

目 录

一、关于关联交易	第 1—10 页
二、关于存放集团财务公司资金	第 10—24 页
三、关于投资收益	第 24—34 页
四、关于固定资产、在建工程 and 无形资产	第 34—63 页
五、关于客户	第 64—78 页
六、关于收入	第 78—106 页
七、关于成本和毛利率	第 106—116 页
八、关于应收账款	第 116—125 页

关于淮河能源(集团)股份有限公司 发行股份及支付现金购买资产暨关联交易申请的 审核问询函中有关财务事项的说明

天健函〔2025〕5-48号

上海证券交易所：

由中信证券股份有限公司转来的《关于淮河能源(集团)股份有限公司发行股份及支付现金购买资产暨关联交易申请的审核问询函》(上证上审(并购重组)〔2025〕37号，以下简称审核问询函)奉悉。我们已对审核问询函所提及的淮河能源(集团)股份有限公司(以下简称淮河能源公司、上市公司或公司)财务事项进行了审慎核查，现汇报如下。

一、关于关联交易

会计师核查以下事项并发表明确意见：(1)逐笔分析报告期内，电力集团向关联方的资金拆借情况，包括但不限于资金拆出背景、约定利率、拆出时间和金额、资金用途和去向、偿还时间和金额、利息支付情况等，是否存在非经营性资金占用情形；(2)电力集团潘集发电分公司和淮河能源子公司潘集发电在人员、资产等方面的区别以及独立性；电力集团先后出售潘集电厂一期资产和潘集发电的背景、安排和合同约定，相关款项长时间未收回的原因，付款进度和合同约定的匹配性，潘集电厂一期资产定价高于潘集发电的原因；(3)预付账款的主要构成，包括各笔预付款对应的交易对手方以及是否为关联方、交易背景、交易金额、合同约定、与电力集团经营和资产投资的匹配情况等，预付款项是否符合行业惯例，是否存在占用电力集团资金的情形。(审核问询函问题5)

(一)逐笔分析报告期内，电力集团向关联方的资金拆借情况，包括但不限于资金拆出背景、约定利率、拆出时间和金额、资金用途和去向、偿还时间和金额、利息支

付情况等，是否存在非经营性资金占用的情形

报告期内，淮河能源电力集团有限责任公司(以下简称电力集团或标的公司)向关联方的资金拆借情况如下：

单位：万元

关联方	拆出时间	拆出金额	约定利率	借款期限	偿还时间	偿还金额	应计利息(含税)	是否支付利息	资金拆出背景	资金用途和去向
淮南矿业(集团)有限责任公司(以下简称淮南矿业)	2016/2/29	90,000.00	1.20%	20年	2022/12/30	90,000.00	1,089.00	是	淮南矿业日常经营存在资金需求	用于日常生产经营
	2016/5/26									
亳州瑞能热电有限责任公司	2023/11/15	7,000.00	3.45%	3年	2025/1/23	7,000.00	291.81	是	关联方存在资金需求	归还借款
淮矿上信融资租赁有限公司	2024/3/26	15,000.00	3.45%	2年	2024/9/21	2,000.00	440.45	是	关联方日常经营存在资金需求	用于日常生产经营
					2025/2/15	13,000.00				
淮河能源西部煤电集团有限责任公司	2024/2/23	50,000.00	3.45%	1年	2025/2/21	50,000.00	1,744.17	是	关联方日常经营存在资金需求	用于日常生产经营
淮河能源燃气发电滁州有限责任公司	2024/5/8	10,000.00	3.45%	1年	2024/9/24	10,000.00	303.33	是	关联方日常经营存在资金需求	用于日常生产经营
	2024/7/10	10,000.00	2.95%	1年	2024/10/8	10,000.00				
	2024/8/9	7,000.00	2.95%	1年	2025/1/24	7,000.00				

注：应计利息为报告期内合计利息收入(统计截止到2025年3月31日)，计算方式为本金*利率*资金占用天数/360。

报告期内，电力集团存在闲置资金，向关联方的资金拆借主要用于其日常生产经营，具有商业合理性。电力集团拆出资金按照同期中国人民银行贷款基准利率或同期流动贷款的平均利率收取利息，利率约定合理。报告期内，电力集团与上述关联方之间的借款不存在逾期违约的情形，同时按照合同约定按时收回本金及利息，不存在非经营性资金占用的情形。截至本回复出具日，电力集团对上述关联方拆出资金及利息已全部收回。

(二)电力集团潘集发电分公司和淮河能源子公司潘集发电在人员、资产等方面的区别以及独立性；电力集团先后出售潘集电厂一期资产和潘集发电的背景、安排和合同约定，相关款项长时间未收回的原因，付款进度和合同约定的匹配性，潘集电厂一期资产定价高于潘集发电的原因

1. 电力集团潘集发电分公司和淮河能源子公司潘集发电在人员、资产等方面的区别以及独立性

淮河能源电力集团有限责任公司潘集发电分公司(以下简称潘集发电分公司)

尚未实际投入运营，其主要人员为工程技术部、生产准备组、物资管理部等工程建设及筹备人员；资产主要为在建的燃煤机组。

淮河能源公司之子公司淮河能源淮南潘集发电有限责任公司(以下简称潘集发电)已实际运营，其人员主要为综合管理部、财务部、人力资源部、经营管理部、生产技术部、安全环保部、设备部、发电管理部等运营及管理人员；资产主要为已实际运营的发电设备等。

综上，两公司在人员、资产等方面存在明显区别，两者相互独立，不存在混淆或影响独立性的情形。

2. 电力集团先后出售潘集电厂一期资产和潘集发电的背景、安排和合同约定，相关款项长时间未收回的原因，付款进度和合同约定的匹配性，潘集电厂一期资产定价高于潘集发电的原因

(1) 电力集团先后出售潘集电厂一期资产和潘集发电的背景、安排

根据淮南矿业出具的同业竞争承诺，潘集电厂一期资产已于 2023 年 3 月底满足注入上市公司的条件。但彼时潘集电厂一期项目为电力集团分公司，为解决同业竞争、实现潘集电厂一期的顺利注入，淮南矿业于 2023 年 5 月启动潘集电厂一期“分转子”的相关工作，即电力集团先成立潘集发电并向其出售潘集电厂一期资产，实现将相关分公司资产转为潘集发电(子公司)资产，再将潘集发电 100%股权注入上市公司，2023 年 12 月潘集发电 100%股权完成交割。

(2) 电力集团先后出售潘集电厂一期资产和潘集发电的合同约定，相关款项长时间未收回的原因，付款进度和合同约定的匹配性

1) 电力集团出售潘集电厂一期资产

① 合同约定

双方同意，按评估报告作为转让价款对目标资产一次性买断。电力集团按评估报告资产清单向潘集发电开具增值税专用发票，总价款 200,085.02 万元，不含增值税总价款 177,066.39 万元，增值税率 13%。潘集发电通过银行转账方式向电力集团支付转让价款，首次付款不低于 70,000 万元，在 2023 年 5 月 31 日完成，剩余款项的支付安排及支付期限由双方协商确定。

②实际付款进度

截至本回复出具日，总价款及利息已全部支付完毕。

2) 电力集团出售潘集发电的合同约定

①合同约定

电力集团出售潘集发电按评估值 118,079.86 万元进行交易，淮河能源以现金支付本次交易对价。交易对价支付做如下安排：

A. 首期支付安排

在本次资产购买协议生效后 5 个工作日内，淮河能源公司向电力集团支付总交易价款的 50%，即 59,039.93 万元。

B. 第二期、第三期、第四期支付安排

潘集发电应在 2023-2025 年每个会计年度结束后 4 个月内出具审计报告，淮河能源在潘集发电每期审计报告出具后 5 个工作日内向电力集团分别支付 19,679.98 万元，以及按同期银行贷款一年期 LPR 支付该等期限内的利息。

淮河能源支付第二期、第三期及第四期交易价款需符合以下全部前提条件：潘集发电上一年度经审计归母净利润为正；潘集发电未出现归母净利润同比上一年度下降超过 50%的情况。

如未满足上述支付交易作价的前提条件，则按照以下调整机制处理：

在潘集发电 2023-2025 年任一会计年度出现经审计归母净利润为负的情况时，淮河能源届时有权要求延期支付当期应支付的交易价款及对应利息，付款期限延期至潘集发电下一个经审计归母净利润为正的会计年度，公司豁免支付延期期限内的对应利息；在潘集发电 2023-2025 年任一会计年度出现经审计归母净利润同比上一年度下降超过 50%的情况时，淮河能源届时有权要求延期支付当期应支付的交易价款及对应利息，付款期限延期至潘集发电下一个经审计归母净利润同比上一年度提升的会计年度，公司豁免支付延期期限内的对应利息。

②实际付款进度

截至本回复出具日，已支付前三期价款及利息，第四期价款尚未到期。

(3) 潘集电厂一期资产定价高于潘集发电的原因

潘集电厂一期资产注入潘集发电，分别采用了无偿划转和非公开协议转让两种方式，其中三大主机部分属于《环境保护、节能节水项目企业所得税优惠目录》中规定的设备，以购买方式获取该部分设备的投资额可享受所得税抵扣优惠，因此该部分资产采用非公开协议转让方式，而其余资产、负债则采取无偿划转方式。

针对上述事项，电力集团和淮河能源控股集团有限责任公司（以下简称淮河控股）均履行了相关审批程序，会计师针对无偿划转部分资产和负债出具了专项审计报告（天健皖审〔2023〕534号）。

因此，潘集电厂一期资产定价仅包含三大主机部分，其余部分系通过无偿划转方式注入潘集发电。截至审计基准日 2025 年 4 月 30 日，无偿划转部分对应资产的审定金额为 278,724.83 万元，负债的审定金额为 270,517.39 万元，该部分未包含在潘集电厂一期资产定价中。而潘集发电 100.00% 股权定价包含全部资产和负债。具体定价依据如下：

1) 潘集电厂一期资产定价

2023 年 5 月 31 日，电力集团与潘集发电签订《资产转让协议》，约定将其持有的潘集电厂一期资产（三大主机部分）出售给潘集发电，交易价格系参考安徽中联合国信资产评估有限责任公司出具评估报告《淮河能源电力集团有限责任公司拟转让潘集发电分公司部分机器设备项目资产评估报告》（皖中联合国信评报字〔2023〕第 179 号），经双方协商确认为 200,085.02 万元。

根据评估报告，评估基准日为 2023 年 4 月 30 日，评估方法为资产基础法。资产（三大主机部分）的账面价值为 155,876.58 万元，评估值为 177,066.39 万元。

2) 潘集发电 100.00% 股权定价

2023 年 12 月，电力集团与淮河能源签订《资产购买协议》，约定将其持有的潘集电厂 100% 股权出售给淮河能源，交易价格系参考安徽中联合国信资产评估有限责任公司出具评估报告《淮河能源(集团)股份有限公司拟收购淮河能源电力集团有限责任公司持有的淮河能源淮南潘集发电有限责任公司 100.00% 股权涉及的淮河能源淮南潘集发电有限责任公司股东全部权益价值资产评估报告》（皖中联合国信评报字〔2023〕第

197号),经双方协商确认为118,079.86万元。

根据评估报告,评估基准日为2023年5月31日,评估方法为资产基础法。资产的账面价值为559,967.87万元,评估值为565,435.91万元,增值率0.98%;负债的账面价值为447,356.05万元,评估值为447,356.05万元,无增值。

两次评估对应的资产、负债评估价值如下:

单位:万元		
项目	评估基准日:2023/4/30	评估基准日:2023/5/31
三大主机	177,066.39	177,988.39
流动资产		117,989.80
固定资产-扣除三大主机部分		249,670.89
在建工程		3,220.85
无形资产		15,932.22
长期待摊费用		633.76
资产总计	177,066.39	565,435.91
流动负债		259,306.17
非流动负债		188,049.89
负债总计		447,356.05
净资产	177,066.39	118,079.86

由上表可见,第一次评估(评估基准日2023年4月30日)系对潘集电厂一期资产三大主机部分进行的评估,第二次评估(评估基准日2023年5月31日)系对潘集发电整体进行的评估,两者评估范围不同。

对于其中相同资产,即三大主机部分,两次评估存在少量差异,主要原因系由于评估基准日不同,重置价格略有差异,但基本处于同一水平。

第二次评估新增的资产和负债主要为前次无偿划转注入潘集发电的资产和负债,其中流动资产包括货币资产、应收账款、其他应收款、存货,固定资产(扣除三大主机部分)包括其他机器设备、房屋建筑物、运输工具等,在建工程为零星未完工项目,无形资产为土地,流动负债包括应付账款(含前次转让三大主机部分剩余未支付款项)、应付职工薪酬、预收货款、其他应付款;非流动负债系潘集发电与电力集团的内部资金拆借款。

综上,潘集电厂一期资产定价高于潘集发电主要系资产、负债范围不同,具备合

理性。

(三) 预付账款的主要构成，包括各笔预付款对应的交易对手方以及是否为关联方、交易背景、交易金额、合同约定、与电力集团经营和资产投资的匹配情况等，预付款项是否符合行业惯例，是否存在占用电力集团资金的情形

报告期各期末，标的公司预付账款的主要构成如下：

(1) 2024年11月末

单位：万元

序号	单位名称	是否关联方	购买产品/服务	交易金额	账面余额	占预付款项余额的比例(%)	合同约定	交易背景
1	淮矿电力燃料有限责任公司	是	煤炭	25,866.38	11,177.13	60.17	买方须于卖方报送装船联系函后5个工作日内以双方约定价格、预报装船数量向卖方预付100%货款。待数、质量报告出具后，甲乙双方参照合同或价格确认函办理结算，双方确认结算并对预付款多退少补后，甲方开具税率为13%的增值税专用发票	标的公司从事火力发电，向其购买用于发电的原材料煤炭，供应商为煤炭贸易商
2	中煤新集能源股份有限公司	否	煤炭	54,142.93	4,493.50	24.19	卖方在铁路发运离矿后，凭结算票据与买方多票结算货款，买方收到结算票据后当月入账确认后付清货款；买方不得因铁路运杂费错票问题延期支付当期已开票煤款，运杂费金额待路局重新开出票据后另行支付	标的公司从事火力发电，向其购买用于发电的原材料煤炭，供应商从事煤炭开采和销售业务
3	淮南矿业(集团)有限责任公司物资供销分公司	是	柴油、钢材及木材等	106.56	992.50	5.34	涉及预付款项的，公司须在供应商支付供应商预付款项前将预付款项银行转账支付给乙方	供应商为淮南矿业集团集采平台，将安全生产所需部分物资和服务项目委托供应商集中采购
4	南京港(集团)有限公司	否	运费	3,370.25	592.29	3.19	公司委托供应商代为办理铁路发运事宜，公司应在申报铁路计划前将国铁运费汇到供应商账户，由供应商代付到相应单位办理铁路发运计划	为标的公司采购的用于火力发电的动力煤提供运输服务
5	中国铁路上海局集团有限公司蚌埠	否	运费		443.77	2.39	根据甲乙双方确认，公司在发生运输前应向供应商提供预计运量，按供应商	为标的公司采购的用于火力发电的动力煤

序号	单位名称	是否关联方	购买产品/服务	交易金额	账面余额	占预付款项余额的比例(%)	合同约定	交易背景
	货运中心						指定日期前向中国铁路上海局集团公司预付款专户存缴运输费用总额，并应保证款额足以抵扣。货物运输费用预付款应在货运营业站承运货物之前支付	提供运输服务
合计				83,486.11	17,699.19	95.28		

(2) 2023 年末

单位：万元

序号	单位名称	是否关联方	购买产品/服务	交易金额	账面余额	占预付款项余额的比例(%)	合同约定	交易背景
1	南京港(集团)有限公司	否	运费	806.13	1,729.29	56.07	公司委托供应商代为办理铁路发运事宜，公司应在申报铁路计划前将国铁运费汇到供应商账户，由供应商代付到相应单位办理铁路发运计划	为标的公司采购的用于火力发电的动力煤提供运输服务
2	中煤新集能源股份有限公司	否	煤炭		525.00	17.02	卖方在铁路发运离矿后，凭结算票据与买方多票结算货款，买方收到结算票据后当月入账确认后付清货款	标的公司从事火力发电，向其购买用于发电的原材料煤炭，供应商从事煤炭开采和销售业务
3	中国铁路上海局集团有限公司蚌埠货运中心	否	运费	381.86	443.77	14.39	根据甲乙双方确认，公司在发生运输前应向供应商提供预计运量，按供应商指定日期前向中国铁路上海局集团公司预付款专户存缴运输费用总额，并应保证款额足以抵扣。货物运输费用预付款应在货运营业站承运货物之前支付	为标的公司采购的用于火力发电的动力煤提供运输服务
4	中国水利电力物资北京有限公司	否	零配件等	0.62	175.82	5.70	买方应在提交每个订单前以电汇方式向卖方支付 100% 订单价款的预付款。卖方确认收到订单全款后按交货期安排交货，货到签收后 2 个工作日内买方需向卖方提供到货签收单，卖方向买方开具该笔订单增值税专用发票	标的公司子公司洛河发电向其采购发电所需的零配件及日常所需消耗品
5	安徽港口集团芜湖有限公司裕溪口分公司	否	运费	235.21	43.71	1.42	铁路运费采取代收代付及预付款形式支付，公司需在装车前，提前将足额的运费支付给供应商，供应商收到款项后，需向公司提供对应的收款收	为标的公司采购的用于火力发电的动力煤提供运输服务

序号	单位名称	是否关联方	购买产品/服务	交易金额	账面余额	占预付款项余额的比例(%)	合同约定	交易背景
							据,并以代收代付形式根据装车量将运费款预付给铁路部门	
	合计			1,423.83	2,917.59	94.60		

(3)2022 年末

单位：万元

序号	单位名称	是否关联方	购买产品/服务	交易金额	账面余额	占预付款项余额的比例(%)	合同约定	交易背景
1	中国石化销售股份有限公司安徽淮南石油分公司	否	燃油	86.28	37.58	28.96		向供应商购买日常用汽油, 预付充值
2	中国移动通信集团安徽有限公司淮南分公司	否	通讯费	5.71	34.84	26.85		向供应商购买通信服务, 预付充值
3	安徽朗诺医药有限公司	否	防疫药品		23.70	18.27		2022 年初, 采购防疫物资
4	国信国际工程咨询集团股份有限公司	否	咨询服务费		16.60	12.79	合同签订后 10 天内支付合同金额 20%; 提交开题报告并召开专家开题论证会 10 天内支付合同金额 20%; 完成初稿并召开专家中期论证会 10 天内支付合同金额 30%; 召开专家评审会后并提交终稿 10 天内支付合同金额 20%; 报告三年更新期结束后支付 10%。	采购咨询服务
5	中国人民财产保险股份有限公司淮南市分公司	否	财产保险	0.99	4.68	3.61		为标的公司重要资产购买保险, 预付保险费
	合计			92.97	117.40	90.48		

综上, 报告期各期末, 电力集团的主要预付账款为煤炭采购款、燃油等原材料采购款、预付运费、通信费、保险费等, 与电力集团日常生产经营等活动相匹配, 预付款项符合行业惯例, 不存在被第三方占用资金的情形。

(四) 核查程序及结论

1. 核查程序

(1) 获取了电力集团向关联方资金拆借对应的借款合同, 查看合同约定的还款期

限、利率约定等相关条款；获取了关联方偿还本金及利息对应的银行回单；

(2) 获取了电力集团出售潘集电厂一期资产和潘集发电的合同及评估报告，查看合同约定的付款期限等相关条款，了解资产转让的定价依据；

(3) 获取了潘集发电及淮河能源向电力集团支付转让款的银行回单，核实付款进度和合同约定的匹配性；

(4) 获取了潘集发电分公司和潘集发电的员工花名册及主要资产清单，现场走访了标的公司的主要经营场所，核实标的公司的资产独立性；

(5) 获取了电力集团报告期各期末预付账款的明细表，并获取了对应的合同，查阅合同有关交付货物以及货款结算的约定，了解采购内容；

(6) 对重要预付款项余额实施了函证程序。

2. 核查结论

经核查，我们认为：

(1) 截至 2025 年 3 月 31 日，电力集团向关联方拆出的本金及利息已全部归还，不存在非经营性资金占用的情形；

(2) 电力集团潘集发电分公司和淮河能源子公司潘集发电在人员、资产等方面均保持独立性；电力集团先后出售潘集电厂一期资产和潘集发电股权主要系为履行解决同业竞争承诺；相关款项长时间未收回主要系根据合同约定的付款时间进行支付，付款进度和合同约定一致，不存在逾期未收回的情形；潘集电厂一期资产定价高于潘集发电的主要原因系出售潘集电厂一期资产仅包括三大主机部分资产，而出售潘集发电包括全部资产和负债，因此存在差异，具备合理性；

(3) 报告期各期末，主要预付账款与电力集团经营和资产投资相匹配，预付款项符合行业惯例，不存在占用电力集团资金的情形。

二、关于存放集团财务公司资金

会计师核查以下事项并发表明确意见：(1) 电力集团和集团财务公司，与资金使用、管理、关联交易等相关的内控制度及关键节点，结合报告期内实际决策审批履行情况，分析内控制度是否完善、有效；(2) 电力集团与集团财务公司签署相关金融服

务协议的主要内容和条款，结合资金实际存取情况和资金去向，分析相关存款是否满足独立性、安全性要求，存款支取是否实质受到限制或障碍，是否存在非经营性资金占用的情形；(3) 电力集团与集团财务公司开展存贷款业务的商业合理性，存贷款利率与市场第三方机构相比是否存在明显差异；报告期各期存款和贷款的金额与利息收入和支出的匹配关系；(4) 关联交易披露的存款余额与货币资金中披露的存放财务公司款项金额存在差异的原因。(审核问询函问题 6)

(一) 电力集团和集团财务公司，与资金使用、管理、关联交易等相关的内控制度及关键节点，结合报告期内实际决策审批履行情况，分析内控制度是否完善、有效

1. 电力集团在资金使用、管理、关联交易等方面的内控制度及关键节点

电力集团已建立《电力集团资金管理办法》，对电力集团在资金使用、管理、关联交易相关事项进行约定，同时电力集团作为淮河控股的成员单位，需遵守《淮河控股资金管理办法》执行，主要内容如下：

资金账户管理：集团公司授予财务公司资金集中管理职能，资金集中管理不改变各单位对自有资金的所有权、使用权和收益权。电力集团下属各单位资金账户的开设、变更、注销，由电力集团集中统一管理；电力集团下属单位开设资金账户的，由开户单位提出申请，经审批后开设；各单位每月与开户银行、财务公司对账。关键控制节点涉及财务公司账户的开立及审批流程，以及月末与财务公司的对账核对流程，能够实际规范执行。

预算管理：电力集团各下属单位根据次年经营预算、投资预算和财务预算编制年度资金收支预算，由电力集团进行审批决策。关键控制节点涉及预算审批流程，能够实际规范执行。

收支管理：电力集团及各单位“三重一大”制度规定，制订大额资金分级管控标准及审批流程，依据管控标准、管理制度决策及审批相应付款、支取流程。其中大额资金应单独进行审批、决策。关键控制节点涉及资金支付审批流程，能够实际规范执行。

2. 集团财务公司在资金使用、管理、关联交易等方面的内控制度及关键节点

淮南矿业集团财务有限公司(以下简称集团财务公司)制定了《淮南矿业集团财务有限公司资金管理办法》《淮南矿业集团财务有限公司成员单位结算账户及内部账户管理办法》《淮南矿业集团财务有限公司信贷管理办法》等业务管理办法、操作流程,有效控制业务风险。

资金存款管理:集团财务公司在中国人民银行(分支机构)开立法定存款准备金账户,按照规定比例和缴存范围缴存法定存款准备金,并按规定定期进行调整。集团财务公司在商业银行开立存款账户,包括资金清算账户专用账户和定期账户,按照提高资金集中使用效率和风险控制的原则,确保资金调度及支付的稳定性。关键控制节点涉及集团财务公司的资金存放及账户管理。

资金支付管理:集团财务公司根据成员单位的资金预算情况,统筹资金分派工作,合理调配资金,确保财务公司的正常支付需要。各类资金的支付均按管理规定履行审查、审批程序。关键控制节点涉及资金分派及调配,款项支付审批流程。

3. 浙江省能源集团财务有限责任公司在资金使用、管理、关联交易等方面的内控制度及关键节点

资金存款管理:成员单位向财务公司报送资金预算,财务公司准确匡算资金头寸,提高资金效率。财务公司遵照依法合规原则,统分结合、互惠互利的原则,有利于提高资金使用效率和防范资金风险的原则。关键控制节点涉及预算的审批。

资金支付管理:“集中代理支付”模式:各成员单位根据其自身经营或工程项目建设需要,通过共享中心、财务公司网银等途径向财务公司提出付款申请,由财务公司根据其付款指令通过代理银行将资金直接支付给收款人或者用款单位。关键控制节点涉及资金支付的审批。

电力集团存放于集团财务公司、浙江省能源集团财务有限责任公司(以下简称浙能财务公司)浙能财务公司款项主要系出于提高资金使用效率和收益水平,节约交易成本等方面考虑。公司按年度及按月度编制预算后,在预算范围内支出款项,并由电力集团领导审核,不受集团财务公司、浙能财务公司限制,双方严格遵循平等、自愿、公平和诚实信用的原则。集团财务公司、浙能财务公司严格遵循平等、自愿、公平和诚实信用的原则保障成员单位资金的存放和支付安全,维护其合法权益。集团财务公

司、浙能财务公司在各成员单位资金预算的基础上，合理调配资金。电力集团与集团财务公司、浙能财务公司均具有独立性。

综上，电力集团和集团财务公司、浙能财务公司已建立并完善了资金管理办法，以确保货币资金在管理和收支等方面规范运作。报告期内，电力集团的资金使用、管理均已履行审批决策，电力集团与集团财务公司、浙能财务公司均具有独立性，相关内控制度健全有效并得到有效执行。

(二) 电力集团与集团财务公司签署相关金融服务协议的主要内容和条款，结合资金实际存取情况和资金去向，分析相关存款是否满足独立性、安全性要求，存款支取是否实质受到限制或障碍，是否存在非经营性资金占用的情形

1. 电力集团与集团财务公司签署相关金融服务协议的主要内容和条款

根据中国证券监督管理委员会(以下简称中国证监会)《关于规范上市公司与企业集团财务公司业务往来的通知》(证监发[2022]48号)第三条：“财务公司与上市公司发生业务往来应当签订金融服务协议”。根据《上海证券交易所上市公司自律监管指引第5号——交易与关联交易》第十条：“上市公司与关联人发生涉及财务公司的关联交易应当签订金融服务协议，并作为单独议案提交董事会或者股东会审议并披露。金融服务协议应当明确协议期限、交易类型、各类交易预计额度、交易定价、风险评估及控制措施等内容，并予以披露。金融服务协议超过3年的，应当每3年重新履行审议程序和信息披露义务。”

上述规定仅要求上市公司与财务公司之间必须签署金融服务协议，由于电力集团目前为非上市公司，因此尚未签署相关金融协议。

此外，上市公司已与财务公司签署现行有效的金融服务协议，本次交易完成后，电力集团将成为上市公司的全资子公司，电力集团届时与财务公司的交易将需遵守金融服务协议相关约定，并履行关联交易审议及披露程序。

该协议对存款独立性、安全性、存款支取保障、防范资金占用等方面进行了明确约定，具体包括：(1)第3.2条“甲方(上市公司)有权在自身利益最大化原则下，自主选择是否接受乙方(财务公司)金融服务，以及在期限届满时是否继续保持与乙方的金融服务关系。甲方也可以根据实际情况由其他金融服务机构提供相关的金融服务”；(2)第4.1条“存款服务：乙方为甲方提供存款服务，严格依照人民银行的相关规定

执行存取自由的原则；甲方在乙方的日均存款余额最高不超过甲方公司最近一个会计年度合并口径经审计净资产的 20%或不超过证券监管部门的相关规定；乙方保障甲方存款的资金安全，在甲方提出资金需求时及时足额予以兑付”；(3)第 4.4 条“委托贷款：根据甲方经营和发展的需要，乙方将在符合国家有关法律法规的前提下为甲方提供委托贷款服务”；(4)第 4.5 条“其他金融服务：乙方应确保资金管理网络安全运行，保障资金安全，控制资产负债风险，满足甲方支付需求”；(5)第 5.2 条“乙方承诺：乙方应保障甲方存款资金的安全，在出现支付困难的紧急情况时，应按照解决支付困难的实际需要，采取由淮南矿业增加相应资本金等措施”；(6)第 6.1 条“违约责任：任何一方违反其在本协议中的任何声明、保证和承诺或本协议的任何条款，即构成违约。违约方应向守约方支付全面和足额的赔偿。”

综上，电力集团作为非上市公司，与财务公司尚未签署相关金融服务协议，未违反监管相关规定。本次交易完成后，电力集团将成为上市公司的全资子公司，将遵守上市公司与财务公司签订的金融服务协议相关约定。

2. 结合资金实际存取情况和资金去向，分析相关存款是否满足独立性、安全性要求，存款支取是否实质受到限制或障碍，是否存在非经营性资金占用的情形

(1)集团财务公司

报告期内，电力集团在集团财务公司的存取情况如下：

单位：万元

项目	2024 年 1-11 月	2023 年度	2022 年度
期初余额	210,944.57	222,551.89	148,744.35
资金存入	1,372,567.39	1,406,772.17	939,983.89
资金取出	1,402,824.90	1,418,379.49	866,176.35
期末余额	180,687.05	210,944.57	222,551.89

报告期各期，电力集团的存款与取款金额相当，2023 年及 2024 年度的资金取出金额大于资金存入金额，电力集团的资金使用主要用于支付日常生产经营所需款项，不存在存款支取受限的情形。集团财务公司根据《企业集团财务公司管理办法》《国家金融监督管理总局关于促进企业集团财务公司规范健康发展提升监管质效的指导意见》《关于规范上市公司与企业集团财务公司业务往来的通知》等相关法律法规及《淮南矿业集团财务有限公司资金管理办法》《淮南矿业集团财务有限公司信贷管理

办法》《淮南矿业集团财务有限公司内部控制指导意见》等内部规章制度开展日常业务，接受监管机构日常监督。电力集团可根据其意愿自行选择是否在财务公司开展金融服务，存款满足独立性、安全性要求，存款支取未实质受到限制或障碍，不存在非经营性资金占用的情形。

(2) 浙能财务公司

报告期内，电力集团在浙能财务公司的存取情况如下：

项目	2024年1-11月	2023年度	2022年度
期初余额	39,128.13	41,412.95	4,816.66
资金存入	159,014.59	236,736.50	92,088.01
资金取出	166,618.92	239,021.32	55,491.72
期末余额	31,523.79	39,128.13	41,412.95

2022年，资金存入大于资金支出金额，主要系电力集团子公司淮浙煤电有限责任公司（以下简称淮浙煤电）2022年度煤炭价格处于高位，售电电价较高，导致收入增加，现金流较为充裕，因此将相关收入存放于浙能财务公司。2023年至2024年1-11月，电力集团在浙能财务公司的资金取出金额略高于资金存入金额，规模相当。

浙能财务公司根据《企业集团财务公司管理办法》《国家金融监督管理总局关于促进企业集团财务公司规范健康发展提升监管质效的指导意见》《关于规范上市公司与企业集团财务公司业务往来的通知》等相关法律法规开展日常业务，接受监管机构日常监督。电力集团可根据其意愿自行选择是否在浙能财务公司开展金融服务，存款满足独立性、安全性要求，存款支取未实质受到限制或障碍，不存在非经营性资金占用的情形。

(三) 电力集团与集团财务公司开展存贷款业务的商业合理性，存贷款利率与市场第三方机构相比是否存在明显差异；报告期各期存款和贷款的金额与利息收入和支出的匹配关系

1. 电力集团与集团财务公司及浙能财务公司开展存贷款业务的商业理由

集团财务公司及浙能财务公司作为一家经批准设立的非银行金融机构，具有为企业集团成员单位提供金融服务的各项资质，运营安全稳健，履约能力较强。其中，集

团财务公司作为集团内部结算平台，浙能财务公司系电力集团子公司淮浙煤电少数股东浙江浙能电力股份有限公司集团旗下财务公司，服务效率明显优于商业银行，有利于标的公司与集团关联企业之间获得便捷高效的结算业务，减少资金的在途时间，加速资金周转。

此外，集团财务公司为标的公司及上市公司提供多渠道的资金保障，为上市公司及电力集团的产业发展提供有力的资金供给。集团财务公司曾牵头或参与组建上市公司下属顾桥电厂、潘集电厂一期、电力集团下属潘集电厂二期等多个项目的银团，协助落实了大量项目贷款，为项目顺利建设提供了充足资金保障。

集团财务公司及浙能财务公司为标的公司提供的存款利率将不低于同期境内国内主要商业银行的同类型存款基准利率，提供的贷款利率将不高于同期境内国内主要商业银行的同类型贷款利率，提供的除存款和贷款外的其他各项金融服务，收取的费用标准不高于同期国内主要商业银行所收取的同类费用标准，且提供的资金结算业务不收取资金汇划费用，有助于标的公司提高资金的收益水平，节约交易成本和费用，进一步提高资金使用水平和效益。

2. 存贷款利率与市场第三方机构对比情况

(1) 存款利率情况

① 集团财务公司

电力集团在集团财务公司的存款利率按照财务公司的人民币存款利率表执行，各下属成员单位均保持一致。根据集团财务公司人民币存款利率表，报告期内电力集团在财务公司的人民币存款利率情况如下：

单位：%

项目	2024年1-11月	2023年度	2022年度
活期存款	0.20	0.35	0.35
协定存款	0.70~0.90	1.00	1.00
一天通知存款	0.45	0.55	0.55
七天通知存款	1.00	1.10	1.10
定期存款-3个月	1.15~1.25	1.10	1.10
定期存款-6个月	1.30	1.30	1.30
定期存款-1年期	1.50	1.50	1.50

②浙能财务公司

电力集团在浙能财务公司的存款利率按照浙能财务公司的人民币存款利率表执行，报告期内人民币存款利率情况如下：

单位：%

项目	2024年1-11月	2023年度	2022年度
活期存款	0.10-0.20	0.20-0.25	0.25-0.30
协定存款	0.20-0.70	0.70-0.90	0.9-1.0

报告期内，中国人民银行公布的存款基准利率及商业银行存款利率情况如下：

单位：%

项目	中国人民 银行存款 基准利率	全国性商业银行存款利率			安徽地方商业银行存款利率		
		2024年 1-11月	2023年度	2022年度	2024年1-11 月	2023年度	2022年度
活期存款	0.35	0.10~0.20	0.20~0.25	0.25~0.30	0.10~0.20	0.20~0.25	0.25~0.30
协定存款	1.15	0.20~0.70	0.70~0.90	0.90~1.00	0.50~1.00	1.00	1.00~1.10
定期存款 -3个月	1.10	0.80~1.15	1.15~1.25	1.25~1.35	0.85~1.30	1.30	1.30~1.40
定期存款 -6个月	1.30	1.00~1.35	1.35~1.45	1.45~1.55	1.10~1.55	1.55	1.55~1.65
定期存款 -1年期	1.50	1.10~1.45	1.45~1.65	1.65~1.75	1.30~1.75	1.75~1.85	1.85~1.95
定期存款 -2年期	2.10	1.20~1.65	1.65~2.15	2.15~2.25	1.40~2.05	2.05~2.40	2.40~2.50
定期存款 -3年期	2.75	1.50~1.95	1.95~2.60	2.60~2.75	1.80~2.50	2.50~3.10	3.10~3.25

注1：全国性商业银行存款利率参照中国银行、工商银行、交通银行官网公开披露数据。

注2：安徽地方商业银行存款利率参照徽商银行官网公开披露数据。

电力集团在集团财务公司的存款利率参考中国人民银行公布的人民币存款基准利率确定，其中，电力集团在集团财务公司的存款利率与上市公司及淮南矿业下属其他公司一致。与同期全国性商业银行存款利率相比，存款利率略有上浮；与安徽省地方商业银行相比，其中活期存款利率略有上浮，协定存款和定期存款利率略有下浮，均在中国人民银行存款自律机制¹范围内。浙能财务公司的存款利率依据全国性商业银行存款利率确定，故两者一致，不存在差异。

集团财务公司及浙能财务公司作为受中国人民银行、金融监管局监管的非银行金

¹ 2015年10月，中国人民银行放开了对存款利率的行政性管制，金融机构可在存款基准利率基础上自主确定存款实际执行利率。为确保利率市场化改革的平稳有序推进，人民银行指导成立了利率自律机制。2021年，人民银行优化了存款利率自律上限的形成方式，由按照存款基准利率倍数确定利率上限改为加点确定。随着贷款市场报价利率(LPR)改革的深入推进，金融机构自主定价能力不断增强。优化存款利率自律上限确定方式有利于提高商业银行存款利率自主定价的自由度和精准度，促进行业有序竞争，推动存款利率定价市场化。

融机构,在监管范围内服务成员企业,电力集团在集团财务公司及浙能财务公司的存款利率具备公允性。

(2) 贷款利率情况

① 集团财务公司

报告期内,集团财务公司对电力集团的贷款利率如下:

单位: %

项目	借款时间		
	2024年1-11月	2023年度	2022年度
短期借款		3.15	
长期借款-5年以上	2.3~2.9	2.65~3.45	3.45~4.15

报告期内,电力集团在其他银行的贷款利率如下:

单位: %

项目	借款时间		
	2024年1-11月	2023年度	2022年度
短期借款	2.77~3.4	2.5~3.6	2.25~3.6
长期借款-1~5年	2.85~3.35		3.3
长期借款-5年以上	2.3~2.95	2.65~3.8	3.8~4.15

LPR 利率如下:

单位: %

项目	2024/10/21-2024/11/30	2024/7/22-2024/10/20	2023/8/21-2024/7/21	2023/6/20-2023/8/20	2022/8/22-2023/6/19	2022/1/20-2022/8/21	2021/12/20-2022/1/19
1年以内	3.10	3.35	3.45	3.55	3.65	3.70	3.80
5年以上	3.60	3.85	3.95~4.2	4.20	4.30	4.45~4.6	4.65

集团财务公司的贷款利率系在 LPR 利率的基础上参考同业贷款利率、市场资金价格、企业信用等级、企业经营状况、企业征信等情况综合确定。

② 浙能财务公司

报告期内,电力集团无新增浙能财务公司借款。

2022年、2023年浙能财务公司借款余额系子公司淮浙煤电于2008年借入2.4亿长期借款,借款年利率为5.508%,并根据中国人民银行五年期以上的贷款利率的变动进行调整,借款期限为17年。该借款已于2024年7月26日归还。

经检查，电力集团 2008 年在其他银行的长期借款利率为 6.723%-7.047%，浙能财务公司借款利率较低的原因系淮浙煤电借入浙能财务公司借款日期为 2008 年 12 月，电力集团在其他银行借款日期为 2008 年 1-10 月。中国人民银行长期借款利率 5 年期以上 2008 年 9 月 16 日为 7.74%，2008 年 11 月 27 降至 6.12%，下降 1.62 个百分点，2008 年浙能借款利率较银行借款利率低 1.22 个百分点至 1.54 个百分点，与中国人民银行长期借款利率 5 年期以上的变动基本一致，因此借款利率具有公允性。

综上，集团财务公司及浙能财务公司作为受人民银行、金融监管局监管的非银行金融机构，在监管范围内服务成员企业，为与银行进行市场化、差异化竞争，保持业务竞争力。财务公司贷款利率较 LPR 利率略低，与电力集团在其他银行的贷款利率不存在明显差异，贷款利率公允。

3. 报告期各期存款和贷款的金额与利息收入和支出的匹配情况

(1) 集团财务公司

报告期内，电力集团存放于集团财务公司的存款包含活期存款与协定存款，电力集团存放于集团财务公司平均存款金额如下：

单位：万元

项目	2024 年 1-11 月	2023 年度	2022 年度
平均协定存款	114,703.83	57,450.75	25,932.45
平均活期存款	14,180.50	118,506.53	115,634.22
平均存款金额合计	128,884.33	175,957.28	141,566.67

注：平均协定存款及平均活期存款金额以公司每日存放于财务公司协定存款余额及活期存款余额为基础计算算术平均值。

报告期内电力集团在集团财务公司的存款及贷款金额与利息收入及利息支出金额如下：

单位：万元

项目	2024 年 1-11 月	2023 年度	2022 年度
平均存款金额	128,884.33	175,957.28	141,566.67
利息收入	931.93	989.28	664.04
平均存款利率	0.79%	0.56%	0.47%
平均短期贷款金额		6,166.67	
短期借款利息支出		194.25	
平均短期贷款利率		3.15%	

项目	2024年1-11月	2023年度	2022年度
平均长期贷款余额	19,240.07	22,908.73	15,458.52
长期借款利息支出	469.74	819.09	650.58
平均长期贷款利率	2.66%	3.58%	4.21%

注1：平均存款金额以每日财务公司存款余额为基础计算算术平均值；

注2：平均贷款金额以每笔借款金额以及该笔借款当年实际借款天数为基础计算算数平均值；

注3：2024年1-11月份平均存款利率、平均长期贷款利率已年化。

报告期内，电力集团在集团财务公司的平均存款利率逐年上升，主要系电力集团协定存款比例上升，协定存款利率较高，为0.7%~1%，活期存款利率仅0.2%~0.35%，利息收入与存款具有匹配性。

报告期内，电力集团平均长期贷款利率逐年下降，主要系LPR逐年下降。2022年平均长期贷款利率为4.21%，高于2022年5年期长期贷款最高利率4.15%；2023年平均长期贷款利率为3.58%，高于2023年5年期长期贷款最高利率3.45%，原因系部分长期借款的借款日期为2021年及2022年，借款时点对应的贷款利率较高，拉高了平均长期贷款利率。2024年1-11月长期借款的借款日期主要为2023年及2024年，因此贷款利率较前两年平均利率更低。利息支出与贷款金额具有匹配性。

(2) 浙能财务公司

报告期内，电力集团在浙能财务公司的存款及贷款金额与利息收入及利息支出金额如下：

单位：万元

项目	2024年1-11月	2023年度	2022年度
平均存款金额	41,279.79	35,175.79	14,412.56
利息收入	241.55	310.52	137.10
平均存款利率	0.64%	0.88%	0.95%
平均长期贷款余额	14,874.25	24,000.00	24,000.00
长期借款利息支出	546.48	987.93	1,073.10
平均长期贷款利率	4.01%	4.12%	4.47%

注1：平均存款金额以每日财务公司存款余额为基础计算算术平均值；

注2：平均贷款金额以每笔借款金额以及该笔借款当年实际借款天数为基础计算算数平均值；

注3：2024年1-11月份平均存款利率、平均长期贷款利率已年化。

报告期内，电力集团在浙能财务公司的平均存款利率逐年下降，主要系浙能财务公司的存款利率下降。2022年度、2023年度平均存款利率较高，主要系公司协定存款比例及利率较高，协定存款利率为0.7%-1%，活期存款利率仅0.2%-0.3%，2024年

1-11 月平均存款利率下降，主要系协定存款利率下降较多，2023 年度协定存款利率为 0.7%-0.9%，2024 年度下降至 0.2%-0.7%。因此，利息收入与存款具有匹配性。

报告期内，电力集团在浙能财务公司的平均长期贷款利率逐年下降，主要系公司借款利率随着中国人民银行五年期以上的贷款利率的变动进行调整，2022 年至 2024 年 LPR 利率呈下降趋势，故利息支出与贷款具有匹配性。

(四) 关联交易披露的存款余额与货币资金中披露的存放财务公司款项金额存在差异的原因

货币资金中披露的存放财务公司款项金额包含：存放于集团财务公司浙能财务公司的存款。集团财务公司系公司间接控股股东淮河控股控制的其他公司，在关联交易中披露；浙能财务公司系电力集团子公司的少数股东有关的公司，根据《公司法》《上海证券交易所股票上市规则》《企业会计准则第 36 号——关联方披露》等法律法规关于关联方的有关规定，浙能财务公司不属于电力集团的关联方，因此电力集团存放于浙能财务公司的存款无需作为关联交易披露，因此存在差异。

报告期各期末，电力集团存放财务公司的款项如下表所示：

单位：万元			
项目	2024 年 11 月 30 日	2023 年 12 月 31 日	2022 年 12 月 31 日
集团财务公司存款	180,687.05	210,944.57	222,551.89
浙能财务公司存款	31,523.79	39,128.13	41,412.95
合计	212,210.85	250,072.70	263,964.84

报告期内，标的公司在浙能财务公司的存款所有权归属于电力集团自身，标的公司能够自主决定是否使用在浙能财务公司开立的账户，在资金存放至浙能财务公司账户期间内公司拥有对资金收支操作的完整权限，能够自由支取账户内的资金，保证资金的独立存放和使用，具备独立性。2025 年起，电力集团已减少浙能财务公司账户的使用，主要使用该账户支付部分经营款项。截至 2025 年 6 月末，浙能财务公司存款余额为 742.51 万元。

(五) 核查程序及结论

1. 核查程序

(1) 查阅电力集团、集团财务公司和浙能财务公司与货币资金相关的内部控制制度，了解标的公司货币资金管理、使用相关的控制点；对电力集团货币资金相关的内

部控制进行控制测试，每年测试 25-60 笔，涵盖收支、大额借贷、开户审批、月末对账等，根据内控测试结果，电力集团收支、大额借贷、开户审批由电力集团履行审批程序，电力集团资金收支具有独立性，不存在电力集团资金强制归集/划转至集团财务公司、浙能财务公司或限制电力集团支取款项等影响电力集团财务独立性的情形。

(2) 获取上市公司与集团财务公司签订的金融服务协议，了解合同内容及服务条款。

(3) 获取电力集团与集团财务公司、浙能财务公司约定的存贷款利率，并与其他金融机构进行对比，分析财务公司存贷款利率的合理性。

(4) 实地查看并现场打印电力集团在财务公司开立账户的银行流水。报告期内，电力集团及其下属企业在集团财务公司共开立 18 个银行账户，独立财务顾问和会计师取得了该等银行账户于 2022 年至 2024 年 11 月期间的全部银行流水并获取了集团财务公司出具的关于电力集团已开立银行账户完整性的承诺函，以确保核查完整性。

报告期内，电力集团及其下属企业在浙能财务公司共开立 3 个银行账户，其中 1 个账户已注销。对于现存账户，独立财务顾问和会计师取得了该等银行账户于 2022 年至 2024 年 11 月期间的全部银行流水；对于已注销账户，独立财务顾问和会计师取得了该账户自 2022 年至注销日的全部银行流水。

获取上述电力集团在财务公司开立账户的银行流水后，将银行流水与银行日记账进行双向核对，并对 500 万元以上大额收支、50 万元以上关联方资金往来进行核查，核查是否存在大额非经营性收支款项，是否存在大额异常收支款项，对大额流水的交易原始单据进行检查，并获取相关底稿。经核查，相关交易均具有商业合理性，未同时发生大规模不必要的存贷款业务，相关交易未发现异常。

(5) 将现场获取的上述银行流水余额与账面余额核对；并获取借款台账，与账面借款金额核对。经核查，金额一致。

独立财务顾问和会计师分别对电力集团在集团财务公司、浙能财务公司的 18 个银行账户和 3 个银行账户进行函证，独立寄发并对询证函过程保持控制，函证覆盖 2022 年至 2024 年 11 月，函证内容包括账户存款余额、贷款余额，核查比例为 100%。截至本回复出具日，均已收到回函，且回函相符。具体发函及回函金额如下：

单位：万元

时间	存款/贷款	账面余额	发函金额	回函金额	发函比例	回函比例
2022 年 12 月 31 日	集团财务公司存款	222,551.89	222,551.89	222,551.89	100%	100%
	浙能财务公司存款	41,412.95	41,412.95	41,412.95	100%	100%
	集团财务公司借款	20,830.00	20,830.00	20,830.00	100%	100%
	浙能财务公司借款	24,000.00	24,000.00	24,000.00	100%	100%
2023 年 12 月 31 日	集团财务公司存款	210,944.57	210,944.57	210,944.57	100%	100%
	浙能财务公司存款	39,128.13	39,128.13	39,128.13	100%	100%
	集团财务公司借款	11,697.70	11,697.70	11,697.70	100%	100%
	浙能财务公司借款	24,000.00	24,000.00	24,000.00	100%	100%
2024 年 11 月 30 日	集团财务公司存款	180,687.05	180,687.05	180,687.05	100%	100%
	浙能财务公司存款	31,523.79	31,523.79	31,523.79	100%	100%
	集团财务公司借款	35,590.70	35,590.70	35,590.70	100%	100%

(6)取得报告期内电力集团在集团财务公司、浙能财务公司的存贷款明细、利息收入和利息支出明细表，结合存贷款余额，分析利息收入/支出与存款/贷款本金的匹配性。

(7)获取了集团财务公司、浙能财务公司的半年度和年度风险评估报告及浙能财务公司 2024 年信息披露报告，了解财务公司的财务及风险状况。

2. 核查结论

经核查，我们认为：

(1)电力集团和集团财务公司，与资金使用、管理、关联交易等相关的内控制度及关键节点能够完善、有效执行；电力集团履行了恰当完备的决策审议程序，电力集团与集团财务公司、浙能财务公司发生业务往来能够遵循执行预计归集资金额度、存款期限等约定内容。

(2)电力集团作为非上市公司，与财务公司尚未签署相关金融服务协议，未违反监管相关规定。本次交易完成后，电力集团将成为上市公司的全资子公司，将遵守上市公司与财务公司签订的金融服务协议相关约定。电力集团的相关存款能够满足独立性、安全性要求，存款支取未实质受到限制或障碍，不存在非经营性资金占用的情形。电力集团能够自由支取存放于集团财务公司及浙能财务公司的资金，不存在影响财务独立性的情形。电力集团与集团财务公司及浙能财务公司发生业务往来，双方遵循了

平等自愿原则，集团财务公司及浙能财务公司未要求电力集团资金强制归集或自动划转至其账户，集团财务公司及浙能财务公司没有以任何形式限制电力集团支取款项、未侵占电力集团利益。

(3) 电力集团存贷款业务规模及利率具有合理性。电力集团在集团财务公司及浙能财务公司开展存贷款业务具有商业合理性，存贷款利率与市场第三方机构相比不存在明显差异；报告期各期存款和贷款的金额与利息收入和支出相匹配；电力集团与集团财务公司及浙能财务公司未同时发生大规模不必要的存贷款业务，电力集团不存在对集团财务公司、浙能财务公司及其他关联方进行利益输送的情形。

(4) 关联交易披露的存款余额与货币资金中披露的存放财务公司款项金额存在差异主要系货币资金中存在部分存放浙能财务公司(非关联方)的款项所致。同时，本次交易完成后，电力集团将成为上市公司的全资子公司，电力集团届时与集团财务公司的交易将按照关联交易严格履行决策审议程序，明确审批程序和标准、内外部审计监督、信息披露等内容。

(5) 电力集团能够及时关注集团财务公司及浙能财务公司的财务及风险状况，保障资金安全。电力集团与集团财务公司及浙能财务公司发生业务往来期间，根据《关于规范上市公司与企业集团财务公司业务往来的通知》等文件要求关注相关信息，审慎判断资金存放集团财务公司是否存在重大风险。报告期内，未发现财务公司在资金安全、内控规范等方面存在重大缺陷；若发现存在重大缺陷，电力集团将采取有效措施保障资金安全，包括但不限于及时收回在财务公司的存款等。

三、关于投资收益

会计师核查以下事项并发表明确意见：(1) 报告期各期投资收益的具体构成以及与下属公司经营情况和成果的匹配关系，报告期内投资收益波动较大的原因；(2) 本次交易前后，上市公司投资收益占归母净利润的比例及变动情况，本次交易收购少数股权是否满足《监管规则适用指引——上市类第 1 号》相关要求；(3) 各子公司已建立的内部控制制度、财务管理制度和风险管控制度及其执行的有效性，电力集团是否建立了完善的集团公司治理结构并保证子公司的规范运作，能否有效保护股东权益；(4) 报告期内电力集团子公司的分红情况，各子公司的分红政策及其有效性。(审核问询函问题 7)

(一) 报告期各期投资收益的具体构成以及与下属公司经营情况和成果的匹配关系，报告期内投资收益波动较大的原因

报告期各期标的公司投资收益的具体构成如下：

单位：万元

被投资单位	持股比例	2024年1-11月		2023年度		2022年度	
		归母净利润	确认投资收益	归母净利润	确认投资收益	归母净利润	确认投资收益
国能黄金埠发电有限公司（以下简称国能黄金埠）	49.00%	4,640.72	2,273.95	11,756.85	5,760.86	4,985.05	2,442.67
皖能合肥发电有限公司（以下简称皖能合肥）	49.00%	1,850.52	906.75	-7,880.33	-3,861.36	-17,445.43	-8,548.26
皖能马鞍山发电有限公司（以下简称皖能马鞍山）	49.00%	1,652.75	840.50	-4,979.96	-2,440.18	-1,400.46	-686.22
华能巢湖发电有限责任公司（以下简称华能巢湖）	30.00%	7,834.02		-77,437.87		-50,163.35	-16,534.23
皖能铜陵发电有限公司（以下简称皖能铜陵）	49.00%	21,494.51	10,532.31	4,917.69	2,409.67	-48,128.13	-23,582.79
国能九江发电有限公司（以下简称国能九江）	49.00%	3,125.55	1,531.52	8,628.72	4,228.07	12,378.25	6,065.34
淮浙电力有限责任公司（以下简称淮浙电力）	49.00%	21,424.77	10,498.14	38,135.35	18,686.32	35,168.93	17,232.78
集团财务公司	8.50%	21,552.67	1,831.98	29,209.33	2,482.79	34,256.11	2,911.77
湖北国瑞环保科技有限公司	42.00%	58.83	24.71	130.51	54.81	461.77	193.94
长电（休宁）能源发展有限责任公司（以下简称长电休宁）	30.00%						
潘集发电					10,227.10		
合计			28,439.86		37,548.08		-20,505.00

2022年12月31日，标的公司对华能巢湖实施减值测试后，该长期股权投资可收回金额为0元，全额确认减值准备，因此2023年、2024年1-11月不再确认投资收益。2023年，标的公司将潘集发电100%股权出售给淮河能源，因处置子公司而产生投资收益10,227.10万元。扣除华能巢湖及处置潘集发电100%股权的影响后，报告期各期的投资收益金额分别为-3,970.77万元、27,320.98万元和28,439.86万元。

标的公司2022年度投资收益为负，主要系2022年受煤炭价格上涨的影响，联营发电企业成本上升，亏损较多所致。2023年至2024年1-11月，随着煤炭价格下行，联营发电企业的盈利能力逐渐增强，投资收益有所提高。

(二)本次交易前后，上市公司投资收益占归母净利润的比例及变动情况，本次交易收购少数股权是否满足《监管规则适用指引——上市类第1号》相关要求

《监管规则适用指引——上市类第1号》中关于收购少数股权的规定如下：

“《上市公司重大资产重组管理办法》第四十三条第一款第(四)项规定，‘充分说明并披露上市公司发行股份所购买的资产为权属清晰的经营性资产，并能在约定期限内办理完毕权属转移手续。’上市公司发行股份拟购买资产为企业股权时，原则上在交易完成后应取得标的企业控股权，如确有必要购买少数股权的，应当同时符合以下条件：

(一)少数股权与上市公司现有主营业务具有显著协同效应，或者与本次拟购买的主要标的资产属于同行业或紧密相关的上下游行业，通过本次交易一并注入有助于增强上市公司独立性、提升上市公司整体质量。

(二)交易完成后上市公司需拥有具体的主营业务和相应的持续经营能力，不存在净利润主要来自合并财务报表范围以外投资收益的情况。

少数股权对应的经营机构为金融企业的，需符合金融监管机构及其他有权机构的相关规定；且最近一个会计年度对应的营业收入、资产总额、资产净额三项指标，均不得超过上市公司同期合并报表对应指标的20%。”

根据《备考审阅报告》本次交易前后，上市公司投资收益占归母净利润的比例如下：

项目	投资收益占归母净利润的比例		
	2024 年度	2024 年 1-11 月	2023 年度
本期交易前	28.05%	30.49%	32.12%
本次交易后	36.08%	32.99%	33.14%

本期交易后，上市公司投资收益占归母净利润的比例基本处于同一水平。

本次交易符合《监管规则适用指引——上市类第 1 号》相关规定，具体如下：

1. 标的公司的联营企业大部分为发电企业，其主营业务与上市公司现有主营业务具有显著协同效应，与本次拟购买的主要标的资产属于同行业，通过本次交易一并注入有助于增强上市公司独立性、提升上市公司整体质量；

2. 本次交易完成后上市公司拥有具体的主营业务和相应的持续经营能力，投资收益占归母净利润的比例不超过 50%，不存在净利润主要来自合并财务报表范围以外投资收益的情况。

3. 本次交易前后，集团财务公司的直接股东、股权结构及实际控制权未发生变化，符合金融监管机构及其他有权机构的相关规定。集团财务公司 8.50%股权 2023 年及 2024 年度对应的营业收入、资产总额、资产净额三项指标均未超过上市公司同期合并报表对应指标的 20%，相关计算情况如下：

单位：亿元

项目	2023 年度/2023 年末			2024 年度/2024 年末		
	集团财务公司 8.50%股权(注)	上市公司	占比	集团财务公司 8.50%股权	上市公司	占比
营业收入	0.35	273.33	0.13%	0.30	300.21	0.10%
总资产	12.31	235.05	5.24%	12.53	231.37	5.42%
净资产	2.81	123.48	2.28%	2.77	129.86	2.13%

注：集团财务公司 8.50%股权对应的营业收入、总资产、净资产金额为集团财务公司 2023 年度/2023 年末、2024 年度/2024 年末相应指标乘以电力集团持股比例得到。

根据以上测算，集团财务公司 8.50%股权最近一个会计年度对应的营业收入、资产总额、资产净额三项指标均未超过上市公司同期合并报表对应指标的 20%。。综上所述，本次交易收购少数股权满足《监管规则适用指引——上市类第 1 号》相关要求。

(三)各子公司已建立的内部控制制度、财务管理制度和风险管控制度及其执行的有效性，电力集团是否建立了完善的集团公司治理结构并保证子公司的规范运作，能否有效保护股东权益

1. 各子公司已建立的内部控制制度、财务管理制度和风险管控制度及其执行的有效性

电力集团已建立完善的内部控制制度、财务管理制度和风险管控制度，包括《电力集团内部控制实施细则(试行)》(淮能电力〔2023〕139号)、《淮河能源电力集团有限责任公司全面风险管理办法》(淮能电力风控〔2024〕216号及《电力公司应收款项管理暂行办法》(淮矿电力财〔2020〕70号)、《电力公司成本费用管理暂行办法》(淮矿电力财〔2020〕70号)等各项制度。

电力集团部分子公司已建立内部控制制度、财务管理制度和风险管控制度，包括：淮浙煤电已建立《淮浙煤电有限责任公司规章制度汇编》，从法人治理制度、基础管理制度、职能管理制度、业务管理制度四方面建立系统管理制度；安徽淮南洛能发电有限责任公司（以下简称洛能发电）已建立《安徽淮南洛能发电有限责任公司全面风险管理办法》(洛能制〔2025〕16号)；安徽淮河能源谢桥发电有限公司（以下简称谢桥发电）已建立《安徽淮河能源谢桥发电有限公司全面风险管理办法》(谢桥发电政〔2024〕116号)；淮河能源电力集团有限责任公司检修分公司(以下简称检修分公司)已建立《检修分公司党组织综合风险防控工作实施方案(试行)》(淮电检修党发〔2024〕14号)。淮能州来(凤台)新能源有限责任公司（以下简称凤台新能源）公司已建立《淮能州来(凤台)新能源有限责任公司安全风险分级管控实施细则》(淮能州来安〔2024〕21号)《淮能州来(凤台)新能源有限责任公司法律法规管理标准》(淮能州来综〔2024〕4号)。其余未建立相关制度的子公司参照电力集团相关制度执行。

综上，电力集团各子公司参照电力集团制度执行或结合自身情况制定相关制度，已建立完善的内部控制制度、财务管理制度和风险管控制度，并有效执行。

2. 电力集团是否建立了完善的集团公司治理结构并保证子公司的规范运作，能否有效保护股东权益

电力集团已建立完善的三会制度，有效监督标的公司的重大投资行为。

电力集团已制定《电力公司股权投资管理办法》（淮矿电力股〔2020〕114号），通过收集各子公司财务等有关资料、组织外派人员述职、调研、审计等途径实现动态监督控制。

电力集团通过向子公司委派或推荐董事、高级管理人员等方式实现对子公司的有效领导和控制，从而确保子公司规范运作，所有重大经营事项必须满足公司战略发展规划。

综上，电力集团已建立了完善的集团公司治理结构并保证子公司的规范运作，能够有效保护股东权益。

(四) 报告期内电力集团子公司的分红情况，各子公司的分红政策及其有效性

1. 控股子公司的分红情况及分红政策

报告期内，电力集团各子公司的分红情况及分红政策具体情况如下表所示：

控股子公司	分红条款	分红情况(万元)			备注
		2024年1-11月	2023年	2022年	
淮浙煤电	第七十三条 公司分配当年利润，应按以下顺序进行： (一)按有关规定弥补以前年度亏损； (二)按10%比例提取公司法定公积金，当法定公积金累计达到公司注册资本的50%时，可不再提取； (三)按5%的比例提取法定公益金； (四)提取任意公积金； (五)按全体股东协商一致的分配进行分配，公司以前年度未分配利润，可与本年度利润一并分配。	35,464.56	93,300.00	11,062.84	
谢桥发电	第三十二条 公司当年税后利润按下列顺序分配： (一)弥补以前年度尚未弥补的亏损； (二)提取10%的法定公积金； (三)经股东会决定提取任意公积金； (四)向股东分配利润。 公司法定公积金累计额为公司注册资本的百分之五十以上的，可以不再提取。				项目尚处于建设期
安徽淮浙州来能源发展有限公司（以下简称淮浙州来）	第六十三条 公司分配当年税后利润时，应当提取利润的百分之十列入公司法定公积金。公司法定公积金累计额为公司注册资本的百分之五十以上的，可以不再提取。 公司的法定公积金不足以弥补以前年度亏损的，在依照前款规定提取法定公积金之前，应当先用当年利润弥补亏损。 公司从税后利润中提取法定公积金后，经股东会决议，还可以从税后利润中提取任意公积金。				

控股子公司	分红条款	分红情况(万元)			备注
		2024年1-11月	2023年	2022年	
洛能发电	第六十一条 公司当年税后利润分配顺序： (一)弥补以前年度亏损； (二)提取法定公积金； (三)经股东会决议提取任意公积金； (四)按照股东实缴的出资比例分配利润。 公司分配当年税后利润时，应当提取利润的百分之十列入法定公积金。公司法定公积金累计额为公司注册资本的百分之五十以上的，可以不再提取。公司法定公积金不足以弥补以前年度亏损的，在依照前款规定提取法定公积金之前，应当先用当年利润弥补亏损。公司从税后利润中提取法定公积金后，经股东会决议，还可以从税后利润中提取任意公积金。在公司弥补亏损和提取法定公积金之前向股东分配利润的，股东必须将违反规定分配的利润退还公司。				
淮南洛河发电有限责任公司（以下简称洛河发电）	公司在弥补亏损和提取公积金后，所余税后利润按照股东的出资比例分配。				
凤台新能源	第五十四条 公司当期实现的净利润，加上年初未分配利润（或减去年初未弥补亏损）和其他转入后的余额，为可供分配的利润。可供分配的利润，按下列顺序分配： (一)提取法定公积金； (二)经股东会决议提取任意公积金； (三)按股东实缴出资比例分配。				
淮南振潘新能源有限责任公司（以下简称振潘新能源）	公司在弥补亏损和提取公积金后，所余税后利润按照股东的出资比例分配。				项目尚处于建设期
淮能金风(阜阳)风力发电有限公司	第五十一条 每个会计年度内，在公司当年盈利且可分配利润为正，且项目不存在经双方确认的重大资金支出安排的情况下，按照《中华人民共和国公司法》规定在提取完相关公积金之后，应当分配利润，且应在公司年度审计工作完成且公司股东会作出关于利润分配的一致同意决议后20个工作日内完成分配。董事会应在每个会计年度开始后的四十五日内，提出上一年度的利润分配方案，提交股东会审议批准。 第五十二条 公司分配当年的税后利润时，应当提取利润的10%计入公司法定公积金。公司法定公积金累计额达到公司注册资本50%以上时，可以不再提取。公司在从税后利润中提取法定公积金				暂无实际经营业务

控股子公司	分红条款	分红情况(万元)			备注
		2024年1-11月	2023年	2022年	
	<p>后,经股东会同意,可以从税后利润中提取一定比例的任意公积金。</p> <p>第五十三条 公司的法定公积金不足以弥补以前年度亏损的,在依照第五十二条规定提取法定公积金之前,先用当年利润弥补亏损。因亏损造成财务上的严重困难以致影响经营时,董事会应及时商议对策,提出方案交股东会审定后执行。</p> <p>第五十四条 公司弥补亏损和提取公积金后所余税后利润为可分配利润,当年可分配利润扣除公司股东双方确认须预留用于未来支出的资金后应实现100%分红。</p>				
淮河能源燃气发电(芜湖)有限责任公司(以下简称芜湖燃气)	<p>第四十四条 公司当年税后利润按下列顺序分配:</p> <p>(一)弥补以前年度尚未弥补的亏损;</p> <p>(二)提取10%的法定公积金;</p> <p>(三)经股东会决定提取任意公积金;</p> <p>(四)向股东分配利润。</p> <p>公司法定公积金累计额为公司注册资本的百分之五十以上的,可以不再提取。</p>				项目尚处于建设期
淮能(明光)风力发电有限责任公司	<p>第四十九条 公司当年税后利润分配顺序:</p> <p>(一)弥补以前年度亏损;</p> <p>(二)提取法定公积金;</p> <p>(三)经股东会决议提取任意公积金;</p> <p>(四)按照股东实缴的出资比例分配利润,公司股东另有约定的从其约定。</p> <p>公司分配当年税后利润时,应当提取利润的百分之十列入法定公积金。公司法定公积金累计额为公司注册资本的百分之五十以上的,可以不再提取。公司法定公积金不足以弥补以前年度亏损的,在依照前款规定提取法定公积金之前,应当先用当年利润弥补亏损。公司从税后利润中提取法定公积金后,经股东会决议,还可以从税后利润中提取任意公积金。在公司弥补亏损和提取法定公积金之前向股东分配利润的,股东必须将违反规定分配的利润退还公司。</p>				暂无实际经营业务
淮河能源(合肥)发电有限公司	<p>第八十二条 公司当年税后利润按下列顺序分配:</p> <p>(一)弥补以前年度尚未弥补的亏损;</p> <p>(二)提取10%的法定公积金;</p> <p>(三)经股东会决定提取任意公积金;</p> <p>(四)向股东分配利润。公司法定公积金累计额为公司注册资本的百分之五十以上的,可以不再提取。</p> <p>各股东同意,公司具备利润分配条件时,年度利润分配总额原则上不低于当年可供分配利润总额的50%。公司分配当年税后利润时,应当提取利润的百分之十列入法定公积金。公司法定公</p>				暂无实际经营业务

控股子公司	分红条款	分红情况(万元)			备注
		2024年1-11月	2023年	2022年	
	积金累计额为公司注册资本的百分之五十以上的, 可以不再提取。				
	合计	35,464.56	93,300.00	11,062.84	

电力集团各控股子公司在公司章程未明确约定分红要求, 主要系根据业绩情况决定是否分红。报告期内, 电力集团子公司淮浙煤电向电力集团分红金额分别为11,062.84万元、93,300.00万元和35,464.56万元, 其他子公司综合考虑业绩情况及未来资本支出安排等因素未进行分红。

此外, 为保障中小股东利益, 上市公司在保证经营发展的同时, 加强分红能力, 让广大投资者分享公司发展经营成果, 回报投资者。2025年3月27日, 上市公司召开第八届董事会第十一次会议, 审议通过《关于制定〈淮河能源(集团)股份有限公司2025-2027年度现金分红回报规划〉的议案》, 在满足《公司章程》利润分配政策的前提下, 2025-2027年度, 公司每年度拟分配的现金分红总额不低于当年实现归属于上市公司股东的净利润的75%, 且每股派发现金红利不低于0.19元(含税)。公司每年度的现金分红可分多次实施。2025年4月17日, 该事项已经2024年年度股东大会审议通过。

2. 参股公司的分红情况及分红政策

报告期内, 电力集团参股公司的分红情况及分红政策具体情况如下表所示:

参股公司	分红条款	分红情况(万元)			备注
		2024年1-11月	2023年	2022年	
国能黄金埠	公司弥补亏损和提取公积金后所余税后利润, 依照实缴出资比例分配。		2,198.41	7,127.56	
皖能合肥	公司在弥补亏损和提取公积金后, 所余税后利润按照股东的出资比例分配。				存在累计亏损, 未分配利润为负
皖能马鞍山	公司在弥补亏损和提取公积金后, 所余税后利润按照股东的出资比例分配。				存在累计亏损, 未分配利润为负
华能巢湖	公司分配当年税后利润时, 按有关法律、行政法规提取相关基金。公司从税后利润中提取的各项基金比例由公司董事会确定。				存在累计亏损, 未分配利润为负

参股公司	分红条款	分红情况(万元)			备注
		2024年 1-11月	2023年	2022年	
皖能铜陵	公司在弥补亏损和提取公积金后, 所余税后利润按照股东的出资比例分配。			-5,031.65	存在累计亏损, 未分配利润为负
国能九江	公司弥补亏损和提取公积金后所余税后利润, 依照股东实缴出资比例分配				存在累计亏损, 未分配利润为负
淮浙电力	公司分配当年利润, 应按以下顺序进行: (一)按有关规定弥补以前年度亏损; (二)按 10%比例提取公司法定公积金, 当法定公积金累计达到公司注册资本的 50%时, 可不再提取; (三)按 5%的比例提取法定公益金; (四)提取任意公积金; (五)按全体股东协商一致的決定进行分配, 公司以前年度未分配利润, 可与本年度利润一并分配。	9,686.92	23,300.00	8,615.20	
集团财务公司	公司当年利润, 先弥补以前年度的未弥补亏损。 税后利润, 按下列顺序分配: (一)按税后利润的百分之十提取法定公积金; (二)提取任意公积金; (三)提取一般(风险)准备金; (四)按投资者出资比例向投资者分配利润。	2,482.79	1,455.88	1,111.05	
湖北国瑞环保科技有限公司	各方应按其对公司注册资本已实缴的出资比例分配利润, 各方按上述比例以人民币为单位计算, 给予各方的利润以人民币支付。	49.33	174.55	374.79	
长电休宁	公司利润分配按照股东协议、《公司法》及其他有关法律、行政法规和国家有关国有资本收益管理规定执行。				暂无实际经营业务
合计		12,219.05	27,128.84	12,196.96	

注: 皖能铜陵 2021 年 6 月做出分配股利的股东会决议, 其中向电力集团分配利润 9,931.65 万元, 2022 年 8 月分配支付到位 4,900 万元, 剩余 5,031.65 万元未支付。因 2022 年煤价高位运行经营效益下滑, 2022 年 12 月, 皖能铜陵股东双方做出豁免分配股利的股东会决议, 电力集团同步冲回计提的应收股利。

电力集团各参股公司在公司章程未明确约定强制性分红要求, 主要系各企业根据业绩情况决策是否分红。报告期内, 电力集团参股公司向电力集团分红金额分别为 12,196.96 万元、 27,128.84 万元和 12,219.05 万元。

(五) 核查程序及结论

1. 核查程序

(1) 获取了电力集团及子公司的内部控制制度、财务管理制度和风险管控制度，访谈电力集团管理层，了解报告期内控制制度执行情况；

(2) 对联营企业实施审阅程序；

(3) 获取了电力集团控股子公司及参股公司的公司章程，了解其分红政策；获取电力集团控股子公司及参股公司实际分红时对应的决议及转账凭证/银行流水，核查实际分红金额。

2. 核查结论

经核查，我们认为：

(1) 报告期各期投资收益与下属公司经营情况和成果相匹配。报告期内投资收益波动较大主要系受原材料煤炭价格波动，导致联营企业业绩存在波动；

(2) 本次交易收购少数股权满足《监管规则适用指引——上市类第 1 号》相关要求；

(3) 各子公司已建立内部控制制度、财务管理制度和风险管控制度并有效执行，电力集团已建立完善的集团公司治理结构并保证子公司的规范运作，能够有效保护股东权益；

(4) 报告期内电力集团子公司的公司章程中未明确约定分红要求，主要系根据业绩情况决定是否分红，报告期内电力集团子公司分红情况较好。

四、关于固定资产、在建工程和无形资产

会计师核查以下事项并发表明确意见：(1) 房屋及建筑物的具体构成，包括地点、用途及各用途面积；区分机组的机器设备构成情况、用途、对应生产环节、设备投入时间、成新率等；房屋及建筑物、机器设备投入与产能、产量的匹配关系；(2) 电力集团针对固定资产和在建工程减值测试建立的相关内控措施，结合实际经营情况分析上述内控措施的有效性，是否能够及时发现并计提减值，各类资产减值准备计提是否充分；(3) 固定资产和无形资产折旧摊销政策，与同行业可比公司相比是否存在差异；(4) 在建工程各项目预算数及构成情况、实际金额及其变动情况、预计建设周期、实

际建设周期、工程累计投入占预算比例和工程进度，是否存在延期、延迟转固的情形及原因，转固后每期新增的折旧金额以及对公司经营业绩的影响；(5) 在建工程各项目主要工程和设备供应商的基本情况、采购内容、各期采购金额及占比，相关支出资金的付款对象和时间是否与合同约定、工程进度一致。(审核问询函问题 8)

(一)房屋及建筑物的具体构成，包括地点、用途及各用途面积；区分机组的机器设备构成情况、用途、对应生产环节、设备投入时间、成新率等；房屋及建筑物、机器设备投入与产能、产量的匹配关系；

1. 标的公司房屋及建筑物的具体构成

标的公司房屋及建筑物的构成情况如下：

项目	建筑面积(平方米)	建筑面积占比(%)	账面原值(万元)	原值占比(%)
煤炭开采	139,204.60	11.51	151,963.47	26.95
火电机组	232,550.51	19.22	102,160.73	18.12
其中：凤台电厂一期	88,913.37	7.35	41,583.51	7.37
洛河电厂二期	64,515.34	5.33	33,324.73	5.91
洛河电厂三期	79,121.80	6.54	27,252.49	4.83
火电发电机组配套工程	444,207.95	36.72	228,314.94	40.49
其中：凤台电厂一期(注)	6,835.00	0.56	28,960.42	5.14
洛河电厂二、三期	437,372.95	36.15	199,354.52	35.35
行政办公	102,741.20	8.49	36,202.21	6.42
职工宿舍及配套设施	174,069.69	14.39	27,358.28	4.85
仓储	92,462.72	7.64	14,007.33	2.48
光伏发电及配套设施	24,542.57	2.03	3,904.35	0.69
合计	1,209,779.24	100.00	563,911.31	100.00

注：凤台电厂一期的火电发电机组配套工程(如炉前平台、烟道支架等)并非按面积统计，导致统计面积较小

如上表所示，电力集团主要房屋及建筑物为煤炭开采相关设施(包括井巷工程)、火电机组、火电发电机组配套工程等，其中洛河电厂二、三期火电发电机组配套工程对比凤台电厂一期面积及金额投入高，主要系洛河电厂配套设施为洛河一至四期服务，其卸煤沟、煤棚煤场、铁路专用线等配套设施占地面积更大。

标的公司火电机组的装机量、单位容量、单位面积金额如下：

单位：万元

项目	装机量	机组面积	房屋建筑物成本	单位容量面积(MW/100平方米)	单位面积金额(万元/平方米)
凤台电厂一期	2×630MW	88,913.37	41,583.51	1.35	0.47
洛河电厂二期	2×320MW	64,515.34	33,324.73	0.99	0.52
洛河电厂三期	2×630MW	79,121.80	27,252.49	1.59	0.34

标的公司各火电机组面积较为合理，洛河电厂二期单位容量面积较低，主要是洛河电厂二期装机量较小，但仍有部分发电机组必备设施，导致单位容量面积低于其他火电机组。

报告期末，标的公司房屋及建筑物的地点、用途及各用途面积如下：

单位：万元

所属主体	房屋及建筑物名称	用途	位置	建筑面积(平方米)	房屋及建筑物原值
淮浙煤电有限责任公司凤台发电分公司（以下简称凤台电厂一期）	凤台电厂一期仓库	仓储	安徽省淮南市凤台县桂集镇园艺社区、凤凰镇高山社区凤台电厂	18,800.00	1,752.47
	凤台电厂一期行政办公楼	行政办公		9,542.66	4,885.94
	凤台电厂一期职工宿舍及配套设施	职工宿舍及配套设施		24,277.28	7,385.52
	凤台电厂一期火电机组	火电机组		88,913.37	41,583.51
	凤台电厂一期火电机组配套工程	火电发电机组配套工程		6,835.00	28,960.42
小计				148,368.31	84,567.86
淮浙煤电	淮浙煤电本部、杭州办公楼	行政办公	安徽省淮南市田家庵区洞山新村、浙江省杭州市上城区凤凰城	1,482.47	1,264.05
小计				1,482.47	1,264.05
淮浙煤电有限责任公司顾北煤矿（以下简称顾北煤矿）	顾北煤矿仓库	仓储	安徽省淮南市凤台县顾桥镇南圩村、童郢村顾北煤矿	69,934.81	11,826.83
	顾北煤矿煤炭开采配套工程	煤炭开采		139,204.60	151,963.47
	顾北煤矿行政办公楼	行政办公		69,363.45	24,871.34
	顾北煤矿职工宿舍及配套设施	职工宿舍及配套设施		117,416.94	17,022.14
小计				395,919.80	205,683.77

所属主体	房屋及建筑物名称	用途	位置	建筑面积(平方米)	房屋及建筑物原值
电力集团	分布式光伏发电及配套设施	光伏发电及配套设施	安徽省淮南市八公山区	24,542.57	3,904.35
	行政办公楼	行政办公		920.15	64.33
小计				25,462.72	3,968.68
洛河发电	洛河发电仓库	仓储	安徽省淮南市大通区洛河镇洛河电厂	1,464.61	110.12
	洛能发电机组及配套设施	火电发电机组配套工程		73,733.63	49,992.07
	洛河发电行政办公楼	行政办公	安徽省合肥市经济引针路66号、安徽省淮南市田家庵区	8,022.99	1,458.01
	洛河发电职工宿舍及配套设施	职工宿舍及配套设施	安徽省淮南市大通区洛河镇洛河电厂、安徽省淮南市田家庵区	32,375.47	2,950.62
小计				115,596.70	54,510.82
洛能发电	洛河电厂二期火电机组	火电机组	安徽省淮南市大通区洛河镇洛河电厂	64,515.34	33,324.73
	洛河电厂三期火电机组	火电机组		79,121.80	27,252.49
	洛能发电行政办公楼	行政办公		13,409.48	3,658.54
	洛能发电仓库	仓储		2,263.30	317.91
	洛能发电火电机组配套设施	火电发电机组配套工程		363,639.32	149,362.45
小计				522,949.24	213,916.12
合计				1,209,779.24	563,911.31

注：煤炭开采含井巷工程

注：凤台新能源光伏发电主要系煤炭沉陷区域水上漂浮光伏电站，无房屋建筑物，故未纳入统计，光伏电站占地面积为：水面为5300亩，升压站为4802.4平方米。

注：洛河发电火电发电机组配套工程，系配套用于洛能发电所属洛河电厂二期火电机组、洛河电厂三期火电机组及已经关停的洛河一期火电机组。

2. 机组机器设备构成情况

(1) 火力发电业务机器设备构成

报告期末，电力集团在产各火力机组的机器设备原值分类占比如下：

单位：万元

项目	凤台电厂一期	洛河电厂二期	洛河电厂三期	洛河电厂二期、三期共用(注2)	合计	占比(%)
锅炉	123,390.02	52,977.63	118,161.91		294,529.55	31.86
汽轮机	92,237.93	41,941.43	99,319.84		233,499.20	25.26
脱硫脱硝(注1)	19,718.83		555.56		20,274.39	3.14
发电机	18,743.32	7,654.99	21,466.31		47,864.62	5.18
除尘除灰渣系统	14,074.31	13,749.48	18,552.66		46,376.45	5.02
其他生产配套设备	54,136.20	63,007.77	146,552.43	18,078.06	281,774.46	29.54
合计	322,300.60	179,331.31	404,608.71	18,078.06	924,318.68	100.00

注1：洛河电厂二期和洛河电厂三期基本无脱硫脱硝设备，主要系洛河电厂二期和洛河电厂三期脱硫脱硝委托中国大唐集团有限公司下属公司进行；

注2：洛河电厂二期、三期共用设备主要包括除灰管道、220KV 升压站 GIS 主设备等

报告期末，电力集团火电发电机器设备主要为锅炉、汽轮机、发电机等，各主体差异较小。

2) 报告期末，标的公司火电业务单位装机投入如下：

单位：万元

项目	凤台电厂一期	洛河电厂二期	洛河电厂三期
装机量	2×630MW	2×320MW	2×630MW
三大主机设备投入金额	234,371.27	102,574.05	238,948.06
其他生产配套设备投入金额	87,929.33	76,757.26	165,660.65
合计投入金额	322,300.60	179,331.31	404,608.71
三大主机设备单位投入(万元/MW)	186.01	160.27	189.64
其他生产配套设备单位投入(万元/MW)	69.79	119.93	131.48
单位投入(万元/MW)	255.79	280.21	321.12

注 1：三大主机指火电机组的三大核心设备锅炉、汽轮机及发电机

注 2：单位投入=设备投入总额/装机量

标的公司凤台电厂一期和洛河电厂三期三大主机单位投入金额分别为 186.01 万元/MW 和 189.64 万元/MW，两者接近，主要系两者装机量相同，都是 2×630MW 机组，并且建设时间接近，洛河电厂三期于 2007 年建设完成，凤台电厂一期于 2008 年建设完成。而洛河电厂二期建设时间较早，于 1999 年完成，当时物价水平较低，故投入金额低于凤台电厂一期和洛河电厂三期。

洛河电厂二期和三期其他生产配套设备单位投入分别为 119.93 万元/MW 和 131.48 万元/MW，高于凤台电厂一期的 69.79 万元/MW，一方面系洛河一期虽然已经关闭，但是部分生产配套设备与洛河二、三期共用，该部分资产在洛河一期拆除后，仍在继续使用，归属于洛河二、三期；另一方面，洛河电厂时间建设时间较早，生产配套设备在使用期限到期后，需重新购置，导致机器设备累计投入增加。

3) 报告期内，标的公司火电业务各机组发电量如下：

项目	项目	2024 年 1-11 月	2023 年度	2022 年度
装机容量(万千瓦)	凤台电厂一期	126.00	126.00	126.00
	洛河电厂二期	64.00	64.00	
	洛河电厂三期	126.00	126.00	
发电量(万千瓦时)	凤台电厂一期	583,269.94	588,783.03	653,886.97
	洛河电厂二期	302,579.00	163,743.00	
	洛河电厂三期	578,868.00	240,945.00	
发电利用小时数(h)	凤台电厂一期	4,629.13	4,672.88	5,189.58
	洛河电厂二期	4,727.80	6,140.36	
	洛河电厂三期	4,594.19	4,589.43	
机器设备发电量单位投入(万元/万千瓦时)	凤台电厂一期	0.55	0.55	0.49
	洛河电厂二期	0.59	0.46	
	洛河电厂三期	0.70	0.70	

注 1：发电量单位投入(万元/万千瓦时)=各机组机器设备投入金额/发电量(万千瓦时)

注 2：2024 年 1-11 月利用小时数及发电量单位投入未年化，洛河电厂二期和洛河电厂三期 2023 年度利用小时数及发电量单位投入为 2023 年 8-12 月年化后数据

凤台电厂一期机器设备发电量单位投入较洛河电厂二、三期较高，主要系洛河电厂二、三期与洛河电厂一期共用设备，该部分设备在洛河电厂一期拆除后，仍在洛河电厂二、三期使用，导致洛河电厂二、三期其他生产配套整体投入高于凤台电厂一期。

洛河电厂二期机器设备发电量单位投入在 2024 年度上升，主要系发电利用小时数下降。洛河电厂一期关停时，由于部分电路和管道线路重合，出于安全性考虑，洛河电厂二期也配停一段时间。

发电利用小时数分析详见本题“(二)2(1)电力业务经营情况”。

(2)各火力发电主体机器设备各生产环节设备成新率、设备投入时间情况

报告期末，电力集团在产火电机组的机器设备各生产环节设备成新率、设备投入时间情况如下：

1)洛河电厂二期机组机器设备构成情况

单位：万元

生产环节	成新率	固定资产原值	设备投入时间
除尘除灰渣系统		13,749.48	1999年
发电机		7,655.00	1999年
锅炉	4.28%	52,977.62	1999年
汽轮机	2.48%	41,941.43	1999年、2007年
其余配套设施	8.99%	63,007.78	1999年、2008年、2014年、2015年、2017年和2021年
总计	5.01%	179,331.31	

注：设备投入时间仅列示主要设备投入时间，下同

2)洛河电厂三期机组机器设备构成情况

单位：万元

生产环节	成新率	固定资产原值	设备投入时间
除尘除灰渣系统	18.56%	18,552.66	2007-2009年
发电机	14.81%	21,466.31	2007年
锅炉	24.56%	118,161.90	2006年、2007年、2011年、2017年、2018年和2023年
汽轮机	24.62%	99,319.86	2007年和2023年
脱硫脱硝	0.59%	555.56	2016年
其余配套设施	15.19%	146,552.42	2007年、2008年、2014年、2015年、2022年和2023年
总计	20.36%	404,608.71	

3)凤台电厂一期机组机器设备构成情况

单位：万元

生产环节	成新率	固定资产原值	设备投入时间
除尘除灰渣系统	-	14,074.31	2008年

生产环节	成新率	固定资产原值	设备投入时间
发电机	0.01%	18,743.32	2008年、2009年
锅炉	2.49%	123,390.02	2008年、2012年、2013年、2015年
汽轮机	2.38%	92,237.93	2008年、2009年和2020年
脱硫脱硝	15.93%	19,718.83	2008年、2015年和2022年
其余配套设施		54,136.20	2008年、2009年
总计	2.61%	322,300.60	

报告期末，各火力发电主体机器设备各生产环节设备成新率较低，主要是设备投入时间较早所致，洛河电厂三期成新率较高，主要是洛河电厂三期于2023年进行5号机组综合升级改造，对相关发电设备进行更新，具备合理性。

3. 房屋及建筑物、机器设备投入与产能、产量的匹配关系

业务板块	具体项目	计量单位	2024年11月末/2024年1-11月	2023年末/2023年度	2022年末/2022年度
煤炭业务板块	房屋及建筑物原值	万元	205,683.77	205,628.14	202,584.41
	房屋及建筑物原值占比	%	36.47	34.81	69.29
	机器设备原值	万元	252,190.49	229,227.24	222,852.93
	机器设备原值占比	%	19.86	17.17	39.40
	煤炭产能	万吨	400.00	400.00	400.00
	煤炭产量	万吨	364.95	399.97	376.67
发电业务板块	房屋及建筑物原值	万元	356,963.48	379,872.93	88,536.79
	房屋及建筑物原值占比	%	63.30	64.31	30.28
	机器设备原值	万元	1,017,292.38	1,082,810.15	342,469.75
	机器设备原值占比	%	80.10	81.12	60.55
	电力业务装机容量	MW	3,373.41	4,006.65	1,306.98
	单位装机容量对应机器设备原值(注2)	万元/MW	301.56	270.25	262.03
	发电量	亿度	149.74	100.37	65.82
煤炭和发电业务合计	房屋及建筑物原值合计		562,647.26	585,501.07	291,121.20
	房屋及建筑物原值合计占比		99.78	99.11	99.57
	机器设备原值合计		1,269,482.87	1,312,037.39	565,322.68
	机器设备原值合计占比		99.96	98.30	99.94

注1：2023年12月，电力集团向淮河能源出售原子公司潘集发电100%股权，为保持可比性，2023年度、2022年度数据已剔除潘集发电

注2：单位装机容量对应机器设备原值=机器设备原值/电力业务装机容量

报告期内，标的公司煤炭业务房屋建筑物变化较小，与产能和产量变动匹配；其中煤炭开采房屋建筑物主要包括顾北矿井巷工程、矿井建筑物及矿下风井井筒等煤炭开采相关设施，原煤仓、储煤仓、矸石仓、冲洗池及煤泥干湿棚等洗、选煤建筑物，和铁路专用线、铁路立交函等煤炭运输建筑物，非煤炭开采建筑物主要系员工宿舍，办公楼及仓库。

标的公司煤炭开采业务机器设备在报告期内有所增加，2024年11月末较2023年12月末增加22,963.25万元，系标的公司为满足煤炭安全生产要求，对生产设备进行更新改造。其中放顶煤液压支架等关键支护设备新增10,116.03万元，综合采掘智能化控制系统、采煤机及刮板输送机等其他开采设备新增12,847.22万元。

电力集团电力业务房屋建筑物和机器设备2023年末原值大幅度上升，主要系电力集团分别于2023年8月和2023年12月收购洛能发电和洛河发电，相关电力资产纳入合并范围所致，与产能和产量变动匹配。报告期内，电力集团单位装机容量对应机器设备原值分别为262.03万元/MW、270.25万元/MW和301.56万元/MW，2024年度有所上升，主要是单位投资较低的洛河电厂一期于2024年关停拆除，而其余电厂单位投资较高，2024年度单位装机容量对应机器设备原值有所上升。

洛河电厂一期于1986年建设完成、洛河电厂二期于1999年建设完成、洛河电厂三期于2007年建设完成，凤台电厂一期于2008年建设完成。洛河电厂一期建设时间远早于标的公司其他火力发电项目，基于当时物价水平，其投资成本低于洛河电厂二期、洛河电厂三期及凤台电厂一期。故拆除洛河电厂一期后，2024年度单位装机容量对应机器设备原值有所上升。

(二) 电力集团针对固定资产和在建工程减值测试建立的相关内控措施，结合实际经营情况分析上述内控措施的有效性，是否能够及时发现并计提减值，各类资产减值准备计提是否充分

1. 固定资产和在建工程减值测试相关内控措施

电力集团固定资产和在建工程减值测试相关内控措施如下：

(1) 根据《电力公司基本建设项目财务管理暂行办法》，建设项目部应定期或者至少于每年年末，对基本建设项目进行全面检查，如果存在下列情况的，应当计

提减值准备：长期停建并且预计在未来 3 年内不会新开工的在建工程；所建项目无论在性能上，还是在技术上已经落后，并且给企业带来的经济利益具有很大的不确定性；其他足以证明在建工程已经发生减值的情形。

标的公司严格遵守国家能源局、安徽省能源局对煤电、煤炭行业落后淘汰产能的规定，对国家能源局、安徽省能源局认定的落后淘汰产能作为性能或者技术上已经落后的标准。根据《国家能源局关于下达 2022—2025 年煤电行业先立后改淘汰落后产能目标任务(第一批)的通知》(国能发电力〔2022〕85 号)，标的公司在建、在用煤电产能无落后产能情况。2017 年 6 月，原安徽省经信委核定顾北煤矿生产能力为 400 万吨/年(皖经信煤炭函〔2017〕885 号)，截至报告期末，标的公司煤炭产能无落后淘汰情况。

(2)根据《淮河能源控股集团固定资产管理办法》第二十一条规定，各单位应在每年末对固定资产逐项进行检查，可收回价值低于其账面价值的，应当计提减值准备，确认固定资产减值损失。

2. 实际经营情况、内控措施的有效性与各类资产减值准备计提情况

(1) 电力业务经营情况

报告期内，电力集团主要发电主体的利用小时数如下：

发电利用小时数(h)		2024 年 1-11 月	2023 年度	2022 年度
火力发电	淮浙煤电(凤台电厂一期)	4,629.13	4,672.88	5,189.58
	洛河电厂二期	4,727.80	6,140.36	
	洛河电厂三期	4,594.19	4,589.43	
新能源发电	凤台新能源	1,077.49	212.39	

注：2024 年 1-11 月利用小时数未年化，洛河电厂二期和洛河电厂三期 2023 年度利用小时数为 2023 年 8-12 月年化后数据

2023 年度，淮浙煤电利用小时数低于 2022 年度，主要是凤台电厂一期 2 号机组自 2023 年 3 月至 2023 年 5 月 11 日完成机组 A 级检修，发电量少于往年，2024 年 1-11 月发电量恢复正常。

2024 年 1-11 月，洛河电厂二期利用小时数下降、而洛河电厂三期利用小时数上升，主要系洛河电厂一期关停时，由于部分电路和管道线路重合，出于安全性考虑，洛河电厂二期也配停一段时间，期间内洛河电厂三期承担了相应发电负荷。

2024年1-11月，凤台新能源发电量大幅上升，主要系丁集矿采煤沉陷区一期20万千瓦光伏电站项目于2023年12月正式并网，2024年度全年发电。

标的公司除洛河电厂一期于2024年2月停产外，主要发电主体利用小时数保持较高水平，相关资产运行稳定，未见减值迹象。

(2) 煤炭销售情况

报告期内，电力集团煤炭生产情况具体如下：

项目	2024年1-11月	2023年度	2022年度
核定产能(万吨/年)	400.00	400.00	400.00
产量(万吨)	364.95	399.97	376.67

标的公司煤炭业务产量和核定产能稳定，产能利用率高，相关资产运行情况良好，未见减值迹象。

(3) 各类资产减值准备计提情况

报告期各期末，固定资产和在建工程减值准备计提情况如下：

单位：万元

时间	固定资产				在建工程	合计
	房屋及建筑物	机器设备	运输工具	其他		
2022年12月31日						
本期增加	4,690.42	11,211.40	3.24	558.71	234.19	16,697.97
1) 计提	555.66					555.66
2) 企业合并增加	4,134.76	11,211.40	3.24	558.71	234.19	16,142.30
2023年12月31日	4,690.42	11,211.40	3.24	558.71	234.19	16,697.97
本期增加						
1) 计提	516.10	579.07	5.62	31.21		1,131.99
本期减少		6,992.13				6,992.13
1) 处置或报废		6,992.13				6,992.13
2024年11月30日	5,206.51	4,798.34	8.86	589.92	234.19	10,837.83

2022年末，标的公司长期资产未计提减值准备。

2023年12月末，标的公司长期资产减值准备余额为16,697.97万元，其中因收购洛能发电、洛河发电而导致长期资产减值准备余额增加16,142.31万元，该

项减值发生在标的公司收购洛能发电、洛河发电之前；在收购洛能发电之后，标的公司根据《电力公司基本建设项目财务管理暂行办法》，于2023年年末对长期资产进行全面检查，发现洛能发电租赁的上窖镇三角湾小三角灰场处于闲置状态，且后续无使用计划，故洛能发电准备停止租赁相关资产。因为预计在上窖镇三角湾小三角灰场建造的房屋及建筑物，在未来期间无法给企业带来的经济利益，故对其房屋及建筑物净值全额计提减值准备，金额为555.66万元。

2024年11月末，标的公司长期资产减值准备余额为10,837.83万元，其中因固定资产达到使用年限，报废处置导致长期资产减值准备余额减少金额为6,992.13万元；标的公司根据《电力公司基本建设项目财务管理暂行办法》，对长期资产进行全面检查，因建设洛能四期项目，拆除了部分洛能发电所属生产办公楼、及所属的办公设备和生产设备，故对拆除资产全额计提减值准备，计提金额为1,131.99万元。

除已经计提减值准备的固定资产和在建工程外，电力集团不存在长期停建并且预计在未来3年内不会新开工的在建工程；或是在性能上或在技术上已经落后，并且给企业带来的经济利益具有很大不确定性的固定资产，相关长期资产减值准备计提充分。

综上所述，标的公司经营状态良好，各类资产为企业带来足够预期经济利益，减值准备计提充分，标的公司固定资产和在建工程减值测试相关内控措施有效。

(三) 固定资产和无形资产折旧摊销政策，与同行业可比公司相比是否存在差异

1. 固定资产折旧政策

标的公司于同行业可比公司的固定资产折旧政策对比如下：

(1) 房屋建筑物

可比公司	房屋建筑物		
	折旧/摊销年限(年)	净残值率(%)	年折旧/摊销率(%)
标的公司	25-50	0-5	1.90-4.00
皖能电力	10-45	0-5	2.11-10.00
苏能股份	10-50	0-5	2.00-10.00
陕西能源	5-50	0-5	1.90-20.00

可比公司	房屋建筑物		
	折旧/摊销年限(年)	净残值率(%)	年折旧/摊销率(%)
内蒙华电	8-30	0-5	3.23-12.13
新集能源	10-50	5.00	1.90-9.50

可比公司房屋建筑物最低摊销年限为 5 至 10 年，主要系简易房、临时工棚、可拆卸活动板房等特殊房屋建筑物折旧年限。由于其实际使用寿命远低于标准厂房，所以摊销年限较低。公司账面无此类型房屋建筑物，故折旧及摊销年限下限较高。

(2) 机器设备

可比公司	机器设备		
	折旧/摊销年限(年)	净残值率(%)	年折旧/摊销率(%)
标的公司	5-30	3-5	3.17-19.40
皖能电力	20-30	0-3	3.23-5.00
苏能股份	2-30	0-5	3-50
陕西能源	5-30	0-5	3.17-20.00
内蒙华电	7-30	3-5	3.17-13.86
新集能源	3-22	5.00	4.32-31.67

(3) 运输工具

可比公司	运输工具		
	折旧/摊销年限(年)	净残值率(%)	年折旧/摊销率(%)
标的公司	10-12	3-5	7.92-9.70
皖能电力	10-18	5.00	5.28-9.50
苏能股份	5-14	0-5	7-20
陕西能源	4-10	0-5	9.50-25.00
内蒙华电	8-15	3-5	6.33-12.13
新集能源	5-12	3-5	7.92-19.40

(4) 其他资产

可比公司	其他资产		
	折旧/摊销年限(年)	净残值率(%)	年折旧/摊销率(%)
标的公司	5-18	3-5	5.28-19.40
皖能电力	5-15	0-5	6.33-20.00

可比公司	其他资产		
	折旧/摊销年限(年)	净残值率(%)	年折旧/摊销率(%)
苏能股份	2-21	0-5	5-50
陕西能源	3-20	0-5	5.00-33.00
内蒙华电	5-10	0-3	12.13-20.00
新集能源	5-15	3-5	6.33-19.40

(5) 弃置费用

可比公司	弃置费用		
	折旧/摊销年限(年)	净残值率(%)	年折旧/摊销率(%)
标的公司	23.00	0.00	4.35
皖能电力	不适用	不适用	不适用
苏能股份	不适用	不适用	不适用
陕西能源	可开采年限	不适用	不适用
内蒙华电	不适用	不适用	不适用
新集能源	5-15	3-5	6.33-19.40

根据《企业会计准则第4号——固定资产》规定，弃置费用是指根据国家法律、行政法规或国际公约要求，企业承担的环境恢复与生态治理义务的支出，需以现值计入固定资产成本，按相关固定资产的预计使用寿命或法定义务期限进行摊销。标的公司和同行业公司弃置费用均是煤炭开采而发生的环境恢复与治理费用，折旧年限取于矿山地质环境保护与土地复垦方案为矿山服务的年限。

标的公司弃置费用为淮浙煤电有限责任公司顾北煤矿煤炭开采而发生的环境恢复与治理费用，矿山地质环境保护与土地复垦方案服务年限为生产期、基本稳沉时间加管护期。标的公司在确认服务年限时，顾北煤矿矿井采矿许可证剩余服务时间为19年、基本稳沉时间和管护期合计为4年，故为弃置费用摊销年限为23年。

标的公司与同行业公司弃置费用折旧年限不同，系各公司基于当地环保政策、拥有矿权的可开采年限，所确认的矿山地质环境保护与土地复垦方案年限不同而产生，其摊销年限均是按矿山地质环境保护与土地复垦方案年限确认，不存在显著差异。

2. 无形资产摊销年限

标的公司于同行业可比公司的无形资产摊销政策对比如下：

(1) 土地使用权

可比公司	土地使用权		
	折旧/摊销年限(年)	净残值率(%)	年折旧/摊销率(%)
标的公司	50.00	0.00	2.00
皖能电力	20-50	0.00	2.00-5.00
苏能股份	30-50	0.00	2.00-3.34
陕西能源	50-70	0.00	1.43-2.00
内蒙华电	未披露		
新集能源	产量法		

(2) 软件

可比公司	软件		
	折旧/摊销年限(年)	净残值率(%)	年折旧/摊销率(%)
标的公司	3-10	0.00	10.00-33.33
皖能电力	3-5	0.00	20.00-33.3
苏能股份	2-10	0.00	10.00-50.00
陕西能源	2-10	0.00	10.00-50.00
内蒙华电	未披露		
新集能源	3-10	0.00	10.00-33.4

(3) 采矿权

可比公司	摊销方法
标的公司	产量法
皖能电力	不适用
苏能股份	产量法
陕西能源	矿井投产后，大型煤矿按30年平均摊销
内蒙华电	未披露
新集能源	产量法

综上，标的公司固定资产和无形资产折旧摊销政策基本一致，不存在较大差异。

(四) 在建工程各项目预算数及构成情况、实际金额及其变动情况、预计建设周期、实际建设周期、工程累计投入占预算比例和工程进度，是否存在延期、延迟转固的情形及原因，转固后每期新增的折旧金额以及对公司经营业绩的影响

报告期各期末，电力集团主要在建工程账面金额如下：

单位：万元

项目	所属公司	2024年11月末	2023年末	2022年末
潘集电厂二期项目	潘集发电分公司	297,625.07	127,116.97	
谢桥电厂项目	谢桥发电	179,153.40	78,623.81	
洛河电厂四期项目	洛河发电	10,355.96		
顾北安全改造项目	顾北煤矿	25,143.13	4,479.47	
潘集电厂一期项目	潘集发电分公司			245,341.79
丁集矿采煤沉陷区一期20万千瓦光伏电站项目	凤台新能源			9,245.37
洛河二、三期升级改造项目	洛能发电	6,923.80	6,452.93	
分布式光伏项目	电力集团	5,583.75	6,289.40	7,759.68
凤台一期机组改造工程	淮浙煤电有限责任公司凤台发电分公司	2,441.35	1,136.79	262.8
其他		1,747.83	1,608.52	794.61
合计		528,974.28	225,707.88	263,404.25

报告期内，电力集团主要在建工程包括潘集电厂二期项目、谢桥电厂项目、洛河电厂四期项目、顾北安全改造项目、潘集电厂一期项目和丁集矿采煤沉陷区一期20万千瓦光伏电站项目，其中潘集电厂一期项目已于2023年12月出售，不作进一步分析，其余主要项目分析如下：

1. 谢桥电厂项目

(1) 预算数及进度情况

单位：万元

谢桥电厂项目	建筑工程	安装工程	设备投资	技术服务	其他	合计
预算金额	122,185.00	114,042.00	271,308.00	10,936.00	71,210.00	589,681.00

谢桥电厂项目系安徽淮河能源谢桥发电有限公司在安徽颍上县建设的坑口煤电一体化项目，位于谢桥煤矿附近，采用2×660MW超超临界燃煤机组。

报告期内，谢桥电厂项目的实际金额及其变动情况、各期工程累计投入占预算比例和工程进度等情况列表如下：

单位：万元

总预算数	时间	工程累计投入占预算比例 (%)	期末工程进度 (%)	期初数	本期增加	转入固定资产	期末数
------	----	-----------------	------------	-----	------	--------	-----

总预算数	时间	工程累计投入占预算比例 (%)	期末工程进度 (%)	期初数	本期增加	转入固定资产	期末数
589,681.00	2024 年 1-11 月	30.44	30.44	78,623.81	100,619.63	90.03	179,153.41
	2023 年度	13.37	13.37		78,851.92	228.11	78,623.81

注：鉴于电厂建设项目规模大、构成复杂、不同构成项目进度差异显著，其工程进度通常以累计投资占预算总量的比例来量化。

(2) 预计建设周期、实际建设周期

谢桥电厂 2×660MW 火力发电项目于 2023 年 9 月 25 日正式开工，预计建设期间为 24 个月。截至 2024 年 11 月，项目七通一平工程已经完工，主体工程施工进展为 50%三大主机部分到货，配套设施正在安装。

(3) 项目转固情况

单位：万元

项目名称	2024 年 1-11 月	2023 年度
当期转固金额	90.03	228.11
累计转固后每期新增折旧金额	34.74	4.55

报告期内，谢桥电厂目前已转固在建工程为办公设备、运输设备，不存在延期、延迟转固的情形。

2. 丁集矿采煤沉陷区一期 20 万千瓦光伏电站项目

(1) 预算数及进度情况

单位：万元

丁集矿沉陷光伏电站	建筑工程	安装工程	设备投资	其他	合计
预算金额	4,128.00	11,347.00	63,255.00	11,270.00	90,000.00

丁集矿采煤沉陷区一期 20 万千瓦光伏电站项目系凤台新能源在丁集矿采煤沉陷区，采用漂浮式光伏技术建设的光伏电站项目。

报告期内，丁集矿采煤沉陷区一期 20 万千瓦光伏电站项目的实际金额及其变动情况、各期工程累计投入占预算比例和工程进度等情况，列表如下：

单位：万元

总预算数	时间	工程累计投入占预算比例 (%)	期末工程进度 (%)	期初数	本期增加	转入固定资产	期末数
------	----	-----------------	------------	-----	------	--------	-----

总预算数	时间	工程累计投入占预算比例 (%)	期末工程进度 (%)	期初数	本期增加	转入固定资产	期末数
90,000.00	2023 年度	75.13	100.00	9,245.37	58,367.25	67,612.62	
	2022 年度	10.34	10.34		9,307.17	61.80	9,245.37

受光伏组件价格下降影响，公司采购开支下降，导致工程实际投入低于原预算。

(2) 预计建设周期、实际建设周期

丁集矿采煤沉陷区一期 20 万千瓦光伏电站项目于 2022 年 9 月 23 日正式开工建设，2023 年 12 月 22 日完成全容量并网发电，于 2023 年 12 月全额转固。预计建设周期为 15 月，实际建设周期为 15 月，不存在延期、延迟转固的情形。

(3) 项目转固情况

单位：万元

项目名称	2024 年 1-11 月	2023 年度	2022 年度
当期转固金额		67,612.62	61.80
累计转固后每期新增折旧金额	3,087.99	442.27	1.45

3. 洛河电厂四期项目

(1) 预算数及构成情况

单位：万元

淮南洛河电厂四期	建筑工程	安装工程	设备投资	其他	合计
预算金额	175,565.00	145,068.00	376,347.00	60,020.00	757,000.00

洛河电厂四期项目系淮南洛河发电有限责任公司，在退役的洛河一期机组原址上扩建 2×1000MW 煤电项目。

报告期内，上述项目的实际金额及其变动情况、各期工程累计投入占预算比例和工程进度等情况，列表如下：

单位：万元

总预算数	时间	工程累计投入占预算比例 (%)	期末工程进度 (%)	期初数	本期增加	转入固定资产	期末数
757,000.00	2024 年 1-11 月	1.38	1.38		10,424.94	68.98	10,355.96

(2) 预计建设周期、实际建设周期

洛河电厂四期项目于2024年9月5日开工，预计建设周期为2年。截止至2024年11月末，项目七通一平工程进度为20%，主体工程尚未开工，三大机组尚未到货。目前已转固在建工程为办公设备，不存在延期、延迟转固的情形。

(3) 项目转固情况

单位：万元

项目名称	2024年1-11月
当期转固金额	68.98
累计转固后每期新增折旧金额	3.81

4. 潘集电厂二期项目

(1) 预算数及构成情况

单位：万元

淮南潘集电厂二期	建筑工程	安装工程	设备投资	其他	合计
预算金额	110,542.00	99,066.00	264,020.00	100,372.00	574,000.00

潘集电厂二期项目系淮河能源电力集团有限责任公司潘集发电分公司，在安徽架河镇建设的坑口煤电一体化项目，采用2×660MW超超临界燃煤机组。

报告期内，上述项目的实际金额及其变动情况、各期工程累计投入占预算比例和工程进度等情况，列表如下：

单位：万元

总预算数	时间	工程累计投入占预算比例(%)	期末工程进度(%)	期初数	本期增加	转入固定资产	期末数
574,000.00	2024年1-11月	51.91	51.91	127,116.97	170,829.12	321.02	297,625.07
	2023年度	22.15	22.15	31,781.15	95,335.81		127,116.97

(2) 预计建设周期、实际建设周期

淮南潘集电厂二期项目于2023年6月27日开工，预计建设周期为2年。截止至2024年11月，七通一平工程已完成80%，主体工程已完成50%，三大机组部分到货。已转固在建工程为办公设备，不存在延期、延迟转固的情形。

(3) 项目转固情况

单位：万元

项目名称	2024年1-11月
------	------------

项目名称	2024年1-11月
当期转固金额	321.02
累计转固后每期新增折旧金额	14.32

5. 顾北煤矿安全改造项目

(1) 预算数及构成情况

单位：万元

项目	矿建工程	土建工程	安装工程	更新改造设备	其它工程	合计
2024年度顾北安全生产工程		1,450.00	520.00	28,838.00	360.00	31,168.00
2023年度顾北安全生产工程		4,941.00	190.00	29,704.80	392.00	35,227.80
2022年度顾北安全生产工程	270.90	444.33	2,711.98	33,417.12	749.39	37,593.72
顾北二水平延深及安全改建工程	71,510.40	15,857.85	15,888.88	24,301.18	68,755.20	196,313.51

报告期内，上述项目的实际金额及其变动情况、各期工程累计投入占预算比例和工程进度等情况，列表如下：

项目	总预算数(万元)	时间	工程累计投入占预算比例(%)	期末工程进度(%)	期初数	本期增加	转入固定资产	期末数
2024年度顾北安全生产工程	31,168.00	2024年1-11月	87.85	87.85	422.30	27,382.30	27,161.87	642.73
2023年度顾北安全生产工程	35,227.80	2023年度	46.56	46.56		16,401.42	15,979.13	422.30
2022年度顾北安全生产工程	37,593.72	2022年度	100.00	100.00	6,170.35	43,143.11	49,313.46	
顾北二水平延深及安全改建工程	196,313.51	2024年1-11月	12.48	12.48	4,057.17	20,443.24		24,500.41
		2023年度	2.07	2.07		4,057.17		4,057.17

(2) 预计建设周期、实际建设周期

顾北安全生产工程按年度编制预算，根据实际经营情况投入，大部分于当年度转入固定资产。2023年度工程投入未达预算金额，未投入项目已转入2024年度预算。

顾北二水平延深及安全改建工程自2023年度开工，项目预计建设期间为5年，预计2028年投入使用，截至2024年11月，第二副井井筒检查孔工程、第二副井基岩段地面预注浆工程处于竣工验收阶段，井下巷道进尺1,466米，第二副井井筒冻结

工程开始积极冻结，项目仍处于建设时间，未有资产转固。

(3) 项目转固情况

单位：万元

项目名称	2022 年度	2023 年度	2024 年 1-11 月
当期转固金额	49,313.46	15,979.13	27,161.87
累计转固后每期新增折旧金额	3,674.80	7,744.54	9,408.69

6. 新增折旧对公司经营业绩的影响

(1) 重要在建工程转固后预计新增折旧情况

单位：万元

项目名称	2024 年 12 月	2025 年度	2026 年度	2027 年度	2028 年度	2029 年度
丁集矿采煤沉陷区一期 20 万千瓦光伏电站项目	280.66	3,368.66	3,368.66	3,368.66	3,368.66	3,368.66
洛河电厂四期项目	0.35	0.35	0.35	35,957.50	35,957.50	35,957.50
谢桥电厂项目	3.16	4,706.21	28,009.85	28,009.85	28,009.85	28,009.85
潘集电厂二期项目	1.19	6,830.57	27,279.32	27,279.32	27,279.32	27,279.32
顾北二水平延深及安全改建工程						4,545.00
合计	285.36	14,905.78	58,658.17	94,615.32	94,615.32	99,160.32

洛河电厂四期项目预计 2026 年底完工，2027 年度正式运行。根据中国电力工程顾问集团华东电力设计院有限公司出具的《淮南洛河电厂四期 2X1000MW 煤电项目可行性研究》，工程经济使用年限为 20 年，残值率为 5%。按项目预算金额 75,7000 万元作为投资总额，计算预计转固后折旧。

潘集电厂二期项目已于 2025 年 7 月 28 日正式投产。根据中国电力工程顾问集团华东电力设计院有限公司出具的《淮南矿业集团潘集电厂二期 2×660MW 超超临界燃煤机组工程可行性研究总报告》，潘集电厂二期项目工程经济使用年限为 20 年，残值率为 5%。按项目预算金额 574,000.00 万元作为投资总额，计算预计转固后折旧。

谢桥电厂项目预计 2025 年投入运行。根据中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限公司、中国能源建设集团安徽省电力设计院有限公司出具的《淮河能源控股集团谢桥电厂 2X660MW 超超临界燃煤机组发电项目可研性报告总报告》，谢桥电厂项目工程经济使用年限为 20 年，残值率为 5%。按项目预算金额 589,681.00 万元作为投资总额，计算预计转固后折旧。

顾北二水平延深及安全改建工程预计 2028 年完工，2029 年投入使用，根据煤炭工业合肥设计研究院有限责任公司出具的《顾北煤矿安全改建及二水平延深工程可行性研究报告》，预计 2029 年进入生产期，生产期内工程设备折旧为 4,545.00 万元。

2025 年度-2029 年度，电力集团主要在建项目预计新增折旧金额分别为 14,905.78 万元、58,658.17 万元、94,615.32 万元、94,615.32 万元和 99,160.32 万元。根据相关项目可行性研究报告，电力集团在建电厂的预测折旧、预测销售收入及净利润情况如下(下表不构成对标的公司盈利预测)：

	洛河电厂四期	潘集电厂二期	谢桥电厂	合计
利用小时数	4,500.00	4,500.00	4,500.00	
预测上网电量(万度)	900,000.00	567,000.00	567,000.00	2,034,000.00
预测电价(元/度)	0.35	0.35	0.35	0.35
预测销售收入(万元)	315,000.00	198,450.00	198,450.00	711,900.00
预测折旧(万元)	35,957.50	27,279.32	28,009.85	91,246.67
预测折旧占预测销售收入的比例	11.42%	13.75%	14.11%	12.82%
资本金净利润率	10.58%	9.41%	9.08%	
资本金	151,431.40	114,800.00	117,936.20	384,167.60
预测净利润	16,021.44	10,802.68	10,708.61	37,532.73

注：预测电价和预测利用小时参考可行性研究报告最低水平，预测净利润=资本金*可行性研究报告资本金净利润率

报告期内，谨慎预测上述项目销售收入合计为 711,900.00 万元，预测折旧合计数占预测销售收入的比例为 12.82%，占比较小，同时，根据预测净利润情况，预计上述项目盈利情况良好，新增折旧不会对盈利能力造成重大不利影响。

(2) 火力发电投资情况及项目预计内部收益率

标的公司在建火力发电投资情况及项目预计内部收益率如下：

项目	装机容量	项目预算情况(万元)	单位投入(万元/MW)	项目投资预测财务内部收益率(所得税后)(%)
洛河电厂四期	2X1000MW	757,000.00	378.50	9.32
潘集电厂二期	2X660MW	574,000.00	434.85	5.73
谢桥电厂项目	2X660MW	589,681.00	446.73	5.68

注：上述项目投资预测财务内部收益率(所得税后)来源于各项目可行性研究报告

如上表所示，标的公司在建电厂单位投资额在 400 万元/MW 左右，根据公开披露信息，2025 年塔城国家电投 2×660MW 煤电一体化项目预算总投资为 60 亿元，与潘集

电厂二期和谢桥电厂项目预算较为接近。其中，洛河电厂四期装机容量单位投入最低，主要系机组规模较大，规模效应导致单位投入减少。

公司在建电厂项目预测投资收益率较高，税后预测财务内部收益率均超过 5%，且火电项目投资收益确定性较高，预计新增折旧不会对公司经营造成不利影响。

(五) 在建工程各项目主要工程和设备供应商的基本情况、采购内容、各期采购金额及占比，相关支出资金的付款对象和时间是否与合同约定、工程进度一致

1. 各项目主要工程和设备供应商、采购内容、各期采购金额及占比，相关支出资金的付款对象和时间是否与合同约定、工程进度一致

报告期内，主要在建工程项目的前五大工程和设备供应商、采购内容、各期采购金额及占比，报告期末相关支出资金的付款情况与合同约定、工程进度如下：

项目	供应商名称	类型	工程设备名称	期间	采购金额 (万元)	占当年 度采购 比例 (%)	支出资金付 款对象是否 与合同约定 一致	工程进度及付款情况	是否与合 同约定/ 工程进度 基本一致
谢桥电 厂项目	东方电气集团东方锅 炉股份有限公司	设备供应商	锅炉及配套设 备	2024年1-11月	30,093.19	29.91	是	1号机组已基本就位，2号机组尚 在制造中。1号机组已付合同价款 80%，剩余10%质保金、10%到货 款未支付；2号机组已付合同价款 50%，剩余10%质保金、30%到 货款、10%进度款未支付	是
				2023年度	35,509.96	45.03	是		
	中国能源建设集团安 徽电力建设第二工程 有限公司	工程供应商	主体工程施工 (A标段)	2024年1-11月	30,061.10	29.88	是	工程进度约为50%，已支付结算价 款的90%，剩余为10%质保金	是
				2023年	5,675.89	7.20	是		
	中能建建筑集团有限 公司	工程供应商	主体工程施工 (B标段)	2024年1-11月	15,754.68	15.66	是	工程进度约为40%，已支付结算价 款的90%，剩余为10%质保金	是
				2023年度	2,580.42	3.27	是		
			七通一平工程	2024年1-11月	196.71	0.20	是	基本完工，已支付结算价款的90%， 剩余为10%质保金	是
				2023年度	3,582.02	4.54	是		
	福建龙净环保股份有 限公司	设备供应商	静电除尘器设 备采购及安装	2024年1-11月	7,354.87	7.31	是	核心设备尚未完全到货，工程进行 中，已支付合同价款55%	是
	北京博奇电力科技有 限公司	工程供应商	脱硫 EPC	2024年1-11月	4,070.85	4.05	是	EPC项目，部分设备到货，正在安 装，已支付合同价款30%	是
2023年度				333.17	0.42	是			
小计					135,212.86				
洛河电 厂四期 项目	中国电力工程顾问集 团华东电力设计院有 限公司	工程供应商	余物清理费	2024年1-11月	6,106.35	58.57	是	工程进度约为60%，已支付结算价 款的90%，剩余为10%质保金	是
	中能建建筑集团有限 公司	工程供应商	七通一平工程	2024年1-11月	910.00	8.73	是	工程进度约为20%，已支付结算价 款的90%，剩余为9%质保金	是

项目	供应商名称	类型	工程设备名称	期间	采购金额 (万元)	占当年 度采购 比例 (%)	支出资金付 款对象是否 与合同约定 一致	工程进度及付款情况	是否与合 同约定/ 工程进度 基本一致	
	河北建工集团有限责 任公司	工程供应商	桩基工程一标 段	2024年1-11月	443.49	4.25	是	工程已基本完工，已支付结算价款的90%，剩余为10%质保金	是	
	中电建振冲建设工程 股份有限公司	工程供应商	桩基工程二标 段	2024年1-11月	251.00	2.41	是	工程进度约为60%，已支付结算价款的90%，剩余为9%质保金	是	
	安徽睿晟环境科技有 限公司	工程供应商	项目环境评估	2024年1-11月	91.13	0.87	是	项目已完工，款项全额支付	是	
	小计					7,801.97				
潘集电 厂二期 项目	东方电气集团东方锅 炉股份有限公司	设备供应商	锅炉及其附属 设备	2024年1-11月	51,291.18	30.02	是	主体设备到货，待验收。已支付合同价款55.75%，剩余14.25%到货款，20%验收款，10%质保金	是	
				2023年度	19,331.20	20.28	是			
			高压加热器设 备	2024年1-11月	2,537.06	1.49	是			
				2023年度	376.00	0.39	是			
	中国能源建设集团安 徽电力建设第二工程 有限公司	工程供应商	主体A标段	2024年1-11月	23,913.95	14.00	是	工程进度约为60%，已支付结算价款的90%，剩余为10%质保金	是	
				2023年度	6,922.83	7.26	是			
			烟囱、冷却塔	2024年1-11月	9,122.33	5.34	是		工程进度约为85%，已支付结算价款的90%，剩余为10%质保金	是
				2023年度	5,298.78	5.56	是			
			七通一平工程	2024年1-11月	552.74	0.32	是		工程进度约为80%，已支付结算价款的90%，剩余为10%质保金	是
				2023年度	9,445.22	9.91	是			
上海电气电站设备有	设备供应商	汽轮机、汽轮发	2024年1-11月	21,694.00	12.70	是	汽轮机部分到货；已支付合同价款	是		

项目	供应商名称	类型	工程设备名称	期间	采购金额 (万元)	占当年 度采购 比例 (%)	支出资金付 款对象是否 与合同约定 一致	工程进度及付款情况	是否与合同 约定/ 工程进度 基本一致
	限公司		电机及其附属 设备	2023 年度	15,164.00	15.91	是	63.36%, 剩余 25.87%到货款, 9.91% 质保金, 0.75%运杂费, 0.11%技术 服务费; 发电机部分到货: 已支付 合同价款 72.38%, 剩余 14.48%到 货款, 9.65%质保金, 3.3%运杂费, 0.19%技术服务费	
	中能建建筑集团有限 公司	工程供应商	主体 B 标段	2024 年 1-11 月	21,681.26	12.69	是	工程进度约为 55%, 已支付结算价 款的 90%, 剩余为 10%质保金	是
2023 年度				4,136.26	4.34	是			
	浙江菲达环保科技股 份有限公司	设备供应商	静电除尘器设 备(电除尘 EPC 标段)	2024 年 1-11 月	7,846.62	4.59	是	EPC 项目, 设备部分到货, 已在安 装。已支付合同价款 53.90%, 剩 余 16.10%到货款, 20%验收款, 10% 质保金	是
2023 年度				1,456.23	1.53	是			
	小计				200,769.65				
丁集矿 采煤沉 陷区一 期 20 万千瓦 光伏电 站项目	中国能源建设集团安 徽省电力设计院有限 公司	EPC 项目	光伏组件漂浮 系统设备	2023 年度	49,961.32	85.60	是	基本完工, 已支付结算价款的 90%, 剩余为 10%质保金	是
				2022 年度	8,118.48	87.23	是		
			安装工程	2023 年度	4,018.45	6.88	是	基本完工, 已全额付款	是
	淮南力达电气安装有限 公司	工程供应商	安装工程	2023 年度	1,838.09	3.15	是	基本完工, 已支付结算价款的 97%, 剩余为 3%质保金	是
	小计				63,936.34				
顾北安 全改造 工程	淮南矿业(集团)有限 责任公司物资供销分 公司	设备供应商	更新改造设备、 安全生产设备	2024 年 1-11 月	27,362.85	57.21	是	按月采购, 到货结算; 结算后, 次 月付款。	是
				2023 年度	10,964.95	53.60	是		
				2022 年度	36,457.09	84.50	是		

项目	供应商名称	类型	工程设备名称	期间	采购金额 (万元)	占当年度 采购比例 (%)	支出资金付 款对象是否 与合同约定 一致	工程进度及付款情况	是否与合 同约定/ 工程进度 基本一致
			防灭火系统、防 尘系统、监测系 统、通风系统	2024年1-11月	1,666.19	3.48	是		是
				2023年度	1,782.51	8.71	是		
				2022年度	2,670.64	6.19	是		
	煤炭工业合肥设计研 究院有限责任公司	工程供应商	集中降温系统 工程 EPC	2024年1-11月	55.98	11.70	是	已竣工决算，已支付结算价款的 97%，剩余为3%质保金	是
				2023年度	2,758.58	13.48	是		
				2022年度	665.08	1.54	是		
			二水平延深工 程	2024年1-11月	91.62	19.16	是	已竣工决算，已支付结算价款100%	是
				2023年度	1,212.59	5.93	是		
	安徽省煤田地质局第 三勘探队	工程供应商	第二副井地面 预注浆工程	2024年1-11月	1,063.33	2.22	是	已竣工决算，已支付结算价款的 90%，剩余为10%质保金	是
				2023年度	907.34	4.44	是		
	中煤第一建设有限公 司	工程供应商	第二副井井筒 冻结工程	2024年1-11月	1,395.72	2.92	是	工程进度约为16%，已支付结算价 款的90%，剩余为10%质保金	是
	山西二建集团有限公 司	工程供应商	综机设备存储 库房建设工程	2024年1-11月	806.81	1.69	是	工程进度约为64%，已支付结算价 款的90%，剩余为10%质保金	是
				2023年度	422.30	2.06	是		
	淮南矿业(集团)有限 责任公司安装工程分 公司	工程供应商	二水平延伸工 程第二副井井 架工程	2024年1-11月	1,009.17	2.11	是	工程进度约为37%，已支付结算价 款100%	是
	小计					91,292.75			

注：占当年度采购比例=当期采购额/该项目当年的在建工程增加数

如上表所示，报告期末，主要在建工程前五大工程和设备供应商资金支出的付款对象和时间与合同约定、工程进度基本一致。

2. 供应商的基本情况

报告期内，电力集团主要在建工程项目的前五大工程和设备供应商基本情况

如下：

企业名称	成立日期	注册资本(万元)	经营范围	公司简介	注册地址
中煤第一建设有限公司	1990-02-20	332,591.41	工程施工	中国中煤能源集团有限公司控股的大型煤炭施工企业	河北省邯郸市丛台区丛台东路52号
东方电气集团东方锅炉股份有限公司	1989-01-06	189,278.18	电站锅炉、工业锅炉	东方电气集团下属老牌锅炉制造企业	四川省自贡市自流井区五星街黄桷坪路150号
中能建建筑集团有限公司	1982-12-11	150,000.00	工程施工	中国能源建设股份有限公司控股的大型电力施工公司	安徽省合肥市高新技术开发区香樟大道218号
福建龙净环保股份有限公司	1998-02-23	127,004.63	环境保护专用设备制造	A股上市公司，股票代码600388，中国环保行业领军企业	福建省龙岩市新罗区工业中路19号
中国电力工程顾问集团华东电力设计院有限公司	1985-01-14	100,000.00	工程施工	中国能源建设股份有限公司控股的电力施工公司，在华东地区具有区位优势	上海市普陀区武宁路409号
山西二建集团有限公司	1981-09-25	100,000.00	工程施工	山西省国有资本运营有限公司控股的大型施工企业，具有建筑工程施工总承包特级资质	山西省太原市杏花岭区东华门街1号
浙江菲达环保科技股份有限公司	2000-04-30	88,970.31	环境保护专用设备制造	A股上市公司，股票代码600526，全国最大的环保机械科研生产企业	浙江省诸暨市暨阳街道望云路88号
河北建工集团有限责任公司	1997-09-19	81,500.00	工程施工	河北省人民政府国有资产监督管理委员会控股的大型施工企业，具有建筑工程施工总承包特级资质	石家庄市友谊北大街146号
北京博奇电力科技有限公司	2002-06-24	55,000.00	环保领域	中国博奇环保科技(控股)有限公司(港股上市公司，代码02377.HK)下属的环保设备制造企业	北京市丰台区西四环南路101号3层3017D号
中国能源建设集团安徽电力建设第二工程有限公司	1952-11-09	42,080.39	工程施工	中国能源建设股份有限公司控股的电力施工公司，在安徽地区具有区位优势	安徽省合肥市经济技术开发区繁华大道12600号

企业名称	成立日期	注册资本(万元)	经营范围	公司简介	注册地址
煤炭工业合肥设计研究院有限责任公司	1994-09-20	40,138.09	工程施工	安徽省人民政府国有资产监督管理委员会控股的煤炭工程建设公司,在安徽地区具有区位优势	安徽省合肥市阜阳北路355号
中国能源建设集团安徽省电力设计院有限公司	1990-01-03	40,000.00	工程施工	中国能源建设股份有限公司控股的电力施工公司,在安徽地区具有区位优势	安徽省合肥市经济技术开发区繁华大道369号
上海电气电站设备有限公司	2007-07-26	26,479.17	设计、生产发电设备及辅机产品	上海电气集团股份有限公司核心产业板块的骨干企业,具有丰富的汽轮机制造经验	上海市莘庄工业区金都路3669号3幢
中电建振冲建设工程股份有限公司	1994-05-24	12,000.00	工程施工	中国电力建设股份有限公司控股的电力施工公司	北京市昌平区超前路5号4号楼313室
淮南力达电气安装有限公司	1979-5-29	6,580.72	工程施工	国网安徽省电力有限公司控股的电力施工公司,在安徽地区具有区位优势	安徽省淮南经济技术开发区朝阳东路北侧建设路东侧
安徽睿晟环境科技有限公司	2017-07-17	500.00	环境影响评价及评估	安徽地区环评企业	安徽省合肥市经济技术开发区芙蓉社区九龙路478号高校三创园453F
淮南矿业(集团)有限责任公司安装工程分公司	2004-12-30	不适用	工程施工	淮南矿业下属的安装工程分公司,在淮南地区具有区位优势	安徽省淮南市田家庵区泉山
淮南矿业(集团)有限责任公司物资供销分公司	1993-10-29	不适用	工矿设备及配件等采购	淮南矿业下属的物资供销分公司,为顾北煤矿提供采保服务	安徽省淮南市田家庵区洞山
安徽省煤田地质局第三勘探队	1965年	不适用	工程施工	安徽省煤田地质局直属事业单位,在安徽地区具有区位优势	安徽省宿州市埇桥区华地路1号

如上表所示,电力集团主要在建工程项目的前五大工程和设备供应商基本为行业知名企业。

(六) 核查程序及结论

1. 核查程序

(1) 获取报告期末房屋及建筑物的具体构成及机器设备的具体构成,与报告期内标的公司产能、产量进行对比;

(2) 访谈标的公司固定资产管理负责人,了解标的公司在建工程和固定资产

相关内控制度，了解在建资产的施工进度、资产验收和结算等情况，了解各类固定资产的折旧年限、残值率及折旧方法的确定依据，分析折旧政策合理性，了解标的公司发现在建工程和固定资产减值迹象的判断标准和检查手段；访谈标的公司财务负责人，了解标的公司报告期内在建工程转固、主要工程进度及供应商等情况；对标的公司主要设备进行盘点，观察资产运行状态；

(3) 查阅同行业可比公司定期报告，了解同行业可比公司固定资产和无形资产折旧摊销政策与标的公司是否存在差异；

(4) 获取在建工程主要项目预算数及构成情况、实际金额及其变动情况，了解预计建设周期、实际建设周期、工程累计投入占预算比例和工程进度，测算转固后每期新增的折旧金额以及对公司经营业绩的影响；

(5) 核查在建工程各主要工程和设备供应商的基本情况，获取相关供应商的采购内容、各期采购金额及占比，核查相关支出资金的付款对象和时间与合同约定、工程进度是否一致。

2. 核查结论

经核查，我们认为：

(1) 报告期内，电力集团煤炭业务房屋建筑物和机器设备原值变化较小，与产能和产量变动匹配；电力集团电力业务房屋建筑物和机器设备 2023 年末原值大幅度上升，主要系电力集团分别于 2023 年 8 月和 2023 年 12 月收购洛能发电和洛河发电，相关电力资产纳入合并范围所致，与产能和产量变动匹配；

(2) 标的公司固定资产和在建工程减值相关内控措施运行有效，能够及时发现减值迹象并计提减值，各类资产减值准备计提充分，不存在应计提而未计提减值准备的情况；

(3) 固定资产和无形资产折旧摊销政策，与同行业可比公司相比不存在显著差异；

(4) 报告期末，标的公司未转固在建工程建设进度正常，标的公司在建工程不存在应转固而未转固或提早转固的情形，预计新增折旧不会对公司经营造成不利影响；报告期末，在建工程主要资金支出的付款对象和时间与合同约定、工程进度基本一致。

五、关于客户

会计师核查以下事项并发表明确意见：(1) 电力集团客户集中的原因及合理性，是否与行业经营特点一致，向主要客户国家电网有限公司和淮河控股销售价格的公允性；(2) 淮南鑫丰和淮河控股既是客户又是供应商的原因，报告期内销售和采购的主要内容、数量和金额，会计处理是否符合《企业会计准则》相关规定；(3) 报告期各期，电力集团与大唐集团、州来绿港的合作背景、销售内容以及销售价格公允性；(4) 凤台立行的主营业务和经营情况，报告期各期向电力集团采购的主要内容、数量和金额，采购规模与其经营情况是否匹配。(审核问询函问题 9)

(一) 电力集团客户集中的原因及合理性，是否与行业经营特点一致，向主要客户国家电网有限公司和淮河控股销售价格的公允性

1. 电力集团客户集中的原因及合理性，是否与行业经营特点一致

标的公司的主营业务为火力发电业务、新能源发电业务，并拥有一座下属配套煤矿。标的公司主要销售电力及煤炭，报告期各期前五大客户占比分别为 99.73%、99.54%和 99.52%，客户较为集中。由于标的公司电力业务主要销售至电网公司，煤炭业务主要销售至淮南矿业集团，上述电力业务单一客户国家电网有限公司及煤炭业务单一客户淮南矿业集团收入占比较高使得标的公司出现客户集中度高的情形。

按照国家电力运营体制要求，电力产品主要销售至国家电网有限公司，电力行业整体客户集中度较高符合行业惯例。标的公司下属顾北煤矿是标的公司子公司淮浙煤电下属配套煤矿，与凤台电厂属于煤电一体化建设项目。报告期内，顾北煤矿因开采煤层的煤质较好，高于凤台电厂所需发电用煤品质，为实现更好效益，除凤台电厂自用部分煤炭外，其余部分通过销售至淮河控股下属企业淮南矿业并入洗为炼焦煤产品后对外销售，该安排系考虑到淮河控股下属淮南矿业具备专业营销经验和销售管理服务网络资源，因此煤炭产品主要销售至淮河控股下属企业淮南矿业具有合理性。

根据可比公司 2024 年度报告披露信息，2024 年，同行业可比公司客户销售

占比具体情况如下：

公司名称	前五名客户占比
皖能电力	80.19%
苏能股份	50.55%
陕西能源	81.51%
内蒙华电	99.97%
新集能源	64.17%

由上表可知，同行业上市公司客户亦较为集中，电力集团客户集中符合行业惯例，具有合理性。

2. 向主要客户国家电网有限公司和淮河控股销售价格的公允性

(1) 向国家电网销售的价格公允性

标的公司向国家电网销售电力。我国电力系统采用“厂网分开”原则，由电网经营企业统一收购电网覆盖范围内的上网电力。标的公司下属发电企业向国家电网下属单位销售电力遵循批复价格或市场化交易形成的价格，具备公允性。

(2) 向淮河控股销售的价格公允性

报告期内，标的公司向淮河控股销售的产品包括煤炭、电力、热力、租赁、材料及检修等。

1) 煤炭

报告期内，标的公司向淮河控股销售的煤炭主要为标的公司下属顾北煤矿向淮南矿业销售原料用煤，具体系顾北煤矿部分煤层的煤质较好，高于凤台电厂所需发电用煤品质，为实现更好经济效益，通过销售至淮南矿业并洗选加工后对外销售，该安排系考虑到淮南矿业具备专业营销经验和销售管理服务网络资源，具备商业合理性和必要性，相关定价以市场价格为基础结算，具有公允性。具体详见本回复之“七（二）2 电力集团向关联方销售煤炭的定价依据和公允性”。

2) 电力

报告期内，标的公司向淮河控股下属企业销售电力业务主要系电力集团在淮南矿区的部分光伏发电业务向淮河控股及下属企业供电，价格根据安徽省峰谷平电价标准结合淮河控股用电特征加权平均确定，具备公允性。

3) 供热

报告期内，标的公司对淮河控股下属企业的供热收入系标的公司子公司淮浙州来向淮南矿业(集团)有限责任公司顾桥煤矿(以下简称“顾桥煤矿”)提供供热服务，淮浙煤电公司收购淮浙州来公司 90%股权后，为实现对外供热业务的统筹管理和运营协同，且双方地理位置较近，有利于蒸汽管道铺设以及蒸汽的运输，交易具有合理性。淮浙州来向顾桥煤矿供热价格系基于市场情况商业协商确定，具有公允性。

4) 检修

标的公司下属公司淮河能源电力集团有限责任公司检修分公司(以下简称“检修分公司”)为淮河控股部分电厂提供检修服务，如设备检查、检修、故障排除等。淮河控股为节省人力成本，提高运营效率，故委托专业检修机构检修分公司为其提供检修服务。检修服务根据参与的检修人员人数、级别、参与时间、消耗性材料及其他费用确定服务价格，具有公允性。

5) 租赁

租赁收入系顾北煤矿将液压支架出租给淮沪煤电有限公司丁集煤矿(以下简称丁集煤矿)及淮南矿业集团设备租赁有限责任公司(以下简称“设备租赁公司”)，设备租赁公司主营业务为矿井设备租赁等。交易背景系集团内部资源共享，提高设备利用率，提升设备使用效率。设备租赁公司向标的公司和其他公司租赁液压支架等设备，租赁费定价模式一致，即租赁费=折旧费+修理费+管理费，修理费、管理费均按出租的固定资产原值的固定比例计算，租赁费最终取决于出租的固定资产原值和设备成新度，定价具有公允性。

(二)淮南鑫丰和淮河控股既是客户又是供应商的原因，报告期内销售和采购的主要内容、数量和金额，会计处理是否符合《企业会计准则》相关规定

1. 淮南鑫丰智能机械有限公司(以下简称淮南鑫丰)

(1)报告期内销售和采购的主要内容、数量和金额，客户供应商重叠的原因报告期内，标的公司向淮南鑫丰销售及采购的情况具体如下：

单位：万元、万吨

项目	主要内容	金额			数量		
		2024年1-11月	2023年度	2022年度	2024年1-11月	2023年度	2022年度
销售	转供电	29.58	25.85	26.17			
	煤矸石	243.24	621.41	497.24	20.31	82.90	55.42
	租赁款		23.70	39.22			
	转售水等		0.29	0.44			
	合计	272.82	671.25	563.06			
采购	支护材料及委托加工费	316.01	4,377.44	6,592.03			
	煤矸石加工处置费用	303.81	932.28	1,025.14			
	运输装卸费	549.09	516.97	56.60			
	环卫清理费	241.73	263.71	263.71			
	其他服务	301.17	153.66	281.24			
	合计	1,711.81	6,244.06	8,218.72			

淮南鑫丰主要从事矿用产品制造、加工，五金制品制造、销售和煤矸石综合利用，具有专业的煤矸石加工、处置能力，与淮南矿业集团及顾北煤矿具有较长的合作历史。

报告期内，标的公司向淮南鑫丰销售金额分别为 563.06 万元、671.25 万元和 272.82 万元，占标的公司营业收入比例分别为 0.08%、0.07%和 0.03%。标的公司向淮南鑫丰销售副产品煤矸石、转供电、转售水及收取租赁款；采购金额分别为 8,218.72 万元、6,244.06 万元和 1,711.81 万元，占标的公司采购总额比例分别为 1.54%、0.81%和 0.19%，标的公司向淮南鑫丰采购支护材料并支付委托加工费、煤矸石加工处置费用、运输装卸费、环卫清理费及其他服务，销售、采购金额及占比均较小，具备真实业务背景。

报告期内，标的公司下属顾北煤矿主要向淮南鑫丰销售煤炭开采过程中产生的固体废弃物煤矸石。煤矸石可作为水泥的混合材料，提高水泥的强度和耐久性，同时降低生产成本，淮南鑫丰购买煤矸石后主要用于自身生产使用，交易具有合理性；顾北煤矿销售煤矸石过程中，涉及对煤矸石先行进行加工处置及运输装卸等环节，以及煤炭现场的环卫清理、洒水除尘、杂物分拣、废旧材料加工修复等工作。上述环节由顾北煤矿委托淮南鑫丰进行处理，以节约顾北煤矿现场人力成本。由于淮南鑫丰进行上述工作的作业地点位于顾北煤矿厂区内，为满足用电设备(如维修工具、临时照明、运输设备充电等)的用电需求以及现场用水需求，由顾北煤矿向其转售电及转售水。淮南鑫丰租赁顾北煤矿场地，煤矸石即可就近交付、材料即可及时维修，减少物料运输损耗和时间成本。因此，标的公司向淮南鑫丰销售副产品煤矸石、转供电、转售水及收取租赁款。

此外，由于顾北煤矿委托淮南鑫丰进行加工处置及运输装卸等环节，以及煤炭现场的环卫清理、洒水除尘、杂物分拣、废旧材料加工修复等工作，因此标的公司向淮南鑫丰支付委托加工费、煤矸石加工处置费用、运输装卸费、环卫清理费及其他服务。此外，顾北煤矿向淮南鑫丰采购井下巷道所用的支护产品。因此，标的公司向淮南鑫丰采购支护材料并支付委托加工费、煤矸石加工处置费用、运输装卸费、环卫清理费及其他服务。

报告期内，标的公司对淮南鑫丰采购支护材料及委托加工费金额减少，主要系标的公司自身业务模式发生变化。2023年9月份之前标的公司委托淮南鑫丰采购并加工支护材料，2023年9月份之后标的公司自行采购支护材料，再委托淮南鑫丰加工，因此向淮南鑫丰采购金额下降。此外，报告期内，标的公司对淮南鑫丰采购煤矸石加工处置服务金额减少，但运输装卸费增加，主要系2023年度，标的公司对委托加工处置煤矸石业务进一步细化，将煤矸石运输装卸费从煤矸石加工处置费用独立入账所致。

综上，淮南鑫丰既为客户亦为供应商系双方基于实际业务开展的正常交易，相关交易合理。上述交易内容定价均是双方基于市场价格协商定价，具有公允性。

(2) 会计处理是否符合《企业会计准则》相关规定

根据《企业会计准则第 14 号-收入》：企业应当根据其在向客户转让商品前是否拥有对该商品的控制权，来判断其从事交易时的身份是主要责任人还是代理人。企业在向客户转让商品前能够控制该商品的，该企业为主要责任人，应当按照已收或应收对价总额确认收入；否则，该企业为代理人，应当按照预期有权收取的佣金或手续费的金额确认收入，该金额应当按照已收或应收对价总额扣除应支付给其他相关方的价款后的净额，或者按照既定的佣金金额或比例等确定。

企业向客户转让商品前能够控制该商品的情形包括：

1) 企业自第三方取得商品或其他资产控制权后，再转让给客户。

2) 企业能够主导第三方代表本企业向客户提供服务。

3) 企业自第三方取得商品控制权后，通过提供重大的服务将该商品与其他商品整合成某组合产出转让给客户。

在具体判断向客户转让商品前是否拥有对该商品的控制权时，企业不应仅局限于合同的法律形式，而应当综合考虑所有相关事实和情况，这些事实和情况包括：

1) 企业承担向客户转让商品的主要责任。

2) 企业在转让商品之前或之后承担了该商品的存货风险。

3) 企业有权自主决定所交易商品的价格。

4) 其他相关事实和情况。

标的公司向淮南鑫丰采购产品为井下巷道所用的支护产品，销售的产品为煤炭开采过程中产生的固体废弃物煤矸石，标的公司取得的支护产品与煤矸石无直接关联性，仅为开采煤炭的辅助工具，不存在淮南鑫丰销售支护产品后再以约定价格回购煤矸石的情况；标的公司取得支护用品后，承担该商品的毁损、灭失、价格波动风险，控制权转移给标的公司。标的公司采购支护用品及销售煤矸石均单独签订合同，合同价格为市场价格，与向标的公司其他客户或供应商销售或采购类似商品价格无重大差异；标的公司销售煤矸石具有自主定价权，系参考市场定价；标的公司采购支护按照合同价格计入存货，销售煤矸石按合同价格确认收入，会计处理准确。

2. 淮河控股

(1) 报告期内销售和采购的主要内容、数量和金额，客户供应商重叠的原因

报告期内，标的公司向淮河控股销售和采购的主要内容、数量和金额具体如下：

单位：万元、万吨、MWH

项目	主要内容	金额			数量		
		2024年1-11月	2023年度	2022年度	2024年-11月	2023年度	2022年度
销售	煤炭	263,969.09	367,897.53	414,001.99	265.86	316.95	317.21
	电力	729.43	1,401.92	567.84	11,180.94	21,489.00	8,704.02
	热力	501.68	450.04	431.08	2.79	2.72	2.59
	检修	687.53					
	租赁	188.48	1,076.78	1,075.13			
	其他材料等	134.91	337.36				
	合计	266,211.12	371,163.63	416,076.04			
采购	煤炭	286,496.87	345,091.53	175,721.37	469.09	567.02	284.49
	工程及劳务	40,638.00	28,109.64	53,154.81			
	利息及手续费	469.74	1,013.34	650.58			
	其他材料及服务等	38,583.34	39,315.42	31,079.35			
	合计	366,187.95	413,529.93	260,606.11			

报告期内，标的公司向淮河控股销售金额分别为 416,076.04 万元、371,163.63 万元和 266,211.12 万元，占标的公司营业收入比例分别为 60.61%、37.11%和 30.42%，报告期内，标的公司向淮河控股销售的产品包括煤炭、电力、热力、租赁、材料及检修等；采购金额分别为 260,606.11 万元、413,529.93 万元和 366,187.95 万元，占标的公司采购总额比例分别为 48.80%、53.83%和 41.01%，报告期内，标的公司向淮河控股采购的产品包括煤炭、工程及劳务、利息及手续费、其他材料及服务等。

报告期内，标的公司向淮河控股销售背景合理，定价具有公允性，详见本题回复之“(一)2(2)向淮河控股销售的价格公允性”。

报告期内，标的公司向淮河控股采购背景合理，定价具有公允性，具体如下：

(1)煤炭

标的公司向包括淮南矿业在内的淮河控股下属企业采购动力煤，由于标的公司下属配套煤矿无法完全满足标的公司发电业务煤炭需求，因此存在向淮河控股采购煤炭的情况，采用市场化定价，具有合理性。具体详见本回复之“七（二）1 电力集团向关联方采购煤炭的定价依据和公允性”。

(2)工程及劳务

采购工程及劳务主要系顾北煤矿向淮南矿业(集团)有限责任公司安装工程分公司(以下简称安装工程分公司)采购项目改建工程、井架工程等，并向淮南矿业(集团)有限责任公司地质勘探工程分公司(以下简称勘探工程分公司)采购工程服务(如井下打钻，注浆，反井钻等)，交易具有合理性。标的公司采购的工程服务定价基于集团统一确定的服务项目价格进行确定。

其中，安装工程分公司主要工作内容及价格依据如下：

工作内容	价格依据
工作面安拆	安装工程分公司设定标准工作面，依据标准工作面设定安装及拆出价格，非标准工作面根据工作面长度、倾角等设定计费系数并对标准价格进行调整
井下采掘设备安拆	根据不同机器类型及规格型号设定安装及拆除价格标准
井下管路及胶带机安拆	依据不同项目及规格型号设定价格标准
大型设备(设施)维修	根据不同维修项目设定工作内容及价格标准
线路维护	依据不同维护内容及线路长度等标准设定价格标准
工程车辆租赁	依据不同工程车辆类型及功率等设定价格标准

勘探工程分公司主要工作内容及价格依据如下：

工作内容	价格依据
井下打钻	依据不同的钻孔类型及孔深孔径设定价格标准
地面打钻及注浆	依据不同项目及钻孔孔径设定价格标准
井下注浆	依据不同项目设定价格标准
反井钻	依据不同孔径及孔深设定价格标准
井下物探	依据不同探测项目及物探方法确定价格标准。
地面测井	依据不同项目设定价格标准

安装工程分公司及勘探工程分公司以上项目工作内容的定价均考虑人员人工工时，机器工时，材料价格并在此基础上加上合理利润并参考市场价格而进行定价，定价具有公允性。

(3) 利息及手续费

采购的利息及手续费系电力集团各子公司在集团财务公司产生的融资利息及手续费，集团财务公司作为一家经批准设立的非银行金融机构，具有为企业集团成员单位提供金融服务的各项资质，运营安全稳健，履约能力较强。集团财务公司作为集团内部结算平台，服务效率明显优于商业银行，有利于标的公司与集团关联企业之间获得便捷高效的结算业务，减少资金的在途时间，加速资金周转。交易具有合理性及公允性，公允性分析详见本回复之“二(三)2 存贷款利率与市场第三方机构对比情况”。

(4) 其他材料及服务

采购其他材料及服务等主要系顾北煤矿向淮南矿业(集团)有限责任公司物资供销分公司采购生产用材料，淮南矿业(集团)有限责任公司物资供销分公司作为专业化采购平台，可通过集中招标、批量采购降低采购成本，相比顾北煤矿自行分散采购更具价格优势，同时能整合供应商资源，确保物资质量稳定。还可以规范交易环节，防范分散采购中的廉政风险和流程不规范问题，交易具有合理性。

顾北煤矿采购材料时先向物资供销分公司提交采购需求，物资供销分公司根据采购需求按照公开招标程序以“价优、质优”原则选择确定供应商并进行采购，招标程序公开、公正，价格公允，采购完成后再销售给顾北煤矿，物资供销分公司按采购金额 2.5%收取物资采保费。交易价格具有公允性。

综上，淮河控股既为客户亦为供应商系双方业务互补，相关交易合理。

(2) 会计处理是否符合《企业会计准则》相关规定

标的公司向淮河控股采购煤炭等，销售煤炭、电力；采购煤炭系标的公司下属发电公司配套煤矿无法满足发电业务需求，故从淮河控股采购动力煤炭，由标的公司自用发电，标的公司承担煤炭的毁损、灭失，价格波动的风险，控制权转移给标的公司。标的公司采购煤炭及销售煤炭、电力均采用市场价格，且单独签订合同，与向标的公司其他客户或供应商销售或采购类似商品/服务价格无重大

差异；销售煤炭系标的公司所产煤炭部分品质较高的煤炭销售给淮河控股，淮河控股洗选后再对终端进行销售，标的公司并不参与淮河控股对终端的销售过程，由淮河控股自主对终端进行定价、销售，煤炭交付给淮河控股后货物损失、灭失、价格波动风险均转移至淮河控股，控制权即发生转移，销售电力系淮河控股生产经营使用；标的公司销售煤炭、电力具有自主定价权，系参考市场定价。标的公司采购煤炭按合同价格计入存货及成本，标的公司销售煤炭及电力均以合同价格计入收入，会计处理准确。

(三) 报告期各期，电力集团与大唐集团、州来绿港的合作背景、销售内容以及销售价格公允性；

1. 大唐集团合作情况

(1) 合作背景及销售内容

大唐集团下属中国大唐集团科技工程有限公司洛河脱硫特许经营项目管理部、大唐环境产业集团股份有限公司洛河项目分公司为标的公司下属公司洛能电厂、洛河电厂提供机组脱硫、脱硝服务，而脱硫脱硝设备由大唐集团提供，运行维护由大唐集团委托标的公司技术人员进行运行维护，大唐集团在电厂运营所需电、水、气由标的公司提供。

标的公司收购洛能电厂及洛河电厂前，中国大唐集团科技工程有限公司洛河脱硫特许经营项目管理部、大唐环境产业集团股份有限公司洛河项目分公司为上述两个电厂提供机组脱硫脱硝特许经营服务，双方具有多年合作背景。标的公司于 2023 年收购洛能电厂、洛河电厂，收购后相关机组脱硫脱硝服务继续由中国大唐集团科技工程有限公司洛河脱硫特许经营项目管理部、大唐环境产业集团股份有限公司洛河项目分公司提供，同时上述两家供应商在电厂运营所需电、水、气及设备运行维护由标的公司提供，形成相关销售。上述交易系原业务合作模式的延续，具有合理性。

脱硫结算/脱硝结算：脱硫电价结算=上网电量 x 脱硫电价。电力集团在收到上网电价收益后，将其中包含的脱硫电价收益转付给大唐集团。脱硝电价结算=全部上网电量 x 脱硝电价-因大唐集团责任环保扣减脱硝电费。脱硝热费=供热量 x 脱硝热价。电力集团在收到售电电费/供热收入后，按脱硝电价/热价计价原则

将脱硝电费/热费转付大唐集团。特许经营资源使用费的结算：脱硫/脱硝设施用电、水、气结算单价为厂用价格。电、水、气按月进行结算。电力集团收购洛能电厂及洛河电厂前后，上述结算方式未发生改变。

(2) 销售价格公允性

脱硫脱硝设施用电结算单价参考标的公司下属公司洛能电厂、洛河电厂发电电价，具体如下：

项目	2024年1-11月	2023年度	2022年度
脱硫脱硝设施用电结算单价(元/千瓦时)	0.34	0.34	

注：洛能发电2023年8月纳入标的公司合并报表范围，上表仅列示纳入合并报表范围以来数据。

报告期内，大唐集团脱硫脱硝设施用电结算单价略低于最终上网电价，用电结算单价系双方根据安徽省标杆电价进行协商确定，由于脱硫脱硝设施消耗电力时不需长距离运输，生产完成后即可消耗使用，成本较低，标的公司与大唐集团依据安徽省标杆电价确定用电价格，用电价格略低于上网电价，具有公允性。

2. 州来绿港合作情况

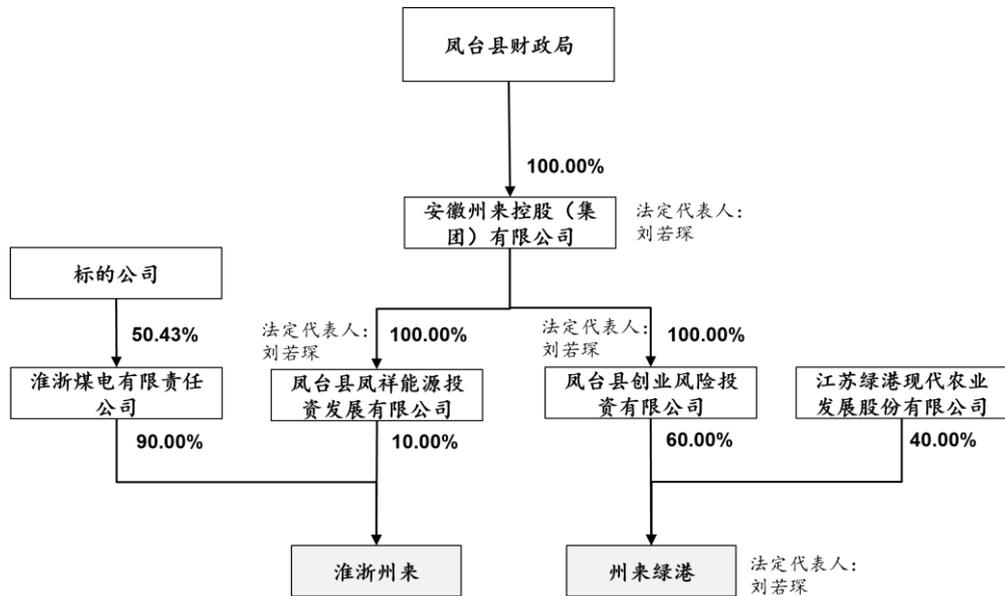
(1) 合作背景及销售内容

州来绿港主要种植、生产西红柿等农产品，冬季需要采购蒸汽用于玻璃温室设施供暖，每年仅在冬季(约当年11月-次年3月)期间使用。由于州来绿港与淮浙州来同位于安徽省淮南市凤台县，距离较近，便于铺设蒸汽管道等热力设施，因此，州来绿港向淮浙州来采购蒸汽，用于农业生产供热及采暖，双方合作具有合理性。

州来绿港法定代表人为刘若琛，其亦为淮浙州来参股股东凤台县凤祥能源投资发展有限公司的法定代表人，主要原因如下：

州来绿港为凤台县创业风险投资有限公司与江苏绿港现代农业发展股份有限公司合资设立，分别持股60.00%和40.00%，州来绿港控股股东为凤台县创业风险投资有限公司；安徽州来控股(集团)有限公司持有凤台县创业风险投资有限公司100%，州来绿港实际控制人为凤台县财政局。电力集团控股子公司安徽淮浙州来能源发展有限公司的参股股东凤祥能源投资发展有限公司为安徽州来控

股(集团)有限公司的全资子公司, 实际控制人亦为凤台县财政局。股权结构具体如下:



凤台县相关政府机构为扶持当地中小企业发展, 发挥国有资本引领作用, 通过其下属公司持有淮浙州来及州来绿港。州来绿港法定代表人刘若琛, 同时担任淮浙州来参股股东风祥能源投资发展有限公司及州来绿港的法定代表人系州来控股(集团)及凤台县财政局整体管理安排, 具有合理性。

(2) 销售价格公允性

报告期内, 标的公司向州来绿港销售热力, 销售价格与同产品其他客户销售价格具体情况如下:

单位: 元/吨

客户名称	2024年1-11月	2023年	2022年
州来绿港	185.26	188.52	194.31
其他热力客户	194.33	196.43	197.03
差异情况	-4.67%	-4.03%	-1.38%

报告期内, 公司向州来绿港销售热力的销售价格分别为 194.31 元/吨、188.52 元/吨和 185.25 元/吨, 与其他热力客户价格差异比例分别为-1.38%、-4.03%、-4.67%, 整体差异较小。报告期内, 公司向州来绿港销售热力的数量占全部供热销售数量比例分别为 33.51%、31.65%、26.00%, 系各期供热业务第一大客户。因此, 州来绿港销售价格略低于其他热力客户系双方综合考虑合作业务规模后协商定价, 具有合理性。淮浙州来蒸汽单价采用“基准单价+浮动单价”

机制，在蒸汽市场价格的基础上跟随煤炭价格变动进行调整，与向其他单位销售定价模式一致，具备公允性。

(四) 凤台立行的主营业务和经营情况，报告期各期向电力集团采购的主要内容、数量和金额，采购规模与其经营情况是否匹配

1. 凤台立行的主营业务和经营情况

凤台立行基本情况如下：

公司名称	凤台县立行工贸有限公司
成立时间	2013-09-05
注册地址	安徽省淮南市凤台县桂集镇 025 县道与小朱庄交叉口东 616 米处
注册资本	82 万元
股东及股权结构	胡祥龙持股 98.17%；胡礼中持股 1.83%
主营业务	一般项目：再生资源回收(除生产性废旧金属)；再生资源加工；再生资源销售；生产性废旧金属回收；建筑材料销售；消防技术服务；固体废物治理；电子专用设备销售；金属材料销售；电线、电缆经营；住宅水电安装维护服务；园林绿化工程施工；专业保洁、清洗、消毒服务；房屋拆迁服务；劳务服务(不含劳务派遣)(除许可业务外，可自主依法经营法律法规非禁止或限制的项目)许可项目：船舶拆除；报废机动车回收；食品销售(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，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准)

凤台立行主营业务为废品废料回收、加工处理。凤台立行采购相关废料后，进一步加工处理并销售至其他钢料纸品回收公司，经营情况正常。除淮浙煤电外，凤台立行其他主要客户包括安徽海螺集团有限责任公司及周边建筑工地等。

2. 报告期各期向电力集团采购的主要内容、数量和金额，采购规模与其经营情况是否匹配

报告期内，标的公司下属淮浙煤电向凤台立行销售废钢铁、废纸板等废料，具体数量及金额如下：

单位：万元、吨

项目	2024 年 1-11 月	2023 年度	2022 年度
销售金额	984.03	207.80	
销售数量	4,056.49	770.28	

报告期内，凤台立行向顾北煤矿采购废钢铁、废纸板等废料均已履行相关招标投标流程。受公共卫生事件影响，2022 年度，凤台立行未向顾北煤矿采购废料，

由于 2024 年度顾北煤矿设备更新产生较多废料，凤台立行向顾北煤矿采购废料数量及金额较 2023 年度有所增加，具有合理性，采购规模与其经营情况匹配。

凤台立行与顾北煤矿间交易及签订的合同均通过招投标流程或安徽省产权中心挂牌交易，基于公平、公开、公正原则以招投标询价、竞价、竞争性谈判等方式确定价格并选定供应商，交易行为公允合理，交易决策程序合法合规，交易的达成符合公司业务需要。

(五) 核查程序及结论

1. 核查程序

(1) 通过公开渠道查询了相关客户的基本工商信息，了解其基本情况；

(2) 查阅同行业上市公司年度报告，了解其客户销售金额及占比，查询行业内公司客户集中情况；

(3) 取得标的公司报告期内各期与淮南鑫丰、淮河控股的销售、采购明细，了解双方交易内容等信息；

(4) 对问题所涉交易主体进行访谈，并获取报告期内标的公司与上述客户签订的业务合同，了解相关交易的具体内容及交易背景，核查合同中价格约定相关条款内容，分析标的公司销售价格的公允性；

(5) 获取标的公司与淮南鑫丰、淮河控股的销售及采购合同，核对收入确认条款与合同约定、检查是否与企业会计准则一致。

2. 核查结论

经核查，我们认为：

(1) 由于标的公司电力业务主要销售至电网公司，煤炭业务主要销售至淮南矿业，上述电力业务单一客户国家电网有限公司及煤炭业务单一客户淮南矿业集团收入占比较高使得标的公司出现客户集中度高的情形，相关交易具备公允性。同行业上市公司客户亦较为集中，标的公司客户集中符合行业惯例，具备合理性；

(2) 淮南鑫丰既为客户亦为供应商系双方基于实际业务开展的正常交易，淮河控股既为客户亦为供应商系双方业务互补，相关交易合理；报告期内销售和采购相关交易的会计处理符合《企业会计准则》相关规定；

(3)大唐集团下属公司为标的公司下属公司洛能电厂、洛河电厂提供机组脱硫、脱硝服务，同时其在电厂运营所需电、水、气由标的公司提供，电力集团与大唐集团的交易系原业务合作模式的延续，合作具有合理性，相关交易价格公允；州来绿港向标的公司下属公司淮浙州来采购蒸汽，用于农业生产供热及采暖，交易系其业务需要，合作具有合理性，相关交易价格公允；

(4)凤台立行与标的公司之间的交易具备合理商业背景，交易规模与其经营情况匹配。

六、关于收入

会计师核查以下事项并发表明确意见：(1)结合销售价格确定及调整机制、大宗商品交易价格、可比公司同类产品销售价格、煤炭种类构成等，分析报告期内煤炭销售单价变动的原因及合理性；(2)结合下游行业发展和市场需求、客户经营情况、煤炭产能变化等，分析报告期内煤炭销售数量变动的原因及合理性；(3)结合未来煤炭价格变动趋势、市场需求、煤炭开采和自用情况、合同签署等，分析煤炭业务收入是否存在持续下降的可能；(4)结合电价市场化改革、电力市场现货交易等，分析报告期内电力业务销售单价变动的原因及合理性；(5)结合产业政策、目标市场电力供需情况、所处行业竞争格局、新能源发电量以及上网安排等，分析电力业务销售数量变动的原因以及是否存在下降的可能；(6)报告期各期，电力集团光伏相关业务的收入、成本、利润、应收账款等情况，未来对于光伏业务的安排；(7)报告期各期，煤炭业务和电力业务分季度的收入构成情况以及变动原因，2024 全年以及 2025 年 1-3 月电力集团的经营情况和主要财务数据。(审核问询函问题 10)

报告期内，标的公司主营业务收入具体构成情况如下：

单位：万元

项目	2024 年 1-11 月		2023 年度		2022 年度	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
煤炭	263,969.09	30.38%	367,897.53	37.09%	414,001.99	60.60%
电力	602,080.49	69.30%	622,058.62	62.71%	267,651.27	39.18%
其他	2,737.94	0.32%	2,063.61	0.21%	1,502.65	0.22%
主营业务收入合计	868,787.53	100.00%	992,019.76	100.00%	683,155.91	100.00%

报告期内，标的公司主营业务收入主要由煤炭、电力构成。报告期内，标的公司煤炭业务单价、销量和收入变动情况如下：

项目	2024年1-11月		2023年度		2022年度
	金额	变动	金额	变动	金额
单位价格(元/吨)	992.90	-14.46%	1,160.73	-11.06%	1,305.13
销售数量(万吨)	265.86	-8.50%	316.95	-0.08%	317.21
销售收入(万元)	263,969.09	-21.73%	367,897.53	-11.14%	414,001.99

注：2024年1-11月销售数量、销售收入变动已年化

报告期内，标的公司煤炭业务收入逐年下降，一方面是2023年以来，煤炭整体供需形势呈现偏宽松格局，煤炭价格整体弱势运行，单位价格逐年下降；另一方面，标的公司根据顾北煤矿煤层开采实际情况，提高煤炭自用量，煤炭业务2024年1-11月销售数量较2023年度下降8.50%，导致煤炭销售较2023年度进一步下降21.73%。

报告期内，标的公司电力业务单价、销量和收入变动情况如下：

项目	2024年1-11月		2023年度		2022年度
	金额	变动	金额	变动	金额
单位价格(元/度)	0.4217	0.58%	0.4192	-0.95%	0.4233
销售数量(万度)	1,427,905.70	4.98%	1,483,851.40	134.65%	632,357.36
销售收入(万元)	602,080.49	5.59%	622,058.62	132.41%	267,651.27

注：2024年1-11月销售数量、销售收入变动已年化

报告期内，标的公司电力业务单位价格较为稳定。2023年度，标的公司销售数量较2022年度上升134.65%，主要是2023年标的公司收购洛能发电，自8月起纳入合并范围，同时潘集电厂一期于2023年上半年投产，电力集团2023年度整体发电量较2022年度上升约134.65%，电力业务收入相应大幅上升。2024年1-11月，标的公司电力业务销售数量和销售收入较2023年度略有增长，主要是2024年为洛能发电纳入标的公司合并范围内的第一个完整年度，抵消标的公司2023年末出售潘集电厂一期带来的影响所致。煤炭业务和电力业务的变动分析具体如下：

(一)结合销售价格确定及调整机制、大宗商品交易价格、可比公司同类产品销售价格、煤炭种类构成等，分析报告期内煤炭销售单价变动的原因及合理性

1. 煤炭种类构成

报告期内，顾北煤矿外销煤炭种类构成情况如下：

项目		2024年1-11月	2023年	2022年
混煤	销量(万吨)	20.61	0.05	0.16
	单价(元/吨)	585.20	932.20	965.55
	收入(万元)	12,059.88	45.21	153.04
原料煤	销量(万吨)	245.25	316.91	317.05
	单价(元/吨)	1,027.15	1,160.76	1,305.30
	收入(万元)	251,909.21	367,852.32	413,848.95
合计	煤炭销量合计(万吨)	265.86	316.96	317.21
	单价(元/吨)	992.89	1,160.71	1,305.14
	煤炭销售收入合计(万元)	263,969.09	367,897.53	414,001.99

如上表所示，报告期内，顾北煤矿外销煤炭以原料煤为主，种类构成较为稳定。

2. 销售价格确定及调整机制

电力集团煤炭销售收入系顾北煤矿向淮南矿业销售原料用煤，具体系顾北煤矿部分煤层的煤质较好，高于凤台电厂所需发电用煤品质，为实现更好经济效益，通过销售至淮南矿业并洗选加工后对外销售。

公司根据化验结果确定是否将煤炭进一步入洗，具体情况如下：

是否入洗	判断依据	定价依据	定价依据
入洗煤 (原料煤)	A组煤(为淮南矿区高品质煤种)全部入洗；动力煤根据多项化验结果(如胶质层厚度等)决定是否可以入洗，高品质可入洗	《顾北原料煤结算补充协议》	以对外销售收入扣除运输费用和洗选成本后进行结算
非入洗煤 (混煤)	非A组煤及不满足入洗条件的动力煤	《委托销售及服务费协议》及《煤炭买卖合同》	长协定价

如上表所示，通常公司的入洗标准为：A组煤(为淮南矿区高品质煤种)全部入洗，动力煤根据多项化验结果(如胶质层厚度等)决定是否可以入洗，

如不满足入洗条件则根据淮浙煤电(甲方)与淮南矿业(乙方)签署的《委托销售及服务费用协议》中条款结算：“除甲方凤台电厂自用以外的煤炭产品车运外销的收到基低位发热量<4400kcal/kg 的煤炭，按乙方与用户签订的煤炭单价及价格调整条款进行结算；收到基低位发热量>4400kcal/kg 的煤炭，按甲乙双方签订的《煤炭买卖合同》和补充协议中约定的煤炭价格及调整条款进行计算”，即长协煤价格进行结算。满足入洗条件的煤炭由顾北煤矿委托淮南矿业对入洗原料煤进行洗选加工，以对外销售收入扣除运输费用和洗选成本后进行结算，结算依据为《顾北原料煤结算补充协议》，具体结算过程如下：

序号	项目	确定依据
A	产品产量	根据入洗原料煤的化验指标确定炼焦煤产品产量及煤泥等副产品的产量
B	产品价格	根据销售平均价格确定
C=A*B	销售金额	炼焦煤产品产量*炼焦煤产品价格+副产品产量*副产品价格
D	运输费用	为车辆租赁费和矿区专用线费用
E	洗选成本	选煤厂月度综合洗选成本
F=C-D-E	结算金额	销售金额扣除运输费用和洗选成本为最终结算金额

整体而言，电力集团对外销售的非入洗煤(混煤)产品销售价格按长协机制结算，其他高品质煤炭产品(原料煤)以淮南矿业实际对外销售价格为基础进行结算，淮南矿业对外销售炼焦煤产品的价格随行就市，具备公允性。

3. 大宗商品交易价格

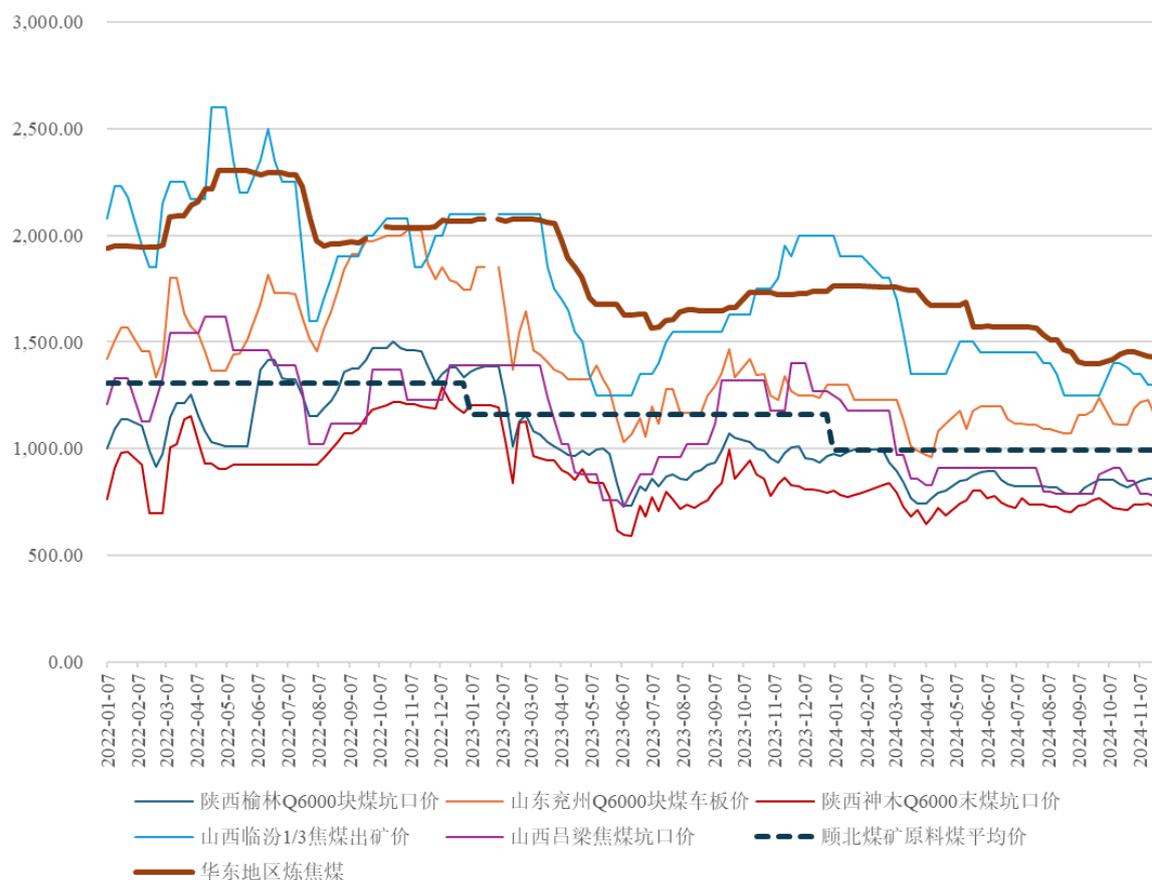
报告期内，电力集团煤炭业务销售单价变动情况如下：

项目	2024年1-11月		2023年度		2022年度
	金额	变动	金额	变动	金额
单位价格(元/吨)	992.90	-14.46%	1,160.73	-11.06%	1,305.13

如上表所示，报告期内电力集团煤炭业务销售单价呈逐年下降趋势。

顾北煤矿向淮南矿业销售的煤炭系炼焦用原料煤，与淮南矿业下属其他煤矿的煤炭产品混合洗选后形成最终产成品对外销售，原料煤与最终产成品的在热值等品质上有所差异；且受品质、运费等因素影响，价格水平存在较大差异，因此顾北煤矿生产的原料煤无直接可比市场价格，以选取部分可比

煤炭品种作为参考。2022年1月-2024年11月，可比煤炭品种价格变动情况如下：



如上图所示，2022年1月-2024年11月，受2023年以来进口煤供应量上升、房地产板块需求下降拖累钢材需求等因素影响，煤炭整体供需形势呈现偏宽松格局，煤炭市场价格整体弱势运行。2022年度、2023年度和2024年1-11月，可比煤炭品种的价格整体呈下降趋势，价格降幅基本处于14%~20%的区间，标的公司单位价格同比分别下降11.06%和14.46%，标的公司煤炭销售价格变动趋势与市场整体一致，报告期内均呈现下降趋势，标的公司煤炭销售价格符合大宗商品交易价格走势。

4. 可比公司价格

报告期内，电力集团可比公司中除苏能股份产出配焦煤（配焦煤指满足炼焦生产要求的煤的统称，与顾北矿产出的原料煤无法直接比较）外，其余可比公司主要产出动力煤，价格较低，因此相关煤炭产品单价仅作为参考，具体情况如下：

单位：元/吨

项目	可比公司	2024年1-11月(注2)	2023年度	2022年度
煤炭业务	皖能电力(注1)	不适用	不适用	不适用
	苏能股份-配焦煤	1,134.86	1,415.87	1,337.85
	陕西能源-商品煤	602.46	711.25	717.85
	内蒙华电-煤炭	402.21	401.50	460.66
	新集能源-煤炭采掘(注3)	590.41	585.42	583.41
	平均值	682.49	778.51	774.94
	电力集团	992.89	1,160.71	1,305.14

注1：皖能电力无自有煤矿，故不适用。

注2：可比公司2024年1-11月销售单价采用2024年度公开披露数据

注3：新集能源单价=年度报告中煤炭销售收入/经营数据公告披露的对外销量

如上表所示，报告期内，电力集团与可比公司煤炭销售单价均呈下降趋势，2023年度，电力集团与可比公司变动趋势不一致，主要是可比公司销售煤炭产品以动力煤为主，价格低于炼焦煤，受煤炭市场价格下降影响较小；苏能股份2023年度配焦煤价格较2022年度上升，与电力集团销售单价和市场走势不一致，根据公开披露信息，主要系苏能股份下属张双楼煤矿在配焦煤市场拥有较好的区域优势，对焦煤的供给量较为稳定，市场对煤价的影响较小所致。

报告期内，电力集团与可比公司煤炭销售单价总体趋势较为接近，但由于各公司所属区域、产品品质等有所差异，且产品披露口径不一，导致整体价格及部分年度的波动趋势存在差异。

综上所述，报告期内电力集团煤炭销售定价公允，种类构成较为稳定，销售单价有所下降，主要受煤炭市场价格下跌影响，具备合理性。

(二)结合下游行业发展和市场需求、客户经营情况、煤炭产能变化等，分析报告期内煤炭销售数量变动的原因及合理性

1. 下游行业发展和市场需求

顾北煤矿产出原料煤主要是1/3焦煤，洗出后的产品主要为淮河3号精煤，作为一种优质的低灰分炼焦煤，主要用于炼焦，下游需求主要集中在钢铁行业，钢铁行业的核心下游产业为房地产行业和制造业。2022年以来，受

房屋新开工面积和施工面积均持续下滑影响，基建用钢需求有所减少，但制造业需求保持较高景气度，为钢铁需求开辟了新的增长点。2024年，我国粗钢产量100,509万吨，同比下降1.7%，粗钢总需求下滑幅度有限，报告期内下游市场需求维持稳定态势。

2. 客户经营情况

电力集团煤炭业务客户为淮南矿业，淮南矿业作为安徽省煤炭产能规模最大的企业，在煤炭行业拥有较强的市场地位和影响力，具备专业营销经验和销售管理服务网络资源，经营情况良好。

3. 煤炭产能变化

报告期内，电力集团煤炭产能和销售情况具体如下：

项目	2024年1-11月	2023年度	2022年度
核定产能(万吨/年)	400.00	400.00	400.00
产量(万吨)	364.95	399.97	376.67
外销量(万吨)	265.86	316.95	317.21

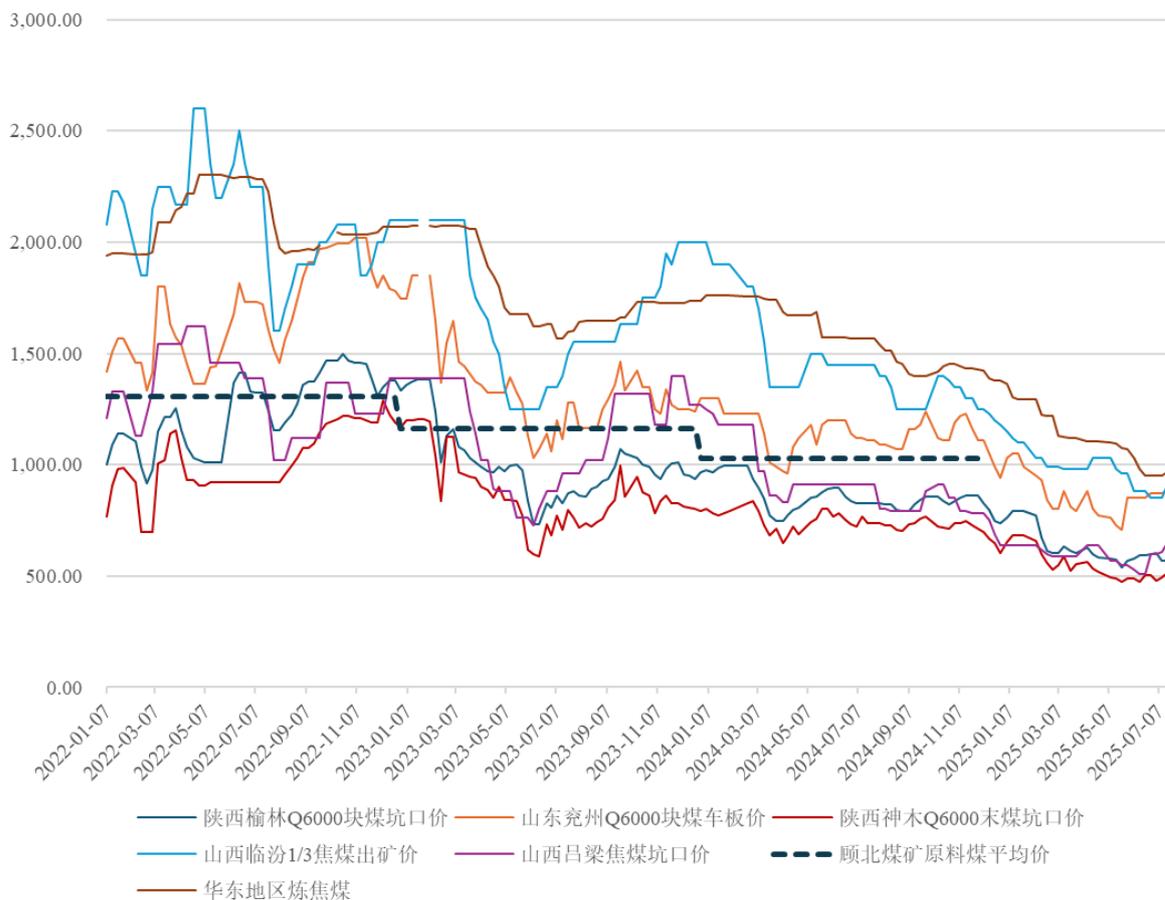
报告期内，顾北煤矿产能均为400万吨/年，产量较为稳定，由于顾北煤矿部分煤层煤质较好，高于发电所需用煤品质，为实现更好经济效益，该部分煤炭产品销售至淮南矿业洗选加工后对外销售，因煤炭品质受煤层影响存在差异，外销量存在一定波动。因此，电力集团煤炭销售数量变动主要与顾北煤矿产出品质有关。

综上所述，报告期内，标的公司下游市场需求较为稳定，客户经营情况良好，煤炭销售数量变动的原因主要与煤炭产出品质有关。

(三)结合未来煤炭价格变动趋势、市场需求、煤炭开采和自用情况、合同签署等，分析煤炭业务收入是否存在持续下降的可能

1. 价格变动趋势

顾北煤矿产出原料煤主要是1/3焦煤，2025年1月至今，炼焦煤价格变动趋势如下：



如上图所示，2025 年上半年，受进口煤持续增长、钢厂利润低迷、铁水产量下滑影响，炼焦煤供需关系较为宽松，销售价格进一步下跌。2025 年下半年以来，经济基本面整体企稳、出口回升、全社会用电量达到历史用电高峰，伴随炼焦煤期货结算价格及现货价格先后多次提涨，炼焦煤价格进入拐点开始上涨。国家能源局综合司于 2025 年 7 月 10 日发布了《关于组织开展煤矿生产情况核查促进煤炭供应平稳有序的通知》（国能综通煤炭〔2025〕108 号），该通知主要内容为“今年以来，全国煤炭供需形势总体宽松，价格持续下行，部分煤矿企业“以量补价”，超公告产能组织生产，严重扰乱煤炭市场秩序。为贯彻落实党中央、国务院决策部署，强化煤炭市场调控，进一步加强产能管理，规范煤矿企业生产行为，促进煤炭供应平稳有序，国家能源局拟于近期在重点产煤省（区）组织开展煤矿生产情况核查工作，煤矿要严格安好公告产能组织生产，对超能力生产的煤矿，一律责令停产整改”，标志着新一轮调控产能拉开序幕。2025 年以来，大连商品交易所炼焦煤期货价格情况如下，自 2025 年 6 月起炼焦煤期货价格回升明显。

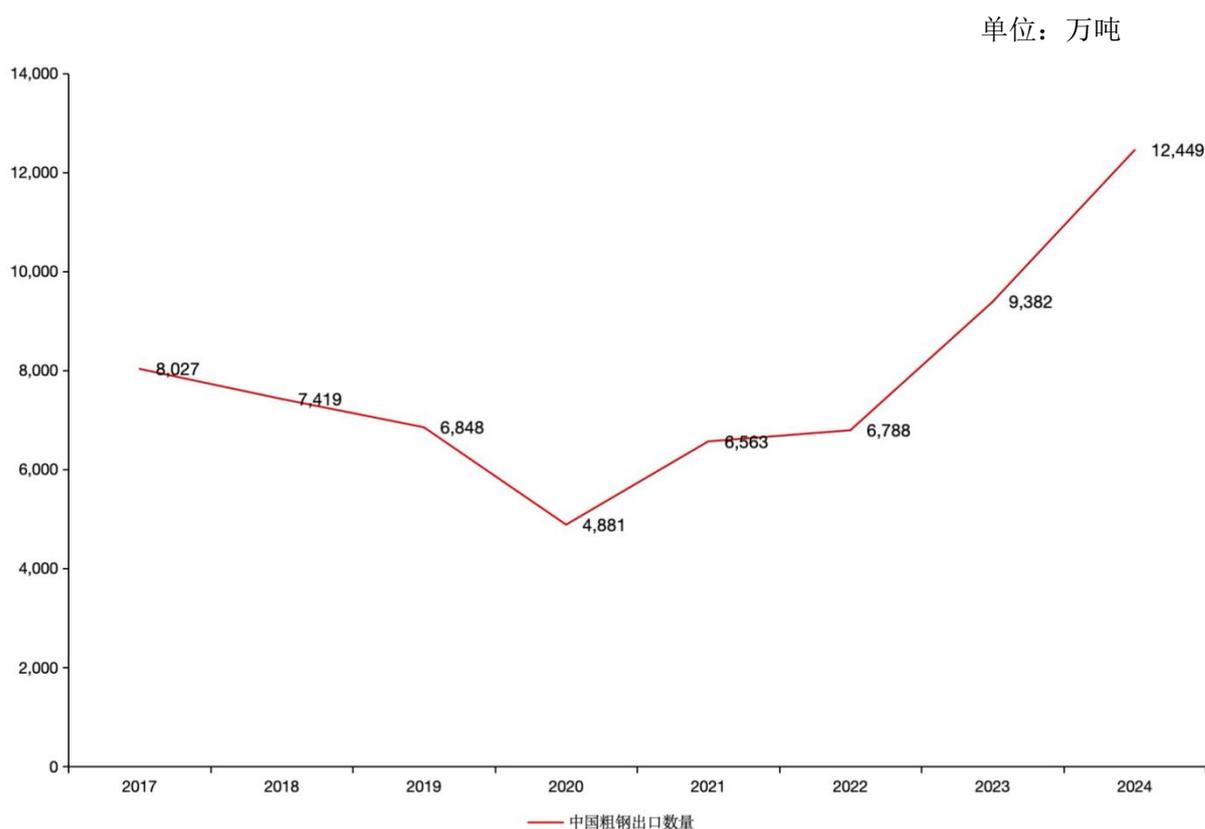
2. 市场需求

顾北煤矿产出原料煤主要用于炼焦，下游需求主要集中在钢铁行业。

受国内房地产开发市场景气度下滑影响下，我国钢铁行业进入本轮周期谷底。2025 年以来，随着国家围绕房地产市场、提振预期等方面陆续出台产业、财政、货币等一揽子有针对性的增量政策举措，预计房地产市场对钢铁行业的负向拖拽效应有望逐步减弱；同时，制造业需求保持较高景气度，整体用钢量预计保持稳定。

与此同时，在国内需求不足背景下，钢铁企业纷纷开辟海外市场，近年来国内粗钢出口量持续上升，将一定程度上缓解国内钢铁行业的供需矛盾，提高企业生产积极性。

2017-2024 年国内粗钢出口量



数据来源：Wind

供应端来看，在减量发展和市场下行背景下，我国钢铁行业或处于兼并重组的重要窗口期和历史机遇期。相较于西方发达国家，我国钢铁行业产业集中度仍相对较低，有较大提升空间，需要通过兼并重组方式实现落后产能

退出、改善供需格局；同时，《钢铁行业产能置换实施办法》进一步提高了减量置换的比例，提高了新建项目的难度，可有效控制新增产能。

因此，虽然钢铁行业现阶段面临供需矛盾突出等困扰，行业利润整体下行，但伴随系列“稳增长”政策纵深推进以及钢材出口活跃度的不断攀升，钢铁需求总量有望保持平稳或边际略增。

3. 开采自用情况

根据安徽中联合国信出具的皖中联合国信矿评字(2025)第[012]号《采矿权评估报告》，顾北煤矿气煤可采储量占比 69%，1/3 焦煤可采储量占比 31%。其中气煤预计为凤台电厂自用，1/3 焦煤预计对外销售，即根据顾北煤矿储量情况，远期自用比例预计约为 70%。报告期内，因顾北煤矿当前开采煤层品质较好，外销比例超过 70%，高于预计比例，从远期来看，外销比例将有所下降。

4. 合同签署

淮浙煤电已与淮南矿业签订委托销售及服务费用协议，协议中对于委托销售范围、委托内容、煤炭价格、服务价款与支付、违约责任等条款进行了明确约定，淮南矿业具有丰富的下游销售渠道，预计与报告期内的销售模式不存在重大差异。

综上所述，煤炭价格受供需关系影响，短期内仍存在下行可能，但下游整体需求预计保持稳定；另一方面，受当前开采煤层煤质较好影响，顾北煤矿报告期内外销量较高，随着上述煤层逐步开采，顾北煤矿自用比例预计将有所上升，未来煤炭外销量将有所下降，煤炭业务收入相应可能下降。

(四) 结合电价市场化改革、电力市场现货交易等，分析报告期内电力业务销售单价变动的原因及合理性

1. 电价市场化改革对电价影响

2021 年 10 月，国家发改委发布《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》，按照电力体制改革“管住中间、放开两头”总体要求，进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革，有序放开全部燃

煤发电电量上网电价。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，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。该电价政策使得燃煤发电企业及时合理传导燃料成本变化。

电力市场化交易主要包括中长期交易和现货交易，电价出清机制以“供需平衡定价”为核心，通过整合市场主体报价信息确定最终交易价格，旨在反映实时供需关系、引导资源配置并体现电力价值差异。目前电力市场化交易中的大部分电量通过中长期交易锁定，充分发挥“压舱石”作用，稳定了总体市场规模和交易价格；现货交易主要用于弥补中长期交易的偏差。

中长期交易主要用于锁定未来一段时间(月、季、年)的电力交易，电价出清方式较灵活，主要通过双边协商或集中竞价实现，双边协商由发电企业与用户直接敲定电量和电价，集中竞价则按发电侧报价从低到高、需求侧报价从高到低排序，供需曲线交点处的价格与电量即为出清结果。各区域根据不同类型电源的出力特性制定不同的价格机制，形成不同的长协价格。

现货交易聚焦短期(未来 24 小时或实时)电力供需，指针对未来 1 天(日前)、当天(日内)及近实时(实时)的电力电量进行的交易。现货市场价格的形成考虑电网、机组、安全、报价、综合成本等多种因素的模型计算结果，市场主体具有报价权和参与定价权，但无法直接决定电价。

报告期内，电力集团电力业务销售单价变动情况如下：

项目	2024 年 1-11 月		2023 年度		2022 年度
	金额	变动	金额	变动	金额
单位价格(元/度)	0.4217	0.58%	0.4192	-0.95%	0.4233

如上表所示，电力集团电力业务销售单价较为稳定。电力集团下属洛河电厂三期项目、凤台一期项目为国家“皖电东送”重点工程，电厂所发电量全部输入经济发达但能源供应紧张的江浙沪地区，电力消纳得到有效保证。对于电力集团下属安徽省内电网发电机组，2024 年度安徽省用电量增速 11.9%，高于全国平均水平 5.1 个百分点，2023 年度安徽省用电量增速 7.4%，

高于全社会平均水平的 6.7%，电力需求充裕，因此，电力集团受电价市场化改革影响较小。

2. 电力市场现货交易对发电企业的影响

2023 年 10 月，国家发改委和能源局联合印发了《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知》，提出加快全国统一电力市场体系建设，推动电力资源在更大范围共享互济和优化配置，在确保有利于电力安全稳定供应的前提下，有序实现电力现货市场全覆盖，有序扩大现货市场建设范围。2024 年 4 月起，安徽开展电力现货市场 2024 年首次结算试运行。根据《2025 年安徽电力中长期交易实施方案》等政策，2025 年安徽省实现电力现货连续试运行，全年运行时间不低于 10 个月。

2025 年开始，电力现货交易长周期运行将成为常态，电力市场的交易规则和价格波动会变得更为复杂和频繁。电力现货市场能够清晰反映电能量分时价格和供需关系，能够发挥市场在电力资源配置中的决定性作用，实现电力资源优化和电网经济调度，促进可再生能源合理消纳等。传统火电可以通过现货市场的价格发现作用，做到低电价少发，高电价多发，获取超额收益；现货市场直接为辅助服务定价，各地通过“辅助服务市场”运营规则，直接对辅助服务定价，部分辅助服务费用向发电侧分摊。

3. 容量电价机制

2023 年 11 月 8 日，国家发改委、国家能源局下发了《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501 号），从单一制电价调整为两部制电价，其中电量电价通过市场化方式形成，容量电价主要体现对电力系统的支撑调节价值。容量电价实施范围为合规在运的公用煤电机组，安徽省 2024 年电网煤电容量电价执行价格为 100 元/千瓦年（含税），充分体现煤电对电力系统的支撑调节价值，确保煤电行业持续健康运行。

综上所述，电力市场化改革给火电企业带来了挑战和机遇。带来的挑战为电价和电量均由市场竞争形成，使得火电和新能源、火电企业之间的市场竞争变得更加激烈。火电企业必须通过成本控制和效率提升来提高竞争力；另一方面，随着电力市场化改革的深入，火电行业也面临着新的机遇。除了

容量电价提供稳定收益之外，火电企业还可以通过参与电力现货市场、辅助服务市场等，获取额外收益。报告期内，电力集团电力业务销售单价较为稳定，受电力市场化改革的影响较小。相关电价波动的风险已在本次重组报告书之“重大风险提示”之“二、与标的资产相关的风险”之“(二)电价调整及波动的风险”中披露如下：

“我国正在推进电力交易体制改革，全面实施国家能源战略，加快构建有效竞争的市场结构和体系，形成主要由市场决定能源价格的机制。2024年12月，《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》发布，明确了“三步走”的发展目标：到2025年，初步建成全国统一电力市场，电力市场顶层设计基本完善，实现全国基础性交易规则和技术标准基本规范统一。到2029年，全面建成全国统一电力市场，推动市场基础制度规则统一、市场监管公平统一、市场设施高标准联通。到2035年，完善全国统一电力市场。全国统一电力市场体系的逐步构建，通过市场化方式推动资源在更大范围内流动已经成为各方的共识。

随着电力产业结构调整 and 电价形成机制改革的不断深化，电力市场化交易带来的电价波动可能对标的公司的经营产生一定影响。此外，为应对短缺和提升电力系统灵活性，近年来国内新核准火力发电装机规模较大。从项目建设经验看，新核准机组预计将在未来两年迎来密集投产。火力发电供给的增速加快，可能使得火力发电市场供需平衡变化，从而导致交易电价向下调整并挤压标的公司盈利空间。提请投资者关注相关风险。”

(五)结合产业政策、目标市场电力供需情况、所处行业竞争格局、新能源发电量以及上网安排等，分析电力业务销售数量变动的原因以及是否存在下降的可能

1. 电力产业政策

2021年以来，电力行业主要产业政策如下：

序号	发布部门	发布时间	政策名称	主要相关内容
1	国家发展改革委、国家能源局	2025.5	《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》	明确新能源项目可以通过直连线路向电力用户直接供给绿电，填补了国家层面绿电直连政策空白，标志绿电直连从地方试验走向全国规范化推广的新阶段

2	国家发展改革委、国家能源局	2025.4	《新一代煤电升级专项行动实施方案(2025—2027年)》	从煤电清洁降碳、安全可靠、高效调节、智能运行四个方面建立健全煤电技术指标体系。同时,在全面总结评估“三改联动”工作成效和有益经验的基础上,推动一批现役机组改造升级,力争全面提升新建机组指标水平,积极有序开展新一代煤电试点示范
3	国家发展改革委、国家能源局	2025.2	《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》	坚持市场化改革方向,推动新能源上网电量全面进入电力市场、通过市场交易形成价格。坚持责任公平承担,完善适应新能源发展的市场交易和价格机制,推动新能源公平参与市场交易
4	国家能源局	2025.2	《2025年能源工作指导意见》	2025年能源工作的主要目标在供应保障能力方面,全国能源生产总量稳步提升,煤炭稳产增产。全国发电总装机达到36亿千瓦以上。在发展质量效益方面,火电机组平均供电煤耗保持合理水平。风电、光伏发电利用率保持合理水平,光伏治沙等综合效益更加显著。大型煤矿基本实现智能化。初步建成全国统一电力市场体系,资源配置进一步优化
5	国家发改委、国家能源局	2024.8	《能源重点领域大规模设备更新实施方案》	坚持市场为主、统筹联动,坚持先立后破、稳步推进,坚持鼓励先进、淘汰落后,坚持标准引领、有序提升。到2027年,能源重点领域设备投资规模较2023年增长25%以上,重点推动实施煤电机组节能改造、供热改造和灵活性改造“三改联动”,输配电、风电、光伏、水电等领域实现设备更新和技术改造
6	国家发改委、国家能源局、国家数据局	2024.7	《加快构建新型电力系统行动方案(2024—2027年)》	围绕规划建设新型能源体系、加快构建新型电力系统的总目标,坚持清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的基本原则,聚焦近期新型电力系统建设亟待突破的关键领域,选取典型性、代表性的方向开展探索,以“小切口”解决“大问题”,提升电网对清洁能源的接纳、配置、调控能力
7	国家发改委、国家能源局	2023.11	《关于建立煤电容量电价机制的通知》	坚持市场化改革方向,加快推进电能量市场、容量市场、辅助服务市场等高效协同的电力市场体系建设,逐步构建起有效反映各类电源电量价值和容量价值的两部制电价机制。当前阶段,适应煤电功能加快转型需要,将现行煤电单一制电价调整为两部制电价,其中电量电价通过市场化方式形成,灵敏反映电力市场供需、燃料成本变化等情况;容量电价水平根据转进度等实际情况合理确定并逐步调整,充分体现煤电对电力系统的支撑调节价值,确保煤电行业持续健康运行
8	国家能源局、国家发展改革委、国家市场监督管理总局	2022.8	《关于进一步提升煤电能效和灵活性标准的通知》	在现有基础上进一步提升煤电能效和灵活性标准,以标准支撑和规范煤电机组清洁高效灵活性水平提升
9	国家发改委、国家能源局	2022.6	《“十四五”可再生能源发展规划》	锚定碳达峰、碳中和与2035年远景目标,按照2025年非化石能源消费占比20%左右、可再生能源年发电量达3.3万亿千瓦时左右任务要求,大力推动可再生能源发电开发利用,积极扩大可再生能源非电利用规模
10	国家发改委、国家能源局	2022.1	《关于印发“十四五”现代能源体系规划的通知》	提出到2025年非化石能源消费比重提高到20%左右,电能占终端用能比重达30%左右,要加快推动能源绿色低碳转型。全面推进风电、太阳能发电大规模开发和高质量发展,加快负荷中心及周边地区分散式风电和分布式光伏建设,推广应用低风速风电技术。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。同时要推动海上风电向深水远岸区域布局
11	国家发改委	2022.2	《关于进一步完	立足以煤为主的基本国情,使市场在资源配置中起决定性作用,

			善煤炭市场价格形成机制的通知》	更好发挥政府作用,综合运用市场化、法治化手段,引导煤炭(动力煤,下同)价格在合理区间运行,完善煤、电价格传导机制,保障能源安全稳定供应,推动煤、电上下游协调高质量发展
12	国务院	2021.10	《2030年前碳达峰行动方案》	强调把碳达峰、碳中和纳入经济社会发展全局,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
13	国家发改委	2021.10	《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》	加快推进电价市场化改革,完善主要由市场决定电价的机制,保障电力安全稳定供应
14	国家发改委	2021.7	《关于进一步完善分时电价机制的通知》	深化电价改革、完善电价形成机制的决策部署,充分发挥分时电价信号作用,服务以新能源为主体的新型电力系统建设,促进能源绿色低碳发展
15	国家发改委、国家能源局	2021.7	《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》	为努力实现应对气候变化自主贡献目标,促进风电、太阳能发电等可再生能源大力发展和充分消纳,依据可再生能源相关法律法规和政策的规定,按照能源产供储销体系建设和可再生能源消纳的相关要求,在电网企业承担可再生能源保障性并网责任的基础上,鼓励发电企业通过自建或购买调峰储能能力的方式,增加可再生能源发电装机并网规模

进入“十四五”以来,火电行业迎来阶段性政策反转,政策重心从“新增规模支持”逐步过渡到“提升灵活性、保障调节能力”的方向,在能源转型“先立后破”的大背景下,特别是在新能源高渗透、电力系统稳定性压力上升的背景下,火电在构建新型电力系统过程中仍承担“压舱石”与“稳定器”的关键角色,是当前阶段内不可或缺的核心调节资源。

在经历了“十三五”中后期的连续回落之后,火电利用小时自2021年起出现阶段性修复,显示出其在新能源快速发展与系统调节需求上升背景下的系统韧性。根据国家能源局口径,2024年全国火电设备平均利用小时为4,400小时,已较2020年低点(约4,216小时)累计提升184小时,反映出火电在负荷支撑、调节出清中的角色正在被重新强化。

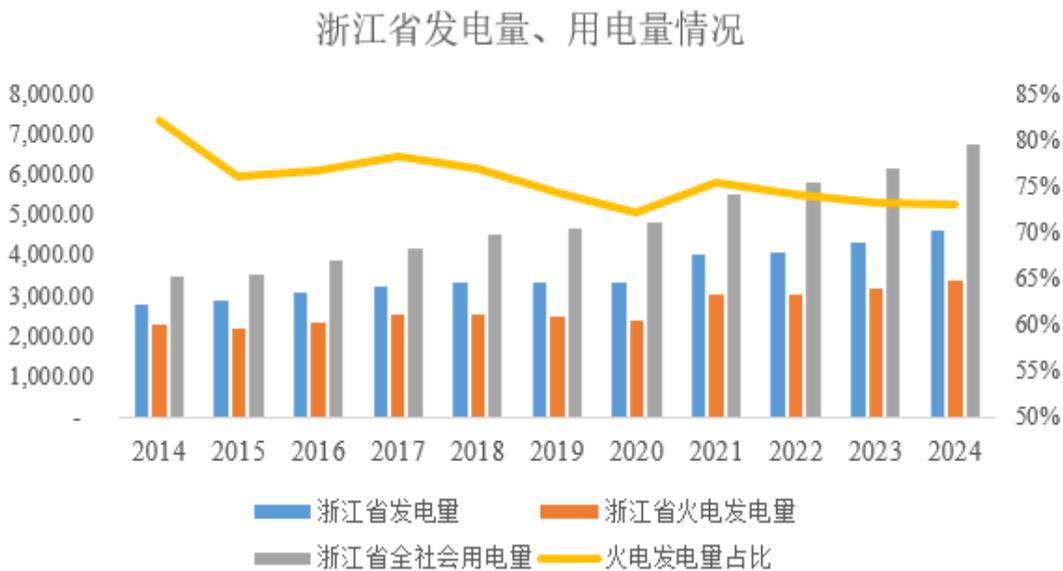
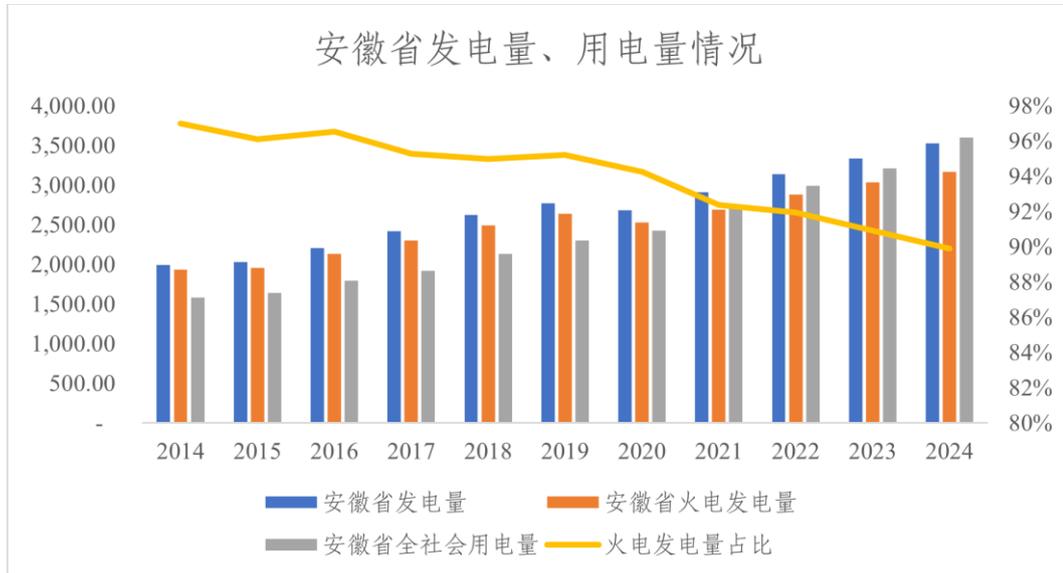
2024年全国火电发电量达6.34万亿千瓦时,同比增长1.8%,占全国总发电量的67.4%;火电装机容量达14.4亿千瓦,同比增长3.89%,占总装机规模的43.1%。随着风电、光伏等新能源加速发展,火电在装机结构中的比重持续下降,但绝对发电量仍保持增长,表明其仍是当前阶段不可替代的电力保障主力。

2. 目标市场电力供需情况

电力集团下属洛河电厂三期项目、凤台一期项目为国家“皖电东送”重

点工程，电厂所发电量全部输入经济发达但能源供应紧张的江浙沪地区，电力消纳得到有效保证，其余机组为安徽省内发电机组。

2014年-2024年，安徽省和浙江省发电量、用电量情况如下：



2014年-2024年，安徽省全口径发电量整体保持增长趋势，发电量由1,992.9亿千瓦时增长至3,524.1亿千瓦时，年复合增长率为5.87%。从电源结构看，火电为安徽省主要电源，火电发电量由1,649.5亿千瓦时增长至3,168.4亿千瓦时，年复合增长率为6.75%。2023年安徽省火电发电量占比为89.91%，火电发电量占全省全口径发电量的比重维持在较高水平，即火电在安徽省电源结构中具有重要作用。

2014年-2024年，安徽省用电量由1,585亿千瓦时增长至3,598亿千瓦时，年复合增长率为8.54%，省内用电需求持续提升，且2024年存在供电缺口。

2014年-2024年，浙江省全口径发电量整体保持增长趋势，且火电占比较高，2014年-2024年，浙江省用电量由3,506亿千瓦时增长至6,780亿千瓦时，2024年为电力受电量第一大省，全网累计外受电量1919亿度。外来电占比达三分之一。近两年浙江在省间现货市场购电量排名稳居第一。电力集团洛河电厂三期项目、凤台一期项目通过“皖电东送”工程为浙江省用电提供有力保障。

3. 所处行业竞争格局

(1) 电力装机容量、发电量持续增长

电力工业是国民经济发展中最重要基础能源产业之一，也是社会公用事业的重要组成部分，是我国经济发展战略中优先发展的重点领域。近年来，国内经济的快速发展，带动电力行业迅速发展，电力装机容量、发电量呈现良好的增长态势。



2016年以来，全国发电装机容量持续快速增加，截至2025年2月末，全国发电设备装机容量达34亿千瓦，同比增速高达14.5%，创近十余年来最快增速。



从发电量看，2024 年全年累计发电量 94,181 亿千瓦时，同比增速达 5.71%，仍保持良好增长态势。

(2) 全社会用电量保持持续增长

电力能够比较便利地转换为其他形式的能量且适宜远距离传送，因而电能日益成为支撑社会经济活动的主体能源，是现代工业和现代文明发展的基础。目前，电能仍是传统的一次能源的主要转化途径。随着国民经济的快速发展，我国电力需求也相应保持较高的增长速度。近年来，我国经济持续增长，全社会用电量保持持续增长，电力需求量维持比较温和的增速。



“十三五”期间全社会用电量年均复合增长率为6.13%，高于电力发展“十三五”规划中“年均增长3.6-4.8%”的目标。“十四五”以来，我国全社会用电量全面攀升，2024年，全社会用电量全年累计98,521亿千瓦时，同比增长6.8%。

随着电能替代、新基建、高端装备制造业和战略性新兴产业的发展，电能占终端能源的比重将持续提高，我国能源需求还处在较长时间的增长期。中电联预测，预计“十四五”末电力消费需求将达到9.5万亿千瓦时，相较“十三五”末有约两万亿千瓦时的增长空间。

(3) 电力供需结构性矛盾日益突出

近年来，我国电网规模不断扩大，发电新增装机总量持续增长，其中新能源装机增长远高于火电装机的增长速度，且占比呈上升趋势，使我国电源结构、网架结构等发生重大变化，但因峰值出力不足而导致部分地区、部分时段电力供需矛盾日益突出。

从新增发电装机结构来看，2024年全年，我国可再生能源新增装机3.73亿千瓦，同比增长23%，占全国新增发电装机容量的86%，继续保持电力新增装机的主力军地位。其中，新增水电、风电、太阳能发电装机容量分别达到0.14亿千瓦、0.80亿千瓦、2.78亿千瓦。全国可再生能源装机达到18.89亿千瓦，同比增长25%。

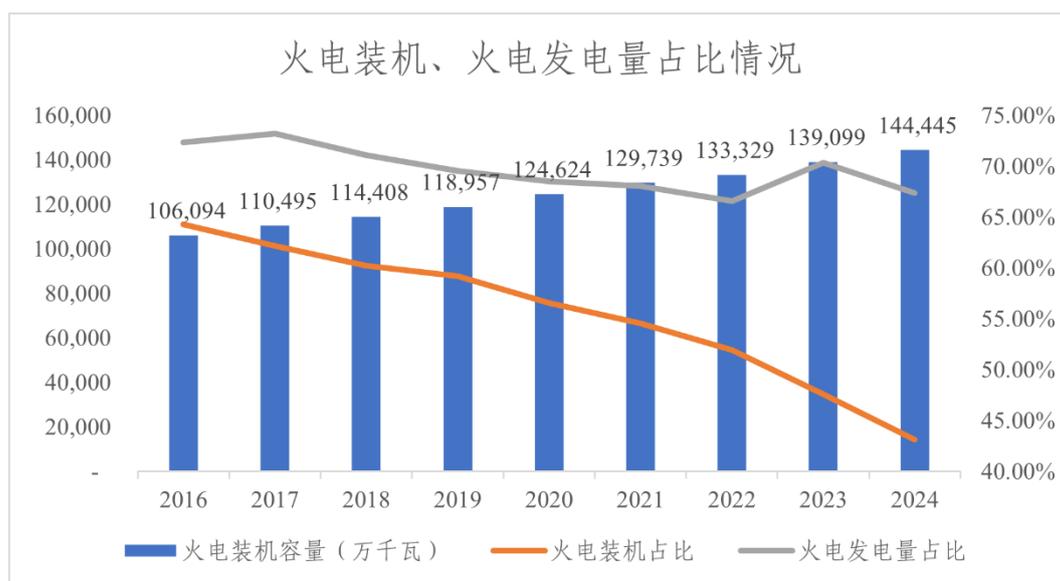
虽然发电装机总容量增长速度足以覆盖用电量增长速度，但发电机组在实际运行中所能提供的可靠发电出力却出现不足。由于风光的波动性、随机性和间歇性，以风光能源为主体的新能源可靠出力要远低于实际装机容量。如光伏发电在夜间、日照情况不佳时段，风力发电在无风时段可靠出力呈现明显下降，进而导致用电负荷压力加大、电网调度难度增加等情况。

因此，从新增可用容量看，由于新能源电力高比例接入电网，但其却没有提供相应足够多的可靠装机容量，导致了我国发电可用容量增长速度滞后于用电负荷的增长。2020年冬季以来，全国多个省份出现了普遍性电力短缺现象。

综上，随着新能源装机的高速增长，电网安全稳定将面临巨大挑战，电力系统调峰压力进一步增大，峰值出力不足导致部分地区、部分时段电力供需矛盾日益突出。

(4) 电源结构依然以火电为主

由于我国“富煤、贫油、少气”的能源结构，利用燃煤发电一直是我国电源的主力。近年来，随着风电、光伏等新能源装机快速增长，火电装机容量在电力总装机容量中占比虽然有所降低，但电源结构依然以火电为主，其地理条件要求低、技术成熟、发电稳定、可靠性高、可调性强等优势持续显现。



从装机容量看，截至2024年末，火电累计装机容量144,445万千瓦，占总装机容量的比重为43.14%。从绝对数量看，火电是电源结构的主力，装机规模在单一发电类型中排首位。

从发电量看，火电发电量占总发电量比重从2016年的72.35%下降至2024年的67.36%。但值得注意的是，2021年以来，在新能源装机占比提升、火电装机占比下降的情况下，火电发电量占比却相对稳定，并未出现明显的下降趋势。2024年火电装机容量虽然只占总装机容量的43.14%，但发电量占比却高达67.36%，远高于火电装机容量的占比，说明火电依然是我国电源结构的主力。

4. 新能源发电量以及上网安排

报告期内，电力集团新能源发电量及上网电量情况如下：

项目		2024年1-11月	2023年度	2022年度
光伏发电	装机容量(MW)	213.41	206.65	46.98
	发电量(亿千瓦时)	2.72	0.59	0.44
	上网电量(亿千瓦时)	2.72	0.59	0.44

项目		2024年1-11月	2023年度	2022年度
	发电利用小时数(h)	1,293.26	1,185.42	1,225.34

报告期内，电力集团新能源装机容量较小，发电量占比较低，2024年1-11月发电量和上网电量上升，主要是凤台新能源156.8MW光伏电站于2023年12月并网发电所致。截至2024年11月末，电力集团在运行的集中式光伏项目如下：

项目公司	项目名称	装机规模(MW)	并网年份	是否并网
凤台新能源	淮能电力凤台丁集矿采煤沉陷区一期20万千瓦光伏电站项目	156.80	2023年	全额上网
电力集团	淮南矿业集团电力有限责任公司李一矿废弃工业广场5.6MW光伏发电项目	5.67	2016年	全额上网
电力集团	孔李矿废弃工业广场18MW光伏发电项目	17.76	2016年	全额上网

除上述项目外，电力集团其余在运行的新能源电站项目为分布式光伏项目，2024年度，安徽省光伏发电利用率为99.9%，高于全国平均的96.8%，目前电力集团已并网光伏电站运行情况和消纳情况良好。

5. 电力业务销售数量变动

报告期内，电力集团电力业务的销售数量变动情况如下：

单位：亿度

项目	2024年1-11月		2023年度		2022年度
	上网电量	变动(注1)	上网电量	变动	上网电量
火力发电和光伏发电	142.79	4.98%	148.39	134.65%	63.24

注1：2024年1-11月变动已年化

报告期内，电力集团电力业务销售数量变动具体原因如下：

2023年度，电力集团电力业务销售数量较2022年度上升134.65%，一方面是2023年8月标的公司收购洛能发电，洛能发电2023年8-12月上网电量38.57亿度计入电力集团2023年度合并报表范围；另一方面，潘集电厂一期于2023年上半年投产，2023年度上网电量为52.87亿度，较2022年度上升52.18亿度，因此电力集团2023年度整体上网电量较2022年度上升约134.65%。

2024年1-11月，电力集团电力业务销售数量较2023年度增长4.98%，一方面是2024年为洛能发电纳入标的公司合并范围内的第一个完整年度，

2024年1-11月，洛能发电及洛河发电上网电量为84.42亿度，较2023年度上升138.79%；另一方面是上市公司于2023年12月收购电力集团持有的潘集发电100%股权，2024年起不再纳入电力集团合并范围，部分抵消了洛能发电2024年度上网电量上涨的影响。

综上所述，报告期内电力集团电力业务销售数量变动主要系电力集团发电主体合并范围变化所致，目前火电在我国装机结构中的比重持续下降，但绝对发电量仍保持增长，仍是当前阶段不可替代的电力保障主力，且安徽省电力供需情况仍较为紧张，2025年1-6月，安徽省火力发电量占总发电量的占比约为86%，安徽省风光资源较弱，整体发电小时数较低，火力发电仍为安徽省主要电力来源，电力市场受新能源发电的冲击较小。同时电力集团下属洛河电厂三期项目、凤台一期项目为国家“皖电东送”重点工程，电厂所发电量全部输入经济发达但能源供应紧张的江浙沪地区，预计目标市场电力消纳能力将保持稳定。另一方面，电力集团潘集电厂二期项目于2025年7月28日正式投产，在建谢桥电厂预计2025年内投产，预计电力业务收入和毛利将进一步增加，未来电力业务销售量下降的可能性较小。

相关电价波动的风险已在本次重组报告书之“重大风险提示”之“二、与标的资产相关的风险”之“（三）标的公司机组发电利用小时数波动风险”中披露如下：“随着我国电力市场化建设的不断推进，市场主体参与数量和范围逐步扩大，多元化的市场格局已初步形成，市场竞争日益加剧。在此背景下，标的公司的发电量及发电利用小时数更加受到电力市场供需形势的影响。受电力需求波动、新能源发电占比提升及燃料成本波动等因素影响，标的公司发电利用小时数存在一定不确定性。尽管安徽省全社会用电量呈现稳定增长，目前电力需求较为旺盛，但若未来电力市场需求增长放缓或电力供给显著增加导致市场竞争加剧，标的公司的发电量及发电利用小时数可能产生波动，进而对公司的经营业绩产生不利影响。”

（六）报告期各期，电力集团光伏相关业务的收入、成本、利润、应收账款等情况，未来对于光伏业务的安排

1. 电力集团光伏相关业务的收入、成本、利润、应收账款等情况

报告期内，电力集团光伏相关业务的收入、成本、毛利、毛利率、装机容量具体情况如下：

单位：万元

项目	2024年1-11月	2023年	2022年
光伏业务收入	11,170.81	5,804.12	3,787.28
光伏业务成本	8,634.18	3,207.27	1,745.58
光伏业务毛利	2,536.63	2,596.85	2,041.70
毛利率	22.71%	44.74%	53.91%
装机容量(MW)	213.41	206.65	46.98
上网电量(亿千瓦时)	2.72	0.59	0.44

报告期内，电力集团光伏业务收入、上网电量和装机容量有所上升，主要系2023年12月，凤台新能源156.8MW光伏电站于2023年12月并网发电所致。2022年度和2023年度光伏业务毛利率较高，主要系李一矿废弃工业广场5.6MW光伏发电项目和孔李矿废弃工业广场18MW光伏发电项目为2016年并网项目，享有可再生能源补贴，因此毛利率较高；2024年度光伏业务毛利率有所下降，主要系2023年12月并网的凤台新能源光伏电站为平价上网项目，导致整体毛利率有所下降所致。

报告期各期末，光伏业务应收账款情况如下：

单位：万元

项目	2024年11月末		2023年末		2022年末	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
应收可再生能源补贴	5,426.30	80.25%	5,035.07	86.05%	4,397.03	90.80%
应收标杆电费	1,335.44	19.75%	816.18	13.95%	445.62	9.20%
应收账款账面余额	6,761.74	100.00%	5,851.25	100.00%	4,842.65	100.00%

如上表所示，报告期各期末，电力集团光伏业务应收账款余额分别为4,842.65万元、5,851.25万元和6,761.74万元，主要为应收可再生能源补贴和应收标杆电费，标杆电费部分由电网公司直接支付，通常在结算的次月支付；可再生能源补贴是国家可再生能源发展基金拨付相应的电价补贴给电网公司后，电网公司向标的公司支付的款项，发放周期较长，因此余额较大。

截至2024年11月末，应收可再生能源补贴为5,426.30万元，账龄情况具体如下：

单位：万元

项目	2024年11月末余额	账龄情况					2024年11月末坏账准备余额
		账龄1年以内	账龄1-2年	账龄2-3年	账龄4-5年	账龄5年以上	
应收可再生能源补贴	5,426.30	1,926.35	2,064.25	1,048.93	337.03	49.73	936.78

如上表所示，电力集团应收可再生能源补贴1-2年账龄金额、2-3年账龄金额、4-5年账龄金额、5年以上账龄金额分别为2,064.25万元、1,048.93万元、337.03万元和49.73万元，为淮南矿业孔李矿废弃工业广场18MW光伏发电项目、淮南矿业李一矿废弃工业广场5.6MW光伏发电项目和淮南矿业集团矿区屋顶光伏发电项目的应收可再生能源补贴款，上述项目已于2020年11月纳入补贴清单，可再生能源补贴由国家财政拨付，发生坏账风险较低，电力集团按照账龄组合对相关应收账款计提坏账准备，计提金额谨慎。

2. 光伏业务的安排

截至本回复出具日，电力集团在建光伏项目如下：

名称	机组预计投运时间	装机容量(MW)
丁集矿采煤沉陷区水面光伏项目二期	2025年先期100MW并网	243.20
潘集采煤沉陷区一期100MW光伏发电项目	2025年先期100MW并网	100.00
潘集采煤沉陷区二期200MW光伏发电项目		200.00

如上表所示，2025年，标的公司预计并网集中式光伏项目200MW，预计标的公司光伏发电量合计占标的公司总发电量的比例不超过3%，上述项目预计对电力集团盈利能力不会构成重大影响。

未来，电力集团将积极推进“清洁高效煤电+新能源”基地建设，探索发展新型储能、抽水蓄能等新业态，形成以煤电煤炭为基础保障、清洁能源为发展方向的产业格局。光伏业务方面，电力集团将有效利用存量闲置土地、工厂、屋顶等资源发展分布式光伏、分散式风电，推动采矿沉陷区光伏基地建设，统筹采煤沉陷区治理和新能源发展，多维度实现高质量绿色发展。

(七) 报告期各期，煤炭业务和电力业务分季度的收入构成情况以及变动原因，2024全年以及2025年1-3月电力集团的经营情况和主要财务数据

1. 煤炭业务和电力业务分季度的收入构成情况以及变动原因

报告期内，煤炭业务和电力业务分季度的收入构成情况如下：

(1)煤炭业务

单位：万元

年份	第一季度	第二季度	第三季度	第四季度	合计
2024年1-11月	80,928.25	73,606.69	65,196.22	44,237.93	263,969.09
2023年	114,742.83	100,326.05	103,208.74	49,619.91	367,897.53
2022年	76,074.40	88,751.14	115,306.66	133,869.79	414,001.99

如上表所示，煤炭业务各季度收入存在一定波动。

2022年，煤炭业务收入呈逐季度上升趋势，一方面是煤炭价格2022年保持高位，上半年仍处于上涨趋势，另一方面是2022年下半年顾北煤矿开采量高于上半年约30万吨，煤炭销量相应高于上半年。

2023年，煤炭业务收入前三季度较为稳定，第四季度煤炭业务收入下滑较大，主要是2023年第四季度受开采煤层影响，产出动力煤较多，自用量高于其他季度，因此外销量下降。

2024年，煤炭业务收入呈逐季度下降趋势，一方面是受开采煤层影响，产出动力煤比例升高，外销量有所下降，另一方面系2023年以来煤炭供需较为宽松，煤炭价格持续下降，销售收入相应下降。

(2)电力业务

单位：万元

年份	第一季度	第二季度	第三季度	第四季度	合计
2024年1-11月	171,485.36	141,888.27	194,007.25	94,699.61	602,080.49
2023年	84,184.97	117,759.48	216,150.26	203,963.90	622,058.62
2022年	61,276.45	61,221.08	74,592.00	70,561.75	267,651.27

如上表所示，电力业务收入各季度呈现一定的波动，具体情况如下：

受夏季用电高峰影响，电力业务第三季度收入较高，其中2023年第三季度，电力业务收入显著高于其他季度，一方面系2023年8月电力集团收购洛能发电，第三季度发电量中8-9月纳入合并范围；另一方面系第三季度温度较高，属于用电高峰，尤其是2023年夏季全国平均气温为1961年以来历史同期第二高，叠加2023年南方地区降水持续偏少，水电出力较少，火电夏季利用小时数大幅度上

升。

2. 2024 全年、2025 年 1-3 月和 2025 年 1-6 月电力集团的经营情况和主要财务数据

2024 年度、2025 年 1-3 月和 2025 年 1-6 月，电力集团合并口径主要财务数据和主要财务指标如下：

(1) 主要财务数据

单位：万元

资产负债表项目	2025 年 6 月末 (未经审计)	2024 年 6 月末 (未经审计)	2025 年 3 月末	2024 年 3 月末 (未经审计)	2024 年末
资产总计	2,706,338.88	2,207,539.51	2,508,733.69	2,075,214.54	2,443,670.93
负债合计	1,238,170.69	827,236.65	1,070,250.80	736,981.16	1,046,418.69
所有者权益	1,468,168.19	1,380,302.85	1,438,482.88	1,338,233.38	1,397,252.24
归属于母公司所有者权益合计	1,219,755.13	1,136,502.80	1,196,398.49	1,108,845.26	1,169,725.14
利润表项目	2025 年 1-6 月 (未经审计)	2024 年 1-6 月 (未经审计)	2025 年 1-3 月	2024 年 1-3 月 (未经审计)	2024 年度
营业收入	438,499.78	472,523.96	207,966.37	254,710.47	957,785.81
营业利润	65,373.32	130,037.55	44,096.53	74,163.36	219,342.67
利润总额	65,022.79	129,263.90	44,080.82	73,375.71	210,854.57
净利润	50,328.60	101,802.48	34,467.77	56,262.46	170,499.72
归属于母公司所有者的净利润	30,776.71	61,156.39	22,362.19	31,764.32	105,438.09

(2) 主要财务指标

单位：万元

项目	2025 年 6 月末/2025 年 1-6 月 (未经审计)	2024 年 6 月末/2024 年 1-6 月 (未经审计)	2025 年 3 月末 /2025 年 1-3 月	2024 年 3 月末/2024 年 1-3 月 (未经审计)	2024 年末 /2024 年度
资产负债率	45.75%	37.47%	42.66%	35.51%	42.82%
流动比率(倍)	0.98	1.87	1.02	1.78	1.10
速动比率(倍)	0.95	1.80	1.00	1.74	1.06

项目	2025年6月末/2025年1-6月(未经审计)	2024年6月末/2024年1-6月(未经审计)	2025年3月末/2025年1-3月	2024年3月末/2024年1-3月(未经审计)	2024年末/2024年度
毛利率	18.53%	29.28%	21.64%	32.08%	24.04%
净利率	11.48%	21.54%	16.57%	22.09%	17.80%

注：资产负债率=期末总负债/期末总资产
 流动比率=期末流动资产/期末流动负债
 速动比率=(期末流动资产-存货)/期末流动负债
 毛利率=(营业收入-营业成本)/营业收入×100%
 净利率=净利润/营业收入×100%

如上表所示，2024年末和2025年3月末，电力集团资产负债率较为稳定，2025年6月末略有下降，主要是2025年电力集团在建潘集电厂二期、谢桥电厂项目、洛河电厂四期项目工程投入较大，项目贷款金额增加；2025年1-3月和2025年1-6月，电力集团毛利率和净利率同比有所下降，一方面系2025年上半年，受煤炭供需宽松影响，顾北煤矿所生产煤炭的外销部分煤炭价格有所下降，另一方面系2025年以来动力煤价格回落及新能源发电占比提升压低电力市场现货价格，导致2025年上半年整体上网电价有所下降，电力集团综合毛利率相应下降。

(3)2025年1-6月、2025年1-3月煤炭和电力业务收入情况

单位：万元

项目	2025年1-6月(未经审计)	2024年1-6月(未经审计)	2025年1-3月	2024年1-3月(未经审计)	2024年度
煤炭业务收入	124,696.31	154,534.94	67,025.17	80,928.25	285,144.42
电力业务收入	300,468.55	313,373.63	138,207.42	171,485.36	661,785.24
合计	425,164.86	467,908.57	205,232.59	252,413.61	946,929.66

如上表所示，2025年1-6月、2025年1-3月煤炭和电力业务收入较2024年度同比有所下降，一方面系2025年上半年，受煤炭供需宽松影响，顾北煤矿所生产煤炭的外销部分煤炭价格有所下降，另一方面系2025年以来动力煤价格回落及新能源发电占比提升压低电力市场现货价格，导致2025年上半年整体上网电价有所下降。

电力集团潘集电厂二期项目于2025年7月28日正式投产，在建谢桥电厂预计2025年内投产，预计2025年下半年电力业务收入将进一步增加。

(八) 核查程序及结论

1. 核查程序

(1) 获取电力集团煤炭销售合同，了解煤炭销售定价机制；

(2) 查阅钢铁行业报告和电力行业报告，了解煤炭和电力行业下游市场需求及行业竞争格局；

(3) 获取电力集团电力销售和煤炭销售明细表，分析产品销售价格、销量及分季度收入变动原因；

(4) 查阅可比公司年度报告，分析同类产品销售价格情况；

(5) 获取电力行业近年来产业政策，分析电力市场改革对电力行业的影响；

(6) 获取电力集团光伏业务相关财务及业务数据，分析电力集团光伏业务情况；

(7) 获取 2024 年、2025 年 1-3 月和 2025 年 1-6 月电力集团财务报表，分析主要财务数据情况。

2. 核查结论

经核查，我们认为：

(1) 报告期内，电力集团与可比公司煤炭销售单价总体趋势较为接近，但由于各公司所属区域、产品品质等有所差异，且产品披露口径不一，导致整体价格及部分年度的波动趋势存在差异，具备合理性；

(2) 报告期内，标的公司下游市场需求较为稳定，客户经营情况良好，煤炭销售数量变动的的原因主要与煤炭产出品质有关；

(3) 煤炭价格受供需关系影响，短期内仍存在下行可能，但下游整体需求预计保持稳定；报告期内，受当前开采煤层煤质较好影响，顾北煤矿外销量较高，随着上述煤层开采结束，顾北煤矿自用比例预计将有所上升，未来煤炭外销量将有所下降，电力集团煤炭业务收入相应可能下降；

(4) 报告期内，电力集团电力业务销售单价较为稳定，受电力市场化改革的影响较小，重组报告书中已对电价调整及波动的风险进行提示；

(5) 报告期内电力集团电力业务销售数量变动主要系电力集团发电主体合并

范围变化所致，目前火电在我国装机结构中的比重持续下降，但绝对发电量仍保持增长，仍是当前阶段不可替代的电力保障主力，且安徽省电力供需情况仍较为紧张，同时电力集团下属洛河电厂三期项目、凤台一期项目为国家“皖电东送”重点工程，电厂所发电量全部输入经济发达但能源供应紧张的江浙沪地区，预计目标市场电力消纳能力将保持稳定。随着在建谢桥电厂和潘集电厂二期等项目陆续投产，预计收入和毛利将进一步增加，未来电力业务销售量下降的可能性较小，重组报告书中已对标的公司发电量及发电利用小时数可能产生波动的风险进行提示；

(6) 报告期内，电力集团光伏业务收入、毛利占比较小，应收账款余额较大，主要系可再生能源补贴回收周期较长所致；2025 年，标的公司预计并网集中式光伏项目 200MW，上述项目预计对电力集团盈利能力不会构成重大影响；

(7) 2024 年末和 2025 年 3 月末，电力集团资产负债率较为稳定，2025 年 6 月末略有下降，主要是 2025 年电力集团在建潘集电厂二期、谢桥电厂项目、洛河电厂四期项目工程投入较大，项目贷款金额增加；2025 年 1-3 月和 2025 年 1-6 月，电力集团毛利率和净利率有所下降，一方面系 2025 年上半年，受煤炭供需宽松影响，顾北煤矿所生产煤炭的外销部分煤炭价格有所下降，另一方面系 2025 年以来动力煤价格回落及新能源发电占比提升压低电力市场现货价格，导致 2025 年上半年整体上网电价有所下降，电力集团综合毛利率相应下降。

七、关于成本和毛利率

会计师核查以下事项并发表明确意见：(1) 煤炭业务和电力业务，区分料工费的主营业务成本构成情况，人员投入、材料消耗、能源耗用等与各业务产量的匹配关系；(2) 电力集团向关联方采购或销售煤炭的定价依据；区分是否向关联方销售或采购，列示煤炭平均销售单价和采购单价，并分析各类煤炭单价波动的原因、各类煤炭价格间存在差异的原因、向关联方销售或采购煤炭价格的公允性；(3) 报告期内电力集团煤炭业务毛利率下降的原因以及是否存在持续下降的可能，煤炭业务毛利率低于同行业可比公司的原因；(4) 洛能发电公司毛利率较低的原因，剔除洛能发电的电力业务毛利率、变动原因以及与同行业可比公司相关业务毛利率的比较情况。(审核问询函问题 11)

(一)煤炭业务和电力业务，区分料工费的主营业务成本构成情况，人员投入、材料消耗、能源耗用等与各业务产量的匹配关系

1. 区分料工费的主营业务成本构成情况

(1)煤炭业务

报告期内，电力集团煤炭业务区分料工费的主营业务构成情况如下：

单位：万元

项目	2024年1-11月		2023年度		2022年度	
	金额	占比(%)	金额	占比(%)	金额	占比(%)
直接材料	8,632.64	6.20	12,592.53	7.09	15,636.99	7.89
直接人工	62,522.92	44.94	85,725.52	48.28	95,219.65	48.06
制造费用	67,976.23	48.86	79,229.16	44.62	87,260.20	44.04
合计	139,131.78	100.00	177,547.21	100.00	198,116.85	100.00

煤炭业务为资源开采业务，材料成本主要为开采辅助材料，包括木材、建材、支护用品等，直接人工主要为开采人员的工资、奖金等，制造费用主要为安全生产计费、维简费、折旧摊销费、塌陷补偿费等。2024年1-11月，煤炭业务直接人工金额及占比有所下降，主要是2023年第四季度顾北煤矿二水平建设开始进入井下巷道的施工，部分与巷道建设相关人员的薪酬成本计入了在建工程项目，导致2024年1-11月直接人工占比下降。

(2)电力业务

报告期内，电力集团电力业务区分料工费的主营业务构成情况如下：

单位：万元

项目	2024年1-11月		2023年度		2022年度	
	金额	占比(%)	金额	占比(%)	金额	占比(%)
直接材料	389,506.08	76.07	411,758.83	75.96	178,674.16	78.70
直接人工	20,747.77	4.05	22,812.48	4.21	580.78	0.26
制造费用	101,767.58	19.88	107,526.90	19.84	47,781.44	21.05
合计	512,021.42	100.00	542,098.20	100.00	227,036.39	100.00

电力业务直接材料主要为燃煤、燃料油、材料及其他低值易耗品，直接人工主要为生产人员工资及奖金，制造费用主要为折旧摊销费、修理费、脱硫脱硝费用等。2022年度，电力业务直接人工金额及占比较低，主要系淮浙煤电将凤台

电厂委托淮浙电力进行运营维护，导致直接人工占比较低；2023 年上半年潘集电厂一期投产运行，2023 年 8 月电力集团收购洛能发电，直接人工金额及占比有所上升。

2. 人员投入、材料消耗、能源耗用等与各业务产量的匹配关系

(1) 煤炭业务

项目	2024 年 1-11 月	2023 年	2022 年
人工(万元)	62,522.92	85,725.52	95,219.65
材料(万元)	8,632.64	12,592.53	15,636.99
水电费(万元)	3,343.49	4,627.74	5,826.29
煤炭外销量(万吨)	265.86	316.95	317.21
单位人工(元/吨)	235.17	270.47	300.18
单位材料(元/吨)	32.47	39.73	49.30
单位水电费(元/吨)	12.58	14.60	18.37

注：因顾北煤矿部分为自用，此处使用煤炭外销量计算

报告期内，电力集团煤炭业务单位人工逐年下降，一方面是 2023 年度顾北煤矿产量有所提升，分摊固定成本减少，另一方面系 2023 年第四季度顾北煤矿二水平延伸工程建设开始进入井下巷道的施工，部分与巷道建设相关人员的薪酬成本计入了在建工程项目，导致人工成本下降。

报告期内，电力集团煤炭业务单位材料和单位水电费金额有所下降，主要系因顾北煤矿二水平延伸工程建设，部分材料、水电成本计入在建工程，导致单位材料、单位水电费下降。

(2) 电力业务

项目	2024 年 1-11 月	2023 年	2022 年
人工(万元)	20,747.77	22,812.48	580.78
材料(万元)	389,506.08	411,758.83	178,674.16
水电费(万元)	1,526.86	2,277.96	549.41
发电量(亿千瓦时)	149.74	155.81	66.54
单位人工(元/万千瓦时)	138.56	146.41	8.73
单位材料(元/万千瓦时)	2,601.22	2,642.70	2,685.21
单位水电费(元/万千瓦时)	10.20	14.62	8.26

2022 年度，电力业务单位人工占比较低，主要系淮浙煤电将凤台电厂委托

淮浙电力进行运营维护，导致单位人工较低；2023 年上半年潘集电厂一期投产运行，2023 年 8 月电力集团收购洛能发电，单位人工金额有所上升。

报告期内，标的公司电力业务单位材料随煤炭价格下降有所下降，2023 年度，单位水电费成本较高，主要系淮浙煤电将凤台电厂委托淮浙电力进行运营维护，水电费主要通过委托运行费支付，导致 2022 年单位水电费较低；2023 年上半年潘集电厂一期投产运行，投产初期水电费较多，导致 2023 年单位水电费成本较高。

(二) 电力集团向关联方采购或销售煤炭的定价依据；区分是否向关联方销售或采购，列示煤炭平均销售单价和采购单价，并分析各类煤炭单价波动的原因、各类煤炭价格间存在差异的原因、向关联方销售或采购煤炭价格的公允性

1. 电力集团向关联方采购煤炭的定价依据和公允性

(1) 定价依据

电力集团向淮南矿业采购煤炭系电力集团下属控股火电企业向淮南矿业本部、下属西部煤电集团以及上市公司采购动力煤。

1) 电力集团向淮南矿业采购煤炭系下属控股火电企业向淮南矿业本部、下属西部煤电集团的定价依据

标的公司自淮南矿业本部及下属西部煤电集团的煤炭采购定价遵循长协煤炭的定价机制。根据标的公司与淮南矿业签署的长协煤采购合同，长协煤的定价主要机制如下：

热值 5,000 千卡/千克基准月度出矿价格=基准价格+浮动价格，具体为：基准价格=675 元/吨(2022 年 5 月之前为 695 元/吨)；浮动价格=[(上月最后一期全国煤炭交易中心价格指数 NCEI+上月最后一期环渤海动力煤价格指数 BSPI+上月最后一期 CCTD 秦皇岛 5,500 大卡综合交易价格)/3-675]x50%，最终结果四舍五入取整。该定价机制与淮南矿业对其他火电企业的长协煤定价机制相同，不存在差异化定价情况。

2) 电力集团向上市公司采购动力煤的定价依据

除上述煤炭采购外，标的公司下属洛能发电根据实际需要需要通过上市公司采购

少量贸易煤作为补充，采购占比较低，贸易煤的定价根据市场价格确定。

(2) 采购价格公允性分析

报告期内，标的公司外采煤炭的价格对比如下：

单位：元/吨

项目	煤炭种类	2024年1-11月	2023年	2022年
向淮南矿业本部及下属西部煤电集团采购	动力煤	594.99	608.61	617.67
通过上市公司采购的贸易煤	动力煤	749.59	无采购	无采购
向无关联第三方中煤新集采购	动力煤	607.80	无采购	无采购

1) 标的公司向淮南矿业本部及下属西部煤电集团的煤炭采购价格具有公允性

报告期内，标的公司自淮南矿业本部及下属西部煤电集团采购煤炭平均单价为 617.67 元/吨、608.61 元/吨和 594.99 元/吨。根据安徽省发改委公告，安徽省产 5,000 千卡煤炭出矿环节中长期交易价格区间为每吨 545~745 元，以上价格处于合理区间。由于采用长协煤价，标的公司各期采购煤炭价格波动较小，属于同期长协煤的合理价格区间。

报告期内，标的公司对淮南矿业集团以外单位采购煤炭情况较少，主要为 2024 年 1-11 月洛能发电向中煤新集采购煤炭。2024 年 1-11 月，洛能电厂向中煤新集采购长协煤，平均单价为 607.80 元/吨，与同期自淮南矿业本部及下属西部煤电集团采购煤炭价格相差较小。

综上，标的公司自淮南矿业本部及下属西部煤电集团的定价具有公允性。

2) 标的公司向上市公司采购的煤炭价格具有公允性

标的公司下属洛能发电根据实际需要需要通过上市公司采购部分贸易煤，贸易煤的定价随行就市，长协煤采用基准价 50%+浮动价格定价机制，贸易煤无基准价，因此价格高于长协煤，具备合理性。

2. 电力集团向关联方销售煤炭的定价依据和公允性

(1) 定价依据

报告期内，标的公司向淮南矿业销售煤炭系淮浙煤电向淮南矿业销售原料煤。

根据淮浙煤电(甲方)与淮南矿业(乙方)签署的《委托销售及服务费用协议》、《煤炭买卖合同》和《顾北原料煤结算补充协议》,“除甲方凤台电厂自用以外的煤炭产品车运外销的收到基低位发热量<4400kcal/kg 的煤炭,按乙方与用户签订的煤炭单价及价格调整条款进行结算;收到基低位发热量>4400kcal/kg 的煤炭,按甲乙双方签订的《煤炭买卖合同》和补充协议中约定的煤炭价格及调整条款进行计算”,即双方动力煤产品销售价格按长协定价机制(热值 5000 千卡/千克基准月度出矿价格=基准价格+浮动价格,具体为:基准价格=675 元/吨(2022 年 5 月之前为 695 元/吨);浮动价格=[(上月最后一期全国煤炭交易中心价格指数 NCEI+上月最后一期环渤海动力煤价格指数 BSPI+上月最后一期 CCTD 秦皇岛 5500 大卡综合交易价格)/3-675]x50%,最终结果四舍五入取整)结算,其他高热值产品由顾北煤矿委托淮南矿业对入洗原料煤进行洗选加工,以对外销售价格为基础,扣除运输费用和洗选成本后进行结算。

(2)销售价格公允性分析

报告期内,淮浙煤电向淮南矿业销售煤炭的价格如下:

单位:元/吨				
项目	煤炭种类	2024年1-11月	2023年度	2022年度
向淮南矿业销售煤炭平均价格	原料煤	992.90	1,160.73	1,305.13

标的公司主要煤炭产品为动力煤,作为发电用的燃料;少量煤炭产品为顾北煤矿等煤矿生产并向淮南矿业销售的原料煤,作为炼焦用的原料,与淮南矿业下属其他煤矿的煤炭产品混合洗选后形成最终产成品对外销售,原料煤与最终产成品的在热值等品质上有所差异;且与山西、陕西、内蒙等煤炭主产地的煤炭产品受品质、运费等因素影响,价格水平存在较大差异,因此顾北煤矿生产的原料煤无直接可比市场价格。

整体来看,动力煤产品销售价格按长协机制结算,其他高品质煤炭产品以淮南矿业实际对外销售价格为基础进行结算,淮南矿业对外销售精煤的价格随行就市,具备公允性。自 2023 年以来,动力煤市场供给量整体提升、炼焦煤市场下游需求偏低,煤炭价格呈整体波动下降的趋势。报告期内,标的公司关联销售煤炭的平均价格分别为 1,305.13 元/吨、1,160.73 元/吨和 992.90 元/吨,变动趋势与煤炭市场价格趋势一致。

(三) 报告期内电力集团煤炭业务毛利率下降的原因以及是否存在持续下降的可能，煤炭业务毛利率低于同行业可比公司的原因

报告期内，电力集团煤炭业务毛利率情况如下：

项目	2024年1-11月		2023年度		2022年度
	金额	变动	金额	变动	金额
单位价格(元/吨)	992.90	-14.46%	1,160.73	-11.06%	1,305.13
单位成本(元/吨)	523.33	-6.58%	560.17	-10.31%	624.56
单位毛利(元/吨)	469.56	-21.81%	600.56	-11.76%	680.57
毛利率	47.29%	下降4.45个百分点	51.74%	下降0.41个百分点	52.15%

注：2024年1-11月销售数量变动已年化。

报告期内，标的公司煤炭毛利率略有下降，其中产品单位价格和单位毛利逐年下降，主要系2023年以来，煤炭整体供需形势呈现偏宽松格局，煤炭价格整体弱势运行，销售价格下降幅度大于成本下降幅度，煤炭单位毛利相应有所减少。2023年度，标的公司煤炭业务单位成本有所下降，主要系标的公司下属顾北煤矿煤炭产量增加，分摊至单位成本的固定成本有所减少。2024年1-11月，标的公司单位成本进一步下降，主要是2023年第四季度顾北煤矿二水平建设开始进入井下巷道的施工，部分与巷道建设相关人员的薪酬成本计入了在建工程项目，导致2024年1-11月人工成本下降。

报告期内，标的公司煤炭业务单位成本和毛利率与同行业可比公司比较情况分析如下：

项目	可比公司	2024年1-11月	2023年度	2022年度
单位成本(元/吨)	皖能电力(注)	不适用	不适用	不适用
	苏能股份-煤炭	238.19	220.33	210.57
	陕西能源-商品煤	246.74	258.76	183.06
	内蒙华电-煤炭	146.98	136.08	172.62
	新集能源-煤炭采掘	249.88	307.65	274.47
	平均值	220.45	230.71	210.18
	标的公司	523.33	560.17	624.56
毛利率	皖能电力(注)	不适用	不适用	不适用
	苏能股份-煤炭	48.42%	57.96%	54.28%

项目	可比公司	2024年1-11月	2023年度	2022年度
	陕西能源-商品煤	59.04%	63.62%	74.50%
	内蒙华电-煤炭	63.46%	66.11%	64.67%
	新集能源-煤炭采掘	57.68%	47.45%	52.95%
	平均值	57.15%	58.79%	61.60%
	标的公司	47.29%	51.74%	52.15%

注1：皖能电力无自有煤矿，故不适用。

注2：可比公司2024年1-11月毛利率采用2024年度数据

注3：新集能源单位成本=年度报告中煤炭销售成本/经营数据公告披露的对外销量

如上表所示，报告期内，电力集团单位成本显著高于可比公司水平，导致煤炭业务毛利率低于可比公司，主要系电力集团与同行业上市公司的煤矿开采方式及难度各有差异，电力集团下属顾北煤矿整体矿井深度大、地质环境复杂，容易出现瓦斯突出等情况，因此需要更多设备、人员轮班执行开采工作，导致单位人工成本高于同行业公司。

若未来煤炭供需情况维持宽松格局，电力集团煤炭销售价格将进一步下降，煤炭业务毛利率存在持续下降的可能，相关风险已在本次重组报告书之“重大风险提示”之“二、与标的资产相关的风险”之“（四）煤炭价格波动风险”中披露。

（四）洛能发电公司毛利率较低的原因，剔除洛能发电的电力业务毛利率、变动原因以及与同行业可比公司相关业务毛利率的比较情况

1. 洛能发电公司毛利率较低的原因

报告期内，洛能发电单位价格、单位成本及毛利率情况如下：

项目	2024年1-11月		2023年度		2022年度
	金额	变动	金额	变动	金额
单位价格(元/度)	0.41	0.72%	0.41		
单位成本(元/度)	0.39	-5.47%	0.41		
单位毛利(元/度)	0.03	1296.33%	0.00		
毛利率	6.59%	上升6.12个百分点	0.48%		

注：因洛能发电于2023年8月纳入电力集团合并范围，2023年度数据为2023年8-12月数据

2023年8-12月和2024年1-11月，洛能发电毛利率分别为0.48%和6.59%，低于电力集团电力业务平均水平，主要系洛能发电投产时间较早，发电设备较为

老旧，度电煤耗等指标高于潘集发电、凤台电厂一期。报告期内，电力集团主要发电主体度电煤耗情况如下：

项目	主体	2024年1-11月	2023年	2022年
单位供电标准煤耗(克/度)	潘集发电		284.50	
	凤台电厂一期	299.96	302.16	301.64
	洛能发电	319.70	320.89	

注：洛能发电 2023 年数据为 8-12 月数据，电力集团于 2023 年 12 月出售潘集发电，2024 年 1-11 月情况不予列示

如上表所示，洛能发电度电煤耗高于潘集发电和凤台电厂一期，导致单位发电成本较高，单位毛利较低，毛利率相应较低。电力集团收购洛能发电后，借助淮南矿业提供长协煤炭的协同效应，提升长协煤供应比例，降低发电成本，同时对电厂运营进行精细化管理，非煤成本有所下降，毛利率有所上升。

2. 剔除洛能发电的电力业务毛利率、变动原因以及与同行业可比公司业务毛利率的比较情况

剔除洛能发电的电力业务毛利率后，报告期内电力集团的毛利率情况如下：

项目	2024年1-11月		2023年度		2022年度
	金额	变动	金额	变动	金额
单位价格(元/度)	0.43	2.39%	0.42	-0.31%	0.42
单位成本(元/度)	0.32	-9.10%	0.35	-2.56%	0.36
单位毛利(元/度)	0.11	58.08%	0.07	12.30%	0.06
毛利率-剔除洛能发电	26.39%	上升 9.30 个百分点	17.09%	上升 1.92 个百分点	15.17%

如上表所示，剔除洛能发电后，电力集团报告期内电力业务毛利率分别为 15.17%、17.09%和 26.39%，2024 年上升幅度较大，主要原因如下：1)2024 年顾北煤矿自用量较 2023 年度上升，凤台电厂发电成本有所下降；2)2024 年 1-11 月煤炭供应趋于宽松，平均煤炭采购价格较 2023 年度下降约 20 元/吨，燃料成本有所下降；3)凤台电厂 2023 年完成机组 A 级检修，发电量少于往年，2024 年 1-11 月发电量恢复正常，较 2023 年增长 7.93%，固定成本分摊减少，以上原因共同导致单位成本下降 9.10%，毛利率相应上升。

报告期内，剔除洛能发电后，电力集团毛利率与同行业可比公司比较情

况分析如下：

项目	可比公司	2024年1-11月	2023年度	2022年度
电力业务	皖能电力	13.90%	7.69%	4.82%
	苏能股份	11.41%	14.69%	3.65%
	陕西能源	29.87%	34.87%	29.51%
	内蒙华电	14.38%	16.34%	19.58%
	新集能源	19.59%	22.80%	22.68%
	平均值	17.83%	19.28%	16.05%
	标的公司-剔除洛能发电	26.39%	17.09%	15.17%

注：可比公司2024年1-11月毛利率采用2024年度数据

如上表所示，2022年度和2023年度，电力集团电力业务毛利率与可比公司较为接近。2024年1-11月，电力集团毛利率变动趋势与皖能电力较为一致，与可比公司平均水平存在一定差异，主要系电力集团与可比公司2024年存在个体经营差异导致，根据公开信息披露，陕西能源2024年度电力业务毛利率下降5%，主要系发电消耗燃煤的外购量占比增加导致；内蒙华电2024年度电力业务毛利率下降1.96%，主要系机组利用小时数下降，火电发电量同比下降3.90%，其中标的公司直送华北电网机组利用小时数同比下降了283小时。

综上所述，剔除洛能发电后，报告期内，电力集团电力业务毛利率逐年增长，2022年度和2023年度与可比公司毛利率较为可比，2024年度变动趋势存在差异，主要系个体经营差异导致，具备合理性。

（五）核查程序及结论

1. 核查程序

(1) 获取煤炭业务和电力业务成本构成情况，分析人员投入、材料消耗、能源耗用等与各业务产量的匹配关系；

(2) 获取标的公司煤炭采购和销售的明细表、业务合同以及相关支持性资料，分析关联交易的价格以及非关联交易的定价依据、各类煤炭单价波动的原因、各类煤炭价格间存在差异的原因、向关联方销售或采购煤炭价格的公允性；

(3) 查阅可比公司年度报告，分析同类产品毛利率和销售成本情况；

(4) 获取电力集团各发电主体收入成本明细表，分析各发电主体毛利率变动

原因。

2. 核查结论

经核查，我们认为：

(1) 报告期内，电力集团煤炭业务单位人员投入、材料消耗、能源耗用指标受顾北煤矿二水平延伸工程建设等影响存在一定波动，电力业务单位人员投入、材料消耗、能源耗用指标受各电厂运营模式影响存在一定波动，具备合理性；

(2) 报告期内，电力集团就关联采购及销售煤炭业务已与关联方签署协议，向关联方采购或销售煤炭具有合理的定价依据，关联采购和销售煤炭价格具有公允性；

(3) 报告期内，电力集团煤炭业务单位成本显著高于可比公司水平，导致煤炭业务毛利率低于可比公司，主要系电力集团与同行业上市公司的煤矿开采方式及难度各有差异，电力集团下属顾北煤矿所在的淮南地区整体矿井深度大、地质环境复杂，容易出现瓦斯突出等情况，因此需要更多设备、人员轮班执行开采工作，导致单位人工成本高于同行业公司；

(4) 报告期内，洛能发电毛利率较低，主要系洛能发电度电煤耗等指标高于潘集发电、凤台电厂一期；剔除洛能发电后，报告期内，电力集团电力业务毛利率逐年增长，2022 年度和 2023 年度与可比公司毛利率较为可比，2024 年度变动趋势存在差异，主要系个体经营差异导致，具备合理性。

八、关于应收账款

会计师核查以下事项并发表明确意见：(1) 电力集团对主要客户的信用政策、结算方式及实际执行情况，报告期内是否发生变化，是否符合行业惯例；(2) 报告期各期末，应收账款的回款金额和比例，是否和合同约定一致，逾期应收账款的金额、比例、对应主要客户及其经营情况、销售内容和回款情况；(3) 报告期内账龄 1 年以上应收账款占比上升的原因，2022 年和 2023 年电力集团应收账款周转率低于同行业的原因；(4) 报告期各期末，电力集团应收电费组合的回款情况、未计提坏账准备的原因；(5) 结合上述事项，进一步分析应收账款坏账计提充分性。(审核问询函问题 12)

(一) 电力集团对主要客户的信用政策、结算方式及实际执行情况，报告期内是否发生变化，是否符合行业惯例

报告期内，电力集团主要客户的信用政策和结算方式如下：

序号	客户名称	信用政策	结算方式	实际执行情况	报告期内是否发生变化
1	国家电网有限公司	电费月结，光伏补贴未约定结算周期	电汇	按合同执行	否
2	淮河控股	主要为月结，部分为季度结算	电汇	按合同执行	否
3	中国大唐集团有限公司	2022年之前结算款项在24年6月前完成结算，2023及2024年结算款项在2025年6月前完成结算，2025年后新增结算款项按月结算(注)	电汇	按合同执行	否
4	凤台县立行工贸有限公司	预先收款	电汇	按合同执行	否
5	中电国瑞供应链管理有限公司淮南分公司	半年结算，年度清算(票后15个工作日)	电汇	按合同执行	否
6	淮南天达龙升建材资源开发有限公司	票后次月10个工作日	电汇	按合同执行	否
7	淮南鑫丰智能机械有限公司	票后次月结算	电汇	按合同执行	否
8	安徽州来绿港智慧农业科技发展有限公司	预先收款	电汇	按合同执行	否

注：标的公司与中国大唐集团有限公司的销售内容为电力及运维服务等，信用政策约定背景系洛河发电和洛能发电原为大唐集团子公司，在2023年纳入电力集团合并范围前与相关大唐集团下属脱硫脱硝单位的结算周期较长；另一方面系脱硫脱硝特许经营费单价较收购前有所下降，对结算周期有一定影响。电力集团收购洛能电厂及洛河电厂后，为规范电厂相关财务结算事宜，保障标的公司利益，标的公司同大唐集团下属子公司协商，对账期较长的款项结算期限进行约定，做出上述安排。

电力集团综合考虑主要客户的资信情况、合作年限等因素，针对客户情况制定适用的信用政策，与主要客户的结算方式为电汇转账，已经按照合同约定履行，报告期内主要客户的信用政策和结算方式未发生变化，与行业内公司给予客户的信用政策和结算方式无较大差异，符合行业惯例。

(二) 报告期各期末，应收账款的回款金额和比例，是否和合同约定一致，逾期应收账款的金额、比例、对应主要客户及其经营情况、销售内容和回款情况

1. 应收账款的回款金额和比例

截至 2025 年 6 月 30 日，报告期各期末应收账款回款金额和比例如下：

单位：万元

项目	款项组合	2024 年 11 月 30 日	2023 年 12 月 31 日	2022 年 12 月 31 日
应收账款 账面 余额	国网电费组合	67,205.13	70,183.48	39,636.55
	国网补贴组合	5,426.30	5,035.07	4,397.03
	应收其他组合	32,281.12	48,214.55	36,563.84
	其中：大唐集团	12,680.74	10,904.89	
	淮南矿业	4,460.93	2,164.91	14,835.00
	小计	104,912.55	123,433.10	80,597.42
截至 2025 年 6 月 30 日回款 金额	国网电费组合	67,205.13	70,183.48	39,636.55
	国网补贴组合		2,438.18	4,010.27
	应收其他组合	16,323.15	41,010.09	36,563.84
	其中：大唐集团	200.00	7,149.12	
	淮南矿业	4,460.93	2,164.91	14,835.00
	小计	83,528.28	113,631.75	80,210.66
回款占 比	国网电费组合	100.00%	100.00%	100.00%
	国网补贴组合		48.42%	91.20%
	应收其他组合	50.57%	85.06%	100.00%
	其中：大唐集团	1.58%	65.56%	
	淮南矿业	100.00%	100.00%	100.00%
	小计	79.62%	92.06%	99.52%
坏账准 备余额	国网电费组合			
	国网补贴组合	936.78	586.96	514.55
	应收其他组合	2,779.08	3,506.67	1,845.57
	其中：大唐集团	670.15	595.41	
	淮南矿业	223.05	108.25	741.75
	小计	3,715.86	4,093.63	2,360.12
坏账准 备计提 比例	国网电费组合			
	国网补贴组合	17.26%	11.66%	11.70%
	应收其他组合	8.61%	7.27%	5.05%
	其中：大唐集团	5.28%	5.46%	
	淮南矿业	5.00%	5.00%	5.00%
	小计	3.54%	3.32%	2.93%

截至2025年6月30日,报告期各期末应收账款回款分别为80,210.66万元、113,631.75万元和83,528.28万元,回款比例分别为99.52%、92.06%和79.62%,回款情况良好,与合同约定基本一致。其中,国网电费组合、淮南矿业已按约定全部回款,长期未回款应收账款主要为应收可再生能源补贴,结算周期较长,可再生能源补贴由国家财政拨付,发生坏账风险较低,电力集团按照相应账龄区间对应收可再生能源补贴计提坏账。应收其他组合包括煤款、运维服务款、发电副产品款、租赁费、散户电费款等,报告期各期末回款金额分别为36,563.84万元、41,010.09万元和16,323.15万元,回款比例分别为100.00%、85.06%和50.57%,电力集团已按照相应账龄区间计提坏账。

报告期各期末,应收账款坏账准备余额分别为2,360.12万元、4,093.63万元和3,715.86万元,对应的坏账准备及比例分别为2.93%、3.32%和3.54%,由于标的公司对国网客户的应收电费组合不计提坏账,剔除国网应收电费组合影响后,对应的应收账款坏账准备计提比例分别为5.76%、7.69%和9.85%,坏账准备计提比较充分。

可再生能源补贴应收账款相关情况如下:

单位:万元

项目	2024年11月30日	2023年12月31日	2022年12月31日
应收账款账面余额	5,426.30	5,035.07	4,397.03
截至2025年6月30日回款金额		2,438.18	4,010.27
回款占比		48.42%	91.20%
坏账准备余额	936.78	586.96	514.55
坏账准备计提比例	17.26%	11.66%	11.70%

截至2025年6月30日,报告期各期末应收可再生能源补贴款回款金额分别为4,010.27万元、2,438.18万元和0万元,回款比例分别为91.20%、48.42%和0。报告期各期末坏账准备余额分别为514.55万元、586.96万元和936.78万元,对应的坏账计提比例分别为11.70%、11.66%和17.26%,坏账计提充分。电力集团应收可再生能源补贴系淮南矿业孔李矿废弃工业广场18MW光伏发电项目、淮南矿业李一矿废弃工业广场5.6MW光伏发电项目和淮南矿业集团矿区屋顶光伏发电项目的应收可再生能源补贴款,上述项目已于2020年11月纳入补贴清单,款项不能回收的风险较小,公司已按照账龄组合计提坏账准备。

报告期各期末未回款主要客户(应收账款余额大于100万)相关情况如下:

(1)2024年11月30日

单位:万元

客户	销售内容	未回款金额	业务背景	未回款原因	坏账准备余额	计提比例(%)	是否逾期
国网客户	电力及新能源补贴	5,426.30	正常交易形成	尚在信用期内	936.78	17.26	否
大唐集团	电力、运维及检修服务等	12,480.74	正常交易形成	尚在信用期内	670.15	5.37	否
淮南天河电力实业有限责任公司	技术服务	3,295.22	正常交易形成	客户资金紧张,协商延期支付	1,228.57	37.28	是
淮南市宝丽发商贸有限公司	房屋租赁	140.00	正常交易形成	客户失信,诉讼中	112.00	80.00	是
合计		21,342.26			2,947.50	13.81	

(2)2023年12月31日

单位:万元

客户	销售内容	未回款金额	业务背景	未回款原因	坏账准备余额	计提比例(%)	是否逾期
国网客户	电力及新能源补贴	2,596.89	正常交易形成	尚在信用期内	586.96	22.60	否
大唐集团	电力、运维及检修服务等	3,755.77	正常交易形成	尚在信用期内	595.41	15.85	否
淮南天河电力实业有限责任公司	技术服务	3,306.48	正常交易形成	客户资金紧张,协商延期支付	1,209.80	36.59	是
淮南市宝丽发商贸有限公司	房屋租赁	140.00	正常交易形成	客户失信,诉讼中	70.00	50.00	是
合计		9,799.14			2,462.17	25.13	

(3)2022年12月31日

单位:万元

客户	销售内容	未回款金额	业务背景	未回款原因	坏账准备余额	计提比例(%)	是否逾期
国网客户	电力及新能源补贴	386.76	正常交易形成	尚在信用期内	245.85	63.57	否
合计		386.76			245.85	63.57	

报告期各期末,主要客户未回款金额分别为386.76万元、9,799.14万元及21,342.26万元,占各期末回款金额的比例分别为100.00%、99.98%及99.80%,

其中国网客户未回款系应收的可再生能源补贴款，大唐集团未回款系仍处于信用期之内，淮南天河电力实业有限责任公司未回款系该客户资金紧张，协商延期支付形成，淮南市宝丽发商贸有限责任公司因失信，目前正在诉讼之中。电力集团已经根据账龄区间计提坏账准备，坏账准备相对于未回款金额计提比较充分。

2. 逾期应收账款的金额、比例

报告期各期末，逾期应收账款金额及比例如下：

单位：万元

项目	2024年11月30日	2023年12月31日	2022年12月31日
应收账款账面余额	104,912.55	123,433.10	80,597.42
逾期金额	4,260.48	7,041.07	
占比	4.06%	5.70%	

注：因可再生能源补贴未约定结算周期，不列示为逾期应收账款

报告期各期末，逾期应收账款金额分别为0万元、7,041.07万元及4,260.48万元，逾期比例分别为0、5.70%及4.06%。2023年12月31日及2024年11月30日应收账款逾期金额增加，主要系2023年度非同一控制合并洛能发电，洛能发电客户淮南天河电力实业有限责任公司因自身资金周转问题，未能按约定回款，2023年12月31日及2024年11月30日应收账款逾期金额分别为6,898.87万元和4,095.22万元，电力集团已按照账龄区间分别计提坏账准备1,209.80万元和1,228.57万元；剔除非同一控制合并洛能发电的上述影响后，标的公司逾期应收账款金额较小。

3. 逾期应收账款对应主要客户其经营情况、销售内容和回款情况

报告期各期末，逾期应收账款对应客户明细情况：

单位：万元

时点	客户名称	逾期金额	占比 (%)	逾期原因	经营情况	销售内容	回款情况
2024年11月30日	淮南天河电力实业有限责任公司	4,095.22	96.12	客户资金紧张，协商延期支付	正常经营中	技术服务	800.00
	淮南市宝丽发商贸有限责任公司	140.00	3.29	客户失信，诉讼中	正常经营中	房屋租赁	0.00
	淮南龙升实业有限公司	23.06	0.54	客户内部支付程序影响	正常经营中	粉煤灰等	23.06

时点	客户名称	逾期金额	占比 (%)	逾期原因	经营情况	销售内容	回款情况
2023 年 12 月 31 日	安徽云拓新材料有限公司	2.20	0.05	经营困难, 协商延期支付	经营困难	电力	0.00
	小计	4,260.48	100.00				823.06
	淮南天河电力实业有限责任公司	6,898.87	97.98	客户资金紧张, 协商延期支付	正常经营中	技术服务	3,592.39
	淮南市宝丽发商贸有限责任公司	140.00	1.99	客户失信, 诉讼中	正常经营中	房屋租赁	0.00
	安徽云拓新材料有限公司	2.20	0.03	经营困难, 协商延期支付	经营困难	电力	0.00
	小计	7,041.07	100.00				3,592.39

上述主要逾期未回款客户中,洛能发电客户淮南天河电力实业有限责任公司因自身资金周转问题,未能按约定回款,截止 2025 年 6 月末,累计已回款 800.00 万元,剩余未还款 3,295.22 万元,电力集团 2024 年 11 月末已按照账龄区间计提坏账准备 1,228.57 万元,客户淮南市宝丽发商贸有限责任公司拖欠租赁费 140.00 万元,目前正在诉讼中。

(三)报告期内账龄 1 年以上应收账款占比上升的原因,2022 年和 2023 年电力集团应收账款周转率低于同行业的原因

报告期各期,账龄 1 年以上应收账款占比分别为 3.20%、9.68%和 8.30%,一方面由于 2023 年 8 月非同一控制合并洛能发电,洛能发电客户如淮南天河电力实业有限责任公司、淮南市宝丽发商贸有限责任公司等客户长账龄应收账款金额较大,导致账龄 1 年以上的应收账款余额增加;另一方面,由于可再生能源补贴受多种因素影响支付节奏较慢,电力集团根据光伏发电补贴政策计提的应收可再生能源补贴账龄相应增加,以上原因造成了报告期内账龄 1 年以上应收账款占比上升。

2022 年和 2023 年电力集团及可比公司应收账款周转率如下:

可比公司	2023 年度	2022 年度
皖能电力	9.65	12.12
苏能股份	18.60	28.69
陕西能源	10.22	11.67
内蒙华电	5.31	5.81

可比公司	2023 年度	2022 年度
新集能源	20.12	19.02
平均值	12.78	15.46
中位数	10.22	12.12
电力集团	10.12	9.76

如上表所示,电力集团应收账款周转率与皖能电力、陕西能源较为接近,2023年度与可比公司中位数较为接近。可比公司应收账款周转率方差较大,苏能股份和新集能源应收账款周转率较快,主要是上述公司应收煤炭货款余额较小,而电力集团下属淮浙煤电根据委托运营协议代淮浙电力采购燃煤,相关业务为净额法结算,不确认营业收入,导致应收账款余额与营业收入存在差异,导致应收账款周转率降低,相关应收款项已于期后收回。淮浙电力自2025年起直接向淮南矿业采购燃煤,电力集团将不再对淮浙电力产生应收煤款。另一方面,电力集团账面存在应收可再生能源补贴,相关账龄较长,导致应收账款周转率降低。

(四) 报告期各期末,电力集团应收电费组合的回款情况、未计提坏账准备的原因

截至2025年6月30日,报告期各期末电力集团应收电费组合的回款情况如下:

项目	单位:万元		
	2024年11月30日	2023年12月31日	2022年12月31日
应收账款账面余额	67,205.13	70,183.48	39,636.55
回款金额	67,205.13	70,183.48	39,636.55
占比	100.00%	100.00%	100.00%

截至2025年6月30日,报告期各期末电力集团应收电费组合已经全部回款。

电力集团对应收电费组合未计提坏账准备的原因如下:1、应收电费组合是账龄为0-6个月的应收国家电网公司电费款,参考历史信用损失经验,结合当前状况以及对未来经济状况的预测,电力集团认为国网客户属于大型央企,履约能力较强且一直按照合同约定的信用期回款,不存在应收账款无法收回的情形;2、可比公司中皖能电力、陕西能源、内蒙华电和新集能源应收电费组合均不计提坏账,符合行业惯例。

(五) 结合上述事项，进一步分析应收账款坏账计提充分性

标的公司与同行业上市公司对应收账款采用账龄组合计提坏账准备的比例情况如下：

账龄	标的公司	皖能电力	苏能股份	陕西能源	内蒙华电	新集能源
1年以内	5%	5%	5%(电力业务6月以内为0.5%)	5%	按预期信用损失比例计提	0.05%
1-2年	10%	10%	10%	10%		0.27%
2-3年	30%	30%	30%	30%		0.50%
3-4年	50%	50%	50%	50%		0.50%
4-5年	80%	80%	80%	80%		未披露
5年以上	100%	100%	100%	100%		未披露

数据来源：可比公司2024年度报告，皖能电力计提比例为2023年年度报告中披露

报告期内，标的公司计提坏账准备的比例与同行业上市公司基本一致。

综上，标的公司给予主要客户的信用政策、结算方式符合行业惯例，应收账款余额合理、应收账款周转率、回款情况、账龄分布情况正常，逾期应收账款金额较小，坏账准备计提政策与同行业可比公司不存在重大差异，并已参考了历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，应收账款坏账准备计提具有充分性。

(六) 核查程序及结论

1. 核查程序

(1) 获取主要客户的销售合同，检查合同条款，了解其信用政策、结算政策及报告期内的变化情况；

(2) 了解标的公司坏账计提政策、信用减值风险评估应用的假设和事实依据，评价其合理性和准确性；

(3) 对标的公司主要客户进行走访，了解标的公司对其的结算方式、信用政策及其变动情况，确认主要客户报告期内交易金额、应收款余额是否真实、准确、完整；

(4) 获取标的公司报告期各期末的应收账款逾期明细和期后回款明细表，抽查主要客户期后回款的银行回单等凭证；

(5) 针对应收电费组合的应收账款，结合相关客户的信用情况和同行业公司对应收电费组合的坏账计提比例，评价标的公司对应收电费组合计提比例的合理

性和准确性；

(6) 核查标的公司对账龄组合的应收账款坏账准备计提的标准，与同行业可比公司坏账准备计提政策进行对比，分析是否存在重大的差异。

2. 核查结论

经核查，我们认为：

(1) 报告期内，标的公司对主要客户的信用政策和结算方式不存在变化，根据报告期各期末主要客户应收账款余额情况及期后回款情况，实际执行情况与合同约定基本一致，符合行业惯例；

(2) 报告期 1 年以上应收账款占比上升，系企业合并及光伏补贴款项支付节奏变慢所致，占比上升具有合理原因；2022 年和 2023 年应收账款周转率低于同行业可比公司，系电力集团部分业务采用净额法结算，应收账款余额与营业收入不匹配，拉低应收账款周转率；

(3) 由于国家电网及下属公司客户信誉好，履约能力强，一直按照合同约定的信用期回款，同行业可比公司皖能电力、陕西能源和内蒙华电等公司应收电费组合均不计提坏账，符合行业惯例；

(4) 报告期内，标的公司信用政策以及应收账款余额合理、应收周转率、回款情况以及账龄分布正常、与同行业可比公司应收账款坏账计提不存在重大差异，并已参考了历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，计提坏账准备，标的公司已充分计提应收账款坏账准备。

专此说明，请予察核。

天健会计师事务所（特殊普通合伙）



中国注册会计师：

张扬



中国注册会计师：

刘洪亮



二〇二五年八月二十二日