



Research and
Development Center

国电电力：煤电一体化优势凸显，清洁能源快速发展

—国电电力(600795)公司首次覆盖报告

2024年03月05日

证券研究报告

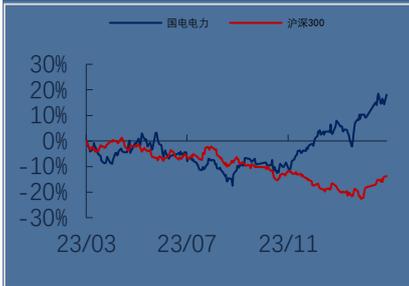
公司研究

公司首次覆盖报告

国电电力(600795)

投资评级 买入

上次评级 ---



资料来源：聚源，信达证券研发中心

公司主要数据

收盘价(元)	4.78
52周内股价波动区间(元)	4.80-3.34
最近一月涨跌幅(%)	6.94
总股本(亿股)	178.36
流通A股比例(%)	100.00
总市值(亿元)	852.54

资料来源：聚源，信达证券研发中心

左前明 能源行业首席分析师

执业编号：S1500518070001

联系电话：010-83326712

邮箱：zuoqianming@cindasc.com

李春驰 电力公用联席首席分析师

执业编号：S1500522070001

联系电话：010-83326723

邮箱：lichunchi@cindasc.com

国电电力：煤电一体化优势凸显，清洁能源加速发展

2024年03月05日

报告内容摘要：

- ◆ **国家能源集团旗下发电龙头，水火风光协同发展。**公司是国家能源集团旗下的常规能源整合平台，采用自主投产和集团注资相结合的方式进行扩张。2023年，公司控股装机容量共计10563.73万千瓦，其中火电7279.4万千瓦，水电1495.06万千瓦，风电929.33万千瓦，光伏859.94千瓦。公司火电售电收入占营业收入比例较高，新能源售电业务占营业收入和净利润的比例逐年上升，合营联营企业盈利水平总体回升。近年大量减值在对公司的净利润造成一定影响的同时也夯实了资产质量。公司负债水平相对稳定，且经营性净现金流表现良好，有望维持稳定高分红。公司注重股东回报。2022年现金分红比例63.14%，创2018年以来新高，2023H1实施半年度权益分派。
- ◆ **煤电一体化优势显著，电力市场化改革有望增厚利润。资产质量：**公司在2010年被确立为集团常规能源发电业务整合平台以及2019年与中国神华成立合资子公司后，装机容量大幅上升。2020-2022年公司与国家能源集团进行了四次资产置换，资产质量得到显著优化。当前公司控股火电装机容量位居全国第二，公司火电机组性能优良，供电煤耗较低，大容量机组占比高，经过数次减值后火电资产质量扎实。**成本：**公司背靠国家能源集团煤炭供应，煤电一体化优势显著，2022年公司长协煤比例提升到97%；2022年公司每兆瓦时燃煤成本仅为296.5元，相较于可比公司的燃煤成本低约100元/兆瓦时，高长协覆盖率、低且稳定的燃料成本优势有助于公司火电板块的稳健经营。**电价：**“十四五”期间我国电力供应预计维持紧平衡，公司火电机组在东部沿海省份重点布局，充分享受电力市场化改革带来的电价上涨红利，同时公司的火电板块有望通过辅助服务和容量电价获益。
- ◆ **弃水改善、电量增长，水电板块盈利仍有提升空间。**截至2023Q1-3，公司已投产水电装机容量1495.06万千瓦，主要布局在大渡河(1173.5万千瓦)、开都河(51万千瓦)及伊犁河(46万千瓦)；同时公司尚有394.65万千瓦在建水电机组，其中双江口(200万千瓦)，金川(86万千瓦)预计在2024年底装机投产。公司的核心水电资产集中于大渡河流域，“十四五”川内用电需求高速增长以及外送特高压电网的打通，预计将提升公司的水电利用小时数，同时对水电电价形成较强支撑，在量、价两方面提升公司水电的盈利能力。
- ◆ **“十四五”风光装机快速提升，新能源贡献新的利润增长点。**公司积极向新能源转型，规划“十四五”期间新增风光机组3500万千瓦。截至2023年，公司控股新能源装机容量为1789.27万千瓦，其中风电929.33万千瓦，光伏859.94千瓦，按照公司规划，2025年清洁能源控股装机量占比将达到40%。公司常规能源分布广泛，并积极通过火电灵活性改造和水电的抽蓄调峰能力获取新能源项目。
- ◆ **盈利预测与投资评级：**相比于同行业内火电公司，公司在行业地位、股东背景、资产质量、业务发展等多方面处于相对领先优势位置。1)行业地位：公司作为五大发电集团之一的核心常规能源上市公司，火电装机容量居市场第二位，体量庞大；2)股东背景：公司背靠国家能源集团，作为全球规模最大的煤炭生产公司，其煤炭供给保障较强，火电板块成本端管控能力突出；3)资产质量：公司火电机组以60万千瓦以上的大机组为主，质地较优，且技改投入多调节能力强；4)业务发展：公司已经实现以煤电发电为主，水风光多业务板块协同发展格局，稳健经营的同时又具装机增长潜力。我们预测公司2023-2025年归母净利润分别为57.62/75.15/88.06亿元；

EPS 分别为 0.32/0.42/0.49 元/股；对应 PE 分别为 14.80/11.34/9.68 倍。
 首次覆盖给予“买入”评级。

◆**风险因素：**煤炭长协价格大幅上调或长协履约情况不及预期；电力市场化改革推进不及预期，年度交易电价超预期下行；新能源项目建设不及预期。

重要财务指标	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
营业总收入(百万元)	168,434	192,681	191,945	195,346	206,936
增长率 YoY %	16.7%	14.4%	-0.4%	1.8%	5.9%
归属母公司净利润 (百万元)	-1,733	2,825	5,762	7,515	8,806
增长率 YoY%	-139.8%	263.0%	104.0%	30.4%	17.2%
毛利率%	7.3%	13.5%	16.8%	18.0%	19.4%
净资产收益率ROE%	-3.8%	6.3%	11.8%	13.3%	13.5%
EPS(摊薄)(元)	-0.10	0.16	0.32	0.42	0.49
市盈率 P/E(倍)	—	30.18	14.80	11.34	9.68
市净率 P/B(倍)	1.86	1.89	1.74	1.51	1.30

资料来源：聚源，信达证券研发中心预测；股价为 2024 年 03 月 04 日收盘价

投资聚焦

- 1) 火电板块：公司背靠集团煤炭供应保障，火电盈利稳定性优势凸显。**公司背靠国家能源集团煤炭优势，煤炭长协覆盖率和履约率有较强保障。“十四五”期间公司长协煤占比预计维持较高水平，火电板块成本控制能力优异。电力市场化改革持续深入有望带来电改红利，煤价电价有望持续“双高”的背景下，我们预计公司火电板块的盈利有望持续稳健提升。
- 2) 水电板块：大渡河弃水改善叠加水电装机增长，板块盈利贡献持续增厚。**公司水电核心资产集中于大渡河流域。受四川省内电力需求提升以及外送通道打通，公司水电利用小时数以及售电电价均有提升。2024-2025年公司在大渡河流域的双江口水电站和金川水电站即将投产，进一步增厚公司水电板块的盈利。
- 3) 新能源板块：风光装机有望大幅提速，火绿协同助力板块发展。**公司“十四五”期间新能源装机规划目标合计 3500 万千瓦。未来两年尚有近 1700 万千瓦增量装机待投产。在风机与光伏组件持续降价趋势下，公司新能源装机发展有望实现大幅提速。此外，公司火电机组分布广泛，常规能源与新能源实现同步发展，火电机组同步助力新能源项目指标获取，实现火绿协同发展。

目录

投资聚焦.....	4
一、国家能源集团旗下电力龙头，火水风光协同发展.....	6
二、煤电成本优势显著，电力市场化改革有望增厚利润.....	11
三、弃水改善、装机增长，水电板块呈盈利提升趋势.....	16
四、十四五风光装机快速提升，新能源贡献新的利润增长点.....	20
五、盈利预测及估值.....	24

表目录

表 1: 公司主要联营和合营企业经营情况 (万元)	9
表 2: 公司置出资产情况	12
表 3: 公司置入资产情况	12
表 4: 2018-2022 年公司资产减值明细情况.....	13
表 5: 2022 年五大发电集团的煤炭产能和火电机组情况	14
表 6: 公司水电机组已装机和在建装机 (万千瓦)	17
表 7: 四川省“十四五”期间特高压建设情况.....	18
表 8: 各地关于水火风光一体化发展的政策.....	21
表 9: 公司目前“常规能源+新能源”一体化项目	22
表 10: 公司发电业务经营数据预测	24
表 11: 可比公司估值表 (截至 2 月 22 日)	25

图目录

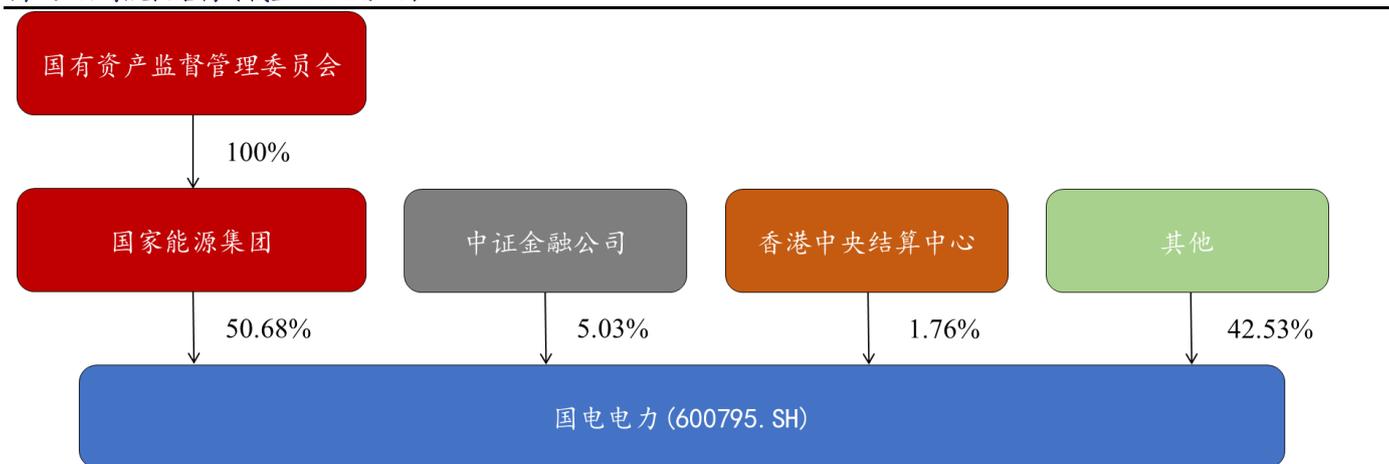
图 1: 公司股权结构 (截至 2023Q1-3)	6
图 2: 公司控股装机结构及关键时间节点 (万千瓦)	6
图 3: 截至 2023H1 可比公司控股装机容量和装机结构 (万千瓦)	7
图 4: 2018-2023Q1-3 公司营业收入及增速 (亿元)	8
图 5: 2020-2023H1 公司营业收入结构.....	8
图 6: 2018-2023Q1-3 公司归母净利润及增速 (亿元)	9
图 7: 2021-2023H1 公司净利润结构	9
图 8: 2018-2023Q1-3 公司毛利率和净利率	9
图 9: 2018-2022 年公司减值损失 (亿元)	9
图 10: 2018-2023Q1-3 经营/投资产生的现金流量净额 (亿元)	10
图 11: 2018-2023H1 公司资产负债率和有息资产负债率	10
图 12: 公司现金分红&股票回购及分红比例.....	10
图 13: 2018-2023H1 公司股息率.....	10
图 14: 可比公司火电装机容量 (截至 2022 年底, 万千瓦)	11
图 15: 2010-2023 公司火电发电量及增速	11
图 16: 截至 2023H1 公司火电装机结构.....	11
图 17: 公司燃煤发电机组平价供电煤耗 (克/千瓦时)	11
图 18: 2020-2023H1 长协煤和现货煤价格 (元/吨)	14
图 19: 2018-2023H1 年公司入炉标煤单价情况	14
图 20: 2018-2022 可比公司单位燃料成本 (元/兆瓦时)	15
图 21: 2018-2022 可比公司单位燃料成本 (元/兆瓦时)	15
图 22: 2019-2023 年公司技术改造支出 (亿元)	16
图 23: 可比公司单位火电技改支出 (亿元/万千瓦)	16
图 24: 公司水电装机拆分	17
图 25: “十四五”期间公司水电控股装机容量 (万千瓦)	17
图 26: 2018-2022 年四川省外送电情况.....	18
图 27: 2018-2023H1 年四川省内用电情况	18
图 28: 2018-2022 年四川省年度交易水电电价及公司川内上网电价 (元/兆瓦时)	19
图 29: 2018-2022 年公司水电利用小时数 (h)	19
图 30: 2018-2025 年公司新能源装机情况	20
图 31: 2018-2022 年公司风光上网电量 (亿千瓦时)	20
图 32: 2018-2023H1 公司光伏利用小时数 (h)	21
图 33: 2018-2023H1 公司风电利用小时数 (h)	21
图 34: 截至 2022 年底公司产业布局.....	22

一、国家能源集团旗下电力龙头，火水风光协同发展

1.1 公司控股股东为国家能源集团，内生增长和集团注资共促装机规模扩大

国电电力发展股份有限公司主要经营业务为电力、热力生产及销售，产业涉及火电、水电、风电、光伏发电及煤炭等领域，业务分布在全国 28 个省、市、自治区。公司前身是 1992 年成立的大连东北热电公司，于 1997 年在上交所挂牌上市。1999 年和 2003 年经过两次股权变更，公司控股股东转变为中国国电集团。2018 年公司控股股东原国电集团和原神华集团联合重组为国家能源集团。截至 2023Q1-3，国家能源集团持股占比 50.68%，公司实控人为国务院国资委。

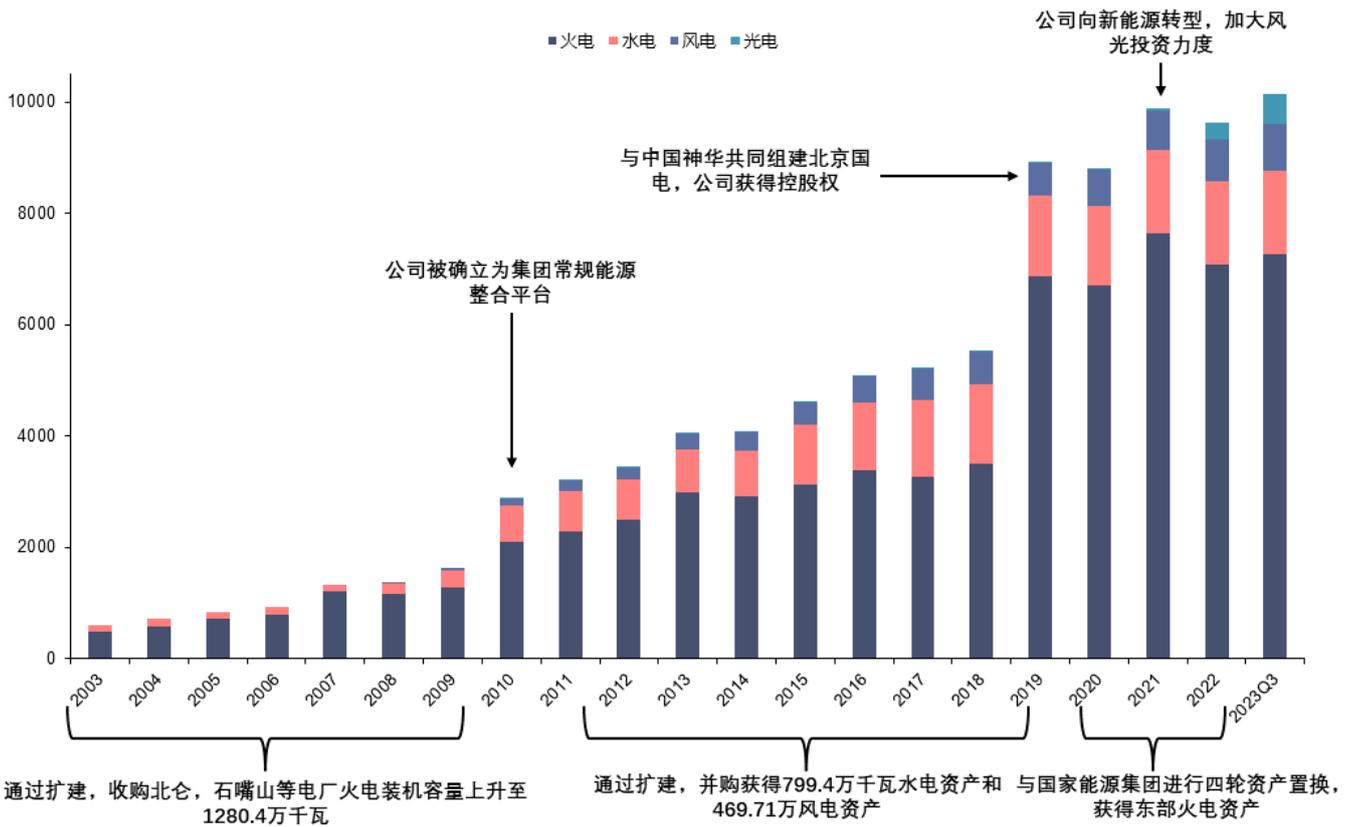
图 1：公司股权结构（截至 2023Q1-3）



资料来源：Wind，信达证券研发中心

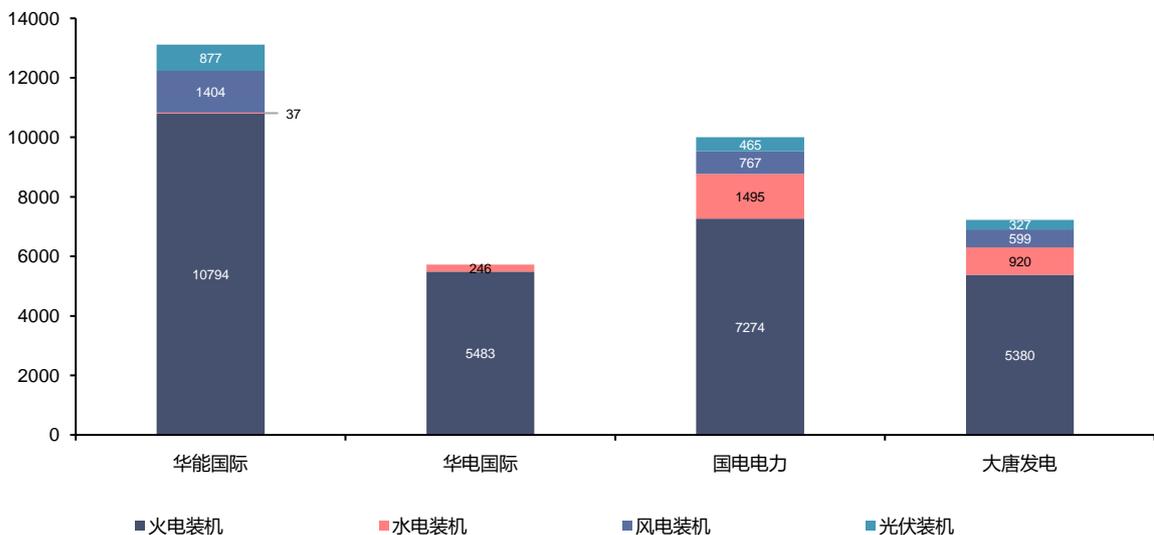
公司装机容量快速增长，清洁能源装机占比显著提升，资产质量持续优化。2003-2009 年公司装机增长主要通过自主投产、并购等方式实现。2010 年公司被确立为集团常规能源发电业务整合平台，得到集团传统能源资产注入 376 万千瓦。2011-2018 年公司对大渡河流域的水电资产进行扩建和收购，并开始发展风光新能源业务，新能源装机容量由 2010 年的 136.9 万千瓦显著提升至 2018 年的 608 万千瓦（增幅 344%）。2019 年公司与神华分别以各自持有的火电资产组建合资公司北京国电，国电电力拥有北京国电的控股权（持股比例 57.5%），控股装机容量增长 3407 万千瓦（增幅 61.6%）。2020-2022 年公司与国家能源集团进行了四次资产置换，置换后火电装机容量上升至全国第二位，同时资产结构也得到显著优化。截至 2023 年，公司控股装机容量共计 10563.73 万千瓦，其中火电 7279.4 万千瓦，水电 1495.06 万千瓦，风电 929.33 万千瓦，光伏 859.94 万千瓦。

图 2：公司控股装机结构及关键时间节点（万千瓦）



资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

图 3: 截至 2023H1 可比公司控股装机容量和装机结构 (万千瓦)



资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心 (注: 华电国际虽无风光控股装机, 但通过持股 31.03% 参股华电新能源, 实现清洁能源投资收益)

1.2 受益于高比例长协煤和新能源的贡献, 公司业绩呈稳健增长趋势

火电业务为公司营收的主要来源, 占比超过 80%。2022 年火电业务营收 1672.97 亿元 (占比 86.83%), 水电营收 116.36 亿元 (占比 6.04%), 新能源发电营收 89.51 亿元 (占比 4.65%)。装机容量扩张叠加电价上涨共同驱动公司营收高增长: 2018-2022 年公司的营业收入由 654.9 亿元大幅上升至 1926.81 亿元, 4 年 CAGR 达 31%。营业收入的高速增长主要受装机容量扩大及电价上涨的驱动: 其中, 2019 年营业收入增加主要因为公司与中国神华合资

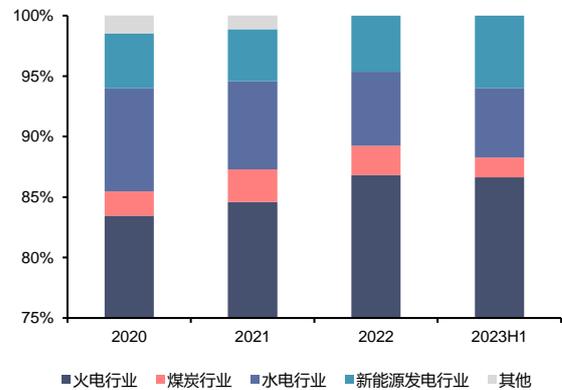
成立子公司后控股装机容量大幅上升；2021年在集团资产注入、全国用电需求紧张导致利用小时数上涨等因素的共同作用下，公司营收达到1681.85亿元，涨幅16.55%；2022年，受益于燃煤电价上浮以及新能源业务的增长，公司营收达到1926.81亿元，同比增长14.40%；2023Q1-3公司剥离宁夏区域火电资产，营业收入小幅下滑至1377.10亿元，同比减少6.08%。

图 4：2018-2023Q1-3 公司营业收入及增速（亿元）



资料来源：公司公告，信达证券研发中心

图 5：2020-2023H1 公司营业收入结构



资料来源：公司公告，信达证券研发中心

受益于集团高比例长协煤的稳定供应，公司火电盈利水平及稳健性同行业领先。公司主要装机为火电机组，煤炭价格波动以及计提减值损失为净利润历史波动的主要原因。2021年煤价大幅上涨导致归母净利由正转负，但受益于集团协同优势，公司低价长协煤占比高，入炉标煤单价上涨幅度相对较小，公司业绩表现显著优于同行，展现出良好的经营稳健性。2022年在煤价涨幅收窄、电价上浮以及新能源业务稳定贡献盈利的支持下，公司实现扭亏为盈。2023Q1-3公司实现归母净利润56.24亿元，同比上涨11.58%，主要原因是燃料价格较上年同期下降，以及2022年9月份转让的宁夏区域公司本期不再纳入合并范围。1月31日，公司发布2023年度业绩预增公告，预计实现归母净利润53-58亿元。

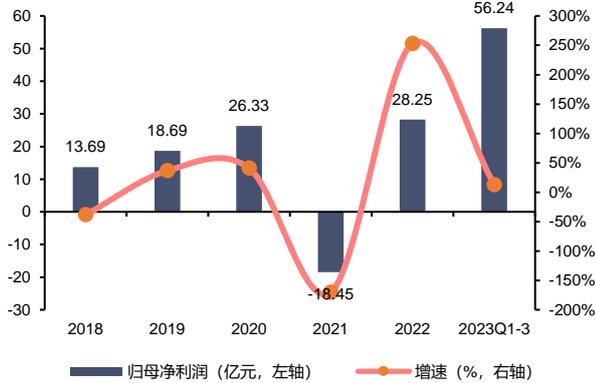
公司清洁能源板块净利润贡献占比逐年上升，公司新能源板块净利润由2020年的15.75亿元上升至2022年的28.47亿元，CAGR达34.4%。2023H1公司新能源板块实现净利润16.81亿元，同比上涨12.22%。在2021-2022年煤价高涨期间，水电板块为公司提供了稳健的净利润；2023H1受西南省份来水严重偏枯的影响，公司水电板块实现净利润6.7亿元，同比下降4.01%。

由于子公司破产以及老旧设备淘汰改造，公司在2018-2022年均计提了较大额度的资产减值，五年内共计提固定资产减值80.78亿元及信用减值损失106.88亿元，对业绩造成一定的影响。2022年，在盈利大幅改善的情况下，公司计提资产损失36.46亿元，进一步优化了存量资产质量，有助于公司的持续健康发展。2023年公司控股子公司国电建投公司所属察哈素煤矿因正在办理采矿许可证按照属地政府有关规定临时停产，公司预计影响母公司2023年归母净利润减少约10亿元，对公司的利润水平造成一定影响。

公司合营联营企业盈利水平总体回升，进一步提升盈利水平。公司的主要合营联营企业中，上海外高桥第二发电有限责任公司、上海外高桥第三发电有限责任公司、浙江浙能北仑发电有限公司以及浙江浙能乐清发电有限责任公司等沿海火电企业受2023年上半年煤价下降的影响盈利能力大幅度回升。晋能控股煤业集团同忻煤矿山西有限公司、陕西煤业集团黄陵建庄矿业有限公司等煤炭公司净利润则有所下降。2023年上半年公司对联营和合营企业的投

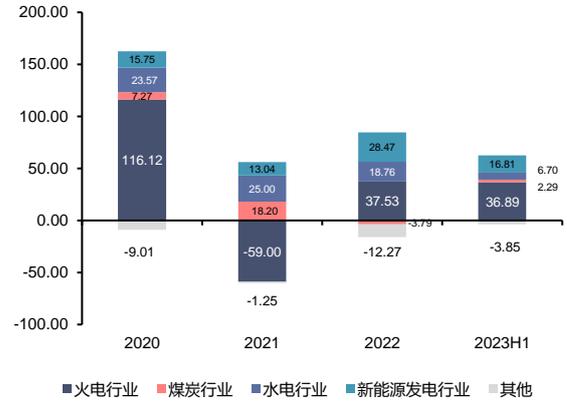
资收益为 4.76 亿元，同比上涨 10.96%。

图 6: 2018-2023Q1-3 公司归母净利润及增速 (亿元)



资料来源: 同花顺 iFinD, 信达证券研发中心

图 7: 2021-2023H1 公司净利润结构 (亿元)



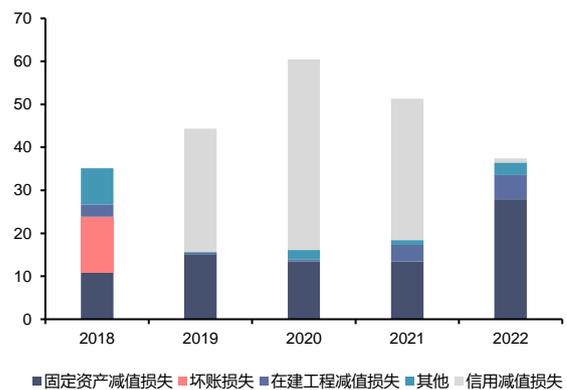
资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

图 8: 2018-2023Q1-3 公司毛利率和净利率



资料来源: 同花顺 iFinD, 信达证券研发中心

图 9: 2018-2022 年公司减值损失 (亿元)



资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

表 1: 公司主要联营和合营企业经营情况 (万元)

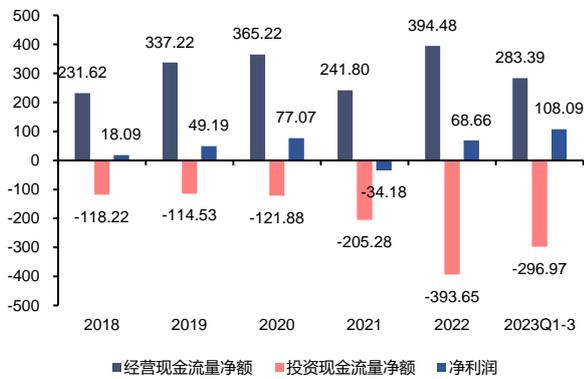
公司名称	国电电力对该公司持股比例	2023H1 净利润	2022 年净利润	2022 年 H1 净利润
上海外高桥第二发电有限责任公司	40%	2331.5	-24263.1	-4724.2
上海外高桥第三发电有限责任公司	30%	1457.3	-17183.7	-907.5
浙江浙能北仑发电有限公司	49%	8414.0	-36720.3	-6636.4
浙江浙能乐清发电有限责任公司	23%	2738.5	-86979.6	-8883.1
晋能控股煤业集团同忻煤矿山西有限公司	28%	61182.8	193902.5	181552.9
陕西煤业集团黄陵建庄矿业有限公司	30%	42871.8	122152.4	69822.4
浙江浙能嘉华发电有限公司	20%	12270.9	-131859.5	-8177.3

资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

公司负债水平相对稳定, 且经营性净现金流表现良好, 有望维持稳定高分红。截至 2023Q1-3, 公司的资产负债率和有息资产负债率分别为 73.02%、58.43%, 负债水平相对稳定。同时,

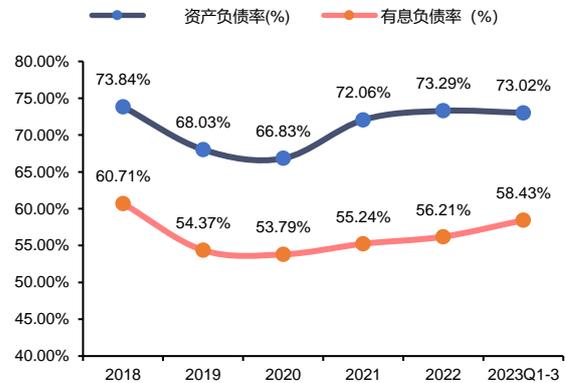
公司主营业务为发电售电，现金流较为稳健。在公司装机电量成长背景下，2018-2020 年公司经营性净现金流量逐年提升。由于 2021 年燃料价格高企，公司外购煤炭支出增加使得经营性净现金流出现下滑。2022 年由于经营利润的上升，公司经营性净现金流量改善至 394.48 亿元，同比增长 63.14%。

图 10: 2018-2023Q1-3 经营/投资产生的现金流量净额 (亿元)



资料来源: 同花顺 iFinD, 信达证券研发中心

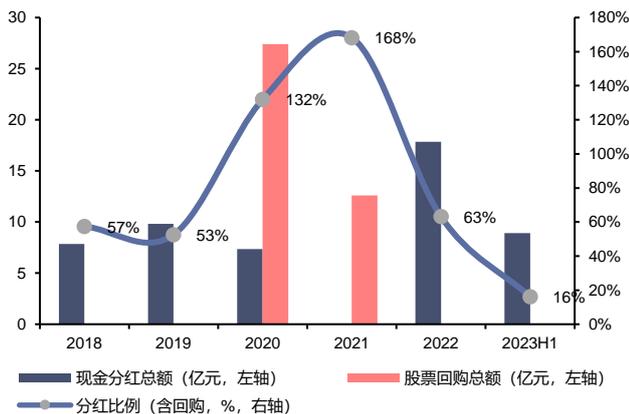
图 11: 2018-2023H1 公司资产负债率和有息资产负债率



资料来源: 同花顺 iFinD, 信达证券研发中心

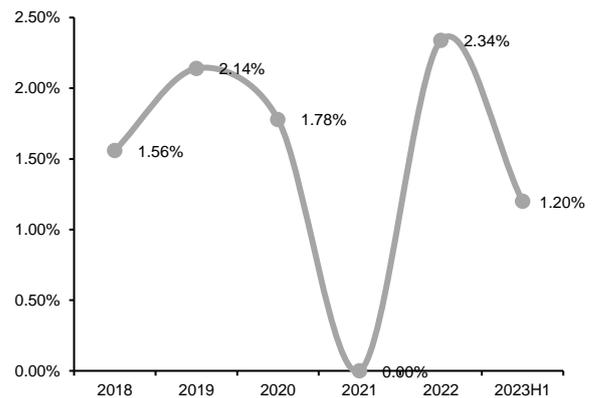
注重股东回报，公司现金分红比例较高。公司主要通过现金分红与股票回购相结合的方式回馈股东，2018-2019 年公司的分红比例分别为 57.40%和 52.58%，均超过公司章程要求“每年以现金方式分配的利润不低于当年实现的可分配利润 30%”。2020 年公司现金分红比例为 27.09%，并通过回购股份支付资金 27.4 亿元。2021 年由于公司净利润为负，没有进行现金分红，但仍然通过回购的方式支付股东 12.59 亿现金。2022 年随着公司盈利恢复，每 10 股发放 1 元现金股利 (含税)，公司的现金分红比例回升到 63.14%，为 2018 年以来最高水平。2023 年 8 月 31 日，公司发布公告，向全体股东每股派发现金红利 0.05 元 (含税)，占 2023 年上半年合并报表实现归属于上市公司股东净利润的 29.85%。

图 12: 公司现金分红&股票回购及分红比例 (含回购)



资料来源: 同花顺 iFinD, 公司公告, 信达证券研发中心 (注: 分红比例计算方式为当年现金分红与股票回购总和与当年归母净利润比值)

图 13: 2018-2023H1 公司股息率



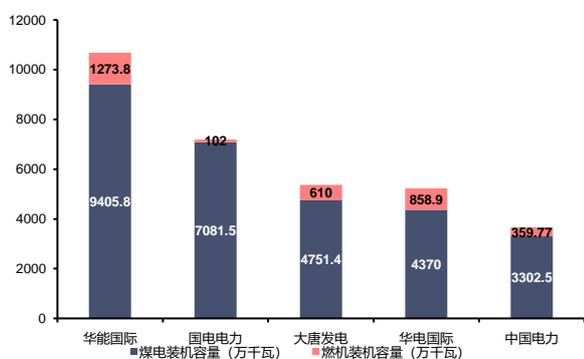
资料来源: 同花顺 iFinD, 信达证券研发中心

二、煤电成本优势显著，电力市场化改革有望增厚利润

2.1 火电装机规模位居全国前列，多轮置换减值后资产质量扎实

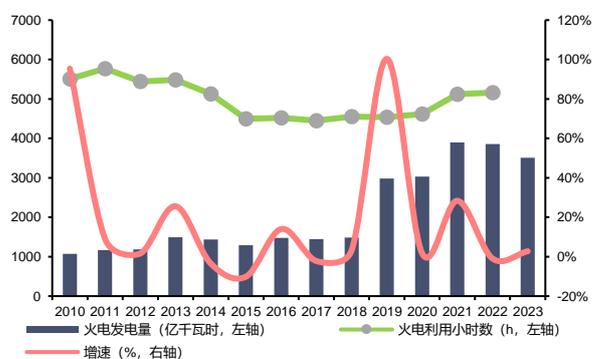
国家能源集团旗下常规能源整合平台，控股火电装机容量位居全国前列。公司在 2010 年被确立为集团的常规能源整合平台后，得到了母公司“逐步将火电及水电业务资产注入国电电力，以解决同业竞争”的承诺。上述承诺做出后，中国国电分别在 2010 年，2013 年，2016 年分三轮向公司注入新疆、浙江、江苏等地的火电资产。2019 年国电电力和国家能源集团控股子公司中国神华分别以 22 家火电公司股权和 18 家火电公司股权共同组建北京国电电力公司，国电电力持股 57.47%。2021 年国家能源集团再次将山东、江西、福建、广东、海南、湖南等区域的火电资产注入公司。截至 2023 年，公司的控股火电装机容量达到 7279.40 万千瓦，在全国以火电为主营业务的上市公司中规模仅次于华能国际。

图 14：可比公司火电装机容量（截至 2022 年底，万千瓦）



资料来源：各公司公告，信达证券研发中心

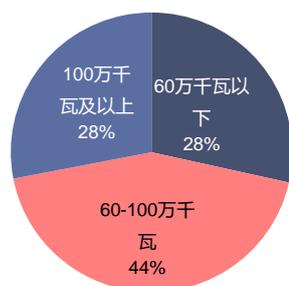
图 15：2010-2023 公司火电发电量及增速



资料来源：公司公告，信达证券研发中心（注：公司 2023 年火电发电量增速剔除 9 月转让宁夏区域火电资产影响）

公司火电机组性能优良，供电煤耗持续下降。截至 2023H1，公司 60 万千瓦以上煤电机组 68 台，占煤电装机容量的比重为 71.52%，100 万千瓦及以上煤电机组 20 台，占煤电装机容量的比重为 28.03%，持续盈利能力优良。2018-2023H1 公司煤电机组的平均供电煤耗从 297.71 克/千瓦时下降到 293.19 克/千瓦时，低于全国 6000 千瓦以上燃煤机组平均值 8.31 克/千瓦时，处于全国领先水平。公司在建火电装机中，国能舟山电厂三期、博兴发电项目均采用 60 万以上的高参数优质机组。远期规划中，公司持续布局大型煤电机组建设，火电装机结构预计持续优化。

图 16：截至 2023H1 公司火电装机结构



资料来源：公司公告，信达证券研发中心

图 17：公司燃煤发电机组平价供电煤耗（克/千瓦时）



资料来源：公司公告，信达证券研发中心

置换剥离不良资产，公司火电质量盈利能力提升。公司作为国家能源集团的常规能源业务整合平台，在从集团获得沿海省份火电的优质资产的同时，逐步向集团转移了西北地区盈利能力偏弱的火电和金融化工等非主业、非优势资产。2020年，公司剥离了盈利能力较差的新疆，甘肃等火电资产。2021年公司与集团进行了大规模的资产置换，置出金融、化工等非发电主业资产，置入山东、福建等6省优质火电发电资产。2022年8月，公司向集团转移了长期亏损的宁夏火电资产。从资产的盈利能力看，集团在向公司注资时承诺“注入资产最近三个会计年度加权平均净资产收益率的平均值不低10%。”公司置出的资产在置出当年的净利润总额为-9.49亿元，置入的资产当年净利润为24.59亿元，资产置换后公司的盈利能力明显提升。

表 2: 公司置出资产情况

时间	公司向集团置出资产	置出资产当年净利润(亿元)	交易价格(亿元)
2020年11月	酒泉热力100%股权	0.7	4.6
	酒泉发电100%股权	-0.2	/
2020年12月	徐矿哈密能源50%股权	-0.23	2.04
	五彩湾公司100%股权	0.73	20.52
	米东热电厂全部资产	-0.61	8.35
	红雁池公司100%股权	-2.14	2.85
	克拉玛依公司100%股权	-0.96	5.17
	库车公司84.17%股权	-1.35	3.56
	哈密煤电50%股份	-0.67	4.97
2021年8月	河北银行19.016%股权	18.71	由于置入置出资产交易差额，公司向集团支付123.63亿元
	英力特集团51.025%股权	0.71	
2022年8月	宁夏销售公司100%股权	0.09	2.09
	石嘴山有限50%股权	-5.8	/
	石嘴山一发60%股权	-3.83	0.99
	浙能宁东51%股权	-4.53	/
	大武口热电60%股权	-5.13	/
	宁东一发100%股权	-3.54	/
	宁东二发56.77%股权	-1.43	/
	大武口分公司全部资产	-0.01	0.95
合计		-9.49	-67.54

资料来源：公司公告，信达证券研发中心

表 3: 公司置入资产情况

时间	集团向公司置入资产	装机情况	置入资产当年净利润(亿元)
2021年8月	山东公司100%股权	火电装机518万千瓦(含200万千瓦在建)	9.97
	江西公司100%股权	火电装机402万千瓦，水电装机53.3万千瓦	4.79

福建公司 100%股权	火电装机 314 万千瓦，水电装机 1.8 万千瓦	7.83
广东公司 100%股权	火电装机 70 万千瓦	0.01
海南公司 100%股权	/	-0.02
乐东公司 100%股权	火电装机 70 万千瓦	1.34
海南能源销售 100%股权	/	0.01
海控新能源 65.43%股权	水电装机 28.66 万千瓦	-0.79
湖南公司 100%股权	/	/
宝庆煤电 90.49%股权	火电装机 132 万千瓦	1.49
巫水水电 85.78%股权	水电装机 4.96 万千瓦	-0.04
合计		24.59

资料来源：公司公告，信达证券研发中心

历经多轮减值，公司资产质量扎实。在 2018-2022 年期间，公司在与国家能源集团进行一系列的资产置换过程中，对于公司长期亏损和受环保要求限制的资产行了系统性的评估和处置。叠加国家“十四五”期间加大了对老旧低效机组的淘汰和技术改造的要求，公司关停并对部分火电资产进行了技术改造。公司在 2018-2022 年间共计提减值 177.31 亿元，减值项目主要集中于英力特煤业、国电宣威、国电内蒙古晶阳和国电宁夏太阳能的破产清算、辽宁地区老旧机组的价值评估减值以及各地老旧机组技改带来的固定资产减值。公司近年来经历了资产质量夯实的“阵痛”，随着几轮大规模的资产减值完成，当前公司应收账款涉及客户均为地方国家电网等信用良好的大型国企，其他应收款账龄达五年以上的部分已经完全计提坏账准备，目前资产质量扎实。

表 4：2018-2022 年公司资产减值明细情况

	2018	2019	2020	2021	2022
因破产清算和评估减值	英力特煤业因破产资产减值 3.2 亿，计提减值 11.59 亿；国电石嘴山第一发电有限公司资产评估减值 1.36 亿；	国电宣威发电有限责任公司破产计提坏账准备 9.6 亿；国电宁夏太阳能有限公司破产计提减值 26.4 亿；	国电宣威发电有限责任公司破产计提坏账准备 42.2 亿元；	国电内蒙古晶阳能源有限公司破产计提坏账准备 27.6 亿元	北京国电电限公司大连开发区热电厂；国电电力大连庄河发电公司、国电电力朝阳热电厂；国电电力大同发电公司评估减值合计 20.52 亿元
因产能淘汰和技术改造减值	国家能源集团谏壁发电厂拆住计提资产减值 1.6 亿；国电库车发电有限公司关停计提资产减值 1.34 亿；	神华国华（舟山）发电公司关停计提减值 1.36 亿；国能江苏电力关停计提减值公司 2.53 亿；国电寿县风电公司拆除计提减值 1.07 亿	国能江苏电力公司、神华国华国际电力股份有限公司、大同第二发电厂合计技术改造合计计提减值 3.88 亿元；国电内蒙古晶阳能源公司停产计提减值 5.94 亿元	国电电力发展股份有限公司邯郸热电厂；国能河北邯郸热电股份有限公司；大同第二发电厂拟关停合计 12.48 亿元	保德神东发电公司设备关停；国能北仑第一发电公司升级改造共计提减值 4.65 亿元
合计（亿元）	19.09	40.96	52.02	40.07	25.17

资料来源：公司公告，信达证券研发中心

2.2 背靠集团保障高比例长协煤稳定供应，火电经营同业内领先

控股股东国家能源集团丰富的煤炭资源为公司煤电业务的发展提供燃料保障。国家能源集团是全球规模最大的煤炭生产公司，拥有煤矿 72 座，其中千万吨以上产能煤矿 25 座，覆盖了内蒙古、陕西、山西、宁夏、新疆等煤炭主产区，煤炭产能 6.2 亿吨/年，2022 年集团实现煤炭产量 6 亿吨，同比增长 5.4%。

公司煤电一体化优势显著，长协煤基本实现全覆盖。公司充分受益于国家能源集团“煤电路港航”一体化产业协同的优势，煤炭等燃料主要通过国家能源集团及其所属单位进行采购，公司燃料供应得以充分稳定。公司长协煤的覆盖率和履约率均位居火电发电企业前列，2021 年，公司共采购煤炭 1.91 亿吨，其中长协煤总量 1.75 亿吨，占比 92%。2022 年长协煤比例进一步提升到 97%。2023Q1-3 实现长协煤比例 95%。

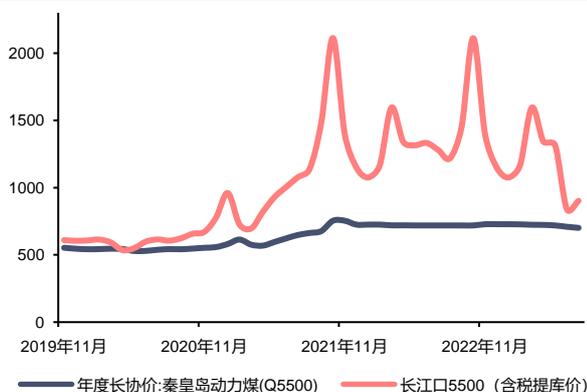
表 5：2022 年五大发电集团的煤炭产能和火电机组情况

	国家能源集团	国家电力投资集团	华能集团	华电集团	大唐集团
煤炭产能 (亿吨)	6	0.79	0.88	0.54	0
集团火电装机容量 (亿千瓦)	1.99	0.8	1.4	1.2	1.1
集团火电耗煤量估算 (亿吨)	2.63	1.06	1.85	1.58	1.45

资料来源：各集团公告，国家能源局，各集团信评报告，信达证券研发中心（集团火电耗煤量按照 2022 年全国平均火电发电小时数和耗煤量计算）

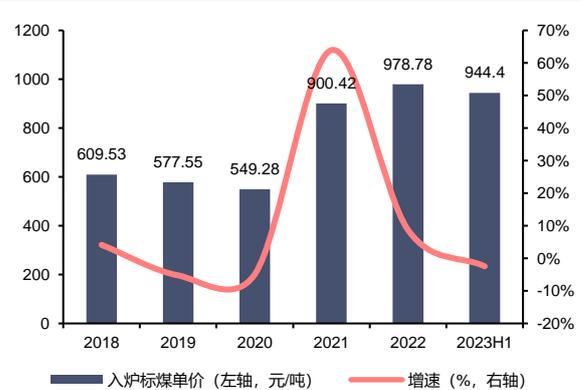
高比例长协煤覆盖率和签约率稳定公司燃料成本。2021-2022 年，现货煤价大幅上涨，2021 年长江口 5500 含税提库年均价为 1125.9 元/吨，相较于 2020 年 622.5 元/吨上涨了约 80.9%，2022 年均价依旧维持在 1352 元/吨的高位，同比上涨 20%。在此背景下，公司 2021 年入炉煤单价 900.42 元/吨，同比上涨 64%。2022 年入炉煤单价 978.78 元/吨，同比仅上涨 8.7%，较同行上涨幅度小，凸显出公司背靠集团长协煤高比例稳定供应带来的成本优势。2023 年由于海外煤进口量大幅增长叠加国内保供政策持续，港口煤价出现显著下行。2023H1 公司入炉煤价下降到 944.4 元/吨，同比下降 23.82 元/吨。从单位燃料成本来看，2022 年公司单位燃煤成本仅为 296.5 元/兆瓦时，相较于华能国际，华电国际，大唐发电等公司的燃煤成本低约 100 元/兆瓦时。高长协覆盖率、低且稳定的燃料成本优势有助于公司火电板块的稳健经营。

图 18：2020-2023H1 长协煤和现货煤价格（元/吨）

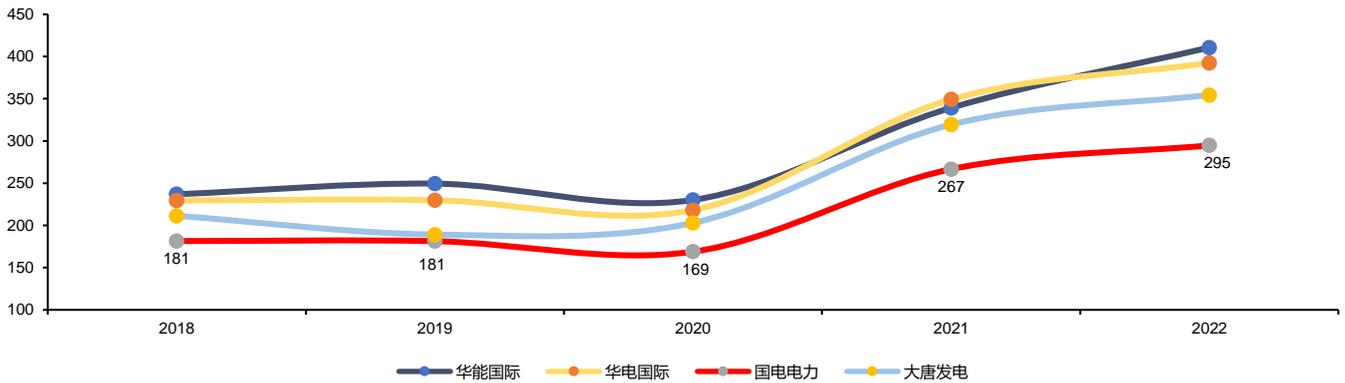


资料来源：中国煤炭资源网，信达证券研发中心

图 19：2018-2023H1 年公司入炉标煤单价情况



资料来源：公司公告，信达证券研发中心

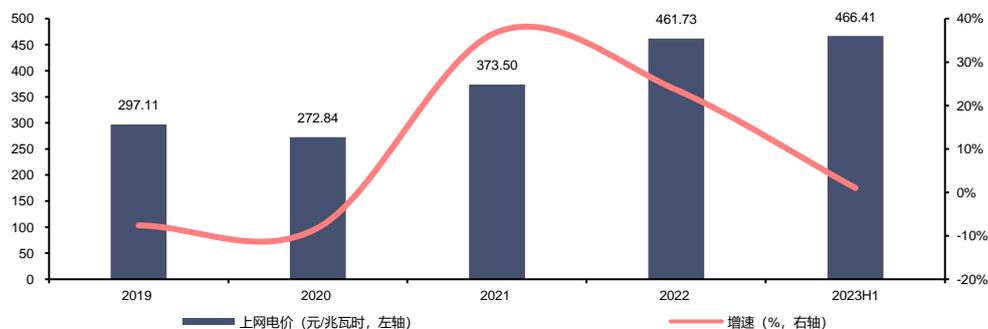
图 20：2018-2022 可比公司单位燃料成本（元/兆瓦时）


资料来源：各公司公告，信达证券研发中心

2.3 电力市场化改革深入推进，公司售电价格多维度受益

电量电价：现货煤价震荡收窄，火电“困境反转”起步伊始，电量电价有望维持较高上浮比例。2021-2022 年火电板块整体严重亏损后，受益于 2023 年电价顶格上浮和煤价同比下行，火电迎来初步“困境反转”，归母净利实现同比大幅好转。但相较于前两年的巨额亏损，当年的反转仍然体量较小，严重受损的资产负债表仍亟待修复。展望 2024 年，国内煤炭供需或将持续保持紧平衡态势，现货煤价有望实现高位区间震荡；年度长协电量电价在现货煤价的高位浮动支撑下有望实现高比例上浮，叠加煤电容量电价机制落地带来度电约 2 分左右的收益，整体电价有望与 2023 年电价情况接近，部分地区有望接续实现 20% 顶格上浮。

电力市场化改革加速推进，公司长期受益于电改红利，综合售电价格有望稳步提升。自 2021 年《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（1439 号文）要求燃煤发电电量全部进入市场后，公司市场化电量比例从 2021 年的 63.10% 提高到 2022 年的 93.50%。同时，公司的上网电价自 2020 年以来逐年呈上涨趋势，2022 年公司煤电上网电价为 461.73 元/兆瓦时，同比上涨 23.6%。该文件同时要求推动工商业用户全部进入电力市场，按照市场价格购电。公司的火电机组主要分布于浙江、江苏、安徽等用户负荷集中、电价承受能力强的东部省份。2022 年，公司在江苏、浙江、安徽三个电力消费大省火力发电量占火电发电总量的 49.04%。随着未来电力市场化改革的进一步深化，东部沿海地区的电价将因煤价高位企稳而有望同步高比例上浮，公司火电板块营业收入有望长期受益。

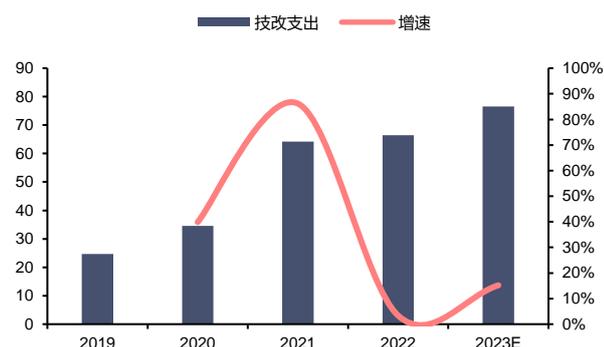
图 21：2018-2023H1 公司火电电价及增速（元/兆瓦时）


资料来源：公司公告，信达证券研发中心

公司技改投入全国领先，电改加速下煤电有望通过辅助服务和容量电价获益。公司积极响应国家能源转型和“双碳”目标，包括灵活性改造在内的技术改造支出在全国处于领先地位。

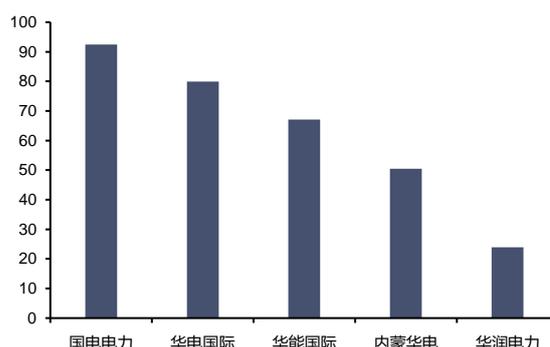
根据中电联理事会工作部发布的《煤电机组灵活性运行与延寿运行研究》，30万、60万千瓦亚临界机组具有调节特性好、安全系数高的优势，适合实施灵活性改造。目前公司60万千瓦以下的煤电机组尚有2071.61万千瓦，且主要分布于辽宁、山西、内蒙等风光装机大省。小机组进行灵活性改造后可以通过辅助服务等手段获得收益补偿。在煤电机组利用小时数未来长期走低的背景下，煤电容量电价政策出台，辅助服务市场机制有望推广。长期来看，随着高比例新能源接入电力系统，顶峰机组容量需求和辅助服务需求有望持续增长，煤电容量电价和辅助服务费用总量长期或将呈扩张趋势，未来公司煤电机组收益有望持续获得增厚补充。

图 22：2019-2023 年公司技术改造支出（亿元）



资料来源：公司公告，信达证券研发中心

图 23：2022 年可比公司单位火电技改支出（亿元/万千瓦）



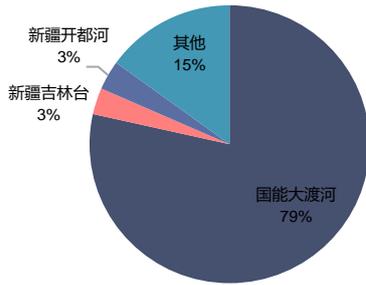
资料来源：各公司公告，信达证券研发中心

三、弃水改善、装机增长，水电板块呈盈利提升趋势

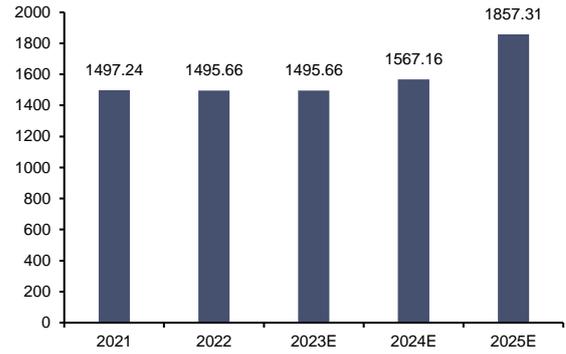
3.1 公司水电资产集中于大渡河流域，未来装机量仍有增长空间

公司水电资产主要集中于大渡河流域，未来增长空间相对较大。2022年8月，国电电力公司以43.70亿元收购国家能源集团所持有的大渡河公司11%的股权后，持股比例达到80%。截至2023Q1-3，公司控股水电机组容量达1495.06万千瓦，其中大渡河公司投产电站有龚嘴、铜街子、瀑布沟、深溪沟、大岗山、枕头坝一级、猴子岩、吉牛、沙坪二级等9个电站，总装机1133.8万千瓦。除国能大渡河公司外，公司在伊犁河、开都河等拥有水电装机321.5万千瓦。

“十四五”末期公司水电项目集中投产，双江口水电站年度调节能力有助于平衡丰枯发电量。截至2023Q1-3，公司的在建电站有大渡河流域的双江口、金川、枕头坝二级、沙坪一级4个电站，总装机352万千瓦，预计将在2024-2025年投产，以及开都河流域的霍尔古吐电站，装机量42.65万千瓦，预计将在2025年投产；另有大渡河流域的安宁、巴底、丹巴、老鹰岩一级、老鹰岩二级等5个项目处在前期规划阶段，总装机约295万千瓦。公司在建及规划装机规模合计394.65万千瓦，未来装机还有较大增长空间。其中，大渡河流域的在建的双江口发电站装机容量2000MW，多年平均发电量约为77亿千瓦时；同时双江口水电站具有稀缺年度调节能力，其总库容为28.97亿m³，调节库容为19.17m³，建成后可增加下游梯级电站枯期平均出力176万千瓦、枯期电量66亿千瓦时，平衡大渡河流域水电站丰枯流量，提高下游电站发电效率。

图 24: 公司水电装机拆分 (截至 2022 年)


资料来源: 公司公告, 国家能源集团官网, 中国电力招标网, 中国能源网, 信达证券研发中心

图 25: “十四五”期间公司水电控股装机容量 (万千瓦)


资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

表 6: 公司水电机组已装机和在建装机 (万千瓦)

省份	水电站	装机容量	装机状态
大渡河流域	龚嘴	77	已装机
	铜街子	70	已装机
	深溪沟	66	已装机
	大岗山	260	已装机
	猴子岩	170	已装机
	枕头坝	72	已装机
	沙坪	34.8	已装机
	瀑布沟	360	已装机
	革什扎	24.3	已装机
	富水	3.7	已装机
	南河	2.25	已装机
	热水河	2.66	已装机
	老渡口	9	已装机
	巨源	4.9	已装机
	泽润	2.4	已装机
	陡子岭	7.05	已装机
	堵河	5	已装机
	咸丰	2.5	已装机
	金川	86	2025 年首台机组投产
	双江口	200	2024 年底首台机组投产
沙坪一级	36	2025 年首台机组投产	
枕头坝二级	30	2025 年首台机组投产	

伊犁河流域	吉林台	46	已装机
开都河流域	开都河	51	已装机
	开都河	42.65	2025年投产
其他	/	224.5	已装机
已装机合计		1495.06	
在建装机合计		394.65	

资料来源：公司公告，国家能源集团官网，中国电力招标网，北极星水力发电网，新华网，国能新疆公司，四川省国资委，信达证券研发中心

3.2 大渡河流域弃水问题进一步改善，水电板块利润有望增厚

据国家能源局，2020年大渡河流域的弃水电量约为202亿千瓦时，占全省弃水电量的53%，曾是全国弃水最严重的河流之一。大渡河流域的弃水问题主要原因是水电装机容量远超过省内消纳能力；而且受到特高压直流线路和500千伏送出通道的网架局部阻塞的影响电力外送通道不畅。

四川省用电量增速较高，外送能力有望进一步提升。2023年四川省用电量为3711亿千瓦时，同比上升7.70%，领先全国平均水平。根据《四川省电源电网发展规划（2022-2025）年》，四川省用电需求预计保持10.4%的年均增长，到2025年社会用电量将达到4870亿千瓦时。“十四五”期间多条特高压交流工程将打通川电外输通道，根据《四川省“十四五”能源发展规划》，四川将于“十四五”期间还将建成多条电力外送通道。该通知预计到2025年四川省电量外送机组留电能力预计到达1920万千瓦，将有效缓解川内弃水问题。

表 7：四川省“十四五”期间特高压建设情况

工程名称	投产时间	输送功率（万千瓦）
白鹤滩—江苏±800千伏特高压直流工程	2022年7月	800
白鹤滩-浙江+800千伏特高压直流	2022年12月	800
雅中—江西特高压直流输电工程	2021年6月	800
甘孜-天府南-成都东特高压交流工程；天府南—重庆铜梁特高压交流工程	预计2025年投产	/
四川阿坝—成都东1000千伏特高压交流工程	/	/

资料来源：国家电网，浙江省人民政府，新华社，浙江在线，信达证券研发中心

图 26：2018-2022 年四川省外送电情况



资料来源：四川电力交易中心，北极星售电网，信达证券研发中心

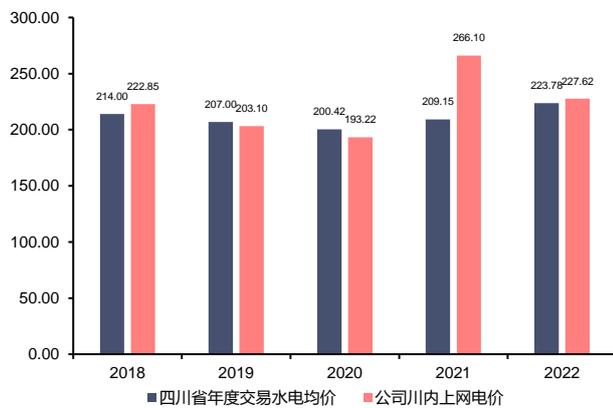
图 27：2018-2023H1 年四川省内用电情况



资料来源：国家能源局，四川省电力公司，中国新闻网，信达证券研发中心

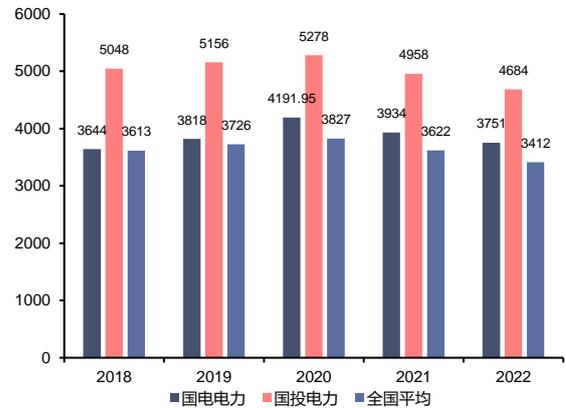
水电上网电价提升叠加利用小时数上升，有望改善公司水电资产的盈利能力。四川省水电年度交易均价在 2018-2020 年下跌之后，2021-2022 年实现同比回升。其中 2022 年水电年度均价为 223.78 元/兆瓦时，相较 2020 年上涨 11.65%。2023H1 西南地区来水持续偏枯，公司水电售电价格进一步上涨到 305.38 元/兆瓦时，同比上涨 23.8%。“十四五”期间川内电量供需紧平衡，预计将对水电电价形成较强支撑。公司较低的发电小时数也是制约盈利能力的关键因素，由于大渡河流域长时间受困于消纳问题，公司水电利用小时数虽然高于全国平均值，但相较于国投电力等可比公司始终处于低位。“十四五”期间四川省省内用电需求上升以及外送特高压电网的建成投产，将在量、价两方面提升公司水电的盈利能力。

图 28: 2018-2022 年四川省年度交易水电电价及公司川内上网电价 (元/兆瓦时)



资料来源: 四川电力交易中心, 北极星售电网, 公司公告, 信达证券研发中心

图 29: 2018-2022 年公司水电利用小时数 (h)



资料来源: 各公司公告, 国家能源局, 信达证券研发中心

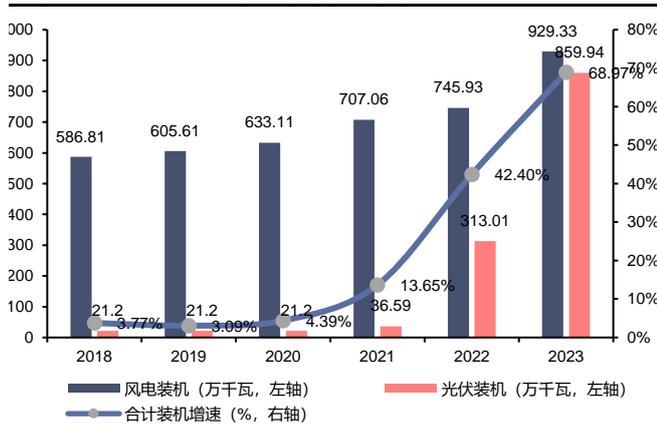
四、十四五风光装机快速提升，新能源贡献新的利润增长点

4.1 持续推进新能源发展，风光装机量快速增长

公司装机结构转型持续，新能源装机量和售电量快速增长。2018-2022年，公司新能源装机量大规模增长，从585.91万千瓦上升到1058.94万千瓦，4年CAGR为14.9%。截至2023年，公司控股新能源装机容量为1789.27万千瓦，其中风电929.33万千瓦，光伏859.94万千瓦。公司在2018-2021年公司风光售电量基本保持稳定，2022年开始公司风光新能源售电量大幅上升。2023年，公司风光售电量239.60亿千瓦时；其中风电182.13亿千瓦时，光伏57.47亿千瓦时，同比分别上涨12.53%和163.39%。

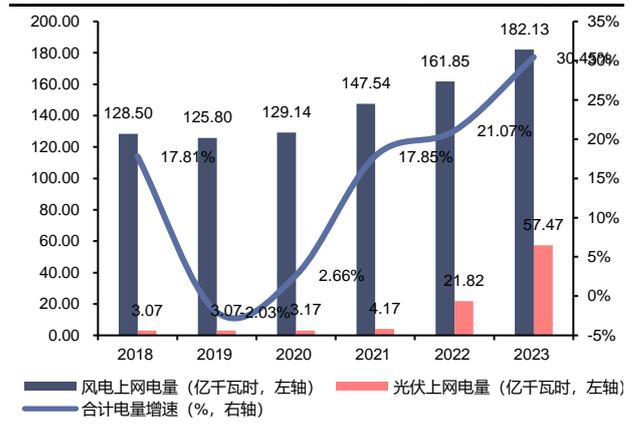
“十四五”计划布局新能源装机量3500万千瓦，计划2025年清洁能源控股装机量占比将达到40%。2021、2022年公司新能源装机分别核准备案656.19、1620万千瓦，新投产装机89.3、315.3万千瓦，2023年计划获取新能源资源超过1400万千瓦，核准1200万千瓦，开工960万千瓦，投产800万千瓦。根据公司2023年半年报披露，截至2023H1公司新能源重点在建工程规模达620.01万千瓦，其中在建风电项目102.63万千瓦，在建光伏项目517.38万千瓦。截止至2023年末，公司新能源装机量将达到1783.27万千瓦。

图 30：2018-2025 年公司新能源装机情况



资料来源：公司公告，信达证券研发中心

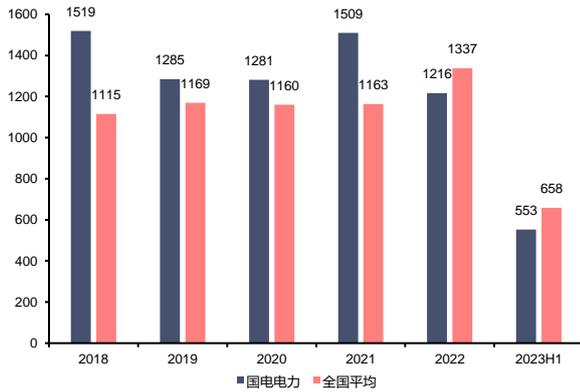
图 31：2018-2022 年公司风光上网电量 (亿千瓦时)



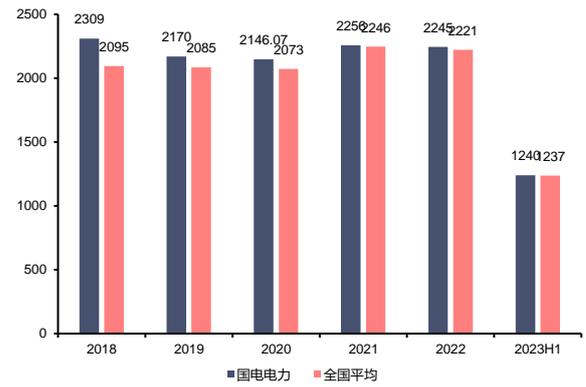
资料来源：公司公告，信达证券研发中心

公司新能源业务布局广泛，因地制宜开发风光项目。目前公司在风光资源富集的北部地区布局的基地式项目形成了建设、开发、储备的有序发展格局，在中部地区布局的场站式项目覆盖区域进一步扩大，在经济发达、电价承受能力较强的东部地区布局的分布式项目已初具规模，海上风电、海上光伏已制定整体发展策略，进入快速规模化开发阶段。

公司风光利用小时数较高，装机规模较大的风电利用小时数均高于全国平均水平；受2021-2023H1年风能年景较差以及公司主要建设分布式光伏的影响，公司新能源利用小时数有所下降，2023H1光伏发电利用小时数533小时（同比-83.76小时），风电利用小时数1277小时（同比+129.71小时）。

图 32: 2018-2023H1 公司光伏利用小时数 (h)


资料来源: 公司公告, 国家能源局, 信达证券研发中心

图 33: 2018-2023H1 公司风电利用小时数 (h)


资料来源: 公司公告, 国家能源局, 信达证券研发中心

4.2 常规能源为新能源业务提供支持, 水火风光多种能源协同发展

传统能源助力新能源项目落地, 一体化发展受央地政策支持。国家层面, 发改委、能源局下发的《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》提出多能源互补以加强电源端的调节能力, 同时明确要求大型风光基地项目要基于在运、在建或已核准的外送通道并配套煤电灵活性改造或优先利用水电调节性能消纳近区风光电力。地方层面: 内蒙古, 新疆, 云南, 四川等省份也出台支持“水火风光”一体化发展的政策并将部分新能源项目的获得与煤电灵活性改造和蓄水储能能力挂钩。

表 8: 各地关于水火风光一体化发展的政策

时间	政策	主要内容
2022 年 10 月	《山西省支持新能源产业发展 2022 年工作方案》	2022 年拟安排风电光伏发电规模 400 万千瓦左右, 100 万千瓦左右规模用于支持积极推进煤电灵活性改造。
2022 年 9 月	《关于 2022 年风电和集中式光伏发电项目建设有关事项的通知》	按照各煤电企业通过灵活性改造增加调峰能力的 1.4 倍配置新能源建设规模, 总配置规模约 880 万千瓦。
2022 年 7 月	《内蒙古自治区火电灵活性改造消纳新能源实施细则》	促进煤电与新能源联营, 规模化集约化开发新能源, 推动燃煤电厂火电灵活性改造改造实施, 加快新型电力系统建设, 提升新能源消纳能力
2022 年 5 月	《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》	完善调峰调频电源补偿机制, 加大煤电机组灵活性改造、水电扩机、抽水蓄能和太阳能热发电项目建设力度, 鼓励煤电企业与新能源企业开展实质性联营
2022 年 3 月	新疆自治区《服务推进自治区大型风电光伏基地建设操作指引(1.0 版)》	根据新能源与煤电机组等效出力情况, 对计划实施灵活性改造的公用机组, 按照机组灵活性改造后新增调峰能力的 1.5 倍, 配置新能源规模;
2022 年 1 月	《云南省加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系行动计划》	加快推进在适宜地区适度开发风电、光伏发电基地建设。打造金沙江下游、澜沧江中下游、红河流域“风光水储一体化”可再生能源综合开发基地。推进“风光储充放”一体化发展。到 2025 年, 全省电力装机总规模达 1.5 亿千瓦以上
2022 年 1 月	《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》	推动煤炭和新能源优化组合, 统筹推进全国及各地区能源绿色低碳转型, 完善调峰调频电源补偿机制, 加大煤电机组灵活性改造、水电扩机、抽水蓄能和太阳能热发电项目建设力度, 推动新型储能快速发展等。
2021 年 7 月	《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》	鼓励发电企业市场化参与调峰资源建设, 超过电网企业保障性并网以外的规模初期按照功率 15% 的挂钩比例配建调峰能力, 按照 20% 以上挂钩比例进行配建的优先并

		网。
2021年7月	《湖北省能源局关于2021年平价新能源项目开发建设有关事项的通知》	风光火互补基地按照不超过煤电机组(含已完成灵活性改造的煤电)新增调峰容量的2.5倍配套新能源项目;
2021年1月	《关于印发支持储能产业发展若干措施(试行)的通知》	新建新能源项目配置储能设备比例不低于10%、储能时长2小时以上。并对储能配比高、时间长的一体化项目给予优先支持。实行“水电+新能源+储能”协同发展模式,新建、新投运水电站同步配置新能源和储能系统,使新增水电与新能源、储能容量配比达到1:2:0.2,实现就地平衡。
2021年1月	《四川省“十四五”光伏、风电资源开发若干指导意见》	规划建设金沙江上游、金沙江下游、雅袭江流域、大渡河中上游4个风光水一体化可再生能源综合开发基地。推进其他流域水库电站风光水互补开发。

资料来源:国家能源局,国家发展改革委,山西省能源局,湖北省能源局,内蒙古自治区能源局,河南省发改委,新疆维吾尔自治区发展改革委,信达证券研发中心

公司常规能源布局广泛,在四川、新疆、内蒙古等省份均有重点布局;公司新能源装机可充分利用上述区域内的火电机组的调峰能力以及水电机组的抽水蓄能优势实现“常规能源+新能源”协同发展。水电方面:公司以瀑布沟水电项目为依托,借助中游控制性水库优质的调峰调频能力,高质量推动沿岸风电与光伏项目开发;大渡河流域的双江口水电站在2024年投产后将加强公司在在大渡河流域的流域调节能力,进一步推进风光能源项目获取,同时公司已在安徽,广西,江西获得3个抽水蓄能电站共360万千瓦开发权,未来有助于公司实行“水风光”一体化布局。火电方面:公司积极实施“火电+新能源+调峰”战略获取风光基地项目,目前已经获得蒙西鄂尔多斯采煤沉陷区300万千瓦光伏项目的备案证明,该项目依托4×100万智慧火电工程,是典型的风光火储一体化互补项目。公司火电资产在内蒙古、浙江、云南等区域重点布置,未来公司常规能源将为新能源装机获取提供项目获取优势。

图 34: 截至 2022 年底公司产业布局



资料来源:公司2022社会责任报告,信达证券研发中心

表 9: 公司目前“常规能源+新能源”一体化项目

项目	互补形式	项目进展
雅安石棉竹马 10 万千瓦林光互补复合光伏电站项目	利用瀑布沟水电站进行“水风光”互补	已核准
瀑布沟水电站水风光互补项目汉源 400MW 光伏电站项目	利用瀑布沟水电站进行“水风光”互补	已备案
瀑布沟水电站水光互补 320MW 光伏项目	利用瀑布沟水电站进行“水风光”互补	已备案
开都河流域“水光储蓄一体化”大型清洁能源基地项目	利用开都河流域水电站进行“水风光”互补	规划中
上海庙公司风光火储一体化 120 万千瓦新能源项目	利用上海庙火电站进行“火风光”互补	已立项

资料来源：国家能源集团官网，中国能源网，四川省发改委，信达证券研发中心

五、盈利预测及估值

5.1 核心假设

1) 火电板块: 结合公司在建火电机组情况, 假设 2023-2025 年公司火电新增装机容量为 96/200/400 万千瓦; 随着新能源发电量占比提升, 假设 2023-2025 年燃煤机组利用小时数将平稳下降, 为 5145/5050/4950 小时, 燃气机组利用小时数维持 2282/2200/2200 小时; 假设公司 2023-2025 年长协煤比例维持 97%, 现货煤价格维持中高位。我们预计 2024 年电力中长期交易价格仍有望维持较高的燃煤基准价上浮幅度, 假设 2023-2025 年公司售电电价 (含税) 为 435/415/415 元/兆瓦时。

2) 水电板块: 根据公司水电规划, 大渡河流域双江口水电站和金川水电站将于 2024 年投产, 2023-2025 年公司水电装机容量将新增 0/200/152 万千瓦; 假设 2024-2025 年水电利用小时数恢复至 3800 小时; 2023-2025 年水电电价 (含税) 维持 237 元/兆瓦时。

3) 新能源板块: 公司 “十四五” 期间计划新增风光装机 3500 万千瓦, 预计 2023-2025 年公司分别新增风电装机容量 183.40/220.67/250 万千瓦、光伏装机 546.93/640/600 万千瓦; 平均上网电价 (含税) 分别为风电 500/460/420 元/兆瓦时, 光伏 490/450/410 元/兆瓦时。

表 10: 公司发电业务经营数据预测

火电板块	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
累计在运装机规模 (万千瓦)	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%
煤电利用小时数	5070	5197	5145	5050	4950
售电量 (亿千瓦时)	3659.83	3647.53	3490	3520.70	3638.09
平价上网电价 (含税, 元/兆瓦时)	373.5	461.73	435	415	415
水电板块	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
累计在运装机规模 (万千瓦)	1497.24	1495.66	1495.06	1695	1847
利用小时数	3932	3751	3689	3800	3800
售电量 (亿千瓦时)	586	556.70	546.6	634.4	691.3
平价上网电价 (含税, 元/千瓦时)	231.25	235.9	237	237	237
风电板块	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
累计在运装机规模 (万千瓦)	707.06	745.93	929.33	1150	1400
利用小时数	2149	2245	2077	2100	2100
售电量 (亿千瓦时)	145.89	161.85	182.13	234.3	285.2
平价上网电价 (含税, 元/千瓦时)	526.93	542.09	500	460	420
光伏板块	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
累计在运装机规模 (万千瓦)	36.59	313.01	859.94	1500	2100
利用小时数	1172	1216	500	1200	1200
售电量 (亿千瓦时)	4.20	21.82	57.74	174.6	244.4
平价上网电价 (含税, 元/千瓦时)	786.24	523.6	490	450	410

资料来源: 同花顺 iFinD, 公司公告, 信达证券研发中心

5.2 盈利预测及估值

相比于同行业内火电公司，公司在行业地位、股东背景、资产质量、业务板块等多方面处于相对领先优势位置。**1) 行业地位：**公司作为五大发电集团之一的核心常规能源上市公司，火电装机位居市场第二位，体量较大；**2) 股东背景：**公司背靠国家能源集团，作为全球规模最大的煤炭生产公司，其煤炭供给保障较强，火电板块成本端管控能力突出；**3) 资产质量：**公司火电机组以 60 万千瓦以上的大机组为主，质地较优，且技改投入多调节能力强；**4) 业务板块：**公司已经实现以煤电发电为主，水风光多业务板块协同发展格局，稳健经营的同时又具装机增长潜力。我们预测公司 2023-2025 年归母净利润分别为 57.62/75.15/88.06 亿元；EPS 分别为 0.32/0.42/0.49 元/股；对应 PE 分别为 14.80/11.34/9.68 倍。公司作为电力行业龙头企业，兼具资产规模大，机组质量优、业务板块丰富、增长空间充分等优势，是难得的兼具业绩成长性与盈利稳定性的优质标的，综合考虑其估值高于行业可比公司估值水平，给予公司“买入”评级。

表 11：可比公司估值表（截至 3 月 4 日）

证券简称	收盘价 (元)	归母净利润(百万元)				PE			
		2022A	2023E	2024E	2025E	2022A	2023E	2024E	2025E
华能国际	8.95	-7387	13178	15371	17484	-	10.79	9.27	8.18
华电国际	6.20	100	5359	6771	7637	581.45	11.86	9.37	8.30
大唐发电	2.65	-410	2645	4554	5694	-	18.60	10.76	8.62
内蒙华电	4.54	1762	2582	2914	3243	12.93	11.46	10.13	9.15
大唐发电	2.65	-410	2645	4554	5694	-	18.60	10.76	8.62
浙能电力	5.50	-1822	7094	8315	9244	-	10.41	8.88	7.99
皖能电力	7.29	425	1435	1728	1981	23.89	11.53	9.57	8.34
申能股份	7.69	1082	3270	3652	4037	24.90	11.53	10.34	9.34
						160.79	13.10	9.88	8.57
国电电力*	4.78	2825	5762	7515	8806	29.99	14.80	11.34	9.68

资料来源：同花顺 iFinD，信达证券研发中心整理（注：标*公司为信达能源的盈利预测，其他公司采用同花顺 iFinD 一致预测，数据截止至 2024 年 3 月 4 日）

六、风险因素

- 1、煤炭长协价格大幅上调或长协履约情况不及预期：**公司发电业务成本端主要由煤炭燃料成本构成。若煤炭长协价格出现大幅上行，或长协履约情况不及预期，均会抬高公司火电板块成本，影响板块业绩。
- 2、电力市场化改革推进不及预期，年度交易电价超预期下行：**电力市场化改革推进将带来公司火电板块收益增厚，且公司火电板块电价大部分由年度长协电价确定。若电改推进不及预期，且年度长协电价超预期下行，将对公司火电板块收入产生较大影响。
- 3、新能源项目建设不及预期：**公司在建及规划新能源装机较多，若项目建设进展不及预期，可能会影响公司新能源业务增速。

资产负债表					
单位: 百万元					
会计年度	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
流动资产	52,719	58,617	63,805	68,566	75,180
货币资金	11,765	20,968	24,916	28,529	34,064
应收票据	1,382	375	373	380	403
应收账款	20,440	20,974	21,698	22,351	23,198
预付账款	3,914	4,472	3,964	4,092	4,257
存货	7,254	6,096	6,374	6,568	6,534
其他	7,963	5,732	6,479	6,646	6,724
非流动资产	345,343	354,235	383,354	415,633	450,713
长期股权投资	13,601	12,921	12,921	12,921	12,921
固定资产(合计)	266,634	259,753	267,375	284,094	312,656
无形资产	9,395	9,695	10,019	10,471	10,830
其他	55,713	71,866	93,039	108,148	114,307
资产总计	398,062	412,852	447,158	484,199	525,893
流动负债	125,231	119,864	140,047	146,148	154,085
短期借款	37,798	43,045	49,342	55,638	61,934
应付票据	7,087	9,078	6,821	7,617	8,049
应付账款	21,837	22,995	23,360	22,657	23,673
其他	58,508	44,745	60,524	60,236	60,428
非流动负债	161,505	182,716	186,022	200,849	214,815
长期借款	132,019	149,640	165,499	179,772	192,618
其他	29,486	33,076	20,522	21,076	22,197
负债合计	286,736	302,580	326,068	346,997	368,900
少数股东权益	65,411	65,211	72,057	80,654	91,640
归属母公司股东权益	45,914	45,061	49,033	56,548	65,354
权益					
负债和股东权益	398,062	412,852	447,158	484,199	525,893

重要财务指标					
单位: 百万元					
主要财务指标	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
营业总收入	168,434	192,681	191,945	195,346	206,936
同比(%)	16.7%	14.4%	-0.4%	1.8%	5.9%
归属母公司净利润	-1,733	2,825	5,762	7,515	8,806
同比(%)	-139.8%	263.0%	104.0%	30.4%	17.2%
毛利率(%)	7.3%	13.5%	16.8%	18.0%	19.4%
ROE(%)	-3.8%	6.3%	11.8%	13.3%	13.5%
EPS(摊薄)(元)	-0.10	0.16	0.32	0.42	0.49
P/E	—	30.18	14.80	11.34	9.68
P/B	1.86	1.89	1.74	1.51	1.30
EV/EBITDA	11.24	7.03	6.13	5.75	5.30

利润表					
单位: 百万元					
会计年度	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
营业总收入	168,434	192,681	191,945	195,346	206,936
营业成本	156,087	166,699	159,736	160,276	166,890
营业税金及附加	2,313	2,363	2,303	2,344	2,483
销售费用	44	31	38	40	39
管理费用	1,744	1,753	1,992	1,942	2,029
研发费用	497	602	592	596	639
财务费用	7,936	7,551	7,769	8,488	9,248
减值损失合计	-1,842	-3,646	-3,026	-1,526	-1,026
投资净收益	3,256	1,400	1,387	1,394	1,390
其他	-2,658	861	825	848	938
营业利润	-1,430	12,296	18,700	22,375	26,910
营业外收支	60	-2,045	-688	-891	-1,208
利润总额	-1,370	10,251	18,012	21,484	25,702
所得税	1,895	3,384	5,403	5,371	5,912
净利润	-3,265	6,866	12,608	16,113	19,791
少数股东损益	-1,532	4,042	6,846	8,597	10,985
归属母公司净利润	-1,733	2,825	5,762	7,515	8,806
EBITDA	22,452	40,002	51,705	58,122	65,891
EPS(当年)(元)	-0.10	0.15	0.32	0.42	0.49

现金流量表					
单位: 百万元					
会计年度	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
经营活动现金	24,122	39,448	48,902	52,306	61,219
净利润	-3,265	6,866	12,608	16,113	19,791
折旧摊销	17,630	18,298	25,925	28,150	30,941
财务费用	8,023	7,635	7,917	8,641	9,395
投资损失	-3,256	-1,299	-1,387	-1,394	-1,390
营运资金变动	40	4,364	348	-1,344	562
其它	4,951	3,584	3,490	2,139	1,921
投资活动现金	-20,470	-39,365	-56,809	-61,175	-66,552
资本支出	-20,941	-37,137	-57,471	-61,396	-66,712
长期投资	-1,959	-2,787	-257	-147	-203
其他	2,429	559	919	367	364
筹资活动现金	-2,899	4,153	11,852	12,483	10,868
吸收投资	3,884	1,380	42	0	0
借款	183,790	206,650	22,155	20,569	19,142
支付利息或股	-13,644	-12,006	-10,593	-8,641	-9,395
现金净增加额	751	4,246	3,948	3,613	5,535

研究团队简介

左前明，中国矿业大学博士，注册咨询（投资）工程师，信达证券研发中心副总经理，中国地质矿产经济学会委员，中国国际工程咨询公司专家库成员，中国价格协会煤炭价格专委会委员，曾任中国煤炭工业协会行业咨询处副处长（主持工作），从事煤炭以及能源相关领域研究咨询十余年，曾主持“十三五”全国煤炭勘查开发规划研究、煤炭工业技术政策修订及企业相关咨询课题上百项，2016年6月加盟信达证券研发中心，负责煤炭行业研究。2019年至今，负责大能源板块研究工作。

李春驰，CFA，中国注册会计师协会会员，上海财经大学金融硕士，南京大学金融学学士，曾任兴业证券经济与金融研究院煤炭行业及公用环保行业分析师，2022年7月加入信达证券研发中心，从事煤炭、电力、天然气等大能源板块的研究。

高升，中国矿业大学（北京）采矿专业博士，高级工程师，曾任中国煤炭科工集团二级子企业投资经营部部长，曾在煤矿生产一线工作多年，从事煤矿生产技术管理、煤矿项目投资和经营管理等工作，2022年6月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业研究。

邢秦浩，美国德克萨斯大学奥斯汀分校电力系统专业硕士，具有三年实业研究经验，从事电力市场化改革，虚拟电厂应用研究工作，2022年6月加入信达证券研究开发中心，从事电力行业研究。

程新航，澳洲国立大学金融学硕士，西南财经大学金融学学士。2022年7月加入信达证券研发中心，从事煤炭、电力行业研究。

吴柏莹，吉林大学产业经济学硕士，2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事煤炭、煤化工行业的研究。

胡晓艺，中国社会科学院大学经济学硕士，西南财经大学金融学学士。2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事石化行业研究。

刘奕麟，香港大学工学硕士，北京科技大学管理学学士，2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事石化行业研究。

李睿，CPA，德国埃森经济与管理大学会计学硕士，2022年9月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业研究。

唐婵玉，香港科技大学社会科学硕士，对外经济贸易大学金融学学士。2023年4月加入信达证券研发中心，从事天然气、电力行业研究。

刘波，北京科技大学管理学硕士，2023年7月加入信达证券研究开发中心，从事煤炭行业研究。

分析师声明

负责本报告全部或部分内容的每一位分析师在此申明,本人具有证券投资咨询执业资格,并在中国证券业协会注册登记为证券分析师,以勤勉的职业态度,独立、客观地出具本报告;本报告所表述的所有观点准确反映了分析师本人的研究观点;本人薪酬的任何组成部分不曾与,不与,也将不会与本报告中的具体分析意见或观点直接或间接相关。

免责声明

信达证券股份有限公司(以下简称“信达证券”)具有中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本报告由信达证券制作并发布。

本报告是针对与信达证券签署服务协议的签约客户的专属研究产品,为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考,双方对权利与义务均有严格约定。本报告仅提供给上述特定客户,并不面向公众发布。信达证券不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。客户应当认识到有关本报告的电话、短信、邮件提示仅为研究观点的简要沟通,对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告是基于信达证券认为可靠的已公开信息编制,但信达证券不保证所载信息的准确性和完整性。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告最初出具日的观点和判断,本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会出现不同程度的波动,涉及证券或投资标的的历史表现不应作为日后表现的保证。在不同时期,或因使用不同假设和标准,采用不同观点和分析方法,致使信达证券发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告,对此信达证券可不发出特别通知。

在任何情况下,本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议,也没有考虑到客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况,若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测仅供参考,并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人做出邀请。

在法律允许的情况下,信达证券或其关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易,并可能会为这些公司正在提供或争取提供投资银行业务服务。

本报告版权仅为信达证券所有。未经信达证券书面同意,任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发布、转发或引用本报告的任何部分。若信达证券以外的机构向其客户发放本报告,则由该机构独自为此发送行为负责,信达证券对此等行为不承担任何责任。本报告同时不构成信达证券向发送本报告的机构之客户提供的投资建议。

如未经信达证券授权,私自转载或者转发本报告,所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。信达证券将保留随时追究其法律责任的权利。

评级说明

投资建议的比较标准	股票投资评级	行业投资评级
本报告采用的基准指数：沪深 300 指数（以下简称基准）； 时间段：报告发布之日起 6 个月内。	买入 ：股价相对强于基准 20% 以上；	看好 ：行业指数超越基准；
	增持 ：股价相对强于基准 5%~20%；	中性 ：行业指数与基准基本持平；
	持有 ：股价相对基准波动在±5% 之间；	看淡 ：行业指数弱于基准。
	卖出 ：股价相对弱于基准 5% 以下。	

风险提示

证券市场是一个风险无时不在的市场。投资者在进行证券交易时存在赢利的可能,也存在亏损的风险。建议投资者应当充分深入地了解证券市场蕴含的各项风险并谨慎行事。

本报告中所述证券不一定能在所有的国家和地区向所有类型的投资者销售,投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估,并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求,必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专业顾问的意见。在任何情况下,信达证券不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任,投资者需自行承担风险。