

股票代码：000966

股票简称：长源电力



国家能源集团长源电力股份有限公司

关于国家能源集团长源电力股份有限公司申请
向特定对象发行股票的审核问询函的回复

保荐机构（主承销商）



（北京市朝阳区安立路 66 号 4 号楼）

二〇二三年九月

深圳证券交易所：

贵所于 2023 年 8 月 21 日出具的《关于国家能源集团长源电力股份有限公司向特定对象发行股票申请文件的审核问询函》（以下简称“审核问询函”）已收悉。国家能源集团长源电力股份有限公司（以下简称“长源电力”、“发行人”、“公司”）与中信建投证券股份有限公司（以下简称“保荐机构”、“保荐人”）、湖北大纲律师事务所（以下简称“发行人律师”、“律师”）、立信会计师事务所（特殊普通合伙）（以下简称“申报会计师”、“会计师”）等相关方对审核问询函所列问题进行了逐项核查，现回复如下，请予审核。

本问询函回复中简称与《国家能源集团长源电力股份有限公司向特定对象发行股票募集说明书（申报稿）》中简称具有相同含义，其中涉及募集说明书的修改及补充披露部分，已用楷体加粗予以标明。

本问询函回复中若出现合计数值与各分项数值之和尾数不符的情况，均为四舍五入原因造成。

本问询函回复中的字体：

审核问询函所列问题	黑体（加粗）
审核问询函所列问题的回复	宋体
对募集说明书披露内容的引用	宋体
回复中涉及对募集说明书（申报稿）修改、补充的内容	楷体（加粗）

目 录

问题 1.....	3
问题 2.....	51
问题 3.....	108
其他问题	153

问题 1

报告期各期，发行人归母净利润分别为 100,145.96 万元、-2,535.03 万元、12,283.25 万元和 22,149.26 万元，综合毛利率分别为 13.49%、1.33%、4.84%和 11.67%，其中热力销售毛利率分别为-12.40%、-26.47%、-35.55%和-27.94%，其他业务毛利率分别为 78.33%、82.31%、85.33%和 50.30%，发行人经营业绩波动较大，且热力销售毛利率持续为负。截至 2023 年 3 月末，发行人固定资产及在建工程期末余额合计占资产总额比重为 74.77%。报告期各期，公司关联采购占营业成本比例分别为 36.99%、54.22%、65.40%、56.60%，占比逐年增加。截至 2023 年 3 月 31 日，公司长期股权投资账面价值为 28,286.90 万元，为武汉华工创业投资有限责任公司（以下简称华工创投）等公司股权，发行人已认定为财务性投资。截至 2023 年 3 月 31 日，发行人投资性房地产账面价值为 10,607.31 万元。

请发行人补充说明：（1）结合报告期内原材料价格变动情况、同行业可比公司情况、热力销售的具体内容，说明报告期内发行人经营业绩和毛利率水平持续下滑、热力销售毛利率持续为负的原因及合理性，相关不利因素是否持续及应对措施；（2）结合在建工程项目进展情况，说明在建工程、固定资产减值准备计提充分性，是否存在未及时转固情形；（3）结合关联采购政策、与集团财务公司金融服务协议主要内容，说明公司除采购煤炭以外关联采购价格及账期的公允性，是否存在与关联方资金共管、资金占用情形，借款利率是否公允，本次发行后是否会新增显失公平的关联交易，是否会对发行人的独立性造成不利影响；（4）结合发行人投资华工创投的时间，说明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的具体情况，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）情形；（5）其他业务的具体内容，毛利率较高的原因及合理性；投资性房地产对应的土地性质及具体情况，是否属于住宅或商业房地产经营业务，发行人及其子公司、参股公司是否持有其他住宅用地、商业用地及商业地产，是否涉及房地产开发、经营、销售等业务，是否具有房地产开发资质。

请发行人补充披露（1）（2）相关风险。

请保荐人核查并发表明确意见，请会计师核查（1）-（4）并发表明确意见，请发行人律师核查（5）并发表明确意见。

回复：

一、结合报告期内原材料价格变动情况、同行业可比公司情况、热力销售的具体内容，说明报告期内发行人经营业绩和毛利率水平持续下滑、热力销售毛利率持续为负的原因及合理性，相关不利因素是否持续及应对措施

（一）影响公司经营业绩的主要因素

公司主要在湖北省内从事电力、热力生产和经营业务。报告期各期，公司营业收入中火力发电及售热业务收入合计占比分别为 89.45%、90.51%、93.74%和 91.08%，公司经营业绩波动主要受火电业务波动影响，主要影响因素包括发电设备利用小时数、上网电价、煤炭价格等。

报告期各期，公司营业收入分别为 1,007,349.93 万元、1,216,396.57 万元、1,466,191.56 万元和 692,113.17 万元，呈现稳步增长趋势。主要原因包括：1、2021 年以来湖北省经济持续恢复、发展，全省社会用电量保持较快增速；2、2022 年，湖北区域受来水严重偏枯影响水电发电量有所下滑，火电作为基石电力重要性凸显，设备利用小时数有所提升；3、2021 年 10 月起，燃煤发电市场交易价格允许浮动范围扩大至±20%，在供需关系偏紧的情况下，火电上网电价显著提升。

报告期各期，煤炭成本对于火电企业的盈利情况影响显著，2021 年受煤炭价格大幅上涨影响，公司火电业务及售热业务毛利率大幅下滑，从而使得销售毛利率和净利润均出现较大下滑；2022 年煤炭价格持续处于高位，但收入端上网电价调增有效缓解了成本端煤炭价格较高的压力，公司经营业绩有所改善；2023 年以来，随着煤炭价格逐步回落，公司经营业绩出现明显好转。报告期各期，公司的毛利率分别为 13.49%、1.33%、4.84%和 11.74%，归属于母公司股东的净利润分别为 100,145.96 万元、-2,535.03 万元、12,283.25 万元和 38,088.29 万元；其中火电业务的毛利率分别为 11.93%、-1.31%、6.24%和 11.53%，售热业务毛利率分别为-12.40%、-26.47%、-35.55%和-25.40%。

（二）报告期内原材料价格及上网电价变动情况

公司主要业务板块包括火电、水电、风电、光伏发电及售热业务。由于水电、

风电、光伏等可再生能源发电过程中的主要成本为资产折旧与摊销、职工薪酬等，报告期内公司生产所需原材料主要为火力发电业务采购发电用煤及少量燃油。

报告期各期，公司主要原材料消耗及终端产出情况如下：

项目	单位	2023 年 1-6 月	2022 年	2021 年	2020 年
入炉标准煤量	吨	4,502,885	9,792,100	9,053,506	7,665,914
其中：发电标准煤量	吨	3,915,097	8,773,197	8,236,185	7,055,293
售热标准煤量	吨	587,788	1,018,903	817,322	610,621
其中：煤折标准煤量	吨	4,501,666	9,790,766	9,031,988	7,664,256
油折标准煤量	吨	1,219	1,334	21,518	1,658
燃料成本	万元	458,230.99	1,065,748.34	873,878.57	537,740.73
其中：火电业务	万元	398,838.67	955,862.80	791,247.78	494,866.88
售热业务	万元	59,392.32	109,885.54	82,630.79	42,873.85
折标准煤单价（不含税）	元/吨	1,017.64	1,088.38	965.24	701.47
其中：火电业务	元/吨	1,018.72	1,089.53	960.70	701.41
售热业务	元/吨	1,010.44	1,078.47	1,010.99	702.14
发电量	亿千瓦时	153.26	329.71	316.86	272.83
其中：火电	亿千瓦时	141.10	312.11	292.59	249.64
售热业务	（万吉焦）	1,047.58	1,876.99	1,655.85	1,188.50

注：标准煤量指热值为 7,000 千卡/千克的煤炭。公司下属火电厂使用的原料煤及发电供热效率存在一定差异，导致电热成本分摊后单位成本存在细微差异。

由上表可知，2021 年和 2022 年公司燃料消耗量及燃料单价均出现大幅上涨。随着地区经济恢复增长，公司发电量及售热量快速上升，燃煤消耗量也随之同步增长；受煤炭市场价格波动影响，2021 年和 2022 年公司燃料成本平均单价显著上升，2021 年较 2020 年上涨 37.60%，2022 年较 2021 年上涨 12.76%；随着煤炭市场价格逐步回落，2023 年 1-6 月公司燃料成本平均单价较 2022 年下降 6.50%。

报告期各期，湖北省燃煤发电上网基准价（含税）为 0.4161 元/千瓦时，公司火电平均上网电价（含税）分别为 0.4103 元/千瓦时、0.4185 元/千瓦时、0.4948 元/千瓦时、0.4958 元/千瓦时。2022 年以来上网电价增加，主要系执行《省发展改革委关于转发〈国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知〉的通知》（鄂发改价管〔2021〕330 号），自 2021 年 10 月起，燃煤发电电量原则上全部进入电力市场，通过市场交易在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价，价格浮动范围扩大至±20%。由于煤炭价格升高且区域用电需求旺盛，

火电成交价格多以基准价浮动上限成交，从而平均上网电价出现明显增长。

综上，报告期内煤炭价格大幅上涨导致公司原材料单位成本上升，燃煤电价政策调整提高了火电上网电价，一定程度平滑了原材料成本上升带来的毛利率下降影响，但整体上看公司 2021 年和 2022 年毛利率仍出现了大幅下滑。随着煤炭价格同比回落，2023 年 1-6 月公司毛利率已明显改善，达到 11.74%，预计报告期内公司业绩下滑的不利因素影响将显著缓解。

（三）报告期内同行业可比公司经营业绩变动情况

选取行业内 10 家以火电业务为主的上市公司作为同行业可比公司。报告期各期，公司与同行业可比公司营业收入、归母净利润和毛利率情况如下：

单位：亿元，%

证券简称	营业收入						
	2023 年 1-6 月		2022 年度		2021 年度		2020 年度
	金额	变动比例	金额	变动比例	金额	变动比例	金额
华能国际	1,260.32	7.84	2,467.25	20.59	2,046.05	20.75	1,694.39
大唐发电	582.02	4.68	1,168.28	12.97	1,034.12	8.16	956.14
华电国际	594.50	19.99	1,070.59	2.52	1,044.22	15.07	907.44
浙能电力	417.29	16.16	801.95	12.83	710.73	37.51	516.84
广州发展	217.29	4.92	478.50	26.22	379.10	19.80	316.45
京能电力	150.07	6.65	304.85	37.09	222.37	10.65	200.97
皖能电力	122.36	2.46	242.76	15.42	210.32	25.55	167.52
建投能源	89.39	1.06	183.06	21.71	150.41	5.78	142.19
华银电力	48.85	20.47	97.02	1.03	96.03	16.32	82.56
赣能股份	34.21	147.69	41.43	53.46	27.00	0.84	26.77
平均数	-	23.19	-	20.39	-	16.04	-
中位数	-	7.25	-	18.00	-	15.70	-
长源电力	69.21	8.26	146.62	20.54	121.64	20.75	100.73
证券简称	归属于母公司股东净利润						
	2023 年 1-6 月		2022 年度		2021 年度		2020 年度
	金额	变动比例	金额	变动比例	金额	变动比例	金额
华能国际	63.08	309.67	-73.87	28.03	-102.64	-324.85	45.65
大唐发电	15.17	8.40	-4.10	95.57	-92.64	-404.71	30.40
华电国际	25.82	56.95	1.00	102.01	-49.65	-218.80	41.79
浙能电力	27.79	597.74	-18.22	-113.10	-8.55	-114.05	60.86
广州发展	11.16	55.78	13.54	568.06	2.03	-77.57	9.03
京能电力	3.68	-28.49	8.03	125.82	-31.11	-322.80	13.96
皖能电力	5.85	117.05	4.25	131.80	-13.37	-231.91	10.14
建投能源	0.84	242.65	1.03	104.66	-22.10	-338.99	9.25
华银电力	-1.54	41.87	0.27	101.19	-22.70	-6,653.08	0.35
赣能股份	1.35	288.50	0.11	104.29	-2.48	-178.54	3.16
平均数（剔除华银电力）	-	183.14	-	127.46	-	-245.80	-
中位数（剔除华银电力）	-	117.05	-	104.29	-	-231.91	-

长源电力	3.81	290.88	1.23	584.54	-0.25	-102.53	10.01
证券简称	毛利率						
	2023 年 1-6 月		2022 年度		2021 年度		2020 年度
	毛利率	变动	毛利率	变动	毛利率	变动	毛利率
华能国际	12.04	10.10	3.04	3.37	-0.33	-17.77	17.44
大唐发电	9.18	-0.80	7.12	8.04	-0.92	-19.39	18.47
华电国际	5.41	3.82	0.43	6.59	-6.16	-22.33	16.16
浙能电力	6.42	8.48	-3.95	-1.84	-2.11	-16.70	14.58
广州发展	11.28	4.00	7.51	3.39	4.12	-5.38	9.50
京能电力	7.28	-2.00	9.50	17.47	-7.97	-25.57	17.60
皖能电力	6.28	3.39	0.90	5.49	-4.59	-13.35	8.76
建投能源	9.46	1.52	10.45	15.24	-4.79	-25.54	20.75
华银电力	3.21	0.03	-0.32	12.01	-12.32	-22.79	10.47
赣能股份	8.32	0.61	6.30	8.44	-2.15	-22.93	20.78
平均数	7.89	2.92	4.10	7.82	-3.72	-19.17	15.45
中位数	7.80	2.46	4.67	7.31	-3.37	-20.86	16.80
长源电力	11.74	5.56	4.84	3.51	1.33	-12.16	13.49

注 1：同行业可比公司数据来源为各公司披露的定期报告；

注 2：2023 年 1-6 月营业收入和归母净利润变动比例为同比比例，2023 年 1-6 月毛利表变动为较 2022 年 1-6 月变动幅度；

注 3：毛利率变动幅度=当期毛利率-上期毛利率，下同。

由上表可知，公司业绩变动情况与以火电业务为主的上市发电企业业绩变动趋势相同，具体来看：

1、2021 年经营业绩变动情况

2021 年公司营业收入较 2020 年增加 20.75%，归母净利润下降 102.53%，毛利率下降 12.16%，变动趋势与同行业可比公司相同。主要变动原因系特定外部因素影响减弱后 2021 年全社会用电量较 2020 年显著增长，但由于煤炭价格大幅上升，导致毛利率大幅下降，经营业绩普遍由盈转亏。

2、2022 年经营业绩变动情况

2022 年公司营业收入较 2021 年增加 20.54%，归母净利润增长 584.54%，毛利率增长 3.51%，变动趋势与同行业可比公司相同。主要变动原因系全社会用电量持续增长，发改委出台政策放宽燃煤电价上网波动幅度，在供需关系较紧的情况下同行业可比公司经营业绩较上年度普遍改善，毛利率也有所回升。

3、2023 年 1-6 月经营业绩变动情况

2023 年 1-6 月公司营业收入较 2022 年 1-6 月增加 8.26%，归母净利润增长 290.88%，毛利率增长 5.56%，变动趋势与同行业可比公司相同。主要变动原因系煤炭价格同比回落，使得同行业可比公司经营业绩普遍改善。

4、与区域内可比公司对比情况

发电业务与区域经济发展情况密切相关，主要经营湖北区域发电业务的上市公司，除公司外主要还有湖北能源（000883.SZ）。相比于公司，湖北能源拥有水电、火电、风电和光伏等多种类型，根据其公开披露信息，报告期各期其发电相关业务收入构成如下所示：

单位：万元，%

项目	2023年1-6月		2022年度		2021年度		2020年度
	金额	增速	金额	增速	金额	增速	金额
水电	162,510.49	-41.25	391,999.35	-15.76	465,324.16	-1.69	473,326.30
火电	389,055.13	18.13	833,163.62	11.47	747,440.42	19.57	625,086.80
风电	51,504.16	33.29	85,636.50	-8.13	93,216.01	25.28	74,408.74
光伏	64,019.57	10.95	111,596.81	90.43	58,603.43	111.92	27,653.51
合计	667,089.35	-5.01	1,422,396.28	4.24	1,364,584.02	13.67	1,200,475.35

湖北能源收入构成中水电占比较高且受区域降水量影响较大，受区域干旱情况影响 2022 年以来水电发电量显著下降。剔除水电因素影响，2020 年、2021 年、2022 年和 2023 年 1-6 月，湖北能源发电业务收入分别为 727,149.05 万元、899,259.86 万元、1,030,396.93 万元和 504,578.86 万元，2021 年和 2022 年增速分别为 23.67%和 14.58%，年均复合增长率 19.04%，与公司业务增长趋势基本一致。

报告期内，湖北能源火电业务的毛利率分别为 18.40%、-3.82%、-6.78%和 5.37%，变动趋势与公司相同。

（四）影响公司经营业绩的不利因素及应对措施

报告期内，影响公司经营业绩的主要不利因素为煤炭价格大幅上涨，导致公司火电相关业务毛利率显著下降。2020 年 1 月 1 日至 2023 年 8 月 30 日，动力煤市场价格走势如下：



注：数据来源 Wind。

由上表可知，2020 年四季度至 2022 年末，动力煤市场价格出现快速上涨并持续保持在价格高位；2023 年以来，动力煤市场价格逐步回落，整体仍处于价格下行区间。

公司建立了有效的成本管控机制，能够相对有效地应对燃料成本上升风险。对比来看，2021 年以来公司销售毛利率表现优于可比公司，主要原因系公司长协煤供应商主要为国家能源集团下属煤炭企业，定价规范履约稳定，相比可比公司煤炭保供优势明显。2021 年以来，煤炭市场价格大幅上涨并保持在相对高位，市场现货煤价格远高于长协煤价格，公司整体长协煤采购占比较高且性价比优势较大，有助于控制燃料成本。

为进一步提升电煤保供控价能力，公司将在煤炭保供优势的基础上，不断加强对国家能源集团以外电煤长协的履约管理，促进稳定发运、正常兑现，提升整体外部长协兑现率，进一步提升电煤保障能力；同时加强燃料管理与其他业务管理环节的协同，根据煤电机组发电供热生产形势，滚动预测电煤需求，合理调控市场现货煤炭采购，持续提升燃料成本控制力。

（五）报告期内热力销售毛利率持续为负的原因及合理性

1、售热业务基本情况

公司售热业务是基于燃煤热电联产机组，在发电过程中利用机组余热同步输出蒸汽，以提高机组综合热效率及利用小时数，从而确保机组整体运行的经济性和环保性。

目前，公司所有火电机组均已完成热电联产改造，在售热业务方面，公司主要依托六家火电企业开展售热业务，由于供应距离存在一定限制，为减少热量损失，公司主要为火电厂周边的大、中型企业提供高标准蒸汽，通过热网管道直接输送至客户用于日常生产。在定价方面，公司主要以所在区域经济、市场环境、以及煤炭价格波动为考量，与热力用户进行协商谈判后确定销售价格。

2、开展热力业务的原因及合理性

（1）提高机组热效率的同时，提高公司整体能源使用效率。从热电联产原理上，热电联产利用火电机组余热供热，对外供热前蒸汽可以做功发电，供热时蒸汽不会进入机组的凝汽器，减少了发电汽轮机冷源损失，从而提高机组热效率。因此，热电联产改造是提升火电机组综合效率的重要路径。同时，售热业务能够对机组利用小时数形成一定保障，从整体上提升机组效率，降低机组煤耗。

以 2022 年度经营情况为例，公司火电上网电量 294.55 亿千瓦时，供热量 1,914.24 万吉焦，热电比 18.05%。根据行业经验数据，热电比每提高 1%，供电煤耗将降低 0.5 克/千瓦时以上，以此推算 2022 年公司机组供电煤耗因供热降低 9.03 克/千瓦时，累计节约标煤约 26.58 万吨，节约燃料成本约 2.90 亿元。

（2）主管部门鼓励电力企业进行节能环保改造。《国家发展改革委国家能源局关于开展全国煤电机组改造升级的通知》（发改运行〔2021〕1519 号）提出，统筹考虑煤电节能降耗改造、供热改造和灵活性改造制造，实现“三改”联动，进一步降低煤电机组能耗，提升灵活性和调节能力。湖北省能源主管部门为促进节能减排，鼓励省内火电企业发展集中供热业务，给予政策扶持，按照供热机组上一年度供热量，进行优先发电计划奖励。2022 年，湖北省能源局下发《湖北省 2022 年电力供需平衡预测及优先发电优先购电计划方案》，公司下属 6 家火电单位的供热机组共获得奖励优先发电电量计划近 7 亿千瓦时。

（3）创造更大社会价值，实现社会效益和环保效益多赢。公司给区域集中提供低能耗且稳定可靠的高品质热源，节约区域总体能源消耗，从而减少城市污染，凸显区域整体社会及环保效益。

（4）重点售热区域对蒸汽需求日趋旺盛。高标准蒸汽在工业生产中运用广泛，得益于区域经济稳步发展，报告期内公司售热业务收入保持稳步增长。伴随经济

社会发展绿色转型，公司将积极打造新供热场景、催生新业态，拉动工商企业和居民消费，售热业务前景广阔。

鉴于此，公司深入践行能源安全新战略，目前所有的火电机组均完成了供热改造，并已全部具备供热能力，且主要污染物排放指标优于国家标准，能耗指标处于区域先进水平，在区域发电、售热等市场竞争中可比优势明显。同时，公司以此为契机，积极布局热能市场，着力开拓、培育热力用户，逐步提高区域内市场份额。随着公司在区域售热业务中的领先优势增强，售热总量提升以及未来议价能力持续提升，售热业务盈利能力将得到有效改善。

3、报告期内热力销售毛利率持续为负的原因

报告期各期，公司售热业务收入、成本及毛利情况如下所示：

单位：万元，%

项目	2023 年 1-6 月		2022 年度		2021 年		2020 年度
	数值	变动	数值	变动	数值	变动	数值
售热量（万吉焦）	1,047.58	13.52	1,876.99	13.36	1,655.85	39.32	1,188.50
营业收入（万元）	61,491.44	25.22	103,619.99	20.17	86,225.57	48.08	58,230.90
营业成本（万元）	77,109.34	14.42	140,454.32	28.79	109,053.20	66.61	65,453.96
其中： 燃料	59,392.32	14.62	109,885.54	32.98	82,630.79	92.73	42,873.85
辅材	872.36	20.42	1,385.77	23.14	1,125.34	-27.60	1,554.32
职工薪酬	7,446.19	-3.65	12,905.18	15.01	11,220.89	49.64	7,498.68
折旧费	6,066.52	22.44	9,478.68	13.57	8,345.99	14.21	7,307.52
修理费	1,224.38	23.58	3,380.45	38.31	2,444.17	12.59	2,170.89
其他	2,107.57	79.71	3,418.70	4.04	3,286.03	-18.84	4,048.70
毛利率（%）	-25.40	10.15	-35.55	-9.08	-26.47	-14.07	-12.40

由上表可知，报告期内，发行人热力销售业务毛利率持续为负，主要原因是：

（1）2020 年，受特定外部因素影响，终端用户生产需求下降，售热业务出现亏损；（2）2021 年以来受煤炭价格成本上升因素影响，售热毛利率持续下降；（3）工业蒸汽主要采购方为区域大、中型企业，部分客户自身具备生产工业蒸汽的能力，议价能力较强，公司将成本端压力传导至终端需要一定时间，在燃料成本上升期间售热业务毛利率出现大幅下降；（4）公司根据地方发展规划，提前进行供热调研、布局，铺设供热管道，但受地方企业落户和供热用户开发影响，报告期内部分新建的供热管线供热量暂未达到设计流量，使管道热量损失高于设计值，影响售热成本。

2023 年 1-6 月，随着煤炭市场价格回落，公司热力销售业务燃料成本已低于热力营业收入，毛利率相对 2022 年度有所好转。

4、与同行业可比公司对比情况

报告期内，公司与同行业可比上市公司售热业务收入、成本及毛利对比情况如下：

单位：万元，%

证券简称	2022 年度			2021 年度			2020 年度		
	售热收入	售热成本	毛利率	售热收入	售热成本	毛利率	售热收入	售热成本	毛利率
大唐发电	584,550.60	990,637.90	-69.47	521,478.00	920,174.50	-76.46	467,107.90	671,795.70	-43.82
华电国际	897,060.90	1,158,338.40	-29.13	746,817.60	986,556.70	-32.1	665,610.80	692,160.90	-3.99
浙能电力	772,172.23	598,863.28	22.44	615,228.87	463,302.17	24.69	396,000.34	293,583.25	25.86
广州发展	59,823.04	51,345.44	14.17	48,496.46	46,873.14	3.35	28,335.27	24,586.66	13.23
京能电力	202,195.79	314,232.34	-55.41	165,879.79	247,220.23	-49.04	147,303.61	160,980.18	-9.28
建投能源	199,991.02	308,704.34	-54.36	171,057.76	260,603.10	-52.35	151,205.96	167,984.17	-11.1
平均值	-	-	-28.63	-	-	-30.32	-	-	-4.85
中位数	-	-	-41.75	-	-	-40.57	-	-	-6.64
长源电力	103,619.99	140,454.32	-35.55	86,225.57	109,053.20	-26.47	58,230.90	65,453.96	-12.40

注：可比公司 2023 年半年度报告中未具体披露售热业务业绩情况，华能国际、皖能电力、华银电力、赣能股份报告期内年度报告中未单独披露售热业务收入及毛利情况。

与可比公司相比，公司售热业务的毛利率水平在相对合理范围内，2020 年至 2022 年售热业务的毛利率与同行业平均水平不存在重大差异，且整体变动趋势与同行业基本一致。

（六）相关不利因素是否持续及应对措施

致使公司售热业务持续亏损的不利影响包括：1、主要客户多为地方支持重点制造业企业，对于原材料成本较为敏感，公司自身议价能力暂时较弱；2、根据《中华人民共和国节约能源法》《国家发改委 国家能源局 财政部 住房城乡建设部 环境保护部关于印发<热电联产管理办法>的通知》等法律法规和相关政策文件要求，坚持“以热定电”，建设高效燃煤发电机组，因此公司主营发电业务与售热业务无法切分，从业务持续角度来看，售热业务仍需要持续推进，且短期内无法有效实现盈利。

对此公司主要应对措施如下：

1、持续改造优化供热系统，提高供热效能，降低供热成本；2、积极布局热能市场，着力开拓、培育热力用户，逐步提高区域内市场份额；3、充分发挥公司在区域发电供热市场竞争中可比优势，“以热促电”提高火电设备利用小时和实现电热互促共进；4、在订立《火电企业工业蒸汽供用合同》中，引入“煤热价格联动”机制，降低煤炭价格波动风险。

2023 年 1-7 月，公司平均售热价格 58.72 元/吉焦（不含税），同比上涨 5.42 元/吉焦，增幅约 10%。长期来看，随着客户对于工业蒸汽需求稳步增长以及煤炭价格的下降，公司售热业务未来有望实现盈利。

综上所述，受用户价格承受能力和煤价波动的影响，公司售热业务持续亏损的局面短期内还难以改变；但长期来看，随着公司在区域售热业务中竞争优势的不断增强，市场份额和议价能力逐步提升，以及煤炭市场价格稳中有降，售热业务仍具备一定增长潜力。此外，由于公司火力发电与售热同步进行，火电业务毛利率为正，将一定程度降低售热业务亏损的不利影响，预计售热业务持续亏损对于公司整体经营业绩影响有限。

二、结合在建工程项目进展情况，说明在建工程、固定资产减值准备计提充分性，是否存在未及时转固情形

（一）发行人在建工程项目进展情况

截至 2023 年 6 月末，发行人在建工程账面价值为 972,362.07 万元，占非流动资产比例为 32.24%。其中，在建工程项目账面价值为 914,466.25 万元，工程物资账面价值为 57,895.82 万元。

截至 2023 年 6 月末，发行人账面价值为 2,000 万元以上的在建工程项目情况如下：

单位：万元

序号	项目名称	2023年6月末 账面价值	建设内容	项目进展情况
1	国能长源湖北随州 2×660MW 火电项目	299,277.87	2×660MW 超超临界燃煤发电机组	#1 机组已于 2023 年 7 月达到预定可使用状态并转固；预计#2 机组 2023 年 12 月达到预定可使用状态并转固，铁路部分预计 2024 年 5 月达到预定可使用状态并转固
2	国能长源荆州热电二期扩建项目	140,555.88	2×350MW 超临界燃煤供热发电机组	#3、#4 机组主体建筑安装工程按进度节点施工，机组进入调试准备阶段，预计 2023 年底前达到预定可使用状态并转固
3	国能长源掇刀区麻城镇荆门市源网荷储百万千瓦级新能源基地掇刀 200MW 子项目	93,932.01	掇刀子项目 200MW 农光互补光伏电站	项目 85MW 装机容量已于 7 月达到预定可使用状态并转固，剩余装机容量预计 2023 年底前达到预定可使用状态并转固
4	国能长源荆门市源网荷储百万千瓦级新能源基地钟祥子项目	79,414.27	钟祥子项目 300MW 农光互补光伏电站	项目 101MW 装机容量已于 7 月达到预定可使用状态并转固，剩余装机容量预计 2023 年底前达到预定可使用状态并转固
5	国能长源随州市随县百万千瓦新能源多能互补基地一期 400MW 项目	79,340.44	随县百万千瓦基地一期 400MW 农光互补光伏电站	项目按进度计划施工，预计 2023 年 11 月达到预定可使用状态并转固
6	汉川市新能源百万千瓦基地二期项目	49,557.80	麻河一二期 200MW 渔光互补光伏电站，华严二三期 200MW 渔光互补光伏电站	麻河一二期子项目按进度计划施工，其中 100MW 装机容量预计于 9 月达到预定可使用状态并转固；华严二三期子项目现按进度计划施工，预计 2024 年内达到预定可使用状态并转固
7	国能长源汉川市华严农场 100MW 渔光互补光伏发电一期项目	37,442.28	100MW 渔光互补光伏电站	项目 94MW 装机容量已于 7 月达到预定可使用状态并转固，剩余装机容量

序号	项目名称	2023 年 6 月末 账面价值	建设内容	项目进展情况
				预计 2023 年底前达到预定可使用状态并转固
8	国能长源汉川发电有限公司汉川发电煤场封闭项目	16,743.38	对汉川公司三期配套煤场和三期配套码头煤场进行全封闭改造,从而杜绝煤场运行过程中产生的煤尘无组织地排放入大气中和下雨天气造成含煤废水对输煤系统本身和周边环境的污染	项目已完成三期配套煤场及三期配套码头煤场封闭煤棚土建、钢结构、配套给排水、消防、环保施工,预计 2023 年底前达到预定可使用状态并转固
9	国能长源荆州热电有限公司供热管网扩建工程	13,274.43	热网拓展供热管线北线 13.99km、东线 17.69km	建设工作分为北线复线、东线复线两个分项实施。北线复线先行建设,2022 年已竣工投运并转固;东线复线工程根据荆州公司二期机组建设情况进行实施,尚未完工,预计 2023 年底前达到预定可使用状态并转固
10	国能长源湖北松滋抽水蓄能电站项目	12,668.19	松滋 4×300MW 抽水蓄能电站	项目处于前期阶段
11	国能长源汉川四期扩建工程#7、#8 机组项目	9,924.92	汉川四期 2×1000MW 超超临界二次再热燃煤发电机组	项目设计、监理、主体施工、主机、主要辅机等已招标,计划 2023 年 10 月正式开工建设
12	国能长源荆门发电有限公司 2×640MW 机组综合节能改造	8,389.87	采用先进的通流设计、本体结构优化技术、汽封改造,提高汽轮机效率和变负荷适应性,降低机组能耗	已完成#7 机组升级改造并转固, #6 机组处于施工阶段,预计 2023 年 11 月达到预定可使用状态并转固
13	国能长源荆门屈家岭罗汉寺 70MW 农光互补光伏发电项目(一期)	7,975.31	屈家岭罗汉寺 70MW 农光互补光伏电站	升压站、光伏场区正在按计划施工,尚未建成并网
14	国电长源汉川第一发电有限公司汉川#3、#4 锅炉贫煤改烟煤改造	5,014.02	对#3、#4 锅炉制粉、燃烧、受热面、吹灰系统进行改造	#4 锅炉已完成全部改造工作并转固, #3 锅炉处于测试阶段,预计 2023 年 9 月达到预定可使用状态并转固
15	国能长源荆州市纪南镇 100MW 渔光互补光伏发电项目	4,786.27	纪南 100MW 渔光互补光伏电站	升压站、光伏场区正在按计划施工,尚未建成并网

序号	项目名称	2023年6月末 账面价值	建设内容	项目进展情况
16	国能长源荆州热电有限公司全厂废水综合治理	4,671.51	通过对循环水系统、原水预处理系统、渣水系统等各系统优化改造，实现全厂废水近零排放	已完成生活污水系统、脱硫废水系统改造，其余系统正在按计划施工，预计 2023 年底前达到预定可使用状态并转固
17	国电长源汉川第一发电有限公司#3、#4 机组灵活性改造	4,196.96	对#3、#4 机组进行灵活性改造，实现深调至 30%额定负荷目标，并确保供热满足要求，主要改造内容有：中调门改造、等离子改造、小机汽源改造、热工优化改造等内容	项目主体施工已完成，正在进行性能测试，预计于 2023 年 9 月达到预定可使用状态并转固
18	国能长源十堰水电开发有限公司白沙河水电站大坝渗漏治理	4,044.13	大坝渗漏治理及防浪墙拆除重建	项目已于 2023 年 7 月完工，达到预定可使用状态并转固
19	国能长源汉川发电有限公司#5 机组热再抽汽供热改造	3,918.63	在#5 炉 A、B 侧热再蒸汽管道上抽取部分蒸汽经减温减压后对外供热，提升公司对外供热、保供能力	尚有部分尾工未完成，预计 2023 年 9 月达到预定可使用状态并转固
20	国能长源武汉青山热电有限公司#13、#14 机组节能优化改造	2,723.24	对#13、#14 汽轮机进行汽轮机高、中、低压缸通流改造，改造后机组的热耗率、效率达到同类机组的先进水平	项目主体施工已完成，正在进行性能测试，预计于 2023 年底前达到预定可使用状态并转固
21	国能长源荆门发电有限公司烟气脱硝还原剂尿素替代液氨改造	2,713.12	采用尿素普通水解制氨工艺方案，消除重大安全隐患源，确保电力安全生产	主要改造工作已完成，尚有部分尾工未完成，预计 2023 年 10 月达到预定可使用状态并转固
22	其他	33,901.72	-	-
合计		914,466.25	-	-

（二）是否存在未及时转固情形

1、发行人在建工程转为固定资产的标准和时点

在建工程项目按建造该项资产达到预定可使用状态前所发生的全部支出，作为固定资产的入账价值。所建造的在建工程已达到预定可使用状态，但尚未办理竣工决算的，自达到预定可使用状态之日起，根据工程预算、造价或者工程实际成本等，按估计的价值转入固定资产，并按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。

2、报告期内发行人在建工程转固情况

报告期各期，发行人当期转固金额分别为 50,736.13 万元、25,750.96 万元、178,455.53 万元和 83,892.61 万元。其中，当期转固金额大于 1,000 万元的主要在建工程项目转固情况如下：

（1）2023 年 1-6 月主要在建工程转固情况

单位：万元

项目名称	期初账面余额	本期增加	本期转固	其他减少	期末账面余额
国能长源公安狮子口 100MW 农光互补光伏发电项目	39,209.11	2,887.23	42,096.34	-	-
国能长源安陆赵棚风电场项目	23,427.57	5,302.80	28,730.37	-	-
国电长源汉川第一发电有限公司#3、#4 锅炉贫煤改烟煤改造	11,867.65	106.04	6,959.67	-	5,014.02
国能长源武汉青山热电有限公司岚图光伏项目	1,299.37	961.47	2,260.84	-	-
国能长源恩施水电开发有限公司伍家河六级、七级、白泉河等十二座电站综合自动化改造	1,655.31	-	1,127.76	-	527.55

国电长源汉川第一发电有限公司#3、#4 锅炉贫煤改烟煤改造为技改项目，主要实施内容为对汉川一发#3、#4 锅炉制粉、燃烧、受热面、吹灰系统进行改造。截至 2023 年 6 月末，4 号锅炉已完成全部改造工作并转固，3 号锅炉处于测试阶段，预计 2023 年 9 月达到预定可使用状态并转固。

国能长源恩施水电开发有限公司伍家河六级、七级、白泉河等十二座电站综合自动化改造为技改项目，主要实施内容为水轮发电机组、直流系统、调速器及

励磁系统改造等。截至 2023 年 6 月末，伍家河、白泉河等 11 座电站已完成相关改造工作并转固。新峡电站主机设备需在汛期结束后具备条件时完成转轮的更换，预计完成时间为 2023 年 12 月。

(2) 2022 年度主要在建工程转固情况

单位：万元

项目名称	期初账面余额	本期增加	本期转固	其他减少	期末账面余额
国能长源汉川市南河乡 100MW 渔光互补光伏发电项目	14,638.78	24,389.41	38,837.85	190.34	-
国能长源石首高陵农光互补光伏发电项目	9,785.76	24,817.96	34,603.71	-	-
国电长源第一发电有限责任公司#1 煤场原煤筒仓建设项目	13,467.93	-	13,467.93	-	-
国能长源武汉青山热电有限公司废水综合治理项目	1,624.79	10,939.55	12,564.33	-	-
国能长源武汉青山热电有限公司废水综合治理	9,500.68	-	9,500.68	-	-
国电湖北电力有限公司鄂坪水电厂鄂坪水电站水毁修复改造	2,222.38	5,701.66	7,924.04	-	-
国电长源汉川第一发电有限公司热网系统三期增容水源改造	6,763.02	-	6,763.02	-	-
国能长源武汉青山热电有限公司岚图光伏项目	106.09	7,907.79	6,714.52	-	1,299.37
国能长源武汉青山热电有限公司#13、#14 机组节能优化改造	-	5,876.42	5,876.42	-	-
国能长源荆门发电有限公司 2×640MW 机组综合节能改造	1,453.31	7,308.67	5,796.79	-	2,965.19
国能长源荆州热电有限公司供热管网扩建工程	4,904.40	13,506.54	5,188.74	-	13,222.19
国能长源荆州热电有限公司 #1、#2 机组中压供热能力改造	-	2,253.50	2,253.50	-	-
国电长源汉川第一发电有限公司#1、#2 机组延寿 2021 年综合改造项目	1,990.65	80.15	2,070.80	-	-
国能长源荆州热电有限公司烟气脱硝还原剂尿素替代液氨改造	-	1,978.25	1,978.25	-	-
国能长源荆门热电厂 5.8MW 地面光伏发电项目	-	1,924.61	1,924.61	-	-
国能长源荆门热电厂 5.5MW 地面光伏发电项目	20.70	1,800.62	1,821.32	-	-

项目名称	期初账面 余额	本期增加	本期转固	其他减少	期末账面 余额
国电长源汉川第一发电有限公司#1、#3 机组热再抽汽供热改造	1,732.75	61.60	1,794.35	-	-
国能长源荆州热电有限公司铁路专用线接轨线路改造	-	1,233.25	1,233.25	-	-
国能长源十堰水电开发有限公司大峡水电站生态流量项目（加生态机组 1000KW）	109.70	920.87	1,030.57	-	-

国能长源武汉青山热电有限公司岚图光伏项目属于新建工程类项目，为岚图汽车工业园内光伏建设，2022 年末已并网投产 13.90MW，期末余额为尚未实施完毕的#1、#2 箱变部分的光伏车棚、输电线路安装等工程。

国能长源荆门发电有限公司 2×640MW 机组综合节能改造为技改项目，主要通过对荆门公司#7、#6 机组进行技术和设备改造，提高汽轮机效率和变负荷适应性，降低机组能耗。2022 年末已完成#7 机组升级改造，截至 2023 年 6 月末，#6 机组还处于施工阶段，预计 2023 年 11 月达到预定可使用状态并转固。

国能长源荆州热电有限公司供热管网扩建工程属于新建工程类项目，主要为荆州公司热网管线拓展，建设工作分为北线复线、东线复线两个分项实施。北线复线先行建设，2022 年已竣工投运；东线复线工程根据荆州公司二期机组建设情况进行实施，截至 2023 年 6 月末尚未完工，预计 2023 年底前达到预定可使用状态并转固。

（3）2021 年度主要在建工程转固情况

单位：万元

项目名称	期初账面 余额	本期增加	本期转固	其他减少	期末账面 余额
国能长源荆门发电有限公司化学制水系统增容	47.17	4,062.97	4,110.14	-	-
国能长源恩施水电开发有限公司天电渠道渡槽修复工程	-	1,188.20	1,188.20	-	-
国电长源第一发电有限责任公司网控楼室电气系统改造项目	1,080.45	-	1,080.45	-	-
国能长源武汉青山热电有限公司#14 炉空预器改造	-	1,007.62	1,007.62	-	-

（4）2020 年度主要在建工程转固情况

单位：万元

项目名称	期初账面 余额	本期增加	本期转固	其他减少	期末账面 余额
国能长源湖北新能源有限公司中华山二期项目	10,526.02	27,139.50	37,561.76	103.77	-
国电长源第一发电有限责任公司烟囱白羽项目	7.55	2,024.70	2,032.24	-	-

报告期内，发行人按照会计准则的相关规则，结合在建工程项目进展情况，将符合条件的在建工程项目及时、准确地转入固定资产。

（三）说明在建工程、固定资产减值准备计提充分性

1、在建工程及固定资产减值准备计提会计政策

根据《企业会计准则》规定及发行人会计政策，发行人于资产负债表日对在建工程、固定资产等长期资产进行检查，判断长期资产是否存在减值迹象。发行人主要根据在建工程项目建设计划、未来使用计划，并结合《企业会计准则第8号——资产减值》第五条规定，综合判断长期资产在资产负债表日是否出现减值迹象，具体包括：（1）资产的市价当期大幅下跌，其跌幅明显高于因时间的推移或者正常使用而预计的下跌；（2）企业经营所处的经济、技术或者法律等环境以及资产所处的市场在当期或者将在近期发生重大变化，从而对企业产生不利影响；（3）市场利率或者其他市场投资报酬率在当期已经提高，从而影响企业计算资产预计未来现金流量现值的折现率，导致资产可收回金额大幅度降低；（4）有证据表明资产已经陈旧过时或者其实体已经损坏；（5）资产已经或者将被闲置、终止使用或者计划提前处置；（6）企业内部报告的证据表明资产的经济绩效已经低于或者将低于预期，如资产所创造的净现金流量或者实现的营业利润远远低于预计金额等。

在建工程、固定资产于资产负债表日存在减值迹象的，进行减值测试，估计其可回收金额。减值测试结果表明长期资产的可收回金额低于其账面价值的，按其差额计提减值准备并计入减值损失。可收回金额为资产的公允价值减去处置费用后的净额与资产预计未来现金流量的现值两者之间的较高者。

2、在建工程及固定资产减值准备计提充分性

（1）在建工程减值准备计提充分性

发行人在建工程主要包括火电机组、光伏电站等工程建设项目以及改造类项

目。报告期内，发行人根据上述会计政策对在建工程进行减值测试。

对于已停止实施的在建工程项目，发行人已全额计提减值准备。报告期内，发行人计提减值准备的在建工程项目具体情况如下：

单位：万元

项目名称	计提减值准备金额	减值准备计提原因
国能长源武汉青山热电有限公司事故储灰库建设	24.53	因发行人未来规划发生变化，建设条件限制，项目停止实施
国能长源武汉青山热电有限公司烟囱白羽治理	41.98	因消除烟羽现象会增加煤耗，项目经济效益较差，项目停止实施
国能长源湖北新能源有限公司古城茨河风电项目	48.95	在对古城茨河风资源进行测风试验后，发现该区域的风资源在目前风电技术水平下开发价值较低，项目停止实施
国能长源湖北新能源有限公司洪湖小港农场光伏项目	162.70	项目规划用地属于洪湖蓄洪区域，暂时未对外放开，防洪评价报告无法获得通过，项目建设前期工作推进受阻，项目停止实施
国能长源湖北新能源有限公司齐星随县沙岗 50MWp 农光互补光伏电站并购项目	42.88	与合作方湖北省齐星汽车车身股份有限公司的并购合作开发条件未达成一致，已解除《合作框架协议》，项目停止实施
合计	321.04	-

除已计提减值准备的在建工程项目外，发行人其他在建工程项目无明显减值迹象。处于建设期的在建工程项目按计划处于建设过程中，不存在长期停建情形，未发现难以继续实施的重大障碍。处于前期阶段的在建工程项目按计划推进设计、招标等前期工作，未出现无法实施，计划终止等减值迹象情形。

（2）固定资产减值准备计提充分性

发行人固定资产主要包含机器设备、房屋及建筑物等。报告期各期末，发行人固定资产账面价值分别为 1,508,820.81 万元、1,426,174.91 万元、1,498,652.06 万元、1,527,518.01 万元，占资产总额比例分别为 73.17%、61.07%、48.60%、44.61%，是发行人最主要的资产。报告期各期末，发行人固定资产账面价值构成情况如下：

单位：万元，%

项目	2023年6月30日		2022年12月31日		2021年12月31日		2020年12月31日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
房屋建筑物	520,167.26	34.06	529,154.95	35.31	517,635.28	36.33	534,260.98	35.41

项目	2023年6月30日		2022年12月31日		2021年12月31日		2020年12月31日	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
机器设备	998,296.01	65.37	959,076.98	64.01	900,147.84	63.17	967,536.54	64.13
运输设备	1,867.34	0.12	1,957.60	0.13	1,419.78	0.10	1,277.23	0.08
其他设备	6,879.74	0.45	8,205.72	0.55	5,692.17	0.40	5,746.06	0.38
合计	1,527,210.34	100.00	1,498,395.25	100.00	1,424,895.07	100.00	1,508,820.81	100.00

注：本表格列示的固定资产不含固定资产清理。

报告期内，发行人固定资产减值准备计提情况如下：

单位：万元

项目	2023年6月30日	2022年12月31日	2021年12月31日	2020年12月31日
固定资产账面原值（A）	3,246,575.16	3,161,768.87	2,989,406.36	2,997,353.54
折旧（B）	1,704,219.82	1,648,228.63	1,551,995.23	1,473,622.07
固定资产净值（C=A-B）	1,542,355.34	1,513,540.24	1,437,411.13	1,523,731.47
当期计提减值准备（D）	-	4,521.11	231.20	2,406.95
减值准备余额（E）	15,145.00	15,145.00	12,516.06	14,910.66
固定资产账面价值（F=C-E）	1,527,210.34	1,498,395.25	1,424,895.07	1,508,820.81
计提比例（G=E/C）	0.98%	1.00%	0.87%	0.98%

报告期内，发行人针对固定资产计提的减值准备主要为发行人下属火电企业改造项目中产生的拆除淘汰设备，已经处于闲置状态，且发行人后续无继续使用安排。发行人根据相关设备可变现净额来合理估计可回收金额，进而相应计提减值准备。

除上述情形外，报告期各期末，发行人主要固定资产房屋及建筑物和机器设备整体运行状况良好，未发生价格大幅度下跌、资产损毁、闲置或终止使用等导致发行人生产连续中断或造成重大损失情形。发行人经营所处的环境在报告期内亦未发生重大变化，其余固定资产状态良好，未出现减值迹象。

三、结合关联采购政策、与集团财务公司金融服务协议主要内容，说明公司除采购煤炭以外关联采购价格及账期的公允性，是否存在与关联方资金共管、资金占用情形，借款利率是否公允，本次发行后是否会新增显失公平的关联交易，是否会对发行人的独立性造成不利影响；

（一）结合关联采购政策、与集团财务公司金融服务协议主要内容，说明公司除采购煤炭以外关联采购价格及账期的公允性

1、关联采购政策

发行人采购执行统一政策，主要分为燃煤采购与其他物资采购。

发行人火力发电主要原料为燃煤，燃煤采购包括长协煤和市场煤。长协煤即公司按照国家相关政策与煤炭企业签订年度煤炭购销合同购得，市场煤即公司通过国家能源集团的电商平台国能 e 购公开询价购得。发行人发电供热生产用煤由所属各个火电企业根据本企业燃煤需求计划直接向煤炭生产或销售企业采购。

其他物资采购主要通过控股股东国家能源集团采购平台国能 e 购进行。国能 e 购电商交易平台，隶属于国家能源集团，运营主体为关联方国能易购（北京）科技有限公司（原国能（北京）配送中心有限公司，以下简称国能易购）。国能 e 购是电力产品专属商城，拥有电子超市、电力专区、煤炭专区、询比价等业务板块，是一体化综合性采购交易平台。商城通过同类知名电商的引入，扩大项目单位小额商品采购寻源范围，实现比质比价，自动保存比价结果，实现授权范围内采购的比价，解决工业品采购单一化的问题；大力推行购销式与撮合式并存的采销业务，通过区域长协铺货，并允许生产厂商或品牌顶级代理开设旗舰店，实现了国家能源集团非招标采购业务的全流程闭环管理，有助于实现采购规范化、集约化、经济性。发行人与国家能源集团下属其他企业向国能 e 购提交采购需求后由国能 e 购进行集中采购，国能 e 购运营主体国能易购（北京）科技有限公司是发行人主要供应商之一。

对于无法在国能 e 购平台上采购的物资及服务，公司根据金额大小选择公开招标采购、竞争性谈判等方式进行采购，该类采购占比较小。

2、与集团财务公司金融服务协议主要内容

（1）服务内容

报告期内，公司与集团财务公司分别于 2020 年、2021 年、2022 年签署金融服务协议（以下分别简称 2020 年协议、2021 年协议、2022 年协议），2021 年协议和 2022 年协议提升了交易限额，其他无实质变化。

协议主要内容为集团财务公司向发行人提供以下金融服务：

1) 给予甲方综合授信额度，用于固定资产贷款、项目周转贷款、流动资金

贷款、票据承兑及贴现、非融资性保函，甲方及其控股子公司可使用该授信额度。

2) 通过资金结算系统为甲方及其成员单位搭建资金结算网络，协助甲方实现对其直属单位的资金管理。

3) 办理甲方内部转账结算，提供相应的结算、清算方案设计；

4) 协助甲方实现交易款项的收付；

5) 办理甲方及国家能源投资集团有限责任公司其他成员单位之间的委托贷款；

6) 为甲方办理票据承兑及贴现服务；

7) 吸收甲方的存款；

8) 对甲方办理财务顾问、信用鉴证及相关的咨询、代理业务；

9) 承销或分销甲方的债券；

10) 金融咨询服务：根据甲方的需求和实际情况，为甲方提供不同主题的金融信息咨询服务；

11) 其他服务：提供其他符合乙方监管机构监管要求的金融服务包括但不限于信用证、网上银行、委托贷款等)；乙方将与甲方共同探讨新的服务产品和新的服务领域，并积极进行金融创新，为甲方提供个性化的优质服务；

12) 双方同意，在乙方未来获得相关监管机构批准的前提下，乙方可以向甲方提供外汇存款、贷款、结算及结售汇等相关服务。

(2) 交易限额

项目	2022 年协议	2021 年协议	2020 年协议
直接贷款、票据承兑及贴现、非融资性保函合计每日余额	不高于 100 亿元	不高于 22 亿元	不高于 22 亿元
存款每日余额	不高于 35 亿元	不高于 20 亿元	不高于 10 亿元

(3) 定价依据

1) 发行人在集团财务公司的存款利率原则上不低于国内主要商业银行（指国有四大银行，具体包括：中国工商银行、中国农业银行、中国银行、中国建设银行，下同）向发行人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；

2) 集团财务公司对发行人的贷款利率应遵守中国人民银行有关利率管理的规定，原则上不高于国内主要商业银行向发行人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；

3) 除存款和贷款外的其他各项金融服务，其他各项金融服务的收费标准应不高于国内主要商业银行同等业务费用水平。

3、公司除采购煤炭以外关联采购价格及账期的公允性

公司除煤炭以外的关联采购主要为集团金融服务、光伏组件采购、工程服务采购等。

(1) 集团金融服务

发行人及下属子公司在集团财务公司的存款利率与国内主要商业银行的存款利率对比如下：

项目	2023 年 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
发行人及下属子公司在集团财务公司的存款利率	0.35%-0.40%	0.455%	0.455%	0.30%-0.455%
国内主要商业银行的存款利率	0.20%-0.25%	0.25%-0.30%	0.30%	0.30%

发行人在集团财务公司进行存款管理，在保证资金的安全性、流动性的前提下，既可获得持续、稳定的存款收益，同时可获得集团财务公司比其他商业银行更高效便捷的结算等服务，具有手续便捷、审批流程短等优势，可有效提高资金周转、节约交易成本，具有必要性、商业合理性。发行人在集团财务公司活期存款利率略高于国内主要商业银行，不存在损害中小股东权益的情况，定价具有公允性。

发行人及下属子公司在集团财务公司的贷款利率、国内主要商业银行的贷款利率及 LPR 对比如下：

项目		2023 年 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
1 年期以内贷款利率	发行人及下属子公司在集团财务公司的 1 年期以内贷款利率	2.30%-3.20%	2.65%-3.20%	-	

项目		2023 年 1-6 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
	发行人及下属子公司在商业银行的 1 年期以内贷款利率	1.80%-3.65%	1.80%-3.60%	1.85%-4.35%	1.85%-4.75%
	1 年期 LPR	3.55%-3.65%	3.65%-3.70%	3.80%-3.85%	3.85%-4.15%
1-5 年期贷款利率	发行人及下属子公司在集团财务公司的 1-5 年期贷款利率	2.45%-3.25%	2.65%-3.00%	3.60%	3.62%-4.75%
	发行人及下属子公司在商业银行的 1-5 年期贷款利率	1.80%-3.65%	1.85%-3.90%	2.8%-4.37%	2.8%-4.75%
5 年期以上贷款利率	发行人及下属子公司在集团财务公司的 5 年期以上贷款利率	2.55%-3.35%	2.80%-3.50%	3.82%-4.17%	-
	发行人及下属子公司在商业银行的 5 年期以上贷款利率	2.55%-3.65%	2.60%-4.90%	3.85%-4.90%	4.10%-4.90%
	5 年期以上 LPR	4.20%-4.30%	4.30%-4.60%	4.65%	4.65%-4.80%

注：贷款市场报价利率（Loan Prime Rate, LPR）是由具有代表性的银行，根据其对最优质客户的贷款利率，以公开市场操作利率（主要指中期借贷便利利率）加点形成的方式报价，由中国人民银行授权全国银行间同业拆借中心计算并公布的基础性的贷款参考利率，各金融机构主要参考 LPR 进行贷款定价。现行的 LPR 包括 1 年期和 5 年期以上两个品种。

由上表可知，发行人及下属控股子公司在集团财务公司的贷款利率与在其他银行的贷款利率不存在重大差异，贷款利率具有公允性。报告期内，发行人在商业银行贷款与集团财务公司利率的差异主要由贷款期限、担保情况不同导致。

（2）光伏组件采购

发行人报告期内光伏组件主要通过国能 e 购采购，具体情况如下：

序号	供应商	合同签订时间	采购金额（万元）	采购数量（千瓦）	采购单价（元/瓦）	支付条款
1	国能易购（北京）科技有限公司	2022 年 7 月	93,237.01	559,570.88	1.67	预付 30%，发货后支付 30%，到货验收后支付 40%
2	国能易购（北京）科技有限公司	2022 年 7 月	52,012.29	297,879.37	1.75	预付 30%，发货后支付 30%，到货验收后支付 40%
3	国能易购（北京）科技有限公司	2022 年 7 月	74,243.28	418,625.75	1.77	预付 30%，发货后支付 30%，到货验收后支付 40%

序号	供应商	合同签订时间	采购金额 (万元)	采购数量 (千瓦)	采购单价 (元/瓦)	支付条款
4	国能易购 (北京) 科技有限公司	2022 年 6 月	17,365.44	99,966.23	1.74	预付 30%，发货后支付 30%，到货验收后支付 40%
5	国能易购 (北京) 科技有限公司	2022 年 4 月	37,091.48	213,000.00	1.74	预付 30%，发货后支付 30%，到货验收后支付 30%，到货 5 个月或者货物完成投产验收后支付 10%
6	国能易购 (北京) 科技有限公司	2022 年 1 月	2,319.13	13,750.00	1.69	预付 30%，发货后支付 30%，到货验收后支付 30%，到货 5 个月或者货物完成投产验收后支付 10%
7	国能易购 (北京) 科技有限公司	2021 年 11 月	1,919.74	11,258.00	1.71	预付 30%，发货后支付 30%，到货验收后支付 30%，到货 5 个月或者货物完成投产验收后支付 10%
8	国能易购 (北京) 科技有限公司	2021 年 11 月	16,050.54	91,000.47	1.76	预付 30%，发货后支付 30%，到货验收后支付 30%，到货 5 个月或者货物完成投产验收后支付 10%
合计			294,238.91	1,705,050.69	1.73	-

注：合同选取标准为报告期内签订的合同金额大于 1,000 万元的合同。

发行人购买的主要为 210mm 规格组件。根据 Wind 数据统计，单面单晶 PERC 组件（210mm）现货平均价 2021-2022 年区间最低价格为 1.77 元/瓦，最高价格为 2.10 元/瓦。发行人此期间内通过集团电商平台集采均价为 1.73 元/瓦，略低于现货平均价，主要是集团集采规模优势导致，与现货市场价格不存在重大差异，具有公允性。

发行人采购光伏组件的支付方式通常为预付 30%，发货后支付 30%，到货验收后支付 40%。市场上部分曾披露过结算模式的组件企业结算模式如下：

序号	公司	结算模式
1	天合光能	组件业务，在直销模式下，由于客户采购规模较大且自身资信状况良好，公司对于具有一定合作历史、如约支付货款的客户按照交易金额收取不超过 30% 比例的预收款
2	TCL 中环	光伏组件采用分期收款的方式，预收款比例为总价款 10%-30%，产品发货前支付总价款的 50%-70%，到货后 1-3 个月内结清总价款的 30%-40%，部分客户存在质保款或质保保函（5%-10%），质保期满后收取
3	隆基绿能	国内惯例系按预付、发货、到货验收、最终验收分批支付

由上表可见，组件采购通常按照预付款-发货款-验收款模式结算，发行人向关联方组件采购的结算模式、账期与同行业不存在重大差异，具有公允性。

(3) 工程施工服务

发行人报告期内签署的工程施工服务合同大部分通过招标方式采购，具体情况如下：

序号	供应商	供应商获取方式	合同签订时间	合同内容	不含税合同金额 (万元)
1	国能智深控制技术有限公司	单一来源采购	2023 年 3 月	汉川发电#5 机组 DCS 系统智能一体化升级改造	1,722.12
2	国能朗新明环保科技有限公司	公开招标	2022 年 5 月	荆州公司全厂废水综合治理改造	6,113.33
3	国能信控互联技术有限公司	公开招标	2022 年 3 月	随州公司智慧管理平台（IMS）建设合同	3,749.84
4	烟台龙源电力技术股份有限公司	公开招标	2022 年 2 月	汉川一发#3、#4 机组等离子稳燃系统改造	1,033.12
5	国能龙源环保有限公司	公开招标	2022 年 3 月	荆门公司 2×640MW 机组液氨改尿素 EPC 工程改造项目	2,467.65
6	国能朗新明环保科技有限公司	公开招标	2022 年 1 月	随州公司脱硫废水零排放系统	3,556.62
7	国能朗新明环保科技有限公司	公开招标	2022 年 3 月	荆州热电二期 2×350MW 扩建工程化水系统、全厂废水零排放 EPC 总承包工程	9,168.91
8	国能龙源电气有限公司	单一来源采购	2022 年 5 月	汉川发电定位系统建设	1,300.88
9	烟台龙源电力技术股份有限公司	公开招标	2021 年 11 月	汉川一发#3、#4 锅炉贫煤改烟煤改造 EPC	13,787.09
10	北京朗新明环保科技有限公司	公开招标	2020 年 12 月	荆门公司化学制水系统增容改造项目	3,939.19
11	国能智深控制技术有限公司	直接采购	2020 年 11 月	荆门公司#6、#7 机组 DCS 系统改造项目	2,216.81
12	北京朗新明环保科技有限公司	公开招标	2020 年 6 月	汉川一发热网系统三期增容水源改造扩容项目	2,040.96
13	烟台龙源电力技术股份有限公司	公开招标	2020 年 3 月	长源一发#12(1×330MW)机组“烟囱白羽”治理项目	2,024.70
合计					53,121.22

注：合同选取标准为报告期内签订的合同金额大于 1,000 万元的合同。

发行人的工程项目主要是机组各系统的升级改造，主要通过公开招标的形式

选择供应商，各工程项目的价格、账期等条款通过招标形成，具有公允性。

(4) 设备及技术服务采购

报告期内其他金额超过 1,000 万元的合同主要为设备和技术服务采购合同，通过招标等具有市场性的方式进行采购，并经公司内部严格的审批流程进行审批后确定价格，定价和账期具有公允性，具体情况如下：

序号	供应商	供应商获取方式	合同签订时间	合同内容	不含税合同金额（万元）
设备类采购					
1	国能龙源催化剂江苏有限公司	单一来源采购	2022 年 4 月	荆门公司#6、#7 机组宽温催化剂	1,157.51
2	国电联合动力技术有限公司	公开招标	2021 年 9 月	乐城山 21MW 风电场风力发电机组采购合同	4,237.81
3	烟台龙源电力技术股份有限公司	公开招标	2021 年 3 月	随州公司低温省煤器及热媒水暖风器设备采购合同	2,522.12
技术服务类采购					
4	国能智深控制技术有限公司	公开招标	2023 年 4 月	青山公司#13、#14 机组 DCS 系统升级	1,008.85
5	国家能源集团科学技术研究院有限公司武汉分公司	直接采购	2020 年 3 月	荆门公司 3 年技术监督服务	1,086.79
6	国家能源集团科学技术研究院有限公司武汉分公司	单一来源采购	2023 年 3 月	汉川发电 3 年技术监督服务	1,412.26
合计					11,425.34

注：合同选取标准为报告期内签订的合同金额大于 1,000 万元的合同。

(二) 是否存在与关联方资金共管、资金占用情形，借款利率是否公允

发行人与关联方独立开立账户，独立支配资金，公司货币资金与大股东及关联方资金权属明晰，不存在与关联方资金共管、银行账户归集等情形。

发行人与关联方发生的往来款项均系日常经营过程中形成的往来款，具有真实的交易背景和商业实质，属于经营性往来款，不涉及《上市公司监管指引第 8 号——上市公司资金往来、对外担保的监管要求》第五条规定的资金占用情形。

发行人向集团财务公司借款利率原则上不高于国内主要商业银行向发行人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，具有公允性。具体情况详见本回复问题 1 之“三、结合关联采购政策、与集团财务公司金

融服务协议主要内容，说明公司除采购煤炭以外关联采购价格及账期的公允性，是否存在与关联方资金共管、资金占用情形，借款利率是否公允，本次发行后是否会新增显失公平的关联交易，是否会对发行人的独立性造成不利影响；”之“（一）结合关联采购政策、与集团财务公司金融服务协议主要内容，说明公司除采购煤炭以外关联采购价格及账期的公允性”之回复。

（三）本次发行后是否会新增显失公平的关联交易，是否会对发行人的独立性造成不利影响

本次发行后会新增关联交易，不会新增显失公平的关联交易。本次募集资金用于 10 个光伏发电项目和补充流动资金，会新增光伏组件、设备等采购。国能 e 购采购平台为国家能源集团下属的集中采购平台，公司除煤炭以外的日常物资、设备采购均通过国能 e 购采购平台进行，本次募投项目实施后所需光伏组件、设备等物资通过该平台进行采购，会新增与运营主体国能易购的关联交易。公司使用国能 e 购采购平台进行采购，有助于实现采购规范化、集约化、经济性，对发行人的独立性不存在不利影响。

报告期内，发行人光伏组件采购均通过国能 e 购平台进行采购，价格与账期公允，具体情况详见本回复问题 1 之“三、结合关联采购政策、与集团财务公司金融服务协议主要内容，说明公司除采购煤炭以外关联采购价格及账期的公允性，是否存在与关联方资金共管、资金占用情形，借款利率是否公允，本次发行后是否会新增显失公平的关联交易，是否会对发行人的独立性造成不利影响；”之“（一）结合关联采购政策、与集团财务公司金融服务协议主要内容，说明公司除采购煤炭以外关联采购价格及账期的公允性”之回复。

四、结合发行人投资华工创投的时间，说明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的具体情况，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）情形

（一）发行人投资华工创投情况

发行人对华工创投历次投资情况如下：

单位：万元

出资时间	出资金额	计入实收资本		计入资本公积
		认缴金额	实缴金额	

出资时间	出资金额	计入实收资本		计入资本公积
		认缴金额	实缴金额	
2000 年 8 月	1,000.00	1,000.00	1,000.00	-
2007 年 3 月	-	150.00	150.00	-
2007 年 12 月	999.00	666.00	666.00	333.00
2008 年 7 月	230.00	200.00	200.00	30.00
2010 年 6 月	2,006.00	1,180.00	1,180.00	826.00
合计	4,235.00	3,196.00	3,196.00	1,189.00

注：2007 年 3 月为资本公积及未分配利润转增股本，不涉及实际出资。

1、2000 年设立

2000 年 9 月，发行人与华中理工大学科技开发总公司、长江证券有限责任公司、武汉钢铁股份有限公司、华工科技产业股份有限公司、武汉华工大学科技园发展有限公司、武汉东湖新技术开发区发展总公司共同出资设立华工创投。华工创投成立时注册资本 6,000 万元，发行人出资 1,000 万元，出资比例为 16.67%。上述事项经发行人第二届董事会第七次会议审议通过。2000 年 8 月，发行人已全额实缴该出资。

华工创投设立时，股权结构如下：

序号	股东名称	出资金额（万元）	出资比例（%）
1	华中理工大学科技开发总公司	1,000.00	16.67
2	长江证券有限责任公司	1,000.00	16.67
3	湖北长源电力发展股份有限公司	1,000.00	16.67
4	武汉钢铁股份有限公司	1,000.00	16.67
5	华工科技产业股份有限公司	1,000.00	16.67
6	武汉华工大学科技园发展有限公司	500.00	8.33
7	武汉东湖新技术开发区发展总公司	500.00	8.33
合计		6,000.00	100.00

注：湖北长源电力发展股份有限公司为发行人曾用名。

2、2007 年资本公积及未分配利润转增股本

2007 年 3 月，华工创投 2006 年年度股东会审议通过了《关于二〇〇六年度利润分配方案的议案》，同意以资本公积 42 万元及未分配利润 858 万元，按各股东持股比例转增股本。本次资本公积及未分配利润转增股本不涉及实际出资。

本次资本公积及未分配利润转增股本后，华工创投股权结构如下：

序号	股东名称	出资金额（万元）	出资比例（%）
1	武汉华中科技大产业集团有限公司	2,300.00	33.33
2	国电长源电力股份有限公司	1,150.00	16.67
3	武汉钢铁股份有限公司	1,150.00	16.67
4	华工科技产业股份有限公司	1,150.00	16.67
5	武汉华工大学科技园发展有限公司	1,150.00	16.67
合计		6,900.00	100.00

注：国电长源电力股份有限公司为发行人曾用名。

3、2007 年增资

2007 年 12 月，华工创投 2007 年第三次临时股东会审议通过了《关于公司增资扩股的议案》，同意公司增资扩股，新增部分全部由老股东认购。发行人本次增资金额为 999 万元，对应新增注册资本 666 万元，其余 333 万元计入资本公积，本次增资后发行人出资比例为 24.00%。2007 年 12 月，发行人已全额实缴该出资。

本次增资后，华工创投股权结构如下：

序号	股东名称	出资金额（万元）	出资比例（%）
1	武汉华中科技大产业集团有限公司	2,300.00	30.40
2	国电长源电力股份有限公司	1,816.00	24.00
3	武汉钢铁股份有限公司	1,150.00	15.20
4	华工科技产业股份有限公司	1,150.00	15.20
5	武汉华工大学科技园发展有限公司	1,150.00	15.20
合计		7,566.00	100.00

4、2008 年增资

2008 年 7 月，华工创投 2008 年第一次临时股东会审议通过了《关于公司增资扩股的议案》，同意公司增资扩股。本次增资金额合计 1,380 万元，对应注册资本 1,200 万元。其中，发行人本次增资金额为 230 万元，对应新增注册资本 200 万元，其余 30 万元计入资本公积，本次增资后发行人出资比例为 23.00%。2008 年 7 月，发行人已全额实缴该出资。

本次增资后，华工创投股权结构如下：

序号	股东名称	出资金额（万元）	出资比例（%）
1	武汉华中科技大产业集团有限公司	2,700.00	30.80
2	国电长源电力股份有限公司	2,016.00	23.00
3	武汉钢铁股份有限公司	1,350.00	15.40
4	华工科技产业股份有限公司	1,350.00	15.40
5	武汉华工大学科技园发展有限公司	1,350.00	15.40
合计		8,766.00	100.00

5、2010 年增资

2010 年 6 月，华工创投 2010 年临时股东会审议通过了《股东会变更决议》，同意将公司注册资本由 10,280 万元增加至 11,460 万元。本次增资全部由发行人认购。发行人本次增资金额为 2,006 万元，对应新增注册资本 1,180 万元，其余 826 万元计入资本公积，本次增资后发行人出资比例为 27.88%。2010 年 6 月，发行人已全额实缴该出资。

本次增资后，华工创投股权结构如下：

序号	股东名称	出资金额（万元）	出资比例（%）
1	武汉华中科技大产业集团有限公司	3,575.00	31.20
2	华工科技产业股份有限公司	3,339.00	29.14
3	国电长源电力股份有限公司	3,196.00	27.88
4	武汉钢铁股份有限公司	1,350.00	11.78
合计		11,460.00	100.00

截至本回复出具日，华工创投股权结构如下：

序号	股东名称	出资金额（万元）	出资比例（%）
1	武汉华中科大资产管理有限公司	4,675.00	34.22
2	华工科技产业股份有限公司	4,439.00	32.50
3	国家能源集团长源电力股份有限公司	3,196.00	23.40
4	武汉钢铁股份有限公司	1,350.00	9.88
合计		13,660.00	100.00

发行人最后一次实缴出资为 2010 年 6 月，此后发行人未再对华工创投进行新增投入。截至本回复出具日，发行人对华工创投认缴出资额为 3,196.00 万元，认缴出资额已全部实缴完毕。发行人不存在拟继续投资华工创投情形。

（二）说明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的具体情况,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）情形

1、财务性投资及类金融业务的认定标准

根据中国证监会于 2023 年 2 月发布的《证券期货法律适用意见第 18 号》和《监管规则适用指引——发行类第 7 号》等相关规定，财务性投资和类金融业务界定如下：

（1）财务性投资

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或投资产业基金、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。金额较大是指，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）。

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。

（2）类金融业务

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、商业保理和小贷业务等。

此外，根据《监管规则适用指引——上市类第 1 号》，对上市公司募集资金投资产业基金以及其他类似基金或产品的，如同时属于以下情形的，应当认定为财务性投资：（1）上市公司为有限合伙人或其投资身份类似于有限合伙人，不具有该基金（产品）的实际管理权或控制权；（2）上市公司以获取该基金（产品）或其投资项目的投资收益为主要目的。

2、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及类金融业务情形

2023年5月29日，发行人召开第十届董事会第十四会议，审议通过了本次向特定对象发行股票的相关议案。本次董事会前六个月至本回复出具日，发行人不存在已实施或拟实施的财务性投资或类金融业务情形。具体如下：

（1）类金融业务

自本次发行相关董事会决议日前六个月起至本回复出具日，发行人不存在实施或拟实施对融资租赁、商业保理和小贷业务等类金融业务进行投资的情形。

（2）非金融企业投资金融业务

自本次发行相关董事会决议日前六个月起至本回复出具日，发行人不存在实施或拟实施的投资金融业务的情形。

（3）与公司主营业务无关的股权投资

自本次发行相关董事会决议日前六个月起至本回复出具日，发行人不存在实施或拟实施的与公司主营业务无关的股权投资的股权投资的情形。

（4）投资产业基金、并购基金

自本次发行相关董事会决议日前六个月起至本回复出具日，发行人不存在实施或拟实施的投资产业基金、并购基金的情形。

（5）拆借资金

自本次发行相关董事会决议日前六个月起至本回复出具日，发行人不存在实施或拟实施的拆借资金的情形。

（6）委托贷款

自本次发行相关董事会决议日前六个月起至本回复出具日，发行人不存在实施或拟实施的委托贷款的情形。

（7）购买收益波动大且风险较高的金融产品

自本次发行相关董事会决议日前六个月起至本回复出具日，发行人不存在实施或拟实施的购买收益波动大且风险较高的金融产品的情形。

（8）拟实施的财务性投资

自本次发行相关董事会决议日前六个月起至本回复出具日，公司不存在拟实

施的财务性投资及类金融业务。

根据上述财务性投资（包括类金融业务）的认定标准，经核查，本次发行相关董事会决议日（2023年5月29日）前六个月至本回复出具日，发行人不存在实施或拟实施财务性投资及类金融业务的情形。

（三）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）情形

截至2023年6月30日，发行人可能涉及财务性投资（包括类金融业务）的相关报表科目情况如下：

单位：万元

序号	科目	截至2023年6月30日账面价值	财务性投资金额
1	货币资金	30,678.07	-
2	预付款项	68,931.49	-
3	其他应收款	4,683.91	-
4	其他流动资产	50,699.89	-
5	其他权益工具投资	4,566.69	-
6	长期股权投资	29,012.90	13,726.06
7	其他非流动资产	260,929.13	-

1、货币资金

截至2023年6月30日，发行人货币资金余额为30,678.07万元，为30,676.32万元银行存款和1.74万元ETC车辆保证金，不属于财务性投资。

2、预付款项

截至2023年6月30日，发行人预付款项账面价值为68,931.49万元，主要为向原材料、设备供应商预付的采购款，不属于财务性投资。

3、其他应收款

截至2023年6月30日，发行人其他应收款账面价值为4,683.91万元，主要为往来款、保证金、押金、备用金等，属于与公司日常生产经营活动中密切相关的往来款项，不属于财务性投资。

4、其他流动资产

截至 2023 年 6 月 30 日，发行人其他流动资产账面价值为 50,699.89 万元，主要为待抵扣增值税进项税及预缴企业所得税，不属于财务性投资。

5、其他权益工具投资

截至 2023 年 6 月 30 日，发行人其他权益工具投资账面余额为 4,566.69 万元，具体构成如下：

单位：万元

被投资公司名称	截至 2023 年 6 月 30 日账面余额
湖北碳排放权交易中心有限公司	3,554.71
湖北电力交易中心有限公司	1,011.98
合计	4,566.69

发行人其他权益工具投资形成的原因及明细如下：

单位：万元

被投资公司名称	投资目的	投资时间	认缴金额	实缴金额	业务协同	未来处置计划	是否属于财务性投资
湖北碳排放权交易中心有限公司	参与碳排放配额交易	2018 年 3 月	3,000.00	3,000.00	产业合作	暂无	否
湖北电力交易中心有限公司	参与湖北省电力交易	2017 年 10 月	909.09	909.09	产业合作	暂无	否

注：湖北电力于 2017 年 10 月投资湖北电力交易中心有限公司，2021 年 4 月，发行人向控股股东国家能源集团发行股份购买湖北电力 100%股权的重大资产重组工作完成，湖北电力成为发行人子公司，该其他权益工具投资纳入公司合并报表。

湖北碳排放权交易中心有限公司是经国家生态环境主管部门备案、省政府批准设立的全国首批碳排放权交易试点机构，主营业务为湖北试点碳配额市场、国家自愿碳减排交易平台、湖北省绿色金融综合服务平台、全国碳交易能力建设培训中心、武汉碳普惠运营平台等的建设与运营工作。发行人作为电力企业，需参与碳排放配额交易，该投资与发行人主营业务密切相关，不属于财务性投资。

湖北电力交易中心有限公司是国家电网公司挂牌成立的第三家股份制电力交易机构，由国网湖北省电力公司与 6 家发电企业共同出资组建，主营业务为负责湖北电力市场交易平台的建设、运营和管理，组织开展湖北省内电力直接交易、合同转让交易、容量交易等电力交易。发行人作为电力企业，需参与电力交易，该投资与发行人主营业务密切相关，不属于财务性投资。

6、长期股权投资

截至 2023 年 6 月 30 日，发行人长期股权投资账面价值为 29,012.90 万元，具体如下：

单位：万元

被投资公司名称	截至 2023 年 6 月 30 日账面价值
武汉华工创业投资有限责任公司	13,726.06
国能大渡河（咸丰）小河水电有限公司	2,436.77
湖北咸丰朝阳寺电业有限责任公司	5,424.85
湖北鹤峰桃花山水电有限责任公司	4,464.69
葛洲坝汉川汉电水泥有限公司	2,318.80
湖北省巴东县沿渡河电业发展有限公司	641.73
河南东升煤业有限公司	-
国电武汉燃料有限公司	-

注 1：河南东升煤业有限公司为公司联营企业，主要从事煤矿投资、煤炭生产业务，发行人持有其 40% 的股权。东升煤业所属东升煤矿安全生产条件不完善，安全改造投入较大，生产经济效益差，长期停工停产，符合河南省政府规定的“应予关闭退出”煤矿的有关规定，被河南省列为 2017 年内拟关闭退出矿井。东升煤业于 2019 年 6 月河南省郑州市中级人民法院受理其破产清算一案后进入破产清算程序。2021 年 7 月，发行人收到东升煤业破产管理人转来的破产管辖法院河南省郑州市中级人民法院（2019）豫 01 破 24 号之四《民事裁定书》，该裁定书载明法院认可东升煤业管理人编制的《河南东升煤业有限公司破产财产分配方案》，根据破产管理人的请求终结东升煤业的破产程序，但保留管理人处理遗留问题，目前东升煤业破产财产分配工作尚未处理完毕；

注 2：国电武汉燃料有限公司由于超额亏损，2023 年 6 月末长期股权投资账面价值已经减记至 0。

发行人长期股权投资形成的原因及明细如下：

单位：万元

被投资公司名称	投资背景及投资目的	投资时间	认缴金额	实缴金额	业务协同	未来处置计划	是否属于财务性投资
武汉华工创业投资有限责任公司	推动科技成果产业化，获取投资收益	2000 年 8 月	3,196.00	3,196.00	不协同	暂无	是
国能大渡河（咸丰）小河水电有限公司	加快电源结构调整，实现水火互济，提高湖北区域利润水平	2009 年 9 月	2,303.00	2,303.00	产业投资	暂无	否
湖北咸丰朝阳寺电业有限责任公司	积极并购、开发水电项目，对恩施州农电体制改革资产打包收购	2013 年 2 月	3,168.00	3,168.00	产业投资	暂无	否

被投资公司名称	投资背景及投资目的	投资时间	认缴金额	实缴金额	业务协同	未来处置计划	是否属于财务性投资
湖北鹤峰桃花山水电有限责任公司	积极并购、开发水电项目，对恩施州农电体制改革资产包打包收购	2013年4月	1,890.00	1,890.00	产业投资	暂无	否
葛洲坝汉川汉电水泥有限公司	充分利用消化电厂产生的脱硫石膏和粉煤灰	2009年4月	1,920.00	1,920.00	产业投资	暂无	否
河南东升煤业有限公司	保障燃煤供应	2008年8月	2,000.00	2,000.00	产业投资	正在破产清算	否
国电武汉燃料有限公司	保障燃煤供应	2012年3月	3,287.67	3,287.67	产业投资	暂无	否
湖北省巴东县沿渡河电业发展有限公司	积极并购、开发水电项目，对恩施州农电体制改革资产包打包收购	2014年7月	4,200.00	4,200.00	产业投资	暂无	否

华工创投为创业投资企业，主要从事中早期项目的风险投资，投资领域主要集中在互联网、智能装备、集成电路、节能环保、生物医药等。发行人对其投资属于财务性投资。发行人对华工创投投资的具体情况详见本题回复之“（一）发行人投资华工创投情况”。

国能大渡河（咸丰）小河水电有限公司主要从事水力发电业务，与发行人主营业务相关，不属于财务性投资。

湖北咸丰朝阳寺电业有限责任公司主要从事水力发电业务，与发行人主营业务相关，不属于财务性投资。

湖北鹤峰桃花山水电有限责任公司主要从事水力发电业务，与发行人主营业务相关，不属于财务性投资。

葛洲坝汉川汉电水泥有限公司主要从事水泥生产经营，火电厂粉煤灰，脱硫石膏销售。粉煤灰、脱硫石膏为公司发电后产生的固体废弃物，葛洲坝汉川汉电水泥有限公司属于公司下游企业，与发行人经营业务相关，不属于财务性投资。

河南东升煤业有限公司主要从事煤炭生产销售业务，属于发行人上游原材料企业，与发行人经营业务相关，不属于财务性投资。

国电武汉燃料有限公司主要从事煤炭销售业务，属于发行人上游原材料企业，与发行人经营业务相关，不属于财务性投资。

湖北省巴东县沿渡河电业发展有限公司主要从事水力发电业务，与发行人主营业务相关，不属于财务性投资。

7、其他非流动资产

截至 2023 年 6 月 30 日，发行人其他非流动资产账面价值为 260,929.13 万元，主要为预付工程、设备款、待抵扣增值税进项税、预付土地款等，不属于财务性投资。

综上，截至 2023 年 6 月 30 日，公司财务性投资的账面价值为 13,726.06 万元，占归属于母公司股东净资产的比例为 1.37%，金额未超过公司合并报表归属于母公司净资产的 30%。发行人最近一期末不存在持有金额较大、期限较长的财务性投资（包括类金融业务）情形。

五、其他业务的具体内容，毛利率较高的原因及合理性；投资性房地产对应的土地性质及具体情况，是否属于住宅或商业房地产经营业务，发行人及其子公司、参股公司是否持有其他住宅用地、商业用地及商业地产，是否涉及房地产开发、经营、销售等业务，是否具有房地产开发资质

（一）其他业务的具体内容，毛利率较高的原因及合理性

1、其他业务收入的具体内容

报告期内，公司其他业务收入、成本及毛利率情况如下所示：

单位：万元

项目	2023 年 1-6 月			2022 年度			2021 年			2020 年度		
	收入	成本	毛利率	收入	成本	毛利率	收入	成本	毛利率	收入	成本	毛利率
粉煤灰综合利用	6,903.86	481.62	93.02	19,656.72	1,272.36	93.53	25,186.63	3,017.59	88.02	18,946.92	2,062.35	89.12
固定资产租赁、物业管理	1,155.17	638.60	44.72	2,341.09	1,357.41	42.02	2,494.72	1,342.85	46.17	3,273.91	1,875.02	42.73
其他	1,520.30	218.07	85.66	2,469.47	958.66	61.18	2,208.73	926.74	58.04	1,627.77	1,231.02	24.37
合计	9,579.34	1,338.30	86.03	24,467.28	3,588.42	85.33	29,890.08	5,287.19	82.31	23,848.60	5,168.39	78.33

2、毛利率较高的原因及合理性

其他业务收入毛利较高的主要原因是由于粉煤灰综合利用所致。粉煤灰是从

煤燃烧后的烟气中收捕下来的细灰，是火电厂排出的主要固体废物，可以作为建筑原材料，公司主要将其销售给水泥加工厂等。由于粉煤灰不属于副产品，并未分摊相关主要成本，毛利相对较高。其他则主要为废旧物资处置收入、培训收入、委托运营收入等，由于业务成本较低，毛利也相对较高。

（二）投资性房地产对应的土地性质及具体情况，是否属于住宅或商业房地产经营业务，发行人及其子公司、参股公司是否持有其他住宅用地、商业用地及商业地产，是否涉及房地产开发、经营、销售等业务，是否具有房地产开发资质

1、投资性房地产对应的土地性质及具体情况，是否属于住宅或商业房地产经营业务

发行人及其子公司持有投资性房地产情况如下：

序号	投资性房地产名称	产权人	地址	建筑面积(m²)	土地性质
1	荆门热电厂附属大楼	国家能源集团长源电力股份有限公司荆门热电厂	荆门市掇刀区白庙路 80 号	7,348.70	城镇住宅用地
2	国家能源大厦	国能长源武汉实业有限公司	洪山区徐东大街 63 号	5,620.36	其他商服用地
3	民族东路 7 层办公楼	国能长源恩施水电开发有限公司	恩施市小渡船街道办事处民族东路 12 号 1 幢 101-701 号	3,000.80	公共管理与公共服务用地-机关团体用地/办公

上述第 1 项房产系 1978 年在生产厂区配套住宅用地自建，国家能源集团长源电力股份有限公司荆门热电厂主营为火力热电，并未从事房地产开发相关业务，该房产建设初衷为满足主业需求配套建设，后因使用率较低，故将其出租，收取租赁费用，因此作为投资性房地产列报。

上述第 2 项房产系国能长源武汉实业有限公司以出让方式取得商服用地自建而成，2013 年整体装修完成后主要用于发行人和关联公司办公使用，其余承租主体系国家能源局华中监管局、华中电力国际经贸有限责任公司，上述主体全部与发行人主营业务相关，收取租赁费用，因此作为投资性房地产列报。

上述第3项房产系2012年10月与恩施州人民政府国有资产监督管理委员会签订《湖北省整体产权及控股股权转让产权交易合同》及《湖北省整体产权及控股股权转让产权交易合同之补充协议》，收购恩施州农电体制改革发电资产包（包含此房产）取得。为盘货资产，提高资产使用效率，将其对外出租，因此作为投资性房地产列报。

报告期内，发行人的主营业务为电力、热力生产，主营业务收入占营业总收入比重在97%以上，其他业务收入主要系下属子公司粉煤灰综合利用、物业出租以及废旧物资处置、受托运营、业务培训等。发行人及其子公司持有的土地及相关房产主要用于自身办公、生产，不存在自行建设房屋以开展房地产经营业务的情况。

报告各期末发行人投资性房地产账面价值分别为11,588.07万元、11,178.84万元、10,721.62万元及10,493.01万元，占各期末非流动资产的比例为0.62%、0.58%、0.40%及0.35%，主要系下属子公司出租少量闲置办公室、生产配套用房以提高资产利用率所致，该等闲置资产出租的行为不涉及房地产经营业务。

2、发行人及其子公司、参股公司是否持有其他住宅用地、商业用地及商业地产，是否涉及房地产开发、经营、销售等业务，是否具有房地产开发资质

（1）发行人及其子公司、参股公司持有其他住宅用地、商业用地及商业地产情况

截至本回复出具日，发行人及其子公司、参股公司持有其他住宅用地、商业用地及商业地产情况如下：

序号	所有权人	证书编号	地址或位置	规划用途	建筑面积 m ²
1	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025200号	青馨居住宅2-1-103	住宅	76.36
2	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025194号	青馨居住宅2-1-203		76.36
3	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025196号	青馨居住宅2-1-303		76.36
4	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025185号	青馨居住宅2-1-403		76.36

序号	所有权人	证书编号	地址或位置	规划用途	建筑面积 m ²
5	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025302号	青馨居住宅2-1-503		76.36
6	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025304号	青馨居住宅2-1-603		76.36
7	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025301号	青馨居住宅2-1-703		76.36
8	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025300号	青馨居住宅2-1-803		76.36
9	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025303号	青馨居住宅2-1-903		76.36
10	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025252号	青馨居住宅2-1-1003		76.36
11	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025293号	青馨居住宅2-1-1103		76.36
12	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025249号	青馨居住宅2-1-1203		76.36
13	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025193号	青馨居住宅2-1-1303		76.36
14	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025197号	青馨居住宅2-1-1403		76.36
15	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025208号	青馨居住宅2-1-1503		76.36
16	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025199号	青馨居住宅2-1-1603		76.36
17	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025209号	青馨居住宅2-1-1703		76.36
18	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025210号	青馨居住宅2-1-1803		76.36
19	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025184号	青馨居住宅2-1-1903		76.36
20	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025190号	青馨居住宅2-1-2003		76.36

序号	所有权人	证书编号	地址或位置	规划用途	建筑面积 m ²
21	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025183号	青馨居住宅2-1-2103		76.36
22	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025188号	青馨居住宅2-1-2203		76.36
23	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025186号	青馨居住宅2-1-2303		76.36
24	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025185号	青馨居住宅2-1-2403		76.36
25	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025187号	青馨居住宅2-1-2503		76.36
26	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025191号	青馨居住宅2-1-2603		76.36
27	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025211号	青馨居住宅2-1-2703		76.36
28	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025212号	青馨居住宅2-1-2803		76.36
29	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025289号	青馨居住宅2-1-2903		76.36
30	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025295号	青馨居住宅2-1-3003		76.36
31	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025294号	青馨居住宅2-1-3103		76.36
32	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025284号	青馨居住宅2-1-3203		76.36
33	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025283号	青馨居住宅2-1-3303		76.36
34	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025192号	青馨居住宅2-1-3403		76.36
35	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025250号	青馨居住宅2-1-204		76.36
36	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025251号	青馨居住宅2-1-304		76.36

序号	所有权人	证书编号	地址或位置	规划用途	建筑面积 m ²
37	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025296号	青馨居住宅2-1-404		76.36
38	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025201号	青馨居住宅2-1-504		76.36
39	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025258号	青馨居住宅2-1-604		76.36
40	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025257号	青馨居住宅2-1-704		76.36
41	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025256号	青馨居住宅2-1-804		76.36
42	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025255号	青馨居住宅2-1-904		76.36
43	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025253号	青馨居住宅2-1-1004		76.36
44	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025287号	青馨居住宅2-1-1104		76.36
45	国能长源武汉青山热电有限公司	鄂(2018)武汉青山不动产权第0025291号	青馨居住宅2-1-1204		76.36
46	国能长源武汉青山热电有限公司	武房权证市字第200103652号	武汉市洪山区徐东路汪家墩	住宅	256.96
47	国能长源武汉青山热电有限公司	武房房自字第06-01780号	苗圃小区	住宅	1,872.44
48	国能长源武汉青山热电有限公司	武房房自字第06-01093号	红钢三街	住宅	1,386.54
49	国电长源汉川第一发电有限公司	鄂(2023)汉川市不动产权第0006553号	一发汉川生活区	住宅用地/其他集体宿舍	40,856.35
50	国电长源汉川第一发电有限公司	暂未完成不动产转移登记手续	东湖山庄汉新花苑	住宅	5,527.73

上述房产中,第 1-45 项房产系国能长源武汉青山热电有限公司原厂区内职工宿舍被拆迁还建取得,现作为公司引进人才公寓使用;第 46-48 项房产系国能长源武汉青山热电有限公司通过购买取得,用于集体职工居住;第 49 项房产为发行人生产厂区配套的集体宿舍,用于集体职工居住;第 50 项房产为国电长源汉川第一发电有限公司吸收合并湖北汉新发电有限公司取得资产,正在办理不动产转移登记手续,目前为闲置状态。

(2) 发行人及其子公司、参股公司不涉及房地产开发、经营、销售等业务，不具有房地产开发资质

根据《中华人民共和国城市房地产管理法》第三十条：“房地产开发企业是以营利为目的，从事房地产开发和经营的企业”；根据《城市房地产开发经营管理条例》第二条：“房地产开发经营，是指房地产开发企业在城市规划区内国有土地上进行基础设施建设、房屋建设，并转让房地产开发项目或者销售、出租商品房的行为”；根据《房地产开发企业资质管理规定》第三条：“房地产开发企业应当按照本规定申请核定企业资质等级。未取得房地产开发资质等级证书的企业，不得从事房地产开发经营业务。”

发行人 2021 年 2 月 25 日前经营范围包含“房地产项目投资和管理”业务，2021 年 1 月 26 日、2 月 23 日分别召开了第九届董事会第十五次会议、2021 年第二次临时股东大会，审议通过了《关于修订公司章程的议案》，2021 年 2 月 25 日办理完成经营范围变更登记手续，取得了湖北省市场监督管理局换发的《营业执照》。工商变更完成后，发行人经营范围不再包含“房地产项目投资和管理”业务。

发行人子公司国能长源武汉实业有限公司原经营范围包含“房地产开发”，2021 年 1 月 29 日办理经营范围变更登记手续，取得了洪山区市场监督管理局换发的《营业执照》，经营范围不再包含“房地产开发”业务。

除上述实体在经营范围变更之前曾涉及房地产开发、经营、销售等业务以外，报告期内发行人其他子公司、参股公司不涉及房地产开发、经营、销售等业务，不具有房地产开发资质。上述实体经营范围变更之后，也不再涉及房地产开发、经营、销售等业务，不再具有房地产开发资质。

2021 年 4 月 27 日，发行人已就不从事房地产业务相关事宜出具专项承诺如下：“公司及所属的全资、控股子公司后续不会再续期或者重新办理房地产开发资质，现在以及将来均不会开展房地产的开发和销售业务。”该承诺处于正常履行中，不存在违反承诺的情形。

综上，截至本回复出具日，发行人及其子公司、参股公司的经营范围均不涉及房地产开发、经营、销售等相关业务类型，未从事房地产开发业务，不具有房

地产开发资质。

六、请发行人补充披露（1）（2）相关风险

（一）经营业绩及毛利率变动风险

发行人已在募集说明书“重大事项提示”之“十二、公司特别提示投资者对下列重大风险予以充分关注”及“第六节与本次发行相关的风险因素”之“一、对发行人核心竞争力、经营稳定性及未来发展可能产生重大不利影响的因素”中补充披露以下风险：

“（一）经营业绩及毛利率变动风险

2020 年度、2021 年度、2022 年度和 2023 年 1-6 月，公司毛利率分别为 13.49%、1.33%、4.84%和 11.74%，归属于母公司股东的净利润分别为 100,145.96 万元、-2,535.03 万元、12,283.25 万元和 38,088.29 万元。2021 年受煤炭价格大幅上涨影响，导致火电业务及售热业务毛利率大幅下滑，从而使得公司经营业绩出现较大下滑；2022 年煤炭价格持续处于高位，但收入端上网电价的有效缓解了成本端煤炭价格较高的压力，公司经营业绩有所改善；2023 年以来，随着煤炭价格逐步回落，公司经营业绩出现明显好转。但若未来燃煤价格再次出现大幅度上涨情形或因电力需求因素变动导致上网电价出现下滑情形，将对公司经营业绩和毛利率产生不利影响。”

（二）在建工程及固定资产减值风险

发行人已在募集说明书“重大事项提示”之“十二、公司特别提示投资者对下列重大风险予以充分关注”及“第六节与本次发行相关的风险因素”之“一、对发行人核心竞争力、经营稳定性及未来发展可能产生重大不利影响的因素”中补充披露以下风险：

“（四）在建工程及固定资产减值风险

截至 2020 年末、2021 年末、2022 年末和 2023 年 6 月末，公司在建工程账面价值分别为 44,613.02 万元、140,060.49 万元、760,742.83 万元和 972,362.07 万元，占非流动资产的比例分别为 2.42%、7.22%、28.33%和 32.24%。2022 年以来，公司持续开展随州 2*66 万千瓦火电项目、荆州热电厂二期扩建项目以及多

个光伏发电项目建设，在建工程账面价值增长较快。若未来市场环境、行业政策等因素发生重大变化，导致公司主要在建工程实施进度不及预期，甚至项目无法继续实施，则公司存在在建工程可能存在减值风险，从而对公司业绩造成不利影响。

截至 2020 年末、2021 年末、2022 年末和 2023 年 6 月末，公司固定资产账面价值分别为 1,508,820.81 万元、1,426,174.91 万元、1,498,652.06 万元、1,527,518.01 万元，占资产总额比例分别为 73.17%、61.07%、48.60%、44.61%，占比较高。公司固定资产主要包括房屋及建筑物和机器设备。公司持续开展火电、光伏等项目建设，随着在建工程项目逐步转固，公司固定资产账面价值将进一步提升。若未来公司生产经营环境、湖北地区用电需求等发生不利变化，可能导致固定资产出现废弃、闲置等情形，存在固定资产计提减值准备的风险，从而对公司业绩造成不利影响。”

七、中介机构核查情况

（一）核查程序

针对问题（1）（2）（3）（4），保荐机构和申报会计师履行了以下核查程序：

1、取得发行人报告期内各业务板块营业收入、营业成本构成明细，分析经营业绩及毛利率波动的主要原因；

2、查阅同行业可比公司定期报告，分析发行人经营业绩变动的合理性；

3、查阅主管部门对售热业务电量奖励相关文件，向生产与燃料管理部、市场运营部相关业务人员了解售热业务开展的具体情况；

4、查阅发行人在建工程和固定资产核算会计政策；

5、查阅发行人在建工程明细表，对报告期内新增在建工程投入进行抽样检查，复核项目的可行性研究报告、工程进度单、验收单、合同以及付款单据等支持性文件，检查发行人在建工程归集的内容、金额、依据及核算的准确性；

6、对发行人相关人员进行访谈，了解发行人在建工程转固时点。结合工程项目资料复核项目施工进度、生产运行情况，复核在建工程转固时点是否合理；

7、了解发行人识别在建工程、固定资产减值迹象的标准，对大额在建工程、

固定资产状态进行实地观察并根据发行人经营状况、固定资产运行情况以及在建工程建设进度等复核发行人对固定资产及在建工程识别的减值迹象是否完整恰当；

8、查阅了发行人采购制度，发行人与集团财务公司签订的金融服务协议及存贷款合同，检查发行人与关联方签订的大额交易合同；

9、对比发行人在集团财务公司存贷款利率与市场利率、比较发行人光伏组件采购价格与市场价格、比较发行人同行业采购结算模式，分析发行人关联采购定价的公允性；

10、查阅华工创投工商资料及发行人历次投资华工创投的决议文件、拨款单、银行回单及会计凭证；

11、查阅发行人财务报表、定期报告、审计报告及附注以及相关科目明细，逐项核查本次发行相关董事会决议日前六个月起至本回复出具日发行人是否存在财务性投资情况；

12、查阅发行人的董事会、监事会、股东大会相关会议文件及其他公开披露文件，了解本次发行董事会前六个月至今，发行人是否存在实施或拟实施的财务性投资的情形。

针对问题（5），保荐机构和发行人律师履行了以下核查程序：

1、获取发行人其他业务收入及成本明细表，根据业务特点分析毛利率较高的原因；

2、获取发行人投资性房地产不动产权证书、租赁合同；

3、查阅《中华人民共和国城市房地产管理法》《城市房地产开发经营管理条例》《房地产开发企业资质管理规定》等法律、法规对房地产开发、经营、销售的释义；

4、获取发行人募集说明书及所持不动产的权属证书、发行人关于不从事房地产业务相关事宜出具承诺的公告；

5、通过国家企业信用信息公示网查询发行人及其子公司、参股公司经营范围及变更情况，核查是否包含房地产开发、经营、销售等经营内容或资质。

（二）核查意见

针对问题（1）（2）（3）（4），经核查，保荐机构和申报会计师认为：

1、报告期内，发行人经营业绩和毛利率水平下滑主要原因是受煤炭价格大幅上涨所致，2023年1-6月发行人经营业绩及毛利率均有明显改善。

报告期内，发行人售热业务毛利率持续为负，一方面受煤炭价格大幅上升影响，公司毛利率大幅下滑；另一方面为履行社会责任，售热价格难以直接快速传导至终端。

2、报告期内，发行人不存在未及时转固情形，发行人对存在减值迹象的在建工程及固定资产已充分计提减值；

3、发行人在集团财务公司存贷款利率与市场利率不存在重大差异，光伏组件采购价格与市场价格不存在重大差异，结算模式与同行业相似，发行人关联采购定价及账期具有公允性；发行人不存在与关联方资金共管、资金占用情形，借款利率公允。本次发行后不会新增显失公平的关联交易，不会对发行人的独立性造成不利影响。

4、自本次发行相关董事会决议日前六个月起至今，发行人不存在实施或拟实施的财务性投资及类金融业务情形，发行人最近一期末未持有金额较大的财务性投资（包括类金融业务）。

针对问题（5），经核查，保荐机构和发行人律师认为：

报告期内发行人其他业务主要为粉煤灰综合利用、物业出租以及废旧物资处置、受托运营、业务培训等，由于业务性质的特殊性，相关成本较低，毛利相对较高具有合理性；发行人投资性房地产主要系下属子公司出租少量闲置办公室、生产配套用房以提高资产利用率所致，该等闲置资产出租的行为不涉及房地产经营业务。截至本回复出具日，发行人及其子公司、参股公司持有其他住宅用地，但经营范围均不涉及房地产开发、经营、销售等相关业务类型，未从事房地产开发业务，不具有房地产开发资质。

问题 2

本次发行拟募集资金总额不超过 300,000 万元，扣除发行费用后的募集资金将投向汉川市新能源百万千瓦基地二期项目等十个募投项目和补充流动资金。募投项目中，部分升压站拟使用的土地尚未取得土地使用权证，就未取得土地权证的项目，当地政府部门出具了证明，但各地证明内容存在一定差异；光伏方阵部分拟通过租赁土地实施。多个募投项目在环评有效期内因投资额发生变更再次申请取得环评。发行人主营业务为电力、热力生产，均在湖北省内销售，控股股东国家能源集团下属其他企业在湖北省内存在相同或相似业务，主要为可再生能源电站，申请材料显示发行人与国家能源集团的可再生能源发电业务不存在实质性同业竞争，且保障性消纳部分与市场化交易部分均不存在实质性同业竞争，未来公司将根据政策、市场与公司实际情况，逐步参与可再生能源电力市场化交易。2022 年 6 月 8 日，公司与大渡河公司、大渡河新能源公司签署《委托经营管理协议》，全面承接 4 家水电企业和 2 家水电厂的管理责任。公司与国电电力的同业竞争问题已基本解决。2022 年及 2023 年一季度，发行人可再生能源发电业务毛利率大幅下滑。

请发行人补充说明：（1）本次募投项目涉及的土地使用是否合法合规，是否存在占用基本农田、违规使用农用地等其他不符合国家土地法律法规政策的情形，募投项目生产经营期限是否与土地租期相匹配；结合尚未取得土地的募投项目的用地落实情况当地政府部门出具证明的差异情况，说明取得项目用地是否存在实质性障碍，预计取得时间，若未办理完成是否会对募投项目正常实施产生不利影响及发行人拟采取的有效应对措施；（2）结合部分募投项目多次办理环评的原因及项目内容变更情况，说明本次募投项目是否已履行有关部门审批、备案等程序，相关资质是否完备，投资额发生变更的原因；结合募投项目董事会前投入资金情况，最新建设进展等情况，说明相关建设是否合法合规，是否存在未批先建等违规及被处罚情形；（3）公司认定不存在实质性同业竞争、相关同业竞争问题已基本解决的表述是否规范、准确，结合控股股东控制的其他企业实际经营业务情况、发行人对受托管理的国电电力在鄂水电资产的财务处理情况、托管协议具体内容、目前进展及托管期限等，说明已存在的同业竞争是否构成重大不利影响，如是，是否已制定解决方案并明确未来整合时间安排，是否损害上市公司利益，

公司认为市场化交易的可再生能源电力不存在实质性同业竞争的理由和依据,认定是否准确,本次募投项目实施后是否会新增重大不利影响的同业竞争;(4)结合行业发展趋势、优惠补贴措施(如有)、募投项目新增装机容量情况、合同协议明细内容、气候变化情况等,说明募投项目新增装机容量的消纳措施,是否存在无法盈利的风险,并结合报告期内近似建设项目、同类业务业绩实现情况、同行业可比情况,说明效益测算的谨慎性、合理性;(5)结合本次募投项目的固定资产投资进度、折旧摊销政策等,量化分析本次募投项目新增折旧摊销对发行人未来盈利能力及经营业绩的影响;(6)结合未来三年发行人资金缺口的具体计算过程、日常运营需要、货币资金余额及使用安排、前次募集资金中闲置募集资金补充流动资金及进行现金管理等情况,说明本次补充流动资金的必要性。

请发行人补充披露(1)(2)(4)(5)相关风险。

请保荐人核查并发表明确意见,请会计师核查(4)(5)并发表明确意见,请发行人律师核查(1)(2)(3)并发表明确意见。

回复:

一、本次募投项目涉及的土地使用是否合法合规,是否存在占用基本农田、违规使用农用地等其他不符合国家土地法律法规政策的情形,募投项目生产经营期限是否与土地租期相匹配;结合尚未取得土地的募投项目的用地落实情况与当地政府出具证明的差异情况,说明取得项目用地是否存在实质性障碍,预计取得时间,若未办理完成是否会对募投项目正常实施产生不利影响及发行人拟采取的有效应对措施

(一)本次募投项目涉及的土地使用是否合法合规,是否存在占用基本农田、违规使用农用地等其他不符合国家土地法律法规政策的情形,募投项目生产经营期限是否与土地租期相匹配

1、永久性用地的合法合规情况,是否存在占用基本农田、违规使用农用地等其他不符合国家土地法律法规政策的情形

本次募投项目的升压站等永久性设施用地,国能长源荆门市源网荷储百万千瓦级新能源基地钟祥子项目光伏电站已经取得不动产权证,国能长源荆门屈家岭罗汉寺 70MW 农光互补光伏发电项目(一期)正在办理受让升压站建设用地的

不动产权证转移登记手续，预计将很快完成权利主体变更。其余八个项目升压站用地不动产权手续正在办理，均已取得了当地政府出具的证明。本次募投项目涉及的永久性用地不存在占用基本农田、违规使用农用地等其他不符合国家土地法律法规政策的情形，取得不动产权的办理程序符合《中华人民共和国土地管理法》等相应法律法规的规定。

2、租赁土地的合法合规情况，是否存在占用基本农田、违规使用农用地等其他不符合国家土地法律法规政策的情形

(1) 租赁集体土地的程序履行情况

截至本回复出具日，十个募投项目已就项目经营期光伏方阵用地签订了租赁合同。

根据《中华人民共和国民法典》《中华人民共和国土地管理法》《中华人民共和国农村土地承包法》等相应法律法规的规定，发行人自村集体或地方政府承租集体土地应履行的程序如下：

村集体出租未发包土地或代为出租村民承包地应当履行的程序包括：1）签订用地协议；2）未承包到户土地出租给村集体以外成员的，村集体应完成内部民主决策程序；已承包到户土地出租的，村集体受托流转应取得承包人授权；3）未承包到户土地出租给村集体以外成员的，应经乡（镇）及以上人民政府批准；已承包到户土地出租的，应向发包方备案。

地方政府受集体经济组织或土地承包人委托出租集体土地应当履行的程序包括：1）签订用地协议；2）未承包到户土地受托出租的，政府应取得村集体授权；已承包到户土地出租的，政府受托流转应取得承包人的授权；3）未承包到户土地出租给村集体以外成员的，应经乡（镇）及以上人民政府批准；已承包到户土地出租的，应向发包方备案。

本次十个募投项目均已与村集体或地方政府签署了土地租赁协议或土地流转协议，并根据上述相关法律法规规定履行相应的程序。募投项目土地租赁的基本情况以及已履行的程序情况具体如下：

序号	项目名称	租赁合同编号	出租方	租赁地类	是否为 已分包 土地	已分包土地		未分包土地		如为转租/受托 出租是否取得 许可
						是否 已取得 流转委 托	是否 已在 发包 方备 案	是否 取得 三分 之二 以上 村民 决议	是否 取得 乡镇 及以 上政 府批 准	
1	汉川市新能源百万 千瓦基地二期项目	华严农场： HCXNY-FW-2023-006 号	湖北省国营华严农场	坑塘水面	否 ^{注1}	不适用		不适用		不适用
		麻河镇： GDHC-QT-2022-001 号	汉川市麻河镇人民政府	坑塘水面	是	是	是 ^{注2}	不 适 用	不 适 用	是
2	汉川市新能源百万 千瓦基地三期项目	分水乡： HCXNY-FW-2023-001 号)	汉川市分水乡人民政府	坑塘水面	否	不适用		是	是 ^{注3}	是
3	国能长源随州市随 县百万千瓦新能源 多能互补基地二期 100MW 项目	尚市镇：CYSX-XNY-2023-005 号	随州市随县尚市镇社九 村村民委员会、苏家村村 民委员会、王家河村村 民委员会	园地	否	不适用		是	是 ^{注4}	不适用
4	国能长源荆门市源 网荷储百万千瓦级 新能源基地钟祥子 项目光伏电站	钟祥市长寿镇农光互补电站 项目土地流转协议	钟祥市长寿镇人民政府	一般耕地	否	不适用		是	是 ^{注5}	是
5	国能长源潜江浩口 200MW 渔光互补光 伏发电项目	浩口镇： GNJR-KJFZ-HT-[2023]032 号	潜江市浩口镇人民政府	坑塘水面	是	是	是 ^{注6}	不 适 用	不 适 用	是
6	国能长源谷城县冷 集镇 230MW 农光	国能长源谷城新能源有限公 司国能长源谷城县冷集镇	谷城县冷集镇人民政府	一般耕地、 园地	否	不适用		是	是 ^{注7}	是

序号	项目名称	租赁合同编号	出租方	租赁地类	是否为已分包土地	已分包土地		未分包土地		如为转租/受托出租是否取得许可
						是否已取得流转委托	是否已在发包方备案	是否取得三分之二以上村民决议	是否取得乡镇及以上政府批准	
	互补光伏发电项目	230MW 农光互补光伏发电项目土地租赁合同								
7	国能长源荆州市纪南镇 100MW 渔光互补光伏发电项目	GNJR-KJFZ-HT-[2023]022 号	荆州纪南生态文化旅游区纪南镇董场村村民委员会	坑塘水面	是	是	是 ^{注8}	不适用	不适用	不适用
8	国能长源巴东县沿渡河镇 100MW 农光互补光伏发电项目	石喊山村： QSRD-QTHT（2022）032 号 天池村： QSRD-QTHT（2022）033 号	恩施巴东县沿渡河镇石喊山村、天池村村民委员会	一般耕地	是	是	是 ^{注9}	不适用	不适用	不适用
9	国能长源荆门屈家岭罗汉寺 70MW 农光互补光伏发电项目（一期）	QJLXNYH-DL-26-（2023）2 号	荆门市屈家岭管理区罗汉寺办事处	一般耕地	否 ^{注10}	不适用		不适用		不适用
10	国电长源谷城县盛康镇 50MW 农光互补光伏发电项目	大王庙村： 谷城新能源（2023）10 号 付湾村： 谷城新能源（2023）9 号 贾庙村： 谷城新能源（2023）7 号	襄阳市谷城县盛康镇大王庙村村民委员会、付湾村村民委员会、贾庙村村民委员会、三官庙村村民委员会	一般耕地、园地	是	是	是 ^{注11}	不适用		不适用

序号	项目名称	租赁合同编号	出租方	租赁地类	是否为已分包土地	已分包土地		未分包土地		如为转租/受托出租是否取得许可
						是否已取得流转委托	是否已在发包方备案	是否取得三分之二以上村民决议	是否取得乡镇及以上政府批准	
		三官庙村： 谷城新能源（2023）8号								

注 1：国有农用地，县政府予以同意备案；

注 2：镇政府为发包方，同时为合同签订主体；

注 3：镇政府为合同签订主体，同时对租赁土地予以同意确认；

注 4：镇政府作为签订合同的丙方见证确认；

注 5：镇政府为合同签订主体，同时对租赁土地予以同意确认；

注 6：镇政府为发包方，同时为合同签订主体；

注 7：镇政府为合同签订主体，同时对租赁土地予以同意确认；

注 8：镇政府对租赁土地予以同意备案；

注 9：镇政府对租赁土地予以同意备案；

注 10：国有农用地，区管委会予以同意备案；

注 11：镇政府对租赁土地予以同意备案。

(2) 租赁农用地的政策规定，是否存在占用基本农田、违规使用农用地等其他不符合国家土地法律法规政策的情形

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

2023 年 3 月 20 日，自然资源部办公厅、国家林业和草原局办公室、国家能源局综合司联合发布《关于支持光伏发电产业发展规范用地管理有关工作的通知》（自然资办发[2023]12 号文，以下简称《12 号文》），规定了“本通知自发布之日起施行。施行之前已按照《关于支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的意见》（国土资规[2017]8 号）规定批准立项的光伏发电项目（包括动工和未动工建设），可按批准立项时用地预审和用地有关意见执行，不得扩大项目用地面积和占用耕地林地草地面积”。

根据上述政策的规定，光伏复合项目、扶贫项目可使用永久基本农田以外的农用地铺设光伏方阵，其他光伏项目可使用未利用地铺设光伏方阵。根据已签订的租赁合同，上述租赁土地涉及到地类为一般耕地、坑塘水面或园地，不存在占用基本农田的情形。根据十个募投项目首次取得的《湖北省固定资产投资项目备案证》，建设模式为“与设施农业相结合的光伏电站”“多能互补光伏电站”，属于光伏复合项目且取得备案证的时间在《12 号文》施行之前，按照《8 号文》及《12 号文》的规定可使用永久基本农田以外的农用地铺设光伏方阵。

综上，上述项目租赁农用地的行为符合《8 号文》《12 号文》的规定，不存在占用基本农田、违规使用农用地等其他不符合国家土地法律法规政策的情形。

3、募投项目生产经营期限是否与土地租期相匹配

已签订租赁合同的募投项目均为光伏发电项目，其生产经营期均为 25 年，其租赁合同有关租赁期限的安排如下：

序号	项目名称	租赁合同	租期及续租安排	租期及续租安排是否足以覆盖经营期限
1	汉川市新能源百万千瓦基地二期项目	华严农场： HCXNY-FW-2023-006 号	1.土地租赁期限首期为 20 年。土地租赁的起租日为甲方提供足量的光伏土地数量，且甲乙双方共同确认的正式开工日(以双方确认书为准)； 2.《土地租赁合同》期限届满后，乙方对该宗土地享有优先租赁权； 3.因本项目运营周期超出法律规定土地最长租赁 20 年期限，甲、乙双方须通讨签订补充协议的方式延长土地租赁期限直至乙方项目 25 年运营期届满，补充协议的内容应与本合同保持一致。	是
2		麻河镇： GDHC-QT-2022-001 号	1.土地租赁期限首期为 20 年。土地租赁的起租日为甲方提供足量的光伏土地数量，且甲乙双方共同确认的正式开工日(以双方确认书为准)； 2.《土地租赁合同》期限届满后，乙方对该宗土地享有优先租赁权； 3.因本项目运营周期超出法律规定土地最长租赁 20 年期限，甲、乙双方须通讨签订补充协议的方式延长土地租赁期限直至乙方项目 25 年运营期届满，补充协议的内容应与本合同保持一致。	是
3	汉川市新能源百万千瓦基地三期项目	分水镇： HCXNY-FW-2023-001 号	1.土地租赁期限首期为 20 年。土地租赁的起租日为甲方提供足量的光伏土地数量，且甲乙双方共同确认的正式开工日(以双方确认书为准)； 2.《土地租赁合同》期限届满后，乙方对该宗土地享有优先租赁权； 3.因本项目运营周期超出法律规定土地最长租赁 20 年期限，甲、乙双方须通讨签订补充协议的方式延长土地租赁期限直至乙方项目 25 年运营期届满，补充协议的内容应与本合同保持一致。	是

序号	项目名称	租赁合同	租期及续租安排	租期及续租安排是否足以覆盖经营期限
4	国能长源随州市随县百万千瓦新能源多能互补基地二期100MW项目	尚市镇： CYSX-XNY-2023-005号	租赁期限自2022年12月01日至2042年11月30日止。合作期限届满后，若项目公司需要继续经营而续租土地的，应通过签订补充协议的方式延长土地租赁期限，补充协议的内容应与本协议内容保持一致。流转期限届满，项目公司顺位、优先享有本项目区域土地租赁权。	是
5	国能长源荆门市源网荷储百万千瓦级新能源基地钟祥子项目光伏电站市源网荷储百万千瓦级新能源基地钟祥子项目光伏电站	钟祥市长寿镇农光互补电站项目土地流转协议	本协议土地流转期限为20年（2022年02月01日至2042年02月01日）。本协议到期后，乙方有权再续租6年。若需续租，则甲乙双方依据国家土地政策重新协商续租有关事宜，同等条件下，乙方优先续租。	是
6	国能长源潜江浩口200MW渔光互补光伏发电项目	浩口镇： GNJR-KJFZ-HT-[2023]032号	1.租赁期限自2023年07月01日至2043年07月01日，甲方应确保在租赁期限届满后，乙方在同等条件下拥有优先承租权。 2.如本合同约定的租赁期限超出原承包人的剩余承包期期限，甲方应在原承包人的剩余承包期期限届满后，将本合同约定的有关条件列入新一轮土地发包方案，并确保新的承包人仍然向乙方流转本合同项下的土地至本合同约定的租赁期限届满。	是

序号	项目名称	租赁合同	租期及续租安排	租期及续租安排是否足以覆盖经营期限
			3.租赁期限届满，如果乙方要求延长租赁期限，由双方另行协商。	
7	国能长源谷城县冷集镇 230MW 农光互补光伏发电项目	国能长源谷城新能源有限公司国能长源谷城县冷集镇 230MW 农光互补光伏发电项目土地租赁合同	1.租赁期限自 2023 年 06 月 01 日至 2043 年 05 月 31 日，甲方应确保在租赁期限届满后，乙方在同等条件下拥有优先承租权。 2.如本合同约定的租赁期限超出原承包人的剩余承包期期限，甲方应在原承包人的剩余承包期期限届满后，将本合同约定的有关条件列入新一轮土地发包方案，并确保新的承包人仍然向乙方流转本合同项下的土地至本合同约定的租赁期限届满。 3.租赁期限届满，如果乙方要求延长租赁期限，由双方另行协商。	是
8	国能长源荆州市纪南镇 100MW 渔光互补光伏发电项目	GNJR-KJFZ-HT-[2023]022 号	1.租赁期限自 2023 年 01 月 01 日至 2042 年 12 月 31 日，甲方应确保在租赁期限届满后，乙方在同等条件下拥有优先承租权。 2.如本合同约定的租赁期限超出原承包人的剩余承包期期限，甲方应在原承包人的剩余承包期期限届满后，将本合同约定的有关条件列入新一轮土地发包方案，并确保新的承包人仍然向乙方流转本合同项下的土地至本合同约定的租赁期限届满。 3.租赁期限届满，如果乙方要求延长租赁期限，甲方应予同意。	是
9	国能长源巴东县沿渡河镇 100MW 农光互补光伏发电项目	石喊山村： QSRD-QTHT〔2022〕032 号	1.租赁期限自 2023 年 6 月 15 日至 2043 年 6 月 14 日。甲方应确保在租赁期限届满后，乙方在同等条件下拥有优先承租权。 2.如协议及补充协议约定的租赁期限超出原承包人的剩余承包期期限，甲方应在原承包人的剩余承包期期限届满后，将协议及补充协议约定的有关条件列入新一轮土地发包方案，并确保新的承包人仍然向乙方流转本协议及补充协议项下的土地至本合同约定的租赁期限届满。 3.租赁期限届满，如果乙方要求延长租赁期限，甲方应予同意。	是
10		天池村： QSRD-QTHT〔2022〕033 号	1.租赁期限自 2023 年 6 月 15 日至 2043 年 6 月 14 日。甲方应确保在租赁期限届满后，乙方在同等条件下拥有优先承租权。 2.如协议及补充协议约定的租赁期限超出原承包人的剩余承包期期限，甲方应在原承包人的剩余承包期期限届满后，将协议及补充协议约定的有关条件列入新一轮土地发包方案，并确保新的承包人仍然向乙方流转本协议及补充协议项下的土地至本合同约	是

序号	项目名称	租赁合同	租期及续租安排	租期及续租安排是否足以覆盖经营期限
			定的租赁期限届满。 3.租赁期限届满，如果乙方要求延长租赁期限，甲方应予同意。	
11	国能长源荆门屈家岭罗汉寺 70MW 农光互补光伏发电项目（一期）	QJLXNYH-DL-26-（2023）2 号	1.土地租赁期限首期为 20 年。起租日由双方共同确认的正式开工日起算。 2.《土地租赁合同》期限届满后，乙方对该土地享有优先租赁权。	是
12	国电长源谷城县盛康镇 50MW 农光互补光伏发电项目	大王庙村： 谷城新能源〔2023〕10 号	1.租赁期限自 2023 年 03 月 01 日至 2043 年 02 月 28 日，甲方应确保在租赁期限届满后，乙方在同等条件下拥有优先承租权。 2.如本合同约定的租赁期限超出原承包人的剩余承包期期限，甲方应在原承包人的剩余承包期期限届满后，将本合同约定的有关条件列入新一轮土地发包方案，并确保新的承包人仍然向乙方流转本合同项下的土地至本合同约定的租赁期限届满。 3.租赁期限届满，如果乙方要求延长租赁期限，甲方应予同意。	是
13		付湾村： 谷城新能源〔2023〕9 号	1.租赁期限自 2023 年 03 月 01 日至 2043 年 02 月 28 日，甲方应确保在租赁期限届满后，乙方在同等条件下拥有优先承租权。 2.如本合同约定的租赁期限超出原承包人的剩余承包期期限，甲方应在原承包人的剩余承包期期限届满后，将本合同约定的有关条件列入新一轮土地发包方案，并确保新的承包人仍然向乙方流转本合同项下的土地至本合同约定的租赁期限届满。 3.租赁期限届满，如果乙方要求延长租赁期限，甲方应予同意。	是
14		贾庙村： 谷城新能源〔2023〕7 号	1.租赁期限自 2023 年 03 月 01 日至 2043 年 02 月 28 日，甲方应确保在租赁期限届满后，乙方在同等条件下拥有优先承租权。 2.如本合同约定的租赁期限超出原承包人的剩余承包期期限，甲方应在原承包人的剩余承包期期限届满后，将本合同约定的有关条件列入新一轮土地发包方案，并确保新的承包人仍然向乙方流转本合同项下的土地至本合同约定的租赁期限届满。	是

序号	项目名称	租赁合同	租期及续租安排	租期及续租安排是否足以覆盖经营期限
			3.租赁期限届满，如果乙方要求延长租赁期限，甲方应予同意。	
15		三官庙村： 谷城新能源〔2023〕8号	1.租赁期限自2023年03月01日至2043年02月28日，甲方应确保在租赁期限届满后，乙方在同等条件下拥有优先承租权。 2.如本合同约定的租赁期限超出原承包人的剩余承包期期限，甲方应在原承包人的剩余承包期期限届满后，将本合同约定的有关条件列入新一轮土地发包方案，并确保新的承包人仍然向乙方流转本合同项下的土地至本合同约定的租赁期限届满。 3.租赁期限届满，如果乙方要求延长租赁期限，甲方应予同意。	是

综上，根据相关募投项目已签订的租赁合同，其土地租赁期限及续期安排足以覆盖项目运营期，相关募投项目生产经营期限与租期相匹配。

(二)结合尚未取得土地的募投项目的用地落实情况及当地政府出具证明的差异情况，说明取得项目用地是否存在实质性障碍，预计取得时间，若未办理完成是否会对募投项目正常实施产生不利影响及发行人拟采取的有效应对措施

1、结合尚未取得土地的募投项目的用地落实情况及当地政府出具证明的差异情况，说明取得项目用地是否存在实质性障碍，预计取得时间

截至本回复出具日，尚未取得土地的募投项目均已取得当地政府出具的证明文件。发行人本次募投项目升压站购买土地取得土地的进度情况、预计办理完毕时间及当地政府出具的证明文件情况如下：

序号	项目名称	升压站用地计划	取得土地的进度	预计办理完毕时间	是否存在实质性障碍
1	汉川市新能源百万千瓦基地二期项目	取得土地使用权	项目公司已取得《省人民政府关于国能长源汉川市分水镇等 3 个乡镇渔光互补光伏发电项目建设用地的批复》(鄂政土批〔2023〕71 号), 已通过拍卖出让方式取得国有土地使用权, 将依法办理土地使用权证书相关手续	预计 2023 年 9 月 30 日前取得不动产权证书	2023 年 7 月 6 日, 汉川市人民政府出具《关于汉川市新能源百万千瓦基地项目用地的情况说明》, 确认取得项目用地不存在实质性障碍。
2	汉川市新能源百万千瓦基地三期项目	取得土地使用权	项目公司已取得《省人民政府关于国能长源汉川市分水镇等 3 个乡镇渔光互补光伏发电项目建设用地的批复》(鄂政土批〔2023〕71 号), 已通过拍卖出让方式取得国有土地使用权, 将依法办理土地使用权证书相关手续	预计 2023 年 9 月 30 日前取得不动产权证书	2023 年 7 月 6 日, 汉川市人民政府出具《关于汉川市新能源百万千瓦基地项目用地的情况说明》, 确认取得项目用地不存在实质性障碍。
3	国能长源随州市随县百万千瓦新能源多能互补基地二期 100MW 项目	取得土地使用权	升压站建设用地预审与选址正在办理	预计 2024 年 3 月 31 日前取得不动产权证书	2023 年 7 月 13 日, 随县自然资源和规划局出具《关于国能长源随县新能源公司用地情况说明》, 确认取得项目用地不存在实质性障碍。
4	国能长源荆门市源网荷储百万千瓦级新能源基地钟祥子项目光伏电站	取得土地使用权	项目公司已获取《不动产权证书》(鄂〔2023〕钟祥市不动产权第 0003149 号)	/	已获取《不动产权证书》(鄂〔2023〕钟祥市不动产权第 0003149 号), 不存在实质性障碍。
5	国能长源潜江浩口 200MW 渔光互补光伏发电项目	取得土地使用权	升压站建设用地预审与选址正在办理	预计 2023 年 12 月 31 日前取得不动产权证书	2023 年 6 月 30 日, 潜江市自然资源和规划局出具《关于国能长源潜江浩口 200MW 渔光互补光伏发电项目升压站用地的情况说明》, 确认取得项目用地不存在实质性障碍。
6	国能长源谷城	取得土	升压站建设用地预审与选址正在办理	预计 2023 年 12 月 31 日前取得	2023 年 7 月 5 日, 襄阳市谷城县自然资源

序号	项目名称	升压站用地计划	取得土地的进度	预计办理完毕时间	是否存在实质性障碍
	县冷集镇 230MW 农光 互补光伏发电 项目	地使用 权		不动产权证书	和规划局出具《关于国能长源谷城县冷集镇 230MW 农光互补光伏发电项目升压站用地 的情况说明》，确认取得项目用地不存在实 质性障碍。
7	国能长源荆州 市纪南镇 100MW 渔光 互补光伏发电 项目	取得土 地使用 权	项目公司已取得《建设项目用地预审与选址 意见书》(用字第 421003202320006 号)，将 依法办理土地使用权证书相关手续	预计 2023 年 12 月 31 日前取得 不动产权证书	2023 年 6 月 13 日，荆州市自然资源和规划 局纪南生态文化旅游区分局出具《关于国能 长源荆州市纪南镇 100MW 渔光互补光伏发 电项目升压站用地的情况说明》，确认取得 项目用地不存在实质性障碍。
8	国能长源巴东 县沿渡河镇 100MW 农光 互补光伏发电 项目	取得土 地使用 权	政府供地手续正在办理中	预计 2023 年 9 月 30 日前取得 不动产权证书	2023 年 6 月 20 日，巴东县自然资源和规划 局出具《关于国能长源巴东县沿渡河镇 100MW 农光互补光伏发电项目升压站用地 情况的说明》，确认取得项目用地不存在实 质性障碍。
9	国能长源荆门 屈家岭罗汉寺 70MW 农光互 补光伏发电项 目（一期）	取得土 地使用 权证	受让升压站建设用地的不动产权证转移登 记手续正在办理	预计 2023 年 10 月 31 日前完成 不动产转移登记手续	2023 年 6 月 30 日国能长源荆门屈家岭新能 源有限公司与国能长源湖北新能源有限公 司签订《国能长源湖北新能源有限公司关于 国能长源荆门屈家岭罗汉寺 70MW 农光互 补光伏发电项目（一期）资产转让协议》， 确认取得项目用地不存在实质性障碍。
10	国电长源谷城 县盛康镇 50MW 农光互 补光伏发电项 目	取得土 地使用 权证	项目公司已取得《谷城县自然资源和规划局 关于谷城县盛康镇 50MW 农光互补光伏发 电（升压站）项目用地预审的意见》，将依 法办理土地使用权证书相关手续	预计 2023 年 12 月 31 日前取得 不动产权证书	2023 年 7 月 5 日，谷城县自然资源和规划 局出具《关于国能长源谷城县盛康镇 50MW 农光互补光伏发电项目升压站用地的情况 说明》，确认取得项目用地不存在实质性障 碍。

因项目开发、用地手续办理进展不一致，募投项目所在当地政府开具的合规证明文件表述有所差异，主要体现在项目开发、用地合法合规的相关表述上，但合规证明文件内容均明确项目公司取得用地不存在实质性障碍，在说明内容上不存在实质性差异。综上，本次募投项目的用地取得不存在实质性障碍。

2、若未办理完成是否会对募投项目正常实施产生不利影响及发行人拟采取的有效应对措施

截至本回复出具日，就募投项目租赁用地，公司相关控股子公司均已与相关主体签署了土地租赁协议或土地流转协议。就募投项目的升压站等永久性设施用地，国能长源荆门市源网荷储百万千瓦级新能源基地钟祥子项目光伏电站已经取得不动产权证，国能长源荆门屈家岭罗汉寺 70MW 农光互补光伏发电项目（一期）正在办理受让升压站建设用地的不动产权证转移登记手续，预计将很快完成权利主体变更，以上项目募投项目用地已落实或接近落实。其余八个项目，根据当地政府及自然资源和规划局所出具的说明文件，确认相关用地符合土地利用总体规划、符合国家产业政策、土地政策及城乡规划，相关公司依法履行相关程序并支付相关费用后，其取得募投项目永久性设施用地的国有土地使用权证不存在实质性法律障碍，募投项目用地无法办理完成的风险较低。

即使未来募投项目用地无法按照计划取得，公司将积极与相关主管部门沟通协调附近其他可用地块作为替代措施，以满足募投项目的用地需求，不会对募投项目正常实施产生不利影响。

综上，发行人募投项目相关租赁用地均已签署土地租赁协议或土地流转协议，永久用地已取得不动产权证或有权机关不存在障碍的说明书，项目用地无法落实的风险较低，即使未来上述项目用地无法按照计划取得，相关主管部门及公司亦将沟通协调附近其他可用地块作为替代措施，以满足上述项目的用地需求，不会对上述项目实施产生重大不利影响。

二、结合部分募投项目多次办理环评的原因及项目内容变更情况，说明本次募投项目是否已履行有关部门审批、备案等程序，相关资质是否完备，投资额发生变更的原因；结合募投项目董事会前投入资金情况，最新建设进展等情况，说明相关建设是否合法合规，是否存在未批先建等违规及被处罚情形

(一) 本次募投项目是否已履行有关部门审批、备案等程序，相关资质是否完备，投资额发生变更的原因

1、项目变更情况及投资额发生变更的原因

本次募投项目中汉川市新能源百万千瓦基地二期项目、汉川市新能源百万千瓦基地三期项目、国能长源荆门市源网荷储百万千瓦级新能源基地钟祥子项目光伏电站、国能长源潜江浩口 200MW 渔光互补光伏发电项目、国能长源荆州市纪南镇 100MW 渔光互补光伏发电项目、国能长源巴东县沿渡河镇 100MW 农光互补光伏发电项目、国能长源荆门屈家岭罗汉寺 70MW 农光互补光伏发电项目（一期）和国能长源谷城县盛康镇 50MW 农光互补光伏发电项目因投资额变动办理多次环评，主要原因系上述项目编制项目环评报告时，投资额为初步估算投资，后公司投资决策明确投资额后，按实际投资额进行变更。项目开展过程中投资额持续优化完善，项目公司依规办理相应的环评变更手续，该情形下的变更属于行业惯例。此外，国能长源巴东县沿渡河镇 100MW 农光互补光伏发电项目和国能长源荆门屈家岭罗汉寺 70MW 农光互补光伏发电项目（一期）同步办理了建设单位变更，主要原因系发行人在项目实施主体尚未成立前通过已成立主体先行办理项目征地等相关流程，等项目实施主体成立后再行办理建设单位变更相关手续。

发行人本次募投项目变更情况及投资额发生变更的原因具体见下表：

序号	项目名称	多次办理环评的原因	项目内容变更情况	投资额发生变更情况及原因
1	汉川市新能源百万千瓦基地二期项目	随着项目推进，公司按最新投资额申请更新环评	投资额发生变更	投资额从 255,466.99 万元变更至 302,808 万元 原因：光伏组件、逆变器等设备涨价，调高了相关费用
2	汉川市新能源百万千瓦基地三期项目	随着项目推进，公司按最新投资额申请更新环评	投资额发生变更	投资额从 211,964 万元变更至 207,090 万元 原因：线路投资降低及光伏组件价格下调
3	国能长源随州市随县百万千瓦新能源多能互补基地二期 100MW 项目	/	/	/
4	国能长源荆门	随着项目推	投资额发生变更	投资额从 400,000 万元变更至

序号	项目名称	多次办理环评的原因	项目内容变更情况	投资额发生变更情况及原因
	市源网荷储百万千瓦级新能源基地钟祥子项目光伏电站	进，公司按最新投资额申请更新环评		333,234 万元 原因：线路投资降低及光伏组件价格下调
5	国能长源潜江浩口 200MW 渔光互补光伏发电项目	随着项目推进，公司按最新投资额申请更新环评	投资额发生变更	投资额由 110,000 万元调整为 102,365 万元 原因：减少外送线路投资
6	国能长源谷城县冷集镇 230MW 农光互补光伏发电项目	/	/	/
7	国能长源荆州市纪南镇 100MW 渔光互补光伏发电项目	随着项目推进，公司按最新投资额申请更新环评	投资额发生变更	投资额从 50,000 万元变更至 51,468 万元 原因：光伏组件、逆变器等设备涨价，调高了相关费用
8	国能长源巴东县沿渡河镇 100MW 农光互补光伏发电项目	随着项目推进，公司按最新投资额申请更新环评	1、投资额发生变更； 2、建设单位由“国能长源武汉青山热电有限公司”变更为“国能长源巴东新能源有限公司”	投资额从 50,000 万元变更至 45,440 万元 原因：减少外送线路投资
9	国能长源荆门屈家岭罗汉寺 70MW 农光互补光伏发电项目（一期）	随着项目推进，公司按最新投资额申请更新环评	1、投资额发生变更； 2、建设单位由“国能长源湖北新能源有限公司”变更为“国能长源荆门屈家岭新能源有限公司”	投资额从 38,017 万元变更至 35,017 万元 原因：减少外送线路投资
10	国电长源谷城县盛康镇 50MW 农光互补光伏发电项目	随着项目推进，公司按最新投资额申请更新环评	投资额发生变更	投资额从 23,000 万元变更至 25,150 万元 原因：增加部分跟踪式支架、接入系统间隔等内容的投资

2、本次募投项目已履行有关部门审批、备案等程序

截至本回复出具日，本次募投项目已履行的备案、环评批复程序如下：

序号	项目名称	立项核准/备案文件	环评批复文件
1	汉川市新能源百万千瓦基地二期项目	已取得《湖北省固定资产投资项目备案证》（登记备案项目代码：2205-420984-04-01-545960）	已取得环评批复：川环函（2021）161 号、川环函（2022）76 号、77 号、78 号
2	汉川市新能源百万千瓦基地三期项目	已取得《湖北省固定资产投资项目备案证》（登记备案项目代	已取得环评批复：川环函（2022）138 号

序号	项目名称	立项核准/备案文件	环评批复文件
		码: 2205-420984-04-01-894348)	
3	国能长源随州市随县百万千瓦新能源多能互补基地二期 100MW 项目	已取得《湖北省固定资产投资项目备案证》(登记备案项目代码: 2303-421321-04-05-286520)	已取得环评批复: 随环随建审〔2023〕9 号
4	国能长源荆门市源网荷储百万千瓦级新能源基地钟祥子项目光伏电站	已取得《湖北省固定资产投资项目备案证》(登记备案项目代码: 2107-420881-89-01-143005)	已取得环评批复: 钟环函[2022]52 号
5	国能长源潜江浩口 200MW 渔光互补光伏发电项目	已取得《湖北省固定资产投资项目备案证》(登记备案项目代码: 2203-429005-04-05-959676)	已取得环评批复: 潜环评审函〔2022〕116 号
6	国能长源谷城县冷集镇 230MW 农光互补光伏发电项目	已取得《湖北省固定资产投资项目备案证》(登记备案项目代码: 2204-420625-04-01-949063)	已取得环评批复: 谷环评审〔2023〕12 号
7	国能长源荆州市纪南镇 100MW 渔光互补光伏发电项目	已取得《湖北省固定资产投资项目备案证》(登记备案项目代码: 2204-421003-89-05-817438)	已取得环评批复: 荆环审文〔2023〕7 号
8	国能长源巴东县沿渡河镇 100MW 农光互补光伏发电项目	已取得《湖北省固定资产投资项目备案证》(登记备案项目代码: 2205-422823-04-01-547808)	已取得环评批复: 巴环审〔2023〕1 号
9	国能长源荆门屈家岭罗汉寺 70MW 农光互补光伏发电项目(一期)	已取得《湖北省固定资产投资项目备案证》(登记备案项目代码: 2112-420851-89-05-303759)	已取得环评批复: 屈环文〔2022〕18 号
10	国电长源谷城县盛康镇 50MW 农光互补光伏发电项目	已取得《湖北省固定资产投资项目备案证》(登记备案项目代码: 2201-420625-04-01-984166)	已取得环评批复: 谷环评审〔2023〕7 号

综上,本次募投项目已履行有关部门审批、备案等程序。

3、本次募投项目相关资质完备

截至本回复出具日,除补充流动资金以外的本次募投项目已按照所处于的建设及运营阶段取得相关资质。

根据《关于贯彻落实“放管服”改革精神、优化电力业务许可管理有关事项的通知》(国能发资质〔2020〕22 号),风电、光伏项目应当在并网后 6 个月内取得电力业务许可证。本次募投项目中,汉川市新能源百万千瓦基地二期项目、国能长源荆门市源网荷储百万千瓦级新能源基地钟祥子项目光伏电站已部分容量并网,并分别取得 18.75MW、19.50MW 容量的电力业务许可证;其余 8 个项目暂未并网,将在满足并网及相关法律法规要求后办理电力业务许可证,符合相关法律法规要求。

综上,本次募投项目相关资质完备,不存在未依法依规取得相关生产经营资

质的情形。

（二）结合募投项目董事会前投入资金情况，最新建设进展等情况，说明相关建设是否合法合规，是否存在未批先建等违规及被处罚情形

本次募投建设项目截至发行人第十届董事会第十四次会议召开日（2023 年 5 月 29 日）的已投入资金情况及截至本回复出具日的最新建设进展情况如下：

单位：万元

序号	项目名称	已投入金额 (万元)	已投入资金的投向	最新建设进展
1	汉川市新能源百万千瓦基地二期项目	61,099	土地费用、建筑工程、机电设备及安装工程等	已开工
2	汉川市新能源百万千瓦基地三期项目	3,960	土地费用、建筑工程等	已开工
3	国能长源随州市随县百万千瓦新能源多能互补基地二期 100MW 项目	0	不涉及	未开工
4	国能长源荆门市源网荷储百万千瓦级新能源基地钟祥子项目光伏电站	121,385	土地费用、建筑工程、机电设备及安装工程等	已开工
5	国能长源潜江浩口 200MW 渔光互补光伏发电项目	0	不涉及	筹建期
6	国能长源谷城县冷集镇 230MW 农光互补光伏发电项目	0	不涉及	未开工
7	国能长源荆门市纪南镇 100MW 渔光互补光伏发电项目	3,700	机电设备及安装工程等	已开工
8	国能长源巴东县沿渡河镇 100MW 农光互补光伏发电项目	0	不涉及	筹建期
9	国能长源荆门屈家岭罗汉寺 70MW 农光互补光伏发电项目（一期）	11,357	建筑工程、机电设备及安装工程等	已开工
10	国电长源谷城县盛康镇 50MW 农光互补光伏发电项目	0	不涉及	已开工

根据《中华人民共和国建筑法》《中华人民共和国城乡规划法》等相关法律法规的要求，截至本回复出具日，上述已开工项目已取得建设手续的情况如下：

序号	项目名称	用地批准手续	建设用地规划许可证	建设工程规划许可证	施工许可证
1	国能长源荆门市源	自有用地：已取得钟自然资源规用字第	钟自然资源规地字第	钟自然资源规建字第	编号：42088120230

序号	项目名称	用地批准手续	建设用地规划许可证	建设工程规划许可证	施工许可证
	网荷储百万千瓦级新能源基地钟祥子项目光伏电站	42088120220014 号不动产权证书 租赁土地：已签订钟祥市长寿镇农光互补电站项目土地流转协议	42087180230008 号	42088120230014 号	8020101
2	国能长源荆门屈家岭罗汉寺 70MW 农光互补光伏发电项目（一期）	自有用地：不动产权证书转移登记手续正在办理 租赁土地：已签订 QJLXNYH-DL-26-（2023）2 号土地租赁合同	屈自然资规地字第 4208002022008 号	屈自然资规建字第 420800202307 号	正在办理中 ^{注1}

注 1：国能长源荆门屈家岭罗汉寺 70MW 农光互补光伏发电项目（一期）在取得升压站土地出让方和租赁土地权利人的许可后开始土建施工和光伏板铺设，不动产权证和相关许可的变更手续正在办理中。对此荆门市屈家岭管理区住房和城乡建设局已于 2023 年 8 月 20 日出具《证明》，确认国能长源荆门屈家岭新能源有限公司自成立之日起在辖区内遵守有关住房和城乡建设管理的相关法律、行政法规和规范性文件，不存在违反有关住房和城乡建设管理有关的法律、法规的情形，未受到该局的行政处罚。

其他已开工项目建设进展情况如下：

汉川市新能源百万千瓦基地二期项目、汉川市新能源百万千瓦基地三期项目在取得备案证、环评批复并落实用地指标后开始建设，不动产权证和相关许可手续正在办理中。对此汉川市住房和城乡建设局和湖北汉川经济开发区管理委员会均出具《证明》，确认国能长源汉川发电有限公司在辖区内遵守有关住房和城乡建设管理的相关法律、行政法规和规范性文件，不存在违反有关住房和城乡建设管理有关的法律、法规的情形，未受到该局/该区的行政处罚。

国能长源荆州市纪南镇 100MW 渔光互补光伏发电项目在取得租赁土地权利人的许可后开始铺设光伏板，不动产权证和相关许可手续正在办理中。对此荆州纪南生态文化旅游区住房和城乡建设局已于 2023 年 8 月 23 日出具《证明》，确认国能长源荆州新能源在辖区内遵守有关住房和城乡建设管理的相关法律、行政法规和规范性文件，不存在违反有关住房和城乡建设管理有关的法律、法规的情形，未受到该局的行政处罚。

国电长源谷城县盛康镇 50MW 农光互补光伏发电项目在取得备案证、环评批复并落实用地指标后开始建设，不动产权证和相关许可手续正在办理中。对此襄阳市谷城县住房和城乡建设局已于 2023 年 8 月 23 日出具《证明》，确认国能

长源谷城新能源有限公司遵守有关住房和城乡建设管理的相关法律、行政法规和规范性文件，不存在违反有关住房和城乡建设管理有关的法律、法规的情形，未受到行政处罚。

国能长源巴东县沿渡河镇 100MW 农光互补光伏发电项目、国能长源潜江浩口 200MW 渔光互补光伏发电项目尚处于工程筹建期，正在进行清淤、场地平整等工程筹建工作，根据《湖北省能源局关于 2021 年评价新能源项目开发建设有关事项的通知》（鄂能源新能〔2021〕44 号）“光伏发电项目开工标志为升压站浇灌混凝土或桩基（浮体）施工完成 5%以上”，上述两募投项目现处于筹建期，尚未开工建设，其正在依法依规办理开工前所需的各项建设手续。恩施州巴东县住房和城乡建设局和潜江市住房和城乡建设局已分别出具《合规证明》，确认两个项目公司遵守有关住房和城乡建设管理的相关法律、行政法规和规范性文件，不存在违反有关住房和城乡建设管理的有关法律、法规的情形，没有收到相关行政处罚的情形。

针对尚未开工的国能长源随州市随县百万千瓦新能源多能互补基地二期 100MW 项目、国能长源谷城县冷集镇 230MW 农光互补光伏发电项目，其正在依法依规办理开工前所需的各项建设手续，将于办毕所需建设手续后开工。

综上，截至本回复出具日，根据募投项目已经取得的建设手续及相应主管部门证明，本次募投项目的建设符合辖区主管部门的监管规范，不存在违反有关住房和城乡建设管理有关的法律、法规的情形，不存在因未批先建被处罚情形。

三、公司认定不存在实质性同业竞争、相关同业竞争问题已基本解决的表述是否规范、准确，结合控股股东控制的其他企业实际经营业务情况、发行人对受托管理的国电电力在鄂水电资产的财务处理情况、托管协议具体内容、目前进展及托管期限等，说明已存在的同业竞争是否构成重大不利影响，如是，是否已制定解决方案并明确未来整合时间安排，是否损害上市公司利益，公司认为市场化交易的可再生能源电力不存在实质性同业竞争的理由和依据，认定是否准确，本次募投项目实施后是否会新增重大不利影响的同业竞争

（一）公司认定不存在实质性同业竞争、相关同业竞争问题已基本解决的表述是否规范、准确

1、公司认定不存在实质性同业竞争的表述是否规范、准确

公司认定风力、光伏等可再生能源发电业务不存在实质性同业竞争，相关表述规范、准确，理由和依据如下：

(1) 保障性消纳的可再生能源电力不存在同业竞争

根据《中华人民共和国电力法》，对于保障性消纳的可再生能源电力，电价实行统一政策，统一定价原则，分级管理；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。发行人与国家能源集团均不能影响电价定价原则和电网调度。具体分析如下：

①电力价格

在电力生产和销售过程中，独立发电企业的上网电价由以国家发改委为主的价格主管部门根据发电项目经济寿命周期，按照合理补偿成本、合理确定收益和依法计入税金的原则核定。在此过程中，上网电价由国家发改委和物价部门核定，任何单位不得超越电价管理权限制定、调整电价，各发电企业不具备调整或影响上网电价的能力。由于电价有独立的形成机制，发电企业和购电企业均无定价权。

②电力调度

在现有电力管理体制下，各区域电网按照该地区下一年度电力需求预测，结合电力资源状况及电网运行特点由各地发改委编制下一年度发电量计划方案。电厂机组利用小时数根据该区域发电量计划、机组类型等因素制定。各发电企业具体上网电量由所在地的电网公司根据年度区域发电计划及机组类型，以及需求预测的情况等统一调度，调度规则公开透明。发电企业每年机组利用小时数由供电电网制定发电量计划调控目标方案，不受其它同一区域内发电企业的影响。各发电企业在生产经营过程中按照与所属电网签订的调度协议与购售电合同的规定，严格执行上网电量调度政策，服从电网公司电力调度安排。发电企业所发电量全部向区域电网企业销售，在电力项目核准时，相应电量消纳已纳入电网企业计划。

因此，对于保障性消纳的可再生能源电力，发行人与国家能源集团湖北区域可再生能源发电业务之间不存在竞争关系。

(2) 市场化交易的可再生能源电力不存在实质性同业竞争

理由和依据详见本回复问题 2 之“（三）公司认为市场化交易的可再生能源电力不存在实质性同业竞争的理由和依据，认定是否准确”之回复。

（3）风力、光伏等可再生能源发电业务不构成实质性同业竞争已有可比案例

①吉电股份（000875.SZ）

吉电股份 2023 年向特定对象发行股票已经深交所审核通过。根据其 2023 年 7 月披露的《吉林电力股份有限公司向特定对象发行 A 股股票募集说明书（注册稿）》，吉电股份与其控股股东、实际控制人在风电、光伏领域存在业务重合，但不构成同业竞争，相关表述如下：

“...2、发行人风电、光伏发电等可再生能源业务不构成实质性同业竞争

《中华人民共和国可再生能源法》第十四条“电网企业应当与按照可再生能源开发利用规划建设，依法取得行政许可或者报送备案的可再生能源发电企业签订并网协议，全额收购其电网覆盖范围内符合并网技术标准的可再生能源并网发电项目的上网电量”。《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》（国家电力监管委员会令第 25 号）第四条“电网企业全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目上网电量，可再生能源发电企业应当协助、配合”。

根据上述规定，风电及光伏发电应全额消纳，即发行人与实际控制人的其他投资主体风力及光伏所发电量可全部上网实现销售，不存在竞争关系。即使在部分地区由于电力需求不足及电网输送能力受限而存在限制发电的现象，光伏与风电按不同类型分别按统一原则由当地电网公司对上网电量比例进行相应调整，并根据公开、公平、公正的原则进行每月公示。因此，发行人与控股股东、实际控制人在风力发电及光伏发电业务领域亦不构成实质性同业竞争。”

②电投能源（002128.SZ）

电投能源 2022 年申请向特定对象发行股票已成功发行上市。根据其 2022 年 11 月披露的《<关于请做好内蒙古电投能源股份有限公司非公开发行股票发审委会议准备工作的函>的回复报告》，电投能源与其控股股东、实际控制人在风电、光伏领域存在业务重合，但不构成实质性同业竞争，相关表述如下：

“申请人与实际控制人国家电投下属部分公司均已从事风力发电和光伏发电

业务，且风力发电和光伏发电根据相关规定全额消纳，不构成实质性同业竞争，具体分析如下：

1、国家政策要求风力及光伏发电量全额消纳

根据《中华人民共和国可再生能源法》第十四条规定“国家实行可再生能源发电全额保障性收购制度”，以及国家发改委《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》（发改能源[2016]625号）、《国家发展改革委国家能源局关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》（发改能源[2016]1150号）、《国家发展改革委国家能源局关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能源[2019]807号）等法律法规规定，风力发电及光伏发电应全额消纳，即申请人与控股股东及实际控制人其他投资主体风力及光伏所发电量可全部上网实现销售，不存在竞争关系。

2、国家政策促进可再生能源电力的稳步发展，对各省级行政区域设定了可再生能源电力消纳责任权重...3、我国可再生能源电力利用率接近 100%...”

2、相关同业竞争问题已基本解决的表述是否规范、准确

公司认定与国电电力在鄂水电业务同业竞争问题已基本解决，相关表述规范、准确，理由和依据如下：

（1）水电均为全额保障性消纳

水电作为可再生的绿色清洁能源，长期受国家政策的重点扶持。根据《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》（原电监会令第25号）及《国务院办公厅关于转发发展改革委等部门节能发电调度办法（试行）的通知》（国办发[2007]53号文）《国家发展改革委国家能源局关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能源[2019]807号）等有关法律法规的规定，水力发电享有优先调度权，即只要水电机组具备发电条件，电网将优先调度水电所发电量上网，且除因不可抗力或有危及电网安全稳定的情形外，电网应努力实现水力发电全额上网。发行人和受托管企业的水电业务均属于国家政策重点扶持的绿色清洁能源，均享受发电量优先调度、全额上网的政策。从实际上看，发行人近年来包括报告期内不存在“弃水”的情况，水电由电网全额消纳。

在现有的电力结构下，湖北省内的水电上网电量远低于湖北省内电力实际总

需求量和实际总发电量，且发行人的水电均在湖北省内消纳，消纳能力充足。2022年湖北省火力、水力、风力及太阳能发电量分别为 1,592.46 亿千瓦时、1,219.94 亿千瓦时、164.03 亿千瓦时、129.23 亿千瓦时，水电发电量占比 39.27%，不存在水电在湖北省内无法消纳的情况。因此，发行人和受托管企业在电力消纳上亦不存在竞争关系。

（2）通过委托管理能够有效避免发行人与关联方经济利益让渡风险

根据发行人与托管方签订的托管协议，受托管企业委托发行人全面管理，相关权利包括安全环保、生产经营、计划、财务、人力资源、企业经营环境等管理以及其他与受托管理企业有关的一切事务，发行人可以通过行使相关权利，决定受托经营资产的日常经营管理。国电电力不再实际开展湖北省内水电业务，可以有效防止关联方损害发行人潜在商业利益。

（二）结合控股股东控制的其他企业实际经营业务情况、发行人对受托管理的国电电力在鄂水电资产的财务处理情况、托管协议具体内容、目前进展及托管期限等，说明已存在的同业竞争是否构成重大不利影响，如是，是否已制定解决方案并明确未来整合时间安排，是否损害上市公司利益

1、控股股东控制的其他企业实际经营业务情况

长源电力主营业务为电力、热力生产，电力、热力产品均在湖北省就地消纳和销售。截至 2023 年 6 月末，国家能源集团所控制的企业在湖北省内经营情况和资产状况如下：

公司名称	主营业务	经营范围	湖北省内发电业务概况
龙源电力 (001289.SZ)	风力、光伏发电	许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务；代理记账。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准）一般项目：电气设备修理；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；环保咨询服务；风力发电技术服务；太阳能发电技术服务；节能管理服务；储能技术服务；新兴能源技术研发；货物进出口；租赁服务（不含许可类租赁服务）；会议及展览服务；化工产品销售（不含许可类化工产品）；建筑材料销售；非居住房地产租赁；财务咨询；	风电装机 9.42 万千瓦 光伏装机 41.86 万千瓦

公司名称	主营业务	经营范围	湖北省内发电业务概况
		税务服务；企业管理咨询；企业总部管理；自有资金投资的资产管理服务；电子（气）物理设备及其他电子设备制造。	
国电电力 (600795.SH)	电力、热力生产及销售，产业涉及火电、水电、风电、光伏发电及煤炭等领域	电力、热力生产、销售；煤炭销售；电网经营；新能源项目、高新技术、环保产业的开发与应用；信息咨询；电力技术开发咨询、技术服务写字楼及场地出租（以下限分支机构）发、输、变电设备检修、维护；通讯业务；水处理及销售（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动。）	水电装机 29.5 万千瓦
国家能源集团湖南电力新能源有限公司（以下简称“国能湖南”）	电力、热力、燃气及水生产和供应业	新能源项目及相关产业的开发、建设、管理及运营；发电机组成套安装、调试、维修；设备、设施租用；有关技术咨询、培训。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）	光伏装机 1.5 万千瓦
国华能源投资有限公司（以下简称“国华投资”）	风电、光伏、氢能、综合智慧能源、产业基金投资、碳资产交易	许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准）一般项目：以自有资金从事投资活动；自有资金投资的资产管理服务；合同能源管理；新兴能源技术研发；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；信息咨询服务（不含许可类信息咨询服务）；非居住房地产租赁；物业管理。（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）	光伏装机 25.0 万千瓦

由上表可知，国家能源集团下属其他企业在湖北区域内无火电业务，风电与光伏业务与发行人不构成实质性同业竞争，国电电力在湖北区域的水电资产已由发行人托管。

国电电力主要经营电力、热力生产及销售，涉及火电、水电、风电、光伏发电及煤炭等领域，业务遍布全国 28 个省、市、自治区。截至 2022 年末，国电电力控股总装机容量为 9,739.10 万千瓦，其中火电控股装机容量 7,183.50 万千瓦，水电控股装机容量 1,495.66 万千瓦，风电控股装机容量 745.93 万千瓦，光伏控股装机容量 313.01 万千瓦。

国电电力在湖北省的装机经营情况如下：

序号	电源种类	投资主体	装机容量（万千瓦）
1	水电	国能大渡河新能源投资有限公司富水水力发电厂	3.70

序号	电源种类	投资主体	装机容量（万千瓦）
2		国能大渡河陡岭子水电有限公司	7.05
3		国能长源堵河水电有限公司	5.00
4		国能大渡河新能源投资有限公司南河水力发电厂	2.25
5		国能长源老渡口水电有限公司	9.00
6		国能大渡河咸丰小河水电有限公司	2.50

最近一年一期，国电电力在湖北省内主要业务经营数据如下：

主要业务数据	发电量（亿千瓦时）	售电量（亿千瓦时）
2023 年 1-6 月	3.63	3.55
2022 年	5.46	5.33

2、发行人对受托管理的国电电力在鄂水电资产的财务处理情况、托管协议具体内容、目前进展及托管期限

（1）发行人对受托管理的国电电力在鄂水电资产的财务处理情况

受托管企业每年向发行人支付受托管理费用，发行人将收到的管理费计入其他业务收入。

发行人与国能大渡河流域水电开发有限公司、国能大渡河新能源投资有限公司签订《委托管理协议》，委托管理费用自 2021 年 4 月起算，每年度管理费 55 万元（含税）。受托管理主要内容为受托管企业的股东经营管理相关权力，包括：安全环保、生产经营、计划、财务、人力资源、企业经营环境等管理以及其他与受托管理企业有关的一切事务。

发行人对受托管理的国电电力在鄂水电资产不纳入合并范围。

（2）托管协议具体内容

①协议主体

甲方：国能大渡河流域水电开发有限公司

乙方：国家能源集团长源电力股份有限公司

丙方：国能大渡河新能源投资有限公司

②受委托管理的企业

本协议约定受委托管理的企业包括：国能大渡河老渡口水电有限公司、国能大渡河陡岭子水电有限公司、国能大渡河堵河水电有限公司、国能大渡河新能源投资有限公司富水水力发电厂、国能大渡河新能源投资有限公司南河水力发电厂、国能大渡河(咸丰)小河水电有限公司。

③委托管理模式

丙方将其在受托管理企业的股东经营管理相关权力委托给乙方负责。丙方仍享有和履行其他股东的权利义务，按照产权关系实现受托管理企业汇总、合并财务报表；仅不参与受托管理企业的日常管理工作。

乙方在受托管理期间，根据集团公司相关管理规定和本协议约定内容对受托管理企业实施全面系统的管理。受托管理企业的年度生产经营计划和财务预算等指标，由集团公司直接下达给乙方。全部业绩考核指标纳入集团公司对乙方的考核指标。

④受委托管理的内容

本协议约定的受委托管理的主要内容为丙方的股东经营管理相关权力，包括：安全环保、生产经营、计划、财务、人力资源、企业经营环境等管理以及其他与受托管理企业有关的一切事务。

⑤委托管理的费用和支付方式

经各方协商一致，由丙方所属6家受托管理企业自协议生效之日起3个月内，向乙方指定账户支付年度委托管理费，含税金额为55万元/年。

（3）托管目前进展及托管期限

受托管企业原由湖北电力托管，2021年发行人向控股股东国家能源集团发行股份购买湖北电力100%股权的重大资产重组工作完成后，湖北电力成为公司全资子公司，对前述受托管企业的托管权利和义务继续由湖北电力承担。2022年6月，发行人与托管方签署托管协议，全面承接管理责任。

根据托管协议，若协议各方未对协议提出异议，则协议长期有效。

3、已存在的同业竞争是否构成重大不利影响，如是，是否已制定解决方案并明确未来整合时间安排，是否损害上市公司利益

(1) 水电业务的同业竞争不构成重大不利影响

发行人已托管国电电力在湖北区域的水电资产，相关同业竞争问题已基本解决。

受托管资产主要财务指标及占发行人指标占比情况如下：

单位：万元

项目	营业总收入	归母净利润	总资产	净资产
2023 年 1-6 月/2023 年 6 月 30 日				
受托管资产	10,666.17	1,492.15	111,271.30	61,460.32
发行人	692,113.17	38,088.29	3,424,506.21	1,031,668.98
占比	1.54%	3.92%	3.25%	5.96%
2022 年度/2022 年 12 月 31 日				
受托管资产	17,034.40	-54.13	109,132.20	62,414.89
发行人	1,466,191.56	12,283.25	3,083,406.27	985,294.40
占比	1.16%	-0.44%	3.54%	6.33%

最近一年一期，受托管资产的营业收入、归母净利润、总资产、净资产等指标占发行人相应指标均在 10%以下，占比较小，未达到 30%。

(2) 相关水电业务经营波动性较大

水电受气候影响较大，供电存在较大的波动性，相应水电资产的经营业绩波动较大。2022 年湖北水力明显偏枯，导致受托管资产 2022 年亏损，2023 年一季度仍未改善，亏损 2,036.52 万元。二季度来水较丰，盈利改善。根据历史情况，三、四季度枯水期居多，盈利水平预计下降。

(三) 公司认为市场化交易的可再生能源电力不存在实质性同业竞争的理由和依据，认定是否准确

公司认为市场化交易的可再生能源电力不存在实质性同业竞争，理由和依据如下：

1、可再生能源发电全额保障性收购制度继续适用，可再生能源发电优先消纳

《中华人民共和国可再生能源法》第十四条“电网企业应当与按照可再生能源开发利用规划建设，依法取得行政许可或者报送备案的可再生能源发电企业签

订并网协议，全额收购其电网覆盖范围内符合并网技术标准的可再生能源并网发电项目的上网电量”。《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》（国家电力监管委员会令第 25 号）第四条“电网企业全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目上网电量，可再生能源发电企业应当协助、配合”。根据上述规定，风电及光伏发电应全额消纳。

电力市场化交易改革的目的在于引入市场机制对售电价格进行科学干预，各地电力市场化实施方案中均落实了可再生能源发电优先消纳的要求，可再生能源发电全额保障性收购制度仍将继续适用。基于可再生能源发电的优先消纳制度，未来市场化交易成为电力行业的普遍趋势和电力现货市场常态化运作后，可再生能源发电的价格可能受到一定影响，但其所发电量仍将被优先收购。

2、中长期交易以火电为主，风光发电企业短期内不参与中长期交易

电力市场化交易主要包括中长期交易和现货交易。湖北省电力市场化交易以中长期交易为主，电力现货交易市场起步较晚，2022 年底进行了电力现货市场首次试结算。电力中长期交易以火电为主，风电、光伏等新能源占比较低，2020-2022 年湖北省电力中长期交易各类型发电量及占比情况如下：

单位：亿千瓦时

项目	2022 年度		2021 年度		2020 年度	
	电量	占比	电量	占比	电量	占比
火电	941.27	73.59%	889.57	92.5%	695.47	95.61%
风力、光伏发电量①	20.48	1.60%	11.24	1.17%	-	-
其他	317.38	24.81%	60.9	6.33%	30.99	4.39%
合计	1,279.13	100.00%	961.71	100%	726.46	100%
湖北省风光发电总量②	293.26	-	217.47	-	146.38	-
参与市场化交易的风光发电量占湖北省风光发电量比例③=①/②	6.98%	-	5.18%	-	0.00%	-

注：2020、2021 年其他为水电交易，2022 年其他为水电及代理购电交易等。

由上表可见，2020-2022 年湖北省风光等可再生能源电力占市场化交易电量比重较低，占湖北省新能源发电总量也较低，2020-2022 年均低于 10%，可再生能源发电大部分仍由电网企业保障性收购。报告期内发行人所发电量未参与新能

源发电市场化交易。

湖北省发改委每年发布电力中长期交易实施方案，根据市场情况对新能源发电企业参与中长期交易进行调整。2020 年，实施方案中交易主体不包含风电、光伏企业。2021 年实施方案中，纳入统调风电、光伏企业作为市场主体参与电力市场化交易。2022 年风电、光伏企业仍可参与，但可参与交易量为企业设计上网电量的 20%。2023 年实施方案中，可参与中长期交易的市场主体已排除风电、光伏企业，即 2023 年湖北省内风电、光伏企业所发电量均不能参与中长期交易。湖北省作为用电需求大省，新能源发电参与市场化交易价格较基准价有所上浮，为保障电力供应的平稳有序，抑制电价波动对经济社会稳定运行的负面影响，新能源发电仍将以保障性消纳为主，短期内不参与中长期交易，不存在实质性同业竞争。

3、现货交易中新能源发电企业是市场价格的接受者

现货交易是形成市场化电力、电量平衡机制的重要补充。根据湖北省能源局 2023 年 8 月发布的《省能源局关于开展电力现货市场长周期结算试运行的通知》（以下简称“通知”），接入 110 千伏及以上公用电网的新能源场站（风电场、光伏电站，不包括扶贫项目）属于现货市场交易的主体。通知中关于新能源场站参与现货市场交易的要点如下：

（1）新能源场站“报量报价”参与市场；

（2）根据市场出清数学模型计算出发电出力曲线、分时节点电价等。市场出清数学模型综合考虑了系统消纳能力、申报价格排序、安全约束经济调度、机组运行特性等因素，以全网发电成本最低为优化目标进行集中优化计算；

（3）新能源场站上网电量按三部分电量定价，其中保障性收购电量按政府批复的上网电价定价；竞价中标电量与保障性收购电量的正偏差电量按分时节点电价（模型计算价格）定价；竞价未中标但仍被系统消纳电量按批复的上网电价或分时节点电价（模型计算价格）的折算价格定价。

根据上述规定，现货市场价格的形成是考虑了电网、机组、安全、报价、综合成本等多种因素的模型计算结果，并非由市场主体直接决定。新能源场站参与竞价，未中标但仍被系统消纳的电量按照批复上网电价或分时节点电价乘以一个

小于 1 的折价系数定价（目前为 0.5），因此为避免损失，新能源场站通常会选择报低价确保中标，然后以批复上网电价或分时节点电价（模型计算价格）结算。

因此，现货市场交易中，市场价格的形成是综合各种市场与非市场因素的模型计算价格，新能源企业是市场价格的接受者，同业企业之间不存在实质性同业竞争。

4、国家政策促进可再生能源电力的稳步发展，市场潜力广阔

从国家政策方向层面，2020 年 9 月，在第七十五届联合国大会期间，国家主席习近平提出“力争 2030 年前二氧化碳排放达到峰值、努力争取 2060 年前实现碳中和的目标”。2020 年 12 月，国家主席习近平再次重申碳达峰、碳中和“3060 目标”，并提出具体的数量目标。

2022 年，国家发展改革委、国家能源局印发了《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改办能源〔2022〕680 号），对各省级行政区域设定了 2022 年可再生能源电力消纳责任权重（使用可再生能源电力的最低占比）及 2023 年消纳责任权重预期目标。2022 年湖北省可再生能源电力消纳的最低责任权重为 37.5%（较 2021 年提升 0.5%），2023 年预期目标为 38.6%。

国家政策促进可再生能源电力的稳步发展，市场潜力广阔，为风电、光伏发电的充分消纳提供长远坚实的基础。

5、湖北省可再生能源电力利用率为 100%

湖北省是用电需求大省，2022 年全省社会用电量 2,647.81 亿千瓦时，累计发电量 3,105.67 亿千瓦时，其中三峡电厂发电量 782.77 亿千瓦时。由于三峡电站作为“西电东送”的重要工程之一，其发电量主要送往湖北以外区域，湖北省内电力供需格局偏紧，用电需求旺盛。根据全国新能源消纳监测预警中心统计，2020-2022 年湖北省风电与光伏利用率均为 100%。

6、认定市场化交易的可再生能源电力不构成实质性同业竞争已有可比案例

①上海电力（600021.SH）

上海电力 2021 年申请向特定对象发行股票已成功发行上市。根据其 2021 年 9 月披露的《上海电力股份有限公司与中信证券股份有限公司关于非公开发行 A

股股票申请文件反馈意见的回复》，上海电力与其控股股东国家电投集团在可再生能源电力领域存在业务重合，但不构成实质性同业竞争，具体内容如下：

“...2、市场化交易的可再生能源电力不存在实质性同业竞争

2018 年至 2020 年，发行人可再生能源电力参与市场交易的比例较为稳定，且均低于 2%。另外，发行人与控股股东及其下属公司在市场化交易的可再生能源电力方面不存在实质性同业竞争，分析如下：

（1）发行人与国家电投集团及下属企业的可再生能源布局重合度较低，存在较明显市场区隔...

（2）我国可再生能源电力市场需求巨大，利用率接近 100%，同业企业不存在实质性竞争...”

②穗恒运 A（000531.SZ）

穗恒运 2023 年申请向特定对象发行股票，已于 8 月 2 日通过深交所审核。根据其 2023 年 8 月披露的《广州恒运企业集团股份有限公司关于向特定对象发行股票申请文件反馈意见的回复（第二次修订稿）》，穗恒运与关联方穗开电业在光伏发电领域存在业务重合，但不构成同业竞争，具体内容如下：

“根据《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》（发改能源[2016]625 号），可再生能源并网发电项目年发电量分为保障性收购量部分和市场交易电量部分。其中，保障性收购电量部分通过优先安排年度发电计划、与电网公司签订优先发电合同（实物合同或差价合同）保障全额按标杆上网电价收购；市场交易电量部分由可再生能源发电企业通过参与市场竞争方式获得发电合同，电网企业按照优先调度原则执行发电合同。

A.保障性收购的电力不存在同业竞争...

B.市场化交易的电力不存在同业竞争

2022 年度、2023 年 1-3 月，发行人集中式光伏项目发电参与市场交易的比例约为 26%、48%，而穗开电业的分布式光伏发电项目余量上网部分均由电网公司全额收购，未参与市场化交易，因此，发行人与穗开电业在市场化交易的光伏电力销售方面不存在竞争关系和利益冲突。”

7、结论

综合前述，市场化交易后新能源发电全额消纳制度仍将适用；未来短期内风电、光伏企业不能参与中长期交易，现货交易市场中是市场价格的接受者；国家层面碳达峰、碳中和的政策要求为新能源发电充分消纳提供了坚实基础；湖北省经济持续发展保障了省内新能源发电的消纳；市场上存在类似案例认为市场化交易的可再生能源发电不构成实质性同业竞争。因此，发行人认为市场化交易的可再生能源电力不存在实质性同业竞争的理由和依据充分，认定准确。

（四）本次募投项目实施后是否会新增重大不利影响的同业竞争

本次发行完成后，国家能源集团仍为公司控股股东，国务院国资委仍为公司实际控制人，公司在与控股股东、实际控制人及其关联方之间的业务关系、管理关系、关联交易和同业竞争等方面不会发生重大变化。

本次募集资金用于 10 个光伏发电项目和补充流动资金项目，募集资金投资项目均围绕发行人主营业务，是发行人现有光伏发电业务的拓展。本次募投项目实施后发行人不会新增业务类型，不会新增对发行人构成重大不利影响的同业竞争。

四、结合行业发展趋势、优惠补贴措施（如有）、募投项目新增装机容量情况、合同协议明细内容、气候变化情况等，说明募投项目新增装机容量的消纳措施，是否存在无法盈利的风险，并结合报告期内近似建设项目、同类业务业绩实现情况、同行业可比情况，说明效益测算的谨慎性、合理性

（一）结合行业发展趋势、募投项目新增装机容量情况、相关政策文件、优惠补贴措施（如有）、合同协议明细内容、气候变化情况等，说明募投项目新增装机容量的消纳措施，是否存在无法盈利的风险

1、光伏行业发展趋势与募投项目新增装机容量情况

湖北省新能源电力发展前景广阔，根据《湖北省能源发展“十四五”规划》，“十四五”期间湖北省将大力发展非化石能源，新增光伏发电、风电装机 1,500 万千瓦、500 万千瓦，2025 年光伏、风电总装机达到 3,200 万千瓦，年发电量 400 亿千瓦时。截至 2023 年 6 月 30 日，发行人光伏可控装机容量 91.64 万千瓦，本次募投项目拟新增新能源发电装机 235 万千瓦。近年来，发行人紧跟湖北省能源

发展“十四五”规划的要求，依靠多元化电力结构的优势积极开发新能源项目，优化公司装机结构，持续巩固公司在湖北省发电业务领域的领先地位。同时从下游需求来看，湖北省 2022 年度 GDP 增长率 4.3%，位列全国第六，但在能源方面化石能源匮乏，是缺煤、少油、乏气的省份，根据湖北省发改委发布的数据，2022 年度湖北省全社会用电量累计 2,647.81 亿千瓦时，而剔除三峡水电站（按照国家统分统配安排，三峡水电站绝大部分发电量外送至其他省份）发电量后全省发电量仅 2,322.90 亿千瓦时，在经济快速发展的背景下能源需求缺口不断增大，大力发展新能源是必然趋势，因而发行人的新增新能源装机不存在消纳困难。

综上，本次募投项目新增光伏装机符合行业发展趋势，系响应相关主管部门制定的发展规划，处于规划范围之内，具备合理性。

2、相关政策文件、优惠补贴措施、合同协议明细内容、气候变化情况

根据《中华人民共和国可再生能源法》第十四条规定“国家实行可再生能源发电全额保障性收购制度”，以及国家发改委《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》（发改能源〔2016〕625 号）、《国家发展改革委国家能源局关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》（发改能源〔2016〕1150 号）、《国家发展改革委国家能源局关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能源〔2019〕807 号）等法律法规规定，光伏发电应全额消纳。

优惠补贴措施方面，根据国税发〔2009〕80 号《国家税务总局关于实施国家重点扶持的公共基础设施项目企业所得税优惠问题的通知》，本次募投项目拟建设的光伏电站项目属于《公共基础设施项目企业所得税优惠目录》规定的国家重点扶持的公共基础设施项目，享受企业所得税“三免三减半”政策，即：项目的投资经营的所得，自项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起，第一年至第三年免征企业所得税，第四年至第六年减半征收企业所得税。项目运营初期的所得税的减免进一步的提高了项目的盈利能力。本次募投项目中新能源项目均为平价项目，不涉及电价补贴。

合同协议方面，发行人及实施主体已与本次募投项目所在当地政府签订合作协议，当地政府已明确支持本次募投项目在当地的开发、建设与消纳工作，具体内容如下：

签订日期	协议甲方	协议乙方	主要内容
2022 年 7 月	汉川市人民政府	长源电力	甲、乙双方按照“加强合作、互相支持、共同发展、互利共赢”的合作原则，建立长效合作机制，开发投资建设国能长源汉川四期扩建（2×1000MW）工程及新能源光伏项目，开展全方位、宽领域多层次的战略合作，全面深化合作关系，助力汉川市经济社会发展，实现互惠互利与共同发展。
2022 年 3 月	随县人民政府	长源电力	甲方协助乙方完成项目申报所需政府出具的支持性文件，并组织项目申报；甲方成立服务项目建设工作专班，对该项目实行“一站式”服务，维护开发建设秩序，协调落实项目建设条件，推动出台土地、税收和金融等支持政策，减轻项目开发建设不合理负担，为乙方的投资经营活动创造良好的营商环境。甲方积极协助乙方办理规划审批和有关建设手续，保证本项目的建设用地列入规划，并给予预留保护。
2021 年 7 月	荆门市发展和改革委员会	长源电力	甲方授权乙方在“十四五”期间基地项目的开发权；荆门市全域境内未开发新能源资源的 60%由乙方开发建设；甲方成立工作专班，负责协调配合开展项目推进期间各个阶段的具体工作。
2021 年 7 月	潜江市人民政府	长源电力	双方共同探讨、合作开发已投运燃煤机组的综合利用，共同争取各级政策支持，研究合作铁路、港口、物流资源的高效运用。潜江市政府集中、集约资源，支持开发风电、光伏等新能源项目；支持产业园、建构建筑物群等分布式电源项目的投资开发，充分发挥规模效益，实现光伏发电、节能减排、美化屋面的有机融合，打造绿色新形象。
2022 年 7 月	巴东县人民政府	长源电力	甲方支持乙方在巴东全域范围开发尚未有合作意向的风电及其他光伏发电项目，为深化能源领域合作奠定基础；甲方积极协助乙方与巴东县内重点企业成为电力直接交易的密切合作伙伴；乙方及下属企业加强与巴东县内企业合作，发挥自身优势，参与能源领域基础设施的投资建设，助力县域经济高质量发展。
2022 年 3 月	荆门市屈家岭管理区管委会	湖北新能源	甲方同意乙方对项目区域内光伏资源进行总体规划、分期开发，协助乙方开展办理项目申报各类手续；甲方负责配合乙方将施工、生活电力、道路、给水等需求设施，接入本项目指定范围；甲方负责乙方项目涉及房屋、苗木、耕地、坟地等补偿协调工作，负责施工阶段场地外围环境的治理维护工作；甲方根据省、市、区相关规定，全力支持乙方项目建设和产业发展。

由此可见，湖北省地方人民政府对于新能源发电项目的建设需求依然强劲，未来发展前景广阔。

气候变化方面，与本次募投项目相关的主要为光照气候条件。根据湖北省气象局每月发布的气候影响评价数据，湖北省 2020 年至 2023 年上半年全省平均累计日照时数分别为 1,645.7 小时、1,545.4 小时、1,794.9 小时和 744.7 小时。综合来看，湖北省光照气候条件较为平稳，整体波动性不高。

综上，本次募投项目的新增产能在政策层面具备消纳机制和盈利机制的保障，享有一定的优惠补贴措施，且根据发行人与地方政府签订的合作协议，近年来的气候变化情况，相应业务领域未来发展不存在重大不确定性。

3、募投项目新增装机容量的消纳措施，是否存在无法盈利的风险

从下游需求来看，湖北省 2022 年度 GDP 增长率 4.3%，位列全国第六，但在能源方面化石能源匮乏，是缺煤、少油、乏气的省份，在经济快速发展的背景下能源需求缺口不断增大，大力发展新能源是必然趋势。同时湖北省整体弃风、弃光情况较少，新能源消纳能力强，根据全国新能源消纳监测预警中心发布《2022 年 12 月全国新能源并网消纳情况》，湖北省 2022 年度光伏利用率为 100%，在全国处于前列。根据国家发改委、国家能源局每年发布的可再生能源电力消纳责任权重，湖北省 2020 年至 2022 年总量可再生能源消纳责任权重逐年上升，激励值分别为 35.60%、41.00%、41.30%。因此，从下游需求来看，湖北省新能源发展需求强劲，整体消纳能力位于全国前列。

从消纳及盈利能力来看，发行人新能源发电项目整体消纳条件、盈利能力较好。发行人光伏已建成项目均在 2022 年以后投产，依托于自身火电项目调峰能力，发行人光伏发电消纳灵活性较好，未发生弃光情况。报告期内发行人共有 3 个光伏项目实现全容量并网（不含部分投产项目），发行人已建成光伏项目累计实现净利润 2,181.09 万元，光伏发电业务的平均毛利率为 55.36%，盈利能力较好，所发电力不存在消纳困难。

从具体消纳措施来看，截至 2023 年 6 月末，光伏电力全部通过电网全额保障性收购方式消纳，收购电价为项目的核准电价。未来随着电力市场化交易进一步推行，保障性收购电量占比可能有所下降，发行人一方面已加强开展项目投资建设规划，在前期投资决策阶段严格论证项目消纳能力，另一方面将根据政策要求及市场环境灵活开展电力市场化交易、绿证交易，保障新能源电力的消纳。

综上，从行业格局来看，湖北省新能源发电业务前景广阔，十四五期间发行人新能源业务发展态势处于行业区域领先地位；从下游需求来看，湖北省新能源发展需求强劲，整体消纳能力位于全国前列；从发行人自身来看，发行人光伏发电项目依托自身火电项目调峰能力，光伏发电消纳灵活性较高，项目消纳条件及

盈利能力较好。因此本次募投项目新增光伏装机规模具备合理性，发电无法消纳或项目无法盈利的风险较小。

(二) 结合报告期内近似建设项目、同类业务业绩实现情况、同行业可比情况，说明效益测算的谨慎性、合理性

1、报告期光伏项目业绩实现情况与募投项目效益预测水平对比

本次各光伏募投项目年均等效利用小时数及预测毛利率水平情况如下所示：

序号	项目名称	年均等效峰值利用小时数(h,直流侧)	预测毛利率
1	汉川市新能源百万千瓦基地二期项目	1,025.13	42.35%
2	汉川市新能源百万千瓦基地三期项目	1,006.09	41.96%
3	国能长源随州市随县百万千瓦新能源多能互补基地二期 100MW 项目	1,087.95	46.80%
4	国能长源荆门市源网荷储百万千瓦级新能源基地钟祥子项目光伏电站	1,045.11	39.83%
5	国能长源潜江浩口 200MW 渔光互补光伏发电项目	1,013.54	43.75%
6	国能长源谷城县冷集镇 230MW 农光互补光伏发电项目	1,044.50	47.02%
7	国能长源荆州市纪南镇 100MW 渔光互补光伏发电项目	1,009.50	43.65%
8	国能长源巴东县沿渡河镇 100MW 农光互补光伏发电项目	961.13	45.69%
9	国能长源荆门屈家岭罗汉寺 70MW 农光互补光伏发电项目（一期）	1,035.61	45.45%
10	国电长源谷城县盛康镇 50MW 农光互补光伏发电项目	1,023.60	43.15%
平均值		1,025.22	43.97%

注：年均等效峰值利用小时数=年均上网电量/装机容量。光伏项目发电过程中，发电机产生的直流电能通过逆变器转化为交流电能后上网，转化过程中能量存在一定损耗，损耗比例体现在逆变器的参数“容配比”（即直流侧容量与交流侧容量的比值）中，因此直流侧容量一般大于交流侧容量。根据《光伏发电系统能效规范（NB/T10394-2020）》，容配比取值范围一般不超过 1.8。此处直流侧、交流侧的利用小时数不同系计算时分母分别为直流侧、交流侧装机容量所致，下同。

公司自 2021 年起加大新能源发电发展力度，已建成项目均在 2022 年以后投产。截至 2023 年 6 月末，公司共有 3 个光伏项目实现全容量并网（不含部分投产项目），具体情况如下：

序号	项目名称	投产时间	截至 2023 年 6 月运行时长	上网电量(万/KWh)	直流侧容量(万千瓦)	年等效峰值利用小时数(h,直流侧)	项目毛利率
1	国能长源荆门热电厂地面光伏发电项目	2022 年 4 月	14 个月	1,623.63	1.13	1,326.91	51.58%
2	国能长源石首高陵农光互补光伏发电项目	2022 年 7 月	11 个月	10,910.93	10.44	1,254.70	54.50%
3	国能长源公安狮子口 100MW 农光互补光伏发电项目	2023 年 2 月	4 个月	5,124.57	13.00	1,182.90	59.99%
平均值			9.7 个月	5,886.38	8.19	1,254.84	55.36%

注：由于公司已建光伏项目投产时间较短，上述上网电量为各项目全容量正式并网（不含试

运行期间)次月至 2023 年 6 月期间的上网电量,年等效峰值利用小时数根据实际运营发电情况年化计算。

对比公司已建成光伏项目实际运行情况,本次募投项目对发电利用小时数预测较为谨慎,募投项目毛利率水平低于已建成光伏项目的水平,体现了效益测算的谨慎性、合理性。

2、同行业可比公司光伏项目效益测算情况与募投项目效益测算情况对比

考虑到光伏发电项目经济效益与地区光照资源禀赋、建设成本等密切相关,发行人选取光伏业务与主要经营地同样位于湖北省内的湖北能源(000883.SZ)作为主要可比公司。

根据公开披露信息显示,2020 年度、2021 年度、2022 年度和 2023 年 1-6 月可比公司光伏业务的毛利率分别为 48.69%、52.83%、51.81%和 50.09%,与公司已建成光伏项目毛利率水平接近。

可比公司最新公告拟募投项目中光伏项目年均等效利用小时数及预测毛利率水平情况如下:

序号	项目	年均等效峰值利用小时数(h,直流侧)	毛利率
1	湖北能源宜城东湾 100MW 光伏发电项目	1,091	49.09%
2	汉江能源公司襄州峪山一期 100MW 农光互补电站项目	1,087	44.88%
3	湖北能源集团监利汪桥 100MW 光储渔业一体化电站项目	1,074	43.79%
4	首义新能源石首市南口镇 100MW 农光互补发电项目	1,052	51.04%
5	洗马综电浠水县洗马 100MW 农光互补光伏发电项目	1,093	49.20%
6	高锐达新能源潜江市高石碑镇 100MW 渔光互补光伏发电项目	1,089	50.71%
平均值		1,081	48.12%

本次各光伏募投项目平均年均等效利用小时数及平均预测毛利率水平分别为 1,025.22 小时和 43.97%。与可比公司相比,公司综合考虑区位资源禀赋等因素,在本次募投项目效益测算中使用的年均等效利用小时数及预测毛利率水平均较为谨慎,且与可比公司不存在较大差异。

综上,本次募投项目中光伏发电项目的预测发电利用小时数、毛利率水平接近同行业可比公司的平均水平及发行人同类业务水平,整体较同行业可比公司的平均水平及发行人同类业务水平略低,体现了效益测算的谨慎性、合理性。其中中国能长源荆门市源网荷储百万千瓦级新能源基地钟祥子项目光伏电站预测毛利率较低,主要系其作为基地项目,基地范围和使用面积较大,需布置多个升压站

和内部连接线路，承担该基地项目后续数期项目的升压站、内部线路以及设备投资成本。同时，根据湖北省能源局要求，因依托的荆门电厂煤电机组新增灵活性调峰容量不足，不足部分需按 10%比例配置化学储能，导致相关设备及安装工程、建筑工程费用较高。

五、结合本次募投项目的固定资产投资进度、折旧摊销政策等，量化分析本次募投项目新增折旧摊销对发行人未来盈利能力及经营业绩的影响

根据项目可行性研究报告，本次募投建设项目的折旧摊销相关参数情况如下表所示：

单位：万元

序号	募集资金项目	预计转固时点	折旧年限	残值率
1	汉川市新能源百万千瓦基地二期项目	T+1	20 年	0%
2	汉川市新能源百万千瓦基地三期项目	T+1	20 年	0%
3	国能长源随州市随县百万千瓦新能源多能互补基地二期 100MW 项目	T+1	20 年	0%
4	国能长源荆门市源网荷储百万千瓦级新能源基地钟祥子项目光伏电站	T+1	20 年	0%
5	国能长源潜江浩口 200MW 渔光互补光伏发电项目	T+1	20 年	0%
6	国能长源谷城县冷集镇 230MW 农光互补光伏发电项目	T+1	20 年	0%
7	国能长源荆州市纪南镇 100MW 渔光互补光伏发电项目	T+1	20 年	0%
8	国能长源巴东县沿渡河镇 100MW 农光互补光伏发电项目	T+1	20 年	0%
9	国能长源荆门屈家岭罗汉寺 70MW 农光互补光伏发电项目（一期）	T+1	20 年	0%
10	国电长源谷城县盛康镇 50MW 农光互补光伏发电项目	T+1	20 年	0%
合计		-	-	-

注：公司对光伏项目的固定资产残值率通常设定为 3%，出于效益测算谨慎性考虑，本次募投项目可行性分析时均按照残值率为 0%计算。

本次测算以发行人 2023 年 1-6 月的经营业绩为基准，假设项目运营期营业收入和净利润均为基准值的 2 倍。结合本次募投项目的投资进度、项目收入及业绩预测，本次募投项目折旧及摊销对公司未来经营业绩的影响测算的具体过程如下所示：

单位：万元

项目		2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度	2028 年度	2029 年度	2030 年度	2031 年度	2032 年度	2033 年度
新增 折旧 摊销	汉川市新能源百万千瓦基地二期项目	13,391.85	13,391.85	13,391.85	13,391.85	13,391.85	13,391.85	13,391.85	13,391.85	13,391.85	13,391.85
	汉川市新能源百万千瓦基地三期项目	9,321.71	9,321.71	9,321.71	9,321.71	9,321.71	9,321.71	9,321.71	9,321.71	9,321.71	9,321.71
	国能长源随州市随县百万千瓦新能源多能互补基地二期 100MW 项目	2,523.00	2,523.00	2,523.00	2,523.00	2,523.00	2,523.00	2,523.00	2,523.00	2,523.00	2,523.00
	国能长源荆门市源网荷储百万千瓦级新能源基地钟祥子项目光伏电站	15,065.00	14,989.00	14,989.00	14,989.00	14,989.00	14,989.00	14,989.00	14,989.00	14,989.00	14,989.00
	国能长源潜江浩口 200MW 渔光互补光伏发电项目	4,672.98	4,626.37	4,626.37	4,626.37	4,626.37	4,626.37	4,626.37	4,626.37	4,626.37	4,626.37
	国能长源谷城县冷集镇 230MW 农光互补光伏发电项目	5,319.10	5,319.10	5,319.10	5,319.10	5,319.10	5,319.10	5,319.10	5,319.10	5,319.10	5,319.10
	国能长源荆州市纪南镇 100MW 渔光互补光伏发电项目	2,337.33	2,314.02	2,314.02	2,314.02	2,314.02	2,314.02	2,314.02	2,314.02	2,314.02	2,314.02
	国能长源巴东县沿渡河镇 100MW 农光互补光伏发电项目	2,043.23	2,043.23	2,043.23	2,043.23	2,043.23	2,043.23	2,043.23	2,043.23	2,043.23	2,043.23
	国能长源荆门屈家岭罗汉寺 70MW 农光互补光伏发电项目（一期）	1,601.43	1,585.45	1,585.45	1,585.45	1,585.45	1,585.45	1,585.45	1,585.45	1,585.45	1,585.45
	国电长源谷城县盛康镇 50MW 农光互补光伏发电项目	1,132.97	1,132.97	1,132.97	1,132.97	1,132.97	1,132.97	1,132.97	1,132.97	1,132.97	1,132.97
	新增折旧摊销费合计	57,408.60	57,246.70	57,246.70	57,246.70	57,246.70	57,246.70	57,246.70	57,246.70	57,246.70	57,246.70
募 投 项	汉川市新能源百万千瓦基地二期项目	29,404.75	29,257.72	29,111.44	28,965.88	28,821.05	28,676.94	28,533.56	28,390.89	28,248.94	28,107.69
	汉川市新能源百万千瓦基	20,324.60	20,222.99	20,121.76	20,021.29	19,921.02	19,821.51	19,722.38	19,623.82	19,525.64	19,428.04

项目		2024 年度	2025 年度	2026 年度	2027 年度	2028 年度	2029 年度	2030 年度	2031 年度	2032 年度	2033 年度
目 新 增 营 业 收 入 情 况	地三期项目										
	国能长源随州市随县百万千瓦新能源多能互补基地二期 100MW 项目	5,997.00	5,971.00	5,944.00	5,918.00	5,891.00	5,865.00	5,838.00	5,811.00	5,784.00	5,757.00
	国能长源荆门市源网荷储百万千瓦级新能源基地钟祥子项目光伏电站	32,436.00	32,274.00	32,112.00	31,952.00	31,792.00	31,633.00	31,475.00	31,318.00	31,161.00	31,005.00
	国能长源潜江浩口 200MW 渔光互补光伏发电项目	10,308.44	10,256.93	10,205.61	10,154.58	10,103.83	10,053.28	10,003.01	9,953.04	9,903.25	9,853.75
	国能长源谷城县冷集镇 230MW 农光互补光伏发电项目	12,265.70	12,204.37	12,143.29	12,082.57	12,022.22	11,962.12	11,902.26	11,842.78	11,783.53	11,724.66
	国能长源荆州市纪南镇 100MW 渔光互补光伏发电项目	5,179.30	5,153.41	5,127.65	5,102.04	5,076.52	5,051.15	5,025.87	5,000.74	4,975.75	4,950.86
	国能长源巴东县沿渡河镇 100MW 农光互补光伏发电项目	4,509.64	4,487.10	4,464.65	4,442.34	4,420.15	4,398.06	4,376.05	4,354.18	4,332.39	4,310.74
	国能长源荆门屈家岭罗汉寺 70MW 农光互补光伏发电项目（一期）	3,652.59	3,634.34	3,616.16	3,598.08	3,580.09	3,562.18	3,544.36	3,526.65	3,509.03	3,491.48
	国电长源谷城县盛康镇 50MW 农光互补光伏发电项目	2,446.85	2,434.66	2,422.48	2,410.29	2,398.33	2,386.37	2,374.41	2,362.67	2,350.71	2,338.98
	本次募投项目新增营业收入	126,524.87	125,896.52	125,269.04	124,647.07	124,026.21	123,409.61	122,794.90	122,183.77	121,574.24	120,968.20
募 投 项 目 新 增	汉川市新能源百万千瓦基地二期项目	2,306.54	2,764.63	3,223.45	3,026.06	3,344.52	3,747.88	3,558.75	3,870.61	3,809.01	4,078.80
	汉川市新能源百万千瓦基地三期项目	1,383.98	1,709.23	2,034.85	2,067.78	2,373.95	2,434.22	2,332.27	2,569.85	2,517.93	2,765.82
	国能长源随州市随县百万千瓦新能源多能互补基地	716	813	910	844	929	1,004.00	933	1,006.00	1,017.00	1,072.00

项目		2024 年度	2025 年度	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 情 况	二期 100MW 项目										
	国能长源荆门市源网荷储 百万千瓦级新能源基地钟 祥子项目光伏电站	2,401.00	2,110.00	2,635.00	2,549.00	3,010.00	3,443.00	3,348.00	3,745.00	3,675.00	4,056.00
	国能长源潜江浩口 200MW 渔光互补光伏发 电项目	715.88	933.11	1,103.92	1,047.39	1,181.44	1,331.57	1,270.24	1,347.06	1,373.56	1,489.19
	国能长源谷城县冷集镇 230MW 农光互补光伏发 电项目	1,423.58	1,618.31	1,813.29	1,678.67	1,837.47	2,008.94	1,869.10	1,947.73	1,981.64	2,118.90
	国能长源荆州市纪南镇 100MW 渔光互补光伏发 电项目	346.96	456.06	541.99	515.43	590.83	660.9	631.29	688.3	683.47	748.80
	国能长源巴东县沿渡河镇 100MW 农光互补光伏发 电项目	375.29	451.36	527.52	525.22	595.91	666.68	677.73	653.04	643.92	701.84
	国能长源荆门屈家岭罗汉 寺 70MW 农光互补光伏发 电项目（一期）	362.47	436.13	493.88	458.98	509.69	554.99	519.3	529.24	552.1	596.06
	国电长源谷城县盛康镇 50MW 农光互补光伏发电 项目	196.43	238.81	209.13	203.98	238.11	275.38	267.99	298.9	295.35	324.89
	本次募投项目新增净利润	10,228.13	11,530.64	13,493.03	12,916.51	14,610.92	16,127.56	15,407.67	16,655.73	16,548.98	17,952.30
1、对营业收入的影响											
现有营业收入（不含募投项目）		1,384,226.34	1,384,226.34	1,384,226.34	1,384,226.34	1,384,226.34	1,384,226.34	1,384,226.34	1,384,226.34	1,384,226.34	1,384,226.34
预计营业收入（含募投项目）		1,510,751.21	1,510,122.86	1,509,495.38	1,508,873.41	1,508,252.55	1,507,635.95	1,507,021.24	1,506,410.11	1,505,800.58	1,505,194.54
本次募投项目新增折旧摊销占整 体营业收入比例		3.80%	3.79%	3.79%	3.79%	3.80%	3.80%	3.80%	3.80%	3.80%	3.80%
2、对净利润的影响											
现有净利润（不含募投项目）		80,431.89	80,431.89	80,431.89	80,431.89	80,431.89	80,431.89	80,431.89	80,431.89	80,431.89	80,431.89
预计净利润（含募投项目）		90,660.02	91,962.53	93,924.92	93,348.40	95,042.81	96,559.45	95,839.56	97,087.62	96,980.87	98,384.19
本次募投项目新增折旧摊销占净 利润比例		63.32%	62.25%	60.95%	61.33%	60.23%	59.29%	59.73%	58.96%	59.03%	58.19%

(续)

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	2042 年度	2043 年度
新增 折旧 摊销	汉川市新能源百万千瓦基地二期项目	13,391.85	13,391.85	13,391.85	13,391.85	13,391.85	13,391.85	13,391.85	13,391.85	13,391.85	13,391.85
	汉川市新能源百万千瓦基地三期项目	9,321.71	9,321.71	9,321.71	9,321.71	9,321.71	9,321.71	9,321.71	9,321.71	9,321.71	9,321.71
	国能长源随州市随县百万千瓦新能源多能互补基地二期100MW 项目	2,523.00	2,523.00	2,523.00	2,523.00	2,523.00	2,523.00	2,523.00	2,523.00	2,523.00	2,523.00
	国能长源荆门市源网荷储百万千瓦级新能源基地钟祥子项目光伏电站	14,989.00	14,989.00	14,989.00	14,989.00	14,989.00	14,989.00	14,989.00	14,989.00	14,989.00	14,914.00
	国能长源潜江浩口 200MW 渔光互补光伏发电项目	4,626.37	4,626.37	4,626.37	4,626.37	4,626.37	4,626.37	4,626.37	4,626.37	4,626.37	4,579.75
	国能长源谷城县冷集镇 230MW 农光互补光伏发电项目	5,319.10	5,319.10	5,319.10	5,319.10	5,319.10	5,319.10	5,319.10	5,319.10	5,319.10	5,319.10
	国能长源荆州市纪南镇 100MW 渔光互补光伏发电项目	2,314.02	2,314.02	2,314.02	2,314.02	2,314.02	2,314.02	2,314.02	2,314.02	2,314.02	2,290.70
	国能长源巴东县沿渡河镇 100MW 农光互补光伏发电项目	2,043.23	2,043.23	2,043.23	2,043.23	2,043.23	2,043.23	2,043.23	2,043.23	2,043.23	2,043.23
	国能长源荆门屈家岭罗汉寺 70MW 农光互补光伏发电项目（一期）	1,585.45	1,585.45	1,585.45	1,585.45	1,585.45	1,585.45	1,585.45	1,585.45	1,585.45	1,569.48
	国电长源谷城县盛康镇 50MW 农光互补光伏发电项目	1,132.97	1,132.97	1,132.97	1,132.97	1,132.97	1,132.97	1,132.97	1,132.97	1,132.97	1,132.97
	新增折旧摊销费合计	57,246.70	57,246.70	57,246.70	57,246.70	57,246.70	57,246.70	57,246.70	57,246.70	57,246.70	57,085.79
募 投 项 目	汉川市新能源百万千瓦基地二期项目	27,967.15	27,827.32	27,688.18	27,549.74	27,411.99	27,274.93	27,138.56	27,002.86	26,867.85	26,733.51
	汉川市新能源百万千瓦基地三期项目	19,330.82	19,234.18	19,138.10	19,042.41	18,947.10	18,852.37	18,758.20	18,664.42	18,571.02	18,478.20

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	2042 年度	2043 年度
新增营业收入情况	国能长源随州市随县百万千瓦新能源多能互补基地二期100MW 项目	5,731.00	5,704.00	5,677.00	5,650.00	5,622.00	5,595.00	5,568.00	5,541.00	5,514.00	5,487.00
	国能长源荆门市源网荷储百万千瓦级新能源基地钟祥子项目光伏电站	30,850.00	30,696.00	30,543.00	30,390.00	30,238.00	30,087.00	29,936.00	29,786.00	29,638.00	29,489.00
	国能长源潜江浩口 200MW 渔光互补光伏发电项目	9,804.44	9,755.42	9,706.68	9,658.14	9,609.79	9,561.73	9,513.95	9,466.37	9,419.07	9,371.96
	国能长源谷城县冷集镇 230MW 农光互补光伏发电项目	11,666.03	11,607.64	11,549.63	11,491.85	11,434.45	11,377.29	11,320.38	11,263.83	11,207.41	11,151.48
	国能长源荆州市纪南镇 100MW 渔光互补光伏发电项目	4,926.11	4,901.50	4,876.99	4,852.58	4,828.30	4,804.18	4,780.15	4,756.26	4,732.46	4,708.82
	国能长源巴东县沿渡河镇 100MW 农光互补光伏发电项目	4,289.17	4,267.74	4,246.40	4,225.18	4,204.02	4,183.03	4,162.08	4,141.31	4,120.59	4,099.99
	国能长源荆门屈家岭罗汉寺 70MW 农光互补光伏发电项目（一期）	3,474.03	3,456.65	3,439.37	3,422.15	3,405.07	3,388.02	3,371.11	3,354.22	3,337.48	3,320.76
	国电长源谷城县盛康镇 50MW 农光互补光伏发电项目	2,327.24	2,315.73	2,304.22	2,292.48	2,280.98	2,269.69	2,258.41	2,247.12	2,235.84	2,224.55
	本次募投项目新增营业收入	120,365.99	119,766.18	119,169.57	118,574.53	117,981.70	117,393.24	116,806.84	116,223.39	115,643.72	115,065.27
募投项目新增净利润	汉川市新能源百万千瓦基地二期项目	4,428.58	4,778.87	5,129.68	5,481.00	5,540.24	5,929.27	5,828.85	5,728.92	5,629.49	5,434.41
	汉川市新能源百万千瓦基地三期项目	2,949.98	3,198.58	3,447.60	3,696.91	3,829.79	4,009.38	3,939.68	3,870.26	3,801.12	3,732.40
	国能长源随州市随县百万千瓦新能源多能互补基地二期100MW 项目	1,135.00	1,208.00	1,280.00	1,353.00	1,395.00	1,457.00	1,437.00	1,417.00	1,397.00	1,377.00
	国能长源荆门市源网荷储百万千瓦级新能源基地钟祥子	4,431.00	4,832.00	5,233.00	5,635.00	5,851.00	6,229.00	6,117.00	6,007.00	5,896.00	4,785.00

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	2042 年度	2043 年度
情况	项目光伏电站										
	国能长源潜江浩口 200MW 渔光互补光伏发电项目	1,619.29	1,749.60	1,880.12	2,010.79	2,068.05	2,199.07	2,163.71	2,128.48	2,093.47	2,077.76
	国能长源谷城县冷集镇 230MW 农光互补光伏发电项目	2,267.54	2,416.37	2,565.46	2,714.74	2,784.92	2,934.65	2,892.52	2,850.66	2,808.90	2,755.14
	国能长源荆州市纪南镇 100MW 渔光互补光伏发电项目	809.43	874.98	940.60	1,006.29	1,042.84	1,103.78	1,085.99	1,068.30	1,050.69	1,050.67
	国能长源巴东县沿渡河镇 100MW 农光互补光伏发电项目	759.83	817.92	876.07	934.33	965.61	1,024.02	1,008.52	993.14	977.80	962.56
	国能长源荆门屈家岭罗汉寺 70MW 农光互补光伏发电项目（一期）	635.18	679.26	723.42	767.62	791.54	830.71	818.18	805.69	793.29	792.90
	国电长源谷城县盛康镇 50MW 农光互补光伏发电项目	357.12	389.52	421.92	454.16	470.07	502.64	494.28	485.93	477.58	466.52
	本次募投项目新增净利润	19,392.95	20,945.10	22,497.87	24,053.84	24,739.06	26,219.52	25,785.73	25,355.38	24,925.34	23,434.36
1、对营业收入的影响											
现有营业收入（不含募投项目）		1,384,226.34	1,384,226.34	1,384,226.34	1,384,226.34	1,384,226.34	1,384,226.34	1,384,226.34	1,384,226.34	1,384,226.34	1,384,226.34
预计营业收入（含募投项目）		1,504,592.33	1,503,992.52	1,503,395.91	1,502,800.87	1,502,208.04	1,501,619.58	1,501,033.18	1,500,449.73	1,499,870.06	1,499,291.61
本次募投项目新增折旧摊销占整体营业收入比例		3.80%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.81%	3.82%	3.82%	3.81%
2、对净利润的影响											
现有净利润（不含募投项目）		80,431.89	80,431.89	80,431.89	80,431.89	80,431.89	80,431.89	80,431.89	80,431.89	80,431.89	80,431.89
预计净利润（含募投项目）		99,824.84	101,376.99	102,929.76	104,485.73	105,170.95	106,651.41	106,217.62	105,787.27	105,357.23	103,866.25
本次募投项目新增折旧摊销占净利润比例		57.35%	56.47%	55.62%	54.79%	54.43%	53.68%	53.90%	54.11%	54.34%	54.96%

注 1：本次项目于 2023 年启动建设，预计 2024 年投入使用，假设本次募投项目在预计转固时间全部建设完成；

注 2：假设运营期营业收入及净利润为 2023 年半年度营业收入和净利润的 2 倍，不考虑公司现有业务的未来收入增长以及净利润增长，且不构成对公司未来业绩、盈利水平的承诺。

募投项目固定资产折旧期内的折旧及摊销对公司未来经营业绩的预计影响比例如下表：

期间	新增折旧摊销占预计营业收入比重	新增折旧摊销占预计净利润比重
2024 年度	3.80%	63.32%
2025 年度	3.79%	62.25%
2026 年度	3.79%	60.95%
2027 年度	3.79%	61.33%
2028 年度	3.80%	60.23%
2029 年度	3.80%	59.29%
2030 年度	3.80%	59.73%
2031 年度	3.80%	58.96%
2032 年度	3.80%	59.03%
2033 年度	3.80%	58.19%
2034 年度	3.80%	57.35%
2035 年度	3.81%	56.47%
2036 年度	3.81%	55.62%
2037 年度	3.81%	54.79%
2038 年度	3.81%	54.43%
2039 年度	3.81%	53.68%
2040 年度	3.81%	53.90%
2041 年度	3.82%	54.11%
2042 年度	3.82%	54.34%
2043 年度	3.81%	54.96%

本次募投项目实施后，在项目折旧摊销期内，平均每年新增折旧摊销 57,246.75 万元，平均每年新增营业收入和净利润分别为 120,714.24 万元和 19,141.03 万元。以公司 2023 年 1-6 月经营业绩情况测算，预计项目折旧摊销期内每年平均折旧摊销额占营业收入和净利润的比重分别为 3.80%和 57.49%。本次募投项目对公司未来净利润贡献较高，主要原因是公司当前业务以毛利率较低的火电业务为主，光伏项目运营期间毛利率较高，预计将成为公司未来业绩重要的增长点。

近年来我国电力行业弃风弃光现象已有效改善。根据国家能源局的统计，

2022 年全国风电平均利用率 96.8%、光伏发电平均利用率 98.3%，弃风弃光率相对较低。本次募投项目在测算时，选取参数较为谨慎，项目预计毛利率低于目前已实际投产的光伏项目，预计本次募投项目新增营业收入及净利润将能够实现。

因此，本次募投项目的实施虽然增加折旧摊销金额，但募投项目预计效益良好，募投项目的实施能有效提升公司盈利水平，不会对公司未来经营业绩产生重大不利影响。

六、结合未来三年发行人资金缺口的具体计算过程、日常运营需要、货币资金余额及使用安排、前次募集资金中闲置募集资金补充流动资金及进行现金管理等情况，说明本次补充流动资金的必要性

（一）前次募集资金中闲置募集资金补充流动资金及进行现金管理等情况

1、前次募集资金金额和资金到账情况

经中国证券监督管理委员会证监许可[2021]868 号《关于核准国电长源电力股份有限公司向国家能源投资集团有限责任公司发行股份购买资产并募集配套资金的批复》核准，本公司向二十四名特定对象非公开发行人民币普通股股票（A 股）199,667,221 股，每股面值 1 元，每股发行价格为 6.01 元，募集资金总额 120,000.00 万元，扣除主承销商发行费用 1,132.08 万元后的募集资金净额为 118,867.92 万元。已于 2021 年 12 月 24 日全部到账，且已经中审众环会计师事务所（特殊普通合伙）验证并出具验资报告（报告号：众环验字（2021）0210061 号）。

2、前次募集资金中闲置募集资金补充流动资金及进行现金管理等情况

前次募集资金的实际使用情况如下表所示：

单位：万元

序号	承诺投资项目	实际投资项目	募集前承诺投资金额	募集后承诺投资金额	实际投资金额
1	支付本次交易现金对价	支付本次交易现金对价	91,699.08	91,699.08	91,699.02
2	偿还银行贷款	偿还银行贷款	27,168.84	27,168.84	27,168.84
合计			118,867.92	118,867.92	118,867.86

截至本回复出具日，公司以募集资金人民币 91,699.02 万元置换已预先投入募集资金使用项目的自有资金，其余 27,168.84 万元全部用于偿还银行贷款，前

次募集资金全部用于支付前次交易现金对价和偿还银行贷款，不存在使用闲置募集资金用于其他用途的情况。

（二）未来三年发行人资金缺口的具体计算过程、日常运营需要、货币资金余额及使用安排情况

本次向特定对象发行股票募集资金中的 47,668 万元用于补充流动资金，将全部用于偿还银行贷款，以降低公司资产负债率，优化财务结构，降低财务费用，增强公司资金实力，从而满足公司的能源发展战略，进一步加强公司的行业竞争力。

在其他经营要素不变的情况下，根据发行人最近三年（2020 年至 2022 年）经营情况，结合对未来三年（2023 年至 2025 年）市场情况的预判以及公司自身的业务规划，采用销售百分比法对发行人未来三年的运营资金缺口情况进行测算，具体情况如下：

2020 年至 2022 年，公司营业收入的复合增长率为 20.64%。基于谨慎性考虑，假设公司未来三年的复合增长率为 15%，即公司 2023 年至 2025 年预测营业收入分别为 1,686,120.29 万元、1,939,038.34 万元和 2,229,894.09 万元。

同时假设预测期相关财务数据比例与 2022 年度完全相同，各计算指标情况如下：

项目	基期（2022 年度）	
	金额（万元）	占营业收入百分比
营业收入	1,466,191.56	100.00%
经营性流动资产合计	321,407.12	21.92%
其中：应收票据	21,324.70	1.45%
应收账款	195,955.19	13.36%
预付账款	47,443.49	3.24%
存货	56,683.74	3.87%
经营性流动负债合计	152,516.59	10.40%
其中：应付账款	147,863.13	10.08%
合同负债	4,653.46	0.32%

项目	基期（2022 年度）	
	金额（万元）	占营业收入百分比
流动资金占用额	168,890.53	11.52%

综合考虑以上因素，在其他经营要素不变的情况下，公司 2023 年至 2025 年流动资金占用情况如下所示：

单位：万元

项目	2022 年度	2023 年度预计	2024 年度预计	2025 年度预计
营业收入	1,466,191.56	1,686,120.29	1,939,038.34	2,229,894.09
经营性流动资产合计	321,407.12	369,597.57	425,037.20	488,792.78
其中：应收票据	21,324.70	24,448.74	28,116.06	32,333.46
应收账款	195,955.19	225,265.67	259,055.52	297,913.85
预付账款	47,443.49	54,630.30	62,824.84	72,248.57
存货	56,683.74	65,252.86	75,040.78	86,296.90
经营性流动负债合计	152,516.59	175,356.51	201,659.99	231,908.99
其中：应付账款	147,863.13	169,960.93	195,455.06	224,773.32
合同负债	4,653.46	5,395.58	6,204.92	7,135.66
流动资金占用额	168,890.53	194,241.06	223,377.22	256,883.80
未来三年新增营运资金合计	87,993.27			

注：上述营业收入的假设及测算仅为测算本次向特定对象发行股票募集资金用于补充流动资金的合理性，不代表公司对 2023-2025 年经营情况及趋势的判断，亦不构成盈利预测。

根据以上测算情况，预计发行人未来三年新增营运资金合计约为 87,993.27 万元，截至 2023 年 6 月 30 日，发行人货币资金余额为 30,678.07 万元，拟用于偿还银行贷款、支付日常营运费用及其他重大自筹资金投资项目和电站投资开发业务，发行人未来三年营运资金缺口较大，发行人本次用于补充流动资金的募集资金金额为 47,668 万元，低于发行人流动资金需求。

（三）本次补充流动资金的必要性

近年来，发行人大力发展新能源业务，资本性支出较大，随着发行人新能源业务的快速发展，发行人的负债水平相对较高。2020 年末、2021 年末、2022 年末和 2023 年 6 月末，发行人资产负债率分别为 53.96%、59.15%、68.05%和 69.87%，高于同行业可比上市公司平均水平。通过本次发行募集资金部分用于补充流动资

金，可以有效补充发行人所需营运资金，降低发行人资产负债率，改善发行人资本结构，增强财务稳健性、防范财务风险，提高发行人抗风险能力和持续经营能力，进一步增强发行人回报股东的能力，符合发行人股东利益最大化的目标。

报告期各期，发行人实现营业收入分别为 1,007,349.93 万元、1,216,396.57 万元、1,466,191.56 万元和 692,113.17 万元，经营规模快速扩大。发行人所处电力行业属于资金密集型行业，随着发行人经营规模的持续扩大，发行人对于流动资金的需求量也将不断扩大。截至 2023 年 6 月 30 日，发行人货币资金余额为 30,678.07 万元，拟用于偿还银行贷款、支付日常营运费用及其他重大自筹资金投资项目和电站投资开发业务。目前，发行人合理的债务融资空间受到影响，发行人通过本次股权融资方式补充流动资金，将有效缓解发行人的资金压力，释放融资空间，提升经营效率。本次向特定对象发行股票募集资金将有利于优化发行人资本结构，提升发行人的资金实力，为发行人经营与业务发展提供有力的资金支持，为发行人高质量发展奠定良好基础。

综上，根据发行人最近三年经营情况，结合对未来三年市场情况的预判以及公司自身的业务规划，采用销售百分比法对发行人未来三年的运营资金缺口情况进行合理测算，发行人未来三年新增营运资金合计约为 87,993.27 万元，截至 2023 年 6 月 30 日，发行人货币资金余额为 30,678.07 万元，未来三年营运资金缺口较大，发行人本次用于补充流动资金的募集资金金额为 47,668 万元，可填补上述日常生产经营所需资金缺口，具有必要性。

七、请发行人补充披露（1）（2）（4）（5）相关风险

（一）发行人已在募集说明书“重大事项提示”之“十二、公司特别提示投资者对下列重大风险予以充分关注”及“第六节与本次发行相关的风险因素”之“三、对本次募投项目的实施过程或实施效果可能产生重大不利影响的因素”中补充披露以下风险：

“（四）募投项目无法消纳或无法盈利的风险

本次募投项目将新增公司在湖北省内的光伏发电项目。湖北地区电力消纳能力较强，但未来随着湖北省可再生能源的不断发展，潜在竞争者的加入可能导致地区电力消纳压力增加。如果未来地区经济发展速度减缓，工业企业用电量及居

民生活用电量下降，局部电力市场可能存在供过于求，电力市场消纳能力下降，可能会对本次募投项目的消纳能力及盈利能力带来不利影响。

此外，尽管现阶段发行人主要经营区的电力市场化改革情况对发行人的发电上网尚未产生显著影响，但是仍不能排除未来随着电力体制改革的不断深入，发电上网条件、上网价格、销售情况出现不利变动，从而导致本次募投项目新增的产能无法消纳或无法盈利的风险。”

（二）发行人已在募集说明书“重大事项提示”之“十二、公司特别提示投资者对下列重大风险予以充分关注”及“第六节与本次发行相关的风险因素”之“三、对本次募投项目的实施过程或实施效果可能产生重大不利影响的因素”中披露以下风险：

“（七）募投项目新增资产折旧摊销的风险

公司募集资金投资项目资金投入规模较大，建成后新增资产规模较大，新增资产折旧摊销占公司未来营业收入及净利润的比重相对较高。本次募投项目实施后，在项目折旧摊销期内，平均每年新增折旧摊销 57,246.75 万元，平均每年新增营业收入和净利润分别为 120,714.24 万元和 19,141.03 万元。以公司 2023 年 1-6 月经营业绩情况测算，预计项目折旧摊销期内每年平均折旧摊销额占营业收入和净利润的比重分别为 3.80%和 57.49%。由于募集资金投资项目的建设及产生效益需要一定周期，若未来市场环境等发生重大不利变化，公司募集资金投资项目无法实现预计效益，则新增资产折旧摊销将对公司未来的经营业绩产生不利影响。”

（三）发行人已在募集说明书“重大事项提示”之“十二、公司特别提示投资者对下列重大风险予以充分关注”及“第六节与本次发行相关的风险因素”之“三、对本次募投项目的实施过程或实施效果可能产生重大不利影响的因素”中披露以下风险：

“（八）项目实施用地未及时取得的风险

公司募集资金投资项目用地中，光伏方阵部分为租赁用地，公司相关控股子公司均已与相关主体签署了土地租赁协议或土地流转协议。升压站部分为永久性设施用地，募投项目中尚有部分项目未取得土地使用权证。虽然上述未取得土地

使用权证的募集资金投资项目已取得当地政府及自然资源和规划局所出具的说明文件，确认相关用地符合土地利用总体规划、符合国家产业政策、土地政策及城乡规划，预计取得募投项目永久性设施用地的国有土地使用权证不存在实质性法律障碍，但如果公司无法按照预定计划取得上述土地使用权证且无法实施替代方案，则可能对本次募投项目的实施进度产生一定的不利影响。”

（四）发行人已在募集说明书“重大事项提示”之“十二、公司特别提示投资者对下列重大风险予以充分关注”及“第六节与本次发行相关的风险因素”之“三、对本次募投项目的实施过程或实施效果可能产生重大不利影响的因素”中补充披露以下风险：

“（九）募投项目未办理相关建设手续或未取得生产经营资质受到行政处罚的风险

本次募投建设项目已根据《企业投资项目核准和备案管理条例》等相关法律法规取得了核准、备案文件。

本次募投建设项目在并网投产后需要进一步取得电力业务许可证等生产经营资质，未开工的项目开工建设前还应取得相关建设手续。若在项目建设过程中公司因管理不到位等原因而未按照相关法规要求开展业务，或相关政策、法律法规要求发生变化，导致公司未及时办理相关建设手续或未取得生产经营资质，则可能会受到相关主管部门行政处罚，严重情况下可能导致公司项目建设开发进度受阻，并对公司日常经营、业绩、声誉等造成不利影响。”

八、中介机构核查情况

（一）核查程序

1、针对问题（1）（2）（3），保荐人和发行人律师执行的核查程序

（1）取得本次募投项目已签订的租赁合同、已取得的集体土地流转手续，并查阅《中华人民共和国民法典》《中华人民共和国土地管理法》《中华人民共和国农村土地承包法》《关于支持光伏扶贫和规范光伏发电产业用地的意见》《关于支持光伏发电产业发展规范用地管理有关工作的通知》等相应政策法规的规定，核查本次所有募投项目涉及的租赁土地、集体土地的使用是否合法合规，是否存在占用基本农田、违规使用农用地等其他不符合国家土地法律法规政策的情形，相

关募投项目生产经营期限是否与租期相匹配；取得本次募投项目用地涉及的用地预审意见、建设用地批复、不动产权证书、政府出具说明文件等，核查项目用地是否存在实质性障碍，预计取得时间，及若未办理完成是否会对募投项目正常实施产生不利影响及发行人拟采取的有效应对措施；

（2）查阅《企业投资项目核准和备案管理条例》《关于贯彻落实“放管服”改革精神、优化电力业务许可管理有关事项的通知》等相关法律法规，核查本次募投项目是否已履行有关部门审批、备案等程序，相关资质是否完备，投资额发生变更的原因；取得发行人关于募投项目董事会前投入资金情况、最新建设进展等情况的确认，取得各募投建设项目已取得的建设手续及政府合规证明，核查募投项目建设是否合法合规，是否存在因未批先建被处罚情形；

（3）查阅电力相关法律法规、湖北省电力市场化相关政策文件，核查可再生能源电力全额消纳的法律依据；查询同行业企业关于可再生能源电力业务不构成同业竞争的案例，核查可再生能源电力不构成同业竞争的合理性；查阅发行人与托管方签订的委托管理协议，获取受托管企业在报告期内的经营数据，分析其是否构成重大不利影响。

2、针对问题（4）（5），保荐人和申报会计师执行的核查程序

（1）查阅《湖北省能源发展“十四五”规划》《中华人民共和国可再生能源法》《国家税务总局关于实施国家重点扶持的公共基础设施项目企业所得税优惠问题的通知》等政策文件，取得发行人与汉川市人民政府签订的《开发协议书》、与随县人民政府签订的《框架协议书》、与荆门市发展和改革委员会签订的《开发协议》、与潜江市人民政府签订的《战略合作协议》、与恩施土家族苗族自治州巴东县人民政府签订的《战略合作框架协议》、与荆门市屈家岭管理区管委会签订的《项目投资协议》，通过公开渠道查询湖北省气候变化数据，梳理光伏行业发展趋势、募投项目新增装机容量情况、相关政策文件、优惠补贴措施等，核查募投项目新增装机容量的消纳措施、是否存在无法盈利的风险；

（2）查阅发行人近似建设项目、同类业务业绩实现情况、同行业可比情况，分析效益测算是否谨慎、合理；

（3）查阅本次募投项目可行性研究报告及效益测算明细表，分析项目运行期

内折旧摊销情况对发行人未来经营业绩的影响情况。

3、针对问题（6），保荐人执行的核查程序

查阅了发行人近三年及一期的审计报告、财务报表，核查发行人前次募集资金使用情况，查阅了《国家能源集团长源电力股份有限公司截至 2022 年 12 月 31 日前次募集资金使用情况专项报告及鉴证报告》（报告号：信会师报字[2023]第 ZE10540 号）。

（二）核查意见

1、针对问题（1）（2）（3），保荐人和发行人律师的核查意见

（1）本次所有募投项目涉及的永久土地、租赁土地已根据相关法律法规履行程序或取得地方政府的确认说明，不会对募投项目的实施造成重大不利影响，不存在占用基本农田、违规使用农用地等其他不符合国家土地法律法规政策的情形，相关募投项目生产经营期限与租期相匹配；本次募投建设项目涉及的经营期租赁土地已落实，不会对募投项目正常实施产生不利影响；根据本次募投项目用地已取得的用地预审意见、建设用地批复、不动产权证书、政府说明文件等，募投项目自有用地的落实不存在实质性障碍，不会对募投项目实施产生重大不利影响。

（2）本次募投项目公司根据项目实际推进情况合理变更投资额，已履行有关部门审批、备案等程序，相关资质完备，不存在未依法依规取得相关生产经营资质的情形；截至本回复出具日，本次募投项目的建设符合辖区主管部门的监管规范，不存在违反有关住房和城乡建设管理有关的法律、法规的情形，不存在因未批先建被处罚情形。

（3）发行人认定不存在实质性同业竞争、相关同业竞争问题已基本解决的表述规范、准确。发行人已托管国电电力在鄂水电资产，相关同业竞争不构成重大不利影响；市场化交易的可再生能源电力不存在实质性同业竞争，本次募投项目实施后不会新增重大不利影响的同业竞争。

2、针对问题（4）（5），保荐人和申报会计师的核查意见

（1）针对光伏募投项目，从行业格局来看，湖北省新能源发电业务前景广阔，

十四五期间发行人新能源发展态势处于行业区域领先地位；从下游需求来看，湖北省新能源发展需求强劲，整体消纳能力位于全国前列；从发行人自身来看，发行人光伏发电项目主要依托自身火电项目调峰能力，光伏发电消纳灵活性较高，项目消纳条件及盈利能力较好。因此本次募投项目新增光伏装机规模具备合理性，发电无法消纳或项目无法盈利的风险较小；从利用小时数、毛利率来看，与报告期内发行人近似建设项目、同类业务业绩实现情况、同行业可比情况相比，本次募投项目的效益测算具备谨慎性、合理性。

（2）发行人本次募投项目的实施会导致其折旧摊销金额增加，但募投项目整体预计效益良好，募投项目的实施能有效提升发行人盈利水平。因此，募投项目新增折旧摊销不会对发行人未来经营业绩造成重大不利影响。

3、针对问题（6），保荐人的核查意见

发行人前次募集资金全部用于支付前次交易现金对价和偿还银行贷款，不存在使用闲置募集资金用于其他用途的情况。根据发行人最近三年经营情况，结合对未来三年市场情况的预判以及公司自身的业务规划，采用销售百分比法对发行人未来三年的运营资金缺口情况进行合理测算，发行人未来三年新增营运资金合计约为 87,993.27 万元，营运资金缺口较大。发行人本次用于补充流动资金的募集资金金额为 47,668 万元，可填补上述日常生产经营所需资金缺口，具有必要性。

问题 3

根据国家统计局发布的《国民经济行业分类》(GB/T4754-2017)，发行人所处行业为“D44 电力、热力生产和供应业”。报告期各期，发行人火电收入占营业收入比例分别为 91.85%、90.45%、91.26%和 90.65%。

请发行人补充说明：(1) 发行人已建、在建及拟建项目是否属于《产业结构调整指导目录(2019 年本)》中淘汰类、限制类产业，是否属于落后产能，是否符合国家产业政策；(2) 发行人已建、在建及拟建项目是否满足项目所在地能源消费双控要求，是否按规定取得固定资产投资项目节能审查意见；(3) 发行人已建、在建及拟建项目是否涉及新建自备燃煤电厂，如是，是否符合《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》中“京津冀、长三角、珠三角等区域禁止新建燃煤自备电厂，装机明显冗余、火电利用小时数偏低地区，除以热定电的热电联产项目外，原则上不再新建/新扩自备电厂项目”的要求；(4) 发行人已建、在建及拟建项目是否需履行主管部门审批、核准、备案等程序及履行情况；是否按照环境影响评价法要求，以及《建设项目环境影响评价分类管理目录》《生态环境部审批环境影响评价文件的建设项目目录》规定，获得相应级别生态环境部门环境影响评价批复；(5) 发行人已建、在建及拟建项目是否属于大气污染防治重点区域内的耗煤项目，依据《大气污染防治法》第九十条，国家大气污染防治重点区域内新建、改建、扩建用煤项目的，应当实行煤炭的等量或减量替代，发行人是否已履行相应的煤炭等量或减量替代要求；(6) 发行人已建、在建及拟建项目是否位于各地城市人民政府根据《高污染燃料目录》划定的高污染燃料禁燃区内，如是，是否拟在禁燃区内燃用相应类别的高污染燃料；(7) 发行人已建、在建及拟建项目是否需取得排污许可证，如是，是否已取得，如未取得，说明目前的办理进度、后续取得是否存在法律障碍，是否违反《排污许可管理条例》第三十三条规定；(8) 发行人已建、在建及拟建项目生产的产品是否属于《环保名录》中规定的“双高”产品。如发行人产品属于《环保名录》中“高环境风险”的，还应满足环境风险防范措施要求、应急预案管理制度健全、近一年内未发生重大特大突发环境事件要求；产品属于《环保名录》中“高污染”的，还应满足国家或地主污染物排放标准及已出台的超低排放要求、达到行业清洁生产先进水平、近一年内无因环境违法行为受到重大处罚的要求；(9) 发行人已建、在建及拟建

项目及本次募投项目涉及环境污染的具体环节、主要污染物名称及排放量；募投项目所采取的环保措施及相应的资金来源和金额，主要处理设施及处理能力，是否能够与募投项目实施后所产生的污染相匹配；（10）发行人最近 36 个月是否存在受到环保领域行政处罚的情况，是否构成重大违法行为，或是否存在导致严重环境污染，严重损害社会公共利益的违法行为；（11）募集资金是否存在变相用于高耗能、高排放项目的情形。

请保荐人及发行人律师核查并发表明确意见。

回复：

一、发行人已建、在建、未来拟建设的项目，是否属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）（2021 年修订）》中的淘汰类、限制类产业，是否属于落后产能，是否符合国家产业政策

（一）发行人已建、在建及拟建项目是否属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）（2021 年修订）》中的淘汰类、限制类产业

截至本回复出具日，发行人已建、在建及拟建项目详见附件“发行人主营业务已建、在建、拟建项目履行主管部门审批、核准、备案手续以及环评批复情况”。

发行人已建、在建及拟建项目包括水电、火电、新能源发电建设等。根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年修订），其中与发行人主营业务相关的内容如下：

序号	类别	行业	内容
1	鼓励类	二、水利	11、综合利用水利枢纽工程
2		四、电力	1、大中型水利发电及抽水蓄能电站 2、单机 60 万千瓦及以上超超临界机组电站建设 3、采用背压（抽背）型热电联产、热电冷多联产、30 万千瓦及以上超（超）临界热电联产机组 4、缺水地区单机 60 万千瓦及以上大型空冷机组电站建设 5、燃煤发电机组超低排放技术 6、燃煤耦合生物质发电 7、火力发电机组灵活性改造
3		五、新能源	1、太阳能热发电集热系统、太阳能光伏发电系统集成技术开发应用、逆变控制系统开发制造 2、氢能、风电与光伏发电互补系统技术开发与应用 3、太阳能建筑一体化组件设计与制造
4	限制类	三、电力	1、大电网覆盖范围内，发电煤耗高于 300 克标准煤/千瓦时的湿冷发电机组，发电煤耗高于 305 克标准煤/千瓦时的空冷发电机组 2、无下泄生态流量的引水式水力发电

序号	类别	行业	内容
5	淘汰类	一、落后生产工艺装备 (三) 电力	1、不达标的单机容量 30 万千瓦级及以下的常规燃煤火电机组(综合利用机组除外)、以发电为主的燃油锅炉及发电机组

发行人水电、新能源发电项目属于鼓励类产业，发行人火电项目的具体情况如下：

序号	建设主体	项目名称	是否属于淘汰类、限制类产业
1	汉川一发	汉川电厂一期2×300MW亚临界燃煤发电项目	否，报告期内汉川电厂一期2×300MW亚临界燃煤发电机组2020年-2022年发电煤耗分别为299、296、295克标准煤/千瓦时。耗煤不高于300克标准煤/千瓦时，不属于限制类、淘汰类
2		汉川电厂二期2×300MW亚临界燃煤发电项目	否，报告期内汉川电厂二期2×300MW亚临界燃煤发电机组2020年-2022年发电煤耗分别为299、296、295克标准煤/千瓦时。发电机组耗煤不高于300克标准煤/千瓦时，不属于限制类、淘汰类
3	汉川公司	湖北国电汉川电厂三期机组扩建工程项目	否，为单机 600MW 及以上超超临界机组电站建设，属于鼓励类
4		国能长源汉川四期扩建工程项目	否，为单机 600MW 及以上超超临界机组电站建设，属于鼓励类
5	荆门公司	荆门电厂三期2×600MW超临界燃煤发电项目	否，报告期内荆门电厂三期2×600MW超临界燃煤发电项目发电机组2020年-2022年发电煤耗分别为285、284、281克标准煤/千瓦时。发电机组耗煤不高于300克标准煤/千瓦时，不属于限制类、淘汰类
6	长源一发	湖北省青山热电厂“以大代小”1×300MW亚临界燃煤发电项目	是，使用的机组为发电耗煤高于300克标准煤/千瓦时的湿冷发电机组，属于限制类
7	青山公司	国电青山热电有限公司“上大压小”一期2×350MW超临界热电联产项目	否，为300MW及以上超（超）临界热电联产机组，属于鼓励类
8	荆州公司	国电长源荆州热电一期2×300MW亚临界燃煤发电项目	否，国电长源荆州热电一期2×300MW亚临界燃煤发电项目发电机组2020年-2022年发电煤耗分别为282、279、278克标准煤/千瓦时。发电机组耗煤不高于300克标准煤/千瓦时，不属于限制类、淘汰类
9		国电长源荆州热电二期2×350MW超	否，为300MW及以上超（超）

序号	建设主体	项目名称	是否属于淘汰类、限制类产业
		临界燃煤发电项目	临界热电联产机组，属于鼓励类
10	随州公司	国家能源集团随州火电项目	否，为单机 600MW 及以上超超临界机组电站建设，属于鼓励类

发行人火电项目中，湖北省青山热电厂“以大代小”1×300MW 亚临界燃煤发电项目中使用了发电煤耗高于 300 克标准煤/千瓦时的湿冷发电机组，属于限制类项目。限制类主要是工艺技术落后，不符合行业准入条件和有关规定，禁止新建扩建和需要督促改造的生产能力、工艺技术、装备及产品。湖北省青山热电厂“以大代小”1×300MW 亚临界燃煤发电项目 1993 年经过国务院批准开工建设，已取得有权政府监管部门的批准或核准，生产经营所必需的资质证照完备，且不属于新建、扩建项目，目前，该项目正在进行升级改造的前期工作。长源电力及子公司均未收到能源局淘汰关停、清理整顿、压缩产能的通知。

综上所述，发行人湖北省青山热电厂“以大代小”1×300MW 亚临界燃煤发电项目使用的发电煤耗高于 300 克标准煤/千瓦时的湿冷发电机组属于限制类产业，其余项目不属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年修订）中的淘汰类、限制类产业。

（二）发行人已建、在建及拟建项目是否属于落后产能

根据国务院《关于进一步加强淘汰落后产能工作的通知》（国发〔2010〕7 号）、工业和信息化部《关于印发淘汰落后产能工作考核实施方案的通知》（工信部联产业〔2011〕46 号）以及工业和信息化部、国家能源局《2015 年各地区淘汰落后和过剩产能目标任务完成情况》（工业和信息化部、国家能源局公告 2016 年第 50 号）等文件，国家淘汰落后和过剩产能行业包括：炼铁、炼钢、焦炭、铁合金、电石、电解铝、铜冶炼、铅冶炼、水泥（熟料及磨机）、平板玻璃、造纸、制革、印染、铅蓄电池（极板及组装）、电力、煤炭。

根据国家发改委发布的《关于做好 2020 年重点领域化解过剩产能工作的通知》（发改运行〔2020〕901 号），全国产能过剩情况主要集中在钢铁、煤炭和煤电行业。根据《2020 年煤电化解过剩产能工作要点》，2020 年目标任务为淘汰关停不达标的落后煤电机组，依法依规清理整顿违规建设煤电项目。

发行人煤电业务涉及汉川一发、汉川公司、荆门公司、长源一发、青山公司荆州公司和随州公司，其中汉川公司、随州公司下属已建和在建火电项目均为600MW以上超超临界机组电站，为鼓励类行业。青山公司下属国电青山热电有限公司“上大压小”一期2×350MW超临界热电联产项目和荆州公司下属国电长源荆州热电二期2×350MW超临界燃煤发电项目均为300MW及以上超（超）临界热电联产机组，为鼓励类行业。

根据湖北省能源局《关于2020年湖北煤电行业淘汰落后产能情况的公告》《关于2022年湖北煤电行业淘汰落后产能情况的公告》，荆门电厂三期2×600MW超临界燃煤发电项目、汉川电厂一期2×300MW亚临界燃煤发电项目、汉川电厂二期2×300MW亚临界燃煤发电项目、国电长源荆州热电一期2×300MW亚临界燃煤发电项目和湖北省青山热电厂“以大代小”1×300MW亚临界燃煤发电项目均不属于落后产能。

截至本回复出具日，汉川一发、汉川公司、荆门公司、长源一发、青山公司、荆州公司和随州公司七家煤电企业均未收到淘汰关停和清理整顿的通知，发行人煤电项目不属于落后产能。

（三）发行人已建、在建及拟建项目是否符合国家产业政策

电力行业为国民经济的支柱行业，近年来，相关主管部门出台了一系列支持性政策，具体情况如下：

文件名称	颁发单位	颁布时间	主要内容
《产业结构调整指导目录（2019年本）》	国家发改委	2019年	将“采用背压（抽背）型热电联产、热电冷多联产、300MW及以上超（超）临界热电联产机组”和“燃煤发电机组超低排放技术”列为鼓励类产业。
《关于2020年光伏发电上网电价政策有关事项的通知》	国家发改委	2020年	鼓励各地出台针对性扶持政策，支持光伏产业发展。对集中式光伏发电继续制定指导价。
《关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知》	国家发改委	2021年	1、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。2、2021年新建项目上网电价，按当地燃煤发电基准价执行；新建项目可自愿通过参与市场化交易形成上网电价，以更好体现光伏发电、风电的绿色电力价值。3、2021年起，新核准（备案）海上风电项目、光

文件名称	颁发单位	颁布时间	主要内容
			热发电项目上网电价由当地省级价格主管部门制定，具备条件的可通过竞争性配置方式形成，上网电价高于当地燃煤发电基准价的，基准价以内的部分由电网企业结算。4、鼓励各地出台针对性扶持政策，支持光伏发电、陆上风电、海上风电、光热发电等新能源产业持续健康发展。
《关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》	国家能源局	2021 年	落实碳达峰、碳中和目标，以及 2030 年非化石能源占一次能源消费比重达到 25% 左右、风电太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上等任务，坚持目标导向，完善发展机制，释放消纳空间，优化发展环境，发挥地方主导作用，调动投资主体积极性，推动风电、光伏发电高质量跃升发展。
《国务院关于加强建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见》	国务院	2021 年	推进既有产业园区和产业集群循环化改造，推动公共设施共建共享、能源梯级利用、资源循环利用和污染物集中安全处置等。鼓励建设电、热、冷、气等多种能源协同互济的综合能源项目。提升可再生能源利用比例，大力推动风电、光伏发电发展，因地制宜发展水能、地热能、海洋能、氢能、生物质能、光热发电。促进燃煤清洁高效开发转化利用，继续提升大容量、高参数、低污染煤电机组占煤电装机比例。
《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》	国家发改委	2021 年	燃煤发电电量原则上全部进入电力市场，通过市场交易在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价。现行燃煤发电基准价继续作为新能源发电等价格形成的挂钩基准。将燃煤发电市场交易价格浮动范围由现行的上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%，扩大为上下浮动原则上均不超过 20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮 20% 限制。电力现货价格不受上述幅度限制。
《全国煤电机组改造升级实施方案》	国家发改委、国家能源局	2021 年	各地在推进煤电机组改造升级工作过程中，需统筹考虑煤电节能降耗改造、供热改造和灵活性改造制造，实现“三改”联动。同时，要合理安排机组改造时序，保证本地电力安全可靠供应。
《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	国务院、国家发改委	2021 年	加快发展非化石能源，坚持集中式和分布式并举，大力提升风电、光伏发电规模，到 2025 年非化石能源占能源消费总量比重提高到 20% 左右。

文件名称	颁发单位	颁布时间	主要内容
《2030 年前碳达峰行动方案》	国务院	2021 年	全面推进风电、太阳能发电大规模开发和高质量发展，坚持集中式与分布式并举，加快建设风电和光伏发电基地。加快智能光伏产业创新升级和特色应用，创新“光伏+”模式，推进光伏发电多元布局。
《“十四五”现代能源体系规划》	国家发改委、国家能源局	2022 年	全面推进风电和太阳能发电大规模开发和高质量发展，在风能和太阳能资源禀赋较好、建设条件优越、具备持续整装开发条件、符合区域生态环境保护等要求的地区，有序推进风电和光伏发电集中式开发，加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地项目建设，积极推进黄河上游、新疆、冀北等多能互补清洁能源基地建设。
《“十四五”可再生能源发展规划》	国家发改委	2022 年	“十四五”期间，可再生能源发电量增量在全社会用电量增量中的占比超过 50%，风电和太阳能发电量实现翻倍。2030 年风电和太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上。
《省能源局关于加快风电、光伏发电项目开发建设有关工作的通知》	湖北省能源局	2022 年	新能源发电项目应当依据各地土地利用总体规划和新能源发展政策，科学合理选址，节约集约利用土地，主动避让生态红线、永久基本农田、天然林、水源保护地等，符合土地用途管制、生态环境保护等要求。百万千瓦新能源基地要坚持政府主导、统一规划、集中联片、多能互补的开发原则，发挥规模效益。各市州县发改委（局）要加强与同级自然资源、林业、水利、环保等部门的协调联动，加大新能源发电项目用地保障力度。
《2023 年能源工作指导意见》	国家能源局	2023 年	开展“十四五”能源规划实施情况中期评估，深入分析主要目标指标发展预期，全面评估重大战略任务、重大改革举措、重大工程项目推进情况，完善规划实施政策措施。以能源重大工程项目为重点，加强能源规划实施监测调度和组织推进，充分发挥能源项目对扩内需、稳投资、促增长、保安全的牵引支撑作用。滚动开展省级能源需求月度、季度预测，预判可能出现的时段性、区域性供应紧张问题，从资源落实、产能建设、基础设施布局等方面提前谋划应对措施。
《关于支持光伏发电产业发展规范用地管理有关工作的通知》	自然资源部办公厅、林草局办公室、能源局综合司	2023 年	鼓励利用未利用地和存量建设用地发展光伏发电产业。在严格保护生态前提下，鼓励在沙漠、戈壁、荒漠等区域选址建设大型光伏基地；对于油田、气田以及难以复垦或修复的采煤沉陷区，推进其中的非耕

文件名称	颁发单位	颁布时间	主要内容
			地区规划建设光伏基地。项目选址应当避让耕地、生态保护红线、历史文化保护线、特殊自然景观价值和文化标识区域、天然林地、国家沙化土地封禁保护区（光伏发电项目输出线路允许穿越国家沙化土地封禁保护区）等；涉及自然保护地的，还应当符合自然保护地相关法规和政策要求。
《省能源局关于2023年新能源开发建设有关事项的通知》	湖北省能源局	2023年	支持煤电与新能源联营，煤电灵活性改造和新建清洁高效煤电按照新增调峰容量认定灵活调节能力，配套其能力2倍的新能源项目。煤电项目在2023年底前主体工程开工的，配套其能力1倍的新能源项目；建成投运后，再配套其能力1倍的新能源项目。灵活调节能力不得重复使用。
《关于2023年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》	国家发改委、国家能源局	2023年	2023年可再生能源电力消纳责任权重为约束性指标，各省（自治区、直辖市）按此进行考核评估；2024年权重为预期性指标，各局综合司省(自治区、直辖市)按此开展项目储备。

由上表可知，发行人的生产经营符合国家产业政策。

综上所述，发行人所属行业为电力、热力生产和供应业（D44），主营业务为电力、热力生产和销售，业务板块主要包括火电、水电、新能源发电和售电业务。发行人已建、在建及拟建项目中，湖北省青山热电厂“以大代小”1×300MW亚临界燃煤发电项目为限制类产业，于1993年取得有权政府监管部门的批准或核准，生产经营所必需的资质证照完备，不属于新建、扩建项目，目前，该项目正在进行升级改造的前期工作。长源电力及子公司均未收到能源局淘汰关停、清理整顿、压缩产能的通知，符合国家产业政策。发行人其他项目均不涉及《产业结构调整指导目录（2019年本）》（2021年修订）所规定的限制类及淘汰类产业，亦不涉及电力行业中的落后产能，符合国家产业政策。

二、发行人已建、在建、未来拟建设的项目，是否满足项目所在地能源消费双控要求，是否按规定取得固定资产投资项目节能审查意见

（一）发行人已建、在建及拟建项目是否满足项目所在地能源消费双控要求

根据国务院新闻办公室印发的《新时代的中国能源发展》白皮书，能源消费双控是指能源消费总量和强度双控制度，具体而言，按省、自治区、直辖市行政

区域设定能源消费总量和强度控制目标，对重点用能单位分解能耗双控目标，开展目标责任评价考核。

发行人主要从事电力、热力生产和销售业务，已建、在建、未来拟建设的项目所需的能源消耗主要为燃煤等，其项目所在地能源消费双控情况如下：

序号	建设主体	项目名称	建设地址	建设状态	是否满足项目所在地能源消费双控要求
1	国电长源汉川第一发电有限公司	汉川电厂一期 2×300MW 亚临界燃煤发电项目	湖北省孝感市	已建	根据湖北省发展和改革委员会文件《关于下达重点用能单位“百千万”行动名单及“双控”目标的通知》（鄂发改环资[2018]200 号），汉川一发属于重点用能单位。 根据湖北省发展和改革委员会关于重点用能单位“千家”企业 2018 年度节能目标完成情况的公告；2019 年“百家”“千家”重点用能单位专项监察结果；2020 年“百家”“千家”企业专项节能监察结果；2021 年煤电行业专项节能监察结果，汉川一发圆满完成“十三五”能耗“双控”考核目标。 综上，该项目属于重点用能单位，满足项目所在地能源消费双控要求。
2		汉川电厂二期 2×300MW 亚临界燃煤发电项目	湖北省孝感市	已建	
3	国能长源汉川发电有限公司	汉川电厂三期 2×1000MW 超超临界燃煤发电项目	湖北省孝感市	已建	根据湖北省发展和改革委员会文件《关于下达重点用能单位“百千万”行动名单及“双控”目标的通知》（鄂发改环资[2018]200 号），汉川公司属于重点用能单位。 根据湖北省发展和改革委员会关于重点用能单位“千家”企业 2018 年度节能目标完成情况的公告；2019 年“百家”“千家”重点用能单位专项监察结果；2020 年“百家”“千家”企业专项节能监察结果；2021 年煤电行业专项节能监察结果，汉川公司圆满完成“十三五”能耗“双控”考核目标。 综上，该项目属于重点用能单位，满足项目所在地能源消费双控要求。
4		汉川电厂四期 2×1000MW 超超临界燃煤发电项目		拟建	

序号	建设主体	项目名称	建设地址	建设状态	是否满足项目所在地能源消费双控要求
5	国能长源荆门发电有限公司	荆门电厂三期 2×600MW 超临界燃煤发电项目	湖北省荆门市	已建	根据湖北省发改委《关于下达重点用能单位“百千万”行动名单及“双控”目标的通知》（鄂发改环资〔2018〕200 号），荆门电厂属于重点用能单位。 根据湖北省发改委政府信息公开文件《2021 年煤电行业专项节能监察结果公示》，荆门电厂能耗“双控”考核目标完成情况为合格。 综上，该项目属于重点用能单位，满足项目所在地能源消费双控要求。
6	国电长源第一发电有限责任公司	湖北省青山热电厂“以大代小”1×300MW 亚临界燃煤发电项目	湖北省武汉市青山区苏家湾	已建	根据湖北省发改委《关于下达重点用能单位“百千万”行动名单及“双控”目标的通知》（鄂发改环资〔2018〕200 号），国电长源第一发电有限责任公司属于重点用能单位。 根据湖北省发改委政府信息公开文件《2021 年煤电行业专项节能监察结果公示》，国电长源第一发电有限责任公司能耗“双控”考核目标完成情况为合格。 综上，该项目属于重点用能单位，满足项目所在地能源消费双控要求。
7	国能长源武汉青山热电有限公司	国电青山热电有限公司“上大压小”一期 2×350MW 超临界热电联产项目	湖北省武汉市青山区苏家湾	已建	根据湖北省发改委《关于下达重点用能单位“百千万”行动名单及“双控”目标的通知》（鄂发改环资〔2018〕200 号），国能长源武汉青山热电有限公司属于重点用能单位。 根据湖北省发改委政府信息公开文件《2021 年煤电行业专项节能监察结果公示》，国能长源武汉青山热电有限公司能耗“双控”考核目标完成情况为合格。 综上，该项目属于重点用能单位，满足项目所在地能源消费双控要求。
8	国能长源荆州热电有限公司	国电长源荆州热电一期 2×300MW 亚临界燃煤发电项目	湖北省荆州市	已建	根据湖北省发改委《关于下达重点用能单位“百千万”行动名单及“双控”目标的通知》（鄂发改环资〔2018〕200 号），国能长源荆州热电有限公司属于重点用能单位。 根据鄂州市发改委《关于重点用能企业“十三五”能耗“双控”目标完成情况的通报》（鄂州发改环资函〔2021〕23 号），荆州公司圆满完成“十三五”能耗“双控”考核目标。 综上，该项目属于重点用能单位，满足项目所在地能源消费双控要求。
9		国电长源荆州热电二期 2×350MW 超临界燃煤发电项目		在建	该项目为在建项目，已按照规定取得湖北省发展和改革委员会于 2021 年 2 月 18 日出具的鄂发改审批服务〔2021〕38 号《关于国电长源荆州热电二期扩建项目节能审查意见》。 固定资产投资项在开展节能审查时，需对项目能源消费、能效水平及节能措施等情况进行审查并形成审查意见，项目已按规定取得主管部门的节能审查意见，满足能源消费双控要求。
10	国能长源随州发电有	国家能源集团随州 2×660MW	湖北省随州市	在建	该项目为在建项目，已按照规定取得湖北省发展和改革委员会于 2020 年 8 月 18 日出具的《关于国家能源集团长源随州火电项目节能审查的意见》（鄂发改审

序号	建设主体	项目名称	建设地址	建设状态	是否满足项目所在地能源消费双控要求
	限公司	超超临界燃煤发电项目			批服务[2020]137号)。固定资产投资项在开展节能审查时,需对项目能源消费、能效水平及节能措施等情况进行审查并形成审查意见,项目已按规定取得主管部门的节能审查意见,满足能源消费双控要求。

综上,发行人已建、在建、拟建涉及用煤的火电项目均满足项目所在地能源消费双控要求。

(二) 发行人已建、在建及拟建项目是否按规定取得固定资产投资项目节能审查意见

根据《国家发展改革委关于印发<不单独进行节能审查的行业目录>的通知》(发改环资规[2017]1975号),不单独进行节能审查的行业目录包括:年综合能源消费量不满1,000吨标准煤,且年电力消费量不满500万千瓦时的固定资产投资项,以及风电站、光伏电站(光热)、生物质能、地热能、核电站、水电站、抽水蓄能电站、电网工程、输油管网、输气管网、水利、铁路(含独立铁路桥梁、隧道)、公路、城市道路、内河航运、信息(通信)网络(不含数据中心)、电子政务、卫星地面系统等行业的固定资产投资项。

依据上述规定,发行人水电、风电及太阳能发电项目均无需取得固定资产投资项节能审查意见。发行人已建、在建及拟建项目中涉及需取得固定资产投资项节能审查意见的情况如下:

序号	项目类型	项目名称	建设主体	建设状态	固定资产投资项节能审查情况
1	火电	汉川电厂一期2×300MW亚临界燃煤发电项目	国电长源汉川第一发电有限公司	已建	该项目为已建项目,汉川电厂一期项目为1987年经过国务院批准开工建设项目,早于《固定资产投资项节能评估和审查暂行办法》(自2010年11月1日起施行)和《固定资产投资项节能审查办法》(自2017年1月1日起施行)的开始实施时间,无需办理建设项目节能评估和审查。
2	火电	汉川电厂二期2×300MW亚临界燃煤发电项目		已建	该项目为已建项目,汉川电厂二期项目于1993年经国家计委以计能源(1993)629号文批准立项,1997年经国家计委以计建设函(1997)140号文核定项目发电工程动态投资总概算为256,054万元,两台机组分别于1996年10月和1998年4月建成投产。早于《固定资产投资项节能评估和审查暂行办法》(自2010年11月1日起施行)和《固定资产投资项节能审查办法》(自2017年1月1日起施行)的开始实施时间,无需办理

序号	项目类型	项目名称	建设主体	建设状态	固定资产投资项目节能审查情况
					建设项目节能评估和审查。
3	火电	汉川电厂三期 2×1000MW 超超临界燃煤发电项目	国能长源汉川发电有限公司	已建	该项目为已建项目，根据《国家发展和改革委员会关于湖北国电汉川电厂三期扩建工程核准的批复》（发改能源〔2010〕1677 号），汉川电厂#5 机组于 2010 年 7 月 30 日获得核准批复，早于《固定资产投资项目节能评估和审查暂行办法》（自 2010 年 11 月 1 日起施行）和《固定资产投资项目节能审查办法》（自 2017 年 1 月 1 日起施行）的开始实施时间，无需办理建设项目节能评估和审查。汉川电厂#6 机组取得国家发展和改革委员会于 2013 年 10 月 10 日出具的发改办环资〔2013〕2472 号《关于国电汉川电厂三期扩建工程 1 台 100 万千瓦机组项目节能评估报告审查意见》。
4	火电	汉川电厂四期 2×1000MW 超超临界燃煤发电项目	国能长源汉川发电有限公司	拟建	该项目为拟建项目，国能长源汉川四期扩建工程 7 号机组(1×1000MW)项目已按照规定取得湖北省发展和改革委员会于 2022 年 10 月 30 日出具的鄂发改审批服务〔2022〕356 号《关于国能长源汉川四期扩建工程 7 号机组(1×1000MW)项目节能审查的意见》（鄂发改审批服务〔2022〕356 号）。国能长源汉川四期扩建工程 8 号机组（1×1000MW）项目已按照规定取得湖北省发展和改革委员会于 2023 年 5 月 10 日出具的鄂发改审批服务〔2023〕101 号《关于国能长源汉川四期扩建工程 8 号机组(1×1000MW)项目节能审查的意见》。
5	火电	荆门电厂三期 2×600MW 超临界燃煤发电项目	国能长源荆门发电有限公司	已建	该项目为已建项目，根据《国家发展和改革委员会关于湖北荆门热电厂三期扩建工程核准的批复》（发改能源〔2005〕527 号），该项目核准时间为 2005 年，早于《固定资产投资项目节能评估和审查暂行办法》（自 2010 年 11 月 1 日起施行）和《固定资产投资项目节能审查办法》（自 2017 年 1 月 1 日起施行）的开始实施时间，无需办理建设项目节能评估和审查。
6	火电	湖北省青山热电厂“以大代小”1×300MW 亚临界燃煤发电项目	国电长源第一发电有限责任公司	已建	该项目为已建项目，1993 年经过国务院批准开工建设，早于《固定资产投资项目节能评估和审查暂行办法》（自 2010 年 11 月 1 日起施行）和《固定资产投资项目节能审查办法》（自 2017 年 1 月 1 日起施行）的开始实施时间，无需办理建设项目节能评估和审查。
7	热电联产	国电青山热电有限公司“上大压小”一期 2×350MW 超临界热电联产项目	国能长源武汉青山热电有限公司	已建	该项目为已建项目，根据《国家发展和改革委员会关于湖北青山热电有限公司“上大压小”扩建工程核准的批复》（发改能源〔2009〕2822 号），项目核准时间为 2009 年，早于《固定资产投资项目节能评估和审查暂行办法》（自 2010 年 11 月 1 日起施行）和《固定资产投资项目节能审查办法》（自 2017 年 1 月 1 日起施行）的开始实施时间，无需办理建设项目节能评估和审查。

序号	项目类型	项目名称	建设主体	建设状态	固定资产投资项目节能审查情况
8	热电联产	国电长源荆州热电一期 2×300MW 亚临界燃煤发电项目	国电长源荆州热电有限公司	已建	该项目为已建项目，根据《国家发展改革委关于湖北国电沙市热电厂异地新建工程项目核准的批复》（发改能源〔2007〕2125 号），项目核准时间为 2007 年 8 月 28 日，早于《固定资产投资项目节能评估和审查暂行办法》（自 2010 年 11 月 1 日起施行）和《固定资产投资项目节能审查办法》（自 2017 年 1 月 1 日起施行）的开始实施时间，无需办理建设项目节能评估和审查。
9	热电联产	国电长源荆州热电二期 2×350MW 超临界燃煤发电项目		在建	该项目为在建项目，湖北省发展和改革委员会于 2021 年 2 月 18 日出具鄂发改审批服务[2021]38 号《省发改委关于国电长源荆州热电二期扩建项目节能审查的意见》
10	火电	国家能源集团随州 2×660MW 超超临界燃煤发电项目	国电长源随州发电有限公司	在建	该项目为已建项目，湖北省发展和改革委员会于 2020 年 8 月 18 日出具鄂发改审批服务[2020]137 号《省发改委关于国家能源集团长源随州火电项目节能审查的意见》

综上，除不适用固定资产投资项目节能审查的项目外，发行人已建、在建和拟建项目已按规定取得固定资产投资项目节能审查意见。

三、发行人已建、在建、未来拟建设的项目，是否涉及新建自备燃煤电厂，如是，是否符合《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》中“京津冀、长三角、珠三角等区域禁止新建燃煤自备电厂，装机明显冗余、火电利用小时数偏低地区，除以热定电的热电联产项目外，原则上不再新（扩）建自备电厂项目”的要求

根据国家发改委、国家能源局公布的《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》的规定，燃煤自备电厂是我国火电行业的重要组成部分，在为工业企业生产运营提供动力供应、降低企业生产成本的同时，还可兼顾周边企业和居民用电用热需求。自备电厂是企业根据生产用电、用热需要建设的燃煤或利用余热、余压、余气等自主建设的以自发自用为主的发电机组或发电厂，发行人已建、在建及拟建项目均为公用电厂，不涉及新建自备燃煤电厂的情况，不适用《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》的相关规定。

四、发行人已建、在建及拟建项目是否需履行主管部门审批、核准、备案等程序及履行情况；是否按照环境影响评价法要求，以及《建设项目环境影响评价

分类管理目录》《生态环境部审批环境影响评价文件的建设项目目录》规定，获得相应级别生态环境部门环境影响评价批复

发行人主营业务已建、在建、拟建项目合计 76 个，各项目审批、核准、备案履行情况，以及环境影响评价批复取得情况详见附件“发行人主营业务已建、在建、拟建项目履行主管部门审批、核准、备案手续以及环评批复情况”。

发行人目前 76 个已建、在建及拟建项目均已取得立项审批、核准或备案；除根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》和《生态环境部审批环境影响评价文件的建设项目目录》的规定不需要取得环境影响评价批复的项目外，其他项目且均已取得了环境影响评价批复或政府主管部门的说明文件。

综上，发行人已建、在建及拟建项目已根据相关规定及实际项目进度履行了主管部门审批、核准、备案等程序，除根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》和《生态环境部审批环境影响评价文件的建设项目目录》的规定不需要取得环境影响评价批复的项目外，其他项目且均已取得了环境影响评价批复或政府主管部门的说明文件。

五、发行人已建、在建及拟建项目是否属于大气污染防治重点区域内的耗煤项目，依据《大气污染防治法》第九十条，国家大气污染防治重点区域内新建、改建、扩建用煤项目的，应当实行煤炭的等量或减量替代，发行人是否已履行相应的煤炭等量或减量替代要求

（一）发行人已建、在建及拟建项目不属于国务院文件列明的大气污染防治重点区域内的耗煤项目

根据《国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（国发[2018]22号），大气污染防治重点区域范围为：京津冀及周边地区，包含北京市，天津市，河北省石家庄、唐山、邯郸、邢台、保定、沧州、廊坊、衡水市以及雄安新区，山西省太原、阳泉、长治、晋城市，山东省济南、淄博、济宁、德州、聊城、滨州、菏泽市，河南省郑州、开封、安阳、鹤壁、新乡、焦作、濮阳市等；长三角地区，包含上海市、江苏省、浙江省、安徽省；汾渭平原，包含山西省晋中、运城、临汾、吕梁市，河南省洛阳、三门峡市，陕西省西安、铜川、宝鸡、咸阳、渭南市以及杨凌示范区等。根据上述规划，发行人发电项目不在上述通知明确的

大气污染防治重点区域范围内。

（二）发行人已建、在建及拟建项目属于湖北省大气污染排放重点控制区内的耗煤项目，发行人已履行相应的煤炭等量或减量替代等要求

根据湖北省环境保护厅发布的《关于部分重点城市执行大气污染物特别排放限值的公告》（2018 第 2 号），规定了执行大气污染物特别排放限制的地区为武汉市、黄石市、襄阳市、宜昌市、荆州市、荆门市、鄂州市城市行政区域。发行人下属长源一发、青山公司、荆州公司、荆门公司的建设地点属于该文件划定的执行地区，荆门公司、长源一发、青山公司、荆州公司《排污许可证》（副本）亦载明属于大气污染排放重点控制区；汉川一发、汉川公司和随州公司所在区域不属于大气污染排放重点控制区。

《大气污染防治法》第九十条“国家大气污染防治重点区域内新建、改建、扩建用煤项目的，应当实行煤炭的等量或者减量替代”为 2015 年修订后新增条款，发行人已建发电项目涉及荆门公司（荆门电厂三期 2×600MW 超临界燃煤发电项目）（2003 年）、长源一发（汉川电厂一期 2×300MW 亚临界燃煤发电项目）（1993 年）、青山公司（国电青山热电有限公司“上大压小”一期 2×350MW 超临界热电联产项目）（2009 年）、荆州公司（国电长源荆州热电一期 2×300MW 亚临界燃煤发电项目）（2005 年）均在上述条款增加前完成建设，因此不涉及煤炭等量或减量替代要求。此外，发行人上述项目在运行生产过程中煤耗标准符合相关政策法规及湖北省环保监管部门对能耗的要求。

发行人在建项目中，荆州公司国电长源荆州热电二期 2×350MW 超临界燃煤发电项目属于重点区域内扩建用煤项目，于 2020 年取得湖北省生态环境厅《省生态环境厅关于国电长源荆州热电二期扩建项目环境影响报告书的批复》（鄂环审〔2020〕280 号），载明同意项目建设。项目建成后新增废气污染物排放量为：二氧化硫 251.77 吨/年，氮氧化物 706.27 吨/年，颗粒物 52.95 吨/年。按照环境质量“只能变好、不能变坏”的目标，结合《荆州市城市环境空气质量达标规划（2013—2022 年）》和《荆州市中心城区热电联产规划（2019—2030）环境影响报告书》有关要求，对项目新增污染物总量指标进行倍量替代，所需的替代量分别为：二氧化硫 503.54 吨/年，氮氧化物 1412.54 吨/年，颗粒物 105.9 吨/年。

根据《关于确认国电长源荆州热电二期扩建项目主要污染物总量指标来源的复函》(荆环函[2020]39号),荆州市生态环境局对国电长源荆州热电有限公司提供的本项目新增污染物所需倍量替代总量指标来源方案进行了确认:发电部分408.08吨/年和供热部分95.46吨/年二氧化硫、发电部分594.439吨/年和供热部分267.82吨/年氮氧化物以及发电部分85.82吨/年和供热部分20.08吨/年颗粒物均从荆州公司现有一期在运机组环保改造及超低排放改造产生的削减量4,639.313吨/年二氧化硫、862.259吨/年氮氧化物、1,644.68吨/年颗粒物中调剂;其余发电部分550.281吨/年氮氧化物从国电长源荆门发电有限公司6、7号现役机组环保设施升级改造、超低排放改造削减的氮氧化物总量中进行调剂。同时落实热负荷和热网建设,同步替代关停供热范围内的燃煤、燃油小锅炉。本项目建成投产、稳定运行并完成供热管网铺设后将替代区域内小锅炉54台,共计133.3t/h。同步减排二氧化硫94.1t/a、氮氧化物203.7t/a、烟尘28.3t/a。截至本回复出具日,发行人严格执行煤炭等量及减量替代方案,项目建设以来未因污染物等量及减量替代问题受到环保主管部门处罚或监管措施。

综上,发行人已建、在建、拟建的项目不属于国务院文件列明的大气污染防治重点区域内的耗煤项目。发行人已建、在建及拟建项目属于湖北省大气污染排放重点控制区内的耗煤项目,其中已建项目因建设完成时间较早,不适用煤炭等量或减量替代要求,在建荆州二期扩建项目已按照属地环保部门要求实行比煤炭等量/减量替代更严格的煤炭的倍量替代。

六、发行人已建、在建及拟建项目是否位于各地城市人民政府根据《高污染燃料目录》划定的高污染燃料禁燃区内,如是,是否拟在禁燃区内燃用相应类别的高污染燃料

根据《高污染燃料目录》,高污染燃料指煤炭及其制品、石油焦、油页岩、原油、重油、渣油、煤焦油、非专用锅炉或未配置高效除尘设施的专用锅炉燃用的生物质成型燃料等。发行人生产经营所耗能源属于《高污染燃料目录》相应类别高污染燃料的主要是煤电企业,其建设地址及其是否位于各地城市人民政府划定的高污染燃料禁燃区内的情况具体如下:

序号	项目类型	项目名称	建设地址	建设地关于高污染燃料禁燃区的规定	是否在高污染燃料禁燃区，如是，属于哪一级管控区	是否属于禁燃区可正常生产的例外情形
1	火电	汉川电厂一期 2×300MW 亚临界燃煤发电项目	湖北省孝感市汉川市新河镇电厂路	根据汉川市人民政府 2020 年 12 月 11 日《关于调整高污染燃料禁燃区的通告》，汉川市的开发区管委会规划区位禁燃区。	是，Ⅰ类	属于禁燃区可正常生产的例外情形。电站锅炉，蒸发量 1,025 吨/小时，单台出力大于等于 20 蒸吨/小时。
2		汉川电厂二期 2×300MW 亚临界燃煤发电项目				属于禁燃区可正常生产的例外情形。电站锅炉，蒸发量 1,025 吨/小时，单台出力大于等于 20 蒸吨/小时。
3		湖北国电汉川电厂三期扩建工程项目				属于禁燃区可正常生产的例外情形。电站锅炉，蒸发量 2,991 吨/小时，单台出力大于等于 20 蒸吨/小时。
4		国能长源汉川四期扩建工程 7 号机组（1×1,000MW）项目				属于禁燃区可正常生产的例外情形。电站锅炉，蒸发量 2,784 吨/小时，单台出力大于等于 20 蒸吨/小时。
5		国能长源汉川四期扩建工程 8 号机组（1×1,000MW）项目				属于禁燃区可正常生产的例外情形。电站锅炉，蒸发量 2,784 吨/小时，单台出力大于等于 20 蒸吨/小时
6	火电	荆门电厂三期 2×600MW 超临界燃煤发电项目	湖北省荆门市掇刀区白庙路 80 号	根据荆门市人民政府 2019 年 12 月 30 日《荆门市人民政府关于进一步加强中心城区高	是；属于特别管控区	属于禁燃区可正常生产的例外情形。电站锅炉，蒸发量 1,960 吨/小时，单台出力大于等于 35 蒸吨/小时。

序号	项目类型	项目名称	建设地址	建设地关于高污染燃料禁燃区的规定	是否在高污染燃料禁燃区，如是，属于哪一级管控区	是否属于禁燃区可正常生产的例外情形
				污染燃料禁燃管控工作的通知》（荆政发[2019]18号），荆门市的掇刀区规划区位禁燃区。		
7	火电	湖北省青山热电厂“以大代小”（1×300MW）工程	湖北省武汉市青山区苏家湾	根据武汉市人民政府 2017 年 10 月 23 日《市人民政府关于重新划定高污染燃料禁燃区的通告》（武政规[2017]53号），禁燃区划定范围为：武汉绕城高速公路合围区域。	是；不涉及管控区分级	属于禁燃区可正常生产的例外情形。电站锅炉，蒸发量 1,025 吨/小时。单台出力大于等于 20 蒸吨/小时。
8	火电	国电青山热电有限公司“上大压小”一期（2×350MW）热电联产工程	湖北省武汉市青山区苏家湾	根据武汉市人民政府 2017 年 10 月 23 日《市人民政府关于重新划定高污染燃料禁燃区的通告》（武政规[2017]53号），禁燃区划定范围为：武汉绕城高速公路合围区域。	是；不涉及管控区分级	属于禁燃区可正常生产的例外情形。电站锅炉，蒸发量 1,125 吨/小时。单台出力大于等于 20 蒸吨/小时。
9	火电	国电长源荆州热电一期 2×300MW 亚临界燃煤发电项目	荆州市荆州经济技术开发区 18 号	根据荆州市人民政府 2017 年 10 月 19 日《荆州市人民政府关于划定高污染燃料禁燃区和秸秆垃圾禁烧区的通告》（荆政规[2017]9 号），禁燃区划定范围为：荆州市区行政管辖范围。	是；不涉及管控区分级	属于禁燃区可正常生产的例外情形。电站锅炉，蒸发量 1,025 吨/小时。单台出力大于等于 20 蒸吨/小时。

序号	项目类型	项目名称	建设地址	建设地关于高污染燃料禁燃区的规定	是否在高污染燃料禁燃区，如是，属于哪一级管控区	是否属于禁燃区可正常生产的例外情形
10	火电	国电长源荆州热电二期 2×350MW 超临界燃煤发电项目	荆州市荆州经济技术开发区 18 号	根据荆州市人民政府 2017 年 10 月 19 日《荆州市人民政府关于划定高污染燃料禁燃区和秸秆垃圾禁烧区的通告》（荆政规[2017]9 号），禁燃区划定范围为：荆州市区行政管辖范围。	是：不涉及管控区分级	属于禁燃区可正常生产的例外情形。电站锅炉，蒸发量 1,156 吨/小时。大于 20 蒸吨/小时锅炉燃用的煤炭及其制品。
11	火电	国家能源集团随州火电项目 (2×660MW 超临界燃煤发电)	湖北省随州市曾都区淅河镇樊家冲村	根据随州市人民政府 2023 年 6 月 16 日《随州市人民政府关于加强高污染燃料禁燃区管理的通告》（征求意见稿），禁燃区划定范围为：曾都区。截止 8 月 16 日仍未发布正式通告。	是：不涉及管控区分级	属于禁燃区可正常生产的例外情形。电站锅炉，蒸发量 1,967.8 吨/小时。单台出力大于等于 20 蒸吨/小时。

由上表可知，发行人耗煤项目汉川公司、汉川一发、荆门公司、长源一发、青山公司、荆州公司、随州公司的项目建设地虽在相应地市人民政府根据《高污染燃料目录》划定的高污染燃料禁燃区内，但根据各地政府关于高污染燃料的划定标准，发行人上述电站锅炉的单台出力均属于可依法依规建设的情形，可以正常生产。发行人其他项目不涉及燃用高污染燃料。

七、发行人已建、在建及拟建项目是否需取得排污许可证，如是，是否已取得，如未取得，说明目前的办理进度、后续取得是否存在法律障碍，是否违反《排污许可管理条例》第三十三条规定

(一) 发行人已建、在建、未来拟建设的项目，是否需取得排污许可证

根据《排污许可管理条例》《固定污染源排污许可分类管理名录》，公司主营业务中仅火力发电、热电联产需要取得排污许可证，目前已建、在建及拟建项目中涉及上述业务的主体均已取得了排污许可证。本次募投项目不属于《固定污染源排污许可分类管理名录》里的业务，不需要取得排污许可证。

发行人取得排污许可证情况如下：

序号	持证主体	许可证编号	排污种类	发证机关	有效期限
1	国能长源汉川发电有限公司	914209846764966404001P	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、COD、氨氮、其他特征污染物(pH值, 悬浮物, 总磷(以P计), 石油类, 溶解性总固体, 硫化物, 氟化物(以F-计), 挥发酚)	孝感市生态环境局	自2020年06月14日至2025年06月13日止
2	国电长源汉川第一发电有限公司	91420000707096907B001P	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、COD、氨氮、其他特征污染物(pH值, 悬浮物, 总磷(以P计), 石油类, 溶解性总固体, 硫化物, 氟化物(以F-计), 挥发酚)	孝感市生态环境局	自2020年06月29日至2025年06月28日止
3	国能长源荆门发电有限公司	91420800760665777J001P	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、COD、氨氮、其他特征污染物(pH值, 悬浮物, 总磷(以P计), 石油类, 溶解性总固体, 硫化物, 氟化物(以F-计), 挥发酚)	荆门市生态环境局	自2023年04月13日至2028年04月12日止
4	国能长源荆州热电有限公司	91421000662253584J001V	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、COD、氨氮、其他特征污染物(pH值, 悬浮物, 总磷(以P计), 石油类, 溶解性总固体, 硫化物, 氟化物(以F-计), 挥发酚)	荆州市生态环境局	自2023年05月29日至2028年05月28日止

序号	持证主体	许可证编号	排污种类	发证机关	有效期限
5	国能长源武汉青山热电有限公司	91420000770772103A001P	废气：颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、林格曼黑度、非甲烷总烃、汞及其化合物、氯化氢、一氧化碳、二噁英等。 废水：COD、氨氮、悬浮物、石油类、PH 值、总汞、总镉、总砷、总铅、总铬等。	武汉市生态环境局	自 2022 年 10 月 24 日至 2027 年 10 月 23 日止
6	国电长源第一发电有限责任公司	91420000177605611M001P	废气：颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、林格曼黑度、汞及其化合物、非甲烷总烃。 废水：COD、氨氮、悬浮物、石油类、PH 值、总汞、总镉、总砷、总铅、总磷、溶解性总固、氟化物、挥发酚等。	武汉市生态环境局	自 2023 年 02 月 15 日至 2028 年 02 月 14 日止
7	国能长源随州发电有限公司	91421300MA49GRNC88001P	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、COD、氨氮、其他特征污染物(pH 值, 悬浮物, 总磷(以 P 计), 石油类, 溶解性总固体, 硫化物, 氟化物(以 F-计), 挥发酚)	随州市生态环境局	自 2023 年 05 月 31 日至 2028 年 05 月 30 日止

发行人已建、在建、未来拟建设的项目中，需要办理排污许可证的项目均已按照法律法规的相关规定办理了排污许可证。

（二）发行人已建、在建、未来拟建设的项目，不存在违反《排污许可管理条例》第三十三条规定的情况

《排污许可管理条例》第三十三条规定：“违反本条例规定，排污单位有下列行为之一的，由生态环境主管部门责令改正或者限制生产、停产整治，处 20 万元以上 100 万元以下的罚款；情节严重的，报经有批准权的人民政府批准，责令停业、关闭：（一）未取得排污许可证排放污染物；（二）排污许可证有效期届满未申请延续或者延续申请未经批准排放污染物；（三）被依法撤销、注销、吊销排污许可证后排放污染物；（四）依法应当重新申请取得排污许可证，未重新申请取得排污许可证排放污染物。”

发行人主营业务已建项目需取得排污许可证的均已根据《排污许可管理条例》的相关规定取得排污许可证，且均处于有效期内，不存在未取得排污许可证或者超越排污许可证范围排放污染物等情况。因此，发行人不存在违反《排污许可管理条例》第三十三条规定的情形。

综上，发行人已建、在建、未来拟建项目中，需办理排污许可证的项目均已按照法律法规的相关规定办理了排污许可证，不存在违反《排污许可管理条例》第三十三条规定的情形。

八、发行人已建、在建及拟建项目生产的产品是否属于《环保名录》中规定的“双高”产品。如发行人产品属于《环保名录》中“高环境风险”的，还应满足环境风险防范措施要求、应急预案管理制度健全、近一年内未发生重大特大突发环境事件要求；产品属于《环保名录》中“高污染”的，还应满足国家或地主污染物排放标准及已出台的超低排放要求、达到行业清洁生产先进水平、近一年内无因环境违法行为受到重大处罚的要求

发行人主营业务为电力、热力生产和经营，电力业务包含火力发电、水力发电、新能源发电，所属行业为电力、热力生产和供应业（D44）。经逐条比对《环境保护综合名录（2021 年版）》，发行人已建、在建及拟建项目生产的产品不属于《环境保护综合名录（2021 年版）》中规定的“高污染、高环境风险”产品。

九、发行人已建、在建、未来拟建设的项目以及本次募投项目涉及环境污染的具体环节，主要污染物名称和排放量；募投项目所采取的环保措施及相应的资金来源和金额，主要处理设施及处理能力是否可以与募投项目实施后所产生的污染相匹配

（一）发行人主营业务已建、在建及拟建项目涉及环境污染的具体环节、主要污染物名称及排放量

发行人电力业务中水电、风电和光伏发电属清洁能源，火力发电过程中产生的污染物主要是废水、废气和固废等。发行人火电企业涉及环境污染的具体环节、主要污染物名称及排放量情况如下：

1、废气

（1）汉川一发

年份	主要污染物名称	涉及环境污染具体环节	排放总量	核定的排放总量	是否超标排放
2022	二氧化硫、氮氧化物、烟尘	燃料燃烧产生	2022 年二氧化硫排放量为 337.22 吨,氮氧化物排放量为 979.33 吨, 烟尘排放量为 108.54 吨。	排污许可证年许可排放量限值为: 二氧化硫 5,960 吨, 氮氧化物 5,960 吨, 烟尘 894 吨。	否
2021			2021 年二氧化硫排放量为 350.93 吨,氮氧化物排放量为 878.36 吨, 烟尘排放量为 80.68 吨。		否
2020			2020 年二氧化硫排放量为 389.91 吨,氮氧化物排放量为 815.64 吨, 粉尘排放量为 64.12 吨。		否

(2) 汉川公司

年份	主要污染物名称	涉及环境污染具体环节	排放总量	核定的排放总量	是否超标排放
2022	二氧化硫、氮氧化物、烟尘	燃料燃烧产生	2022 年二氧化硫排放量为 562.77 吨,氮氧化物排放量为 969.98 吨, 烟尘排放量为 105.49 吨。	排污许可证年许可排放量限值为: 二氧化硫 5,250 吨, 氮氧化物 3,500 吨, 烟尘 1,050 吨。	否
2021			2021 年二氧化硫排放量为 496.54 吨,氮氧化物排放量为 970.64 吨, 烟尘排放量为 85.33 吨。		否
2020			2020 年二氧化硫排放量为 544.15 吨,氮氧化物排放量为 941.23 吨, 粉尘排放量为 78.67 吨。		否

(3) 荆门公司

年份	主要污染物名称	涉及环境污染具体环节	排放总量	核定的排放总量	是否超标排放
2022	二氧化硫、氮氧化物、烟尘	燃料燃烧产生	2022 年二氧化硫排放量为 385.50 吨,氮氧化物排放量为 892.63 吨, 烟尘排放量为 94.34 吨。	排污许可证年许可排放量限值为: 二氧化硫 720 吨, 氮氧化物 1,329 吨, 烟尘 265 吨。	否
2021			2021 年二氧化硫排放量为		否

年份	主要污染物名称	涉及环境污染具体环节	排放总量	核定的排放总量	是否超标排放
			378.16 吨,氮氧化物排放量为 773.15 吨, 烟尘排放量为 75.98 吨。		
2020			2020 年二氧化硫排放量为 332.442 吨, 氮氧化物排放量为 603.90 吨, 粉尘排放量为 41.05 吨。		否

(4) 长源一发

年份	主要污染物名称	涉及环境污染具体环节	排放总量	核定的排放总量	是否超标排放
2022	二氧化硫、氮氧化物、烟尘	燃料燃烧产生	2022 年二氧化硫排放量为 134.98 吨,氮氧化物排放量为 228.47 吨, 烟尘排放量为 17.31 吨。	排污许可证年许可排放量限值为: 二氧化硫 432.04 吨, 氮氧化物 751.75 吨, 烟尘 160.72 吨。	否
2021			2021 年二氧化硫排放量为 112.11 吨,氮氧化物排放量为 186.93 吨, 烟尘排放量为 12.66 吨。		否
2020			2020 年二氧化硫排放量为 81.85 吨, 氮氧化物排放量为 143.54 吨, 粉尘排放量为 9.76 吨。		否

(5) 青山公司

年份	主要污染物名称	涉及环境污染具体环节	排放总量	核定的排放总量	是否超标排放
2022	二氧化硫、氮氧化物、烟尘	燃料燃烧产生	2022 年二氧化硫排放量为 328.33 吨,氮氧化物排放量为 564.29 吨, 烟尘排放量为 66.65 吨。	排污许可证年许可排放量限值为: 二氧化硫 955.84 吨, 氮氧化物 1,663.16 吨, 烟尘 355.58 吨。	否
2021			2021 年二氧化硫排放量为 316.8 吨, 氮氧化物排放量为 539.78 吨, 烟尘排放量为 61.41 吨。		否
2020			2020 年二氧化硫排放量为 248.47 吨, 氮氧化物排放量为		否

年份	主要污染物名称	涉及环境污染具体环节	排放总量	核定的排放总量	是否超标排放
			461.01 吨，粉尘排放量为 57.90 吨。		

(6) 荆州公司

年份	主要污染物名称	涉及环境污染具体环节	排放总量	核定的排放总量	是否超标排放
2022	二氧化硫、氮氧化物、烟尘	燃料燃烧产生	2022 年二氧化硫排放量为 84.23 吨，氮氧化物排放量为 387.32 吨，烟尘排放量为 59.43 吨。	2021-2022 年排污许可证年许可排放量限值为：二氧化硫 876.42 吨，氮氧化物 1,752.84 吨，烟尘 350.56 吨。	否
2021			2021 年二氧化硫排放量为 119.95 吨，氮氧化物排放量为 438.38 吨，烟尘排放量为 35.45 吨。	2020 年排污许可证年许可排放量限值为：二氧化硫 3,352.86 吨，氮氧化物 1,676.44 吨，烟尘 502.92 吨。	否
2020			2020 年二氧化硫排放量为 91.39 吨，氮氧化物排放量为 406.54 吨，粉尘排放量为 34.01 吨。		否

(7) 随州公司

随州公司 1 号与 2 号机组在 2020 年至 2022 年间尚未正式投产运营，不存在废气排放情况。

2、废水

发行人火电企业产生的废水主要是生活污水、含油废水、含煤废水、工业废水等，其废水排放情况及处理措施如下：

(1) 汉川一发

公司工业废水、生活污水、油库含油废水经处理站处理后用于工业水池补水；脱硫废水送至汉川公司脱硫废水集中处理；含煤废水经处理后循环利用，用于厂区绿化、输煤栈桥冲洗及煤场喷淋，全厂实现废水零排放。

(2) 汉川公司

公司工业废水经处理站处理后，用于全厂脱硫工艺用水及厂区绿化及地面冲

洗；生活污水经处理后作为冷却塔补水；脱硫废水经过“预处理软化+膜浓缩减量+MVR 蒸发”处理，作为工业冷却水回用；含煤废水经处理后用于输煤栈桥冲洗及煤场喷淋，全厂已实现废水零排放。

(3) 荆门公司

荆门公司工业废水经处理站处理后进入复用水池，用于灰场喷淋降尘、建材公司用水及输煤系统冲洗补水；含煤废水处理循环使用，用于输煤栈桥冲洗；脱硫废水经处理后回用于冲渣系统补水。生活污水经污水处理后通过市政官网进入城市污水厂统一处理，所有废水不直接对外排放。

(4) 长源一发

长源一发工业废水经处理站处理后回用于输煤栈桥冲洗和循环水处理系统，脱硫废水处理设施处理后作为捞渣机的补水，生活污水经处理后回用至含煤废水回用水池；含煤废水处理站经过处理后回用于输煤栈桥冲洗，所有废水不直接对外排放。

(5) 青山公司

青山公司生产废水经处理站处理后回用于工业水池补水和循排水处理系统，脱硫废水经处理设施处理后作为捞渣机补水，含煤废水经处理设施经过处理后回用至输煤栈桥冲洗，生活污水经污水处理站处理后收集至复用水池，作为脱硫系统工艺水箱补水，所有废水不直接对外排放。

(6) 荆州公司

荆州公司生活污水处理后回用于地面冲洗及厂区绿化。工业废水经废水处理站预处理后进入循环水排水处理系统处理，含煤废水经处理回用于煤场冲洗。循环排水处理系统采用“过滤+超滤+两级反渗透”工艺，经处理的清水进入冷却塔回用。二期脱硫废水采用“低温烟气处理脱硫废水”工艺，蒸发产生的水分回用于脱硫系统，全厂已实现废水零排放。

(7) 随州公司

随州公司工业废水、生活污水实行清污分流、分类收集、分类处理，处理后全部回用，不外排。工业废水、含油废水处理进入复用水池循环使用；脱硫废

水采用中和（碱化）、絮凝处理，调节 pH 后回收复用；生活污水经处理后，用作煤场喷洒、灰库区冲洗用水及绿化用水；含煤废水沉淀过滤处理后的循环使用，全厂在 2023 年投产后已实现废水零排放。

3、固废

发行人火电企业产生的固废主要是粉煤灰、炉渣、脱硫石膏等，上述副产品均已实现 100%综合利用。粉煤灰的运输采用罐车密闭运输。炉渣、脱硫石膏等副产品的装运环节采取覆盖、喷淋等有效抑尘措施。发行人火电企业不存在固废等副产品对外直接排放的情形。

（二）发行人本次募投项目涉及环境污染的具体环节、主要污染物名称及排放量，募投项目所采取的环保措施及相应的资金来源和金额，主要处理设施及处理能力，是否能够与募投项目实施后所产生的污染相匹配

发行人本次募集资金全部投向光伏发电项目。各募投项目实施后所产生的污染情况具体如下：

1、汉川市新能源百万千瓦基地二期项目

（1）涉及污染物的具体环节、主要污染物名称及排放量

主要污染物类别	涉及环境污染具体环节	主要污染物名称	排放量
废水	升压站内员工生活污水	生活污水	生活污水量为 1.93m³/d，706t/a
	人工清洗太阳能组件	悬浮物	光伏电板人工清洗废水产生量为 1,007.9m³ /a
固废	运检人员生活垃圾	生活垃圾	3.89t/a
	电池板意外损坏时产生的电池板、玻璃、边框及设备支架等	I 类一般工业固体废物	电池板一般不会损坏
噪声	光伏阵箱逆变一体机	噪声	不高于 55dB（A）

（2）所采取的环保措施及相应的资金来源和金额，主要处理设施及处理能力，是否能够与募投项目实施后所产生的污染相匹配

根据《汉川市新能源百万千瓦基地二期建设项目环境影响报告表》，环保投资估算为 799 万元，资金来源为本次发行的募集资金及自有或自筹资金，主要为水土保持工程建设投资。具体环保处理措施及处理能力如下：

主要污染物类别	主要污染物类型	污染情况、处理措施及处理能力	是否能够与募投项目实施后产生的污染相匹配
废水	运检人员生活污水	光伏电站运行期运检人员产生的生活污水经隔油池、化粪池、地埋式一体化生活污水处理装置（处理能力 1m ³ /h）处理后回用于站区绿化灌溉，不外排。	是
	太阳能电池板清洗废水	散排至光伏板底排入土地，不会对周边水体产生影响。	是
固废	运检人员生活垃圾	运行期运检人员产生的生活垃圾经集中收集后定期清运。	是
	电池板意外损坏时产生的电池板、玻璃、边框及设备支架等	光伏电站运行期间电池板一般不会损坏，意外损坏时产生的电池板、玻璃、边框及设备支架等属 I 类一般工业固体废物，均可由生产厂家或回收单位进行回收利用；对逆变器等电子设备可按《电子废物污染环境防治管理办法》（环境保护总局令第 40 号）的规定，交由厂家回收处置或交给有相应处置资质的单位进行处置。	是
噪声	升压站	选用低噪声设备，主变压器器身和油箱增加隔振装置，增加减震垫等，对外界的影响很小。	是

综上所述，发行人对本项目拟采取的环保措施得当，主要处理设施及处理能力能够与募投项目实施后所产生的污染相匹配。

2、汉川市新能源百万千瓦基地三期项目

（1）涉及污染物的具体环节、主要污染物名称及排放量

主要污染物类别	涉及环境污染具体环节	主要污染物名称	排放量
废水	升压站内员工生活污水	生活污水	生活污水量为 2.052m ³ /d，748.98t/a
	人工清洗太阳能组件	悬浮物	光伏电板人工清洗废水产生量为 19,152m ³ /a
固废	运检人员生活垃圾	生活垃圾	4.38t/a
	电池板意外损坏时产生的电池板、玻璃、边框及设备支架等	I 类一般工业固体废物	电池板一般不会损坏
噪声	升压站	噪声	不高于 55dB（A）

（2）所采取的环保措施及相应的资金来源和金额，主要处理设施及处理能力，

是否能够与募投项目实施后所产生的污染相匹配

根据《汉川市新能源百万千瓦基地三期建设项目环境影响报告表》，环保投资估算为 357 万元，资金来源为本次发行的募集资金及自有或自筹资金，主要为水土保持工程建设投资。具体环保处理措施及处理能力如下：

主要污染物类别	主要污染物类型	污染情况、处理措施及处理能力	是否能够与募投项目实施后产生的污染相匹配
废水	运检人员生活污水	光伏电站运行期运检人员产生的生活污水经隔油池、化粪池、地埋式一体化生活污水处理装置（处理能力 1m ³ /h）处理后回用于站区绿化灌溉，不外排。	是
	太阳能电池板清洗废水	散排至光伏板底排入土地，不会对周边水体产生影响。	是
固废	运检人员生活垃圾	运行期运检人员产生的生活垃圾经集中收集后定期清运。	是
	电池板意外损坏时产生的电池板、玻璃、边框及设备支架等	光伏电站运行期间电池板一般不会损坏，意外损坏时产生的电池板、玻璃、边框及设备支架等属 I 类一般工业固体废物，均可由生产厂家或回收单位进行回收利用；对逆变器等电子设备可按《电子废物污染环境防治管理办法》（环境保护总局令第 40 号）的规定，交由厂家回收处置或交给有相应处置资质的单位进行处置。	是
噪声	升压站	选用低噪声设备，主变压器器身和油箱增加隔振装置，增加减震垫等，对外界的影响很小。	是

综上所述，发行人对本项目拟采取的环保措施得当，主要处理设施及处理能力能够与募投项目实施后所产生的污染相匹配。

3、国能长源随州市随县百万千瓦新能源多能互补基地二期 100MW 项目

（1）涉及污染物的具体环节、主要污染物名称及排放量

主要污染物类别	涉及环境污染具体环节	主要污染物名称	排放量
废水	升压站内员工生活污水	生活污水	生活污水量为 0.4m ³ /d，144t/a
	人工清洗太阳能组件	悬浮物	光伏电板人工清洗废水产生量为 530.29m ³ /a

主要污染物类别	涉及环境污染具体环节	主要污染物名称	排放量
固废	运检人员生活垃圾	生活垃圾	运行检修定员 5 人，平均每人每天产生生活垃圾 1kg，年产生量为 1.8t/a
	电池板意外损坏时产生的电池板、玻璃、边框及设备支架等	I 类一般工业固体废物	电池板一般不会损坏
噪声	光伏阵列箱逆变一体机	噪声	不高于 45dB (A)
	清洗太阳能板的小型清洗车	噪声	70-80dB (A)

(2)所采取的环保措施及相应的资金来源和金额,主要处理设施及处理能力,是否能够与募投项目实施后所产生的污染相匹配

根据《国能长源随州市随县百万千瓦新能源多能互补基地二期 100MW 建设项目环境影响报告表》，环保投资估算为 856.9 万元，资金来源为本次发行的募集资金及自有或自筹资金，主要为水土保持工程建设投资。具体环保处理措施及处理能力如下：

主要污染物类别	主要污染物类型	污染情况、处理措施及处理能力	是否能够与募投项目实施后产生的污染相匹配
废水	运检人员生活污水	光伏电站运行期运检人员产生的生活污水经隔油池、化粪池、地埋式一体化生活污水处理装置（处理能力 1m³/h）处理后回用于站区绿化灌溉，不外排。	是
	太阳能电池板清洗废水	散排至光伏板底排入土地，不会对周边水体产生影响。	是
固废	运检人员生活垃圾	运行期运检人员产生的生活垃圾经集中收集后定期清运。	是
	电池板意外损坏时产生的电池板、玻璃、边框及设备支架等	光伏电站运行期间电池板一般不会损坏，意外损坏时产生的电池板、玻璃、边框及设备支架等属 I 类一般工业固体废物，均可由生产厂家或回收单位进行回收利用；对逆变器等电子设备可按《电子废物污染环境防治管理办法》（环境保护总局令第 40 号）的规定，交由厂家回收处置或交给有相应处置资质的单位进行处置。	是
噪声	光伏阵列箱逆变一体机	箱变噪声较小，源强小于 45dB (A)，且布置于箱体内部，对外界的影响很小。	是
	清洗太阳能板的小型清洗车	清洗车为流动声源，运行于光伏阵列间，	是

主要污染物类别	主要污染物类型	污染情况、处理措施及处理能力	是否能够与募投项目实施后产生的污染相匹配
	洗车	噪声在（70~80）dB（A），但运行时间较短且间断运行，对外界的影响很小。	

综上所述，发行人对本项目拟采取的环保措施得当，主要处理设施及处理能力能够与募投项目实施后所产生的污染相匹配。

4、国能长源荆门市源网荷储百万千瓦级新能源基地钟祥子项目光伏电站

（1）涉及污染物的具体环节、主要污染物名称及排放量

主要污染物类别	涉及环境污染具体环节	主要污染物名称	排放量
废水	升压站内员工生活污水	生活污水	生活污水量为 1.44m ³ /d
	人工清洗太阳能组件	悬浮物	光伏电板人工清洗废水产生量为 4,380m ³ /a
固废	运检人员生活垃圾	生活垃圾	10kg/d
	电池板意外损坏时产生的电池板、玻璃、边框及设备支架等	I 类一般工业固体废物	电池板一般不会损坏
噪声	光伏阵列箱逆变一体机	噪声	不高于 45dB（A）
	清洗太阳能板的小型清洗车	噪声	39dB（A）

（2）所采取的环保措施及相应的资金来源和金额，主要处理设施及处理能力，是否能够与募投项目实施后所产生的污染相匹配

根据《国能长源荆门市源网荷储百万千瓦级新能源基地钟祥子建设项目环境影响报告表》，环保投资估算为 30 万元，资金来源为本次发行的募集资金及自有或自筹资金，主要为水土保持工程建设投资。具体环保处理措施及处理能力如下：

主要污染物类别	主要污染物类型	污染情况、处理措施及处理能力	是否能够与募投项目实施后产生的污染相匹配
废水	运检人员生活污水	光伏电站运行期运检人员产生的生活污水经隔油池、化粪池、地埋式一体化生活污水处理装置（处理能力 1m ³ /h）处理后回用于站区绿化灌溉，不外排。	是
	太阳能电池板清洗废水	散排至光伏板底排入土地，不会对周边水体产生影响。	是

主要污染物类别	主要污染物类型	污染情况、处理措施及处理能力	是否能够与募投项目实施后产生的污染相匹配
固废	运检人员生活垃圾	运行期运检人员产生的生活垃圾经集中收集后定期清运。	是
	电池板意外损坏时产生的电池板、玻璃、边框及设备支架等	光伏电站运行期间电池板一般不会损坏，意外损坏时产生的电池板、玻璃、边框及设备支架等属 I 类一般工业固体废物，均可由生产厂家或回收单位进行回收利用；对逆变器等电子设备可按《电子废物污染环境防治管理办法》（环境保护总局令第 40 号）的规定，交由厂家回收处置或交给有相应处置资质的单位进行处置。	是
噪声	光伏阵列箱逆变一体机	箱变噪声较小，源强小于 45dB（A），且布置于箱体内部，对外界的影响很小。	是
	清洗太阳能板的小型清洗车	清洗车为流动声源，运行于光伏阵列间，噪声在（70~80）dB（A），但运行时间较短且间断运行，对外界的影响很小。	是

综上所述，发行人对本项目拟采取的环保措施得当，主要处理设施及处理能力能够与募投项目实施后所产生的污染相匹配。

5、国能长源潜江浩口 200MW 渔光互补光伏发电项目

（1）涉及污染物的具体环节、主要污染物名称及排放量

主要污染物类别	涉及环境污染具体环节	主要污染物名称	排放量
废水	办公生活用水	生活污水	生活污水量为 0.43m ³ /d，156m ³ /a
	食堂用水	食堂废水	食堂废水量为 0.06m ³ /d，24m ³ /a
	人工清洗太阳能组件	悬浮物	光伏电板人工清洗废水产生量为 384m ³ /a
固废	生活垃圾	生活垃圾	生活垃圾产生量约 1.10t/a
	废光伏组件	I 类一般工业固体废物	年产生废光伏组件约 15.5t/a
	废铅酸蓄电池	危废废物	约 10 年更换一次
	废变压器油	危废废物	12.5t/a
噪声	光伏发电场 35KV 箱式变压器	噪声	不高于 45dB（A）
	主变运行时产生的噪声	噪声	65dB（A）

(2)所采取的环保措施及相应的资金来源和金额,主要处理设施及处理能力,是否能够与募投项目实施后所产生的污染相匹配

根据《国能长源潜江浩口 200MW 渔光互补光伏发电建设项目环境影响报告表(生态影响类)》,环保投资估算为 276 万元,资金来源为本次发行的募集资金及自有或自筹资金,主要为水土保持工程建设投资。具体环保处理措施及处理能力如下:

主要污染物类别	主要污染物类型	污染情况、处理措施及处理能力	是否能够与募投项目实施后产生的污染相匹配
废水	光伏组件清洗废水	光伏组件清洗直接用水清洗,不添加清洗剂,可直接汇入鱼塘,对水产养殖不会产生影响。	是
	生活污水、食堂废水	升压站内设置有隔油池、化粪池及地埋式一体化污水处理设备。食堂废水经隔油池处理后与生活污水一同接入化粪池,经化粪池预处理后进入地埋式一体化污水处理设备处理。	是
固废	生活垃圾	生活垃圾收集后定期交由环卫部门清运处理。	是
	废光伏组件、污水处理污泥	更换下来的废光伏组件不属于危险废物,收集后交由光伏组件供应商回收。化粪池及地埋式一体化污水处理设备污水处理产生的污泥定期掏用作农肥。	是
	废铅酸蓄电池	更换后直接委托有资质单位处理。	是
	废变压器油	收集后委托有资质单位处理。	是
噪声	箱式变压器	箱变噪声较小,源强小于 45dB(A),且布置于箱体内,对外界的影响较小	是
	升压站厂界噪声	升压站运营期间噪声主要来自主变运行时产生的噪声,按主变 1m 处声压级未 65dB(A)进行分析,厂界噪声预测值能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》1 类标准的要求。	是

综上所述,发行人对本项目拟采取的环保措施得当,主要处理设施及处理能力能够与募投项目实施后所产生的污染相匹配。

6、国能长源谷城县冷集镇 230MW 农光互补光伏发电项目

(1) 涉及污染物的具体环节、主要污染物名称及排放量

主要污染物类别	涉及环境污染具体环节	主要污染物名称	排放量
废水	升压站内员工生活污水	生活污水	生活污水量为 2.28m ³ /d, 年产生量为 832.2t/a
	人工清洗太阳能组件	悬浮物	光伏电板人工清洗废水产生量为 5,600.4m ³ /a
固废	运检人员生活垃圾	生活垃圾	生活垃圾产生量约为 2.73t/a
	废光伏组件	I 类一般工业固体废物	光伏组件年更换量为 1%, 本项目共有 462,300 块光伏组件, 每块重 25.5kg, 产生废光伏组件约 108.6t/a
	220KV 升压变压器及光伏场区的变压器维护及事故状态	废变压器油	日常维护时废油产生量约为 2.2t/a
	升压站运行	废旧蓄电池	废旧蓄电池产生量约为 1.82t/a
噪声	光伏阵列箱逆变一体机	噪声	不高于 45dB (A)
	清洗太阳能板的小型清洗车	噪声	70-80dB (A)

(2) 所采取的环保措施及相应的资金来源和金额, 主要处理设施及处理能力, 是否能够与募投项目实施后所产生的污染相匹配

根据《国能长源谷城县冷集镇 230MW 农光互补发电建设项目环境影响报告表》, 环保投资估算为 503.4 万元, 资金来源为本次发行的募集资金及自有或自筹资金, 主要为水土保持工程建设投资。具体环保处理措施及处理能力如下:

主要污染物类别	主要污染物类型	污染情况、处理措施及处理能力	是否能够与募投项目实施后产生的污染相匹配
废水	运检人员生活污水	光伏电站运行期运检人员产生的生活污水经隔油池、化粪池、地埋式一体化生活污水处理装置 (处理能力 1m ³ /h) 处理后回用于站区绿化灌溉, 不外排。	是
	太阳能电池板清洗废水	散排至光伏板底排入土地, 不会对周边水体产生影响。	是
固废	运检人员生活垃圾	运行期运检人员产生的生活垃圾经集中收集后定期清运。	是
	废光伏组件	交由厂家回收处置或交给有相应处置资质的单位进行处置。	是

主要污染物类别	主要污染物类型	污染情况、处理措施及处理能力	是否能够与募投项目实施后产生的污染相匹配
	废变压器油	交由具有相应处置资质的单位进行处置。	是
	废旧蓄电池	交由具有相应处置资质的单位进行处置。	是
噪声	光伏阵列箱逆变一体机	箱变噪声较小，源强小于 45dB（A），且布置于箱体内部，对外界的影响很小	是
	清洗太阳能板的小型清洗车	清洗车为流动声源，运行于光伏阵列间，噪声在（70~80）dB（A），但运行时间较短且间断运行，对外界的影响很小。	是

综上所述，发行人对本项目拟采取的环保措施得当，主要处理设施及处理能力能够与募投项目实施后所产生的污染相匹配。

7、国能长源荆州市纪南镇 100MW 渔光互补光伏发电项目

（1）涉及污染物的具体环节、主要污染物名称及排放量

主要污染物类别	涉及环境污染具体环节	主要污染物名称	排放量
废水	生活污水	生活污水	生活污水量为 0.36m ³ /d，年产生量为 131.4t/a
	光伏电板清洗废水	悬浮物	光伏电板清洗废水产生量为 632.84m ³ /a
固废	运检人员生活垃圾	生活垃圾	生活垃圾产生量为 0.75t/a
	电池板意外损坏时产生的电池板、玻璃、边框及设备支架等	I 类一般工业固体废物	产生量约 0.38t/a
	废蓄电池	危险废物	计划 10 年更换一次，废蓄电池产生量为 5.8t/a
	废变压器油	危险废物	废变压器油产生量约为 18t/a
	废活性炭	危险废物	一体化污水处理设备采用活性炭吸附除臭，废活性炭产生量约为 0.1t/a
噪声	光伏阵列箱逆变一体机	噪声	不高于 45dB（A）
	清洗太阳能板的小型清洗车	噪声	70-80dB（A）

（2）所采取的环保措施及相应的资金来源和金额，主要处理设施及处理能力，是否能够与募投项目实施后所产生的污染相匹配

根据《国能长源荆州市纪南镇 100MW 渔光互补光伏发电建设项目环境影响

报告表（生态影响类）》，环保投资估算为 250 万元，资金来源为本次发行的募集资金及自有或自筹资金，主要为水土保持工程建设投资。具体环保处理措施及处理能力如下：

主要污染物类别	主要污染物类型	污染情况、处理措施及处理能力	是否能够与募投项目实施后产生的污染相匹配
废水	运检人员生活污水	光伏电站运行期运检人员产生的生活污水经隔油池+化粪池+地理式一体化生活污水处理装置处理后回用于站内道路洒水及绿化，不外排。	是
	太阳能电池板清洗废水	散排至光伏板底鱼塘，不会对周边环境造成污染。	是
固废	运检人员生活垃圾	生活垃圾经收集后交由环卫部门处理	是
	电池板意外损坏时产生的电池板、玻璃、边框及设备支架等	光伏电站运行期间电池板一般不会损坏，意外损坏时产生的电池板、玻璃、边框及设备支架等属 I 类一般工业固体废物，均可由生产厂家或回收单位进行回收利用；对逆变器等电子设备可按《电子废物污染环境防治管理办法》（环境保护总局令第 40 号）的规定，交由厂家回收处置或交给有相应处置资质的单位进行处置。	是
噪声	光伏阵列箱逆变一体机	危废舱连锁暂存后交由有资质单位进行处置	是
	清洗太阳能板的小型清洗车	采用专用收集桶临时贮存于危废舱后交由有资质单位处置。	是

综上所述，发行人对本项目拟采取的环保措施得当，主要处理设施及处理能力能够与募投项目实施后所产生的污染相匹配。

8、国能长源巴东县沿渡河镇 100MW 农光互补光伏发电项目

（1）涉及污染物的具体环节、主要污染物名称及排放量

主要污染物类别	涉及环境污染具体环节	主要污染物名称	排放量
废水	升压站内员工生活污水	生活污水	生活污水量为 0.1m ³ /d，年产生量为 36.5t/a
	人工清洗太阳能组件	悬浮物	光伏电板人工清洗废水产生量为 3,096.86m ³ /a
固废	运检人员生活垃圾	生活垃圾	年产生量 0.3t，统一收集，

主要污染物类别	涉及环境污染具体环节	主要污染物名称	排放量
			交由当地环保部门处置。
	电池板意外损坏时产生的电池板、玻璃、边框及设备支架等	I 类一般工业固体废物	电池板一般不会损坏
	光伏阵列箱逆变一体机	噪声	不高于 45dB (A)
噪声	清洗太阳能板的小型清洗车	噪声	清洗车为流动声源，运行于光伏阵列间，运行时间较短且间断运行，对厂界外的影响很小。

(2)所采取的环保措施及相应的资金来源和金额,主要处理设施及处理能力,是否能够与募投项目实施后所产生的污染相匹配

根据《国能长源巴东县沿渡河镇 100MW 农光互补光伏发电建设项目环境影响报告表》，环保投资估算为 315 万元，资金来源为本次发行的募集资金及自有或自筹资金，主要为水土保持工程建设投资。具体环保处理措施及处理能力如下：

主要污染物类别	主要污染物类型	污染情况、处理措施及处理能力	是否能够与募投项目实施后产生的污染相匹配
废水	运检人员生活污水	光伏电站运行期运检人员产生的生活污水经化粪池至一体化污水处理设施处理后回用于站区内绿化浇洒，不外排。	是
	太阳能电池板清洗废水	用于种植区浇灌，不外排。	是
固废	运检人员生活垃圾	运行期运检人员产生的生活垃圾经集中收集后交当地的环卫部门定期清运。	是
	电池板意外损坏时产生的电池板、玻璃、边框及设备支架等	报废的光伏组件属于《国家危险废物名录》(2021 版)中 HW49 其他废物中的“HW49 其他废物-废电路板(包括废电路板上附带的元器件、芯片、插件、贴脚等)”，废物代码为 900-045-49，年报废量按 0.01% 计算，平均每块重量约为 31.6kg，报废的光伏组件产生量为 0.583t/a，收集后由生产厂回收，不排放。本项目光伏电站方阵组件由单晶硅材料组成，寿命一般为 25 年左右，25 年后产生废旧太阳能电池板收集后由生产厂回收，不排放。	是
噪声	光伏阵列箱逆变一体机	箱变的噪声较小，不高于 45dB(A)，且布	是

主要污染物类别	主要污染物类型	污染情况、处理措施及处理能力	是否能够与募投项目实施后产生的污染相匹配
		置于箱体内部，对外界的影响很小。	
	清洗太阳能板的小型清洗车	清洗车为流动声源，运行于光伏阵列间，运行时间较短且间断运行，对厂界外的影响很小。	是

综上所述，发行人对本项目拟采取的环保措施得当，主要处理设施及处理能力能够与募投项目实施后所产生的污染相匹配。

9、国能长源荆门屈家岭罗汉寺 70MW 农光互补光伏发电项目（一期）

（1）涉及污染物的具体环节、主要污染物名称及排放量

主要污染物类别	涉及环境污染具体环节	主要污染物名称	排放量
废水	升压站内员工生活污水	COD、BOD5、氨氮、悬浮物、动植物油	生活污水量为 0.36m ³ /d，年产生量为 131.4t/a
	人工清洗太阳能组件	悬浮物	光伏电板人工清洗废水产生量为 420m ³ /a
固废	运检人员生活垃圾	生活垃圾	生活垃圾产生量约 1.10t/a
	电池板意外损坏时产生的电池板、玻璃、边框及设备支架等	I 类一般工业固体废物	电池板一般不会损坏
	废变压器油、废旧蓄电池	危险废物	废变压器油 1.2t/a、废旧蓄电池 2.91t/a
噪声	光伏阵列箱逆变一体机	噪声	不高于 55dB（A），夜间不高于 45dB（A）
	清洗太阳能板的小型清洗车	噪声	昼间不高于 55dB（A），夜间不高于 55dB（A）

（2）所采取的环保措施及相应的资金来源和金额，主要处理设施及处理能力，是否能够与募投项目实施后所产生的污染相匹配

根据《国能长源荆门屈家岭罗汉寺 70MW 农光互补光伏发电项目（一期）环境影响报告表》，环保投资估算为 439 万元，资金来源为本次发行的募集资金及自有或自筹资金，主要为水土保持工程建设投资。具体环保处理措施及处理能力如下：

主要污染物类别	主要污染物类型	污染情况、处理措施及处理能力	是否能够与募投项目实施后产生的污染相匹配
---------	---------	----------------	----------------------

主要污染物类别	主要污染物类型	污染情况、处理措施及处理能力	是否能够与募投项目实施后产生的污染相匹配
废水	运检人员生活污水	光伏电站运行期运检人员产生的生活污水经隔油池、化粪池、地埋式一体化生活污水处理装置（处理能力 1m ³ /h）处理后回用于站区绿化灌溉，不外排。	是
	太阳能电池板清洗废水	散排至光伏板底排入土地，不会对周边水体产生影响。	是
固废	运检人员生活垃圾	运行期运检人员产生的生活垃圾经集中收集后定期清运。	是
	电池板意外损坏时产生的电池板、玻璃、边框及设备支架等	光伏电站运行期间电池板一般不会损坏，意外损坏时产生的电池板、玻璃、边框及设备支架等属 I 类一般工业固体废物，均可由生产厂家或回收单位进行回收利用；对逆变器等电子设备可按《电子废物污染环境防治管理办法》（环境保护总局令第 40 号）的规定，交由厂家回收处置或交给有相应处置资质的单位进行处置。	是
	废变压器油、废旧蓄电池	废变压器油、废旧蓄电池暂存于危废暂存间内，定期交由有相应资质单位处置。	是
噪声	光伏阵列箱逆变一体机	箱变噪声较小，源强小于 45dB（A），且布置于箱体内，对外界的影响很小。	是
	清洗太阳能板的小型清洗车	清洗车为流动声源，运行于光伏阵列间，噪声在（70~80）dB（A），但运行时间较短且间断运行，对外界的影响很小。	是

综上所述，发行人对本项目拟采取的环保措施得当，主要处理设施及处理能力能够与募投项目实施后所产生的污染相匹配。

10、国电长源谷城县盛康镇 50MW 农光互补光伏发电项目

（1）涉及污染物的具体环节、主要污染物名称及排放量

主要污染物类别	涉及环境污染具体环节	主要污染物名称	排放量
废水	升压站内员工生活污水	生活污水	生活污水量为 1.52m ³ /d，年产生量为 554.8t/a
	人工清洗太阳能组件	悬浮物	光伏电板人工清洗废水产生量为 1,142.4m ³ /a
固废	运检人员生活垃圾	生活垃圾	生活垃圾产生量约为 1.82t/a

主要污染物类别	涉及环境污染具体环节	主要污染物名称	排放量
	废光伏组件	I 类一般工业固体废物	光伏组件年更换量为 1%，本项目共有 94,290 块光伏组件，每块重 25.5kg，产生废光伏组件约 22.16t/a
	110KV 升压变压器及光伏场区的变压器维护及事故状态	废变压器油	日常维护时废油产生量约为 1.2t/a
	升压站运行	废旧蓄电池	废旧蓄电池产生量约为 1.82t/a
噪声	光伏阵列箱逆变一体机	噪声	不高于 45dB（A）
	清洗太阳能板的小型清洗车	噪声	70-80dB（A）

(2)所采取的环保措施及相应的资金来源和金额,主要处理设施及处理能力,是否能够与募投项目实施后所产生的污染相匹配

根据《国电长源谷城县盛康镇 50MW 农光互补光伏发电项目环境影响报告表》，环保投资估算为 249.26 万元，资金来源为本次发行的募集资金及自有或自筹资金，主要为水土保持工程建设投资。具体环保处理措施及处理能力如下：

主要污染物类别	主要污染物类型	污染情况、处理措施及处理能力	是否能够与募投项目实施后产生的污染相匹配
废水	运检人员生活污水	光伏电站运行期运检人员产生的生活污水经隔油池、一体化生活污水处理装置处理后排入污水管网。	是
	太阳能电池板清洗废水	清洗废水由太阳能电池板自然洒落，直接用于光伏电场下层空间植被的灌溉，不会对周边水体产生影响。	是
固废	运检人员生活垃圾	运行期运检人员产生的生活垃圾经集中收集后定期清运。	是
	废光伏组件	交由厂家回收处置或交给有相应处置资质的单位进行处置。	是
	废变压器油	交由具有相应处置资质的单位进行处置。	是
	废旧蓄电池	交由具有相应处置资质的单位进行处置。	是
噪声	光伏阵列箱逆变一体机	箱变噪声较小，源强小于 45dB（A），且布置于箱体内，对外界的影响很小。	是
	清洗太阳能板的小型清洗车	清洗车为流动声源，运行于光伏阵列间，噪声在（70~80）dB（A），但运行时间较短且间断运行，对外界的影响很小。	是

综上所述，发行人对本项目拟采取的环保措施得当，主要处理设施及处理能力能够与募投项目实施后所产生的污染相匹配。

十、发行人最近 36 个月是否存在受到环保领域行政处罚的情况，是否构成重大违法行为，或是否存在导致严重环境污染，严重损害社会公共利益的违法行为

截至本回复出具日，发行人及其子公司最近 36 个月内未受到环境保护主管部门行政处罚，不存在导致严重环境污染，严重损害社会公共利益的违法行为。

十一、募集资金是否存在变相用于高耗能、高排放项目的情形，请发行人承诺募集资金不会用于高耗能、高排放项目

（一）募集资金是否存在变相用于高耗能、高排放项目的情形

根据《关于加强高耗能、高排放建设项目生态环境源头防控的指导意见》（环环评〔2021〕45 号）的规定，“两高”项目暂按煤电、石化、化工、钢铁、有色金属冶炼、建材等六个行业类别统计，后续对“两高”范围国家如有明确规定的，从其规定。根据《国家发展改革委、工业和信息化部等部门关于发布〈高耗能行业重点领域能效标杆水平和基准水平（2021 年版）〉的通知》（发改产业〔2021〕1609 号）的规定，能效标杆水平和基准水平的高耗能行业重点领域包括 C25 石油、煤炭及其他燃料加工业、C26 化学原料和化学制品制造业、C30 非金属矿物制品业、C31 黑色金属冶炼和压延加工业、C32 有色金属冶炼和压延加工业行业中的部分小类行业。根据《打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（国发〔2018〕22 号）、《坚决打好工业和通信业污染防治攻坚战三年行动计划》（工信部节〔2018〕136 号）等文件的规定，“高排放”行业涉及钢铁、建材、焦化、铸造、有色、电解铝、化工等行业。

发行人所属行业为电力、热力生产和供应业（D44），主营业务为电力、热力生产和销售，业务板块主要包括火电、水电、新能源发电和售热业务，本次募集资金全部投向光伏发电项目和补充流动资金，不属于上述“高耗能”“高排放”行业。

（二）发行人承诺募集资金不会用于高耗能、高排放项目

2023 年 5 月 29 日，国家能源集团长源电力股份有限公司召开第十届董事会

第十四次会议审议通过了向特定对象发行股票的相关议案，明确本次向特定对象发行股票的募集资金用途包括：汉川市新能源百万千瓦基地二期项目、汉川市新能源百万千瓦基地三期项目、国能长源随州市随县百万千瓦新能源多能互补基地二期 100MW 项目、国能长源荆门市源网荷储百万千瓦级新能源基地钟祥子项目光伏电站、国能长源潜江浩口 200MW 渔光互补光伏发电项目、国能长源谷城县冷集镇 230MW 农光互补光伏发电项目、国能长源荆州市纪南镇 100MW 渔光互补光伏发电项目、国能长源巴东县沿渡河镇 100MW 农光互补光伏发电项目、国能长源荆门屈家岭罗汉寺 70MW 农光互补光伏发电项目（一期）、国能长源谷城县盛康镇 50MW 农光互补光伏发电项目、补充流动资金。上述募投项目不涉及限制类、淘汰类行业以及高耗能、高排放项目。

发行人承诺：募投项目中“补充流动资金”将全部用于偿还银行贷款，本次募集资金不会直接、间接或变相用于限制类、淘汰类行业以及高耗能、高排放项目。

综上所述，发行人本次发行募集资金不存在变相用于高耗能、高排放项目的情形。

十二、中介机构核查情况

（一）核查程序

针对上述问题，保荐人、发行人律师履行了以下核查程序：

1、查阅了《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年修订）《国务院关于进一步加强淘汰落后产能工作的通知》《关于印发淘汰落后产能工作考核实施方案的通知》《2015 年各地区淘汰落后和过剩产能目标任务完成情况》《关于做好 2020 年重点领域化解过剩产能工作的通知》《2020 年煤电化解过剩产能工作要点》等文件的相关规定；查阅了湖北省能源局《关于 2020 年湖北煤电行业淘汰落后产能情况的公告》《关于 2022 年湖北煤电行业淘汰落后产能情况的公告》；查询了与发行人所属行业密切相关的国家产业政策；

2、查询了《新时代的中国能源发展》、发行人项目所在地能源消费双控的相关政策以及项目符合所在地能源消费双控的相关文件；查询了《固定资产投资项目节能评估和审查暂行办法》《固定资产投资项目节能审查办法》《国家发展改革

委关于印发<不单独进行节能审查的行业目录>的通知》等文件的相关规定；查阅了发行人项目的《节能评估报告》及主管行政机关出具的《节能审查意见》；

3、查阅了《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》的相关规定；

4、取得了发行人已建、在建、拟建项目清单；查阅了《环境影响评价法》《建设项目环境影响评价分类管理名录》《生态环境部审批环境影响评价文件的建设项目目录》和项目所在地对环境影响评价实施分级审批的相关规定、项目备案及环评批复等文件；

5、查阅了《国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（国发[2018]22号）和项目所在地的相关规定；取得并查阅了发行人项目实施主体现有的《排污许可证》；

6、查阅了《高污染燃料目录》以及发行人项目所在地关于高污染燃料禁燃区的相关规定；

7、查阅了《排污许可管理条例》《固定污染源排污许可分类管理名录》等文件的相关规定；取得并查阅了发行人项目实施主体现有的《排污许可证》；

8、查阅了《环境保护综合名录（2021年版）》中的“高污染、高环境风险”产品目录；

9、取得并查阅了发行人火电项目的环境影响报告表或烟气排放连续监测系统数据、发行人本次募投项目的环境影响报告表；

10、取得并查阅发行人及其子公司环保主管部门出具的证明；登陆发行人项目所在地生态环境局网站查询发行人报告期内环保合规情况；

11、查阅了《关于加强高耗能、高排放建设项目生态环境源头防控的指导意见》（环环评〔2021〕45号）《国家发展改革委、工业和信息化部等部门关于发布<高耗能行业重点领域能效标杆水平和基准水平（2021年版）>的通知》（发改产业〔2021〕1609号）《打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（国发〔2018〕22号）《坚决打好工业和通信业污染防治攻坚战三年行动计划》（工信部节〔2018〕136号）等相关文件的规定。

（二）核查意见

经核查，保荐人、发行人律师认为：

1、除发行人湖北省青山热电厂“以大代小”1×300MW亚临界燃煤发电项目所使用的湿冷发电机组为限制类产业外，发行人其他项目不涉及《产业结构调整指导目录（2019年本）》（2021年修订）所规定的限制类及淘汰类产业；发行人已建、在建及拟建项目不属于电力行业中的落后产能，符合国家产业政策；

2、发行人火电项目满足项目所在地能源消费双控要求；除不适用固定资产投资节能审查的项目外，发行人已建、在建和拟建项目已按规定取得固定资产投资节能审查意见；

3、发行人已建、在建及拟建项目不存在新建燃煤自备电厂的情况，不适用《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》的规定；

4、发行人已建、在建及拟建项目已向投资主管部门履行备案程序，已按照环境影响评价法要求，以及《建设项目环境影响评价分类管理目录》《生态环境部审批环境影响评价文件的建设项目目录》规定，获得相应级别生态环境部门环境影响评价批复或政府部门的说明文件；

5、发行人已建、在建、拟建的项目不属于国务院文件列明的大气污染防治重点区域内的耗煤项目。发行人已建、在建及拟建项目属于湖北省大气污染排放重点控制区内的耗煤项目，其中已建项目因建设完成时间较早，不适用煤炭等量或减量替代要求，在建荆州二期扩建项目已按照属地环保部门要求实行比煤炭等量/减量替代更严格的煤炭的倍量替代；

6、发行人耗煤项目汉川公司、汉川一发、荆门公司、长源一发、青山公司、荆州公司、随州公司的项目建设地虽在相应地市人民政府根据《高污染燃料目录》划定的高污染燃料禁燃区内，但属于依法依规批准建设的除外情形，可以正常生产；发行人其他项目不涉及燃用高污染燃料；

7、发行人已建、在建、拟建及本次募投项目中，需办理排污许可证的项目均已按照法律法规的相关规定办理了排污许可证，不存在违反《排污许可管理条例》第三十三条规定的情形；

8、发行人已建、在建及拟建项目生产的产品不属于《环境保护综合名录（2021

年版)》中规定的高污染、高环境风险产品；

9、发行人已建、在建及拟建项目涉及环境污染主要是火电项目，具体环节主要为燃料燃烧过程，主要污染物包括废水、废气和固废；发行人已根据本次募投项目各类污染物排放量合理规划污染物处置方式，相应的资金计划来源于本次募集资金及自有或自筹资金，并且针对本次募投项目污染物排放所采取的环保措施及防治措施充分，主要处理设施及处理能力与本次募投项目实施后所产生的污染相匹配，处理后的污染物可以达到排放标准，符合环境保护法律法规的要求；

10、发行人最近 36 个月不存在受到环保领域行政处罚的情况，发行人不存在导致严重环境污染或严重损害社会公共利益的违法行为；

11、发行人本次发行募集资金不存在变相用于高耗能、高排放项目的情形。

其他问题

请发行人在募集说明书扉页重大事项提示中,按重要性原则披露对发行人及本次发行产生重大不利影响的直接和间接风险。披露风险应避免包含风险对策、发行人竞争优势及类似表述,并按对投资者作出价值判断和投资决策所需信息的重要程度进行梳理排序。

同时,请发行人关注社会关注度较高、传播范围较广、可能影响本次发行的媒体报道情况,请保荐人对上述情况中涉及本次项目信息披露的真实性、准确性、完整性等事项进行核查,并于答复本审核问询函时一并提交。若无重大舆情情况,也请予以书面说明。

回复:

一、请发行人在募集说明书扉页重大事项提示中,按重要性原则披露对发行人及本次发行产生重大不利影响的直接和间接风险。披露风险应避免包含风险对策、发行人竞争优势及类似表述,并按对投资者作出价值判断和投资决策所需信息的重要程度进行梳理排序

公司已在募集说明书扉页重大事项提示中,按重要性原则重新撰写了与本次发行及公司自身密切相关的重要风险因素,并按对投资者作出价值判断和投资决策所需信息的重要程度进行了梳理排序。

二、请发行人关注社会关注度较高、传播范围较广、可能影响本次发行的媒体报道情况,请保荐人对上述情况中涉及本次项目信息披露的真实性、准确性、完整性等事项进行核查,并于答复本审核问询函时一并提交。若无重大舆情情况,也请予以书面说明

发行人已关注媒体报道情况,并出具了《国家能源集团长源电力股份有限公司关于向特定对象发行股票的媒体报道之情况说明》。

保荐人已对媒体报道情况进行了核查,并出具了《中信建投证券股份有限公司关于国家能源集团长源电力股份有限公司向特定对象发行股票的媒体报道之核查报告》。

保荐机构总体意见

对本回复材料中的公司回复（包括补充披露和说明的事项），本机构均已进行核查，确认并保证其真实、完整、准确。

（本页无正文，为国家能源集团长源电力股份有限公司《关于国家能源集团长源电力股份有限公司申请向特定对象发行股票的审核问询函的回复》之签章页）



国家能源集团长源电力股份有限公司

2023 年 9 月 6 日

发行人董事长声明

本人作为国家能源集团长源电力股份有限公司的董事长，现就本次审核问询函的回复郑重声明如下：

“本人已认真阅读国家能源集团长源电力股份有限公司本次审核问询函的回复的全部内容，确认本次审核问询函的回复不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，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。”

发行人董事长签名：

王冬

王冬

国家能源集团长源电力股份有限公司



2023年9月6日

（本页无正文，为中信建投证券股份有限公司《关于国家能源集团长源电力股份有限公司申请向特定对象发行股票的审核问询函的回复》之签字盖章页）

保荐代表人签名： 周百川
周百川

冯强
冯 强

中信建投证券股份有限公司

2023 年 9 月 6 日



关于本次问询意见回复报告的声明

本人已认真阅读国家能源集团长源电力股份有限公司本次问询意见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，问询意见回复报告不存在虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏，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/董事长签名：



王常青



中信建投证券股份有限公司

2023 年 9 月 6 日

附件：发行人主营业务已建、在建、拟建项目履行主管部门审批、核准、备案手续以及环评批复情况

序号	运营主体	项目名称	项目类型	项目审批、核准、备案手续	环评批复文件
一、火电项目					
1	国电长源汉川第一发电有限公司	汉 川 电 厂 一 期 2×300MW 亚临界燃煤 发电项目	已建	1987 年，项目经国家计委批准建设，批复对象为华中电力局，当时汉川电厂并未成立，因此汉川电厂没有批复文件存档，仅能以湖北省电力局编制的汉川厂史进行佐证 ^{注1}	湖北省环保局《关于汉川电厂一期工程环保验收和二期工程环评的意见》鄂环管〔1993〕8 号 ^{注2}
2	国电长源汉川第一发电有限公司	汉 川 电 厂 二 期 2×300MW 亚临界燃煤 发电项目	已建	国家计划委员会《关于湖北汉川电厂二期扩建工程项目建议书的批复》计能源〔1993〕629 号	湖北省环境保护局《关于中外合资汉川电厂二期工程补充环境影响报告书的批复》鄂环管〔1993〕94 号
3	国能长源汉川发电有限公司	湖北国电汉川电厂三期第一台机组扩建工程项目	已建	《国家发展改革委关于湖北国电汉川电厂三期扩建工程项目核准的批复》发改能源〔2010〕1677 号	中华人民共和国环境保护部《关于国电汉川电厂三期工程环境影响报告书的批复》环审〔2009〕260 号
4	国能长源汉川发电有限公司	湖北国电汉川电厂三期第二台机组扩建工程项目	已建	《国家发展改革委关于湖北国电汉川三期第 2 台机组扩建工程项目核准的批复》发改能源〔2014〕1372 号	中华人民共和国环境保护部《关于湖北国电汉川三期第 2 台 100 万千瓦机组扩建项目环境影响报告书的批复》环审〔2014〕58 号
5	国能长源汉川发电有限公司	国能长源汉川四期扩建工程 7 号机组（1×1000MW）项目	在建	《省发改委关于国能长源汉川四期扩建工程 7 号机组（1×1000MW）项目核准的批复》鄂发改审批服务〔2022〕220 号	《省生态环境厅关于<国能长源汉川四期扩建工程 7 号机组（1×1000MW）项目环境影响报告书>的批复》鄂环审〔2023〕32 号
6	国能长源汉川发电有限公司	国能长源汉川四期扩建工程 8 号机组（1×1000MW）项目	在建	《省发改委关于国能长源汉川四期扩建工程 8 号机组（1×1000MW）项目核准的批复》鄂发改审批服务〔2022〕454 号	《省生态环境厅关于<国能汉川电厂四期扩建 8 号机组（1×100 万千瓦）项目环境影响报告书>的批复》鄂环审〔2023〕31 号
7	国能长源荆门发	荆 门 电 厂 三 期	已建	《国家发展改革委关于湖北荆门电厂三期扩	国家环境保护总局《关于荆门热电

序号	运营主体	项目名称	项目类型	项目审批、核准、备案手续	环评批复文件
	电有限公司	2×600MW 超临界燃煤发电项目		建工程核准的批复》发改能源〔2005〕527号	厂三期扩建工程(2X600MW)环境影响报告书重新审核意见的复函》环审〔2003〕200号
8	国能长源武汉青山热电有限公司	国电青山热电有限公司“上大压小”一期2×350MW超临界热电联产项目	已建	《国家发展改革委关于湖北青山热电有限公司“上大压小”扩建工程核准的批复》发改能源〔2009〕2822号	《关于国电青山热电有限公司“上大压小”期(2×300兆瓦级)热电联产工程环境影响报告书的批复》环审〔2009〕87号
9	国电长源第一发电有限责任公司	湖北省青山热电厂“以大代小”1×300MW亚临界燃煤发电项目	已建	国务院经济贸易办公室《关于湖北省青山热电厂技术改造工程项目建议书的批复》国经贸改〔1992〕262号、《湖北省电力工业局关于青山热电厂以大代小工程开工的批复》鄂电基〔1993〕126号	国家环境保护局《关于青山热电厂改建工程环境影响报告书审批意见的复函》环监〔1993〕064号
10	国能长源荆州热电有限公司	国电长源荆州热电一期2×300MW亚临界燃煤发电项目	已建	《国家发展改革委关于湖北国电沙市热电厂异地新建工程项目核准的批复》发改能源〔2007〕2125号	国家环境保护总局《关于国电沙市热电厂2×300兆瓦热电联产工程环境影响报告书审查意见的复函》环审〔2005〕567号
11	国能长源荆州热电有限公司	国电长源荆州热电二期2×350MW超临界燃煤发电项目	在建	《省发改委关于国电长源荆州热电二期扩建项目核准的批复》鄂发改审批服务〔2020〕266号	湖北省生态环境厅《省生态环境厅关于国电长源荆州热电二期扩建项目环境影响报告书的批复》鄂环审〔2020〕280号
12	国能长源随州发电有限公司	国家能源集团随州火电项目(2×660MW超超临界燃煤发电)	在建	《湖北省发改委关于国家能源集团随州火电项目核准的批复》鄂发改审批服务〔2020〕102号	湖北省环境保护厅《关于华能随州电厂2×660MW新建工程环境影响报告书的批复》(鄂环审〔2015〕190号) 建设单位变更为长源公司:《省生态环境厅关于随州电厂2×600MW新建工程环评批复变更建设单位等有关意见的函》(鄂环函〔2020〕125号) ^{注3}

序号	运营主体	项目名称	项目类型	项目审批、核准、备案手续	环评批复文件
二、水电项目					
13	国电湖北电力有限公司鄂坪水电厂	1#、2#机组 (2×38MW)	已建	《省计委关于竹溪鄂坪水利水电枢纽可行性研究报告的批复》鄂计基础〔2003〕953号	湖北省环境保护局《关于<湖北省竹溪县鄂坪水利水电枢纽工程环境影响报告书>的批复》鄂环函〔2002〕74号
14		3#机组(38MW)	已建	《省发展改革委关于竹溪县鄂坪水利水电枢纽工程扩机增容项目核准的批复》鄂发改能源〔2005〕356号	湖北省环境保护局《关于<湖北省竹溪县鄂坪水利水电枢纽工程环境影响报告书>的批复》鄂环函〔2002〕74号
15	国能长源十堰水电开发有限公司	白沙河水电站 1#、2#机组(2×25MW)	已建	《省发展改革委关于竹溪县白沙河水电站项目核准的通知》鄂发改能源〔2009〕513号	湖北省环境保护局《关于湖北省竹溪县白沙河水电站工程环境影响报告书审查意见的函》鄂环函〔2005〕450号
16		大峡水电站 1#、2#机组(2×10MW)	已建	《省发展改革委关于竹溪县大峡水电站工程可行性研究报告(代核准)的批复》鄂发改能源〔2004〕931号	湖北省环境保护局《关于湖北省竹溪县大峡水电站工程环境影响报告书审查意见的函》鄂环函〔2005〕187号
17		红岩二级水电站 1#、2#机组(2×9MW)	已建	《省发展改革委关于竹溪县红岩二级水电站枢纽工程可行性研究报告的批复》鄂发改能源〔2004〕653号	湖北省环境保护局《关于湖北省竹溪县红岩II级水电站工程环境影响报告书审查意见的函》鄂环函〔2005〕189号
18	国能长源恩施水电开发有限公司	龙桥水电站	已建	《省发展改革委关于利川市龙桥水电站项目核准的通知》鄂发改能源〔2005〕740号	湖北省环境保护局《关于湖北省利川市龙桥电站工程环境影响报告书审查意见的函》鄂环函〔2005〕300号
19		罗坡坝	已建	《省发展改革委关于恩施市罗坡坝水电站项目核准的批复》鄂发改能源〔2005〕335号	湖北省环境保护局《关于湖北省恩施市罗坡坝水电站环境影响报告书审查意见的函》鄂环函〔2005〕69号

序号	运营主体	项目名称	项目类型	项目审批、核准、备案手续	环评批复文件
20		云口水电站	已建	《省发展改革委关于利川市云口水电站项目核准的通知》鄂发改能源〔2007〕188号	恩施州环保局《关于湖北省利川市云口水电站工程（变更）环境影响报告书的批复》恩州环审〔2016〕48号
21		塘口水电站	已建	湖北省发展计划委《关于来凤县塘口水电站扩机增容工程可行性研究报告的批复》鄂计基础〔2001〕1243号	湖北省环境保护厅《关于来凤县塘口水电站扩机增容工程环境影响报告书的批复》鄂环函〔2009〕128号
22		野三河水电站	已建	《省发展改革委关于建始县野三河水电站项目核准的通知》鄂发改能源〔2006〕1139	湖北省环境保护局《关于湖北省建始县野三河电站扩建工程环境影响报告书审查意见的复函》鄂环函〔2006〕396号
23		长顺水电站	已建	湖北省计划委《关于利川市长顺水电站设计任务书的批复》鄂计工字（88）第755号	恩施州环保局《关于对利川长顺电站<环境影响报告>的审查意见》恩州环文[2002]35号
24		龙王塘水电站	已建	恩施州发改委《关于恩施州农电体制改革发电资产包所属电站的合法性等有关问题的说明》 注4	恩施州环保局《关于恩施州农电体制改革发电资产包电站所涉及环境保护有关问题的意见》 注5
25		高桥水电站	已建		
26		雪照河水电站	已建		
27		大河片水电站	已建		
28		断明峡水电站	已建		
29		新峡一级水电站	已建		
30		龙头沟三级水电站	已建		
31		龙头沟二级水电站	已建		
32		白泉河水电站	已建		
33		两河溪水电站	已建		
34		四十二坝一级水电站	已建		
35		四十二坝二级水电站	已建		
36		四十二坝三级水电站	已建		

序号	运营主体	项目名称	项目类型	项目审批、核准、备案手续	环评批复文件
37		四十二坝四级水电站	已建		
38		伍家河七级水电站	已建		
39		伍家河六级水电站	已建		
40		云龙河水电站	已建		
41		马尾沟六级水电站	已建		
42		射渡河水电站	已建		
43		二龙山水电站	已建		
44		小溪河水电站	已建		
45		竹园水电站	已建		
46		天电	已建		
47		车坝一级	已建		
48		车坝二级	已建		
49		车坝三级	已建		
50		马鞍槽	已建		
51		排沙沟二级水电站	已建		
三、风电项目					
52	国能长源湖北新能源有限公司	国电长源广水中华山风电项目	已建	《省发展改革委关于国电广水中华山风电场工程项目核准的通知》鄂发改审批服务〔2012〕586号	随州市环境保护局《关于对湖北广水中华山风电场工程环境影响报告表的审批意见》随环建审〔2012〕139号
53	国能长源湖北新能源有限公司	长源公司广水乐城山风电项目	已建	《省发展改革委关于国电广水乐城山风电场工程项目核准的通知》鄂发改审批〔2013〕1097号	随州市环境保护局《关于对国电湖北电力有限公司广水乐城山风电场项目环境影响报告表的审批意见》随环建审〔2013〕58号
54	国能长源湖北新能源有限公司	长源电力湖北广水吉阳山风电项目	已建	《省发展改革委关于国电广水吉阳山风电场工程项目核准的批复》鄂发改审批服务〔2016〕489号	《省环保厅关于湖北广水吉阳山风电场工程环境影响报告书的批复》鄂环审〔2016〕268号
55	国能长源湖北新	国电广水中华山风电	已建	《省发展改革委关于国电广水中华山风电场	随州市环境保护局《关于对国电长

序号	运营主体	项目名称	项目类型	项目审批、核准、备案手续	环评批复文件
	能源有限公司	场二期工程项目		二期工程项目核准的批复》鄂发改审批服务〔2017〕401号	源广水风电有限公司湖北广水中华山二期（49.5MW）风电项目环境影响报告表的审批意见》随环建审〔2017〕126号
56	国能长源湖北新能源有限公司	国电广水乐城山风电场二期项目	已建	广水市发展和改革局《关于国电广水乐城山风电场二期项目核准的批复》广发改审批服务〔2020〕649号	随州市生态环境局广水市分局《关于国电广水乐城山风电场二期项目环境影响报告表的审批意见》随环广建审〔2021〕7号
57	国能长源安陆新能源有限公司	国电安陆赵棚风电场项目	已建	安陆市发展和改革局《关于国电安陆赵棚风电场项目核准的批复》安发改审批〔2020〕307号	孝感市生态环境局安陆市分局《国电长源广水风电有限公司安陆赵棚风电场项目环境影响报告表的审批意见》安环建函〔2021〕12号
四、光伏项目					
58	国能长源汉川发电有限公司	国能长源汉川市华严农场 100MW 渔光互补光伏发电一期项目	已建	《湖北省固定资产投资项目备案证》（登记备案项目代码：2105-420984-04-01-274271）	孝感市生态环境局汉川市分局《关于国能长源汉川市华严农场 100MW 渔光互补光伏发电一期项目环境影响报告表的批复》川环函〔2021〕160号
59	国能长源汉川发电有限公司	汉川市新能源百万千瓦基地二期项目	在建	《湖北省固定资产投资项目备案证》（登记备案项目代码：2205-420984-04-01-545960）	孝感市生态环境局汉川市分局《关于国能长源汉川市汉川湖养殖场 100MW 渔光互补光伏发电项目环境影响报告表的批复》川环函〔2021〕161号、孝感市生态环境局汉川市分局《关于国能长源汉川市华严农场 100MW 渔光互补光伏发电三期项目环境影响报告表的批复》川环函〔2022〕76号、孝感市生态环境局汉川市分局《关于国能长

序号	运营主体	项目名称	项目类型	项目审批、核准、备案手续	环评批复文件
					源汉川市华严农场 100MW 渔光互补光伏发电二期项目环境影响报告表的批复》川环函[2022]77 号、孝感市生态环境局汉川市分局《关于国能长源汉川市麻河镇 200MW 渔光互补光伏发电项目环境影响报告表的批复》川环函[2022]78 号
60	国能长源汉川发电有限公司	汉川市新能源百万千瓦基地三期项目	在建	《湖北省固定资产投资项目备案证》（登记备案项目代码：2205-420984-04-01-894348）	孝感市生态环境局汉川市分局《关于汉川市新能源百万千瓦基地三期项目环境影响报告表的批复》川环函[2022]138 号
61	国能长源随县新能源有限公司	国能长源随州市随县百万千瓦新能源多能互补基地二期 100MW 项目	拟建	《湖北省固定资产投资项目备案证》（登记备案项目代码：2303-421321-04-05-286520）	随州市生态环境局随县分局《关于对国能长源随州市随县百万千瓦新能源多能互补基地二期 100MW 项目环境影响报告表的审批意见》随环随建审[2023]9 号
62	国能长源随县新能源有限公司	国能长源随州市随县百万千瓦新能源多能互补基地一期 400MW 项目	在建	《湖北省固定资产投资项目备案证》（登记备案项目代码：2107-421321-04-05-645995）	随州市生态环境局随县分局《关于对国能长源随州市随县百万千瓦新能源多能互补基地一期 400MW 项目环境影响报告表的审批意见》随环随建审[2022]4 号
63	国能长源钟祥新能源有限公司	国能长源荆门市源网荷储百万千瓦级新能源基地钟祥子项目光伏电站	在建	《湖北省固定资产投资项目备案证》（登记备案项目代码：2107-420881-89-01-143005）	荆门市生态环境局钟祥分局《关于<国能长源钟祥新能源有限公司国能长源荆门市源网荷储百万千瓦级新能源基地钟祥子项目光伏电站环境影响报告表>的批复》钟环函[2022]52 号
64	国能长源汉川新能源有限公司	国电汉川市南河乡 100MW 渔光互补光伏	已建	《湖北省固定资产投资项目备案证》（登记备案项目代码：2020-420984-44-03-018864）	孝感市生态环境局汉川市分局《关于国电汉川市南河乡 100MW 渔光

序号	运营主体	项目名称	项目类型	项目审批、核准、备案手续	环评批复文件
		发电项目			互补光伏发电项目环境影响报告表的批复》川环函〔2020〕142号
65	国能长源潜江新能源有限公司	国能长源潜江浩口200MW渔光互补光伏发电项目	在建	《湖北省固定资产投资项目备案证》（登记备案项目代码：2203-429005-04-05-959676）	《潜江市生态环境局关于国能长源潜江浩口200MW渔光互补光伏发电项目环境影响报告表的批复》潜环评审函[2022]116号
66	国能长源谷城新能源有限公司	国能长源谷城县冷集镇230MW农光互补光伏发电项目	拟建	《湖北省固定资产投资项目备案证》（登记备案项目代码：2204-420625-04-01-949063）	襄阳市生态环境局谷城分局《关于国能长源谷城县冷集镇230MW农光互补光伏发电项目环境影响报告表的批复》谷环评审[2023]12号
67	国能长源谷城新能源有限公司	国能长源谷城县盛康镇50MW农光互补光伏发电项目	在建	《湖北省固定资产投资项目备案证》（登记备案项目代码：2201-420625-04-01-984166）	襄阳市生态环境局谷城分局《关于国能长源谷城县盛康镇50MW农光互补光伏发电项目环境影响报告表的批复》谷环评审[2023]7号
68	国能长源巴东新能源有限公司	国能长源巴东县沿渡河镇100MW农光互补光伏发电项目	在建	《湖北省固定资产投资项目备案证》（登记备案项目代码：2205-422823-04-01-547808）	恩施州生态环境局巴东县分局《关于国能长源巴东县沿渡河镇100MW农光互补光伏发电项目环境影响报告表的批复》巴环审[2023]1号
69	国能长源荆州新能源有限公司	国能长源荆州市纪南镇100MW渔光互补光伏发电项目	在建	《湖北省固定资产投资项目备案证》（登记备案项目代码：2204-421003-89-05-817438）	荆州市生态环境局《关于国能长源荆州热电有限公司国能长源荆州市纪南镇100MW渔光互补光伏发电项目环境影响报告表的批复》荆环审文[2023]7号
70	国家能源集团长源电力股份有限公司荆门热电厂	国能长源荆门热电厂5.5MW厂区分布式光伏发电项目	已建	《湖北省固定资产投资项目备案证》（登记备案项目代码：2104-420804-89-01-163173）	《建设项目环境影响登记表》（备案号：202142080400000042，该项目为分布式项目，适用备案登记制度。）
71	国家能源集团长	国能长源荆门热电厂	已建	《湖北省固定资产投资项目备案证》（登记备	《建设项目环境影响登记表》（备

序号	运营主体	项目名称	项目类型	项目审批、核准、备案手续	环评批复文件
	源电力股份有限公司荆门热电厂	5.8MW 厂区分布式光伏发电项目		案项目代码：2104-420804-89-01-757830)	案号：202142080400000043，该项目为分布式项目，适用备案登记制度。)
72	国能长源荆门新能源有限公司	国能长源荆门市源网荷储百万千瓦级新能源基地掇刀子项目光伏电站	在建	《湖北省固定资产投资项目备案证》(登记备案项目代码：2107-420804-89-01-701217)	荆门市生态环境局掇刀分局《关于国能长源掇刀区麻城镇荆门市源网荷储百万千瓦级新能源基地掇刀 200MW 子项目光伏电站环境影响报告表的审批意见》荆环掇审[2021]101 号
73	国能长源荆门屈家岭新能源有限公司	国能长源荆门屈家岭罗汉寺 70MW 农光互补光伏发电项目(一期)	在建	《湖北省固定资产投资项目备案证》(登记备案项目代码：2112-420851-89-05-303759)	荆门市生态环境局屈家岭分局《关于国能长源荆门屈家岭罗汉寺 70MW 农光互补光伏发电项目(一期)环境影响报告表的批复》屈环文[2022]18 号
74	国能长源石首综合能源有限公司	国家能源集团石首高陵农光互补光伏发电项目	在建	《湖北省固定资产投资项目备案证》(登记备案项目代码：2102-421081-04-05-685724)	荆州市生态环境局石首市分局《关于国能长源石首综合能源有限公司石首高陵农光互补光伏发电项目环境影响报告表的审查意见》石环审[2021]45 号
75	国能长源公安县新能源有限公司	国能长源公安狮子口 100MW 农光互补光伏发电项目	已建	《湖北省固定资产投资项目备案证》(登记备案项目代码：2103-421022-04-01-303503)	荆州市生态环境局《关于国家能源集团公安狮子口 100MW 农光互补光伏发电项目环境影响报告表的批复》荆环审文(2022) 23 号
76	国能长源武汉青山热电有限公司	岚图汽车科技有限公司 19.97MW 分布式光伏发电项目	已建	《湖北省固定资产投资项目备案证》(登记备案项目代码：2107-420113-04-01-677138)	《建设项目环境影响登记表》(备案号：202142011300000707，该项目为分布式项目，适用备案登记制度。)

注 1：序号 1 汉川电厂一期发电项目，建设于 1987 年，从湖北省电力局编制的汉川厂史可确认该项目经国家计划委员会批准建设；

注 2：序号 1 汉川电厂一期发电项目，建设于 1987 年，环境影响评价法尚未施行(2003 年 9 月 1 日起施行)，因此无环评批复文件，根据湖北省环保局

《关于汉川电厂一期工程环保验收和二期工程环评的意见》中一期环评验收意见可说明其环境影响评价合格；

注 3：序号 12 国家能源集团随州火电项目，原建设单位为中国华能集团有限公司，取得环评批复，后建设单位变更为长源公司，取得环评批复变更意见函；

注 4：序号 24-序号 51 水电站系 2012 年从恩施州国资委购得恩施州农电体制改革发电资产，据恩施土家族苗族自治州发展和改革委员会专门出具《关于恩施州农电体制改革发电资产包所属电站的合法性等有关问题的说明》，对已建成投运的电站项目，合法性予以认可；

注 5：序号 24-序号 51 水电站系 2012 年从恩施州国资委购得恩施州农电体制改革发电资产，据恩施土家族苗族自治州环境保护局专门出具《关于恩施州农电体制改革发电资产包电站所涉及环境保护有关问题的意见》，对已建成投运的电站项目，予以认可，不需补办建设项目环境影响评价文件。