



華潤新能源控股有限公司

China Resources New Energy Holdings Co., Ltd.

（中国香港湾仔港湾道 26 号华润大厦 20 楼 2004 至 2005 室）

**关于华润新能源控股有限公司
首次公开发行股票并在主板上市申请文件
的审核问询函之回复报告**

联席保荐人（主承销商）



北京市朝阳区建国门外大街 1 号
国贸大厦 2 座 27 层及 28 层



广东省深圳市福田区中心三路 8 号
卓越时代广场（二期）北座

深圳证券交易所：

贵所于 2025 年 4 月 1 日出具的《关于华润新能源控股有限公司首次公开发行股票并在主板上市申请文件的审核问询函》（审核函〔2025〕110004 号）（以下简称“问询函”）已收悉。华润新能源控股有限公司（以下简称“发行人”“华润新能源”或“公司”）会同联席保荐人中国国际金融股份有限公司（以下简称为“中金公司”）、中信证券股份有限公司（以下简称为“中信证券”）、毕马威华振会计师事务所（特殊普通合伙）（以下简称“申报会计师”或“毕马威”）、北京市金杜律师事务所（以下简称“发行人律师”或“金杜”）等相关方对问询函所列问题进行了逐项核查，现回复如下，请予审核。

除特别说明，本问询函回复所使用的简称或名词释义与《华润新能源控股有限公司首次公开发行股票并在主板上市招股说明书（申报稿）》中的释义相同。若出现合计数值与各分项数值之和尾数不符的情况，均为四舍五入原因造成。

本问询函回复的字体代表以下含义：

问询函所列问题	黑体（加粗）
对问询函所列问题的回复	宋体（不加粗）
对招股说明书的补充披露、修改	楷体（加粗）
对招股说明书的引用	楷体（不加粗）

目 录

问题 1.关于行业及业务	3
问题 2.关于红筹架构	53
问题 3.关于公司治理	72
问题 4.关于合规经营	86
问题 5.关于历史沿革	150
问题 6.关于同业竞争	162
问题 7.关于关联交易及独立性	185
问题 8.关于募投项目	209
问题 9.关于营业收入及主要客户	214
问题 10.关于可再生能源补贴与应收账款	227
问题 11.关于营业成本及毛利率.....	255
问题 12.关于采购及供应商	272
问题 13.关于固定资产	290
问题 14.关于在建工程	306
问题 15.关于期间费用和偿债能力	322
问题 16.关于非流动资产	339
问题 17.关于其他财务事项	357
问题 18.关于风险提示	360

问题 1. 关于行业及业务

申报材料显示：

(1) 2025 年 1 月，国家发改委、国家能源局联合发布《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》，各地将在年底前出台并实施具体方案，推动新能源上网电量全面进入电力市场，建立新能源可持续发展价格结算机制。

(2) 分散式风电具有占地小、就近消纳等优势，海上风电可以减少对土地资源的占用，分散式风电、海上风电逐步成为行业发展热点。

(3) 因技术进步、成本下降等因素，风电及光伏发电由补贴时代过渡至平价时代，上网电价逐年下滑；2021 年起，对新备案的集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目和新核准陆上风电项目，中央财政不再补贴，实行平价上网；新核准（备案）海上风电项目、光热发电项目上网电价由当地省级价格主管部门制定，具备条件的可通过竞争性配置方式形成。

(4) 为解决新能源消纳问题，相关部门制定风电投资监测预警制度，部分省份风电开发节奏放缓，新增装机需求向中东部、南部转移。

(5) 新能源发电项目开发建设需要经过严格的审批程序；2022 年 5 月，风电项目由核准制调整为备案制，分散式风电立项核准手续得以简化。

(6) 发行人主营业务为投资、开发、运营和管理风力、太阳能发电站，是国内最大的新能源发电运营商之一。

(7) 发行人依靠科学选址、技术改进等方式实现了项目优选优运，业务表现指标超过行业平均水平，并在开发、建设及运营全业务流程具备多项行业领先技术；发行人弃风率指标在 2021 年至 2023 年高于全国行业平均水平。

请发行人披露：

(1) 结合《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》等现行有效规定、各地陆续出台的相关政策文件，说明新能源项目电力价格、市场化交易、结算机制、适用范围、执行期限等重要事项的具体内容，整体监管思路和未来变动趋势，说明相关政策变化对发行人经营资质、运营模

式、经营业绩稳定性的具体影响，并充分提示相关风险。

(2) 结合目前新能源发电行业的技术发展阶段、资源禀赋、发电成本、消纳条件等因素，分别按照海上风电、陆地风电、光伏发电等不同类别和集中式、分布式等不同模式，说明各细分行业市场容量、区域分布、竞争格局、行业平均发电成本等情况，以及上述事项在报告期内的变化和未来可预见的变化趋势；结合发行人自身技术积累、人员储备、在建或拟建项目分布情况，说明细分行业变化对发行人生产经营的影响。

(3) 列示 2021 年起发行人主要项目所在地省级价格主管部门制定的上网电价，与前期补贴上网电价的对比情况；区分补贴上网、平价上网模式，分别列示发行人报告期内各期各类发电装机容量、实际发电量、消纳电量、平均结算电价、销售收入及占比情况；区分保障性、市场化两种消纳方式，分别列示报告期各期各类消纳电量、结算单价、销售收入及占比情况；简要说明发行人适用平价上网模式的项目的基本情况、装机总容量、盈亏情况及占比，并充分提示相关风险。

(4) 风电投资监测预警制度的主要内容和执行情况，红色或橙色预警省份电网公司或相关部门对所属地区的风电项目的主要监管政策内容；已建、在建及拟建风电项目在红、橙、绿三类风电投资监测预警地区的分布、装机容量及占比情况；发行人项目是否存在被当地电网或相关部门限制上网电量、延缓或停滞在建及拟建项目建设进度、降低上网电价等情形，说明相关监测预警机制对发行人经营业绩、后续投资计划及未来业绩的影响。

(5) 说明各类新能源发电项目开发建设审批程序；相关审批程序在报告期内是否发生重大变化，审批程序变化对行业竞争格局、准入门槛的主要影响，是否对发行人的在建、拟建项目存在重大不利影响。

(6) 区分不同类型风电（如陆上风电、海上风电）及光伏发电，说明发行人报告期内各类业务的发电站数量、装机容量、在全国各类资源区省份（或海上风电基地）的分布情况等；陆上风电及海上风电的销售收入及占比情况；结合资产规模、报告期各期经营业绩、发电站数量、发电装机规模、上网电量、市场占有率等指标与同行业可比公司的比较情况，说明发行人规模较大的具体

体现，申报材料中关于发行人是“国内最大的新能源发电运营商之一”的依据。

(7) “业务表现指标超过行业平均水平”的具体体现，包括指标名称及含义，发行人及行业平均水平的指标值、差异的原因及合理性；在开发、建设、运营等业务流程中的主要技术名称、作用、来源；结合发电站及装机容量在各资源区、各风电投资监测预警省份的分布情况、技术水平等因素，说明 2021 年至 2023 年发行人弃风率高于行业平均水平的原因；结合技术、规模、分布等因素，说明发行人是否具备行业代表性。

请保荐人简要概括核查过程，并发表明确核查意见。

回复：

一、发行人披露

(一) 结合《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》等现行有效规定、各地陆续出台的相关政策文件，说明新能源项目电力价格、市场化交易、结算机制、适用范围、执行期限等重要事项的具体内容，整体监管思路和未来变动趋势，说明相关政策变化对发行人经营资质、运营模式、经营业绩稳定性的具体影响，并充分提示相关风险

1、结合《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》等现行有效规定、各地陆续出台的相关政策文件，说明新能源项目电力价格、市场化交易、结算机制、适用范围、执行期限等重要事项的具体内容

《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号，以下简称“136 号文”）等现行有效规定、各地陆续出台的相关政策文件是行业组织生产的重要遵循。近年来，围绕新能源上网电价制度改革和具体实践，监管部门出台了一系列相关政策，其中包括纲领性意见、决定通知以及实施办法等，形成指导新能源交易、价格形成和参与市场等实践的渊源。该等政策、规定和办法等规范性文件随发展不断演化，在不同的时点对新能源的价格机制、交易和参与市场的方式都形成了必要的指导。具体如下表所示：

政策名称	出台时间	主要内容
中共中央、国务院《关于推进价格机制改革的若干意见》	2015 年 10 月 12 日	加快推进能源价格市场化。按照“管住中间、放开两头”总体思路，推进电力、天然气等能源价格改革，促进市场主体多元化竞争，稳妥处理和逐步减少交叉补贴，还原能源商品属性。
国家发展改革委《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知》	2015 年 12 月 22 日	实行陆上风电、光伏发电上网标杆电价随发展规模逐步降低的价格政策。为使投资预期明确，陆上风电一并确定 2016 年和 2018 年标杆电价；光伏发电先确定 2016 年标杆电价，2017 年以后的价格另行制定。
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》	2015 年 3 月 15 日	明确坚持市场化方向，使市场在资源配置中起决定性作用，要求推进发用电计划放开，电量生产和消费尽快实现以电力市场交易为主。
国家发展改革委《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》	2016 年 3 月 24 日	可再生能源并网发电项目年发电量分为保障性收购电量部分和市场交易电量部分。其中，保障性收购电量部分通过优先安排年度发电计划、与电网公司签订优先发电合同（实物合同或差价合同）保障全额按标杆上网电价收购；市场交易电量部分由可再生能源发电企业通过参与市场竞争方式获得发电合同，电网企业按照优先调度原则执行发电合同。
国家发展改革委《关于调整光伏发电陆上风电标杆上网电价的通知》	2016 年 12 月 26 日	降低光伏发电和陆上风电标杆上网电价，明确海上风电标杆上网电价，鼓励通过招标等市场化方式确定新能源电价。
国家发展改革委、国家能源局《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》	2019 年 1 月 7 日	开展平价上网项目和低价上网试点项目建设，优化平价上网项目和低价上网项目投资环境，鼓励平价上网项目和低价上网项目通过绿证交易获得合理收益补偿，促进风电、光伏发电通过电力市场化交易无补贴发展等。
国家发展改革委《关于完善风电上网电价政策的通知》	2019 年 5 月 21 日	将海上风电标杆上网电价改为指导价，新核准海上风电项目全部通过竞争方式确定上网电价，2019 年符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准近海风电指导价调整为每千瓦时 0.8 元，2020 年调整为每千瓦时 0.75 元。新核准近海风电项目通过竞争方式确定的上网电价，不得高于上述指导价。
国家发展改革委《关于完善光伏发电上网电价机制有关问题的通知》	2019 年 4 月 28 日	将集中式光伏电站标杆上网电价改为指导价，新增集中式光伏电站上网电价原则上通过市场竞争方式确定，不得超过所在资源区指导价。
国家能源局《关于 2019 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》	2019 年 5 月 28 日	积极推进平价上网项目建设。严格规范补贴项目竞争配置，上网电价是重要竞争条件，优先建设补贴强度低、退坡力度大的项目。全面落实电力送出和消纳条件，新增建设项目必须以电网具备消纳能力为前提，避免出现新的弃风弃光问题，在同等条件下对平价上网项目优先保障电力送出和消纳条件。

政策名称	出台时间	主要内容
财政部、国家发展改革委、国家能源局《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》	2020 年 1 月 20 日	非水可再生能源发电已进入产业转型升级和技术进步的关键期，风电、光伏等可再生能源已基本具备与煤电等传统能源平价的条件，因此要完善现行补贴方式、完善市场配置资源和补贴退坡机制、优化补贴兑付流程。
国家发展改革委《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》	2021 年 6 月 7 日	2021 年起，对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目和新核准陆上风电项目，中央财政不再补贴，实行平价上网；新建项目可自愿通过参与市场化交易形成上网电价，以更好体现光伏发电、风电的绿色电力价值；新核准（备案）海上风电项目、光热发电项目上网电价由当地省级价格主管部门制定，具备条件的可通过竞争性配置方式形成。
国家发展改革委正式批复《绿色电力交易试点工作方案》	2021 年 9 月 7 日	绿色电力交易正式开市，由风电、光伏发电产生的绿电正式单独计价上线交易。绿电交易价格完全由发电企业与用户双边协商、集中撮合等方式形成，完全市场化绿电产生的附加收益归发电企业所有。绿电交易机制对于平价风电光伏项目有望增厚其项目收益，进一步推动新能源全面市场化发展。
国务院办公厅《要素市场化配置综合改革试点总体方案》	2022 年 1 月 6 日	提出要支持构建绿色要素交易机制，支持试点地区完善电力市场化交易机制，开展电力现货交易试点，完善电力辅助服务市场。
国家发展改革委、国家能源局《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》	2022 年 1 月 18 日	到 2025 年，全国统一电力市场体系初步建成，国家市场与省（区、市）/区域市场协同运行，电力中长期、现货、辅助服务市场一体化设计、联合运营，跨省跨区资源市场化配置和绿色电力交易规模显著提高，有利于新能源、储能等发展的市场交易和价格机制初步形成。到 2030 年，全国统一电力市场体系基本建成，适应新型电力系统要求，国家市场与省（区、市）/区域市场联合运行，新能源全面参与市场交易，市场主体平等竞争、自主选择，电力资源在全国范围内得到进一步优化配置。
国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司发布《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》	2022 年 2 月 21 日	进一步深化电力体制改革、加快建设全国统一电力市场体系，以市场化方式促进电力资源优化配置。提出加快推动用户侧全面参与现货市场交易；加快推动各类型具备条件的电源参与现货市场；统筹电力中长期交易与现货交易；有序推动新能源参与市场交易。
国家发展改革委、国家能源局《电力现货市场基本规则（试行）》	2023 年 9 月 7 日	稳妥有序推动新能源参与电力市场，设计适应新能源特性的市场机制，与新能源保障性政策做好衔接；推动分布式发电、负荷聚合商、储能和虚拟电厂等新型经营主体参与交易。
国家发展改革委《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》	2024 年 3 月 18 日	（一）电网企业应组织电力市场相关成员，确保可再生能源发电项目保障性收购电量的消纳；（二）电力交易机构应组织电力市场相关成员，推动可再生能源发电项目参与市场交易；（三）电力调度机构应落实可再生能源发电项目保障性电量收购政策要求，并保障已达成市场交易电量合同的执行。

政策名称	出台时间	主要内容
国家发展改革委《电力市场运行基本规则》	2024 年 4 月 25 日	基于当前全国统一电力市场体系建设实际情况和需要，组织开展此次修订，落实党中央、国务院加快建设全国统一大市场的重大决策部署，对加快建设全国统一电力市场体系做出顶层设计，同时适应新型电力系统发展的实际需要。总体而言，规范电力市场行为，依法保护市场成员的合法权益，保证电力市场的统一、开放、竞争、有序。
中共中央办公厅、国务院办公厅《关于完善价格治理机制的意见》	2024 年 12 月 5 日	深化价格市场化改革。分品种、有节奏推进各类电源上网电价市场化改革，稳妥有序推动电能量价格、容量价格和辅助服务价格由市场形成，探索建立促进改革平稳推进的配套制度。健全跨省跨区送电市场化价格形成机制。加快完善电网代理购电制度，推动更多工商业用户直接参与市场交易。
国家发展改革委、国家能源局《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》	2025 年 1 月 18 日	推动新能源上网电量参与市场交易。新能源项目（风电、太阳能发电，下同）上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。新能源项目可报量报价参与交易，也可接受市场形成的价格。

上述政策的逐步颁布和实施，推动实现了新能源项目上网电价由补贴到平价、由计划向市场的变化。具体而言：

2020 年以来，国家发展改革委、国家能源局陆续发布多项文件，积极推动平价上网和风电、太阳能发电资源竞争性配置。2020 年 1 月，财政部、国家发展改革委、国家能源局发布《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》，指出风电、光伏等可再生能源已基本具备与煤电等传统能源平价的条件，要求完善现行补贴方式、完善市场配置资源和补贴退坡机制、优化补贴兑付流程。2021 年 6 月，国家发展改革委发布《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》，2021 年起，对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目和新核准陆上风电项目，中央财政不再补贴，实行平价上网；新核准（备案）海上风电项目、光热发电项目上网电价由当地省级价格主管部门制定，具备条件的可通过竞争性配置方式形成。

2022 年 1 月，国家发展改革委、国家能源局印发《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，提出到 2030 年新能源全面参与市场交易的总体目标；2024 年 12 月，中共中央办公厅、国务院办公厅发布《关于完善价格治理机制的意见》，重点提及分品种、有节奏推进各类电源上网电价市场化改革，稳妥有序推动电能量价格、容量价格和辅助服务价格由市场形成；2025 年 1 月，国家发

改委、国家能源局发布《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》，要求各地将在年底前出台并实施具体方案，推动新能源上网电量全面进入电力市场，新能源入市步伐进一步加快。在上述政策推动下，据国家能源局统计，全国市场化交易电量已由 2016 年的 1.1 万亿千瓦时增长至 2024 年的 6.2 万亿千瓦时，占全社会用电量的比例由 17%提升至 63%，新能源发电量通过市场化方式消纳的比例超过 50%。未来，伴随各地市场化规则陆续出台实施，新能源市场化交易将逐步替代现有的保障性收购模式，市场化交易电量占比将持续提升，最终实现新能源项目上网电量全部进入市场的目标。

上述政策中，2025 年 1 月出台的 136 号文提出了“推动新能源上网电价全面由市场形成”的目标，为新能源上网电价市场化改革提供了重要指引，明确了全面市场化背景下新能源电力价格、市场化交易、结算机制、适用范围及执行期限等重要事项的具体内容。

根据 136 号文的要求，全国各省、自治区、直辖市将分别出台相应承接政策，截至本问询函回复出具日，山东省、广东省先后出台了各自的承接 136 号文的政策征求意见稿，内蒙古自治区出台了正式配套细则，具体请参见本题回复之“发行人披露/（一）/1、结合《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》等现行有效规定、各地陆续出台的相关政策文件，说明新能源项目电力价格、市场化交易、结算机制、适用范围、执行期限等重要事项的具体内容/（6）各地细则出台情况”。

根据现行有效的规定和政策，新能源发电企业开展新能源发电业务的经营。其中，在电力价格、市场化交易、结算机制和相关规定政策适用范围、执行期限等方面，新能源发电企业在生产经营中遵循相应内容，具体来说：

（1）电力价格

截至本问询函回复出具日，136 号文尚未在全国范围内完全落地。136 号文落地前，新能源项目上网电量包括保障性收购电量和市场化交易电量，其中，保障性收购体现“保量保价”，即在一个确定的电量范围内执行政府批复电价，保障该部分电量的价格确定性和稳定性。近年来，随着电力市场化进程逐步深入，保障性收购电量占比逐年下降，相应地，新能源项目市场化交易电量占比逐年提

升。

136 号文要求，新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。在电价补贴方面，享有财政补贴的新能源项目，全生命周期合理利用小时数内的补贴标准按照原有规定执行。其中，全生命周期合理利用小时数指可再生能源项目在 20 年（生物质发电为 15 年）总共可享受补贴的发电小时数。根据 2020 年 10 月，财政部、发改委、国家能源局关于《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知，“现确定各类项目全生命周期合理利用小时数如下：

（一）风电一类、二类、三类、四类资源区项目全生命周期合理利用小时数分别为 48000 小时、44000 小时、40000 小时和 36000 小时。海上风电全生命周期合理利用小时数为 52000 小时。

（二）光伏发电一类、二类、三类资源区项目全生命周期合理利用小时数为 32000 小时、26000 小时和 22000 小时。国家确定的光伏领跑者基地项目和 2019、2020 年竞价项目全生命周期合理利用小时数在所在资源区小时数基础上增加 10%。

（三）生物质发电项目，包括农林生物质发电、垃圾焚烧发电和沼气发电项目，全生命周期合理利用小时数为 82500 小时。”

136 号文要求各地应在 2025 年底前出台并实施具体方案。随着各地具体方案陆续实施，新能源项目上网电量将全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。

（2）市场化交易

电力的市场化交易是电能生产者和使用者通过协商、竞价等方式就电能及其相关产品进行交易，通过市场竞争确定价格和数量的机制。

136 号文提出：新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成，新能源项目可报量报价参与交易，也可接受市场形成的价格。

电力市场可分为现货市场和中长期市场，其中现货市场又分为日前市场、日内市场和实时市场。

在现货市场交易方面，136 号文提出完善现货市场交易规则，推动新能源公平参与实时市场，加快实现自愿参与日前市场，适当放宽现货市场限价，现货市场申报价格上限考虑各地目前工商业用户尖峰电价水平等因素确定，申报价格下限考虑新能源在电力市场外可获得的其他收益等因素确定，具体由省级价格主管部门商有关部门制定并适时调整。

在中长期市场交易方面，136 号文提出健全中长期市场交易和价格机制，不断完善中长期市场交易规则，缩短交易周期，提高交易频次，实现周、多日、逐日开市。根据 136 号文，允许供需双方结合新能源出力特点，合理确定中长期合同的量价、曲线等内容，并根据实际灵活调整。136 号文要求：完善绿色电力交易政策，申报和成交价格应分别明确电能量价格和相应绿色电力证书价格；省内绿色电力交易中不单独组织集中竞价和滚动撮合交易。

136 号文建立了适应新能源的市场交易方式和交易规则，推动新能源公平参与市场交易。136 号文全面落地后，新能源电力市场体系将得到进一步完善。

（3）结算机制

现阶段，新能源项目上网电量包括保障性收购电量和市场化交易电量。前者由电网企业承担收购义务，并与电网企业开展结算；后者由售电企业和电力用户等电力市场相关成员共同承担收购责任，但一般委托电网企业进行代理结算，即发电企业的直接结算对手方仍为电网企业。

136 号文的颁布和未来逐步实施，将为结算机制带来一定调整。136 号文要求建立新能源可持续发展价格结算机制。新能源参与电力市场交易后，在市场外建立差价结算的机制，纳入机制的新能源电价水平（以下简称“机制电价”）、电量规模、执行期限等由省级价格主管部门会同省级能源主管部门、电力运行主管部门等明确。对纳入机制的电量（以下简称“机制电量”），市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，结算费用纳入当地系统运行费用。具体而言：

①机制电量：136 号文实施后，对于新能源项目，其一定比例的上网电量将被纳入新能源可持续发展价格结算机制，该部分电量被称为机制电量。机制电量除正常参与市场化交易之外，还将参与场外的差价结算，使得新能源项目在获得

售电收益的同时，还将在场外获取差价收益或支付差价费用。

②机制电价：机制电量部分参与场外差价结算时的电价基准。机制电价由省级价格主管部门会同省级能源主管部门、电力运行主管部门等明确。

③差价结算：对于机制电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算。当市场交易均价低于机制电价时，电网向新能源企业补足差额部分，当市场交易均价高于机制电价时，电网从新能源企业回收高出部分。上述计算公式为：

机制电量部分的实际结算电价（不含补贴）=市场化上网电价+差价结算电价

差价结算电价=机制电价-市场交易均价

其中，电力现货市场连续运行地区，市场交易均价原则上按照月度发电侧实时市场同类项目加权平均价格确定；电力现货市场未连续运行地区，市场交易均价原则上按照交易活跃周期的发电侧中长期交易同类项目加权平均价格确定。

机制电量规模与机制电价区分存量项目和增量项目，采取不同方式确定：

①2025年6月1日以前投产的新能源存量项目：A.电量规模，由各地妥善衔接现行具有保障性质的相关电量规模政策。新能源项目在规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例、但不得高于上一年。鼓励新能源项目通过设备更新改造升级等方式提升竞争力，主动参与市场竞争。B.机制电价，按现行价格政策执行，不高于当地煤电基准价。

②2025年6月1日起投产的新能源增量项目：A.每年新增纳入机制的电量规模，由各地根据国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素确定。超出消纳责任权重的，次年纳入机制的电量规模可适当减少；未完成的，次年纳入机制的电量规模可适当增加。通知实施后第一年新增纳入机制的电量占当地增量项目新能源上网电量的比例，要与现有新能源价格非市场化比例适当衔接、避免过度波动。单个项目申请纳入机制的电量，可适当低于其全部发电量。B.机制电价，由各地每年组织已投产和未来12个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价形成，初期对成本差异大的可按技术类型分类组织。竞价时按报价从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定、但不得高于竞价上限。竞价上限由省级价格主管部门

考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定，初期可考虑成本因素、避免无序竞争等设定竞价下限。

新能源可持续发展价格结算机制确定了一定比例的机制电量和对应的机制电价水平，通过“多退少补”的差价结算方式，让企业形成合理稳定的收益预期，从而推动电力市场化改革的深化、行业实现平稳健康发展，为“双碳”目标的达成提供了坚实支撑。

（4）适用范围

包括 136 号文及部分省份承接 136 号文的政策在内的现行有效的规定和政策适用于各类风电及太阳能发电项目，包括陆上风电、海上风电、集中式光伏及分布式光伏等。

（5）执行期限

执行期限方面，现行政策和规定下的新能源发电交易运行方案、规则将根据陆续推出的省级执行方案过渡到符合 136 号文精神和具体要求的全面市场化交易运行方案和规则，因此，将在 2025 年底前，全面执行 136 号文要求。

其中，关于新能源可持续发展价格结算机制的执行期限：存量项目按照现行相关政策保障期限确定；光热发电项目、已开展竞争性配置的海上风电项目，按照各地现行政策执行；增量项目按照同类项目回收初始投资的平均期限确定，起始时间按项目申报的投产时间确定，入选时已投产的项目按入选时间确定。

（6）各地细则出台情况

山东省：2025 年 5 月，山东省发改委首个出台 136 号文的省级执行方案，发布《山东省新能源上网电价市场化改革实施方案（征求意见稿）》及《山东省新能源机制电价竞价实施细则（征求意见稿）》。文件提出：①2025 年 5 月 31 日前投产的存量新能源项目全电量参与市场交易后，机制电价水平按国家政策上限执行，统一明确为每千瓦时 0.3949 元（含税）；单个项目机制电量上限参考外省新能源非市场化率，适度优化；执行期限按照全生命周期合理利用小时数剩余小时数执行。②2025 年 6 月 1 日起投产的增量新能源项目，由省发展改革委会同有关单位明确机制电量规模、执行期限，通过价格竞争方式确定机制电价水平。设置申报充足率下限，引导新能源充分竞争，降低全社会用能成本，2025 年竞

价申报充足率不低于 125%。竞价时按申报价格从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定（不高于竞价上限）。

广东省：2025 年 5 月，广东省发布《广东新能源增量项目可持续发展价格结算机制竞价规则（征求意见稿）》及《广东省新能源发电项目可持续发展价格结算机制差价结算规则（征求意见稿）》。文件提出：①存量项目的机制电价和机制电量比例按照《广东省能源局关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的实施方案》执行。②增量项目的机制电价按照电力交易机构提供的竞价结果并结合执行期限执行。机制电量比例按方案或电力交易机构提供的竞价结果、以及新能源项目申请调整的结果取小执行。机制电量申报比例上限与存量项目机制电量比例衔接，且不高于 90%；对于竞价周期内已成交的中长期交易电量、绿电电量，相应调减竞价申报比例上限。增量项目机制电价的执行期限为海上风电项目 14 年、其他新能源项目 12 年，到期后不再执行机制电价。截至本问询函回复出具日，《广东省能源局关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的实施方案》尚未公开发布。

内蒙古自治区：2025 年 5 月，内蒙古自治区发改委、能源局印发《深化蒙东电网新能源上网电价市场化改革实施方案》。文件提出：①2025 年 6 月 1 日前投产的新能源存量项目：机制电量规模衔接目前具有保障性质的上网电量规模确定，保持该部分电量收益基本稳定。一是分布式光伏、分散式风电、扶贫光伏等项目的实际上网电量；二是现货市场连续运行前，带补贴集中式风电、带补贴集中式光伏、风电供热试点项目、风电特许权项目继续按照 790 小时、635 小时、1900 小时、1900 小时对应的电量安排（2025 年按照剩余月份相应比例折算）；现货市场连续运行后，带补贴集中式风电、带补贴集中式光伏、风电供热试点项目、风电特许权项目分别按照 380 小时、420 小时、760 小时、720 小时对应的电量安排。相关新能源项目在规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例，但不得超过上一年。纳入机制的电量机制电价为蒙东煤电基准价（0.3035 元/千瓦时）。当市场环境发生重大变化时，结合市场价格运行实际适时调整机制电价水平。执行期限方面，纳入机制的项目达到全生命周期合理利用小时数或项目投产满 20 年后，不再执行机制电价。原国家批复文件中明确项目利用小时数或运行年限的，按照国家要求执行。②2025 年 6 月 1 日后投产的新能源增量项目：为

促进集中式、分布式（分散式）等各类新能源项目公平参与市场，进一步深化上网电价市场化改革，衔接现行电力交易政策，暂不安排新增纳入机制的电量。后续根据年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素，结合电力市场运行实际及新能源项目收益等再行统筹考虑。

2、整体监管思路和未来变动趋势

国家积极推动电力市场由“计划主导”向“市场主导”转变，建立全国统一电力市场。新能源入市是我国电力市场化改革的关键一环，而 136 号文是全面市场化改革的标志性政策性文件。

136 号文明确提出“国家能源局派出机构会同有关部门加强市场监管，保障新能源公平参与交易，促进市场平稳运行”。136 号文明确了新能源电价改革的总体思路，即坚持市场化方向，推动新能源上网电量全面进入市场、上网电价由市场形成，配套建立可持续发展价格结算机制，区分存量和增量分类施策，促进行业持续健康发展。未来，随着各地具体实施方案陆续出台，新能源将迎来全面入市，电力市场化交易进一步扩围，全国统一电力市场建设步伐进一步加快。

3、说明相关政策变化对发行人经营资质、运营模式、经营业绩稳定性的具体影响，并充分提示相关风险

（1）对经营资质的影响

发行人主营业务为投资、开发、运营和管理风力、太阳能发电站，主要产品为电力，其所需的主要经营资质为电力业务许可证。上述政策变化主要涉及新能源上网电价制度改革，不会影响发行人的电力业务资质，对发行人经营资质不存在影响。

（2）对运营模式的影响

随着新能源上网电价全面由市场形成，对发行人的运营管理能力提出更高要求。发行人在报告期内不断加强营销能力建设，加快构建以市场为导向的电力营销体系，加强政策研究与市场分析、加大用户开发力度、优化交易策略、完善交易系统、加快人才培养等，以更好适应新能源全面市场化的要求。

（3）对经营业绩稳定性的影响

①对新能源行业的影响

136 号文实施后，新能源“保量保价”的保障性收购时代将走向结束，开始进入全面入市阶段，短期内可能为新能源项目的电价水平引入一定波动性。长期来看，以 136 号文为代表的一系列政策对于新能源行业长期健康发展是必要的，是主管部门根据新能源行业发展的需要和历史进程，不断调整优化形成的顶层设计安排，是以新能源为主体的新型电力系统从计划时代向市场化时代平稳过渡的有效指引，为新能源企业长期可持续发展创造了有利环境。

具体而言，136 号文提出了新能源可持续发展价格结算机制，对纳入机制的电量，当市场交易价格低于机制电价时给予差价补偿，高于机制电价时扣除差价。通过“多退少补”的差价结算方式，使得企业能够拥有稳定的收益预期，有助于新能源项目在入市后获得合理稳定回报，保障新能源中长期盈利能力的稳定性，有助于新能源行业高质量健康发展。

②对发行人的影响

报告期内，发行人各类型收入及占比如下表所示：

	2024 年度		2023 年度		2022 年度	
	金额 (万元)	占比 (%)	金额 (万元)	占比 (%)	金额 (万元)	占比 (%)
补贴收入	649,166.95	28.38	647,898.81	31.59	633,240.04	34.80
市场化交易收入 (不含补贴)	564,023.28	24.66	352,298.58	17.18	250,792.43	13.78
保障性收购收入 (不含补贴)	1,046,141.65	45.74	1,037,487.38	50.58	903,314.13	49.64
主营业务收入	2,259,331.87	98.77	2,037,684.78	99.34	1,787,346.60	98.22
其他业务收入	28,029.20	1.23	13,486.16	0.66	32,423.04	1.78
合计	2,287,361.08	100.00	2,051,170.94	100.00	1,819,769.64	100.00

针对补贴部分：根据 136 号文规定，享有财政补贴的新能源项目，全生命周期合理利用小时数内的补贴标准按照原有规定执行，即发行人享有财政补贴的存量新能源项目的补贴收入不受影响。

针对市场化交易部分：136 号文实施后，当前存量及后续增量新能源项目的市场化部分的电量仍将继续通过市场化方式消纳，消纳模式不变，但未来市场化部分电价可能受新能源全面入市影响而产生一定波动，进而可能对发行人市场化

部分的收入造成一定影响。

针对保障性收购部分：根据 136 号文规定，新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场。为实现向全面市场化时代的平稳过渡，让发电企业拥有合理稳定的预期，136 号文提出了在市场外建立新能源可持续发展价格结算机制，以促进行业平稳健康发展。

136 号文提出了新能源可持续发展价格结算机制，区分存量项目和增量项目，制定相应的机制电量及机制电价政策，具体如下：

对于 2025 年 6 月 1 日以前投产的新能源存量项目：全部电量均参与市场化交易。其中，机制电量与现行具有保障性质的相关电量规模政策妥善衔接，机制电价按现行价格政策执行，不高于当地煤电基准价，因此存量项目整体受影响程度相对较低；机制外电量交易电价由市场形成，受供需等因素影响，价格存在波动。此外，针对享有财政补贴的存量新能源项目，全生命周期合理利用小时数内的补贴标准按照原有规定执行。总体而言，在机制电价政策和补贴政策的保障下，136 号文对发行人存量项目经营业绩影响相对较小。

对于 2025 年 6 月 1 日起投产的新能源增量项目：全部电量均参与市场化交易。其中，纳入机制电量的规模及机制电价需通过市场化竞价的方式确定，伴随政策逐步落地，后续各地竞价结果存在不确定性，可能导致增量项目的机制电量及机制电价水平出现一定波动；机制外电量交易电价由市场形成，受供需等因素影响，价格存在不确定性。然而，考虑到机制电价模式“奖优惩劣”的特点，差价结算部分等于机制电价与各地同类项目市场交易均价的差额，当单个新能源项目交易电价高于市场交易均价时，其机制电量部分差价结算后的实际电价水平将高于机制电价，从而使得具备科学选址、高效运营及突出交易能力的发电企业能够具备超出行业平均的盈利能力。发行人作为业内优选优运标杆，能够选取消纳条件好、出力特性优的项目进行投资开发，在机制电价模式下有望取得相对行业平均更高的电价水平。另一方面，发行人具备优异的成本控制能力，报告期内风电及太阳能发电的单位成本均低于同行业，在后续的市场化竞价中有望具备更强的竞争力。此外，随着技术进步、上游设备成本下降，发行人新增项目的发电成本同步呈现出下降趋势，可在一定程度上对冲上网电价波动带来的影响。

总体而言，136 号文的颁布标志着新能源行业迈入全面市场化的新阶段，对新能源企业的综合实力带来了更高挑战。发行人凭借过往卓越的市场表现以及在行业内领先的成本控制与优选优运能力，有望在充分竞争的市场环境中持续巩固并保持领先地位。

（4）充分提示相关风险

相关政策变化对发行人的潜在风险已在招股说明书“第二节 概览”之“一、重大事项提示”之“（一）特别风险提示”之“2、上网电价变动导致的业绩波动风险”中进行了补充披露，具体内容如下：

“2022 年 1 月，国家发改委、国家能源局联合发布《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，到 2025 年全国统一电力市场体系初步建成，到 2030 年全国统一电力市场体系基本建成，新能源全面参与市场交易。2025 年 1 月，国家发改委、国家能源局联合发布《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》，推动新能源上网电量全面进入电力市场、通过市场交易形成价格，区分存量项目和增量项目，建立新能源可持续发展价格结算机制，保持存量项目政策衔接，稳定增量项目收益预期。享有财政补贴的新能源项目，全生命周期合理利用小时数内的补贴标准按照原有规定执行。

随着全国电力市场的加快建设，各地将在 2025 年底前出台并实施具体方案，发电企业参与电力交易的比例也将逐步提高。报告期内，发行人市场化售电量分别为 100.20 亿千瓦时、135.54 亿千瓦时和 205.77 亿千瓦时，占比分别为 26.45%、29.62%和 38.13%，且市场化平均上网电价整体上低于非市场化平均上网电价。随着新能源发电项目参与电力市场交易规模的扩大，未来上网电价波动成分增加，可能对公司的业绩增加一定的不确定性。

各地全面承接实施 136 号文后，存量新能源项目的机制电量规模妥善衔接现行具有保障性质的相关电量规模，该部分机制电价执行现行价格政策，机制电量和电价相对明确；而增量新能源项目的机制电价需要通过市场化竞价方式确定，后续竞价结果的不确定性为发行人的经营业绩引入不确定性。根据 136 号文，上网电量执行市场化电价、现货市场限价进一步放宽，因此，若政策的实施带来市场交易电价出现较大波动，将影响发行人经营业绩的稳定性。”

(二) 结合目前新能源发电行业的技术发展阶段、资源禀赋、发电成本、消纳条件等因素，分别按照海上风电、陆地风电、光伏发电等不同类别和集中式、分布式等不同模式，说明各细分行业市场容量、区域分布、竞争格局、行业平均发电成本等情况，以及上述事项在报告期内的变化和未来可预见的变化趋势；结合发行人自身技术积累、人员储备、在建或拟建项目分布情况，说明细分行业变化对发行人生产经营的影响

1、结合目前新能源发电行业的技术发展阶段、资源禀赋、发电成本、消纳条件等因素

(1) 技术发展阶段

①风力发电

陆上风电方面，2020 年之后大兆瓦风机迅速发展，据风能专委会（CWEA）统计，我国新增陆上风电吊装机组的平均单机容量从 2012 年的 1.6MW 提升至 2024 年的 5.9MW。此外，不断加强针对低风速地区的开发力度，我国自主研发的低风速型机组，已将可利用平均风速下探到 5 米/秒以下，极大提升了低风速地区的开发潜力。

海上风电方面，我国海上风电加速向机组大型化和漂浮式发展。我国新增海上风电吊装机组的平均单机容量从 2012 年的 2.8MW 提升至 2024 年的 10.0MW；漂浮式风电技术取得重大突破，由科研阶段转向示范应用阶段，目前 20MW 级漂浮式风电机组已成功总装下线，18MW 风机机组已并网发电。

②太阳能发电

硅片环节，单晶硅片成本快速降低，在 2020 年后基本实现了对多晶硅的替代；大尺寸、低厚度的硅片占比显著提升。电池片环节，N 型电池渗透率加速提升，其中 BC 电池、HJT 电池及 TOPCon 电池的量产组件效率可分别高达 24.2%、24%和 23.2%，已基本替代 P 型电池成为行业主流技术。组件环节，高功率、双面光伏组件逐渐成为主流，带动发电效率提升，优化投资回报。

(2) 资源禀赋

①风力发电

我国风能资源储备丰富，根据中国气象局 2015 年发布的《全国风能资源详查和评价报告》，我国陆地 70 米高度风功率密度达到每平方米 150 瓦以上的风能资源技术可开发量为 72 亿千瓦，每平方米 200 瓦以上的风能资源技术可开发量为 50 亿千瓦。离岸 200 公里范围内，我国近海和深远海风能资源技术开发潜力约 22.5 亿千瓦。相较于 2024 年底 5.2 亿千瓦的装机容量而言，我国风电仍存在巨大开发空间。随着大尺寸风机技术带动风资源利用率提升，以及海上风电技术不断成熟，风电资源开发潜力将得到进一步释放。

②太阳能发电

我国属太阳能资源丰富的国家之一，据国家气象局风能太阳能评估中心数据，中国陆地面积每年接收的太阳辐射总量为 $3.3 \times 10^3 - 8.4 \times 10^3 \text{MJ/m}^2$ ，全国太阳能技术可开发装机容量达到 156 亿千瓦，相较于 2024 年底 8.9 亿千瓦的装机容量而言，仍存在巨大开发空间。未来随着上游技术进步、电池片转换效率提升，我国太阳能开发潜力将得到进一步释放。

（3）发电成本

近年来，技术进步和产业链优化带动我国新能源行业发电成本持续下降。

在风电领域，以风机大型化为代表的风电技术创新成为驱动行业降本的关键因素。通过增大机组单机容量、提升风轮直径和轮毂高度，风机可获得更大的扫风面积，提升发电功率，降低单位装机零部件用量，从而获得较高的发电效能，有效降低度电成本。

在太阳能发电领域，产业链上游技术进步带来的原材料成本降低是推动下游发电成本下降的主要原因。上游生产工艺的改良带动整个光伏产业链降本增效，以大尺寸硅片、高效率电池片、高功率组件等为代表的先进技术普及大大降低了设备的单位成本。

（4）消纳条件

近年来，我国多措并举、综合施策，全方位改善新能源消纳条件，具体包括如下层面：

①机制层面：以市场化改革促进新能源消纳

2022 年来，在《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》、《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》等政策的大力推动下，我国电力市场化改革取得显著成果，逐步建立起涵盖中长期、现货、辅助服务和绿证绿电等多品种的电力市场体系，市场化电量占比显著提升。随着电力市场化改革持续深化，市场更加充分地发挥在资源配置中的决定性作用，推动实现新能源高效消纳。

②电网层面：电网基础设施投入力度不断加大

针对集中式新能源，持续加快推进新能源外送通道建设。近年来，我国持续优化电力流向布局，形成“西电东送”北、中、南三大通道的跨省跨区输电格局。截至 2024 年底，我国已建成投运 42 项特高压交直流工程，跨省跨区输电能力超过 3 亿千瓦，为新能源跨区消纳提供了有力保证。

针对分布式新能源，持续加强配电网投入建设。分布式新能源的本质特点在于用户侧开发、就近就地消纳利用，对配电网承载能力具有较高要求。“十四五”期间，国家电网公司与南方电网公司分别规划投资 12,000 亿元和 3,200 亿元用于配电网建设，分别占同期电网总投资的超 60%和 48%，以提升配电网对于分布式能源接入的综合承载能力，促进分布式新能源就地就近消纳。

③配套层面：灵活性资源为新能源消纳提供有力保障

加强灵活性资源配套、提升电力系统调节能力对于促进新能源消纳具有重要意义。近年来，国家持续加强电力系统调节能力建设，2024 年 2 月，国家发展改革委、国家能源局印发《关于加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见》，提出统筹优化布局建设和用好电力系统调峰资源，推动电源侧、电网侧、负荷侧储能规模化高质量发展。根据政策要求，深入开展煤电机组灵活性改造，到 2027 年存量煤电机组实现“应改尽改”。到 2027 年，抽水蓄能电站投运规模达到 8,000 万千瓦以上，需求侧响应能力达到最大负荷的 5%以上，保障新型储能市场化发展的政策体系基本建成，推动电力系统调节能力显著提升，为新能源消纳提供有力保障。

2、分别按照海上风电、陆地风电、光伏发电等不同类别和集中式、分布式等不同模式，说明各细分行业市场容量、区域分布、竞争格局、行业平均发电

成本等情况，以及上述事项在报告期内的变化和未来可预见的变化趋势

(1) 市场容量

报告期内，各细分行业的市场容量如下表所示：

项目	2024 年度		2023 年度		2022 年度	
	装机 (亿千瓦)	占比	装机 (亿千瓦)	占比	装机 (亿千瓦)	占比
陆上风电	4.80	92.13%	4.04	91.57%	3.35	91.78%
海上风电	0.41	7.87%	0.37	8.43%	0.31	8.49%
风电合计	5.21	100.00%	4.41	100.00%	3.65	100.00%
集中式光伏	5.11	57.67%	3.52	57.80%	2.34	59.69%
分布式光伏	3.75	42.33%	2.57	42.20%	1.58	40.31%
光伏合计	8.86	100.00%	6.09	100.00%	3.92	100.00%

数据来源：国家能源局。

截至 2024 年底，风电光伏合计装机容量达 14.1 亿千瓦，其中陆上风电装机 4.80 亿千瓦、海上风电装机 0.41 亿千瓦、集中式光伏装机 5.11 亿千瓦、分布式光伏装机 3.75 亿千瓦。2022-2024 年我国陆上风电、海上风电、集中式光伏及分布式光伏装机的年化复合增长率分别为 19.7%、15.0%、47.8%以及 54.1%，陆上风电及海上风电呈现平稳增长趋势，集中式光伏和分布式光伏增速较快，主要系行业政策支持、设备成本大幅下降等原因所致。在实现清洁能源转型、建立新型电力系统的时代背景下，未来风电光伏装机规模有望持续增长。

(2) 区域分布

①陆上风电

截至 2024 年底，我国陆上风电装机规模前五名的省份分别为内蒙古、新疆、河北、甘肃及山西。截至 2024 年底，上述前五大省份陆上风电合计装机占比近 50%。报告期内，我国陆上风电区域分布格局较为稳定。随着外送通道建设完善，新能源利用效率进一步提升，上述省份有望凭借禀赋优势继续维持装机领先地位，整体装机分布格局保持基本稳定。

②海上风电

近年来，随着海上风电技术迅速发展，以及近岸海域可开发利用资源逐步紧缺，我国海上风电布局呈现出逐步从近海、浅海走向远海、深海的发展趋势。2025

年1月，自然资源部《关于进一步加强海上风电项目用海管理的通知》要求推进海上风电向深水远岸布局。新增海上风电项目应在离岸30千米以外或水深大于30米的海域布局，若近岸区域水深超过30米，风电场离岸距离需不少于10千米。未来海上风电逐步走向深远海，我国海上风电布局将进一步完善，利用深远海丰富的风能资源提供优质电能。

③集中式光伏

截至2024年底，我国集中式光伏装机规模前五名的省份分别为新疆、内蒙古、河北、青海及云南，合计装机超过2亿千瓦，装机占比约42%。宁夏、甘肃曾分别在2022及2023年位列全国装机排名第四位，云南省在报告期内装机增长较快，2024年超越宁夏和甘肃，跻身前五。除此之外，报告期内集中式光伏装机分布较为稳定。我国集中式光伏电站布局兼顾资源禀赋与生态保护，积极推进光伏建设和防沙治沙、荒漠化土地利用等融合发展，在新疆、内蒙古和青海等“沙戈荒”面积广阔的省份装机分布较为集中。

④分布式光伏

截至2024年底，我国分布式光伏装机规模前五名的省份分别为山东、江苏、浙江、河南及河北，合计装机超过2亿千瓦，装机占比约54%。报告期内，我国分布式光伏区域格局基本稳定，装机前五名省份未发生变动，且山东三年蝉联第一位。上述优势省份均位于我国中、东部地区，工商业发达、人口密度大，用电需求支撑性强，有助于分布式光伏就地就近消纳，具备发展分布式光伏的有利条件。

（3）竞争格局

风电方面，风电行业总体集中度较高，海上风电高于陆上风电。根据风能专委会（CWEA）统计，截至2024年底，陆上风电主要开发企业包括国家能源集团、国家电投、华能集团、大唐集团、华电集团、中广核、华润电力、中国电建及三峡集团等，前十名合计装机占比约65%；海上风电主要开发企业包括三峡集团、华能集团、国家能源集团、国家电投、中广核、广东能源集团、大唐集团、山东能源集团、华电集团及浙能集团等，前十名合计装机容量占比超80%，海上风电市场集中度高于陆上风电，且在报告期内保持稳定。

光伏方面，中国集中式光伏市场集中度较高，分布式光伏集中度相对偏低。截至 2024 年底，我国集中式光伏主要开发企业包括国家电投、国家能源集团、华能集团、华电集团及三峡集团等。相较集中式光伏，分布式光伏行业由于投资门槛较低、参与难度较小，市场竞争相对分散，主要市场参与者除了以“五大六小”为代表的大型国央企运营商外，还包括部分民营企业及工商业业主等，参与主体广泛，行业集中度较低。

（4）行业平均发电成本

根据水规总院数据，2024 年陆上风电项目平均单位千瓦总投资约为 4,200 元/千瓦，较 2023 年下降 6.7%，平准化度电成本约为 0.18 元/千瓦时。2024 年海上风电项目单位千瓦总投资约为 9,000-12,500 元/千瓦，平准化度电成本约为 0.25-0.33 元/千瓦时。2024 年集中式光伏电站项目平均单位千瓦总投资约为 3,450 元/千瓦，较 2023 年下降 11.5%，平准化度电成本约为 0.20 元/千瓦时。未来，预计伴随上游技术进步、机组大型化等，新能源项目单位造价将呈现继续降低的趋势。

3、结合发行人自身技术积累、人员储备、在建或拟建项目分布情况，说明细分行业变化对发行人生产经营的影响

上述细分行业变化推动发行人及时调整优化生产经营战略，加快提升新能源发电装机规模，通过科技创新持续提升运营效率，并不断优化人才服务管理机制，力争在新的时代盈利能力继续保持行业前列。

从项目分布来看，我国风能资源主要分布在“三北”地区、东南部沿海地区以及青藏高原、云贵高原和华南山脊地区。太阳能资源主要分布在东北西部、华北北部、西北大部 and 西南中西部。对此，发行人紧抓行业发展机遇，就不同类型的新能源发电项目进行针对性区域布局，加快提升新能源发电装机规模和市场影响力。截至报告期末，发行人在建项目和拟建项目广泛分布于风光资源丰沛区域和消纳优势区域。一方面，中、东、南部等传统经济发达、负荷中心区域是发行人的布局优势区域，发行人在该区域持续建设新能源项目，保持该区域市场影响力。截至报告期末，发行人在建项目装机规模在中、东、南部占比超过 50%，拟建项目装机规模在中、东、南部占比超过 70%；另一方面，依托国家能源规划布

局和特高压通道建设，风光资源丰沛区域消纳条件持续改善，发行人积极参与新能源大基地项目建设，提升该区域市场影响力。截至报告期末，发行人在建项目装机规模在以风光资源丰沛为代表的“三北”地区占比超过 40%，拟建项目装机规模在“三北”地区超过 20%。

从技术水平来看，大兆瓦风机逐渐成为主流，陆上风电和海上风电单机容量均不断提升；大尺寸、低厚度硅片和 N 型电池成为主流，光伏电池转换效率不断提升。行业技术的持续进步为新能源发电企业带来发展机遇，对此，发行人持续提高运维水平，提升资源评估精度和智慧运营水平，从而提高项目的投资回报水平。报告期内，发行人高度重视科技创新，形成了覆盖新能源项目开发、建设及运营全业务流程的多项行业领先技术，截至报告期末取得主要境内专利 445 项，持续提升运营效率。在项目开发和建设阶段，发行人通过开发风资源研究平台、海上漂浮式光伏发电等关键技术，不断提升发电资源评估准确性，以技术突破持续辅助投资决策。在运营阶段，发行人持续迭代升级智慧运维管理体系，自研开发了风电机组主控系统、新能源智慧运营系统、集中式智慧新能源功率预测系统等多项关键技术，提升运营可控性并实现系统资源整合，全面提高运营效率。

从人员储备来看，由于新能源电站运行过程中，需要多专业、多部门通力配合，对从业人员的执业资格、专业素质和团队协同能力都具有较为严格的要求，随着行业技术的不断发展和装机规模的持续增长，专业人才正成为新能源企业发展的重要因素。报告期内，发行人注重人才团队建设，不断优化人才服务管理机制。发行人牢固树立“以人为本”的理念，坚持人才创新，持续完善人才培养机制和激励机制，实现人才高效管理。发行人根据公司战略目标和业务实际情况，同步重视生产技术、经营管理、科技研发、电力营销等各专业人才发展，打造数量充足、素质优良、结构合理、富有活力的人才队伍，满足市场化交易新时代新能源发电行业对人才的需求。截至报告期末，发行人员工总数达 5,602 人，报告期内呈现快速增长趋势。

（三）列示 2021 年起发行人主要项目所在地省级价格主管部门制定的上网电价，与前期补贴上网电价的对比情况；区分补贴上网、平价上网模式，分别列示发行人报告期内各期各类发电装机容量、实际发电量、消纳电量、平均结算电价、销售收入及占比情况；区分保障性、市场化两种消纳方式，分别列示

报告期各期各类消纳电量、结算单价、销售收入及占比情况；简要说明发行人适用平价上网模式的项目的基本情况、装机总容量、盈亏情况及占比，并充分提示相关风险

1、列示 2021 年起发行人主要项目所在地省级价格主管部门制定的上网电价，与前期补贴上网电价的对比情况

根据《国家发展改革委关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》，2021 年起，对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目和新核准陆上风电项目（以下简称“新建项目”），中央财政不再补贴，实行平价上网；2021 年新建项目上网电价，按当地燃煤发电基准价执行；新建项目可自愿通过参与市场化交易形成上网电价，以更好体现光伏发电、风电的绿色电力价值；2021 年起，新核准（备案）海上风电项目、光热发电项目上网电价由当地省级价格主管部门制定，具备条件的可通过竞争性配置方式形成，上网电价高于当地燃煤发电基准价的，基准价以内的部分由电网企业结算。此外，各省根据实际情况，也出台针对性政策，支持新能源产业发展。

截至报告期末，发行人陆上风电主要分布省份为河南、山东、内蒙古、湖北、广东、辽宁、甘肃、河北、山西、广西、新疆和贵州，上述 12 省风力发电装机规模总和达 1,888.53 万千瓦，占发行人全部陆上风电装机规模比重超过 80%，是发行人主要陆上风电项目所在地。截至报告期末，发行人海上风电仅位于浙江省，是发行人主要海上风电项目所在地。截至报告期末，发行人太阳能发电主要分布省份为湖北、新疆、山东、云南、甘肃、宁夏、江苏、广东、河北和广西，上述 10 省太阳能发电装机规模总和达 784.62 万千瓦，占发行人全部太阳能发电装机规模比重超过 80%，是发行人主要太阳能发电项目所在地。

发行人陆上风电主要项目所在地 2020 年含补贴上网电价与 2021 年以来省级价格主管部门制定的上网电价对比情况如下：

项目	2020 年	2021 年以来
河南	全省位于风电 IV 类资源区，新建项目执行 0.47 元/千瓦时的指导价格	实行平价上网，新建项目执行 0.3779 元/千瓦时的燃煤发电基准价，截至报告期末上述价格未发生变化；新建项目自愿通过参与市场化交易形成上网电价
山东	全省位于风电 IV 类资源区，新建项目执行 0.47 元/千瓦时的指导价格	实行平价上网，新建项目执行 0.3949 元/千瓦时的燃煤发电基准价，截至报告期末上述

项目	2020 年	2021 年以来
		价格未发生变化；新建项目自愿通过参与市场化交易形成上网电价
内蒙古	除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区位于风电 I 类资源区，新建项目执行 0.29 元/千瓦时的指导价格；赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市位于风电 II 类资源区，新建项目执行 0.34 元/千瓦时的指导价格	实行平价上网，蒙西新建项目执行 0.2829 元/千瓦时的燃煤发电基准价，蒙东新建项目执行 0.3035 元/千瓦时的燃煤发电基准价，截至报告期末上述价格未发生变化；新建项目自愿通过参与市场化交易形成上网电价
湖北	全省位于风电 IV 类资源区，新建项目执行 0.47 元/千瓦时的指导价格	实行平价上网，新建项目执行 0.4161 元/千瓦时的燃煤发电基准价，截至报告期末上述价格未发生变化；新建项目自愿通过参与市场化交易形成上网电价
广东	全省位于风电 IV 类资源区，新建项目执行 0.47 元/千瓦时的指导价格	实行平价上网，新建项目执行 0.453 元/千瓦时的燃煤发电基准价，截至报告期末上述价格未发生变化；新建项目自愿通过参与市场化交易形成上网电价
辽宁	全省位于风电 IV 类资源区，新建项目执行 0.47 元/千瓦时的指导价格	实行平价上网，新建项目执行 0.3749 元/千瓦时的燃煤发电基准价，截至报告期末上述价格未发生变化；新建项目自愿通过参与市场化交易形成上网电价
甘肃	嘉峪关市、酒泉市位于风电 II 类资源区，新建项目执行 0.34 元/千瓦时的指导价格；省内其他地区位于风电 III 类资源区，新建项目执行 0.38 元/千瓦时的指导价格	实行平价上网，新建项目执行 0.3078 元/千瓦时的燃煤发电基准价，截至报告期末上述价格未发生变化；新建项目自愿通过参与市场化交易形成上网电价
河北	张家口市、承德市位于风电 II 类资源区，新建项目执行 0.34 元/千瓦时的指导价格；省内其他地区位于风电 IV 类资源区，新建项目执行 0.47 元/千瓦时的指导价格	实行平价上网，冀北新建项目执行 0.372 元/千瓦时的燃煤发电基准价，冀南新建项目执行 0.3644 元/千瓦时的燃煤发电基准价，截至报告期末上述价格未发生变化；新建项目自愿通过参与市场化交易形成上网电价
山西	全省位于风电 IV 类资源区，新建项目执行 0.47 元/千瓦时的指导价格	实行平价上网，新建项目执行 0.332 元/千瓦时的燃煤发电基准价，截至报告期末上述价格未发生变化；新建项目自愿通过参与市场化交易形成上网电价
广西	全省位于风电 IV 类资源区，新建项目执行 0.47 元/千瓦时的指导价格	实行平价上网，新建项目执行 0.4207 元/千瓦时的燃煤发电基准价，截至报告期末上述价格未发生变化；新建项目自愿通过参与市场化交易形成上网电价
新疆	乌鲁木齐市、伊犁哈萨克自治州、克拉玛依市和石河子市位于风电 I 类资源区，新建项目执行 0.29 元/千瓦时的指导价格；省内其他地区位于风电 III 类资源区，新建项目执行 0.38 元/千瓦时的指导价格	实行平价上网，新建项目执行 0.25 元/千瓦时的燃煤发电基准价，截至报告期末上述价格未发生变化；新建项目自愿通过参与市场化交易形成上网电价
贵州	全省位于风电 IV 类资源区，新建项目执行 0.47 元/千瓦时的指导价格	实行平价上网，新建项目执行 0.3515 元/千瓦时的燃煤发电基准价，截至报告期末上述价格未发生变化；新建项目自愿通过参与市场化交易形成上网电价

发行人海上风电主要项目所在地 2020 年含补贴上网电价与 2021 年以来省级价格主管部门制定的上网电价对比情况如下：

项目	2020 年	2021 年以来
浙江	近海执行 0.75 元/千瓦时的指导价格，新核准近海风电项目通过竞争方式确定上网电价，不得高于近海区域指导价；潮汐带不得高于陆上风电指导价（0.47 元/千瓦时）	通过竞争方式确定上网电价，其中 2022-2023 年全容量并网项目补贴规模分别按 60 万千瓦和 150 万千瓦控制，补贴标准分别为 0.03 元/千瓦时、0.015 元/千瓦时，按等效年利用小时数 2600 小时补贴；2021 年年底前核准，2023 年年底未全容量并网的项目不再享受省级财政补贴

发行人太阳能发电主要项目所在地 2020 年 6 月至 12 月含补贴上网电价与 2021 年以来省级价格主管部门制定的上网电价对比情况如下：

项目	2020 年 6 月至 12 月	2021 年以来
湖北	全省位于太阳能 III 类资源区，新建集中式光伏项目执行 0.49 元/千瓦时的指导价格，工商业分布式光伏项目执行 0.05 元/千瓦时的补贴标准	实行平价上网，新建项目执行 0.4161 元/千瓦时的燃煤发电基准价，截至报告期末上述价格未发生变化；新建项目自愿通过参与市场化交易形成上网电价
新疆	哈密、塔城、阿勒泰、克拉玛依位于太阳能 I 类资源区，新建集中式光伏项目执行 0.35 元/千瓦时的指导价格；除哈密、塔城、阿勒泰、克拉玛依以外地区位于太阳能 II 类资源区，新建集中式光伏项目执行 0.40 元/千瓦时的指导价格；工商业分布式光伏项目执行 0.05 元/千瓦时的补贴标准	实行平价上网，新建项目执行 0.25 元/千瓦时的燃煤发电基准价，截至报告期末上述价格未发生变化；新建项目自愿通过参与市场化交易形成上网电价
山东	全省位于太阳能 III 类资源区，新建集中式光伏项目执行 0.49 元/千瓦时的指导价格，工商业分布式光伏项目执行 0.05 元/千瓦时的补贴标准	实行平价上网，新建项目执行 0.3949 元/千瓦时的燃煤发电基准价，截至报告期末上述价格未发生变化；新建项目自愿通过参与市场化交易形成上网电价
云南	全省位于太阳能 III 类资源区，新建集中式光伏项目执行 0.49 元/千瓦时的指导价格，工商业分布式光伏项目执行 0.05 元/千瓦时的补贴标准	实行平价上网，新建项目执行 0.3358 元/千瓦时的燃煤发电基准价，截至报告期末上述价格未发生变化；新建项目自愿通过参与市场化交易形成上网电价
甘肃	嘉峪关、武威、张掖、酒泉、敦煌、金昌位于太阳能 I 类资源区，新建集中式光伏项目执行 0.35 元/千瓦时的指导价格；除嘉峪关、武威、张掖、酒泉、敦煌、金昌以外地区位于太阳能 II 类资源区，新建集中式光伏项目执行 0.40 元/千瓦时的指导价格；工商业分布式光伏项目执行 0.05 元/千瓦时的补贴标准	实行平价上网，新建项目执行 0.3078 元/千瓦时的燃煤发电基准价，截至报告期末上述价格未发生变化；新建项目自愿通过参与市场化交易形成上网电价
宁夏	全省位于太阳能 I 类资源区，新建集中式光伏项目执行 0.35 元/千瓦时的指导价格，工商业分布式光伏项目执行 0.05 元/千瓦时的补贴标准	实行平价上网，新建项目执行 0.2595 元/千瓦时的燃煤发电基准价，截至报告期末上述价格未发生变化；新建项目自愿通过参与市场化交易形成上网电价
江苏	全省位于太阳能 III 类资源区，新建集中式光伏项目执行 0.49 元/千瓦时的指导价格，工商业分布式光伏项目执行 0.05 元/千瓦时的补贴标准	实行平价上网，新建项目执行 0.391 元/千瓦时的燃煤发电基准价，截至报告期末上述价格未发生变化；新建项目自愿通过参与市场化交易形成上网电价

项目	2020年6月至12月	2021年以来
广东	全省位于太阳能 III 类资源区，新建集中式光伏项目执行 0.49 元/千瓦时的指导价格，工商业分布式光伏项目执行 0.05 元/千瓦时的补贴标准	实行平价上网，新建项目执行 0.453 元/千瓦时的燃煤发电基准价，截至报告期末上述价格未发生变化；新建项目自愿通过参与市场化交易形成上网电价
河北	承德、张家口、唐山、秦皇岛位于太阳能 II 类资源区，新建集中式光伏项目执行 0.40 元/千瓦时的指导价格；省内其他地区位于太阳能 III 类资源区，新建集中式光伏项目执行 0.49 元/千瓦时的指导价格；工商业分布式光伏项目执行 0.05 元/千瓦时的补贴标准	实行平价上网，冀北新建项目执行 0.372 元/千瓦时的燃煤发电基准价，冀南新建项目执行 0.3644 元/千瓦时的燃煤发电基准价，截至报告期末上述价格未发生变化；新建项目自愿通过参与市场化交易形成上网电价
广西	全省位于太阳能 III 类资源区，新建集中式光伏项目执行 0.49 元/千瓦时的指导价格，工商业分布式光伏项目执行 0.05 元/千瓦时的补贴标准	实行平价上网，新建项目执行 0.4207 元/千瓦时的燃煤发电基准价，截至报告期末上述价格未发生变化；新建项目自愿通过参与市场化交易形成上网电价

2、区分补贴上网、平价上网模式，分别列示发行人报告期内各期各类发电装机容量、实际发电量、消纳电量、平均结算电价、销售收入及占比情况

报告期内，发行人区分补贴上网、平价上网两种模式的相关情况如下：

项目	2024 年度/2024 年末		2023 年度/2023 年末		2022 年度/2022 年末	
	补贴上网	平价上网	补贴上网	平价上网	补贴上网	平价上网
装机容量（万千瓦）	1,562.02	1,748.40	1,562.02	969.06	1,544.46	151.79
发电量（亿千瓦时）	362.37	198.76	371.52	102.10	362.34	28.58
上网电量（亿千瓦时）	349.51	190.10	359.20	98.39	351.03	27.83
上网电价（元/千瓦时）	0.48	0.30	0.48	0.31	0.48	0.32
销售收入（万元）	1,694,210.60	565,121.27	1,735,307.28	302,377.51	1,699,251.64	88,094.95
收入占比	74.99%	25.01%	85.16%	14.84%	95.07%	4.93%

公司已运营发电项目以补贴上网模式为主，但随着平价上网项目建成投运，平价上网模式收入占比逐年提升，报告期内，公司平价上网模式收入占比分别为 4.93%、14.84%和 25.01%。2024 年末，公司平价上网项目装机容量已超过补贴上网项目装机容量，预计未来平价上网模式收入占比将进一步提升。

3、区分保障性、市场化两种消纳方式，分别列示报告期各期各类消纳电量、结算单价、销售收入及占比情况

报告期内，发行人区分保障性、市场化两种消纳方式的相关情况如下（考虑到不论是保障性还是市场化，两类情况售电所涉及补贴项目的补贴部分对应单价

相同，为更好的进行对比，下表示价仅列示非补贴部分价格）：

项目	2024 年度		2023 年度		2022 年度	
	保障性	市场化	保障性	市场化	保障性	市场化
上网电量（亿千瓦时）	333.84	205.77	322.05	135.54	278.66	100.20
上网电价（元/千瓦时） （不含补贴）	0.31	0.27	0.32	0.26	0.32	0.25
非补贴销售收入（万元）	1,046,141.65	564,023.28	1,037,487.38	352,298.58	903,314.13	250,792.43
占比	64.97%	35.03%	74.65%	25.35%	78.27%	21.73%
补贴收入（万元）	649,166.95		647,898.81		633,240.04	
主营业务收入（万元）	2,259,331.87		2,037,684.78		1,787,346.60	

注：保障性上网电价（不含补贴）=保障性收购实际结算收入（不含补贴）/保障性收购上网电量，实际结算收入包含辅助服务费用及分摊考核，下同。

报告期内，公司发电项目电量消纳整体上以保障性消纳为主，但随着电力市场化改革的推进，公司市场化交易电量规模及收入占比均逐年提升。

4、简要说明发行人适用平价上网模式的项目的基本情况、装机总容量、盈亏情况及占比，并充分提示相关风险

截至报告期末，发行人适用平价上网模式的控股并网项目基本情况、装机容量及占比情况如下：

项目	发电站个数		装机规模	
	发电站个数（个）	占各自全部项目比例	装机规模（万千瓦）	占各自全部项目比例
风力发电	74	21.70%	867.93	36.88%
太阳能发电	244	89.05%	880.48	91.97%
合计	318	51.71%	1,748.40	52.82%

注：发电站个数占各自全部项目比例计算公式为：风力发电平价项目个数/风力发电全部项目个数，太阳能发电平价项目个数/太阳能发电全部项目个数。装机规模占各自全部项目比例计算公式为：风力发电平价项目装机规模/风力发电全部项目装机规模，太阳能发电平价项目装机规模/太阳能发电全部项目装机规模。

2024 年，发行人适用平价上网模式的控股并网项目盈亏及占比情况如下：

项目	盈亏情况					
	盈利项目个数	占各自全部平价项目比例	营业收入（万元）	占比	毛利（万元）	毛利率
风力发电	74	100.00%	349,832.05	61.90%	176,312.23	50.40%

项目	盈亏情况					
	盈利项目个数	占各自全部平价项目比例	营业收入(万元)	占比	毛利(万元)	毛利率
太阳能发电	242	99.18%	215,289.22	38.10%	93,781.94	43.56%
合计	314	99.37%	565,121.27	100.00%	270,094.16	47.79%

注：盈利项目个数占各自全部平价项目比例计算公式为：风力发电平价盈利项目个数/风力发电全部平价项目个数，太阳能发电平价盈利项目个数/太阳能发电全部平价项目个数。

发行人适用平价上网模式的控股并网项目中，风力发电 2024 年无亏损项目；太阳能发电 2024 年亏损项目 2 个，分别为华润洛浦光伏发电项目和镇康县水泥厂分布式光伏发电项目（一期）。华润洛浦光伏发电项目地处新疆和田地区，当地新能源快速发展，但配套电网建设滞后，导致 2024 年限电率较高，造成单位成本高于上网电价，项目短期亏损。镇康县水泥厂分布式光伏发电项目（一期）为分布式光伏项目，因光照强度不及预期影响光伏发电效率，导致亏损，系暂时性因素。

截至报告期末，适用平价上网模式的风力发电项目中，营业收入最高的为苍南海上风电项目，装机规模为 40.00 万千瓦，2024 年营业收入为 42,633.10 万元；适用平价上网模式的太阳能发电项目中，营业收入最高的为华润财金红光渔业光伏发电项目，装机规模 80.00 万千瓦，2024 年营业收入为 36,674.04 万元。

随着平价上网时代的来临，平价项目收入占公司全部新能源发电项目收入的比例将逐步提升。此外，新能源发电平价时代的到来亦会对发行人运营管理能力、成本管控能力提出更高的要求，如公司未能采取有效措施予以应对，将可能对公司生产经营以及盈利能力造成不利影响。

（四）风电投资监测预警制度的主要内容和执行情况，红色或橙色预警省份电网公司或相关部门对所属地区的风电项目的主要监管政策内容；已建、在建及拟建风电项目在红、橙、绿三类风电投资监测预警地区的分布、装机容量及占比情况；发行人项目是否存在被当地电网或相关部门限制上网电量、延缓或停滞在建及拟建项目建设进度、降低上网电价等情形，说明相关监测预警机制对发行人经营业绩、后续投资计划及未来业绩的影响

1、风电投资监测预警制度的主要内容和执行情况，红色或橙色预警省份电

网公司或相关部门对所属地区的风电项目的主要监管政策内容

2016 年 7 月，国家能源局发布《关于建立监测预警机制促进风电产业持续健康发展的通知》（以下简称“通知”），提出建立风电投资监测预警机制。该制度是国家能源局为引导风电产业健康发展、优化资源配置、避免盲目投资和弃风限电问题而建立的动态管理机制。通知明确，风电投资监测预警机制的指标体系分为政策类指标、资源和运行类指标、经济类指标。最终风险预警结果由三类指标加权平均确定。预警程度由高到低分为红色、橙色、绿色三个等级，监测预警结果每年定期发布。

通知明确，监测预警结果用于指导各省区市风电开发投资。预警结果为红色的省区市，表示风电开发投资风险较大，国家能源局在发布预警结果的当年不下达年度开发建设规模，地方暂缓核准新的风电项目（含已纳入年度开发建设规模的项目），建议风电开发企业慎重决策建设风电项目，电网企业不再办理新的接网手续。预警结果为橙色，表示风电开发投资具有一定风险，国家能源局原则上在发布预警结果的当年不下达年度开发建设规模。预警结果为绿色表示正常，地方政府和企业可根据市场条件合理推进风电项目开发投资建设。

风电投资监测预警制度自 2016 年起实施，2017-2020 年国家能源局每年发布风电投资监测预警结果；2020 年后，国家能源局未再更新风电投资监测预警结果，该制度逐步退出。“构建以新能源为主体的新型电力系统”要求提出后，市场主体承担新能源消纳责任得到明确。因此，目前相应采用的是以“可再生能源电力消纳责任权重”为中心的新型管理机制，该机制是我国推动能源结构低碳转型的核心政策工具，旨在通过设定各省可再生能源电力消费的比例目标，构建政府、电网、企业、用户多方联动的责任体系。具体而言，可再生能源消纳责任权重=本地区利用的可再生能源电量/本地区全社会用电量，其中，可再生能源消纳责任权重又分为含水电的全口径和不含水电的非水可再生能源两个口径的指标。该机制配套严格的考核监管体系，将消纳量完成情况纳入地方政绩与信用评价，并允许超额消纳量抵扣能耗总量指标，激励市场主体主动参与绿电交易。该机制的核心逻辑是以设定消费目标并考核倒逼新能源消纳责任落实进而实现消纳能力的提升，同时也通过绿证交易、跨区输电优化等市场化手段缓解区域消纳差异，最终形成“目标约束—责任分解—灵活交易—考核激励”的闭环管理，推动可再

生能源规模化发展，助力“双碳”目标落地。同时，由于可再生能源消纳责任权重和非水可再生能源消纳责任权重的设定依据是各省的可再生能源发电预测并网装机容量、预测发电量、各跨省跨区通道计划输送可再生能源电量及占比、预测全社会用电量等数据，因此，从匹配责任落实能力的角度，也要求各省的可再生能源发展、投建运营要匹配“双碳”目标要求和实际用电需求。

2、已建、在建及拟建风电项目在红、橙、绿三类风电投资监测预警地区的分布、装机容量及占比情况；

若以 2020 年国家能源局最后一次更新的风电投资监测预警结果为依据，截至报告期末，发行人无位于红色区域的已建项目；位于橙色区域的已建项目共 31 个，装机规模合计 410.38 万千瓦，占全部风力发电项目装机规模的 17.44%；位于绿色区域的已建项目 310 个，装机规模 1,942.70 万千瓦，占全部风力发电项目装机规模的 82.56%。截至报告期末，发行人无位于红色区域的在建项目；位于橙色区域的在建项目共 2 个，装机规模合计 40 万千瓦；其余在建项目均位于绿色区域。截至报告期末，发行人无位于红色区域的拟建项目；位于橙色区域的拟建项目共 1 个，装机规模合计 20 万千瓦；其余拟建项目均位于绿色区域。

2020 年后，国家能源局未再更新风电投资监测预警结果，该制度已被以“可再生能源电力消纳责任权重”为核心的管理机制所取代。因此，报告期内，发行人已建、在建及拟建风电项目不受该制度影响。

3、发行人项目是否存在被当地电网或相关部门限制上网电量、延缓或停滞在建及拟建项目建设进度、降低上网电价等情形，说明相关监测预警机制对发行人经营业绩、后续投资计划及未来业绩的影响。

报告期各期，发行人弃风率分别为 3.54%、2.80%和 4.16%，弃光率分别为 1.41%、1.52%和 6.59%。该等弃风和弃光现象是当地电网出于电力系统用电负荷及调峰能力、网架约束、安全稳定运行等系统原因对发行人项目的限电行为。这是风能、太阳能资源富集部分区域项目规模大，相关电网配套建设进度、用电负荷增长慢于电源装机增长所导致的限电情况。经核查，报告期内发行人不存在因风电投资监测预警制度而被当地电网限制上网电量的情形。

经核查，报告期内发行人在建项目和拟建项目不存在因风电投资监测预警机

制而延缓或停滞建设进度的情形。

报告期内，发行人 2021 年 1 月 1 日前核准的陆上风电、2022 年 1 月 1 日前完成全部机组并网的海上风电以及 2021 年 1 月 1 日前备案太阳能发电项目上网电价均按核准（备案）当年当地所属资源区和补贴规则执行有关部门的统一批复电价，2021 年开始新核准的陆上风电、2022 年及以后完成全部机组并网的海上风电以及 2021 年起新备案太阳能发电项目上网电价均按当地燃煤发电基准价结合市场化交易形成。经核查，发行人风力发电、太阳能发电项目不存在因风电投资监测预警制度而被当地电网或相关部门降低上网电价的情形。

2020 年后，国家能源局未再更新风电投资监测预警结果，该制度逐步退出。现行的由《国家发展改革委 国家能源局关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能源〔2019〕807 号）提出、以“可再生能源电力消纳责任权重”为核心的管理机制，强化省级消纳主体责任，并要求通过包括绿电交易、储能配套等市场化手段促进新能源消纳。换言之，对于电力系统中的主体——新能源的发展，一方面，通过可再生能源消纳责任权重的设定和考核引导新能源建设科学规划，确保项目开发规模与区域“双碳”目标、经济发展用能需求及实际消纳能力动态匹配；另一方面，依托消纳目标考核监管体系，对已纳入规划及在建项目形成政策牵引效应，通过推进可再生能源消纳供给体系建设，有效保障已核准项目的建成并网和有效消纳。

原先的相关监测预警机制因已退出，成为历史，已不会对发行人的经营业绩、后续投资计划及未来业绩产生影响。当前以“可再生能源电力消纳责任权重”为中心的新型管理机制重点在于强化省级消纳主体的责任，区别于原先的相关监测预警机制，其不对发电侧的新能源项目投资设置限制措施，即便对于未完成消纳目标的省份（如有），其省内后续立项的新能源项目的建设也不会受到新型管理机制的限制。换言之，若存在发行人开展新能源发电业务的某省未达成某年消纳目标的情形，预计不会对其后续新能源建设造成直接重大的制约，同时，鉴于新型管理机制的督促作用，合理预期，后续该省的新能源消纳亦将向好。所以，现行的以“可再生能源电力消纳责任权重”为中心的新型管理机制不会对公司经营业绩、后续投资计划及未来业绩产生重大不利影响。

（五）说明各类可再生能源发电项目开发建设审批程序；相关审批程序在

报告期内是否发生重大变化，审批程序变化对行业竞争格局、准入门槛的主要影响，是否对发行人的在建、拟建项目存在重大不利影响

1、各类可再生能源发电项目开发建设审批程序

可再生能源，主要包括风能、太阳能、水能、生物质能、地热能、海洋能等非化石能源。其中，发行人从事的可再生能源发电项目主要包括风电项目（陆上风电与海上风电）和光伏项目（集中式光伏与分布式光伏）。

（1）陆上风电项目开发建设主要审批程序

陆上风电项目开发建设整体流程，主要分为项目开发阶段和项目建设阶段。其中，项目开发阶段，主要包括签订开发协议、申报建设指标、办理项目核准、开展其他审批/备案手续等事项；项目建设阶段，主要包括办理用地批复、办理建设许可手续、开展其他审批手续、启动竣工验收工作等事项。

①项目开发阶段

A.签订开发协议。根据项目宏观选址范围、开发容量等因素，与地方政府或其授权主管部门签订开发协议。

B.申报建设指标。根据当地政府新能源项目的开发规划和要求，制作项目申报材料，获取新能源项目建设指标。

C.办理项目核准。编制项目可行性研究报告，办理项目用地预审与选址意见书等手续，报送相关投资主管部门核准。

D.开展其他审批/备案手续。根据项目实际需要，开展环境影响评价、水土保持方案、矿产资源压覆查明、地质灾害危险性评估、文物保护调查、军事设施保护意见、职业病危害预评价、电网接入系统设计审查等手续。

②项目建设阶段

A.办理用地批复。办理土地、林地等用地手续，取得用地批复文件。

B.办理建设许可手续。办理建设用地规划许可、建设工程规划许可、建筑工程施工许可等手续。

C.开展其他审批手续。办理消防设计审查、防雷装置设计审核等手续。

D.启动竣工验收工作。办理环保验收、水保验收、消防验收、安全设施验收、防雷装置验收、并网验收等验收手续。

(2) 海上风电项目开发建设主要审批程序

海上风电项目开发建设整体流程，主要分为项目开发阶段和项目建设阶段。其中，项目开发阶段，主要包括签订开发协议、申报建设指标、办理项目核准、开展其他审批/备案手续等事项；项目建设阶段，主要包括办理用海批复、办理建设许可手续、开展其他审批手续、启动竣工验收工作等事项。

①项目开发阶段

A.签订开发协议。根据项目开发容量等因素，与地方政府或其授权主管部门签订开发协议。

B.申报建设指标。根据当地政府新能源项目的开发规划和要求，制作项目申报材料，获取新能源项目建设指标。

C.办理项目核准。编制项目可行性研究报告，办理项目用海预审等手续，报送相关投资主管部门核准。

D.开展其他审批/备案手续。根据项目实际需要，开展环境影响评价、海底电缆路由调查与勘测、通航安全评估论证、矿产资源压覆查明、军事设施保护意见、职业病危害预评价、电网接入系统设计审查等手续。

②项目建设阶段

A.办理用海批复。办理海域使用权报批手续，取得用海批复文件；如涉及用地，办理土地、林地等用地手续，取得用地批复文件。

B.办理建设许可手续。就海底电缆、管道的铺设施工，办理电缆铺设施工许可审批手续，取得铺设施工许可证；如涉及用地的，办理建设用地规划许可、建设工程规划许可、建筑工程施工许可等手续。

C.开展其他审批手续。办理消防设计审查、防雷装置设计审核等手续。

D.启动竣工验收工作。办理环保验收、消防验收、安全设施验收、防雷装置验收、并网验收等验收手续。

(3) 集中式光伏项目开发建设主要审批程序

集中式光伏项目开发建设整体流程，主要分为项目开发阶段和项目建设阶段。其中，项目开发阶段，主要包括签订开发协议、申报建设指标（如需）、办理项目备案、开展其他审批/备案手续等事项；项目建设阶段，主要包括办理用地批复、办理建设许可手续、开展其他审批手续、启动竣工验收工作等事项。

①项目开发阶段

A.签订开发协议。根据项目宏观选址范围、开发容量等因素，与地方政府或其授权主管部门签订开发协议。

B.申报建设指标。根据当地政府新能源项目的开发规划和要求及项目适用情况，制作项目申报材料，获取新能源项目建设指标（如需）。

C.办理项目备案。根据当地政策要求，报送相关投资主管部门备案。

D.开展其他审批/备案手续。根据项目实际需要，开展环境影响评价、水土保持方案、矿产资源压覆查明、地质灾害危险性评估、文物保护调查、军事设施保护意见、职业病危害预评价、电网接入系统设计审查等手续。

②项目建设阶段

A.办理用地批复。办理土地、林地等用地手续，取得用地批复文件。

B.办理建设许可手续。办理建设用地规划许可、建设工程规划许可、建筑工程施工许可等手续。

C.开展其他审批手续。办理消防设计审查、防雷装置设计审核等手续。

D.启动竣工验收工作。办理环保验收、水保验收、消防验收、安全设施验收、防雷装置验收、并网验收等验收手续。

(4) 分布式光伏项目开发建设主要审批程序

分布式光伏项目（以工商业分布式光伏为例）开发建设整体流程，主要分为项目开发阶段和项目建设阶段。其中，项目开发阶段，主要包括签订开发协议（如需）、申报建设指标（如需）、办理项目备案、开展其他审批/备案手续等事项；项目建设阶段，主要包括签订场所使用协议、办理建设许可手续、开展其他审批

手续、启动竣工验收工作等事项。

①项目开发阶段

A.签订开发协议。根据项目宏观选址范围、开发容量等因素及项目适用情况，与地方政府或其授权主管部门签订开发协议（如需）。

B.申报建设指标。根据当地政府新能源项目的开发规划和要求及项目适用情况，制作项目申报材料，获取新能源项目建设指标（如需）。

C.办理项目备案。根据当地政策要求，报送相关投资主管部门备案。

D.开展其他审批/备案手续。根据项目实际需要，开展环境影响评价、安全预评价、职业病危害预评价等手续。

②项目建设阶段

A.签订场所使用协议。与建设场所所有权人签订使用协议、租用协议或者能源管理服务协议。

B.办理建设许可手续。办理建设工程规划许可、建筑工程施工许可等手续。利用既有建筑物及其附属场所的，在符合建设要求的条件下，可免除用地预审与规划选址、规划许可、节能评估等手续。

C.开展其他审批手续。办理消防设计审查、防雷装置设计审核等手续。

D.启动竣工验收工作。办理消防验收、防雷装置验收、并网验收等验收手续。

截至报告期末，发行人开发建设并已运营发电的项目均已办理项目核准/备案手续，并取得主管部门出具的项目核准/备案文件。

2、相关审批程序在报告期内是否发生重大变化，审批程序变化对行业竞争格局、准入门槛的主要影响，是否对发行人的在建、拟建项目存在重大不利影响

原则上，风电项目实行核准管理，光伏项目实行备案管理。2022年5月，国务院办公厅转发国家发展改革委、国家能源局《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》（国办函〔2022〕39号），推动风电项目由核准制调整为备案制。2024年3月，国家发展改革委、国家能源局、农业农村部发布《关于组织

开展“千乡万村驭风行动”的通知》（发改能源〔2024〕378号），鼓励各地对“千乡万村驭风行动”风电项目探索试行备案制，结合实际提供“一站式”服务，对同一个行政村或临近村联合开发的项目，统一办理前期手续。根据上述通知的精神，推动风电项目由核准制调整为备案制，鼓励各地对特定风电项目探索试行备案制。

在行业竞争格局和准入门槛方面，鉴于新能源发电行业属于资本密集型、技术密集型行业，随着新能源发电行业的产业智能制造和数字化建设的不断升级，对行业参与者的资金实力、融资能力、人才吸引能力等方面的要求将会逐步提高；同时，加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设，积极发展“新能源+储能”、源网荷储一体化和多能互补，是促进新能源高质量发展的重要举措，这使得具备资金和技术实力的国有大型发电企业继续占据主导地位，头部企业竞争优势得到进一步强化。

虽然可再生能源发电项目的投资核准/备案制度在报告期内逐步呈现出“放管服”的改革趋势，但结合发行人的平台与多元化产业合作生态的优势、高效的管理体系、扎实的技术储备、充足的资金实力等因素，上述审批程序变化不会对发行人的在建、拟建项目造成重大不利影响。

（六）区分不同类型风电（如陆上风电、海上风电）及光伏发电，说明发行人报告期内各类业务的发电站数量、装机容量、在全国各类资源区省份（或海上风电基地）的分布情况等；陆上风电及海上风电的销售收入及占比情况；结合资产规模、报告期各期经营业绩、发电站数量、发电装机规模、上网电量、市场占有率等指标与同行业可比公司的比较情况，说明发行人规模较大的具体体现，申报材料中关于发行人是“国内最大的新能源发电运营商之一”的依据

1、区分不同类型风电（如陆上风电、海上风电）及光伏发电，说明发行人报告期内各类业务的发电站数量、装机容量、在全国各类资源区省份（或海上风电基地）的分布情况等

报告期各期末，发行人各类业务发电站数量和装机容量情况如下：

项目	2024年12月31日		2023年12月31日		2022年12月31日	
	发电站数量 (个)	装机规模 (万千瓦)	发电站数量 (个)	装机规模 (万千瓦)	发电站数量 (个)	装机规模 (万千瓦)

项目	2024 年 12 月 31 日		2023 年 12 月 31 日		2022 年 12 月 31 日	
	发电站数量 (个)	装机规模 (万千瓦)	发电站数量 (个)	装机规模 (万千瓦)	发电站数量 (个)	装机规模 (万千瓦)
风力发电	341	2,353.07	315	1,981.29	285	1,584.06
陆上风电	340	2,313.07	314	1,941.29	285	1,584.06
海上风电	1	40.00	1	40.00	-	-
太阳能发电	274	957.35	158	549.80	42	112.20
合计	615	3,310.42	473	2,531.08	327	1,696.26

报告期各期末，发行人各类业务在全国各类资源区分布情况如下：

项目	2024 年 12 月 31 日		2023 年 12 月 31 日		2022 年 12 月 31 日	
	发电站数量 (个)	装机规模 (万千瓦)	发电站数量 (个)	装机规模 (万千瓦)	发电站数量 (个)	装机规模 (万千瓦)
风力发电	341	2,353.07	315	1,981.29	285	1,584.06
风电 I 类	14	209.25	14	209.25	9	107.25
风电 II 类	18	213.28	15	147.65	13	119.65
风电 III 类	11	187.45	10	123.50	7	76.00
风电 IV 类	297	1,703.09	275	1,460.89	256	1,281.16
海上风电	1	40.00	1	40.00	-	-
太阳能发电	274	957.35	158	549.80	42	112.20
光伏 I 类	13	101.46	12	81.46	10	56.88
光伏 II 类	57	360.86	28	134.55	9	24.54
光伏 III 类	204	495.03	118	333.79	23	30.78

发行人发电项目广泛分布于风光资源丰沛区域和消纳优势区域，尤其重点布局消纳优势区域，上网电价较高，有力提升发行人盈利能力。截至报告期末，风力发电项目在风电 IV 类区数量占比达到 87.10%，太阳能发电项目在光伏 III 类区数量占比达到 74.45%，海上风电项目分布在电价较高的浙江。

2、陆上风电及海上风电的销售收入及占比情况

报告期各期末，发行人陆上风电及海上风电的销售收入及占比情况如下：

项目	2024 年度		2023 年度		2022 年度	
	营业收入 (万元)	占比	营业收入 (万元)	占比	营业收入 (万元)	占比
陆上风电	1,942,830.51	97.85%	1,850,714.88	98.30%	1,705,738.13	100.00%
海上风电	42,633.10	2.15%	31,941.39	1.70%	0.83	0.00%

项目	2024 年度		2023 年度		2022 年度	
	营业收入 (万元)	占比	营业收入 (万元)	占比	营业收入 (万元)	占比
风力发电合计	1,985,463.60	100.00%	1,882,656.26	100.00%	1,705,738.97	100.00%

3、结合资产规模、报告期各期经营业绩、发电站数量、发电装机规模、上网电量、市场占有率等指标与同行业可比公司的比较情况，说明发行人规模较大的具体体现，申报材料中关于发行人是“国内最大的新能源发电运营商之一”的依据

发行人选取可比公司的标准为：主营业务为风力发电、太阳能发电项目开发、投资、运营和管理为主的全国性发电公司，风电、太阳能的控股装机容量不低于 600 万千瓦，主营业务收入中风电及太阳能发电业务售电收入占比不低于 70%。具体可比公司选取标准请参见本问询函回复之“问题 11/发行人披露/（二）/1、同行业可比公司的选取标准，所选取同行业可比公司的可比性、完整性、准确性”。根据上述标准，发行人选取华电新能、龙源电力、三峡能源、节能风电及太阳能作为可比公司。

报告期内，发行人各项经营指标与同行业可比公司的比较情况如下表所示：

2024 年 12 月 31 日/2024 年度						
项目	发行人	华电新能	龙源电力	三峡能源	节能风电	太阳能
总资产（亿元）	2,054.83	4,440.90	2,571.06	3,568.71	440.66	489.84
营业收入（亿元）	228.74	339.68	370.70	297.17	50.27	60.39
净利润（亿元）	81.42	94.80	82.81	74.58	13.71	12.27
归属于母公司所有者的净利润（亿元）	79.53	88.31	63.45	61.11	13.30	12.25
发电站数量（个）	615	/	/	/	/	/
装机规模（万千瓦）	3,310.42	/	4,110.71	4,669.77	604.27	607.6
上网电量（亿千瓦时）	539.60	/	695.19	685.56	117.55	69.66
市场占有率	2.35%	/	2.92%	3.32%	0.43%	0.43%
2023 年 12 月 31 日/2023 年度						
项目	发行人	华电新能	龙源电力	三峡能源	节能风电	太阳能
总资产（亿元）	1,738.34	3,366.73	2,376.03	3,117.08	420.87	472.04
营业收入（亿元）	205.12	295.80	380.52	264.85	51.16	95.40
净利润（亿元）	84.59	101.38	68.32	82.70	15.87	15.79

归属于母公司所有者的净利润（亿元）	82.80	96.20	63.03	71.81	15.11	15.79
发电站数量（个）	473	/	/	/	/	/
装机规模（万千瓦）	2,531.08	4,869.46	3,362.64	3,924.08	535.47	467.4
上网电量（亿千瓦时）	457.59	663.17	656.95	527.62	117.31	65.21
市场占有率	2.41%	4.64%	3.20%	3.74%	0.51%	0.44%
2022 年 12 月 31 日/2022 年度						
项目	发行人	华电新能	龙源电力	三峡能源	节能风电	太阳能
总资产（亿元）	1,389.06	2,718.34	2,228.95	2,621.27	437.70	465.00
营业收入（亿元）	181.98	246.73	398.63	238.12	52.40	92.36
净利润（亿元）	64.58	90.32	60.96	83.83	17.45	13.97
归属于母公司所有者的净利润（亿元）	62.96	85.22	51.12	71.55	16.30	13.87
发电站数量（个）	327	730	/	/	/	/
装机规模（万千瓦）	1,696.26	3,518.62	2,917.27	2,620.62	523.15	434.7
上网电量（亿千瓦时）	378.86	515.38	579.82	460.77	114.68	59.37
市场占有率	2.24%	4.65%	3.85%	3.46%	0.69%	0.57%

注 1：装机规模、上网电量仅统计风电及光伏情况；

注 2：市场占有率=装机容量/同期全国风电光伏装机容量之和；

注 3：龙源电力 2022 年末单独披露光伏上网电量，表中上网电量数据为风电及其他可再生能源上网电量之和。

资产规模方面，报告期内，发行人资产总额分别为 1,389.06 亿元、1,738.34 亿元及 2,054.83 亿元。截至报告期末，发行人资产规模在可比公司中排名第 4 位。考虑到发行人选取的可比公司以资产及装机规模较大、经营业绩突出的行业龙头企业为主，因此为更加全面客观地进行比较，选取 A 股国民经济行业分类为“电力、热力生产和供应业”中“风力发电”和“太阳能发电”的全部上市公司，及港股申万行业分类为“公用事业”中“风力发电”和“光伏发电”的全部上市公司，剔除设备制造类企业及 ST/*ST 企业，加入华电新能及发行人共计 20 家。在全行业 20 家上市及待上市公司中，发行人资产规模仍处于第 4 位，仅次于华电新能、三峡能源及龙源电力，行业排名领先。

经营业绩方面，报告期内，发行人营业收入分别为 181.98 亿元、205.12 亿元及 228.74 亿元，净利润分别为 64.58 亿元、84.59 亿元及 81.42 亿元，归属于母公司所有者的净利润分别为 62.96 亿元、82.80 亿元及 79.53 亿元。2024 年，发行人营业收入、净利润及归属于母公司所有者的净利润在可比公司中分别排名

第4位、第3位及第2位，在全行业20家上市及待上市公司中分别排名第4位、第3位及第2位，反映出发行人领先的经营业绩及突出的盈利能力。

装机及电量方面，报告期内，发行人累计装机容量分别为1,696.26万千瓦、2,531.08万千瓦及3,310.42万千瓦，上网电量分别为378.86亿千瓦时、457.59亿千瓦时及539.60亿千瓦时。截至报告期末，发行人新能源装机规模及上网电量在可比公司中排名分别为第4位、第4位¹，在全行业20家上市及待上市公司中排名分别为第4位、第4位，仅次于华电新能、三峡能源及龙源电力，装机及电量规模处于行业领先水平。

市场占有率方面，报告期内，发行人市占率分别为2.24%、2.41%及2.35%。截至报告期末，发行人市占率在可比公司中排名第4位，在全行业20家上市及待上市公司中排名第4位，仅次于华电新能、三峡能源及龙源电力，处于行业领先水平。

综上，发行人资产规模、经营业绩、装机与上网电量、市场占有率均在行业内位列前沿，行业地位领先，为国内最大的新能源发电运营商之一。

（七）“业务表现指标超过行业平均水平”的具体体现，包括指标名称及含义，发行人及行业平均水平的指标值、差异的原因及合理性；在开发、建设、运营等业务流程中发行人所使用的主要技术名称、作用、来源；结合发电站及装机容量在各资源区、各风电投资监测预警省份的分布情况、技术水平等因素，说明2021年至2023年发行人弃风率高于行业平均水平的原因；结合技术、规模、分布等因素，说明发行人是否具备行业代表性

1、“业务表现指标超过行业平均水平”的具体体现，包括指标名称及含义，发行人及行业平均水平的指标值、差异的原因及合理性

业务表现指标主要指平均利用小时数、弃风率和弃光率。

平均利用小时数一定时期内一个地区平均发电设备容量在满负荷运行条件下的运行小时数。

根据电力行业通行计算方法，平均利用小时数=期末总发电量/期末投运项目

¹ 可比公司华电新能未披露2024年底装机及上网电量数据，参考其2023年末4,869.46万千瓦的装机规模及2023全年663.17亿千瓦时的上网电量，均高于发行人2024年底/全年水平，因此认为其排名位于发行人之前。

等效装机容量。其中期末投运项目等效装机容量计算公式为：

$$\sum \text{单个项目机组期末装机容量} * (\text{该项目机组实际年内投运时间} / 365 \text{ 天})$$

报告期内，发行人风力发电平均利用小时数与可比公司及行业平均水平的对比情况如下：

项目	2024 年度	2023 年度	2022 年度
华电新能	2,112	2,194	2,204
龙源电力	2,190	2,346	2,296
三峡能源	2,343	2,341	2,262
节能风电	2,163	2,331	2,276
可比公司平均水平	2,202	2,303	2,260
全国平均水平	2,127	2,225	2,221
华润新能源	2,331	2,455	2,401

注：全国平均水平为中电联公布的全国 6,000 千瓦及以上电厂发电设备风力发电平均利用小时数，太阳能（000591.SZ）因不披露风电平均利用小时数而未列示。

报告期内，发行人太阳能发电平均利用小时数与可比公司及行业平均水平的对比情况如下：

项目	2024 年度	2023 年度	2022 年度
华电新能	1,266	1,338	1,405
三峡能源	1,330	1,379	1,410
太阳能	1,239	1,336	1,332
可比公司平均水平	1,278	1,351	1,382
全国平均水平	1,211	1,286	1,337
华润新能源	1,416	1,476	1,507

注：全国平均水平为中电联公布的全国 6,000 千瓦及以上电厂发电设备太阳能发电平均利用小时数，节能风电（601016.SH）和龙源电力（001289.SZ）因不披露太阳能发电平均利用小时数而未列示。

弃风率、弃光率是衡量弃风限电、弃光限电现象的指标。当电网的调峰能力不足，不能完全接受风力、光伏发电向电网输送的电能量时，电网会降低风力、光伏发电机组的发电能力，使得部分风力、太阳能资源无法得到利用，产生弃风限电、弃光限电的现象，从而影响发电量。

根据电力行业通行计算方法，弃风率和弃光率的计算公式分别为：

$$\text{弃风率} = \text{弃风限电损失电量} / (\text{风电实际发电量} + \text{弃风限电损失电量})$$

弃光率=弃光限电损失电量/（光伏实际发电量+弃光限电损失电量）

报告期内，发行人及可比公司弃风率具体情况如下：

项目	2024 年度	2023 年度	2022 年度
华电新能	未披露	4.03%	4.78%
节能风电	10.33%	9.00%	8.26%
可比公司平均水平	10.33%	6.52%	6.52%
华润新能源	4.16%	2.80%	3.54%

注：三峡能源（600905.SH）、龙源电力（001289.SZ）和太阳能（000591.SZ）因不披露弃风率而未列示。

报告期内，发行人及可比公司弃光率具体情况如下：

项目	2024 年度	2023 年度	2022 年度
华电新能	未披露	4.77%	3.11%
太阳能	7.81%	未披露	未披露
可比公司平均水平	7.81%	4.77%	3.11%
华润新能源	6.59%	1.52%	1.41%

注：三峡能源（600905.SH）、龙源电力（001289.SZ）和节能风电（601016.SH）因不披露弃光率而未列示。

报告期内，发行人风力发电平均利用小时数和太阳能发电平均利用小时数高于可比公司平均水平及全国平均水平，弃风率和弃光率低于可比公司平均水平，系发行人发挥多重竞争优势实现新能源发电的优选优运。报告期内，发行人具备较强的战略执行力，以战略为导向，不断发挥自身的市场化基因优势，优化资源布局，从而平均利用小时数做到行业领先。

2、在开发、建设、运营等业务流程中发行人所使用的主要技术名称、作用、来源

在项目开发、建设和运营阶段，发行人主要技术集中在风光资源评估及选址领域，代表性技术如下：

技术名称	业务阶段	作用	来源
风资源研究平台	开发、建设	提高风资源评估工作效率和准确性，辅助风电场项目的投资决策	自研
海上漂浮式光伏发电关键技术研究及示范应用	开发、建设	突破海上漂浮式光伏关键技术，为开发利用海上光伏提供创新技术路径	自研
风电机组主控系统关键技术及应用	运营	自主研发风机主控系统，提升风电机组自主运营可控性	自研
新能源智慧运营系统研发与	运营	实现新能源远程监控、系统资源整合、信	自研

技术名称	业务阶段	作用	来源
应用		息共治共享，建成能源数字化平台，提升新能源运营效率	
集中式智慧新能源功率预测系统	运营	提升新能源功率预测精度，辅助电力交易决策	自研

3、结合发电站及装机容量在各资源区、各风电投资监测预警省份的分布情况、技术水平等因素，说明 2021 年至 2023 年发行人弃风率高于行业平均水平的原因

报告期各期末，发行人各类业务发电站及装机容量在各资源区分布情况参见本问询函回复之“问题 1/发行人披露/（六）区分不同类型风电（如陆上风电、海上风电）及光伏发电，说明发行人报告期内各类业务的发电站数量、装机容量、在全国各类资源区省份（或海上风电基地）的分布情况等；陆上风电及海上风电的销售收入及占比情况；结合资产规模、报告期各期经营业绩、发电站数量、发电装机规模、上网电量、市场占有率等指标与同行业可比公司的比较情况，说明发行人规模较大的具体体现，申报材料中关于发行人是‘国内最大的新能源发电运营商之一’的依据。”截至 2023 年末，公司控股并网项目在各资源区具体情况如下：

项目	2023 年 12 月 31 日	
	发电站数量（个）	装机规模（万千瓦）
风力发电	315	1,981.29
风电 I 类	14	209.25
风电 II 类	15	147.65
风电 III 类	10	123.50
风电 IV 类	275	1,460.89
海上风电	1	40.00
太阳能发电	158	549.80
光伏 I 类	12	81.46
光伏 II 类	28	134.55
光伏 III 类	118	333.79

2021-2023 年，发行人发电项目广泛分布于风光资源丰沛区域和消纳优势区域，尤其重点布局消纳优势区域，该区域上网电价较高，有力提升发行人盈利能力。截至 2023 年末，风力发电项目在风电 IV 类区数量占比达到 87.30%，太阳

能发电项目在光伏 III 类区数量占比达到 74.68%，海上风电项目分布在电价较高的浙江。

2021-2023 年，风电投资监测预警制度已不适用。2020 年后，国家能源局未再更新风电投资监测预警结果，现行政策以“可再生能源电力消纳责任权重”为核心的管理机制，强化省级消纳主体责任，并通过包括绿电交易、储能配套等市场化手段促进新能源消纳。

2021-2023 年，发行人自研多项技术，持续提高运营效率，减少弃风限电现象。在前期开发阶段，发行人通过技术研发进一步加强测风精度，持续增强选址能力，优化资源布局。在运营阶段，发行人通过技术研发提升发电预测精度，积极探索“构网型储能”和多能互补的一体化园区，并深耕新能源智慧运营体系。

2021-2023 年，发行人结合上述选址和技术优势，坚持新能源发电项目的优选优运，平均利用小时数位居可比公司首位，弃风率亦低于可比公司平均水平，显示发行人具备高效的风电运营管理能力。

2021-2023 年，发行人及可比公司的风电平均利用小时对比情况如下：

项目	2023 年度	2022 年度	2021 年度
华电新能	2,194	2,204	2,245
龙源电力	2,346	2,296	2,366
三峡能源	2,341	2,262	2,314
节能风电	2,331	2,276	2,369
可比公司平均水平	2,303	2,260	2,324
全国平均水平	2,225	2,221	2,246
华润新能源	2,455	2,401	2,445

注：2021 年全国平均水平为国家能源局公布的我国风力发电平均利用小时数；2022 年起全国平均水平为中电联公布的全国 6,000 千瓦及以上电厂发电设备风力发电平均利用小时数，太阳能（000591.SZ）因不披露风电平均利用小时数而未列示。

2021-2023 年，发行人及可比公司的弃风率对比情况如下：

项目	2023 年度	2022 年度	2021 年度
华电新能	4.03%	4.78%	4.96%
节能风电	9.00%	8.26%	11.05%
可比公司平均水平	6.52%	6.52%	8.01%
华润新能源	2.80%	3.54%	3.31%

注：三峡能源（600905.SH）、龙源电力（001289.SZ）和太阳能（000591.SZ）因不披露弃风率而未列示。

上述分析情况和发行人在相关披露中所述的弃风率与行业平均的风力发电的效率性指标比较结果有差异。具体而言：

2021-2023 年，发行人弃风率分别为 3.31%、3.54%和 2.80%。2021-2023 年，全国新能源消纳监测预警中心公布的风电利用率为 96.9%、96.8%和 97.3%。2021、2022 年国家能源局分别印发《光伏电站利用率监测统计管理办法》、《风电场利用率监测统计管理办法》，进一步规范完善风电场受限电量和利用率监测统计工作，促进风电消纳和风电行业高质量发展。之后，全国新能源消纳监测预警中心定期公布风电利用率，不再单独公布弃风率。因此，本次申报文件中采用“1-风电利用率”的公式对全国平均弃风率进行近似计算。实际上，弃风率和风电利用率存在口径区别：

发行人发布的弃风率包含受电力系统用电负荷及调峰能力、网架约束、安全稳定运行、电力交易决策不当等因素影响可发而未能发出的电量，其计算公式为：

$$\text{弃风限电损失电量} / (\text{实际发电量} + \text{弃风限电损失电量})$$

全国新能源消纳监测预警中心公布的风电利用率仅将系统原因受限的电量纳入考虑，其计算公式为：

$$(\text{风电场可用机组可发电量} - \text{系统原因受限电量}) / \text{风电场可用机组可发电量}$$

由于发行人披露的弃风率和通过“1-风电利用率”得到的行业风能未利用水平存在口径差异，因此在前述分析中会产生一定差异。

为改善新能源消纳情况，国家和相关地区出台一系列政策和措施，鼓励可再生能源消费、推动储能配置增长、加快输电通道建设。同时，发行人通过采取技术手段、电力营销手段等多项应对措施积极应对弃风问题。长期来看，发行人弃风率有望持续下降，预计对公司经营业绩不会产生重大不利影响。

4、结合技术、规模、分布等因素，说明发行人是否具备行业代表性

从业务规模来看，截至报告期末，公司控股发电项目并网装机容量为 3,310.42 万千瓦，其中：风力发电项目 2,353.07 万千瓦；太阳能发电项目 957.35

万千瓦。公司新能源发电装机容量及发电量规模均位于行业前列，具备行业代表性。

报告期内，发行人新能源发电装机容量及市占率具体情况如下：

年份	项目类型	期末累计装机容量（万千瓦）			发电量（亿千瓦时）		
		发行人	全国规模	市场份额	发行人	全国规模	市场份额
2022 年末 /2022 年度	风力发电	1,584.06	36,544.00	4.33%	373.34	7,624.00	4.90%
	太阳能发电	112.20	39,261.00	0.29%	17.58	4,276.00	0.41%
	合计	1,696.26	75,805.00	2.24%	390.92	11,900.00	3.29%
2023 年末 /2023 年度	风力发电	1,981.29	44,134.00	4.49%	429.63	8,858.00	4.85%
	太阳能发电	549.80	60,949.00	0.90%	43.99	5,833.00	0.75%
	合计	2,531.08	105,083.00	2.41%	473.62	14,691.00	3.22%
2024 年末 /2024 年度	风力发电	2,353.07	52,068.00	4.52%	472.18	9,916.00	4.76%
	太阳能发电	957.35	88,666.00	1.08%	88.95	8,341.00	1.07%
	合计	3,310.42	140,734.00	2.35%	561.13	18,257.00	3.07%

从业务布局来看，发行人全面布局新能源发电多种项目类型。风力发电方面，发行人坚持集中式陆上风电、分散式陆上风电、海上风电全面发展，围绕国家区域发展战略，不断优化项目布局。太阳能发电方面，公司兼顾集中式、分布式光伏发展，因地制宜推进农林牧渔、交通、生态治理等领域与光伏的融合开发，注重太阳能发电项目多样化布局。通过全方位业务布局，公司紧紧把握“双碳”机遇，借助产业政策稳步扩大装机规模，助力国家现代能源体系建设，具备行业代表性。

报告期各期，发行人各类型风力发电、太阳能发电装机规模具体情况如下：

项目	2024 年 12 月 31 日 （万千瓦）	2023 年 12 月 31 日 （万千瓦）	2022 年 12 月 31 日 （万千瓦）
集中式陆上风电	2,262.18	1,890.40	1,526.22
分散式陆上风电	50.89	50.89	57.84
海上风电	40.00	40.00	-
风力发电合计	2,353.07	1,981.29	1,584.06
集中式太阳能发电	885.55	505.31	101.92
分散式太阳能发电	71.80	44.48	10.27
太阳能发电合计	957.35	549.80	112.20

从业务表现来看，公司依靠科学选址、技术改进等方式实现了项目优选优运，平均利用小时数超过行业平均水平。公司的新能源项目选址兼顾资源禀赋和消纳条件，依托开发、建设及运营全业务流程的管理优势和多项行业领先技术，持续提升能源利用效率，平均利用小时数优于业内多数企业，具备行业代表性。

报告期各期，发行人平均利用小时数与行业对比情况如下：

年份	风力发电项目平均利用小时数 (小时)		太阳能发电项目平均利用小时数 (小时)	
	华润新能源	行业平均	华润新能源	行业平均
2022 年度	2,401	2,221	1,507	1,337
2023 年度	2,455	2,225	1,476	1,286
2024 年度	2,331	2,127	1,416	1,211

综上所述，发行人业绩表现优异，业务规模位于行业前列，核心技术成熟、符合行业发展趋势、能够促进发行人稳定经营和转型升级。发行人具有“大盘蓝筹”特色，业务模式成熟、经营业绩稳定、规模较大、具有行业代表性，符合主板优质企业定位。

二、中介机构核查情况

（一）核查程序

针对上述事项，保荐人履行的核查程序，主要包括：查阅《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》等政策及相关解读文件，并分析其对发行人的影响；查阅行业主管部门、行业协会出具的行业报告、统计数据等公开资料；查阅可比公司年度报告、招股说明书等信息披露文件；查阅公司提供的项目开发指引文件，并访谈发行人战略投资部和法律合规与审计纪检部相关人员；查阅发行人控股并网的风力发电及太阳能发电站明细，了解发行人风力发电及太阳能发电站的上网模式及电量消纳方式，了解装机规模、发电量、上网电量等业务细节以及收入、成本、上网电价等财务信息，并分析相关指标变动趋势；查阅发行人报告期内客户及收入明细，访谈发行人相关人员了解其销售模式；查阅发行人报告期内所处行业的主要法律法规、产业政策及相关规定。

（二）核查意见

经核查，保荐人认为：

1、发行人已披露《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》涉及事项的具体内容，该政策不会对发行人的经营资质、运营模式及经营业绩稳定性产生重大不利影响，相关风险已在招股说明书中补充披露。

2、我国风电及太阳能发电行业市场容量较大，区域分布合理，除分布式光伏外市场集中度较高且以国央企为主，发电成本持续降低。发行人具备深厚的技术积淀与丰富的人员储备，在建及拟建项目充足，上述细分行业变化推动发行人及时调整优化生产经营战略，加快提升新能源发电装机规模，通过科技创新持续提升运营效率，并不断优化人才服务管理机制，力争在新的时代盈利能力继续保持行业前列。

3、发行人已列示主要项目所在地省级价格主管部门制定的上网电价变动情况；发行人已区分补贴上网、平价上网模式列示主要业务信息；发行人已区分保障性、市场化两种消纳方式列示主要业务信息；发行人已说明适用平价上网模式的项目的基本情况，并提示相关风险。

4、报告期内，风电投资监测预警制度已不适用。发行人已建、在建及拟建风电项目不受该制度影响；发行人及其子公司的在建项目和拟建项目不存在因风电投资监测预警机制而延缓或停滞建设进度的情形；发行人风力发电、太阳能发电项目不存在因风电投资监测预警制度而被当地电网或相关部门降低上网电价的情形；发行人经营业绩、后续投资计划及未来业绩无实质影响。

5、发行人已披露各类可再生能源发电项目开发建设审批程序，截至报告期末，发行人开发建设并已运营发电的项目均已办理项目核准/备案手续，并取得主管部门出具的项目核准/备案文件；相关审批程序在报告期内的重大变化，审批程序变化对行业竞争格局、准入门槛的主要影响，上述审批程序变化不会对发行人的在建、拟建项目造成重大不利影响。

6、发行人已列示报告期内各类业务的发电站数量、装机容量、在全国各类资源区省份的分布情况，以及陆上风电、海上风电的销售收入及占比情况。发行人资产规模较大，经营业绩稳定，发电装机规模、上网电量等处于行业领先水平，为国内最大的新能源发电运营商之一。

7、发行人已解释“业务表现指标超过行业平均水平”的具体体现，并具体

说明在开发、建设、运营等业务流程中所使用的主要技术名称、作用和来源。发行人已结合多方面因素，对 2021 年至 2023 年的弃风率水平进行解释说明。发行人作为国内最大的新能源发电运营商之一，依靠竞争优势不断扩大装机规模，依靠行业领先的技术体系不断提高运营效率，业务表现指标超过行业平均水平，具备行业代表性。

问题 2. 关于红筹架构

申报材料显示：

(1) 发行人系根据《香港公司条例》规定在香港注册成立的红筹企业。根据《香港公司条例》第 135 条，发行人本次发行的人民币普通股（A 股）股票无面值。

(2) 本次发行选取的标准为《试点创新企业境内发行股票或存托凭证并上市监管工作实施办法》（以下简称《实施办法》）“预计市值不低于 200 亿元，且最近一年营业收入不低于 30 亿元”。

(3) 发行人属于香港纳税居民企业，注册地在中国香港、中国澳门及 BVI 的公司适用的法定所得税税率分别为 16.50%、12.00%及 0.00%。

(4) 发行人为香港联交所上市公司华润电力（0836.HK）的全资子公司。

请发行人披露：

(1) 本次发行股份无面值安排是否符合境内法律法规的相关规定。

(2) 结合《实施办法》第八条关于预计市值计算的规定，说明发行人所参考融资估值情况、所选取的评估方法、综合判定结果，预计市值的测算是否符合现行规则规定；是否存在预计市值无法达到上市标准的风险，如是，在招股说明书中充分披露相关风险。

(3) 结合《企业所得税法》及其实施条例、《关于境外注册中资控股企业依据实际管理机构标准认定为居民企业有关问题的通知（国税局[2009]82 号文）》等现行有效的相关规定，逐条论证发行人为非中国居民企业的充分性，目前所执行的税率是否符合相关税收法律法规，是否存在行政处罚风险；发行人及境内外子公司纳税的合法合规性。

(4) 本次发行申报文件与华润电力公开披露的关于发行人主营业务、财务数据等相关信息是否一致，如存在差异，披露原因。

(5) 发行人及其控股股东在红筹架构搭建及运行过程中是否存在违法违规情形，是否存在被行政处罚风险。

请保荐人、发行人律师简要概括核查过程，并发表明确核查意见。

回复：

一、发行人披露

（一）本次发行股份无面值安排是否符合境内法律法规的相关规定

1、发行人属于符合《若干意见》等规定的红筹企业

发行人属于注册地在境外、主要经营活动在境内的企业，即《若干意见》中所述“红筹企业”。

2、试点红筹企业股权结构可适用境外注册地公司法等法律法规规定

根据《若干意见》“五、发行条件”的相关规定，试点红筹企业股权结构、公司治理、运行规范等事项可适用境外注册地公司法等法律法规规定，但关于投资者权益保护的安排总体上应不低于境内法律要求。

发行人系一家注册在中国香港的企业，根据高伟绅律师事务所（Clifford Chance）出具的法律意见及尽调报告（以下简称“《香港公司法律意见书》”），2014年3月3日修订的《公司条例》规定所有在中国香港注册成立的公司均需遵照适用股份无面值制度，基于此，面值、股份溢价及法定股份等概念已不再必要，予以取消。发行人本次股份发行方案中股份无面值安排不违反《公司条例》的相关规定。

根据上述，发行人属于《若干意见》规定的红筹企业，《若干意见》规定红筹企业股权结构可适用境外注册地公司法等法律法规规定。根据《公司条例》《香港公司法律意见书》，在中国香港注册成立的公司均需遵照适用股份无面值制度。

3、无面值安排未违反中国境内《公司法》《证券法》等法律法规，且不影响发行人股票未来发行、结算

2024年7月1日起施行的《中华人民共和国公司法（2023修订）》第一百五十四条第二款规定，“招股说明书应当附有公司章程，并载明下列事项：……（二）面额股的票面金额和发行价格或者无面额股的发行价格；……”，即现行有效的《公司法》亦规定境内公司的股票可以无面值。现行有效的《证券法》亦未对于股票面值安排作出明确要求。

同时，根据《证券发行与承销管理办法（2025修正）》《深圳证券交易所首

次公开发行证券发行与承销业务实施细则（2025 年修订）》等相关规定，股票发行价格的确定与面值无关，无面值安排不影响发行人本次股票发行上市。根据中登公司关于股票登记结算的相关规定，人民币普通股（A 股）股票以人民币结算，无面值安排亦不影响发行人本次发行股票的后续结算。

4、境内 A 股上市公司中多家红筹企业为无面值安排

经检索红筹公司 A 股上市案例，下述公司发行的股票均无面值：

序号	公司名称及代码	面值
1	华虹公司（688347.SH）	无面值
2	中国海油（600938.SH）	无面值
3	中国移动（600941.SH）	无面值

鉴于上述，发行人本次发行股份无面值安排符合中国境内法律法规的相关规定。

（二）结合《实施办法》第八条关于预计市值计算的规定，说明发行人所参考融资估值情况、所选取的评估方法、综合判定结果，预计市值的测算是否符合现行规则规定；是否存在预计市值无法达到上市标准的风险，如是，在招股说明书中充分披露相关风险

1、发行人所参考融资估值情况、所选取的评估方法、综合判定结果，预计市值的测算符合现行规则规定

公司本次选取《试点创新企业境内发行股票或存托凭证并上市监管工作实施办法》（以下简称“《实施办法》”）第八条第一款规定的上市标准：“最近一年经审计的主营业务收入不低于三十亿元人民币，且企业估值不低于二百亿元人民币，企业估值应参考最近三轮融资估值及相应投资人、投资金额、投资股份占总股本的比例，并结合收益法、成本法、市场乘数法等估值方法综合判定。融资不足三轮的，参考全部融资估值判定。”

（1）发行人历史融资估值情况

2022 年 9 月 23 日，公司与华润电力签订了《增资协议》，约定公司增发 84,853,525 股股份，以收购华润电力持有的 Elite Wing 100%的股份。收购对价按 Elite Wing 截至 2021 年 12 月 31 日经审计归母净资产价值确定，为 10,958,421,496

港元。华润电力认购公司股份的价格按公司截至 2021 年 12 月 31 日经审计的归母净资产确定。本次交易估值情况具体如下：

增资方	投资金额 (亿港元)	投资股份占股本比例	入股价格 (港元/股)	定价依据	投后估值 (亿元)
华润电力	109.58	45.90%	129.15	公司截至 2021 年 12 月 31 日经审计的归母净资产值	212.67

2022 年 9 月 26 日，公司与华润电力签订了《增资扩股协议》，约定公司增发 360,059,968 股股份，华润电力以其对公司享有的境外债权 37,500,000,000 港元认购其中 290,370,942 股股份，以 9,000,000,000 港元现金认购其余 69,689,026 股股份。华润电力认购公司股份的价格按公司截至 2021 年 12 月 31 日经审计的归母净资产价值确定。本次发行价格、估值情况具体如下：

增资方	投资金额 (亿港元)	投资股份占股本比例	入股价格 (港元/股)	定价依据	投后估值 (亿元)
华润电力	465.00	66.08%	129.15	公司截至 2021 年 12 月 31 日经审计的归母净资产值	626.91

结合公司历史融资估值情况，前次增资后投后估值已达 626.91 亿元，已超《实施办法》第八条第一款规定的“企业估值不低于二百亿元人民币”的要求。

(2) 发行人计算预计市值所选取的评估方法及综合判定结果

发行人本次计算预计市值所选取的评估方法主要为参考公司历史融资估值情况并结合市场乘数法，具体采用可比公司市盈率法和市净率法进行综合判定。市盈率和市净率为可比公司估值中常采用的衡量比率，应用较为广泛，且发行人目前具备稳定的盈利能力和重资产的特征，因此适合采用市盈率和市净率指标进行估值。公司选择的可比上市公司包括龙源电力、三峡能源、节能风电和太阳能，关于可比公司的选取标准，参见本问询函回复之“问题 11/发行人披露/(二)/1、同行业可比公司的选取标准，所选取同行业可比公司的可比性、完整性、准确性”。根据可比公司估值水平范围，可比公司截至 2025 年 6 月 25 日的滚动市盈率平均数为 18.2 倍，中位数为 17.3 倍，静态市盈率平均数为 17.4 倍，中位数为 17.1 倍；市净率平均数为 1.2 倍，中位数为 1.2 倍。

公司采用静态市盈率平均数 17.4 倍作为估值倍数计算得到发行人预计市值

如下：

可比公司静态市盈率平均数（倍）	17.4
2024 年度归属于母公司所有者的净利润（以扣除非经常性损益前后较低者为计算依据）（亿元）	79.5
预计市值（亿元）	1,383.3

公司采用市净率平均数 1.2 倍作为估值倍数计算得到发行人预计市值如下：

可比公司市净率平均数（倍）	1.2
2024 年度归属于母公司所有者权益（亿元）	848.0
预计市值（亿元）	1,017.6

发行人本次申报前股东入股的定价依据及估值结果，结合可比公司市盈率法和市净率法测算，均表明发行人预计估值不低于 200 亿元，符合《实施办法》第八条关于预计市值的相关规定。

2、是否存在预计市值无法达到上市标准的风险，如是，在招股说明书中充分披露相关风险

经评估，根据发行人申报前股东入股的定价依据及估值结果，结合可比公司市盈率法测算得出的预计市值，均显著高于《实施办法》第八条第一款规定的 200 亿元市值标准，且基于发行人行业地位、业务规模、盈利能力及未来发展前景，发行人不存在预计市值无法达到上市标准的风险。出于信息披露的完整性及审慎性原则，发行人已在招股说明书“第三节 风险因素”之“三、其他风险”之“（六）发行失败风险”中披露如下：“本次发行的发行结果将受到证券市场整体情况、公司业绩、公司发展前景及投资者对本次发行的认可程度等多种内外部因素影响。根据《上市规则》，公司作为境外红筹企业选择的具体上市标准‘预计市值不低于 200 亿元，且最近一年营业收入不低于 30 亿元’。如本次发行认购不足或未能达到发行市值标准，公司可能面临发行失败的风险。”

（三）结合《企业所得税法》及其实施条例、《关于境外注册中资控股企业依据实际管理机构标准认定为居民企业有关问题的通知（国税局[2009]82 号文）》等现行有效的相关规定，逐条论证发行人为非中国居民企业的充分性，目前所执行的税率是否符合相关税收法律法规，是否存在行政处罚风险；发行人及境内外子公司纳税的合法合规性

1、结合《企业所得税法》及其实施条例、《关于境外注册中资控股企业依

据实际管理机构标准认定为居民企业有关问题的通知（国税局[2009]82 号文）》等现行有效的相关规定，逐条论证发行人为非中国居民企业的充分性，目前所执行的税率是否符合相关税收法律法规，是否存在行政处罚风险

（1）结合《企业所得税法》及其实施条例、《关于境外注册中资控股企业依据实际管理机构标准认定为居民企业有关问题的通知（国税局[2009]82 号文）》等现行有效的相关规定，逐条论证发行人为非中国居民企业的充分性

结合《企业所得税法》及其实施条例、《关于境外注册中资控股企业依据实际管理机构标准认定为居民企业有关问题的通知（国税局[2009]82 号文）》等现行有效的相关规定，对发行人为非中国居民企业的充分性论证如下：

根据《企业所得税法》及其实施条例（均自 2008 年 1 月 1 日起施行），依照境外国家/地区法律成立、但“实际管理机构”在中国境内的企业，可能被视为中国居民企业，并可能需按 25%的税率就其全球所得在中国缴纳企业所得税。

根据国税局[2009]82 号文第二条规定，境外中资企业同时符合以下条件的，根据《企业所得税法》第二条第二款和《实施条例》第四条的规定，应判定其为实际管理机构在中国境内的居民企业，并实施相应的税收管理，就其来源于中国境内、境外的所得征收企业所得税：

序号	中国居民企业认定条件	发行人情况是否符合对应条件
1	企业负责实施日常生产经营管理运作的高层管理人员及其高层管理部门履行职责的场所主要位于中国境内	符合
2	企业的财务决策（如借款、放款、融资、财务风险管理等）和人事决策（如任命、解聘和薪酬等）由位于中国境内的机构或人员决定，或需要得到位于中国境内的机构或人员批准	符合
3	企业的主要财产、会计账簿、公司印章、董事会和股东会议纪要档案等位于或存放于中国境内	不完全符合，发行人会计账簿、公司印章、董事会和股东会议纪要档案等位于或存放于中国香港
4	企业 1/2（含 1/2）以上有投票权的董事或高层管理人员经常居住于中国境内	符合

如上述表格所列示，发行人其会计账簿、公司印章、董事会和股东会议纪要档案等位于或存放于中国香港，并不同时满足国税局[2009]82 号文第二条项下关于判定实际管理机构在中国境内的四个条件。因此，发行人不应被判定为实际管理机构在中国境内的居民企业。

发行人聘请了容诚税务师事务所（深圳）有限公司²（以下简称“容诚税务”）核查发行人及其境内外子公司税务合规性。根据容诚税务出具的税务意见书，发行人并不同时满足国税局[2009]82 号文第二条项下关于判定实际管理机构在中国境内的四个条件，不应被判定为实际管理机构在中国境内的居民企业，且发行人取得了香港税收居民身份证明，发行人为非中国居民企业具有充分性。此外，根据国税局[2009]82 号文的相关规定，境外中资企业或其中国主要投资者可向主管税务机关申请将该等境外企业认定为中国税务居民企业，但根据容诚税务出具的税务意见书，发行人向中国税务机关申请成为中国税务居民企业被批准的可能性较低。

（2）目前所执行的税率是否符合相关税收法律法规，是否存在行政处罚风险

发行人为中国香港税收居民，适用税率为首 200 万港元 8.25%，超过 200 万港元部分 16.5%，符合相关税收法律法规。发行人历史上未因被视为中国居民企业而在中国境内受到相应的税务行政处罚。

综上分析，发行人为非中国居民企业具有充分性，其目前所执行的税率符合相关税收法律法规，不存在被行政处罚的风险。

2、发行人及境内外子公司纳税的合法合规性

（1）发行人及其境外子公司境外纳税合法合规性

发行人设立于中国香港，发行人下属 13 家境外子公司注册于中国香港，发行人下属子公司 Elite Wing 设立于 BVI，但在中国香港进行商业登记，实际运营和管理在中国香港发生，且已取得香港税收居民身份证明。发行人下属子公司华润新能源（澳门）一人有限公司注册于中国澳门。

根据容诚税务出具的税务意见书，发行人、发行人下属 13 家香港子公司及 BVI 子公司 Elite Wing，已按照中国香港税法规定履行了税务合规义务，不存在

² 就境外税部分，容诚税务已委托容诚（香港）会计师事务所有限公司（Rongcheng (Hong Kong) CPA Limited）、黄慧斌会计师事务所（Wong Wai Pan Certified Public Accountant）两家税务专业服务机构对境外税事宜进行分析及复核，并出具税务意见。容诚（香港）会计师事务所有限公司具有香港税务专业资质，黄慧斌会计师事务所具有澳门税务专业资质，有资格就发行人及其境外子公司出具相关境外税务意见。经检索，中集天达 A 股 IPO 就税务相关问题聘请毕马威企业咨询（中国）有限公司出具了专项税务意见；盟科药业（688373）A 股 IPO 就税务相关问题聘请北京天职税务师事务所有限公司上海分所出具了税务分析备忘录及税务意见书；凌云光（688400）A 股 IPO 就税务相关问题聘请大信税务师事务所有限公司出具了税务意见书。

税收违法记录，上述 15 家境外公司在中国香港纳税合法合规；华润新能源（澳门）一人有限公司已按照中国澳门税法规定履行了税务合规义务，不存在税收违法记录，在中国澳门纳税合法合规。

（2）发行人境内控股子公司纳税合法合规性

根据发行人境内子公司所在地税务主管机关分别出具的证明文件以及公开网络检索，发行人境内控股子公司能够遵守国家和地方有关税收管理法律、法规的规定，报告期内不存在因违反相关税收法律、法规的重大行政处罚。

（四）本次发行申报文件与华润电力公开披露的关于发行人主营业务、财务数据等相关信息是否一致，如存在差异，披露原因

1、业务数据相关对比情况

本次发行申报文件与华润电力公开披露的关于发行人主营业务的相关信息不存在实质差异，具体如下：

事项	发行人本次发行上市相关信息披露							华润电力相应的披露公告或信息	华润电力公告文件名称	差异原因
装机容量	报告期内，公司的业务经营情况良好，风力发电、太阳能发电业务均实现高质量发展，装机容量、发电量和产生的发电收入处于逐年上升趋势，具体情况如下表所示：							于 2022 年底，本集团的风电运营权益装机容量为 15,512 兆瓦，在建权益装机容量为 4,857 兆瓦；光伏运营权益装机容量为 1,212 兆瓦，在建权益装机容量为 5,604 兆瓦。 于 2023 年底，本集团的风电运营权益装机容量为 18,618 兆瓦，在建权益装机容量为 7,304 兆瓦；光伏运营权益装机容量为 3,442 兆瓦，在建权益装机容量为 6,056 兆瓦。 于 2024 年底，本集团的风电权益并网装机容量为 24,313 兆瓦，在建管理装机容量为 9,856 兆瓦；光伏权益并网装机容量为 9,433 兆瓦，在建管理装机容量为 8,861 兆瓦。	《2022 年报》 《2023 年报》 《2024 年报》	1、项目范围差异 报告期内发行人多次重组，发行人项目口径与华润电力风力发电、太阳能发电项目口径存在差异，故装机规模披露上存在差异。 2、披露指标差异 本次上市披露的装机容量口径为控股并网装机容量，而 2022-2023 年华润电力港股公告披露的装机容量口径为权益运营装机容量，2024 年华润电力港股公告披露的装机容量口径为权益并网装机容量。上述指标计算方式不同，故装机规模披露上存在差异。
	年份	风力发电			太阳能发电					
		装机规模 (万千瓦)	发电量 (亿千瓦时)	发电收入 (万元)	装机规模 (万千瓦)	发电量 (亿千瓦时)	发电收入 (万元)			
	2022 年度	1,584.06	373.34	1,705,738.97	112.20	17.58	81,607.62			
	2023 年度	1,981.29	429.63	1,882,656.26	549.80	43.99	155,028.52			
	2024 年度	2,353.07	472.18	1,985,463.60	957.35	88.95	273,868.27			
平均利用小时数								(2022 年) 全年运营的风电场满负荷平均利用小时为 2,398 小时，较 2021 年减少 66 小时或 2.7%，超出全国风电机组平均利用小时 177 小时。光伏电站满负荷平均利用小时为 1,510 小时，与 2021 年持平，超出全国风电机组平均利用小时 173 小时。 (2023 年) 全年运营的风电场满负荷平均利用	《2022 年报》 《2023 年报》 《2024 年报》	1、项目范围差异 报告期内发行人多次重组，发行人项目口径与华润电力风力发电、太阳能发电项目口径存在差异，故利用小时数披露上存在差异。
	年份	风力发电项目平均利用小时数 (小时)		太阳能发电项目平均利用小时数 (小时)						
		华润新能源	行业平均	华润新能源	行业平均					
	2022 年度	2,401	2,221	1,507	1,337					
	2023 年度	2,455	2,225	1,476	1,286					
	2024 年度	2,331	2,127	1,416	1,211					

事项	发行人本次发行上市相关信息披露	华润电力相应的披露公告或信息	华润电力公告文件名称	差异原因																												
		小时为 2,451 小时，较 2022 年增加 53 小时或 2.2%，超出全国风电机组平均利用小时 226 小时。光伏电站满负荷平均利用小时为 1,480 小时，较 2022 年下降 30 小时或 2.0%，超出全国光伏发电机组平均利用小时 194 小时。 2024 年，本集团附属风电场平均利用小时为 2,331 小时，较 2023 年下降 120 小时或 4.9%，超出全国风电机组平均利用小时 204 小时。附属光伏电站平均利用小时为 1,415 小时，较 2023 年下降 65 小时或 4.4%，超出全国光伏发电机组平均利用小时 204 小时。																														
售电量	（风力发电） <table><tr><th>项目</th><th>2024 年度</th><th>2023 年度</th><th>2022 年度</th></tr><tr><td>上网电量（亿千瓦时）</td><td>453.80</td><td>415.54</td><td>361.88</td></tr></table> （太阳能发电） <table><tr><th>项目</th><th>2024 年度</th><th>2023 年度</th><th>2022 年度</th></tr><tr><td>上网电量（亿千瓦时）</td><td>85.80</td><td>42.05</td><td>16.98</td></tr></table>	项目	2024 年度	2023 年度	2022 年度	上网电量（亿千瓦时）	453.80	415.54	361.88	项目	2024 年度	2023 年度	2022 年度	上网电量（亿千瓦时）	85.80	42.05	16.98	<table><tr><th>全资/控股电厂</th><th>2024 年售电量(兆瓦时)</th><th>2023 年售电量(兆瓦时)</th><th>2022 年售电量(兆瓦时)</th></tr><tr><td>风电场</td><td>43,770,723</td><td>39,612,160</td><td>35,255,455</td></tr><tr><td>光伏电站</td><td>6,916,074</td><td>2,863,263</td><td>1,351,853</td></tr></table>	全资/控股电厂	2024 年售电量(兆瓦时)	2023 年售电量(兆瓦时)	2022 年售电量(兆瓦时)	风电场	43,770,723	39,612,160	35,255,455	光伏电站	6,916,074	2,863,263	1,351,853	《二零二二年十二月电厂售电量数据》 《二零二三年十二月电厂售电量数据》 《二零二四年十二月电厂售电量数据》	1、项目范围差异 报告期内发行人多次重组，发行人项目口径与华润电力风力发电、太阳能发电项目口径存在差异，故售电量披露上存在差异。 2、披露指标差异 本次上市披露的售电量口径为控股并网项目的售电量，而 2022-2024 年华润电力港股公告披露的口径为运营项目的售电量。其中，控股并网项目的售电量包含试运行期间电量，故售电
项目	2024 年度	2023 年度	2022 年度																													
上网电量（亿千瓦时）	453.80	415.54	361.88																													
项目	2024 年度	2023 年度	2022 年度																													
上网电量（亿千瓦时）	85.80	42.05	16.98																													
全资/控股电厂	2024 年售电量(兆瓦时)	2023 年售电量(兆瓦时)	2022 年售电量(兆瓦时)																													
风电场	43,770,723	39,612,160	35,255,455																													
光伏电站	6,916,074	2,863,263	1,351,853																													

事项	发行人本次发行上市相关信息披露	华润电力相应的披露公告或信息	华润电力公告文件名称	差异原因
				量披露上存在差异。
主营业务	公司主营业务为投资、开发、运营和管理风力、太阳能发电站。	分拆公司为本公司全资附属公司，连同其附属公司（“分拆公司集团”）目前主要在中国境内投资、开发、运营和管理风电场及光伏电站（“风电及光伏发电业务”）。	《建议分拆华润新能源控股有限公司并於中国境内一家证券交易所独立上市》	无实质性差异。

2、财务数据相关对比情况

根据公开信息整理，报告期内，华润电力于 2023 年 6 月 18 日披露《有关建议分拆华润新能源控股有限公司并于深圳证券交易所独立上市的可能主要交易及视作出售事项及暂停办理股份过户登记手续》，于 2023 年 6 月 20 日披露《（1）建议分拆华润新能源控股有限公司并以发行 A 股方式于深圳证券交易所独立上市及视作出售及主要交易及（2）股东特别大会通告》，由于上述文件披露的财务数据未经审计，且披露币种为港币，因此与发行人本次发行申报文件存在差异情况，具有合理性。

此外，报告期内，华润电力于 2022 年、2023 年、2024 年年度报告中披露的可再生能源分部与发行人不存在可比性，主要原因系华润电力除下属由发行人控股的风电、光伏项目外，还拥有水电资产。除上述情况外，报告期内，华润电力于 2022 年、2024 年年度报告中未披露与发行人相关财务数据，2023 年年度报告中商誉、披露内容与发行人非同控下重组相关情况存在重合，具体如下：

（1）商誉

截至 2023 年 12 月 31 日，被投资单位的商誉净额披露如下：

项目	华润电力信息披露内容（单位：千港元）	发行人信息披露情况（单位：元）	是否存在差异
广东润能新能源有限公司	193,203	175,085,294.59	差异原因系人民币与港元汇率折算，根据两方披露内容计算，汇率取值均为 1.10 港元/人民币，具有合理性
金昌永能新能源有限公司	42,777	38,765,495.19	
张掖市立陇新能源开发有限公司	121,725	110,309,830.09	
华润财金新能源（东营）有限公司	217,920	197,484,517.60	

（2）收购附属公司交易对价

华润电力与发行人报告期内收购附属公司交易对价情况具体如下：

项目	华润电力信息披露内容（单位：元）	发行人信息披露情况（单位：元）	是否存在差异
广东润能新能	1,440,060,000.00	1,440,060,039.11	差异原因系华润电力年报中取整

源有限公司			进行披露，实际交易对价与发行人信息披露情况一致
金昌永能新能源有限公司	204,054,000.00	204,054,300.00	差异原因系华润电力年报中取整进行披露，实际交易对价与发行人信息披露情况一致
张掖市立陇新能源开发有限公司	944,167,000.00	944,167,000.00	披露一致
华润财金新能源（东营）有限公司	-	-	-

除上述情况外，报告期内，本次发行申报文件与华润电力公开披露的关于发行人的财务数据信息一致。

（五）发行人及其控股股东在红筹架构搭建及运行过程中是否存在违法违规情形，是否存在被行政处罚风险

1、发行人及其控股股东红筹架构搭建过程及其合法合规性

（1）中国香港上市公司华润电力以其自有境外资金合法设立发行人

2010年8月26日，发行人于中国香港注册成立，设立时唯一股东为华润电力。华润电力于2003年11月在香港联交所完成首次公开发行并上市，股份代号为0836.HK。发行人设立时发行100,000,000股普通股，全部由华润电力以其境外自有资金全额认购，不涉及外汇登记事项。根据《香港公司法律意见书》，发行人的设立符合注册地当时有效的法律规定，合法有效。

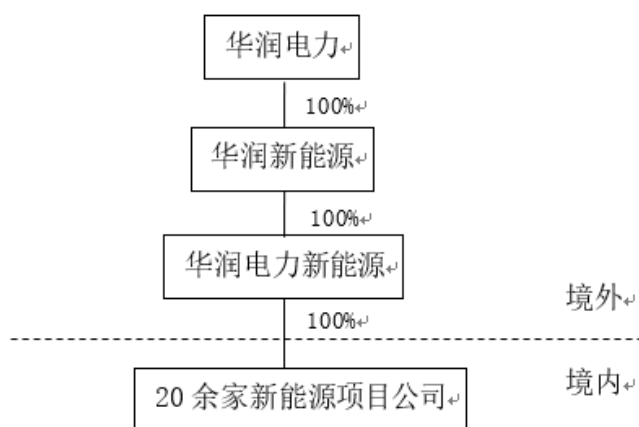
（2）发行人合法取得中国境内公司权益

2011年5月5日，华润电力于中国香港设立的全资子公司华润电力新能源（曾用名：华润电力（风能）开发有限公司）在境内设立全资子公司华润新能源投资，主营业务为新能源电站的投资、开发、运营和管理。华润新能源投资已根据其设立当时有效的《中华人民共和国外资企业法》取得了《中华人民共和国台港澳侨投资企业批准证书》。根据在国家外汇管理局直接投资外汇管理信息系统打印的询证回函（流入），华润新能源投资已在国家外汇管理局深圳市分局办理外资外汇登记。

2011年7月，华润电力将其持有华润电力新能源（曾用名：华润电力（风

能) 开发有限公司) 100%的股权转让给发行人, 协议作价金额为 338,350,000 港元, 定价依据按照华润电力新能源截至 2011 年 5 月 31 日的净资产值, 股权转让价款支付方式为现金。本次股权转让对价支付的处理方式如下: 发行人将应付未付给华润电力的股权转让价款计入对华润电力的其他应付款, 从而形成了华润电力对发行人的一笔债权。2022 年 9 月, 华润电力以前述债权认购发行人增发的股份, 实现了债转股³。前述股权转让发生时, 华润电力新能源持有 20 余家从事风力和太阳能发电业务的境内项目公司股权。

上述股权转让完成后, 发行人部分股权结构如下:



上述股权转让完成后, 发行人间接持有境内 20 余家新能源项目公司 100% 的股权, 发行人红筹架构搭建完成。就外汇合规性方面, 前述债转股未发生资金跨境支付, 不涉及外汇登记事项。

就税务合规性方面, 根据容诚税务出具的税务意见书, 就上述股权转让, 华润电力无需在中国香港缴纳利得税, 发行人不存在代扣代缴义务; 华润电力在中国的应纳税所得额为零, 无需在中国缴纳企业所得税, 发行人不存在代扣代缴义务; 发行人已按规定申报缴纳香港印花税。具体如下:

①中国香港税务方面, 上述股权转让的交易双方均已履行纳税义务

根据中国香港《税务条例》第 14 条 (1), 对于资本性质交易所产生的利润无需在中国香港缴纳利得税。华润电力为华润电力新能源成立以来的唯一股东,

³ 根据本次股权转让的股权转让协议约定, 发行人承诺会于华润电力催缴时支付本次交易的转让价款。截至上述债转股事项完成之日, 华润电力未曾向发行人催缴过该股权转让价款。

上述股权转让并非以获取股份价差为主要目的，该交易属于资本性质，因此无需在中国香港缴纳利得税，发行人不存在代扣代缴义务。

根据香港法例第 117 章《印花税条例》的相关规定，就上述股权转让，转让双方需缴纳香港印花税。根据华润电力与华润新能源所就上述股权转让签署的股权转让协议，双方约定本次转让所涉及的印花税由受让方华润新能源承担。华润新能源已就上述股权转让申报缴纳的印花税为 676,705 港元，华润电力无需就本次交易缴纳香港印花税。

②中国境内税务方面，上述股权转让无需在中国缴纳企业所得税

A.根据《国家税务总局关于非居民企业间接转让财产企业所得税若干问题的公告》以及实操中税务机关普遍认可采纳的方式进行测算（即在境外转让收入的基础上通过加回境外负债减除境外资产的方法还原出归属于境内的收入，并在此基础上扣除对境内居民企业的投资成本，从而计算出应纳税所得额），华润电力间接转让中国应税财产的应纳税所得额为零，无需在中国缴纳企业所得税。

B.上述股权转让发生于 2011 年，适用《国家税务总局关于加强非居民企业股权转让所得企业所得税管理的通知》（国税函[2009]698 号，以下简称“698 号文”）。根据 698 号文的规定：“五、境外投资方（实际控制方）间接转让中国居民企业股权，如果被转让的境外控股公司所在国（地区）实际税负低于 12.5%或者对其居民境外所得不征所得税的，应自股权转让合同签订之日起 30 日内，向被转让股权的中国居民企业所在地主管税务机关提供相关重组资料。六、境外投资方（实际控制方）通过滥用组织形式等安排间接转让中国居民企业股权，且不具有合理的商业目的，规避企业所得税纳税义务的，主管税务机关层报税务总局审核后可以按照经济实质对该股权转让交易重新定性，否定被用作税收安排的境外控股公司的存在”。根据前述规定，上述股权转让的转让方华润电力应向中国内地主管税务机关提供重组资料，并由中国内地主管税务机关分析其纳税合规义务。由于上述股权转让距今已超过 10 年，因时间久远，华润电力未能找到上述股权转让相关报税文件。

然而，根据《中华人民共和国税收征收管理法》（以下简称“税收征管法”）第五十二条的规定：“因纳税人、扣缴义务人计算错误等失误，未缴或者少缴税

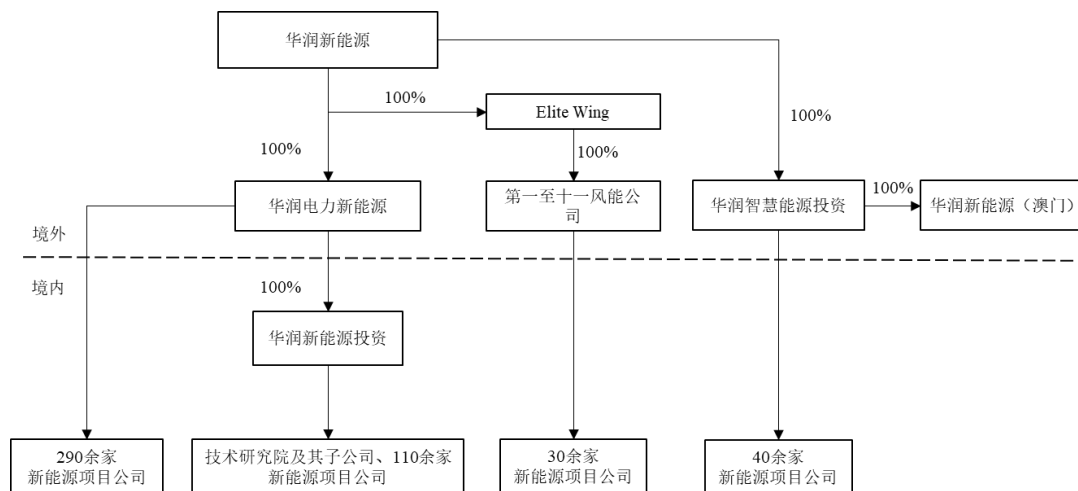
款的，税务机关在三年内可以追征税款、滞纳金；有特殊情况的，追征期可以延长到五年”。根据《实施条例》第一百二十三条规定：“企业与其关联方之间的业务往来，不符合独立交易原则，或者企业实施其他不具有合理商业目的安排的，税务机关有权在该业务发生的纳税年度起 10 年内，进行纳税调整”，即便华润电力对于上述交易未及时向主管税务机关报送相关重组资料，且本次交易被认定为不具备合理商业目的而需在中国缴纳企业所得税，根据税收征管法及《实施条例》，上述交易已经超过了中国内地相关税收法律法规的追征期，不存在行政处罚的风险。

发行人及控股股东不存在因上述股权转让事项受到行政处罚的情形。根据《香港公司法律意见书》，上述股权转让亦不存在违反《公司章程》及组织章程细则的情形。

综上所述，发行人及其控股股东红筹架构搭建过程合法合规，不存在被行政处罚的风险。

2、发行人红筹架构运行过程及其合法合规性

发行人红筹架构搭建完成后，通过华润电力新能源直接设立子公司及并购等方式增加项目公司数量，扩大经营规模。截至报告期末，发行人股权结构如下：



（1）华润电力新能源投资设立子公司

发行人通过华润电力新能源陆续设立 200 余家境内新能源项目公司。华润电力新能源以自有资金向境内子公司注资，前述境内子公司涉及的外商投资企业的

设立及变更均依据当时有效的外商投资相关法律法规取得了外商投资企业批准证书、备案文件或进行了外商投资信息报告，并且均办理了 FDI 对内出资的外汇登记。报告期内，发行人境内子公司不存在因外汇事项受到工商、外汇、商务部门重大行政处罚的情形。

（2）收购 Elite Wing 及华润智慧能源投资 100%股权

2022 年 9 月，华润电力将其持有 BVI 子公司 Elite Wing 100%的股权转让给发行人，协议作价金额为 1,095,842.15 万港元，定价方式为 Elite Wing 截至 2021 年末的净资产审计值，以发行人向华润电力增发 84,853,525 股普通股（新增股本 10,958,421,496 港元）为对价支付，未发生资金跨境支付，不涉及外汇登记事项。前述股权转让发生时，Elite Wing 通过其中国香港子公司第一至十一风能公司间接持有 36 家从事风力和太阳能发电业务的境内项目公司股权。

2022 年 12 月，华润电力于 BVI 设立的子公司 Cindic Limited 将其持有华润智慧能源投资 100%的股权转让给发行人，协议作价金额为 1,114.25 万港元，定价方式为华润智慧能源投资截至 2021 年末净资产审计值，股权转让价款支付方式为现金，未发生资金跨境支付，不涉及外汇登记事项。前述股权转让发生时，华润智慧能源投资直接持有 28 家从事风力和太阳能发电业务的项目公司股权。

就外汇合规性方面，上述股权转让下涉及的境内外商投资企业的设立及变更均依据当时有效的外商投资相关法律法规取得了外商投资企业批准证书、备案文件或进行了外商投资信息报告，并且均办理了 FDI 对内义务出资的外汇登记。

就税务合规性方面，上述股权转让不存在未按规定纳税的情形，具体如下：

①发行人以增发股份为对价收购华润电力持有的 Elite Wing 100%股权

首先，就中国境内税务方面而言，该交易构成间接转让中国居民企业股权等财产的情形，且具有合理商业目的，满足《关于非居民企业间接转让财产企业所得税若干问题的公告》（以下简称“7 号公告”）第六条之豁免缴纳中国企业所得税情形，不应被重新定性为直接转让中国境内应税财产，因此转让方无须在中国内地缴纳企业所得税，发行人不存在被追缴交易税款的风险。其次，就中国香港税务方面而言，1）中国香港对于资本性质交易所产生的利润无需缴纳利得税。华润电力以债权为对价认购发行人新发股份的行为属于资本性质交易，因此无需

在中国香港缴纳利得税，发行人不存在代扣代缴义务；2）该交易不属于中国香港印花税应税文件范畴，因此无需在中国香港缴纳印花税，发行人不存在代扣代缴义务。

②就发行人现金收购华润智慧能源投资 100%股权交易

首先，就中国境内税务方面而言，1）标的公司华润智慧能源投资具有一定经济实质，且该交易并非通过实施不具有合理商业目的的安排，间接转让中国居民企业股权等财产来达到规避企业所得税纳税义务目的，满足 7 号公告第三条的具有合理商业目的的交易，本次交易不应被重新定性为转让中国应税财产而在中国征收企业所得税；即使本次交易被认定为不具备合理商业目的而需在中国缴纳企业所得税，BVI 公司 Cindic Limited 作为转让方间接转让中国应税财产的应纳税所得额为零，无须在中国缴纳企业所得税；2）发行人作为受让方不涉及中国内地税务影响。其次，就中国香港税务方面而言，交易双方已缴纳香港印花税。最后，就 BVI 税务方面而言，BVI 属于免税司法辖区，转让方不涉及 BVI 税务影响。该交易符合中国内地及境外税收法律法规。

根据容诚税务出具的税务意见书，上述交易中除部分涉及税项根据相关法律法规规定无需缴税外，该等股权转让交易的双方均依法履行纳税义务。

华润新能源投资及发行人红筹架构下其他外商投资企业在报告期内不存在因红筹架构搭建及运营相关事项受到行政处罚的情况，发行人及其控股股东不存在因红筹架构搭建及运行相关事项受到行政处罚的情况。

根据《香港公司法律意见书》，上述股权转让亦不存在违反《公司条例》及《组织章程细则》的情形。

综上所述，发行人红筹架构运行过程合法合规，不存在被行政处罚的风险。

二、中介机构核查情况

（一）核查程序

针对上述事项，保荐人、发行人律师履行的核查程序，主要包括：取得并查阅《香港公司法律意见书》，以确认无面值股份符合中国香港法律规定，查阅《公司法》《证券法》等相关规定，以确认无面值股份符合中国境内法律规定，从公

开信息查询 A 股上市公司无面值案例；查阅《实施办法》第八条第一款规定的上市标准，并根据规定内容逐一比对分析并测算发行人的预计市值；核查了发行人历史的增资扩股协议；查阅保荐机构出具的预计市值的分析报告；取得并审阅了容诚税务出具的税务意见书，取得并查阅《审计报告》《纳税申报表》以及发行人境内控股子公司税务主管部门出具的合规证明；取得并查阅发行人红筹架构搭建及运行中境内子公司的工商底档文件，取得该等公司在报告期内的商务、外汇、税务合规证明，并在企信网以及工商、商务、外汇、税务等主管部门网站进行核查，取得发行人及华润电力出具的书面确认函。

（二）核查意见

经核查，保荐人、发行人律师认为：

1、发行人本次发行股份无面值安排符合中国境内法律法规的相关规定。

2、结合《实施办法》第八条关于预计市值计算的规定，发行人参考了历史融资情况并结合可比公司市盈率法和市净率法测算，均表明发行人预计估值不低于 200 亿元，符合《实施办法》第八条关于预计市值的相关规定；发行人不存在预计市值无法达到上市标准的风险。出于信息披露的完整性及审慎性原则，发行人在招股说明书“第三节 风险因素”之“三、其他风险”之“（六）发行失败风险”中披露了如未能达到发行市值标准，发行人可能面临发行失败的风险。

3、发行人为非中国居民企业具有充分性。发行人目前所执行的税率符合相关税收法律法规，不存在行政处罚风险。发行人及其境外子公司已按照相关法律规定履行了税务合规义务，不存在税收违法记录。发行人境内控股子公司能够遵守国家及地方有关税收管理法律、法规的规定，报告期内不存在因违反相关税收法律、法规的重大行政处罚。

4、发行人已披露本次发行申报文件与华润电力公开披露的关于发行人主营业务、财务数据的对比情况，并详细披露了部分数据差异的原因，具有合理性。除已披露情况外，报告期内，本次发行申报文件与华润电力公开披露的关于发行人的主营业务、财务数据等相关信息一致。

5、发行人及其控股股东在红筹架构搭建及运行过程中不存在违法违规情形，不存在被行政处罚风险。

问题 3. 关于公司治理

申报材料显示：

（1）发行人现行公司治理结构与境内上市公司在利润分配机制、监事会设置等方面存在差异。

（2）发行人是一家控股型公司，截至报告期末共有子公司 509 家、参股公司 41 家。

请发行人披露：

（1）公司治理模式与 A 股上市公司的差异情况；发行人的投资者权益保护措施，包括但不限于资产收益、参与重大决策、剩余财产分配等权益；发行人对境内投资者权益的保护水平，是否不低于境内法律、行政法规以及中国证监会规定的要求；发行人与境内法律法规存在差异的公司治理制度的披露是否准确、完整。

（2）结合境内外股权架构、决策程序、议事规则、人事任免、对各子公司的控制方式（股权或协议控制）等因素，充分说明如何保证子公司的规范运作，能否对境内外子公司进行有效管控。

（3）结合各子公司的分红政策及其有效性、报告期内分红情况，说明是否足以保证发行人取得持续稳定的现金分红，并就发行人向境内投资者分红存在的外汇、税费风险作风险提示。

请保荐人、发行人律师简要概括核查过程，并发表明确核查意见。

回复：

一、发行人披露

（一）公司治理模式与 A 股上市公司的差异情况；发行人的投资者权益保护措施，包括但不限于资产收益、参与重大决策、剩余财产分配等权益；发行人对境内投资者权益的保护水平，是否不低于境内法律、行政法规以及中国证监会规定的要求；发行人与境内法律法规存在差异的公司治理制度的披露是否准确、完整

1、公司治理模式与 A 股上市公司的差异情况

根据中国境内法律、行政法规及中国证监会的要求，中国境内 A 股上市公司应当设置股东会、董事会，同时由董事会设置审计委员会，行使《中华人民共和国公司法》规定的监事会的职权。

由于公司注册于中国香港，依据中国香港《公司条例》等注册地适用的法律法规，公司无需设置监事会。

公司已根据《上市公司章程指引》等适用法律法规建立了股东大会、董事会及董事会下设审计委员会、提名委员会、薪酬与考核委员会以及战略委员会，制定了相关的公司内控制度，选举了董事（包括独立董事）、董事会下设专门委员会委员，并聘请了总经理、副总经理、财务总监、董事会秘书等高级管理人员。其中，公司董事会下设的审计委员会由两名独立董事和一名不在公司担任高级管理人员的非独立董事组成。

公司已根据《上市公司治理准则》《上市规则》等中国境内法律、行政法规及中国证监会的要求以及《组织章程细则》制定了《独立董事制度》和《董事会审计委员会议事规则》。根据《独立董事制度》，独立董事对公司关联交易、对外担保、募集资金使用、重大投资、融资以及利润分配等与中小股东利益密切相关的事项行使职权。独立董事可以提议召开董事会、临时股东大会，以及独立聘请中介机构对公司具体事项进行核查。根据《董事会审计委员会议事规则》，审计委员会的职责包括监督及评估外部审计机构工作，监督及评估内部审计工作，审阅公司的财务报告并对其发表意见，监督及评估公司的内部控制，协调管理层、内部审计职能部门及相关部门与外部审计机构的沟通。因此，独立董事和审计委员会依照相关规定起到了监督公司规范运作的作用。

基于上述，在公司治理模式方面，公司与中国境内 A 股上市公司不存在重大差异。

2、发行人的投资者权益保护措施，包括但不限于资产收益、参与重大决策、剩余财产分配等权益

发行人的投资者权益保护措施具体如下：

（1）资产收益

为保护投资者权益，公司已在《组织章程细则》中对股利分配政策作出具体

规定：

①股利分配原则

公司实行连续、稳定的股利分配政策，公司在股利分配时应重视投资者的合理投资回报并兼顾公司的可持续发展。股利分配金额不得损害公司持续经营能力。公司董事会和股东大会在制定或论证股利分配政策时，应当按照相关法律法规规定充分考虑独立董事和公众投资者的意见。

②股利分配形式

公司采取现金、股票或者现金股票相结合或相关法律法规允许的其他方式分配股利，并优先采取现金方式分配股利。

③股利分配的期间间隔

在符合相关法律法规规定的股利分配条件的情况下，公司应每年度至少进行一次股利分配。

在满足日常经营的资金需求、可预期的重大资金支出安排的前提下，公司董事会可以根据公司当期经营利润和现金流情况提议进行中期分红，具体方案须经公司董事会审议后提交公司股东大会批准。

④股利分配的条件

A.现金方式分红的条件和比例

在确保公司能够持续经营和长期发展的前提下，如无重大资金支出安排，公司最近三年以现金方式累计分配的股利应不低于该三年实现的年均可分配利润的 30%。

公司董事会应当综合考虑所处行业特点、发展阶段、自身经营模式、盈利水平、债务偿还能力、是否有重大资金支出安排和投资者回报等因素，区分下列情形，并按照《组织章程细则》规定的程序，提出差异化的现金分红政策：

a.公司发展阶段属成熟期且无重大资金支出安排的，进行股利分配时，现金分红在本次股利分配中所占比例最低应达到 80%；

b.公司发展阶段属成熟期且有重大资金支出安排的，进行股利分配时，现金

分红在本次股利分配中所占比例最低应达到 40%；

c.公司发展阶段属成长期且有重大资金支出安排的，进行股利分配时，现金分红在本次股利分配中所占比例最低应达到 20%；

公司发展阶段不易区分但有重大资金支出安排的，可以按照前项规定处理。

B.发放股票股利的具体条件

若公司经营情况良好，并且董事会认为公司股票价格与公司股本规模不匹配、发放股票股利有利于公司全体股东整体利益时，可以在满足上述现金分配条件的前提下，提出实施股票股利分配方案。

采用股票股利进行股利分配的，应当考虑公司成长性、每股净资产的摊薄等真实合理因素。

同时，公司已出具《关于利润分配政策的承诺》，并制定《华润新能源控股有限公司首次公开发行股票并上市后未来三年股东分红回报规划》，前述文件有利于保障公司投资者的资产收益权。

(2) 参与重大决策

为保护投资者权益，公司已在《组织章程细则》中对重大事项决策作出具体规定。《组织章程细则》第五十六条规定，下列有关事宜应由股东大会审议，且明确不得通过授权、委托或其他方式由董事会或其他机构和个人代为行使：

- “（1）决定公司的经营方针和投资计划；
- （2）选举和更换董事，决定有关董事的报酬事项；
- （3）审议批准董事会的报告；
- （4）审议批准公司的年度财务预算方案、决算方案；
- （5）审议批准公司的股利分配方案和弥补亏损方案；
- （6）批准增加或减少公司授权发行股份总数或已发行在外股份总数；
- （7）批准发行权益证券，包括债券和票据；
- （8）批准公司合并、分立、解散、清算或者变更法律形式；

- (9) 批准修改公司本组织章程细则，或者通过公司新组织章程细则；
- (10) 聘用、解聘公司会计师事务所；
- (11) 批准本组织章程细则第五十八条规定的担保事项；
- (12) 审议公司在一年内购买、出售重大资产单笔或累计金额超过公司最近一期经审计总资产 30%的事项；
- (13) 审议批准变更募集资金用途事项；
- (14) 审议股权激励计划和员工持股计划；
- (15) 批准《公司章程》、中国境内有关法律、有关行政法规或本组织章程细则规定应当由股东大会批准的其他事项。”

此外，《组织章程细则》《投资管理制度》《对外担保管理办法》《关联交易管理办法》详细列举了应当提请股东大会审议的重大交易、重大对外担保以及重大关联交易等具体标准。

(3) 剩余财产分配

为保护投资者权益，公司已在《组织章程细则》中对投资者获取剩余财产分配的权利作出具体规定。

《组织章程细则》第二百三十一条规定，“倘本公司清盘在偿付全体债权人后的剩余资产，应按股东各自己的持股比例在股东间进行分配；倘该等剩余资产不足偿付全部已认购股份，其分配方式应尽量确保亏损按股东各自己缴足股款的持股比例分担。但是，本条规定须受限于按特别条款或条件发行之任何股份之持有人之权利。”

(4) 查阅权

为保护投资者权益，公司已在《组织章程细则》中对投资者查阅权作出具体规定。根据《组织章程细则》，公司股东有权查阅《组织章程细则》、股东大会会议记录、董事会和股东大会通过的决议、财务报表、股东名册和公司债券存根。

(5) 股东派生诉讼

为保护投资者权益，公司已在《组织章程细则》中对股东派生诉讼作出具体

规定。根据《组织章程细则》，董事、高级管理人员执行公司职务时违反相关法律规定或者《组织章程细则》的规定，给公司造成损失的，连续 180 日以上单独或合并持有公司 1%以上已发行股份的股东，有权书面请求董事会在任何有关司法管辖区针对董事、高级管理人员启动法律程序。董事会收到前述规定的股东书面请求后拒绝启动法律程序，或者自收到请求之日起 30 日内未向有管辖权的法院启动法律程序，或者情况紧急、不立即启动法律程序将会使公司利益受到难以弥补的损害的，提出书面要求的股东有权为了公司的利益以自己的名义在有关司法管辖区采取法律行动并启动法律程序。

3、发行人对境内投资者权益的保护水平，是否不低于境内法律、行政法规以及中国证监会规定的要求

发行人对境内投资者权益的保护水平，不低于境内法律、行政法规以及中国证监会规定的要求，具体如下：

(1) 发行人公司治理及股东核心权益等方面对境内投资者的保护

序号	内容	中国境内法律、行政法规以及中国证监会规定的要求	发行人对境内投资者权益的保护水平	发行人保护水平是否低于法律法规要求
1	公司治理	中国境内 A 股上市公司应当设置股东会、董事会，同时由董事会设置审计委员会，行使《中华人民共和国公司法》规定的监事会的职权。	如上所述，发行人已建立了股东大会、董事会相关制度，并在董事会下设审计委员会监督公司规范运作。	否
2	投资者获取资产收益的权利	对于中国境内 A 股上市公司，公司分配当年税后利润时，应当提取利润的百分之十列入公司法定公积金；从税后利润中提取法定公积金后，经股东会决议，还可以从税后利润中提取任意公积金。	如上所述，为保护投资者权益，公司已在《组织章程细则》中对股利分配政策作出具体规定。同时，公司已出具《关于利润分配政策的承诺》，并制定《华润新能源控股有限公司首次公开发行股票并上市后未来三年股东分红回报规划》，前述文件有利于保障公司 A 股股东的资产收益权。	否
3	投资者参与重大决策的权利	对于中国境内 A 股上市公司，股东会是其权力机构，重大事项主要由股东会决策。	如上所述，为保护投资者权益，公司已在《组织章程细则》《投资管理制度》《对外担保管理办法》《关联交易管理办法》中对重大交易、重大对外担保以	否

序号	内容	中国境内法律、行政法规以及中国证监会规定的要求	发行人对境内投资者权益的保护水平	发行人保护水平是否低于法律法规要求
			及重大关联交易等重大事项决策作出具体规定。	
4	投资者获取剩余财产分配的权利	对于中国境内 A 股上市公司，其在分别支付清算费用、职工的工资、社会保险费用和法定补偿金，缴纳所欠税款，清偿公司债务后的剩余财产，按照股东持有的股份比例分配。	如上所述，为保护投资者权益，公司已在《组织章程细则》中对投资者获取剩余财产分配的权利作出具体规定。	否
5	公司合并、分立、收购	公司可以进行合并或分立。公司合并、分立的决议须经出席股东会的股东所持表决权的三分之二以上通过。对股东会作出的公司合并、分立决议持异议的股东，有权要求公司收购其股份。公司合并时，合并各方的债权债务应当由合并后存续的公司或者新设的公司承继。公司分立前的债务由分立后的公司承担连带责任。但是，公司在分立前与债权人就债务清偿达成的书面协议另有约定的除外。	《组织章程细则》中关于公司合并、分立的相关规定与前述要求不存在重大差异。	否
6	公司解散、清算	公司可能因以下原因解散：（1）公司章程规定的营业期限届满或者公司章程规定的其他解散事由出现；（2）股东会决议解散；（3）因公司合并或者分立需要解散；（4）依法被吊销营业执照、责令关闭或者被撤销；（5）公司经营管理发生严重困难，继续存续会使股东利益受到重大损失，通过其他途径不能解决的，持有公司 10%以上表决权的股东，可以请求人民法院解散公司。	《组织章程细则》规定，公司解散、清算应由股东大会以特别决议通过。	否
7	查阅权	股东有权查阅、复制公司章程、股东名册、股东会会议记录、董事会会议决议、财务会计报告，符合规定的股东可以查阅公司的会计账簿、会计凭证。	如上所述，为保护投资者权益，公司已在《组织章程细则》中对投资者查阅权作出具体规定。	否
8	股东派生诉讼	审计委员会成员以外的董事、高级管理人员执行公司职务时违反法律、行政法规或者公司章程的规定，给公司造成损失的，连续一百八十日以上单独或者合计持有公司百分之一以	如上所述，为保护投资者权益，公司已在《组织章程细则》中对股东派生诉讼作出具体规定。	否

序号	内容	中国境内法律、行政法规以及中国证监会规定的要求	发行人对境内投资者权益的保护水平	发行人保护水平是否低于法律法规要求
		上股份的股东有权书面请求审计委员会向人民法院提起诉讼；审计委员会成员执行公司职务时违反法律、行政法规或者公司章程的规定，给公司造成损失的，前述股东可以书面请求董事会向人民法院提起诉讼。审计委员会、董事会收到前述股东书面请求后拒绝提起诉讼，或者自收到请求之日起三十日内未提起诉讼，或者情况紧急、不立即提起诉讼将会使公司利益受到难以弥补的损害的，前述股东有权为公司利益以自己的名义直接向人民法院提起诉讼。		

(2) 发行人为保护中国境内投资者权益而作出的其他安排或承诺

① 公司为人民币普通股股东行使权利提供便利的安排

根据《组织章程细则》，公司人民币普通股的发行、上市、登记、交易等事项应适用中国境内法律、法规、规范性文件。公司人民币普通股于深交所上市期间，公司应遵守所适用的中国境内法律、行政法规及中国证监会关于上市公司的相关要求。

在本次发行上市完成后，公司会根据《深圳证券交易所上市公司股东会网络投票实施细则》为其人民币普通股股东行使表决权提供网络投票。

② 公司为保障人民币普通股股东权益出具的承诺

公司已经就本次发行上市出具了《关于公司发行上市后稳定公司股价的承诺》《关于对欺诈发行上市的股份购回承诺》《关于适用法律和管辖法院的承诺》《依法承担赔偿责任的承诺》《未履行承诺时的约束措施的承诺》等承诺。前述承诺已经公司董事会和股东决议审议通过，有利于保障人民币普通股股东的权益。

③ 聘请信息披露境内代表

为了保护人民币普通股股东合法权益，做好公司本次发行上市后的信息披露工作，公司董事会审议通过了《信息披露管理制度》，并已聘任信息披露境内代

表（由董事会秘书兼任），由其负责办理公司人民币普通股于深交所主板上市期间的中国境内信息披露和监管联络事宜。

4、发行人对与境内法律法规存在差异的公司治理制度的披露是否准确、完整

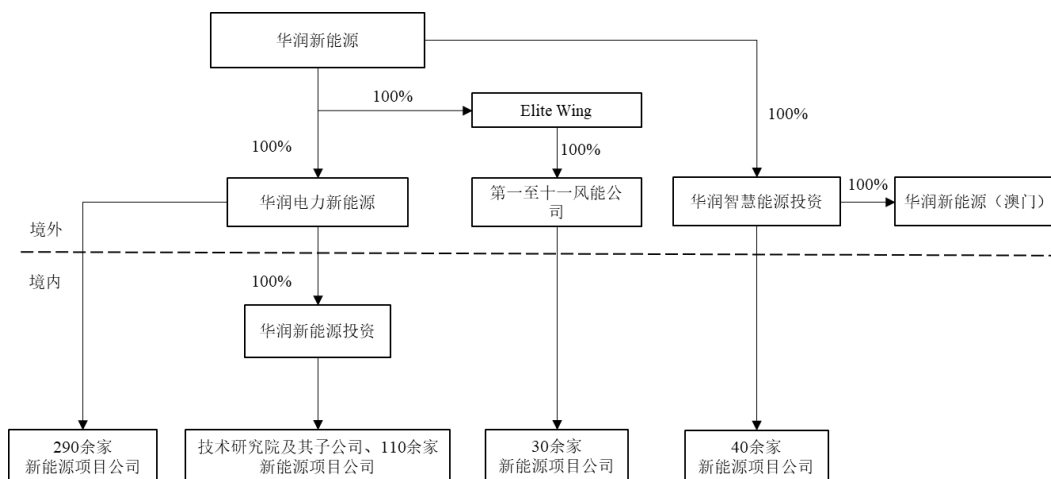
发行人与境内法律法规存在差异的公司治理制度参见本问询函回复之“问题3/发行人披露/（一）/1、公司治理模式与A股上市公司的差异情况”，发行人相关披露准确、完整。

（二）结合境内外股权架构、决策程序、议事规则、人事任免、对各子公司的控制方式（股权或协议控制）等因素，充分说明如何保证子公司的规范运作，能否对境内外子公司进行有效管控

发行人能够对境内外子公司进行有效管控，为保证子公司的规范运作，发行人主要从以下方面对子公司进行管控：

1、境内外股权架构

截至报告期末，发行人共有子公司 506 家、参股公司 42 家，具体情况如下：



发行人通过持有全资子公司华润电力新能源、Elite Wing、华润智慧能源投资的股权对外进行投资，大部分子公司均系由发行人通过直接或者间接持股的方式持有 100% 股权。发行人不存在通过协议控制的子公司，其通过股权控制的方式能够对境内外子公司进行有效管控。

2、决策程序

发行人主要子公司均已制定公司章程，由股东或者股东会决定公司的重大事项，如选举和更换董事、审议批准董事报告、审议批准公司的利润分配方案、增加和减少注册资本、修改公司章程等。因此，发行人通过股东决定或者股东会决议的形式直接或者间接对子公司行使表决权，从而对境内外子公司重大事项进行决策，实现对境内外子公司的有效管控。

3、议事规则

发行人已制定投资决策事项具体议事规则，发行人及其控股子公司相关投资决策达到特定标准的需提交发行人股东大会、董事会、总经理审批。

（1）发行人股东大会批准事项

①交易涉及的资产总额占发行人最近一期经审计总资产的 50%以上，该交易涉及的资产总额同时存在账面值和评估值的，以较高者为准；

②交易标的（如股权）涉及的资产净额占发行人最近一期经审计净资产的 50%以上，且绝对金额超过五千万元，该交易涉及的资产净额同时存在账面值和评估值的，以较高者为准；

③交易标的（如股权）在最近一个会计年度相关的营业收入占发行人最近一个会计年度经审计营业收入的 50%以上，且绝对金额超过五千万元；

④交易标的（如股权）在最近一个会计年度相关的净利润占发行人最近一个会计年度经审计净利润的 50%以上，且绝对金额超过五百万元；

⑤交易的成交金额（含承担债务和费用）占发行人最近一期经审计净资产的 50%以上，且绝对金额超过五千万元；

⑥交易产生的利润占发行人最近一个会计年度经审计净利润的 50%以上，且绝对金额超过五百万元。

（2）发行人董事会批准事项

①交易涉及的资产总额（同时存在账面值和评估值的，以较高者为准）占发行人最近一期经审计总资产的 10%以上；

②交易的成交金额（含承担债务和费用）占发行人最近一期经审计净资产 10%以上，且绝对金额超过一千万元；

③交易标的（如股权）涉及的资产净额（同时存在账面值和评估值的，以较高者为准）占发行人最近一期经审计净资产的 10%以上，且绝对金额超过一千万元；

④交易标的（如股权）最近一个会计年度相关的营业收入占发行人最近一个会计年度经审计营业收入的 10%以上，且绝对金额超过一千万元；

⑤交易产生的利润占发行人最近一个会计年度经审计净利润的 10%以上，且绝对金额超过一百万元；

⑥交易标的（如股权）最近一个会计年度相关的净利润占发行人最近一个会计年度经审计净利润的 10%以上，且绝对金额超过一百万元。

（3）总经理批准事项

对于上述须报发行人股东大会、董事会决策事项以外的投资事项，由发行人总经理或其授权人员批准。总经理认为有必要的事项，可提请董事会审议批准。

因此，发行人通过上述议事规则，能够对发行人及其控股子公司相关投资决策权限进行有效管控。

4、人事任免

发行人向子公司委派董事以参与和监督子公司的运营决策。同时，发行人要求控股子公司必须指定人员负责重大事项报告事宜。

因此，发行人通过上述人事安排，能够对其子公司日常经营进行有效管控。

（三）结合各子公司的分红政策及其有效性、报告期内分红情况，说明是否足以保证发行人取得持续稳定的现金分红，并就发行人向境内投资者分红存在的外汇、税费风险作风险提示

1、各子公司足以保证发行人取得持续稳定的现金分红

（1）各子公司的分红政策

发行人对各子公司实施统一的利润分配管理制度，各子公司利润分配方案须符合《中华人民共和国外商投资法》《中华人民共和国公司法》和公司章程规定的决策程序。发行人重要子公司的章程中有关分红的规定具体如下：

①股东/股东会通过股东决定/决议（普通决议）审议批准公司的利润分配方案和弥补亏损方案。

②执行董事/董事会制订公司的年度利润分配方案和弥补亏损方案。

③公司分配当年税后利润时，应当提取利润的 10%列入公司法定公积金。公司法定公积金累计额为公司注册资本的 50%以上的，可以不再提取。公司的法定公积金不足以弥补以前年度亏损的，在依照前款规定提取法定公积金之前，应当先用当年利润弥补亏损。公司从税后利润中提取法定公积金后，经股东决议，还可以从税后利润中提取任意公积金。公司弥补亏损和提取公积金后所余税后利润，经股东决议后，分配给股东。⁴

④公司在上一年度亏损未弥补前，不得分配利润；上一个会计年度未分配的利润，可与本会计年度可供分配的利润一并分配。

因此，截至本问询函回复出具日，除法律规定的要求外，发行人重要子公司目前有效的章程中不存在对发行人现金分红能力产生重大不利影响的限制性规定。

（2）各子公司的分红政策有效性

子公司由发行人直接或者间接持有超过 50%的表决权，发行人通过股权控制的方式能够对各子公司进行有效管控。同时，由于利润分配方案属于子公司章程规定的普通决议事项，发行人通过股东决定或者股东会决议的形式直接或者间接对子公司行使表决权，能够对各子公司的利润分配方案进行审议批准，进而确保分红政策的有效落实。

（3）各子公司报告期内的分红情况

2022 年度至 2024 年度，发行人控股子公司（项目公司）向其在发行人合并报表范围内的直接股东实际发放的现金分红金额分别是 223,038.43 万元、301,894.68 万元以及 636,142.82 万元。⁵

综上所述，发行人对各子公司实施统一的利润分配管理制度，通过股权控制

⁴ 部分重要子公司针对该利润分配条款的具体表述为：“公司利润分配按照《公司法》及其他有关法律、行政法规和国家有关国有资本收益管理规定执行”。

⁵ 为真实反映发行人子公司分红情况，此处“现金分红金额”为发行人控制的具有实际经营业务的项目公司向其直接股东（在发行人合并报表范围内）实际发放的现金分红金额简单相加统计。

的方式能够确保各子公司分红政策的有效落实；报告期内，各子公司持续稳定地向其股东进行现金分红。因此，各子公司的分红政策能够保证发行人取得持续稳定的现金分红。

2、发行人就向境内投资者分红存在的外汇、税费风险所作的风险提示

发行人已就向境内投资者分红存在的外汇、税费风险在招股说明书“第三节 风险因素”之“三、其他风险”进行补充披露，具体如下：

“（七）向境内投资者分红存在的外汇、税费风险

发行人注册在中国香港，因注册地政策变动、境内外外汇管制措施以及相关的换汇、结算、审核等程序，可能导致境内投资者取得本公司分红派息的时间较境外股东有所延迟；倘若在延迟期间发生汇率波动，可能导致境内投资者实际取得的分红派息与境外股东存在一定差异，进而对境内投资者的权益造成相应影响。

此外，发行人作为中国香港税务居民向境内投资者分红不涉及香港税务影响，但倘若中国香港的法律制度和相关政策发生变化，则发行人进行股利分配时可能被征收相关税费，进而可能对投资者获取投资回报造成不利影响。”

二、中介机构核查情况

（一）核查程序

针对上述事项，保荐人、发行人律师履行的核查程序，主要包括：取得并查阅发行人制定的《组织章程细则》以及其他相关的公司治理制度，取得并查阅发行人出具的相关承诺；取得并查阅《香港公司法律意见书》，并与高伟绅律师事务所相关律师进行沟通确认；查阅《中华人民共和国公司法》《上市公司章程指引》等中国境内法律、行政法规以及中国证监会规定的要求，取得并查阅发行人的集团结构和下属公司的持股信息，与公司合并范围进行对比；取得并查阅《华润新能源控股有限公司投资管理制度》《华润新能源控股有限公司利润分配管理办法》，取得并查阅发行人各子公司报告期内的分红明细以及重要子公司的分红相关决议、支付股利的银行回单、代扣代缴所得税申报表和完税证明（如涉及），取得并查阅发行人及其子公司出具的确认函。

（二）核查意见

经核查，保荐人、发行人律师认为：

1、发行人已披露公司治理模式与 A 股上市公司的差异情况；发行人已披露相关投资者权益保护措施，包括但不限于资产收益、参与重大决策、剩余财产分配等权益；发行人对境内投资者权益的保护水平，不低于境内法律、行政法规以及中国证监会规定的要求；发行人对与境内法律法规存在差异的公司治理制度的披露准确、完整。

2、发行人通过股权控制、重大事项决策程序、投资决策事项具体议事规则、人事任免等方式保证子公司规范的运作，能够对境内外子公司进行有效管控。

3、发行人各子公司的分红政策能够保证发行人取得持续稳定的现金分红；发行人已就向境内投资者分红存在的外汇、税费风险在招股说明书中进行风险提示。

问题 4. 关于合规经营

申报材料显示：

（1）报告期内，发行人子公司华润（新丰）因犯非法占用农用地罪，被处罚金 20 万元。目前，发行人已将华润（新丰）剥离。

（2）报告期内，发行人共受到 239 项行政处罚。其中，处罚金额在 5 万元以上的有 137 项。部分行政处罚根据主管机关出具的书面文件、访谈或政策咨询记录确认不属于重大行政处罚或所涉及的违法违规行为不属于重大违法违规行为。

（3）截至报告期末，发行人存在土地、房产未取得权属证书，或租赁农用地等情形；海上风电项目在相关海域实施。

（4）发行人数名独立董事在中国政法大学等院校担任院长等职务。

（5）2021 年年末，发行人劳务派遣人数占比为 26.76%。

（6）2024 年 3 月 24 日，央视财经频道播出的《财经调查》栏目报道了《农田里“长”出光伏电站》新闻，主要内容为华润新能源（孝昌）公司建设的发电项目涉嫌占用基本农田。

请发行人披露：

（1）华润（新丰）刑事案件所涉事项是否导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣，对照《证券期货法律适用意见第 17 号》相关规定，逐条分析相关事项是否构成《注册管理办法》第十三条规定的涉及生态安全等领域的重大违法行为。

（2）结合处罚事由、罚款金额、社会危害程度等因素，说明相关行政处罚事项是否构成重大违法违规行为，是否构成本次公开发行上市的实质性障碍；结合刑事处罚和行政处罚数量等因素，说明发行人公司治理机制和内控制度是否健全并有效执行。

（3）土地、房产未办理相关权属证书的原因，是否存在实质性障碍；未取得权属证书的土地、房产是否存在被收回或行政处罚的风险；结合上述情况及所涉土地、房产的面积占比情况、使用上述土地、房产所产生的营业收入及毛

利占比情况，说明对发行人生产经营的影响；租赁农用地的具体情况，是否符合《土地管理法》等法律法规的相关规定；海上风电项目是否取得相关海域使用权；按照《监管规则适用指引——发行类第 4 号》4-13，逐条说明或披露土地使用权或海域使用权的瑕疵情况及影响，并对相关事项做重大风险提示。

（4）现任独立董事任职是否符合高校教师、公务员兼职相关法律法规和规范性文件的任职资格规定。

（5）劳务派遣人数占比较高的原因、涉及的主要岗位、整改过程及结果，2021 年劳务派遣比例超过 10%是否存在被相关部门处罚的风险，劳务用工的合法合规性。

（6）华润新能源（孝昌）公司涉嫌占用基本农田的具体情况和进展，包括用地面积、项目地址是否位于基本农田或生态保护红线等范围内、后续是否签订土地租赁合同、是否与相关村集体存在纠纷或潜在纠纷、相关用地是否已经适格机关备案，是否存在被刑事处罚或行政处罚的风险，是否属于重大违法违规，是否构成本次发行上市的实质性障碍。

（7）对照《监管规则适用指引——发行类第 4 号》4-14 环保问题的披露及核查要求，逐条说明生产经营中涉及环境污染的具体情况及影响。

请保荐人、发行人律师简要概括核查过程，并发表明确核查意见。

回复：

一、发行人披露

（一）华润（新丰）刑事案件所涉事项是否导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣，对照《证券期货法律适用意见第 17 号》相关规定，逐条分析相关事项是否构成《注册管理办法》第十三条规定的涉及生态安全等领域的重大违法行为

1、华润（新丰）刑事案件所涉事项未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣

（1）华润（新丰）刑事案件所涉事项不属于彼时有效的《最高人民法院、最高人民检察院关于办理环境污染刑事案件适用法律若干问题的解释（2016）》

（以下简称“《环境污染案件司法解释》”）第一条规定的严重污染环境的行为

《环境污染案件司法解释》第一条规定“实施刑法第三百三十八条规定的行为，具有下列情形之一的，应当认定为‘严重污染环境’：……（十二）致使基本农田、防护林地、特种用途林地五亩以上，其他农用地十亩以上，其他土地二十亩以上基本功能丧失或者遭受永久性破坏的”。

首先，华润（新丰）刑事案件所涉事项不适用《环境污染案件司法解释》第一条的规定。《环境污染案件司法解释》第一条所规定的应当认定为“严重污染环境”的情形系针对《中华人民共和国刑法》（以下简称“《刑法》”）第三百三十八条规定的行为。《刑法》第三百三十八条规定：“违反国家规定，排放、倾倒或者处置有放射性的废物、含传染病病原体的废物、有毒物质或者其他有害物质，严重污染环境的，处三年以下有期徒刑或者拘役，并处或者单处罚金；后果特别严重的，处三年以上七年以下有期徒刑，并处罚金”。华润（新丰）刑事案件未被审判机关以《中华人民共和国刑法》第三百三十八条“污染环境罪”定罪量刑。

其次，即使在参考《环境污染案件司法解释》第一条相关规定的情况下，华润（新丰）刑事案件也未导致严重环境污染的情形。华润（新丰）占用林地 138.06 亩，占地面积虽达到了《环境污染案件司法解释》第一条规定的面积标准，但未导致土地基本功能丧失且未导致土地遭受永久性破坏。具体分析如下：

其一，华润（新丰）占用林地所在地的韶关市新丰县梅坑镇人民政府、韶关市新丰县沙田镇人民政府、韶关市新丰县回龙镇人民政府出具《情况说明》，确认“新丰公司已对损坏的农用地（林地）进行了复绿，恢复了林业种植条件，未批先占行为未导致土地基本功能丧失或土地遭受永久性破坏，未造成生态环境严重损害或严重环境污染。”

其二，华润（新丰）林业主管部门广东省新丰县林业局出具《证明》，确认“与我局也无任何涉及林业和草原生态保护修复与开发利用等方面的争议”；环保主管部门韶关市生态环境局新丰分局出具《证明》，确认“经我局审核，该公司自设立以来所从事的生产经营活动（包括对生产经营中产生的污染物处理）符合国家及地方关于生态环境保护方面的法律、法规、规章及其他规范性文件的规

定，未发生环境污染事故，亦未有因违反生态环境保护方面的法律、法规及规章的规定而受到行政处罚的情形，该公司与我局不存在任何涉及生态环境保护方面的争议情况。”

因此，华润（新丰）占用林地导致的结果与导致土地遭受永久性的不可逆转的污染破坏不同，具有可恢复性，不属于永久性污染破坏和导致土地基本功能丧失。因此，华润（新丰）非法占用农用地的违法行为，不属于《环境污染案件司法解释》第一条规定的严重污染环境的情形。

（2）华润（新丰）的违法行为不属于《广东省生态环境行政处罚自由裁量权规定》规定的造成“重大生态环境影响”的行为

根据《广东省生态环境行政处罚自由裁量权规定（粤环发〔2021〕7号）》第二十条，“重大生态环境影响”指生态环境违法行为造成突发环境事件发生。

根据《突发环境事件应急管理办法》的规定，“突发环境事件”是指“由于污染物排放或者自然灾害、生产安全事故等因素，导致污染物或者放射性物质等有毒有害物质进入大气、水体、土壤等环境介质，突然造成或者可能造成环境质量下降，危及公众身体健康和财产安全，或者造成生态环境破坏，或者造成重大社会影响，需要采取紧急措施予以应对的事件”。同时，根据《国家突发环境事件应急预案》的规定，“突发环境事件”主要包括大气污染、水体污染、土壤污染等突发性环境污染事件和辐射污染事件。

由于华润（新丰）非法占用农用地的行为并不属于大气污染、水体污染、土壤污染等突发性环境污染事件或者辐射污染事件，相关行为不属于《广东省生态环境行政处罚自由裁量权规定》规定的造成“重大生态环境影响”的行为。

（3）华润（新丰）的违法行为未导致重大人员伤亡或者社会影响恶劣

华润（新丰）已取得占用林地所在的韶关市新丰县梅坑镇人民政府、韶关市新丰县沙田镇人民政府、韶关市新丰县回龙镇人民政府出具的《情况说明》，确认“新丰公司在开工建设新丰金竹项目前已与梅坑镇、沙田镇和回龙镇的村民、村民委员会签署了征用地协议，对地块使用权人进行了补偿，与原土地权属方及当地村民不存在用地争议纠纷，未批先占行为未造成重大社会事件或恶劣社会影响，也未造成任何人员伤亡的后果。”

综上所述，华润（新丰）刑事案件所涉事项未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣的后果。

2、华润（新丰）刑事案件所涉事项不构成《注册管理办法》第十三条规定的涉及生态安全等领域的重大违法行为

《注册管理办法》第十三条规定“最近三年内，发行人及其控股股东、实际控制人不存在贪污、贿赂、侵占财产、挪用财产或者破坏社会主义市场经济秩序的刑事犯罪，不存在欺诈发行、重大信息披露违法或者其他涉及国家安全、公共安全、生态安全、生产安全、公众健康安全等领域的重大违法行为。”根据《证券期货法律适用意见第17号》之“三、关于《首次公开发行股票注册管理办法》第十三条‘国家安全、公共安全、生态安全、生产安全、公众健康安全等领域的重大违法行为’的理解与适用”规定：“（二）发行人合并报表范围内的各级子公司，如对发行人主营业务收入或者净利润不具有重要影响（占比不超过百分之五），其违法行为可不视为发行人本身存在重大违法行为，但相关违法行为导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等的除外。”

结合前述规定，逐条分析如下：

（1）非法占用农用地罪不属于贪污、贿赂、侵占财产、挪用财产或者破坏社会主义市场经济秩序的刑事犯罪

根据《中华人民共和国刑法》分则第五章侵犯财产罪主要包括：抢劫罪、盗窃罪、诈骗罪、抢夺罪、聚众哄抢罪、转化的抢劫罪、侵占罪、职务侵占罪、挪用资金罪、挪用特定款物罪、敲诈勒索罪、故意毁坏财物罪、破坏生产经营罪、拒不支付劳动报酬罪；第三章破坏社会主义市场经济秩序罪主要包括：生产、销售伪劣商品罪、走私罪、妨害对公司、企业的管理秩序罪、破坏金融管理秩序罪、金融诈骗罪、危害税收征管罪、侵犯知识产权罪、扰乱市场秩序罪；上述新丰公司所触犯的是《中华人民共和国刑法》第三百四十二条，属于第六章之妨害社会管理秩序罪中的第六节之破坏环境资源保护罪项下的罪名，不属于第五章侵犯财产罪，不属于第三章破坏社会主义市场经济秩序罪，亦不属于贪污、贿赂、挪用财产的刑事犯罪。

（2）华润（新丰）非法占地的行为可不视为发行人自身存在相关违法行为，

且不属于欺诈发行、重大信息披露违法或者其他涉及国家安全、公共安全、生态安全、生产安全、公众健康安全等领域的重大违法行为

根据《证券期货法律适用意见第 17 号》的规定，发行人合并报表范围内的各级子公司，如对发行人主营业务收入或者净利润不具有重大影响（占比不超过 5%），其违法行为可不视为发行人本身存在重大违法行为，但相关违法行为导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等的除外。华润（新丰）剥离前一年（2022 年）财务指标情况如下：

单位：万元

项目	总资产	净资产	主营业务收入	净利润
华润（新丰）	40,163.93	23,222.93	6,024.14	2,372.78
占发行人相应财务指标的比例	0.29%	0.33%	0.34%	0.37%

华润（新丰）原系发行人全资子公司，但对发行人主营业务收入或净利润不具有重大影响，剥离前一年总资产、净资产、主营业务收入及净利润各项财务指标分别占发行人相应财务指标的比例均不足 1%，且如前所述，华润（新丰）相关违法行为未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣，因此华润（新丰）前述非法占用农用地的违法行为不视为发行人本身存在重大违法行为。

综上，根据《证券期货法律适用意见第 17 号》的相关规定，华润（新丰）上述违法行为可不视为发行人本身存在相关情形，且上述违法行为未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣的后果，华润（新丰）刑事案件所涉事项不构成《注册管理办法》第十三条规定的涉及生态安全等领域的重大违法行为。

（二）结合处罚事由、罚款金额、社会危害程度等因素，说明相关行政处罚事项是否构成重大违法违规行为，是否构成本次公开发行上市的实质性障碍；结合刑事处罚和行政处罚数量等因素，说明发行人公司治理机制和内控制度是否健全并有效执行

1、行政处罚事项不构成重大违法违规行为，不构成本次公开发行上市的实质性障碍

报告期内，发行人及其控股子公司共受到 182 项处罚，其中，70 项处罚为 5 万元以下（不含 5 万元）的处罚，112 项处罚为 5 万元以上（含 5 万元）的处罚。就发行人及其子公司上述金额 5 万元以上（含 5 万元）的 112 项处罚中，类型包

括土地使用、施工许可、环保、消防、安全生产及其他处罚。其中，与土地使用相关的处罚事由主要为非法占用土地，与施工许可相关的处罚事由主要为未办理施工许可证即开工建设，与环保相关的处罚事由包括未依法报批环评文件、噪声超标排放等，与消防相关的处罚事由包括消防设施不符合标准或不能正常使用等，与安全生产相关的处罚事由包括未如实记录隐患及安全教育培训情况、未设置安全警示标志等。发行人及其子公司受到的该等处罚均未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果。发行人及其子公司上述金额 5 万元以上（含 5 万元）的 112 项处罚具体如下：

（1）报告期内，由主管机关出具书面文件确认不属于重大违法违规行为的行政处罚共 108 项

序号	公司名称	处罚日期	处罚事项及原因	处罚金额	社会危害程度	有权部门的确认意见
与安全生产相关处罚						
1	华润电力风能（瓜州）有限公司	2023.09.27	未按照安全风险分级采取相应管控措施	90,000 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	国家能源局甘肃监管办公室出具《证明》：“上述行政违法行为不构成重大违法行为，上述行政处罚不属于重大行政处罚。”
与消防相关处罚						
1	华润电力新能源（邯郸）有限公司	2022.06.22	未经办理消防设计审查擅自施工，未办理消防验收擅自投入使用	200,000 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	邱县住房和城乡建设局出具《证明》：“上述行政违法行为均不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚均不属于重大行政处罚。”
与环保相关处罚						
1	华润洲来（安徽）新能源有限公司	2024.11.27	风机排放的噪声超过《声环境质量标准》	罚款 155,000 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	淮南市生态环境局出具《说明》，确认“该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
2	华润新能源（华池）有限公司	2024.11.03	风机排放的噪声超过《声环境质量标准》	罚款 77,000 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	庆阳市生态环境局华池分局出具《证明》，确认“该行政处罚不属于重大行政处罚，且该公司已按要求完成整改。”
3	华润新能源（华池）有限公司	2024.03.22	风机排放的噪声超过《声环境质量标准》	95,000 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	庆阳市生态环境局华池分局出具《证明》，确认“该行政处罚不属于重大行政处罚，且该公司已按要求完成整改。”
4	华润风电（安阳）有限公司	2023.09.12	220KV 升压站及送出工程项目未经验收即投入使用	349,440 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	安阳市生态环境局出具《证明》，确认“（1）该公司的前述行政违法行为不构成重大违法行为；（2）该公司

序号	公司名称	处罚日期	处罚事项及原因	处罚金额	社会危害程度	有权部门的确认意见
						已按照《行政处罚决定书》的要求完成整改。”
5	华润新能源（乡宁）有限公司	2023.04.25	光伏发电场区裸露地及土方未采取覆盖措施；土方未湿法作业；施工现场及道路未定期洒水；基础开挖产生的表土和底层土顺坡倾倒，对产生的扬尘未采取有效措施防治扬尘污染	55,000 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	临汾市生态环境局乡宁分局出具《证明》，确认“（1）该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚；（2）该公司已按照《行政处罚决定书》的要求全部缴纳罚款并对相关违法违规行为整改完毕。”
6	华润新能源（太原）有限公司	2022.10.09	未依法报批办理建设项目环境影响报告表，擅自开工建设；配套建设的环境保护设施未经验收项目即投入使用	395,000 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	太原市生态环境局阳曲分局出具《证明》，确认“该公司已按照《行政处罚决定书》的要求全额缴纳罚款，所处罚款处于法定罚款标准区间的较低值，处罚性质和危害程度较轻，未对环境造成恶劣影响。”
与土地使用相关处罚						
1	定远县迅风新能源开发有限公司	2024.12.17	未取得用地批复擅自进行项目建设	523,548 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	定远县自然资源和规划局出具《证明》，确认“该公司的前述行为不属于重大违法行为。”
2	获嘉县腾飞能源科技有限公司	2024.12.10	未取得《建设工程规划许可证》擅自进行房屋工程建设	67,200 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	获嘉县城市综合执法局出具《证明》，确认“该公司的行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
3	华润新能源（永登）有限	2024.10.11	未经批准，擅自占用土地修建储能电站项	276,980 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	永登县自然资源局出具《证明》，确认“上述行政违法行为不构成重大违

序号	公司名称	处罚日期	处罚事项及原因	处罚金额	社会危害程度	有权部门的确认意见
	公司		目用地			法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
4	华润新能源（田林）有限公司	2024.08.29	未经批准占用土地实施建设	1,782,338.78 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	田林县自然资源局出具《证明》，确认“该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
5	华润新能源（百色）有限公司	2024.08.09	擅自动工建设光伏项目	898,354 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	百色市田阳区自然资源局出具《证明》，确认“上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
6	华润新能源（藤县）有限公司	2024.07.12	未经批准，擅自占用土地建设风电项目	1,675,400 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	藤县自然资源局出具《证明》，确认“该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
7	华润新能源（昆明西山）有限公司	2024.06.03	未经批准，擅自占用土地进行大兴药光互补光伏电站项目建设	958,336 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	昆明市西山区自然资源局出具《证明》，确认“我局给予的行政处罚罚款所适用的自由裁量基准属轻微/一般的处罚”
8	华润新能源（宜良）有限公司	2024.05.13	擅自建风力发电项目	1,491,453 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	宜良县自然资源局出具《证明》：“根据《云南省自然资源厅关于印发云南省自然资源行政处罚裁量权实施办法的通知》（云自然资规〔2024〕1号），属于较轻处罚。”
9	金昌永能新能源有限公司	2024.04.28	擅自占用国有土地修建风力发电升压站、风机基础及道路	1,279,000 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	金昌市自然资源局出具《证明》，确认“该处罚不属于重大行政处罚。”
10	华润新能源（藤县）有限	2024.04.02	擅自占用土地实施建设	1,830,900 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	藤县自然资源局出具《证明》，确认“该公司的上述行政违法行为不构

序号	公司名称	处罚日期	处罚事项及原因	处罚金额	社会危害程度	有权部门的确认意见
	公司					成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
11	润电风能（佛冈）有限公司	2024.02.27	未经审批擅自建设大风车项目	82,222.30 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	佛冈县自然资源局出具《证明》，载明“该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
12	金昌永能新能源有限公司	2023.12.14	未经批准，擅自占用双湾镇国有土地 2.797 亩修建风力发电升压站、风机基础及道路	198,600 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	金昌市自然资源局出具《证明》，确认“该处罚不属于重大行政处罚。”
13	华润新能源（清远佛冈）有限公司	2023.10.18	未经办理用地审批手续擅自占地 755.95 平方米建设大风车项目	211,373 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	佛冈县自然资源局出具《证明》，确认“我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
14	华润新能源（清远佛冈）有限公司	2023.10.10	未经办理用地审批手续擅自占地总面积 1889.4 平方米建设大风车项目	566,820 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	佛冈县自然资源局出具《证明》，确认“我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
15	华润新能源（忻州）风能有限公司	2023.08.28	未经批准，擅自占用段家堡乡北王庄村、屯家岭村、东尧头村、马家庄村荒草地 1,624 平方米土地建设风电机座和箱变	211,120 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	原平市自然资源局出具《证明》，确认“该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
16	华润新能源（忻州）风能有限公司	2023.08.28	未经批准，擅自占用北王庄村、黑峪村、尚家窑村、石墙村、直状沟村、大道口村、	70,080 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	原平市自然资源局出具《证明》，确认“该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”

序号	公司名称	处罚日期	处罚事项及原因	处罚金额	社会危害程度	有权部门的确认意见
			杜家口村、刘家梁村、沙沟村、孙家坪村未利用地 4,672 平方米，建设 16 个风电机座和箱变			
17	华润风电（海原）有限公司	2023.08.18	未办理用地审批手续，擅自在海原县关桥乡关桥村占地 2,831.83 平方米建设华润海原金桥湾 100MWp 光伏复合项目升压站	283,183 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	海原县自然资源局出具《证明》，确认“对其作出的行政处罚决定也不属于重大行政处罚。”
18	华润新能源（龙门）有限公司	2023.08.18	未经批准擅自在龙门县龙华镇、龙江镇占用土地建风力发电设备吊装平台，占用的土地面积 8,729 平方米，不符合龙门县土地利用总体规划	2,618,700 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	龙门县自然资源局出具《证明》，载明“属于一般行政违法案件”
19	润电风能（望谟）有限公司	2023.08.15	未经批准，在望谟县打易镇、新屯街道办、乐旺镇、郊纳镇动工建设修建风机基础	874,170 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	望谟县自然资源局出具《证明》，载明“该项行政处罚不属于公共安全、生态安全、公众健康安全等领域的重大行政处罚。”
20	润电风能（望谟）有限公司	2023.08.08	未经批准，在望谟县打易镇长田村占用土地修建风能发电升压站	1,173,920 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	望谟县自然资源局出具《证明》，载明“该项行政处罚不属于公共安全、生态安全、公众健康安全等领域的重大行政处罚。”

序号	公司名称	处罚日期	处罚事项及原因	处罚金额	社会危害程度	有权部门的确认意见
21	润电风能（望谟）有限公司	2023.07.28	未经批准，在望谟县石屯镇、新屯街道办、乐旺镇、郊纳镇开工建设修建风机基础及进场路	1,047,970 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	望谟县自然资源局出具《证明》，载明“该项行政处罚不属于公共安全、生态安全、公众健康安全等领域的重大行政处罚。”
22	华润风电（广水）有限公司	2023.06.28	在红安县华家河镇高山村已批准的临时用地上，建设固定建筑办公楼，占地面积 0.76 亩（合 511.32 平方米），不符合土地利用总体规划	52,162 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	红安县自然资源和规划局出具《证明》，载明“该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
23	华润新能源（泌阳）风能有限公司	2023.06.20	擅自改变林地用途	138,845.02 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	方城县林业局出具《证明》，载明“该公司的前述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
24	华润新能源（象州）有限公司	2023.06.15	未取得用地批准，擅自在象州县象州镇、寺村镇、妙皇乡开工建设华润电力来宾象州沐恩 50MW 风电场项目	668,047.50 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	象州县自然资源局出具《证明》，载明“该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
25	华润新能源（岑溪）有限公司	2023.06.09	在未办理用地审批手续的情况下，擅自占用岑溪市马路镇六新村、大垌村、旺庆村、县雅村、上双村、大和村的集体土地建设	62,799.60 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	岑溪市马路镇人民政府出具《证明》，载明“该违法用地行为已处理完结，不属于重大违法行为。”

序号	公司名称	处罚日期	处罚事项及原因	处罚金额	社会危害程度	有权部门的确认意见
			风机基础及箱式变压器基础			
26	华润风电（重庆）有限公司	2023.05.25	超审批违法占用林地 6,218 平方米	130,578 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	石柱土家族自治县林业局出具《证明》，载明“该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
27	华润风电（重庆）有限公司	2023.05.24	超审批违法占用林地 6,221 平方米	130,641 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	石柱土家族自治县林业局出具《证明》，载明“该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
28	华润新能源（黎平）风能有限责任公司	2023.05.15	在尚未取得土地审批手续的情况下，擅自在黎平县永从镇、肇兴镇境内违法占用土地 2,067.09 平方米修建黎平县顺化风电场项目	310,063.50 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	黎平县自然资源局出具《证明》，载明“上述行政处罚不属于公共安全、生态安全、公众健康安全等领域的重大违法行为。”
29	华润风电（德安）有限公司	2023.05.12	擅自占用德安县塘山乡石源村、郑湖村集体土地非法进行风力发电桩基项目建设	70,750 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	德安县自然资源局出具《证明》，载明“我局给予的行政处罚不属于情节严重的行政处罚。”
30	华润风电（南宁）有限公司	2023.05.10	未经批准，擅自占用位于南宁市西乡塘区高峰林场六里分场 5、8、9 林班范围内的土地进行施工建设	1,310,490 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	南宁市西乡塘区城市管理综合行政执法局出具《证明》，载明“该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
31	华润风电（苍梧）有限公司	2023.05.10	未经批准，擅自占用夏郢镇、六堡镇、京	379,863 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	苍梧县自然资源局出具《证明》，载明“我局给予的行政处罚不属于重

序号	公司名称	处罚日期	处罚事项及原因	处罚金额	社会危害程度	有权部门的确认意见
			南镇 3,798.63 平方米 土地建设苍梧六堡二期 50MW 风电项目			大行政处罚。”
32	华润新能源（南宁）有限公司	2023.04.25	未经合法办理用地手续，擅自在南宁市武鸣区府城镇东江村的集体土地上建设光伏电站等建筑设施	623,831 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	南宁市武鸣区综合行政执法局出具《南宁市武鸣区综合行政执法局关于华润新能源（南宁）有限公司行政处罚的情况说明》，载明“该行政处罚属于一般行政处罚。”
33	华润风电（雷州）有限公司	2023.04.25	擅自在唐家镇建设十个风机塔及相关设施	50,580.01 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	雷州市唐家镇人民政府出具《证明》，载明“该处罚属于一般处罚情节的行政处罚。”
34	华润新能源（清远佛冈）有限公司	2023.04.14	未经自然资源部门的同意，擅自非法占地实施公路改造	491,830 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	佛冈县汤塘镇人民政府于 2023 年 10 月 7 日出具《证明》，载明“该处罚属于一般处罚情节的行政处罚。”
35	华润电力风能（莒县）有限公司	2023.04.03	占用东莞镇西沈庄林地用于华润电力风能（莒县）有限公司 7 号风电机组运行发电，非法改变林地用途 5,623 平方米	101,214 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	莒县综合行政执法局出具《证明》，载明“该公司的上述行政违法行为均不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚均不属于重大行政处罚。”
36	华润风电（潼关）有限公司	2023.04.03	未经批准，非法占用代字营镇万家岭村、东马村 6.1221 亩集体土地	203,666 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	潼关县自然资源局出具《证明》，确认“上述行政违法行为不构成重大违法行为。”
37	华润新能源（叶县）有限公司	2023.03.29	非法占用土地	77,764.08 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	叶县自然资源局出具《证明》，确认“上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”

序号	公司名称	处罚日期	处罚事项及原因	处罚金额	社会危害程度	有权部门的确认意见
38	华润新能源（岑溪）有限公司	2023.03.24	在未取得用地批准手续的情况下，非法占用岑溪市马路镇六新村的集体土地建设升压站	506,190 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	岑溪市马路镇人民政府出具《证明》，确认“该违法用地行为已处理完结，不属于重大违法行为。”
39	华润风电（越西）有限公司	2023.03.13	未经批准占用拉普镇、波西村、四甘普村和普雄镇德吉村 7,144 平方米土地进行建设	107,160 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	越西县自然资源局出具《证明》，确认“该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
40	华润电力风能（惠来）有限公司	2023.03.13	未经相关部门批准，擅自在土地上建设三清山风电场	89,342.73 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	惠来县自然资源局执法监察股出具《关于华润电力风能（惠来）有限公司商请开具合法合规证明的复函》，确认“前述违法行为属于一般行政违法案件，不属于情节严重的违法行为。”
41	华润新能源（日照）风能有限公司	2023.03.10	占用山东省莒县碭山镇、东莞镇、库山乡土地，建设二十七处风机平台	99,782 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	莒县综合行政执法局出具《证明》，确认“上述行政违法行为均不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚均不属于重大行政处罚。”
42	华润新能源（莒县）风能有限公司	2023.03.10	占用山东省莒县碭山镇、东莞镇、库山乡土地共计 3,600 平方米，建设二十五处风机平台	92,530 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	莒县综合行政执法局出具《证明》，确认“上述行政违法行为均不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚均不属于重大行政处罚。”
43	华润新能源（永登）有限公司	2023.03.09	未经批准，擅自占用七山乡官川村境内土地 23,395 平方米作为	2,339,500 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	永登县自然资源局出具《证明》，确认“上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属

序号	公司名称	处罚日期	处罚事项及原因	处罚金额	社会危害程度	有权部门的确认意见
			永登七山百万千瓦级光伏发电基地一期 60 万千瓦牧光互补发电项目光伏升压站、运行管理中心及光伏储能区用地			于重大行政处罚。”
44	华润电力风能（汕头潮南）有限公司	2023.02.27	未经有权批准机关批准，私自在位于红场镇占地建设风电场，现未批已建成风电场占地面积 10.775 亩	142,462.40 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	汕头市潮南区红场镇人民政府出具《证明》，确认“该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，我镇给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
45	华润新能源（淮安）有限公司	2023.02.21	未经林业主管部门同意的情况下，擅自占用林地建设风机项目	73,600 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	淮安市自然资源和规划局出具《证明》，确认“该企业上述行政违法行为不属于重大违法行为。”
46	华润新能源（华池）有限公司	2022.12.08	未经有权人民政府批准农用地转用及土地征收，擅自占用乔河乡集体土地	531,333 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	华池县自然资源局出具《证明》，确认“上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
47	华润光伏发电（清远）有限公司	2022.12.07	在清远市清新区三坑镇土地上开发项目，在未完完善相关用地手续的情况下，擅自非法占用土地进行建设变电设备、电池仓等建（构）筑物	306,000 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	清远市清新区三坑镇人民政府出具《证明》，确认“前述处罚不属于重大行政处罚。”
48	华润（清远）太阳能发电	2022.11.18	在未经自然资源主管部门批准的情况下，	110,760 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	清远市清新区禾云镇人民政府出具《证明》，确认“该公司的上述行政

序号	公司名称	处罚日期	处罚事项及原因	处罚金额	社会危害程度	有权部门的确认意见
	有限公司		在清远市清新区禾云镇南社村升压站范围内非法占用土地建设电气设备			违法行为属于情节一般档次的违法行为，不属于情节严重的违法行为。”
49	华润新能源（内黄）有限公司	2022.11.11	未经县级以上人民政府审批，未办理合法用地手续在内黄县八个乡镇建设风力发电机位	605,591 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	内黄县自然资源局出具《证明》，确认“上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
50	华润风电（杞县）有限公司	2022.10.26	未办理合法用地审批手续，擅自在杞县湖岗乡、板木乡和竹林乡建开关站和 10 个风力发电机，用地面积 6,120 平方米	2,448,000 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	杞县自然资源局出具《证明》，确认“上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
51	华润新能源（陆丰）风能有限公司	2022.10.14	未经依法批准，擅自在位于陆丰市金厢镇、桥冲镇沿海山脊上建设风机；擅自在位于金厢镇十二岗村尖山山脊建设供电用地（升压站）	93,710.97 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	陆丰市自然资源局出具《证明》，确认“该违法行为属一般行政违法案件”
52	华润电力风能（莒县）有限公司	2022.10.11	占用山东省莒县碭山镇、东莞镇、库山乡土地 3,600 平方米，建设二十五处风机平台	91,008 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	莒县综合行政执法局出具《证明》，确认“上述行政违法行为均不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚均不属于重大行政处罚。”

序号	公司名称	处罚日期	处罚事项及原因	处罚金额	社会危害程度	有权部门的确认意见
53	华润新能源（龙门）有限公司	2022.08.30	未经批准擅自在龙门县龙华镇占用土地建风力发电设备吊装平台	113,900 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	龙门县自然资源局出具《证明》，确认“违法行为属一般行政违法案件”
54	华润风电（越西）有限公司	2022.08.23	未经批准在越西县拉普镇、梅花镇非法占用林地实施凉山越西尔曲合普工程建设	495,030 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	越西县自然资源局出具《证明》，确认“上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
55	信阳明洁新能源有限公司	2022.08.09	占用集体土地建信阳王店 20MW 分散式风电场项目，占用土地面积 2.92 亩，在农用地上新建建筑物和其他设施 220.35 平方米	715,372 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	信阳市自然资源和规划局出具《证明》，确认“行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
56	华润风电（清远清新）有限公司	2022.08.04	擅自在清远市清新区龙颈镇、太平镇占用土地建设风力发电风机，共占用土地面积 14.085 亩	2,696,591 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	清远市自然资源局清新分局出具《情况说明》，确认“该公司上述行为属于一般违法用地行为”
57	华润新能源（乡宁）有限公司	2022.07.11/2024.12.20	未经批准，占用光华镇光华村 5,074.78 平方米修建升压站	761,217 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	乡宁县自然资源局出具《证明》，确认“上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
58	华润新能源（内黄）有限公司	2022.07.04	未经县级以上人民政府林业主管部门审核同意，非法临时占用林地修建风电项目，占用林地面积 0.8007	180,415 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	内黄县自然资源局出具《证明》，确认“上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”

序号	公司名称	处罚日期	处罚事项及原因	处罚金额	社会危害程度	有权部门的确认意见
			公顷			
59	华润风电（越西）有限公司	2022.06.24	擅自改变林地用途	75,000 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	甘洛县林业和草原局出具《证明》：“该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
60	华润新能源（连州）风能有限公司	2022.06.24	未经自然资源局批准，在连州市大路边镇地段兴建风电基座和电箱，属未经批准非法占用土地	217,790 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	连州市自然资源局出具《证明》，确认“上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
61	华润新能源（连州）风能有限公司	2022.06.24	未经自然资源局批准，在连州市大路边镇地段兴建风电基座和升压站，属未经批准非法占用土地	208,130 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	连州市自然资源局出具《证明》，确认“上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
62	华润新能源（连州）风能有限公司	2022.06.24	未经自然资源局批准，便擅自在连州市大路边镇、星子镇等地段兴建风电基座，非法占地面积约 5,598 平方米	98,000 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	连州市自然资源局出具《证明》，确认“上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
63	华润风电（象州）有限公司	2022.06.23	未依法取得用地批准手续擅自在象州县妙皇乡动工建设华润电力来宾象州象武 50MW 风电场项目的机位、变电箱及升压	816,913 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	象州县自然资源局出具《证明》，确认“该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”

序号	公司名称	处罚日期	处罚事项及原因	处罚金额	社会危害程度	有权部门的确认意见
			站			
64	华润新能源（临汾）风能有限公司	2022.06.16	擅自占用浮山县土地建设风机	263,780.50 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	浮山县规划和自然资源局出具《证明》，确认“上述行政违法行为不构成重大违法行为，给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
65	华润新能源光伏发电（弥渡）有限公司	2022.06.13	未经有权部门依法批准，擅自在弥渡县开工建设开关站、光伏场区集电线路塔基、箱变、水泵房及电缆分支箱，非法占用土地	94,404.60 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	弥渡县自然资源局出具《合法合规性情况说明》，确认“该公司以上土地违法行为不属于公共安全、生态安全、公众健康安全等领域的重大违法行为。”
66	华润新能源（和顺）有限公司	2022.06.07	违法未经批准擅自占用青城镇土地 30.47 亩	133,350.40 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	和顺县自然资源局出具《证明》，确认“上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
67	华润风电（越西）有限公司	2022.05.30	未取得林地征占用许可的情况下，擅自改变林地用途	629,700 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	越西县公安局出具《证明》，确认“属于一般行政处罚。”
68	华润风电（越西）有限公司	2022.05.30	未取得林地征占用许可的情况下，擅自改变林地用途，在越西县占用林地修建风电	355,020 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	越西县公安局出具《证明》，确认“属于一般行政处罚。”
69	华润风电（凯里）有限公司	2022.05.19	在凯里市炉山镇未办有林地征占用手续占用林地修建生产便道	173,475 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	凯里市林业局出具《证明》，确认“该公司的上述违法行为不构成重大违法行为。”
70	甘肃酒钢华	2022.05.12	违法占用位于肃北县	532,950 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或	肃北蒙古族自治县自然资源局出具

序号	公司名称	处罚日期	处罚事项及原因	处罚金额	社会危害程度	有权部门的确认意见
	润新能源（肃北）有限公司		马鬃山镇音凹峡村土地		者社会影响恶劣等后果	《证明》，确认“该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
71	华润新能源（黎平）风能有限责任公司	2022.05.11	在尚未取得合法的用地审批手续的情况下，擅自在黎平县境内占用土地 19.09 亩修建黎平县顺化风电场项目和顺化风电场 220KV 升压站项目	159,208 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	黎平县自然资源局出具《证明》，确认“该项处罚不属于公共安全、生态安全、公众健康安全等领域的重大违法行为。”
72	华润新能源（黎平）风能有限责任公司	2022.05.11	未经有权机关依法批准，在尚未取得合法用地审批手续的情况下，在黎平县范围内建设竹山风电场项目	137,340 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	黎平县自然资源局出具《证明》，确认“该项处罚不属于公共安全、生态安全、公众健康安全等领域的重大违法行为。”
73	华润风电（田东）有限公司	2022.04.27	在未办理取得农转用和建设用地的情况下，擅自在田东县林逢镇樟午村占用耕地，用于平整场地建设华润电力田东江北风电项目的 110kV 升压变电站	300,000 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	田东县自然资源局出具《证明》，确认“该公司的违法占地行为不构成重大违法行为，我局给予行政处罚属于一般性行政处罚。”
74	信阳恒明新能源有限公司	2022.04.21	未经批准，擅自占用潢川县土地用于风力发电机座及开关站建设，占地总面积为	1,797,000 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	潢川县自然资源局出具《证明》，确认“该等行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”

序号	公司名称	处罚日期	处罚事项及原因	处罚金额	社会危害程度	有权部门的确认意见
			2,547 平方米			
75	信阳恒明新能源有限公司	2022.04.21	未经批准，擅自占用潢川县土地用于风力发电机座建设	401,000 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	潢川县自然资源局出具《证明》，确认“该等行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
76	华润新能源（内黄）有限公司	2022.04.18	未经县级以上人民政府审批，未办理合法用地手续，在马上乡等五个乡镇建设风力发电机组和开关站	90,242.10 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	内黄县自然资源局出具《证明》，确认“上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
77	华润新能源（锦屏）风能有限责任公司	2022.04.18	在未办理取得合法的用地审批手续的情况下，擅自在锦屏县占用土地修建锦屏县青山界风电场项目	85,800 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	锦屏县综合行政执法局出具《证明》，确认“该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
78	华润风电（新野）有限公司	2022.04.06	擅自占用新野县土地建设十个风力发电基座；擅自占用新野县前高庙乡林地建设风力发电基座	321,728 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	新野县自然资源局出具《证明》，确认“该等行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
79	信阳耀明新能源有限公司	2022.04.01	占用东铺镇 2,756 平方米土地建分散式风电项目，在未办理相关合法用地手续下私自动工建设	1,378,000 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	罗山县自然资源局出具《证明》，确认“上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
80	信阳耀明新能源有限公司	2022.04.01	占用东铺镇新湾村、淮河桥村、林寨村土	273,700 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	罗山县自然资源局出具《证明》，确认“上述行政违法行为不构成重大

序号	公司名称	处罚日期	处罚事项及原因	处罚金额	社会危害程度	有权部门的确认意见
	司		地建分散式风电项目，动工建设基站			违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
81	华润风电（玉林）有限公司	2022.03.28	未经批准，擅自占用玉林市福绵区的土地建设福绵六万山风电场项目	2,209,887 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	玉林市福绵区自然资源局出具《证明》，确认“该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
82	华润新能源（安达）有限公司	2022.02.21	在安达市万宝山镇建设华润安达 1 号、2 号、3 号、4 号太阳能发电项目时未办理湿地审批手续	401,087 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	安达市林业和草原局出具《证明》，确认“该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
与施工许可相关处罚						
1	华润风电（徐闻）有限公司	2024.05.30	未取得建设工程施工许可证，擅自建设福来风电场项目	111,115.51 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	徐闻县下洋镇人民政府出具《证明》，载明“该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，我单位给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
2	华润新能源（临颖）有限公司	2024.04.15	施工时未取得《建筑工程施工许可证》进行施工	53,423.46 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	临颖县城市管理局出具《证明》，载明“该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
3	华润新能源（确山）有限公司	2024.01.09	确山滨河风电场工程项目配套附属用房两栋未办理《建设工程规划许可证》	96,103 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	确山县城市综合执法局出具《证明》，确认“上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
4	华润风电（徐闻）有限公司	2023.11.22	未取得《建筑工程规划许可证》擅自建设风力发电升压站工程	888,924.08 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	徐闻县下洋镇人民政府出具《证明》，载明“该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，我单位给予的

序号	公司名称	处罚日期	处罚事项及原因	处罚金额	社会危害程度	有权部门的确认意见
						行政处罚不属于重大行政处罚。”
5	华润新能源（临颖）有限公司	2023.10.30	综合楼、附属楼未办理《建设工程规划许可证》即完成施工	267,118 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	临颖县城市综合执法局出具《证明》，确认“该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
6	广西润电风能（北流）有限公司	2023.09.28	未取得《建设工程规划许可证》擅自建设华润北流隆盛风电场一期工程综合楼、辅助用房	232,191.03 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	北流市城市管理监督局出具《证明》：“我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
7	华润新能源（黎平）风能有限责任公司	2023.08.28	顺化风电场二期项目发生了变更，水土保持方案未做相应变更且未报原审批单位审批	100,000 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	黎平县住房和城乡建设局出具《证明》：“该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
8	华润新能源（泌阳）风能有限公司	2023.08.17	未取得《建设工程规划许可证》擅自建设驻马店泌阳中天49.4MW 风力发电升压站项目综合楼	77,232 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	泌阳县城市综合执法局出具《证明》：“该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
9	华润新能源（太原）有限公司	2023.07.21	未经批准，修建风力发电项目（综合楼、设备楼、辅助楼）	192,647 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	阳曲县自然资源局出具《证明》：“该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
10	灵璧县璧辉新能源开发有限公司	2023.04.26	未按照《建设工程规划许可证》的规定，擅自建设风力发电的	167,368 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	灵璧县自然资源和规划局出具《情况说明》：“该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的

序号	公司名称	处罚日期	处罚事项及原因	处罚金额	社会危害程度	有权部门的确认意见
			配电室、备品库、辅助用房、门卫室、综合楼			行政处罚不属于重大行政处罚。”
11	华润新能源（容县）风能有限责任公司	2023.04.14	未取得《建设工程规划许可证》擅自建设容县杨村风电场一期工程	301,561.04 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	容县自然资源局出具《证明》：“该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
12	润电风能（佛冈）有限公司	2022.08.26	投资建设华润新能源广东佛冈福鑫风电项目控制楼、辅房、35KV 配电室、SVG 配电装置室项目，存在未取得施工许可证擅自施工的行为	191,880 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	佛冈县石角镇人民政府出具《证明》：“该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为。”
13	华润风电（虞城）有限公司	2022.08.08	在虞城县区域内建设的风电项目未取得《建设工程规划许可证》	920,341.60 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	虞城县自然资源局出具《证明》：“上述行政违法行为属于一般违法行为，不属于重大行政处罚。”
14	华润新能源（锦屏）风能有限责任公司	2022.06.28	水土保持方案存在项目建设地点、坐标发生重大改变，却未及时变更，同时未有及时把水土保持变更方案，拿到水行政主管部门批复，就开工建设并投产使用	60,000 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	锦屏县综合行政执法局出具《证明》：“该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
15	华润新能源（黎平）风能	2022.05.11	未报经原审批部门批准，黎平县九湖镇风	100,000 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	黎平县住房和城乡建设局出具《证明》：“该公司的上述行政违法行为

序号	公司名称	处罚日期	处罚事项及原因	处罚金额	社会危害程度	有权部门的确认意见
	有限责任公司		力发电项目水土保持方案发生变更未报原审批单位审批及未验先投			不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
16	华润风电（虞城）有限公司	2022.04.01	擅自将风电机位建设在响河、洛沟河道管理范围内	900,000 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	虞城县水利局出具《证明》：“该等行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
其他处罚						
1	华润新能源（泌阳）风能有限公司	2023.06.14	在建设华润电力河南泌阳中兴 50MW 风电项目绿化工程中未提供工程款支付担保、未按约定及时足额向农民工工资专用账户拨付工程款中的人工费用，导致拖欠工人工资	80,000 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	泌阳县人力资源和社会保障局出具《情况说明》：“该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，属于一般违法行为。”
2	华润新能源（清远佛冈）有限公司	2022.01.07	未经批准更新采伐护路林	139,600 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	佛冈县交通运输局出具《证明》：“该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”

(2) 报告期内，根据对主管机关出具的访谈记录确认不属于重大违法违规行为的相关行政处罚共 3 项

序号	公司名称	处罚日期	处罚事项及原因	处罚金额	社会危害程度	有权部门的确认意见	认定不属于重大违法行为的其他依据
1	华润风电（龙岩）有限公司	2023.08.02	检修作业卡未见对主变可能送电的环网柜实施停电安全措施，未悬挂接地线，未采取措施消除安全隐患	50,000 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	国家能源局福建监管办公室出具说明：“华润风电（龙岩）有限公司已对相关违法违规行为整改完毕，除上述处罚外，自 2018 年 1 月 19 日至 2023 年 10 月 18 日，无其他受到国家能源局福建监管办公室行政处罚的情况。”经访谈国家能源局福建监管办公室稽查处工作人员，其确认上述违法行为不构成情节严重的情形，不属于重大违法行为。	《中华人民共和国安全生产法(2021 修正)》第一百零二条规定，“生产经营单位未采取措施消除安全隐患的，责令立即消除或者限期消除，处五万元以下的罚款；生产经营单位拒不执行的，责令停产停业整顿，对其直接负责的主管人员和其他直接责任人员处五万元以上十万元以下的罚款；构成犯罪的，依照刑法有关规定追究刑事责任。”主管部门未责令停产停业整顿，未有拒不执行，情节严重的情形。且该违法行为未造成生产安全事故、人员伤亡或者重大经济损失。
2	华润新能源（易门）有限公司	2023.10.17	易门县浦贝小禹石沙药光互补、罗台旧（向阳）药光互补项目 110 千伏送出线路工程，在开工前未办理工程质量监督手续	320,000 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	经访谈国家能源局云南监管办公室稽查处，其确认该项处罚不属于严重失信行为、无重大人员伤亡、暂未发现社会影响恶劣事件，属于《国家能源局行政处罚裁量权基准》（国能发监管〔2022〕115 号）规定的“一般处罚”。	《建设工程质量管理条例》第五十六条：“违反本条例规定，建设单位有下列行为之一的，责令改正，处 20 万元以上 50 万元以下的罚款：（六）未按照国家规定办理工程质量监督手续的。” 《国家能源局行政处罚裁量权基准》（国能发监管规〔2022〕115 号）第七条第一款：“行政处罚实行分级裁量制，即划分为减轻处罚、从轻处罚、一般处罚、从重处罚等裁量等级。”第十二条：“罚款幅度原则上按照以下标准确定：（二）罚款规定为最低限额以上和最高限额以下固定金额的，从轻处罚不能低于最低限额金额，浮动金额不超过最高限额和最低限额

序号	公司名称	处罚日期	处罚事项及原因	处罚金额	社会危害程度	有权部门的确认意见	认定不属于重大违法行为的其他依据
							差额的 40%，一般处罚不能低于从轻处罚的最高浮动金额，浮动区间在最高限额和最低限额差额的 40%至 60%之间浮动，从重处罚应当不低于一般处罚的最高浮动金额，不超过最高限额金额。” 左述处罚属于“一般处罚”，不属于情节严重的行政处罚。
3	华润风电（枣阳）有限公司	2022.01.04	将枣阳长岭项目 110kV 升压站建筑安装工程发包给当时未取得承装（修，试）电力设施许可证的武汉为盛海陆重工有限公司	260,000 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	经访谈国家能源局华中监管局，其确认相关处罚属于从轻处罚的幅度，不涉及情节严重的情形，不属于造成人员伤亡、环境污染等对社会有恶劣影响的情形。	《电力建设工程施工安全监督管理办法》第四十五条第（三）项规定：“建设单位有下列行为之一的，责令限期改正，并处 20 万元以上 50 万元以下的罚款；造成重大安全事故，构成犯罪的，对直接责任人员，依照刑法有关规定追究刑事责任；造成损失的，依法承担赔偿责任：（三）将工程发包给不具有相应资质等级的施工单位的。” 左述处罚金额属于处罚依据所规定的处罚金额区间中位数以下，且该处罚依据未规定情节严重的情形。

根据上述处罚主管机关出具的访谈记录，并结合违法违规行为依据相关法律法规不属于重大违法行为的论述，相关处罚依据未认定有关行为属于情节严重的处罚行为，且发行人上述违法行为未导致严重环境污染、重大人员伤亡、社会影响恶劣等后果，因此，上述 3 项判定行政处罚所涉事项不属于重大违法违规行为的证据充分、适当、权威。

(3) 报告期内, 存在 1 项处罚涉及的违法违规行为根据《证券期货法律适用意见第 17 号》及相关行政处罚所依据的法律法规亦不属于“国家安全、公共安全、生态安全、生产安全、公众健康安全等领域的重大违法行为”

序号	公司名称	处罚机关	处罚决定书文号	处罚事项及原因	处罚金额	社会危害程度	认定不属于重大违法违规的依据
1	华润新能源(安达)有限公司	安达市城市管理综合执法局	安城管罚字[2023]第 004 号	在建筑市场执法检查中发现, 华润安达 1 号太阳能发电项目, 无施工许可证而擅自施工	81,680 元	未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣等后果	根据《建筑工程施工许可管理办法》《黑龙江省住房和城乡建设系统行政处罚裁量基准(2023 版)》, “对建设单位工程合同价款 1%以上 1.3%以下罚款”为法定裁量幅度的最低档, 左述处罚被按合同金额 1%处以罚款, 属于前述处罚裁量幅度的下限, 不属于情节严重的行政处罚。
		安达市住房和城乡建设局	安建重处备字[2023]第 15 号				

依据《<首次公开发行股票注册管理办法>第十二条、第十三条、第三十一条、第四十四条、第四十五条和<公开发行证券的公司信息披露内容与格式准则第 57 号——招股书>第七条有关规定的适用意见——证券期货法律适用意见第 17 号》规定, 如有以下情形之一且中介机构出具明确核查结论的, 可以不认定为重大违法行为: ①违法行为显著轻微、罚款数额较小; ②相关处罚依据未认定该行为属于情节严重; ③有权机关证明该行为不属于重大违法。但违法行为导致严重环境污染、重大人员伤亡、社会影响恶劣等并被处以罚款以上行政处罚的, 不适用上述规定。

综上, 根据上述行政处罚作出部门或有权主管政府部门出具的书面确认文件、访谈以及作出相应处罚依据的法律法规, 上述行政处罚不属于重大违法违规行为, 不构成本次发行上市的障碍。

2、结合刑事处罚和行政处罚数量等因素, 说明发行人公司治理机制和内部控制制度是否健全并有效执行

报告期内, 发行人及其控股子公司共受到 182 项处罚, 112 项处罚为 5 万元以上(含 5 万元)的处罚; 前述 112 项处罚中, 有 100 项处罚与土地使用、工程施工相关, 这主要是新能源发电行业的特点所致。新能源行业发展速度快, 新能源项目开发和建设涉及用地、建筑工程规划、施工等多个环节, 审批层级多、周

期长，发行人及其控股子公司出现了土地使用、建设工程施工等审批手续相对滞后的情况，进而受到了相应的行政处罚。此外，发行人原控股子公司华润（新丰）于 2022 年受到 1 项刑事处罚，与行政处罚原因类似，也是由于新能源行业特点所致，由于现场施工条件、土地实际情况以及天气变化等因素影响，项目建设周期短，而土地使用手续办理周期较长，土地使用手续办理滞后于项目建设的进度，因而导致出现土地刑事处罚。

发行人及其控股子公司受到处罚后，依照相关处罚决定书的要求及时缴纳罚款并积极采取整改措施，将土地使用、施工手续的完善纳入项目前期工作、项目建设的重要前提条件，严格管控违法违规行为的发生。

为减少行政处罚数量并防范刑事处罚再次发生，发行人通过以下措施和手段建立健全相关治理机制和内控制度并有效执行，具体如下：

（1）制定内部控制制度，建立健全合规管理体系

发行人按照上市规范要求统筹推进内控合规风险管理，制定了《内部控制管理制度》《内部控制评价指引》，确立董事会为公司内控体系管理最高决策机构，负责内控体系的建立健全和有效实施，董事会下设的董事会审计委员会对各单位的内部监控系统的有效性进行监察和监督，管理层为董事会授权的管理机构。由此，发行人建立健全上下贯通、全面覆盖的内控管理体系，形成领导有力、职责明确、流程清晰、规范有序的管理机制。

（2）建立健全专项合规管理制度

发行人制定了《工程建设管理制度》《建设项目工期管理办法》《项目转运营验收指引》《项目生产准备管理办法》等专项合规管理制度，明确工程建设中的各级职责、不同工期阶段的监督管理要点。

在管理职责上，实行总部和区域公司二级管理，总部负责制订各项管理制度，区域公司是工程建设的实施主体和责任主体。在归口管理上，根据项目建设不同阶段确立归口管理部门。在新能源项目不同阶段工期管理上，明确新能源建设项目的建设期、准备期、施工期及竣工期不同阶段的重要风险识别及控制流程、检查与考核内容。

（3）发布项目业务操作指引手册，规范项目投资建设

在积累及总结项目开发建设运营经验的基础上，发行人系统梳理新能源项目法律风险，制定《投资工作指引》《新能源项目竞价（标）工作指引》《投资预审工作指引》《前期开发业务财务支持体系操作指引》《光伏发电项目开发指引（试行）》《海上风电项目开发指引（试行）》，明确新能源项目开发建设过程权属证照办理以及合规要求，同时，针对不同类型的新能源项目以及项目的不同阶段，指引手册以列表的形式对所需取得的合规性文件进行了清晰罗列，确保项目开发过程中的科学性、可操作性，管控合规风险。

（4）开展专项合规督导，提高合规意识和风险识别能力

发行人定期开展内部督导整改会议，邀请律师等外部专业人士参加，提供专业指导意见、宣贯法规要求及行业政策，持续提高公司业务人员的合规意识，提高风险识别能力；公司组织内外部专家制定一项目一策合规方案，对重点项目进行风险评估并个性化制定合规方案，确保项目按要求完成整改；组织管理团队前往各区域公司现场调研，督促指导规范工作；公司成立了专门的合规手续整改工作组，定期组织召开整改调度会，推进核查各区域、项目公司相关问题整改进度，督促指导各主要责任单位落实整改措施，定期将整改情况在内部进行通报，并将合规情况纳入单位和责任人绩效考核。

（5）制定责任追究机制，严控违规风险

发行人严格贯彻落实所在集团《违规经营投资责任追究实施办法》，遵循依法依规问询、客观公正定责、分级分层追责、惩治教育和制度建设相结合的原则，明确经营管理有关人员若违反规定，未履行或未正确履行职责造成重大损失的，应当追究相关责任。

（6）公司积极规范整改，报告期内行政处罚数量呈波动下降趋势

发行人已建立健全合规管理体系，制定专项合规管理制度，并通过发布业务操作指引手册、实施专项合规督导，提高合规意识和风险识别能力，规范项目投资建设。发行人 2021 年度、2022 年度、2023 年度、2024 年度受到的行政处罚数量分别为 72、65、90、27 个，其中，2023 年度因发行人集中督导各项目公司完善合规手续的整改工作，发行人行政处罚数量略有增加，整体上看，尽管 2023 年度出现了波动，发行人行政处罚数量在报告期内呈波动下降趋势。自 2022 年

10 月华润（新丰）案件判决执行后，发行人未再出现刑事案件，有力维护了企业运营的合规性与安全性。

综上，发行人公司治理机制和内控制度已经健全并有效执行。

（三）土地、房产未办理相关权属证书的原因，是否存在实质性障碍；未取得权属证书的土地、房产是否存在被收回或行政处罚的风险；结合上述情况及所涉土地、房产的面积占比情况、使用上述土地、房产所产生的营业收入及毛利占比情况，说明对发行人生产经营的影响；租赁农用地的具体情况，是否符合《土地管理法》等法律法规的相关规定；海上风电项目是否取得相关海域使用权；按照《监管规则适用指引——发行类第 4 号》4-13，逐条说明或披露土地使用权或海域使用权的瑕疵情况及影响，并对相关事项做重大风险提示

1、土地、房产未办理相关权属证书的原因，是否存在实质性障碍；未取得权属证书的土地、房产是否存在被收回或行政处罚的风险

（1）土地、房产未办理相关权属证书的原因

发行人的主营业务为投资、开发、运营和管理风力、太阳能发电站。发行人部分土地、房产尚未办理相关权属证书是新能源发电行业的特点所致，新能源项目的开发和建设涉及多个主管部门的审批环节，审批层级多、周期长，因此新能源项目的前期开发和建设受政策影响较大。为满足政策要求，按时完成并网投产任务，发行人及其境内控股子公司积极适应政策，开展项目的开发和建设，但受制于项目的开工和建设时间要求较高、项目建设周期相对较短但审批环节较多等因素，发行人出现了部分土地、房产报批手续相对滞后的情况。发行人及其境内控股子公司已对土地、房产瑕疵问题进行积极整改，推进权属证书办理工作。

（2）土地、房产权属证书的办理是否存在实质性障碍

截至 2025 年 3 月 31 日，发行人境内控股子公司持有的于报告期末已在中国境内经营的发电项目使用自有土地共计 7,722 宗，面积共计约 10,139,412.09 平方米，其中尚未取得土地权属证书的土地共计 1,446 宗，面积共计约 902,798.34 平方米，其面积占比约为 8.90%。

就上述尚未取得权属证书的土地，其具体情况如下：

①共有 2 宗面积共计约 7,627.50 平方米的自有土地已签署土地出让合同或取得划拨决定书，正在按程序办理土地权属证书及相关手续，取得权属证书不存在法律障碍；

②共有 516 宗面积共计约 273,134.00 平方米的自有土地已取得相应人民政府下发的建设用地批复，待签署土地出让合同或取得划拨决定书，完成相关流程后将办理土地权属证书，取得权属证书不存在法律障碍；

③共有 928 宗面积共计约 622,036.83 平方米的自有土地，尚未取得建设用地批复，其中，A.811 宗面积共计为 577,411.29 平方米的土地符合国土空间规划，且前述土地皆已经取得相关适格土地主管部门出具的说明或者访谈认可，确认相应境内控股子公司办理权属证书无实质性障碍或可正常生产经营/继续使用项目土地；B.117 宗面积共计约 44,625.54 平方米的土地涉及国土空间规划调整，公司的相关境内控股子公司已取得相关适格土地主管部门出具的说明，可继续使用项目土地。

截至 2025 年 3 月 31 日，发行人境内控股子公司持有的于报告期末已在中国境内经营的发电项目使用自有房产共计 287 处，面积共计约 386,612.01 平方米，其中尚未取得权属证书的房产共计 83 处，面积共计约 122,418.05 平方米，占自有房产的面积约 31.66%。

就上述尚未取得权属证书的房产，其具体情况如下：

①共有 41 处总计面积约 49,189.82 平方米的房产，发行人的境内控股子公司已取得该等房产所占用土地的土地权属证书，但尚未取得该等房产的权属证书，发行人境内控股子公司将在继续办理建设相关手续后向当地主管部门申请办理房产权属证书，其取得权属证书不存在法律障碍；

②42 处总计面积约 73,228.23 平方米的房产未取得所占用土地的土地权属证书，相应的房产主管部门已进一步出具说明函，说明该等房产办理相应权属证书不存在实质障碍，或可继续使用项目房产。

综上，发行人境内控股子公司持有的于报告期末已在中国境内经营的发电项目使用的自有土地、房产办理相应权属证书不存在实质障碍，或已取得主管部门可以继续使用该等土地、房产的确认文件。

(3) 未取得权属证书的土地、房产是否存在被收回或行政处罚的风险

如上所述,就发行人境内控股子公司持有的于报告期末已在中国境内经营的发电项目使用的自有土地、房产,发行人境内控股子公司正依法依规申请办理相应权属证书,且发行人办理相应权属证书不存在实质障碍,或已取得主管部门可以继续使用该等土地、房产的确认文件,发行人该等土地、房产被收回或发行人因此受到行政处罚的风险较低。

且发行人控股股东华润电力已出具承诺:“若发行人及其直接或间接控制的企业因使用土地和/或房产不符合相关法律法规而被有关政府主管部门要求收回土地和/或房产,或以任何形式进行处罚或被要求承担任何形式的法律责任,本公司愿意承担发行人及其直接或间接控制的企业因前述土地和/或房产收回或受处罚或承担法律责任而导致、遭受、承担的任何损失、损害、索赔、成本和费用,并使发行人及其直接或间接控制的企业免受损害”,故发行人尚未取得部分土地、房产的权属证书不会对发行人的生产经营造成重大不利影响。

2、所涉土地、房产的面积占比情况、使用上述土地、房产所产生的营业收入及毛利占比情况,说明对发行人生产经营的影响

(1) 所涉土地、房产的面积占比情况

截至 2025 年 3 月 31 日,发行人境内控股子公司持有的于报告期末已在中国境内经营的发电项目中尚未取得土地权属证书的土地共计 1,446 宗,面积共计约 902,798.34 平方米,其面积占比约为 8.90%;尚未取得权属证书的房产共计 83 处,面积共计约 122,418.05 平方米,占自有房产的面积约 31.66%。

(2) 使用上述土地、房产所产生的营业收入及毛利占比情况

如前所述,发行人尚未取得权属证书的上述土地中,①共有 2 宗面积共计约 7,627.50 平方米的自有土地已签署土地出让合同或取得划拨决定书,正在按程序办理土地权属证书及相关手续,取得权属证书不存在法律障碍;②共有 516 宗面积共计约 273,134.00 平方米的自有土地已取得相应人民政府下发的建设用地批复,待签署土地出让合同或取得划拨决定书,完成相关流程后将办理土地权属证书,取得权属证书不存在法律障碍;③共有 811 宗面积共计为 577,411.29 平方米的土地虽尚未取得建设用地批复,但符合国土空间规划,且发行人境内控股子公

司已取得土地预审等文件，说明相关土地可依法依规办理建设用地审批手续，且前述土地皆已经取得相关适格土地主管部门出具的说明或者访谈认可，确认相应境内控股子公司办理权属证书无实质性障碍或可正常生产经营/继续使用项目土地。前述情形涉及的共计 1,329 宗土地不存在办理相关权属证书的实质障碍，不会对发行人生产经营产生不利影响。

除此之外，另有 117 宗面积共计约 44,625.54 平方米的土地暂无法进行国土空间规划调整，该等土地所涉及的项目资产最近一年主营业务收入及毛利等情况如下：

项目	2024 年度		
	相关项目资产合计数据 (注)	公司整体数据	占比
主营业务收入（万元）	26,302.33	2,259,331.87	1.16%
主营业务毛利（万元）	14,427.34	1,280,923.51	1.13%
净利润（万元）	10,002.11	814,211.59	1.23%

注：相关项目资产数据=相应项目公司对应财务数据×需要调整土地规划的机组容量/相应项目公司总投产装机容量。

截至 2025 年 3 月 31 日，发行人境内控股子公司持有的于报告期末已在中国境内经营的发电项目使用自有房产共计 287 处，面积共计约 386,612.01 平方米，其中尚未取得权属证书的房产共计 83 处，面积共计约 122,418.05 平方米，占自有房产的面积约 31.66%。其中，共有 4 处面积共计约 2,566.20 平方米的房产所占用的土地暂无法进行国土空间规划调整，使用前述 4 处房产的项目资产最近一年主营收入及毛利等情况如下：

项目	2024 年度		
	相关项目资产合计数据	公司整体数据	占比
主营业务收入（万元）	4,128.11	2,259,331.87	0.18%
主营业务毛利（万元）	1,799.87	1,280,923.51	0.14%
净利润（万元）	1,108.07	814,211.59	0.14%

综上，用于经营发电项目的自有土地、房产中，尚未取得权属证书且暂无法进行国土空间规划调整项目产生的收入、毛利占比较小，且发行人已取得适格主管部门出具的可以继续使用相关土地、房产的说明，未取得该等土地、房产的权属证书对发行人生产经营不会构成重大不利影响。

3、租赁农用地的具体情况，租赁农用地符合《土地管理法》等法律法规的相关规定

发行人的境内控股子公司于报告期末已在中国境内经营的发电项目中，仅复合光伏项目、扶贫光伏项目涉及租赁农用地，发行人的境内控股子公司于报告期末已在中国境内经营的其他类型的发电项目不涉及租赁农用地。

2017年9月25日，国土资源部、国务院扶贫办、国家能源局联合发布《关于支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的意见》（国土资规[2017]8号）（以下简称“《8号文》”），规定了“对深度贫困地区脱贫攻坚中建设的光伏发电项目，以及国家能源局、国务院扶贫办确定下达的全国村级光伏扶贫电站建设规模范围内的光伏发电项目……光伏方阵使用永久基本农田以外的农用地的，在不破坏农业生产条件的前提下，可不改变原用地性质……”“对于符合本地区光伏复合项目建设要求和认定标准的项目……利用农用地布设的光伏方阵可不改变原用地性质。”

《8号文》已于2022年9月有效期届满而不再有效。但根据自然资源部、国家林业和草原局办公室、国家能源局综合司印发的《关于支持光伏发电产业发展规范用地管理有关工作的通知》（自然资办发〔2023〕12号）（以下简称“《12号文》”），该文件生效前（即2023年3月20日前）已按《8号文》规定批准立项的光伏发电项目，可按批准立项时用地预审和用地有关意见执行。因此，对在2023年3月20日前批准立项的发行人的境内控股子公司的光伏复合、扶贫项目，仍可适用《8号文》的相关用地政策。

截至报告期末，发行人的境内控股子公司有共计106宗租赁面积合计约91,874,305.36平方米的租赁土地为复合光伏项目、扶贫光伏项目租赁使用农用地、未利用地。其中，根据相关项目的备案文件，2023年3月20日前批准立项的复合光伏项目、扶贫光伏项目所涉租赁土地总数为98宗，面积为86,693,613.69平方米。截至2025年3月31日，前述项目已取得相应政府部门出具的备案文件，说明项目为复合项目或扶贫项目，因此该等项目使用农用地、未利用地符合《8号文》的规定。

根据12号文的规定，光伏方阵用地不得占用耕地，占用其他农用地的，应

根据实际合理控制,节约集约用地,尽量避免对生态和农业生产造成影响。因此,于 2023 年 3 月 20 日之后批准立项的光伏项目不得占用耕地,但可使用其他类型的农用地。

截至报告期末,发行人的境内控股子公司有共计 106 宗租赁面积合计约 91,874,305.36 平方米的租赁土地为复合光伏项目、扶贫光伏项目租赁使用农用地、未利用地。其中,2023 年 3 月 20 日之后批准立项的复合光伏项目、扶贫光伏项目租赁土地总数为 8 宗,面积为 5,180,691.67 平方米,该等项目光伏方阵用地类型均为非耕农用地及未利用地,未占用耕地。截至 2025 年 3 月 31 日,前述项目已取得相应政府部门出具的项目为复合项目或扶贫项目的说明,因此该等项目使用农用地、未利用地符合《12 号文》的规定。

综上,符合上述政策的光伏复合项目、扶贫项目可使用农用地、未利用地铺设光伏方阵。发行人境内控股子公司租赁农用地的行为符合《土地管理法》等法律法规的相关规定。

4、海上风电项目已取得相关海域使用权

发行人的境内控股子公司于报告期末已运营 1 个海上风电项目,为华润海上风电(苍南)有限公司运营的苍南 1 号海上风电项目。华润海上风电(苍南)有限公司已就苍南 1 号海上风电项目所涉用海取得海域使用权证书,具体情况如下:

使用权人	坐落	用海类型	宗海面积(m ²)	登记编号	使用期限
华润海上风电(苍南)有限公司	苍南县东部海域,风电场场区中心点离岸距离约 25km	电力工业用海	3,364,180.00	浙(2021)苍南县不动产权第 0023795 号	2021.07.26-2048.07.25

综上,发行人的境内控股子公司于报告期末已运营的海上风电项目已取得海域使用权。

5、按照《监管规则适用指引——发行类第 4 号》4-13,逐条说明或披露土地使用权或海域使用权的瑕疵情况及影响,并对相关事项做重大风险提示

(1) 发行人是否存在使用或租赁使用集体建设用地、划拨地、农用地、耕地、基本农田及其上建造的房产等情形的,其取得和使用是否符合《土地管理法》等法律法规的规定、是否依法办理了必要的审批或租赁备案手续、有关房产是

否为合法建筑、是否可能被行政处罚、是否构成重大违法行为

①发行人使用及租赁使用上述土地的情况

A.截至 2025 年 3 月 31 日，发行人境内控股子公司持有的于报告期末已在中国境内经营的发电项目租赁 1 处集体建设用地，面积为 1,000 平方米。根据发行人提供的出租方的说明文件，出租方已取得村民授权，为前述用地的有权出租方，已就相关事项履行必要的审议及授权程序，发行人境内控股子公司租赁前述集体建设用地不存在任何使用权属瑕疵或权属争议。因此，发行人租赁使用集体建设用地符合《土地管理法》等法律法规的规定。

B.截至 2025 年 3 月 31 日，发行人境内控股子公司持有的于报告期末已在中国境内经营的发电项目使用自有划拨地 1,465 宗，面积为 3,774,902.68 平方米，均已取得土地使用权的权属证书；发行人境内控股子公司持有的于报告期末已在中国境内经营的发电项目租赁 3 宗划拨建设用地，面积为 1,884 平方米，均已取得主管自然资源局出具的确认其知悉并同意发行人境内控股子公司租赁使用上述土地的确认文件。因此，发行人使用划拨用地符合《土地管理法》等法律法规的规定。

C.发行人租赁使用农用地的具体情况参见本题回复之“发行人披露/（三）/3、租赁农用地的具体情况，租赁农用地符合《土地管理法》等法律法规的相关规定”的相关内容。

D.发行人使用尚未转为建设用地的土地情况参见本题回复之“发行人披露/（三）/1、土地、房产未办理相关权属证书的原因，是否存在实质性障碍；未取得权属证书的土地、房产是否存在被收回或行政处罚的风险”“发行人披露/（三）/2、所涉土地、房产的面积占比情况、使用上述土地、房产所产生的营业收入及毛利占比情况，说明对发行人生产经营的影响”的相关内容。

②发行人使用及租赁使用房产的情况

截至报告期末，发行人不存在租赁上述类型土地但自建房产的情形。

截至报告期末，发行人的境内控股子公司在中国境内承租的非屋顶分布式光伏电站项目用房（主要用途包括项目办公场所、升压站或其他项目配套设施等）共计 196 处，租赁面积共计约 120,830.77 平方米；截至本问询函回复出具日，发

行人境内控股子公司已取得前述房产中共计 156 处房产的出租方提供的权属证书或有权出租说明。截至报告期末，发行人及其境内控股子公司经营屋顶分布式光伏电站项目使用的租赁屋顶及相关建筑物共计 300 处，合计租赁面积共计约 6,643,053.18 平方米；截至本问询函回复出具日，发行人境内控股子公司已取得前述租赁屋顶中共计 193 处屋顶的出租方提供的权属证书或有权出租说明。截至报告期末，因部分出租方未配合提供相关权属证书，无法确认其对应的土地性质，且有部分房产为以办公为主要用途的商品房，未完成商品房租赁备案。前述出租方尚未出具相应房产权属证书或有权出租证明及出租方尚未出具相应说明文件说明其对出租的房产享有房屋所有权或有权出租的租赁房产的面积占发行人的境内控股子公司全部使用房产的面积比例较低，不会对发行人的生产经营构成重大不利影响。此外，针对前述租赁商品房未做租赁备案的情形，未办理房屋租赁登记备案手续不影响上述房屋租赁合同的法律效力，发行人的境内控股子公司已实际合法占有上述租赁房产，发行人继续使用该等租赁房产不存在重大法律风险，且该等租赁房屋主要用于办公，可替代性强，不会对发行人的生产经营造成重大不利影响。

（2）上述土地为发行人自有或虽为租赁但房产为自建的，如存在不规范情形且短期内无法整改，披露该土地或房产的面积占发行人全部土地或房产面积的比例、使用上述土地或房产产生的营业收入、毛利、利润情况。如面积占比较低、对生产经营影响不大，应披露将来如因土地问题被处罚的责任承担主体、搬迁的费用及承担主体、有无下一步解决措施等，并对该等事项做重大风险提示

①自有土地

截至 2025 年 3 月 31 日，发行人境内控股子公司持有的于报告期末已在中国境内经营的发电项目使用自有划拨地 1,465 宗，面积为 3,774,902.68 平方米，均已取得土地使用权的权属证书，占发行人自有土地总面积的 37.23%。发行人均已取得前述划拨用地的权属证书，发行人使用前述自有划拨用地符合法律法规的规定。

发行人瑕疵自有土地产生的营业收入、毛利、利润已在“2、所涉土地、房产的面积占比情况、使用上述土地、房产所产生的营业收入及毛利占比情况，说明对发行人生产经营的影响”中披露。

如因该等自有瑕疵土地问题被处罚，则相关责任主体为发行人境内控股子公司。但公司控股股东华润电力已出具承诺：“若发行人及其直接或间接控制的企业因使用土地和/或房产不符合相关法律法规而被有关政府主管部门要求收回土地和/或房产，或以任何形式进行处罚或被要求承担任何形式的法律责任，本公司愿意承担发行人及其直接或间接控制的企业因前述土地和/或房产收回或受处罚或承担法律责任而导致、遭受、承担的任何损失、损害、索赔、成本和费用，并使发行人及其直接或间接控制的企业免受损害”。因此，该等责任实质由控股股东承担。

发行人及境内控股子公司将继续推进办理相关权属证书，定期开展内部督导整改会议，对重点项目进行风险评估并个性化制定合规方案，确保项目按要求完成整改。

发行人已在招股说明书“第二节 概览”之“一、重大事项提示”之“（一）特别风险提示”就土地房产相关风险进行披露，具体如下：

“4.土地房产相关风险

公司拥有遍布全国多个区域的风电和太阳能发电项目，以及多地区的分公司、子公司，因此需要较多的土地、海域及房产，占地面积较大，涉及用地性质和权属情况复杂。截至**2025年3月31日**，公司持有的截至报告期末已在中国境内经营发电项目使用的自有土地、海域和自有房产中，按面积计算，公司自有土地及海域使用权的取证率为**94.68%**，其中土地取证率为**91.10%**，公司自有房产取证率为**68.34%**。

由于公司发电项目数量持续增长，相关权属证照办理工作受当地土地规划、用地指标等客观因素影响较大，且公司仍存在部分已投产发电项目未取得土地房产权属证书的情况，未来存在受到相关主管部门处罚的风险，可能对公司生产经营造成不利影响。”

②租赁土地

如上所述，发行人租赁使用集体建设用地、划拨地、农用地符合《土地管理法》等法律法规的规定，不存在不规范且短期内无法整改的情形。

发行人不存在租赁上述类型土地但自建房产的情形。

（3）发行人生产经营用的主要房产系租赁上述土地所建房产的，披露如因土地问题被处罚的责任承担主体、搬迁的费用及承担主体、下一步解决措施等，并对该等事项做重大风险提示

根据《中华人民共和国土地管理法》的规定，土地使用权人（出租方或授权出租主体）为办理相应土地权属证书的责任人，其为确保出租土地及土地上的房产符合法律法规规定的责任主体，发行人及其境内控股子公司作为承租方不属于承担相应法律责任的主体，不存在被处罚的风险。

发行人虽未取得部分租赁房产的出租方提供的权属证书，但若因出租方对所出租房产存在权利上的瑕疵而导致承租人发生损失的，发行人的境内控股子公司可依据《中华人民共和国民法典》的有关规定及租赁合同或说明的约定向出租方索赔，且公司控股股东华润电力已出具承诺：“若发行人及其直接或间接控制的企业因使用土地和/或房产不符合相关法律法规而被有关政府主管部门要求收回土地和/或房产，或以任何形式进行处罚或被要求承担任何形式的法律责任，本公司愿意承担发行人及其直接或间接控制的企业因前述土地和/或房产收回或受处罚或承担法律责任而导致、遭受、承担的任何损失、损害、索赔、成本和费用，并使发行人及其直接或间接控制的企业免受损害”。因此发行人尚未取得部分出租方关于租赁房产所占用地性质的说明或租赁房产的土地为前述性质的土地不会对发行人的生产经营构成重大不利影响。

发行人将继续推进出租方提供相关权属证书或有权出租的说明，定期开展内部督导整改会议，对重点项目进行风险评估并个性化制定解决方案，确保发行人生产经营不受到重大不利影响。

（4）发行人募投用地取得土地证的情况、募投用地的计划、取得土地的具体安排、进度

发行人已在招股说明书“第十二节 附件”之“附件五 募集资金具体运用情况”之“一、募投项目投向、建设周期和进度以及获得土地房产情况”中披露发行人募投项目用地取得土地证的情况、募投用地的计划、取得土地的具体安排和进度，具体如下：

“（一）新能源基地项目

项目名称	计划建设期	建设进度	募投用地的计划、取得土地的具体安排、进度
华润新能源投资有限公司阿巴嘎旗别力古台500MW风电项目	拟定为2年	已完工，运营中	项目建设地点位于内蒙古自治区锡林郭勒，已取得《中华人民共和国不动产权证书》（蒙（2022）阿巴嘎旗不动产权第0000545号）和《中华人民共和国不动产权证书》（蒙（2022）阿巴嘎旗不动产权第0000546号）等
永登七山百万千瓦级光伏发电基地一期60万千瓦牧光互补发电项目	拟定为0.5年	已完工，运营中	项目建设地点位于永登县七山乡，升压站及储能设施取得《中华人民共和国不动产权证书》（甘（2024）永登县不动产权第0004598号）
华润电力桦南一期300MW风电项目	拟定为2年	已开工	项目建设地点位于佳木斯市桦南县，已取得《中华人民共和国不动产权证书》（黑（2024）桦南县不动产权第0035068号）等
华润电力康平300MW风力发电项目	拟定为1年	已开工	项目建设地点位于辽宁省沈阳市康平县，已取得《中华人民共和国不动产权证书》（辽（2024）康平县不动产权第0003507号）等
华润电力法库200MW风力发电项目	拟定为1年	已开工	项目建设地点位于辽宁省沈阳市法库县，已取得《中华人民共和国不动产权证书》（辽（2023）法库县不动产权第0017570号）等
华润潜江张金200MW风电项目	拟定为1.5年	已开工	项目建设地点位于湖北省潜江市，已取得《中华人民共和国不动产权证书》（鄂（2024）潜江市不动产权第0032824号）等
青豫直流二期海西基地五标段40万千瓦“风光储”项目20万千瓦光伏工程	拟定为1年	已完工，运营中	项目建设地点位于青海省海西州格尔木市，已取得《中华人民共和国不动产权证书》（青（2023）格尔木市不动产权第0005157号）
华润电力桦川一期150MW风电项目	拟定为1年	已开工	项目建设地点位于佳木斯市桦川县，已取得《中华人民共和国不动产权证书》（黑（2023）桦川县不动产权第0002211号）等
华润新能源佳木斯市富锦（150MW）风电项目	拟定为1年	已完工，运营中	项目建设地点位于黑龙江省富锦市，已取得《中华人民共和国不动产权证书》（黑（2024）富锦市不动产权第0003806号）等
华润潜江高石碑100MW风电项目	拟定为1.5年	已完工，运营中	项目建设地点位于湖北省潜江市，已取得《中华人民共和国不动产权证书》（鄂（2024）潜江市不动产权第0027337号）等
华润仙桃金岭200MW风电项目（一期100MW）	拟定为1年	已完工，运营中	项目建设地点位于湖北省仙桃市，已取得《中华人民共和国不动产权证书》（鄂（2024）仙桃市不动产权第0011123号）等

(二) 多能互补一体化项目

项目名称	计划建设期	建设进度	募投用地的计划、取得土地的具体安排、进度
华润三塘湖100万千瓦风电发电项目	拟定为1年	已完工, 试运行中	项目建设地点位于巴里坤县三塘湖区域, 风机土地已取得《中华人民共和国不动产权证书》(新(2024)巴里坤县不动产权第0000687号)等
华润电力南宁武鸣太平30万千瓦农光储能一体化光伏发电项目	拟定为0.5年	已完工, 运营中	项目建设地点位于广西壮族自治区南宁市武鸣区, 已取得《建设项目用地预审与选址意见书》(用字第450000202300129号), 后续计划通过出让方式获取募投用地
华润洛浦10万千瓦/40万千瓦时储能项目配套40万千瓦光伏发电项目	拟定为0.5年	已完工, 运营中	项目建设地点位于和田地区洛浦县, 已取得《中华人民共和国不动产权证书》(新(2023)洛浦县不动产权第0000260号)及《中华人民共和国不动产权证书》(新(2023)洛浦县不动产权第0000348号)
梧州苍梧六堡三期20万千瓦风电储能一体化项目	拟定为2年	已开工	项目建设地点位于广西壮族自治区梧州市, 已取得《建设项目用地预审与选址意见书》(用字第450000202200071号), 后续计划通过出让方式获取募投用地
华润应城龙湖风储一体化风电场二期项目	拟定为1.5年	已完工, 运营中	项目建设地点位于湖北应城, 风机土地已取得鄂政土批〔2023〕1267号建设用地批件, 升压站取得《中华人民共和国不动产权证书》(鄂(2024)应城市不动产权第0002397号)
华润曹妃甸柳赞200MW渔光互补发电项目	拟定为1年	已完工, 运营中	项目建设地点位于河北省唐山市曹妃甸区, 已取得《中华人民共和国不动产权证书》(冀(2024)曹妃甸区不动产权第000601号)
梧州藤县天平20万千瓦风电储能一体化项目	拟定为2年	已开工	项目建设地点位于广西壮族自治区梧州市藤县, 已取得《建设项目用地预审与选址意见书》(用字第450000202200072号), 后续计划通过出让方式获取募投用地

(三) 绿色生态发展综合利用项目

项目名称	计划建设期	建设进度	募投用地的计划、取得土地的具体安排、进度
华润仙桃通海口300MW渔光互补光伏发电项目	拟定为1年	已完工, 运营中	项目建设地点位于湖北省仙桃市通海口, 已取得《中华人民共和国不动产权证书》(鄂(2023)仙桃市不动产权第0004479号)
华润云浮郁南润河乡村振兴示范性复合光伏项目	拟定为1年	已开工	项目建设地点位于广东省云浮市, 已取得《中华人民共和国不动产权证书》(粤(2022)郁南县不动产权第0011503号)
华润电力外农200MW渔光互补项目	拟定为1年	已完工, 运营中	项目建设地点位于江苏省南通市如东县, 已取得《中华人民共和国不动产权证书》(苏(2024)如东县不动产权第0002928号)

项目名称	计划建设期	建设进度	募投用地的计划、取得土地的具体安排、进度
华润宝堰乡村振兴渔光互补发电项目	拟定为0.5年	已开工	项目建设地点位于江苏省镇江市丹徒区宝堰乡，已取得《中华人民共和国不动产权证书》（苏（2024）镇江市不动产权第0020575号）
大兴药光互补光伏电站	拟定为0.5年	已开工	项目建设地点位于云南省昆明市，已取得《建设项目用地预审与选址意见书》（用字第530112202300001号），后续计划通过出让方式获取募投用地
石林芋头得“药光互补”光伏项目	拟定为0.5年	已完工，运营中	项目建设地点位于云南省昆明市石林县，已取得《建设项目用地预审与选址意见书》（用字第530126202300001号），后续计划通过出让方式获取募投用地
宜良马街复合光伏项目	拟定为0.5年	已完工，试运行中	项目建设地点位于云南省昆明市宜良县，已取得《建设项目用地预审与选址意见书》（用字第530125202300001号），后续计划通过出让方式获取募投用地
易门浦贝小禹石沙药光互补项目	拟定为0.67年	已完工，运营中	项目建设地点位于云南省玉溪市，已取得云政土复〔2024〕509号建设用地批件，后续计划通过划拨方式获取募投用地
宜良张官营复合光伏项目	拟定为0.5年	已完工，运营中	项目建设地点位于云南省昆明市宜良县，已取得《建设项目用地预审与选址意见书》（用字第530125202300002号），后续计划通过出让方式获取募投用地
华润夏河县40MW“牧光互补”光伏发电项目	拟定为1年	已开工	项目建设地点位于甘肃省甘南州夏河县，升压站已取得甘政自然资发〔2024〕627号建设用地批件，后续计划通过出让方式获取募投用地

（四）融合发展型新能源项目

项目名称	计划建设期	建设进度	募投用地的计划、取得土地的具体安排、进度
华润电力渭南合阳风电项目	拟定为1年	已开工	项目建设地点位于陕西省渭南市合阳县，已取得《中华人民共和国不动产权证书》（陕（2023）合阳县不动产权第0006588号）
凉山州越西县申普风电项目	拟定为1年	已完工，运营中	项目建设地点位于凉山州越西县，已取得《中华人民共和国不动产权证书》（川（2024）越西县不动产权第0004574号）
华润渭南合阳10万千瓦智慧风电项目	拟定为1年	已完工，运营中	项目建设地点位于陕西省渭南市合阳县，已取得《陕西省自然资源厅关于华润渭南合阳100MW智慧风电项目用地预审的复函》（陕自然资预审〔2022〕34号），后续计划通过出让方式获取募投用地
华润京山永兴风电场工程项目	拟定为1年	已完工，运营中	项目建设地点位于湖北省京山市，已取得《中华人民共和国不动产权证书》（鄂（2023）京山市不动产权第0011206号）等

项目名称	计划建设期	建设进度	募投用地的计划、取得土地的具体安排、进度
华润建始100MW风电场项目	拟定为1年	已开工	项目建设地点位于湖北省恩施土家族苗族自治州建始县，已取得《建设项目用地预审与选址意见书》（用字第422822202300005号），后续计划通过出让方式获取募投用地
华润宝坻八门城二期30兆瓦风电项目	拟定为1年	已完工，运营中	项目建设地点位于天津市宝坻区，已取得《中华人民共和国不动产权证书》（津（2023）宝坻区不动产权第0820238号）

”

（四）现任独立董事任职是否符合高校教师、公务员兼职相关法律法规和规范性文件的任职资格规定

1、发行人现任独立董事在校任职情况

序号	姓名	职务
1	蔡洪滨	香港大学经济及工商管理学院院长及经济学讲座教授
2	商文江	中国政法大学商学院院长
3	吴世农	厦门大学特聘教授、博士生导师

2、发行人现任独立董事任职的合法合规性

根据《中共教育部党组关于进一步加强直属高校党员领导干部兼职管理的通知》《高等学校深化落实中央八项规定精神的若干规定》《教育部等六部门关于加强新时代高校教师队伍建设改革的指导意见》等相关法律法规规定，发行人现任独立董事作为高校教师应取得其所在院校对其在外任（兼）职的审批同意。此外，发行人独立董事商文江作为党员领导干部，其对外任（兼）职还需取得其所在院校党委的审批同意。

发行人现任独立董事已取得的其所在院校的审批程序如下：

（1）蔡洪滨

2023年6月6日，蔡洪滨向其所在院校填写提交《香港大学校外实践管理系统申请表格》，就其担任发行人独立董事事项取得其所在院校的审批同意。

（2）商文江

2023年6月25日，商文江向其所在院校提交办理院校处级干部兼职审批申请，并已取得所在院级党委、分管校领导、纪委办公室、监察处及学校组织部审

批同意。

(3) 吴世农

2023年6月26日，吴世农向其所在学院提交担任发行人独立董事的《申请报告》，并取得厦门大学管理学院的审批同意。

因此，发行人现任独立董事就其任职于发行人担任独立董事事项，均已履行其所在院校应履行的在外任职（兼职）相关审批程序。发行人现任独立董事均非公务员，符合高校教师兼职的相关法律法规和规范性文件的任职资格规定。

(五) 劳务派遣人数占比较高的原因、涉及的主要岗位、整改过程及结果，2021年劳务派遣比例超过10%是否存在被相关部门处罚的风险，劳务用工的合法合规性

1、劳务派遣人数占比较高的原因、涉及的主要岗位、整改过程及结果

于2021年末，发行人及其子公司的劳务派遣员工人数为1,119人，约占发行人及其子公司用工总量的26.76%。发行人将部分不涉及核心内容、可替代性较高、工作技能要求较低、人员流动性较大的岗位采用劳务派遣方式用工，以满足生产经营需要，导致劳务派遣员工人数占比比较高。发行人及其子公司劳务派遣用工涉及的主要岗位包括司机或驾驶员、厨师、帮厨、保洁、保安、前台、行政助理、点检岗等，为临时性、辅助性或替代性的工作岗位。

自2022年起，发行人通过劳务外包、增加招聘正式员工等方式逐步规范用工方式。2022年末至2024年末，发行人及其子公司的劳务派遣人数及占用工总量比例如下：

项目	2024年12月31日	2023年12月31日	2022年12月31日
劳务派遣人数	40	67	202
正式员工人数	5,602	5,104	4,168
用工总量	5,642	5,171	4,370
劳务派遣人员占用工总量的比例	0.71%	1.30%	4.62%

2022年末至2024年末，发行人及其子公司的劳务派遣用工人数占发行人用工总量比例低于10%。

2、2021年劳务派遣比例超过10%是否存在被相关部门处罚的风险，劳务用

工的合法合规性

(1) 2021 年劳务派遣比例超过 10%是否存在被相关部门处罚的风险

2021 年末，发行人劳务派遣比例约 26.76%，违反《劳务派遣暂行规定》关于用工单位使用的被派遣劳动者数量不得超过其用工总量的 10%的规定。

《劳动合同法》第九十二条规定，“劳务派遣单位、用工单位违反本法有关劳务派遣规定的，由劳动行政部门责令限期改正；逾期不改正的，以每人五千元以上一万元以下的标准处以罚款。”2022 年以来，发行人已对用工方式进行规范，2022 年末至 2024 年末劳务派遣用工比例降至 10%以内。报告期内，发行人及其子公司不存在被劳动行政部门责令限期改正而逾期不改正的情形，不存在因劳务派遣用工事项被相关部门处罚的情形，发行人 2021 年劳务派遣比例超过 10%不会构成本次发行上市的实质性障碍。

(2) 劳务派遣用工的合法合规性

《劳务派遣暂行规定》第三条第一款规定，用工单位只能在临时性、辅助性或者替代性的工作岗位上使用被派遣劳动者。发行人劳务派遣用工涉及的主要岗位包括司机或驾驶员、厨师、帮厨、保洁、保安、前台、行政助理、点检岗等，为临时性、辅助性或替代性的工作岗位，符合上述规定。

《劳务派遣暂行规定》第四条第一款规定，用工单位应当严格控制劳务派遣用工数量，使用的被派遣劳动者数量不得超过其用工总量的 10%。发行人 2021 年劳务派遣比例超过 10%，发行人已对用工方式进行规范，2022 年末至 2024 年末发行人劳务派遣用工比例控制在 10%以内，符合上述规定。

《劳动合同法》第五十七条第二款规定，经营劳务派遣业务，应当向劳动行政部门依法申请行政许可。报告期内，发行人与甘肃仁和天成人力资源服务有限公司、陕西世纪人才开发有限公司、武汉华中新世纪人才股份有限公司、四川省瑞方人力资源管理有限公司、西昌人力资源开发有限公司、深圳市鹏劳人力资源管理有限公司、内蒙古金安达人力资源服务有限责任公司、深圳南油外服人力资源有限公司等多家劳务派遣单位合作，该等劳务派遣单位均持有劳务派遣许可证书，符合上述规定。

根据发行人提供的境内子公司所属的人力资源与社会保障部门出具的合规

性证明、发行人境内子公司所取得的企业信用报告（无违法违规证明版），发行人在报告期内未因劳务派遣用工事项受到行政处罚。

综上，发行人劳务派遣用工岗位符合“三性”要求，劳务派遣单位均持有劳务派遣许可证书，符合相关规定。发行人 2021 年劳务派遣比例超过 10%不符合相关规定，2022 年末至 2024 年末发行人劳务派遣用工比例控制在 10%以内，发行人报告期内不存在被劳动行政部门责令限期改正而逾期不改正的情形，不存在因劳务派遣用工事项被相关部门处罚的情形，发行人劳务派遣用工事宜不会对本次发行上市构成实质障碍。

（六）华润新能源（孝昌）公司涉嫌占用基本农田的具体情况和进展，包括用地面积、项目地址是否位于基本农田或生态保护红线等范围内、后续是否签订土地租赁合同、是否与相关村集体存在纠纷或潜在纠纷、相关用地是否已经适格机关备案，是否存在被刑事处罚或行政处罚的风险，是否属于重大违法违规，是否构成本次发行上市的实质性障碍

1、华润新能源（孝昌）公司涉嫌占用基本农田的具体情况和进展，包括用地面积、项目地址是否位于基本农田或生态保护红线等范围内、后续是否签订土地租赁合同、是否与相关村集体存在纠纷或潜在纠纷、相关用地是否已经适格机关备案

华润新能源（孝昌）有限公司（以下简称“孝昌公司”）已开工建设的项目为华润孝昌风光储一体化花西 200MW 农光储发电项目（以下简称“孝昌农光储项目”），不存在涉嫌占用基本农田的情况。孝昌农光储项目的升压站用地已取得国有建设用地使用权，就光伏场区土地已与孝昌县花西乡人民政府及相关村委会签订租赁合同，项目用地不位于基本农田、生态保护红线等范围内，就土地租赁事宜与相关村集体不存在纠纷或潜在纠纷，光伏场区用地已经适格机关备案，具体如下：

2021 年 7 月 21 日，华润电力新能源投资有限公司拟建设的孝昌农光储项目取得孝昌县发展和改革局核发的《湖北省固定资产投资项目备案证》，在孝昌县花西乡和平社区、堰山村、星光村等村新建 200MW 农光互补电站一座，建设风光储能设施，配套建设服务用房及相关附属设施等。2022 年 8 月 1 日，孝昌农

光储项目取得孝昌县发展和改革局换发的《湖北省固定资产投资项目备案证》，项目名称由华润孝昌花西一期 200MW 农光储一体化项目变更为华润孝昌风光储一体化花西 200MW 农光储发电项目，项目单位由华润电力新能源投资有限公司变更为华润新能源（孝昌）有限公司（以下简称“孝昌公司”）。孝昌农光储项目用地主要包括升压站用地和光伏场区用地，用地情况如下：

（1）升压站用地情况

孝昌农光储项目新建 220kV 升压站一座，分为生产区和办公生活区，其中生产区主要包括 35kV 预制舱、主变、GIS、SVG 预制舱等；办公生活区主要有 1 栋综合楼。升压站占地面积 12,109.57 平方米，截至本问询函回复出具日，孝昌公司已经取得孝昌农光储项目升压站用地对应的不动产权证书，主要情况如下：

2022 年 1 月 27 日，湖北省人民政府核发《省人民政府关于孝昌县 2021 年度第 28 批次城市建设用地的批复》，同意孝昌县花西乡汪岗村集体农用地 1.2110 公顷（含耕地 1.1588 公顷）转为建设用地并办理征收手续。

2022 年 3 月 25 日，孝昌农光储项目取得孝昌县自然资源和规划局核发的《建设项目用地预审与选址意见书》，项目建设内容为 220kV 升压站一座及进场道路，拟选位置孝昌县花西乡汪岗村，拟用地 1.2110 公顷，土地利用现状为农用地 1.2110 公顷（耕地 1.1588 公顷）。

2022 年 7 月 28 日，孝昌公司取得孝昌农光储项目升压站及进场道路的土地不动产权证书，国有建设用地使用权面积为 12,109.57 平方米。2024 年 1 月 12 日，孝昌公司取得换发后的房产不动产权证书，土地不动产权证书已注销。

综上，孝昌农光储项目的升压站用地已取得国有建设用地使用权，不存在涉嫌占用基本农田的情况。

（2）光伏场区用地情况

①光伏场区用地的租赁情况

孝昌农光储项目属于农光互补项目，光伏场区用地面积 4,895.27 亩。根据国土资源部、国务院扶贫办、国家能源局联合发布《关于支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的意见》（国土资规[2017]8 号，以下简称“《8 号文》”），以及自然

资源部办公厅、国家林业和草原局办公室、国家能源局综合司印发的《关于支持光伏发电产业发展规范用地管理有关工作的通知》（自然资办发〔2023〕12号），对在2023年3月20日前批准立项的发行人的境内控股子公司的光伏复合、扶贫项目，仍可适用《8号文》的相关用地政策，光伏复合项目光伏方阵用地允许以租赁方式取得。

截至本问询函回复出具日，孝昌公司已经通过租赁方式合法取得孝昌农光储项目光伏场区用地的土地使用权，主要情况如下：

2022年5月9日，华润风电（广水）有限公司与孝昌县花西乡人民政府签订《土地租赁合同》，租赁孝昌县花西乡和平社区、堰山村、三和村等集体土地，具体位置及范围以项目红线图为准；租赁面积约4,800亩，具体以项目实际占地面积为准。孝昌县花西乡人民政府办理完成村民小组及村民租赁流转工作、获得合法有效的村民签字意见、将土地正式移交给华润风电（广水）有限公司使用之日起租，具体起租日期以双方书面签署的《起租日期确认函》为准。

2022年7月27日，孝昌公司、华润风电（广水）有限公司与孝昌县花西乡人民政府签订《土地租赁合同主体变更协议》，约定承租方由华润风电（广水）有限公司变更为孝昌公司。

2023年2月8日，孝昌公司与孝昌县花西乡人民政府签订《土地租赁合同补充协议2》，进一步约定土地位置和土地租赁价款。

2024年6月，孝昌公司就孝昌农光储项目与孝昌县花西乡和平社区居民委员会等九个村委会签订了《土地租赁合同补充协议3》，约定了项目已交付土地4,895.27亩，并约定了租金、租赁期限、双方权利义务等条款。

2024年12月，孝昌公司与孝昌县花西乡人民政府签署了《起租日期确认函》，确认了土地租赁面积和起租时间、租用九个村委会的具体土地面积。

②光伏场区用地审查与备案情况

2024年1月30日，孝昌县自然资源和规划局对孝昌农光储项目光伏场区用地范围进行备案确认，出具了《关于华润孝昌风光储一体化花西200MW农光储发电项目光伏场区用地范围规划审查意见》：孝昌农光储项目光伏场区用地范围位于孝昌县花西乡吴店村等村，项目用地面积4,895.27亩。经比对“三区三线”，

该项目光伏区范围不位于永久基本农田、生态保护红线和城镇开发边界范围内，符合“三区三线”管控要求。

2024年8月，孝昌县政府按照最新要求组织对辖区内所有光伏项目用地重新进行备案，孝昌县自然资源和规划局于2024年8月出具了《关于华润孝昌风光储一体化花西200MW农光储发电项目用地重新备案的意见》《关于华润孝昌风光储一体化花西200MW农光储发电项目用地重新备案的说明》等文件，明确该项目不涉及永久基本农田、生态保护红线、矿产压覆，以及与其他规划相冲突等方面的制约因素。同意对该项目实际建成用地范围（4,895.27亩）进行重新备案。

综上，孝昌公司不存在涉嫌占用基本农田的情况，就光伏场区土地已与孝昌县花西乡人民政府及相关村委会签订租赁合同，项目用地不位于基本农田、生态保护红线等范围内，就土地租赁事宜与相关村集体不存在纠纷或潜在纠纷，光伏场区用地已经适格机关备案。

2、华润新能源（孝昌）公司是否存在被刑事处罚或行政处罚的风险，是否属于重大违法违规，是否构成本次发行上市的实质性障碍

根据上述，孝昌农光储项目升压站用地已取得不动产权证，光伏场区用地已经孝昌县自然资源和规划局审查确认不涉及永久基本农田、生态保护红线、矿产压覆，以及与其他规划相冲突等方面的制约因素，因此孝昌公司不存在因违反土地相关法律法规被刑事处罚或行政处罚的风险。截至本问询函回复出具日，孝昌公司不存在因土地事项被刑事处罚或行政处罚的情形。

综上，孝昌公司在孝昌农光储项目的用地行为不存在因违反土地相关法律法规被刑事处罚或行政处罚的风险，不属于重大违法违规，不构成本次发行上市的实质性障碍。

（七）对照《监管规则适用指引——发行类第4号》4-14 环保问题的披露及核查要求，逐条说明生产经营中涉及环境污染的具体情况及其影响

1、发行人应当在招股说明书中充分做好相关信息披露，包括：生产经营中涉及环境污染的具体环节、主要污染物名称及排放量、主要处理设施及处理能力

发行人已在招股说明书“第五节 业务与技术”之“八、公司安全生产与生态环保管理”之“（二）生态环保管理”对生产经营中涉及环境污染的具体环节、主要污染物名称及排放量、主要处理设施及处理能力披露如下：

“1、主要污染物名称及排放量

公司主要污染物包括固体废弃物和**生活污水**。公司主要污染物均采取二次利用、统一处理或回收的方式进行处置，且新能源发电业务所产生的污染物较少、排放量较小，总体对环境的影响较小。公司主要污染物情况如下：

（1）固体废弃物

施工期固体废物主要包括废土石方、建筑垃圾和生活垃圾；运营期固体废物主要为废弃零件、废油和生活垃圾。废土石方主要用于道路及场地平整使用，建筑垃圾和生活垃圾集中于指定地点堆放后统一处理；废弃零件交由专门公司统一处理、废油**委托有资质的单位合规处置**。

（2）生活污水

生活污水经化粪池排向沉淀池，**或通过地理式成套污水处理装置进行处理，处理后用于绿化或排入市政污水管网。**

此外，公司风力、太阳能发电站在施工阶段、运营阶段涉及少量的噪声和扬尘，公司严格按照国家、地方有关标准和法规的要求，落实降尘降噪措施。

2、主要环保处理设施及处理能力

报告期内，发行人主要环保处理设施、处理能力与实际运行情况如下：

主要环保处理设施	处理能力	实际运行情况
化粪池、沉淀池	将生活污水处理后用于绿化和农灌	正常运行
成套污水处理装置	满足日常生活污水的净化处理要求	正常运行
危废暂存间	满足检修产生废矿物油、废铅酸蓄电池的暂存	正常运行
事故油池	防止主变压器等充油电气设备损坏后，油外泄引起火灾等使事故扩大	正常运行

”

2、报告期内，发行人环保投资和相关费用成本支出情况，环保设施实际运行情况，报告期内环保投入、环保相关成本费用是否与处理公司生产经营所产

生的污染相匹配

(1) 发行人环保投资和相关费用成本支出情况

发行人已在招股说明书“第五节 业务与技术”之“八、公司安全生产与生态环保管理”之“(二)生态环保管理”对环保和费用成本支出披露如下：

“报告期内，公司主要环保和费用成本支出情况如下：

单位：万元

项目	2024 年度	2023 年度	2022 年度
环境保护费用支出	9,715.33	14,762.41	14,593.38

”

(2) 环保设施实际运行情况

发行人已在招股说明书“第五节 业务与技术”之“八、公司安全生产与生态环保管理”之“(二)生态环保管理”补充披露环保设施实际运行情况如下：

“报告期内，发行人主要环保处理设施、处理能力及实际运行情况如下：

主要环保处理设施	处理能力	实际运行情况
化粪池、沉淀池	将生活污水处理后用于绿化和农灌	正常运行
成套污水处理装置	满足日常生活污水的净化处理要求	正常运行
危废暂存间	满足检修产生废矿物油、废铅酸蓄电池的暂存	正常运行
事故油池	防止主变压器等充油电气设备损坏后，油外泄引起火灾等使事故扩大	正常运行

”

(3) 报告期内环保投入、环保相关成本费用是否与处理公司生产经营所产生的污染相匹配

发行人已在招股说明书“第五节 业务与技术”之“八、公司安全生产与生态环保管理”之“(二)生态环保管理”对报告期内环保投入、环保相关成本费用是否与处理公司生产经营所产生的污染相匹配披露如下：

“报告期内，公司主要环保费用成本支出主要用于污水处理设施、固体废物存储设施采购支出，以及生态补偿、水土保持等环保工程支出，环境保护费用支出规模与处理公司生产经营所产生的污染相匹配。由于环保投入与费用支出主要发生在投产前的项目建设阶段，相关环保设备的采购、环保工程的实施系项目主

体完工后进行，时间上存在一定的滞后，因此报告期内环境保护费用支出规模与公司总体设备及工程采购金额、公司装机容量变化趋势上不完全一致。”

3、募投项目所采取的环保措施及相应的资金来源和金额等

发行人在招股说明书“第十二节 附件”之“附件五 募集资金具体运用情况”之“二、项目可能存在的环保问题及治理措施”披露如下：

“风电、太阳能作为清洁能源，正常运营时基本没有污染，项目建设过程中的污染物主要为扬尘、噪声、固体废弃物及废水排放污染。上述募投项目均已取得相应环评批复，具体情况请参见本招股说明书‘第七节 募集资金运用与未来发展规划’之‘三、募集资金投资项目具体情况’。公司针对风电、太阳能发电项目建设过程中制定的相应环境保护措施如下：

（一）扬尘污染及治理措施

在施工过程中，扬尘会对生态环境不可避免地产生一些不良影响。其主要来源于风机基础、箱变基础土方开挖和现场堆放、施工道路、电缆沟开挖后回填土的扬尘、散放的建筑材料的扬尘、施工运输道路的扬尘等。施工期间，施工方将制定合理的施工计划，避免在大风时节开工，现场加强对施工中的各类材料运输、堆放的管理；运输车辆进入施工场地应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生量，所有运输土石方的车辆均应用篷布覆盖；运入施工现场的砂石、水泥等易起尘的原材料要集中堆放，使用塑料垫布，并盖帆布，避免刮风造成粉尘飞扬；在施工中还将合理组织材料的拉运，对砂石等材料根据施工进度，及时拉入现场，并尽快施工，避免砂石在堆放过程中，刮风造成沙土飞扬，影响区域环境质量；在施工期对施工道路定期洒水降尘。

（二）噪声污染及治理措施

施工噪声主要分为机械噪声、施工作业噪声和施工车辆噪声。机械噪声主要由施工机械所造成，如挖土机械、打桩机械、混凝土搅拌机、升降机等，多为点声源；施工作业噪声主要指一些零星的敲打声、车辆装卸的撞击声、拆卸模板的撞击声等，多为瞬时噪声；施工车辆的噪声属于交通噪声。在这些施工噪声中，对声环境影响最大的是机械噪声。施工期间，施工方将合理计划施工进度，尽量缩短施工时间，避免长时间作业；此外，施工方还将采用先进、噪声较低的施工

设备。风电基地施工过程中产生的噪声虽然较大，但因风电场一般都处于偏远郊区，因此，不会对场站所在附近区域产生不良影响。

（三）固体废弃物污染及治理措施

本次募投项目固体废物主要包括土方施工开挖出的渣土、碎石等；物料运送过程中的物料损耗，包括砂石、混凝土等；辅路修整阶段石料、灰渣、建材等的损耗与遗弃。施工期间，项目区开挖作业工作量大，且刚挖出的土石方堆积时，土层较松散，因此，在施工期间将避免大风天气施工；在各项基础的施工中，将严格按设计施工，减少基础的开挖量；施工过程中的建筑垃圾集中堆放，及时清运，以减少对区域原生地貌的破坏；在场内道路的修筑中，应因地制宜（挖高填低），减少土石方的开挖量，尽量使用风机及其它建筑物基础施工中的弃土，以避免各分散施工场地的弃土随意堆放，造成局部水土流失。

（四）水污染及治理措施

本次募投项目施工期所产生的废水主要是由混凝土运输车、搅拌机和施工机械的冲洗以及机械修配、车辆保养等产生，因此水中污染较少，主要为悬浮颗粒物，局部产生的少量废水在无法再利用的情况下，通过地表蒸发及下渗损耗，不会形成地表径流水流。因此，施工期产生的废水排放不会对地下水及河流产生不利影响。

（五）募投项目环保措施金额、资金来源

根据募投项目的环评批复文件/环境影响登记表或可行性研究报告，发行人募投项目环保措施金额如下：

序号	项目类型	环保投入情况(万元)
1	新能源基地项目	8,912.37
2	多能互补一体化项目	5,093.17
3	绿色生态发展综合利用项目	4,072.71
4	融合发展型新能源项目	3,190.14
合计		21,268.39

资金来源为发行人本次发行募集资金或自筹资金，募集资金到位前，发行人拟以自筹资金先行投入。”

4、公司生产经营与募集资金投资项目是否符合国家和地方环保要求

发行人在招股说明书“第五节 业务与技术”之“八、公司安全生产与生态环保管理”之“（二）生态环保管理”补充披露如下：

“根据《环境影响评价法》《海洋环境保护法》《建设项目环境保护管理条例》《建设项目环境影响登记表备案管理办法》等规定，国家根据建设项目对环境的影响程度，对建设项目的环境影响评价实行分类管理，建设单位应当按照规定编制环境影响评价文件并报生态环境主管部门审批或备案。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；填报环境影响登记表的建设项目，应当在建设项目建成并投入生产运营前在网上备案环境影响登记表。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》，风电和太阳能发电项目的环境影响分类管理如下：

项目类别	报告书	报告表	登记表
陆上风力发电 4415；太阳能发电 4416（不含居民家用光伏发电）；其他电力生产 4419（不含海上的潮汐能、波浪能、温差能等发电）	涉及环境敏感区的总装机容量5万千瓦及以上的陆上风力发电	陆地利用地热、太阳能热等发电；地面集中光伏电站（总容量大于6000千瓦，且接入电压等级不小于10千伏）；其他风力发电	其他光伏发电
海洋能源开发利用类工程	装机容量在20兆瓦及以上的潮汐发电、波浪发电、温差发电、海洋生物质能等海洋能源开发利用、输送设施及网络工程；总装机容量5万千瓦及以上的海上风电工程及其输送设施及网络工程；涉及环境敏感区的	其他潮汐发电、波浪发电、温差发电、海洋生物质能等海洋能源开发利用、输送设施及网络工程；地热发电；太阳能发电工程及其输送设施及网络工程；其他海上风电工程及其输送设施及网络工程	/

报告期内，公司的风电、光伏建设项目依法取得环境影响批复、在投入生产或者使用前依法办理环境保护验收手续，依法办理环境影响登记表备案，或取得生态环境主管部门所出具的相关说明。公司募集资金投资项目均已取得相应环评批复，具体情况请参见本招股说明书‘第七节 募集资金运用与未来发展规划’之‘三、募集资金投资项目具体情况’。此外，报告期内，公司的主要环保处理设施正常运行，风力发电机组运行期产生的废油、升压站产生的废铅酸

蓄电池等固体废物属于危险废物，公司已委托具有危险废物经营许可证的第三方处理。

综上，报告期内，公司建设项目按照相关规定办理环评批复、环保验收及环境影响登记备案手续，公司募集资金投资项目均已取得相应环评批复，未发生环保事故或重大群体性环保事件，不存在环保重大违法行为，公司生产经营与募集资金投资项目总体符合国家和地方环保要求。”

5、发行人若发生环保事故或受到行政处罚的，应披露原因、经过等具体情况，发行人是否构成重大违法行为，整改措施及整改后是否符合环保法律法规的有关规定

公司报告期内受到的环保处罚已在招股说明书“第八节 公司治理与独立性”之“三、公司报告期内违法违规情况”披露。报告期内，公司金额在5万元以上的环保处罚情况如下：

序号	公司名称	处罚机关	处罚日期	处罚决定书文号	处罚事项及原因	处罚方式	罚款缴纳情况	有权部门的确认意见/认定不属于重大违法行为的其他依据
1	华润洲来（安徽）新能源有限公司	淮南市生态环境局	2024.11.27	皖淮南环（凤）罚（2024）37号	机组昼间、夜间排放的噪声超过《声环境质量标准》	罚款155,000元	已缴纳	淮南市生态环境局出具《说明》，确认“该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚。”
2	华润新能源（华池）有限公司	庆阳市生态环境局	2024.11.03	庆环（华）罚（2024）14号	风力发电机组夜间排放的噪声超过《声环境质量标准》	罚款77,000元	已缴纳	庆阳市生态环境局华池分局出具《证明》，确认“该行政处罚不属于重大行政处罚，且该公司已按要求完成整改。”
3	华润新能源（华池）有限公司	庆阳市生态环境局	2024.03.22	庆环（华）罚字（2024）4号	风机排放的噪声超过《声环境质量标准》	罚款95,000元	已缴纳	庆阳市生态环境局华池分局出具《证明》，确认“该行政处罚不属于重大行政处罚，且该公司已按要求完成整改。”
4	华润风电（安阳）有限公司	安阳市生态环境局	2023.09.12	豫0522环罚决字（2023）28号	220KV 升压站及送出工程项目未经验收即投入使用	罚款349,440元	已缴纳	安阳市生态环境局出具《证明》，确认“（1）该公司的前述行政违法行为不构成重大违法行为；（2）该公司已按照《行政

序号	公司名称	处罚机关	处罚日期	处罚决定书文号	处罚事项及原因	处罚方式	罚款缴纳情况	有权部门的确认意见/认定不属于重大违法行为的其他依据
								处罚决定书》的要求完成整改。”
5	华润新能源（乡宁）有限公司	临汾市生态环境局	2023.04.25	临环罚字[2023]013006号	光伏发电场区裸露地及土方未采取覆盖措施；土方未湿法作业；施工现场及道路未定期洒水；基础开挖产生的表土和底层土顺坡倾倒，对产生的扬尘未采取有效措施防治扬尘污染	责令改正违法行为；罚款55,000元	已缴纳	临汾市生态环境局乡宁分局出具《证明》，确认“（1）该公司的上述行政违法行为不构成重大违法行为，我局给予的行政处罚不属于重大行政处罚；（2）该公司已按照《行政处罚决定书》的要求全部缴纳罚款并对相关违法违规行为整改完毕。”
6	华润新能源（太原）有限公司	太原市生态环境局	2022.10.09	并环罚字（2022）08006号	未依法报批办理建设项目环境影响报告表，擅自开工建设；配套建设的环境保护设施未经验收项目即投入使用	罚款395,000元	已缴纳	太原市生态环境局阳曲分局出具《证明》，确认“该公司已按照《行政处罚决定书》的要求全额缴纳罚款，所处罚款处于法定罚款标准区间的较低值，处罚性质和危害程度较轻，未对环境造成恶劣影响。”

发行人已在招股说明书“第五节 业务与技术”之“八、公司安全生产与生态环保管理”之“（二）生态环保管理”对环保相关处罚披露如下：

“报告期内，公司及其子公司不存在违反有关环境保护的法律、法规的重大违法违规情形，并已取得主管部门确认。报告期内，公司环境保护相关处罚请参见本招股说明书‘第八节 公司治理与独立性’之‘三、公司报告期内违法违规情况’。

针对报告期内的环境保护相关处罚，公司已采取了相应的整改措施，包括停止违法行为、足额缴纳罚款等。

综上，发行人十分注重环境保护，报告期内未发生环保事故，受到环保处罚的行为不属于重大违法行为，且发行人已对所受到环保处罚的行为进行了整改，

整改措施符合环保法律法规的有关规定,不会对本次发行上市构成实质性障碍。”

6、保荐机构和发行人律师应对发行人的环保情况进行核查,包括:是否符合国家和地方环保要求,已建项目和已经开工的在建项目是否履行环评手续,公司排污达标检测情况和环保部门现场检查情况,公司是否发生环保事故或重大群体性的环保事件,有关公司环保的媒体报道

(1) 发行人生产经营是否符合国家和地方环保要求

报告期内,发行人的建设项目已依法办理环境影响评价手续或取得相关生态环境主管部门出具的说明,未发生因违反有关环境保护法律法规受到处罚且情节严重的情形,发行人生产经营总体符合国家和地方环保要求。

(2) 已建项目和已经开工的在建项目是否履行环评手续

发行人报告期末已建项目和已经开工的在建项目已按照相关规定办理环评手续或取得相关生态环境主管部门出具的无重大违法违规证明。

(3) 公司排污达标检测情况和环保部门现场检查情况

报告期内,公司在建设项目竣工后委托第三方进行竣工环保验收监测工作,在对项目产生的废气、废水、噪声、固体废物等污染防治设施的处理能力、处理效果及污染物排放现状进行调查和监测基础上编制项目竣工环境保护验收调查报告,认定公司建设项目排污符合标准。

报告期内,环保主管部门对发行人及其子公司进行现场检查,部分子公司经检查存在环保不合规情况被要求整改或处罚,招股说明书“第八节 公司治理与独立性”之“三、公司报告期内违法违规情况”已披露报告期内环保处罚金额在5万以上的处罚,发行人及其子公司报告期内不存在环保重大违法行为。

(4) 公司是否发生环保事故或重大群体性的环保事件

报告期内,发行人及其子公司不存在环保事故或重大群体性的环保事件。

(5) 有关公司环保的媒体报道

报告期内,不存在有关公司环保的媒体报道。

二、中介机构核查情况

（一）核查程序

针对上述事项，保荐人、发行人律师履行的核查程序，主要包括：（1）查阅相关法律法规及司法解释的规定，取得并审阅《刑事判决书》（2021）粤 0233 刑初 137 号、《刑事裁定书》（2022）粤 02 刑终 147 号，以及罚金缴纳凭证，取得并审阅韶关市新丰县梅坑镇人民政府、韶关市新丰县沙田镇人民政府、韶关市新丰县回龙镇人民政府出具的《情况说明》、广东省新丰县林业局出具的《证明》、韶关市生态环境局新丰分局出具的《证明》，取得并审阅华润（新丰）的环境影响评价报告表及其审批意见、竣工环境保护验收意见，取得并审阅华润（新丰）植被复绿相关的工程施工合同及验收单、复绿现场施工图片及视频，查阅发行人的审计报告、华润（新丰）财务数据，访谈发行人相关人员，了解华润（新丰）涉及刑事案件的情况及进展取得转让华润（新丰）股权的内部审议程序文件、审计报告、股权转让协议、价款支付凭证等，核查转让华润（新丰）股权的价格及公允性；（2）取得并查阅发行人因违法违规行为所受行政处罚的明细清单、行政处罚决定书、缴款凭证等文件，取得相关主管部门出具的关于相关违法违规行为不属于重大违法违规行为的证明文件、访谈记录等相关文件，取得并审阅发行人提供的各项内部控制制度、专项合规管理制度、法律合规指引手册、督导整改会议汇报材料、一项目一策合规方案，访谈发行人相关人员，了解发行人公司治理机制和内控制度的实施、落实情况，取得并查阅发行人境内子公司有权主管部门出具的市场监督、税务、环保、国土、住建、应急管理、水利、社保、公积金、劳动等领域的书面证明文件，并在前述领域主管部门官方网站对发行人境内子公司是否受到行政处罚进行网络核查，取得发行人的说明及其报告期内的行政处罚（处罚金额大于 5 万）相关处罚文书、罚款缴纳证明、有权机关出具的书面文件、访谈记录确认文件，核查发行人报告期内的行政处罚情形；（3）查阅发行人境内控股子公司提供的土地、海域、房产权属证书，查阅发行人境内控股子公司租赁土地、房产、屋顶的租赁合同，以及出租方的权属证书及说明文件查阅发行人境内控股子公司出具的确认函，取得发行人境内控股子公司土地、房产主管部门出具的可以继续使用或者取证无实质障碍的确认文件，取得相关公司的财务数据，查阅发行人境内控股子公司复合光伏、扶贫光伏项目的备案文件，取得并查阅控股股东出具的承诺函；（4）取得并审阅了独立董事填写的《董事、高级管理人员核

查表》《无犯罪记录证明》《个人信用报告》及独立董事所在院校同意校外任职（兼职）的审批证明文件，并在中国证监会（www.csrc.gov.cn）、证券期货市场失信记录查询平台（neris.csrc.gov.cn/shixinchaxun）等公开网站对独立董事进行检索核查；（5）访谈发行人总经理了解发行人劳务派遣用工情况，取得并查阅了发行人报告期内各期末的劳务派遣人员台账、与劳务派遣单位签订的书面协议，劳务派遣单位持有的《劳务派遣经营许可证》，抽查发行人与劳务派遣单位的费用结算明细及支付凭证，取得并查阅了发行人境内子公司所属的人力资源与社会保障部门出具的合规性证明或者企业信用报告（无违法违规证明版）；（6）取得并查阅了孝昌县自然资源和规划局出具的《关于华润孝昌风光储一体化花西 200MW 农光储发电项目光伏场区用地范围规划审查意见》《关于华润孝昌风光储一体化花西 200MW 农光储发电项目用地重新备案的意见》《关于华润孝昌风光储一体化花西 200MW 农光储发电项目用地重新备案的说明》，取得并查阅了华润新能源（孝昌）有限公司华润孝昌 500MW 风光储一体化一期 200MW 光伏项目土地租赁合同、土地租赁合同主体变更协议、土地租赁合同补充协议及起租确认函，取得并查阅了孝昌公司土地合规证明、孝昌公司的湖北省企业信用报告（无违法违规证明版），取得并查阅孝昌公司出具的《关于华润新能源孝昌花西光伏项目调查进展情况说明》；（7）访谈发行人资产运营与安全环保部负责人，了解发行人环评手续、环保检测及环保处罚等相关情况，取得并查阅了发行人及其子公司报告期末已建项目和在建项目清单及相关的环评手续文件；取得并查阅了发行人境内子公司所属的相关生态环境主管部门出具的合规性证明、企业信用报告（无违法违规证明版），检索相关网站，查询发行人报告期内是否存在环保行政处罚、环保事故、重大群体性的环保事件、有关公司环保的媒体报道等负面信息。

（二）核查意见

经核查，保荐人、发行人律师认为：

1、华润（新丰）刑事案件所涉事项未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者社会影响恶劣的后果；根据《证券期货法律适用意见第 17 号》的相关规定，华润（新丰）刑事案件所涉事项不构成《注册管理办法》第十三条规定的涉及生态安全等领域的重大违法行为。

2、发行人相关行政处罚事项不构成重大违法违规行为，不构成本次公开发

行上市的实质性障碍；发行人公司治理机制和内控制度健全并有效执行。

3、就发行人境内控股子公司持有的于报告期末已在中国境内经营的发电项目使用的自有土地、房产，发行人办理相应权属证书不存在实质障碍，或已取得主管部门可以继续使用该等土地、房产的确认文件，发行人该等土地、房产被收回或发行人因此受到行政处罚的风险较低，且发行人控股股东华润电力已出具承诺，故发行人尚未取得部分土地、房产的权属证书不会对发行人的生产经营造成重大不利影响；发行人境内控股子公司租赁农用地的行为符合《土地管理法》等法律法规的相关规定；发行人的境内控股子公司于报告期末已运营的海上风电项目已取得海域使用权；发行人已按照《监管规则适用指引——发行类第4号》4-13，逐条披露土地使用权瑕疵情况，不会对发行人的生产经营造成重大不利影响；发行人已在招股说明书“第二节 概览”之“一、重大事项提示”之“（一）特别风险提示”中就土地房产相关风险进行了重大风险提示。

4、发行人现任独立董事均非公务员，其任职符合高校教师兼职相关法律法规和规范性文件的任职资格规定。

5、发行人已披露 2021 年末劳务派遣人数占比较高的原因、涉及的主要岗位、整改过程及结果。2022 年末至 2024 年末，发行人及其子公司的劳务派遣比例用工人数占发行人用工总量比例低于 10%。报告期内，发行人劳务派遣用工岗位符合“三性”要求，劳务派遣单位持有劳务派遣许可证书，符合《劳务派遣暂行规定》《劳动合同法》等有关规定。报告期内，发行人及其子公司不存在被劳动行政部门责令限期改正而逾期不改正的情形，不存在因劳务派遣用工事项被相关部门处罚的情形，发行人 2021 年劳务派遣比例超过 10%不会构成本次发行上市的实质性障碍。

6、孝昌公司孝昌农光储项目升压站和光伏场区用地不位于基本农田或生态保护红线等范围内；孝昌公司就孝昌农光储项目光伏场区用地已和相关村集体签订土地租赁合同，与相关村集体不存在纠纷或潜在纠纷；孝昌农光储项目光伏场区用地已经适格机关备案，不存在被刑事处罚或行政处罚的风险，不属于重大违法违规，不构成本次发行上市的实质性障碍。

7、发行人已对照《监管规则适用指引——发行类第4号》4-14 环保问题的

披露及核查要求进行了信息披露，相关中介机构已对照《监管规则适用指引——发行类第4号》4-14 环保问题的披露及核查要求逐条发表明确意见。

问题 5. 关于历史沿革

申报材料显示：

(1) 2022 年 9 月，发行人向华润电力增发 360,059,968 股股份，华润电力以其对发行人享有的境外债权 37,500,000,000 港元认购其中 290,370,942 股股份，剩余股份以现金认购。

(2) 报告期内，发行人非同一控制下的资产重组主要包括通过非公开协议转让方式，以现金增资、收购股权等方式取得 9 家从事新能源业务的企业，并转让 1 项非新能源业务资产。其中，收购标的资产润能新能源的原股东为润创新能基金，华润电力子公司润电投资为润创新能基金执行事务合伙人。

(3) 2022 年 9 月至 12 月，发行人向华润电力及其子公司收购多家新能源业务相关资产，包括以股权为对价收购 Elite Wing100%股权、现金收购华润智慧能源投资 100%股权、以现金向南国能源等公司收购 17 家从事新能源发电业务的境内项目公司股权等。

请发行人披露：

(1) 历次境外融资、股权转让、分红等事项的外汇跨境调动情况，是否属于返程投资并办理外汇登记及变更登记等必备手续，是否符合外汇管理法律法规。

(2) 华润电力对发行人 375 亿港元境外债权的具体情况，包括形成背景、主要用途；本次增资部分以债权增资、部分以现金增资的原因、增资价格及其公允性；以债权增资是否符合注册地相关规定（如有）。

(3) 通过非公开协议转让方式进行非同一控制下资产重组，是否符合《企业国有资产交易监督管理办法》等法律法规的相关规定。

(4) 结合润能新能源的股权结构、内部决策程序、管理层任命等因素，说明将收购润能新能源认定为非同一控制下的资产重组的合理性。

请保荐人、发行人律师简要概括核查过程，并发表明确核查意见。

回复：

一、发行人披露

(一) 历次境外融资、股权转让、分红等事项的外汇跨境调动情况，是否属于返程投资并办理外汇登记及变更登记等必备手续，是否符合外汇管理法律法规

1、历次境外股权融资外汇跨境调动情况

华润新能源为在中国香港注册成立的公司，自设立以来，华润新能源历次境外股权融资均在境外完成，不涉及外汇跨境调动的情况，具体如下：

序号	境外融资事项	是否涉及外汇跨境调动	外汇登记/变更登记情况
1	2022年9月23日，华润新能源向华润电力增发 84,853,525 股普通股，新增股本 10,958,421,496 港元，华润电力以其持有 Elite Wing 的 100% 的股份（共计 11 股股份）认购	不涉及	不适用
2	2022年9月26日，华润新能源向华润电力增发 360,059,968 股普通股，新增股本 46,500,000,000 港元，其中 290,370,942 股股份由华润电力以其对华润新能源所持有的债权共计 37,500,000,000 港元支付（债转股），69,689,026 股股份由华润电力以现金共计 9,000,000,000 港元支付。	不涉及	不适用

根据华润新能源境内各子公司开具的外汇合规证明或其主管外汇管理局网站公示显示，华润新能源及华润新能源境内各子公司不存在外汇违规记录。

综上，华润新能源历次境外融资不涉及外汇跨境调动，华润新能源及其境内子公司不存在受到外汇管理部门行政处罚的记录。

2、境外股权转让的情况

自华润新能源设立以来，均为华润电力的全资子公司，股东未发生变化，华润新能源股东不涉及境外股权转让的情形。

报告期内，华润电力以其持有的 Elite Wing 的全部股权认购华润新能源新增 84,853,525 股股份，华润新能源以现金收购 Cindic Limited 持有的华润智慧能源投资全部股权。该等交易均在境外完成，不涉及外汇跨境调动的情况。除前述情形外，报告期内，华润新能源不存在直接收购或处置境外企业股权的情形。

3、历次分红的情况

华润新能源及其唯一股东华润电力均为在中国香港注册成立的公司，因此，

华润新能源向其唯一股东华润电力进行分红不涉及跨境资金调动。

4、返程投资

（1）返程投资的相关规定

2005 年 10 月 21 日，国家外汇管理局出台了《国家外汇管理局关于境内居民通过境外特殊目的公司融资及返程投资外汇管理有关问题的通知》（汇发〔2005〕75 号）（以下简称“75 号文”）。根据 75 号文，“返程投资”是指境内居民通过特殊目的公司对境内进行的直接投资活动；“特殊目的公司”是指境内居民法人或自然人为在境外进行股权融资（包括可转换债融资）而直接或间接控制的境外企业；“境内居民法人”，是指在中国境内依法设立的企业事业法人以及其他经济组织。

为支持国家“走出去”战略，进一步简化和便利境内居民通过特殊目的公司从事跨境投融资活动，扩大特殊目的公司的功能和资金流动范围，以服务实体经济并提高资本项目可兑换程度，国家外汇管理局于 2014 年 7 月 4 日出台了《国家外汇管理局关于境内居民通过特殊目的公司境外投融资及返程投资外汇管理有关问题的通知》（汇发〔2014〕37 号）（以下简称“37 号文”），并同时废止了 75 号文。37 号文在 75 号文的基础上对“特殊目的公司”和“返程投资”进行了重新定义。根据 37 号文，“返程投资”是指境内居民直接或间接通过特殊目的公司对境内进行直接投资，包括在境内新设、并购以设立外商投资企业或项目，并获取所有权、控制权、经营管理权等权益的行为；“特殊目的公司”是指境内居民（包括境内机构和个人）为投融资目的，以其合法持有的境内企业资产或权益，或境外资产或权益，在境外直接或间接控制的境外企业；“境内机构”是指中国境内依法设立的企业事业法人以及其他经济组织。

（2）发行人不属于特殊目的公司

发行人间接股东华润集团自 1983 年在中国香港注册成立，其作为在港独立财务运营的中央企业是管理集团全球资产的综合运营实体，其后续设立的包括发行人在内的各级境外公司均承接集团业务与资产管理职能，并非为单一项目或投融资行为而搭建的空壳平台。发行人主体业务涵盖投资、开发、运营和管理风力、太阳能发电站，拥有实质经营和现金流，非单纯为在境外进行投融资而成立，因

此不属于 75 号文和 37 号文中定义的“为在境外进行股权融资”或“为投融资目的”而被直接或间接控制的境外企业。

根据上述，发行人不是为在境外进行投融资而设立，因此不属于 75 号文和 37 号文中所定义的“特殊目的公司”，发行人在境内开展的投资活动不构成返程投资。

综上，发行人在境内开展的投资活动不构成返程投资。发行人历次境外融资、股权转让及分红不涉及外汇跨境调动。发行人不存在受到外汇管理部门行政处罚的记录。

（二）华润电力对发行人 375 亿港元境外债权的具体情况，包括形成背景、主要用途；本次增资部分以债权增资、部分以现金增资的原因、增资价格及其公允性；以债权增资是否符合注册地相关规定（如有）

1、华润电力对发行人 375 亿港元境外债权的具体情况

华润电力对发行人 375 亿港元境外债权的具体情况参见招股说明书“第八节公司治理与独立性”之“八、关联交易情况”之“（一）重大关联交易”之“2、重大偶发性关联交易”之“（1）关联借款情况”。

自发行人设立到决定分拆期间，为满足发行人境内新能源项目开发和建设的资金需求，华润电力主要通过股东往来款形式对发行人提供财务支持，375 亿港元境外债权资金主要用于发行人发展境内新能源业务。

2、2022 年 9 月，部分以债权增资、部分以现金增资的原因、增资价格及其公允性

2022 年 9 月 26 日，发行人向华润电力增发 360,059,968 股普通股，新增股本 46,500,000,000 港元，其中 290,370,942 股股份以华润电力对发行人所持有的债权共计 37,500,000,000 港元支付（债转股），69,689,026 股股份以现金共计 9,000,000,000 港元支付。

华润电力对发行人部分以债权增资、部分以现金增资的原因为兼顾发行人资本结构设置和资本开支需求的考虑。一方面，自发行人设立到决定分拆期间，为满足发行人境内新能源项目开发和建设的资金需求，华润电力主要通过股东往来

款形式对发行人提供财务支持。截至 2021 年末，发行人资产负债率为 79.55%，较高的资产负债率会限制发行人后续新能源项目建设的债务融资空间。为优化资本结构，华润电力把对发行人的 375 亿港元往来款债权转为对发行人的股权，降低了发行人的资产负债率，同时也为后续新能源项目建设预留了债务融资空间。另一方面，为增强发行人的独立性，满足发行人向华润电力现金收购新能源资产以及未来发行人境内存量及增量新能源项目的资本开支需求，华润电力以 90 亿港元现金对发行人进行增资。

根据《企业国有资产监督管理暂行条例》第二十条：“国有资产监督管理机构负责指导国有及国有控股企业建立现代企业制度，审核批准其所出资企业中的国有独资企业、国有独资公司的重组、股份制改造方案和所出资企业中的国有独资公司的章程。”

根据《企业国有资产交易监督管理办法》第八条：“国家出资企业应当制定其子企业产权转让管理制度，确定审批管理权限。”第四十九条：“国家出资企业负责制定本企业不同类型资产转让行为的内部管理制度，明确责任部门、管理权限、决策程序、工作流程，对其中应当在产权交易机构公开转让的资产种类、金额标准等作出具体规定，并报同级国资监管机构备案。”

依据上述规定，华润（集团）有限公司有权制定其集团内部各级子公司的产权及资产转让管理及审批权限相关制度。

根据《华润（集团）有限公司国有资产监督管理办法（2022 年版）》第三十三条：“集团及各级子企业发生下列行为之一的，可以不进行资产评估，其中产权交易以最近一期审计报告确认的净资产值为底价或确定资本及股权比例的依据，非股权资产价格由交易双方商定：（三）集团内部实施重组整合：集团及其直接或间接全资子企业之间或集团下属全资子企业之间进行资产转让、合并、置换；同一控股、实际控制子企业与其直接或间接全资子企业之间，同一控股、实际控制子企业的直接或间接全资子企业之间进行资产转让”。

上述增资价格的定价依据为发行人截至 2021 年 12 月 31 日经审计的归母净资产值，符合前述规定，定价公允。

根据《华润（集团）有限公司国有资产监督管理办法（2022 年版）》第一百

三十一条：“根据集团及业务单元分级授权管理规定，由经济行为有权批准单位自行审批的增资行为：（一）本业务单元下属各级子企业进场公开征集投资方；（二）同一业务单元管理权限下各级子企业内部协议增资。”

依据上述规定，因上述增资发生在华润电力业务单元内部，且为全资子公司间协议操作，故审批权限归属华润电力。上述增资已于 2022 年 9 月 25 日经华润电力审批通过。

3、以债权增资是否符合注册地相关规定

根据《香港公司法律意见书》，上述华润电力以其对发行人所持有的债权共计 37,500,000,000 港元支付股份增发价款未违反中国香港《公司条例》。

（三）通过非公开协议转让方式进行非同一控制下资产重组，是否符合《企业国有资产交易监督管理办法》等法律法规的相关规定

1、通过非公开协议转让方式进行非同一控制下资产重组的基本情况

报告期内，发行人通过非公开协议转让方式进行非同一控制下资产重组主要包括，以现金收购 8 家主要从事新能源业务的企业股权、转让 1 项非新能源业务资产，以现金增资取得 2 家主要从事新能源业务的企业控股权。具体如下：

序号	交易事项	标的资产	交易背景原因	定价方式	备案的评估基准日	协议作价（万元）
1	2022 年 12 月，华润新能源投资向广东润创新能源股权投资基金合伙企业（有限合伙）、上海橙绪企业管理合伙企业（有限合伙）收购标的资产	润能新能源 100% 股权，其持有的 8 家新能源项目公司股权	整合新能源相关业务及资产，提升公司资产规模	参考股权评估价值协商确定	2022/7/31	144,006.00
2	2022 年 12 月，华润电力（霍山）有限公司向霍山经济开发区城乡建设有限公司转让标的资产	霍山燃气锅炉供热项目资产	基于经营需要，剥离非主营业务	参考资产评估价值协商确定（含 13%、9 % 增值税）	2022/5/31	1,729.24
3	2024 年 6 月，华润电力新能源向新润新能源（封丘）有限公司增资，其持股比例由 35% 增加至 83.95%	新润新能源（封丘）有限公司控股权	投资新能源相关业务，补充标的公司运营资金	参考股权评估价值确定	2023/10/31	7,905.00
4	2024 年 7 月，华润电力新能源向范县鸿华	范县鸿华新能源有限公	投资新能源相关业	参考股权评估价值	2024/1/31	16,695.00

序号	交易事项	标的资产	交易背景原因	定价方式	备案的评估基准日	协议作价(万元)
	新能源有限公司增资, 其持股比例由30%增加至 89.36%	司控股股权	务, 补充标的公司运营资金	确定		

2、通过非公开协议转让方式进行非同一控制下资产重组, 符合《企业国有资产交易监督管理办法》等法律法规的相关规定

(1) 现金收购 8 家主要从事新能源业务的企业股权

根据《企业国有资产交易监督管理办法》(国务院国有资产监督管理委员会、中华人民共和国财政部令第 32 号), 企业国有资产交易行为包括企业产权转让、企业增资及企业资产转让, 不包括收购非国有控股企业股权的行为。《企业国有资产交易监督管理办法》第六十六条规定: “政府设立各类股权投资基金投资形成企业产(股)权对外转让, 按照有关法律法规规定执行” 以及国务院国有资产监督管理委员会网站公布的问答选登答复“《企业国有资产交易监督管理办法》(国资委 财政部令第 32 号)适用范围是依据《中华人民共和国公司法》设立的公司制企业”(http://www.sasac.gov.cn/n2588040/n2590387/n9854167/c31327813/content.html), 因此, 本次发行人以现金收购广东润创新能源股权投资基金合伙企业(有限合伙)、上海橙绪企业管理合伙企业(有限合伙)所持标的公司股权, 不适用《企业国有资产交易监督管理办法》。

(2) 转让 1 项非新能源业务资产

① 该项非新能源业务资产转让对受让方有特定要求

根据《企业国有资产交易监督管理办法》第四十八条, “……涉及国家出资企业内部或特定行业的资产转让, 确需在国有及国有控股、国有实际控制企业之间非公开转让的, 由转让方逐级报国家出资企业审核批准。” 第四十九条规定, “国家出资企业负责制定本企业不同类型资产转让行为的内部管理制度, 明确责任部门、管理权限、决策程序、工作流程, 对其中应当在产权交易机构公开转让的资产种类、金额标准等作出具体规定, 并报同级国资监管机构备案。”

依据上述规定, 华润(集团)有限公司有权制定其集团内部各级子公司的资产转让管理及审批权限相关制度。基于此, 就集团内部各级子公司的资产转让管理, 华润集团制定了《华润(集团)有限公司国有资产监督管理办法(2022 年

版)》《华润集团权责运行手册(2022版)》以及《华润(集团)有限公司投资管理制度(2021年版)》等管理制度。

《华润(集团)有限公司国有资产监督管理办法(2022年版)》第一百一十三条规定“以下情形可以采用非公开协议转让方式……(三)非股权资产外部协议转让:涉及特定行业,确需非公开转让给集团外的国有全资、控股、实际控制企业的;……”

参考《关于企业国有资产交易流转有关事项的通知》(国资发产权规(2022)39号),“一、涉及政府或国有资产监督管理机构主导推动的国有资本布局优化和结构调整,以及专业化重组等重大事项,企业产权在不同的国家出资企业及其控股企业之间转让,且对受让方有特殊要求的,可以采取协议方式进行。”

2018年5月17日,霍山县人民政府向华润电力致函,由华润电力先行出资建设燃机配套项目工程,待补贴期满后,如华润电力(霍山)燃气分布式能源项目仍不具备落地条件,霍山县人民政府将责成霍山县经济开发区购回该资产。

根据霍山县人民政府当时对于霍山县工业园区集中供热设施建设的要求,霍山燃气锅炉供热项目先由华润电力建设,后续达到约定条件时,由霍山县人民政府购回该项目的资产,即本次资产转让系根据政府主导规定的项目安排而实施的,受让方需为函件约定的霍山县人民政府指定的主体。

② 该项非新能源业务资产转让已履行国资相关审批程序

根据当时有效的《华润集团权责运行手册(2022版)》,业务单元与集团外国有全资、控股(持股比例超过50%)、实际控制企业之间协议转让非授权项目涉及的非股权资产需经董事长、党委书记、总经理审批。其中所述“非授权资产处置项目”指集团投资管理相关制度规定的集团非授权资产处置项目。根据《华润(集团)有限公司投资管理制度(2021年版)》第五十八条的相关规定,规模测试小于5%的拟处置项目由战略业务单元总部审批。截至评估基准日,本次拟转让资产占华润电力资产总额比率和对价比率都小于5%,为集团授权类项目。

根据上述规定,华润电力进一步制定了《华润电力权责运行手册(2022年版)》,其中“四、资产处置和重组”规定,“账面净值大于5000万元的非股权资产处置,需报控股公司投资审查委员会审查;不足5000万元且未向下授权的非

股权资产处置项目由资产处置委员会决策”。2022年8月11日，华润电力资产处置委员会召开会议，审议华润电力（霍山）有限公司向霍山经济开发区城乡建设有限公司转让标的资产事项，决定该项目需报控股管理团队会议审议。2022年9月1日，华润电力召开管理团队会，审议通过前述资产处置项目。

基于上述，华润电力（霍山）有限公司向霍山经济开发区城乡建设有限公司转让标的资产系资产转让给其他国有控股主体，且对受让方有特殊要求的，可以采用非公开协议方式进行，该等转让已依照相关规定履行国资内部决策程序，符合《企业国有资产交易监督管理办法》的相关规定。

（3）以现金增资取得2家主要从事新能源业务的企业控股权

根据《企业国有资产交易监督管理办法》，企业国有资产交易行为包括企业产权转让、企业增资及企业资产转让，且该办法所称企业增资系指国有及国有控股企业、国有实际控制企业增加资本的行为。根据《企业国有资产交易监督管理办法》第四条规定以及国务院国有资产监督管理委员会网站公布的问答选登答复“《企业国有资产交易监督管理办法》（国务院国资委 财政部令第32号）第四条第（三）款中‘拥有股权比例超过50%的各级子企业’是指公司的单一股东持股比例超过50%”（<http://www.sasac.gov.cn/n2588040/n2590387/n9854167/c31327813/content.html>），本次重组交易前，新润新能源（封丘）有限公司、范县鸿华新能源有限公司非为《企业国有资产交易监督管理办法》定义下的国有及国有控股企业，其增加注册资本行为不适用《企业国有资产交易监督管理办法》，发行人对该等标的企业进行增资亦不适用《企业国有资产交易监督管理办法》。

基于上述，发行人通过非公开协议转让方式进行非同一控制下资产重组，符合《企业国有资产交易监督管理办法》等法律法规的相关规定。

（四）结合润能新能源的股权结构、内部决策程序、管理层任命等因素，说明将收购润能新能源认定为非同一控制下的资产重组的合理性

1、润能新能源的股权结构、内部决策程序、管理层任命等情况

发行人收购润能新能源前，润能新能源的股权结构如下表：

序号	股东名称	持股比例
1	广东润创新能源股权投资基金合伙企业（有限合伙）	99.9981%

序号	股东名称	持股比例
2	上海橙绪企业管理合伙企业（有限合伙）	0.0019%
合计		100.00%

收购前，广东润创新能源股权投资基金合伙企业（有限合伙）（以下简称“润创新能基金”）持有润能新能源 99.9981% 的股份，为润能新能源的控股股东。根据润能新能源的《公司章程》，润能新能源不设董事会，设执行董事一名，由股东选举产生，润能新能源经营管理机构设总经理一人，由执行董事任命，上述执行董事和总经理均由润创新能基金选举或任命。

在收购前，润创新能基金通过控制润能新能源股东会、选举执行董事以及任命总经理等方式实现对润能新能源的控制。

2、润创新能基金的具体情况

发行人收购润能新能源前，润能新能源控股股东润创新能基金的合伙人性质及出资情况如下表：

序号	股东名称	合伙人性质	出资比例
1	招商证券资产管理有限公司	有限合伙人	45.00%
2	国新国同（浙江）投资基金合伙企业（有限合伙）	有限合伙人	19.33%
3	华润投资创业（天津）有限公司（原名为华润投资创业（深圳）有限公司）	有限合伙人	12.75%
4	华润电力工程服务有限公司	有限合伙人	12.25%
5	国元证券股份有限公司	有限合伙人	6.67%
6	海南润晟奕豪创业投资合伙企业（有限合伙）（原名为宁波梅山保税港区润晟奕豪股权投资合伙企业（有限合伙））	有限合伙人	3.33%
7	上海橙绪企业管理合伙企业（有限合伙）（原名为东莞润橙股权投资合伙企业（有限合伙））	有限合伙人	0.33%
8	汉威润能股权投资（天津）有限公司（原名为汉威润能股权投资（汕头）有限公司）	普通合伙人	0.15%
9	深圳市润电投资有限公司	普通合伙人	0.15%
10	国新国润（杭州）投资管理有限公司	普通合伙人	0.03%
合计			100.00%

注：上表合计数尾差系四舍五入所致。

上述合伙人中的华润投资创业（天津）有限公司、华润电力工程服务有限公司、汉威润能股权投资（天津）有限公司以及深圳市润电投资有限公司均受发行人实际控制人中国华润的控制，合计出资比例为 25.30%。

根据《广东润创新能源股权投资基金合伙企业（有限合伙）合伙协议》（以下简称“《合伙协议》”），润创新能基金设置投资决策委员会，负责对合伙企业进行项目投资的投资及退出作出专业决策，投资决策委员会由 5 名委员组成，其中汉威润能股权投资（天津）有限公司、国新国润（杭州）投资管理有限公司以及招商银行股份有限公司（招商证券资产管理有限公司所设资产管理计划的权益人）各委派 1 名委员，深圳市润电投资有限公司委派 2 名委员。投资决策委员会作出任何投资决策均应经投资决策委员会全体委员五分之四以上（含本数）同意方为通过。

3、收购润能新能源认定为非同一控制下的资产重组的合理性

根据前述内容，润能新能源系由润创新能基金控制。发行人实际控制人控制的企业在润创新能基金的合计出资比例为 25.30%，出资比例相对较低，且合计仅在投资决策委员会委派 3 名委员，无法控制投资委员会的决策权，而投资及退出为润创新能基金的核心经营事项，因此发行人实际控制人未实现对润创新能基金的实际控制，发行人将收购润能新能源认定为非同一控制下的资产重组具备合理性。

二、中介机构核查情况

（一）核查程序

针对上述事项，保荐人、发行人律师履行的核查程序，主要包括：审阅了《香港公司法律意见书》、发行人历次境外股权融资、增资事项涉及的协议、价款支付凭证、内部决议等文件；取得发行人债转股内部审批文件及发行人书面确认，了解华润电力对发行人 375 亿港元境外债权的形成背景、主要用途，以及该次增资部分以债权增资、部分以现金增资的原因；取得并查阅发行人非公开协议方式进行非同一控制下资产重组的协议、资产/股权转让协议、内部决策文件、相关主体的审计报告、评估报告及价款支付凭证、国有资产评估备案表等资料，取得并查阅《企业国有资产交易监督管理办法》（国务院国有资产监督管理委员会、中华人民共和国财政部令第 32 号）《华润（集团）有限公司国有资产监督管理办法（2022 年版）》《关于企业国有资产交易流转有关事项的通知》等相关规定，了解国有资产交易相关要求；取得并查阅霍山县人民政府出具的《关于要求先行

建设园区集中供热项目的函》，取得并查阅华润电力（霍山）有限公司处置资产评估备案申请文件，查阅润能新能源《公司章程》及润创新能基金《合伙协议》，评价将收购润能新能源认定为非同一控制下的资产重组的合理性，取得发行人及华润电力出具的书面确认函。

（二）核查意见

经核查，保荐人、发行人律师认为：

1、发行人对境内开展的投资活动不构成返程投资。发行人历次境外融资、股权转让及分红不涉及外汇跨境调动。发行人不存在受到外汇管理部门行政处罚的记录。

2、发行人已披露华润电力对发行人 375 亿港元境外债权的具体情况，包括形成背景、主要用途，以及本次增资部分以债权增资、部分以现金增资的原因。发行人部分以债权增资、部分以现金增资的增资价格公允。华润电力以其对发行人所持有的债权支付股份增发价款未违反中国香港《公司条例》。

3、发行人通过非公开协议转让方式进行非同一控制下资产重组，符合《企业国有资产交易监督管理办法》等法律法规的相关规定。

4、发行人将收购润能新能源认定为非同一控制下的资产重组具备合理性。

问题 6. 关于同业竞争

申报材料显示：

(1) 除发行人的风电及光伏发电业务外，华润电力主营业务还包括投资、开发、运营和管理燃煤发电厂、智慧能源、水电及煤炭等。

(2) 华润电力控制的华润风电（漯河）有限公司等六家公司，因存在权属合规、经营可持续性等事项，暂未置入发行人。发行人已与前述六家公司签署了委托经营合同，并在委托期内按照 5%-8% 的成本加成率收取委托运营费用。

请发行人披露：

(1) 对照《证券期货法律适用意见第 17 号》相关规定，说明实际控制人及其关联方运营的燃煤发电、水电等发电业务，是否构成与发行人相同或者相似业务，是否存在对发行人构成重大不利影响的同业竞争；结合行业政策变化情况、控股股东及实际控制人控制的其他企业未来是否有新增或者扩大新能源发电业务的计划，分析是否存在潜在同业竞争情形。

(2) 未将华润风电（漯河）有限公司等六家公司置入发行人的具体原因；委托经营合同的主要内容，托管费用确定依据、公允性、报告期内的支付情况；发行人是否已向前述六家公司委派管理人员，能否对前述公司相关业务的采购、生产、销售、财务、业务、人员管理及经营决策等事项的进行全面管理；签订委托经营合同是否能实质性解决控股股东与发行人之间的同业竞争问题，是否符合行业惯例；发行人是否将上述公司纳入合并范围及合理性。

(3) 控股股东、实际控制人关于避免同业竞争的措施和承诺是否能够有效发挥作用，相关措施是否已充分披露。

请保荐人、发行人律师简要概括核查过程，并发表明确核查意见。

回复：

一、发行人披露

(一) 对照《证券期货法律适用意见第 17 号》相关规定，说明实际控制人及其关联方运营的燃煤发电、水电等发电业务，是否构成与发行人相同或者相似业务，是否存在对发行人构成重大不利影响的同业竞争；结合行业政策变化

情况、控股股东及实际控制人控制的其他企业未来是否有新增或者扩大新能源发电业务的计划，分析是否存在潜在同业竞争情形

1、根据《证券期货法律适用意见第17号》第1条的相关规定，实际控制人及其关联方运营的燃煤发电、水电发电业务与发行人不构成相同或者相似业务，不构成同业竞争关系；实际控制人及其关联方控制的新能源资产与发行人构成相似业务，但不构成重大不利影响的同业竞争

根据《证券期货法律适用意见第17号》“一、关于《首次公开发行股票注册管理办法》第十二条‘构成重大不利影响的同业竞争’的理解与适用”：

“同业竞争的‘同业’是指竞争方从事与发行人主营业务相同或者相似的业务。核查认定该相同或者相似的业务是否与发行人构成‘竞争’时，应当按照实质重于形式的原则，结合相关企业历史沿革、资产、人员、主营业务（包括但不限于产品服务的具体特点、技术、商标商号、客户、供应商等）等方面与发行人的关系，以及业务是否有替代性、竞争性、是否有利益冲突、是否在同一市场范围内销售等，论证是否与发行人构成竞争；不能简单以产品销售地域不同、产品的档次不同等认定不构成同业竞争。竞争方的同类收入或者毛利占发行人主营业务收入或者毛利的比例达百分之三十以上的，如无充分相反证据，原则上应当认定为构成重大不利影响的同业竞争。

对于控股股东、实际控制人控制的与发行人从事相同或者相似业务的企业，发行人还应当结合目前自身业务和关联方业务的经营情况、未来发展战略等，在招股说明书中披露未来对于相关资产、业务的安排，以及避免上市后出现构成重大不利影响的同业竞争的措施”。

基于上述标准，发行人与实际控制人及其关联方运营的燃煤发电、水电等发电业务不构成同业竞争，具体论述如下：

（1）“集团专业化板块分工-电力业务集中运营-新能源唯一平台”的三级架构，从战略定位、历史沿革和运营管理三个维度界定了发行人与实际控制人及其关联方之间的业务边界，不存在对发行人构成重大不利影响的同业竞争

中国华润属于国务院国资委监管的特大型中央企业，业务涵盖大消费、综合能源、城市建设运营、大健康、产业金融、科技及新兴产业6大领域，各个领域

间遵循专业化分工、板块化运营的原则，各领域业务边界清晰。中国华润自身主营业务为投资控股，不实际开展运营业务，主要根据不同业务板块的实际需要设计和搭建股权、管理架构，通过包括华润新能源在内的下属公司开展实际业务经营。

发行人控股股东华润电力成立于 2001 年，是中国华润下属香港上市公司，主营业务为在中国投资、开发、运营和管理燃煤发电厂、风电场、光伏电站，业务还涉及分布式能源、智慧能源、水电及煤炭等领域，是中国华润发电业务唯一专业运营主体。

华润新能源系华润电力控制的企业中投资、开发、运营和管理风力、太阳能发电站的唯一平台，截至本问询函回复出具日，华润电力持有公司 100%股份，为公司的唯一股东；中国华润通过华润股份等间接控制公司 100%股份的表决权，为公司的实际控制人。除中国华润及华润电力外，华润新能源的控股股东、实际控制人控制的其他企业在历史沿革上与华润新能源相互独立。“集团专业化板块分工-电力业务集中运营-新能源唯一平台”的三级架构，从战略定位、历史沿革和运营管理三个维度界定了发行人与实际控制人及其关联方之间的业务边界，不存在对发行人构成重大不利影响的同业竞争。

（2）华润新能源和实际控制人及其关联方在业务、资产及人员方面相互独立，不存在对发行人构成重大不利影响的同业竞争

除发行人外，中国华润下属涉及发电业务的企业包括控股股东华润电力，以及华润微、华润江中、华润建材科技、华润金控和华润燃气 5 家业务单元。

在业务方面，根据《国民经济行业分类（GB/T4754-2017）》，华润新能源经营的风力发电和太阳能发电业务所属行业分类为电力、热力生产和供应业（D44）中的风力发电（D4415）以及太阳能发电（D4416），华润电力经营的燃煤发电、水力发电业务所属行业分类为火力发电（D4411）和水力发电（D4413）。由于发电类型不同，发行人的新能源发电业务和控股股东经营的燃煤发电、天然气发电、水力发电分属不同细分领域，双方在核心技术、专业团队和运营模式上互不相同，不存在内部竞争管理资源的情形。具体而言，发行人专注新能源发电开发和运营，而华润电力专注传统火电、水电业务，双方各自建立独立的专业团队和资产体系，

在日常运营中人员各司其职、资产权属清晰。基于上述业务实质差异及严格的独立性安排，发行人与华润电力之间不存在对发行人构成同业竞争的情形。

华润微、华润江中、华润建材科技、华润金控和华润燃气 5 家业务单元仅持有规模极小的分布式光伏发电项目，且主营均不是发电业务，合计装机容量为 16.1758 万千瓦，占发行人截至报告期末的装机规模占比为 0.49%，比例极低，和发行人在业务、资产和人员方面相互独立，不存在对发行人构成重大不利影响的同业竞争。

（3）实际控制人及其关联方运营的燃煤发电、水电等发电业务对华润新能源不具有替代性、竞争性，不存在利益冲突，存在同一市场范围内销售的情形但不构成对发行人的不利影响

①火力、水力等常规能源发电业务与新能源发电行业分类具有差异

1980 年，联合国召开的“联合国新能源和可再生能源会议”中对新能源和常规能源解释为：以新技术和新材料为基础，使传统的可再生能源得到现代化的开发和利用，用取之不尽、周而复始的可再生能源取代资源有限、对环境有污染的化石能源，重点开发太阳能、风能等，而已经广泛利用的煤炭、石油、天然气、水能等能源，称为常规能源。

根据《国民经济行业分类（GB/T4754-2017）》的分类目录，华润新能源经营的风力发电和太阳能发电业务所属行业分类为电力、热力生产和供应业（D44）中的风力发电（D4415）以及太阳能发电（D4416），二者分别利用风能、太阳能进行发电，属于新能源发电行业。华润电力经营的燃煤发电、水力发电业务所属行业分类为火力发电（D4411）和水力发电（D4413），由此可见，华润新能源所经营的风力发电、太阳能发电业务，与控股股东所经营的火力、水力等常规能源发电业务行业分类不同。

②火力、水力等常规能源发电业务与新能源发电在项目核准（备案）和规划选址过程中不存在竞争

发电项目在实际开始建设前的外部工作主要包括项目核准（备案）和规划选址等。在项目核准（备案）方面，根据国务院《关于取消和下放一批行政审批项目等事项的决定》（国发〔2013〕19 号）规定，企业投资风力发电项目核准的审批权限

已经下放至地方政府投资主管部门，实际由各地发展改革委负责核准。根据《光伏电站开发建设管理办法》（国能发新能规〔2022〕104号）文件，光伏电站项目实行备案制管理。根据国家发展改革委、能源局《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》，将完善新能源项目投资核准（备案）制度，推动风电项目由核准制调整为备案制。目前新能源发电企业实际业务开展过程中，一般由所在地能源局发布规划和年度建设规模，随后项目业主根据能源局规划和自身拟开展的项目情况，向所在地发展改革委进行核准申请或备案工作。

我国火力发电项目（主要包含燃煤发电、天然气发电项目）的核准权限一般属于所在省的发展改革委（天然气分布式发电项目在部分省份下放至地市级主管部门），项目业主一般需获得省、市级相关部门关于核准前置条件的批复文件，随后才能向省发展改革委申请获得项目建设的核准文件，再依据核准文件办理必要手续后方能开工建设。我国水力发电项目的核准权限根据单站总装机容量和涉及移民等标准不同，核准权限分别属于国务院、国家发展改革委和各地方的发展改革委，水力发电项目在取得核准批复、开工建设前也需要取得其他相关部门的必要批复。

在规划选址方面，风能和太阳能资源是决定新能源发电项目规划选址的重要依据，风能资源和太阳能光照资源相对丰富的地区，如我国西北、东北、华北及沿海地带，风电和太阳能发电项目相对较多；火力发电（包括燃煤发电、天然气发电等）需要综合考虑原料运输和电力送出方便的地区，主要集中于我国电力需求较大的区域或煤炭、天然气等资源富集区；水力发电需依靠径流丰沛、落差巨大的河流进行开发，蕴藏着非常丰富水能资源的地区，如我国长江、黄河、珠江、澜沧江、雅砻江等流域，水力发电项目相对较多。

因此，国家发展改革委、国家能源局等政府主管部门对于不同发电类型项目的核准（备案）管理，系在考虑我国电力行业总体规划的基础上，对不同电源类型项目进行相对独立、分开管理，且不同电源类型项目在项目核准（备案）过程中所需要取得的其他相关部门批复也有所不同，新能源发电和其他电源类型发电项目在项目核准（备案）方面不存在竞争。在项目核准（备案）后，各类型发电业务均会结合自身发电原理等因素进行规划选址，新能源发电与火力发电、水力发电等常规能源发电业务在规划选址方面不存在竞争。

③火力、水力等常规能源发电业务与新能源发电原理不同且不存在采购端竞争

在火力发电中，燃煤发电的发电原理是利用燃料在燃烧时加热水生成蒸汽，将燃料的化学能转变成热能，蒸汽压力推动汽轮机旋转，热能转换成机械能，然后汽轮机带动发电机旋转，将机械能转变成电能；天然气发电的发电原理是利用空气与天然气压缩并燃烧产生的高温高压气流推动燃机，将天然气的化学能转换为燃机的机械能，再以机械能带动发电机，将机械能转变为电能。水力发电的原理是利用水位高差产生水流来推动水轮机，将水的势能转换为水轮机的机械能，再以机械能带动发电机，将机械能转换为电能。风力发电是直接利用自然界的风能推动叶轮转动带动发电机发电，太阳能发电则是利用光生伏打效应通过光伏电池直接把太阳光能转化成电能，因此新能源发电的发电原理与火力发电、水力发电等其他类型发电业务完全不同。

由于发电原理不同，公司风力发电、太阳能发电业务所需设备主要为风机、塔筒、光伏组件、逆变器以及电气配套设备，而风力发电、太阳能发电业务日常电力生产所需原材料为风能和太阳能等可再生资源，无需对外采购；经营火力发电业务企业（包括燃煤发电、天然气发电等）所需设备主要为燃煤机组、锅炉、蒸汽轮机、燃气轮机，日常电力生产所需原材料主要包括燃煤和天然气等；经营水力发电业务企业所需设备则主要是各电站的发电机组、挡水建筑物、泄洪工程、引水工程、发电厂房、变电站以及金属结构设备，日常电力生产所需原材料为天然来水。

因此新能源发电与火力发电、水力发电等常规能源发电业务不存在采购端竞争。

④电力销售须服从调度管理且不由发电企业决定，火力、水力等常规能源发电业务与新能源发电在销售端不存在同业竞争

中国境内大部分电网资产由国家电网公司、南方电网公司和内蒙古电力经营，一般同一区域的电网由且只由上述三家公司（包括其子公司）之一经营。由于电力产品具有特殊属性，不同于其他工业制成品，为了确保电力安全，发电企业销售电力的过程受到调度管理的制约，而电力调度管理一般由上述三家公司（及其子公司）统一安排。

根据《电网调度管理条例》《电网调度管理条例实施办法》等行业规定，发

电企业必须按照调度机构下达的调度计划和规定的电压变化范围运行，并根据调度指令开、停发电设备，调整功率和电压，不得拒绝、拖延执行调度指令。在电网公司调度方案中，新能源发电的发电负荷会参考出力过程曲线等因素确定，水力发电的发电负荷会参考来水量、综合利用要求等因素确定，火力发电机组按照供电煤耗等微增率等因素确定，电网公司在调度过程中综合多种因素考量、相对独立地安排各种发电类型企业发电上网和完成销售。发电企业自身在电力市场销售环节无法影响电网调度管理，因此也无法自行调剂电量供应和销售。受电力调度特征影响，即使不同发电企业销售至相同客户的电力产品，由于时间、电量、对电网的影响等因素存在差异，也不具有替代性和竞争性，不构成同业竞争。

⑤该等认定符合行业惯例

火力、水力等其他类型发电业务与新能源发电相同或者相似业务，也不构成竞争的认定符合行业惯例。同行业可比公司普遍认为或已经论述其他类型发电业务与新能源发电不构成相同或者相似业务也不构成竞争，申报企业的控股股东或实际控制人从事与申报企业不同类型发电业务、2019 年以后通过中国证监会发行审核委员会审核的部分首次公开发行股票并上市企业案例如下：

公司名称	上市时间	不同类型发电业务不构成相同相似业务、不构成同业竞争的相关表述
华电新能	已注册，尚未发行	华电新能的主营业务为风力发电、太阳能发电为主的新能源项目的开发、投资和运营，与其控股股东、实际控制人及其控制的其他企业所经营的火力、水力等其他类型发电业务不构成相同或相似业务，亦不构成同业竞争。
三峡能源	2021 年 6 月 10 日	三峡能源实际控制人控制的另一家上市公司中国长江电力股份有限公司主要利用水资源进行发电，属于常规能源发电行业，而三峡能源利用风力和太阳能发电，属于新能源发电行业，双方不存在竞争关系
浙江省新能源投资集团股份有限公司（简称“浙江新能”）	2021 年 5 月 25 日	浙江新能的主营业务为水力发电、光伏发电、风力发电等可再生能源项目的投资、开发、建设和运营管理，其控股股东控制的其他企业从事火力发电、生物质能发电等业务，与浙江新能不构成同业竞争
南方电网综合能源股份有限公司（简称“南网能源”）	2021 年 1 月 19 日	南网能源主要从事包括分布式光伏项目在内的工业节能业务，与（其实际控制人经营的）包括水力发电、火力发电业务在内的电网调峰调频服务业务不存在同业竞争
中国广核电力股份有限公司（简称“中国广核”）	2019 年 8 月 26 日	中国广核的主营业务为建设、运营及管理核电站，销售该等核电站所发电力，组织

公司名称	上市时间	不同类型发电业务不构成相同相似业务、不构成同业竞争的相关表述
		开发核电站的设计及科研工作；其控股股东及其控制的其他企业主要从事以其他清洁能源为主的开发、投资建设、经营和管理，以及组织电力（热力）生产和销售等；中国广核未就与其控股股东及其控制的其他企业除核电以外业务不存在同业竞争的情况作出特别说明

（4）实际控制人及其关联方控制的新能源资产与发行人构成相似业务，但不构成重大不利影响的同业竞争

截至 2024 年 12 月 31 日，公司控股发电项目并网装机容量为 3,310.42 万千瓦，公司实际控制人及其关联方控制的新能源资产的装机规模、2023 年度和 2024 年度收入及占发行人对应比例如下：

类别	装机规模		2023 年新能源发电业务收入		2024 年新能源发电业务收入	
	装机容量（万千瓦）	占发行人 2024 年末新能源装机容量的比例	金额（万元）	占发行人 2023 年主营业务收入比例	金额（万元）	占发行人 2024 年主营业务收入比例
控股股东控制的新能源资产	79.272	2.39%	30,049.40	1.47%	30,695.62	1.36%
实际控制人控制的新能源资产	16.1758	0.49%	2,991.79	0.15%	5,663.15	0.25%
新能源资产合计	95.4478	2.88%	33,041.19	1.62%	36,358.77	1.61%

①控股股东层面

报告期内，为解决同业竞争问题，打造唯一的新能源业务运营平台，华润电力通过多轮重组将相关业务及资产注入发行人体内，目前华润电力体内遗留未注入发行人的相同及相似业务具体情况如下：

A.部分风力发电资产存在对其权属合规、经营可持续性等有重大不利影响的法律瑕疵，因此未置入发行人体内，合计并网装机规模为 27.80 万千瓦，该部分存在法律瑕疵的资产已通过与发行人签署委托运营协议解决潜在的同业竞争风险，同时，由于前述法律瑕疵尚未整改完毕，为确保发行人资产合规性，该等新能源项目暂时由控股股东华润电力控制，同时，华润电力出具了关于避免同业竞争的承诺函，承诺将在该等项目相关障碍消除、符合置入上市公司条件后在符合

相关法律法规的前提下促使将该等项目置入华润新能源体系内。

B.处于建设期的太阳能发电项目因法律原因无法在建成前转让予发行人，合计并网装机规模为 50 万千瓦：该等项目尚处于建设期，因此暂未形成收入无法与发行人产生竞争，项目建设期内将核准备案文件主体变更为发行人或其子公司存在实际法律障碍，无法在建设期内完成转让，公司控股股东华润电力出具了关于避免与发行人存在同业竞争的承诺函，承诺将在该等项目相关障碍消除、符合置入上市公司条件后在符合相关法律法规的前提下促使将该等项目置入华润新能源体系内。

C.包含分布式光伏的 2 个综合能源项目未纳入发行人主体，其中分布式光伏并网装机合计 1.043 万千瓦：上述华润电力为客户建设的综合能源服务项目中，包括分布式光伏、余热余压发电及制冷设施等多种能源供应系统，各项子能源服务构成为客户提供综合能源服务不可分割的组成部分，因此与发行人所运营的纯分布式光伏业务具有一定差异，上述分布式光伏项目全部为“自发自用，余电上网”模式，占截至报告期末发行人控股新能源并网装机规模的 0.03%，2 个光伏电站 2023 年度全年收入及 2024 年度全年收入占发行人对应比例极小，为 0.03%、0.03%，不构成重大不利影响的同业竞争。同时，公司控股股东华润电力出具了关于避免同业竞争的承诺函，明确华润新能源及其控制的企业为华润电力控制的企业中投资、开发、运营和管理风力、太阳能发电站的唯一平台，基于此，后续华润电力下属包括分布式光伏的综合能源项目将由华润电力下属从事综合能源项目的子公司与华润新能源合作开发，其中分布式光伏项目由华润新能源投资。

D.3 个光伏项目因少数股东不同意转让因此未置入发行人体内，合计并网装机规模为 0.429 万千瓦，占截至报告期末发行人控股新能源并网装机规模的 0.01%，3 个电站 2023 年度全年收入及 2024 年度全年收入占发行人对应比例为 0.01%、0.01%，不构成重大不利影响的同业竞争，同时，公司控股股东华润电力出具了关于避免同业竞争的承诺函，明确华润新能源及其控制的企业为华润电力控制的企业中投资、开发、运营和管理风力、太阳能发电站的唯一平台，基于此，后续华润电力下属除华润新能源以外的其他公司不会进一步开发相关业务。

②实际控制人层面

截至报告期末，发行人实际控制人中国华润控制的除华润电力以外其他下属业务单元中，有 5 个业务单元公司华润微、华润江中、华润建材科技、华润金控、华润燃气持有分布式光伏发电项目。上述业务单元公司均具有各自明确的主营业务，且主营业务均非光伏发电业务，持有或者运营分布式光伏项目主要为服务自身主业或基于主业客户提供延伸服务。发行人与上述分布式光伏项目所属企业在历史沿革、资产、人员、主营业务等方面相互独立。“自发自用，余电上网”的分布式光伏项目上网电量部分也是面向电网客户，因此发行人和上述分布式光伏项目主要客户存在部分重合，但电力调度由各地区电网公司统一安排，发行人和上述分布式光伏项目所属企业都无法影响电力调度和供应分配，各方在电力销售上不存在竞争关系；采购和建设光伏项目的主要供应商存在部分重合，但是各方交易相互独立，不存在利益冲突。上述业务单元公司分布式光伏项目合计并网装机规模及 2023 年度、2024 年度分布式光伏项目收入规模占发行人对应比例分别约为 0.49%及 0.15%、0.25%，对应比例极低，因此，实际控制人控制的其他下属企业持有的新能源资产与发行人不构成重大不利影响的同业竞争。

综上，控股股东华润电力所从事的燃煤发电、水电等常规能源发电业务与发行人所从事的新能源发电业务在开发、采购和销售方面均存在较大差异，不存在竞争性或替代性，因此发行人控股股东所从事的燃煤发电、水电等常规能源发电业务虽然也属于发电业务，但未认定为与发行人从事相同或者相似业务，也不构成同业竞争。实际控制人及其关联方控制的新能源资产与发行人构成相似业务，但因装机规模和收入规模占发行人对应比例极低，因此不构成重大不利影响的同业竞争。

2、结合行业政策变化情况，发行人未来不存在与实际控制人及其关联方运营的燃煤发电、水电等发电业务构成潜在同业竞争的情形。发行人控股股东未来没有主动新增或者扩大新能源发电业务的计划，不存在构成潜在同业竞争情形；发行人实际控制人控制的其他企业未来存在新增少量自用及主业配套分布式光伏业务的计划，规模及影响极为有限，不会对发行人构成重大不利影响的同业竞争

（1）结合行业政策变化情况，发行人未来不存在与实际控制人及其关联方运营的燃煤发电、水电发电业务构成潜在同业竞争的情形

2025 年 1 月，国家发改委出台《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）。在 136 号文落地前，新能源项目上网电量包括保障性收购电量和市场化交易电量，其中保障性收购电量执行政府批复电价，其消纳量由国家可再生能源消纳保障机制及比重目标等政策确定；市场化交易电量执行市场化交易形成的上网电价，价格随行就市，且电力市场需求充足，发行人运营的新能源资产和实际控制人及其关联方运营的燃煤发电、水电发电资产在发电量和电价上并未形成相互挤压。综上所述，在 136 号文落地前，发行人运营的新能源资产和实际控制人及其关联方运营的燃煤发电、水电发电资产不构成同业竞争。

136 号文的颁布和实施，不会导致发行人运营的新能源资产和实际控制人及其关联方运营的燃煤发电、水电发电资产之间构成潜在同业竞争情形。随着 136 号文的颁布，我国新能源上网电价市场化改革进程进一步深化，当前电力市场中，燃煤发电与新能源发电均已提出市场化定价机制。

电力交易主要分为中长期市场交易和现货市场交易两种模式，中长期市场交易方面，根据《国家发改委 国家能源局关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能源〔2019〕807 号），每个承担消纳责任的市场主体都需完成省级能源主管部门设定的可再生能源电力消纳责任权重，每个市场主体都需要依据该消纳责任权重完成当年的新能源电力消纳要求，该机制有效保障了新能源电力的消纳，并稳固了中长期市场的供需关系。此外，由于参与中长期市场交易的用户其用电需求具有显著计划性和可预测性，用户可以根据不同类型电源出力曲线的差异、价格差异、绿色属性的差异去组合选择匹配需求，实现电源与负荷的最优匹配，整体上实现中长期市场里的供需平衡，不同电源属性不同，有各自的市场定位，价格随行就市，因此发行人运营的新能源资产和实际控制人及其关联方运营的燃煤发电资产在中长期市场上不存在直接角逐量价的情形，因此不构成同业竞争。

在现货市场中，尽管新能源发电企业和燃煤发电企业均参与现货市场交易，但现货市场的价格由宏观层面供需关系决定，单个主体的报量报价行为无法改变整体市场价格，在竞争充分的市场中，由于参与者众多，单个参与者对市场的影响趋近于无限小，因此发行人和实际控制人及其关联方均不具备影响市场价格的

能力，且电力市场需求充足，发行人运营的新能源资产和实际控制人及其关联方运营的燃煤发电资产在发电量和电价上并未形成相互挤压，因此同样不存在同业竞争关系。

（2）发行人控股股东未来没有主动新增或者扩大新能源发电业务的计划，不存在构成潜在同业竞争情形；发行人实际控制人控制的其他企业未来存在新增少量自用及主业配套分布式光伏业务的计划，规模及影响极为有限，不会对发行人构成重大不利影响的同业竞争

根据华润电力对华润新能源的业务定位、未来的业务规划及控股股东华润电力出具的避免同业竞争承诺函，华润电力不会主要从事与华润新能源主营业务相同的新能源发电业务，未来也不会主动新增或者扩大与华润新能源主营业务相同的新能源发电业务。

发行人实际控制人控制的其他企业未来存在新增少量分布式光伏业务的计划，主要用于满足自身用电需求或向客户提供增值服务，规模及影响极为有限，既不会导致公司主营业务转向新能源发电领域，也不会对发行人构成重大不利影响的同业竞争。

（二）未将华润风电（漯河）有限公司等六家公司置入发行人的具体原因；委托经营合同的主要内容，托管费用确定依据、公允性、报告期内的支付情况；发行人是否已向前述六家公司委派管理人员，能否对前述公司相关业务的采购、生产、销售、财务、业务、人员管理及经营决策等事项的进行全面管理；签订委托经营合同是否能实质性解决控股股东与发行人之间的同业竞争问题，是否符合行业惯例；发行人是否将上述公司纳入合并范围及合理性

1、未将华润风电（漯河）有限公司等六家公司置入发行人的具体原因

截至报告期末，除发行人外，公司控股股东华润电力控制的其他企业持有未置入发行人体系内的风力发电项目/资产，导致存在与发行人经营相同业务的情形，该六家公司系 2023 年自发行人体内剥离，具体情况如下：

公司名称	华润电力控制的股比	所涉风电项目公司/资产	未置入的具体原因
华润电力物流（中国）有限公司	100%	华润风电（漯河）有限公司	土地使用存在法律瑕疵，截至本问询函回复出具日，前述法律瑕疵尚未整改完毕，为确保
		华润风电（原阳）有限公司	

公司名称	华润电力控制的股比	所涉风电项目公司/资产	未置入的具体原因
华润电力工程	100%	华润风电（新丰）有限公司	发行人资产合规性，该等风电资产暂时由控股股东华润电力控制，并拟在推动相关瑕疵整改完毕并具备置入上市公司条件后重新置入发行人
		华润新能源（凌海）风能有限公司	
		信阳扬明新能源有限公司	
		润阳项目（原属于华润新能源（叶县）有限公司）	

2、委托经营合同的主要内容

（1）委托和授权服务范围

根据上述当事方签署的《委托运营服务协议》之约定，委托方全权委托受托方经营管理以下相关事项，包括但不限于：

①提供国内外有关新能源项目物资供求市场信息、电力市场信息，满足委托方对于各种信息资源的需求，同时提供新能源项目物资采购业务运作相关服务。

②提供运营、法律、财税、审计、采购、销售等方面咨询服务。

③提供人员招聘、培训等人力资源服务活动、为企业沟通组织安排的会议业务活动等企业内部服务活动。

④提供新能源项目日常运营服务，包括但不限于电站的运行、维护和管理。委托方将合同专用章、发票专用章相关证照等交由受托方保管，用于日常运营。

⑤协助委托方融资。

⑥协助委托方与政府相关部门进行必要的协调、沟通工作，政府相关部门包括但不限于行业主管部门、项目投资主管部门、环境保护主管部门、水利主管部门、规划主管部门、建设主管部门、土地管理部门、财政税务管理部门等。

⑦提供企业其他方面的信息或咨询服务。

（2）双方权利义务

①委托方的权利义务

A.有权要求受托方按时保质保量以委托方名义提供新能源项目物资采购。

B.对受托方行使协议约定的委托和授权服务范围内的事项所产生的任何法律后果，委托方均予以认可并承担相应责任。

C.委托方同意就按照受托方根据协议约定的委托和授权服务范围的事项予以严格执行。

D.除非经受托方事先书面同意，协议期间内，就协议约定的任何与协议相同和/或类似的授权和委托服务事宜，委托方不得直接或间接地与任何第三方建立任何相同或类似的合作关系；

E.按协议约定按时支付受托方费用。

F.在前述委托运营关系下，委托方仍享有委托方公司重大经营管理事项的最终决策权，委托方仍拥有委托方公司的控制权。

②受托方的权利义务

A.协议生效后，受托方行使协议约定的委托和授权服务范围的事项无需额外事先征得委托方的意见或取得其同意。

B.受托方保证受托方履行在协议约定的委托和授权服务范围内的事项不违反法律、行政法规的相关规定。

C.有权要求委托方按时支付服务费。

3、托管费用确定依据、公允性、报告期内的支付情况

(1) 托管费用确定依据

根据上述当事方签署的《委托运营服务协议》之约定，托管服务费根据服务类型按照成本加成率进行收取，具体各服务类型的成本加成率如下表：

项目	主要服务内容	成本加成率
运营类	提供新能源项目日常运营服务，包括但不限于项目运营维护、人员管理等相关服务	8%
建设类	提供新能源项目建设服务，包括但不限于项目咨询服务、设计与工程服务、采购与建设管理服务、并网与验收服务等	8%
环保、安全、健康类	协助委托方贯彻执行 EHS 相关法律、法规、标准和制度，提供安全生产、节能环保、职业健康相关服务	8%
其他行政类	提供企业其他方面的信息或咨询服务、财务管理	5%
第三方机构服务类/软件服务及相关无形资产摊销	提供运营、法律、财税、审计、采购、销售等方面咨询服务；协助委托方融资；提供国内外有关新能源项目物资供求市场信息、电力市场信息，满足委托方对于各	0%

项目	主要服务内容	成本加成率
	种信息资源的需求，同时提供新能源项目物资采购业务运作相关服务	

对于发行人提供的服务无法分辨直接与被托管公司相关的成本费用，托管服务费用将按发行人提供服务的部门归集发行人提供服务发生的成本费用并在此基础上按同期装机容量占总装机容量比例或同期资产规模占总资产规模比例进行成本费用分摊，从而确定最终托管服务费。

（2）托管费用的公允性

前述托管费用确认的核心依据为成本加成率指标，该等托管费用成本加成率与发行人及控股股东华润电力之间的其他服务成本加成率一致，根据德勤管理咨询（上海）有限公司深圳分公司出具的转让定价报告，该等成本加成率具备公允性。

（3）报告期内托管费的支付情况

截至本问询函回复出具日，前述被托管主体在报告期内发生的托管费用合计1,868.20万元，已经按照协议约定全部支付给受托方，不存在应付未付的托管费。

4、发行人是否已向前述六家公司委派管理人员，能否对前述公司相关业务的采购、生产、销售、财务、业务、人员管理及经营决策等事项进行全面管理

自发行人与前述表格中的六家公司签署委托经营合同后，发行人已向该等公司委派管理人员，具体委派情况如下：

所涉风电项目公司/资产	具体委派管理人员情况
华润风电（漯河）有限公司	王某，华润新能源投资有限公司河南分公司负责人，负责漯河项目的生产运营管理
华润风电（原阳）有限公司	王某，华润新能源投资有限公司河南分公司负责人，负责获嘉风电场项目的生产运营管理
华润风电（新丰）有限公司	陈某，华润新能源（连州）风能有限公司负责人，负责金竹风电场的生产运营管理
华润新能源（凌海）风能有限公司	张某，华润新能源（阜新）风能有限公司负责人，负责锦州风电场项目的生产运营管理
信阳扬明新能源有限公司	王某，华润新能源投资有限公司河南分公司负责人，负责信阳项目的生产运营管理
润阳项目（原属于华润新能源（叶县）有限公司）	王某，华润新能源投资有限公司河南分公司负责人，负责润阳项目的生产运营管理

如上表所示，发行人按照《委托运营服务协议》之约定，向上述六家公司/项目均委派了管理人员对项目进行全面管理，具体提供的管理服务均符合《委托

运营服务协议》之约定，覆盖了上述六家公司/项目的日常运营、项目物资采购、财务运营、人力资源、对外公关等各个方面。

因此，发行人能够对上述公司/项目相关业务的采购、生产、销售、财务、业务、人员管理及经营决策等事项进行全面管理。

5、签订委托经营合同是否能实质性解决控股股东与发行人之间的同业竞争问题，是否符合行业惯例；发行人是否将上述公司纳入合并范围及合理性

（1）签订委托经营合同是否能实质性解决控股股东与发行人之间的同业竞争问题，是否符合行业惯例

签订《委托运营服务协议》后，受托方享有相关项目的生产经营权、物资管理权和人事管理权等主要权利，受托方可以通过行使相关权利，决定受托经营资产的日常经营管理或对该等日常经营管理施加重大影响，上述公司不再实际开展风力发电业务，上述《委托运营服务协议》能够进一步消除发行人与上述公司之间发生竞争关系的潜在可能性，防止上述公司损害发行人潜在商业利益，进一步消除上述公司与发行人发生利益冲突的情形，因此能够有效消除潜在同业竞争。

由于出售上述公司/资产时，上述公司/资产存在对其权属合规、经营可持续性等具有重大不利影响的法律瑕疵，经营状态和经营成果具有一定的不确定性，相关委托经营原则上采取成本加成率的收益方式有利于在解决潜在同业竞争问题的同时降低发行人经营风险，保护发行人利益，具有合理性。

同时，通过委托经营，发行人能够进一步增进对相关资产法律瑕疵解决情况的知悉，在相关障碍消除后及时向控股股东和实际控制人主张履行关于避免同业竞争的承诺，推动彻底消除潜在同业竞争风险。

综上，委托经营相关安排有利于消除相关资产与发行人的潜在同业竞争风险，能够有效消除潜在同业竞争问题；此外，与发行人处于同行业的浙江省新能源投资集团股份有限公司（600032.SH）、中节能太阳能股份有限公司（000591.SZ）、华电新能源集团股份有限公司亦存在利用委托运营方式消除同业竞争的情形，故发行人上述情形符合行业惯例。

（2）发行人是否将上述公司纳入合并范围及合理性

《企业会计准则第 33 号——合并财务报表》（财政部财会[2014]10 号）第七条规定：“控制，是指投资方拥有对被投资方的权力，通过参与被投资方的相关活动而享有可变回报，并且有能力运用对被投资方的权力影响其回报金额。”

《监管规则适用指引——会计类第 1 号》“1-9 控制的判断”针对委托、受托经营业务的控制权判断还规定：“公司在判断对受托经营的业务（即标的公司）是否拥有控制时，需重点关注以下问题：一是关于对标的公司拥有权力的认定。在判断是否对标的公司拥有权力时，除日常运营活动相关的权力外，还应当考虑是否拥有主导对标的公司价值产生重大影响的决策事项的能力和权力。……二是从标的公司获得的可变回报，不仅包括分享的基于受托经营期间损益分配的回报，还应考虑所分享和承担的标的公司整体价值变动的报酬和风险。……”

结合上述规定，发行人未将上述公司/资产纳入合并范围具有合理性，具体如下：

①发行人与上述公司之间系委托服务关系而非投资关系

发行人不持有上述公司/资产的股权，发行人与上述公司/资产并非投资与被投资关系，双方签订《委托运营服务协议》的目的是实现公司对上述公司/资产的日常管理，避免因潜在同业竞争风险侵害公司利益的情况，而非为了达到发行人控制上述公司/资产的目的。

②发行人仅系参与托管对象的运营活动，对托管对象不具有控制权

委托运营模式下，受托方对托管对象的管理权利，系根据《委托运营服务协议》之约定，对托管对象的日常生产经营活动实施托管而取得的。

根据《委托运营服务协议》之约定，受托方仅拥有上述公司/资产日常运营活动相关的权力，受托方在委托经营期限内为上述公司/资产的日常生产经营活动提供运行维护服务，主要是日常运营、项目物资采购、财务运营、人力资源、对外公关等日常管理，《委托运营服务协议》并未赋予受托方享有对于上述公司/资产的经营方针、投资计划、财务预算及决算方案、重大投资等重大事项的决策权。同时《委托运营服务协议》亦明确约定，委托方享有委托方公司重大经营管理事项的最终决策权，委托方拥有委托方公司的控制权。因此，发行人实质上是受托对上述公司/资产日常生产经营活动提供托管服务，并不拥有对上述公司/资

产的实质性权力。

③发行人无法通过参与上述公司/资产的相关活动而享有可变回报

根据《委托运营服务协议》的约定，受托方就托管对象整体委托经营服务原则上按照成本加成率收取委托费用。除委托管理费用外，一方面，发行人不直接享有上述公司/资产的经营收益，不享有分红权，上述公司/资产在委托经营期间自负盈亏，发行人实际上并不承担上述公司/资产价值变动的主要报酬或风险；另一方面，委托经营期结束后，发行人并不享有上述公司/资产整体价值变动所可能带来的可变回报（如股权价值增加或减少）。因此，发行人无法通过参与上述公司/资产的相关活动而享有可变回报。

综上所述，发行人并不能因受托经营而拥有对上述公司/资产价值产生重大影响事项的权力，发行人也不享有上述公司/资产的可变回报。因此，发行人对上述公司/资产不具有控制，发行人未将上述公司/资产纳入合并范围具有合理性。

（三）控股股东、实际控制人关于避免同业竞争的措施和承诺是否能够有效发挥作用，相关措施是否已充分披露

1、首次申报前，控股股东、实际控制人已将大部分风力发电、太阳能发电业务资产整合进入华润新能源体内

公司作为华润电力控制的企业中投资、开发、运营和管理风力、太阳能发电站的唯一平台，近年来通过系列资产重组持续强化业务定位，基本实现新能源业务的全面整合。2022 年度，华润新能源合计向华润电力及其子公司收购 81 家新能源项目公司股权、1 家从事新能源发电相关研究的技术研究院股权，同时剥离非主业资产。2023 年度，华润新能源合计向华润电力的子公司收购 2 家从事分布式光伏项目的企业股权、4 项分布式光伏项目资产及 1 家计划投资新能源业务的公司股权。2024 年度，华润新能源向华润电力子公司收购 1 家公司股权并计划以该公司为主体投资新能源业务。上述资产重组具备覆盖范围全、主体数量多、资产规模大的特征，实现了公司新能源业务平台定位。华润新能源控股股东、实际控制人下属的绝大部分风力发电、太阳能发电业务已经置入华润新能源体内，仅剩少部分项目由于存在客观障碍暂未纳入华润新能源。

上述重组工作是华润新能源首次申报前控股股东、实际控制人为了实现避免同

业竞争目标所采取的重要措施，确保了华润新能源控股股东和实际控制人及其下属企业不会经营与华润新能源主要业务可能构成竞争的业务或活动，是华润新能源控股股东、实际控制人履行所出具的关于避免同业竞争的承诺函的重要成果。

2、通过建立完善且持续有效的同业竞争防范机制，未来华润新能源控股股东、实际控制人将切实采取关于避免同业竞争的措施并履行相关承诺，消除潜在同业竞争风险

华润新能源控股股东及实际控制人已建立完善且持续有效的同业竞争防范机制，通过委派董事参与公司治理、行使股东表决权等规范化管理手段确保避免同业竞争的承诺落实到位。公司作为华润电力控制的企业中投资、开发、运营和管理风力、太阳能发电站的唯一平台，华润新能源的控股股东没有持续经营或新建与华润新能源构成相同业务的新能源发电项目的计划。对于目前尚未注入的存量项目，控股股东将采取积极措施消除各类障碍，在符合条件后优先注入华润新能源，或通过市场化方式转让予无关联第三方。在制度保障方面，已建立常态化的监督执行机制，通过定期核查、专项审计等方式确保承诺履行，且不存在任何主观或客观因素限制相关措施的落实。未来华润新能源控股股东、实际控制人将切实采取避免同业竞争的措施并履行相关承诺，消除潜在同业竞争风险。

3、华润新能源及控股股东、实际控制人已在招股说明书中充分披露了关于避免同业竞争的相关措施

华润新能源及控股股东、实际控制人已采取关于避免同业竞争的相关措施包括但不限于控股股东和实际控制人下属除华润新能源以外企业不得以任何形式直接或间接从事与华润新能源及其控制企业的主营业务构成或可能构成重大不利影响的同业竞争业务或活动；建立业务机会优先提供机制，要求关联企业在获取可能构成重大不利影响竞争的业务机会时，须立即通知华润新能源并优先促成合作；对于目前尚未注入的存量项目，控股股东将采取积极措施消除各类障碍，在符合条件后优先注入华润新能源，或通过市场化方式转让予无关联第三方等。关于华润新能源和控股股东、实际控制人对各相关项目拟采用的解决同业竞争相关措施，以及控股股东、实际控制人所出具的关于避免同业竞争承诺函，已在招股说明书“第八节 公司治理与独立性”之“六、发行人同业竞争情况”之“（三）关于不存在重大不利影响的同业竞争的说明”和“第十二节 附件”之“附件二

相关承诺事项”之“八、控股股东、实际控制人避免同业竞争的承诺”中详细披露。关于控股股东、实际控制人避免同业竞争的承诺具体如下：

“为避免同业竞争损害公司和其他股东的利益，避免公司控股股东利用与公司从事相同、相似业务进行利益输送或因此与公司产生利益冲突的情形，并进一步保障公司的业务独立性，本公司控股股东华润电力承诺：

‘1. 华润新能源及其控制的企业为本公司及/或本公司控制的企业中投资、开发、运营和管理风力、太阳能发电站的唯一平台。

2. 截至本承诺函出具之日，本公司及/或本公司控制的企业（不包括华润新能源及其控制企业）未直接或间接从事与华润新能源及其控制企业的主营业务（投资、开发、运营和管理风力、太阳能发电站，下同）构成重大不利影响的同业竞争业务或活动。

3. 除因存在客观障碍等原因暂时无法纳入华润新能源体内的新能源发电项目外，本公司承诺将不会以任何形式直接或间接从事与华润新能源及其控制企业的主营业务构成或可能构成同业竞争的业务或活动。

4. 如本公司或本公司控制企业获得与华润新能源及其控制企业的主营业务构成或可能构成同业竞争的业务机会，本公司将在获知该等业务机会之后书面通知华润新能源，若在通知中所指定的合理期间内，华润新能源做出愿意接受该业务机会的书面答复，本公司或本公司控制企业尽最大努力促使该等新业务机会按合理和公平的条款和条件首先提供给华润新能源及其控制企业。

5. 就因存在客观障碍等原因暂时无法纳入华润新能源体内的新能源发电项目，本公司将在该等项目相关障碍消除、符合置入上市公司条件后在符合相关法律法规的前提下促使将该等项目置入华润新能源体系内。

6. 若监管机构认为本公司或本公司控制企业从事相关业务与华润新能源及其控制企业的主营业务构成重大不利影响的同业竞争的，本公司将采取法律法规允许的方式进行解决。

7. 本承诺函自出具之日起生效，直至发生下列情形之一时终止：（1）本公司不再是华润新能源的控股股东；（2）华润新能源的股票终止在深圳证券交易所上市（但华润新能源的股票因任何原因暂停买卖除外）；（3）法律法规或规范性文

件规定对某项承诺的内容无要求时，相应部分自行终止。

8. ‘控制企业’就本承诺函的任何一方而言，指由其（1）持有或控制 50%或以上已发行股本或享有 50%或以上的投票权（如适用），或（2）有权控制董事会之组成或以其他形式控制的任何其他企业或实体。’

为避免同业竞争损害公司和其他股东的利益，避免公司实际控制人利用与公司从事相同、相似业务进行利益输送或因此与公司产生利益冲突的情形，并进一步保障公司的业务独立性，本公司实际控制人中国华润承诺：

‘1. 截至本承诺函出具之日，本公司及/或本公司控制的企业（不包括华润新能源及其控制企业）未直接或间接从事与华润新能源及其控制企业的主营业务（投资、开发、运营和管理风力、太阳能发电站，下同）构成重大不利影响的同业竞争业务或活动。

2. 本公司承诺将不会以任何形式直接或间接从事与华润新能源及其控制企业的主营业务构成或可能构成重大不利影响的同业竞争业务或活动。

3. 如本公司或本公司控制企业（不包括华润新能源及其控制企业）获得与华润新能源及其控制企业的主营业务构成或可能构成重大不利影响的同业竞争的业务机会，本公司将在获知该等业务机会之后书面通知华润新能源，若在通知中所指定的合理期间内，华润新能源做出愿意接受该业务机会的书面答复，本公司或本公司控制企业尽最大努力促使该等新业务机会按合理和公平的条款和条件首先提供给华润新能源及其控制企业。

4. 若监管机构认为本公司或本公司控制企业从事相关业务与华润新能源及其控制企业的主营业务构成重大不利影响的同业竞争的，本公司将采取法律法规允许的方式进行解决。

5. 本承诺函自出具之日起生效，直至发生下列情形之一时终止：（1）本公司不再是华润新能源的实际控制人；（2）华润新能源的股票终止在深圳证券交易所上市（但华润新能源的股票因任何原因暂停买卖除外）；（3）法律法规或规范性文件规定对某项承诺的内容无要求时，相应部分自行终止。

6. ‘控制企业’就本承诺函的任何一方而言，指由其（1）持有或控制 50%或以上已发行股本或享有 50%或以上的投票权（如适用），或（2）有权控制董事

会之组成或以其他形式控制的任何其他企业或实体。’”

二、中介机构核查情况

（一）核查程序

针对上述事项，保荐人、发行人律师履行的核查程序，主要包括：查阅《证券期货法律适用意见第 17 号》，分析相关主体不构成同业竞争的合理性；取得实际控制人中国华润下属业务单元公司提供的关于自身经营情况和发行人关系的说明，查阅上述企业中上市公司的公告信息并核查其主营业务情况；取得控股股东华润电力直接或者间接控制企业的清单及主营业务说明，查阅清单内企业目前实际主要从事业务情况和运行情况；核查实际控制人及其关联方运营的燃煤发电、水电等发电业务所属行业分类，了解该等发电业务与发行人及其子公司所从事的新能源发电业务之间的差异；核查发行人资产权属和员工花名册等相关资料，确认实际控制人及其关联方的资产、人员与发行人保持独立；查阅我国电力行业发电、售电相关环节适用的法律法规、政策和专业资料；取得并审阅发行人子公司及其分公司分别签署《委托运营服务协议》以及报告期内的费用支付回单、凭证等资料，核查《委托运营服务协议》的主要内容，托管费用确定依据、公允性、报告期内的支付情况；取得发行人的说明并访谈公司董事兼总经理，了解发行人未将华润风电（漯河）有限公司等六家公司/资产置入发行人的具体原因，了解发行人向前述六家公司/资产委派管理人员的相关情况以及对该等公司/资产的业务管理、经营决策等事项的管理情况；取得实际控制人、控股股东出具的关于避免同业竞争的承诺函，核查实际控制人及控股股东相关承诺履行是否存在障碍。

（二）核查意见

经核查，保荐人、发行人律师认为：

1、根据《证券期货法律适用意见第 17 号》第 1 条的相关规定，实际控制人及其关联方运营的燃煤发电、水电发电业务与发行人不构成相同或者相似业务，不构成同业竞争关系；实际控制人及其关联方控制的新能源资产与发行人构成相似业务，但不构成重大不利影响的同业竞争。结合行业政策变化情况，发行人未来不存在与实际控制人及其关联方运营的燃煤发电、水电等发电业务构成潜在同业竞争的情形。发行人控股股东未来没有主动新增或者扩大新能源发电业务的计

划，不存在构成潜在同业竞争情形；发行人实际控制人控制的其他企业未来存在新增少量自用及主业配套分布式光伏业务的计划，规模及影响极为有限，不会对发行人构成重大不利影响的同业竞争。

2、发行人未将华润风电（漯河）有限公司等六家公司/资产置入发行人的原因均系土地使用存在法律瑕疵；发行人已说明委托经营合同的主要内容和托管费用确定依据，委托经营合同的托管费用具有公允性，委托方已向受托方支付报告期内发生的全部托管费用；发行人已向前述六家公司/资产委派管理人员，能对前述公司/资产的相关业务的采购、生产、销售、财务、业务、人员管理及经营决策等事项进行全面管理；签订委托经营合同能实质性解决控股股东与发行人之间的同业竞争问题，符合行业惯例；发行人未将上述公司纳入合并范围具有合理性。

3、控股股东、实际控制人关于避免同业竞争的措施和承诺能够有效发挥作用，相关措施已充分披露。

问题 7. 关于关联交易及独立性

申报材料显示：

(1) 发行人自成立以来，华润电力及其关联方通过境外主体以往来款形式对发行人提供财务资助，截至报告期末借款本金余额 69.33 亿元。上述往来款中，部分借款未约定利息，以摊余成本法计息，报告期前三年实际借款利率分别为 3.86%、2.92%和 2.53%，期末余额为 30.67 亿元。

(2) 华润电力实行资金集中管理政策，报告期内曾对发行人资金进行归集。

(3) 自 2022 年起，发行人对下属联营、合营企业甘肃酒钢华润新能源（肃北）有限公司等实行资金集中管理政策。

(4) 报告期内，发行人向华润电力子公司采购信息系统建设、软件运维服务等。其中，相关信息系统及软件服务由华润集团统一定价，而后由深圳市润电信息科技有限公司统一向华润数科采购，并在此基础上按照装机容量、公司数量等分摊至华润电力总部及各区域公司。

请发行人披露：

(1) 向华润电力及其关联方借入资金的背景、合理性及必要性，发行人是否主要依靠华润电力及其关联方对其项目建设及日常运营进行资金支持；华润电力通过双方境外主体以往来款形式提供的财务资助以摊余成本法计息的依据，实际借款利率的核算过程；华润电力对发行人进行资金归集的清理事务，是否构成资金占用，相关整改是否到位，相关内部控制制度是否健全并有效执行。

(2) 甘肃酒钢华润新能源（肃北）有限公司等合营公司的基本情况，发行人对其资金进行归集的背景、用途及合理性，资金归集的相关内部制度，发行人是否支付利息，如是，披露具体情况，资金池中资金日常调拨是否可能导致发行人资金被联营、合营公司占用；结合联合营公司的股权结构、管理人员派驻情况及资金归集情况，披露发行人是否实际上能对相关联合营公司实施控制，未将相关公司纳入合并范围的合理性。

(3) 与控股股东、实际控制人及其控制的企业之间关联交易对应的营业收入、成本费用、利润总额及占发行人相应指标的比例情况；若占比较高，按照

《监管规则适用指引—发行类第 4 号》4-11 的要求，完善相关信息披露事项。

(4) 关联采购的原因、必要性，相关商品或服务未进行外部采购的原因；结合集团和发行人的相关制度、统一向华润数科采购相关信息系统等事项，披露发行人是否能独立选择供应商或者品种，是否存在与集团发生特定交易的约定；向华润电力子公司采购信息系统、软件服务的价格确定依据及公允性，相关费用分摊的具体情况，包括分摊方法及合理性。

请保荐人、发行人律师及申报会计师简要概括核查过程，并发表明确核查意见。

回复：

一、发行人披露

(一) 向华润电力及其关联方借入资金的背景、合理性及必要性，发行人是否主要依靠华润电力及其关联方对其项目建设及日常运营进行资金支持；华润电力通过双方境外主体以往来款形式提供的财务资助以摊余成本法计息的依据，实际借款利率的核算过程；华润电力对发行人进行资金归集的清理工况，是否构成资金占用，相关整改是否到位，相关内部控制制度是否健全并有效执行

1、向华润电力及其关联方借入资金的背景、合理性及必要性，发行人是否主要依靠华润电力及其关联方对其项目建设及日常运营进行资金支持

报告期各期，公司向华润电力及其关联方借入款项包括一般关联借款及以摊余成本法计息的往来借款。

(1) 一般关联借款

单位：万元

关联方名称	关联方性质	交易类型	2024年度/2024 年 12 月 31 日	2023年度/2023 年 12 月 31 日	2022年度/2022 年 12 月 31 日
华润电力及其下属企业	控股股东及其下属企业	借入本金	-	-	2,516,860.86
		偿还本金	-	120,503.00	3,940,498.54
		期末本金余额	693,310.00	693,310.00	813,813.00
		利息费用	23,433.88	26,334.87	58,762.79
华润银行	同一控制下企业	借入本金	-	-	-

关联方名称	关联方性质	交易类型	2024年度/2024 年 12 月 31 日	2023 年度/2023 年 12 月 31 日	2022 年度/2022 年 12 月 31 日
		偿还本金	-	-	2,117.06
		期末本金余额	-	-	-
		利息费用	-	-	26.09
合计期末本金余额			693,310.00	693,310.00	813,813.00

注：与华润银行间关联借款事项，比照重大关联交易披露。

报告期内，发行人向华润电力及其关联方借入本金金额分别为 2,516,860.86 万元、0 万元及 0 万元。2022 年及以前，发行人作为控股股东华润电力全资子公司，内部实行一体化管理政策，华润电力内部主要通过华润电力资金管理中心根据实际项目开发及建设需求及日常经营所需统一进行资金调拨。

自 2023 年初华润电力决定分拆华润新能源上市以来，发行人停止向华润电力及其关联方借入资金，主要通过自身资金及外部商业银行借款进行项目开发建设及日常运营。

（2）以摊余成本法计息的往来借款

在一体化管理背景下，自发行人成立以来，公司与控股股东华润电力之间长期存在通过双方境外主体以往来款形式对发行人的风电及太阳能发电项目建设资本金投入提供财务资助的情况。不同于一般关联借款，该等股东往来借款在借款初期双方未约定具体借款利率。基于《企业会计准则第 22 号——金融工具确认和计量》相关规定，采用摊余成本法进行计息，具体情况如下表所示：

单位：万元

关联方名称	关联方性质	交易类型	2024 年度/2024 年 12 月 31 日	2023 年度/2023 年 12 月 31 日	2022 年度/2022 年 12 月 31 日
华润电力	控股股东	借入本金	-	4,706.28	512,697.22
		偿还本金	185,000.00	20,000.00	3,391,650.00
		当期摊销利息	-	11,315.25	93,219.04
		汇兑损益（收益以“-”列示）	24.88	275.21	40,868.00
		期末余额	186,728.47	371,703.59	375,406.84

注 1：375 亿港元（合 339.17 亿元人民币）已于 2022 年 9 月完成转股；

注 2：自 2024 年 1 月 1 日起至 2024 年 12 月 31 日，发行人根据还款合同之补充合同，按照 3.10% 计算利息。具体参见本题回复之“发行人披露/（一）/2、华润电力通过双方境外主体以往来款形式提供的财务资助以摊余成本法计息的依据，实际借款利率的核算过程”。

报告期内，该股东往来款项借入本金金额分别为 512,697.22 万元、4,706.28

万元及 0 万元。2022 年及以前，发行人作为控股股东华润电力全资子公司，该股东往来款项主要为控股股东对发行人的风电及太阳能发电项目建设资本金投入提供财务资助。自 2023 年初华润电力决定分拆华润新能源上市以来，发行人即停止从华润电力借入上述股东往来款项。

截至报告期末，公司尚有近 800 亿元商业银行授信额度可使用，授信金额充足，不存在主要依靠华润电力及其关联方对项目建设及日常运营进行资金支持的情况。

2、华润电力通过双方境外主体以往来款形式提供的财务资助以摊余成本法计息的依据，实际借款利率的核算过程

华润电力通过双方境外主体的股东往来借款，不同于一般关联借款，该股东往来借款在借款初期双方未约定具体借款利率及借款期限。对于该部分款项，控股股东华润电力有权要求发行人偿还借款，发行人不能无条件地避免以交付现金或其他金融资产等支付方式来偿付该等股东往来借款，因而公司将上述股东往来借款认定为金融负债。

对于上述股东往来款项，发行人与控股股东明确对 2020 年 1 月以前借入的股东往来借款将于 2022 年 9 月进行部分债转股，剩余部分及 2020 年 1 月以后借入的股东往来借款将于 2023 年 12 月底前偿还。

发行人根据《企业会计准则第 22 号——金融工具确认和计量》的要求，将该股东往来借款按信用等级相当的类似贷款的当前市场利率折现确认公允价值，对该金融负债进行初始计量；折现金额与未来偿付本金之间的差额，经济实质上属于控股股东对发行人的资本性投入，计入资本公积。该项金融负债以摊余成本进行后续计量，按照实际利率法确认利息费用。

综上所述，华润电力通过双方境外主体以往来款形式提供的财务资助以摊余成本法计息依据充分，符合企业会计准则的要求。

发行人在对 2022 年及 2023 年借入的股东往来借款进行初始计量时，按信用等级相当的类似贷款的当前市场利率作为实际借款利率折现确认公允价值，2022 年及 2023 年所采用实际利率分别为 2.92%和 2.53%，该利率参考报告期内各期发行人增量银行借款的加权平均利率进行确认，该股东往来借款利率与发行人商

业银行贷款利率及发行人向关联方的一般关联借款利率水平相匹配。具体核算过程详见下表：

单位：万元

项目	加权平均增量银行借款金额 ①	对应计提利息 ②	利率 ②/①
2022 年	848,958.28	24,798.72	2.92%
2023 年	1,030,789.41	26,114.90	2.53%

注：加权平均增量银行借款金额=Σ（每笔增量银行借款金额×当期实际占用天数/365）。

2023 年 7 月，发行人与控股股东华润电力签署还款合同拟于 2023 年 12 月 31 日前偿还该等剩余股东往来借款；约定双方协商一致后，发行人可提前偿还或者约定其他时间偿还。2023 年 12 月，发行人与控股股东华润电力签署还款合同之补充合同，对该股东往来款项做出进一步约定，双方同意将前述还款合同约定的股东往来借款到期日展期至 2024 年 12 月 31 日，并自 2024 年 1 月 1 日起，就发行人尚未偿还的股东往来借款按照 3.10% 计算利息。2024 年 12 月，发行人与控股股东华润电力签署还款合同补充协议，将剩余股东往来借款到期日展期至 2025 年 12 月 31 日，并自 2025 年 1 月 1 日起，就发行人尚未偿还的股东往来借款按照 2.80% 计算利息，上述自 2024 年初、2025 年初实行的补充借款利率参照发行人同时期、同期限对外信用贷款利率水平来确定。

3、华润电力对发行人进行资金归集的清理事务，是否构成资金占用，相关整改是否到位，相关内部控制制度是否健全并有效执行

报告期内，发行人与控股股东华润电力之间的资金归集调拨往来情况具体如下：

单位：万元

项目	2024 年度	2023 年度	2022 年度
资金上收金额	-	8,326.28	5,189,180.56
资金下拨金额	-	56,863.37	5,455,933.30
利息收入	-	485.07	2,911.60

根据国务院国资委于 2008 年发布的《关于加强中央企业资金管理防范财务风险的紧急通知》，中央企业需要加强资金支出预算，通过资金集中管理、加速资金周转等手段，减少资金沉淀，提高资金使用效率。基于上述背景，报告期内发行人控股股东通过制定《华润电力控股有限公司资金管理办法》，对境内各级

公司的资金实施归集，并对资金统一调度、集中运用和实时监控。在资金集中管理期间，发行人可以按照自身资金需求和使用计划灵活使用集中管理资金款项，报告期内发行人向控股股东归集资金使用不受限制，不存在因被集中资金未能及时调拨到账而影响发行人生产经营的情况，资金集中管理对发行人资金调配和日常经营活动未产生任何不利影响，不属于控股股东资金占用、进而侵占发行人利益的情形。

截至报告期末，发行人已不再向华润电力层面进行资金归集，并收回了相关资金，已完成与控股股东之间资金归集事项的清理与整改。发行人已建立《华润新能源控股有限公司资金管理办法》（以下简称“《资金管理办法》”），发行人自身资金管理中心采用日终归集、日初下拨的资金集中管理模式，且各级公司在资金管理中心活期存款按照主要商业银行对华润电力执行的相关协定利率计息，而主要商业银行对华润电力所执行协定利率系参照同期中国人民银行公布的协定存款利率适当浮动确定，交易定价公允，资金归集相关内控制度健全，内控措施严格，不存在利益输送或违规关联方资金占用的情况。

（二）甘肃酒钢华润新能源（肃北）有限公司等合营公司的基本情况，发行人对其资金进行归集的背景、用途及合理性，资金归集的相关内部制度，发行人是否支付利息，如是，披露具体情况，资金池中资金日常调拨是否可能导致发行人资金被联营、合营公司占用；结合联合营公司的股权结构、管理人员派驻情况及资金归集情况，披露发行人是否实际上能对相关联合营公司实施控制，未将相关公司纳入合并范围的合理性

1、甘肃酒钢华润新能源（肃北）有限公司等合营公司的基本情况，发行人对其资金进行归集的背景、用途及合理性，资金归集的相关内部制度，发行人是否支付利息，如是，披露具体情况，资金池中资金日常调拨是否可能导致发行人资金被联营、合营公司占用

自 2022 年起，发行人对下属联合营企业甘肃酒钢华润新能源（肃北）有限公司、华润财金新能源（东营）有限公司、润电新能源（宜兴）有限公司（曾用名：华润新能源（宜兴）有限公司）、岚县润电新能源有限公司、润电新能源（张家港）有限公司及润重新能源（岢岚）有限公司实行资金集中管理政策，由华润新能源资金管理中心对上述企业实行资金归集与下拨，所涉及联合营企业的基本

情况如下：

序号	公司名称	成立时间	注册资本 (万元)	法定代表人	主要经营地及注册地	主营业务	股东构成
1	甘肃酒钢华润新能源（肃北）有限公司	2020.10.28	19,261.20	梁彩晓	甘肃省酒泉市肃北蒙古族自治县马鬃山第一风电场C区	新能源电站的投资、开发、运营和管理	华润电力新能源投资有限公司持股 60%；嘉峪关宏电铁合金有限责任公司持股 40%
2	华润财金新能源（东营）有限公司	2020.08.06	200,394.00	于京华	山东省东营市垦利区兴隆街道广兴路277号创业大厦909室	新能源电站的投资、开发、运营和管理	华润电力新能源投资有限公司持股 55%；东营能源集团有限公司持股 45%
3	润电新能源（宜兴）有限公司（曾用名：华润新能源（宜兴）有限公司）	2019.11.18	8,816.00	胡安川	江苏省宜兴市徐舍镇民主社区、翔圩村	新能源电站的投资、开发、运营和管理	华润电力新能源投资有限公司持股 45.00%；江苏路通能源有限公司持股 35.00%；加士顿有限公司持股 15.00%；宜兴市汎普实业有限公司持股 5.00%
4	岚县润电新能源有限公司	2017.03.10	4,897.96	张智勇	山西省吕梁市岚县梁家庄乡芦苇塔村春晖光伏电站院内	新能源电站的投资、开发、运营和管理	华润新能源投资有限公司持股 51%；岚县现代农业发展投资有限公司持股 49%
5	润电新能源（张家港）有限公司	2022.10.27	14,500.00	曹晓东	江苏省苏州市张家港市张家港保税区三力大厦516室	新能源电站的投资、开发、运营和管理	苏州乐容艾能新能源科技有限公司持股 51%；华润智慧能源投资有限公司持股 47%；张家港保税区张保实业有限公司持股 2%
6	润重新能源（岢岚）有限公司	2023.07.14	300.00	关小祥	山西省忻州市岢岚县岚漪镇印象山水小区商业1幢1单元06	新能源电站的投资、开发、运营和管理	太原重工新能源装备有限公司持股 50.5%；华润新能源投资有限公司持股 48.5%；中国能源建设集团山西省电力勘测设计院有限公司持股 1%

注 1：甘肃酒钢华润新能源（肃北）有限公司 2024 年 12 月纳入发行人合并范围内并表处理；

注 2：华润财金新能源（东营）有限公司在 2023 年 8 月纳入发行人合并范围内并表处理。

根据《资金管理办法》，公司下属全资子公司资金需纳入华润新能源资金管理中心集中管理，提高资金使用效率；具有管理权的各级非全资公司应积极争取合作股东同意，将资金归集华润新能源资金管理中心集中管理，避免各级公司银行账户资金风险。

发行人作为非控制方对联合营企业进行资金归集均通过银行签署相关服务协议，发行人作为非控制方对联合营企业进行资金归集已获得其他股东同意，相关内部程序符合各联合营企业公司章程等内部规定，上述联合营企业将资金存入发行人账户可帮助发行人更好地对下属联合营企业的资金进行统一管理并保障自身权益及财务安全，具备合理性与必要性。

报告期内，发行人与联合营企业之间的资金归集调拨往来情况具体如下：

单位：万元

项目	2024 年度	2023 年度	2022 年度
资金上收金额	40,868.01	122,885.26	33,068.71
资金下拨金额	37,312.09	119,652.34	29,313.81
利息支出	44.54	100.02	20.31

各联合营企业在发行人资金管理中心的活期存款按照主要商业银行对发行人执行的相关协定利率计息，而主要商业银行对发行人所执行协定利率系参照同期中国人民银行公布的协定存款利率适当浮动确定，关联交易定价公允，不存在侵害其他股东利益的情况。根据《资金管理办法》，各级公司申请资金下拨金额以所属公司在资金管理中心内部存款账户余额为限，不得超支。由上表，报告期内资金上收金额均大于资金下拨金额，综上，资金池日常调拨不会导致发行人资金被联营、合营公司占用。

2、结合联合营公司的股权结构、管理人员派驻情况及资金归集情况，披露发行人是否实际上能对相关联合营公司实施控制，未将相关公司纳入合并范围的合理性

根据《企业会计准则第 40 号——合营安排》的有关规定进行判断，《企业会计准则第 2 号——长期股权投资》第九条：“投资方对联营企业和合营企业的长期股权投资，应当按照本准则第十条至第十三条规定，采用权益法核算”。

（1）甘肃酒钢华润新能源（肃北）有限公司

2020 年 10 月，发行人全资子公司华润电力新能源投资有限公司（以下简称“华润电力新能源”）与酒泉钢铁（集团）有限责任公司（以下简称“酒钢集团”）注册成立合资公司甘肃酒钢华润新能源（肃北）有限公司（以下简称“肃北公司”），主要业务为投资、建设和运营风力发电相关业务。华润电力新能源和酒钢集团分别持股 60%和 40%。自成立起，肃北公司的主要管理人员包括总经理 1 名、副总经理 2 名、财务总监 1 名，其中华润电力新能源任命总经理及副总经理各 1 名，酒钢集团任命副总经理 1 名及财务总监。公司设立时，双方通过公司章程约定肃北公司纳入华润新能源资金管理中心，由发行人统一管理。

肃北公司原章程规定，股东会及董事会决议分别按照持股比例及董事会席位

行使表决权，特别地，针对决定公司的经营计划和投资方案决议事项属于股东会特别决议事项，需要股东会三分之二以上表决权通过。自成立以来，肃北公司召开股东会，双方股东审议批准了公司经营方针、投资计划、建设计划和资金计划。根据《企业会计准则第 33 号-合并财务报表》第七条：“合并财务报表的合并范围应当以控制为基础予以确定。控制，是指投资方拥有对被投资方的权力，通过参与被投资方的相关活动而享有可变回报，并且有能力运用对被投资方的权力影响其回报金额。”及《企业会计准则第 2 号——长期股权投资》对合营企业的定义，由于肃北公司主要业务为投资、建设和运营风力发电业务，因此经营计划和投资方案为实质性影响股东可变回报的相关活动，华润电力新能源持有的表决权比例未超过三分之二，无法对该活动实施控制，因此发行人及华润电力新能源将肃北公司作为合营企业，采用权益法核算。

据《企业会计准则第 33 号—合并财务报表》第七条：“合并财务报表的合并范围应当以控制为基础予以确定。”以及《企业会计准则第 20 号—应用指南》第二条：“同时满足下列条件的，通常可认为实现了控制权转移：（一）企业合并合同或协议已获股东大会等通过；（二）企业合并事项需要经过国家有关主管部门审批的，已获批准；（三）参与合并各方已办理了必要的财产转移手续；（四）合并方或购买方已支付了合并价款的大部分（一般应超过 50%），并且有能力、有计划支付剩余款项；（五）合并方或购买方实际上已经控制了被合并方或被购买方的财务和经营政策，并享有相应的利益、承担相应的风险。”

由于肃北公司项目投运已满两年，为更好地发挥华润电力新能源在该行业的运营经验，进一步提高肃北公司运营期的经营管理效率从而提高股东可变回报，2024 年，华润电力新能源展开与酒钢集团就修改公司章程关于上述股东会特别决议事项的谈判。2024 年 11 月，酒钢集团向华润电力新能源发出《关于<致酒钢集团关于甘肃酒钢华润新能源（肃北）有限公司章程修订沟通函>的复函》，同意“决定公司经营计划和投资方案”不再纳入股东会特别决议事项，并计划将其 40%的股份转让至其全资子公司嘉峪关宏电铁合金有限责任公司（以下简称“嘉峪关宏电”）。同时，肃北公司纳入国务院国资委人资预算范围。

2024 年 12 月，肃北公司召开股东会，审议批准公司章程修订及股东变更等相关事项。基于新的公司章程，华润电力新能源能够通过主导肃北公司经营采购、

人力资源、资金管理等关键业务活动，实现了对肃北公司的实质性控制。至此，肃北公司由合营公司转为子公司核算，该处理符合《企业会计准则》的要求。

（2）华润财金新能源（东营）有限公司

华润财金新能源（东营）有限公司 2023 年 8 月底前为发行人合营企业，2023 年 8 月 15 日，华润财金新能源（东营）有限公司少数股东签署《一致行动承诺函》后纳入发行人合并范围作为子公司核算处理，相关情况参见本问询函回复之“问题 16/发行人披露/（三）一致行动安排的交易背景、主要条款，结合华润财金章程规定、董事会席位构成、重大事项表决安排等，披露发行人将华润财金作为控股子公司核算的合规性；结合相关资产组划分、可辨认无形资产及公允价值的确认情况，披露报告期内新增商誉确认的准确性，是否符合《企业会计准则》的规定”。

（3）其他存在资金归集情况的联合营企业

报告期内，关于其他存在资金归集情况的联合营企业，结合公司股权结构、管理人员任命情况及权力安排等，发行人未将相关公司纳入合并范围的合理性分析如下表：

公司名称	公司股权结构	管理人员任命情况	权力安排	未纳入合并范围的原因
润电新能源（宜兴）有限公司（曾用名：华润新能源（宜兴）有限公司）	华润电力新能源投资有限公司持股 45.00%；江苏路通能源有限公司持股 35.00%；加士顿有限公司持股 15.00%；宜兴市汎普实业有限公司持股 5.00%	发行人子公司任命总经理 1 名；对方股东任命副总经理 1 名	股东会重要经营决策需要三分之二以上表决权通过，发行人子公司股东会表决权 45.00%；董事会重要经营决策需三分之二以上席位同意通过，董事会席位共 5 名，发行人子公司占 2 名，其他股东各 1 名	发行人无法单独控制该公司的股东会及董事会，不符合企业《企业会计准则第 33 号-合并财务报表》对“控制”的相关规定
岚县润电新能源有限公司	华润新能源投资有限公司持股 51%；岚县现代农业发展投资有限公司持股 49%	发行人子公司任命总经理 1 名；对方股东任命财务总监 1 名	股东会所有经营决策需要须经双方股东一致通过，发行人子公司股东会表决权 51%；董事会所有经营决策需五分之四以上席位同意通过，董事会席位共 5 名，发行人子公司占 3 名，其他股东各 2 名	
润电新能源（张家港）有限公司	苏州乐容艾能新能源科技有限公司持股 51%；华润智慧能源投资有限公司持股 47%；张家港保税区张保实业有限公司持股 2%	发行人子公司任命财务负责人 1 名；对方股东任命总经理 1 名	股东会重要经营决策需要不低于三分之二表决权通过，发行人子公司股东会表决权 47%；董事会重要经营决策需三分之二以上席位同意通过，董事会席位共 5 名，发行人子公司占 2 名	
润重新能源（岢岚）有限公司	太原重工新能源装备有限公司持股 50.5%；华润新能源投资有限公司持股 48.5%；中国能源建设集团山西省电力勘测设计院有限	均由发行人派驻，暂无业务	股东会重要经营决策需要三分之二以上表决权通过，发行人子公司股东会表决权 48.5%；董事会重要经营决策需三分之二以上席位同意通过，董事会席位共 5 名，发行人子公司占 2 名	

公司名称	公司股权结构	管理人员任命情况	权力安排	未纳入合并范围的原因
	公司持股 1%			

（三）与控股股东、实际控制人及其控制的企业之间关联交易对应的营业收入、成本费用、利润总额及占发行人相应指标的比例情况；若占比较高，按照《监管规则适用指引—发行类第 4 号》4-11 的要求，完善相关信息披露事项

报告期内，发行人与控股股东、实际控制人及其控制的企业之间关联交易主要包括：（1）关联借款；（2）资金池归集业务；（3）同一控制下的资产重组；（4）购买商品和接受劳务；（5）销售商品和提供劳务；（6）关联租赁（含承租及出租）；（7）关联方银行存款；（8）与控股股东的日常服务采购。

为便于与相应指标进行分类统计，将上述关联交易按照业务实质进行归类。其中，资金池归集业务与关联方银行存款归类为关联存款，购买商品和接受劳务及与控股股东的日常服务采购归类为关联采购，销售商品和提供劳务及关联租赁中关联出租事项归类为关联销售。

按照关联借款、关联存款、关联采购、关联销售、关联承租及同一控制下的资产重组进行分类，各类关联交易占发行人相应指标的比例及具体情况如下：

1、关联借款

发行人已在招股说明书“第八节 公司治理与独立性”之“八、关联交易情况”之“（一）重大关联交易”之“2、重大偶发性关联交易”之“（1）关联借款情况”中相应补充披露如下：

“报告期内，发行人与控股股东、实际控制人及其控制的企业之间的关联借款利息支出占发行人利息支出的比例情况如下：

单位：万元

关联交易事项	交易类型	项目	2024 年度	2023 年度	2022 年度
关联借款	一般关联借款	利息费用	32,379.69	26,334.87	58,788.88
关联借款	以摊余成本法计息的往来借款	当期摊销利息	-	11,315.25	93,219.04
合计			32,379.69	37,650.12	152,007.92
利息支出（注 2）			217,181.18	196,514.98	274,885.18
占比			14.91%	19.16%	55.30%

注 1：发行人与控股股东华润电力之间的以摊余成本法计息的往来借款自 2024 年 1 月 1 日

起至 2024 年 12 月 31 日,就发行人尚未偿还的股东往来款项按照固定利率 3.10% 计算利息, 2024 年度发行人就尚未偿还的股东往来款项计提并支付利息 8,945.81 万元,该部分已合并披露于上表一般关联借款 2024 年度利息费用中;

注 2: 利息支出包括利息费用及资本化利息。

报告期内,发行人与控股股东、实际控制人及其控制的企业之间的关联借款事项占发行人利息支出的比例分别为 55.30%、19.16% 及 14.91%。2022 年公司与控股股东、实际控制人及其控制的企业之间的关联借款利息支出占比较高,主要系 2022 年及以前,华润电力内部实行一体化管理,发行人作为控股股东华润电力全资子公司,项目实际开发、建设以及日常经营所需资金主要通过华润电力资金管理中心统一调拨。自 2023 年初华润电力决定分拆华润新能源上市以来,发行人停止向华润电力及其关联方借入资金,主要通过自身资金及外部商业银行借款进行项目开发、建设及日常运营,2023 年及 2024 年关联借款利息支出占比均不超过 30%。

报告期各期末,发行人与控股股东、实际控制人及其控制的企业之间的关联借款期末余额占发行人总融资借款余额的比例情况如下:

单位: 万元

关联方名称	关联方性质	交易类型	2024 年末	2023 年末	2022 年末
华润电力及其下属企业	控股股东及其下属企业	一般关联借款期末余额	693,310.00	693,310.00	813,813.00
华润电力	控股股东	以摊余成本法计息的往来借款期末余额 (注 1)	186,728.47	371,703.59	375,406.84
关联借款期末合计余额			880,038.47	1,065,013.59	1,189,219.84
总融资借款余额 (注 2)			9,467,352.79	7,497,751.29	5,466,657.78
关联借款期末余额占比			9.30%	14.20%	21.75%

注 1: 发行人与控股股东华润电力之间的以摊余成本法计息的往来借款自 2024 年 1 月 1 日起至 2024 年 12 月 31 日,就发行人尚未偿还的股东往来款项按照固定利率 3.10% 计算利息;

注 2: 发行人总融资借款包括短期借款、长期借款 (含一年内到期)、长期应付款 (含一年内到期) 及计入其他应付款的应付关联方一般借款。

报告期各期末,发行人与控股股东、实际控制人及其控制的企业之间的关联借款期末余额占总融资借款余额的比例分别为 21.75%、14.20% 及 9.30%, 关联借款余额占比不超过 30%。

综上所述，2022年及之前，华润电力内部实行一体化管理，发行人作为控股股东华润电力全资子公司，项目实际开发、建设以及日常经营所需资金主要通过华润电力资金管理中心统一调拨。自2023年初华润电力决定分拆华润新能源上市以来，公司关联借款涉及的利息费用、期末融资余额占发行人相应指标利息支出、总融资借款余额的比例均不超过30%且呈现逐年下降的趋势，不属于关联交易占比过高的情况。公司自身具备丰富的外部融资渠道及较强的外部融资能力，商业银行授信额度较高，不存在融资借款主要依赖于关联方的情形。”

2、关联存款

发行人已在招股说明书“第八节 公司治理与独立性”之“八、关联交易情况”之“（一）重大关联交易”之“2、重大偶发性关联交易”之“（2）资金池归集业务”中相应补充披露如下：

“报告期内，发行人与控股股东之间的资金归集及在华润银行处少量银行存款所产生的利息收入占发行人利息收入的比例情况如下：

单位：万元

关联方名称	关联方性质	交易类型	2024 年度	2023 年度	2022 年度
华润电力	控股股东	资金归集利息收入	-	485.07	2,911.60
华润银行	同一控制下企业	银行存款利息收入	182.75	559.54	99.89
关联存款利息收入合计			182.75	1,044.61	3,011.48
利息收入			6,069.78	5,530.19	3,159.42
关联存款利息收入占比			3.01%	18.89%	95.32%

报告期内，发行人与控股股东、实际控制人及其控制的企业之间的关联存款利息收入占发行人利息收入的比例分别为95.32%、18.89%及3.01%。2022年度发行人关联利息收入占比较高主要系2022年及之前，华润电力内部实行一体化管理，发行人作为控股股东华润电力全资子公司，项目实际开发、建设以及日常经营所需资金主要通过华润电力资金管理中心统一调拨。自2023年初华润电力决定分拆华润新能源上市以来，公司关联存款利息收入占发行人利息收入的比例均不超过30%且呈现逐年下降的趋势，不属于关联交易占比过高的情况。”

3、关联采购

报告期内，发行人与控股股东、实际控制人及其控制的企业之间的关联采购金额占发行人采购总额的比例情况如下：

单位：万元

项目	2024 年度	2023 年度	2022 年度
一般关联采购	46,678.56	38,193.04	26,708.82
与控股股东之间的日常服务采购	-	35,660.47	31,982.14
关联采购金额合计	46,678.56	73,853.51	58,690.96
采购总额	3,150,269.08	2,704,109.50	1,969,352.10
占比	1.48%	2.73%	2.98%

报告期内，发行人与控股股东、实际控制人及其控制的企业之间存在的一般关联采购主要涉及日常设备物资、信息系统采购、工程物资、维修服务、运维服务、物业管理费、劳保服饰、药品物资、字号使用权费及日常办公用品采购等，具体采购内容及分析请参见招股说明书“第八节 公司治理与独立性”之“八、关联交易情况”之“（二）一般关联交易”之“1、一般经常性关联交易”之“（1）自关联方购买商品和接受劳务”；与控股股东之间的日常服务采购主要系发行人控股股东存在向发行人提供技术、行政、财务、运营等日常经营管理方面服务支持的情况，具体内容请参见招股说明书“第八节 公司治理与独立性”之“八、关联交易情况”之“（二）一般关联交易”之“2、一般偶发性关联交易”之“（1）与控股股东的日常服务采购”。

报告期内，发行人与控股股东、实际控制人及其控制的企业之间的关联采购金额占发行人采购总额的比例分别为 2.98%、2.73%及 1.48%，报告期各期均不超过 30%且占比较低，不属于关联交易占比过高的情况。

4、关联销售

报告期内，发行人与控股股东、实际控制人及其控制的企业之间的关联销售金额占发行人营业收入的比例情况如下：

单位：万元

项目	2024 年度	2023 年度	2022 年度
一般关联销售	14,897.68	7,974.46	14,493.86
关联出租	511.27	166.00	755.74
关联销售金额合计	15,408.94	8,140.46	15,249.60

项目	2024 年度	2023 年度	2022 年度
营业收入	2,287,361.08	2,051,170.94	1,819,769.64
占比	0.67%	0.40%	0.84%

报告期内，发行人与控股股东、实际控制人及其控制的企业之间存在的一般关联销售主要涉及电力销售（主要为分布式光伏发电）、技术服务、物资出售、委托运营等，具体销售内容及分析请参见招股说明书“第八节 公司治理与独立性”之“八、关联交易情况”之“（二）一般关联交易”之“1、一般经常性关联交易”之“（2）向关联方销售商品和提供劳务”；除此之外，发行人与控股股东、实际控制人及其控制的企业之间还存在少量的房屋、车辆及升压站等的关联出租，整体金额较小。

报告期内，发行人与控股股东、实际控制人及其控制的企业之间的关联销售金额占发行人营业收入的比例分别为 0.84%、0.40%及 0.67%，报告期各期均不超过 30%且占比较低，不属于关联交易占比过高的情况。

5、关联承租

报告期内，发行人与控股股东、实际控制人及其控制的企业之间的关联承租利息支出占发行人利息支出的比例情况如下：

单位：万元

关联交易事项	交易类型	项目	2024 年度	2023 年度	2022 年度
关联租赁	关联承租	承担的租赁负债利息支出	64.34	41.36	45.54
		简化处理的短期租赁和低价值资产租赁的租金费用	104.64	142.57	153.73
合计			168.99	183.94	199.27
利息支出			217,181.18	196,514.98	274,885.18
占比			0.08%	0.09%	0.07%

注：上述利息支出包含资本化利息。

报告期内，发行人与控股股东、实际控制人及其控制的企业之间的关联承租利息支出占发行人利息费用的比例分别为 0.07%、0.09%及 0.08%，报告期各期均不超过 30%且占比较低，不属于关联交易占比过高的情况。

6、同一控制下的资产重组

报告期内，发行人存在同一控制下的资产重组情况，同一控制下的资产重组相关指标计算及对发行人的影响已于招股说明书“第四节 发行人基本情况”之“三、公司报告期内的重大资产重组情况”之“（一）报告期内同一控制下的资产重组情况”之“2、同一控制下的资产重组对发行人的影响”披露，具体如下：

“2、同一控制下的资产重组对发行人的影响

（1）发行人最近3年内主营业务是否发生重大变化

①2022年重组

2022年重组注入发行人的资产在重组前一会计年度（2021年度）主要会计科目与重组前发行人相应科目对比如下：

单位：万元

项目	2021年度/2021年12月31日		
	资产总额	营业收入	利润总额
重组资产	4,083,728.97	710,131.66	299,412.52
重组前公司	8,119,807.05	1,018,889.29	458,699.71
占比	50.29%	69.70%	65.27%

注：重组方与被重组方之间的内部交易已在指标计算中按照《证券期货法律适用意见第3号》相关规定进行了扣除。

发行人2022年重组资产均从事新能源发电或研发相关业务，属于发行人对同一公司控制权人下相同、类似或相关业务进行重组，被收购方在重组前一个会计年度末的资产总额、前一个会计年度的营业收入、利润总额分别为重组前发行人相应项目50.29%、69.70%、65.27%。

上述重组事项属于同一控制下相同、类似或相关业务进行重组情况，适用《证券期货法律适用意见第3号》。本次重组被重组方重组前一个会计年度末的资产总额或前一个会计年度的营业收入或利润总额超过重组前发行人相应项目的50%，但不超过100%，保荐人、会计师及发行人律师已按照相关法律法规对首次公开发行主体的要求，将被重组方纳入尽职调查范围并发表相关意见，符合《证券期货法律适用意见第3号》的要求。

②2023年重组

2023 年，公司向华润电力下属子公司收购新能源业务相关资产规模较小，所涉被重组方重组前一个会计年度末的资产总额或前一个会计年度的营业收入或利润总额低于重组前发行人相应项目的 5%，未导致发行人主营业务发生重大变化。

③2024 年重组

2024 年，公司向华润电力下属子公司收购新能源业务相关资产规模较小，所涉被重组方重组前一个会计年度末的资产总额或前一个会计年度的营业收入或利润总额低于重组前发行人相应项目的 5%，未导致发行人主营业务发生重大变化。

(2) 对公司管理层、控制权、业务发展及经营业绩的影响

上述重组事项均系同一控制下的企业合并，未导致公司控股股东、实际控制人及主要管理层发生重大变化。

上述重组事项主要系华润电力为实现新能源业务的专业化整合，打造华润新能源作为其控制的企业中投资、开发、运营和管理风力、太阳能发电站的唯一平台，避免同业竞争、保障公司资产的完整性和独立性。上述重组不会对公司的业务发展和经营业绩产生重大不利影响。”

(四) 关联采购的原因、必要性，相关商品或服务未进行外部采购的原因；结合集团和发行人的相关制度、统一向华润数科采购相关信息系统等事项，披露发行人是否能独立选择供应商或者品种，是否存在与集团发生特定交易的约定；向华润电力子公司采购信息系统、软件服务的价格确定依据及公允性，相关费用分摊的具体情况，包括分摊方法及合理性

1、关联采购的原因、必要性，相关商品或服务未进行外部采购的原因

报告期内，发行人向关联方采购商品和接受劳务情况如下：

单位：万元

关联方名称	关联方性质	关联交易内容	2024 年度	2023 年度	2022 年度
华润电力及其下属企业	控股股东	信息系统采购、维修服务、运维服务、物资及资产采购等	24,102.64	21,214.07	21,224.74
华润置地及其下属企业	同一控制下企业	物业服务费、水电费、物资	14,680.48	11,062.29	2,544.19

关联方名称	关联方性质	关联交易内容	2024 年度	2023 年度	2022 年度
华润数科及其下属企业	同一控制下企业	设备采购、软件服务	2,158.76	2,314.06	1,036.32
华润医药及其下属企业	同一控制下企业	土地综合治理、药品物资等	2,594.35	1,448.87	603.13
霍山皖能天然气有限公司	实际控制人下属子公司的联营企业	天然气采购	-	183.11	1,418.75
华润环保及其下属企业	同一控制下企业	劳保服饰、日常用品等	949.58	905.57	733.36
华润知识产权管理有限公司	同一控制下企业	字号使用权费	806.82	532.04	390.68
福耀玻璃	独立董事担任非执行董事的企业	水电费	5.48	6.82	4.43
浙江润海新能源有限公司	控股股东的合营企业	光伏组件等	10,313.84	4.00	-
其他	同一控制下企业及其关联企业	物资采购、设备采购、日常办公用品采购、水电费等	1,730.96	793.56	715.38
合计			57,342.92	38,464.39	28,670.98

注：上表不含与控股股东之间的一般偶发性日常服务采购。

报告期内，公司向关联方一般性关联采购金额分别为 28,670.98 万元、38,464.39 万元和 57,342.92 万元，占发行人采购总额的比例分别为 1.46%、1.42% 和 1.82%，均为日常一般性采购且占采购总额比例较低，主要包括设备物资、信息系统采购、工程物资、天然气采购、维修服务、运维服务、物业管理费、劳保服饰、药品物资、字号使用权费及日常办公用品等。

具体来看，发行人与控股股东华润电力及其下属企业之间的关联采购主要包括信息系统建设、维修服务、软件运维服务等，华润电力下属深圳市润电信息科技有限公司（以下简称“润电信息”）系华润电力为下属公司提供信息系统运营服务的唯一平台，主要服务内容包括 ERP、EAM 系统建设、运维及其他与集团共用系统的运维分摊等，关于分摊定价公允性分析详见本问询函回复之“问题 7/发行人披露/（四）/3、向华润电力子公司采购信息系统、软件服务的价格确定依据及公允性，相关费用分摊的具体情况，包括分摊方法及合理性”；除此之外，华润电力检修（河南）有限公司等也为公司提供日常经营所需的电气设备、集电线路检修维护等维修服务，系发行人日常经营所需，相关检修及维护服务系根据项目具体情况定制，相关服务已正常履行招投标程序，以固定单价承包的方式进行，关联交易具有必要性与公允性；发行人与华润置地及其下属企业之间的关联

采购主要为物业承包服务，主要系控股股东华润电力自决定分拆公司上市以来，下属项目公司的基础物业服务逐步由外部劳务派遣转为由华润置地下属物业公司提供整体物业承包服务，以降低公司的劳务派遣比例，且华润置地为国内知名的物业服务提供商，相关关联采购存在必要性，相关物业服务采购一般以签署总承包合同方式进行，通常包含餐饮服务、保洁绿化、前台接待、驾驶服务、其他零星用工等各类服务，相关服务价格参照当地同时期相关劳务市场价格确定，关联交易定价公允；发行人与华润数科及其下属企业之间的关联采购主要为投资管理、财务核算、税务管理等信息系统建设及运维服务采购，相关关联采购均在华润数科统一服务目录价格等的基础上双方协商确定，关联采购存在必要性及公允性；发行人与华润医药及其下属企业之间的关联采购主要为双方合作的药光互补项目所涉及的必要的土地综合治理服务等支出、少量药品物资采购等，相关关联采购存在必要性，具体土地综合治理服务价格结合具体地形地貌、生态情况及区域政策等综合确定；发行人与浙江润海新能源有限公司之间的合作系发行人下属子公司华润新能源（岱山）有限公司因在建华润电力岱山双剑涂二期 150MW 渔光互补项目向浙江润海新能源有限公司采购 N 型 TOPCon 组件及异质结组件，浙江润海新能源有限公司系光伏组件提供商，主营业务为高效异质结电池及组件的研发、生产和销售，相关采购价格系基于市场价格参考并履行公开招投标程序后确定，关联交易定价公允且存在必要性。

除此之外，发行人采购核心产品如风力发电设备、太阳能发电设备及相关施工服务等均不依赖于控股股东华润电力等关联方，主要面向外部无关联第三方采购，具备独立选择供应商的权利。

2、结合集团和发行人的相关制度、统一向华润数科采购相关信息系统等事项，披露发行人是否能独立选择供应商或者品种，是否存在与集团发生特定交易的约定

华润集团不存在强制发行人向集团内部关联方采购的情形。根据华润集团采购管理相关制度，各业务单元需根据各自的采购管理规划和实际业务特点，建立本单位采购管理制度体系，落实相关职权，建立分工制衡、协同高效的采购管理机制；对于必须招标的采购项目，集团及各级子企业应当进行招标，严格执行有关规定；对于非必须招标的采购项目，集团及各级子企业可以自愿采取招标方式。

同时，集团采购制度要求坚持公开公正，平等对待集团内部和外部各市场参与主体。整体而言，华润集团并未对发行人等下属企业开展采购活动的供应商选择、物料选用及具体采购业务要求做出限制，不存在强制要求发行人向集团内有相关供应商或材料、业务的主体进行采购的情形，发行人有权独立选择供应商或者品种。

发行人的采购制度不存在强制与集团发生特定交易的约定。发行人已制定《华润新能源控股有限公司采购管理制度》《华润新能源控股有限公司供应商管理办法》《华润新能源控股有限公司招标监督管理办法》《华润新能源控股有限公司关联交易管理办法》等管理制度，对发行人及下属企业采购相关工作进行统一规范化管理。根据上述规定，发行人及下属企业主要采购方式包括招标采购、询价采购、竞价采购、谈判采购及直接采购五种主要方式，其中招标采购分为公开招标和邀请招标，发行人及下属企业应向合格供应商按照规定的采购方式及采购程序开展采购活动。根据发行人的相关管理制度，不存在强制要求发行人及下属单位向集团内相关供应商或单位主体进行采购的情形。

出于集团内部协同和信息安全等方面考虑，投资管理、财务核算、税务管理等信息系统由华润集团统一规划并由华润数科负责建设和运维，相关服务范围及服务价格在参照华润数科相关服务对外销售价格的基础上双方协商确定。上述采购主要系便于集团进行内部成员单位的统一管理、提升协同水平和管理效率、提高网络信息安全性，不会影响发行人独立选择主营业务相关的供应商或者品种的情况。

综上所述，根据华润集团和发行人的采购相关制度，华润集团未限制发行人独立选择供应商或品种的权利，不存在强制要求发行人及下属单位向集团内相关供应商或单位主体进行采购的情形，不存在影响发行人独立性的情况。

3、向华润电力子公司采购信息系统、软件服务的价格确定依据及公允性，相关费用分摊的具体情况，包括分摊方法及合理性

报告期内，发行人向润电信息关联采购金额分别为 4,427.40 万元、3,924.68 万元和 5,333.02 万元，采购内容主要为信息系统建设、软件运维服务等。润电信息系华润电力为下属公司提供信息系统运营服务的唯一平台，主要服务内容包括

ERP、EAM 系统建设、运维及其他与集团共用系统的运维分摊等，关联交易具有必要性。

其中，ERP、EAM 信息系统建设及运维服务主要由发行人下属各项目公司以单一来源采购形式与润电信息签订采购合同，相关采购符合发行人采购管理制度相关规定，具体采购价格以润电信息项目人工投入为基础双方协商确定，关联交易定价公允；关于其他软件运维服务方面，主要涉及由华润集团统一规划并由华润数科负责开发和运维相关信息系统（人力资源管理、数字档案馆、财务合并等），上述服务范围及服务价格在参照华润数科相关服务对外销售价格及往年服务情况的基础上双方协商定价，相关集团共用系统部分的采购价格与集团内其他成员单位同类产品同期采购价格不存在显著差异，差异率通常情况下不超过 5%，该类系统运维服务由润电信息统一向华润数科采购后按照装机容量、公司数量等原则分摊至总部及各区域公司，上述事项已履行华润电力内部审批程序，润电信息对外向华润数科采购价格在参照对外销售价格的基础上双方协商确定，对内费用分摊逻辑合理，关联交易定价公允。

二、中介机构核查情况

（一）核查程序

针对上述事项，保荐人、申报会计师、发行人律师履行的核查程序，主要包括：取得发行人报告期内与关联方之间的关联借款往来明细，了解相关资金拆借产生的背景、决策程序等；取得华润电力内部资金管理相关制度，了解在统一管理的背景下华润电力资金管理中心对各级公司实行资金归集与下拨的目的、程序及计息情况；访谈了解发行人对联合营公司进行资金归集的背景的合理性、程序等，结合发行人内部资金管理制度及联合营公司的公司章程，确认相关资金归集程序的合理性；获取发行人报告期内各类关联交易明细，按照相关业务实质对关联交易进行分类，并计算各类关联交易占发行人相应指标的比例；获取发行人、华润电力及中国华润采购相关制度，了解发行人关联采购相关的背景、程序等；访谈发行人及华润电力信息系统相关板块负责人，了解发行人与华润数科之间关联采购相关的背景及必要性，访谈相关负责人了解相关信息系统采购及分摊的定价原则。

（二）核查意见

经核查，保荐人、申报会计师认为：

1、发行人已进一步补充披露向华润电力及其关联方借入资金的背景、合理性及必要性等；发行人目前不存在主要依靠华润电力及其关联方对项目建设及日常运营进行资金支持的情况；发行人使用摊余成本法对双方境外往来款项进行计息及利率的核算过程已披露，符合相关会计准则规定；截至报告期末，发行人已不再向华润电力层面进行资金归集，并收回了相关资金，已完成与控股股东之间资金归集事项的清理与整改，报告期内相关关联交易定价公允，资金归集相关内控制度健全，内控措施执行有效，不存在利益输送或违规关联方资金占用的情况。

2、发行人已披露联合营企业的基本情况，并进一步补充披露对联合营企业进行资金归集的背景、合理性等；发行人已披露资金归集相关内部制度，发行人作为非控制方对联合营企业进行资金归集相关内部程序符合各联合营企业公司章程等内部规定，相关交易具备合理性；各联合营企业在发行人资金管理中心的活期存款按照主要商业银行对发行人执行的相关协定利率计息，而主要商业银行对发行人所执行协定利率系参照同期中国人民银行公布的协定存款利率适当浮动确定，关联交易定价公允。报告期内不涉及发行人资金被联营、合营公司占用的情况，发行人及其子公司无法单独控制联合营企业，故未将联合营企业纳入合并范围具有合理性，符合会计准则相关规定。

3、发行人与控股股东、实际控制人及其控制的企业之间对应的关联采购、关联销售及关联承租等事项占发行人相应指标的比例均不超过 30%，不存在关联交易占比过高的情形；2022 年发行人与控股股东、实际控制人及其控制的企业之间的关联借款、资金归集等事项占发行人相应指标比例超过 30%，主要系 2022 年及之前，发行人作为华润电力全资子公司，内部资金实施一体化管理政策。自 2023 年初华润电力决定分拆华润新能源上市以来，公司关联借款、资金归集等事项占发行人相应财务指标的比例均不超过 30%且呈现逐年下降的趋势，报告期内关联交易占比较高主要系历史背景原因，存在合理性。相关披露已按照《监管规则适用指引—发行类第 4 号》4-11 的要求进行完善。

4、发行人已披露报告期内关联采购的原因、必要性等；根据中国华润和发

行人的采购相关制度，发行人实际控制人中国华润未限制发行人独立选择供应商或品种的权利，不存在强制要求发行人及下属单位向集团内相关供应商或单位主体进行采购的情形，不存在影响发行人独立性的情况，前述情况已披露；发行人向华润电力子公司深圳市润电信息科技有限公司采购信息系统建设服务、软件运维服务的价格系参照润电信息项目人工投入、相关服务对外销售价格及往年服务情况协商定价，由华润数科实际提供运维部分在润电信息先行采购之后按照装机容量、公司数量等原则分摊至发行人总部及各区域公司，相关费用分摊逻辑合理，关联交易定价公允，前述情况已披露。

经核查，发行人律师认为：

1、发行人已进一步补充披露向华润电力及其关联方借入资金的背景、合理性及必要性等；发行人目前不存在主要依靠华润电力及其关联方对项目建设及日常运营进行资金支持的情况；发行人使用摊余成本法对双方境外往来款项进行计息及利率的核算过程已披露；截至报告期末，发行人已不再向华润电力层面进行资金归集，并收回了相关资金，已完成与控股股东之间资金归集事项的清理与整改，报告期内相关关联交易定价公允，资金归集相关内控制度健全，内控措施执行有效，不存在利益输送或违规关联方资金占用的情况。

2、发行人已披露联合营企业的基本情况，并进一步补充披露对联合营企业进行资金归集的背景、合理性等；发行人已披露资金归集相关内部制度，发行人作为非控制方对联合营企业进行资金归集相关内部程序符合各联合营企业公司章程等内部规定，相关交易具备合理性；各联合营企业在发行人资金管理中心的活期存款按照主要商业银行对发行人执行的相关协定利率计息，而主要商业银行对发行人所执行协定利率系参照同期中国人民银行公布的协定存款利率适当浮动确定，关联交易定价公允。报告期内不涉及发行人资金被联营、合营公司占用的情况，发行人及其子公司无法单独控制联合营企业。

3、发行人与控股股东、实际控制人及其控制的企业之间对应的关联采购、关联销售及关联承租等事项占发行人相应指标的比例均不超过 30%，不存在关联交易占比过高的情形；2022 年发行人与控股股东、实际控制人及其控制的企业之间的关联借款、资金归集等事项占发行人相应指标比例超过 30%，主要系 2022 年及之前，发行人作为华润电力全资子公司，内部资金实施一体化管理政策。自

2023 年初华润电力决定分拆华润新能源上市以来，公司关联借款、资金归集等事项占发行人相应财务指标的比例均不超过 30%且呈现逐年下降的趋势，报告期内关联交易占比较高主要系历史背景原因，存在合理性。相关披露已按照《监管规则适用指引—发行类第 4 号》4-11 的要求进行完善。

4、发行人已披露报告期内关联采购的原因、必要性等；根据中国华润和发行人的采购相关制度，发行人实际控制人中国华润未限制发行人独立选择供应商或品种的权利，不存在强制要求发行人及下属单位向集团内相关供应商或单位主体进行采购的情形，不存在影响发行人独立性的情况，前述情况已披露；发行人向华润电力子公司深圳市润电信息科技有限公司采购信息系统建设服务、软件运维服务的价格系参照润电信息项目人工投入、相关服务对外销售价格及往年服务情况协商定价，由华润数科实际提供运维部分在润电信息先行采购之后按照装机容量、公司数量等原则分摊至发行人总部及各区域公司，相关费用分摊逻辑合理，关联交易定价公允，前述情况已披露。

问题 8. 关于募投项目

申报材料显示，发行人本次发行的募投项目除新能源基地项目建设外，还包括多能互补一体化项目、绿色生态发展综合利用项目及融合发展型新能源项目，拟使用募集资金约 245 亿元。

请发行人披露：

（1）多能互补一体化项目、绿色生态发展综合利用项目及融合发展型新能源项目的具体含义及主要业务模式，与发行人现有主业的关系，发行人为实施募投项目的研发及技术储备。

（2）结合电力行业相关行业政策、上网电力单价逐年下滑、补贴退坡、电力供需情况、发行人现有装机规模的产能利用率等因素，披露新建相关募投项目的必要性、可行性，相关项目投产后是否存在产能消化不足风险。

请保荐人简要概括核查过程，并发表明确核查意见。

回复：

一、发行人披露

（一）多能互补一体化项目、绿色生态发展综合利用项目及融合发展型新能源项目的具体含义及主要业务模式，与发行人现有主业的关系，发行人为实施募投项目的研发及技术储备

1、多能互补一体化项目、绿色生态发展综合利用项目及融合发展型新能源项目的具体含义及主要业务模式

（1）多能互补一体化项目

本次募投项目中的多能互补一体化项目均配套建设了储能系统，通过协调电源侧和储能资源实现供需动态平衡，提高新能源出力稳定性，建设电网优化型项目，提高新能源电场—储能电站联合系统的经济效益。同时通过电池储能自身容量按照电网调峰需求进行充放电，减少弃风弃光的情况，改善电网运行工况。

（2）绿色生态发展综合利用项目

本次募投项目中的绿色生态发展综合利用项目均涉及推动药、渔、牧等当地

特色产业与新能源产业深度融合，系公司响应国家绿色发展战略以及关于“绿色农业”的号召，紧密结合各地生态文明建设相关要求，充分发挥地方自然资源禀赋，促进环境改善的举措。该类项目以绿色发展为核心，通过创新协同发展模式，高效整合了农业种植养殖与新能源发电两大业务板块，全面实现了土地资源的立体化、高效利用，不仅提高了土地单位面积的综合效益，也带动了区域农业的发展，成为促进乡村振兴的重要实践路径。

（3）融合发展型新能源项目

本次募投项目系公司贯彻落实《中共中央 国务院关于进一步深化农村改革扎实推进乡村全面振兴的意见》中“坚持农业农村优先发展坚持城乡融合发展”的要求，积极响应国家乡村振兴战略，一方面通过开发建设新能源项目为地方提供绿色电力供应，推动区域能源结构绿色低碳转型；另一方面通过发挥品牌影响力和资源整合能力带动区域经济结构转型升级，创造更多地方就业岗位，同步推进多产业融合开发，助力培育地方特色产业增长极。

2、与发行人现有主业的关系，发行人为实施募投项目的研发及技术储备

本次募集资金投资项目围绕公司主业展开，募投项目均为风力发电和太阳能发电项目，项目投产后将进一步扩大、拓展和延伸公司主营业务优势，稳固公司主营业务竞争力。

发行人自 2006 年开展新能源发电业务以来，已积累了丰富的风、光发电运营经验，并设立技术研究院，对当前技术持续优化，积极探索潜在更高效的电力运营技术，因此发行人对于实施募投项目已有充足的研发及技术储备。

发行人的研发及技术储备情况参见本问询函回复之“问题 1/发行人披露/（二）/3、结合发行人自身技术积累、人员储备、在建或拟建项目分布情况，说明细分行业变化对发行人生产经营的影响”。

（二）结合电力行业相关行业政策、上网电力单价逐年下滑、补贴退坡、电力供需情况、发行人现有装机规模的产能利用率等因素，说明新建相关募投项目的必要性、可行性，相关项目投产后是否存在产能消化不足风险

1、电力行业相关行业政策

在新能源电力行业发展前景方面，能源安全是关系国家经济社会发展的战略性问题，对国家繁荣发展、人民生活改善、社会长治久安至关重要。2020 年 9 月，习近平总书记在联合国大会一般性辩论上宣布中国二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。新能源电力行业的蓬勃发展对完成“双碳”目标任务，夯实国家能源安全根基起到关键性的作用。

在新能源电力消纳政策方面，2024 年 6 月，国家能源局发布《关于做好新能源消纳工作 保障新能源高质量发展的通知》（国能发电力〔2024〕44 号），明确了加快推进新能源配套电网项目建设、积极推进系统调节能力提升和网源协调发展、充分发挥电网资源配置平台作用、科学优化新能源利用率目标四项重点任务。2024 年 7 月，国家发展改革委、国家能源局、国家数据局发布《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027 年）》，方案提出的 9 项行动包括大规模高比例新能源外送攻坚行动，将提高在输电通道新能源电量占比，开展新增输电通道先进技术应用，实现高比例或纯新能源外送。

本次募投项目均为风力发电和太阳能发电项目，系发行人深入践行“双碳”战略以及为保障我国能源安全贡献力量的重要举措，符合当前我国能源产业发展战略和方向，同时国家各项新能源电力消纳政策对募投项目的产能消纳提供了较好的保障。

2、上网电价

根据 2025 年 1 月颁布的《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号），新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价全面由市场形成。同时还首次提出机制电价的概念，对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，帮助发电企业拥有合理稳定的收入预期。迈入市场化交易时代后，电价将随着供需关系的变化存在一定的波动，未来随着需求端的打开和电网调度机制的改善，新能源上网电价下降的情况预计将得到改善。

报告期内，随着技术的进步、风机大型化的行业趋势、光伏发电转换效率的提升，发行人发电效率也有所提升，同时伴随着上游风机及光伏组件采购价格的下降，发行人的单位成本亦有所下降，因此报告期内发行人的上网电价虽有所下

降，但毛利率依然保持在较为合理的水平。

3、补贴退坡

目前新能源发电行业已全面进入平价时代，新增项目国家不再进行补贴。本次募投项目均属于平价上网项目，在各项目设计阶段的效益测算中均已考虑补贴退坡、平价上网因素，因此本次募投项目投产后的收益不会受到补贴退坡的影响。

4、电力供需情况

在我国电力需求方面，根据中国电力企业联合会发布的《2024-2025 年度全国电力供需形势分析预测报告》，2024 年全国电力消费平稳较快增长，电力绿色低碳转型持续推进，全国全社会用电量 9.85 万亿千瓦时，同比增长 6.8%，增速较上年提高 0.1 个百分点。2024 年全行业用电指数为 129.5，“十四五”以来年均增长 6.7%。随着国家经济发展以及电气化水平的提升，近年来全行业用电量保持了稳定增长的态势。

在绿电需求方面，2025 年 3 月，国家发展改革委、国家能源局、工业和信息化部等五部门印发《关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见》，要求逐步提高绿色电力消费比例并使用绿证核算，加快提升钢铁、有色、建材、石化、化工等行业企业和数据中心，以及其他重点用能单位和行业的绿色电力消费比例，到 2030 年原则上不低于全国可再生能源电力总量消纳责任权重平均水平，同时未来可再生能源电力消纳责任权重也将呈现上升的趋势。

5、发行人现有装机规模的产能利用率

基于发行人科学选址、高效运营等管理优势，报告期内公司风力发电业务的平均利用小时数为 2,401 小时、2,455 小时、2,331 小时，太阳能发电业务的平均利用小时数为 1,507 小时、1,476 小时、1,416 小时，保持了稳定、高效的产能利用率。报告期内，全国风力发电平均利用小时数分别为 2,221 小时、2,225 小时和 2,127 小时，全国太阳能发电平均利用小时数分别为 1,337 小时、1,286 小时和 1,211 小时，公司风力发电和太阳能发电的平均利用小时数均优于行业平均水平。

综合考虑上述电力行业相关行业政策、上网电价、补贴退坡、电力供需情况、发行人现有装机规模的产能利用率等因素，本次新建相关募投项目具备必要性、可行性，相关项目投产后的产能消化不足风险相对可控。

二、中介机构核查情况

（一）核查程序

针对上述事项，保荐人履行的核查程序，主要包括：查阅发行人募投项目的可行性研究报告、项目备案文件、环评文件、用地文件等资料，查阅发行人科研相关制度文件、专利证明，分析募集资金投资项目与发行人现有主业的关系，发行人为实施募投项目的研发及技术储备；查阅新能源发电行业、新能源发电补贴等相关政策，获取利用小时数统计数据，了解发行人存量项目规模、分布及运营情况，分析募投项目的必要性、可行性，以及相关项目投产后是否存在产能消化不足风险。

（二）核查意见

经核查，保荐人认为：

1、发行人已补充披露多能互补一体化项目、绿色生态发展综合利用项目及融合发展型新能源项目的具体含义及主要业务模式，与发行人现有主业的关系，发行人为实施募投项目的研发及技术储备情况。本次募投项目围绕发行人主业开展，发行人已就本次募投项目的建设及未来运营积累了丰富的行业经验及技术储备。

2、发行人已结合电力行业相关行业政策、上网电力单价逐年下滑、补贴退坡、电力供需情况、发行人现有装机规模的产能利用率等因素，披露并说明新建相关募投项目的必要性、可行性，及未来消纳风险的可控性。综合当前行业发展政策及趋势，本次募投项目具备必要性、可行性；相关项目投产后的产能消化不足风险相对可控。

问题 9. 关于营业收入及主要客户

申报材料显示：

(1) 报告期内，主营业务收入分别为 1,678,272.83 万元、1,787,200.09 万元、2,037,684.78 万元、1,691,653.33 万元。

(2) 发行人下游为电网公司，报告期内向前五名客户销售占比分别为 55.99%、53.73%、51.14%、49.25%。

(3) 报告期内发行人风电及太阳能平均上网电价均呈逐年下滑趋势，发行人已在全国多省区参与市场化交易。

(4) 报告期内，发行人主营业务收入呈现一定季节性波动；2024 年前三季度弃风率、弃光率分别为 4.39%、5.87%，较 2023 年明显上升。

请发行人披露：

(1) 结合行业政策变化、市场化交易占比、市场化电价及保障性电价变动趋势等因素量化分析各类发电业务单价变动的原因，是否存在报告期后平均单价持续下降的风险，如是，请进一步分析对未来业绩的影响。

(2) 与主要客户是否签订长期协议，是否存在到期无法续约的风险；结合与主要客户的合作历史、合作期限、上网电价政策、对应电站装机容量与合同上网电量的差异等，披露发行人在客户稳定性与业务持续性方面是否存在重大风险。

(3) 区分风电、太阳能发电业务列示不同季节发电量、上网电量、单价、收入情况，披露收入季节性波动的原因及合理性；2024 年前三季度弃风率、弃光率上升的原因，期后是否存在进一步上升的风险以及发行人的应对措施。

请保荐人、申报会计师简要概括核查过程，并发表明确核查意见。

回复：

一、发行人披露

(一) 结合行业政策变化、市场化交易占比、市场化电价及保障性电价变动趋势等因素量化分析各类发电业务单价变动的原因，是否存在报告期后平均

单价持续下降的风险，如是，请进一步分析对未来业绩的影响

1、报告期内公司各类发电业务电价变动情况

报告期内，公司各类发电业务电价变动情况如下：

单位：万元，亿千瓦时，元/千瓦时

项目	风力发电业务			太阳能发电业务		
	2024 年度	2023 年度	2022 年度	2024 年度	2023 年度	2022 年度
收入	1,985,463.60	1,882,656.26	1,705,738.97	273,868.27	155,028.52	81,607.62
上网电量	453.80	415.54	361.88	85.80	42.05	16.98
平均上网电价	0.44	0.45	0.47	0.32	0.37	0.48

报告期内，公司风力发电业务平均上网电价分别为 0.47 元/千瓦时、0.45 元/千瓦时和 0.44 元/千瓦时，太阳能发电业务平均上网电价分别为 0.48 元/千瓦时、0.37 元/千瓦时和 0.32 元/千瓦时，均呈下降趋势，主要原因如下：

（1）报告期内新增项目以平价上网项目为主，致使平价部分上网电量显著提升，进而拉低公司整体上网电价

平价项目在报告期内装机规模及占比的显著提升，推动平价项目上网电量及占比显著提升，由于平价项目上网电价低于补贴项目，进而拉低了公司整体上网电价，具体情况如下：

单位：万千瓦、亿千瓦时、元/千瓦时

项目	风力发电业务			太阳能发电业务		
	2024 年末 /2024 年度	2023 年末 /2023 年度	2022 年末 /2022 年度	2024 年末 /2024 年度	2023 年末 /2023 年度	2022 年末 /2022 年度
装机规模情况						
总装机容量	2,353.07	1,981.29	1,584.06	957.35	549.80	112.20
平价项目装机容量	867.93	496.15	115.97	880.48	472.92	35.83
占比	36.88%	25.04%	7.32%	91.97%	86.02%	31.93%
上网电量情况						
总上网电量	453.80	415.54	361.88	85.80	42.05	16.98
平价项目上网电量	115.56	68.32	23.22	74.54	30.07	4.61
占比	25.46%	16.44%	6.42%	86.88%	71.51%	27.13%
上网电价情况						
综合平均上网电价	0.44	0.45	0.47	0.32	0.37	0.48
平价项目上网电价	0.30	0.31	0.33	0.29	0.30	0.26

（2）电力市场化改革进程加速，提高了市场化交易的竞争性，公司市场化交易电量占比提升，整体上网电价随之下行

近年，受政策推动影响，电力市场化改革进程加速，各大电力公司均加大了市场化交易的参与度，加剧了电力市场化交易的竞争性。同时，保障性收购和市场化交易只是消纳方式的不同，不会影响补贴，所以全生命周期合理利用小时数内可再生能源发电项目无论是保障性收购还是市场化交易均应享受补贴，同一可再生能源发电项目保障性收购部分和市场化交易部分的可再生能源补贴电价一致。因此，为提高可比性，以下市场化平均电价和非市场平均电价均剔除补贴部分。

报告期内，公司市场化平均电价低于非市场化平均电价，随着公司市场化交易电量占比提升，整体上网电价随之下行，具体情况如下：

单位：亿千瓦时，元/千瓦时

项目	2024 年度	2023 年度	2022 年度
上网电量	539.60	457.59	378.86
市场化交易电量	205.77	135.54	100.20
市场化交易占比	38.13%	29.62%	26.45%
市场化平均电价（不含补贴）	0.27	0.26	0.25
非市场化平均电价（不含补贴）	0.31	0.32	0.32

2、公司存在报告期后上网电价继续下降的趋势，但预计对公司未来整体业绩影响相对可控

如前所述，报告期内公司平均上网电价逐年下降主要系受平价项目增加、市场化交易占比提升及对应价格下降等因素所致，报告期后，随着公司更多平价项目建成投运，公司整体平均上网电价存在进一步下降的趋势，但预计对公司未来整体业绩影响相对可控，具体原因如下：

（1）采购价格下降带来的成本降低

得益于技术持续进步、行业竞争充分及成本控制能力，报告期内，公司风机、塔筒、光伏组件等主要设备采购价格呈下降趋势，由采购价格下降带来的成本降低将为公司创造业绩缓冲空间。

（2）装机规模提升带来的增量利润

截至报告期末，发行人及其子公司在建项目超 200 个，随着公司持续推进电站建设，预计公司报告期后装机规模将进一步提升，售电量的增长将为公司提供增量利润。

（3）优异的选址、管控、运营能力保障公司盈利水平

公司的新能源项目选址兼顾资源禀赋和消纳条件，依托开发、建设及运营全业务流程的管理优势和多项行业领先技术，持续提升能源利用效率，平均利用小时数优于业内多数企业，报告期内始终保持较为优异的毛利率水平，为公司整体经营业绩提供有力保障。未来，公司将继续秉承市场化运营，持续推进新能源发电项目优选优运，在发展、建设、运营等多方面全方位发力，促进发展项目高效优质转化，持续强化卓越运营管理能力。

（二）与主要客户是否签订长期协议，是否存在到期无法续约的风险；结合与主要客户的合作历史、合作期限、上网电价政策、对应电站装机容量与合同上网电量的差异等，披露发行人在客户稳定性与业务持续性方面是否存在重大风险

1、发行人与主要客户的交易背景

电力产品的消纳具有区域性，发电项目产生电能主要在当地进行消纳。电网的经营具有区域排他性，换言之，一般来说，一个地区的电网只由一家电网公司经营。我国各地的电网主要由国家电网公司、南方电网公司或内蒙古电力公司在各地区进行排他经营，也因此，前述电网公司成为各自所在区域内主要甚至唯一的电力收购方。发行人作为发电企业，其在各地布局的发电项目所生产的电力，通过项目所在地的电网公司上网，绝大部分销售给该电网公司，而后者进行电力传输、配送与结算，终端用电企业、居民或售电公司向电网公司购电结算。报告期内发行人少量分布式光伏电量直接销售给企业用电客户，无需上网。因此，报告期内发行人客户主要为电网公司。

2、与主要客户是否签订长期协议，是否存在到期无法续约的风险

（1）我国电力销售特点及发行人与客户合作模式

①各电网公司在各地区排他经营：根据《中华人民共和国电力法》第二十五条“供电营业区的划分，应当考虑电网的结构和供电合理性等因素。一个供电营

业区内只设立一个供电营业机构”；第六十三条“违反本法第二十五条规定，未经许可，从事供电或者变更供电营业区的，由电力管理部门责令改正，没收违法所得，可以并处违法所得五倍以下的罚款”。根据《供电营业区划分及管理办法》第五条“供电营业区原则上以省、地（市）、县行政区划为基础，根据电网结构、供电能力、供电质量、供电经济合理性等因素划分确定”。发行人主要客户为各省电网公司，省级供电区域以省级行政区划为基础，除国家重大特殊事件影响外，不会发生变化。

②发电指标经年度规划，确保各区域内电力供需平衡，发电项目在建设前需获得项目核准（备案）：目前一般由所在地能源局发布规划和年度建设规模，发电项目在建设前需获得项目核准（备案），发电企业获得核准或备案后方可开始建设。建设指标的行政管理平衡了当地用电需求与供应，奠定了区域内电力生产可由电网全额消纳的基础。电网公司与发电企业合作关系紧密，电站建设指标的发放均与区域内用电需求相平衡，若电网公司中断购电，则会造成区域内供电短缺，历史上亦不存在禁止发行人某一区域内电力生产或电网公司中断购电的情形。

③电网公司应当依法确保发电企业获得核准（备案）的项目并入电网，全额消纳上网电量：根据《中华人民共和国电力法》第二十二条：“国家提倡电力生产企业与电网、电网与电网并网运行。具有独立法人资格的电力生产企业要求将生产的电力并网运行的，电网经营企业应当接受”。《可再生能源法》第十四条：“电网企业应当与按照可再生能源开发利用规划建设，依法取得行政许可或者报送备案的可再生能源发电企业签订并网协议，全额收购其电网覆盖范围内符合并网技术标准的可再生能源并网发电项目的上网电量”。《电网公平开放监管办法》第十六条：“电源项目和接入工程项目均核准（备案）后，电网企业与电源项目业主一般情况下应于 30 个工作日内（对于分布式新能源发电项目应于 15 个工作日内）签订接网协议”。因此，电力生产依法依规进行，相关法律法规约束和指导包括发电企业、电网企业在内的各市场主体开展发电、输配电、供电业务。在开展新能源发电生产经营过程中，发行人需要并网，并网后发电上网，发行人依法要求与相关的电网企业并网，相应地，相关电网公司和发行人签署并网协议。

上述法规保障了发行人在内的发电企业依法向各地区电网公司销售电力，凡获得核准（备案）的建设项目，均可依法获得电网企业的全额消纳，电网公司不

得无故中断电力收购。发行人客户稳定性与业务持续性不存在重大风险，合同签署不存在到期无法续约的风险。

(2) 与主要客户是否签订长期协议，是否存在到期无法续约的风险

根据相关业务合同签署情况，发行人全国范围内的项目公司与两大电网以及内蒙古电力公司下辖的各地区电网公司签订《购售电合同》，进行电力销售。报告期内，发行人与各期前五大客户签订长期协议（一年以上），到期续签，合同期限根据各地电力相关政策环境不同而有所差异，报告期内，发行人不存在因协议纠纷导致合作中断或终止的情形，不存在到期无法续约的风险：

客户名称	合同类别	主要合同签署情况
国网山东省电力公司	购售电合同	合同期限为五年，到期续签；不存在到期无法续约的情况
国网河南省电力公司	购售电合同	合同期限为一年，到期续签；不存在到期无法续约的情况
国网湖北省电力有限公司	购售电合同	合同期限为二十年，到期续签；不存在到期无法续约的情况
广东电网有限责任公司	购售电合同	合同期限为一年，到期续签；不存在到期无法续约的情况
国网山西省电力公司	购售电合同	合同期限为五年，到期续签；不存在到期无法续约的情况

3、结合与主要客户的合作历史、合作期限、上网电价政策、对应电站装机容量与合同上网电量的差异等，披露发行人在客户稳定性与业务持续性方面是否存在重大风险

报告期内发行人与主要客户的合作历史较早、合作期限较长、上网电价政策稳定，具体如下：

客户名称	合作历史、合作期限	上网电价政策（截至2024年末）
国网山东省电力公司	交易的首个项目于2009年7月并网，长期合作，合作关系延续至今	保障性收购电量部分，按项目批复电价结算，其余电量需参与市场化交易，按交易电价结算
国网河南省电力公司	交易的首个项目于2012年11月并网，长期合作，合作关系延续至今	全电量保障性收购，按照项目批复电价结算
国网湖北省电力有限公司	交易的首个项目于2012年12月并网，长期合作，合作关系延续至今	保障性收购电量部分，按项目批复电价结算，其余电量需参与市场化交易，按交易电价结算
广东电网有限责任公司	交易的首个项目于2008年11月并网，长期合作，合作关系延续至今	保障性收购电量部分，按项目批复电价结算，其余电量需参与市场化交易，按交易电价结算
国网山西省电力公司	交易的首个项目于2012年4月并网，长期合作，合作关系延续至今	保障性收购电量部分，按项目批复电价结算，其余电量需参与市场化交易，

客户名称	合作历史、合作期限	上网电价政策（截至2024年末）
		按交易电价结算

报告期内，发行人上述省份保障性收购电量、市场化电量占比分别如下：

省份	2024年度		2023年度		2022年度	
	保障性电量	市场化电量	保障性电量	市场化电量	保障性电量	市场化电量
山东	73.25%	26.75%	79.23%	20.77%	80.22%	19.78%
河南	100.00%	-	100.00%	-	100.00%	-
湖北	64.01%	35.99%	94.71%	5.29%	86.97%	13.03%
广东	85.30%	14.70%	93.78%	6.22%	95.83%	4.17%
山西	7.94%	92.06%	1.88%	98.12%	0.43%	99.57%

随着电力市场的不断发展，发行人已在全国多省区参与市场化交易，但各省区市场化进程不同，因此各省区市场化占比存在差异。

报告期内，发行人在山东省的市场化电量占比分别为 19.78%、20.77%和 26.75%，2023 年和 2022 年占比较为接近，2024 年市场化占比有所提高，主要系根据山东省现行市场规则，参与中长期交易的全部电量均以市场化方式结算，2024 年山东省电力中长期市场价格提升，因此发行人参与中长期交易的数量增加，相应使得 2024 年市场化电量占比提高。

报告期内，发行人在河南省均未参与市场化交易。

报告期内，发行人在湖北省的市场化电量占比分别为 13.03%、5.29%和 35.99%，2023 年市场化占比降低，主要系 2023 年湖北省电力市场未开放中长期交易，且现货交易期间亦较短，使得市场化占比下降；2024 年，湖北省电力市场开放现货交易时间较长，使得市场化占比提升。

报告期内，发行人在广东省的市场化电量占比分别为 4.17%、6.22%和 14.70%，主要系随着广东省电力市场化改革的推进，市场化占比逐年提升。

报告期内，发行人在山西省的市场化电量占比分别为 99.57%、98.12%和 92.06%，占比较高但略有下降，主要系根据山西省现行市场规则，补贴项目均参与市场化交易，新增平价项目则部分参与市场化，报告期内发行人在山西省均有平价项目陆续投产，使得市场化占比略有下降。

上网电价政策方面，发行人向主要客户出售的电量主要执行由价格主管部门

制定的具有保障性的指导价，也部分执行市场化电价，其中，市场化电价的水平也保持相对稳定，具体请参见本问询函回复之“问题 1/发行人披露/（三）/3、区分保障性、市场化两种消纳方式，分别列示报告期各期各类消纳电量、结算单价、销售收入及占比情况”。近年来，围绕新能源上网电价制度改革和具体实践，监管部门出台了一系列相关政策以指导改革、推动发展。上述政策的逐步颁布和实施，推动实现了新能源项目上网电价由补贴到平价、由计划向市场的变化。具体请参见本问询函回复之“问题 1/发行人披露/（一）结合《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》等现行有效规定、各地陆续出台的相关政策文件，说明新能源项目电力价格、市场化交易、结算机制、适用范围、执行期限等重要事项的具体内容，整体监管思路和未来变动趋势，说明相关政策变化对发行人经营资质、运营模式、经营业绩稳定性的具体影响，并充分提示相关风险”。也因此，发行人和主要客户之间电力销售所执行的价格在稳定的合作关系中遵照政策执行，顺应行业循序渐进的平稳发展趋势。2025 年 1 月 18 日，国家发展改革委、国家能源局发布 136 号文，推动新能源上网电量全面参与市场交易，上网电价通过市场交易形成；同时提出机制电价，对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，帮助发电企业拥有合理稳定的收入预期。迈入全面市场化交易时代后，电价将被引入更多波动成分，但在电力产品需求刚性和电力市场整体供需平衡形势等前提下，电网公司作为在各地唯一的电网经营单位将持续收购发行人在当地发电项目的所发电量，并按照市场价格做上网电费结算和差价结算。

上网电量方面，根据《中华人民共和国可再生能源法》，电网企业应当与依法取得行政许可或者报送备案的可再生能源发电企业签订并网协议，全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目的上网电量，并为可再生能源发电提供上网服务。发行人在与主要客户间签署的购售电合同中，未约定具体电量，发电量主要由电站装机容量（发电功率）与运行过程中自然条件（太阳光照、风力）等客观因素决定，在报告期内，发行人所发的电量在减去场站自用电等必要损耗后，均已全额上网消纳。

综上，发行人与主要客户的合作历史较早、合作期限较长、上网电价政策稳定、电量消纳充足，发行人在客户稳定性与业务持续性方面不存在重大风险。

（三）区分风电、太阳能发电业务列示不同季节发电量、上网电量、单价、收入情况，披露收入季节性波动的原因及合理性；2024 年前三季度弃风率、弃光率上升的原因，期后是否存在进一步上升的风险以及发行人的应对措施

1、区分风电、太阳能发电业务列示不同季节发电量、上网电量、单价、收入情况，披露收入季节性波动的原因及合理性

（1）风力发电

报告期内，公司风力发电业务不同季节发电量、上网电量、单价、收入情况如下：

季度	发电量 (亿千瓦时)	上网电量 (亿千瓦时)	单价 (元/千瓦时)	收入（万元）	收入占比
2024 年度					
第一季度	127.41	123.19	0.43	532,563.64	26.82%
第二季度	113.39	109.41	0.45	490,177.60	24.69%
第三季度	105.00	100.91	0.45	453,244.72	22.83%
第四季度	126.38	120.28	0.42	509,477.64	25.66%
合计	472.18	453.80	0.44	1,985,463.60	100.00%
2023 年度					
第一季度	112.02	108.48	0.46	494,794.95	26.28%
第二季度	117.96	114.19	0.46	522,151.22	27.73%
第三季度	84.55	81.60	0.46	371,968.45	19.76%
第四季度	115.10	111.26	0.44	493,741.65	26.23%
合计	429.63	415.54	0.45	1,882,656.26	100.00%
2022 年度					
第一季度	89.84	87.01	0.42	366,175.96	21.47%
第二季度	102.06	99.03	0.47	461,398.71	27.05%
第三季度	77.44	75.01	0.51	382,011.11	22.40%
第四季度	104.00	100.83	0.49	496,153.19	29.09%
合计	373.34	361.88	0.47	1,705,738.97	100.00%

风力发电即把风的动能转变成机械能，再把机械能转化为电能，因此风能资源直接影响了风力发电效率。我国地处北温带，受季风影响强烈，在冬春季节风力较大且持续时间长，而夏季风能资源则相对匮乏，因此公司风力发电业务第三季度收入占比相对较低。

（2）太阳能发电

报告期内，公司太阳能发电业务不同季节发电量、上网电量、单价、收入情况如下：

季度	发电量 (亿千瓦时)	上网电量 (亿千瓦时)	单价 (元/千瓦时)	收入（万元）	收入占比
2024 年度					
第一季度	17.75	17.03	0.34	57,991.72	21.18%
第二季度	24.43	23.59	0.31	73,584.33	26.87%
第三季度	26.42	25.61	0.32	81,436.08	29.74%
第四季度	20.35	19.57	0.31	60,856.15	22.22%
合计	88.95	85.80	0.32	273,868.27	100.00%
2023 年度					
第一季度	6.14	5.90	0.39	22,937.02	14.80%
第二季度	8.71	8.39	0.39	32,975.30	21.27%
第三季度	14.22	13.48	0.36	48,545.40	31.31%
第四季度	14.92	14.28	0.35	50,570.81	32.62%
合计	43.99	42.05	0.37	155,028.52	100.00%
2022 年度					
第一季度	3.18	3.10	0.51	15,837.10	19.41%
第二季度	5.30	5.11	0.42	21,338.55	26.15%
第三季度	4.83	4.65	0.46	21,208.79	25.99%
第四季度	4.27	4.11	0.56	23,223.17	28.46%
合计	17.58	16.98	0.48	81,607.62	100.00%

太阳能发电是利用半导体界面的光生伏特效应将光能直接转变为电能的技术，因此光能资源直接影响了太阳能发电效率。一般而言，冬季日照时间短，太阳辐射较弱，光能资源较少，夏季日照时间长，太阳辐射较强，光能资源较为丰富。各季节间光能资源存在差异，使得公司太阳能发电业务各季度收入占比存在一定波动，但整体上不存在明显的季节性特征，部分季度随时间推移导致的增量主要系装机容量增加所致。

2、2024 年前三季度弃风率、弃光率上升的原因，期后是否存在进一步上升的风险以及发行人的应对措施

2024 年 1-9 月，发行人弃风率和弃光率分别为 4.39%、5.87%，分别较 2023

年末有所上升；2024 年全年，发行人弃风率和弃光率分别为 4.16%、6.59%，弃风率较 2024 年 1-9 月有所下降，弃光率较 2024 年 1-9 月有所上升。

发行人发布的弃风率、弃光率包含受电力系统用电负荷及调峰能力、网架约束、安全稳定运行、电力交易决策不当等因素影响可发而未能发出的电量，其计算公式为：

$$\text{弃风率} = \text{弃风限电损失电量} / (\text{风电实际发电量} + \text{弃风限电损失电量})$$

$$\text{弃光率} = \text{弃光限电损失电量} / (\text{光伏实际发电量} + \text{弃光限电损失电量})$$

发行人 2024 年较 2023 年弃风率、弃光率有所上升，系部分风能、太阳能资源富集区域项目新增投产规模增大，相关电网配套建设进度、用电负荷增长慢于电源装机增长，导致弃风、弃光情况，从而弃风、弃光率上升。由于近年来公司持续加快新能源发电装机规模增长速度，在“三北”地区等风能、太阳能资源富集区域部署大量项目，而该区域用电需求与中、东、南部经济发达地区相比较低，且电力输送通道短期内仍将处于持续建设和完善之中，因此短期内存在消纳能力不及预期的可能，短期内弃风率、弃光率有进一步上升的可能，对发行人业务收入产生不利影响。随着可再生能源消纳能力的提升以及公司积极采取应对措施，长期来看，公司弃风、弃光率有望得到改善，预计对公司经营业绩不会产生重大不利影响。

报告期各期，发行人在“三北”地区新增装机规模及占比情况如下：

项目	“三北”地区新增 装机规模（万千瓦）	全国新增 装机规模（万千瓦）	占当年该类别 新增装机比例
2024 年度			
风力发电	246.70	371.78	66.36%
太阳能发电	199.95	407.56	49.06%
合计	446.65	779.34	57.31%
2023 年度			
风力发电	191.65	397.23	48.25%
太阳能发电	135.10	437.60	30.87%
合计	326.75	834.83	39.14%
2022 年度			
风力发电	62.15	130.73	47.54%

项目	“三北”地区新增 装机规模（万千瓦）	全国新增 装机规模（万千瓦）	占当年该类别 新增装机比例
太阳能发电	24.94	27.07	92.15%
合计	87.09	157.80	55.19%

为改善新能源消纳情况，国家和相关地区出台一系列政策和措施，鼓励可再生能源消费、推动储能配置增长、加快输电通道建设。同时，发行人采取多类措施应对弃风、弃光问题。在前期开发阶段，发行人通过技术研发进一步加强测风和测光精度，持续增强选址能力，优化资源布局。在运营阶段，发行人通过技术研发提升发电预测精度，积极探索“构网型储能”和多能互补的一体化园区，同时全力做好电力营销工作，并深耕新能源智慧运营体系，从多个方面持续提高运营效率，减少弃风和弃光现象。

与此同时，报告期内，发行人及可比公司弃风率具体情况如下：

公司名称	2024 年度	2023 年度	2022 年度
华电新能	未披露	4.03%	4.78%
节能风电	10.33%	9.00%	8.26%
可比公司平均水平	10.33%	6.52%	6.52%
华润新能源	4.16%	2.80%	3.54%

注：三峡能源（600905.SH）、龙源电力（001289.SZ）和太阳能（000591.SZ）因不披露弃风率而未列示。

报告期内，发行人及可比公司弃光率具体情况如下：

公司名称	2024 年度	2023 年度	2022 年度
华电新能	未披露	4.77%	3.11%
太阳能	7.81%	未披露	未披露
可比公司平均水平	7.81%	4.77%	3.11%
华润新能源	6.59%	1.52%	1.41%

注：三峡能源（600905.SH）、龙源电力（001289.SZ）和节能风电（601016.SH）因不披露弃光率而未列示。

报告期内，发行人弃风率及弃光率虽有上升，但与可比公司相比处于较低水平，显示发行人坚持项目的优选优运，具备高效的新能源发电运营管理能力。

二、中介机构核查情况

（一）核查程序

针对上述事项，保荐人、申报会计师履行的核查程序，主要包括：查阅发行

人控股并网的风力发电及太阳能发电站明细，了解公司报告期内的电站具体信息，并相应分析变动原因；获取并复核公司销售明细及成本明细，了解公司主要客户及变动情况，分析公司各业务类型的毛利率变动情况、收入季节性波动情况；查阅公司与主要客户的合同，走访主要客户，了解与主要客户的合作情况；查阅近年来行业政策、上网电价政策变化情况，分析相关政策对发行人业务持续性对未来业绩的影响。

（二）核查意见

经核查，保荐人、申报会计师认为：

1、报告期内发行人各类发电业务单价变动受项目区域（不同区域电价不同）、项目类型（平价、补贴）、上网发电类型（保障性、市场化）、市场化电价波动等方面的金额、数量及对应占比的变化影响，具备合理性。公司存在报告期后上网电价继续下降的趋势，预计对公司未来整体业绩影响相对可控。

2、发行人与主要客户签订长期协议，不存在到期无法续约的风险；发行人在客户稳定性与业务持续性方面不存在重大风险。

3、发行人已按季度列示各类业务的业务及财务数据；风力发电业务及太阳能发电业务各季度收入占比存在一定波动，但整体上不存在明显的季节性特征；发行人 2024 年前三季度弃风率、弃光率主要系相关电网配套建设进度、用电负荷增长慢于电源装机增长所致，发行人已采取多类措施应对弃风、弃光问题。

问题 10. 关于可再生能源补贴与应收账款

申报材料显示：

（1）可再生能源补贴资金由国家财政安排，对于已经纳入补贴目录或补贴清单的发电项目，通常 1-4 年方能收回补贴。

（2）报告期内，可再生能源补贴政策发生多次变化。2022 年 3 月，国家有关部门印发《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》，要求发电企业对截止到 2021 年 12 月 31 日已并网，有补贴需求的风电、集中式光伏发电和生物质发电项目开展自查。2023 年 1 月，国家电网公司和南方电网公司公布第一批可再生能源发电补贴合规项目清单。目前补贴核查工作仍在进行过程中。

（3）发行人有 195 个发电项目进入第一批合规清单，90 个项目未纳入合规清单，27 个项目未纳入补贴目录。

（4）报告期内，发行人可再生能源补贴收入分别为 630,288.00 万元、633,240.04 万元、647,898.81 万元和 490,964.77 万元，占当期营业收入比例分别为 36.79%、34.80%、31.59%和 28.63%。

（5）报告期各期末，应收账款账面价值为 1,496,537.27 万元、1,495,396.82 万元、1,932,953.23 万元、2,229,052.00 万元，主要为应收可再生能源补贴。发行人对应收可再生能源补贴组合按 1%计提坏账，对应收标杆电费和应收其他未予计提；报告期内存在少量按单项计提坏账准备的情形。

请发行人披露：

（1）可再生能源项目纳入补贴目录或补贴清单的基本条件、审批流程，主管部门对补贴目录或清单的实际发布频率和后续安排；截至目前部分项目尚未纳入补贴目录或补贴清单的原因，是否存在实质性障碍。

（2）结合《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》等相关文件，说明可再生能源项目列入合规清单的具体要求、发行人自查结果、主管部门核查流程和结果、合规清单的后续发布安排等；发行人部分项目未被纳入合规项目清单的主要原因，预计纳入合规清单时间，是否还需履行其他审批程序，是

否存在实质性障碍。

(3) 结合可再生能源补贴政策重大变化、会计准则关于收入确认的具体要件等，分析说明发行人报告期内可再生能源补贴收入的会计处理是否合规；针对未纳入补贴目录或者补贴清单、合规清单的项目，结合补贴发放政策、项目核查进展、是否超出正常拨付周期、同行业公司可比案例等，分析收入确认是否准确，相关会计处理是否符合《企业会计准则》规定及《监管规则适用指引——发行类第 5 号》5-9 的相关规定。

(4) 结合同行业公司补贴收入占比情况，披露发行人对财政补贴是否存在重大依赖；项目未进入补贴目录、补贴清单或者合规清单，新能源补贴退坡机制和平价上网政策等对公司新能源发电业务的影响，是否对持续经营能力形成重大不利影响，量化分析并完善相关风险提示。

(5) 是否存在收到废除或调整电价通知、退款通知的情形，如是，披露收到废除或调整电价通知、退款通知的具体情况、时点和原因，相关会计处理方式及是否符合《企业会计准则》规定。

(6) 结合报告期各期末应收账款账龄情况、应收账款期后回款进展、实际核销情况等进一步分析应收账款坏账准备计提的充分性；针对超出正常拨付期限的应收补贴款（如有），说明其信用风险特征是否发生明显变化，坏账计提比例是否充分合理；坏账准备计提政策是否符合《监管规则适用指引——发行类第 5 号》相关要求。

请保荐人、申报会计师简要概括核查过程，并发表明确核查意见；请发行人律师对问题（1）（2）简要概括核查过程，并发表明确核查意见。

回复：

一、发行人披露

（一）可再生能源项目纳入补贴目录或补贴清单的基本条件、审批流程，主管部门对补贴目录或清单的实际发布频率和后续安排；截至目前部分项目尚未纳入补贴目录或补贴清单的原因，是否存在实质性障碍

1、可再生能源项目纳入补贴目录或补贴清单的基本条件、审批流程，主管部门对补贴目录或清单的实际发布频率和后续安排

（1）可再生能源项目纳入补贴目录或补贴清单的基本条件

根据《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》（财建〔2012〕102号）（该文件后被《可再生能源电价附加补助资金管理办法》财建〔2020〕5号）替代），符合申请补助条件的项目必须按属地原则向所在地省级主管部门提出补助申请，省级主管部门初审后联合上报财政部、国家发展改革委、国家能源局（以下简称“三部委”）审核，上述部门审核后将符合条件的项目列入可再生能源电价附加资金补助目录，纳入补助目录的可再生能源项目方可享受补贴。自2012年至2020年，三部委共发布了7批补助目录。

根据2020年1月三部委发布的《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4号）和《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5号），国家不再发布可再生能源电价附加补助目录而由发电企业通过国家可再生能源信息管理平台填报项目补贴申请，电网企业根据前期确定的原则进行判断，并定期公开符合补助条件的可再生能源发电项目清单，三部委已发文公布的1-7批目录内项目直接列入电网企业可再生能源发电项目补贴清单。

根据《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5号）的规定，纳入补贴清单的具体条件包括：

①新增项目需纳入当年可再生能源发电补贴总额范围内；存量项目需符合国家能源主管部门要求，按照规模管理的需纳入年度建设规模管理范围内；

②按照国家有关规定已完成审批、核准或备案；符合国家可再生能源价格政策，上网电价已经价格主管部门审核批复；

③全部机组并网时间符合补助要求；

④相关审批、核准、备案和并网要件经国家可再生能源信息管理平台审核通过。

根据2020年11月财政部发布的《关于加快推进可再生能源发电补贴项目清

单审核有关工作的通知》（财办建〔2020〕70号）的规定，纳入补贴清单需满足以下条件：

①符合我国可再生能源发展相关规划的陆上风电、海上风电、集中式光伏电站、非自然人分布式光伏发电、光热发电、地热发电、生物质发电等项目。所有项目应于2006年及以后年度按规定完成核准（备案）手续，并已全部容量完成并网；

②符合国家能源主管部门要求，按照规模管理的需纳入年度建设规模管理范围内，生物质发电项目需纳入国家或省级规划，农林生物质发电项目应符合《农林生物质发电项目防治掺煤监督管理指导意见》（国能综新能〔2016〕623号）要求。其中，2019年光伏新增项目，2020年光伏、风电和生物质发电新增项目需满足国家能源主管部门出台的新增项目管理办法；

③符合国家可再生能源价格政策，上网电价已获得价格主管部门批复。

综上所述，可再生能源项目纳入补贴清单的基本条件可归纳为已完成发改委审批及核准（备案）手续、已全容量并网且并网时间符合要求、纳入规模管理范围、上网电价已获得价格主管部门批复，具体可体现为下表所示：

序号	条件	《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5号）	《关于加快推进可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财办建〔2020〕70号）
1	审批、核准或备案	按照国家有关规定已完成审批、核准或备案	符合我国可再生能源发展相关规划的陆上风电、海上风电、集中式光伏电站、非自然人分布式光伏发电、光热发电、地热发电、生物质发电等项目。所有项目应于2006年及以后年度按规定完成核准（备案）手续，并已全部容量完成并网
2	并网时间	全部机组并网时间符合补助要求	
3	纳入规模管理（补贴指标）	新增项目需纳入当年可再生能源发电补贴总额范围内；存量项目需符合国家能源主管部门要求，按照规模管理的需纳入年度建设规模管理范围内	符合国家能源主管部门要求，按照规模管理的需纳入年度建设规模管理范围内，生物质发电项目需纳入国家或省级规划，农林生物质发电项目应符合《农林生物质发电项目防治掺煤监督管理指导意见》（国能综新能〔2016〕623号）要求。其中，2019年光伏新增项目，2020年光伏、风电

			和生物质发电新增项目需满足国家能源主管部门出台的新增项目管理办法
4	电价审核批复	符合国家可再生能源价格政策，上网电价已经价格主管部门审核批复	符合国家可再生能源价格政策，上网电价已获得价格主管部门批复

（2）可再生能源项目纳入补贴目录或补贴清单的审批流程

根据《关于开展可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财办建〔2020〕6号）以及《关于加快推进可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财办建〔2020〕70号）的规定，补贴清单的审批流程如下：

①项目初审

国家电网、南方电网和地方独立电网企业组织经营范围内的可再生能源发电企业按要求申报补贴清单，并对申报项目材料的真实性进行初审。

②省级主管部门确认

电网企业将符合要求的可再生能源发电项目汇总后，向各省（区、市）能源主管部门申报审核。各省（区、市）能源主管部门对项目是否按规定完成核准（备案）、是否纳入年度建设规模管理范围等条件进行确认并将结果反馈电网企业。

③项目复核

电网企业将经过确认的可再生能源发电项目相关申报材料按要求通过信息平台提交国家可再生能源信息管理中心，由国家可再生能源信息管理中心对申报项目资料的完整性、支持性文件的有效性和项目情况的真实性进行复核，包括规模管理和电价政策等方面内容，并将复核结果反馈电网企业。

④补贴清单公示和公布

电网企业将复核后符合条件的项目形成补贴项目清单，并在网站上进行公示。公示期满后，国家电网、南方电网正式对外公布各自经营范围内的补贴清单，并将公布结果报送财政部、国家发展改革委和国家能源局。地方独立电网需报送所在地省级财政、价格、能源主管部门确认后，再公布经营范围内的补贴清单。

（3）主管部门对补贴目录或清单的实际发布频率和后续安排

报告期内补贴清单的实际发布频率如下：

年份	国家电网补贴清单批次	南方电网补贴清单批次
2024	12	13
2023	9	2
2022	0	15

注：南方电网补贴清单批次数量系根据广东电网、广西电网、云南电网、贵州电网及海南电网各自公布的属地补贴清单数量汇总而得。

主管部门未明确补贴清单发布的固定频率，参考报告期内的实际发布频率情况，并无明显规律，具体发布情况为视审核进展而定。目前，主管部门仍在受理和审核前期含补贴项目的纳入补贴清单申请，并在陆续发布新的补贴清单，预计后续将继续推进前期存量补贴项目的纳入补贴清单申请。

根据国务院有关工作部署，三部委会同有关方面，自 2022 年 3 月起通过组建国家核查工作组和省级核查工作组的形式对享受可再生能源发电补贴政策的风电、集中式光伏发电和生物质发电项目在全国范围内开展可再生能源发电补贴自查核查工作。2023 年 1 月 6 日，受三部委的委托，国家电网公司和南方电网公司公布第一批可再生能源发电补贴合规项目清单（以下简称“第一批合规清单”）。

截至本问询函回复出具日，补贴核查工作尚未完全结束，自第一批合规清单公布后暂无后续正式政策或清单发布，受补贴核查推进进展的影响，发行人尚未纳入补贴清单且暂未纳入第一批合规清单的项目，均暂缓纳入补贴清单。

2、截至目前部分项目尚未纳入补贴目录或补贴清单的原因，是否存在实质性障碍

截至本问询函回复出具日，发行人报告期内曾确认补贴收入的项目中共有 31 个项目尚未纳入补贴清单（2 个项目已剥离），其中有 29 个项目系因为未纳入第一批合规清单而暂缓纳入补贴清单，2 个项目已进入第一批合规清单，目前正在申请纳入补贴清单。

针对前述项目，发行人已根据自查及核查发现的情况，基于可再生能源补贴核查精神，再次对相关项目后续能否进入补贴清单进行估计，针对未来进入补贴清单可能存在不确定性的项目，基于谨慎性原则对相关可再生能源补贴收入进行

调整或者未进行确认，随着后续补贴核查工作的推进及未来批次合规清单的发布，预计目前仍确认补贴收入的装机规模后续纳入补贴清单不存在实质性障碍。

（二）结合《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》等相关文件，说明可再生能源项目列入合规清单的具体要求、发行人自查结果、主管部门核查流程和结果、合规清单的后续发布安排等；发行人部分项目未被纳入合规项目清单的主要原因，预计纳入合规清单时间，是否还需履行其他审批程序，是否存在实质性障碍

1、可再生能源项目列入合规清单的具体要求

2022 年 3 月，三部委联合下发《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》。根据补贴自查通知要求，发电企业须对截止到 2021 年 12 月 31 日已并网，有补贴需求的风电、集中式光伏发电和生物质发电项目开展自查工作。

本次可再生能源补贴自查主要从项目合规性、规模、电量、电价、补贴资金、环境保护（仅生物质发电）六个方面开展自查。自查内容包括但不限于以下几个方面：

（1）项目合规性。项目是否纳入计划、规模或者规划等管理文件相应的名单或清单，以及项目是否依法依规核准（备案）等；

（2）项目规模。项目并网容量是否大于核准容量或年度建设规模；项目分批并网时间和对应容量以及全部容量并网时间与实际是否一致。在补贴退坡的关键时间节点，是否存在以少量机组并网代替全部机组并网投产的情况等；

（3）项目电量。项目补贴电量、补贴年限是否超过政策要求；项目实际年利用小时数与所在区域同类同期项目相比是否存在异常偏高情况等；

（4）项目电价。项目实际执行的上网电价，是否超过国家价格政策明确的上网电价（指导价），或是招投标或竞价确定的标杆上网电价。是否存在项目在补贴退坡关键时间节点之后投产却享受退坡之前的补贴强度等；

（5）项目补贴资金。项目实获补贴资金是否超过应获得的补贴资金；项目完成绿色电力证书交易的电量是否扣减国家补贴；是否存在未列入补贴目录范围

仍拨付补贴资金的情况等；

（6）项目环境保护。生物质发电项目是否按要求完成环保设施建设；是否受到生态环境部门的违规处罚；是否违规掺烧化石能源等。

2、发行人自查结果、主管部门核查流程和结果、合规清单的后续发布安排等

发行人前期已通过国家能源局可再生能源发电项目信息管理系统完成各发电项目相关自查信息填报工作，并根据自查及核查推进所发现的情况，基于可再生能源补贴核查精神，再次对相关项目后续能否进入补贴清单进行估计，针对未来进入补贴清单可能存在不确定性的项目，基于谨慎性原则对相关可再生能源补贴收入进行调整或者未进行确认。

根据国务院有关工作部署，三部委会同有关方面，自 2022 年 3 月起通过组建国家核查工作组和省级核查工作组的形式对享受可再生能源发电补贴政策的风电、集中式光伏发电和生物质发电项目在全国范围内开展可再生能源发电补贴自查核查工作。2023 年 1 月 6 日，受三部委的委托，国家电网公司和南方电网公司公布第一批可再生能源发电补贴合规项目清单。

可再生能源补贴自查及核查所涉及的企业数量大，数据资料多，2023 年 1 月公布的第一批合规清单仅是可再生能源发电补贴核查工作的阶段性结果。截至本问询函回复出具日，补贴核查工作尚未完全结束，自第一批合规清单公布后暂无后续正式政策或清单发布，后续批次合规清单公布安排尚不明确。

3、发行人部分项目未被纳入合规项目清单的主要原因，预计纳入合规清单时间，是否还需履行其他审批程序，是否存在实质性障碍

截至本问询函回复出具日，发行人报告期内曾确认补贴收入的项目中，共 95 个项目（含 5 个由于法律瑕疵已剥离的项目）暂未被纳入合规清单，其中 66 个项目进入补贴清单，29 个项目暂未进入补贴清单。根据发行人自查和核查工作组反馈，暂未纳入合规清单的 95 个项目可能涉及的问题包括全容量并网问题、装机容量问题、绿电交易问题以及其他合规瑕疵问题。

考虑到目前补贴核查工作尚未完全结束，且自第一批合规清单公布后至今暂

无后续正式政策或清单发布，后续批次合规清单公布安排尚不明确，发行人目前暂未纳入合规清单的项目暂无明确可纳入合规清单的预期时间。

根据现行政策，暂未纳入合规清单的项目无需履行其他审批程序，需等待后续批次合规清单或补充政策发布，发行人正在积极就尚未纳入合规清单的项目向主管部门提交补充资料，以争取将相关项目列入后续其他批次合规清单。

对于暂未纳入合规清单的项目，发行人已根据自查及核查推进所发现的情况，基于可再生能源补贴核查精神，再次对相关项目后续能否进入补贴清单进行估计，针对未来进入补贴清单可能存在不确定性的项目，基于谨慎性原则对相关可再生能源补贴收入进行调整或者未进行确认；对于目前仍确认补贴收入的部分项目，预计后续纳入合规清单不存在实质性障碍。

（三）结合可再生能源补贴政策重大变化、会计准则关于收入确认的具体要件等，分析说明发行人报告期内可再生能源补贴收入的会计处理是否合规；针对未纳入补贴目录或者补贴清单、合规清单的项目，结合补贴发放政策、项目核查进展、是否超出正常拨付周期、同行业公司可比案例等，分析收入确认是否准确，相关会计处理是否符合《企业会计准则》规定及《监管规则适用指引——发行类第5号》5-9的相关规定

1、结合可再生能源补贴政策重大变化、会计准则关于收入确认的具体要件等，分析说明发行人报告期内可再生能源补贴收入的会计处理是否合规

（1）报告期内发行人补贴收入确认的具体原则

报告期内，发行人补贴收入确认的整体原则为：对于已纳入补贴清单及合规清单的项目，于电力供应至各电厂所在地的省级电网公司时进行可再生能源补贴收入确认，根据经电网公司确认的月度实际上网电量和合同上网电价确认可再生能源补贴收入；对于暂未进入补贴清单或合规清单的项目，判断其中预计未来纳入补贴清单及合规清单不存在实质性障碍的部分，按照前述原则确认补贴收入。

从是否纳入合规清单、是否纳入补贴清单的维度，对项目进行具体分类讨论补贴收入确认的具体原则情况如下：

类别	清单纳入情况	补贴收入确认原则

第一类	已纳入第一批合规清单且纳入补贴清单	考虑到该类项目已纳入补贴清单和合规清单，已经过电网企业和国家能源主管部门的多轮审核，并已通过三部委的合规核查，因此该类别全额确认补贴收入，不涉及未确认或者冲减的情形
第二类	已纳入第一批合规清单但尚未纳入补贴清单	根据《可再生能源电价附加补助资金管理办法》的要求，对相关项目是否符合相应的规模管理要求、是否已完成审批核准或备案、是否取得上网电价批复、并网时间是否符合补贴要求等方面对能否纳入补贴清单进行判断，对于预计纳入补贴清单不存在实质性障碍的项目，在其电力供应至各电厂所在地的省级电网公司时确认补贴收入。 同时，由于 2022 年 3 月开始的补贴核查可以一定程度上视作主管部门对于补贴项目能否纳入补贴清单的复核，对于先行纳入第一批合规清单的项目，考虑到已通过三部委的较为谨慎严格的合规核查，预计未来纳入补贴清单不存在实质性障碍。 但发行人存在 1 个项目虽已纳入合规清单，因参考与当地核查组的沟通情况及提交纳入补贴清单申请后国家电网的反馈情况，基于谨慎性未确认补贴收入，除前述项目外其他项目全额确认补贴收入
第三类	未纳入第一批合规清单但已纳入补贴清单	基于可再生能源补贴核查精神，对后续补贴取得进行估计，对于存在下述问题的项目进行补贴收入冲减或未确认： 1、装机容量问题 装机容量问题主要指因风机选型或光伏容配比等因素导致的项目并网容量超过核准容量的情形，根据规定需要按比例核减补贴资金。 （1）针对光伏超装，按超装比例冲减部分补贴收入； （2）针对风机超装，主要由风机选型等因素导致，超装部分装机均未超过最小单机容量，报告期内通过限定风机运行功率至核准装机容量运行，不存在超装发电的情形，未确认超装部分补贴收入。 2、绿电交易问题 绿电交易问题主要指纳入补贴项目在参与绿证交易后，其对应绿证交易的电量不再享受国家可再生能源电价附加资金补贴，需予以扣减。 针对完成绿色电力证书交易的电量未扣减国家补贴的情形，冲减对应绿证交易电量涉及的补贴收入。 除上述问题类型项目外，其他项目全额确认补贴收入。
第四类	未纳入第一批合规清单且未纳入补贴清单	基于可再生能源补贴核查精神，对后续补贴取得进行估计，对于存在下述问题的项目进行补贴收入冲减或未确认： 1、全容量并网问题 在陆上风电及光伏平价上网政策实施期间，存在项目的

		部分机组虽在 2020 年底或 2021 年底后投产，但仍确认补贴的情形，针对该种情况，发行人已对相关项目冲减全部或部分补贴收入。 2、装机容量问题 装机容量问题主要指因风机选型或光伏容配比等因素导致的项目并网容量超过核准容量的情形，根据规定需要按比例核减补贴资金。 （1）针对光伏超装，按超装比例冲减部分补贴收入； （2）针对风机超装，主要由风机选型等因素导致，超装部分装机均未超过最小单机容量，报告期内通过限定风机运行功率至核准装机容量运行，不存在超装发电的情形，未确认超装部分补贴收入。 除上述问题类型项目外，其他项目全额确认补贴收入。

（2）报告期内发行人补贴收入确认的依据

①可再生能源补贴收入确认的电价依据

根据《中华人民共和国可再生能源法》的规定，“可再生能源发电项目的上网电价，由国务院价格主管部门根据不同类型可再生能源发电的特点和不同地区的情况，按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则确定，并根据可再生能源开发利用技术的发展适时调整”。

根据《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》的规定，“可再生能源发电项目上网电价高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的部分、国家投资或补贴建设的公共可再生能源独立电力系统运行维护费用高于当地省级电网平均销售电价的部分，以及可再生能源发电项目接网费用等，通过向电力用户征收电价附加的方式解决”。

根据三部委下发的《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》，对各类项目全生命周期合理利用小时数和补贴标准进行了明确，规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，全生命周期补贴电量内所发电量，按照上网电价给予补贴，补贴标准=（可再生能源上网电价-当地燃煤发电上网基准价）/（1+适用增值税率）。

综上所述，可再生能源发电项目的上网电价由国务院价格主管部门依据不同类型可再生能源发电的特点和不同地区的情况确定，可再生能源发电项目的上网电价高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价（即当地燃煤发电上网基准价）的部分

即为补贴部分，由国家可再生能源发展基金予以拨付。

②可再生能源补贴收入确认的电量依据

根据电网公司确认的月度电费结算单，由各电厂所在地的电网公司确认上网电量。

③可再生能源补贴收入确认的时点依据

根据《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》的规定，对于纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，全生命周期补贴电量内所发电量按照上网电价给予补贴。因此，尽管项目并网发电和项目进入补贴清单存在一定间隔期，根据上述规定及电价批复，项目自投产并网发电之日起享受补贴电价。

根据财政部《可再生能源电价附加有关会计处理规定》（财会[2012]24 号）的规定：“可再生能源发电企业销售可再生能源电量时，按实际收到或应收的金额，借记“银行存款”、“应收账款”等科目，按实现的电价收入，贷记“主营业务收入”科目，按专用发票上注明的增值税额，贷记“应交税费--应交增值税（销项税额）”科目”。因此，发行人于销售可再生能源电量时，即项目发电投产并网发电之日起确认可再生能源补贴收入。

综上所述，发行人可再生能源补贴收入于电力供应至各电厂所在地的省级电网公司时进行确认。公司根据经电网公司确认的月度实际上网电量按合同上网电价（含可再生能源补贴）确认电费收入，可再生能源补贴收入=上网电量*（可再生能源上网电价-当地燃煤发电上网基准价）/（1+适用增值税率）。

（3）可再生能源补贴政策重大变化情况

2019 年 5 月 21 日，国家发改委发布的《关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格〔2019〕882 号）提出，2018 年底之前核准的陆上风电项目，2020 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴；2019 年 1 月 1 日至 2020 年底前核准的陆上风电项目，2021 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴。自 2021 年 1 月 1 日开始，新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴。

2021年6月7日，国家发改委下发《关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知》（发改价格〔2021〕833号），自2021年起，对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目，中央财政不再补贴，实行平价上网。2021年新建项目上网电价，按当地燃煤发电基准价执行。

根据前述政策，对于2021年起新核准及此前核准未按时并网的陆上风电项目、2021年起新备案的集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目，中央财政不再补贴，但不影响原有补贴项目在全生命周期内享有补贴，不影响原有补贴项目的收入确认原则。

2022年3月，三部委联合下发《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》，并组织在全国范围内开展可再生能源发电补贴自查核查工作，核查工作意在明确和规范后续补贴发放的推进，加强和优化可再生能源补贴资金使用管理，并不影响公司可再生能源补贴收入初始确认的总体原则。

（4）发行人的补贴收入确认符合会计准则的具体要求

根据《企业会计准则第14号—收入》第五条的相关规定，当企业与客户之间的合同同时满足下列条件时，企业应当在客户取得相关商品控制权时确认收入，发行人的具体情况分析如下：

《企业会计准则第14号—收入》相关规定	公司具体情况	是否符合《企业会计准则》相关规定
第五条（一）合同各方已批准该合同并承诺将履行各自义务	公司均与其客户（主要为各地电网公司）签订了正式的购售电合同，合同中明确了购售电双方的权利和义务，并确定了违约条款，对双方履约进行约束，合同各方签订合同即承诺将履行各自义务。	是
第五条（二）该合同明确了合同各方与所转让商品或提供劳务相关的权利和义务	公司与客户签订的购售电合同中，明确了双方的权利和义务。其中购电人的主要义务为，按照购售电合同的约定购买售电人电厂机组的电能；售电人的主要义务为，按照购售电合同的约定向购电人出售符合国家标准和行业标准的电能。购电人的权利为，投资、建设、拥有、检修、维护和运行电网。调度售电人机组出力；售电人的权利为，投资、建设、拥有、检修、维护和运行电厂发电机组，将符合国家电能质量标准的、除电厂厂用电以外的全部电能送至上网计量点处，向购电人收取电费。	是

《企业会计准则第14号—收入》相关规定	公司具体情况	是否符合《企业会计准则》相关规定
第五条（三）该合同有明确的与所转让商品相关的支付条款	公司发电项目的购售电合同中均明确了电费结算与支付条款，并明确了电费的结算方式，与电网公司签订的典型《购售电合同》主要条款如下：①合同双方以约定电表计量的电量数据作为结算依据。完成抄表后，售电方在收到经购电方确认的电费结算文档后，按上网电量和相应电价开出增值税发票。②购电方在收到增值税发票后，依据电量结算单及约定的付款期限支付上网电费。购电人以电汇或票据方式支付购电款。③可再生能源发展基金承担的上网电费部分按照国家法律法规和相关规定执行。	是
第五条（四）该合同具有商业实质，即履行该合同将改变企业未来现金流量的风险、时间分布或金额	公司履行已签署的购售电合同属于商业行为，能够为企业带来现金流量的增加，具有商业实质。	是
第五条（五）企业因向客户转让商品而有权取得的对价很可能收回	对于应收可再生能源补贴款部分，根据《中华人民共和国可再生能源法》、《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》及《可再生能源电价附加资金管理办法》等规定，发电企业享受的补助资金拨付主体为中央政府性基金，实际资金来源为国家财政资金，由国家信用保障，信用风险很低；根据历史信息，应收财政部的可再生能源附加补助资金从未出现过违约情形。因此，企业因向客户转让商品而有权取得的对价很可能收回。	是

结合上表分析，补贴收入满足收入合同成立的上述五个条件，因此发行人应当在控制权转移时，即电力供应至各电厂所在地的省级电网公司时进行可再生能源补贴收入的确认，发行人补贴收入的确认符合企业会计准则的要求。

（5）发行人报告期内可再生能源补贴收入的会计处理是否合规

结合前述，发行人报告期内可再生能源补贴收入确认符合企业会计准则的要求，可再生能源补贴退坡政策并未影响原有补贴项目的收入确认原则。自三部委联合下发《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》后，随着可再生能源发电补贴核查工作逐步推进，相关政策逐步明确、规范，在可再生能源补贴自查及核查过程中，发行人基于对政策的理解及核查进展，针对自查及核查发现的情况等，结合谨慎性原则调整相关补贴收入，发行人在进行相关调整时均根据当时

具体情况做出的判断，恰当反映了当时情况，会计处理原则符合相关会计准则的处理要求。因此，发行人报告期内可再生能源补贴收入的会计处理具有合规性。

2、针对未纳入补贴目录或者补贴清单、合规清单的项目，结合补贴发放政策、项目核查进展、是否超出正常拨付周期、同行业公司可比案例等，分析收入确认是否准确，相关会计处理是否符合《企业会计准则》规定及《监管规则适用指引——发行类第5号》5-9的相关规定

（1）可再生能源补贴款发放政策

根据《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5号），可再生能源电价附加补助资金来自于可再生能源发展基金，是国家为支持可再生能源发电、促进可再生能源发电行业稳定发展而设立的政府性基金，补助资金由可再生能源电价附加收入筹集。

①资金申请

每年3月30日前，由电网企业或省级相关部门提出补助资金申请。纳入补助目录的可再生能源发电项目和光伏扶贫项目，由电网企业提出补助资金申请。其中：国家电网有限公司、南方电网有限责任公司向财政部提出申请；地方独立电网企业由所在地省级财政、价格、能源主管部门向财政部提出申请。

②资金拨付

财政部根据电网企业和省级相关部门申请以及本年度可再生能源电价附加收入情况，按照以收定支的原则向电网企业和省级财政部门拨付补助资金。各级财政部门收到补助资金后，应尽快向本级独立电网企业或公共可再生能源独立电力系统项目单位分解下达预算，并按照国库集中支付制度有关规定及时支付资金。

电网企业收到补助资金后，一般应当在10个工作日内，按照目录优先顺序及结算要求及时兑付给可再生能源发电企业。当年纳入国家规模管理的新增项目足额兑付补助资金；纳入补助目录的存量项目，由电网企业依照项目类型、并网时间、技术水平和相关部门确定的原则等条件，确定目录中项目的补助资金拨付顺序并向社会公开。

(2) 项目核查进展

自 2023 年 1 月公布的第一批合规清单后，截至本问询函回复出具日，暂无后续正式政策或清单发布，后续批次合规清单公布安排尚不明确。

(3) 可再生能源补贴款拨付周期

可再生能源补贴款由财政部向电网公司支付，电网公司再拨付省级电网，由省级电网核对企业实际结算电量，将发电项目享受的补贴资金统一代发放至企业，补贴款的发放周期由财政部拨付时间决定。由于新能源发电行业的特性，新能源补贴款受限于行业政策、国家可再生能源电价附加收入筹集情况、项目情况等多因素影响，导致补贴款发放的时间并不固定，整体回款周期相对较长，因此发行人的补贴项目并不涉及超出正常拨付周期的情况。

(4) 发行人与同行业可比公司的电力收入确认原则和针对未纳入补贴清单或合规清单的项目的处理方式不存在实质性差异

发行人的同行业可比公司的电力收入确认方式和针对暂未纳入补贴清单或合规清单的项目的处理方式如下表：

公司名称	电力收入确认方式（含补贴）	暂未纳入补贴清单或合规清单的项目处理方式
龙源电力	电力及商品销售收入在资产的控制权转移至客户时（通常是在向省级电网公司供电或交付商品时）确认。	针对补贴项目，在确认补贴收入时未区分是否纳入补贴清单；未披露涉及合规清单的具体信息，定期报告中亦未披露对前期已确认的补贴收入进行调整。
三峡能源	电力收入于电力供应至各电厂所在地的省电网公司时确认。根据经电力公司确认的月度实际上网电量按合同上网电价（含国家可再生能源电价附加）确认电费收入。	针对补贴项目，在确认补贴收入时未区分是否纳入补贴清单；未披露涉及合规清单的具体信息，定期报告中亦未披露对前期已确认的补贴收入进行调整。
节能风电	电力收入于电力供应至各电厂所在地的省电网公司时确认。按已收或应收的合同或协议价款的合同约定确定电力销售收入金额。澳大利亚电厂电力收入于电力供应至澳大利亚电力运营商时确认，按当地市场电力交易价格确定电力销售收入金额。	针对补贴项目，在确认补贴收入时未区分是否纳入补贴清单；未披露涉及合规清单的具体信息，定期报告中亦未披露对前期已确认的补贴收入进行调整。
太阳能	电力收入于电力供应至各子公司所在地的电网公司或业主时确认。	针对补贴项目，在确认补贴收入时未区分是否纳入补贴清单；截至 2024 年 7 月 29 日，太阳能共有 125 个补贴项目，121 个项目已纳入补贴清单，4 个项目尚未纳入补贴

公司名称	电力收入确认方式（含补贴）	暂未纳入补贴清单或合规清单的项目处理方式
		清单，其中纳入补贴清单但尚未纳入第一批合规清单有 46 个，该等项目均已确认补贴收入，太阳能未针对该等项目进行会计调整。未披露未纳入补贴清单的项目中未纳入合规清单的项目情况； 定期报告中亦未披露对前期已确认的补贴收入进行调整。
华电新能	电力收入于电力供应至各电厂所在地的省级电网公司时确认，公司根据经电网公司确认的月度实际上网电量按合同上网电价（含可再生能源补贴）确认电费收入。	针对补贴项目，在确认补贴收入时未区分是否纳入补贴清单； 截至 2023 年 9 月 27 日，华电新能共有 519 个补贴项目，其中 111 个项目未纳入补贴清单，86 个项目确认收入，25 个项目因补贴核查的影响全部冲减或未确认补贴收入； 针对未进入合规清单的项目，华电新能将其中部分项目归类为“项目并网”、“装机容量”和“年度规模”，对前期补贴收入进行调整。

在收入确认方面，同行业可比上市公司均于电力供应至各电厂所在地的省级电网公司时以上网电价确认电费收入，即同时确认燃煤发电基准价收入与可再生能源补贴收入，发行人的收入确认原则与同行业可比公司相比具有一致性，不存在实质性差异。

在补贴清单和合规清单的处理方面，同行业可比公司在确认补贴收入时均未区分是否纳入补贴清单或合规清单，其中多数公司均未披露涉及合规清单的具体信息，定期报告中亦未披露对前期已确认的补贴收入进行调整；仅部分公司披露了涉及补贴核查的相关信息，或根据补贴核查的情况对前期补贴收入进行调整。发行人根据补贴核查的情况，基于谨慎性原则，对于判断后续纳入补贴清单或合规清单存在一定不确定性的部分，对相关可再生能源补贴收入进行调整或者未进行确认，发行人针对未进入补贴清单或合规清单项目的处理方式与已披露进行补贴收入调整的公司类似，相比其他同行业可比公司不存在实质性差异。

（5）发行人收入确认是否准确，相关会计处理是否符合《企业会计准则》规定及《监管规则适用指引——发行类第 5 号》5-9 的相关规定

①对于发行人目前已确认补贴收入但暂未纳入补贴清单或合规清单的项目，预计未来纳入补贴清单及合规清单不存在重大不确定性风险

结合前述补贴发放政策、项目核查进展和补贴拨付周期情况，鉴于项目并网发电和项目进入补贴清单以及补贴发放存在一定间隔期，且补贴的拨付周期较长并无固定规律，发行人对于适用可再生能源发电补贴要求的新投产并网发电项目，结合《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5号）、《关于加快推进可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财办建〔2020〕70号）以及《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》中的相关要求，对可再生能源发电项目是否满足纳入补贴清单及合规清单的主体资格要求进行了合理判断，具体如下：

针对未来纳入补贴清单及合规清单不存在重大不确定性的装机规模，发行人于电力供应至各电厂所在地的省级电网公司时，依据电网公司确认的月度实际上网电量及经国家发改委等价格主管部门统一制定或核准批复并于合同约定的上网电价确认电费收入，包含可再生能源补贴收入。

同时，随着补贴核查工作的推进，发行人基于对政策的理解及核查进展，针对自查及核查发现的情况等，对于判断后续纳入补贴清单或合规清单存在一定不确定性的部分，基于谨慎性原则考虑进行调整或暂不确认相关补贴收入，发行人针对暂未纳入补贴清单或合规清单的项目的处理方式与同行业可比公司不存在实质性差异。

②暂未纳入补贴清单或合规清单的项目的收入确认金额符合《企业会计准则》的规定

可再生能源发电项目的上网电价由国务院价格主管部门依据不同类型可再生能源发电的特点和不同地区的情况确定，可再生能源发电项目的上网电价高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价（即当地燃煤发电上网基准价）的部分由国家可再生能源发展基金予以补贴，公司可再生能源补贴收入=上网电量*（可再生能源上网电价-当地燃煤发电上网基准价）/（1+适用增值税率），其中上网电量来自经电网公司确认的月度电费结算单。

发行人暂未纳入补贴清单或合规清单的项目收入包括燃煤发电基准收入及可再生能源补贴收入，相关收入于电力供应至各电厂所在地的省级电网公司时确认，发行人依据经电网公司确认的月度电费结算单确认上网电量，依据经国家发

改委等价格主管部门统一制定或核准批复上网价格确认上网电价（不含税）。

根据《企业会计准则第 14 号——收入》第十五条和第十六条的相关规定，企业应当根据合同条款，并结合其以往的习惯做法确定交易价格。在确定交易价格时，企业应当考虑可变对价，合同中存在可变对价的，企业应当按照期望值或最可能发生金额确定可变对价的最佳估计数，其中企业有权收取的对价金额，将根据一项或多项或有事项的发生有所不同的情况，也属于可变对价的情形。企业按照期望值或最可能发生金额确定可变对价金额之后，计入交易价格的可变对价金额还应该满足限制条件，即包含可变对价的交易价格，应当不超过在相关不确定性消除时，累计已确认的收入极可能不会发生重大转回的金额。

由于发行人在纳入补贴清单或合规清单后有权获得由国家可再生能源发展基金予以的补贴款，相关补贴款属于可变对价的情形，且由于发行人能够预计暂未纳入补贴清单或合规清单的项目，预计未来纳入补贴清单及合规清单不存在实质性障碍，发行人按照可再生能源补贴款最可能发生金额确定可变对价的最佳估计数，报告期已确认的补贴收入预计发生重大转回的可能性较低。因此，收入确认金额包含可再生能源补贴收入符合《企业会计准则》的规定。

③暂未纳入补贴清单或合规清单的项目的收入确认时点符合《企业会计准则》的规定

根据《企业会计准则第 14 号——收入》第十三条的相关规定，对于在某一时点履行的履约义务，企业应当在客户取得相关商品控制权时点确认收入。在判断客户是否已取得商品控制权时，企业应当考虑下列迹象：（一）企业就该商品享有现时收款权利，即客户就该商品负有现时付款义务。（二）企业已将该商品的法定所有权转移给客户，即客户已拥有该商品的法定所有权。（三）企业已将该商品实物转移给客户，即客户已实物占有该商品。（四）企业已将该商品所有权上的主要风险和报酬转移给客户，即客户已取得该商品所有权上的主要风险和报酬。（五）客户已接受该商品。（六）其他表明客户已取得商品控制权的迹象。

由于发行人将其电力供应至各电厂所在地的省级电网公司时，已向电网公司交付商品，电网公司已取得商品控制权。因此，发行人按电力供应至各电厂所在地的省级电网公司时确认补贴收入，综上所述，暂未纳入补贴清单或合规清单的

项目的收入确认时点符合《企业会计准则第 14 号——收入》的规定。

④发行人的相关会计处理符合《监管规则适用指引——发行类第 5 号》5-9 的相关规定

发行人基于对政策的理解及核查进展，针对自查及核查发现的情况等，对于判断后续纳入补贴清单或合规清单存在一定不确定性的部分，基于谨慎性原则考虑对前述冲减收入按相应归属期间进行调整，申报会计师已按要求对发行人编制的申报财务报表与原始财务报表的差异比较表出具鉴证报告并说明审计调整原因，保荐人已核查相关调整的合理性及合规性。

随着可再生能源发电补贴核查工作逐步推进，相关政策逐步明确、规范，在可再生能源补贴自查及核查过程中，发行人基于对政策的理解及核查进展，针对自查及核查发现的情况等，结合谨慎性原则调整相关补贴收入，发行人在进行相关调整时均根据当时具体情况做出的判断，恰当反映了当时情况，会计处理原则符合相关会计准则的处理要求，具有合理性和合规性，相关会计处理符合《监管规则适用指引——发行类第 5 号》5-9 的相关规定。

综上所述，对于发行人目前已确认补贴收入但暂未纳入补贴清单或合规清单的项目，预计未来纳入补贴清单及合规清单不存在实质性障碍，且收入确认金额准确、合理，收入确认时点谨慎、合规，报告期已确认的补贴收入预计发生重大转回的可能性较低，相关会计处理符合《企业会计准则第 14 号——收入》的规定及《监管规则适用指引——发行类第 5 号》5-9 的相关规定。

（四）结合同行业公司补贴收入占比情况，披露发行人对财政补贴是否存在重大依赖；项目未进入补贴目录、补贴清单或者合规清单，新能源补贴退坡机制和平价上网政策等对公司新能源发电业务的影响，是否对持续经营能力形成重大不利影响，量化分析并完善相关风险提示

1、结合同行业公司补贴收入占比情况，披露发行人对财政补贴是否存在重大依赖

经检索公开信息，报告期内同行业公司补贴收入占比情况如下表：

同行业可比公司	补贴收入占收入比例情况

	2024 年度	2023 年度	2022 年度
太阳能	未披露	64.53%	62.42%
龙源电力	未披露	未披露	未披露
三峡能源	未披露	未披露	未披露
节能风电	未披露	未披露	未披露
华电新能	未披露	40.79%	45.49%
发行人	28.38%	31.59%	34.80%

参考同行业可比公司已披露的情况，发行人与同行业可比公司相比补贴收入占比相对较低，且呈现逐年下降的趋势，对财政补贴不存在重大依赖的情形。

2、项目未进入补贴目录、补贴清单或者合规清单，新能源补贴退坡机制和平价上网政策等对公司新能源发电业务的影响，是否对持续经营能力形成重大不利影响，量化分析并完善相关风险提示

报告期内，发行人未进入补贴清单或合规清单的项目已确认补贴收入占当期营业收入占比相对较小，且发行人已根据补贴核查的情况，基于谨慎性原则，对于判断后续纳入补贴清单或合规清单存在一定不确定性的部分，对相关可再生能源补贴收入进行调整或者未进行确认，目前仍确认补贴的装机规模预计未来纳入补贴清单及合规清单不存在重大不确定性风险。

虽然风力发电和太阳能发电均已进入“平价上网”时代，但原有补贴项目仍在全生命周期中享有补贴不受影响，且在全球能源转型浪潮和我国“双碳”战略引领的背景下，我国可再生能源发电产业仍处于快速发展阶段，以风力发电、太阳能发电为代表的新能源发电将成为能源供给的主力军，同时技术进步及成本下降保障新能源发电由补贴时代稳步过渡至平价时代。报告期内公司业务经营情况良好，风力发电、太阳能发电业务均实现高质量发展，装机容量、发电量和产生的发电收入处于逐年上升趋势。

整体来看，项目未进入补贴清单或者合规清单，新能源补贴退坡机制和平价上网政策等不会对发行人的持续经营能力形成重大不利影响，发行人已在招股说明书之“第二节 概览”之“一、重大事项提示”之“（一）特别风险提示”之“1、可再生能源补贴政策及相关措施变化的风险”对相关风险提示进行完善，具体如下：

“报告期内，可再生能源补贴政策发生多次变化。2020 年以来，国家发展改革委、国家能源局陆续发布多项文件，积极推动平价上网和风电、太阳能发电资源竞争性配置。2020 年 1 月，财政部、国家发展改革委、国家能源局发布《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》，指出风电、光伏等可再生能源已基本具备与煤电等传统能源平价的条件，要求完善现行补贴方式、完善市场配置资源和补贴退坡机制、优化补贴兑付流程。2021 年 6 月，国家发展改革委发布《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》，2021 年起，对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目和新核准陆上风电项目，中央财政不再补贴，实行平价上网；新核准（备案）海上风电项目、光热发电项目上网电价由当地省级价格主管部门制定，具备条件的可通过竞争性配置方式形成。

报告期内，华润新能源确认可再生能源补贴收入分别为 633,240.04 万元、647,898.81 万元和 **649,166.95 万元**，占当期营业收入比例分别为 34.80%、31.59% 和 **28.38%**。2022 年 3 月，国家发展改革委办公厅、财政部办公厅、国家能源局综合司联合印发《关于开展可再生能源发电补贴自查工作的通知》，开始在全国范围内开展可再生能源发电补贴核查工作。根据补贴自查通知要求，发电企业须对截止到 2021 年 12 月 31 日已并网，有补贴需求的风电、集中式光伏发电和生物质发电项目开展自查工作。2023 年 1 月 6 日，受国家发展改革委、财政部、国家能源局委托，国家电网公司和南方电网公司公布第一批可再生能源发电补贴合规项目清单。目前补贴核查工作仍在进行过程中，后续合规项目将分批陆续予以公示，最终核查结果存在一定不确定性。

若后续可再生能源补贴政策进一步发生变化，或补贴核查工作的进展不及预期，导致公司部分可再生能源项目最终无法纳入全口径合规清单或无法进入补贴目录，则公司存在无法确认部分补贴收入或退回部分补贴款的风险，进而对公司可再生能源补贴收入产生不利影响，且公司部分可再生能源资产可能存在减值风险。基于目前可再生能源补贴核查进展，公司结合对相关政策的理解情况进行了最佳会计估计，对 44 个项目按照谨慎性原则不确认或已冲减相关可再生能源补贴收入，并对该等存在减值迹象的风力、太阳能电站相关资产进行减值测算，计提了资产减值准备。公司冲减收入金额和计提资产减值损失金额总计 3.14 亿元，其中冲减收入金额 2.55 亿元，计提资产减值损失 0.59 亿元。

此外，随着未来公司装机规模的迅速增长，平价上网时代的来临，预计未来公司可再生能源补贴收入金额以及可再生能源补贴收入占公司收入比例将持续下降，新能源发电平价时代的到来将对公司的运营管理能力、成本管控能力等提出更高的要求，如公司未能采取有效措施予以应对，将可能对公司生产经营及盈利能力造成不利影响。”

（五）是否存在收到废除或调整电价通知、退款通知的情形，如是，披露收到废除或调整电价通知、退款通知的具体情况、时点和原因，相关会计处理方式及是否符合《企业会计准则》规定

截至本问询函回复出具日，发行人不存在收到废除或调整电价通知、退款通知的情形。

（六）结合报告期各期末应收账款账龄情况、应收账款期后回款进展、实际核销情况等进一步分析应收账款坏账准备计提的充分性；针对超出正常拨付期限的应收补贴款（如有），说明其信用风险特征是否发生明显变化，坏账计提比例是否充分合理；坏账准备计提政策是否符合《监管规则适用指引——发行类第5号》相关要求

1、报告期各期末应收账款账龄情况、应收账款期后回款进展、实际核销情况

公司账龄自应收账款确认日起开始计算。报告期各期末，公司应收账款账龄分布如下：

单位：万元

账龄	2024年12月31日		2023年12月31日		2022年12月31日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
1年以内 (含1年)	904,383.88	39.30%	900,501.61	45.95%	853,441.71	56.21%
1年至2年 (含2年)	697,358.86	30.30%	515,366.63	26.30%	442,684.89	29.15%
2年至3年 (含3年)	334,748.80	14.55%	365,273.02	18.64%	127,847.92	8.42%
3年以上	364,799.73	15.85%	178,666.38	9.12%	94,421.93	6.22%
小计	2,301,291.27	100.00%	1,959,807.64	100.00%	1,518,396.45	100.00%
减：坏账准备	30,144.43	-	26,854.41	-	22,999.63	-

账龄	2024 年 12 月 31 日		2023 年 12 月 31 日		2022 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
合计	2,271,146.84	-	1,932,953.23	-	1,495,396.82	-

报告期各期末，公司应收可再生能源补贴款账龄分布如下：

单位：万元

账龄	2024 年 12 月 31 日		2023 年 12 月 31 日		2022 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
1 年以内 (含 1 年)	731,503.66	34.54%	710,549.25	40.36%	728,226.53	52.82%
1 年至 2 年 (含 2 年)	695,882.73	32.86%	515,366.63	29.28%	438,101.99	31.78%
2 年至 3 年 (含 3 年)	334,710.55	15.80%	365,197.30	20.75%	126,475.57	9.17%
3 年以上	355,870.83	16.80%	169,223.24	9.61%	85,938.06	6.23%
合计	2,117,967.78	100.00%	1,760,336.41	100.00%	1,378,742.15	100.00%

报告期各期末应收账款回款情况如下：

单位：万元

项目	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日	2022 年 12 月 31 日
应收账款余额	2,301,291.27	1,959,807.64	1,518,396.45
回款金额	182,307.84	574,794.49	872,549.32
回款比例	7.92%	29.33%	57.47%

注：回款金额为截至 2025 年 5 月 31 日数据。

公司应收账款主要由应收标杆电费和应收可再生能源补贴款构成，其中应收可再生能源补贴款占比较高。应收标杆电费由电网公司直接结算支付，结算周期通常在 1-3 个月之内。可再生能源补贴款由财政部根据可再生能源电价附加补助资金的总体情况拨付，纳入补贴目录以及补贴电价的拨付周期较长，通常在 1-4 年可以收回，期后回款比例受可再生能源补贴资金调拨进度影响较大。

可再生能源补贴款由财政部统筹下发至各地电网公司，再由各地电网公司向发电企业支付，具体发放周期由财政部拨付时间决定，补贴款发放的时间不固定，结算存在一定的滞后性。国家会结合每年的行业政策、资金状况、项目的审批进度等因素综合考虑进行核算发放，近年应收补贴款的发放周期有所延长，因此各期末应收可再生能源补贴款的余额逐渐增加，且账龄有所延长。

由于应收可再生能源补贴款发放周期由财政部拨付时间决定，无相关文件明确规定应收补贴款的拨付期限，无明确约定的信用期，亦不存在逾期情况，因此应收可再生能源补贴款的账龄不直接反映其信用风险水平，其信用风险特征没有明显变化。

报告期内，发行人不存在对应收账款核销的情形。

2、坏账计提比例是否充分合理

发行人构建计算应收可再生能源补贴组合的预期信用损失公式：预期信用损失（ECL）=违约概率（PD）×违约损失率（LGD）×违约风险敞口（EAD）×现值折现系数（DF）×前瞻性调整系数（F），得出应收可再生能源补贴计提坏账准备的比例略低于 1%。公司基于对预期信用风险判断的谨慎性，参考同行业公司对应收可再生能源补贴的计提比例，向上取整选用 1%作为坏账计提比例计提应收可再生能源补贴组合的预期信用损失。发行人应收可再生能源补贴款的坏账计提比例充分合理，与节能风电、太阳能、华电新能源一致，低于三峡能源，处于中位值水平，整体与同行业可比公司无显著差异，符合行业特征。

3、坏账计提政策是否符合《监管规则使用指引-发行类第 5 号》相关要求

发行人坏账计提政策与《监管规则使用指引-发行类第 5 号》对比如下：

规则要求	对比分析
一、根据预期信用损失模型，发行人可依据包括客户类型、商业模式、付款方式、回款周期、历史逾期、违约风险、时间损失、账龄结构等因素形成的显著差异，对应收款项划分不同组合分别进行减值测试。	符合。发行人受国家政策影响对应收线路补贴进行了单项计提坏账，依据违约风险、账龄结构对应收款项划分为三个组合并分别进行了减值测试。
二、发行人评估预期信用损失，应考虑所有合理且有依据的信息，包括前瞻性信息，并说明预期信用损失的确定方法和相关参数的确定依据。	符合。在评估应收补贴预期信用损失时，发行人考虑了前瞻性信息，确认了预期信用损失的确定方法和相关参数。
三、如果对某些单项或某些组合应收款项不计提坏账准备，发行人应充分说明并详细论证未计提的依据和原因，是否存在确凿证据，是否存在信用风险，账龄结构是否与收款周期一致，是否考虑前瞻性信息，不应仅以欠款方为关联方客户、优质客户、政府工程客户或历史上未	符合。针对应收标杆电费组合和应收其他组合不计提坏账准备。公司应收标杆电费由电网公司直接结算支付，结算周期通常在 1-3 个月左右。考虑到应收标杆电费的实际结算及历史结算情况，公司运用简便方法，使用账龄天数与预期信用损失率对照表确定其应收账款组合的预期信用损失。截至报告日，公司应收标杆电费组合账龄主要为 3 个月以内，且历史上公司应收标杆电费组

规则要求	对比分析
发生实际损失等理由而不计提坏账准备。	合从未发生过坏账，该组合应收账款的历史损失率为0%，因此公司最终确定的预期信用损失率为0%。针对账龄结构与收款周期一致以及客户信用风险特征相似，主要为销售绿证、提供服务等非主营业务产生的应收其他款项。因主要客户为信用等级较高的央国企单位，且该组合的应收账款主要在一年以内。由于客户信用等级较高且历史上未出现坏账，公司预期不存在信用损失。
四、发行人重要客户以现金、银行转账以外方式回款的，应清晰披露回款方式。	符合。公司主要客户为国家电网、南方电网及其下属各省网公司等电网企业，基本采用银行转账进行电费结算，少数客户电费以银行承兑票据回款方式，回款方式良好
五、发行人应清晰说明应收账款账龄的起算时点，分析披露的账龄情况与实际是否相符；应收账款初始确认后又转为商业承兑汇票结算的或应收票据初始确认后又转为应收账款结算的，发行人应连续计算账龄并评估预期信用损失；应收账款保理业务，如为有追索权债权转让，发行人应根据原有账龄评估预期信用损失。	符合。发行人应收账款账龄的起算时点与销售收入确认时点一致，自销售收入确认时点时开始计算应收账款账龄。披露的账龄情况与实际相符。不存在应收账款初始确认后又转为商业承兑汇票结算，也不存在应收票据初始确认后又转为应收账款结算的。关于ABN，公司办理的无追索权债权转让的应收账款保理业务，在完成应收账款保理业务时将买断式应收保理予以终止确认，不涉及后续应收账款账龄计算问题，符合相关规定
六、发行人应参考同行业上市公司确定合理的应收账款坏账准备计提政策；计提比例与同行业上市公司存在显著差异的，应在招股说明书中披露具体原因。	符合。发行人已参考同行业上市公司确定合理的应收账款坏账准备计提政策；计提比例与同行业上市公司不存在显著差异。

综上所述，坏账准备计提政策符合《监管规则适用指引——发行类第5号》5-2的相关规定。

二、中介机构核查情况

（一）核查程序

针对上述事项，保荐人、申报会计师、发行人律师履行的核查程序，主要包括：查阅相关政策、法律法规文件，了解可再生能源补贴相关内容；获取发行人全部纳入补贴和核查范围的项目清单，查询各批次补贴清单和第一批合规清单；与公司管理层进行访谈，了解可再生能源补贴具体情况及相关会计处理；获取尚未纳入第一批合规清单项目的核查取证单，了解部分项目尚未纳入第一批合规清单项目的具体原因；获取暂未纳入补贴清单或第一批合规清单项目的情况和数据，分析复核报告期内发行人可再生能源补贴收入确认以及调整的情况；查阅《企业

会计准则》等政策文件，分析报告期内发行人可再生能源补贴收入和应收账款涉及的相关会计处理是否满足要求；检索同行业可比公司公开披露信息，了解同行业可比公司可再生能源补贴和应收账款的相关情况；查询各地区发展改革委补贴自查申报后的上网电价调整相关文件，确认发行人是否存在收到废除或调整电价通知、退款通知的情形；获取发行人应收账款相关数据，分析复核报告期内应收账款余额和账龄；通过函证、走访等方式核查发行人与前十大国网客户的交易情况及信用政策，查阅相关客户合同交易条款资料。

（二）核查意见

经核查，保荐人、申报会计师认为：

1、发行人已补充披露可再生能源项目纳入补贴目录或补贴清单的基本条件、审批流程，主管部门对补贴目录或清单的实际发布频率和后续安排以及截至本问询函回复出具日部分项目尚未纳入补贴目录或补贴清单的原因。针对目前尚未纳入补贴清单，但确认了补贴收入的项目所涉及的装机规模，预计后续纳入补贴清单不存在实质性障碍。

2、发行人已补充披露可再生能源项目列入合规清单的具体要求、发行人自查结果、主管部门核查流程和结果、合规清单的后续发布安排、发行人部分项目未被纳入合规项目清单的主要原因，预计纳入合规清单时间等内容；根据现行政策，暂未纳入合规清单的项目无需履行其他审批程序。针对目前尚未纳入合规清单，但确认了补贴收入的项目所涉及的装机规模，预计后续纳入合规清单不存在实质性障碍。

3、发行人报告期内可再生能源补贴收入的会计处理合规；针对未纳入补贴目录或者补贴清单、合规清单的项目，发行人报告期内收入确认准确，相关会计处理符合《企业会计准则》的规定及《监管规则适用指引——发行类第5号》5-9的相关规定。

4、发行人对财政补贴不存在重大依赖的情形；项目未进入补贴清单或者合规清单，新能源补贴退坡机制和平价上网政策等不会对发行人的持续经营能力形成重大不利影响，发行人已就前述情况进行说明并披露，在招股说明书对相关风

险进行定性和定量的论证，并进行补充完善。

5、截至本问询函回复出具日，发行人不存在收到废除或调整电价通知、退款通知的情形。

6、发行人已进一步分析说明应收账款坏账准备计提的充分性。发行人报告期各期末坏账计提比例充分合理，坏账准备计提政策符合《监管规则适用指引——发行类第5号》相关要求。

经核查，发行人律师认为：

1、发行人已补充披露可再生能源项目纳入补贴目录或补贴清单的基本条件、审批流程，主管部门对补贴目录或清单的实际发布频率和后续安排以及截至本问询函回复出具日部分项目尚未纳入补贴目录或补贴清单的原因。针对目前尚未纳入补贴清单，但确认了补贴收入的项目所涉及的装机规模，预计后续纳入补贴清单不存在实质性障碍。

2、发行人已补充披露可再生能源项目列入合规清单的具体要求、发行人自查结果、主管部门核查流程和结果、合规清单的后续发布安排、发行人部分项目未被纳入合规项目清单的主要原因，预计纳入合规清单时间等内容；根据现行政策，暂未纳入合规清单的项目无需履行其他审批程序。针对目前尚未纳入合规清单，但确认了补贴收入的项目所涉及的装机规模，预计后续纳入合规清单不存在实质性障碍。

问题 11. 关于营业成本及毛利率

申报材料显示：

(1) 报告期内，主营业务成本分别为 620,464.95 万元、684,948.56 万元、796,786.46 万元、708,102.67 万元，其中折旧摊销占发行人主营业务成本的 75% 以上，主要为机器设备和房屋建筑物的折旧费用。

(2) 发行人以风电业务为主，选取的同行业可比公司包括以风电和火电业务为主的龙源电力，以太阳能发电业务为主的太阳能。

(3) 报告期内，发行人风电业务毛利率为 63.18%、61.63%、61.15%、59.18%，总体高于可比公司节能风电；太阳能发电业务毛利率为 59.24%、62.60%、57.80%、50.92%，总体低于太阳能。

请发行人披露：

(1) 结合业务模式、业务流程等，披露不同类型业务成本归集、核算及结转的方法、过程，内部控制的关键环节；发行人风电和太阳能发电业务成本结构是否存在差异，各类业务单位成本构成与可比公司是否存在差异，如是，请分析原因及合理性。

(2) 同行业可比公司的选取标准，所选取同行业可比公司的可比性、完整性、准确性；结合业务结构和实际经营情况，进一步披露发行人各项发电业务毛利率与同行业可比公司存在差异的原因及合理性。

(3) 结合不同业务毛利率变化的驱动因素，进一步披露报告期内风电和太阳能发电业务毛利率波动的原因，报告期后是否存在持续下滑趋势。

请保荐人、申报会计师简要概括核查过程，并发表明确核查意见。

回复：

一、发行人披露

(一) 结合业务模式、业务流程等，披露不同类型业务成本归集、核算及结转的方法、过程，内部控制的关键环节；发行人风电和太阳能发电业务成本

结构是否存在差异，各类业务单位成本构成与可比公司是否存在差异，如是，请分析原因及合理性

1、结合业务模式、业务流程等，披露不同类型业务成本归集、核算及结转的方法、过程，内部控制的关键环节

(1) 发行人业务模式、业务流程

发行人的主营业务为投资、开发、运营和管理风力、太阳能发电站，主要产品为电力。公司新能源发电业务以项目公司为单位开展，各区域公司是主要责任主体，各级主体各司其职，共同推进新能源发电项目的前期开发、采购、建造、运营和销售。公司根据内部管理制度，由各归口管理部门负责管理、推进项目各阶段工作，最终实现项目的并网投产，并通过售电获得销售收入。

(2) 发行人不同类型业务成本归集、核算及结转的方法、过程，内部控制的关键环节

公司风力发电和太阳能发电业务成本结构相似，主要包括折旧摊销、职工薪酬、维修费用、保险费用、材料费用等，各成本项目的归集及核算方法如下：

成本项目	归集及核算方法	内部控制关键环节
折旧摊销	资产验收后，财务核算系统完成资产入账，将折旧信息自动转入 ERP 系统，在 ERP 系统中自动配置固定资产折旧、无形资产摊销参数，每月末，ERP 系统根据固定资产的使用年限、残值率、无形资产使用年限、摊销方法自动计算当月应计提折旧摊销金额，并生成相关会计凭证，计入生产成本。	主管会计岗根据《固定资产分类及折旧年限表》，与专业管理部门或岗位共同确认固定资产分类及标准、使用年限、折旧方法、残值率等事项，确保资产类别正确，以便按照规定折旧年限进行折旧；主管会计岗根据《无形资产摊销政策》，明确无形资产分类、摊销方法、摊销年限等关键要素。 每年年度终了，财务部牵头组织对固定资产、无形资产的使用年限和摊销方法进行复核检查。
职工薪酬	电力生产过程中发生的职工薪酬包括向职工支付的各种形式的报酬以及其他相关支出，包括工资、奖金、津贴和补贴、基本医疗保险、基本养老保险、企业年金、失业保险、工伤保险、生育保险、补充医疗保险、其他社会保险、住房公积金、工会经费、职工教育经费、非货币性福利、辞退福利等，生产及生产管理部门职工支付的职工薪酬在发生期间计入生产成本。	月末，人事部门完成薪资计算，出具工资单明细表，录入信息提交报账系统生成凭证，提起报账流程并经由会计主管、分管领导、财务总监、总经理多级审批，审批流程通过后，系统入账，通过职工薪酬进行成本归集。
材料费用	生产运行过程中领用的各种材料，主要	生产部门领用材料时应填制领料单（消

成本项目	归集及核算方法	内部控制关键环节
	包括发电生产运行、维修等所耗用的消耗性材料、低值易耗品、备品备件等，领用时计入生产成本，由于电力销售业务特点，生产和销售电力具有即时性，电力生产完成后将立即完成消耗，不存在中间产成品，因此不涉及月末材料成本在完工产品成本和在产品成本之间归集、分配和结转。	耗确认单），并交财务部门。财务部门审核领料单（消耗确认单）后，将消耗的材料成本计入生产成本。材料发出时按移动加权平均成本计价，根据物资部门汇总统计的材料领用量和移动加权平均单价计算确定消耗的材料成本。
维修费、保险费及其他	生产成本下设制造费用明细科目，核算维护修理费、水电费、委托运行费及与电力生产相关的其他费用，发生时按生产管理部门归集计入生产成本	电力生产过程中发生的包括能源费、差旅费、通讯费、车辆费用、租赁费用、会议费、运输费用、保险费等其他费用按照生产管理部门实际发生费用据实核算，财务部门根据相关费用报销凭证、结算单、费用发票等进行账务处理，根据费用性质计入相应成本明细科目。

成本结转方面，因电力行业特点，电力产品完成生产，月末无需将生产成本在销售和库存之间进行分配，于月末完成电力产品成本的归集及账务处理之后，将电力生产成本全额结转主营业务成本。

2、发行人风电和太阳能发电业务成本结构是否存在差异

报告期内，公司风力发电业务及太阳能发电业务的具体成本构成如下：

单位：万元

项目	2024 年度		2023 年度		2022 年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
风力发电业务						
折旧摊销	637,908.66	76.91%	568,370.74	77.71%	513,072.59	78.40%
职工薪酬	72,511.12	8.74%	66,409.49	9.08%	59,040.73	9.02%
维修及材料费用	30,556.82	3.68%	35,953.12	4.92%	38,600.93	5.90%
保险费用	18,321.40	2.21%	17,029.84	2.33%	11,967.80	1.83%
其他	70,071.33	8.45%	43,599.45	5.96%	31,742.48	4.85%
合计	829,369.32	100.00%	731,362.64	100.00%	654,424.53	100.00%
太阳能发电业务						
折旧摊销	120,998.03	81.19%	51,340.59	78.47%	24,431.05	80.04%
职工薪酬	8,209.44	5.51%	4,200.19	6.42%	1,737.12	5.69%
维修及材料费用	4,156.14	2.79%	1,909.98	2.92%	1,568.24	5.14%
保险费用	2,626.11	1.76%	1,781.84	2.72%	526.31	1.72%
其他	13,049.32	8.76%	6,191.22	9.46%	2,261.33	7.41%

项目	2024 年度		2023 年度		2022 年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
合计	149,039.05	100.00%	65,423.82	100.00%	30,524.04	100.00%

注：上表中发行人风力发电和太阳能发电业务成本中的其他主要包含水电费、安全生产费等。报告期内此部分成本增加，主要系财政部于 2022 年 11 月发布《企业安全生产费用提取和使用管理办法》，公司新增投产项目增加致使安全生产费增加。

如上表所示，报告期内，发行人风力发电业务及太阳能发电业务成本结构均以折旧摊销为主，其中风力发电业务折旧摊销占比小于太阳能发电业务，主要原因如下：①风力发电的职工薪酬占比更高，因风力发电的装机容量较大，运维难度更高，需要更多的专业生产人员投入，风力发电设备的日常运维主要由公司的生产人员进行，而太阳能发电设备主要采取少人值守的模式，由区域统一运维或委托第三方管理；②风力发电的维修及材料费占比较高，主要系公司开展风力发电业务的时间早于太阳能发电业务，相应风力发电设备投产运营时间更长，维修成本更高。

3、各类业务单位成本构成与可比公司是否存在差异，如是，请分析原因及合理性

(1) 风力发电业务

同行业可比公司中，仅节能风电有披露其风力发电业务具体成本构成，发行人与节能风电同类业务成本构成对比如下：

单位：万元、亿千瓦时、元/千瓦时

年份	项目	发行人			节能风电		
		金额	占比	单位成本	金额	占比	单位成本
2024 年度	折旧摊销	637,908.66	76.91%	0.141	192,552.76	76.09%	0.164
	职工薪酬	72,511.12	8.74%	0.016	17,370.41	6.86%	0.015
	维修及材料费用	30,556.82	3.68%	0.007	8,356.99	3.30%	0.007
	保险费用	18,321.40	2.21%	0.004	未披露	未披露	未披露
	其他	70,071.33	8.45%	0.015	34,765.90	13.74%	0.030
	合计	829,369.32	100.00%	0.183	253,046.06	100.00%	0.215
	上网电量	453.80			117.55		
2023 年度	折旧摊销	568,370.74	77.71%	0.137	180,120.15	76.36%	0.154
	职工薪酬	66,409.49	9.08%	0.016	16,626.45	7.05%	0.014

年份	项目	发行人			节能风电		
		金额	占比	单位成本	金额	占比	单位成本
	维修及材料费用	35,953.12	4.92%	0.009	6,979.70	2.96%	0.006
	保险费用	17,029.84	2.33%	0.004	未披露	未披露	未披露
	其他	43,599.45	5.96%	0.010	32,166.46	13.64%	0.027
	合计	731,362.64	100.00%	0.176	235,892.76	100.00%	0.201
	上网电量	415.54			117.31		
2022 年度	折旧摊销	513,072.59	78.40%	0.142	165,440.00	75.79%	0.144
	职工薪酬	59,040.73	9.02%	0.016	15,370.12	7.04%	0.013
	维修及材料费用	38,600.93	5.90%	0.011	7,224.80	3.31%	0.006
	保险费用	11,967.80	1.83%	0.003	未披露	未披露	未披露
	其他	31,742.48	4.85%	0.009	30,263.85	13.86%	0.026
	合计	654,424.52	100.00%	0.181	218,298.77	100.00%	0.190
	上网电量	361.88			114.68		

注 1：同行业可比公司节能风电仅披露成本中的折旧摊销、职工薪酬、维修及材料费用，未披露其他的具体构成；

注 2：上表中发行人风力发电业务成本中的其他主要包含水电费、安全生产费等。报告期内此部分成本增加，主要系财政部于 2022 年 11 月发布《企业安全生产费用提取和使用管理办法》，公司新增投产项目增加致使安全生产费增加。

报告期内，发行人风力发电业务单位成本结构与节能风电均以折旧摊销为主。具体分析如下：①发行人折旧摊销单位成本略低于节能风电，主要系报告期内利用小时数较高，因此折旧摊销单位成本摊薄效应更强。此外，报告期内装机规模增长率均高于节能风电，由于近年风机价格下降明显，公司新投运机组存在成本优势；②发行人报告期前两年维修及材料费用单位成本略高于节能风电，主要原因系发行人于 2022 年部分项目委托第三方对风力发电设备进行维修，第三方维修成本较高，2023 年以后该等项目陆续转为内部维护，故维修材料费用单位成本逐年下降。

发行人与节能风电的风力发电业务装机规模、平均利用小时数对比情况如下：

单位：万千瓦、小时

年份	发行人			节能风电		
	装机规模	同比	利用小时	装机规模	同比	利用小时
2024 年度	2,353.07	18.76%	2,331	617.77	9.02%	2,163
2023 年度	1,981.29	25.08%	2,455	566.68	6.41%	2,331
2022 年度	1,584.06	-	2,401	532.53	-	2,276

(2) 太阳能发电业务

同行业可比公司中，仅太阳能有披露其太阳能发电业务具体成本构成，发行人与太阳能同类业务成本构成对比如下：

单位：万元、亿千瓦时、元/千瓦时

年份	项目	发行人			太阳能		
		金额	占比	单位成本	金额	占比	单位成本
2024 年度	折旧摊销	120,998.03	81.19%	0.1410	129,452.38	76.56%	0.1858
	职工薪酬	8,209.44	5.51%	0.0096	12,764.17	7.55%	0.0183
	材料费用	244.59	0.16%	0.0003	78.58	0.05%	0.0001
	维修费用	3,911.55	2.62%	0.0046	未披露	未披露	未披露
	保险费用	2,626.11	1.76%	0.0031	未披露	未披露	未披露
	其他	13,049.32	8.76%	0.0152	26,786.47	15.84%	0.0385
	合计	149,039.05	100.00%	0.1737	169,081.60	100.00%	0.2427
	上网电量	85.80			69.66		
2023 年度	折旧摊销	51,340.59	78.47%	0.1221	122,374.76	76.21%	0.1877
	职工薪酬	4,200.19	6.42%	0.0100	11,894.18	7.41%	0.0182
	材料费用	137.49	0.21%	0.0003	101.60	0.06%	0.0002
	维修费用	1,772.49	2.71%	0.0042	未披露	未披露	未披露
	保险费用	1,781.84	2.72%	0.0042	未披露	未披露	未披露
	其他	6,191.22	9.46%	0.0147	26,196.00	16.31%	0.0402
	合计	65,423.82	100.00%	0.1556	160,566.54	100.00%	0.2462
	上网电量	42.05			65.21		
2022 年度	折旧摊销	24,431.05	80.04%	0.1439	121,024.57	79.23%	0.2039
	职工薪酬	1,737.12	5.69%	0.0102	11,610.42	7.60%	0.0196
	材料费用	190.01	0.62%	0.0011	75.53	0.05%	0.0001
	维修费用	1,378.23	4.52%	0.0081	未披露	未披露	未披露
	保险费用	526.31	1.72%	0.0031	未披露	未披露	未披露
	其他	2,261.33	7.41%	0.0133	20,035.49	13.12%	0.0337
	合计	30,524.04	100.00%	0.1798	152,746.01	100.00%	0.2573
	上网电量	16.98			59.37		

注 1：同行业可比公司太阳能仅披露成本中的折旧摊销、职工薪酬、材料费用，未披露其他的具体构成；

注 2：上表中发行人太阳能发电业务成本中的其他主要包含水电费、安全生产费等。报告期内此部分成本增加，主要系财政部于 2022 年 11 月发布《企业安全生产费用提取和使用管理办法》，公司新增投产项目增加致使安全生产费增加。

报告期内，发行人太阳能发电业务单位成本结构与太阳能均以折旧摊销为主。

具体分析如下：①发行人折旧摊销单位成本低于太阳能，主要系报告期内利用小时数较高，因此折旧摊销单位成本摊薄效应更强。此外，报告期内装机规模增长率远高于太阳能，由于近年光伏组件价格下降明显，公司新投运机组存在成本优势；②发行人职工薪酬单位成本低于太阳能，主要系发行人太阳能发电项目近年新投产项目较多，设备技术较新，运维人员需求较少，发行人太阳能发电项目大多采取少人值守的模式，因此职工薪酬单位成本较低。

发行人与太阳能的太阳能发电业务装机规模、平均利用小时数对比情况如下：

单位：万千瓦、小时

年份	发行人			太阳能		
	装机规模	同比	利用小时	装机规模	同比	利用小时
2024 年度	957.35	74.13%	1,416	1,211.40	13.41%	1,239
2023 年度	549.80	390.02%	1,476	1,068.20	19.51%	1,336
2022 年度	112.20	-	1,507	893.80	-	1,332

综上，发行人单位成本结构与可比公司基本一致，以折旧摊销为主，单位成本变动趋势与报告期内发行人装机规模、生产运营效率、主要生产设备采购成本具备相关性，其单位成本与可比公司差异具备合理性。

（二）同行业可比公司的选取标准，所选取同行业可比公司的可比性、完整性、准确性；结合业务结构和实际经营情况，进一步披露发行人各项发电业务毛利率与同行业可比公司存在差异的原因及合理性

1、同行业可比公司的选取标准，所选取同行业可比公司的可比性、完整性、准确性

公司主营业务为投资、开发、运营和管理风力太阳能发电站。鉴于新能源发电与传统燃煤发电、水电等在出力特性、技术原理及运营模式等方面存在本质差异，公司在选取同行业可比公司时已排除主营业务为传统发电的企业。根据《国民经济行业分类（GB/T4754-2017）》，公司所属行业为电力、热力生产和供应业（D44）中的风力发电（D4415）以及太阳能发电（D4416），故可比公司的选取范围为处于该行业的 A 股上市公司及已过审的拟上市公司。

同行业可比公司的具体选取依据为：主营业务为风力发电、太阳能发电项目

开发、投资、运营和管理为主的全国性发电公司，风电或太阳能的控股装机容量单项不低于 600 万千瓦且主营业务收入中风电与太阳能发电业务售电收入合计占比不低于 70%。

发行人选取的可比上市公司具体情况如下：

可比上市公司	主营业务	主要区域布局	控股新能源装机容量	收入构成
华电新能	风力发电、太阳能发电为主的新能源项目的开发、投资和运营	截至 2024 年 12 月末，华电新能业务覆盖全国 31 个省、自治区和直辖市	截至 2024 年 12 月末，风电控股装机容量 3,202.45 万千瓦，太阳能发电控股装机容量 3,659.26 万千瓦	2024 年 1-12 月，华电新能风力发电业务和太阳能发电业务收入占比为 99.15%
龙源电力	以新能源发电为主，并经营火电、潮汐、生物质、地热等其他发电项目	截至 2024 年 12 月末，龙源电力业务覆盖全国 31 个省、自治区和直辖市	截至 2024 年 12 月末，风电控股装机容量 3,040.88 万千瓦，光伏控股装机容量 1,069.83 万千瓦	2024 年 1-12 月，龙源电力新能源发电业务收入占比为 84.62% ¹
三峡能源	风能、太阳能的开发、投资、运营	截至 2024 年 12 月末，三峡能源业务覆盖全国 30 个省、自治区和直辖市	截至 2024 年 12 月末，风电控股装机容量 2,243.20 万千瓦，太阳能发电控股装机容量 2,426.57 万千瓦	2024 年 1-12 月，三峡能源风力发电业务和太阳能发电业务收入占比为 97.37%
节能风电	风力发电项目开发、投资管理、建设施工、运营维护	截至 2024 年 12 月末，节能风电业务覆盖全国 15 个省、自治区和直辖市及澳洲	截至 2024 年 12 月末，风电累计装机容量 617.77 万千瓦	2024 年 1-12 月，节能风电风力发电业务收入占比为 99.65%
太阳能	太阳能发电站的投资运营、太阳能技术及相关配套产品研发、应用、转让及销售	截至 2024 年 12 月末，太阳能业务覆盖全国 24 个省、自治区和直辖市	截至 2024 年 12 月末，太阳能发电运营装机容量 607.60 万千瓦	2024 年 1-12 月，太阳能光伏发电业务收入占比为 71.75%

注 1：龙源电力新能源发电收入占比=2024 年新能源发电收入/2024 年营业收入，2024 年新能源发电收入数据来源于龙源电力 2024 年年度报告正文披露。

发行人所选取的可比公司营业收入结构如下：

单位：亿元

年份	项目	发行人	华电新能	三峡能源	节能风电	太阳能
2024 年度	风力发电	198.55	227.41	198.15	50.09	-
	太阳能发电	27.39	109.39	91.20	-	43.33
	水力发电	-	-	1.63	-	-
	太阳能产品制造	-	-	-	-	16.82
	主营业务收入	225.93	336.80	290.98	50.09	60.15
	其他业务收入	2.80	2.88	6.19	0.18	0.24
	合计	228.74	339.68	297.17	50.27	60.39

年份	项目	发行人	华电新能	三峡能源	节能风电	太阳能
2023 年度	风力发电	188.27	218.96	185.69	50.95	-
	太阳能发电	15.50	75.20	74.12	-	45.48
	水力发电	-	-	1.42	-	-
	太阳能产品制造	-	-	-	-	49.74
	主营业务收入	203.77	294.16	261.22	50.95	95.22
	其他业务收入	1.35	1.64	3.64	0.21	0.18
	合计	205.12	295.80	264.85	51.16	95.40
2022 年度	风力发电	170.57	196.65	168.86	52.09	-
	太阳能发电	8.16	47.80	65.35	-	43.56
	水力发电	-	-	1.74	-	-
	太阳能产品制造	-	-	-	-	48.57
	主营业务收入	178.73	244.45	235.94	52.09	92.13
	其他业务收入	3.24	2.28	2.18	0.31	0.23
	合计	181.98	246.73	238.12	52.40	92.36

发行人所选取的可比公司营业收入分类占比情况如下：

年份	项目	发行人	华电新能	三峡能源	节能风电	太阳能
2024 年度	风力发电	86.80%	66.95%	66.68%	99.65%	-
	太阳能发电	11.97%	32.20%	30.69%	-	71.75%
	水力发电	-	-	0.55%	-	-
	太阳能产品制造	-	-	-	-	27.85%
	主营业务收入	98.77%	99.15%	97.92%	99.65%	99.60%
	其他业务收入	1.23%	0.85%	2.08%	0.35%	0.40%
	合计	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
2023 年度	风力发电	91.78%	74.02%	70.11%	99.60%	-
	太阳能发电	7.56%	25.42%	27.98%	-	47.68%
	水力发电	-	-	0.53%	-	-
	太阳能产品制造	-	-	-	-	52.13%
	主营业务收入	99.34%	99.44%	98.63%	99.60%	99.81%
	其他业务收入	0.66%	0.56%	1.37%	0.40%	0.19%
	合计	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
2022 年度	风力发电	93.73%	79.70%	70.91%	99.40%	-
	太阳能发电	4.48%	19.37%	27.44%	-	47.16%

年份	项目	发行人	华电新能	三峡能源	节能风电	太阳能
	水力发电	-	-	0.73%	-	-
	太阳能产品制造	-	-	-	-	52.59%
	主营业务收入	98.22%	99.08%	99.08%	99.40%	99.75%
	其他业务收入	1.78%	0.92%	0.92%	0.60%	0.25%
	合计	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

龙源电力业务收入的分类和发行人及其他可比公司的分类方式较为不同，因此龙源电力的营业收入结构单独列示如下：

单位：亿元

项目	2024 年度		2023 年度		2022 年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
电力产品	338.12	91.21%	331.62	87.15%	318.75	79.96%
热力产品	5.21	1.41%	8.29	2.18%	8.49	2.13%
风电特许权建设收入	0.00	0.00%	0.00	0.00%	0.57	0.14%
煤炭收入	19.41	5.23%	32.42	8.52%	64.23	16.11%
主营业务收入	362.74	97.85%	372.33	97.85%	392.04	98.35%
其他业务收入	7.96	2.15%	8.20	2.15%	6.59	1.65%
合计	370.7	100.00%	380.52	100.00%	398.63	100.00%

综上，公司根据自身业务情况，综合考量了新能源资产区域布局、装机规模、收入构成等因素，选取了华电新能、龙源电力、三峡能源、节能风电、太阳能共 5 家 A 股上市公司及已过审拟上市公司作为同行业可比公司。公司在上述选取标准下，选取的同行业可比公司具有可比性、完整性和准确性。

2、结合业务结构和实际经营情况，进一步披露发行人各项发电业务毛利率与同行业可比公司存在差异的原因及合理性

（1）风力发电业务毛利率对比

同行业可比公司中，龙源电力未披露具体风电业务毛利率情况，太阳能无风力发电业务，华电新能、三峡能源、节能风电可直接对比风力发电业务毛利率情况，具体如下：

公司	2024 年度	2023 年度	2022 年度
华电新能-风力发电业务	46.96%	51.23%	54.26%

公司	2024 年度	2023 年度	2022 年度
三峡能源-风力发电业务	53.02%	56.94%	61.54%
节能风电-风力发电业务	49.48%	53.70%	58.09%
同行业可比公司平均值	49.82%	53.96%	57.96%
发行人-风力发电业务	58.23%	61.15%	61.63%

报告期内，公司风力发电业务毛利率整体上优于同行业可比公司，公司平均上网电价、单位成本等指标与同行业可比公司对比如下：

单位：亿千瓦时、元/千瓦时

年份	项目	发行人	华电新能	三峡能源	节能风电
2024 年度	上网电量	453.80	569.11	437.25	117.55
	平均上网电价	0.44	0.40	0.45	0.43
	单位成本	0.18	0.21	0.21	0.22
	平均利用小时数	2,331	2,112	2,343	2,163
	毛利率	58.23%	46.96%	53.02%	49.48%
2023 年度	上网电量	415.54	502.41	377.18	117.31
	平均上网电价	0.45	0.44	0.49	0.43
	单位成本	0.18	0.21	0.21	0.20
	平均利用小时数	2,455	2,194	2,341	2,331
	毛利率	61.15%	51.23%	56.94%	53.70%
2022 年度	上网电量	361.88	435.11	328.78	114.68
	平均上网电价	0.47	0.45	0.51	0.45
	单位成本	0.18	0.21	0.20	0.19
	平均利用小时数	2,401	2,204	2,262	2,276
	毛利率	61.63%	54.26%	61.54%	58.09%

如上表所示，报告期内公司平均上网电价处于同行业可比公司上网电价区间范围内，而单位成本则低于同行业可比公司，因此报告期内公司风力发电业务毛利率整体略高于同行业可比公司主要来源于公司高效运营能力带来的单位成本优势。

一方面，公司秉承市场化运营，持续推进新能源发电项目优选优运，根据中电联科技开发服务中心发布的《关于公布2022年度电力行业风电运行指标对标结果的通知》《关于公布2023年度电力行业风电运行指标对标结果的通知》，2022年和2023年发行人星级风电场占比在行业内排名前列。同时，报告期内公司风力

发电业务平均利用小时数分别为2,401小时、2,455小时和2,331小时，同期全国风力发电平均利用小时数分别为2,221小时、2,225小时和2,127小时，公司风力发电业务平均利用小时数优于行业平均水平，高效运营能力使得公司具备成本优势，最终体现为相对较高的毛利率水平。

另一方面，报告期内公司风力发电业务装机容量增长较快，与同行业可比公司对比如下：

单位：万千瓦

公司	2024 年末		2023 年末		2022 年末
	装机容量	变动	装机容量	变动	装机容量
华电新能	3,202.45	20.35%	2,660.89	19.12%	2,233.76
三峡能源	2,243.20	15.53%	1,941.66	21.95%	1,592.22
节能风电	617.77	9.02%	566.68	6.41%	532.53
发行人	2,353.07	18.76%	1,981.29	25.08%	1,584.06

如上表所示，报告期内公司风力发电业务增速相对较快，而报告期内公司其风机采购价格分别为2,079.28元/千瓦、1,744.86元/千瓦和1,433.91元/千瓦，塔筒采购价格分别为530.35元/千瓦、525.77元/千瓦和428.71元/千瓦，风力发电设备采购价格整体呈下降趋势。折旧摊销是风力发电业务成本的最主要构成部分，因此公司报告期内新增项目较多具备成本优势，进而体现为相对同行业可比公司较低的单位成本。

（2）太阳能发电业务毛利率对比

同行业可比公司中，龙源电力未披露具体太阳能发电业务毛利率情况，节能风电无太阳能发电业务，华电新能、三峡能源、太阳能可直接对比太阳能发电业务毛利率情况，具体如下：

公司	2024 年度	2023 年度	2022 年度
华电新能-太阳能发电业务	43.80%	53.98%	54.76%
三峡能源-太阳能发电业务	53.08%	53.20%	53.20%
太阳能-太阳能发电业务	60.98%	64.70%	64.93%
同行业可比公司平均值	52.62%	57.29%	57.63%
发行人-太阳能发电业务	45.58%	57.80%	62.60%

报告期内，公司太阳能发电业务毛利率有所下降，公司平均上网电价、单位

成本等指标与同行业可比公司对比如下：

单位：亿千瓦时、元/千瓦时

年份	项目	发行人	华电新能	三峡能源	太阳能
2024 年度	上网电量	85.80	302.71	248.31	69.66
	平均上网电价	0.32	0.36	0.37	0.62
	单位成本	0.17	0.20	0.17	0.24
	平均利用小时数	1,416	1,266	1,330	1,239
	毛利率	45.58%	43.80%	53.08%	60.98%
2023 年度	上网电量	42.05	160.76	150.44	65.21
	平均上网电价	0.37	0.47	0.49	0.70
	单位成本	0.16	0.22	0.23	0.25
	平均利用小时数	1,476	1,338	1,379	1,336
	毛利率	57.80%	53.98%	53.20%	64.70%
2022 年度	上网电量	16.98	80.27	131.99	59.37
	平均上网电价	0.48	0.60	0.50	0.73
	单位成本	0.18	0.27	0.23	0.26
	平均利用小时数	1,507	1,405	1,410	1,332
	毛利率	62.60%	54.76%	53.20%	64.93%

报告期内，公司太阳能发电业务毛利率处于同行业可比公司区间范围内，平均上网电价和单位成本均低于同行业可比公司，伴随平价项目数量及占比的增加，毛利率逐年下滑。其中，发行人2022年毛利率高于部分可比公司，主要系当年度发行人太阳能发电业务平均利用小时数为1,507小时，高于同行业可比公司，发电效率优势使得公司具备相对较低的单位成本，进而体现为相对较高的毛利率水平。

报告期内公司太阳能发电业务装机容量变动与同行业可比公司对比如下：

单位：万千瓦

公司	2024 年末		2023 年末		2022 年末
	装机容量	变动	装机容量	变动	装机容量
华电新能	3,659.26	65.68%	2,208.57	71.89%	1,284.86
三峡能源	2,426.57	22.40%	1,982.42	92.77%	1,028.40
太阳能	1,211.40	13.41%	1,068.20	19.51%	893.80
发行人	957.35	74.13%	549.80	390.02%	112.20

与同行业可比公司相比，发行人太阳能发电业务装机规模相对较小，但报告期内发行人太阳能发电项目规模增速显著，而新增项目以平价项目为主，对平均上网电价的摊薄效应显著，致使公司太阳能发电业务平均上网电价低于同行业可比公司。

成本方面，报告期内公司太阳能发电业务平均利用小时数分别为1,507小时、1,476小时和1,416小时，同期全国太阳能发电平均利用小时数分别为1,337小时、1,286小时和1,211小时，公司太阳能发电业务平均利用小时数优于行业平均水平，使得公司具备发电效率带来的成本优势。另一方面，报告期内公司光伏组件采购价格分别为1,877.84元/千瓦、1,365.39元/千瓦和779.46元/千瓦，光伏组件采购价格整体呈下降趋势。折旧摊销是太阳能发电业务成本的最主要构成部分，因此公司报告期内新增项目较多具备成本优势，进而体现为相对同行业可比公司较低的单位成本。

（三）结合不同业务毛利率变化的驱动因素，进一步披露报告期内风电和太阳能发电业务毛利率波动的原因，报告期后是否存在持续下滑趋势

1、结合不同业务毛利率变化的驱动因素，进一步披露报告期内风电和太阳能发电业务毛利率波动的原因

（1）风力发电业务毛利率分析

报告期内，公司风力发电业务毛利率分别为 61.63%、61.15%和 58.23%，小幅下降。公司风力发电业务报告期内的平均上网电价、单位成本及毛利率变动情况如下：

项目	2024 年度	2023 年度	2022 年度
平均上网电价（元/千瓦时，不含税）	0.44	0.45	0.47
单位成本（元/千瓦时）	0.183	0.176	0.181
上网电量（亿千瓦时）	453.80	415.54	361.88
平均利用小时数（小时）	2,331	2,455	2,401
毛利率	58.23%	61.15%	61.63%

2023 年，公司风力发电业务毛利率与 2022 年相比基本一致；2024 年，主要受平均利用小时数及电价下降因素影响，公司风力发电业务毛利率有所下降。

上网电价方面，报告期内，公司风力发电业务平均上网电价分别为 0.47 元/千瓦时、0.45 元/千瓦时及 0.44 元/千瓦时，整体呈下降趋势，主要原因系：①报告期内新增项目以平价上网项目为主，平价上网的风力发电项目装机容量从 2022 年末的 115.97 万千瓦增长至 2024 年末的 867.93 万千瓦，致使平价部分上网电量显著提升，进而拉低整体上网电价；②电力市场化改革进程加速，提高了市场化交易的竞争性，报告期内公司风力发电业务市场化交易电量从 2022 年的 91.40 亿千瓦时增长至 2024 年的 170.36 亿千瓦时，市场化交易电量占比提升，整体上网电价随之下行。

单位成本方面，报告期内，公司风力发电业务单位成本分别为 0.181 元/千瓦时、0.176 元/千瓦时及 0.183 元/千瓦时，受风能资源富集部分区域项目相关电网配套建设进度、用电负荷增长慢于电源装机增长所导致的限电情况影响，2024 年公司风力发电业务平均利用小时数有所下降，2024 年单位成本小幅上升。

（2）太阳能发电业务毛利率分析

报告期内，公司太阳能发电业务毛利率分别为 62.60%、57.80%和 45.58%，呈下降趋势。公司太阳能发电业务报告期内的平均上网电价、单位成本及毛利率变动情况如下：

项目	2024 年度	2023 年度	2022 年度
平均上网电价（元/千瓦时，不含税）	0.32	0.37	0.48
单位成本（元/千瓦时）	0.17	0.16	0.18
上网电量（亿千瓦时）	85.80	42.05	16.98
平均利用小时数（小时）	1,416	1,476	1,507
毛利率	45.58%	57.80%	62.60%

报告期内，公司平价项目的装机规模占比增加，平均上网电价下降幅度较大，叠加发电站投运带来的折旧摊销增长，导致太阳能发电业务毛利率降低。

上网电价方面，报告期内，公司太阳能发电业务平均上网电价分别为 0.48 元/千瓦时、0.37 元/千瓦时及 0.32 元/千瓦时，整体呈下降趋势，主要原因系：①报告期内新增项目以平价上网项目为主，平价上网的太阳能发电项目装机容量从 2022 年末的 35.83 万千瓦增长至 2024 年末的 880.48 万千瓦，占比从 31.93%提高到 91.97%，致使平价部分上网电量显著提升，进而拉低整体上网电价；②电力市场化改革进程加速，提高了市场化交易的竞争性，2024 年市场化电价较 2022 年市

场化电价下滑约 9%，进而影响了整体上网电价。

单位成本方面，报告期内，公司太阳能发电业务单位成本分别为 0.18 元/千瓦时、0.16 元/千瓦时及 0.17 元/千瓦时。2022 年-2023 年，太阳能发电业务单位成本有所下降，主要原因系：①随着光伏发电技术进步，光伏组件发电效率有所提升，进而推动单位太阳能发电成本下降；②光伏组件采购成本降低，公司光伏组件招投标采购均价从 2022 年的 1,877.84 元/千瓦下降至 2023 年的 1,365.39 元/千瓦。2024 年，太阳能发电业务单位成本有所上升，主要原因系：①当期公司太阳能发电业务平均利用小时数有所减少。根据中国气象局数据，2024 年全国平均年水平面总辐照量为 1,511.8 千瓦时/平方米，较 2023 年偏小 4.3 千瓦时/平方米。②2024 年，公司转固投运的太阳能发电站较多，太阳能发电业务试运行期间上网电量占比约 20%，较 2023 年的约 32%明显下降，使得折旧摊销增长较快，综合推动单位成本上升。

2、报告期后是否存在持续下滑趋势

报告期内，受平价项目增加、市场化交易占比提升及对应价格下降等因素影响，公司风力发电业务及太阳能发电业务毛利率均有所下降。报告期后，随着公司更多平价项目建成投运及电力市场化改革进程加速，公司整体平均上网电价及毛利率存在进一步下降的可能性。

另一方面，如本问询函回复之“问题 9.关于营业收入及主要客户”之“一、发行人披露”之“（一）结合行业政策变化、市场化交易占比、市场化电价及保障性电价变动趋势等因素量化分析各类发电业务单价变动的原因，是否存在报告期后平均单价持续下降的风险，如是，请进一步分析对未来业绩的影响”所述，伴随着采购价格下降带来的成本降低、装机规模提升带来的增量利润，以及公司优异的选址、管控、运营能力，公司的盈利水平将得到有力保障，预计公司报告期后毛利率下降趋势及对整体业绩的影响相对可控。

二、中介机构核查情况

（一）核查程序

针对上述事项，保荐人、申报会计师履行的核查程序，主要包括：查阅公司

核算手册及制度文件，了解不同类型产品成本归集、核算及结转的方法、过程以及内部控制的关键环节；获取并复核公司收入及成本明细表，对比分析公司风电和太阳能发电业务成本结构是否存在差异，分析不同业务毛利率变动原因；查阅同行业可比公司公开信息，比较公司与同行业可比公司成本构成情况，分析单位成本构成及毛利率与同行业可比公司的差异情况；了解公司选取同行业可比公司的标准，分析所选取同行业可比公司的可比性、完整性、准确性；结合行业发展趋势及发行人业务布局，分析发行人各类业务报告期后毛利率变动趋势。

（二）核查意见

经核查，保荐人、申报会计师认为：

1、发行人已披露不同类型业务成本归集、核算及结转的方法、过程，内部控制的关键环节；发行人风电和太阳能发电业务成本结构不存在明显差异，各类业务单位成本构成与可比公司不存在明显差异，少量差异已分析差异原因，具备合理性。

2、发行人选取的同行业可比公司具有可比性、完整性和准确性；发行人各项发电业务毛利率因发电效率、发电设备采购价格、平价/补贴项目分部情况等原因，与同行业可比公司存在一定差异，具备合理性。

3、发行人已披露报告期内风电和太阳能发电业务毛利率波动的原因，公司存在报告期后上网电价继续下降的趋势，毛利率亦将因此波动，预计公司报告期后毛利率下降趋势对整体业绩的影响相对可控。

问题 12. 关于采购及供应商

申报材料显示：

（1）报告期内，发行人主要采购内容为电站建造过程所需的风力发电设备、太阳能发电设备、相关施工及服务，采购金额分别为 1,280,091.43 万元、1,969,352.10 万元、2,704,109.50 万元、1,599,896.06 万元，其中 90%左右为工程及设备采购。

（2）报告期内，发行人对前五大供应商采购占比分别为 50.52%、31.70%、43.24%、35.89%。

请发行人披露：

（1）发电项目从计划投建至并网发电的建造流程及分工，采用的建造模式及原因，不同建造模式的会计处理方式，主要项目建造的成本构成、金额及占比，单位建造成本与构成与同行业公司同类项目是否存在显著差异。

（2）采购相关的内部控制制度及执行情况，供应商的选择标准及程序，关联采购和接受劳务的招投标程序、定价依据、结算方式等交易安排与非关联交易是否存在差异；各类采购供应商的获取方式及占比情况，是否存在新成立即成为发行人供应商或主要为发行人提供服务的情形，是否存在商业贿赂情形；结合向不同供应商采购同类设备或服务价格、市场价格之间的差异充分分析采购价格的公允性。

（3）供应商集中度是否符合行业特征与生产经营特点，各期主要供应商新增或退出的原因，合作稳定性及可持续性，是否存在供应商依赖。

请保荐人、申报会计师简要概括核查过程，并发表明确核查意见；请发行人律师对问题（2）简要概括核查过程，并发表明确核查意见。

回复：

一、发行人披露

（一）发电项目从计划投建至并网发电的建造流程及分工，采用的建造模式及原因，不同建造模式的会计处理方式，主要项目建造的成本构成、金额及

占比，单位建造成本与构成与同行业公司同类项目是否存在显著差异

1、发电项目从计划投建至并网发电的建造流程及分工，采用的建造模式及原因

（1）发电项目建造流程、采用的建造模式及原因

发电项目从计划投建到并网发电的建造流程包括项目筹建、建造、并网等环节。项目筹建阶段主要流程包括项目资源的规划、选址、测量、评估、决策、复核、备案、报批等；项目建造阶段主要流程包括前期工程设计、建设物资采购、工程设备采购、施工、试运行、竣工验收等，完成上述工作后项目正式投产，接入电网。

公司电站采用的建造模式、原因具体如下：

①工程施工总承包（EPC）模式：即业主（发行人）委托总承包商对工程设计、采购、施工、试运行等环节实行全过程或分阶段承包。EPC 模式在太阳能发电站建设中采用较多，主要原因为：太阳能发电站技术标准化程度高、施工周期短，EPC 模式能快速整合设计、设备与施工资源，组件排布、电气方案成熟，总包方可高效完成一体化交付。

②平行发包模式：业主（发行人）将设计、施工、采购等环节拆分发包，由不同承包商分阶段执行。该模式在风电项目采用较多，主要原因为：陆上风电项目需根据地形、风资源分布定制风机布局及基础设计（如山地、荒漠等地形需差异化地质处理），采用平行发包模式可由业主技术专家深度参与设计优化以应对特殊环境，同时强化过程控制，避免单一承包商能力不足引发的系统性风险。

一般情况下，发行人会根据项目不同情况，从项目规模及复杂度、风险分担、工期与成本等方面综合分析评估，从以上两种方式中选取合适的建造模式。

（2）建造流程分工

在电站建造过程中，发行人主要负责根据项目需求，按照采购管理办法开展对工程前期设计、施工和投产运行的各阶段、各环节进行全过程管理。在项目正式投产前，由业主负责办理并网手续，承包商协助公司完成项目并网发电。具体

分工如下：

① 发行人（业主）职责：

发行人主要负责根据项目需求，按照采购管理办法开展对工程前期设计、施工和投产运行的各阶段、各环节进行全过程管理。主要工作内容包括：公司管理层审批项目可行性、投资预算、EPC 合同签署；工程管理部门制定技术标准、审核设计方案，全程监督施工质量与进度，组织验收并主导办理并网手续；采购管理负责人根据《采购管理办法》招标关键设备采购；财务部提供资金支持及付款审核；设备管理部门提前介入调试，筹备运维团队。

② 承包商职责：

建造阶段，进行电站设计与施工图提交、采购工程物资及设备、按计划施工、调试并提交质量报告。交付阶段，编制竣工资料、操作手册、提供运维培训、协助并网文件准备及电网验收测试。

2、不同建造模式的会计处理方式

以上两种建造模式会计处理方式相同，项目建设、运营、竣工决算各阶段的会计处理如下：

（1）建设阶段

①按照合同约定付款节点，支付工程预付款

借：预付账款

贷：银行存款

② 根据第三方监理公司确认的工程进度报告确认工程进度

借：在建工程

借：应交税费-进项税额

贷：其他应付款

③根据合同约定付款节点及付款比例，满足付款条件后支付相应工程款，核

销预付款

借：其他应付款

贷：预付账款

贷：银行存款

(2) 运营阶段

在建工程项目按建造该项资产达到预定可使用状态前所发生的全部支出，作为固定资产的入账价值。所建造的在建工程已达到预定可使用状态，但尚未办理竣工决算的，自达到预定可使用状态之日起，根据工程预算、造价或者工程实际成本等，按估计的价值转入固定资产，并按本公司固定资产折旧政策计提固定资产的折旧。

借：固定资产

贷：在建工程

借：主营业务成本/管理费用

贷：累计折旧

(3) 竣工决算阶段

待办理竣工决算后，再按实际成本调整原来的暂估价值，但不调整原已计提的折旧额。

3、主要项目建造的成本构成、金额及占比，单位建造成本与构成与同行业公司同类项目是否存在显著差异

发行人项目建造成本主要包括设备采购及安装费、工程建设费、其他费用（建设用地费、项目建设管理费、科研勘察设计费等）。

报告期各期，发行人当期竣工决算的前五大建造项目成本构成如下表所示：

项目	2024 年			2023 年			2022 年		
	金额 (万元)	占比	单位建造 成本（元/ 千瓦）	金额 (万元)	占比	单位建造 成本（元/ 千瓦）	金额 (万元)	占比	单位建造 成本（元/ 千瓦）

项目	2024 年			2023 年			2022 年		
	金额 (万元)	占比	单位建造 成本 (元/ 千瓦)	金额 (万元)	占比	单位建造 成本 (元/ 千瓦)	金额 (万元)	占比	单位建造 成本 (元/ 千瓦)
风力发电项目									
设备采购及安装费	243,683.74	65.51%	4,061.40	284,801.46	72.15%	4,612.17	249,838.97	66.93%	4,383.14
工程建设费	83,611.31	22.48%	1,393.52	67,904.52	17.20%	1,099.67	61,081.61	16.36%	1,071.61
其他费用	44,695.62	12.02%	744.93	42,051.47	10.65%	681.00	62,344.32	16.70%	1,093.76
总计	371,990.67	100.00%	6,199.84	394,757.45	100.00%	6,392.83	373,264.91	100.00%	6,548.51
太阳能发电项目									
设备采购及安装费	51,225.48	75.06%	2,563.65	13,654.39	65.72%	2,707.14	52,244.25	69.98%	3,496.84
工程建设费	9,580.13	14.04%	479.45	3,619.35	17.42%	717.58	15,567.44	20.85%	1,041.97
其他费用	7,437.16	10.90%	372.20	3,503.13	16.86%	694.54	6,847.73	9.17%	458.34
总计	68,242.77	100.00%	3,415.30	20,776.87	100.00%	4,119.25	74,659.42	100.00%	4,997.15

2022 年至 2024 年，发行人主要竣工决算项目的建造成本主要来自于设备采购及安装费。各年度竣工决算的平均单位建造成本呈下降趋势，风电项目决算单价分别为 6,548.51 元/千瓦、6,392.83 元/千瓦及 6,199.84 元/千瓦。太阳能发电项目决算单价分别为 4,997.15 元/千瓦、4,119.25 元/千瓦及 3,415.30 元/千瓦，与行业内新能源项目建设成本逐年下降的趋势相符。单位建造成本主要受到装机容量、地理位置、自然条件、项目复杂度等因素的综合影响，不同项目间单位建造成本存在一定差异，属于行业共同特性。

上表引用数据为发行人报告期内各年竣工决算的前五大建造项目数据，水电水利规划设计总院发布的《中国可再生能源工程造价管理报告》中的风电项目平均单位千瓦总投资主要采用项目招标数据，考虑项目竣工决算与项目招标存在较长时间差，剔除时间差的影响，发行人实际造价水平与水规院公布的平均造价相当。同时，发行人在项目投资时更侧重实现全生命周期度电成本最优化，从项目选址、设备选型等方面综合评判，兼顾发电量多、运维成本低、设备可靠性高，提升运营期竞争优势。

根据水电水利规划设计总院刊发的《2023 年度中国可再生能源工程造价管理报告》，典型风电、光伏发电项目建造成本比例如下：

分类	设备采购及安装费	工程建设费	其他费用
风电	65.8%	19.6%	14.6%
光伏	71.0%	15.0%	14.0%

由上表可见，发行人主要发电项目建造的成本构成及占比与同行业公司同类项目不存在显著差异。

（二）采购相关的内部控制制度及执行情况，供应商的选择标准及程序，关联采购和接受劳务的招投标程序、定价依据、结算方式等交易安排与非关联交易是否存在差异；各类采购供应商的获取方式及占比情况，是否存在新成立即成为发行人供应商或主要为发行人提供服务的情形，是否存在商业贿赂情形；结合向不同供应商采购同类设备或服务价格、市场价格之间的差异充分分析采购价格的公允性。

1、采购相关的内部控制制度及执行情况，供应商的选择标准及程序，关联采购和接受劳务的招投标程序、定价依据、结算方式等交易安排与非关联交易是否存在差异

公司已制定《采购管理制度》《招标监督管理办法》《供应商管理办法》等相关制度，报告期内，公司各项采购流程均按照相关规定及制度执行。公司通过供应商管理信息系统，建立供应商信用电子档案，记录供应商注册、参与采购活动、履约、绩效表现以及奖惩等方面的信息，实现对供应商全生命周期电子化管理和信息共享。供应商通过电子采购平台完成注册，注册完成后可参与发行人的采购活动。在采购活动中，采购人员对注册供应商进行基本信息复核和信用信息审核，通过审核的供应商为合格供应商，列入合格供应商库。经过发行人评审、比价、谈判等关键流程，最终，发行人在合格供应商名单里选择最终合作供应商。

公司采购方式包括招标采购、询价采购、竞价采购、谈判采购、直接采购五种主要方式，具体选择标准及程序如下：

采购方式分类	选择标准	采购程序
招标采购	1、依法必须招标的范围 建设工程的勘察、设计、监理、施工以及与工程建设有关的重要设备、材料等的采购，达到下列标准之一的，属于依法必须进行招标的范围。法律法规对必须进行招标的项目有特殊规定的，依照其规定。 （一）施工单项合同估算价在400万元人民币及以上； （二）重要设备、材料等货物的采购，单项合同估算价在200万元人民币及以上； （三）勘察、设计、监理等服务的采购，单项合同估算价在100万元人民币及以上； （四）同一项目中可以合并进行的勘察、设计、监理、施工以及与工程建设有关的重要设备、材料等的采购，合同估算价合计达到前述（一）至（三）项规定标准。 2、制度要求必须招标的范围 非依法必须进行招标的项目，单项合同估算价达到400万元人民币及以上的施工、200万元人民币及以上的货物、100万元人民币及以上的服务，属于制度规定必须招标的范围。 3、邀请招标的适用情形 有下列情形之一的，经采购委员会审批后可以邀请招标。 （一）技术复杂、有特殊要求或者受自然环境限制，只有少量潜在投标人可供选择； （二）采用公开招标方式的费用占项目合同金额的比例过大； （三）涉及国家安全、国家秘密、抢险救灾或者属于利用扶贫资金实行以工代赈、需要使用农民工等特殊情况，适宜招标但不宜公开招标的； （四）国家及地方政府规定的其他特殊情形。	招标采购应当严格遵守招标投标法律法规的程序性规定，同时应按制度规定开展采购工作，招标程序主要包括： 1、编制采购方案及采购估算价； 2、编制招标文件； 3、标前澄清（如有）； 4、组建评标委员会； 5、评标并出具评标报告； 6、定标
询价采购	询价采购是指采购需求明确，采购人或评审小组对供应商一次递交的响应文件进行评审，采购人根据评审结果确定成交人的采购方式。 1、对不属于必须进行招标的项目，若采购人可准确提出采购项目需求和技术要求、市场竞争比较充分，可以询价采购； 2、有下列情形之一的，按采购权限审批后可以邀请询价采购，被邀请的供应	询价采购主要程序包括： 1、提出采购需求； 2、编制采购文件； 3、发布采购公告；

采购方式分类	选择标准	采购程序
	商数量应在三家及以上。 （一）技术复杂、有特殊要求或者受条件限制，只有少量潜在供应商可供选择； （二）涉及国家安全、公共安全、国家秘密、商业秘密、抢险救灾、疫情防控、安全环保紧急处置或者属于利用扶贫资金实行以工代赈、需要使用农民工等特殊情况，不宜公开询价采购； （三）采购人对相关市场进行充分调研分析后，认定只有少量潜在供应商可供选择，不适宜公开询价采购。	4、根据项目的复杂程度和技术要求组建评审小组； 5、评审小组进行评审并出具评审报告； 6、确定成交人
竞价采购	竞价采购，是指采购人或评审小组对供应商按照采购文件规定的规则和时限提交的报价进行排序，并确定成交人的采购方式。 1、对不属于必须进行招标的项目，若技术参数明确、完整，规格标准基本统一、通用，市场竞争充分，可以竞价采购 2、有下列情形之一的，按采购权限审批后可以邀请竞价采购，被邀请的供应商数量应在三家及以上。 （一）技术复杂、有特殊要求或者受条件限制，只有少量潜在供应商可供选择； （二）涉及国家安全、公共安全、国家秘密、商业秘密、抢险救灾、疫情防控、安全环保紧急处置或者属于利用扶贫资金实行以工代赈、需要使用农民工等特殊情况，不宜公开竞价采购； （三）采购人对相关市场进行充分调研分析后，认定只有少量潜在供应商可供选择，不适宜公开竞价采购	竞价采购主要程序包括： 1、发布采购公告或发送采购邀请书； 2、发出采购文件（如需）； 3、收取响应保证金（如需）； 4、供应商报价； 5、确定成交结果； 6、成交通知； 7、合同签订
谈判采购	谈判采购，是指谈判小组与供应商就采购事宜依次分别进行一轮或多轮谈判，供应商按照要求提交最终方案或最终报价，采购人根据谈判和评审结果确定成交人的采购方式。 1、对不属于必须进行招标的项目，若存在战略采购、紧急采购、采购需求模糊或者采购标的复杂的情形，可以谈判采购。 2、依法必须进行招标的项目经过两次公开招标，有效响应供应商均不足三家，或不属于依法必须进行招标的项目在一次公开招标或公开询价失败且经市场	谈判采购主要程序包括： 1、提出采购需求； 2、编制采购文件； 3、发布采购公告； 4、组建谈判小组； 5、谈判小组进行谈判评审； 6、形成评审报告；

采购方式分类	选择标准	采购程序
	调研供应商确不足三家的，可以谈判采购。	7、确定成交人
直接采购	直接采购，是指采购人向某一特定供应商或多家供应商直接采购的采购方式。直接采购包括单一来源直接采购和多源直接采购。 对不属于必须进行招标的项目，有下列情形之一的，可以直接采购。其中，单项合同估算价达到制度规定招标金额的项目，经采购委员会审批后可以直接采购；单项合同估算价达到零星采购金额但未达到制度规定招标金额的项目，各单位按采购权限审批后可以直接采购。 （一）项目有特殊要求且只能从唯一供应商处采购； （二）需要采用不可替代的专利或者专有技术； （三）发生不可预见的紧急情况且不能从其他供应商处采购； （四）需要向原成交人采购工程、货物或者服务，否则将影响施工或者功能配套要求； （五）华润集团内有单位具备资格与能力提供相关工程、货物或者服务，且价格公允； （六）本项目或近期实施的类似项目经过公开采购有效响应供应商只有一家或者没有有效响应供应商，且未以不合理条件限制、排斥供应商，同时经市场调研供应商只有一家； （七）企业需要多源采购、有多家供应商可以供应且不符合招标或其他竞争条件，采购人进行价格要约，多家供应商承诺并签订合同； （八）国家、地方政府及公司规定的其他特殊情形。	直接采购主要程序包括： 1、编制及发出采购文件； 2、组建谈判小组； 3、递交响应文件； 4、开启响应文件； 5、谈判； 6、评审； 7、确定成交结果； 8、合同签订

报告期内，发行人均按照上述采购管理规定的采购模式及相应采购程序开展采购活动，关联采购和接受劳务的招投标程序、定价依据、结算方式等交易安排与非关联交易不存在差异。关联采购相关情况参见本问询函回复之“问题 7/发行人披露/（四）关联采购的原因、必要性，相关商品或服务未进行外部采购的原因；结合集团和发行人的相关制度、统一向华润数科采购相关信息系统等事项，披露发行人是否能独立选择供应商或者品种，是否存在与集团发生特定交易的约定；向华润电力子公司采购信息系统、软件服务的价格确定依据及公允性，相关费用分摊的具体情况，包括分摊方法及合理性。”

2、各类采购供应商的获取方式及占比情况，是否存在新成立即成为发行人供应商或主要为发行人提供服务的情形，是否存在商业贿赂情形

(1) 各类采购供应商的获取方式及占比情况

单位：万元

类别	2024 年度		2023 年度		2022 年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
招标采购	2,815,290.94	89.37%	2,418,881.75	89.45%	1,757,657.88	89.25%
直接采购	146,196.33	4.64%	149,597.40	5.53%	90,921.04	4.62%
询价采购	128,952.24	4.09%	104,327.70	3.86%	84,222.94	4.28%
谈判采购	4,322.86	0.14%	958.14	0.04%	1,401.65	0.07%
其他	55,506.71	1.76%	30,344.51	1.12%	35,148.59	1.78%
合计	3,150,269.08	100.00%	2,704,109.50	100.00%	1,969,352.10	100.00%

注：其他类别的采购内容主要为五金零部件、办公用品、零星物资等，主要通过竞价采购或其他经审批的采购方式。

(2) 是否存在新成立即成为发行人供应商或主要为发行人提供服务的情形，是否存在商业贿赂情形

经公开信息查询供应商工商信息、与报告期内各类采购前五大供应商成立时间、与发行人合作历史等进行比较，发行人报告期内各类采购前五大供应商不存在新成立即成为发行人供应商或主要为发行人提供服务的情形，发行人各类供应商选择均执行了严格的筛选与评审程序，不存在商业贿赂情形。

3、结合向不同供应商采购同类设备或服务价格、市场价格之间的差异充分分析采购价格的公允性

(1) 发行人向不同供应商采购同类设备或服务价格的比较分析

设备采购方面，发行人报告期内主要采购内容为发电站建设所需的风机、塔筒、光伏组件等设备。由于不同项目的装机容量、地理位置、项目复杂度等客观需求与条件不同，导致风机机型、塔架类型在不同项目间存在一定差异，比较报告期内向不同供应商采购相近型号设备的单价情况如下：

年度	设备	型号	供应商	中标时间	单价 (元/千瓦)	备注
2024 年度	风机	-	同类型号的设备 中标单位仅为一 家供应商	-	-	单价分布区间 1,103.73-2,826.75 元/千瓦，型号较

年度	设备	型号	供应商	中标时间	单价 (元/千瓦)	备注
						多，受容量、材料、配置、结构重量等多种因素影响
	塔筒	-	同类型号的设备中标单位仅为一 家供应商	-		单价分布区间 308.02-634.63元/ 千瓦，型号较多， 受容量、材料、 配置、结构重量 等多种因素影响
	光伏组件	双面双玻 580/585Wp	晶澳太阳能科技股份有限公司	2024/2/28	840.00	价格基本相当
			通威太阳能（合肥）有限公司	2024/2/28	836.00	
			晋能清洁能源科技股份有限公司	2024/2/28	842.00	
		Topcon 双面双 玻组件功率 620W	隆基绿能科技股份有限公司	2025/1/25	705.00	价格基本相当
			协鑫集成科技股份有限公司	2025/2/19	692.00	
			常州华耀光电科技有限公司	2025/2/19	691.50	
2023 年度	风机	200-6.25/115m	远景能源有限公司	2023/7/19	1,418.18	设备内部构造、 配置有部分差 异，故价格不同
			中车株洲电力机车研究有限公司	2023/7/12	1,363.12	
	塔筒	200-6.25/115m 全钢	远景能源有限公司	2023/7/19	376.82	项目所处地区不同， 受载荷影响， 结构重量有部分 差异，故价格不同
			中车株洲电力机车研究有限公司	2023/7/12	386.88	
	光伏组件	双面 550-555Wp 单 面 555-555WP	通威太阳能（合肥）有限公司	2023/3/21	1,623.00	中标时间不同， 2023 年光伏组件 价格自年初至年末 下降幅度较大
		双面 550-555Wp 单 面 555-560WP	通威太阳能（合肥）有限公司	2023/8/1	1,195.00	
		双面 550Wp 单 面 550/555WP	正泰新能科技股份有限公司	2023/12/5	938.00	
2022 年度	风机	WD200-6.25	浙江运达风电股份有限公司	2022/12/1	1,433.00	设备内部构造、 配置有部分差 异，故价格不同
		ST200-6.25/160	三一重能股份有限公司	2022/12/1	1,528.00	
	塔筒	WD200-6.25	浙江运达风电股份有限公司	2022/12/1	797.00	项目所处地区不同， 配套塔筒受 载荷影响，结构

年度	设备	型号	供应商	中标时间	单价 (元/千瓦)	备注
		ST200-6.25/160	三一重能股份有限公司	2022/12/1	672.00	重量有部分差异，故价格不同
	光伏组件	545Wp 双面双玻	晶科能源股份有限公司	2022/3/1	1,847.00	中标时间不同，2022年初至年底，光伏组件价格呈上升趋势
			环晟光伏（江苏）有限公司	2022/3/1	1,820.00	
			一道新能源科技（衢州）有限公司	2022/5/13	1,849.00	
			合肥晶澳太阳能科技有限公司	2022/5/13	1,855.00	
			通威太阳能（合肥）有限公司	2022/8/23	1,949.90	

工程采购方面，工程施工采购合同金额及结算周期具有非标性。因项目建造的地理位置、施工条件、地质情况、设备规格、项目工期、工程覆盖范围等因素存在差异，且工程施工采购入账金额的确认与工程进度有关，故不同供应商工程服务单价存在一定差异。报告期内，发行人当期竣工决算的前五大项目中，工程建设服务对应的单位建造成本在不同施工单位间比较如下：

年度	项目名称	主要施工单位	工程建设服务单位建造成本(元/千瓦)	备注
2024 年度	陵城二期风电场项目	中国建筑第二工程局有限公司	1,472.26	单位造价基本相当
	禹城一期 100MW 风电项目	中国电建集团核电工程有限公司、山东泰开电力工程有限公司、许继电气股份有限公司	1,426.83	
2023 年度	河南临颍 100MW 风电项目	中国水利水电第十二工程局有限公司、中国电建集团河南工程有限公司、漯河汇力（实业）集团有限公司、中国电建集团重庆工程有限公司、湘能楚天电力有限公司和湖南湘能电力勘测设计有限公司	1,376.71	两个项目的地理位置、施工复杂度有所差异，整体上具备相似性，单位造价差异不大
	莒南风电场一二期工程项目	中国电建集团核电工程有限公司	1,455.47	
2022 年度	邱县一期 100MW 风电项目	中国能源建设集团江苏省电力建设第一工程有限公司、中国建筑第二工程局有限公司	1,374.78	两个项目的地理位置、施工复杂度有所差异，整体上具备相似性，单位造价差异不大
	海阳四期 100MW 风电场工程	中国十七冶集团有限公司	1,275.67	

综上，发行人严格根据采购管理制度选择供应商，上游设备及工程企业较多且市场竞争充分，发行人综合考虑地理位置、运输条件、项目规划、成本管控以及招投标结果等一系列因素确定相关供应商及合同金额，采购价格具备公允性。

(2) 设备类采购价格与市场价格比较分析

报告期内发行人采购的主要发电设备的招投标采购均价情况如下：

单位：元/千瓦

发行人		2024年度	2023年度	2022年度
风力发电	风机	1,433.91	1,744.86	2,079.28
	塔筒	428.71	525.77	530.35
太阳能发电	光伏组件	779.46	1,365.39	1,877.84

① 风力发电设备价格波动情况及与市场价格趋势比较

发行人风机、塔筒采购价格自 2022 年至 2024 年呈现逐渐下降趋势，价格变化主要受技术持续进步、行业竞争充分及下游议价能力较强的影响，同时受大容量风机占比提升，单位成本下降所致，与市场价格变化趋势一致。

根据华电新能披露的招股说明书，其采购风机、塔筒的平均价格变动情况如下表所示：

单位：元/千瓦

华电新能	2024年1-6月	2023年度	2022年度
风机	1,932.82	1,642.92	1,843.49
塔筒	520.66	471.20	624.39

华电新能 2022 年及 2023 年平均价格呈下降趋势，2024 年 1-6 月呈上升趋势。根据其披露的招股书，具体价格波动原因为：“2024 年上半年我国风机价格企稳并有所回升，主要原因为自 2021 年以来风机价格不断下降使得行业盈利空间受到挤压，随着风电招标有所回暖、行业供需关系不断改善，行业利润逐步回归合理水平，我国风机价格有所回调。”

发行人对应时间区间的价格走势如下：

单位：元/千瓦

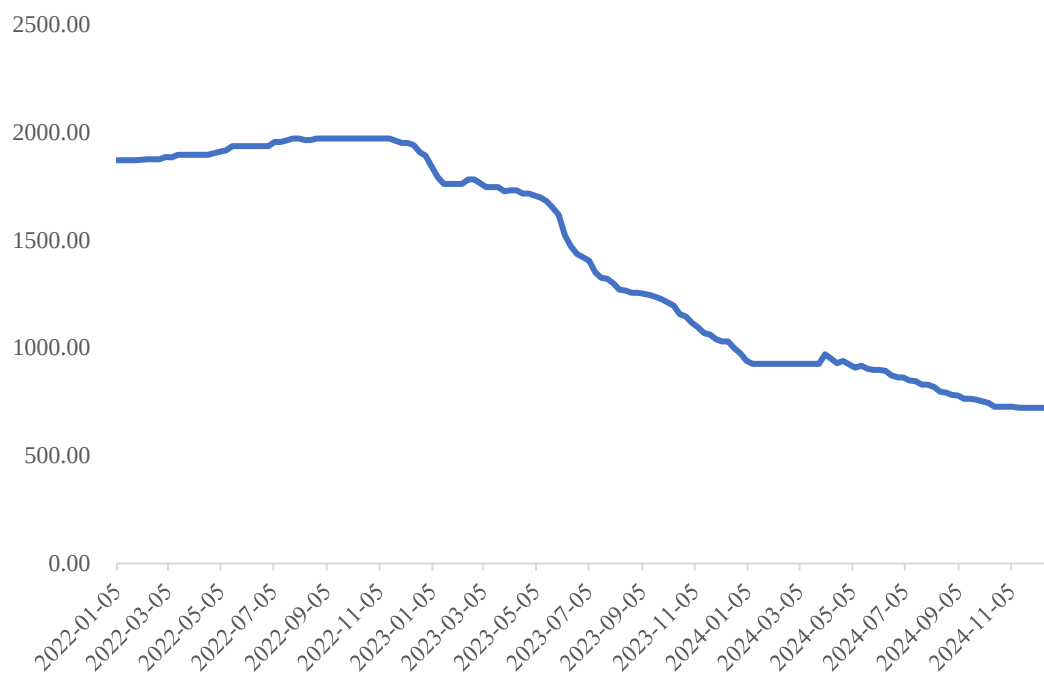
发行人	2024年1-6月	2023年度	2022年度
风机	1,743.32	1,744.86	2,079.28
塔筒	486.87	525.77	530.35

发行人 2022 年至 2023 年单价趋势与华电新能一致，2024 年上半年风机采购单价较 2023 年微降，塔筒采购价格有所下降。2024 年上半年，发行人与华电新能当期项目设备采购在机型选择上有所不同，例如部分项目选择小机型风机单价较高，高塔筒单价亦较高，受到上述因素影响，发行人与华电新能采购单价有所差异。

②太阳能发电设备价格波动情况及与市场价格趋势比较

报告期内，发行人光伏组件采购价格波动情况主要与光伏硅料供需关系变化导致的光伏组件成本波动有关，与光伏组件市场价格变化趋势一致。

2022 年至 2024 年行业内光伏组件（主流品种）平均价（周，元/千瓦）变动情况如下图所示：



数据来源：同花顺金融。

2022 年光伏组件市场价格处于高位，2023 年，伴随晶硅光伏组件价格回落，发行人采购价格亦有所下降，2024 年，光伏组件价格仍呈下降趋势。2022 年、2023 年和 2024 年行业平均价格（周均价算数平均值）分别为 1,930.55 元/千瓦、1,432.12 元/千瓦和 841.23 元/千瓦，发行人对应期间采购均价分别为 1,877.84 元/千瓦、1,365.39 元/千瓦和 779.46 元/千瓦，发行人太阳能发电设备采购价格与市场价格相近，各年度略低于市场均价，各年度变化趋势一致。产生减值迹象但未计提减值的项目共 19 个，上述项目进行减值测试后可收回金额高于资产组账面价值

(3) 工程类采购价格与市场价格的比较分析

同行业可比公司未披露相关工程类服务的单位成本,由于此业务模式的定制化特性,不同项目间价格存在较显著差异,覆盖较大合理区间。

电站项目工程施工合同定价机制主要根据项目的成本概算上浮合理利润区间制定,不同电站工程施工合同价格因项目容量大小、施工难度、工期要求、项目特征、风险等因素存在较大差异,属于行业特点,具备合理性。

由上分析,发行人向不同供应商采购同类设备或服务的价格基本相近,具备公允性,设备采购单价与市场平均价格相近且与市场价格走势相符。综上,发行人采购价格具备公允性。

(三) 供应商集中度是否符合行业特征与生产经营特点,各期主要供应商新增或退出的原因,合作稳定性及可持续性,是否存在供应商依赖。

报告期内,发行人前五大供应商均为风力发电、太阳能发电设备供应商及工程建设供应商,2022年、2023年和2024年发行人前五大供应商合计采购金额占比分别为31.70%、43.24%和35.73%。同行业可比公司供应商集中度情况如下表所示:

公司	前五大供应商合计采购金额占比		
华电新能	2024年1-6月	2023年度	2022年度
	45.93%	52.79%	52.97%
太阳能	2024年度	2023年度	2022年度
	40.99%	29.21%	27.14%
三峡能源	2024年度	2023年度	2022年度
	64.57%	56.31%	81.18%
节能风电	2024年度	2023年度	2022年度
	39.48%	41.49%	46.50%
龙源电力	2024年度	2023年度	2022年度
	29.72%	9.65%	21.94%

数据来源:华电新能招股说明书、上市公司年度报告。

由上表可见,各可比公司前五大供应商集中度比例有所差异,发行人前五大供应商集中度位于行业平均水平,不存在向单个供应商的采购比例超过总额50%或严重依赖于少数供应商的情况,供应商集中度符合行业特征与生产经营特点。

报告期内各期,前五大供应商变动主要系公司不同年度间发电站建设项目不同,中标供应商不同。公司结合当期风力发电、太阳能发电业务发展情况需要择优选取供应商,符合公司业务特点、实际需要和行业惯例。

报告期内各期,新进入(较前一年度)发行人前五大供应商的具体情况如下:

期间	供应商名称	成立时间	新增交易的原因	与该供应商合作是否具有连续性和持续性
2024 年度	协鑫集成科技股份有限公司	2003 年 6 月	因发行人开发太阳能发电项目需要而进行光伏设备的采购	是
2023 年度	中国电气装备集团有限公司	2021 年 9 月	因发行人开发风力发电项目需要而进行风力发电设备的采购	是
2022 年度	中国船舶重工集团有限公司	1999 年 6 月	因发行人开发风力发电项目需要而进行风力发电设备的采购	是
	中国交通建设股份有限公司	2006 年 10 月	发行人新能源项目开发建设	是
	通威太阳能(合肥)有限公司	2010 年 8 月	因发行人开发太阳能发电项目需要而进行光伏设备的采购	是

是否存在供应商依赖方面,由于发行人上游处于充分竞争市场,供应商具备的研发技术或建造工程能力水平基本相当,即使海上风电项目建设复杂度较高,但多家供应商生产的相关风机、海上升压站、海缆等设备及主体施工能力均较为先进。目前发行人上游市场竞争充分,不存在行业内仅有唯一或少量供应商的情况,发行人选择范围较广,不存在供应商依赖。

综上,报告期内,发行人供应商集中度符合行业特征与生产经营特点,主要供应商变动符合发行人业务模式,具有真实的业务和交易背景,与主要供应商合作稳定且可持续,不存在供应商依赖。

二、中介机构核查情况

(一) 核查程序

针对上述事项,保荐人、申报会计师、发行人律师履行的核查程序,主要包括:取得发行人发电项目建造流程相关资料,对相关人员进行访谈,了解建造流程及分工,采用的建造模式及原因;了解发行人不同建造模式下的会计处理方式是否符合《企业会计准则》的规定;获取主要项目建造的成本构成、金额及占比,

单位建造成本与构成，与同行业公司同类项目进行比较；获取发行人采购相关的内部控制制度，执行采购与付款穿行测试，核查发行人相关内控制度执行情况，并评价其执行有效性；获取发行人供应商管理制度，了解其选择标准及程序，包括招投标程序、定价依据、结算方式等交易安排；取得发行人采购明细表，对采购方式、主要供应商构成、采购金额及占比进行分析；通过企查查等工具公开检索主要供应商成立时间、经营范围、股权结构等信息；对相关人员进行访谈，了解报告期主要供应商变动的背景、原因及供应商合作稳定性及可持续性，分析变动合理性以及是否对供应商存在依赖。

（二）核查意见

经核查，保荐人、申报会计师认为：

1、发行人已披露发电项目从计划投建至并网发电的建造流程及分工，采用的建造模式及原因；发行人已披露不同建造模式的会计处理方式，主要项目建造的成本构成、金额及占比。单位建造成本主要受到装机容量、地理位置、自然条件、项目复杂度等因素的综合影响，不同项目间单位建造成本存在一定差异，属于行业共同特性。经与同行业对比分析，发行人主要发电项目建造的成本构成及占比与同行业公司同类项目不存在显著差异。

2、发行人已制定相关采购管理制度，均按照采购管理规定的采购模式及相应采购程序开展采购活动，关联采购和接受劳务的招投标程序、定价依据、结算方式等交易安排的制度规定与非关联交易不存在差异；发行人已披露各类采购供应商的获取方式及占比情况、报告期内各类采购前五大供应商成立时间、与发行人合作历史。报告期内各类采购前五大供应商不存在新成立即成为发行人供应商或主要为发行人提供服务的情形，发行人各类供应商选择均执行了严格的筛选与评审程序，不存在商业贿赂情形；发行人严格根据采购管理制度选择供应商，设备及工程企业较多且市场竞争充分，发行人综合考虑各项因素确定相关供应商及合同金额，向不同供应商采购同类设备或服务的价格基本相近，设备采购单价与市场平均价格相近且与市场价格走势相符，采购价格具备公允性。

3、发行人供应商集中度符合行业特征与生产经营特点，主要供应商变动符合发行人业务模式，具有真实的业务和交易背景，与主要供应商合作稳定且可持

续，不存在供应商依赖。

4、发行人已说明主要采购类别前五大供应商的基本情况；发行人对主要采购类别的前五大供应商的定价政策均通过公开招标方式确定，供应商均具备相应资质，供应商与发行人及其关联方不存在关联关系；根据公开信息披露的供应商营收规模与经营区域，发行人各年度采购金额与供应商业务规模相匹配，供应商经营区域与发行人项目分布相匹配。

经核查，发行人律师认为：

发行人已制定《采购管理制度》《招标监督管理办法》《供应商管理办法》等相关制度；发行人均按照上述采购管理规定的采购模式及相应采购程序开展采购活动，关联采购和接受劳务的招投标程序、定价依据、结算方式等交易安排的制度规定与非关联交易不存在差异；发行人已披露各类采购供应商的获取方式及占比情况、报告期内各类采购前五大供应商成立时间、与发行人合作历史。报告期内各类采购前五大供应商不存在新成立即成为发行人供应商或主要为发行人提供服务的情形，发行人各类供应商选择均执行了严格的筛选与评审程序，不存在商业贿赂情形；发行人严格根据采购管理制度选择供应商，设备及工程企业较多且市场竞争充分，发行人综合考虑地理位置、运输条件、项目规划、成本管控以及招投标结果等一系列因素确定相关供应商及合同金额，发行人向不同供应商采购同类设备或服务的价格基本相近，设备采购单价与市场平均价格相近且与市场价格走势相符，采购价格具备公允性。

问题 13. 关于固定资产

申报材料显示：

（1）报告期各期末，固定资产账面价值分别为 7,814,642.99 万元、8,226,325.09 万元、10,582,838.92 万元、11,270,209.81 万元，主要为房屋建筑物和机器设备。

（2）报告期各期末，固定资产减值准备分别为 1,848.66 万元、29,157.90 万元、33,527.27 万元、38,649.39 万元。

请发行人披露：

（1）结合固定资产具体构成披露资产规模与发电量的匹配性，分类披露固定资产折旧年限、残值率的确定依据，折旧政策与同行业公司同类资产的折旧政策是否存在显著差异，重大资产的折旧年限与实际使用年限是否存在重大差异，报告期内是否存在调整折旧政策的情形；报告期内固定资产是否存在报废、闲置情形，是否存在需定期进行大修改造的情况，如是，请测算改造支出对未来经营业绩的影响。

（2）已投产发电项目减值测算的过程和计算方法，结合申报会计师将固定资产减值识别为关键审计事项、主要机器设备成新率及运营状态、实际发电量与装机容量的差异、弃风弃光率的变动趋势、冲回补贴收入的情况等，披露相关项目是否存在减值迹象，减值测试关键假设及参数是否合理，减值准备计提的充分性、准确性。

请保荐人、申报会计师简要概括核查过程，并发表明确核查意见。

回复：

一、发行人披露

（一）结合固定资产具体构成披露资产规模与发电量的匹配性，分类披露固定资产折旧年限、残值率的确定依据，折旧政策与同行业公司同类资产的折旧政策是否存在显著差异，重大资产的折旧年限与实际使用年限是否存在重大差异，报告期内是否存在调整折旧政策的情形；报告期内固定资产是否存在报废、闲置情形，是否存在需定期进行大修改造的情况，如是，请测算改造支出

对未来经营业绩的影响

1、结合固定资产具体构成披露资产规模与发电量的匹配性

报告期各期末，公司资产规模与发电量情况如下：

单位：万元/亿千瓦时

项目	2024 年 12 月 31 日		2023 年 12 月 31 日		2022 年 12 月 31 日
	规模	增长率 (%)	规模	增长率 (%)	规模
总资产合计	20,548,290.82	18.21	17,383,423.56	25.15	13,890,567.74
固定资产合计	11,720,988.13	10.75	10,582,838.92	28.65	8,226,325.09
其中：					
机器设备	10,937,318.25	10.55	9,893,404.75	29.47	7,641,206.31
房屋建筑物	760,504.76	13.81	668,247.50	17.41	569,133.57
办公及其他设备	13,516.35	15.32	11,720.90	46.42	8,004.77
运输设备	9,648.77	1.93	9,465.77	18.61	7,980.43
发电量	561.13	18.48	473.62	21.16	390.92

发行人的固定资产主要由机器设备和房屋建筑物构成，并通过风力、太阳能发电设备（机器设备）进行发电。报告期内，固定资产的增长率分别为 28.65% 和 10.75%，其中机器设备增长率分别为 29.47%和 10.55%，发行人发电量的增长率分别为 21.16%和 18.48%，资产规模与发电量具备匹配性。

2、分类披露固定资产折旧年限、残值率的确定依据，折旧政策与同行业公司同类资产的折旧政策是否存在显著差异

发行人固定资产折旧年限、残值率的确定依据如下：

类别	折旧方法	折旧年限 (年)	确定依据	残值率 (%)	确定依据
房屋建筑物	年限平均法	18-20	预期使用寿命	0.00	预估资产处置中获得的扣除预计处置费用后的金额
机器设备	年限平均法	2-20	预期使用寿命	0.00	预估资产处置中获得的扣除预计处置费用后的金额
运输设备	年限平均法	5	预期使用寿命	0.00	预估资产处置中获得的扣除预计处置费用后的金额
办公及其他设备	年限平均法	5	预期使用寿命	0.00	预估资产处置中获得的扣除预计处置费用后的金额

折旧政策与同行业公司同类资产的折旧政策对比见以下表格：

类别	公司名称	折旧方法	折旧年限（年）	残值率（%）	年折旧率（%）
房屋建筑物	华电新能	年限平均法	10-30	0-5	3.17-10.00
	节能风电	年限平均法	20-45	5	2.11-4.75
	太阳能	年限平均法	18-45	5	2.11-5.28
	三峡能源	年限平均法	8-50	0-3	1.94-12.50
	龙源电力	年限平均法	10-55	0	1.82-10.00
	公司	年限平均法	18-20	0	5.00-5.56
机器设备	华电新能	年限平均法	5-30	0-5	3.17-20.00
	节能风电	年限平均法	5-25	5	3.80-19.00
	太阳能	年限平均法	16-35	5	2.71-5.94
	三峡能源	年限平均法	5-32	0-3	3.03-20.00
	龙源电力	年限平均法	8-35	0-3	2.77-12.50
	公司	年限平均法	2-20	0	5.00-50.00
运输设备	华电新能	年限平均法	5-6	0-5	15.83-20.00
	节能风电	年限平均法	5-10	5	9.50-19.00
	太阳能	年限平均法	5-10	5	9.50-19.00
	三峡能源	年限平均法	3-12	0-3	8.08-33.33
	龙源电力	年限平均法	5-20	0-5	4.75-20.00
	公司	年限平均法	5	0	20.00
办公及其他设备	华电新能	年限平均法	5-10	0-5	9.50-20.00
	节能风电	年限平均法	5	5	19.00
	太阳能	年限平均法	5-22	5	4.32-19.00
	三峡能源	年限平均法	3-15	0-3	6.47-33.33
	龙源电力	年限平均法	5-20	0-5	4.75-20.00
	公司	年限平均法	5	0	20.00

注 1：上述同行业公司折旧方法、使用寿命、残值率和年折旧率选自 2024 年度报告（华电新能选自其招股说明书），太阳能机器设备相关折旧政策为其发电设备的折旧政策，三峡能源办公及其他设备为其电子及其他设备的折旧政策，龙源电力机器设备为其电力专用设备的折旧政策，运输设备和电力专用设备为其通用设备的折旧政策；

注 2：发行人机器设备中测风塔（用于项目开发前期选址测风）使用年限为 2 年，截至报告期末测风塔资产账面价值为 218.13 万元，占报告期末固定资产的比例为 0.002%。除测风塔外，发行人其他机器设备折旧年限范围为 5-20 年。

发行人各类固定资产的折旧年限及残值率与同行业公司相似，不存在显著差异。

3、重大资产的折旧年限与实际使用年限是否存在重大差异，报告期内是否

存在调整折旧政策的情形；报告期内固定资产是否存在报废、闲置情形，是否存在需定期进行大修改造的情况，如是，请测算改造支出对未来经营业绩的影响

（1）重大资产的折旧年限与实际使用年限是否存在重大差异

发行人主要固定资产为风电、太阳能发电设备（主机），正常使用年限能够达到 20 年以上，公司将发电设备（主机）的折旧年限设定为 20 年，折旧年限与实际使用年限不存在重大差异。

（2）报告期内是否存在调整折旧政策的情形

报告期内，发行人不存在调整折旧政策的情形。

（3）报告期内固定资产是否存在报废、闲置情形，是否存在需定期进行大修改造的情况，如是，请测算改造支出对未来经营业绩的影响

单位：万元

项目	2024 年度/2024 年 12 月 31 日	2023 年度/2023 年 12 月 31 日	2022 年度/2022 年 12 月 31 日
营业外支出-报废处置损失①	108.35	908.30	943.67
闲置资产账面价值②	-	-	429.60
固定资产账面价值③	11,720,988.13	10,582,838.92	8,226,325.09
维修费④	23,902.32	27,564.45	29,759.94
利润总额⑤	980,253.33	995,449.77	750,575.56
占利润总额的比例⑥=（①+④）/⑤	2.45%	2.86%	4.09%
占固定资产账面价值的比例⑦=②/③	-	-	0.01%

报告期内，发行人仅 2022 年存在闲置资产 429.60 万元，主要系已失去利用价值的机器设备，占当期固定资产账面价值的比例为 0.01%，并于 2023 年处置并计入营业外支出-报废处置损失。报告期内，发行人报废处置损失及维修费合计占利润总额的比例分别为 4.09%、2.86%和 2.45%，其中维修费主要是日常对于设备或机械出现故障或损坏后进行修复所产生的费用。2022 年发行人维修费较高，主要系此前发行人部分风电站的维修主要依托第三方进行，因此费用相对较高。2023 年以来，该等风电站已陆续改为内部维修，故相关费用逐年降低。发行人经营所需的主要机器设备不存在需定期进行大修改造的情况。综上，发行人经营稳定，形成闲置资产并进而产生报废处置损失的金额较小，每年产生的机

器设备维修费用占发行人利润总额的比例较小，对发行人未来经营业绩产生的影响较小。

（二）已投产发电项目减值测算的过程和计算方法，结合申报会计师将固定资产减值识别为关键审计事项、主要机器设备成新率及运营状态、实际发电量与装机容量的差异、弃风弃光率的变动趋势、冲回补贴收入的情况等，披露相关项目是否存在减值迹象，减值测试关键假设及参数是否合理，减值准备计提的充分性、准确性。

1、已投产发电项目减值测算的过程和计算方法

根据《企业会计准则第8号——资产减值》的规定，发行人于资产负债表日判断资产是否存在可能发生减值的迹象，存在减值迹象的，发行人将估计其可收回金额，进行减值测试。

针对公司拥有的固定资产，根据《企业会计准则第8号——资产减值》第五条，需结合以下因素判断其是否在资产负债表日存在减值迹象：

（1）判断是否存在减值迹象

针对公司拥有的固定资产，根据《企业会计准则第8号——资产减值》第五条，需结合以下因素判断其是否在资产负债表日存在减值迹象：①资产的市价当期大幅度下跌，其跌幅明显高于因时间的推移或者正常使用而预计的下跌；②企业经营所处的经济、技术或者法律等环境以及资产所处的市场在当期或者将在近期发生重大变化，从而对企业产生不利影响；③市场利率或者其他市场投资报酬率在当期已经提高，从而影响企业计算资产预计未来现金流量现值的折现率，导致资产可收回金额大幅度降低；④有证据表明资产已经陈旧过时或者其实体已经损坏；⑤资产已经或者将被闲置、终止使用或者计划提前处置；⑥企业内部报告的证据表明资产的经济绩效已经低于或者将低于预期，如资产所创造的净现金流量或者实现的营业利润（或者亏损）远远低于（或者高于）预计金额等；⑦其他表明资产可能已经发生减值的迹象。

根据上述准则要求，发行人识别出的具体减值迹象如下：①连续两年经营亏损；②平均利用小时较上年下降 20%；③平均电价下降 10%且本年经营亏损；④可再生能源补贴核查导致补贴收入调整相关事项；⑤可能存在的其他减值迹象。

（2）减值测算的过程和计算方法

针对存在上述一项或多项减值迹象需要进行固定资产减值测试的项目，发行人按照《企业会计准则第8号——资产减值》规定，当可收回金额低于其账面价值时，公司将其账面价值减记至可收回金额，减记的金额计入当期损益，同时计提相应的资产减值准备。

可收回金额根据资产的公允价值减去处置费用后的净额与资产预计未来现金流量的现值两者之间较高者确定。公司以单项资产为基础估计其可收回金额；难以对单项资产的可收回金额进行估计的，以该资产所属的资产组为基础确定资产组的可收回金额。资产组的认定，以资产组产生的主要现金流入是否独立于其他资产或者资产组的现金流入为依据。

资产的公允价值减去处置费用后的净额，应当根据公平交易中销售协议价格减去可直接归属于该资产处置费用的金额确定。不存在销售协议但存在资产活跃市场的，应当按照该资产的市场价格减去处置费用后的金额确定。资产的市场价格通常应当根据资产的买方出价确定；在不存在销售协议和资产活跃市场的情况下，应当以可获取的最佳信息为基础，估计资产的公允价值减去处置费用后的净额，该净额可以参考同行业类似资产的最近交易价格或者结果进行估计；企业按照上述规定仍然无法可靠估计资产的公允价值减去处置费用后的净额的，应当以该资产预计未来现金流量的现值作为其可收回金额。

资产预计未来现金流量的现值，应当按照资产在持续使用过程中和最终处置时所产生的预计未来现金流量，选择恰当的折现率对其进行折现后的金额加以确定。

2、结合申报会计师将固定资产减值识别为关键审计事项、主要机器设备成新率及运营状态、实际发电量与装机容量的差异、弃风弃光率的变动趋势、冲回补贴收入的情况等，披露相关项目是否存在减值迹象

报告期内，发行人对全部项目是否存在减值迹象进行判断，并针对涉及减值迹象的项目开展减值测试。发行人识别出具体减值迹象的标准如下：①连续两年经营亏损；②平均利用小时较上年下降 20%；③平均电价下降 10%且本年经营亏损；④可再生能源补贴核查导致补贴收入调整相关事项；⑤可能存在的其他减

值迹象。可能存在的其他减值迹象主要为技改拆除的资产无利用价值、政策影响拆除资产。（“减值迹象判定标准”）

该等减值迹象判定标准已涵盖本题干中涉及相关事项，具体分析如下：

（1）发行人固定资产主要机器设备成新率及运营状态

发行人主要机器设备（风机、光伏组件等）伴随发电项目全生命周期，进行全周期服役。截至报告期末，发行人机器设备综合成新率超过 70%。发行人通过机器设备成新率结合其运行效率来判断减值迹象，运营状态的核心判断标准系具体电站的当期平均利用小时数，即减值迹象判定标准中的“②平均利用小时较上年下降 20%”。报告期内，发行人不存在因固定资产主要机器设备成新率及运营状态产生减值迹象的情况。

（2）实际发电量与装机容量的差异

实际发电量=利用小时数*等效装机容量，发行人机器设备的运行效率情况主要通过利用小时数体现，即减值迹象判定标准中的“②平均利用小时较上年下降 20%”。报告期内，发行人不存在因实际发电量与装机容量差异产生减值迹象的情况。

（3）弃风弃光率的变动趋势

在不同资源区的电站，不同的弃风弃光率可能产生同等的效益。如在自然资源富集地区，虽弃风弃光率高，但因其本身风能或光能较为充足，进而导致其限电率较高，但依然可以拥有较高的发电量及上网电量。因此，弃风弃光率虽会影响电站效益，但无法直接通过考量弃风弃光率的绝对值变动去判定减值迹象，需通过其变动间接影响的利用小时数变动来判断减值迹象，即减值迹象判定标准中的“②平均利用小时较上年下降 20%”。报告期内，发行人不存在因弃风弃光率的变动趋势产生减值迹象的情况。

（4）补贴收入情况

补贴收入的调整直接影响发行人具体电站的上网电价，即减值迹象判定标准中的“④可再生能源补贴核查导致补贴收入调整相关事项”。

报告期内，除其他减值迹象外产生减值迹象并经过减值测试最终计提减值的

项目情况如下：

1) 2024 年度:

序号	公司名称	项目名称	是否存在减值迹象	减值迹象	实际发电量(万千瓦时)	装机容量(MW)	当期是否计提减值	可收回金额(万元)	账面价值(万元)	计提减值金额(万元)
1	华润新能源(忻州)风能有限公司	华润原平云中山二期 50MW 风电项目	是	④ 可再生能源补贴核查导致补贴收入调整相关事项	12,561.11	50	是	29,599.42	30,905.53	1,409.08
2	华润新能源(五寨)有限公司	华润五寨韩家楼风电项目	是	④ 可再生能源补贴核查导致补贴收入调整相关事项、①连续两年经营亏损	10,430.59	50	是	30,373.38	31,366.10	1,130.82
3	华润新能源(临汾)风能有限公司	华润新能源浮山四十里岭二期风电项目	是	④ 可再生能源补贴核查导致补贴收入调整相关事项	3,953.22	15.4	是	9,483.20	10,689.90	1,330.09
合计										3,869.99

注：2024 年度华润原平云中山二期 50MW 风电项目、华润五寨韩家楼风电项目、华润新能源浮山四十里岭二期风电项目计提减值金额为 2024 年 9 月产生，由于 2024 年 12 月测算得出的减值金额小于 2024 年 9 月实际计提减值金额，故 2024 年 12 月不需要进一步计提减值。

2) 2023 年度:

序号	公司名称	项目名称	是否存在减值迹象	减值迹象	实际发电量(万千瓦时)	装机容量(MW)	当期是否计提减值	可收回金额(万元)	账面价值(万元)	计提减值金额(万元)
1	华润新能源(忻州)风能有限公司	华润原平云中山二期 50MW 风电项目	是	④ 可再生能源补贴核查导致补贴收入调整相关事项	13,059.77	50	是	28,166.41	28,330.74	164.32
2	华润新能源(五寨)有限公司	华润五寨韩家楼风电项目	是	④ 可再生能源补贴核查导致补贴收入调整相关事项	11,906.55	50	是	31,006.46	32,227.21	1,220.76
3	华润新能源(临汾)风能有限公司	华润新能源浮山四十里岭二期风电项目	是	④ 可再生能源补贴核查导致补贴收入调整相关事项、①连续两年经营亏损	4,138.69	15.4	是	11,456.69	12,127.07	670.38
合计										2,055.46

3) 2022 年度

2022 年度计提减值的项目均为其他减值迹象产生，参见本题回复之“发行人披露/（二）/2/（5）其他减值迹象”。

（5）其他减值迹象

报告期内，发行人亦存在因可能存在的其他减值迹象而产生减值的情况，主要为技改拆除的资产无利用价值、政策影响拆除资产而进行的单项计提。具体情况如下：

2024 年度：

序号	减值原因分类	项目公司名称	项目名称	当期是否计提减值	可收回金额（万元）	账面价值（万元）	计提减值金额（万元）
1	政策影响	华润电力风能（汕头潮南）有限公司	潮南项目	是	-	9,457.29	9,457.29
2	技术改造	天津宝坻区华润新能源有限公司	八门城 30 兆瓦分散式风力发电项目	是	-	846.37	846.37
3		华润新能源（富锦）风能有限公司	华润三九佳木斯板蓝根项目	是	121.48	429.60	308.12
4		华润电力风能（佳木斯）有限公司	尖山项目	是	-	102.88	102.88
5		华润新能源（泌阳）风能有限公司	盘古风电场	是	10.88	108.75	97.88
6		华润新能源光伏发电（洛阳）有限公司偃师分公司	恒华屋顶光伏项目	是	-	28.83	28.83
合计							10,841.37

2024 年度，公司其他单项资产计提减值主要为潮南项目，计提资产减值损失金额 9,457.29 万元。2024 年 8 月广东省能源局发布《关于做好广东省 2024 年陆上风电场改造升级和退役工作的通知》（粤能新能密函（2024）48 号），该通知将潮南项目纳入改造升级项目清单，拟拆除该项目 132 台风机并新建 35 台 6.7MW 风机，改造后容量为 234.5MW。根据政府文件及内部审批决策，对应资产拟于 2025 年至 2026 年期间分批拆除，出现减值迹象，因此对该批资产计提减值。

2023 年度：

序号	减值原因分类	项目公司名称	项目名称	当期是否计提减值	可收回金额（万元）	账面价值（万元）	计提减值金额（万元）

序号	减值原因分类	项目公司名称	项目名称	当期是否计提减值	可收回金额 (万元)	账面价值 (万元)	计提减值金 额 (万元)
1	技术改造	华润电力风能(承德围场)有限公司	木兰围场元宝山项目、御道口牧场风电场 48MW 工程项目、御道口月亮山风电场项目、百花坡风电工程项目、羊百顺风电工程项目	是	451.26	3,536.50	3,085.24
2	政策影响	华润新能源(高邮)有限公司	测风塔	是	-	6.28	6.28
合计							3,091.52

2023 年度，公司其他单项资产计提减值主要为木兰围场元宝山项目、御道口牧场风电场 48MW 工程项目、御道口月亮山风电场项目、百花坡风电工程项目和羊百顺风电工程项目，合计计提资产减值损失 3,085.24 万元。为提高发电效率，上述项目于 2023 年度进行技术改造，拆除部分无功功率补偿装置⁶、塔筒、轮毂、叶片、变桨轴承等，出现减值迹象，因此对该批资产计提减值。

2022 年度：

序号	减值原因分类	项目公司名称	项目名称	当期是否计提减值	可收回金额 (万元)	账面价值 (万元)	计提减值金 额 (万元)
1	技术改造	华润新能源(木兰围场)风能有限公司	神仙洞 150MW 风电项目	是	124.39	319.69	195.30
2		华润新能源(内黄)有限公司	内黄一期润风 400MW 风电项目	是	-	9.77	9.77
合计							205.06

3、减值测试关键假设及参数的合理性，减值准备计提的充分性、准确性

报告期内，产生减值迹象但未计提减值的项目共 19 个，上述项目进行减值测试后可收回金额高于资产组账面价值，无需计提减值，主要原因如下：

(1) 公司按照《企业会计准则第 8 号——资产减值》第五条的要求确定了识别减值迹象的标准，确定减值迹象的财务指标中包括发电项目的经营亏损情况，此处经营亏损是基于考虑了财务费用后的会计营业利润数据。在减值测试过程中，根据《企业会计准则第 8 号——资产减值》，根据资产预计未来现金流量的现值确定的可收回金额，其预计资产的未来现金流量不应当包括筹资活动产生的现金流入或者流出；根据《监管规则适用指引——评估类第 1 号》，由于折现率计算使用加权平均资本成本（WACC），因此在计算预期未来现金流时使用企业自由

⁶ 装置可提高供电效率、减少电网的损耗、提高电网质量。

现金流，即不包含财务费用现金流出的现金流量。针对上述因可再生能源补贴核查导致补贴收入调整相关事项存在减值迹象的发电项目，其不考虑财务费用的息税前利润普遍为盈利状态，因此减值测试中按照预测期企业自由现金流计算的可收回金额不低于其账面价值，结果未出现资产减值。

(2) 公司发电项目的平均利用小时数受到各年度当地风况、光照情况的自然条件影响以及机组维修计划的影响，存在部分年度风况或光照条件较差的短期情况，或者部分年度风机集中检修停机的短期情况，进而导致当年度平均利用小时数较低。鉴于上述经营因素的影响属于短期影响，不会影响减值测试的全部预测期，在短期影响因素消除、电站项目恢复正常运行状态后，仍将持续产生自由现金流入，因此按照预测期企业自由现金流计算的可收回金额不低于其账面价值，未出现资产减值。

(3) 公司部分发电项目建成初期受外送通道尚未建成的影响，限电情况较为严重，导致当期出现经营亏损。随着后续年度外送通道建成及限电情况的持续改善，平均利用小时数预计将得到明显提升。因此按照预测期企业自由现金流计算的可收回金额不低于其账面价值，未出现资产减值。

在资产减值测试中，确定电站长期资产预计未来现金流中使用的主要参数及设定依据如下：

(1) 未来售电量

未来售电量是用来计算收入的重要参数，公式为：未来售电量=装机容量×发电机组利用小时×(1-损耗率)。装机容量通常保持不变，损耗率通常相对稳定，因此未来售电量主要受发电机组利用小时影响。对于发电机组利用小时，公司根据对市场行情及电力行业相关政策的理解结合电站的历史运营情况估计预测期发电机组利用小时。在具体预测中，公司结合历史运营情况，多数项目按照基准日上年度实际利用小时预测未来期间利用小时，在预测期内保持不变；部分项目当年因检修、特殊天气等原因利用小时较往期下降，公司按照历史期间平均利用小时预测未来期间利用小时；部分项目投产时间短于一年，发电量尚不稳定，公司按照3-5年后达到省平均利用小时或可研报告利用小时预测。公司对未来售电量参数的预测为以上一年实际利用小时为基础并参考部分电站实际运营情况，采

用更长历史期间平均值、省平均利用小时、可研报告利用小时等调整管理层预期测算，具有合理性。

（2）预期上网电价

公司预期上网电价以上一年实际上网电价为基础并参考最新政策及市场情况进行预计。在具体预测中，对于受补贴核查工作影响而谨慎性未确认补贴收入的发电项目以及全额冲回补贴的项目以标杆电价为基础进行预测，部分退坡项目按退坡后的电价预测。同时，公司参照《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知（财建〔2020〕426号），纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，所发电量超过全生命周期补贴电量部分，不再享受可再生能源补贴电价，同时，风电、光伏发电项目自并网之日起满20年后，无论项目是否达到全生命周期补贴电量，均不再享受可再生能源补贴电价。公司对预期上网电价的预测以电站项目预计可取得的实际上网电价为基础并参考最新电价政策调整管理层对预期上网电价的测算，具有合理性。

（3）预计运营成本

公司根据风电及光伏项目历史期间运营成本及预算情况估计预测期预计运营成本金额，包括付现成本及非付现成本，其中影响现金流量及可回收金额估计的主要是付现成本。公司风电及光伏项目的付现成本主要包括维修费、职工薪酬、其他经营费用等，公司对维修费的预测会考虑机器设备的维修费在不同的经营期维修成本存在差异，根据项目实际情况（例如是否在保修期间）及历史期间实际发生费用，采用不同的单位千瓦维修费进行预测；人工成本按照历史实际发生费用情况，并考虑适当涨幅进行预测；其他经营费用按照基准期实际开支进行预测，基准期其他经营费用较大的，根据性质扣除非经常性损益进行预测。公司对付现成本的预测以电站项目历史期间付现成本并参考管理层对经营期内的预期成本情况得出，具有合理性。

（4）折现率

发行人根据加权平均资本成本（WACC）确定税后折现率。在具体测算中，加权平均资本成本的计算公式、参数选取及计算过程如下：

$$\text{加权平均资本成本 (WACC)} = \text{权益资本成本 (K}_e\text{)} \times (\text{权益的市场价值 (E)})$$

$\frac{1}{1 + (\text{债务的市场价值 (D)} + \text{权益的市场价值 (E)}) \times \text{债务资本成本 (Kd)} \times (1 - \text{发行人所得税率 (T)}) \times (\text{债务的市场价值 (D)} / (\text{债务的市场价值 (D)} + \text{权益的市场价值 (E)})}$ 。

权益资本成本是采用资本资产定价模型得到的，在资本资产定价模型中，权益资本成本是基于无风险资产投资回报率（以下简称“无风险报酬率”）加上反映发行人风险的回报溢价（以下简称“风险溢价”）得出，即：

权益资本成本(Ke)=无风险利率(Rf)+Beta 系数(β) $\times$ 股权风险溢价(ERP)
+附加风险因子(α)

其中：

无风险利率(Rf)，数值取自基准日的长期国债收益率数据，来源为公开市场数据。

股权风险溢价(ERP)，表示市场风险溢价取市场投资报酬率与无风险报酬率之差。其中，市场投资报酬率以股票市场综合指数指标的收益率为基础计算平均值。

Beta 系数(β)，衡量特定资产对于全部风险投资组合的系统性风险，在计算 Beta 系数时，基于减值测试的资产组均为发电业务的主营业务性质，主要选取了上市公司中主营业务为发电的公司作为可比公司，以可比公司无财务杠杆的股权 Beta 系数的平均值为基础，在考虑可比公司的资本结构及采用布鲁姆调整后计算得出，数据来源为公开市场数据。

附加风险因子(α)，主要为公司特定风险因子。公司特定风险因子设定综合考虑目标企业的风险特征、规模、业务模式、所处经营阶段、核心竞争力等因素，确定合理的特定风险报酬率。

计算得出税后折现率之后，按照假设“税前现金流现值=税后现金流现值”的方式通过迭代循环计算确定税前折现率。报告期内，公司在资产减值测试中采用的折现率使用了行业通行的计算方法，通过分别计算权益资本成本和债务资本成本，并考虑可比公司债务权益比重计算的加权平均资本成本范围为 5.8%-7%作为税后折现率，与项目投资建设要求的平均全投资税后折现率整体相当。

综上，发行人固定资产减值测试关键假设及参数具有合理性、计算过程准确，固定资产减值准备计提充分。

二、中介机构核查情况

（一）核查程序

针对上述事项，保荐人、申报会计师履行的核查程序，主要包括：获取公司电量台账及相关业务数据，分析各期发电量情况与资产规模变动的匹配性；获取公司固定资产台账，了解各类固定资产的折旧方法，折旧期限、启用日期、使用状况等具体情况，分析各期固定资产变动的原因；了解公司固定资产折旧政策，查阅同行业可比公司的审计报告或招股说明书，分析公司固定资产折旧政策与可比公司是否存在显著差异；获取公司报废固定资产的资产处置申请单，核查报废固定资产的数量、金额、使用状态以及报废的原因，分析报废的合理性；获取可再生能源补贴核查过程中相关核查资料信息，获取发行人全部纳入补贴和核查范围的项目清单，公开查询电网公司披露的各批次补贴清单和合规清单，核对发行人项目纳入补贴清单和合规清单的情况，获取发行人提供的发展改革委关于可再生能源补贴自查申报后的相关上网电价调整文件的通知，复核发行人报告期内关于可再生能源补贴核查是否符合企业会计准则的账务处理情况；选取期末重大的固定资产进行实地观察；评价管理层对固定资产减值迹象的识别；评价在财务报表中有关固定资产减值评估以及所采用的关键假设的披露是否符合企业会计准则的要求。

（二）核查意见

经核查，保荐人、申报会计师认为：

1、报告期内，发行人的资产规模与发电量具备匹配性；发行人已分类披露固定资产折旧年限、残值率的确定依据，固定资产的折旧年限及残值率与同行业可比公司不存在显著差异；重大资产的折旧年限与实际使用年限不存在重大差异；报告期内不存在调整折旧政策的情形；报告期内固定资产存在报废、闲置情形，不存在需定期进行大修改造的情况。

2、发行人关于报告期内固定资产减值测试的具体过程在所有重大方面符合《企业会计准则》的相关规定。发行人已结合主要机器设备成新率及运营状态、

实际发电量与装机容量的差异、弃风弃光率的变动趋势、冲回补贴收入的情况等披露项目减值相关情况，发行人减值测试关键假设及各项参数的依据符合发行人实际经营情况，设定合理，减值准备计提充分、准确。

问题 14. 关于在建工程

申报材料显示：

（1）报告期各期末，在建工程账面价值分别为 794,972.02 万元、1,951,024.20 万元、2,333,961.87 万元、2,750,890.20 万元，各期减值准备分别为 27,747.31 万元、5,843.28 万元、7,791.11 万元、7,721.04 万元。

（2）近年来，技术进步推动风力发电、太阳能发电装机成本持续下降。

（3）报告期各期末，预付设备及工程款金额分别为 192,416.45 万元、415,600.62 万元、356,935.35 万元、507,621.56 万元，呈持续增长趋势。

请发行人披露：

（1）列示报告期内在建工程项目的具体情况，包括项目名称、装机容量、项目预算、各期末累计建设进度、开工时间、预计完工时间、试运行及正式投入使用时间等；在建工程持续增长的原因，判断在建工程达到预定可使用状态或转固的依据，报告期内是否一贯执行；对建设周期明显偏离平均建设周期的项目，结合内外部支持证据披露是否存在提前或延迟转固的情形，是否存在资产减值风险。

（2）各期在建工程减值测算的依据及计算过程，结合申报会计师将在建工程减值识别为关键审计事项、补贴核查工作对相关项目预期收益率的影响分析、单位建造成本与行业主流建造成本的差异，披露在建工程减值准备计提的充分性、准确性。

（3）各期末预付设备工程款增长的原因，预付金额及时点与合同约定是否一致，结合对应项目的交付结算进展说明是否存在长期未结转的情形，如是请进一步分析是否存在供应商无法履约或无法收回款项的风险。

请保荐人、申报会计师简要概括核查过程，并发表明确核查意见。

回复：

一、发行人披露

（一）列示报告期内在建工程项目的具体情况，包括项目名称、装机容量、项目预算、各期末累计建设进度、开工时间、预计完工时间、试运行及正式投

入使用时间等；在建工程持续增长的原因，判断在建工程达到预定可使用状态或转固的依据，报告期内是否一贯执行；对建设周期明显偏离平均建设周期的项目，结合内外部支持证据披露是否存在提前或延迟转固的情形，是否存在资产减值风险

1、报告期内在建工程项目的具体情况，包括项目名称、装机容量、项目预算、各期末累计建设进度、开工时间、预计完工时间、试运行及正式投入使用时间

报告期内，发行人前 10 大在建工程情况如下：

2024 年度：

序号	项目名称	2024 年末在建工程金额 (万元)	装机容量	拟投资额（万元）	2024 年末累计建设进度	开工时间	预计转固时间	截至报告期末试运行状态	截至报告期末是否转固
1	三塘湖储能配套 100 万千瓦风电发电项目	236,229.03	1000MW	556,635.70	98.00%	2023 年 5 月	2025 年 9 月	已开始	第一批 2024 年 9 月
2	连江外海海上风电项目	127,006.52	702MW	796,577.00	17.91%	2023 年 12 月	2027 年 12 月	未开始	未转固
3	华润新能源朝阳喀喇沁 300MW 风电项目	96,114.01	300MW	157,402.09	86.67%	2023 年 6 月	2025 年 10 月	未开始	未转固
4	华润新能源和田市 50 万千瓦光伏治沙暨产业园区低碳转型项目	92,565.64	500MW	145,551.43	83.00%	2024 年 6 月	2025 年 12 月	未开始	未转固
5	佳木斯桦南 300MW 建设项目	91,493.53	300MW	173,000.00	90.00%	2022 年 12 月	2025 年 6 月	未开始	未转固
6	华润大柴旦海西基地青豫直流二期外送项目五标段 20 万千瓦风电项目	89,411.28	200MW	107,756.00	99.00%	2022 年 11 月	2025 年 11 月	已开始	未转固
7	华润新能源皮山 40 万千瓦光伏项目	89,016.01	400MW	114,411.70	98.00%	2024 年 3 月	2025 年 12 月	未开始	未转固
8	华润新能源朝阳烧锅营子 300MW 风电项目	88,331.87	300MW	173,886.38	96.00%	2023 年 4 月	2025 年 6 月	已开始	第一批 2024 年 10 月
9	华润新能源和田 40 万千瓦光伏发电项目	87,278.11	400MW	110,983.01	97.00%	2024 年 3 月	2025 年 12 月	未开始	未转固
10	大基地光伏发电项目（一期）	81,509.55	640MW	289,666.96	40.00%	2023 年 12 月	2026 年 12 月	已开始	未转固
合计（万元）		1,078,955.56							
2024 年末在建工程金额（万元）		3,621,594.42							
比例		29.79%							

注 1：大基地光伏发电项目（一期）于 2024 年 12 月开始第一批光伏试运行，试运行容量为 250MW，占整体装机容量约 40%；
注 2：华润新能源朝阳喀喇沁 300MW 风电项目、华润新能源和田市 50 万千瓦光伏治沙暨产业园区低碳转型项目、华润新能源皮山 40 万千瓦光伏项目、华润新能源和田 40 万千瓦光伏发电项目已于 2025 年 1 月开始试运行；佳木斯桦南 300MW 建设项目已于 2025 年 4 月开始试运行。

2023 年度：

序号	项目名称	2023 年末在建工程金额 (万元)	装机容量	拟投资额（万元）	2023 年末累计建设进度	开工时间	预计转固时间	截至报告期末试运行状态	截至报告期末是否转固
1	三塘湖储能配套 100 万千瓦风电发电项目	217,789.13	1000MW	556,635.70	70.00%	2023 年 5 月	2025 年 9 月	已开始	第一批 2024 年 9 月
2	华润洛浦 10 万千瓦/40 万千瓦时储能项目配套 40 万千瓦光伏发电项目	149,492.77	400MW	242,200.00	95.00%	2022 年 9 月	2024 年 2 月	已结束	已转固
3	华润新能源阿巴嘎旗别力古台 500MW 风电项目	137,724.14	500MW	311,261.76	99.00%	2022 年 6 月	2024 年 12 月	已结束	已转固
4	永登 600MW 牧光互补项目	134,017.71	600MW	252,000.00	90.00%	2022 年 1 月	2024 年 12 月	已结束	已转固
5	华润洲来凤台尚塘 200MW 风电项目	86,592.80	200MW	119,975.00	72.18%	2022 年 11 月	2024 年 7 月	已结束	已转固
6	华润电力内黄二期 200MW 风电项目	64,325.12	200MW	131,983.20	48.74%	2022 年 10 月	2024 年 12 月	已结束	已转固
7	华润海原新能源共享储能电站	56,542.99	200MW	58,568.00	99.00%	2023 年 6 月	2024 年 7 月	已结束	已转固
8	柳赞 200 兆瓦渔光互补项目	53,143.52	200MW	81,516.00	58.44%	2022 年 8 月	2024 年 10 月	已结束	已转固
9	华润新能源京山永兴 100MW 风电场项目	45,359.89	100MW	67,400.74	90.00%	2023 年 8 月	2024 年 8 月	已结束	已转固
10	华润越西申普 105MW 风电项目	42,108.33	105MW	66,913.00	97.00%	2022 年 12 月	2024 年 4 月	已结束	已转固
合计（万元）		987,096.41							
2023 年末在建工程金额（万元）		2,333,961.87							
比例		42.29%							

2022 年度:

序号	项目名称	2022 年末在建工程金额 (万元)	装机容量	拟投资额 (万元)	2022 年末累计建设进度	开工时间	预计转固时间	截至报告期末试运行状态	截至报告期末是否转固
1	华润新能源苍南 1#海上风电 400MW 风电项目	357,723.48	400MW	586,841.00	85.00%	2021 年 8 月	2023 年 12 月	已结束	已转固
2	永登 600MW 牧光互补项目	99,190.23	600MW	252,000.00	45.00%	2022 年 1 月	2024 年 12 月	已结束	已转固
3	日曜 350MW 渔光互补光伏发电项目	97,251.45	350MW	153,232.43	60.00%	2022 年 3 月	2023 年 6 月	已结束	已转固
4	鄞城二期风电 100MW 项目	57,411.65	100MW	75,930.39	78.00%	2022 年 6 月	2023 年 3 月	已结束	已转固
5	华润电力禹城一期 100MW 风电项目	56,360.73	100MW	67,716.60	85.00%	2021 年 11 月	2023 年 2 月	已结束	已转固
6	华润新能源大安 100MW 风电项目	49,692.81	100MW	65,069.41	70.00%	2021 年 8 月	2023 年 3 月	已结束	已转固
7	孝昌一期 200MW 光伏项目	46,218.56	200MW	96,009.00	45.00%	2022 年 6 月	2024 年 2 月	已结束	已转固
8	华润电力云南宜良新发 120MW 药光互补光伏项目	43,699.86	120MW	56,308.58	77.49%	2022 年 3 月	2023 年 9 月	已结束	已转固
9	华润杭锦旗 100MW 风电项目	43,556.50	100MW	51,844.22	95.77%	2021 年 11 月	2023 年 11 月	已结束	已转固
10	华润新能源阿拉善宗别立 200 兆瓦风电项目	37,593.92	200MW	91,672.27	74.06%	2022 年 6 月	2023 年 12 月	已结束	已转固
合计 (万元)		888,699.18							
2022 年末在建工程金额 (万元)		1,951,024.20							
比例		45.55%							

注：截至报告期末已转固项目的预计转固时间为正式投入使用时间，未转固项目为预计转固时间。

2、在建工程持续增长的原因

公司秉承“诚实守信、业绩导向、以人为本、合作共赢”的价值观，以“赋能绿色发展、共创低碳生活”为企业使命，紧紧围绕国家“双碳”战略，在发展、建设、运营等多方面全方位发力，加快提升新能源发电装机规模。报告期各期末，发行人在建项目分别为 126 个、161 个、213 个，呈现上升趋势。因此，发行人在建工程期末余额增长的主要原因系发行人持续提升装机规模。

3、在建工程达到预定可使用状态或转固的依据，报告期内是否一贯执行

试运行通过的验收流程为：①建设单位提交 240 小时试运行申请表；②项目进入试运行；③并网发电无故障连续试运行 240 小时后进行项目验收。

报告期内，发行人根据《新能源建设项目转运营验收管理标准》一贯执行了试运行通过的验收流程，风电和光伏项目转固时间或依据如下：

项目类型	转固时点	转固依据
风电	并网发电无故障连续试运行 240 小时后进行项目验收，通过后转固	240 小时试运行验收证书/预验收证书
太阳能	并网发电无故障连续试运行 240 小时后进行项目验收，通过后转固	240 小时试运行验收证书/预验收证书

4、建设周期明显偏离平均建设周期的项目，结合内外部支持证据披露是否存在提前或延迟转固的情形，是否存在资产减值风险

发行人识别出的具体减值迹象的标准如下：①工程已经停建 1 年以上并且预计在 3 年内将不会重新开工；②所建项目无论性能上还是技术上已经落后，并且给企业带来的经济利益有很大的不确定性；③其他表明工程减值的迹象。（“减值迹象判定标准”）

根据历史经验及行业惯例，结合主要在建工程项目的平均建设周期，装机容量为 100-200MW 的风电、太阳能发电项目平均建设周期为 10-20 个月，200-400MW 的平均建设周期为 20-25 个月，400-600MW 的平均建设周期为 25-30 个月，600-1000MW 的平均建设周期为 30-35 个月。将建设周期偏离平均建设周期 20% 的项目认定为明显偏离，对于明显偏离的项目具体分析情况如下：

序号	项目	建设周期偏离平均建设周期原因	是否存在资产减值风险	截至 2025 年 5 月
1	三塘湖储能配套 100 万千瓦风电	试运行过程中风机厂商对风机进行技术复核及设备消缺改造导致未能满足	由于风机厂商对技术复核及设备	截至 2025 年 5 月该项目建设周期

序号	项目	建设周期偏离平均建设周期原因	是否存在资产减值风险	截至 2025 年 5 月
	发电项目	试运行结束标准	消缺原因导致偏离平均建设周期不属于减值迹象判定标准,因此综合分析不存在减值风险	为 24 个月
2	佳木斯桦南 300MW 建设项目	园区配套基础设施建设时间延后。相关基础设施原计划于 2024 年 9 月建设完成,实际于 2025 年 3 月建设完成。若按照预计时间建设完成,建设周期为 23 个月,与平均建设周期一致。	由于配套产业园建设达到政府并网条件时间较晚导致偏离平均建设周期不属于减值迹象判定标准,因此综合分析不存在减值风险	截至 2025 年 5 月该项目建设周期为 29 个月
3	华润大柴旦海西基地青豫直流二期外送项目五标段 20 万千瓦风电项目	试运行过程中风机厂商对风机进行技术复核及设备消缺改造导致未能满足试运行结束标准	由于风机厂商对技术复核及设备消缺原因导致偏离平均建设周期不属于减值迹象判定标准,因此综合分析不存在减值风险	截至 2025 年 5 月该项目建设周期为 30 个月
4	华润电力内黄二期 200MW 风电项目	风机主要供应商明阳电气供货周期较长,延迟供货	由于供应商延迟供货原因导致偏离平均建设周期不属于减值迹象判定标准,故不存在减值风险	截至 2025 年 5 月该项目已转固,建设周期为 25 个月
5	柳赞 200 兆瓦渔光互补项目	因利用土地为坑塘水面导致施工较慢	由于该项目偏离平均建设周期的原因不属于减值迹象判定标准,故不存在减值风险	截至 2025 年 5 月该项目已转固,建设周期为 25 个月
6	华润新能源大安 100MW 风电项目	试运行过程中风机厂商对风机进行技术复核及设备消缺改造导致未能满足试运行结束标准	由于风机厂商对技术复核及设备消缺原因导致偏离平均建设周期不属于减值迹象判定标准,因此综合分析不存在减值风险	截至 2025 年 5 月该项目已转固,建设周期为 19 个月
7	华润杭锦旗 100MW 风电项目	2020 年开始征地,征地期间约为 6 个月,2021 年开始施工招标,期间风机由最初的 3.0MW 风机 34 台改为 3.6MW 的风机 28 台,机型型号的更换耽误时间较长,2021 年下半年开始施工建设。若剔除征地及更换风机型号因素影响,建设周期为 15 个月,与平均建设周期相一致。	由于征地原因导致偏离平均建设周期不属于减值迹象判定标准,故不存在减值风险	截至 2025 年 5 月该项目已转固,建设周期为 21 个月

综上,建设周期明显偏离平均建设周期的项目具有合理性,项目处于正常施工状态。在建工程转入固定资产的时间及标准符合企业会计准则的规定,报告期内不存在在建工程提前或延迟转固的情形。此类在建工程不存在减值迹象。

（二）各期在建工程减值测算的依据及计算过程，结合申报会计师将在建工程减值识别为关键审计事项、补贴核查工作对相关项目预期收益率的影响分析、单位建造成本与行业主流建造成本的差异，披露在建工程减值准备计提的充分性、准确性。

1、各期在建工程减值测算的依据及计算过程

根据《企业会计准则第8号——资产减值》的规定，发行人于资产负债表日判断资产是否存在可能发生减值的迹象，存在减值迹象的，发行人将估计其可收回金额，进行减值测试。

（1）判断是否存在减值迹象

根据《企业会计准则第8号——资产减值》第五条，需结合以下因素判断其是否在资产负债表日存在减值迹象：①资产的市价当期大幅度下跌，其跌幅明显高于因时间的推移或者正常使用而预计的下跌；②企业经营所处的经济、技术或者法律等环境以及资产所处的市场在当期或者将在近期发生重大变化，从而对企业产生不利影响；③市场利率或者其他市场投资报酬率在当期已经提高，从而影响企业计算资产预计未来现金流量现值的折现率，导致资产可收回金额大幅度降低；④有证据表明资产已经陈旧过时或者其实体已经损坏；⑤资产已经或者将被闲置、终止使用或者计划提前处置；⑥企业内部报告的证据表明资产的经济绩效已经低于或者将低于预期，如资产所创造的净现金流量或者实现的营业利润（或者亏损）远远低于（或者高于）预计金额等；⑦其他表明资产可能已经发生减值的迹象。

根据上述准则要求，公司识别出的具体减值迹象如下：①工程已经停建1年以上并且预计在3年内将不会重新开工；②所建项目无论性能上还是技术上已经落后，并且给企业带来的经济利益有很大的不确定性；③其他表明工程减值的迹象。

报告期内存在减值迹象的在建工程属于发行人识别出的具体减值迹象第一条及第三条，其中第三条主要系国家政策或客观环境发生变化等综合因素导致项目无法获取相关资质致使项目开发失败。存在减值迹象项目均为平价项目，未涉及补贴核查事项。

(2) 减值测算的过程和计算方法

针对存在上述一项或多项减值迹象需要进行资产减值测试的项目，发行人按照《企业会计准则第8号——资产减值》规定，当可收回金额低于其账面价值时，公司将其账面价值减记至可收回金额，减记的金额计入当期损益，同时计提相应的资产减值准备。

可收回金额根据资产的公允价值减去处置费用后的净额与资产预计未来现金流量的现值两者之间较高者确定。公司以单项资产为基础估计其可收回金额；难以对单项资产的可收回金额进行估计的，以该资产所属的资产组为基础确定资产组的可收回金额。资产组的认定，以资产组产生的主要现金流入是否独立于其他资产或者资产组的现金流入为依据。

资产的公允价值减去处置费用后的净额，应当根据公平交易中销售协议价格减去可直接归属于该资产处置费用的金额确定。不存在销售协议但存在资产活跃市场的，应当按照该资产的市场价格减去处置费用后的金额确定。资产的市场价格通常应当根据资产的买方出价确定；在不存在销售协议和资产活跃市场的情况下，应当以可获取的最佳信息为基础，估计资产的公允价值减去处置费用后的净额，该净额可以参考同行业类似资产的最近交易价格或者结果进行估计；企业按照上述规定仍然无法可靠估计资产的公允价值减去处置费用后的净额的，应当以该资产预计未来现金流量的现值作为其可收回金额。

资产预计未来现金流量的现值，应当按照资产在持续使用过程中和最终处置时所产生的预计未来现金流量，选择恰当的折现率对其进行折现后的金额加以确定。

综上，发行人结合减值迹象判定标准，报告期内存在减值迹象并经过减值测试最终计提减值的项目情况如下：

2024 年度：

序号	项目名称	计提减值金额 (万元)	计提减值原因
1	开远仙人洞坡风电项目	318.67	项目开发失败
2	瓜州 100 万千瓦多能互补+生态治理示范项目、庆城 20 万千瓦风光储项目、绿电零碳产业园、源网荷储项目	239.19	

序号	项目名称	计提减值金额 (万元)	计提减值原因
3	华润清远清城高扬项目、梅州兴宁光伏项目、连州福海光伏项目、河源龙川新田项目、揭阳海上风电项目、荔湾区珠江水产所光伏项目、华润梅州机场分布式项目、华润梅州兴宁九节湖风电项目、华润广东梅州市丰顺润兴 30MW 光伏项目、梅州五华集中式光伏项目	219.75	
4	乌兰布和沙漠 100MWp 光伏治沙项目、乌拉特前旗污水处理厂分布式光伏项目、磴口县 10MW 农光互补发电试点示范项目	162.25	
5	三一综合能源项目、巫溪风电项目	486.04	
6	宜城江东风光储一体化项目	135.20	
7	吉祥项目	128.47	
8	长信分布式光伏、资兴大数据中心光伏	80.70	
9	当阳两河光伏项目	40.44	
10	南沙工厂化 SPF150MW 光伏项目	32.69	
小计		1,843.40	
11	平安光伏项目	460.12	土地、环保等政策影响
12	华润电力长乐外海海上风电场 DE 区项目	339.89	
13	镇江韦岗 80.8MWp 农光互补项目、姚桥 60MWp 渔光互补项目	129.87	
14	湄潭县鱼泉 50MW 风电项目	112.81	
15	肇庆封开风电项目、华润盈启建材公司屋顶分布式项目	88.47	
16	鲁山银风 40MW 风电项目	74.89	
17	华润大武口 46.72MW 菌光互补分布式光伏项目	67.09	
18	华润兴宁光伏项目	61.50	
19	梅州大埔项目	5.17	
20	英德明润项目	2.51	
小计		1,342.32	
合计		3,185.72	

注：同一公司项目作为一类列示。

2023 年度：

序号	项目名称	计提减值金额 (万元)	计提减值原因
1	平安光伏项目	1,652.73	土地、环保等政策影响
2	鲁山银风 40MW 风电项目	476.42	
3	百色德保城关 64MW 风电项目、浪水 20MW 分散式项目	106.74	

序号	项目名称	计提减值金额 (万元)	计提减值原因
4	安宁分布式光伏项目	16.88	项目开发失败
小计		2,252.77	
5	罗甸罗悃项目	29.62	
6	广州小虎岛分散式风电项目、湛江遂溪乐民渔埠头光互补项目、南沙安道拓光伏项目、港城大一期光伏项目	26.68	
小计		56.30	
合计		2,309.07	

该期间计提在建工程资产减值损失的项目主要为平安光伏项目。由于环保督察县政府要求停止施工导致项目停建1年以上并且预计在3年内将不会重新开工，建筑安装、待摊支出及其他费用部分未来可收回金额为0，故对该部分费用全额计提减值。剩余未计提减值部分为土地相关费用，2023年底，为最大程度保障公司利益，项目公司继续利用土地尝试多种方式盘活资产。2024年度因政策形势变化，项目终止建设，预计该部分费用可收回金额为0，故于2024年度对此部分460.12万元全额计提减值。

2022年度：

序号	项目名称	计提减值金额 (万元)	计提减值原因
1	华润清远佛冈高山风电场项目	3,714.27	土地、环保等政策影响
2	信阳一期项目、信阳浉河，泌阳七期，叶县朝阳光伏	216.41	
3	内黄润风项目、安阳县100MW风电项目、开封城乡一体化风电项目	42.81	
4	确山盘龙项目	32.86	
小计		4,006.35	
5	华润电力杞县34MW分散式风电项目、开封城乡一体化风电项目	160.93	资产无利用价值
6	华润新能源鲁山银岭38MW风电项目	145.64	
7	华润滑县上官200MW风力发电项目	114.69	
8	安阳永和250MW风电项目	51.94	
小计		473.20	
9	河源龙川新田风电项目	766.91	项目开发失败
10	焦作马村区100MW风电项目、焦作市风光火储多能互补基地建设示范项目、新乡市源网荷储一体化项目	88.97	
11	临颍县50MW风电项目	74.88	

序号	项目名称	计提减值金额 (万元)	计提减值原因
	小计	930.76	
	合计	5,410.31	

该期间计提在建工程资产减值损失的项目主要为华润清远佛冈高山风电场项目。由于环保督察县政府要求停止施工并拆除已建设的风机，导致项目开发失败，未来可收回金额为0，故对前期实际投入成本全额计提减值。

2、单位建造成本与行业主流建造成本的差异

参见本问询函回复之“问题 12/发行人披露/（一）/3、主要项目建造的成本构成、金额及占比，单位建造成本与构成与同行业公司同类项目是否存在显著差异”。

综上，报告期内在建工程减值测算的过程和计算方法合理，在建工程减值准备计提充分。

（三）各期末预付设备工程款增长的原因，预付金额及时点与合同约定是否一致，结合对应项目的交付结算进展说明是否存在长期未结转的情形，如是请进一步分析是否存在供应商无法履约或无法收回款项的风险。

1、各期末预付设备和预付工程款整体情况

报告期内其他非流动资产中预付设备工程款等项目金额分别为 415,600.62 万元、356,935.35 万元和 411,951.98 万元，主要包括预付设备和工程款。报告期各期，预付设备和工程款合计金额分别为 345,917.56 万元、303,768.49 万元和 305,310.11 万元，整体保持平稳。发行人采购金额较大导致期末预付设备和工程款金额较大。除预付设备工程款外，主要为预付土地补偿款和长期土地租金。预付土地补偿款主要系发行人发电项目的建设需占用道路和临时用地等，进而需预先向当地政府、林场或村委会支付土地补偿等。预付长期租金主要系向政府或所有权单位支付的长期土地租金。预付土地补偿款和预付长期土地租金后续分别结转至长期待摊费用 and 使用权资产等科目。因与项目的建设施工直接相关，故与设备工程款合并列示。

2、预付金额及时点与合同约定一致

发行人采购设备及工程服务时,付款进度一般包括预付款、备料款、到货款、预验收款和质量保证金等阶段分期支付。不同的采购对象和类型,付款节奏安排有所不同。发行人风电及光伏设备多为定制化非通用产品,具有单笔订单金额高且供货周期较长等特点。一般而言,行业要求按照进度支付货款,如按 10%预付款、20%-40%备料款作为预付款,剩余在到货、后续验收及质保期内陆续支付。发行人采购风电及太阳能组件预付款一般包括向供应商支付 10%的预付款及 30%左右的备料款。

根据行业惯例,公司与供应商签订的工程服务合同通常约定采取分期支付工程款的方式:在签订工程服务合同后公司通常支付 10%的工程预付款,工程施工过程中按照进度支付工程款;待工程完工后,通常还有一定工程尾款于工程竣工决算后的一定期限内收回。工程相关合同预付款一般将按照供应商每次完成施工产值(不含安全生产费)的 10%抵扣,因此工程类预付款结转时间与项目周期较为相关。发行人预付金额及时点根据不同合同约定的金额及支付进度确认,与合同约定一致。

3、结合对应项目的交付结算进展说明是否存在长期未结转的情形,如是请进一步分析是否存在供应商无法履约或无法收回款项的风险

报告期内发行人预付设备工程相关账龄情况如下:

单位:万元

项目	2024 年末		2023 年末		2022 年末	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
1 年以内	287,788.15	94.26%	261,434.71	86.06%	329,972.99	95.39%
1-2 年	16,934.89	5.55%	38,398.33	12.64%	4,365.06	1.26%
2-3 年	561.42	0.18%	2,203.53	0.73%	6,727.74	1.94%
3 年以上	25.66	0.01%	1,731.92	0.57%	4,851.76	1.40%
合计	305,310.11	100.00%	303,768.49	100.00%	345,917.56	100.00%

报告期,发行人预付设备工程款等主要账龄在 1 年以内,各期末占比分别为 95.39%、86.06%和 94.26%。2023 年和 2024 年账龄在 1-2 年的预付设备工程款对应项目和支付日期如下:

①2023 年

2023 年，1-2 年账龄预付设备工程款中主要项目中对应的主要供应商金额占总 1-2 年账龄的 65.63%，具体情况如下：

项目	供应商	采购内容	金额（万元）	预付日期	主要原因
华润财金红光渔业 800MW 光伏发电项目	河南省第二建设集团有限公司	EPC 合同工程款及设备	9,873.54	2022 年 10-12 月	项目规模较大，期末，尚有部分工程正在建设服务中，且在处理部分零星消缺工作，尚未完成项目整体验收
	国家核电技术有限公司	EPC 合同工程款及设备	2,158.84	2022 年 4 月	
华润电力内黄县 300MW 风储一体化乡村振兴示范项目（一期 200MW）	明阳智慧能源集团股份公司	风电设备及相关服务	7,024.19	2022 年 10 月	供应商排期原因供应进度不及预期，期末尚未到货
华润电力南宁武鸣太平 30 万千瓦农光储能一体化发电项目	一道新能源科技股份有限公司	光伏组件设备	3,698.01	2022 年 12 月	工程周期较长，设备分批供应，期末预付设备款对应的货物尚未完成到货
云南玉溪小禹石沙 60MW 药光互补光伏发电项目	通威太阳能（合肥）有限公司	光伏组件设备	1,330.53	2022 年 11 月	工程周期较长，设备分批供应，期末预付设备款对应的货物尚未完成到货
智慧能源光伏基地项目一期 100MWp 光伏项目	河南省第二建设集团有限公司	EPC 合同工程款及设备	1,117.48	2022 年 8 月	工程周期较长，设备分批供应，期末预付设备款对应的货物尚未完成到货
合计			25,202.59	-	-

结合上表，主要项目中前五大供应商的付款时间在下半年的金额占比为 91.43%，总体预付账款时间距 2023 年末未有显著较长时间。

②2024 年

2024 年，1-2 年账龄预付设备工程款中主要项目中对应的主要供应商金额占总 1-2 年账龄的 85.73%，具体情况如下：

项目	供应商	采购内容	金额（万元）	预付日期	主要原因
华润电力康平 300MW 风力发电项目	三一重能股份有限公司	风电设备及相关服务	4,392.79	2023 年 6-8 月	工程周期较长，设备分批供应，

项目	供应商	采购内容	金额（万元）	预付日期	主要原因
华润新能源阜新新德 200MW 风电项目	中国中车股份有限公司	风电设备及相关服务	3,500.00	2023 年 12 月	期末预付设备款对应的货物尚未完成到货
华润电力桦川一期 150MW 风电项目	中国中车股份有限公司	风电设备及相关服务	3,195.00	2023 年 6 月	
宜良北古城"零碳"花卉园区光伏项目	通威股份有限公司	光伏组件设备	2,047.97	2023 年 12 月	
华润电力辽中 150MW 风电项目	三一重能股份有限公司	风电设备及相关服务	1,381.68	2023 年 7-8 月	
合计			14,517.44	-	-

结合上表，主要项目中前五大供应商的付款时间均在 2023 年 6 月及之后，总体预付账款时间距 2024 年末未有显著较长时间。

报告期各期末，账龄超 1 年以上预付设备和工程款主要系部分项目建设时间较长，供应商生产排期时间相应较长以及部分工程类预付款因需结合工程进度进行抵扣。账龄超过一年具有合理性。截至报告期末，发行人不存在大额长期未结转的情形。

报告期各期末主要供应商为大型国有企业或上市公司，履约能力良好。一般而言，发行人预付款前提为收到供应商所在银行出具的无条件的、不可撤销的且对等金额的履约保函。因此，主要供应商不存在无法履约的重大风险。

二、中介机构核查情况

（一）核查程序

针对上述事项，保荐人、申报会计师履行的核查程序，主要包括：了解并评价主要在建工程基本信息、报告期内在建工程变化原因及减值相关的关键财务报告内部控制的设计和运行有效性；实地观察部分重大的在建工程进行；针对存在减值迹象的在建工程，复核管理层相关假设、未来现金流量现值计算方法、折现率等相关要素及相关计算过程；对报告期内主要固定资产及在建工程情况进行检查，检查采购合同、工程造价报告、发票、竣工验收报告、银行回单、决算报告等支持性文件，判断在建工程转固时点是否准确及就相关建造成本与同行业公司进行比较；查阅预付设备工程款明细表，了解预付款项对应项目进展及预付工程款增长原因，通过检查主要供应商明细及预付时点了解账龄信息，查看是否存在

长期未结转情形；查阅发行人与主要设备工程款供应商签订的相关合同，了解合同付款的相关约定，选取并查看部分付款记录确认账龄信息。

（二）核查意见

经核查，保荐人、申报会计师认为：

1、发行人已列示报告期内主要在建工程项目的具体情况；在建工程增长原因系报告期内投建项目增多；发行人报告期内一贯执行在建工程达到预定可使用状态或转固的依据；结合内外部支持证据表明建设周期明显偏离平均建设周期的项目不存在提前或延迟转固的情形，该类资产不存在资产减值风险。

2、发行人关于报告期内在建工程减值测试的具体过程在所有重大方面符合《企业会计准则》的相关规定。结合补贴核查工作对相关项目预期收益率的影响分析、单位建造成本与行业主流建造成本的差异，在建工程减值准备计提充分、准确。

3、报告期各期末，发行人采购金额较大导致期末预付设备和工程款金额较大。预付金额及时点与合同约定一致，与项目进度匹配，不存在大额长期未结转的情形，不存在供应商无法履约或无法收回款项的风险。

问题 15. 关于期间费用和偿债能力

申报材料显示：

(1) 报告期内，管理费用率分别为 4.79%、5.26%、6.07%、5.75%，人工成本占比持续上升。

(2) 报告期内，财务费用为 279,101.44 万元、283,880.30 万元、150,840.86 万元、132,648.00 万元，主要来源于贷款及应付款项的利息支出以及汇兑损益；各期资本化费用占利息支出的比例分别为 8.90%、10.68%、20.73%、11.42%。

(3) 报告期各期末，短期借款分别为 780 万元、20,279.19 万元、352,250.83 万元、942,444.15 万元，其他应付款分别为 2,630,698.54 万元、1,961,444.92 万元、2,320,162.92 万元、2,315,957.17 万元，一年内到期的非流动负债分别为 4,324,575.64 万元、754,745.48 万元、894,084.01 万元、919,063.22 万元，长期借款分别为 2,364,338.99 万元、3,884,722.06 万元、5,566,056.46 万元、6,207,345.40 万元。

请发行人披露：

(1) 报告期内各类员工岗位人均薪酬水平的合理性，与当地平均工资水平、同行业可比公司相比是否存在明显差异；结合人员构成披露与电站数量的匹配性，管理费用中人工成本增长的原因，各期人工成本核算是否存在跨期调整情形。

(2) 利息支出与有息负债规模、期限、利率水平的勾稽关系，各期负债成本的变化情况及合理性；量化分析报告期内借款规模、汇率变动与汇兑损益之间的匹配性；资本化利息的计算过程及依据，是否存在利息资本化应暂停未暂停、应停止未停止的情形。

(3) 结合行业特点、经营实际情况、同行业可比公司情况披露长短期借款及各项应付款项余额较高的原因及合理性，报告期内短期借款大幅增长的原因，是否存在短债长用的情况；结合偿债安排、还款资金来源及现金流情况分析公司偿债能力，是否存在流动性风险，如是请进行风险提示。

请保荐人、申报会计师简要概括核查过程，并发表明确核查意见。

回复：

一、发行人披露

（一）报告期内各类员工岗位人均薪酬水平的合理性，与当地平均工资水平、同行业可比公司相比是否存在明显差异；结合人员构成披露与电站数量的匹配性，管理费用中人工成本增长的原因，各期人工成本核算是否存在跨期调整情形

1、报告期内各类员工岗位人均薪酬水平

报告期内，发行人经营管理人员、财务人员和生产技术人员的人均薪酬如下：

单位：万元

人员类型	2024 年度	2023 年度	2022 年度
经营管理人员	33.73	31.73	28.62
财务人员	21.81	21.75	23.44
生产技术人员	25.74	24.60	24.11

报告期内，公司各类员工岗位人均薪酬水平较为稳定，其中管理人员因承担管理职责与责任，薪酬水平相对较高。

2、发行人各类员工岗位人均薪酬与当地平均工资水平、同行业可比公司相比是否存在明显差异

由于同行业可比公司未披露不同岗位的人均薪酬，因此选取各公司全体员工的平均薪酬进行对比。报告期各期，公司员工人均薪酬与同行业可比公司的对比情况如下：

单位：万元

平均薪酬	2024 年度	2023 年度	2022 年度
华电新能	未披露	25.45	21.96
龙源电力	36.12	29.70	28.11
三峡能源	26.39	26.12	23.96
节能风电	16.19	17.31	18.35
太阳能	15.18	15.32	15.60
同行业可比公司平均值	23.47	22.78	21.60
发行人	28.39	27.67	24.76

注：可比公司和发行人平均薪酬=短期薪酬中工资、奖金、津贴和补贴当期减少金额/（期初员工人数+期末员工人数）*2。

报告期内，发行人员工人均薪酬为 24.76 万元、27.67 万元和 28.39 万元，同行业可比公司人均薪酬平均值为 21.60 万元、22.78 万元和 23.47 万元，发行人员工人均薪酬水平略高于同行业平均水平，与主营业务中同样仅含可再生能源发电业务且收入结构占比较为接近的三峡能源、华电新能的水平相当，不存在显著差异。公司和同行业可比公司的人均薪酬均高于全国的同行业人均薪酬，主要系国家统计局公布的行业薪酬数据除电力行业外，还包括热力、燃气及水生产和供应业的薪酬，与发行人所处行业存在一些差异。同时，公司为保持在行业内的竞争优势，用具有吸引力的薪酬招聘和留存人才，建立了完善的薪酬和福利保障体系，相应薪资标准具有较强的竞争力。

3、结合人员构成披露与电站数量的匹配性，管理费用中人工成本增长的原因

报告期内，发行人发电站数量、管理人员人数以及管理费用中人工成本如下表所示：

项目	2024 年 12 月 31 日/2024 年度	2023 年 12 月 31 日/2023 年度	2022 年 12 月 31 日/2022 年度
发电站数量（个）	615	473	327
经营管理人员人数（人）	1,387	1,310	1,113
财务人员人数（人）	350	311	236
生产技术人员人数（人）	3,865	3,483	2,819
管理费用-人工成本（万元）	72,121.40	71,712.03	51,537.78

注：管理人员人数=经营管理人员人数+财务人员人数。

经营管理人员和财务人员的人工成本计入管理费用，负责发电站日常运维的员工被归类为生产技术人员，其人工成本计入营业成本。随着集中化、智能化运营的普及，新投运的发电站和同区域内已投运的发电站在员工配置上具有一定协同效应，同区域内发电站的经营管理人员和财务人员可以兼顾多个电站的经营和财务工作，同区域内发电站的生产技术人员可以兼顾多个电站的生产和运行，发行人各类员工人数随着发电站数量的增加有所增加，但不存在线性关系。同时，2023 年发行人独立分拆后不再向控股股东华润电力进行日常的管理、行政等服务的采购，转而增加自身相关人员，因此管理费用中人工成本亦有所增加。发行人已于招股说明书“第六节 财务会计信息与管理层分析”之“九、经营成果分析”之“（五）期间费用分析”之“1、管理费用”中补充披露了以下内容：

“报告期内，公司的管理费用为 95,659.23 万元、124,565.13 万元和 130,905.22 万元。其中，人工成本、服务费和折旧与摊销为管理费的主要构成，合计占比为 85.32%、77.74%和 80.25%。报告期内，公司发电站数量由 327 个增长至 615 个，伴随业务规模的扩张，公司经营管理人员和财务人员的总数由 1,349 人增长至 1,737 人，导致管理费用中人工成本有所增长。……”。

4、各期人工成本核算是否存在跨期调整情形

报告期内，发行人员工工资按月计提，员工奖金根据当年经营情况、员工绩效考核情况等综合考虑后按年计提，计入相应成本或费用，公司人工成本核算符合权责发生制原则，不存在跨期调整的情形。

（二）利息支出与有息负债规模、期限、利率水平的勾稽关系，各期负债成本的变化情况及合理性；量化分析报告期内借款规模、汇率变动与汇兑损益之间的匹配性；资本化利息的计算过程及依据，是否存在利息资本化应暂停未暂停、应停止未停止的情形

1、利息支出与有息负债规模、期限、利率水平的勾稽关系，各期负债成本的变化情况及合理性

发行人的有息负债由银行借款、关联公司借款与租赁负债构成，报告期内，发行人利息支出情况如下表：

单位：万元

项目	2024 年度	2023 年度	2022 年度
利息支出	217,181.18	196,514.98	274,885.18
其中：银行借款利息支出	176,600.87	153,686.43	120,109.46
关联方借款利息支出	32,424.23	37,759.20	152,002.89
租赁负债利息支出	8,156.08	5,069.35	2,772.83

注：上述各项利息支出均包含资本化利息，其中，上表中列示的租赁负债利息支出包含资本化利息及费用化利息，财务费用中列示的租赁负债利息支出仅包含费用化利息，下同。

报告期各期，发行人利息支出与有息负债规模、期限、利率水平勾稽情况如下：

（1）银行借款利息支出

报告期内，发行人银行借款利息支出与相关有息负债规模及利率水平的勾稽及匹配情况如下：

单位：万元

项目	2024 年度	2023 年度	2022 年度
利息支出①	176,600.87	153,686.43	120,109.46
银行借款平均金额②	7,496,268.03	5,338,804.38	3,576,675.48
平均借款利率③=①/②	2.36%	2.88%	3.36%
实际执行借款利率	0.90%-3.10%	1.50%-3.50%	1.25%-4.40%

注：银行借款平均余额=（银行借款期初余额+银行借款期末余额）/2，下同。

报告期内，发行人平均借款利率与合同实际执行借款利率相匹配。进一步分借款期限来看，发行人银行借款利息支出与相关有息负债规模、期限、利率水平勾稽情况如下：

单位：万元

项目		2024 年度	2023 年度	2022 年度
短期借款（1 年以内）	银行借款平均余额	790,815.13	186,265.01	10,529.60
	利率区间	1.75%-2.90%	2.10%-3.35%	2.65%
	利息支出下限值	13,839.26	3,911.57	279.03
	利息支出上限值	22,933.64	6,239.88	279.03
长期借款（1-10 年期）	银行借款平均余额	1,442,001.51	928,230.83	743,578.66
	利率区间	1.75%-3.10%	2.10%-3.05%	2.55%-3.60%
	利息支出下限值	25,235.03	19,492.85	18,961.26
	利息支出上限值	44,702.05	28,311.04	26,768.83
长期借款（10 年期以上）	银行借款平均余额	5,263,451.39	4,224,308.54	2,822,567.22
	利率区间	0.90%-2.90%	1.50%-3.50%	1.25%-4.40%
	利息支出下限值	47,371.06	63,364.63	35,282.09
	利息支出上限值	152,640.09	147,850.80	124,192.96
利息合计	利息支出下限值	86,445.35	86,769.05	54,522.38
	利息支出上限值	220,275.78	182,401.72	151,240.82
实际计提利息		176,600.87	153,686.43	120,109.46

注 1：利率区间为报告期末各笔银行借款所执行的合同利率区间；

注 2：利息支出上下限为银行借款平均余额×利率区间上下限值；

注 3：实际计提利息为报告期内发行人实际发生的银行借款利息支出。

报告期内，发行人的银行借款包括短期银行借款和长期银行借款，由于不同期限借款的借款合同利率存在差别，因此结合各期限借款的利率区间分别计算出不同期限的银行借款利息支出区间。经测算，实际借款利息支出介于上述经测算利息支出区间内。

报告期内银行借款利息支出呈上升趋势，主要系报告期内公司持续开发风电、太阳能等新能源项目，对应的项目贷款增加所致；报告期内，公司整体借款利率呈下降趋势，主要系受整体宏观政策影响，LPR 基准利率持续下行，借款利率逐年降低。除此之外，报告期内公司规模逐步扩张，盈利能力持续增强，公司的债务融资渠道、银行授信额度等有所增加，与商业银行之间的议价能力有所提升。

（2）关联方借款利息支出

报告期内发行人与关联方之间的借款主要分为两类，第一类系发行人向控股股东华润电力之间的关联方借款，包含一般关联借款及以摊余成本法计息的往来借款，第二类系发行人对关联企业的资金归集。

①与控股股东华润电力之间的关联方借款

单位：万元

项目	2024 年度	2023 年度	2022 年度
利息支出①	32,379.69	37,650.12	151,981.82
关联方借款平均金额②	986,338.07	1,127,116.72	4,692,517.97
平均借款利率③=①/②	3.28%	3.34%	3.24%
实际执行借款利率	3.10%、3.40%	2.53%、3.05%、3.40%	2.92%-4.17%

注：关联方借款平均金额=（华润电力关联借款期初余额+华润电力关联借款期末余额）/2。

报告期内，发行人与控股股东华润电力之间的关联方借款主要用于风电及太阳能发电项目建设，2023 年度较 2022 年度利息支出及关联方借款大幅下降主要系以摊余成本法计息的境外往来借款中，375 亿港元（合 339.17 亿元人民币）已于 2022 年 9 月完成转股。

关于发行人与控股股东华润电力之间的一般关联借款，在 2024 年 9 月之前双方对该部分借款约定的利率区间为 3.05%-4.17%，2024 年 10 月起重新约定该部分剩余借款利率为 3.10%；关于发行人与控股股东之间以摊余成本法计息的往来借款，由于借款初期双方未约定具体借款利率，基于《企业会计准则第 22 号-金融工具确认和计量》相关规定，采用摊余成本法进行计息，利率为各期发行人增量银行借款的加权平均利率，2022 年、2023 年实际借款利率分别为 2.92%、2.53%，自 2024 年 1 月 1 日起，双方就发行人尚未偿还的股东往来款项按照固定利率 3.10%计算利息。由上表经测算，发行人平均借款利率与实际执行借款利率

不存在显著差异。

②发行人对关联企业的资金归集

单位：万元

项目	2024 年度	2023 年度	2022 年度
利息支出①	44.54	109.08	21.07
关联方资金归集平均金额②	3,486.11	9,516.15	2,722.05
平均借款利率③=①/②	1.28%	1.15%	0.77%
实际执行借款利率	1.05%-1.15%	1.15%	1.15%

注：关联方资金归集平均金额=（关联方资金归集期初余额+关联方资金归集期末余额）/2。

自 2022 年起，发行人对下属联合营企业岚县润电新能源有限公司等 6 家联合营公司实行资金集中管理政策，由华润新能源资金管理中心对上述企业实行资金归集与下拨。除此之外，2022 年发行人将华润综合能源（珠海）有限公司股权转让给控股股东华润电力，2023 年发行人将部分存在法律瑕疵的新能源业务资产涉及的 5 家公司华润风电（新丰）有限公司等转让给控股股东华润电力，之后发行人仍存在归集上述公司资金的情况，因此发行人对以上公司存在利息支出。截至报告期末，发行人与上述企业之间的资金归集已不再发生，且对应资金归集往来余额已清理。上述企业在资金管理中心活期存款按照主要商业银行对发行人执行的相关协定利率计息，而主要商业银行对发行人所执行协定利率系参照同期中国人民银行公布的协定存款利率适当浮动确定，关联交易定价公允。经测算，2023 年和 2024 年平均借款利率接近实际执行借款利率，2022 年测算平均借款利率较低主要系 2022 年期初资金归集期初余额为 0，且资金上收下拨变化频率高，资金归集平均金额取期初期末平均测算，存在一定计算偏差所致。

（3）租赁负债利息支出

单位：万元

项目	2024 年度	2023 年度	2022 年度
租赁负债利息支出①	8,156.08	5,069.35	2,772.83
租赁负债平均金额②	258,180.72	154,287.19	84,311.30
平均借款利率③=①/②	3.16%	3.29%	3.29%
实际借款利率区间	2.00%-5.08%	2.15%-5.08%	2.60%-4.90%

注 1：租赁负债平均金额=（租赁负债期初余额+租赁负债期末余额）/2；

注 2：实际借款利率区间为报告期末各笔租赁负债的实际折现率。

报告期内，经测算，租赁负债平均借款利率介于实际借款利率区间，租赁负债利息上升主要是随着新建设的项目不断增加，土地租赁在报告期内呈上升趋势，租赁负债随之逐年增加。

综上所述，报告期内发行人利息支出与有息负债规模、期限、利率水平匹配，各期负债成本的变化合理。

2、量化分析报告期内借款规模、汇率变动与汇兑损益之间的匹配性

报告期内，公司按照企业会计准则的规定核算汇兑损益，外币交易在初始确认时，采用交易日当月第一个工作日国家外汇管理局公布的人民币外汇牌价中间价将外币金额折算为记账本位币金额；资产负债表日，对于外币货币性项目，公司使用国家外汇管理局公布的资产负债表日人民币外汇牌价中间价折算，因资产负债表日外币即期汇率与初始确认时或者前一资产负债表日即期汇率不同而产生的汇兑差额，计入当期损益。

报告期内，公司不存在外币银行借款，公司与控股股东华润电力之间长期存在通过双方境外主体以往来款形式对发行人的风电及太阳能发电项目建设资本金投入提供财务资助的情况。不同于一般关联借款，该等股东往来借款在借款初期双方未约定具体借款利率，基于《企业会计准则第22号-金融工具确认和计量》相关规定，采用摊余成本法进行计息，该股东往来款项产生的汇兑损益与汇率变动、借款规模之间的具体匹配情况如下表所示：

单位：万元

项目	2024 年度/2024 年 12 月 31 日	2023 年度/2023 年 12 月 31 日	2022 年度/2022 年 12 月 31 日
汇兑损益(收益以“-”列示)	24.88	275.21	40,868.00
报告期各期末平均借款余额	279,216.03	373,555.22	1,747,839.71
报告期各期末港币兑人民币即期汇率	0.9260	0.9062	0.8933
报告期各期末港币兑人民币即期汇率较上年末变动率	2.18%	1.44%	9.26%

注 1：汇兑损益金额正数表示汇兑损失，负数表示汇兑收益；

注 2：报告期各期末平均借款余额=（期初往来借款余额+期末往来借款余额）/2。

由上表，发行人 2022 年汇兑损失金额较大，主要系受宏观汇率变动因素等影响，2022 年末港币即期汇率较 2021 年末同比增长 9.26%，汇率波动较大；2023

年汇兑损失金额绝对值较 2022 年大幅下降，主要系 375 亿港元（合 339.17 亿元人民币）境外股东往来款项于 2022 年 9 月完成转股，致使股东往来借款金额显著下降，2023 年港币即期汇率同比增长 1.44%，汇率变动较为平缓；2024 年汇兑损失由 2023 年的 275.21 万元下降至 24.88 万元，主要系 2023 年之后不存在新增股东往来借款，故 2024 年汇兑损益的变动主要受汇率波动影响，2024 年港币即期汇率同比变动不大，故 2024 年汇兑损失金额绝对值较小。

综上所述，报告期内借款规模、汇率变动与汇兑损益之间相匹配，变动趋势合理。

3、资本化利息的计算过程及依据，是否存在利息资本化应暂停未暂停、应停止未停止的情形

根据《企业会计准则第 17 号—借款费用》规定，符合资本化条件的资产，是指需要经过相当长时间的购建或者生产活动才能达到预定可使用或者可销售状态的固定资产、投资性房地产和存货等资产。借款费用同时满足下列条件的，才能开始资本化：（一）资产支出已经发生，资产支出包括为购建或者生产符合资本化条件的资产而以支付现金、转移非现金资产或者承担带息债务形式发生的支出；（二）借款费用已经发生；（三）为使资产达到预定可使用或者可销售状态所必要的购建或者生产活动已经开始。

报告期内，发行人利息资本化项目建设周期均长于一年，符合资本化条件。实际会计处理中，当资产支出发生、借款费用发生、为使资产达到预定可使用或者可销售状态必要构建活动开始后利息支出才会开始资本化，发行人相关处理符合企业会计准则的规定。

根据《企业会计准则 17 号—借款费用》，第十一条规定“符合资本化条件的资产在购建或者生产过程中发生非正常中断、且中断时间连续超过 3 个月的，应当暂停借款费用的资本化。在中断期间发生的借款费用应当确认为费用，计入当期损益，直至资产的购建或者生产活动重新开始。如果中断是所购建或者生产的符合资本化条件的资产达到预定可使用或者可销售状态必要的程序，借款费用的资本化应当继续进行。

报告期内，公司在建工程建设过程中，未发生因非正常中断、且中断时间连

续超过 3 个月的情形，不存在应暂停利息资本化而未暂停的情形。报告期内，公司在建工程达到完工状态时，项目利息停止资本化，不存在应停止未停止的情形。

报告期各期，公司在建工程利息资本化金额分别为 29,364.97 万元、40,732.76 万元及 31,852.40 万元。报告期内，公司为项目建设而借入的款项均为专门借款，借款合同约定借款专门用于项目建设。资本化利息根据当期实际发生的利息费用，减去尚未动用借款资金存入银行取得的利息收入金额确定。由于发行人截至报告期末的在建项目较多，以下仅列示各期涉及利息资本化的前十大重大在建项目利息资本化计算过程：

(1) 2024 年涉及利息资本化的前十大重大在建项目

单位：万元

2024 年 12 月 31 日/2024 年度								
项目名称	建设周期是否长于一年	贷款余额	开始资本化时间	资本化利率	资本化金额	完工时间	年末是否停止资本化	是否存在超过三个月的非正常中断
三塘湖储能配套 100 万千瓦风电发电项目	是	193,686.04	2023 年 6 月	1.53%	2,861.61	未完工	否	否
永登 600MW 牧光互补项目	是	108,195.35	2022 年 7 月	2.26%	1,970.22	2024 年 12 月	2024 年 12 月停止	否
华润新能源阿巴嘎旗别力古台 500MW 风电项目	是	82,022.60	2023 年 1 月	1.93%	1,711.11	2024 年 12 月	2024 年 12 月停止	否
华润大柴旦海西基地青豫直流二期外送项目五标段 20 万千瓦风电项目	是	57,083.62	2024 年 4 月	2.71%	1,037.60	未完工	否	否
华润新能源朝阳烧锅营子 300MW 风电项目	是	54,906.44	2023 年 4 月	2.08%	861.07	未完工	否	否
华润洲来风台尚塘 200MW 风电项目	是	42,936.53	2022 年 12 月	1.64%	720.78	2024 年 7 月	2024 年 7 月停止	否
格尔木乌图美仁 200MWp 光伏项目	是	52,952.51	2023 年 11 月	2.18%	697.10	未完工	否	否
连江外海海上风电项目	是	75,627.60	2024 年 4 月	2.00%	674.68	未完工	否	否
法库项目	是	43,356.31	2023 年 2 月	2.22%	648.86	未完工	否	否
佳木斯桦南 300MW 建设项目	是	52,183.43	2023 年 12 月	2.19%	632.25	未完工	否	否

注 1：重大项目为报告期各期末在建工程余额或本年转固金额达到各报告期利润总额 5%的项目，下同；

注 2：贷款余额为截至报告期各期末用于该项目的多笔贷款余额，下同；

注 3：加权平均借款余额=Σ（各笔贷款余额×资本化天数）/360，下同；

注 4：资本化利率=Σ（各笔贷款余额×贷款利率×资本化天数）/加权平均借款余额，下同；

注 5：资本化金额=加权平均借款余额×资本化利率-尚未动用的借款资金×存款利率，下同。

（2）2023 年涉及利息资本化的前十大重大在建项目

单位：万元

2023 年 12 月 31 日/2023 年度								
项目名称	建设周期是否长于一年	贷款余额	开始资本化时间	资本化利率	资本化金额	完工时间	年末是否停止资本化	是否存在超过三个月的非正常中断
华润新能源苍南 1# 海上风电 400MW 风电项目	是	235,390.00	2021年9月	2.62%	4,289.32	2023年12月	2023年12月停止	否
永登 600MW 牧光互补项目	是	77,778.14	2022年7月	2.54%	2,020.61	2024年12月	否	否
华润洛浦 10 万千瓦/40 万千瓦时储能项目配套 40 万千瓦光伏发电项目	是	110,190.63	2022年12月	2.50%	1,783.87	2024年2月	否	否
华润财金红光渔业 800MW 光伏发电项目	是	133,757.32	2022年3月	2.51%	1,560.57	2023年12月	2023年12月停止	否
华润新能源阿巴嘎旗别力古台 500MW 风电项目	是	72,990.67	2023年1月	2.40%	1,016.79	2024年12月	否	否
三塘湖储能配套 100 万千瓦风电发电项目	是	133,148.40	2023年6月	2.50%	963.04	未完工	否	否
日曜 350MW 渔光互补光伏发电项目	是	67,524.88	2022年5月	2.42%	908.29	2023年6月	2023年6月停止	否
华润新能源阿拉善宗别立 200 兆瓦风电项目	是	44,737.56	2022年8月	2.52%	795.26	2023年12月	2023年12月停止	否
华润杭锦旗 200MW 风电项目	是	27,565.68	2022年3月	2.26%	613.13	2023年12月	2023年12月停止	否
南宁武鸣太平 300MW 农光储一体化发电项目	是	44,214.29	2023年1月	0.96%	533.85	2024年12月	否	否

(3) 2022 年涉及利息资本化的前十大重大在建项目

单位：万元

2022 年 12 月 31 日/2022 年度								
项目名称	建设周期是否长于一年	贷款余额	开始资本化时间	资本化利率	资本化金额	完工时间	年末是否停止资本化	是否存在超过三个月的非正常中断
华润新能源苍南 1# 海上风电 400MW 风电项目	是	230,000.00	2021 年 9 月	3.94%	5,034.31	2023 年 12 月	否	否
越西四甘保祖风电场、凉山州尔曲合普风电项目	是	40,000.06	2020 年 7 月	2.89%	1,169.67	2022 年 10 月	2022 年 10 月停止	否
中船重工中宁县 200MWp 光伏复合项目	是	33,264.00	2022 年 1 月	2.90%	1,155.32	2022 年 11 月	2022 年 11 月停止	否
永登 600MW 牧光互补项目	是	86,072.88	2022 年 7 月	3.06%	1,055.23	2024 年 12 月	否	否
华润电力禹城一期 100MW 风电项目	是	21,217.57	2021 年 11 月	3.65%	956.06	2023 年 2 月	否	否
日曜 350MW 渔光互补光伏发电项目	是	65,600.00	2022 年 5 月	3.09%	808.36	2023 年 6 月	否	否
中车中宁喊叫水 200MWp 光伏复合项目	是	39,672.00	2021 年 11 月	3.48%	864.82	2022 年 10 月	2022 年 10 月停止	否
瓜州安北第六风电场 B 区 200MW 风电项目	是	37,980.00	2022 年 3 月	3.85%	580.66	2022 年 8 月	2022 年 8 月停止	否
华润仙桃通海口 300MW 渔光互补光伏发电项目	是	41,200.00	2022 年 8 月	2.67%	459.84	2024 年 1 月	否	否
潜江新能源公司 100MW 光伏项目	是	27,750.00	2022 年 4 月	2.79%	448.07	2024 年 4 月	否	否

综上所述，发行人对相关符合资本化利息条件的项目进行利息资本化处理，符合相关会计准则的规定，不存在利息资本化应暂停未暂停、应停止未停止的情形。

(三) 结合行业特点、经营实际情况、同行业可比公司情况披露长短期借款及各项应付款项余额较高的原因及合理性，报告期内短期借款大幅增长的原因，是否存在短债长用的情况；结合偿债安排、还款资金来源及现金流情况分析公司偿债能力，是否存在流动性风险，如是请进行风险提示

1、结合行业特点、经营实际情况、同行业可比公司情况披露长短期借款及各项应付款项余额较高的原因及合理性，报告期内短期借款大幅增长的原因，是否存在短债长用的情况

(1) 结合行业特点、经营实际情况、同行业可比公司情况披露长短期借款及各项应付款项余额较高的原因及合理性

报告期内，公司长短期借款及各项应付款项余额占总负债比例的情况如下：

单位：万元

项目	2024 年度	2023 年度	2022 年度
短期借款	1,229,379.42	352,250.83	20,279.19
应付票据	38,856.57	-	12,000.00
应付账款	30,002.02	31,706.44	29,194.73
其他应付款	2,454,076.60	2,320,162.92	1,961,444.92
一年内到期的非流动负债	941,752.60	894,084.01	754,745.48
长期借款	6,626,167.39	5,566,056.46	3,884,722.06
应付债券	-	-	-
长期应付款	8,737.89	14,086.18	14,845.43
小计	11,328,972.50	9,178,346.83	6,677,231.82
总负债	11,814,686.91	9,525,293.85	6,882,493.60
占比	95.89%	96.36%	97.02%

由上表，报告期内，公司长短期借款及各项主要应付款项余额合计分别为 6,677,231.82 万元、9,178,346.83 万元及 11,328,972.50 万元，占总负债比例分别为 97.02%、96.36%及 95.89%，长短期借款及各项应付款项余额占总负债比例较高。

报告期内，公司其他应付款主要包括应付工程及工程物资款、应付关联方款项，其中应付关联方款项主要为应付控股股东华润电力借款，发行人应付工程及工程物资款主要涉及 EPC 工程建设总承包、风力发电机组设备采购及相关服务，交易对手方主要为上游大型国有企业或上市公司，上述交易具有建设周期较长、按照进度节点分期结算等特点，主要供应商账龄集中在一年以内，2022-2024 年主要供应商一年以内账龄占比较高，存在一年以上账龄主要系尚未完成相关进度节点工程竣工验收或处于质保期，根据合同约定尚未达到支付条件，账龄超过一年存在合理性。

公司属于典型的重资产运营行业，具有前期固定资产等长期资产的资本性支出较大、回收周期长的特点，前期项目建设所需资金主要依靠外部商业银行长期固定资产抵押借款，待项目建成投运后凭借长期稳定的现金流收益进行还本付息，上述资本运营情况为新能源发电行业通用模式，与同行业可比公司间不存在差异。

报告期内，发行人与同行业可比公司就上述相关情况的对比如下：

公司名称	2024 年度	2023 年度	2022 年度
龙源电力	91.00%	93.28%	87.91%
三峡能源	97.12%	95.40%	95.12%
节能风电	98.00%	97.66%	97.70%
太阳能	92.97%	92.77%	94.13%
华电新能	91.75%	93.41%	94.21%
平均数	94.17%	94.51%	93.81%
发行人	95.89%	96.36%	97.02%

注：上表中长短期借款及各项主要应付款项余额合计占总负债比例=各期末（短期借款+应付票据+应付账款+其他应付款+一年内到期的非流动负债+长期借款+应付债券+长期应付款）/总负债。

由上表，发行人长短期借款及各项主要应付款项余额合计占总负债比例与同行业可比公司之间不存在显著差异。

（2）报告期内短期借款大幅增长的原因，是否存在短债长用的情况

报告期各期末，公司短期借款构成情况如下：

单位：万元

项目	2024 年 12 月 31 日	2023 年 12 月 31 日	2022 年 12 月 31 日
信用借款	1,229,379.42	352,250.83	19,016.36
质押借款	-	-	1,262.83
合计	1,229,379.42	352,250.83	20,279.19

报告期各期末，公司短期借款分别为 20,279.19 万元、352,250.83 万元和 1,229,379.42 万元，占流动负债比例分别为 0.70%、9.43%和 25.32%，占负债总额比例分别为 0.29%、3.70%和 10.41%。

报告期内，公司短期借款余额有较大幅度增长。自 2023 年初华润电力决定分拆华润新能源上市以来，发行人停止向华润电力及其关联方借入资金，主要通过自身资本金及外部商业银行借款进行项目开发建设及日常运营。因此，自 2023

年起，公司新增较多短期借款用以日常经营周转，相关短期借款的实际用途符合合同约定，发行人按照借款合同约定偿付本息，不存在短债长用的情况。

2、结合偿债安排、还款资金来源及现金流情况分析公司偿债能力，是否存在流动性风险，如是请进行风险提示

截至报告期末，公司短期银行借款余额为 1,229,379.42 万元，借款利率区间为 1.75%-2.90%，主要借款用途为解决日常经营周转所需，预计将于未来 12 个月内偿还相关款项。报告期内，发行人不存在短期借款逾期未偿还的情况。

截至报告期末，公司长期银行借款（含一年内到期）余额为 7,346,345.84 万元，借款利率区间为 0.90%-3.10%，主要为借款期限在 3 年期以上的长期固定资产抵押借款，主要借款用途为支持公司新建风力发电、太阳能发电项目的大额资本性支出，还款来源为项目建成投运后长期稳定的现金流收益。报告期内，发行人不存在长期借款逾期未偿还的情况。

报告期各期，公司经营活动产生的现金流量净额分别为 1,630,934.56 万元、1,372,208.92 万元和 1,571,959.92 万元。报告期内，发行人息税折旧摊销前利润分别为 1,548,952.51 万元、1,794,004.49 万元和 1,973,154.71 万元，利息保障倍数分别为 3.62、5.86 和 5.37，偿债能力较强。截至 2024 年 12 月 31 日，公司拥有尚未使用的授信额度人民币近 800 亿元，因此公司有足够的流动性以维持持续经营，不存在流动性风险。

总体而言，公司目前财务状况较为稳健，预期因不能偿还到期债务而导致的流动性风险较低。本次发行后，公司将筹集长期资本金，将更有助于公司改善财务结构，扩大公司经营规模，进一步降低财务风险和流动性风险。

二、中介机构核查情况

（一）核查程序

针对上述事项，保荐人、申报会计师履行的核查程序，主要包括：根据报告期内公司的员工花名册及薪酬数据统计公司经营管理人员、财务人员和生产技术人员数量、年度平均薪酬及全体员工平均薪酬，分析变动原因；查阅同行业可比公司招股说明书和年度报告，计算同行业可比公司平均薪酬水平，查询全国电力、热力、燃气及水生产和供应业平均薪酬情况，将公司平均薪酬与同行业可比公司

和全国同行业平均薪酬进行对比，核查是否存在显著差异，并分析原因；查阅发行人各期业务大表，分析人员构成披露与电站数量的匹配性与管理费用中人工费成本增长的原因；查阅发行人的人工成本核算政策和人工成本明细账，并检查发行人的大额奖金计提金额及依据，与实际发放金额进行对比，分析是否存在跨期的情形；取得并查阅银行借款合同、租赁合同、关联方借款合同以及征信报告，复核是否符合相关约定；查询中国人民银行全国银行间同业拆借中心受权公布贷款市场报价利率，了解市场报价利率的波动情况；获取发行人报告期各期汇兑损益明细，查阅中国人民银行网站发布的外币汇率，核查境内公司报告期各期末外币货币性项目折算是否准确；获取主要在建工程台账、采购合同、发票、验收单、转固资产明细等支持性文件，检查发行人主要工程项目开工、停工、完工时间。获取主要在建工程项目的借款台账，关注资本化开始时间和停止时间，检查相关借款费用资本化利息是否符合企业会计准则规定；取得发行人报告期内长短期借款及各类应付往来款项明细，并计算报告期各期公司长短期借款及各类应付往来款项占总负债的比例；通过公开渠道查询并计算同行业可比公司上述款项占总负债的比例，与发行人相关指标进行对比；了解报告期内短期借款的主要用途及大幅增长的原因，取得发行人截至报告期末仍存续的短期借款合同，核查相关借款用途是否符合合同约定；结合发行人长短期借款余额，报告期内经营性净现金流情况、息税折旧摊销前利润、利息保障倍数、尚未使用的授信额度等指标情况，分析公司偿债能力。

（二）核查意见

经核查，保荐人、申报会计师认为：

1、发行人报告期内各类员工岗位人均薪酬水平与当地平均工资水平的差异具备合理性、与同行业可比公司相比不存在明显差异，整体合理；报告期内，发行人管理费用中人工成本增长与电站数量具有匹配性，各期人工成本核算不存在跨期调整情形。

2、报告期内发行人利息支出与有息负债规模、期限、利率水平匹配，各期负债成本的变化合理，具体勾稽情况已作披露；报告期内借款规模、汇率变动与汇兑损益之间相匹配，变动趋势合理，已作量化分析披露；发行人对相关符合资本化利息条件的项目进行利息资本化处理，符合相关会计准则的规定，利息计算

过程及依据已作披露，不存在利息资本化应暂停未暂停、应停止未停止的情形。

3、发行人已在招股说明书中进一步补充披露发行人及同行业可比公司长短期借款及各项应付款项余额较高的原因及合理性、发行人报告期内短期借款大幅增长的原因。发行人不存在短债长用的情况；公司目前财务状况较为稳健，预期因不能偿还到期债务而导致的流动性风险较低。

问题 16. 关于非流动资产

申报材料显示：

（1）报告期各期末，发行人无形资产分别为 242,474.37 万元、255,463.88 万元、431,759.68 万元、442,557.39 万元，主要为特许经营权和土地使用权。

（2）报告期各期末，发行人商誉分别为 0 万元、0 万元、52,164.51 万元和 52,164.51 万元，2023 年商誉增加主要系收购润能新能源等股权，以及基于发行人子公司华润电力新能源与合营方东营能源集团有限公司的一致行动安排，将华润财金新能源（东营）（以下简称“华润财金”）有限公司由合营公司转为子公司核算。

（3）报告期各期末，发行人长期股权投资分别为 37,928.97 万元、92,338.55 万元、51,272.52 万元、75,750.58 万元。

请发行人披露：

（1）特许经营权的取得方式、获取过程的合法合规性，是否存在特许经营权合同被撤销或提前终止的风险及对发行人业绩的影响。

（2）特许经营权的初始确认时点、确认金额及依据，土地使用权的来源、取得时间、入账价值、评估情况等，特许经营权及土地使用权的摊销年限及方法与同行业公司是否存在差异及合理性；无形资产减值测试的方法与结果，减值准备计提的充分性。

（3）一致行动安排的交易背景、主要条款，结合华润财金章程规定、董事会席位构成、重大事项表决安排等，披露发行人将华润财金作为控股子公司核算的合规性；结合相关资产组划分、可辨认无形资产及公允价值的确认情况，披露报告期内新增商誉确认的准确性，是否符合《企业会计准则》的规定。

（4）报告期末主要对外投资项目的投资期限、投资金额和价值变动、股权投资占比等情况，对发行人报告期及未来的影响；对外投资项目已计提减值或存在减值迹象的，结合减值测试的方法与结果分析减值准备计提是否充分。

请保荐人、申报会计师简要概括核查过程，并发表明确核查意见；请发行人律师简要概括核查过程，并对问题（1）发表明确核查意见。

回复：

一、发行人披露

（一）特许经营权的取得方式、获取过程的合法合规性，是否存在特许经营权合同被撤销或提前终止的风险及对发行人业绩的影响

1、特许经营权的取得方式、获取过程的合法合规性

2003年9月30日，国家发展改革委发布《风电特许权项目前期工作管理办法》（发改能源〔2003〕1403号，2016年失效）。根据该办法，风电特许权项目是指需通过公开招标选择投资者建设的风力发电项目。在特许经营权模式下，企业通过公开招投标方式取得投资该等风电项目的特许经营权，中标企业会与政府签订特许经营权协议，该协议会对电价、运营期限、期满移交等事项进行约定。

截至报告期末，发行人控股子公司与主管部门签署特许经营权协议的项目共6个，均系通过招投标方式取得特许经营权，具体情况如下：

序号	项目名称	授权方	承接方	协议签署日期	工程规模	特许经营期
1	随州二妹山风力发电项目	湖北省发展和改革委员会	华润新能源投资有限公司	2012.05.04	49.8MW	25年
2	随州黑石垱风力发电项目	湖北省发展和改革委员会	华润新能源第八风能有限公司	2012.08.29	49.5MW	25年
3	随县紫金山风力发电项目	湖北省发展和改革委员会	华润新能源(随县天河口)风能有限公司	2012.12.19	49.5MW	25年
4	随县天河口风力发电项目	湖北省发展和改革委员会	华润新能源第八风能有限公司	2012.11.12	49.5MW	25年
5	随县孙家寨风力发电项目	湖北省发展和改革委员会	华润新能源(随县天河口)风能有限公司	2013.01.22	49.5MW	25年
6	随县万和风力发电场项目	湖北省发展和改革委员会	华润新能源(随县天河口)风能有限公司	2013.01.22	49.5MW	25年

发行人控股子公司通过招投标方式取得上述特许经营权项目，且均签署特许经营权相关协议，取得方式、获取过程合法合规，不存在瑕疵。

2、不存在特许经营权合同被撤销或提前终止的风险

（1）根据前述分析，发行人控股子公司取得上述特许经营权均履行了招投

标程序，取得方式合法合规，取得方式、获取过程不存在瑕疵；

（2）发行人控股子公司与授权方签署的特许经营权协议中，未给予授权方单方终止特许经营权协议的权利。且发行人控股子公司已取得主管单位出具的证明文件，确认取得特许经营权的发行人控股子公司遵守国家和地方有关能源管理、电力生产安全管理方面的法律、法规、规章和规范性文件的相关规定，与相关主管单位不存在涉及能源管理、电力生产安全管理方面的争议；

（3）发行人与授权方签署的特许经营权合同不存在《民法典》规定的可撤销及无效的情形；

（4）截至本问询函回复出具日，上述签署特许经营权协议的项目电力生产和电力调度均正常进行，发行人控股子公司未收到授权方要求撤销或提前终止特许经营权合同的通知、任何第三方就发行人控股子公司取得特许经营权的异议，上述特许经营权协议正常、有效履行。

综上，发行人不存在特许经营权合同被撤销或提前终止的风险。

3、发行人特许经营权项目规模和数量较小，对发行人业绩不构成重大不确定性影响

截至报告期末，发行人签署特许经营权协议的项目仅 6 个，合计装机容量为 297.3MW，仅占发行人截至报告期末累计装机容量的 0.90%，对发行人生产经营不构成重大不确定性影响。

（二）特许经营权的初始确认时点、确认金额及依据，土地使用权的来源、取得时间、入账价值、评估情况等，特许经营权及土地使用权的摊销年限及方法与同行业公司是否存在差异及合理性；无形资产减值测试的方法与结果，减值准备计提的充分性

1、特许经营权的初始确认时点、确认金额及依据

特许经营权项目初始确认时根据《企业会计准则解释第 2 号》（财会〔2008〕11 号）中关于“五、企业采用建设经营移交方式（BOT）参与公共基础设施建设业务应当如何处理”的规定：项目公司未提供实际建造服务，将基础设施建造发包给其他方的，不应确认建造服务收入，应当按照建造过程中支付的工程价款等

考虑合同规定，分别确认为金融资产或无形资产。由于项目公司将项目的建造服务发包给第三方承建，项目公司未进行实际建造服务，故项目公司未确认相关建造收入。发行人按照建造过程中支付的工程价款等考虑合同规定，确认为无形资产，符合企业会计准则及解释的相关规定。

2021年1月财政部发布《企业会计准则解释第14号》同时废除《企业会计准则解释第2号》（财会〔2008〕11号）中关于“五、企业采用建设经营移交方式（BOT）参与公共基础设施建设业务应当如何处理”的内容，对PPP项目合同作出新的规定：社会资本方根据PPP项目合同约定，在项目运营期间，有权向获取公共产品和服务的对象收取费用，但收费金额不确定的，该权利不构成一项无条件收取现金的权利，应当在PPP项目资产达到预定可使用状态时，将相关PPP项目资产的对价金额或确认的建造收入金额确认为无形资产，并按照《企业会计准则第6号——无形资产》的规定进行会计处理。根据《企业会计准则第6号——无形资产》第十二条，无形资产应当按照成本进行初始计量。

由于特许经营权项目皆在2021年1月之前达到预定可使用状态，报告期内运营模式未发生改变，故政策变更对发行人经营业绩无实质性影响，特许经营权项目的确认符合企业会计准则及解释的相关规定。

报告期内，发行人已取得随州二妹山风力发电项目、随州黑石垛风力发电项目、随县紫金山风力发电项目、随县天河口风力发电项目、随县孙家寨风力发电项目、随县万和风力发电场项目的特许经营权（框架）协议，具体情况如下：

序号	项目名称	工程规模	特许经营期	初始确认时点	确认金额（万元）
1	随州二妹山风力发电项目	49.8MW	自项目完工起，实际运营期25年	2012/12	36,553.50
2	随州黑石垛风力发电项目	49.5MW	自项目完工起，实际运营期25年	2013/03	26,933.92
3	随县紫金山风力发电项目	49.5MW	自项目完工起，实际运营期25年	2014/01	28,877.37
4	随县天河口风力发电项目	49.5MW	自项目完工起，实际运营期25年	2014/01	39,919.23
5	随县孙家寨风力发电项目	49.5MW	自项目完工起，实际运营期25年	2014/01	27,054.50
6	随县万和风力发电场项目	49.5MW	自项目完工起，实际运营期25年	2019/02	37,454.95

发行人根据协议，特许经营期为自项目完工起算，因此发行人将项目完工时点作为取得特许经营权的初始确认日期。根据项目竣工结算成本作为特许经营权的初始确认金额。

综上分析，报告期内发行人对特许经营权的初始确认符合《企业会计准则》的要求。

2、土地使用权的来源、取得时间、入账价值、评估情况等

根据《企业会计准则第6号——无形资产》第十二条和第十五条，无形资产应当按照成本进行初始计量。其中，企业合并取得的无形资产的成本，应当按照《企业会计准则第20号——企业合并》确定。根据《企业会计准则第20号——企业合并》第六条、第十二条和第十三条，对于同一控制下企业合并，合并方在企业合并中取得的资产和负债，应当按照合并日在被合并方的账面价值计量；对于非同一控制下企业合并，购买方在购买日对作为企业合并对价付出的资产、发生或承担的负债应当按照公允价值计量，并在购买日应当对合并成本进行分配，确认所取得的被购买方各项可辨认资产、负债及或有负债。

(1) 土地使用权的来源及评估情况

发行人对于原始取得，主要通过划拨、出让方式取得的土地使用权，按照国有建设用地使用权出让合同规定价格确定土地使用权的初始入账价值不涉及评估。

对于同一控制下企业合并取得的土地使用权，发行人按照合并日被合并方的账面价值确定土地使用权的初始入账价值。根据《华润（集团）有限公司国有资产监督管理办法（2022年版）》第三十三条：“集团及各级子企业发生下列行为之一的，可以不进行资产评估，其中产权交易以最近一期审计报告确认的净资产值为底价或确定资本及股权比例的依据，非股权资产价格由交易双方商定：（三）集团内部实施重组整合：集团及其直接或间接全资子公司之间或集团下属全资子公司之间进行资产转让、合并、置换；同一控股、实际控制子企业与其直接或间接全资子公司之间，同一控股、实际控制子企业的直接或间接全资子公司之间进行资产转让”。故该部分土地不涉及评估。

对于非同一控制下企业合并取得的土地使用权，发行人根据第三方评估师对被收购项目的评估结果，确定土地使用权的初始入账价值。报告期前不涉及非同一控制下企业合并取得的土地使用权。

上述土地使用权取得方式具体情况如下：

报告期前			
取得方式	是否涉及评估	评估方法	入账价值（万元）
原始取得	不涉及	不涉及	21,064.02
同一控制下企业合并	不涉及	不涉及	242.04
非同一控制下企业合并	不涉及	不涉及	-
小计			21,306.07
报告期内			
取得方式	是否涉及评估	评估方法	入账价值（万元）
原始取得	不涉及	不涉及	228,933.20
同一控制下企业合并	不涉及	不涉及	93,882.27
非同一控制下企业合并	是	资产基础法	1,907.00
	是	收益法	7,154.63
小计			331,877.09
合计			
取得方式	是否涉及评估	评估方法	入账价值（万元）
原始取得	不涉及	不涉及	249,997.23
同一控制下企业合并	不涉及	不涉及	94,124.31
非同一控制下企业合并	是	资产基础法	1,907.00
	是	收益法	7,154.63
合计			353,183.16

综上所述，截至报告期末，发行人合计持有的以原始取得方式取得的土地使用权的入账价值为 249,997.23 万元，以同一控制下企业合并取得的土地使用权的入账价值为 94,124.31 万元，以非同一控制下企业合并取得的土地使用权的入账价值为 9,061.63 万元，总计 353,183.16 万元。

3、特许经营权及土地使用权的摊销年限及方法与同行业公司是否存在差异及合理性

根据《企业会计准则第 6 号——无形资产》第十六条，企业应当于取得无形资产时分析判断其使用寿命。无形资产的使用寿命为有限的，应当估计该使用寿命的年限或者构成使用寿命的产量等类似计量单位数量；无法预见无形资产为企业带来经济利益期限的，应当视为使用寿命不确定的无形资产。源自合同性权利或其他法定权利取得的无形资产，其使用寿命不应超过合同性权利或其他法定权利的期限。确定依据为企业带来未来经济利益的期限。

发行人根据特许经营权及土地使用权预计的经济寿命判断相关资产的摊销年限，并与同行业对比分析如下：

类别	公司名称	摊销年限	摊销方法
特许经营权	华电新能	22-23 年	年限平均法
	节能风电	20 年	年限平均法
	太阳能	未披露	年限平均法
	三峡能源	未披露	年限平均法
	龙源电力	未披露	年限平均法
	发行人	20 年	年限平均法
土地使用权	华电新能	20-70 年	年限平均法
	节能风电	50 年	年限平均法
	太阳能	未披露	年限平均法
	三峡能源	8—50 年	年限平均法
	龙源电力	未披露	年限平均法
	发行人	25-50 年	年限平均法

对于特许经营权，发行人根据相关风力发电机组的预期使用寿命与特许经营期限孰短用以判断该特许经营权预期带来经济利益期限，并据此对特许经营权进行摊销。经评估，由于相关风力发电机组的预期使用寿命为 20 年，小于合同约定的特许经营期限 25 年，发行人对相关特许经营权摊销年限确认为 20 年，符合《企业会计准则》的规定。

对于土地使用权，发行人取得的土地均为项目建设用地，土地证登记使用年限为 25-50 年，发行人对土地使用权摊销年限按照土地权证记载年限确认，符合《企业会计准则》的规定。

与同行业上市公司相比，发行人特许经营权及土地使用权的摊销年限及方法符合行业特点，与同行业基本保持一致。

4、无形资产减值测试的方法与结果，减值准备计提的充分性

报告期各期末，公司无形资产类型及其账面价值如下：

单位：万元

项目	2024 年 12 月 31 日		2023 年 12 月 31 日		2022 年 12 月 31 日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
土地使用权	322,265.31	59.76%	212,610.01	49.24%	121,673.26	47.63%

特许经营权	95,024.54	17.62%	104,930.06	24.30%	114,360.17	44.77%
合同权益	92,210.96	17.10%	90,268.25	20.91%	-	0.00%
海域使用权	24,295.69	4.51%	18,052.54	4.18%	13,870.08	5.43%
软件及其他	5,479.74	1.02%	5,898.83	1.37%	5,560.38	2.18%
合计	539,276.23	100.00%	431,759.68	100.00%	255,463.88	100.00%

根据《企业会计准则第8号——资产减值》的相关规定，判断资产是否存在可能发生减值的迹象：（1）资产的市价当期大幅度下跌，其跌幅明显高于因时间的推移或者正常使用而预计的下跌；（2）企业经营所处的经济、技术或者法律等环境以及资产所处的市场在当期或者将在近期发生重大变化，从而对企业产生不利影响；（3）市场利率或者其他市场投资报酬率在当期已经提高，从而影响企业计算资产预计未来现金流量现值的折现率，导致资产可收回金额大幅度降低；（4）有证据表明资产已经陈旧过时或者其实体已经损坏；（5）资产已经或者将被闲置、终止使用或者计划提前处置；（6）企业内部报告的证据表明资产的经济绩效已经低于或者将低于预期，如资产所创造的净现金流量或者实现的营业利润（或者亏损）远远低于（或者高于）预计金额等；（7）其他表明资产可能已经发生减值的迹象。如果存在上述减值迹象，发行人将对相关无形资产进行减值测试，确定其可回收金额，并计提减值准备。

根据上述准则要求，发行人识别出的具体减值迹象如下：（1）某项无形资产已被其他新技术等所替代，并且该项无形资产已无使用价值和转让价值；（2）某项无形资产已超过法律保护期限，并且已不能为企业带来经济利益；（3）其他足以证明某项无形资产已经丧失了使用价值和转让价值的情形。（“减值迹象判定标准”）

发行人结合减值迹象判定标准，在报告期内共识别出2个发电项目存在减值迹象，具体减值项目情况如下：

单位：万元

公司名称	性质	账面原值	累计摊销	减值金额	账面净值
华润电力（兴宁）有限公司	土地使用权	8,186.50	3,395.02	1,006.49	3,784.99
华润新能源（沧州）有限公司	土地使用权	341.38	23.71	317.67	-

其中，华润电力（兴宁）有限公司为发行人在2023年11月通过同一控制下

资产重组所收购，其主要业务为建设和经营光伏电站。收购资产包括，华润电力（兴宁）有限公司持有的兴宁市合水镇白泡村地块。根据土地使用权证，该地块用途为工业用地。根据 2017 年国家能源局发布“小机组”关停政策，华润电力（兴宁）有限公司将该地块原有燃煤机组进行关停并计划处置该地块。2019 年，广东衡讯房地产评估有限公司对该地块进行评估，根据评估结果，华润电力（兴宁）有限公司对该地块计提减值金额 1,006.49 万元。报告期内，由于该地块未出现进一步减值迹象，发行人未就该地块进一步计提减值。

华润新能源（沧州）有限公司所属光火储氢一体化多能互补示范项目（以下简称“沧县光火储氢项目”）于 2022 年 2 月通过“招、拍、挂”方式取得沧州市沧县风化店乡升压站及配套储能设施地块。由于 2022 年河北省进一步规范光伏项目用地政策变更，沧州光火储氢一体化项目光伏场区原光伏阵列场址土地性质不能满足新政策要求，且该地块土地性质为公共基础设施用地，经与国土部门咨询沧县风化店乡无其他公共基础设施用地规划，该地块无法通过挂牌出售方式回收土地价值。根据自规部门要求，超 2 年未动工开发，可无偿收回土地使用权。发行人考虑该地块已不满足建设条件，面临政府无偿收回土地的风险，故根据《企业会计准则第 8 号—资产减值》对该地块无形资产的账面价值全额计提减值准备 317.67 万元。后续土地由政府收储后，沧州进行土地使用权注销完成资产处置并于 2024 年 10 月核销该减值金额。

发行人取得的其他土地目前经营情况良好，营业规模和效益逐年扩大，因此不存在减值迹象。

综上分析，报告期内发行人对无形资产的减值测试和减值金额符合《企业会计准则》的要求。

（三）一致行动安排的交易背景、主要条款，结合华润财金章程规定、董事会席位构成、重大事项表决安排等，披露发行人将华润财金作为控股子公司核算的合规性；结合相关资产组划分、可辨认无形资产及公允价值的确认情况，披露报告期内新增商誉确认的准确性，是否符合《企业会计准则》的规定

1、一致行动安排的交易背景、主要条款

2020 年 8 月，发行人之全资子公司华润电力新能源投资有限公司（以下简

称“华润电力新能源”)与东营市财金投资集团有限公司(以下简称“东营财金”)注册成立合资公司华润财金新能源(东营)有限公司(以下简称“华润财金”),华润电力新能源占比 55%,东营财金占比 45%。2023 年 8 月,东营财金将其 45%的股份转让至其全资子公司东营能源集团有限公司(以下简称“东营集团”)。自成立起,华润财金的主要管理人员包括总经理 1 名、副总经理 1 名及财务总监 1 名,其中华润电力新能源任命总经理及财务总监各 1 名,合营方任命副总经理 1 名。公司设立时,双方通过公司章程约定华润财金纳入华润新能源集团资金管理中心,由发行人统一管理。

华润财金成立前期,依赖东营能源集团方面提供行政流程事务支持。华润财金红光渔业 800MW 太阳能发电项目已于 2023 年 8 月完工并投运,为提高华润财金运营期的经营管理效率从而提高股东可变回报,东营集团于 2023 年 8 月 15 日出具《一致行动承诺函》,承诺在股东会与董事会上对华润财金的经营方针和投资计划、年度财务预算方案和决算方案、利润分配方案和弥补亏损的方案事项进行表决时,在合法合规的条件下,均与华润电力新能源保持一致。因此,华润电力新能源对华润财金的表决权比例为 100%。同月,华润财金纳入国务院国资委人资预算范围。

合营方为当地市属国有企业,通过一致行动安排有利于维护股东双方长期合作的关系,实现地方新能源战略布局目标。发行人将华润财金纳入合并范围主要系有利于发行人进一步整合新能源资产,提升发行人对项目公司的运营决策效率。

一致行动承诺函的主要条款见下表:

事项	具体内容
基本内容	股东会上,对经营方针和投资计划、年度财务预算方案和决算方案、利润分配方案和弥补亏损的方案事项进行表决时,在合法、合规的条件下,东营集团均与华润电力新能源保持一致。 董事会上,东营集团委派的董事及授权人,对经营计划和投资方案,年度财务预算方案和决算方案,利润分配方案和弥补亏损方案,公司的经营计划和投资方案,聘任或解聘公司总经理及其报酬,聘任或者解聘公司副总经理、财务负责人及其报酬,对总经理、副总经理、财务负责人的授权范围及授权的变更、撤销,制定及批准公司的基本管理制度事项进行表决时,在合法、合规的条件下,东营集团均与华润电力新能源保持一致。
签署日期	2023 年 8 月 15 日

华润财金的公司章程相关规定如下:

事项	具体内容
股东会	华润电力新能源的表决权是 55%，东营集团的表决权为 45%，对华润财金的经营方针和投资计划、年度财务预算方案和决算方案、利润分配方案和弥补亏损的方案等相关活动安排须经代表三分之二以上表决权的股东同意方可通过。
董事会	董事会由 5 名董事组成，其中华润电力新能源委派 3 名董事，东营集团委派 2 名董事，对华润财金的经营计划和投资方案，年度财务预算方案和决算方案，利润分配方案和弥补亏损方案等相关活动安排须经全体董事三分之二通过之后方可作出决议。
股权转让	当任何一方希望向非股东方转让其所持有的公司全部或部分股权时，应当向另一方股东发出书面通知，说明其转让的意愿、希望转让的股权份额、股权转让价格等信息，另一方自接到书面通知之日起满三十日未答复的，视为同意转让；另一方不同意的，应当购买拟转让的股权；不购买的，视为同意转让。

据《企业会计准则第 33 号-合并财务报表》第七条：“合并财务报表的合并范围应当以控制为基础予以确定。控制，是指投资方拥有对被投资方的权力，通过参与被投资方的相关活动而享有可变回报，并且有能力运用对被投资方的权力影响其回报金额。”及《企业会计准则第 2 号——长期股权投资》对合营企业的定义，由于该决议事项为能直接影响股东可变回报的相关活动，根据华润财金公司章程，华润电力新能源无法单独控制该活动，因此 2023 年 8 月及之前华润电力新能源将华润财金作为合营企业，以权益法计量。

基于《一致行动承诺函》及公司章程对股权转让的相关约定，《一致行动承诺函》授予的权利完整且在合法合规的条件下具有执行效力，故协议签署后华润电力新能源对华润财金的表决权比例为 100%。华润电力新能源能够通过主导华润财金的经营采购、人力资源、资金管理等关键业务活动，发行人实际上控制了华润财金的财务和经营政策，并享有相应的利益、承担相应的风险。协议签署日至今，华润财金相关决议内容双方股东保持一致意见，未出现意见分歧。综上，华润财金由合营公司转为子公司核算符合《企业会计准则》的要求。

2、结合相关资产组划分、可辨认无形资产及公允价值的确认情况，披露报告期内新增商誉确认的准确性

发行人于报告期各期末商誉账面金额分别为 0 万元、52,164.51 万元和 54,521.38 万元，占非流动资产的比例分别为 0.00%、0.35%和 0.31%。发行人报告期各期末的商誉均系由非同一控制下业务合并新增的商誉，明细如下：

被收购对象	收购年份	商誉金额
润能新能源	2023 年	17,508.53

被收购对象	收购年份	商誉金额
华润财金	2023 年	19,748.45
金昌永能新能源有限公司（以下简称“金昌永能”）	2023 年	3,876.55
张掖市立陇新能源开发有限公司（以下简称“张掖立陇”）	2023 年	11,030.98
肃北公司	2024 年	2,356.86

注：润能新能源包括其持有的 8 家新能源项目公司。

（1）相关资产组划分

根据《企业会计准则第 8 号——资产减值》第二条：“资产组，是指企业可以认定的最小资产组合，其产生的现金流入应当基本上独立于其他资产或者资产组产生的现金流入。”

发行人认为上述各子公司的单项资产，如固定资产、在建工程或无形资产不可单独产生收入，所以将收购日各子公司的单个发电项目相关的固定资产、在建工程和无形资产（土地使用权、合同权益）组合起来识别为单个资产组，是产生独立现金流的最小资产组合。

（2）可辨认无形资产及公允价值的确认情况

发行人对上述收购均聘请第三方评估师对被收购公司的可辨认净资产公允价值出具评估报告。根据评估报告显示，可辨认无形资产情况如下：

单位：万元

被收购公司	评估方法	可辨认无形资产	金额
华润财金	多期超额收益法、市场法	合同权益、土地使用权	16,385.52
润能新能源	收益法	土地使用权	7,015.63
张掖立陇	多期超额收益法、市场法	合同权益、土地使用权	60,759.48
金昌永能	多期超额收益法、市场法	合同权益、土地使用权	15,340.00
肃北公司	多期超额收益法、市场法	合同权益、土地使用权	6,677.00

注：润能新能源及其子公司的发电项目均可获取新能源补贴，于收购时市场上的风电机组并不带有补贴，无法用重置成本评估带有补贴的风电机组。考虑到其附带内含补贴条款，公司认为润能新能源及其子公司发电项目的固定资产、在建工程和无形资产（土地使用权）及运营相关的权益构成资产组，因此用收益法计算。

根据《企业会计准则解释第 5 号》对购买方确认在企业合并中取得的无形资产的相关补充规定：“非同一控制下的企业合并中，购买方在对企业合并中取得的被购买方资产进行初始确认时，应当对被购买方拥有的但在其财务报表中未确认的无形资产进行充分辨认和合理判断，满足以下条件之一的，应确认为无形资产

产：（一）源于合同性权利或其他法定权利；（二）能够从被购买方中分离或者划分出来，并能单独或与相关合同、资产和负债一起，用于出售、转移、授予许可、租赁或交换。”及《企业会计准则第 6 号——无形资产》相关规定，无形资产是指企业拥有或者控制的没有实物形态的可辨认非货币性资产；无形资产同时满足下列条件的，才能予以确认：与该无形资产有关的经济利益很可能流入企业；该无形资产的成本能够可靠地计量。

土地使用权是通过出让方式取得，并用于地上建设发电机组，能在未来经营期间持续给目标公司带来经济利益流入。以下是合同权益的相关分析：

①与该无形资产有关的经济利益很可能流入企业

合同权益是依照已经签订的合同条件而存在的权利，合同的执行会给签订的双方带来一定的连续性收益。上述评估确认了合同权益的发行人子公司均跟各地国网签订的购售电合同，根据国家能源局印发《电力并网运行管理规定》的相关规定，并网发电须跟当地国网签订《购售电合同》，上述发行人子公司与各地国网将在合同期满后继续合作，该合作能在未来经营期间持续给目标公司带来经济利益，因此将合同权益识别为一项无形资产。

②该无形资产的成本能够可靠地计量

根据发行人聘请的第三方评估报告显示，可辨认的无形资产均能通过合理的评估方法可靠计量。

综上，上述合同权益符合无形资产的定义，与该等无形资产有关的经济利益很可能流入企业，同时该等无形资产的成本能够可靠计量，公司在合并中识别并确认的无形资产满足无形资产的确认条件和计量要求。

3、报告期内新增商誉确认的准确性

《企业会计准则第 20 号——企业合并》第十三条：“购买方对合并成本大于合并中取得的被购买方可辨认净资产公允价值份额的差额，应当确认为商誉。”由于华润财金及肃北公司的交易不涉及现金对价，合并成本为购买日之前持有的股权公允价值。根据企业会计准则，合并成本大于合并中取得的可辨认净资产公允价值份额的差额形成商誉。上述商誉的计算过程如下：

单位：万元

	润能新能源	华润财金	金昌永能	张掖立陇	肃北公司
现金	144,006.00	-	20,405.43	94,416.70	-
购买日之前持有的股权公允价值	-	82,258.35	-	-	17,622.60
合并成本合计	144,006.00	82,258.35	20,405.43	94,416.70	17,622.60
减：取得的可辨认净资产公允价值份额	126,497.47	62,509.90	16,528.88	83,385.72	15,265.74
商誉	17,508.53	19,748.45	3,876.55	11,030.98	2,356.86

综上，根据企业会计准则，商誉的确认考虑了合并成本及可辨认净资产的公允价值计量，发行人报告期内新增商誉的确认，符合《企业会计准则第 20 号——企业合并》的相关规定。

（四）报告期末主要对外投资项目的投资期限、投资金额和价值变动、股权投资占比等情况，对发行人报告期及未来的影响；对外投资项目已计提减值或存在减值迹象的，结合减值测试的方法与结果分析减值准备计提是否充分

1、报告期末主要对外投资项目的投资期限、投资金额和价值变动、股权投资占比等情况，对发行人报告期及未来的影响

截至报告期末，发行人长期股权投资账面价值 65,677.64 万元。其中期末余额超 3,000 万元的投资项目合计 60,742.75 万元，占长期股权投资金额的 92.49%。

主要投资项目情况如下：

单位：万元

被投资单位	投资金额	价值变动	期末余额	投资占比	投资期限
一、联营企业					
润电新能源（张家港）有限公司	4,055.00	129.50	4,184.50	47%	超一年
广西广投北部湾海上风力发电有限公司	11,700.00	779.83	12,479.83	10%	超一年
广西海风清洁能源有限公司	9,200.00	-	9,200.00	23%	超一年
南方电网综合能源（贺州）有限公司	13,118.89	-1,302.50	11,816.39	49%	超一年
小计	38,073.89	-393.17	37,680.72	-	
二、合营企业					
华润新能源（宜兴）有限公司	3,967.00	470.56	4,437.56	45%	超一年
岚县润电新能源有限公司	2,857.57	1,677.61	4,535.18	51%	超一年

被投资单位	投资金额	价值变动	期末余额	投资占比	投资期限
瓜州昊华新能源电力有限公司	6,000.00	16.50	6,016.50	30%	超一年
池州润能新能源有限公司	4,286.00	0.91	4,286.91	49%	超 5 个月
阿巴嘎旗电投科润智慧新能源有限公司	3,792.60	-6.71	3,785.89	49%	超 5 个月
小计	20,903.17	2,158.86	23,062.03	-	
合计	58,977.06	1,765.69	60,742.75	-	

注：投资期限以首次出资时间至报告期末时点计算。

2024 年 3 月，南方电网综合能源股份有限公司向南方电网综合能源（贺州）有限公司增资 1,049.95 万元。本次增资完成后，公司对南方电网综合能源（贺州）有限公司持股比例由 51%下降至 49%，失去控制权后公司剩余持股比例按公允价值 13,118.89 万元计量。报告期末，公司持有南方电网综合能源（贺州）有限公司长期股权投资下降主要系该公司宣布发放股利，按比例计算发行人享有 2,322.85 万元，相应冲减其长期股权投资的账面金额。2024 年，发行人按权益法确认对该公司享有投资收益 1,020.35 万元。阿巴嘎旗电投科润智慧新能源有限公司成立于 2024 年 6 月，截至报告期末尚未开展实际业务，因少量管理费导致长期股权投资账面余额低于投资额。因此，报告期末，发行人主要投资项目整体经营良好。

发行人持有岚县润电新能源有限公司 51%的股权纳入合营企业核算，主要系岚县润电新能源有限公司章程约定董事会对所议事项作出的决定由全体董事人数五分之四以上的董事表决通过方为有效，发行人委派五名董事中的三名董事，无法实现控制。

截至报告期末，发行人长期股权投资占非流动资产的比例为 0.37%，对发行人报告期及未来的影响较小。

2、对外投资项目已计提减值或存在减值迹象的，结合减值测试的方法与结果分析减值准备计提是否充分

《企业会计准则第 2 号——长期股权投资》第十八条指出，“投资方应当关注长期股权投资的账面价值是否大于享有被投资单位所有者权益账面价值的份额等类似情况。出现类似情况时，投资方应当按照《企业会计准则第 8 号——资产减值》对长期股权投资进行减值测试，可收回金额低于长期股权投资账面价值

的，应当计提减值准备。”

发行人主要联合营企业在报告期末净资产账面价值份额及长期股权投资账面价值金额如下：

单位：万元

被投资单位	净资产账面价值的 对应份额	长期股权投资 账面余额	净利润
润电新能源（张家港）有限公司	4,184.50	4,184.50	118.61
广西广投北部湾海上风力发电有限公司	12,479.83	12,479.83	7,546.14
广西海风清洁能源有限公司	9,200.00	9,200.00	-
南方电网综合能源（贺州）有限公司	11,151.74	11,816.39	2,787.28
华润新能源（宜兴）有限公司	4,438.33	4,437.56	963.56
岚县润电新能源有限公司	4,535.18	4,535.18	1,463.01
瓜州昊华新能源电力有限公司	19,928.54	6,016.50	55.00
池州润能新能源有限公司	4,287.43	4,286.91	1.86
阿巴嘎旗电投科润智慧新能源有限公司	3,784.93	3,785.89	-13.70

注：2024 年受南方电网综合能源（贺州）有限公司原少数股东增资影响，发行人失去该公司控制权转为联营企业核算，失去控制权后公司剩余持股比例按公允价值计量，产生 809.14 万元投资收益，因此长期股权投资账面价值高于净资产份额。

发行人判断长期股权投资是否存在减值迹象通常考虑以下因素：①影响被投资企业经营的政治或法律环境的变化，如税收、贸易等法规的颁布或修订，从而导致被投资企业出现巨额亏损；②被投资企业所供应的商品或提供的劳务因产品过时或消费者偏好改变而使市场的需求发生变化，从而导致被投资企业财务状况发生严重恶化；③被投资企业所在行业的生产技术等发生重大变化，被投资企业已失去竞争能力，从而导致财务状况发生严重恶化，如清理整顿、清算等；④长期股权投资的账面价值大于享有被投资企业净资产（包括相关商誉）账面价值的份额等类似情况；⑤有证据表明该项投资实质上已经不能再给企业带来经济利益的其他情形。报告期内，对外投资项目整体经营情况良好，不存在因为实际经营业务开始后导致长期股权投资账面价值大于被投资单位所有者权益账面价值的份额的对外投资项目，故不存在减值迹象。

二、中介机构核查情况

（一）核查程序

针对上述事项，保荐人、申报会计师、发行人律师履行的核查程序，主要包括：取得并查阅发行人控股子公司与授权方签署的特许经营权合同、特许经营权相关项目的招投标文件、中标通知书；查阅主管部门出具的合规证明文件；查阅发行人控股子公司出具的确认函；查阅公司特许经营权项目合同，分析相关资产确认为无形资产会计处理的合理性；获取特许经营权项目明细账、监理报告、验收文件等文件，复核金额的真实性及合理性；了解特许经营权项目的摊销年限及方法，与同行业可比公司进行比较；对现场察看相关特许经营权项目；取得并查阅对外投资项目的投资协议、公司章程、注资银行水单、报告期内财务报表或审计报告；获取发行人无形资产明细清单，了解无形资产使用情况；复核发行人无形资产减值测试的具体过程和方法；与同行业可比公司无形资产摊销政策进行对比；查阅发行人非同一控制企业合并企业报告期内的财务报表、投资协议、公司章程、一致行动承诺函（如有）和相关评估报告等资料；复核评估报告中估值方法及结论的合理性；了解与长期股权投资减值评估相关内部控制。

（二）核查意见

经核查，保荐人、申报会计师认为：

1、发行人控股子公司通过招投标方式取得上述特许经营权项目，且均签署特许经营权相关协议，取得方式、获取过程合法合规，不存在瑕疵；发行人不存在特许经营权合同被撤销或提前终止的风险，发行人特许经营权项目规模和数量较小，对发行人业绩不构成重大不确定性影响。

2、发行人已披露并说明特许经营权的初始确认时点、确认金额及依据，土地使用权的来源、取得时间、入账价值、评估情况等，相关处理符合会计准则相关规定；发行人特许经营权及土地使用权的摊销年限及方法与同行业可比公司不存在明显差异，具备合理性；发行人已披露并说明无形资产减值测试方式与结果，相关处理符合会计准则相关规定，减值准备计提充分。

3、发行人将华润财金作为控股子公司核算符合《企业会计准则》的相关规定；收购时相关资产组划分、可辨认无形资产及公允价值评估、及商誉确认符合《企业会计准则》的规定。

4、发行人报告期内主要对外投资项目的投资期限、投资金额和价值变动、

股权投资占比等情况已披露并说明，对发行人报告期及未来的影响较小；报告期内，发行人对长期股权投资减值准备的会计处理符合企业会计准则的要求，未计提长期股权投资减值准备具有合理性。

经核查，发行人律师认为：

1、发行人控股子公司通过招投标方式取得上述特许经营权项目，且均签署特许经营权相关协议，取得方式、获取过程合法合规，不存在瑕疵；发行人不存在特许经营权合同被撤销或提前终止的风险，发行人特许经营权项目规模和数量较小，对发行人业绩不构成重大不确定性影响。

问题 17. 关于其他财务事项

申报材料显示，报告期内，发行人享受多项税收优惠政策，2021 年至 2023 年税收优惠金额分别为 162,600.10 万元、158,230.27 万元、163,000.24 万元，占利润总额的比例分别为 21.96%、21.08%、16.37%。

请发行人披露相关税收优惠政策是否具有可持续性，测算优惠政策到期后对发行人经营业绩的不利影响程度，发行人对税收优惠是否存在重大依赖。

请保荐人、申报会计师简要概括核查过程，并发表明确核查意见。

回复：

一、发行人披露

（一）相关税收优惠政策是否具有可持续性，测算优惠政策到期后对发行人经营业绩的不利影响程度，发行人对税收优惠是否存在重大依赖

1、相关税收优惠政策是否具有可持续性，测算优惠政策到期后对发行人经营业绩的不利影响程度

发行人适用的增值税税收优惠和所得税税收优惠的可持续性以及到期后对发行人经营业绩的影响如下表所示：

税收优惠类型	税收优惠政策	有效期限	可持续性	到期后对发行人经营业绩的影响
增值税优惠政策	增值税即征即退 50%	2015 年 7 月 1 日起执行，长期有效	于 2015 年颁布，为长期有效的优惠政策，至今未发生变更，具有较高的可持续性	报告期内，该税收优惠金额占利润总额的比例为 3.13%、3.49% 和 3.41%，占比较低。该政策具有较高的可持续性，预计短期内不存在到期的情况
企业所得税优惠政策	西部大开发企业所得税优惠	2011 年 1 月 1 日至 2030 年 12 月 31 日	于 2011 年颁布，有效期 20 年，尚有五年到期，目前具有可持续性	报告期内，该税收优惠金额占利润总额的比例为 0.80%、1.55% 和 1.45%，占比较低。该政策目前具有可持续性，短期不存在到期的情况
	公共基础设施项目企业所得税优惠	2008 年 1 月 1 日起执行，长期有效	根据该政策规定，从事国家重点扶持的公共基础设施项目的企业自项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起，第一年至第三年免征企	报告期内，该税收优惠金额占利润总额的比例为 17.10%、11.30% 和 10.36%，呈逐年下降的趋势。假设公司未来无新增项

税收优惠类型	税收优惠政策	有效期限	可持续性	到期后对发行人经营业绩的影响
			业所得税，第四年至第六年减半征收企业所得税，因此每个项目享受该税收优惠的期限为六年； 该政策于 2008 年颁布，为长期有效的优惠政策，至今未发生变更，未来随着在建和储备项目的陆续投产，公司依然可以持续享受该税收优惠政策	目，并以 2024 年享受该税收优惠的子公司为测算范围，结合上述子公司各项目免征期和减征期的到期时间测算后，公司该税收优惠金额由 2024 年的 101,545.75 万元在 2027 年降至 20,172.23 万元。 随着目前的在建和储备项目在未来陆续投产，根据该政策规定，公司未来依然可以持续享受该税收优惠，预计不会对经营业绩产生重大不利影响
	小型微利企业所得税优惠	自 2019 年 1 月 1 日起执行后多次更新，目前政策有效期限为 2027 年 12 月 31 日	财政部和国家税务总局于 2019 年颁发小型微利企业所得税优惠政策后，分别于 2021 年、2022 年、2023 年出台新的政策延续小型微利企业所得税优惠政策，该政策具有较高的可持续性	报告期内，该税收优惠金额占利润总额的比例为 0.02%、0.03% 和 0.04%，占比较低。该政策具有较高的可持续性，预计短期内不存在到期的情况
	高新技术企业所得税优惠	技术研究院享受该税收优惠的有效期限截止至 2025 年 12 月 22 日；润电能源科学技术有限公司于 2022 年 9 月被剥离，在纳入发行人合并范围的期间享受该税收优惠	高新技术企业认定的有效期限为 3 年，技术研究院的研发人员数量及研发费用金额均达到高新技术企业认定条件，发行人认为技术研究院于未来年度能够继续取得高新技术企业认定的可能性较大，进而继续享受高新技术企业所得税优惠，该税收优惠政策具有较高的可持续性	报告期内，该税收优惠金额占利润总额的比例为 0.03%、0.00% 和 0.00%，占比较低。报告期内，技术研究院因存在未弥补亏损，因此技术研究院未享受该税收优惠政策。报告期内，技术研究院的营业收入、净利润、总资产占发行人对应科目的比例均小于 1%，不属于发行人重要子公司，若未来技术研究院无法继续取得高新技术企业认定，预计对发行人经营业绩影响有限
	深圳前海深港现代服务业税收优惠	2021 年 1 月 1 日至 2025 年 12 月 31 日	享受该政策的两家公司包括深圳智润新能源电力勘测设计院有限公司和深圳市出新知识产权管理有限公司，其中深圳市出新知识产权管理有限公司已于 2022 年 9	报告期内，深圳智润新能源电力勘测设计院有限公司享受的该项税收优惠金额为 54.24 万元、64.83 万元和 61.31 万元，占各期利润总额的比例均小于 0.01%。若

税收优惠类型	税收优惠政策	有效期限	可持续性	到期后对发行人经营业绩的影响
			月从发行人剥离。该项政策为地方性税收优惠政策，存在到期后不延续的可能性	未来该项税收优惠政策到期，预计不会对发行人经营业绩产生显著影响

报告期内，发行人适用的主要税收优惠政策具有较高的持续性，且优惠政策到期后对发行人经营业绩不存在重大不利影响。

2、发行人对税收优惠是否存在重大依赖

报告期内，发行人享受的税收优惠总额分别为 158,230.27 万元、163,000.24 万元和 149,544.07 万元，占利润总额的比例分别为 21.08%、16.37%和 15.26%，税收优惠总额保持稳定，占比逐年下降，扣除税收优惠影响后，发行人的盈利能力仍处于相对较高水平，不存在对税收优惠政策形成重大依赖的情形。关于税收优惠政策变动的风险，发行人已于招股说明书“第三节 风险因素”之“一、与行业相关的风险”之“（七）税收优惠政策变动的风险”进行提示。

二、中介机构核查情况

（一）核查程序

针对上述事项，保荐人、申报会计师履行的核查程序，主要包括：查阅发行人报告期内主要税收优惠适用的政策文件、纳税申报资料；汇总统计发行人各项税收优惠金额，测算税收优惠对利润的影响程度。

（二）核查意见

经核查，保荐人、申报会计师认为：

发行人已披露主要税收优惠政策的可持续性、相关优惠政策到期后对发行人经营业绩的影响及依赖性，发行人主要税收优惠政策具备可持续性，相关优惠政策到期后对发行人经营业绩不会产生重大不利影响、发行人对税收优惠不存在重大依赖。

问题 18. 关于风险提示

申报材料显示：

发行人在招股说明书第二节“概览”的“重大事项提示”以及第三节“风险因素”部分对公司面临的风险进行了披露，但部分信息披露有待完善，例如“可再生能源补贴政策及相关措施变化的风险”“上网电价变动导致的业绩波动风险”仅作定性描述，未作定量分析等。

请发行人根据《公开发行证券的公司信息披露内容与格式准则第 57 号——招股说明书》的相关要求，全面梳理风险披露情况，结合公司实际情况提高风险因素披露的针对性和重大性，对风险因素进行定性、定量分析论证。

请保荐人简要概括核查过程，并发表明确核查意见。

回复：

一、发行人披露

发行人已根据《公开发行证券的公司信息披露内容与格式准则第 57 号——招股说明书》的相关要求，全面梳理风险披露情况，结合公司实际，对可能存在的风险补充披露如下：

（一）对原有披露风险进行量化补充

1、上网电价变动导致的业绩波动风险

发行人已对“上网电价变动导致的业绩波动风险”补充了量化分析，具体请参见本问询函回复之“问题 1/发行人披露/（一）/3、说明相关政策变化对发行人经营资质、运营模式、经营业绩稳定性的具体影响，并充分提示相关风险”。

2、可再生能源补贴政策及相关措施变化的风险

发行人已对“可再生能源补贴政策及相关措施变化的风险”补充了量化分析，具体请参见本问询函回复之“问题 10/发行人披露/（四）/2、项目未进入补贴目录、补贴清单或者合规清单，新能源补贴退坡机制和平价上网政策等对公司新能源发电业务的影响，是否对持续经营能力形成重大不利影响，量化分析并完善相关风险提示”。

3、上游设备采购价格波动风险

发行人已于招股说明书“第二节 概览”之“一、重大事项提示”之“（一）特别风险提示”之“8、上游设备采购价格波动风险”补充披露量化分析如下：

“8、上游设备采购价格波动风险

公司主要采购内容为电站建造过程所需的风力发电设备、太阳能发电设备、相关施工及服务。风力发电方面，公司主要采购风机、塔筒等风力发电设备。报告期内，公司风机采购单价分别为 2,079.28 元/千瓦、1,744.86 元/千瓦和 1,433.91 元/千瓦，塔筒采购单价分别为 530.35 元/千瓦、525.77 元/千瓦和 428.71 元/千瓦。随着风机技术进步，单机容量增大，风机市场整体呈现供大于求的状态，采购单价在报告期内处于下行趋势。

太阳能发电方面，公司主要采购光伏组件等太阳能发电设备。报告期内，公司光伏组件采购单价分别为 1,877.84 元/千瓦、1,365.39 元/千瓦和 779.46 元/千瓦。2022 年光伏组件市场价格处于高位，2023 年，受行业竞争激烈、产能增加的影响，晶硅光伏组件价格回落，2024 年，光伏组件价格仍呈下降趋势。

公司上游设备价格受行业竞争、供求关系变化等因素影响，同时易受国内外政治、经济环境影响，存在价格波动的风险，若公司不能采取有效措施应对上游设备价格的波动，可能会对公司经营结果造成影响。”

4、募投项目未能按计划投产的风险

发行人已于招股说明书“第三节 风险因素”之“二、与发行人相关的风险”之“（三）募投项目未能按计划投产的风险”补充披露量化分析如下：“……拟开发建设的风力发电和太阳能发电项目总投资金额为 402.22 亿元，装机规模 717.50 万千瓦，……”

5、偿债风险

发行人已于招股说明书“第三节 风险因素”之“二、与发行人相关的风险”之“（五）偿债风险”补充披露量化分析如下：“……报告期各期，公司总体利息支出分别为 274,885.18 万元、196,514.98 万元和 217,181.18 万元，占各期营业收入的比例分别为 15.11%、9.58%和 9.49%。……”

（二）新增风险披露

1、实际控制人及控股股东控制的其他与发行人从事相同或者相似业务资产的相关风险

发行人已于招股说明书之“第二节 概览”之“一、重大事项提示”之“（一）特别风险提示”之“7、实际控制人及控股股东控制的其他与发行人从事相同或者相似业务资产的相关风险”补充披露以下内容：

“7、实际控制人及控股股东控制的其他与发行人从事相同或者相似业务资产的相关风险

公司作为华润电力控制的企业中投资、开发、运营和管理风力、太阳能发电站的唯一平台，为了保障公司业务发展、保护股东利益，避免同业竞争风险，近年来通过系列资产重组持续强化业务定位，基本实现新能源业务的全面整合。

由于合规性、政策性原因等因素，公司控股股东华润电力控制的其他企业仍持有未置入发行人体系内的风力发电项目/资产，截至 2024 年 12 月 31 日，发行人控股股东控制的在运行期、建设期的新能源项目装机容量共 79.272 万千瓦，占截至报告期末发行人控股新能源并网装机规模的 2.39%，其中 1.472 万千瓦新能源项目涉及上市公司独立性、少数股东不同意相关资产转让等原因将不会注入发行人，剩余 77.8 万千瓦新能源发电项目资产具备注入上市公司条件后推动上述项目资产依法依规注入发行人体内，占截至报告期末发行人控股新能源并网装机规模的 2.35%。公司控股股东华润电力拟在上述 77.8 万千瓦新能源发电项目资产具备注入上市公司条件后推动上述项目资产依法依规注入发行人，但具体注入时间受到项目法律瑕疵整改进度、项目建成投产进度和其他前置程序影响，目前仍具有不确定性。

公司实际控制人层面，截至 2024 年 12 月 31 日，发行人实际控制人中国华润控制的除华润电力以外其他下属业务单元中，有 5 个业务单元公司华润微、华润江中、华润建材科技、华润金控、华润燃气持有分布式光伏发电项目，合计装机容量为 16.1758 万千瓦，占发行人截至报告期末的装机规模占比为 0.49%，对应比例极低，不存在对发行人构成重大不利影响的同业竞争。上述业务单元公司均具有各自明确的主营业务，且主营业务均非光伏发电业务，持有或者运

营分布式光伏项目主要为服务自身主业或基于主业客户提供延伸服务。发行人实际控制人控制的其他企业未来存在新增少量分布式光伏业务的计划，主要用于满足自身用电需求或向客户提供增值服务，规模及影响极为有限，既不会导致公司主营业务转向新能源发电领域，也不会对发行人构成重大不利影响的同业竞争。

尽管公司已建立完善的同业竞争规避机制，仍需提示若前述 77.8 万千瓦待注入项目因合规整改进度滞后、建设周期延长等原因导致注入进度不及预期，或实际控制人下属企业分布式光伏项目出现超预期新增，可能对公司新能源业务整合及装机规模增长产生一定影响。”

2、资本支出较大的相关风险

发行人已于招股说明书“第三节 风险因素”之“一、与行业相关的风险”之“（八）资本支出较大的相关风险”补充披露以下内容：

“（八）资本支出较大的相关风险

公司所属风力发电以及太阳能发电行业属于重资产行业，行业内发电企业的电场（站）项目建设具有前期资本支出投入大、回收周期长的特点。报告期各期，公司购建固定资产、无形资产和其他长期资产支付的现金分别为 2,429,180.76 万元、2,689,272.90 万元和 3,457,031.20 万元，2023 年度、2024 年度分别同比增长为 10.71%、28.55%。随着电站规模扩张，公司总体资本支出规模较大，且呈现上升态势，对公司的资金筹措能力提出了较高要求。如果行业一直仍维持前期支出投入较大和回收期较长的特点，或者公司未来无法及时或以合理成本获得电场（站）项目建设相关资金支出而放缓后续资本支出计划，则对公司的业务规模扩展和经营业绩增长带来不利影响。”

3、新建募投项目未能取得土地使用权的风险

发行人已于招股说明书“第三节 风险因素”之“二、与发行人相关的风险”之“（四）新建募投项目未能取得土地使用权的风险”补充披露以下内容：

“（四）新建募投项目未能取得土地使用权的风险

本次募投项目均为风力发电、太阳能发电项目，项目建设前，发行人需合

法取得募投项目建设用地。截至本招股说明书签署日，涉及新增建设用地的募投项目，公司已取得了不动产权证书或省人民政府出具的建设用地批复或自然资源主管部门出具的用地预审文件，公司预计取得募投项目土地使用权证书不存在实质性障碍。假如公司无法取得全部募投项目用地的土地使用权证书，将会对募投项目的实施产生不利影响。”

4、向境内投资者分红存在的外汇、税费风险

发行人已于招股说明书“第三节 风险因素”之“三、其他风险”之“（七）向境内投资者分红存在的外汇、税费风险”补充披露以下内容：

“（七）向境内投资者分红存在的外汇、税费风险

发行人注册在中国香港，因注册地政策变动、境内外外汇管制措施以及相关的换汇、结算、审核等程序，可能导致境内投资者取得本公司分红派息的时间较境外股东有所延迟；倘若在延迟期间发生汇率波动，可能导致境内投资者实际取得的分红派息与境外股东存在一定差异，进而对境内投资者的权益造成相应影响。

此外，发行人作为中国香港税务居民向境内投资者分红不涉及香港税务影响，但倘若中国香港的法律制度和相关政策发生变化，则发行人进行股利分配时可能被征收相关税费，进而可能对投资者获取投资回报造成不利影响。”

二、中介机构核查情况

（一）核查程序

针对上述事项，保荐人履行的核查程序，主要包括：查看《公开发行证券的公司信息披露内容与格式准则第 57 号——招股说明书》等规则要求，对发行人招股说明书的风险披露情况进行了整体复核。

（二）核查意见

经核查，保荐人认为：

发行人已根据《公开发行证券的公司信息披露内容与格式准则第 57 号——招股说明书》等规则的相关要求，全面梳理风险披露情况，在招股说明书对相关风险进行定性和定量的论证，并进行补充完善。

（本页无正文，为华润新能源控股有限公司《关于华润新能源控股有限公司首次公开发行股票并在主板上市申请文件的审核问询函之回复报告》之签章页）

授权签字人：

左学群

左学群



华润新能源控股有限公司

2025年6月26日

（本页无正文，为中国国际金融股份有限公司《关于华润新能源控股有限公司首次公开发行股票并在主板上市申请文件的审核问询函之回复报告》之签章页）

保荐代表人：

廖雅婷

廖雅婷

李天万

李天万



保荐人法定代表人声明

本人已认真阅读华润新能源控股有限公司本次审核问询函回复报告的全部内容，了解报告涉及问题的核查过程、本公司的内核和风险控制流程，确认本公司按照勤勉尽责原则履行核查程序，审核问询函回复报告不存在虚假记载、误导性陈述或重大遗漏，并对上述文件的真实性、准确性、完整性、及时性承担相应法律责任。

法定代表人：_____



陈 亮



（本页无正文，为中信证券股份有限公司《关于华润新能源控股有限公司首次公开发行股票并在主板上市申请文件的审核问询函之回复报告》之签章页）

保荐代表人：

李中杰

李中杰

王天阳

王天阳



保荐人法定代表人声明

本人已认真阅读华润新能源控股有限公司本次审核问询函回复报告的全部内容，了解报告涉及问题的核查过程、本公司的内核和风险控制流程，确认本公司按照勤勉尽责原则履行核查程序，审核问询函回复报告不存在虚假记载、误导性陈述或重大遗漏，并对上述文件的真实性、准确性、完整性、及时性承担相应法律责任。

法定代表人：_____

张佑君



（本页无正文，为北京市金杜律师事务所《关于华润新能源控股有限公司首次公开发行股票并在主板上市申请文件的审核问询函之回复报告》之签章页，仅对审核问询函中需要发行人律师进行核查的事项发表核查意见）



经办律师：

Handwritten signature of Pan Yujia in black ink.

潘渝嘉

Handwritten signature of Liu Xiaoguang in black ink.

刘晓光

Handwritten signature of Feng Xia in black ink.

冯霞

单位负责人：

Handwritten signature of Wang Ling in black ink.

王玲

二〇二五年六月二十六日

本页无正文，为毕马威华振会计师事务所（特殊普通合伙）《关于华润新能源控股有限公司首次公开发行股票并在主板上市申请文件的审核问询函回复的专项说明》之会计师签章页。根据《关于华润新能源控股有限公司首次公开发行股票并在主板上市申请文件的审核问询函》中对会计师核查事项的要求，我们仅对问询函中需要会计师进行核查的事项进行回复。

签字注册会计师签名：

陈子民

陈子民



林启兴

林启兴



会计师事务所负责人签名：

邹俊

邹俊



毕马威华振会计师事务所（特殊普通合伙）

2025年6月26日

