



风电龙头装机高增, “以大代小”提升效率

投资要点

- 推荐逻辑:** 1) 国务院多举措助力绿电消纳, 未来价格机制完善有望保证绿电企业合理收益; 2) 资源储备充足, 2024-2025年或迎来投产高峰, 分别投产7.5GW和11.5GW, 国能集团21.4GW新能源资产有望注入; 3) 发电量平稳增长, “以大代小”有利于提升运营效率。
- 多举措助力绿电消纳, 价格机制有望完善。** 国务院印发《2024-2025年节能降碳行动方案》, 采取多项举措助力绿电消纳。近年来特高压建设提速, 预计2024年线路长度超过5万公里, 储能装机容量高增, 政策目标到2027年抽蓄投运规模达到8000万千瓦以上, 需求侧响应能力达到最大负荷的5%以上, 消纳能力持续改善。新能源入市交易大势所趋, 价格机制有望进一步完善, 以保障绿电企业合理收益。同时绿电环境价值逐步凸显, 国家电网公司经营区成交绿电的环境溢价呈现逐年提升。
- 装机量保持高增, 资源分布优质。** 截至2024年一季度公司控股装机总容量36.2GW, 其中风电装机27.8GW, 光伏等其他可再生能源装机容量6.5GW。2023年公司新增资源储备54GW, 新增开发指标22.8GW, 储备项目充足。“十四五”期间公司目标新增新能源装机30GW, 2024-2025年或将分别投产7.5GW和11.5GW, 迎来投产高峰。同时国能集团新能源资产合计21.4GW有望注入, 有力支撑公司装机量的提升。公司资源分布优质, 公司风电项目多位于资源优质的三北地区, 风电利用小时数高出全国平均水平121小时。
- 发电量平稳增长, “以大代小”提升运营效率。** 公司2023年发电量762.2亿千瓦时, 同比增长7.9%, 其中光伏等发电量45.5亿千瓦时, 同比增长159.9%, 增速亮眼。风电场“以大代小”项目将有效降低风机成本, 容量可扩充为原来2-3倍, 公司存量改造潜在增量约5GW, 资产减值短期影响公司利润, 长期有利于提升机组整体运营效率, 提高盈利水平。
- 盈利预测与评级。** 预计公司2024-2026年归母净利润分别为73.4/84.1/96.5亿元, EPS分别为0.88/1.01/1.15元。考虑到公司装机保持高增, “以大代小”提升运营效率, 未来成长性高, 给予公司2024年9倍PE, 对应目标价8.52港元(1港币≈0.93人民币), 首次覆盖给予“买入”评级。
- 风险提示:** 装机进度低于预期、上网电价低于预期、补贴回款不及预期等风险。

指标/年度	2023A	2024E	2025E	2026E
营业收入(百万元人民币)	37638	39569	44196	49742
增长率	-6%	5.1%	11.7%	12.5%
归属母公司净利润(百万元人民币)	6355	7342	8406	9654
增长率	24%	15.5%	14.5%	14.8%
每股收益EPS	0.74	0.88	1.01	1.15
净资产收益率ROE	9.00%	9.65%	9.95%	10.26%
PE	7.44	8.22	7.18	6.25

数据来源: 公司公告, 西南证券

西南证券研究发展中心

分析师: 池天惠
执业证号: S1250522100001
电话: 13003109597
邮箱: cth@swsc.com.cn

分析师: 刘洋
执业证号: S1250523070005
电话: 18019200867
邮箱: ly21@swsc.com.cn

相对指数表现



数据来源: 聚源数据

基础数据

52周区间(港元)	4.42-8.24
3个月平均成交量(百万)	50.0
流通股数(亿)	83.60
市值(亿)	591.04

相关研究

目 录

1 全球第一大风电运营商，业绩稳步增长	1
1.1 风电运营龙头，国资背景强大	1
1.2 业绩长期有望平稳增长，分红显著提升	2
2 多举措助力绿电消纳，价格机制有望完善	5
2.1 多举措助力绿电消纳，保障装机维持高增速	5
2.2 价格机制有望完善，环境价值逐步凸显	8
3 装机量保持高增，“以大代小”提升运营效率	10
3.1 装机量保持高增，资源分布优质	10
3.2 发电量平稳增长，“以大代小”提升运营效率	13
4 盈利预测与估值	16
4.1 盈利预测	16
4.2 相对估值	18
5 风险提示	18

图 目 录

图 1: 公司发展历程.....	1
图 2: 公司股权结构.....	2
图 3: 2023 公司营收 376.4 亿元(-5.6%).....	2
图 4: 2023 公司归母净利润 63.6 亿元(+23.9%).....	2
图 5: 公司发电装机容量结构.....	3
图 6: 公司 2023 年主营业务收入占比.....	3
图 7: 2023 公司净资产收益率 8.9%.....	3
图 8: 公司毛利率和净利率.....	3
图 9: 公司资产负债率近年来基本优于同业.....	4
图 10: 公司经营性现金流领先同业.....	4
图 11: 2023 公司现金分红 20.4 亿元 (+89.6%).....	4
图 12: 2023 年公司分红率 29.3%.....	4
图 13: 风电装机容量.....	6
图 14: 太阳能发电装机容量.....	6
图 15: 规上工业风电发电量.....	6
图 16: 规上工业太阳能发电量.....	6
图 17: 全国风电利用率.....	7
图 18: 全国光伏利用率.....	7
图 19: 中国特高压工程线路长度.....	7
图 20: 中国特高压各阶段投资规模.....	7
图 21: 抽水蓄能装机容量.....	8
图 22: 新型储能装机容量.....	8
图 23: 各省可再生能源非水消纳责任权重预期目标.....	9
图 24: 国家电网公司经营区成交绿电的环境溢价.....	10
图 25: 绿证挂牌交易成交价.....	10
图 26: 2023 年公司新增控股装机容量 4.5GW.....	11
图 27: 2024Q1 公司控股装机容量 36.2GW.....	11
图 28: 2023 年主要绿电企业清洁能源装机容量对比.....	11
图 29: 2023 年公司新增资源储备 54GW (-14.3%).....	12
图 30: 2023 年公司新增开发指标 22.8GW (+23.8%).....	12
图 31: 主要电企“十四五”新能源新增装机规划.....	12
图 32: 主要电企“十四五”新能源新增装机复合增速.....	12
图 33: 2023 年公司风电装机与风电平均利用小时按地域分布.....	13
图 34: 2023 年公司风电发电量 613.5 亿千瓦时 (+5.2%).....	13
图 35: 2023 年公司光伏等发电量 45.5 亿千瓦时 (+159.9%).....	13
图 36: 2023 年公司风电利用小时数 2346 小时 (+2.2%).....	14
图 37: 2023 年主要绿电企业风电平均利用小时数对比.....	14
图 38: 2023 年公司火电利用小时数 5504 小时 (-2.4%).....	14
图 39: 2023 年公司风电平均上网电价 457 元/兆瓦时.....	14

图 40: 2023 主要绿电企业风电平均上网电价对比	14
图 41: 2023 年公司火电平均上网电价 417 元/兆瓦时	15
图 42: 2024Q1 陆上风电项目不含塔筒中标均价 1470 元/kw	15

表 目 录

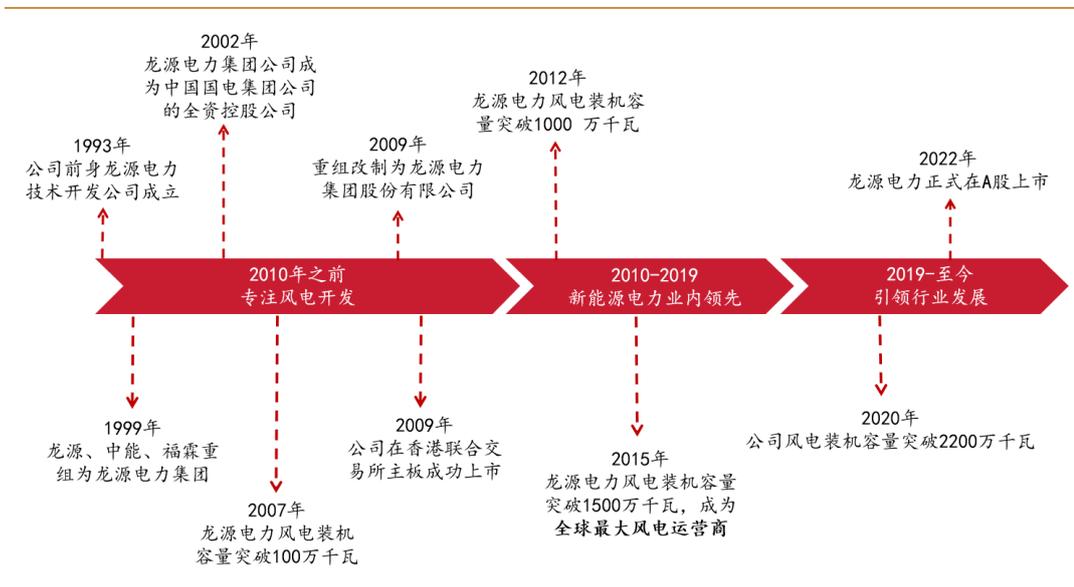
表 1: 《2024-2025 年节能降碳行动方案》多举措助力绿电消纳	5
表 2: 广东省年度交易及年度绿电交易结果	9
表 3: 公司“以大代小”项目列举	16
表 4: 发电量及售电收入预测	16
表 5: 分业务收入及毛利率	17
表 6: 可比公司估值	18
附: 财务报表	19

1 全球第一大风电运营商，业绩稳步增长

1.1 风电运营龙头，国资背景强大

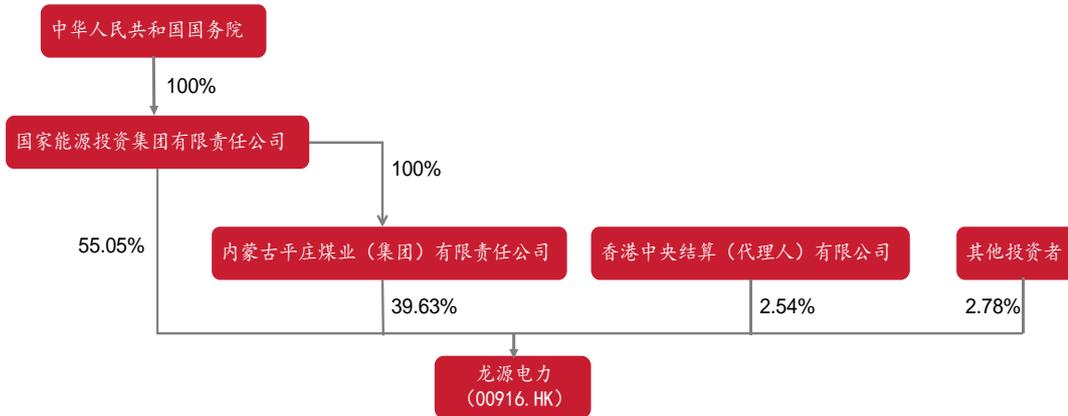
龙源电力集团股份有限公司成立于 1993 年，当时隶属国家能源部，后历经电力部、国家电力公司、中国国电集团公司，现隶属于国家能源集团。2009 年，在香港主板成功上市，被誉为“中国新能源第一股”。2022 年正式在 A 股上市，成为国内首单 H 股新能源发电央企回归 A 股、首单五大发电集团新能源企业登陆 A 股资本市场、首单同步实施换股吸收合并、资产出售和资产购买项目。自 2015 年以来，持续保持世界第一大风电运营商地位。截至 2024 年 3 月 31 日，总司总装机 36.16GW，其中风电、火电、其他可再生能源装机分别为 27.78GW、1.875GW、6.5GW。

图 1：公司发展历程



数据来源：公司官网，公司公告，西南证券整理

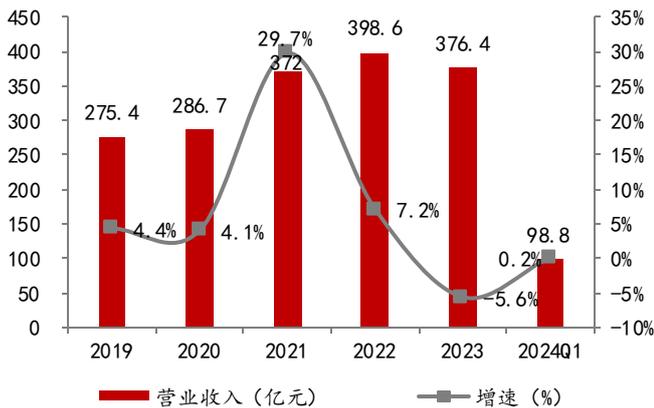
背靠国家能源集团，股权架构稳定。国家能源投资集团有限责任公司占龙源电力 55.05% 股权，为控股股东及实际控制人，国资背景强大。国家能源集团是中国最大的能源企业之一，也是全球最大的煤炭生产商和电力运营商之一，在 2023 年世界 500 强排名第 76 位，主营业务包括煤炭、电力、运输、煤化工等，覆盖了能源产业链的多个环节。国家能源集团与龙源电力合作密切，在资金、技术和市场等方面给予龙源电力支持，2023 年 11 月 20 日，龙源电力与国家能源集团公司订立综合产品和服务购销框架协议，双方互相提供产品和服务；2023 年 11 月 17 日，公司与国家能源集团共同出资设立国能巴丹吉林（甘肃）能源开发投资有限公司，充分发挥了龙源电力在新能源领域的专业特长和技术优势，并借助国家能源集团在火电项目的开发建设运营优势，实现效益最大化。

图 2：公司股权结构


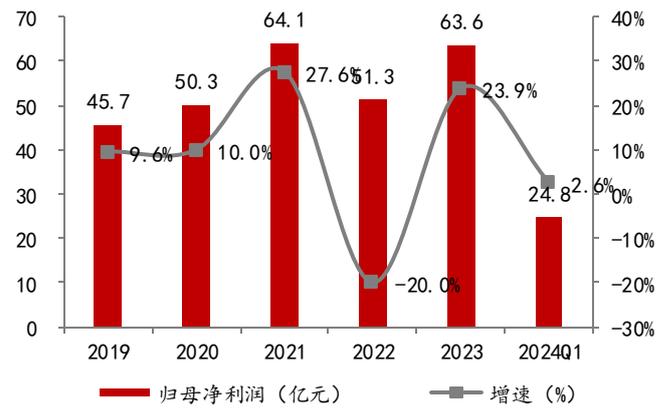
数据来源：公司公告，西南证券整理

1.2 业绩长期有望平稳增长，分红显著提升

业绩受火电分部扰动，长期有望稳步增长。2023 年公司营收 376.4 亿，同比下降 6%，主要由于火电发电量下降以及煤炭销售收入减少，2023 年煤炭收入 32.4 亿元，同比下降 49.5%，未来随着火电分部比重的持续下降，其对业绩的扰动有望逐步减小。2024 年第一季度营收 98.8 亿元，与 2023 年第一季度基本持平。2023 年公司归母净利润 63.6 亿元，同比增加 23.9%，主要得益于公司新能源装机规模的提升，2023 年公司计提了 21.9 亿元的资产减值准备，随着公司“以大代小”存量机组改造的推进，预计未来几年资产减值仍会对公司利润产生影响。2024 年第一季度归母净利润为 24.8 亿元，同比增加 2.6%，保持平稳增长。

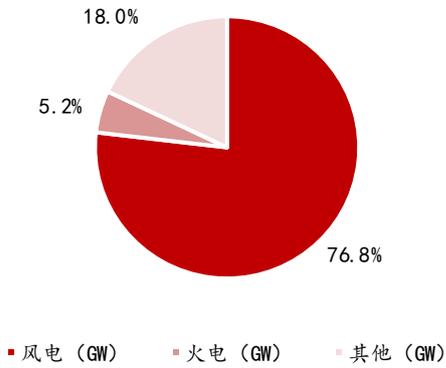
图 3：2023 公司营收 376.4 亿元(-5.6%)


数据来源：wind，西南证券整理

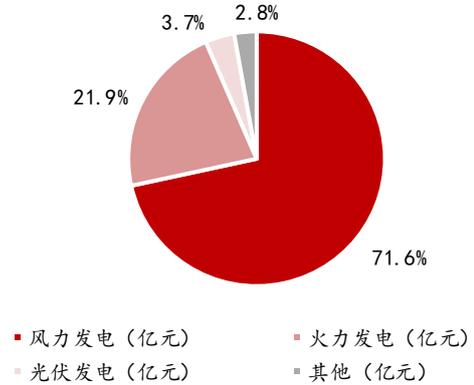
图 4：2023 公司归母净利润 63.6 亿元(+23.9%)


数据来源：wind，西南证券整理

公司以开发运营新能源为主，风电收入占比高。从结构来看，公司收入主要来自风力发电，截至一季度末累计装机 27.8GW，占总装机比例 76.8%；火电累计装机 1.9GW，占比 5.2%；光伏等其他累计装机 6.5GW，占比 18%。2023 年风力发电贡献营收 275 亿元，占比 72%；2023 年火电业务营收 84.2 亿元，占比 22%；光伏发电业务营收 14.1 亿元，占比 4%。

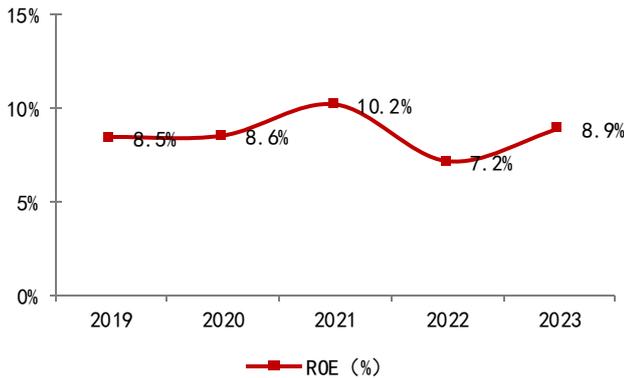
图 5：公司发电装机容量结构


数据来源：公司公告，西南证券整理

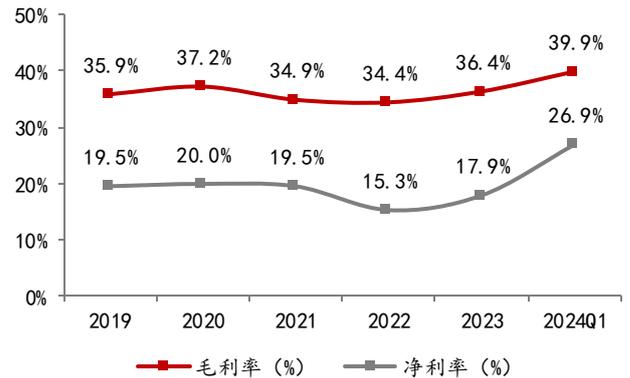
图 6：公司 2023 年主营业务收入占比


数据来源：公司公告，西南证券整理

毛利率稳中有升，净资产收益率修复。公司 2023 年毛利率 36.4%，同比提升 2 个百分点，整体来看公司毛利率稳中有升，2023 年净利率呈现修复，同比提升 2.6 个百分点至 17.9%。2023 年公司净资产收益率为 8.9%，同比提升 1.7 个百分点。

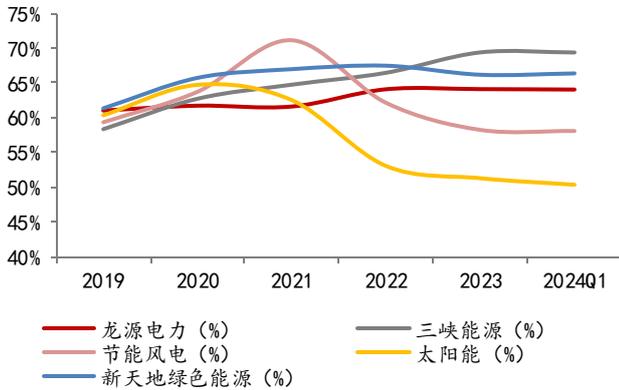
图 7：2023 公司净资产收益率 8.9%


数据来源：wind，西南证券整理

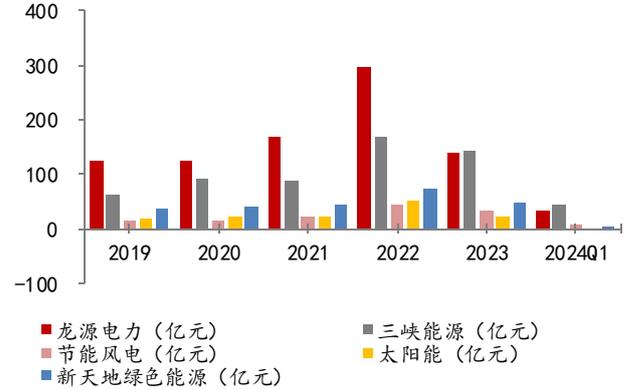
图 8：公司毛利率和净利率


数据来源：wind，西南证券整理

资产负债率平稳，现金流优于同行。公司近年来公司的资产负债率平稳，维持在 60%-65% 区间，负债水平较为健康。2017 年以来公司的经营性现金流均保持在 120 亿元以上，历年位于行业领先地位，近年来公司通过资产证券化、补贴款回收和应收款项融资等多种措施盘活应收的可再生能源补贴款，2023 年末应收款项融资余额达 353.3 亿元，同比增长 30.4%。

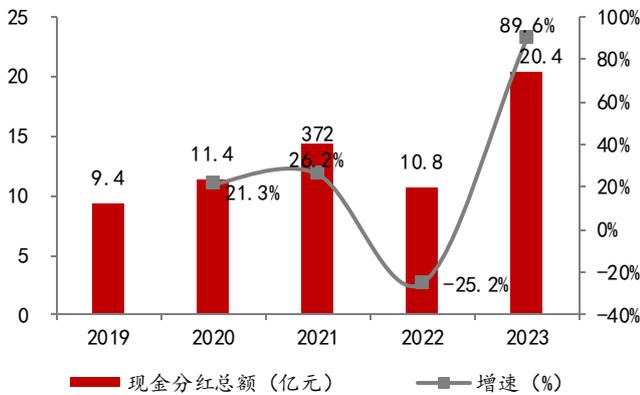
图 9：公司资产负债率历年来基本优于同业


数据来源：wind，西南证券整理

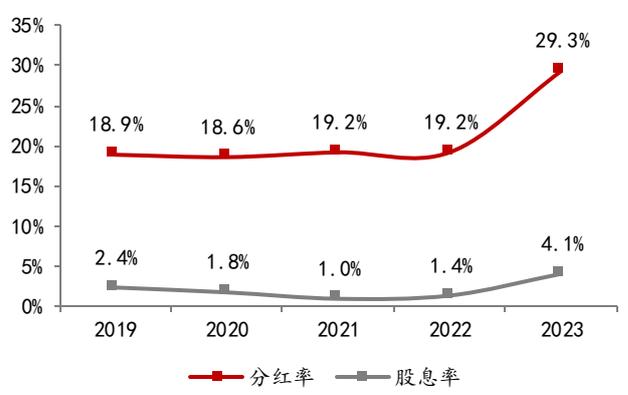
图 10：公司经营性现金流领先同业


数据来源：wind，西南证券整理

分红显著提升，有望受益于港股通红利税减免。 公司经营性现金流健康，2023 年公司强化了股东回馈力度，每股分红 0.2225 元，现金分红总额达到 20.4 亿元，同比增加 89.6%，分红率达到 29.3%，同比增加 10.1 个百分点，股息率也达到了 4.1%，同比增加 2.7 个百分点。当前港股通红利税实际税率超过 20%，如果港股通红利税减免得以落实，有望提振内地投资者对于港股红利资产的投资热情。此外，2023 年 9 月公司宣布将分批次实施 H 股回购，并在 2023 年 11 月、2023 年 12 月和 2024 年 1 月进行了 3 次回购，累计回购 H 股 2.2 千万股，占公司已发行 H 股股份总数的 0.7%，占本公司股份总数的 0.3%，利好中小股东群体。

图 11：2023 年公司现金分红 20.4 亿元 (+89.6%)


数据来源：wind，西南证券整理

图 12：2023 年公司分红率 29.3%


数据来源：wind，西南证券整理

2 多举措助力绿电消纳，价格机制有望完善

2.1 多举措助力绿电消纳，保障装机维持高增速

国务院提出多项举措助力绿电消纳。5月29日国务院印发《2024-2025年节能降碳行动方案》，采取多项举措助力绿电消纳。此次方案提出降碳的总体要求，2024年非化石能源消费占比达到18.9%左右，2025年消费占比达到20%左右。具体来看，主要措施包括：1) **严格合理控制煤炭消费**。推动煤电低碳化改造和建设，推进煤电节能降碳改造、灵活性改造、供热改造“三改联动”。2) **加大非化石能源开发力度**。加快建设以沙戈荒为重点的大型风电光伏基地，合理有序开发海上风电，推动分布式新能源开发利用，有序建设大型水电基地，积极安全有序发展核电，2025年底全国非化石能源发电量占比达到39%左右。3) **提升可再生能源消纳能力**。加快建设大型风电光伏基地外送通道，加快配电网改造，发展抽水蓄能、新型储能，发展微电网、虚拟电厂、车网互动等新技术新模式。4) **大力促进非化石能源消费**。资源条件较好地区的新能源利用率可降低至90%，“十四五”后两年新上高耗能项目的非化石能源消费比例不得低于20%，2024年实现绿证核发全覆盖。5) **完善价格政策，健全市场化机制**。落实煤电容量电价，深化新能源上网电价市场化改革，研究完善储能价格机制。加快建设绿证交易市场，做好与碳市场衔接，扩大绿电消费规模。

表 1: 《2024-2025年节能降碳行动方案》多举措助力绿电消纳

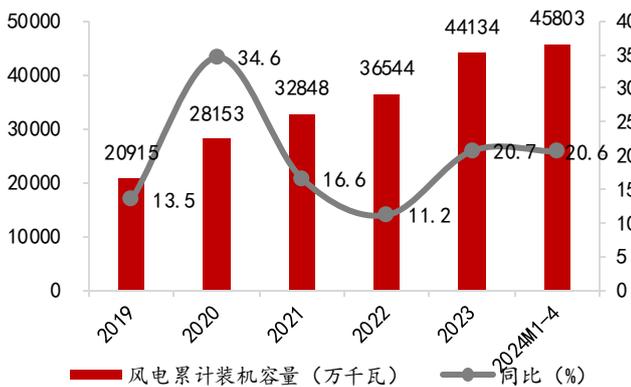
措施	具体内容
总体要求	2024年，单位国内生产总值能源消耗和二氧化碳排放分别降低2.5%左右、3.9%左右，规模以上工业单位增加值能源消耗降低3.5%左右， 非化石能源消费占比达到18.9%左右 ，重点领域和行业节能降碳改造形成节能量约5000万吨标准煤、减排二氧化碳约1.3亿吨。 2025年， 非化石能源消费占比达到20%左右 ，重点领域和行业节能降碳改造形成节能量约5000万吨标准煤、减排二氧化碳约1.3亿吨，尽最大努力完成“十四五”节能降碳约束性指标。
控制煤炭消费	加强煤炭清洁高效利用，推动煤电低碳化改造和建设， 推进煤电节能降碳改造、灵活性改造、供热改造“三改联动” 。严格实施大气污染防治重点区域煤炭消费总量控制，重点削减非电力用煤，持续推进燃煤锅炉关停整合、工业窑炉清洁能源替代和散煤治理。对大气污染防治重点区域新建和改扩建用煤项目依法实行煤炭等量或减量替代。合理控制半焦（兰炭）产业规模。到2025年底，大气污染防治重点区域平原地区散煤基本清零，基本淘汰35蒸吨/小时及以下燃煤锅炉及各类燃煤设施。
加大非化石能源开发力度	加快建设以沙漠、戈壁、荒漠为重点的大型风电光伏基地。合理有序开发海上风电，促进海洋规模化开发利用，推动分布式新能源开发利用。有序建设大型水电基地，积极安全有序发展核电，因地制宜发展生物质能，统筹推进氢能发展。 到2025年底，全国非化石能源发电量占比达到39%左右 。
提升可再生能源消纳能力	加快建设大型风电光伏基地外送通道，提升跨省跨区输电能力。加快配电网改造，提升分布式新能源承载力。积极发展抽水蓄能、新型储能。大力发展微电网、虚拟电厂、车网互动等新技术新模式。 到2025年底，全国抽水蓄能、新型储能装机容量分别超过6200万千瓦、4000万千瓦；各地区需求响应能力一般应达到最大用电负荷的3%—5%，年度最大用电负荷峰谷差率超过40%的地区需求响应能力应达到最大用电负荷的5%以上 。
促进非化石能源消费	在保证经济性前提下， 资源条件较好地区的新能源利用率可降低至90% 。“十四五”前三年节能降碳指标进度滞后地区要实行新上项目非化石能源消费承诺，“十四五”后两年新上高耗能项目的非化石能源消费比例不得低于20%，鼓励地方结合实际提高比例要求。加强可再生能源绿色电力证书（以下简称绿证）交易与节能降碳政策衔接， 2024年底实现绿证核发全覆盖 。
完善价格政策	落实煤电容量电价，深化新能源上网电价市场化改革，研究完善储能价格机制 。严禁对高耗能行业实施电价优惠。强化价格政策与产业政策、环保政策的协同，综合考虑能耗、环保绩效水平， 完善高耗能行业阶梯电价制度 。深化供热计量收费改革，有序推行两部制热价。

措施	具体内容
健全市场化机制	推进用能权有偿使用和交易, 支持有条件的地区开展用能权跨省交易。 稳妥扩大全国碳排放权交易市场覆盖范围 , 逐步推行免费和有偿相结合的碳排放配额分配方式。对纳入全国碳排放权交易市场的重点排放单位实施碳排放配额管理。有序建设温室气体自愿减排交易市场, 夯实数据质量监管机制。 加快建设绿证交易市场, 做好与碳市场衔接, 扩大绿电消费规模。

数据来源: 《2024-2025 年节能降碳行动方案》, 西南证券整理

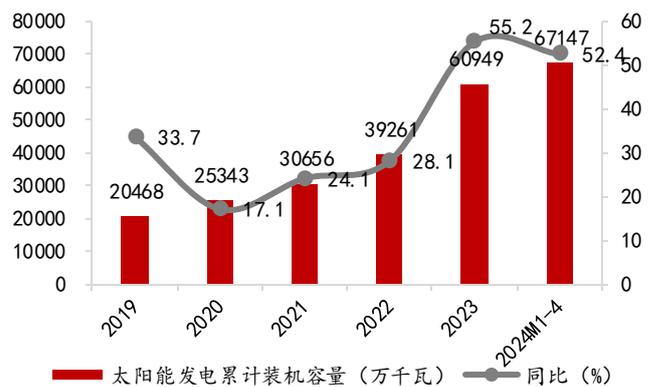
近年来绿电装机保持高增, 消纳能力成为主要制约。随着上游组价价格成本回落, 绿电装机保持较快增速, 国家能源局数据显示, 截至 4 月底全国累计发电装机容量约 30.1 亿千瓦, 同比增长 14.1%。其中太阳能发电装机容量约 6.7 亿千瓦, 同比增长 52.4%, 风电装机容量约 4.6 亿千瓦, 同比增长 20.6%, 目前风电与太阳能发电装机量合计占比已达到 37.5%。但由于绿电装机多位于西部地区, 而电力消费更多集中于东部经济发达地区, 存在区域的错配, 同时绿电出力存在时间和季节波动, 与用电负荷存在时间错配, 因此消纳能力成为绿电发展的主要制约因素。从发电量来看, 2024 年 1-4 月规上工业风电发电量 3250 亿千瓦时, 同比增长 6.3%, 太阳能发电量 1114 亿千瓦时, 同比增长 20.4%, 增速低于装机增速。

图 13: 风电装机容量



数据来源: wind, 国家能源局, 西南证券整理

图 14: 太阳能发电装机容量



数据来源: wind, 国家能源局, 西南证券整理

图 15: 规上工业风电发电量



数据来源: wind, 国家能源局, 西南证券整理

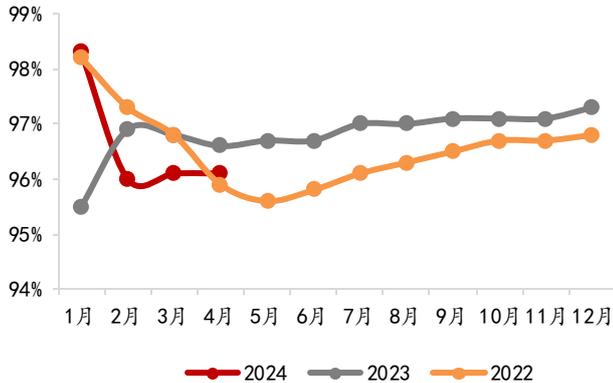
图 16: 规上工业太阳能发电量



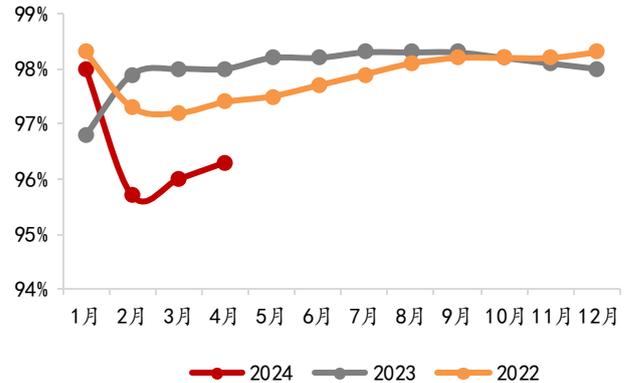
数据来源: wind, 国家能源局, 西南证券整理

风光利用率有所降低, 三北地区消纳压力较大。根据全国新能源消纳监测预警中心数据, 1-4 月全国风电利用率 96.1%, 较上年同期下降 0.5 个百分点, 光伏利用率 96.3%, 较上年同期下降 1.7 个百分点, 随着装机量的快速提升风光消纳率呈现一定下降。其中三北地区压

力较大，西北风电、光伏平均消纳率分别为 95.3%和 93.6%，东北风电、光伏平均消纳率分别为 93.2%和 95.5%，三北部分省份消纳率降至 95%以下。此次方案提出“资源条件较好地区的新能源利用率可降低至 90%”，可缓解这部分地区消纳压力，为新增装机打开一定空间。

图 17：全国风电利用率


数据来源：全国新能源消纳监测预警中心，西南证券整理

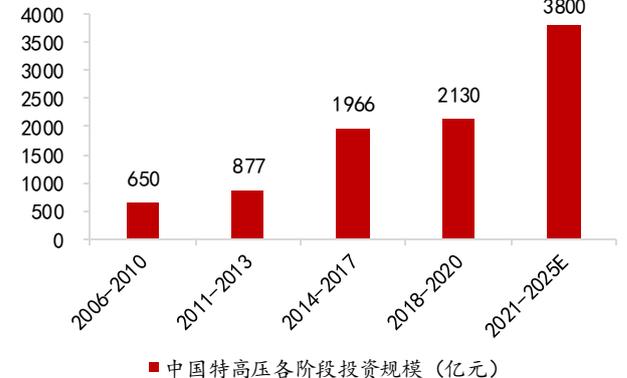
图 18：全国光伏利用率


数据来源：全国新能源消纳监测预警中心，西南证券整理

特高压加速建设，消纳问题有望改善。为解决新能源发电与用电区域错配问题，《“十四五”现代能源体系规划》明确提出“建设以大型风光基地为基础、以其周边清洁高效先进节能的煤电为支撑、以稳定安全可靠的特高压输变电线路为载体的新能源供给消纳体系”。“十四五”期间规划建成投产风光大基地总装机约 200GW，其中外送 150GW、本地自用 50GW，外送比例达到 75%。预计“十五五”期间规划建设风光基地总装机约 255GW，其中外送约 165GW、本地自用户约 90GW，外送比例约 65%。国家能源局数据显示，2022 年 20 条直流特高压线路年输送电量 5638 亿千瓦时，其中可再生能源电量 3166 亿千瓦时，同比提高 10.3%，占全部直流特高压线路总输送电量的 56.2%。近年来特高压建设提速，根据国家电网数据，十四五期间国家电网规划建设特高压工程 24 交 14 直，涉及线路 3 万余公里，总投资 3800 亿元，2022 年特高压工程累计线路长度约达 44613 公里，预计 2024 年将超过 50000 公里。

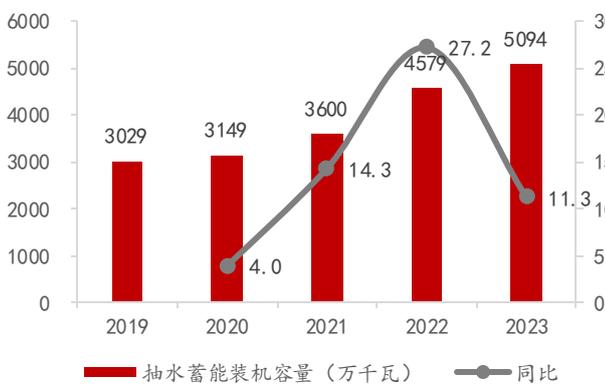
图 19：中国特高压工程线路长度


数据来源：国家电网、中商产业研究，西南证券整理

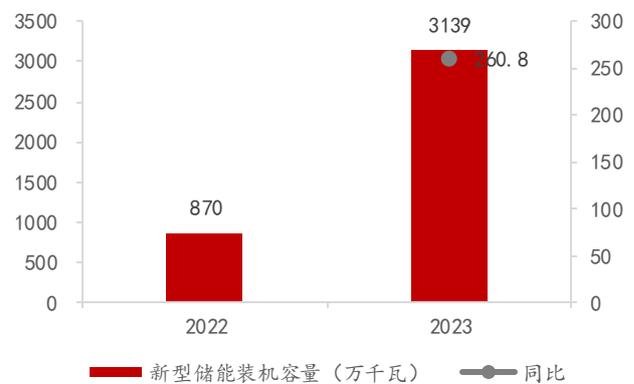
图 20：中国特高压各阶段投资规模


数据来源：中商产业研究院，西南证券整理

储能、火电灵活性改造助力新能源调峰，虚拟电厂等新技术蓬勃发展。为解决风光出力与负荷时间不匹配的问题，新型电力系统建设提速。2月国家发改委、国家能源局发布的《关于加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见》指出，到2027年电力系统调节能力显著提升，抽水蓄能电站投运规模达到8000万千瓦以上，需求侧响应能力达到最大负荷的5%以上，保障新型储能市场化发展的政策体系基本建成，适应新型电力系统的智能化调度体系逐步形成，支撑全国新能源发电量占比达到20%以上。近年来抽水蓄能装机容量平稳增长，2023年达到5094万千瓦，同比增长11.3%，新型储能装机容量高增，2023年达到3139万千瓦，同比增长260.8%。此外，虚拟电厂等新技术将不同区域的可调节负荷、储能和电源侧等资源聚合起来，实现自主协调优化控制，从而达到出力与负荷的平衡，随着峰谷电价和辅助服务市场等交易机制的完善，也可保障其市场化发展。

图 21：抽水蓄能装机容量


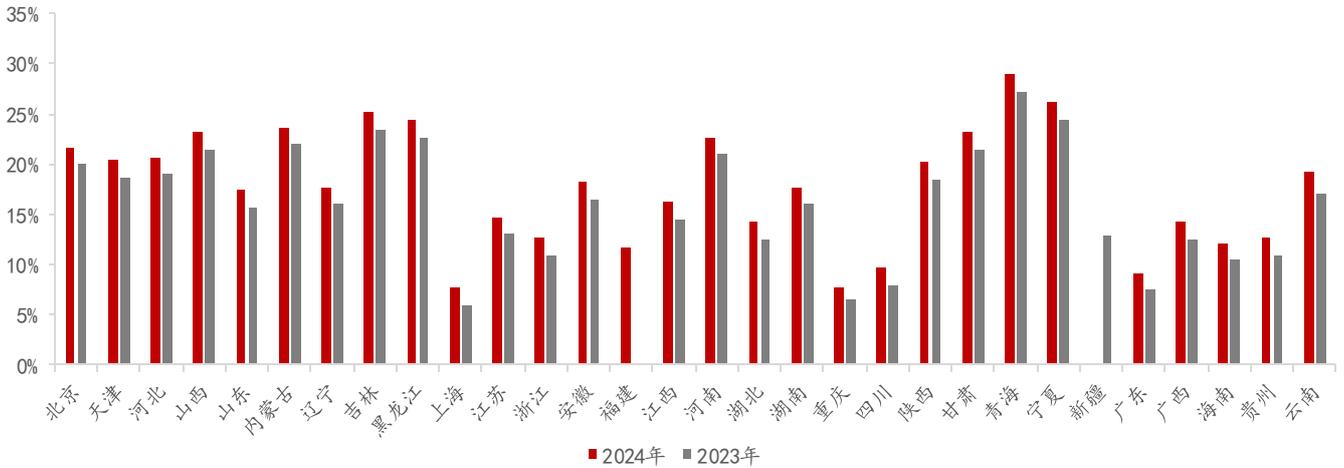
数据来源：wind，国家能源局，西南证券整理

图 22：新型储能装机容量


数据来源：wind，国家能源局，西南证券整理

2.2 价格机制有望完善，环境价值逐步凸显

消纳责任权重目标上调，绿电用电占比有望持续提升。除了供应端的消纳措施外，此次方案要求提升绿电消费，提出“十四五前三年节能降碳指标进度滞后地区要实行新上项目非化石能源消费承诺，十四五后两年新上高耗能项目的非化石能源消费比例不得低于20%，鼓励地方结合实际提高比例要求。”根据发改委发布的2024年各省可再生能源电力消纳责任权重预期目标来看，全国非水电发电量不低于1.83万亿千瓦时，较2023年目标提升14.4%，多数省份的可再生能源非水消纳责任权重预期目标较2023年提升1.7个百分点，风光电力消费占比有望进一步提高。

图 23：各省可再生能源非水消纳责任权重预期目标


数据来源：政府网站，西南证券整理

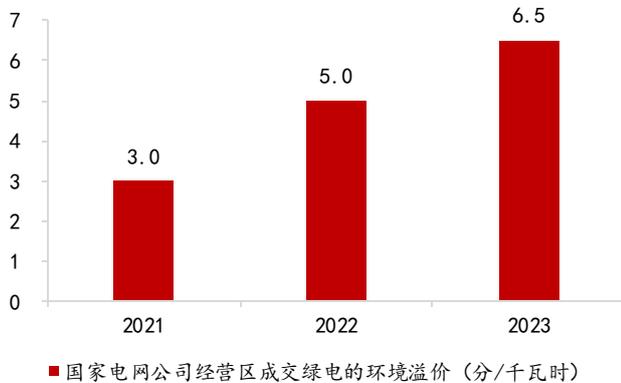
新能源入市交易大势所趋，价格机制完善有望保证绿电企业合理收益。早期新能源实行固定电价的补贴政策，全电量保量保价，其弊端是政府补贴拖欠问题日益严重。随着政策相继出台，新能源电价经历从全电量保量保价，到“保障小时数”内保量保价，再到“保障小时数”逐渐减少三个阶段，目前绿电消纳采取保障性收购市场化交易“双轨并行”，随着新能源装机持续提升，全电量参与市场化交易将成为大势所趋。2021 年陆上风电项目实现全面平价，2022 年海上风电平价的推进，新能源逐步进入平价时代，由于新能源入市比例的提高以及其反调峰的缺点在竞价中逐渐暴露，近年来平均上网电价呈现明显回落。以消纳压力相对较小的广东为例，其 2024 年度交易及年度绿电交易结果显示，绿电整体交易价格较 2023 年下降 16%。对于新能源入市之后交易电价可能会呈现逐渐走低的问题，未来价格机制有望进一步完善，可参考英国差价合约模式，该模式下政府与可再生能源发电企业签订协议，规定固定的执行电价，当市场电价低于执行电价时，政府向发电企业支付差额，当市场电价高于执行电价时，发电企业则向政府支付差额。这种机制可降低可再生能源项目的投资和收益风险，同时避免过度补贴，促进可再生能源的稳定发展。

表 2：广东省年度交易及年度绿电交易结果

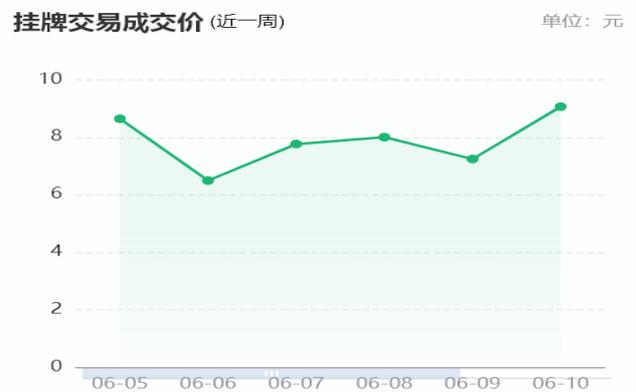
		2023 年	2024 年	2024 年量价变化幅度	2024 年电量占比	2024 年电价较基准上浮
全部交易	成交电量 (亿千瓦时)	2472.77	2582.01	4.42%	100%	-
	成交均价 (厘/千瓦时)	553.86	465.62	-15.93%	-	2.79%
双边协商	成交电量 (亿千瓦时)	2426.5	2431.14	0.19%	94%	-
	成交均价 (厘/千瓦时)	553.88	465.64	-15.93%	-	2.79%
挂牌交易	成交电量 (亿千瓦时)	32.97	137.15	315.98%	5%	-
	成交均价 (厘/千瓦时)	552.28	463.3	-16.11%	-	2.27%
集中竞价	成交电量 (亿千瓦时)	13.3	13.72	3.16%	1%	-
	成交均价 (厘/千瓦时)	553.96	485.64	-12.33%	-	7.21%
绿电交易	成交电量 (亿千瓦时)	15.63	31.07	98.78%	-	-
	成交均价 (厘/千瓦时)	529.94	465.64	-12.13%	-	2.79%
	环境溢价 (厘/千瓦时)	21.21	10.38	-15.06%	-	-

数据来源：广东省电力交易中心，西南证券整理

绿电绿证交易高增,环境价值逐步凸显。2023 年全年国内核发绿证预计达到 1.76 亿个,绿电交易成交电量达 611 亿千瓦时,分别是 2022 年的 7.8 倍和 10.5 倍。6 月 15 部门联合印发《关于建立碳足迹管理体系的实施方案》,到 2027 年碳足迹管理体系初步建立,随着碳市场的逐步完善,叠加产品出口或供应链的环保要求,企业将会通过更过的绿电消费抵扣碳排放,其环境价值逐步凸显。5 月浙江电力交易中心发布《浙江省绿电绿证市场化交易工作细则(试行)》,绿电零售套餐的电能量价格将基于已签订的零售套餐价格,并加上绿色电力环境价值,后者在市场初期暂定为 0.01 元/千瓦时-0.03 元/千瓦时。《我国绿电交易现状及重点问题研究》显示,国家电网公司经营区成交绿电的环境溢价在 2021、2022、2023 年分别达到 3 分/千瓦时、5 分/千瓦时、6.5 分/千瓦时,呈现逐年提升。此外,绿证交易可为绿电企业带来额外收益,绿证交易平台数据显示,当前挂牌成交价约在 6-10 元/个,其价值有望随着环保要求而逐步提升。

图 24: 国家电网公司经营区成交绿电的环境溢价


数据来源:《我国绿电交易现状及重点问题研究》,西南证券整理

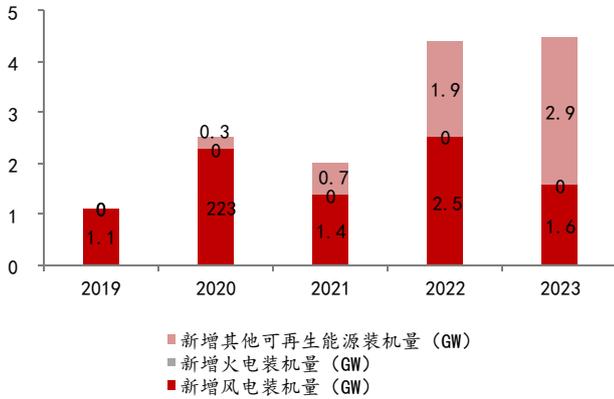
图 25: 绿证挂牌交易成交价


数据来源:中国绿证交易平台,西南证券整理

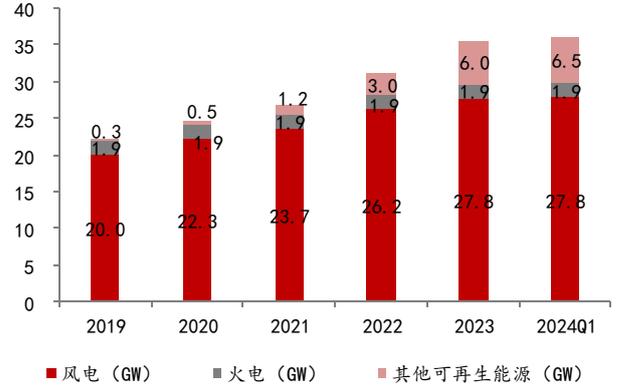
3 装机量保持高增,“以大代小”提升运营效率

3.1 装机量保持高增,资源分布优质

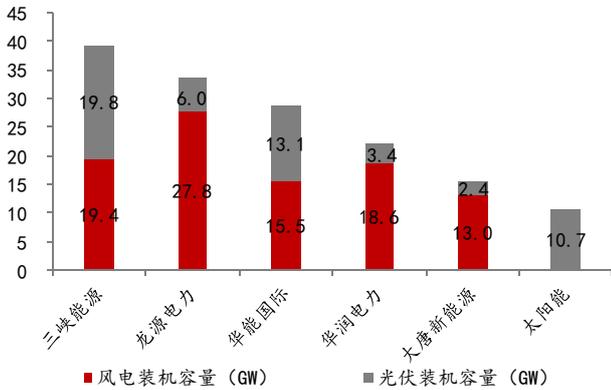
装机量保持高增,光伏在新增装机量的比重逐渐提高。2023 年公司新增控股装机容量 4.5GW,其中新增风电装机量 1.6GW,同比下降 38.1%;新增光伏等其他可再生能源装机量 2.9GW,同比增长 54.5%。截至 2024 年一季度公司控股装机总容量 36.2GW,其中风电装机 27.8GW;光伏等其他可再生能源装机容量 6.5GW,较 2023 年年末增长 9%。2020-2023 年风电新增装机在公司新能源装机总量占比分别为 89.9%、67.8%、57.1%、34.8%,光伏在新增装机量的比重逐渐提高。

图 26：2023 年公司新增控股装机容量 4.5GW


数据来源：公司公告，西南证券整理

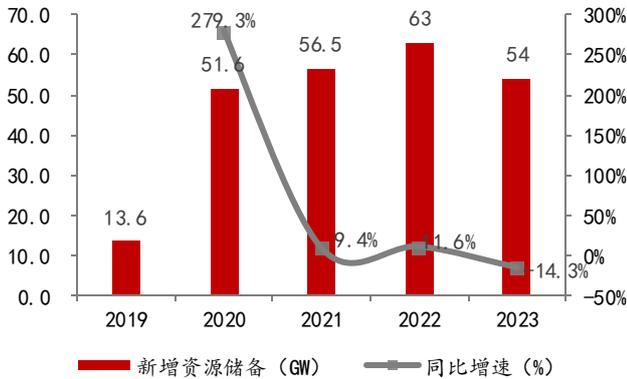
图 27：2024Q1 公司控股装机容量 36.2GW


数据来源：公司公告，西南证券整理

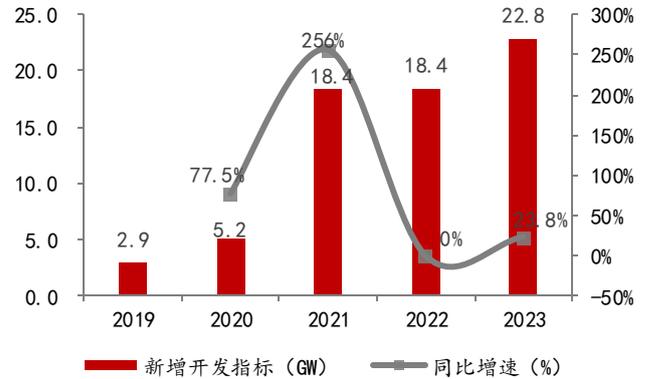
图 28：2023 年主要绿电企业清洁能源装机容量对比


数据来源：公司公告，西南证券整理

资源储备充足，集团资产有望注入。2023 年公司新增资源储备 54GW，其中风电 24.7GW、光伏 24GW、抽蓄及储能 5.4GW，均位于资源较好的地区。2023 年公司新增开发指标 22.8GW，同比增加 23.8%，其中风电 5.1GW、光伏 14.8GW、抽水储能 2.4GW、独立储能 0.5GW。2024 年公司计划新开工新能源项目 10GW，投产 7.5GW。根据公司与国家能源集团签署《避免同业竞争协议》，集团承诺在公司 A 股上市三年内，通过资产注入、组建合资公司、资产置换等方式，推进下属其他风电资产合计 21.4GW 注入公司，将为公司新能源装机量的提升提供支持。

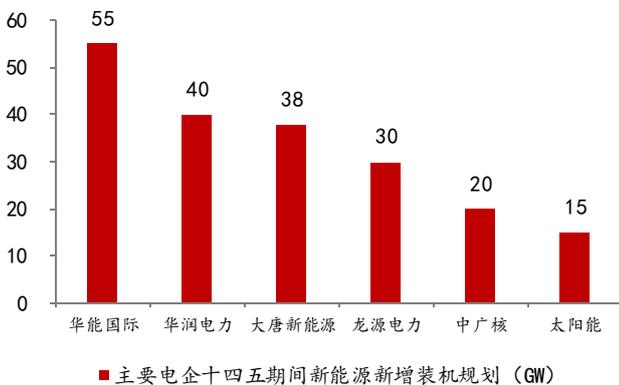
图 29：2023 年公司新增资源储备 54GW (-14.3%)


数据来源：公司公告，西南证券整理

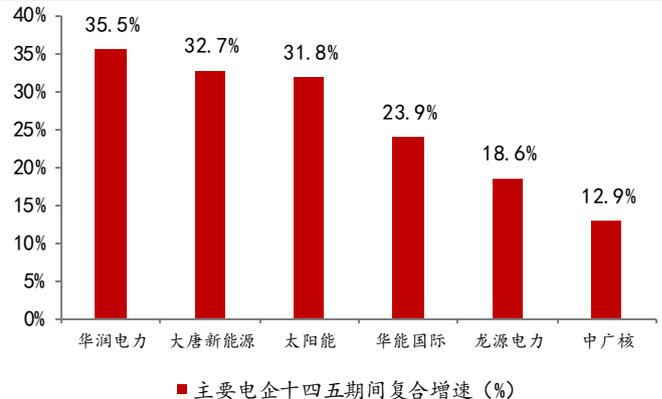
图 30：2023 年公司新增开发指标 22.8GW (+23.8%)


数据来源：公司公告，西南证券整理

2024-2025 年公司有望迎来投产高峰。国家能源集团“十四五”期间计划新增可再生能源装机 70-80GW，公司作为国能集团新能源上市平台和主力军，承担约四成新能源装机增量，规划新能源新增装机 30GW，复合增速为 18.6%，建设目标相对稳健。2021-2023 年共实现新能源新增装机 10.9GW，根据公司十四五期间装机目标及 2024 年投产规划，2024 年和 2025 年将分别投产 7.5GW 和 11.5GW，迎来投产高峰。

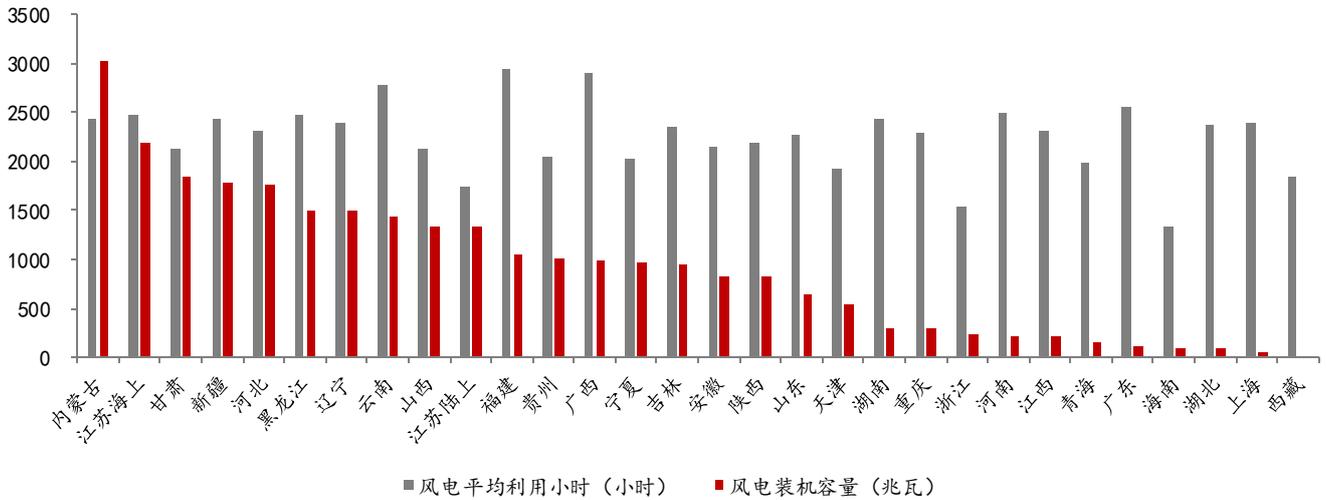
图 31：主要电企“十四五”新能源新增装机规划


数据来源：公司公告，西南证券整理

图 32：主要电企“十四五”新能源新增装机复合增速


数据来源：公司公告，西南证券整理

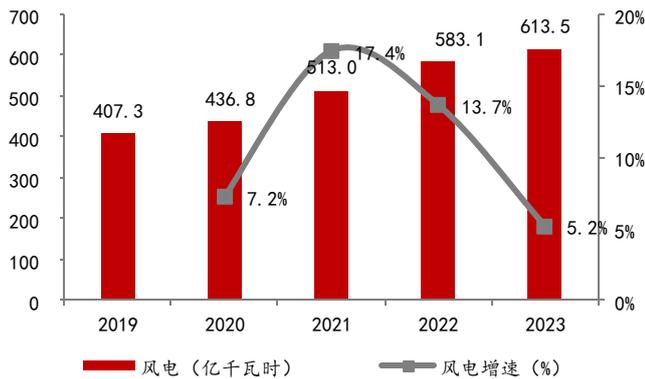
风电项目布局广泛，多位于资源优质的三北地区。公司在华北地区风电装机容量最大，达到 6682 兆瓦，占比 24.4%，是公司重要的风电开发区域；东北地区的风电装机容量为 3929 兆瓦，占比 14.4%，是公司早期开展风电项目的重要地域之一。2023 年公司风电平均利用小时数为 2346 小时，高出全国风电发电设备平均利用小时数 121 小时。

图 33：2023 年公司风电装机与风电平均利用小时按地域分布


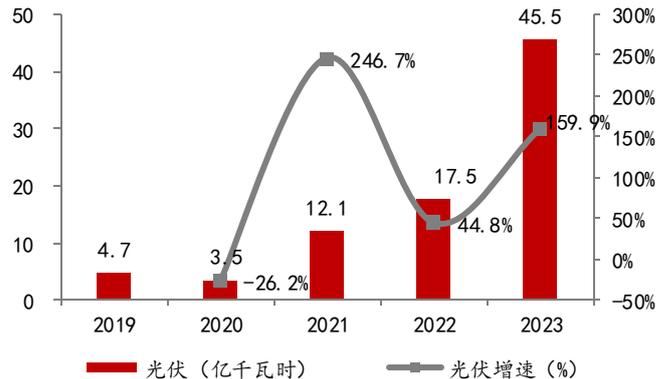
数据来源：公司公告，西南证券整理

3.2 发电量平稳增长，“以大代小”提升运营效率

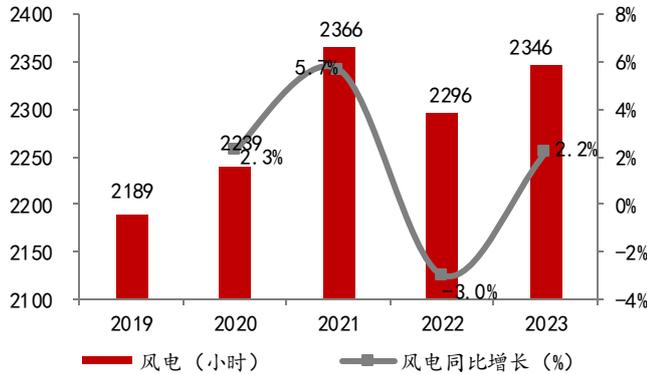
风电发电量增长平稳，发电小时数提升。2023 年公司风电发电量 613.5 亿千瓦时，同比增长 5.2%；光伏发电量 45.5 亿千瓦时，同比增长 159.9%。2023 年公司风电利用小时数为 2346 小时，处于同行业较高水平，比 2022 年上升了 50 个小时，同比增长 2.2%，主要因为公司各类故障预警预测模型准确率提升，化被动检修为主动运维，以及年平均风速同比上升，有效提升了机组利用小时；2023 年火电利用小时数为 5504 小时，主要由于江苏省新能源装机大幅增加，挤压了火电发电空间，致使火电利用小时数较 2022 年下降 135 小时。

图 34：2023 年公司风电发电量 613.5 亿千瓦时 (+5.2%)


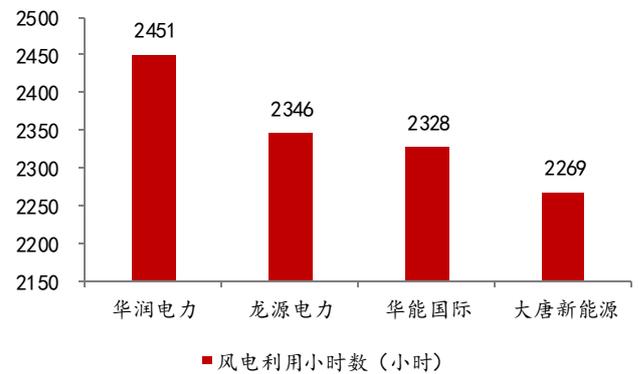
数据来源：公司公告，西南证券整理

图 35：2023 年公司光伏等发电量 45.5 亿千瓦时 (+159.9%)


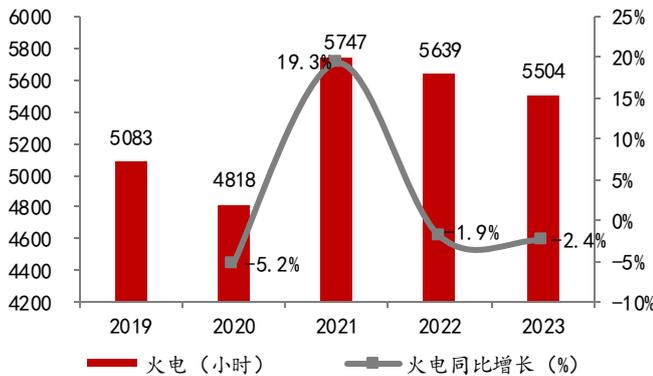
数据来源：公司公告，西南证券整理

图 36：2023 年公司风电利用小时数 2346 小时 (+2.2%)


数据来源：公司公告，西南证券整理

图 37：2023 年主要绿电企业风电平均利用小时数对比


数据来源：公司公告，西南证券整理

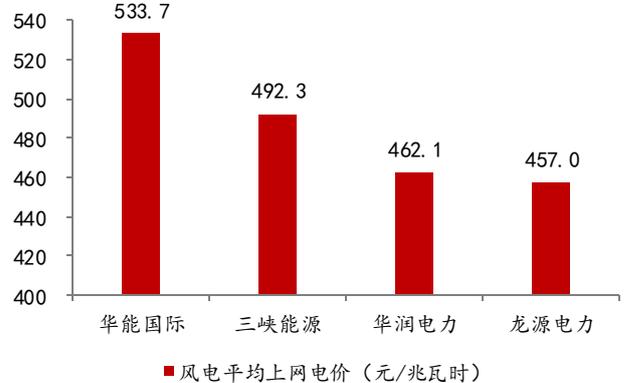
图 38：2023 年公司火电利用小时数 5504 小时 (-2.4%)


数据来源：公司公告，西南证券整理

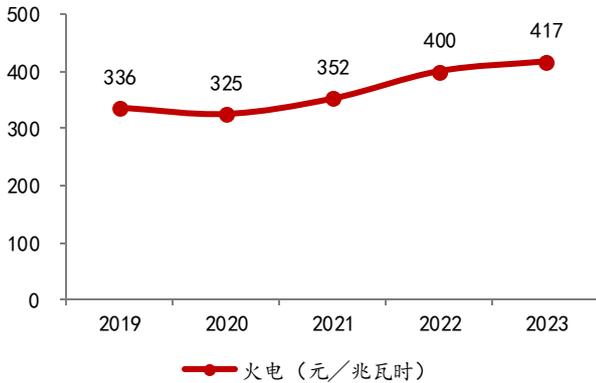
风电平均上网电价下降。2023 年公司风电平均上网电价 457 元/兆瓦时，较 2022 年风电平均上网电价 481 元/兆瓦时减少 24 元/兆瓦时，主要是由于风电市场交易规模扩大、平价项目增加以及结构性因素综合所致；火电平均上网电价 417 元/兆瓦时，较 2022 年增加 17 元/兆瓦时，主要是因为市场交易电价上升。

图 39：2023 年公司风电平均上网电价 457 元/兆瓦时


数据来源：公司公告，西南证券整理

图 40：2023 主要绿电企业风电平均上网电价对比


数据来源：公司公告，西南证券整理

图 41：2023 年公司火电平均上网电价 417 元/兆瓦时


数据来源：公司公告，西南证券整理

推进风电“以大代小”项目改造，有望提升整体营运效率。早期风电场通常建设在风力资源丰富的区域，如今机组面临单机容量小、额定风速高、发电能力差等问题，导致电量损失严重，“以大代小”能一次性的核销资产，计提损失，通过技术改造升级提高风电场的发电效率和经济效益。风机大型化通常能够提高风能资源的利用率，降低单位能耗，从而在一定程度上降低风机的成本，大型风机的维护成本相对较低，且效率更高，也有利于长期降低整体运营成本。据业内测算，一座 5 万千瓦的风电场技改升级之后可以获得原来 2-3 倍的容量，4-5 倍的发电量。此外“抢装潮”退去后，风机项目招标价格自 2020 年来明显下滑，从 2020 年 3 月至 2024 年 3 月，陆上风电项目不含塔筒中标均价 4037 元/kw 跌至 1470 元/kw，跌幅达到 63.6%。公司“以大代小”技改项目位于行业前列，其中公司宁夏贺兰山项目通过“以大代小”的改造方式，新增了 200MW 的装机容量，提升至原来的 3.5 倍，利用小时数提高 25%。公司 2010 年及以前的存续机组容量为 656 万千瓦，如果按照 50% 的改造比例和 1.5 倍扩容进行估算，公司存量改造潜在装机增量约 500 万千瓦。短期来看资产减值会影响公司利润，长期来看有利于提升机组整体营运效率，提高盈利水平。

图 42：2024Q1 陆上风电项目不含塔筒中标均价 1470 元/kw


数据来源：北极星风力发电网、风电头条，西南证券整理

表 3：公司“以大代小”项目列举

改造对象风电场	具体内容
宁夏贺兰山第四风电场	将原有老旧机组全部拆除，等容更新建设 79.5 兆瓦风电项目，同时增容建设 240 兆瓦风电项目，按照新增风电项目管理，总装机容量 79.5 兆瓦，新建 16 台 5 兆瓦机组代替原有 80 台老旧小风电机组。
新疆乌鲁木齐达坂风电二场	拆除 155 台共计 90.3 兆瓦不同型号的老旧风电机组，新建单机容量 6 兆瓦及以上风电机组 33 台，总装机容量 221.5 兆瓦。
黑龙江伊春市石帽顶子、小城山、老白山、小白山风电场	拆除 210 台单机容量 850 千瓦的老旧风电机组，利用原机位安装 36 台单机容量 5 兆瓦的风电机组，合计容量 178.5 兆瓦。
黑龙江依兰云岭风电场	采用 8 台单机容量 6.0MW 以上风机进行等容改造，建设容量为 49.3MW（总容量不允许偏差，多出功率限功率运行，评标时按 49.3MW 计算评标价格）。要求单机容量 6.0MW 以上
黑龙江桦南横岱山风电场	用 15 台单机容量 6.0MW 以上风机进行等容改造，建设容量为 90.1MW（总容量不允许偏差，多出功率限功率运行，评标时按 90.1MW 计算评标价格）。要求单机容量 6.0MW 以上。
黑龙江伊春大箐山风电场	单机容量 5.0MW 以上，风电场总装机数量为 3 台，建设容量为 16.15MW（总容量不允许偏差，多出功率限功率运行，评标时按 16.15MW 计算评标价格），项目拟拆除原有 18 台风电机组，将升压站设备及集电线路进行改造。要求单机容量 5.0MW 以上。
广东阳江江海陵岛鹤岭风电场	采用“拆 16 台停 12 台新建 6 台”改造方案，新建 2 台单机容量为 3000kW 和 4 台单机容量为 4000kW 的风力发电机组。

数据来源：国家能源招标网，西南证券整理

4 盈利预测与估值

4.1 盈利预测

基于上述分析，我们做出如下假设：

假设 1：公司计划“十四五”期间新增装机 30GW，2021-2023 年新增装机 10.9GW，预计 2024-2025 年公司新增装机规模 19GW，2021-2023 年风电在新增装机量中的比重逐渐降低，假设 2024-2026 年风电新增装机分别为 2.5GW、4.5GW、4GW，利用小时数保持平稳；随着电力市场化交易的推进，预计 2024-2026 年风电上网电价分别下调至 440 元/兆瓦时、430 元/兆瓦时和 425 元/兆瓦时。

假设 2：2021-2023 年光伏在新增装机量中的比重逐年上升，预计 2024-2026 年光伏新增装机分别为 5GW、7GW、6GW，利用小时数保持平稳；预计 2024-2026 年光伏上网电价分别下调至 290 元/兆瓦时、285 元/兆瓦时、280 元/兆瓦时。

假设 3：预计火电装机容量保持稳定，由于新能源入网比例提高，火电转型为调节能源，利用小时数预计平稳下降，2024-2026 年分别为 5400 小时、5350 小时和 5300 小时；火电上网电价温和上涨，分别为 425 元/兆瓦时、430 元/兆瓦时和 435 元/兆瓦时。

表 4：发电量及售电收入预测

	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
风电					
控股装机量（兆瓦）	26,192	27,754	30,254	34,754	38,754
利用小时数（小时）	2,296	2,346	2,300	2,300	2,300

	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
发电量 (兆瓦时)	58,308,065	61,352,968	66,710,097	74,760,097	84,535,097
1-厂用电率	96.5%	97.6%	98.5%	99.0%	99.0%
售电量 (兆瓦时)	56,295,804	59,897,562	65,709,446	74,012,496	83,689,746
上网电价 (元/兆瓦时)	481	457	440	430	425
营业收入 (亿元)	271.9	275.0	289.1	318.3	355.7
光伏					
控股装机容量 (兆瓦)	3041	5,964	10,964	17,964	23,964
利用小时数 (小时)	-	1011	1,050	1,050	1,050
发电量 (兆瓦时)	1,752,296	4,553,052	8,887,494	15,187,494	22,012,494
1-厂用电率	96.2%	99.1%	99.3%	99.5%	99.7%
售电量 (兆瓦时)	1,685,970	4,511,342	8,825,282	15,111,557	21,946,457
上网电价 (元/兆瓦时)	403	308	290	285	280
营业收入 (亿元)	6.57	14.08	25.59	43.07	61.45
火电					
控股装机容量 (兆瓦)	1,875	1,875	1,875	1,875	1,875
利用小时数 (小时)	5,639	5,504	5,400	5,350	5,300
发电量 (兆瓦时)	10,572,663	10,319,796	10,125,000	10,031,250	9,937,500
1-厂用电率	96.1%	92.2%	90.0%	89.0%	88.0%
售电量 (兆瓦时)	10,163,689	9,513,555	9,112,500	8,927,813	8,745,000
上网电价 (元/兆瓦时)	400	417	425	430	435
营业收入 (亿元)	40.7	39.7	38.7	38.4	38.0

数据来源：公司公告，西南证券

基于以上假设，我们预测公司 2024-2026 年分业务收入成本如下表：

表 5：分业务收入及毛利率

单位：百万元人民币		2023A	2024E	2025E	2026E
风电	收入	27496	28912	31825	35568
	增速	0.9%	5.2%	10.1%	11.8%
	成本	16485	17636	19573	22052
	毛利率	40.0%	39.0%	38.5%	38.0%
火电	收入	8418	8098	8064	8029
	增速	-28.1%	-3.8%	-0.4%	-0.4%
	成本	8023	7693	7645	7587
	毛利率	4.7%	5.0%	5.2%	5.5%
光伏	收入	1,408	2,559	4,307	6,145
	增速	114.3%	81.8%	68.3%	42.7%
	成本	781	1,536	2,627	3,810
	毛利率	44.5%	40.0%	39.0%	38.0%
其他	收入	316	379	447	515
	增速	31.1%	20%	18%	15%

单位：百万元人民币		2023A	2024E	2025E	2026E
	成本	1,868	1,517	1,342	1,029
	毛利率	-491.1%	-300.0%	-200.0%	-100.0%
合计	收入	37,638.0	39,569.3	44,196.1	49,742.2
	增速	-5.6%	5.1%	11.7%	12.5%
	成本	27,157	26,865	29,844	33,450
	毛利率	27.8%	32.1%	32.5%	32.8%

数据来源：Wind, 西南证券

4.2 相对估值

选取中广核新能源、大唐新能源、信义能源三家公司作为可比公司，三家可比公司2024-2026年平均PE为6.0/5.2/4.8倍，平均PB(MRQ)为0.77倍。预计公司2024-2026年归母净利润分别为73.4/84.1/96.5亿元，EPS分别为0.88/1.01/1.15元。公司装机保持高增，“以大代小”提升运营效率，未来成长性高，考虑到公司短期业绩受到计提减值影响，且当前与A股2024年PE 18.8倍存在较大估值差，综合考虑PE与PB估值，给予公司2024年9倍PE，对应0.87倍PB，目标价8.52港元（1港币≈0.93人民币），首次覆盖给予“买入”评级。

表 6：可比公司估值

证券代码	可比公司	股价(元)	EPS(元)				PE(倍)				PB(MRQ)
			23A	24E	25E	26E	23A	24E	25E	26E	
1811.HK	中广核新能源	2.44	0.44	0.53	0.6	0.65	5.5	4.6	4.1	3.7	0.93
1798.HK	大唐新能源	1.91	0.31	0.33	0.38	0.41	6.2	5.8	5.0	4.7	0.72
3868.HK	信义能源	1.00	0.11	0.13	0.15	0.17	9.0	7.7	6.6	5.9	0.66
平均值							6.9	6.0	5.2	4.8	0.77

数据来源：Wind, 西南证券整理

5 风险提示

装机进度低于预期风险；上网电价低于预期风险；补贴回款不及预期风险。

分析师承诺

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，报告所采用的数据均来自合法合规渠道，分析逻辑基于分析师的职业理解，通过合理判断得出结论，独立、客观地出具本报告。分析师承诺不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接获取任何形式的补偿。

投资评级说明

报告中投资建议所涉及的评级分为公司评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后 6 个月内的相对市场表现，即：以报告发布日后 6 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。其中：A 股市场以沪深 300 指数为基准，新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准；香港市场以恒生指数为基准；美国市场以纳斯达克综合指数或标普 500 指数为基准。

公司评级	买入：未来 6 个月内，个股相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在 20% 以上
	持有：未来 6 个月内，个股相对同期相关证券市场代表性指数涨幅介于 10% 与 20% 之间
	中性：未来 6 个月内，个股相对同期相关证券市场代表性指数涨幅介于 -10% 与 10% 之间
	回避：未来 6 个月内，个股相对同期相关证券市场代表性指数涨幅介于 -20% 与 -10% 之间
	卖出：未来 6 个月内，个股相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在 -20% 以下
行业评级	强于大市：未来 6 个月内，行业整体回报高于同期相关证券市场代表性指数 5% 以上
	跟随大市：未来 6 个月内，行业整体回报介于同期相关证券市场代表性指数 -5% 与 5% 之间
	弱于大市：未来 6 个月内，行业整体回报低于同期相关证券市场代表性指数 -5% 以下

重要声明

西南证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证券监督管理委员会核准的证券投资咨询业务资格。

本公司与作者在自身所知知情范围内，与本报告中所评价或推荐的证券不存在法律法规要求披露或采取限制、静默措施的利益冲突。

《证券期货投资者适当性管理办法》于 2017 年 7 月 1 日起正式实施，本报告仅供本公司签约客户使用，若您并非本公司签约客户，为控制投资风险，请取消接收、订阅或使用本报告中的任何信息。本公司也不会因接收人收到、阅读或关注自媒体推送本报告中的内容而视其为客户。本公司或关联机构可能会持有报告中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或财务顾问服务。

本报告中的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告，本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

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。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，本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。

本报告及附录版权为西南证券所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用须注明出处为“西南证券”，且不得对本报告及附录进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权刊载或者转发本报告及附录的，本公司将保留向其追究法律责任的权利。

西南证券研究发展中心

上海

地址：上海市浦东新区陆家嘴 21 世纪大厦 10 楼

邮编：200120

北京

地址：北京市西城区金融大街 35 号国际企业大厦 A 座 8 楼

邮编：100033

深圳

地址：深圳市福田区益田路 6001 号太平金融大厦 22 楼

邮编：518038

重庆

地址：重庆市江北区金沙门路 32 号西南证券总部大楼 21 楼

邮编：400025

西南证券机构销售团队

区域	姓名	职务	座机	手机	邮箱
	蒋诗烽	总经理助理、销售总监	021-68415309	18621310081	jsf@swsc.com.cn
	崔露文	销售副总监	15642960315	15642960315	clw@swsc.com.cn
	谭世泽	高级销售经理	13122900886	13122900886	tsz@swsc.com.cn
	李煜	高级销售经理	18801732511	18801732511	yfly@swsc.com.cn
	卞黎旻	高级销售经理	13262983309	13262983309	bly@swsc.com.cn
上海	田婧雯	高级销售经理	18817337408	18817337408	tjw@swsc.com.cn
	张玉梅	销售经理	18957157330	18957157330	zymf@swsc.com.cn
	魏晓阳	销售经理	15026480118	15026480118	wxyang@swsc.com.cn
	欧若诗	销售经理	18223769969	18223769969	ors@swsc.com.cn
	李嘉隆	销售经理	15800507223	15800507223	ljlong@swsc.com.cn
	龚怡芸	销售经理	13524211935	13524211935	gongyy@swsc.com.cn
	李杨	销售总监	18601139362	18601139362	yfly@swsc.com.cn
	张岚	销售副总监	18601241803	18601241803	zhanglan@swsc.com.cn
北京	杨薇	资深销售经理	15652285702	15652285702	yangwei@swsc.com.cn
	姚航	高级销售经理	15652026677	15652026677	yhang@swsc.com.cn
	张鑫	高级销售经理	15981953220	15981953220	zhxin@swsc.com.cn
	王一菲	销售经理	18040060359	18040060359	wyf@swsc.com.cn

	王宇飞	销售经理	18500981866	18500981866	wangyuf@swsc.com
	路漫天	销售经理	18610741553	18610741553	lmtyf@swsc.com.cn
	马冰竹	销售经理	13126590325	13126590325	mbz@swsc.com.cn
	郑龔	广深销售负责人	18825189744	18825189744	zhengyan@swsc.com.cn
	杨新意	广深销售联席负责人	17628609919	17628609919	yxy@swsc.com.cn
	张文锋	高级销售经理	13642639789	13642639789	zwf@swsc.com.cn
广深	龚之涵	销售经理	15808001926	15808001926	gongzh@swsc.com.cn
	丁凡	销售经理	15559989681	15559989681	dingfyf@swsc.com.cn
	陈紫琳	销售经理	13266723634	13266723634	chzlyf@swsc.com.cn
	陈韵然	销售经理	18208801355	18208801355	cyryf@swsc.com.cn
