

## 龙源电力 (001289.SZ) 风电龙头源远流长，集团资产注入可期

2026年04月13日

——公司首次覆盖报告

投资评级：买入（首次）

王高展（分析师）

黄懿轩（联系人）

wanggaozhan@kysec.cn

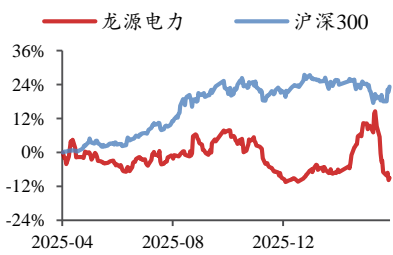
huangyixuan1@kysec.cn

证书编号：S0790525070003

证书编号：S0790125070014

日期	2026/4/10
当前股价(元)	15.24
一年最高最低(元)	19.50/14.96
总市值(亿元)	1,274.04
流通市值(亿元)	768.39
总股本(亿股)	83.60
流通股本(亿股)	50.42
近3个月换手率(%)	10.91

### 股价走势图



数据来源：聚源

### ● 国内风电运营龙头，聚焦风电优势主业高质量发展

公司是国内最早开发风力发电的公司，首家“A+H”两地上市新能源央企，世界领先风电运营商。截至2024年末，公司已剥离全部火电及煤炭业务，聚焦风电主业。截至2025年底，公司装机容量46GW，其中风电装机32GW，占比70%。我们预计公司2026-2028年营业收入分别为317.48/331.02/345.74亿元，归母净利润分别为53.44/55.02/59.18亿元，EPS分别为0.64/0.66/0.71元，对应当前PE分别为23.8/23.2/21.5。我们认为风电行业已迎来“政策底”，并看好公司作为国内风电龙头在风电领域的先发优势。首次覆盖，给予“买入”评级。

### ● 风电补贴陆续退坡，行业政策底已现，有望受益于绿电需求提升

2025年，新能源全面入市叠加风电增值税补贴退坡，公司风电单位售电收入422元/兆瓦时，同比减少46元/兆瓦时。2025年，可再生能源电力消纳责任权重考核范围拓宽，在电解铝行业基础上，新增钢铁、多晶硅、水泥和枢纽节点新建数据中心可再生能源消纳权重考核目标，绿色电力消费比例完成情况核算以绿证为主。2026年，绿证政策过渡期导致的供给冲击将结束，叠加钢铁等重点用能单位正式面临绿电消费比例考核，绿证市场活力有望进一步被激发，同时，绿电直连、算电协同等新能源消纳新业态有望打造运营商第二成长曲线。

### ● “以大代小”有望优化风资源利用率，集团资产注入可期

公司控股股东国家能源集团风电装机容量世界第一，集团承诺在2028年前解决同业竞争问题；若集团风电资产全部注入，公司装机容量将增加约一倍。截至2023年末，公司1.5MW及以下机组近1万台；截至2010年末，公司在运风电装机6.56GW，按照70%-100%技改率、1-3倍增容测算，技改带来的装机增量空间约4.59~19.68GW。公司早期风电场集中于风资源优势地区，随着以大代小技术改造的持续推进，公司风电装机容量与风场风资源利用率有望进一步提升。

● **风险提示：**绿证市场量价不及预期；电网及灵活性资源建设不及预期；市场化电价波动风险；风光资源波动风险；补贴回收不及预期。

### 财务摘要和估值指标

指标	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
营业收入(百万元)	37,164	30,253	31,748	33,102	34,574
YOY(%)	-2.3	-18.6	4.9	4.3	4.4
归母净利润(百万元)	6,355	4,526	5,344	5,502	5,918
YOY(%)	0.8	-28.8	18.1	3.0	7.6
毛利率(%)	37.5	34.8	35.5	35.1	35.8
净利率(%)	17.1	15.0	16.8	16.6	17.1
ROE(%)	9.6	6.2	6.8	6.5	6.6
EPS(摊薄/元)	0.76	0.54	0.64	0.66	0.71
P/E(倍)	20.0	28.1	23.8	23.2	21.5
P/B(倍)	1.7	1.7	1.6	1.5	1.4

数据来源：聚源、开源证券研究所

## 目 录

1、 国内风电运营龙头，聚焦优势主业高质量发展.....	4
1.1、 国家能源集团下属风电旗舰平台，聚焦风电主业高质量发展.....	4
1.2、 剥离火电、煤炭业务，聚焦风电优势主业.....	5
2、 风电补贴陆续退坡，行业政策底已现 .....	7
2.1、 风电全面入市、增值税补贴退坡，行业政策底已现.....	7
2.2、 补贴欠款加速回收，行业现金流情况有望好转.....	11
2.3、 可再生能源消纳考核范围拓宽，绿电溢价有望提升.....	13
3、 风场资源先发优势稳固，以大代小技改巩固龙头地位.....	17
3.1、 深耕风电行业，先发优势显著，场址资源较优.....	17
3.2、 以大代小提高风资源利用率，集团风电整合潜力可期.....	19
4、 盈利预测与投资建议 .....	22
4.1、 核心假设与盈利预测.....	22
4.2、 估值与评级 .....	22
5、 风险提示.....	23
附：财务预测摘要.....	24

## 图表目录

图 1： 龙源电力是中国最早开发风力发电的专业化公司.....	4
图 2： 公司隶属国家能源集团，A+H 两地上市.....	4
图 3： 2025 年公司实现营收 302.5 亿元，yoy-18.6%.....	5
图 4： 2025 年公司实现归母净利润 45.26 亿元，yoy-28.8%.....	5
图 5： 2024 年公司完全剥离火电业务（亿元） .....	5
图 6： 2025 年公司风电业务收入 259.95 亿元，yoy-9.6%.....	5
图 7： 公司盈利能力稳定 .....	6
图 8： 公司主要的期间费用支出是财务费用.....	6
图 9： 2025 年公司净现比 3.98，现金流充裕（亿元） .....	6
图 10： 公司资产负债率低于可比公司平均.....	6
图 11： 风力发电上网电价逐渐由政府指导价转向平价上网.....	7
图 12： 可再生能源补贴未能足额征收，2016 年起每年未征收资金约 300 亿元.....	12
图 13： 2024 年 12 月起，绿证供给收缩并趋于稳定（单位：亿张） .....	15
图 14： 陆风与海风项目单位成本持续下降（USD/kW） .....	16
图 15： 公司风电业务起步较早，装机容量持续领先可比公司（GW） .....	17
图 16： 2025 年我国沿海和内陆北方省份风电利用小时数较高（小时） .....	17
图 17： 公司风电资产多在三北地区以及东部沿海地区.....	18
图 18： 2025 年公司在江苏的发电量为 77.67 亿千瓦时.....	18
图 19： 公司风机利用小时数高于全国平均值（小时） .....	18
图 20： 公司风电利用小时数在可比公司中处于较高水平（小时） .....	18
图 21： 2025 年风电电价下行，公司单位售电毛利同比减少 44 元/兆瓦时（元/兆瓦时） .....	19
图 22： 2025 年我国存量<3MW 风机占比近 40%.....	20
图 23： 2025 年我国新增风机集中在 5-12MW.....	20
表 1： 136 号文明确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.....	8

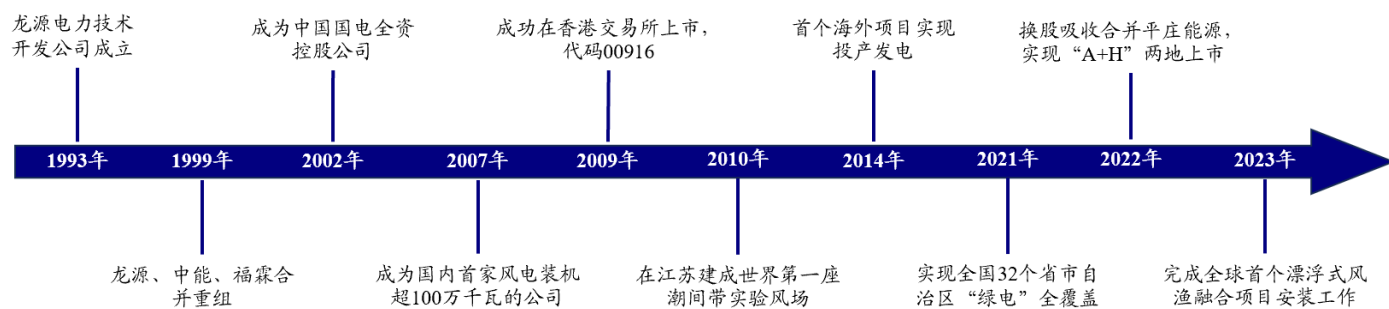
表 2: 从机制电量完成情况来看, 多数省份完成度较高.....	9
表 3: 高价主要集中在东部以及西南省份, 风电电价基本高于光伏 (元/度) .....	10
表 4: 根据《关于调整风力发电等增值税政策的公告》, 陆上风电、核电增值税补贴退坡 .....	11
表 5: 汇总 16 家新能源发电板块上市公司 2025 中报披露的应收账款, 约占当前市值的 59.7% (亿元) .....	12
表 6: 多家上市公司 8 月收到大量可再生能源补贴 (单位: 亿元) .....	13
表 7: 新能源消纳政策逐步健全, 消纳责任从电网公司、省级区域逐渐向下落实到重点行业 .....	14
表 8: 发改能源〔2023〕1044 号文标志着我国进入“全面绿证”阶段.....	14
表 9: 我们测算, 绿证覆盖率 50%、单价 10 元对应单位发电收益为 5 元/兆瓦时 (单位: 元/个、元/兆瓦时) .....	16
表 10: 公司技改项目已覆盖东北、西北、华东及沿海等多个区域.....	20
表 11: 公司老旧风机技改带来的潜在装机增量空间较大.....	21
表 12: 我们预计 2026-2028 年公司营收将持续增长 .....	22
表 13: 公司 PE 高于可比公司均值, PB 接近可比公司均值.....	23

## 1、国内风电运营龙头，聚焦优势主业高质量发展

### 1.1、国家能源集团下属风电旗舰平台，聚焦风电主业高质量发展

龙源电力是中国最早开发风力发电的专业化公司，也是首家“A+H”两地上市新能源央企。龙源电力成立于1993年1月，隶属于国家能源部；1999年6月，龙源、中能、福霖三家公司合并重组为龙源电力集团公司；2002年底，电力体制改革后成为中国国电的全资子公司，后国电和神华联合重组成立国家能源集团，公司控股股东变更为国家能源集团；2009年7月，经国务院国资委批准，公司正式改制为龙源电力集团股份有限公司，同年12月，龙源电力正式在港股上市；2022年1月，公司成功实现“A+H”两地上市，成为国内首家H股新能源发电央企回归A股的项目。截至2025年底，公司装机容量4599.43万千瓦，其中风电装机3214.74万千瓦，占比69.89%；2025年，公司总发电量764.69亿千瓦时，其中风电发电量630.86亿千瓦时，占比82.5%。

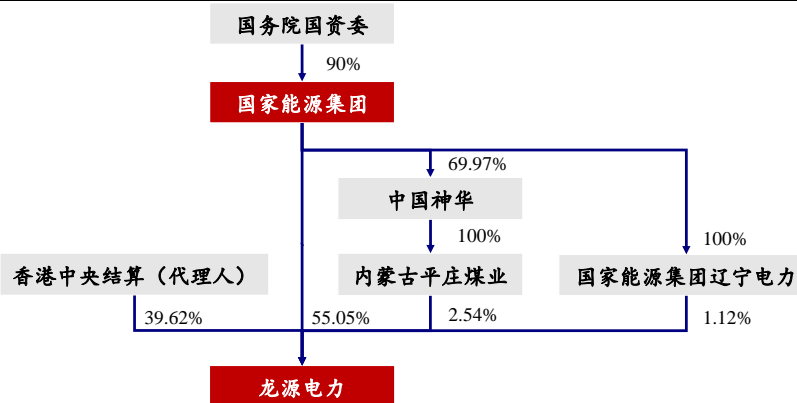
图1：龙源电力是中国最早开发风力发电的专业化公司



资料来源：公司官网、开源证券研究所

公司控股股东为国家能源投资集团，股权结构稳定。截至2025年底，公司实控人为国务院国资委，大股东国家能源投资集团直接持股55.05%。截至2025年底，国家能源集团总资产2.35万亿元，是全球最大的煤炭产销、火力发电、风力发电、煤制油煤化工企业；拥有2家上市公司（龙源电力、中国神华）和4家A股上市公司（国电电力、长源电力、龙源技术、英寿特布局覆盖全国31个省市区及10多个国家和地区。

图2：公司隶属国家能源集团，A+H两地上市

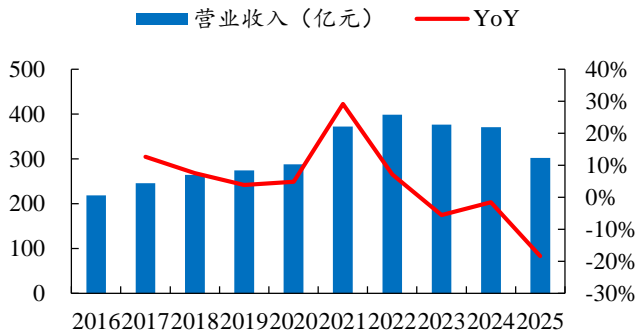


资料来源：Wind、开源证券研究所（截至2025年报）

## 1.2、剥离火电、煤炭业务，聚焦风电优势主业

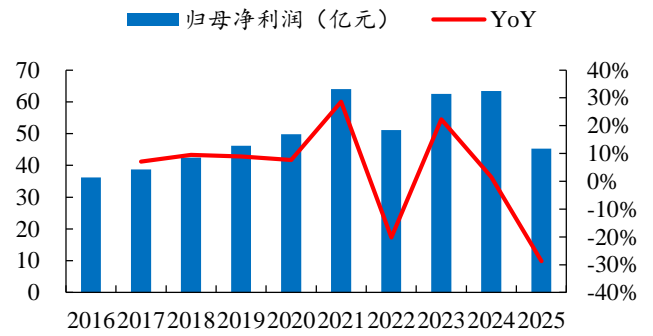
风电入市、电价下行，2025 年公司业绩承压。2025 年公司实现营收 302.5 亿元，同比减少 18.6%；实现归母净利润 45.26 亿元，同比减少 28.8%。2025 年公司业绩承压主要系风资源不佳、市场化电价下行等因素影响。

图3：2025 年公司实现营收 302.5 亿元，yoy-18.6%



数据来源：Wind、开源证券研究所

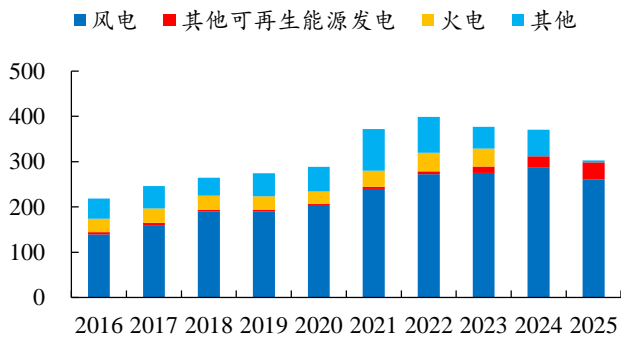
图4：2025 年公司实现归母净利润 45.26 亿元，yoy-28.8%



数据来源：Wind、开源证券研究所

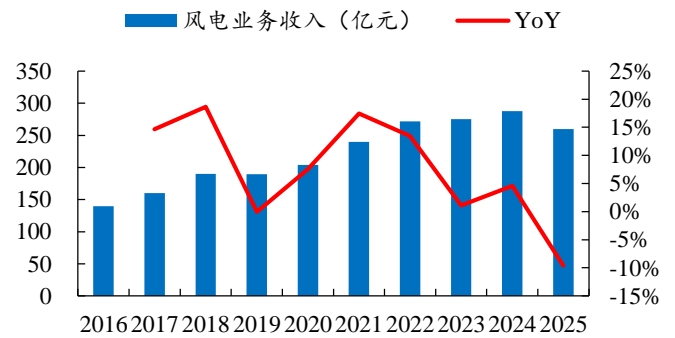
剥离煤炭、火电业务，聚焦风电主业。自 2021 年起，公司陆续出售火电以及煤炭资产，聚焦风电主业；2024 年 10 月末，公司转让江阴苏龙热电有限公司 27% 的股权，完成火电与煤炭业务出表。2025 年，公司风电业务收入 259.95 亿元，同比减少 9.6%，风电业务收入占比 85.9%。

图5：2024 年公司完全剥离火电业务（亿元）



数据来源：公司公告、开源证券研究所

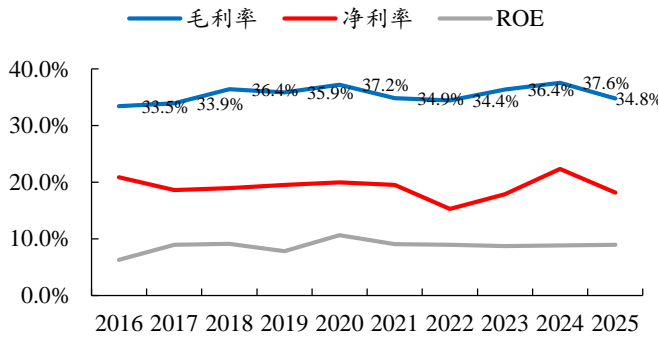
图6：2025 年公司风电业务收入 259.95 亿元，yoy-9.6%



数据来源：公司公告、开源证券研究所

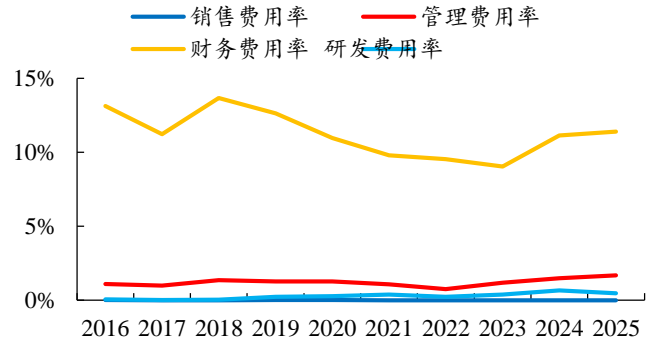
公司盈利能力稳定。2025 年公司实现毛利率/净利率/ROE 分别为 34.8%/18.1%/9.0%；2016-2025 年，公司毛利率/净利率/ROE 维持在 35%/19%/9%左右，盈利能力较为平稳，2022 年净利率下跌主要系资产减值损失，2024 年资产减值损失减少，净利率回升。公司主要的期间费用支出是财务费用，2018-2023 年公司财务费用率持续下降，2025 年公司财务费用率 11.4%，同比提高 2.0pct。

图7：公司盈利能力稳定



数据来源：Wind、开源证券研究所

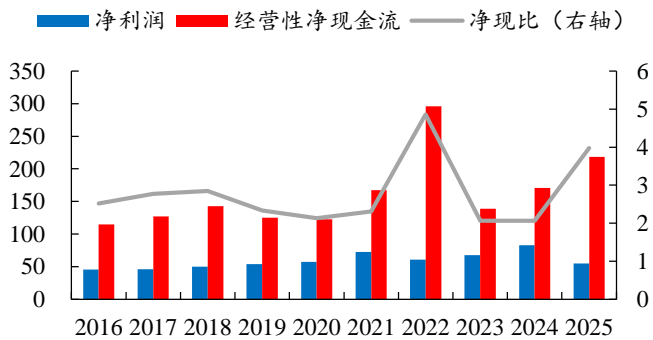
图8：公司主要的期间费用支出是财务费用



数据来源：Wind、开源证券研究所

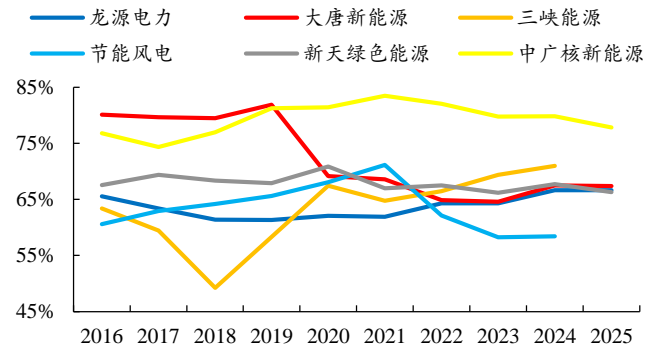
公司现金流充裕，资本结构稳定，抗风险能力较强。公司资本结构稳定，资产负债率维持在 60%-65%，低于可比公司平均。公司净现比较高，长期处于 2-3 区间。2022 年净现比异常波动主要由于风电行业政策优化，补贴集中回款；2025 年补贴回款提速，公司实现经营性净现金流 218.33 亿元，净现比提升至 3.98。

图9：2025 年公司净现比 3.98，现金流充裕（亿元）



数据来源：Wind、开源证券研究所

图10：公司资产负债率低于可比公司平均



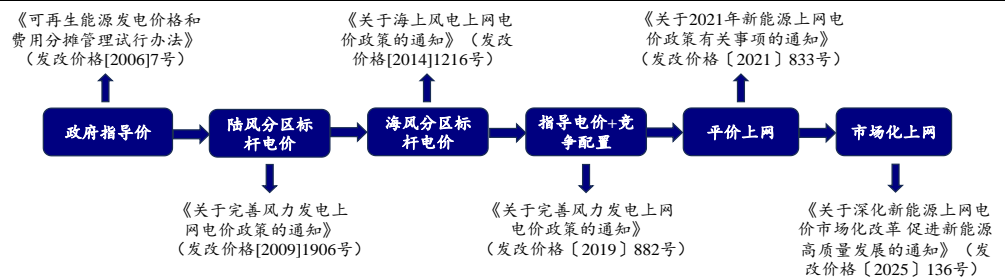
数据来源：Wind、开源证券研究所

## 2、风电补贴陆续退坡，行业政策底已现

### 2.1、风电全面入市、增值税补贴退坡，行业政策底已现

风电上网电价整体经历了核准电价、标杆电价、竞配电价、平价上网、市场化上网五个时期。2006年，《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》提出风力发电项目的上网电价实行政府指导价，电价标准由国务院电价主管部门按照招标形成的电价确定。2009年，《关于完善风力发电上网电价政策的通知》将全国分为四类风能资源区，分别制定风电标杆电价；2014年，补充近海风电/潮间带风电标杆电价。2019年，《关于完善风电上网电价政策的通知》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。2021年，《关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知》要求新建陆风项目实行平价上网，上网电价按当地燃煤发电基准价执行，可自愿通过参与市场化交易形成上网电价；新建海风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。2025年，《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》要求新能源项目上网电量全部进入电力市场，由市场交易形成上网电价。

图11：风力发电上网电价逐渐由政府指导价转向平价上网



资料来源：国家发改委、开源证券研究所

136号文规定，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、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。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。

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。（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。

**表1：136 号文明确新能源可持续发展价格结机制的电量规模、机制电价和执行期限**

项目类型	2025 年 6 月 1 日以前投产的存量项目	2025 年 6 月 1 日起投产的增量项目
机制电量	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	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	按现行价格政策执行，不高于当地煤电基准价	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
执行期限	按照现行相关政策保障期限确定。	按照同类项目回收初始投资的平均期限确定

资料来源：国家发改委、开源证券研究所

截至 2026 年 2 月初，全国 31 省市自治区中，除贵州外，已有 29 省市公布机制电价竞价结果（内蒙无机制电量）。其中，部分省份公布的为第一批竞价结果，2026 年增量项目竞价工作仍在推进中。

从机制电量完成情况来看，多数省份完成度超 50%。甘肃、新疆、宁夏、黑龙江等北方省份实现近 100% 机制电量利用，上海、天津利用率较低。

从机制电价绝对值来看，高价主要集中在东部以及西南省份，风电电价基本高于光伏。其中风电、光伏机制电价低于 0.3 元/度的仅有 7 省，其中除了山东、黑龙江与吉林之外，均为燃煤基准价较低且新能源市场化交易程度较高的西北地区。从机制电价较燃煤基准价的降幅来看，目前有 10 个省份的降幅在 10% 以上，主要集中在三北地区新能源装机大；部分省份的机制电价降幅较小，上海、云南、重庆等基本贴近机制电价上限出清，陕西机制电价超过燃煤基准价。

**表2: 从机制电量完成情况来看, 多数省份完成度较高**

省(市、区)	竞价限制-电量(亿千瓦时)			竞价结果-电量(亿千瓦时)			完成度
	风电	光伏	合计	风电	光伏	合计	
	风电	光伏	合计	风电	光伏	合计	
北京	/	/	/	/	/	12	/
天津	/	/	40	/	/	9.39	23.5%
冀北电网	219.35	138.52	357.87	103.7	36.13	139.83	39.1%
河北南网	245.83	45.04	290.87	142.01	14	156.01	53.6%
山西	/	/	55.06	14.82	39.75	54.57	99.1%
山东	81.73	12.94	94.67	59.67	12.48	72.15	76.2%
辽宁	105.88	12.75	118.63	80.22	1.43	81.65	68.8%
吉林	38.62	7.14	45.76	37.76	27.62	65.38	142.9%
黑龙江	/	/	63.04	/	/	63	99.9%
上海		/	22	/	/	5.38	24.5%
江苏		陆风光 120 海风 10	130	/	131	131	109.2%
浙江	/	14.74	/	/	14.74	/	100.0%
安徽	/	/	90	/	/	58.677	65.2%
福建	/	46.3	/	/	22.58	/	48.8%
湖北	/	/	/	10.84	4.88	15.72	/
湖南	25.18	8.58	33.76	25.18	7.58	32.76	97.0%
河南	39.13	66	105.13	38.37612	27.96742	66.34354	63.1%
江西(第一批)	5.7	5.9	11.6	4.6	1.31	5.91	50.9%
江西(第二批)	12.26	18.71	30.97	1.35	7.50	8.85	28.6%
陕西	62.7	52.3	115	62.7	52.3	115	100.0%
甘肃(第一批)	/	/	8.3	3.464	4.828	8.292	99.9%
甘肃(第二批)	/	/	15.2	/	/	15.2	100.0%
青海(第一次)	5.43	11.25	16.68	5.43	11.25	16.68	100.0%
青海(第二次)	10.44	18.15	28.59	6.6887	7.8104	14.4991	50.7%
宁夏	/	/	102	/	/	102	100.0%
新疆(第一批)	185.39	36.08	221.48	185	36	221	99.8%
新疆(第二批)	130.62	67.63	198.25	130.62	67.63	198.25	100.0%
重庆	22.6	26	48.6	20.75	17.02	37.77	77.7%
四川	8.8	41.4	50.2	8.8	41.4	50.2	100.0%
广东	/	/	50	/	46.5	46.5	93.0%
云南	/	/	/	/	/	/	/

数据来源: 光伏们公众号、开源证券研究所

**表3: 高价主要集中在东部以及西南省份, 风电电价基本高于光伏 (元/度)**

省(市、区)	燃煤基准价	风电		光伏	
		竞价结果	较燃煤基准价	竞价结果	较燃煤基准价
北京	36.0%	0.3598	0.0%	0.3598	0.0%
天津	0.3655	0.3196	-12.6%	/	/
冀北电网	0.372	0.347	-6.7%	0.352	-5.4%
河北南网	0.3644	0.353	-3.1%	0.3344	-8.2%
山西	0.332	0.285	-14.2%	0.32	-3.6%
山东	0.3949	0.319	-19.2%	0.225	-43.0%
辽宁	0.3749	0.3	-20.0%	0.33	-12.0%
吉林	0.3731	0.25	-33.0%	0.334	-10.5%
黑龙江	0.374	0.228111	-39.0%	/	/
上海	0.4155	0.4155	0.0%	/	/
江苏	0.391	/	/	0.36	-7.9%
浙江	0.4153	/	/	0.3929	-5.4%
安徽	0.3844	0.384	-0.1%	/	/
福建	0.3932	/	/	海上 0.388 陆上 0.35	海上-1.3% 陆上-11%
湖北	0.45	0.33	-26.7%	0.375	-16.7%
湖南	0.45	0.33	-26.7%	0.375	-16.7%
河南	0.3779	0.304	-19.6%	0.276	-27.0%
江西(第一次)	0.4143	0.375	-9.5%	0.33	-20.3%
江西(第二次)	0.4143	0.365	-11.9%	0.379	-8.5%
陕西	0.3345	0.352	5.2%	0.35	4.6%
甘肃(第一批)	0.3078	0.1954	-36.5%	/	/
甘肃(第二批)	0.3078	0.1954	-36.5%	0.1954	-36.5%
青海(第一批)	0.3247	0.24	-26.1%	0.24	-26.1%
青海(第二批)	0.3247	0.24	-26.1%	0.227	-30.1%
宁夏	0.2595	0.2595	0.0%	/	/
新疆(第一批)	0.25	0.252	0.8%	0.235	-6.0%
新疆(第二批)	0.25	0.21	-16.0%	0.15	-40.0%
重庆	0.3964	0.3961	-0.1%	0.3963	0.0%
四川	0.4012	0.393	-2.0%	0.373	-7.0%
广东	0.453	/	/	0.36	-20.5%
云南	0.3358	0.332	-1.1%	0.33	-1.7%

数据来源: 光伏们公众号、开源证券研究所

**风电增值税补贴退坡。**2025年10月，财政部、海关总署、税务总局印发《关于调整风力发电等增值税政策的公告》(财政部海关总署税务总局公告2025年第10号)，2025年11月1日起，陆上风电不再实行增值税先征后退政策，风电或迎来“政策底”；2025年11月1日至2027年12月31日，海上风电增值税即征即退50%。2025年10月31日前已正式商业投产的核电机组，继续按照财税〔2008〕38号有关增值税规定执行；2025年10月31日前国务院已核准但尚未正式商业投产的核电机组，自正式商业投产次月起10个年度内，实行增值税先征后退政策，退税比例为已入库税款的50%；2025年11月1日后核准的核电机组，不再实行增值税先征后退政策。

**表4：根据《关于调整风力发电等增值税政策的公告》，陆上风电、核电增值税补贴退坡**

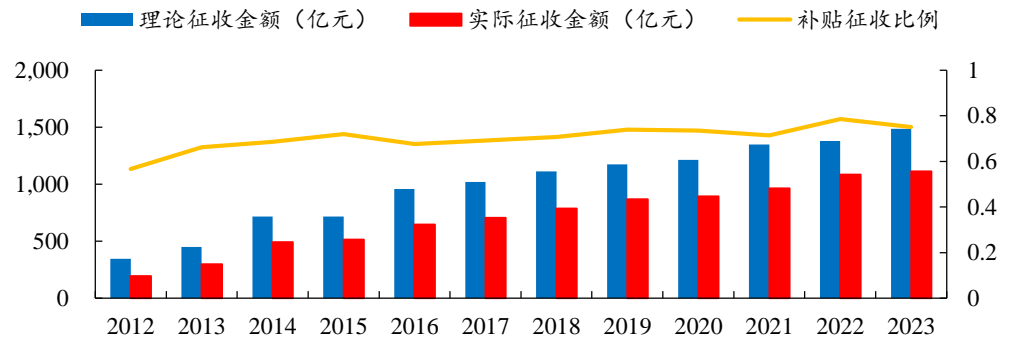
电源类型	新政策	原政策
陆上风电	不再实行增值税先征后退	增值税即征即退50%（财税〔2015〕74号）
海上风电	2025年11月1日至2027年12月31日，增值税即征即退50%	增值税即征即退50%（财税〔2015〕74号）
核电	2025年10月31日前商运的机组按照原有政策执行；2025年10月31日前核准未商运的机组，正式商运起10年内70%；第11至第15年返还55%；满15年以后，增值税先征后退50%；2025年11月1日后核准的核电机组，不再实行增值税先征后退政策。	正式商运起5年内返还75%；第6至第10年返还70%；第11至第15年返还55%；满15年以后，不再实行增值税先征后退政策。（财税〔2008〕38号）

资料来源：国家税务总局、开源证券研究所

## 2.2、补贴欠款加速回收，行业现金流情况有望好转

享受国家补贴的可再生能源项目，标杆电价与各地煤电标杆电价之差，由从全国销售电量中收取的“可再生能源电价附加”补足。《可再生能源法》实施以来，可再生能源电价附加标准历经五次调整，2006年为0.001元/千瓦时，2016年提高至0.019元/千瓦时并维持至今。这使得十三五以来可再生能源电价附加征收额远低于实际需求，补贴缺口持续加大。同时，可再生能源附加电费未能足额征收，2016-2024年征收率不到80%，每年约有300亿元应收未收资金。据风能专委会统计，2019年底补贴缺口累计超过2600亿元，2020年底缺口或突破3000亿元。

**当前补贴总需求已经收口。**按照《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)，自2021年开始，新核准的光伏和陆上风电项目全面实现平价上网，中央财政不再补贴，实行平价上网；按照《关于完善风电上网电价政策的通知》(发改价格〔2019〕882号)，2022年开始，新核准海上风电项目，国家不再补贴。**风电光伏补贴需求的总盘子基本可以收口。**《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》(财建〔2020〕4号)明确，依法依规纳入补贴目录的可再生能源发电项目，按国家发改委制定电价政策时依据的“合理利用小时数”核定中央财政补贴额度；《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》(财建〔2020〕426号)明确各类项目全生命周期合理利用小时数，规定风电、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。**单个项目每年需要的补贴资金和未来项目寿命周期内所需要全部补贴资金量基本明确，补贴资金上限收口。**

**图12：可再生能源补贴未能足额征收，2016年起每年未征收资金约300亿元**


数据来源：Wind、开源证券研究所

2022年三部委授权两大电网成立可再生能源发展结算公司，统筹解决补贴问题。2022年8月，国家发展改革委、财政部、国务院国资委授权两大电网公司设立北京、广州可再生能源发展结算服务有限公司，统筹解决可再生能源发电补贴问题。结算公司市场化运作，在财政拨款基础上，补贴资金缺口按照市场化原则通过专项融资解决，专项融资本息在可再生能源发展基金预算中列支。

根据三峡能源招股书中补贴目录或补贴清单的项目，将根据可再生能源基金的拨付进度结算新能源补贴电费。发电项目实现并网发电后，燃煤脱硫标杆电价部分，由电网公司直接支付，通常跨月结收电费，即本月对上月发电收入进行结算，账龄一般在1个月之内；可再生能源补贴发放周期较长，已经纳入补贴目录或补贴清单的发电项目，通常1-3年方能收回补贴。

**表5：汇总16家新能源发电板块上市公司2025中报披露的应收账款，约占当前市值的59.7%（亿元）**

股票代码	公司简称	企业类型	总市值	应收账款（与票据）	营业收入	当期新增应收/当期营收	累计应收/总市值
1798.HK	大唐新能源	中央国有企业	95.62	243.71	68.45	40.7%	254.9%
2380.HK	中国电力	中央国有企业	343.67	363.91	238.58	19.9%	105.9%
0579.HK	京能清洁能源	地方国有企业	496.75	494.55	156.57	37.9%	99.6%
0916.HK	龙源电力	中央国有企业	161.85	159.72	109.00	17.9%	98.7%
1811.HK	中广核新能源	中央国有企业	204.93	142.52	26.97	52.4%	69.5%
000591.SZ	太阳能	中央国有企业	157.19	86.93	19.22	36.7%	55.3%
0956.HK	新天绿色能源	地方国有企业	101.51	70.66	8.57	80.8%	69.6%
600821.SH	金开新能	地方国有企业	180.42	69.40	21.24	22.3%	38.5%
600905.SH	三峡能源	中央国有企业	214.02	95.17	24.55	38.7%	44.5%
600032.SH	浙江新能	地方国有企业	150.68	80.35	109.04	4.8%	53.3%
601778.SH	晶科科技	民营企业	259.81	83.77	24.44	31.2%	32.2%
000537.SZ	中绿电	中央国有企业	1174.95	496.51	147.36	33.2%	42.3%
601016.SH	节能风电	中央国有企业	201.05	70.81	23.33	35.6%	35.2%
600163.SH	中闽能源	地方国有企业	113.23	33.57	7.94	37.7%	29.6%
601619.SH	嘉泽新能	民营企业	151.76	38.81	13.10	35.5%	25.6%
600956.SH	新天绿能	地方国有企业	361.02	78.76	109.04	6.6%	21.8%
合计			<b>4,368.45</b>	<b>2,609.14</b>	<b>1,107.40</b>	<b>25.4%</b>	<b>59.7%</b>

数据来源：Wind、开源证券研究所（注：总市值取2026年4月10日收盘价数据，应收账款、营业收入取2025中报数据）

2025年9月，太阳能、吉电股份、林洋能源、晶科科技、金开新能等多家上市公司公告称，8月收到大量可再生能源补贴资金，同比大幅增长。可再生能源补贴欠款有望陆续补发，缓解上市公司现金流压力。

表6：多家上市公司8月收到大量可再生能源补贴（单位：亿元）

股票代码	公司简称	8月收到补贴	1-8月累计收到补贴	1-8月累计收到补贴同比	1-8月累计收到补贴占2024全年补贴总额
000591.SZ	太阳能	16.92	23.19	232.2%	169.8%
000875.SZ	吉电股份	9.13	12.71	154.2%	135.4%
601222.SH	林洋能源	2.03	3.06	210.1%	177.1%
601778.SH	晶科科技	6.46	8.91	248.0%	166.0%
600821.SH	金开新能	9.39	12.14	341.7%	190.1%

数据来源：各公司公告、开源证券研究所

### 2.3、可再生能源消纳考核范围拓宽，绿电溢价有望提升

可再生能源消纳责任从电网公司、省级区域逐渐向下落实到重点行业。以前，我国绿电消纳政策主要是全额保障收购，优先解决新能源“能发不能上网”的问题。2019年，《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》明确按年度向各省级区域下达可再生能源电力总量及非水可再生能源消纳责任权重，消纳责任落实到省级。2025年3月《关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见》提出加快提升钢铁、有色、建材、石化、化工等行业企业和数据中心，以及其他重点用能单位和行业的绿色电力消费比例，消纳责任落实到具体行业。

可再生能源消纳考核范围拓宽，完成情况核算以绿证为主。2025年7月，《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》明确，在电解铝行业基础上，新增钢铁、多晶硅、水泥和枢纽节点新建数据中心可再生能源消纳权重考核目标；其中，枢纽节点新建数据中心绿色电力消费比例要求为80%。

2026年政府工作报告将“超大规模智算集群”“算电协同”等列为新基建重点工程。2023年，《关于深入实施“东数西算”工程加快构建全国一体化算力网的实施意见》（发改数据〔2023〕1779号）首次提出“创新算力电力双向协同机制”；2025年，《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》定义绿电直连为风电、光伏、生物质发电等新能源不直接接入公共电网，通过直连线路向单一电力用户供给绿电，可实现供给电量清晰物理溯源的模式。2025年，《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》（发改能源〔2025〕1360号）提出绿色燃料制备、高载能产业转移、源网荷储一体化、绿电直连、增量配电网等新能源就近消纳新业态。截至2026年2月，全国已有涵盖算力中心在内的84个绿电直连项目完成审批，新能源总装机规模达3259万千瓦，应用场景涵盖算力中心供电、零碳园区等。

**表7：新能源消纳政策逐步健全，消纳责任从电网公司、省级区域逐渐向下落实到重点行业**

文件	时间	主要内容
《可再生能源法》	2006	电网企业应当 <b>全额收购</b> 其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目的上网电量，并为可再生能源发电提供上网服务。
《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）	2015	确保可再生能源发电 <b>依照规划保障性收购</b> 、认真落实可再生能源发电保障性收购制度。
《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能源〔2019〕807号）	2019	建立健全“可再生能源电力消纳保障机制”，自2019年起，两部委每年印发 <b>各省级区域可再生能源电力总量消纳、非水可再生能源电力消纳责任权重</b> 。
《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》（发改能源〔2022〕206号）	2022	鼓励各地区通过区域协作或开展可再生能源电力消纳量交易等方式，满足国家规定的可再生能源消费最低比重等指标要求。
《国家能源局关于做好新能源消纳工作保障新能源高质量发展的通知》（国能发电力〔2024〕44号）	2024	明确加快推进新能源配套电网项目建设、 <b>积极推进系统调节能力提升和网源协调发展</b> 、充分发挥电网资源配置平台作用、科学优化新能源利用率目标等重点任务，原则上新能源利用率不低于90%。
关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见（发改能源〔2025〕262号）	2025	<b>加快提升钢铁、有色、建材、石化、化工等行业企业和数据中心，以及其他重点用能单位和行业的绿色电力消费比例</b>

资料来源：国家发改委、国家能源局、开源证券研究所

根据《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》，**绿证指绿色电力证书，是我国可再生能源电量环境属性的唯一证明，1个绿证对应着1000千瓦时可再生能源电量**，目前绿证仅可交易一次。2017年，《关于试行可再生能源绿色电力证书核发及自愿认购交易制度的通知》（发改能源〔2017〕132号）提出建立可再生能源绿色电力证书自愿认购体系，试行可再生能源绿色电力证书的核发工作，我国绿证机制开始试运行。2023年，《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知》（发改能源〔2023〕1044号）明确绿证适用范围，规范绿证核发，完善绿证交易，标志着我国进入“全面绿证”阶段。现阶段国家能源局对风电、太阳能发电、生物质发电等可再生能源发电项目上网电量，以及2023年及以后新投产的完全市场化常规水电项目上网电量，核发可交易绿证；对项目自发自用电量及2023年之前的常规存量水电项目上网电量，现阶段核发绿证但暂不参与交易。

**表8：发改能源〔2023〕1044号文标志着我国进入“全面绿证”阶段**

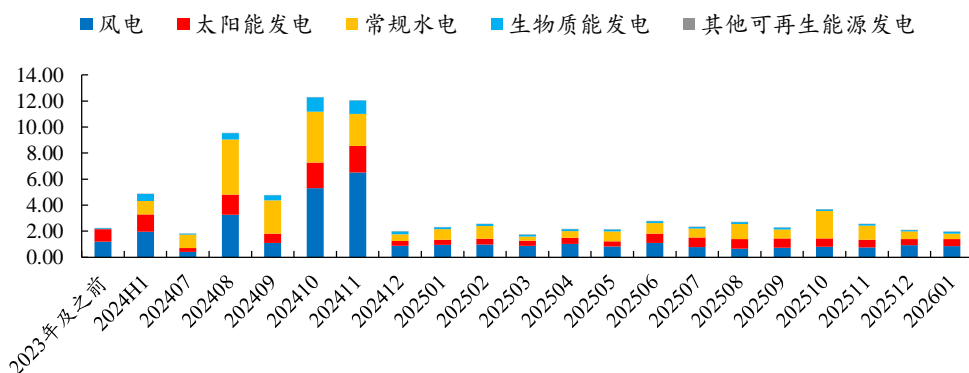
	发改能源〔2017〕132号	发改能源〔2023〕1044号	政策变化
绿证含义	向符合资格的可再生能源发电企业颁发的具有唯一代码标识的电子凭证	我国可再生能源电量环境属性的唯一证明，认定可再生能源电力生产、消费的唯一凭证	规范绿电（绿证）交易市场，凸显绿证唯一性
核发机构	国家可再生能源信息管理中心	发改委、能源局负责确定核发可交易绿证的范围；能源局负责绿证相关管理工作。	能源局下属部门负责绿证相关管理、核发工作。
核发范围	国家可再生能源电价附加资金补助目录内的风电（陆上风电）和光伏发电项目（不含分布式光伏项目）	对全国风电等已建档立卡的可再生能源发电项目所生产的全部电量核发绿证，实现绿证核发全覆盖	纳入常规水电，极大扩展了核发范围，扩大参与发电企业范围，满足更多类型的绿色电力消费需求。
交易机构	认购信息归信息中心所有。信息中心负责发布证书认购信息	绿证依托中国绿色电力证书交易平台，以及北京、广州电力交易中心开展交易	交易平台增加。
方式	自愿认购，认购平台挂牌出售	采取双边协商、挂牌、集中竞价等方式进行	交易方式更为完善。
政策衔接	/	衔接碳市场。推动绿证国际互认	旨在增强绿证适用性、进一步与国内、外相关机制衔接。

资料来源：国家发改委、中节能生态产品发展研究中心、开源证券研究所

绿证用于承接可再生能源补贴任务，还原绿电环境价值。我国自2017年开始实施绿证政策，目前已建立了绿证核发、交易、应用、核销的闭环管理机制。2024年9月，《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》正式实施，首次明确将分散式风电、海上风电纳入绿证核发范围，覆盖范围扩大至全类型可再生能源项目。

2024年下半年绿证补发工作造成供给冲击，年末补发工作基本结束，绿证供给收缩并基本维持稳定。截至2024年末，国家能源局基本实现对已建档立卡的集中式可再生能源发电项目2022年6月以来的电量绿证核发全覆盖，后续进入以当期可再生能源电量为主的绿证核发阶段，2024年12月起绿证供给收缩并基本维持稳定。绿证有效期2年，供给冲击已结束。根据《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》，绿证有效期2年，自电力生产月起算；2024年之前的绿证有效期至2025年底。2024年，国家能源局共计核发绿证47.34亿个，其中可交易绿证31.58亿个；全国共计交易绿证4.46亿个。2025年，国家能源局共计核发绿证29.47亿个，其中可交易绿证18.93亿个；全国共计交易绿证9.30亿个，绿证供需情况大幅好转。

图13：2024年12月起，绿证供给收缩并趋于稳定（单位：亿张）



数据来源：国家能源局、开源证券研究所

绿证价值有望回升，保障运营商合理收益。2025年3月，《关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见》明确要求钢铁、水泥、数据中心等重点行业2030年绿电消费比例不低于全国可再生能源消纳权重；2025年5月，气候组织正式宣布国际绿色电力消费倡议组织（RE100）无条件全面认可中国绿证，我国绿证“走出去”实现历史性突破。长期来看，绿证需求有望逐步改善，绿证价格有望逐步回归。假设绿证价格5元/个，则绿电环境价值覆盖率（绿证交易量/绿证核发量）每提高20%，运营商单位发电环境收益提高1.0元/兆瓦时。

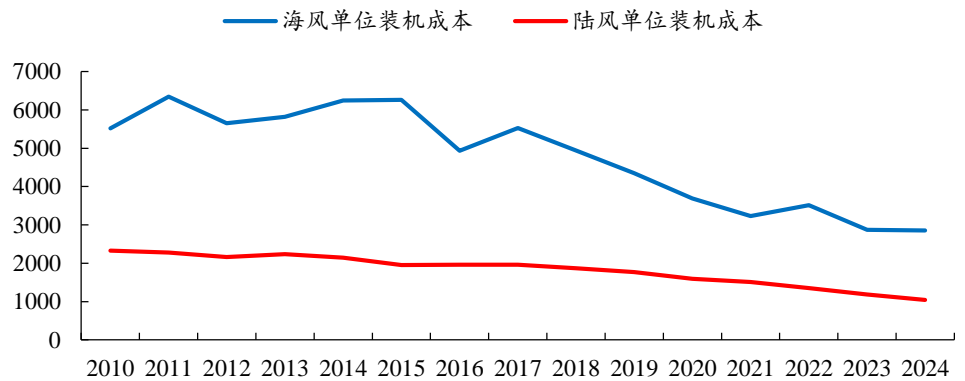
根据国家能源局数据，2025年12月，绿证交易均价4.56元/个，环比降低8.1%；2026年1月，绿证交易均价5.11元/个，环比提高11.9%。以龙源电力为例，2025年全年公司实现风电售电量616.16亿千瓦时，光伏售电量135.1亿千瓦时；完成绿电交易85.6亿千瓦时，交易绿证1632.2万张；绿电市场化环境价值（绿电交易+绿证交易）在总电量中的覆盖率约为33.1%。2025年公司单位风光发电税前利润约为0.095元/千瓦时。假设绿电交易与绿证交易环境价值相等，若维持33%的环境价值覆盖率，绿证价格每提高10元，则公司风光发电单位税前利润提高0.003元，提升幅度为3.5%。

**表9：我们测算，绿证覆盖率单价 10 元对应单位发电收益为 5 元/兆瓦时（单位：元/个、元/兆瓦时）**

绿证覆盖率 绿证单价	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
1	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0
2	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0	1.2	1.4	1.6	1.8	2.0
3	0.3	0.6	0.9	1.2	1.5	1.8	2.1	2.4	2.7	3.0
5	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0
10	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0
20	2.0	4.0	6.0	8.0	10.0	12.0	14.0	16.0	18.0	20.0
30	3.0	6.0	9.0	12.0	15.0	18.0	21.0	24.0	27.0	30.0
50	5.0	10.0	15.0	20.0	25.0	30.0	35.0	40.0	45.0	50.0
100	10.0	20.0	30.0	40.0	50.0	60.0	70.0	80.0	90.0	100.0

数据来源：开源证券研究所

**风机价格持续下降。**根据 IRENA 发布的报告，2024 年陆上风电项目单位装机成本为 1041 美元/千瓦，同比下降 12.3%，较 2010 年下降 55.2%；海上风电项目单位装机成本为 2852 美元/千瓦，同比下降 0.5%，较 2010 年下降 48.3%。

**图14：陆风与海风项目单位成本持续下降（USD/kW）**


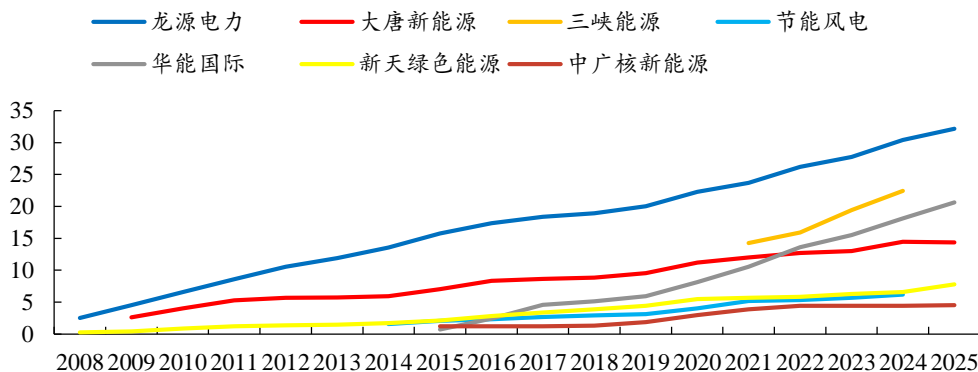
数据来源：IRENA、开源证券研究所

### 3、风场资源先发优势稳固，以大代小技改巩固龙头地位

#### 3.1、深耕风电行业，先发优势显著，场址资源较优

公司风电装机容量领先。作为我国最早开发风电的公司，公司自成立以来风电装机容量持续领先同行，2012年公司风电装机数量突破10GW，2025年末已达32GW。

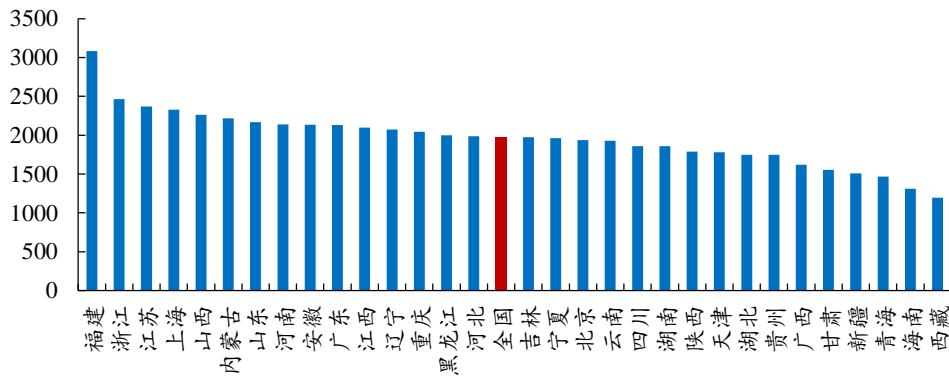
图15：公司风电业务起步较早，装机容量持续领先可比公司（GW）



数据来源：各公司公告、开源证券研究所

我国风能资源主要集中在三北地区以及东部沿海地区。2025年我国沿海和内陆北方省份风电利用小时数较高；其中，福建风电平均利用小时数超3000小时，华东地区其次，平均利用小时数2400小时左右。

图16：2025年我国沿海和内陆北方省份风电利用小时数较高（小时）



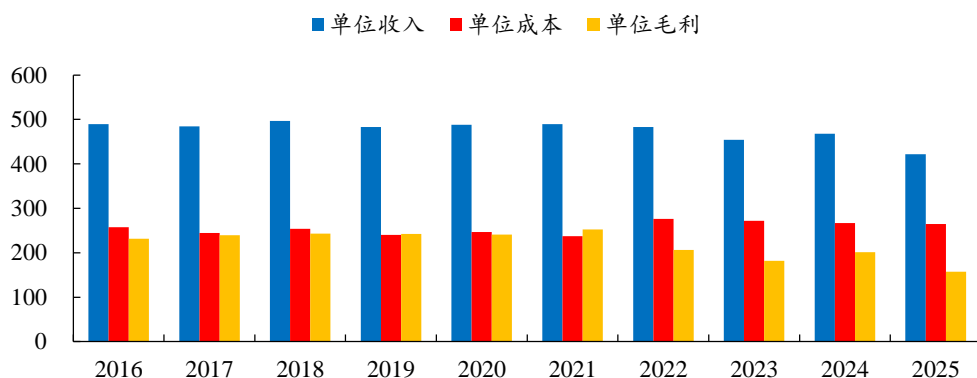
数据来源：Wind、公司公告、开源证券研究所

公司现有厂址集中在北方风资源较好的地区。截至2025年末，公司在江苏的风电装机容量最高，达3.5GW(含2.2GW海风)，在公司风电装机总量中占比达11.0%，发电量达77.67亿千瓦时，占公司总发电量的12.3%；公司在内蒙、甘肃、新疆、广西的风电装机均超过2GW。



电价下行，公司单位电量毛利承压。2016年至2022年，公司风电业务单位售电收入维持在480元/兆瓦时之上，较为稳定；2023年以来，随着新能源发电补贴逐渐退坡、市场化电量占比提升，风电电价承压；2025年公司风电单位售电收入422元/兆瓦时，同比减少46元/兆瓦时，单位售电毛利157元/兆瓦时，同比减少44元/兆瓦时。公司风电业务单位售电成本较为稳定，2022-2025年平均值为270元/兆瓦时。

图21：2025年风电电价下行，公司单位售电毛利同比减少44元/兆瓦时（元/兆瓦时）



数据来源：公司公告、开源证券研究所

### 3.2、以大代小提高风资源利用率，集团风电整合潜力可期

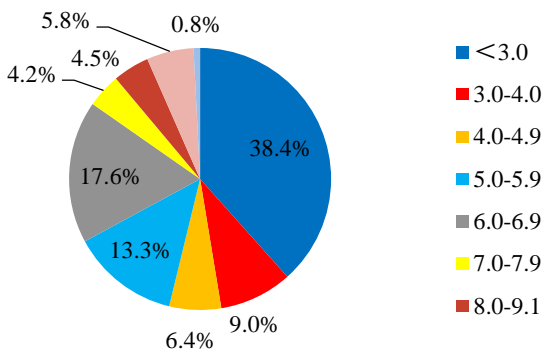
2023年6月，国家能源局发布《风电场改造升级和退役管理办法》，鼓励并网运行超过15年或单台机组容量小于1.5兆瓦的风电场开展改造升级。改造升级项目的补贴电量按照项目容量与全生命周期合理利用小时数测算，其中项目容量以核准（备案）容量为准，若实际容量低于核准容量，则按实际容量确定。在全生命周期补贴电量范围内，项目发电量可继续享受补贴，上网电价按照改造前项目执行的电价政策结算，补贴标准为可再生能源标杆上网电价与当地燃煤发电基准价的价差（扣除适用增值税）。当项目发电量超过全生命周期补贴电量，或达到规定补贴年限后，不再享受中央财政补贴，其余电量上网电价按项目核准变更当年的电价政策执行，并可核发绿证参与绿证交易。公司技改项目已覆盖东北、西北、华东及沿海等多个区域；从实施方式看，主要包括增容技改、等容改造和“上大压小”等类型，核心特征是拆除早期小容量、老旧机组，替换为更大单机容量、更高效率的新型机组。

**表10: 公司技改项目已覆盖东北、西北、华东及沿海等多个区域**

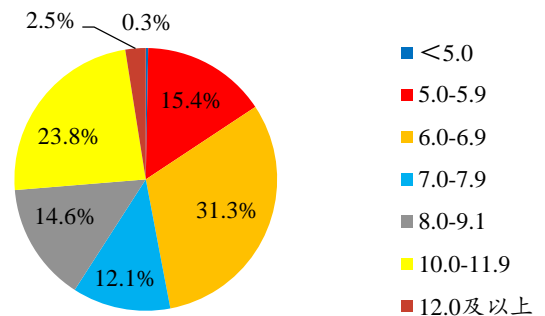
项目	改造内容	改造收益
伊春石帽顶子、小城山、老白山、小白山风电等容量升级改造项目	拆除 210 台单机 850 千瓦的老旧机组, 安装 36 台单机 5 兆瓦的新机组	预计年发电量约 5.2 亿千瓦时, 相比改造前每年可增发电量约 1 亿千瓦时。
贺兰山第四风电场 200 兆瓦“以大代小”增容技改项目	增容技改	预计年上网电量约 5.3 亿千瓦时。
甘肃玉门风电场“以大代小”等容改造项目	拆除 266 台单机容量 1 兆瓦以下的老旧机组, 新建 34 台单机容量 6.25 兆瓦的机组, 其中 4 台机组降容量运行	预计年均上网电量达 4.89 亿千瓦时
江苏如东二期特许权项目	拆除原有 67 台 1.5MW 风电机组, 改造升级为 39 台 8.35MW 风电机组	总装机容量由 100.5 兆瓦提升至 325.65 兆瓦
莆田南日岛三期 120 兆瓦风电增容技改项目	拟拆除 57 台单机容量为 850 千瓦的风电机组, 新建 16 台单机容量为 7.5 兆瓦的风电机组	装机容量由 48.45 兆瓦提升至 120 兆瓦, 预计年均上网电量达 3.29 亿千瓦时
东海塘 12MW 等容改造风电项目	拟拆除原项目 6 台 2.0MW 机组, 等容改造容量 12MW, 新建 2 台 6.0MW 抗台机组	

资料来源: 公司官网、北极星风力发电网等、开源证券研究所

**新建风机呈大型化趋势。**截至 2025 年底, 我国 5.0MW 以下 (不含 5.0MW) 风电机组累计装机容量占比为 53.8%, 同比下降 12.4pct; 5.0MW 至 7.0MW (不含 7.0MW) 风电机组累计装机容量占比为 30.9%, 同比增长 3.7pct; 7.0MW 至 9.1MW 风电机组累计装机容量占比为 8.7%, 同比增长 4.2 pct; 10.0MW 及以上风电机组累计装机容量占比为 6.6%, 同比增长 4.5pct。在新增装机中, 5.0MW 以下 (不含 5.0MW) 风机占比 0.9%, 同比下降约 4 个百分点。

**图22: 2025 年我国存量<3MW 风机占比近 40%**


数据来源: CWEA、开源证券研究所

**图23: 2025 年我国新增风机集中在 5-12MW**


数据来源: CWEA、开源证券研究所

**公司早期小容量机组占比较高, 潜在装机增量空间较大。**截至 2023 年末, 公司 1.5MW 及以下机组近 1 万台, 占在运总台数的 68%, 具备较大改造空间; 截至 2010 年末, 公司在运风电装机 6.56GW, 若不考虑风机退役技改, 截至 2025 年末, 以上 6.56GW 风机均已运行 15 年以上; 按照 70%-100%技改率、1-3 倍增容测算, 我们预计“以大代小”带来的潜在装机增量空间约 4.59~19.68GW。

**表11：公司老旧风机技改带来的潜在装机增量空间较大**

潜在装机增量空间 (GW)		“以大代小”增容倍数								
		1.00	1.25	1.50	1.75	2.00	2.25	2.50	2.75	3.00
技改率	70%	4.59	37.65	6.89	8.04	9.18	10.33	11.48	12.63	13.78
	75%	4.92	40.34	7.38	8.61	9.84	11.07	12.30	13.53	14.76
	80%	5.25	43.03	7.87	9.18	10.50	11.81	13.12	14.43	15.74
	85%	5.58	45.72	8.36	9.76	11.15	12.55	13.94	15.33	16.73
	90%	5.90	48.41	8.86	10.33	11.81	13.28	14.76	16.24	17.71
	95%	6.23	51.10	9.35	10.91	12.46	14.02	15.58	17.14	18.70
	100%	6.56	7.56	9.84	11.48	13.12	14.76	16.40	18.04	19.68

数据来源：开源证券研究所

2022 年公司控股股东国家能源集团出具《国家能源投资集团有限责任公司关于避免与龙源电力同业竞争的补充承诺函》，承诺将在龙源电力 A 股上市后 3 年内稳妥推进相关业务整合以解决风力发电业务及火电业务的潜在业务重合问题。2024 年 10 月，公司已剥离全部的火电业务，并与国能资产管理公司、国能甘肃电力、国能广西电力分别签署《股权转让协议》，拟收购其所持有的 8 家新能源公司股权，预计转让对价为 16.86 亿元，获得风电装机 131.60 万千瓦，光伏装机 71.69 万千瓦。根据《补充承诺函（二）》，国家能源集团承诺在 2028 年 1 月 24 日前将集团存续风力发电业务注入公司。截至 2025 年末，国家能源集团风电装机总量达 7200 万千瓦，剩余未注入风电装机约 4000 万千瓦，若未来全部注入，公司风电装机容量将增加超一倍。

## 4、盈利预测与投资建议

### 4.1、核心假设与盈利预测

**风电板块：**假设公司风电装机容量保持较快增长，2026-2028 年每年净新增超 2GW；利用小时数维持在 2000 小时；考虑到 136 号文影响，假设公司风电综合上网电价（不含税）逐渐下降，2026 年下降约 2 分/千瓦时，2027-2028 年降幅逐渐缩小。

**光伏及其他可再生能源板块：**其他可在再生能源占比低，只考虑光伏发电业务。假设公司光伏装机容量保持较快增长，2026-2028 年每年净新增超 1.5GW；利用小时数逐年小幅下降；考虑到 136 号文影响，假设公司光伏综合上网电价（不含税）逐渐下降，2026 年下降约 3 分/千瓦时，2027-2028 年趋稳。

综上，我们预计公司 2026 年-2028 年营业收入分别为 317.48 亿元、331.02 亿元、345.74 亿元，毛利率分别为 35.5%、35.1%、35.8%。

表12：我们预计 2026-2028 年公司营收将持续增长

业务	项目	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
电力业务	营业收入（亿元）	338.12	296.89	313.53	328.25	343.80
	YoY	3.3%	-12.2%	5.6%	4.7%	4.7%
	营业成本（亿元）	201.43	193.34	201.22	212.36	220.02
	YoY	2.4%	-4.0%	4.1%	5.5%	3.6%
	毛利润（亿元）	136.69	103.55	112.32	115.89	123.79
	毛利率	40.4%	34.9%	35.8%	35.3%	36.0%
其他业务	营业收入（亿元）	32.58	5.64	3.95	2.76	1.93
	YoY	-33.6%	-82.7%	-30.0%	-30.0%	-30.0%
	营业成本（亿元）	30.07	3.94	3.67	2.57	1.80
	YoY	-29.7%	-86.9%	-6.9%	-30.0%	-30.0%
	毛利润（亿元）	2.51	1.69	0.28	0.19	0.14
	毛利率	7.7%	30.1%	7.0%	7.0%	7.0%
合计	营业收入（亿元）	370.70	302.53	317.48	331.02	345.74
	YoY	-1.5%	-18.4%	4.9%	4.3%	4.4%
	营业成本（亿元）	231.49	197.28	204.89	214.93	221.81
	YoY	-3.4%	-14.8%	3.9%	4.9%	3.2%
	毛利润（亿元）	139.21	105.24	112.59	116.09	123.92
	毛利率	37.6%	34.8%	35.5%	35.1%	35.8%

数据来源：Wind、公司公告、开源证券研究所

### 4.2、估值与评级

综合考虑业务范围以及体量规模，选取华电新能、三峡能源、节能风电、新天绿能作为同行业可比公司，公司估值高于可比公司均值。我们认为公司作为国内风电的领军企业，风电业务起步较早，在手风电资产质量较高，估值存在一定合理性。我们预计公司 2026-2028 年营业收入分别为 317.48/331.02/345.74 亿元，归母净利润分别为 53.44/55.02/59.18 亿元，EPS 分别为 0.64/0.66/0.71 元，对应当前 PE 分别为 23.8/23.2/21.5。我们看好公司作为国内风电龙头的竞争优势地位以及公司在风电领域的先发优势。首次覆盖，给予“买入”评级。

**表13: 公司 PE 高于可比公司均值, PB 接近可比公司均值**

公司代码	公司名称	评级	总市值 (亿元)	归母净利润 (亿元)				PE				PB (MRQ)
				2025A/E	2026E	2027E	2028E	2025A/E	2026E	2027E	2028E	
600930.SH	华电新能	未评级	2511.2	72.6	97.6	99.5	/	34.6	25.7	25.2	/	2.3
600905.SH	三峡能源	未评级	1175.0	36.7	62.8	69.2	/	32.0	18.7	17.0	/	1.3
601016.SH	节能风电	未评级	259.8	10.6	12.4	13.3	/	24.4	21.0	19.5	/	1.5
600956.SH	新天绿能	未评级	361.0	18.3	24.3	25.6	29.3	19.8	14.8	14.1	12.3	1.5
	平均值							27.7	20.1	19.0	/	1.6
001289.SZ	龙源电力	买入	1274.0	45.3	53.4	55.0	59.2	28.1	23.8	23.2	21.5	1.7

数据来源: Wind、开源证券研究所 (注: ①选取 2026 年 4 月 10 日收盘价, 已评级的盈利预测来自开源证券研究所, 未评级的盈利预测来自于 Wind 一致预期; ②截至 2026 年 4 月 10 日, 节能风电未公布 2025 年业绩, 2025 年归母净利润为预测值。)

## 5、风险提示

**绿证市场量价不及预期:** 若绿证市场交易量、成交价仍维持较低水平, 新能源发电环境价值未能合理定价, 将会影响运营商盈利水平。

**电网及灵活性资源建设不及预期:** 若电网和调节资源建设不及预期, 将显著降低新能源消纳率, 进而影响利用小时数和发电量;

**市场化电价波动风险:** 若市场化竞争加剧, 电价有较大波动风险;

**风光资源波动风险:** 风光自然资源的波动可能影响发电量;

**补贴回收不及预期:** 补贴不能及时收回将影响公司现金流甚至形成减值损失。

**附：财务预测摘要**

资产负债表(百万元)	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
<b>流动资产</b>	51956	50944	50935	51056	51381
现金	3310	2158	2265	2362	2467
应收票据及应收账款	213	331	0	0	0
其他应收款	1684	1703	1852	1854	2017
预付账款	496	543	548	590	598
存货	430	400	462	442	491
其他流动资产	45822	45808	45808	45808	45808
<b>非流动资产</b>	205713	214317	209542	203666	198073
长期投资	6226	6253	6480	6707	6934
固定资产	156810	170377	170115	168110	165646
无形资产	6300	6262	5271	4242	3237
其他非流动资产	36378	31426	27676	24607	22255
<b>资产总计</b>	257669	265261	260477	254722	249454
<b>流动负债</b>	72993	80993	90330	99035	107640
短期借款	28231	16318	43077	51538	60076
应付票据及应付账款	18419	15150	0	0	0
其他流动负债	26342	49526	47253	47497	47564
<b>非流动负债</b>	98345	95536	74939	53809	32762
长期借款	95315	92187	71590	50460	29413
其他非流动负债	3030	3349	3349	3349	3349
<b>负债合计</b>	171338	176530	165269	152844	140402
少数股东权益	12988	13728	14861	16029	17284
股本	8360	8360	8360	8360	8360
资本公积	14311	14104	14104	14104	14104
留存收益	50969	52755	57289	61958	66979
<b>归属母公司股东权益</b>	73343	75003	80347	85849	91767
<b>负债和股东权益</b>	257669	265261	260477	254722	249454

现金流量表(百万元)	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
<b>经营活动现金流</b>	17109	21833	6270	22218	23058
净利润	8296	8296	6477	6670	7173
折旧摊销	11641	12763	11622	12275	12898
财务费用	3508	3449	3175	3244	3320
投资损失	-912	-161	-200	-200	-200
营运资金变动	-6719	-19	-14824	219	-153
其他经营现金流	1295	313	20	10	18
<b>投资活动现金流</b>	-26085	-23581	-6668	-6208	-7124
资本支出	26881	23909	6620	6171	7078
长期投资	-75	181	-227	-227	-227
其他投资现金流	871	147	180	190	182
<b>筹资活动现金流</b>	7311	758	-26254	-24374	-24367
短期借款	1426	-11914	26759	8461	8538
长期借款	18370	-3127	-20597	-21130	-21047
普通股增加	-22	0	0	0	0
资本公积增加	-1410	-207	0	0	0
其他筹资现金流	-11053	16006	-32416	-11705	-11858
<b>现金净增加额</b>	-1697	-1139	-26652	-8365	-8433

利润表(百万元)	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
<b>营业收入</b>	37164	30253	31748	33102	34574
营业成本	23213	19728	20489	21493	22181
营业税金及附加	341	342	317	331	346
营业费用	0	0	0	0	0
管理费用	471	508	476	497	519
研发费用	209	145	159	166	173
财务费用	3508	3449	3175	3244	3320
资产减值损失	-979	-89	0	0	0
其他收益	928	815	1000	1000	1000
公允价值变动收益	15	-25	-20	-10	-18
投资净收益	912	161	200	200	200
资产处置收益	-10	33	0	0	0
<b>营业利润</b>	10155	6982	8312	8562	9216
营业外收入	207	258	100	100	100
营业外支出	110	121	0	0	0
<b>利润总额</b>	10252	7119	8412	8662	9316
所得税	1956	1631	1935	1992	2143
<b>净利润</b>	8296	5488	6477	6670	7173
少数股东损益	1941	962	1133	1167	1255
<b>归属母公司净利润</b>	6355	4526	5344	5502	5918
EBITDA	21893	19883	20034	20936	22214
EPS(元)	0.76	0.54	0.64	0.66	0.71

主要财务比率	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
<b>成长能力</b>					
营业收入(%)	-2.3	-18.6	4.9	4.3	4.4
营业利润(%)	23.2	-31.2	19.0	3.0	7.6
归属于母公司净利润(%)	0.8	-28.8	18.1	3.0	7.6
<b>获利能力</b>					
毛利率(%)	37.5	34.8	35.5	35.1	35.8
净利率(%)	17.1	15.0	16.8	16.6	17.1
ROE(%)	9.6	6.2	6.8	6.5	6.6
ROIC(%)	4.0	2.7	3.0	3.2	3.6
<b>偿债能力</b>					
资产负债率(%)	66.5	66.5	63.4	60.0	56.3
净负债比率(%)	150.5	144.0	137.9	116.4	97.1
流动比率	0.7	0.6	0.6	0.5	0.5
速动比率	0.7	0.6	0.5	0.5	0.4
<b>营运能力</b>					
总资产周转率	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1
应收账款周转率	137.7	112.8	0.0	0.0	0.0
应付账款周转率	1.7	1.4	3.0	0.0	0.0
<b>每股指标(元)</b>					
每股收益(最新摊薄)	0.76	0.54	0.64	0.66	0.71
每股经营现金流(最新摊薄)	2.05	2.61	0.75	2.66	2.76
每股净资产(最新摊薄)	8.77	8.97	9.61	10.27	10.98
<b>估值比率</b>					
P/E	20.0	28.1	23.8	23.2	21.5
P/B	1.7	1.7	1.6	1.5	1.4
EV/EBITDA	12.3	13.5	13.6	12.5	11.3

数据来源：聚源、开源证券研究所

请务必参阅正文后面的信息披露和法律声明

### 特别声明

《证券期货投资者适当性管理办法》、《证券经营机构投资者适当性管理实施指引（试行）》已于2017年7月1日起正式实施。根据上述规定，开源证券评定此研报的风险等级为R3（中风险），因此通过公共平台推送的研报其适用的投资者类别仅限定为专业投资者及风险承受能力为C3、C4、C5的普通投资者。若您并非专业投资者及风险承受能力为C3、C4、C5的普通投资者，请取消阅读，请勿收藏、接收或使用本研报中的任何信息。因此受限于访问权限的设置，若给您造成不便，烦请见谅！感谢您给予的理解与配合。

### 分析师承诺

本研究报告的署名人员具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告，并对内容和观点负责。本报告清晰准确地反映了署名人员的研究观点，所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。本报告署名人员保证他们报酬的任何一部分不曾与，不与，也将不会与本报告中具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

### 股票投资评级说明

	评级	说明
证券评级	买入（Buy）	预计相对强于市场表现 20%以上；
	增持（outperform）	预计相对强于市场表现 5%~20%；
	中性（Neutral）	预计相对市场表现在-5%~+5%之间波动；
	减持（underperform）	预计相对弱于市场表现 5%以下。
行业评级	看好（overweight）	预计行业超越整体市场表现；
	中性（Neutral）	预计行业与整体市场表现基本持平；
	看淡（underperform）	预计行业弱于整体市场表现。

备注：评级标准为以报告日后的 6~12 个月内，证券相对于市场基准指数的涨跌幅表现，其中 A 股基准指数为沪深 300 指数、港股基准指数为恒生指数、新三板基准指数为三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）、美股基准指数为标普 500 或纳斯达克综合指数。我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议；投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者应阅读整篇报告，以获取比较完整的观点与信息，不应仅仅依靠投资评级来推断结论。

### 分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

## 法律声明

开源证券股份有限公司是经中国证监会批准设立的证券经营机构，已具备证券投资咨询业务资格。

本报告仅供开源证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告是发送给开源证券客户的，属于商业秘密材料，只有开源证券客户才能参考或使用。

本报告是基于本公司认为可靠的已公开信息，但本公司不保证该等信息的准确性或完整性。本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他金融工具的邀请或向人做出邀请。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、价值及投资收入可能会波动，过往的业绩表现不应作为其日后表现的预示。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。客户应当考虑到本公司可能存在可能影响本报告客观性的利益冲突，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议。本公司未确保本报告充分考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。本公司建议客户应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。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。在任何情况下，本公司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。若本报告的接收人非本公司的客户，应在基于本报告做出任何投资决定或就本报告要求任何解释前咨询独立投资顾问。投资者应自主作出投资决策并自行承担投资风险，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。

开源证券在法律允许的情况下可参与、投资或持有本报告涉及的证券或进行证券交易，或向本报告涉及的公司提供或争取提供包括投资银行业务在内的服务或业务支持。开源证券可能与本报告涉及的公司之间存在业务关系，并无需事先或在获得业务关系后通知客户。

本报告的版权归本公司所有。本公司对本报告保留一切权利。未经本公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

## 开源证券研究所

### 上海

地址：上海市浦东新区世纪大道1788号陆家嘴金控广场1号楼3层

邮编：200120

邮箱：research@kysec.cn

### 深圳

地址：深圳市福田区金田路2030号卓越世纪中心1号楼45层

邮编：518000

邮箱：research@kysec.cn

### 北京

地址：北京市西城区西直门外大街18号金贸大厦C2座9层

邮编：100044

邮箱：research@kysec.cn

### 西安

地址：西安市高新区锦业路1号都市之门B座5层

邮编：710065

邮箱：research@kysec.cn