 2023 年、2024 年主要签署的售电协议

2023 年及 2024 年红土井子风电场签署的主要中长期交易售电协议如下表所示：

年份	购电方	合同名称	合同期限	合同电量	合同电价	签约时间
2023 年	国蒙公司	内蒙古国蒙能源技术有限公司与克什克腾旗明阳红土井风电场 2023 年蒙东地区电力用户与发电企业年度直接交易（常规新能源）合同	2023 年 1 月 1 日至 12 月 31 日	97,975 兆瓦时	216.14 元/兆瓦时（含税）	2023 年 1 月 12 日
2024 年	国蒙公司	内蒙古国蒙能源技术有限公司与克什克腾旗明阳红土井子风电场 2024 年蒙东地区电力用户与发电企业年度直接交易（常规新能源）合同	2024 年 1 月 1 日至 12 月 31 日	67,637 兆瓦时	221.96 元/兆瓦时（含税）	2024 年 2 月 2 日
	售电公司 A	售电公司 A 与克什克腾旗明阳红土井子风电场 2024 年蒙东地区电力用户与发电企业年度直接交易（常规新能源）合同	2024 年 1 月 1 日至 12 月 31 日	23,984 兆瓦时	222.00 元/兆瓦时（含税）	2024 年 2 月 2 日

<sup>5</sup> 2024 年黄骅旧城风电场应参与电力市场化交易电量比例仍为全年上网电量的 25%。2024 年黄骅旧城风电场签署的年度中长期交易合同电量较 2023 年有所下降，主要是因为洁源黄骅电力交易执行团队预备预留部分市场化交易电量，用于在夏秋用电高峰期开展月度中长期交易，争取更高的售电收益。2024 年洁源黄骅已签署的年度中长期交易合同电量约占预计参与市场化交易电量的 70%。

#### 4) 客户获取渠道

黄骅旧城风电场和红土井子风电场的中长期交易客户获取主要是由运营管理机构电力交易执行团队负责。首先，电力交易执行团队通过与当地电网区域内主要售电公司或用电客户以双边协商的方式完成年度中长期交易合同签订工作，锁定大部分市场化交易电量及售电价格。其次，电力交易执行团队在中长期交易过程中，还会通过参与集中交易的方式，开展合同转让交易、合同回购交易等，消除风资源波动带来的偏差电量影响。最后，电力交易执行团队还可以通过双边协商或集中交易的方式参与月度交易，抓住用电高峰期电价较高的时机，以较高价格出售所发电量，做到风电场收益最大化。

对双边协商方式来说，获客渠道主要分为主动、被动两种方式。其中主动方式为：发电企业主动寻求交易，由电力交易执行团队与本地主要售电公司、电力用户通过电话、微信等网络社交平台或线下走访交流进行磋商，获取交易机会。被动方式为：电网企业会定期在电力交易平台上公布电力用户及售电公司的联系方式，供发电企业获取更多客户资源，以达到促进电力交易发展的目的。

对集中交易方式来说，电力交易执行团队仅需在电网确定的交易时间按一定的规则将售电需求提交至电力交易平台即可，后续由交易平台按照一定规则自动进行集中匹配、完成交易，电力交易执行团队无需采取额外动作进行客户获取。

其中，黄骅旧城风电场的电力交易工作由运营管理实施机构 1 北京洁源的电力营销部负责，目前包含部长 1 名，电力交易经理 2 名，主管 3 名，专员 4 名。其中负责黄骅旧城风电场的电力交易员共 3 名，具备新能源电力市场交易 3 年以上的交易经验，曾负责山东、山西、甘肃、安徽、陕西及云南等多省电力交易工作，具有丰富的市场化交易经验及相关资源。

红土井子风电场的电力交易工作由运营管理实施机构 2 国蒙公司的电力运营部负责，目前包含部长 1 名，副部长 2 名，电力交易经理 1 名、主管 1 名、专员 2 名。其中负责红土井子风电场的电力交易员共 3 名，曾在蒙东电网、蒙西电网负责新能源电力市场化交易超 4 年，能够分析市场数据、制定的交易策略，具有丰富的市场化交易经验及相关资源。

#### **5) 直接或穿透（如存在电力销售机构）前十大客户情况（如有）、重要客户历史合作情况（如有）**

黄骅旧城风电场、红土井子风电场中长期交易的直接售电客户均为售电公司，历史上即为三剑垆河北能源科技有限公司、国蒙公司、售电公司 A。

售电公司再将电力转卖，最终用电客户为当地的 10 千伏及以上的工商业用户，高度分散。售电公司是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一一对应匹配，因此无法统计前十大客户或重要客

户名单。

根据《售电公司管理办法》，售电公司与电力用户零售服务关系在电力交易平台中确认后，电力交易机构将电力用户与售电公司零售服务关系信息统一推送给向电力用户供电的电网企业。电力交易机构负责出具售电公司以及零售电力用户等零售侧结算依据，电网企业根据结算依据对零售电力用户进行零售交易资金结算，对售电公司批发、零售价差收益、偏差考核进行资金结算。

因此，售电公司仅自电网企业收取批零差价，无权收取电力用户支付的电费资金。电网统一收取电力用户支付的电费资金，结算后最终支付给发电企业，发电企业的售电现金流入均来自于电网企业。

## **6) 市场竞争情况**

### **① 河北南网**

根据河北电力交易中心有限公司发布的《河北南部电网 2021 年电力市场信息报告》、《河北南部电网 2022 年电力市场信息报告》和《河北南部电网 2023 年度电力市场信息报告》，河北南网中长期交易市场规模逐步扩大，售电端和购电端的市场竞争主体数量均呈现增长趋势，市场活跃度持续提高。

#### **(a) 电力交易情况**

2020 年至 2023 年，河北南部电网组织电力直接交易累计成交电量分别为 430.61 亿千瓦时、772.95 亿千瓦时、827.2 亿千瓦

时<sup>6</sup>和 900.5 亿千瓦时<sup>7</sup>，平均成交价格<sup>8</sup>分别为 351.36 元/兆瓦时、359.31 元/兆瓦时、437.20 元/兆瓦时和 437.15 元/兆瓦时。虽然河北南网的燃煤发电电量已于 2022 年全部进入电力市场，新能源发电电量已于 2023 年开始部分进入市场化交易，但河北南网最近四年的市场成交价格仍呈现稳步上升的趋势，电力市场交易价格并未因电力市场化交易改革受到影响。

### **(b) 市场竞争主体**

从售电端来看，2021 年至 2023 年河北南网分别有 45 家、46 家和 268 家发电企业（含燃煤火电、风电、光伏）参与中长期电力交易，其中交易电量前五的发电企业集中度较高，2022 年和 2023 年占比均超过 80%，主要为大型能源类央企和河北省能源类国有企业。

从购电端来看，河北南网中长期交易电量购电客户包括零售用户和批发用户。其中最近三年超过 80% 的成交电量出售给由售电公司代理的零售用户，具体为河北南网区域内的电压在 10 千伏以上的工商业电力用户。河北南网 2021 年至 2023 年参与交易的由售电公司代理的零售用户分别为 4,402 家、5,855 家和 6,579 家，参与交易的批发用户分别为 58 家、64 家和 37 家。

总体看，河北南网区域的电力供给量相对稳定，中长期交易市场规模逐步扩大、交易活跃度逐年提升，市场参与主体类型逐渐丰富，近两年的交易价格维持在接近当地燃煤基准价上浮 20%

<sup>6</sup> 含年度交易，不含回购、代理购电、上下调以及电网公司向用户转让的电量

<sup>7</sup> 不含代理购电、上下调

<sup>8</sup> 2020 年和 2021 年为全年平均成交价格，2022 年和 2023 年为折算至平段加权平均价

的水平。

## ② 蒙东电网

根据内蒙古东部电力交易中心有限公司发布的《2021 年度电力市场信息披露》、《2022 年年度电力市场信息披露》和《2023 年年度电力市场信息披露》，蒙东电网区域中长期交易市场规模持续扩大，其中带补贴新能源项目交易量、电价均持续保持增长态势，售电端和购电端的市场竞争主体数量同步增长。

### (a) 电力交易情况

2021 年至 2023 年，蒙东地区新能源发电项目中长期交易<sup>9</sup>成交电量分别为 55.68 亿千瓦时、89.68 亿千瓦时和 121.81 亿千瓦时，成交均价分别为 189.56 元/兆瓦时、210.39 元/兆瓦时和 214.78 元/兆瓦时，中长期交易电量和电价都呈现逐渐增加的趋势。根据《2023 年年度电力市场信息披露》，截至 2024 年 3 月，2024 年蒙东地区含补贴新能源项目参与中长期交易已成交电量 116.35 亿千瓦时，均价 222.47 元/兆瓦时，成交量已接近 2023 年全年水平，成交均价较 2023 年进一步提升。因此，蒙东电网在电力供给有所增加的情况下，近三年新能源项目的中长期交易的电量及电价均呈现稳步上升的态势。

### (b) 市场竞争主体

从售电端来看，2021-2023 年末蒙东电力交易平台已注册发电企业分别为 189 家、242 家和 278 家。

---

<sup>9</sup> 本段披露数据中 2021 年为新能源项目（未区分平价和含补贴项目）数据，2022 年及 2023 年特指含补贴新能源项目数据。从 2022 年和 2023 年披露数据来看，平价项目较含补贴项目参与交易的电量更少，成交的电价更高。

从购电端来看，2021-2023 年末蒙东电力交易平台已注册电力用户分别为 1813 家、3456 家和 4687 家。

总体看，蒙东电网区域中长期交易市场活跃度较高，市场竞争主体特别是购电端用户数量持续增长，在电力供应量逐年增加的背景下，带补贴新能源项目的交易量和成交价格仍保持增长态势。

(2) 根据申报材料，中长期交易-电力直接交易中包含绿色电力交易、电网代理购电交易、其他电力直接交易三种，中长期交易-合同转让交易中包含优先发电转让交易、其他转让交易两种，请披露各类中长期交易模式的具体差异，包括消纳方式、售电价格、主要客户类型等。

答复：

### 1) 中长期交易-电力直接交易-绿色电力交易

#### ① 绿色电力交易的定义

根据《北京电力交易中心绿色电力交易实施细则（修订稿）》（京电交市[2023]44 号）、《河北南部电网 2024 年绿电交易工作方案》（冀发改运行[2023]1718 号）等文件的规定，绿色电力交易是指以绿色电力产品<sup>10</sup>为标的物的电力中长期交易，交易电力同时提供国家规定的可再生能源绿色电力证书<sup>11</sup>（以下简称“绿证”）。绿色电力交易优先组织未纳入国家可再生能源电价附加补

<sup>10</sup> 根据《河北南部电网 2024 年绿电交易工作方案》，绿色电力产品是指符合国家有关政策要求的风电、光伏等可再生能源发电企业上网电量。市场初期，主要指风电和光伏发电企业上网电量，根据国家有关要求可逐步扩大至符合条件的其它电源上网电量。

<sup>11</sup> 根据《河北南部电网 2024 年绿电交易工作方案》，绿色电力证书是国家对发电企业每兆瓦时可再生能源上网电量颁发的具有唯一代码标识的电子凭证，作为绿色电力环境价值的唯一凭证。

助政策范围内以及主动放弃补贴的风电和光伏电量参与交易。

黄骅旧城风电场目前正常享受国补，未参与绿色电力交易。

## ② 绿色电力交易的消纳方式

河北南网绿色电力交易的消纳方式包括省内和省间。其中：

(1) 省内为电力用户或售电公司向本地发电企业直接购买绿色电力产品；(2) 省间为电网企业代理有需求的电力用户或售电公司，跨区跨省购买绿色电力产品。

河北南网 2023 年开始推动区域内绿电交易，截至目前交易规模不大。根据《河北南部电网 2023 年电力市场信息报告》，2023 年河北南网组织开展绿电交易 11 次，达成交易电量共计 1.14 亿千瓦时。

## ③ 绿色电力交易的售电价格

绿色电力交易价格由市场化方式形成，包括电能量价格和绿色电力环境价值两个部分。其中，电能量价格根据《河北省发展改革委关于进一步完善河北南网工商业及其他用户分时电价政策的通知》（冀发改能价〔2022〕1364 号）的要求按时段浮动；绿色环境价值不按时段浮动。

## ④ 绿色电力交易的主要客户类型

根据彭博新能源财经（Bloomberg NEF）发布的《2023 年中国企业绿电交易排行榜》，2023 年中国企业绿电交易买方五强分别为阿里巴巴集团、宝钢股份（宝山基地）、立讯精密、宝马集团中国和腾讯。购买绿电的企业以外企和出口型企业为主。

## 2) 中长期交易-电力直接交易-电网代理购电交易

### ① 电网代理购电交易的定义

“电网代理购电”指的是对暂未直接从电力市场购电的工商业用户，由电网企业以代理方式从电力市场进行购电。我国工商业用户数量较多，一次性全部进入市场比较困难，为了确保电价改革政策平稳实施，国家发改委研究制定了电网企业代理购电机制，对于尚未直接进入市场的工商业用户暂由电网企业代理购电。河北南网近年来不断缩小电网企业代理购电范围，有序推动工商业用户全部进入电力市场。

河北南网交易规则规定，发电企业中仅限煤电参与电网代购电交易，故黄骅旧城风电场未参与电网代理购电交易。

### ② 电网代理购电交易的消纳方式

电网企业代理购电以挂牌交易方式参与，以月度交易和月内交易为主。发电企业可以通过摘牌的方式与电网企业达成代理购电交易，完成自身所发电量的消纳。

### ③ 电网代理购电交易的售电价格

根据《河北南部电网 2023 年电力市场信息报告》披露，2023 年，河北南网组织开展电网代理购电挂牌交易 12 次，达成交易电量共计 125.2 亿千瓦时，交易价格在 131.18 元/兆瓦时至 516.86 元/兆瓦时之间，主要集中在 400 元/兆瓦时以上区间。

### ④ 电网代理购电交易的主要客户类型

电网代理购电交易的直接客户是电网企业，穿透看是河北南

网区域暂无法直接参加市场交易的工商业用户。

### **3) 中长期交易-电力直接交易-其他电力直接交易**

其他电力直接交易即为中长期交易中不属于绿色电力交易、电网代理购电交易的其他所有中长期交易，其消纳方式、售电价格、主要客户类型参见本反馈回复“一”之“(一)”之“3.”之“(1)”。

2023年，黄骅旧城风电场参与其他电力直接交易结算电量为59,785.72兆瓦时，结算电费25,913,989.40元（含税），结算电价为433.45元/兆瓦时（含税）。直接售电客户主要为三剑埏河北能源科技有限公司。

### **4) 中长期交易-合同转让交易-优先发电转让交易**

#### **① 优先发电转让交易的定义**

合同转让交易是指批发市场中，在不影响相关方利益或相关方协商一致的前提下，将合同的全部或部分电量转让给合同购售方之外的具有同类功能第三方的交易。

优先发电转让交易为将优先发电合同的全部或部分电量转让给合同购售方之外的具有同类功能第三方的交易。优先发电转让交易应遵循国家关于优先发电计划管理有关规定。

黄骅旧城风电场历史上未参与优先发电转让交易。

#### **② 优先发电转让交易的消纳方式**

发电企业通过优先发电合同结算的电量，若无法达到河北南部电网的要求，则通过优先发电转让交易调整其结算电量。例如，

某发电企业因检修原因无法达成该月优先发电合同预计上网电量目标，可以通过转让该月优先发电合同电量，避免偏差考核。

### ③ 优先发电转让交易的售电价格

优先发电转让交易价格由市场化方式形成，不影响出让方原有合同的价格和结算。

### ④ 优先发电转让交易的主要客户类型

为区域内发电企业。

## 5) 中长期交易-合同转让交易-其他转让交易

### ① 其他转让交易的定义

即为合同转让交易中，所转让的合同不属于优先发电合同的其他合同转让交易。由于风电场依赖风资源发电，运营团队通过风资源预测对未来一段时间内的发电量进行预计，预测发电量与实际发电量不可能完全一致。故根据预测发电量签署的中长期交易合同电量，和实际发电量一定会出现偏差。电网对电量偏差进行考核，若偏差过大，将对风电场收益产生不利影响。故风电场通过合同转让，及时将所发电量与所签署发电合同进行匹配，尽可能避免偏差电量带来的收益损失。

2023年，黄骅旧城风电场参与其他转让交易结算电量为427.72兆瓦时，结算电费257,082.06元(含税)，结算电价为601.06元/兆瓦时(含税)。交易对手较分散，主要为河北南网区域内其他火电厂、光伏电场、风电场等。

### ② 其他转让交易的消纳方式、售电价格、主要客户类型

消纳方式、售电价格、客户类型均与优先发电转让交易相同。

(3) 根据申报材料，红土井子风电场项目 2020 年中长期交易部分的年度实际结算总电量约为-24,311.00 兆瓦时，请管理人补充披露上述实际结算电量为负数的原因。

答复：

①红土井子风电场项目 2020 年 12 月开展了 24,311 兆瓦时的合同转让交易

红土井子风电场结算电量呈现负数，首先是因为红土井子风电场开展合同转让交易，转出已签署的合同电量。合同转让交易是指批发市场中，在不影响相关方利益或相关方协商一致的前提下，将合同的全部或部分电量转让给合同购售方之外的具有同类功能第三方的交易。风电企业所签署的各类售电合同，在电网企业允许的前提下，均可以与其他发电企业开展合同转让交易。合同转让交易的定义、消纳方式、售电价格、主要客户类型参见本反馈回复“一”之“(一)”之“3”之“(2)”之“5”。

根据克旗明阳收到的上网电量结算单，2020 年 12 月，在蒙东电网指导下，克旗明阳电力交易执行团队与其他当时累计开展中长期交易电量不足的发电企业<sup>12</sup>开展了合同转让交易，向其他发电企业转出中长期交易合同电量 24,311 兆瓦时。

②蒙东地区新能源发电场电量结算同时存在财务系统结算单和生产系统结算单。两套结算单每月统计的电量及电费合计相

---

<sup>12</sup> 通辽长星风力发电有限公司、赤峰龙源松州风力发电有限公司额尔古纳分公司

同，但具体售电结构划分存在差异，本次披露已调整为生产系统结算单售电结构分类口径

在首次申报稿材料中，2020 年根据财务系统结算单统计的售电结构数据对历史售电结构进行披露。该结算单与生产系统结算单的售电结果细分存在差异，导致当年对于省内中长期交易和省间现货交易结算电量的内部统计存在偏差，结合 2020 年 12 月发生的合同转让交易，因此 2020 年红土井子风电场省内中长期交易结算电量的统计合计为-24,311 兆瓦时。

经管理人进一步核查及项目公司确认，生产系统结算单统计的售电结构分类数据较财务系统结算单更为清晰。因此，管理人根据生产系统结算单统计的售电结构数据对售电结构进行了调整，仅涉及省内中长期交易、跨区跨省中长期交易和省间现货交易三个类型的内部调整。调整前后，红土井子风电场项目 2020 年-2022 年逐年的合计上网电量、售电收入均未发生变化。

调整前后的情况如下表所示（单位：兆瓦时）：

售电结构	2020 年			2021 年		
	调整前	调整	调整后	调整前	调整	调整后
保障性收购	117,008.00	无调整	117,008.00	115,239.00	无调整	115,239.00
市场交易-省内中长期交易	-24,311.00	+77,188.00	52,877.00	66,540.00	-16,119.00	50,421.00
市场交易-跨区跨省中长期交易	-	无调整	-	-20,477.00	+27,056.00	6,579.00
市场交易-省内现货交易	-	无调整	-	-	无调整	-

市场交易-省间现货交易	77,266.00	-77,188.00	78.00	13,255.00	-10,937.00	2,318.00
上网电量合计	<b>169,963.00</b>	无调整	<b>169,963.00</b>	<b>174,557.00</b>	无调整	<b>174,557.00</b>
售电结构	2022 年					
	调整前	调整	调整后			
保障性收购	35,000.00	无调整	35,000.00			
市场交易-省内中长期交易	67,190.00	+9,544.00	76,734.00			
市场交易-跨区跨省中长期交易	37,565.00	-2,025.00	35,540.00			
市场交易-省内现货交易	-	无调整	-			
市场交易-省间现货交易	28,254.00	-7,519.00	20,735.00			
上网电量合计	<b>168,009.00</b>	无调整	<b>168,009.00</b>			

后续管理人将按照生产系统结算单统计的售电结构数据进行本项目的相关信息披露。

(4) 根据申报材料，黄骅项目 2023 年开始中长期交易-市场化交易，交易价格为 438.39 元/兆瓦时；红土井子风电场项目最近三年一期中长期交易电量分别为-24,311 兆瓦时、66,540 兆瓦时、67,190 兆瓦时、47,068 兆瓦时，交易电价分别为 175.89 元/兆瓦时、200.13 元/兆瓦时、218.91 元/兆瓦时、232.71 元/兆瓦时，波动较大。请结合前述问题与历史经营情况对该类模式下售电价格和售电量的稳定性发表明确意见。

答复：

#### 1) 历史经营情况

2020年-2023年黄骅旧城风电场、红土井子风电场省内中长期交易结算电量、电价及2024年已签署合同情况如下表所示(以下为含税口径):

黄骅旧城风电场					
省内中长期交易	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年(已签署合同)
结算电量(兆瓦时)	-	-	-	60,213.43	42,117
结算电费(元)	-	-	-	26,171,071.46	18,412,288.89
结算电价(元/兆瓦时)	-	-	-	<b>434.64</b>	<b>437.17</b>
红土井子风电场					
省内中长期交易	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年(已签署合同)
结算电量(兆瓦时)	52,877.00	50,421.00	76,734.00	94,077.00	100,805.00
结算电费(元)	11,335,995.14	10,193,529.51	16,716,765.91	21,160,866.13	22,378,616.43
结算电价(元/兆瓦时)	<b>214.38</b>	<b>202.17</b>	<b>217.85</b>	<b>224.93</b>	<b>222.00</b>

河北南网区域近四年整体中长期交易均价如下表所示(单位:元/兆瓦时,含税):

项目	2020年	2021年	2022年	2023年
各时段加权成交电价	/	/	442.91	437.24
折算至平段加权平均价	/	/	437.20	437.15
平均成交价格	351.36	359.31	/	/

蒙东电网区域近三年新能源发电项目中长期交易均价如下表所示(单位:元/兆瓦时,含税):

项目	2021年	2022年	2023年	2024(已成交价)
年度交易-补贴新能源	/	212.14	214.67	222.74
月度和月内-补贴新能源	/	207.70	216.16	/
新能源均价	189.56	/	/	/

## 2) 对中长期交易模式下售电价格稳定性的明确意见

就黄骅旧城风电场而言，2023 年开始参与中长期交易，当年结算电价显著高于当地燃煤基准价，2024 年中长期交易已签署的中长期交易合同电价较 2023 年进一步提高；从河北南网的整体情况来看，2020 年至 2023 年，中长期交易平均成交价格快速上涨，2022 年已达当地燃煤基准电价上浮 19%（火电机组参与中长期交易电价上限为基准电价上浮 20%）的高水平，并且连续两年保持高位，体现出河北南网区域持续处于电力供不应求、电价高企的供需形势。综上所述，管理人认为黄骅旧城风电场项目省内中长期交易电价具有稳定性。

就红土井子风电场而言，2020 年-2023 年中长期交易结算均价基本保持在 214 元/兆瓦时以上，仅 2021 年出现偏低的情况，但也在 200 元/兆瓦时以上，2024 年已签约均价进一步增长，达 222 元/兆瓦时。从蒙东电网的整体情况来看，2021 年至 2023 年，新能源项目参与中长期交易平均成交价格呈现持续上涨趋势；截至 2024 年 3 月末，2024 年蒙东地区含补贴新能源项目参与中长期交易已成交均价<sup>13</sup>为 222.47 元/兆瓦时，成交均价较 2023 年进一步提升，体现出蒙东电网区域内新能源电量消纳情况稳定向好，电价稳中有升的供需形势。综上所述，管理人认为红土井子风电场省内中长期交易电价具有稳定性。

## 3) 对中长期交易模式下售电量稳定性的明确意见

---

<sup>13</sup> 数据来源：蒙东电网发布的《2023 年年度电力市场信息披露》

就黄骅旧城风电场而言，由于河北南网区域电力供不应求，其所发电力在河北南网区域内即可充分消纳，主要参与省内中长期交易。黄骅旧城风电场自 2023 年开始参与省内中长期交易，2023 年、2024 年的交易比例根据河北省发改委的要求保持一致<sup>14</sup>。河北省发改委也明确要求 10 千伏及以上工商业用户原则上要直接参与中长期交易，鼓励其他工商业用户直接参与中长期交易。因此，管理人认为，黄骅旧城风电场省内中长期交易售电量具有稳定性。

就红土井子风电场而言，2020 年-2024 年省内中长期交易结算电量呈现波动上升趋势。2022 年省内中长期交易结算电量占比上升，原因为内蒙古自治区工业和信息化厅于 2021 年 12 月发布了《关于做好 2022 年内蒙古东部电力市场中长期交易有关事宜的通知》（内工信经运字〔2021〕470 号），指出除居民（含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户）、农业用电之外，10 千伏及以上工商业用户原则上要直接参与市场交易（直接向发电企业或售电公司购电）。上述政策导致 2022 年起参与省内中长期交易的电力用户大幅增加。相应的，区域内新能源发电项目所发电量参与省内中长期交易占比大幅提高。因此，管理人认为红土井子风电场从 2022 年开始省内中长期售电量呈现逐年增长趋势。

---

<sup>14</sup> 根据《河北南部电网 2023 年电力中长期交易工作方案》及《河北南部电网 2024 年电力中长期交易工作方案》，河北南部电网省调直调风力发电场站自全部容量取得或者豁免电力业务许可证（发电类）后次月起，按照上网电量一定比例参与市场化交易，风力发电场站冬季、夏季入市比例暂定为 20%，春季、秋季入市比例暂定为 30%。

4.关于外送交易。根据申报材料，红土井子风电场 2021 年-2023 年前三季度外送交易部分各期实际结算总电量分别为 -20,477.00 兆瓦时、37,565.00 兆瓦时和 35,231.00 兆瓦时，交易电价分别为 194.79 元/兆瓦时、303.64 元/兆瓦时和 315.10 元/兆瓦时。

(1) 请补充披露外送交易的展业情况、主要客户情况

答复：

红土井子风电场根据《北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则（修订稿）》在北京电力交易中心开展跨区跨省中长期交易。红土井子风电场 2020 年未参与跨区跨省中长期交易，2021 年-2023 年跨区跨省中长期交易详情如下表所示（单位：兆瓦时、元/兆瓦时（含税））：

购电客户		2021 年		2022 年		2023 年	
		电量	电量占比	电量	电量占比	电量	电量占比
外送山东电网	电量	-	-	9,580.00	26.96%	10,919.00	48.26%
	均价	-		306.29		302.29	
外送辽宁电网	电量	-	-	20,900.00	58.80%	8,202.00	36.25%
	均价	-		304.08		307.92	
外送华北电网	电量	-	-	5,060.00	14.24%	3,506.00	15.49%
	均价	-		308.52		308.52	
国网东北分部 发电权转让	电量	6,579.00	100.00%	-	-	-	-
	均价	227.60		-		-	
合计		<b>6,579.00</b>	<b>100.00%</b>	<b>35,540.00</b>	<b>100.00%</b>	<b>22,627.00</b>	<b>100.00%</b>
平均电价		<b>227.60</b>		<b>305.31</b>		<b>305.30</b>	
占总上网电量比例		<b>3.77%</b>		<b>21.15%</b>		<b>13.46%</b>	

### **1) 2021 年**

2021 年，在东北电网的组织下，红土井子风电场与其他区域内新能源发电场一并参与了跨区跨省发电权转让交易，该项交易占当年总上网电量比例为 3.77%，对发电收益的影响较小，且未来预计不再主动参与类似交易。

### **2) 2022 年以来**

2022 年以来，红土井子风电场主要通过在北京电力交易中心以申报电量摘牌的方式签订跨区跨省中长期交易合同进行展业，参与的是“发电企业与电网或电网间开展的跨区跨省交易”，即一般所说的“电力外送交易”，主要客户为山东电网、辽宁电网和华北电网的电力用户。2024 年，红土井子风电场外送客户新增黑龙江电网的电力用户。

### **3) 跨区跨省中长期交易的展业流程**

根据《北京电力交易中心跨区跨省电力中长期交易实施细则（修订稿）》，从跨区跨省中长期交易的类型看，分为“发电企业与用户的跨区跨省交易”、“外送交易”和“跨区跨省合同交易”三种。其中“外送交易”指发电企业与电网或电网间开展的跨区跨省购售电交易，红土井子风电场一般主动参与的是“外送交易”。

从跨区跨省中长期交易的交易组织方式看，分为双边协商和集中交易，其中集中交易包括集中竞价、滚动撮合和挂牌交易等。红土井子风电场一般通过参与挂牌交易的方式来参与“外送交易”。

就红土井子风电场通过挂牌交易方式参与外送交易来说，展业流程包含以下几个环节：

①北京电力交易中心统一组织年度、月度挂牌交易，根据剩余通道输电能力确定挂牌交易总量上限（分解到月）；

②蒙东电网与目的地电网如华北电网、山东电网、辽宁电网等协商外送情况，确定该次挂牌交易电量、电价等；

③目的地电网公司作为挂牌市场主体，根据与蒙东电网协商一致的交易条件，在北京电力交易中心申报购电需求，包括电力曲线及价格，完成挂牌操作。北京电力交易中心相应发布挂牌交易公告；

④挂牌交易公告发布时，北京电力交易中心会向注册会员推送短信通知，同时蒙东电网区域内发电企业也会收到蒙东电网的相应通知。发电企业根据通知，及时开展摘牌工作。

⑤红土井子风电场等发电企业作为摘牌市场主体，按规定在北京电力交易中心开展摘牌工作。交易合同的形成按照时间优先原则。时间优先级相同时，按照申报电量等比例分配交易电量。其中摘牌主体不得超过其自身发电能力或允许交易电量上限摘牌；

⑥挂牌摘牌动作完成后，先形成预成交结果，后续经过北京电力交易中心安全校核通过后，最终形成成交结果。发电企业所发电量可按照最终成交结果结算。

(2) 请结合展业情况披露外送交易的电量、电价年度波动较大的原因以及 2021 年实际结算电量为负数的原因；

答复：

1) 2021 年实际结算电量为负数的原因

①红土井子风电场项目 2021 年 12 月开展了 20,477 兆瓦时的合同转让交易

红土井子风电场结算电量呈现负数，首要原因是红土井子风电场开展合同转让交易，转出已签署的合同电量。根据克旗明阳收到的上网电量结算单，2021 年 12 月，在蒙东电网指导下，克旗明阳电力交易执行团队与其他发电企业<sup>15</sup>开展了合同转让交易，向其他发电企业转出合同电量 20,477 兆瓦时。

②蒙东地区新能源发电场电量结算同时存在财务系统结算单和生产系统结算单。两套结算单每月统计的电量及电费合计相同，但具体售电结构划分存在差异，本次披露已调整为生产系统结算单售电结构分类口径

首次申报稿材料中，2021 年根据财务系统结算单统计的售电结构数据对历史售电结构进行披露。该结算单与生产系统结算单的售电结果细分存在差异，导致当年对于省内中长期交易和跨区跨省中长期交易结算电量的内部统计存在偏差，结合 2021 年 12 月发生的合同转让交易，导致 2021 年红土井子风电场跨区跨省中长期交易结算电量合计为-20,477 兆瓦时。

---

<sup>15</sup> 大唐（通辽）霍林河新能源有限公司

管理人已根据生产系统结算单统计的售电结构数据对售电结构进行了调整,参见本反馈回复“一”之“(一)”之“3.”之“(3)”,红土井子风电场 2021 年跨区跨省中长期交易的年度实际结算总电量已调整为 6,579.00 兆瓦时,不存在为负数的情况。后续管理人将按照生产系统结算单统计的售电结构数据进行本项目的相关信息披露。

## 2) 外送交易电量波动的原因

2020 年,红土井子风电场未参与跨区跨省中长期交易。

2021 年以来,随着蒙东电网区域内保障性收购电量下降,红土井子风电场整体参与市场化交易的电量呈现增长趋势,因此 2022 年、2023 年跨区跨省中长期交易结算电量较 2021 年大幅增长。2023 年跨区跨省中长期交易结算电量较 2022 年有所下降的原因主要是当年蒙东电网区域内电力需求较足,红土井子风电场根据蒙东电网的安排更多地向区域内的电力用户供电,外送目的地的电力需求未出现明显减弱。具体情况如下:

蒙东电网在进行电力调度管理时,要求区域内发电企业优先满足区域内用电需求,在满足区域内用电需求的基础上,富余电量安排参与跨区跨省中长期交易。2023 年,随着突发公共卫生事件的影响逐渐消除,蒙东电网区域内生产生活快速恢复,区域内用电量高速增长。2023 年,蒙东地区全社会用电量<sup>16</sup>为 773.56 亿千瓦时,较 2022 年增速高达 8.34%,其中第一产业同比增长

---

<sup>16</sup> 数据来源:蒙东电网发布的《2023 年年度电力市场信息披露》

41.36%、第二产业同比增长 5.48%、第三产业同比增长 20.06%、城乡居民生活用电合计同比增长 5.94%。因此，2023 年由于蒙东电网区域内用电需求快速提升，安排红土井子风电场参与跨区跨省中长期交易电量较少，省内中长期交易电量较多。详情如下表所示：

结算电量（兆瓦时）	2022 年	2023 年	变动
省内中长期交易	76,734.00	94,077.00	17,343.00
跨区跨省中长期交易	35,540.00	22,627.00	-12,913.00
合计	<b>112,274.00</b>	<b>116,704.00</b>	<b>4,430.00</b>

2023 年，红土井子风电场项目外送辽宁电网和华北电网的电量出现下降，但并非由当地电力需求情况变化导致。2022 年、2023 年辽宁省购入外省电量分别为 487.85 亿千瓦时和 640.91 亿千瓦时，河北省购入外省电量分别为 1,424.65 亿千瓦时和 1,426.52 亿千瓦时，仍存在明显的电力缺口，外购电量规模并未出现下降。

### 3) 外送交易电价波动的原因

2021 年，红土井子风电场参与跨区跨省中长期交易的结算电价较低主要是因为当年是在东北电网的组织下参与的跨区跨省发电权转让交易，未来预计不再主动参与类似交易。自 2022 年红土井子风电场稳定参与向山东电网、辽宁电网和华北电网的电力外送交易以来，平均结算电价连续两年保持在 305 元/兆瓦时以上。

(3) 请结合历史运营情况对该类模式项下售电价格和售电量稳定性发表明确意见。

答复：

1) 售电价格稳定性

红土井子风电场项目跨区跨省中长期交易的历史售电价格较为稳定，基本稳定在略高于蒙东电网区域燃煤基准价 303.50 元/兆瓦时的水平。2024 年，红土井子风电场已签约的跨区跨省中长期交易合同电价均为 308.52 元/兆瓦时，较 2023 年进一步提升。

此外，蒙东电网区域内<sup>17</sup>新能源发电场历史上外送目的地包括北京、天津、河北、山西、辽宁、黑龙江、吉林、山东 8 个省份，这 8 个省份当地燃煤基准电价均显著高于 303.50 元/兆瓦时，以低于当地燃煤基准电价的水平自蒙东电网购电具有较高的经济性。因此，跨区跨省中长期交易电价维持在目前水平具有商业合理性。目的地电网燃煤基准价如下表（单位：含税，元/兆瓦时）：

省市	煤电基准价	与蒙东电网基准价价差
北京	359.8	+56.30
天津	365.5	+62.00
河北南网	364.4	+60.90
冀北电网	372.0	+68.50
山西	332.0	+28.50

<sup>17</sup> 蒙东电网区域内指呼伦贝尔、兴安盟、通辽、赤峰四个市，不含蒙东电网实际管理的、起点位于锡林郭勒盟境内的西部特高压汇集电网。

辽宁	374.9	+71.40
黑龙江	374.0	+70.50
吉林	373.1	+69.60
山东	394.9	+91.40

综上所述，结合历史数据及外送目的地基准价价差，管理人认为，跨区跨省中长期交易电价具有稳定性。

## 2) 售电量稳定性

内蒙古自治区是我国最大的电力外送基地，蒙东电网是全国年度外送电量最多的省级电网企业，2023年蒙东电网外送电量<sup>18</sup>同比增长23.2%，创历史新高，外送电量占内蒙古地区总外送电量的60%以上。其中，可再生能源外送电量整体呈波动趋势，2020年-2023年分别为115.01亿千瓦时、127.89亿千瓦时和118.72亿千瓦时、125.29亿千瓦时，基本维持在120亿千瓦时左右。

从历史数据来看，自2021年以来，随着蒙东电网区域内保障性收购电量下降，红土井子风电场参与各类型市场化交易的电量整体呈现增长趋势，2023年受到蒙东电网区域内电力需求大幅增长的影响，跨区跨省中长期交易电量出现下降。结合蒙东电网区域整体情况来看，可再生能源外送电量过去四年基本稳定在120亿千瓦时的水平。因此，管理人认为，蒙东电网区域整体可再生能源外送电量较为稳定，红土井子风电场项目历史上跨区跨省中长期交易售电量呈现增长趋势，同时随区域内电力需求波动而出现一定波动。

<sup>18</sup> 以燃煤电厂发电量为基准

5.关于现货交易。根据申报材料，黄骅项目 2022 年开始存在现货交易，最近一年一期的交易电量分别为 323.42 兆瓦时、445.78 兆瓦时，交易电价为 296.33 元/兆瓦时、211.37 元/兆瓦时；红土井子风电场项目最近三年一期现货交易电量分别为 77,266.00 兆瓦时、13,255.00 兆瓦时、28,254.00 兆瓦时、241.00 兆瓦时，交易电价分别为 203.14 元/兆瓦时、215.55 元/兆瓦时、289.89 元/兆瓦时、350.04 元/兆瓦时，波动较大。请管理人补充披露现货交易电量、电价波动较大的原因，并结合现货交易的具体经营模式，包括展业安排、消纳对象、定价逻辑等，对现货交易的售电价格和售电量的稳定性发表明确意见。

答复：

(1) 两个项目历史现货交易电量、电价波动情况及原因

1) 黄骅旧城风电场

自 2022 年起，黄骅旧城风电场项目开始参与现货交易，主要参与省间现货交易，省内现货交易电量极少。现货交易结算电量、电费、单价情况如下表所示（以下为含税口径）：

省间现货交易	2022 年	2023 年
结算电量（兆瓦时）	323.42	537.09
电量占比	0.15%	0.23%
结算电费（元）	95,841.59	118,229.20
结算电价（元/兆瓦时）	296.33	220.13
省内现货交易	2022 年	2023 年
结算电量（兆瓦时）	-	-432.10
电量占比	-	-0.18%

结算电费（元）	-	-214,797.28
结算电价（元/兆瓦时）	-	497.10

### ① 省间现货交易电量、电价波动原因

根据国家电力调度通信中心、北京电力交易中心 2022 年 1 月 24 日下发的《关于开展省间电力现货交易模拟试运行的通知》，河北南网于 2022 年开始启动省间电力现货交易模拟试运行。因此，黄骅旧城风电场从 2022 年起售电结构中开始包含省间现货交易。2022 年-2023 年省间现货交易电量分别占总电量的 0.15%、0.23%，结算电价分别为 296.33 元/兆瓦时、220.13 元/兆瓦时，波动较大，主要是因为黄骅旧城风电场参与省间现货交易的时间零散且极短，实时价格受市场供需关系影响波动较大。

### ② 省内现货交易电量、电价波动原因

2023 年 9 月 13 日，河北南网电力现货市场启动为期 6 天的首次结算试运行，因此，黄骅旧城风电场从 2023 年起售电结构中开始包含省内现货交易。2023 年共参与 9 天省内电力现货市场结算试运行，共发生交易电量-432.10 兆瓦时，占 2023 年全年总上网电量的-0.18%，结算电价为 497.10 元/兆瓦时。

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，结算

电价较高，不具有参考价值。

## 2) 红土井子风电场

2020年-2023年，蒙东电网未开展省内现货交易，红土井子风电场仅参与省间现货交易。现货交易结算情况如下表所示（以下为含税口径）：

省间现货交易	2020年	2021年	2022年	2023年
结算电量（兆瓦时）	78.00	2,318.00	20,735.00	19,811.00
电量占比	0.05%	1.32%	12.34%	11.78%
结算电费（元）	16,063.80	494,098.00	6,738,383.94	6,314,650.68
结算电价（元/兆瓦时）	205.95	213.16	324.98	318.74

2020年、2021年，红土井子风电场参与省间现货交易量极少。2022年开始省间现货交易结算电量大幅增加，主要是因为2022年开始保障性收购电量占比大幅下降，省间现货交易作为市场化交易电量的一种，其在售电结构中的占比相应提升所致。

2020年-2021年，红土井子风电场参与省间现货交易的结算价格较低，主要是因为参与省间现货交易的时间零散且较短，主要选择在12月开展市场化交易，实时价格受市场供需关系影响波动较大。

2022年-2023年，红土井子风电场参与省间现货交易的结算均价大幅提升，主要是因为红土井子风电场参与省间现货交易的电量提高，交易时段覆盖了夏秋两季用电高峰期，主要输送目的地的当地燃煤标杆电价均高于蒙东地区，在供需关系的主导下，取得了较高的结算电价。

## **(2) 现货交易的具体经营模式**

### **1) 省间现货交易**

省间电力现货交易，主要是指在落实省间中长期交易基础上，利用省间通道剩余输电能力，开展省间日前、日内电能量交易。

#### **① 展业安排**

目前河北南网、蒙东电网区域内新能源发电项目均参与北京电力交易中心统一组织的省间现货交易市场。两个项目参与省间现货交易的目的一般是在遭遇限电时，通过申报省间现货交易，获取售电收入、减少限电损失，并不作为首选的电力消纳方式。

#### **② 消纳对象**

省间现货交易的消纳对象为北京电力交易中心具备资格的电网企业、售电公司、电力用户，以电网企业为主。黄骅旧城风电场参与省间现货交易极少。红土井子风电场的省间现货交易电量主要通过电网公司调度中心向华北电网、山东电网、辽宁电网、吉林电网进行销售。

#### **③ 定价逻辑**

根据《省间电力现货交易规则（试行）》，省间现货交易的定价机制为集中竞价，即从低到高对发电企业报价进行排序，形成卖方序列；再从高到低对用户和售电公司报价进行排序，形成买方序列。从最低卖方价格和最高买方价格依次形成匹配对，并规定买卖双方价格相减大于等于零时匹配有效，直到买卖双方出现最后一个有效匹配对为止。存在价差相同的多个交易对时，按照申

报电力比例分配交易对中的卖方节点送出需求和买方节点受入需求，出清价格是发用两侧报价的均值。

由于火电在省间现货交易市场中是绝对的主力，对价格的影响力很强，新能源发电场参与省间现货交易的电力很低，作为价格接受者一般作为“乘车企业”进行交易申报。所谓“乘车企业”申报策略为，在集中竞价申报时，为确保成交通常按显著低于市场价格的电价进行申报，实际成交价格主要受到同时参与交易的燃煤机组报价及用电侧报价的影响。在这种情况下，新能源发电场无法控制省间现货交易的成交价格，是价格的被动接受者，新能源项目一般仅在面临限电时才会选择参与省间现货交易，尽可能避免限电损失。

## 2) 省内现货交易

省内现货交易是指在区域电网范围内，利用区域电网的输电能力，通过市场化手段开展的电力实时或短期交易。相较省内中长期交易，省内现货交易的交易频率更高。中长期交易的最短交易频率为周或多日，省内现货交易的交易频率可以按日、小时甚至实时开展，可以将电力市场供需关系尽可能精确、及时地反映到交易价格上。

### ① 展业安排

蒙东电网尚未开展省内电力现货市场。

河北南网区域新能源发电企业参与省内现货交易，主要是为了解决省内中长期交易合同偏差电量问题，省内现货交易是省内

中长期交易的调节工具，不单独运营。

省内现货交易的主要功能为满足期限较短的电力交易需求，另一项重要功能为对偏差电量进行定价。新能源发电企业存在发电功率随自然资源变化、难以预测的特点。采取中长期交易售出的电量和实际上网电量往往存在偏差。当一个省级电网省内电力现货市场未运行时，偏差电量的考核价格由当地电网事先编制的中长期交易规则具体确定，偏差电量的结算时段通常以月为单位。当该省级电网省内电力现货市场正式运行后，偏差电量的考核价格改为产生偏差期间的现货市场价格，偏差电量的结算时段通常缩短到1个小时之内或15分钟之内。

具体来说，开展省内现货交易的电力市场，发电企业电量结算模式将发生变化，一般采取如下结算模式：

中长期合同电量按中长期合同价格结算，实际电量与中长期合同电量的偏差按省内现货市场价格结算。若某个结算时段（1个小时或15分钟）内发电企业未签署中长期交易合同，则所发电量全部视为偏差电量，全部按省内现货市场价格结算。结算周期采用“日清月结”的结算模式，每日对已执行的成交结果进行清分计算，以自然月为周期出具结算依据并开展电费结算。

新能源发电企业在省内电力现货市场正式运营后的展业安排如下：

- 1、提高风功率预测的准确度，尽量避免实际发电量与中长期交易合同电量之间的偏差，保证所发电量按合同电价进行销售，

尽量通过中长期交易方式锁定售电收益；

2、在用电高峰时段，现货边际价格通常较高，此时可以适当采取主动少签中长期交易合同的策略，使所发电量按照现货边际电价以较高的电价进行出售，尽量获取用电高峰时段电价超额收益；

3、在用电低谷阶段或新能源场站集中出力阶段，一方面通过尽量多签署中长期交易合同的方式锁定售电收益，另一方面通过主动交易的方式紧盯电力市场波动，通过低买高卖的交易策略获取电力交易收益，尽可能减少偏差电量结算价格可能较低的影响。

## ② 消纳对象

省内现货交易实质上是一种交易频率更高的电力交易方式，其消纳对象与电力中长期交易的消纳对象一致。

## ③ 定价逻辑

省内现货交易采取边际电价方法定价。在现货交易中，按照报价从低到高的顺序逐一成交电力，使成交的电力满足负荷需求的最后一个电能供应者的报价称为系统的“边际电价”。报价高于边际电价的发电机组的电力不能成交，竞价失败；报价低于边际电价的发电机组不按报价与电力市场结算现货电量，而按系统的边际电价结算。

### (3) 对现货交易的售电量价稳定性的明确意见

#### 1) 省间现货交易

### ①黄骅旧城风电场

河北南网于 2022 年开始启动省间电力现货交易模拟试运行。2022 年-2023 年省间现货交易电量分别占总电量的 0.15%、0.23%，占比很低，主要是因为河北南网限电率很低，且河北南网区域内电力供应持续处于供不应求的状态，黄骅旧城风电场所发电量除限电情形外均可在区域内消纳，无需主动参与省间现货交易。2022 年-2023 年省间现货交易结算电价分别为 296.33 元/兆瓦时、220.13 元/兆瓦时，主要是因为黄骅旧城风电场参与省间现货交易的时间零散且极短，实时价格受市场供需关系影响波动较大。因此，管理人认为，从历史情况来看，省间现货交易售电量稳定维持在较低水平，但现货交易价格存在随时间波动较大的情况。

### ②红土井子风电场

2020 年-2023 年，红土井子风电场参与省间现货交易的结算电量呈上升趋势，其中 2022 年上升较多，主要是因为 2022 年保障性收购电量占比降低，而省间现货交易作为交易电量的一种，其在售电结构中的占比相应提升所致。

省间现货交易	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年
结算电量（兆瓦时）	78.00	2,318.00	20,735.00	19,811.00
电量占比	0.05%	1.32%	12.34%	11.78%
结算电费（元）	16,063.80	494,098.00	6,738,383.94	6,314,650.68
结算电价（元/兆瓦时）	205.95	213.16	324.98	318.74

2020 年-2023 年，红土井子风电场参与省间现货交易的结算价格逐渐提升，特别是 2022 年-2023 年，主要原因是随着参与省

间现货交易的电量提高，交易时段及输送目的地的覆盖时间及地域范围扩大，带来了更高的结算电价。因此，管理人认为，除2020年省间现货占比非常低，价格较低外，从2021年以来，省间现货交易售电量逐年上升，现货交易价格也逐步提高。

## 2) 省内现货交易

### ①黄骅旧城风电场

黄骅旧城风电场项目仅于2023年参与了9天省内电力现货市场结算试运行，交易电量极少，电价较高，因此历史上对售电结构几乎没有影响。

### ②红土井子风电场

蒙东电网区域内目前未开展省内现货交易，红土井子风电场历史上未参与省内现货交易。

## (二) 关于估值参数

1.关于售电模式。根据申报材料，黄骅项目仅2023年存在优先发电和市场化交易电量，两者占比分别为74.76%、25.24%，存续期两类模式按照75%、25%比例预测；红土井子风电场项目2019年-2023年前三季度，历史市场化交易电量占比分别为90.64%、31.16%、33.98%、79.17%、67.79%，存续期假设市场化交易电量比例为80%。

(1) 根据申报材料，两个项目市场化交易存在不同售电模式，且各类模式交易价格存在差异，请管理人、评估机构细化披露基金存续期间各类售电模式的电量占比情况、电价情况，并对现金流预测是否充分考虑上述情况发表明确意见。如未考虑，对现金流预测的合理性发表明确意见。

答复：

管理人、评估机构补充了对基金存续期各类售电模式的电量占比和电价水平的拆分预测和细化披露，具体情况如下：

1) 黄骅旧城风电场（单位：元/兆瓦时，含税）

年份	保障性收购		市场化交易					
			省内中长期交易		省内现货交易		省间现货交易	
	电量占比	电价	电量占比	电价	电量占比	电价	电量占比	电价
2024年	75.00%	364.40	24.77%	364.40	0.00%	364.40	0.23%	220.13
2025年	62.50%	364.40	37.27%	364.40	0.00%	364.40	0.23%	220.13
2026年	50.00%	364.40	46.77%	364.40	3.00%	364.40	0.23%	220.13
2027年	37.50%	364.40	56.04%	364.40	6.23%	364.40	0.23%	220.13
2028年	25.00%	364.40	67.29%	364.40	7.48%	364.40	0.23%	220.13
2029年	12.50%	364.40	78.54%	364.40	8.73%	364.40	0.23%	220.13

2030年	0.00%	364.40	89.79%	364.40	9.98%	364.40	0.23%	220.13
2031年	0.00%	364.40	89.79%	364.40	9.98%	364.40	0.23%	220.13
2032年	0.00%	364.40	89.79%	364.40	9.98%	364.40	0.23%	220.13
2033年	0.00%	364.40	89.79%	364.40	9.98%	364.40	0.23%	220.13
2034年	0.00%	364.40	89.79%	364.40	9.98%	364.40	0.23%	220.13
2035年	0.00%	364.40	89.79%	364.40	9.98%	364.40	0.23%	220.13
2036年	0.00%	364.40	89.79%	364.40	9.98%	364.40	0.23%	220.13
2037年	0.00%	364.40	89.79%	364.40	9.98%	364.40	0.23%	220.13
2038年	0.00%	364.40	89.79%	364.40	9.98%	364.40	0.23%	220.13

## 2) 红土井子风电场（单位：元/兆瓦时，含税）

年份	保障性收购		市场化交易					
			省内中长期交易		跨区跨省中长期交易		省间现货交易	
	电量占比	电价	电量占比	电价	电量占比	电价	电量占比	电价
2024年	26.00%	303.50	53.29%	214.83	8.93%	279.40	11.78%	205.95
2025年	21.67%	303.50	57.62%	214.83	8.93%	279.40	11.78%	205.95
2026年	17.34%	303.50	61.95%	214.83	8.93%	279.40	11.78%	205.95
2027年	13.01%	303.50	66.28%	214.83	8.93%	279.40	11.78%	205.95
2028年	8.68%	303.50	70.61%	214.83	8.93%	279.40	11.78%	205.95
2029年	4.35%	303.50	74.94%	214.83	8.93%	279.40	11.78%	205.95
2030年	0.00%	303.50	79.29%	214.83	8.93%	279.40	11.78%	205.95
2031年	0.00%	303.50	79.29%	214.83	8.93%	279.40	11.78%	205.95
2032年	0.00%	303.50	79.29%	214.83	8.93%	279.40	11.78%	205.95
2033年	0.00%	303.50	79.29%	214.83	8.93%	279.40	11.78%	205.95
2034年	0.00%	303.50	79.29%	214.83	8.93%	279.40	11.78%	205.95
2035年	0.00%	303.50	79.29%	214.83	8.93%	279.40	11.78%	205.95
2036年	0.00%	303.50	79.29%	214.83	8.93%	279.40	11.78%	205.95
2037年	0.00%	303.50	79.29%	214.83	8.93%	279.40	11.78%	205.95

管理人以上述修改后的预测为基础，在反馈回复版申报材料

修改了基础设施项目的资产评估和基金的可供分配金额测算，具体情况见反馈回复版申报材料。修改后的现金流预测已充分考虑到基金存续期各类售电模式的电量占比和电价的预测情况。

(2) 请管理人、评估机构对基金存续期间，预测的两个项目市场性电量和保障性电量的占比的合理性发表明确意见。

答复：

1) 基金存续期两个项目保障性电量占比变化假设的合理性

根据本反馈回复“一”之“(一)”之“2.”之“(2)”之“(2)”，基于电力市场化改革趋势，管理人、评估机构认为长期来看可再生能源发电项目参与电力市场化交易的比例将提高，通过保障性收购消纳的电量比例将降低，出于审慎考虑，假设2030年市场交易电量比例提高至100%，保障性收购电量比例下降至0。具体情况如下表所示：

年份	黄骅旧城风电场	红土井子风电场
	预测方法：匀速下降	预测方法：匀速下降
2024年	75.00%	26.00%
2025年	62.50%	21.67%
2026年	50.00%	17.34%
2027年	37.50%	13.01%
2028年	25.00%	8.68%
2029年	12.50%	4.35%
2030年	0.00%	0.00%
2031年及以后	0.00%	0.00%

### ①黄骅旧城风电场

2024年：河北省发改委下发的《河北南部电网2024年电力中长期交易工作方案》规定，河北南部电网省调直调风力发电场站按照上网电量一定比例参与市场化交易（含外送交易），风力

发电场站冬季、夏季入市比例暂定为 20%，春季、秋季入市比例暂定为 30%。根据上述规定，2024 年全年市场化交易比例为 25%，保障性收购比例为 75%。

**后续年度：**2024 年以后，假设黄骅旧城风电场保障性收购比例逐年匀速下降，直到 2030 年下降至 0.00%，2030 年以后保持 0.00%，该假设的合理性分析如下：

河北南网本地可再生能源项目保障性收购电力的实际消纳对象主要是河北南网六市区域内居民、农业等不参与市场化交易的电力用户，以居民为主。我国为充分保障民生用电，建立了公益性电价机制和优先购电制度，规定居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用户均不进入电力市场进行交易，而是由电网企业保障供应（以下简称“保供”），并通过政府公益性价格调节，确保居民、农业等用电价格稳定。

河北南网区域内，市场化交易价格较高，2022 年-2023 年电力中长期交易含税均价持续保持在 430 元/兆瓦时以上，在河北南网当地燃煤基准电价基础上上浮达 19%。与此同时，河北南网区域内居民用电增长较快，2021-2023 年，河北南网区域内居民生活用电量分别为 404.52 亿千瓦时、464.01 亿千瓦时及 502.45 亿千瓦时，三年复合增长率为 11.45%。

河北南网区域内居民用电由当地电网统一组织收购，由于电网向居民售电的价格受到居民电价限制，对于电网来说，在区域内电力市场化交易价格高于燃煤基准价的现状下，有较强的动力

持续通过保障性收购按燃煤基准价采购新能源发电场所发电力，以节约保供部分的电力购买成本。2021-2023年，河北南网区域内经推算的统调装机新能源发电量分别为171.70亿千瓦时、217.12亿千瓦时、271.65亿千瓦时，近三年占居民生活用电量的比例仅分别为42%、47%、54%，远小于河北南网区域居民用电量。因此，可以合理预期未来河北南网有充足的动力持续以较高的保障性收购比例，按当地燃煤基准价，以较低的成本收购新能源发电场所发电量用于履行保供职责。

但是，由于国家持续推进电力市场化改革，并已明确2030年新能源全面参与电力市场化交易的要求，即使河北南网有动力保持较高的保障性收购比例，也需要按照政策要求逐渐提升新能源发电场参与市场化交易的电力比例。

综合考虑以上两方面因素，为谨慎起见，管理人、评估机构假设2024年以后，黄骅旧城风电场保障性收购比例逐年匀速下降，直到2030年下降至0.00%，2030年以后保持0.00%。

## ②红土井子风电场

**2024年：**根据内蒙古自治区能源局下发的《内蒙古自治区能源局关于做好2024年内蒙古东部电力交易市场中长期交易有关事宜的通知》，2024年初步安排有补贴风电“保量保价”优先发电计划小时数890小时。

根据蒙东电力交易平台数据显示，红土井子风电场2024年保障性收购电量为44,650兆瓦时，折合利用小时数为893小时，

大于 890 小时，电价为 303.50 元/兆瓦时，与蒙东电网燃煤基准电价一致。890 小时占预测全年利用小时数 3,360.18 小时<sup>19</sup>的比例为 26.49%，保守起见向下取整，预测 2024 年保障性收购电量比例为 26%。

**后续年度：**假设红土井子风电场保障性收购比例匀速下降，2030 年下降至 0.00%，以后年度保持 0.00%的比例假设，该假设的合理性分析如下：

由于国家持续推进电力市场化改革，并已明确 2030 年新能源全面参与电力市场化交易的要求，保守估计，从长期来看蒙东电网区域内新能源发电企业保障性收购比例应进一步下降，参与市场化交易的电力比例将进一步上升。

综合考虑目前保障性收购比例已很低、近年保障性收购小时数持续提高、蒙东电网区域内居民用电量持续增长和国家推进电力市场化交易的进度安排等因素，谨慎起见，管理人、评估机构假设 2025 年起，红土井子风电场保障性收购比例逐年匀速下降，直到 2030 年下降至 0.00%，2030 年以后保持 0.00%。

## 2) 基金存续期两个项目市场化交易内部占比变化假设的合理性

### ①黄骅旧城风电场

#### (a) 省内中长期交易及省内现货交易

近年来，河北南网区域电力持续处于供不应求状态，2021

---

<sup>19</sup> 根据本反馈回复之“一”之“(二)之”2.”之“(2)”所述，以红土井子风电场近 4 年上网电量最低值预测后续年度上网电量为 168,009.00 兆瓦时，除以项目装机容量 50 兆瓦，折合年利用小时数为 3,360.18 小时。

年-2023 年网外购电量分别达到 943.95 亿千瓦时、890.8 亿千瓦时、972.84 亿千瓦时，其中 2023 年外购电量比例占总购电量比例达 37.7%。考虑到河北南网电力供需关系持续处于供不应求的状态，预计黄骅旧城风电场所发电量都应在区域内消纳，不会参与跨区跨省中长期交易，故合理预计保障性收购占比下降释放出的所发电量均将通过省内中长期交易和省内现货交易消纳。

预计河北南部电网 2026 年开始电力现货市场连续试运行，2027 年电力现货市场转入正式运营。根据北京洁源电力交易团队在山东区域参与省内现货交易的历史经验，预计 2026 年省内现货交易电量占比将提升到 3%，在评估测算时按照 2027 年-2038 年省内现货交易电量规模将维持在省内中长期交易电量规模的 1/9<sup>20</sup>进行预计。

### **(b) 跨区跨省中长期交易**

由于河北南网区域内电力持续处于供不应求的状态，持续需要自省外电网购电满足区域内用电需求，故黄骅旧城风电场预计将不参与跨区跨省中长期交易。

### **(c) 省间现货交易**

由于河北南网限电率很低，且河北南网区域内电力持续处于

---

<sup>20</sup> 根据《山东电网 2023 年度暨四季度电力市场交易信息报告》、《山东电网 2022 年度暨四季度电力市场交易信息报告》，2023 年及 2022 年，山东省内发电企业通过电力市场化交易分别共结算上网电量 3,255.45 亿千瓦时、3,209.80 亿千瓦时，其中中长期交易电量及优先合约电量分别共结算 2,928.20 亿千瓦时、3,000.22 亿千瓦时，合计占比分别为 89.95%、占比 93.47%，计算得出省内现货交易电量占总电力市场化交易电量的比例分别为 10.05%、6.53%。山东省为我国较早开展省内现货交易的区域电网，2021 年 12 月开始省内电力现货长周期连续结算试运行，其 2023 年及 2022 年省内现货交易电量占比具备参考性。谨慎起见，采取 2023 年数据，估计省内现货电量占省内总电力市场化交易电量的比例约为 10%，由于省内总电力市场化交易电量由省内中长期交易电量及省内现货交易电量组成，上述估计即等价于省内现货电量占省内中长期交易电量的 1/9。

供不应求的状态，黄骅旧城风电场所发电量除极少数节假日限电情形外均可在区域内消纳，无需主动参与省间现货交易。因此，管理人、评估机构认为预计未来参与省间现货交易售电量将维持在较低水平，即省间现货交易比例维持在 2023 年的省间现货交易比例 0.23% 的水平。

## ②红土井子风电场

### (a) 省内中长期交易

根据《内蒙古自治区新能源倍增行动实施方案》，2022 年至 2030 年，内蒙古自治区内新能源发电装机、发电量、跨区跨省外送电量将同步倍增，预测未来内蒙古地区新能源发电项目市场化交易售电结构将在 2022 年的基础上维持基本稳定。

因此，考虑到红土井子风电场 2022 年-2023 年保障性收购电量占比较低、市场化交易电量内部占比较稳定，且 2023 年上网电量通过省内中长期交易消纳的占比较高的情况，管理人、评估机构谨慎预计 2024 年省内中长期交易电量占比为 53.29%<sup>21</sup>，并且进一步保守预测，自 2025 年起保障性收购电量占比下降时，该部分下降的电量全部提升到售电价格相对低的省内中长期交易的结算电量部分，价格相对较高的跨区跨省中长期交易的电量占比不再提升。

### (b) 省内现货交易

蒙东电网尚未开展省内现货交易，红土井子风电场历史上未

---

<sup>21</sup> 省内中长期交易电量占比=1-保障性收购电量占比-跨区跨省中长期交易电量占比-省间现货电量占比

参与省内现货交易，因此未来不预测省内现货交易。

### (c) 跨区跨省中长期交易

从区域来看，一方面，目前蒙东地区特高压已具备将区域内新能源电站所发电量全部输送至外省的能力：截至 2023 年 7 月，蒙东电网特高压设备规模位居全国第二，特高压外送能力达 4,600 万千瓦<sup>22</sup>，相当于每年至少可以将 4,600 万千瓦装机容量的新能源电站所发电量输往省外。截至 2023 年末，蒙东电网新能源装机容量合计为 2,416.39 万千瓦，预计 2025 年蒙东地区新能源装机将达到 4,450 万千瓦，仍小于 4,600 万千瓦的规模；另一方面，根据相关文件，内蒙古自治区未来新能源外送电量将高速增长：根据 2023 年 12 月 11 日发布的《内蒙古自治区人民政府办公厅关于促进新能源消纳若干举措的通知》（内政办发〔2023〕81 号），要有效扩大新能源外送规模，2025 年底前，新能源外送电量每年新增 100 亿千瓦时左右。“十五五”期间，新增新能源外送电量 1,000 亿千瓦时左右，折算每年应新增 200 亿千瓦时左右，未来 7 年预计合计新能源外送电量增量可达 1,200 亿千瓦时，按照 2023 年蒙东地区风电设备利用小时数 2,514 小时计算，可以额外消纳新增陆上风电场装机容量合计超过 4,700 万千瓦。

从红土井子风电场项目来看，2022 年-2023 年保障性收购电量占比较低的情况下，跨区跨省中长期交易电量占比均在 13%以上，近两年市场化交易电量内部占比变化呈现趋于稳定趋势。为

---

<sup>22</sup> 内蒙古举行国网蒙东电力服务新能源发展与产业转移“十项举措”新闻发布会  
([http://www.scio.gov.cn/xwfb/dfxwfb/gssfbh/nmg\\_13830/202307/t20230724\\_729662.html](http://www.scio.gov.cn/xwfb/dfxwfb/gssfbh/nmg_13830/202307/t20230724_729662.html))

进一步审慎预测，根据内蒙古自治区能源局对 2024 年蒙东地区有补贴风电外送电量小时数 300 小时的安排<sup>23</sup>，管理人、评估机构保守预测基金存续期内红土井子风电场跨区跨省中长期交易的结算电量占年度上网电量的比例按 8.93%（300 小时/3,360.18 小时<sup>24</sup>）测算，且更为审慎的假设未来该部分电量比例维持不变，不考虑占比增长。

#### （d）省间现货交易

根据《内蒙古自治区新能源倍增行动实施方案》，预测未来内蒙古地区新能源发电项目市场化交易售电结构将在 2022 年的基础上维持基本稳定。因此，结合上文对蒙东电网未来外送能力持续增强、外送电量持续增大的分析，管理人、评估机构保守预测基金存续期内红土井子风电场省间现货交易的结算电量占年度上网电量的比例维持在 2023 年的水平 11.78% 不变。

---

<sup>23</sup> 根据《关于做好 2024 年内蒙古东部电力市场中长期交易有关事宜的通知》（内能源电力字[2024]54 号）中“（一）风力发电”部分：初步安排有补贴风电外送电量小时数 300 小时，按照相应市场规则和要求形成交易价格。内蒙古自治区自 2022 年起对蒙东电网区域内有补贴风电安排外送电量小时数，2022 年及 2023 年有补贴风电外送电量小时数分别为 520 小时、400 小时。

<sup>24</sup> 根据本反馈回复之“一”之“（二）之”2.”之“（2）”所述，以红土井子风电场近 4 年上网电量最低值预测后续年度上网电量为 168,009.00 兆瓦时，除以项目装机容量 50 兆瓦，折合年利用小时数为 3,360.18 小时。

2.关于电量稳定性。根据申报材料，两个项目预测期上网电量按照 2020-2022 年度上网电量均值进行预测，上述期间内黄骅旧城风电场发电量分别为 244,152.51 兆瓦时、254,962.57 兆瓦时及 224,871.85 兆瓦时，红土井子风电场分别为 175,240.98 兆瓦时、180,019.30 兆瓦时及 173,003.79 兆瓦时。2022 年黄骅地区平均风速约 4.5 米/秒，低于当地历年平均风速 5 米/秒。

(1) 请管理人补充披露两个项目所在地报告期内风速变动情况，就风力资源的稳定性及对未来现金流稳定性的影响发表明确意见，并补充披露影响风电项目运营的其他自然资源及变化情况，及对未来现金流的影响。请管理人、评估机构对现金流预测中是否充分考虑自然环境对现金流的影响发表明确意见，并就自然环境变化导致现金流的波动作风险提示。

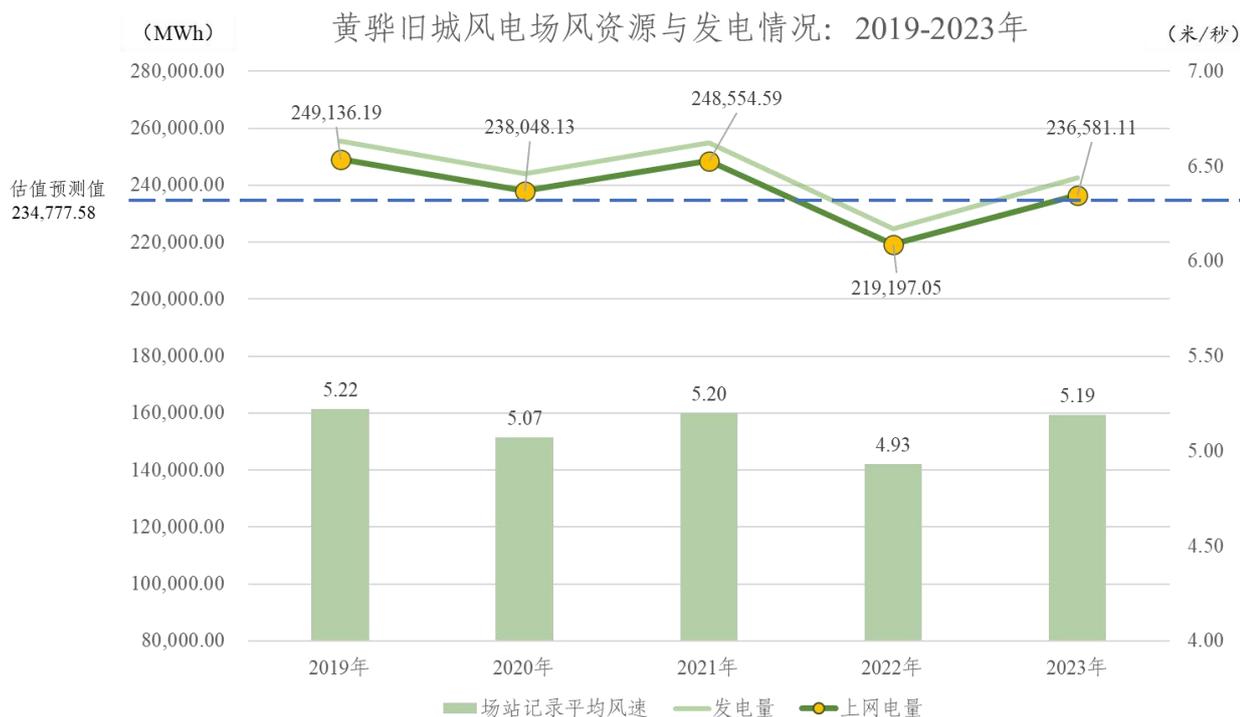
答复：

1) 黄骅旧城风电场所在地报告期内风速变动情况、风力资源稳定性及对未来现金流稳定性的影响

黄骅旧城风电场自第一个完整运营年度 2019 年至 2023 年，历史 5 年风速变动情况、风资源稳定性、发电相关数据及电费流入（标杆电价部分）情况如下表所示：

项目	单位	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年
场站记录平均风速	m/s	5.22	5.07	5.20	4.93	5.19
发电量	兆瓦时	255,418.02	244,152.51	254,962.57	224,871.85	242,712.12
场用损耗	兆瓦时	6,281.83	6,104.38	6,407.98	5,674.80	6,131.01
上网电量	兆瓦时	249,136.19	238,048.13	248,554.59	219,197.05	236,581.11

标杆电费流入	万元	9,110.84	8,570.17	8,405.53	7,707.69	8,365.98
--------	----	----------	----------	----------	----------	----------



自第一个完整投运年度 2019 年以来，黄骅旧城风电场风速稳定在 4.9-5.2m/s 之间波动，场用损耗率稳定在 2.50%左右，上网电量稳定在 240,000.00 兆瓦时左右。除 2022 年以外，历史年度上网电量同比波动率未超过 5%。2022 年，华北地区整体风速较低，黄骅旧城风电场场址测风数据显示，2022 年年均风速约 4.93 米/秒，低于其他年份平均水平 5.17 米/秒。风资源作为一种自然资源，其存在一定的波动性是不可避免的，管理人、评估机构利用 2021 年-2023 年平均上网电量对未来上网电量进行预测，已充分考虑了 2022 年风速较低的影响，预测值低于除 2022 年以外其他所有年份实际上网电量，较为谨慎。

标杆电费结算方面，2019 年-2023 年标杆电费流入金额分别为 0.91 亿元、0.86 亿元、0.84 亿元、0.77 亿元和 0.84 亿元。标

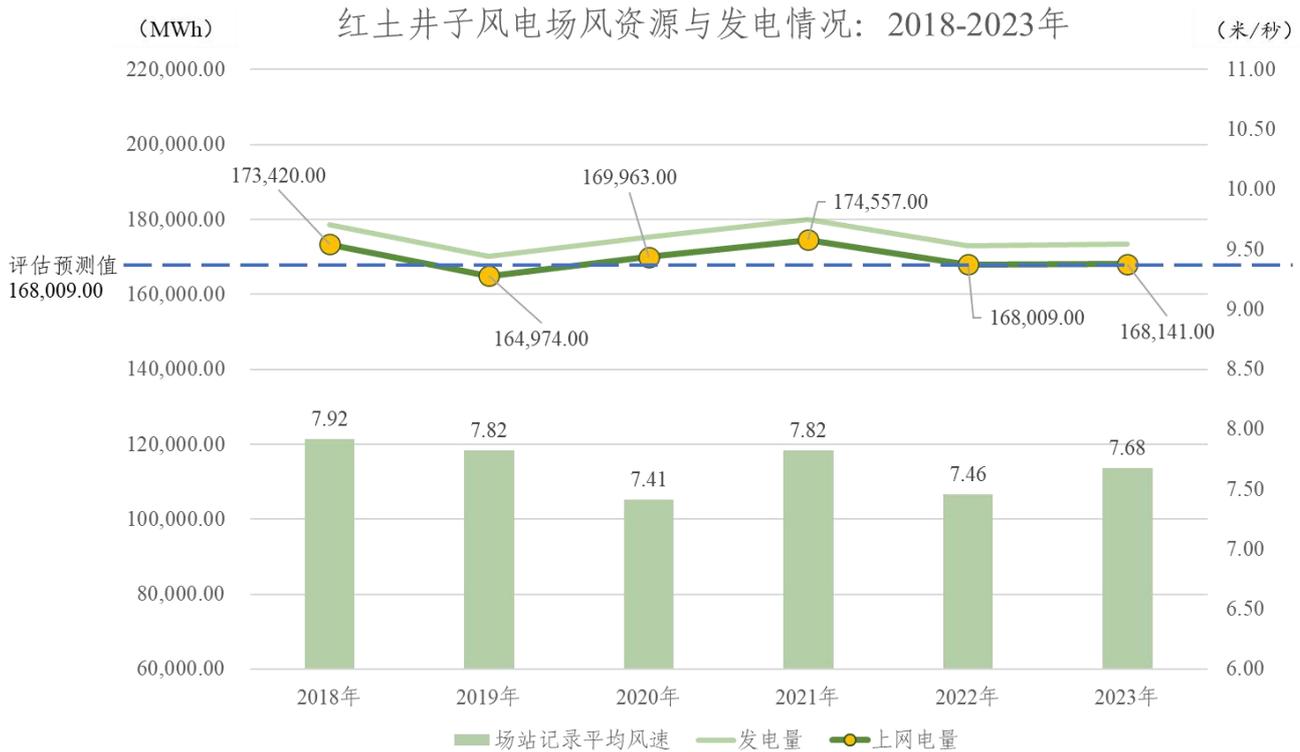
杆电费流入金额除与风资源、上网电量相关，也受到结算电价、电网考核费用等因素影响。

因此管理人、评估机构认为，通过谨慎预测未来上网电量，现金流预测中已充分考虑风资源对现金流的影响。

## 2) 红土井子风电场所在地报告期内风速变动情况、风力资源稳定性及对未来现金流稳定性的影响

红土井子风电场自第一个完整运营年度 2018 年至 2023 年，历史 6 年风速变动情况、风资源稳定性、发电相关数据及电费流入（标杆电价部分）情况如下表所示：

项目	单位	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年
场站记录平均风速	m/s	7.92	7.82	7.41	7.82	7.46	7.68
发电量	兆瓦时	178,551.40	170,152.42	175,240.98	180,019.30	173,003.79	173,365.35
场用损耗	兆瓦时	5,131.40	5,178.42	5,277.98	5,462.30	4,994.79	5,224.35
上网电量	兆瓦时	173,420.00	164,974.00	169,963.00	174,557.00	168,009.00	168,141.00
标杆电费流入	万元	4,509.36	3,477.62	4,473.27	4,297.69	3,938.35	3,978.91



自第一个完整投运年度 2018 年来，红土井子风电场风速稳定在 7.4-7.9m/s 之间波动，场用损耗率稳定在 3.00%左右，上网电量稳定在 170,000.00 兆瓦时左右。历史年度上网电量同比波动率未超过 5%。

标杆电费结算方面，2018 年-2023 年标杆电费流入金额分别为 0.45 亿元、0.35 亿元、0.45 亿元、0.43 亿元、0.39 亿元和 0.40 亿元。标杆电费流入金额除与风资源、上网电量相关，也受到结算电价、电网考核费用等因素影响。

因此管理人、评估机构认为，现金流预测中已充分考虑自然环境对现金流的影响。

### 3) 影响风电项目运营的除风资源以外的其他自然资源情况

答复：

风力发电的工作原理基于空气动力学，当气流吹过风电机组

叶片时在叶片正反面形成压差，压差产生的升力令风电机组叶片旋转，并经过风电机组齿轮箱带动发电机转子，由此将空气动能转化为发电机转子的机械动能再进一步转化为电能进行输出。风电机组产生的电能通过升压变电站升压后输送至电网，通过电网输电线路将电能传输到用电端。

综上所述，风电项目运营主要受到风资源的影响，其他自然资源对风电场的运营影响极小。

#### **4) 就自然环境变化导致现金流波动的风险提示**

管理人已于反馈回复版招募说明书“重要风险提示”及“第八部分风险揭示”补充“项目公司预期现金流入受自然资源波动影响风险”：

风资源直接影响陆上风电场运营状况。风资源指由太阳辐射地球表面受热不均匀引起大气层中受热不均匀，从而使空气沿着水平方向运动所形成的动能。风资源主要受到天气气候背景的影响，在较短的时间范围内波动性较大。每年冷锋过境次数、小风天气等自然条件变化会导致陆上风电场享有的风资源出现波动。风资源较小的年份，陆上风电场理论发电量较低，进而导致上网电量下降。风资源较高的年份，陆上风电场理论发电量升高，在电网安全能够容纳的范围内，上网电量得以提升。

因此，不同年度风资源的波动将导致基础设施项目的发电表现产生波动，该波动将可能影响项目公司未来年度的预期现金流入。

(2) 请管理人、评估机构对两个项目历史电量存在较大波动情况下，采用 2020-2022 年度上网电量均值确定未来电量并恒定的合理性发表明确意见。

答复：

1) 历史上网电量较为稳定

如本节之“(1)”所述，黄骅旧城风电场、红土井子风电场自其各自第一个运营年度以来至 2023 年，除黄骅旧城风电场 2022 年上网电量出现较低值以外，两个项目历史年度上网电量同比波动率未超过 5%，上网电量较为稳定。

管理人、评估机构分别统计了两个项目自第一个完整运营年度以来的各年度上网电量平均值，如下表所示（单位：兆瓦时）：

黄骅旧城风电场	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年
上网电量	/	249,136.19	238,048.13	248,554.59	219,197.05	236,581.11
近 3 年平均				<b><u>234,777.58</u></b>		
近 4 年平均		235,595.22				
近 5 年平均		238,303.41				
红土井子风电场	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年
上网电量	173,420.00	164,974.00	169,963.00	174,557.00	<b><u>168,009.00</u></b>	168,141.00
近 3 年平均				170,235.67		
近 4 年平均		170,167.50				
近 5 年平均		169,128.80				
近 6 年平均		169,844.00				

黄骅旧城风电场、红土井子风电场各种平均方法计算得来的平均上网电量均值结果基本一致，历史上网电量总体稳定可预测。因此，用历史上网电量对未来上网电量进行预测具有合理性。

## 2) 我国未来可再生能源需求前景广阔、增长强劲，项目所在区域可再生能源消纳前景稳定

管理人、评估机构预计基金存续期内全国范围内对可再生能源电力的需求将持续、强劲增长，河北南网、蒙东电网层面电力供需关系将保持稳定、消纳情况良好可持续，分析如下：

### ① 河北南网区域电力供不应求，可再生能源消纳前景良好

河北南部电网为国网华北电网的下属电网，所辖区域包含石家庄、沧州、保定、衡水、邢台、邯郸六市，区域内人口密集、工商业发达，电力持续处于供不应求的状态。

#### (a) 消纳对象

从消纳对象来看，河北南网本地可再生能源项目的消纳对象主要是石家庄、保定、沧州、邢台、邯郸、衡水六市区域内居民、农业及工商业电力用户，其中市场化交易的消纳对象穿透看为六市区域内电压在 10 千伏以上的工商业电力用户。

#### (b) 区域内电力需求分析

2019 年-2023 年，河北南网区域六市经济持续发展，电力需求持续增长，六市部分合计经济发展指标如下表所示：

项目 <sup>25</sup>	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	近年复合增长率
地区生产总值（亿元）	19,732.80	20,363.15	22,623.72	24,062.80	24,842.90	5.93%
全社会用电量（亿千瓦时）	2,186.53	2,231.19	2,430.43	2,478.01	2,734.56	5.75%
规模以上工业企业个数	8,724	9,530	10,904	未披露	未披露	11.80%
第二产业用电量（亿千瓦时）	/	1,398.12	1,526.47	1,498.74	1,629.76	5.24%

<sup>25</sup> 数据来源为各年度河北南网六市统计年鉴、各年度河北南部电网电力市场信息报告。

可以看出，河北南网区域内六市经济持续发展，地区生产总值年复合增长率超过 5.9%，全社会用电需求年复合增长率超过 5.7%，规模以上工业企业个数年复合增长率在 11%以上，第二产业用电量年复合增长率在 5.2%以上。河北南网区域电力持续处于供不应求状态，2021 年-2023 年网外购电量分别达到 943.95 亿千瓦时、890.8 亿千瓦时、972.84 亿千瓦时，其中 2023 年外购电量比例占总购电量比例达 37.7%。

### (c) 历史消纳情况及未来展望

河北省近 5 年风电利用率<sup>26</sup>及限电率<sup>27</sup>如下表<sup>28</sup>所示：

河北省	2019 年 <sup>29</sup>	2020 年 <sup>30</sup>	2021 年	2022 年	2023 年
风电利用率	95.2%	95.3%	95.4%	95.6%	94.3%
风电限电率 =1-风电利用率	4.8%	4.7%	4.6%	4.4%	5.7%

上述数据为河北全省数据，包含了消纳情况较弱的冀北电网，河北南网区域风电利用率实际高于河北全省水平。整体看，河北南网近五年风电利用率在 95%左右，新能源消纳保障性很强。

2021-2023 年，河北南网统调装机风电并网容量增速分别为 1.8%、4.8%、4.2%，增速较低。河北南网地区人口密集，可供开发风电的土地资源较为稀缺，新增装机潜力有限。根据河北省“十四五”规划，到 2025 年，风电、光伏发电装机容量分别应达到 4,300 万千瓦、5,400 万千瓦。截至 2023 年末，河北省风力

<sup>26</sup> 地区风电利用率=Σ风电场实际发电量/Σ风电场可用机组可发电量

<sup>27</sup> 限电率=1-地区风电利用率

<sup>28</sup> 数据来源：全国新能源消纳监测预警中心公众号

<sup>29</sup> <https://guangfu.bjx.com.cn/news/20200303/1050099-2.shtml>

<sup>30</sup> <https://guangfu.bjx.com.cn/news/20210207/1135066.shtml>

发电装机容量为 3,141 万千瓦，光伏发电 5,416 万千瓦，风力发电装机容量已达到 2025 年目标装机容量的 73%，光伏发电装机容量已提前完成目标，未来新能源装机容量提升空间已不大。

总体看，河北南网用电需求增长强劲、电力供需持续处于供不应求状态，历史五年风电利用率稳定保持在 95% 左右，新能源电力供给增长空间十分有限，区域内可再生能源消纳前景良好。

## ② 蒙东电网区域电力外送能力强，结合本地消纳与外送消纳，可再生能源消纳前景稳定

蒙东电网是国网东北电网下属电网，覆盖赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔四盟市，与东北电网、华北电网等其他国家电网下属省级电网之间交流通畅，主要通过鲁固直流、伊穆直流及 500 千伏输电网进行电力外送。蒙东电网区域内新能源发电场外送电量可以通过鲁固直流送山东、江苏、浙江、安徽、上海等东部发达地区，可以通过高岭直流送华北（包含北京、天津、河北），还可以通过国网东北电网内部输电线路外送黑龙江、吉林和辽宁，共计可向 5 个方向、11 个省份外送电力。根据中国能源报报道，蒙东电网 2023 年外送电量 1,835 亿度，同比增长 23.2%，创历史新高，成为全国年度外送电量最多的省级电网企业。

### （a）消纳对象

蒙东电网可再生能源项目区域内的消纳对象主要是赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔四盟市区域内居民、农业及工商业电力用户，其中市场化交易的消纳对象穿透看为四盟市区域内电压在

10 千伏以上的工商业电力用户。

蒙东电网可再生能源项目所发电量还可通过特高压直流、500 千伏输电网送往省外消纳，主要包括辽宁、吉林、黑龙江、北京、天津、河北、山东、江苏、浙江、安徽、上海 11 个省/市。

### (b) 区域内电力需求分析

2019 年-2023 年，蒙东电网区域四盟市经济持续发展，电力需求持续增长，四盟市合计经济发展指标如下表所示：

项目 <sup>31</sup>	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	近年复合增长率
地区生产总值（亿元）	4,688.73	4,756.43	5,362.06	5,927.71	6,104.87	6.82%
全社会用电量（亿千瓦时）	588.31	610.31	654.98	714.03	773.56	7.08%
规模以上工业企业个数	773	743	801	884	未披露	4.57%
第二产业用电量	444.47	453.33	487.72	525.01	554.50	5.69%

可以看出，蒙东电网区域内四盟市经济持续发展，地区生产总值年复合增长率超过 6.8%，全社会用电需求年复合增长率超过 7.0%，规模以上工业企业个数年复合增长率在 4.5%以上，第二产业用电量年复合增长率在 5.6%以上。

根据国家发展改革委 2023 年 3 月 16 日发布的《国家发展改革委关于同意设立蒙东承接产业转移示范区的复函》（发改地区[2023]228 号），国家发改委同意设立蒙东承接产业转移示范区，范围包括通辽、赤峰 2 市。赤峰市人民政府表示将充分发挥赤峰风光资源优势，稳妥有序承接蒙东地区符合生态环境分区管控要

<sup>31</sup> 数据来源为各年度蒙东电网四盟市统计年鉴、各年度蒙东电网电力市场信息报告

求和环保、能效、安全生产要求的高载能行业<sup>32</sup>。高载能行业指能源成本在产品产值中所占比重较高的行业，或称为能源消耗密集型行业，主要包括化学原料和化学制品制造业、非金属矿物制品业、黑色金属冶炼和压延加工业、有色金属冶炼和压延加工业。高载能行业在赤峰市的持续落地，将带来可再生能源电力本地需求的大幅提升，显著改善赤峰市新能源发电项目的消纳环境。

### （c）外送电力需求分析

“草原风光好，电送全中国”，内蒙古是我国重要的能源和战略资源基地，这是习近平总书记和党中央赋予内蒙古的战略定位和重大责任。2023年6月，习近平总书记在内蒙古考察时强调，推动传统能源产业转型升级，大力发展绿色能源，做大做强国家重要能源基地，是内蒙古发展的重中之重。

国家部委及自治区层面均出台多项文件，支持内蒙古新能源电力外送发展。

2024年3月，国家发展改革委等部门联合印发《关于支持内蒙古绿色低碳高质量发展若干政策措施的通知》（发改环资〔2024〕379号）指出，要加快规划建设电力外送通道，建设适应高比例新能源、源网荷协调互动的电力智慧调度系统，并大力推进产业发展和新能源本地消纳。

《内蒙古自治区“十四五”能源发展规划》中明确“稳定能源外送能力”为规划的基本原则之一，预计内蒙古在2025年将

---

<sup>32</sup> 《蒙东承接产业转移示范区获批，赤峰迎来重大发展机遇》（[https://www.nmg.gov.cn/zwyw/gzdt/msdt/202303/t20230317\\_2275029.html](https://www.nmg.gov.cn/zwyw/gzdt/msdt/202303/t20230317_2275029.html)）

实现能源综合生产能力、外送煤炭和电力继续位居全国第一，清洁能源满足 80%以上新增用能需求的发展目标。新能源建设方面，明确要在实施新能源倍增工程的同时，扩大新能源外送规模，推进清洁能源输送走廊建设，提升电力外送通道新能源电量占比，并结合中东部地区绿电需求，新建一批输送高比例新能源的绿色电力通道，扩大清洁能源配置范围。

内蒙古大力发展新能源发电产业，并将可再生能源电力送往省外，是国家赋予的战略地位和未来发展的重中之重。

2020 年-2023 年，蒙东电网可再生能源外送电量分别为 115.01 亿千瓦时、127.89 亿千瓦时、118.72 亿千瓦时、125.29 亿千瓦时，四年复合增长率达 2.89%，呈现出波动上升趋势。

截至 2023 年 7 月，蒙东电网特高压设备规模位居全国第二，特高压外送能力达 4,600 万千瓦<sup>33</sup>，相当于每年至少可以将 4,600 万千瓦装机容量的新能源电站所发电量输往省外。截至 2023 年末，蒙东电网新能源装机容量合计为 2,416.39 万千瓦，预计 2025 年蒙东地区新能源装机将达到 4,450 万千瓦，仍小于 4,600 万千瓦的规模。总体看，目前蒙东地区特高压外送能力已具备将区域内新能源电站所发电量全部输送至外省的能力。

根据 2023 年 12 月 11 日发布的《内蒙古自治区人民政府办公厅关于促进新能源消纳若干举措的通知》（内政办发〔2023〕81 号），要有效扩大新能源外送规模，2025 年底前，新能源外送

---

<sup>33</sup> 内蒙古举行国网蒙东电力服务新能源发展与产业转移“十项举措”新闻发布会（[http://www.scio.gov.cn/xwfb/dfxwfb/gssfbh/nmg\\_13830/202307/t20230724\\_729662.html](http://www.scio.gov.cn/xwfb/dfxwfb/gssfbh/nmg_13830/202307/t20230724_729662.html)）

电量每年新增 100 亿千瓦时左右。“十五五”期间，新增新能源外送电量 1,000 亿千瓦时左右，折算每年应新增 200 亿千瓦时左右，至“十五五”末预计累计新能源外送电量增量可达 1,200 亿千瓦时，按照 2023 年蒙东地区风电设备利用小时数 2,514 小时计算，可以额外消纳新增陆上风电场装机容量合计超过 4,700 万千瓦。内蒙古自治区未来新能源外送电量的高速增长，将为区域内新能源新项目并网提供充足的消纳空间，减轻新项目并网对存量项目消纳空间的影响。

#### **(d)赤峰市周边 500 千伏线路工程及特高压输电线路密集、电网建设持续完善**

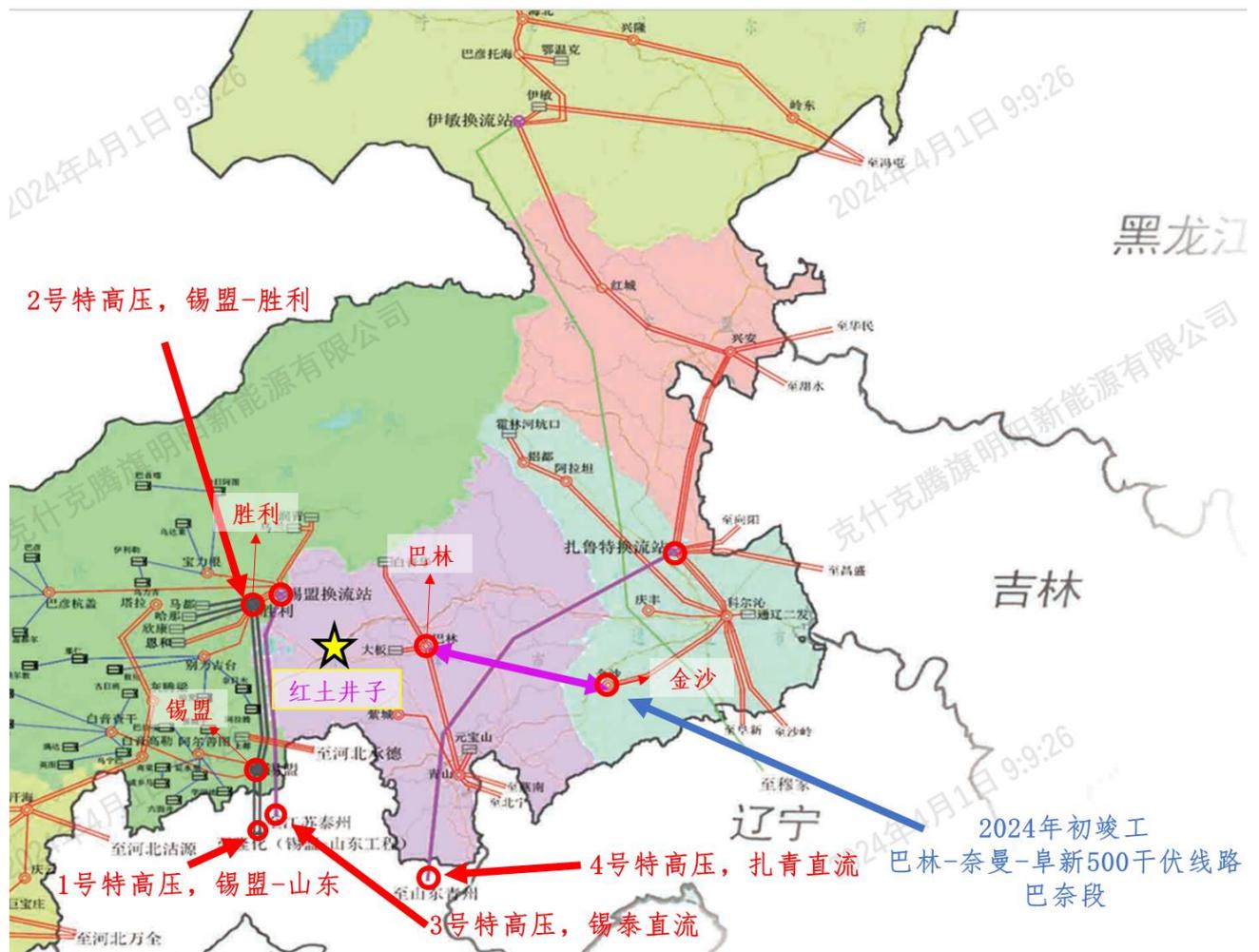
500 千伏线路方面，红土井子风电场所在的赤峰市除已有的 500 千伏输电线路外，赤峰市“十四五”规划列明的能源通道重点工程还有巴林-奈曼-阜新双回 500 千伏线路工程和赤峰克什克腾至锡林郭勒多伦 500 千伏线路工程。其中巴林-奈曼-阜新双回 500 千伏线路工程中的巴奈段已于 2024 年 2 月投运，实现了赤峰电网与呼伦贝尔、兴安、通辽 500 千伏主网架的互联互通，送出能力有较好的改善。后续奈曼-阜新段完工后，整体工程每年可输送电量约 100 亿千瓦时，还将增强蒙东地区对华北地区尤其是对山东省的电力供应保障能力，新能源汇聚及送出能力进一步增强。

特高压输电线路方面，赤峰市周边目前已有 4 条特高压输电线路，外送渠道通畅，如下表所示：

序号	类型	名称	起止地
1	交流特高压	锡盟-山东 1,000 千伏特高压交流输电工程	内蒙古-河北-天津-山东
2	交流特高压	锡盟-胜利 1,000 千伏特高压交流输电工程	内蒙古-北京-山东
3	直流特高压	锡盟-江苏泰州±800 千伏特高压直流输电工程	内蒙古-河北-天津-山东-江苏
4	直流特高压	扎鲁特-青州±800 千伏特高压直流输电工程	内蒙古-河北-天津-江苏

内蒙古自治区“十四五”规划中新增的特高压输电工程主要是张北-胜利 1,000 千伏特高压输电交流项目工程，预计 2024 年内完工，该工程同样毗邻赤峰市西部。

截至 2024 年初，项目所在地赤峰市附近主要的已建成 500 千伏输电工程与特高压输电线路情况下图所示：



综上所述，赤峰市周边密集的电力送出线路对红土井子风电

场所发电力的消纳可以起到持续的积极促进作用。

### (e) 历史消纳情况及未来展望

蒙东地区近 5 年风电利用率<sup>34</sup>及限电率如下表所示：

蒙东地区	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年
风电利用率	96.2%	97.7%	97.6%	90.0%	96.7%
风电限电率 =1-风电利用率	3.8%	2.3%	2.4%	10.0%	3.3%

2020 年-2023 年蒙东电网区域内风电利用小时数分别为 2,378 小时、2,351 小时、2,602 小时和 2,514 小时，呈现出显著的上升趋势，显示出蒙东电网区域内风电消纳情况持续转好。

整体看，除 2022 年风电利用率较低外，蒙东电网近五年风电利用率在 97%左右，风电利用小时数呈上升趋势，新能源消纳保障性较强。

从未来内蒙古地区新能源发电行业发展趋势来看，根据 2023 年 10 月 23 日内蒙古自治区人民政府办公厅印发的《内蒙古自治区新能源倍增行动实施方案》，内蒙古自治区要力争到 2025 年，全区新能源发电装机达到 1.5 亿千瓦以上，发电量达到 3,000 亿千瓦时，跨区跨省外送电量超过 1,000 亿千瓦时，均比 2022 年实现倍增；到 2030 年，新能源装机规模超过 3 亿千瓦，发电量接近 6,000 亿千瓦时，跨区跨省外送电量达到 2,000 亿千瓦时，再次实现装机容量、发电量、外送电量的同步倍增。行动实施方案明确提出未来内蒙古地区新能源发电装机容量、发电量、外送

<sup>34</sup> 数据来源：全国新能源消纳监测预警中心公众号

电量应同步倍增，明确了内蒙古地区新能源装机容量将在消纳水平维持稳定的前提下不断提升，为未来内蒙古地区消纳情况保持稳定提供了坚实的政策依据。

总体看，蒙东电网区域内用电需求增长强劲、外送能力强，是全国外送电量最多的省级电网，且未来新能源外送电量将持续增长。蒙东电网一方面稳步提升新能源本地消纳水平，另一方面有效扩大新能源外送规模，在《内蒙古自治区新能源倍增行动实施方案》、《内蒙古自治区人民政府办公厅关于促进新能源消纳若干举措的通知》等发展规划的指引、支持下，将在服务新能源优质并网、深挖电网消纳潜力、充分利用市场机制的三个方面重点发力，保障新能源“量”“率”协调发展，预计未来蒙东地区新能源发电项目消纳情况将在 2022 年的基础上维持稳定。

#### **(f) 碳达峰、碳中和发展目标下，全国范围可再生能源电力需求将持续、强劲增长**

根据 2023 年 12 月 9 日国家发改委下属的中国宏观经济研究院能源研究所发布的《中国能源转型展望 2023》<sup>35</sup>，以中国在 2030 年前实现碳达峰、2060 年前实现碳中和作为倒逼目标，未来全国范围内对可再生能源电力的需求将持续、强劲增长。

报告预计到 2035 年及 2060 年，全社会用电量分别将达到 16.2 万千瓦时、20.2 万亿千瓦时。相比 2023 年的 9.2 万亿千瓦时<sup>36</sup>，全社会用电量 2024-2035 年年复合增长率达 4.83%，

---

<sup>35</sup> [https://www.gov.cn/yaowen/liebiao/202312/content\\_6919524.htm](https://www.gov.cn/yaowen/liebiao/202312/content_6919524.htm)

<sup>36</sup> [https://www.gov.cn/lianbo/bumen/202401/content\\_6926853.htm](https://www.gov.cn/lianbo/bumen/202401/content_6926853.htm)

2036-2060 年年复合增长率达 0.89%。到 2035 年及 2060 年，全社会发电量分别将同步达到 16.2 万亿千瓦时、20.2 万亿千瓦时。相比 2023 年的 9.5 万亿千瓦时<sup>37</sup>，全社会发电量 2024-2035 年年复合增长率达 4.55%，2036-2060 年年复合增长率达 0.89%。

为达到碳达峰、碳中和目标，发电结构中可再生能源发电量占比大幅增长是必要条件。报告预计 2035 年及 2060 年，可再生能源在全社会发电量中的占比分别自 2023 年的约 32% 提升至 71% 和 95%，按比例折算可再生能源发电量，到 2035 年及 2060 年，可再生能源发电量分别为 11.50 万亿千瓦时、19.19 万亿千瓦时。相比 2023 年的约 3 万亿千瓦时<sup>38</sup>，可再生能源发电量 2024-2035 年年复合增长率达 11.85%，2036-2060 年复合增长率达 2.07%。

综上所述，可再生能源发电需求受到“总发电需求增长”、“可再生能源发电占比增长”的双重增长刺激，预计未来 12 年可再生能源发电量年均增速需超过 11%，我国未来可再生能源电力需求将持续、强劲增长。对于黄骅旧城风电场、红土井子风电场等已并网、已稳定向当地电网供电的存量新能源发电项目，其所发电量得到持续高比例消纳是保障可再生能源发电量持续增长的必要条件。

### ③ 发展新能源需“量”“率”协调发展，存量新能源发电项目所发电量持续消纳，具备经济性、合理性

<sup>37</sup> 《我国电力发展与改革报告（2024）》（中能传媒能源安全新战略研究院），与 2023 年全社会用电量的差距为统计口径差异

<sup>38</sup> 据国家能源局数据，2023 年全国可再生能源发电量近 3 万亿千瓦时。

根据中国电力企业联合会发布的《中国电力行业年度发展报告 2023》，2023 年全国电力供需总体紧平衡，部分区域部分时段电力供需偏紧。由于电能量大规模、长时间存储极其困难，且电网运行过程中，发电输出功率必须与用电负荷功率时刻保持瞬时平衡，否则电网运行安全将受到威胁，电力供需偏紧意味着我国目前电力需求可以充分消纳电力供给，存量新能源发电项目所发电量持续消纳，具有坚实的供需关系基础。

为满足碳达峰、碳中和对可再生能源电力强劲、持续的需求，我国需不断新建新能源发电项目，提升可再生能源发电能力。但可再生能源发电依赖自然资源，存在间歇性、随机性、波动性的特点，其消纳空间的提升很大程度上取决于电网配套设施建设水平。若电网配套设施建设不足，投入大量资源建设新项目、提升装机容量，却不能完成可再生能源整体供给增长的目标，不能满足社会对可再生能源电力持续增长的需求，还导致存量项目消纳水平下降，必将导致企业、社会资源的大量浪费，不具备经济性、合理性。

为了解决消纳空间不足的问题，2021 年 3 月 15 日，习近平总书记中央财经委员会第九次会议上对能源电力发展作出了系统阐述，首次提出构建新型电力系统。新型电力系统以高比例新能源供给消纳体系建设为主线任务，是新型能源体系的重要组成部分和实现“双碳”目标的关键载体。只有通过加快持续建设新型电力系统，提升电网系统对可再生能源电力的整体消纳空间，在

不减损存量项目上网电量的基础上，充分发挥新项目的发电能力，最终形成高比例新能源供给消纳体系，做到发展新能源“装机容量”“利用率”的协调发展。

因此，在完成“双碳”目标的背景下，在全社会对可再生能源电力具有持续、强劲的需求增长的前提下，在新型电力系统建设持续提升可再生能源整体消纳空间的背景下，根据消纳空间的增长速度安排新项目的并网投产，同时保持老项目的持续稳定消纳，是具有经济性、合理性的安排。

### **3) 以历史上网电量均值预测未来上网电量时，采取了相对谨慎的方式，具备合理性**

考虑到黄骅旧城风电场 2022 年上网电量出现低值，以及近 3 年平均数为各种平均数中的最低值，管理人、评估机构选取黄骅旧城风电场近 3 年平均上网电量作为未来年度上网电量的预测数。

考虑到红土井子风电场历史年度上网电量存在一定波动，管理人、评估机构谨慎选取红土井子风电场近 4 年上网电量最低值，即 2022 年的 168,009.00 兆瓦时，作为未来年度上网电量的预测数<sup>39</sup>。

### **4) 风电机组发电效率在设备使用周期内可保持稳定**

黄骅旧城风电场、红土井子风电场所使用的风电机组的设计

---

<sup>39</sup> 2024 年 2 月，途经内蒙古赤峰市、通辽市和辽宁省阜新市的巴林—奈曼（金沙）—阜新 500 千伏输电工程巴林至奈曼段完工。输变电工程施工导致红土井子风电场 2024 年一季度限电率较高。管理人、评估机构在对红土井子风电场 2024 年度上网电量进行预测时，考虑了该事项的影响，将 2024 年预计上网电量在近 5 年平均上网电量的基础上下调 1,768.54 兆瓦时。上述事项为一次性影响，且该工程投运后将进一步增强蒙东地区新能源汇聚及送出能力，进一步提升蒙东地区新能源电量消纳能力。

使用寿命为 20 年。风电机组主要由风轮、齿轮箱、发电机、交流系统、控制系统、变压器等设备构成，主要由机器设备构成，通过定期、及时的维护和备品备件更换，可以持续保证发电效率维持稳定。

管理人、评估机构通过在未来评估付现成本中对材料费、修理费、修理费（维护性资本性支出）进行充分的估计，来确保未来运营过程中，可以通过充分的维护、更换、修理，保证两个项目风电机组发电效率维持稳定。

#### **5) 两个项目保障性收购消纳对象及保障性收购电量占比下降后的消纳途径**

河北南网、蒙东电网区域内，居民用电由当地电网统一组织收购，收购方式包括以保障性收购的方式按固定价格向新能源发电场收购电力。由于河北南网、蒙东电网区域居民用电稳定持续上升，未来即使当地电网减少保障性收购比例，由于居民用电的需求、电网保供的职责持续客观存在，当地电网仍需持续购买足够的电力，以履行保供职责，满足居民用电需求。

此时，电网企业的角色转变为售电公司，在电力市场上通过市场化交易的方式持续购入电力。由于新能源发电场边际成本较低（不需要投入煤炭等燃料），电网公司考虑到新能源电价优势，仍会优先购买区域内新能源发电场的所发电量用于完成保供任务。

因此，保障性收购比例下降后，新能源发电企业的消纳对象

并不会发生变化，只是上网电量的定价方式发生了变化，由保障性收购的固定价格转变为市场化交易的供需决定。

## 6) 结论

综上所述，考虑到两个项目历史上网电量情况、风电机组发电效率在设备使用周期内可保持稳定、项目所在区域可再生能源消纳前景稳定以及保障性收购电量占比下降情况下消纳对象并不会发生实质变化等因素，管理人、评估机构采取了历史上网电量均值预测未来电量并恒定，对于历史上网电量存在一定波动的红土井子风电场，管理人、评估机构出于谨慎考虑，已特别选取了历史4年的最低值进行预测，该预测具有合理性。

**3.关于电价。根据申报材料，黄骅项目根据2023年前三季度实际结算电价预测基金存续期间优先发电交易和市场化交易价格均为364.4元/兆瓦时(含税);红土井子风电场项目根据2022年-2023年前三季度实际结算电价预测市场化交易电价为263.1元/兆瓦时(含税)、保量保价收购电价303.5元/兆瓦时(含税)，加权平均标杆电价为271.2元/兆瓦时(含税)。**

(1) 请管理人、评估机构结合历史经营情况、法律法规依据、市场竞争情况、电力市场化改革情况、市场化各类售电模式占比及电价情况等，对存续期市场化交易项下电价按照不变价格预测的合理性进行核查。

答复：

1) 两个项目历史市场化各类售电模式占比分析及电价对比

### ① 黄骅旧城风电场

黄骅旧城风电场 2021 年-2023 年市场化售电模式占比及电价情况如下表所示（单位：含税，元/兆瓦时）：

售电结构	2021 年		2022 年		2023 年	
	占比	电价	占比	电价	占比	电价
保障性收购	100.00%	364.40	99.85%	364.40	74.50%	364.40
市场交易-省内中长期交易	-	-	-	-	25.45%	434.64
市场交易-跨区跨省中长期交易	-	-	-	-	-	-
市场交易-省内现货交易	-	-	-	-	-0.18%	497.10
市场交易-省间现货交易	-	-	0.15%	296.33	0.23%	220.13

2021 年-2022 年，除极少量省间现货试点交易电量外，黄骅旧城风场所发电量均由河北南网保障性收购，含税收购电价为河北南网燃煤基准电价 364.40 元/兆瓦时。

2023 年起，黄骅旧城风电场正式开始参与电力市场化交易。由于河北南网地区电力需求强劲，市场化交易结算电价较高。

2023 年，黄骅旧城风电场约 25%电量参与了省内中长期交易，另有约-0.18%的电量参与了省内现货交易。

其中，省内中长期交易方面，2023 年含税结算电价约 434.64 元/兆瓦时，达到河北南网燃煤基准电价上浮 19%的水平。从河北南网整体情况来看，2020 年至 2023 年，河北南网省内中长期交易电力直接交易平均成交价格分别为 351.36 元/兆瓦时、359.31 元/兆瓦时、437.20 元/兆瓦时和 437.15 元/兆瓦时，近四年持续增长，近两年持续维持在当地燃煤基准电价上浮 19%水平，2023 年黄骅旧城风电场省内中长期结算电价与河北南网区域内同期

结算均价水平基本一致。

省内现货交易方面，2023年河北南网共选取了9天开展省内现货交易，黄骅旧城风电场参与的电量极少，结算电价较高，不具有参考意义。

2023年将省内中长期交易与省内现货交易结果合并计算，共结算电量59,781.33兆瓦时、结算电费25,956,274.18元(含税)，结算电价为434.19元/兆瓦时(含税)，仍达到河北南网燃煤基准电价上浮19%的水平，因此省内现货交易结算对市场化交易结算的情况几乎不产生影响。

省间现货交易方面，2022年-2023年，黄骅旧城风电场极少数电量通过省间现货交易消纳。省间现货交易定价逻辑详见本反馈回复之“一”之“(一)”之“5.”之“(2)”之“1)省间现货交易”，新能源项目对省间现货交易价格不具备控制力，成交价格波动较大。

综上所述，2023年以前黄骅旧城风电场售电结构、售电价格维持稳定，2023年部分电量进入电力市场化交易后，平均售电价格显著提高，对项目收益有明显的提升作用。

## ②红土井子风电场

红土井子风电场2021年-2023年市场化售电模式占比及电价情况如下表所示(单位：含税，元/兆瓦时)：

售电结构	2021年		2022年		2023年	
	售电占比	电价	售电占比	电价	占比	电价
保障性收购	66.02%	303.50	20.83%	303.50	18.81%	303.50

市场交易-省内中长期交易	28.89%	202.17	45.67%	217.85	55.95%	224.93
市场交易-跨区跨省中长期交易	3.77%	227.60	21.15%	305.31	13.46%	305.30
市场交易-省内现货交易	-	-	-	-	-	-
市场交易-省间现货交易	1.32%	213.16	12.34%	324.98	11.78%	318.74

2021年-2023年，蒙东电网保障性电量收购价格根据相关政策规定保持不变，为蒙东地区燃煤基准电价303.50元/兆瓦时。

省内中长期交易方面，2021年-2023年，省内中长期交易平均含税电价从202.17元/兆瓦时稳步提升至224.93元/兆瓦时。红土井子风电场在蒙东地区不断推进市场化交易的政策背景下，省内中长期交易均价持续提升，展现出蒙东地区整体消纳水平保持稳定的大趋势。

跨区跨省中长期交易方面，2021年-2023年，跨区跨省中长期交易平均含税电价从227.60元/兆瓦时提升至305.30元/兆瓦时，符合外送电量目的地燃煤标杆电价高于蒙东当地燃煤标杆电价的实际情况。

省间现货交易方面，2021年-2023年，省间现货交易平均含税电价从213.16元/兆瓦时快速提升至318.74元/兆瓦时，同样符合外送电量目的地燃煤标杆电价高于蒙东当地燃煤标杆电价的实际情况。

## 2) 市场化售电价格法律法规依据

对中长期交易而言（包括省内中长期交易、跨区跨省中长期交易），根据《国家发展改革委 能源局关于印发〈电力中长期交易基本规则〉的通知》（发改能源规[2020]889号）的规定，电力中长期交易的成交价格应当由市场主体通过双边协商、集中交易等市场化方式形成，第三方不得干预。

对省间现货交易而言，根据国家电网有限公司 2021 年 11 月发布的《省间电力现货交易规则（试行）》的规定，省间电力现货交易采用集中竞价的出清方式，根据市场主体报价情况及固定的出清机制确定出清价格。市场主体报价最低为 0 元/兆瓦时，最高为 10,000 元/兆瓦时。政府主管部门可根据市场运行情况对限价进行调整。

对省内现货交易而言，根据国家发展改革委、国家能源局 2023 年 9 月 7 日发布的《电力现货市场基本规则（试行）》，现货交易的价格机制为边际电价，经营主体具有报价权和参与定价权。现货市场限价规则、价格干预规则等管制性价格规则由国务院价格主管部门明确制定原则，各省（区、市）价格主管部门会同有关主管部门、国家能源局派出机构组织制定具体规则，并在当地市场规则中体现。河北南网目前电力现货交易试运行电能量申报价格的限价范围为 0-1,200 元/兆瓦时，市场主体申报的价格不得超过市场限价，市场出清的限价范围为 0-1,200 元/兆瓦时。

根据上述政策，市场化售电价格由经营主体通过市场化机制确定。法律法规对现货交易设置了限价，但限价上下限的区间很

大，对交易价格几乎不产生实质性影响。

### 3) 河北南网、蒙东电网电力市场化改革影响分析

#### ① 河北南网

##### (a) 电力市场化改革历程

河北南网电力市场化交易自 2016 年启动，2022 年燃煤发电上网电量全部进入电力市场。2023 年区域内新能源发电企业开始参与电力市场化交易，根据河北省发改委的要求，2023 年、2024 年风电场参与市场化交易的比例约为 25%。随着电力市场化改革的推进，越来越多的售电量结算价格由供需双方市场竞争决定，以固定价格保障性收购的售电量逐渐下降。

##### (b) 电力市场化交易价格情况

根据国网河北电力公司披露的河北南网市场交易信息，河北南网 2020 年-2023 年市场化交易<sup>40</sup>电价情况如下表所示（单位：含税，元/兆瓦时）：

项目	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年
<b>中长期交易：</b>				
折算至平段加权平均价	/	/	437.20	437.15
平均成交价格	351.36	359.31	/	/
<b>省内现货交易：</b>				
总体结算均价	还未开展	还未开展	还未开展	436.68
风电结算均价	还未开展	还未开展	还未开展	364.13

总体看，近四年河北南网电力市场化交易价格显著提升，近两年中长期交易均价持续位于燃煤基准电价上浮 19%以上，持续

<sup>40</sup> 河北南网市场交易信息未披露省间现货交易电价情况。

处于高位。

## ② 蒙东电网

### (a) 电力市场化改革历程

蒙东电网电力市场化交易自 2014 年启动，2022 年燃煤发电上网电量全部进入电力市场。2018 年区域内新能源发电企业开始参与电力市场化交易，至 2023 年区域内新能源发电企业参与电力市场化交易的比例提升至约 80%。随着电力市场化改革的推进，越来越多的售电量结算价格由供需双方市场竞争决定，以固定价格保障性收购的售电量逐渐下降。

### (b) 电力市场化交易价格情况

根据本反馈回复之“一”之“(一)”之“3.”之“(4)”之“1)”所述，蒙东电网带补贴新能源项目市场化交易价格增长趋势明显。

## 4) 电力市场化改革对电力价格影响的趋势分析

### ① 来自国际经验的证据<sup>41</sup>

电力市场化改革是一个渐进的过程，综合考虑电力市场化改革进度和数据可得性以及代表性，管理人选取了经济发展水平较为先进、产业结构较为完善、电力市场化时间较长且程度较高的美国、德国、法国、英国作为在电价变化趋势方面具有参考价值的比较对象（以下简称“代表性国家”），以 2002-2022 年作为样

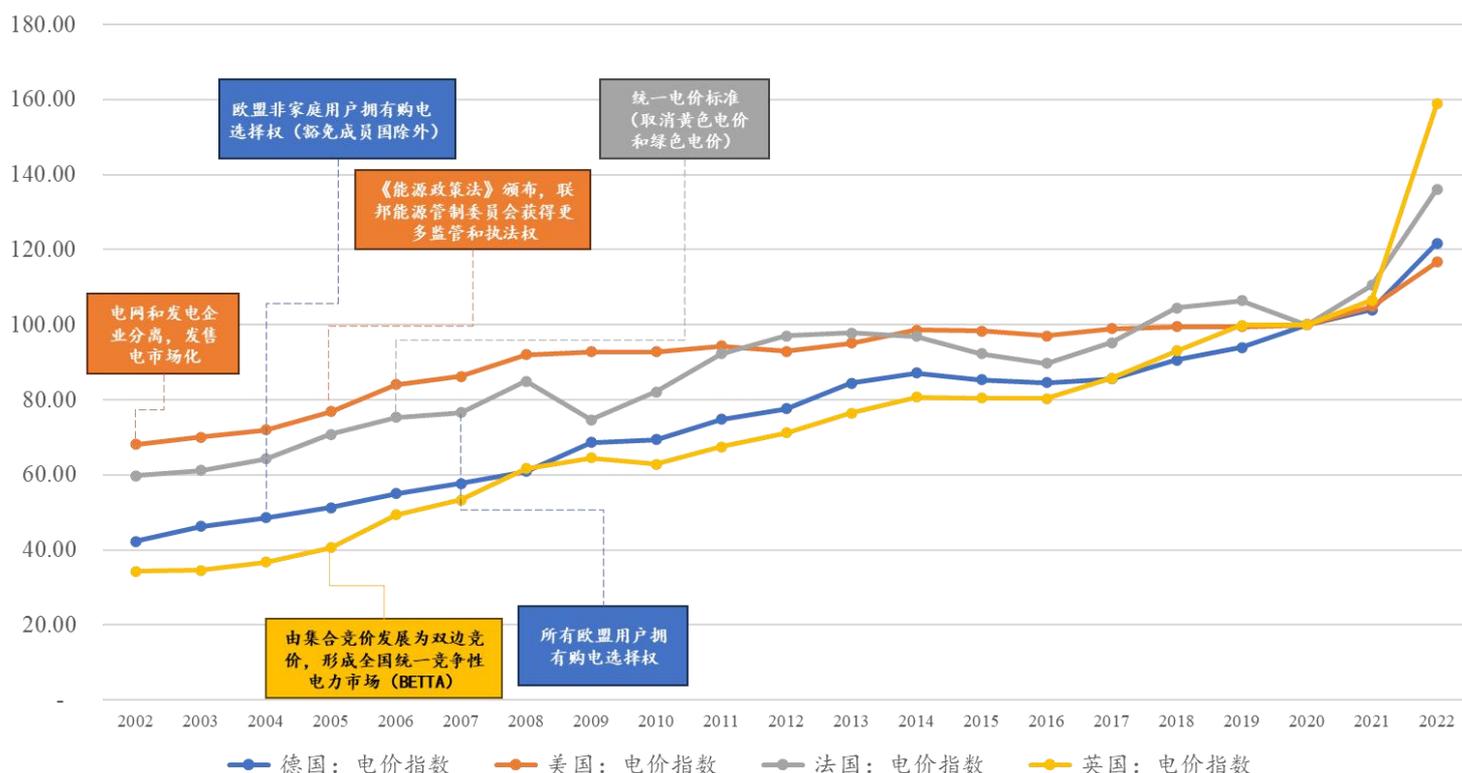
---

<sup>41</sup> 除特别说明，本部分数据来源包括 Wind、日本经济产业省、日本总务省统计局、日本电气事业联合会、英国国家统计局、英国能源安全和零排放部（前商业、能源和工业战略部）、德国联邦统计局、欧盟统计局（EUROSTAT）、法国国家统计局、美国经济分析局、美国能源信息署（EIA）、韩国银行（BOK）、世界银行（WB）、国际货币基金组织（IMF）、国际能源署（IEA）。

本期，对代表性国家电力市场化改革过程中的电价变化趋势进行了分析。

下图反映了代表性国家 2002-2022 年电力价格指数的变化情况：

代表性电力市场化国家电力价格指数变化：2002-2022（2020年=100）



由上图可见，代表性国家电力市场化交易改革过程中，电力价格指数呈现持续走高的趋势。

2002 年-2022 年代表性国家电力价格指数的复合增长率情况如下表所示：

2002 年-2022 年年复合增长率	美国	英国	德国	法国
人均 GDP	3.61%	2.17%	3.36%	2.64%
电力价格指数	2.73%	7.97%	5.42%	4.20%

数据分析显示，2002 年-2022 年代表性国家电力市场化改革

过程中，电力价格指数持续增长，且增长速度一般快于人均 GDP 增长水平。工业化国家的核心任务是建立完整的工业体系，而电力是构建工业体系的基础和关键。进入信息时代后，人类社会对电力的需求进一步提升，工业自动化、精密制造、算力技术等发展趋势，导致制造业对电力供应的需求不断提高。从代表性国家电力市场化交易运转历史数据来看，电力市场化改革过程中，电力价格持续上升且增速整体高于同期人均 GDP 增速是普遍规律。

## ② 未来电力需求趋势

我国及两个项目所在区域未来电力需求趋势详见本反馈回复之“一”之“(二)”之“2.”之“(2)”之“(2)”。我国未来较长一段时间内对可再生能源的需求将持久强劲增长，河北南网区域电力供不应求、可再生能源消纳前景良好，蒙东电网区域电力外送能力强、本地消纳与外送消纳相结合，可再生能源消纳前景稳定。总体来说，电力供需关系稳定良好对未来电价走势起到了良好的支撑作用。

### 5) 未来各类市场化交易项下电价水平假设合理性及对存续期市场化交易项下电价按照不变价格预测的合理性

管理人、评估机构对两个项目各类市场化交易项下假设的电价水平未来按照不变价格进行估计的合理性具体逐项分析如下：

#### ① 黄骅旧城风电场项目：

##### (a) 省内中长期交易及省内现货交易

管理人、评估机构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，合理性在于：

a) 省内中长期交易

2020 年至 2023 年，河北南部电网近四年省内中长期交易含税均价自 351.36 元/兆瓦时提升至 437.15 元/兆瓦时，其中 2022 年、2023 年均保持在 437 元/兆瓦时水平以上。黄骅旧城风电场 2023 年省内中长期交易及省内现货交易合并平均含税结算电价为 434.19 元/兆瓦时，已签署的 2024 年省内中长期交易合同价格为 437.17 元/兆瓦时。综合看，2022 年-2023 年，河北南网区域省内中长期交易含税电价保持在当地燃煤基准电价上浮 19% 的水平，接近燃煤电厂售电价格上浮 20% 的上限。

从电力需求来看，如本反馈回复之“一”之“(二)”之“2.”之“(2)”之“2)”所述，河北南网区域用电需求增长强劲，电力持续处于供不应求状态，需持续自省外购入电量。从电力供给来看，2021-2023 年，河北南网统调装机风电并网容量增速分别为 1.8%、4.8%、4.2%，增速较低。河北南网地区人口密集，可供开发风电的土地资源较为稀缺，新增装机潜力有限。

总体看，河北南网电力持续处于供不应求状态，因此，预计未来黄骅旧城风电场省内中长期交易售电价格在当地燃煤基准上浮 0%-20% 之间，不低于当地燃煤基准价。

b) 省内现货交易

省内现货交易属于省内中长期交易的附属品种，实质上是对省内中长期交易偏差电量的结算，在河北南网电力现货市场连续

试运行之前，每年省内现货交易开展的时间很短，省内现货交易对售电收益基本不造成影响。因此，管理人、评估机构在估值假设中，将省内中长期交易、省内现货交易的电价合并考虑，为364.40元/兆瓦时。

由于目前河北南网电力现货市场成熟度不高，蒙东电网尚未启动，因此管理人参照我国市场成熟度较高的山西和山东电力现货市场分析了省内现货交易价格与省内中长期交易价格之间的关系，具体情况如下：

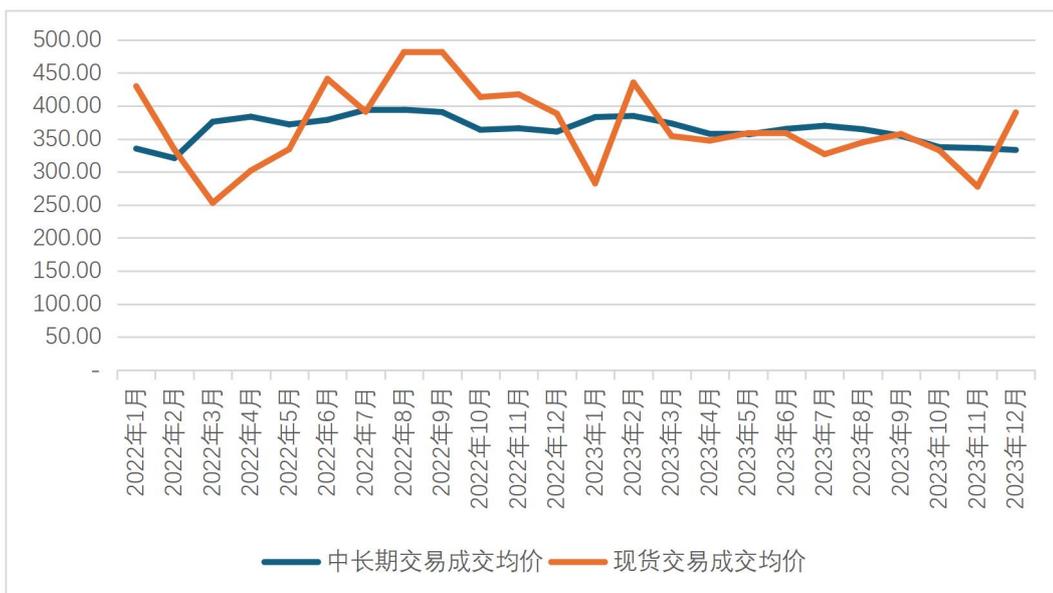
山西省是国内最早的电力体制改革综合试点省份之一，电力现货市场于2023年12月起转入正式运营。山东省是我国确定的首批8个电力现货市场建设试点省份之一，于2021年12月开始现货市场长周期连续结算试运行。2022年-2023年，山西、山东电力市场中长期交易及现货交易价格<sup>42</sup>对比情况如下图所示：

图：山西省电力市场中长期交易及现货交易价格

单位：元/兆瓦时

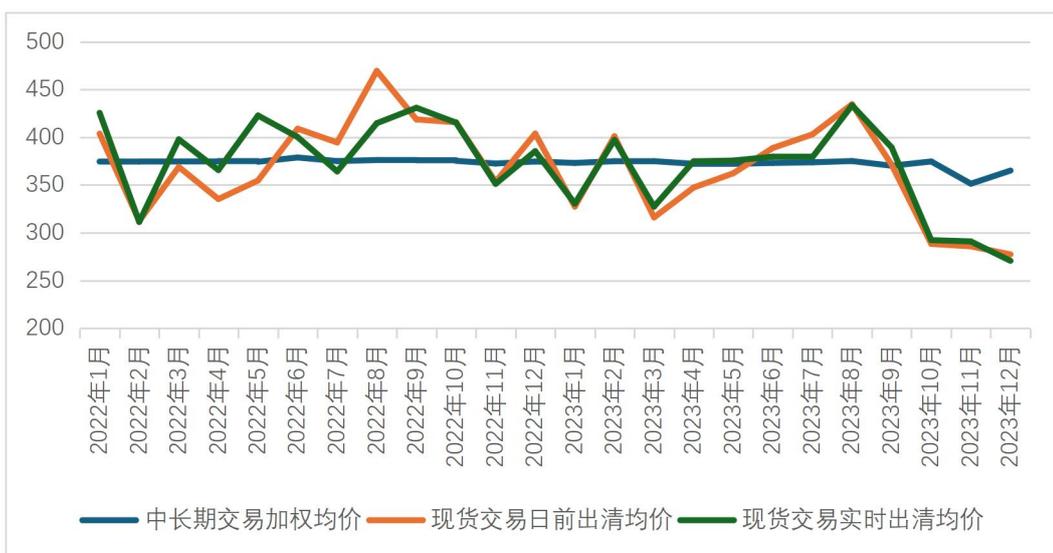
---

<sup>42</sup> 数据来源：山西电力交易中心有限公司、兰木达电力现货定期披露的电力市场中长期交易市场信息、山东电力交易中心有限公司出具的《山东电网2022年暨四季度电力市场交易信息报告》、《山东电网2023年暨四季度电力市场交易信息报告》



图：山东省电力市场中长期交易及现货交易价格

单位：元/兆瓦时



从上图来看，2022年-2023年山西、山东电力现货交易出清均价都呈现出围绕中长期交易加权均价波动的特性。由于省内现货交易与省内中长期交易的价格趋势均主要由当地电力供需关系决定，区别主要在于省内现货交易频率更高，故省内现货交易电价呈现出围绕省内中长期交易电价上下波动的趋势具备合理性。

因此，管理人、评估机构认为，河北南网的电力现货市场连续试运行、电力现货市场转入正式运行后，省内现货交易电价将围绕省内中长期交易价格上下波动，长期趋势与中长期交易价格保持一致。

综上所述，管理人、评估机构出于谨慎考虑，在评估假设时对基金存续期内省内中长期交易及省内现货交易合并平均含税电价按照保持 364.40 元/兆瓦时进行假设具有合理性。

### **(b) 省间现货交易**

管理人、评估机构假设基金存续期内省间现货交易含税电价为 220.13 元/兆瓦时，合理性在于：

河北南网区域内陆上发电厂所参与的省间现货交易由北京电力交易中心统一组织开展，覆盖范围跨越全国多个省级电网、交易数据情况披露较少。故管理人、评估机构以就低原则选取了 2022-2023 年省间现货交易的较低值 220.13 元/兆瓦时作为未来省间现货交易含税电价假设水平，电价水平设置较谨慎。由于河北南网电力需求强劲，黄骅旧城风电场仅在特定时点如春节等限电时才会考虑选择参与省间现货交易减少限电损失，未来预计参与省间现货交易电量比例持续保持在 0.23% 的较低水平，省间现货电费收入对黄骅旧城风电场整体电费收入的影响极小。

综上所述，管理人、评估机构出于谨慎考虑，在评估假设时对基金存续期内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/兆瓦时进行假设具有合理性。

## ②红土井子风电场项目：

### (a) 省内中长期交易

管理人、评估机构假设基金存续期内省内中长期交易平均含税电价为 2020-2023 年的均值 214.83 元/兆瓦时，合理性在于：

根据本反馈回复之“一”之“(一)”之“3.”之“(4)”之“1)”所述，蒙东电网近三年及 2024 年已签约的带补贴新能源发电项目省内中长期交易含税均价持续提升。红土井子风电场 2021 年-2023 年省内中长期交易含税结算电价分别为 202.17 元/兆瓦时、217.85 元/兆瓦时、224.93 元/兆瓦时，呈现出显著的上涨趋势，与蒙东电网整体电价提升趋势保持一致。2024 年红土井子风电场已签约年度省内中长期交易含税合同电价平均数为 222.01 元/兆瓦时。

根据本反馈回复之“一”之“(二)”之“2.”之“(2)”之“2)”所述，蒙东电网区域内近年来电力需求强劲，消纳环境持续改善，未来电力需求增长前景可观。

因此，考虑到蒙东电网近三年带补贴新能源省内中长期交易电价持续提升、红土井子风电场近三年省内中长期交易电价持续提升，区域内消纳环境持续向好，管理人、评估机构出于谨慎考虑，在评估假设时对基金存续期内省内中长期交易平均含税电价按照 2020-2023 年省内中长期交易含税结算电价的平均数 214.83 元/兆瓦时进行假设并不设增长，该假设显著低于 2024 年已签约年度省内中长期交易合同含税平均电价 222.01 元/兆瓦时，具有

合理性。

### **(b) 跨区跨省中长期交易**

管理人、评估机构假设基金存续期内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，合理性在于：

对跨区跨省中长期交易而言，红土井子风电场 2021 年-2023 年结算含税均价持续提升，分别为 227.60 元/兆瓦时、305.31 元/兆瓦时、305.30 元/兆瓦时。除 2021 年少量电量（占当年上网电量的 3.77%）在东北电网的组织下与其他区域内新能源发电场一并参与了跨区跨省合同交易外，红土井子风电场主要参与跨区跨省中长期交易中的电力外送交易，通过在北京电力交易中心与外送目的地省级电网进行挂牌交易签订交易合同的方式，将电量通过跨区跨省中长期交易出售给其他省级电网。2022 年及 2023 年，红土井子风电场参与电力外送交易将电量输送给山东电网、辽宁电网及华北电网，结算含税均价持续保持在 305 元/兆瓦时以上，高于在蒙东地区燃煤基准价格 303.50 元/兆瓦时。

跨省跨区中长期交易电价较高具备商业合理性。根据本反馈回复“一”之“(一)”之“4.”之“(3)”之“(1)”，预计跨区跨省中长期交易电价具有稳定性，预计未来高于蒙东地区燃煤基准价格具有商业合理性。

在本项目未来预测时，管理人、评估机构在评估假设时对基金存续期内跨区跨省中长期交易含税电价，按照不扣除 2021 年

偶发情况下的较低电价样本的处理方式，按 2021 年-2023 年跨区跨省中长期交易年度结算均价的算术平均数 279.40 元/兆瓦时进行假设并不设增长，该评估假设的电价水平远低于 2024 年该项目已签约的年度跨区跨省中长期交易合同含税平均电价 308.52 元/兆瓦时，因此预测更为谨慎。

### (c) 省间现货交易

管理人、评估机构假设基金存续期内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，合理性在于：

蒙东电网区域内陆上发电厂所参与的省间现货交易由北京电力交易中心统一组织开展，覆盖范围跨越全国多个省级电网、交易数据情况披露较少。目前蒙东电网内新能源发电项目可以向辽宁、吉林、黑龙江、北京、天津、河北、山东、江苏、浙江、安徽、上海 11 个省/市通过省间现货交易出售电力，消纳渠道覆盖大部分东部经济发达地区。

蒙东电网省间外送交易目的地电网燃煤基准价如下表（单位：含税，元/兆瓦时）：

省市	煤电基准价	与蒙东电网基准价价差	与评估假设 205.95 元/兆瓦时的价差
北京	359.8	+56.30	153.85
天津	365.5	+62.00	159.55
河北南网	364.4	+60.90	158.45
冀北电网	372.0	+68.50	166.05
辽宁	374.9	+71.40	168.95
黑龙江	374.0	+70.50	168.05

吉林	373.1	+69.60	167.15
山东	394.9	+91.40	188.95
江苏	391.0	+87.50	185.05
浙江	415.30	+111.80	209.35
安徽	384.40	+80.90	178.45
上海	415.50	+112.00	209.55

蒙东电网省间外送交易目的地电网燃煤基准价均远高于蒙东地区燃煤基准电价，也均远高于评估假设的未来省间现货交易均价，价差基本维持在 150 元/兆瓦时以上。较高的价差对省间现货价格的稳定性提供了较强的支撑作用。

红土井子风电场所所在的蒙东地区风资源禀赋好，区域内风电场装机容量较多，因天气原因导致陆上风电场集中出力、电网处于安全考虑下达限电指令的情况较河北南网更频繁。红土井子风电场 2022 年、2023 年参与省间现货交易电量占总上网电量比例约 12%、含税结算电价稳定在 320 元/兆瓦时左右，交易量价两年保持稳定。

但是在本项目未来预测时，管理人、评估机构综合考虑 2020 年、2021 年红土井子风电场参与省间现货交易电量较少、价格较低，针对省间现货交易波动性，在评估假设时对基金存续期内省间现货交易含税电价按照历史 4 年最低的 2020 年省间现货交易含税结算电价 205.95 元/兆瓦时进行假设并不设增长，因此预测更为谨慎。

**(2) 请管理人、评估机构结合现有法律法规、协议约定，**

对保障电量的售电价格存续期是否会存在重大变化发表明确意见。

**答复：**

根据“发改能源 2016 年 625 号文”，保障性收购电量的价格固定为可再生能源标杆上网电价，即该可再生能源发电项目的发改委批复电价，此外，保障性收购电量正常享受可再生能源补贴。洁源黄骅与河北电网签订的《购售电合同》中约定了项目的标杆上网电价为 364.4 元/兆瓦时，可再生能源电价为 235.6 元/兆瓦时。克旗明阳与蒙东电网签订的《购售电合同》中约定了项目的标杆上网电价为 303.5 元/兆瓦时，可再生能源电价为 216.5 元/兆瓦时。

因此，结合前述法律法规及《购售电合同》的约定，管理人、评估机构认为，保障性收购电量的售电价格在存续期内不会发生重大变化。

**4.关于售电收入。**根据申报材料，售电收入=售电量×不含税电价，请管理人、评估机构结合前述问题对存续期各类模式项下电量、电价变动情况的分析，对售电收入直接适用报告期平均电量\*标杆电价的合理性发表明确意见。

**答复：**

根据本反馈回复“一”之“(二)”之“1.”之“(1)”、本反馈回复“一”之“(二)”之“3.”之“(1)”之“(5)”，管理人、评估机构对两个项目的售电模式的电量、电价分别进行了预测。因此，售电收入相应调整为各类售电模式项下电量、电价的乘积

加总取得，管理人、评估机构认为调整后的售电收入计算方法具有合理性。计算方法具体如下：

黄骅旧城风电场年售电收入=年上网电量\*保障性收购电量占比\*保障性收购电价+年上网电量\*省内中长期交易电量占比\*省内中长期交易电价+年上网电量\*省内现货交易电量占比\*省内现货交易电价+年上网电量\*省间现货交易占比\*省间现货交易电价；

红土井子风电场年售电收入=年上网电量\*保障性收购电量占比\*保障性收购电价+年上网电量\*省内中长期交易电量占比\*省内中长期交易电价+年上网电量\*跨区跨省中长期交易占比\*跨区跨省中长期交易电价+年上网电量\*省间现货交易占比\*省间现货交易电价。

5.关于限电率。根据申报材料，最近三年及一期，红土井子风电场限电率分别为 2.20%、8.82%、5.43%和 8.99%。请管理人及评估机构结合历史限电率变化情况，补充披露存续期内限电率的取值，并对其合理性发表明确意见。

答复：

### 1) 历史限电率变化情况

红土井子风电场自第一个完整运营年度以来的限电率等相关运营数据如下表所示：

红土井子风电场 <sup>43</sup>	单位	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年
-----------------------	----	--------	--------	--------	--------	--------	--------

<sup>43</sup> 限电量为风机软件系统统计的因收到限电指令、停机未能发电的电量  
 限电率=限电量/(限电量+上网电量+场用损耗)  
 发电量=上网电量+场用损耗

场站记录平均风速	m/s	7.92	7.82	7.41	7.82	7.46	7.68
限电量	兆瓦时	15,547.55	7,972.66	3,940.81	17,407.36	9,935.90	21,153.30
限电率	%	8.01	4.48	2.20	8.82	5.43	10.87
发电量	兆瓦时	178,551.40	170,152.42	175,240.98	180,019.30	173,003.79	173,365.35
场用损耗	兆瓦时	5,131.40	5,178.42	5,277.98	5,462.30	4,994.79	5,224.35
损耗率	%	2.87	3.04	3.01	3.03	2.89	3.01
上网电量	兆瓦时	173,420.00	164,974.00	169,963.00	174,557.00	168,009.00	168,141.00

## 2) 评估时未单独假设存续期限电率水平的原因及合理性

本项目未单独假设存续期限电率的取值，具体原因如下：

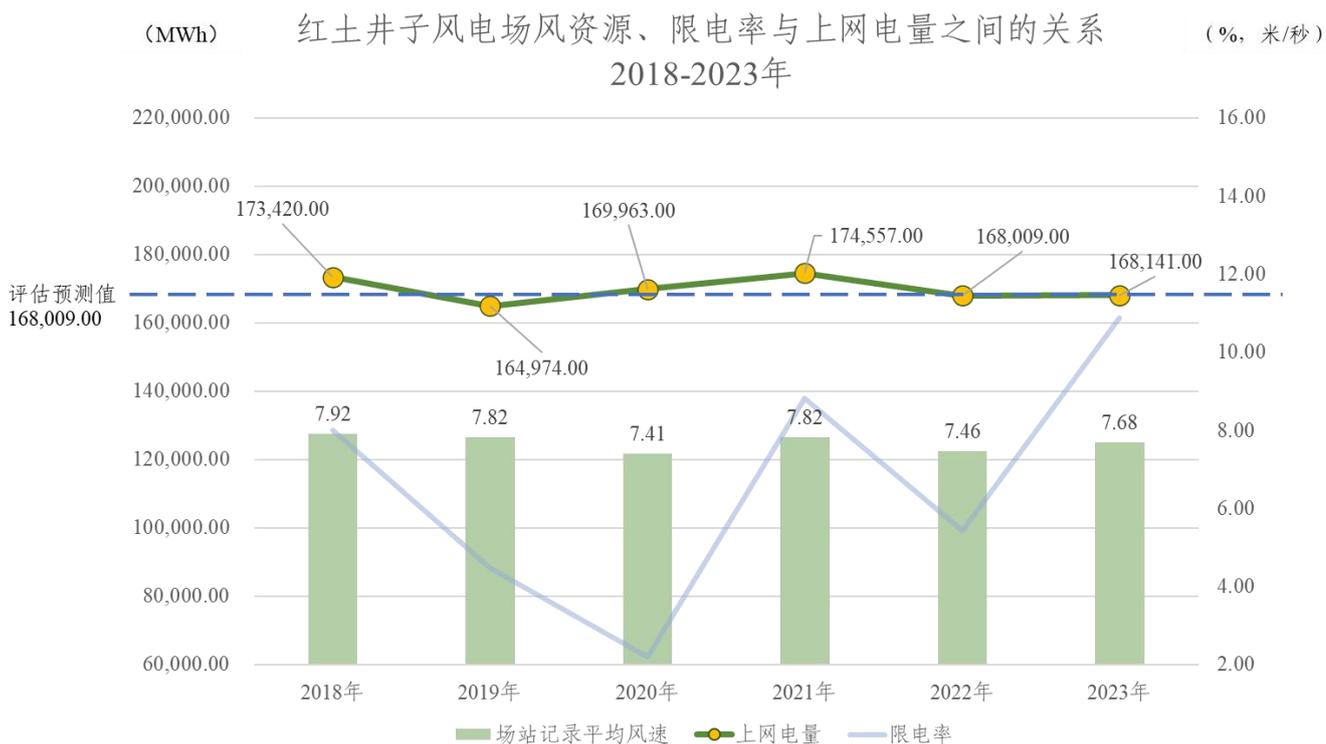
在本项目的评估中，评估机构是以历史发电量及历史场用损耗为基准对存续期的电费收入进行预测，发电量已经是经扣除限电量后的电量数据，因此无需单独预测存续期限电率水平。

此外，风资源存在客观上的波动性。风资源较多的年份，风电场可发电的小时数更多，理论发电能力较强。但由于风资源呈现地区性，这类年份通常会出现区域内风电企业同时集中出力的局面，此时，区域电网一般会下达限电指令控制风电场的实际发电量。故红土井子风电场历史风资源较高的年份，限电率较高，但实际上网电量仍然保持整体稳定，甚至较其他年份出现提升，未因当年限电率高导致上网电量大幅下降。

红土井子风电场历史风资源、限电率及上网电量之间的关系如下图所示：

---

售电收入=上网电量×不含税电价  
 营业收入=售电收入+电网考核费用（考核费用为负数）



由上图可知，限电率和上网电量之间呈现同向波动趋势，且限电率对上网电量的影响很小；限电率和风资源之间出现同向波动的趋势，两者的互相影响、互相抵销。限电率波动并不会传导到发电量数据，进而也不会对上网电量产生影响。

针对红土井子风电场历史限电率波动较大的情况，管理人分别计算了在大风年<sup>44</sup>、小风年<sup>45</sup>的情况下限电量及相应上网电量的对比情况，具体分析如下：

项目 (兆瓦时)	大风年	小风年
特征	年平均风速>7.7 米/秒	年平均风速<7.7 米/秒
平均限电量	13,642.52	11,676.67
<b>限电率</b>	<b>7.18%</b>	<b>6.29%</b>
平均发电量	176,241.04	173,870.04
平均场用损耗	5,257.37	5,165.71

<sup>44</sup> 对于年平均风速超过 7.7 米/秒的年份，定义为大风年，如 2018 年、2019 年、2021 年

<sup>45</sup> 除大风年以外的其余年份为小风年，如 2020 年、2022 年、2023 年

损耗率	2.98%	2.97%
平均上网电量	<b>170,983.67</b>	<b>168,704.33</b>

由上表可见，假设收到限电指令产生的限电量可以正常发电，大风年合计可发电总量可达 189,883.56 兆瓦时，小风年可达 185,546.71 兆瓦时，均远超过历年上网电量数字。从限电率看，大风年平均在 7%以上，小风年平均在 6.5%以下。但大风年由于整体风资源更优，限电率高的情况下平均上网电量可超过 170,000 兆瓦时，而小风年虽然限电率低于大风年，但由于整体风资源较少，平均上网电量在 168,500 兆瓦时左右，反而不及限电率高的大风年水平。

因此，管理人、评估机构在对红土井子风电场预测期上网电量进行估值时，谨慎选取红土井子风电场近 4 年上网电量最低的一年的上网电量，即 2022 年的 168,009.00 兆瓦时，作为未来年度上网电量的预测数。

综上所述，管理人、评估机构认为本项目评估中不单独假设存续期的限电率取值具有合理性。

**6.关于运营维护费用。**根据申报材料，风机运维费、修理费、材料费、人工成本等运营维护费用主要根据企业方提供的数据，存续期增幅为 2%。

(1) 请评估机构对评估参数的取值是否进行独立判断、是否依赖第三方意见发表明确意见，并请管理人对上述事项进行核查。

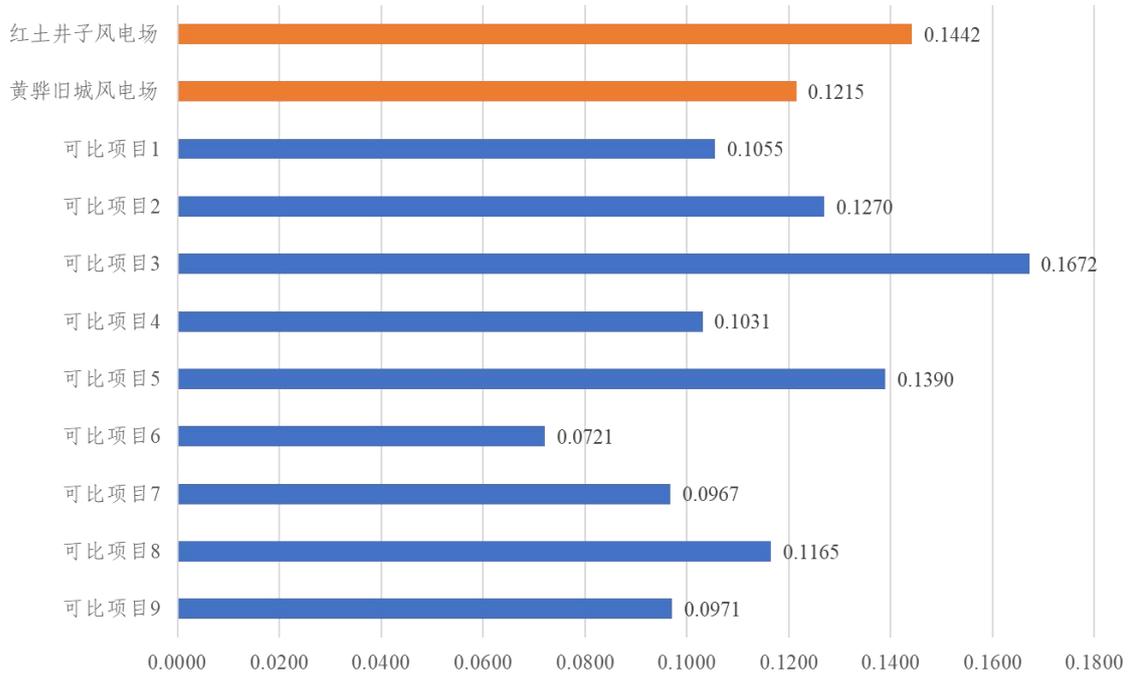
答复：

评估机构认为，对评估参数的取值来自于评估机构的独立判断，未依赖第三方意见，在取值时参考了原始权益人管理层提供的预算数、市场上其他可比案例的单位运营成本等因素。管理人已对上述事项进行核查，认为评估参数的取值来自于评估机构的独立判断，未依赖第三方意见。取值时主要参考的因素具体如下：

截至评估基准日 2023 年 12 月 31 日，黄骅旧城风电场尚无出质保期后完整年度的运营数据可参考，红土井子风电场仅有出质保期后 1 个完整年度的运营数据、可参考性不强。因此，评估机构在进行预测时，充分考虑出质保期两个项目付现成本增长的可能性，付现成本预测以原始权益人管理层预算数为基础，对比其他新能源电站成交案例中对单位运营成本的可比评估假设进行分析确定。

评估机构选取了其承做的其他 9 个新能源电站成交案例，对比分析了并购日后完整年度的单位运营成本，具体如下图所示。9 个可比案例完整年度单位运营成本的区间值为 0.0721 元/瓦至 0.1672 元/瓦。本次评估假设中，预测期 2024 年黄骅旧城风电场单位运维成本假设为 0.1215 元/瓦、红土井子风电场单位运维成本假设为 0.1442 元/瓦，处于区间值内中等偏上水平，单位运维成本假设处于稳健区间。

运营成本（元/瓦）



(2) 请管理人、评估机构结合机器设备使用期限变化所需的运营维护费用情况，对存续期每年按照 2% 增长的合理性发表明确意见。

答复：

管理人、评估机构认为，按照同花顺发布的 2024 年及以后年度居民消费价格通胀指数 2% 对未来增长率进行估计，处于新能源行业常用的一般成本增长率的合理区间，具备合理性。具体分析如下：

1) 风电场日常维护保养成本不会随着机器设备使用期限变化而大幅提升

陆上风电场风电机组等主要机器设备设计使用寿命一般可覆盖项目运营生命周期，在配置专职的运行维护人员、按时开展日常巡视维护、按照国家及行业标准定期检修的情况下，同时依

靠风电机组生产商持续提供充分及时的技术支持和设备升级服务，在设计使用寿命内能够保证各类机器设备正常、健康运行，日常维护保养成本不会随着设备运行时间增长大幅度提升。

## 2) 两个项目历史运行状态稳定，付现成本未显著增长

黄骅旧城风电场、红土井子风电场至今已经分别稳定运行超过 5 年及 6 年，根据历史运行状态稳定，除 2023 年红土井子风电场发生中国电科院实验设备<sup>46</sup>运输损坏意外事件、当年额外产生设备修理费 1,725,663.73 元外，付现成本支出整体未出现随着运营年限增长显著增长的情形。截至本反馈回复出具之日，两个项目变、配、发电设备均运行稳定，按照标准进行日常维护保养即可。

## 3) 部分运营维护费用按居民消费价格通胀指数 2%设置增长率具备合理性

黄骅旧城风电场、红土井子风电场所配备的机器设备中，风电机组、塔筒、变压器、集电线路等核心机器设备的设计使用寿命均为 20 年，完全覆盖风电场运营期间，其他设计使用寿命低于 20 年的机器设备主要为测风塔等金额较小的零散设备，其定期更换可以通过评估付现成本中预留的材料费予以覆盖。核心机器设备设计使用寿命中，存在需定期更换的备品备件，如熔断丝、开关、变流器、传感器、保护单元、过滤器、控制板、小型电机、密封圈、滤芯、齿轮油脂等，其定期更换同样通过评估付现成本

---

<sup>46</sup> 非红土井子风电场自身设备，为中国电科院搬入红土井子风电场进行科研实验的、归属于中国电科院的实验设备。

中预留的材料费予以覆盖。上述需要定期更换的备品备件均为一般日常工业备品备件，其采购成本预计将随着社会总体通货膨胀率以平均水平稳定上升，因此假设增长率为居民消费价格通胀指数 2%。

对于不可预见的大修或技改费用，管理人、评估机构预测了修理费（维护性资本性支出）进行覆盖。该部分费用主要涉及到风机大部件及技改相关电力设备费用及施工费用，相关设备均为一般工业机器设备，其采购成本预计将随着社会总体通货膨胀率以平均水平稳定上升，因此假设增长率为居民消费价格通胀指数 2%。

#### **4) 对服务专业性较强的费用进一步审慎调整增长率，补充设置了每隔三年增长 5%的跳升机制**

对于风机运维费、技术服务及运维费，其主要包含风电机组运维费、送出线路维护费、集电线路维护费、检修道路维护费、变压器维护费、预防性试验费、气象及风功率预测服务费等，由于该类服务专业性较强、存在技术进步空间，故管理人、评估机构在每年增长 2%的基础上，进一步审慎取值，特别规定 2026 年起每隔三年按 5%而不是 2%的增幅增长，充分考虑了未来该类费用可能存在较高增长率的情形。

7.关于现货交易的国补收入。根据申报材料，由于国网河北尚未明确试点阶段的现货交易电量是否享受可再生能源补贴电价，在政策进一步明确前，黄骅项目尚未就上述参与现货交易的上网电量确认可再生能源补贴收入。请管理人、评估机构补充披露红土井子风电场是否存在相关情况，并对现金流预测中是否充分考虑上述因素发表明确意见。

答复：

经管理人、评估机构核查，红土井子风电场不存在相关情况，红土井子风电场所有售电量均按照《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》（财建〔2020〕第426号，以下简称“财建〔2020〕第426号文”）享受可再生能源补贴。

根据财建〔2020〕第426号文，按照《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5号）规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，全生命周期补贴电量内所发电量均按照上网电价给予补贴。因此，从国家层面的政策来看，黄骅旧城风电场项目的现货试点交易电量可以享受可再生能源补贴电价。

2022年7月，国网河北就省间现货相关情况进行通报和答疑，其中“关于补贴”的问题解答为：“目前没有正式文件出台，据了解，各省目前做法不一，部分省份已对新能源省间现货交易电量同等支付补贴，河北南网目前对新能源省间现货交易电量暂未计算相关补贴，如政策明确，可随时追补”。因此，在政策进

一步明确前，出于谨慎考虑，洁源黄骅未就参与省间现货试点交易、省内现货试点交易的上网电量确认可再生能源补贴收入。如河北南网后续明确现货交易电量可以享受可再生能源补贴的相关政策，则将对黄骅旧城风电场项目历史上未确认的可再生能源补贴收入进行追补。

此外，我国已有其他省份就现货交易电量享受补贴出台明确政策。例如，根据山东电力交易中心 2021 年发布的《12 月现货试运行交易相关问题解读（二）》，就“新能源参与现货交易是否影响补贴？”进行了答复：“不影响，根据国家《关于〈关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见〉有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426 号），纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，全生命周期补贴电量内所发电量，按照上网电价给予补贴，补贴标准= $(\text{可再生能源标杆上网电价}(\text{含通过招标等竞争方式确定的上网电价})-\text{当地燃煤发电上网基准价})/(1+\text{适用增值税率})$ 。在未超过项目全生命周期合理利用小时数时，按可再生能源发电项目当年实际发电量给予补贴”。

综上所述，本项目已充分考虑可再生能源补贴相关的国家政策、河北南网关于可随时追补可再生能源补贴收入的窗口指导和山东电网对于现货交易是否影响补贴的政策解释，在现金流预测中假设黄骅旧城风电场项目全生命周期补贴电量内的所有售电量都可以享受可再生能源补贴。

8.关于电网考核费用。根据申报材料，两个项目的售电收入均包含电网考核费用，包括辅助服务交易考核及两个细则考核。请管理人明确说明电网考核费用的具体构成、考核方式、年度波动较大的原因、对项目估值可能造成的影响。

答复：

### (1) 电网考核费用的具体构成和考核方式

#### 1) 具体构成

2006年，国家能源局、国家电力监管委员会先后发布《关于印发<发电厂并网运行管理规定>的通知》（电监市场[2006]42号）和《关于印发<并网发电厂辅助服务管理暂行办法>的通知》（电监市场[2006]43号），各区域电网相应出台其管辖区域内发电企业需遵从的“并网运行管理实施细则”、“辅助服务管理实施细则”，即“两个细则”，有效地规范了发电厂并网运行管理。

随着新能源的大规模并网，传统电力系统调节手段应对调峰需求越显乏力，原有的辅助服务计划补偿模式已不能满足电网运行需求。部分省级电网开始将辅助服务管理实施细则中的部分辅助服务纳入电力辅助服务市场，通过市场主体竞争方式而不是当地电网直接核定的方式，确定该部分辅助服务的补偿费用金额。原先“两个细则”产生的考核与分摊金额全部由当地电网核定，建设电力辅助服务市场后，一部分考核和分摊金额仍由当地电力调度机构核定，另一部分考核和分摊金额改由市场主体竞争的方式确定。

本基金两个项目所在地河北南网、蒙东电网均存在电力辅助服务市场。因此，黄骅旧城风电场、红土井子风电场的电网考核费用由两部分组成，即“两个细则”考核费用及电力辅助服务市场费用，其中“两个细则”考核费用又进一步包含并网运行细则考核费用、辅助服务细则考核费用两种。两个项目所在地电网考核费用构成如下表所示：

电网名称	电力辅助服务市场费用	“两个细则”考核费用	
		并网运行细则考核	辅助服务细则考核
河北南网	有偿调峰	安全管理相关考核、调度管理相关考核、检修管理相关考核、技术指导和管理相关考核等	自动功率控制（APC）、有偿无功调节、自动电压控制（AVC）、转动惯量、爬坡等
蒙东电网	有偿调峰、旋转备用、黑启动、抽水蓄能超额使用辅助服务		

## 2) 考核方式

**并网运行细则考核：**发电企业应承担的并网运行细则考核费用，由当地电力调度机构在国家能源局派出机构的授权下管理并按月结算。陆上风电场一般承担的并网运行细则考核费用由风功率预测准确率考核产生。

**辅助服务细则考核：**当地电网通过固定补偿方式向提供辅助服务的发电企业提供补偿、向未提供辅助服务的发电企业分摊考核，由当地电力调度机构负责辅助服务的计量并与发电企业按月结算。陆上风电场一般无法提供有偿电力辅助服务，就辅助服务细则考核费用是单纯的费用分摊方。

**电力辅助服务市场费用：**各市场主体在交易平台上对电力辅助服务需求进行报价，电网企业根据报价及价格出清机制确定电力辅助服务市场费用并与发电企业按月结算。陆上风电场一般无

法提供调峰等有偿电力辅助服务，就电力辅助服务市场费用同样是单纯的费用分摊方。

## (2) 电网考核费用的波动情况及原因

黄骅旧城风电场 2021-2023 年电网考核费用情况如下表所示

(单位：万元，不含税)：

黄骅旧城风电场	2021 年	2022 年	2023 年
两个细则考核费用	-63.11	-178.79	-148.49
电力辅助服务市场费用	-376.73	-280.26	-180.78
<b>电网考核费用</b>	<b>-439.84</b>	<b>-459.05</b>	<b>-329.27</b>

红土井子风电场 2021-2023 年电网考核费用情况如下表所示

(单位：万元，不含税)：

红土井子风电场	2021 年	2022 年	2023 年
两个细则考核费用	-1.09	-2.60	-51.38
电力辅助服务市场费用	-749.47	-315.07	-736.44
<b>电网考核费用</b>	<b>-750.56</b>	<b>-317.67</b>	<b>-787.82</b>

黄骅旧城风电场、红土井子风电场近三年电网考核费用较高，主要原因是：

1) 随着新能源发电占比的不断提高，电网波动逐渐增大，需要燃煤电厂更多地提供调峰服务，以平抑电网波动，保护电网安全运行。由于新能源发电场无法主动调整发电功率，无法主动提供调峰服务，在调峰活动中是单纯的费用分摊方，故随着燃煤电厂提供调峰服务增多，新能源发电场需承担相应的电力辅助服务市场费用。

2) 风功率预测的准确度存在一定的不确定性，当风功率预

测准确度波动时，将导致两个细则考核费用产生波动。

### **(3) 对项目估值可能造成的影响**

#### **1) 两个细则考核费用对项目估值可能产生的影响及相应估值假设**

对陆上风电场而言，两个细则考核费用的产生主要来自风功率预测准确性考核。根据项目公司历史运营情况及行业经验，两个细则考核费用历史存在的波动处于正常区间，未来随着风功率预测技术的不断进步，预计风功率预测准确性可以进一步提高。

结合历史两个细则考核费用结算金额，谨慎起见，管理人、评估机构假设基金存续期内两个项目的两个细则考核费用按历史三年平均数保持不变。两个细则考核费用对预测年售电收入的影响详见下表：

项目	两个细则考核金额（不含税，万元）
黄骅旧城风电场	-130.13
红土井子风电场	-18.36

以上假设符合行业经验，符合历史费用结算情况，假设合理谨慎。

#### **2) 电力辅助服务费用对项目估值可能产生的影响及相应估值假设**

对陆上风电场而言，电力辅助服务费用的产生主要来自燃煤电厂提供有偿调峰辅助服务对应风电场分摊的费用。根据项目公司历史运营情况及行业经验，对于河北南网等新能源发电量占比

较低的区域，电力辅助服务费用相对较低；对于蒙东地区等新能源发电量占比较高且供暖季当地气温较低、时间跨度较大的区域，电力辅助服务费用水平相对较高。

考虑未来发展趋势，根据《国家发展改革委 国家能源局关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》（发改价格[2024]196号）的规定，未来我国将进一步完善调峰市场机制，一方面，规定电力现货市场连续运行的区域，调峰市场不再运行，区域调峰等辅助服务品种将取消，未来电力辅助服务费用将随着调峰市场的停止运行、部分辅助服务品种的取消而显著下降。另一方面规定了调峰服务价格上限原则上不高于当地平价新能源项目的上网电价，蒙东地区目前火电调峰报价上限为 1,000 元/兆瓦时，若适用该政策，价格上限预计将下降 300 元/兆瓦时至 400 元/兆瓦时，调峰辅助服务产生的分摊费用预计将明显下降，进而使得电力辅助服务费用整体明显下降。

结合历史电力辅助服务市场费用结算金额，谨慎起见，管理人、评估机构假设基金存续期内黄骅旧城风电场项目的电力辅助服务市场费用按历史三年平均数进行估计，进一步谨慎考虑，假设红土井子风电场的电力辅助服务市场费用为历史三年平均数再额外增加 40 万元/年（不含税），基金存续期保持不变。按上述评估假设，电力辅助服务市场费用（主要包含调峰辅助服务费用）对预测年售电收入的影响详见下表：

项目	电力辅助服务市场费用金额（不含税，万元）
----	----------------------

黄骅旧城风电场	-279.26
红土井子风电场	-640.33

以上假设符合行业经验，符合历史费用结算情况，假设合理谨慎。

**9.关于调峰考核费用。2021年黄骅旧城风电场、红土井子风电场作为新能源风力发电场无法参与调峰，因此承担的调峰考核费用有所增加。请管理人明确说明调峰考核费用的具体构成、考核方式，补充披露调峰考核费用对项目估值可能造成的影响。**

**答复：**

如本反馈回复之“一”之“(二)”之“8.”所述，调峰考核费用即为电力辅助服务市场费用中的主要组成部分。

根据河北南网政策，电力辅助服务市场中仅有1种交易品种，即有偿调峰，故对黄骅旧城风电场而言，电力辅助服务市场费用即为区域内市场主体于华北电力调峰辅助服务市场提供有偿调峰辅助服务产生的应分摊至黄骅旧城风电场的费用。

根据蒙东电网政策，电力辅助服务市场中包含4种交易品种，分别是有偿调峰、旋转备用、黑启动、抽水蓄能超额使用辅助服务，故对红土井子风电场而言，电力辅助服务费用就是区域内市场主体于东北电力辅助服务市场提供有偿调峰及其他辅助服务产生的应分摊至红土井子风电场的费用，其中以有偿调峰辅助服务产生的费用为主。电力辅助服务市场费用的具体构成、考核方式及对项目估值可能造成的影响详见本反馈回复“一”之“(二)”之“8.”。

10.请管理人、评估机构说明估值参数取值中是否充分考虑了不可抗力因素的影响，针对风力发电行业特有的政策风险、安全生产风险及自然灾害等，充分揭示基础设施项目可能存在的风险，评估设置极端风险应对预案。

答复：

### **(1) 估值参数取值中对不可抗力因素的考虑情况**

项目公司历史上按要求对风电场项目进行投保，未来将持续购买相关保险，具体包括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和公众责任险。评估机构在估值参数取值中已在营业成本假设中对项目保险费进行了充分预测。对于自然灾害、战争等不可抗力因素，截至评估基准日时点，管理人、评估机构未见相关可能发生迹象，因此未进行特殊调整。

### **(2) 风力发电行业特有的风险揭示及应对预案**

#### **1) 政策风险**

管理人已在招募说明书“第八部分风险揭示”之“二、与基础设施项目相关的风险”之“(三) 基础设施项目行业政策风险”中进行了相关披露。针对行业政策风险，管理人拟在招募说明书中补充以下应对预案：

#### **① 基础设施项目参与电力市场交易政策风险的应对预案**

根据评估机构预测，黄骅旧城风电场项目及红土井子风电场项目未来部分上网电量将参与市场化交易，且该比例将逐步提升。针对市场化交易部分，基金管理人将积极履行主动运营管理职责，

依托原始权益人及明阳智能在新能源领域的专业电力营销体系与能源服务体系，根据电力市场化交易试点相关政策积极参与电力市场化交易，在京津冀地区、内蒙古东部地区乃至北京电力交易中心管辖范围内优选优质客户签订有竞争力的长期供应协议，争取有利的电力交易价格。

## ② 基础设施项目国补应收账款回收周期受政策影响风险的应对预案

截至评估基准日 2023 年 12 月 31 日，黄骅旧城风电场项目和克旗红土井子风电场项目已回款的国补应收账款平均回款周期分别为 2.47 年和 3.41 年，加权平均为 2.74 年，评估机构假设回款周期 3 年，略长于历史加权平均国补应收账款回款周期，回款周期假设较为合理。

此外，为降低国补回款波动风险，本项目采用“底层国补保理+流动性支持”的方式平滑现金流，对于账龄满 2 年但尚未回款的国补应收账款部分启动银行保理，由保理银行平价购买未收回国补应收账款，保理到期但尚未回款的国补应收账款部分，由明阳智能提供流动性支持。即使国补应收账款回款周期长于预期，本项目也可按基金文件的约定启动银行保理和流动性支持（如需），最大程度保障基金份额持有人利益。

## 2) 安全生产风险和自然灾害风险

管理人已在招募说明书“第八部分风险揭示”之“二、与基础设施项目相关的风险”之“（六）基础设施项目的管理风险”、

“（三）基础设施项目遭受自然灾害的风险”中对安全生产风险和自然灾害风险进行了相关披露。针对安全生产风险和自然灾害风险，管理人拟在招募说明书中补充以下应对预案：

### **① 运营管理机构已制定了完善的生产安全事故及自然灾害应急预案**

为了应对在经营活动中由于遭受自然灾害或因人为操作、设备及管理方面的缺陷等各种因素而可能引起的安全生产事故，提高项目公司处置突发事件的能力，运营管理机构制定了《风电场生产安全事故应急预案》（以下简称“《应急预案》”），为基础设施项目建立了完善的应急组织机构和生产安全事故、自然灾害综合应急预案体系。

根据《应急预案》，针对台风、强对流天气、雨雪冰冻、大雾、地震、地质灾害等自然灾害以及人身事故、电力设备事故、大型机械事故、全场停电事故、网络信息安全事故、火灾事故等各类型安全生产事故，运营管理机构根据事故类型不同分别制定了具体的处置措施，以“安全第一、以人为本，减少危害”为原则，优先保证人身安全和健康，先救人，后救物，最大程度减少事件造成的人员伤亡和各类危害。

### **② 基金管理人将督促运营管理机构履职以保障安全生产**

根据《运营管理服务协议》约定，运营管理机构的职责包括根据国家法律法规的规定、并网协议、安全责任目标以及基金管理人的要求，拟定项目公司安全管理各项规章制度，协助基金管

理人落实现场安全生产责任制；确保安健环体系的具体落实、有效运作、监督及考核，按规定开展事故调查、应急处置；编制项目公司应急预案；开展安全教育培训、隐患排查、安全检查等各项安全管理工作；建立安全生产责任制，保障运营管理服务期限内安全生产。基金管理人将督促运营管理机构履行相关职责，保障安全生产，加强对突发事件的日常监测和及时报告，确保第一时间根据应急预案的规定启动应急响应和处置工作。

### ③ 项目公司已为基础设施项目购买了足额的保险

对于可能发生的自然灾害，项目公司已为基础设施项目资产投保了财产一切险、营业中断险及机器损坏险，保险合同每年签署一次。

以 2024 年洁源黄骅已签署的保险合同为例，保单中保险责任约定如下：在保险期间由于自然灾害或意外事故造成保险标的直接物质损坏或灭失，保险人按保险合同的约定负责赔偿。黄骅旧城风电场项目财产一切险保险金额固定资产部分按出险时重置价值确定、流动资产部分按出险时账面余额确定，总保额为人民币 6.78 亿元。红土井子风电场项目财产一切险保险金额按出险时的重置价值确定，总保额为人民币 2.99 亿元。两个项目合计保险金额合计为 9.77 亿元。

此外，根据《运营管理服务协议》的约定，运营管理机构的职责包括协助项目公司为基础设施项目购买足额的商业保险，负责投保后的相关事宜，配合项目公司办理基础设施项目商业保险

的续保，确保基础设施项目商业保险不发生中断；基金管理人的职责包括审核保险合同关键条款并监督项目公司与保险公司签署保险合同。在后续运营管理期间，基金管理人与运营管理机构将根据有关规定及《运营管理服务协议》的约定切实履行管理职责，为基础设施项目办理保险相关事宜。

### **3) 其他极端风险应对预案**

除前述风险应对预案外，本基金还对于各类可能发生的极端风险设置了应对预案，并在招募说明书中补充“其他极端风险应对预案”：

对于可能对基础设施项目的持续经营和经营业绩预期同时产生重大不利影响的极端情形，本基金设置如下应对预案：

#### **① 充分的风险揭示**

基金管理人将及时依法编制并在规定媒介发布临时公告，对相关政策的情况进行说明。若在发布临时公告以前，极端情形导致基础设施基金的交易价格发生大幅波动，基金管理人将在发布临时公告之前向上海证券交易所申请基金停牌。

#### **② 及时制定极端情形的应对方案**

基金管理人与运营管理机构将立即分析相关事件对基础设施项目经营的影响，并及时与行业主管部门、相关监管部门沟通，根据具体情况制定极端情形的应对方案，力争减轻不利影响，保护基金份额持有人利益。

#### **③ 相应调整经营计划和管理方案**

基金管理人及运营管理机构根据该等极端情形对基础设施项目的影响，相应调整经营计划和管理方案等。上述调整对基础设施项目估值和可供分配金额可能产生重大影响的，基金管理人需聘请相应的中介机构（如需），更新基础设施项目评估报告和《可供分配金额测算报告》等文件，及时依法编制并在规定媒介发布公告，对基金份额持有人进行披露。若涉及到持有人大会决策事项的，将根据《基金合同》及相关法规要求召开持有人大会进行表决。

**11.关于生态修复。**根据申报材料，红土井子风电场项目按照相关法律法规规定进行管理，到期后由建设单位负责做好生态修复。请管理人明确说明项目到期后的生态修复工作安排、主要责任主体、相关成本预测，并请管理人、评估机构对项目估值是否考虑相关影响发表明确意见。

**答复：**

**（1）项目到期后的生态修复安排、责任主体及相关成本预测**

根据国家能源局 2023 年 6 月 5 日发布的《风电场改造升级和退役管理办法》规定：“鼓励并网运行超过 15 年或单台机组容量小于 1.5 兆瓦的风电场开展改造升级，并网运行达到设计使用年限的风电场应当退役，经安全运行评估，符合安全运行条件可以继续运营。”，同时规定：“生态保护红线和自然保护地内的风电场原则上不进行改造升级，严禁扩大现有规模与范围，项目到

期退役后由建设单位负责做好生态修复”。

就红土井子风电场项目而言，基金管理人将于机组运行满15年后根据届时的实际情况开展相关工作，包括聘请风电行业内的专业检测评估机构，就项目设备进行安全运行评估并与政府相关部门沟通项目是否能继续运营，并根据当地对生态红线的相关规定要求决定本项目达到设计使用寿命后的经营及生态修复工作安排等，主要分为以下两种情况：

### 1) 不能继续运营

①项目经过安全运行评估，不符合继续运营的要求，或项目公司未获得有关部门批准同意继续运营，在机组设计寿命届满后需要全部或部分拆除；或

②根据生态红线相关规定，在机组设计寿命届满后无法继续运营，并需要全部或部分拆除。此种情况下，根据克旗 SPV 与内蒙明阳拟签署的《关于克什克腾旗明阳新能源有限公司之股权转让协议》，在基础设施项目（即红土井子风电场项目）的机组设计寿命届满后，基金管理人有权向内蒙明阳或其指定关联方发出回购指令，内蒙明阳或其指定关联方应以 0.16 亿元（即资产组估值中预测的资产组残值）的价格受让基础设施项目资产（具体方式包括通过受让项目公司股权形式）。同时生态修复工作安排由内蒙明阳或其指定主体完成，责任主体为内蒙明阳或其关联方，相关成本均由内蒙明阳或其关联方承担。相关成本主要包括风电厂设备设施拆除及运输费用、植被恢复费用等，具体成本需

根据届时适用的国家政策要求确定。

## 2) 可以继续运营

项目经过安全运行评估，符合继续运营的要求，且机组设计寿命届满后仍允许在生态红线范围内运营，预计项目公司在不扩大现有规模与范围的情况下，可以选择两种经营策略：

①项目公司可以选择通过适当增加维护性资本性支出的方式延寿，维持风机的良好运转状态，使得机组设计寿命届满后仍可继续运营，延后项目到期退役时间；

②根据国家能源局印发的《风电场改造升级和退役管理办法》，通过等容改造等方式进行升级改造，延长未来运营年限，提高运营效率，增加潜在收益。

在可继续运营的情况下，基金管理人将聘请专业机构就不同的后续运营方式进行可行性研究分析，根据项目届时新增投入成本、投入改造难度、投入时间跨度、生态修复成本等关键要素报由基金投资决策委员会或基金份额持有人大会审议，即在选择继续经营可为投资人带来超额于原始权益人或指定关联方以残值回购的收益的情况下，本基金有权选择不行使要求原始权益人以残值回购的权利而选择继续运营，以投资者利益最大化为原则最终确定后续项目公司的经营策略。如选择继续运营，则后续项目运营期内的生态修复工作安排将由项目公司负责，主要责任主体为项目公司，相关生态修复成本由项目公司自身承担。相关成本主要包括风电厂设备设施拆除及运输费用、植被恢复费用等，

具体成本需根据届时适用的国家政策要求确定。

## **(2) 对项目估值是否考虑相关影响发表明确意见**

项目估值测算时，谨慎起见对项目到期后的经营情况按情形“1) 不能继续运营”进行假设，即假设项目到期后，基金以首发资产组评估报告的资产组残值为对价将项目公司回售给原始权益人，生态修复相关费用后续由原始权益人及其关联方承担。在此假设下，生态修复费用对基金未来现金流不产生影响，项目估值无需考虑生态修复相关费用。

**12.关于资本性支出。**根据申报材料，本次风力发电项目资本性支出按项目固定资产投资一次性投入，在经营预测期内不再考虑资本性支出。请管理人、评估机构结合机器设备运营实际情况、基金期限与风电机存续期的大修安排等，对基金存续期间不考虑资本性支出预测值的合理性发表明确意见。

答复：

### **(1) 陆上风力发电场无定期大修翻新或技术改造需求**

依据《DL/T838-2017 燃煤火力发电企业设备检修导则》（以下简称“导则”），燃煤火电机组检修按照检修规模和机组停用时间的不同将火力发电企业机组的检修分为 A、B、C、D 四个等级，检修规模和机组停用时间依次减少，其中 A 级检修是指对发电机组主要设备进行全面的解体检查和修理，以保持、恢复或提高设备性能。导则 4.1.3.1.1 中规定机组 A 级检修标准项目应包括主要设备大修，同时导则 4.1.1.1 规定“燃煤火力发电设备

检修宜实行定期检修”，进口机组的 A 级检修间隔为 6~8 年，国产机组的检修间隔为 5~7 年。因此火力发电机组需要定期大修。

陆上风电机组的运维和火力发电机组等资产不同，依据中华人民共和国电力行业标准《DL/T797-2012 风力发电厂检修规程》第 5 条“检修项目和周期”第 5.1.2 款的规定，大型部件检修应根据设备的具体情况及时实施。此外，根据明阳智能《MY2.0/2.2MW 风力发电机组电气维护手册》第 4 章“发电机系统”及明阳智能《MySE3.0/4.0 风力发电机组电气维护手册》第 3.5 节“发电机”的规定，风力发电机组的维护周期分为每 6 个月及每 12 个月两种，并规定根据当地的运行和环境条件，维护周期可以缩短或延长。

综上，相关文件仅规定陆上风电机组需按要求进行检修维护，并未涉及大修翻新概念，因此，陆上风电机组无需按照固定周期进行大修翻新。

**(2) 本基金已在存续期间设置足够的付现成本假设，以应对底层资产产生非周期性、不可预测的技改大修需求的可能性。**

陆上风电项目存在非周期性技改大修可能性，主要包括原有固定资产的不可预期的、非周期性的大修支出及技改支出，技改支出主要包含设备更新换代、技术更新升级改造以及电网要求的涉网改造等支出。基金通过在评估报告及可供分配金额测算报告中的存续期间付现成本中设置“修理费（维护性资本性支出）”项目，对上述不可预期的技改、大修的资本性支出需求进行了覆

盖。

本基金在预测未来付现成本时，自 2024 年起，在项目日常维护、检修的 61 万元/年修理费基础上（其中黄骅旧城风电场项目 29 万元/年、红土井子风电场项目 32 万元/年），另外考虑了非周期性大修及技改对应的修理费（维护性资本性支出）约 287 万元/年（其中黄骅旧城风电场项目 167 万元/年、红土井子风电场项目 120 万元/年）。

上述费用除黄骅旧城风电场项目的修理费（维护性资本性支出）外，均按每年 2% 的增长率计算后续年份预测金额。其中黄骅旧城风电场 2024-2028 年修理费（维护性资本性支出）按 167 万元/年估计，2029 年按 175.95 万元/年估计，后续年份按每年 2% 的增长率计算预测金额。

### （3）非周期性技改大修付现成本水平设置的合理性

管理人、评估机构结合两个项目历史修理费及资本性支出情况，及未来可能发生的涉网技改及非周期性大修需求，合理预测了基础设施项目未来年度修理费、修理费（维护性资本性支出），如下表所示（单位：万元）：

项目	费用类型 (项目公司历史财务口径)	自投运第一个完整年度以来平均	费用类型(评估口径)	2024 年评估预测	未来增长假设
黄骅旧城风电场	费用化的日常修理费	21.76	修理费	29.00	每年 2% 增长率
	资本化的技改	9.07	修理费(维护性资本性支出)	140.00	2024-2028 年按 140 万元/年估计，2029 年按 147.50 万元/年估计，后续年份按每年 2% 的增长率
	资本化的大修	0.00		27.00	2024-2028 年按 27 万元/年估计，2029 年按 28.45 万元/年估计，后续

					年份按每年 2%的增长率
	<b>合计</b>	<b>30.83</b>		<b>196.00</b>	
红土井子风电场	费用化的日常修理费	58.93	修理费	32.00	每年 2%增长率
	资本化的技改	54.97	修理费(维护性资本性支出)	50.00	每年 2%增长率
	资本化的大修	16.50		70.00	每年 2%增长率
	<b>合计</b>	<b>130.39</b>		<b>152.00</b>	
<b>总计</b>	<b>161.22</b>		<b>348.00</b>		

### 1) 费用化的日常修理费、资本化的大修

针对黄骅旧城风电场而言,历史发生的年均费用化日常修理费、年均资本化大修金额合计 21.76 万元。评估预测的前述两项费用合计 56 万元,显著高于历史发生额。

针对红土井子风电场而言,历史发生的年均费用化日常修理费、年均资本化大修金额分别为 58.93 万元、16.50 万元,合计 75.43 万元。评估预测的前述两项费用年均金额分别为 32 万元、70 万元,合计 102 万元,显著高于历史发生额。

红土井子风电场预测的费用化的日常修理费 32 万元,包含在将支付给运营管理实施机构的运营支出中,属于包干费用,由运营管理实施机构以该费用承担日常修理所需成本;修理费(维护性资本性支出)为基金管理人直接管理的付现成本。预测的日常修理费低于历史水平,但预测的修理费(维护性资本性支出)显著高于历史水平,评估合计预测的两种修理费合计数也显著高于历史发生额,如此划分上述两种付现成本假设,可以实现将更多付现成本预算交由基金管理人通过预算进行管理,而非通过包干方式直接支付给运营管理实施机构,有利于基金管理人更好地

进行成本精细化管理。

## 2) 资本化的技改

根据国家能源局发布的《防止电力生产事故的二十五项重点要求（2023版）》文件第4.1.2条规定：电源均应具备一次调频、快速调压、调峰能力，且应满足相关标准要求。新能源场站应根据电网需求，具备相应的惯量能力。在新能源并网发电比重较高的地区，新能源场站应具备短路容量支撑能力。根据第5.2.2条规定：风电机组、光伏逆变器除具备低电压穿越能力外，机端电压原则上应具有1.3倍额定电压持续500ms的高电压穿越能力。根据第5.2.11条规定：风电场、光伏电站应根据电力调度机构电网稳定计算分析要求，开展电磁暂态和机电暂态建模及参数实测工作，并将模型和试验报告报电力调度机构。

针对黄骅旧城风电场而言，预计未来五年内涉网改造项目可能包含高电压穿越、暂态建模、惯量响应、一次调压、短路容量支撑等项目（一次调频技改已完成），预计总费用约700万元，平均每年为140万元，2029年进一步提升147.50万元，后续年份按每年2%的增长率计算预测金额。

针对红土井子风电场而言，预计未来五年内涉网改造项目可能包含一次调频、惯量响应、一次调压、短路容量支撑等项目（高电压穿越、暂态建模技改已完成），预计总费用约250万元，平均每年为50万元，后续年份按每年2%的增长率计算预测金额。

## (4) 结论

综上所述，黄骅旧城风电场项目及红土井子风电场项目无需按照固定周期进行大修翻新，但存在非周期性大修及技改维护的可能性，管理人、评估机构已通过额外设置“修理费（维护性资本性支出）”付现成本项的方式对非周期性大修及技改等维护性资本性支出相关费用进行了预测，具有合理性。

**13.关于资产组价值。根据评估报告，两个项目的资产组范围均包含货币资金。请管理人、评估机构对上述资产组范围是否符合评估准则要求发表明确意见，并评估调整资产组范围。**

**回复：**

《企业会计准则-资产减值》中规定：资产组是指企业可以认定的最小资产组合，其产生的现金流入应当基本上独立于其他资产或者资产组产生的现金流入。

本项目纳入资产组范围内的货币资金是企业经营所需要的最低现金保有量，根据成本、税金、费用等对付现成本进行测算，按1个月的付现成本确认保有现金量。截至评估基准日，黄骅旧城风电场纳入资产组范围的货币资金为54.61万元，约占资产组评估值的0.07%，红土井子风电场纳入资产组范围的货币资金为73.62万元，约占资产组评估值的0.17%，纳入资产组的货币资金占资产组评估值的比例极低，对资产组估值结果不产生实质影响。

管理人、评估机构认为本次两个项目纳入到资产组范围内的货币资金是小额的、企业正常经营需要持有的最低现金保有量，

因此需要保留在资产组范围内。

综合考虑本反馈回复之“一”之“(二)”中提及的全部基础设施项目相关估值假设的调整情况，调整前后的估值变化情况总结如下：

### 基础设施项目估值变化

变化内容	申报版（评估基准日 2023/9/30）	反馈回复版（评估基准日 2023/12/31）	估值影响
基准日调整	预测期 2023 年 10 月 1 日至 2038 年 7 月 31 日	预测期 2024 年 1 月 1 日至 2038 年 7 月 31 日	基准日调整致估值下降约 0.41 亿元
电量、电价假设调整	预测基金存续期售电结构保持不变	逐年预测售电结构，其中保障性收购电量至 2030 年降为 0，释放出的上网电量全部增加至省内中长期交易电量部分，按照售电结构分别预测各类电价	电量、电价假设调整致估值下降约 0.46 亿元
电网考核费用调整	按过去两年+近一年预测数，计算平均数	按过去三年实际数平均，克旗项目额外加 40 万（税后）	电网考核费用调整致估值下降约 0.05 亿元
红土井子风电场一季度受电网施工影响调整	不适用	2024 年一季度蒙东电网施工，调减克旗项目 2024 年上网电量 1,768.54 兆瓦时	克旗 2024 年上网电量调减致估值下降约 0.01 亿元
募集资金规模	13.25 亿元	12.32 亿元	评估值更新影响拟募集规模下降 0.93 亿元

### （三）关于资产到期处置。

根据申报材料，基金期限到 2038 年，红土井子风电场的国有土地使用权到期日是 2066 年，黄骅旧城风电场的国有土地使用权到期日是 2068 年、2072 年。请管理人补充披露基金到期后土地使用权的处置安排。

答复：

基金到期后，主要分三种情况：

1、如项目符合继续运营的条件，基金管理人可根据情况通过资本性支出、技改等方式使设备处于良好状态，以促使基础设

施项目机组继续正常稳定运营。

根据国家能源局印发的《风电场改造升级和退役管理办法》第二条，鼓励并网运行超过 15 年或单台机组容量小于 1.5 兆瓦的风电场开展改造升级，并网运行达到设计使用年限的风电场应当退役，经安全运行评估，符合安全运行条件可以继续运营。

因此，如项目符合继续运营的条件，有以下两种经营策略可选择：

（1）项目公司可以选择通过适当增加维护性资本性支出的方式对机组进行延寿，维持项目风机的良好运转状态，延长现有机组的运营年限；

（2）根据国家能源局印发的《风电场改造升级和退役管理办法》，通过增容改造或等容改造等方式进行升级改造，延续未来运营年限，增加潜在收益。

以上两种经营策略下，国有土地使用权均需要继续使用，暂不需要处置，待土地使用年限到期后视届时的土地政策情况进行处置。

2、依照《基金合同》约定处置基础设施项目给第三方机构。如由于法律及政策变化等原因或其他不可预见的原因导致项目无法正常延续运营，则本基金可以选择向第三方处置基础设施项目资产，其中包括处置国有土地使用权资产。

3、根据基金管理人的指令，由原始权益人或其指定关联方以等同于本次发行的资产组评估报告的资产组残值的价格受让

基础设施项目资产。

如由于法律及政策等原因或其他不可预见的原因导致项目设计使用寿命到期后无法正常延续运营，基金管理人可以选择由原始权益人或其指定关联方以等同于本次发行的资产组评估报告的资产组残值的价格受让基础设施项目资产，其中包括国有土地使用权，届时本基金将收回评估报告中两个项目国有土地使用权残值的金额。

#### （四）关于运营管理机制。

根据申报材料，项目公司向运营管理实施机构支付运营管理机构运营支出，**2024**年为确定金额，后续每年按照一定幅度上涨。基金向运营管理机构支付固定管理费和浮动管理费，固定管理费根据年度净收入完成率确定不同的收费比率，浮动管理费为公司年度净收入超过项目公司目标净收入净额的**20%**。

**1.请管理人补充披露项目公司支付的运营支出是否符合基础设施项目历史运营成本情况，与估值中相关成本预测是否存在重大差异。**

**答复：**

根据《运营管理服务协议》，项目公司应向运营管理实施机构支付运营管理机构运营支出（以下简称“运营支出”），用于运营管理实施机构承担提供运营管理服务协议约定的运营管理实施机构职责所发生的运营管理机构运营支出，由运营管理实施机构自主决策具体费用的使用。

运营支出的设置符合基础设施项目历史运营成本情况，运营支出包含在估值中相关成本预测中，不存在重大差异。详情如下：

## (1) 黄骅旧城风电场项目

### 1) 运营支出的详细设置

#### ① 2024 年运营支出报价明细

黄骅旧城风电场项目 2024 年运营支出报价<sup>47</sup>合计为 681 万元（不含税），明细如下表所示（单位：元）：

项目	报价金额
技术服务及运维费	1,270,000.00
修理费 <sup>48</sup>	290,000.00
人工成本	2,000,000.00
风机运维费	2,170,000.00
办公费	240,000.00
汽车费	120,000.00
差旅费	60,000.00
业务招待费	60,000.00
安全管理费	600,000.00
<b>合计</b>	<b>6,810,000.00</b>

运营支出以 2024 年各项费用报价为基数，后续年度按照以下规则增长：

(i)运营支出包含的具体各项费用每年较上年增长 2%，以下情形除外；

(ii)于 2026 年、2029 年、2032 年、2035 年及 2038 年，技术服务及运维费、风机运维费较上一年增长 5%而不是 2%。

<sup>47</sup> 针对本基金预计在 2024 年内发行，预计发行日晚于评估基准日、项目存在过渡期的情况，2024 年本基金实际支付给运营管理机构运营支出将在上述报价基础上根据交割审计结果进行合理调整。下同。

<sup>48</sup> 单指“修理费”，并非“修理费”与“修理费（维护性资本性支出）”的合计数

(iii)特别地，对于 2038 年的运营支出金额约定如下：先按照 2037 年的运营支出金额根据上述增长规则计算得出基础数据，再将基础数据按照乘以 7 除以 12 的方式进行调整，按照调整后得到的计算数作为 2038 年的运营支出金额。上述增长规则与评估付现成本未来年度增长假设完全一致。

2) 洁源黄骅运营支出的设置符合黄骅旧城风电场历史运营成本情况，且包含在其资产组估值相关成本预测之内，无重大差异。

2020-2023 年，洁源黄骅付现成本支出情况及 2024 年运营支出报价情况对比如下（单位：元）：

项目	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年 付现成本估值假设	2024 年 运营支出报价
技术服务及运维费	501,231.44	701,634.61	1,241,300.00	259,560.05	1,270,000.00	1,270,000.00
技术服务及运维费-人工成本	1,737,075.37	1,857,066.84	-	1,800,000.00	2,000,000.00	2,000,000.00
人工成本	-	-	1,809,118.48	-		
修理费	432,220.95	101,722.79	251,068.11	159,693.28	290,000.00	290,000.00
修理费（维护性资本性支出）	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	1,670,000.00	-
风机运维费	-	-	-	-	2,170,000.00	2,170,000.00
材料费	36,169.02	104,386.04	46,200.00	17,183.84	2,000,000.00	-
保险费	626,578.42	626,578.41	748,300.00	748,309.19	850,000.00	-
购电费	203,068.56	201,241.94	228,900.00	289,455.12	280,000.00	-
办公费等杂费	105,059.54	193,191.55	299,599.95	453,765.64	480,000.00	480,000.00
安全生产费用	2,250.00	2,250.00	167,034.68	1,762,481.98	1,145,562.83	600,000.00
<b>合计</b>	<b>3,643,653.30</b>	<b>3,788,072.18</b>	<b>4,791,521.22</b>	<b>5,490,449.10</b>	<b>12,155,562.83</b>	<b>6,810,000.00</b>

首先，黄骅旧城风电场分明细项目的付现成本预测符合历史情况，考虑该项目 2023 年末风机机组出质保期，2024 年付现成本预测在历史金额基础上进行了充足、合理的上调，单瓦成本达到 0.12 元/瓦，处于行业较高水平。

其次，支付给运管机构的运营支出，对应付现成本中的技术服务及运维费、修理费、人工成本、风机运维费、办公费等杂费，以及安全生产费的一部分，与评估付现成本假设之间存在简单明确的对应关系，运营支出已充分完整地包含在估值付现成本假设中。

## (2) 红土井子风电场项目

### 1) 运营支出的详细设置

#### ① 2024 年运营支出报价明细

红土井子风电场项目 2024 年运营支出报价合计为 430.79 万元（不含税），明细如下表所示（单位：元）：

项目	报价金额
技术服务及运维费	841,000.00
修理费 <sup>49</sup>	350,000.00
人工成本	1,601,900.00
风机运维费	1,000,000.00
办公费	50,000.00
汽车费	70,000.00
差旅费	10,000.00
业务招待费	10,000.00
安全管理费	375,000.00
合计	<b>4,307,900.00</b>

运营支出以 2024 年各项费用报价为基数，后续年度按照以下规则增长：

(i)运营支出包含的具体各项费用每年较上年增长 2%，以下情形除外；

<sup>49</sup> 单指“修理费”，并非“修理费”与“修理费（维护性资本性支出）”的合计数

(ii)于 2026 年、2029 年、2032 年、2035 年及 2038 年，技术服务及运维费、风机运维费较上一年增长 5%而不是 2%。

(iii)特别地，对于 2037 年的运营支出金额约定如下：先按照 2036 年的运营支出金额根据上述增长规则计算得出基础数据，再将基础数据按照乘以 4 除以 12 的方式进行调整，按照调整后得到的计算数作为 2037 年的运营支出金额。

上述增长规则与评估付现成本未来年度增长假设完全一致。

2) 克旗明阳运营支出的设置符合红土井子风电场历史运营成本情况，且包含在其资产组估值相关成本预测之内，无重大差异。

2020-2023 年，克旗明阳付现成本支出情况及 2024 年运营支出报价情况对比如下（单位：元）：

项目	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年 付现成本估值假设	2024 年 运营支出报价
技术服务及运维费	945,185.52	1,102,807.65	1,158,584.79	1,123,978.42	841,000.00	841,000.00
人工成本	1,270,926.31	1,271,332.97	1,071,171.00	1,502,083.87	1,601,900.00	1,601,900.00
修理费	551,393.21	622,355.80	572,708.61	2,965,089.20	320,000.00	350,000.00
修理费（维护性资本性支出）	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	1,200,000.00	-
风机运维费	-	-	-	-	1,000,000.00	1,000,000.00
材料费	44,064.69	99,857.80	601,457.71	535,725.20	1,020,000.00	-
保险费	276,632.57	246,900.62	273,337.54	251,938.93	280,000.00	-
购电费	105,904.66	132,223.46	80,167.59	68,360.81	110,000.00	-
办公费等杂费	100,905.67	60,301.89	16,624.66	2,970.3	140,000.00	140,000.00
安全生产费用	-	17,503.06	132,122.28	1,196,660.08	659,326.55	375,000.00
<b>合计</b>	<b>3,295,012.63</b>	<b>3,553,283.25</b>	<b>3,906,174.18</b>	<b>7,646,806.81</b>	<b>7,172,226.55</b>	<b>4,307,900.00</b>

首先，红土井子风电场分明细项目的付现成本预测符合历史情况，考虑该项目 2022 年 6 月末风机机组出质保期，2024 年付现成本预测在历史金额基础上进行了充足、合理的上调，单瓦成

本达到 0.14 元/瓦，处于行业较高水平。

其次，支付给运管机构的运营支出，对应付现成本中的技术服务及运维费、修理费、人工成本、风机运维费、办公费等杂费，以及安全生产费的一部分，与评估付现成本假设之间存在简单明确的对应关系，运营支出已充分完整地包含在估值付现成本假设中。

**2.请管理人补充披露固定管理费及浮动管理费是否可以有效起到约束作用发表明确意见，并评估调整相关安排，评估设置相关激励约束可以激励到运营管理团队或相关人员。**

**答复：**

本项目运营管理方面的激励约束主要包括固定管理费和浮动管理费。

### **(1) 固定管理费**

固定管理费的计算方法如下：

固定管理费<sup>50</sup>=S×1%×（1-调整比率）

其中：

1) S 为当年项目公司年度净收入，即根据项目公司当年年度审计报告计算的项目公司年度净收入。

项目公司年度净收入=营业总收入<sup>51</sup>-营业总成本<sup>52</sup>-资本性支出。

---

<sup>50</sup> 计算得出的固定管理费金额为不含增值税价格，增值税率为 6%。

<sup>51</sup> 为免疑义，营业总收入包含项目公司依据《财政部、国家税务总局关于风力发电增值税政策的通知》（财税[2015]74 号）享有的风力发电增值税即征即退税优惠产生的收益。

<sup>52</sup> 营业总成本不考虑折旧摊销、财务费用。

2) 调整比率与年度净收入完成率相关，年度净收入完成率为同一年度项目公司年度净收入(S)与项目公司目标净收入(R)的比值，年度净收入完成率与调整比率对应值如下：

年度净收入完成率	调整比率
95%≤年度净收入完成率	0%
90%≤年度净收入完成率<95%	50%
年度净收入完成率<90%	100%

运营管理机构固定管理费挂钩当年度净收入，净收入的数额影响运营管理机构的固定管理费收入。同时，通过年度净收入完成率与调整比率对应关系可以看出，若当年度净收入完成率大于等于90%且小于95%时，固定管理费将扣减50%；若当年度净收入完成率小于90%时，固定管理费为0。当年度净收入的完成情况对运营管理机构的固定管理费收入影响较大，该机制对运营管理机构而言激励约束作用较强。

## (2) 浮动管理费

为进一步完善本项目对运营管理机构的考核机制，管理人在反馈回复稿申报材料中调整了浮动管理费的计算方法，具体如下：

费用名称	调整前	调整后
浮动管理费 <sup>53</sup>	$\text{Max}[(S-R), 0] \times 20\%$	$(S-R) \times 10\%$ 直到“运营管理机构运营支出+固定管理费+浮动管理费”合计为0

调整后的计算方法将引入浮动管理费倒扣机制，大大增强了浮动管理费机制对运营管理机构的考核力度。

<sup>53</sup> 计算得出的浮动管理费金额为不含增值税价格，增值税率为6%。

每一个会计年度结束后，对项目公司的年度净收入指标进行考核，根据项目公司实际年度净收入确定浮动管理费。按“项目公司年度净收入-项目公司年度目标净收入”为基数，当在项目公司年度净收入高于项目公司年度目标净收入的情况下，浮动管理费作为激励金额支付；当在项目公司年度净收入低于项目公司年度目标净收入的情况下，浮动管理费作为考核金额扣减。

综上所述，调整后的浮动管理费机制不仅可以激励运营管理机构也可以作为一种惩罚措施，且考核金额的上限直到全部运营管理费合计数扣减至 0。

### **(3) 运营管理团队的激励措施**

根据运营管理服务协议约定，运营管理机构承诺将每年实际收到的浮动管理费的不低于 20%作为团队业绩激励。相关激励岗位及激励方案由运营管理统筹机构作为下一年度运营计划的一部分进行列示并提交本基金管理人。运营管理机构须在收到基金管理费支付的浮动管理费后 45 个工作日内将团队业绩激励发放完成并在发放当月的月报中列示。基金管理人有权根据运营机构的内部激励制度履行相应的监督责任。

**3.请管理人评估在项目公司、基金公司、持有人大会等相关设置相关安排，充分发挥运营管理机构及相关方参与基础设施项目运营的作用。**

**答复：**

#### **(1) 项目公司层面**

本基金产品设有两个运营管理实施机构：北京洁源新能源投资有限公司与内蒙古国蒙能源技术有限公司，一个运营管理统筹机构：明阳智慧能源集团北京科技有限公司。

### 1) 工作范畴方面

本基金运营管理协议中约定了运营管理机构在运营管理工作开始前、管理工作实施过程中及总结报告阶段的全方位的工作内容，项目公司在整个过程中主要承担监督与审核职责，给予了运营管理机构充分的独立自主权。

本基金运营管理服务协议中约定如下：

①年度管理工作开始前，运营管理统筹机构审核运营管理实施机构编制基础设施项目运营计划、年度运营预算和年度投资改造预算。因此，运营管理机构将自主规划次年的工作计划及经营策略。

②管理工作实施过程中，运营管理统筹机构负责运营管理实施机构履约监督管理；政策研究与行业研究；运营管理技术提升；运营管理协议谈判工作；保险购买统筹工作。运营管理实施机构负责为基础设施项目购买足够的保险；制定及落实基础设施项目运营策略；签署并执行基础设施项目运营的相关协议；执行日常运营服务，如安保、消防、通讯及紧急事故管理等；实施基础设施项目维修、改造等；实施基础设施项目重大技改等工作等。因此，运营管理机构负责日常工作的具体执行，项目公司主要负责以上工作审核与监督。

③阶段工作完成后，运营管理统筹机构负责编制《年度基础设施项目运营报告》、《中期基础设施项目运营报告》、应对运营管理实施机构制定的《基础设施项目运营临时报告》进行及时审核。因此，阶段工作完成后的运营方面的总结工作也主要由运营管理机构承担。

## 2) 资金运用方面

本基金运营管理协议第 11.1.1 条约定：项目公司向运营管理实施机构支付运营管理机构运营支出，用于运营管理实施机构承担提供本协议约定的运营管理实施机构职责所发生的运营管理机构运营支出，由运营管理实施机构自主决策具体费用的使用。以上费用包括（技术服务及运维费、风机运维费、修理费、人工成本、办公费、汽车费、其他费用及安全管理费）。

对项目公司账面留存的资金，运营管理机构也有申请对外支出的权利。考虑到项目运营的合规性，本基金将材料费、修理费（维护性资本性支出）、保险费及购电费、专项储备（安全管理费之外部分）等资金留存在项目公司账户，运营管理协议中约定运营管理机构可以根据运营管理的实际工作申请以上费用的使用，并负责招投标、合同签署，以及合同执行过程中的监督工作，并督促项目公司对外支付以上费用。

因此，项目公司在资金运用方面给予了运营管理机构充分的独立自主权。

## 3) 对于运管机构的考核激励机制方面

本基金运营管理协议中考核激励机制方面的主要指标为年度净收入（详见本反馈回复“一”之“（四）”之“2.”），未对其他项目公司经营指标进行约束。运营管理机构可以在保证项目安全稳定运行的情况下，自主决策日常运营相关事项及实施各类生产相关工作。

因此，由于项目公司在考核激励机制上并未设置过多的经营指标约束运营管理机构的日常经营，使得运营管理机构获得了充分的独立自主权。

以上设置均充分发挥了运营管理机构及相关方参与基础设施项目运营的作用。

## **（2）基金公司层面**

中信建投基金管理有限公司在 2023 年 2 月颁布了《中信建投基金管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金项目公司管理办法》（以下简称“管理办法”），管理办法第五条规定：“公司通过行使项目公司的股东权利以及向项目公司所委派或推荐的董事、监事、高级管理人员对项目公司的重大经营决策行使管理权和表决权；在不影响项目公司独立性的原则下，对项目公司的人力资源、财务、风险、合规、审计等内部控制以及重大事项与信息报送等事项进行管理。”由于基础设施项目的运营管理工作由运营管理机构根据运营管理服务协议的约定执行，基金公司派驻项目公司的高级管理人员只对项目公司的重大经营决策行使管理权、表决权、监督权；在不影响项目公司独立性的原则下，

对项目公司的人力资源、财务、风险、合规、审计等内部控制以及重大事项与信息报送等事项进行管理。这充分保证了运营管理机构在日常运营工作中的独立性。

### **(3) 基金份额持有人大会层面**

基金产品层面设立了基金份额持有人大会，本基金基金合同中“第八部分基金份额持有人大会”之“三、会议召集人及召集方式”之“5”中约定如下：

“5、单独或合计代表基金份额 10%以上（含 10%）的基金份额持有人就同一事项要求召开基金份额持有人大会，而基金管理人、基金托管人都不召集的，单独或合计代表基金份额 10%以上（含 10%）的基金份额持有人有权自行召集，并至少提前 30 日报中国证监会备案。基金份额持有人依法自行召集基金份额持有人大会的，基金管理人、基金托管人应当配合，不得阻碍、干扰。”

除上述法定的条款之外，本基金额外在“第八部分基金份额持有人大会”之“一、召开事由”之“1”之“(14)”中增加了如下约定：

“(14) 本基金以首次发售募集资金收购基础设施项目后，金额超过基金净资产 5%（不含 5%）的基础设施项目新建或改造等产生的资本性支出，且运营管理机构与基金管理人未就该事项达成一致意见的。”

由于运营管理机构及其相关方拟持有本基金不少于 20%的

份额，已超过基金份额 10%，如运营管理机构认为项目运营中有重要事项（包括但不限于金额超过基金净资产 5%（不含 5%）的基础设施项目新建或改造等产生的资本性支出，且双方未就该事项达成一致意见的）需召开基金份额持有人大会，而基金管理人和基金托管人都不召集的，运营管理机构有权自行召集。该安排向运营管理机构及相关方提供了在与基金管理人及基金托管人意见不一致时发表意见的渠道，能够充分保障运营管理机构自身的权益，更好的发挥其参与基础设施项目运营的作用。

## 二、其他反馈问题

（一）关于经营资质。请管理人补充披露清洁能源项目电力业务许可、并网调度协议、购售电协议等文件的取得与签署情况，相关期限以及续签安排。

答复：

### 1. 电力业务许可证

根据《电力业务许可证管理规定》（根据 2024 年 1 月 4 日国家发展改革委令 第 11 号第二次修订）第四条、第七条、第二十五条和第三十条的规定，在中华人民共和国境内从事电力业务，应当按照本规定取得电力业务许可证。从事发电业务的，应当取得发电类电力业务许可证。电力业务许可证的有效期为 20 年。电力业务许可证有效期届满需要延续的，被许可人应当在有效期届满 30 日前向国家能源局派出机构提出申请。国家能源局派出机构应当在电力业务许可证有效期届满前作出是否准予延续的

决定。逾期未作出决定的，视为同意延续并补办相应手续。

洁源黄骅现持有国家能源局华北监管局于 2018 年 11 月 30 日核发的编号为 1010318-00829 的《电力业务许可证》，有效期自 2018 年 08 月 16 日至 2038 年 08 月 15 日。黄骅旧城风电场项目设计使用年限预计于 2038 年 7 月到期，洁源黄骅现持有的《电力业务许可证》期限可以覆盖黄骅旧城风电场项目的设计使用年限。

克旗明阳现持有国家能源局东北监管局于 2017 年 05 月 24 日核发的编号为 1020517-00147 的《电力业务许可证》，有效期自 2017 年 5 月 24 日至 2037 年 5 月 23 日。红土井子风电场项目设计使用年限预计于 2037 年 4 月到期，克旗明阳现持有的《电力业务许可证》期限可以覆盖红土井子风电场项目的设计使用年限。

根据本基金交易结构，基础设施项目机组设计寿命届满后，基金管理人可根据情况通过资本性支出、技改等方式使设备处于良好状态，以促使基础设施项目机组继续正常稳定运营。在此情况下，基金管理人将根据《电力业务许可证管理规定》的要求，在有效期届满 30 日前向国家能源局派出机构提出续期申请。

上述情况已补充至《招募说明书》。

## **2.并网调度协议、购售电合同**

洁源黄骅现执行与国网河北省电力有限公司（以下简称“国网河北”）签署的《新能源场站并网调度协议》有效期至 2028 年

12月31日，克旗明阳现执行与国网内蒙古东部电力有限公司签署的《风力发电场并网调度协议》有效期至2025年12月31日，均无法覆盖基础设施基金存续期。

洁源黄骅现执行与国网河北签署的《购售电合同》有效期至2023年12月31日，克旗明阳现执行与蒙东电网签署的《购售电合同》有效期至2024年12月31日，均无法覆盖基础设施基金存续期。

根据《中华人民共和国可再生能源法》第十四条规定，国家实行可再生能源发电全额保障性收购制度；电网企业应当与按照可再生能源开发利用规划建设，依法取得行政许可或者报送备案的可再生能源发电企业签订并网协议，全额收购其电网覆盖范围内符合并网技术标准的可再生能源并网发电项目的上网电量。根据2024年3月18日国家发改委发布的《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》（以下简称“《监管办法》”）第三条，可再生能源发电项目需同时满足以下条件，其上网电量才可以纳入全额保障性收购范围：

- （一）符合可再生能源开发利用规划（沼气发电除外）；
- （二）项目依法取得行政许可或者报送备案；
- （三）符合并网技术标准。

黄骅旧城风电场、红土井子风电场对上述三个条件的响应情况如下表所示：

项目	规模	符合可再生能源开发利用规划	项目依法取得行政许可	符合并网技术标准
黄骅旧	60M	河北省发展和改革委员会关于	河北省固定资产投资项目核准证	国网河北省电力有

城风电 场 <sup>54</sup>	W	下达河北省 2016 年度风电开发建设方案的通知（冀发改能源[2016]439 号）	（沧发改审批核字[2016]29 号）	限公司关于印发洁源黄骅新能源有限公司黄骅旧城 100MW 风电项目接入系统符合性验收会议纪要的通知（冀电发展[2018]96 号）
	40M W	河北省发展和改革委员会关于下达河北省 2017 年度风电开发建设方案的通知（冀发改能源[2017]305 号）	沧州市发展改革委员会关于洁源黄骅旧城风电场工程（40MW）项目核准的批复（沧发改审批核字[2017]4 号） 沧州市发展和改革委员会关于调整洁源黄骅旧城风电场工程（40MW）项目核准内容的通知	
红土井 子风电 场	50M W	国家能源局关于印发“十二五”第五批风电项目核准计划的通知（国能新能[2015]134 号）	关于克什克腾旗明阳新能源有限公司克什克腾旗红土井子风电场 5 万千瓦风电项目核准的批复（赤发改能源字[2015]700 号）	电力工程质量监督检查并网通知书（MDZJ0715009）

可见，黄骅旧城风电场、红土井子风电场均为满足上述三个条件的可再生能源发电项目，其上网电量可以纳入全额保障性收购范围。

对于符合要求的可再生能源发电企业，《监管办法》对《购售电合同》、《并网调度协议》等的持续签署予以了政策保障<sup>55</sup>，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，如因相关协议签署问题影响可再生能源电力正常消纳的，由电力监管机构进行协调或裁决；对于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、

<sup>54</sup> 根据《国家能源局关于下达 2016 年全国风电开发建设方案的通知》，各省（区、市）发展改革委（能源局）应根据通知要求，组织制定本省（区、市）年度开发建设方案，开发方案应包括项目清单、项目拟核准时间、风电运行指标和对本地电网企业相关管理要求等。

根据《国家能源局关于进一步完善风电年度开发方案管理工作的通知》，在本省（区、市）范围内就地消纳的风电项目，由各省（区、市）能源主管部门自行选择项目，确定项目建设单位，并纳入年度开发方案。

<sup>55</sup> 《监管办法》第十条，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；第十九条，可再生能源发电并网双方达成协议，影响可再生能源电力正常消纳的，电力监管机构应进行协调；经协调仍不能达成协议的，由电力监管机构按照有关规定予以裁决。电网企业、电力调度机构、电力交易机构和可再生能源发电企业因履行合同或协议发生争议，可向电力监管机构申请调解；第二十条，电网企业、电力调度机构、电力交易机构有下列行为之一，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：……(二)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的。

并网调度协议的情况，设置了责令改正、罚款等处罚措施。

因此，黄骅旧城风电场、红土井子风电场作为符合《监管办法》要求纳入全额保障性收购范围的可再生能源发电项目，并网调度协议、购售电合同到期续签不存在障碍。

此外，《购售电合同》、《并网调度协议》的到期续签属于电力行业比较常规的事项，现有《购售电合同》、《并网调度协议》内均有约定在合同期满前一定时间内，双方应就续签本合同的有关事宜进行商谈，基金管理人届时将督促运营管理机构根据《运营管理协议》的约定协助项目公司及时完成《购售电合同》、《并网调度协议》的续签工作，确保基础设施项目的正常运营。

**（二）关于收益分配。请管理人在相关法律文件中对收益分配安排进行充分约定，并向投资者充分揭示未按照规定进行收益分配可能导致基金终止上市的风险。**

**答复：**

本基金收益分配依据《基金合同》第十九部分内容进行充分约定，同时根据有关法律规定决定基金收益的分配方案采取现金分红方式；本基金应当将不低于合并后年度可供分配金额的 90% 以现金形式分配给投资者。本基金的收益分配在符合分配条件的情况下每年不得少于 1 次，若基金合同生效不满 6 个月可不进行收益分配。

本基金严格按照《关于规范公开募集基础设施证券投资基金（REITs）收益分配相关事项的通知》、《公开募集证券投资基金

运作管理办法》第三十七条、《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》第二条等规定进行收益分配。本基金如果连续两年未按照法律法规进行收益分配的，基金管理人应当申请基金终止上市。对投资者亦将产生风险，如无法在二级市场交易的风险、基金财产因终止上市而受到损失的风险。

根据风险揭示要求，管理人在本基金《招募说明书》中披露未按照规定进行收益分配可能导致基金终止上市的风险如下：

在基金合同生效且本基金符合上市交易条件后，本基金将在上海证券交易所上市交易。上市期间可能因违反法律法规或交易所规则等原因导致本基金停牌，投资者在停牌期间不能买卖基金份额。同时，本基金运作过程中可能触发法律法规、上交所规定的终止上市情形（包括但不限于未按照规定进行收益分配等情形）而终止上市，对投资者亦将产生风险，如无法在二级市场交易的风险、基金财产因终止上市而受到损失的风险等。

（三）关于保险。请管理人根据《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》第三十八条相关要求，为本项目购买足额保险。

回复：

《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》第三十八条要求基金管理人为基础设施项目购买足够的财产保险和公众责任保险。目前，两个项目公司已完成 2024 年保险续保工作，投保详情如下：

项目	洁源黄骅		克旗明阳	
	保险金额	期限	保险金额	期限
财产一切险及项下营业中断险	678,359,200.00	2024.1.1-2024.12.31	299,462,623.99	2024.1.26-2025.1.25
	150,000,000.00		50,000,000.00	
机器损坏险及项下营业中断险	572,772,000.00	2024.1.1-2024.12.31	260,149,041.43	2024.1.26-2025.1.25
	150,000,000.00		50,000,000.00	
公众责任险	10,000,000.00	2024.1.1-2024.12.31	10,000,000.00	2024.1.26-2025.1.25

陆上风电场财产一切险、机器损坏险保额按资产重置成本确定，项目公司已投保保额虽未达到资产组估值的 100%，但已充分覆盖重置成本，保额充足、符合商业惯例。具体分析如下：

### 1.洁源黄骅已投保保额可以充分覆盖重置成本

根据呼和浩特市千英联合会计师事务所出具的《洁源黄骅新能源有限公司洁源黄骅旧城风电场（60MW 和 40MW）项目竣工财务决算审计报告》（呼千英审字[2019]第 22 号），黄骅旧城风电场决算总投资 7.66 亿元，其中风电机组决算总投资 3.86 亿元，其他投资成本主要包含塔筒 0.94 亿元、建筑工程费 0.91 亿元、架空线路及机组塔筒吊装安装费 0.56 亿元等。

若按原方案计算重置成本，按照黄骅旧城风电场总装机容量 100MW 和 2023 年国内陆上风电全年投标均价<sup>56</sup>计算，黄骅旧城风电场风电机组重置成本约 1.58 亿元，假设除风电机组外其他成本不变的情况下，匡算黄骅旧城风电场重置成本为 5.38 亿元。

若按现行主流风机单机容量 6.25 兆瓦、需配备储能的方案计算重置成本，按照黄骅旧城风电场总装机容量 100 兆瓦和 2023

<sup>56</sup> 近年来陆上风电机组价格下降较快，公开数据显示，2023 年国内陆上风电全年投标均价约 1,584 元/kW（不含塔筒、含税）。

年国内陆上风电全年投标均价计算：风机采用 6.25 兆瓦机型，采购 16 台需要 1.58 亿元；塔筒按大兆瓦机型匹配高塔筒，采购 16 台需要 0.64 亿元；箱变按大功率机型考虑，采购 16 台需要 0.08 亿元；源侧储能按装机容量 20%/2 小时储能配置，每兆瓦时成本估计为 120 万元，合计需要 100 兆瓦\*20%\*2 小时\*120 万元/兆瓦时=0.48 亿元。在原决算投资投资额基础上扣除已安装风机、塔筒、箱变等成本，再加总上述各设备重置成本后取得黄骅旧城风电场整体重置成本为 5.53 亿元。

目前洁源黄骅已投保财产一切险保额为 6.78 亿元、已投保机器损坏险保额为 5.73 亿元，无论是按原方案还是按现行政策计算重置成本，已投保保额对重置成本的覆盖率都在 100%以上，总保额设置合理且符合保险业商业惯例。

## **2.克旗明阳已投保保额可以充分覆盖重置成本**

根据内蒙古华方会计师事务所有限责任公司出具的《克什克腾旗明阳新能源有限公司克什克腾旗红土井子 50MW 风电场工程竣工决算审核报告》（内华方审字[2017]091 号），红土井子风电场决算总投资 3.35 亿元，其中风电机组决算总投资 1.94 亿元，其他投资成本主要包含塔筒 0.47 亿元、建筑工程费 0.53 亿元等。

若按原方案计算重置成本，按照红土井子风电场总装机容量 50MW 和 2023 年国内陆上风电全年投标均价计算，红土井子风电场风电机组重置成本约 0.79 亿元，假设除风电机组外其他成本不变的情况下，匡算红土井子风电场重置成本为 2.20 亿元。

若按现行主流风机单机容量 6.25 兆瓦、需配备储能的方案计算重置成本，按照红土井子风电场总装机容量 50 兆瓦和 2023 年国内陆上风电全年投标均价计算：风机采用 6.25 兆瓦机型，采购 8 台需要 0.79 亿元；塔筒按大兆瓦机型匹配高塔筒，采购 8 台需要 0.32 亿元；箱变按大功率机型考虑，采购 8 台需要 0.04 亿元；源侧储能按装机容量 20%/2 小时储能配置，每兆瓦时成本估计为 120 万元，合计需要 50 兆瓦\*20%\*2 小时\*120 万元/兆瓦时=0.24 亿元。在原决算投资投资额基础上扣除已安装风机、塔筒、箱变等成本，再加总上述各设备重置成本后取得红土井子风电场项目整体重置成本为 2.48 亿元。

目前克旗明阳已投保财产一切险保额为 2.99 亿元、已投保机器损坏险保额为 2.60 亿元，无论是按原方案还是按现行政策计算重置成本，已投保保额对重置成本的覆盖率都在 100%以上，总保额设置合理且符合保险业商业惯例。

（四）关于分派率。根据申报材料，项目 2024 年 4-12 月的分派率显著高于 2025 年分派率。请管理人补充披露两者差异较大的原因，并作风险提示。

回复：

根据申报材料，本基金 2024 年 4-12 月（以下简称“首期”）的可供分配金额为 239,392,800.95 元，分派率<sup>57</sup>为 18.06%；2025 年度（以下简称“第二期”）可供分配金额为 146,635,176.18 元，

---

<sup>57</sup> 分派率=可供分配金额/公募基金募集规模，假设公募基金募集规模为 1,325,359,700.00 元

分派率为 11.06%。

本基金首期分派率显著高于第二期是因为本基金首期分派金额中包含以下两个一次性因素：

1、第一个一次性因素为过渡期滚存利润包含在本基金首期可供分配金额中。两个基础设施项目的评估基准日为 2023 年 9 月 30 日，假设的基金成立日和项目公司股权交割日均为 2024 年 4 月 1 日，故 2023 年 10 月 1 日至 2024 年 3 月 31 日为过渡期。

根据本基金项目公司股权转让协议的约定，过渡期项目公司产生的滚存利润归属于基金（受让方）所有。经管理人预测，2023 年 10 月至 2024 年 3 月，两个项目公司过渡期产生的可供分配现金合计为 73,955,375.42 元，过渡期产生的可供分配现金将以项目公司账面现金余额的形式存续，由本基金于 2024 年 4 月 1 日通过收购项目公司股权的方式间接取得，预计于 2024 年内首次分配中向基金份额持有人进行分配。

因此，过渡期产生的可供分配现金 73,955,375.42 元包含在本基金首期可供分配金额中，仅为基金成立首期涉及的一次性因素，导致首期分派率较高。

2、第二个一次性因素为首期保理净流入较高。本基金假设首次开展保理业务的时间为 2024 年第三季度，该保理合作基准日为 2023 年 12 月 31 日，第二次开展保理业务的时间为 2024 年第一季度，该保理合作基准日为 2024 年 12 月 31 日。经测算，前二次开展保理合计将产生保理净流入 62,562,066.46 元，处于

较高水平，仅为基金成立首期涉及的一次性因素，导致首期可供分配金额较高。后续年度（国补到期前）除 2025 年仍有少量保理净流入外，每年保理净流入均为 0<sup>58</sup>。

扣除上述两个一次性因素后，基金首期与第二期可供分配金额基本处于同一水平，如下表所示：

项目	首期（元）	第二期（元）
<b>调整前可供分配金额</b>	<b>239,392,800.95</b>	<b>146,635,176.18</b>
当期应收账款余额减少数	-3,422,160.98	-29,854,251.04
一次性因素：过渡期滚存利润	73,955,375.42	-
一次性因素：保理净流入	62,562,066.46	29,749,224.79
<b>调整后可供分配金额</b>	<b>102,875,359.07</b>	<b>146,530,149.93</b>
扣除一次性因素的分派率	7.76%	11.06%
收益期间（季度数）	3	4
<b>季度平均分派率</b>	<b>2.59%</b>	<b>2.76%</b>

综上所述，本基金 2024 年 4-12 月的分派率显著高于 2025 年分派率主要是因为上述两个一次性因素导致首期分派率较高。管理人已在招募说明书之“重要风险提示”及“第八部分 风险揭示”补充“本基金首期净现金流分派率显著偏高的风险”，具体内容如下：

本基金首期可供分配金额包含过渡期滚存利润、保理净流入的一次性因素，所以首期分派率并非基金存续期内稳定期的分派率水平。基金稳定期分派率水平可参考第二期分派率水平。

<sup>58</sup> 详情见招募说明书“表 3-4-2 基金杠杆率水平”

(五)关于运营管理能力。根据《明阳智慧能源集团股份有限公司2023年度业绩快报的公告》，2023年度公司归属于上市公司股东的净利润同比减少89.11%，扣除非经常性损益后归属于上市公司股东的净利润同比减少93.29%，基本每股收益同比减少89.17%。请管理人补充核查明阳智慧能源集团股份有限公司2023年业绩出现大幅下滑的原因，并评估是否影响基础设施项目的持续稳定运营。

答复：

#### 1.明阳智能2023年业绩出现大幅下滑的原因

根据《明阳智慧能源集团股份有限公司2023年年度报告》，明阳智能2023年归属于上市公司股东的净利润为3.72亿元，同比减少89.19%，扣除非经常性损益后归属于上市公司股东的净利润为2.06亿元，同比减少93.36%，基本每股收益为0.16元/股，同比减少89.81%。明阳智能2023年业绩出现大幅下滑的主要原因如下：

(1)受行业周期的影响，风电行业进入激烈的价格竞争阶段，风机中标价格整体下降，尤其是陆上风电中标价下降较大。明阳智能2023年交付的风机总体价格也受到行业价格波动影响出现下降，从而导致风机销售毛利率同比下降。

(2)明阳智能中标待交付的海上风电订单受不可抗力因素对具体项目实施进度的影响而发生延期交付，导致2023年海上风机销售量较2022年度有一定幅度的下降。

(3) 明阳智能原计划在 2023 年第四季度完成的电站产品交易，主要交易标的因客观原因，交易发生延期，导致电站产品出售利润不及预期。

此外，明阳智能 2019-2022 年归属于上市公司股东的净利润分别为 7.13 亿元、13.74 亿元、31.01 亿元、34.55 亿元，2019 年以来保持着较高的盈利增长率，主要是因为 2021 年、2022 年分别在陆上风电抢装潮和海上风电抢装潮的背景下享受了高销量、高毛利的红利。2022 年海上风电抢装潮结束后，2023 年以来风电行业进入激烈的价格战阶段，各厂商为保住市场份额被迫低价竞争，导致明阳智能 2023 年业绩发生较大波动，但仍然保持了盈利状态。

根据明阳智能 2024 年 4 月 29 日发布的《明阳智慧能源集团股份公司 2024 年第一季度报告》，2024 年 1-3 月实现归属于上市公司股东的净利润和扣除非经常性损益后归属于上市公司股东的净利润分别为 3.04 亿元和 2.91 亿元，上年同期分别为-2.27 亿元和-2.91 亿元，实现扭亏为盈。

## 2. 明阳智能业绩波动对基础设施项目的影响

明阳智能为上海证券交易所主板上市公司，是国内领先、全球具有重要影响力的智慧能源企业集团，主营业务突出，经营情况良好，2023 年业绩波动属于受到行业政策、宏观经济等因素导致的阶段性经营情况波动，主要是来自于公司的风电机组制造板块及电站产品销售板块，与风电场发电业务板块关联性不大，

公司风电场发电业务板块整体经营情况稳定。

近三年，明阳智能营业收入及风电场发电业务板块收入情况如下（单位：亿元）：

项目	2021 年	2022 年	2023 年
营业收入	271.58	307.48	278.59
其中：风电场发电收入	14.10	13.36	14.99

本基金底层资产为风力发电场，基金收益将主要来自于风力发电场本身的运营产生的发电收入。明阳智能在本基金担任发起人和国补保理流动性支持提供方的角色，其业绩波动不会对本基金底层资产的持续稳定运营产生直接影响。明阳智能对本基金影响主要在于为国补应收账款保理业务提供流动性支持，具体情况分析如下：

首先，根据基金的交易结构安排，流动性支持仅为国补应收账款龄满 5 年后才触发。两个基础设施项目历史上未出现国补应收账款账龄超过 5 年的情况。结合国补合规检查的深入推进，预期国补发放进度会加速，流动性支持触发的概率很低。

其次，本基金底层两个基础设施项目合计每年产生国补应收账款约 0.92 亿元，平均每个月仅 766 万元，即使极端情况下存在部分月份的已开展保理业务的国补应收账款账龄超过 5 年、触发了流动性支持义务，可能涉及的流动性支持金额也极少。考虑到明阳智能 2023 年仍保持盈利，且 2024 年一季度盈利能力已大幅好转，明阳智能针对丧失保理流动性支持履约能力的风险极低。因此，明阳智能 2023 年业绩波动对其保理流动性支持履约能力

无实质性影响。

综上所述，明阳智能 2023 年业绩波动不会影响基础设施项目的持续稳定运营。

（六）关于财务数据。根据申报材料，本项目相关财务数据已过有效期，请管理人根据《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》第十五条第十九款相关要求，更新申报文件中的财务数据。

答复：

基础设施项目最近一期财务数据已更新至 2023 年 12 月 31 日，管理人已对基础设施项目最近三年财务报表及审计报告在《招募说明书》中进行充分的信息披露，详见《招募说明书》第十五部分“基础设施项目财务状况及经营业绩分析”等相关内容，同时更新了相关申报材料的财务数据。

（七）关于流动性服务机制。根据申报材料，基础设施基金采取封闭式运作，不开通申购赎回，只能在二级市场交易，请管理人根据《上海证券交易所公开募集基础设施证券投资基金（REITs）规则适用指引第 2 号—发售业务（试行）》相关要求，请在基金相关法律文件中明确约定基金管理人关于流动性服务相关安排，缓释基金存续期间流动性不足风险。

答复：

为缓释基金存续期间流动性不足风险，管理人已在《基金合同》之“第七部分 基金合同当事人及权利义务”之“（二）基金

管理人的权利与义务”之“2”中补充第（15）条，具体表述为：

“（15）基金管理人将采取聘用流动性服务商等一系列措施提高基金产品的流动性。”

（本页无正文，为《关于〈关于对中信建投明阳智能新能源封闭式基础设施证券投资基金上市及中信建投-明阳智能新能源发电1期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〉的回复》之盖章页）

中信建投基金管理有限公司



(本页无正文，为《关于<关于对中信建投明阳智能新能源封闭式基础设施证券投资基金上市及中信建投-明阳智能新能源发电 1 期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>的回复》之盖章页)

中信建投证券股份有限公司  
2024年6月12日

