

北京中企华资产评估有限责任公司

关于深圳证券交易所《关于国家电投集团产融控股股份有限公司 重大资产置换及发行股份购买资产并募集配套资金申请的审核 问询函》所涉及问题的回复

深圳证券交易所于2025年6月25日出具《关于国家电投集团产融控股股份有限公司重大资产置换及发行股份购买资产并募集配套资金申请的审核问询函》（审核函〔2025〕130008号，以下简称“《审核函》”），北京中企华资产评估有限责任公司（以下简称“评估机构”），对所涉及问题进行了认真分析与核查，现就相关事项回复如下。

如无特殊说明，本回复中的词语或简称均与《重组报告书》中的“释义”所定义的词语或简称具有相同的含义。本回复任何表格中若出现总数与表格所列数值总和不符，如无特殊说明均系四舍五入所致。

问题 4、关于置入资产评估预测

申请文件显示：（1）本次交易对电投核能采取资产基础法评估结果作为评估结论，评估值为 571.23 亿元，增值率 105.88%。（2）电投核能长期股权投资评估值为 559.39 亿元，其中，对持有的控股子公司山东核电有限公司（以下简称山东核电）股权采用收益法进行评估，评估值为 173.29 亿元；对持有的合营企业红沿河核电股权采用收益法进行评估，评估值为 115.78 亿元；对持有的控股子公司上海禾曦能源投资有限公司（以下简称上海禾曦）股权采用资产基础法进行评估，评估值为 217.61 亿元；其中，上海禾曦长期股权投资的评估值为 216.92 亿元，其持有的联营企业江苏核电股权收益法评估值为 182.67 亿元。（3）山东核电收益法评估后的股东全部权益价值高于资产基础法评估后的股东全部权益价值，差异金额为 92.48 亿元，差异率为 56.12%；红沿河核电收益法评估后的股东全部权益价值高于资产基础法评估后的股东全部权益价值，差异金额为 76.87 亿元，差异率为 42.61%。

请上市公司：（1）列表补充披露构成电投核能总资产额、净资产额、营业收入或者净利润百分之二十以上的下属企业评估的基本情况，包括但不限于前述指标占比、评估值、评估值占比、评估方法。（2）按公司分别逐项补充说明采用收益法评估的核心资产山东核电、江苏核电、红沿河核电的重要参数的预测依据、计算过程及合理性，预测期数据与报告期数据、同行业可比公司数据的差异及原因，包括但不限于上网电量、电价、热价、供热量、两个细则及辅助服务等费用、核燃料费、乏燃料费、修理费、职工薪酬、折旧摊销等成本、销售费用、管理费用、研发费用、财务费用、增值税返还额、企业所得税减免情况、资本性支出、营运资金增加额、非经营性资产和负债、溢余资产等；采用敏感性分析的方式量化说明重要指标变动对评估结果的影响程度，并结合申请文件中的敏感性分析，对本次交易中存在的评估风险进行充分的风险提示。（3）补充说明折现率计算过程中各参数的预测依据及合理性，折现率及主要参数与可比交易案例的对比情况及差异原因。（4）分别补充说明山东核电、红沿河核电收益法评估值与资产基础法评估值差异率较大的原因及合理性；江苏核电只采用收益法一种评估方法的原因及合理性，并说明增值率较高的原因。（5）结合山东核电、江苏核电、红沿河核电的市盈率、市净率、评估增值率情况，综合考虑前述资产运营

模式、业绩增长、同行业可比公司及可比交易定价情况等，补充说明评估定价是否公允。（6）补充说明是否存在可能影响评估结果的期后事项，如是，请说明具体情况。

请独立财务顾问和评估师核查并发表明确意见。

回复：

一、列表补充披露构成电投核能总资产额、净资产额、营业收入或者净利润百分之二十以上的下属企业评估的基本情况，包括但不限于前述指标占比、评估值、评估值占比、评估方法

构成电投核能总资产额、净资产额、营业收入或者净利润百分之二十以上的下属企业评估的基本情况

单位：万元

主体	置入股权比例	总资产额		净资产额		营业收入		净利润		评估值		最终定价方法
		金额	占电投核能的比例	金额	占电投核能的比例	金额	占电投核能的比例	金额	占电投核能的比例	金额	占电投核能的比例	
电投核能	100.00%	11,368,085.84	100.00%	4,593,998.88	100.00%	346,977.14	100.00%	215,062.02	100.00%	5,539,371.08	100.00%	资产基础法
山东核电	65.00%	8,477,418.28	48.47%	2,168,347.89	30.68%	346,620.31	64.93%	55,503.17	16.78%	2,507,001.36	29.42%	收益法
上海禾曦	99.97%	994,325.76	8.74%	994,293.58	21.64%	-	-	79,753.53	37.07%	2,096,059.48	37.83%	资产基础法
江苏核电	29.99%	-	-	2,303,745.79	15.04%	-	-	202,160.18	28.19%	5,894,981.58	31.92%	收益法
红沿河核电	45.00%	-	-	2,128,114.94	20.85%	-	-	169,185.11	35.40%	2,484,804.36	20.19%	收益法

注 1：以上总资产额和净资产额数据截至 2025 年 6 月 30 日，以上营业收入和净利润截至 2025 年 1-6 月。

注 2：上述占比已考虑置入股权比例，江苏核电置入股权比例已考虑电投核能通过上海禾曦间接持股情况下的权益影响。

注 3：由于参股公司江苏核电、红沿河核电的总资产额、营业收入不在电投核能合并报表中反映，不构成电投核能相关指标的来源，因此上表未予列示。

注 4：上海禾曦评估值已包含其持有的江苏核电 30%股权的评估价值。

二、按公司分别逐项补充说明采用收益法评估的核心资产山东核电、江苏核电、红沿河核电的重要参数的预测依据、计算过程及合理性，预测期数据与报告期数据、同行业可比公司数据的差异及原因，包括但不限于上网电量、电价、热价、供热量、两个细则及辅助服务等费用、核燃料费、乏燃料费、修理费、职工薪酬、折旧摊销等成本、销售费用、管理费用、研发费用、财务费用、增值税返还额、企业所得税减免情况、资本性支出、营运资金增加额、非经营性资产和负债、溢余资产等；采用敏感性分析的方式量化说明重要指标变动对评估结果的影响程度，并结合申请文件中的敏感性分析，对本次交易中存在的评估风险进行充分的风险提示

（一）按公司分别逐项补充说明采用收益法评估的核心资产山东核电、江苏核电、红沿河核电的重要参数的预测依据、计算过程及合理性

1、山东核电收益法评估计算与分析过程

（1）营业收入的预测

报告期和预测期的营业收入构成如下：

单位：万元

项目		2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
主营业务收入	售电收入	671,234.69	620,261.61	620,346.97	656,257.26	627,929.47	895,611.66	1,321,063.05	1,256,254.79	1,266,355.58
	供热收入	7,815.69	8,939.95	17,324.88	19,075.16	19,075.16	19,075.16	19,075.16	19,075.16	19,075.16
	小计	679,050.38	629,201.56	637,671.85	675,332.42	647,004.63	914,686.82	1,340,138.21	1,275,329.95	1,285,430.74
其他业务收入	后勤服务	3,838.77	4,085.37	3,985.12	3,507.30	3,507.30	3,507.30	3,507.30	3,507.30	3,507.30
	外培、技术服务	2,402.33	3,330.23	4,718.77	4,221.95	4,221.95	4,221.95	4,221.95	4,221.95	4,221.95
	其他	929.71	36.07	1,871.32	—	—	—	—	—	—
	小计	7,596.53	8,633.47	10,575.21	7,729.25	7,729.25	7,729.25	7,729.25	7,729.25	7,729.25
营业收入合计		686,646.90	637,835.03	648,247.06	683,061.67	654,733.88	922,416.07	1,347,867.46	1,283,059.20	1,293,159.99

注：2031年以后详见评估说明。

各类收入占营业收入的比例如下：

项目	项目	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
主营业务 收入	售电收入	97.76%	97.24%	95.70%	96.08%	95.91%	97.09%	98.01%	97.91%	97.93%
	供热收入	1.14%	1.40%	2.67%	2.79%	2.91%	2.07%	1.42%	1.49%	1.48%
	小计	98.89%	98.65%	98.37%	98.87%	98.82%	99.16%	99.43%	99.40%	99.40%

项目	项目	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
其他业务收入	后勤服务	0.56%	0.64%	0.61%	0.51%	0.54%	0.38%	0.26%	0.27%	0.27%
	外培、技术服务	0.35%	0.52%	0.73%	0.62%	0.64%	0.46%	0.31%	0.33%	0.33%
	其他	0.14%	0.01%	0.29%	-	-	-	-	-	-
	小计	1.11%	1.35%	1.63%	1.13%	1.18%	0.84%	0.57%	0.60%	0.60%
合计		100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

注：2031年以后详见评估说明。

山东核电预测期的营业收入基本来自售电收入，与报告期情况一致。售电收入的占比呈现先波动上升后平稳的变化趋势，主要系随着二期3、4号机组分别于2027年4月、2028年1月投入商运，售电收入从2027年开始有所增长；除售电收入外，其他类型的收入预测水平从2025年开始保持不变。

1) 售电收入

根据现行政策及被评估单位历史经营情况判断，被评估单位上网电量分为计划电量和市场化交易电量。

售电收入=计划电量×批复电价（不含税）+市场交易电量×市场交易电价（不含税）-两个细则考核及其他费用

①上网电量的确定

上网电量主要与装机容量、发电利用小时、发电厂用电率和变电损失率有关。

上网电量=装机容量×发电利用小时×（1-发电厂用电率和变电损失率）

A.装机容量

截至评估基准日，已投入商运的为一期 1、2 号机组，装机容量为 2×125 万千瓦；二期 3、4 号机组预计于 2027 年 4 月、2028 年 1 月分别投入商运，装机容量为 2×125 万千瓦。

B.发电利用小时的预测

发电利用小时主要与机组大修天数、内部减载率、外部减载率等因素有关。对于未来大修天数，依据各机组排期计划确定；对于内部减载天数、外部减载天数，主要通过管理层访谈了解未来预计情况确定。根据上述预测思路，各机组发电利用小时预测结果如下：

1 号机组发电利用小时数计算表

项目	单位	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
年度天数	天数	366.00	365.00	365.00	365.00	366.00	365.00	365.00
内部减载	天数	7.10	3.07	6.10	6.10	3.07	6.10	6.10
外部减载	天数	3.18	11.17	11.17	11.17	11.16	11.17	11.17
核能供热减载	天数	4.87	4.89	4.89	4.89	4.87	4.89	4.89
全年大修天数	天数	25.64	—	23.00	23.00	—	30.00	20.00
发电利用小时	小时	7,805.00	8,301.00	7,677.00	7,677.00	8,325.00	7,509.00	7,749.00

注：2031 年以后详见评估说明。

2 号机组发电利用小时数计算表

项目	单位	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
年度天数	天数	366.00	365.00	365.00	365.00	366.00	365.00	365.00
内部减载	天数	12.22	26.10	6.10	6.10	3.07	6.10	6.10
外部减载	天数	5.38	4.16	4.16	4.16	4.17	4.16	4.16
核能供热减载	天数	7.10	8.54	8.54	8.54	8.53	8.54	8.54
全年大修天数	天数	30.80	—	23.00	23.00	—	30.00	20.00
发电利用小时	小时	7,453.00	7,829.00	7,757.00	7,757.00	8,405.00	7,589.00	7,829.00

注：2031 年以后详见评估说明。

3 号机组发电利用小时数计算表

项目	单位	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
年度天数	天数	366.00	365.00	365.00	365.00	366.00	365.00	365.00
内部减载	天数	—	—	—	3.07	6.08	3.07	6.10
外部减载	天数	—	—	—	4.16	4.17	4.16	4.16
全年大修天数	天数	—	—	—	—	33.00	—	20.00
发电利用小时	小时	—	—	—	5,706.00	7,746.00	8,586.00	8,034.00

注 1：2031 年以后详见评估说明。

注 2：3 号机组计划于 2027 年 4 月投入商运，4 号机组计划于 2028 年 1 月投入商运。

4 号机组发电利用小时数计算表

项目	单位	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
年度天数	天数	366.00	365.00	365.00	365.00	366.00	365.00	365.00
内部减载	天数	—	—	—	—	3.07	6.10	6.10
外部减载	天数	—	—	—	—	4.17	4.16	4.16

项目	单位	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
全年大修天数	天数					-	33.00	20.00
发电利用小时	小时	-	-	-	-	8,370.00	7,722.00	8,034.00

注1：2031年以后详见评估说明。

注2：3号机组计划于2027年4月投入商运，4号机组计划于2028年1月投入商运。

由上表可见，预测期各机组维修排期、内外部减载率变化影响预测期发电利用小时波动，其中维修排期对发电利用小时数影响最显著。维修天数与维修类型有关，其中：首次大修约33天，常规大修为20-26天，十年期大修约27-30天，不同类型的维修依据公司未来大修排期进行预测。两次维修的间隔时间约18个月。预测期内，发电利用小时数波动范围为7,453-8,586小时。未安排换料大修的年份，机组发电利用小时数更高，以1号机组为例，2025年、2028年无换料大修，因此发电利用小时数较高。此外，3号机组2027年度利用小时数偏低主要系2027年4月投入商运，运行不足一年所致。

C.发电厂用电率和变电损失率的预测

发电厂用电率和变电损失率按2023年的厂用电率和变电损失率以及预测年度的厂用电变化因素等综合确定。根据上述预测思路，各机组发电厂用电率和变电损失率预测结果如下：

单位：%

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
1号机组	6.60%	6.67%	6.67%	6.67%	6.60%	6.60%	6.60%
2号机组	6.60%	6.66%	6.66%	6.66%	6.60%	6.60%	6.60%
3号机组	-	-	-	6.66%	6.60%	6.60%	6.60%
4号机组	-	-	-	-	6.60%	6.60%	6.60%

注1：2031年以后详见评估说明。

注2：3号机组计划于2027年4月投入商运，4号机组计划于2028年1月投入商运。

预测期发电厂用电率和变电损失率波动的原因：2025年-2027年参考2023年水平预测；随着二期3、4号机组全部投入商运后，2028年起发电损失率小幅下降至6.60%，后续保持稳定。

D.上网电量的确定

综合上述数据分析后确定各机组的上网电量，上网电量分为计划电量和市场

化交易电量，未来各年度计划电量和市场化交易电量主要按 2024 年 1-9 月计划电量和市场化交易电量占比情况进行预测，主要系 1、2 号机组于 2023 年 11 月开始参与市场化交易，且近年电力市场改革进程较快，2024 年 1-9 月市场化平均电价进行预测更能反映当前趋势，具有合理性。

根据山东省能源局《关于明确海阳核电 1、2 号机组参与市场交易有关事项的通知》，2023 年 11 月起，海阳核电 1、2 号机组上网电量分为优先消纳电量和参与市场交易电量，其中上网电量计划的 70%优先消纳，其余电量参与电力市场交易。山东核电自参与市场交易至评估报告日，上网电量的 70%均为优先消纳，本次评估在计算电费收入时按 70%的计划电量(即优先消纳部分)和 30%的市场电量分别计算。

根据上述预测思路，各机组上网电量预测结果如下：

单位：万千瓦时

项目	上网电量类型	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
1号机组	计划电量	645,147.00	677,890.79	626,932.61	626,932.61	680,360.62	613,673.02	633,287.02
	市场电量	266,116.00	290,524.62	268,685.40	268,685.40	291,583.13	263,002.73	271,408.73
	1号机组电量小计	911,263.00	968,415.41	895,618.01	895,618.01	971,943.75	876,675.75	904,695.75
2号机组	计划电量	616,034.00	639,414.01	633,533.59	633,533.59	686,898.62	620,211.02	639,825.02
	市场电量	254,071.00	274,034.57	271,514.39	271,514.39	294,385.13	265,804.73	274,210.73
	2号机组电量小计	870,105.00	913,448.58	905,047.98	905,047.98	981,283.75	886,015.75	914,035.75
3号机组	计划电量	-	-	-	467,141.74	634,561.15	703,374.91	658,154.44
	市场电量	-	-	-	200,203.60	271,954.78	301,446.39	282,066.19
	3号机组电量小计	-	-	-	667,345.34	906,515.93	1,004,821.30	940,220.63
4号机组	计划电量	-	-	-	-	685,680.00	632,595.00	658,155.00
	市场电量	-	-	-	-	293,863.00	271,112.00	282,066.00
	4号机组电量小计	-	-	-	-	979,543.00	903,707.00	940,221.00
1-4号机组电量合计		1,781,368.00	1,881,863.99	1,800,665.99	2,468,011.33	3,839,286.43	3,671,219.80	3,699,173.13

注1：2031年以后详见评估说明。

注2：3号机组计划于2027年4月投入商运，4号机组计划于2028年1月投入商运。

基于上述上网电量的计算公式，预测期上网电量波动与发电利用小时数、发电厂用电率和变电损失率等变化情况相关联。

②上网电价的确定

A. 批复电价

a. 一期 1、2 号机组批复电价的确定：

根据《关于三代核电首批项目试行上网电价的通知》（发改价格[2019]535号），山东海阳一期核电项目试行价格按照每千瓦时 0.4151 元执行。试行价格从项目投产之日起至 2021 年底止；

根据《关于山东核电有限公司海阳一期核电项目上网电价有关事项的通知》（鲁发改价格[2019]544号），海阳一期核电项目年度设计利用小时(机组平均可利用率 93%，设计利用小时 8146.8 小时，对应发电量 203,67 亿千瓦时)以内上网电量部分执行政府定价，以外上网电量按照市场价格结算。有效期至 2021 年 12 月 31 日；

根据《关于海阳核电一期工程上网电价有关事项的函》（鲁发改价格函[2021]151号），“现阶段国家正研究完善核电价格形成机制，相关机制出台前，山东海阳一期核电项目上网电价暂继续按照《国家发展改革委关于三代核电首批项目试行上网电价的通知》（发改价格〔2019〕535号）、《山东省发展和改革委员会关于山东核电有限公司海阳一期核电项目上网电价有关事项的通知》（鲁发改价格〔2019〕544号）规定执行。”因此，本次评估山东核电一期核电项目批复电价仍假定按照上述规定的 0.4151 元/千瓦时（含税）确定，对应不含税电价为 0.3673 元/千瓦时。

b. 二期 3、4 号机组无批复电价的确定：

截至本回复出具日，二期 3、4 号机组暂无批复电价，按照行业惯例，电价一般是在机组商运之后，由企业与国家相关部委及地方主管部门协商之后确定。根据《国家发展改革委关于完善核电上网电价机制有关问题的通知》（发改价格〔2013〕1130号），对新建核电机组实行标杆上网电价政策，核定全国核电标杆上网电价为每千瓦时 0.43 元，全国核电标杆上网电价高于核电机组所在地燃

煤机组标杆上网电价（含脱硫、脱硝加价，下同）的地区，新建核电机组投产后执行当地燃煤机组标杆上网电价），因此本次评估按山东省燃煤标杆电价 0.3949 元/千瓦时（含税）预测，对应不含税电价为 0.3495 元/千瓦时。

B.市场电价

本次评估，一期 1、2 号机组市场电价参照近期 2024 年 1-9 月的市场电价水平预测。二期 3、4 号机组市场化电价参考一期 1、2 号机组市场化电价水平确定。

根据上述预测思路，各机组上网电价在预测期内保持稳定，预测结果如下：

单位：元/千瓦时

项目	上网电价类型	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
1号机组	计划电价	0.3673	0.3673	0.3673	0.3673	0.3673	0.3673	0.3673
	市场电价	0.3651	0.3669	0.3669	0.3669	0.3669	0.3669	0.3669
2号机组	计划电价	0.3673	0.3673	0.3673	0.3673	0.3673	0.3673	0.3673
	市场电价	0.3662	0.3680	0.3680	0.3680	0.3680	0.3680	0.3680
3号机组	计划电价	-	-	-	0.3495	0.3495	0.3495	0.3495
	市场电价	-	-	-	0.3674	0.3674	0.3674	0.3674
4号机组	计划电价	-	-	-	-	0.3495	0.3495	0.3495
	市场电价	-	-	-	-	0.3674	0.3674	0.3674

注：2031年以后详见评估说明。

③两个细则考核及其他费用

根据《山东省电力并网运行管理实施细则》和《山东省电力辅助服务管理实施细则》，两个细则考核费用主要由运行考核费与辅助调峰服务费构成，运行考核费与机组的运行状况有关，不具有调峰能力的发电公司需根据相关考核指标支付或获得相关服务（违约赔偿）费用，辅助调峰服务费用同时也受到经济发展预期和当地电网消纳能力的影响。未来预测年度的两个细则及辅助服务费用按 2024 年 1-9 月费用水平确定，即一期 1 号机组为 0.0207 元/千瓦时（含税），2 号机组为 0.0215 元/千瓦时（含税），二期 3、4 号机组为 0.0211 元/千瓦时（含税）。

④售电收入的确定

售电收入=计划电量×批复电价(不含税)+市场交易电量×市场交易电价(不含税)-两个细则考核及其他费用

根据上述预测思路，各机组售电收入预测结果如下：

单位：万千瓦时（电量）、元/千瓦时（电价）、万元（收入与费用）

项目	上网电量类型	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
1号机组	计划电量	645,147.00	677,890.79	626,932.61	626,932.61	680,360.62	613,673.02	633,287.02
	计划电价	0.3673	0.3673	0.3673	0.3673	0.3673	0.3673	0.3673
	小计	236,991.61	249,019.88	230,300.64	230,300.64	249,927.16	225,429.80	232,634.90
	市场电量	266,116.00	290,524.62	268,685.40	268,685.40	291,583.13	263,002.73	271,408.73
	市场电价	0.3651	0.3669	0.3669	0.3669	0.3669	0.3669	0.3669
	小计	97,167.67	106,594.25	98,581.39	98,581.39	106,982.62	96,496.40	99,580.58
	两个细则考核及其他费用小计	16,676.11	17,722.00	16,389.81	16,389.81	17,786.57	16,043.17	16,555.93
1号机组售电收入合计		317,483.16	337,892.13	312,492.22	312,492.22	339,123.22	305,883.03	315,659.56
2号机组	计划电量	616,034.00	639,414.01	633,533.59	633,533.59	686,898.62	620,211.02	639,825.02
	计划电价	0.3673	0.3673	0.3673	0.3673	0.3673	0.3673	0.3673
	小计	226,297.09	234,885.62	232,725.48	232,725.48	252,328.86	227,831.50	235,036.61
	市场电量	254,071.00	274,034.57	271,514.39	271,514.39	294,385.13	265,804.73	274,210.73
	市场电价	0.3662	0.3680	0.3680	0.3680	0.3680	0.3680	0.3680
	小计	93,039.45	100,835.02	99,907.68	99,907.68	108,323.31	97,806.73	100,899.84
	两个细则考核及其他费用小计	16,472.73	17,355.52	17,195.91	17,195.91	18,644.39	16,834.30	17,366.68
2号机组售电收入合计		302,863.81	318,365.12	315,437.25	315,437.25	342,007.78	308,803.93	318,569.77
3号机组	计划电量	-	-	-	467,141.74	634,561.15	703,374.91	658,154.44
	计划电价	-	-	-	0.3495	0.3495	0.3495	0.3495
	小计	-	-	-	163,251.57	221,759.47	245,807.75	230,004.59
	市场电量	-	-	-	200,203.60	271,954.78	301,446.39	282,066.19
	市场电价	-	-	-	0.3674	0.3674	0.3674	0.3674
	小计	-	-	-	73,561.54	99,925.33	110,761.54	103,640.60
	两个细则考核及其他费用小计	-	-	-	12,479.36	16,951.85	18,790.16	17,582.13
	3号机组试运行收入				22,397.02	-	-	-

项目	上网电量类型	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
3号机组售电收入合计		-	-	-	246,730.77	304,732.95	337,779.13	316,063.07
4号机组	计划电量	-	-	-	-	685,680.00	632,595.00	658,155.00
	计划电价	-	-	-	-	0.3495	0.3495	0.3495
	小计	-	-	-	-	239,623.92	221,072.36	230,004.79
	市场电量	-	-	-	-	293,863.00	271,112.00	282,066.00
	市场电价	-	-	-	-	0.3674	0.3674	0.3674
	小计	-	-	-	-	107,975.15	99,615.67	103,640.53
	两个细则考核及其他费用小计	-	-	-	-	18,317.45	16,899.32	17,582.13
	4号机组试运行收入				20,951.42	5,917.49		
4号机组售电收入合计		-	-	-	20,951.42	335,199.11	303,788.70	316,063.19
1-4号机组售电收入合计		620,346.97	656,257.26	627,929.47	895,611.66	1,321,063.05	1,256,254.79	1,266,355.58

注：2031年以后详见评估说明。

预测期售电收入主要受发电厂用电率和变电损失率、发电利用小时数波动影响；以及随着二期 3、4 号机组分别于 2027 年 4 月、2028 年 1 月投入商运，售电收入从 2027 年开始有所增长。

2) 供热收入

供热收入=热价（元/GJ）×总供热量（GJ）

①供热单价确定

根据山东核电与海阳市海发水务集团有限公司于 2022 年 6 月签订的《核能供热供应协议》，协议自双方签字并盖章后生效，有效期至 2031 年 9 月 30 日，协议有效期内，供热单价为 35 元/GJ（含税）。有效期后的供热单价双方暂未约定。本次评估供热单价按上述水平 35 元/GJ（含税）确定。

②供热量的确定

“暖核一号”（国家能源核能供热商用示范工程）一期 31.5 兆瓦核能供暖项目和二期 202.5 兆瓦核能供暖项目通过对 1 号机组进行改造实现供热；三期 900 兆瓦核能供热项目通过对 2 号机组进行改造实现供热。

山东核电 1 号机组主要面向山东省烟台市海阳市主城区居民供暖，2 号机组现阶段主要面向山东省威海市乳山市和山东省烟台市海阳市扩容部分城市居民供暖。

1 号机未来年度供热量根据其 2024 年度供热水平确定，预计供热量为 200 万 GJ/年；2 号机于 2023 年-2024 年供暖季开始供热，其中 2024 年全年供热量约 300 万 GJ，未来年度供热量参考 2024 年供热水平并结合未来供热规划进行预测，预计供热量为 350 万 GJ/年。居民供热量与非居民供热量的占比根据 2023-2024 年供暖季的供热收入构成预测，其中居民供热量占比约为 89%。

③供热收入的确定

供热收入=热价（元/GJ）×供热量（GJ）

根据上述预测思路，供热收入预测结果如下：

单位：万元

项目	单位	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
居民供热量	万GJ	444.58	489.50	489.50	489.50	489.50	489.50	489.50
热价	元/GJ	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00
小计		15,560.47	17,132.50	17,132.50	17,132.50	17,132.50	17,132.50	17,132.50
非居民供热量	万GJ	54.95	60.50	60.50	60.50	60.50	60.50	60.50
热价	元/GJ	32.11	32.11	32.11	32.11	32.11	32.11	32.11
小计		1,764.41	1,942.66	1,942.66	1,942.66	1,942.66	1,942.66	1,942.66
供热收入合计		17,324.88	19,075.16	19,075.16	19,075.16	19,075.16	19,075.16	19,075.16

注1：2031年以后详见评估说明。

注2：居民热价免增值税，热价为35元/GJ，非居民热价为不含税价格，热价为32.11元/GJ。

3) 其他业务收入的预测

其他业务收入未来主要为后勤服务、外培技术服务业务、能源销售、材料、废旧物资销售及其他等。其中：后勤服务包含租赁收入、物业费、及烟台基地经营收入等，外培技术服务业务包含提供的培训服务等，能源销售包含水电销售，材料、废旧物资销售包含零星材料及废旧物资销售。

对于后勤服务和外培技术服务收入，预测年度根据2022-2023年平均水平及企业规划进行预测，未来预测期间后勤服务、外培技术服务预测收入分别为

3,507.30万元,4,221.95万元,与2022年-2023年水平基本一致;对于能源销售、材料、废旧物资销售及其他,考虑到发生额较小或存在不确定性无法长期持续产生收入,本次评估不再考虑相关的收入与成本。

(2) 营业成本的预测

营业成本主要包括核燃料费、乏燃料处置费、修理费、职工薪酬、折旧和摊销、材料费、核应急费、中低放处置费以及保险费及日常运维费等。

1) 核燃料费的预测

当期装入堆芯的核燃料(装料成本)在本次装料与下次装料的周期内进行摊销,计算年度核燃料费用。每次换料的装料成本计算公式如下:

每次换料的装料成本=核燃料组件装料数量×核燃料组件单价

①核燃料组件装料数量

评估范围内,山东核电共4台机组,各台机组的换料周期约为18个月,每台机组每次换料更换约64个燃料组件。

②核燃料组件单价的预测

山东核电核燃料组件主要向国核铀业采购。参考与国核铀业签订的中长期换料核燃料组件供应服务合同,核燃料组件实行费用包干,主要以合同约定的核燃料组件价格进行结算。

核燃料组件单价=固定单价+基于国际天然铀现货市场指数和汇率变化的调整价

固定单价包含:天然铀、转化、分离功、组件加工、运输服务费、换料设计费等直至燃料组件在燃料厂房吊钩下的全部费用。

UxC为国际知名的核能、铀市场及相关能源领域的咨询公司。UxC与纽约商品交易所签署合作协议建立长期合作关系,UxC价格指数成为纽约商品交易所期货合约的结算依据,并通过期货市场影响国际铀价,在国际铀价定价体系中占据重要地位,因此本次评估在预测期内主要参考UxC对未来天然铀价格的预测。根据UxC 2024年第三季度报告,2025-2028年中长期天然铀价格指数具体如下:

单位：美元/磅 U3O8

年份	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年
中长期指数	82.22	83.46	83.92	84.95

2029 年及以后的天然铀价格**指数**按 2022-2040 年度天然铀价格**指数**的平均值进行预测，即 2029 年以后天然铀价格指数确定为 87 美元/磅 U3O8。

本次评估，核燃料组件单价在固定单价的基础上根据国际天然铀现货市场指数相对天然铀现货市场指数基准值的变化量以及汇率相对汇率基准值的变化量综合确定。由于无法准确预计上述汇率变化情况，本次评估预测不考虑基于汇率变化的调整价。天然铀指数变化的调整系数根据核燃料采购合同中约定的组件调整系数确定，被评估单位每次换料均需提前两年采购核燃料组件，采购价根据当年核燃料组件单价确定。

2) 乏燃料处置费的预测

按照 2010 年 7 月，财政部、发改委、工信部联合印发的《核电站乏燃料处理处置基金征收使用管理暂行办法》（财综〔2010〕58 号）的规定，已投入商业运行五年以上压水堆核电机组按实际上网销售电量征收，征收标准为 0.026 元/千瓦时。该办法出台生效时已经投入商业运行超过五年的机组，在办法颁布生效日起按照办法所规定的费用标准计提乏燃料处理处置费用；该办法出台生效时投入商业运行不足五年（含五年）及后续新建的机组，投产前五年不计提乏燃料处置费用，从第六年开始计提。

3) 职工薪酬的预测

职工薪酬主要与职工数量及职工平均工资水平相关。职工数量根据公司业务需求预测，职工平均工资水平综合考虑当前薪酬水平、当地平均工资水平增长率、管理层计划等因素预测。

4) 折旧和摊销的预测

山东核电固定资产折旧采用年限平均法或工作量法分类计提，根据固定资产类别、预计使用寿命和预计净残值率确定折旧率。对已计提减值准备的固定资产，未来期间按扣除减值准备后的账面价值及尚可使用年限确定折旧额。如固定资产各组成部分的使用寿命不同或者以不同方式为企业经济利益，则选择不同折旧率或折旧方法，分别计提折旧。

各类固定资产折旧方法、折旧年限、残值率和年折旧率如下：

类别	折旧方法	折旧年限（年）	残值率（%）	年折旧率（%）
房屋及建筑物	年限平均法	20-50	0-3	2.00-5.00
通用机器设备	年限平均法	5-20	0-3	4.85-20.00
专用机器设备	工作量法	10-42	0	/
运输工具	年限平均法	5-16	0-3	6.06-20.00
办公设备	年限平均法	5	0	20.00
核电设施退役费	年限平均法	60	0	1.67
其他	年限平均法	5-18	0	5.56-20.00
房屋及建筑物	年限平均法	20-50	0-3	2.00-5.00

专用机器设备按工作量法计提折旧的计算公式如下：

当期折旧率=当期实际发电量÷（当期实际发电量+剩余使用寿命预计发电量）

当期折旧额=〔固定资产期末原值×（1-预计净残值率）-期初已计提的折旧额-计提的固定资产减值准备〕×当期折旧率

摊销主要指无形资产摊销和长期待摊费用摊销。无形资产主要是土地使用权，按成本进行初始计量，自可供使用时起，对其原值在其预计使用寿命内采用直线法分期平均摊销。

长期待摊费用为已经发生但应由本期和以后各期负担的分摊期限在一年以上的各项费用。

5）修理费的预测

修理费指为保持固定资产的正常运转和使用，对其进行必要修理所发生的费用。修理费包括日常修理和大修，大修分为首次大修（一般需 33 天）、常规大修（频率为 18 个月，一般需 20-26 天）、十年期大修（一般需 27-30 天）。未来年度日常修理费的预测参考 2022-2023 年平均水平确定。大修费用根据大修理计划和国家电投集团有关规定来进行预测。根据上述预测思路，未来年度修理费的预测如下：

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
修理费（万元）	69,471.52	39,000.00	80,392.00	93,392.00	72,000.00	126,400.00	103,200.00
度电修理费（元/千瓦时）	0.0390	0.0207	0.0446	0.0378	0.0188	0.0344	0.0279

机组大修类型	1、2#机组 常规大修	无	1、2#机组 常规大修	1、2#机组 常规大修， 3号机投产	3#机首次 大修	1、2#机组十年 期大修，4号机 首次大修	1、2、3、4# 机组常规大 修
--------	----------------	---	----------------	--------------------------	-------------	-----------------------------	------------------------

注：2031年以后详见评估说明。

如上表所示，存在大修的年份，因修理费增加且发电量较少导致度电修理费较高。2025年无机组大修，该年度度电修理费较低。2028年仅有3号机组大修，但因二期项目已投产发电量大幅增加，因此该年度度电修理费较低。其他存在大修的年度，度电修理费随着大修费和发电量水平有所波动，区间为0.0344元/千瓦时-0.0446元/千瓦时。

6) 材料费的预测

材料费指投产后运行、维护和事故处理等预计所耗用的各种原料、材料、备品备件和低值易耗品等费用。未来年度参照2022-2023年平均水平，未来年度参照历史年度度电材料费水平，结合预测年度发电量进行预测。

7) 核应急费的预测

核应急费根据财政部国防科工委关于印发《核电厂核事故应急准备专项收入管理规定》的通知（财防[2007]181号）核电企业在运行期按年度上网销售电量每千瓦时0.0002元人民币的标准预测。

8) 中低放处置费的预测

中低放废物处理处置费指对使用过的中、低放射性核燃料、核废物进行处理和处置所发生的费用，中低放废物处理处置费=废物量×废物处理单价。未来年度产生的废物量根据2022-2023年的废物产生量与发电量的比例进行预测，废物处理单价根据现行价格进行预测。

9) 保险费及日常运维的预测

保险费指责任保险和财产保险，日常运维费主要包括办公费、会议费、差旅费、物业管理费、咨询费等费用。预测年度参照2022-2023年平均水平进行预测。

根据上述预测思路，未来年度营业成本的预测如下：

单位：万元

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
核燃料费	83,812.69	101,039.70	98,783.76	131,486.07	207,849.23	223,463.50	231,669.22

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
乏燃料处置费	45,780.20	48,928.46	46,817.32	46,817.32	50,783.92	45,829.98	47,287.02
职工薪酬	32,192.30	34,485.08	34,829.93	44,052.64	54,712.30	54,712.30	54,712.30
折旧和摊销	183,356.52	181,787.53	175,655.71	235,250.20	314,644.69	301,598.60	282,045.71
修理费	69,471.52	39,000.00	80,392.00	93,392.00	72,000.00	126,400.00	103,200.00
材料费	8,183.56	8,936.52	8,558.46	11,665.33	18,037.45	17,255.51	17,385.57
核应急费	9,745.98	13,159.42	9,236.64	12,439.23	19,131.81	18,206.61	18,350.81
中低放处置费	1,504.07	947.94	907.80	1,237.35	1,913.26	1,830.35	1,844.02
保险费及日常运维费	15,387.17	16,111.72	16,338.92	20,435.43	27,305.70	26,701.88	26,804.90
合计	449,434.01	444,396.38	471,520.54	596,775.56	766,378.36	815,998.73	783,299.54

注：2031年以后详见评估说明。

预测期营业成本波动的原因：

核燃料费：随着预测期天然铀价格指数波动以及3、4号机组计划分别于2027年和2028年陆续投入商运，预测期核燃料费呈现先上升后平稳的波动趋势。

乏燃料处置费：随着预测期上网电量波动以及3、4号机组分别于2032年和2033年陆续达到计提年限，预测期乏燃料处置费呈现先上升后平稳的趋势。

职工薪酬：2027年、2028年随着3、4号机组投产，当期计入成本的职工薪酬有所上升，后续总体保持平稳。

折旧和摊销：2027年、2028年随着3、4号机组投产，相关固定资产转固，当期折旧和摊销费有所上升；未来随着机组投入商运时间增加，按年限平均法计提折旧的资产的实际使用年限陆续超过折旧年限，其折旧金额逐渐下降。

修理费：根据预测期各年企业的修理计划、大修排期计划、修理标准的不同，预测期修理费有所波动；2029、2030年度修理费偏高主要系2029年1、2号两台机组十年大修和4号机组首次大修、2030年4台机组均有常规大修所致。

材料费、中低放处置费：随着预测期发电量的波动，预测期材料费、中低放处置费有所波动；2027年、2028年随着3、4号机组投产，当期材料费有所上升，后续总体保持平稳。

核应急费：预测期内核应急费随上网电量变化而变化。

保险费及日常运维费：随着3、4号机组计划分别于2027年和2028年陆续投入

商运，预测期保险费及日常运维费呈现先上升后平稳的波动趋势。

（3）税金及附加的预测

山东核电税金及附加包括：城建税、教育费附加、地方教育附加、房产税、土地使用税、印花税、资源税以及其他等。

销项税根据不同收入确定适用的增值税率，进项税根据未来年度的采购情况确定适用的增值税率；

城市维护建设税 7%、教育费附加 3%、地方教育附加 2%，以当期缴纳的增值税为基数计算；

房产税、土地使用税与持有和使用情况有关，本次按照当地税务制定的税额标准计算缴纳；印花税根据预测年度各类购销合同的发生情况进行申报缴纳；资源税以及其他税费按照 2023 年发生额占营业收入的比例进行预测。

根据上述预测思路，未来年度税金及附加的预测如下：

单位：万元

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
城市城建税	2,858.02	4,549.71	4,134.95	4,061.16	4,802.63	3,853.28	4,267.90
教育费附加	1,224.87	1,949.88	1,772.12	1,740.50	2,058.27	1,651.41	1,829.10
地方教育费附加	816.58	1,299.92	1,181.41	1,160.33	1,372.18	1,100.94	1,219.40
房产税	5,284.64	8,007.97	8,007.97	9,875.29	12,987.50	12,987.50	12,987.50
土地使用税	149.93	153.12	153.12	197.20	270.66	270.66	270.66
印花税	480.09	260.69	263.13	361.23	512.95	513.83	512.48
资源税	41.86	51.47	49.31	69.71	102.13	97.19	97.96
其他	343.67	190.52	198.86	198.86	241.54	277.55	277.55
合计	11,199.66	16,463.27	15,760.88	17,664.27	22,347.87	20,752.37	21,462.55

注：2031年以后详见评估说明。

预测期营业税金及附加波动的原因主要系预测期营业收入、营业成本、期间费用变动导致各年度应缴增值税波动。2028 年较 2027 年上升，因二期 3、4 号机组房产转固，房产税相应提高，后续总体保持平稳。

（4）销售费用的预测

销售费用参考2023年占营业收入的比例进行预测，未来年度销售费用的预测

如下：

单位：万元

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
销售费用	1,654.52	1,754.20	1,678.51	2,300.58	3,578.83	3,422.17	3,448.22

注：2031年以后详见评估说明。

公司的销售费用主要包括战略客户开发、营销体系建设、电力市场政策咨询等、业务研讨与交流等支出。预测期销售费用波动主要系预测期营业收入变动所致；2027年、2028年随着3、4号机组投产，营业收入增加，销售费用相应提高，后续总体保持平稳。

（5）管理费用的预测

管理费用主要包括职工薪酬、折旧费、办公费、差旅费、业务招待费、物业管理费、车辆使用费、党组织工作经费、广告宣传费、其他等费用。

职工薪酬、折旧费的预测与营业成本中职工薪酬、折旧费的预测方式一致。

对于办公费、差旅费、党组织工作经费的预测参考2022-2023年平均费用金额进行预测；业务招待费、物业管理费、车辆使用费、广告宣传费以及其他等费用参考2022-2023年占营业收入比例平均水平进行预测。

根据上述预测思路，预测期管理费用较为平稳，未来年度管理费用的预测如下：

单位：万元

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
职工薪酬	9,552.69	7,778.57	7,856.37	7,856.37	7,856.37	7,856.37	7,856.37
折旧费	1,532.76	1,239.65	1,070.04	997.08	818.75	726.61	676.43
其他	989.75	1,115.82	1,141.33	1,333.55	1,724.70	1,804.49	1,808.61
合计	12,075.21	10,134.04	10,067.74	10,187.00	10,399.82	10,387.47	10,341.41

注：2031年以后详见评估说明。

2024年管理费用薪酬高于2025年及以后年度主要是在成本、期间费用分摊上有差异，2024年度总职工薪酬（成本、期间费用合计）为4.59亿元略低于2025年总职工薪酬（成本、期间费用合计）为4.61亿，整体薪酬预测合理。2025年-2030年，山东核电对一期、二期项目实行统一管理，管理人员数量和薪酬均不存在重大调整，每年金额变动区间为-0.65%至2.09%。

（6）研发费用的预测

研发费用主要包括职工薪酬、委托外部研究开发费、其他费用。

职工薪酬的预测与营业成本中职工薪酬的预测方式一致。

委托外部研究开发费、其他费用参考2022-2023年占营业收入比例进行预测。

根据上述预测思路，未来年度研发费用的预测如下：

单位：万元

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
职工薪酬	4,192.64	3,831.67	3,870.00	4,894.74	2,879.59	2,879.59	2,879.59
委托外部研究开发费	13,004.98	17,558.64	16,822.12	23,781.86	16,081.66	12,753.30	10,283.45
其他费用	1,714.31	744.90	713.64	1,008.90	1,478.17	1,406.69	1,417.83
合计	18,911.93	22,135.21	21,405.76	29,685.50	20,439.42	17,039.58	14,580.87

注：2031年以后详见评估说明。

预测期研发费用波动系预测期营业收入所致；2027年较2026年上升，主要系二期3号机组投产，当期计入的售电收入有所上升；2028年较2027年下降，主要系随着机组国产化程度的不断加速，判断在2028年始委托外部研究开发费用相应下降，后续总体保持平稳。

研发费用中委托外部研究开发费，根据企业实际需求，主要与上海核工院、国核自仪系统工程有限公司、国核运行、国核电力规划设计研究院、清华大学、北京大学等集团内外研究院所、高等院校、相关企业等合作，主要研究领域为核能综合利用、三代核电运维、备品备件国产化等关键技术应用研究领域问题。目前山东核电研发活动主要针对机组运维实践，随着三代核电引进消化吸收进程不断深入，相关研发需求呈下降趋势，研发支出降低，委外费用随之下降。

（7）财务费用的预测

财务费用包括长短期借款利息、核设施弃置费、存款利息收入、手续费、汇兑损益等。

1) 利息费用

长短期借款利息根据还款计划和借款合同进行预测。

2) 核设施弃置费

核设施退役基金为非付现费用，系根据国家法律法规和国际公约等规定承担环境保护和生态恢复等义务的固定资产预计弃置费用，按现值确认计入固定资产成本，预计弃置费总额与其现值的差额作为融资费用，按实际利率法以财务费用形式计入各期成本费用。

固定资产弃置费的会计政策：核电机组的弃置费按项目转固金额的 10%计取，折现期为机组的全部服役期，折现率为五年期以上贷款利率。未来预测根据测试的每年确认的融资费用计入各年财务费用。未来年度的核设施弃置费按照 4 个机组的各年度应计提的费用列示。

3) 其他费用

财务费用中的存款利息收入，手续费、汇兑损益等费用，因发生金额较小，且发生额不确定，未来年度不再进行预测。

根据上述预测思路，未来年度财务费用的预测如下：

单位：万元

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
利息费用	105,897.61	108,701.41	100,280.28	130,374.88	164,367.42	148,548.81	133,371.32
核设施弃置费	1,411.49	1,477.12	1,545.81	2,045.33	2,971.28	3,125.16	3,270.48
其他	-234.14	-	-	-	-	-	-
财务费用合计	107,074.96	110,178.54	101,826.09	132,420.21	167,338.70	151,673.96	136,641.80

注：2031年以后详见评估说明。

预测期财务费用总体呈现先上升后下降的波动趋势，主要原因系：随着3、4号机组计划分别于2027年和2028年陆续投入商运，2027年和2028年的利息费用、核设施弃置费有所增加；此后，随着各台机组贷款本金逐年减少，利息费用相应逐年下降。

(8) 其他收益的预测

根据《财政部、国家税务总局关于核电行业税收政策有关问题的通知》（财税[2008]38号），核力发电企业生产销售电力产品，自核电机组正式商业投产次月起 15 个年度内，统一实行增值税先征后退政策，返还比例分三个阶段逐级递减。具体返还比例为：（1）自正式商业投产次月起 5 个年度内，返还比例为已入库税款的 75%；（2）自正式商业投产次月起第 6 至第 10 个年度内，返还比

例为已入库税款的 70%；（3）自正式商业投产次月起的第 11 至第 15 个年度内，返还比例为已入库税款的 55%；（4）自正式商业投产次月起满 15 个年度以后，不再实行增值税先征后退政策。

根据上述增值税返还比例，按每台机组分别计算增值税返还额，预测其他收益。

根据上述预测思路，未来年度其他收益的预测如下：

单位：万元

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
增值税返还	44,919.67	28,510.04	45,554.76	41,080.96	40,344.12	46,900.76	30,411.40
其他	117.16	-	-	-	-	-	-
其他收益合计	45,036.83	28,510.04	45,554.76	41,080.96	40,344.12	46,900.76	30,411.40

注：2031年以后详见评估说明。

预测期其他收益波动主要系各年各机组不同阶段适用的增值税返还比例不同所致。

（9）所得税的预测

根据财政部、国家税务总局《关于执行公共基础设施项目企业所得税优惠目录有关问题的通知》（财税[2008]46号）、国家税务总局《国家税务总局关于实施国家重点支持的公共基础设施项目企业所得税优惠问题的通知》（国税发[2009]80号）和财政部、国家税务总局《关于公共基础设施项目享受企业所得税优惠政策问题的补充通知》（财税[2014]55号）的规定，公司符合从事国家重点支持的分批次的公共基础设施项目投资经营所得税收优惠的有关规定，1、2号核电机组所得税三免三减半从2018年至2023年，3号核电机组从2027年至2029年免缴企业所得税，2030年至2032年减半缴纳企业所得税，3号核电机组从2028年至2030年免缴企业所得税，2031年至2033年减半缴纳企业所得税。以后期间按照企业适用的所得税率进行计算。

山东核电于2022年12月12日取得高新技术企业证书（证书编号GR202237006194），有效期三年，本次预测2024年执行15%的税率，2025年及之后执行25%的税率。

根据《财政部 国家税务总局关于专项用途财政性资金企业所得税处理问题

的通知》（财税〔2011〕70号），“二、上述不征税收入用于支出所形成的费用，不得在计算应纳税所得额时扣除；用于支出所形成的资产，其计算的折旧、摊销不得在计算应纳税所得额时扣除。”，结合2025年3月最新税收征管口径计算未来年度所得税。

各机组按照制定的分机组核算办法进行核算并计算缴纳所得税。未来年度所得税费用依据以上思路进行预测。

根据上述预测思路，未来年度所得税的预测如下：

单位：万元							
项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
所得税合计	7,818.28	18,135.59	6,986.35	11,767.47	39,774.55	25,977.89	62,784.27

注：2031年以后详见评估说明。

预测期所得税波动的原因主要系各年利润总额波动以及适用的所得税率不同。2027年、2028年随着3、4号机组投产，当期利润总额有所上升，后续总体保持平稳。2029年随着1、2号两台机组十年大修和4号机组首次大修，修理费有所上升，收入有所下降，导致该年度所得税偏低。

（10）资本性支出的预测

山东核电未来年度资本性支出包括在建核电项目的后续投资和运营期资产更新支出等。对于在建项目后续投资支出根据被评估单位提供的最新投资计划测算建设期每年的支出；对于运营期资产更新支出根据核岛、常规岛、BOP资产中设备的经济寿命年限进行预测每年的资本性支出，经济寿命年限分为5年、8年、10年、12年、15年、20年及30年，接近退役期进行适当调整。

因核设施退役后需封存处置，各机组在运行期末需考虑退役费支出。

根据上述预测思路，未来年度资本性支出的预测如下：

单位：万元							
项目	2024年10-12月	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
海阳核电一期工程项目	3,607.00	3,000.00	3,000.00	7,729.28	3,000.00	19,065.56	3,000.00
海阳核电二期工程项目	228,402.31	182,642.22	231,715.54	248,371.68	248,371.68	187,590.29	26,371.80
900MW供热项目	5,244.85	5,576.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
资本性支出合计	237,254.15	191,218.57	234,715.54	256,100.96	251,371.68	206,655.85	29,371.80

注：2031年以后详见评估说明。

预测期资本性支出总体呈现先上升后下降再平稳的波动趋势，主要原因系，3、4号机组计划分别于2027年和2028年陆续投入商运，资本性支出随之达到高峰；2030年及以后资本性支出主要系存量资产的更新，与各资产的经济寿命年限有关，相对保持稳定。2024年资本性支出较高主要系该年海阳核电二期工程核电设备采购金额及工程投入较大。

（11）营运资金增加额的预测

根据核电行业的特点，核电站正常运营阶段，核燃料需要根据合同提前采购，存在大额的预付账款及存货，本次评估对每期支付的核燃料的采购款作为现金流出单独考虑，每期摊销的核燃料费作为现金流入单独考虑。营运资金不再考虑核燃料的资金占用。

营运资金通过对预测期流动资产和流动负债的预测计算当期营运资金。流动资产包括货币资金、应收账款、预付账款（不含预付的核燃料费）、存货（不含核燃料费）等；流动负债包括应付账款、应交税费、应付职工薪酬等。

对于流动资产和流动负债的确定，需要根据生产经营情况，分析各科目的业务内容，剔除非经营性资产负债，在此基础上，通过分析各项资产负债的占用情况，并考虑业务结构的变化，通过与收入成本的相关性等因素确定未来年度的营运资金。

营运资金=流动资产-流动负债。

营运资金追加额=当年营运资金-上年营运资金。

根据上述预测思路，未来年度营运资金增加额的预测如下：

单位：万元

项目	2024年1-9月	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
最低货币保有量	7,341.69	10,129.42	8,243.17	11,281.52	13,923.99	13,365.31	17,409.43	15,306.30
应收账款	43,076.15	43,076.15	45,389.59	43,507.21	61,294.74	89,566.08	85,259.56	85,930.76
预付款项	5,399.46	5,399.46	5,338.94	5,664.81	7,169.61	9,207.21	9,803.34	9,410.50
存货	78,054.24	78,054.24	77,179.34	81,890.05	103,643.38	94,779.77	100,916.43	96,872.45
其他流动资产	4,249.68	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
流动资产合计	138,121.23	136,659.28	136,151.04	142,343.59	186,031.73	206,918.37	213,388.76	207,520.00

项目	2024年1-9月	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
应付账款	13,435.50	13,435.50	13,284.91	14,095.76	17,840.17	22,910.32	24,393.69	23,416.17
应交税费	2,060.87	7,676.17	8,088.43	7,752.99	10,922.73	15,960.68	15,193.26	15,312.87
应付职工薪酬	12,391.66	12,391.66	13,057.16	12,515.66	17,632.58	25,765.35	24,526.50	24,719.59
应付职工薪酬-工资结余	56,049.00	56,049.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
其他应付款	34,650.85	40,231.25	24,464.23	23,408.66	23,408.66	25,391.96	22,914.99	23,643.51
流动负债合计	118,587.88	129,783.59	58,894.73	57,773.07	69,804.13	90,028.32	87,028.44	87,092.13
营运资金	19,533.34	6,875.69	77,256.31	84,570.52	116,227.60	116,890.05	126,360.32	120,427.87
营运资金增加额		-12,657.65	70,380.62	7,314.21	31,657.07	662.45	9,470.27	-5,932.45

注：2031年以后详见评估说明。

预测期营运资金增加额波动的主要受当期营运资金和上期营运资金的金额影响，各期营运资金预测主要是通过各资产、负债科目的周转率，预测出各资产、负债科目的需求额，进而计算得出各期营运资金的金额。未来营运资金增加额波动与未来收入、成本的变动保持一致。

（12）期末资产回收预测

相关核设施退役后需封存处置，期末资产回收主要为营运资金。

（13）企业自由现金流量的预测

企业自由现金流量=息税前利润×（1-所得税率）+折旧及摊销-资本性支出-营运资金追加额+其他

=营业收入-营业成本-税金及附加-期间费用+其他收益-所得税费用+利息支出×（1-所得税率）+折旧及摊销（含退役费）+退役费（财务费用）-资本性支出-营运资金追加额-核燃料费的现金支出+核燃料费摊销+增值税待抵扣进项税+增值税返还+经营期末资产回收

收益法预测表如下：

单位：万元

项目	2024年10-12月	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
一、营业收入	158,800.73	683,061.67	654,733.88	922,416.07	1,347,867.46	1,283,059.20	1,293,159.99
减：营业成本	129,606.66	444,396.38	471,520.54	596,775.56	766,378.36	815,998.73	783,299.54
税金及附加	1,449.78	16,463.27	15,760.88	17,664.27	22,347.87	20,752.37	21,462.55
销售费用	377.30	1,754.20	1,678.51	2,300.58	3,578.83	3,422.17	3,448.22

项目	2024年10-12月	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
管理费用	3,922.70	10,134.04	10,067.74	10,187.00	10,399.82	10,387.47	10,341.41
研发费用	12,659.78	22,135.21	21,405.76	29,685.50	20,439.42	17,039.58	14,580.87
财务费用	20,747.81	110,178.54	101,826.09	132,420.21	167,338.70	151,673.96	136,641.80
加：其他收益	44,748.11	28,510.04	45,554.76	41,080.96	40,344.12	46,900.76	30,411.40
投资收益	-22.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
汇兑收益	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
公允价值变动收益	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
信用减值损失	10.27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
资产减值损失	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
资产处置收益	-0.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
二、营业利润	34,771.83	106,510.08	78,029.13	174,463.91	397,728.58	310,685.69	353,796.99
加：营业外收入	116.33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
减：营业外支出	62.57	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
三、利润总额	34,825.59	106,510.08	78,029.13	174,463.91	397,728.58	310,685.69	353,796.99
减：所得税费用	-1,192.39	18,135.59	6,986.35	11,767.47	39,774.55	25,977.89	62,784.27
四、净利润	36,017.98	88,374.49	71,042.78	162,696.44	357,954.03	284,707.80	291,012.72
加：折旧摊销(含退役费)	42,310.15	183,438.32	177,136.89	236,753.57	316,331.29	303,193.05	283,589.99
加：退役费（财务费用）	352.87	1,477.12	1,545.81	2,045.33	2,971.28	3,125.16	3,270.48
加：税后财务费	16,418.20	81,526.06	75,210.21	120,119.65	146,881.47	135,364.94	108,635.35
减：资本性支出	237,254.15	191,218.57	234,715.54	256,100.96	251,371.68	206,655.85	29,371.80
减：营运资金追加	-12,657.65	70,380.62	7,314.21	31,657.07	662.45	9,470.27	-5,932.45
减：核燃料费的现金流出	40,760.66	153,696.96	158,513.80	246,842.35	269,624.32	197,495.04	245,388.80
加：核燃料费摊销	21,563.82	101,039.70	98,783.76	131,486.07	207,849.23	223,463.50	231,669.22
加：增值税-待抵扣进项税	-38,574.31	-31,176.94	-19,808.12	7,298.94	42,960.78	45,210.54	57,390.74
加：增值税返还	29,621.96	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
加：经营期末资产回收	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
五、企业自由现金流量	-157,646.49	9,382.60	3,367.78	125,799.62	553,289.64	581,443.83	706,740.33

注：2031 年以后的自由现金流详见评估说明。

上表中净利润后单独加回或扣减项的项目中，“核燃料费的现金流出”为采购核燃料所需的现金流,未包含在净利润中,因此需要在计算自由现金流时扣减。核燃料在两次换料期间按产量法分摊入生产成本,“核燃料费摊销”为非现金项,在计算自由现金流时需在净利润基础上增加;关于“退役费（财务费用）”,核

电站的退役费基于预计负债在运营期内逐年计提财务费用,该财务费用为非现金项,因此在计算自由现金流时需在净利润基础上增加。

(14) 折现率的确定

折现率的确定过程请参见本题之“三、补充说明折现率计算过程中各参数的预测依据及合理性,折现率及主要参数与可比交易案例的对比情况及差异原因”。

(15) 测算过程和结果

预测期内各年自由现金流按年中发生考虑,将收益期内各年的自由现金流按加权资本成本折现,从而得出被评估单位的经营性资产价值,计算结果详见下表:

单位: 万元

项目	2024年10-12月	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
一、自由现金净流量	-157,646.49	9,382.60	3,367.78	125,799.62	553,289.64	581,443.83	706,740.33
折现率年限	0.13	0.75	1.75	2.75	3.75	4.75	5.75
二、折现率	6.46%	6.24%	6.24%	6.63%	6.56%	6.60%	6.38%
折现系数	0.9922	0.9551	0.8990	0.8446	0.7923	0.7434	0.6981
三、各年净现金流量折现值	-156,416.85	8,961.32	3,027.63	106,250.36	438,371.38	432,245.35	493,375.43

注: 2031 年以后的自由现金流详见评估说明。

根据上表测算,该项目经营性资产价值为 **7,862,827.54** 万元。

(16) 其他资产和负债的评估

1) 非经营性资产和非经营性负债的评估

非经营性资产、负债是指与被评估单位生产经营无关的,评估基准日后企业自由现金流量预测不涉及的资产与负债。被评估单位的非经营性资产、负债净额为 **48,266.59** 万元。

评估基准日企业非经营性资产负债金额如下:

单位: 万元

报表科目	账面值	评估值	业务内容
非经营性资产	142,490.90	148,722.81	
其他应收款	5,984.16	5,984.16	

在建工程	105,425.91	105,425.91	三期投入
递延所得税资产	7,399.44	7,399.44	
其他非流动资产	17,052.56	17,052.56	三期待抵扣进项税、征地补偿款
其他流动资产	2,026.41	2,026.41	预缴企业所得税
固定资产	0.65	0.20	固定资产清理
无形资产	4,601.78	10,834.13	三期土地、海域使用权资产
非经营性负债	100,674.36	100,456.22	
应付账款	36,285.32	36,285.32	二期、三期款项及一期的设备等
其他应付款	53,174.71	53,174.71	
一年内到期的非流动负债	259.94	259.94	
递延收益	290.85	72.71	政府补助
预计负债	6,078.56	6,078.56	中低放处置费
长期应付款	4,584.99	4,584.99	海域使用权负债
非经营性资产净值	41,816.55	48,266.59	

2) 溢余资产的评估

溢余资产是指评估基准日超过企业生产经营所需，评估基准日后企业自由现金流量预测不涉及的资产。本次评估将被评估单位超过最低现金保有量的货币资金作为溢余资产考虑，被评估单位日常经营所必需的现金持有量需要考虑各种付现因素，此次参照企业经营情况及基准日货币资金的保有水平，以被评估单位 1 个月的付现成本作为最低现金保有量。

经计算，评估基准日被评估单位的溢余资产为 53,300.07 万元。

3) 长期股权投资的评估

长期股权投资包括对零碳能源产业技术研究院(烟台)有限公司和国电投(山东)核环保有限公司的股权投资，长期股权投资评估结果为 2,111.94 万元。

(17) 收益法评估结果

1) 企业整体价值的计算

企业整体价值=经营性资产价值+溢余资产价值+非经营性资产价值-非经营性负债价值+长期股权投资价值

=7,862,827.54+53,300.07+148,722.81-100,456.22+2,111.94

=7,966,506.13 万元

2) 付息债务价值的确定

山东核电的付息债务包括短期借款、一年内到期的非流动负债、其他流动负债、长期借款、长期应付款，核实后账面价值为 5,459,504.76 万元。

3) 股东全部权益价值的计算

根据以上评估工作，山东核电的股东全部权益价值为：

股东全部权益价值=企业整体价值-付息债务价值

=7,966,506.13-5,459,504.76

=2,507,001.36 万元

2、红沿河核电收益法评估计算与分析过程

(1) 营业收入的预测

报告期和预测期的营业收入构成如下：

单位：万元

项目		2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
主营业务 收入	电力 销售 收入	1,289,197.27	1,396,106.29	1,441,103.21	1,435,197.30	1,470,421.48	1,495,229.29	1,498,396.41	1,491,592.16	1,538,322.09
	小计	1,289,197.27	1,396,106.29	1,441,103.21	1,435,197.30	1,470,421.48	1,495,229.29	1,498,396.41	1,491,592.16	1,538,322.09
其他 业务 收入	材料 销售	3,130.43	2,217.51	2,592.64	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00
	培训	—	2,334.07	3,453.53	—	—	—	—	—	—
	其他	810.33	646.32	2,057.88	2,508.00	1,150.00	1,150.00	1,150.00	1,150.00	1,150.00
	小计	3,940.76	5,197.90	8,104.05	4,008.00	2,650.00	2,650.00	2,650.00	2,650.00	2,650.00
营业收入 合计		1,293,138.03	1,401,304.19	1,449,207.26	1,439,205.30	1,473,071.48	1,497,879.29	1,501,046.41	1,494,242.16	1,540,972.09

注：2031年以后详见评估说明。

各类收入占营业收入的比例如下：

项目	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
主营 电力销售收入	99.70%	99.63%	99.44%	99.72%	99.82%	99.82%	99.82%	99.82%	99.83%

项目		2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
业务收入	小计	99.70%	99.63%	99.44%	99.72%	99.82%	99.82%	99.82%	99.82%	99.83%
其他业务收入	材料销售	0.24%	0.16%	0.18%	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%
	培训	—	0.17%	0.24%	—	—	—	—	—	—
	其他	0.06%	0.05%	0.14%	0.17%	0.08%	0.08%	0.08%	0.08%	0.07%
	小计	0.30%	0.37%	0.56%	0.28%	0.18%	0.18%	0.18%	0.18%	0.17%
合计		100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

注：2031年以后详见评估说明。

预测期红沿河核电的营业收入基本来自电力销售收入，与报告期情况一致。

预测期电力销售收入的占比先小幅提高再保持稳定，主要系电力销售收入水平保持稳定，而其他业务收入先小幅下降再保持稳定所致。

1) 售电收入

被评估单位的主要业务为核电，收入为售电收入。根据现行政策及 2024 年 1-9 月电力交易市场结算情况结合与相关人员的访谈，预测期被评估单位 1 号机组上网电量为市场化交易电量，2-4 号机组上网电量分为市场化交易电量和煤改电电量，5-6 号机组上网电量分为计划电量、市场化交易电量和煤改电电量。

售电收入=计划电量×批复电价（不含税）+市场交易电量×市场交易电价（不含税）+煤改电电量×煤改电交易电价（不含税）-两个细则考核及其他费用

1 号机组售电收入=市场交易电量×市场交易电价（不含税）-两个细则考核及其他费用

2-4 号机组售电收入=市场交易电量×市场交易电价（不含税）+煤改电电量×煤改电电价（不含税）-两个细则考核及其他费用

5-6 号机组售电收入=计划电量×批复电价（不含税）+市场交易电量×市场交易电价（不含税）+煤改电电量×煤改电电价（不含税）-两个细则考核及其他费用。

①上网电量的确定

上网电量主要与装机容量、发电利用小时、发电厂用电率和变电损失率有关。

上网电量=装机容量×发电利用小时×（1-发电厂用电率和变电损失率）

A.装机容量

截至评估基准日，6 台机组均已投入商运，装机容量为 6×111.9 万千瓦。

B.发电利用小时的预测

发电利用小时主要与机组大修天数、内部减载率、外部减载率等因素有关。对于未来大修天数，依据各机组排期计划确定；对于内部减载天数、外部减载天数，主要通过管理层访谈了解未来预计情况确定。根据上述预测思路，各机组发电利用小时预测结果如下：

1 号机组发电利用小时数计算表

项目	单位	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
年度天数	天数	366.00	365.00	365.00	365.00	366.00	365.00	365.00
内部减载	天数	1.50	1.55	1.55	0.05	1.55	1.55	0.05
外部减载	天数	17.5	21.00	14.00	18.00	22.00	16.00	14.00
全年大修天数	天数	36.00	33.00	27.00	—	22.00	31.00	—
发电利用小时	小时	7,464.00	7,427.00	7,739.00	8,327.00	7,691.00	7,595.00	8,423.00

注：2031年以后详见评估说明。

2 号机组发电利用小时数计算表

项目	单位	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
年度天数	天数	366.00	365.00	365.00	365.00	366.00	365.00	365.00
内部减载	天数	0.97	0.05	1.55	1.55	0.05	1.55	1.55
外部减载	天数	22.35	20.50	14.00	18.00	40.00	14.00	14.00
全年大修天数	天数	40.00	—	24.00	22.00	—	22.00	34.00
发电利用小时	小时	7,264.00	8,267.00	7,811.00	7,763.00	7,823.00	7,859.00	7,571.00

注：2031年以后详见评估说明。

3 号机组发电利用小时数计算表

项目	单位	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
年度天数	天数	366.00	365.00	365.00	365.00	366.00	365.00	365.00
内部减载	天数	0.04	1.55	1.55	1.55	1.55	0.05	1.55
外部减载	天数	22.69	20.50	14.00	18.00	22.00	31.00	14.00
全年大修天数	天数	28.80	23.00	24.00	22.00	33.00	—	24.00
发电利用小时	小时	7,486.00	7,679.00	7,811.00	7,763.00	7,427.00	8,015.00	7,811.00

项目	单位	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
时								

注：2031年以后详见评估说明。

4号机组发电利用小时数计算表

项目	单位	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
年度天数	天数	366.00	365.00	365.00	365.00	366.00	365.00	365.00
内部减载	天数	0.53	1.55	1.55	1.55	0.05	1.55	1.55
外部减载	天数	10.00	20.50	14.00	18.00	22.00	18.00	14.00
全年大修天数	天数		30.00	50.00	22.00	-	30.00	24.00
发电利用小时	小时	8,531.00	7,511.00	7,187.00	7,763.00	8,255.00	7,571.00	7,811.00

注：2031年以后详见评估说明。

5号机组发电利用小时数计算表

项目	单位	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
年度天数	天数	366.00	365.00	365.00	365.00	366.00	365.00	365.00
内部减载	天数	0.04	1.55	0.05	1.55	1.55	1.55	0.05
外部减载	天数	14.54	38.50	14.00	18.00	22.00	17.00	14.00
全年大修天数	天数	32.51	28.00	-	22.00	30.00	21.00	-
发电利用小时	小时	7,654.00	7,127.00	8,423.00	7,763.00	7,499.00	7,811.00	8,423.00

注：2031年以后详见评估说明。

6号机组发电利用小时数计算表

项目	单位	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
年度天数	天数	366.00	365.00	365.00	365.00	366.00	365.00	365.00
内部减载	天数	0.39	0.05	1.55	1.55	0.05	1.55	1.55
外部减载	天数	13.65	38.50	14.00	18.00	22.00	18.00	15.00
全年大修天数	天数	27.80	-	27.00	22.00	-	30.00	21.00
发电利用小时	小时	7,780.00	7,835.00	7,739.00	7,763.00	8,255.00	7,571.00	7,859.00

注：2031年以后详见评估说明。

由上表可见，预测期各机组维修排期、内外部减载率变化影响预测期发电利用小时波动，其中维修排期对发电利用小时数影响最显著。维修天数与维修类型有关，其中：短修天数在20天-24天之间、常规修天数在25天-35天之间、十年

大修在36天-50天之间，不同类型的维修依据公司未来大修排期进行预测。两次维修的间隔时间约18个月。预测期内，发电利用小时数波动范围为7,127至8,423小时。未安排换料大修的年份，机组发电利用小时数更高，以1号机组为例，2027年、2030年无换料大修，因此发电利用小时数较高。

C.发电厂用电率和变电损失率的预测

发电厂用电率和变电损失率按2021年至2024年1-9月的厂用电率和变电损失率平均水平确定。

根据上述预测思路，各机组发电厂用电率和变电损失率预测结果如下：

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
1号机组	6.06%	6.13%	6.13%	6.13%	6.13%	6.13%	6.13%
2号机组	5.87%	5.95%	5.95%	5.95%	5.95%	5.95%	5.95%
3号机组	6.11%	6.17%	6.17%	6.17%	6.17%	6.17%	6.17%
4号机组	5.76%	5.96%	5.96%	5.96%	5.96%	5.96%	5.96%
5号机组	6.13%	6.40%	6.40%	6.40%	6.40%	6.40%	6.40%
6号机组	6.32%	6.41%	6.41%	6.41%	6.41%	6.41%	6.41%

注：2031年以后详见评估说明。

D.上网电量的确定

综合上述数据分析后确定各机组的上网电量，上网电量主要由计划电量、市场化交易电量和煤改电电量构成。

1号机组上网电量为市场化交易电量，2022年至2024年1-9月市场化交易电量占上网电量的比例为100%，基于历史年度情况判断，本次评估1号机组未来上网电量均为市场化交易电量。

2号机组上网电量由市场化交易电量、煤改电电量构成，2022年市场化交易电量、煤改电电量占上网电量的比例分别为98.55%、1.45%，2023年市场化交易电量、煤改电电量占上网电量的比例分别为97.57%、2.43%，2024年1-9月份市场化交易电量、煤改电电量占上网电量的比例分别为99.68%、0.32%。本次评估2号机组未来市场化交易电量、煤改电电量在上网电量中的比例按照2024年1-9月份上网电量比例水平进行预测。

3号机组上网电量由市场化交易电量、煤改电电量构成，2022年市场化交易

电量、煤改电电量占上网电量的比例分别为 98.21%、1.79%，2023 年市场化交易电量占上网电量的比例为 100%，2024 年 1-9 月份市场化交易电量、煤改电电量占上网电量的比例分别为 99.65%、0.35%。本次评估 3 号机组未来市场化交易电量、煤改电电量在上网电量中的比例是按照 2024 年 1-9 月份上网电量比例水平进行预测。

4 号机组上网电量由市场化交易电量、煤改电电量构成，2022 年市场化交易电量、煤改电电量占上网电量的比例分别为 98.39%、1.61%，2023 年市场化交易电量占上网电量的比例分别为 100%，2024 年 1-9 月份市场化交易电量、煤改电电量占上网电量的比例分别为 99.40%、0.60%。本次评估 4 号机组未来市场化交易电量、煤改电电量在上网电量中的比例是按照 2024 年 1-9 月份上网电量比例水平进行预测。

5 号机组上网电量由计划电量、市场化交易电量、煤改电电量构成，2022 年计划电量占上网电量的比例分别为 100%，2023 年计划电量、市场化交易电量占上网电量的比例分别为 87.98%、12.02%，2024 年 1-9 月份计划电量、市场化交易电量、煤改电电量占上网电量的比例分别为 86.10%、11.35%、2.55%。本次评估 5 号机组未来计划电量、市场化交易电量、煤改电电量在上网电量中的比例是按照 2024 年 1-9 月份上网电量比例水平进行预测。

6 号机组上网电量由计划电量、市场化交易电量、煤改电电量构成，2022 年计划电量、市场化交易电量占上网电量的比例分别为 91.36%、8.64%，2023 年计划电量、市场化交易电量占上网电量的比例分别为 86.18%、13.82%，2024 年 1-9 月份计划电量、市场化交易电量、煤改电电量占上网电量的比例分别为 85.27%、11.91%、2.82%。本次评估 6 号机组未来计划电量、市场化交易电量、煤改电电量在上网电量中的比例是按照 2024 年 1-9 月份上网电量比例水平进行预测。

根据上述预测思路，各机组上网电量预测结果如下：

单位：万千瓦时

项目	上网电量类型	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
1号	计划电量	-	-	-	-	-	-	-
	市场电量	784,379.78	780,031.00	812,799.00	874,555.00	807,758.00	797,676.00	884,637.00

项目	上网电量类型	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
机组	煤改电	-	-	-	-	-	-	-
1号机组电量小计		784,379.78	780,031.00	812,799.00	874,555.00	807,758.00	797,676.00	884,637.00
2号机组	计划电量	-	-	-	-	-	-	-
	市场电量	762,996.95	867,134.26	819,303.81	814,268.97	820,562.77	824,338.65	794,130.62
	煤改电	2,000.00	2,783.74	2,630.19	2,614.03	2,634.23	2,646.35	2,549.38
2号机组电量小计		764,996.95	869,918.00	821,934.00	816,883.00	823,197.00	826,985.00	796,680.00
3号机组	计划电量	-	-	-	-	-	-	-
	市场电量	784,363.65	803,332.46	817,141.96	812,120.59	776,970.05	838,483.00	817,141.96
	煤改电	2,000.00	2,821.54	2,870.04	2,852.41	2,728.95	2,945.00	2,870.04
3号机组电量小计		786,363.65	806,154.00	820,012.00	814,973.00	779,699.00	841,428.00	820,012.00
4号机组	计划电量	-	-	-	-	-	-	-
	市场电量	895,360.11	785,477.69	751,594.21	811,830.61	863,283.04	791,751.81	816,850.31
	煤改电	4,035.40	4,741.31	4,536.79	4,900.39	5,210.96	4,779.19	4,930.69
4号机组电量小计		899,395.51	790,219.00	756,131.00	816,731.00	868,494.00	796,531.00	821,781.00
5号机组	计划电量	678,776.16	631,775.97	746,660.06	688,154.25	664,752.27	692,409.31	746,660.06
	市场电量	86,811.78	83,282.90	98,427.31	90,714.88	87,629.95	91,275.79	98,427.31
	煤改电	24,747.90	18,711.14	22,113.63	20,380.88	19,687.79	20,506.90	22,113.63
5号机组电量小计		790,335.84	733,770.00	867,201.00	799,250.00	772,070.00	804,192.00	867,201.00
6号机组	计划电量	664,198.78	687,792.08	679,364.85	681,471.87	724,661.98	664,617.40	689,899.11
	市场电量	110,245.00	96,066.66	94,889.59	95,183.89	101,216.42	92,829.76	96,360.95
	煤改电	27,216.70	22,746.26	22,467.56	22,537.24	23,965.60	21,979.84	22,815.94
6号机组电量小计		801,660.49	806,605.00	796,722.00	799,193.00	849,844.00	779,427.00	809,076.00
1-6号机组电量合计		4,042,752.43	4,786,697.00	4,874,799.00	4,921,585.00	4,901,062.00	4,846,239.00	4,999,387.00

注：2031年以后详见评估说明。

基于上述上网电量的计算公式，预测期上网电量波动与发电利用小时数、发电厂用电率和变电损失率等变化情况相关联。

②上网电价的确定

A.批复电价

根据辽宁省发展和改革委员会文件辽发改价格[2019]352号文件《省发展改革委关于2019年第二次降低一般工商业电价、调整部分发电企业上网电价及简化销售电价分类结构等有关事项的通知》，1、2、3、4号机组上网电价平均上网电价为0.3823元/千瓦时（含税），于2019年7月1日开始执行，未约定电价截止时点。上述电价对应不含税口径电价为0.3383元/千瓦时。根据辽宁省发展和改革委员会文件辽发改价格字[2022]30号文件《省发展改革委关于红沿河核电5、6号机组上网电价的批复》，5、6号机组上网电价为0.3749元/千瓦时（含税），于5、6号机组投入商业运营起开始执行，未约定电价截止时点。上述电价对应不含税口径电价为0.3318元/千瓦时。因此未来年度预测期间的电价，假定按以上批复电价保持不变考虑。

B.市场电价

a. 1—4号机组市场电价的确定

1号机组2022年至2024年1-9月平均市场电价分别为0.3383元/千瓦时、0.3377元/千瓦时、0.3386元/千瓦时，1号机组2022年至2024年1-9月计划电价为0.3383元/千瓦时。

2号机组2022年至2024年1-9月平均市场电价分别为0.3383元/千瓦时、0.3377元/千瓦时、0.3382元/千瓦时，2号机组2022年至2024年1-9月计划电价为0.3383元/千瓦时。

3号机组2022年至2024年1-9月平均市场电价分别为0.3383元/千瓦时、0.3376元/千瓦时、0.3380元/千瓦时，3号机组2022年至2024年1-9月计划电价为0.3383元/千瓦时。

4号机组2022年至2024年1-9月平均市场电价分别为0.3383元/千瓦时、0.3377元/千瓦时、0.3382元/千瓦时，4号机组2022年至2024年1-9月计划电价为0.3383元/千瓦时。

综上数据可以看出，各机组2022年至2024年1-9月平均市场电价与计划电价基本相同，存在差异的主要原因为各机组年度跨期调整导致，故本次评估1—4号机组市场化电价参考计划电价预测。

b. 5、6号机组市场电价的确定

5号机组 2022 年无市场电价结算，2023、2024 年 1-9 月平均市场电价分别为 0.3288 元/千瓦时、0.3344 元/千瓦时，5 号机组 2023 年至 2024 年 1-9 月计划电价为 0.3318 元/千瓦时。

6号机组（2022 年 6 月投入商运）2023 年至 2024 年 1-9 月平均市场电价分别为 0.3289 元/千瓦时、0.3335 元/千瓦时，6 号机组 2023 年至 2024 年 1-9 月计划电价为 0.3318 元/千瓦时。

综上数据可以看出，各机组 2022 年至 2024 年 1-9 月平均市场电价与计划电价基本相同，存在差异的主要系各机组年度跨期调整结算电价所致，故本次评估 5、6 号机组市场化电价参考计划电价预测。

C.煤改电电价

根据辽宁省工业和信息化厅国家能源局东北监管局文件辽工信电力[2018]212 号文件《辽宁省工业和信息化厅国家能源局东北监管局关于组织开展 2018-2019 供暖期电供暖电力交易工作的通知》，对于交易电价按 2017 年成交价格水平挂牌，即核电按 0.18 元/千瓦时（含税）执行，2024 年 1-9 月份及以前年度均按 0.18 元/千瓦时（含税）执行。未来年度预测期间的电价，按以上电价保持不变考虑。

根据上述预测思路，各机组上网电价在预测期内保持稳定，预测结果如下：

单位：元/千瓦时

项目	上网电价类型	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
1号机组	市场电价	0.3398	0.3383	0.3383	0.3383	0.3383	0.3383	0.3383
2号机组	市场电价	0.3385	0.3383	0.3383	0.3383	0.3383	0.3383	0.3383
	煤改电电价	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593
3号机组	市场电价	0.3388	0.3383	0.3383	0.3383	0.3383	0.3383	0.3383
	煤改电电价	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593
4号机组	市场电价	0.3388	0.3383	0.3383	0.3383	0.3383	0.3383	0.3383
	煤改电电价	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593
5号机组	计划电价	0.3318	0.3318	0.3318	0.3318	0.3318	0.3318	0.3318
	市场电价	0.3483	0.3318	0.3318	0.3318	0.3318	0.3318	0.3318
	煤改电电价	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593
6号机组	计划电价	0.3318	0.3318	0.3318	0.3318	0.3318	0.3318	0.3318

项目	上网电价类型	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
	市场电价	0.3376	0.3318	0.3318	0.3318	0.3318	0.3318	0.3318
	煤改电电价	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593

注：2031年以后详见评估说明。

③两个细则考核及其他费用

根据《东北区域电力并网运行管理实施细则》《东北区域电力辅助服务管理实施细则》，两细则考核费用主要由运行考核费与辅助调峰服务费构成，运行考核费与企业机组的运行状况有关，不具有调峰能力的发电企业需根据相关考核指标支付或获得相关服务（违约赔偿）费用，辅助调峰服务费用同时也受到经济发展预期和当地电网消纳能力的影响。未来预测年度的两个细则及辅助服务费用参考2025年度预算确定，即2025年度预计为0.0390元/千瓦时（含税）。随着辽宁省电网消纳能力的提升，2026年-2029年的两细则考核费用较2025年考虑一定幅度的下降，直至2029年保持平稳，为0.0299元/千瓦时（含税）。

④售电收入的确定

售电收入=计划电量×批复电价（不含税）+市场交易电量×市场交易电价（不含税）+煤改电电量×煤改电交易电价（不含税）-两个细则考核及其他费用

根据上述预测思路，各机组售电收入预测结果如下：

单位：万千瓦时（电量）、元/千瓦时（电价）、万元（收入与费用）

项目	上网电量类型	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
1号机组	市场电量	784,379.78	780,031.00	812,799.00	874,555.00	807,758.00	797,676.00	884,637.00
	市场电价	0.3398	0.3383	0.3383	0.3383	0.3383	0.3383	0.3383
	小计	266,511.30	263,898.98	274,985.01	295,878.21	273,279.54	269,868.61	299,289.14
	两个细则考核及其他费用小计	28,046.16	26,911.07	26,415.97	26,673.93	23,021.10	21,138.41	23,442.88
	1号机组售电收入合计	238,465.14	236,987.91	248,569.04	269,204.28	250,258.44	248,730.20	275,846.26
2号机组	市场电量	762,996.95	867,134.26	819,303.81	814,268.97	820,562.77	824,338.65	794,130.62
	市场电价	0.3385	0.3383	0.3383	0.3383	0.3383	0.3383	0.3383
	小计	258,242.59	293,367.64	277,185.71	275,482.33	277,611.63	278,889.08	268,669.15
	煤改电量	2,000.00	2,783.74	2,630.19	2,614.03	2,634.23	2,646.35	2,549.38
	煤改电价	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593

项目	上网电量类型	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
	小计	318.58	443.43	418.97	416.39	419.61	421.54	406.10
	两个细则考核及其他费用小计	28,607.42	30,012.17	26,712.86	24,914.93	23,461.11	21,915.10	21,112.02
2号机组售电收入合计		229,953.75	263,798.89	250,891.82	250,983.79	254,570.13	257,395.52	247,963.22
3号机组	市场电量	784,363.65	803,332.46	817,141.96	812,120.59	776,970.05	838,483.00	817,141.96
	市场电价	0.3395	0.3383	0.3383	0.3383	0.3383	0.3383	0.3383
	小计	266,327.88	271,782.30	276,454.31	274,755.49	262,863.41	283,674.38	276,454.31
	煤改电量	2,000.00	2,821.54	2,870.04	2,852.41	2,728.95	2,945.00	2,870.04
	煤改电价	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593
	小计	318.58	449.45	457.17	454.37	434.70	469.11	457.17
	两个细则考核及其他费用小计	29,371.25	27,812.31	26,650.39	24,856.68	22,221.42	22,297.84	21,730.32
3号机组售电收入合计		237,275.22	244,419.44	250,261.10	250,353.18	241,076.69	261,845.65	255,181.17
4号机组	市场电量	895,360.11	785,477.69	751,594.21	811,830.61	863,283.04	791,751.81	816,850.31
	市场电价	0.3388	0.3383	0.3383	0.3383	0.3383	0.3383	0.3383
	小计	303,314.26	265,741.70	254,278.29	274,657.38	292,064.69	267,864.35	276,355.64
	煤改电量	4,035.40	4,741.31	4,536.79	4,900.39	5,210.96	4,779.19	4,930.69
	煤改电价	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593
	小计	642.81	755.25	722.67	780.59	830.07	761.29	785.42
	两个细则考核及其他费用小计	32,457.80	27,262.56	24,574.26	24,910.30	24,752.08	21,108.07	21,777.20
4号机组售电收入合计		271,499.26	239,234.40	230,426.71	250,527.68	268,142.68	247,517.57	255,363.86
5号机组	计划电量	678,776.16	631,775.97	746,660.06	688,154.25	664,752.27	692,409.31	746,660.06
	计划电价	0.3318	0.3318	0.3318	0.3318	0.3318	0.3318	0.3318
	小计	225,197.51	209,604.26	247,719.34	228,308.87	220,544.80	229,720.58	247,719.34
	市场电量	86,811.78	83,282.90	98,427.31	90,714.88	87,629.95	91,275.79	98,427.31
	市场电价	0.3483	0.3318	0.3318	0.3318	0.3318	0.3318	0.3318
	小计	30,236.10	27,630.76	32,655.22	30,096.47	29,072.98	30,282.56	32,655.22
	煤改电量	24,747.90	18,711.14	22,113.63	20,380.88	19,687.79	20,506.90	22,113.63
	煤改电价	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593
	小计	3,942.14	2,980.53	3,522.52	3,246.51	3,136.11	3,266.59	3,522.52

项目	上网电量类型	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
	两个细则考核及其他费用小计	26,191.46	25,315.07	28,184.03	24,377.13	22,004.00	21,311.09	22,980.83
5号机组售电收入合计		233,184.30	214,900.49	255,713.06	237,274.73	230,749.89	241,958.63	260,916.26
6号机组	计划电量	664,198.78	687,792.08	679,364.85	681,471.87	724,661.98	664,617.40	689,899.11
	计划电价	0.3318	0.3318	0.3318	0.3318	0.3318	0.3318	0.3318
	小计	220,361.17	228,188.72	225,392.82	226,091.86	240,421.04	220,500.06	228,887.77
	市场电量	110,245.00	96,066.66	94,889.59	95,183.89	101,216.42	92,829.76	96,360.95
	市场电价	0.3376	0.3318	0.3318	0.3318	0.3318	0.3318	0.3318
	小计	37,223.72	31,872.03	31,481.51	31,579.15	33,580.56	30,798.12	31,969.66
	煤改电量	27,216.70	22,746.26	22,467.56	22,537.24	23,965.60	21,979.84	22,815.94
	煤改电价	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593	0.1593
	小计	4,335.40	3,623.30	3,578.90	3,590.00	3,817.53	3,501.21	3,634.40
	两个细则考核及其他费用小计	31,194.75	27,827.87	25,893.47	24,375.39	24,220.55	20,654.82	21,440.51
6号机组售电收入合计		230,725.55	235,856.17	234,559.77	236,885.63	253,598.58	234,144.57	243,051.31
1-6号机组售电收入合计		1,441,103.21	1,435,197.30	1,470,421.48	1,495,229.29	1,498,396.41	1,491,592.16	1,538,322.09

注：2031年以后详见评估说明。

预测期售电收入波动的主要原因包括受发电厂用电率和变电损失率、发电利用小时数波动影响，预测期各年营业收入整体较为稳定。

2) 其他业务收入的预测

其他业务收入未来主要为材料销售收入、培训收入及其他收入，其中其他收入包括出租收入、技术服务收入等。

对于材料销售收入，主要为集团内部单位材料销售，根据企业2024年至2027年度的预算进行预测，2028年及以后年度，考虑业务重要性预计金额将保持稳定在1,500万元；对于培训收入，经与企业管理层访谈了解，现有培训合同期限至2024年底，未来年度培训业务暂不开展，故本次评估未考虑培训收入的预测，对于其他业务中的出租收入，本次评估对于出租资产作为非经营性资产考虑，故未来年度不预测，对于其他业务中的技术服务收入及其它收入根据企业2024年至2027年度的预算进行预测。

（2）营业成本的预测

营业成本主要包括核燃料费、乏燃料处置费、生产物料费、日常运维与大修、职工薪酬、折旧和摊销、核应急准备金、环境保护费等。

1) 核燃料费的预测

当期装入堆芯的核燃料（装料成本）在本次装料与下次装料的周期内按照当期实际电量进行摊销，计算年度核燃料费用。**每次换料的装料成本计算公式如下：**

每次换料的装料成本=核燃料组件装料数量×核燃料组件单价

①核燃料组件装料数量

红沿河核电共6台机组，各台机组换料周期均为约18个月，每台机组每次换料更换约64个燃料组件。

②核燃料组件单价的预测

红沿河核电核燃料组件主要向国核铀业、中广核铀业采购。中广核 2024 年 10-12 月至 2025 年燃料组件价格根据被评估单位与国核铀业、中广核铀业 2019 年签订的《红沿河核电厂长期换料燃料组件采购合同》确定。

2026 年到 2030 年换料核燃料组件依据《关于批准签订红沿河十五五换料核燃料组件采购合同的议案》，结算方式为固定价+调整因素。

其中：核燃料组件单价=固定单价+基于国际天然铀现货市场指数和汇率变化的调整价、基于国际分离功市场指数变化的调整价和汇率变化的调整价。

固定单价包含：天然铀、转化、分离功（指核燃料循环中描述铀同位素分离效率的核心物理量，用于量化将天然铀通过浓缩工艺提升至目标丰度所需的能量和技术投入）、组件加工、运输服务费、换料设计费等直至燃料组件在燃料厂房吊钩下的全部费用。

本次评估，核燃料组件单价在固定单价的基础上根据国际天然铀和分离功现货市场指数相对天然铀、分离功现货市场指数基准值的变化量以及汇率相对汇率基准值的变化量综合确定。

根据 UxC 2024 年第三季度报告，2025-2028 年中长期天然铀价格指数具体如下：

单位：美元/磅 U3O8

年份	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年
中长期天然铀价格指数	82.22	83.46	83.92	84.95

2029 年及以后的天然铀价格指数按 2022-2040 年度天然铀价格指数的平均值进行预测，即 2029 年以后天然铀价格指数确定为 87 美元/磅 U3O8。

根据 UxC 2024 年第三季度报告，2026 年至 2031 年中长期分离功价格指数具体如下：

单位：美元/千克分离功

年份	2026 年	2027 年	2028 年	2029 年	2030 年	2031 年及以后
中长期分离功价格指数	160.48	160.49	159.52	157.65	156.61	155.75

2032 年及以后的分离功价格参考 2031 年价格指数确定。

本次评估，核燃料组件单价在固定单价的基础上根据国际天然铀/分离功现货市场指数相对天然铀/分离功现货市场指数基准值的变化量以及汇率相对汇率基准值的变化量综合确定。由于无法准确预计上述汇率变化情况，本次评估预测不考虑基于汇率变化的调整价。企业每次换料均需提前两年采购核燃料组件，采购价根据当年核燃料组件单价确定。

2) 乏燃料处置费的预测

按照 2010 年 7 月，财政部、发改委、工信部联合印发的《核电站乏燃料处理处置基金征收使用管理暂行办法》（财综〔2010〕58 号）的规定，已投入商业运行五年以上压水堆核电机组按实际上网销售电量征收，征收标准为 0.026 元/千瓦时。该办法出台生效时已经投入商业运行超过五年的机组，在办法颁布生效日起按照办法所规定的费用标准计提乏燃料处理处置费用；该办法出台生效时投入商业运行不足五年（含五年）及后续新建的机组，投产前五年不计提乏燃料处置费用，从第六年开始计提。

3) 职工薪酬的预测

职工薪酬主要与职工数量及职工平均工资水平相关。职工数量根据公司业务需求预测，职工平均工资水平综合考虑当前薪酬水平、当地平均工资水平增长率、管理层计划等因素预测。

4) 折旧和摊销的预测

红沿河核电将固定资产分为核电设施和非核电设施。对于核电设施，除核电设施退役费单列外，其他核电设施按照核岛、常规岛、辅助系统以及机械、电气、仪控、房屋、构筑物两个维度进行分类。核电设施从达到预定可使用状态的次月起，除房屋构筑物采用年限平均法计提折旧外，其他各类核电设施采用产量法计提折旧。常规岛及辅助系统机械类设备净残值率为 5%，核电设施中其他固定资产净残值率为零。

公司的核电设施预计使用寿命如下：

类别	核岛	常规岛	辅助系统
机械类	30-40年	20-30年	20-30年
电气类	15-20年	15-20年	15-20年
仪控类	10-15年	10-15年	10-15年
房屋	40年	30年	30年
构筑物	25-40年	25年	25年
核电设施退役费	40年	不适用	不适用

采用产量法计提折旧的计算公式如下：

当期折旧率=报告期实际上网电量÷(实际上网电量+剩余折旧期预计上网电量)

当期折旧额=[固定资产期末原值×(1-预计净残值率)-期初已计提的折旧额-计提的固定资产减值准备]×当期折旧率

对于非核电设施，从达到预定可使用状态的次月起，采用年限平均法在使用寿命内计提折旧。各类固定资产的使用寿命、预计净残值和年折旧率如下：

类别	使用寿命	预计净残值率	年折旧率
房屋及建筑物	20年	5%	4.75%
机器设备	10年	5%	9.50%
运输工具	5年	5%	19%
办公及其他设备	5年	5%	19%

摊销主要指无形资产摊销和长期待摊费用摊销。无形资产主要是土地使用权，按成本进行初始计量，自可供使用时起，对其原值在其预计使用寿命内采用直线法分期平均摊销。

长期待摊费用为已经发生但应由本期和以后各期负担的分摊期限在一年以上的各项费用。

5) 日常运维与大修的预测

日常运维与大修为保持固定资产的正常运转和使用,对其进行必要修理所发生的运行维护费用,根据修理制度,未来年度修理费根据大修理计划,日常运维与大修的标准按照企业的预算指标确定,根据上述预测思路,未来年度修理费的预测如下:

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
修理费(万元)	182,424.88	208,800.02	220,400.02	207,800.02	181,000.02	213,200.02	198,000.02
度电修理费(元/千瓦时)	0.0378	0.0436	0.0452	0.0422	0.0369	0.0440	0.0396
机组大修类型	2、3、5、6号机组常规修	1、4、5号机组常规修;3号机组的十年大修	1、2、6号机组常规修;3、4号机组的十年大修	2、3、4、5、6号机组的短修	1号机组短修;3、5常规修	1、4、6号机组常规修;2、5短修	2、3、4号机组常规修;6短修。

存在大修的年份,因修理费增加且发电量较少导致度电修理费较高。部分大修为跨年实施,因此维修费在两个年度中均有体现,例如3号机组常规修的维修期为2024年12月-2025年1月,总体来看,由于红沿河核电机组数量较多,各机组发生大修的年份分布较为平均,度电修理费分布在0.0369元/千瓦时-0.0452元/千瓦时的区间,波动较小。

6) 生产物料费的预测

生产物料费指日常运行、维护、机组大修等预计所耗用的各种原料、材料、备品备件和低值易耗品等费用,未来年度的生产物料费按照企业的预算指标确定。

7) 核应急准备金的预测

核应急准备金根据财政部国防科工委关于印发《核电厂核事故应急准备专项收入管理规定》的通知(财防[2007]181号)核电企业在运行期按年度上网销售电量每千瓦时0.0002元人民币的标准预测。

8) 生产管理性支出的预测

生产管理性支出包括保险费、办公费、水费、会议费、业务招待费、差旅费、后勤服务费、交通运输费、咨询费、诉讼费、中介咨询费、协会会费、环境保护

费等,未来年度生产管理性支出主要根据 2022 年到 2024 年 1-9 月的费用率水平、公司未来经营预算等资料进行预测。

根据上述预测思路,未来年度营业成本的预测如下:

单位:万元

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
核燃料费	259,632.03	242,102.64	305,096.44	371,562.58	378,425.76	369,459.26	381,614.76
乏燃料处置费	84,113.91	84,404.37	92,877.45	117,571.70	127,427.61	126,002.21	129,984.06
职工薪酬	81,627.72	83,745.69	88,282.14	92,696.25	92,696.25	92,696.25	92,696.25
折旧和摊销	320,296.88	309,717.42	317,474.07	317,343.21	315,341.62	303,647.94	300,186.22
日常运维与大修	182,424.88	208,800.02	220,400.02	207,800.02	181,000.02	213,200.02	198,000.02
生产物料费	37,553.84	27,400.00	28,600.00	28,400.00	23,200.00	29,000.00	26,200.00
核应急准备金	8,349.62	9,104.55	9,110.35	9,190.16	9,235.67	9,231.04	9,248.06
生产管理性支出	42,122.94	41,641.81	41,172.70	41,620.80	41,659.77	41,576.04	42,151.06
合计	1,016,121.83	1,006,916.50	1,103,013.19	1,186,184.72	1,168,986.70	1,184,812.77	1,180,080.42

注:2031年以后详见评估说明。

预测期营业成本波动的原因:

核燃料费:随着预测期天然铀价格指数波动,预测期核燃料费呈现先上升后平稳的波动趋势。

乏燃料处置费:预测期乏燃料处置费随上网电量变化而变化。

职工薪酬:预测期职工薪酬呈现小幅增长后平稳的波动趋势。

折旧和摊销:随着机组投入商运时间增加,按年限平均法计提折旧的资产的实际使用年限陆续超过折旧年限,其折旧金额逐渐下降;随着当期上网电量和剩余折旧期预计上网电量发生变化,按产量法计提折旧资产的折旧金额有所波动。因此,折旧和摊销预测期总体呈现波动中逐渐下降的趋势。

日常运维与大修、生产物料费:根据预测期各年企业的修理计划、大修排期计划、修理标准的不同,预测期日常运维与大修、生产物料费有所波动。

核应急准备金:预测期内核应急准备金随上网电量变化而变化。

生产管理性支出预测期各年保持平稳。

(3) 税金及附加的预测

被评估单位的税金及附加包括：城建税、教育费附加、地方教育附加、房产税、土地使用税以及印花税等。

核电售电收入销项税适用 13%的增值税率，进项税根据未来年度的采购情况确定适用的增值税率；

城市维护建设税 5%、教育费附加 3%、地方教育附加 2%，以当期缴纳的增值税为基数计算；

房产税、土地使用税与企业持有和使用情况有关，本次按照当地税务制定的税额标准计算缴纳；**印花税根据预测年度各类购销合同的发生情况进行申报缴纳**，本次评估按照营业收入的一定比例和成本中需要缴纳印花税的项目的一定比例进行预测。

根据上述预测思路，未来年度税金及附加的预测如下：

单位：万元

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
城市城建税	4,441.41	4,806.16	6,432.16	6,235.96	6,093.21	6,179.21	6,466.92
教育费附加	2,664.84	2,883.70	3,859.30	3,741.58	3,655.93	3,707.53	3,880.15
地方教育费附加	1,776.56	1,922.46	2,572.86	2,494.38	2,437.28	2,471.68	2,586.77
房产税	5,039.70	5,039.70	5,039.70	5,039.70	5,039.70	5,039.70	5,039.70
土地使用税	251.80	251.80	251.80	251.80	251.80	251.80	251.80
印花税	666.10	619.72	655.32	686.40	682.77	688.99	702.61
合计	14,840.41	15,523.54	18,811.14	18,449.81	18,160.69	18,338.91	18,927.95

注：2031年以后详见评估说明。

预测期营业税金及附加波动的原因主要系预测期营业收入、营业成本、期间费用变动导致各年度应缴增值税波动。

(4) 销售费用的预测

销售费用主要包括租赁费、职工薪酬和其他销售费用等。

职工薪酬的预测与营业成本中职工薪酬的预测方式一致；租赁费按照合同约定金额进行预测；**其他销售费用按照 2025 年—2029 年预算进行预测。**

根据上述预测思路，预测期销售费用变化较为平稳，未来年度销售费用的预测如下：

单位：万元

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
租赁费	39.81	39.81	39.81	39.81	39.81	39.81	39.81
职工薪酬	1,176.62	1,206.86	905.14	950.40	950.40	950.40	950.40
其他	142.09	282.34	146.55	118.12	135.29	152.80	174.82
合计	1,358.53	1,529.01	1,091.50	1,108.33	1,125.50	1,143.01	1,165.03

注：2031年以后详见评估说明。

（5）管理费用的预测

管理费用主要是职工薪酬、折旧及摊销费、其他管理费用等。

职工薪酬的预测与营业成本中职工薪酬的预测方式一致，折旧和摊销费用的预测与营业成本中折旧摊销预测方式一致；其他管理费用包括后勤服务费、交通运输费，对于后勤服务费、交通运输费按照 2024、2025 年预算数据进行预测，未来年度考虑小幅增长。

根据上述预测思路，预测期管理费用整体较为平稳，未来每年管理费用在 0.06%-4.17%范围内变动，未来年度管理费用的预测如下：

单位：万元

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
职工薪酬	8,141.95	8,417.92	8,838.82	9,280.76	9,280.76	9,280.76	9,280.76
折旧和摊销	6,378.87	5,961.43	5,977.01	5,955.75	5,962.08	6,353.77	6,393.82
其他	1,117.52	1,910.77	1,957.67	1,990.70	1,994.92	1,985.86	2,048.07
合计	15,638.34	16,290.13	16,773.50	17,227.21	17,237.75	17,620.39	17,722.65

注：2031年以后详见评估说明。

（6）研发费用的预测

研发费用指科研项目支出，未来的预测主要根据公司科研项目支出计划进行预测。

根据上述预测思路，未来年度研发费用的预测如下：

单位：万元

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
科研项目支出	1,085.54	2,767.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
合计	1,085.54	2,767.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00

注：2031年以后详见评估说明。

预测期研发费用的波动原因：2025年因新增两个科研项目而有所提高，2026年及以后科研项目支出保持稳定。

（7）财务费用的预测

财务费用包括长短期借款利息、核设施弃置费、存款利息收入、手续费、汇兑损益等。

1）利息费用

长短期借款利息根据还款计划和借款合同进行预测。

2）核设施弃置费

核设施退役基金为非付现费用，系企业根据国家法律法规和国际公约等规定、企业承担环境保护和生态恢复等义务的固定资产预计弃置费用，按现值确认计入固定资产成本，预计弃置费总额与其现值的差额作为融资费用，按实际利率法以财务费用形式计入各期成本费用。

固定资产弃置费的会计政策：核电机组的弃置费按项目转固金额的10%计取，折现期为机组的全部服役期，折现率为五年期以上贷款利率。未来预测根据测试的每年确认的融资费用计入各年财务费用。未来年度的核设施弃置费按照6个机组的各年度应计提的费用列示。

3）其他费用

财务费用中的存款利息收入，手续费、汇兑损益等费用，因发生金额较小，且发生额不确定，未来年度不再进行预测。

根据上述预测思路，未来年度财务费用的预测如下：

单位：万元

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
利息费用	158,176.53	149,605.59	151,981.58	144,450.63	136,837.69	128,675.39	118,950.73
核设施弃置费	6,578.85	6,975.96	7,397.52	7,845.04	8,320.15	8,824.57	9,360.16
其他	-1,460.00						

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
财务费用合计	163,295.38	156,581.56	159,379.10	152,295.66	145,157.84	137,499.97	128,310.89

注：2031年以后详见评估说明。

预测期财务费用总体呈现下降的波动趋势，主要系随着各台机组贷款本金逐年减少，利息费用相应逐年下降。

（8）其他收益的预测

根据《财政部、国家税务总局关于核电行业税收政策有关问题的通知》（财税[2008]38号），核力发电企业生产销售电力产品，自核电机组正式商业投产次月起15个年度内，统一实行增值税先征后退政策，返还比例分三个阶段逐级递减。具体返还比例为：（1）自正式商业投产次月起5个年度内，返还比例为已入库税款的75%；（2）自正式商业投产次月起的第6至第10个年度内，返还比例为已入库税款的70%；（3）自正式商业投产次月起的第11至第15个年度内，返还比例为已入库税款的55%；（4）自正式商业投产次月起满15个年度以后，不再实行增值税先征后退政策。

红沿河核电1号机组于2013年6月投入商运，2号机组2014年5月投运，3号机组2015年8月投运，4号机组于2016年6月投运，5号机组于2021年7月投运，6号机组于2022年6月投运，根据政策，红沿河核电六台机组至2037年后不再享受增值税返还政策。

据此，根据预测的各机组每年应缴增值税额，按照上述增值税返还比例，预测其他收益。

根据上述预测思路，未来年度其他收益的预测如下：

单位：万元

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
增值税返还	44,179.78	46,100.90	50,259.77	51,272.82	49,907.81	53,435.34	74,685.12
其他收益合计	44,179.78	46,100.90	50,259.77	51,272.82	49,907.81	53,435.34	74,685.12

注：2031年以后详见评估说明。

预测期其他收益波动主要系各年各机组不同阶段适用的增值税返还比例不同所致。

（9）所得税的预测

根据财政部、国家税务总局《关于执行公共基础设施项目企业所得税优惠目录有关问题的通知》（财税[2008]46号）、国家税务总局《国家税务总局关于实施国家重点支持的公共基础设施项目企业所得税优惠问题的通知》（国税发[2009]80号）和财政部、国家税务总局《关于公共基础设施项目享受企业所得税优惠政策问题的补充通知》（财税[2014]55号）的规定，公司符合从事国家重点支持的分批次的公共基础设施项目投资经营所得税优惠的有关规定，1号、2号、3号、4号核电机组运营时间已超过所得税优惠政策年限，评估基准日及以后年度按照25%所得税进行计算，5号核电机组从2024年至2026年减半缴纳企业所得税，6号核电机组从2022年至2024年免缴企业所得税，2025年至2027年减半缴纳企业所得税，以后期间按照25%所得税率进行计算。

根据《财政部 国家税务总局关于专项用途财政性资金企业所得税处理问题的通知》（财税[2011]70号），“二、上述不征税收入用于支出所形成的费用，不得在计算应纳税所得额时扣除；用于支出所形成的资产，其计算的折旧、摊销不得在计算应纳税所得额时扣除。”，并结合2025年3月最新税收征管口径计算未来年度所得税。

各机组按照制定的分机组核算办法进行核算并计算缴纳所得税。未来年度所得税费用依据以上思路进行预测。

根据上述预测思路，未来年度所得税的预测如下：

单位：万元							
项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
所得税合计	53,474.50	51,265.48	36,525.39	31,848.62	41,803.63	38,633.49	55,668.73

注：2031年以后详见评估说明。

预测期所得税波动的主要原因系各年利润总额波动以及适用的所得税率不同。

（10）资本性支出的预测

资本性支出主要包括1#-6#机组的后续投资、技改支出及更新支出，核电设施设计使用年限自正式运营后40年，为维持机组持续经营，需要对部分核岛、常规岛及相关辅助设备进行改造或更新。对于运营期资产更新支出根据核岛、常规岛、BOP资产中设备的经济寿命年限进行预测每年的资本性支出，经济寿命

年限分为5年、6年、7年、8年、10年、12年、15年、20年、30年及接近退役期进行适当调整。核燃料费的支出是6台机组在每个换料周期更换核燃料产生的支出，未来核燃料费的支出按换料计划进行预测。

因核设施退役后需封存处置，各机组在运行期末需考虑退役费支出。

根据上述预测思路，未来年度资本性支出的预测如下：

单位：万元

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
资本性支出合计	53,457.20	236,321.48	16,999.39	11,244.53	46,998.26	15,304.32	15,086.92

注：2031年以后详见评估说明。

由于红沿河核电所有机组均已投产，未来主要资本性开支均为现有机组的更新改造支出。预测期资本性支出波动的原因：2025年度资本性支出根据《辽宁红沿河核电有限公司2025年预算(草案)》有所调增，调增内容为二期5、6号机组的相关改造支出；2026年以后每年预测的增量资产资本性支出一部分为评估基准日账面在建工程的剩余支出按规划年限分年考虑支出，一部分为现有固定资产根据其经济寿命进行更新的资本性支出，部分年份（如2028年1、2号机组）因资产批量达到经济寿命进行更新，因此资本性支出较大。

（11）营运资金增加额的预测

根据核电行业的特点，核电站正常运营阶段，核燃料需要根据合同提前采购，存在大额的预付账款及存货，本次评估对每期支付的核燃料的采购款作为现金流出单独考虑，每期摊销的核燃料费作为现金流入单独考虑。营运资金不再考虑核燃料的资金占用。

营运资金通过对预测期流动资产和流动负债的预测计算当期营运资金。流动资产包括货币资金、应收账款、预付账款（不含预付的核燃料费）、存货（不含核燃料费）、其他流动资产等；流动负债包括应付账款、应交税费、应付职工薪酬、其他应付款等。

对于流动资产和流动负债的确定，需要根据生产经营情况，分析各科目的业务内容，剔除非经营性资产负债，在此基础上，通过分析各项资产负债的占用情况，并考虑业务结构的变化，通过与收入成本的相关性等因素确定未来年度的营运资金。

营运资金=流动资产-流动负债。

营运资金追加额=当年营运资金-上年营运资金。

根据上述预测思路，未来年度营运资金增加额的预测如下：

单位：万元

项目	2024年1-9月	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
最低货币保有量	38,240.77	39,558.17	40,767.68	40,586.36	38,532.56	36,045.50	38,201.46	37,195.90
应收账款	154,020.12	154,020.12	153,388.91	157,153.55	159,804.92	160,143.42	159,416.20	164,410.53
预付款项	23,875.95	23,875.95	24,005.68	27,098.27	29,980.64	29,454.82	30,407.04	30,363.07
存货	141,280.88	141,280.88	142,048.52	160,348.31	177,404.09	174,292.69	179,927.23	179,667.07
其他流动资产	16,722.86	8,475.65	-	-	-	-	-	-
流动资产合计	374,140.58	367,210.77	360,210.79	385,186.50	405,722.20	399,936.42	407,951.92	411,636.58
应付账款	206,152.19	206,152.19	207,272.30	233,974.73	258,861.93	254,321.88	262,543.61	262,164.00
应付职工薪酬	75.11	75.11	74.80	76.63	77.93	78.09	77.74	80.17
应交税费	20,221.02	6,044.20	6,019.43	6,167.17	6,271.21	6,284.50	6,255.96	6,451.95
其他应付款	69,499.81	79,925.55	48,473.47	53,517.92	66,618.04	71,408.63	70,944.69	72,924.13
流动负债合计	295,948.12	292,197.05	261,840.00	293,736.45	331,829.11	332,093.10	339,821.99	341,620.25
营运资金	78,192.45	75,013.71	98,370.79	91,450.05	73,893.09	67,843.32	68,129.93	70,016.33
营运资金增加额		-3,178.74	23,357.07	-6,920.74	-17,556.95	-6,049.77	286.61	1,886.40

注：2031年以后详见评估说明。

预测期营运资金增加额波动的主要受当期营运资金和上期营运资金的金额影响，各期营运资金预测主要是通过各资产、负债科目的周转率，预测出各资产、负债科目的需求额，进而计算得出各期营运资金的金额。未来营运资金增加额波动与未来收入、成本的变动保持一致。

（12）期末资产回收预测

本次预测期至最后投入商运的6#机组服役期满即2062年6月，收益期内各年预测自由现金流量按期中折现考虑，期末回收资产现金流按运行期末考虑，按照确定的折现率折现，红沿河核电主要经营性资产为核力发电资产，相关核设施退役后需封存处置，因此期末资产回收主要考虑期末营运资金的回收。

（13）企业自由现金流量的预测

企业自由现金流量=息税前利润×(1-所得税率)+折旧及摊销-资本性支出-营运资金追加额+其他

=营业收入-营业成本-税金及附加-期间费用+其他收益-所得税费用+利息支出×（1-所得税率）+折旧及摊销（含退役费）+退役费（财务费用）-资本性支出-营运资金追加额-核燃料费的现金支出+核燃料费摊销+增值税待抵扣进项税+经营期末资产回收

收益法预测表如下：

单位：万元

项目	2024年 10-12月	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
一、营业收入	351,287.97	1,439,205.30	1,473,071.48	1,497,879.29	1,501,046.41	1,494,242.16	1,540,972.09
减：营业成本	265,928.72	1,006,916.50	1,103,013.19	1,186,184.72	1,168,986.70	1,184,812.77	1,180,080.42
税金及附加	3,610.52	15,523.54	18,811.14	18,449.81	18,160.69	18,338.91	18,927.95
销售费用	354.37	1,529.01	1,091.50	1,108.33	1,125.50	1,143.01	1,165.03
管理费用	3,374.65	16,290.13	16,773.50	17,227.21	17,237.75	17,620.39	17,722.65
研发费用	931.51	2,767.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00
财务费用	41,429.30	156,581.56	159,379.10	152,295.66	145,157.84	137,499.97	128,310.89
加：其他收益	14,646.69	46,100.90	50,259.77	51,272.82	49,907.81	53,435.34	74,685.12
投资收益	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
汇兑收益	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
公允价值变动收益	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
信用减值损失	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
资产减值损失	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
资产处置收益	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
二、营业利润	50,305.59	285,698.46	222,762.82	172,386.36	198,785.74	186,762.46	267,950.28
加：营业外收入	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
减：营业外支出	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
三、利润总额	50,305.59	285,698.46	222,762.82	172,386.36	198,785.74	186,762.46	267,950.28
减：所得税费用	17,178.72	51,265.48	36,525.39	31,848.62	41,803.63	38,633.49	55,668.73
四、净利润	33,126.88	234,432.98	186,237.44	140,537.74	156,982.11	148,128.97	212,281.55
加：折旧摊销（含退役费）	80,521.98	315,954.96	323,724.86	323,578.70	321,580.37	310,276.97	306,858.09

项目	2024年 10-12月	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
加：退役费（财务费用）	1,644.71	6,975.96	7,397.52	7,845.04	8,320.15	8,824.57	9,360.16
加：税后财务费用	32,663.94	119,406.91	120,560.00	110,585.52	102,628.27	96,506.54	89,213.05
减：资本性支出	21,955.07	236,321.48	16,999.39	11,244.53	46,998.26	15,304.32	15,086.92
减：营运资金追加	-3,178.74	23,357.07	-6,920.74	-17,556.95	-6,049.77	286.61	1,886.40
减：核燃料费的现金流出	157,505.53	397,054.98	350,048.82	390,351.69	373,051.60	374,242.20	360,610.20
加：核燃料费摊销	62,761.52	242,102.64	305,096.44	371,562.58	378,425.76	369,459.26	381,614.76
加：增值税-待抵扣进项税	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
加：经营期末资产回收	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
五、企业自由现金流量	34,437.17	262,139.92	582,888.79	570,070.31	553,936.57	543,363.18	621,744.08

注：2031 年以后的自由现金流详见评估说明。

上表中净利润后单独加回或扣减项的项目中，“核燃料费的现金流出”为采购核燃料所需的现金流,未包含在净利润中,因此需要在计算自由现金流时扣减。核燃料在两次换料期间按产量法分摊入生产成本,“核燃料费摊销”为非现金项,在计算自由现金流时需在净利润基础上增加；

关于“退役费（财务费用）”，核电站的退役费基于预计负债在运营期内逐年计提财务费用，该财务费用为非现金项，因此在计算自由现金流时需在净利润基础上增加。

（14）折现率的确定

折现率的确定过程请参见本题之“三、补充说明折现率计算过程中各参数的预测依据及合理性，折现率及主要参数与可比交易案例的对比情况及差异原因”。

（15）测算过程和结果

预测期内各年自由现金流按年中发生考虑，将收益期内各年的自由现金流按加权资本成本折现，从而得出被评估单位的经营性资产价值，计算结果详见下表：

单位：万元

项目	2024年 10-12月	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
一、自由现金净流量	34,437.17	262,139.92	582,888.79	570,070.31	553,936.57	543,363.18	621,744.08

项目	2024年 10-12月	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
折现率年限	0.13	0.75	1.75	2.75	3.75	4.75	5.75
二、折现率	6.16%	6.16%	6.19%	6.10%	6.04%	6.04%	6.04%
折现系数	0.9926	0.9562	0.9006	0.8485	0.7999	0.7543	0.7113
三、各年净现金流量折现值	34,182.33	250,658.19	524,949.64	483,704.66	443,093.86	409,858.85	442,246.56

注：2031 年以后的自由现金流详见评估说明。

根据上表测算，该项目经营性资产价值为 **7,368,978.50** 万元

（16）其他资产和负债的评估

1）非经营性资产和非经营性负债的评估

非经营性资产、非经营性负债是指与被评估单位生产经营无关的，评估基准日后企业自由现金流量预测不涉及的资产与负债。非经营性资产及负债采用成本法进行评估。非经营性资产净值评估结果如下：

单位：万元

报表科目	账面值	评估值	备注
一、非经营性资产			
预付款项	668.43	668.43	设备款、工程款、承包商营地款
固定资产净额	6,103.30	20,574.73	核电大厦办公楼
无形资产净额	2,446.63		核电大厦土地使用权
其他应收款	203.06	203.06	备用金等
使用权资产	26,226.40	26,226.40	租赁的承包商营地
递延所得税资产	468.05	468.05	租赁负债
其他非流动资产	4,445.94	4,445.94	设备款
非经营性资产合计	40,561.80	52,586.61	
二、非经营性负债			
应付账款	26,228.91	26,228.91	工程款、设备款等
其他应付款	10,608.79	10,608.79	质保金、设备款等
合同负债	276.73	276.73	租赁费
预计负债	15,099.01	15,099.01	中低放废物处置准备金
租赁负债	23,158.02	23,158.02	租赁的承包商营地
非经营性负债合计	75,371.47	75,371.47	
非经营性资产-负债净额	-34,809.67	-22,784.86	

企业非经营性资产和负债净额为-22,784.86 万元。

2) 溢余资产的评估

溢余资产是指评估基准日超过企业生产经营所需,评估基准日后企业自由现金流量预测不涉及的资产。本次评估将被评估单位超过最低现金保有量的货币资金作为溢余资产考虑,被评估单位日常经营所必需的现金持有量需要考虑各种付现因素,此次参照历史年度企业经营情况及基准日货币资金的保有水平,以被评估单位 1 个月的付现成本作为最低现金保有量。

经计算,评估基准日被评估单位的溢余资产为 172,024.86 万元。

3) 长期股权投资的评估

单独评估的长期股权投资价值为公司持有的非控股长期股权投资,由于不具备整体评估的条件,评估人员按照取得被投资单位评估基准日财务报表乘以持股比例确认评估值,长期股权投资评估结果为 571.19 万元。

(17) 收益法评估结果

1) 企业整体价值的计算

企业整体价值=经营性资产价值+溢余资产价值+非经营性资产价值-非经营性负债价值+长期股权投资价值

$$=7,368,978.50+172,024.86-22,784.86+571.19$$

$$=7,518,789.69 \text{ (万元)}$$

2) 付息债务价值的确定

红沿河核电的付息债务为短期借款、一年内到期的非流动负债和长期借款,核实后账面价值为 5,033,985.32 万元。

3) 股东全部权益价值的计算

根据以上评估工作,红沿河核电的股东全部权益价值为:

股东全部权益价值=企业整体价值-付息债务价值

$$=7,518,789.69-5,033,985.32$$

=2,484,804.36（万元）

3、江苏核电收益法评估计算与分析过程

（1）营业收入的预测

报告期和预测期的营业收入构成如下：

单位：万元

项目		2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
主营业务收入	电力销售收入	1,873,888.58	1,753,753.12	1,769,636.36	1,670,887.88	1,667,436.02	1,654,498.20	1,664,883.78	1,710,737.48	1,672,752.92
	蒸汽供能收入	-	-	15,068.43	51,778.35	51,778.35	51,778.35	51,778.35	51,778.35	51,778.35
	小计	1,873,888.58	1,753,753.12	1,784,704.79	1,722,666.23	1,719,214.36	1,706,276.55	1,716,662.13	1,762,515.83	1,724,531.27
其他业务收入	委托服务收入	26,163.28	32,214.99	36,764.48	29,000.00	21,750.00	4,833.33	-	-	-
	经营租赁	688.17	981.43	128.10	-	-	-	-	-	-
	其他	1,070.52	2,916.00	3,097.50	3,100.00	3,100.00	3,100.00	3,100.00	3,100.00	3,100.00
	小计	27,921.97	36,112.42	39,990.08	32,100.00	24,850.00	7,933.33	3,100.00	3,100.00	3,100.00
营业收入合计		1,901,810.55	1,789,865.54	1,824,694.87	1,754,766.23	1,744,064.36	1,714,209.88	1,719,762.13	1,765,615.83	1,727,631.27

注：2031年以后详见评估说明。

各类收入占营业收入的比例如下：

项目		2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
主营业务收入	电力销售收入	98.53%	97.98%	96.98%	95.22%	95.61%	96.52%	96.81%	96.89%	96.82%
	蒸汽供能收入	—	—	0.83%	2.95%	2.97%	3.02%	3.01%	2.93%	3.00%
	小计	98.53%	97.98%	97.81%	98.17%	98.58%	99.54%	99.82%	99.82%	99.82%
其他业务收入	委托服务收入	1.38%	1.80%	2.01%	1.65%	1.25%	0.28%	—	—	—
	经营租赁	0.04%	0.05%	0.01%	—	—	—	—	—	—
	其他	0.06%	0.16%	0.17%	0.18%	0.18%	0.18%	0.18%	0.18%	0.18%
	小计	1.47%	2.02%	2.19%	1.83%	1.42%	0.46%	0.18%	0.18%	0.18%
合计		100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

注：2031年以后详见评估说明。

预测期江苏核电的营业收入基本来自电力销售收入，与报告期情况一致。

预测期，电力销售业务收入占比总体保持稳定，蒸汽供热业务收入占比小幅提高后保持稳定。其他业务收入呈先下降后保持稳定的趋势。

1) 售电收入

售电收入根据现行政策及历史经营情况判断，被评估单位上网电量分为计划电量和市场化交易电量。

售电收入=计划电量×批复电价（不含税）+市场交易电量×市场交易电价（不含税）-两个细则考核及其他费用

①上网电量的确定

上网电量主要与装机容量、发电利用小时、发电厂用电率和变电损失率有关。

上网电量=装机容量×发电利用小时×（1-发电厂用电率和变电损失率）

A.装机容量

截至评估基准日，6 台机组均已投入商运，1、2 号每台机组的装机容量为 106.00 万千瓦，3、4 号每台机组的装机容量为 112.60 万千瓦，5、6 号每台机组的装机容量为 111.80 万千瓦，总装机容量为 660.80 万千瓦。

B.发电利用小时的预测

发电利用小时主要与机组大修天数、内部减载率、外部减载率等因素有关。对于未来大修天数，依据各机组排期计划确定；对于内部减载天数、外部减载天数，通过管理层访谈了解未来预计情况确定。根据上述预测思路，各机组发电利用小时预测结果如下：

1 号机组发电利用小时数计算表

项目	单位	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
年度天数	天数	366.00	365.00	365.00	365.00	366.00	365.00	365.00
内部减载	天数	0.82	1.46	1.46	1.46	1.46	1.46	1.46
外部减载	天数	21.23	13.87	26.00	25.00	25.00	20.00	20.00
全年大修天数	天数	35.11	-	27.00	45.00	-	27.00	27.00
发电利用小时	小时	7,412.15	8,392.00	7,453.00	7,045.00	8,149.00	7,597.00	7,597.00

注：2031年以后详见评估说明。

2 号机组发电利用小时数计算表

项目	单位	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
年度天数	天数	366.00	365.00	365.00	365.00	366.00	365.00	365.00
内部减载	天数	1.93	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16
外部减载	天数	14.07	19.34	33.00	25.00	22.00	20.00	20.00
全年大修天数	天数	35.26	80.00	-	27.00	45.00	-	27.00
发电利用小时	小时	7,553.71	6,348.00	7,940.00	7,484.00	7,148.00	8,252.00	7,604.00

注：2031年以后详见评估说明。

3号机组发电利用小时数计算表

项目	单位	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
年度天数	天数	366.00	365.00	365.00	365.00	366.00	365.00	365.00
蒸汽供热	天数	9.62	27.26	27.26	27.26	27.26	27.26	27.26
内部减载	天数	2.50	2.68	2.68	2.68	2.68	2.68	2.68
外部减载	天数	5.42	26.42	30.00	22.00	25.00	20.00	20.00
全年大修天数	天数	35.27	-	27.00	35.00	-	27.00	45.00
发电利用小时	小时	7,516.48	7,407.00	6,673.00	6,673.00	7,465.00	6,913.00	6,481.00

注：2031年以后详见评估说明。

4号机组发电利用小时数计算表

项目	单位	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
年度天数	天数	366.00	365.00	365.00	365.00	366.00	365.00	365.00
蒸汽供热	天数	4.77	26.14	26.14	26.14	26.14	26.14	26.14
内部减载	天数	0.57	2.23	2.23	2.23	2.23	2.23	2.23
外部减载	天数	17.13	8.33	32.00	25.00	25.00	25.00	25.00
全年大修天数	天数		45.00	27.00	-	35.00	27.00	-
发电利用小时	小时	8,244.61	6,799.00	6,663.00	7,479.00	6,663.00	6,831.00	7,479.00

注：2031年以后详见评估说明。

5号机组发电利用小时数计算表

项目	单位	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
年度天数	天数	366.00	365.00	365.00	365.00	366.00	365.00	365.00
内部减载	天数	3.57	3.74	3.74	3.74	3.74	3.74	3.74
外部减载	天数		7.19	33.00	29.00	29.00	25.00	25.00

项目	单位	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
全年大修天数	天数	22.68	27.00	-	35.00	22.00	-	45.00
发电利用小时	小时	8,155.83	7,850.00	7,878.00	7,134.00	7,470.00	8,070.00	6,990.00

注：2031年以后详见评估说明。

6号机组发电利用小时数计算表

项目	单位	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
年度天数	天数	366.00	365.00	365.00	365.00	366.00	365.00	365.00
内部减载	天数	3.76	3.59	3.59	3.59	3.59	3.59	3.59
外部减载	天数	25.54	22.15	21.00	28.00	27.00	22.00	22.00
全年大修天数	天数		29.00	27.00	-	35.00	22.00	-
发电利用小时	小时	8,080.79	7,446.00	7,522.00	8,002.00	7,210.00	7,618.00	8,146.00

注：2031年以后详见评估说明。

由上表可见，预测期各机组维修排期、内外部减载率变化影响预测期发电利用小时波动，其中维修排期对发电利用小时数影响最显著。维修天数与维修类型有关，其中：常规大修天数为22-30天、中大修天数为35天、十年大修为45天，不同类型的维修依据公司未来大修排期进行预测。两次维修的间隔时间约18个月。预测期内，发电利用小时数波动范围为6,673-8,392小时。未安排换料大修的年份，机组发电利用小时数更高，以1号机组为例，2025年、2028年无换料大修，因此发电利用小时数较高。

C.发电厂用电率和变电损失率的预测

发电厂用电率和变电损失率按2024年1-9月的厂用电率和变电损失率以及预测年度的厂用电变化因素等综合确定。根据上述预测思路，各机组发电厂用电率和变电损失率预测结果如下：

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
1号机组	6.50%	6.50%	6.50%	6.50%	6.50%	6.50%	6.50%
2号机组	6.75%	6.75%	6.75%	6.75%	6.75%	6.75%	6.75%
3号机组	7.07%	7.07%	7.07%	7.07%	7.07%	7.07%	7.07%
4号机组	7.47%	7.47%	7.47%	7.47%	7.47%	7.47%	7.47%
5号机组	6.10%	6.10%	6.10%	6.10%	6.10%	6.10%	6.10%

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
6号机组	6.00%	6.00%	6.00%	6.00%	6.00%	6.00%	6.00%

注：2031年以后详见评估说明。

预测期发电厂用电率和变电损失率保持稳定。

D.上网电量的确定

综合上述数据分析后确定各机组的上网电量，上网电量分为计划电量和市场化交易电量，未来各年度计划电量和市场化交易电量主要按 2024 年 1-9 月计划电量和市场化交易电量占比情况进行预测。鉴于近年电力市场改革进程较快，计划电量与市场化电量占比选取较近期间的均值进行预测更能反映当前趋势，具有合理性。根据上述预测思路，各机组上网电量预测结果如下：

单位：万千瓦时

项目	上网电量类型	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
1号机组	计划电量	379,470.44	430,503.97	382,334.04	361,403.85	418,038.09	389,721.23	389,721.23
	市场电量	355,158.62	401,227.03	356,332.96	336,826.15	389,608.91	363,217.77	363,217.77
1号机组电量小计		734,629.06	831,731.00	738,667.00	698,230.00	807,647.00	752,939.00	752,939.00
2号机组	计划电量	386,687.94	352,009.55	440,289.07	415,003.12	396,371.18	457,590.31	421,657.14
	市场电量	359,929.10	275,458.45	344,539.93	324,752.88	310,172.82	358,078.69	329,959.86
2号机组电量小计		746,617.04	627,468.00	784,829.00	739,756.00	706,544.00	815,669.00	751,617.00
3号机组	计划电量	456,219.40	492,939.43	444,091.45	444,091.45	496,799.32	460,063.96	431,314.21
	市场电量	330,290.40	282,122.57	254,165.55	254,165.55	284,331.68	263,307.04	246,852.79
3号机组电量小计		786,509.80	775,062.00	698,257.00	698,257.00	781,131.00	723,371.00	678,167.00
4号机组	计划电量	457,998.28	447,837.84	438,879.56	492,627.94	438,879.56	449,945.59	492,627.94
	市场电量	401,025.00	260,542.16	255,330.44	286,600.06	255,330.44	261,768.41	286,600.06
4号机组电量小计		859,023.28	708,380.00	694,210.00	779,228.00	694,210.00	711,714.00	779,228.00
5号机组	计划电量	206,761.99	217,066.62	217,840.76	197,267.90	206,558.81	223,149.85	193,286.08
	市场电量	649,405.77	607,028.38	609,193.24	551,661.10	577,643.19	624,040.15	540,525.92
5号机组电量小计		856,167.76	824,095.00	827,034.00	748,929.00	784,202.00	847,190.00	733,812.00

项目	上网电量类型	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
	小计							
6号机组	计划电量	197,743.30	195,941.76	197,941.70	210,572.88	189,731.34	200,467.99	214,362.18
	市场电量	651,546.44	586,573.24	592,560.30	630,373.12	567,981.66	600,123.01	641,716.82
	6号机组电量小计	849,289.74	782,515.00	790,502.00	840,946.00	757,713.00	800,591.00	856,079.00
	1-6号机组电量合计	4,832,236.68	4,549,251.00	4,533,499.00	4,505,346.00	4,531,447.00	4,651,474.00	4,551,842.00

注：2031年以后详见评估说明。

基于上述上网电量的计算公式，预测期上网电量波动与发电利用小时数、发电厂用电率和变电损失率等变化情况相关联。

②上网电价的确定

A.批复电价

根据江苏省发展和改革委员会文件苏发改工价[2019]499号文件《省发展改革委关于降低一般工商业电价有关事项的通知》，自2019年7月1日起，将田湾核电站1-2号机组和3-4号机组上网电价分别调整为每千瓦时0.439元(含税)、0.391元（含税），**未明确电价执行期限**；根据江苏省发展和改革委员会文件苏发改价格发[2020]1058号文件《省发展改革委关于田湾核电站5号机组上网电价的批复》，5号机组上网电价为0.391元/千瓦时（含税），**未明确电价执行期限**；根据江苏省发展和改革委员会文件苏发改价格发[2021]573号文件《省发展改革委关于田湾核电站6号机组上网电价的批复》，6号机组上网电价为0.391元/千瓦时（含税），**未明确电价执行期限**。上述电价对应**1-2号机组、3-6号机组不含税口径电价分别为0.3885、0.3460元/千瓦时**。因此未来年度预测期间的电价，假定按以上批复电价保持不变考虑。

B.市场电价

截至评估基准日，2022至2024年1-9月市场电价如下表：

单位：元/千瓦时				
项目	上网电价类型	2022年	2023年	2024年1-9月
1号机组	市场电价	0.3950	0.4125	0.3918
2号机组	市场电价	0.4100	0.4125	0.3912

项目	上网电价类型	2022年	2023年	2024年1-9月
3号机组	市场电价	0.4141	0.4141	0.3858
4号机组	市场电价	0.4226	0.4147	0.3863
5号机组	市场电价	0.4036	0.4127	0.3942
6号机组	市场电价	0.4019	0.4129	0.3932

由上表可知,各机组历史年度 2022 年至 2024 年 1-9 月市场化电价呈小幅下降趋势,主要系电力市场化改革背景下,市场电价有所承压。综合考虑江苏省电力市场供需关系、电价政策调整及市场调节等多方面因素后,本次评估基于最新市场电价水平进行预测,即各机组未来市场化电价参考 2024 年 1-9 月水平预测更能反映当前趋势,具有合理性。根据上述预测思路,各机组上网电价在预测期内保持稳定,预测结果如下:

单位:元/千瓦时

项目	上网电价类型	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
1号机组	计划电价	0.3885	0.3885	0.3885	0.3885	0.3885	0.3885	0.3885
	市场电价	0.3894	0.3918	0.3918	0.3918	0.3918	0.3918	0.3918
2号机组	计划电价	0.3885	0.3885	0.3885	0.3885	0.3885	0.3885	0.3885
	市场电价	0.3891	0.3912	0.3912	0.3912	0.3912	0.3912	0.3912
3号机组	计划电价	0.3460	0.3460	0.3460	0.3460	0.3460	0.3460	0.3460
	市场电价	0.3804	0.3858	0.3858	0.3858	0.3858	0.3858	0.3858
4号机组	计划电价	0.3460	0.3460	0.3460	0.3460	0.3460	0.3460	0.3460
	市场电价	0.3819	0.3863	0.3863	0.3863	0.3863	0.3863	0.3863
5号机组	计划电价	0.3460	0.3460	0.3460	0.3460	0.3460	0.3460	0.3460
	市场电价	0.3881	0.3942	0.3942	0.3942	0.3942	0.3942	0.3942
6号机组	计划电价	0.3460	0.3460	0.3460	0.3460	0.3460	0.3460	0.3460
	市场电价	0.3876	0.3932	0.3932	0.3932	0.3932	0.3932	0.3932

注:2031年以后详见评估说明。

③两个细则考核及其他费用

未来年度根据《江苏电力并网运行管理实施细则》《江苏电力辅助服务管理实施细则》,两细则考核费用主要由运行考核费与辅助调峰服务费构成,运行考核费与企业机组的运行状况有关,不具有调峰能力的发电公司需根据相关考核指标支付或获得相关服务(违约赔偿)费用,辅助调峰服务费用同时也受到经济发展预期和当地电网消纳能力的影响;未来预测年度的两个细则及辅助服务费用参

考 2024 年度预算水平确定，即为 0.011 元/千瓦时（含税）。

④售电收入的确定

售电收入=计划电量×批复电价(不含税)+市场交易电量×市场交易电价(不含税)-两个细则考核及其他费用

根据上述预测思路，各机组售电收入预测结果如下：

单位：万千瓦时（电量）、元/千瓦时（电价）、万元（收入与费用）

项目	上网电量 类型	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
1号 机组	计划电量	379,470.44	430,503.97	382,334.04	361,403.85	418,038.09	389,721.23	389,721.23
	计划电价	0.3885	0.3885	0.3885	0.3885	0.3885	0.3885	0.3885
	小计	147,422.59	167,248.89	148,535.08	140,403.80	162,405.95	151,404.97	151,404.97
	市场电量	355,158.62	401,227.03	356,332.96	336,826.15	389,608.91	363,217.77	363,217.77
	市场电价	0.3894	0.3918	0.3918	0.3918	0.3918	0.3918	0.3918
	小计	138,283.61	157,188.68	139,600.53	131,958.35	152,637.05	142,297.80	142,297.80
	两个细则 考核及其他 费用小计	6,672.49	8,400.48	7,460.54	7,052.12	8,157.23	7,604.68	7,604.68
1号机组售电收入合计		279,033.70	316,037.08	280,675.08	265,310.02	306,885.76	286,098.08	286,098.08
2号 机组	计划电量	386,687.94	352,009.55	440,289.07	415,003.12	396,371.18	457,590.31	421,657.14
	计划电价	0.3885	0.3885	0.3885	0.3885	0.3885	0.3885	0.3885
	小计	150,226.56	136,754.15	171,050.36	161,226.87	153,988.45	177,771.81	163,811.93
	市场电量	359,929.10	275,458.45	344,539.93	324,752.88	310,172.82	358,078.69	329,959.86
	市场电价	0.3891	0.3912	0.3912	0.3912	0.3912	0.3912	0.3912
	小计	140,052.65	107,770.07	134,797.44	127,055.97	121,351.68	140,094.33	129,093.15
	两个细则 考核及其他 费用小计	7,346.87	6,337.43	7,926.77	7,471.54	7,136.09	8,238.26	7,591.33
2号机组售电收入合计		282,932.33	238,186.80	297,921.02	280,811.31	268,204.04	309,627.88	285,313.75
3号 机组	计划电量	456,219.40	492,939.43	444,091.45	444,091.45	496,799.32	460,063.96	431,314.21
	计划电价	0.3460	0.3460	0.3460	0.3460	0.3460	0.3460	0.3460
	小计	157,859.99	170,565.77	153,663.50	153,663.50	171,901.36	159,190.27	149,242.35
	市场电量	330,290.40	282,122.57	254,165.55	254,165.55	284,331.68	263,307.04	246,852.79
	市场电价	0.3804	0.3858	0.3858	0.3858	0.3858	0.3858	0.3858

项目	上网电量 类型	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
	小计	125,637.12	108,829.40	98,044.92	98,044.92	109,681.58	101,571.27	95,224.01
	两个细则 考核及其他 费用小计	7,054.80	7,828.13	7,052.40	7,052.40	7,889.42	7,306.05	6,849.49
3号机组售电收入合计		276,442.31	271,567.05	244,656.03	244,656.03	273,693.51	253,455.50	237,616.87
4号 机组	计划电量	457,998.28	447,837.84	438,879.56	492,627.94	438,879.56	449,945.59	492,627.94
	计划电价	0.3460	0.3460	0.3460	0.3460	0.3460	0.3460	0.3460
	小计	158,475.51	154,959.82	151,860.10	170,457.99	151,860.10	155,689.14	170,457.99
	市场电量	401,025.00	260,542.16	255,330.44	286,600.06	255,330.44	261,768.41	286,600.06
	市场电价	0.3819	0.3863	0.3863	0.3863	0.3863	0.3863	0.3863
	小计	153,135.36	100,658.44	98,644.93	110,725.71	98,644.93	101,132.19	110,725.71
	两个细则 考核及其他 费用小计	8,345.36	7,154.64	7,011.52	7,870.20	7,011.52	7,188.31	7,870.20
4号机组售电收入合计		303,265.51	248,463.62	243,493.51	273,313.49	243,493.51	249,633.02	273,313.49
5号 机组	计划电量	206,761.99	217,066.62	217,840.76	197,267.90	206,558.81	223,149.85	193,286.08
	计划电价	0.3460	0.3460	0.3460	0.3460	0.3460	0.3460	0.3460
	小计	71,543.31	75,108.89	75,376.76	68,258.18	71,473.00	77,213.80	66,880.40
	市场电量	649,405.77	607,028.38	609,193.24	551,661.10	577,643.19	624,040.15	540,525.92
	市场电价	0.3881	0.3942	0.3942	0.3942	0.3942	0.3942	0.3942
	小计	252,035.07	239,319.59	240,173.09	217,491.17	227,734.55	246,026.45	213,101.15
	两个细则 考核及其他 费用小计	8,583.58	8,323.36	8,353.04	7,564.18	7,920.44	8,556.62	7,411.50
5号机组售电收入合计		314,994.80	306,105.13	307,196.80	278,185.17	291,287.11	314,683.63	272,570.05
6号 机组	计划电量	197,743.30	195,941.76	197,941.70	210,572.88	189,731.34	200,467.99	214,362.18
	计划电价	0.3460	0.3460	0.3460	0.3460	0.3460	0.3460	0.3460
	小计	68,422.68	67,799.32	68,491.33	72,861.94	65,650.40	69,365.47	74,173.11
	市场电量	651,546.44	586,573.24	592,560.30	630,373.12	567,981.66	600,123.01	641,716.82
	市场电价	0.3876	0.3932	0.3932	0.3932	0.3932	0.3932	0.3932
	小计	252,541.93	230,632.29	232,986.32	247,853.79	223,322.35	235,959.87	252,313.97
	两个细则	7,996.89	7,903.40	7,984.07	8,493.55	7,652.90	8,085.97	8,646.40

项目	上网电量 类型	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
	考核及其他 费用小计							
6号机组售电收入合计		312,967.72	290,528.21	293,493.58	312,222.17	281,319.85	297,239.37	317,840.68
1-6号机组售电收入合计		1,769,636.36	1,670,887.88	1,667,436.02	1,654,498.20	1,664,883.78	1,710,737.48	1,672,752.92

注：2031年以后详见评估说明。

预测期售电收入波动的主要原因包括受发电厂用电率和变电损失率、发电利用小时数波动影响。

2) 蒸汽供能收入

①蒸汽量的确定

江苏核电于 2024 年正式开展核能蒸汽供应业务，评估机构根据访谈江苏核电管理层及对现有客户需求的分析判断，预计自 2025 年起，未来年度蒸汽销售量将维持在约 480 万吨的水平。

②蒸汽单价的确定

根据江苏核电与江苏方洋集团有限公司签订《田湾核电站核能蒸汽供用合同》，蒸汽不含增值税单价为 107.87 元/吨，合同执行截止日期为 2025 年 12 月 31 日。约定下一个合同期的单价根据终端销售价格上浮或下调进行等比例浮动协商确定，本次评估假设未来年度供蒸汽单价保持不变，按 107.87 元/吨。

蒸汽供能收入=单价×预计销售蒸汽量

3) 其他业务收入的预测

其他业务收入未来主要为委托服务业务、经营租赁及其他收入等，其中其他收入包括废料销售收入、技术服务收入等。

对于委托服务业务收入，主要为7、8号机组的代建服务收入，根据企业未来3年的预算情况进行预测，截至2026年4月代建机组竣工后代建服务收入不再预测；对于经营租赁收入，本次评估对于出租资产作为非经营性资产考虑，故未来年度不预测；对于其他业务中的废料销售收入、技术服务收入根据企业2024年至2027年度预算水平进行预测。

(2) 营业成本的预测

营业成本主要包括生产物料费、核燃料费、职工薪酬、乏燃料处置费、场外应急费、折旧摊销费、日常运维与大修及其他费用等。

1) 核燃料费的预测

当期装入堆芯的核燃料(装料成本)在本次装料与下次装料的周期内按照当期实际电量进行摊销,计算年度核燃料费用。每次换料的装料成本计算公式如下:

每次换料的装料成本=核燃料组件装料数量×核燃料组件单价

①核燃料组件装料数量

江苏核电共6台机组,各台机组的换料周期约为18个月,1、2、3、4号机组每次换料更换约64个燃料组件,5、6号机组每次换料更换约68个燃料组件。

②核燃料组件单价的预测

江苏核电主要通过中国铀业股份有限公司、原子能公司采购及加工核燃料组件。核燃料组件单价由天然铀价格、纯化转化价格、浓缩价格和核燃料组件加工费用组成,具体计算公式如下:

核燃料组件单价=天然铀价格+纯化转化价格+浓缩价格+核燃料组件加工费用。

根据 UxC 2024 年第三季度报告,2025-2028 年中长期天然铀价格指数具体如下:

单位:美元/磅 U3O8				
年份	2025年	2026年	2027年	2028年
中长期指数	82.22	83.46	83.92	84.95

2029 年及以后的天然铀价格指数按 2022-2040 年度天然铀价格指数的平均值进行预测,即 2029 年以后天然铀价格指数确定为 87 美元/磅 U3O8。

根据上述指数换算(天然铀价格=中长期天然铀价格指数×2.6×评估基准日汇率/10)得出 2025 年至 2028 年的天然铀价格,2029 年及以后的天然铀价格参考 2029 年的天然铀价格指数确定。具体如下:

单位：万元/吨

年份	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年及以后
天然铀价格	149.80	152.06	152.90	154.77	158.51

纯化转化价格、浓缩价格、核燃料组件加工费用等依据中国核能电力股份有限公司与中国原子能工业有限公司签署的《核燃料采购供应协议(2021-2030 年)》协议确定。2) 乏燃料处置费的预测

按照 2010 年 7 月，财政部、发改委、工信部联合印发的《核电站乏燃料处理处置基金征收使用管理暂行办法》（财综〔2010〕58 号）的规定，已投入商业运行五年以上压水堆核电机组按实际上网销售电量征收，征收标准为 0.026 元/千瓦时。该办法出台生效时已经投入商业运行超过五年的机组，在办法颁布生效日起按照办法所规定的费用标准计提乏燃料处理处置费用；该办法出台生效时投入商业运行不足五年（含五年）及后续新建的机组，投产前五年不计提乏燃料处置费用，从第六年开始计提。

3) 职工薪酬的预测

职工薪酬主要与职工数量及职工平均工资水平相关。职工数量根据公司业务需求预测，职工平均工资水平综合考虑当前薪酬水平、当地平均工资水平增长率、管理层计划等因素预测。

4) 折旧和摊销的预测

江苏核电固定资产折旧采用年限平均法和工作量法分类计提，根据固定资产类别、预计使用寿命和预计净残值率确定折旧率。对已计提减值准备的固定资产，未来期间按扣除减值准备后的账面价值及尚可使用年限确定折旧额。如固定资产各组成部分的使用寿命不同或者以不同方式为企业提供经济利益则选择不同折旧率或折旧方法，分别计提折旧。

各类固定资产折旧方法、折旧年限、残值率和年折旧率如下：

类别	折旧方法	折旧年限（年）	残值率（%）	年折旧率（%）
房屋及建筑物	年限平均法	20-40	0	2.50-5.00
机器设备	年限平均法	15	0	6.67
	工作量法	5-40	0-0.5	/
电子设备	年限平均法	5-8	3	12.13-19.40

类别	折旧方法	折旧年限（年）	残值率（%）	年折旧率（%）
办公设备	年限平均法	5	3	19.40
运输设备	年限平均法	5-10	3	9.70-19.40
其他	年限平均法	8	3	12.13
	产量法	40	0	/

专用设备按工作量法计提折旧的计算公式如下：

核电机组预计总工作量=Σ（机组功率×24 小时×365 天×预计使用年限×负荷因子）

当月单位工作量折旧额=（固定资产原值×（1-残值率）-已计提折旧）/（预计总工作量-截至上月已完成工作量）

当月应计提折旧额=当月单位工作量折旧额×当月实际发电量

摊销主要指无形资产摊销和长期待摊费用摊销。无形资产主要是土地使用权、专利和软件，按成本进行初始计量，自可供使用时起，对其原值在其预计使用寿命内采用直线法分期平均摊销。

长期待摊费用为已经发生但应由本期和以后各期负担的分摊期限在一年以上的各项费用。

5）日常运维与大修的预测

日常运维与大修为保持固定资产的正常运转和使用，对其进行必要修理所发生的运行维护费用，依据修理制度，未来年度修理费依据大修理计划，日常运维与大修的标准按照企业的预算指标确定，根据上述预测思路，未来年度修理费的预测如下：

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
修理费（万元）	71,823.89	95,000.00	91,000.00	96,000.00	95,000.00	91,000.00	97,000.00
度电修理费（元/千瓦时）	0.0149	0.0209	0.0201	0.0213	0.0210	0.0196	0.0213
机组大修类型	2号机组、5号机组常规大修	4、5、6号机组常规大修	1、3、4、6号机组常规大修	1号机组十年大修；2、3、5号机组常规大修	2号机组十年大修；4、6、5常规大修	1、3、4、6号机组常规大修	1、2号机组常规大修；3、5号机组十年大修

存在大修的年份，因修理费增加且发电量较少导致度电修理费较高。总体来

看，由于江苏核电机组数量较多，各机组发生大修的年份分布较为平均，度电修理费分布在 0.0149 元/千瓦时-0.0213 元/千瓦时的区间，波动较小。

6) 生产物料费的预测

生产物料费指日常运行、维护、机组大修等预计所耗用的各种原料、材料、备品备件和低值易耗品等费用。未来年度的生产物料费预测按照公司预算指标确定。

7) 场外应急费的预测

场外应急费根据财政部国防科工委关于印发《核电厂核事故应急准备专项收入管理规定》的通知（财防[2007]181 号）核电企业在运行期按年度上网销售电量每千瓦时 0.0002 元人民币的标准预测。

8) 其他费用包括核保险费、核安全工作费、核电站环境保护费、动力费、办公费、差旅费、交通运输费、技术服务费、软件维护费、警卫消防费、质量保证费、采购储运费等，主要根据 2022 年到 2024 年 1-9 月的费用率水平、公司未来经营预算等资料进行预测。

根据上述预测思路，未来年度营业成本的预测如下：

单位：万元

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
核燃料费	214,059.17	226,328.60	242,865.53	251,747.22	274,802.42	315,399.74	321,343.23
乏燃料处置费	81,296.25	83,698.02	110,708.78	118,403.95	119,142.17	122,369.26	119,587.31
职工薪酬	96,399.65	96,399.65	96,399.65	96,399.65	96,399.65	96,399.65	96,399.65
折旧和摊销费	401,772.04	381,847.64	382,887.91	389,136.90	372,243.09	379,784.35	372,077.59
日常运维与大修	71,823.89	95,000.00	91,000.00	96,000.00	95,000.00	91,000.00	97,000.00
生产物料费	16,070.87	18,000.00	17,000.00	18,000.00	18,000.00	17,000.00	19,000.00
场外应急费	966.45	909.85	906.70	901.07	906.29	930.29	910.37
其他	196,813.36	136,398.87	129,030.73	112,120.17	107,984.14	110,347.63	108,498.66
合计	1,079,201.67	1,038,582.62	1,070,799.31	1,082,708.96	1,084,477.75	1,133,230.93	1,134,816.82

注：2031年以后详见评估说明。

预测期营业成本波动的原因：

核燃料费：随着预测期天然铀价格指数波动，预测期核燃料费呈现先上升后平稳的波动趋势。

乏燃料处置费：预测期乏燃料处置费随上网电量变化而变化。

职工薪酬：预测期职工薪酬保持稳定。

折旧和摊销：随着机组投入商运时间增加，按年限平均法计提折旧的资产的实际使用年限陆续超过折旧年限，其折旧金额逐渐下降；随着当期上网电量和剩余折旧期预计上网电量发生变化，按产量法计提折旧资产的折旧金额有所波动。因此，折旧和摊销预测期总体呈现波动中逐渐下降的趋势。

日常运维与大修、生产物料费：根据预测期各年企业的修理计划、大修排期计划、修理标准的不同，预测期日常运维与大修、生产物料费有所波动。

场外应急费：预测期内核应急费随上网电量变化而变化。

（3）税金及附加的预测

江苏核电税金及附加包括：城建税、教育费附加、地方教育附加、房产税、土地使用税以及印花税等。

核电售电收入销项税适用 13 的增值税率，进项税根据未来年度的采购情况确定适用的增值税率；

城市维护建设税 7、教育费附加 3、地方教育附加 2，以当期缴纳的增值税为基数计算；

房产税、土地使用税与企业持有和使用情况有关，本次按照当地税务制定的税额标准计算缴纳；印花税依据预测年度各类购销合同的发生情况进行申报缴纳，本次评估按照营业收入的一定比例和成本中需要缴纳印花税的项目的一定比例进行预测。

根据上述预测思路，未来年度税金及附加的预测如下：

单位：万元

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
城市城建税	10,084.05	11,647.32	11,432.22	11,107.90	11,006.70	10,870.50	10,096.94
教育费附加	4,321.74	4,991.71	4,899.52	4,760.53	4,717.16	4,658.79	4,327.26
地方教育费附加	2,881.16	3,327.81	3,266.35	3,173.68	3,144.77	3,105.86	2,884.84
房产税	9,044.37	9,044.37	9,044.37	9,044.37	9,044.37	9,044.37	9,044.37
土地使用税	275.88	275.88	275.88	275.88	275.88	275.88	275.88

印花税	693.02	674.11	675.49	670.81	679.23	704.33	696.60
合计	27,300.21	29,961.20	29,593.82	29,033.16	28,868.11	28,659.72	27,325.88

注：2031年以后详见评估说明。

预测期营业税金及附加波动的原因主要系预测期营业收入、营业成本、期间费用变动导致各年度应缴增值税波动，预测期内营业税金及附加整体较为稳定。

（4）管理费用的预测

管理费用主要是职工薪酬、折旧和摊销费、修理费、宣传费、聘请中介机构费、其他管理费用等。

折旧摊销费用的预测与营业成本中折旧摊销预测思路一致；职工薪酬的预测与营业成本中职工薪酬的预测方式一致。

修理费、宣传费、聘请中介机构费以及其他管理费用的预测参考2024预算费用金额确定。

根据上述预测思路，未来年度管理费用的预测如下：

单位：万元

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
职工薪酬	19,551.96	19,551.96	19,551.96	19,551.96	19,551.96	19,551.96	19,551.96
折旧和摊销费	14,832.08	12,820.12	12,798.47	12,678.45	6,054.38	5,278.26	4,431.75
修理费	674.17	674.17	674.17	674.17	674.17	674.17	674.17
宣传费	1,617.73	1,617.73	1,617.73	1,617.73	1,617.73	1,617.73	1,617.73
聘请中介机构费	487.83	487.83	487.83	487.83	487.83	487.83	487.83
其他管理费用	8,756.98	8,756.98	8,756.98	8,756.98	8,756.98	8,756.98	8,756.98
合计	45,920.76	43,908.80	43,887.15	43,767.13	37,143.06	36,366.94	35,520.43

注：2031年以后详见评估说明。

预测期管理费用呈现下降趋势，主要原因为随着机组服役时间增加，按年限平均法折旧及摊销的固定资产、无形资产逐渐到期，因此折旧摊销费用逐渐下降。管理费用各年度变动的区间为-15.13%至-0.05%。

（5）研发费用的预测

研发费用主要是职工薪酬、无形资产摊销、燃料动力费、委托研发、集中研发、其它相关支出等。

职工薪酬的预测与营业成本中职工薪酬的预测方式一致；无形资产摊销的预测与营业成本中无形资产摊销的预测方式一致；燃料动力费、委托研发、集中研发、其它相关支出按照 2024 年 1-9 月的费用率水平、2025 年预算及相关资料进行预测。

根据上述预测思路，预测期内研发费用波动较平稳，未来年度研发费用的预测如下：

单位：万元

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
职工薪酬	5,260.88	5,260.88	5,260.88	5,260.88	5,260.88	5,260.88	5,260.88
无形资产摊销	4,995.69	8,105.61	2,459.80	2,459.80	2,459.80	2,187.82	234.81
燃料动力费	8.36	8.36	8.36	8.36	8.36	8.36	8.36
委托研发	6,000.00	6,480.00	6,998.40	6,998.40	6,998.40	6,998.40	6,998.40
集中研发	34,630.00	36,361.50	39,997.65	39,997.65	39,997.65	39,997.65	39,997.65
其他相关支出	103.50	103.50	103.50	103.50	103.50	103.50	103.50
合计	50,998.43	56,319.85	54,828.59	54,828.59	54,828.59	54,556.60	52,603.60

注：2031年以后详见评估说明。

（6）财务费用的预测

财务费用包括长短期借款利息、核设施弃置费、存款利息收入、手续费、汇兑损益等。

1）利息费用

长短期借款利息根据还款计划和借款合同进行预测。

2）核设施弃置费

核设施退役基金为非付现费用，系企业根据国家法律法规和国际公约等规定、企业承担环境保护和生态恢复等义务的固定资产预计弃置费用，按现值确认计入固定资产成本，预计弃置费总额与其现值的差额作为融资费用，按实际利率法以财务费用形式计入各期成本费用。

固定资产弃置费的会计政策：核电机组的弃置费按项目转固金额的 10%计取，折现期为机组的全部服役期，折现率为五年期以上贷款利率。未来预测根据测试的每年确认的融资费用计入各年财务费用。未来年度的核设施弃置费按照 6 个机

组的各年度应计提的费用列示。

3) 其他费用

财务费用中的存款利息收入，手续费、汇兑损益等费用，因发生金额较小，且发生额不确定，未来年度不再进行预测。

根据上述预测思路，未来年度财务费用的预测如下：

单位：万元

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
利息费用	124,181.33	119,111.88	108,411.35	98,673.98	89,812.86	81,748.96	74,410.39
核设施弃置费	9,730.68	10,494.56	10,364.88	11,753.88	12,468.75	13,229.74	14,039.99
其他	-1,698.43						
财务费用合计	27,901.12	129,606.44	118,776.23	110,427.86	102,281.61	94,978.70	88,450.38

注：2031年以后详见评估说明。

预测期财务费用总体呈现下降的波动趋势，主要系随着各台机组贷款本金逐年减少，利息费用相应逐年下降。

(7) 其他收益的预测

根据《财政部、国家税务总局关于核电行业税收政策有关问题的通知》（财税[2008]38号），核力发电公司生产销售电力产品，自核电机组正式商业投产次月起15个年度内，统一实行增值税先征后退政策，返还比例分三个阶段逐级递减。具体返还比例为：（1）自正式商业投产次月起5个年度内，返还比例为已入库税款的75%；（2）自正式商业投产次月起的第6至第10个年度内，返还比例为已入库税款的70%；（3）自正式商业投产次月起的第11至第15个年度内，返还比例为已入库税款的55%；（4）自正式商业投产次月起满15个年度以后，不再实行增值税先征后退政策。

江苏核电1号机组于2007年5月投入商运，2号机组2007年8月投运，3号机组2018年2月投运，4号机组于2018年12月投运，5号机组于2020年9月投运，6号机组于2021年6月投运，根据政策，企业六台机组至2036年后不再享受增值税返还政策。

据此，根据预测的各机组每年应缴增值税额，按照上述增值税返还比例，预测其他收益。

根据上述预测思路，未来年度其他收益的预测如下：

单位：万元

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
增值税返还	62,755.80	76,647.28	72,107.52	72,768.09	66,204.73	61,822.71	57,254.84
其他收益合计	62,755.80	76,647.28	72,107.52	72,768.09	66,204.73	61,822.71	57,254.84

注：2031年以后详见评估说明。

预测期其他收益波动主要系各年各机组不同阶段适用的增值税返还比例不同所致。

（8）所得税的预测

根据财政部、国家税务总局《关于执行公共基础设施项目企业所得税优惠目录有关问题的通知》（财税[2008]46号）、国家税务总局《国家税务总局关于实施国家重点支持的公共基础设施项目企业所得税优惠问题的通知》（国税发[2009]80号）和财政部、国家税务总局《关于公共基础设施项目享受企业所得税优惠政策问题的补充通知》（财税[2014]55号）的规定，公司符合从事国家重点支持的分批次的公共基础设施项目投资经营所得税优惠的有关规定，1号、2号、3号、4号核电机组运营时间已超过所得税优惠政策年限，评估基准日及以后年度按照25%所得税进行计算，5号核电机组从2023年至2025年减半缴纳企业所得税，6号核电机组从2024年至2026年减半缴纳企业所得税，以后期间按照25%所得税率进行计算。

根据《财政部 国家税务总局关于专项用途财政性资金企业所得税处理问题的通知》（财税[2011]70号），“二、上述不征税收入用于支出所形成的费用，不得在计算应纳税所得额时扣除；用于支出所形成的资产，其计算的折旧、摊销不得在计算应纳税所得额时扣除。”，结合2025年3月最新税收征管口径计算未来年度所得税。

各机组按照企业制定的分机组核算办法进行核算并计算缴纳所得税。未来年度所得税费用依据以上思路进行预测。

根据上述预测思路，未来年度所得税的预测如下：

单位：万元

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
----	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
所得税合计	162,686.57	105,135.87	92,897.16	98,525.66	103,906.66	105,916.20	99,263.12

注：2031年以后详见评估说明。

预测期所得税波动的主要原因系各年利润总额波动以及适用的所得税率不同。

（9）资本性支出的预测

资本性支出主要包括 1#-6#机组的后续投资、技改支出及更新支出，核电设施设计使用年限自正式运营后 40 年，为维持机组持续经营，需要对部分核岛、常规岛及相关辅助设备进行改造或更新。对于运营期资产更新支出根据核岛、常规岛、BOP 资产中设备的经济寿命年限进行预测每年的资本性支出，经济寿命年限分为 5 年、6 年、7 年、8 年、10 年、12 年、15 年、20 年及 30 年及接近退役期进行适当调整。核燃料费的支出是 6 台机组在每个换料周期更换核燃料产生的支出，未来核燃料费的支出按企业换料计划进行预测。

因核设施退役后需封存处置，各机组在运行期末需考虑退役费支出。

根据上述预测思路，未来年度资本性支出的预测如下：

单位：万元

项目	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
资本性支出合计	22,704.34	21,442.95	25,111.46	25,447.76	22,444.16	46,538.37	80,443.60

注：2031年以后详见评估说明。

由于江苏核电所有机组均已投产，未来主要资本性开支均为现有机组的更新改造支出。预测期波动的原因：资本性支出主要包括各台机组的后续投资、技改支出及更新支出，为维持机组持续经营，需要对部分核岛、常规岛及相关辅助设备进行改造或更新，更新期限主要参考资产中设备的经济寿命年限确定，因各类资产经济年限均不相同，导致各年度资本性支出波动。其中，2029 年和 2030 年由于部分机组常规岛设备集中更新，因此资本性支出金额较大。

（10）营运资金增加额的预测

根据核电行业的特点，核电站正常运营阶段，核燃料需要根据合同提前采购，存在大额的预付账款及存货，本次评估对每期支付的核燃料的采购款作为现金流出单独考虑，每期摊销的核燃料费作为现金流入单独考虑。营运资金不再考虑核

燃料的资金占用。

营运资金通过对预测期流动资产和流动负债的预测计算当期营运资金。流动资产包括货币资金、应收账款、预付账款（不含预付的核燃料费）、其他应收款、存货（不含核燃料费）等；流动负债包括应付账款、合同负债、应交税费、应付职工薪酬、其他应付款、其他流动负债等。

对于流动资产和流动负债的确定，需要根据企业生产经营情况，分析各科目的业务内容，剔除非经营性资产负债，在此基础上，通过分析各项资产负债的占用情况，并考虑业务结构的变化，通过与收入成本的相关性等因素确定未来年度的营运资金。

营运资金=流动资产-流动负债。

营运资金追加额=当年营运资金-上年营运资金。

根据上述预测思路，未来年度营运资金增加额的预测如下：

单位：万元

项目	2024年9月末	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
最低货币保有量	3,952.59	46,039.61	42,078.70	40,855.63	39,518.46	38,742.44	37,970.65	37,267.76
应收账款	186,241.82	186,241.82	179,767.82	179,407.60	178,057.49	179,141.27	183,926.30	179,962.45
预付款项	52,534.96	52,534.96	51,485.46	54,622.04	56,423.19	58,339.74	61,729.34	62,493.64
其他应收款	60,654.48	60,654.48	58,546.06	58,428.74	57,989.04	58,342.00	59,900.38	58,609.44
存货	256,488.10	256,488.10	251,364.22	266,677.75	275,471.36	284,828.42	301,377.23	305,108.73
流动资产合计	559,871.94	601,958.97	583,242.26	599,991.78	607,459.53	619,393.86	644,903.90	643,442.02
应付账款	174,921.20	174,921.20	171,426.79	181,870.40	187,867.51	194,248.89	205,534.94	208,079.77
合同负债	622.39	622.39	600.75	599.55	595.04	598.66	614.65	601.40
应付职工薪酬	4,783.05	4,783.05	4,616.79	4,607.54	4,572.86	4,600.70	4,723.59	4,621.79
应交税费	106,396.58	88,269.59	57,050.45	70,525.37	74,258.79	74,719.54	76,737.71	75,011.55
其他应付款	553.05	553.05	542.00	575.02	593.98	614.16	649.84	657.89
其他流动负债	25,000.00	25,000.00	24,130.97	24,082.62	23,901.38	24,046.86	24,689.18	24,157.09
流动负债合计	312,276.27	294,149.27	258,367.74	282,260.48	291,789.56	298,828.80	312,949.91	313,129.49
营运资金	247,595.67	307,809.70	324,874.52	317,731.30	315,669.97	320,565.06	331,953.99	330,312.53

营运资金增加额	/	60,214.02	17,064.82	-7,143.23	-2,061.32	4,895.09	11,388.92	-1,641.46
---------	---	-----------	-----------	-----------	-----------	----------	-----------	-----------

注：2031年以后详见评估说明。

预测期营运资金增加额波动的主要受当期营运资金和上期营运资金的金额影响，各期营运资金预测主要是通过各资产、负债科目的周转率，预测出各资产、负债科目的需求额，进而计算得出各期营运资金的金额。未来营运资金增加额波动与未来收入、成本的变动保持一致。

（11）期末资产回收预测

本次预测期至最后投入商运的 6#机组服役期满即 2061 年 6 月，收益期内各年预测自由现金流量按期中折现考虑，期末回收资产现金流按运行期末考虑，按照确定的折现率折现，江苏核电主要经营性资产为核力发电资产，相关核设施退役后需封存处置，因此企业资产回收主要考虑期末营运资金的回收。

（12）企业自由现金流量的预测

企业自由现金流量=息税前利润×（1-所得税率）+折旧及摊销-资本性支出-营运资金追加额+其他

=营业收入-营业成本-税金及附加-期间费用+其他收益-所得税费用+利息支出×（1-所得税率）+折旧及摊销（含退役费）+退役费（财务费用）-资本性支出-营运资金追加额-核燃料费的现金支出+核燃料费摊销+增值税待抵扣进项税+增值税返还+经营期末资产回收

收益法预测表如下：

单位：万元

项目	2024年 10-12月	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
一、营业收入	446,214.36	1,754,766.23	1,744,064.36	1,714,209.88	1,719,762.13	1,765,615.83	1,727,631.27
减：营业成本	298,301.51	1,038,582.62	1,070,799.31	1,082,708.96	1,084,477.75	1,133,230.93	1,134,816.82
税金及附加	7,305.47	29,961.20	29,593.82	29,033.16	28,868.11	28,659.72	27,325.88
销售费用	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
管理费用	18,992.06	43,908.80	43,887.15	43,767.13	37,143.06	36,366.94	35,520.43
研发费用	16,534.65	56,319.85	54,828.59	54,828.59	54,828.59	54,556.60	52,603.60
财务费用	27,901.12	129,606.44	118,776.23	110,427.86	102,281.61	94,978.70	88,450.38
加：其他收益	19,239.55	76,647.28	72,107.52	72,768.09	66,204.73	61,822.71	57,254.84

项目	2024年 10-12月	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
投资收益	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
汇兑收益	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
公允价值变动收益	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
信用减值损失	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
资产减值损失	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
资产处置收益	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
二、营业利润	96,419.10	533,034.61	498,286.79	466,212.28	478,367.73	479,645.65	446,169.00
加：营业外收入	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
减：营业外支出	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
三、利润总额	96,419.10	533,034.61	498,286.79	466,212.28	478,367.73	479,645.65	446,169.00
减：所得税费用	83,321.54	105,135.87	92,897.16	98,525.66	103,906.66	105,916.20	99,263.12
四、净利润	13,097.55	427,898.74	405,389.63	367,686.61	374,461.07	373,729.44	346,905.87
加：折旧摊销（含退役费）	100,053.54	402,773.37	398,146.19	404,275.15	380,757.28	387,250.43	376,744.16
加：退役费（财务费用）	2,432.67	10,494.56	10,364.88	11,753.88	12,468.75	13,229.74	14,039.99
加：税后财务费用	21,382.69	96,425.71	84,843.68	74,005.48	67,359.64	61,311.72	55,807.79
减：资本性支出	1,636.47	21,442.95	25,111.46	25,447.76	22,444.16	46,538.37	80,443.60
减：营运资金追加	60,214.02	17,064.82	-7,143.23	-2,061.32	4,895.09	11,388.92	-1,641.46
减：核燃料费的现金流出	61,780.20	256,146.75	283,163.56	306,731.00	320,674.76	321,386.36	324,420.11
加：核燃料费摊销	56,554.45	226,328.60	242,865.53	251,747.22	274,802.42	315,399.74	321,343.23
加：增值税-待抵扣进项税	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
加：增值税返还	20,890.07	3,685.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
加：经营期末资产回收	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
五、企业自由现金流量	90,780.29	872,951.59	840,478.12	779,350.90	761,835.14	771,607.43	711,618.80

注：2031 年以后的自由现金流详见评估说明。

上表中净利润后单独加回或扣减项的项目中，“核燃料费的现金流出”为采购核燃料所需的现金流,未包含在净利润中,因此需要在计算自由现金流时扣减。核燃料在两次换料期间按产量法分摊入生产成本,“核燃料费摊销”为非现金项,

在计算自由现金流时需在净利润基础上增加；关于“退役费（财务费用）”，核电站的退役费基于预计负债在运营期内逐年计提财务费用，该财务费用为非现金项，因此在计算自由现金流时需在净利润基础上增加。

（13）折现率的确定

折现率的确定过程请参见本题之“三、补充说明折现率计算过程中各参数的预测依据及合理性，折现率及主要参数与可比交易案例的对比情况及差异原因”。

（14）测算过程和结果

预测期内各年自由现金流按年中流出考虑，将收益期内各年的自由现金流按加权资本成本折现，从而得出被评估单位的经营性资产价值，计算结果详见下表：

单位：万元

项目	2024年 10-12月	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
一、自由现金净流量	90,780.29	872,951.59	840,478.12	779,350.90	761,835.14	771,607.43	711,618.80
折现率年限	0.13	0.75	1.75	2.75	3.75	4.75	5.75
二、折现率	6.39%	6.32%	6.25%	6.16%	6.16%	6.16%	6.16%
折现系数	0.9923	0.9549	0.8984	0.8459	0.7968	0.7506	0.7070
三、各年净现金流量折现值	90,081.28	833,581.47	755,085.55	659,252.92	607,030.24	579,168.54	503,114.49

注：2031 年以后的自由现金流详见评估说明。

根据上表测算，该项目经营性资产价值为 **9,737,072.27** 万元。

（15）其他资产和负债的评估

1) 非经营性资产和非经营性负债的评估

非经营性资产、非经营性负债是指与被评估单位生产经营无关的，评估基准日后企业自由现金流量预测不涉及的资产与负债。非经营性资产及负债采用成本法进行评估。非经营性资产净值评估结果如下：

评估基准日企业非经营性资产负债金额如下：

单位：万元

报表科目	账面值	评估值	备注
一、非经营性资产			
预付款项	5,732.28	5,732.28	工程款

报表科目	账面值	评估值	备注
其他流动资产	482.61	482.61	待处理流动资产损溢
递延所得税资产	26,635.27	26,635.27	减值准备
投资性房地产净额	9,741.17	31,621.35	北京、南京、连云港的办公用房
使用权资产	25.61	25.61	租赁资产
非经营性资产合计	42,616.93	64,497.11	
二、非经营性负债			
应付账款	3,773.13	3,773.13	质保金、工程款
其他应付款	65.02	65.02	押金、保证金
预计负债	2,849.34	2,849.34	中低放废物处置准备金
长期应付款	6,119.27	6,119.27	科研应付款、基建应付款、离退休人员费用
一年内到期的非流动负债	73.62	73.62	租赁负债、长期应付职工薪酬
非经营性负债合计	12,880.38	12,880.38	
非经营性资产-负债净额	29,736.55	51,616.73	

企业非经营性资产和负债净额为 51,616.73 万元。

2) 溢余资产的评估

溢余资产是指评估基准日超过企业生产经营所需，评估基准日后企业自由现金流量预测不涉及的资产。由于江苏核电的货币资金规模低于经测算的最低现金保有量的货币资金规模，且不涉及与现金流预测相关的其他溢余资产。因此，江苏核电无溢余资产。

3) 长期股权投资的评估

评估基准日，江苏核电持有的长期股权投资主要包括控股、非控股长期股权投资及其他非流动金融资产。其中，对控股的长期股权投资评估值按评估基准日账面净资产乘以持股比例确认，对于非控股的长期股权投资以及其他非流动金融资产，由于未取得评估基准日财务报表，故本次按照账面价值确认评估。

(16) 收益法评估结果

1) 企业整体价值的计算

企业整体价值=经营性资产价值+非经营性资产和负债净额+溢余资产价值+长期股权投资价值

$$=9,737,072.27+51,616.73+0.00+32,250.93$$

$$=9,820,939.92 \text{（万元）}$$

2) 付息债务价值的确定

江苏核电的付息债务为短期借款、一年内到期的非流动负债和长期借款，核实后账面价值为 3,825,958.34 万元。

3) 股东全部权益价值的计算

根据以上评估工作，江苏核电的股东全部权益价值为：

股东全部权益价值=企业整体价值-付息债务价值

$$=9,820,939.92-3,825,958.34$$

$$=5,994,981.58 \text{（万元）}$$

4) 永续债价值的确定

对于江苏核电的永续债本次采用成本法评估，核实后的账面价值为 100,000.00 万元。

5) 扣除永续债后的股东全部权益价值的计算

根据以上评估工作，江苏核电扣除永续债后的股东全部权益价值为：

扣除永续债后的股东全部权益价值=股东全部权益价值－永续债价值

$$=5,994,981.58-100,000.00$$

$$=5,894,981.58 \text{（万元）}$$

4、关于莱阳核能

截至评估基准日，莱阳核能下属山东莱阳核电一期工程为拟建项目，尚未取得国家发改委的核准，尚未取得环保、核安全等有权机关审批或备案。本次评估中未对拟建核电项目采用收益法评估，仅在对电投核能的长期股权投资评估中，采用资产基础法对莱阳核能进行评估，项目相关前期投入体现在在建工程的评估结果中。

（二）预测期数据与报告期数据、同行业可比公司数据的差异及原因，包括但不限于上网电量、电价、热价、供热量、两个细则及辅助服务等费用、核燃料费、乏燃料费、修理费、职工薪酬、折旧摊销等成本、销售费用、管理费用、研发费用、财务费用、增值税返还额、企业所得税减免情况、资本性支出、营运资金增加额、非经营性资产和负债、溢余资产等

1、报告期上网电量与预测期以及同行业可比公司数据对比

为方便与可比公司数据进行对比，本次将上网电量折算为发电小时数指标进行对比，具体如下：

（1）山东核电、红沿河核电、江苏核电报告期发电小时数与预测期对比

单位：小时					
名称	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度
山东核电	8,263	7,717	7,629	8,065	7,717
红沿河核电	7,470	7,504	7,696	7,642	7,783
江苏核电	7,954	7,608	7,833	7,373	7,347
名称	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度
山东核电	7,046	8,211	7,852	7,912	8,325
红沿河核电	7,858	7,825	7,737	7,982	7,886
江苏核电	7,303	7,345	7,539	7,378	7,372
名称	2032年度	2033年度	2034年度	2035年度至预测期末	
山东核电	7,918	7,996	8,325	7,732~8,349	
红沿河核电	7,860	7,922	7,849	6,722~8,129	
江苏核电	7,632	7,435	7,519	6,061~7,629	

注 1：2022 年至 2024 年 9 月为实际数，2024 年 10 月及以后为预测数。

注 2：预测期末非整年发电小时数已剔除。

（2）可比公司发电小时

单位：小时			
名称	2022年度	2023年度	2024年度
中国核电	7,888	7,852	7,710
中国广核	7,339	7,522	7,727
平均值	7,614	7,687	7,719

注：可比公司数据来源为可比公司年度报告等，下同。

通过上述数据对比，各公司报告期与预测期发电小时数据均随大修排期而变

动，趋势保持一致，与可比公司发电小时无显著差异，上网电量预测总体较平稳。
综上，本次评估对于电量的预测依据合理。

2、报告期不含税电价与预测期以及同行业可比公司数据对比

(1) 山东核电、红沿河核电、江苏核电报告期电价与预测期对比

单位：元/千瓦时

名称	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度
山东核电	0.3477	0.3445	0.3482	0.3487	0.3487
红沿河核电	0.3048	0.2967	0.2985	0.2998	0.3016
江苏核电	0.3817	0.3739	0.3662	0.3673	0.3678
名称	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度
山东核电	0.3453	0.3441	0.3422	0.3423	0.3424
红沿河核电	0.3038	0.3057	0.3078	0.3077	0.3078
江苏核电	0.3672	0.3674	0.3678	0.3675	0.3676
名称	2032年度	2033年度	2034年度	2035年度至预测期末	
山东核电	0.3423	0.3422	0.3424	0.3362~0.3425	
红沿河核电	0.3078	0.3077	0.3078	0.3004~0.3079	
江苏核电	0.3676	0.3676	0.3675	0.3612~0.3714	

注：2022年至2024年9月为实际数，2024年10月及以后为预测数。

(2) 可比公司电价

单位：元/千瓦时

名称	2022年度	2023年度	2024年度
中国核电	0.3660	0.3637	0.3674
中国广核	0.3714	0.3742	0.3683
平均值	0.3687	0.3690	0.3678

通过上述数据对比，各公司报告期与预测期电价数据无显著差异；山东核电、红沿河核电电价低于可比公司电价平均值，主要因为核电电价受区域电价政策的影响较大，山东核电和红沿河核电分别位于山东省和辽宁省，而中国核电和中国广核的电站多位于江苏、浙江和广东等地，相关省份平均电价更高；此外，辽宁省两个细则及辅助服务等费用较高，导致红沿河核电的电价水平偏低；江苏核电电价基本与可比公司电价水平保持一致。综上，本次评估对于电价的预测依据合理。

3、报告期热价与预测期以及同行业可比公司数据对比

单位：元/GJ

名称	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度至预测期末
山东核电	35.00	35.00	35.00	35.00

注：2022 年至 2024 年 9 月为实际数，2024 年 10 月及以后为预测数。

通过上述数据对比，山东核电报告期与预测期热价数据保持一致，热价根据被评估单位与海阳市海发产业投资有限公司签订的长协确定，即执行 35 元/GJ（含税）。红沿河核电、江苏核电、可比公司不涉及供热业务。综上，本次评估对于热价的预测依据合理。

4、报告期供热量与预测期以及同行业可比公司数据对比

单位：GJ

名称	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度至预测期末
山东核电	2,102,345.00	2,618,881.00	4,995,336.55	5,500,000.00

注：2022 年至 2024 年 9 月为实际数，2024 年 10 月及以后为预测数。

山东核电 1 号机组于 2019-2020 年采暖季开工供热，2 号机组于 2023 年下半年采暖季开始供热，导致报告期供热量逐年递增，2024 年采暖季供热量达到稳定，未来对于供热量的预测参考历史年度供热量水平及未来供热规划进行预测，预计供热量为 550 万 GJ/年，红沿河核电、江苏核电、可比公司不涉及供热业务。综上，本次评估对于供热量的预测依据合理。

5、报告期两个细则及辅助服务等费用与预测期以及同行业可比公司数据对比

名称	项目	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度
山东核电	两个细则及辅助服务等费用（万元）	36,383.27	42,826.59	33,148.85	35,077.53	33,585.72
	度电两细则及辅助费用（元/千瓦时）	0.0188	0.0238	0.0186	0.0187	0.0187
红沿河核电	两个细则及辅助服务等费用（万元）	122,950.36	175,739.53	175,868.84	165,141.05	158,430.97
	度电两细则及辅助费用（元/千瓦时）	0.0291	0.0373	0.0364	0.0345	0.0325
江苏核电	两个细则及辅助服务等费用（万元）	17,562.03	77,022.75	46,000.00	45,947.44	45,788.34
	度电两细则及辅助费用（元/千瓦时）	0.0036	0.0164	0.0095	0.0101	0.0101
名称	项目	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度
山东核电	两个细则及辅助服务等费用（万元）	46,065.08	71,700.26	68,566.94	69,086.87	72,698.73

	度电两细则及辅助费用（元/千瓦时）	0.0187	0.0187	0.0187	0.0187	0.0187
红沿河核电	两个细则及辅助服务等费用（万元）	150,108.34	139,680.27	128,425.33	132,483.76	130,892.25
	度电两细则及辅助费用（元/千瓦时）	0.0305	0.0285	0.0265	0.0265	0.0265
江苏核电	两个细则及辅助服务等费用（万元）	45,503.99	45,767.61	46,979.89	45,973.60	45,938.87
	度电两细则及辅助费用（元/千瓦时）	0.0101	0.0101	0.0101	0.0101	0.0101
名称	项目	2032年度	2033年度	2034年度	2035年度至预测期末	
山东核电	两个细则及辅助服务等费用（万元）	69,138.85	69,823.77	72,698.73	1,194.89~72,908.29	
	度电两细则及辅助费用（元/千瓦时）	0.0187	0.0187	0.0187	0.0187	
红沿河核电	两个细则及辅助服务等费用（万元）	130,468.03	131,479.51	130,288.84	11,848.36~134,727.46	
	度电两细则及辅助费用（元/千瓦时）	0.0265	0.0265	0.0265	0.0265	
江苏核电	两个细则及辅助服务等费用（万元）	47,557.65	46,332.59	46,852.01	4,284.99~47,539.08	
	度电两细则及辅助费用（元/千瓦时）	0.0101	0.0101	0.0101	0.0101	

注：2022 年至 2024 年 9 月为实际数，2024 年 10 月及以后为预测数。

通过上述数据对比，各公司报告期与预测期度电两细则及辅助费用无显著差异，本次对于两个细则及辅助服务的预测主要参考各电站历史年度变动情况分析预测；因可比公司未披露两个细则及辅助服务等费用指标，暂无法与可比公司进行对比。不同地区两个细则考核制度存在差异，辽宁省两个细则及辅助服务等费用相对偏高，因此红沿河两个细则及辅助服务等费用较高。综上，本次评估对于两个细则及辅助服务等费用的预测依据合理。

6、报告期核燃料与预测期以及同行业可比公司数据对比

（1）山东核电、红沿河核电、江苏核电报告期核燃料与预测期对比

名称	项目	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度
山东核电	核燃料（万元）	107,004.90	80,320.47	83,812.69	101,039.70	98,783.76
	度电核燃料成本（元/千瓦时）	0.0554	0.0446	0.0470	0.0537	0.0549
红沿河核电	核燃料（万元）	214,349.40	239,628.77	259,632.03	242,102.64	305,096.44
	度电核燃料成本（元/千瓦时）	0.0507	0.0509	0.0538	0.0506	0.0626
江苏核电	核燃料（万元）	209,880.00	199,438.63	214,059.17	226,328.60	242,865.53

	度电核燃料成本 (元/千瓦时)	0.0428	0.0425	0.0443	0.0498	0.0536
名称	项目	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度
山东核电	核燃料（万元）	131,486.07	207,849.23	223,463.50	231,669.22	243,733.39
	度电核燃料成本 (元/千瓦时)	0.0533	0.0541	0.0609	0.0626	0.0626
红沿河核电	核燃料（万元）	371,562.58	378,425.76	369,459.26	381,614.76	369,320.61
	度电核燃料成本 (元/千瓦时)	0.0755	0.0772	0.0762	0.0763	0.0748
江苏核电	核燃料（万元）	251,747.22	274,802.42	315,399.74	321,343.23	321,506.51
	度电核燃料成本 (元/千瓦时)	0.0559	0.0606	0.0678	0.0706	0.0707
名称	项目	2032年度	2033年度	2034年度	2035年度至预测期末	
山东核电	核燃料（万元）	237,566.01	235,041.99	245,750.21	5,196.60~246,432.93	
	度电核燃料成本 (元/千瓦时)	0.0642	0.0629	0.0631	0.0624~0.0813	
红沿河核电	核燃料（万元）	359,548.85	371,187.57	374,339.48	34,265.02~391,076.63	
	度电核燃料成本 (元/千瓦时)	0.0730	0.0748	0.0761	0.0726~0.0785	
江苏核电	核燃料（万元）	326,525.99	324,295.35	329,004.24	27,382.95~332,077.64	
	度电核燃料成本 (元/千瓦时)	0.0693	0.0707	0.0709	0.0645~0.0716	

注：2022 年至 2024 年 9 月为实际数，2024 年 10 月及以后为预测数。

(2) 可比公司核燃料

名称	项目	2022年度	2023年度	2024年度
中国核电	核燃料（万元）	858,462.97	814,078.14	755,606.01
	度电核燃料成本 (元/千瓦时)	0.0496	0.0467	0.0441
中国广核	核燃料（万元）	836,211.12	841,812.75	952,294.23
	度电核燃料成本 (元/千瓦时)	0.0534	0.0504	0.0532
度电核燃料成本平均值		0.0515	0.0485	0.0487

注：中国核电 2022 年年度报告披露的内容为“燃料及其他材料成本”，包含核燃料成本与其他材料成本。

通过上述数据对比，各核电站预测期相较报告期核燃料成本呈上涨趋势，主要系预测未来天然铀价格呈上涨趋势。报告期内，山东核电、红沿河核电、江苏核电核燃料占上网电量的比例与可比公司平均值无显著差异。综上，本次评估对于核燃料费的预测依据合理。

7、报告期修理费与预测期以及同行业可比公司数据对比

名称	项目	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度
山东核电	修理费（万元）	19,382.54	43,760.83	69,471.52	39,000.00	80,392.00
	度电修理费（元/千瓦时）	0.0100	0.0243	0.0390	0.0207	0.0446
红沿河核电	修理费（万元）	136,409.60	178,691.90	182,424.88	208,800.02	220,400.02
	度电修理费（元/千瓦时）	0.0323	0.0380	0.0378	0.0436	0.0452
江苏核电	修理费（万元）	61,122.16	66,990.47	71,823.89	95,000.00	91,000.00
	度电修理费（元/千瓦时）	0.0125	0.0143	0.0149	0.0209	0.0201
名称	项目	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度
山东核电	修理费（万元）	93,392.00	72,000.00	126,400.00	103,200.00	55,800.00
	度电修理费（元/千瓦时）	0.0378	0.0188	0.0344	0.0279	0.0143
红沿河核电	修理费（万元）	207,800.02	181,000.02	213,200.02	198,000.02	211,200.02
	度电修理费（元/千瓦时）	0.0422	0.0369	0.0440	0.0396	0.0428
江苏核电	修理费（万元）	96,000.00	95,000.00	91,000.00	97,000.00	97,000.00
	度电修理费（元/千瓦时）	0.0213	0.0210	0.0196	0.0213	0.0213
名称	项目	2032年度	2033年度	2034年度	2035年度至预测期末	
山东核电	修理费（万元）	103,200.00	100,400.00	55,800.00	31,088.00~139,000.00	
	度电修理费（元/千瓦时）	0.0279	0.0269	0.0143	0.0143~0.0408	
红沿河核电	修理费（万元）	227,400.02	211,000.02	228,000.02	52,030.56~244,600.02	
	度电修理费（元/千瓦时）	0.0462	0.0425	0.0464	0.0309~0.0500	
江苏核电	修理费（万元）	85,330.00	96,670.00	91,000.00	40,250.00~104,000.00	
	度电修理费（元/千瓦时）	0.0181	0.0211	0.0196	0.0158~0.0262	

注 1：2022 年至 2024 年 9 月为实际数，2024 年 10 月及以后为预测数。

注 2：预测期末非整年修理费已剔除。

通过上述数据对比，各公司预测期内各年修理费有一定波动，主要与各机组的大小修排期相关。本次评估，修理费的预测依据公司的修理制度，修理计划，日常运维与大修的标准等并参考历史年度水平确定；因可比公司未披露修理费指标，暂无法与可比公司进行对比。综上，本次评估对于修理费的预测依据合理。

8、报告期职工薪酬与预测期以及同行业可比公司数据对比

名称	项目	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度
山东核电	职工薪酬（万元）	26,842.91	29,893.71	32,192.30	34,485.08	34,829.93
	度电薪酬（元/千瓦时）	0.0139	0.0166	0.0181	0.0183	0.0193
红沿河核电	职工薪酬（万元）	77,963.03	81,092.66	81,627.72	83,745.69	88,282.14
	度电薪酬（元/千瓦时）	0.0184	0.0172	0.0169	0.0175	0.0181
江苏核电	职工薪酬（万元）	87,911.29	94,509.46	96,399.65	96,399.65	96,399.65
	度电薪酬（元/千瓦时）	0.0179	0.0201	0.0199	0.0212	0.0213
名称	项目	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度
山东核电	职工薪酬（万元）	44,052.64	54,712.30	54,712.30	54,712.30	54,712.30
	度电薪酬（元/千瓦时）	0.0178	0.0143	0.0149	0.0148	0.0141
红沿河核电	职工薪酬（万元）	92,696.25	92,696.25	92,696.25	92,696.25	92,696.25
	度电薪酬（元/千瓦时）	0.0188	0.0189	0.0191	0.0185	0.0188
江苏核电	职工薪酬（万元）	96,399.65	96,399.65	96,399.65	96,399.65	96,399.65
	度电薪酬（元/千瓦时）	0.0214	0.0213	0.0207	0.0212	0.0212
名称	项目	2032年度	2033年度	2034年度	2035年度至预测期末	
山东核电	职工薪酬（万元）	54,712.30	54,712.30	54,712.30	4,514.04~54,712.30	
	度电薪酬（元/千瓦时）	0.0148	0.0146	0.0141	0.0140~0.0706	
红沿河核电	职工薪酬（万元）	92,696.25	92,696.25	92,696.25	6,629.89~92,696.25	
	度电薪酬（元/千瓦时）	0.0188	0.0187	0.0189	0.0148~0.0190	
江苏核电	职工薪酬（万元）	96,399.65	96,399.65	96,399.65	8,033.30~96,399.65	
	度电薪酬（元/千瓦时）	0.0205	0.0210	0.0208	0.0188~0.0218	

注：2022年至2024年9月为实际数，2024年10月及以后为预测数。

通过上述数据对比，山东核电、红沿河核电预测期较报告期度电薪酬有所增长，主要是根据未来年度职工人数需求、平均工资水平以及未来工资增长因素进行预测，其中，山东核电2026年度电薪酬上升，主要原因为考虑海阳核电二期项目将于2027年开始投产，职工人数相应增加，后续随着二期项目投产后发电量稳定，度电薪酬将有所下降；江苏核电因处于经济发达地区，预测期数据与报告期无显著差异；因可比公司未披露职工薪酬指标，暂无法与可比公司进行对比。综上，本次评估对于职工薪酬的预测依据合理。

9、报告期折旧摊销等成本与预测期以及同行业可比公司数据对比

（1）山东核电、红沿河核电、江苏核电报告期折旧摊销与预测期对比

名称	项目	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度
山东核电	折旧摊销（万元）	191,824.42	182,598.08	184,889.28	183,027.17	176,725.74
	度电折旧摊销（元/千瓦时）	0.0994	0.1014	0.1038	0.0973	0.0981
红沿河核电	折旧摊销（万元）	285,957.26	318,197.89	326,757.60	315,678.86	323,451.08
	度电折旧摊销（元/千瓦时）	0.0676	0.0676	0.0677	0.0659	0.0664
江苏核电	折旧摊销（万元）	461,868.42	444,936.40	421,599.82	402,773.37	398,146.19
	度电折旧摊销（元/千瓦时）	0.0941	0.0949	0.0872	0.0885	0.0878
名称	项目	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度
山东核电	折旧摊销（万元）	236,247.28	315,463.44	302,325.21	282,722.14	289,784.94
	度电折旧摊销（元/千瓦时）	0.0957	0.0822	0.0824	0.0764	0.0744
红沿河核电	折旧摊销（万元）	323,298.96	321,303.70	310,001.71	306,580.03	293,390.02
	度电折旧摊销（元/千瓦时）	0.0657	0.0656	0.0640	0.0613	0.0594
江苏核电	折旧摊销（万元）	404,275.15	380,757.28	387,250.43	376,744.16	308,646.48
	度电折旧摊销（元/千瓦时）	0.0897	0.0840	0.0833	0.0828	0.0679
名称	项目	2032年度	2033年度	2034年度	2035年度至预测期末	
山东核电	折旧摊销（万元）	281,931.21	287,819.98	287,541.38	425.81~284,002.23	
	度电折旧摊销（元/千瓦时）	0.0762	0.0770	0.0739	0.0067~0.0757	
红沿河核电	折旧摊销（万元）	277,107.64	278,812.93	271,600.95	8,006.38~268,893.62	
	度电折旧摊销（元/千瓦时）	0.0563	0.0562	0.0552	0.0179~0.0537	
江苏核电	折旧摊销（万元）	323,737.92	298,215.88	243,704.88	4,597.07~244,339.60	
	度电折旧摊销（元/千瓦时）	0.0688	0.0650	0.0525	0.0081~0.0524	

注：2022 年至 2024 年 9 月为实际数，2024 年 10 月及以后为预测数。

（2）可比公司折旧摊销

名称	项目	2022年度	2023年度	2024年度
中国核电	折旧摊销（万元）	1,555,587.55	1,649,529.9	1,785,979.55
	度电折旧摊销（元/千瓦时）	0.0849	0.0885	0.0964
中国广核	折旧摊销（万元）	1,042,697.51	1,194,100.14	1,316,727.62
	度电折旧摊销（元/千瓦时）	0.0628	0.0670	0.0691
度电折旧摊销平均值		0.0739	0.0777	0.0828

注：中国核电年度报告未披露核电业务折旧摊销，因此度电折旧摊销按年度全口径折旧摊销除以全口径上网电量计算。

通过上述数据对比，各公司报告期与预测期度电折旧摊销数据无显著差异，本次评估，折旧摊销的预测根据企业会计政策规定的年限、残值率、计提折旧摊销方法进行预测；山东核电、江苏核电度电折旧摊销略高于可比公司平均值，红

沿河核电度电折旧摊销略低于可比公司平均值，主要是因为标的公司与可比公司计提折旧摊销的会计政策和电站造价水平产生的差异。综上，本次评估对于折旧摊销成本预测依据合理。

10、报告期销售费用与预测期以及同行业可比公司数据对比

(1) 山东核电、红沿河核电、江苏核电报告期销售费用与预测期对比

名称	项目	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度
山东核电	销售费用（万元）	1,860.66	1,678.37	1,654.52	1,754.20	1,678.51
	占收入比例	0.27%	0.26%	0.26%	0.26%	0.26%
红沿河核电	销售费用（万元）	641.26	896.12	1,358.53	1,529.01	1,091.50
	占收入比例	0.05%	0.06%	0.09%	0.11%	0.07%
江苏核电	销售费用（万元）	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	占收入比例	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
名称	项目	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度
山东核电	销售费用（万元）	2,300.58	3,578.83	3,422.17	3,448.22	3,628.59
	占收入比例	0.25%	0.27%	0.27%	0.27%	0.27%
红沿河核电	销售费用（万元）	1,108.33	1,125.50	1,143.01	1,165.03	1,162.98
	占收入比例	0.07%	0.07%	0.08%	0.08%	0.08%
江苏核电	销售费用（万元）	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	占收入比例	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
名称	项目	2032年度	2033年度	2034年度	2035年度至预测期末	
山东核电	销售费用（万元）	3,450.83	3,484.91	3,628.59	59.56~3,639.05	
	占收入比例	0.27%	0.27%	0.27%	0.25%~0.27%	
红沿河核电	销售费用（万元）	1,162.45	1,163.69	1,162.17	98.53~1,168.01	
	占收入比例	0.08%	0.08%	0.08%	0.07%~0.08%	
江苏核电	销售费用（万元）	0.00	0.00	0.00	0.00	
	占收入比例	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	

注：2022年至2024年9月为实际数，2024年10月及以后为预测数。

(2) 可比公司销售费用

名称	项目	2022年度	2023年度	2024年度
中国核电	销售费用占收入的比例	0.11%	0.15%	0.08%
中国广核	销售费用占收入的比例	0.06%	0.05%	0.05%
占收入的比例平均值		0.09%	0.10%	0.07%

通过上述数据对比，各公司报告期与销售费用占收入的比例数据无显著差异。可比公司与被评估单位的销售费用占营业收入的比例均较低，各公司销售费用的小幅区别主要来源为销售费用项下的细分明细存在差异。山东核电销售费用占收入的比例略高于可比公司平均值，主要系销售服务费差异导致。本次销售费用的预测主要是基于各公司自身特点、经营方式进行确定。综上，本次评估对于销售费用预测依据合理。

11、报告期管理费用与预测期以及同行业可比公司数据对比

(1) 山东核电、红沿河核电、江苏核电报告期管理费用与预测期对比

名称	项目	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度
山东核电	管理费用（万元）	10,279.66	10,061.36	12,075.21	10,134.04	10,067.74
	占收入比例	1.50%	1.58%	1.86%	1.48%	1.54%
红沿河核电	管理费用（万元）	15,015.19	16,489.76	15,638.34	16,290.13	16,773.50
	占收入比例	1.16%	1.18%	1.08%	1.13%	1.14%
江苏核电	管理费用（万元）	42,031.92	45,696.05	45,920.76	43,908.80	43,887.15
	占收入比例	2.21%	2.55%	2.52%	2.50%	2.52%
名称	项目	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度
山东核电	管理费用（万元）	10,187.00	10,399.82	10,387.47	10,341.41	10,368.33
	占收入比例	1.10%	0.77%	0.81%	0.80%	0.76%
红沿河核电	管理费用（万元）	17,227.21	17,237.75	17,620.39	17,722.65	17,265.01
	占收入比例	1.15%	1.15%	1.18%	1.15%	1.13%
江苏核电	管理费用（万元）	43,767.13	37,143.06	36,366.94	35,520.43	35,270.25
	占收入比例	2.55%	2.16%	2.06%	2.06%	2.04%
名称	项目	2032年度	2033年度	2034年度	2035年度至预测期末	
山东核电	管理费用（万元）	10,341.55	10,346.45	10,368.33	1,110.97~10,352.84	
	占收入比例	0.80%	0.79%	0.76%	0.71%~4.75%	
红沿河核电	管理费用（万元）	16,229.35	17,079.41	17,585.48	968.00~17,309.01	
	占收入比例	1.07%	1.12%	1.16%	0.71%~1.33%	
江苏核电	管理费用（万元）	34,989.25	34,920.99	34,892.15	8,465.31~34,892.25	
	占收入比例	1.96%	2.01%	1.98%	1.81%~5.32%	

注：2022年至2024年9月为实际数，2024年10月及以后为预测数。

(2) 可比公司管理费用

名称	项目	2022年度	2023年度	2024年度
中国核电	管理费用占收入的比例	6.48%	5.11%	5.21%
中国广核	管理费用占收入的比例	2.92%	3.23%	3.09%
占收入的比例平均值		4.70%	4.17%	4.15%

通过上述数据对比，各公司报告期与预测期管理费用占收入的比例数据无显著差异，各公司管理费用占收入的比例均低于可比公司平均值，主要原因为可比公司中国核电和中国广核下属子公司较多，管理费用较高，其披露的管理费用系采用集团整体口径进行核算，涵盖了更广泛的费用项目；中国核电和中国广核为上市公司，较非上市公司合规与信息披露成本较高。本次评估中，各核电公司在核算管理费用时，其范围限定于各独立电站为组织运营活动所产生的具体支出。综上，被评估单位的管理费用占收入的比例低于可比公司存在合理性，本次评估对于管理费用预测依据合理。

12、报告期研发费用与预测期以及同行业可比公司数据对比

(1) 山东核电、红沿河核电、江苏核电报告期研发费用与预测期对比

名称	项目	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度
山东核电	研发费用（万元）	24,047.70	17,888.50	18,911.93	22,135.21	21,405.76
	占收入比例	3.50%	2.80%	2.92%	3.24%	3.27%
红沿河核电	研发费用（万元）	1,074.96	1,289.46	1,085.54	2,767.00	1,500.00
	占收入比例	0.08%	0.09%	0.07%	0.19%	0.10%
江苏核电	研发费用（万元）	37,952.64	54,170.83	50,998.43	56,319.85	54,828.59
	占收入比例	2.00%	3.03%	2.79%	3.21%	3.14%
名称	项目	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度
山东核电	研发费用（万元）	29,685.50	20,439.42	17,039.58	14,580.87	12,483.52
	占收入比例	3.22%	1.52%	1.33%	1.13%	0.92%
红沿河核电	研发费用（万元）	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00	1,500.00
	占收入比例	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%	0.10%
江苏核电	研发费用（万元）	54,828.59	54,828.59	54,556.60	52,603.60	52,368.79
	占收入比例	3.20%	3.19%	3.09%	3.04%	3.03%
名称	项目	2032年度	2033年度	2034年度	2035年度至预测期末	
山东核电	研发费用（万元）	12,017.17	12,102.50	12,483.52	368.66~12,510.81	
	占收入比例	0.93%	0.93%	0.92%	0.88%~1.57%	

红沿河核电	研发费用（万元）	1,500.00	1,500.00	1,500.00	125.00~1,500.00
	占收入比例	0.10%	0.10%	0.10%	0.091%~0.102%
江苏核电	研发费用（万元）	52,368.79	52,368.79	52,368.79	6,654.03~52,368.79
	占收入比例	2.93%	3.01%	2.98%	2.88%~4.55%

注：2022 年至 2024 年 9 月为实际数，2024 年 10 月及以后为预测数。

（2）可比公司研发费用

名称	项目	2022年度	2023年度	2024年度
中国核电	研发费用占收入的比例	1.96%	1.85%	1.78%
中国广核	研发费用占收入的比例	2.26%	2.93%	2.81%
占收入的比例平均值		2.11%	2.39%	2.30%

通过上述数据对比，山东核电预测期研发费用相比报告期呈下降趋势，且从研发费用占收入比例高于可比公司逐步下降至低于可比公司平均值，主要是因为随着山东核电机组国产化率不断提高，公司研发投入及承担的研发费用相应下降；红沿河核电报告期与预测期研发费用占收入比例无显著差异，红沿河核电研发费用占收入比例低于可比公司平均值，主要与承担的科研项目相对较少、研发投入相对较少等有关。江苏核电研发费用占收入比例高于可比公司平均值，主要原因为江苏核电承担着较多的科研项目以及自身机组的国产化任务。本次研发费用的预测主要是基于各公司自身特点、经营方式、研发方向预测。综上，本次评估对于研发费用预测依据合理。

13、报告期财务费用与预测期以及同行业可比公司数据对比

（1）山东核电、红沿河核电、江苏核电报告期财务费用与预测期对比

名称	项目	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度
山东核电	财务费用（万元）	149,319.49	125,452.04	107,074.96	110,178.54	101,826.09
	占收入比例	21.75%	19.67%	16.52%	16.13%	15.55%
红沿河核电	财务费用（万元）	215,182.05	191,382.49	163,295.38	156,581.56	159,379.10
	占收入比例	16.64%	13.66%	11.27%	10.88%	10.82%
江苏核电	财务费用（万元）	200,964.99	188,965.95	132,213.57	129,606.44	118,776.23
	占收入比例	10.57%	10.56%	7.25%	7.39%	6.81%
名称	项目	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度
山东核电	财务费用（万元）	132,420.21	167,338.70	151,673.96	136,641.80	115,706.63
	占收入比例	14.36%	12.42%	11.82%	10.57%	8.51%

红沿河核电	财务费用（万元）	152,295.66	145,157.84	137,499.97	128,310.89	117,540.30
	占收入比例	10.17%	9.67%	9.20%	8.33%	7.72%
江苏核电	财务费用（万元）	110,427.86	102,281.61	94,978.70	88,450.38	82,634.62
	占收入比例	6.44%	5.95%	5.38%	5.12%	4.79%
名称	项目	2032年度	2033年度	2034年度	2035年度至预测期末	
山东核电	财务费用（万元）	75,241.41	69,513.72	64,171.25	229.49~58,921.37	
	占收入比例	5.81%	5.32%	4.72%	0.51%~4.57%	
红沿河核电	财务费用（万元）	106,867.92	97,240.84	88,435.26	1,746.88~76,414.03	
	占收入比例	7.04%	6.36%	5.83%	1.29%~4.95%	
江苏核电	财务费用（万元）	77,133.94	71,648.41	66,247.14	0.00~60,932.33	
	占收入比例	4.32%	4.12%	3.77%	0.00%~3.45%	

注：2022 年至 2024 年 9 月为实际数，2024 年 10 月及以后为预测数。

（2）可比公司财务费用

名称	项目	2022年度	2023年度	2024年度
中国核电	财务费用占收入的比例	11.43%	9.74%	8.86%
中国广核	财务费用占收入的比例	7.96%	6.86%	5.91%
占收入的比例平均值		9.70%	8.30%	7.39%

通过上述数据对比，各公司预测期财务费用相比报告期为逐年下降的趋势，主要因为财务费用-利息支出的预测依据公司的资本结构、融资计划、贷款利率等思路计算。本次收益法评估仅对已投运及在建存量项目进行预测，预测期存量项目贷款本金随不断减少，利息支出随之逐年下降，因此长期来看各公司的财务费用率逐渐下降至低于可比公司近年平均值。

可比公司近年来的资产负债率保持在 60%-70%的水平。山东核电二期工程处于在建阶段，资产负债率较高，截至 2024 年末山东核电资产负债率为 74.38% 红沿河核电财务费用占收入的比例较可比公司水平相对略高，主要系其 6 台机组投产时间相对较晚，资产负债率水平仍保持在相对偏高的水平，截至 2024 年末红沿河核电资产负债率为 73.57%。江苏核电财务费用占收入的比例处于可比公司区间范围。综上，本次评估对于财务费用预测依据合理。

14、报告期资本性支出与预测期以及同行业可比公司数据对比

山东核电、红沿河核电、江苏核电报告期资本性支出与预测期对比

名称	项目	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度
山东核电	资本性支出（万元）	276,428.83	563,650.11	710,226.80	191,218.57	234,715.54
红沿河核电	资本性支出（万元）	84,547.07	51,149.62	53,457.20	236,321.48	16,999.39
江苏核电	资本性支出（万元）	21,598.94	57,458.64	22,704.34	21,442.95	25,111.46
名称	项目	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度
山东核电	资本性支出（万元）	256,100.96	251,371.68	206,655.85	29,371.80	18,034.99
红沿河核电	资本性支出（万元）	11,244.53	46,998.26	15,304.32	15,086.92	5,260.53
江苏核电	资本性支出（万元）	25,447.76	22,444.16	46,538.37	80,443.60	84,869.17
名称	项目	2032年度	2033年度	2034年度	2035年度至预测期末	
山东核电	资本性支出（万元）	6,751.76	6,000.00	32,371.27	0.00~89,052.66	
红沿河核电	资本性支出（万元）	3,666.92	38,456.61	10,277.61	0.00~95,676.13	
江苏核电	资本性支出（万元）	169,221.34	80,238.31	79,159.95	0.00~91,829.04	

注：2022 年至 2024 年 9 月为实际数，2024 年 10 月及以后为预测数。

通过上述数据对比，山东核电报告期资本性支出金额较大主要是因为 3、4 号机组正处于建设阶段，未来年度 3、4 号机组资本性支出的预测参考工程合同、工程预决算资料以及工程施工计划进行预测；红沿河核电、江苏核电报告期不存在新建机组的支出，预测期资本性支出主要包括机组的技改支出、更新支出，为维持机组持续经营，需要对部分核岛、常规岛及相关辅助设备 进行改造或更新。对于存量资产更新支出根据核岛、常规岛、BOP 资产中设备的经济寿命年限测算每年的资本性支出，经济寿命年限分为 5 年、6 年、7 年、8 年、10 年、12 年、15 年、20 年及 30 年及接近退役期进行适当调整。因可比公司披露的报表信息有限，暂无法准确计算出与标的公司可比的资本性支出数据。综上，本次评估对于资本性支出预测依据合理。

15、报告期营运资金增加额与预测期以及同行业可比公司数据对比

资金追加额=当年营运资金-上年营运资金，为方便数据分析，本次以营运资金占收入比例的口径进行对比，具体如下：

山东核电、红沿河核电、江苏核电报告期营运资金与预测期对比

名称	项目	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度
山东核电	营运资金（万元）	58,205.86	54,179.14	75,582.34	77,256.31	84,570.52
	占收入比例	8.48%	8.49%	11.66%	11.31%	12.92%

红沿河核电	营运资金 (万元)	88,017.36	106,255.87	75,013.71	98,370.79	91,450.05
	占收入比例	6.81%	7.58%	5.18%	6.84%	6.21%
江苏核电	营运资金 (万元)	382,548.93	440,031.82	307,809.69	324,874.52	317,731.29
	占收入比例	20.11%	24.58%	17.25%	18.86%	18.48%
名称	项目	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度
山东核电	营运资金 (万元)	116,227.60	116,890.05	126,360.32	120,427.87	114,871.28
	占收入比例	12.60%	8.67%	9.85%	9.31%	8.45%
红沿河核电	营运资金 (万元)	73,893.09	67,843.32	68,129.93	70,016.33	69,279.22
	占收入比例	4.93%	4.52%	4.56%	4.54%	4.55%
江苏核电	营运资金 (万元)	315,669.97	320,565.06	331,953.98	330,312.53	331,199.31
	占收入比例	18.50%	18.67%	18.83%	19.15%	19.21%
名称	项目	2032年度	2033年度	2034年度	2035年度至预测期末	
山东核电	营运资金 (万元)	114,354.38	101,475.32	94,911.77	40,516.75~105,635.63	
	占收入比例	8.84%	7.77%	6.98%	6.28%~10.84%	
红沿河核电	营运资金 (万元)	69,333.75	68,481.99	66,669.12	16,774.84~67,581.08	
	占收入比例	4.57%	4.48%	4.40%	4.08%~4.38%	
江苏核电	营运资金 (万元)	334,584.96	332,701.75	334,593.15	103,206.16~333,986.66	
	占收入比例	18.77%	19.14%	19.05%	18.52%~19.70%	

注：预测期末非整年发电小时数已剔除。

通过上述数据对比，各公司报告期与预测期营运资金变动趋势基本一致，核电项目投产稳定运行之后，在没有在建机组的情况下，营运资金和收入规模一般保持稳定，变动相对较小。山东核电 2082 年的营运资金占收入比例为 10.84% 相对较高，主要系当年 1、2 号机组已过设计寿命，不再预测其收入，同时 3、4 号机组存在大修计划，发电利用小时数下降，导致营业收入较低所致。山东核电、红沿河核电、江苏核电在计算营运资金时需将非经营性资产、负债以及溢余资产剔除，如预付账款中的核燃料费、存货中的核燃料费、应付账款中的工程款、设备费等，因可比公司披露的报表信息有限，暂无法准确计算出与标的公司可比的营运资金。综上，本次评估对于营运资金的预测依据合理。

16、报告期、预测期以及同行业可比公司对于乏燃料处置费、企业所得税减免、非经营性资产和负债、溢余资产情况对比

（1）乏燃料处置费

山东核电、红沿河核电、江苏核电与可比公司对于乏燃料处置费的计提均按照 2010 年 7 月，财政部、发改委、工信部联合印发的《核电站乏燃料处理处置基金征收使用管理暂行办法》（财综〔2010〕58 号）的规定，已投入商业运行五年以上压水堆核电机组按实际上网销售电量征收，征收标准为 0.026 元/千瓦时，投产前五年不计提乏燃料处置费用，从第六年开始计提。本次对于乏燃料处置费的预测依据上述政策进行预测，综上，本次评估对于乏燃料处置费预测依据合理。

（2）增值税返还额

山东核电、红沿河核电、江苏核电与可比公司政策依据一致，增值税返还的预测按照《财政部、国家税务总局关于核电行业税收政策有关问题的通知》（财税[2008]38 号），核力发电企业生产销售电力产品，自核电机组正式商业投产次月起 15 个年度内，统一实行增值税先征后退政策，返还比例分三个阶段逐级递减。具体返还比例为：（1）自正式商业投产次月起 5 个年度内，返还比例为已入库税款的 75%；（2）自正式商业投产次月起的第 6 至第 10 个年度内，返还比例为已入库税款的 70%；（3）自正式商业投产次月起的第 11 至第 15 个年度内，返还比例为已入库税款的 55%；（4）自正式商业投产次月起满 15 个年度以后，不再实行增值税先征后退政策。本次对于增值税返还的预测依据上述政策进行预测，综上，本次评估对于增值税返还预测依据合理。

（3）企业所得税减免

山东核电、红沿河核电、江苏核电与可比公司适用的所得税减免政策一致，主要政策包括：①三免三减半政策，根据《国家税务总局关于实施国家重点扶持的公共基础设施项目企业所得税优惠问题的通知》（国税发〔2009〕80 号），经有关部门批准，从事符合《公共基础设施项目企业所得税优惠目录》规定范围、条件和标准的居民企业，其投资经营所得，自该项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起，第一年至第三年免征企业所得税，第四年至第六年减半征收企业所得税；②研发费加计扣除，根据《财政部国家税务总局科技部关于完善研究开

发费用税前加计扣除政策的通知》（财税〔2015〕119号）、《财政部税务总局科技部关于提高研究开发费用税前加计扣除比例的通知》（财税〔2018〕99号）、《财政部税务总局科技部关于加大支持科技创新税前扣除力度的公告》（财政部税务总局科技部公告2022年第28号）等政策规定，本次企业所得税的预测依据上述政策进行预测；③根据《财政部 国家税务总局关于专项用途财政性资金企业所得税处理问题的通知》（财税〔2011〕70号），“二、上述不征税收入用于支出所形成的费用，不得在计算应纳税所得额时扣除；用于支出所形成的资产，其计算的折旧、摊销不得在计算应纳税所得额时扣除。”并结合企业2025年3月实际增值税返还所得税缴税办法计算未来年度所得税。综上，本次评估对于企业所得税预测依据合理。

（4）非经营性资产和负债、溢余资产

非经营性资产、非经营性负债是指与被评估单位生产经营无关的，评估基准日后企业自由现金流量预测不涉及的资产与负债；溢余资产是指评估基准日超过企业生产经营所需，评估基准日后企业自由现金流量预测不涉及的资产。各公司非经营性资产和非经营性负债、溢余资产的评估情况请参见本题之“（一）按公司分别逐项补充说明采用收益法评估的核心资产山东核电、江苏核电、红沿河核电的重要参数的预测依据、计算过程及合理性”相关内容。

（三）采用敏感性分析的方式量化说明重要指标变动对评估结果的影响程度，并结合申请文件中的敏感性分析，对本次交易中存在的评估风险进行充分的风险提示

1、敏感性分析参数选择

核电企业收益法评估中对评估值影响较大的主要参数包括影响收入的电量和电价、成本中占比较高的核燃料费、折现率。鉴于核电发电小时数高，核电出力不受季节和气候等因素影响，且在新型电力系统中核电承担基荷作用，为保障用电需求，机组需保持稳定出力状态。综上所述，核电上网电量稳定且可预测性较强。因此，主要对电价、核燃料组件单价和折现率等参数进行敏感性分析。

2、敏感性分析测算结果

（1）对电价变动的敏感性分析

根据收益法测算的数据，以评估的未来各期使用收益法的长期股权投资企业电价为基准，假设未来各年度电价均按同比例变动额进行变化，其他因素、数据均不变动，置入资产评估值对电价变动的敏感性分析如下：

电价变动额（元/千瓦时）	-0.02	-0.01	0.00	0.01	0.02
评估值（万元）	4,247,037.17	4,896,064.20	5,539,371.08	6,186,640.80	6,831,521.09
评估值变动率	-23.33%	-11.61%	0.00%	11.68%	23.33%

由上述分析可见，电价与基准日评估值存在正向变动关系。

（2）对核燃料组件单价变动的敏感性分析

根据收益法测算的数据，以评估的未来各期使用收益法的长期股权投资企业核燃料组件单价为基准，假设未来各年度核燃料组件单价均按同比例变动额进行变化，其他因素、数据均不变动，置入资产评估值对核燃料组件单价变动的敏感性分析如下：

核燃料组件单价变动	-5.00%	-3.00%	0.00	3.00%	5.00%
评估值（万元）	5,797,708.07	5,693,305.74	5,539,371.08	5,384,698.55	5,282,092.64
评估值变动率	4.66%	2.78%	0.00%	-2.79%	-4.64%

由上述分析可见，核燃料组件单价与基准日评估值存在反向变动关系。

（3）对折现率变动的敏感性分析

根据收益法测算的数据，以评估的未来各期使用收益法的长期股权投资企业折现率为基准，假设未来各年度折现率均按同比例进行变化，其他因素、数据均不变动，置入资产评估值对折现率变动的敏感性分析如下：

折现率变动率	-5.00%	-3.00%	0.00	3.00%	5.00%
评估值（万元）	6,078,286.40	5,861,784.59	5,539,371.08	5,233,760.43	5,036,422.91
评估值变动率	9.73%	5.82%	0.00%	-5.52%	-9.08%

由上述分析可见，折现率与基准日评估值存在反向变动关系。

3、敏感性分析结论

通过对各指标敏感性分析可以发现电价的变动对评估值影响最大，其次是折现率、核燃料组件单价的变动。

核电由于出力稳定，在清洁低碳、安全高效能源体系中，承担基荷电源的作用。国家出台了各类政策支持核电事业发展，如《保障核电安全消纳暂行办法》明确了核电消纳遵循“确保安全、优先上网、保障电量、平衡利益”的原则。

我国核电行业自初期起步发展至今，核电电价机制先后历经了“一厂一价”到“标杆电价”、再到“核准价+市场价”的转变。国家发改委于 2013 年发布《关于完善核电上网电价机制有关问题的通知》（发改价格〔2013〕1130），指出全国核电标杆上网电价保持相对稳定，今后将根据核电技术进步、成本变化、电力市场供需状况变化情况对核电标杆电价进行评估并适时调整，上述政策适用于 2013 年 1 月 1 日后投产的核电机组，2013 年 1 月 1 日以前投产的核电机组，电价仍按原规定执行。核电行业投入大，回收期长，该通知结合当时核电行业发展状况，促进核电健康发展，合理引导核电投资，强调保障核电价格相对稳定，同时充分考虑了早期已投产核电机组的成本与收益情况，以 2013 年 1 月 1 日为节点进行“新老划断”。

自《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》出台起，我国新一轮电力市场化改革已历经 10 年发展，改革中持续体现“新老划断”的政策精神。2025 年 2 月发布的《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》明确区分存量与增量项目，同样体现了“新老划断”的精神。本次评估中，基于保守谨慎考虑，尚未取得批复电价的海阳核电 3 号、4 号机组的批复电价按现行《关于完善核电上网电价机制有关问题的通知》中的价格下限确定，即核电机组所在地区燃煤机组标杆上网电价。

电力市场化改革启动至今，我国已投产核电机组的批复电价保持稳定，截至目前，国家尚未出台调整全国核电标杆上网电价的相关政策。结合电价政策发展趋势及政策精神，已投产核电机组的批复电价具有可持续性。此外，核准电价是由国家相关价格主管部门核定，发电企业无法控制或改变上网电价的核定标准，因此在重组报告书中提示核电电价调整风险。

本次评估中，各核电公司电价主要分批复电价和市场化电价两种，对于批复电价的预测主要依据的是电价批复文件，对于市场化电价的预测主要参考的历史年度电价水平预测；折现率数据主要来源于市场数据；核燃料组件单价主要是长期协议价，相对稳定；因此上述主要参数预测依据合理。

三、补充说明折现率计算过程中各参数的预测依据及合理性，折现率及主要参数与可比交易案例的对比情况及差异原因

（一）补充说明折现率计算过程中各参数的预测依据及合理性

本次置入标的及其子公司、参股公司采用收益法进行评估共有 11 家公司，按公司经营业务划分，核电业务有 6 家、核电相关业务有 4 家，平台管理公司 1 家。

本次以山东核电、红沿河核电、江苏核电为例分析折现率计算过程中主要参数的取值依据及合理性。

1、折现率计算模型

本次评估所采用的折现率为加权平均资本成本（WACC）。

$$WACC = K_e \times \frac{E}{E + D} + K_d \times (1 - t) \times \frac{D}{E + D}$$

其中：K_e：权益资本成本；

K_d：付息债务资本成本；

E：权益的市场价值；

D：付息债务的市场价值；

t：所得税率。

其中，权益资本成本采用资本资产定价模型（CAPM）计算。计算公式如下：

$$K_e = r_f + \beta_L \times MRP + r_c$$

其中：r_f：无风险收益率；

MRP：市场风险溢价；

β_L：权益的系统风险系数；

r_c：企业特定风险调整系数。

2、折现率相关参数的选取及计算过程

（1）无风险收益率的确定

国债收益率通常被认为是无风险的，因为持有该债权到期不能兑付的风险很小，可以忽略不计。本次评估以评估基准日时点 10 年期国债到期年收益率 2.1518%作为无风险收益率。

（2）权益系统风险系数的确定

被评估单位的权益系统风险系数计算公式如下：

$$\beta_L = \left(1 + (1 - t) \times \frac{D}{E}\right) \times \beta_U$$

式中：

β_L ：有财务杠杆的权益的系统风险系数；

β_U ：无财务杠杆的权益的系统风险系数；

t：被评估企业的所得税税率；

D/E：被评估企业的目标资本结构。

根据被评估单位的业务特点，评估人员通过 WIND 资讯系统查询了 6 家主业为核电、水电且与被评估单位规模相近的 A 股央企电力上市公司 2024 年 9 月

30 日的 β_L 值，并依据所得税率、资本结构等换算成无财务杠杆原始 β 值。

折现率系用于将未来的预期收益折现，因此折现率及 β 系数应与未来预期情

况相匹配。在上述原始 β 值的基础上，本次评估参照 Bloomberg 公布的反映未来

预期的调整后β值计算方式进行调整，即调整后β值=原始β值×67%+1×33%。

按上述公式计算了 6 家电力行业公司的调整后β值并取其平均值 0.4528 作为

被评估单位的β值，具体数据见下表：

序号	股票代码	公司简称	β _U 值
1	003816.SZ	中国广核	0.3255
2	600025.SH	华能水电	0.4798
3	600236.SH	桂冠电力	0.5826
4	600886.SH	国投电力	0.4056
5	600900.SH	长江电力	0.4311
6	601985.SH	中国核电	0.4921
β _U 平均		0.4528	

根据被评估单位的经营特点分析，本次评估目标资本结构取 6 家电力行业上市公司资本结构平均 D/E，为 63.60%。

将上述确定的参数代入权益系统风险系数计算公式，计算得出被评估单位的权益系统风险系数。

年度	2024年 10-12月	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	2031年	2032年	2033年 及之后
山东核电β _L	0.6976	0.6688	0.6688	0.7181	0.7101	0.7152	0.6874	0.6858	0.6841	0.6688
红沿河核电β _L	0.6822	0.6831	0.6867	0.6752	0.6688	0.6688	0.6688	0.6688	0.6688	0.6688
江苏核电β _L	0.6946	0.6859	0.6782	0.6688	0.6688	0.6688	0.6688	0.6688	0.6688	0.6688

注：计算 β_L 涉及的企业所得税率按照预测期内被评估单位每年预测所得税预测。

（3）市场风险溢价的确定

市场风险溢价是市场投资报酬率与无风险报酬率之差。评估基准日市场投资

报酬率以上海证券交易所和深圳证券交易所股票交易价格指数为基础,选取 1992 年至 2023 年的年化周收益率加权平均值综合分析确定。经测算,市场投资报酬率为 9.37%,无风险报酬率取评估基准日 10 年期国债的到期收益率 2.1518%,市场风险溢价为 7.22%。

(4) 企业特定风险调整系数的确定

本次交易针对特定风险调整系数主要通过打分法确定。本次评估,依据中国资产评估协会《资产评估准则-企业价值》、《资产评估专家指引第12号——收益法评估企业价值中折现率的测算》及中国证监会《监管规则适用指引——评估类第1号》的监管要求,特定风险调整系数的确定主要考虑以下几方面因素:1、企业规模;2、所处经营阶段;3、企业的财务、融资风险;4、企业经营业务、产品和地区的分布;5、企业内部管理及控制机制;6、管理人员的经验和资历;7、对主要客户及供应商的依赖等。

编制特定调整系数评分表如下:

序号	叠加内容	说明	取值 (%)		
			大型	中型	小型、微型
1	企业规模	企业年营业额、占地面积、职工人数等	0-0.3	0.3-0.7	0.7-1
			成熟	成长	发展
2	所处经营阶段	企业所处的发展阶段和经营情况	0-0.3	0.3-0.7	0.7-1
			较低	中等	较高
3	企业的财务、融资风险	企业的外部借款、或需要外部投资等,融资能力等	0-0.3	0.3-0.7	0.7-1
			市场风险低	市场风险一般	市场风险大
4	企业经营业务、产品和地区的分布	主要产品或服务的市场分布	0-0.3	0.3-0.7	0.7-1
			完善	一般	不完善
5	企业内部管理及控制机制	包括人员管理制度、财务管理制度、项目管理制度、内部审计制度等	0-0.3	0.3-0.7	0.7-1
			丰富	中等	匮乏
6	管理人员的经验和资历	企业各级管理人员的工作时间、工作经历、教育背景、继续教育程度等	0-0.3	0.3-0.7	0.7-1
			客户风险低	客户风险一般	客户风险大
7	对主要客户及供应商的依赖	对主要客户及供应商的依赖程度	0-0.3	0.3-0.7	0.7-1

根据评分表,结合标的公司的实际情况,对山东核电、红沿河核电以及江苏核电的特定风险溢价打分如下:

序号	叠加内容	说明	山东核电取值(%)	红沿河核电取值(%)	江苏核电取值(%)
1	企业规模	从企业人员数量、资产规模看,被评估单位属于大型企业,规模小于可比公司,故此项给予一定风险系数。	0.3	0.3	0.3
2	所处经营阶段	山东核电一期1、2号机组已投入商运,二期3、4号机组尚处于在建阶段,红沿河核电和江苏核电6台机组均已投入商运,不存在未来待建机组,处于稳定成熟阶段。 鉴于可比公司规模更大,经营更加稳定,发展阶段更成熟,故此项给予一定风险系数。	0.7	0.2	0.2
3	企业的财务、融资风险	被评估单位存在一定融资需求,但财务风险较低,鉴于可比公司为已上市公司,融资渠道更丰富,故此项给予一定风险系数。	0.2	0.2	0.2
4	企业经营业务、产品和地区的分布	均为电力企业,业务相对稳定,下游均为电网公司,市场风险较低,可比公司业务覆盖区域更广,故此项给予一定风险系数。	0.2	0.2	0.2
5	企业内部管理及控制机制	企业的内部管理和控制机制处于比较完善,鉴于可比公司为已上市公司,内控制度更加完善,故此项给予一定风险系数。	0.2	0.2	0.2
6	管理人员的经验和资历	企业管理人员经验和资历比较丰富,鉴于可比公司为上市公司,规模更大,管理人员经验与资历更丰富,故此项给予一定风险系数。	0.2	0.2	0.2
7	对主要客户及供应商的依赖	均为电力企业,业务相对稳定,对客户供应商依赖较少,鉴于可比公司规模更大,议价能力更强,故此项给予一定风险系数。	0.2	0.2	0.2
合计			2.0	1.5	1.5

(5) 预测期折现率的确定

1) 计算权益资本成本

$$K_e = r_f + \beta_L \times MRP + r_c$$

将上述确定的参数代入权益资本成本计算公式,计算得出被评估单位的权益资本成本。

年度	2024年 10-12月	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	2031年	2032年	2033年 及之后
山东核电 K_e	9.19%	8.98%	8.98%	9.34%	9.28%	9.32%	9.11%	9.10%	9.09%	8.98%

年度	2024年 10-12月	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	2031年	2032年	2033年 及之后
红沿河核电K _e	8.58%	8.58%	8.61%	8.53%	8.48%	8.48%	8.48%	8.48%	8.48%	8.48%
江苏核电K _e	8.67%	8.60%	8.55%	8.48%	8.48%	8.48%	8.48%	8.48%	8.48%	8.48%

2) 计算加权平均资本成本

$$WACC = K_e \times \frac{E}{E + D} + K_d \times (1 - t) \times \frac{D}{E + D}$$

根据被评估单位评估基准日平均贷款利率，确定山东核电、红沿河核电、江苏核电付息债务资本成本为 2.56%、2.95%、3.36%；将上述确定的参数代入加权平均资本成本计算公式，计算得出被评估单位的加权平均资本成本。

年度	2024年 10-12月	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年	2031年	2032年	2033年 及之后
山东核电 WACC	6.46%	6.24%	6.24%	6.63%	6.56%	6.60%	6.38%	6.37%	6.36%	6.24%
红沿河核 电WACC	6.16%	6.16%	6.19%	6.10%	6.04%	6.04%	6.04%	6.04%	6.04%	6.04%
江苏核电 WACC	6.39%	6.32%	6.25%	6.16%	6.16%	6.16%	6.16%	6.16%	6.16%	6.16%

(二) 折现率及主要参数与可比交易案例的对比情况及差异原因

因核电行业没有可比交易，所以选择同属于清洁能源、发电稳定、项目投资额较大等特点的水电业务作为可比交易案例，具体可比交易案例折现率指标如下：

序号	项目简称/标的公司	评估基准日	折现率 (加权 平均资 本成 本)	无风险 收益率	平均贝 塔值	市场风 险溢价	企业特 有风险	权益资 本成本	付息债 务成本
1	甘肃电投吸收合并洮 河水电项目	2021/12/31	7.97%	3.74%	0.4939	7.69%	1.00%	9.51%	4.65%
2	国电电力拟收购巫水 水电项目	2020/9/30	7.75%	3.92%	0.4992	6.33%	1.00%	9.93%	4.50%
3	长江电力发行股份购 买云川水电项目	2022/1/31	6.79%	2.70%	0.4470	7.25%	0.50%	8.51%	4.09%
最大值			7.97%	3.92%	0.4992	7.69%	1.00%	9.93%	4.65%
最小值			6.79%	2.70%	0.4470	6.33%	0.50%	8.51%	4.09%
平均值			7.50%	3.45%	0.4800	7.09%	0.83%	9.32%	4.41%
山东核电		2024/9/30	6.24%	2.15%	0.4528	7.22%	2.00%	8.98%	2.56%
红沿河核电		2024/9/30	6.04%	2.15%	0.4528	7.22%	1.50%	8.48%	2.95%
江苏核电		2024/9/30	6.16%	2.15%	0.4528	7.22%	1.50%	8.48%	3.36%

注：上述折现率指标均以标的公司所得税率为 25%基础下计算的结果。

由上表可知，可比交易案例采用收益法评估的折现率位于 6.79%-7.97%之间，以山东核电为例，本次收益法评估的折现率为 6.24%，本次交易收益法评估的折现率略低于可比交易案例折现率，主要系部分可比交易案例评估基准日较早，近年来我国利率整体呈下降趋势，本次交易评估基准日无风险收益率、付息债务成本低于前期可比交易案例。

近年来，无风险收益率（选取十年期国债收益率）变动趋势如下图所示：



四、分别补充说明山东核电、红沿河核电收益法评估值与资产基础法评估值差异率较大的原因及合理性；江苏核电只采用收益法一种评估方法的原因及合理性，并说明增值率较高的原因

（一）分别补充说明山东核电、红沿河核电收益法评估值与资产基础法评估值差异率较大的原因及合理性

山东核电采用收益法评估后的股东全部权益价值为 **2,507,001.36** 万元，资产基础法评估后的股东全部权益价值为 1,647,778.16 万元，两者相差 **859,223.20** 万元，差异率为 **52.14%**。

红沿河核电采用收益法评估后的股东全部权益价值为 **2,484,804.36** 万元，

资产基础法评估后的股东全部权益价值为 1,804,197.15 万元，两者相差 680,607.21 万元，差异率为 37.72%。

两种方法评估结果差异的主要原因是：两种评估方法考虑的角度不同，资产基础法是从资产的再取得途径考虑的，反映的是企业现有资产的重置价值。收益法是从企业的获利能力角度考虑的，反映了企业各项资产的综合获利能力。

山东核电、红沿河核电主要经营核电发电业务。核电在新型电力系统中发挥基荷能源的作用。核电企业在能源的清洁性、稳定性等方面具备明显的优势，其发电过程受季节、环境等自然状况影响较小，核电年平均利用小时数近 8,000 小时，以接近满负荷状态运行。电力调度方面，核电通常按照优先保障顺序安排发电，上网电价相对较高，且具有变动成本低、现金流充沛、运营期限长等特点，上述经营优势导致核电企业具有较强的综合获利能力，因此收益法评估结果较高。

资产基础法从再取得角度确定评估对象的价值。山东核电 1、2 号机组为 AP1000 首台套机组，红沿河核电一期工程（1-4 号机组）作为 CPR1000 技术路线的首批应用，首堆效应显著，造价较高，前期论证、设计、建设周期长，资本化利息较高等情况。红沿河 5、6 号机组受福岛核电站事故影响，前期审批、准备时间较长，同样建设周期较长，资本化利息较高。近年来随着我国核电及相关产业链持续发展，国产化水平提高，相关设备及配套设施价格有所下降，因此从重置成本角度，山东核电、红沿河核电的评估值相对较低。此外核电站的发电过程不受季节、环境等自然状况的影响，供电没有随机性、间歇性和波动性等问题，使得核电的利用小时数较高，近乎以满负荷的状态运行，与此同时在电力调度上，核电通常按照优先保障顺序安排发电，上网电价相对较高，采用资产基础法无法体现上述经营优势。

综上所述，收益法评估值与资产基础法评估值差异较大。

（二）江苏核电只采用收益法一种评估方法的原因及合理性，并说明增值率较高的原因

1、江苏核电只采用收益法一种评估方法的原因及合理性

资产评估基本方法包括资产基础法（成本法）、收益法和市场法。进行资产评估时，应根据评估目的、评估对象、价值类型、资料收集等情况，分析三种基

本方法的适用性，恰当选择评估方法。

（1）未采用市场法评估的原因

考虑我国资本市场存在的与被评估单位可比的同行业上市公司仅有中国核电和中国广核，数量少，同时也没有同行业市场交易案例，故本次评估未采用市场法。

（2）未采用资产基础法评估的原因

本次评估对于江苏核电、秦山联营、秦山三核、三门核电等四家核电公司，均仅采用收益法一种方法评估，主要系上述公司为电投核能联营企业，电投核能持股比例较低。资产基础法需被评估单位提供的资料较多，配合的工作量较大，如非实物资产需逐项申报明细并提供对应证明材料等；建筑物需逐项申报明细，填报工程信息并提供工程决算等；设备需逐项申报明细，填报生产厂家规格型号并提供典型设备购置合同等，且需企业工程技术人员配合完成评估现场工作。上述四家核电公司为中核集团控股公司，评估工作开展需遵循核电行业监管要求、被评估单位及其控股股东方相关制度要求，经与各被评估单位及控股股东方沟通，无法按照资产基础法相关要求提供资料及开展评估工作。因此，本次评估对上述联营企业无法采用资产基础法评估。同时资产基础法也难以反映核电选址、核电审批以及核电运营各项经营优势。本次交易中山东核电、红沿河核电采用收益法和资产基础法两种方法评估，最终选取的评估方法为收益法。综上所述，本次评估对江苏核电未采用资产基础法。

2、采用收益法评估增值较高的原因

截至评估基准日 2024 年 9 月 30 日，江苏核电总资产账面价值为 6,775,058.22 万元，总负债账面价值为 4,332,681.59 万元，净资产账面价值为 2,442,376.63 万元，评估价值为 **5,894,981.58** 万元，增值额为 **3,452,604.95** 万元，增值率为 **141.36%**。

江苏核电评估增值率较高原因分析如下：江苏省的经济、工业发达，电力需求量居全国前列，电力供求长期处于紧平衡状态。江苏核电年发电小时数稳定，常年保持较高水平，且江苏核电实现的平均上网电价相对较高，约为 0.39 元/千瓦时，高于中国核电的 0.37 元/千瓦时与中国广核的 0.37 元/千瓦时。此外，江苏

核电机组运行时间长，6 台核电机组分别于 2007 年、2018 年、2020 年左右投产，累计折旧摊销金额大，评估基准日账面净资产较低，进一步影响评估增值率。

五、结合山东核电、江苏核电、红沿河核电的市盈率、市净率、评估增值率情况，综合考虑前述资产运营模式、业绩增长、同行业可比公司及可比交易定价情况等，补充说明评估定价是否公允

（一）山东核电、江苏核电、红沿河核电的评估情况

山东核电、江苏核电、红沿河核电的市盈率、市净率、评估增值率情况如下：

单位：万元、倍

主体	评估值	最终定价方法	归母净利润	归母净资产	市盈率	市净率	评估增值率
山东核电	2,507,001.36	收益法	120,196.77	2,031,497.87	20.86	1.23	23.41%
江苏核电	5,894,981.58	收益法	434,395.71	2,443,523.74	13.57	2.41	141.25%
红沿河核电	2,484,804.36	收益法	209,299.87	1,932,005.08	11.87	1.29	28.61%

注：归母净利润取 2023 年度数据，归母净资产值取 2024 年 9 月 30 日数据。

（二）同行业可比上市公司情况

为分析本次交易定价的合理性，选取从事核能发电业务的同行业上市公司作为可比公司，评估基准日 2024 年 9 月 30 日同行业可比上市公司的估值情况具体如下表所示：

序号	证券代码	证券简称	市盈率	市净率
1	601985.SH	中国核电	19.82	2.18
2	003816.SZ	中国广核	19.32	1.75
平均值			19.57	1.96

注：可比上市公司市盈率=市值/归母净利润；可比上市公司市净率=市值/归母净资产。可比上市公司市值取 2024 年 9 月 30 日市值，归母净利润取 2023 年度数据，归母净资产值取 2024 年 9 月 30 日数据。

山东核电评估值对应的市盈率略高于同行业可比上市公司，主要与业绩增长预期有关。山东核电 3、4 号机组目前为在建机组，预计将于 2027 年 4 月、2028 年 1 月分别投入商运，投产后山东核电的在运装机将实现翻倍，装机增速显著高于同行业上市公司平均水平。山东核电评估值对应的市净率略低于同行业可比上市公司，主要系山东核电 1、2 号机组为 AP1000 技术的首台套机组，前期论证、设计、建设周期较长，贷款利率较高，整体造价较高，且净资产中体现了在建的 3、4 号机组，导致账面净资产较高。

江苏核电评估值对应的市盈率略低于同行业可比上市公司主要原因是 6 台机组均为已投运机组，后续没有在建或待建机组，且 1、2 号机组已运营 17 年，剩余收益期较短。江苏核电评估增值率较高主要与电价相关，江苏省的经济、工业发达，电力需求量居全国前列，电力供求长期处于紧平衡状态，江苏核电实现的平均上网电价相对较高，约为 0.39 元/千瓦时，经营效益好，经营状况稳定，因此收益法评估值较高。江苏核电市净率高于同行业可比上市公司主要与未来年度收益较好，评估值较高有关，此外，江苏核电机组运行时间长，6 台核电机组分别于 2007 年、2018 年、2020 年左右投产，累计折旧摊销金额大，评估基准日账面净资产较低，进一步提升市净率。

红沿河核电评估值对应的市盈率和市净率低于同行业可比上市公司，市盈率低的原因是 6 台机组均为已投运机组，后续没有在建或待建机组，且 1 号机组 2013 年投入商运，已运行 11 年，2 号机组 2014 年投入商运，已运行 10 年，剩余收益期较短。市净率低的原因是前期、论证、设计、建设周期长、贷款利率高，整体造价较高，导致账面净资产较高。

截至本回复出具日，公开市场上尚无核电行业的可比交易。

综合考虑山东核电、江苏核电、红沿河核电的资产运营模式、业绩增长后，前述资产评估值对应的市盈率和市净率与同行业可比上市公司存在可比性，相关差异的原因具有合理性，评估定价公允。

六、补充说明是否存在可能影响评估结果的期后事项，如是，请说明具体情况

2025 年 3 月，核电企业增值税返还对应的所得税征管口径发生变化。2025 年 9 月，中企华评估对上述事项进行考虑，并出具了调整后的《置入资产评估报告》（中企华评报字（2025）第 6566 号），该评估结果已经国务院国资委评估备案。除上述事项外，本次评估基准日后，不存在可能影响评估结果的重大期后事项。

七、补充披露情况

构成电投核能总资产额、净资产额、营业收入或者净利润百分之二十以上的下属企业评估的基本情况，包括但不限于前述指标占比、评估值、评估值占比、

评估方法已在《重组报告书》“第七章 拟置出资产和拟置入资产的评估情况”之“二、拟置入资产评估情况”之“（一）评估的基本情况”中补充披露。

八、中介机构核查意见

经核查，评估师认为：

1、电投核能总资产额、净资产额、营业收入或者净利润百分之二十以上的下属企业评估的基本情况已在《重组报告书》“第七章 拟置出资产和拟置入资产的评估情况”之“二、拟置入资产评估情况”之“（一）评估的基本情况”中补充披露。

2、山东核电、江苏核电、红沿河核电收益法评估涉及的重要参数的预测依据、计算过程具有合理性；山东核电、江苏核电、红沿河核电重要参数预测期数据与报告期数据、同行业可比公司数据不存在显著差异，具有合理性；根据标的公司的经营特点，选取电价、核燃料费和折现率为敏感性因素，对评估结果进行敏感性分析，并就本次交易评估风险进行充分的风险提示。

3、折现率计算过程中的无风险收益率、 β 系数、资本结构、市场风险溢价、特定风险调整等参数的选取，均依据《资产评估专家指引第12号——收益法评估企业价值中折现率的测算》和《监管规则适用指引——评估类第1号》相关要求，折现率取值符合被评估单位的业务特点，折现率及相关参数与可比交易相比具有合理性，不存在显著差异。

4、山东核电、红沿河核电收益法评估值与资产基础法评估值差异较大的原因主要系两种评估方法考虑角度不同，资产基础法是从资产的再取得途径考虑的，反映的是企业现有资产的重置价值，但难以反映核电选址、核电审批以及核电运营各项经营优势。收益法是从企业的获利能力角度考虑的，反映了企业各项资产的综合获利能力。江苏核电评估方法的选择具有合理性。

5、综合考虑山东核电、江苏核电、红沿河核电的资产运营模式、业绩增长后，前述资产评估值对应的市盈率和市净率与同行业可比上市公司存在可比性，相关差异的原因具有合理性，评估定价公允。

6、截至本回复出具日，本次评估基准日后，除核电企业增值税返还对应的所得税征管口径发生变化外，不存在可能影响评估结果的其他重大期后事项。中

企华评估对上述事项进行考虑，并出具了调整后的资产评估报告，相关变化已体现在最新评估作价中。

问题 5、关于置出资产

申请文件及公开文件显示：（1）本次交易拟置出国家电投集团资本控股有限公司（以下简称置出资产或资本控股）100%股权，资本控股采取资产基础法评估结果作为评估结论，评估值为 151.08 亿元，其中，长期股权投资评估值为 123.35 亿元，评估增值 50.75 亿元，增值率 69.90%。（2）2019 年，上市公司发行股份购买资本控股 100%股权（以下简称前次交易），交易价格为 151.12 亿元。（3）百瑞信托有限责任公司（以下简称百瑞信托）50.24%股权本次评估值为 64.37 亿元，前次交易评估值为 58.35 亿元；国家电投集团保险经纪有限公司（以下简称电投经纪）100%股权本次评估值为 5.27 亿元，前次交易评估值为 11.67 亿元；财务公司 19.20%股权本次评估值为 32.33 亿元，前次交易财务公司 24%股权评估值为 27.12 亿元；中电投先融期货股份有限公司（以下简称先融期货）44.20%股权本次交易评估值为 7.45 亿元，前次交易评估值为 9.72 亿元。

请上市公司：（1）逐项对比置出资产前后两次评估过程中重要参数的差异情况，并结合百瑞信托、电投经纪、财务公司、先融期货在两次评估期间的行业发展变化、自身经营情况等，说明本次交易与前次交易评估差异的原因及合理性，本次置出资产评估定价是否损害上市公司利益或中小投资者合法权益。（2）报告期内，上市公司是否对置出资产存在财务资助或提供担保，本次交易完成后是否可能导致上市公司被动形成关联方非经营性资金占用或对外担保的情形，如是，上市公司拟采取的措施。

请独立财务顾问核查并发表明确意见，请评估师核查（1）并发表明确意见，请会计师和律师核查（2）并发表明确意见。

回复：

一、逐项对比置出资产前后两次评估过程中重要参数的差异情况，并结合百瑞信托、电投经纪、财务公司、先融期货在两次评估期间的行业发展变化、自身经营情况等，说明本次交易与前次交易评估差异的原因及合理性，本次置出资产评估定价是否损害上市公司利益或中小投资者合法权益

（一）资本控股本次置出评估与前次置入评估对比情况

本次置出评估与前次置入评估中，对资本控股均采用资产基础法定价，两次

评估结论对比情况如下：

单位：万元、倍

口径	评估基准日	归母净资产 账面价值	归母净资产 评估价值	市净率	市净率 差异率
合并口径	2018年12月31日	1,241,361.76	1,511,244.29	1.22	-15.68%
	2024年9月30日	1,471,778.18	1,510,828.45	1.03	

同行业可比上市公司在两次评估基准日市净率（PB）对比情况如下：

单位：倍

股票代码	股票简称	2018年12月31日 市净率（MRQ）	2024年9月30日 市净率（MRQ）	市净率 差异率
000617.SZ	中油资本	1.29	0.91	-29.28%
000987.SZ	越秀资本	1.69	1.20	-28.95%
600061.SH	国投资本	1.04	1.03	-0.37%
600390.SH	五矿资本	0.79	0.70	-11.58%
600705.SH	中航产融（退市）	1.54	0.89	-42.07%
均值		1.27	0.95	-25.35%

注：可比上市公司市净率=市值/归属于母公司净资产；可比上市公司市值取 2018 年 12 月 31 日、2024 年 9 月 30 日市值，归属于母公司净资产值取 2018 年 12 月 31 日、2024 年 9 月 30 日数据。

资本控股为投资控股型公司，通过百瑞信托、电投经纪、先融期货等持牌金融机构，提供信托、保险经纪、期货等金融产品及服务。本次置出评估与前次置入评估中，对资本控股均采用资产基础法定价，对所属主要子公司百瑞信托、电投经纪、先融期货等最终结论均采用金融企业评估的主流方法市场法，定价评估方法相同，两次评估中，核心价值参数主要为市净率（PB）。两次评估中，合并口径市净率（PB）下降 15.68%，主要系近年来金融相关行业整体处于下行调整阶段，资本控股与同行业可比上市公司市净率（PB）基本呈现同样的下降趋势，下降幅度与同行业可比上市公司在两次基准日的降幅趋同。两次评估中合并口径市净率（PB）产生的差异主要系下属子公司百瑞信托、电投经纪、先融期货等评估价值产生变动所导致。

（二）资本控股所属主要子公司本次置出评估与前次置入评估对比情况

本次置出评估与前次置入评估中，对资本控股所属主要子公司均采用市场法定价，两次评估结论对比情况如下：

单位：万元、倍

名称	评估基准日	归母净资产 账面价值	归母净资产 评估价值	市净率	市净率 差异率
百瑞 信托	2018年12月31日	824,136.68	1,161,366.32	1.41	-21.94%
	2024年9月30日	1,164,729.63	1,281,202.59	1.10	
电投 经纪	2018年12月31日	20,658.28	116,701.50	5.65	-75.70%
	2024年9月30日	38,397.86	52,717.46	1.37	
先融 期货	2018年12月31日	153,720.13	219,819.78	1.43	-20.84%
	2024年9月30日	148,975.65	168,649.12	1.13	
财务 公司	2018年12月31日	1,017,900.16	1,130,179.00	1.11	-6.33%
	2024年9月30日	1,619,170.92	1,683,937.76	1.04	

注：为统一对比口径，上表中市净率=归属于母公司净资产评估价值/归属于母公司净资产账面价值。

本次置出评估与前次置入评估中，对资本控股所属主要子公司百瑞信托、电投经纪、先融期货及参股子公司财务公司均采用可比案例市场法定价，选取的定价评估方法不存在差异。由于两次评估基准日间间隔接近 6 年时间，关于信托业务、保险经纪业务、期货业务及财务公司业务的行业要求及政策发生了较大变化，本次评估中可供选取的可比案例与前次评估的可比案例相比，市净率（PB）均有所下降，亦与金融行业整体估值变化趋势一致。

（三）两次评估期间的行业发展变化、自身经营情况等

国资委鼓励央企进入金融行业最早可追溯到 2010 年，在央企负责人会议上，明确“支持具备条件的企业探索产融结合”。近年来，随着国家经济形势的变化以及房地产与地方政府债务风险对金融行业的冲击，金融行业发生了较大的变化。2024 年 5 月 27 日，中共中央政治局审议了《防范化解金融风险问责规定(试行)》，首次将金融风险责任追究制度化。2024 年 6 月 3 日，国务院国资委党委召开扩大会议，提出要深入贯彻落实《防范化解金融风险问责规定（试行）》文件，明确了央企原则上不得新设、收购、新参股金融机构，对服务主业实业效果较小、风险外溢性较大的金融机构原则上不予参股和增持，同时要求对风险较大的金融机构及时进行资金撤离或切割。上述内容被市场称为“退金令”。受制于金融企业监管门槛高、市场承接力弱、审批流程长等因素影响，尽管政策要求央企退出金融领域，但股权转让实际操作中体现挂牌数量激增但结果折价难售的局面，因此在本次评估采用市场法评估时最终确定的市净率（PB）也均有所下降。

信托行业、保险经纪行业、期货行业等具体行业近年来的主要变化如下：

1、信托行业及百瑞信托自身经营情况

（1）两次评估期间信托行业的资产规模持续增长，但盈利能力和报酬率大幅下滑

根据中国信托业协会统计数据，2016年信托行业资产规模达到20.22万亿元，2018年信托规模增至22.7万亿元。2016年、2017年、2018年行业利润总额达771.82亿元、824.11亿元、731.8亿元。这一阶段增长主要依靠通道业务和房地产非标融资，这类业务报酬率较高且通道业务需求旺盛，呈现“高增长、高收益”特征，同时房地产信托规模持续增长，推动信托公司收益提升。2024年信托行业资产规模上涨至29.56万亿元，但同年行业利润总额降至230.87亿元，仅为2018年行业利润总额的32%。

两次评估期间金融监管政策从宽松转向严格，业务结构从通道和地产主导转向服务信托和标品投资，对比凸显信托行业从“监管套利驱动规模”转向“合规转型求生”的历程。前期增长依赖通道业务和地产红利，后期通过政策倒逼结构优化，面临低费率业务主导和风险出清的双重挑战。两次评估期间信托行业资产规模持续增长，但盈利能力和报酬率大幅下滑，平均信托报酬率从2016年的0.41%下降至2023年的0.25%，预计2024年将进一步下降（目前协会暂未公布2024年度统计数据）。

（2）两次评估期间百瑞信托自身资产管理规模大幅增长，但营业收入及净利润呈现下降趋势，传统业务难持续增长，创新业务尚未稳定增长

根据百瑞信托公告，2018年百瑞信托管理信托资产规模为1,907.62亿元，2024年管理资产规模为5,798.67亿元，较2018年大幅增长。2016年、2017年、2018年百瑞信托营业收入分别为16.42亿元、18.32亿元、16.74亿元；净利润分别为9.23亿元、10.36亿元、10.11亿元。2016年、2017年信托行业因通道业务资金回流呈快速增长，百瑞信托收入和净利润增长趋势与行业趋势基本一致。2018年资管新规发布，受整个行业信托报酬率下降影响，导致企业营业收入和净利润略有下滑。

根据百瑞信托公告，自2021年开始百瑞信托营业收入、净利润持续下降，

2024年营业收入、净利润分别为4.72亿元、2.80亿元，较2018年分别下降71.81%、72.30%，与信托行业发展趋势一致。同时，受宏观经济承压、监管趋严影响，房地产业务和基础设施业务受限，传统业务难持续增长，创新业务尚未形成稳定利润增长，百瑞信托业务整体呈现下行调整状态。

2、保险行业及电投经纪自身经营情况

（1）保险行业去中介化趋势逐渐显现

电投经纪主要开展为投保人拟订投保方案、选择保险人、办理投保手续、协助索赔、再保险经纪业务、风险评估与管理咨询、产权经纪业务以及工程招标及代理等业务，目前保险行业正面临显著的去中介化趋势。随着金融科技的进步和互联网保险产品的普及，越来越多的传统保险公司开始建立自己的线上平台，直接与客户联系，减少对中介机构的依赖。同时随着人工智能的迅速发展，部分保险基础业务将逐步被替代，这一趋势对保险经纪公司构成了重大挑战。

（2）“报行合一”新政，行业费率承压，预测期费率不明朗

2018年6月，原银保监会下发《关于商业车险费率监管有关要求的通知》，对车险业务进行严格的“报行合一”。2025年7月，国家金融监督管理总局向各财险公司下发《关于加强非车险监管有关事项的通知（征求意见稿）》，非车险领域“报行合一”政策即将全面落地。

“报行合一”政策的主要目的是督促财险公司严格执行经备案的保险条款和保险费率，进而有效管控应收保费风险，“报行合一”政策全面实施，会进一步挤压保险经纪机构的利润。电投经纪的业务依托于国家电投集团，业务集中，统保业务占比较大，该业务两年招投标一次，超过两年招投标周期后的经纪费率存在较大不确定性，未来经纪佣金费率可能存在进一步下调趋势，电投经纪业务将受到该政策的直接影响。

3、期货行业及先融期货自身经营情况

（1）期货业务竞争加剧，期货行业传统经纪业务平均手续费率呈现较大幅度下滑，先融期货期货业务收入与行业变动趋势一致

由于我国期货行业的同质化竞争较为明显，降低手续费率为行业内竞争的主

要手段之一。随着期货业务竞争的加剧，期货行业传统经纪业务的平均手续费率出现了较大幅度的下滑。根据中国期货业协会的统计，2023 年全行业期货公司手续费收入合计为 234.65 亿元，相较 2022 年的 246.62 亿元，下降 4.85%，相较 2021 年的 314.98 亿元，下降 25.50%，手续费收入下降明显。2021 年、2022 年、2023 年的行业平均手续费率分别为 0.541‰、0.461‰、0.413‰，平均手续费率下降明显（目前协会暂未公布 2024 年度统计数据）。

两次评估期间先融期货整体经营状况呈现明显萎缩，本次评估较前次评估值下降明显。根据先融期货公告，2018 年度、2023 年度、2024 年度营业收入分别为 40.55 亿元、1.64 亿元、1.50 亿元，2018 年度、2023 年度、2024 年度净利润分别 0.66 亿元、-0.38 亿元、0.16 亿元。收入和利润下降的主要原因系风管业务因业务转型调整，基差贸易等收入大幅减少；资管业务进行存量项目兑付与清算工作的政信类产品管理费收入大幅下降所致。先融期货的手续费率由 2017 年的 0.367‰下降至 2023 年的 0.276‰后，2024 年回升至 0.377‰，虽有所回升，但由于整体营业收入规模增长受限，对净利润的影响较小。

（2）先融期货扩展资管业务、风险管理等创新业务，但业务收入、利润仍受限

面临期货经纪业务竞争不断加剧，市场上期货公司扩展了资管业务、风险管理等创新业务，改变“一条腿”发展模式。截至 2024 年，近三分之二的期货公司设立风险管理子公司，备案相关试点业务，包括仓单服务、做市业务、场外衍生品业务、基差贸易、合作套保、定价服务等。其中，场外衍生品业务更是成为各机构争相发力的方向。

先融期货在上海、天津设立 2 家全资子公司，开展风险管理、资管等创新业务。截至评估基准日，两家子公司处于风险化解阶段，暂无新增业务，业务开展受限。

4、集团内财务公司行业及财务公司自身经营情况

近年来，随着市场利率不断走低，行业净息差持续收窄，自 2019 年以来财务公司全行业营业净收入、资产收益率、净资产收益率均有所下降。

从资产结构来看，各项贷款持续作为财务公司行业资产配置的主要方向。截至 2019 年末行业全年累计发放贷款 5.23 万亿元，截至 2024 年末，财务公司行业各项贷款余额为 3.93 万亿元，相比 2019 年下降 24.86%。在资产端，受 LPR 报价下行、银行业同业利率自律管理以及财务公司服务企业集团降本增效等因素影响，2024 年，行业净资产收益率为 6.10%，资产收益率为 0.88%，相比 2018 年分别下降 32.75%和 32.31%，资产收益率大幅下降。

从负债结构来看，2019 年末，财务公司全行业负债规模与资产规模有序统筹，全行业负债为 6.02 万亿元，各项存款占总负债的比重为 94.62%，存款仍是财务公司最主要的负债业务类型。截至 2024 年末，财务公司行业各项存款为 7.69 万亿元，存款规模占比较往年大幅提升，反映成员单位在利率下行预期下的长期锁定利率需求增加。2024 年，财务公司行业净息差和净利差分别为 1.25%和 1.10%，处于历史最低位。生息资产收益率处于下行通道，核心负债成本处于相对较高水平，共同对财务公司净息差形成挤压。

从盈利层面来看，2019 年，财务公司行业持续稳健经营，但收入及利润增速放缓。2019 年全行业实现营业净收入 1,421.1 亿元，全行业实现净利润 817.15 亿元。2024 年，全行业实现营业净收入较 2019 年减少 124.97 亿元，降幅为 8.80%，主要是由于在低利率市场环境以及持续让利实体经济的双重影响下，财务公司利息及投资收入受到较大影响。2024 年，全行业实现净利润较 2019 年减少 11 亿元，降幅为 1.35%，主要受利率持续走低及加大让利实体经济等因素影响，全行业利润连续下滑。

综上所述，资本控股两次评估差异主要由于两次评估基准日相差较远，导致的所属主要子公司百瑞信托、电投经纪、先融期货、财务公司的财务指标以及相关市场行情变化所致，具有合理性。本次交易中，置出标的资产的交易价格以中企华评估出具并经国务院国资委备案的评估结果为依据，由交易各方协商确定，资产定价公平、合理，符合相关法律、法规及《公司章程》的规定，不存在损害上市公司利益或中小投资者合法权益的情形。

二、中介机构核查意见

经核查，评估师认为：

资本控股两次评估差异主要由于两次评估基准日相差较远，导致的所属主要子公司百瑞信托、电投经纪、先融期货、财务公司的财务指标以及相关市场行情变化所致，具有合理性。本次交易中，置出标的资产的交易价格以中企华评估出具并经国务院国资委备案的评估结果为依据，由交易各方协商确定，资产定价公平、合理，符合相关法律、法规及《公司章程》的规定，不存在损害上市公司利益或中小投资者合法权益的情形。

（此页无正文，为北京中企华资产评估有限责任公司关于深圳证券交易所《关于国家电投集团产融控股股份有限公司重大资产置换及发行股份购买资产并募集配套资金申请的审核问询函》所涉及问题的回复》之签章页）

经办资产评估师： _____
石一兵

梁建东

经办资产评估师： _____
李彩霞

陈立佳

北京中企华资产评估有限责任公司

2025年11月13日