

华能国际（600011.SH）

优于大市

火电龙头受益容量电价，现金流改善提升分红预期

核心观点

公司概况：全国性大型电力企业，火电、绿电协同共进。华能国际公司主要业务是在国内外开发、建设和运营燃煤、燃气发电厂、新能源发电项目及配套港口、航运、增量配电网等设施，为社会提供电力、热力及综合能源服务。截至2025年6月，公司累计可控装机容量15299.2万千瓦，其中煤电9314.2万千瓦，占比60.9%；气电1523.2万千瓦，占比10.0%；风电2003.8万千瓦（含海上风电588万千瓦），占比13.1%；太阳能2405万千瓦，占比15.7%。公司收入主要来自电力及热力业务，电力板块中火电收入占比较大，煤电、风电板块利润总额贡献较大。

煤电盈利稳定性提升，公司火电盈利有望趋稳。火电电价机制不断完善，随着新型电力系统建设推进，火电电价机制逐渐由“单一制电价”转变为“两部制电价”，煤电收益来源电量电价+辅助服务+容量电价，火电盈利模式转变，盈利水平趋于稳健。公司火电业务盈利受煤价影响较大，预计未来煤价较为稳定，同时随着容量电价提升，电量电价收入占比逐步下降，公司火电收入波动性下降，火电盈利趋于稳定。

新能源发电市场化推进，未来有望实现合理收益水平。136号文发布，目前各地细则逐步出台，新能源市场化发展有序推进；136号文在推动新能源全面参与市场的同时建立新能源可持续发展价格结算机制，促进新能源项目实现合理收益水平。公司持续加大新能源投资力度，力争在“十四五”末期公司低碳清洁能源装机占比达到45%左右。公司在手新能源项目资源储备较为充足，在建项目规模体量较大，未来公司新能源项目逐步投产，将促进公司新能源板块业绩稳步增长。公司未来资本开支主要用于建设新能源项目，随着新建新能源项目规模逐步稳定，预计资本开支将逐步趋于平稳，公司现金流水平将逐步改善，有力支撑公司分红维持较好水平。

投资建议：由于煤价降幅较大，上调盈利预测。预计2025-2027年公司归属母公司净利润分别为125.20/130.53/135.59亿元（25-27年原预测值分别为119.27/126.62/133.36亿元），归母净利润年增速分别为23.5%/4.3%/3.9%；EPS分别为0.80/0.83/0.86元，当前股价对应PE分别为9.5/9.1/8.7x。综合绝对估值和相对估值结果，我们认为公司股票价值在7.98-8.73元之间，较当前股价有6%-16%的溢价。维持“优于大市”评级。

风险提示：电价下降；煤价上涨；电源项目投运不及预期；用电量增速下行。

盈利预测和财务指标

	2023	2024	2025E	2026E	2027E
营业收入(百万元)	254,397	245,551	239,408	241,200	242,189
(+/-%)	3.1%	-3.5%	-2.5%	0.7%	0.4%
净利润(百万元)	8446	10135	12520	13053	13559
(+/-%)	-214.3%	20.0%	23.5%	4.3%	3.9%
每股收益(元)	0.54	0.65	0.80	0.83	0.86
EBIT Margin	8.8%	10.8%	14.4%	14.8%	15.2%
净资产收益率(ROE)	6.4%	7.4%	8.7%	8.7%	8.6%
市盈率(PE)	14.0	11.7	9.5	9.1	8.7
EV/EBITDA	10.4	9.7	8.1	8.0	7.9
市净率(PB)	0.90	0.86	0.82	0.79	0.76

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

注：摊薄每股收益按最新总股本计算

公司研究·深度报告

公用事业·电力

证券分析师：黄秀杰

021-61761029

huangxiujie@guosen.com.cn

S0980521060002

证券分析师：刘汉轩

010-88005198

liuhanxuan@guosen.com.cn

S0980524120001

证券分析师：郑汉林

0755-81982169

zhenghanlin@guosen.com.cn

S0980522090003

证券分析师：崔佳诚

021-60375416

cuijiacheng@guosen.com.cn

S0980525070002

基础数据

投资评级	优于大市(维持)
合理估值	7.98 - 8.73 元
收盘价	7.58 元
总市值/流通市值	118992/118992 百万元
52周最高价/最低价	8.45/6.15 元
近3个月日均成交额	479.82 百万元

市场走势



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

相关研究报告

《华能国际（600011.SH）-煤电盈利显著改善，持续推进新能源发展》——2025-03-28

《华能国际（600011.SH）-24Q3 营收稳健，资产减值影响利润表现》——2024-11-03

《华能国际（600011.SH）-电价下降影响营收，煤价下降推动业绩增长》——2024-08-01

《华能国际（600011.SH）-煤电盈利同比大幅增长，新能源盈利表现稳健》——2024-04-25

《华能国际（600011.SH）-火电盈利显著改善，新能源装机大幅增长》——2024-03-26

内容目录

公司概况：全国性大型电力企业，火电、绿电协同共进	6
公司沿革及经营概况	6
盈利持续修复，现金流水平改善，未来分红有望维持较好水平	12
煤电盈利稳定性提升，公司火电盈利有望趋稳	16
煤电收益来源电量电价+辅助服务+容量电价，盈利逐步趋稳	16
华能国际公司火电业务盈利有望趋于稳健	21
新能源发电市场化推进，未来有望实现合理收益水平	28
136 号文发布，新能源发电市场化推进	28
风电电量占比较大，未来新能源有望实现合理收益水平	36
盈利预测	42
假设前提	42
未来 3 年业绩预测	43
估值与投资建议	44
绝对估值：7.73-8.73 元	44
相对法估值：7.98-8.77 元	45
投资建议	45
风险提示	46
附表：财务预测与估值	48

图表目录

图1：华能国际公司控股装机容量情况	6
图2：华能国际公司发电量情况（亿千瓦时）	6
图3：华能国际装机容量结构（万千瓦）	7
图4：华能国际各电源发电量（亿千瓦时）	7
图5：华能国际主营业务收入构成（亿元）	7
图6：华能国际电力板块收入构成（亿元）	7
图7：华能国际电力板块毛利润构成（亿元）	8
图8：华能国际境内各电力板块利润总额（亿元）	8
图9：华能国际公司股权结构	8
图10：华能国际新加坡及巴基斯坦业务收入（亿元）	9
图11：华能国际新加坡及巴基斯坦业务税前利润（亿元）	9
图12：华能集团营业收入（亿元）	9
图13：华能集团毛利润（亿元）	9
图14：华能集团电力装机容量（万千瓦）	10
图15：华能集团煤炭产能及产量	10
图16：华能新能源装机容量（万千瓦）	11
图17：华能新能源发电量（亿千瓦时）	11
图18：华能新能源营业收入变化情况	11
图19：华能新能源归母净利润变化情况	11
图20：华能新能源毛利率、净利率及 ROE 情况	12
图21：华能新能源经营性净现金流及资产负债率情况	12
图22：公司营业收入及同比增速（亿元）	12
图23：公司归母净利润及增速（亿元）	12
图24：公司毛利率、净利率及 ROE 情况	13
图25：公司不同业务毛利率情况	13
图26：公司现金流情况（亿元）	13
图27：公司自由现金流情况（亿元）	13
图28：公司应收账款情况（亿元）	14
图29：公司资产负债率及财务费用率情况	14
图30：公司上市以分红情况	14
图31：公司资本开支情况（亿元）	15
图32：公司购建固定产、无形资产等支付的现金（亿元）	15
图33：火电电价机制政策梳理	16
图34：火电收入、成本测算公式及主要影响因素	16
图35：华能国际煤电、气电控股装机容量（万千瓦）	21
图36：华能国际公司火电发电量	21
图37：华能国际公司煤电机组分区域发电量情况（亿千瓦时）	22
图38：华能国际公司气电机组分区域发电量情况（亿千瓦时）	22

图 39: 华能国际公司归母净利润、煤价、利用小时数、电价走势	23
图 40: 华能国际公司归母净利润、燃料成本和煤价走势	24
图 41: 华能国际公司平均供电煤耗及单位燃料成本走势	24
图 42: 华能国际原煤采购情况 (亿吨)	25
图 43: 华能国际长协煤和市场煤价格走势 (元/吨)	25
图 44: 华能国际煤电、气电度电收入 (元/KWh)	25
图 45: 华能国际煤电、气电度电成本 (元/KWh)	25
图 46: 华能国际煤电、气电度电毛利 (元/KWh)	26
图 47: 华能国际煤电、气电度电利润 (元/KWh)	26
图 48: 华能国际煤电单季度利润总额 (亿元)	26
图 49: 华能国际气电单季度利润总额 (亿元)	26
图 50: 华能国际公司辅助服务收入情况	26
图 51: 华能国际与可比公司火电度电收入 (元/KWh)	27
图 52: 华能国际与可比公司火电度电成本 (元/KWh)	27
图 53: 华能国际与可比公司火电供电煤耗 (g/KWh)	27
图 54: 华能国际与可比公司火电度电毛利 (元/KWh)	27
图 55: 国内风光新能源装机容量及占比情况 (万千瓦)	28
图 56: 国内新能源发电量及占比情况 (亿千瓦时)	29
图 57: 2021 年以来国内弃风率情况	29
图 58: 2021 年以来国内弃光率情况	29
图 59: 华能国际公司风电光伏装机容量 (万千瓦)	36
图 60: 华能国际公司风电光伏发电量 (亿千瓦时)	36
图 61: 华能国际公司风电机组分区域发电量情况 (亿千瓦时)	37
图 62: 华能国际公司光伏机组分区域发电量情况 (亿千瓦时)	37
图 63: 华能国际风电光伏度电收入 (元/KWh)	38
图 64: 华能国际风电光伏度电成本 (元/KWh)	38
图 65: 华能国际风电光伏度电毛利 (元/KWh)	38
图 66: 华能国际风电光伏度电利润 (元/KWh)	38
图 67: 华能国际风电单季度利润总额 (亿元)	39
图 68: 华能国际光伏单季度利润总额 (亿元)	39
图 69: 华能国际与可比公司风电度电收入 (元/KWh)	39
图 70: 华能国际与可比公司风电度电成本 (元/KWh)	39
图 71: 华能国际与可比公司风电利用小时数 (小时)	40
图 72: 华能国际与可比公司风电度电毛利 (元/KWh)	40
图 73: 华能国际与可比公司光伏度电收入 (元/KWh)	40
图 74: 华能国际与可比公司光伏度电成本 (元/KWh)	40
图 75: 华能国际与可比公司光伏利用小时数 (小时)	40
图 76: 华能国际与可比公司光伏度电毛利 (元/KWh)	40
图 77: 公司风电光伏资本开支情况 (亿元)	41

表1：华能国际公司主要子公司 2024 年财务状况（亿元）	9
表2：华能集团下属上市公司电力资产情况（万千瓦）	10
表3：《关于建立煤电容量电价机制的通知》主要内容梳理	17
表4：2024-2025 年各省级电网煤电容量电价表	18
表5：《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》主要内容梳理	18
表6：《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》主要内容梳理	19
表7：各区域深度调峰辅助服务补偿标准情况	20
表8：部分省份电力辅助服务管理实施细则内容	21
表9：2025 年各地新能源保障性消纳规定	29
表10：风光新能源电价机制政策梳理	30
表11：《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》政策梳理	31
表12：各地出台 136 号文细则情况梳理	33
表13：各地非水可再生能源消纳责任权重	35
表14：各省重点行业 2025 年绿电消费比例	35
表15：华能国际公司业务拆分（百万元）	42
表16：未来 3 年盈利预测表（百万元）	43
表17：公司盈利预测假设条件（%）	44
表18：资本成本假设	44
表19：FCFF 估值结果（百万元）	44
表20：绝对估值相对折现率和永续增长率的敏感性分析（元）	45

公司概况：全国性大型电力企业，火电、绿电协同共进

公司沿革及经营概况

华能国际电力股份有限公司及其附属公司主要在中国全国范围内开发、建设和经营管理发电厂，是中国最大的上市发电公司之一。公司成立于 1994 年 6 月 30 日，同年 10 月以美国存托股份（ADS）形式在纽约证券交易所上市。1998 年 1 月，公司在香港联交所以介绍方式挂牌上市，并于 2000 年与山东华能合并，此后公司又进行了一系列资产收购，不断扩大经营规模。公司于 2001 年 11 月在 A 股上市，成为中国首家横跨纽约、香港、上海三地上市的发电企业。2008 年公司与华能集团的新加坡分公司中新电力签署转入协议，收购新加坡大士能源公司 100% 的股权。2009 年开始布局风电业务，2015 年公司开始自主开发海上风电项目。2022 年 6 月，公司申请自愿从纽交所退市，并撤销存托股和对应 H 股的注册。华能国际公司致力于建设成为全球一流上市发电公司，公司境内电厂广泛分布在中国二十六个省、自治区和直辖市；公司在新加坡全资拥有一家营运电力公司，在巴基斯坦投资一家营运电力公司。

公司主营业务以电力热力供应为主，目前电源装机以火电为主，煤电发电量占比较大。公司是全国性大型电力企业，主要业务是在国内外开发、建设和运营燃煤、燃气发电厂、新能源发电项目及配套港口、航运、增量配电网等设施，为社会提供电力、热力及综合能源服务。截至 2025 年 6 月，公司可控装机容量 15299.2 万千瓦，其中煤电 9314.2 万千瓦，占比 60.9%；气电 1523.2 万千瓦，占比 10.0%；风电 2003.8 万千瓦（含海上风电 588 万千瓦），占比 13.1%；太阳能 2405 万千瓦，占比 15.7%；水电 37 万千瓦，占比 0.2%；生物质 16 万千瓦，占比 0.1%。从发电量来看，2024 年煤电、气电、风电、光伏发电量分别为 3942、277、380、183 亿千瓦时，占公司总发电量的比例分别为 82.1%、5.8%、7.9%、3.8%。

图1：华能国际公司控股装机容量情况



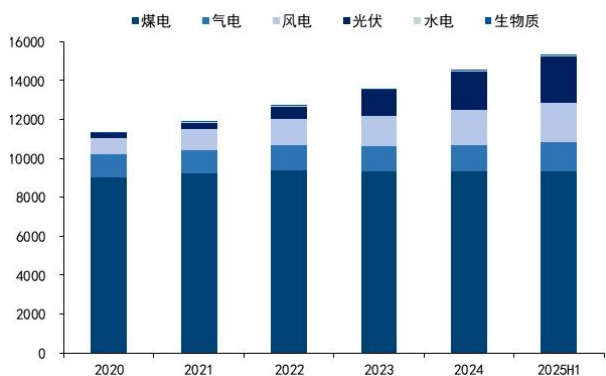
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图2：华能国际公司发电量情况（亿千瓦时）



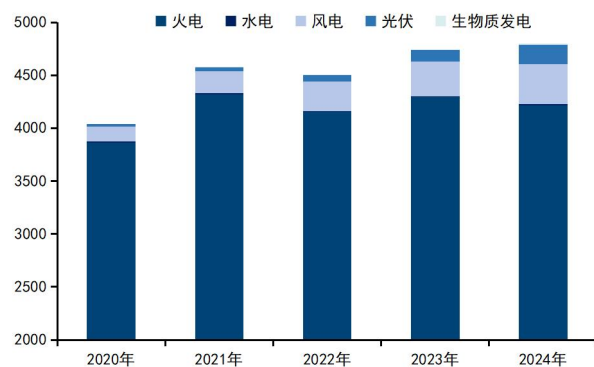
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图3：华能国际装机容量结构（万千瓦）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

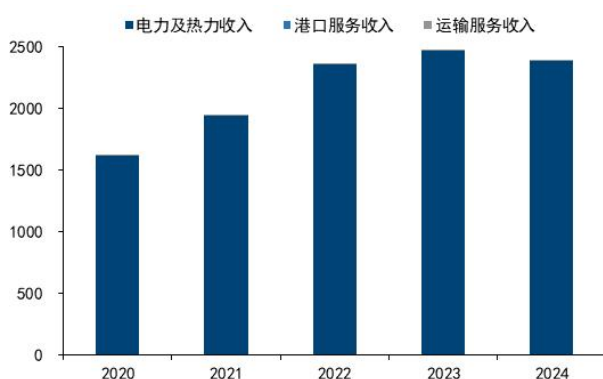
图4：华能国际各电源发电量（亿千瓦时）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

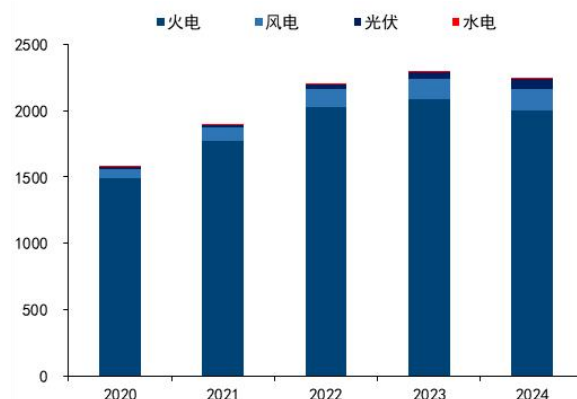
公司收入主要来自电力及热力业务，电力板块中火电收入占比较大，煤电、风电板块利润总额贡献较大。2024年，公司电力及热力业务收入2375.54亿元（-3.49%），占公司营业收入的比例为97.76%，为公司主要的收入来源。在电力及业务中，又以电力业务为主，2024年公司电力业务收入合计2240.69亿元（-2.36%），占公司营业收入的比例为92.15%。在公司电力业务板块中，2024年火电、风电、光伏、水电板块收入分别为1996.85、167.89、71.35、3.10亿元，占电力板块业务收入的比例分别为89.12%、7.49%、3.18%、0.14%。毛利润层面，2024年火电、风电、光伏、水电板块毛利润分别为189.68、88.12、39.11、1.35亿元，占电力板块毛利润的比例分别为60.34%、28.03%、12.44%、0.43%。公司境内各电力板块的利润总额情况，2024年燃煤、燃机、风电、光伏、水电板块利润总额分别为71.38、10.84、67.72、27.25、-1.20亿元，占境内电力板块利润总额的比例分别为42.66%、6.48%、40.47%、6.28%、-0.72%。

图5：华能国际主营业务收入构成（亿元）



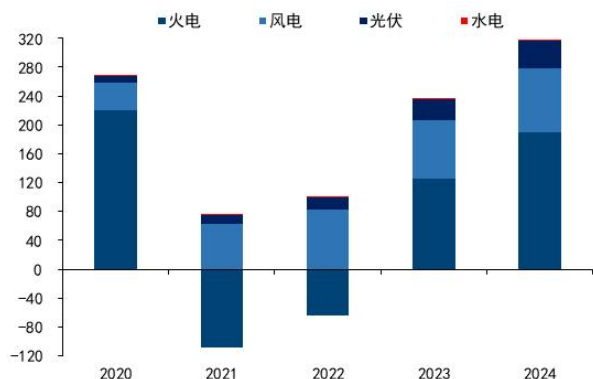
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图6：华能国际电力板块收入构成（亿元）



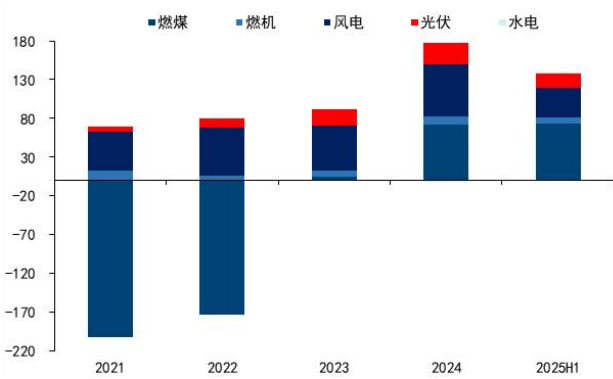
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图7：华能国际电力板块毛利润构成（亿元）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

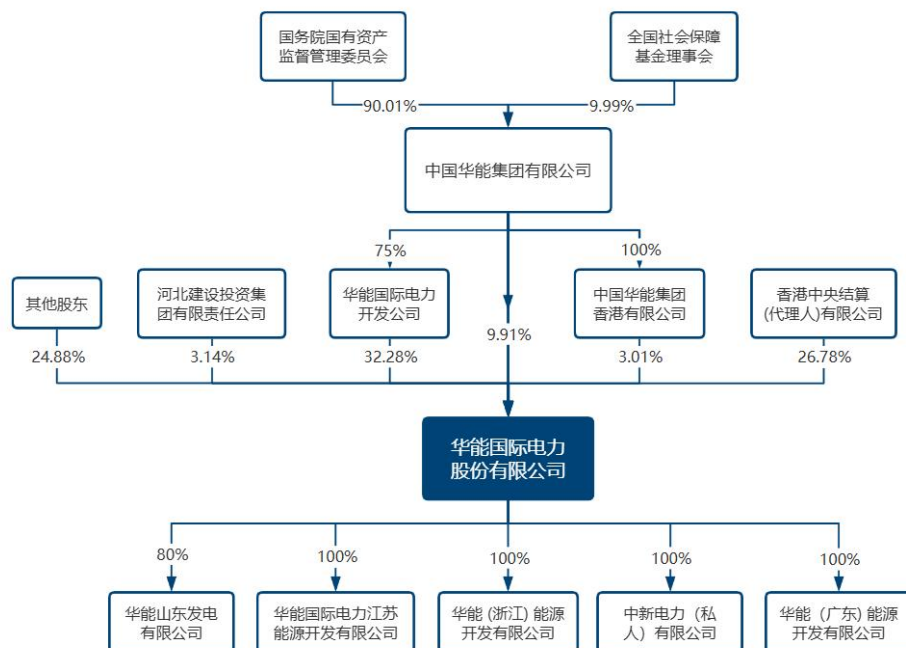
图8：华能国际境内各电力板块利润总额（亿元）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

公司是华能集团常规能源业务最终整合的唯一平台，实际控制人为国资委。公司实际控制人中国华能集团有限公司是国务院国资委直接监管的中央骨干发电企业，属于中国五大发电集团之一。截至2025年6月，华能集团直接持有华能国际9.91%的股份，并通过两家子公司间接持股：华能国际电力开发公司持股32.28%；中国华能集团香港有限公司持股3.01%，合计持有公司45.20%，为公司控股股东。公司作为华能集团常规能源业务最终整合的唯一平台，华能集团在常规能源资产注入上为公司提供了大量支持，助力公司资产规模和电力装机容量增长。

图9：华能国际公司股权结构



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

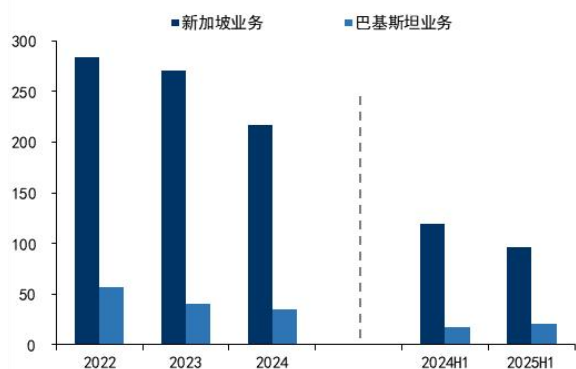
境外业务方面，公司在新加坡全资拥有的大士能源公司2024年实现营业收入216.90亿元，利润总额26.83亿；公司还通过子公司华能山东发电有限公司间接投资巴基斯坦能源项目，山东发电公司持有华能山东如意（巴基斯坦）能源（私人）有限公司50%的股份，巴基斯坦公司2024年实现营业收入35.28亿元，利润总额9.74亿元。

表1：华能国际公司主要子公司 2024 年财务状况（亿元）

公司	总资产	净资产	营业收入	净利润	ROE
华能山东发电有限公司	779.12	278.86	336.36	16.81	6.0%
华能国际电力江苏能源开发有限公司	568.10	290.27	243.26	21.38	7.4%
华能（浙江）能源开发有限公司	313.83	153.78	160.68	20.19	13.1%
中新电力（私人）有限公司	287.12	161.89	216.90	22.10	13.7%
华能（广东）能源开发有限公司	242.62	133.56	133.31	11.33	8.5%

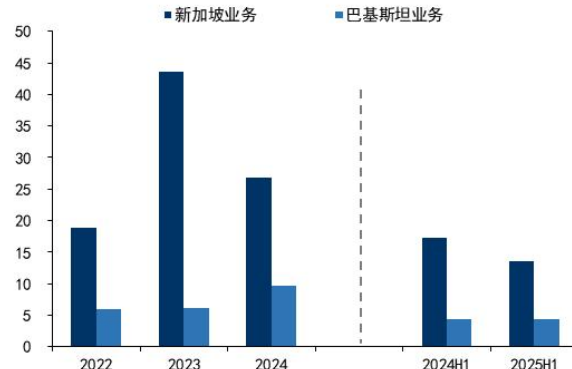
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图10：华能国际新加坡及巴基斯坦业务收入（亿元）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图11：华能国际新加坡及巴基斯坦业务税前利润（亿元）

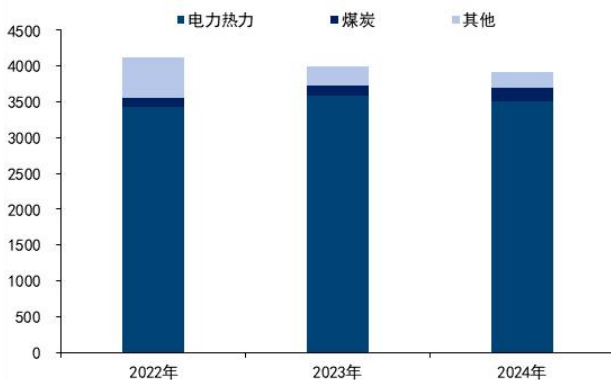


资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

华能集团概况

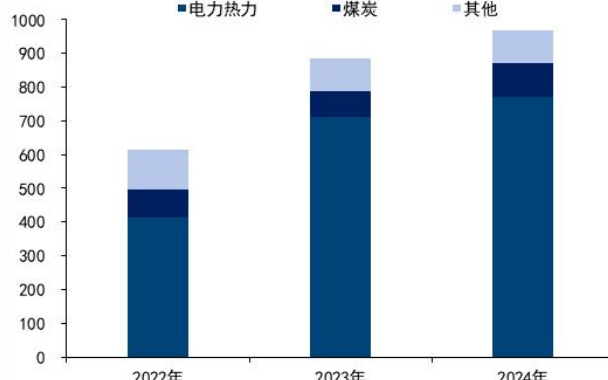
中国华能集团有限公司是以发电为主要业务的中央直属企业，公司业务包括电力热力、煤炭等，电力热力业务始终为公司核心业务且是营业收入和毛利润的主要来源，煤炭业务为电力热力业务形成良好的协同效应，对利润形成补充。2024 年，华能集团营业收入 3916.11 亿元，其中电力热力、煤炭、其他业务收入分别为 3506.41、185.41、224.29 亿元，占比分别为 89.54%、4.73%、5.73%；华能集团毛利润为 966.42 亿元，其中电力热力、煤炭业务毛利润分别为 769.73、99.56、97.13 亿元，占比分别为 79.65%、10.30%、10.05%。

图12：华能集团营业收入（亿元）



资料来源：华能集团债券评级报告，国信证券经济研究所整理

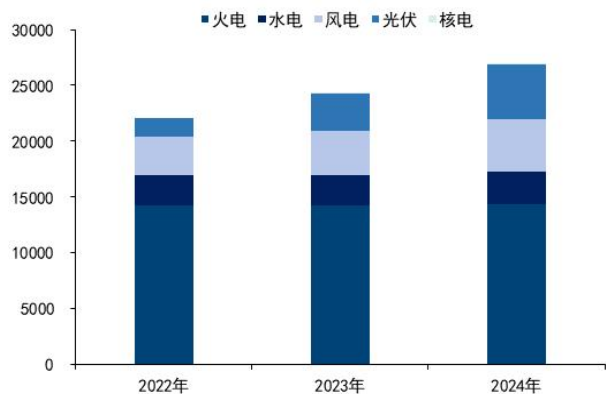
图13：华能集团毛利润（亿元）



资料来源：华能集团债券评级报告，国信证券经济研究所整理

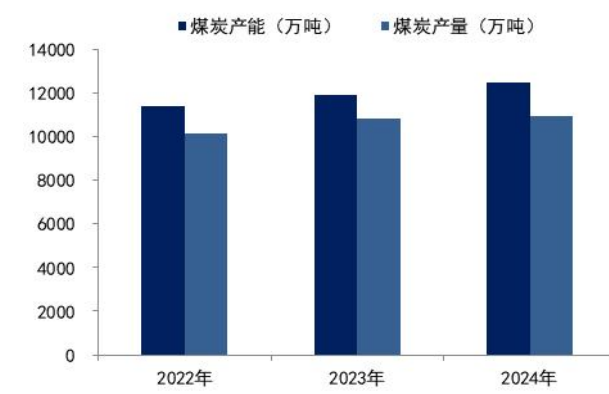
华能集团电力、煤炭资产规模：截至 2024 年，华能集团电力控股装机容量 26924 万千瓦，其中火电装机容量 14383 万千瓦，占比 53.4%；水电装机容量 2929 万千瓦，占比 10.9%；风电装机容量 4610 万千瓦，占比 17.1%；光伏装机容量 4982 万千瓦，占比 18.5%；核电装机容量 20 万千瓦，占比 0.1%。煤炭业务方面，截至 2024 年，华能集团煤炭产能 12470 万吨，2024 年华能集团煤炭产量为 10923 万吨。

图 14：华能集团电力装机容量（万千瓦）



资料来源：华能集团债券评级报告，国信证券经济研究所整理

图 15：华能集团煤炭产能及产量



资料来源：华能集团债券评级报告，国信证券经济研究所整理

华能集团火电、水电资产证券化率水平较高，新能源资产证券化率相对偏低，核电资产还未实现证券化，新能源资产未来有进一步提升的空间。华能集团控股华能国际、华能水电、内蒙华电、新能泰山、长城证券等上市公司，从事电力生产的主要为华能国际、华能水电、内蒙华电等，上述上市公司火电装机容量合计 11821 万千瓦，对应华能集团火电资产的证券化率为 82.2%；水电装机容量合计 2768 万千瓦，对应华能集团水电资产的证券化率为 94.5%；风电装机容量合计 1962 万千瓦，对应华能集团风电资产的证券化率为 42.6%；光伏装机容量合计 2390 万千瓦，对应华能集团光伏资产的证券化率为 48.0%；上述上市公司均无核电装机，华能集团核电资产的证券化率为 0%。从华能集团的各类电源的证券化率情况来看，目前可进一步进行资产重组的为新能源发电资产。华能集团下属的新能源发电资产除分布在华能国际、华能水电、内蒙华电等上市公司体内外，剩余未上市的新能源发电资产主要为华能新能源公司所拥有。

表 2：华能集团下属上市公司电力资产情况（万千瓦）

	华能国际	华能水电	内蒙华电	新能泰山	合计	证券化率	2024 年装机容量
火电	10681		1140		11821	82.19%	14383
水电	37	2731			2768	94.49%	2929
风电	1811	14	138		1962	42.56%	4610
光伏	1984	357	50		2390	47.98%	4982
核电						0.00%	20
合计	14513	3101	1328		18941	70.35%	26924

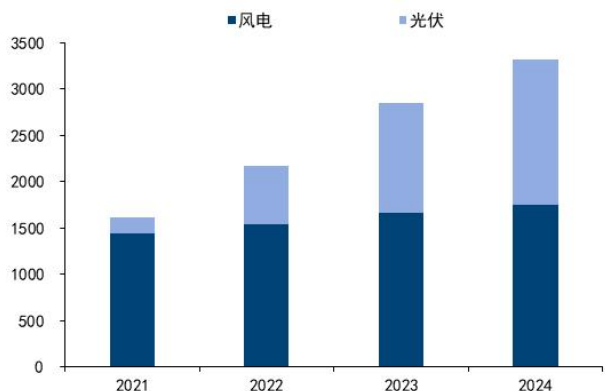
资料来源：华能集团债券募集说明书，各公司公告，国信证券经济研究所整理 注：表中数据截至 2024 年

华能新能源公司概况

华能新能源公司为华能集团下属的新能源发电业务发展平台，华能集团直接持有华能新能源公司 82.66% 股权，并通过华能资本间接持有华能新能源公司 2.23% 股权，合计持有 84.88% 股权。华能新能源主营业务以风光新能源发电为主，截至 2024

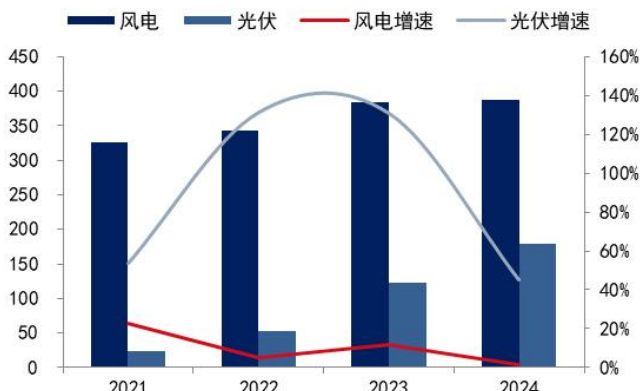
年，华能新能源公司装机容量为 3317.32 万千瓦，占华能集团总装机容量的比例为 12.32%，占华能集团新能源装机容量的比例为 34.58%，其中风电装机容量为 1747.64 万千瓦，光伏装机容量为 1569.68 万千瓦。

图 16: 华能新能源装机容量（万千瓦）



资料来源：华能新能源债券募集说明书，国信证券经济研究所整理

图 17: 华能新能源发电量（亿千瓦时）

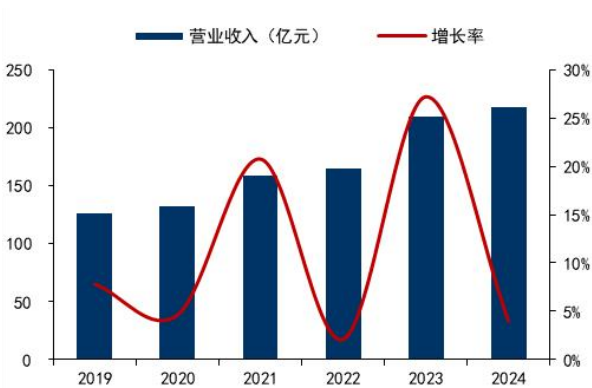


资料来源：华能新能源债券募集说明书，国信证券经济研究所整理

华能新能源收入规模不断增加，归母净利润有所波动。随着风光新能源项目装机容量不断增长，华能新能源公司发电量亦不断增长，收入规模不断扩大。2024 年，华能新能源公司发电量为 560 亿千瓦时（+11.93%），公司实现营业收入 217.70 亿元（+4.01%），归母净利润 56.95 亿元（-3.01%），公司归母净利润下降主要系电价同比下降以及装机容量增加使得折旧摊销成本增加影响。

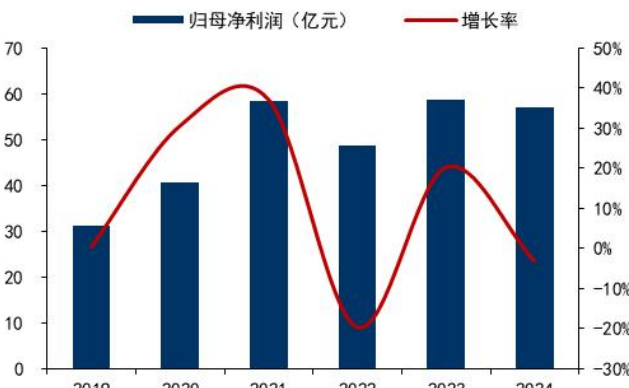
盈利能力较为稳定，经营性净现金流趋势向好，资产负债率有所下降。从华能新能源公司毛利率、净利率及 ROE 等盈利能力指标来看，整体公司盈利水平较为稳定，但由于电价和消纳问题影响，公司盈利能力有所下降。现金流方面，随着公司风光新能源装机规模不断增长，公司经营性净现金流状况呈现稳步提升的态势。资产负债率方面，2024 年，公司进行增资扩股，新增 5 名投资人，引入资本金 150 亿元，资产负债率较 2023 年同期进一步下降。

图 18: 华能新能源营业收入变化情况



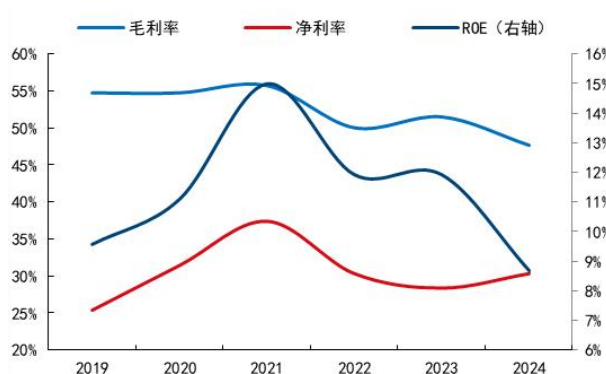
资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图 19: 华能新能源归母净利润变化情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图20：华能新能源毛利率、净利率及 ROE 情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图21：华能新能源经营性净现金流及资产负债率情况

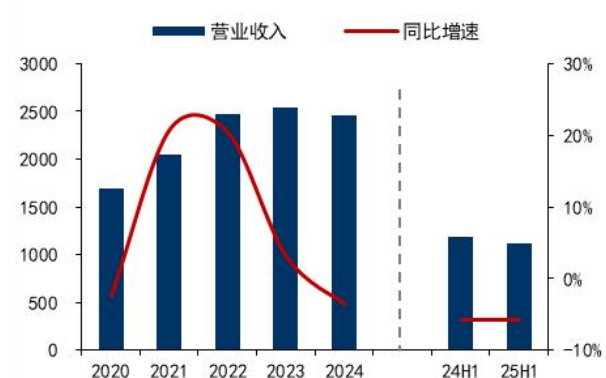


资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

盈利持续修复，现金流水平改善，未来分红有望维持较好水平

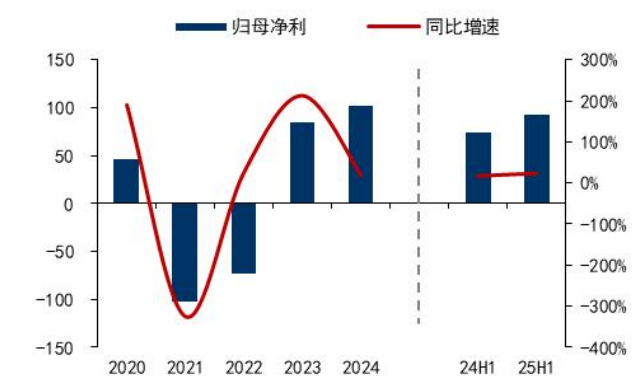
营业收入有所下降，归母净利润持续改善。近年来，由于电量电价下降影响，公司营业收入有所下降，而受益于煤价走低，公司归母净利润持续修复。2025 年上半年，公司实现营业收入 1120.32 亿元，同比下降 5.70%；实现归母净利润 92.62 亿元，同比增长 24.26%；实现扣非归母净利润 88.06 亿元，同比增长 22.64%。公司营业收入下降主要系电量和电价同比下降。2025 年上半年，公司中国境内各运行电厂平均上网结算电价为 485.27 元/兆瓦时，同比下降 2.69%；中国境内各运行电厂上网电量 2056.83 亿千瓦时，同比下降 2.37%。公司归母净利润增长主要原因：一是公司把握燃料价格下行窗口，科学统筹煤炭长协与现货采购，进一步降低燃料成本，火电板块利润同比增长；二是新能源规模有序扩增，光伏板块利润稳中有增。2025 年上半年，公司累计采购煤炭 8713.67 万吨，同比下降 10.70%；境内除税发电耗用标煤单价 917.05 元/吨，同比下降 9.23%。预计未来电力供需格局逐步宽松以及一次能源价格下降，公司电量、电价或仍有下降空间，收入将继续下降。

图22：公司营业收入及同比增速（亿元）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图23：公司归母净利润及增速（亿元）

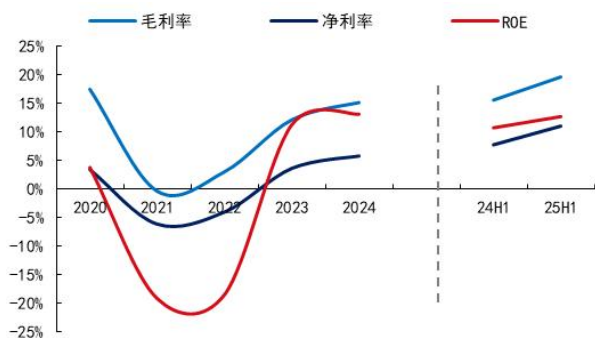


资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

盈利能力改善，煤电业务毛利持续改善，风电光伏业务毛利率有所下降。2021 年以来，随着煤炭价格下降和电价上浮，公司煤电业务毛利率持续修复，而风光新能源则由于市场化交易、平价项目增加和消纳水平下降等因素影响毛利率有所下

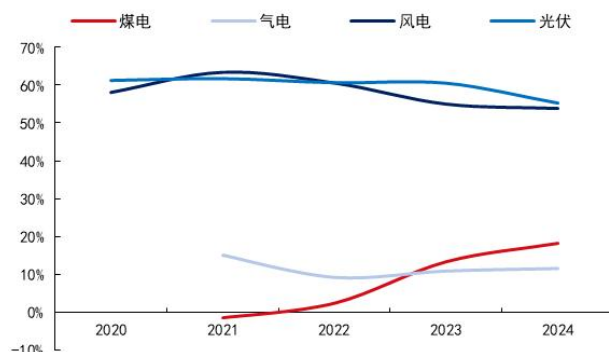
降。2025 年上半年，公司毛利率为 19.60%，同比增加 4.03pct，主要系煤价下降使得燃料成本下降影响；净利率为 10.99%，同比增加 3.28pct，主要毛利率改善影响；受益于净利率增加，公司 ROE 同比增加 1.96pct 至 12.71%。

图 24：公司毛利率、净利率及 ROE 情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

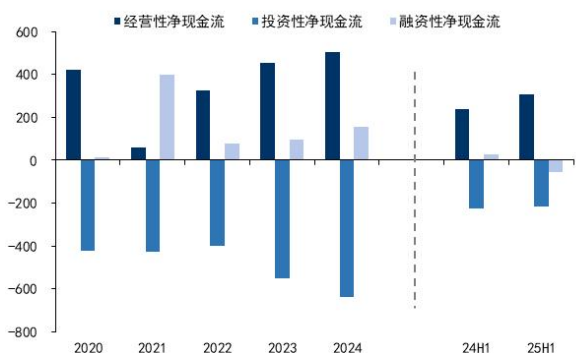
图 25：公司不同业务毛利率情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

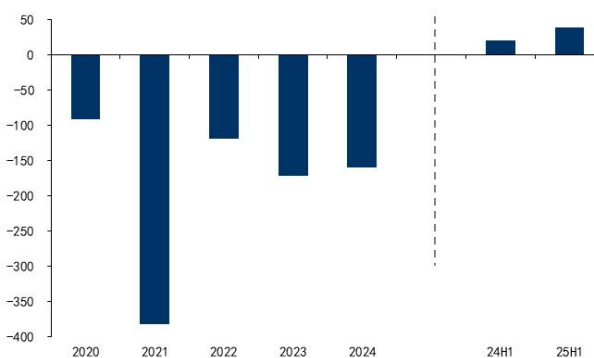
公司经营性现金流水平改善。2024 年，经营性净现金流 505.30 亿元（+11.06%），主要由于燃料采购支出下降，以及增值税留抵退税同比减少的影响；投资性现金净流出 635.97 亿元（+15.16%），主要由于新能源等项目基建支出同比增加；融资性现金净流入 154.83 亿元（+64.42%），主要由于为支持公司新能源发展等资本开支，本期净融资金额同比增加。2025 年上半年，公司经营性净现金流为 307.48 亿元（+30.27%），主要受收入下降和燃料采购支出减少的综合影响；投资性现金流出 218.03 亿元，与 2024 年同期基本持平；融资性净现金流-57.60 亿元，同比明显下降，主要由于公司经营盈利，偿还债务增加。2025 年上半年，公司自由现金流为 38.63 亿元，同比增长 93.11%，反映出公司现金流状况持续改善。

图 26：公司现金流情况（亿元）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图 27：公司自由现金流情况（亿元）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

公司应收账款有所增加。截至 2025 年 6 月，公司累计应收账款为 490.87 亿元，同比增长 8.66%，占公司总资产的比例为 8.26%，应收账款金额持续增加；公司应收账款中账龄在 1 年以内的金额为 483.48 亿元，占比为 98.49%，公司应收账款账龄较为合理。

资产负债率下降，财务费用率下降。随着公司盈利状况改善，公司增加债务偿还规模，同时公司增加权益类融资，资产负债率有所下降，2025 年上半年，公司资

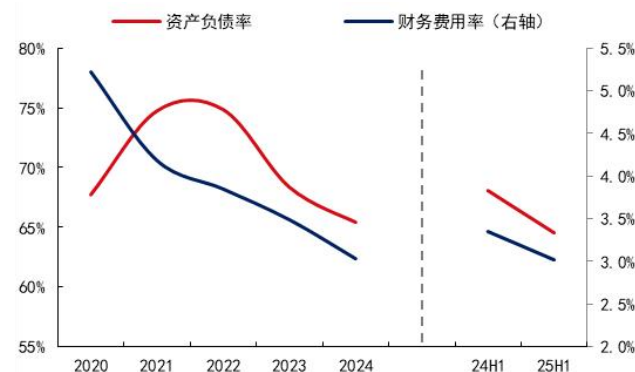
产负债率为 64.52%，同比减少 3.53pct，较 2024 年底的资产负债率 65.40%减少 0.88pct，公司资本结构优化。由于公司负债规模下降及利率水平下降，公司财务费用率亦呈现下降趋势，2025 年上半年，公司财务费用率为 3.02%，同比减少 0.33pct，较 2024 年底财务费用率 3.03%减少 0.01pct。

图 28: 公司应收账款情况（亿元）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

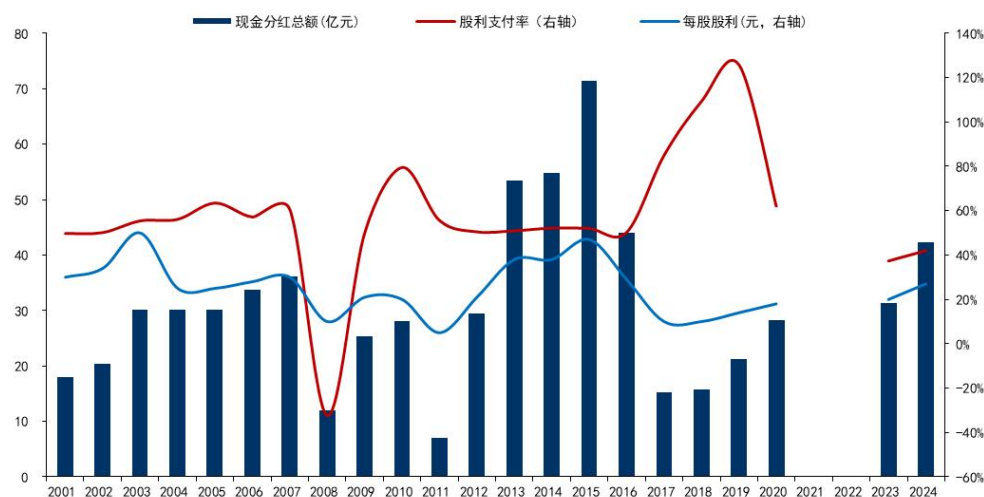
图 29: 公司资产负债率及财务费用率情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

公司历来高度重视投资者回报，未来分红有望维持较好水平。公司自上市以来，高度重视投资者回报，除 2021、2022 年发生大额亏损未分红外，其余年份都有分红，且多数年份股利支付率在 50% 以上。根据公司章程中规定的现金分红政策，公司在当年盈利及累计未分配利润为正，且公司现金流可以满足公司正常经营和可持续发展的情况下，采取现金方式分配股利，公司每年以现金方式分配的利润原则上不少于当年实现的合并报表可分配利润的 50%，预计随着公司盈利趋稳，公司未来有望保持较好的分红水平，为投资者提高较好的投资回报。

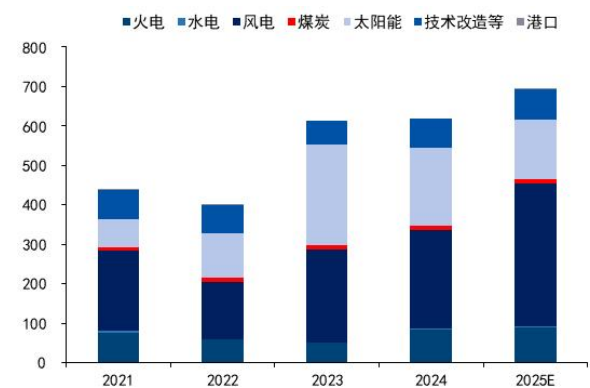
图 30: 公司上市以分红情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

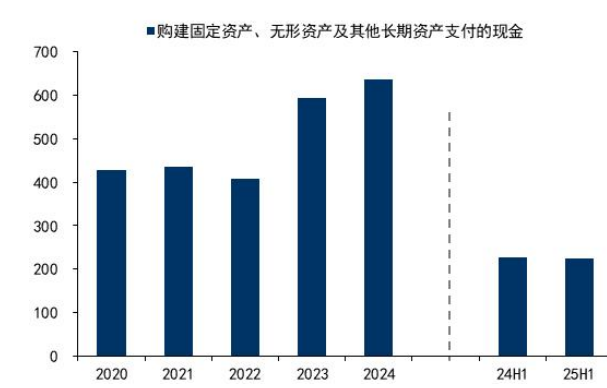
公司资本开支规模逐渐趋于稳定，自由现金流水平改善有力支撑公司分红维持较好水平。公司未来资本开支主要用于新建新能源项目，预计资本开支将逐步趋于稳定，2025 年上半年，公司购建购建固定产、无形资产及其他长期资产支付的现金为 223.23 亿元，同比下降 1.28%；同时，煤价稳定情形下，容量电价收入占比提升，公司火电盈利稳定性增加，火电业务将产生较好的现金流。随着公司资本开支规模趋于稳定及自由现金流水平改善，公司将具备较强的分红能力，分红派息有望维持较好水平。

图 31：公司资本开支情况（亿元）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图 32：公司购建固定产、无形资产等支付的现金（亿元）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

煤电盈利稳定性提升，公司火电盈利有望趋稳

煤电收益来源电量电价+辅助服务+容量电价，盈利逐步趋稳

火电电价机制不断完善，市场化程度提升是发展趋势，同时随着新型电力系统建设推进，火电电价机制逐渐由“单一制电价”转变为“两部制电价”，推动火电盈利模式变化，盈利水平趋于稳健。

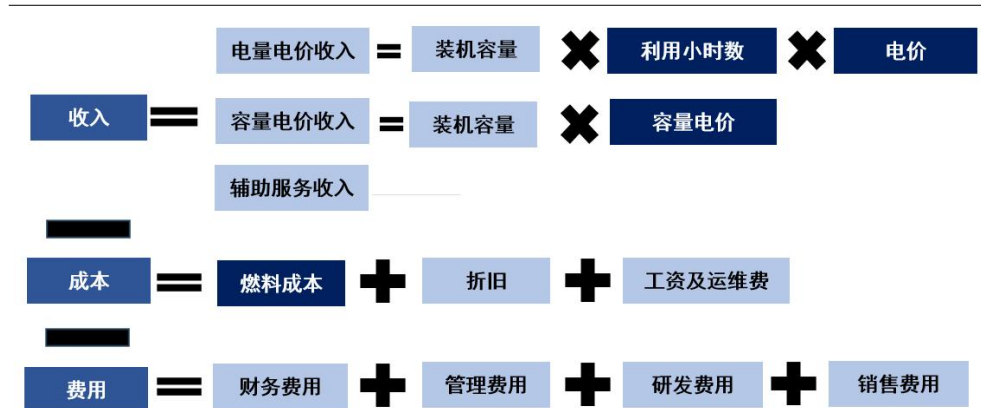
图 33：火电电价机制政策梳理

2004年4月16日 《关于进一步疏导电价矛盾规范电价管理的通知》 (发改价格[2004]610号)	对同一地区新投产的同类机组(按水电、火电、核电、风电等分类)，原则上按同一价格水平核定上网电价；对安装脱硫环保设施的燃煤电厂，其环保投资、运行成本按社会平均水平计入上网电价，标准由发改委统一核定公布。
2004年12月15日 《关于建立煤电价格联动机制的意见》 (发改价格[2004]2909号)	上网电价与煤炭价格联动。以电煤综合出矿价格(车板价)为基础，实行煤电价格联动。电力企业要消化30%的煤价上涨因素，燃煤电厂上网电价调整时，水电企业上网电价适当调整，其他发电企业上网电价不随煤价变化调整；同时，销售电价与上网电价联动，上网电价调整后，按照电网经营企业输配电价保持相对稳定的原则，相应调整电网企业对用户的销售电价。 电价联动周期原则上以不少于6个月为一个煤电价格联动周期。若周期内平均煤价比前一周变化幅度达到或超过5%，相应调整电价；如变化幅度不足5%，则下一周期累计计算，直到累计变化幅度达到或超过5%，进行电价调整。
2004年12月15日 《关于深化电煤市场化改革的指导意见》 (国办发[2012]57号)	自2013年起，取消重点合同，取消电煤价格双轨制，煤炭企业和电力企业自主衔接签订合同，自主协商确定价格，鼓励双方签订中长期合同，完善煤电价格联动机制。继续实施并不断完善煤电联动机制，当电煤价格波动幅度超过5%时，以年度为周期，相应调整上网电价，同时将电力企业消纳煤价波动的比例由30%调整为10%。鉴于当前重点合同电煤与市场价格接近，此次电煤价格并轨后上网电价总体暂不作调整，对个别问题视情况个别解决。
2012年12月20日 《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》 (发改价格[2019]1658号)	执行“基准价+上下浮动”价格机制的燃煤发电电量，基准价中包含脱硫、脱硝、除尘电价，按当地现行燃煤发电标杆上网电价确定，浮动幅度范围为上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%。仍由电网企业保障供应的电量，在执行基准价的基础上，继续执行现行超低价政策。燃煤发电上网电价完全放开由市场形成，上网电价中包含脱硫、脱硝、除尘电价和超低排放电价。 通过市场机制形成燃煤机组参与调峰、调频、备用、黑启动等辅助服务的价格，以补偿燃煤发电合理成本，保障电力系统安全稳定运行。对于燃煤机组利用小时严重偏低的省份，可建立容量补偿机制，容量电价和电量电价通过市场化方式形成。
2021年10月11日 《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》 (发改价格[2021]1439号)	燃煤发电电量原则上全部进入电力市场，通过市场交易在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价。现行燃煤发电基准价继续作为新能源发电等价格形成的挂钩基准。 将燃煤发电市场交易价格浮动范围由现行的上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%，扩大为上下浮动原则上均不超过20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制。电力现货价格不受上述幅度限制。
2023年11月8日 《关于建立煤电容量电价机制的通知》 (发改价格[2023]1501号)	煤电容量电价按照回收煤电机组一定比例固定成本的方式确定，其中，用于计算容量电价的煤电机组固定成本实行全国统一标准，为每年每千瓦330元；通过容量电价回收的固定成本比例，综合考虑各地电力系统需要、煤电功能转型情况等因素确定，2024~2025年多数地方为30%左右，部分煤电功能转型较快的地方适当高一些，为50%左右(各省省级电网煤电容量电价水平具体见附件)。2026年起，将各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于50%。

资料来源：国家发改委，中国政府网，国信证券经济研究所整理

新型电力系统中，煤电定位由传统的电力、电量主体电源转向基础保障性、系统调节性电源，未来煤电的转型的主线任务为“清洁低碳、高效调节、快速变负荷、启停调峰”。长期来看，随着新能源持续发展以及煤电的政策定位发生转变，一方面煤电发电量占比将出现下降；另一方面，煤电电力商品的电能量、平衡属性将有所减弱，调节、可靠性的属性将增强，未来主要收入来源于电量电价、辅助服务收入以及容量电价收入，收入来源更加多元。

图 34：火电收入、成本测算公式及主要影响因素



资料来源：国信证券经济研究所整理

从煤电盈利的主要影响因素来看，由于不同区域电力市场供需状况、新能源发展程度以及不同火电机组成本差异等因素影响，随着新型电力系统建设加快推进，火电盈利将产生分化，具备低成本优势，以及分布在新能源装机占比较少/新能源消纳情况好/利用小时数高区域（电力供需偏紧区域）的火电机组将盈利水平更加稳定，现金流水平更好。

◆ 煤电容量电价政策出台，推动煤电固定成本回收及实现稳定盈利

煤电容量电价政策出台，为煤电带来新的收入来源。2023年11月10日，国家发改委、国家能源局印发《关于建立煤电容量电价机制的通知》（以下简称《通知》），明确规定了容量电价实施范围、容量电价水平确定、容量电费分摊以及容量电费考核等内容。《通知》明确规定：

煤电容量电价实施范围：煤电容量电价机制适用于合规在运的公用煤电机组。燃煤自备电厂、不符合国家规划的煤电机组，以及不满足国家对于能耗、环保和灵活调节能力等要求的煤电机组，不执行容量电价机制，具体由国家能源局另行明确。

容量电价水平的确定：煤电容量电价按照回收煤电机组一定比例固定成本的方式确定。其中，用于计算容量电价的煤电机组固定成本实行全国统一标准，为每年每千瓦330元；通过容量电价回收的固定成本比例，综合考虑各地电力系统需要、煤电功能转型情况等因素确定，2024~2025年多数地方为30%左右，部分煤电功能转型较快的地方适当高一些，为50%左右。2026年起，将各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于50%。根据《通知》规定，2024-2025年国内多数省份煤电容量电价为100元/千瓦·年（含税），河南、湖南、重庆、四川、青海、云南、广西的煤电容量电价为165元/千瓦·年（含税）。

容量电费分摊：煤电机组可获得的容量电费，根据当地煤电容量电价和机组申报的最大出力确定，煤电机组分月申报，电网企业按月结算。新建煤电机组自投运次月起执行煤电容量电价机制。各地煤电容量电费纳入系统运行费用，每月由工商业用户按当月用电量比例分摊，由电网企业按月发布、滚动清算。

容量电费考核：正常在运情况下，煤电机组无法按照调度指令（跨省跨区送电按合同约定）提供申报最大出力的，月内发生两次扣减当月容量电费的10%，发生三次扣减50%，发生四次及以上扣减100%。

煤电容量电价机制有助于煤电盈利稳定，有利于新建煤电机组回收投资成本，促进火电灵活性改造。新型电力系统建设背景下，煤电正逐渐由主体电源向灵活支撑电源转变，相应可能出现利用小时数下降导致煤电机组成本难以有效回收，影响煤电机组项目收益及煤电机组投资积极性；煤电容量电价有助于煤电机组回收固定成本，降低煤电机组因煤炭价格变化而产生的盈利波动，整体盈利趋于稳健，助力煤电经营发展模式顺利转变。从各地2024年煤电容量电价政策执行情况来看，多数地区2024年煤电容量电价在2分/KWh左右，未来随着煤电容量电价补偿标准增加，度电收益水平将进一步增加，有助于促进火电盈利维持稳定。

表3：《关于建立煤电容量电价机制的通知》主要内容梳理

政策类别	主要内容
实施范围	煤电容量电价机制适用于合规在运的公用煤电机组。 燃煤自备电厂、不符合国家规划的煤电机组，以及不满足国家对于能耗、环保和灵活调节能力等要求的煤电机组，不执行容量电价机制，具体由国家能源局另行明确。
容量电价水平的确定	煤电容量电价按照回收煤电机组一定比例固定成本的方式确定。其中，用于计算容量电价的煤电机组固定成本实行全国统一标准，为每年每千瓦330元； 通过容量电价回收的固定成本比例，综合考虑各地电力系统需要、煤电功能转型情况等因素确定，2024~2025年多数地方为30%左右，部分煤电功能转型较快的地方适当高一些，为50%左右。2026年起，将各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于50%。
容量电费分摊	煤电机组可获得的容量电费，根据当地煤电容量电价和机组申报的最大出力确定，煤电机组分月申报，电网企业按月结算。新建煤电机组自投运次月起执行煤电容量电价机制。各地煤电容量电费纳入系统运行费用，每月由工商业用户按当月用电量比例分摊，由电网企业按月发布、滚动清算。

对纳入受电省份电力电量平衡的跨省跨区外送煤电机组，送受双方应当签订年度及以上中长期合同，明确煤电容量电费分摊比例和履约责任等内容。其中：（1）配套煤电机组，原则上执行受电省份容量电价，容量电费由受电省份承担。向多个省份送电的，容量电费可暂按受电省份分电比例分摊，鼓励探索按送电容量比例分摊。（2）其他煤电机组，原则上执行送电省份容量电价，容量电费由送、受方合理分摊，分摊比例考虑送电省份外送电量占比、高峰时段保障受电省份用电情况等要素协商确定。

对未纳入受电省份电力电量平衡的跨省跨区外送煤电机组，由送电省份承担其容量电费。

正常在运情况下，煤电机组无法按照调度指令（跨省跨区送电按合同约定，下同）提供申报最大出力的，**月内发生两次扣减当月容量电费的10%，发生三次扣减50%，发生四次及以上扣减100%。**

容量电费考核

煤电机组最大出力申报、认定及考核等规则，由国家能源局结合电力并网运行管理细则等规定明确。最大出力未达标情况由电网企业按月统计，相应扣减容量电费。对自然年内月容量电费全部扣减累计发生三次的煤电机组，取消其获取容量电费的资格。

应急备用煤电机组的容量电价，由省级价格主管部门会同能源主管部门按照回收日常维护成本的原则制定，鼓励采取竞争性招标等方式确定。应急备用煤电机组调用时段电量电价，按同时段最短周期电力市场交易电价水平确定。应急备用煤电机组具体范围及管理办法由国家能源局另行明确。

资料来源：国家发改委、国家能源局，国信证券经济研究所整理

表4：2024-2025年各省级电网煤电容量电价表

省级电网	容量电价(元/千瓦·年，含税)	省级电网	容量电价(元/千瓦·年，含税)
北京	100	河南	165
天津	100	湖北	100
冀北	100	湖南	165
河北	100	重庆	165
山西	100	四川	165
山东	100	陕西	100
蒙西	100	新疆	100
蒙东	100	青海	165
辽宁	100	宁夏	100
吉林	100	甘肃	100
黑龙江	100	深圳	100
上海	100	广东	100
江苏	100	云南	165
浙江	100	海南	100
安徽	100	贵州	100
福建	100	广西	165
江西	100		

资料来源：国家发改委、国家能源局，国信证券经济研究所整理

部分地区 2026 年煤电机组容量电价增加，促进火电盈利趋于稳健。近期部分地区发改委调整煤电机组容量电价，如甘肃发改委发布的《甘肃省关于建立发电侧容量电价机制的通知（征求意见稿）》提出煤电机组容量电价提升至每年每千瓦 330 元（含税），较目前甘肃执行的煤电容量电价每年每千瓦 100 元增加 230 元，实现煤电机组固定成本全覆盖；广东省发改委、广东省能源局、国家能源局南方监管局印发《关于调整我省煤电气电容量电价的通知》提出适当提高煤电、气电机组容量电价，煤电机组容量电价调整为每年每千瓦 165 元（含税），自 2026 年 1 月 1 日起执行，较目前广东执行的煤电容量电价每年每千瓦 100 元增加 65 元，容量电价覆盖固定成本的比例由 30%提升至 50%。预计未来各省发改委将逐步出台煤电容量电价调整政策，煤电容量电价将更大程度覆盖煤电固定成本，促进煤电机组盈利稳定性提升。

表5：《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》主要内容梳理

地区	政策文件	主要内容
甘肃	《甘肃省关于建立发电侧容量电价机制的通知（征求意见稿）》	实施范围： 本机制适用于不同类型机组，考虑到风电、光伏在用电高峰时段提供可靠电力供应的能力有限，抽水蓄能电站尚处于建设初期，实施范围暂包括合规在运的公用煤电机组、电网侧新型储能，均不含直流配套电源。 容量需求和有效容量核定： （一）容量需求。容量需求按当年系统净负荷曲线（省内用电负荷加外送电量减去风电、光伏出力、可中断负荷容量，下同）的最大值所在时刻对应的省内用电负荷、外送容量需求（不含祁韶配套电源的送电容量）、备用容量之和减去可中断负荷容量计算确定。（二）有效容量。有效容量为煤电机组、电网侧新型储能、风电、光伏、水电等电源的有效容量之和。煤电机组的有效容量根据煤电机组铭牌容量扣除厂用电后确定。电网侧新型储能的有效容量根据满功率放电时长/6×额定功率并扣除厂用电后确定。风电、光伏机组的有效容量根据装机容量扣除厂用电后的 7%、1%确定。水电机组的有效容量根据装机容量扣除厂用电后，蓄水式按 98%、径流式按 32%确定。

(三) 容量供需系数。容量供需系数为容量需求与有效容量的比值，数值大于 1 时取 1。

容量电价标准：市场初期，煤电机组、电网侧新型储能容量电价标准暂按**每年每千瓦 330 元**执行，**执行期限 2 年**。执行期满后，根据市场运行情况、机组运行成本等另行测算确定。

容量电费分摊：容量电费按照月度外送电量（不含直流配套电源）和省内外工商业用户月度用电量比例分摊，由国网甘肃省电力公司按月发布、滚动清算。其中，月度外送电量（不含直流配套电源）对应的容量电费由电源企业与受端省份协商确定；省内工商业用户对应的容量电费由全体工商业用户按当月用电量比例分摊。其中：省内工商业用户对应的容量电费由国网甘肃省电力公司负责收取，实行单独归集、单独反映。容量电费纳入系统运行费用，在系统运行费用下设“发电侧容量电费”科目。

容量电费结算：煤电机组、电网侧新型储能按照月度申报容量获得容量电费。**容量电费=申报容量×容量电价×容量供需系数**。煤电机组、电网侧新型储能按月向国网甘肃省电力公司申报，申报容量不得超过其有效容量。国网甘肃省电力公司计算容量电费并按月结算。新建煤电机组、电网侧新型储能自投运次月起执行容量电价机制。

广东
《关于调整我
省煤电气电容
量电价的通知》

适当提高煤电、气电机组容量电价：1、广东省煤电机组容量电价调整为**每年每千瓦 165 元(含税下同)**，自 2026 年 1 月 1 日起执行。2、广东省使用澳大利亚进口合约天然气的配套气电机组容量电价调整为每年每千瓦 165 元；9E 及以上的其他常规机组调整为每年每千瓦 264 元；6F 及以下其他常规机组调整为每年每千瓦 330 元；对于纳入国家能源领域首台(套)重大技术装备的气电机组的容量电价调整为每年每千瓦 396 元。自 2025 年 8 月 1 日起执行。

资料来源：各地发改委，国信证券经济研究所整理

◆ 辅助服务交易和价格机制逐步完善，助力火电发展转型

2021 年 12 月，国家能源局印发《电力辅助服务管理办法》，扩大辅助服务提供主体范围，规范辅助服务分类和品种，新增转动惯量、爬坡、稳定切机、稳定切负荷等辅助服务品种，进一步完善辅助服务考核补偿与分摊机制，明确跨省跨区发电机组参与辅助服务的责任义务、参与方式和补偿分摊原则，建立用户参与的分担共享机制；健全市场形成价格新机制，在以调峰辅助服务市场化交易为主的基础上，持续推动调频、备用、转动惯量、爬坡等品种以市场竞争方式确定辅助服务提供主体，形成交易价格，降低系统辅助服务成本。

2024 年 2 月，国家发改委、国家能源局发布《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》，主要包括优化调峰辅助服务交易和价格机制、健全调频辅助服务交易和价格机制、完善备用辅助服务交易和价格机制以及规范辅助服务价格传导等，优化调峰、调频、备用等辅助服务的交易和价格机制，并明确辅助服务价格传导机制，促进电力经营主体提供新型电力系统需要的辅助服务和规范辅助服务交易和价格行为，保障电力系统安全稳定运行和促进新能源消纳水平提升。

2024 年 10 月，国家能源局印发《电力辅助服务市场基本规则（征求意见稿）》，提出科学确定辅助服务市场需求，合理设置辅助服务市场交易品种，按照“谁提供、谁获利、谁受益、谁承担”原则，优化各类辅助服务价格形成机制，健全辅助服务费用传导机制，明确辅助服务的市场成员、辅助服务品种、辅助服务市场交易、费用产生及补偿、传导机制。2025 年 4 月，国家发改委、国家能源局印发《电力辅助服务市场基本规则》，健全电力辅助服务市场价格形成机制和费用传导机制。

表 6：《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》主要内容梳理

政策类别	具体内容
优化调峰辅助服务交易和价格机制	完善调峰市场交易机制。电力现货市场连续运行的地区，完善现货市场规则，适当放宽市场限价， 引导实现调峰功能，调峰及顶峰、调峰容量等具有类似功能的市场不再运行 。电力现货市场未连续运行的地区，原则上风电、光伏发电机组不作为调峰服务提供主体，研究适时推动水电机组参与有偿调峰，其他机组在现货市场未运行期间按规则自主申报分时段出力及价格，通过市场竞争确定出清价格和中标调峰出力。区域调峰、存在电能交换的区域备用等交易，应当及时转为电能交易。 合理确定调峰服务价格上限。各地统筹调峰需求、调节资源成本和新能源消纳等因素，按照新能源项目消纳成本不高于发电价值的原则，合理确定调峰服务价格上限， 调峰服务价格上限原则上不高于当地平价新能源项目的上网电价 。
健全调频辅助服务交易和价格机制	规范调频市场交易机制。调频市场原则上采用基于调频里程的单一制价格机制。各机组按规则自主申报分时段调频容量及价格，通过市场竞争确定出清价格和中标调频容量。调频费用根据出清价格、调频里程、性能系数三者乘积计算。 合理确定调频服务价格上限。调频性能系数由调节速率、调节精度、响应时间三个分项参数乘积或加权平均确定，分项参数以当地性能最优煤电机组主机（不含火储联合机组）对应的设计参数为基准折算。原则上性能系数最大不超过 2， 调频里程出清价格上限不超过每千瓦 0.015 元 。
完善备用辅助服务交易和价格机制	规范备用市场交易机制。备用市场原则上采用基于中标容量和时间的单一制价格机制。备用容量需求由电力调度机构根据系统安全经济要求与实际情况确定，各机组按规则申报备用容量及价格，通过市场竞争确定出清价格、中标容量和时间。备用费用根据出清价格、中标容量、中标时间三者乘积计算，实际备用容量低于中标容量的，按实际备用容量结算。 合理确定备用服务价格上限。统筹考虑提供备用服务的机会成本（因预留备用容量、不发电而产生的损失）等因素，合理确定备用服务价格上限，原则上备用服务价格上限不超过当地电能市场价格上限。

规范辅助服务价格传导

合理确定辅助服务需求。各地要以保障电力系统安全稳定运行为目标，按照规范透明的原则，科学测算确定辅助服务需求。可结合当地实际探索开展爬坡等辅助服务机制，通过市场竞争确定出清价格、中标机组和中标容量，合理安排价格上限。不得采用事后调整结算公式等方式，确定辅助服务费用规模 and 价格标准。电网企业要加强精细化管理，提高经济调度水平。

健全辅助服务费用传导机制。各地要规范辅助服务费用管理，由用户侧承担的辅助服务成本，应当为电能量市场无法补偿的因提供辅助服务而未能发电带来的损失。电力现货市场未连续运行的地区，原则上不向用户侧疏导辅助服务费用。电力现货市场连续运行的地区，符合上述要求的调频、备用辅助服务费用（不含提供辅助服务过程中产生的电量费用），原则上由用户用电量和未参与电能量市场交易的上网电量共同分担，分担比例由省级价格主管部门确定。其他需由经营主体承担的辅助服务费用，按程序报批。

规范辅助服务费用结算。由用户承担的辅助服务费用纳入系统运行费用，随电费一同结算，电力现货市场连续运行的地区采用“日清月结”模式。各品种辅助服务补偿、分摊、考核费用应单独计算，并在结算单中单独列示。

资料来源：国家发改委，国信证券经济研究所整理

多个地区出台电力辅助服务实施细则，实现《电力辅助服务管理办法》、《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》等政策有效落地。电力辅助服务市场不断完善，为火电等主体带来增量收入来源，有助于推动火电向基础保障性和灵活支撑电源转型。

辅助服务市场逐渐成熟，火电获取调峰调频和备用收益。火电参与辅助服务主要为提供调峰、备用等辅助品种，多个地区出台电力辅助服务实施细则，明确火电机组深度调峰的补偿标准，为火电机组参与调峰辅助服务提供激励，促进火电机组参与调峰辅助服务。2023 年 7 月，国家能源局三季度例行新闻发布会上披露，2023 年上半年，全国电力辅助服务费用共 278 亿元，占上网电费的比例为 1.9%。其中，调峰补偿 167 亿元，占比 60.0%；调频补偿 54 亿元，占比 19.4%；备用补偿 45 亿元，占比 16.2%；火电企业获得补偿 254 亿元，占比 91.4%。

随着未来新能源装机规模持续增加，未来国内电力辅助服务费用规模有望进一步增长。根据国际经验，电力辅助服务费用一般在全社会总电费的 3% 以上，该比例随着新能源大规模接入还将不断增加，据此可以预期的是，未来国内辅助服务费用规模有望超过千亿规模，较当前国内电力辅助服务费用规模有较大增长空间。

表 7：各区域深度调峰辅助服务补偿标准情况

时间	地区/省份	政策文件	发布机构	深度调峰补偿标准
2020.9	东北地区	《东北电力辅助服务市场运营规则》	国家能源局东北监管局	非供热期：纯凝火电机组 40%<负荷率≤50%，热电机组 40%<负荷率≤48%，0-0.4 元/kwh；全部火电机组负荷率≤40%，0.4-1 元/kwh。 供热期：纯凝火电机组 40%<负荷率≤48%，热电机组 40%<负荷率≤50%，0-0.4 元/kwh；全部火电机组负荷率≤40%，0.4-1 元/kwh。
2022.6	广东	《南方区域电力辅助服务管理实施细则》	国家能源局南方监管局	额定容量 40%~50%，99 元/兆瓦时；额定容量 30%~40%，792 元/兆瓦时；30%以下，1188 元/兆瓦时。
	广西			额定容量 40%~50%，49.5 元/兆瓦时；额定容量 30%~40%，396 元/兆瓦时；30%以下，594 元/兆瓦时。
	云南			额定容量 40%~50%，82.8 元/兆瓦时；额定容量 30%~40%，662.4 元/兆瓦时；30%以下，993.6 元/兆瓦时。
	贵州			额定容量 40%~50%，81 元/兆瓦时；额定容量 30%~40%，648 元/兆瓦时；30%以下，972 元/兆瓦时。
	海南			额定容量 40%~50%，74.4 元/兆瓦时；额定容量 30%~40%，595.2 元/兆瓦时；30%以下，892.8 元/兆瓦时。
2022.7	华北地区	《华北区域电力辅助服务管理实施细则》（征求意见稿）	国家能源局华北监管局	对火电机组因电网运行需要或新能源消纳需求提供深度调峰服务造成的比基本调峰少发的电量，机组出力在 50%-40%额定容量部分，按照 100 元/MWh 进行补偿；机组出力在 40%额定容量以下部分按照 250 元/MWh 进行补偿。
2022.9	华东地区	《华东区域电力辅助服务管理实施细则》（模拟运行稿）	国家能源局华东监管局	负荷率在 50%-60%之间，20 元/MWh；负荷率在 40%-50%之间，40 元/MWh；负荷率在 30%-40%之间，160 元/MWh；负荷率在 30%以下，320 元/MWh。
2023.9	华中地区	《华中区域电力辅助服务管理实施细则》	国家能源局华中监管局	45%≤负荷率<50%，250 元/MWh；40%≤负荷率<45%，350 元/MWh；35%≤负荷率<40%，500 元/MWh；30%≤负荷率<35%，600 元/MWh；负荷率<30%，700 元/MWh。
2023.11	西北地区	《西北区域电力辅助服务管理实施细则》	国家能源局西北监管局	深度调峰按照机组实际发电出力确定，提供深度调峰服务的燃煤火电机组，按照比基本调峰少发的电量补偿，火电机组按少发电量没万千瓦时补偿 3 分。

资料来源：各区域能源监管局官网，国信证券经济研究所整理

表8：部分省份电力辅助服务管理实施细则内容

地区	政策文件	发布时间	相关内容
江苏	《江苏电力辅助服务管理实施细则》	2022年8月	有偿辅助服务 ：自动发电控制（AGC）、有偿调峰、旋转备用、热备用、有偿无功调节、转动惯量、爬坡、黑启动等。 有偿调峰服务补偿 ：常规燃煤发电机组按电力调度指令要求在72小时内完成启停机（炉）进行调峰的，按1000元/MW的标准进行补偿。 自动电压控制服务补偿 ：0.1元/MWh。 旋转备用/热备用服务补偿 ：10元/MWh。 转动惯量辅助服务补偿 ：0.1元/MWh。 爬坡辅助服务补偿 ：1000元/MW。
山东	《山东省电力辅助服务管理实施细则》	2023年7月	有偿辅助服务 ：自动发电控制（AGC）、有偿调峰、有偿无功调节、自动电压控制（AVC）、黑启动、以及风电场、光伏电站或独立新型储能电站提供的转动惯量、快速调压等。 AGC、有偿调峰的补偿按电力辅助服务市场交易结果执行。 有偿辅助服务 ：有偿一次调频、二次调频、有偿调峰、旋转备用、有偿无功调节、转动惯量、爬坡等。 自动发电控制（AGC）/自动功率控制（APC）服务补偿 ：6元/MW； 有偿一次调频 ：小扰动补偿200元/MWh，大扰动补偿1000元/MWh，模拟扰动补偿450元/MWh； 深度调峰电量补偿价格 ：45%≤负荷率<50%，250元/MWh；40%≤负荷率<45%，400元/MWh；35%≤负荷率<40%，500元/MWh；30%≤负荷率<35%，600元/MWh；负荷率<30%，700元/MWh。 旋转备用补偿 ：燃煤机组15元/MWh，水电机组10元/MWh。 有偿辅助服务 ：有偿一次调频、二次调频、有偿调峰、旋转备用、有偿无功调节、自动电压控制（AVC）、黑启动、转动惯量、爬坡、稳定切机、稳定切负荷等。 自动发电控制（AGC）/自动功率控制（APC）服务补偿 ：6元/MW； 有偿一次调频 ：小扰动补偿200元/MWh，大扰动补偿1000元/MWh，模拟扰动补偿450元/MWh； 深度调峰电量补偿价格 ：45%≤负荷率<50%，150元/MWh；40%≤负荷率<45%，200元/MWh；35%≤负荷率<40%，300元/MWh；30%≤负荷率<35%，350元/MWh；负荷率<30%，400元/MWh。 旋转备用补偿 ：燃煤机组15元/MWh，水电机组10元/MWh。
四川	《四川省电力辅助服务管理实施细则》	2024年3月	
湖南	《湖南电力辅助服务管理实施细则》	2024年9月	

资料来源：各省能源监管局官网，国信证券经济研究所整理

华能国际公司火电业务盈利有望趋于稳健

公司火电电厂区域布局优势较强。公司在中国境内火电厂多位于沿海经济发达地区，从发电量层面来看，根据公司披露的2024年发电量数据，公司煤电发电量占比较大的区域主要是山东、江苏、浙江、江西、广东、河南、上海、福建、辽宁、湖北、云南、重庆等省份，气电发电量占比较大的区域是北京、江苏、广东、重庆、海南等省份。总体而言，华能国际上市公司体内火电机组多分布于东中部地区，东中部区域经济发展较好，电力需求较为旺盛，公司沿海经济发达地区机组利用率和电价水平较高，内陆电厂则多分布在环绕首都和燃料陆运直达区域，有利于多渠道采购煤炭和稳定煤炭供给。

图35：华能国际煤电、气电控股装机容量（万千瓦）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图36：华能国际公司火电发电量



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图 37: 华能国际公司煤电机组分区域发电量情况 (亿千瓦时)

省份	2019		2020		2021		2022		2023		2024	
	发电量	占比	发电量	占比	发电量	占比	发电量	占比	发电量	占比	发电量	占比
黑龙江	127	3.4%	129	3.5%	122	3.0%	106	2.7%	111	2.8%	106	2.7%
吉林	90	2.4%	95	2.6%	76	1.9%	84	2.2%	86	2.2%	80	2.0%
辽宁	186	5.0%	182	5.0%	191	4.7%	146	3.8%	160	4.0%	151	3.8%
河北	126	3.4%	117	3.2%	107	2.7%	107	2.8%	113	2.8%	113	2.9%
甘肃	94	2.5%	108	3.0%	126	3.1%	129	3.3%	113	2.8%	105	2.7%
北京	15	0.4%	10	0.3%	15	0.4%	9	0.2%	6	0.1%	2	0.0%
天津	54	1.5%	51	1.4%	53	1.3%	48	1.2%	54	1.3%	48	1.2%
山西	91	2.5%	81	2.2%	69	1.7%	54	1.4%	59	1.5%	61	1.5%
山东	847	22.9%	805	22.1%	857	21.2%	854	22.0%	822	20.5%	798	20.2%
河南	211	5.7%	195	5.3%	193	4.8%	206	5.3%	203	5.1%	213	5.4%
江苏	332	8.9%	308	8.4%	343	8.5%	317	8.2%	338	8.4%	346	8.8%
上海	156	4.2%	160	4.4%	201	5.0%	184	4.7%	199	5.0%	207	5.2%
重庆	83	2.2%	77	2.1%	111	2.8%	120	3.1%	122	3.1%	135	3.4%
浙江	251	6.8%	244	6.7%	317	7.9%	306	7.9%	318	7.9%	318	8.1%
湖北	193	5.2%	145	4.0%	167	4.1%	175	4.5%	152	3.8%	149	3.8%
湖南	105	2.8%	93	2.6%	116	2.9%	101	2.6%	95	2.4%	80	2.0%
江西	202	5.4%	205	5.6%	225	5.6%	286	7.4%	285	7.1%	278	7.0%
安徽	51	1.4%	55	1.5%	55	1.4%	61	1.6%	62	1.5%	62	1.6%
福建	110	3.0%	172	4.7%	211	5.2%	154	4.0%	178	4.4%	193	4.9%
广东	224	6.0%	226	6.2%	283	7.0%	252	6.5%	268	6.7%	248	6.3%
云南	37	1.0%	73	2.0%	84	2.1%	81	2.1%	155	3.9%	136	3.5%
海南	125	3.4%	113	3.1%	114	2.8%	102	2.6%	113	2.8%	112	2.8%

资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

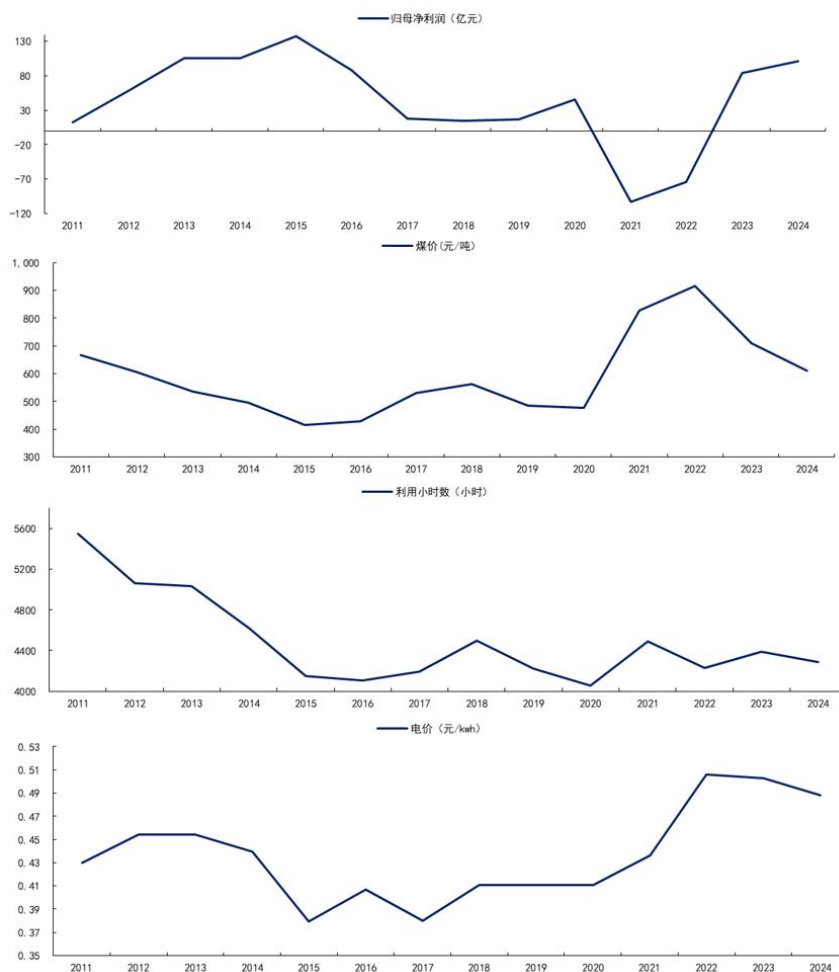
图 38: 华能国际公司气电机组分区域发电量情况 (亿千瓦时)

	2019		2020		2021		2022		2023		2024	
	发电量	占比	发电量	占比	发电量	占比	发电量	占比	发电量	占比	发电量	占比
北京	70	34.9%	76	34.0%	74	27.0%	77	28.5%	79	27.9%	76	27.4%
天津	15	7.7%	16	7.3%	16	5.8%	10	3.6%	9	3.3%	13	4.6%
山西	21	10.6%	22	9.7%	21	7.4%	21	7.8%	21	7.4%	20	7.3%
河南	4	2.1%	6	2.7%	2	0.8%	1	0.5%	2	0.6%	1	0.5%
江苏	45	22.5%	42	18.7%	62	22.6%	64	23.4%	56	19.6%	56	20.3%
上海	20	10.1%	15	6.6%	13	4.8%	14	5.1%	14	5.0%	17	6.0%
重庆	14	6.9%	14	6.2%	26	9.4%	30	11.0%	27	9.5%	24	8.7%
浙江	6	3.0%	7	3.3%	11	3.9%	10	3.8%	8	3.0%	10	3.6%
广东		0.0%	18	8.0%	41	15.0%	39	14.5%	40	13.9%	35	12.6%
广西	3	1.4%	4	2.0%	5	1.6%	3	1.2%	3	1.2%	3	1.2%
海南	2	0.9%	3	1.5%	5	1.8%	2	0.6%	25	8.6%	21	7.7%

资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

华能国际公司盈利受煤价影响较大。从火电盈利三要素来看, 复盘华能国际公司过往盈利水平与煤价、电价、利用小时数走势可以发现, 煤价变化对公司盈利影响较大, 原因在于: 一方面燃料成本占比较大, 是火电主要的可比成本, 一般占火电营业成本的比例超过 60%; 另一方面, 煤炭价格较为市场化且短时间内会出现波动变化, 而煤电电价主要以年度长协方式确定, 多数省份年度长协的电价比例为 90%, 短时间内不会出现变化, 同时煤电联动机制下, 火电电价变化在很大程度上受煤价影响。

图39：华能国际公司归母净利润、煤价、利用小时数、电价走势



资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

进一步从公司燃料成本与归母净利润走势变化来看，可以发现二者存在负相关关系，尤其是在煤价出现大幅波动变化时，负相关关系更为显著。同时，从度电燃料成本变化趋势来看，供电煤耗下降虽然对于降低燃料成本有一定影响，但整体影响有限。因而，当煤价较低且呈现下降趋势时，即使电价可能因为一次能源价格下降有所下调，但预计公司火电业务盈利仍有望维持合理水平，同时未来容量电价水平提升也可一定程度上对冲电量电价下降对盈利的影响，使得公司煤电盈利更为稳健。

公司大型煤电机组占比较高，供电煤耗具有优势。截至 2025 年 6 月，公司燃煤机组中，60 万千瓦以上的大型机组装机容量超过 55%，包括 16 台已投产的百万千瓦等级超超临界机组。2025 年上半年，公司生产供电煤耗为 288.66 克/千瓦时，较 2024 年底的 293.9 克/千瓦时下降 5.24 克/千瓦时，火电机组能耗指标继续保持较好水平。

图40：华能国际公司归母净利润、燃料成本和煤价走势



资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

图41：华能国际公司平均供电煤耗及单位燃料成本走势



资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

华能国际公司国内现货煤及进口煤占比较大，受益于煤价下降。2024 年，华能国际公司合计采购煤炭 2.07 亿吨，其中长协煤、市场煤的数量分别为 1.07、1.00 亿吨，占比分别为 51.5%、48.5%，市场煤占比较高；在市场煤中，国内现货煤、进口煤的采购数量分别为 0.67、0.33 亿吨，占公司总煤炭采购量的比例分别为 32.3%、16.1%。2024 年，公司长协煤、国内现货煤、进口煤的采购价格分别为 656、687、611 元/吨。煤炭价格下降趋势下，公司火电业务由于市场煤占比较大，燃料成本下降空间相对更大，预计火电业务盈利改善更为显著。

图42：华能国际原煤采购情况（亿吨）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图43：华能国际长协煤和市场煤价格走势（元/吨）

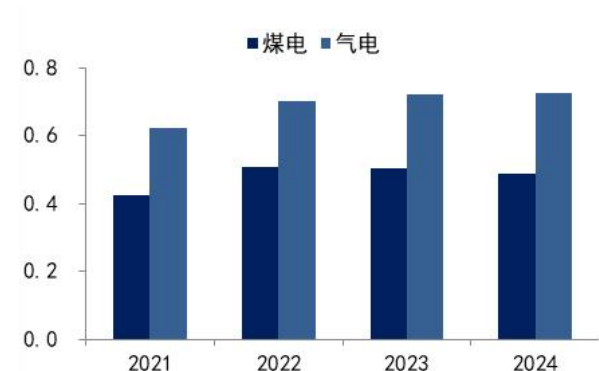


资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

煤电、气电业务单位收入、成本、毛利及利润情况：度电收入方面，公司煤电度电收入在2022年以来由于煤价走高显著增长，而2024年由于煤价下降有所下降，公司气电度电收入则呈现增长趋势，与天然气价格上涨和区域电量结构有关；度电成本方面，随着煤价下降，公司煤电度电成本自2022年以来呈下降趋势，气电度电成本则由于天然气价格降幅不大维持在0.65元/KWh左右；度电毛利方面，煤电度电毛利随着电价增长和煤价下降而出现显著改善，2023年公司煤电度电毛利为0.059元/KWh，2024年则进一步增加至0.075元/KWh，气电度电毛利由于电价上浮，2023、2024年持续回升，2023、2024年气电度电毛利分别为0.071、0.075元/KWh；度电利润方面，2023年公司煤电度电利润转正修复至0.001元/KWh，2024年则进一步改善至0.018元/KWh，较2023年增加0.017元/KWh，气电度电利润从2022年以来逐年改善，2024年气电度电利润达0.039元/KWh，较2023年同比增加0.008元/KWh。2024年，公司实现辅助服务收入24.58亿元，同比下降9.57%；其中调峰辅助服务收入21.65亿元，同比下降2.61%；调频辅助服务收入2.93亿元，同比下降40.81%。

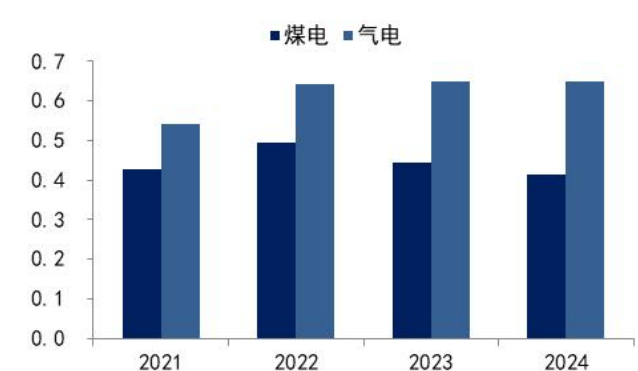
持续优化火电发展，择优布局调峰气电。公司加快煤电结构优化升级，按照控增量、优存量、促减量的思路优化煤电发展，实现向基础保障性和系统调节性电源并重转型，同时择优发展气电及其它清洁能源发电。

图44：华能国际煤电、气电度电收入（元/KWh）



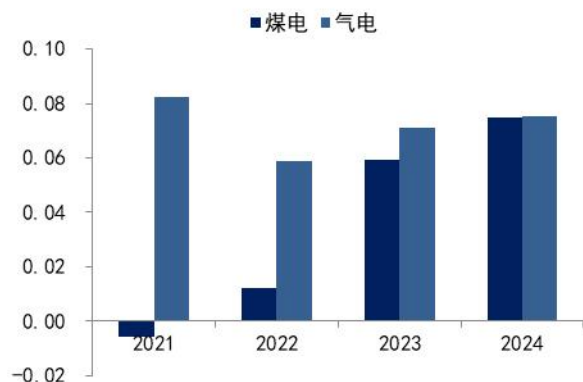
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图45：华能国际煤电、气电度电成本（元/KWh）



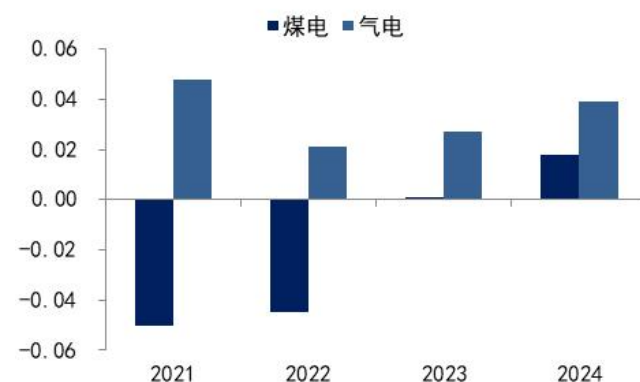
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图46: 华能国际煤电、气电度电毛利（元/KWh）



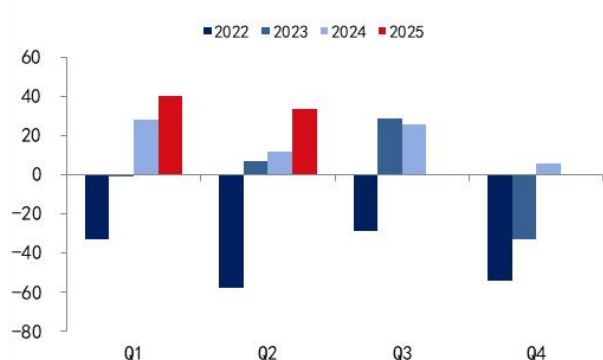
资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

图47: 华能国际煤电、气电度电利润（元/KWh）



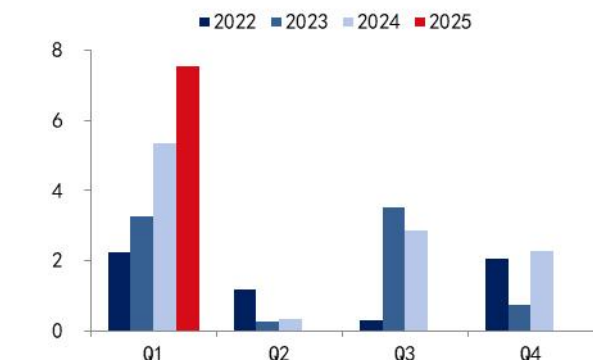
资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

图48: 华能国际煤电单季度利润总额（亿元）



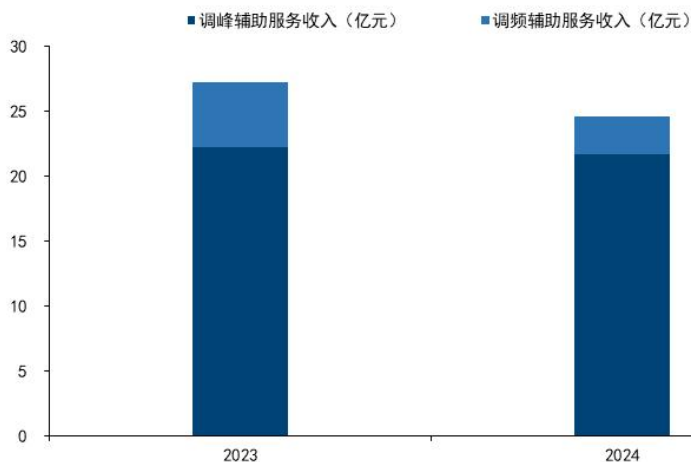
资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

图49: 华能国际气电单季度利润总额（亿元）



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

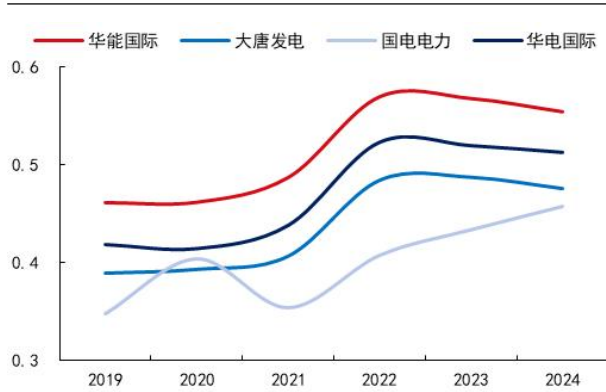
图50: 华能国际公司辅助服务收入情况



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

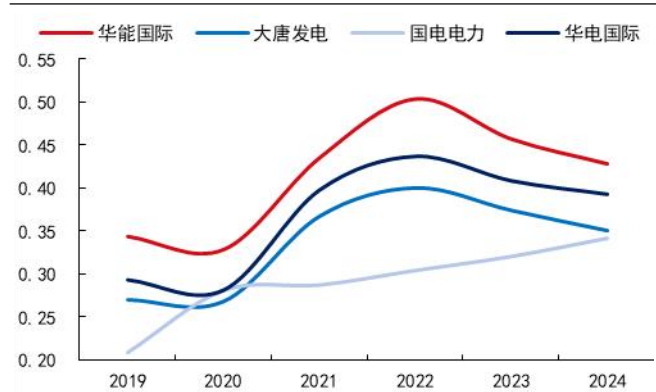
华能国际公司与可比公司火电业务比较分析：从度电收入、度电成本、供电煤耗及度电毛利等维度将华能国际与可比公司的火电业务进行比较，华能国际火电度电收入高于可比公司，同时度电成本也高于可比公司；供电煤耗方面，2024 年公司供电煤耗与国电电力相当，高于华电国际、大唐发电；度电毛利方面，2024 年公司火电业务度电毛利在可比公司中最高达 0.076 元/KWh，略高于大唐发电，毛利修复改善较为显著。

图 51：华能国际与可比公司火电度电收入（元/KWh）



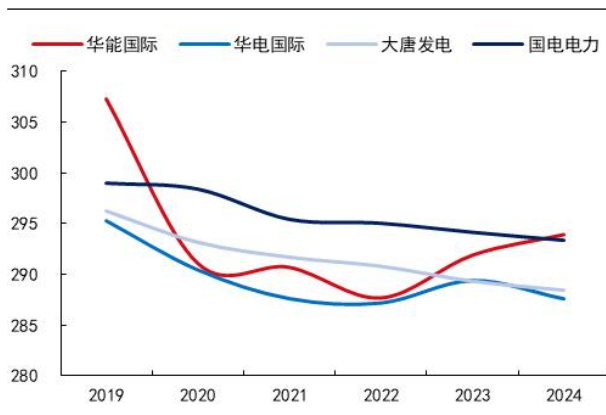
资料来源：各公司公告，国信证券经济研究所整理

图 52：华能国际与可比公司火电度电成本（元/KWh）



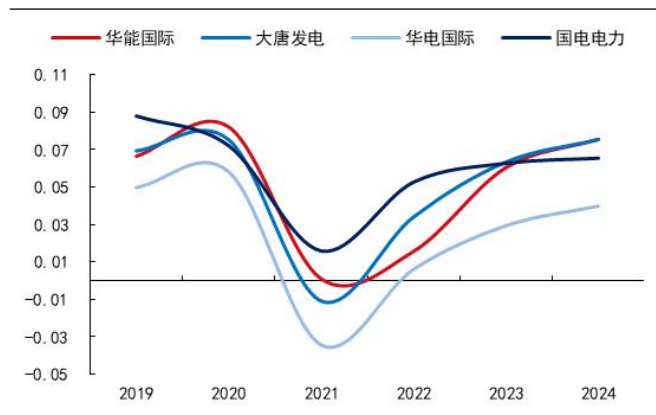
资料来源：各公司公告，国信证券经济研究所整理

图 53：华能国际与可比公司火电供电煤耗（g/KWh）



资料来源：各公司公告，国信证券经济研究所整理

图 54：华能国际与可比公司火电度电毛利（元/KWh）



资料来源：各公司公告，国信证券经济研究所整理

新能源发电市场化推进，未来有望实现合理收益水平

136 号文发布，新能源发电市场化推进

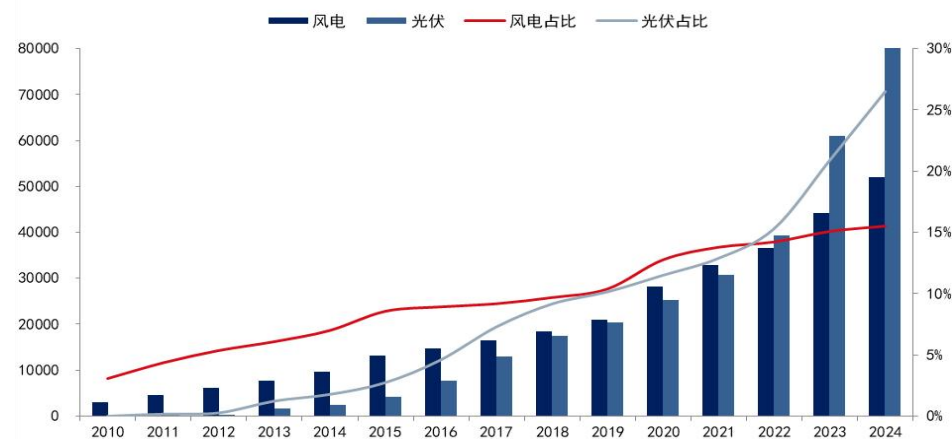
◆ 新能源发电装机容量、发电量持续增加，新能源发电发展面临电价、消纳挑战

目前新能源发电装机容量占比超 40%。截至 2024 年，国内风电、光伏累计装机容量分别为 52068、88666 万千瓦，分别同比增长 18.0%、45.2%，占全国发电装机容量的比例分别为 15.55%、26.48%，分别同比增加 0.43、5.60pct，合计占比为 42.03%。目前新能源发电成为我国电力装机结构中的重要组成部分。2025 年 1-6 月，国内新增风电、光伏装机容量分别为 5192、21337 万千瓦，较 2024 年底的装机容量分别增长 10.0%、24.1%；截至 2025 年 6 月，国内风电、光伏累计装机容量分别为 57260、110003 万千瓦，占比分别为 15.7%、30.2%，合计占比为 45.8%。

新能源发电量持续增加。国家能源局数据显示，2024 年，全国风电发电量 9916 亿千瓦时，同比增长 16%，占全国全社会用电量的比例为 10.1%；光伏发电量 8341 亿千瓦时，同比增长 44%，占全国全社会用电量的比例为 8.5%；风光新能源发电量占全国全社会用电量的比例合计为 18.6%，完成国家“十四五”期间可再生能源电力非水电消纳责任权重目标。

资源与需求空间逆向分布以及新能源出力与用电负荷变化时间错配，电价、消纳问题引起市场担忧。由于我国风光新能源资源分布与电力需求存在空间错配，以及风光新能源出力与用电负荷在时间上的错配，导致随着新能源并网规模持续增加，西部一些地区的风光新能源大发时段存在电量供过于求的情况，风光新能源消纳面临挑战，弃风弃光率开始上升，新能源参与市场化交易电量的电价呈下行趋势，部分地区电力现货市场出现负电价现象，对项目收益率带来一定影响。2024 年以来，新能源发电利用率水平呈现下降趋势，市场化交易电价亦有所下行，新能源电量不确定和电价不稳定问题有所加剧。2024 年，全国风电光伏利用率分别为 95.9%、96.8%，分别同比减少 1.4、1.2pct，新能源发电项目弃风弃光率水平同比有所提升。2025 年以来，国内弃风弃光率显著提升。2025 年 1-5 月，国内累计弃风率、弃光率分别为 6.8%、6.0%，均较 2024 年同期下降 2.7 个百分点。2025 年单月弃风率最高为 7.6%，弃光率最高为 6.6%，均为近五年来最高水平。

图55：国内风光新能源装机容量及占比情况（万千瓦）



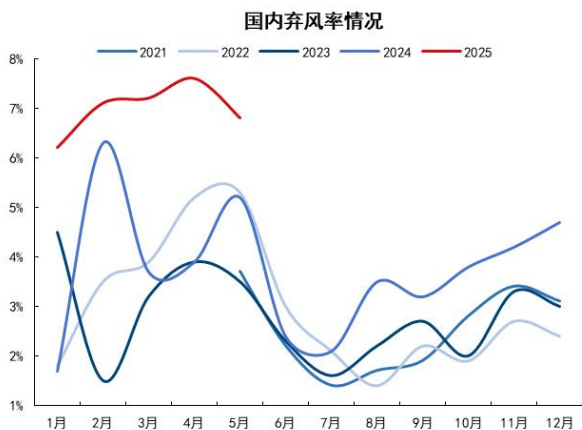
资料来源：国家能源局，中电联，国信证券经济研究所整理

图56: 国内新能源发电量及占比情况（亿千瓦时）



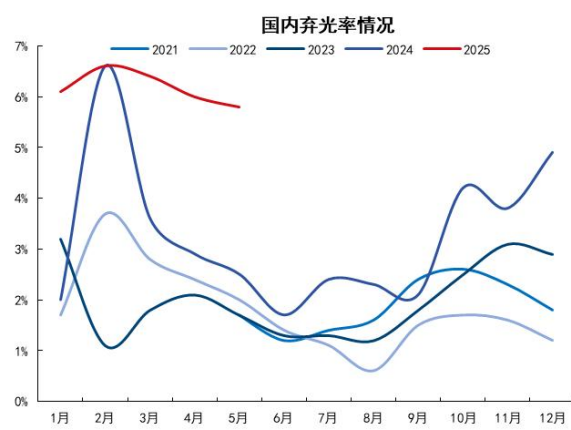
资料来源：国家能源局，中电联，国信证券经济研究所整理

图57: 2021 年以来国内弃风率情况



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，国信证券经济研究所整理

图58: 2021 年以来国内弃光率情况



资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，国信证券经济研究所整理

东中部地区新能源市场化程度较低，三北地区及西部地区新能源程度较高。从2025 年各地新能源保障性消纳及入市要求来看，东中部地区新能源保障消纳程度较高，市场化水平较低，而西部、三北地区新能源保障消纳程度较低，多数省份除优先发电计划外新能源需参与市场化交易，市场化程度整体较高。

表9: 2025 年各地新能源保障性消纳规定

地区	入市要求	保障小时数/电量	
		光伏	风电
宁夏	优先发电计划外全部入市	26.72 亿 kWh	34 亿 kWh
湖北	风电、光伏发电企业各月中长期交易净合约电量(含绿电交易)折合利用小时数分别不超过 35、60 小时。(即年度中长期小时数不超过 420 小时、720 小时)		
冀北	自愿入市，优先绿电交易，带补贴项目参加绿电交易须放弃补贴；张家口风电企业超出保障收购小时数的电量，参与张家口四方协作机制电采暖交易		
河北南网	直调项目上网电量按一定比例参与市场化交易	40%	70%
江苏	优先组织无补贴项目参与绿电交易，保量保价小时数外参与省内中长期常规交易	400h	800h

	220kV 及以上电压等级, 30%交易电量, 参与中长期、现货和绿电交易	70%	
广东	2025 年底前全部 110kV 电压等级: 10%交易电量, 参与现货	90%	
	2025 年 1 月 1 日起新增并网的 110kV 及以上电压等级集中式光伏: 50%交易电量, 参与现货	50%	
辽宁	除特殊机组外, 其余均参与市场交易无补贴或主动放弃补贴的风电和光伏		
浙江	统调风电、光伏, 自愿参与绿电交易, 10%电量参与现货, 90%电量分配政府授权合约, 执行政府定价非统调风电、光伏自愿参与绿电交易	90%	
新疆	优先发电外全部入市	500h	895h
陕西	优先发电合同电量外, 全部参与市场交易	293h	417h
山东	2025-2026 年, 新增风电项目可自主选择全电量或 30%发电量参与电力市场, 新增集中式光伏发电项目可自主选择全电量或 15%发电量参与电力市场	90% (2024 年底前)	
		85% (2025~2026 年新增)	70% (2025~2026 年新增)
蒙西	保量保价外全部参与市场	320h	390h
蒙东	"保量保价"外所有发电量均参与电力市场	635h	790h
黑龙江	平价项目保障性小时数外全部进入市场交易其他风电、光伏发电全部进入市场交易	450h (平价)	700h (平价)
河南	优先满足居民、农业用电需求, 剩余新能源电量按照政府授权中长期合约纳入电力中长期交易管理, 上网电价执行基准价		
福建	集中式风电交易电量预测为 55 亿千瓦时未直接参与市场交易的, 上网电量用于保障居民、农业优先购电		
青海	集中并网光伏、风电企业参与电力市场化交易 50%电量参与省内年度交易		
湖南	统调新能源全部电量进入电力市场交易新能源年度交易电量为 60 亿千瓦时		
四川	优先电量外可自愿参与绿电交易, 绿电交易外剩余电量可参与其他符合条件的交易	300h (枯水期 170h、丰水期 130h). 配储给予 150h 倾斜支持 (枯水期 50h、丰水期 100h)	400h (枯水期 220h、丰水期 180h)
广西	集中式光伏、风电 (不含海上) 全电量参与市场化交易, 执行政府授权合约机制 (绿电合约价格为 375 元/兆瓦时, 常规合约价格为 360 元/兆瓦时), 结算费用由市场化结算费用和政府授权合约差价费用相加组成		
江西	统调风电、光伏等新能源电站参与市场化交易; 新能源保量保价电量, 按政府定价结算, 实现 100%保障性收购; 新能源发电企业月结算电价低于燃煤发电基准电价的 70% (290.01 元/MWh) 按照 290.01 元/MWh 结算, 交易结算价格超过 290.01 元/MWh, 则按照实际价格进行结算		

资料来源: 各地发改委, 国信证券经济研究所整理

◆ 新能源上网电价市场化改革推进, 新能源发电项目收益率有望维持合理水平

新能源上网电价机制亟待市场化改革深化推进。新能源发电装机不断增加, 而新能源上网电价实行固定价格, 不能充分反映市场供求, 也没有公平承担电力系统调节责任, 矛盾日益凸显, 亟需深化新能源上网电价市场化改革, 更好发挥市场机制作用。同时, 当前新能源投资成本大幅下降, 各地电力市场快速发展、规则逐步完善, 为新能源全面参与市场创造条件。

表 10: 风光新能源电价机制政策梳理

政策文件	发布时间	具体内容
《关于完善风力发电上网电价政策的通知》(发改价格〔2009〕1906 号)	2009 年 7 月	分资源区制定陆上风电标杆上网电价。将全国分为四类风能资源区, 风电标杆电价分别为每千瓦时 0.51、0.54、0.58、0.61 元/KWh。
《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》(发改价格〔2011〕1594 号)	2011 年 7 月	按照社会平均投资和运营成本, 参考太阳能光伏电站招标价格, 以及我国太阳能资源状况, 对非招标太阳能光伏发电项目实行全国统一的标杆上网电价。2011 年 7 月 1 日以前核准建设、2011 年 12 月 31 日建成投产的光伏发电项目统一为每千瓦时 1.15 元 (含税); 更晚项目除西藏外, 按每千瓦时 1 元执行。
《关于适当调整陆上风电标杆上网电价的的通知》(发改价格〔2014〕1216 号)	2014 年 12 月	通过特许权招标确定业主的太阳能光伏发电项目, 其上网电价按中标价格执行, 中标价格不得高于太阳能光伏发电标杆电价; 对享受中央财政资金补贴的太阳能光伏发电项目, 其上网电量按当地脱硫燃煤机组标杆上网电价执行。
《关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的的通知》(发改价格〔2015〕3044 号)	2015 年 12 月	将第 I 类、II 类和 III 类资源区风电标杆上网电价每千瓦时降低 2 分钱; 第 IV 类资源区风电标杆上网电价不变。
《关于完善风电上网电价政策的通知》(发改价格〔2019〕882 号)	2019 年 5 月	陆上风电、光伏发电上网标杆电价随发展规模逐步降低。2016 年 1 月 1 日后核准陆上风电项目四类资源区标杆电价水平分别为每千瓦时 0.47 元、0.50 元、0.54 元和 0.60 元。2018 年 1 月 1 日后核准陆上风电项目四类资源区标杆电价水平分别为每千瓦时 0.44 元、0.47 元、0.51 元和 0.58 元。 1. 将陆上风电标杆上网电价改为指导价。新核准的集中式陆上风电项目上网电价全部通过竞争方式确定, 不得高于项目所在资源区指导价。2019 年 I~IV 类资源区符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准陆上风电指导价分别调整为每千瓦时 0.34 元、0.39 元、0.43 元、0.52 元; 2020 年指导价分别调整为每千瓦时 0.29 元、0.34 元、0.38 元、0.47 元。自 2021 年 1 月 1 日开始, 新核准的陆上风电项目全面实现平价上网, 国家不再补贴。 2. 将海上风电标杆上网电价改为指导价, 新核准海上风电项目全部通过竞争方式确定上网电价。2019 年符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准近海风电指导价调整为每千瓦时 0.8 元, 2020 年调整为每千瓦时 0.75 元。2022 年及以后全部机组完成并网的, 执行并网年份

关于《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知

2020 年 9 月

的指导价。

明确风电项目全生命周期合理利用小时数和项目全生命周期补贴电量。

风电一类、二类、三类、四类资源区项目全生命周期合理利用小时数分别为 48000 小时、44000 小时、40000 小时和 36000 小时。海上风电全生命周期合理利用小时数为 52000 小时。

项目全生命周期补贴电量=项目容量×项目全生命周期合理利用小时数。其中，项目容量按核准（备案）时确定的容量为准。如项目实际容量小于核准（备案）容量的，以实际容量为准。风电、光伏发电项目自并网之日起满 20 年后，生物质发电项目自并网之日起满 15 年后，无论项目是否达到全生命周期补贴电量，不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易。

2021 年起对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目和新核准陆上风电项目，中央财政不再补贴，实行平价上网。

《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》（发改价格〔2021〕833 号）

2021 年 6 月

新建项目上网电价，按当地燃煤发电基准价执行；新建项目可自愿通过参与市场化交易形成上网电价，以更好体现光伏发电、风电的绿色电力价值。

新核准（备案）海上风电项目、光热发电项目上网电价由当地省级价格主管部门制定，具备条件的可通过竞争性配置方式形成，上网电价高于当地燃煤发电基准价的，基准价以内的部分由电网企业结算。

资料来源：国家发改委、国家能源局，国信证券经济研究所整理

2025 年 2 月 9 日，国家发改委、国家能源局印发《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知（发改价格〔2025〕136 号）》（以下简称“136 号文”）。《通知》主要内容：**一是推动新能源上网电价全面由市场形成**，新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成；**二是建立新能源可持续发展价格结算机制**，纳入机制的新能源电价水平（简称机制电价）、电量规模、执行期限等由省级价格主管部门会同省级能源主管部门、电力运行主管部门等明确，对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，结算费用纳入当地系统运行费用，系统运行费用由工商业用户承担。

《通知》坚持分类施策，区分存量项目和增量项目，保持存量项目政策衔接，稳定增量项目收益预期。具体而言，2025 年 6 月 1 日以前投产的存量项目机制电价按现行价格政策执行，不高于煤电基准价；电量规模则由新能源项目在规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例、但不得高于上一年。2025 年 6 月 1 日起投产的新能源增量项目，每年新增纳入机制的电量规模，由各地根据国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素确定；机制电价由各地每年组织已投产和未来 12 个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价形成，初期对成本差异大的可按技术类型分类组织。竞价时按报价从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定、但不得高于竞价上限，竞价上限由省级价格主管部门考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定。

表 11：《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》政策梳理

政策	具体内容
推动新能源上网电价全面由市场形成	推动新能源上网电量参与市场交易。 新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。 新能源项目可报量报价参与交易，也可接受市场形成的价格。参与跨省跨区交易的新能源电量，上网电价和交易机制按照跨省跨区送电相关政策执行。
	完善现货市场交易和价格机制。完善现货市场交易规则，推动新能源公平参与实时市场，加快实现自愿参与日前市场。适当放宽现货市场限价，现货市场申报价格上限考虑各地目前工商业用户尖峰电价水平等因素确定，申报价格下限考虑新能源在电力市场外可获得的其他收益等因素确定，具体由省级价格主管部门商有关部门制定并适时调整。
	健全中长期市场交易和价格机制。不断完善中长期市场交易规则，缩短交易周期，提高交易频次，实现周、多日、逐日开市。允许供需双方结合新能源出力特点，合理确定中长期合同的量价、曲线等内容，并根据实际灵活调整。完善绿色电力交易政策，申报和成交价格应分别明确电能量价格和相应绿色电力证书价格；省内绿色电力交易中不单独组织集中竞价和滚动撮合交易。 鼓励新能源发电企业与电力用户签订多年期购电协议，提前管理市场风险，形成稳定供求关系。 指导电力交易机构在合理衔接、风险可控的前提下，探索组织开展多年期交易。
建立健全支持新能源高质量发展的制度机制	建立新能源可持续发展价格结算机制。新能源参与电力市场交易后，在市场外建立差价结算的机制，纳入机制的新能源电价水平（以下简称机制电价）、电量规模、执行期限等由省级价格主管部门会同省级能源主管部门、电力运行主管部门等明确。 对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部分， 由电网企业按规定开展差价结算，结算费用纳入当地系统运行费用。 新能源可持续发展价格结算机制的电量规模、机制电价和执行期限。

2025年6月1日以前投产的新能源存量项目：（1）电量规模，由各地妥善衔接现行具有保障性质的相关电量规模政策。新能源项目在规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例、但不得高于上一年。鼓励新能源项目通过设备更新改造升级等方式提升竞争力，主动参与市场竞争。（2）机制电价，按现行价格政策执行，不高于当地煤电基准价。（3）执行期限，按照现行相关政策保障期限确定。光热发电项目、已开展竞争性配置的海上风电项目，按照各地现行政策执行。

2025年6月1日起投产的新能源增量项目：（1）每年新增纳入机制的电量规模，由各地根据国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素确定。超出消纳责任权重的，次年纳入机制的电量规模可适当减少；未完成的，次年纳入机制的电量规模可适当增加。通知实施后第一年新增纳入机制的电量占当地增量项目新能源上网电量的比例，要与现有新能源价格非市场化比例适当衔接、避免过度波动。单个项目申请纳入机制的电量，可适当低于其全部发电量。（2）机制电价，由各地每年组织已投产和未来12个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价形成，初期对成本差异大的可按技术类型分类组织。竞价时按报价从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定、但不得高于竞价上限。竞价上限由省级价格主管部门考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定，初期可考虑成本因素、避免无序竞争等设定竞价下限。（3）执行期限，按照同类项目回收初始投资的平均期限确定，起始时间按项目申报的投产时间确定，入选时已投产的项目按入选时间确定。

新能源可持续发展价格结算机制的结算方式。对纳入机制的电量，电网企业每月按机制电价开展差价结算，将市场交易均价与机制电价的差额纳入当地系统运行费用；初期不再开展其他形式的差价结算。电力现货市场连续运行地区，市场交易均价原则上按照月度发电侧实时市场同类项目加权平均价格确定；电力现货市场未连续运行地区，市场交易均价原则上按照交易活跃周期的发电侧中长期交易同类项目加权平均价格确定。各地将每年纳入机制的电量分解至月度，各月实际上网电量低于当月分解电量的，按实际上网电量结算，并在年内按月滚动清算。

新能源可持续发展价格结算机制的退出规则。已纳入机制的新能源项目，执行期限内可自愿申请退出。新能源项目执行到期，或者在期限内自愿退出的，均不再纳入机制执行范围。

资料来源：国家发改委、国家能源局，国信证券经济研究所整理

本次新能源上网电价市场化改革政策对居民、农业用户电价水平没有影响，居民、农业用户用电仍执行现行目录销售电价政策。对于工商业用户，根据国家发改委公开信息，静态估算，预计改革实施首年全国工商业用户平均电价与上年相比基本持平，电力供需宽松、新能源市场价格较低的地区可能略有下降，后续工商业用户电价将随电力供需、新能源发展等情况波动。

政策保障新能源项目合理收益率，促进新能源发电行业稳健发展。《通知》在推动新能源全面参与市场的同时，建立新能源可持续发展价格结算机制，对纳入机制的电量，当市场交易价格低于机制电价时给予差价补偿，高于机制电价时扣除差价，差价结算方式让新能源发电企业有合理稳定的预期，促进行业平稳健康发展。

目前，发布136号文承接细则的省份有山东、广东、广西、内蒙古（蒙东、蒙西）、新疆、山西、海南、辽宁、宁夏等省份，对于2025年6月1日之前投运的存量项目，多数省份的机制电价为当地煤电基准价，部分省份对不同类型的电源实行不同的机制电价，广西分布式光伏机制电价为当地煤电基准电价0.4207元/KWh，集中式新能源项目（不含海上风电）机制电价为0.324元/KWh；机制电量规模方面，各地机制电量比例整体保障在较高水平，部分地区按照不同投产时间或不同类别的项目设置机制电量，如海南2023年以前投产的项目，其全部上网电量纳入机制电量；2023年投产的项目，机制电量比例取90%；2024年投产的项目，机制电量比例取85%；2025年1月1日-5月31日投产的项目，机制电量比例取80%；新疆补贴项目机制电量规模原则上衔接原优先电量规模，机制电量比例30%；平价项目机制电量规模原则上按原优先电量和原目标上网电价支持政策折算电量之和确定，机制电量比例50%；执行期限方面，多数省份参考全生命周期合理利用小时数剩余小时数/项目投产满20年后不再执行机制电价，或按照两者孰早原则确定机制电价执行期限。对于2025年6月1日投产的增量项目，多数省份明确机制电价水平通过竞价确定，部分省份对竞价区间予以明确，如新疆确定竞价区间暂定0.15-0.262元/千瓦时，竞价机制为将电量绝对值按新能源项目报价从低到高进行排序，价格相同时，按照申报时间优先方式确定排序；机制电量规模根据国家下达的年度非水可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素确定；执行期限在10-14年之间，如新疆明确执行期限为10年，广东、海南明确增量项目机制电价的执行期限为海上风电项目14年、其他新能源项目12年。

表 12: 各地出台 136 号文细则情况梳理

地区	政策	存量项目（2025 年 6 月 1 日前投产）	增量项目（2025 年 6 月 1 日后投产）
山东	《新能源上网电价市场化改革实施方案（征求意见稿）》	新能源项目全电量参与市场交易后，机制电价水平按国家政策上限执行，统一为 0.3949 元/KWh（含税） 。单个项目机制电量上限参考外省新能源非市场化率，适度优化；执行期限按全生命周期合理利用小时数剩余额小时数执行。	由省发改委会同有关单位明确机制电量规模、执行期限，通过价格竞争方式确定机制电价水平。设置申报充足率下限，引导新能源充分竞争，降低全社会用能成本，2025 年竞价申报充足率不低于 125%。竞价时按申报价格从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定（不高于竞价上限）。 竞价电量规模：每年新增纳入机制的电量规模由广东省发改委、广东省能源局确定，并在竞价前予以公布。机制电量申报比例上限与存量项目机制电量比例衔接，且 不高于 90% ； 竞价机制：采用集中竞价的方式开展竞价交易。根据新能源项目的申报电量比例，按照近三年同类型历史小时数、项目容量计算新能源项目申报比例对应的电量绝对值。将电量绝对值按新能源项目报价从低到高进行排序，价格相同时，按照申报时间优先方式确定排序，直至满足竞价总规模，竞价总规模内的新能源项目全部成交，成交的最后一个项目申报比例全额成交。本次竞价交易的所有入选项目机制电价按入选项目的最高报价确定，机制电量比例为申报的机制电量比例。 执行期限：增量项目机制电价的执行期限为 海上风电项目 14 年，其他新能源项目 12 年 。 机制电量规模：2025 年 6 月 1 日起投产的新能源项目，纳入 2025 年机制电量的规模按照广西 2024 年新能源非市场化比例确定为 33% （全年为 65%）/广西现行新能源非市场化比例确定为 8%（全年为 16%）。2026 年及后续年份每年新增纳入机制的电量规模，根据广西完成国家下达的年度非水可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素确定。单个项目申请纳入机制的电量的比例 不超过 80% 。
广东	《广东新能源增量项目可持续发展价格结算机制竞价规则（征求意见稿）》	机制电量规模：1) 存量分布式新能源项目 ，其上网电量全部纳入机制电量规模， 纳入机制电量比例为 100% 。2) 已开展竞争性配置的海上风电项目，按照自治区现行政策执行。3) 存量集中式新能源项目（不含海上风电项目）纳入机制电量规模由自治区发改委商自治区能源局按年确定。 机制电价：存量项目机制电价按现行价格政策执行，其中分布式新能源机制电价为 420.7 元/兆瓦时 ，集中式新能源项目（不含海上风电项目）机制电价为 324 元/兆瓦时 ，海上风电项目按照自治区现行政策执行。 存量项目执行期限：根据新能源项目投产时间确定投产满 20 年的时间、以及达到 2025 年 5 月底项目剩余全生命周期合理利用小时数对应时间，按照两者孰早原则确定机制电价执行期限。	机制电价：增量项目机制电价每年由自治区发改委会同省级电网企业、广西电力交易中心，组织已投产和未来 12 个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价形成，竞价上限由自治区发改委综合考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定， 竞价上限暂定为 0.4207 元/千瓦时 ；竞价下限初期可按照最先进电站造价水平折算度电成本确定。 执行期限：自治区发改委会同自治区能源局每年按照同类项目回收初始投资的平均期限确定增量项目执行期限 12 年执行 ，起始时间按项目申报的投产时间确定，入选时已投产的项目按入选时间确定。
广西	《新能源可持续发展价格结算机制实施细则》、《广西壮族自治区深化新能源上网电价市场化改革实施方案》征求意见稿	电量规模：一是分布式光伏、分散式风电、扶贫光伏等项目的实际上网电量；二是现货市场连续运行前，带补贴集中式风电、带补贴集中式光伏、风电供热试点项目、风电特许权项目继续按照 790、635、1900、1900 小时对应的电量安排（2025 年按照剩余额月份相应比例折算）；现货市场连续运行后，带补贴集中式风电、带补贴集中式光伏、风电供热试点项目、风电特许权项目分别按照 380、420、760、720 对应的电量安排。 机制电价：纳入机制的电量机制电价为蒙东煤电基准价（ 0.3035 元/千瓦时 ）。当市场环境发生重大变化时，结合市场价格运行实际适时调整机制电价水平。 执行期限：纳入机制的项目达到全生命周期合理利用小时数或项目投产满 20 年后 ，不再执行机制电价。	机制电价：增量项目机制电价每年由自治区发改委会同省级电网企业、广西电力交易中心，组织已投产和未来 12 个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与，通过竞价形成，自治区价格主管部门会同能源主管部门明确机制电价竞价上下限及执行期限，委托国网蒙东电力公司制定具体竞价规则并组织开展具体竞价工作，竞价规则应报自治区价格主管部门和能源主管部门备案。纳入机制的新能源项目在执行期限内可以自主向国网蒙东电力公司申请退出部分或全部纳入机制的电量，自行参加市场。纳入机制的新能源项目执行到期后，国网蒙东电力公司组织做好审核退出，并提前告知企业。新能源项目执行到期，或者在期限内自愿退出的，均不再纳入机制执行范围。
内蒙古	《深化蒙东电网新能源上网电价市场化改革实施方案》	电量规模：一是分布式光伏、分散式风电、扶贫光伏、光伏扶贫等项目的实际上网电量；二是带补贴集中式风电、带补贴集中式光伏、风电特许权项目、光伏领跑者项目（不含中标价格低于蒙西煤电基准价项目）分别按照 215、250、1220、1210 小时对应的电量安排（2025 年按照剩余额月份相应比例折算）；三是执行固定电价的新能源项目实际上网电量。 机制电价：纳入机制的电量机制电价为 蒙西煤电基准价（0.2829 元/千瓦时） ；执行固定电价的新能源项目上网电量的机制电价仍按照原核定电价确定。 执行期限：纳入机制的项目达到全生命周期合理利用小时数或项目 投产满 20 年后 ，不再执行机制电价。	为促进集中式、分布式（分散式）等各类新能源项目公平参与市场，进一步深化上网电价市场化改革，衔接现行电力交易政策，暂不安排新增纳入机制的电量。后续根据年度非水可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素，结合电力市场运行实际及新能源项目收益等再行统筹考虑。若后续年度安排纳入机制的电量，可按年度组织已投产和未来 12 个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与，通过竞价形成，自治区价格主管部门会同能源主管部门明确机制电价竞价上下限及执行期限，委托内蒙古电力公司制定具体竞价规则并组织开展具体竞价工作，竞价规则应报自治区价格主管部门和能源主管部门备案。
新疆	《自治区贯彻落实深化新能源上网电价市场化改革实施方案（试行）》	补贴项目机制电量规模原则上衔接原优先电量规模，机制电量比例 30% ；平价项目机制电量规模，原则上按原优先电量和原目标上网电价支持政策折算电量之和确定，机制电量比例 50% 。 机制电价水平衔接原优先电网上网电价，即补贴项目 0.25 元/千瓦时 、平价项目 0.262 元/千瓦时 。 存量项目执行期限， 取项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年限和投产满 20 年剩余年限中的较小者 。	机制电量规模原则上参照存量平价项目机制电量规模比例以及增量项目上网电量确定。机制电价采用边际出清方式、通过分类竞价形成。竞价上限衔接原新能源目标上网电价，初期考虑成本因素、避免无序竞争等设定竞价下限，竞价区间暂定 0.15 元/千瓦时—0.262 元/千瓦时 。竞价按年组织，由已投产和未来 12 个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价。 增量项目考虑回收项目初始投资平均期限， 执行期限 10 年 。已纳入机制的新能源项目，在执行期限内可自愿申请退出。新能源项目执行到期，或者在期限内自愿退出的，均不再纳入机制执行范围。 机制电量规模，与现行具有保障性质的相关电量规模政策衔接，按具体项目核定机制电量比例（机制电量占上网电量的比例），新能源项目可在核定值范围内每年自主确定机制电量比例，但不得高于上一年。 机制电价水平通过竞价确定，每年组织已投产和未来 12 个月内计划投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价形成，初期风电和光伏发电两种类型组织，不具备充分竞争情况下，合并组织。竞价采用边际出清方式确定出清价格，根据新能源项目申报电量、申报价格，按申报价格由低到高排序，申报价格相同时按申报时间优先排序，直至申报电量满足竞价电量总规模。最后入选项目申报电价即为当年所有入选项目的机制电价，但不得高于竞价上限，其入选电量不足申报电量的按申报电量全额成交竞价上、下限由省发展改革委综合考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力、引导有序竞争等因素确定并适时调整。为确保竞争有效，机制电量申报总规模与核定总规模比率原则上不低于 1.2，否则相应调减核定机制电量规模直至满足比率要求。 综合考虑同类项目回收初始投资的平均期限等因素确定，如遇重大政策变化或行业成本变化适时调整。
山西	《山西省深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案（征求意见稿）》	机制电量规模，与现行具有保障性质的相关电量规模政策衔接，按照具体项目核定机制电量比例（机制电量占上网电量的比例）， 新能源项目可在核定值范围内每年自主确定机制电量比例，但不得高于上一年 。 与现行价格政策衔接，机制电价水平按不高于现行燃煤发电基准价格确定。 按项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年份（具体到月）与投产满 20 年对应年份（具体到月）较早者确定 。	机制电价水平通过竞价确定，每年组织已投产和未来 12 个月内计划投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价形成，初期风电和光伏发电两种类型组织，不具备充分竞争情况下，合并组织。竞价采用边际出清方式确定出清价格，根据新能源项目申报电量、申报价格，按申报价格由低到高排序，申报价格相同时按申报时间优先排序，直至申报电量满足竞价电量总规模。最后入选项目申报电价即为当年所有入选项目的机制电价，但不得高于竞价上限，其入选电量不足申报电量的按申报电量全额成交竞价上、下限由省发展改革委综合考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力、引导有序竞争等因素确定并适时调整。为确保竞争有效，机制电量申报总规模与核定总规模比率原则上不低于 1.2，否则相应调减核定机制电量规模直至满足比率要求。 综合考虑同类项目回收初始投资的平均期限等因素确定，如遇重大政策变化或行业成本变化适时调整。
海南	《关于海南省深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案（征求意见稿）》	机制电量规模：2023 年以前投产的项目， 其全部上网电量纳入机制电量 ；2023 年投产的项目，机制电量比例取 90% ；2024 年	综合考虑建设成本和运行特性的差异，初期分为海上风电项目、陆上风电项目和光伏项目三类。海上风电项目单独组织竞价，陆上风电项目和光伏项目统一组织

价市场化改革的 投产的项目，机制电量比例取 **85%**；2025 年 1 月 1 日至 2025 年 竞价。

实施方案（征求意见稿） 5 月 31 日投产的项目，机制电量比例取 **80%**。

机制电价水平：竞价式并网项目执行原竞价价格，其余项目均

按我省煤电基准价 **0.4298 元/千瓦时** 执行。

执行期限：**按照 20 年减去截至 2025 年 12 月 31 日项目已投产**

运行时间确定。

首次竞价电量规模与 2025 年新能源非市场化比例适当衔接，2025 年 6 月 1 日至 2026 年 12 月 31 日期间新建投产的海上风电项目按年上网电量的 **80%** 确定，陆上风电和光伏项目按年上网电量的 **75%** 确定。每年新增纳入机制的电量规模，根据我省完成国家下达的非水可再生能源消纳责任权重情况及用户承受能力等因素动态调整。为引导新能源充分竞争，竞价时设置申报充足率下限。单个项目申报电量规模不得高于其全部上网电量，2025 年竞价时暂按其全部上网电量 85% 进行申报，以后每年单个项目申报电量上限比例在发布竞价通知时明确。

竞价上限综合考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定，**最高不高于 0.4298 元/千瓦时**；初期可按照最先进电站造价水平（仅包含固定成本）折算度电成本（不含收益）确定竞价下限，后续视情况取消。竞价时按报价从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定、但不得高于竞价上限。价格相同时，按照申报时间优先确定排序，直至满足竞价总规模，成交的最后一个项目申报比例全额成交。

执行期限：**海上风电项目：14 年，陆上风电项目和光伏项目：12 年**，到期后不再执行机制电价。

竞价性海风项目。已开展竞争性配置但未于 2025 年 5 月 31 日前投产的海上风电项目，机制电价参照竞争性配置方案规定执行，初始机制电量规模为上网电量的 **80%**。未约定合理生命周期的，机制执行期限为 20 年。

（1）电量规模。每年新增纳入机制的电量规模，根据国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素确定。超出消纳责任权重的，次年纳入机制的电量规模适当减少；未完成的，次年纳入机制的电量规模适当增加。通知实施后第一年新增纳入机制的电量占增量项目新能源上网电量的比例，与现有新能源非市场化比例适当衔接，避免过度波动。单个项目申报

来 12 个月内投产、且未纳入过机制执行范围的新能源项目均可参与竞价。分布式光伏项目可自行参与也可聚合参与竞价，聚合商原则上应参考售电公司资质。能源企业在省发展改革委制定的价格上、下限内申报电量和电价进行竞价，按报价从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定、但不得高于竞价上限。存在两个以上项目按机制电价入选，则根据申报电量比例分配；申报电量未达到机制电量总规模时，按照申报电量分配。**（2）机制电价。**已投产和未投产项目起始时间按项目申报的投产时间确定，若入选项目未按期投产，实际投产前覆盖机制电量自动失效，执行期限不顺延。如实际投产时间较申报投产时间晚于 6 个月及以上，该项目当次竞价入选结果作废，并取消该项目投资企业所有有新能源项目未来 3 年竞价资格。

竞价确定机制电量、机制电价，电量规模动态调整，2025 年竞价时纳入机制的电量规模与当年新能源非市场化比例妥善衔接，按增量项目上网电量的 55% 确定。竞价上限最高不高于我省燃煤基准价 0.3749 元/千瓦时。竞价下限初期考虑成本因素、避免无序竞争等因素确定，后续视情况取消。2025 年竞价上下限分别为 0.33 元/千瓦时、0.18 元/千瓦时，以后每年适时调整。2025 年竞价执行期限为 12 年。单个项目申报电量规模不得高于其全部上网电量，2025 年竞价时暂按其全部上网电量 90% 进行申报，以后根据竞价情况动态调整。2025 年首次竞价申报充足率下限为 120%。执行期限：综合考虑同类项目回收初始投资的平均期限确定，2025 年竞价执行期限为 12 年，以后根据项目成本变化情况适时调整。

机制电量：初期纳入机制的电量规模与现有新能源价格非市场化比例适当衔接，**暂按照全区增量新能源项目年度预测上网电量 10% 确定。**每年新增纳入机制的电量规模，可根据国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素适时调整。

机制电价：增量新能源项目机制电价通过统一竞价形成。已投产和未来 12 个月内投产、且未纳入机制执行范围的新能源项目自愿参与竞价。综合考虑合理成本收益、绿色价值、市场供需、用户承受能力、有序竞争等因素，**竞价上限暂设为 0.2595 元/千瓦时，下限为 0.18 元/千瓦时**，后续视情况调整。竞价时按报价从低到高排序确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定、但不得高于竞价上限。执行期限：纳入机制的增量项目执行期限为 **10 年**。

《甘肃省深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案（征求意见稿）》

《辽宁省深化新能源上网电价市场化改革实施方案（征求意见稿）》、《辽宁省新能源增量项目竞价方案（征求意见稿）》

《自治区深化新能源上网电价市场化改革实施方案（征求意见稿）》

机制电量：衔接现行保障性新能源电量规模，分布式（分散式）项目上网电量全部纳入机制电量，**集中式光伏、风电项目上网电量中纳入机制电量的比例各为 10%。**

机制电价：宁夏燃煤发电基准价（0.2595 元/千瓦时）。

执行期限：按照项目达到全生命周期合理利用小时数与项目投产满 20 年较早者确定。执行固定电价的新能源项目，按照原核定电价执行。

资料来源：各地发改委，国信证券经济研究所整理

政策持续出台促进新能源消纳水平提升。国家发改委、国家能源局印发《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》提出，绿电直连项目以满足企业绿色用能需求、提升新能源就近就地消纳水平为目标，按照安全优先、绿色友好、权责对等、源荷匹配原则建设运行。并网型项目应按照“以荷定源”原则科学确定新能源电源类型和装机规模。现货市场连续运行地区可采取整体自发自用为主，余电上网为辅的模式；现货市场未连续运行地区，不允许向公共电网反送。项目整体新能源年自发自用电量占总可用发电量的比例应不低于 60%，占总用电量的比例应不低于 30%，并不断提高自发自用比例，2030 年前不低于 35%。

国家发改委、工信部、国家能源局联合印发《关于开展零碳园区建设的通知发改环资〔2025〕910 号》提出：1）加快园区用能结构转型。加强园区及周边可再生能源开发利用，支持园区与周边非化石能源发电资源匹配对接，科学配置储能等调节性资源，因地制宜发展绿电直连、新能源就近接入增量配电网等绿色电力直接供应模式，鼓励参与绿证绿电交易，探索氢电耦合开发利用模式。推动园

区积极利用生物质能、核能、光热、地热、工业余热等热能资源，实现供热系统清洁低碳化。探索氢能、生物质等替代化石燃料和原料。2) 大力推进园区节能降碳。推动园区建立用能和碳排放管理制度，深入推进企业能效碳效诊断评估，加强重点用能设备节能监察和日常监管，淘汰落后产能、落后工艺、落后产品设备。支持企业对标杆水平和先进水平，实施节能降碳改造和用能设备更新，鼓励企业建设极致能效工厂、零碳工厂。

国家发改委、国家能源局印发《关于 2025 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》：2025 年多数省份非水可再生能源消纳责任权重在 20%以上，相较于 2024 年非水可再生能源消纳责任权重，云南、新疆、天津等省份增幅较大，吉林、黑龙江、青海、宁夏等省份持平。在电解铝行业基础上增设钢铁、水泥、多晶硅行业和国家枢纽节点新建数据中心绿色电力消费比例，其中电解铝行业需进行考核，其他行业完成情况核算以绿证为主，只监测不考核。钢铁、水泥、多晶硅行业 2025 年要求绿电消费比例为 25.2%-70%，国家枢纽节点新建数据中心绿电消费比例则均为 80%。

表 13: 各地非水可再生能源消纳责任权重

地区	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	25 年同比变化
云南	15.0%	15.0%	17.0%	18.1%	28.7%	10.6%
新疆	12.5%	13.3%	12.8%	13.5%	21.4%	7.9%
天津	16.0%	17.5%	18.7%	22.2%	28.9%	6.7%
广西	10.0%	11.3%	12.5%	16.5%	23.1%	6.6%
海南	8.0%	9.3%	10.5%	17.5%	23.8%	6.3%
山东	12.5%	14.5%	15.7%	19.5%	25.6%	6.1%
北京	17.5%	18.8%	20.0%	23.8%	28.9%	5.1%
湖北	10.0%	11.3%	12.5%	17.5%	22.3%	4.8%
江西	12.0%	13.3%	14.5%	18.0%	22.4%	4.4%
河北	16.0%	17.8%	19.0%	23.7%	27.9%	4.2%
辽宁	13.5%	14.8%	16.0%	21.0%	25.1%	4.1%
江苏	10.5%	11.8%	13.0%	16.1%	20.2%	4.1%
安徽	14.0%	15.3%	16.5%	20.3%	24.3%	4.0%
广东	5.0%	6.3%	7.5%	9.0%	12.9%	3.9%
陕西	15.0%	17.3%	18.5%	20.5%	24.1%	3.6%
湖南	13.5%	14.8%	16.0%	22.5%	25.7%	3.2%
贵州	8.5%	9.8%	11.0%	16.5%	19.6%	3.1%
福建	7.5%	8.8%	10.0%	11.5%	14.5%	3.0%
内蒙古	19.5%	20.8%	22.0%	27.0%	30.0%	3.0%
浙江	8.5%	9.8%	11.0%	12.3%	15.1%	2.8%
上海	4.0%	5.2%	6.0%	8.0%	10.7%	2.7%
甘肃	18.0%	20.3%	21.5%	27.5%	30.0%	2.5%
四川	6.0%	7.3%	8.0%	9.5%	11.9%	2.4%
河南	18.0%	19.8%	21.0%	28.0%	30.0%	2.0%
重庆	4.0%	5.3%	6.5%	9.0%	10.8%	1.8%
山西	19.0%	20.3%	21.5%	26.5%	28.1%	1.6%
吉林	21.0%	22.3%	23.5%	30.0%	30.0%	0.0%
黑龙江	20.0%	21.5%	22.7%	30.0%	30.0%	0.0%
青海	24.5%	26.0%	27.2%	30.0%	30.0%	0.0%
宁夏	22.0%	23.3%	24.5%	30.0%	30.0%	0.0%

资料来源：国家发改委，国信证券经济研究所整理

表 14: 各省重点行业 2025 年绿电消费比例

地区	电解铝行业绿色电力消费比例	钢铁行业绿色电力消费比例	多晶硅行业绿色电力消费比例	水泥行业绿色电力消费比例	国家枢纽节点新建数据中心绿色电力消费比例
北京	30.6%	30.6%	30.6%	30.6%	80.0%
天津	29.7%	29.7%	29.7%	29.7%	80.0%
河北	29.2%	29.2%	29.2%	29.2%	80.0%
山西	29.4%	29.4%	29.4%	29.4%	80.0%

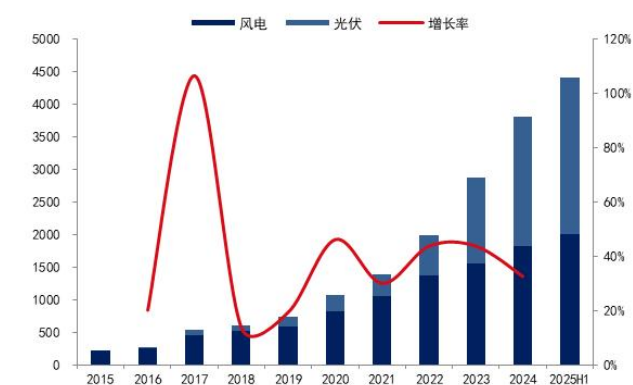
内蒙古	30.7%	30.7%	30.7%	30.7%	80.0%
辽宁	28.4%	28.4%	28.4%	28.4%	80.0%
吉林	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	80.0%
黑龙江	38.6%	38.6%	38.6%	38.6%	80.0%
上海	33.1%	33.1%	33.1%	33.1%	80.0%
江苏	27.5%	27.5%	27.5%	27.5%	80.0%
浙江	26.1%	26.1%	26.1%	26.1%	80.0%
安徽	26.5%	26.5%	26.5%	26.5%	80.0%
福建	25.2%	25.2%	25.2%	25.2%	80.0%
江西	33.9%	33.9%	33.9%	33.9%	80.0%
山东	26.2%	26.2%	26.2%	26.2%	80.0%
河南	36.2%	36.2%	36.2%	36.2%	80.0%
湖北	42.8%	42.8%	42.8%	42.8%	80.0%
湖南	50.5%	50.5%	50.5%	50.5%	80.0%
广东	31.6%	31.6%	31.6%	31.6%	80.0%
广西	50.8%	50.8%	50.8%	50.8%	80.0%
海南	27.2%	27.2%	27.2%	27.2%	80.0%
重庆	34.2%	34.2%	34.2%	34.2%	80.0%
四川	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	80.0%
贵州	41.3%	41.3%	41.3%	41.3%	80.0%
云南	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	80.0%
陕西	30.1%	30.1%	30.1%	30.1%	80.0%
甘肃	53.6%	53.6%	53.6%	53.6%	80.0%
青海	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	80.0%
宁夏	34.2%	34.2%	34.2%	34.2%	80.0%
新疆	29.7%	29.7%	29.7%	29.7%	80.0%

资料来源：国家发改委，国信证券经济研究所整理

风电电量占比较大，未来新能源有望实现合理收益水平

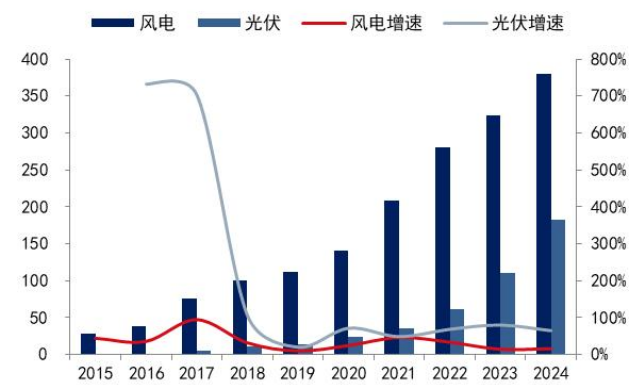
公司新能源装机中光伏占比较多，发电量中风电占比较大。截至 2025 年 6 月，公司新能源累计装机容量 4409 万千瓦，其中风电装机容量 2004 万千瓦（含海上风电 588 万千瓦），占比 45.5%；光伏装机容量 2405 万千瓦，占比 54.5%。2025 年上半年，公司新增风电、光伏装机容量 193、433 万千瓦。从发电量、上网电量来看，2024 年公司风电、光伏发电量分别为 380、183 亿千瓦时，占比分别为 67.5%、32.5%；2025 上半年，公司风电、光伏上网电量分别为 210、122 亿千瓦时，占比分别为 63.3%、36.7%。

图 59：华能国际公司风电光伏装机容量（万千瓦）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图 60：华能国际公司风电光伏发电量（亿千瓦时）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

公司新能源机组区域布局：风电机组主要分布在东部沿海地区和东北地区，光伏机组主要分布在东中部地区。从发电量来看，公司风电机组主要分布在江苏、吉林、浙江、河南、山东、黑龙江、辽宁、甘肃等地区，上述 8 个地区 2024 年风电发电量合计 277 亿千瓦时，占公司风电发电量的比例为 73%；公司光伏机组主要

分布在河北、山东、江西、江苏、湖北、山西、安徽、贵州等区域，上述 8 个地区 2024 年光伏发电量合计 144 亿千瓦时，占公司风电发电量的比例为 79%。

公司新能源发电机组主要分布在东中部地区，经济发展条件较好，电力需求较为旺盛，电价水平较高，有利于新能源实现较好的消纳水平和收益率水平。但值得注意的是，东中部地区新能源市场化比例相对较低，未来随着 136 号文执行落地，东中部地区新能源市场化程度将逐步提升，预计短期将在一定程度上对公司东中部地区的新能源机组盈利产生影响，但随着新能源市场化程度达到一定水平后，则预计对盈利的影响将逐步减弱。

图 61：华能国际公司风电机组分区域发电量情况（亿千瓦时）

地区	2019年	占比	2020年	占比	2021年	占比	2022年	占比	2023年	占比	2024年	占比
黑龙江	11.86	10.1%	11.38	8.2%	13.86	6.7%	18.78	6.7%	26.08	8.0%	26.73	7.0%
吉林	10.19	8.7%	11.41	8.2%	12.13	5.8%	29.69	10.6%	41.03	12.6%	42.49	11.2%
辽宁	3.76	3.2%	3.76	2.7%	4.21	2.0%	13.52	4.8%	19.70	6.1%	25.00	6.6%
内蒙古	2.20	1.9%	2.12	1.5%	6.69	3.2%	7.90	2.8%	7.91	2.4%	7.43	2.0%
河北	4.57	3.9%	2.20	1.6%	5.34	2.6%	6.63	2.4%	6.19	1.9%	4.95	1.3%
甘肃	23.58	20.0%	20.41	14.7%	25.98	12.5%	25.52	9.1%	26.29	8.1%	20.59	5.4%
山西	-	-	3.30	2.4%	3.95	1.9%	6.47	2.3%	7.19	2.2%	6.20	1.6%
山东	7.80	6.6%	8.29	6.0%	14.52	7.0%	21.17	7.5%	24.70	7.6%	34.52	9.1%
河南	4.63	3.9%	11.24	8.1%	34.81	16.7%	36.16	12.9%	35.36	10.9%	35.94	9.5%
江苏	16.61	14.1%	26.04	18.8%	42.17	20.2%	48.81	17.4%	49.09	15.1%	52.78	13.9%
重庆	2.33	2.0%	2.43	1.8%	2.71	1.3%	4.48	1.6%	4.94	1.5%	5.34	1.4%
浙江	-	-	-	-	1.37	0.7%	15.77	5.6%	23.11	7.1%	39.34	10.4%
湖北	5.77	4.9%	5.52	4.0%	6.68	3.2%	7.42	2.6%	7.44	2.3%	7.19	1.9%
湖南	5.28	4.5%	5.95	4.3%	6.26	3.0%	7.21	2.6%	8.29	2.6%	8.83	2.3%
江西	5.85	5.0%	8.21	5.9%	8.76	4.2%	9.97	3.6%	9.68	3.0%	10.10	2.7%
安徽	3.01	2.6%	4.51	3.3%	8.17	3.9%	10.66	3.8%	10.76	3.3%	11.53	3.0%
广东	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.0%	17.36	4.6%
广西	1.15	1.0%	2.72	2.0%	3.21	1.5%	3.27	1.2%	7.09	2.2%	6.77	1.8%
云南	6.01	5.1%	5.66	4.1%	4.69	2.3%	4.45	1.6%	6.59	2.0%	14.15	3.7%
贵州	2.16	1.8%	2.21	1.6%	1.88	0.9%	1.74	0.6%	1.98	0.6%	1.99	0.5%
海南	0.98	0.8%	1.13	0.8%	0.96	0.5%	1.06	0.4%	0.94	0.3%	0.46	0.1%

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

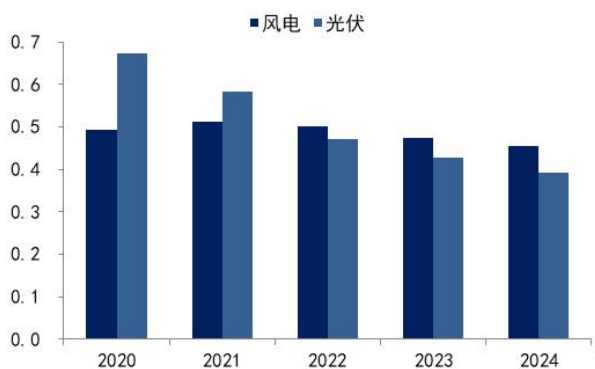
图 62：华能国际公司光伏机组分区域发电量情况（亿千瓦时）

地区	2019年	占比	2020年	占比	2021年	占比	2022年	占比	2023年	占比	2024年	占比
黑龙江	1.31	9.3%	1.35	4.8%	1.31	3.7%	3.13	5.2%	3.05	2.8%	3.06	1.7%
吉林	0.61	4.3%	1.45	5.2%	2.66	7.4%	2.63	4.3%	2.47	2.2%	2.52	1.4%
辽宁	0.16	1.1%	1.63	5.8%	1.51	4.2%	1.84	3.0%	2.24	2.0%	2.32	1.3%
河北	2.20	15.6%	4.57	16.4%	1.29	3.6%	5.80	9.5%	12.74	11.6%	22.80	12.5%
宁夏	0.23	1.6%	0.23	0.8%	0.22	0.6%	0.23	0.4%	0.21	0.2%	0.21	0.1%
天津	0.03	0.2%	0.15	0.5%	0.14	0.4%	0.16	0.3%	0.30	0.3%	0.44	0.2%
山西	1.52	10.8%	5.63	20.2%	8.45	23.6%	9.29	15.3%	10.30	9.4%	17.14	9.4%
山东	4.12	29.2%	5.12	18.3%	5.67	15.8%	10.21	16.8%	15.28	13.9%	22.52	12.3%
河南	0.25	1.8%	0.23	0.8%	0.25	0.7%	0.67	1.1%	6.18	5.6%	6.93	3.8%
江苏	1.17	8.3%	1.79	6.4%	2.70	7.5%	3.09	5.1%	8.32	7.6%	18.30	10.0%
上海	-	-	0.15	0.5%	0.31	0.9%	0.35	0.6%	0.46	0.4%	0.57	0.3%
重庆	-	-	-	0.0%	-	-	-	-	0.04	0.0%	0.19	0.1%
浙江	0.60	4.3%	0.53	1.9%	0.58	1.6%	2.31	3.8%	2.89	2.6%	4.24	2.3%
湖北	0.22	1.6%	0.22	0.8%	0.22	0.6%	3.29	5.4%	9.09	8.3%	17.77	9.7%
湖南	0.27	1.9%	0.44	1.6%	0.48	1.3%	1.03	1.7%	2.90	2.6%	3.92	2.1%
江西	-	-	2.28	8.2%	4.37	12.2%	6.39	10.5%	10.14	9.2%	19.18	10.5%
安徽	-	-	-	0.0%	-	-	1.94	3.2%	8.32	7.6%	15.44	8.5%
福建	0.12	0.9%	0.12	0.4%	0.12	0.3%	0.39	0.6%	1.95	1.8%	3.14	1.7%
广东	0.22	1.6%	0.23	0.8%	0.25	0.7%	0.34	0.6%	1.56	1.4%	2.70	1.5%
广西	-	-	-	0.0%	-	-	-	-	0.14	0.1%	1.40	0.8%
云南	-	-	-	0.0%	-	-	-	-	1.29	1.2%	1.73	0.9%
贵州	0.01	0.1%	0.80	2.9%	4.21	11.8%	6.50	10.7%	7.75	7.0%	11.23	6.2%
海南	1.05	7.5%	1.01	3.6%	1.07	3.0%	1.16	1.9%	2.36	2.1%	4.78	2.6%

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

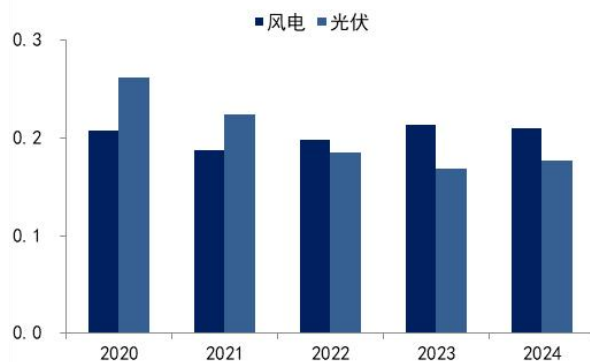
公司风电、光伏度电盈利均呈下降趋势，风电度电盈利水平好于光伏。公司风电度电收入有所下降，主要受平价项目占比增加及市场化交易因素影响，公司风电度电成本较为平稳，由于电价下降影响，公司风电度电毛利及度电利润呈现下降趋势，公司风电业务度电毛利由 2020 年的 0.286 元/KWh 降至 2024 年的 0.244 元/KWh，减少 0.042 元/KWh，度电利润由 2021 年的 0.235 元/KWh 降至 2024 年的 0.178 元/KWh，减少 0.057 元/KWh。公司光伏度电收入明显下降，主要受平价项目占比增加、市场化交易因素及分时电价机制影响；公司光伏度电成本亦下降较为显著，主要系光伏上游产业链供需格局变化，使得组件价格明显下降；由于电价降幅大于成本降幅，公司光伏业务度电毛利、度电利润亦出现下降，公司光伏业务度电毛利由 2020 年的 0.412 元/KWh 降至 2024 年的 0.217 元/KWh，减少 0.195 元/KWh，度电利润由 2021 年的 0.202 元/KWh 降至 2024 年的 0.149 元/KWh，减少 0.053 元/KWh。未来预计随着 136 号执行，公司风电光伏度电盈利或还有下降空间。

图 63：华能国际风电光伏度电收入（元/KWh）



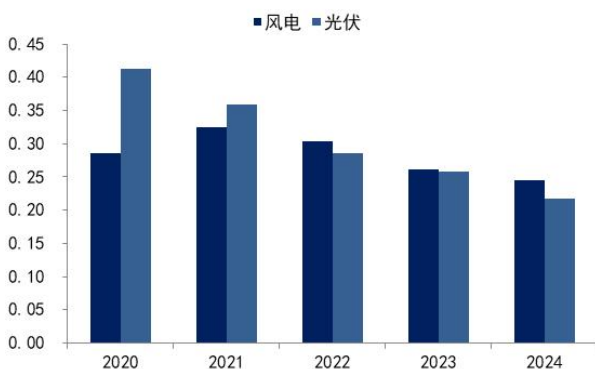
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图 64：华能国际风电光伏度电成本（元/KWh）



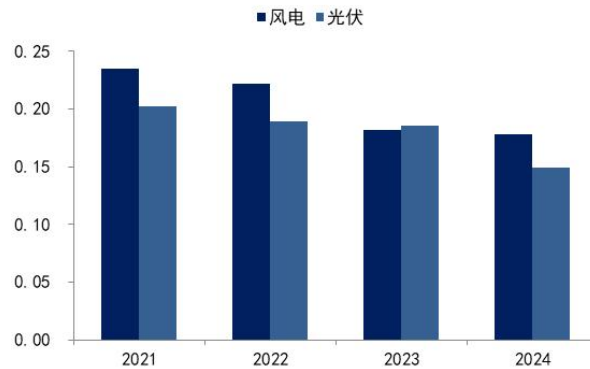
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图 65：华能国际风电光伏度电毛利（元/KWh）



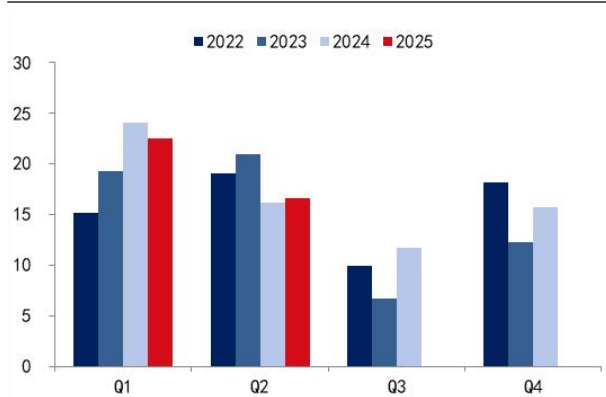
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图 66：华能国际风电光伏度电利润（元/KWh）



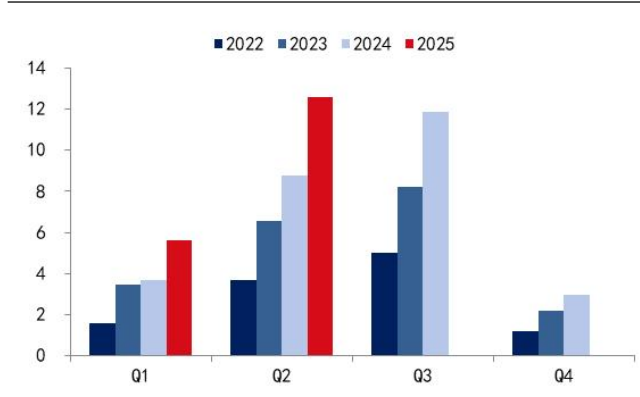
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图 67: 华能国际风电单季度利润总额（亿元）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

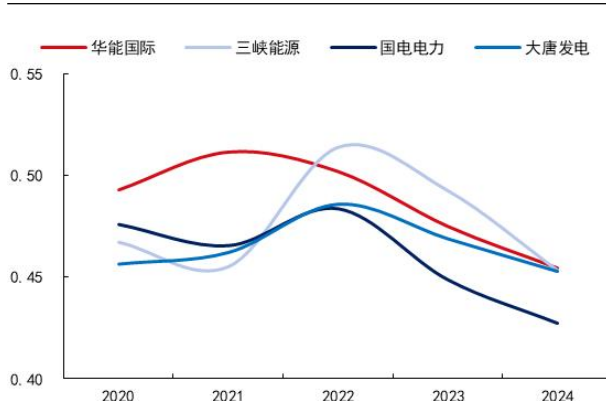
图 68: 华能国际光伏单季度利润总额（亿元）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

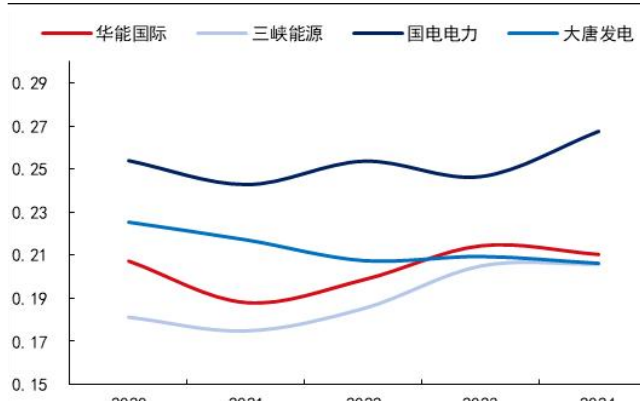
华能国际公司与可比公司风电光伏业务比较：公司风电资产较为优质，光伏发电业务盈利性较好。从度电收入、度电成本、度电毛利及利用小时数层面将华能国际的风电光伏发电业务与可比公司进行比较。风电业务方面，2024 年华能国际公司与可比公司度电收入、度电成本、度电毛利水平较为接近，风电业务的利用小时数在可比公司中处于较好水平，2024 年风电业务利用小时数为 2295 小时，2020-2024 年均值为 2247 小时，低于三峡能源的风电利用小时数情况。整体来看公司风电业务盈利水平与可比公司较为接近，公司风电资产较为优质。光伏发电业务方面，2024 年华能国际公司度电收入在可比公司中处于较好水平，2024 年度电收入为 0.394 元/KWh，略低于大唐发电；度电成本在可比公司中处于较低水平，度电毛利在可比公司中处于较好水平，2024 年华能国际公司光伏度电毛利为 0.217 元/KWh，2020-2024 年期间光伏发电度电毛利均值为 0.306 元/KWh，在可比公司中居于首位，公司光伏发电业务盈利性较好；利用小时数方面，公司光伏发电业务利用小时数在可比公司中处于较低水平，2024 年公司光伏发电业务利用小时数为 1185 小时，2020-2024 年期间光伏发电业务的利用小时数均值为 1219 小时，在可比公司中处于末位。整体来看，公司光伏发电业务成本具备优势，但光伏发电资产的自然资源条件一般。

图 69: 华能国际与可比公司风电度电收入（元/KWh）



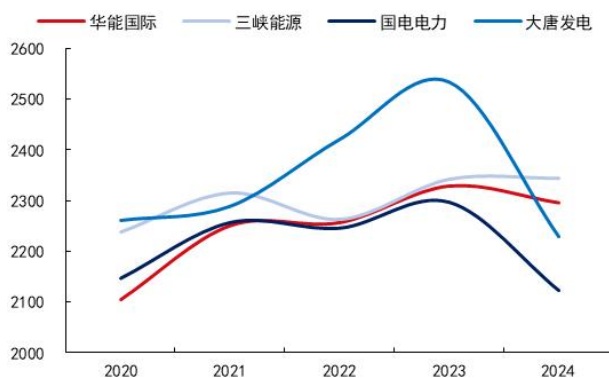
资料来源：各公司公告，国信证券经济研究所整理

图 70: 华能国际与可比公司风电度电成本（元/KWh）



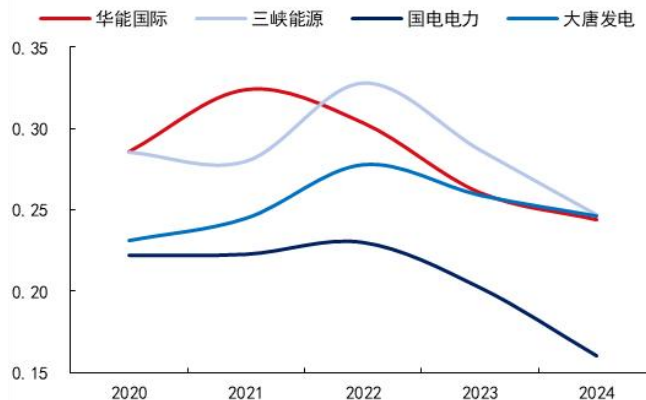
资料来源：各公司公告，国信证券经济研究所整理

图 71: 华能国际与可比公司风电利用小时数 (小时)



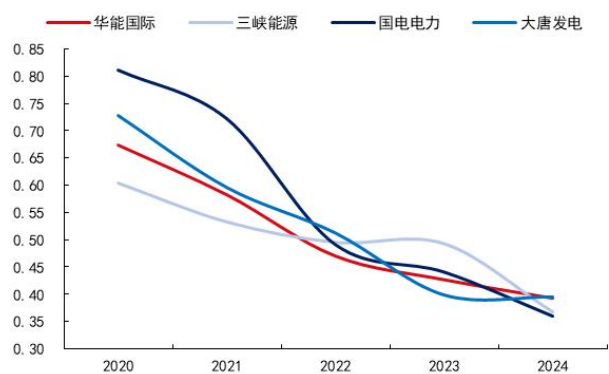
资料来源: 各公司公告, 国信证券经济研究所整理

图 72: 华能国际与可比公司风电度电毛利 (元/KWh)



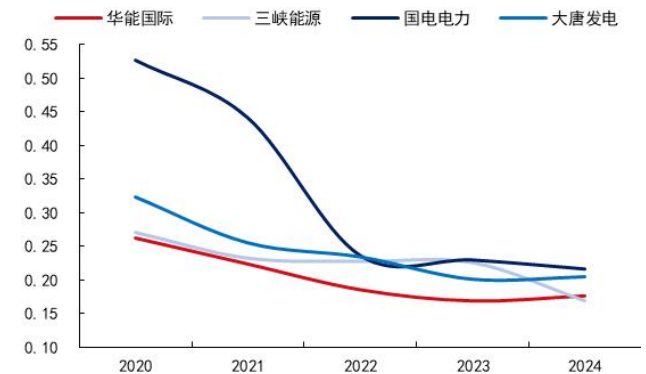
资料来源: 各公司公告, 国信证券经济研究所整理

图 73: 华能国际与可比公司光伏度电收入 (元/KWh)



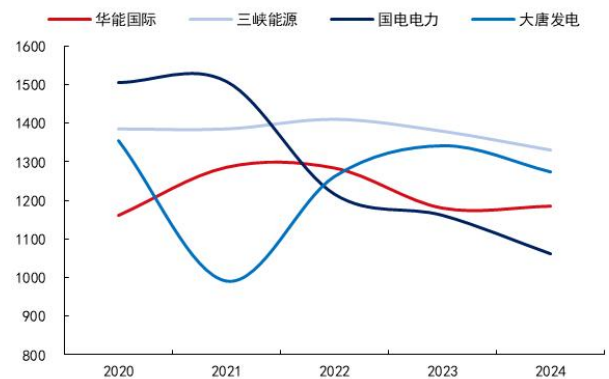
资料来源: 各公司公告, 国信证券经济研究所整理

图 74: 华能国际与可比公司光伏度电成本 (元/KWh)



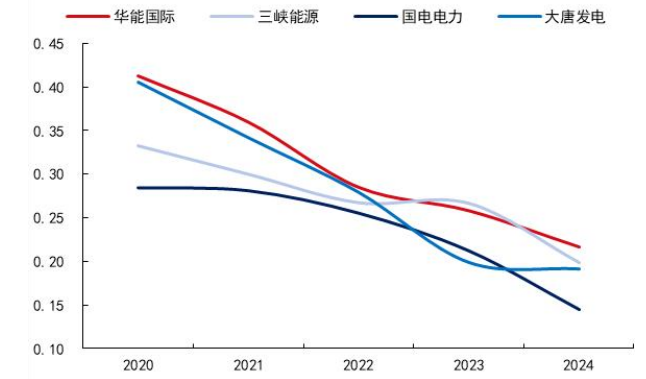
资料来源: 各公司公告, 国信证券经济研究所整理

图 75: 华能国际与可比公司光伏利用小时数 (小时)



资料来源: 各公司公告, 国信证券经济研究所整理

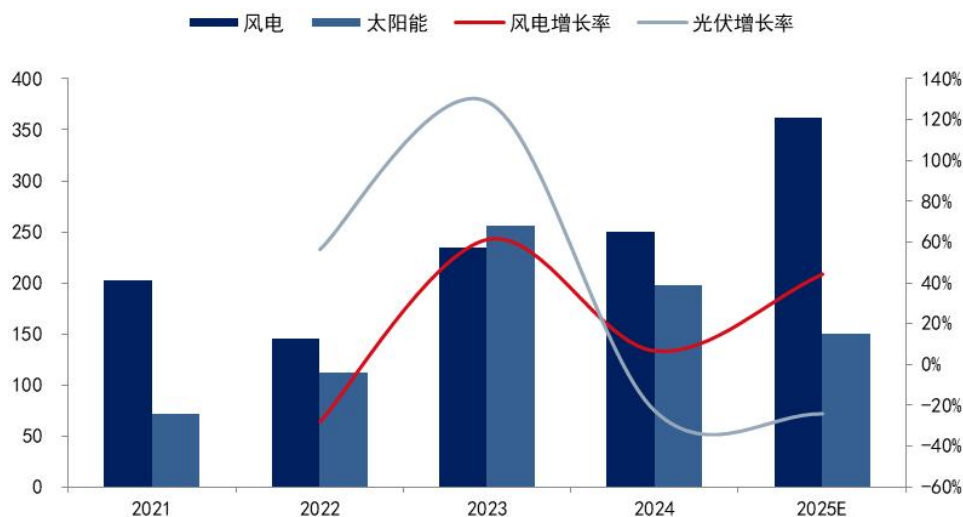
图 76: 华能国际与可比公司光伏度电毛利 (元/KWh)



资料来源: 各公司公告, 国信证券经济研究所整理

公司持续加大新能源投资力度，推进能源结构低碳转型。公司持续大力发展新能源，2025 年新能源项目资本开支 512 亿元，其中风电、光伏分别为 363、150 亿元。公司在“三北”地区和辽宁、山东、江苏、浙江、广东等沿海区域及中部新能源资源良好地区打造基地型清洁型互补型、集约化数字化标准化的“三型三化”大型清洁能源基地，力争在“十四五”末期公司低碳清洁能源装机占比达到 45% 左右。公司在手新能源项目资源储备较为充足，在建项目规模体量较大，未来公司新能源项目逐步投产，将促进公司新能源板块业绩稳步增长。

图 77：公司风电光伏资本开支情况（亿元）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

盈利预测

假设前提

我们的盈利预测基于以下假设条件：

火电及热力业务：根据公司在手的火电项目及开工、投产节奏，预计 2025-2027 年公司火电装机容量分别为 10837/10937/11037 万千瓦；利用小时数方面，参考公司过往的利用小时数情况、未来全国电力供需情况和可再生能源发展情况，假设 2025-2027 年公司煤电业务的利用小时数分别为 4050/4000/3960 小时，气电利用小时数均为 2430 小时；电价方面，参考公司过往的电价及考虑未来电价市场交易因素影响和一次能源价格走势，假设 2025-2027 年煤电电量电价（不含税）分别为 0.46/0.44/0.43 元/kwh，容量电价分别为 100/165/165 元/kw/年（含税）。供热业务供热量、供热单价参考过往情况设定，成本则主要考虑煤炭价格走势及过往成本情况进行设定。

风电业务：根据公司在手的风电项目及开工、投产节奏，预计 2025-2027 年公司风电装机容量分别为 2231/2531/2831 万千瓦；利用小时数方面，参考公司过往的利用小时数情况、未来全国电力供需情况情况，假设 2025-2027 年公司风电业务的利用小时数分别为 2297/2303/2309 小时；电价方面，参考公司过往的电价及考虑未来 136 号文落地后电价市场交易因素影响和一次能源价格走势影响，假设 2025-2027 年风电电价（不含税）分别为 0.38/0.36/0.34 元/kwh。

光伏业务：根据公司在手的光伏发电项目及开工、投产节奏，预计 2025-2027 年公司光伏发电装机容量分别为 2564/3064/3564 万千瓦；利用小时数方面，参考公司过往的利用小时数情况、未来全国电力供需情况情况，假设 2025-2027 年公司光伏发电业务的利用小时数分别为 1187/1189/1190 小时；电价方面，参考公司过往的电价及考虑未来 136 号文落地后电价市场交易因素影响和一次能源价格走势影响，假设 2025-2027 年光伏发电电价（不含税）分别为 0.33/0.31/0.29 元/kwh。

成本及期间费用方面，主要考虑煤炭价格变化趋势、电源项目投资成本等因素进行假设。同时销售费用率、研发费用率、管理费用率、所得税率较为稳定，参考公司过往水平进行设定。

表 15：华能国际公司业务拆分（百万元）

	2022	2023	2024	2025E	2026E	2027E
火电及热力业务						
收入	250,951	257,242	238,095	230,290	228,830	227,425
增速	34%	3%	-7%	-3%	-1%	-1%
毛利	-1,320	25,216	23,756	32,467	32,380	32,774
增速	-87%	-2010%	-6%	37%	0%	1%
毛利率	-0.5%	9.8%	10.0%	14.1%	14.2%	14.4%
风电业务						
收入	10,166	15,121	16,789	17,137	19,128	20,578
增速	52%	49%	11%	2%	12%	8%
毛利	6,255	9,554	9,844	8,024	8,913	9,425
增速	67%	53%	3%	-9%	11%	6%
毛利率	59.5%	54.1%	52.5%	46.8%	46.6%	45.8%
光伏业务						
收入	2,828	4,665	7,135	8,948	10,210	11,154
增速	42%	65%	53%	25%	14%	9%
毛利	1,700	2,805	2,470	3,369	3,841	4,053
增速	43%	65%	-12%	36%	14%	6%

毛利率	60.1%	60.1%	34.6%	37.6%	37.6%	36.3%
合计						
总营收	204,605	254,397	245,551	239,767	241,334	242,302
增速	21%	24%	-3%	-2.4%	0.7%	0.4%
毛利	(676)	30,822	37,188	45,578	46,957	48,186
增速	-103%	4659%	21%	22.6%	3.0%	2.6%
毛利率	-0.3%	12.1%	15.1%	19.0%	19.5%	19.9%

资料来源:公司公告, 国信证券经济研究所整理和预测

综上所述, 由于煤价下跌幅度较大, 上调公司盈利预测。预计未来 2025-2027 年公司营业收入分别为 2394.08/2412.00/2421.89 亿元, 分别同比增长 -2.5%/0.7%/0.4%, 毛利率分别为 19.0%/19.5%/19.9%, 毛利分别为 455.78/469.57/481.86 亿元, 分别同比增长 22.6%/3.0%/2.6%; 归属母公司净利润分别为 125.20/130.53/135.59 亿元 (2025-2027 年原预测值分别为 119.27/126.62/133.36 亿元), 归母净利润年增速分别为 23.5%/4.3%/3.9%。每股收益分别为 0.80/0.83/0.86 元。

未来 3 年业绩预测

表 16: 未来 3 年盈利预测表 (百万元)

	2024	2025E	2026E	2027E
营业收入	245551	239408	241200	242189
营业成本	208363	193830	194244	194003
销售费用	267	1958	1973	1981
管理费用	7288	260	262	264
财务费用	7441	7714	7459	7441
营业利润	18743	23203	24154	25058
利润总额	18086	22346	23297	24201
归属于母公司净利润	10135	12520	13053	13559
EPS	0.65	0.80	0.83	0.86
ROE	7%	9%	9%	9%

资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理和预测

估值与投资建议

考虑公司的业务特点，我们采用绝对估值和相对估值两种方法来估算公司的合理价值区间。

绝对估值：7.73-8.73 元

输入条件：基于公司历史财务报表中反映的公司资本结构和财务状况情况，我们假定目标权益资本比为 55%，3 年期的日度数据计算贝塔系数为 1.8，无风险利率根据 10 年期国债到期收益率并做调整设定为 2.0%，风险溢价为 7.0%，债务资本成本为 3.5%，计算得出 WACC 值为 7.48%。

FCFF 估值结果：在永续增长率为 1% 的假设条件下，测算华能国际对应每股权益价值为 7.73-8.73 元，高于目前股价 2%-16%。

表 17：公司盈利预测假设条件（%）

	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E
营业收入增长率	-2.5%	0.7%	0.4%	0.5%	-0.1%	-0.1%	-0.1%	-0.1%	-0.1%	0.0%
毛利率	19.0%	19.5%	19.9%	20.6%	20.9%	21.1%	21.4%	21.5%	21.7%	21.8%
管理费用/营业收入	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
销售费用/营业收入	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
研发费用/营业收入	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%
营业税及附加/营业收入	0.82%	0.82%	0.82%	0.82%	0.82%	0.82%	0.82%	0.82%	0.82%	0.82%
所得税税率	22.0%	22.0%	22.0%	22.0%	22.0%	22.0%	22.0%	22.0%	22.0%	22.0%
股利分配比率	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%

资料来源：公司公告、国信证券经济研究所预测

表 18：资本成本假设

无杠杆 Beta	0.6	T	22.00%
无风险利率	2.0%	Ka	6.2%
股票风险溢价	7.0%	有杠杆 Beta	1.8
公司股价（元）	7.55	Ke	14.60%
发行在外股数（百万）	15698	E/(D+E)	40.0%
股票市值(E, 百万元)	118521	D/(D+E)	60.0%
债务总额(D, 百万元)	302719	WACC	7.48%
Kd	3.5%	永续增长率（10 年后）	1.0%

资料来源：国信证券经济研究所假设

表 19：FCFF 估值结果（百万元）

	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	TV
EBIT	34,454	35,749	36,932	38,860	39,443	39,980	40,563	40,931	41,232	41,543	
所得税税率	22.00%	22.00%	22.00%	22.00%	22.00%	22.00%	22.00%	22.00%	22.00%	22.00%	
EBIT*(1-所得税税率)	26,874	27,884	28,807	30,311	30,765	31,184	31,639	31,926	32,161	32,403	
折旧与摊销	26,911	28,257	29,933	31,691	33,444	35,209	36,706	37,967	39,252	40,541	
营运资金的净变动	-13,678	137	-2,086	-4,238	-2,128	-2,765	-2,901	-2,421	1,433	1,479	
资本性投资	-40,009	-45,232	-51,324	-53,757	-45,576	-45,413	-35,915	-35,671	-35,341	-35,003	
FCFF	98	11,045	5,329	4,007	16,504	18,216	29,530	31,801	37,505	39,419	614,597
PV(FCFF)	91	9,561	4,292	3,003	11,508	11,818	17,825	17,860	19,598	19,165	298,809
核心企业价值	413,531										
减：净债务	276,432										
股票价值	137,099										
每股价值	8.73										

资料来源：公司公告、国信证券经济研究所预测

绝对估值的敏感性分析

该绝对估值相对于 WACC 和永续增长率较为敏感，表 20 是公司绝对估值相对此两因素变化的敏感性分析。

表 20：绝对估值相对折现率和永续增长率的敏感性分析（元）

		WACC 变化				
		7.1%	7.3%	7.48%	7.7%	7.9%
永续增长率变化	1.6%	13.40	12.05	10.80	9.64	8.55
	1.4%	12.52	11.25	10.07	8.96	7.92
	1.2%	11.71	10.51	9.38	8.32	7.34
	1.0%	10.95	9.81	8.73	7.73	6.78
	0.8%	10.24	9.15	8.13	7.17	6.26
	0.6%	9.57	8.53	7.56	6.64	5.77
	0.4%	8.95	7.95	7.02	6.14	5.30

资料来源：国信证券经济研究所测算

相对法估值：7.98-8.77 元

公司为全国性大型火电公司，同时大力发展新能源业务，选择同为全国性大型火电公司华电国际、大唐发电、国电电力以及新能源龙头企业三峡能源、龙源电力作为可比公司。可比公司 2025-2027 年对应的 PE 估值均值分别为 13.7、12.9、12.0X。给予公司 2025 年 10-11 倍 PE，对应公司权益市值为 1252-1377 亿元，对应 7.98-8.77 元/股合理价值，较当前股价有 6%-16%的溢价。

表 21：可比公司估值表

代码	公司简称	股价	总市值 亿元	EPS				PE				ROE 24A	投资评级
				24A	25E	26E	27E	24A	25E	26E	27E		
600027.SH	华电国际	5.31	579	0.56	0.62	0.65	0.68	9.5	8.6	8.2	7.8	5.31	优于大市
600795.SH	国电电力	4.58	817	0.55	0.42	0.47	0.51	8.3	10.9	9.7	9.0	4.58	优于大市
601991.SH	大唐发电	3.42	633	0.24	0.29	0.32	0.35	14.3	11.8	10.7	9.8	3.42	无
600905.SH	三峡能源	4.32	1,235	0.21	0.24	0.25	0.27	20.6	18.0	17.3	16.0	4.32	优于大市
001289.SZ	龙源电力	16.50	1,379	0.76	0.85	0.89	0.94	21.7	19.4	18.5	17.6	16.50	优于大市
均值								14.9	13.7	12.9	12.0		

资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理 注：大唐发电盈利取自 Wind 一致预测。

投资建议

综合上述几个方面的估值，我们认为公司股票价值在 7.98-8.73 元之间，较当前股价有 6%-16%的溢价。维持“优于大市”评级。

风险提示

估值的风险

我们采取相对估值方法计算得出公司的合理估值在 7.98-8.73 元之间，但该估值是建立在较多假设前提的基础上计算而来的，特别是对公司未来几年的业务成本和业务收入加入了很多个人的判断：

- 1、相对估值时我们选取了与公司业务相同或相近的公司进行比较，选取了可比公司 2025 年 PE 水平作为相对估值的参考，同时考虑公司未来业务发展情况，对行业平均动态 PE 进行修正。
- 2、考虑到公司未来业绩增长主要来源为新能源装机容量增长，同时公司为央企背景，因此假设新能源项目建设可以按预期推进，但项目建设进度具有一定不确定性，公司新能源项目建设进展可能不及预期。
- 3、煤电电价受一次能源价格和电力市场供需因素影响，若未来电力市场供需状况出现变化，电价、电量出现波动，可能会对估值带来一定影响。
- 4、考虑到公司未来业绩可实现稳健增长，给予公司 2025 年 10-11 倍 PE，可能未充分考虑市场整体估值波动的风险。
- 5、在给予公司可比估值时，可能未充分考虑市场波动对公司估值的影响。

盈利预测的风险

在对公司火电、新能源项目未来盈利预测中，我们设定了很多参数，这些参数为基于历史数据及对未来变化的个人判断：

- 1、若电力市场供需格局变化和一次能源价格下降，火电电价可能下降，同时火电项目的利用小时数可能下降，公司火电发电量、上网电量会出现同比下降，公司火电业务收入将不及预期；
- 2、公司火电业务中燃料成本占比较高，若未来由于供需关系变化导致煤价上涨，公司火电业务成本将明显增加，公司火电业务的毛利率可能出现下降，影响公司整体的盈利表现；
- 3、新能源发电业务的发电量受自然因素影响，若来风或光照条件较差，将导致新能源发电项目的发电量增长不及预期，影响公司新能源发电项目的业绩增长。
- 4、136 号文落地后，各地有序推进新能源参与市场交易，未来新能源项目盈利受机制电价、机制电量及执行期限影响，若部分地区机制电价水平较低/机制电量占比较小，将影响未来投运的新能源发电项目的盈利水平，导致公司整体业绩增长不及预期。
- 5、公司未来业绩增长的重要驱动力来自新能源装机容量增长，若新能源发电项目投产节奏不及预期，将可能会使得公司业绩增长不及预期。
- 6、新能源发电项目弃风限电及弃光限电风险。未来如果出现消纳需求降低、特高压外送通道建设进展不及预期等情况而导致弃风率、弃光率有所增加，将会导致新能源发电公司利用小时数下降，对新能源发电业务收入产生不利影响。

经营及其它风险

- 1、电价波动风险。上网电价是影响公司盈利能力的重要因素。我国发电企业上网

电价受到政府的严格监管，未来随着电力改革持续深入，可能导致公司的上网电价水平发生变化，这将可能影响公司的盈利水平。

2、政策风险。未来火电业务收入来源是电量电价、容量电价和辅助服务收入，若容量电价政策和辅助服务收入政策发生变化，导致公司火电业务收入端有所下降，同时火电业务盈利稳定性将受到影响，公司整体业绩表现可能不及预期。

3、宏观经济下行风险。若宏观经济下行，将可能会影响电力消费需求，导致电力消纳不及预期；同时，电力供需格局偏松，将可能导致电价下行和上网电量下降，影响公司收入和净利润水平。

4、可再生能源补贴政策变化的风险。目前可再生能源补贴核查工作尚处于进行过程中，合规项目将分批予以公示，核查结果存在一定的不确定性。若行业政策发生重大不利变化，可能导致有补贴需求的可再生能源发电项目的补贴单价、补贴电量发生变化，或未来受到相关行业主管部门的处罚，亦或可再生能源补贴回款情况发生变化，则会对财务状况及经营成果产生一定影响。同时，新能源发电公司按照谨慎性原则不确认或已冲减相关可再生能源补贴收入，并需对存在减值迹象的风力、太阳能电站相关资产进行减值测算，计提资产减值准备。

附表：财务预测与估值

资产负债表（百万元）	2023	2024	2025E	2026E	2027E	利润表（百万元）	2023	2024	2025E	2026E	2027E
现金及现金等价物	16850	19932	15421	17401	17585	营业收入	254397	245551	239408	241200	242189
应收款项	49835	51333	52821	54971	57053	营业成本	223575	208363	193830	194244	194003
存货净额	11899	13444	10729	10932	11125	营业税金及附加	1635	2009	1958	1973	1981
其他流动资产	11193	10540	10489	10511	10520	销售费用	238	267	260	262	264
流动资产合计	90744	96300	90521	94885	97365	管理费用	6898	7288	7714	7459	7441
固定资产	365967	400681	409204	423530	442261	财务费用	8868	7441	10087	10330	10559
无形资产及其他	15682	18211	20708	23204	25701	投资收益	2797	1243	1243	1243	1243
投资性房地产	46081	47005	47005	47005	47005	资产减值及公允价值变动	(2972)	(1714)	(2614)	(2714)	(2764)
长期股权投资	22685	24646	25227	25669	26664	其他收入	238	(969)	(983)	(1307)	(1362)
资产总计	541159	586843	592665	614294	638996	营业利润	13246	18743	23203	24154	25058
短期借款及交易性金融负债	91500	102318	124163	143780	168589	营业外净收支	(244)	(657)	(857)	(857)	(857)
应付款项	22563	19175	18495	18207	17773	利润总额	13002	18086	22346	23297	24201
其他流动负债	49937	57245	42888	45686	46319	所得税费用	3919	3977	4916	5125	5324
流动负债合计	163999	178738	185546	207673	232681	少数股东损益	637	3974	4910	5119	5318
长期借款及应付债券	190386	189076	178555	168035	157515	归属于母公司净利润	8446	10135	12520	13053	13559
其他长期负债	15411	15981	16800	17737	18513						
长期负债合计	205797	205057	195356	185773	176028	现金流量表（百万元）	2023	2024	2025E	2026E	2027E
负债合计	369797	383795	380902	393446	408709	净利润	8446	10135	12520	13053	13559
少数股东权益	39224	65633	68088	70648	73306	资产减值准备	240	(1258)	1998	153	164
股东权益	132139	137415	143675	150201	156980	折旧摊销	24690	25291	26911	28257	29933
负债和股东权益总计	541159	586843	592665	614294	638996	公允价值变动损失	240	(1258)	1998	153	164
						财务费用	8868	7441	10087	10330	10559
关键财务与估值指标	2023	2024	2025E	2026E	2027E	营运资本变动	1545	1494	(13678)	137	(2086)
每股收益	0.54	0.65	0.80	0.83	0.86	其它	10336	16126	9301	11493	11811
每股红利	0.20	0.27	0.40	0.42	0.43	经营活动现金流	45497	50530	39049	53246	53544
每股净资产	8.42	8.75	9.15	9.57	10.00	资本开支	(59380)	(63653)	(40009)	(45232)	(51324)
ROIC	4%	5%	6%	6%	6%	其它投资现金流	(205)	(83)	(10)	(11)	(11)
ROE	6%	7%	9%	9%	9%	投资活动现金流	(55226)	(63597)	(40600)	(45686)	(52329)
毛利率	12%	15%	19%	19%	20%	权益性融资	55664	26897	0	0	0
EBIT Margin	9%	11%	14%	15%	15%	负债净变化	10670	(10520)	(10520)	(10520)	(10520)
EBITDA Margin	18%	21%	26%	27%	28%	支付股利、利息	(3140)	(4238)	(6260)	(6526)	(6780)
收入增长	3%	-3%	-3%	1%	0%	其它融资现金流	(38105)	(237)	21845	19616	24809
净利润增长率	-214%	20%	24%	4%	4%	融资活动现金流	9417	15483	(2960)	(5580)	(1031)
资产负债率	76%	77%	76%	76%	75%	现金净变动	(326)	3082	(4511)	1980	184
息率	2.6%	3.6%	5.3%	5.5%	5.7%	货币资金的期初余额	17176	16850	19932	15421	17401
P/E	14.0	11.7	9.5	9.1	8.7	货币资金的期末余额	16850	19932	15421	17401	17585
P/B	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	企业自由现金流	0	(16085)	98	11045	5329
EV/EBITDA	10.4	9.7	8.1	8.0	7.9	权益自由现金流	0	(26842)	3555	12084	11382

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

免责声明

分析师声明

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道；分析逻辑基于作者的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求独立、客观、公正，结论不受任何第三方的授意或影响；作者在过去、现在或未来未就其研究报告所提供的具体建议或所表述的意见直接或间接收取任何报酬，特此声明。

国信证券投资评级

投资评级标准	类别	级别	说明
报告中投资建议所涉及的评级（如有）分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后 6 到 12 个月内的相对市场表现，也即报告发布日后的 6 到 12 个月内公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。A 股市场以沪深 300 指数（000300.SH）作为基准；新三板市场以三板成指（899001.CSI）为基准；香港市场以恒生指数（HSI.HI）作为基准；美国市场以标普 500 指数（SPX.GI）或纳斯达克指数（IXIC.GI）为基准。	股票 投资评级	优于大市	股价表现优于市场代表性指数 10%以上
		中性	股价表现介于市场代表性指数 $\pm 10\%$ 之间
		弱于大市	股价表现弱于市场代表性指数 10%以上
		无评级	股价与市场代表性指数相比无明确观点
	行业 投资评级	优于大市	行业指数表现优于市场代表性指数 10%以上
		中性	行业指数表现介于市场代表性指数 $\pm 10\%$ 之间
		弱于大市	行业指数表现弱于市场代表性指数 10%以上

重要声明

本报告由国信证券股份有限公司（已具备中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）制作；报告版权归国信证券股份有限公司

关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以我公司向客户发布的本报告完整版本为准。

本报告基于已公开的资料或信息撰写，但我公司不保证该资料及信息的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映我公司于本报告公开发布当日的判断，在不同时期，我公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。我公司不保证本报告所含信息及资料处于最新状态；我公司可能随时补充、更新和修订有关信息及资料，投资者应当自行关注相关更新和修订内容。我公司或关联机构可能会持有本报告中所提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。本公司的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中意见或建议不一致的投资决策。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，我公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

证券投资咨询业务的说明

本公司具备中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。证券投资咨询，是指从事证券投资咨询业务的机构及其投资咨询人员以下列形式为证券投资人或者客户提供证券投资分析、预测或者建议等直接或者间接有偿咨询服务的活动：接受投资人或者客户委托，提供证券投资咨询服务；举办有关证券投资咨询的讲座、报告会、分析会等；在报刊上发表证券投资咨询的文章、评论、报告，以及通过电台、电视台等公众传播媒体提供证券投资咨询服务；通过电话、传真、电脑网络等电信设备系统，提供证券投资咨询服务；中国证监会认定的其他形式。

发布证券研究报告是证券投资咨询业务的一种基本形式，指证券公司、证券投资咨询机构对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向客户发布的行为。

国信证券经济研究所

深圳

深圳市福田区福华一路 125 号国信金融大厦 36 层

邮编：518046 总机：0755-82130833

上海

上海浦东民生路 1199 弄证大五道口广场 1 号楼 12 层

邮编：200135

北京

北京西城区金融大街兴盛街 6 号国信证券 9 层

邮编：100032