

关于《关于长城华能燃煤发电封闭式基础设施证券投资基金上市及长城-华能煤电 1 号基础设施资产支持专项计划资产支持证券挂牌转让申请受理反馈意见》的答复

上海证券交易所：

长城基金管理有限公司、长城证券资产管理有限公司已收到《关于长城华能燃煤发电封闭式基础设施证券投资基金上市及长城-华能煤电 1 号基础设施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》（20260506R0021），经认真研究相关反馈意见，结合《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务管理规定》《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）业务办法（试行）》《上海证券交易所资产支持证券业务规则》等有关法律法规及有关规章的规定，就反馈意见答复如下：

一、业务参与人资质及履职能力

（一）关于原始权益人

根据申报材料，华能青岛项目（以下简称本项目）的所有权将在资产重组完成后，由原始权益人华能青岛热电有限公司（以下简称青岛热电）转移至项目公司。项目公司将办理《电力业务许可证》《排污许可证》等经营资质及手续。请管理人、律师对以下事项发表明确意见：

1.项目公司是否符合《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第 1 号——审核关注事项（试行）》（以

下简称《审核关注事项》) 第十六条相关规定, 合法持有不动产所有权。

答复:

青岛热电已将华能青岛项目的不动产权划转至项目公司, 项目公司合法持有华能青岛项目的不动产所有权, 具体如下:

(1) 华能青岛煤电项目的不动产权属

就华能青岛煤电项目占用范围内的国有建设用地使用权, 项目公司已取得青岛市黄岛区自然资源局 (以下简称“黄岛区自规局”) 于 2026 年 5 月 18 日核发的《不动产权证书》[鲁 (2026) 青岛市黄岛区不动产权第 0020475 号], 证载主要内容如下:

图表 1:不动产权证明细 1

权利人	华能董家口 (青岛) 热电有限公司
共有情况	单独所有
坐落	港润大道东、纬十四路北
权利类型	国有建设用地使用权
权利性质	出让
用途	工业用地
使用期限	土地使用期至 2065 年 7 月 7 日止
面积	165,918.8 m ² (单独所有土地使用权)
附记	国有建设用地使用权转移登记 原路名: 泊里镇尧头一村东北

就华能青岛煤电项目 1#-3#厂房、主厂房、供热首站、集控楼、屋内配电装置及材料库检修间、网控楼等房屋建筑物所有权及其占用范围内的国有建设用地使用权, 项目公司已取得黄岛区自规局于 2026 年 5 月 20 日核发的《不动产权证书》[鲁 (2026) 青岛市黄岛区不动产权第 0020814 号], 证载主要内容如下:

图表 2:不动产权证明细 2

权利人	华能董家口 (青岛) 热电有限公司
共有情况	单独所有
坐落	黄岛区泊里镇董家口港区港润大道 16 号运维办公楼等详见清单
不动产单元号	370211203255GB00018F00210001 等 35 处

权利类型	国有建设用地使用权/房屋（构筑物）所有权			
权利性质	出让/自建房			
用途	工业用地/工业及工业配套			
面积	165,918.80 m ² （共用土地使用权面积）/61,400.50 m ² （房屋建筑面积）			
使用期限	土地使用期至 2065 年 7 月 7 日止			
附记	其他转移登记			
房屋清单	房屋	建筑面积（m ² ）	房屋	建筑面积（m ² ）
	运维办公楼	1,065.37	消防泵房	154.01
	推煤机库	318.89	6 号输煤栈桥	1,188.56
	2 号转运站	1,438.20	含煤废水处理室	498.56
	3 号转运站	424.32	脱硫废水零排放预处理车间	112.15
	4 号转运站及除铁间	584.71	1#循环浆液泵房	262.90
	4 号输煤栈桥	142.50	空压机房	441.71
	5 号输煤栈桥	239.22	集控楼	2,545.30
	3 号栈桥及除铁间	127.56	配电检修网控联合建筑	4,136.45
	煤水沉淀池	141.89	主厂房	19,088.81
	脱水机楼	265.31	煤仓间转运站	2,138.53
	警卫传达室	29.70	除铁及煤采样间	363.05
	综合服务楼	2,601.94	碎煤机室	1,502.24
	药品综合楼	766.80	尿素站	765.96
	行政办公楼	6,085.54	供热首站	3,001.66
	海水淡化及锅炉给水车间	5,227.01	货运入口传达室	33.04
	输煤综合楼	3,208.88	脱硫综合楼	1,852.82
	1#厂房	258.76	2#厂房	126.49
	3#厂房	261.66		

基于前述，管理人及律师认为，项目公司享有华能青岛煤电项目的主厂房、供热首站、集控楼、屋内配电装置及材料库检修间、网控楼、1#-3#厂房等房屋建筑物所有权及其占用范围内的国有建设用地使用权。

（2）华能青岛启动锅炉的不动产权属

就华能青岛启动锅炉占用范围内的国有建设用地使用权，项目公司已取得黄岛区自规局于 2026 年 5 月 17 日核发的《不动产权证书》[鲁（2026）青岛市黄岛区不动产权第 0020473 号]，证载主要内容如下：

图表 3:不动产权证明细 3

权利人	华能董家口（青岛）热电有限公司
共有情况	单独所有
坐落	港润大道东、纬十四路北
权利类型	国有建设用地使用权
权利性质	出让
用途	工业用地
使用期限	土地使用期至 2056 年 7 月 12 日止
面积	24,241.94 m ² （单独所有土地使用权）
附记	国有建设用地使用权转移登记

就华能青岛启动锅炉的主厂房、循环泵房、脱水楼、氨水储存供应间、干燥棚、碎煤机楼、输煤综合楼等房屋建筑物及其占用范围内的国有建设用地使用权，项目公司已取得黄岛区自规局于 2026 年 5 月 20 日核发的《不动产权证书》[鲁（2026）青岛市黄岛区不动产权第 0020815 号]，证载主要内容如下：

图表 4:不动产权证明细 4

权利人	华能董家口（青岛）热电有限公司		
共有情况	单独所有		
坐落	泊里镇董家口港区港润大道 16 号 1-12 栋		
不动产单元号	370211203255GB00006F00070001 等 12 处		
权利类型	国有建设用地使用权/房屋（构筑物）所有权		
权利性质	出让/存量房		
用途	工业用地/工业		
使用期限	土地使用期 2006 年 7 月 13 日至 2056 年 7 月 12 日止		
面积	24,241.94 m ² （共用土地使用权面积）/7,125.66 m ² （房屋建筑面积）		
附记	其他转移登记		
房屋清单	名称	名义层	建筑面积（m ² ）
	1 栋输煤综合楼	1_2	340.00
	2 栋主厂房	1_5	3,087.20
	3 栋循环泵房	1	126.00
	4 栋碎煤机室	1_4	295.84
	5 栋干燥棚	1	2,246.00
	6 栋氨水间	1	51.41
	7 栋传达室	1	40.30
	8 栋工艺综合楼	1_2	284.00
	9 栋警卫室	1	40.60
	10 栋脱水楼	1	295.79
	11 栋首站	1_2	258.50

	12 栋新空压机房	1	60.02
--	-----------	---	-------

鉴上，项目公司享有华能青岛启动锅炉的主厂房、循环泵房、脱水楼、氨水储存供应间、干燥棚、碎煤机楼、输煤综合楼等房屋建筑物所有权及其占用范围内的国有建设用地使用权。

2.本项目是否符合《审核关注事项》第十二条相关规定，权属清晰并取得相关权属证明文件，相关经营资质合法有效。

答复：

项目公司享有华能青岛项目的房屋建筑物所有权及其占用范围内的国有建设用地使用权和主要设施设备的动产所有权，资产权属清晰并已取得相关权属证明文件。此外，项目公司的相关资质合法有效。

（1）电力业务许可证

项目公司现持有国家能源局山东监管办公室于2026年6月23日颁发的《电力业务许可证》（许可证编号：1110626-01418），许可类别：发电类，有效期自2026年6月23日至2046年6月22日。

根据《电力业务许可证管理规定》及《电力业务许可证监督管理办法》，在中华人民共和国境内从事电力业务，应当按规定取得电力业务许可证。电力业务许可证的有效期为20年，电力业务许可证有效期届满需要延续的，持证企业应当在有效期届满30日前向派出机构提出许可证有效期延续申请。国家能源局派出机构应当在电力业务许可证有效期届满前作出是否准予延续的决定。逾期未作出决定的，视为同意延续并补办相应手续。

因此，项目公司有权于《电力业务许可证》有效期届满前30日，向国家能源局派出机构提出续期申请。

综上所述，项目公司持有的《电力业务许可证》合法有效，其续期有明确的法规依据，办理续期不存在实质障碍。

（2）排污许可证

项目公司现持有青岛市生态环境局核发的《排污许可证》（证书编号：91370211MAEPLC846P001V），行业类别：热电联产，有效期限自 2024 年 09 月 30 日至 2029 年 09 月 29 日止。

根据《排污许可管理条例》第十四条规定，排污许可证有效期为 5 年。排污许可证有效期届满，排污单位需要继续排放污染物的，应当于排污许可证有效期届满 60 日前向审批部门提出申请。审批部门应当自受理申请之日起 20 日内完成审查；对符合条件的予以延续，对不符合条件的不予延续并书面说明理由。

因此，项目公司有权于《排污许可证》有效期届满 60 日前向青岛市生态环境局提出续期申请。

综上所述，项目公司持有的《排污许可证》合法有效，其续期有明确的法规依据，其办理续期不存在实质障碍。

此外，相关供热业务在资产重组完成后具体运营模式为，项目公司以其持有的华能青岛项目作为热源向持有供热管网的青岛热电、青岛西海岸供热管网有限公司（以下简称“西海岸供热公司”）趸售热力，青岛热电、西海岸供热公司再向终端用户进行售热。《山东省供热条例》第十六条及《山东省供热经营许可管理办法》第四条虽要求供热经营企业必须取得《供热经营许可证》后，方可从事供热经营活动。但根据《山东省供热条例》第二条第二款规定，供热是指供热企业依靠稳定热源，通过管网为用户提供生活用热的集中供热行为。该款强

调是为用户提供“生活用热”，而项目公司作为热源企业拟向青岛热电、西海岸供热公司趸售热源，并非直接向终端用户提供生活用热。根据上引法规，并经电话咨询青岛西海岸新区行政审批服务局（0532-85166751）确认，项目公司未直接向终端用户提供生活用热，无需办理《供热经营许可证》。因此，根据目前供热运营模式安排，项目公司无需办理《供热经营许可证》。

鉴上，项目公司已取得合法有效的《电力业务许可证》《排污许可证》，具备运营华能青岛项目的主体资格及开展发电业务的资质。截至本反馈回复出具之日，上述经营资质续期有明确的法规依据，其办理该等经营资质的续期不存在实质障碍。

（二）关于管理人

请管理人、律师说明基金管理人的部门、人员、制度、流程设置等是否符合《证券投资基金法》《公开募集证券投资基金运作管理办法》等法律法规规定的相关条件。

答复：

《证券投资基金法》《公开募集证券投资基金运作管理办法》等法律法规主要从基金管理人的部门设置、人员资质、内部控制及运作流程等方面提出要求，基金管理人建立健全规范的内部管理体系。

长城基金管理有限公司（以下简称“长城基金”）系依法设立并经中国证监会核准从事公开募集证券投资基金管理业务的基金管理公司，成立于2001年12月27日，注册资本为人民币15,000万元。长城基金已建立较为完善的公司治理结构、组织架构、内部控制制度和业务流程体系，人员配备充足，具备开展公开募集不动产投资信托基

金业务所需的管理能力和风险控制能力。

1.部门设置方面

为开展公开募集不动产投资信托基金业务，长城基金已设置独立的不动产投资部，主要负责公开募集不动产投资信托基金相关业务的投资、管理及运营工作。

长城基金不动产投资部将协同产品研发部、监察稽核部、风险管理部、综合管理部、信息技术部、运行保障部、市场服务部（客服中心）等相关部门，共同参与基金募集、投资管理、运营管理、估值核算、信息披露、风险控制、投资者适当性管理等工作。各部门职责分工明确、相互配合，能够满足不动产基金设立及持续运作管理需要。

2.人员配置方面

长城基金已为本基金配备与不动产基金业务相适应的专业人员。

不动产投资部已配备不少于3名具有5年以上不动产项目运营或投资管理经验的主要负责人员，其中至少2名具备5年以上不动产项目运营经验，符合不动产基金管理业务对专业人员数量及经验的要求。

本基金拟任基金经理为张凡先生、马洪洲先生、罗晨女士。其中，张凡先生具有五年以上不动产项目投资管理经验，已完成本产品基金经理注册；马洪洲先生、罗晨女士均具有五年以上不动产项目运营经验，均已完成本产品基金经理注册。上述人员具备不动产项目投资、运营、融资及管理相关专业背景和实践经验，能够胜任本基金投资管理和运营管理职责。

此外，长城基金已配备覆盖能源、电力、不动产、市政设施等领域的专业研究人员，相关行业研究员超过10人，具备较为丰富的信

用研究和行业研究经验，能够为本基金投资决策和持续运营管理提供专业支持。

3.制度方面

截至本反馈回复出具之日，长城基金已制定并实施《长城基金管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金投资管理制度（试行）》《长城基金管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金运营制度（试行）》《长城基金管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金立项、投资决策管理办法》《长城基金管理有限公司公开募集基础设施证券投资基金尽职调查制度（试行）》《长城基金管理有限公司公开募集不动产投资信托基金风险控制办法（试行）》等业务相关制度。

4.流程设置

长城基金设立不动产基金立项委员会和投资决策委员会，对项目实施分阶段审查和决策管理。项目首先由不动产投资部发起立项申请，经风险管理、合规审核后提交立项委员会审议；项目完成尽职调查后，再提交投资决策委员会进行投资决策。项目通过立项会和投决会审查后，公司按照立项会和投决会要求，依照监管政策和法规，组织开展评估、审计、法律核查、基金注册申请及发行上市等工作，确保项目申报和发行过程合法合规。对于项目核心交易结构、产品要素或风险状况发生重大变化的，需重新履行立项和投资决策程序。

长城基金设立不动产基金投资运营委员会，项目公司的重大事项需报公司投资运营委员会审批，投资运营委员会委员由 REITs 分管领导、督察长、REITs 投资管理部门负责人、风控部门负责人、合规部门负责人、基金经理、项目公司财务总监等组成。对于决定项目公司的经营方针和投资计划、增加或减少项目公司注册资本、审议批准项

目公司对外投资等重大事项，REITs 投资管理部门应提交投资运营委员会决策，如需要履行其他法定程序，应向投资运营委员会说明。

基金成立后，长城基金作为基金管理人履行主动运营管理职责，对项目公司及运营管理机构实施持续监督管理。对于委托外部运营管理机构的项目，公司建立运营管理机构尽职调查和更换机制，并对运营管理机构履职情况进行定期监督检查，确保基金管理人能够有效履行主动管理职责。

综上，管理人、律师认为，长城基金已设置公募 REITs 业务部门并配备充足的业务人员，相关制度和流程健全，符合《中华人民共和国证券投资基金法》《公开募集证券投资基金运作管理办法》等法律法规及规范性文件规定的相关条件。

二、不动产合规情况

（一）关于合规手续

1.根据申报材料，本项目启动锅炉相关土地出让金缴纳凭证遗失。请管理人、律师对土地出让金是否已足额缴纳、相关土地取得程序是否合法合规、上述情况是否影响本项目权属合法有效转移及持续稳定运营发表明确意见。

答复：

经核查，启动锅炉用地于 2006 年、2007 年初次取得土地使用权证，此后又发生转让、分宗、合宗等情况，因地块年代久远、历史沿革情况复杂，本项目启动锅炉用地的土地出让金缴纳凭证未能收集齐全，但启动锅炉用地已取得完整的《不动产权证书》。根据启动锅炉土地使用权初次登记时适用的《土地登记规则（1995）》第二十六条

规定，以出让方式取得国有土地使用权的，受让方应当在按出让合同约定支付全部土地使用权出让金后三十日内，持土地使用权出让合同和土地使用权出让金支付凭证申请国有土地使用权设定登记。鉴于启动锅炉国有土地使用权已完成设定登记并取得《不动产权证书》，可间接证明已满足完成土地使用权设定登记要求的前置条件，足额缴纳土地出让金。

《中华人民共和国民法典》第二百零九条确立了不动产物权的登记生效制度，规定不动产物权的设立、变更、转让和消灭，经依法登记，发生效力。华能启动锅炉的用地已取得《不动产权证书》，已完成不动产的设立，土地使用权合法有效。因此，部分土地出让金缴纳凭证的缺失不影响土地使用权的合法有效性，不存在因凭证缺失而丧失土地使用权的风险。此外，启动锅炉土地使用权的权属已由青岛热电变更至董家口热电，土地出让金缴纳凭证的部分缺失并未影响相关土地使用权权属的合法有效转移。

此外，经访谈青岛热电人员，启动锅炉的土地出让金已足额缴纳。针对部分土地出让金凭证缺失问题，青岛热电已承诺，如因此给项目公司或不动产基金造成损失或产生额外成本的，青岛热电将承担所有相关的经济 and 法律责任。

另查，保障华能青岛启动锅炉持续稳定运营的关键合规手续齐备或已取得主管部门出具的合规意见，机组投运至今始终正常稳定运行，前述凭证缺失问题未对项目的持续经营造成不利影响。

综上，基于前述，管理人及律师认为，本项目的底层资产已取得不动产权证书，资产权属完整、清晰，可佐证土地出让金已足额缴纳。另经管理人及律师核查，项目土地取得程序合法合规。部分土地出让

金的凭证缺失不影响本项目权属合法有效转移，不影响项目持续稳定运营。

2.请管理人补充披露是否已根据相关法律法规取得项目建设运营所需的关键合规文件。请管理人说明缺失合规文件的具体原因，评估其对不动产权属合法有效转移及项目持续稳定运营的影响程度；如不构成实质性影响，请管理人充分揭示相关风险、明确拟采取的缓释措施，并就是否符合《审核关注事项》第十二条相关规定发表明确意见。

答复：

(1) 关键合规手续取得情况

根据《审核关注事项》第十二条第（六）项“保障不动产项目持续稳定运营的关键合规手续齐备，包括但不限于建设用地规划许可证、建设工程规划许可证、竣工验收备案证明、环保验收以及消防验收文件等；因特殊原因未取得，应当提供有关主管部门出具的合规说明”。

经管理人核查，华能青岛项目持续稳定运营的关键合规手续齐备或已取得主管部门出具的合规意见，合法有效，已取得能够实现权属合法有效转移、保障项目持续稳定运营的合规文件，符合《审核关注事项》第十二条第（六）项规定。

1) 华能青岛煤电项目的关键合规文件

图表 5：华能青岛煤电项目的关键合规文件

关键合规 手续名称	签发时间	签发机构	文件名称	文件编号	合规情况
建设用地 规划许可 证	2019 年 8 月 12 日	青岛西海岸新 区自然资源局	《建设用地规划许可 证》	地字第 370200201917099 号	宗地一无 需补办建 设用地规
	2020 年 5 月 11 日	青岛西海岸新 区自然资源局	《建设用地规划许可 证》	地字第 370200202017074 号	
	2025 年 8	青岛市自然资	《建设用地规划许可	地字第	

	月 1 日	源和规划局	证》	370201202511008 号	划许可证 ¹ , 其他手续 合规齐备
	2025 年 8 月 22 日	青岛董家口经济区管理委员会	《关于华能青岛热电项目开展基础设施 REITs 试点相关事项的说明》	——	
建设工程规划许可证	2018 年 10 月 18 日	青岛市规划局西海岸新区	《建设工程规划许可证》	建字第 370200201817299 号	构筑物无需办理建设工程规划许可证 ² , 其他手续 合规齐备
	2023 年 1 月 11 日	青岛市自然资源和规划局	《建设工程规划许可证》	建字第 370201202311001 号	
	2025 年 8 月 22 日	青岛董家口经济区管理委员会	《关于华能青岛热电项目开展基础设施 REITs 试点相关事项的说明》	——	
综合验收	2023 年 9 月 27 日	勘察设计单位、施工单位、消防施工单位、监理单位、建设单位	《建设工程竣工验收报告》	——	手续合规 齐备
	2025 年 12 月 23 日	青岛董家口经济区管理委员会	《关于华能青岛项目竣工验收相关事项的说明》	——	
消防验收	2024 年 10 月 16 日	青岛市黄岛区住房和城乡建设局	《特殊建设工程消防验收意见书》	37020020241016YY A286	手续合规 齐备
	2025 年 4 月 25 日	青岛市黄岛区住房和城乡建设局	《建设工程消防验收备案抽查/复查结果通知书》	37020020250425CTA 064	
环保验收	2023 年 8 月 27 日	验收工作组	《华能董家口 2×350MW 热电联产工程（陆域部分）竣工环境保护验收意见》	——	手续合规 齐备
	2023 年 4 月 14 日	验收工作组	《华能青岛热电有限公司华能董家口 2×350MW 热电联产	——	

¹ 董家口管委会已出具《关于华能青岛热电项目开展基础设施 REITs 试点相关事项的说明》，认为宗地一系青岛热电与青岛港投置取得，且土地置换已取得青岛市黄岛区人民政府作出的“青黄政地字（2016）25 号”《关于区国土资源和房屋管理局收回部分国有建设用地使用权并为华能青岛热电有限公司办理土地调整置换的批复》；根据该批复，青岛热电应按规定向原区国土资源和房屋管理局申请办理土地登记手续，但办理过程中，国土部门直接办理土地登记手续，未要求办理建设用地规划许可证；基于此，董家口管委会确认该宗地无需补办建设用地规划许可证。

² 2021 年 7 月 13 日，山东省自然资源厅发布《关于推行建设工程规划许可豁免清单制的通知》，提出各市建设工程规划许可主管部门制定建设工程规划许可豁免清单。2021 年 8 月 31 日、2023 年 7 月 5 日，青岛市自然资源和规划局分别发布《青岛市建设工程规划许可豁免清单》《青岛市建设工程规划许可豁免清单（第二批）》，部分建设工程项目无需或免于办理建设工程规划许可手续。此外，董家口管委会已出具《关于华能青岛热电项目开展基础设施 REITs 试点相关事项的说明》，认为参照《青岛市建设工程规划许可豁免清单》《青岛市建设工程规划许可豁免清单（第二批）》关于部分建设工程项目无需办理建设工程规划许可手续的相关规定，华能青岛煤电项目的烟道、烟囱、汽机事故油池等构筑物无需办理建设工程规划许可证。

			升压站工程竣工环境保护验收意见》		
--	--	--	------------------	--	--

2) 华能青岛启动锅炉的关键合规文件

图表 6: 华能青岛启动锅炉的关键合规文件

关键合规手续名称	签发时间	签发机构	文件名称	文件编号	合规情况
建设用地规划许可证	2013 年 8 月 29 日	青岛市黄岛区城市建设局	《建设用地规划许可证》	地字第 PL3702232013003 号	手续合规齐备
	2025 年 8 月 22 日	青岛董家口经济区管理委员会	《关于新上锅炉项目开展基础设施 REITs 试点相关事项的情况说明》	——	
建设工程规划许可证	2013 年 8 月 29 日	青岛市黄岛区城市建设局	《建设工程规划许可证》	建字第 PL3702232013006 号	构筑物无需办理建设工程规划许可证 ³ , 其他手续合规齐备
	2025 年 8 月 22 日	青岛董家口经济区管理委员会	《关于新上锅炉项目开展基础设施 REITs 试点相关事项的情况说明》	——	
综合验收	2015 年 9 月 3 日	建设单位、设计单位、监理单位、施工单位	《交工验收证书》	——	手续合规齐备
	2025 年 12 月 23 日	青岛董家口经济区管理委员会	《关于华能青岛项目竣工验收相关事项的情况说明》	——	
消防验收	2015 年 7 月 14 日	青岛港公安局消防支队	《青岛港公安局消防支队建设工程消防验收意见书》	青港公消验字〔2015〕第 0003 号	手续合规齐备
	2025 年 4 月 25 日	青岛市黄岛区住房和城乡建设局	《建设工程消防验收备案抽查/复查结果通知书》	37020020250425CTA064	
环保验收	2017 年 2 月 9 日	青岛市环境保护局黄岛分局	《青岛市环境保护局黄岛分局关于华能青岛热电有限公司新上锅炉工程一期一台 75 吨/小时锅炉建设项目竣工环境保护验收意见的函》	青环黄验〔2017〕22 号	手续合规齐备
	2017 年 8 月 28 日	青岛市环境保护局黄岛分局	《青岛市环境保护局黄岛分局关于华能青岛热电有限公司新上	青环黄验〔2017〕170 号	

³ 董家口管委会于 2025 年 8 月 22 日出具《关于新上锅炉项目开展基础设施 REITs 试点相关事项的情况说明》，确认参照《青岛市建设工程规划许可豁免清单》《青岛市建设工程规划许可豁免清单（第二批）》关于部分建设工程项目无需办理建设工程规划许可手续的相关规定，华能青岛启动锅炉的烟道、脱硫塔、过滤水池坑等构筑物（明细详见本法律意见书附件二）无需办理建设工程规划许可证。

			锅炉工程二期一台 75 吨/小时锅炉（2 号炉） 建设项目竣工环境保护验收意见的函》		
--	--	--	---	--	--

根据相关法律法规，本项目已取得建设运营所需的全部关键合规文件，详见招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“二、不动产项目合规情况”之“（三）保障不动产项目持续稳定运营的关键合规手续情况”。

（2）其他合规手续未取得的情况及影响

经管理人核查，华能青岛项目部分用地未取得用地预审意见、建设用地批准书，该等情况不影响华能青岛项目权属合法有效转移及持续稳定运营。

1）未取得用地预审意见

就华能青岛煤电项目部分用地缺失用地预审事项，青岛董家口经济区管理委员会（以下简称“董家口管委会”）于 2025 年 8 月 22 日出具《关于华能青岛热电项目开展基础设施 REITs 试点相关事项的说明》（以下简称“《董家口管委会华能青岛煤电项目合规函》”），（1）华能青岛煤电项目宗地三、宗地四已取得《不动产权证书》[证号分别为：鲁（2021）青岛市黄岛区不动产权第 0292156 号、鲁（2025）青岛市黄岛区不动产权第 0656141 号]，该两项宗地全部为海域回填土地。根据《中华人民共和国海域使用管理法》第三十二条第二款规定，海域使用权人应当自填海项目竣工后，凭海域使用权证书，向县级以上人民政府土地行政主管部门申请换发国有土地使用权证书。鉴于填海造地完成前，董家口管委会确认该部分海域已取得相应的用海预审意见，换发国有土地使用权证书时无需办理用地预审意见；（2）董家口管委会确认，宗地一、宗地二包含在《山东省国土资源厅关于

华能董家口 2×350MW“上大压小”热电联产项目建设用地预审的意见》批复的用地范围内。

青岛热电未就华能青岛启动锅炉占用范围的建设用地使用权办理土地预审意见。对此，董家口管委会于 2025 年 8 月 22 日出具《关于新上锅炉项目开展基础设施 REITs 试点相关事项的情况说明》（以下简称“《董家口管委会华能青岛启动锅炉合规函》”），确认在系统中未查询到华能青岛启动锅炉占用范围内的用地预审意见的办理记录，根据《自然资源部关于以“多规合一”为基础推进规划用地“多审合一、多证合一”改革的通知》（自然资规〔2019〕2 号）的规定，“使用已经依法批准的建设用地进行建设的项目，不再办理用地预审”，鉴于华能青岛启动锅炉系经依法批准的建设用地上的建设项目，且已签署土地出让合同，并已依法取得《建设用地规划许可证》《不动产权证书》，项目的用地手续总体符合相关规定，可以不再单独办理用地预审意见。

2) 未取得建设用地批准书

青岛热电未就华能青岛煤电项目占用范围内的建设用地使用权办理建设用地批准书。就上述事项，董家口管委会已出具《董家口管委会华能青岛煤电项目合规函》，确认未在董家口管委会系统中查询到华能青岛煤电项目占用范围内的建设用地批准书的办理记录。根据青岛市黄岛区人民政府出具的《关于区国土资源和房屋管理局收回部分国有建设用地使用权并为华能青岛热电有限公司办理土地调整置换的批复》（青黄政地字〔2016〕25 号），青岛热电应按规定向原区国土资源和房屋管理局申请办理土地登记手续，因办理过程中，国土部门直接办理土地登记手续，未要求办理建设用地批准书，因此，

宗地一无需补办建设用地批准书；根据《自然资源部关于以“多规合一”为基础推进规划用地“多审合一、多证合一”改革的通知》（自然资规〔2019〕2号）的规定，“将建设用地规划许可证、建设用地批准书合并，自然资源主管部门统一核发新的建设用地规划许可证，不再单独核发建设用地批准书”，鉴于宗地二、宗地三均已依法取得《建设用地规划许可证》，无需办理建设用地批准书。

此外，根据宗地四《国有土地使用权出让合同》签署时适用的《自然资源部印发关于以“多规合一”为基础推进规划用地“多审合一、多证合一”改革的通知》规定，将建设用地规划许可证、建设用地批准书合并，自然资源主管部门统一核发新的建设用地规划许可证，不再单独核发建设用地批准书，鉴于宗地四已取得青岛市自规局于2025年8月1日核发的《建设用地规划许可证》，无需办理建设用地批准书。

青岛热电未就华能青岛启动锅炉占用范围内的建设用地使用权办理建设用地批准书。就上述事项，董家口管委会已出具《董家口管委会华能青岛启动锅炉合规函》，确认在系统中未查询到华能青岛启动锅炉占用范围内的建设用地批准书的办理记录，根据《自然资源部关于以“多规合一”为基础推进规划用地“多审合一、多证合一”改革的通知》（自然资规〔2019〕2号）的规定，“将建设用地规划许可证、建设用地批准书合并，自然资源主管部门统一核发新的建设用地规划许可证，不再单独核发建设用地批准书”，鉴于华能青岛启动锅炉系经依法批准的建设用地上的建设项目，且已签署土地出让合同，并已依法取得《建设用地规划许可证》《不动产权证书》，项目的用地手续总体符合相关规定，可以不再单独办理建设用地批准书。

（3）风险揭示及缓释措施

针对上述合规手续，本项目已在招募说明书“第一章 招募说明书概要及风险因素”之“第二节 风险因素”之“二、与不动产项目相关的各项风险因素”补充披露了相关风险并设置了相应的保障措施，具体如下：

1）部分用地未取得用地预审意见的风险

经查，华能青岛项目部分用地未取得用地预审意见。

根据华能青岛项目投资建设时适用的《建设项目用地预审管理办法（2008 修订）》第十五条规定，“未经预审或者预审未通过的，不得批复可行性研究报告、核准项目申请报告；不得批准农用地转用、土地征收，不得办理供地手续。《国务院关于深化改革严格土地管理的决定》第（九）条进一步规定，项目建设单位向发展改革等部门申报核准或审批建设项目时，必须附国土资源部门预审意见；没有预审意见或预审未通过的，不得核准或批准建设项目。因此，用地预审意见系企业投资项目核准、土地使用权证取得的前置手续，为过程性文件，目前华能青岛项目已完成企业投资项目核准并取得土地使用权证。

就华能青岛煤电项目的用地预审事项，董家口管委会于 2025 年 8 月 22 日出具《关于华能青岛热电项目开展基础设施 REITs 试点相关事项的说明》（以下简称“《董家口管委会华能青岛煤电项目合规函》”），（1）华能青岛煤电项目宗地三、宗地四已取得《不动产权证书》[证号分别为：鲁（2021）青岛市黄岛区不动产权第 0292156 号、鲁（2025）青岛市黄岛区不动产权第 0656141 号]，该两项宗地全部为海域回填土地。根据《中华人民共和国海域使用管理法》第三十二条第二款规定，海域使用权人应当自填海项目竣工后，凭海域使

用权证书，向县级以上人民政府土地行政主管部门申请换发国有土地使用权证书。鉴于填海造地完成前，董家口管委会确认该部分海域已取得相应的用海预审意见，换发国有土地使用权证书时无需办理用地预审意见；（2）董家口管委会确认，宗地一、宗地二包含在《山东省国土资源厅关于华能董家口 2×350MW“上大压小”热电联产项目建设用地预审的意见》批复的用地范围内。

就华能青岛启动锅炉的用地预审事项，董家口管委会于 2025 年 8 月 22 日出具《关于新上锅炉项目开展基础设施 REITs 试点相关事项的情况说明》（简称“《董家口管委会华能青岛启动锅炉合规函》”），确认在系统中未查询到华能青岛启动锅炉占用范围内的用地预审意见的办理记录，根据《自然资源部关于以“多规合一”为基础推进规划用地“多审合一、多证合一”改革的通知》（自然资规〔2019〕2 号）的规定，“使用已经依法批准的建设用地进行建设的项目，不再办理用地预审”，鉴于华能青岛启动锅炉系经依法批准的建设用地上的建设项目，且已签署土地出让合同，并已依法取得《建设用地规划许可证》《不动产权证书》，项目的用地手续总体符合相关规定，可以不再单独办理用地预审意见。

此外，原始权益人作为项目公司股权转让方已在《华能董家口（青岛）热电有限公司股权转让协议》（以下简称“《项目公司股权转让协议》”）中承诺，项目资产的投资开发、规划、建设、土地使用、运营等各方面符合土地出让合同等协议约定及相关法律法规的规定，并已取得相关法律法规所要求的立项、规划、施工等证照或批复，以及运营所需的资质或许可。项目资产的实际用途与规划用途、土地用途相符。针对交割日之前已经发生或因交割日之前的事项导致于交割日后发生的任何起诉、索赔、诉讼、处罚、调查或程序，转让方将实

际承担该等纠纷导致的赔偿责任及全部费用、支出和损失，如项目公司或者受让方因此承担了任何损失或者支出了任何费用，应由转让方全额补偿（按照《项目公司股权转让协议》其他条款已由转让方承担或向项目公司补偿的损失除外）。

2）部分用地未取得建设用地批准书的风险

经查，华能青岛项目部分用地未取得建设用地批准书。

根据华能青岛项目取得项目用地时适用的《中华人民共和国土地管理法（2004年修正）》第七十六条规定，未取得建设用地批准书擅自占用土地建设的，可能面临责令退还非法占用的土地、没收在非法占用土地上新建的建筑物和其他设施并处罚款等相关行政处罚措施。

根据华能青岛项目取得项目用地时适用的《中华人民共和国土地管理法（2004年修正）》第五十三条⁴、《土地管理法实施条例（1998年修订）》第二十二条⁵、《建设用地审查报批管理办法》第二十一条⁶等相关规定，建设用地批准书为国有建设用地供地环节的法定必备文件，为签订国有土地使用权有偿使用合同、办理土地权属登记的法定前置程序；以有偿使用方式取得国有土地使用权的，供地方案经

⁴ 《中华人民共和国土地管理法（2004修正）》第五十三条：经批准的建设项目需要使用国有建设用地的，建设单位应当持法律、行政法规规定的有关文件，向有批准权的县级以上人民政府土地行政主管部门提出建设用地申请，经土地行政主管部门审查，报本级人民政府批准。

⁵ 华能青岛启动锅炉适用的《土地管理法实施条例（1998年修订）》及华能青岛煤电项目适用的《中华人民共和国土地管理法实施条例（2014修订）》第二十二条均规定：具体建设项目需要占用土地利用总体规划确定的城市建设用地范围内的国有建设用地的，按照下列规定办理：[…]（三）供地方案经批准后，由市、县人民政府向建设单位颁发建设用地批准书。有偿使用国有土地的，由市、县人民政府土地行政主管部门与土地使用者签订国有土地有偿使用合同；划拨使用国有土地的，由市、县人民政府土地行政主管部门向土地使用者核发国有土地划拨决定书。（四）土地使用者应当依法申请土地登记。[…]

⁶ 华能青岛启动锅炉适用的《建设用地审查报批管理办法（1999）》及华能青岛煤电项目适用的《建设用地审查报批管理办法（2010修订）》第二十一条均规定：以有偿使用方式提供国有土地使用权的，由市、县人民政府土地行政主管部门与土地使用者签订土地有偿使用合同，并向建设单位颁发《建设用地批准书》。土地使用者缴纳土地有偿使用费后，依照规定办理土地登记。

批准后，由市、县人民政府向建设单位颁发建设用地批准书，土地行政主管部门再与土地使用者签订土地有偿使用合同，土地使用者缴纳土地有偿使用费后，方可依规办理土地登记。

根据以上规定，考虑到建设用地批准书为签订国有土地使用权有偿使用合同、办理土地权属登记的法定前置程序，虽然未查询到华能青岛项目的建设用地批准书，但华能青岛项目已完成《国有土地使用权出让合同》的签订并已办理了土地登记、依法取得不动产权证，证明有权机关已确认华能青岛项目所在地块的用地合法性及其土地权属。

就上述事项，董家口管委会已出具《董家口管委会华能青岛煤电项目合规函》，确认未在董家口管委会系统中查询到华能青岛煤电项目占用范围内的建设用地批准书的办理记录。根据青岛市黄岛区人民政府出具的《青岛市黄岛区人民政府关于区国土资源和房屋管理局收回部分国有建设用地使用权并为华能青岛热电有限公司办理土地调整置换的批复》（青黄政地字〔2016〕25号），青岛热电应按规定向原区国土资源和房屋管理局申请办理土地登记手续，因办理过程中，国土部门直接办理土地登记手续，未要求办理建设用地批准书，因此，宗地一无需补办建设用地批准书；根据《自然资源部关于以“多规合一”为基础推进规划用地“多审合一、多证合一”改革的通知》（自然资规〔2019〕2号）的规定，“将建设用地规划许可证、建设用地批准书合并，自然资源主管部门统一核发新的建设用地规划许可证，不再单独核发建设用地批准书”，鉴于宗地二、宗地三均已依法取得《建设用地规划许可证》，无需办理建设用地批准书。根据宗地四《国有土地使用权出让合同》签署时适用的《自然资源部印发关于以“多规合一”为基础推进规划用地“多审合一、多证合一”改革的通知》

规定，将建设用地规划许可证、建设用地批准书合并，自然资源主管部门统一核发新的建设用地规划许可证，不再单独核发建设用地批准书，鉴于宗地四已取得青岛市自规局于 2025 年 8 月 1 日核发的《建设用地规划许可证》，无需办理建设用地批准书。

董家口管委会并已出具《董家口管委会华能青岛启动锅炉合规函》，确认在系统中未查询到华能青岛启动锅炉占用范围内的建设用地批准书的办理记录，根据《自然资源部关于以“多规合一”为基础推进规划用地“多审合一、多证合一”改革的通知》（自然资规〔2019〕2 号）的规定，“将建设用地规划许可证、建设用地批准书合并，自然资源主管部门统一核发新的建设用地规划许可证，不再单独核发建设用地批准书”，鉴于华能青岛启动锅炉系经依法批准的建设用地上的建设项目，且已签署土地出让合同，并已依法取得《建设用地规划许可证》《不动产权证书》，项目的用地手续总体符合相关规定，可以不再单独办理建设用地批准书。

此外，原始权益人作为项目公司股权转让方已在《项目公司股权转让协议》中承诺，项目资产的投资开发、规划、建设、土地使用、运营等各方面符合土地出让合同等协议约定及相关法律法规的规定，并已取得相关法律法规所要求的立项、规划、施工等证照或批复，以及运营所需的资质或许可。项目资产的实际用途与规划用途、土地用途相符。针对交割日之前已经发生或因交割日之前的事项导致于交割日后发生的任何起诉、索赔、诉讼、处罚、调查或程序，转让方将实际承担该等纠纷导致的赔偿责任及全部费用、支出和损失，如项目公司或者受让方因此承担了任何损失或者支出了任何费用，应由转让方

全额补偿（按照《项目公司股权转让协议》其他条款已由转让方承担或向项目公司补偿的损失除外）。

（二）关于资产完整性

1.关于资产范围。根据申报材料，本项目为热电联产项目，主要资产包括发电机组、配套锅炉、启动锅炉等，提供供电、供暖、供汽业务服务。蒸汽管道、热水管网等设施及供热经营许可证由第三方拥有。请管理人：

（1）根据发电机组、配套锅炉和启动锅炉在供电、供暖、供汽这三项业务中的实际运行模式，明确说明上述三项业务是否可以分别独立运行。如可独立运行，请管理人补充披露燃料成本在三项业务中的具体分摊方式，并说明各项业务的成本与相关收入是否匹配。

答复：

本项目理论上存在以下四种运行状态：

在下游同时存在电力和热力（含蒸汽和热水）需求的情况下，项目在发电的同时通过汽轮机排汽向下游供应热力，即热电联产状态。若下游只有电力需求而无热力需求，则机组只发电不对外供热，即纯凝发电状态。若下游只有热力需求而无电力需求，则项目按照最低运行负荷进行发电的同时向下游供应热力，即最小技术出力状态。特殊情形下（如2台350MW机组同时停运），项目依靠启动锅炉对外供应热力，不发电，即启动锅炉供热状态。

由上可知，当处于热电联产和最小技术出力状态时，本项目的发电、供暖和供汽业务无法独立运行。

当处于纯凝发电状态时，本项目可独立开展发电业务，但该状态仅适用于非采暖季且下游工业用户无蒸汽需求时，报告期内发生该情形的次数极少。

当处于启动锅炉供热状态时，本项目可以独立供暖和供汽。但受限于启动锅炉的容量限制，需要与 2 台 350MW 机组联动运行，方能满足下游热力客户需求，报告期内未发生过启动锅炉独立运行的情形。

综上所述，华能青岛煤电项目作为热电联产机组，本项目现阶段的供电、供暖和供汽业务之间存在一定的耦合关系，热电联产和最小技术出力状态下无法分别独立运行。

以上内容已在招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“八、不动产项目的经营模式”之“（一）业务基本情况”中披露。

本项目的运行状态以热电联产和最小技术出力状态为主，同时输出电力、蒸汽和热水。其中，燃料成本的具体分摊方式如下：

1) 启动锅炉不具备发电功能，仅对外输出热力。因此，启动锅炉消耗的燃料成本均计入供汽和供暖业务（合称“供热”业务）。

2) 2 台 350MW 热电联产机组总体按照“热量法”进行燃料成本的分摊，核心依据为供热比⁷。其中，供热业务的燃料成本为热电联产机组实际耗用的燃料成本与供热比的乘积；相应的剩余燃料成本计入发电业务。

根据上述分摊方式，项目各项业务的成本与相应的收入进行匹配。

⁷ 根据电力行业标准《火力发电厂技术经济指标计算方法》（DL/T904-2015），供热比是指统计期内汽轮机组向外供出的热量与汽轮机组总消耗热量的百分比。

另外，不同项目的燃料单价各有不同，下表就本项目与可比项目的发电标准煤耗、供热标准煤耗进行简要对比分析，具体如下：

图表 7：本项目与可比项目对比分析

项目		2023 年	2024 年	2025 年
发电标准煤耗 (kg/MWh)	本项目	273.50	261.81	263.34
	可比项目	286.69	284.75	282.59
供热标准煤耗 (kg/GJ)	本项目	40.96	39.56	40.18
	可比项目	43.36	42.65	43.50

(2) 结合蒸汽管道、热水管网等设施及相关资质在具体业务中的功能作用，对相关资产未入池是否影响本项目持续稳定和独立运营发表明确意见。

答复：

蒸汽管道、热水管网等设施是连接电厂热源与终端热力用户的渠道，用于将电厂生产的工业蒸汽、热水输送到工业企业和城市建筑住宅，以满足终端用户对工业生产和冬季采暖的需求，相关资质是供热企业通过管网为终端用户进行集中供热的配套。项目公司仅作为热源企业，并不直接向终端用户供热，不需要拥有管网设施及相关资质。

行业实践方面，热源与热网的投资建设和运营主体并非同一家是常见现象，例如国泰海通济南能源供热 REIT，其项目公司持有长输管网等不动产资产，而上游热源供应方为华电济南章丘热电有限公司、华能济南黄台发电有限公司等大型热电联产机组。

综上所述，基金管理人认为，蒸汽管道、热水管网等设施及相关资产未入池不影响本项目持续稳定和独立运营。

2.关于未入池资产。请管理人结合排水管道等未纳入资产池的资产在业务中的主要功能，说明其是否属于本项目运营的关键或核心辅助设施，并补充披露运营管理协议中关于相关资产使用的具体安排，

充分揭示风险，设置风险缓释措施。

答复：

（1）未入池资产的主要功能及说明

本项目未入池资产包括取排水管道、厂外输煤栈桥、汽车衡控制室等辅助设施，各项资产的主要功能如下：

图表 8：未入池资产的主要功能及说明

资产名称	主要功能及说明
取排水管道	主要用于机组冷却水循环的取排水功能。从功能定位看，取排水管道属于辅助输配设施，非本项目运营的关键或核心辅助设施（核心设备为锅炉、汽轮机、发电机等主机系统及脱硫脱硝除尘等环保设施）。
厂外输煤栈桥	主要用于厂外输煤，但并非项目输煤的唯一方式。本项目燃料均为下水煤，煤炭自卸煤码头运送至厂区内有两种方式：一是通过输煤栈桥以皮带输送方式送达煤棚（输煤量占比约 50-60%）；二是利用汽车将码头堆场的煤炭运送至厂区内，即汽运短倒（输煤量占比约 40-50%）。即便厂外输煤栈桥出现故障或停用，仍可通过汽运短倒方式保障燃料供应。因此，厂外输煤栈桥不是项目运营的核心或关键辅助设施。
汽车衡控制室	承担车辆称重，并非生产经营的必备设施。该控制室功能单一、替代成本低，不是项目运营的核心或关键辅助设施。

（2）运营管理协议中关于未入池资产使用的具体安排

根据《长城华能燃煤发电封闭式基础设施证券投资基金运营管理服务协议》（以下简称“《运营管理服务协议》”）第 9.3.11 条，青岛热电通过向项目公司提供运管服务并收取资产使用费的方式，保障项目公司在基金存续期内正常使用未入池资产。存续期内，未入池资产的维护、修理及计划检修等由青岛热电负责实施，相关费用由项目公司直接承担；项目公司按照 1,754.52 万元/年（不含税）的固定金额向青岛热电支付资产使用费，存续期若未入池资产发生更新改造等资本性支出，费用由青岛热电承担。同时，青岛热电承诺：

1) 在不动产基金存续期内确保项目公司持续、稳定地使用未入池资产，未经项目公司事先书面同意，青岛热电不得允许其他方使用未入池资产。

2) 在不动产基金存续期内不转让未入池资产的所有权或相关权益，不在未入池资产上设置抵押、质押或其他任何限制性权利。

3) 在不动产基金存续期内，如因未入池资产的投资开发、规划、建设、土地使用、环境保护等方面导致项目公司被行政处罚或承担其他责任、风险或费用的情形，由青岛热电承担，与项目公司无关。

4) 在不动产基金存续期内，如果因未入池资产存在固定资产投资建设手续或权属证照瑕疵导致项目公司或未入池资产：被政府部门要求补办相关法律法规所要求的立项、规划、建设、施工、验收等证照或批复，或被要求支付土地补偿款/出让金或征地、转用费用等，或需缴纳相关罚款、实施相关整改；或被要求进行整改并导致未入池资产出现影响项目资产生产运营的事件或其他导致未入池资产无法正常使用等事项，青岛热电负责处理上述事项并承担相关费用及成本。

5) 青岛热电负责未入池资产的维护、改造和大修，以保证未入池资产始终处于良好运营状态。如未入池资产出现影响生产运营的事件的，青岛热电应发起紧急维修、加固、更换工作，并承担相应费用。

6) 如因未入池资产而给项目公司或不动产基金带来损失或产生额外成本的，青岛热电将承担所有相关的经济和法律責任。

关于未入池资产使用的具体安排，已在招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“三、未入池资产情况”中披露。

(3) 风险揭示及缓释措施

管理人已在招募说明书“风险因素”之“（十一）未入池资产的使用风险”中披露了相关风险及缓释措施，具体如下：

“1）针对未入池资产因合规性问题被要求整改或停用的风险

缓释措施：通过《运营管理服务协议》第 9.3.11 条及青岛热电出具的《关于未入池资产相关事项的承诺函》，锁定青岛热电对合规风险和手续瑕疵的兜底责任：青岛热电承诺承担未入池资产因合规性问题产生的整改费用、确保资产使用不受权利限制，并对因合规事项导致的损失承担全额赔偿。如青岛热电违反上述承诺，而给项目公司或不动产基金带来损失或产生额外成本的，青岛热电将承担所有相关的经济和法律责任。

2）针对项目公司对未入池资产使用权依赖原始权益人持续履约能力的风险

缓释措施：青岛热电及其同一控制下的关联方合计持有 51%的公募基金份额，同时青岛热电担任本项目运营管理机构，其自身利益与基金份额持有人利益深度绑定，具有保障未入池资产正常运转的内生动力。即使极端情况下青岛热电发生经营困难，其作为华能国际全资子公司、基金份额持有人和运营管理机构的三重身份亦构成强有力的履约约束。

3）针对取排水管道突发性损坏可能短期影响项目正常运营的风险

缓释措施：未入池资产的巡视、检测、维修、管理及必要的更新改造等均已纳入运营管理服务范围。取排水管道技术成熟、维修周期可控，可在较短时间内恢复冷却水循环功能。

4) 针对厂外输煤栈桥故障停用检修可能导致燃料运输成本临时上升的风险

缓释措施：厂外输煤栈桥存在汽运短倒作为替代输煤方式，可在栈桥故障停用期间保障燃料供应的连续性，避免发电出力中断。栈桥维修已纳入运营管理服务范围，可确保维修工作及时完成、尽快恢复正常输煤，尽量缩短汽运短倒的时间，压缩燃料运输成本临时增加的幅度。”

3.请管理人结合上述问题 1、2 的回复情况，说明实现主要业务稳定运营所必需的核心资产及配套服务设施设备是否已完整纳入资产范围，并请管理人、律师就本项目是否符合《审核关注事项》第十二条、第十三条相关规定发表明确意见。

答复：

如前所述，本项目入池资产为华能青岛项目，蒸汽管道、热水管网等设施不属于华能青岛项目运营的关键或核心辅助设施，实现主要业务稳定运营所必需的核心资产及配套服务设施设备已完整纳入资产范围。

管理人和律师认为，本项目符合《审核关注事项》第十二条、第十三条相关规定。

（三）关于权利限制

根据申报材料，本项目股权转让及发行尚未完成原始权益人内部决策审批，尚待取得国务院国资委的同意以及香港联交所同意分拆上市的批复。请管理人披露前述事项相关进展及预计完成时间。请管理人、律师结合上述事项，就本项目是否符合《审核关注事项》第十二

条、第十九条相关规定发表明确意见。

答复：

1.基础资产转让的内部决策程序已经全部完成

（1）华能集团的内部决策程序

华能集团于 2025 年 4 月 28 日召开董事会 2025 年第四次（定期）会议，会议审议通过了《关于华能青岛热电有限公司发行火电公募 REITs 的议案》，原则同意青岛热电公募 REITs 发行方案（包括划转相关资产负债及必备人员、转让项目公司全部股权等）。华能集团已于 2026 年 8 月 11 日召开总经理办公会，同意本项目发行时间、发行规模及战略配售安排等要素。

（2）华能国际的内部决策程序

2025 年 4 月 29 日，华能国际召开董事长专题会，原则同意青岛热电作为原始权益人以华能青岛项目作为底层不动产资产（最终入池资产范围以监管审批为准），申请发行公开募集基础设施领域不动产投资信托基金。

2025 年 5 月 27 日，华能国际召开第十一届董事会第十二次会议，审议并通过《关于华能煤电 REIT 所涉关联交易和分拆上市的议案》，同意不动产 REITs 所涉的包括青岛热电向专项计划转让项目公司股权等关联交易，并签署相关的关联交易文件。

2026 年 4 月 28 日，华能国际召开第十一届董事会第十九次会议，审议并通过《关于进一步审议华能煤电 REIT 所涉关联交易的议案》，同意根据进一步审议事项执行不动产 REITs 所涉的包括青岛热电向专项计划转让项目公司股权等关联交易，并签署相关的交易文件。

（3）原始权益人的内部决策程序

2025 年 5 月 29 日，青岛热电的唯一股东华能国际作出《华能青岛热电有限公司股东决定》，同意青岛热电作为原始权益人将其持有的华能青岛项目作为底层不动产资产（最终入池范围以监管审批为准），申请发行公开募集不动产投资信托基金，并办理不动产基金申报、注册、发行、募集、设立等阶段的各项事宜；同意青岛热电以非公开协议方式向不动产基金项下的专项计划转让项目公司全部股权，相应办理国有产权登记手续、国有资产评估备案，股权转让价款不低于国有资产管理部门备案的资产评估价格。

（4）项目公司的内部决策程序

2026 年 6 月 26 日，项目公司的唯一股东青岛热电作出《华能董家口（青岛）热电有限公司股东决定》，同意以华能青岛项目申请发行不动产 REITs，并办理不动产基金申报、注册、发行、募集、设立等阶段的各项事宜，以及同意股权转让等事项；同意青岛热电以非公开协议方式，向华能煤电 REIT 项下的资产支持专项计划等特殊目的载体转让董家口热电全部股权，并相应办理国有产权变更登记、工商变更登记、国有资产评估备案等手续，股权转让价款不低于国有资产管理部门备案的资产评估价格。

2. 国务院国资委的非公开协议转让批复手续已取得

华能集团已取得国务院国资委于 2026 年 8 月 12 日出具的《国务院国资委关于华能青岛热电有限公司以相关资产发行基础设施 REITs 有关事项的批复》，国务院国资委原则同意本项目的方案，所涉及的产权转让事项可通过非公开协议转让方式实施。

3. PN15 分拆上市的批复已取得

根据《香港联合交易所有限公司证券上市规则第 15 项应用指引》（以下简称 PN15），本项目被认定为分拆上市。华能国际已于 2026 年 8 月 7 日取得香港联交所关于 PN15 分拆上市的批复。

以上内容已在招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“五、不动产项目转让有关事项”中披露。

4. 项目基础资产转让符合《审核关注事项》第十二条及第十九条的相关规定：

（1）基础资产的转让限制解除情况

青岛市黄岛区国土资源和房屋管理局（出让人）与青岛热电（受让人）签署的两份《国有建设用地使用权出让合同》（合同编号：黄岛-01-2016-0048 号、黄岛-01-2018-141 号）、胶南市国土资源局（出让人）与青岛港务（受让人）签署的两份《国有土地使用权出让合同》[合同编号：南土合字（2006）147 号、南土合字（2007）38 号]及黄岛区自规局（出让人）与青岛热电（受让人）签署的两份《国有建设用地使用权出让合同》（协议编号：黄岛-01-2020-043 号、黄岛-01-2025-033 号）均约定，受让人按照本合同约定支付全部国有建设用地使用权出让价款，领取国有土地使用证后，有权将本合同项下的全部或部分国有建设用地使用权转让、出租、抵押。首次转让的，按照本合同约定进行投资开发，完成开发投资总额的百分之二十五以上；[...]

针对上述转让限制，鉴于华能青岛项目已完成开发建设，青岛热电已就华能青岛项目占地范围内的国有建设用地使用权取得《不动产

权证书》，已满足该等限制条件。

黄岛区自规局（出让人）与青岛热电（受让人）签署的两份《国有建设用地使用权出让合同》（合同编号：黄岛-01-2020-043号、黄岛-01-2025-033号）第二十一条第二款均约定，[...]产业项目用地配建的生产和生活服务设施不得分割登记、转让和抵押。依法依规批准整体转让的，不得改变其产业项目生产、生活服务设施的服务功能和服务对象[...]。此外，经核查，宗地编号为 GI-1-48 的土地系青岛热电与青岛港投调整置换取得；华能青岛启动锅炉占用范围内的国有建设用地使用权系通过协议出让方式取得。

经查，青岛市全面推进功能区体制机制改革创新领导小组作出的《关于<青岛董家口经济区体制机制改革创新实施方案>的批复》（青功能区改字〔2020〕4号）明确规定，董家口管委会的主要职责包括负责经济区范围内项目审批和建设管理，组织实施园区基础设施规划建设；负责协调国有建设用地使用权出让、划拨供地的组件、初审及收储洽谈工作；负责协调区域内的农转用、征收组件、初审工作，协调土地征收补偿等工作。此外，根据《董家口经济区管委权力事项清单》，董家口经济区范围内的建设项目用地预审与选址意见书、建设用地规划许可等事项的审批权限已下放至董家口管委会。因此，董家口管委会对华能青岛项目的用地事项拥有管理职权。

针对上述转让限制，董家口管委会已出具《董家口管委会华能青岛煤电项目合规函》《董家口管委会华能青岛启动锅炉合规函》，对华能青岛项目以 100%股权转让方式发行不动产 REITs 无异议。

（2）基础资产转让的有关协议合法、有效

经核查，《项目公司股权转让协议》不存在违反法律、行政法规

的强制性规定、违背公序良俗、意思表示不真实等导致合同无效的情形。该协议经青岛热电、项目公司、长城证券资管（代表专项计划，下同）适当签署后并自专项计划成立之日将对相关各方具有法律约束力。因此，《项目公司股权转让协议》合法、有效。

（3）基础资产附属权益（如有）一并转让

根据《项目公司股权转让协议》约定，自交割日起，长城证券资管即成为项目公司股权的所有权人，享有项目公司股权所附带的一切权利和利益，并承担相应的股东义务。即项目公司股权转让后，项目公司股权及其所附带的一切权利和利益一并转让。

（4）涉及的债权转让手续

根据专项计划安排，基础资产为项目公司的 100%股权，基础资产不含债权资产，不涉及债权转让的相关事项。

（5）资产转让安排合理、对价公允

1）资产转让安排合理

《项目公司股权转让协议》就长城证券资管受让取得原始权益人合计持有的项目公司 100%股权转让事项作出约定，主要约定了定义与解释；股权转让与交易步骤；转让价款和支付；转让价款支付条件；过渡期及签订日后的安排；陈述与保证；违约及提前终止及其他等事宜。

根据《项目公司股权转让协议》的约定，《项目公司股权转让协议》约定的交割先决条件全部成就（或被长城证券资管书面豁免）之日为交割日；原始权益人应不晚于交割日向长城证券资管或其指定主体交付已将长城证券资管登记为持有项目公司 100%股权之股东的公

司股东名册、出资证明书及公司章程等；于不动产基金在上海证券交易所挂牌上市之日前完成市场监督管理局的股权变更登记等。

《中华人民共和国公司法》（以下简称“《公司法》”）第三十四条规定：“公司登记事项发生变更的，应当依法办理变更登记。公司登记事项未经登记或者未经变更登记，不得对抗善意相对人。”《公司法》第五十六条规定：“记载于股东名册的股东，可以依股东名册主张行使股东权利。”

因此，长城证券资管自其被记载于项目公司股东名册时起，可以主张行使股东权利；同时，自该等股东变更完成公司登记机关的工商变更登记后，长城证券资管作为项目公司股东可对抗善意相对人。

2) 资产转让对价公允

根据《项目公司股权转让协议》的约定，交易各方同意根据经网下投资者询价方式确定的不动产基金的认购价格及交割审计结果确定项目公司转让价款。若最终确定的项目公司转让价款低于按照国有产权交易相关规定进行备案的股权评估价值，则《项目公司股权转让协议》的任何一方有权单方解除协议。

根据《证券法》《基金指引》及《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第2号——发售业务（试行）》的相关规定，不动产基金的询价、定价发行规定按照公开、公平、公正的原则制定，由基金管理人按照事先公开的询价方案进行，由广泛且具备专业投资能力的网下投资者充分参与询价，网下投资者应根据不动产项目评估情况，遵循独立、客观、诚信的原则合理报价，基金管理人应根据报价的中位数和加权平均数审慎合理确定认购价格。

鉴于以上内容，根据以网下投资者询价方式确定的不动产基金的认购价格及交割审计结果确定的项目公司转让价款具有公允性。

综上，经管理人、律师核查，基础资产相关转让或资产处置事项不存在其他任何限制条件或特殊规定、约定；基础资产转让将按照法律法规的规定完成转让涉及的审批、核准、备案、登记等手续，基础资产转让的有关协议经各方适当签署并自专项计划成立之日起对各方具有法律约束力，协议合法、有效，基础资产转让所附带的一切权利和利益将随基础资产一并转让至专项计划，资产转让安排合理、对价公允，符合《审核关注事项》第十二条及第十九条的相关规定。

三、项目经营与财务情况

（一）关于关联交易

1.根据申报材料，项目公司拟将蒸汽趸售给青岛热电，给予其固定价差，再由其对外销售。华能国际电力股份有限公司（以下简称华能国际）及其关联方拟为项目公司代采燃料，并收取顺差服务费。未入池资产后续拟通过青岛热电运营并收取资产使用费。

（1）请管理人补充说明上述固定价差、顺差服务费、资产使用费的具体定价依据、形成机制，进一步论证关联交易的必要性、合理性及公允性。

答复：

1）关于蒸汽趸售固定价差定价依据、形成机制及交易必要性、合理性、公允性的说明

①定价依据

本项目中，项目公司与青岛热电之间的蒸汽趸售及固定价差安排，其定价依据主要源于供热行业特许经营模式下的价格机制。青岛热电在区域内享有法定的供热特许经营权，其对终端销售蒸汽的价格依据黄岛区发改局公示的终端用户蒸汽指导价格确定。项目公司将蒸汽趸售给青岛热电的定价，是在该定价框架下，按照青岛热电“保本微利”的原则，由双方依据终端售汽价格减合理价差的方式协商确定，符合供热行业特许经营价格管理的通行做法。

在定价方法上，关联交易定价一般遵循国家定价、市场价格和协商定价的顺位适用原则，对于难以比较市场价格或定价受到限制的交易，应以成本加合理利润的标准确定交易价格。本项目供汽业务属于受特许经营模式约束的公用事业领域，终端销售价格受政府管制，无法直接参照市场独立第三方的交易价格，因此对青岛热电采购项目公司蒸汽并转售业务采用成本加成法进行定价具有行业合理性。同时，双方已约定若未来政府出台热源出厂指导价，将自动切换至政府指导价执行，该“政府定价+自动跟随机制”为定价提供了持续的法定公允保障。

②形成机制

固定价差 35 元/吨的形成，建立在青岛热电“保本微利”的定价原则之上。具体如下：

项目公司作为热源生产企业，以趸售方式将蒸汽销售给青岛热电，再由青岛热电利用其特许经营权及管网设施对外销售。此模式下，青岛热电需承担管网维护、热力调度、用户服务、热费收取等运营职责及相应成本。35 元/吨的固定价差，系按照“保本微利”的定价的原则，综合考虑青岛热电的运营成本及合理利润后经项目公司和青岛热电

协商确定，反映了热源企业与管网运营企业之间的合理利益分配。

本项目蒸汽趸售定价过程对青岛热电的运营成本和合理利润进行了模拟测算：

根据青岛热电 2023-2025 年度的实际经营数据，测算在执行 35 元/吨（含税）的固定价差情景下，青岛热电 2023-2025 年度供汽业务的经营情况如下：

图表 9：青岛热电 2023-2025 年度工业蒸汽业务模拟财务数据

单位：万元

项目	2025 年	2024 年	2023 年
营业收入-售汽收入	21,830.34	20,264.84	21,283.18
营业成本	20,807.32	19,367.25	21,036.40
其中：-外购蒸汽费	20,096.68	18,675.01	20,358.76
-管网折旧等相关费用	459.50	459.50	459.50
-修理费	108.81	108.81	108.81
-计划检修费	142.33	123.93	109.33
毛利	1,023.02	897.59	246.78
毛利率	4.69%	4.43%	1.16%

根据上述测算，35 元/吨的固定价差可以覆盖青岛热电供汽业务成本，并维持一定利润，且依据此结算水平，青岛热电过往三年的工业蒸汽业务平均毛利率水平为 3.43%。

③可比公司分析

选取同行业以蒸汽转售(即向热源厂购买蒸汽，通过自身拥有的管道向工业企业提供蒸汽产品，利用购热价与售热价的差值来获取利润)为主营业务的公众公司进源热能（873540）、汇能动力（872555）作为可比公司，就可比公司的毛利率和定价模式分析如下。

A.可比公司的工业蒸汽业务毛利率

图表 10：可比公司工业蒸汽业务毛利水平

序号	可比公司	2025 年	2024 年	2023 年
1	进源热能（873540）	16.37%	16.82%	15.44%
2	汇能动力（872555）	9.48%	10.69%	8.79%

序号	可比公司	2025 年	2024 年	2023 年
	平均	12.93%	13.76%	12.12%

由上表可见，可比公司过往三年的工业蒸汽业务毛利水平在 9%-16%，平均水平约 13%，远高于本项目在 35 元/吨固定价差的定价水平下，青岛热电过往三年工业蒸汽业务的平均毛利水平 3.43%，体现了本项目“保本微利”的定价原则下，做出的有利基金持有人的定价安排。

B.可比公司的定价模式

可比公司的蒸汽销售价格均为政府指导定价，与本项目一致。

可比公司的蒸汽采购价格方面，根据公开资料显示，进源热能以固定价格采购，并设置煤价联动调价机制，每季度调整一次；汇能动力是由当地物价局核准定价或参考以前当地物价局核准价格定价。

可见，本项目目前的定价模式与可比公司进源热能相同。此外，本项目公司与青岛热电双方约定，若后期主管部门发布关于热源出厂价格的指导办法，则参照政府指导价格执行。因此当未来政府相关指导价格时，本项目将实行与汇能动力相同的定价模式。

综上，本项目蒸汽销售业务固定价差的定价模式是充分考虑了政府指导要求和行业可比公司实践，采取的符合项目实际情况的定价安排，符合特许经营行业价格管理的通行做法。交易双方处于相互需要的商业谈判地位，价差水平受到真实商业博弈的约束。青岛热电在区域内拥有法定的供热特许经营权，项目公司生产的蒸汽客观上须经由其管网对外销售，同时青岛热电高度依赖项目公司规模化热源，双方在商业谈判中处于相互依赖的对等地位。35 元/吨的价差水平正是在

这种相互制衡的谈判格局下达成，而非单方主导定价。青岛热电为锁定项目公司优质、稳定的热源，经双方商洽，最终确定价差安排。

本项目与青岛热电供汽业务的定价方法严格遵循关联交易定价的通行原则，且与行业可比公司的实践模式高度一致，从定价方法上保障了公允性。对于难以直接比较市场价格或定价受到政府管制约束的关联交易，以成本加合理利润作为定价标准是《上市公司关联交易定价指引》等规范性文件所认可的通行做法。本项目采用的“终端政府指导价减固定价差”模式，与同行业可比公众公司进源热能(873540)的“固定采购价+煤价联动”机制、汇能动力(872555)的“物价局核准定价”机制可比，均属于政府指导价格框架下的煤价联动机制；与可比公司过往三年工业蒸汽业务9%-16%的毛利率（平均约13%）相比，本项目青岛热电仅3.43%的毛利率低于行业一般水平，从结果上印证了价差并未超出行业合理区间。整体上，本项目供汽业务的定价逻辑清晰，具有行业公允性。

与此同时，存续期的持续监督与调整机制，为公允性提供动态保障。不动产基金存续期内，该关联交易将持续接受独立第三方审计。若未来因成本变化导致价差水平显著偏离合理成本加利润区间，管理人将依据协议约定启动协商调整机制，履行相应的决策与披露程序，确保交易条件始终维持在公允水平，避免因成本波动而侵蚀基金份额持有人的利益。

④关于关联交易的必要性、合理性及公允性

必要性：本关联交易具有客观必要性。青岛热电在项目所在区域内依法享有供热特许经营权，负责供热管网的建设、维修和运营，已投资铺设了多条通向终端工业蒸汽用户的供热管网，是供热管网相关

资产权属方。本项目生产的工业蒸汽，需要通过青岛热电持有的供热管网，才能输送给终端工业蒸汽用户。因此，项目公司生产的蒸汽客观上必须经由青岛热电对外销售，不具备自行对外直接销售的法律条件和商业可行性。该关联交易是特许经营制度安排下的必然选择。

合理性：本关联交易的合理性体现在以下方面：其一，交易和定价模式与供热行业特许经营模式相匹配，符合行业惯例和监管要求；其二，固定价差机制清晰稳定，避免了频繁议价带来的不确定性，有利于保障项目现金流的可预测性和稳定性，符合公募 REITs 产品对底层资产现金流稳定性的基本要求；其三，价差水平系在政府定价框架内协商确定，不存在通过关联交易虚增或转移利润的情形。

公允性：本项目与青岛热电之间供汽业务的公允性建立在多重保障之上：终端售价由政府依法核定，形成刚性制度约束，杜绝利益输送空间；35 元/吨的固定价差系基于青岛热电蒸汽转售成本加计合理利润后协商确定，定价具备客观成本支撑；本项目作为区域唯一大型集中公用热源，青岛热电作为供热特许经营权持有方，为锁定优质稳定热源，实现特许经营权价值，有充分商业动机接受“保本微利”安排，价差系真实商业博弈结果；定价模式与行业可比公司一致，符合关联交易定价通行规则；存续期将持续审计关联交易事项，为公允性提供动态保障。上述因素共同表明，该定价系在成本逻辑、商业博弈与制度约束多重作用下形成的公允安排，不存在利用关联关系损害基金利益的情形。

综上所述，管理人认为蒸汽趸售关联交易具有必要性、合理性及公允性。

2) 关于燃煤采购顺差服务费定价依据、形成机制及交易必要性、

合理性、公允性的说明

①定价依据

本项目中，华能国际及其关联方为项目公司代采燃料并收取 1 元/吨的顺差服务费，其定价依据主要来源于华能集团内部燃料统一采购的制度安排。

根据《中国华能集团有限公司燃料管理规定》，华能集团对于沿海电厂的燃料供应采取由中国华能集团燃料有限公司（以下简称“华能燃料公司”）统一采购（合同）、计划、调运、结算、支付管理的“五统一”管理模式，以满足生产经营燃料需求，保障燃料供应安全稳定，控制燃料成本，提高整体效益。本项目拟通过并表发行，项目公司作为华能集团并表子公司，适用于该管理规定。

顺差服务费 1 元/吨的标准，系华能集团内部既定的、针对集团下属机构由华能燃料公司统一采购所收取的固定费用标准，用于覆盖华能燃料公司在统一采购中发生的变动成本。

②形成机制

上述顺差服务费的形成机制如下：

华能燃料公司负责组织、开发下水煤内、外贸资源，负责下水煤一般长协合同谈判，现货招标采购，统一对上游供应商签署合同，统一调运、港口监装、质检取样，统一结算和支付。

华能燃料公司在开展上述工作时发生的变动成本主要包括：港口监装费用约 0.2-0.3 元/吨，印花税等相关税费约 0.4 元/吨，垫付资金及其他变动成本折合约 0.3-0.4 元/吨，变动成本合计约 1 元/吨。因此收取 1 元/吨的顺差服务费以覆盖华能燃料公司在统一采购中发生的

变动成本。1 元/吨的顺差服务费即为覆盖上述变动成本而设定的结算标准。

此外，项目公司当前燃煤采购虽依托华能集团统一采购体系实施，但该安排系基于成本控制优势与效率考量的商业选择，而非项目公司在法理或操作层面依赖唯一供应渠道。从法律关系看，项目公司为依法注册的独立企业法人，具备独立对外签订采购合同的主体资格；从行业实践看，煤炭采购系电力/热力生产企业高度标准化的常规经营活动，具体实施并无障碍；从市场格局看，我国煤炭市场供应主体多元、交易方式灵活、定价机制透明，国内外供应商选择空间充裕；从历史情况来看，报告期内，项目公司除通过华能燃料公司代采外，也自主开发煤源，与陕西榆林能源集团榆神煤电有限公司直接签署了煤炭购销合同并自主采购煤炭，因此华能集团的统一采购煤炭体系对于项目公司是一项权利而非强制性义务，当华能燃料公司供应煤炭在价格品质等方面更有优势时，项目公司采购华能燃料公司供应的煤炭；当项目公司自主开发的煤源价格品质较华能燃料公司供应煤炭具有优势时，项目公司可以通过自主开发渠道采购煤炭。据此，项目公司具备在关联方不再参与时独立面向市场组织燃煤采购的充分条件。

③关于关联交易的必要性、合理性及公允性

必要性：本项目关联交易具有客观必要性。煤炭为不动产项目的主要原材料。确保煤炭供应稳定及将燃料成本和品质控制在合理水平对于项目稳定运营十分重要。华能燃料公司具有为大量采购煤炭提供较优惠价格的能力，以及煤炭的安全保障供应能力。其凭借大宗采购的议价能力获取更优价格，按时可靠地向不动产项目提供燃料，可显著降低项目的燃料管理及经营成本。因此，依托华能统一采购体系，

由华能燃料公司进行燃料代采，是保障项目公司燃料稳定供应、控制采购成本的必要安排。

合理性：本关联交易的合理性体现在以下方面：其一，交易结构延续了项目公司发行前的既有业务模式，项目公司在纳入不动产基金底层资产前即依托华能集团统一采购体系获取燃料，本次安排未改变其正常的燃料采购渠道，符合业务连续性要求；其二，1元/吨的顺差服务费系集团内部统一标准，按照覆盖变动成本的原则确定，不存在通过关联交易虚增或转移利润的情形。其三，华能国际与华能集团签订了框架协议。协议约定：华能国际及其附属公司向华能燃料公司购买燃料，以公平交易原则协商，并根据当时市场情况而决定，在任何情况下购买燃料的条款应不逊于华能国际从独立第三方购买同类型或相近类型的燃料供应的条款。通过该协议约束，进一步确保了关联交易的公平。因此，通过华能燃料公司统一代采燃料具有合理性。

公允性：本关联交易的公允性体现在以下方面：第一，顺差服务费1元/吨系华能集团内部统一执行的固定标准，不因下属机构不同而存在差异，具有集团内部结算的普遍性和一贯性；第二，该费用仅覆盖燃料公司在统一采购中的变动成本，不包含利润加成，属于成本补偿性质的收费，不具有盈利目的。据了解，国内主要大型发电集团实施内部统一代采煤炭的情况较多，收取的顺差服务费水平普遍在2-20元/吨，对比同业收费水平，本项目的顺差服务费水平相对较低，因此综合来看煤炭采购成本更低，有利于投资人；第三，从项目公司与华能燃料公司的关联交易实践来看，统一采购燃料的易于获得价格优惠，能够有效降低燃料采购成本，同时防范道德风险。且华能集团的统采体系对于项目公司是一项权利而非强制性义务，当项目公司自主开发的煤源价格品质较华能燃料公司供应煤炭具有优势时，项目公

司可以通过自主开发渠道采购煤炭，该机制充分保障了本项目更易获取低成本高品质的煤炭，进一步确保项目公司通过华能燃料公司统一采购获得的煤炭价格具备市场竞争优势，也更贴近市场水平。

综上所述，管理人认为燃煤采购关联交易具有必要性、合理性及公允性。

3) 关于未入池资产使用费定价依据、形成机制及交易必要性、合理性、公允性的说明

①定价依据

本项目中，未入池资产包括取排水管道、厂外输煤栈桥、汽车衡控制室等辅助设施，项目公司按 1,754.52 万元/年的固定金额向青岛热电支付资产使用费。

从资产使用费定价方法来看，关联交易定价一般遵循国家定价、市场价格和协商定价的顺位适用原则，在无直接可比的独立第三方市场价格的情况下，双方以成本补偿为基础，通过协议方式确定定价。

本项目未入池资产的资产使用费定价依据资产本身的折旧摊销金额加上上述未入池资产折旧摊销到期后更新资产（假设与更新前原资产价值相等）的折旧摊销制定。

②形成机制

上述未入池资产使用费的形成机制如下：

第一，在运营模式方面，未入池资产由青岛热电继续运营管理，项目公司需使用上述辅助设施进行日常生产经营活动，因此向青岛热电支付资产使用费，以换取持续使用上述辅助设施的权利。

第二，在费用结算方式上，双方约定按 1,754.52 万元/年的固定金额进行结算，为双方提供了明确的结算预期，有利于保障项目现金流的稳定性和可预测性，符合公募 REITs 产品对底层资产现金流稳定性的基本要求。

各项未入池资产购置价值、折旧摊销及资产使用费具体情况如下表所示：

图表 11：未入池资产购置价值、折旧摊销及资产使用费情况

单位：万元

序号	资产名称	资产购置价值	根据资产折旧摊销年限计算的年折旧摊销金额	年资产使用费
1	取排水管道及辅助设施	38,718.86	1,511.54	1,511.54
2	厂外输煤栈桥	4,857.94	232.87	232.87
3	汽车衡控制室资产	261.27	10.11	10.11
合计		43,838.08	1,754.52	1,754.52

基金存续期内，原始权益人将负责未入池资产的巡视、检测、维修和管理工作，以及必要的更新改造等工作，保障未入池资产长期稳定运营。其中，未入池资产的维护、修理及计划检修等由青岛热电负责实施，相关费用由项目公司承担，并已纳入项目公司计划检修费和修理费的估值预测中，因此不再纳入资产使用费的定价范围；未入池资产发生更新改造等资本性支出，由青岛热电负责实施，相关费用由青岛热电承担，折旧摊销到期后更新资产的折旧摊销成本已纳入资产使用费定价范围。

③关于关联交易的必要性、合理性及公允性

必要性：本关联交易具有客观必要性。本项目的未入池资产由原始权益人享有所有权，功能定位如下：取排水管道位于厂区外，通过地埋方式铺设，全部铺设在地面下方，项目公司需要使用其部分容量以满足生产需要；厂外输煤栈桥主要用于输煤，煤炭通过卸煤码头与

厂区之间的输煤栈桥，以皮带输送的方式送达煤棚；汽车衡控制室用于车辆称重。基于上述资产实际承担的生产功能，项目公司需通过与青岛热电建立资产使用关系，确保上述辅助设施的持续可用，该关联交易是资产结构安排下的必然选择。

合理性：本关联交易的合理性体现在以下方面：其一，资产使用关联交易确保了项目公司在基金发行后延续发行前对未入池资产的使用，不改变既有的资产使用安排，未改变正常的运营秩序，符合业务连续性要求；其二，固定金额的使用费模式为双方提供了清晰的结算基础，避免了频繁议价的不确定性，有利于项目公司运营成本的稳定可测；其三，未入池资产设备更新的资本性支出由青岛热电承担，更新资产按照原资产折旧摊销成本计算资产使用费，并由项目公司承担的约定，合理界定了存续期内的费用边界，避免了基金份额持有人承担辅助设施大额资本性支出的风险。基于未入池资产实际承担的生产功能，原始权益人作为运营管理机构与项目公司签署了《运营管理服务协议》，授权并承诺项目公司在基金存续期内可持续使用上述资产。通过上述协议安排，确保项目公司可持续、稳定地使用未入池资产，保障底层资产运营管理的稳定性。

公允性：本关联交易的公允性体现在以下方面：第一，关联交易定价应以成本加合理利润为标准确定。1,754.52 万元/年的资产使用费系在核定未入池辅助设施合理运营维护成本的基础上确定，定价基础清晰可验证。在无直接可比的独立第三方市场价格时，采用成本加成方式进行定价具有合规性和合理性。第二，定价方法符合关联交易定价的通行原则。根据关联交易公允性判断的一般标准，需要比较该资产的获利能力与收取的使用费之间的差额。本项目资产使用费系以成本补偿为基础确定的固定费用，未包含不合理的高额利润加成，反映

了未入池资产服务于入池项目的配套属性，不存在通过关联交易转移利润或向关联方输送利益的情形。第三，双方明确约定了设备寿命到期后更新费用由青岛热电承担，进一步保障了基金份额持有人的利益，避免了存续期内因辅助设施大修或更新产生额外资本性支出，体现了关联交易安排对基金份额持有人利益的保护。

未入池资产使用关联交易符合《公司法》等相关法律法规的规定及公司章程等公司内部管理制度要求。相关责任方开展关联交易均履行了必要的决策程序，交易条件不存在对交易之任何一方显失公平的情形。

综上所述，管理人认为，该关联交易具有必要性、合理性及公允性。

以上内容已补充披露于招募说明书“第五章 不动产基金”之“第三节 关联交易及利益冲突”之“二、报告期关联交易”之“（二）报告期内对项目运营、财务状况或者未来发展等存在重要影响的重大关联交易的情况”。

（2）请管理人结合本项目运营模式，说明本项目能否独立运营，是否符合《审核关注事项》第十三条相关规定，并发表明确意见。

答复：

本项目业务、财务、人员、资产均独立，不存在依赖关联方情形。具体情况如下：

1）资产独立：入池核心资产两台 350MW 机组和启动锅炉归项目公司所有，权属清晰、证照齐全；未入池资产为辅助设施，不影响核心生产能力。

2) 业务独立：本项目的主营业务包括发电业务、供汽业务和供暖业务。

A. 主营业务收入

主营业务收入主要来源于发电收入、供汽收入和供暖收入，其中发电收入占比超 80%。

发电业务的现金流直接提供方为国网公司，非不动产项目原始权益人关联方。穿透后终端电力用户主要为区域周边的居民和工商业用户，现金流的底层提供方高度分散。

供汽业务的现金流直接提供方为青岛热电，穿透后来源于多个终端工业蒸汽用户现金流提供方，现金流来源合理分散且收益持续稳定，且由市场化运营产生。

供暖业务的现金流直接提供方为青岛热电和西海岸供热公司，穿透后来源于青岛市黄岛区西部城区和董家口经济区的居民和非居民取暖用户，现金流的底层提供方高度分散且收益持续稳定。

不动产项目主营发电、供汽和供暖业务客户分散、市场化程度高，可不依赖原始权益人及其关联方独立运营。

B. 主营业务成本

本项目主营业务成本为燃料采购成本。燃料采购主要通过华能燃料公司统一采购，同时项目公司具备在关联方不再参与时独立面向市场组织燃煤采购的充分条件。具体如下：

第一，项目公司作为独立法人，具备自行组织燃煤采购的条件和操作可行性。项目公司为依法注册的独立企业法人，具备独立对外签订采购合同、开展商业活动的主体资格，法律上不存在任何障碍。从

操作层面看，燃煤采购是电力及热力生产企业高度标准化的常规经营活动，已形成成熟的行业操作流程。本项目若需转向外部采购，不存在技术或操作上的特殊困难。若华能燃料公司不再提供代采服务，项目公司可直接采购或聘请独立的燃料采购服务商代为执行采购。

第二，华能集团内部管理规定系华能集团内部制度安排，不构成限制或排斥项目公司对外采购的约束性条款。《中国华能集团有限公司燃料管理规定》系华能集团为规范其内部成员单位采购行为、发挥集约化优势而制定的内部管理规范，不影响亦不限制项目公司作为独立法人面向外部市场自主采购的权利。该规定本身不存在任何排他性采购条款，不限制项目公司在华能集团体系之外独立选择供应商。项目公司当前依托华能集团采购体系属于商业选择，而非法定义务或排他性约束，转向外部采购不存在制度性障碍。

第三，煤炭采购市场为充分竞争市场，具备充足的可替代供应渠道。我国煤炭市场经过多年发展，已形成供应主体多元、交易方式灵活、定价机制透明的充分竞争格局。无论国内长协煤、市场现货煤还是进口煤渠道，均不存在供应商垄断或渠道单一的市场结构性问题，项目公司完全具备从独立第三方获取燃煤的市场基础。

第四，项目公司具备自主开发煤炭市场，独立采购的能力和实践基础。报告期内，项目公司除通过华能燃料公司代采外，也自主开发煤源，与陕西榆林能源集团榆神煤电有限公司直接签署了煤炭购销合同并自主采购煤炭。因此，项目公司在依托华能集团统采基础上，同时自主开发煤源，并且：当华能燃料公司供应煤炭在价格品质方面更有优势时，项目公司采购华能燃料公司供应的煤炭；当项目公司自主开发的煤源价格品质较华能燃料公司供应煤炭具有优势时，项目公司

可采购自主开发煤炭。该机制保障了项目公司持续具备市场开发能力同时持续获得高品质低成本的燃料资源。

综上，本项目燃煤采购虽依托华能集团统一采购体系实施，但该安排系基于成本与效率优势的商业选择，而非依赖唯一渠道的刚性约束。依托华能集团体系采购与独立直接采购之间，具备顺畅的切换路径和充分的保障能力。即便在极端情况下华能燃料公司不再提供代采服务，项目公司仍能有效对接外部供应渠道，保障燃煤的稳定、经济供应，确保项目持续稳健运行。这种“依托但不依赖”的安排，为项目运营提供了“双重保障”——既可通过集约化采购降低成本、提升效率，又可根据运营实际情况切换采购渠道，有效对冲单一供应体系下的潜在风险，充分体现了项目运营安排的独立性、审慎性与稳健性。

3) 公司治理与人员独立：项目公司建立完整法人治理结构，独立行使经营决策权。基金管理人委派财务负责人。

4) 财务独立：项目公司开立独立监管账户，资金完全隔离，实行独立财务核算，独立编制财务报表、税务申报，不与关联方资金混同。

综上，不动产项目 2022 年投入运营，已持续运营 3 年以上，最近 3 年经营性净现金流为正，现金流持续稳定，经营状况良好。报告期连续稳定生产，运营模式成熟，资产、人员、财务、业务完全独立。管理人认为，项目能够独立运营，不依赖原始权益人及其关联方，符合《审核关注事项》第十三条相关规定。

2.关于信用政策。根据申报材料，报告期各期，本项目应收账款分别为 16,597.47 万元、11,854.97 万元、11,993.25 万元。其中，供电、供汽业务按月结算；供暖业务则以单个采暖季为周期结算，购热方按

月预交热费。请管理人补充披露应收账款中各类业务的金额及占比，并比照同行业可比业务的信用期与结算安排，就关联交易相关信用政策的公允性发表明确意见。

答复：

（1）应收账款中各类业务的金额及占比

1）报告期内，应收账款中只有供电业务和长输供暖业务，相应的金额及占比情况如下表所示：

图表 12：应收账款情况表

项目	2026 年 3 月末		2025 年末		2024 年末		2023 年末	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
应收账款-供电	10,323.27	85.16%	10,709.11	89.29%	11,854.97	100.00%	13,401.48	80.74%
应收账款-供暖	1,798.60	14.84%	1,284.14	10.71%	0.00	0.00%	3,195.99	19.26%
其中：长输供暖	1,798.60	14.84%	1,284.14	10.71%	0.00	0.00%	3,195.99	19.26%
合计	12,121.87	100.00%	11,993.25	100.00%	11,854.97	100.00%	16,597.47	100.00%

2）应收账款分析如下：

报告期，供电业务和长输供暖业务产生了应收账款。

其中，供电业务的应收账款，债务方为国网山东省电力公司青岛供电公司，双方按照月度结算，应收账款账龄在一个月以内。

长输供暖业务的应收账款，债务方为青岛西海岸供热管网有限公司，双方结算模式如下：

西海岸供热公司作为购热方参照黄岛区发改局出具的当期初始价格按月预交热费，每月 20 日前完成次月热费的预交，预交热费的差额在次月预交热费时结清，3 月份不再预交 4 月份的热费。采暖季结束后，黄岛区发改局出具中期价格后，次月对整个采暖期完成中期

结算（若中期价格未出具，按初始价格完成中期结算）。同时，黄岛区发改局聘请第三方机构对本项目整个采暖季的供热成本进行监审。依据供热成本监审结论，黄岛区发改局在当年的四季度确定项目上个采暖季的热力出厂价格，合同双方在区发改局确定终期热价后次月多退少补。

因此，供暖业务的结算模式以预收为主，本项目 2023 年、2025 年、2026 年一季度发生的应收账款是年末、季末结算开票金额超过预收热费的部分，应收账款账龄在一个月以内。

（2）同行业可比业务的信用期与结算安排以及关联交易相关信用政策

供电业务和长输供暖业务不涉及关联交易，供汽业务和短输供暖为项目公司和青岛热电之间发生的关联交易，相关结算模式和信用政策如下：

1）供汽业务的结算模式和信用政策

根据项目公司与青岛热电签署的《蒸汽供应协议》，供汽业务按月结算，每月最后一天为抄表计量时间（节假日提前），由双方授权的计量人员共同读数确认。项目公司按照实际结算量向青岛热电开具增值税专用发票，根据发票金额，青岛热电在收到发票的 20 个工作日内向项目公司支付蒸汽款。根据该结算模式，应收账款账龄预计一个月。

该结算模式与青岛热电和工业蒸汽终端用户的结算模式保持一致，根据青岛热电与终端用户签署的《综合能源服务合同》，青岛热电和工业蒸汽终端用户的结算方式为：每月最后一天双方抄表结算

（节假日提前），按照实际结算量由青岛热电向蒸汽终端用户开具增值税专用发票，根据发票金额，蒸汽终端用户在收到发票 20 个工作日内向青岛热电支付蒸汽款。

综上，供汽业务应收账款账龄较短，仅在一个月以内，且与青岛热电与终端蒸汽用户信用政策保持一致，具有公允性。

2）短输供暖业务的结算模式和信用政策

根据项目公司与青岛热电签署的《短输供用热合同》，短输供暖采用与长输供暖完全一致的结算模式，即按月向关联方青岛热电预收热费，并在供暖季结束后根据区发改局确定的终期热价后次月多退少补的结算方式（具体结算模式见：“三、项目经营与财务情况”之“（一）关于关联交易”之“2.关于信用政策”之“（1）应收账款中各类业务的金额及占比”）。结算模式以预收为主，在结算开票金额超过预收热费时产生少量应收账款，应收账款账龄在一个月以内，与项目公司与西海岸供热管网公司发生的长输供暖业务信用保持一致，具有公允性。

以上内容已补充披露于招募说明书“第二章 不动产项目”之“第二节 不动产项目经营业绩与财务状况分析”之“三、报告期内不动产项目的经营和财务情况分析”之“（二）资产、负债情况分析”。

（二）关于不动产收入情况

1.关于电量波动。报告期内，本项目中长期交易电量分别为**264.55 万 MWh、261.39 万 MWh、135.22 万 MWh**，现货交易电量分别为**39.18 万 MWh、56.81 万 MWh、159.93 万 MWh**，变化幅度较大。请管理人结合电网调度政策、供需关系、同区域或同类型不动产项目的历史运行数据（如有）等的分析，说明上述电量变化的原因，

充分揭示风险。

答复：

报告期内，本项目的中长期和现货的交易电量情况如下图表所示，其中，2023 年、2024 年、2025 年及 2026 年一季度中长期交易电量占总交易电量的比例分别为 87.10%、82.15%、45.81%和 53.17%。

图表 13：2023 年-2026 年 1-3 月本项目电能量交易统计

项目		单位	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-3 月
中长期交易	交易电量	万 MWh	264.55	261.39	135.22	32.03
	占比	%	87.10	82.15	45.81	53.17
现货交易	交易电量	万 MWh	39.18	56.81	159.93	28.21
	占比	%	12.90	17.85	54.18	46.83
合计	交易电量	万 MWh	303.74	318.20	295.15	60.24
	占比	%	100.00	100.00	100.00	100.00

（1）调度政策方面：2021 年 10 月 22 日，山东省发改委等部门下发《关于全面放开燃煤发电上网电价有序推进销售电价市场化改革的通知》（鲁发改价格〔2021〕893 号），规定放开全部燃煤发电机组上网电价，相关机组全部参与电力市场交易，机组的电量和电价均由市场形成，在满足电网系统安全约束的前提下，与调度政策没有直接关联。

报告期内，国家层面对中长期交易电量的要求如下表所示。

图表 14：中长期交易电量政策表

政策名称	内容
《国家发展改革委国家能源局关于做好 2023 年电力中长期合同签订履约工作的通知》（发改运行〔2022〕1861 号）	燃煤发电企业 2023 年年度中长期合同签约电量不低于上一年实际发电量的 80%，月度（含月内）及以上合同签约电量不低于上一年实际发电量的 90%
《国家发展改革委国家能源局关于做好 2024 年电力中长期合同签订履约工作的通知》（发改运行〔2023〕1662 号）	2024 年各地燃煤发电企业年度电力中长期合同签约电量应不低于上一年度上网电量的 80%，并通过后续季度、月度、月内合同签订，保障全年电力中长期合同签约电量不低于上一年度上网电量的 90%
《国家发展改革委国家能源局关于做好 2025 年电力中长期合同签订履约工作的通知》（发改运行〔2024〕1752 号）	2025 年各地燃煤发电企业年度电力中长期合同签约电量比例应不低于本地区考虑年度发用电平衡后燃煤发电机组年度预计上网电量的 80%，并通过后续合同签订，保障电力中长期合同签约电量比例不低于实际上网电量的 90%

《国家发展改革委国家能源局关于做好 2026 年电力中长期合同签订履约工作的通知》（发改运行〔2025〕1502 号）	原则上，各地省内市场燃煤发电企业年度电力中长期合同总签约电量应不低于上一年实际上网电量的 70%，并通过后续合同签订，保障每月月度及以上电力中长期合同签订电量比例不低于预计市场化上网电量的 80%。各地可在确保电力电量平衡的情况下，随煤电容量电价标准提高适当放宽燃煤发电企业年度电力中长期合同签订比例要求，但原则上不低于 60%
---	--

其中，要求 2023 年至 2025 年燃煤发电企业的中长期交易电量占比应不低于上一年度上网电量（或当年实际上网电量）的 90%。本项目的中长期交易电量占比并未完全达到政策要求，根据《山东电力市场规则》，发电侧主体中长期电量高于允许上限的电量部分或低于允许下限的电量部分，以月度为周期进行超额收益回收或缺额收益回收（相应科目为“发电侧中长期偏差收益回收⁸”），纳入市场运行费用结算。

因此，相关中长期交易占比并非强制性要求，发电企业可在研判现货交易赚取更高利润与发电侧中长期偏差收益回收的基础上，灵活决策项目的中长期交易和现货交易的电量分配。

（2）项目所处区域的电力供需方面，“十四五”以来，青岛电网最高负荷每年跨越一个“百万千瓦”台阶，由 1,014 万千瓦增长至 1,481 万千瓦，连续四年创山东 16 市电网负荷最高纪录。而青岛电网是典型的受端电网，对外电依存度较高，电网高荷期间外电送入比例仍超过 50%，报告期内青岛市及西海岸新区的电量供需情况如下图表所示。

⁸ 假设某月度，项目的当月结算电量为 3.00 亿千瓦时，其中，中长期电量为 2.00 亿千瓦时、现货电量 1.00 亿千瓦时。若当月山东省对发电侧主体中长期占比允许的下限为 0.8，则根据《山东电力市场规则（试行）》，项目当月的缺额收益回收=（3.00×0.8—2.00）×（山东省发电侧所有主体当月的现货电价加权平均值—山东省发电侧所有主体当月的中长期电价加权平均值）×中长期偏差回收系数，最小值为 0。

因此，若项目的中长期交易占比不符合政策要求时，在满足山东省发电侧所有主体当月的现货电价加权平均值大于山东省发电侧所有主体当月的中长期电价加权平均值的条件时，项目会触发缺额收益回收，与项目本身的当月现货电价高低并无直接关系。

图表 15：2023 年-2025 年青岛市和西海岸新区的电力供需情况⁹

单位：亿千瓦时

项目		2023 年	2024 年	2025 年
全社会用电量	青岛市	622.80	683.60	729.68
	其中，西海岸新区	186.71	215.50	247.74
本地电源供电量	青岛市	247.96	278.50	286.58
	其中，西海岸新区	133.86	145.80	142.65
电网送入电量	青岛市	374.84	405.10	443.10
	其中，西海岸新区	52.85	69.70	105.09

2023 年度至 2025 年度，青岛市全社会用电量增长 106.88 亿千瓦时，电网送入电量增长 68.26 亿千瓦时，占比 64%；其中西海岸新区全社会用电量增长 61.03 亿千瓦时，电网送入电量增长 52.24 亿千瓦时，占比 77%。用电增量需求，多半由电网送入电量解决。经过两年的快速增长，2025 年度电网局部区域的送入能力已接近饱和。2025 年，青岛市（特别是西海岸新区）用电负荷高峰时段，峰值电量主要依靠本地电源。

2025 年度，本项目主要供电区域——青岛市西海岸新区电力负荷持续增长，电网送入能力不足，导致现货交易平均电量电价高达 536.26 元/MWh，显著高于 2025 年度的中长期交易电量电价（343.80 元/MWh）。按照《山东电力市场规则（试行）》有关结算规则，当现货交易电价高于中长期交易电价时，中长期交易电量对项目的电能量收益发挥负向作用。为保证发电收益，本项目在 2025 年迎峰度夏现货电价较高时段，减少中长期合约电量对提升电价有正向作用。

（3）同区域内，可比燃煤机组电厂 2025 年度的总交易电量为 47.09 亿千瓦时，其中中长期交易电量为 26.74 亿千瓦时，占比 56.80%，与本项目的中长期电量占比（45.81%）较为接近，两项目的中长期电量占比均远低于政策要求的 90%。

⁹ 2026 年一季度相关数据尚未公开披露，属于非公开信息，截至目前无法通过公开信息渠道获取。

（4）新能源技术发展对煤电发电量的影响

一是电量需求仍在增长，煤电仍承担近半供应。2025 年，我国煤电平均利用小时数为 4,346 小时，以 32.4%的装机容量占比提供了 51.1%的发电量¹⁰。在新能源尚未具备可靠替代能力前，煤电的基础保障地位不可动摇，仍需担当电力安全稳定供应的“顶梁柱”和“压舱石”。《新型能源体系建设“十五五”规划》明确提出，到 2030 年“煤炭消费达峰”，非化石能源消费比重达到 25%，非化石能源发电量比重达到 50%，即化石能源发电量比重仍有 50%。

二是热力供应刚需支撑热电联产机组利用小时稳定性。煤电热电联产仍是民生采暖和工业供热的主力热源，在大规模集中供热场景下的成本和可靠性优势短期内不可替代。当前全国城镇集中民生采暖供热量中，燃煤热电联产机组供热量占比约 60%¹¹。作为特殊类型的煤电机组，热电联产机组承担着供热这一民生刚需功能，其利用小时数将显著高于纯凝煤电机组。本项目作为青岛西海岸新区董家口经济区唯一集中大型公用热源，供热管网覆盖 1,400 万平方米区域，现阶段实际承担供暖面积超 700 万平方米。青岛市《加快清洁能源供热发展若干政策措施》规定，除董家口经济区、平度新河生态化工区外，市域内原则上不再新建传统燃煤供热项目，这意味着本项目在青岛供热体系中具有不可替代的战略地位。此外，《国家能源局关于进一步规范煤电机组关停和延寿管理工作的通知》（国能发电力〔2025〕105 号）明确指出，“对于设计寿命期满，属于供热范围内唯一集中供热热源且替代热源建设方案不落实的抽凝热电机组优先实施延寿运行”。

¹⁰ 中国电力企业联合会《2025 - 2026 年度全国电力供需形势分析预测报告》

¹¹ 中国城镇供热协会《中国城镇供热发展报告（2025）》

本项目作为董家口经济区的唯一大型集中公用热源，承担着西海岸新区西部城区的民生供暖和董家口经济区的工业供热，是青岛市西海岸新区清洁供热体系的重要组成部分，在存续期内不具备关停条件。报告期本项目的发电利用小时数均高于全国平均水平，存续期内，预计本项目发电利用小时数仍将保持较高的水平。

因此，在“十五五”规划下，预计煤电的发电利用小时数仍将保持在一定水平，特别是热电联产机组因供热刚需的支撑，其运行小时数将显著高于纯煤电机组。

综上所述，2023年是项目投产的第一个完整年度，为了保障首年平稳运营，运营管理团队签署了较多的中长期电量协议；2024年，随着电厂各项设备的平稳运营，根据电力市场变化，运营管理团队略微调整中长期电量占比，以争取项目最大收益，但总体变化不大；2025年，本项目中长期交易电量占比降低，是运营管理团队基于项目所在区域的电力供需形势，抢发多发更高价格的现货电，力争项目发电收益最大化的结果¹²。

（4）风险揭示

已在招募说明书“第一章 招募说明书概要及风险因素”之“第二节 风险因素”之“二、与不动产项目相关的各项风险因素”中进行风险

¹² 在制定中长期电量和现货电量的分配策略时，运营管理团队主要根据历史同期和当前阶段的现货电价与中长期电价的高低进行判断。

情形一：2026年7月23日至7月25日本项目参加山东省8月份的月度中长期交易时，根据2025年8月份项目所在区域的现货电价高于中长期电价，以及2026年7月份项目的现货电价也高于中长期电价，预测2026年8月份的现货电价高于中长期电价的可能性较大，因此，在8月份的月度电力交易中会降低中长期电量的占比，转而从现货市场出售更多的电量。

情形二：2026年10月23日至10月25日本项目参加山东省11月份的月度中长期交易时，根据2025年11月份项目所在区域的现货电价低于中长期电价，以及2026年10月份项目的现货电价也低于中长期电价，同时，结合气象条件判断11月光伏和风电出力增加，预测2026年11月份的现货电价低于中长期电价的可能性较大，因此，在11月份的月度电力交易中会增加中长期电量的占比，提前锁定项目收益。

揭示如下:

“(三) 上网电量、供汽量和供暖量波动的风险

山东省电力供需形势复杂,受经济增长、产业结构、外电入鲁、新能源波动、政策调整、异常天气等多重因素影响,若出现电力过剩、调度受限、新能源优先消纳挤压煤电空间等情况,可能影响不动产项目的上网电价、上网电量及其结构,进而影响本项目的发电收益。”

2.关于容量电费

(1) 根据申报材料,本项目的容量补偿费用包含市场化容量补偿费用和煤电容量电费两部分,报告期内,本项目的容量电费逐年下滑。请管理人补充披露市场化容量补偿费用和煤电容量电费的具体测算方式,包括电费计价机制、利用小时数、结算机制等情况,说明容量电费逐年下降是否与发电量变动相匹配。

答复:

本项目具体的容量电费计价和结算机制如下:

1) 市场化容量补偿费用

发电侧可供分配的市场化容量补偿费用总额,按照山东省发展改革委核定的市场化容量补偿电价(2023 年为 0.0991 元/千瓦时,2024 年至今为 0.0705 元/千瓦时)向用户侧收取,每月结算一次。

发电侧主体的市场化容量补偿费用按照月度市场化可用容量占比进行分配。计算方式如下:

发电侧主体市场化容量补偿费用=用户侧收取的市场化容量补偿费用 $\times$ 某发电侧主体月度市场化可用容量 $\div \sum$ (发电侧主体月度市场化

可用容量)。

其中：

用户侧收取的市场化容量补偿费用=市场化容量补偿电价×用户侧主体月度省内市场结算电量

发电侧主体¹³月度市场化可用容量=Σ当月发电侧主体日市场化可用容量/当月总天数

2) 煤电容量电费

煤电容量电费纳入系统运行费用，每月由工商业用户按当月用电量比例分摊，煤电容量电费折价由电网企业按月预测发布、逐月滚动清算，随代理购电价格信息一并公布。

煤电容量电费的计算方式如下：

煤电机组可获得的容量电费=煤电机组按月申报的最大出力×山东省煤电容量电价/12

其中：

2024 年至今，山东省煤电容量电价为每年每千瓦 100 元(含税)。

综上，本项目的容量电费包含市场化容量补偿费用和煤电容量电费两部分。其中，市场化容量补偿费用按照本项目发电机组的月度市场化可用容量在全网发电侧月度市场化可用容量的占比进行分配，与本项目的实际发电量无关；煤电容量电费根据山东省执行的煤电容量电价和本项目发电机组按月申报（可按日调整）的最大出力确定，同

¹³ 可参与市场化容量补偿费用的电源类型包含直调公用火电机组、核电机组、地方公用电厂及并网自备电厂、新能源场站（含配建储能）、新型经营主体。

样不受发电量的影响。

因此，本项目的容量电费逐年下降与发电量的变动不存在关联关系。

以上内容已在招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“八、不动产项目的经营模式”之“（一）业务基本情况”中补充披露。

（2）根据申报材料，装机容量折算容量电价由山东省煤电容量电价标准及市场化容量补偿机制共同确定。请管理人补充披露容量电价具体计算方式，并说明其稳定性。

答复：

2023 年度、2024 年度、2025 年度及 2026 年 1-3 月，本项目的容量电费分别为 27,035.08 万元、24,335.91 万元、22,360.24 万元和 5,593.91 万元，按照项目装机容量折算约为 436 元/千瓦、393 元/千瓦、361 元/千瓦和 90 元/千瓦（均含税）。

1）具体计算方式为：

按项目装机折算容量电价=项目获得的年度总容量电费/项目的总装机规模×（1+增值税率 13%）

其中，项目获得年度总容量电费为不含税金额，等于煤电容量电费与市场化容量补偿费用之和。

以上内容已在招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“八、不动产项目的经营模式”之“（一）业务基本情况”中补充披露。

2) 稳定性分析:

报告期内, 本项目容量电费的稳定性直接或间接受政策影响。

①煤电容量电费的稳定性方面, 自 2024 年政策实施, 山东省煤电容量电价均为每年每千瓦 100 元(含税), 未进行调整。本项目按照每月申报的机组最大出力可获得稳定的煤电容量电费, 2024 年和 2025 年分别为 6,089.78 万元和 6,095.53 万元, 按项目装机折算容量电价为 98 元/千瓦·年和 98 元/千瓦·年, 受承担民生供暖影响, 本项目在供暖季降低当月申报的机组最大容量, 未能全额获得 100 元/千瓦·年, 但总体煤电容量电费的稳定性较强。

②市场化容量补偿费用的稳定性方面, 相较于 2023 年, 2024 年项目的容量电费由 27,035.08 万元下降到 18,246.12 万元, 主要原因为煤电容量电价机制自 2024 年开始执行, 山东省将从用户侧收取的市场化容量补偿电价自 0.0991 元/千瓦时下调至 0.0705 元/千瓦时。

相较于 2024 年, 2025 年项目的容量电费由 18,246.12 万元下降到 16,264.71 万元。主要受《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》(发改价格〔2025〕136 号)影响, 以 2025 年 6 月 1 日为关键节点划分存量和增量新能源项目, 导致 2025 年山东省新能源超常规大规模并网, 挤占本项目在发电侧的市场化可用容量份额。

根据市场化容量补偿费用的计算公式可知, 本项目的市场化容量补偿费用主要与市场化容量补偿电价标准、用户侧的总结算电量、本项目的市场化可用容量以及山东省发电侧的市场化可用容量四项因素相关。本项目的市场化可用容量与装机容量直接相关, 稳定性强。因此, 在市场化容量补偿电价标准保持不变的前提下, 本项目市场化

容量补偿费用的稳定性主要取决于“用户侧总结算电量/全网发电侧市场化可用容量”的变化。其中，用户侧的总结算电量与山东省全社会用电量高度绑定，2022-2025 年山东省全社会用电量分别为 7,559 亿千瓦时、7,966 亿千瓦时、8,320 亿千瓦时和 8,671 亿千瓦时，年均增速约 4.3%-5.4%，增长趋势平稳可控。

全网发电侧市场化可用容量方面，直调公用火电机组的可用容量与机组申报的最大技术出力相关；核电机组、地方公用电厂及并网自备电厂、新能源场站（含配建储能）、新型经营主体市场化可用容量原则上按照负荷高峰时段¹⁴平均市场化上网电力计算，因此，新能源场站市场化可用容量的增长幅度远小于其装机规模的增长¹⁵，在正常年份该部分可增长平稳可控。结合山东省能源发展规划，未来山东省的电力供需将处于总体平衡状态。

2026 年一季度，本项目的市场化容量补偿费用为 4,045.24 万元，较 2025 年一季度市场化容量补偿费用(3,887.08 万元)同比增长 4.07%，增幅高于 2026 年一季度全省全社会用电量的同比增幅（3.45%）。因此，在全省社会用电量平稳增长、电源投资逐步进入理性发展新阶段的大背景下，本项目的市场化容量补偿费用将呈现稳定趋势。

综上，现有政策下，本项目的市场化容量补偿费用和煤电容量电费具有较强的稳定性。

¹⁴ 根据《山东电力市场规则（试行）》第四节 市场化容量补偿机制 第 3.4.6 条，核电机组、地方公用电厂及并网自备电厂、新能源场站（含配建储能）、新型经营主体市场化可用容量原则上按照负荷高峰时段平均市场化上网电力计算。负荷高峰时段暂取工商业用户市场化容量补偿电价尖峰时段，分时电价时段按照省价格主管部门有关规定执行。经查询，山东省工商业用户的用电尖峰时段为 1 月、2 月、12 月：16:00-19:00；3 月-5 月：17:00-20:00；6 月-8 月：17:00-22:00；9 月-11 月：17:00-19:00。

¹⁵ 根据《山东电力市场规则（试行）》第四节 市场化容量补偿机制 第 3.4.6 条，（三）新能源场站（含配建储能）日市场化可用容量=运行日负荷高峰时段电站市场化实际上网电力平均值×（1-当月机制电量/当月上网电量）（若小于 0，按 0 计）。

(3) 根据申报材料, 本项目的容量电费占非燃料成本的 51.38%~67.53%, 回收比例总体高于相关政策要求及同行业水平。请管理人结合前述问题(2)的回复, 说明相关补贴政策是否具有持续性, 评估未来容量电费补偿水平下降的可能性以及其对本项目未来现金流的具体影响, 并充分揭示风险。

答复:

1) 相关补贴政策是否具有持续性:

①过往政策的延续性

为稳妥推进山东电力现货市场建设, 保证电力系统长期容量的充裕性, 2020 年 4 月 29 日, 山东省对参与电力现货市场的发电机组给予容量电费, 从用户侧收取的标准暂定为每千瓦时 0.0991 元(含税), 有效期为 2020 年 6 月 1 日至 2022 年 5 月 31 日。

2022 年 3 月 28 日, 《山东省发展和改革委员会关于电力现货市场容量补偿电价有关事项的通知》(鲁发改价格〔2022〕247 号)明确延续市场化容量补偿机制, 从用户侧收取的电价标准保持不变, 有效期为 2022 年 5 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日。

2023 年 11 月 10 日, 国家发展改革委和国家能源局正式发布《关于建立煤电容量电价机制的通知》, 在全国范围内开始实施煤电容量电价机制, 并明确用于计算煤电容量电价的煤电机组固定成本实行全国统一标准, 为每年每千瓦 330 元(含税)。

2024 年 1 月 1 日, 为加强山东现行市场化容量补偿电价机制与国家煤电容量电价机制的衔接, 将市场化容量补偿电价用户侧收取标准由每千瓦时 0.0991 元暂调整为 0.0705 元; 同时, 2024-2025 年山东

煤电容量电价按照回收煤电机组固定成本 30%确定,标准为每年每千瓦 100 元。

2025 年 12 月 13 日,山东省发布《关于做好 2026 年全省电力市场建设有关工作的通知》,指出鉴于山东省发电侧容量电价机制正在试点阶段,煤电容量电价标准和用户侧收取的市场化容量补偿标准保持不变,2026 年年内,研究全面开展容量电价改革,建立健全可靠容量补偿机制,具体安排另行通知。

2026 年 1 月 27 日,国家发展改革委和国家能源局印发《关于完善发电侧容量电价机制的通知》(发改价格〔2026〕114 号),指出各地按照《关于建立煤电容量电价机制的通知》要求,将通过容量电价回收煤电机组固定成本的比例提升至不低于 50%。同时,提出电力现货市场连续运行后,省级价格主管部门会同相关部门适时建立可靠容量补偿机制,对机组可靠容量(可靠容量是指机组在全年系统顶峰时段能够持续稳定供电的容量)按统一原则进行补偿。

截至本反馈回复出具之日,山东省暂未公布可靠容量补偿机制相关政策。目前,仅甘肃省发布可靠容量补偿机制:明确煤电机组每年可获得的容量电费为申报容量、可靠容量补偿标准和容量供需系数三者的乘积,有利于充分体现煤电机组在系统顶峰时段持续稳定供电的容量价值。其中,可靠容量补偿标准暂定为每年每千瓦 330 元;容量供需系数=容量需求/可靠容量,反映电力系统整体供需形势。

综上,相关政策保持着较好的连续性及稳定性。

②顶层制度设计方面

为适应新型电力系统能源安全和绿色转型的发展需要,我国煤电

逐渐向基础保障性和系统调节性电源并重转型。建立适用于煤电机组的容量补偿机制，既是近年来我国新能源快速发展的现实需要，也是下一步推动新能源进一步加快发展和能源绿色低碳转型的必然要求。

一方面，近年来国内新能源快速发展，迫切需要煤电更好发挥基础性支撑和调节作用。2025 年全国新增发电装机总量 5.42 亿千瓦，其中风电新增 1.2 亿千瓦、太阳能发电新增 3.18 亿千瓦，合计 4.38 亿千瓦，占全国新增装机的 80.8%；2025 年山东省新能源和可再生能源新增装机达 1,681.6 万千瓦，占全省新增发电装机总量的 93.6%。由于新能源发电具有间歇性和波动性，客观上需要更多的调节性资源，为电力系统提供更加充裕的调节能力。煤电是我国成本较低、自主可控的重要支撑调节电源，推动煤电加快向提供容量支撑保障和电量并重转型，平常时段为新能源发电让出空间，对促进新能源进一步加快发展、保障电网稳定运营具有重要意义。

另一方面，随着煤电转变经营发展模式，煤电机组越来越多时间“备而不用”，通过电能量收入难以完全回收成本，近年来出现行业预期不稳等现象，长此以往可能影响电力系统安全运行，并导致新能源利用率下降。

因此，容量机制是支撑我国能源转型的核心制度设计，综上所述，结合过往容量补偿政策的延续性表现和我国能源系统的顶层设计，在电力市场深度改革的大背景下，我国煤电容量电价机制及山东省市场化容量补偿机制的具体实施细则应会持续优化，但对机组可靠容量根据顶峰能力按统一原则进行补偿，公平反映不同机组对电力系统顶峰贡献的总体思路不会发生变化。建立发电侧可靠容量补偿机制，是我国新型电力系统的长期制度安排，具有明确的政策持续性。

2) 未来容量电费补偿水平下降的可能性以及其对本项目未来现金流的具体影响:

2023 年 11 月 10 日,《关于建立煤电容量电价机制的通知》指出,煤电容量电价按照回收煤电机组一定比例固定成本的方式确定。综合考虑各地电力系统需要、煤电功能转型情况等因素,2024-2025 年,多数地方通过容量电价回收固定成本的比例为 30%左右,即每年每千瓦 100 元,部分煤电功能转型较快的地方适当高一些;2026 年起,各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于 50%,即每年每千瓦 165 元。

根据《关于做好 2026 年全省电力市场建设有关工作的通知》(鲁发改能源〔2025〕875 号),山东省煤电容量电价暂继续按照 100 元/千瓦·年(含税)执行,用户侧收取的市场化容量补偿标准仍为 0.0705 元/千瓦时。同时,2026 年年内,研究全面开展容量电价改革,建立健全可靠容量补偿机制,具体安排另行通知。

目前,山西、河北等省份已将煤电容量电价上调至每年每千瓦 165 元,具体统计情况如下图表。

图表 16: 我国部分省份煤电容量电价统计情况

省份	煤电容量电价 (元/千瓦·年, 含税)		相对于固定成本的覆盖幅度	
	2024-2025 年	2026 年	2024-2025 年	2026 年
辽宁	100	370	30%	112%
吉林	100	330	30%	100%
甘肃	100	330	30%	100%
云南	165	330	50%	100%
广西	165	247.5	50%	75%
天津	100	231	30%	70%
四川	165	231	50%	70%
青海	165	185	50%	56%
北京	100	165	30%	50%
河北	100	165	30%	50%
蒙西	100	165	30%	50%
蒙东	100	165	30%	50%
上海	100	165	30%	50%

浙江	100	165	30%	50%
安徽	100	165	30%	50%
宁夏	100	165	30%	50%
广东	100	165	30%	50%
山西	100	165	30%	50%

综上，参考其他省份的煤电容量电价调整趋势，结合国家发改委政策要求、山东省能源结构转型进展，可靠容量补偿机制落地后，本项目容量电费仍将维持在合理区间，用于回收机组的固定成本，补偿水平下降的可能性较小，预计对未来现金流影响较小。

以上内容已在招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“八、不动产项目的经营模式”之“（二）盈利模式概况和主要运营策略”中补充披露。

2) 风险揭示：

已在招募说明书“第一章 招募说明书概要及风险因素”之“第二节 风险因素”之“二、与不动产项目相关的各项风险因素”中进行风险揭示如下：

“（一）政策风险

本项目的政策风险包括但不限于电价政策、环保及碳排放政策、产业政策和区域政策等。

1、电价政策

本项目的发电收入由电能量电费、容量电费和其他费用（包含辅助服务交易、市场运营费用和结算调整等）三大部分构成。其中，

现行的电能量电费政策包括但不限于《关于全面放开燃煤发电上网电价有序推进销售电价市场化改革的通知》（鲁发改价格〔2021〕893号）、《山东电力市场规则（试行）》等文件，项目的上网电量

全部进入电力市场交易，电量和电价由市场形成。

现行的容量电费政策为《关于贯彻发改价格〔2023〕1501号文件完善我省容量电价机制有关事项的通知》《关于做好2026年全省电力市场建设有关工作的通知》（鲁发改能源〔2025〕875号），即煤电容量电价标准为每年每千瓦100元（含税），用户侧收取市场化容量补偿标准仍为0.0705元/千瓦时。

以上政策的重大变化可能对本基金的运作产生一定影响。”

3.关于其他费用。根据申报材料，2025年度本项目市场运营费用为-6,232.30万元，主要受2025年度上半年新能源抢装潮影响，2025年度辅助服务交易收入较2024年度减少1,921.13万元。请管理人补充披露市场运营费用、辅助服务交易所涉业务的具体开展模式，充分说明市场运营费用、辅助服务交易收入下降的具体影响因素，逐项分析上述因素在未来3-5年的变化趋势，充分说明现金流预测中是否对相关因素予以充分考虑。

答复：

（1）市场运营费用的具体开展模式：

本项目的市场运营费用分为结构平衡费用、成本补偿与分摊类费用两项业务。其中，

1）结构平衡费用又分为阻塞费用、优发优购曲线匹配偏差费用和预测偏差费用三部分。

阻塞费用指在某一结算时段，由于发电侧主体以节点电价进行电能量电费结算，用户侧主体以统一结算点电价进行电能量电费结算，发用电现货电能量电费不一致将产生阻塞费用。

预测偏差费用指在某一结算时段，全网日前出清过程中非市场用户预测用电量与实际用电量不一致将产生结算预测偏差费用。

优发优购曲线匹配偏差费用指未参与电能量市场交易的发电和优先用电曲线不一致产生的曲线偏差费用。

广义上，这三部分费用均为保障电力系统安全稳定、市场平稳运行而产生、需由市场主体分摊的成本，可归为系统运行成本。

2) 成本补偿与分摊类费用，2025 年度本项目主要为启动补偿与分摊费用，实质上是对煤电机组因系统调度需求（如新能源消纳、调峰保供）启停产生的燃料损耗、设备损耗等启动成本的差额补偿，主要与机组在某一结算时段的总启停次数有关。

（2）辅助服务交易所涉业务的具体开展模式

报告期内，山东省辅助服务市场暂只开展调频（二次调频）辅助服务、爬坡辅助服务的集中交易，即本项目的辅助服务交易业务包含调频服务和爬坡服务两项业务。其中，

调频服务是指发电机组能够通过自动发电控制装置（AGC）自动响应区域控制偏差（ACE），按照一定调节速率实时调整有功功率的服务。

爬坡服务是为应对可再生能源发电波动等不确定因素带来的系统净负荷短时大幅变化，具备较强负荷调节速率的并网主体根据调度指令调整出力，以维持系统功率平衡所提供的服务。

具体开展模式上，调频辅助服务市场采用基于调频里程的单一制价格机制，以集中竞价方式确定辅助服务提供者，确定调频中标机组可按调频效果获得相应的调频服务收入。现阶段调频辅助服务市场与

现货市场分步出清，条件具备后调频辅助服务市场和现货市场联合出清。爬坡辅助服务市场采用基于中标容量的单一制价格机制，采用日前申报、日内与实时电能量市场联合出清的方式。

调频服务与爬坡服务是山东电力辅助服务市场当前两大核心市场化交易品种，均由统调燃煤发电机组作为核心供给主体，本质是对煤电机组牺牲发电经济性、提供灵活调节能力的成本补偿，共同支撑高比例新能源接入下的系统安全稳定运行。

以上内容已在招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“八、不动产项目的经营模式”之“（二）盈利模式概况和主要运营策略”中补充披露。

（3）市场运营费用、辅助服务交易收入下降的具体影响因素

图表 17：2024 年和 2025 年度项目市场运营费用及辅助服务交易统计情况

单位：万元，不含税

项目		2024 年	2025 年	2025 年 较 2024 年变动值
市场运营费用	阻塞费用	105.77	-754.11	-859.88
	优发优购曲线匹配偏差费用	-3,866.74	-5,353.03	-1,486.29
	预测偏差费用	-2,053.99	-1,663.43	390.56
	成本补偿与分摊类费用	924.80	1,538.26	613.46
辅助服务交易	调频辅助服务	3,248.24	1,325.75	-1,922.49
	爬坡辅助服务	0.30	1.65	1.35

由上图表可知，2025 年本项目的市场运营费用为-6,232.30 万元，较 2024 年增加-1,360.13 万元，主要原因为：受新能源全面入市的政策影响，2025 年 1-5 月，大量存量新能源项目抢装并网，造成山东省优发优购曲线匹配偏差费用大增。而本项目作为山东电力市场主体之一，相应分摊的优发优购曲线匹配偏差费用增加所致¹⁶。

2025 年度本项目的辅助服务交易收入为 1,327.41 万元，较 2024

¹⁶ 根据 2024 年 1 月发布的《山东电力市场交易规则（试行）》，明确“优发优购曲线匹配偏差费用由并入山东电网的所有发电企业和新型经营主体、全体工商业用户按照当月上网电量、用电电量比例分摊”

年度减少 1,921.13 万元，主要为调频辅助服务收入同比减少 1,922.49 万元，原因为 2025 年项目所在区域的电力需求旺盛，迎峰度夏期间区域电网出现一定程度的堵塞。一方面，根据山东电力交易规则，“安全约束断面内相关发电机组不得参与调频辅助服务市场”，2025 年本项目受电力系统安全稳定约束要求的时段较 2024 年同比增加，不能参与调频辅助服务市场。另一方面，报告期内山东电力市场的调频辅助服务市场与现货市场暂不具备联合出清条件，本项目在 2025 年度参与现货市场、获得较好收益的同时，无法参与调频辅助市场，造成 2025 年度的辅助服务收入同比大幅降低。

（4）上述因素在未来 3-5 年的变化趋势

市场运营费用的变化趋势方面，2026 年一季度，本项目的优发优购曲线匹配偏差费用为 -187.54 万元，相较于 2025 年一季度的 -1,270.80 万元，同比下降 1,083.26 万元，新能源装机增加对项目需承担的该项费用情况有所改善。另外，2026 年 3 月 17 日，国家能源局山东监管办公室发布《山东电力市场规则（试行）（2026 年修订版）》（征求意见稿），明确“优发超出优购曲线匹配偏差费用由未参与电能量市场的上网电量和全体工商业用户按照当月结算电量比例分摊”，政策实施后，将不再继续分摊优发超出优购曲线匹配偏差费用。

同时，基于各类市场运营费用按照“谁产生、谁负责、谁受益、谁承担”的原则，未来 3-5 年，本项目作为全电量参与电能量市场的灵活性电源主体，分摊的市场运营费用将控制在合理区间。

辅助服务交易收入的变化趋势方面，在所有电力市场主体中，火电具有调节灵活、贡献量大的优点，提供辅助服务灵活可靠。随着新能源装机规模的发展，火电的调节作用日趋重要，辅助服务市场也日

趋完善。因电力市场规则调整，调频市场规则有较大变化，当前调频服务补偿费用已经传导至用户侧，为控制补偿费用、避免增加用户侧负担，补偿标准有所下调，为维持用户电价稳定，辅助服务市场补偿费用需要控制在合理区间¹⁷。同时本项目因 2025 年规则调整和区域电网供电紧张的影响，辅助服务收益大幅下滑，待区域供电紧张局面有一定缓和后，本项目会积极参加调频市场，增加调频收入。

（5）现金流预测中是否对相关因素予以充分考虑

本项目资产评估与现金流测算时，将发电收入拆分为市场交易电费和容量电费两大部分进行假设。因此，评估口径的市场交易电费为项目容量电费之外所有发电收入，即市场交易电价为除容量电费之外的发电收入折算到总交易电量的平均数值，计算过程与历史年度参数情况如下图表：

图表 18：评估口径的市场交易电费构成

项目	单位	2023 年	2024 年	2025 年	2023 年至 2025 年平均值	2026 年 1-3 月
市场交易电价	元/MWh	349.19	332.66	430.43	370.76	304.36
交易电量	万 MWh	303.74	318.20	295.16	305.70	60.24
市场交易电费	万元	106,063.36	105,852.11	127,046.36	112,987.28	18,334.53
其中：电能量电费	万元	107,361.26	106,799.06	132,254.00	115,471.44	18,009.49
其他费用	万元	-1,297.90	-946.95	-5,173.26	-2,472.70	325.04

由上可见，本项目过往三年的平均市场交易电价为 370.76 元/MWh，刨除 2025 年度的极端天气影响，2023 年和 2024 年的平均水平为 341 元/MWh。评估假设 2026 年及以后的市场交易电价将稳定在 330 元/MWh，略低于 2023 年和 2024 年度的平均水平。

¹⁷ 《山东电力市场规则》第 199 页：调频服务的上下限分别为 12 元/MW、0.1 元/MW。

因此，本次评估和现金流预测已对市场运营费用和辅助服务收入等其他费用进行了充分且审慎的考虑。

以上内容已在招募说明书“第三章 资产评估与现金流测算”之“第一节 资产评估”之“二、评估参数取值的合理性”之“（一）收入预测的合理性”中补充披露。

四、资产评估与估值合理性

结合青岛热电实际运营情况及未来趋势，已对资产评估相关参数进行调整，以 2026 年 3 月 31 日为评估基准日，青岛热电项目资产组账面价值为 23.88 亿元，评估价值为约 30.16 亿元，评估增值率为 26.28%，增值率较申报稿下降 1.34%。具体调整如下：

图表 19：资产评估参数调整情况

项目	申报稿	反馈稿	资产评估影响	说明
资产评估结果 (万元)	315,700.00	301,600.00	下降 14,100.00 万元，下降比例 4.47%	2026 年营运资金减少，导致资产评估结果及资产组账面价值同时下降；同时，发电小时数、供汽量、营业外收入、燃料价格的评估预测进行调整
账面价值 (万元)	247,372.07	238,835.34	下降 8,536.73 万元，下降比例 3.45%	
收益期限	2026 年 1 月 1 日 -2052 年 9 月 30 日	2026 年 4 月 1 日 -2052 年 9 月 30 日	下降	基准日调整导致收益年限减少 0.25 年
发电小时数	2026 年：4,390.00 2027 年：4,380.00 2028 年：4,370.00 2029 年：4,360.00 2030 年及以后： 4,350.00	2026 年：4,390.00 2027 年：4,378.50 2028 年：4,367.00 2029 年：4,355.50 2030 年及以后： 4,344.00	下降 200 万元， 下降比例 0.06%	2023-2025 年本项目的发电小时数分别为 4,628.46、4,858.29 和 4,513.63，参照 2020 年至 2025 年我国火电利用小时数年均下降水平，预测本项目发电小时数自 2026 年的 4,390 小时逐年下降 11.5 小时至 2030 年的 4,344 小时，低于 2023-2025 年的平均值（4,666.79 小时）和最低值（4,513.63 小时）

项目	申报稿	反馈稿	资产评估影响	说明
上网电量 (万 MWh)	2026 年: 285.79 2027 年: 285.06 2028 年: 284.33 2029 年: 283.61 2030 年及以后: 282.88	2026 年: 285.41 2027 年: 284.96 2028 年: 284.14 2029 年: 283.31 2030 年及以后: 282.49		
综合厂用电率	2026 年: 7.00% 2027 年: 7.03% 2028 年: 7.05% 2029 年: 7.08% 2030 年及以后: 7.10%	2026 年: 7.00% 2027 年: 7.03% 2028 年: 7.05% 2029 年: 7.08% 2030 年及以后: 7.10%	无	2023-2025 年本项目的发电小时数分别为 6.25%、6.43%和 6.58%，因供暖量及供汽量逐步增加，厂用电率将逐步上涨，预测 2026 年厂用电率为 7.00%，未来年度逐步增加至 2030 年的 7.10%，高于 2023-2025 年的平均值 (6.42%) 和最高值 (6.58%)
市场交易电价 (元/MWh)	330.00	330.00	无	2023-2025 年本项目的交易电价分别为 349.16 元/MWh、332.66 元/MWh 和 425.76 元/MWh，刨除 2025 年 7-10 月份的高电价数据，2025 年剩余月份的平均交易电价为 328.36 元/MWh，预测 2026 年及以后年度取 330 元/MWh，低于 2023-2025 年的平均值 (370.761 元/MWh) 和最低值 (332.66 元/MWh)
容量电费 (万元)	23,700.00	2026 年 4-12 月 18,106.09 2027 年及以后年度 23,700.00	无	2023-2025 年的容量电费分别为 27,035.08 万元、24,335.91 万元和 22,360.24 万元，参考 2024 年 2025 年平均水平，结合项目实际运营情况，预计 2026 年度及以后年度的容量电费为 23,700 万元/年，低于 2023-2025 年的平均值 (24,577.08 万元)，高于最低值 (22,360.24 万元)
趸售热价 (元/GJ)	50	50	无	过去两个采暖季的趸售热价为 50.70 元/GJ 和 50.15 元/GJ，热价执行供热成本监审定价，预测期取 50 元/GJ，低于近两个采暖季的平均值 (50.425 元/GJ) 且于最低值 (50.15 元/GJ)

项目	申报稿	反馈稿	资产评估影响	说明
供汽价格 (元/吨)	180	180	无	2023-2025 年的供汽价格分别为 238.53 元/吨、194.77 元/吨和 182.26 元/吨，供汽价格实行煤热联动，预测期取 180 元/吨，低于 2023-2025 年的平均值（205.19 元/吨）和最低值（182.26 元/吨）
供汽量 (万吨)	2026 年：109 2027 年：109 2028 年：109 2029 年：109 2030 年及以后：140	2026 年 4-12 月：81 2027 年：108 2028 年：108 2029 年：108 2030 年及以后：133	下降 3300 万元， 下降比例 1.06%	2023-2025 年的供汽量分别为 85.35 万吨、95.10 万吨和 103.63 万吨，根据园区入驻企业新增工业用汽需求，评估预测 2026-2029 年供汽量为 108 万吨/年，2030 年及以后年度保持 133 万吨/年，高于 2023-2025 年的平均值（94.69 万吨）和最低值（85.35 万吨）
营业外收入 (万元)	2026 年：4,733.82 2027 年：1,145.36 2028 年：1,136.33 2029 年：1,127.29 2030 年及以后：973.43	2026 年：0.00 2027 年：1,020.00 2028 年：1,144.18 2029 年：1,134.52 2030 年：1,124.85 2031 年及以后：1,001.38	下降 3,100.00 万元，下降比例 0.98%	截止 2026 年 3 月 31 日前，青岛热电碳排放余额不再纳入评估范围；同时，当年年碳排放余额修改为次年进行汇算清缴，并进入碳市场交易取得收入
不含运杂费的 标煤单价 (元/吨)	780	782	下降 2000.00 万元，下降比例 0.63%	2023-2025 年的标煤采购单价分别为 961.86 元/吨、883.29 元/吨和 776.26 元/吨，本次评估参考过去 10 年国内四大煤炭指数的均值（764.03 元/吨）和项目 2025 年度水平，预测期取 782 元/吨，低于 2023-2025 年的平均值（873.80 元/吨），高于最低值（776.26 元/吨）
折现率	5.94%	5.95%	下降 400.00 万元，下降比例 0.13%	综合考虑无风险利率、市场风险溢价及行业资本结构变动

（一）关于收入参数取值合理性

1.关于发电利用小时数。2025 年山东省内新能源装机快速增长，

导致本项目发电利用小时数下降。本次评估假设未来发电利用小时数低于过往三年均值及报告期最低值。请管理人结合相关产业政策、区域内新能源项目新增装机趋势、现有/拟建电网情况、区域消纳能力等，说明预测期发电量取值的合理性。

答复：

（1）相关产业政策

本项目是山东省新旧动能转换重点项目、青岛市核心能源基础设施与民生工程。综合国家产业政策导向和区域规划，属于国家和地方鼓励保留、升级优化的核心保障性电源与主力热源，是区域能源安全与绿色转型的核心支撑。

1）国家产业政策层面：符合鼓励类产业标准，是国家鼓励持续运营的先进产能；煤电未来将向支撑性、调节性电源转型。

国家顶层设计从规划、白皮书、专项指导意见到最高决策表述，已形成一致闭环：煤电不是被取缔的对象，而是要在新型电力系统中完成从“主体电量电源”向“兜底保供+系统调节”电源的定位转型。具体论证如下：

2026年3月，习近平总书记在雄安视察华能集团时指出¹⁸：“能源问题是发展中的战略问题……煤电是我们能源的家底，是要发挥托底作用的。一定要坚持走清洁、低碳发展的路子”，从最高决策层面明确了煤电在我国能源安全体系中的基础性托底作用，也表明煤电未来的发展方向并非简单退出，而是在清洁化、低碳化和灵活化改造基

¹⁸ https://www.gov.cn/yaowen/liebiao/202603/content_7063662.htm 中华人民共和国中央人民政府网《“对雄安的发展前景，我们充满信心”——习近平总书记赴雄安新区考察并主持召开深入推进雄安新区高质量建设和发展座谈会纪实》

础上实现功能转型。

《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》¹⁹第七章明确要求“加强化石能源清洁高效利用，推进煤电改造升级和散煤替代”，专栏 20 进一步部署“建设一批生物质掺烧、绿氨掺烧等煤电机组低碳化改造示范项目，推动煤炭消费量替代达到 3000 万吨/年”，第五十二章要求“完善煤炭储备体系”、“健全电力应急调度机制和备用电源配置”。

国务院新闻办公室发布的《中国的能源转型》白皮书²⁰明确指出“发挥化石能源兜底保障作用”、“传统能源和新能源是互补、替代关系，在大力发展新能源的同时，也要发挥好传统能源支撑和兜底保障作用”，并明确“建立煤电容量电价机制，推动煤电由基础性电源向支撑性调节性电源转变”，表明政策导向并非取缔煤电，而是推动其定位转型；

国家能源局 2025 年印发的《关于推进煤炭与新能源融合发展的指导意见》要求“建立完善煤炭与新能源融合发展机制，到‘十五五’末煤炭与新能源融合发展取得显著成效”；《国家能源局关于进一步规范煤电机组关停和延寿管理工作的通知》（国能发电力〔2025〕105 号）指出，“按照统筹规划、先立后破、分类施策、积极有序的原则，进一步规范煤电机组关停和延寿工作。同时，对于设计寿命期满，属于供热范围内唯一集中供热热源且替代热源建设方案不落实的抽凝热电机组优先实施延寿运行”，进一步从制度层面确认了煤电不简单退出、关停有条件的政策方向。

¹⁹ 《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》第七章、专栏 20、第五十二章

²⁰ 《中国的能源转型》白皮书第一章第二节，第三章第二节，第五章第一节

国家发展改革委颁布《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令第 7 号，2024 年 2 月 1 日起施行），明确将“单机 30 万千瓦及以上，超（超）临界热电联产机组”列为鼓励发展的煤电技术及装备。本项目为 35 万千瓦级超临界热电联产机组，符合鼓励类产业标准，是国家鼓励持续运营的先进产能。

综上所述，从最高决策到规划部署再到白皮书和指导意见，政策闭环指向一致——煤电仍是我国能源安全体系的重要“家底”，其未来发展方向是清洁化、低碳化、灵活化和支撑性转型，而非简单退出。

2）区域规划层面：属重点保留的清洁高效主力机组，是区域能源保供的核心支撑。

①山东省《能源发展“十四五”规划》（鲁政字〔2021〕143 号）、《关于加强煤炭清洁高效利用的实施方案》（鲁发改运行〔2025〕268 号）等核心文件，明确了煤电产能退出的核心边界，明确要求“充分发挥 30 万千瓦及以上热电联产电厂的供热能力，对其供热半径 30 公里范围内的燃煤锅炉和落后燃煤小热电机组进行关停或整合”，本项目是青岛西海岸新区和董家口经济区的核心大型热源，是山东省推动区域热源整合、淘汰落后小机组的核心依托。

“十四五”以来，山东省累计完成 4,925.5 万千瓦煤电机组灵活性改造，重点支持 30 万千瓦以上大型机组开展节能降碳、供热、灵活性改造，提升机组调峰能力与新能源消纳支撑能力。本项目机组已具备优良的基础性能，可通过持续改造适配新型电力系统的调峰需求，属于山东省重点支持升级、长期运营的机组。

②青岛市西海岸新区供热专项规划层面，本项目是青岛董家口经济区唯一的集中大型热源，供热范围覆盖董家口循环经济区 284 平方

公里，包含港区、临港产业区、董家口港城，同时通过长输热网承担西海岸新区西部城区超 700 万平方米的民生采暖供热，是青岛市“一网多源，多源互备”供热体系的核心组成部分，区域内无可替代的同规模热源。

（2）区域内新能源项目新增装机趋势与煤电中长期角色

山东省区域内，2023 年末新能源项目总装机 9,395.8 万千瓦，占全省总装机比重 44%，当年新增 1,934.8 万千瓦。2024 年末累计总装机 11,560 万千瓦，占全省总装机比重 48%，当年新增 2,164 万千瓦。2025 年末累计总装机 13,863 万千瓦，占全省总装机比重 54.2%，当年新增 2,303 万千瓦，报告期内新能源装机逐步递增。

2025 年末山东省非化石能源发电装机容量为 13,959 万千瓦，结合《山东省国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》，“到 2030 年，全省非化石能源发电装机达到 2 亿千瓦左右”。因此，预计“十五五”期间非化石能源装机增量为 6,041 万千瓦，对应年均新增装机约 1,208 万千瓦，较报告期呈现稳步放缓的增长节奏。

青岛市区域内，2023 年末新能源总装机 482 万千瓦，占全市总装机的 50.2%，当年新增 123 万千瓦。2024 年末新能源总装机 621 万千瓦，占全市总装机的 53.6%，当年新增 139 万千瓦。2025 年末新能源总装机 833.42 万千瓦，占全市总装机的 61.29%，当年新增 212.42 万千瓦，报告期内新能源装机逐步递增。

根据《青岛市加快经济社会发展全面绿色转型实施方案》，到 2030 年年底，全市新能源发电装机规模达到 1,200 万千瓦以上。因此，预计“十五五”期间非化石能源装机增量为 405.5 万千瓦，对应年均新增装机约 81 万千瓦，新能源的装机增长节奏明显放缓。

中长期来看，煤电在未来难以被完全替代，根本原因在于新能源替代面临结构性约束：新能源技术迭代存在理论局限、储能替代受限，决定了煤电在中长期仍将作为“兜底保供”角色长期存续。具体论证如下：

一是新能源技术迭代存在理论局限，系统仍需稳定支撑电源。风电、光伏的间歇性与波动性由气象物理规律决定，不因技术进步而消除；新能源持续快速增长，但具有大装机小电量特点，低出力期间供应不足，仍需煤电兜底保障。杨勇平院士指出²¹，“新一代煤电技术不仅需要提升调峰能力，还需同步确保煤电机组调频、转动惯量、爬坡、备用等特性不劣化，甚至还应着重加强构网型逆变器等电力电子设备在现阶段及短期内无法同等替代，恰恰需要煤电等旋转机组提供‘压舱石’级物理支撑。”

二是储能替代受时长、成本、技术等多重约束，难以完全替代煤电顶峰和兜底功能。长时储能（8 小时以上）技术路线尚未成熟、成本高昂，截至 2025 年底全国新型储能平均储能时长仅 2.58 小时²²，远不足以应对多日连阴无风等极端工况的持续缺口；抽水蓄能虽经济性较好但受选址约束，“十五五”规划新增投产仅 1 亿千瓦²³，与煤电 9 亿千瓦以上的容量保障规模存在极大差距。

综上所述，电力系统需要煤电提供容量保障、转动惯量、调频调压和应急兜底。新能源技术迭代存在一定结构性约束。评估机构认为，煤电在电力能源结构中作为稳定支撑电源的角色将长期存在。

²¹ 杨勇平等《“双碳”目标下我国燃煤发电转型升级发展路径》；杨勇平《统筹推进新一代煤电转型升级》国家发改委官网

²² 人民日报出版社《中国新型储能发展报告》第 12 页

²³ 《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》专栏 5

（3）现有/拟建电网情况

青岛电网是典型的受端电网，对外电依存度较高，电网高荷期间外电送入比例约为 50%。

目前青岛市已形成以 1,000 千伏特高压为外部送电主通道、7 座 500 千伏变电站构成市域主干环网、40 余座 220 千伏变电站分区互联的坚强主干网架；2026 年至 2030 年青岛市将持续推进电网提档升级，重点新建正阳、寨里 500 千伏变电站，并对现有多座 500 千伏站点实施增容扩建，推进胶州湾电网柔性互联工程，补齐区域网架互济短板，分批新建、增容改造全域多座 220 千伏、110 千伏输变电工程，重点强化西海岸董家口、上合示范区等重点产业片区电网配套。本项目位于重点强化的西海岸董家口区域，预计区域的省外送电通道会逐步完善，将对本项目的发电利用小时形成一定压力。

但受跨省输电通道故障、送端省份自身保供优先级、极端天气下通道输送能力受限等多重因素影响，外电供应存在一定的不确定性。一旦外电通道出现波动或中断，本地主力煤电机组是唯一能够快速响应、填补供电缺口的可靠电源，也直接决定了电网的安全稳定运行。所以，作为青岛南部电网的支撑电源，本项目不仅能够直接满足区域用电负荷需求，还能为外电入青通道提供关键的电压和频率支撑，降低大电网波动风险。

（4）区域消纳能力

2025 年青岛市全社会用电量首次突破 700 亿千瓦时，达 729.68 亿千瓦时，同比增长 6.74%；电网最高用电负荷达 1,481 万千瓦，“十四五”以来以每年近百万千瓦的速度跨越增长，连续四年创下山东电网地市负荷新峰值。青岛市用电结构中，第二产业工业用电量占比达

53.8%，是用电负荷的核心主体，计算机、通信和电子设备制造业等高端制造业用电量增速超 24%，对供电可靠性要求高。青岛市旺盛且持续增长的电力需求，叠加居民（占比达 18.22%）与第三产业（占比达 26.26%）形成的冬夏双峰、晚高峰尖峰特性，使区域电网对本地大型支撑性、可调度电源的依赖度高、消纳能力强。

供给端，该区域内仅有大唐黄岛电厂与本项目两座统调机组，“十四五”期间未有其他大型火电项目获批。结合“图表 15：2023 年-2025 年青岛市和西海岸新区的电力供需情况”，本项目所处的西海岸新区的本地电源供电量维持在 133.86 亿千瓦时~145.80 亿千瓦时区间，供给增量有限。

因此，本项目是所在区域迎峰度夏、迎峰度冬尖峰时段满发顶发的核心保供力量，是保障高端制造业连续生产、民生用电稳定的“压舱石”，稳定的工业基荷与不断走高的系统负荷有望共同支撑本项目在存续期保持较高的发电利用小时。

（5）全国火电发电小时情况。火电发电小时近年来逐步下降，根据中电联相关数据，2020 年至 2025 年我国火电利用小时数如下图表所示，2020 年至 2025 年我国呈现先增后降的态势，自 2020 年的 4,216 小时降低至 2025 年的 4,147 小时，年均下降 11.5 小时。2024 较 2023 年下降 66 小时，2025 较 2024 下降 253 小时。

图表 20：2020 年至 2025 年我国火电利用小时数

年份	2020	2021	2022	2023	2024	2025
利用小时数	4,216	4,448	4,379	4,466	4,400	4,147

本项目 2024 年发电小时为 4,858 小时，2025 年发电小时为 4,514 小时，减少约 344 小时，经与管理层沟通，随着新能源装机容量增加，预计 2026 年将在 2025 年 4,514 小时基础上继续降低，同时，调频发

电量或有增加，小时数的减少应低于 2025 年减少量，预期全年发电小时为 4,390 小时。2026 年至 2030 年，利用小时数每年下降 11.5 小时，缓慢下降到 2030 年至 4,344 小时。。

2021 年至 2025 年我国火电利用小时数 5 年均值为 4,368 小时，与预测期小时数较为相近。同时，2030 年后，一是按照能源发展规划，2030 年非化石能源发电占比达到阶段性目标，风光集中投产高峰逐步放缓，对火电电量的边际替代效应减弱；二是火电功能由电量型基础电源向容量支撑、调峰保供电源转型，叠加老旧煤电机组有序退役，火电总装机规模见顶后逐步回落，发电量与装机容量动态协同调整，抑制利用小时持续下滑；三是随着我国经济持续发展用电负荷峰值屡创新高，全社会用电需求的稳步增长，持续为火电保留必要的基础发电空间，存量火电项目具备长期经营的市场基础。2030 年后火电利用小时不存在长期单边下行基础，将在新的均衡区间震荡运行。故本次评估 2030 年及以后年度预测发电小时为 4,344 小时，保持在历史五年发电小时水平内，较为审慎合理。

综上所述，本项目虽然受山东省内新能源装机影响，以及青岛域外送电能力的压力，发电小时数下降；但是，青岛市作为山东省工商业和人口大市，电量需求旺盛，增速稳居全省第一；同时，青岛市区域内可靠电源仅有华电青岛电厂、大唐黄岛电厂和本项目合计容量不足 400 万千瓦，青岛市负荷需求在 800-1,300 万千瓦，主要依靠外部电源输送，区域内电源发电情况关系青岛市供电安全性，对项目利用小时数有较大支撑。

经综合考虑相关产业政策、区域内新能源项目新增装机趋势、现有/拟建电网情况、区域消纳能力等后，本次评估假设企业 2030 年发

电小时为 4,344 小时，并在以后年度保持稳定，较为审慎合理。

以上内容已在招募说明书“第三章 资产评估与现金流测算”之“第一节 资产评估”之“二、评估参数取值的合理性”之“（一）收入预测的合理性”中补充披露。

2.关于电价。根据申报材料，本项目的未来市场交易电价按照目前定价机制进行预测。请管理人及评估机构充分评估相关定价机制在不动产基金存续期间是否存在政策调整的可能性，并结合不动产项目历史电价情况、区域内供需变化、消纳情况、竞品项目情况以及电力市场化改革等，充分说明未来电价取值的合理性。

答复：

（1）定价机制发生政策调整的可能性

从顶层制度来看，自 2015 年《中共中央、国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9 号）发布至今，输配电价由政府核定监管（“管住中间”），发用电价格交由市场形成（“放开两头”）的电力市场化改革基本路线从未动摇。

2021 年，《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439 号）正式确立“燃煤发电电量全部进入电力市场、上网电价由市场交易形成”的核心规则。该机制是我国电力体制改革“管住中间、放开两头”的核心成果，历经多年逐步推进落地，改革路径具备不可逆性。

后续全国统一电力市场体系建设相关顶层文件均延续并强化了该改革方向。

图表 21：全国统一电力市场体系建设相关顶层文件强化明细表

规则层级	发布时间	规则名称	文号
------	------	------	----

基础规则	2024 年 4 月 25 日	《电力市场运行基本规则》	国家发改委令 2024 年第 20 号
主干规则	2025 年 12 月 17 日	《电力中长期交易基本规则》	发改能源规〔2025〕1656 号
主干规则	2023 年 9 月 7 日	《电力现货市场基本规则（试行）》	发改能源规〔2023〕1217 号
主干规则	2025 年 4 月 3 日	《电力辅助服务市场基本规则》	发改能源规〔2025〕411 号
支撑规则	2024 年 1 月 31 日	《电力市场信息披露基本规则》	国能发监〔2024〕9 号
支撑规则	2024 年 9 月 13 日	《电力市场注册基本规则》	国能发监管规〔2024〕76 号
支撑规则	2025 年 7 月 18 日	《电力市场计量结算基本规则》	发改能源规〔2025〕976 号

从政策优化层面来看，后续政策调整均围绕煤电的功能定位展开，属于市场化机制的补充完善。比如，国家层面已推行煤电两部制电价，在电量电价保持市场化形成的基础上，增设容量电价补偿煤电的固定成本与保供价值，并未改变电量电价由市场交易决定的核心规则。

因此，在基金存续期内，本项目上网电量的核心定价机制发生方向性调整的概率很低，相关政策将在市场化定价的框架内不断完善。

（2）历史电价情况

项目历史期电价情况如下：

图表 22：评估口径的市场交易电费构成

项目	单位	2023 年	2024 年	2025 年	2023 年至 2025 年平均值	2026 年 1-3 月
市场交易电价	元/MWh	349.19	332.66	430.43	370.76	304.36
交易电量	万 MWh	303.74	318.20	295.16	305.70	60.24
市场交易电费	万元	106,063.36	105,852.11	127,046.36	112,987.28	18,334.53
其中：电能量电费	万元	107,361.26	106,799.06	132,254.00	115,471.44	18,009.49
其他费用	万元	-1,297.90	-946.95	-5,173.26	-2,472.70	325.04

注：1.市场交易电费=发电收入-市场容量补偿费用-煤电容量电费；

2.煤电项目季节周期性明显，2026 年 1-3 月份因机组承担采暖季保供任务，且期间涉及春节等假期因素，工商业用电需求较低，因此市场交易电价偏低。单一季度的电价不具备代表性，本次评估参数合理性分析参考 2023 年至 2025 年的平均值。

由上可见，本项目过往三年的平均市场交易电价为 370.76 元/MWh，剔除 2025 年度的极端天气和电网节点阻塞影响，2023 年和 2024 年的平均水平 341 元/MWh。

图表 23：2025 年月份电价统计

单位：元/MWh

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月
市场交易电价	317.25	338.75	303.33	369.07	325.58	320.37
月份	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
市场交易电价	594.91	704.96	535.92	433.81	310.53	356.43

经统计 2025 年各月市场交易电价，2025 年极端天气和电网节点阻塞主要发生在 7-10 月，剔除 7-10 月后，市场交易电价区间为 303.33~369.04 元/MWh 之间，平均值为 328.36 元/MWh。

根据《关于全面放开燃煤发电上网电价有序推进销售电价市场化改革的通知》（鲁发改价格〔2021〕893 号），折算山东省燃煤发电基准电价为 349.46 元/兆瓦时（不含税），浮动区间 289.56-419.38 元/兆瓦时。

本次评估预测 2026 年及以后的市场交易电价将稳定在 330 元/MWh，略低于 2023 年和 2024 年度的平均水平，与 2025 年剔除极端天气和电网节点阻塞影响后的平均电价相近。同时，该预测水平总体处于山东燃煤发电的上下浮动合理区间内。

（3）区域内供需变化及消纳情况

本项目是区域内迎峰度夏、迎峰度冬尖峰时段满发顶发的核心保供力量，是保障高端制造业连续生产、民生用电稳定的“压舱石”，详见“问题 1-（4）、区域消纳能力”。

（4）竞品项目情况

截至本反馈回复出具之日，青岛市现有在运营的统调燃煤发电机组共三座，分别为大唐黄岛、华电青岛以及本项目。经公开查询，三座统调燃煤发电机组的基本信息汇总如下表所示。

图表 24：青岛市区域统调燃煤发电机组信息汇总

项目	大唐黄岛	华电青岛	本项目
----	------	------	-----

项目	大唐黄岛	华电青岛	本项目
装机总规模	1360MW	1270MW	700MW
单机规模	2×680MW	1×330+2×320+1×300MW	2×350MW
机组压力等级	超临界	亚临界	超临界
机组投产时间	2006 年和 2007 年	1995 年和 1996 年 2005 年和 2006 年	2022 年

具体对比分析：

机组运行年限方面，大唐黄岛运行年限接近 20 年，华电青岛运行年限已超 20 年、部分机组的服役年限已满 30 年，本项目投运时间短，生产工艺先进，装备水平具有较强的竞争优势。机组压力等级方面，大唐黄岛和本项目作为超临界发电机组，在同等运行参数下，理论上其发电煤耗优于华电青岛；若三家电厂的燃料成本相同，则大唐黄岛和本项目的发电成本更低，在燃煤发电市场化的背景下更具竞争优势。

（5）电力市场化改革情况

根据《关于做好 2026 年全省电力市场建设有关工作的通知》，山东省自 2026 年 1 月 1 日起，正式推出运行成本补偿机制，针对包含本项目在内的直调公用火电机组，按照机组当日启动成本、空载成本、电能量成本之和与市场收入的差额确定（差额为负值时不进行补偿）给予机组运行成本补偿费用，日清月结。该机制对项目电价具有一定的兜底保障作用，2026 年 1-3 月，项目累计收到运行成本补偿费用 525.92 万元²⁴。

综上，在基金存续期内，本项目上网电量的核心定价机制发生方向性调整的概率很低，相关政策将在市场化定价的框架内不断完善；综合考虑区域内历史电价情况、供需变化及消纳情况、竞品项目情况

²⁴ 运行成本补偿机制按日清算，当机组某天的总电能量收入无法覆盖当日的总电能量成本时，才会进行成本补偿。2026 年 1-3 月并非每日均发生了运行成本补偿，因此无法明确到每度电的补偿金额。

以及电力市场化改革等情况后，本次评估预计交易电价水平将基本稳定在 330 元/兆瓦时（不含税），较为审慎合理。

3.关于容量电费。根据申报材料，本项目预测容量电费维持在 **23,700.00 万元/年**。请管理人结合“关于不动产收入情况”之“关于容量电费”的相关回复，补充说明相关预测是否充分考虑未来电力市场化改革、区域供需变化、容量补偿标准调整、发电利用小时数下降等因素，进一步说明容量电费收入是否具有持续性及稳定性，充分揭示相关风险。

答复：

容量电费为保障电力系统容量充裕性及燃煤机组的合理收益而设立，基础作用就是保障电力系统稳定性。容量电费分为煤电容量电费及其他容量费用。

（1）未来电力市场化改革

1）目前执行政策

①煤电容量电费。依据《关于做好 2026 年全省电力市场建设有关工作的通知》（鲁发改能源〔2025〕875 号）及《国家发改委国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501 号），煤电容量电费按照回收煤电机组固定成本 30%确定，标准为每年每千瓦 100 元（含税）。依据相关政策计算结果为， $100 \times 700,000 \div 1.13 = 61,946,902.90$ 元。本项目煤电容量电费，2024 年取得 6,089.78 万元，2025 年取得 6,095.53 万元。本次评估综合考虑相关政策及历史年度煤电容量电费金额后，预测期按照 6,000.00 万元年（不含税）确定，具有合理性。

②其他容量费用（即市场化容量补偿费用）。依据《关于做好2026年全省电力市场建设有关工作的通知》（鲁发改能源〔2025〕875号）及《国家发改委国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号），加强山东现行市场化容量补偿电价机制与煤电容量电价机制的衔接，现行市场化容量补偿电价用户侧收取标准由每千瓦时0.0991元暂调整为0.0705元。依据《山东电力市场规则（试行）》，发电侧主体市场化容量补偿费用按照月度市场化可用容量占比进行分配，可参与分配的发电侧主体包含直调公用火电机组、核电机组、新能源场站和新型经营主体等。本项目其他容量费用，2024年为18,246.12万元，2025年为16,264.71万元，近两年平均值为17,255.42万元，结合项目实际运营情况预计2026年度其他容量费用总额约为17,700.00万元（不含税），具有合理性。

2）未来电力市场化改革

《关于完善发电侧容量电价机制的通知（发改价格〔2026〕114号）》对我国的容量电价机制给出了明确的思路改革思路，即在电力现货市场连续运行后，有序建立发电侧可靠容量补偿机制，对机组可靠容量根据顶峰能力按统一原则进行补偿，公平反映不同机组对电力系统顶峰贡献。

煤电作为调节性电源，适配我国新型电力系统和电力市场体系建设的需要。随着我国能源绿色低碳转型的持续推进，可以预见其在电力系统中的顶峰能力将进一步凸显，并最终通过容量电价反映其顶峰贡献。

（2）区域供需变化

截至2025年12月底，山东省发电装机总容量（含新型储能）

26,862.97 万千瓦，其中水电 406.85 万千瓦，占比 1.51%；火电 12,266.33 万千瓦，占 45.66%；核电 571.80 万千瓦，占比 2.13%；风电 3,013.04 万千瓦，占比 11.22%；太阳能发电 9,484.86 万千瓦，占比 35.31%；新型储能 1,120.10 万千瓦，占比 4.17%。

其中，风电、太阳能发电装机合计占比达 46.53%，已超越火电成为省内主要电源类型。以风光为代表的新能源出力具有强随机性、间歇性特征，午间光伏大发时段供电盈余、晚高峰光伏快速退坡时段供电缺口的“鸭型曲线”特征持续凸显，系统峰谷差不断拉大，对电力系统的灵活调节能力提出了刚性要求。

在水电、火电和新型储能三类调节性电源中，火电装机占比近九成，是山东省尖峰时段连续顶峰的主要支撑力量，也是极端天气下供电安全的最后兜底。因此，随着山东省新能源装机持续扩容、规模占比维持高位，电力市场对煤电出力补位顶峰调节的需求会更加突出，将为本项目保持较高发电利用水平提供支撑。

青岛作为国家首批新型电力系统建设能力提升试点城市，正积极推动新型储能发展，但其对煤电顶峰调节作用的替代仍存在明显局限。根据国网青岛供电公司 2026 年迎峰度夏形势研判，极端高温情景下青岛电网最高负荷可达 1,620 万千瓦。截至 2026 年 7 月，青岛已投运独立新型储能装机规模合计 30 万千瓦，静态测算仅可满足全网极端峰值负荷约 1.85% 的顶峰需求。此外，新型储能的经济性与政策支持仍存在明显不足，容量补偿比例低，调频补偿收益有限，投资回报周期长，这些因素都限制了新型储能对煤电调峰功能的替代。

因此，随着山东省新能源装机持续扩容、规模占比维持高位，在风光电间歇期，新型储能对煤电顶峰调节的替代极为有限，电力市场

对煤电出力补位顶峰调节的需求会更加突出。

（3）容量补偿标准调整

山东省容量补偿标准调整参考“（二）关于不动产收入情况”之“2. 关于容量电费”中“相关补贴政策是否具有持续性”的回复。

虽山东省 2026 年关于容量电价的改革安排暂未公布，但结合全国不同省份近年来的调整情况（详见图表 16：我国部分省份煤电容量电价统计情况），容量电价呈现出不同程度的上调情形。因此，管理人分析未来本项目适应的容量补偿政策将更偏向积极。

（4）发电利用小时数下降

根据上文中对相关政策及计算方式的介绍，本项目的容量电费主要与机组的可靠容量有关，与机组的实际发电利用小时数无关。

同时，从我国煤电容量电费推出的政策背景来看，煤电利用小时数持续下行，是倒逼我国煤电电价从“电量电价”向“容量电价+电量电价”转型的核心动因之一。

根据中电联相关数据，我国火电利用小时数如下图表所示，2020 年至 2025 年我国呈现先增后降的态势，自 2020 年的 4,216 小时降低至 2025 年的 4,147 小时，年均下降 11.5 小时。

图表 25：2020 年至 2025 年我国火电利用小时数

年份	2020	2021	2022	2023	2024	2025
利用小时数	4,216	4,448	4,379	4,466	4,400	4,147

因此，结合两部制电价的政策实施背景，发电小时数的下降不仅不会影响本项目的容量电费收入，或对提高容量电价产生正面影响。

综上所述，经综合考虑未来电力市场化改革、区域供需变化、容量补偿标准、发电利用小时数下降等因素后，本次评估预测容量电费

维持在 23,700.00 万元/年，较为审慎合理，具有持续性和稳定性。

以上内容已在招募说明书“第三章 资产评估与现金流测算”之“第一节 资产评估”之“二、评估参数取值的合理性”之“（一）收入预测的合理性”中补充披露。

（5）风险揭示：

已在招募说明书“第一章招募说明书概要及风险因素”之“第二节 风险因素”之“二、与不动产项目相关的各项风险因素”中进行风险揭示如下：

“（一）政策风险

本项目的政策风险包括但不限于电价政策、环保及碳排放政策、产业政策和区域政策等。

1、电价政策

本项目的发电收入由电能量电费、容量电费和其他费用（包含辅助服务交易、市场运营费用和结算调整等）三大部分构成。其中，

现行的电能量电费政策包括但不限于《关于全面放开燃煤发电上网电价有序推进销售电价市场化改革的通知（鲁发改价格〔2021〕893号）》《山东电力市场规则（试行）》等文件，项目的上网电量全部进入电力市场交易，电量和电价由市场形成。

现行的容量电费政策为《关于贯彻发改价格〔2023〕1501号文件完善我省容量电价机制有关事项的通知》《关于做好2026年全省电力市场建设有关工作的通知（鲁发改能源〔2025〕875号）》，即煤电容量电价标准为每年每千瓦100元（含税），用户侧收取市场化容量补偿标准仍为0.0705元/千瓦时。

以上政策的重大变化可能对本基金的运作产生一定影响。”

4.关于供暖量。根据申报材料，本项目 2025 年度热力收入下降 5.77%，主要系青钢余热综合利用项目完工启用挤占了市场份额。本次评估假设长输供暖量每年增长 5 万吉焦，增长至 2030 年达到最高值。申报材料未披露短输供暖量的未来预测。

请管理人补充披露短输供暖量的未来预测情况，说明本项目历史供暖用户数量、供暖面积及市场份额变化情况，并结合历史供暖情况及未来城镇供暖面积变化、拟建/扩建供暖项目、区域热源规划、管网建设及输送能力、未来新增用户等情况，充分说明供暖量取值是否谨慎合理，并发表明确意见。

答复：

（1）短输供暖量的未来预测情况

基于报告期内供暖量，本项目对短输供暖量的未来预测情况如下图表所示。本次评估预测短输供热量保持 2025 年水平，未考虑增长。

图表 26：本项目短输供暖业务供暖量预测情况

项目	单位	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-3 月	存续期
短输供暖量	万 GJ/年	39.16	43.26	41.64	27.82	41.64

以上内容已在招募说明书“第三章 资产评估与现金流测算”之“第一节 资产评估”之“二、评估参数取值的合理性”之“（一）收入预测的合理性”中补充披露。

（2）项目历史供暖用户数量、供暖面积及市场份额变化情况

本项目仅作为热源，负责趸售热量给青岛热电（即短输供暖）和西海岸供热公司（即长输供暖），由其分别负责各自供热许可范围内的居民供暖事宜。穿透来看，供暖业务的最终现金流提供方为董家口

经济区和西海岸新区西部城区的取暖用户；其中，董家口经济区为青岛热电的供热范围，西海岸新区西部城区为西海岸供热公司及其关联方的供热范围。

报告期内，本项目短输供暖业务的历史供暖用户数量、供暖面积及市场份额情况如下图表所示。

图表 27：本项目短输供暖业务历史供暖情况

年份	单位	2022-2023 供暖季	2023-2024 供 暖季	2024-2025 供 暖季	2025-2026 供 暖季
供暖用户数量	户	9,317	10,430	10,761	10,586
实际供暖面积	万平方米	118	114	119.64	124.80
市场份额	-	100%	100%	100%	100%

本项目仅负责按照西海岸供热公司的需求，趸售热水，并按照上网热量获取收入，无法精准对应长输供暖业务的供暖用户数量及面积情况。报告期内，项目长输供暖业务的趸售热量情况如下图表所示。

图表 28：本项目长输供暖业务历史供暖情况

年份	单位	2022-2023 供暖季	2023-2024 供暖季	2024-2025 供暖季	2025-2026 供暖季
供暖量	GJ	0	210	154	159

（3）未来城镇供暖面积变化、拟建/扩建供暖项目及未来新增用户

短输供暖方面，穿透至底层，本项目预计近期新增采暖建筑面积 55 万平方米，总采暖建筑面积达 312 万平方米，实际用热面积约 170 万平方米。预计新增董家口经济区泊里镇港都茂、书香名庭、安置一区 and 董家口经济区琅琊镇馨和嘉园董等住宅小区。董家口经济区远期采暖面积根据人口预测及实际用热率测算，预计远期总采暖建筑面积将达到 410 万平方米，实际用热面积为 245 万平方米，实际用热率为 60%。

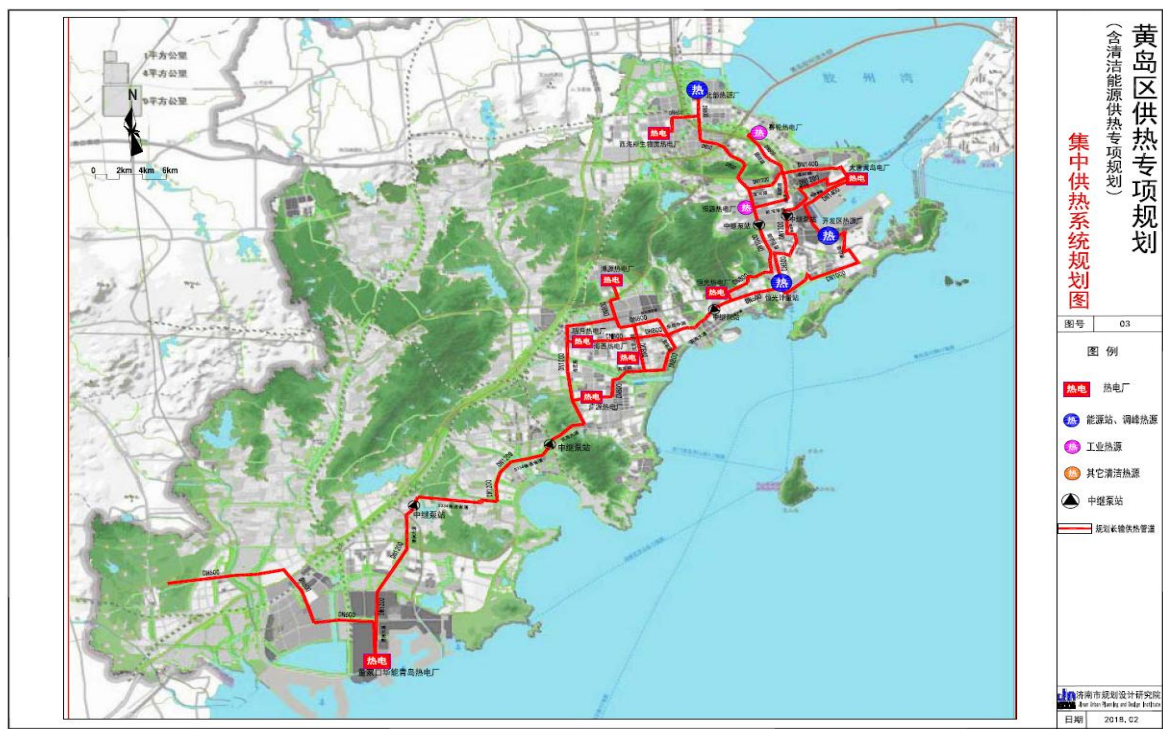
长输供暖方面，根据西海岸新区相关规划测算，到 2028 年西海岸新区西部城区供热总建筑面积将达到 2,667 万平方米，实际供热

1,827 万平方米。随着《山东省供暖燃煤锅炉清洁替代行动方案》的实施，西海岸新区主城区广源、博源两处锅炉房 2027 年将面临关停。供热面积的进一步增加，以及城区燃煤小锅炉的关停将为本项目长输供暖业务提供有力支撑。

(4) 区域热源规划

根据《青岛西海岸新区供热专项规划(含清洁能源供热专项规划)(2015 年-2030 年)》，青岛西海岸新区规划优先采用热电联产、余热供热等集中供热模式，现状清洁能源用户、新建公建、大热网不能到达的区域采用分散的清洁能源供热。在热源规划方面，大力挖掘大唐黄岛电厂、董家口青岛华能热电(即本项目)、青钢等余(废)热资源参与集中供热；在燃料有效保障的前提下，鼓励西海岸生物质热电厂发展，参与集中供热。具体规划如下图表所示。

图表 29：黄岛区供热专项规划情况



(5) 管网建设及输送能力

短输供暖业务，本项目建设短输供热首站，设计热功率 100MW，供热能力 200 万平方米；青岛热电建设一级热网约 64 公里（双程），主管 DN600，设计最大供热能力 300 万平方米，短输供暖管网的输送能力可覆盖项目存续期预测的短输供暖量。

长输供暖业务，本项目建设长输供热首站，设计热功率 630MW，供热能力 1,400 万平方米；西海岸供热公司及其关联人建设热水管线长度约 61.7 公里，主管径 DN1400~1200，供热能力 1,400 万平方米，长输供暖管网的输送能力可覆盖项目存续期预测的长输供暖量。

综上所述，经综合考虑项目历史供暖用户数量、供暖面积及市场份额变化情况，并结合历史供暖情况及未来城镇供暖面积变化、区域热源规划、管网建设及输送能力、未来新增用户等情况后，长输供热量预测增加主要考虑西海岸新区西城区供热总建筑面积增加及部分燃煤锅炉和落后燃煤小热电机组（含自备电厂）进行关停或整合，短输供热量本次评估未预测增加，对供暖量的预测较为审慎合理。

5.关于售汽量。根据申报材料，本次评估假设 2026 年起售汽量增加，至 2030 年终端售汽量增长至 127 万吨且不再变化。请管理人、评估机构说明该假设的测算依据，结合历史运营数据、现有设施条件及未来可实现预测售汽量上限的前提条件，论证预测售汽量上限是否具备充分的现实基础与合理性。

答复：

（1）历史运营数据

青岛热电 2023 年、2024 年及 2025 年及 2026 年 1 季度的工业蒸汽售汽量统计如下：

图表 30：青岛热电 2023 年、2024 年、2025 年及 2026 年 1 季度的工业蒸汽售汽量

单位：万吨				
项目	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-3 月
青岛渤海董家口粮油工业有限公司	32.65	38.83	47.01	10.24
青岛双星轮胎工业有限公司	22.29	25.89	29.10	7.52
青岛丰达利新材料有限公司	5.29	4.89	5.44	1.42
其他	16.71	16.78	11.52	5.56
合计	76.94	86.39	93.07	24.75

历史期鉴于董家口经济区终端用户用汽量的增加，青岛热电的工业蒸汽售汽量持续上涨。

（2）现有设施条件

现阶段，青岛热电建成 3 条工业蒸汽管线。

1 号管线主管径 DN350、设计参数 1.45MPa/230℃，设计供汽能力 68.5t/h，长约 5.3 公里，主要供董家口港区油气企业；

2 号管线主管径 DN350、设计参数 3.0MPa/300℃，设计供汽能力 70t/h，2 号管线连同相关支线长约 16 公里，主要供董家口临港产业区化工企业；正在建设的#2 管线复线与#2 管线路由走向大致一致，主管 DN500 至横河东岸，长约 8 公里，在横河东岸与#2 管线并线，与#2 管线共同承担董家口临港产业区工业负荷；

3 号管线主管径 DN500，设计参数 1.3MPa/300℃，设计能力 178t/h，长约 1 公里，主要供周边渤海粮油、路易达孚等粮油加工企业。

（3）未来预测售汽量上限过程

1）确定售汽量。青岛热电已与终端企业用户就未来的工业蒸汽需求量通过签署《工业蒸汽负荷需求确认表》进行确认，经整理《工业蒸汽负荷需求确认表》信息，对 2025 年至 2030 年期间的终端用户的潜在用汽需求量增加情况具体见下表：

图表 31：终端用户的潜在用汽需求量增加情况统计

用汽单位名称	终端用户的潜在用汽需求量（万吨/年）
--------	--------------------

	2026 年	2030 年
青岛诚志华青化工新材料有限公司	0.00	6.00
青岛南洋聚合新材料科技有限公司	0.00	0.52
青岛钰丰矿业有限责任公司	0.09	0.31
益凯新材料有限公司	3.60	16.80
青岛双星轮胎工业有限公司	1.98	3.96
终端用户用汽量较上一年度的增加值	5.67	27.59

依据上述数据，因《工业蒸汽负荷需求确认表》并非青岛热电与终端用户签署的《蒸汽供应协议》，不具备强约束力，本次评估按照《工业蒸汽负荷需求确认表》增加量的 80% 确认。2025 年实际终端用汽量为 93.07 万吨，本次预测 2026 年在 2025 年用汽量基础上增加 4.54 万吨达到 98 万吨；2027 年至 2029 年用汽量预测不变；2030 年在 2026 年用汽量基础上增加 22.07 万吨达到 120 万吨。预测期内青岛热电的工业蒸汽售汽量（即终端用户用汽量）具体见下表：

图表 32：2026 年至 2030 年工业蒸汽售汽量预测

项目	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
工业蒸汽售汽量（万吨）	98.00	98.00	98.00	98.00	120.00

2）确定供汽量。不动产项目销售给青岛热电的工业蒸汽量及管损率预测

依据项目公司与青岛热电签署的《蒸汽供应协议》，不动产项目的售汽计量点以安装在各条蒸汽管线起始端的蒸汽计量表为准，青岛热电承担蒸汽管线起始端至终端用户区间内发生的管网输送损失。因此，预测期内不动产项目的售汽量为青岛热电的工业蒸汽售汽量（即终端用户用汽量），与蒸汽管网输送损失的总和。报告期内青岛热电的工业蒸汽管损率情况见下表：

图表 33：不动产项目工业蒸汽管损率预测

项目	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-3 月
工业蒸汽管损率	9.85%	9.08%	9.54%	12.90%

注：工业用汽具有季节性特点，2026 年 1-3 月因涉及春节放假等因素，终端用汽量环比下降，而蒸汽管道

需要持续运行，管道散热等蒸汽损耗量一定，因此管损率有所增加。

由上表可知，青岛热电工业蒸汽管损率波动幅度较小。本次预测根据 2023 年、2024 年及 2025 年的平均管损率（9.49%）预测未来合理的管损率。因此，基础设施项目销售给青岛热电的工业蒸汽售汽量计算公式为：

本项目的工业蒸汽供汽量=青岛热电售汽量÷（1 - 管损率）

通过上述公式计算可知，预计 2026-2029 年的售汽量为 108 万吨/年；2030 年及后续年份保持 133 万吨/年。具体见下表：

图表 34：基础设施项目工业蒸汽售汽量预测

项目	2026 年 4 月-12 月	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年
工业蒸汽量（万吨）	81.00	108.00	108.00	108.00	133.00

综上所述，经综合考虑历史运营数据、现有设施条件、售汽量上限，确认具备充分的现实基础与合理性，本次评估预测较为审慎合理。

（4）风险揭示：

《工业蒸汽负荷需求确认表》并非青岛热电与终端用户签署的《蒸汽供应协议》，不具备强约束力。按照《工业蒸汽负荷需求确认表》中的数据，青岛热电在《蒸汽供应协议》中对终端用户的最低用汽量进行了补充约定。但企业的实际用汽量受自身经营、外部环境等因素影响，存在用汽量不达预期的风险，进而影响本项目的供汽量。

基于此，本项目已在招募说明书“第一章 招募说明书概要及风险因素”之“第二节 风险因素”之“二、与不动产项目相关的各项风险因素”中进行风险揭示如下：

“（三）上网电量、供汽量和供暖量波动的风险

不动产项目的供汽业务高度依赖董家口经济区的工业发展，供暖业务受青岛市黄岛区居民供暖需求及气候条件影响。若区域经济增长放缓、产业结构调整、出现替代热源（如余热利用、地热、电采暖等）或遭遇暖冬天气，均可能导致本项目的供汽量和供暖量不及预期。”

6.关于供汽及供暖价格。根据申报材料，本项目的终端售汽价格执行青岛市定期公示的政府指导价格，供暖热量出厂价格依据供热成本监审结论核定。

请管理人补充披露终端售汽及供暖热量出厂价格的具体形成机制、定价依据及调整程序、调整周期，结合历史价格变动情况（如有）、煤炭成本变化、区域供需情况等，说明前述售价是否存在调整可能性，以及对本项目的具体影响，是否在可供分配金额及估值中充分考虑。

答复：

（1）终端售汽价格的具体形成机制、定价依据及调整程序、调整周期

1）终端售汽价格的具体形成机制

青岛西海岸新区发展和改革局定期发布《关于调整新区非采暖用蒸汽价格的通知》，明确：①1MPa 蒸汽终端销售价格的具体水平和执行时间；②热源企业与用热企业在不超过该价格基础上协商确定具体结算价格；③1MPa 以上蒸汽结算价格由供需双方按相关技术参数协商确定；④热力生产企业转供热力公司的蒸汽价格，在不超过终端用户价格范围内，由供需双方协商确定。

原始权益人青岛热电与终端工业蒸汽用户签署《蒸汽供应协议》，对于 1MPa 终端工业蒸汽用户，执行政府指导价格，部分用户根据供

需关系在政府指导价格上略微下浮；对于 1MPa 以上终端工业蒸汽用户（售汽量约占比 5%），根据该中温中压蒸汽的技术参数、品质等，在 1MPa 蒸汽政府指导价格基础上上浮，并在合同中明确价格。

2) 终端售汽价格的定价依据

终端售汽价格的定价依据主要有：①《青岛西海岸新区煤炭蒸汽价格联动暂行办法》（青西新发改〔2019〕152 号）；②青岛西海岸新区发展和改革局定期发布的《关于调整新区非采暖用蒸汽价格的通知》。

2019 年 8 月 1 日，青岛西海岸新区发展和改革局和青岛西海岸新区城市管理局印发《青岛西海岸新区煤炭蒸汽价格联动暂行办法》，明确：“在不考虑其他因素变动情况下，蒸汽终端用户价格实行政府指导价管理，与市场煤炭价格实行联动。”

“煤炭蒸汽价格联动计算公式：

蒸汽销售价格 = 蒸汽初始销售价格 + 蒸汽价格调整金额；

蒸汽价格调整金额 = 市场煤炭价格变动金额 × 煤炭蒸汽价格联动系数；

其中，煤炭蒸汽价格联动系数为 0.12，即标煤均价每上涨或下降 1 元/吨，蒸汽销售价格相应上涨或下降每吨 0.12 元。”

在该文件基础上，青岛西海岸新区发展和改革局定期发布《关于调整新区非采暖用蒸汽价格的通知》，以上两个文件共同构成终端售汽价格的定价依据。

3) 终端售汽价格的调整程序

根据原始权益人青岛热电与终端工业蒸汽用户签署的《蒸汽供应协议》，当政府指导价格发生调整后，青岛热电根据政府文件规定的最新指导价和调价周期，核算蒸汽结算价格并经终端工业蒸汽用户书面确认，不再另行签订蒸汽价格调整的补充协议。

4) 终端售汽价格的调整周期

根据青西新发改〔2019〕152号文，“以6个月为一个煤炭蒸汽价格联动周期”（即终端售汽价格调整周期），“在联动周期内标煤到厂均价变动累计达到每吨50元时，相应调整蒸汽销售价格;若标煤均价变动未达到每吨50元，蒸汽销售价格不作调整。”

2025年3月17日，青岛西海岸新区发展和改革委员会下发《关于调整煤炭蒸汽价格联动周期的通知》，明确将青西新发改〔2019〕152号文中约定的煤炭蒸汽价格联动周期由六个月调整为三个月，其他内容不变。

(2) 供暖热量出厂价格的具体形成机制、定价依据及调整程序、调整周期

1) 供暖热量出厂价格的形成机制

每个采暖季，黄岛区发改局向辖区供热企业下发三次供暖价格。采暖季初，黄岛区发改局出具当期采暖季的供暖初始价格；采暖季结束后，黄岛区发改局出具供暖中期价格;中期价格出具后，黄岛区发改局会同区城管局、区财政局聘请第三方机构对项目整个采暖季的供热成本进行监审，依据供热成本监审结论，在下个采暖季前核定下发上个采暖季最终的供暖热力出厂价格。

2) 供暖热量出厂价格的定价依据

依据《山东省集中供热定价成本监审办法》《青岛西海岸新区热源综合利用实施方案》相关规定，供暖热量出厂价格按青岛西海岸新区发改局会同区城管局、区财政局合理确定的当期长输供热价格执行，原则为依据经营者正常生产经营活动过程中发生的合理费用进行核算，主要包括职工薪酬、原辅材料费用、业务招待费、固定资产折旧、修理费、无形资产摊销等。

3) 供暖热量出厂价格的调整程序

每个供暖季，青岛西海岸新区发改局完成供热成本监审，并下发供暖热力出厂价格后，价格不再调整。

4) 供暖热量出厂价格的调整周期

供暖热力出厂价格以供暖季为周期进行调整。

以上内容已在招募说明书“第三章 资产评估与现金流测算”之“第一节 资产评估”之“二、评估参数取值的合理性”之“（一）收入预测的合理性”中补充披露。

（3）历史价格变动和煤炭成本变动情况

1) 终端售汽价格

2020 年 6 月至尽调基准日当地政府公示的煤炭采购价格和终端售汽价格情况如下：

图表 35：2020 年 6 月至尽调基准日当地政府公示的煤炭采购价格和蒸汽销售价格情况

时间	辖区内供热企业标煤到厂加权平均价格（元/吨，不含税）	终端售汽价格（元/吨，含税）
2020.06-2020.11	662.68	204.28
2020.12-2021.05	801.07	220.89
2021.06-2021.11	903.28	233.15

时间	辖区内供热企业标煤到厂加权平均价格（元/吨，不含税）	终端售汽价格（元/吨，含税）
2021.12-2022.05	1,774.57	337.70
2022.06-2022.11	1,408.15	293.73
2022.12-2023.05	1,565.09	312.56
2023.06-2023.11	1,389.87	291.53
2023.12-2024.06	983.00	242.71
2024.06-2025.02	1,051.98	250.99
2025.03-2025.05	972.33	241.43
2025.06-2025.08	863.34	228.35
2025.09-2026.02	798.36	220.55
2026.03	887.37	231.23

结合上述数据拟合发现，终端用户的蒸汽销售价格与青岛市西海岸新区供热企业标煤到厂加权平均价格呈高度线性正相关，燃料成本充分向下游传导，确保供汽业务盈利水平。

2）供暖热量出厂价格

根据《青岛西海岸新区发展和改革局关于核定热力出厂和管输价格的通知》，青岛热电 2023-2024 年供热季热力出厂价格为 53.74 元/吉焦；2024-2025 年供热季热力出厂价格为 53.16 元/吉焦。供暖热量出厂价格每年变动。

（4）区域供需情况

供暖方面，本项目已被列入《青岛西海岸新区供热专项规划（含清洁能源供热专项规划）（2015 年—2030 年）》，是青岛董家口经济区唯一的集中大型热源，供热范围覆盖董家口循环经济区 284 平方公里，包含港区、临港产业区、董家口港城，同时通过长输热网承担西海岸新区西部城区超 700 万平方米的民生采暖供热，是青岛市“一网多源，多源互备”供热体系的核心组成部分，区域内无可替代的同规

模热源。基于上述规划背景、定制化供热管网铺设情况和供暖可靠性的要求，加之未来城镇化的推进，预计本项目供暖业务可保持长期稳定。未来随着青岛市西海岸新区的不断发展、城市化进程的加速，集中供暖需求量将呈现出稳中有增的态势。

工业蒸汽方面，青岛热电以不动产项目为热源，已投资敷设了1#低压管线、2#高压管线和渤海粮油专线三条工业蒸汽管道，完成对董家口经济区内工业蒸汽管网的全覆盖。青岛市经济总量较大、工业体系较完整、用能规模较高，特别是董家口经济区作为国家级经济技术开发区和山东半岛蓝色经济区的核心引擎，依托深水良港优势，已构建起以高端化工、新材料、特种钢铁及装备制造为主导的重化工业产业集群，对工业蒸汽刚性需求长期向好。

（5）售价调整对本项目的具体影响

终端售汽价格随政府公布指导价格联动调整，与煤炭价格变动方向一致，与煤炭价格呈高度线性正相关，当煤炭成本发生变动时，售汽价格同向调整，燃料成本充分向下游传导，保障了供汽业务盈利水平不受影响。因此，在煤-汽联动机制下，终端售汽价格调整对本项目不会产生不利影响。

供暖热量出厂价格随供暖季根据政府成本监审结论调整，因定价依据生产经营活动过程中发生的合理费用进行核算，包括了职工薪酬、原辅材料费用（包含燃料费）、业务招待费、固定资产折旧、修理费、无形资产摊销等主要成本，因此该价格调整是成本传导的结果，供暖热量出厂价格调整对本项目不会产生不利影响。

（6）可供分配金额及估值中已充分考虑售价调整

本次可供分配金额及估值预测中，已充分考虑终端售汽价格和供暖热量出厂价格调整。

1) 供汽业务

本次可供分配金额及估值预测中，煤价按照标煤到厂价格 966.73 元/吨（含税）进行预测，高于 2025 年实际水平 949.40 元/吨（含税）；供汽价格按照 180 元/吨（不含税）进行预测，略低于 2025 年平均供汽价格 181.50 元/吨（不含税），成本端和收入端均以同一年度水平为依据，并进行审慎取值。当终端蒸汽售价调整时，成本端将会发生同向变动，对可供分配金额及估值的影响可抵消，因此，对于煤价和售汽价格按照恒定水平预测，已充分考虑前述售价调整影响。

2) 供暖业务

本次可供分配金额及估值预测中，煤价按照标煤到厂价格 966.73 元/吨（含税）进行预测，高于 2025 年实际水平 949.40 元/吨（含税）；供暖价格按照 50 元/吉焦（不含税）进行预测，与过往两个供暖季的热力出厂价格水平接近，同时可供分配金额及估值预测中考虑了预测期职工薪酬上涨带来的营业成本上升，但没有考虑因职工薪酬上涨带来的供热成本监审价格上升，体现了在供暖热量出厂价格调整可充分反映成本变动的煤-热联动模式下，管理人、评估机构和现金流预测机构在充分考虑售价调整影响后所做出的合理审慎取值。

综上，本次可供分配金额及估值预测中，已充分考虑终端售汽价格和供暖热量出厂价格调整。

7.关于营业外收入。根据申报材料，本项目分别于 2024、2025 年获得碳交易收入 1,924.53 万元和 264.68 万元。请管理人补充披露

未来营业外收入中碳排放权交易价格、碳排放权余额的预测方法、相关依据及合理性，充分揭示风险，并设置风险缓释措施。

答复：

（1）碳排放权交易价格、相关依据及合理性

2024年和2025年本项目碳配额的交易价格分别为96.23元/吨（不含税，下同）和66.17元/吨，本次评估预计2027年以后碳排放交易价格保持在75.47元/吨。

从政策机制来看，全国碳排放权交易市场自正式运行以来，覆盖行业主要为发电行业，并逐步完善配额分配及履约机制。随着碳排放核算规则不断优化，配额核定逐步趋严，碳配额供给相对收紧，有利于支撑碳排放交易价格保持在合理水平。

其次，随着全国碳市场逐步扩大覆盖行业范围，钢铁、水泥、化工等重点行业未来有望逐步纳入碳交易体系，市场参与主体数量增加，将进一步提升碳配额需求规模，对碳价形成支撑。

从市场价格波动情况来看，近年来全国碳市场价格总体呈现区间波动特征。历史价格在60元/吨至100元/吨区间内波动，本次预测值75.47元/吨（含税80元/吨）处于历史价格区间中位水平，具有合理性。

（2）碳排放权余额的预测方法

本项目的碳排放权余额=国家发放碳配额－项目应清缴碳配额

1）国家发放碳配额

依据《2023、2024年度全国碳排放权交易发电行业配额总量和

分配方案》明确的 2024 年“300MW 等级及以下常规燃煤机组的碳排放基准值”，2024 年发电基准值为 0.8049 tCO₂/MWh，供热基准值为 0.1033 tCO₂/GJ”。本次评估按照 2024 年基准进行测算。其中，2027 年度本项目国家免费发放的碳配计算过程如下：

图表 36：2027 年度本项目国家免费发放碳配额明细

项目	单位	数值
发电量	MWh	3,066,000.00
供热量	GJ	4,793,907.75
发电基准值	tCO ₂ /MWh	0.8049
供热基准值	tCO ₂ /GJ	0.1033
发电碳配额量	tCO ₂	2,599,571.02
供热碳配额量	tCO ₂	495,210.67
国家发放碳配额	tCO ₂	3,094,781.69

2) 项目应清缴碳配额

依据《企业温室气体排放核算与报告指南发电设施》，本项目应清缴的碳配额为本项目的天然煤消耗量与煤中碳元素含量、以及相应系数²⁵的乘积，测算出 2027 年度项目应清缴碳配额如下：

图表 37：2027 年度应清缴碳配额明细

项目	单位	数值
化石燃料的消耗量（天然煤）	t	1,573,506.29
收到基元素碳含量	tC/t	0.5154
碳氧化率	-	99%
应清缴碳配额	tCO ₂	2,943,778.87
国家发放碳配额	tCO ₂	3,094,781.69
年结余量	tCO ₂	151,002.82

以上内容已在招募说明书“第三章 资产评估与现金流测算”之“第一节 资产评估”之“二、评估参数取值的合理性”之“（一）收入预测的合理性”中补充披露。

²⁵ 化石燃料燃烧的碳排放量=项目年实际消耗的天然煤量×收到基元素碳含量×碳氧化率×44/12

（3）风险揭示

已在招募说明书“第一章 招募说明书概要及风险因素”之“第二节 风险因素”之“二、与不动产项目相关的各项风险因素”中进行了风险揭示，具体如下：

“2、环保和碳排放政策

不动产项目需持续满足国家超低排放标准，未来环保要求可能进一步提升。全国碳市场建设持续推进，碳排放配额分配逐步收紧。若项目碳排放强度无法持续优于行业基准，将面临项目的碳配额缺口，需从市场购买配额，增加运营成本。

此外，燃煤发电生产过程中会产生废水、废气和粉尘、固体废弃物等污染，近年来，随着国家对环境保护越来越重视，环保监管日趋严格，环境治理标准的提高，有可能会增加废弃物排放费用、废弃物治理等环保投入，从而对项目的经营业绩产生一定影响。”

（4）风险缓释措施

已在招募说明书“第一章 招募说明书概要及风险因素”之“第二节 风险因素”之“二、与不动产项目相关的各项风险因素”中进行了补充披露，具体如下：

“针对碳排放配额收入波动的风险，本基金已通过《运营管理服务协议》设定的超额收益激励与倒扣机制，将碳资产的碳排放交易损益与运营管理机构的经济利益进行绑定。依《运营管理服务协议》第12.2.3条将“碳排放交易收入”明确计入“项目资产运营净收入1”（项目资产运营净收入1=项目公司营业收入-项目公司营业成本和费用（不考虑基本运营管理费B、激励运营管理费、税金及附加、折旧、

摊销、财务费用、所得税费用)-资本性支出+碳排放交易收入)，使其成为考核基数的直接加项。该机制确保了运营管理机构须要承担因碳交易收入不确定性所带来的风险，有效缓释碳配额收入的不确定性，保障基金现金流的稳定性。”

（二）关于成本及折现率参数取值合理性

1.关于燃料费。根据申报材料，本项目煤炭来源主要包括国内长协煤、国内现货煤和进口煤三大类。报告期加权平均采购价格分别为1,136.02 元/吨、1,089.06 元/吨、896.87 元/吨。本次评估按照 2025 年的水平进行预测，即标煤采购价格为 780 元/吨，考虑海运费和港杂费后，预测标煤到厂价格为 966.73 元/吨（含税）。请管理人：

（1）补充披露三类煤价形成机制及影响因素。

答复：

1) 国内长协煤价格形成机制及影响因素

国内港口长协煤价格=基准价×50%+ 四大指数均值×50%。

基准价，《国家发展改革委关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》（发改价格〔2022〕303 号）中明确，秦皇岛港 5500 大卡下水煤合理区间为 570~770 元/吨（含税）；2022 年以来，秦皇岛港 5500 大卡下水煤基准一直为 675 元/吨（含税），非 5500 大卡按热值比例折算。基准价由国家发改委依据《价格法》及相关调控文件，综合历史均衡价、煤炭生产成本+合理利润、煤电比价关系及合理价格区间中值来核定。

四大指数为，CCTD 秦皇岛动力煤综合价格指数（5500 大卡）、BSPI 环渤海动力煤价格指数、NCEI 全国煤炭交易中心综合指数和

CECI 中国电煤采购价格指数（沿海）。

四大指数的影响因素包括四个方面：

①供给端

一是安监高压与“反内卷”控产，对晋陕蒙等动力煤主产区的产能和产量影响较大。国家严格核查煤矿超产行为和安全生产情况，一旦出现事故会在一定时间段内影响区域内煤矿产量。

二是运输能力对港口的煤炭供应能力影响很大。大秦线、朔黄线、秦皇岛港、曹妃甸港等重要交通设施，一旦因检修、天气、事故等因素导致运力下降，会影响港口的煤炭供应量。

三是长协煤的兑现情况，直接影响市场现货煤的供给情况。

②需求端

一是沿海电厂煤炭消耗水平，直接影响购煤需求。如遇冬季极寒、夏季高温、经济高速增长等情况，会带来电厂煤炭消耗速度加快，从而提高对煤炭的购买需求。

二是水电、风电、光伏等替代能源的发展，直接替代煤电厂发电，从而降低煤炭市场需求。

三是进口煤对内贸煤的替代。若进口煤到岸价低于内贸煤，会直接替代内贸煤，减少内贸煤市场需求。

③库存和国际贸易预期

港口库存和电厂库存的涨落，国际贸易形势和相关政策，会影响供求双方的价格博弈行为，进而影响价格。

④其他因素

国际石油和天然气价格，也会通过对外贸煤价格的传导，影响内贸煤价格；铁路、公路和海运的费用以及运杂费，同样会传导给市场需求方，进而影响煤价。

2) 国内现货煤价格形成机制及影响因素

国内现货煤价格，由市场供需主体以 CCI 中国煤炭资源网指数、CECI 曹妃甸现货指数等为锚点，通过市场化自由协商形成。

国内现货煤价格的影响因素，与四大指数的影响因素一致，详见“问题四-（二）-1.-（1）-1）国内长协煤价格形成机制及影响因素”。

3) 进口煤价格形成机制及影响因素

进口煤价格，由供应商以煤炭出口国的相关价格指数为锚点或者 CCI 中国煤炭资源网相关指数为锚点，与市场需求方通过市场化自由协商形成。

进口煤价格的影响因素：

①出口国的国际贸易政策，包括贸易配额、关税和附加费、内需保障政策等，直接影响供应量和价格；

②国际市场需求，特别是我们的亚洲邻国对进口煤的分流，直接影响进口煤的供应量；

③进口贸易政策和关税政策，例如对低热值的管控会直接影响进口煤供应量；

④海运费、保险费和汇率的涨落，直接影响外贸煤价；

⑤国际油气价格，会因基础能源产品的替代性，将油气价格波动传导给煤炭。

以上内容已在招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“八、不动产项目的经营模式”之“（一）业务基本情况”中补充披露。

（2）说明采用标煤采购价格而非报告期加权平均采购价格作为预测参数的原因及合理性。结合海运费和港杂费的构成及历史变动情况，说明相关费用预测是否已充分考虑未来运输成本变化的影响。

答复：

1）报告中标煤采购价预测过程

①历史期标煤采购价

本项目历史年度不含税、不含运杂费的标准煤采购价格，统计见下表：

图表 38：历史年度不含税、不含运杂费的标准煤采购价格统计表

项目	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-3 月
标煤采购价（元/吨）	961.86	883.29	776.26	787.54

从上表可见，2023 至 2025 年度，标煤采购价持续下降。

从燃料价格机制来看，我国煤炭价格由市场形成，国家发展改革委在市场的基础上进行调控，国家发展改革委要求各级发展改革部门全面监测煤炭生产、流通各环节价格，并及时采取措施引导价格回归合理区间，同时配合市场监管部门查处哄抬价格、价格串通等价格违法违规行为。当煤炭价格显著上涨或有可能显著上涨或过度下跌时，国家发展改革委将启动价格干预措施，引导价格回归合理区间，以保障价格在合理区间内运行。

从历史来看，2021 年起随着全球经济的逐步复苏，能源需求呈现出爆发式增长。天然气作为重要的能源替代品，其价格在国际市场

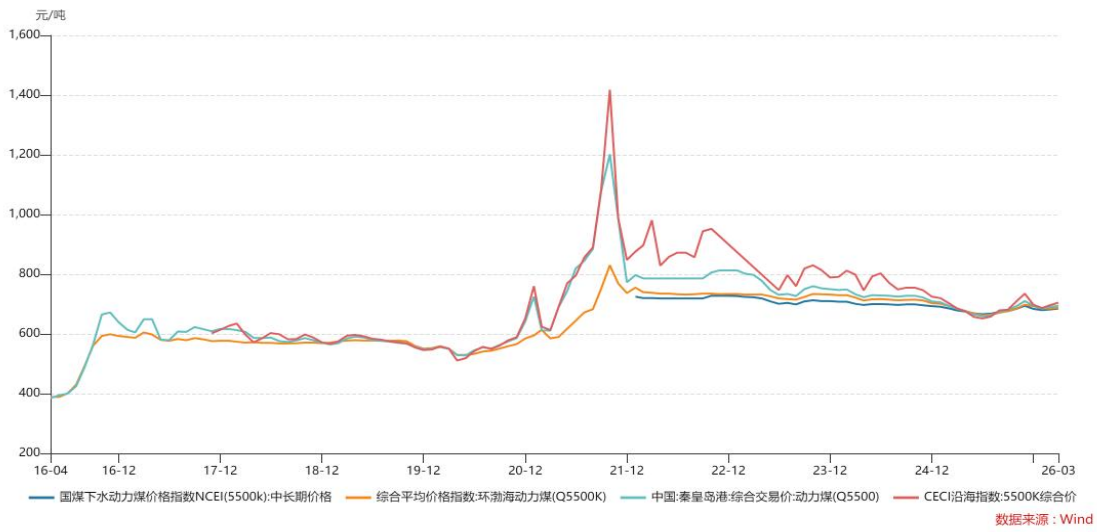
上大幅上涨，欧洲地区的天然气基准价格一度上涨约 600%，这使得许多原本依赖天然气的发电企业和工业用户，纷纷将目光转向煤炭，煤炭的需求上涨。与此同时，澳大利亚煤炭进口受限，作为我国重要的煤炭进口来源国，这一限制导致我国煤炭进口量大幅减少，进一步加剧了国内煤炭市场的供需紧张局面。国内方面，降水偏少拉低水电出力，同时经济复苏叠加暑期持续高温，导致火电企业加大生产力度，对动力煤的需求急剧攀升，在供需严重失衡的情况下，煤炭价格被一路推高。为了稳定煤炭市场，国家发展和改革委员会于 2022 年 2 月 24 日印发了《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》（发改价格〔2022〕303 号）以稳定煤炭市场价格，该通知明确了煤炭（动力煤）中长期交易价格的合理区间，并从 2022 年 5 月 1 日起开始实施，以引导煤炭价格在合理区间内运行。至 2023 年，煤炭价格在政策调控与市场供需的双重作用下，呈现出持续回落的态势。2024 年起，国内煤炭供需基本面逐步走向宽松，煤价中枢继续下移，全年煤价波动区间持续收窄。

综上所述，随着国家政策的调控，未来采购价格中枢将会继续在合理区间内波动，但波动区间将逐渐收窄。

②煤价数据对比

全国煤炭交易中心综合价格指数（NCEI）、环渤海动力煤综合价格指数（BSPI）、CCTD 秦皇岛动力煤综合交易价格指数、中国电煤采购价格指数（CECI）历史 10 年统计数据图表如下：

图表 39: 历史 10 年统计数据图



统计数据如下:

图表 40: 历史 10 年每月统计数据表

单位: 元/吨

指标名称	全国煤炭交易中心综合价格指数 (NCEI) (5500k)	环渤海动力煤综合价格指数 (BSPI) (Q5500K)	CCTD 秦皇岛动力煤综合交易价格指数 (Q5500)	中国电煤采购价格指数 (CECI)
2026-03	685.00	688.00	695.00	705.00
2026-02	682.00	685.00	690.00	696.00
2026-01	680.00	685.00	685.00	687.00
2025-12	684.00	693.00	695.00	698.00
2025-11	694.00	698.00	710.00	735.00
2025-10	684.00	685.00	693.00	709.00
2025-09	676.00	677.00	680.00	681.00
2025-08	674.00	671.00	674.00	679.00
2025-07	668.00	665.00	662.00	658.00
2025-06	666.00	663.00	660.00	652.00
2025-05	669.00	669.00	665.00	657.00
2025-04	675.00	677.00	677.00	676.00
2025-03	679.00	685.00	684.00	686.00
2025-02	686.00	694.00	695.00	704.00
2025-01	691.00	701.00	706.00	720.00
2024-12	693.00	703.00	709.00	725.00
2024-11	696.00	712.00	722.00	746.00
2024-10	699.00	715.00	728.00	755.00
2024-09	699.00	714.00	728.00	755.00
2024-08	697.00	713.00	725.00	749.00
2024-07	699.00	715.00	728.00	771.00
2024-06	700.00	717.00	729.00	803.00
2024-05	700.00	716.00	730.00	793.00
2024-04	697.00	712.00	723.00	746.00
2024-03	701.00	722.00	733.00	799.00
2024-02	708.00	730.00	749.00	812.00

指标名称	全国煤炭交易中心综合价格指数 (NCEI) (5500k)	环渤海动力煤综合价格指数 (BSPI) (Q5500K)	CCTD 秦皇岛动力煤综合交易价格指数 (Q5500)	中国电煤采购价格指数 (CECI)
2024-01	708.00	730.00	747.00	791.00
2023-12	710.00	732.00	750.00	789.00
2023-11	710.00	733.00	753.00	814.00
2023-10	713.00	734.00	760.00	830.00
2023-09	709.00	724.00	750.00	819.00
2023-08	699.00	715.00	727.00	760.00
2023-07	704.00	717.00	734.00	797.00
2023-06	701.00	719.00	731.00	747.00
2023-05	709.00	726.00	747.00	-
2023-04	719.00	732.00	778.00	-
2023-03	723.00	732.00	798.00	-
2023-02	724.00	732.00	802.00	-
2023-01	727.00	734.00	813.00	-
2022-12	728.00	734.00	813.00	-
2022-11	728.00	733.00	813.00	-
2022-10	728.00	735.00	806.00	952.00
2022-09	719.00	735.00	786.00	944.00
2022-08	719.00	733.00	786.00	857.00
2022-07	719.00	732.00	786.00	872.00
2022-06	719.00	733.00	786.00	872.00
2022-05	719.00	735.00	786.00	858.00
2022-04	719.00	735.00	786.00	829.00
2022-03	720.00	738.00	786.00	981.00
2022-02	720.00	740.00	786.00	897.00
2022-01	725.00	755.00	797.00	876.00
2021-12	-	737.00	773.00	848.00
2021-11	-	769.00	986.00	987.00
2021-10	-	830.00	1,202.00	1,418.00
2021-09	-	752.00	1,079.00	1,086.00
2021-08	-	683.00	885.00	890.00
2021-07	-	672.00	845.00	856.00
2021-06	-	644.00	819.00	795.00
2021-05	-	618.00	744.00	770.00
2021-04	-	590.00	690.00	691.00
2021-03	-	585.00	611.00	613.00
2021-02	-	614.00	613.00	624.00
2021-01	-	595.00	725.00	760.00
2020-12	-	585.00	642.00	652.00
2020-11	-	566.00	586.00	589.00
2020-10	-	559.00	575.00	579.00
2020-09	-	551.00	563.00	561.00
2020-08	-	544.00	551.00	550.00
2020-07	-	541.00	555.00	557.00
2020-06	-	533.00	545.00	542.00
2020-05	-	530.00	528.00	519.00
2020-04	-	530.00	529.00	511.00
2020-03	-	551.00	550.00	551.00
2020-02	-	559.00	556.00	558.00
2020-01	-	553.00	551.00	548.00
2019-12	-	551.00	549.00	546.00

指标名称	全国煤炭交易中心综合价格指数 (NCEI) (5500k)	环渤海动力煤综合价格指数 (BSPI) (Q5500K)	CCTD 秦皇岛动力煤综合交易价格指数 (Q5500)	中国电煤采购价格指数 (CECI)
2019-11	-	560.00	557.00	555.00
2019-10	-	576.00	567.00	569.00
2019-09	-	578.00	570.00	572.00
2019-08	-	577.00	574.00	575.00
2019-07	-	577.00	577.00	581.00
2019-06	-	578.00	580.00	584.00
2019-05	-	578.00	588.00	592.00
2019-04	-	579.00	591.00	597.00
2019-03	-	578.00	585.00	594.00
2019-02	-	575.00	569.00	575.00
2019-01	-	571.00	565.00	567.00
2018-12	-	569.00	570.00	572.00
2018-11	-	571.00	579.00	588.00
2018-10	-	571.00	586.00	598.00
2018-09	-	569.00	578.00	583.00
2018-08	-	568.00	573.00	582.00
2018-07	-	568.00	576.00	599.00
2018-06	-	570.00	588.00	603.00
2018-05	-	570.00	586.00	586.00
2018-04	-	572.00	587.00	572.00
2018-03	-	571.00	607.00	598.00
2018-02	-	574.00	613.00	635.00
2018-01	-	577.00	616.00	627.00
2017-12	-	577.00	617.00	614.00
2017-11	-	576.00	609.00	602.00
2017-10	-	582.00	616.00	-
2017-09	-	586.00	623.00	-
2017-08	-	579.00	607.00	-
2017-07	-	583.00	608.00	-
2017-06	-	577.00	579.00	-
2017-05	-	580.00	581.00	-
2017-04	-	598.00	649.00	-
2017-03	-	605.00	649.00	-
2017-02	-	587.00	605.00	-
2017-01	-	590.00	614.00	-
2016-12	-	593.00	639.00	-
2016-11	-	599.00	672.00	-
2016-10	-	593.00	665.00	-
2016-09	-	561.00	565.00	-
2016-08	-	494.00	490.00	-
2016-07	-	430.00	425.00	-
2016-06	-	401.00	400.00	-
2016-05	-	389.00	395.00	-
2016-04	-	389.00	385.00	-

数据来源：Wind

经统计上述数据历史期 10 年均值：

图表 41：10 年期均值表

项目	单位：元/吨		
	(5500k)	(7000k)	标煤不含税价
全国煤炭交易中心综合价格指数（NCEI）	701.98	893.43	790.65
环渤海动力煤综合价格指数（BSPI）	635.76	809.15	716.06
CCTD 秦皇岛动力煤综合交易价格指数	669.24	851.76	753.77
中国电煤采购价格指数（CECI）	706.41	899.07	795.64
平均值	678.35	863.35	764.03

从上述图表，与本次评估选用天然煤热量相近的 4 个指数，10 年平均煤价为 678.35 元/吨，折标煤不含税价为 764.03 元/吨。本次按照标煤采购价格为 782 元/吨（不含税，不含运杂费）进行预测，高于上述 4 个指数的 10 年期平均值，较为审慎合理。

2）报告中海运费和港杂费预测过程

①构成及历史变动情况。

项目历史年度海运费及港杂费统计见下表：

图表42：项目历史年度海运费及港杂费统计表

项目	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年 1-3 月
天然煤平均采购运费（不含税，元/吨）	11.66	25.40	21.09	5.21
天然煤平均采购港杂费（不含税，元/吨）	24.78	29.70	22.43	21.75

由于 2023 年部分长协中，运费和燃料费一票制结算，包含在燃料费中，导致运费明显偏低；因部分燃煤提前采购到港，在 2026 年倒运进厂，而运费金额为 2026 年 1-3 月的实际发生数额，故导致 2026 年 1-3 月份计算的平均运费较低。所以本次海运费预测取 2024 年及 2025 年均值。

天然煤平均采购港杂费报告期均值为 24.67 元/吨，本次杂费预测为 28.30 元/吨（折算含税 30 元/吨），评估取值高于历史平均值。

综上所述，经综合考虑海运费和港杂费的构成及历史变动等情况后，本次评估海运费和港杂费较为审慎合理。

(3) 说明采用单一年份标煤采购价格进行预测的合理性及谨慎性，并结合在手合同及价格调整条款、煤炭市场价格走势、市场供需周期及价格形成机制、燃料采购渠道、关联方代采安排等，说明相关预测是否已充分考虑煤价波动风险。

答复：

1) 在手合同及价格调整条款

2026 年度，本项目已签订的煤炭采购协议及其价格条款如下图表所示，合计签约长协煤炭 53 万吨，内贸现货煤超 33 万吨，进口现货煤 80 万吨。其中，长协煤的定价机制方面，按照《国家发展改革委办公厅关于做好 2026 年电煤保供中长期合同签订和履约监管工作的通知》（发改办运行〔2025〕985 号）执行。内贸现货煤和进口现货煤的定价机制执行 CCI 指数、CECI 曹妃甸指数等现货指数或中标价格，充分反映煤炭现货市场价格。

图表43：2026年度本项目在手合同及价格条款

名称	种类	合同期限	签约数量	定价机制	合同价格
焦煤区域长协	内贸、长协	2026 年 1 月 1 日-2026 年 12 月 31 日	20 万吨	“基准价”+“浮动价”+1 元/吨顺价	基准价：下水 5500 大卡动力煤为 675 元/吨（税率 13%） 浮动价：按上月最后一期的 NCEI 综合指数、BSPI 指数、CCTD 综合指数和 CECI 指数的平均值较基准价的价差确定
国能自产长协	内贸、长协	2026 年 1 月 1 日-2026 年 12 月 31 日	13 万吨		
华能优长协	内贸、长协	2026 年 1 月 1 日-2026 年 12 月 31 日	20 万吨	“基准价”+“浮动价”	
焦煤区域现货	内贸、现货	2026 年 1 月 1 日-2026 年 12 月 31 日	20 万吨	市场定价	CCI 动力煤价格指数当周加权平均价格+1 元/吨顺价
国能外购现货	内贸、现货	2026 年 1 月 1 日-2026 年 12 月 31 日	13 万吨	市场定价	国能集团外购相关煤种月度平均价格+1 元/吨顺价
华能优现货	内贸、现货	2026 年 1 月 1 日-2026 年 12 月 31 日	按需采购	市场定价	CECI 曹妃甸现货指数月均价
供应链	进口、现货	2026 年 1 月 1 日-2026 年 12 月 31 日	80 万吨	市场定价	中标价格+1 元/吨顺价

2) 煤炭市场价格走势

2016 年至 2025 年煤炭市场价格走势主要分为四个阶段：

第一阶段：供给侧改革推动价格回升（2016-2017 年）

2016 年初，煤炭价格处于历史低位，秦皇岛港 Q5500 动力煤现货价仅在 475-500 元/吨区间徘徊。随着 2016 年 2 月国务院发布《关于煤炭行业化解过剩产能实现脱困发展的意见》，供给侧改革正式启动，全年退出煤炭产能 2.9 亿吨。政策效应迅速显现，煤价从 2016 年下半年开始快速反弹，至 2017 年末已回升至 600-700 元/吨区间。这一阶段的上涨主要由政策驱动的供给收缩所推动，行业从严重过剩转向供需紧平衡。

第二阶段：价格高位震荡与政策调控（2018-2019 年）

2018-2019 年，煤炭价格在政策调控下保持相对稳定的高位运行。秦皇岛港 Q5500 动力煤价格主要在 550-700 元/吨区间波动。这一时期，发改委建立了煤炭价格绿色区间机制（500-570 元/吨为合理区间），通过产能释放、长协合同等工具平抑价格波动。焦煤价格则受下游钢铁行业需求支撑，维持在 1,200-1,800 元/吨的相对高位。

第三阶段：疫情冲击与供需错配（2020-2021 年）

2020 年初受疫情影响，煤价短暂下跌至 500 元/吨以下，但随后在多重因素推动下开启大幅上涨。2021 年，国内经济快速复苏带动用电需求激增，而供给端受安监趋严、进口限制（澳洲煤进口受限）等因素制约，供需缺口急剧扩大。秦皇岛港 Q5500 动力煤价格于 2021 年 10 月突破 1,000 元/吨，创下历史新高。国际煤价同样飙升，澳洲 5500k 动力煤 FOB 价格于 2022 年初突破 250 美元/吨，印尼 3800k 煤

价最高触及 160 美元/吨以上。

第四阶段：高位回落与新常态（2022-2025 年）

2022 年下半年以来，随着保供政策持续发力、进口煤补充增加，以及新能源装机快速增长，煤炭供需紧张局面逐步缓解，价格从历史高位回落。2023-2025 年，秦皇岛港 Q5500 动力煤价格主要在 600-800 元/吨区间运行，回归至相对合理水平。焦煤价格也从 2021 年的峰值 3,800 元/吨以上回落至 1,000-1,500 元/吨区间。这一阶段标志着煤炭市场从“紧缺溢价”向“供需平衡”的新常态过渡。

3）市场供需周期及价格形成机制

①市场供需周期

一是，季节性供需周期方面，我国电煤呈现稳定的“冬夏双旺季、春秋双淡季”规律，核心由迎峰度夏和迎峰度冬驱动的用电需求主导，是行业公认的年度短周期运行特征。具体上，

迎峰度冬旺季（12 月—次年 2 月）：北方供暖叠加春节前备货，电煤日耗达全年峰值。供给易受寒潮、安全检查约束，保供政策托底稳产，市场呈现节前补库推价、节后需求回落的特征。

春季淡季（3 月—5 月）：供暖需求退出，电煤日耗处于全年低谷。传统格局下煤矿复产供应充足，供强需弱下电厂以去库为主，现货价格承压；近年受产能管控、国际局势、进口煤成本倒挂等影响，已出现“淡季不淡”的例外情况。

迎峰度夏旺季（6 月—8 月）：高温驱动制冷用电需求激增，火电调峰需求大幅提升，电煤日耗为全年次高峰。电厂通常提前 1—2 个月补库，港口库存加速去化，现货价格易阶段性上涨，极端高温年

份会出现旺季前置。

秋季淡季（9月—11月）：高温消退、采暖未启，电煤消费处于过渡低谷。供给端稳产备货冬储，市场震荡整理，11月下旬逐步进入冬季上涨行情。

二是多年度供需周期方面，核心驱动为我国的产能政策和经济周期。

2026年度的供需分析方面，根据中国煤炭工业协会发布《2025煤炭行业发展年度报告》（以下简称“报告”），2026年煤炭消费将小幅增长，供给保持较高水平，煤炭进口处于高位，加之当前全社会存煤水平较高，预计全年煤炭市场供需将呈现总体平衡态势。同时，仍需关注地缘政治导致的国际能源市场波动以及极端天气等因素引发的煤炭需求波动对区域性、时段性市场产生的影响。

3月份往往是传统煤炭消费淡季，但2026年4月以来，受中东局势影响，国际煤炭价格一度快速上涨，国际四大煤炭指数逆势上涨，最大涨幅达20%。对此，有关部门全力做好煤炭稳产稳供稳价工作，切实发挥好煤炭在能源供应体系中的兜底保障作用。同时，4月以来，全国煤炭日均调度产量持续处于1250万吨以上的较高水平，4月23日的数据显示，全国统调电厂存煤达到1.9亿吨，可用32天，处于历史较高水平，国内煤炭市场总体呈现“价格微涨、库存充足、供需平稳”的特征，煤炭兜底保障作用显著。

对于2026年煤炭市场走势，从需求端看，据中电联预测，2026年全社会用电量同比将增长5%至6%。新型能源体系加速构建，清洁能源对煤电的替代作用增强，但煤电需要服务于“能源消费超预期增长”和新能源出力不足等情况下的“顶峰调峰”需求，预计电力行业耗

煤将略有增长。

从煤炭进口看，我国将坚持进口煤的补充调节定位，保持煤炭进口合理规模；考虑印尼、俄罗斯、蒙古国等主要进口煤来源国存在产量、关税等方面的政策调整预期，进口煤价格优势可能减弱，预计我国进口煤量将保持在相对较高水平。

同时，虽然本次评估中，预计未来火电发电小时将递减，但是煤价不会因此大幅降低。主要原因为，一是非电需求形成刚性托底，包括钢铁、焦化行业、煤化工行业、建材行业及民用采暖用煤。其中，钢铁、焦化行业需求与基建、制造业周期绑定，煤化工行业需求与农产品价格、工业原料成本联动，建材行业需求与地产开工率相关，民用采暖用煤主要受季节控制，均不受火电利用小时数变化的直接影响。二是煤炭供给端弹性充足，可灵活匹配火电需求波动。全球煤炭供给具备多层次、高弹性的调节手段，可抵消火电负荷变化带来的边际需求扰动。综上所述，煤炭市场是典型的多因素定价市场，单一需求端变量难以主导价格，火电利用小时数与煤价仅存在弱同步相关性，不存在显著因果关系，故预计未来火电发电小时数的降低不会造成煤价的大幅降低。

②价格形成机制

三类煤价形成机制详见“四-（二）-1.-（1）补充披露三类煤价形成机制及影响因素”。

4）燃料采购渠道及关联方代采安排

煤炭是不动产项目的主要原材料，青岛热电作为华能国际的附属公司，由华能国际代表包含不动产项目公司在内的燃煤电厂与华能集

团及其子公司中国华能集团燃料有限公司（“华能燃料公司”）就燃料和运力采购事宜签订框架协议。在提供燃料和运力方面，华能集团及其子公司的优势在于具有为大量采购煤炭和运力提供较优惠价格的能力，以及煤炭和运力的安全保障供应能力。考虑到华能集团及其子公司就购买燃料和运力取得优惠价格的能力和安全保障供应能力，以及和华能国际及附属公司的密切关系，华能集团及其子公司有能力按时及可靠地提供燃料和运力，以降低不动产项目的管理及经营成本。

报告期内，本项目已形成“长协为主、现货补充、内外贸结合”的煤炭采购模式，煤炭来源主要包括国内长协煤、国内现货煤和进口煤三大类。其中：

国内长协煤占比约 44.50%-47.41%，是项目煤炭采购的基础保障，主要通过年度中长期合同锁定数量，定价多采用“基准价+浮动价”的机制。合同签署方面，报告期内，仅陕西榆林能源集团榆神煤电有限公司的煤炭购销合同为项目公司直签，其他长协煤合同均由华能国际代表包含不动产项目公司在内的燃煤电厂委托华能燃料公司与国家能源、山西焦煤集团等大型煤企代采，华能燃料公司收取 1 元/吨的顺价服务费。

国内现货煤占比约 3.33%-21.50%，主要为国内长协煤的搭售现货，即在锁定长协煤供应的前提下，与煤企协商同步采购一定比例的现货煤。长协搭售现货在年度合同中锁定数量，采购价格多采用市场价格的定价机制。除长协搭售现货外，不动产项目的其他国内现货煤炭均通过电子采购平台进行招标，并按照最低价中标的原则确定。合同签署方面，本项目的国内现货煤均由华能燃料公司代采，并收取 1 元/吨的顺价服务费。

进口煤占比约 33.99%-50.07%，是项目优化成本结构的重要手段，主要来自印尼、澳大利亚、俄罗斯等国，进口煤均通过电子采购平台按照最低价中标的原则完成采购。合同签署方面，本项目进口煤均通过华能供应链平台科技有限公司（华能集团进口煤采购的集中结算平台）统购分销，并收取 1 元/吨的顺差服务费。

综上所述，目前电厂采购计划紧跟月度发电量计划，执行侧为国内长协按月度分解采购，内贸现货和进口煤根据价格择机补充采购，市场供需整体上以迎峰度夏、迎峰度冬为峰、春秋季节为谷的方案。相关预测已经充分考虑煤价波动风险，并通过港存储煤应对各类风险。

经综合考虑在手合同及价格调整条款、煤炭市场价格走势、市场供需周期及价格形成机制、燃料采购渠道、关联方代采安排等情况后，本次评估按照标煤采购价格为 782 元/吨（不含税，不含运杂费）进行预测，高于四大指数过去 10 年平均煤价。考虑海运费和港杂费后，预测标煤到厂价格为 968.99 元/吨（含税），较为审慎合理。

2.关于营业成本。根据申报材料，除燃料费之外，不动产项目的主营业务成本还包含折旧费、职工薪酬、计划检修费以及其他等。请管理人结合现有设备状态、历史成本支出情况及变化趋势等情况，补充披露主营业务成本参数的评估过程、取值逻辑，并对取值合理性发表明确意见。

答复：

（1）设备状态

本项目 2 台 350MW 超临界燃煤热电联产机组于 2022 年底完成 168 小时满负荷试运并投产，机组建设阶段严格把控设备入厂验收与

安装工艺，热控保护、自动装置、仪表投入率均达 100%，设备先天硬件基础优良。机组投运至今运行周期较短，设备本体磨损、老化程度低，整体硬件损耗处于低位区间。

同时，运营管理团队全面对标中国华能集团统一生产管理制度，按规范有序开展 D 级、C 级计划检修与常态化保养，覆盖锅炉、汽机、制粉、脱硫脱硝全系统设备。依托标准化运维管控，两台机组非计划停运次数极少，调峰、供热工况下参数稳定，供电煤耗持续优化，各类辅机、环保设备投运可靠性高。整体机组缺陷可控、隐患清零，主辅设备性能完整保留，无重大设备劣化问题，当前设备健康水平、运行稳定度均保持良好状态。

（2）历史成本支出情况及变化趋势。

报告期内，2026 年 1-3 月份的折旧费占营业收入比重提高，系 2026 年一季度本项目完成财务决算和正式转固、一次性计提折旧所致。2024 年项目折旧费较高的原因为补提以前年度折旧。职工薪酬的增长原因为生产员工人数及工资的增长。计划检修费在 2025 年度增加是由于发生#1 机组抽汽逆止门检修、#2 机组抽汽逆止门检修、#2 机组炉内检修专项等项目。其他费用的增加原因主要为 2025 年部分需更换的设备零部件增多，机组检修部材料费增加。具体情况如下表所示：

图表 44：历史成本支出情况表

单位：万元，%

报告期	2026 年 1-3 月	占营业收 入比重	2025 年度	占营业收 入比重	2024 年度	占营业收 入比重	2023 年度	占营业收 入比重
营业收入	34,718.88	-	178,109.84	-	160,601.82	-	158,541.20	-
营业成本	31,492.31	90.71	127,875.10	71.80	139,747.06	87.01	137,309.05	86.61
燃料费	22,413.85	64.56	92,075.52	51.70	107,379.03	66.86	107,910.06	68.06

报告期	2026 年 1-3 月	占营业收入 比重	2025 年度	占营业收入 比重	2024 年度	占营业收入 比重	2023 年度	占营业收入 比重
折旧费	5,141.90	14.81	12,122.04	6.81	14,275.88	8.89	12,303.04	7.76
职工薪酬	1,836.24	5.29	10,051.74	5.64	8,918.15	5.55	7,635.89	4.82
资产使用费	438.64	1.26	1,740.48	0.98	1,740.48	1.08	1,740.48	1.10
计划检修费	38.32	0.11	1,916.88	1.08	821.28	0.51	723.9	0.46
材料费	18.70	0.05	1,441.11	0.81	1,084.91	0.68	1,824.45	1.15
外购动力费	162.38	0.47	439.16	0.25	345.16	0.21	486.11	0.31
水费	42.70	0.12	146.69	0.08	91.89	0.06	144	0.09
其他	1,399.58	4.03	7,941.48	4.46	5,090.28	3.17	4,541.11	2.86

(3) 各项成本参数的评估过程、取值逻辑，及合理性意见

1) 折旧费

本次评估按照基准日时点的资产组规模，结合预测的未来年度资本性支出计划，根据对应会计政策进行折旧，具有合理性。具体如下：

图表 45：折旧率及残值率表

类别	折旧率	残值率
房屋	3.23%	3.00%
建筑物	3.17%	4.90%
变电配电线路及设备	5.00%	5.00%
发电及供热设备	5.59%	5.00%
通讯线路及设备	7.31%	5.00%
非生产管理用设备及器具	14.31%	2.83%
自动化控制设备及仪器	9.79%	3.28%
运输设备	11.87%	3.32%
生产管理用工器具	13.87%	2.41%
检修维护设备	6.79%	5.00%

2. 职工薪酬

截止评估基准日，青岛热电共有 251 名生产员工。根据企业管理层访谈，2026 年预计增加员工 10 人，2027 年起每年增加 4 人，至 2035 年增加至 297 人，以后年度保持不变。预测期生产员工的职工薪酬，按照每年 4% 增加，同时按照实际情况预测社保费用，预测增

长至 2035 年，以后年度保持不变。

本项目的编制定员情况，严格参照《中国华能集团有限公司燃煤电厂机构设置和编制定员标准》，按照“一岗多责、一专多能、运行全能值班”的要求，保证运营团队设置科学合理，本次评估预测具有合理性。

3.计划检修费

本次计划检修费的预测参照中国华能集团公司企业标准《燃煤机组计划检修费用定额标准》的规定，包括发电机组主设备检修费用、公用系统设备检修费用、生产建筑物及非生产设施检修费用，本次按照青岛热电实际机组类型、调整系数、检修级别、投产时间等进行预测。同时，按照每年 150 万元预测锅炉检修费用，具有合理性。

4.其他费用

其他费用中办公费、差旅费、运输费等，与收入存在较明显线性关系，本次评估按照收入百分比法进行预测；对于劳动保护费、保险费、租赁费、保卫消防费、清洁绿化费、试验检验费根据历史平均水平并结合企业实际进行预测，具有合理性。

经实施以上分析预测，未来年度营业成本如下表所示：

图表 46：未来年度营业成本表

项目	单位：万元						
	2026 年 4-12 月	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年	2032 年
燃料费	65,544.02	87,826.36	87,815.37	87,804.39	90,115.93	90,115.93	90,115.93
折旧费	10,189.27	13,709.94	13,709.94	13,709.94	13,709.94	13,709.94	13,709.94
职工薪酬	8,470.61	10,661.17	11,043.35	11,461.48	11,903.59	12,367.02	12,850.80
资产使用费	1,315.89	1,754.52	1,754.52	1,754.52	1,754.52	1,754.52	1,754.52
计划检修费	2,580.82	1,743.19	2,193.19	2,193.19	1,743.19	1,743.19	1,743.19
材料费	1,630.30	1,617.80	1,623.36	1,628.92	1,738.14	1,738.14	1,738.14
外购动力费	288.99	450.00	450.00	450.00	450.00	450.00	450.00
水费	103.55	148.10	148.48	148.86	157.38	157.38	157.38

运营管理费（B）	1,271.80	1,976.93	1,923.13	1,885.61	1,893.28	1,960.32	1,236.73
其他	4,216.88	5,447.69	5,445.20	5,442.71	5,440.22	5,440.22	5,440.22
合计	95,612.14	125,335.70	126,106.54	126,479.60	128,906.19	129,436.66	129,196.85
项目	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年	2038 年	2039 年
燃料费	90,115.93	90,115.93	90,115.93	90,115.93	90,115.93	90,115.93	90,115.93
折旧费	13,709.94	13,709.94	13,709.94	13,709.94	13,709.94	13,709.94	13,709.94
职工薪酬	13,354.84	13,879.50	14,425.37	14,425.37	14,425.37	14,425.37	14,425.37
资产使用费	1,754.52	1,754.52	1,754.52	1,754.52	1,754.52	1,754.52	1,754.52
计划检修费	1,743.19	2,773.19	2,773.19	1,743.19	1,743.19	1,743.19	1,743.19
材料费	1,738.14	1,738.14	1,738.14	1,738.14	1,738.14	1,738.14	1,738.14
外购动力费	450.00	450.00	450.00	450.00	450.00	450.00	450.00
水费	157.38	157.38	157.38	157.38	157.38	157.38	157.38
运营管理费（B）	1,885.84	1,788.97	1,747.68	1,244.99	1,665.63	1,805.70	1,805.70
其他	5,440.22	5,440.22	5,440.22	5,440.22	5,440.22	5,440.22	5,440.22
合计	130,350.00	131,807.79	132,312.36	130,779.67	131,200.32	131,340.38	131,340.38
项目	2040 年	2041 年	2042 年	2043 年	2044 年	2045 年	2046 年
燃料费	90,115.93	90,115.93	90,115.93	90,115.93	90,115.93	90,115.93	90,115.93
折旧费	9,718.24	4,762.27	4,762.27	4,762.27	4,762.27	4,762.27	4,762.27
职工薪酬	14,425.37	14,425.37	14,425.37	14,425.37	14,425.37	14,425.37	14,425.37
资产使用费	1,754.52	1,754.52	1,754.52	1,754.52	1,754.52	1,754.52	1,754.52
计划检修费	2,193.19	2,193.19	1,743.19	1,782.69	1,782.69	1,782.69	2,864.19
材料费	1,738.14	1,738.14	1,738.14	1,738.14	1,738.14	1,738.14	1,738.14
外购动力费	450.00	450.00	450.00	450.00	450.00	450.00	450.00
水费	157.38	157.38	157.38	157.38	157.38	157.38	157.38
运营管理费（B）	1,780.23	1,780.23	0.00	1,794.06	1,694.60	1,798.65	1,742.53
其他	5,440.22	5,440.22	5,440.22	5,440.22	5,440.22	5,440.22	5,440.22
合计	127,773.21	122,817.24	120,587.02	122,420.57	122,321.12	122,425.17	123,450.55
项目	2047 年	2048 年	2049 年	2050 年	2051 年	2052 年	
燃料费	90,115.93	90,115.93	90,115.93	90,115.93	90,115.93	66,922.84	
折旧费	4,762.27	4,762.27	4,762.27	4,762.27	4,762.27	3,368.18	
职工薪酬	14,425.37	14,425.37	14,425.37	14,425.37	14,425.37	10,799.32	
资产使用费	1,754.52	1,754.52	1,754.52	1,754.52	1,754.52	1,754.52	
计划检修费	2,864.19	1,782.69	1,782.69	1,782.69	1,782.69	1,688.31	
材料费	1,738.14	1,738.14	1,738.14	1,738.14	1,738.14	1,277.13	
外购动力费	450.00	450.00	450.00	450.00	450.00	336.89	
水费	157.38	157.38	157.38	157.38	157.38	115.93	
运营管理费（B）	1,742.53	1,803.75	1,803.75	1,766.43	1,694.60	1,319.36	
其他	5,440.22	5,440.22	5,440.22	5,440.22	5,440.22	4,072.74	
合计	123,450.55	122,430.26	122,430.26	122,392.94	122,321.12	91,655.20	

5）合理性对比分析

①青岛热电历史三年经营数据统计如下：

图表 47：青岛热电历史三年经营数据表

序号	项目	毛利率（2023）	毛利率（2024）	毛利率（2025）
1	青岛热电	13.39%	12.99%	28.20%
	平均值	18.19%		
	中位数	13.39%		

青岛热电历史三年毛利率区间为 12.99%~28.20%，2023 年至 2025 年算术平均值为 18.19%，2023 年至 2025 年中位数为 13.39%。预测期，青岛热电毛利率为 12.93%~20.65%。处于历史期合理区间内，符合企业实际情况。

②通过 Wind 资讯查询主营业务与青岛热电相同或相似的可比上市公司 2025 年经营数据统计如下：

图表 48：青岛热电可比上市公司 2025 年经营数据统计表

序号	证券代码	证券简称	毛利率（2023）	毛利率（2024）	毛利率（2025）
1	600023.SH	浙能电力	9.02%	11.66%	11.64%
2	600863.SH	华能蒙电	17.70%	15.93%	20.34%
3	000531.SZ	穗恒运 A	23.39%	26.05%	27.95%
4	000600.SZ	建投能源	11.21%	14.61%	26.00%
5	600483.SH	福能股份	14.55%	13.83%	15.25%
	平均值		15.18%	16.41%	20.24%
	中位数		14.86%	15.27%	20.29%

五家上市公司毛利率区间为 9.02%~27.95%，2023 年至 2025 年算术平均值为 15.18%、16.41%、20.24%，2023 年至 2025 年中位数为 14.86%、15.27%、20.29%。预测期内，青岛热电毛利率为 12.93%~20.65%。处于可比上市公司合理区间内，符合行业一般情况。

综上，经综合考虑本项目的设备状态、历史成本支出情况及变化趋势等情况，参照企业内部相关管理制度，本次评估中折旧费、职工薪酬、计划检修费以及其他等营业成本的取值，较为审慎合理。

以上内容已在招募说明书“第三章 资产评估与现金流测算”之“第一节 资产评估”之“二、评估参数取值的合理性”之“（二）成本预

测的合理性”中补充披露。

3.关于资本性支出。根据申报材料，本项目 2027 年度资本性支出预测为 0 元，且未披露未来资本性支出的预测情况。请管理人进一步说明 2027 年度零预测的具体原因及合理性。补充披露未来资本性支出参数如何设置，并说明是否充分考虑机组检修、大修及技改安排、环保能耗政策、热电联产机组运营特点等，能否维持正常生产经营，相关预测的合理性及谨慎性。

答复：

（1）2027 年度零资本性支出的原因及未来资本性支出设置

资本性支出包括维持目前生产规模的更新资本性支出和扩大生产规模的扩产资本性支出，因机组投产年限短，设备使用状态良好，本次评估根据实际情况仅考虑更新资本性支出，对扩产资本性支出不作预测。

更新资本性支出是在现有固定资产的基础上，结合企业固定资产历史年度更新支出情况、未来年度的更新计划、资产经济年限等因素，而发生的必要资本性支出。按照资产的类别，本项目在预测期内的资本性支出安排，具体如下：

图表 49：项目预测期内的资本性支出安排表

单位：万元

类别	折旧率	残值率	账面原值	账面净值	主要资产投入使用时间	更新年份
房屋	3.23%	3.00%	33,734.40	29,867.24	2015 年、2022 年	项目期内无需更新
建筑物	3.17%	4.90%	28,450.45	25,158.47	2015 年、2022 年	项目期内无需更新
变电配电线路及设备	5.00%	5.00%	27,834.75	22,596.97	2015 年、2022 年	2042 年
发电及供热设备	5.59%	5.00%	156,787.67	124,371.36	2015 年、2022 年	2036 年，更新启动锅炉
通讯线路及	7.31%	5.00%	436.44	321.80	2015 年、2022 年	2036 年、2050 年

设备						
非生产管理用设备及器具	14.31%	2.83%	147.04	75.55	2022 年	2029 年、2036 年、2043 年、2050 年
自动化控制设备及仪器	9.79%	3.28%	10,740.15	6,824.93	2015 年、2022 年	2032 年、2042 年
运输设备	11.87%	3.32%	79.62	22.24	2018 年、2021 年	2028 年、2037 年、2045 年
生产管理用工具器具	13.87%	2.41%	1,706.37	895.90	2020 至 2023 年	2020 年、2037 年、2044 年、2051 年
检修维护设备	6.79%	5.00%	403.85	313.96	2022 年	2037 年、2052 年

图表 50：未来年度资本性支出表

单位：万元

类别	2026 年 4-12 月	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年	2032 年
房屋	-	-	-	-	-	-	-
建筑物	-	-	-	-	-	-	-
变电配电线路及设备	-	-	-	-	-	-	-
发电及供热设备	479.34	-	-	-	-	-	-
通讯线路及设备	-	-	-	-	-	-	-
非生产管理用设备及器具	-	-	-	147.04	-	-	-
自动化控制设备及仪器	-	-	-	-	-	-	10,740.15
运输设备	-	-	79.62	-	-	-	-
生产管理用工具器具	-	-	-	-	1,706.37	-	-
检修维护设备	-	-	-	-	-	-	-
合计	479.34	0.00	79.62	147.04	1,706.37	0.00	10,740.15
类别	2033 年	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年	2038 年	2039 年
房屋	-	-	-	-	-	-	-
建筑物	-	-	-	-	-	-	-
变电配电线路及设备	-	-	-	-	-	-	-
发电及供热设备	-	-	-	8,182.85	-	-	-
通讯线路及设备	-	-	-	436.44	-	-	-
非生产管理用设备及器具	-	-	-	147.04	-	-	-
自动化控制设备及仪器	-	-	-	-	-	-	-
运输设备	-	-	-	-	79.62	-	-
生产管理用工具器具	-	-	-	-	1,706.37	-	-
检修维护设备	-	-	-	-	403.85	-	-
合计	0.00	0.00	0.00	8,766.33	2,189.84	0.00	0.00
类别	2040 年	2041 年	2042 年	2043 年	2044 年	2045 年	2046 年
房屋	-	-	-	-	-	-	-
建筑物	-	-	-	-	-	-	-
变电配电线路及设备	-	-	27,834.75	-	-	-	-

发电及供热设备	-	-	-	-	-	-	-
通讯线路及设备	-	-	-	-	-	-	-
非生产管理用设备及器具	-	-	-	147.04	-	-	-
自动化控制设备及仪器	-	-	10,740.15	-	-	-	-
运输设备	-	-	-	-	-	79.62	-
生产管理用工器具	-	-	-	-	1,706.37	-	-
检修维护设备	-	-	-	-	-	-	-
合计	0.00	0.00	38,574.90	147.04	1,706.37	79.62	0.00
类别	2047 年	2048 年	2049 年	2050 年	2051 年	2052 年	
房屋	-	-	-	-	-	-	
建筑物	-	-	-	-	-	-	
变电配电线路及设备	-	-	-	-	-	-	
发电及供热设备	-	-	-	-	-	-	
通讯线路及设备	-	-	-	436.44	-	-	
非生产管理用设备及器具	-	-	-	147.04	-	-	
自动化控制设备及仪器	-	-	-	-	-	-	
运输设备	-	-	-	-	-	-	
生产管理用工器具	-	-	-	-	1,706.37	-	
检修维护设备	-	-	-	-	-	403.85	
合计	0.00	0.00	0.00	583.48	1,706.37	403.85	

注：2030 年更新资本性支出资产类别为生产管理用工器具，2032 年更新资本性支出资产类别为自动化控制设备及仪器，2036 年更新资本性支出资产类别为发电及供热设备中启动锅炉、通讯线路及设备、非生产管理用设备及器具，2037 年更新资本性支出资产类别为运输设备、生产管理用工器具、检修维护设备，2042 年更新资本性支出资产类别为变电配电线路及设备、自动化控制设备及仪器，2044 年更新资本性支出资产类别为生产管理用工器具，2051 年更新资本性支出资产类别为生产管理用工器具。

本次评估，资本性支出仅测算维持目前生产规模的更新资本性支出。按固定资产类别，依据各类资产初始投入时间、折旧年限、经济使用年限等，预测更新资本性支出发生的时点与未来年度各年更新资本性支出的金额。预测资本支出随设备更新周期呈现阶段性集中支出特征，符合火电企业固定资产间断重置的经营特点及火电项目实际经营情况，评估预测审慎合理。

基于上述假设，2027 年各类资产设备仍在经济使用年限内，暂无更新安排，故 2027 年度的资本性支出为 0，具有一定的合理性。

（2）机组检修和大修

本次评估中，关于机组检修和大修费用已在营业成本中“计划检修”充分考虑。参照中国华能集团公司《燃煤机组计划检修费用定额标准》（2014版）的规定，包括发电机组主设备检修费用、公用系统设备检修费用、生产建筑物及非生产设施检修费用三大项，本次按照青岛热电实际机组类型、调整系数、检修级别、投产时间等进行预测。

①发电机组主设备检修费。本次依照上述检修费用定额标准，预测了 A、B、C、D 级别检修费，各类别检修费金额如下：

图表 51：各类别检修费金额表

单位：万元

检修级别	专业名称	人工费	备品材料及其他	合计
A	锅炉	301	256	557
	汽机	202	208	410
	电气	110	100	210
	热控	100	99	199
	化学	35	30	65
	脱硫	68	47	115
	除灰	44	40	84
	合计	860	780	1640
B	锅炉	180	182	362
	汽机	128	138	266
	电气	74	60	134
	热控	50	75	125
	化学	23	20	43
	脱硫	45	30	75
	除灰	27	28	55
	合计	530	530	1060
C	锅炉	112	99	211
	汽机	78	69	147
	电气	43	38	81
	热控	30	46	76
	化学	14	10	24
	脱硫	27	15	42
	除灰	16	16	32
	合计	320	290	610
D	锅炉	34	27	61
	汽机	24	18	42
	电气	13	10	23
	热控	11	10	21

检修级别	专业名称	人工费	备品材料及其他	合计
	化学	4	5	9
	脱硫	9	6	15
	除灰	5	4	9
	合计	100	80	180

注：投产 20 年以上机组调整系数 1.05。

②公用系统设备检修费用。公用系统设备检修费标准为 7.68 元/千瓦，直流冷却机组调整系数 0.9，供热机组调整系数 1.1，预测金额为 532.22 万元/年。

③生产建筑物及非生产设施检修费用。生产建筑物及非生产设施检修费用标准为 3.4 元/千瓦，直流冷却机组调整系数 0.9，供热机组调整系数 1.1，滨海电厂调整系数 1.15，预测金额为 270.96 万元/年。

④小锅炉检修费用。按照每年 150 万元预测锅炉检修费用。

⑤预测期检修费如下：

图表 52：预测期检修费表

单元：万元

项目	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年	2032 年	2033 年
1#检修级别	D	B	D	C	D	C	D
2#检修级别	C	D	B	D	C	D	C
发电机组主设备检修费	790.00	1,240.00	1,240.00	790.00	790.00	790.00	790.00
公用系统设备检修费用	532.22	532.22	532.22	532.22	532.22	532.22	532.22
生产建筑物及非生产设施检修费用	270.96	270.96	270.96	270.96	270.96	270.96	270.96
小锅炉检修费用	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
合计	1,743.19	2,193.19	2,193.19	1,743.19	1,743.19	1,743.19	1,743.19
项目	2034 年	2035 年	2036 年	2037 年	2038 年	2039 年	2040 年
1#检修级别	A	D	C	D	C	D	B
2#检修级别	D	A	D	C	D	C	D
发电机组主设备检修费	1,820.00	1,820.00	790.00	790.00	790.00	790.00	1,240.00
公用系统设备检修费用	532.22	532.22	532.22	532.22	532.22	532.22	532.22
生产建筑物及非生产设施检修费用	270.96	270.96	270.96	270.96	270.96	270.96	270.96
小锅炉检修费用	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
合计	2,773.19	2,773.19	1,743.19	1,743.19	1,743.19	1,743.19	2,193.19
项目	2041 年	2042 年	2043 年	2044 年	2045 年	2046 年	2047 年
1#检修级别	D	C	D	C	D	A	D
2#检修级别	B	D	C	D	C	D	A

项目	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年	2032 年	2033 年
发电机组主设备检修费	1240.00	790.00	829.50	829.50	829.50	1911.00	1911.00
公用系统设备检修费用	532.22	532.22	532.22	532.22	532.22	532.22	532.22
生产建筑物及非生产设施检修费用	270.96	270.96	270.96	270.96	270.96	270.96	270.96
小锅炉检修费用	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
合计	2,193.19	1,743.19	1,782.69	1,782.69	1,782.69	2,864.19	2,864.19
项目	2048 年	2049 年	2050 年	2051 年	2052 年		
1#检修级别	C	D	C	D	B		
2#检修级别	D	C	D	C	D		
发电机组主设备检修费	829.50	829.50	829.50	829.50	974.72		
公用系统设备检修费用	532.22	532.22	532.22	532.22	398.44		
生产建筑物及非生产设施检修费用	270.96	270.96	270.96	270.96	202.85		
小锅炉检修费用	150.00	150.00	150.00	150.00	112.30		
合计	1,782.69	1,782.69	1,782.69	1,782.69	1,688.31		

注：2026 年计划检修费预测金额按照预算确定。

（3）技改安排

目前青岛热电正在执行的技改，已发生支出记于在建工程，本次评估按照项目预计投入考虑后续支出。除此之外，企业暂无其他技改安排。计划检修费中包含小额技改费用。

（4）环保能耗政策

依据环境保护部、国家发展和改革委员会、国家能源局 2015 年发布的关于印发《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》的通知，“全国新建燃煤发电项目原则上要采用 60 万千瓦及以上超超临界机组，平均供电煤耗低于 300 克标准煤/千瓦时（以下简称克/千瓦时），到 2020 年，现役燃煤发电机组改造后平均供电煤耗低于 310 克/千瓦时。”本项目符合超低排放标准。同时，本项目技术指标行业领先，符合清洁高效要求。环保排放方面，烟尘、二氧化硫、氮氧化物等常规大气污染物均持续低于国家超低排放标准；机组设计供电煤耗 283.38 克/千瓦时，达到国内同类型机组最优值，符合国家清洁高效煤电的技术要求。因此，预测期内无需因环保能耗政策变化，而发

生大额资本性支出。

（5）热电联产机组运营特点

本项目为 2022 年新投产的 2 台 350MW 超临界热电联产机组，采用超临界参数，供电煤耗低，达国内同类型机组最优水平，可显著降低燃料成本。同步建设高效脱硫、脱硝、除尘设施，排放指标达燃机排放标准，常规污染物低于超低排标准，满足“双碳”与环保要求。投运时间短，生产工艺先进，设备健康状况良好，装备水平具有较强的竞争优势。

故本次评估中，资本性支出可以满足项目维持正常生产经营，具有合理性。

以上内容已在招募说明书“第三章 资产评估与现金流测算”之“第一节 资产评估”之“二、评估参数取值的合理性”之“（二）成本预测的合理性”中补充披露。

4.关于折现率。根据申报材料，本项目的税后折现率为 5.94%。请管理人、评估机构结合行业收益风险特征、所处城市以及区域的经济指标、同类资产大宗交易、上市公司并购重组交易等情况以及本项目风险收益特征等因素，说明折现率取值的合理性。

答复：

本项目在评估过程中，选用的是全投资口径、税后现金流折现模型，故相应的折现率选取加权平均资本成本（WACC）。现结合行业收益风险特征、所处城市及区域的经济指标、同类大宗交易与上市公司并购重组交易、本项目收益特征等因素说明本项目折现率取值的合理性，具体如下：

（1）关于行业收益风险特征

火电行业属于国民经济基础性能源行业，在国家加快推进新型电力系统构建背景下，火电的收益模式已由单纯发电向“电能量+容量补偿+供热等综合能源服务”多元收益结构转变，行业整体风险收益特征可概括为“收益稳定性增强、风险补偿机制完善”。

1）行业收益特征

①煤电容量电价机制回收机组固定成本。2023 年 11 月 10 日，国家发展改革委和国家能源局发布《关于建立煤电容量电价机制的通知》，全国范围内开始实施煤电容量电价机制，并明确用于计算煤电容量电价的煤电机组固定成本实行全国统一标准，为每年每千瓦 330 元（含税）。政策实施以来，我国煤电行业的容量电价标准为每年每千瓦 100 元至 330 元不等，从而获取稳定的容量电费收入，有效平抑了电量电价波动对煤电项目经营现金流的影响。

②山东省电力现货市场运行成熟。除国家层面建立煤电容量电价机制以外，山东省还建立了市场化容量补偿机制，煤电作为支撑性调节电源，可获得较为稳定的市场化容量补偿电费。另外，山东省 2026 年正式推出运行成本补偿机制，针对直调公用火电机组给予机组运行成本补偿费用，日清月结，为煤电机组参与现货市场获取边际收益提供了制度保障。

③我国大力推行煤电机组供热改造，深度绑定民生供暖及工业生产需求，多元化的经营模式可提供额外的现金流，进一步增强了煤电行业的收益确定性。

2）行业风险特征

火电行业主要面临燃料价格波动、电价竞争加剧、环保约束趋紧等风险。本项目地处山东沿海，煤炭海运条件便利，依托华能集团在煤炭采购运力保障方面的优势，可部分对冲价格波动；容量电价机制的落地为包括本项目在内的煤电企业提供了固定成本的确定性回收通道；山东省及青岛市电力需求持续增长，为本项目发电量消纳提供市场需求支撑。

综上，火电行业收益的可预测性和稳定性较强，5.95%的税后折现率与上述风险收益特征相匹配。

（2）关于所处城市及区域经济指标

本项目位于青岛市黄岛区（西海岸新区），城市及区域主要经济指标如下：

图表 53：青岛市和黄岛区主要经济指标及对本项目的影响

指标	青岛市	黄岛区	对本项目的影响
城市定位	计划单列市、山东省经济龙头	国家级新区	工业基础雄厚，用电需求刚性
GDP总量	2025年全市生产总值17,560.67亿元，同比增长5.4%，高于全国0.4个百分点。青岛市经济总量持续位居山东省首位。2025年全社会用电量729.7亿千瓦时，同比增长6.7%	2025年生产总值5,534.35亿元，同比增长5.2%；黄岛区GDP占全市总量近三分之一，以绝对优势领跑全市	经济规模支撑电力消纳能力
产业结构	家电电子、石化化工、装备制造等支柱产业。2025年工业用电380亿千瓦时，同比增长7.0%	汽车制造、化工、计算机通信、装备制造等支柱产业；2025年第二产业增加值1,814.09亿元，增长4.2%。2025年，黄岛区社会用电量为247.9亿千瓦时，同比增长9.3%。其中，工业用电量172.9亿千瓦时，增长10.5%	工业用电需求稳定
人口规模	截至2025年末，青岛市常住人口为1051.55万人，比上年增加7.3万人；“十四五”时期，青岛五年常住人口净增量近45万人；常住人口持续净流入	2025年末常住人口205.99万人，十四五期间常住人口净增13.1万人	居民生活用电增长潜力较大

从上述青岛市与黄岛区的经济指标可见，本项目所处的区域经济发展健康、产业基础扎实，为包括本项目在内的发电厂的电量消纳和利用小时数保障提供了坚实外部基础，降低了对机组利用率和电费回收的不确定性，是折现率取值可相对下修的正面因素。

(3) 关于同类资产大宗交易与上市公司并购重组交易情况

①已发行公募 REITs 项目类比

由于目前公募 REITs 市场中尚无燃煤火电资产上市案例，特选取同为火电资产且热电联产的华夏华电清洁能源 REIT 项目进行对比，具体情况如下：

图表 54：已发行公募 REITs 项目类比

项目	本项目	华夏华电清洁能源 REIT
评估基准日	2026/3/31	2024/12/31
无风险利率（Rf）	1.82%	2.02%
股权市场风险溢价（ERP）	6.12%	6.75%
β系数	0.8513	0.73
特有风险收益率	1.80%	2.50%
资本结构 D/E	86.56%	112.91%
债权期望报酬率（Kd）	3.50%	3.60%
所得税率	25%	25%
税后 WACC	5.95%	5.87%

②多维度折现率对比

总资产报酬率：以息税前利润为收益口径，反映企业全部资产创造经营收益的能力。

净资产收益率：股东自有资本的回报率，依托经营收益与财务杠杆共同形成。

折现率：资产估值中未来现金流折算为现值的必要收益率，是投资者要求的最低年化回报底线，本质是机会成本与风险补偿。

对比总结如下：

图表 56: 折现率对比汇总表

维度	总资产报酬率	净资产收益率
对应资本口径	全部资本（债+股）	仅股东资本
对应折现率指标	WACC（加权平均资本成本）	Ke（股权资本成本）

企业绩效评价标准值对比

青岛热电属于火力发电业，依据《企业绩效评价标准值》2025年版，其行业 2025 年的绩效评价标准如下：

图表 57: 火力发电行业 2025 年绩效评价标准

项目	范围：全行业				
	优秀值	良好值	平均值	较低值	较差值
净资产收益率（%）	11.2	6.8	5.3	0.1	-6.0
总资产报酬率（%）	7.9	5.4	2.9	0.8	-1.7

火力发电业净资产收益率优秀值为 11.2%，良好值为 6.8%，中等值为 5.3%，较低值为 0.1%，较差值为-6%，本次评估计算股权资本成本为 8.83%，高于行业平均值；总资产报酬率优秀值为 7.9%，良好值为 5.4%，中等值为 2.9%，较低值为 0.8%，较差值为-1.7%，本次评估计算税前折现率为 8.00%（税后为 5.95%），高于行业平均值。

③上市公司指标对比

通过 Wind 资讯查询主营业务与青岛热电相同或相似的可比上市公司 2025 年经营数据统计如下：

图表 58: 可比上市公司 2025 年经营数据统计表

序号	证券代码	证券简称	净资产收益率	总资产报酬率
1	600023.SH	浙能电力	8.65%	4.29%
2	600863.SH	华能蒙电	13.92%	9.19%
3	000531.SZ	穗恒运 A	3.44%	1.86%
4	000600.SZ	建投能源	15.09%	6.98%
5	600483.SH	福能股份	11.00%	6.22%
平均值			10.42%	5.71%
中位数			11.00%	6.22%

五家上市公司存在不同的财务杠杆，2025 年度净资产收益率区

间为 3.44%-15.09%，算术平均值 10.42%，中位数 11%；本次评估计算股权资本成本为 8.83%，虽然略低于可比上市公司平均值及中位数（财务杠杆影响），但仍处于可比上市公司合理区间内。

五家上市公司总资产收益率区间为 1.86%-9.19%，算术平均值 5.71%，中位数 6.22%；本次评估计算税前折现率为 8.00%（税后为 5.95%），高于可比上市公司平均值，处于可比上市公司合理区间内。

综上所述，本项目折现率具有合理性。

（4）关于本项目风险收益特征

1）项目风险收益特征

基金管理人已在招募说明书中充分披露本基金可能面临的各项风险，包括政策风险、燃料成本波动风险、上网电量波动风险、供汽量波动风险、供暖量波动风险等。与此同时，本项目作为区域重点保留的清洁高效主力机组和能源保供的核心支撑，电量收入具备区域需求支撑、可通过容量补偿收入夯实收益基础、供热供汽收入增强现金流稳定性，多重收入结构下能够有效平抑单一市场波动对整体现金流的影响。

2）折现率与项目风险特征的匹配性

整体上，本项目整体风险收益特征可概括为“收益来源多元、固定收入占比提升、区域消纳有保障、风险缓释措施完备”，5.95%的税后折现率系通过 WACC 模型逐项参数客观计算得出，充分反映了：

①燃煤火电行业固有的燃料价格波动和收入（上网电量/供暖量/供汽量）波动风险；

②黄岛区作为国家级新区的积极经济因素（区域电力需求强劲构

成正面支撑)；

③容量电价政策带来的收益确定性（降低了项目特定风险）；

④热电联产模式下多元收益结构对单一市场风险的平抑效应。

综上，本项目税后折现率 5.95%的取值，是在收益法评估框架下，综合考量行业风险特征、区域经济环境、项目自身经营特性，并参考同类资产交易案例后确定。管理人与评估机构认为：该折现率水平在当前无风险利率下行的宏观背景下，取值审慎、参数合理，能够公允反映本项目作为燃煤火电资产的风险收益特征。

（三）关于评估方法及结论

1.关于压力测试。请管理人、评估机构根据《审核关注事项》第四十四条、第四十五条相关规定，完善交易电价、容量电费、供暖单价、供汽价格、标煤单价和折现率等重要评估参数的敏感性分析和压力测试。

答复：

基于基准日 2026 年 3 月 31 日的收益法评估结果，本项目分别对预测期内市场交易电价、容量电费、供暖价格、供汽价格、标煤单价和折现率进行了敏感性分析。具体见下表：

图表 59：敏感性分析表

项目	变动	变动前评估结果 30.16 亿元	
		变动后评估结果（亿元）	变动率
市场交易电价	上升 5%	34.56	14.59%
	下降 5%	25.77	-14.56%
	上升 2.5%	32.36	7.29%
	下降 2.5%	27.97	-7.26%
容量电费	上升 5%	31.31	3.81%
	下降 5%	29.11	-3.48%
	上升 2.5%	30.78	2.06%
	下降 2.5%	29.64	-1.72%

项目	变动	变动前评估结果 30.16 亿元	
		变动后评估结果（亿元）	变动率
供暖价格	上升 5%	30.65	1.62%
	下降 5%	29.67	-1.62%
	上升 2.5%	30.41	0.83%
	下降 2.5%	29.92	-0.80%
供汽价格	上升 5%	31.24	3.58%
	下降 5%	29.09	-3.55%
	上升 2.5%	30.76	1.99%
	下降 2.5%	29.69	-1.56%
标煤单价	上升 5%	26.27	-12.90%
	下降 5%	34.06	12.93%
	上升 2.5%	28.22	-6.43%
	下降 2.5%	32.11	6.47%
折现率	增加 1%	27.56	-8.62%
	减少 1%	33.21	10.11%
	增加 0.5%	28.81	-4.48%
	减少 0.5%	31.63	4.87%

以上内容已在招募说明书“第三章 资产评估与现金流测算”之“第一节 资产评估”之“三、估值敏感性分析及压力测试”中补充披露。

2.关于评估方法。请管理人根据《审核关注事项》第四十五条相关规定，披露其他不同评估方法校验的评估假设、评估过程和评估价值等。

答复：

（1）交易案例法介绍

本次对评估结果进行验证采用交易案例比较法，首先选择与被评估对象处于同一行业的交易案例作为交易案例，将交易案例评估值作为交易案例的市场价值。其次再选择交易案例的一个或几个收益性或资产类参数，如营业收入、净利润，或实收资本、总资产、净资产等作为“分析参数”。最后计算可比对象市场价值与所选择分析参数之间的比例关系——称之为价值比率，将上述比率乘数应用到被评估企业的相应的分析参数中从而得到被评估对象的市场价值。

考虑到被评估资产组所在单位为重资产企业，属于电力、热力生产和供应业，为成熟行业，现金流相对稳定。由于电力企业通常资产极重，负债率较高，折旧巨大且不同公司采用的折旧年限、方法各异，EV/EBITDA 通过加回折旧，让不同会计政策下的企业具有了可比性。EV（企业价值）包含了股权价值和债务价值，能够避免不同资产结构对评估结果的干扰。故本次交易案例法采用 EV/EBITDA 作为价值比率。

（2）交易案例法的评估假设

1）假设产权持有单位严格遵循相关会计准则，评估基准日及历年审计报告真实、可靠；

2）假设可比交易案例相关数据真实可靠；

3）假设除特殊说明外，资本市场的交易均为公开、平等、自愿的公允交易；

4）未考虑遇有自然力及其他不可抗力因素的影响，也未考虑特殊交易方式可能对评估结论产生的影响；

5）未考虑将来可能承担的抵押、担保事宜。

6）本次估值测算的各项参数取值不考虑通货膨胀因素的影响，估算中的取值标准均为基准日有效的价格标准及价值体系。

7）假设公开渠道取得的交易案例相关财务数据、交易数据均真实、准确、完整。

评估人员认定这些假设条件在评估基准日时成立，并根据这些假设推论出相应的评估结论。如果未来经济环境发生较大变化或其它假设条件不成立时，评估结果会发生较大的变化。签字资产评估师及本

评估机构将不承担由于假设条件改变而推导出不同评估结论的责任。

(3) 价值比率的计算过程

本次评估选取华电江苏能源有限公司、中国华电集团贵港发电有限公司、甘肃电投常乐发电有限责任公司作为交易案例。规范被评估对象和可比交易案例的财务报表后，采用 EV/EBITDA 乘数并对交易时间、装机容量、财务指标和个别因素等进行逐项修正，最终确定可比价值比率乘数为 8.35 倍。

(4) 交易案例法评估结论

青岛热电不动产项目资产组市场价值 = 产权持有单位对应参数 × 价值比率

$$= 57,480.33 \times 8.35$$

$$= 480,100.00 \text{ 万元（取整）}$$

收益法评估后的股东全部权益价值为 301,600.00 万元，交易案例法评估后的股东全部权益价值为 480,100.00 万元，交易案例法高于收益法 178,500.00 万元，差异率为 37.18%。

(5) 多维度评估结果校验

1) 交易案例结果校验

本次选取江苏能源、贵港发电、常乐发电三个可比交易案例，分别采用 EV/总收入、EV/EBITDA 两个指标对市场估值乘数开展对比分析，各乘数指标取值及对比情况如下：

图表 60：可比交易案例乘数指标取值及对比情况表

项目	江苏能源	贵港发电	常乐发电	平均值	中位数	被评估对象
----	------	------	------	-----	-----	-------

EV/总收入	1.50	1.36	2.77	1.88	1.50	1.73
EV/EBITDA	9.52	9.09	6.45	8.35	9.09	5.35

三家交易案例 EV/总收入乘数区间为 1.36 ~ 2.77，算术平均值 1.88，中位数 1.50；本次被评估对象 EV/总收入乘数为 1.73。被评估对象乘数 1.73 高于可比公司中位数，略低于可比公司算术平均值，整体处于可比案例合理区间内。

EV/EBITDA 为火电、重资产能源行业核心估值指标，能够剔除利息、税收、折旧摊销等非经营因素干扰，客观反映企业主营业务现金流对应的企业价值。三家可比公司 EV/EBITDA 乘数区间为 6.45 ~ 9.52，算术平均值 8.35，中位数 9.09；被评估对象 EV/EBITDA 乘数为 5.35。对比可见，本次评估对象 EV/EBITDA 乘数低于可比公司算术平均值与中位数，同时低于三家可比案例最低值 6.45。

2) 可比上市公司结果校验

本次选取华能蒙电、穗恒运 A、福能股份三家上市企业作为可比上市公司，采用 EV/总收入、EV/EBITDA 两个指标乘数开展对比分析，各乘数指标取值及对比情况如下：

图表 61：可比交易案例乘数指标取值及对比情况表

项目	华能蒙电	穗恒运 A	福能股份	平均值	中位数	被评估对象
EV/总收入	1.94	1.82	2.13	1.96	1.95	1.73
EV/EBITDA	6.06	6.09	4.47	5.54	5.80	5.35

三家可比上市公司 EV/总收入乘数区间为 1.82 ~ 2.13，算术平均值 1.96，中位数 1.95；本次被评估对象 EV/总收入乘数为 1.73。被评估对象 EV/总收入乘数 1.73 低于可比公司平均值及中位数。

三家可比上市公司 EV/EBITDA 乘数区间为 4.47 ~ 6.09，算术平

均值 5.54，中位数 5.80；被评估对象 EV/EBITDA 乘数为 5.35。对比可见，被评估对象 EV/EBITDA 乘数略低于可比公司算术平均值与中位数，介于可比公司最低值 4.47 与中高位水平之间，未偏离可比上市公司合理区间。

综上所述，经分析评估方法校验采用的评估假设、评估过程和评估价值等，及对本次评估结果展开多维度比较验证后，本次评估结论较为审慎合理。

以上内容已在招募说明书“第三章 资产评估与现金流测算”之“第一节 资产评估”之“二、评估参数取值的合理性”之“（四）其他不同评估方案校验”中补充披露。

五、基金运作与治理

（一）关于基础管理费。根据申报材料，本项目 2028 年之后基本运营管理费 A 的数额通过编制年度预算确定，基本运营管理费 B 以当年运营净收入为基准确定。请管理人说明基本运营管理费 A 设置是否符合行业惯例，预算编制机制、核心考量因素及审批决策主体，是否存在较大调整空间。请管理人说明基本运营管理费能否保障不动产项目稳定运营，并发表明确意见。

答复：

本项目基本运营管理费 A 主要用于覆盖运营管理机构为履行《运营管理服务协议》项下运营管理职责所发生的运营管理机构固定支出，包括资产使用费、职工薪酬、管理费用、销售费用、营业成本中的办公费、租赁费、水电费、差旅费和交通费等，由项目公司根据相关约定向运营管理机构支付。其中，职工薪酬为基本运营管理费 A 的主要

构成，2023年至2025年，职工薪酬、管理费用及资产使用费合计占基本运营管理费A的比例为97.61%，各项占比分别为59.61%、26.18%和11.82%。基本运营管理费A计算公式为：

基本运营管理费A=职工薪酬+资产使用费+销售费用+管理费用+营业成本中的办公费、租赁费、水电费、差旅费和交通费。

本项目职工薪酬及管理费用在预测期内均按照年增长率4%预测至2035年。其中，职工薪酬结合实际情况测算社保费用，相关费用在以后年度保持不变。2026年4-12月及2027年，运营管理机构因提供运营管理服务预计发生的职工薪酬分别为8,634.50万元和11,190.17万元。管理费用主要包括管理人员职工薪酬、业务招待费、咨询费及其他费用等，其中管理人员职工薪酬所涉及的社保费用亦结合实际情况测算，并在以后年度保持不变；咨询费及其他费用主要为固定支出，按照历史年度平均发生额进行预测。相较于同行业可比项目人工成本采用的2%年增长率，本项目职工薪酬采用4%的年增长率，参数选取更为审慎。

华能青岛公司历史职工薪酬按照华能集团统一薪酬政策执行，由华能集团统筹管理，薪酬体系具有较强的规范性和合理性。从宏观经济环境看，居民消费价格指数（CPI）涨幅是企业确定薪酬增长水平的重要参考因素之一。根据国家统计局数据，2016年至2025年我国年度CPI涨幅均低于3%，整体保持温和上涨态势。本基金将2027年至2035年职工薪酬及管理费用的年增长率设定为4%，综合考虑了历史物价变动水平、青岛地区经济发展情况及未来成本可能出现的波动，并为保障人员稳定及运营管理质量预留了适度空间。因此，相关增长率参数的设置具有合理性、公允性和审慎性。

资产使用费（不含税）按照 1,754.52 万元/年（不含税）由项目公司向青岛热电支付。存续期内，资产的维护、修理及计划检修等由运营管理机构负责实施，相关费用由项目公司直接承担；若资产发生更新改造等资本性支出，费用由青岛热电承担。2026 年 4-12 月及 2027 年的资产使用费分别为 1,315.89 万元和 1,754.52 万元。

销售费用金额较小，按照历史销售费用占主营业务收入的平均比例确认，其中差旅费为占主营业务收入 0.0041%，会议费为占主营业务收入 0.0052%。

营业成本中的办公费、水电费、差旅费、交通费和租赁费，根据历史发生水平并结合企业实际进行预测。

依据编号为安永华明（2026）专字第 70015735_A02 号的《可供分配金额测算审核报告》，2026 年 4-12 月，资产使用费、运营管理机构提供服务所承担的职工薪酬、销售费用、付现管理费用和生产人员的差旅交通等费用分别为 1,315.89 万元、8,634.50 万元、12.21 万元、2,998.20 万元和 427.85 万元，2026 年度的基本运营管理费 A 合计为 13,388.65 万元；2027 年，资产使用费、运营管理机构提供服务所承担的职工薪酬、销售费用、付现管理费用和生产人员的差旅交通等费用分别为 1,754.52 万元、11,190.17 万元、15.65 万元、3,807.85 万元和 492.95 万元，2027 年度的基本运营管理费 A 合计为 17,261.14 万元。

基金初始发行的第三个年度及以后，各方应基于不动产资产最近一次评估预测中的基本运营管理费 A 金额和上一年度实际经营情况，编制年度预算中的基本运营管理费 A 部分。如运营管理机构、基金管理人双方确定预算时对基本运营管理费 A 存在分歧，双方按照《运

营管理服务协议》约定进行修改、调整。如仍无法达成一致意见，则当年基本运营管理费 A 按照不动产资产最近一次评估预测中的该年度基本运营管理费 A 金额执行。

2023 年-2025 年，本项目按照基本运营管理费 A 口径覆盖的各项成本费用如下表所示。

图表 62：报告期内基本运营管理费 A 各项成本费用情况（不含税）

单位：万元

项目	2023 年	2024 年	2025 年
职工薪酬	7,635.89	8,918.15	10,051.74
管理费用	3,412.44	4,073.48	4,169.68
销售费用	15.61	15.74	15.62
营业成本中的办公费、租赁费、水电费、差旅费和交通费	253.79	336.91	437.26
资产使用费	1,740.48	1,740.48	1,740.48
基本运营管理费A合计	13,058.21	15,084.76	16,414.78

从历史费用匹配情况看，报告期内，本项目按基本运营管理费 A 口径覆盖的成本费用分别为 13,058.21 万元、15,084.76 万元和 16,414.78 万元，主要由职工薪酬、管理费用和资产使用费构成。其中，职工薪酬分别为 7,635.89 万元、8,918.15 万元和 10,051.74 万元，占基本运营管理费 A 的比重较高；管理费用分别为 3,412.44 万元、4,073.48 万元和 4,169.68 万元；资产使用费各期均为 1,740.48 万元，整体较为稳定。由此可见，本项目基本运营管理费 A 所覆盖的费用范围，与项目历史运营过程中实际发生的主要运营类支出口径一致，相关费用均系维持不动产项目正常生产经营、安全环保运行、设备维护检修及日常管理所必需支出，具有明确的历史成本基础和延续性。

1.基本运营管理费 A 设置是否符合行业惯例

截至本反馈回复出具日，境内公募 REITs 市场尚无以燃煤发电项目作为基础资产的已发行上市案例，仅有 1 单同类项目处于申报阶段，因此缺乏可直接参照的已上市同类项目。如前所述，职工薪酬是本项

目基本运营管理费 A 的主要构成，2023 年至 2025 年占基本运营管理费 A 的比例为 59.61%。基于审慎原则，本项目职工薪酬及管理费用在预测期内均按照 4%的年增长率预测至 2035 年。其中，职工薪酬增长率高于可比同行业项目人工成本采用的 2%年增长率，相关预测参数的选取更为审慎。

经查询公开信息，截至 2026 年 7 月末，已发行的央企能源公募 REITs 共 6 只，包括华夏华电清洁能源 REIT（天然气发电）、嘉实中国电建清洁能源 REIT（水电）、中信建投国家电投新能源 REIT（海上风电）、华夏中核清洁能源 REIT（水电）、中航中核汇能新能源 REIT（陆上风电）和华泰三峡清洁能源 REIT（海上风电），均已设置运营管理机构基本运营管理费（或类似收费安排，下同）。虽然本项目基础资产为燃煤发电项目，在燃料类型、生产组织方式及部分运营特征方面与上述已发行项目存在一定差异，但均属于能源领域不动产资产。因此，已发行能源 REITs 可作为判断本项目基本运营管理费 A 设置是否符合行业惯例的重要参考。各已发行能源 REITs 与本项目的运营管理费详细对比情况如下表所示。

图表 63：央企同类型 REITs 基本运营管理费设置情况

项目名称	资产类型	基本运营管理费主要内容	后续年份基本运营管理费内容
中信建投国家电投新能源 REIT	海上风电	人工成本+相关税费	后续年度，外部管理机构每年编制运营费用预算，经基金管理人审批后，在预算内包干使用。外部管理机构编制后续年度运营费用预算时，可根据当年实际情况调整预算金额，但不得超过当年外部管理机构运营费用上限，运营费用上限的计算方法以《运营管理协议》约定为准。
嘉实中国电建清洁能源 REIT	水电	人工费+差旅费+安全措施费+电力营销费+党团活动经费+运营管理服务合理回报	后续年度，运营管理实施机构每年编制基础管理费预算，经基金管理人审批后，在预算内包干使用。运营管理实施机构编制后续年度基础管理费预算时，可根据当年实际情况调整预算金额，但

项目名称	资产类型	基本运营管理费主要内容	后续年份基本运营管理费内容
			不得超过当年运营管理实施机构基础管理费上限。
华夏华电清洁能源 REIT	天然气发电	职工薪酬+材料费+修理费+委托运行费+一般管理费等	基金初始发行的第三个年度及以后，各方应基于基础设施项目最近一次评估预测中的基本运营管理费 A 金额和上一年度实际经营情况，编制年度预算中的基本运营管理费 A 部分。如运营管理机构、基金管理人双方确定预算时对基本运营管理费 A 存在分歧，双方按照《运营管理服务协议》约定进行修改、调整。如仍无法达成一致意见，则当年基本运营管理费 A 按照基础设施项目最近一次评估预测中的该年度基本运营管理费 A 金额执行。
华夏中核清洁能源 REIT	水电	内部运营管理成本+管理服务费+企业安全生产费用+委外运维成本（如有）；由运营管理机构自主决策具体费用的使用方式、范围及比例	基础管理费采取定额包干负责模式，按可供测算模型对应的结果进行定额包干并分季度等额支付，《运营管理协议》中约定基础管理费 A 包干金额为 1,900.50 万元；在运营管理服务期间，基础管理费原则上不做调整。
中航中核汇能新能源 REIT	陆上风电	内部运营管理成本+管理服务费+企业安全生产费用+委外运维成本（如有），由运营管理机构自主决策具体费用的使用方式、范围及比例	1、内部运营管理成本：原则上每年调整一次，每次调整较前次基数增长 2%； 2、管理服务费：原则上每三年调整一次，每次调整较前次基数增长 5%； 3、企业安全生产费用：根据《企业安全生产费用提取和使用管理办法》计算； 4、委外运维成本（如有）：根据《运营管理服务协议》约定计算。
华泰三峡清洁能源 REIT	海上风电	人工成本+相关税费	第三年及以后，基础服务费 A 每年较上年增长 3%。
本项目	燃煤发电	职工薪酬+资产使用费+销售费用+管理费用+营业成本中的办公费、租赁费、水电费、差旅费和交通费等	基金初始发行的第三个年度及以后，各方应基于不动产资产最近一次评估预测中的基本运营管理费 A 金额和上一年度实际经营情况，编制年度预算中的基本运营管理费 A 部分。如运营管理机构、基金管理人双方确定预算时对基本运营管理费 A 存在分歧，双方

项目名称	资产类型	基本运营管理费主要内容	后续年份基本运营管理费内容
			按照《运营管理服务协议》约定进行修改、调整。如仍无法达成一致意见，则当年基本运营管理费 A 按照不动产资产最近一次评估预测中的该年度基本运营管理费 A 金额执行。

从已发行能源 REITs 的基本运营管理费看，基本运营管理费通常围绕基础资产持续运营所必需的成本支出进行设置，主要覆盖人工成本、运维成本、安全生产费用、委外服务费用、管理服务费用、税费及其他与不动产项目日常运营直接相关的支出。不同资产类型因运营模式、技术复杂度、人员配置和外部服务依赖程度不同，基本运营管理费的构成存在一定差异，但其核心逻辑基本一致，即保障项目公司及底层不动产项目在 REITs 存续期内能够持续、稳定、安全运营。

与上述案例相比，本项目基础资产为燃煤发电资产，具有连续生产属性强、运行系统复杂、人员配置要求高、安全环保约束严格、供热供汽业务链条长等特点。因此，本项目基本运营管理费 A 设置为覆盖资产使用费、职工薪酬、销售费用、管理费用、营业成本中的办公费、租赁费、水电费、差旅费和交通费等，整体上符合能源 REITs 基本运营管理费覆盖日常运营必要成本的行业惯例。

2.基本运营管理费 A 的预算编制机制、核心考量因素及审批决策主体，是否存在较大调整空间

（1）基本运营管理费 A 的预算编制机制

1）基金初始发行首个年度及第二个年度，基本运营管理费 A 分别按照基金初始发行可供分配金额测算中列示的首年、次年基本运营管理费 A 金额确定；

2) 第三个年度及以后，由运营管理机构协助项目公司，基于基础资产最近一次评估预测中的基本运营管理费 A 金额，并结合上一年度实际经营情况，纳入年度综合计划和预算进行编制。

(2) 基本运营管理费 A 的核心考量因素是金额需要覆盖固定成本。基本运营管理费 A 对应的资产使用费、职工薪酬、销售费用、管理费用、营业成本中的办公费、租赁费、水电费、差旅费和交通费等，是运营管理机构为服务本项目而产生的固定成本。基本运营管理费 A 足额覆盖上述相关成本，是运营管理机构服务能力建设的基础。

(3) 基本运营管理费 A 审批决策主体

基本运营管理费 A 纳入项目公司年度预算，由基金管理人书面审批后执行，基金管理人是基本运营管理费 A 的审批决策主体；运营管理机构协助项目公司编制并提交年度预算方案，运营管理机构是基本运营管理费 A 的编制主体。

(4) 基本运营管理费 A 是否存在较大调整空间

该等机制以基金发行阶段可供分配金额测算结果及基础资产最近一次评估预测金额作为基本运营管理费 A 确定和调整的客观依据，并通过年度综合计划和预算审核程序对费用金额进行审核、确认及约束。

具体而言，基金初始发行首个年度及第二个年度的基本运营管理费 A 已在发行阶段根据可供分配金额测算予以明确，不得任意调整；第三个年度及以后，基本运营管理费 A 虽可结合基础资产最近一次评估预测金额及上一年度实际经营情况纳入年度预算进行编制，但该等调整仍需经基金管理人审核决策，不得任意调整。如果出现政策调

整、基础项目业务结构发生重大变化等对项目资产运营造成实质影响的因素，各方可通过签署补充协议的方式调整基本运营管理费 A。

3.请管理人说明基本运营管理费能否保障不动产项目稳定运营，并发表明确意见

本项目基本运营管理费包括基本运营管理费 A 和基本运营管理费 B，具体如下：

（1）基本运营管理费 A

1）从费用覆盖范围来看，基本运营管理费 A 主要用于覆盖运营管理机构为履行《运营管理服务协议》项下运营管理职责所发生的运营管理机构固定支出，包括资产使用费、职工薪酬、管理费用、销售费用、营业成本中的办公费、租赁费、水电费、差旅费和交通费等。

2）从费用确定机制来看，基本运营管理费 A 的金额能够基本贴合本项目存续期内的实际运行情况。

3）从运营保障机制来看，运营管理机构根据《运营管理服务协议》需承担制定及落实不动产项目运营策略、签署并执行运营协议、执行项目公司日常运营服务、实施不动产项目维修改造等运营职责，并对项目稳定运营承担相应责任。《运营管理服务协议》同时约定运营管理机构不得因其实际支出高于基本运营管理费 A 而减轻或免除其运营管理义务，形成了较强的履约约束机制。

综上，基本运营管理费 A 能够保障运营管理机构在服务期内保持持续稳定的服务能力；同时《运营管理服务协议》的相关条款，对运营管理机构的履约义务形成有效、充分的约束机制。

（2）基本运营管理费 B

基本运营管理费 B 由项目公司按不动产项目运营净收入¹²⁶的 6% 向运营管理机构支付，系在基本运营管理费 A 之外，根据项目实际经营成果向运营管理机构支付的运营管理费用。该项费用具有补偿运营管理机构合理风险承担、维持独立运营主体持续经营能力并满足国资管理考核要求的现实必要性，有助于进一步保障运营管理机构持续、稳定履行运营管理职责。

综上，本项目基本运营管理费安排具备合理性，能够保障不动产项目稳定运营。具体而言，基本运营管理费 A 主要用于覆盖运营管理机构履行运营管理职责所需的固定支出，能够支持其维持必要的人员配置、管理体系和持续服务能力；基本运营管理费 B 与项目实际经营成果挂钩，能够在基本运营管理费 A 之外，对运营管理机构合理风险承担、持续经营及运营管理激励形成补充保障。

基于上述，基金管理人认为，本项目基本运营管理费机制能够支撑运营管理机构持续、稳定履行运营管理职责，并能够保障不动产项目稳定运营。

（二）关于基金经理。请管理人补充披露本项目的运营管理基金经理、投资管理基金经理相关情况，以及基金经理是否存在兼任情形；如是，请管理人说明兼任安排是否符合《审核关注事项》第五十八条相关规定，并发表明确意见。

答复：

1. 基金经理的基本情况

截至本反馈回复出具之日，以下 3 名人员符合《基础设施基金指

²⁶ 项目资产运营净收入 1=项目公司营业收入-项目公司营业成本和费用（不考虑基本运营管理费 B、激励运营管理费、税金及附加、折旧、摊销、财务费用、所得税费用）-资本性支出+碳排放交易收入

引》《证券期货经营机构投资管理人员注册登记规则》规定的公募 REITs 基金经理任职条件，并通过中国证券投资基金业协会组织的基金经理证券投资法律知识考试（REITs 类）。

张凡先生，不动产投资部总经理，经济学博士，注册国际投资分析师（CIIA）。2009 年 7 月起就职于长城证券股份有限公司北京知春路证券营业部，从事客户营销工作；2013 年 6 月起分别在国盛证券有限责任公司资产管理总部、天风证券股份有限公司资产证券化总部及子公司从事资产证券化工作；2018 年 5 月起在华金证券股份有限公司债务融资部历任董事总经理、执行董事；2019 年 6 月就职于平安不动产有限公司，历任保理业务总监、金融产品副总监；2021 年 6 月加入长城基金管理有限公司，任基础设施投资（REITs）一部总经理。具有五年以上不动产项目投资管理经验，拟任本基金的投资管理基金经理，已完成本产品基金经理注册。

马洪洲先生，工学硕士，中级工程师。2018 年 7 月起任职于中煤科工清洁能源股份有限公司，历任经营管理部助理研究员、热能环保事业部业务主管、清洁热能工程技术研究所副所长。2024 年 2 月加入长城基金管理有限公司。具有五年以上不动产项目运营经验，拟任本基金的运营管理基金经理，已完成本产品基金经理注册。

罗晨女士，经济学硕士。2017 年 7 月起任北京建工投资发展有限责任公司投资助理；2020 年 4 月起任北京美库领珩企业管理有限公司投资分析员、投资经理；2023 年 5 月起任长城嘉信资产管理有限公司产业金融部项目经理，2026 年 5 月加入长城基金管理有限公司，具有 5 年以上不动产项目运营经验，拟任本基金的运营管理基金经理，已完成本产品基金经理注册。

2.拟任基金经理兼任情况

截至本反馈回复出具之日，拟任基金经理张凡先生、马洪洲先生、罗晨女士未担任其他已上市不动产基金的基金经理，不存在兼任情况。

以上内容已在招募说明书“第一章 招募说明书概要及风险因素”之“第一节 招募说明书概要”之“七、不动产基金治理以及运营管理安排情况”及“第五章 不动产基金”之“第四节 基金运作”之“三、基金经理的基本情况”中披露。

六、其他反馈问题

1.请管理人、律师就拟任基金管理人与资产支持证券管理人是否符合《审核关注事项》第六条相关规定发表明确意见。

答复：

本基金的基金管理人为长城基金，资产支持证券管理人为长城证券资管。根据公司章程、国有产权登记文件以及国家企业信用信息公示系统公示信息，长城证券持有长城证券资管 100%股权，长城证券资管受长城证券控制；长城证券持有长城基金 47.0590%的股权，长城基金的其他股东为北方国际信托股份有限公司、东方证券股份有限公司、中原信托有限公司，各持股 17.6470%。长城证券为长城基金的主要股东，根据《证券投资基金法》享有主要股东的权利并履行相应职责。股东之间不存在其他可能影响股东权利的一致行动协议、委托投票协议等。

长城基金、长城证券的法定代表人为同一人，长城基金的董事长由长城证券推荐。长城证券党委并通过党组织人事任免、重大经营事项前置请示等方式，在组织人事及重大经营决策事项上对长城基金党

总支进行管理和领导。根据长城证券长证字[2026]76号《关于进一步加强长城基金管控工作的通知》，长城基金的“三重一大”事项权责清单和重要人事任免须符合长城证券的内部制度并报长城证券备案。

另查，长城基金于2026年5月召开股东会2026年第三次会议，审议《关于公司公募REITs业务有关事项暨关联交易的议案》，并于2026年5月28日作出《长城基金管理有限公司股东会2026年第三次会议决议》（长金股字〔2026〕3号），全体股东通过决议：（1）在长城基金开展的华能煤电REIT中，同意和认可长城证券对长城基金的实际控制关系；（2）长城基金担任管理人的华能煤电REIT如出现风险事件，同意由长城证券对华能煤电REIT承担管理人实际控制人的主体责任。

此外，根据长城证券出具的《关于长城华能燃煤发电封闭式基础设施证券投资基金项目有关事项的说明》，长城证券将在本基金中切实履行公募基金管理人实际控制人的各项职责；如长城基金出现履职困难等极端情况，长城证券将在本基金相关事宜上承担公募基金管理人实际控制人的各项责任和义务，妥善协调解决，敦促基金管理人切实保护投资人合法权益。因此，在本基金上，长城证券资管和长城基金受同一控制人控制。

综合上述事实情况，管理人和律师认为，本项目符合《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》第二十五条和《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）规则适用指引第1号——审核关注事项（试行）》第六条的要求。

2.请管理人根据《审核关注事项》第四十条，结合关联交易有关协议期限和续约安排、交易价格调整机制、定制化服务、独占排他合

作关系等情况，披露保障现金流稳定性的具体措施，充分揭示风险，并设置风险缓释措施。

答复：

不动产项目现金流来源于关联方的主要关联交易包括供汽业务和短输供暖业务，关联方为原始权益人青岛热电。

（1）关联交易有关协议期限和续约安排

供汽业务方面，项目公司与青岛热电签署了《蒸汽供应协议》，协议有效期限为 27 年，可覆盖整个基金存续期限。协议期满前 60 日，双方另行协商协议续签事宜。

短输供暖业务方面，项目公司与青岛热电签署了《短输供用热合同》，协议有效期限为 27 年，可覆盖整个基金存续期限。

（2）交易价格调整机制

供汽业务交易价格按照政府文件规定的最新指导价格扣减 35 元/吨固定价差后执行。若后期主管部门发布关于热源出厂价格的指导办法，则参照政府指导价格执行。

短输供暖业务交易价格按照长输供暖业务协议执行；长输供暖业务交易价格，按照《青岛西海岸新区热源综合利用实施方案》相关规定，项目公司的热力出厂价格按青岛西海岸新区发改局会同区城管局、区财政局合理确定的当期长输供热价格执行。因此交易价格随政府确定的长输供热价格联动调整。

（3）定制化服务

不动产项目的供汽业务和短输供暖业务不存在定制化服务。

（4）独占排他合作关系

1）供汽业务，《蒸汽供应协议》设置独占排他合作条款如下：

在项目公司满足青岛热电用汽的条件下，协议有效期内青岛热电不得采购其它第三方蒸汽；除非青岛热电采购的蒸汽量超出项目公司机组供热能力范围的，青岛热电可采购其它第三方蒸汽。

在项目公司能够满足青岛热电用汽的条件下，青岛热电擅自从其他第三方采购蒸汽的，青岛热电应当赔偿项目公司因此而受到的损失。

协议有效期内，项目公司有权抽查青岛热电自其它第三方采购蒸汽的情况，青岛热电应予以配合。

2）短输供暖业务，《短输供用热合同》设置独占排他合作条款如下：

在满足青岛热电用热的条件下，同等条件下项目公司享有优先供热权；

在项目公司满足青岛热电用热的条件下，合同有效期内青岛热电不得采购其它第三方的热量。

（5）保障现金流稳定性的具体措施

1）关联交易的协议期限为 27 年，可以保障整个基金存续期供汽和短输供暖业务的稳定性；

2）青岛热电拥有区域内特许经营权；关联交易有关协议设置了独占排他合作条款，确保不动产项目具备优先供汽（供热）权，从而保障供汽和短输供暖业务的市场需求在区域内具有较好的稳定性；

3）供汽和短输供暖业务交易定价分别按照政府指导价格和政府

部门成本监审后确定的供热价格执行，能够覆盖相应的燃煤消耗，能够保障相关业务能够获得稳定的现金流。

以上内容已补充披露于招募说明书“第五章 不动产基金”之“第三节 关联交易及利益冲突”之“二、报告期关联交易”之“（三）不动产项目现金流来源于关联方的情况”。

（6）风险揭示

根据上述关联交易，相关风险揭示已补充披露于招募说明书“第一章 招募说明书概要及风险因素”之“第二节 风险因素”之“二、与不动产项目相关的各项风险因素”，具体如下：

“本项目供汽业务和短输供暖业务的现金流穿透后虽来源于青岛市黄岛区西部城区和董家口经济区的居民和非居民用户，但现金流直接提供方仍然为关联方青岛热电，存续期内持续与青岛热电发生关联交易，存在以下风险：

1）现金流直接提供方集中风险。若青岛热电经营恶化，将造成项目现金流下降，影响基金稳定分红；

2）利益冲突风险。关联方与基金之间存在天然利益冲突，尽管设置持有人大会表决机制，但无法完全杜绝关联方利用控制地位实施不利于基金的交易安排；

3）关联交易定价不公允风险。存续期内项目公司向关联企业销售蒸汽和热量，若对关联方大幅下调供汽、供暖单价、放宽结算账期，相比非关联客户形成差异化不公平条款，会造成项目收入损失，损害投资人收益。”

（7）风险缓释措施：

针对上述风险，相关风险缓释措施已补充披露于招募说明书“第一章 招募说明书概要及风险因素”之“第二节 风险因素”之“二、与不动产项目相关的各项风险因素”，具体如下：

“1）关联方青岛热电作为运营管理机构签署了《运营管理服务协议》，《运营管理服务协议》约定青岛热电因公司治理导致履行本协议出现困难，应主动寻求发起人提供必要的指导和支持。

2）关联方青岛热电出具《关于避免同业竞争的承诺函》，承诺将采取合理、适当的措施，公平对待不动产项目和该等竞争性项目；不会将项目公司已取得的业务机会违反市场惯例且不公平地授予或提供给其他竞争性项目；不会利用作为发起人、原始权益人或持有不动产 REITs 基金份额的地位以及利用该地位获得的信息，作出不利于本基金而有利于其他竞争性项目的、违反市场惯例且不公平的决定或判断。

3）根据已签署的《运营管理服务协议》，青岛热电承诺将严格遵守相关法律法规及内部制度的规定，控制与项目公司或项目资产产生同业竞争或利益冲突的潜在风险，并及时披露公司与项目公司或项目资产产生同业竞争或利益冲突的事项。

4）供汽业务和短输供暖业务有关关联交易协议中设置了独占排他合作条款，约定项目公司满足青岛热电短输供暖和供汽业务用热的条件下，基金存续期内青岛热电不得采购其它第三方的热量。

5）供汽业务和短输供暖业务的交易价格均根据政府指导价形成，其中供汽业务执行政府指导价格扣除固定价差，短输供暖业务直接依据政府成本监审价格执行，并根据政府指导价格联动调整，避免了关联交易价格操纵和定价不公允风险。”

3.请管理人根据《审核关注事项》第十二条相关规定，补充披露《电力业务许可证》《排污许可证》等经营资质在不动产基金存续期间的展期安排，充分揭示风险，并设置风险缓释措施。

答复：

（1）本项目主要经营资质情况及展期需求

本项目经营所需的主要资质证照及其有效期与基金存续期的匹配情况如下：

图表 64：项目主要资质证照

资质名称	当前持证主体	有效期	基金存续期 (27 年)	是否存在 期限缺口
《电力业务许可证》	项目公司	至 2046 年 6 月 22 日	至 2052 年	是，约 6 年
《排污许可证》	项目公司	至 2029 年 9 月 29 日	至 2052 年	是，需多次续期

（2）各经营资质展期的法规依据及安排

1）《电力业务许可证》

法规依据：根据 2026 年 1 月 23 日颁布的《电力业务许可证延续及注销管理办法》（国能发资质规〔2026〕2 号）第五条、第六条，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；派出机构应在正式受理后 10 个工作日内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。

展期安排：本项目当前《电力业务许可证》有效期至 2046 年 6 月 22 日。项目公司将在电力业务许可证有效期届满前，根据《电力业务许可证延续及注销管理办法》的规定，按时向国家能源局山东监

管办公室提交延续申请，并按规定提交法定代表人签署的延续申请表、电力业务许可证正副本等材料。鉴于本项目为山东省及青岛市重要的电力支撑电源，承担“电热双保”的刚性需求，符合国家关于煤电“压舱石”定位的政策方向，且本项目超低排放符合环保要求，许可证延续不存在实质性障碍。

2) 《排污许可证》

法规依据：根据《排污许可管理条例》第十四条，排污许可证有效期为 5 年；排污许可证有效期届满，排污单位需要继续排放污染物的，应当于排污许可证有效期届满 60 日前向审批部门提出申请；审批部门应当自受理申请之日起 20 日内完成审查，对符合条件的予以延续。

展期安排：本项目当前《排污许可证》有效期至 2029 年 9 月 29 日。项目公司将在每次排污许可证有效期届满 60 日前，向青岛市生态环境局提出延续申请。本项目已完成超低排放改造，符合当前最严格的环保标准，且报告期内未发生重大环保违规事件，排污许可证延续不存在实质性障碍。基金存续期内约需办理 5 次排污许可证延续手续。

以上内容已补充披露于招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“二、不动产项目合规情况”之“（六）经营资质情况”。

（3）风险揭示

管理人已在招募说明书“风险因素”中披露经营资质和业务合同的续期风险，并将在该部分进一步补充披露如下：

“（七）经营资质和业务合同的续期风险

本项目运营所需的主要经营资质包括《电力业务许可证》《排污许可证》等。其中，《电力业务许可证》有效期至 2046 年 6 月 22 日，基金存续期至 2052 年，存在约 6 年的期限缺口；《排污许可证》有效期为 5 年，基金存续期内需多次办理延续手续。尽管相关法律法规已规定了明确的续期申请程序，且本项目作为山东省及青岛市重要的电力支撑电源和董家口经济区唯一热源点，具备续期的实质性条件，但若未来相关续期政策发生变化，或项目公司出现不符合续期条件的情形（如环保指标不达标、安全生产条件不满足等），可能存在相关经营资质无法顺利续期的风险，进而影响项目的正常运营和现金流。”

（4）风险缓释措施

管理人已在招募说明书“风险因素”中披露相关风险缓释措施，具体如下：

“1）提前规划续期工作：基金管理人与运营管理机构将安排专人持续跟踪各经营资质的有效期限，提前熟悉续期流程，与相关主管部门保持充分沟通，在经营资质到期前制定详细工作计划，按法律法规要求准备续期材料，及时提交续期申请。

2）确保持续符合许可条件：运营管理机构将严格按照相关法律法规和行业标准运营管理项目，积极落实环保、安全生产等各项管理要求，确保项目公司在财务状况、主要管理人员任职资格、电力设施运行能力、污染物排放标准等方面持续符合许可条件，降低无法续期的可能性。

3）证照管理机制：根据《运营管理服务协议》第 6.5 条，运营

管理机构应协助项目公司申请、维持并更新项目运营所必需的一切使用证书、证照和经营许可等；项目公司证照由基金管理人授权放入专用保险箱保管，使用需经基金管理人审批。”

4.根据申报材料，项目公司将于重组完成后签署《购售电合同》《蒸汽供应协议》等业务合同，请管理人补充披露业务合同预计签署安排及进展。

答复：

项目公司需与相关方签署或换签的主要业务合同均已完成。项目公司已成为合同签约主体，相关权利义务已转移至项目公司。

图表 65：业务合同签署安排及进展

序号	合同名称	合同对方	签署/换签方式	当前进展
1	《长输供用热合同》	青岛西海岸供热管网有限公司	变更签约主体，换签至项目公司名下	已完成
2	《2026 年度煤炭购销合同》	华能燃料公司	合同双方同意将合同中涉及青岛热电的内容变更为涉及项目公司的内容	已完成
3	《2026 年年度运输合同》	瑞宁航运等	合同双方同意将合同中涉及青岛热电的内容变更为涉及项目公司的内容	已完成
4	《购售电合同》	国网山东省电力公司	变更签约主体，换签至项目公司名下	已完成
5	《常规电源并网调度协议》	国网山东省电力公司	变更签约主体，换签至项目公司名下	已完成
6	《蒸汽供应协议》	青岛热电	项目公司与青岛热电新签	已完成
7	《短输供用热合同》	青岛热电	项目公司与青岛热电新签	已完成
8	《高压供用电合同》	国网山东省电力公司	变更签约主体，换签至项目公司名下	已完成

以上内容已补充披露于招募说明书“第二章 不动产项目”之“第

一节 不动产项目概况”之“七、项目公司基本情况”之“（九）项目公司重大重组情况”。

5.根据申报材料，在机组设计寿命届满后，如处置不动产项目，华能国际或其指定关联方有权无偿受让。请管理人说明前述安排是否有利于保护投资者利益，并根据《审核关注事项》第六十一条相关规定，补充披露不动产基金存续期间以及清算时，可能面临的限制转让情形，充分揭示风险，并设置风险缓释措施。

答复：

（1）关于无偿受让安排是否有利于保护投资者利益

1）无偿受让安排的具体内容

根据《基金合同》约定，在基金成立时拟投资的不动产项目所有机组设计寿命届满（1号机组为2052年10月12日，2号机组为2052年11月3日）当日及以后任意一次延寿后届满日（如有）及以后，基金管理人应提请召开基金份额持有人大会，决策是否处置不动产项目（含项目公司股权）。如基金份额持有人大会决策不进行不动产项目（含项目公司股权）处置，基金管理人有权通过资本性支出、技术改造等方式使设备处于良好状态以促使机组继续正常稳定运营；如处置不动产项目（含项目公司股权），华能国际或其指定关联方有权无偿受让；如华能国际或其指定关联方放弃无偿受让，由基金管理人主导进行市场化处置。

2）该安排有利于保护投资者利益的合理性分析

①估值已剔除残值，投资者购买的是未来现金流而非资产残值

本项目按照收益法进行估值，项目公司持有的土地价值、到期后

的资产残值均未纳入估值范围。本项目估值主要基于收益法下的未来经营现金流预测，土地价值及机组设计寿命届满后的资产残值未纳入本次估值范围。在基金存续期内，投资者通过每年的现金分派已逐步回收投资本金及获取合理回报。

②无偿受让安排与估值逻辑一致

由于项目估值中未包含土地价值及资产残值，投资人亦未为此部分价值支付任何对价。因此，由华能国际无偿受让的安排，不会侵害投资者利益。

同时，鉴于项目运营期限较长，对资产残余价值的估值存在一定的不确定性，采取剔除土地价值及资产残值的估值方法，减少了投资人在初始阶段的资金投入，同时也规避了到期处置资产的不确定性风险。

③市场化处置作为备选机制

如华能国际或其指定关联方放弃无偿受让，基金管理人将主导市场化处置，按照《基金合同》约定制定处置方案、聘请中介机构评估、通过基金份额持有人大会决策程序（超过 50%项目处置需经 2/3 以上份额持有人通过）实施，充分保障投资者在处置环节的知情权和决策权。

综上，无偿受让安排与收益法估值逻辑一致，土地价值及机组设计寿命届满后的资产残值未纳入本次估值范围，并未侵害投资者利益，且增强了到期处置的确定性和效率保障，有利于保护投资者利益。

3) 补充安排

为进一步保护投资者利益，参照同类项目的通行做法，管理人拟

在《基金合同》中进一步明确：

在不动产项目所有机组设计寿命届满（1号机组为2052年10月12日；2号机组为2052年11月3日）当日及以后任意一次延寿后届满日（如有）及以后，基金管理人应提请召开基金份额持有人大会，决策是否处置不动产项目（含项目公司股权）。如基金份额持有人大会决策不进行不动产项目（含项目公司股权）处置，基金管理人有权通过资本性支出、技术改造等方式使设备处于良好状态以促使机组继续正常稳定运营；如处置不动产项目（含项目公司股权），华能国际或其指定关联方有权无偿受让；如华能国际或其指定关联方放弃无偿受让，由基金管理人主导进行市场化处置。

4）市场案例

在不动产项目寿命届满后，不动产项目由原始权益人或其关联方有权无偿受让在光伏、生物质发电、水电等能源类基础设施 REITs 中已形成可参照的市场先例。典型案例梳理如下：

图表 66：无偿受让市场案例梳理

项目名称	底层资产类型	无偿受让安排
中航京能光伏 REIT（首发）	光伏发电	无论是何种情形下的资产出售及处置，京能国际及其指定主体均享有同等条件下的优先购买权。特别地，1）在晶泰光伏项目机组设计寿命届满（即2040年1月25日）当日及以后，如处置晶泰光伏项目（含湖北晶泰股权、晶泰光伏项目资产），京能国际或其指定关联方 有权无偿受让 ；2）在《榆林农村集体土地租赁合同》签订满20年（即2042年4月2日）当日及以后，如处置榆林光伏项目（含江山永宸股权、榆林光伏项目资产），京能国际或其指定关联方 有权无偿受让 。若京能国际或其指定关联方放弃优先购买权，基金管理人将按照市场化原则对基础设施项目进行处置，处置收益由基金份额持有人享有。
中航首钢生物质 REIT	垃圾处理及生物质发电	在项目处置期的前3个月内（简称“行权期”），首钢集团或其指定关联方有权按照基础设施项目届时状况 优先无偿受让 基础设施项目（包括项目公司股权、基础设施项目资产，且不论项目公司的流动资产和流动负债是否处置完毕），在首钢集团或其指定关联方行使优先收购权的，应在行权期内

项目名称	底层资产类型	无偿受让安排
		向基金管理人发出行权通知时应豁免项目公司对首钢集团或其指定关联的应付债务（如有），本基金应按照前述安排进行转让和移交，且无需召开基金份额持有人大会，基础设施项目移交后收回的应收款项归属于首钢集团或其指定关联方。
华夏中核清洁能源 REIT	水电站	1.2061 年 4 月 10 日资产回转日（基金成立时拟投资的波波娜水电站项目设计寿命到期日），若评估不具备延期运营可行性，原始权益人或指定关联方可 无偿受让 项目公司 100%股权 2.若具备延期可行性，需召开持有人大会表决延期，表决不通过的原始权益人仍可无偿受让。

本项目参照上述先例设置相应条款，具有明确的市场实践基础。

（2）不动产基金存续期间及清算时可能面临的限制转让情形

1）土地出让合同约定的转让限制

《国有建设用地使用权出让合同》（合同编号：黄岛-01-2020-043号、黄岛-01-2025-033号）第二十一条第二款均约定，[...]产业项目用地配建的生产和生活服务设施不得分割登记、转让和抵押。依法依规批准整体转让的，不得改变其产业项目生产、生活服务设施的服务功能和服务对象[...]。针对上述转让限制，董家口管委会已出具《董家口管委会华能青岛煤电项目合规函》《董家口管委会华能青岛启动锅炉合规函》，对华能青岛项目以 100%股权转让方式发行不动产 REITs 无异议，已满足该等限制条件。基金存续期间及清算时，如通过股权转让方式处置项目公司股权，不涉及土地使用权直接转让，该等限制不构成实质性障碍。

2）融资合同可能存在的转让限制

截至本反馈回复出具之日，项目公司无外部贷款及对外担保事项。资产重组完成后，项目公司已承接青岛热电划转的内部贷款。未来基金存续期间，项目公司可能因经营需要签署新的融资合同（如流动资

金贷款合同等），该等融资合同可能包含股权变动限制、资产处置限制等条款，构成对项目公司股权转让或资产处置的限制。

管理人将在后续签署融资合同时，积极与融资债权方沟通，尽量避免设置对项目公司股权转让或资产处置构成限制的条款；如确需设置，将争取提前取得融资债权方关于项目公司股权转让/资产处置的同意函或豁免函。

3）未来法律法规或政策可能新增的转让限制

基金存续期长达 27 年，期间可能出台新的法律法规、政策，或现行法律法规、政策出现变更，相关规定或将对不动产项目资产转让或项目公司股权转让提出新的限制性要求。

4）业务合同不设置转让限制

本项目主要业务合同（包括《购售电合同》《蒸汽供应协议》《长输供用热合同》《常规电源并网调度协议》等）属于电力、热力供应的公共服务类合同，根据行业惯例和现行规定，该等合同不会设置对项目公司股权转让或资产处置构成限制的条款。基金清算时，相关业务合同的处理亦不构成项目公司股权转让的实质性障碍。

以上内容已补充披露于招募说明书“第二章 不动产项目”之“第一节 不动产项目概况”之“五、不动产项目转让有关事项”。

（3）风险揭示

管理人将在招募说明书“第一章 招募说明书概要及风险因素”之“第二节 风险因素”之“二、与不动产项目相关的各项风险因素”中补充披露如下：

“（十四）不动产项目限制转让的风险

不动产基金存续期内及清算时，如拟对不动产项目资产或项目公司股权进行处置或转让，可能面临以下限制：

1.未来基金存续期间，项目公司可能因经营需要签署融资合同，该等融资合同可能包含股权变动限制、资产处置限制等条款，构成对项目公司股权转让或资产处置的限制，存在相关转让限制无法及时解除的风险。

2.基金存续期间可能因颁布新的法律法规、政策，或法律法规、政策变更等情况，出现对不动产项目资产转让或项目公司股权转让的新的限制性要求，从而可能影响处置效率或处置价格。

3.基金清算处置资产期间，若因上述限制无法按时完成相关流程或满足前置条件，可能存在无法顺利处置该等不动产项目或项目公司股权的风险，从而影响基金清算进度和投资者剩余财产分配。”

（4）风险缓释措施

1）融资合同转让限制的预防：在后续签署融资合同时，基金管理人将积极与融资方沟通，尽量避免设置对项目公司股权转让或资产处置构成限制的条款；如确需设置，将争取提前取得融资债权方关于项目公司股权转让/资产处置的书面同意函或豁免函。

2）土地转让限制的解决：针对土地出让合同约定的转让限制，已取得董家口管委会出具的无异议函。基金存续期间及清算时，如通过股权转让方式处置项目公司股权，不涉及土地使用权直接转让，该等限制不构成实质性障碍。

3）积极沟通协调：基金存续期内及清算时，如需处置不动产资产或项目公司股权，运营管理机构将积极协助基金管理人及项目公司

沟通有关主管部门或相关协议相对方，尽早取得有关主管部门批准或相关协议相对方的同意意见，或按照届时有效的其他规定履行前置手续。

4) 处置决策程序保障：根据《基金合同》约定，金额超过基金净资产 50%的不动产项目处置需经基金份额持有人大会特别决议（2/3 以上份额持有人通过），确保处置方案充分反映投资者意愿。基金管理人将就拟进行的不动产项目处置交易制定详细处置方案，聘请专业评估机构对基金财产进行评估，确保处置价格公允。

6.请管理人根据《审核关注事项》第六十条相关规定，简要披露不动产基金存续期间可供购入不动产项目基本情况,包括不动产项目名称、所在区位、经营情况等。

答复：

发起人华能国际作为中国华能的核心企业，主要在全国范围内开发、建设和经营管理发电厂，是中国最大的上市发电公司之一，拥有丰富的火电资产资源，可扩募资产储备充足。初步筛选出三个由华能国际绝对控股或相对控股、运营较为成熟、符合国家发改委“1014 号文”要求的可扩募资产项目，装机容量合计 324 万千瓦、资产总投资额约 137.51 亿元（决算总投资额），具体情况如下表所示：

图表 67：发起人可扩募资产情况

资产名称	所属行业	所在地区	资产状态（在建、完工或运营及时间）	资产规模	决算总投资	运营剩余年限	发起人直接或间接持股比例
华能洛阳热电 2×350MW 热电联产工程	电力、热力生产与供应	河南省洛阳市洛南新区	已运营满 10 年。 运营情况及收益水平： 2023-2025 年，洛阳热电分别实现营业收入 13.29 亿元、13.56 亿元和 12.19 亿元，实现利润 0.03 亿元、0.14 亿元和 0.13 亿元，经营状况持续向好，EBITDA	运营装机容量 70 万千瓦	29.92 亿元	约 20 年	华能国际持有 80% 股份

资产名称	所属行业	所在地区	资产状态（在建、完工或运营及时间）	资产规模	决算总投资	运营剩余年限	发起人直接或间接持股比例
			分别为 2.15 亿元、2.01 亿元和 1.35 亿元。				
吉林公司九台电厂一期 2×670MW 国产超临界燃煤发电机组工程	电力、热力生产与供应	吉林省长春市九台区	已运营满 16 年。 运营情况及收益水平： 2023-2025 年，九台电厂分别实现营业收入 26.76 亿元、25.10 亿元和 24.69 亿元，实现利润 1.41 亿元、1.44 亿元和 1.53 亿元，EBITDA 分别为 5.12 亿元、5.10 亿元和 1.99 亿元，2021 年底完成供热改造后，经营状况持续向好。	运营装机容量 134 万千瓦	53.85 亿元	约 14 年	华能国际通过华能吉林发电公司 100% 持有
华能左权电厂一期 2×600MW 超临界间接空冷燃煤机组工程	电力、热力生产与供应	山西省晋中市左权县	已运营满 14 年。 运营情况及收益水平： 2023-2025 年，左权电厂分别实现营业收入 19.28 亿元、18.71 亿元和 21.27 亿元，分别实现利润-0.46 亿元和-1.47 亿元和 2.68 亿元，EBITDA 分别为 2.39 亿元、1.31 亿元和 5.32 亿元，经营逐渐趋稳。	运营装机容量 120 万千瓦	53.74 亿元	约 16 年	华能国际持有 80% 股份
合计				324 万千瓦	137.51 亿元	-	-

华能洛阳热电有限责任公司 2×350MW 热电联产工程位于河南省洛阳市洛南新区，是超临界燃煤抽凝式热电联产机组，同步建设烟气脱硫、脱硝设施。洛阳热电两台机组分别于 2015 年 5 月和 6 月投入运营，至今已运行超过 10 年，剩余机组寿命约 20 年，2025 年末总资产规模 22.59 亿元。机组节能环保指标先进，投产即实现环保指标超低排放，是河南省首个投产发电的超低排放城市热电。除发电业务外，承担着洛阳市洛龙区、高新区 2,500 万平方米（占主城区供热面积 40%）的民生采暖任务，保障洛龙高新技术产业开发区、洛阳国家高新技术产业开发区、丰李片区工业蒸汽用户的稳定供汽。华能洛阳热电有限责任公司由华能国际持股 80%，洛阳科创集团有限公司持股 20%，2023-2025 年，洛阳热电分别实现营业收入 13.29 亿元、13.56

亿元和 12.19 亿元，实现利润 0.03 亿元、0.14 亿元和 0.13 亿元。

华能吉林发电有限公司九台电厂 2×670MW 发电机组位于吉林省长春市九台区，是吉林省内容量最大、运行参数最高、排放标准最优的国产超临界燃煤电厂。九台电厂两台机组分别于 2009 年 10 月和 12 月投入运营，至今已运行超过 16 年，剩余机组寿命约 14 年，2025 年末总资产规模 35.13 亿元。除发电业务外，2021 年 12 月，九台电厂“长春东”供热项目投产运营，项目敷设供热管线全长 57 公里，供热改造后两台机组新增供热能力 1,296MW，增加供热量约 1,100 万吉焦，2021 年底完成供热改造后，经营状况持续向好。华能吉林发电有限公司九台电厂为华能国际全资子公司华能吉林发电公司的分公司，2023-2025 年，九台电厂分别实现营业收入 26.76 亿元、25.10 亿元和 24.69 亿元，实现利润 1.41 亿元、1.44 亿元和 1.53 亿元。

华能左权煤电有限责任公司一期 2×600MW 发电机组位于山西省晋中市左权县，是超临界间接空冷燃煤机组工程为煤电一体化项目。左权电厂两台机组分别于 2011 年 11 月和 12 月投入运营，至今已运行超过 14 年，剩余机组寿命约 16 年，2025 年末总资产规模 25.64 亿元。除发电业务外，左权电厂作为左权县城唯一热源保障单位，承担县城及周边区域 440 多万平方米的供暖重任。华能左权煤电有限责任公司由华能国际持股 80%，山西国际电力集团有限公司持股 20%，2023-2025 年，左权电厂分别实现营业收入 19.28 亿元、18.71 亿元和 21.27 亿元，实现利润-0.46 亿元和-1.47 亿元和 2.68 亿元。

上述 3 个可供扩募项目纯凝工况最小发电出力在 30%额定负荷及以下，符合国家发改委“1014 号文”要求。

以上内容已补充披露于招募说明书“第五章 不动产基金”之“第

四节 基金运作”之“二、基金运作重要内容及重要事项”之“（六）基金的扩募”。

7.请管理人按照《上海证券交易所公开募集不动产投资信托基金（REITs）业务指南第4号——招募说明书编制》第2.2.2.14条，结合主要原始权益人及其控股股东、实际控制人持有的其他同类资产的资产规模、财务和运营指标等方面的排名情况，补充披露以本项目作为不动产基金资产的主要考虑。

答复：

选取本项目作为不动产基金资产，是发起人华能国际综合区位优势、盈利能力、资产权属及合规条件等综合研判后的战略安排，具体分析如下：

华能国际及其附属公司主要在中国全国范围内开发、建设和经营管理发电厂，是中国最大的上市发电公司之一。截至2025年12月31日，华能国际可控发电装机容量为155,869兆瓦，境内电厂广泛分布于26个省、自治区和直辖市，具备较强的电力基础设施投资、建设、生产及运营管理能力。项目公司董家口热电作为华能国际体系内重要基层电厂，整体盈利表现优于板块平均水平。

（1）区位优势

本项目是山东省新旧动能转换重点项目、青岛市核心能源基础设施与民生工程。综合国家产业政策导向、区域规划、青岛本地电源结构、机组自身合规性四大维度，属于国家和地方鼓励保留、升级优化的核心保障性电源与主力热源，是区域能源安全与绿色转型的核心支撑。本项目位于经济活跃的山东省青岛市董家口经济区。山东省及青

岛市坚实的工业基础，特别是董家口经济区内已形成的粮油加工、高端化工、先进材料等产业集群，为本项目的电力、热力供应提供了持续且稳定的刚性市场需求。

（2）盈利能力

本项目已实现并网运营 3 年以上，经营稳健，近三年净利润及经营性现金流持续为正。根据备考审计数据，本项目 2025 年度实现营业收入 178,109.84 万元，净利润 30,613.27 万元。截至 2025 年末，华能国际在山东省内持有的燃煤发电项目共 18 个，本项目在 2025 年度净利润、利用小时数等财务和运营指标上排名省内第一，资产收益稳定性较强。

（3）其他因素

除区位优势、盈利能力外，本次资产遴选同时考虑以下要点：一是项目满足燃煤发电项目“纯凝工况最小发电出力在 30%额定负荷及以下”的清洁低碳、灵活高效要求；二是本项目无外部股东，协调便捷：华能国际持有青岛热电 100%股权，青岛热电持有董家口热电 100%股权；三是项目的关键合规手续齐备，各项权属文件完整，符合《审核关注事项》要求。四是项目运营持续稳定，且机组剩余使用年限较长。

综上，以本项目作为不动产基金资产，是华能国际结合区位优势、盈利能力、资产权属及合规条件、剩余使用年限等多方面因素综合确定，资产遴选逻辑合理充分。

以上内容已补充披露于招募说明书“第二章 不动产项目”之“第二节 不动产项目经营业绩与财务状况分析”之“八、项目公司及项

目公司控股股东、实际控制人持有的其他同类不动产项目情况”。

8.请管理人全面梳理“风险因素”各项内容，突出重大性，增强针对性，强化风险导向，并按重要性进行排序，并以简明清晰、通俗易懂的语言完善不动产项目经营与财务等情况的信息披露。

答复：

（1）已按照“突出重大性，增强针对性，强化风险导向”的原则，全面梳理风险因素各项内容，并按重要性进行排序，具体详见招募说明书“第一章 招募说明书概要及风险因素”之“第二节 风险因素”。

（2）已按照“简明清晰、通俗易懂”的原则，进一步完善不动产项目经营与财务等情况的信息披露，具体详见招募说明书。

9.请管理人在风险揭示中明确不动产基金连续两年未进行收益分配的应终止上市的相关事项，向投资者充分揭示风险。

答复：

已在招募说明书“第一章 招募说明书概要及风险因素”之“第二节 风险因素”之“一、与不动产基金相关的各项风险因素”，明确不动产基金连续两年未进行收益分配终止上市的风险提示事项。具体如下：

“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，也可能因连续两年未进行收益分配等情形而终止上市，投资者在停牌期间或退市后不能买卖基金份额。如本基金因各种原因停牌、暂停或终止上市，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。”

(本页无正文，为《关于长城华能燃煤发电封闭式基础设施证券投资基金上市及长城-华能煤电 1 号基础设施资产支持专项计划资产支持证券挂牌转让申请受理反馈意见的答复》之盖章页)



长城基金管理有限公司

【 】年【 】月【 】日
2026.09.02

(本页无正文，为《关于长城华能燃煤发电封闭式基础设施证券投资基金上市及长城-华能煤电 1 号基础设施资产支持专项计划资产支持证券挂牌转让申请受理反馈意见的答复》之盖章页)

长城证券资产管理有限公司

2026 年 9 月 2 日

