

立信会计师事务所（特殊普通合伙）

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

问询函回复

信会师函字[2023]第 ZE061 号



立信会计师事务所（特殊普通合伙）
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回复

信会师函字[2023]第 ZE061 号

深圳证券交易所：

根据贵所于 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申请向特定对象发行股票的审核问询函》（审核函〔2023〕120138 号）（以下简称“审核问询函”）相关问题的要求，立信会计师事务所（特殊普通合伙）（以下简称“申报会计师”或“本所”）作为国家能源集团长源电力股份有限公司（以下简称“发行人”、“公司”或者“长源电力”）向特定对象发行股票的申报会计师，对审核问询函中需要申报会计师说明或发表意见的问题进行了认真的核查，现将有关问题的核查情况和核查意见回复如下：

注 1：本所以对发行人 2023 年 1 月至 9 月期间的财务报表未出具审计或审阅报告，因此对发行人上述期间的财务信息不进行发表意见或结论。以下所述的核查程序及实施核查程序的结果仅为协助发行人回复贵所问询目的，不构成审计或审阅。

报告期指 2020 年度、2021 年度、2022 年度及 2023 年 1-9 月；2021 年度、2022 年度金额已经本所审计，2020 年度、2023 年 1-9 月未经本所审计。

2、本审核问询函回复报告中部分合计数若出现与各加数直接相加之和在尾数上有差异，均为四舍五入所致。

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。

【发行人回复】

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 **89.86%**，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 **1,067,384.59 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 **12.10%**，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 **64,210.64 万元**；其中火电业务的毛利率分别为 11.93%、-1.31%、6.24%和 **11.14%**，售热业务毛利率分别为-12.40%、-26.47%、-35.55%和 **-27.46%**。

（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 1-9 月	2022 年	2021 年	2020 年
入炉标准煤量	吨	6,901,941	9,792,100	9,053,506	7,665,914
其中：发电标准煤量	吨	6,024,567	8,773,197	8,236,185	7,055,293
售热标准煤量	吨	877,374	1,018,903	817,322	610,621
其中：煤折标准煤量	吨	6,900,327	9,790,766	9,031,988	7,664,256
油折标准煤量	吨	1,614	1,334	21,518	1,658
燃料成本	万元	686,443.56	1,065,748.34	873,878.57	537,740.73
其中：火电业务	万元	600,024.20	955,862.80	791,247.78	494,866.88

项目	单位	2023年1-9月	2022年	2021年	2020年
售热业务	万元	86,419.36	109,885.54	82,630.79	42,873.85
折标准煤单价(不含税)	元/吨	994.57	1,088.38	965.24	701.47
其中:火电业务	元/吨	995.96	1,089.53	960.70	701.41
售热业务	元/吨	984.98	1,078.47	1,010.99	702.14
发电量	亿千瓦时	243.99	329.71	316.86	272.83
其中:火电	亿千瓦时	202.94	312.11	292.59	249.64
售热业务	(万吉焦)	1,545.70	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1-9月公司燃料成本平均单价较2022年下降8.62%。

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、0.4962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1-9月公司毛利率已明显改善,达到12.10%,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1-9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	1,913.22	4.01	2,467.25	20.59	2,046.05	20.75	1,694.39

大唐发电	906.19	3.86	1,168.28	12.97	1,034.12	8.16	956.14
华电国际	907.25	13.90	1,070.59	2.52	1,044.22	15.07	907.44
浙能电力	695.06	14.16	801.95	12.83	710.73	37.51	516.84
广州发展	328.16	-7.55	478.50	26.22	379.10	19.80	316.45
京能电力	236.49	7.06	304.85	37.09	222.37	10.65	200.97
皖能电力	202.11	9.16	242.76	15.42	210.32	25.55	167.52
建投能源	132.69	-4.08	183.06	21.71	150.41	5.78	142.19
华银电力	78.80	8.84	97.02	1.03	96.03	16.32	82.56
赣能股份	53.84	88.86	41.43	53.46	27.00	0.84	26.77
平均数	-	13.82	-	20.39	-	16.04	-
中位数	-	7.95	-	18.00	-	15.70	-
长源电力	106.74	-2.73	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1-9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	125.64	418.69	-73.87	28.03	-102.64	-324.85	45.65
大唐发电	28.35	271.04	-4.10	95.57	-92.64	-404.71	30.40
华电国际	44.99	93.46	1.00	102.01	-49.65	-218.80	41.79
浙能电力	59.62	1,217.33	-18.22	-113.10	-8.55	-114.05	60.86
广州发展	15.28	25.38	13.54	568.06	2.03	-77.57	9.03
京能电力	8.29	6.63	8.03	125.82	-31.11	-322.80	13.96
皖能电力	13.05	200.97	4.25	131.80	-13.37	-231.91	10.14
建投能源	2.27	-20.57	1.03	104.66	-22.10	-338.99	9.25
华银电力	0.20	107.80	0.27	101.19	-22.70	-6,653.08	0.35
赣能股份	4.08	155.40	0.11	104.29	-2.48	-178.54	3.16
平均数(剔除华银电力)	-	263.15	-	127.46	-	-245.80	-
中位数(剔除华银电力)	-	150.44	-	104.29	-	-231.91	-
长源电力	6.42	147.11	1.23	584.54	-0.25	-102.53	10.01
证券简称	毛利率						
	2023年1-9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	12.86	10.33	3.04	3.37	-0.33	-17.77	17.44
大唐发电	10.76	2.85	7.12	8.04	-0.92	-19.39	18.47

华电国际	6.92	4.58	0.43	6.59	-6.16	-22.33	16.16
浙能电力	10.32	11.53	-3.95	-1.84	-2.11	-16.70	14.58
广州发展	11.19	3.67	7.51	3.39	4.12	-5.38	9.50
京能电力	7.99	-1.80	9.50	17.47	-7.97	-25.57	17.60
皖能电力	8.03	4.91	0.90	5.49	-4.59	-13.35	8.76
建投能源	11.11	-2.05	10.45	15.24	-4.79	-25.54	20.75
华银电力	5.74	1.36	-0.32	12.01	-12.32	-22.79	10.47
赣能股份	12.22	1.89	6.30	8.44	-2.15	-22.93	20.78
平均数	9.71	3.73	4.10	7.82	-3.72	-19.17	15.45
中位数	10.54	3.26	4.67	7.31	-3.37	-20.86	16.80
长源电力	12.10	5.08	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 1-9 月营业收入和归母净利润变动比例为同比比例，2023 年 1-9 月毛利率变动为较 2022 年 1-9 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 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 1-9 月经营业绩变动情况

2023 年 1-9 月公司营业收入较 2022 年 1-9 月下降 2.73%，归母净利润增长 147.11%，毛利率增长 5.08%。公司与同行业可比公司营业收入变动增减差异较大，主要由于电力企业具有一定区域属性，经营业绩变动与区域用电需求、电力结构等因素关系较为密切。2023 年 1-9 月，湖北省全社会用电量累计 2,040.83 亿千瓦时，同比增长 0.32%，较去年同期增速 9.46% 有所下滑。2023 年 1-9 月，湖北省全省发电量（剔除三峡发电量）1,831.86 亿千瓦时，其中，水电 373.53 亿千瓦时，同比增长 0.01%；火电 1,158.34 亿千瓦时，同比下降 1.65%；风电 128.64 亿千瓦时，同比增长 5.88%；太阳能 171.34 亿千瓦时，同比增长

69.04%。受宏观经济因素及区域电力结构影响，公司营业收入较上年同期小幅下滑。公司归母净利润及毛利率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

注：2023年1-9月按发电方式分类营收数据未披露，仍按2023年1-6月列示。

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10月31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。

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1-9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）	1,545.70	12.74	1,876.99	13.36	1,655.85	39.32	1,188.50
营业收入（万元）	89,077.17	21.24	103,619.99	20.17	86,225.57	48.08	58,230.90
营业成本（万元）	113,541.14	12.35	140,454.32	28.79	109,053.20	66.61	65,453.96
其中：燃料	86,419.36	8.03	109,885.54	32.98	82,630.79	92.73	42,873.85
辅材	1,235.34	22.61	1,385.77	23.14	1,125.34	-27.60	1,554.32
职工薪酬	10,475.81	5.25	12,905.18	15.01	11,220.89	49.64	7,498.68
折旧费	8,715.42	28.14	9,478.68	13.57	8,345.99	14.21	7,307.52
修理费	2,009.26	44.26	3,380.45	38.31	2,444.17	12.59	2,170.89
其他	4,685.94	145.44	3,418.70	4.04	3,286.03	-18.84	4,048.70
毛利率（%）	-27.46	8.09	-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,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1-9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年半年度报告及三季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”，建设高效燃煤热电机组，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1-9月，公司平均售热价格**58.90元/吉焦（不含税）**，同比上涨**5.31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9月末**，发行人在建工程账面价值为**537,400.58万元**，占非流动资产比例为**17.26%**。其中，在建工程项目账面价值为**497,896.08万元**，工程物资账面价值为**39,504.50万元**。

截至**2023年9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9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	132,170.11	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	52,987.94	2×350MW 超临界燃煤供热发电机组	#3 机组已于 2023 年 9 月达到预定可使用状态并转固、#4 机组进入整套启动试运行，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	5,981.70	掇刀子项目 200MW 农光互补光伏电站	截至 9 月末，项目 189.5MW 装机容量已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	85,816.41	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	81,046.48	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 年底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	24,652.88	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 装机容量已于 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

序号	项目名称	2023年9月末 账面价值	建设内容	项目进展情况
7	国能长源荆州热电有限公司供热管网扩建工程	13,476.35	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
8	国能长源湖北松滋抽水蓄能电站项目	13,009.50	松滋 4×300MW 抽水蓄能电站	项目处于前期阶段
9	国能长源汉川四期扩建工程#7、#8 机组项目	16,554.41	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，2023 年 10 月正式开工建设
10	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）	12,880.05	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
11	国能长源荆州市纪南镇 100MW 渔光互补光伏发电项目	7,331.35	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
12	国能长源荆州热电有限公司全厂废水综合治理	4,936.12	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
13	国能长源武汉青山热电有限公司#13、#14 机组节能优化改造	2,981.18	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
14	国电长源汉川第一发电有限公司配套煤场封闭 EPC 工程	3,297.99	对汉川一发一二期配套煤场进行全封闭改造，增设棚内及周边道路、雨水系统、消防系统、干雾抑尘系统、智能照明系统、煤场安全监控系统、三维动态煤场测量盘	一期配套煤场的封闭改造尚处于项目前期阶段，二期配套煤场已完成煤棚改造工程及增设相关棚内智能系统等工程

序号	项目名称	2023年9月末 账面价值	建设内容	项目进展情况
			煤系统、斗轮机无人值守及煤场综合数据智能管控系统	
15	其他	40,773.61	-	-
	合计	497,896.08	-	-

（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 **688,993.22 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 1-9 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	2,785.48	14,653.13	-	-
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	13.22	1,376.83	-	291.70
国能长源荆州热电二期扩建项目	46,718.70	114,319.30	108,050.06	-	52,987.94
国能长源荆门发电有限公司 #6、#7 机组 DCS 系统改造	1,937.56	-	1,937.56	-	-
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	2,506.19	214.49	2,720.67	-	-
国能长源荆门发电有限公司 2×640MW 机组综合节能改造	2,965.19	5,424.71	8,389.90	-	-
国能长源掇刀区麻城镇荆门	91,967.34	6,029.05	92,014.69	-	5,981.70

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
市源网荷储百万千瓦级新能源基地掇刀 200MW 子项目					
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	53,940.99	87,829.11	55,953.68	-	85,816.41
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	2,863.90	1,270.41	4,134.31	-	-
国能长源湖北随州 2×660MW 火电项目	220,853.66	112,399.35	201,082.90	-	132,170.11
国电长源汉川第一发电有限公司#3、#4 机组 DCS 系统升级及智能发电平台建设	1,187.83	938.94	2,126.77	-	-
国电长源汉川第一发电有限公司#3、#4 机组灵活性改造	3,902.14	294.82	4,196.96	-	-
国电长源汉川第一发电有限公司 330MW 贫煤锅炉燃烧优化及高温腐蚀结焦防控	1,093.10	0.00	1,093.10	-	-
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	0.00	3,918.59	0.04	-
国能长源汉川发电有限公司汉川发电煤场封闭项目	16,146.45	1,262.17	17,408.62	-	-
国能长源汉川市华严农场 100MW 渔光互补光伏发电一期项目	28,173.64	16,309.42	44,483.05	-	-
汉川市新能源百万千瓦基地二期项目	44,245.79	28,075.18	47,668.09	-	24,652.88

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 9 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。新峡电站主机部分设备尚未完成转轮的更换，预计完成时间为 2023 年 12 月。

国能长源荆州热电二期扩建项目属于新建工程类项目，主要为荆州公司新建 2 台 350MW 超临界燃煤供热发电机组，其中#3 机组已于 2023 年 9 月达到预定可使用状态并转固，#4 机组进入整套启动试运行，预计 2023 年底前达到预定可

使用状态并转固。

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 子项目属于新建工程类项目，主要为掇刀 200MW 农光互补光伏电站建设，截至 2023 年 9 月末，已有 189.5MW 装机容量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。

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属于新建类工程项目，主要为钟祥 300MW 农光互补光伏电站建设，其中 101MW 装机容量已于 2023 年 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。

国能长源湖北随州 2×660MW 火电项目属于新建工程类项目，主要为随州公司新建 2 台 660MW 超超临界燃煤发电机组，其中#1 机组已于 2023 年 7 月达到预定可使用状态并转固；预计#2 机组于 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。

汉川市新能源百万千瓦基地二期项目属于新建类工程项目，主要为麻河 200MW 渔光互补光伏电站建设及华严 200MW 渔光互补光伏电站建设，其中麻河一二期子项目中 100MW 装机容量于 2023 年 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。

(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	106.09	7,907.79	6,714.52	-	1,299.37

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
图光伏项目					
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	-	-
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，**期末余额为尚未实施完毕的#6 机组改造工作。**

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 9 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扩容	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，估计其可收回金额。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 50MW _p 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、**2,097,067.27 万元**，占资产总额比例分别为 73.17%、61.07%、48.60%、**59.73%**，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9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	609,319.93	29.06	529,154.95	35.31	517,635.28	36.33	534,260.98	35.41
机器设备	1,478,704.82	70.51	959,076.98	64.01	900,147.84	63.17	967,536.54	64.13
运输设备	1,926.85	0.09	1,957.60	0.13	1,419.78	0.10	1,277.23	0.08
其他设备	7,115.67	0.34	8,205.72	0.55	5,692.17	0.40	5,746.06	0.38
合计	2,097,067.27	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9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)	3,844,056.31	3,161,768.87	2,989,406.36	2,997,353.54
折旧 (B)	1,732,122.11	1,648,228.63	1,551,995.23	1,473,622.07
固定资产净值 (C=A-B)	2,111,934.20	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)	14,866.93	15,145.00	12,516.06	14,910.66
固定资产账面价值 (F=C-E)	2,097,067.27	1,498,395.25	1,424,895.07	1,508,820.81
计提比例 (G=E/C)	0.71%	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。

报告期各期末，发行人与同行业可比公司固定资产减值准备计提比例情况如下：

单位：万元，%

证券简称	2023年6月30日			2022年12月31日		
	固定资产净值	减值准备余额	计提比例	固定资产净值	减值准备余额	计提比例
华能国际	31,458,091.39	2,135,571.84	6.79	31,078,070.69	2,146,908.98	6.91
大唐发电	19,047,121.40	106,320.60	0.56	19,244,975.40	106,320.60	0.55
华电国际	13,134,647.90	163,771.10	1.25	12,751,994.10	177,165.90	1.39
浙能电力	4,810,196.06	45,952.44	0.96	4,212,030.45	6,920.34	0.16
广州发展	2,389,265.19	22,399.41	0.94	2,308,114.25	20,051.41	0.87
京能电力	4,846,186.74	11,003.01	0.23	4,779,349.04	11,003.01	0.23
皖能电力	2,086,425.69	3,362.97	0.16	1,592,750.43	3,318.89	0.21
建投能源	1,837,386.12	556.02	0.03	1,822,236.36	556.02	0.03
华银电力	1,088,744.28	11,624.37	1.07	988,680.02	11,624.37	1.18
赣能股份	773,555.67	-	0.00	768,687.15	869.30	0.11
平均数	8,147,162.04	277,840.20	1.20	7,954,688.79	248,473.88	1.16
中位数	3,599,730.63	22,399.41	0.75	3,260,072.35	11,313.69	0.39
长源电力	1,542,355.34	15,145.00	0.98	1,513,540.24	15,145.00	1.00
证券简称	2021年12月31日			2020年12月31日		
	固定资产净值	减值准备余额	计提比例	固定资产净值	减值准备余额	计提比例
华能国际	28,578,150.09	1,964,885.88	6.88	26,382,109.29	2,011,912.85	7.63
大唐发电	18,970,851.70	144,344.70	0.76	18,766,401.40	98,326.80	0.52
华电国际	12,449,220.90	146,636.10	1.18	15,741,081.70	136,758.80	0.87
浙能电力	4,642,679.98	7,834.33	0.17	4,826,917.65	10,131.79	0.21
广州发展	2,023,371.45	2,429.58	0.12	1,771,583.14	2,429.58	0.14
京能电力	4,630,793.05	10,412.81	0.22	4,983,401.41	36,927.12	0.74
皖能电力	1,466,143.79	3,318.89	0.23	1,510,994.75	2,004.34	0.13
建投能源	1,892,954.33	1,500.52	0.08	1,878,987.67	1,182.56	0.06
华银电力	836,436.17	10,321.91	1.23	1,086,457.35	45,868.84	4.22
赣能股份	278,974.88	1,788.16	0.64	278,991.10	1,183.21	0.42
平均数	7,576,957.63	229,347.29	1.15	7,722,692.55	234,672.59	1.49
中位数	3,327,082.25	9,078.12	0.43	3,352,952.66	23,529.46	0.47
长源电力	1,437,411.13	12,516.06	0.87	1,523,731.47	14,910.66	0.98

注：上市公司三季度报告不披露固定资产净值及减值准备余额数据，本表列示2023年6月30日数据。

2020年末、2021年末、2022年末及2023年6月末，发行人固定资产减值准备计提比例分别为0.98%、0.87%、1.00%及0.98%，可比公司固定资产减值准备计提比例平均数分别为1.49%、1.15%、1.16%及1.20%。发行人固定资产减值准备计提比例略低于平均值，主要由于华能国际计提比例相对其他可比公司较高，剔除华能国际后，可比公司固定资产减值准备计提比例平均数分别为0.81%、0.51%、0.53%及0.58%，与发行人固定资产减值准备计提比例不存在重大差异。

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。报告期各期，公司除煤炭以外的关联采购总额分别为 49,361.77 万元、38,187.82 万元、249,391.78 万元、**159,046.74 万元**，采购内容如下：

单位：万元

采购内容	2023 年 1-9 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
集团金融服务	10,585.57	2,513.20	539.83	6,304.62
光伏组件（含逆变器）	104,550.66	175,857.76	-	-
工程施工	17,870.53	41,390.05	17,554.22	13,724.64
设备及技术服务	17,582.36	25,411.92	17,279.99	26,362.41
其他	8,457.62	4,218.84	2,813.79	2,970.10
合计	159,046.74	249,391.78	38,187.82	49,361.77

（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 1-9 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	0.30%-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 1-9 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	2.20%-3.20%	2.65%-3.20%	-	
	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	3.45%-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%

项目		2023年1-9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1-5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	2.5% -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，根据其对于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商业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%
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%

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
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 个月后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 个月后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 个月后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 个月后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：上表列示的采购金额为合同金额，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/Wp，最高价格为2.10元/Wp。发行人此期间内通过集团电商平台集采均价为1.73元/Wp，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。

国能易购通过公开招标确定最终供应商。2021年7月，国能易购作为招标人，就光伏组件采购进行公开招标，最终确定发行人所在区域中标机构为天合光能（688599.SH），天合光能与国能易购签订了采购框架协议，协议有效期至2023年4月。报告期内，发行人通过国能易购采购的光伏组件最终供应商均为天合光能。

根据《公司法》《企业会计准则第36号—关联方披露》《深圳证券交易所股票上市规则》等有关规定，发行人与天合光能不存在关联关系。

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	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

序号	公司	结算模式
	光能	一定合作历史、如约支付货款是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	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	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	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	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	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	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

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）
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
14	国能朗新明环保科技有限公司	公开招标	2023年9月	汉川发电2×1000MW扩建工程水岛EPC	16,420.31
合计					69,541.53

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
4	国能信控互联技术有限公司	公开招标	2023年9月	汉川公司2×1000MW扩建工程智慧工地软、硬件采购	1,613.27
技术服务类采购					

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)
5	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
6	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
7	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
8	国能龙源环保有限公司	公开招标	2023年8月	荆州公司脱硫(除灰、除尘)总包运维服务	16,303.54
合计					29,342.14

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。

工程施工服务合同、设备及技术服务类采购合同大部分通过招标方式采购，少部分为单一来源采购，采取单一来源采购主要系市场上供应商唯一、前期采购的延续等特殊原因。

根据公司采购管理办法，单一来源采购主要适用于以下情形：（1）采用不可替代专利、专有技术或其他特殊原因，只能从唯一的供应商处采购的；（2）原采购的后续维修、零配件供应、更换或扩充，必须向原供应商采购的；（3）因必须保证与原采购项目一致性或者服务配套要求，需要继续从原供应商处采购物资或者服务的；（4）因样件试制、样机试用、小批量质量稳定性验证等需要从新开发供应商采购的，以及因新技术联合开发或承揽类合同约定需要从特定供应商处采购的；（5）因不具备招标条件或招标难以满足需要，对生产运维所需备品备件开展框架协议采购的。

报告期内，发行人采用单一来源采购的且合同金额超过1,000.00万元的工程施工服务、设备及技术服务类采购合同具体情况如下：

序号	供应商	合同签订时间	合同内容	不含税合同金额(万元)	以单一来源采购原因
1	国能智深控制技术有限公司	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	汉川公司系统智能升级改造需与原系统无缝连接，保证数据的一致性。该系统原采购自国能智深控制技术有限公司。本次采购属于“因必须保证与原采购项目一致性或者服务配套要求，需要继续从原供应商处采购物资或者服务的”情形

序号	供应商	合同签订时间	合同内容	不含税合同金额(万元)	以单一来源采购原因
2	国能龙源电气有限公司	2022年5月	汉川发电定位系统建设	1,300.88	国能龙源电气有限公司的“高精度(人、车、物)定位系统”“智慧安全管控系统”“智能巡检系统”产品和服务处于国内领先地位。本次汉川公司采购的人员定位系统与定位设备采用了国能龙源电气有限公司的基于UWB的室内定位方法及系统相关专利技术,属于具备专有技术的高度定制化产品。本次采购属于“采用专有技术或其他特殊原因,只能从唯一的供应商处采购的”情形
3	国能龙源催化剂江苏有限公司	2022年4月	荆门公司#6、7机组宽温催化剂	1,157.51	荆门公司超低排放改造EPC工程经公开招标后确定中标人为国能龙源环保有限公司,国能龙源催化剂江苏有限公司为该公司的全资子公司。催化剂作为该工程项目关键材料,其具体尺寸、具体重量、通流面积、流场分布、理化性能等相关参数将对脱硝系统整体结构的安全性及经济性产生重要影响,从原中标人处购买催化剂有利于确保满足原设计要求、机组运行安全及环保达标排放。本次采购属于“原采购的后续维修、零配件供应、更换或扩充,必须向原供应商采购的”情形
4	国家能源集团科学技术研究院有限公司武汉分公司	2023年3月	汉川发电3年技术监督服务	1,412.26	技术监督服务须利用服务商的历史数据及其系统进行跟踪和监督。汉川发电技术监督服务近十年均由国家能源集团科学技术研究院有限公司武汉分公司提供。本次采购属于“因必须保证与原采购项目一致性或者服务配套要求,需要继续从原供应商处采购物资或者服务的”情形

发行人在进行单一来源项目磋商时,一般会根据项目所需人工成本、物料成本等方面的评估结果,在考虑合理利润率的情况下,参照供应商向第三方销售的

价格，在与供应商充分协商的基础上确定合理的成交价格。

(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。

本次募投项目为10个光伏发电项目及补充流动资金项目，预计新增关联交易主要为光伏组件及逆变器采购。发行人拟通过国能易购下属国能e购平台采购光伏组件及相应数量的逆变器，国能易购将通过公开招标方式确定最终供应商。报告期内，发行人通过国能易购采购的光伏组件及逆变器的最终供应商与发行人不存在关联关系，预计本次募投项目新增采购的最终供应商与发行人亦不存在关联关系。发行人本次募投项目10个光伏发电项目中，拟通过国能e购平台采购的组件金额约为512,558万元，采购的逆变器金额约为25,736万元，上述采购预计新增关联交易金额合计538,294万元，具体将以届时采购价格为准。国内光伏组件及逆变器市场较为公开、透明，通过国能e购平台采购有助于发挥国家能源集团集采价格优势；国能易购通过公开招标方式确定供应商，报告期内确定的光

伏组件供应商为天合光能；发行人通过国能 e 购平台采购价格略低于现货市场价格，与现货市场不存在重大差异，具有公允性。

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	
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

序号	股东名称	出资金额(万元)	出资比例(%)
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次会议，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

(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9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9月30日账面价值	财务性投资金额
1	货币资金	26,584.61	-
2	预付款项	46,628.04	-
3	其他应收款	3,155.53	-
4	其他流动资产	55,408.69	-
5	其他权益工具投资	4,566.69	-
6	长期股权投资	30,089.64	13,595.22

序号	科目	截至 2023 年 9 月 30 日账面价值	财务性投资金额
7	其他非流动资产	213,225.58	-

1、货币资金

截至 2023 年 9 月 30 日，发行人货币资金余额为 26,584.61 万元，为 26,582.67 万元银行存款和 1.94 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 9 月 30 日，发行人预付款项账面价值为 46,628.04 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 9 月 30 日，发行人其他应收款账面价值为 3,155.53 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 9 月 30 日，发行人其他流动资产账面价值为 55,408.69 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 9 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 9 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9月30日，发行人长期股权投资账面价值为30,089.64万元，具体如下：

单位：万元

被投资公司名称	截至2023年9月30日账面价值
武汉华工创业投资有限责任公司	13,595.22
国能大渡河（咸丰）小河水电有限公司	2,516.38
湖北咸丰朝阳寺电业有限责任公司	5,750.57
湖北鹤峰桃花山水电有限责任公司	4,482.46
葛洲坝汉川汉电水泥有限公司	2,512.45
湖北省巴东县沿渡河电业发展有限公司	1,232.56
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9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
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 9 月 30 日，发行人其他非流动资产账面价值为 213,225.58 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 9 月 30 日，公司财务性投资的账面价值为 13,595.22 万元，占归属于母公司股东净资产的比例为 1.32%，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。

【会计师回复】

（一）会计师实施的核查程序包括但不限于：

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情况、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在建工程及固定资产识别的减值迹象是否完整恰当；

8、查阅报告期内发行人可比公司固定资产减值准备计提情况；

9、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；

10、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；

11、查阅国能易购光伏组件采购公开招标中标结果公告，核查最终供应商与发行人是否存在关联关系；统计募投项目组件、逆变器预计采购金额，计算关联交易预计增加金额；了解工程施工等采购合同中采取单一来源采购方式的具体原因，并分析其合理性；

12、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；

13、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；

14、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。

（二）核查意见

经核查，我们认为：

1、报告期内，发行人上述关于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1-9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

终端的说明与我们在核查过程中了解的情况在所有重大方面一致；

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在所有重大方面已充分计提减值，固定资产减值准备计提比例与可比公司不存在重大差异；

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；国能易购通过公开招标方式确定最终供应商，光伏组件最终供应商与发行人不存在关联关系；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；

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）。

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，就未取得土地使用权证的项目，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与当地政府的证明差异情况，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。

【发行人回复】

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 9 月 30 日，发行人光伏可控装机容量 121.65 万千瓦（含未全容量投产的项目装机容量），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	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

签订日期	协议甲方	协议乙方	主要内容
	政府		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 年前三季度** 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 **1,258.1 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 **2,823.08 万元**，光伏发电业务的平均毛利率为 **55.34%**，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，报告期内，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%

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
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。报告期内，公司光伏发电业务收入情况如下：

项目	2023 年 1-9 月	2022 年度	2021 年度	2020 年度
光伏发电业务收入	26,508.50	6,786.61	-	-

2022 年度及 2023 年前 3 季度，发行人光伏发电业务收入分别为 6,786.61 万元和 **26,508.50 万元**。

截至 2023 年 9 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	运行时长	上网电量 (万千瓦时)	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	17 个月	2,033.17	1.13	1,270.07	52.60%
2	国能长源石首高陵农光互补光伏发电项目	2022 年 7 月	14 个月	14,538.02	10.44	1,193.60	52.81%
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	7 个月	9,251.29	13.00	1,219.95	60.60%
平均值			12.7 个月	8,607.49	8.19	1,227.87	55.34%

注 1：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 9 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	湖北能源宣城东湾 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：

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
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	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

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
	寺 70MW 农光互补光伏发电项目（一期）										
	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 目 新 增 营 业 收 入 情 况	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地三期项目	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
	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	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

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
项目										
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
募投项目新增净利润情况										
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二期 100MW 项目	716	813	910	844	929	1,004.00	933	1,006.00	1,017.00	1,072.00
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	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	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

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
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	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										

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
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	
	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	
	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	
	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	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

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
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	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
新增营										
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
业收										
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
情										
国能长源潜江浩口	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

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	
况	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	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	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
投	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

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 净 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
利润 情 况 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	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
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	357.12	389.52	421.92	454.16	470.07	502.64	494.28	485.93	477.58	466.52

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
项目										
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。

【会计师回复】

（一）会计师实施的核查程序包括但不限于：

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。

（二）核查意见

经核查，我们认为：

1、针对发行人本次光伏募投项目，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，其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，因此发行人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；

另外，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，发行人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。

(本页无正文，为《立信会计师事务所（特殊普通合伙）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回复》之签字盖章页)



中国注册会计师：李洪勇

中国注册会计师
李洪勇
420003204565

中国注册会计师：陈刚

中国注册会计师
陈刚
310000062477

中国·上海

2023年11月3日