

香港交易及結算所有限公司及香港聯合交易所有限公司對本公告之內容概不負責，對其準確性或完整性亦不發表任何聲明，並明確表示，概不就因本公告全部或任何部分內容而產生或因倚賴該等內容而引致之任何損失承擔任何責任。



海外監管公告

本公告乃根據香港聯合交易所有限公司證券上市規則第13.10B條而作出。

茲載列在深圳證券交易所網站(<http://www.szse.cn>)刊登的《關於龍源電力集團股份有限公司向特定對象發行股票的審核問詢函的回覆報告》，僅供參考。

特此公告。

承董事會命
龍源電力集團股份有限公司
China Longyuan Power Group Corporation Limited*
宮宇飛
董事長

中國北京，2026年2月10日

於本公告日期，本公司的執行董事為宮宇飛先生和王利強先生；非執行董事為王雪蓮女士、張彤先生、王永先生和劉勁濤先生；及獨立非執行董事為魏明德先生、高德步先生和趙峰女士。

* 僅供識別



国家能源集团
CHN ENERGY

龙源电力集团股份有限公司
CHINA LONGYUAN POWER GROUP CORPORATION LIMITED

关于龙源电力集团股份有限公司
向特定对象发行股票的
审核问询函的回复报告

保荐人（主承销商）



中信证券股份有限公司
CITIC Securities Company Limited

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

二〇二六年二月

深圳证券交易所：

根据贵所于 2026 年 1 月 22 日出具的《关于龙源电力集团股份有限公司申请向特定对象发行股票的审核问询函》（审核函〔2026〕120005 号）（以下简称“审核问询函”）的要求，龙源电力集团股份有限公司（以下简称“龙源电力”、“发行人”或“公司”）已会同中信证券股份有限公司（以下简称“保荐人”）、北京市嘉源律师事务所（以下简称“发行人律师”、“申报律师”或“嘉源”）、中审众环会计师事务所（特殊普通合伙）（以下简称“申报会计师”或“中审众环”）等有关中介机构，本着勤勉尽责、诚实守信的原则，对审核问询函所列的问题进行了逐项核查和落实，现回复如下，请予审核。

本审核问询函回复报告的字体代表以下含义：

审核问询函所列问题	黑体（加粗）
审核问询函问题的回复、中介机构核查意见	宋体（不加粗）
引用募集说明书中的内容	楷体（不加粗）
对募集说明书等文件的修改及补充	楷体（加粗）

如无特别说明，本审核问询函回复报告中的简称或名词的释义与《龙源电力集团股份有限公司 2025 年度向特定对象发行 A 股股票募集说明书》中的简称和释义一致。本审核问询函回复报告中所列数据可能因四舍五入原因而与所列示的相关单项数据直接计算得出的结果略有不同。

目 录

目 录.....	2
1、第一题	3
2、第二题	29
3、第三题	85

1、申报材料显示，本次向特定对象发行 A 股股票的募集资金总额不超过人民币 50.00 亿元（含本数），分别将投入海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目（以下简称项目一）和“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目（以下简称项目二）。

项目一位于海南省东方市西部海域，项目装机容量为 50 万千瓦，拟安装 22 台单机容量 10MW 和 20 台单机容量 14MW 的海上风电机组，配套建设海上升压站、集电海缆及送出工程等设施，并通过海底电缆接入海南电网，项目工程总投资额 51.67 亿元。

项目二位于宁夏回族自治区中卫市沙坡头区，是“宁湘直流”配套新能源基地的重要组成部分。项目装机规模 100 万千瓦，拟安装 140 台单机容量为 7.15MW 的风电机组，并配套建设集电线路、升压站及接入系统等工程设施，项目工程总投资额预计为 42.72 亿元。

请发行人：（1）结合已建、在建和拟建电站情况，说明与募投项目在装机容量、电力市场化改革政策安排、主要服务的省份区域的历史用电量及发电量供求结构、发电消纳政策等方面的区别和联系，公司对新增电力的产能分配规划，是否存在电力消纳、产能过剩风险。（2）说明截至目前是否已取得本次募投项目开工所需的所有审批文件，是否附条件或在有效期内，项目实施是否存在重大不确定性或对本次发行构成实质性障碍。（3）说明本次募投项目的销售模式，上网电价确认依据，是否存在调整风险及影响；上网电量、年等效利用小时数等主要参数选取依据，是否考虑弃风弃光限电风险，结合可比项目效益测算情况说明效益预测的谨慎性、合理性。（4）说明募投项目各项投资支出的具体构成、测算过程及测算依据；结合募投项目的投资进度、折旧摊销政策等，量化分析募投项目折旧或摊销对公司未来经营业绩的影响。（5）说明募投项目剩余资金缺口的资金来源及落实进展情况，是否存在重大不确定性。

请发行人补充披露（1）（2）（3）（4）相关风险。

请保荐人核查并发表明确意见，会计师对（2）（3）（4）核查并发表明确意见。

回复：

一、结合已建、在建和拟建电站情况，说明与募投项目在装机容量、电力市场化改革政策安排、主要服务的省份区域的历史用电量及发电量供求结构、发电消纳政策等方面的区别和联系，公司对新增电力的产能分配规划，是否存在电力消纳、产能过剩风险

(一) 公司已建、在建和拟建电站情况，说明与募投项目在装机容量、电力市场化改革政策安排、主要服务的省份区域的历史用电量及发电量供求结构、发电消纳政策等方面的区别和联系

1、公司已建、在建和拟建电站情况

龙源电力是一家以开发运营新能源为主的大型综合性发电集团，拥有风电、光伏等新能源发电项目，业务分布于国内 32 个省区市以及加拿大、南非、乌克兰等国家。截至 2025 年 9 月 30 日，公司已建、在建及拟建风电项目装机容量情况如下：

业务板块及地区分布	已建装机（兆瓦）	在建及拟建装机（兆瓦）
风电装机合计	31,543.47	4,467.27
其中：海南	99.00	500.00
宁夏	974.70	2,500.00
湖南	308.35	-

2、与募投项目在装机容量、电力市场化改革政策安排、主要服务的省份区域的历史用电量及发电量供求结构、发电消纳政策等方面的区别和联系

(1) 海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目

装机容量方面，截至 2025 年 9 月 30 日，发行人在海南的控股已投产风电装机容量为 9.9 万千瓦，而本次募投项目装机容量 50 万千瓦，投产后将成为发行人在该地区的主力电源。

电力市场化改革政策安排方面，根据海南省发改委出具的《关于海上风电项目场址认定的函》，本项目属于海南省竞争性配置海风项目。根据《海南省发展和改革委员会关于印发<海南省深化新能源上网电价市场化改革实施方案>的通知》（琼发改价格〔2025〕969 号），已开展竞争性配置但未于 2025 年 6 月 1 日前投产的海上风电项目，2026 年底前投产项目机制电价参照竞争性配置方案

规定执行，即以当地燃煤上网标杆电价为基准价，机制电量规模为上网电量的 80%、机制执行期限为 20 年。后续年份投产项目机制电价、机制电量规模及执行期限以上一年竞价通知规定为准，原则上不高于上一年执行水平。

区域电力供求结构方面，海南省电力供需基本实现自我平衡。2024 年度，海南省全社会用电量 519 亿千瓦时，同比增长 7.4%；全社会最大用电负荷 850 万千瓦，同比增长 8.3%，全省年度发电量为 514.6 亿千瓦时，通过西电东送外购电量 2.93 亿千瓦时，整体实现电力供需平衡。

消纳政策方面，2025 年度海南省新能源消纳率达到 96.4%，随着海南自贸港封关运作的深入推进，用电需求将保持快速增长，到“十五五”末期，海南全社会用电量预计达 880 亿千瓦时，年均增长 10.3%；全社会最高负荷预计达 1,550 万千瓦，年均增长 12.6%。在此背景下，随着用电需求的持续扩张与电网调节能力的同步提升，海南省电网的消纳潜力将进一步释放，为本次募投项目的消纳提供坚实基础与可靠保障。

综合上述分析，本次募投项目为海南省竞争性配置海风项目，与发行人在海南的其他风电项目不具备可比性；本次募投项目在电价机制、电力供需和消纳安排等方面均具有可靠保障。

（2）“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目

装机容量方面，截至 2025 年 9 月 30 日，发行人在宁夏、湖南的控股已建风电装机容量为 97.47 万千瓦、30.84 万千瓦，本次募投项目装机容量 100 万千瓦，投产后将成为发行人在该地区的主力电源。

区域电力供求结构及消纳方面，本次募投项目是“宁湘直流”工程的重点配套电源，项目建成后所发电量将主要通过高压直流工程外送至湖南消纳。湖南省电力供需持续偏紧，能源对外依存度较高。2024 年度，湖南省全社会用电量 2,374 亿千瓦时，其中外购电量 539 亿千瓦时，占全社会用电量的 22.7%，“宁电入湘”工程投产后，每年可从宁夏向湖南输送电量超 360 亿千瓦时，为湖南省增加约六分之一的电力供应，将有效缓解湖南省电力供需矛盾，增强电力保供能力。本次募投项目的上网电价将遵循宁夏、湖南、国家电网三方协议约定，原则上可再生能源电量占比不低于 50%。在当前送端煤电基准价的基础上，增加共享储能服务

相关费用，送端、受端电价机制应保持相对稳定，原则上每三年进行协商调整，因此本次募投项目受电力市场化改革政策影响相对有限。

综合上述分析，本次募投项目为“宁湘直流”工程的重点配套电源，与发行人在宁夏、湖南的其他风电项目不具有可比性；本次募投项目在电力消纳安排方面具有协议保障。

（二）公司对新增电力的产能分配规划，是否存在电力消纳、产能过剩风险

1、海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目

本项目的建设符合海南省海上风电发展规划和产业政策。国家能源局综合司已于 2022 年 1 月 26 日复函支持海南省在做好与国家《“十四五”可再生能源发展规划》衔接的基础上，按照规划科学组织海上风电开发建设。因此，本项目建成后对推动海南省实现“碳达峰、碳中和”“加快规划建设新型能源体系”目标，加快建设海南清洁能源岛，加大海南省电力供应等方面具有十分重要的作用。

海南省持续扩张的用电需求为新增电力消纳提供明确的市场空间。随着海南自贸港封关运作的深入推进，用电需求将保持快速增长，到“十五五”末期，海南全社会用电量预计达 880 亿千瓦时，年均增长 10.3%。在此背景下，随着用电需求的持续扩张与电网调节能力的同步提升，海南省电网的消纳潜力将进一步释放。

综上所述，本项目的建设符合国家产业政策导向，所在区域电力需求增长明确，具备可靠消纳空间，预计不存在重大电力消纳、产能过剩风险。

2、“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目

本项目的建设符合国家对“沙戈荒”风光基地和“宁湘直流”工程的发展规划。2022 年 2 月 26 日，国家发改委、国家能源局发布《以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地规划布局方案》的通知，要求到 2030 年，规划建设“沙戈荒”风光基地总装机约 4.55 亿千瓦。2023 年 5 月，“宁湘直流”工程获国家发展改革委核准，该项工程是被纳入国家“十四五”能源发展规划、电力发展规划的跨省跨区输电通道重大工程，是建设宁夏新型电力系统的重要举措，是“西电东送”的关键组成部分。项目建成后对推动国家实施“西电东送”战略，

保障电力安全，提升荒漠土地的利用率，消纳“沙戈荒”基地充沛的风资源等方面具有十分重要的作用。

本项目作为“宁湘直流”工程的重点配套电源，其电力输送与消纳路径具有明确保障。项目建成后所发电量将主要通过高压直流工程外送至湖南消纳。湖南省电力供需持续偏紧，能源对外依存度较高，2024 年度外购电量已占全社会用电量的 22.7%，“宁电入湘”工程投产后，每年可输送电量超 360 亿千瓦时，将显著缓解湖南省电力供需矛盾。

综上所述，本项目作为“宁湘直流”配套外送项目，符合国家产业政策导向，具有明确的消纳保障，预计不存在重大电力消纳、产能过剩风险。

二、说明截至目前是否已取得本次募投项目开工所需的所有审批文件，是否附条件或在有效期内，项目实施是否存在重大不确定性或对本次发行构成实质性障碍

(一) 海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目

1、本项目已取得海南省发展和改革委员会出具的《海南省发展和改革委员会关于海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目核准的批复》（琼发改能源函〔2022〕879 号）、《海南省发展和改革委员会关于同意延长海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目核准文件有效期的批复》（琼发改能源函〔2024〕996 号）。

2、本项目已取得海南省生态环境厅出具的《海南省生态环境厅关于批复东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目环境影响报告书的函》（琼环函〔2025〕45 号）。

3、本项目已取得海南省东方市自然资源和规划局颁发的《中华人民共和国不动产权证书》（琼〔2023〕东方市不动产权第 0001386 号）、《中华人民共和国不动产权证书》（琼〔2023〕东方市不动产权第 0003962 号）。

4、本项目已取得海南省东方市行政审批服务局颁发的《中华人民共和国建设工程规划许可证》（建字第 469007202420014 号），以及中华人民共和国南海事局颁发的《中华人民共和国水上水下作业和活动许可证》（琼海事准字〔2025〕第 0005 号、琼海事准字〔2025〕第 0033 号、琼海事准字〔2025〕第 0037 号、琼海事准字〔2025〕第 0038 号、琼海事准字〔2025〕第 0045 号、琼海事准字〔2025〕

第 0047 号）。根据海南省东方市营商环境建设局出具的《关于海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风力项目的情况说明》，本项目无需办理建筑工程施工许可证。根据《海南自由贸易港国土空间规划条例》，本项目无需办理建设用地规划许可证。

截至本回复报告出具之日，本项目已取得开工所需的必要审批文件，并于相关审批有效期内开工建设，预计项目实施不存在重大不确定性，亦不会对本次发行构成实质性障碍。

（二）“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目

1、本项目已取得宁夏回族自治区发展和改革委员会出具的《自治区发展改革委关于“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目核准的批复》（宁发改能源（发展）审发〔2024〕178 号）。

2、本项目已取得中卫市生态环境局沙坡头区分局出具的《关于同意中卫龙源新能源有限公司<“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目环境影响报告表>的函》（卫环沙坡头区分局函〔2025〕13 号）。

3、本项目已取得宁夏自治区人民政府印发的《自治区人民政府关于“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目建设用地的批复》（宁政土批字〔2025〕366 号）。

4、根据《中卫市第一批建设工程规划许可证豁免清单（试行）》，本项目属于单独选址类项目，无需办理工程规划审批手续；根据中卫市人民政府办公室《关于印发中卫市优化营商环境行动方案的通知》，本项目无需办理建设用地规划许可证；根据中卫市住房和城乡建设局确认，本项目不涉及该局办理建筑工程施工许可证。

截至本回复报告出具之日，本项目已取得开工所需的必要审批文件，并于相关审批有效期内开工建设，预计项目实施不存在重大不确定性，亦不会对本次发行构成实质性障碍。

三、说明本次募投项目的销售模式，上网电价确认依据，是否存在调整风险及影响；上网电量、年等效利用小时数等主要参数选取依据，是否考虑弃风弃光限电风险，结合可比项目效益测算情况说明效益预测的谨慎性、合理性

(一) 海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目

1、销售模式及上网电价确认依据，是否存在调整风险及影响

本项目投产后，所发电力将销售给海南电网。根据可研报告，本项目效益测算所使用的平均含税上网电价为 0.4198 元/kWh，即海南省燃煤标杆上网电价核减辅助服务费后上网电价。

根据海南省发改委出具的《关于海上风电项目场址认定的函》，本项目属于海南省竞争性配置海风项目。根据《海南省发展和改革委员会关于印发<海南省深化新能源上网电价市场化改革实施方案>的通知》（琼发改价格〔2025〕969 号），已开展竞争性配置但未于 2025 年 6 月 1 日前投产的海上风电项目，2026 年底前投产项目机制电价参照竞争性配置方案规定执行，即以当地燃煤上网标杆电价为基准价，机制电量规模为上网电量的 80%、机制执行期限为 20 年。后续年份投产项目机制电价、机制电量规模及执行期限以上一年竞价通知规定为准，原则上不高于上一年执行水平。

因此，本项目效益测算所使用的上网电价具有合理性，预计不存在重大调整风险，不会对本项目的实施造成重大不利影响。

2、上网电量、年等效利用小时数等主要参数选取依据，是否考虑弃风弃光限电风险

根据可研报告，海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目运行期按 25 年计算，经计算，不考虑限电时，风电场年上网电量为 154,859 万 kWh，年等效利用小时数为 3,097 小时。效益测算时假设项目限电比例为 15%，年上网电量为 131,530 万 kWh，年等效满负荷小时数为 2,633 小时。

根据《海南省发展和改革委员会关于开展海南省 2025—2026 年度增量新能源项目机制电价竞价工作有关事项的通知》（琼发改价格〔2025〕1157 号），海上风电项目计算申报电量所使用的年度发电利用小时规定为 3,000 小时。本项目效益测算所使用的年等效利用小时数低于上述规定，测算时已考虑弃风限电风

险，具备合理性。

3、结合可比项目效益测算情况说明效益预测的谨慎性、合理性

根据同行业上市公司的公开披露信息，同行业可比项目的海上风电收益率情况如下：

项目名称	总投资 (万元)	装机容量 (万千瓦)	上网电价(元 /千瓦时)	资本金财 务内部收 益率	投资回收 期(年)
国家电投大连市花园口II海上风电项目	218,089.00	18	0.3549	7.06%	14.6
国家电投大连市花园口I海上风电项目	189,838.00	22	0.3549	7.09%	14.5
浙能台州1号海上风电场工程项目	418,129.82	30	0.4153	5.39%	15.9
海南东方CZ8场址50万千瓦海上风电项目	516,665.19	50	0.4198	8.01%	14.3

注1：上述资本金财务内部收益率均为所得税后；

注2：根据《关于调整风力发电等增值税政策的公告》(财政部 海关总署 税务总局 2025年第10号)有关规定，自2025年11月1日起至2027年12月31日，对纳税人销售自产的利用海上风力生产的电力产品，实行增值税即征即退50%的政策，海南东方CZ8场址50万千瓦海上风电项目的效益测算已考虑上述增值税政策调整影响。

本次募投与上述可比项目均为平价海上风电项目，效益测算所使用的上网电价基本接近所在区域燃煤基准价；本次募投项目资本金财务内部收益率为8.01%，与同行业可比项目收益率水平较为接近，效益测算谨慎，具备合理性。

(二) “宁湘直流”配套新能源基地沙坡头100万千瓦风电项目

1、销售模式及上网电价确认依据，是否存在调整风险及影响

本项目作为“宁湘直流”配套电源，投产后所发电力将主要通过宁夏至湖南±800千伏特高压直流工程外送至湖南消纳。根据宁夏、湖南、国家电网三方协议，在当前送端煤电基准价0.2595元/千瓦时的基础上，增加0.017元/千瓦时费用用于购买配套新能源10%容量、两小时的共享储能服务，送端、受端电价机制应保持相对稳定，原则上每三年进行协商调整。基于上述协议，根据可研报告，本项目效益测算所使用的上网电价为0.2665元/千瓦时（含增值税），即宁夏燃煤标杆上网电价，增加共享储能服务费核减辅助服务费后上网电价。

因此，本项目效益测算所使用的上网电价具有合理性，预计存在调整风险，但根据协议电价机制应保持相对稳定，不会对本项目的实施造成重大不利影响。

2、上网电量、年等效利用小时数等主要参数选取依据，是否考虑弃风弃光限电风险

“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目经营期按 20 年计算，效益测算时假设限电比例按 10%考虑，平均年上网发电量 203,181 万 kWh，年利用小时数 2,030 小时。

根据《自治区发展改革委关于 2025-2026 年新能源机制电价竞价工作有关事项的通知》（宁发改价格（管理）〔2025〕679 号），宁夏自治区集中式风电项目计算申报电量所使用的年度发电利用小时规定为 1,856 小时；根据《湖南省发展和改革委员会关于 2025 年度新能源机制电价竞价工作有关事项的通知》（湘发改价调〔2025〕711 号）考，湖南省集中式风电项目计算申报电量所使用的年度发电利用小时规定为 2,158 小时。因此，作为“宁湘直流”配套外送项目，本项目效益测算所使用的年等效利用小时数介于宁夏自治区与湖南省的规定小时数之间，测算时已考虑弃风限电风险，具备合理性。

3、结合可比项目效益测算情况说明效益预测的谨慎性、合理性

根据同行业上市公司的公开披露信息，同行业可比项目的陆上风电收益率情况如下：

项目名称	总投资（万元）	装机容量（万千瓦）	上网电价(元/千瓦时)	资本金财务内部收益率	投资回收期（年）
新疆能源立新木垒 50 万千瓦风电项目	225,605.29	50	-	5.54%	-
立新能源达坂城 50 万千瓦风电项目	199,564.83	50	-	6.56%	-
青海省 2023 年风电项目 2 标段海西州 50 万千瓦风电项目	207,327.30	50	0.2200	7.37%	13.4
“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目	427,200.10	100	0.2665	6.23%	13.6

注 1：上述资本金财务内部收益率均为所得税后；

注 2：根据《关于调整风力发电等增值税政策的公告》（财政部 海关总署 税务总局 2025 年第 10 号）有关规定，自 2025 年 11 月 1 日起至 2027 年 12 月 31 日，对纳税人销售自产的利用海上风力生产的电力产品，实行增值税即征即退 50% 的政策，“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目的效益测算已考虑上述增值税政策调整影响。

本次募投与上述可比项目均为平价陆上风电项目，效益测算所使用的上网电价基本接近所在区域燃煤基准价；本次募投项目资本金财务内部收益率为 6.23%，

与同行业可比项目收益率水平较为接近，效益测算谨慎，具备合理性。

四、说明募投项目各项投资支出的具体构成、测算过程及测算依据；结合募投项目的投资进度、折旧摊销政策等，量化分析募投项目折旧或摊销对公司未来经营业绩的影响

(一) 说明募投项目各项投资支出的具体构成、测算过程及测算依据

1、海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目

根据本项目可行性研究报告，本项目的投资构成、测算假设、测算过程及合理性如下：

(1) 项目投资构成

编号	工程或费用名称	金额(万元)	占总投资比例
一	施工辅助工程	7,136.49	1.38%
二	设备及安装工程	264,481.66	51.19%
三	建筑工程	109,915.84	21.27%
四	其他费用	59,640.48	11.54%
1	项目建设用海(地)费	18,071.24	3.50%
2	工程前期费用	15,000.00	2.90%
3	项目建设管理费	12,506.74	2.42%
4	生产准备费	963.70	0.19%
5	科研勘察设计费	12,724.65	2.46%
6	其他税费	374.15	0.07%
五	基本预备费	8,823.49	1.71%
六	建设期利息	5,115.40	0.99%
七	送出工程	12,500.50	2.42%
八	预留其他前期费	36,914.92	7.14%
九	储能工程(200MWh)	12,136.41	2.35%
项目总投资		516,665.19	100.00%

(2) 项目投资构成测算假设

- 1) 国家能源局发布的《海上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T 31009-2019)。
- 2) 国家能源局发布的《海上风电场工程概算定额》(NB/T 31008-2019)。

- 3) 国家能源局发布的《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T 31011-2019)。
- 4) 国家能源局发布的《陆上风电场工程概算定额》(NB/T 31010-2019)。
- 5) 财综[2018]15号印发的《调整海域无居民海岛使用金征收标准》。
- 6) 海南省自然资源和规划厅印发的《海南省海域使用金标准及依据》。
- 7) 《关于风电场工程设计概算编制规定及费用标准中联合试运转费有关内容的解释(可再生定额(2022)11号)》。
- 8) 《关于调整水电工程、风电场工程及光伏发电工程计价依据中安全文明施工措施费用标准的通知》(可再生定额(2022)39号)。
- 9) 2025年2月当地工程造价信息。
- 10) 本项目工程设计资料及图纸。

(3) 项目投资构成的测算过程及合理性

1) 施工辅助工程

施工辅助工程由施工交通工程、大型船舶(机械)进出场费、其他施工辅助工程、安全文明施工措施四项组成,合计投资额7,136.49万元。

2) 设备及安装工程

设备及安装工程由发电场设备及安装工程、海上升压变电站设备及安装工程、登陆海缆工程、集控中心设备及安装工程和其他设备及安装工程五项组成。

发电场设备中,10MW风力发电机组设备按3,707元/kW(到场价,含塔筒,含机组配套变、机组配套升压设备监控系统、税、专用工具、风机控制系统和风机技术咨询服务费等费用)计算,为3,707.00万元/台;14MW风力发电机组设备按3,450元/kW(到场价,含塔筒,含机组配套变、机组配套升压设备监控系统、税、专用工具、风机控制系统和风机技术咨询服务费等费用)计算,为4,830.00万元/台。10MW风力发电机组海上运输、安装(含塔筒)按350.00万元/台计列;14MW风力发电机组海上运输、安装(含塔筒)按500.00万元/台计列。

海上升压变电站设备中,主变压器SZ-270000/230270MVA设备费按1,620.00

万元/台计算，全封闭组合电器（GIS）252kV3150A50kA（2组线路变压器组）设备费按770.00万元计算，其他设备价参考近期同类设备的招标合同价确定。

登陆海缆工程中，集电海缆线路设备费（含敷设费）按海缆单价乘公里数计算。

安装工程费按设备清单工程量乘安装工程单价计算，安装工程单价根据不同设备按相关定额子目进行安装单价或安装费率分析。

海事监控费设备费按900.00万元计列，安装费按100.00万元计列。

3) 建筑工程

建筑工程由发电场工程、海上升压变电站工程、登陆电缆工程、陆上集控中心工程、交通工程、其他工程六项组成。

发电场工程、海上升压变电站工程、登陆电缆工程、陆上集控中心工程、交通工程，按设计工程量乘工程单价计算。

其他工程中包括环境保护工程、水土保持工程、劳动安全与工业卫生工程、安全监测工程。其中环境保护工程、水土保持工程根据各专项设计报告所计算的投资分析计列；劳动安全与工业卫生工程、安全监测工程参考同类项目估列。

4) 其他费用

①项目建设用海（地）费：本工程海域使用金按12,185万元估列，海域使用补偿费按4,000.00万元估列。陆上计量站永久用地按50.00万元/亩计算；临时用地按1.50万元/亩计算。

②工程前期费：按15,000.00万元估列。

③项目建设管理费：工程建设管理费、工程建设监理费、项目咨询服务费、项目技术经济评审费、工程质量检查检测费、工程定额标准编制管理费、项目验收收费及工程保险费，按建筑工程费乘费率计算；专项专题报告编制费按固定价格估列。

④生产准备费：生产人员培训及提前进厂费按建筑工程费的0.11%计算，生产管理用工具及家具购置费按建筑工程费、设备费之和的0.09%计算，备品备件购置费按除风机设备购置费以外的设备购置费的0.30%计算。

⑤科研勘察设计费：科研试验费按建筑工程费的 0.50%计算，勘察设计费按 12,000.00 万元计列。

⑥其他税费：包括水土保持设施补偿费和前期测风塔拆除费，水土保持补偿费按专项设计报告所计算投资分析计列，前期测风塔拆除费按 365.00 万元估列。

5) 基本预备费

按施工辅助工程投资、设备及安装工程投资、建筑工程投资、其他费用四部分费用之和的 2.00%计算。

6) 建设期利息

项目资本金为总投资的 20.00%，其余资金按银行贷款考虑。

7) 送出工程

送出工程线路投资按 11,760.00 万元估列，考虑协调费后合计投资额按 12,360.00 万元（静态）估列（考虑建设期利息后，动态投资金额为 12,500.50 万元）。

8) 预留其他前期费

主要为预留的养殖平台等相关方补偿费用，按 32,500.00 万元（静态）估列（考虑建设期利息后，动态投资金额为 36,914.92 万元）。

9) 储能工程

储能工程投资按 12,000.00 万元（静态）估列（考虑建设期利息后，动态投资金额为 12,136.41 万元）。

2、“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目

根据本项目可行性研究报告，本项目的投资构成、测算假设、测算过程及合理性如下：

（1）项目投资构成

编号	工程或费用名称	金额（万元）	占总投资比例
一	施工辅助工程	5,665.97	1.33%

编号	工程或费用名称	金额(万元)	占总投资比例
二	设备及安装工程	250,622.86	58.67%
三	建筑工程	56,416.84	13.21%
四	其他费用	40,770.47	9.54%
1	项目建设用地费	28,101.50	6.58%
2	工程前期费用	2,000.00	0.47%
3	项目建设管理费	4,421.15	1.03%
4	生产准备费	1,833.86	0.43%
5	科研勘察设计费	3,851.55	0.90%
6	其他费用	562.40	0.13%
五	基本预备费	3,534.76	0.83%
六	升压站及外送线路工程	28,753.41	6.73%
七	调相机	17,000.00	3.98%
八	储能工程	12,800.00	3.00%
九	其他建设费用	6,834.13	1.60%
十	建设期利息	4,801.66	1.12%
项目总投资		427,200.11	100.00%

(2) 项目投资构成测算假设

- 1) 国家能源局发布的《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T 31011-2019)。
- 2) 国家能源局发布的《陆上风电场工程概算定额》(NB/T 31010-2019)。
- 3) 财政部、国土资源部发布的《关于调整部分地区新增建设用地土地有偿使用费征收等别的通知》(财综[2009]24号)。
- 4) 宁夏回族自治区人民政府关于公布自治区征收农用地区片综合地价的通知(宁政规发〔2020〕8号)。
- 5) 其他有关规定。
- 6) 工程设计资料及其他相关资料。

(3) 项目投资构成的测算过程及合理性

本项目投资构成金额的测算过程如下:

1) 施工辅助工程

施工辅助工程由施工交通工程、施工供电工程、风电机组安装平台工程、其他施工辅助工程、安全文明施工措施五项组成，合计投资额 5,665.97 万元。

2) 设备及安装工程

风力发电机组（含塔架）根据现行市场价格确定，按 1,444 元/kW（含税）到场价计算。

塔架根据现行市场价格确定，按 7,100 元/t（含税）到场价计算。

箱式变压器根据现行市场价格确定，箱变按 72 万元/台（含税）计算。

3) 建筑工程

建筑工程由发电场工程、集电线路工程、升压变电站工程、交通工程、其他建筑工程组成，按设计工程量乘工程单价计算。

4) 其他费用

①项目建设用地费：本项目永久用地为 269,927 平方米，按 45.25 元/平方米计算；临时用地为 3,747,200 平方米，按 21.39 元/平方米计算。

②工程前期费用：按 2,000.00 万元估列。

③项目建设管理费：工程建设管理费、工程建设监理费、项目基本咨询服务费、项目技术经济评审费、工程质量检查检测费、工程定额标准编制管理费、项目验收费及工程保险费，按建筑安装工程费乘费率计算；专题报告编制费，按固定价格估列。

④生产准备费：生产人员培训及提前进厂费按建筑安装工程费的 0.315% 计算，生产管理用工器具及生产家具购置费按设备费的 0.639% 计算，备品备件购置费按除风机设备购置费以外的设备购置费的 0.30% 计算。

⑤科研勘察设计费：科研试验费按建筑安装工程费的 0.6% 计算，勘察设计费按建筑安装工程费的 1.8254% 计算，竣工图编制费按项目基本设计收费的 8.00% 计算。

⑥其他费用：水土保持设施补偿费按动土面积乘单位补偿价格计算。

5) 基本预备费

按施工辅助工程投资、设备及安装工程投资、建筑工程投资、其他费用四部分费用之和的 0.99%计算。

6) 升压站及外送线路工程

330KV 升压站工程投资按 20,324.36 万元估列, 330KV 送出工程投资按 8,429.05 万元估列。

7) 调相机

调相机投资按 17,000.00 万元估列。

8) 储能工程

储能工程投资按 12,800.00 万元估列。

9) 其他建设费用

由预留维保中心基地建设费、预留移动信号塔建设费、基地及风光发电功率预测系统等组成, 合计投资额按 6,834.13 万元估列。

10) 建设期利息

项目资本金为总投资的 20.00%, 其余资金按银行贷款考虑。

(二) 结合募投项目的投资进度、折旧摊销政策等, 量化分析募投项目折旧或摊销对公司未来经营业绩的影响

1、投资进度

截至本次发行董事会审议日（2025 年 10 月 29 日）, 海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目已投入金额为 17.92 亿元, 占总投资金额的比例为 34.68%; “宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目尚未投入资金。

2、本次募投项目的折旧摊销政策

根据项目可行性研究报告, 本次募投项目的折旧摊销相关参数情况如下表所示:

序号	募集资金项目	预计转固时点	折旧年限	残值率
1	海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目	T+1	20 年	0%
2	“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目	T+1	20 年	0%

3、量化分析本次募投项目折旧或摊销对公司未来经营业绩的影响

根据项目可行性研究报告，本次募投项目建成后，每年新增折旧摊销金额对发行人未来经营业绩影响如下：

单位：万元

项目	2026 年度	2027 年度	2028 年度	2029 年度	2030 年度	2031 年度	2032 年度	2033 年度
本次募投项目预计新增的折旧摊销金额合计 (a)	984	43,078	43,078	43,078	43,078	43,078	43,078	43,078
其中：海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目	984	23,619	23,619	23,619	23,619	23,619	23,619	23,619
“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目	-	19,459	19,459	19,459	19,459	19,459	19,459	19,459
龙源电力现有业务的营业收入 (b)	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39
本次募投项目预计新增的营业收入 (c)	2,038	92,028	92,028	92,028	92,028	92,028	92,028	92,028
其中：海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目	2,038	48,901	48,901	48,901	48,901	48,901	48,901	48,901
“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目	-	43,127	43,127	43,127	43,127	43,127	43,127	43,127
营业收入合计 (d=b+c)	2,964,827.39	3,054,817.39	3,054,817.39	3,054,817.39	3,054,817.39	3,054,817.39	3,054,817.39	3,054,817.39
本次募投项目预计新增的折旧摊销占整体营业收入合计的比例 (e=a/d)	0.03%	1.41%	1.41%	1.41%	1.41%	1.41%	1.41%	1.41%
龙源电力现有业务的净利润 (f)	690,520.72	690,520.72	690,520.72	690,520.72	690,520.72	690,520.72	690,520.72	690,520.72
本次募投项目预计新增的净利润 (g)	714	8,662	10,096	11,097	10,215	11,543	8,496	8,795
其中：海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目	714	4,211	4,996	5,348	6,074	6,801	3,442	4,069
“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目	-	4,451	5,100	5,749	4,141	4,742	5,054	4,726

项目	2026 年度	2027 年度	2028 年度	2029 年度	2030 年度	2031 年度	2032 年度	2033 年度
净利润合计 (h=f+g)	691,234.72	699,182.72	700,616.72	701,617.72	700,735.72	702,063.72	699,016.72	699,315.72
本次募投项目预计新增的折旧摊销占整体净利润合计的比例 (i=a/h)	0.14%	6.16%	6.15%	6.14%	6.15%	6.14%	6.16%	6.16%

(续上表)

项目	2034 年度	2035 年度	2036 年度	2037 年度	2038 年度	2039 年度	2040 年度	2041 年度
本次募投项目预计新增的折旧摊销金额合计 (a)	43,078	43,078	43,078	43,078	43,078	43,078	43,078	43,078
其中：海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目	23,619	23,619	23,619	23,619	23,619	23,619	23,619	23,619
“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目	19,459	19,459	19,459	19,459	19,459	19,459	19,459	19,459
龙源电力现有业务的营业收入 (b)	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39
本次募投项目预计新增的营业收入 (c)	92,028	92,028	92,028	92,028	92,028	92,028	92,028	92,028
其中：海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目	48,901	48,901	48,901	48,901	48,901	48,901	48,901	48,901
“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目	43,127	43,127	43,127	43,127	43,127	43,127	43,127	43,127
营业收入合计 (d=b+c)	3,054,817.39	3,054,817.39	3,054,817.39	3,054,817.39	3,054,817.39	3,054,817.39	3,054,817.39	3,054,817.39
本次募投项目预计新增的折旧摊销占整体营业收入合计的比例 (e=a/d)	1.41%	1.41%	1.41%	1.41%	1.41%	1.41%	1.41%	1.41%
龙源电力现有业务的净利润 (f)	690,520.72	690,520.72	690,520.72	690,520.72	690,520.72	690,520.72	690,520.72	690,520.72
本次募投项目预计新增的净利润 (g)	9,122	8,835	6,840	6,836	11,141	12,295	13,450	13,162

项目	2034 年度	2035 年度	2036 年度	2037 年度	2038 年度	2039 年度	2040 年度	2041 年度
其中：海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目	4,237	4,904	5,572	5,081	5,749	6,416	7,084	7,751
“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目	4,885	3,931	1,268	1,755	5,392	5,879	6,366	5,411
净利润合计 (h=f+g)	699,642.72	699,355.72	697,360.72	697,356.72	701,661.72	702,815.72	703,970.72	703,682.72
本次募投项目预计新增的折旧摊销占整体净利润合计的比例 (i=a/h)	6.16%	6.16%	6.18%	6.18%	6.14%	6.13%	6.12%	6.12%

(续上表)

项目	2042 年度	2043 年度	2044 年度	2045 年度	2046 年度	2047 年度	2048 年度	2049 年度
本次募投项目预计新增的折旧摊销金额合计 (a)	43,078	43,078	43,078	43,078	42,094	-	-	-
其中：海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目	23,619	23,619	23,619	23,619	22,635	-	-	-
“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目	19,459	19,459	19,459	19,459	19,459	-	-	-
龙源电力现有业务的营业收入 (b)	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39	2,962,789.39
本次募投项目预计新增的营业收入 (c)	92,028	92,028	91,728	92,028	92,028	48,901	48,901	48,901
其中：海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目	48,901	48,901	48,901	48,901	48,901	48,901	48,901	48,901
“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目	43,127	43,127	42,827	43,127	43,127	-	-	-
营业收入合计 (d=b+c)	3,054,817.39	3,054,817.39	3,054,517.39	3,054,817.39	3,054,817.39	3,011,690.39	3,011,690.39	3,011,690.39
本次募投项目预计新增的折旧摊销占整体营业收入合计的比例 (e=a/d)	1.41%	1.41%	1.41%	1.41%	1.38%	0.00%	0.00%	0.00%

项目	2042 年度	2043 年度	2044 年度	2045 年度	2046 年度	2047 年度	2048 年度	2049 年度
龙源电力现有业务的净利润 (f)	690,520.72	690,520.72	690,520.72	690,520.72	690,520.72	690,520.72	690,520.72	690,520.72
本次募投项目预计新增的净利润 (g)	13,615	13,678	13,457	13,678	14,514	23,862	23,862	23,862
其中：海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目	7,647	7,647	7,647	7,647	8,483	23,862	23,862	23,862
“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目	5,968	6,031	5,810	6,031	6,031	-	-	-
净利润合计 (h=f+g)	704,135.72	704,198.72	703,977.72	704,198.72	705,034.72	714,382.72	714,382.72	714,382.72
本次募投项目预计新增的折旧摊销占整体净利润合计的比例 (i=a/h)	6.12%	6.12%	6.12%	6.12%	5.97%	0.00%	0.00%	0.00%

(续上表)

项目	2050 年度	2051 年度
本次募投项目预计新增的折旧摊销金额合计 (a)	-	-
其中：海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目	-	-
“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目	-	-
龙源电力现有业务的营业收入 (b)	2,962,789.39	2,962,789.39
本次募投项目预计新增的营业收入 (c)	48,901	48,901
其中：海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目	48,901	48,901
“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目	-	-
营业收入合计 (d=b+c)	3,011,690.39	3,011,690.39
本次募投项目预计新增的折旧摊销占整体营业收入合计的比例 (e=a/d)	0.00%	0.00%
龙源电力现有业务的净利润 (f)	690,520.72	690,520.72

项目	2050 年度	2051 年度
本次募投项目预计新增的净利润 (g)	23,862	9,582
其中: 海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目	23,862	9,582
“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目	-	-
净利润合计 (h=f+g)	714,382.72	700,102.72
本次募投项目预计新增的折旧摊销占整体净利润合计的比例 (i=a/h)	0.00%	0.00%

注 1: 龙源电力现有业务的营业收入、净利润以 2025 年度 1-9 月年化后的营业收入和净利润为基准, 并假设未来保持不变;

注 2: 上述假设仅为测算本次募投项目相关折旧或摊销对公司未来经营业绩的影响, 不代表公司对未来年度盈利情况的承诺, 也不代表公司对未来年度经营情况及趋势的判断。

根据上表量化分析可知，虽然本次募投项目的实施会导致发行人折旧摊销金额增加，但募投项目整体净利润及预计效益良好，募投项目每年新增折旧摊销占预计营业收入和预计净利润的比例最大值分别为 1.41% 和 6.18%。因此，募投项目新增折旧摊销不会对公司未来经营业绩造成重大不利影响。

五、说明募投项目剩余资金缺口的资金来源及落实进展情况，是否存在重大不确定性

截至本次发行董事会审议日（2025 年 10 月 29 日），募投项目剩余资金缺口情况如下：

序号	募集资金投资项目	项目投资总额	单位：亿元		
			截至本次发行董事会审议日已投入金额	截至本次发行董事会审议日尚需投入金额	募集资金拟投入金额
1	海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目	51.67	17.92	33.75	25.00
2	“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目	42.72	-	42.72	25.00

截至本次发行董事会审议日，海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目尚需投入金额为 33.75 亿元，扣除拟投入募集资金 25 亿元后的资金缺口为 8.75 亿元；“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目尚需投入 42.72 亿元，扣除拟投入募集资金 25 亿元后的资金缺口为 17.72 亿元，上述资金缺口将由公司以自有资金或自筹资金解决。

报告期内，公司分别实现营业收入 398.63 亿元、376.42 亿元、370.70 亿元和 222.21 亿元，经营活动产生的现金流量净额分别为 296.06 亿元、138.84 亿元、170.62 亿元和 157.84 亿元，公司经营及现金流状况良好，为保证募投项目正常实施，公司将通过自有资金或自筹资金的方式对本募投项目进行前期投入。

本次募投项目实施主体海南国能龙源新能源有限公司、中卫龙源新能源有限公司与银行等融资机构保持良好合作关系，截至报告期末，其银行授信金额可覆盖本次募投项目剩余资金缺口，预计本次募投项目的实施不存在重大不确定性。

综上所述，本次募投项目剩余资金缺口将由公司以自有资金或自筹资金解决，不存在重大不确定性。

六、发行人已补充披露相关风险

针对本次募投项目的电力消纳风险，发行人已在募集说明书“第六节 与本次发行相关的风险因素”之“四、募集资金投资项目风险”中补充作出如下风险提示：

“（三）募投项目电力消纳风险

本次发行的募集资金将用于“海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目”和“‘宁湘直流’配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目”，本次募投项目对应的受电区域均具有持续增长的用电需求，为新增电力的消纳提供良好的市场空间。公司本次募投项目的可行性分析是基于当前宏观环境、产业政策、下游需求、市场竞争的判断等因素作出的，如果未来区域经济发展增速减缓，下游用电需求可能出现下降，同时，未来潜在竞争者的加入可能对项目所在区域的电力市场竞争环境带来变化，可能导致新增电力无法充分消纳，从而对募投项目的实施效果以及公司的经营业绩产生不利影响。”

针对本次募投项目的实施及效益不及预期风险，发行人已在募集说明书“重大事项提示”和“第六节 与本次发行相关的风险因素”之“四、募集资金投资项目风险”中补充作出如下风险提示：

“（一）募投项目实施风险

本次发行的募集资金将用于“海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目”和“‘宁湘直流’配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目”，建设规模共计 150 万千瓦，均属新能源项目中收益率良好的重点优质项目。本次募集资金投资项目的实施将提升公司的综合实力及盈利能力，预计会为公司未来带来良好的投资收益。

在项目投资的实施过程中，可能出现项目延期、投资超支、设备达不到设计指标、运行不稳定、**资产权属证书办理进度滞后**等问题，都可能影响到项目的可行性和实际的经济效益；项目建成后，其实际运行能力受设备的运行状况、气候变化等因素的影响，项目运营效益也可能因上网电价及电力消纳政策调整、相关经济产业政策环境、市场环境、经济发展的周期性变化等因素而受到影响。若前述因素发生较大变化，募集资金投资新建项目的实际建设进度、生产能力和经营

效益可能与目前预期存在一定差异，存在项目不能如期完成或实际盈利水平不达预期的风险，进而会对公司的经营业绩造成一定的影响。

尽管公司对于本次发行的募集资金投资项目已进行了充分、审慎的研究与论证，但仍可能会受到国家产业政策、行业发展情况、工程进度等因素的影响，进而导致项目周期滞后、实施效果未及预期等情况出现。”

针对本次募投项目的新增折旧摊销风险，发行人已在募集说明书“第六节与本次发行相关的风险因素”之“四、募集资金投资项目风险”中补充作出如下风险提示：

“（二）募投项目新增折旧摊销影响公司盈利能力的风险

本次募集资金投资项目建成后，资产规模将增加，各年折旧摊销费用相应增加。募投项目建成达产后，以发行人 2025 年 1-9 月年化后并假设未来保持不变的营业收入及净利润水平测算，本次募集资金投资项目年度新增折旧及摊销费用最高影响金额为 43,078.00 万元，占考虑募投项目后的预计营业收入和预计净利润的比例最大值分别为 1.41%、6.18%（不代表公司对未来年度盈利情况的承诺，也不代表公司对未来年度经营情况及趋势的判断）。如果市场环境发生重大不利变化，公司募投项目产生经营效益不及预期，无法有效覆盖新增折旧摊销金额，则公司将面临折旧摊销费用增加而导致公司盈利能力下降的风险。”

七、中介机构核查程序及核查意见

（一）核查程序

针对上述事项，保荐人、申报会计师履行了以下核查程序：

1、查阅发行人本次募投项目的可行性研究报告，以及募投项目主要服务的省份区域历史年度电力供需情况，核查募投项目在装机容量、电力市场化改革政策安排、主要服务的省份区域的历史用电量及发电量供求结构、发电消纳政策等方面的区别和联系；了解募投项目新增电力的产能分配规划及消纳措施；

2、查阅发行人本次募投项目开工所需核准、环评、土地及海域使用权、用地批复等相关文件，了解本次募投项目土地使用权及其他开工所需的审批文件办理进度，预计取得是否存在重大不确定性；查阅募投项目所在地国土空间规划及

工程建设相关法律法规、行政方案及豁免清单，并访谈中卫市住房和城乡建设局相关人员；

3、查阅发行人本次募投项目的可行性研究报告，了解本次募投项目的销售模式，以及上网电价、上网电量、年等效利用小时数等主要参数的确定依据；查阅同行业公司可比项目的相关披露文件，核查效益本次募投项目效益测算的谨慎性、合理性；

4、查阅发行人本次募投项目的可行性研究报告，了解各项投资支出的具体构成、测算过程及测算依据；了解本次募投项目的投资进度、折旧摊销政策，测算募投项目新增折旧或摊销金额对公司未来经营业绩的影响；

5、了解发行人本次募投项目的投资进度，计算剩余资金缺口，了解发行人针对剩余资金缺口的资金来源及落实进展情况。

（二）核查意见

经核查，保荐人、申报会计师认为：

1、本次募投项目建设符合区域发展规划和产业政策，在电价机制、电力供需和消纳安排方面具有保障，预计不存在重大电力消纳、产能过剩风险；

2、本次募投项目已取得开工所需的必要审批文件，并于相关审批有效期内开工建设，预计项目实施不存在重大不确定性，亦不会对本次发行构成实质性障碍；

3、本次募投项目的销售模式及上网电价确认依据合理，预计不存在重大调整风险，不会对项目实施造成重大不利影响；本次募投项目的上网电量、年等效利用小时等主要参数选取依据合理，已考虑弃风限电风险；本次募投项目与可比项目的收益率水平不存在重大差异，效益测算谨慎，具备合理性；

4、本次募投项目各项投资支出的具体构成、测算过程及测算依据合理，募投项目折旧或摊销对公司未来经营业绩不会造成重大不利影响；

5、本次募投项目剩余资金缺口将由公司以自有资金或自筹资金解决，不存在重大不确定性。

2、申报材料显示，2025年1-9月，公司营业收入为2,222,092.05万元，同比下降15.67%；扣非归母净利润为429,171.90万元，同比下降16.03%。报告期内，公司风电和光伏发电平均上网电价整体呈下降趋势，主要受可再生能源补贴政策和电力市场化改革政策影响。

报告期各期末，发行人应收款项融资账面价值分别为2,710,044.35万元、3,533,048.38万元、4,321,740.25万元、4,269,429.42万元，占各期末流动资产的比例分别为50.86%、77.29%、83.38%、84.49%；固定资产占非流动资产比例分别为79.38%、77.02%、76.19%和78.81%。

发行人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，仍存在部分已投产发电项目未取得权属证书的情况。报告期内，发行人及其子公司处罚金额在一万元以上的相关行政处罚共计86项。

请发行人：（1）结合已建、在建及拟建项目产能产量情况，说明电价单价下行的持续性，发行人现有发电量变化能否抵消单价下行的带来的影响，影响公司最近一期业绩下滑因素是否缓解。（2）结合可再生能源补贴政策、税收政策及电力市场化改革政策安排，发行人市场化交易电量占比、上网电价、标杆电价的大致占比情况，说明上述文件对于发行人经营业绩影响情况，分析未来风力及太阳能发电项目电力收入增长的持续性，未来是否存在电力销售价格下行、新增发电电量大幅下滑的风险。（3）结合发行人未进入合规清单及补贴清单的存量项目数量及占比情况，说明相关项目对应的收入规模及未来是否存在不列入合规清单无法确认部分补贴收入或退回部分补贴款的风险。（4）结合发行人陆上及海上风电的业务结构、各期增值税即征即退金额，说明税收政策变化对发行人经营业绩的影响。（5）说明发行人报告期各期末应收款项融资账面价值较高且增长较快的原因及合理性，结合发行人应收账款、应收款项融资等坏账计提政策、账龄、逾期、期后回款及同行业公司情况等，说明应收账款坏账准备计提的充分性。（6）结合报告期内在建工程建设进展及转固情况，说明固定资产减值是否充分，相关会计处理是否符合企业会计准则的有关规定。（7）发行人部分已投产项目未取得权属证书的具体情况，包括项目名称、装机容量、未取得证书的原因、办理进展及预计办结时间，是否存在被处罚或影响生产经营的风险；发行人及其子公司86项行政处罚是否涉及重大违法行为，相

**关认定依据是否充分。（8）结合相关财务报表科目的具体情况，说明发行人最近一期末是否持有金额较大的财务性投资（包括类金融业务），自本次发行董
事会决议日前六个月至今，发行人新投入或拟投入的财务性投资及类金融业务
的具体情况，是否已从本次募集资金总额中扣除，是否符合《证券期货法律适
用意见第 18 号》《监管规则适用指引—发行类第 7 号》的相关要求。**

请发行人补充披露（2）（3）（4）相关风险。

**请保荐人核查并发表明确意见，会计师对（3）（4）（5）（6）核查并发表
明确意见，发行人律师对（7）核查并发表明确意见。**

回复：

**一、结合已建、在建及拟建项目产能产量情况，说明电价单价下行的持续
性，发行人现有发电量变化能否抵消单价下行的带来的影响，影响公司最近一
期业绩下滑因素是否缓解**

（一）公司已建、在建及拟建项目产能产量情况

截至 2025 年 9 月末，公司已投产装机容量为 43,417.39 兆瓦，其中风电装机
规模为 31,543.47 兆瓦，光伏及其他可再生能源装机规模为 11,873.92 兆瓦。报告
期内，公司可再生能源发电量分别为 60,060,361 兆瓦时、65,906,020 兆瓦时、
68,383,218 兆瓦时和 56,546,706 兆瓦时，呈现逐年上升趋势。

截至 2025 年 9 月末，公司在建及拟建装机规模约为 7,995.0 兆瓦。公司项目
储备充足，2024 年公司取得开发指标 14.72 吉瓦，其中风电 6.37 吉瓦，光伏 8.35
吉瓦。2025 年上半年累计取得开发指标 4.75 吉瓦，其中风电 2.98 吉瓦，光伏 1.77
吉瓦。未来年度，发行人将持续响应国家重大发展战略，全力推动“沙戈荒”风
光大基地项目，加强海上风电拓展，打造具备龙源特色的国家标志性新能源基地。
此外，公司将积极响应国家推动工业领域设备更新政策，每年动态梳理“以大代
小”改造规划，发挥自身优势，加快推进“以大代小”改造升级工作，并最大限
度争取增容空间。

因此，公司装机规模的增长具备坚实基础，同时也为未来发电量、售电量的
增长提供了充分保障。

(二) 公司电价单价下行的持续性, 发行人现有发电量变化能否抵消单价下行的带来的影响, 影响公司最近一期业绩下滑因素是否缓解

1、报告期内公司电价变动及收入增长的主要原因

报告期内, 公司新能源发电业务的平均上网电价情况(不含增值税)如下:

单位: 元/MWh

项目	2025年1-9月	2024年度	2023年度	2022年度
风电	422	466	457	482
光伏及其他可再生能源	270	291	311	417

根据上表, 公司风电和光伏发电平均上网电价整体呈下降趋势, 主要受不同因素的结构性影响, 具体原因分析如下:

(1) 可再生能源补贴政策变化: 根据国家可再生能源补贴退坡及平价上网的政策导向, 公司新增项目以平价上网项目为主, 不再享受可再生能源补贴, 新增项目的平均上网电价通常低于前期已投产项目上网电价。

(2) 市场化交易规模的逐步扩大: 在新能源电量全面参与电力市场交易的背景下, 我国电力市场化交易的范围、规模逐步扩大, 公司在新能源发电的装机规模快速增长的背景下, 市场化交易形成的平均上网电价通过竞争方式确定, 使得平均电价存在下行的市场压力。

(3) 项目布局的影响: 公司积极响应国家在“三北”地区建设大型清洁能源基地的规划, 该区域风、光资源禀赋优越, 但当地燃煤发电基准价相对较低。因此建设于相关地区的项目平均上网电价相对其他地区较低, 从结构上对公司平均电价产生影响。

报告期内公司新能源装机规模的提升带动了公司风电、光伏及其他可再生能源的发电量、售电量, 使得公司相应电力产品收入呈现持续的增长。

(1) 可再生能源装机规模快速提升

报告期内, 公司的发展深度契合国家新能源产业政策, 聚焦风电、光伏等可再生能源领域, 将海上风电、“沙戈荒”大基地、光伏项目等作为增长抓手, 多维度推动装机规模扩张。报告期各期末, 公司控股的风电、光伏及其他可再生能源装机规模快速提升, 具体情况如下:

单位: MW

项目	2025 年 9 月末		2024 年末		2023 年末		2022 年末
	装机规模	增速	装机规模	增速	装机规模	增速	装机规模
风电	31,543.47	3.73%	30,408.77	9.56%	27,754.39	5.97%	26,191.84
光伏及其他可再生能源	11,873.92	10.62%	10,734.43	79.98%	5,964.28	96.13%	3,041.00
新能源装机小计	43,417.39	5.53%	41,143.20	22.02%	33,718.67	15.35%	29,232.84

根据上表,公司风电装机呈稳定增长趋势,同时光伏及其他可再生能源装机的增长则较为迅速,共同使得新能源装机规模呈现快速增长趋势,装机容量的上升也带来了整体售电量的提升,整体拉升了新能源发电的收入规模。

(2) 发电量、售电量的增长

报告期期内,公司通过新能源装机规模的持续扩张,实现了发电量的结构性增长,其中光伏业务成为重要增量发电业务,风电业务依托规模效应保持稳健增长趋势。报告期内,发行人各期可再生能源发电量分别为 60,060,361 兆瓦时、65,906,020 兆瓦时、68,383,218 兆瓦时和 56,546,706 兆瓦时,呈现逐年上升趋势。发电量的增长也同步带来售电量的增长,共同使得公司报告期内新能源发电收入呈现持续的增长趋势。

2、未来电价不确定性增加, 价格由市场决定

2025 年 1 月,国家发改委、国家能源局联合印发《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》(136 号文),明确新能源上网电量全面进入电力市场,电价通过市场交易形成,并建立可持续发展价格结算机制。136 号文以 2025 年 6 月 1 日为节点,对存量项目(2025 年 6 月 1 日前投产),电量规模妥善衔接现行具有保障性质的相关电量规模政策,机制电价按现行价格政策执行,不高于当地煤电基准价。增量项目(2025 年 6 月 1 日后投产)则通过市场化竞价确定机制电价,规模动态匹配消纳责任权重。同时,建立“多退少补”差价结算机制,市场交易均价与机制电价的差额纳入系统运行费用,保持存量项目政策衔接,稳定增量项目收益预期。

截至报告期末,发行人 2025 年 6 月 1 日以前投产的存量项目装机占比超过 95%,增量项目装机规模相对有限。

因此，136号文出台后，发行人市场化交易电量占比有所提升，短期内新能源上网电价存在一定的下降风险，但因机制电量及电价政策已与现有政策妥善衔接，预计不会对发行人的盈利水平及持续经营造成重大不利影响。

3、未来增量项目保障发电量长期增长可持续性

从未来我国新能源装机顶层规划来看，根据中共中央、国务院部署，到2030年我国将初步建成新型能源体系，非化石能源消费比重达25%左右，新能源发电装机比重超50%并成为电力装机主体；“十五五”时期将坚持风光水核多能并举，推动风电、光伏发电平稳发展并保持年均2亿千瓦新增装机增长节奏。从电力消费或需求方面来看，2025年，我国全社会用电量规模首次突破10万亿千瓦时，达10.37万亿千瓦时，同比增长5.0%，稳居全球电力消费第一大国地位。未来“十五五”时期，一方面产业结构升级将带动更多的电力需求，另一方面新能源汽车、充换电、数字经济等新兴用电需求将开辟巨大增量空间，叠加城乡居民生活用电亦保持平稳较快增长，我国未来电力消费预计将维持刚性增长趋势，具备较强的确定性。因此，新能源行业增长前景广阔，风电、光伏为主体的新能源将成为满足增量电力消费需求的核心，为新能源行业持续稳定发展提供了坚实保障。

从公司自身情况来看，公司项目储备充足，增长基础坚实，在建装机规模较大，预计未来年度将持续投产新能源项目，以提升装机规模。未来年度，发行人将持续响应国家重大发展战略，全力推动“沙戈荒”风光大基地项目，加强海上风电拓展，打造具备龙源特色的国家标志性新能源基地。此外，公司将积极响应国家推动工业领域设备更新政策，每年动态梳理“以大代小”改造规划，发挥自身优势，加快推进“以大代小”改造升级工作，并最大限度争取增容空间。

综上所述，新能源行业增长前景广阔，发行人持续、规模化地获取优质开发指标，为未来装机容量的有序扩张和发电量的持续增长奠定了坚实的项目储备基础，未来增量发电量预计将保持持续增长。

4、度电成本下降将有利于维持较高的毛利水平

报告期内，公司平均度电成本较可比公司较高，一方面系公司2022年至2024年还包含部分火电业务，火电业务成本高于新能源发电业务成本，使得公司平均度电成本高于可比公司平均情况。另一方面，公司作为国内最早实现专业化、规

模化风电开发的主体，投产年份较早的历史项目装机占比较高，而彼时风电设备造价成本较高，使得公司投产年份较早的机组在后续运营年度分摊的资产折旧成本规模较大，拉升了公司的平均度电成本。

未来，伴随着公司火电业务的剥离，加之投产年份较早项目资产折旧计提完毕及近年新建的造价水平相对较低的新项目占比提升带来的上游设备成本下降，可使得相关项目在电价下降的情况下，公司整体度电成本也保持下降趋势，从而保证合理的度电毛利水平。此外，预计伴随上游技术进步、机组大型化等，海上风电项目单位造价将呈现继续降低的趋势。

因此，以上因素共同从成本端使得公司具备较强的营运成本管控能力。

5、公司具备较强运营及成本管理优势

公司是国内最早实现专业化、规模化风电开发的主体，具有新能源大基地和海上风电开发的资源优势，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。此外，公司具备较强运营及成本管理优势，以保证公司经营效益的最大化。具体措施分析如下：

（1）大力实施成本领先战略。落实全生命周期成本管控方案，持续扩大集采规模与适用范围，有效控制工程造价，实现造价水平行业领先；严控生产费用、利息支出和其他费用。

（2）加强数智化赋能。拓展大模型在政策分析、电力交易、功率预测等场景应用；革新设备检修模式，有效提升故障综合研判准确率和一次性修复率；构建高精度气象区域大模型，提升气象、功率预测精度；构建全流程财务智能体，提升效率、降低成本；升级新能源数字化平台，释放数据价值。

（3）深化对标管理。推行对标体系，围绕“量价本利”剖析短板，靶向改进，实现效益优先、成本领先。

（4）强化设备治理。深化区域运检改革，优化维保中心布局，探索跨省运维；建设“黑灯场站”提效降本。加快智能电站建设，降低人工成本。

（5）提升营销创效。跟踪政策指导项目规划与收益测算；统筹量价参与市场，优化交易策略保障电价不低于区域平均水平；加强限电管理与跨区外送，控

制限电比例；拓展绿电绿证交易，挖掘碳减排收益，实现项目收益最大化。

综上所述，发行人电价单价下降幅度整体相对可控，发电量增长、度电成本下降预计可以在一定程度上抵消未来电价下行带来的部分不利影响，且公司具备较强运营及成本管理优势，在上述因素共同有效作用的情况下，影响公司最近一期业绩下滑因素预计将有所缓解。

二、结合可再生能源补贴政策、税收政策及电力市场化改革政策安排，发行人市场化交易电量占比、上网电价、标杆电价的大致占比情况，说明上述文件对于发行人经营业绩影响情况，分析未来风力及太阳能发电项目电力收入增长的持续性，未来是否存在电力销售价格下行、新增发电电量大幅下滑的风险

（一）可再生能源补贴政策、税收政策及电力市场化改革政策安排，发行人市场化交易电量占比、上网电价、标杆电价的大致占比情况

1、可再生能源补贴政策情况

近年来，我国关于可再生能源补贴的政策主要可概括为两方面，一是推动可再生能源项目“全面平价时代”的到来，二是为公平发放补贴、厘清历史补贴情况从而启动的相关核查工作。具体政策内容简要概括如下：

（1）从“补贴时代”到“全面平价时代”转换的相关政策

2019年5月，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年底之前仍未完成并网的，国家不再补贴；2019年1月1日至2020年底之前核准的陆上风电项目，2021年底之前仍未完成并网的，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。对2018年底之前已核准的海上风电项目，如在2021年底之前全部机组完成并网的，执行核准时的上网电价；2022年及以后全部机组完成并网的，执行并网年份的指导价。

2021年6月，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。

根据前述两项政策，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。

(2) 对于历史存量可再生能源发电项目的补贴核查相关政策

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。其中发电企业自查范围为截止到 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。2022 年 9 月，前述三部门联合发布《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》，其核心内容是针对当时全国范围开展的可再生能源发电补贴核查工作中遇到的疑难问题，进行了统一和明确的解释，以规范存量项目的补贴认定工作。

2023 年 1 月，国家电网和南方电网分别公布第一批可再生能源发电补贴合规项目清单。截至本回复报告出具日，后续合规项目清单落地及公布时间仍不明确。

2、税收政策情况

近年来，可再生能源领域涉及的重要税收政策为财政部、海关总署、税务总局于 2025 年 10 月联合发布的《关于调整风力发电等增值税政策的公告》。根据该公告，陆上风电自 2025 年 11 月起不再享受“增值税 50%即征即退”的优惠政策，海上风电增值税优惠政策延续两年至 2027 年末。

根据上述政策，风电行业增值税优惠政策将从“全面适用”逐步转为减少或取消的状态。

3、电力市场化改革安排

近年来，我国电力市场化改革持续深化，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。具体政策内容简要概括如下：

2025 年 1 月，国家发改委、国家能源局联合印发《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（136 号文），明确新能源上网

电量全面进入电力市场，电价通过市场交易形成，并建立可持续发展价格结算机制。136号文以2025年6月1日为节点，对存量项目（2025年6月1日前投产）实施机制电价衔接现行政策，保障性电量规模与煤电基准价衔接；增量项目（2025年6月1日后投产）则通过市场化竞价确定机制电价，规模动态匹配消纳责任权重。同时，建立“多退少补”差价结算机制，市场交易均价与机制电价的差额纳入系统运行费用，稳定企业收益预期。该改革标志着新能源从“政策驱动”转向“市场驱动”，通过价格信号引导资源优化配置，并重构电力市场供需格局，助力实现“双碳”目标。

4、发行人市场化交易电量占比、上网电价、标杆电价的大致占比情况

报告期内，发行人市场化交易电量及占比情况、平均上网电价（不含增值税）情况具体如下：

单位：亿千瓦时、元/MWh

项目	2025年1-9月	2024年度	2023年度	2022年度
新能源发电量	565.42	683.77	659.00	600.02
其中：市场化交易电量	338.92	382.63	317.06	233.32
市场化交易电量占比	59.94%	55.96%	48.11%	38.89%
风电平均上网电价	422	466	457	482
光伏及其他可再生能源平均上网电价	270	291	311	417

根据上表，报告期内发行人市场化交易电量规模及占比呈逐年提升的趋势。随着各省政府政策推动电力交易市场完善，叠加市场竞争、供求水平的影响，新能源发电项目市场化交易电量的交易均价通常低于所在省份标杆电价。因此，随着市场化交易电量占比的提升，发行人报告期内平均上网电价呈现波动下降的趋势。

（二）上述文件对于发行人经营业绩影响情况，分析未来风力及太阳能发电项目电力收入增长的持续性，未来是否存在电力销售价格下行、新增发电电量大幅下滑的风险

根据前述内容，各类政策文件的核心要点及对发行人经营业绩、未来电力收入、未来电力销售价格、新增发电电量的影响情况汇总列示如下：

政策情况	核心要点总结	对发行人影响		
		未来电价	新增发电电量	营业收入及经营业绩
可再生能源补贴政策	一是可再生能源项目“全面平价时代”的到来，二是启动补贴的相关核查工作	1、存量补贴项目：合理利用小时内无影响 2、平价项目：无明显直接不利影响	无明显直接不利影响	在符合相关政策依据的情况下，无明显直接不利影响
税收政策	陆上风电自 2025 年 11 月起不再享受“增值税 50%即征即退”的优惠政策，海上风电增值税优惠政策延续两年至 2027 年末	无明显直接不利影响	无明显直接不利影响	1、营业收入：无明显直接不利影响； 2、经营业绩：影响程度较难量化，但公司整体即征即退规模较小，因此预计影响程度较低
电力市场化改革政策（136 号文等）	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。随着各地具体实施方案陆续出台，新能源将迎来全面入市	未来电价不确定性增加，价格由市场决定	无明显直接不利影响	未来公司新能源装机规模预计提升，带动发电量、售电量增长并抵消电价下行风险，推动公司营业收入及经营业绩呈现稳定或增长的趋势

根据上表，各类政策对于发行人的具体影响分析如下：

1、未来电价：不确定性增加，价格由市场决定

未来电价的预计变化情况主要受 136 号文的影响。136 号文明确新能源上网电量全面进入电力市场，电价通过市场交易形成，并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：

(1) 对于 2025 年 6 月 1 日以前投产的新能源存量项目：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。

因此，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未来电价影响程度相对较小。

(2) 对于 2025 年 6 月 1 日起投产的新能源增量项目：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存在不确定性；机制外电量交易电价由市场形成，受供需等因素影响，价格存在一定波动。

因此，根据 136 号文，在供需因素及市场竞争的情况下，发行人 2025 年 6 月 1 日后投产的项目未来的电价情况相比存量项目预计存在下行风险。

从公司总体而言，随着未来新项目陆续投产，增量项目将依据当前电力市场化改革的政策导向，通过市场竞争形成其上网电价。基于当前市场供需、政策情况及影响，预计未来公司整体电价可能面临一定结构性调整压力。公司将通过“量价统筹”参与市场，优化交易策略，确保全年售电均价、交易电价不低于区域平均水平，同时积极拓展绿电、绿证交易，推动实现碳减排收益，多措并举促进项目收益最大化。

2、新增发电电量：无明显直接不利影响，预计将维持增长态势

在宏观经济稳步发展及“双碳”战略推进的共同驱动下，我国全社会用电需求预计将维持长期增长态势。而风电、光伏作为新增电力的主要供给来源，其装机规模与发电量均呈现高速增长，并保持了高水平的利用率。因此，无论从满足宏观电力需求增长的角度，还是从新能源自身发展的情况来看，未来新增发电电量预计将维持良好增长态势，大幅下滑的风险较低。具体分析如下：

（1）电力行业整体需求旺盛，为新能源发电提供长期增长基础

电力行业作为连接能源生产与消费的核心枢纽，市场规模持续稳健扩张。一方面，全国用电需求保持强劲增长，用电规模屡创新高。2021 年至 2024 年数据显示，新增发电量中约 50%由风电和太阳能贡献，印证了新能源已成为满足增量电力需求的主力，未来我国持续增长的用电需求将为新能源发展提供坚实市场支撑。区域层面，西藏、安徽、重庆等中西部省份用电量增速超过 10%，显示出新能源就地消纳能力正随区域经济发展而不断增强，市场空间广阔。

另一方面，电力装机容量正经历结构性快速增长，新能源是绝对主力。2025 年 9 月，我国宣布新一轮国家自主贡献目标，明确提出风电和太阳能发电总装机容量将达到 2020 年的 6 倍以上、力争达到 36 亿千瓦。作为实现“双碳”目标与能源革命的核心抓手，风电与光伏将在能源绿色低碳转型中发挥决定性作用，其主导地位将持续巩固。

（2）风电与光伏两大细分领域保持高速增长，发电量提升显著

近年来，我国通过坚持集中式与分布式并举，加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏发电基地建设，推动海上风电规范有序建设，积极推广城镇、农村屋顶光伏，鼓励发展乡村分散式风电等举措，已构建起全球最大、发展最快的可再生能源体系，风电光伏装机占全球风电光伏总装机的近一半。

截至 2025 年末，全国累计发电装机容量 38.9 亿千瓦，同比增长 16.1%。其中，太阳能发电装机容量 12.0 亿千瓦，同比增长 35.4%；风电装机容量 6.4 亿千瓦，同比增长 22.9%。这是我国风电光伏累计装机首次超过 18 亿千瓦，达到 18.4 亿千瓦，占比达 47.3%。2025 年，我国风电光伏新增装机超过 4.3 亿千瓦，风电光伏累计装机历史性超过火电装机规模。近 4 年风电光伏新增装机规模连续突破 1 亿、2 亿、3 亿、4 亿千瓦，持续保持高速增长。

装机规模快速扩张直接带动发电量显著提升。从可再生能源发电量来看，2024 年，中国可再生能源发电量达到 3.46 万亿千瓦时，同比增长 19%，约占全国总发电量的 35%。其中，风电发电量达 9,916 亿千瓦时，同比增长 16%；太阳能发电量达 8,341 亿千瓦时，同比增幅达 44%。进入 2025 年，我国规模以上工业风电发电量突破 1 万亿千瓦时。

从未来趋势来看，根据中共中央、国务院部署，到 2030 年我国将初步建成新型能源体系，非化石能源消费比重达 25%左右，新能源发电装机比重超 50% 并成为电力装机主体。要实现这一目标，“十五五”时期将持续推动风电、光伏发电平稳发展，保持平均每年 2 亿千瓦增长节奏。

因此，结合相关政策情况，未来风电与光伏两大细分领域仍将保持高速增长，公司新增装机规模及发电电量预计将维持增长态势，不存在大幅下滑的风险。

3、营业收入及经营业绩影响

根据前述内容，公司新能源装机规模的提升预计将带动发电量、售电量增长并在一定程度上抵消电价下降的影响，从长期来看推动公司电力收入呈现稳定或增长的趋势。

此外，在不断投资新项目的同时，发行人也通过推进精品工程，增量做优质效双升等各类方式提升项目收益水平，以保证未来收入增长的持续性。加之发行

人是国内最早实现专业化、规模化风电开发的主体，具有新能源大基地和海上风电开发的资源优势，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。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将同步呈现出下降趋势，可在一定程度上抵消电价下降的影响。

综上所述，在各类新能源相关政策背景下，公司未来风力及光伏发电项目电力收入增长预计具备持续性，未来电力销售价格中枢预计将有所下降但降幅预计相对可控，新增发电电量预计不存在大幅下滑的风险。

三、结合发行人未进入合规清单及补贴清单的存量项目数量及占比情况，说明相关项目对应的收入规模及未来是否存在不列入合规清单无法确认部分补贴收入或退回部分补贴款的风险

截至 2025 年 9 月末，公司未纳入第一批补贴合规清单的项目数量为 104 个，涉及的装机容量为 718 万千瓦，占公司整体装机容量的比例为 16.53%，区分是否纳入补贴目录情况如下：

项目	项目数量（个）	装机规模（万千瓦）	占公司期末总装机比例
纳入补贴目录	76	458	10.55%
未纳入补贴目录	28	260	5.98%
总计	104	718	16.53%

报告期内公司未纳入合规清单项目对应的补贴收入规模及占比情况如下：

单位：亿元

项目	2025 年 1-9 月	2024 年	2023 年	2022 年	累计
补贴收入金额（A）	24.23	47.60	25.69	31.07	128.60
公司营业收入（B）	222.21	370.70	376.42	398.63	1,367.96
占比（C=A/B）	10.91%	12.84%	6.82%	7.79%	9.40%

根据上表，报告期内公司未纳入合规清单项目对应的补贴收入金额占报告期内公司累计营业收入的比例为 9.40%，整体占比较低。

2020 年 1 月，三部委发布《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），公布了第 1-7 批目录内项目，相关项目直接列入电网企业可再生能源发电项目补贴目录。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）等规定，纳入补贴目录的项目需经省级主管部门初审后联合上报三部委审核或经历电网企业初审、省级主管部门确认、国家可再生能源信息管理中心复核、公示并将公布结果报送财政部、国家发展改革委和国家能源局等多轮审核，因此公司可再生能源补贴收入的确认依据充分。可再生能源补贴款由财政部统筹下发表至各地电网公司，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，相应补贴收入及应收的补贴款的确认和计量准确恰当，无法确认补贴收入或退回部分补贴款的风险较低。

由于目前补贴合规核查工作尚未完成，第一批合规清单是可再生能源发电补贴核查工作的阶段性结果，后续批次合规清单公布安排尚不明确，且各地核查组的核查尺度不一，公司正在积极争取将尚未纳入第一批合规清单的项目列入后续合规清单。

综上所述，公司未纳入合规清单的项目未来不列入合规清单无法确认部分补贴收入或退回部分补贴款的风险相对较低，但最终取决于国家对未列入补贴合规清单项目的处置标准。

四、结合发行人陆上及海上风电的业务结构、各期增值税即征即退金额，说明税收政策变化对发行人经营业绩的影响

报告期各期，发行人陆上及海上风电的已投产装机规模、增值税即征即退金额如下：

单位：万元

业务结构	2025年1-9月		2024年度		2023年度		2022年度	
	装机规模(MW)	增值税即征即退金额	装机规模(MW)	增值税即征即退金额	装机规模(MW)	增值税即征即退金额	装机规模(MW)	增值税即征即退金额
陆上风电	28,946.19	60,515.83	27,811.49	85,300.74	25,161.11	94,253.72	23,598.56	91,871.76
海上风电	2,597.28	5,943.77	2,597.28	4,768.67	2,593.28	3,261.30	2,593.28	3,596.07
合计	31,543.47	66,459.60	30,408.77	90,069.41	27,754.39	97,515.02	26,191.84	95,467.83

报告期各期，发行人增值税即征即退金额分别为 95,467.83 万元、97,515.02 万元、90,069.41 万元和 66,459.60 万元，分别占当期风电收入的 3.53%、3.56%、

3.15%、3.49%，发行人经营业绩对税收优惠政策不存在较大依赖。

上述税收政策调整对发行人以及风电行业的盈利情况将产生一定负面影响。由于风电项目具有建设周期相对较长、运行周期久的特点，项目在不同阶段的进项税抵扣规模与销项税的匹配关系具有动态复杂性，加之进项税抵扣额受采购计划等因素影响，目前难以准确地量化测算。此外，至2027年12月31日，公司利用海上风力生产的电力产品，仍享有增值税即征即退50%的优惠政策。

综上所述，增值税税收优惠政策调整后，公司陆上风电和海上风电项目经营业绩预计会受到一定负面影响，但整体风险相对可控，预计不会对发行人经营业绩产生重大不利影响。

五、说明发行人报告期各期末应收款项融资账面价值较高且增长较快的原因及合理性，结合发行人应收账款、应收款项融资等坏账计提政策、账龄、逾期、期后回款及同行业公司公司情况等，说明应收账款坏账准备计提的充分性

(一) 发行人报告期各期末应收款项融资账面价值较高且增长较快的原因及合理性

发行人应收标杆电费及补贴款主要纳入应收款项融资科目核算。报告期各期末，发行人应收款项融资账面价值分别为2,710,044.35万元、3,533,048.38万元、4,321,740.25万元、4,269,429.42万元，整体呈上升趋势，占各期末流动资产的比例分别为50.86%、77.29%、83.38%、84.49%。

报告期内，公司应收款项融资较高且增长较快主要系应收补贴款增长较多，应收补贴款增加主要受补贴回款进度影响。发行人应收账款融资账面价值不断提升，与行业内可比公司应收账款情况一致，具体如下：

单位：亿元

简称	2025年9月30日	2024年12月31日	2023年12月31日	2022年12月31日	复合增长率
华电新能	450.48	450.20	355.19	268.24	20.75%
三峡能源	466.26	447.58	366.74	267.28	22.43%
节能风电	74.89	76.14	64.78	50.96	15.02%
中绿电	56.01	62.51	54.57	48.55	5.34%
平均值					15.88%
中位数					17.89%

简称	2025年 9月30日	2024年 12月31日	2023年 12月31日	2022年 12月31日	复合增长率
龙源电力	426.94	432.17	353.30	271.00	17.97%

注：上表中龙源电力应收账款金额以应收款项融资科目金额列示。

发行人一直密切关注补贴相关政策，积极落实补贴申领工作。2025年1-9月，补贴加速发放，发行人收回电价补贴款92.49亿元。2025年9月末，发行人应收补贴款余额408.47亿元，较2024年底的410.46亿元减少了1.99亿元，降幅0.48%。

综上，发行人报告期各期末应收账款金额提升属于行业内普遍情形。近年来，补贴款发放力度加大，预计发行人应收账款回款情况将不断改善。

(二)结合发行人应收账款、应收款项融资等坏账计提政策、账龄、逾期、期后回款及同行业公司公司情况等，说明应收账款坏账准备计提的充分性

1、应收账款、应收款项融资等坏账计提政策

公司对应收款项融资、应收账款采用预期信用损失的方法计提坏账，具体情况如下：

(1) 应收款项融资

公司应收款项融资包括应收标杆电费和应收可再生能源电价补贴。应收款项融资预期信用损失的确定运用简化计量方法，按照相当于整个存续期内的预期信用损失金额计量损失准备，具体计提政策如下：

1) 应收标杆电费：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个月以内，应收标杆电费坏账主要系乌克兰尤日内公司应收标杆电费因战争因素期末累计计提坏账准备0.08亿元。除上述项目外其余项目的应收标杆电费历史上从未出现过无法收回的情况，历史损失率为0%，结合当前的状况并考虑宏观经济波动、外部市场环境变化等前瞻性因素对历史损失率上调5%，计算得出应收标杆电费预期信用损失率为0%。

2) 应收可再生能源补贴：报告期各期末，公司综合考虑可收回性和账龄等因素，确定预期信用损失。

(2) 应收账款

公司应收账款包括应收租赁费、应收设备款、应收运维费、维修费等。公司应收账款预期信用损失的确定参照历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，通过账龄迁徙率计算预期信用损失率。具体计算过程如下：

第一步：观察并汇总历史账龄分布情况：

单位：万元

账龄	2025年9月30日	2024年12月31日	2023年12月31日	2022年12月31日
1年以内	24,534.01	18,971.87	31,084.42	52,325.68
1-2年	1,876.53	2,006.67	5,237.49	1,504.18
2-3年	1,060.75	1,083.60	922.48	466.57
3-4年	129.50	156.28	990.69	609.83
4-5年	237.95	979.50	1,426.75	200.00
5年以上	26,023.60	25,353.25	17,868.54	1,129.26

第二步：计算历史迁徙率和历史损失率：历史迁徙率即上一年度账龄迁徙至下一年度的账龄比重，并根据历史迁徙率计算历史损失率：

平均迁徙率计算如下表所示：

账龄	2022年迁徙至2023年	2023年迁徙至2024年	平均迁徙率	备注
1年以内				A
1-2年	15.51%	6.99%	11.25%	B
2-3年	61.33%	20.69%	41.01%	C
3-4年	88.06%	16.94%	52.50%	D
4-5年	73.91%	98.87%	86.39%	E
5年以上	100.00%	100.00%	100.00%	F

历史损失率计算如下表所示：

账龄	平均迁徙率	公式	历史损失率
1年以内		A*B*C*D*E*F	
1-2年	11.25%	B*C*D*E*F	2.09%
2-3年	41.01%	C*D*E*F	18.60%
3-4年	52.50%	D*E*F	45.35%
4-5年	86.39%	E*F	86.39%
5年以上	100.00%	F	100.00%

第三步：综合预期信用损失率：预期信用损失率=历史损失率*（1+前瞻性调

整)

账龄	历史损失率 (A)	前瞻性调整 (B)	预期信用损失率 (C=A*(1+B))
1 年以内			
1-2 年	2.09%	5%	2.20%
2-3 年	18.60%	5%	19.53%
3-4 年	45.35%	5%	47.62%
4-5 年	86.39%	5%	90.71%
5 年以上	100.00%	5%	100.00%

第四步：计算预期信用损失：

单位：万元

账龄	2025 年 9 月 30 日	预期信用损失率	预期信用损失
1 年以内	24,534.01	0.00%	-
1-2 年	1,876.53	2.20%	41.28
2-3 年	1,060.75	19.53%	207.16
3-4 年	129.50	47.62%	61.67
4-5 年	237.95	90.71%	215.85
5 年以上	26,023.60	100.00%	26,023.60
合计	53,862.34	-	26,549.57

公司截至 2025 年 9 月 30 日应收账款坏账准备金额 27,902.35 万元，高于预期信用损失模型测算的坏账金额。

2、应收账款、应收款项融资账龄和逾期情况

(1) 应收账款

报告期各期末，发行人按组合计提坏账准备的应收账款账龄情况如下：

单位：万元

账龄	2025 年 9 月 30 日		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	金额	占比
1 年以内	24,534.01	45.55%	18,971.87	39.08%	31,084.42	54.03%	33,764.18	60.04%
1 至 2 年	1,876.53	3.48%	2,006.67	4.13%	5,237.49	9.10%	1,504.18	2.67%
2 至 3 年	1,060.75	1.97%	1,083.60	2.23%	922.48	1.60%	1,125.07	2.00%
3 至 4 年	129.50	0.24%	156.28	0.32%	990.69	1.72%	1,930.33	3.43%
4 至 5 年	237.95	0.44%	979.50	2.02%	1,426.75	2.48%	200.00	0.36%

账龄	2025年9月30日		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	金额	占比
5年以上	26,023.60	48.32%	25,353.25	52.22%	17,868.54	31.06%	17,711.75	31.50%
合计	53,862.34	100.00%	48,551.17	100.00%	57,530.37	100.00%	56,235.51	100.00%

截至 2025 年 9 月末，发行人账龄 1 年以内应收账款占比为 45.55%。公司应收账款主要为应收租赁费、应收设备款、应收运维费、维修费等。公司应收账款对手方信用状况良好，相关应收账款坏账风险较低。除个别客户应收账款存在争议，公司应收账款基本不存在逾期的情形。

(2) 应收款项融资

单位：万元

账龄	2025年9月30日		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	金额	占比
1 年以内	1,850,494.20	43.34%	1,679,361.21	38.86%	1,729,323.54	48.95%	1,780,116.99	65.69%
1 至 2 年	1,096,666.96	25.69%	1,248,614.56	28.89%	971,477.57	27.50%	674,666.60	24.90%
2 至 3 年	554,184.22	12.98%	611,830.26	14.16%	553,497.30	15.67%	158,561.93	5.85%
3 至 4 年	365,736.12	8.57%	514,406.55	11.90%	179,115.96	5.07%	69,846.13	2.58%
4 至 5 年	296,089.04	6.94%	173,419.43	4.01%	80,329.42	2.27%	24,052.51	0.89%
5 年以上	106,258.87	2.49%	94,108.25	2.18%	19,304.59	0.55%	2,800.19	0.10%
合计	4,269,429.42	100.00%	4,321,740.25	100.00%	3,533,048.38	100.00%	2,710,044.35	100.00%

截至 2025 年 9 月末，发行人账龄 1 年以内的应收款项融资占比为 43.34%。公司应收款项融资包括应收标杆电费及应收新能源电价补贴，其中标杆电费基本于次月收回，新能源电价补贴回收较慢主要受补贴回款进度影响，均不涉及逾期的情形。

3、应收账款、应收款项融资账龄期后回款

截至 2025 年 12 月 31 日，发行人各期末应收账款期后回款合计覆盖期末余额情况具体如下：

单位：万元

报告期	应收账款余额	截至 2025 年 12 月 31 日的期后回款金额	期后回款合计覆盖期末余额比例
2025 年 9 月 30 日	53,862.34	25,959.99	48.20%
2024 年 12 月 31 日	48,551.17	46,569.52	95.92%

报告期	应收账款余额	截至 2025 年 12 月 31 日的期后回款金额	期后回款合计覆盖期末余额比例
2023 年 12 月 31 日	57,530.37	57,530.37	100.00%
2022 年 12 月 31 日	56,235.51	56,235.51	100.00%

截至 2025 年 12 月 31 日，发行人各期末应收款项融资期后回款合计覆盖期末余额情况具体如下：

单位：万元

报告期	应收款项融资余额	截至 2025 年 12 月 31 日的期后回款金额	期后回款合计覆盖期末余额比例
2025 年 9 月 30 日	4,269,429.42	498,189.60	11.67%
2024 年 12 月 31 日	4,321,740.25	1,415,894.70	32.76%
2023 年 12 月 31 日	3,533,048.38	2,056,910.84	58.22%
2022 年 12 月 31 日	2,710,044.35	2,433,195.62	89.78%

截至 2025 年 12 月 31 日，报告期各期末公司应收账款期后回款比例分别为 100.00%、100.00%、95.92% 和 48.20%，应收款项融资期后回款比例分别为 89.78%、58.22%、32.76% 和 11.67%，期后回款比例主要受补贴回款进度影响。

4、同行业公司情况

(1) 发行人与同行业可比公司应收账款坏账计提比例对比情况

2025 年 9 月 30 日，公司应收账款不同信用风险特征组合分类的账面余额、坏账准备余额、实际计提比例和综合计提比例与同行业可比公司 2025 年 6 月 30 日末对比情况如下：

单位：万元

公司名称	组合	确认组合的依据	计提方法	应收账款账面余额	应收账款坏账准备余额	实际计提比例	综合计提比例
龙源电力	其他组合	包括应收电网公司在内的全部应收账款	按预期信用损失计提	4,326,783.04	31,393.63	综合计提比例为 0.73%	0.73%
华电新能	组合 1	应收标杆电费组合	预期信用损失法	388,201.87	-	0%	0.94%
	组合 2	应收可再生能源补贴组合	预期信用损失法	4,850,165.12	48,501.65	1%	
	组合 3	应收其他组合	预期信用损失法	10,062.84	926.81	综合计提比例为 9.21%	
节能风电	组合 1	本组合以电力销售应收账款（国内）部分作为信用特征	预期信用损失法	843,182.13	8,431.82	1%	1.00%

公司名称	组合	确认组合的依据	计提方法	应收账款账面余额	应收账款坏账准备余额	实际计提比例	综合计提比例
	组合 2	本组合以电力销售应收账款（国外）部分作为信用特征	预期信用损失法	2,663.33	-	0%	
	组合 3	除组合 1、2 以外其他应收款项	预期信用损失法	268.21	2.68	1%	
中绿电	组合 1	应收标杆电费组合	预期信用损失法	52,746.29	-	0%	5.93%
	组合 2	应收可再生能源补贴组合	预期信用损失法	695,947.19	43,082.02	6.19%	
	组合 3	应收其他款项组合	预期信用损失法	4,111.07	1,594.90	38.80%	
三峡能源	组合 1	标杆电费组合	预期信用损失法	181,734.52	1,404.81	0.77%	4.99%
	组合 2	新能源补贴款	预期信用损失法	5,028,903.68	257,959.55	5.13%	
	组合 3	其他组合	预期信用损失法	15,082.66	1,277.06	8.47%	

注 1：上表中龙源电力应收账款为财务报表科目的中“应收账款”及“应收款项融资”之和，下表同；

注 2：同行业公司 2025 年三季报未披露应收账款坏账计提明细，故上表列示 2025 年 6 月末情况。

于 2024 年 12 月 31 日，公司应收账款不同信用风险特征组合分类的账面余额、坏账准备余额、实际计提比例和综合计提比例与同行业可比公司对比如下：

单位：万元

公司名称	组合	确认组合的依据	计提方法	应收账款账面余额	应收账款坏账准备余额	实际计提比例	综合计提比例
龙源电力	其他组合	包括应收电网公司在内的全部应收账款	按预期信用损失计提	4,374,767.39	32,417.60	综合计提比例为 0.74%	0.74%
华电新能	组合 1	应收标杆电费组合	预期信用损失法	322,184.80	-	0%	0.95%
	组合 2	应收可再生能源补贴组合	预期信用损失法	4,214,597.16	42,145.97	1%	
	组合 3	应收其他组合	预期信用损失法	8,288.69	926.81	综合计提比例为 11.18%	
节能风电	组合 1	本组合以电力销售应收账款（国内）部分作为信用特征	预期信用损失法	767,298.22	7,672.98	1%	1.00%
	组合 2	本组合以电力销售应收账款（国外）部分作为信用特征	预期信用损失法	1,436.16	-	0%	
	组合 3	除组合 1、2 以外其他应收款项	预期信用损失法	304.29	3.04	1%	

公司名称	组合	确认组合的依据	计提方法	应收账款账面余额	应收账款坏账准备余额	实际计提比例	综合计提比例
中绿电	组合 1	应收标杆电费组合	预期信用损失法	35,379.57	-	0%	5.80%
	组合 2	应收可再生能源补贴组合	预期信用损失法	623,840.14	36,886.86	5.91%	
	组合 3	应收其他款项组合	预期信用损失法	4,444.39	1,627.91	36.63%	
三峡能源	组合 1	标杆电费组合	预期信用损失法	219,544.83	1,010.18	0.46%	4.81%
	组合 2	新能源补贴款	预期信用损失法	4,467,467.26	224,424.52	5.02%	
	组合 3	其他组合	预期信用损失法	14,998.42	801.07	5.34%	

于 2023 年 12 月 31 日，公司应收账款不同信用风险特征组合分类的账面余额、坏账准备余额、实际计提比例和综合计提比例与同行业可比公司对比如下：

单位：万元

公司名称	组合	确认组合的依据	计提方法	应收账款账面余额	应收账款坏账准备余额	实际计提比例	综合计提比例
龙源电力	其他组合	包括应收电网公司在内的全部应收账款	按预期信用损失计提	3,604,040.54	35,251.04	综合计提比例为 0.98%	0.98%
华电新能	组合 1	应收标杆电费组合	预期信用损失法	268,855.14	-	0%	0.95%
	组合 2	应收可再生能源补贴组合	预期信用损失法	3,311,167.20	33,111.67	1%	
	组合 3	应收其他组合	预期信用损失法	5,886.06	899.09	综合计提比例为 15.27%	
节能风电	组合 1	本组合以电力销售应收账款（国内）部分作为信用特征	预期信用损失法	653,039.23	6,530.39	1%	1.00%
	组合 2	本组合以电力销售应收账款（国外）部分作为信用特征	预期信用损失法	865.08	-	0%	
	组合 3	除组合 1、2 以外其他应收款项	预期信用损失法	478.76	4.79	1%	
中绿电	组合 1	应收标杆电费组合	预期信用损失法	22,140.18	-	0%	4.70%
	组合 2	应收可再生能源补贴组合	预期信用损失法	543,813.02	25,412.90	4.67%	
	组合 3	应收其他款项组合	预期信用损失法	6,626.75	1,491.08	22.50%	
三峡能源	组合 1	标杆电费组合	预期信用损失法	193,323.99	694.28	0.36%	3.89%

公司名称	组合	确认组合的依据	计提方法	应收账款账面余额	应收账款坏账准备余额	实际计提比例	综合计提比例
	组合 2	新能源补贴款	预期信用损	3,602,012.55	146,844.56	4.08%	
	组合 3	其他组合	预期信用损失法	20,358.72	800.34	3.93%	

于 2022 年 12 月 31 日，公司应收账款不同信用风险特征组合分类的账面余额、坏账准备余额、实际计提比例和综合计提比例与同行业可比公司对比如下：

单位：万元

公司名称	组合	确认组合的依据	计提方法	应收账款账面余额	应收账款坏账准备余额	实际计提比例	综合计提比例
龙源电力	其他组合	包括应收电网公司在内的全部应收账款	按预期信用损失计提	2,773,138.01	29,004.61	综合计提比例为 1.05%	1.05%
华电新能	组合 1	应收标杆电费组合	预期信用损失法	188,536.74	-	0%	0.96%
	组合 2	应收可再生能源补贴组合	预期信用损失法	2,496,020.06	24,960.20	1%	
	组合 3	应收其他组合	预期信用损失法	4,534.18	877.92	综合计提比例为 19.36%	
节能风电	组合 1	本组合以电力销售应收账款（国内）部分作为信用特征	预期信用损失法	512,521.42	5,125.21	1%	1%
	组合 2	本组合以电力销售应收账款（国外）部分作为信用特征	预期信用损失法	2,048.19	-	0%	
	组合 3	除组合 1、2 以外其他应收款项	预期信用损失法	163.23	1.63	1%	
中绿电	组合 1	应收标杆电费组合	预期信用损失法	20,606.40	-	0%	3.57%
	组合 2	应收可再生能源补贴组合	预期信用损失法	480,202.15	16,726.59	3.48%	
	组合 3	应收其他款项组合	预期信用损失法	2,690.93	1,258.04	46.75%	
三峡能源	组合 1	标杆电费组合	预期信用损失法	177,396.01	617.44	0.35%	2.90%
	组合 2	新能源补贴款	预期信用损	2,537,978.41	78,133.83	3.08%	
	组合 3	其他组合	预期信用损失法	15,982.70	360.45	2.26%	

(2) 应收账款坏账计提金额是否充分

龙源电力应收账款坏账政策与可比上市公司相比不存在较大差异，从计提比

例来看同行业可比公司中应收账款坏账准备综合计提比例在 0.95%-5.80%之间，公司应收账款坏账准备综合计提比例在 0.73%-1.05%之间，与可比公司华电新能、节能风电应收账款坏账综合计提比例具备可比性。

综上，龙源电力应收可再生能源补贴到期不能收回的可能性较小，整体坏账准备计提充分。

六、结合报告期内在建工程建设进展及转固情况，说明固定资产减值是否充分，相关会计处理是否符合企业会计准则的有关规定

(一) 报告期内在建工程进展及转固情况

报告期各期末，公司前五大在建工程建项目进展及转固情况如下：

单位：万元

报告期	项目名称	在建工程 期末余额	开工时间	转固时间	转固依据
2025 年9月 末	龙源宁夏“宁湘直流”配套 新能源基地中卫 300 万千瓦光 伏复合项目二期(200 万千瓦)	272,861.98	2023 年 10 月	二期南区 100 万千瓦于 2024 年 8 月、2024 年 12 月 分批转固；二期北区 100 万 千瓦于 2025 年 12 月转固。	达到预定可使用 状态
	海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦 海上风电项目	132,130.79	2023 年 7 月	尚未转固	不适用
	敦煌 70 万千瓦一体化综合能 源示范项目 10 万光热项目	59,331.18	2024 年 10 月	尚未转固	不适用
	龙源宁夏“宁湘直流”配套 新能源基地中卫海原 100 万千 瓦风电项目	55,161.94	2025 年 3 月	尚未转固	不适用
	龙源广西横州市天堂岭 640MW 农光储一体化发电项 目（一期）	38,383.28	2022 年 5 月	2024 年 12 月、2025 年 12 月分批转固	达到预定可使用 状态
2024 年末	龙源新能源招远市 780MW 复 合农业光伏发电项目	203,271.81	2023 年 8 月	2024 年 9 月、2025 年 1-4 月分批转固	达到预定可使用 状态
	海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦 海上风电项目	106,479.25	2023 年 7 月	尚未转固	不适用
	龙源宁夏“宁湘直流”配套 新能源基地中卫 300 万千瓦光 伏复合项目二期(200 万千瓦)	103,229.79	2023 年 10 月	二期南区 100 万千瓦于 2024 年 8 月、2024 年 12 月 分批转固；二期北区 100 万 千瓦于 2025 年 12 月转固。	达到预定可使用 状态
	龙源甘肃临泽板桥北滩 50 万 千瓦光伏治沙项目	82,433.61	2022 年 8 月	20 万千瓦于 2023 年 5 月转 固，30 万千瓦于 2025 年 5 月转固	达到预定可使用 状态
	50 万千瓦光伏发电熔盐储能 项目	81,859.70	2024 年 6 月	2025 年 3 月	达到预定可使用 状态
2023 年末	海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦 海上风电项目	88,277.97	2023 年 7 月	尚未转固	不适用

报告期	项目名称	在建工程 期末余额	开工时间	转固时间	转固依据
2022 年末	龙源甘肃临泽板桥北滩 50 万千瓦光伏治沙项目	78,472.40	2022 年 8 月	20 万千瓦于 2023 年 5 月转固, 30 万千瓦于 2025 年 5 月转固	达到预定可使用状态
	龙源云南曲靖竹子山风电项目	59,468.65	2022 年 12 月	2024 年 10 月、2024 年 12 月、2025 年 3 月分批转固	达到预定可使用状态
	龙源柳州三江独峒风电项目	46,082.43	2022 年 1 月	2024 年 7 月	达到预定可使用状态
	龙源乌恰 5 万千瓦/20 万千瓦时储能配套 20 万千瓦风电市场化并网项目	44,984.57	2022 年 11 月	2025 年 1 月、2025 年 6 月分批转固	达到预定可使用状态
	龙源宁夏“宁湘直流”配套新能源基地中卫 300 万千瓦光伏复合项目一期(100 万千瓦)	265,530.04	2022 年 11 月	2023 年 6 月	达到预定可使用状态
2022 年末	天津龙源海晶项目	106,126.64	2022 年 6 月	2023 年 8 月	达到预定可使用状态
	龙源甘肃临泽板桥北滩 50 万千瓦光伏治沙项目	100,950.56	2022 年 8 月	20 万千瓦于 2023 年 5 月转固, 30 万千瓦于 2025 年 5 月转固	达到预定可使用状态
	龙源蒙西杭锦旗 20 万千瓦“风储一体化”示范项目	60,357.65	2022 年 10 月	2023 年 7 月	达到预定可使用状态
	龙源乌克兰南方风电有限公司项目	50,921.75	2021 年 9 月	尚未转固	不适用

(二) 固定资产减值是否充分, 相关会计处理是否符合企业会计准则的有关规定

1、发行人在建工程核算、转固会计政策

在建工程成本按实际工程支出确定, 包括在建期间发生的各项工程支出、工程达到预定可使用状态前的资本化的借款费用以及其他相关费用等。

在建工程在达到预定可使用状态后结转为固定资产, 其中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, 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。

发行人在建工程转固政策符合《企业会计准则》的相关规定以及同行业惯例, 报告期内, 发行人主要在建工程项目均在达到预定可使用状态时进行转固, 不存在未及时转固的情形。

2、固定资产减值是否充分

报告期内，公司固定资产减值计提情况如下：

单位：万元

项目	2025年1-9月	2024年度	2023年度	2022年度
固定资产原值期末金额	27,063,473.64	25,220,219.83	23,379,749.85	21,607,914.63
固定资产累计折旧期末金额	10,022,997.25	9,223,951.26	8,914,366.04	7,925,070.25
固定资产净值期末金额	17,040,476.39	15,996,268.57	14,465,383.81	13,682,844.38
固定资产减值准备本期计提金额	-	60,164.40	119,447.80	137,462.50
固定资产减值准备期末金额	341,299.72	357,951.32	329,383.03	218,712.11

发行人根据《企业会计准则第8号—资产减值》和《以财务报告为目的的评估指南》的相关规定，若单项资产的可收回金额难以可靠估计，公司以该资产所属的资产组为基础确定可收回金额，并进行减值测试。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，公司就固定资产、在建工程及无形资产等单个项目的发电类长期资产为一个资产组进行减值测试。资产组可收回金额的估计，根据其公允价值减去处置费用后的净额与资产组预计未来现金流量的现值两者之间较高者确定。公司将所估计的资产组可收回金额与其账面价值比较，以确定是否发生减值。

公司每年末针对报告期内存在减值迹象的项目，减值迹象主要包括开展“以大代小”老旧风场改造升级工作、受补贴期限到期、电价政策变化及地方消纳等因素影响，项目未来盈利预期下降、存在长期停缓建的项目，基于收益法、市场法及成本法等执行相应固定资产、在建工程及无形资产减值测试。

综上所述，发行人在报告期内固定资产减值准备计提充分，符合《企业会计准则》和公司相关会计政策的规定以及行业惯例。

七、发行人部分已投产项目未取得权属证书的具体情况，包括项目名称、装机容量、未取得证书的原因、办理进展及预计办结时间，是否存在被处罚或影响生产经营的风险；发行人及其子公司 86 项行政处罚是否涉及重大违法行为，相关认定依据是否充分

(一) 发行人部分已投产项目未取得权属证书的具体情况，包括项目名称、装机容量、未取得证书的原因、办理进展及预计办结时间，是否存在被处罚或影响生产经营的风险

截至本回复报告出具日，发行人及其境内重要子公司已投产项目存在 18 项未取得权属证书的土地使用权，具体情况如下：

1、未取得权属证书的土地使用权

序号	公司名称	土地坐落位置	土地面积 (m ²)	土地用途	项目名称	装机容量	办理进展及预计办结时间
1、	国能定边新能源有限公司	定边县杨井镇贺崾崄村	352.00	风机机位	黄湾风电项目	50MW	已完成用地预审，正在进行组卷工作，预计 2028 年 12 月 31 日前完成办理。
2、	国能定边新能源有限公司	定边县杨井镇贺崾崄村	352.00	风机机位	盛梁风电项目	50MW	已完成用地预审，正在进行组卷工作，预计 2028 年 12 月 31 日前完成办理。
3、	贵州龙源新能源有限公司	威宁县秀水镇高峰、前丰村、哈喇河镇牛街村、发沙村、闸塘村	8,800.00	建设风力发电机组	威宁县小海风电场	50MW	已完成用地预审，正在进行组卷工作，预计 2027 年 12 月 31 日前完成办理。
4、	贵州龙源新能源有限公司	威宁县二塘镇梅花社区、艾家坪社区、沿海社区、龙场镇长坪村、干河村、箐林社区、克沟村	18,467.00	建设风力发电机组及升压站	威宁县赵家梁子风电场	49.5MW	已完成用地预审，正在与林业主管部门沟通办理，预计 2028 年 6 月 30 日前完成办理。
5、	福建龙源海上风力发电有限公司	莆田市秀屿区南日镇三墩村和罗盘村（莆田南日岛海上风电场一期项目）	24,800.00	升压站	莆田南日岛海上风电场一期	400MW	正在重新办理用地预审与选址意见书并与林业主管部门沟通办理，预计 2027 年 6 月 30 日前完成办理。
6、	福建龙源海上风力发电有限公司	莆田市秀屿区南日镇石盘村	3,122.00	220KV 海缆终端站	莆田南日岛海上风电场一期	400MW	正在重新办理用地预审与选址意见书并与林业主管部门沟通办理，预计 2027 年 6 月 30 日前完成办理。
7、	龙源（莆田）风力发电有限责任公司	秀屿区南日镇海山村、云万村、岩下村、石盘村、港南村、南日镇人民政府	610.00	风机机位	莆田云万风电场	47.5MW	已完成用地预审、取得用地预审与选址意见书，正在与林业主管部门沟通办理，预计 2027 年 12 月 31 日前完成办理。
8、	龙源（莆田）风	秀屿区南日岛石	860.00	风机机位	莆田石盘风电场	47.5MW	已完成用地预审、取得用地预审与选

序号	公司名称	土地坐落位置	土地面积 (m ²)	土地用途	项目名称	装机容量	办理进展及预计办结时间
	力发电有限责任公司	盘村、山初村、万峰村					址意见书, 正在与林业主管部门沟通办理, 预计 2027 年 12 月 31 日前完成办理。
9、	龙源(莆田)风力发电有限责任公司	秀屿区南日镇西高村、沙洋村、港南村、浮叶村	12,700.00	风机机位	莆田南日岛风电场四期	48MW	已完成用地预审、取得用地预审与选址意见书, 正在与林业主管部门沟通办理, 预计 2027 年 12 月 31 日前完成办理。
10、	龙源(莆田)风力发电有限责任公司忠门分公司	忠门镇人民政府、忠门镇后坑村、山亭镇利山社区居民委员会、山亭镇西埔口村	20,100.00	升压站、风机机位	莆田忠门风电场	48MW	已取得建设项目选址意见书、正在与林业主管部门沟通办理, 预计 2027 年 12 月 31 日前完成办理。
11、	龙源(酒泉)风力发电有限公司张掖分公司	甘州区平山湖乡	69,355.00	建设风力发电机组	平山湖风电场二期	49.5MW	已完成用地预审, 正在与主管部门沟通办理, 预计 2028 年 12 月 31 日前完成办理。
12、	宁夏龙源新能源有限公司	宁夏吴忠市同心县	17,584.00	升压站	同心马高庄 49.5MW 风电项目	49.5MW	已完成用地预审, 正在与主管部门沟通办理, 预计 2028 年 12 月 31 日前完成办理。
13、	安徽龙源新能源有限公司明光分公司	明光市境内	4,681.60	风机机位	龙源滁州明光鲁山风电场项目	49.5MW	已完成用地预审, 正在与主管部门沟通办理, 预计 2028 年 12 月 31 日前完成办理。
14、	国能藤县能源发展有限公司	广西梧州市藤县古龙镇、平福乡	20,295.00	升压站、风机及箱变基础用地	广西梧州藤县陆贝风电项目	150MW	已取得用地预审与选址意见书, 正在与主管部门沟通办理, 预计 2026 年 12 月 31 日前完成办理。
15、	国能藤县能源发展有限公司	广西梧州市藤县平福乡、东荣镇	12,900.00	升压站、风机及箱变基础用地	藤县东黎(陆贝二期)150MW 风电场项目	150MW	已取得用地预审与选址意见书, 正在与主管部门沟通办理, 预计 2026 年 12 月 31 日前完成办理。
16、	国能藤县能源发展有限公司	梧州市藤县大黎镇	24,826.00	升压站、风机及箱变基础用地	藤县大黎一期 200MW 风电场	200MW	已取得用地预审与选址意见书, 正在与主管部门沟通办理, 预计 2026 年

序号	公司名称	土地坐落位置	土地面积 (m ²)	土地用途	项目名称	装机容量	办理进展及预计办结时间
					项目		12月31日前完成办理。
17、	国能藤县能源发展有限公司	梧州市藤县大黎镇	30,242.00	升压站、风机及箱变基础用地	藤县大黎风电二期项目	200MW	已取得用地预审与选址意见书，尚待参与升压站土地招拍挂手续，正在与主管部门沟通办理，预计2026年12月31日前完成办理。
18、	国能藤县能源发展有限公司	梧州市藤县大黎镇、东荣镇	25,327.00	升压站、风机及箱变基础用地	藤县大黎风电三期项目	150MW	已取得用地预审与选址意见书，正在与主管部门沟通办理，预计2026年12月31日前完成办理。

上述土地使用权未取得权属证书主要系当地政策及土地指标管控、历史原因用地手续不全等原因所致。

《中华人民共和国土地管理法》第七十七条规定，“未经批准或者采取欺骗手段骗取批准，非法占用土地的，由县级以上人民政府自然资源主管部门责令退还非法占用的土地，对违反土地利用总体规划擅自将农用地改为建设用地的，限期拆除在非法占用的土地上新建的建筑物和其他设施，恢复土地原状，对符合土地利用总体规划的，没收在非法占用的土地上新建的建筑物和其他设施，可以并处罚款。”《中华人民共和国土地管理法实施条例》第五十七条规定，“依照《中华人民共和国土地管理法》第七十七条的规定处以罚款的，罚款额为非法占用土地每平方米 100 元以上 1,000 元以下。”根据前述规定，相关子公司未取得土地权属证书存在被处罚的风险。

截至本回复报告出具之日，上述未取得权属证书的 18 项土地：（1）公司已就其中 9 项土地取得了相关主管部门出具的关于后续办理权属证书无障碍的书面确认；（2）其余 9 项土地中：有 5 项土地已经被土地主管部门给予过行政处罚，基于《中华人民共和国行政处罚法（2021 修订）》第二十九条的规定：“对当事人的同一个违法行为，不得给予两次以上罚款的行政处罚”（即“一事不再罚”原则），通常情况下土地主管部门对同一违法行为再进行行政处罚的可能性较低；剩余 4 项土地，根据相关子公司的企业专用公共信用报告（有无违法记录证明专用版），相关子公司不存在因违反土地管理相关法律法规被处罚的情形；（3）相关子公司在其生产经营中一直正常使用该等土地，并正在积极推动办理土地权属证书的相关手续，使用该等土地不存在对公司生产经营造成重大影响的权属纠纷或争议。

此外，就上述事项，公司控股股东国家能源集团已出具承诺：“如龙源电力及其控股子公司因自有土地、房产、海域使用权瑕疵被政府主管部门处以行政处罚及/或产生资产损失及/或须进行经济赔偿，则本公司将承担相关费用、进行经济补偿或赔偿，并保证采取必要措施确保该等土地、房产、海域使用权瑕疵问题不影响龙源电力或其控股子公司的正常生产经营活动，避免龙源电力及其控股子公司因上述事项遭受损失。”

综上所述，龙源电力及其境内重要子公司未取得土地权属证书存在被处罚的风险。鉴于截至本回复报告出具之日，公司及其境内重要子公司尚未取得权属证书的 18 项土地，有 9 项土地已取得相关主管部门出具的办证无障碍证明；其余 9 项土地中，有 5 项土地已经被土地主管部门给予过行政处罚，基于“一事不再罚”原则，通常情况下土地主管部门对同一违法行为再进行行政处罚的可能性较低；剩余 4 项土地，不存在因违反土地管理相关法律法规被处罚的情形；相关子公司使用该等土地不存在对公司生产经营造成重大影响的权属纠纷或争议，且公司控股股东国家能源集团已出具补偿承诺。因此，该等情形不会对公司整体生产经营和本次发行造成重大不利影响。

2、未取得房屋权属证书

序号	公司名称	坐落位置	建筑面积 (m ²)	用途	项目名称	装机容量	办理进展及预计办结时间
1.	龙源盐城大丰海上风力发电有限公司	盐城市大丰港区竹港新闻北侧	3,487.55	风场集控中心	龙源江苏大丰 200MW 海上风电项目	200MW	已取得海域使用权证,正在办理相关手续,预计 2028 年 12 月 31 日前完成办理。
2.	海安龙源海上风力发电有限公司	南通市海安县滨海新区滩涂	3,085.40	风场集控中心	江苏龙源蒋家沙 300MW 海上风电项目	300MW	已取得海域使用权证,正在办理相关手续,预计 2028 年 12 月 31 日前完成办理。
3.	龙源哈密新能源有限公司	哈密市伊州区境内	1,568.98	高压室	新疆哈密东南部风区 200 万千瓦风电项目苦水第三风电场	201MW	已取得土地使用权证,正在办理相关手续,预计 2026 年 12 月 31 日前完成办理。
4.	龙源哈密新能源有限公司	哈密市伊州区境内	3,172.00	中控楼、库房、水泵室	新疆哈密东南部风区 200 万千瓦风电项目苦水第三风电场	201MW	已取得土地使用权证,正在办理相关手续,预计 2026 年 12 月 31 日前完成办理。
5.	龙源巴里坤风力发电有限公司	哈密市巴里坤县境内	4,518.05	中控楼、配电室	龙源巴里坤三塘湖风电场一期、二期项目	49.5MW	已取得土地使用权证,正在办理相关手续,预计 2026 年 12 月 31 日前完成办理。
6.	龙源巴里坤风力发电有限公司	哈密市巴里坤县境内	3,495.93	水泵房、高压室、SVC 室	龙源巴里坤三塘湖风电场一期、二期项目	49.5MW	正在办理相关手续,预计 2026 年 12 月 31 日前完成办理。
7.	龙源巴里坤风力发电有限公司	哈密市巴里坤县境内	3,852.42	中控楼、高压室、SVC 室、水泵房	龙源巴里坤三塘湖风电场一期、二期项目	49.5MW	正在办理相关手续,预计 2026 年 12 月 31 日前完成办理。
8.	龙源(张家口)风力发电有限公司	尚义县大营盘乡	3,765.20	升压站	陈所梁风电场	300MW	已取得土地使用权证、建设用地规划许可证、建筑工程施工许可,正在办理相关手续,预计 2027 年 12 月 31 日前完成办理。
9.	国能定边新能源有限公司	定边县砖井镇左庄村	403.00	生产综合楼	黄湾风电项目	50MW	已取得土地使用权证、建设用地规划许可证,正在办理相关手续,预计 2028 年 12 月 31 日前完成办理。

序号	公司名称	坐落位置	建筑面积 (m ²)	用途	项目名称	装机容量	办理进展及预计办结时间
10.	国能定边新能源有限公司	定边县砖井镇左庄村	324.00	35kV 配电装置室及电子间	黄湾风电项目	50MW	已取得土地使用权证、建设用地规划许可证，正在办理相关手续，预计2028年12月31日前完成办理。
11.	国能定边新能源有限公司	定边县砖井镇左庄村	113.30	SVG 室	黄湾风电项目	50MW	已取得土地使用权证、建设用地规划许可证，正在办理相关手续，预计2028年12月31日前完成办理。
12.	国能定边新能源有限公司	定边县砖井镇左庄村	36.00	消防水泵房	黄湾风电项目	50MW	已取得土地使用权证、建设用地规划许可证，正在办理相关手续，预计2028年12月31日前完成办理。
13.	国能定边新能源有限公司	定边县砖井镇左庄村	5.00	灭火器材室	黄湾风电项目	50MW	已取得土地使用权证、建设用地规划许可证，正在办理相关手续，预计2028年12月31日前完成办理。
14.	国能定边新能源有限公司	定边县安边镇白兴庄村	799.00	配电楼	定边新庄 100MW 风电项目	100MW	已取得土地使用权证、建设用地规划许可证，正在办理相关手续，预计2028年12月31日前完成办理。
15.	国能定边新能源有限公司	定边县安边镇白兴庄村	122.00	SVG 室	定边新庄 100MW 风电项目	100MW	已取得土地使用权证、建设用地规划许可证，正在办理相关手续，预计2028年12月31日前完成办理。
16.	国能定边新能源有限公司	定边县安边镇白兴庄村	2,850.00	综合楼	定边新庄 100MW 风电项目	100MW	已取得土地使用权证、建设用地规划许可证，正在办理相关手续，预计2028年12月31日前完成办理。
17.	国能定边新能源有限公司	定边县安边镇白兴庄村	126.00	消防水泵房	定边新庄 100MW 风电项目	100MW	已取得土地使用权证、建设用地规划许可证，正在办理相关手续，预计2028年12月31日前完成办理。
18.	国能定边新能源有限公司	定边县安边镇白兴庄村	129.60	仓库	定边新庄 100MW 风电项目	100MW	已取得土地使用权证、建设用地规划许可证，正在办理相关手续，预计2028年12月31日前完成办理。
19.	国能定边新能源有限公司	定边县安边镇白兴庄村	289.00	35kV 配电楼	定边新庄 100MW 风电项目	100MW	已取得土地使用权证、建设用地规划许可证，正在办理相关手续，预计2028年12月31日前完成办理。

序号	公司名称	坐落位置	建筑面积 (m ²)	用途	项目名称	装机容量	办理进展及预计办结时间
20.	贵州龙源新能源有限公司	威宁县海拉镇火箭村	3,300.00	办公	威宁县大海子风电场	49.5MW	已取得土地使用权证,正在办理相关手续,预计2028年12月31日前完成办理。
21.	贵州龙源新能源有限公司	威宁县迤拉镇莲花村	2,096.64	办公	威宁县麻窝山风电场	49.5MW	已取得土地使用权证,正在办理相关手续,预计2028年12月31日前完成办理。
22.	贵州龙源新能源有限公司	威宁县二塘镇梅花村	2,243.52	办公	威宁县梅花山风电场	46.5MW	已取得土地使用权证,正在办理相关手续,预计2028年12月31日前完成办理。
23.	贵州龙源新能源有限公司	威宁县黑石镇高山村	1,998.24	办公	威宁县马摆大山风电场	49.5MW	已取得土地使用权证,正在办理相关手续,预计2028年12月31日前完成办理。
24.	福建龙源海上风力发电有限公司	莆田市秀屿区南日镇三墩村、罗盘村	11,000.00	主控楼、配电楼、附属楼等	莆田南日岛海上风电场一期	400MW	正在办理相关手续,预计2027年12月31日前完成办理。
25.	云南龙源新能源有限公司	召夸镇水塘村委会	4,421.05	马塘风电场主控楼	马塘风电场	49.5MW	已取得土地使用权证、建设用地规划许可证,正在办理相关手续,预计2028年12月31日前完成办理。
26.	云南龙源新能源有限公司	曲靖市麒麟区东山镇石头寨村民委员会第二小组村民小组(株木山)	4,286.72	株木山风电场主控楼	株木山风电场	150MW	已取得土地使用权证、建设用地规划许可证、建设工程规划许可证、建设工程施工许可证,正在办理相关手续,预计2028年12月31日前完成办理。
27.	龙源(莆田)风力发电有限责任公司	秀屿区南日镇西高村	8,500.00	升压站	莆田南日岛风电场三期	48.45MW	已取得土地权属证书、建设用地规划许可证,正在办理相关手续,预计2026年12月31日前完成办理。
28.	龙源(莆田)风力发电有限责任公司忠门分公司	莆田市湄洲湾北岸经济开发区忠门镇、山亭镇	7,000.00	升压站	忠门风电场	48MW	正在办理相关手续,预计2027年12月31日前完成办理。
29.	龙源(酒泉)风力	瓜州县城东40	2,480.00	仓储、厂房、	瓜州北大桥第三风电场	201MW	已取得土地使用权证,正在办理相关

序号	公司名称	坐落位置	建筑面积 (m ²)	用途	项目名称	装机容量	办理进展及预计办结时间
	发电有限公司	公里处		办公、其他	201MW 项目		手续, 预计 2028 年 12 月 31 日前完成办理。
30.	龙源(酒泉)风力发电有限公司肃北分公司	甘肃省酒泉市肃北县马鬃山镇西南约 15km 处	2,676.68	仓储、厂房、办公、其他	龙源肃北马鬃山公婆泉风电场项目	49.5MW	已取得土地使用权证、建设工程施工许可证, 正在办理相关手续, 预计 2028 年 12 月 31 日前完成办理。
31.	龙源(酒泉)风力发电有限公司张掖分公司	甘肃省张掖市甘州区张大公路以南 30 公里处	1,887.10	厂房、办公、宿舍、其他	龙源甘州区南滩二期 9 兆瓦并网光伏发电项目	9MW	已取得土地使用权证, 正在办理更名等相关手续, 预计 2028 年 12 月 31 日前完成办理。
32.	龙源(酒泉)风力发电有限公司张掖分公司	甘肃省张掖市甘州区张平公路 50 公里风电场路口以北 20 公里处	2,184.00	厂房、办公	龙源张掖平山湖 49.5MW 风电场项目	49.5MW	已取得土地使用权证, 正在办理更名等相关手续, 预计 2028 年 12 月 31 日前完成办理。
33.	河北龙源中保风力发电有限公司	棋盘山镇十八号村	3,481.23	升压站	围场棋新 300 兆瓦风电场项目	300MW	已取得土地使用权证、建设工程规划许可证、建设工程施工许可证, 正在办理相关手续, 预计 2027 年 12 月 31 日前完成办理。
34.	宁夏龙源新能源有限公司	同心县马高庄乡、下马关镇	3,407.04	办公	同心马高庄 49.5MW 风电项目	49.5MW	正在办理相关手续, 预计 2028 年 12 月 31 日前完成办理。
35.	安徽龙源新能源有限公司含山分公司	褒禅山经济园区	2,124.02	升压站及配套设施	昭关风电项目	48.3MW	已取得土地使用权证, 正在办理相关手续, 预计 2027 年 12 月 31 日前完成办理。
36.	安徽龙源新能源有限公司明光分公司	明光市涧溪镇白沙王村下白组	1,760.10	升压站及配套设施	龙源滁州明光鲁山风电场项目	49.5MW	已取得土地使用权证、建设用地规划许可证、建设工程规划许可证, 正在办理相关手续, 预计 2027 年 12 月 31 日前完成办理。
37.	安徽龙源新能源有限公司宣城分公司	宣州区高立洪林场	1,617.35	升压站及配套设施	安徽宣城白马 48.3MW 风电项目	48.3MW	已取得土地使用权证, 正在办理相关手续, 预计 2027 年 12 月 31 日前完成办理。
38.	国能藤县能源发展	广西梧州市藤县	1,290.20	升压站及配套	广西梧州藤县陆贝风电	150MW	已取得土地使用权证、建设用地规划

序号	公司名称	坐落位置	建筑面积 (m ²)	用途	项目名称	装机容量	办理进展及预计办结时间
	有限公司	平福乡		设施	项目		许可证、建设工程规划许可证，正在办理相关手续，预计 2026 年 3 月 31 日前完成办理。
39.	国能藤县能源发展有限公司	梧州市藤县大黎镇	1,752.29	升压站及配套设施	藤县东黎（陆贝二期）150MW 风电场项目	150MW	已取得土地使用权证、建设用地规划许可证、建设工程规划许可证，正在办理相关手续，预计 2026 年 12 月 31 日前完成办理。
40.	国能藤县能源发展有限公司	梧州市藤县大黎镇	1,692.86	升压站及配套设施	藤县大黎一期 200MW 风电场项目	200MW	已取得土地使用权证、建设用地规划许可证、建设工程规划许可证，正在办理相关手续，预计 2026 年 12 月 31 日前完成办理。
41.	国能藤县能源发展有限公司	广西梧州市藤县平福乡	1,794.60	升压站及配套设施	藤县大黎风电二期项目	200MW	正在办理相关手续，预计 2026 年 12 月 31 日前完成办理。
42.	国能藤县能源发展有限公司	广西梧州市藤县大黎镇、东荣镇	1,180.52	升压站及配套设施	藤县大黎风电三期项目	150MW	正在办理相关手续，预计 2027 年 12 月 31 日前完成办理。

截至本回复报告出具之日，上述房屋未取得权属证书主要系土地使用权未及时办理更名、未及时履行相关施工建设手续等历史原因所致。

根据《中华人民共和国城乡规划法》，在城市、镇规划区内进行建筑物、构筑物、道路、管线和其他工程建设的，建设单位应当向城市、县人民政府城乡规划主管部门或者省、自治区、直辖市人民政府确定的镇人民政府申请办理建设工程规划许可证。未取得建设工程规划许可证的，由县级以上地方人民政府城乡规划主管部门责令停止建设；尚可采取改正措施消除对规划实施的影响的，限期改正，处建设工程造价百分之五以上百分之十以下的罚款；无法采取改正措施消除影响的，限期拆除，不能拆除的，没收实物或者违法收入，可以并处建设工程造价百分之十以下的罚款。根据《建筑工程施工许可管理办法》，在中国境内从事各类房屋建筑及其附属设施的建造、装修装饰和与其配套的线路、管道、设备的安装，以及城镇市政基础设施工程的施工，建设单位在开工前应当向工程所在地的县级以上人民政府建设行政主管部门申请领取施工许可证。对于未取得施工许可证的，由有管辖权的发证机关责令停止施工，限期改正，对建设单位处工程合同价款 1%以上 2%以下罚款。根据前述规定，相关子公司未取得房屋权属证书存在被处罚的风险。

截至本回复报告出具之日，上述未取得权属证书的 42 项房屋中：（1）公司已就 27 项房屋取得了相关主管部门出具的关于后续办证无障碍的书面确认；（2）其余 15 项房屋中，有 12 项房屋系建于已取得对应土地/海域使用权的权属证书的土地上建设的房屋建筑物，目前正在完善、补办房屋建筑物不动产权证的手续，3 项建于尚在履行办理土地使用权属证书的土地上的房屋建筑物，在其取得土地使用权证后方可启动办理房屋建筑物的不动产权证；（3）相关子公司在其生产经营中一直正常使用该等房屋，使用该等房屋不存在对公司生产经营造成重大影响的权属纠纷或争议；（4）根据相关子公司的企业专用公共信用报告（有无违法记录证明专用版），截至本回复报告出具之日，公司及相关子公司不存在因违反房产管理相关法律法规被处罚的情形。

此外，就上述事项，公司控股股东国家能源集团已出具承诺：“如龙源电力及其控股子公司因自有土地、房产、海域使用权瑕疵被政府主管部门处以行政处罚及/或产生资产损失及/或须进行经济赔偿，则本公司将承担相关费用、进行经

济补偿或赔偿，并保证采取必要措施确保该等土地、房产、海域使用权瑕疵问题不影响龙源电力或其控股子公司的正常生产经营活动，避免龙源电力及其控股子公司因上述事项遭受损失。”

综上所述，龙源电力及其境内重要子公司未取得房屋权属证书存在被处罚的风险。但鉴于公司及其境内重要子公司尚未取得权属证书的 42 项房屋中有 27 项房屋已取得相关主管部门出具的办证无障碍证明；其余 15 项房屋中，有 12 项房屋已取得对应土地/海域使用权的权属证书，目前正在完善、补办房屋建筑物不动产权证的手续，3 项建于尚在履行办理土地使用权证的土地上的房屋建筑物，在其取得土地使用权证后方可启动办理房屋建筑物的不动产权证；相关子公司使用该等房屋不存在对公司生产经营造成重大影响的权属纠纷或争议，且公司控股股东国家能源集团已出具补偿承诺。因此，该等情形不会对公司整体生产经营和本次发行造成重大不利影响。

3、未取得海域使用权证

序号	权利人	项目名称	装机容量	办理进展及预计办结时间
1	龙源（莆田）风力发电有限责任公司	莆田云万风电场项目	47.5MW	已取得项目用海批复，正在缴纳海域使用金，预计 2026 年 12 月 31 日前完成办理。
2	龙源（莆田）风力发电有限责任公司	莆田忠门风电场项目	48MW	已取得用海预审意见，正在办理相关手续，预计 2026 年 12 月 31 日前完成办理。

《中华人民共和国海域使用权管理法》第四十二条规定，未经批准或者骗取批准，非法占用海域的，责令退还非法占用的海域，恢复海域原状，没收违法所得，并处非法占用海域期间内该海域面积应缴纳的海域使用金五倍以上十五倍以下的罚款；对未经批准或者骗取批准，进行围海、填海活动的，并处非法占用海域期间内该海域面积应缴纳的海域使用金十倍以上二十倍以下的罚款。根据前述规定，龙源（莆田）风力发电有限责任公司（以下简称“龙源莆田”）未取得海域使用权证存在被处罚的风险。

截至本回复报告出具之日：（1）龙源莆田未取得海域使用权证已被莆田市自然资源局海域海岛予以过行政处罚，基于“一事不再罚”原则，通常情况下主管部门对同一违法行为再进行行政处罚的可能性较低；（2）截至本回复报告出具之日，莆田云万风电场项目已取得项目用海批复、莆田忠门风电场项目已取得

用海预审意见，该等项目取得海域使用权不存在障碍；龙源莆田在其生产经营中一直正常使用该等海域使用权，使用该等海域使用权证不存在对公司生产经营造成重大影响的权属纠纷或争议。

此外，公司控股股东国家能源集团已出具承诺：“如龙源电力及其控股子公司因自有土地、房产、海域使用权瑕疵被政府主管部门处以行政处罚及/或产生资产损失及/或须进行经济赔偿，则本公司将承担相关费用、进行经济补偿或赔偿，并保证采取必要措施确保该等土地、房产、海域使用权瑕疵问题不影响龙源电力或其控股子公司的正常生产经营活动，避免龙源电力及其控股子公司因上述事项遭受损失。”

综上所述，龙源莆田未取得海域使用权证存在被处罚的风险。但鉴于基于“一事不再罚”原则，前述被予以过行政处罚的海域通常情况下主管部门对同一违法行为再进行行政处罚的可能性较低；莆田云万风电场项目已取得项目用海批复、莆田忠门风电场项目已取得用海预审意见，该等项目取得海域使用权不存在障碍；龙源莆田使用该等海域使用权证不存在对公司生产经营造成重大不利影响的权属纠纷或争议，且公司控股股东国家能源集团已出具补偿承诺。因此，该等情形不会对公司整体生产经营和本次发行造成重大不利影响。

除此之外，公司已在募集说明书之“第六节 与本次发行相关的风险因素”之“二、业务与经营风险”之“（五）土地房产相关风险”中对相关因部分已投产发电项目未取得权属证书的情况而可能存在受到相关主管部门处罚的风险及可能对公司生产经营造成不利影响的情况进行了补充披露。

（二）发行人及其子公司 86 项行政处罚是否涉及重大违法行为，相关认定依据是否充分

截至本回复报告出具之日，发行人及其子公司 86 项行政处罚情况如下：

序号	被罚单位	处罚文号	处罚机构	处罚日期	处罚金额（元）
1	龙源大理风力发电有限公司	剑自然资告字[2023]30号	剑川县自然资源局	2024.01.08	802,023.00
2	曲靖龙源新能源有限公司	陆自然资罚字(2023)第65号	陆良县自然资源局	2023.10.17	1,736,074.50
3	祥云龙源新能源有限公司	祥自然资土罚字【2025】001号	祥云县自然资源局	2025.02.10	331,080.00

序号	被罚单位	处罚文号	处罚机构	处罚日期	处罚金额(元)
4	赤峰龙源松州风力发电有限公司翁牛特分公司	翁自然资罚字(2023)1号	翁牛特旗自然资源局	2023.01.16	61,731.30
5	赤峰龙源松州风力发电有限公司翁牛特分公司	翁林草亿罚(2023)第(21)号	翁牛特旗林业和草原局	2023.08.10	150,147.00
6	赤峰龙源松州风力发电有限公司翁牛特分公司	翁林草亿罚决字(2023)第(22)号	翁牛特旗林业和草原局	2023.08.10	76,246.00
7	赤峰龙源松州风力发电有限公司科右中旗分公司	右中(自然林草执法)罚字【2023】10号	科尔沁右翼中旗自然资源和林草综合行政执法大队	2023.03.22	66,178.00
8	青铜峡龙源新能源股份有限公司阿拉善左旗分公司	李(综)执罚决字(2023)第2-11号	阿拉善李井滩生态移民示范区综合执法局	2023.12.04	2,722,800.00
9	繁峙龙源新能源有限公司	繁政自然(罚)字[2024]008号	繁峙县自然资源局	2024.06.26	1,577,926.50
10	龙源静乐风力发电有限公司	静自然监罚字(2023)14号	静乐县自然资源局	2023.10.23	535,700.00
11	龙源静乐风力发电有限公司	晋林罚决字(2023)第040045号	山西省林业和草原局	2024.01.31	241,028.04
12	右玉龙源新能源有限公司	右自然资执罚字(2022)L第5号	右玉县自然资源局	2023.02.10	252,000.00
13	龙源启东风力发电有限公司	启自然资执罚(2024)07001号	启东市自然资源和规划局	2024.10.11	153,418.00
14	龙源启东风力发电有限公司	启海洋执处罚(2024)004号	启东市自然资源和规划局	2024.10.11	1,527,008.00
15	国能重庆市丰都县风电开发有限公司	丰规资执罚(2022)38号	丰都县规划和自然资源局	2022.11.11	57,950.00
16	国能重庆市丰都县风电开发有限公司	丰规资执罚(2022)32号	丰都县规划和自然资源局	2022.09.16	17,008.00
17	吉林东丰龙新发电有限公司	东自然资执罚字(2025)9号	东丰县自然资源局	2025.04.08	1,319,400.00
18	铅山龙源新能源有限公司	铅自然资罚字[2022]050号	铅山县自然资源局	2023.01.09	680,130.00
19	河南龙源新能源发展有限公司	郸自然资监[2023]第30号	郸城县自然资源局	2023.10.26	138,072.00
20	龙源(四子王)风力发电有限责任公司	四自然资综合罚决字(2022)108号	四子王旗自然资源局	2022.07.27	132,390.00
21	龙源(乌拉特后旗)风力发电有限责任公司	乌后林草(草原)罚(2022)010号	乌拉特后旗林业和草原局	2022.03.13	21,090.00
22	龙源达茂风力发电有限公司	达林草(草原)罚(2022)006号	达茂联合旗林业和草原局	2022.03.21	12,746.00
23	龙源达茂风力发电有限公司	达林草(林地)罚(2025)1号	达茂联合旗林业和草原局	2025.04.07	11,420.00

序号	被罚单位	处罚文号	处罚机构	处罚日期	处罚金额(元)
24	内蒙古龙源新能源发展有限公司正蓝旗分公司	上镇执罚决字(2022)第30号	正蓝旗上都镇人民政府	2023.03.08	428,207.50
25	龙源定远风力发电有限公司	定自然资规监处字【2023】40号	定远县自然资源和规划局	2023.12.11	953,700.00
26	福建龙源海上风力发电有限公司	莆秀自然资行罚[2022]4号	莆田市秀屿区自然资源局	2022.07.13	46,830.00
27	福建龙源海上风力发电有限公司	莆自然海行罚(2024)001号	莆田市自然资源局海域海岛	2024.03.15	3,206,055.43
28	国电阳江海陵岛风力发电有限公司	阳自然资执法(海陵)字(2023)01号	阳江市自然资源局	2023.02.13	1,326,553.00
29	龙源(莆田)风力发电有限责任公司	莆秀自然林罚(2024)01005号	莆田市秀屿区自然资源局	2024.05.11	46,800.00
30	龙源(莆田)风力发电有限责任公司	莆自然海行罚(2024)002号	莆田市自然资源局	2024.03.15	6,511,401.89
31	福建龙源新能源有限公司	涵自然资行罚字(2024)217号	莆田市涵江区自然资源局	2025.01.15	12,285.00
32	贵州龙源新能源有限公司	威自然资罚决字(2023)-6-52号	威宁县自然资源局	2023.04.04	283,200.00
33	龙源(天津滨海新区)风力发电有限公司	津规资(滨海)罚(2023)023号	天津市规划和自然资源局滨海新区分局	2023.11.08	179,910.50
34	国能藤县能源发展有限公司	藤自然资罚字(2024)1号	藤县自然资源局	2024.01.29	2,387,070.00
35	国能藤县能源发展有限公司	藤自然资罚字(2024)2号	藤县自然资源局	2024.01.29	3,265,205.00
36	国能藤县能源发展有限公司	藤自然资罚字(2024)3号	藤县自然资源局	2024.01.29	3,024,205.00
37	国能龙源罗平新能源有限公司	罗自然资处字【2024】02号	罗平县自然资源局	2024.01.25	1,942,490.00
38	国能龙源罗平新能源有限公司	罗自然资处字(2024)04号	罗平县自然资源局	2024.01.25	112,613.40
39	国能龙源罗平新能源有限公司	麒自然资监字(2024)第50号	曲靖市麒麟区自然资源局	2024.06.03	406,470.00
40	曲靖龙源新能源有限公司	麒自然资监字(2024)74号	曲靖市麒麟区自然资源局	2024.11.19	505,680.00
41	定边龙源新能源有限公司	定政资规罚决(2022)2号	定边县自然资源和规划局	2022.09.05	400,600.00
42	禹州市晶能光伏发电有限公司	禹自规土监罚决字【2023】第31号	禹州市自然资源和规划局	2023.07.28	5,712,550.00
43	辽宁龙源新能源发展有限公司朝阳分公司	北自然资行处字(2022)117号	北票市自然资源局	2022.12.20	66,633.30
44	龙源阜新风力发电有限公司	彰自然资执罚字(2022)31号	彰武县自然资源局	2022.12.15	370,180.00
45	赤峰新胜风力发电有限公司	翁亿罚决字(2022)第(027)号	翁牛特旗亿合公镇人民政府	2022.05.30	123,750.00

序号	被罚单位	处罚文号	处罚机构	处罚日期	处罚金额(元)
46	赤峰新胜风力发电有限公司	翁亿罚决字(2022)第(012)号	翁牛特旗亿合公镇人民政府	2022.05.07	49,594.50
47	赤峰龙源松州风力发电有限公司	赤松岗政执罚字(2022)001号	松山区岗子乡人民政府	2022.03.28	90,420.00
48	河南龙源新能源发展有限公司永城分公司	永自然资监(2024)1号	永城市自然资源和规划局	2024.04.27	167,100.00
49	中卫龙源新能源有限公司	卫沙自然资罚(2023)第9号	中卫市沙坡头区自然资源局	2023.06.08	1,908,100.00
50	国电阳江海陵岛风力发电有限公司	海林罚字(2024)5号	阳江市林业局	2024.11.08	113,646.24
51	国电山东济南龙源风力发电有限公司	济长自然资罚字(2025)第17号	济南市长清区自然资源局	2025.08.11	78,360.00
52	河池市晶能光伏发电有限公司	宜林罚决字(2024)第1124号	河池市宜州区林业局	2025.07.16	124,000.00
53	全州国能能源有限公司	资自然资监罚[2023]006号	资源县自然资源局	2023.02.22	190,000.00
54	全州国能能源有限公司	资自然资监罚[2023]010号	资源县自然资源局	2023.06.04	76,000.00
55	布拖龙源新能源有限公司	布自资监罚(2023)15号	布拖县自然资源局	2023.12.06	560,000.00
56	国能重庆风电开发有限公司	渝规资执罚石柱字(2022)第055号	石柱土家族自治县规划和自然资源局	2022.06.29	98,983.50
57	国能重庆风电开发有限公司	渝规资执罚石柱字(2022)第053号	石柱土家族自治县规划和自然资源局	2022.06.29	88,064.00
58	云南龙源新能源有限公司	(2023)0005985	曲靖市麒麟区城市综合管理局	2023.12.27	70,374.93
59	国电阳江海陵岛风力发电有限公司	海执法(分-建)罚决字(2023)1号	阳江市海陵岛经济开发试验区管理委员会	2023.02.16	7,102,008.39
60	福建龙源海上风力发电有限公司	闽海渔执罚(2023)0301号	福建省海洋与渔业执法总队	2024.01.04	170,000.00
61	龙源(莆田)风力发电有限责任公司	莆秀自然海行罚(2023)001号	莆田市秀屿区自然资源局	2023.06.30	693,337.10
62	新疆天风发电股份有限公司托里风电厂	乌县自然资源罚决(2024)第A-001号	乌鲁木齐县自然资源局	2024.04.16	16,994.64
63	龙源丽江新能源有限公司	古住建处[2022]04号	古城区住房和城乡建设局	2022.10.24	46,243.00
64	恭城国能能源有限公司	永环罚(江永)字(2025)10号	永州市生态环境局	2025.05.29	360,000.00
65	铁岭龙源风力发电有限公司(昌图泉头风电场)	铁市环罚字(2024)06-04号	铁岭市生态环境局	2024.03.11	300,000.00

序号	被罚单位	处罚文号	处罚机构	处罚日期	处罚金额(元)
66	国电龙源吴起新能源有限公司	陕J吴起环罚(2024)3号	延安市生态环境局	2024.02.29	35,000.00
67	通榆新发风力发电有限公司	白环罚(2024)TY016	白城市生态环境局	2024.10.15	175,000.00
68	衡东龙源新能源有限公司	衡环法东罚字[2022]032号	衡阳市生态环境局	2023.03.29	310,000.00
69	繁峙龙源新能源有限公司	朔环罚(2024)01号	朔州市生态环境局	2024.05.06	10,000.00
70	贵港国能能源有限公司	贵水罚(2024)1号	贵港市水利局	2024.08.21	65,000.00
71	定边龙源新能源有限公司	陕K定边环罚(2025)28号	榆林市生态环境局	2025.08.13	220,000.00
72	祥云龙源新能源有限公司	大环罚字(2025)9号	大理白族自治州生态环境局	2025.08.13	282,000.00
73	易门龙源新能源有限公司	云监能处罚(2023)19号	国家能源局云南监管办公室	2023.10.17	320,000.00
74	河北龙源新能源有限公司	围消行罚决字(2023)第0011号	围场满族蒙古族自治县消防救援大队	2023.07.25	48,000.00
75	龙源西藏日喀则新能源有限公司	华中监能罚决字(2023)6号	国家能源局华中监管局	2023.06.30	220,000.00
76	龙源(那曲)新能源有限公司	华中监能罚决字(2023)18号	国家能源局华中监管局	2023.12.27	320,000.00
77	海南龙源新能源有限公司	琼交征罚字(2022)170786号	海南省交通规费征稽局儋州分局	2022.12.09	20,000.00
78	福建龙源新能源有限公司	闽监能罚字(2023)20号	国家能源局福建监管办公室	2023.12.25	50,000.00
79	国电山东济南龙源风力发电有限公司	(长)文综罚字(2024)F-000015号	济南市长清区文化和旅游局	2024.08.29	50,000.00
80	中卫龙源新能源有限公司	西北监能罚字(2023)13号	国家能源局西北监管局	2023.04.13	300,000.00
81	龙源巴里坤风力发电有限公司	巴消行罚决字(2023)第0053号	巴里坤哈萨克自治县消防救援大队	2023.08.23	12,000.00
82	右玉龙源新能源有限公司	晋统罚定字(2025)004号	山西省统计局	2025.04.10	40,000.00
83	国能龙源罗平新能源有限公司	云监能处罚(2023)12号	国家能源局云南监管办公室	2023.10.17	320,000.00
84	国电华北内蒙古新能源有限公司	武消行罚决字(2023)第0025号	呼和浩特市武川县消防救援大队	2023.12.16	43,000.00
85	国电双辽新能源有限公司	四统轻罚字(2023)第002号	四平市统计局	2023.09.08	60,000.00
86	广西龙源新能源有限公司	南方监能罚字(2025)35号	国家能源局南方能源监管局	2025.08.27	40,000.00

根据《证券期货法律适用意见第 18 号》第二条，重大违法行为的认定标准如下：1、“重大违法行为”是指违反法律、行政法规或者规章，受到刑事处罚或者情节严重行政处罚的行为。2、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）违法行为轻微、罚款金额较小；（2）相关处罚依据未认定该行为属于情节严重的情形；（3）有权机关证明该行为不属于重大违法行为。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。3、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和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存在重大违法行为，但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。4、如被处罚主体为发行人收购而来，且相关处罚于发行人收购完成之前已执行完毕，原则上不视为发行人存在相关情形。但上市公司主营业务收入和净利润主要来源于被处罚主体或者违法行为导致严重环境污染、重大人员伤亡、社会影响恶劣等的除外。”

结合上述法规分析，上述处罚不属于重大违法行为，具体如下：

可以不认定为重大违法行为的情形	对应上表行政处罚的序号	不认定为重大违法行为的分析
违法行为轻微、罚款金额较小	第 3 项、第 48 项、第 50 项	发行人已取得相关主管部门出具的罚款金额较小的证明
相关处罚依据未认定该行为属于情节严重的情形	第 1 项、第 4-9 项、第 13-14 项、第 19 项、第 21 项、第 23 项、第 26 项、第 28-29 项、第 31 项、第 33 项、第 39-第 40 项、第 42-47 项、第 49 项、第 51-52 项、第 58-60 项、第 62 项、第 65-67 项、第 69-72 项、第 75- 78 项、第 80-81 项、第 83-84 项、第 86 项	经分析，相关处罚至少满足以下情形之一： (1) 发行人已取得相关主管部门出具的不属于情节严重处罚的证明； (2) 行政处罚决定书已明确违法行为属于一般处罚； (3) 涉及的相关处罚不属于根据处罚依据认定的情节严重的情形。
有权机关证明该行为不属于重大违法行为	第 2 项、第 10-12 项、第 15-18 项、第 20 项、第 22 项、第 24-25 项、第 27 项、第 30 项、第 32 项、第 34 项、第 35-38 项、第 41 项、第 53-57 项、第 61 项、第 63-64 项、第 68 项、第 73-74 项、第 79 项、第 82 项、第 85 项	发行人已经取得了相关主管部门出具的不属于重大违法违规行为的证明

此外，上述被处罚主体报告期内对发行人主营业务收入和净利润不具有重要影响（占比不超过百分之五），且相关违法行为未导致严重环境污染、重大人员伤亡或者恶劣社会影响。因此，根据《证券期货法律适用意见第 18 号》的相关

规定，可不视发行人存在重大违法行为。

八、结合相关财务报表科目的具体情况，说明发行人最近一期末是否持有金额较大的财务性投资（包括类金融业务），自本次发行董事会决议日前六个月至今，发行人新投入或拟投入的财务性投资及类金融业务的具体情况，是否已从本次募集资金总额中扣除，是否符合《证券期货法律适用意见第 18 号》《监管规则适用指引—发行类第 7 号》的相关要求

（一）财务性投资及类金融的认定标准

1、财务性投资的认定标准

根据中国证监会发布的《<上市公司证券发行注册管理办法>第九条、第十条、第十一条、第十三条、第四十条、第五十七条、第六十条有关规定的适用意见——证券期货法律适用意见第 18 号》，财务性投资包括但不限于：投资类金融业务；非金融企业投资金融业务（不包括投资前后持股比例未增加的对集团财务公司的投资）；与公司主营业务无关的股权投资；投资产业基金、并购基金；拆借资金；委托贷款；购买收益波动大且风险较高的金融产品等。

围绕产业链上下游以获取技术、原料或渠道为目的的产业投资，以收购或整合为目的的并购投资，以拓展客户、渠道为目的的拆借资金、委托贷款，如符合公司主营业务及战略发展方向，不界定为财务性投资。

金额较大指的是，公司已持有和拟持有的财务性投资金额超过公司合并报表归属于母公司净资产的百分之三十（不包括对合并报表范围内的类金融业务的投资金额）。

2、类金融业务的认定标准

根据中国证监会发布的《监管规则适用指引——发行类第 7 号》，除人民银行、银保监会、证监会批准从事金融业务的持牌机构为金融机构外，其他从事金融活动的机构均为类金融机构。类金融业务包括但不限于：融资租赁、融资担保、商业保理、典当及小额贷款等业务。

(二) 公司最近一期末不存在持有金额较大、期限较长的交易性金融资产和可供出售的金融资产、借予他人款项、委托理财等财务性投资的情形

截至 2025 年 9 月末，龙源电力与财务性投资相关的报表项目情况如下：

单位：万元

项目	账面金额	主要内容	是否包含财务性投资	财务性投资金额
货币资金	182,587.18	银行存款等	否	-
交易性金融资产	24,646.22	持有的大唐新能源（01798.HK）股份	是	24,646.22
应收款项融资	4,269,429.42	应收票据、应收补贴款	否	-
其他应收款	170,070.66	应收股利，项目前期费，增值税即征即退，保证金、押金、备用金等	否	-
其他流动资产	266,064.71	待抵扣进项税等	否	-
债权投资	4,644.59	对外借款	是	4,644.59
其他权益工具投资	21,491.00	深圳能源集团股份有限公司（000027.SZ）、康欣新材料股份有限公司（600076.SH）、内蒙古呼和浩特抽水蓄能发电有限责任公司等	是	2,144.11
长期股权投资	634,470.69	国能融资租赁有限公司、南通天生港发电有限公司等	是	371,092.23
其他非流动资产	574,108.55	待抵扣进项税等	否	-
合计	6,147,513.02	-	-	402,527.14
报告期末合并报表归属于母公司净资产				7,590,806.27
财务性投资占比				5.30%

1、货币资金

最近一期末，公司货币资金情况如下表所示：

单位：万元

项目	金额
银行存款	114,682.14
其他货币资金	19,893.57
存放财务公司款项	48,011.46
合计	182,587.18

截至 2025 年 9 月末，公司货币资金余额为 182,587.18 万元，其中银行存款 114,682.14 万元，存放财务公司款项 48,011.46 万元，其他货币资金余额 19,893.57

万元，其他货币资金主要为各类别保证金，不存在收益波动大且风险较高的金融产品，不属于财务性投资。

2、交易性金融资产

截至 2025 年 9 月末，公司交易性金融资产账面价值为 24,646.22 万元，为持有 H 股上市公司大唐新能源(01798.HK)股票对应的账面价值(持股比例 13.76%)。大唐新能源主营业务与发行人主营业务相同，均从事新能源发电业务，原则上不属于与公司主营业务无关的股权投资，但由于发行人持股比例较低，未对大唐新能源施加重大影响，因此基于谨慎性起见将该项资产认定为财务性投资进行测算。

3、应收款项融资

截至 2025 年 9 月末，公司的应收款项融资为 4,269,429.42 万元，为业务经营产生的应收票据或应收补贴款项等，不属于财务性投资。

4、其他应收款

截至 2025 年 9 月末，公司其他应收款情况如下：

单位：万元

项目	金额
应收股利	3,759.23
项目前期费	52,614.72
增值税即征即退	18,828.05
保证金、押金、备用金	32,490.12
保险赔款	5,830.96
其他	134,706.58
账面余额合计	248,229.66
减：减值准备	78,158.99
账面价值合计	170,070.66

截至 2025 年 9 月末，公司其他应收款账面价值为 170,070.66 万元，主要内容包括项目前期费，保证金、押金、备用金，增值税即征即退等，不属于财务性投资。

5、其他流动资产

截至 2025 年 9 月末，公司其他流动资产账面价值为 266,064.71 万元，为待

抵扣进项税及预缴税金，不属于财务性投资。

6、债权投资

截至 2025 年 9 月末，公司债权投资账面价值为 4,644.59 万元，为 2015 年向 Mulilo Wind Enterprises Proprietary Limited 提供的借款。相关借款计入以摊余成本计量的债权投资科目，基于谨慎性起见将该项资产认定为财务性投资进行测算。

Mulilo Wind Enterprises Proprietary Limited 为发行人下属控股公司穆利洛德阿风力发电有限公司、龙源穆利洛德阿二期北风力发电有限公司的小股东，龙源南非可再生能源有限公司基于与该公司合作开发穆利洛德阿、穆利洛德阿二期项目的原因向其提供借款。

7、其他权益工具投资

截至 2025 年 9 月末，公司其他权益工具投资情况具体如下：

单位：万元

被投资公司	业务性质/经营范围	账面价值	是否属于财务性投资
深圳能源集团股份有限公司（000027.SZ）	各种常规能源和新能源的开发、生产、购销	1,986.19	是
康欣新材料股份有限公司（600076.SH）	研发、制造、销售生物质材料	157.92	是
内蒙古呼和浩特抽水蓄能发电有限责任公司	许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务；水力发电；输电、供电、受电电力设施的安装、维修和试验；旅游业务；餐饮服务；住宿服务。	14,860.26	否
吉林省瞻榆风电资产经营管理有限公司	利用自身的输变电设备为风力发电企业提供加工劳务；风电资产投资及经营管理、法律许可范围内的其他投资与管理。	4,069.31	否
张家口长城风电有限责任公司	电力生产、大型风力发电设备制造；风力发电技术咨询	280.16	否
西藏电力交易中心有限公司	负责电力市场交易平台的建设、运营和管理，组织开展省（市、自治区）内电力直接交易、合同转让交易、容量交易等电力交易，提供与上述交易相关的电力交易合同管理、结算、信息披露、规则研究、咨询、培训的服务。负责市场主体的注册和相应管理，协助维护电力交易市场秩序	137.16	否
合计		21,491.00	

根据上表，发行人对深圳能源集团股份有限公司（000027.SZ）、康欣新材

料股份有限公司（600076.SH）的投资与公司主营业务关联度较低且持股比例较低，按照谨慎性原则划分为财务性投资进行测算。

8、长期股权投资

截至 2025 年 9 月末，公司长期股权投资情况具体如下：

单位：万元

被投资公司	业务性质/经营范围	账面价值	是否属于财务性投资
国能融资租赁有限公司	融资租赁业务	371,092.23	是
南通天生港发电有限公司	从事生产销售电力、热力及相关产品	127,684.27	否
烟台龙源电力技术股份有限公司	电力设施器材制造；电力设施器材销售；大气环境污染防治服务；水污染治理；固体废物治理；工程管理服务	35,661.81	否
北京国能绿色低碳发展投资基金(有限合伙)	新能源行业相关产业投资，与发行人主业密切相关	25,208.06	否
江苏龙源振华海洋工程有限公司	钢结构件制作、安装；海上风电设施基础施工、设备安装及维护；海底电缆系统工程施工、维护；海洋工程施工、设备安装及维修；安装设备租赁；土木建筑施工；港口与海岸工程施工	19,325.77	否
依兰龙源风力发电有限公司	建设及经营风力发电场；电力销售	14,614.62	否
内蒙古新锦风力发电有限公司	承担风电场建设；电能加工；向电网销售电能；为电网提供服务	11,916.24	否
北京新源壹号股权投资基金合伙企业(有限合伙)	新能源行业相关产业投资，与发行人主业密切相关	5,176.23	否
国电山东龙源临朐风力发电有限公司	投资、建设及经营风力发电场；发电机组成套安装、调试、维修；有关技术咨询	5,012.12	否
河北建投龙源崇礼风能有限公司	投资、建设及经营风力发电场；风电场勘测、设计、施工；风力发电机组成套安装、调试、维修；电量销售服务	4,880.71	否
航天龙源(本溪)风力发电有限公司	风力发电；风电场勘测、设计、施工；风力发电机组成套安装、调试、维修；相关技术咨询	4,681.88	否
国能(江永)新能源有限公司	发电业务、输电业务、供(配)电业务。	3,293.68	否
中核甘肃风力发电有限公司	风电场的建设、运营和管理；生产、销售电力及相关产品；技术咨询、技术服务	2,686.31	否
如皋龙源皋开新能源发展有限公司	发电业务、输电业务、供(配)电业务	2,241.49	否
湖北省九宫山风力发电有限责任公司	风力开发及生产运营管理；风电工程安装、设备检修、电力设备及材料经销、材料加工、旅游开发	995.27	否

被投资公司	业务性质/经营范围	账面价值	是否属于财务性投资
	合计	634,470.69	-
其中: 认定为财务性投资的金额		371,092.23	-

根据上表,公司长期股权投资中对外投资的主体国能融资租赁有限公司(主要向国家能源集团成员单位提供融资租赁服务)的主要业务为融资租赁业务,与发行人主营业务关联度较低,按照谨慎性原则划分为财务性投资进行测算,合计账面价值为371,092.23万元。

9、其他非流动资产

截至2025年9月末,公司其他非流动资产情况如下:

单位:万元

项目	金额
取水权	1,964.00
预付投资款	2,097.41
预计一年以上待抵扣进项税	570,047.14
合计	574,108.55

截至2025年9月末,公司其他非流动资产账面价值为574,108.55万元,主要为预计一年以上待抵扣进项税,系在建工程相关采购规模较大导致的进项税额,不属于财务性投资。

综上,按照谨慎性认定原则,发行人最近一期末财务性投资金额为402,527.14万元,占归母净资产比例为5.30%,不属于金额较大的财务性投资,且最近6个月,公司不存在实施或拟实施财务性投资的情况。

(三)自本次发行相关董事会决议日前六个月起至今,公司实施或拟实施的财务性投资及类金融业务情况

发行人不存在经营类金融业务的情形,自本次发行相关董事会决议日前六个月起至今,公司不存在实施或拟实施的财务性投资和类金融业务情况,不涉及从本次募集资金总额中扣除的情形,符合《证券期货法律适用意见第18号》《监管规则适用指引—发行类第7号》的相关要求。

九、发行人已补充披露相关风险

针对电力销售价格下行导致业绩下滑的风险，发行人已在募集说明书“重大事项提示”和“第六节 与本次发行相关的风险因素”之“三、财务风险”中作出如下风险提示：

“（五）业绩下滑的风险

2025年1-9月，公司实现营业收入2,222,092.05万元，较上年同期减少15.67%；实现归属于上市公司股东的扣除非经常性损益的净利润429,171.90万元，较上年同期减少16.03%。公司最近一期营业收入及净利润的下降主要由于2024年下半年所属火电子公司出表影响，2025年1-9月不再从事火电业务，以及平价风电项目增加、参与市场化交易规模扩大等使得风电分部平均电价下降，同时本期因风资源下降导致风电平均利用小时数下降共同影响所致，与同行业可比公司的总体趋势基本一致。

最近一期的业绩下滑并未改变公司的行业地位，不会导致公司主营业务、经营模式等发生重大变化，也不会形成短期内不可逆转的大幅下滑。但若未来市场化形成的交易电价出现较大波动，或自然资源条件变化导致利用小时出现波动，叠加可再生能源补贴政策及相关措施变化和税收政策调整相关因素，可能会对公司的收入及经营业绩造成不利影响。”

针对相关项目对应的收入规模及存在不列入合规清单无法确认部分补贴收入或退回部分补贴款的风险，发行人已在募集说明书“重大事项提示”和“第六节 与本次发行相关的风险因素”之“二、业务与经营风险”中作出如下风险提示：

“（三）可再生能源补贴政策及相关措施变化的风险

近年来，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。

2022 年 3 月，国家发改委办公厅、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》，在全国范围内开展可再生能源发电补贴核查工作，其中发电企业自查范围为截止到 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。2022 年 9 月，前述三部门联合发布《关于明确可再生能源发电补贴核查认定有关政策解释的通知》。2023 年 1 月，国家电网和南方电网分别公布第一批可再生能源发电补贴合规项目清单。

截至 2025 年 9 月末，公司未纳入第一批补贴合规清单的项目数量为 104 个，涉及的装机容量为 718 万千瓦，占公司整体装机容量的比例为 16.53%，对应项目的补贴收入合计占报告期内累计收入的比例约为 9.40%。前述 104 个项目中，未纳入补贴目录的项目数量为 28 个，涉及的装机容量为 260 万千瓦，占公司整体装机容量的比例为 5.98%。相关项目的装机容量与补贴收入规模及占比较小。

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，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。”

针对税收政策变化对发行人经营业绩的影响的风险，发行人已在募集说明书“重大事项提示”和“第六节 与本次发行相关的风险因素”之“三、财务风险”中作出如下风险提示：

“（四）税收政策调整的风险

报告期内，公司风力生产的电力产品适用增值税即征即退等税收政策。2025 年 10 月 17 日，财政部、海关总署和国家税务总局发布《关于调整风力发电等增值税政策的公告》（财政部 海关总署 税务总局 2025 年第 10 号），将对风力生产的电力产品所享受的增值税退税金额产生一定影响，进而导致公司陆上风电和

海上风电项目经营业绩预计受到一定负面影响。如果未来相关税收优惠政策或法律法规出现变动，公司所享受的全部或部分税收优惠政策出现调整或取消，将可能对公司经营业绩带来不利影响。”

十、中介机构核查程序及核查意见

(一) 核查程序

针对上述事项，保荐人、申报会计师、发行人律师履行了以下核查程序：

1、查阅发行人的已建、在建及拟建项目清单，了解公司相关项目的产能、产量情况及未来产能规模情况；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；了解公司未来收入增长的持续性及降低运营成本的相关措施；

2、查阅发行人报告期内所处行业的主要行业政策及相关解读文件，并分析其对发行人的影响；了解相关政策对公司电量、电价、未来收入及业绩的影响情况；

3、查阅可再生能源补贴发放涉及的相关政策文件，了解纳入可再生能源合规清单的具体条件、审批流程、补贴发放政策、可再生能源补贴核查背景、核查内容及具体要求；获取发行人全部纳入补贴和核查范围的项目清单；针对确认补贴收入但暂未纳入可再生能源发电项目补贴目录或合规清单的项目，根据纳入补贴目录或合规清单的基本条件获取相关资料，与公司相关人员了解情况，分析项目是否满足后续纳入补贴目录或合规清单要求，是否存在实质性障碍；

4、查阅《关于调整风力发电等增值税政策的公告》等相关税收政策文件；获取发行人报告期各期陆上及海上风电增值税的装机规模和增值税即征即退金额，复核公司统计的增值税即征即退金额是否完整、准确，分析增值税即征即退税收政策变化对发行人经营业绩的影响；获取发行人本次募投项目的可行性研究报告，检查募投项目预期效益测算是否考虑税收政策变化因素的影响；

5、获取公司应收账款和应收款项融资账龄划分明细表，结合公司信用政策、历史销售等情况，分析公司期末应收账款和应收款项融资余额的合理性等情况；查阅同行业上市公司的公开信息，对比分析同行业上市公司的应收账款和应收款项融资余额和账龄分布；获取公司管理层评估应收款项是否发生预期信用损失以

及确认预期信用损失率所依据的数据及相关资料，评价其恰当性和充分性；复核管理层对于迁徙率计算是否准确，复核基于迁徙率模型所测算出的预期信用损失率是否合理，评价其计提坏账准备的合理性；对按照信用风险特征组合计提坏账准备的应收账款，复核组合划分的合理性以及账龄划分的准确性；查阅同行业上市公司的公开信息，对比分析同行业上市公司的应收账款坏账准备计提情况，检查坏账准备是否计提充分及未计提坏账准备的合理性；

6、获取发行人报告期各期间在建工程建设进展，了解在建工程转固时点，复核在建工程转固是否符合会计准则规定；了解管理层识别资产减值迹象和测算可回收金额相关的内部控制的设计和运行有效性；查阅发行人报告期内各期间固定资产减值准备计提情况，评价管理层聘请的评估专家的独立性和专业胜任能力，复核固定资产减值测试过程，分析固定资产减值准备计提是否充分；

7、查阅主管部门出具的土地、房屋合规证明；查阅控股股东国家能源集团出具的承诺；查阅相关子公司的企业专用公共信用报告（有无违法记录证明专用版）；查阅相关子公司电力业务许可证，核查项目装机容量；查阅相关子公司项目用地预审等文件；查阅《中华人民共和国土地管理法》《中华人民共和国土地管理法实施条例》《中华人民共和国城乡规划法》《建筑工程施工许可管理办法》等相关法律法规关于未取得土地和房屋权属证书的风险；查阅行政处罚决定书、缴纳罚款凭证、合规证明等；登录国家企业信用信息公示系统、企查查、信用中国、国家及地方主管部门官网等检索发行人及其境内重要子公司受到处罚的相关信息；查阅发行人报告期内营业外支出情况；查阅《证券期货法律适用意见第18号》关于重大违法行为的认定标准；

8、获取发行人财务报表和可能涉及财务性投资相关报表科目的明细，检查发行人最近一期末是否存在财务性投资；通过国家企业信用信息公示系统等网站查询发行人对外投资企业的情况；获取发行人的相关投资协议；了解发行人对外投资的原因和目的，对外投资企业的主营业务情况等。

（二）核查意见

经核查，保荐人、申报会计师、发行人律师认为：

1、结合公司目前已建、在建及拟建项目产能产量情况，发行人电价单价下

降幅度整体相对可控，现有发电量变化、度电成本下降预计可以在一定程度上抵消未来电价中枢下行的带来的部分不利影响，且公司具备较强运营及成本管理优势，在上述因素共同有效作用的情况下，影响公司最近一期业绩下滑因素预计将有所缓解；

2、在各类新能源相关政策背景下，公司未来风力及光伏发电项目电力收入增长预计具备持续性，未来电力销售价格中枢预计将有所下降但降幅预计相对可控，新增发电电量预计不存在大幅下滑的风险，从长期来看营业收入及经营业绩预计呈现稳定或增长的趋势；

3、报告期内公司未纳入合规清单项目对应的补贴收入金额占报告期内公司累计营业收入的比例较低，公司未纳入合规清单的项目未来不列入合规清单无法确认部分补贴收入或退回部分补贴款的风险相对较低，但最终取决于国家对未列入补贴合规清单项目的处置标准；

4、增值税税收优惠政策调整后，公司陆上风电和海上风电项目经营业绩预计会受到一定负面影响，但整体风险相对可控，预计不会对发行人经营业绩产生重大不利影响；

5、公司应收账款和应收款项融资持续增长具有合理性，与公司业务规模、信用政策相匹配；公司应收账款坏账准备计提情况与同行业上市公司不存在重大差异，符合行业惯例，坏账准备计提充分、合理；

6、公司固定资产减值准备计提充分、合理，相关会计处理符合企业会计准则的有关规定；

7、相关已投产项目未取得权属证书的情形存在可能受到行政处罚的风险，但不会对公司整体生产经营和本次发行造成重大不利影响，相关事项已在本次发行的文件中进行了充分风险提示；发行人及其子公司 86 项行政处罚不涉及重大违法行为，相关认定依据充分；

8、公司最近一期末不存在持有金额较大的财务性投资（包括类金融业务）情况；本次董事会前六个月至本回复出具之日，公司不存在已实施或拟实施的财务性投资或类金融业务情形；符合《证券期货法律适用意见第 18 号》《监管规则适用指引—发行类第 7 号》的相关要求。

3、2009年7月龙源电力H股上市时，与原控股股东中国国电集团公司（后被原神华集团吸收合并后成立国家能源集团）签订避免同业竞争协议。2022年1月，发行人完成A股上市时，在避免同业竞争协议继续有效的基础上，控股股东国家能源集团出具《补充承诺函》，约定国家能源集团将在交易完成后3年内将下属其他存续风力发电业务注入龙源电力以解决潜在业务重合问题，并稳妥推进业务整合以解决火电业务重合问题。2024年12月，国家能源集团出具《补充承诺函（二）》，将《补充承诺函》中存续风电业务资产整合期限延期3年。

请发行人说明：（1）结合发行人与控股股东及实际控制人自身及其控制的企业的经营及业务开展情况、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情况、报告期内关联交易情况等，说明发行人与控股股东、实际控制人及其控制的其他企业是否构成重大不利影响的同业竞争，报告期内关联交易是否具备商业实质，关联交易的必要性、决策程序合规性及定价公允性。（2）国家能源集团避免同业竞争的范围为其不得从事风力发电业务，但未包括光伏业务的具体原因及合理性。（3）本次发行是否导致新增与控股股东、实际控制人及其控制的其他企业的同业竞争或关联交易，如是，说明是否新增构成重大不利影响的同业竞争或显失公平的关联交易，是否严重影响公司生产经营的独立性，本次发行是否满足《证券期货法律适用意见第17号》和《监管规则适用指引——发行类第6号》相关要求；截至目前承诺履行的具体进展，发行人控股股东和实控人针对同业竞争和关联交易的承诺及执行情况。

回复：

一、结合发行人与控股股东及实际控制人自身及其控制的企业的经营及业务开展情况、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情况、报告期内关联交易情况等，说明发行人与控股股东、实际控制人及其控制的其他企业是否构成重大不利影响的同业竞争，报告期内关联交易是否具备商业实质，关联交易的必要性、决策程序合规性及定价公允性

（一）国家能源集团自身及其控制的企业经营风电、光伏发电相关情况

1、发行人与控股股东及实际控制人自身及其控制的企业的经营风电、光伏发电等业务情况

龙源电力是中国最早开发风电的专业化公司，率先开拓了我国海上、低风速、高海拔等风电领域，率先实现我国风电“走出去”，不断引领行业发展和技术进步。自 2015 年以来，龙源电力持续保持世界领先风电运营商地位。

公司控股股东国家能源集团是由原中国国电集团公司和原神华集团有限责任公司联合重组成立的中央骨干能源企业，拥有煤炭、电力、化工、运输等全产业链业务，在煤炭安全绿色智能、煤电清洁高效稳定、现代煤化工高端多元低碳、运输物流协同一体、新能源多元创新规模化发展等领域取得全球领先业绩。其中，龙源电力系国家能源集团风电业务上市平台。

截至 2025 年末，龙源电力控股装机容量 4,599 万千瓦，其中风电装机容量 3,215 万千瓦，光伏装机容量 1,384 万千瓦；国家能源集团下属其他企业的控股风电装机容量 4,050 万千瓦、光伏装机容量 5,717 万千瓦。预计国家能源集团下属其他企业同类业务对应营业收入、毛利占发行人 2025 年相应指标的比例存在超过 30% 的情况。

2、龙源电力与国家能源集团自身及其控制的其他企业均存在从事风力发电、光伏发电业务的情况具备合理形成背景

（1）国家能源集团其他下属企业从事的部分风力发电、光伏发电业务具有历史成因

国家能源集团于 2017 年 11 月 28 日正式挂牌，由原国电集团和原神华集团联合重组成立。在国家能源集团成立前，发行人是原国电集团下属风力发电业务的整合平台；而原神华集团下属部分企业也存在从事风力发电、光伏发电业务的情况。国家能源集团成立后，原神华集团下属风力发电、光伏发电业务纳入国家能源集团整体资产范围。上述情况系龙源电力与国家能源集团自身及其控制的其他企业均存在从事风力发电、光伏发电业务的主要历史成因。

2022 年 1 月，龙源电力通过换股吸收合并平庄能源方式完成 A 股上市时，在综合考虑现金支付规模、交易时间进度、上市公司股东利益等因素的前提下，国家能源集团选择了资产规模适中、盈利水平良好，且资产瑕疵率相对较低的约 200 万千瓦风力发电资产注入龙源电力。同时，为解决原国电集团和原神华集团联合重组后导致的新增业务重叠问题，维护公司及其中小股东的利益，国家能源

集团出具《补充承诺函》，明确国家能源集团体系内的风力发电业务由龙源电力负责整合，并约定稳妥推进相关业务整合以解决潜在业务重合问题。

（2）国家能源集团面临推动落实绿色转型发展战略目标的现实要求

近年来，国家双碳目标对绿色转型发展提出了较高要求，国家能源集团作为一家重碳企业，面临较大的转型压力。目前国家能源集团的可再生能源装机占比仍处于相对较低水平，短期内仅依靠单一主体难以完成整个集团的低碳转型目标。因此，国家能源集团需多元快速保新能源发展，由多家主体共同加快开发新能源，完成国家战略目标要求。其中：

对于风力发电业务，在国家能源集团整体绿色转型的大背景下，各下属公司均发挥地域、产业资源等协同优势，获取风力发电项目资源机会较多。如该等项目均由龙源电力统一投资及实施：1) 龙源电力自身取得的新项目开发机会已有一定规模，报告期内装机容量增长速度较快，龙源电力现有资金实力及融资能力难以覆盖国家能源集团全部风力发电项目的投资支出，若因资金来源受限或投入进度不及预期导致项目开发、实施进度放缓，则不利于国家能源集团整体新能源业务发展；2) 龙源电力目前资产负债率较高，进一步大量承接新开发项目将给龙源电力带来较大资金压力，不利于龙源电力保持拥有充足的营运资金开展生产经营和良好的偿债能力以降低财务风险；3) 部分项目预计收益率无法满足龙源电力投资要求，或在开展过程中可能面临审批手续、用地等合规性问题，需要一定时间予以逐步规范解决，短期内全部纳入龙源电力不利于上市公司整体的规范运作及提升整体盈利水平。

对于光伏发电业务，国家能源集团下属光伏发电区域属性较强、单体项目相对较小、布局分散，需要下属各层级、各区域单位积极发挥自身优势，拓展业务布局。

综上，国家能源集团由多家主体共同加快开发新能源具备合理性。针对上述风力发电业务的相关情况，国家能源集团已进行明确承诺，对于在符合届时相关法律法规及相关内部、外部审批手续的前提下，国家能源集团将综合运用资产重组、业务调整、设立合资公司等多种方式，以及综合考虑各方因素采用多元支付方式，于承诺到期前将其他存续风力发电业务注入龙源电力。

3、发行人与控股股东及实际控制人自身及其控制的企业的其他风电、光伏资产不构成实质性同业竞争

国家能源集团及其控制的其他企业与龙源电力从事同类业务（即风力发电、光伏发电）的情形，但相关资产与龙源电力不构成实质性同业竞争，具体原因如下：

（1）电力调度及电力销售方面不存在实质性竞争

根据《中共中央、国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）《国家发展改革委、国家能源局关于印发电力体制改革配套文件的通知》（发改经体〔2015〕2752号）、《国家发展改革委关于印发<可再生能源发电全额保障性收购管理办法>的通知》（发改能源〔2016〕625号）、《中华人民共和国可再生能源法》及《中华人民共和国能源法》的规定，国家实行可再生能源发电优先上网和依照规划的发电保障性收购制度，坚持节能减排和清洁能源优先上网。在确保供电安全的前提下，优先保障规划内的风能、太阳能等清洁能源发电上网，促进清洁能源多发满发。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），我国新能源上网电价市场化改革进程进一步深化，提出新能源发电市场化定价机制。

从电力调度角度看：《中华人民共和国电力法》规定，“电网运行实行统一调度、分级管理。任何单位和个人不得非法干预电网调度”；《电网调度管理条例》规定，“发电厂必须按照调度机构下达的调度计划和规定的电压范围运行，并根据调度指令调整功率和电压”。电力调度由电网统一安排，国家能源集团无法参与到电力的分配和调度当中。受电力调度特征影响，即使发电企业销售至相同客户的电力产品，由于时间、功率、对电网的影响等因素存在差异，也不具有替代性和竞争性。

从电力销售角度看：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。现货市场交易方面，尽管新能源发电企业参与现货市场交易，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极小，龙源电力和国家能源集团及其关联方均不具备影响市场价格的能力，龙源电力运营的新能源资产和国家能源集团及其关联方运营的发电资产在发电量和电价上并未形成相互挤占。

(2) 历史沿革、资产、人员、业务等方面具有独立性

龙源电力与控股股东及其控制的其他电力业务企业在历史沿革、资产、人员、业务、专利、采购销售渠道、供应商、客户等方面具有独立性，不存在实质性同业竞争。

从历史沿革角度看：龙源电力的前身为龙源电力技术开发公司，成立于 1993 年 1 月，是经原国务院经济贸易办公室批准，由原能源部直接管理，在国家工商行政管理总局注册登记的全民所有制企业。成立之初，主要从事电力技术研发和常规电力项目的投资。1994 年 8 月，龙源电力技术开发公司更名为“龙源电力集团公司”。1996 年 12 月，经国务院决定，龙源电力集团公司成为原国家电力公司的全资企业。1999 年 6 月，根据原国家电力公司决定，龙源电力集团公司与原国家电力公司的另外两家全资企业中国福霖风能开发公司、中能电力科技开发公司进行合并重组，将中国福霖风能开发公司和中能电力科技开发公司的资产并入龙源电力集团公司。2002 年 12 月国家电力体制改革后，龙源电力接收了原国家电力公司系统的全部风电资产，并划归原国电集团，成为其全资企业，成为原国电集团下属风力发电专业化平台。2017 年，原国电集团与原神华集团联合重组成立国家能源之后，公司及下属从事电力业务公司的各项投资、项目建设均保持自主性，公司的历次增资也独立于国家能源集团下属电力业务公司。

从资产、人员、业务以及专利角度看：公司拥有独立完整的与业务经营有关的主要生产系统、辅助生产系统和配套设施，与国家能源集团及其控制的其他企业之间不存在资产混同的情形；公司的高级管理人员均在公司工作并领取薪酬，未在国家能源集团及其控制的其他企业中担任除董事、监事以外的其他职务，亦

不在国家能源集团及其控制的其他企业领薪；公司与员工签署了相应的劳动合同，公司与国家能源集团及其控制的其他企业之间不存在人员共用的情形。公司独立自主地开展业务，各项业务具有完整的业务流程和独立的经营场所；公司的业务独立于国家能源集团及其控制的其他企业，与国家能源集团及其控制的其他企业间不存在实质性同业竞争或者显失公平的关联交易；公司与控股股东不存在专利方面的混同或相互依赖的情形。

从采购及销售渠道、供应商和客户角度看：龙源电力是新能源发电公司，公司电力生产所需原材料主要是风能和太阳能等再生资源，除必要的备品配件、材料、运营维护等采购外无需对外采购，除通过国家能源集团下属电子商务平台采购的部分设备、材料采购以充分发挥经济性外，公司与国家能源集团主要采购渠道及供应商不存在共用情况；龙源电力集团的客户主要是各地电网企业，我国电力行业的特征之一为发电企业与所属电网而非终端用户结算，电力调度由电网公司统一安排。

综上所述，龙源电力的新能源发电业务享受部分优先保障收购的政策或与保障性机制平稳衔接的机制电价政策，且我国电力行业的特征之一为发电企业与所属电网而非终端用户结算，电力调度由电网公司统一安排；龙源电力与国家能源集团及其控制的其他企业之间在历史沿革、资产、人员、业务、专利、采购销售渠道、供应商、客户等方面均具备独立性。因此，龙源电力运营的新能源资产和国家能源集团及其关联方运营的发电资产不存在实质性同业竞争。

4、发行人控股股东已就其自身及其控制的企业的其他风电资产作出明确承诺安排

针对除龙源电力以外国家能源集团及其控制的其他企业的风力发电资产，国家能源集团已作出明确承诺安排，具体如下：

龙源电力与其原控股股东国电集团于2009年7月签署《避免同业竞争协议》，就国电集团避免与龙源电力当时主营业务存在潜在业务重合的相关事项进行约定。国家能源集团作为合并国电集团后的存续主体，承继《避免同业竞争协议》项下的国电集团相关权利和义务。

2017年，原中国国电集团公司和原神华集团有限责任公司联合重组成立公

司控股股东国家能源集团。2022 年 1 月，龙源电力通过换股吸收合并平庄能源方式完成 A 股上市时，在《避免同业竞争协议》继续有效的基础上，控股股东国家能源集团出具《补充承诺函》，约定国家能源集团将在交易完成后 3 年内稳妥推进相关业务整合以解决潜在业务重合问题，将下属其他存续风力发电业务注入龙源电力以解决潜在业务重合问题，并稳妥推进业务整合以解决火电业务重合问题。

2024 年 12 月，国家能源集团出具《补充承诺函（二）》，将《补充承诺函》中存续风电业务资产整合期限延期 3 年至 2028 年 1 月 24 日。除履行承诺期限变更外，其余内容均保持不变。

截至本回复出具之日，龙源电力已于 2022 年 1 月 A 股上市时完成约 200 万千瓦风力发电资产收购工作，于 2024 年完成火力发电业务剥离工作以及约 203 万千瓦新能源资产的收购工作，上述承诺事项正在持续履行过程中。

（二）结合报告期内关联交易情况等，说明报告期内关联交易是否具备商业实质，关联交易的必要性、决策程序合规性及定价公允性

报告期内，发行人重大关联交易的商业背景、必要性、决策程序合规性及定价公允性情况分析如下：

1、销售商品、提供劳务

报告期内，发行人销售商品、提供劳务产生的关联交易情况如下表所示：

单位：万元

关联方	2025 年 1-9 月	2024 年度	2023 年度	2022 年度
江苏南通发电有限公司	-	8,629.79	32,670.49	71,633.85
国能易购（北京）科技有限公司	989.17	3,977.41	4,209.48	707.65
中国神华能源股份有限公司	181.41	732.64	5,254.86	-
国家能源集团宁夏煤业有限责任公司	61.96	5,886.82	103.00	-
国能朔黄铁路发展有限责任公司	73.85	367.23	4,656.63	-
国家能源投资集团有限责任公司	660.73	3,935.04	54.13	-
国能神皖安庆发电有限责任公司	20.29	1,406.55	2,132.53	1,041.24
国家能源集团江苏射阳新能源有限公司	2,662.72	434.91	295.28	-
国能浙江宁海发电有限公司	25.20	3,264.25	96.41	-

关联方	2025年1-9月	2024年度	2023年度	2022年度
国能铜陵发电有限公司	0.04	890.23	1,245.56	875.50
国能辽宁环保产业集团有限公司	819.30	1,073.91	962.50	-
国能藤县能源发展有限公司	-	-	1,874.70	706.94
国能七都建发文山清洁能源有限公司	-	-	-	1,867.92
国电电力宁夏新能源开发有限公司	19.09	243.67	1,374.87	-
国电承德围场风电有限公司	14.15	265.16	1,009.43	128.30
国能神皖池州发电有限责任公司	14.15	441.45	640.45	249.94
依兰龙源风力发电有限公司	5.29	1,251.03	-	-
国电电力山西新能源开发有限公司	19.06	266.15	918.54	-
国家能源集团煤焦化有限责任公司	0.55	1,153.92	-	-
国能龙源环保南京有限公司	424.37	281.76	293.60	73.59
国能包头煤化工有限责任公司	137.52	275.85	653.77	-
国电和风风电开发有限公司	0.31	250.89	788.72	-
国能黄骅港务有限责任公司	1.52	398.14	630.89	-
陕西神木化学工业有限公司	5.87	932.67	36.43	-
国能粤电台山发电有限公司	58.29	682.17	51.89	-
国能永福发电有限公司	16.05	5.89	707.81	-
国能包头能源有限责任公司	1.56	207.97	518.56	-
国能神皖马鞍山发电有限责任公司	37.74	555.94	37.74	68.56
国家能源集团共享服务中心有限公司	470.83	0.83	24.85	179.84
国家能源（山东）新能源有限公司	231.28	356.98	86.27	-
国家能源集团广西电力有限公司	295.80	276.73	67.31	-
国电电力山东新能源开发有限公司	170.69	91.81	369.25	-
国能浙江北仑第三发电有限公司	18.87	556.94	37.74	-
国电哈密能源开发有限公司	9.92	108.33	458.63	-
国家能源集团广西电力有限公司容县分公司	-	-	-	576.17
国能龙源电力技术工程有限责任公司	52.36	272.86	227.39	-
神华培训中心有限公司	162.72	0.64	382.32	-
南通天生港发电有限公司	30.76	501.51	-	-
国能供应链内蒙古有限公司	37.92	279.97	207.17	-
江苏龙源振华海洋工程有限公司	-	495.58	-	-
国电天唯康保风能有限公司	2.42	58.28	418.74	-

关联方	2025年1-9月	2024年度	2023年度	2022年度
国华（哈密）新能源有限公司	9.48	182.38	159.06	122.26
国能龙源环保有限公司	310.59	159.15	-	-
国能科环望奎新能源有限公司	3.71	24.24	8.28	358.49
国电电力九鼎哈密风力发电有限公司	2.42	139.34	200.95	51.05
国电电力瓜州风力发电有限公司	39.15	98.08	249.39	-
国能安平新能源有限公司	221.21	152.55	-	-
国能蒙西煤化工股份有限公司	0.63	371.38	-	-
国电电力浙江舟山海上风电开发有限公司	123.87	240.61	-	-
国电电力发展股份有限公司	16.84	89.72	151.11	106.05
国电朔州海丰风力发电有限责任公司	-	88.31	273.78	-
国能销售集团有限公司	55.71	292.00	-	-
国能盈江新能源有限公司	-	-	0.56	337.11
国能双辽发电有限公司	36.17	3.06	213.58	84.72
国家能源集团内蒙古电力有限公司	1.86	328.74	-	-
国能榆林化工有限公司	244.26	29.80	46.44	-
国能祥云新能源有限公司	-	-	1.14	314.94
国电电力湖南新能源开发有限公司	-	34.34	276.75	-
国家能源集团物资有限公司电子商务中心	-	-	-	308.21
广西国能能源销售有限公司	0.15	300.47	-	-
其他	5,317.05	12,327.55	14,505.98	8,550.74
合计	14,116.87	55,673.64	79,584.96	88,423.15

注：报告期内合计关联销售金额小于 300 万的情况纳入其他项目统计。

报告期内，公司销售商品、提供劳务产生的关联交易金额分别为 88,423.15 万元、79,584.96 万元、55,673.64 万元和 14,116.87 万元，占各期营业收入的比例分别为 2.22%、2.11%、1.50% 和 0.64%，占公司营业收入比例较低。

公司向国家能源集团及其控制的企业提供的产品及服务包括：（1）生产类：电力交易、发电权交易、风电技术服务、风电项目资源评估、光伏发电开发和技术服务及其他相关或类似服务；（2）供应类：销售或租赁备件、风电设计咨询服务等技术与设计咨询服务及其他相关或类似产品及服务；（3）辅助生产类：工程总承包服务、软硬件销售及相关技术服务、信息技术服务、后勤服务、风电职业技能培训及其他相关或类似产品及服务。上述关联交易基于双方真实的业务

需求开展，具备商业实质。

公司与国家能源集团及其控制的企业开展业务有利于自身业务的经营与发展。向国家能源集团及其控制的企业提供产品及服务可使公司更广泛地拓展业务并全面掌握行业发展趋势信息。公司与国家能源集团及其控制的企业已建立长期合作关系，彼此了解对方的运营计划、质量控制及若干特殊要求，长期合作关系可节省公司业务开展的磨合成本，上述关联交易具备必要性。

决策程序合规性方面，公司与国家能源集团于 2021 年 11 月签订了《2021-2023 年综合产品和服务购销框架协议》，并于 2023 年 12 月签订了《2024-2026 年综合产品和服务购销框架协议》，公司独立董事已就上述关联交易发表了独立意见，关联董事进行了回避表决。上述协议签订事项已经公司 2020 年第 3 次临时股东大会、2023 年第 5 次临时股东大会决议通过，关联股东国家能源集团已回避表决，上述关联交易决策程序具备合规性。

定价公允性方面，公司向国家能源集团提供产品及服务的价格和条件，主要参考政府定价或政府指导价、招投标定价、市场价格和协议价格等确定，公司关联交易定价具备公允性。

2、采购商品、接受劳务

报告期内，发行人采购商品、接受劳务产生的关联交易情况如下表所示：

单位：万元

关联方	2025年1-9月	2024年度	2023年度	2022年度
国能销售集团华东能源有限公司	-	78,743.76	118,545.89	122,927.14
国电联合动力技术有限公司	13,177.55	177,026.94	66,254.25	53,562.52
国能龙源环保南京有限公司	-	85,573.16	36,165.81	35,698.96
国能易购（北京）科技有限公司	21,560.32	74,928.75	61,498.86	16,689.44
国能龙源电力技术工程有限责任公司	3,021.81	73,484.73	16,843.63	54,193.43
国家能源投资集团有限责任公司	-	43,344.60	53,514.81	1.51
江苏龙源振华海洋工程有限公司	9,657.48	-	34,147.27	37,701.70
国能思达科技有限公司	5,033.77	14,228.89	8,219.36	5,881.39
国家能源投资集团有限责任公司煤炭经营分公司	-	-	-	25,833.59
上海银桦航运有限公司	-	-	10,619.35	14,573.14

关联方	2025年1-9月	2024年度	2023年度	2022年度
神华煤炭运销有限公司	-	15,074.08	-	-
长沙能发新能源有限公司	2,214.04	9,273.58	3,293.96	-
江苏南通发电有限公司	-	-	2,675.32	12,036.38
玉门锦辉长城电力设备制造有限公司	5,872.95	2,182.38	-	5,007.59
国能龙源环保有限公司	-	8,770.13	1,389.04	1,964.13
国能吉林龙华热电有限公司	-	10,091.74	-	-
国能信控技术股份有限公司	679.68	7,448.83	6,368.99	3,122.73
国家能源集团共享服务中心有限公司	1,643.76	2,917.24	2,181.48	718.88
国家能源集团置业有限公司	2,144.79	3,937.04	981.10	-
国能数智科技开发（北京）有限公司	878.82	4,596.16	898.62	41.93
国能信息技术有限公司	69.76	203.51	403.09	3,235.73
国能永福发电有限公司	-	996.30	2,027.74	850.14
国能龙源催化剂江苏有限公司	-	2,160.52	1,116.30	-
国家能源集团海控新能源有限公司	77.09	-	2,943.85	-
国能信控互联技术（河北）有限公司	240.54	1,489.34	1,120.31	169.78
国能销售集团有限公司华中分公司	-	-	-	2,959.98
国能云南新能源开发有限公司	2,729.28	-	-	-
国家能源集团云南电力有限公司	105.71	47.80	1,140.15	896.96
国家能源集团甘肃电力有限公司	0.93	919.42	1,136.07	-
国能黑龙江新能源有限公司	818.37	934.44	-	247.79
秦皇岛发电有限责任公司	-	1,260.00	497.54	-
国能龙源电气有限公司	-	130.13	1,412.55	143.00
福建国电风力发电有限公司	1,495.89	-	-	-
烟台龙源电力技术股份有限公司	-	39.06	1,425.25	-
神华福能（福建）置业有限公司	1,044.74	189.06	109.85	-
国家能源投资集团有限责任公司电力营销分公司	1,125.74	-	-	-
国家能源集团科学技术研究院有限公司	-	434.25	423.10	212.26
国家能源集团置业有限公司北京昌平中心	-	407.65	507.33	122.65
国能江西新能源产业有限公司	204.86	399.37	233.68	176.45
国电（福建）能源销售有限公司	84.78	578.39	91.00	-
中电国华神木发电有限公司	-	-	-	747.70
国家能源集团贵州电力有限公司	176.38	259.68	202.25	104.63

关联方	2025年1-9月	2024年度	2023年度	2022年度
国家能源集团广西电力有限公司	609.37	122.51	-	-
国家能源（山东）工程技术有限公司	27.47	649.76	60.94	161.52
国能南京电力试验研究有限公司	95.75	191.51	121.70	298.11
国家能源集团国际工程咨询有限公司	145.21	281.60	162.05	109.35
榆林国远风电有限公司	-	-	-	683.71
国能吉林能源销售有限公司	-	378.29	225.75	-
国家能源集团置业有限公司华北分公司	-	-	-	588.04
国能联合动力技术（连云港）有限公司	-	279.47	170.18	133.75
国能（北京）电气技术有限公司	93.54	453.70	-	-
其他	2,180.51	2,671.34	2,502.91	1,965.32
合计	77,210.92	627,099.10	441,631.34	403,761.32

注：报告期内合计关联采购金额小于 500 万的情况纳入其他项目统计。

报告期内，公司采购商品、接受劳务产生的关联交易金额分别为 403,761.32 万元、441,631.34 万元、627,099.10 万元和 77,210.92 万元，占各期营业成本的比例分别为 15.45%、18.43%、27.09% 和 5.71%。

报告期内，国家能源集团及其子分公司向公司及所属子分公司提供的产品及服务包括：（1）生产类：电力交易、发电权交易及其他相关或类似服务；（2）供应类：销售煤炭、销售或租赁生产设备及零配件（例如风力发电机组、机组部件及相关技术服务）、办公用品及其他相关或类似产品及服务；（3）辅助生产类：项目 EPC 服务、工程建设、后勤服务、培训、招投标代理服务、信息技术服务、技术咨询及其他相关或类似服务；（4）行政管理类：基本养老保险管理服务、员工人事档案管理服务及其他相关或类似服务。上述关联交易基于双方真实的业务需求开展，具备商业实质。

鉴于公司与国家能源集团间的长期合作关系，国家能源集团具有业务优势、良好信誉以及能够按公平合理价格向公司提供生产物料及辅助服务，有助于公司保持稳定和高质量的产品和服务供应对其目前及未来的生产和运营。参照公司过往向国家能源集团及其控制的企业的采购情况，国家能源集团能够有效满足公司对于产品和综合服务的供应稳定和高质量的要求，上述关联交易具备必要性。

决策程序合规性方面，公司与国家能源集团于 2021 年 11 月签订了

《2021-2023 年综合产品和服务购销框架协议》，并于 2023 年 12 月签订了《2024-2026 年综合产品和服务购销框架协议》，公司独立董事已就上述关联交易发表了独立意见，关联董事进行了回避表决。上述协议签订事项已经公司 2020 年第 3 次临时股东大会、2023 年第 5 次临时股东大会决议通过，关联股东国家能源集团已回避表决，上述关联交易决策程序具备合规性。

定价公允性方面，国家能源集团向公司提供产品及服务的价格和条件，主要参考政府定价或政府指导价、招投标定价、市场价格和协议价格等确定，公司关联交易定价具备公允性。

3、关联担保

截至报告期末，发行人不存在作为被担保人的关联担保，发行人作为担保人的关联担保情况如下：

单位：万元				
被担保方	担保金额	担保起始日	担保到期日	担保是否已经履行完毕
湖北省九宫山风力发电有限责任公司	703.96	2009 年 10 月 27 日	2034 年 10 月 27 日	否

2008 年 7 月 22 日，发行人就湖北能源集团股份有限公司为联营公司湖北省九宫山风力发电有限责任公司获授的银行信贷提供的担保而向该联营公司的控股股东权益拥有人湖北能源集团股份有限公司发出一项反担保。截至报告期末，该项反担保的银行贷款余额为人民币 703.96 万元，不存在担保债务逾期情况。

公司上述关联担保事项经公司董事会、股东大会审议通过，独立董事发表独立意见，符合《公司章程》及相关法规规定。

4、收购关联方股权

（1）2023 年 12 月公司收购关联方股权

1) 关联交易整体情况

2023 年 12 月，龙源电力全资子公司龙源电力集团（上海）投资有限公司从北京东能新源股权投资合伙企业（有限合伙）（以下简称“东能投资”）、北京新源壹号股权投资基金合伙企业（有限合伙）（以下简称“新源壹号基金”）以及北京国能绿色低碳发展投资基金（有限合伙）（以下简称“国能低碳基金”）

收购钦州市晶能光伏发电有限公司等 7 家标的公司 100% 股权，合计股权转让总价为 67,969.53 万元。具体情况如下：

单位：兆瓦、万元

序号	转让方	交易标的	收购股权	标的公司光伏项目容量	股权转让价格
1	东能投资	钦州市晶能光伏发电有限公司（以下简称“钦州晶能”）	100%	150	9,026.68
2		河池市盛步光伏发电有限公司（以下简称“河池盛步”）	100%	100	9,318.76
3		河池市晶鸿光伏发电有限公司（以下简称“河池晶鸿”）	100%	150	13,329.03
4	新源壹号基金	唐县新旭晟新能源开发有限公司（以下简称“唐县新旭晟”）	100%	100	9,400.00
5		汤阴县晶鸿光伏电力有限公司（以下简称“汤阴晶鸿”）	100%	50	6,200.00
6	国能低碳基金	赤城县楠军新能源有限公司（以下简称“赤城新能源”）	100%	100	12,496.32
7		合肥森永新能源科技有限公司（以下简称“合肥森永”）	100%	70	8,198.74
合计			720	67,969.53	

新源壹号基金与东能投资均为国能低碳基金设立的子基金，国能低碳基金由国能（北京）私募基金管理有限公司（以下简称“国能基金公司”）发起设立，国能基金公司由国家能源集团资本控股有限公司（以下简称“资本控股公司”）100%控股，资本控股公司为国家能源集团的全资子公司，同时国家能源集团为龙源电力控股股东。按照《深圳证券交易所股票上市规则（2023 年 8 月修订）》的规定，新源壹号基金、国能低碳基金、东能投资为公司的关联法人，上述交易构成关联交易。

2) 关联交易履行程序

公司于 2023 年 12 月 29 日召开第五届董事会 2023 年第 12 次会议审议通过了《关于龙源电力集团（上海）投资有限公司收购国能基金河南禹州等 7 个光伏项目的议案》。因本次签订协议构成关联交易，非执行董事唐超雄先生、王一国先生和马冰岩先生作为关联董事回避表决。保荐人对该事项发表了核查意见。

根据《深圳证券交易所股票上市规则（2023年8月修订）》及《公司章程》的规定，本次关联交易事项经公司董事会审议后，无须提交公司股东大会审议。

上述关联交易不构成《上市公司重大资产重组管理办法》规定的重大资产重组，不构成重组上市，无需经过有关部门批准。

3) 关联交易定价和依据

本次交易中股权收购的定价，以符合《证券法》规定的资产评估机构出具的并经国家能源集团备案的评估报告的评估结果为基础，由交易各方协商确定。

根据天职国际会计师事务所（特殊普通合伙）、中审众环会计师事务所（特殊普通合伙）分别对7个标的公司出具的以2023年9月30日为基准日的《审计报告》，以及北京中企华资产评估有限责任公司对7个目标公司出具的以2023年9月30日为基准日的《资产评估报告》，其中评估唐县新旭晟采用的是收益法与市场法，选取的是收益法评估结果，剩余其他标的公司全部采用的是资产基础法，经评估，上述标的公司100%股东权益评估值合计为人民币68,775.19万元，本次交易标的公司所有者权益账面价值合计为人民币65,008.38万元，本次交易标的公司股权转让定价合计为人民币67,969.53万元。上述标的公司所有者权益账面价值、评估值、股权转让定价具体情况如下：

单位：万元

序号	标的公司	所有者权益账面价值	100%股东权益评估值	股权转让定价
1	钦州晶能	8,731.40	9,026.68	9,026.68
2	河池盛步	8,149.78	9,318.76	9,318.76
3	河池晶鸿	12,524.81	13,329.03	13,329.03
4	唐县新旭晟	10,226.76	10,016.51	9,400.00
5	汤阴晶鸿	5,384.56	6,389.15	6,200.00
6	赤城新能源	11,741.02	12,496.32	12,496.32
7	合肥森永	8,250.05	8,198.74	8,198.74
合计		65,008.38	68,775.19	67,969.53

本次交易价格低于评估价值805.66万元，本次交易遵循公平、公正的原则，符合有关法律、法规的规定，不存在损害公司和公司股东利益的情形。

(2) 2024 年 10 月公司收购关联方股权

1) 关联交易整体情况

公司的控股股东国家能源集团为落实《国家能源投资集团有限责任公司关于避免与龙源电力集团股份有限公司同业竞争的补充承诺函》约定,推动减少同业竞争,向公司注入部分新能源资产。

经公司结合业务发展规划、资金筹划安排、标的资产质量、合规性以及区域协同性等因素充分研判,公司现金收购国家能源集团全资子公司国家能源集团资产管理有限公司(以下简称“国能资产管理公司”)、国家能源集团甘肃电力有限公司(以下简称“国能甘肃电力”)和国家能源集团广西电力有限公司(以下简称“国能广西电力”)所持有的山东、江西、甘肃、广西区域共计 8 家新能源公司股权,股权转让对价合计 168,570.88 万元。上述标的公司在运和在建装机容量合计 203.29 万千瓦,其中在运 144.69 万千瓦,在建 58.60 万千瓦;风电 131.60 万千瓦,光伏 71.69 万千瓦。具体如下:

单位: 万千瓦、万元

序号	转让方	标的公司	拟收购股 权比例	装机 容量	股权转让 对价
1	国能资产 管理公司	国家能源莒南新能源有限公司(以 下简称“莒南新能源”)	64%	4.96	7,099.05
2		国能湖口风力发电有限公司(以 下简称“湖口风电”)	60%	4.80	6,991.37
3	国能甘肃 电力	甘肃国能风力发电有限公司(以 下简称“甘肃风电”)	51%	62.85	52,642.53
4		夏河国能新能源开发有限公司(以 下简称“夏河新能源”)	100%	10.00	3,259.89
5		民勤国能风力发电有限责任公司 (以下简称“民勤风电”)	51%	10.00	7,126.21
6		国能(武威)新能源有限公司(以 下简称“武威新能源”)	100%	10.00	7,784.85
7		金塔北山国能新能源有限公司(以 下简称“北山新能源”)	100%	0.60	540.00
8	国能广西 电力	国能藤县能源发展有限公司(以 下简称“藤县能源发展”)	51%	100.08	83,126.99
合计			-	203.29	168,570.88

注:上述股权转让对价已就本次交易评估基准日至《股权转让协议》签署日期间标的公司实际发生的增资或分红事项进行调整。

国能资产管理公司、国能甘肃电力、国能广西电力均为公司控股股东国家能源集团的全资子公司。根据《深圳证券交易所股票上市规则》《香港联合交易所

有限公司证券上市规则》等规定，国能资产管理公司、国能甘肃电力、国能广西电力为公司的关联法人，本次交易构成关联交易。

2) 关联交易履行程序

公司于 2024 年 10 月 22 日召开第五届董事会 2024 年第 9 次会议表决审议通过了《关于公司现金收购控股股东部分新能源资产的议案》。因本次收购资产构成关联交易，非执行董事唐超雄先生、王雪莲女士、陈杰女士和张彤先生作为关联董事回避表决。

本次关联交易已经公司于 2024 年 10 月 22 日召开的第五届董事会第 5 次独立董事专门会议审议通过。保荐人对该事项发表了核查意见。根据《深圳证券交易所股票上市规则》《香港联合交易所有限公司证券上市规则》等规定，本次关联交易无需提交公司股东大会审议。

本次关联交易不构成《上市公司重大资产重组管理办法》规定的重大资产重组，不构成重组上市，无需经过有关部门批准。本次交易的交易方式及资产评估报告已经国家能源集团审批及备案。

3) 关联交易定价和依据

本次交易中股权收购的定价，以符合《证券法》规定的资产评估机构出具的并经国家能源集团备案的评估报告的评估结果为基础，由交易各方协商确定。

根据安永华明会计师事务所(特殊普通合伙)对八家标的公司出具的以 2024 年 6 月 30 日为基准日的《审计报告》，以及北京中企华资产评估有限责任公司对八家标的公司出具的以 2024 年 6 月 30 日为基准日的《资产评估报告》，本次交易的标的公司中，莒南新能源、湖口风电、甘肃风电、藤县能源发展以在运项目为主，采用收益法评估结果；夏河新能源、民勤风电、武威新能源、北山新能源尚处在项目建设过程中，采用资产基础法评估结果。

经评估，上述标的公司 100%股东权益评估值合计为人民币 331,356.27 万元，本次交易标的公司所有者权益账面价值合计为人民币 293,202.84 万元，考虑评估基准日至《股权转让协议》签署日期间出现标的公司发生的增资或分红等应调整情况后，本次交易标的公司股权转让对价合计为人民币 168,570.88 万元，最终以至交割日的实际情况进行调整。上述标的公司所有者权益账面价值、评估值、股

权转让定价具体情况如下：

单位：万元

序号	标的公司	所有者权益账面价值	100%股东权益评估值	拟收购股权比例	股东权益评估值*股权比例	股权转让对价
1	莒南新能源	11,648.94	11,664.46	64%	7,465.25	7,099.05
2	湖口风电	10,385.62	11,652.29	60%	6,991.37	6,991.37
3	甘肃风电	97,822.87	103,220.64	51%	52,642.53	52,642.53
4	夏河新能源	3,250.00	3,259.89	100%	3,259.89	3,259.89
5	民勤风电	12,540.00	12,862.96	51%	6,560.11	7,126.21
6	武威新能源	7,500.00	7,784.85	100%	7,784.85	7,784.85
7	北山新能源	240.00	240.00	100%	240.00	540.00
8	藤县能源发展	149,815.41	180,671.18	51%	92,142.30	83,126.99
合计		293,202.84	331,356.27	-	177,086.31	168,570.88

注：根据本次《股权转让协议》约定，若过渡期间标的公司原股东对标的公司增加投入注册资本或目标的公司取得分红，股权转让对价分别按照如下方式相应调整：调整后的交易价款=原交易价款+标的公司原股东向标的公司增加投入的注册资本金额-标的公司原股东从标的公司获得利润分配金额。

上述表格如有尾差，是因为四舍五入导致的。

本次交易评估基准日至《股权转让协议》签署日期间，莒南新能源向原股东分红 572.20 万元，民勤风电由原股东增资 1,110.00 万元，北山新能源由原股东增资 300.00 万元，藤县能源发展向原股东分红 17,677.09 万元，本次交易股权转让对价已考虑上述事项影响。

5、关联资产转让

报告期内，公司的关联资产转让主要发生在 2023 年，由发行人与国能融资租赁开展的售后回租业务产生。

单位：万元

关联方	关联交易内容	2025 年 1-9 月	2024 年	2023 年	2022 年
国能江油热电有限公司	碳排放权	-	-	28.30	149.59
国能四川能源有限公司江油发电厂	碳排放权	-	-	28.30	1.79
国能融资租赁有限公司	风机塔筒	-	-	20,118.18	-
合计	/	-	-	20,174.78	151.38

国能融资租赁为公司提供融资租赁直接租赁相关服务、融资租赁售后回租相关服务及为公司开展的融资租赁业务提供行业发展、业务管理、资产设备管理及

相关法律、税务等方面的咨询服务。

国能融资租赁作为国家能源集团资本控股有限公司旗下金融服务平台，可在保证资金安全的前提下向公司提供优质的融资租赁和相关业务管理咨询服务。公司与国能融资租赁开展关联交易可实现：（1）拓宽融资渠道，丰富资金来源；（2）改进现金管理，优化资金计划；（3）降低融资成本，提高资金效率。因此，发行人与国能融资租赁开展关联交易具备商业实质及必要性。

公司与国能融资租赁于2023年3月签署的《融资租赁相关服务框架协议》，于2025年3月续签的《融资租赁相关服务框架协议》，该协议有效期延续至2027年12月31日。公司独立董事已就上述关联交易发表了独立意见，并经董事会审议通过，关联董事进行了回避表决。上述关联交易程序具备合规性。

《融资租赁相关服务框架协议》下项目中的租金总额根据相关设备的总购入价格及双方约定的利息决定。双方参照融资租赁市场行情采用浮动利率方式确定租赁利率，租赁利率以签订合同时最近一期中国人民银行公布的（1年期/5年期以上）贷款市场报价利率（LPR）为准，具体根据融资租赁合同的约定（加/减）相应的基点。因此，相关关联交易定价具备公允性。

6、关联共同投资

报告期内，发行人交易金额在1亿元以上的关联共同投资情况如下：

（1）2023年2月，对参股公司增资

公司全资子公司雄亚维尔京参股国能融资租赁，持有国能融资租赁49%股权。国能融资租赁为加快做大、做强、做优融资租赁板块，需增加注册资本金40.00亿元。雄亚维尔京拟按持股比例对国能融资租赁增加注册资本金人民币19.60亿元，国能融资租赁的控股股东国家能源集团资本控股有限公司（以下简称“国能资本”）同比例增加注册资本金人民币20.40亿元。国能资本为公司控股股东国家能源集团的控股子公司。

根据中国银行保险监督管理委员会发布的《融资租赁公司监督管理暂行办法》规定，融资租赁的风险资产总额不得超过净资产的8倍。截至2022年底，国能融资租赁风险资产总额263.29亿元，净资产34.54亿元，已接近现行监管规定所允许的最高水平，业务规模增长空间受到限制。为加快做大、做强、做优融资租

赁板块，满足监管要求，需增加注册资本金确保合规经营。因此，本次关联交易具备商业实质和必要性。

本次龙源电力全资子公司增加国能融资租赁注册资本金暨关联交易事项已经龙源电力第五届董事会 2023 年第 1 次会议审议通过，独立董事对该事项发表了事前认可意见及明确同意的独立意见，关联董事已回避表决，履行了必要的内部审批程序。因此，本次关联交易决策程序具备合规性。

雄亚公司基于扩展融资渠道和模式的需要与其他股东进行同比例增资的投资事项遵循了公平、公正、公开的交易原则，增资金额公平合理，不存在损害上市公司利益的情形，不会产生实际控制人及下属企业非经营性占用上市公司资金的情况，不存在损害上市公司和中小股东利益的行为，符合本公司与全体股东的利益。因此，本次关联交易具备公允性。

(2) 2023 年 4 月，设立合营公司

公司全资子公司福建龙源风力发电有限责任公司（以下简称“福建龙源”）与万华化学集团股份有限公司（以下简称“万华化学”）以及公司控股股东国家能源集团的全资子公司福建国电风力发电有限公司（以下简称“福建国电”）合资设立控股子公司连江国能龙源万华新能源有限公司（以下简称“连江国能龙源”），其中福建龙源、福建国电和万华化学股权占比分别为 45%、45% 和 10%。公司以自有资金出资 29,947.50 万元。相关投资协议由以上三方于 2023 年 4 月 25 日签订。

本次成立合营企业连江国能龙源，主要目的在于充分利用和调动福建国电和万华化学在当地的资源优势，有利于公司获取更多的海上风电资源，从而进一步发挥公司在海上风电领域的专业特长和技术优势，实现强强联合，共同开发、建设和运营海上风电项目。因此，本次关联交易具备商业实质及必要性。

本次龙源电力设立合营企业暨关联交易事项已经龙源电力第五届董事会 2023 年第 3 次会议审议通过，独立董事对该事项发表了事前认可意见及明确同意的独立意见，关联董事已回避表决，履行了必要的内部审批程序。因此，本次关联交易决策程序具备合规性。

本次交易遵循公平、公正的原则，各方按照股权比例出资。本次交易符合有

关法律、法规的规定，不存在损害公司和公司股东利益的情形，具备公允性。

(3) 2023 年 11 月，设立合营公司

公司与国家能源集团签订《国能巴丹吉林（甘肃）能源开发投资有限公司投资协议》，共同出资设立国能巴丹吉林（甘肃）能源开发投资有限公司，公司以自有资金出资 15.3 亿元，占比 51%，国家能源集团出资 14.7 亿元，占比 49%。

本次设立合营企业，旨在开发巴丹吉林（甘肃）沙漠基地项目。项目计划建设规模为 1,100 万千瓦新能源，并配套火电调峰项目、储能和光热项目。按照项目开发要求，需由一个投资主体一体化开发建设，通过火电与新能源联营，实现各电源优势互补，达到经济效益最优。因此，公司与国家能源集团合作设立合营企业，可充分发挥公司在新能源领域的专业特长和技术优势，并借助国家能源集团在火电项目的开发建设运营优势，共同开发巴丹吉林（甘肃）沙漠基地项目，实现效益最大化。因此，本次关联交易具备必要性及商业实质。

本次交易遵循公平、公正的原则，各方按照股权比例出资。本次交易符合有关法律、法规的规定，不存在损害公司和公司股东利益的情形，具备公允性。

公司独立董事已就上述关联交易发表了独立意见，认为该关联交易符合公司新能源开发建设的长远规划和整体经营需要，该投资事项遵循了公平、公正、公开的交易原则，交易金额公平合理，不存在损害上市公司利益的情形，不会产生实际控制人及下属企业非经营性占用公司资金的情况，不存在损害公司和中小股东利益的行为，符合公司与全体股东的利益。关联董事进行了回避表决。

本次龙源电力设立合营企业暨关联交易事项已经龙源电力第五届董事会 2023 年第 10 次会议审议通过，独立董事对该事项发表了事前认可意见及明确同意的独立意见，关联董事已回避表决，履行了必要的内部审批程序。因此，本次关联交易决策程序具备合规性。

7、关联方存贷款业务

根据公司与国家能源集团财务有限公司（以下简称“国能财务”）于 2022 年 4 月 27 日签署的《金融服务协议》、于 2023 年 10 月 26 日签署的《金融服务协议》之补充协议以及于 2024 年 11 月 22 日续签的《金融服务协议》，在国能财务经营范围和协议约定范围内，国能财务按照公司的要求或指示向公司提供直

接存贷款等金融服务。前述《金融服务协议》约定的有效期延续至 2025 年 12 月 31 日。报告期内，公司与国能财务开展存贷款业务具体情况如下：

(1) 存款业务

单位：亿元

期间	每日最高存款限额	存款利率范围	期末余额
2025 年 9 月 30 日/2025 年 1-9 月	9.00	0.3%-0.35%	4.80
2024 年 12 月 31 日/2024 年度	30.00	0.3%-2.75%	12.48
2023 年 12 月 31 日/2023 年度	30.00	0.35%-1.80%	23.66
2022 年 12 月 31 日/2022 年度	30.00	0.35%-1.80%	29.51

(2) 贷款业务

单位：亿元

期间	每日最高贷款限额	贷款利率范围	期末余额
2025 年 9 月 30 日/2025 年 1-9 月	330.00	1.75%-2.95%	221.28
2024 年 12 月 31 日/2024 年度	500.00	1.75%-2.81%	254.77
2023 年 12 月 31 日/2023 年度	500.00	2.3%-3.7%	183.01
2022 年 12 月 31 日/2022 年度	220.00	2.3%-4.0%	172.32

由于公司成员单位已与国能财务形成长期、稳定的合作，且在存款、贷款、票据、结算、代理等方面形成了较为稳定的业务关系。国能财务作为国家能源集团金融服务平台，在保证资金安全的前提下，由国能财务为公司成员单位提供金融服务，有利于保持公司成员单位接受金融服务的连续性，优化公司财务管理，提高资金使用效率，降低融资成本。因此，上述关联交易具备商业实质及必要性。

定价方面，公司在国能财务的存款利率不低于国内主要商业银行（指国有四大银行，其中包括：中国工商银行、中国农业银行、中国银行、中国建设银行，下同）向龙源电力成员单位提供同种类存款服务所确定的利率并按一般商业条款厘定；国能财务对龙源电力的贷款利率遵守中国人民银行有关利率管理的规定，不高于国内主要商业银行向龙源电力成员单位提供同种类贷款服务所确定的利率并按一般商业条款厘定。因此，上述关联交易定价具备公允性。

公司独立董事已就上述关联交易发表了独立意见，并经董事会审议通过，关联董事进行了回避表决。因此，上述关联交易程序具备合规性。

综上，公司报告期内关联交易具备商业实质和必要性，决策程序具备合规性，

定价具备公允性。

二、国家能源集团避免同业竞争的范围为其不得从事风力发电业务，但未包括光伏业务的具体原因及合理性

（一）龙源电力是国家能源集团风电业务整合平台

龙源电力成立于 1993 年，是中国最早开发风电的专业化公司，率先开拓了我国海上、低风速、高海拔等风电领域，率先实现我国风电“走出去”，不断引领行业发展和技术进步。自 2015 年以来，龙源电力持续保持世界领先风电运营商地位。

2009 年 7 月，龙源电力在港股上市前即与其原控股股东国电集团签署《避免同业竞争协议》，就国电集团避免与龙源电力当时主营业务存在潜在业务重合的相关事项进行约定。2022 年 1 月，龙源电力通过换股吸收合并平庄能源方式完成 A 股上市时，在《避免同业竞争协议》继续有效的基础上，控股股东国家能源集团出具《补充承诺函》，明确国家能源集团体系内的风力发电业务由龙源电力负责整合，并约定稳妥推进相关业务整合以解决潜在业务重合问题。2024 年 12 月，国家能源集团出具《补充承诺函（二）》，将《补充承诺函》中存续风电业务资产整合期限延期 3 年至 2028 年 1 月 24 日，除履行承诺期限变更外，其余内容均保持不变。

（二）国家能源集团未就光伏发电进行承诺具备合理背景

1、龙源电力 A 股上市时，国家能源集团未就下属企业光伏发电业务归属相关安排进行承诺具备合理背景

（1）国家能源集团历史上不存在光伏发电业务整合平台。原国电集团和原神华集团及合并重组后的国家能源集团均不存在专业化光伏发电业务平台，而发行人在两个集团合并前就已成为专业化风电业务整合平台。

（2）国家能源集团面临较大的低碳转型压力，需各区域子公司发挥自身优势发展光伏发电业务。《补充承诺函》出具时，国家能源集团的光伏发电业务尚处于起步阶段，整体规模较小。在“3060 目标”、双碳政策大力推进的背景下，国家能源集团作为以传统能源业务为主业的大型央企集团，面临较大的低碳转型压力。光伏发电区域属性较强、单体项目相对较小、布局分散，需要下属各层级、

各区域单位积极发挥自身优势，拓展新能源业务布局。如将光伏发电业务指定由某个单位统一整合或实施，则不利于国家能源集团整体新能源业务发展，因此在当时并未明确设置光伏发电业务整合平台。

(3) 光伏发电与其他电源类型不存在竞争关系，光伏发电业务对发行人未形成重大影响。根据《补充承诺函》出具时（即 2021 年 6 月）的政策规定，光伏发电项目所发电量基本享受全额保障性收购，与其他电源类型不存在竞争关系。发行人在 A 股上市前后，光伏发电装机规模较小、占比较低，光伏发电对发行人的收入、利润贡献较低，未形成重大影响。

2、龙源电力上市后，国家能源集团未就光伏发电业务进行进一步承诺具备合理原因

(1) 作为国家能源集团风电业务上市平台，公司以风力发电作为业务发展、项目投资的重点方向，且目前风电项目综合内部收益率优于光伏项目。为充分保障上市公司及中小股东利益，龙源电力明确拟以风力发电作为下一步业务发展、项目投资的重点。

(2) 开展光伏发电业务对双方不存在实质性同业竞争。龙源电力以风电业务为主，光伏装机及对应收入占比较低。公司发电业务享受部分优先保障收购的政策或与保障性机制平稳衔接的机制电价政策，且由于我国电力行业的特征之一为发电企业与所属电网而非终端用户结算，电力调度由电网公司统一安排。因此，龙源电力运营的光伏发电业务和国家能源集团及其关联方运营的光伏发电业务不存在实质性同业竞争。

综上，结合龙源电力世界领先风电运营商地位，以及国家能源集团对于下属各业务板块发展战略安排，国家能源集团明确将龙源电力作为国家能源集团风力发电业务整合平台，承诺未包括光伏业务具备合理性。

三、本次发行是否导致新增与控股股东、实际控制人及其控制的其他企业的同业竞争或关联交易，如是，说明是否新增构成重大不利影响的同业竞争或显失公平的关联交易，是否严重影响公司生产经营的独立性，本次发行是否满足《证券期货法律适用意见第 17 号》和《监管规则适用指引——发行类第 6 号》相关要求；截至目前承诺履行的具体进展，发行人控股股东和实控人针对同业竞争和关联交易的承诺及执行情况

（一）本次发行不会导致新增与控股股东、实际控制人及其控制的其他企业的同业竞争或显失公平的关联交易

1、本次发行不会导致新增与控股股东、实际控制人及其控制的其他企业的同业竞争

根据《监管规则适用指引——发行类第 6 号》的要求：“保荐机构及发行人律师应当核查募投项目实施后是否新增同业竞争，新增同业竞争是否构成重大不利影响。如募投项目实施前已存在同业竞争，该同业竞争首发上市时已存在或为上市后基于特殊原因（如国有股权划转、资产重组、控制权变更、为把握商业机会由控股股东先行收购或培育后择机注入上市公司等）产生，上市公司及竞争方针对构成重大不利影响的同业竞争已制定明确可行的整合措施并公开承诺，募集资金继续投向上市公司原有业务的，可视为未新增同业竞争”。

国家能源集团与龙源电力均存在风力发电、光伏发电业务情形在龙源电力 A 股上市时已存在，相关风力发电、光伏发电业务不存在实质性同业竞争，且针对除龙源电力以外国家能源集团及其控制的其他企业的风力发电资产，国家能源集团已作出明确承诺安排。此外，本次向特定对象发行 A 股股票的募集资金总额扣除发行费用后的募集资金净额将投入海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目、“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目，该等项目属于公司继续投资原有业务，符合国家产业政策及公司未来整体战略方向，有利于提升公司在风电业务的布局和规模，具有良好的市场发展前景和经济效益，有利于提升公司的综合实力与核心竞争力。

因此，本次发行募投项目实施后不会导致新增与控股股东、实际控制人及其控制的其他企业的同业竞争。

2、本次发行募投项目实施后预计不会导致新增与控股股东、实际控制人及其控制的其他企业的显失公平的关联交易

国家能源集团及其控制的企业不参与本次发行的认购，因此本次发行完成后，公司与控股股东国家能源集团之间不会因本次发行而新增关联交易。

公司本次向特定对象发行 A 股股票的募集资金总额扣除发行费用后的募集资金净额将投入海南东方 CZ8 场址 50 万千瓦海上风电项目、“宁湘直流”配套新能源基地沙坡头 100 万千瓦风电项目，该等项目围绕公司主营业务展开，符合国家相关的产业政策以及公司未来整体战略发展方向，具有较好的发展前景和经济效益。

募投项目实施后，主要业务为风力发电，电力主要向电网公司销售，关联交易占比预计整体较低，但仍存在发行人与关联方之间新增关联交易的可能性。预计新增关联交易的范畴主要包括电力及发电权交易、技术服务、咨询服务、工程建设服务、备品备件采购、运行及后勤服务、集团财务公司存贷款业务、租赁业务等。公司已与国家能源集团签订《2024-2026 年综合产品和服务购销框架协议》，与国能融资租赁有限公司签署《融资租赁相关服务框架协议》，与国能（北京）商业保理有限公司签订《保理服务协议》等相关协议，上述协议签订事项已经公司董事会或股东（大）会决议通过，关联董事、关联股东已回避表决。就募投项目实施后可能发生的关联交易，公司将在协议额度范围内，按照公平、公允的价格执行相关交易。

其他因实际业务需要、未预见的因素发生关联交易，公司将严格遵照法律法规以及公司内部规定履行关联交易的审批程序，遵循公平、公正等原则依法签订关联交易协议，并及时履行信息披露义务及相关内部决策程序，确保关联交易的公允性以及发行人生产经营的独立性，保护公司及全体股东的利益不受损害。

综上，本次发行募投项目实施后预计不会导致新增与控股股东、实际控制人及其控制的其他企业的显失公平的关联交易。

(二) 截至目前承诺履行的具体进展, 发行人控股股东和实际控制人针对同业竞争和关联交易的承诺及执行情况

1、国家能源集团已作出的同业竞争承诺的相关情况

国家能源集团在同业竞争方面作出的承诺的具体情况详见本题之“一、结合发行人与控股股东及实际控制人自身及其控制的企业的经营及业务开展情况、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情况、报告期内关联交易情况等,说明发行人与控股股东、实际控制人及其控制的其他企业是否构成重大不利影响的同业竞争,报告期内关联交易是否具备商业实质,关联交易的必要性、决策程序合规性及定价公允性。”之“(一)国家能源集团自身及其控制的企业经营风电、光伏发电相关情况”之“4、发行人控股股东已就其自身及其控制的企业的其他风电资产作出明确承诺安排”。

2、同业竞争承诺的履行进展

(1) 国家能源集团绿色转型发展背景情况

国家双碳目标对绿色转型发展提出了较高要求,国家能源集团作为一家重碳企业,面临很大的转型压力。目前国家能源集团的可再生能源装机占比仍处于相对较低水平,短期内仅依靠发行人一家主体难以完成整个集团的低碳转型目标。因此,在目前阶段,国家能源集团提出要多元快速保新能源发展,需要多家主体共同加快开发新能源,完成国家战略目标要求。同时,鉴于产业政策变化、承诺注入项目数量众多、资产盈利性和合规性等因素影响,国家能源集团已筛选了收益率较好的风电资产先行注入,待时机成熟时会逐步注入其他新能源资产。

(2) 资产分步骤注入的主要原因及客观条件限制

由于受到电价存在不确定性、承诺注入项目数量众多、资产盈利性和合规性等内外部因素影响,相关资产分步骤注入具备客观条件限制,具备必要性,具体如下:

1) 电价存在不确定性:2024年以来,国家陆续推出电力市场化改革相关的一系列政策,未来新能源电价存在一定不确定性。在收益法评估下,电价水平直接影响标的资产估值水平,其对于标的资产未来经营情况和现金流情况等均有直接影响,因此在短期内电价政策影响尚未明确的情况下实施资产注入可能影响上

上市公司及中小股东的利益。

2) 风电装机容量小、涉及项目数量众多: 由于单个风电项目的装机容量小, 涉及的项目数量、实施主体较多, 且同一实施主体下可能同时存在火电、风电、光伏等多种电源。如实施风电资产注入, 需提前进行资产边界梳理, 并对管理架构重整和项目人员安置、项目批复、手续等合规性等问题进行完善, 所需准备时间较长。

3) 注入上市公司对标的资产盈利能力、合规性有较高要求: 国家能源集团体系内各项资产的盈利能力、土房办证率等合规性情况各不相同, 对于盈利性不足的标的注入上市公司会摊薄整体每股收益, 合规性欠缺的标的则不满足相关的资产注入条件, 注入上市公司不利于维护上市公司中小股东利益。

(3) 国家能源集团已积极履行避免同业竞争相关的协议和承诺

自出具避免同业竞争相关的协议和承诺以来, 国家能源集团一直积极遵守承诺, 将龙源电力作为国家能源集团风力发电业务整合平台, 支持龙源电力风力发电业务发展, 全面梳理承诺中存续风力发电业务的财务状况和合规性情况等。在承诺期内, 国家能源集团及龙源电力陆续论证多种履行承诺方案, 并积极推进承诺履行相关工作。

在风电资产方面, 国家能源集团已启动分批注入部分新能源资产工作。2022年1月, 龙源电力通过换股吸收合并平庄能源方式完成A股上市时, 在综合考虑现金支付规模、交易时间进度、上市公司股东利益等因素的前提下, 国家能源集团选择了资产规模适中、盈利水平良好, 且资产瑕疵率相对较低的约200万千瓦风力发电资产注入龙源电力。2024年10月, 龙源电力与国家能源集团资产管理有限公司、国家能源集团甘肃电力有限公司和国家能源集团广西电力有限公司签署《股权转让协议》, 完成收购其持有的8家新能源公司的控股权, 并拟在此基础上择机收购其他符合注入条件的资产, 逐步履行承诺。

在火电资产方面, 龙源电力已完成所持江阴苏龙热电有限公司27%股权的转让事宜, 龙源电力不再拥有对江阴苏龙热电有限公司的火电控股装机, 同时, 龙源电力已解除《南通天生港发电有限公司股东投票权行使协议》, 南通天生港发电有限公司不再纳入龙源电力合并报表范围, 龙源电力不再拥有对南通天生港发

电有限公司的火电控股装机，后续龙源电力将进一步推进所持南通天生港发电有限公司 31.94% 股权的转让事宜。截至 2024 年末，龙源电力不再拥有火电控股装机。

2024 年 12 月，国家能源集团出具《补充承诺函（二）》，将《补充承诺函》中存续风电业务资产整合期限延期 3 年至 2028 年 1 月 24 日。除履行承诺期限变更外，其余内容均保持不变。

3、国家能源集团已严格履行各项关于关联交易的承诺

（1）国家能源集团已作出的关于规范和减少关联交易的承诺情况

2021 年 6 月 18 日，国家能源集团出具了《关于规范和减少关联交易的承诺》具体内容如下：

“1、将尽量避免和减少与龙源电力（包含龙源电力控制的企业，下同）之间的关联交易。

2、对于无法避免或者有合理原因而发生的关联交易，国家能源集团将遵循市场交易的公开、公平、公正的原则，与龙源电力依法签订规范的关联交易协议，按照公允、合理的市场价格进行交易，并依据有关法律、法规、规范性文件及龙源电力《公司章程》的规定履行关联交易决策程序，依法履行信息披露义务，以维护龙源电力及龙源电力其他股东的利益。

3、保证不利用关联交易非法转移龙源电力的资金、利润，承诺不利用在龙源电力的地位和影响力，通过关联交易损害龙源电力及龙源电力其他非关联股东的合法权益。

4、保证严格按照相关规定履行必要的关联董事/关联股东回避表决等义务，遵守批准关联交易的法定程序和信息披露义务。

5、将促使国家能源集团控制的除龙源电力以外的企业遵守上述各项承诺。

6、如国家能源集团及其控制的除龙源电力以外的企业违反上述承诺而导致龙源电力及其股东的权益受到损害，国家能源集团将依法承担相应的赔偿责任。”

(2) 规范和减少关联交易的承诺的履行情况

报告期内，龙源电力与国家能源集团的关联交易的均基于真实业务背景、定价公允，且均已经过必要的审议程序，国家能源集团已严格履行各项关于关联交易的承诺。具体情况详见本题之“一、结合发行人与控股股东及实际控制人自身及其控制的企业的经营及业务开展情况、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情况、报告期内关联交易情况等，说明发行人与控股股东、实际控制人及其控制的其他企业是否构成重大不利影响的同业竞争，报告期内关联交易是否具备商业实质，关联交易的必要性、决策程序合规性及定价公允性”之“（二）结合报告期内关联交易情况等，说明报告期内关联交易是否具备商业实质，关联交易的必要性、决策程序合规性及定价公允性”。

（三）本次发行满足《证券期货法律适用意见第 17 号》和《监管规则适用指引——发行类第 6 号》相关要求

综合上文所述，国家能源集团及其控制的其他企业与龙源电力从事同类业务（即风力发电、光伏发电）的情况，但相关情况具备合理形成背景，且与龙源电力不构成实质性同业竞争；国家能源集团已就其自身及其控制的企业的其他风电资产作出明确承诺安排，相关承诺正在持续稳步履行过程中；本次发行募投项目实施后预计不会导致新增与控股股东、实际控制人及其控制的其他企业的同业竞争及显失公平的关联交易。综上，本次发行满足《证券期货法律适用意见第 17 号》《监管规则适用指引——发行类第 6 号》相关要求。

四、中介机构核查程序及核查意见

（一）核查程序

针对上述事项，保荐人、发行人律师履行了以下核查程序：

1、查阅国家能源集团公开披露文件及其下属企业风力发电、光伏发电项目情况的相关资料，了解国家能源集团及其下属其他企业开展风力发电、光伏发电业务的相关情况；

2、查阅龙源电力与原国电集团签署的《避免同业竞争协议》、国家能源集团出具的《补充承诺函》及《补充承诺函（二）》以及相关的公告、审议文件；查阅及国家能源集团履行承诺的措施涉及的相关公告、协议等文件；

3、查阅《中共中央、国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）、《国家发展改革委、国家能源局关于印发电力体制改革配套文件的通知》（发改经体〔2015〕2752号）、《国家发展改革委关于印发<可再生能源发电全额保障性收购管理办法>的通知》（发改能源〔2016〕625号）、《中华人民共和国可再生能源法》、《中华人民共和国能源法》、《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）等相关行业法规、政策文件；

4、查阅发行人关联交易相关制度，核实发行人关联交易审议程序及相关决议、获取并查阅发行人的关联交易协议，取得发行人关于关联交易的公告文件，了解发行人关联交易的内容、定价依据、决策程序等，并结合发行人报告期内定期报告和年度审计报告，了解发行人报告期内关联交易情况，核查发行人报告期内关联交易是否具备商业实质，关联交易的必要性及定价公允性。

（二）核查意见

经核查，保荐人、发行人律师认为：

1、国家能源集团及其控制的其他企业与龙源电力从事同类业务（即风力发电、光伏发电）的情况，但相关情况具备合理形成背景，且与龙源电力不构成实质性同业竞争；国家能源集团已就其自身及其控制的企业的其他风电资产作出明确承诺安排，相关承诺正在持续稳步履行过程中；公司报告期内关联交易具备商业实质和必要性，决策程序具备合规性，定价具备公允性；

2、国家能源集团明确将龙源电力作为国家能源集团风力发电业务整合平台，承诺未包括光伏业务具备合理性；

3、国家能源集团已积极履行避免同业竞争相关的协议和承诺、严格履行各项关于关联交易的承诺；本次发行募投项目实施后预计不会导致新增与控股股东、实际控制人及其控制的其他企业的同业竞争及显失公平的关联交易；本次发行满足《证券期货法律适用意见第17号》《监管规则适用指引——发行类第6号》相关要求。

（以下无正文）

(本页无正文, 为龙源电力集团股份有限公司《关于龙源电力集团股份有限公司向特定对象发行股票的审核问询函的回复报告》之盖章页)



发行人董事长声明

本人已认真阅读龙源电力集团股份有限公司向特定对象发行股票的审核问询函的回复报告的全部内容，确认回复报告内容真实、准确、完整，不存在虚假记载、误导性陈述或重大遗漏，并承担相应的法律责任。

发行人董事长：


宫宇飞



(本页无正文, 为中信证券股份有限公司《关于龙源电力集团股份有限公司向特定对象发行股票的审核问询函的回复报告》之签章页)

保荐代表人:

李泽由

李泽由

李宁



保荐人法定代表人、董事长声明

本人已认真阅读龙源电力集团股份有限公司向特定对象发行股票的审核问询函的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、董事长：

张佑君

