电力

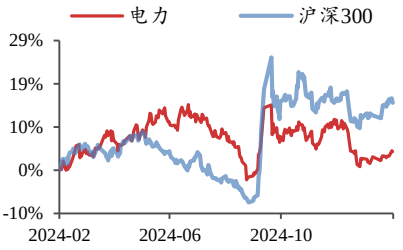
2025 年 02 月 19 日

政策助力预期企稳，静待绿电触底回升

——行业投资策略

投资评级：看好（维持）

行业走势图



数据来源：聚源

相关研究报告

《电力系统转型持续推进，兼具周期红利成长属性 —电力行业 2025 年度投资策略》-2024.11.8

《电力系统转型持续推进，兼具周期红利成长属性—电力行业 2025 年度投资策略》-2024.11.7

《核电加快常态化核准，清洁基荷电源支撑电力转型—行业投资策略》-2024.9.24

周磊（分析师）
zhoulei1@kysec.cn
证书编号：S0790524090002

● **政策助力绿电行业预期企稳，悲观预期或已充分定价，期待正向边际变化**

2020 年“双碳”目标提出后，绿电行业经历起伏；2024 年国家多部门密集出台电力相关政策，涉及绿色电力证书、电力系统调节能力等多方面，同时高层对大基地与外送通道的态度转为有序推进，为新能源发电运营商提供了更加稳定和可预测的市场环境。2024 年内新能源发电行业整体止跌企稳。2025 年全国能源工作会议提出，完善新能源消纳和调控政策措施，稳妥推动新能源参与电力市场，**合理保障新能源收益**。当前市场对于新能源发电板块电量/电价的预期或已充分定价，绿证、补贴等相关政策落地有望带来正向边际变化。

● **量价承压、综合供电成本提高，新能源发电行业有望触底企稳**

电量：源网建设进度不一致导致三北地区新能源消纳承压，多省利用率逼近 90%红线，限电导致电量不确定性增加。**电价：有序入市，市场化电价承压；**2023 年起，由于来水转丰、煤价下跌、火电机组新增投运，多省市场化电价持续下行，带动新能源市场化电价下跌；同时由于新能源发电日内出力不稳定的特性，多省/区绿电市场化电价承压。**成本：投资成本下降空间有限，调节需求提高导致新能源发电综合供电成本提高。**基准情景下，风电、光伏 LCOE 分别为 192、188 元/兆瓦时，配储比例每增加 10%×1h，风电、光伏供电成本分别增加 7.2、12.5 元/兆瓦时。新能源发电利润空间压缩，或将逐步倒逼行业回归平稳发展，利润率维持合理水平，公用事业属性有望逐步回归。

● **补贴欠款问题有望得到解决，改善新能源发电行业现金流**

可再生能源补贴长期存在缺口，可再生能源电价附加征收不足。目前补贴总需求已收口，通过发债解决补贴问题具备可行性。2022 年三部委授权两大电网成立结算公司统筹解决补贴问题。若补贴欠款得以解决，企业现金流将大幅改善。此前补贴计入营收却拨付滞后，企业需按含补贴利润缴税且资本开支压力大，分红受限。补贴到位后，企业现金流和分红能力将得到有效提升。

● **PB-ROE 体系有效性恢复，关注行业基本面正向边际变化**

2024 年新能源发电行业 PB - ROE 估值体系有效性恢复，ROE 对上市公司估值解释力增强。绿证市场上，碳-电市场打通及碳排双控考核收紧，有望推动绿证价格上涨。消纳层面，电网加大投资与政策协同，缓解三北地区消纳压力。补贴问题解决的预期也为行业发展注入动力。在此背景下，建议关注行业上市公司 ROE 水平及可持续性。从出力特性曲线来看，风电日内出力分布更均匀，量价压力相对更小，建议关注 A/H 股资产质量优秀、盈利能力稳定的风电运营商。**受益标的：大唐新能源(H)、龙源电力(H)、中国电力(H)、中广核新能源(H)、新天绿色能源(H)、浙江新能、嘉泽新能、节能风电、三峡能源、中闽能源等。**

● **风险提示：**装机容量增长不及预期；电网及灵活性资源建设不及预期；市场化电价波动风险；风光制造业价格波动风险；可再生能源补贴回款风险。

目 录

1、 能源转型有序推进，绿电行业有望触底回升 4
2、 收入：多因素交织，新能源发电量价均承压 6
2.1、 装机容量：装机承诺提前兑现，多省超额完成十四五装机目标 6
2.2、 利用小时数：优质资源有限，不同地区资源禀赋存在差异 7
2.3、 消纳：政策定调转为有序推进，三北地区消纳压力有望得到缓解 11
2.4、 电价：新能源有序入市，高成本电源为低成本电源提供安全边际 13
2.5、 环境价值：绿电/绿证市场承接新能源发电补贴任务 18
3、 成本：投资成本下行、灵活性边际成本提高 21
3.1、 新能源投资成本持续下行，风光地面电站 LCOE 降至 0.2 元/千瓦时 21
3.2、 辅助服务市场明确电源侧稳定性、灵活性、可靠性费用分摊机制 22
3.3、 强化电源侧调节能力，新能源电站配储要求逐渐提高 24
4、 PB-ROE 体系有效性恢复，行业盈利能力有望得到保障 25
4.1、 PB-ROE 估值体系有效性恢复，关注上市公司 ROE 变化 25
4.2、 关注行业边际变化，绿电运营商合理盈利有望得到保障 26
4.2.1、 绿证：碳-电市场打通、碳排双控考核收紧、绿证价格有望上涨 26
4.2.2、 消纳：外送通道&就地消纳缓解三北地区消纳压力 28
4.2.3、 补贴：总需求收口，历史遗留的补贴缺口有望得到解决 29
4.3、 建议关注盈利能力稳定的风电运营商 31
5、 风险提示 33

图表目录

图 1： 市场对新能源发电运营商的悲观预期或已充分定价 4
图 2： 装机增长对冲电价下行影响，投资成本稳步下降 5
图 3： 我国风光装机容量快速增长（单位：万千瓦） 6
图 4： 我国风光发电量逐年提升（单位：万千瓦时） 6
图 5： 华东、华北、西北新能源装机容量居前 6
图 6： 中、东部地区风光装机目标完成度领先，西部地区略微滞后（单位：万千瓦） 7
图 7： 2024 年沿海、东北、西南地区部分省份风电利用小时数较高（单位：小时） 8
图 8： 三北地区风电平均利用小时数有所下降，沿海地区风电利用小时数普遍提升（单位：小时） 9
图 9： 2024 年北方地区部分省份光伏发电利用小时数较高（单位：小时） 10
图 10： 三北地区光伏利用小时数普遍下滑，其余地区光伏利用小时数多有提升 11
图 11： 2024 年 1-11 月，三北地区新能源利用率承压，多省利用率逼近 90%红线 13
图 12： 新能源发电的上网电价机制逐渐从政府指导价转向平价上网 14
图 13： 风电标杆电价及指导价经历 5 次下调（元/千瓦时） 15
图 14： 光伏标杆电价及指导价经历 7 次下调（元/千瓦时） 15
图 15： 绿电电能量价格主要锚定煤电交易价格（单位：元/兆瓦时） 16
图 16： 风电日内出力整体呈现午间低于晚间的特点 17
图 17： 午间是光伏发电出力高峰 17
图 18： 加州电力系统扣除新能源出力后的净负荷曲线呈现鸭子形态 17
图 19： 2023 年各市场（价区）现货分时电价曲线呈现鸭子形态 18
图 20： 2024 上半年省内绿电交易合计 905.4 亿千瓦时，同比增长 324.3% 20

图 21：我国陆上风电和大型光伏电站平准化发电成本持续下降（美元/兆瓦时）.....21
图 22：2023 年我国陆上风电、海上风电、大型光伏电站平准化发电成本较 2010 年显著下降（美元/兆瓦时）.....21
图 23：2024 年 A 股新能源发电上市公司 PB-ROE 曲线斜率恢复.....26
图 24：2024 年港股新能源发电上市公司 ROE 趋近，估值与 ROE 相关性恢复.....26
图 25：可再生能源补贴未能足额征收，2016 年起每年未征收资金超 300 亿元.....30

表 1：优质陆风资源集中在三北地区，海风合理利用小时高于陆风.....8
表 2：优质光伏资源集中在三北地区，北方光照资源优于南方，西部优于东部.....10
表 3：2006-2023 年，我国绿电绿证交易机制逐步健全.....12
表 4：2025 年各省集中式新能源逐渐入市，分布式新能源大多不参与或自愿参与市场化交易.....15
表 5：2024 年新能源现货均价低于现货市场均价，光伏现货均价低于风电现货均价（单位：元/兆瓦时）.....18
表 6：发改能源〔2023〕1044 号文标志着我国进入“全面绿证”阶段.....19
表 7：2024 年部分省份对绿电环境价值设限.....20
表 8：基准情景下陆上风电 LCOE 约 0.19 元/千瓦时（单位：元/千瓦、元/兆瓦时）.....21
表 9：基准情景下光伏发电 LCOE 约 0.19 元/千瓦时（单位：元/千瓦、元/兆瓦时）.....22
表 10：基准情景下海上风电 LCOE 约 0.31 元/千瓦时（单位：元/千瓦、元/兆瓦时）.....22
表 11：发改价格〔2024〕196 号完善调峰、调频、备用服务价格形成与传导机制.....23
表 12：《电力辅助服务市场基本规则（征求意见稿）》初步提出辅助服务市场各项运行规则.....23
表 13：基准情景下电化学储能 LCOS 为 0.38 元/千瓦时（单位：元/千瓦、元/兆瓦时）.....24
表 14：风力发电站每增配 10%×1h 电化学储能，平准化成本增加约 7.2 元/兆瓦时.....25
表 15：光伏电站每增配 10%×1h 电化学储能，平准化成本增加约 12.5 元/兆瓦时.....25
表 16：发改环资〔2024〕1479 号部署了一系列碳排放统计核算体系的重点任务.....27
表 17：2023-2024 年各类机组碳排放配额边际递减.....28
表 18：汇总 16 家新能源发电板块上市公司 2024 中报披露的应收账款，约占当前市值的 55.5%.....31
表 19：不同风电运营商平均利用小时数与上网电价存在差异.....31
表 20：新能源发电运营商盈利水平呈现较大波动性.....32
表 21：受益标的盈利预测与估值.....32

1、 能源转型有序推进，绿电行业有望触底回升

2020 年中国提出“双碳”目标，新能源装机规模快速上升，行业成长空间打开；同时由于风光发电补贴退出，全面平价上网，增量项目不存在补贴回款问题，新能源电价预期企稳。2021 年，新能源中上游（材料与制造）和新能源发电板块迎来了一轮波澜壮阔的行情，年内风电/光伏运营商涨幅达 96.9%/41.3%。2021 年年底，美联储加息预期升温导致成长股估值体系遭到冲击，国内源网建设进度不一致导致新能源消纳承压，新能源有序入市导致电价预期不确定性增加，在多重因素的叠加影响下，新能源发电板块开始回调。2022/2023 年内新能源发电运营商跌幅约 30%/20%。

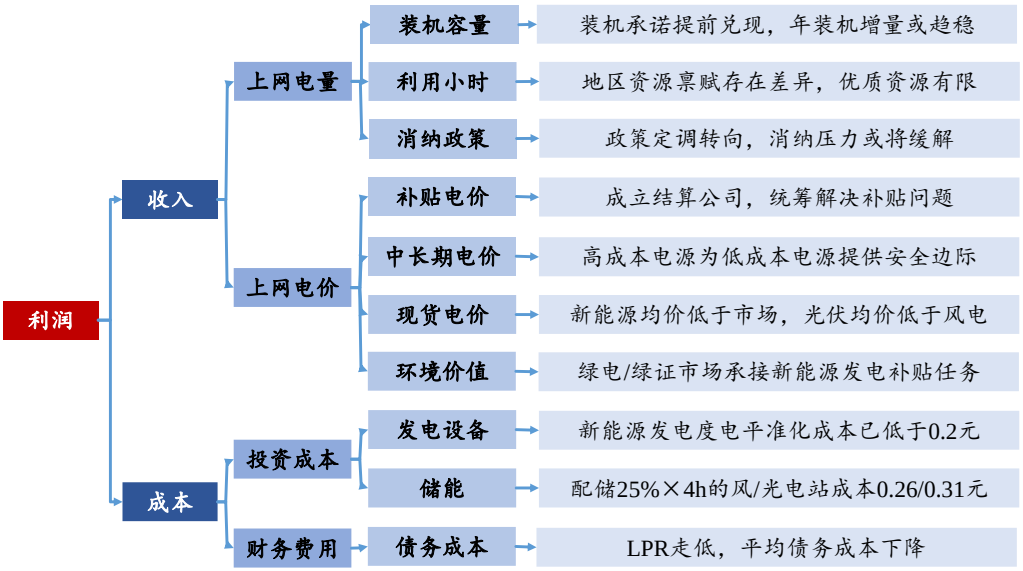
政策助力行业预期回稳，电量/电价的不确定性或已充分定价。2024 年，国家多部门密集出台电力相关政策，涉及绿色电力证书、电力系统调节能力等多方面，同时高层对大基地与外送通道的态度转为有序推进，为新能源发电运营商提供了更加稳定和可预测的市场环境。2024 年内新能源发电行业整体止跌企稳。

补贴欠款问题有望得到解决，助力新能源发电行业公用事业属性回归。按财务规则，新能源发电补贴计入当期营业收入，公司需按照含补贴报表利润上缴所得税，同时新能源发电运营商处于资本开支周期中，补贴拨付滞后导致企业现金流压力较大，分红能力不足。2021-2022 年，光伏、陆风、海风补贴陆续退出，补贴总需求收口；2022 年三部委授权两大电网成立可再生能源发展结算公司，统筹解决新能源发电补贴问题。汇总 16 家新能源发电运营商 2024 中报披露的应收账款，截至 2025 年 2 月 14 日，应收账款总额约占上市公司总市值的 55.5%，若新能源补贴能够陆续发放，上市公司现金流情况有望得到较大改善，分红能力将大幅提升。

图1：市场对新能源发电运营商的悲观预期或已充分定价

数据来源：Wind、开源证券研究所

图2：装机增长对冲电价下行影响，投资成本稳步下降



资料来源：开源证券研究所

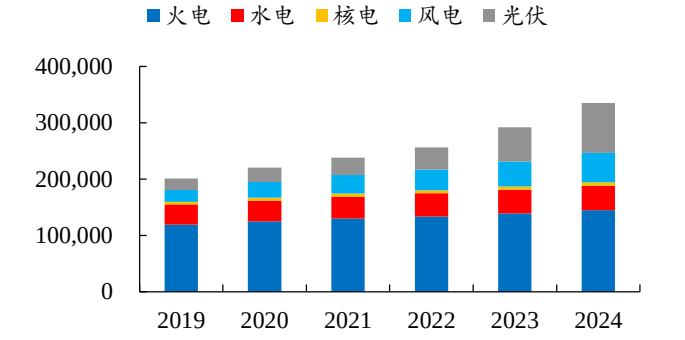
2、 收入：多因素交织，新能源发电量价均承压

2.1、 装机容量：装机承诺提前兑现，多省超额完成十四五装机目标

风光装机容量快速增长，发电量占比逐年提升。2024 年全国新增风光装机容量 356.5GW，占新增装机的 83.1%。截至 2024 年底，全国风电装机容量 520.7GW，同比增长 18.0%；光伏发电装机容量 886.7GW，同比增长 45.5%；风光装机占电源装机的 42.0%，同比提升 6.0pct。2024 年，全国风电累计发电量 9361 万千瓦时，光伏累计发电量 4191 万千瓦时，风光发电量占比 14.4%，同比提升 2.0pct。

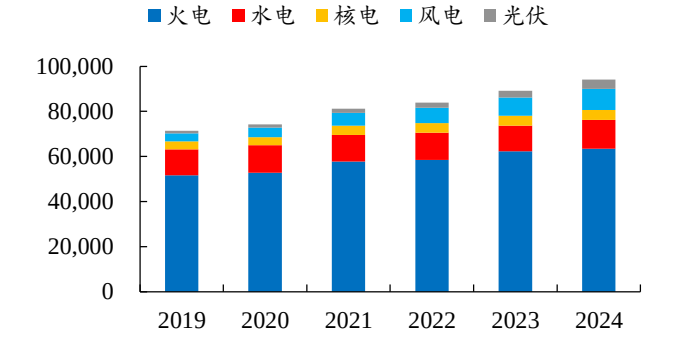
风光装机或将进入平稳增长阶段。2025 年全国能源工作会议提出，2025 年我国将坚持绿色低碳转型大力推进风电光伏开发利用，**全年新增风电光伏装机 2 亿千瓦左右。**2025 年 1 月 6 日，国家发展改革委发印发《电力系统调节能力优化专项行动实施方案（2025—2027 年）》，**提出通过调节能力的建设优化，支撑 2025-2027 年年均新增 2 亿千瓦以上新能源的合理消纳利用，全国新能源利用率不低于 90%。**

图3：我国风光装机容量快速增长（单位：万千瓦）



数据来源：Wind、开源证券研究所

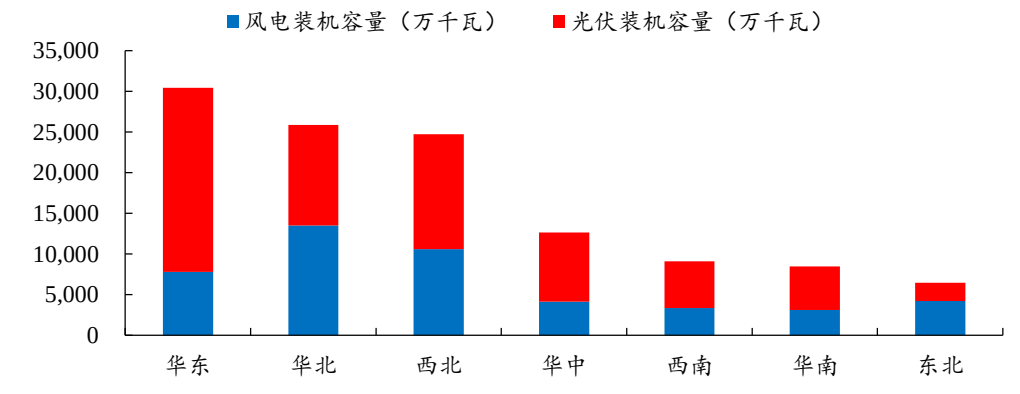
图4：我国风光发电量逐年提升（单位：万千瓦时）



数据来源：Wind、开源证券研究所

分地区来看，华东、华北、西北新能源装机容量居前。截至 2024 年 6 月末，华东、华北、西北地区累计风光装机容量分别为 304.4 GW、258.8 GW、247.2GW。结构上看，华东、华北、西北地区光伏装机占风光装机总量的 74.4%、47.8%、57.2%。

图5：华东、华北、西北新能源装机容量居前



数据来源：Wind、开源证券研究所

东北、西北、西南三大区域“十四五”风光装机目标完成进度滞后。根据各省“十四五”规划，2025 年全国风光装机目标总计达 1380.4GW，较 2020 年末新增 846.6GW，其中 23 省披露了风电和光伏的具体装机规划，7 省披露了新能源总装机规划，西藏仅披露了光伏装机规划。截至 2024 年 6 月末，华北、华东、华中、华南地区装机目标完成度领先，三北地区和西南地区装机进度滞后。

东部地区已有多省超额完成光伏装机目标，光伏装机进度条快于风电。截至 2024 年 6 月末，17 省风电装机目标完成度超 70%，15 省光伏装机目标完成度超 70%，11 省超额完成光伏装机目标，各省十四五新能源装机目标剩余缺口约 280GW。

图6：中、东部地区风光装机目标完成度领先，西部地区略微滞后（单位：万千瓦）

省（区、市）	装机容量（截至2024年6月）			装机目标（十四五相关规划）			装机目标完成度			装机目标缺口		
	风电	光伏	新能源	风电	光伏	新能源	风电	光伏	新能源	风电	光伏	新能源
北京	23.7	114.0	137.7	30.0	251.0	281.0	78.8%	45.4%	49.0%	6.4	137.0	143.4
天津	186.1	608.7	794.8	200.0	560.0	760.0	93.1%	108.7%	104.6%	13.9	-	13.9
河北	3158.6	5984.6	9143.2	4300.0	5400.0	9700.0	73.5%	110.8%	94.3%	1141.4	-	1141.4
山西	2537.4	2843.1	5380.5	3000.0	5000.0	8000.0	84.6%	56.9%	67.3%	462.6	2156.9	2619.5
山东	2600.4	6353.7	8954.1	2500.0	5700.0	8200.0	104.0%	111.5%	109.2%	-	-	-
内蒙古	7602.0	2822.1	10424.1	8900.0	4500.0	13400.0	85.4%	62.7%	77.8%	1298.0	1677.9	2975.9
辽宁	1522.9	1106.8	2629.7	-	-	3700.0	-	-	71.1%	-	-	1070.3
吉林	1401.5	511.7	1913.2	2200.0	800.0	3000.0	63.7%	64.0%	63.8%	798.5	288.3	1086.8
黑龙江	1281.6	614.0	1895.6	-	-	3000.0	-	-	63.2%	-	-	1104.4
上海	106.6	336.0	442.6	262.0	407.0	669.0	40.7%	82.6%	66.2%	155.4	71.0	226.4
江苏	2298.9	5003.3	7302.2	2800.0	3500.0	6300.0	82.1%	143.0%	115.9%	501.1	-	501.1
浙江	627.8	3878.0	4505.8	641.0	2762.0	3403.0	97.9%	140.4%	132.4%	13.2	-	13.2
安徽	767.2	3727.6	4494.8	800.0	2800.0	3600.0	95.9%	133.1%	124.9%	32.8	-	32.8
福建	789.9	1055.5	1845.4	900.0	500.0	1400.0	87.8%	211.1%	131.8%	110.1	-	110.1
江西	588.4	2306.9	2895.3	700.0	2400.0	3100.0	84.1%	96.1%	93.4%	111.7	93.1	204.8
河南	2245.0	4042.0	6287.0	-	-	5500.0	-	-	114.3%	-	-	-
湖北	893.4	2926.5	3819.9	1000.0	2200.0	3200.0	89.3%	133.0%	119.4%	106.7	-	106.7
湖南	1005.7	1518.5	2524.2	1200.0	1300.0	2500.0	83.8%	116.8%	101.0%	194.3	-	194.3
重庆	216.6	204.5	421.1	-	-	364.0	-	-	115.7%	-	-	-
四川	838.5	745.1	1583.6	1000.0	1200.0	2200.0	83.8%	62.1%	72.0%	161.5	454.9	616.4
陕西	1280.8	2501.5	3782.3	-	-	6500.0	-	-	58.2%	-	-	2717.7
甘肃	2902.7	2751.4	5654.1	3853.0	4169.0	8022.0	75.3%	66.0%	70.5%	950.3	1417.6	2367.9
青海	1205.6	2685.0	3890.6	1650.0	4580.0	6230.0	73.1%	58.6%	62.4%	444.4	1895.0	2339.4
宁夏	1501.5	2327.5	3829.0	1750.0	3250.0	5000.0	85.8%	71.6%	76.6%	248.5	922.5	1171.0
新疆	3685.8	3875.2	7561.0	-	-	8240.0	-	-	91.8%	-	-	679.0
西藏	18.0	281.6	299.6	-	1000.0	1000.0	-	28.2%	30.0%	-	718.4	718.4
广东	1660.0	3274.0	4934.0	2564.0	3020.1	5584.1	64.7%	108.4%	88.4%	904.0	-	904.0
广西	1401.0	1459.0	2860.0	2450.0	1500.0	3950.0	57.2%	97.3%	72.4%	1049.0	41.0	1090.0
海南	31.0	632.3	663.3	229.0	546.5	775.5	13.5%	115.7%	85.5%	198.0	-	198.0
贵州	674.0	1781.5	2455.5	1080.0	3100.0	4180.0	62.4%	57.5%	58.7%	406.0	1318.5	1724.5
云南	1595.0	2748.1	4343.1	-	-	6278.1	-	-	69.2%	-	-	1935.0
合计										**9307.7**	**11192.1**	**28006.1**

数据来源：Wind、国家能源局、光伏們公众号等、开源证券研究所

2.2、 利用小时数：优质资源有限，不同地区资源禀赋存在差异

优质风资源集中在三北地区，海风合理利用小时高于陆风。2009 年《国家发展改革委关于完善风力发电上网电价政策的通知》将我国陆上风电资源区划分为四类，分区制定风电标杆上网电价，I至IV类资源区风电标杆电价依次递增。2020 年，《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知明确风电I类、II类、III类、IV类资源区项目全生命周期合理利用小时数分别为 48000 小时、44000 小时、40000 小时和 36000 小时，海上风电全生命周期合理利用小时数为 52000 小时，

按照各类资源区合理利用小时数核定可再生能源发电项目中央财政补贴资金额度。

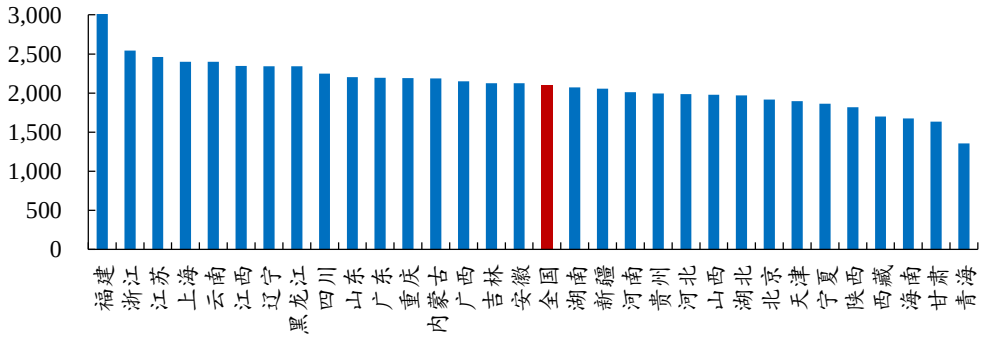
2024 年沿海、东北、西南地区部分省份风电利用小时数较高。2024 年全年，全国风电平均利用小时数约 2100 小时，16 省风电平均利用小时数超过全国平均水平。其中，福建风电平均利用小时数约 3000 小时；江浙沪地区其次，风电平均利用小时数约 2500 小时，东北三省风电平均利用小时数约 2300 小时。

表1：优质陆风资源集中在三北地区，海风合理利用小时高于陆风

资源区	合理利用小时	各资源区所包括的地区
I类资源区	48000	内蒙古、新疆部分地区
II类资源区	44000	河北、内蒙古、甘肃部分地区
III类资源区	40000	吉林、黑龙江、甘肃、新疆部分地区
IV类资源区	36000	除I类、II类、III类资源区以外的其他地区
海上风电	52000	海上风电

资料来源：国家发改委、财政部、开源证券研究所

图7：2024 年沿海、东北、西南地区部分省份风电利用小时数较高（单位：小时）



数据来源：Wind、开源证券研究所

注：假设 2024 年 12 月各省风电利用小时数与 2024 年前 11 个月的平均水平相当。

陆风资源区利用小时数普遍下滑，沿海地区风电利用小时数普遍提升。截至 2024 年 6 月末，全国风电装机容量前三的区域为华北、西北、华东区域，装机容量分别为 135GW、106GW、78GW。随着近年来全国风电装机容量持续增长，华北、西北区域风电利用小时数有所下降。2024 年河北、内蒙、新疆、甘肃风电利用小时数较 2021-2023 年均值分别下降 10.9%、9.3%、10.5%、17.5%。海风平均利用小时数高于陆风，随着海风渗透率提升，沿海地区风电利用小时数有所提高。2024 年浙江、江苏、广东风电利用小时数较 2021-2023 年均值分别提升 11.6%、4.9%、5.5%。

图8：三北地区风电平均利用小时数有所下降，沿海地区风电利用小时数普遍提升（单位：小时）

	2021	2022	2023	2024E	2024同比	2024较过去三年平均
中国	2,232	2,221	2,225	2,107	-5.3%	-5.4%
北京	2,057	1,864	1,464	1,916	30.8%	6.7%
天津	1,883	1,852	2,089	1,898	-9.1%	-2.2%
河北	2,208	2,238	2,243	1,988	-11.4%	-10.9%
山西	2,348	2,045	2,270	1,980	-12.8%	-10.9%
内蒙古	2,429	2,532	2,277	2,187	-3.9%	-9.3%
辽宁	2,292	2,276	2,512	2,343	-6.7%	-0.7%
吉林	2,298	2,312	2,364	2,126	-10.1%	-8.5%
黑龙江	2,209	2,559	2,538	2,341	-7.8%	-3.9%
上海	2,189	2,296	2,249	2,402	6.8%	7.0%
江苏	2,390	2,287	2,364	2,462	4.2%	4.9%
浙江	2,111	2,399	2,331	2,545	9.2%	11.6%
安徽	2,259	2,142	2,139	2,126	-0.6%	-2.5%
福建	2,703	3,132	2,880	3,020	4.8%	3.9%
江西	2,012	2,320	2,237	2,347	4.9%	7.2%
山东	2,250	2,070	2,188	2,205	0.8%	1.6%
河南	2,120	2,050	2,040	2,009	-1.5%	-2.9%
湖北	2,132	2,191	2,074	1,970	-5.0%	-7.6%
湖南	2,080	2,144	2,271	2,073	-8.7%	-4.3%
广东	1,877	2,180	2,184	2,194	0.4%	5.5%
广西	2,327	2,367	2,337	2,152	-7.9%	-8.2%
海南	1,743	1,699	1,653	1,676	1.4%	-1.3%
重庆	2,144	1,942	2,109	2,192	3.9%	6.1%
四川	2,377	2,286	2,564	2,251	-12.2%	-6.6%
贵州	1,861	1,921	2,069	1,995	-3.6%	2.3%
云南	2,618	2,394	2,352	2,400	2.0%	-2.2%
西藏	1,545	3,044	3,472	1,700	-51.0%	-36.7%
陕西	2,143	1,931	1,858	1,821	-2.0%	-7.9%
甘肃	2,022	1,898	2,023	1,634	-19.2%	-17.5%
青海	1,519	1,614	1,619	1,356	-16.2%	-14.4%
宁夏	2,018	1,887	2,015	1,864	-7.5%	-5.5%
新疆	2,309	2,384	2,197	2,056	-6.4%	-10.5%

数据来源：Wind、开源证券研究所

注：假设 2024 年 12 月各省风电利用小时数与 2024 年前 11 个月的平均水平相当。

优质光照资源集中在三北和西南地区。2013 年《**国家发展改革委关于发挥价格杠杆作用 促进光伏产业健康发展的通知**》根据各地太阳能资源条件和建设成本，将全国分为三类太阳能资源区，相应制定光伏电站标杆上网电价，I至III类资源区光伏标杆电价依次递增。2020 年，《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知明确光伏I类、II类、III类资源区项目全生命周期合理利用小时数分别为 32000 小时、26000 小时和 22000 小时，按照各类资源区合理利用小时数核定可再生能源发电项目中央财政补贴资金额度。

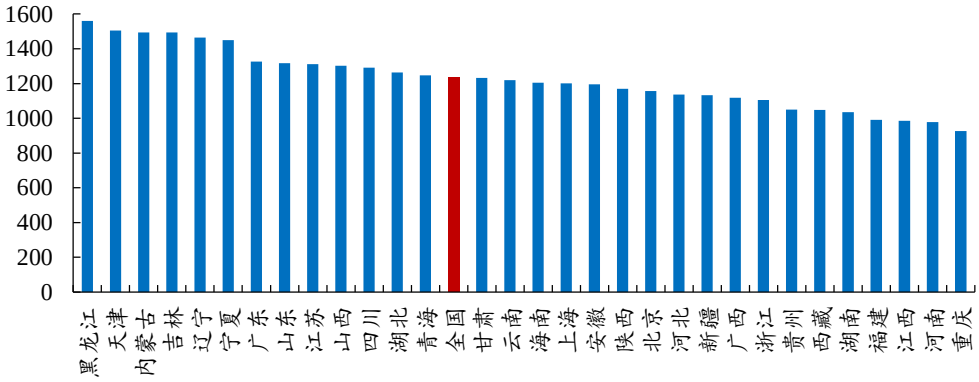
2024 年北方地区部分省份光伏发电利用小时数较高。2024 年全年，全国光伏发电平均利用小时数约 1235 小时，13 省光伏平均利用小时数超过全国平均水平。其中，内蒙古和东北三省光伏平均利用小时数较高，约 1500 小时。

表2：优质光伏资源集中在三北地区，北方光照资源优于南方，西部优于东部

资源区	合理利用小时	各资源区所包括的地区
I类资源区	32000	宁夏、青海、甘肃、新疆、内蒙古部分地区
II类资源区	26000	北京，天津，黑龙江，吉林，辽宁，四川，云南全境；内蒙古、河北、山西、陕西、青海、甘肃、新疆部分地区
III类资源区	22000	除I类、II类资源区以外的其他地区

资料来源：国家发改委、财政部、开源证券研究所

图9：2024 年北方地区部分省份光伏发电利用小时数较高（单位：小时）



数据来源：Wind、开源证券研究所

三北地区光伏利用小时数普遍下滑，其余地区光伏利用小时数多有提升。截至 2024 年 6 月末，全国光伏装机容量前三的区域为华东、华北、西北区域，装机容量分别为 227GW、141GW、124GW。随着近年来全国风电装机容量持续增长，三北区域光伏利用小时数有所下降，华东区域光伏利用小时数有所提升。

图10：三北地区光伏利用小时数普遍下滑，其余地区光伏利用小时数多有提升

	2021	2022	2023	2024E	2024同比	2024较过去三年平均
中国	1,303	1,303	1,329	1,235	-7.1%	-5.8%
北京	1,202	1,202	1,308	1,156	-11.6%	-6.6%
天津	1,260	1,260	1,368	1,505	10.0%	16.2%
河北	1,123	1,123	1,408	1,137	-19.3%	-6.7%
山西	1,363	1,363	1,438	1,303	-9.4%	-6.1%
内蒙古	1,604	1,604	1,558	1,495	-4.1%	-5.9%
辽宁	1,408	1,408	1,577	1,464	-7.2%	0.0%
吉林	1,629	1,629	1,619	1,495	-7.7%	-8.1%
黑龙江	1,622	1,622	1,654	1,561	-5.6%	-4.4%
上海	1,183	1,183	1,165	1,201	3.1%	2.1%
江苏	1,250	1,250	1,259	1,311	4.2%	4.6%
浙江	1,084	1,084	1,173	1,105	-5.8%	-0.8%
安徽	1,145	1,145	1,189	1,196	0.6%	3.1%
福建	1,109	1,109	1,028	992	-3.5%	-8.4%
江西	1,025	1,025	1,081	985	-8.9%	-5.6%
山东	1,233	1,233	1,349	1,317	-2.4%	3.5%
河南	1,053	1,053	977	979	0.1%	-4.8%
湖北	1,155	1,155	1,259	1,263	0.3%	6.2%
湖南	1,061	1,061	1,149	1,035	-9.9%	-5.1%
广东	1,161	1,161	996	1,325	33.1%	19.9%
广西	1,179	1,179	1,189	1,118	-6.0%	-5.4%
海南	1,173	1,173	1,287	1,204	-6.4%	-0.5%
重庆	736	736	818	926	13.2%	21.3%
四川	1,601	1,601	1,624	1,292	-20.5%	-19.7%
贵州	939	939	1,149	1,051	-8.5%	4.1%
云南	1,360	1,360	1,271	1,219	-4.1%	-8.4%
西藏	1,298	1,298	1,239	1,048	-15.4%	-18.0%
陕西	1,382	1,382	1,220	1,169	-4.1%	-11.9%
甘肃	1,557	1,557	1,484	1,233	-16.9%	-19.6%
青海	1,304	1,304	1,459	1,247	-14.5%	-8.0%
宁夏	1,500	1,500	1,511	1,450	-4.0%	-3.6%
新疆	1,533	1,533	1,282	1,132	-11.7%	-21.9%

数据来源：Wind、开源证券研究所

注：假设各年 12 月各省光伏利用小时数该年前 11 个月的平均水平相当。

2.3、 消纳：政策定调转为有序推进，三北地区消纳压力有望得到缓解

可再生能源消纳责任保障机制建立，超额消纳量交易、绿电绿证交易等市场交易机制逐步形成，绿电消纳机制逐步完善。

2017 年以前，我国绿电政策重点在于建立可再生能源发电全额保障性收购机制，促进电网落实保障性收购任务。

2019 年，《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》正式提出建立健全“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。

2020 年，山东、黑龙江、湖北、陕西、北京、重庆等地先后印发本地区“消纳保障实施方案”，各类市场主体除了实际消纳可再生能源电量以外，还可以通过购买其他市场主体“超额消纳量”、自愿认购绿色电力证书等方式完成消纳量。

2022 年，《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》提出，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。

2024 年《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》提出，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%。

表3：2006-2023 年，我国绿电绿证交易机制逐步健全

文件	时间	主要内容
《可再生能源法》	2006	电网企业应当全额收购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。
《可再生能源法》修正	2009	国家实行可再生能源发电全额保障性收购制度。
《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依照规划保障性收购、认真落实可再生能源发电保障性收购制度。
《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》（国能新能〔2016〕54 号）	2016	国家能源局将制定各省（区、市）能源消费总量中的可再生能源比重目标和全社会用电量中的非水电可再生能源电量比重指标，且明确提出“建立可再生能源电力绿色证书交易机制”。
《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》（发改能源[2016]625 号）	2016	完善了可再生能源发电全额保障性收购机制的配套文件。
《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》（发改能源〔2016〕1150 号）	2016	要求做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作。
关于印发《清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）》的通知（发改能源规〔2018〕1575 号）	2018	提出 2018-2020 年风电、光伏利用率目标，2020 年弃风率力争控制在 5%左右，弃光率低于 5%；全面启动可再生能源配额制度。
《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	正式提出建立健全“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。
《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、积极推进系统调节能力提升和网源协调发展、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%。

资料来源：政府官网、国家发改委、国家能源局、开源证券研究所

三北地区风光利用率承压，大基地消纳遇阻。2024 年 6 月末，国家审计署发布《国务院关于 2023 年度中央预算执行和其他财政收支的审计工作报告》指出，新能源开发利用缺乏统筹，部分地区不顾自身消纳、外送和配套保障能力上马新能源项目，个别已投产项目 2021 年以来已累计弃电 50.13 亿千瓦时。全国新能源消纳监测预警中心数据显示，2024 年 1-11 月，华北、东北、西北地区多个省/区风电消纳率不足 95%，西北地区多个省/区光伏弃置率逼近 10%。

风光大基地政策定调转向，三北地区风光消纳压力有望得到缓解。2021 年 10 月，总书记宣布中国将大力发展可再生能源，在沙漠、戈壁、荒漠地区加快规划建设大型风电光伏基地项目；此后，政策文件中多以“加大力度规划”、“加快推进”等词来强调风光大基地的重要性；《2024 年政府工作报告》继续提出，加强大型风电光伏基地和外送通道建设。2024 年 8 月国新办发布《中国的能源转型》白皮书，提出“有序推进大型风电光伏基地建设”；2024 年 9 月，总书记在全面推动黄河流域生态保护和高质量发展座谈会上提出**“有序推进大型风电光伏基地和电力外送通道规划建设”。这是高层在风光大基地和电力外送通道建设方面，首次使用了“有序推进”一词。**

电力系统调节能力优化专项行动实施方案发布，支撑 2025-2027 年年均新增 2 亿千瓦以上新能源的合理消纳利用。2025 年 1 月 6 日，国家发展改革委发印发《电力系统调节能力优化专项行动实施方案（2025—2027 年）》，其中提到通过抽水蓄能、新型储能、火电调节、可再生能源（如龙头水库）调节等方式提升系统调节能力；**通过调节能力的建设优化，支撑 2025-2027 年年均新增 2 亿千瓦以上新能源的合理消纳利用；**到 2027 年，电力系统调节能力显著提升，各类调节资源发展的市场环境和商业模式更加完善，各类调节资源调用机制进一步完善。各电源利用率有望改善。

图11：2024 年 1-11 月，三北地区新能源利用率承压，多省利用率逼近 90%红线

省（区、市）	风电利用率			光伏发电利用率		
	2023M1-11	2024M1-11	同比变动	2023M1-11	2024M1-11	同比变动
全国	97.10%	96.30%	-0.80%	98.10%	97.00%	-1.10%
北京	99.90%	98.50%	-1.40%	100.00%	99.80%	-0.20%
天津	100.00%	99.50%	-0.50%	100.00%	99.40%	-0.60%
河北	95.10%	94.00%	-1.10%	97.70%	96.50%	-1.20%
山西	98.90%	99.00%	0.10%	99.20%	99.00%	-0.20%
山东	98.10%	96.40%	-1.70%	99.30%	98.50%	-0.80%
蒙西	93.00%	95.40%	2.40%	96.50%	94.70%	-1.80%
蒙东	92.10%	93.50%	1.40%	98.60%	97.50%	-1.10%
辽宁	98.10%	95.00%	-3.10%	99.30%	97.10%	-2.20%
吉林	96.00%	93.50%	-2.50%	97.20%	97.60%	0.40%
黑龙江	98.70%	95.00%	-3.70%	99.00%	96.60%	-2.40%
上海	100.00%	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%	0.00%
江苏	100.00%	99.70%	-0.30%	100.00%	99.90%	-0.10%
浙江	100.00%	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%	0.00%
安徽	100.00%	99.90%	-0.10%	100.00%	99.90%	-0.10%
福建	100.00%	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%	0.00%
江西	100.00%	99.50%	-0.50%	99.90%	98.90%	-1.00%
河南	96.90%	96.30%	-0.60%	98.20%	98.10%	-0.10%
湖北	99.30%	98.10%	-1.20%	98.40%	97.50%	-0.90%
湖南	99.60%	97.00%	-2.60%	100.00%	99.40%	-0.60%
重庆	100.00%	100.00%	0.00%	100.00%	100.00%	0.00%
四川	100.00%	99.80%	-0.20%	100.00%	98.30%	-1.70%
陕西	97.60%	94.30%	-3.30%	97.00%	95.10%	-1.90%
甘肃	94.90%	93.90%	-1.00%	96.30%	91.60%	-4.70%
青海	94.30%	92.80%	-1.50%	91.10%	90.20%	-0.90%
宁夏	97.80%	97.50%	-0.30%	96.60%	95.40%	-1.20%
新疆	95.70%	93.30%	-2.40%	96.70%	92.20%	-4.50%
西藏	100.00%	82.50%	-17.50%	78.30%	69.80%	-8.50%
广东	99.70%	99.50%	-0.20%	99.90%	99.90%	0.00%
广西	100.00%	98.40%	-1.60%	100.00%	98.60%	-1.40%
海南	99.90%	99.90%	0.00%	99.70%	99.80%	0.10%
贵州	99.70%	99.60%	-0.10%	99.40%	98.00%	-1.40%
云南	100.00%	99.10%	-0.90%	99.40%	96.60%	-2.80%

数据来源：全国新能源消纳监测预警中心、开源证券研究所

2.4、 电价：新能源有序入市，高成本电源为低成本电源提供安全边际

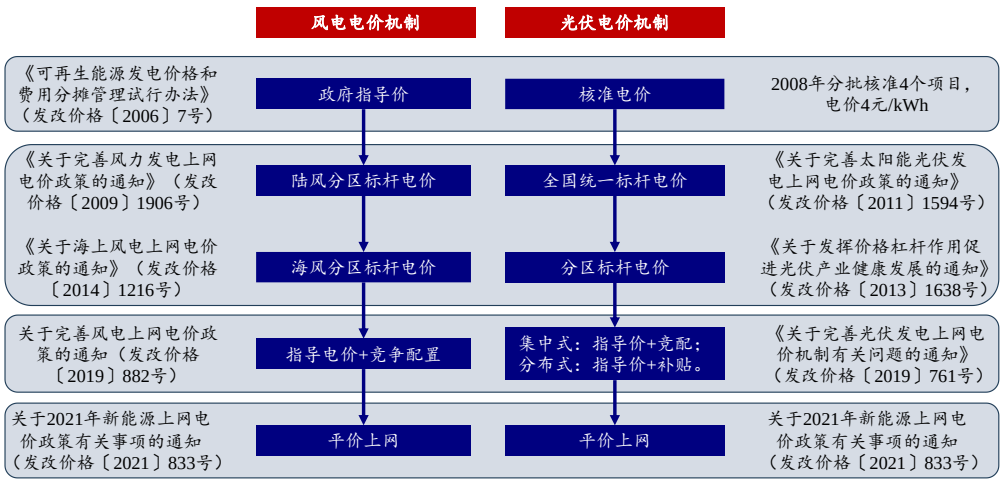
新能源发电的上网电价整体经历了核准电价、标杆电价、竞配电价与平价上网四个时期。

风电：2006 年，国家发改委会同国家电监会制定《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，国家发改委发布《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，风电标杆电价水平分

别为每千瓦时 0.51 元、0.54 元、0.58 元和 0.61 元。2014 年，国家发改委发布《关于海上风电上网电价政策的通知》，规定 2017 年以前投运的近海风电项目上网电价为每千瓦时 0.85 元，潮间带风电项目上网电价为每千瓦时 0.75 元。2019 年，国家发改委发布《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，国家发改委发布《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》，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。

光伏：2008 年，国家发改委分批核准了 4 个光伏项目，包括上海 2 个、内蒙古及宁夏各 1 个，将电价核准为 4 元/kWh。2011 年，国家发改委发布《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》，制定全国统一的太阳能光伏发电标杆上网电价，标杆电价按项目投产时间不同分为每千瓦时 1.15 元和每千瓦时 1 元。2013 年，国家发改委发布《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》，将全国分为三类太阳能资源区，光伏电站标杆电价水平分别为每千瓦时 0.90 元、0.95 元和 1.0 元。2019 年，国家发改委发布《关于完善光伏发电上网电价机制有关问题的通知》，将集中式光伏电站标杆上网电价改为指导价，新增集中式光伏电站上网电价原则上通过市场竞争方式确定，不得超过所在资源区指导价；工商业光伏发电项目上网电价按照指导价+补贴的形式形成。2021 年，国家发改委发布《关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知》，新建集中式、工商业分布式光伏项目实行平价上网，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。

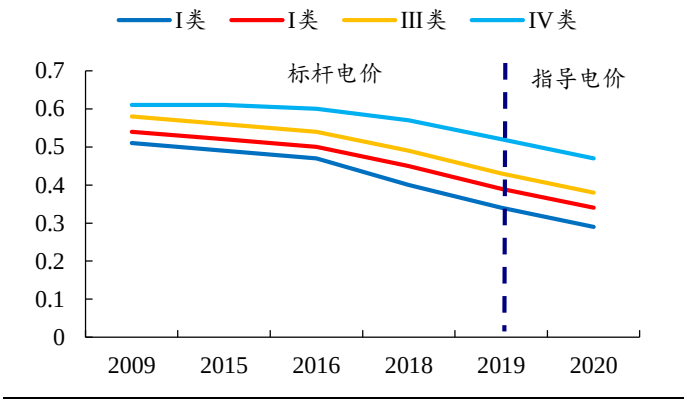
图12：新能源发电的上网电价机制逐渐从政府指导价转向平价上网



资料来源：国家发改委、北极星太阳能光伏网、开源证券研究所

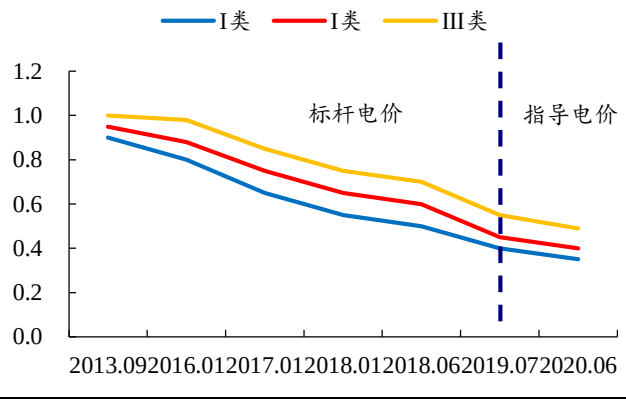
进入标杆电价模式后，风电、光电的标杆电价（指导价）进行了一系列政策调整，分别经历多次下调。风电 I 类、I 类、III 类、IV 类资源区标杆电价从 2009 年的 0.51、0.54、0.58、0.61 元/千瓦时下调至 2020 年的 0.29、0.34、0.38、0.47 元/千瓦时，平均下调幅度 34.4%。光伏 I 类、I 类、III 类资源区标杆电价从 2013 年的 0.90、0.95、1.00 元/千瓦时下调至 2020 年的 0.35、0.40、0.49 元/千瓦时，平均下调幅度 56.7%。

图13：风电标杆电价及指导价经历 5 次下调(元/千瓦时)



数据来源：国家发改委、开源证券研究所

图14：光伏标杆电价及指导价经历 7 次下调(元/千瓦时)



数据来源：国家发改委、开源证券研究所

电力市场建设持续推进，新能源市场化交易不断扩容。2022 年国家发改委、国家能源局发布《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，提出到 2030 年，全国统一电力市场体系基本建成，新能源全面参与市场交易。2024 年 11 月，《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》发布，明确提出“三步走”战略：第一步，到 2025 年初步建成，实现跨省跨区市场与省内市场有序衔接；第二步，到 2029 年全面建成，实现新能源在市场中的全面参与；第三步，到 2035 年完善提升，支持新能源大规模接入，形成市场、价格和技术全面协调的市场机制，新能源入市进程加快。**根据各省/区 2025 年电力市场交易方案，集中式新能源逐渐入市，分布式新能源大多不参与或自愿参与市场化交易。**

表4：2025 年各省集中式新能源逐渐入市，分布式新能源大多不参与或自愿参与市场化交易

省/区	陆上风电	集中式光伏	分布式风电/光伏
广东	2024 年底前并网：220kV 及以上 30%开展中长期交易，110kV 及以上 10%直接现货交易；2025 年新增并网项目：110kV 及以上 50%入市交易		暂不强制入市
浙江	90%电量政府授权合约电价+10%现货交易		自愿参与，不强制入市
新疆	优先发电小时数外电量全部入市；2025 年普通风、光优先发电小时数为 895h、500h		全额保障收购
江苏	优先发电小时数外电量全部入市；2025 年风、光优先发电小时数为 800h、400h		优先参与绿电交易
湖北	110 千伏及以上直接参与中长期及现货交易；110 千伏以下可直接参与市场交易或作为价格接受者参与电力交易；风、光各月中长期小时数分别不超过 35h、60h		暂不参与市场化交易
辽宁	除特殊类型的风、光项目外，其他全部入市。带补贴风电项目保障小时数为 1850h，其余电量参与“煤改电”交易		暂不参与市场化交易
宁夏	优先发电小时数外电量全部入市；2025 年风、光优先发电小时数约为 234h、156h		暂不参与市场化交易
陕西	光伏扶贫、光伏领跑者暂不入市；其他风、光优先发电小时数外电量全部入市；2024 年风、光优先发电小时数约为 520h、350h		自愿参与交易
冀北电网	优先参与绿电交易，带补贴项目入市需承诺放弃补贴		20%电量入市
河北南网	30%电量入市	60%电量入市	20%电量入市

资料来源：湖南省可再生能源学会、开源证券研究所

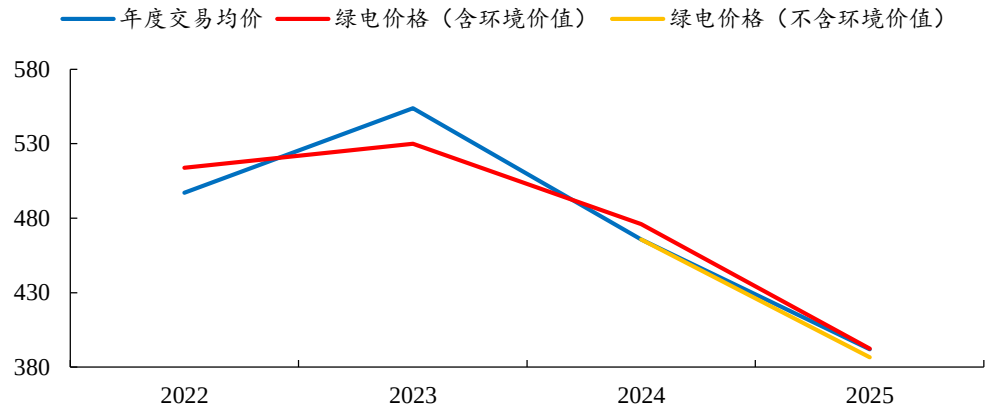
2025 年 2 月国家发改委、国家能源局发布《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》，按照价格市场形成、责任公平承担、区分存量

增量、政策统筹协调的总体思路，深化新能源上网电价市场化改革，**推动风电、太阳能发电等新能源上网电量全部进入电力市场**，上网电价通过市场交易形成；同步建立支持新能源可持续发展的价格结算机制，区分存量和增量项目分类施策，促进行业高质量发展。其中，2025 年 6 月 1 日以前投产的存量项目，通过开展差价结算，实现电价等与现行政策妥善衔接。2025 年 6 月 1 日及以后投产的增量项目，纳入机制的电量规模根据国家明确的各地新能源发展目标完成情况等动态调整，机制电价由各地通过市场化竞价方式确定。

中长期市场中绿电的电能量价格承压，主要原因在于煤电交易价格下降以及煤电容量电费的拆分。目前煤电电量仍占主导地位，绿电电能量价格主要锚定煤电交易价格。以广东为例，绿电电能量价格随火电交易价格波动的态势，2022-2025 年，两者波动趋势相同。2024 年辅助服务市场投入试运行，绿电与火电价格差距收窄，不含环境价值的绿电价格基本与年度交易均价相等。此外，在煤电的容量电费逐渐纳入系统运行费用后，煤电市场化电价将只反应电量价格，市场均价将较未设立容量电费前出现下降。煤电市场化电价下降将带动绿电电能量价格的下降。

煤电边际成本更高，中长期市场中煤电价格为绿电价格提供安全边际。2024 年 12 月 CCI 动力煤长协价格指数为 696 元/吨，大宗指数为 801 元/吨。假设煤电度电供电煤耗为 300 克标准煤，5500 动力煤价格区间 400-800 元/吨，则燃煤发电单位燃料成本区间约为 150-300 元/兆瓦时。假设火电初始投资成本 4000 元/千瓦，利用小时数 4000-4500 对应单位发电固定成本约 100-120 元/兆瓦时。全国范围内火电综合供电成本区间为 250-430 元/兆瓦时。火电企业保持合理盈利的前提下，各省中长期电力市场价格具备一定支撑。

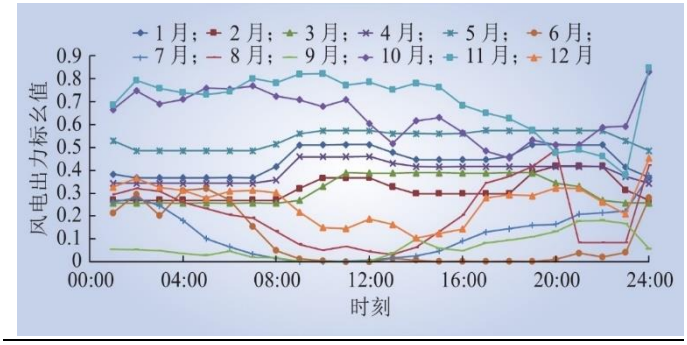
图15：绿电电能量价格主要锚定煤电交易价格（单位：元/兆瓦时）



数据来源：广东电力交易中心、开源证券研究所

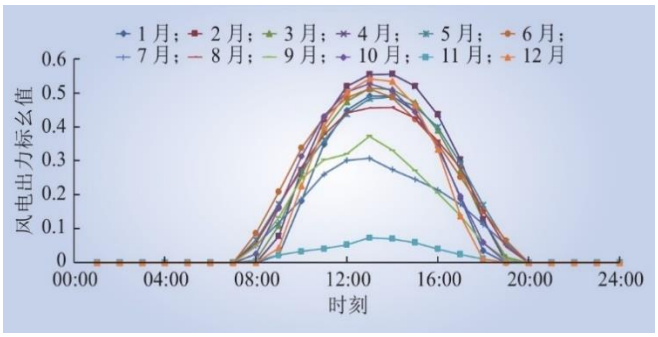
西北多省出台分时电价政策，光伏中长期电价承压。风电日内出力整体呈现午间低于晚间的特点，季节出力整体呈现春、秋季高于夏、冬季的特点；光伏春、秋季出力较高，冬季出力较低；风电日内出力波动幅度整体上小于光伏，出力分布更均匀。

图16：风电日内出力整体呈现午间低于晚间的特点



资料来源：李虎军等《考虑碳排放约束的新能源与调峰资源优化配置方法》

图17：午间是光伏发电出力高峰

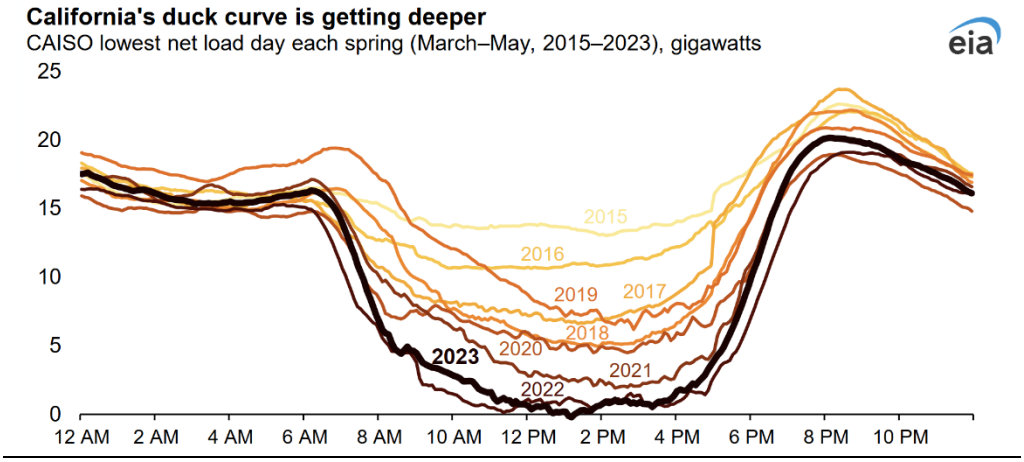


资料来源：李虎军等《考虑碳排放约束的新能源与调峰资源优化配置方法》

光伏发电出力集中度高，扣除新能源出力后的净负荷曲线呈现鸭子形态，随着光伏发电占比的不断增长，中午时段净负荷跌落幅度越来越深。

日内分时电价合同导致光伏长协电价承压。2021 年甘肃发改委印发《关于进一步完善我省分时电价机制的通知》，要求市场参与主体签订分时段、带量带价中长期交易合同，体现发、用电曲线特性及分时价格差异，在平段电价基础上，高峰、低谷电价上下浮动幅度为 50%。2023 年 8 月新疆发改委印发《关于进一步完善分时电价有关事宜的通知》，扩大峰谷浮动比例，在平段电价基础上，高峰、低谷电价上下浮动幅度扩大至 75%。根据新疆 2025 年度双边交易结果，光伏申报均价 164.77 元/兆瓦时；风电申报均价 257.05 元/兆瓦时。

图18：加州电力系统扣除新能源出力后的净负荷曲线呈现鸭子形态

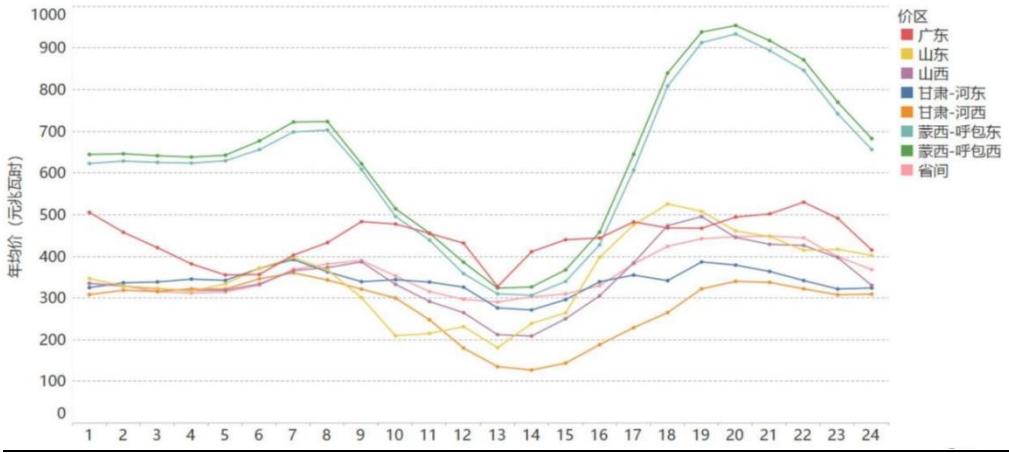


资料来源：EIA

2023 年各市场（价区）现货分时电价曲线同样呈现鸭子形态。2024 年各价区电力现货均价普遍下降，现货市场整体呈现全市场均价>风电均价>光伏均价的特征。根据兰木达电力现货数据，2024 年广东省电力现货价格降幅显著，山西省的价格降幅较小。2024 年光伏和风电的捕获价格变化趋势一致，各价区的价格均有所下降。其中，甘肃与蒙西的新能源捕获价格下降幅度较大：甘肃省的光伏和风电捕获价格分别较 2023 年下降了 36.99%和 15.88%，四省（区）中光伏捕获价降幅最大；蒙西地区光伏和风电捕获价降幅分别为 20.61%和 18.97%，四省（区）中风电捕获价降幅

最大。

图19：2023 年各市场（价区）现货分时电价曲线呈现鸭子形态



资料来源：兰木达电力现货公众号

表5：2024 年新能源现货均价低于现货市场均价，光伏现货均价低于风电现货均价（单位：元/兆瓦时）

	现货市场均价	同比	现货市场均价-光伏	同比	现货市场均价-风电	同比
山西	316.21	-8.87%	211.01	-14.82%	268.45	-1.66%
山东	307.05	-13.04%	169.04	-21.95%	266.78	-7.31%
甘肃	246.93	/	122.7	-36.99%	185.43	-15.88%
蒙西	506.78	-19.81%	348.27	-20.61%	367.43	-18.97%
湖北	368.79	/	309.82	/	345.42	/
浙江	363.77	/	369.42	/	368.49	/

数据来源：兰木达电力现货公众号、开源证券研究所

2.5、 环境价值：绿电/绿证市场承接新能源发电补贴任务

绿证市场打通新能源低碳价值传导渠道。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，完善绿色电力证书的自愿认购规则，做好绿色电力证书自愿认购责任分工，我国绿证机制开启试运行。**风电、光伏发电企业出售绿证后，相应电量不得再享受补贴。绿证核发对象暂限于陆上风电和集中式光伏项目。**

2019 年，《关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》（发改能源〔2019〕19 号）提出开展平价上网项目和低价上网试点项目建设，鼓励平价上网项目和低价上网项目通过绿证交易获得合理收益补偿，促进风电、光伏发电通过电力市场化交易无补贴发展。风光进入无补贴时代，亟待与其他支持政策衔接。

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。2023 年 1044 号文，全方位提高绿证唯一性、通用性和权威性，标志着我国进入“全面绿证”阶段。

2024 年 8 月，国家发展改革委、国家能源局近日印发《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》，规定绿色电力交易中，**电能量价格与绿证价格应分别明确。**

表6：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	绿证是我国可再生能源电量环境属性的唯一证明，是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	国家发展改革委、国家能源局负责确定核发可交易绿证的范围，并根据可再生能源电力生产消费情况动态调整。国家能源局负责绿证相关管理工作	国家能源局新能源和可再生能源司负责绿证相关管理工作；国家能源局电力业务资质管理中心负责绿证核发，国家可再生能源信息管理中心配合并提供技术支撑
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，以及北京电力交易中心、广州电力交易中心开展交易，适时拓展至国家认可的其他交易平台，绿证交易信息应实时同步至核发机构	交易平台增加，有利于增加市场透明度和流动性
方式	证书自愿认购采用认购平台挂牌出售形式	绿证交易采取双边协商、挂牌、集中竞价等方式进行	交易方式更为完善，有利于增加市场的透明度和流动性
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

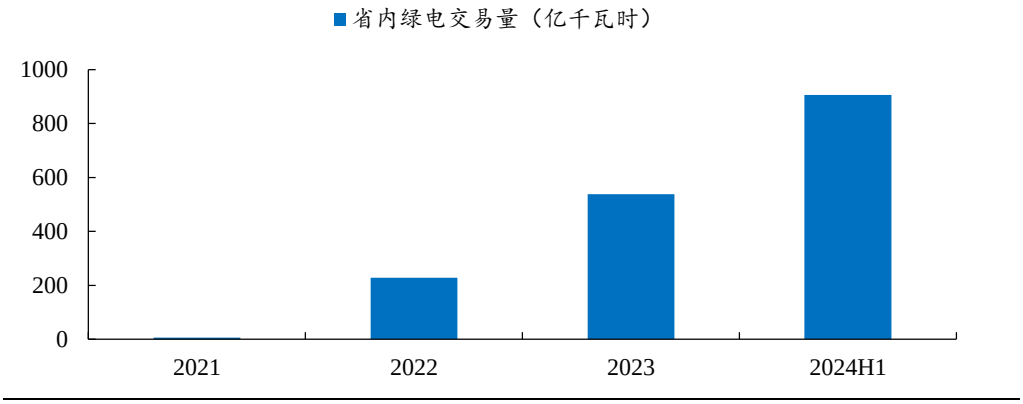
绿电交易量迎来快速增长。2024 上半年，全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 28470.3 亿千瓦时，同比增长 7.4%，占全社会用电量比重为 61.1%。其中，省内绿电交易 905.4 亿千瓦时，同比增长 324.3%。

多个省区绿电交易量实现新突破。2024 上半年，海南省内“绿电+绿证”交易总成交电量 6.47 亿千瓦时，是 2023 年全年绿电交易量的 7.6 倍；新疆实现绿电交易电量 8.6 亿千瓦时，较 2023 年全年绿电交易电量增长 2 倍。

绿证核发数量快速增长。2024 年上半年，国家能源局核发绿证 4.86 亿个，同比增长 13 倍。其中，风力发电 1.97 亿个，常规水电 1.02 亿个，太阳能发电 1.33 亿个，生物质发电 5435 万个，其他可再生能源发电 1.65 万个。核发补贴项目绿证 1.29 亿个，核发无补贴项目绿证 3.57 亿个。自 2017 年实施绿证制度以来，累计核发绿证约 7.07 亿个，其中风力发电 3.15 亿个、常规水电 1.02 亿个、太阳能发电 2.29 亿个、生物质发电 6068 万个、其他可再生能源发电 2 万个。

绿证交易规模显著提升。2024 年上半年，全国参与绿证市场交易的买方企业和个人主体 3.9 万个，同比增长 4 倍，交易绿证 1.6 亿个（其中随绿电交易绿证 7737 万个），同比增长 6 倍，其中风力发电 9539 万个，太阳能发电 6413 万个，生物质发电 18.5 万个，市场活力有效激发。

图20：2024 上半年省内绿电交易合计 905.4 亿千瓦时，同比增长 324.3%



数据来源：中电联、开源证券研究所

目前多省对绿电的环境价值作出限制，使其在较为稳定的范围内波动。由于绿电的环境价值涉及与碳市场、能源消费量计算等环境属性相关机制，因此主管部门对其合理波动范围有所预期，将其维持在稳定范围内也便于在市场初期与其他机制对接，体现环境属性的一致性。部分绿电需求旺盛的省份如浙江、广东都对环境价值的范围设定了限值。

表7：2024 年部分省份对绿电环境价值设限

	文件	环境价值上下限
广东	《关于 2025 年电力市场交易有关事项的通知》	下限取值 0 元/兆瓦时，上限取值 50 元/兆瓦时
浙江	《浙江省绿电绿证市场化交易工作细则(试行)》	最低不得低于 10 元/兆瓦时，最高不得高于 30 元/兆瓦时
安徽	《安徽省 2025 年绿色电力交易实施方案》	环境价值不设上限，且需大于零

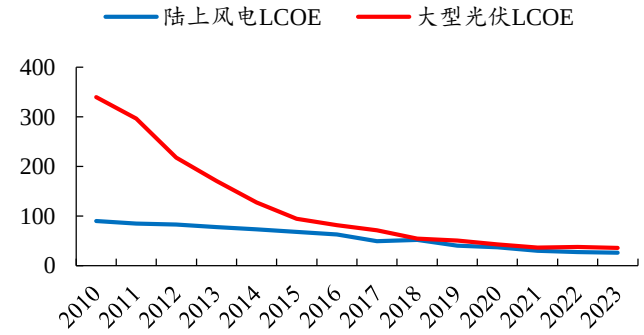
资料来源：广东省能源局、各省电力交易中心、开源证券研究所

3、 成本：投资成本下行、灵活性边际成本提高

3.1、 新能源投资成本持续下行，风光地面电站 LCOE 降至 0.2 元/千瓦时

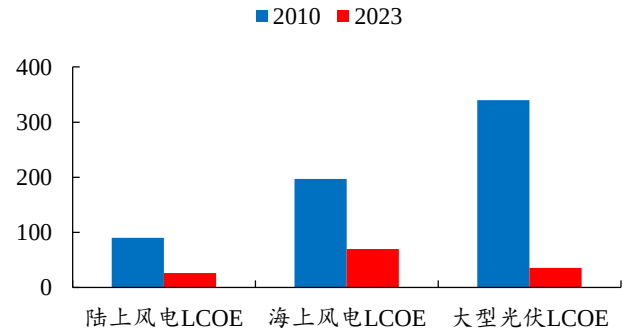
新能源投资建设成本大幅下降。根据国际可再生能源机构（IRENA）的报告，2023 年，我国陆上风电、海上风电、大型光伏电站加权平均平准化成本（Levelised Cost of Electricity, LCOE）分别为 25.97 美元/兆瓦时、70 美元/兆瓦时、35.65 美元/兆瓦时，分别较 2010 年下降 71.1%、34.9%、89.5%。

图21：我国陆上风电和大型光伏电站平准化发电成本持续下降（美元/兆瓦时）



数据来源：IRENA、开源证券研究所

图22：2023 年我国陆上风电、海上风电、大型光伏电站平准化发电成本较 2010 年显著下降（美元/兆瓦时）



数据来源：IRENA、开源证券研究所

根据国家电投编制的《新能源电站单位千瓦造价标准值（2024 版）》，陆上集中式风电（不含复杂山地）单位千瓦造价位于 4000-5000 元区间，其中机组设备 2100 元；海上风电单位千瓦造价位于 9400-12000 元区间，其中机组设备 3500 元；光伏电站单位千瓦造价位于 2700-3100 元区间，其中光伏组件设备 1000 元。根据中国光伏行业协会数据，2024 年 12 月光伏主流产品一体化组件成本 692 元/千瓦。

假设风电光伏电站折旧年限均为 20 年，实际使用年限 25 年，年运维费用为初始投资额的 2%，综合损耗率（售电量小于发电量的部分）为 2%。

假设基准情景下陆上风电单位建设成本为 4500 元/千瓦，年利用小时数 2000 小时，考虑全权益项目，则全生命周期平准化成本约为 192 元/兆瓦时。

表8：基准情景下陆上风电 LCOE 约 0.19 元/千瓦时（单位：元/千瓦、元/兆瓦时）

单位建设成本 / 年利用小时数	4000	4500	5000
1600	214	241	267
1800	190	214	238
2000	171	192	214
2200	155	175	194
2400	143	160	178

数据来源：开源证券研究所

假设基准情景下光伏电站单位建设成本为 2500 元/千瓦，年利用小时数 1200 小时，考虑全权益项目，则全生命周期平准化成本约为 188 元/兆瓦时。

表9：基准情景下光伏发电 LCOE 约 0.19 元/千瓦时（单位：元/千瓦、元/兆瓦时）

单位建设成本 / 年利用小时数	2200	2500	2800
900	221	251	281
1050	190	215	241
1200	166	188	211
1350	147	168	188
1500	133	151	169

数据来源：开源证券研究所

假设基准情景下海上风电单位建设成本为 10000 元/千瓦，年利用小时数 2800 小时，考虑全权益项目，则全生命周期平准化成本约为 305 元/兆瓦时。据中闽能源公告，福建省部分海上风电场年利用小时数超 4000 小时，对应平准化成本低于 214 元/兆瓦时。

表10：基准情景下海上风电 LCOE 约 0.31 元/千瓦时（单位：元/千瓦、元/兆瓦时）

单位建设成本 / 年利用小时数	9000	10000	11000
2400	321	356	392
2600	296	329	362
2800	275	305	336
3000	257	285	314
3200	241	267	294

数据来源：开源证券研究所

3.2、 辅助服务市场明确电源侧稳定性、灵活性、可靠性费用分摊机制

电力辅助服务是指为维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，除正常电能生产、输送、使用外，由可调节资源提供的调峰、调频、备用、爬坡、黑启动等服务。电力辅助服务市场是电力系统可调节资源市场化配置的渠道，遵循市场原则，为电力辅助服务主体提供经济补偿。

2021 年国家能源局修订发布《电力并网运行管理规定》（国能发监管规〔2021〕60 号）和《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61 号），进一步规范了电力辅助服务管理。**2024 年 2 月，发改委、能源局发布《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》（发改价格〔2024〕196 号）**，提出加强电力辅助服务市场与中长期市场、现货市场等统筹衔接，科学确定辅助服务市场需求，合理设置有偿辅助服务品种，规范辅助服务计价等市场规则；按照“谁服务、谁获利，谁受益、谁承担”的总体原则，不断完善辅助服务价格形成机制，推动辅助服务费用规范有序传导分担，充分调动灵活调节资源主动参与系统调节积极性。

表11：发改价格〔2024〕196号完善调峰、调频、备用服务价格形成与传导机制

项目	内容
调峰服务	**完善调峰市场交易机制：电力现货市场连续运行的地区，**完善现货市场规则，适当放宽市场限价，引导实现调峰功能，调峰及顶峰、调峰容量等具有类似功能的市场不再运行。**电力现货市场未连续运行的地区，**原则上风电、光伏发电机组不作为调峰服务提供主体，研究适时推动水电机组参与有偿调峰，其他机组在现货市场未运行期间按规则自主申报分时段出力及价格，通过市场竞争确定出清价格和中标调峰出力。 **合理确定调峰服务价格上限：**各地统筹调峰需求、调节资源成本和新能源消纳等因素，按照新能源项目消纳成本不高于发电价值的原则，合理确定调峰服务价格上限，**调峰服务价格上限原则上不高于当地平价新能源项目的上网电价。**
调频服务	**规范调频市场交易机制：**调频市场原则上采用基于调频里程的单一制价格机制。各机组按规则自主申报分时段调频容量及价格，通过市场竞争确定出清价格和中标调频容量。调频费用根据出清价格、调频里程、性能系数三者乘积计算。 **合理确定调频服务价格上限：**调频性能系数由调节速率、调节精度、响应时间三个分项参数乘积或加权平均确定，分项参数以当地性能最优煤电机组主机（不含火储联合机组）对应的设计参数为基准折算；**原则上性能系数最大不超过2，调频里程出清价格上限不超过每千瓦0.015元。**
备用辅助	**规范备用市场交易机制：**备用市场原则上采用基于中标容量和时间的单一制价格机制。备用容量需求由电力调度机构根据系统安全经济要求与实际情况确定，各机组按规则申报备用容量及价格，通过市场竞争确定出清价格、中标容量和时间；备用费用根据出清价格、中标容量、中标时间三者乘积计算，实际备用容量低于中标容量的，按实际备用容量结算。 **合理确定备用服务价格上限：**统筹考虑提供备用服务的机会成本（因预留备用容量、不发电而产生的损失）等因素，合理确定备用服务价格上限，**原则上备用服务价格上限不超过当地电能量市场价格上限。**
价格传导	**合理确定辅助服务需求：**各地要以保障电力系统安全稳定运行为目标，按照规范透明的原则，科学测算确定辅助服务需求。可结合当地实际探索开展爬坡等辅助服务机制，通过市场竞争确定出清价格、中标机组和中标容量，合理安排价格上限。不得采用事后调整结算公式等方式，确定辅助服务费用规模和价格标准。 **健全辅助服务费用传导机制：**各地要规范辅助服务费用管理，由用户侧承担的辅助服务成本，应当为电能量市场无法补偿的因提供辅助服务而未能发电带来的损失。电力现货市场未连续运行的地区，原则上不向用户侧疏导辅助服务费用。电力现货市场连续运行的地区，符合上述要求的调频、备用辅助服务费用（不含提供辅助服务过程中产生的电量费用），原则上由用户用电量和未参与电能量市场交易的上网电量共同分担，分担比例由省级价格主管部门确定。其他需由经营主体承担的辅助服务费用，按程序报批。 **规范辅助服务费用结算：**由用户承担的辅助服务费用纳入系统运行费用，随电费一同结算，电力现货市场连续运行的地区采用“日清月结”模式。各品种辅助服务补偿、分摊、考核费用应单独计算，并在结算单中单独列示。

资料来源：国家发改委、国家能源局、开源证券研究所

2024年10月，国家能源局综合司发布《电力辅助服务市场基本规则（征求意见稿）》，提出按照**“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”**原则，优化各类辅助服务价格形成机制，健全辅助服务费用传导机制，统筹完善市场衔接机制，推动完善电力辅助服务市场建设。

表12：《电力辅助服务市场基本规则（征求意见稿）》初步提出辅助服务市场各项运行规则

项目	内容
市场经营主体	满足电力市场需求，具备可观、可测、可调、可控能力，主要包括**火电、水电、储能、虚拟电厂**等
辅助服务品种	**有功控制服务：**调峰服务指运营主体根据调度指令跟踪系统负荷及新能源出力变化，调减发电出力（包括设备启停），为其他主体提供发电空；调频服务指运营主体通过调速系统、自动功率控制等，减少系统频率偏差（或联络线控制偏差）；备用服务指为满足系统安全运行需要，运营主体通过预留发电能力，并在系统运行需要时于规定时间内增加有功出力；爬坡服务指运营主体根据调度指令快速响应系统负荷或新能源出力短时大幅变化，提供的具有较高上下调节速率的有功出力； **无功平衡控制服务：**即电压控制服务，是指为保障电力系统电压稳定，运营主体根据调度下达的电压、无功出力等

项目	内容
	控制调节指令，通过自动电压控制（AVC）、调相运行等方式，向电网注入、吸收无功功率，或调整无功功率分布；**事故处置类服务：**为消除或降低系统事故影响，快速恢复系统正常运行所提供的服务，主要包括黑启动、转动惯量、切机、切负荷等。
费用产生机制	经营主体提供辅助服务过程中产生的电能量费用，按现货市场价格结算，未开展现货市场地区按中长期交易规则结算。调峰服务费用根据市场竞争确定的出清价格和中标调峰出力计算，或出清价格和启停次数计算。调频服务费用为调频里程、性能系数、出清价格三者乘积。备用服务费用为中标容量、中标时间、出清价格三者乘积。爬坡服务费用为中标容量、中标时间、出清价格三者乘积。
费用补偿机制	按照**“谁提供、谁获利”**的原则，公平合理给予经营主体辅助服务补偿，充分调动灵活调节资源积极性。经营主体参与辅助服务市场交易的，依据市场规则和出清结果予以补偿；以其他方式提供辅助服务的，按照事前明确的费用标准予以补偿。
费用传导机制	**电力现货市场连续运行的地区，**电能量费用与辅助服务费用独立形成，相关辅助服务费用原则上由用户用电量和未参与电能量市场交易的上网电量共同分担，分担比例由省级价格主管部门根据具体情况确定。**未开展现货市场或电力现货市场未连续运行的地区，**原则上不向用户侧疏导辅助服务费用。独立储能、自备电厂、虚拟电厂等“发用一体”主体，在结算时段内按综合上网（下网）电量参与发电侧（用户侧）辅助服务费用分摊。推动跨省跨区送电根据辅助服务提供和受益情况，公平合理承担和获得送受两端辅助服务费用。

资料来源：国家能源局、开源证券研究所

根据国家能源局最新数据，截至 2023 年 6 月底，全国发电装机容量约 27.1 亿千瓦，其中参与电力辅助服务的装机约 20 亿千瓦。2023 年上半年，全国电力辅助服务费用共 278 亿元，占上网电费 1.9%。从结构上看，市场化补偿费用 204 亿元，占比 73.4%；固定补偿费用 74 亿元，占比 26.6%。从类型上看，调峰补偿 167 亿元，占比 60.0%；调频补偿 54 亿元，占比 19.4%；备用补偿 45 亿元，占比 16.2%。从主体来看，火电企业获得补偿 254 亿元，占比 91.4%。

3.3、 强化电源侧调节能力，新能源电站配储要求逐渐提高

2017 年，青海省印发《2017 年度风电开发建设方案》，要求列入规划年度开发的风电项目按照规模的 10% 配套建设储电装置。2017 年以来，有超过 20 个省市陆续出台新能源配储政策文件，1-2 小时储能时长，10%-15%的配置比例整体成为各省的基本要求，4-5 小时储能时长，20%及以上配置比例不断出现。根据《上海市新型储能示范引领创新发展工作方案（2025—2030 年）》，2025 年 1 月 1 日起，新开工（含升级改造）集中式陆上风电，按照不低于装机容量的 20%、额定充放电时长不低于 4 小时配置新型储能，新建海上风电按照竞争配置要求配置。

假设基准情景下电化学储能电站随储能容量变化的单位成本为 1000 元/千瓦时，随储能充放电功率变化的单位成本为 240 元/千瓦，额定功率放电时长 4 小时，循环效率 90%，折旧年限 15 年，实际使用年限 16 年；考虑全权益项目，则储能电站全生命周期度电成本（Levelized Cost of Storage, LCOS）约为 382 元/兆瓦时。

表13：基准情景下电化学储能 LCOS 为 0.38 元/千瓦时（单位：元/千瓦、元/兆瓦时）

单位建设成本	800	900	1000	1100	1200
LCOS	318	350	382	414	446

数据来源：开源证券研究所

考虑风力发电基准场景，在配储比例 25%、储能时长 4 小时的情境下，风电综合供电成本为 0.26 元/千瓦时，相较于配储之前增加 72 元/兆瓦时。

表14：风力发电站每增配 10%×1h 电化学储能，平准化成本增加约 7.2 元/兆瓦时

配储比例	10%	10%	20%	20%	25%	30%	40%
储能时长	1h	2h	2h	3h	4h	5h	5h
综合成本（元/兆瓦时）	200	208	222	236	264	300	338
成本增加（元/兆瓦时）	8	16	30	43	72	108	146

数据来源：开源证券研究所

考虑光伏发电基准场景，在配储比例 25%、储能时长 4 小时的情境下，光伏发电综合供电成本为 0.31 元/千瓦时，相较于配储之前增加 125 元/兆瓦时。光伏发电利用小时数低于风电，相同装机规模下，光伏电站年发电量小于风电站，因此在同样的配储要求下，光伏电站度电成本提高更多。

表15：光伏电站每增配 10%×1h 电化学储能，平准化成本增加约 12.5 元/兆瓦时

配储比例	10%	10%	20%	20%	25%	40%	60%
储能时长	1h	2h	2h	3h	4h	5h	5h
综合成本（元/兆瓦时）	206	219	242	265	314	442	580
成本增加（元/兆瓦时）	17	31	54	77	125	253	391

数据来源：开源证券研究所

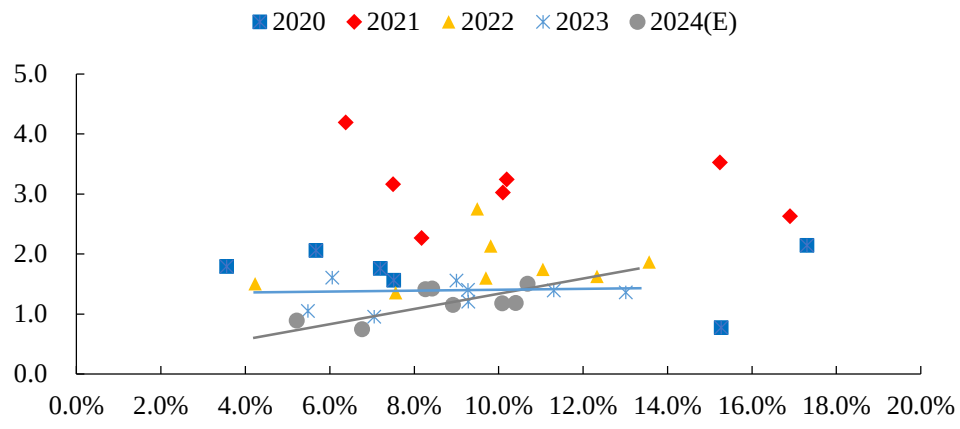
4、 PB-ROE 体系有效性恢复，行业盈利能力有望得到保障

4.1、 PB-ROE 估值体系有效性恢复，关注上市公司 ROE 变化

2024 年新能源发电行业 PB-ROE 估值体系有效性恢复。从 2020 年双碳战略提出至今，新能源发电板块经历了一轮波澜壮阔的行情；2021 年行业估值水平系统性拔高，上市公司估值水平与 ROE 不具备明显的相关性；2022 年行业估值水平回落，新能源平价上网、有序入市引发市场对上市公司盈利能力可持续性的担忧，部分高 ROE 公司甚至被赋予估值折价，估值水平与盈利能力呈现负相关关系；2023 年行业估值几乎丧失对 ROE 的敏感性，不论上市公司盈利能力如何都被赋予相近的估值水平；2024 年 PB-ROE 曲线斜率恢复，公司估值水平与盈利能力整体呈现正相关关系。

关注上市公司 ROE 边际变化及可持续性。ROE 对上市公司估值水平的解释力增强，将 ROE 作为上市公司估值锚具备一定的可行性。盈利能力稳定且优异的上市公司应当被赋予更高的估值水平，建议关注行业上市公司 ROE 水平以及可持续性。

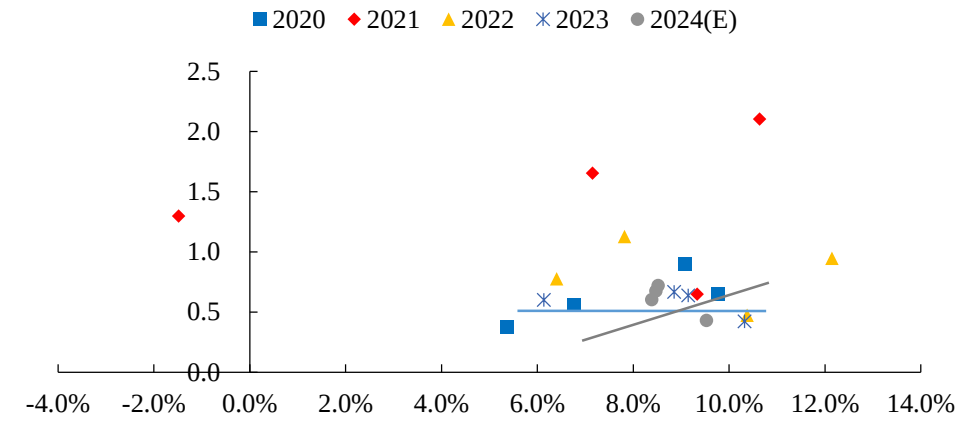
图23：2024 年 A 股新能源发电上市公司 PB-ROE 曲线斜率恢复



数据来源：Wind、开源证券研究所

注：2024 年 PB 数据为 PB(MRQ)，ROE 数据取自 Wind 一致预期，最新收盘日期为 2025 年 2 月 14 日；图中包含三峡能源、节能风电、太阳能、金开新能、中绿电、浙江新能、中闽能源、嘉泽新能 8 家 A 股新能源发电运营商。

图24：2024 年港股新能源发电上市公司 ROE 趋近，估值与 ROE 相关性恢复



数据来源：Wind、开源证券研究所

注：2024 年 PB 数据为 PB(MRQ)，ROE 数据取自 Wind 一致预期，最新收盘日期为 2025 年 2 月 14 日；图中包含龙源电力、中国电力、京能清洁能源、大唐新能源 4 家港股新能源发电运营商。

4.2、 关注行业边际变化，绿电运营商合理盈利有望得到保障

4.2.1、 绿证：碳-电市场打通、碳排双控考核收紧、绿证价格有望上涨

碳市场是我国实施积极应对气候变化国家战略和推动实现双碳目标的重要核心政策工具。2024 年，随着《碳排放权交易管理暂行条例》（以下简称《条例》）实施，全国温室气体自愿减排交易市场（CCER）重新启动，全国碳市场活力稳步提升，配额成交量价均上升，碳排放数据质量全面提升，行业减排效果逐步显现，我国碳市场影响力持续扩大。CCER 重启以来，生态环境部发布了造林碳汇、并网光热发电、并网海上风力发电、红树林营造等 4 项自愿减排项目方法学。截至 2024 年 12 月底，CCER 市场已公示减排项目达 54 个，预计每年可产生核证自愿减排量超千万吨。

强制碳市场对重点排放单位的排放行为进行严格管控，自愿碳市场鼓励全社会广泛参与，两个碳市场独立运行，并通过配额清缴抵销机制相互衔接，二者共同构成全国碳市场体系。按照目前规定，CCER 能抵消不超过应清缴碳排放配额的 5%，可以作为碳市场的有益补充和调控池。

在市场持续发挥作用的情况下，国家也在逐步开展行业扩容工作。2024 年政府工作报告就提出，要“扩大全国碳市场行业覆盖范围”。2024 年 9 月，生态环境部发布了《全国碳排放权交易市场覆盖水泥、钢铁、电解铝行业工作方案（征求意见稿）》，将分启动实施和深化完善两个阶段做好水泥、钢铁、电解铝行业纳入全国碳排放权交易市场相关工作，并印发实施了水泥、铝冶炼行业等核算核查指南等 4 项技术规范，实现积极稳妥有序扩大全国碳市场覆盖范围。

2024 年，全国碳市场碳排放配额总成交量 1.886 亿吨，总成交额 181.135 亿元，市场交易规模逐步扩大。2024 年 4 月 24 日，全国碳市场收盘价首次突破每吨百元。业界普遍认为，此次价格高涨与《条例》发布有直接关系。2024 年 11 月，碳价再创新高，最高达到 106.02 元/吨。

碳排放统计核算体系日益完善，为“十五五”时期在全国范围实施碳排放双控奠定基础。2024 年 7 月，国务院办公厅印发《加快构建碳排放双控制度体系工作方案》（发改环资〔2024〕1479 号），提出到 2025 年，碳排放统计核算体系进一步完善；“十五五”时期，实施以强度控制为主、总量控制为辅的碳排放双控制度；碳达峰后，实施以总量控制为主、强度控制为辅的碳排放双控制度。2024 年 10 月，发改委引发《完善碳排放统计核算体系工作方案》，部署了一系列重点任务，有利于加快建成体系完备、相互衔接、支撑有力、统一规范的碳排放统计核算体系，为实施碳排放双控制度提供有力支撑。

表16：发改环资〔2024〕1479 号部署了一系列碳排放统计核算体系的重点任务

项目	内容
地区碳考核	建立全国及省级地区碳排放数据年报、快报制度，鼓励各地区探索制定省级以下地区碳排放统计核算方法，推动编制地市级能源平衡表，将为夯实统计基础、提升核算质量提供有力保障。
行业碳管控	以电力、钢铁、有色、建材、石化、化工等工业行业和城乡建设、交通运输等领域为重点，充分利用既有能源和工业统计、全国碳排放权交易市场等碳排放核算基础数据，开展重点行业领域碳排放核算，将实现行业碳排放数据的横向和纵向利用。
企业碳管理	组织制修订重点行业企业碳排放核算标准和技术规范，有序推进重点行业企业碳排放报告与核查。同时，针对当前非化石能源电力消费的认定和统计核算工作亟需加快完善等问题，研究企业使用非化石能源电力碳排放计算方法，以及碳捕集利用与封存、碳汇在企业碳排放核算中的抵扣方法，以进一步加强企业碳排放管理。
项目碳评价	通过研究制定全生命周期的固定资产投资项目碳排放评价方法、重点行业建设项目温室气体排放环境影响评价体系等措施，设定重点行业固定资产投资项目碳排放准入水平，建立项目层面碳排放和碳减排核算体系，从而推动在项目规划立项阶段科学管控碳排放水平。
产品碳足迹	建设国家温室气体排放因子库，定期更新全国及分地区电力平均排放因子和化石能源电力排放因子，尽快公布一批主要能源品类和重点基础产品碳排放因子，制定发布产品碳足迹核算国家系列标准和规则，加强产品碳足迹核算能力建设，为地方、企业开展碳核算提供基础支撑。
碳排放核算	通过建立并应用基于电力大数据的“电—碳分析模型”、碳排放预测预警模型等，及时监测分析各地区碳排放趋势。另一方面，《方案》提出通过积极参与国际标准和规则制定，与外方联合开展背景数据库共建、参考数据共享等方式，强化碳排放核算基础能力国际合作，增加我国碳数据国际影响力和认可度。

资料来源：国家发改委、开源证券研究所

新一轮碳排放配额工作开启。碳排放配额是重点排放单位拥有的发电机组相应的二氧化碳排放限额。2024 年 10 月，生态环境部发布《2023、2024 年度全国碳排放权交易发电行业配额总量和分配方案》（国环规气候〔2024〕1 号），明确 2023、2024 年度发电行业配额预分配、调整、核定、清缴等各项工作要求。

碳排放配额分为平衡值和基准值，2023-2024 年碳排放配额边际递减。碳排放平衡值是各类机组发电、供热碳排放配额量与应清缴配额量平衡时对应的数值，是确定各类机组发电、供热基准值的依据。2023 年度发电、供热平衡值以重点排放单位 2023 年碳排放数据为基础，统筹考虑了履约优惠政策、各项修正系数等因素综合确定。2023、2024 年度发电、供热基准值是在 2023 年度平衡值的基础上，综合考虑经济社会发展、产业结构调整、行业发展阶段、排放强度变化、市场调节需要等因素，结合各类鼓励导向、近四年纳入全国碳排放权交易市场火电机组的碳排放强度年度变化率，按照行业总体盈亏平衡、略有缺口的原则综合确定。

表17：2023-2024 年各类机组碳排放配额边际递减

机组类别	发电基准值（tCO2/MWh）			供热基准值（tCO2/GJ）		
	2023 年平衡值	2023 年基准值	2024 年基准值	2023 年平衡值	2023 年基准值	2024 年基准值
300MW 等级以上常规燃煤机组	0.7982	0.7950	0.7910	0.1041	0.1038	0.1033
300MW 等级及以下常规燃煤机组	0.8155	0.8090	0.8049			
燃煤矸石、煤泥、水煤浆等非常规燃煤机含组（燃煤循环流化床机组）	0.8352	0.8285	0.8244			
燃气机组	0.3239	0.3305	0.3288	0.0525	0.0536	0.0533

资料来源：生态环境部、开源证券研究所

全面实行碳排双控，碳-电市场打通后有望提振绿电收益。内蒙古建立高耗能企业可再生能源电力强制消费机制，绿证被纳入可再生能源电力消费核算范围，有望一定程度上提振绿证价格。据国网能源院数据，相比于当前碳配额价格（90 元/吨），绿证交易价格较低（19 元/张，折合 32 元/吨）。2024 年 10 月，内蒙古自治区发展改革委等部门联合出台《关于建立高耗能企业可再生能源电力强制消费机制若干措施》，**明确企业可再生能源电力消费量由物理消纳电量和购买绿证两部分组成，**其中，物理消纳电量由市场化项目自发自用可再生能源电量、用户绿色电力交易结算电量、用户常规电力交易的可再生能源电量三部分组成。2025 年 1 月 10 日，国家能源局印发《2025 年能源监管工作要点》，提出**建立完善与生态环境部门信息共享机制，加强绿证、绿电和碳市场衔接，壮大培育绿证市场，**为新能源和各类新型主体参与市场交易提供良好政策环境，提高绿证国际认可度和影响力。

4.2.2、 消纳：外送通道&就地消纳缓解三北地区消纳压力

电网公司持续加大投资力度，聚焦优化主电网、补强配电网、服务新能源高质量发展。据央视报道，2024 年国家电网建成投运 3 项特高压工程，至此已建成 38 项特高压工程。2025 年我国将聚焦优化主电网、补强配电网、服务新能源高质量发展、继续推进重大项目实施，开工建设陕西至河南特高压，以及山东枣庄、浙江桐庐抽蓄电站等一批重点工程，积极扩大有效投资，带动上下游产业链，预计全年国家电网投资将首次超过 6500 亿元。

2025 年 1 月 6 日，国家发改委、国家数据局、工业和信息化部联合印发《国家数据基础设施建设指引》，提出推动实现“瓦特”产业向“比特”产业转化，强化枢纽节点与非枢纽节点的协同联动，支持绿电资源丰富的非枢纽节点融入全国一体化算力网建设；加强大型风光基地和算力枢纽节点协同联动，把绿色电力转换成绿色算力；积极推进风光绿电资源消纳，助力实现碳达峰碳中和；支持利用“源网荷储”等新型电力系统模式。

工信部数据显示，2022 年我国基础设施算力规模达到 180EFlops（每秒百亿亿次浮点运算次数），数据中心耗电量达到 2700 亿千瓦时。预计到 2025 年，我国算力规模将超过 300EFlops，智能算力占比达到 35%，数据中心耗电量达到 3500 亿千瓦时。根据《绿色算力白皮书（2023）》预测，到 2030 年我国数据中心耗电量将达到 5900 亿千瓦时。

2024 年 7 月，国家发展改革委等四部门联合印发的《数据中心绿色低碳发展专项行动计划》明确了数据中心绿色低碳发展的主要目标，要求统筹大型风电光伏基地与国家枢纽节点建设，支持非实时算力设施向西部枢纽节点迁移。强化人 工智能重大生产力布局，综合考虑数据中心新增用能用水需求和资源保障能力，引导智算中心规范化建设，推动形成集聚效应。

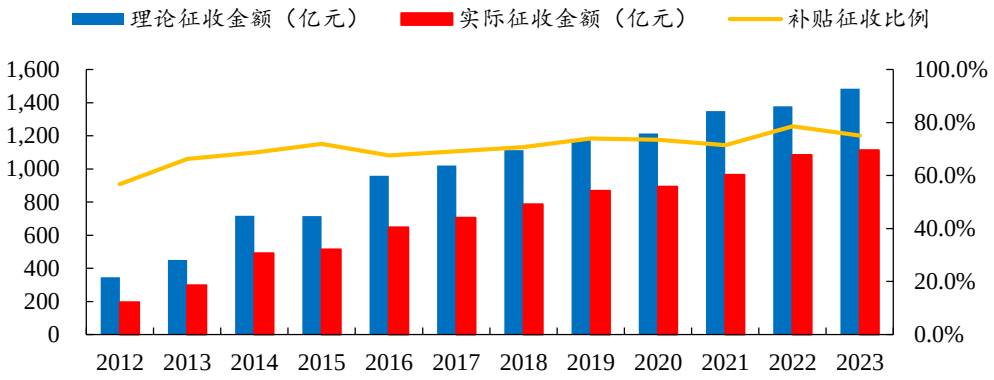
2024 年 9 月，工信部等十一部门下发《关于推动新型信息基础设施协调发展有关事项的通知》，要求数据中心集群与新能源基地协同建设，推动算力基础设施与能源、水资源协调发展。加强本地数据中心规划，合理布局区域性枢纽节点，逐步提升智能算力占比。鼓励企业发展算力云服务，探索建设全国或区域服务平台。此外，各地要出台鼓励企业使用绿电的政策，支持企业利用自有场所建设绿色能源设施。

柴达木绿色微电网算力中心示范项目于 12 月 17 日在青海省格尔木市启动，是全球范围内首个规模化清洁能源万卡算力中心、全球首个 100%绿电稳定供给项目。配套电源建设包括光伏 122 兆瓦，储能容量 75 兆瓦/300 兆瓦时，微电网、能量管理系统等，白天采用光伏发电向算力中心供电，为储能系统充电，夜间由储能系统供电，实现了清洁能源 100%供电以及零碳排放。

4.2.3、 补贴：总需求收口，历史遗留的补贴缺口有望得到解决

根据现行政策，可再生能源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（农业生产和西藏用电免征，居民生活用电减征政策各地执行标准不同，为 0~8 厘/千瓦时）。《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 年最初征收标准 0.001 元/千瓦时，2016 年提高至 0.019 元/千瓦时，这一标准维持至今。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，导致补贴缺口持续加大。同时，可再生能源附加电费未能足额征收，2015-2019 年征收率不到 85%，每年约有 200 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。**

图25：可再生能源补贴未能足额征收，2016 年起每年未征收资金超 300 亿元



数据来源：Wind、开源证券研究所

补贴总需求收口。按照《国家发展改革委关于完善风电上网电价政策的通知》（发改价格〔2019〕882 号），自 2021 年 1 月 1 日开始，新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴；2022 年开始，新核准海上风电项目，国家不再补贴。按照国家规划，光伏 2021 年也将不再有新增补贴项目。**风电光伏补贴需求的总盘子基本可以收口。**根据《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），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，同时明确了总补贴资金额度是“合理利用小时数”乘以年限 20 年。**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的全部补贴资金量基本明确，补贴资金上限收口。**

通过发债的形式解决补贴问题具备可行性。补贴总需求已经收口，且随着早期项目补贴到期，年支出金额将逐渐递减；而可再生能源电价附加仍按照固定价格征收，在征收比例一定的前提下，征收金额将随着用电量增长逐年提高；因此通过发债的形式将远期现金流贴现至当期、解决补贴缺口问题具备理论可行性。根据风能专委会测算，在发行利率 2%-3%的条件下，2020 年发行 3000 亿规模 20 年期债券，解决历史遗留缺口，后每年滚动发行 500 亿 10 年期债券，保证每年足额支付补贴资金；考虑到今后全社会用电量的增长，以及实现应收尽收，乐观测算到 2041 年可完成所有债券的还本付息。

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，纳入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，未纳入补贴目录或补贴清单的项目，暂时不能获得新能源补贴电费的结算。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。我们汇总了 16 家新能源发电板块上市公司 2024 年中报披露的应收账款，上市公司当期应收账款占当期营业收入的算数平均值为 35.7%，加权平均值为 23.5%，大型企业回款情况更好；截至 2025 年 2 月 14 日，上市公司累计应收账款总额占上市公司总市值的 55.5%。

表18：汇总 16 家新能源发电板块上市公司 2024 中报披露的应收账款，约占当前市值的 55.5%

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	138.66	205.51	66.28	41.6%	148.2%
0916.HK	龙源电力	中央国有企业	480.40	409.81	189.47	27.7%	85.3%
2380.HK	中国电力	中央国有企业	334.92	291.01	275.75	14.0%	86.9%
0579.HK	京能清洁能源	地方国有企业	141.98	117.95	107.62	8.1%	83.1%
000591.SZ	太阳能	中央国有企业	177.45	126.84	32.43	36.3%	71.5%
600821.SH	金开新能	地方国有企业	111.05	75.30	18.83	87.1%	67.8%
1811.HK	中广核新能源	中央国有企业	89.68	60.98	10.02	67.1%	68.0%
601778.SH	晶科科技	民营企业	98.92	61.59	19.23	31.9%	62.3%
0956.HK	新天绿色能源	地方国有企业	145.63	75.61	121.37	9.1%	51.9%
600032.SH	浙江新能	地方国有企业	176.26	86.65	25.95	44.8%	49.2%
601619.SH	嘉泽新能	民营企业	80.33	36.26	12.38	37.9%	45.1%
601016.SH	节能风电	中央国有企业	197.45	73.56	26.43	33.2%	37.3%
600905.SH	三峡能源	中央国有企业	1219.20	424.43	150.59	38.3%	34.8%
000537.SZ	中绿电	中央国有企业	173.59	62.18	18.05	42.2%	35.8%
600163.SH	中闽能源	地方国有企业	98.77	28.06	8.18	44.0%	28.4%
600956.SH	新天绿能	地方国有企业	310.80	71.83	121.37	8.0%	23.1%
	合计		**3,975.07**	**2,207.56**	**1,203.96**	**23.5%**	**55.5%**

数据来源：Wind、开源证券研究所（注：总市值取 2025 年 2 月 14 日收盘价数据，应收账款、营业收入取 2024 中报数据）

4.3、 建议关注盈利能力稳定的风电运营商

新能源发电对于推动能源转型、实现能源安全自主可控具有重要意义。良好的市场和政策环境是新能源发电行业健康发展的必要条件。过去数年，抢装机、量价压力、补贴拖欠等问题对行业造成一定冲击。但随着政策的不断完善和市场的逐步成熟，这些问题有望得到妥善解决，新能源发电行业的公用事业属性有望回归，资本开支和业绩经营有望更加稳健，分红比率和股息率也有望逐渐提高。从出力特性曲线来看，风电日内出力分布更均匀，量价压力相对更小，建议关注 A/H 股资产质量优秀、盈利能力稳定的风电运营商。

表19：不同风电运营商平均利用小时数与上网电价存在差异

股票代码	公司名称	装机容量（GW）				平均利用小时数				上网电价（不含税，元/兆瓦时）			
		火电	水电	风电	光伏	火电	水电	风电	光伏	火电	水电	风电	光伏
1798.HK	大唐新能源	-	-	13.11	2.44	-	-	1170	770	-	-	448	
0916.HK	龙源电力	1.88	-	28.35	7.66	2618	-	1170	未披露	415	-	441	283
2380.HK	中国电力	11.59	5.40	13.22	17.25	2540	1821	1066	738	401	252	447	401
1811.HK	中广核新能源	3.24	0.06	4.44	1.76	1294	1701	1161	575	475	310	570	580
0956.HK	新天绿色能源	0.96	-	6.36	0.13	未披露	-	1212	688	未披露	-	未披露	未披露
600032.SH	浙江新能	-	1.13	2.03	2.67	-	1329	1112	600	-	515	480	653
601619.SH	嘉泽新能	-	-	1.89	0.00	-	-	1410	未披露	-	-	495	未披露
601016.SH	节能风电	-	-	5.94	-	-	-	1075	-	-	-	478	-

股票代码	公司名称	装机容量（GW）				平均利用小时数				上网电价（不含税，元/兆瓦时）			
		火电	水电	风电	光伏	火电	水电	风电	光伏	火电	水电	风电	光伏
600905.SH	三峡能源	-	0.20	19.62	20.58	-	1271	1243	693	-	297	515	420
600163.SH	中闽能源	-	-	0.91	0.02	-	-	1532	未披露	-	-	658	

数据来源：各公司公告、开源证券研究所

注：部分上市公司未披露具体的利用小时数与上网电价数据，部分数据为计算值，可能与实际值存在些许误差。

表20：新能源发电运营商盈利水平呈现较大波动性

股票代码	公司名称	销售净利率			资产负债率			ROE		
		2022	2023	2024H1	2022	2023	2024H1	2022	2023	2024E
1798.HK	大唐新能源	31.1%	24.2%	29.9%	64.9%	64.6%	64.7%	12.1%	8.8%	8.5%
0916.HK	龙源电力	15.3%	18.2%	24.8%	64.3%	64.3%	65.1%	7.8%	9.1%	8.3%
2380.HK	中国电力	6.0%	9.6%	16.7%	67.6%	68.9%	69.2%	6.4%	6.1%	8.4%
1811.HK	中广核新能源	8.7%	12.7%	19.0%	82.0%	79.8%	78.8%	14.6%	18.4%	15.0%
0956.HK	新天绿色能源	15.2%	13.5%	13.9%	67.5%	66.2%	67.7%	11.4%	10.4%	-
600032.SH	浙江新能	25.0%	21.6%	23.8%	69.4%	65.5%	66.0%	9.5%	6.1%	8.3%
601619.SH	嘉泽新能	29.1%	33.5%	33.5%	69.8%	67.5%	69.4%	9.7%	13.0%	12.0%
601016.SH	节能风电	33.3%	31.0%	34.3%	62.1%	58.2%	58.3%	12.3%	9.3%	8.9%
600905.SH	三峡能源	35.2%	31.2%	32.1%	66.4%	69.4%	69.8%	9.8%	9.0%	8.5%
600163.SH	中闽能源	43.8%	41.7%	44.4%	49.1%	44.2%	41.6%	13.6%	11.3%	10.8%

数据来源：Wind、开源证券研究所

表21：受益标的盈利预测与估值

公司代码	公司名称	评级	收盘价(元)	归母净利润（亿元）			PE		
				2024E	2025E	2026E	2024E	2025E	2026E
1798.HK	大唐新能源	未评级	1.96	24.16	26.66	29.03	5.9	5.3	4.9
0916.HK	龙源电力	未评级	5.92	63.86	71.62	80.48	7.8	6.9	6.2
2380.HK	中国电力	未评级	2.84	49.42	59.47	69.60	7.1	5.9	5.0
1811.HK	中广核新能源	未评级	2.15	16.78	20.01	21.22	5.5	4.6	4.4
0956.HK	新天绿色能源	未评级	3.51	23.79	30.70	34.11	6.2	4.8	4.3
600032.SH	浙江新能	未评级	7.45	10.8	13.0	14.1	16.6	13.7	12.7
601619.SH	嘉泽新能	未评级	3.33	7.3	9.0	10.6	11.1	9.0	7.7
601016.SH	节能风电	未评级	3.06	15.9	17.1	18.6	12.5	11.6	10.6
600905.SH	三峡能源	未评级	4.26	73.6	83.4	93.3	16.6	14.6	13.1
600163.SH	中闽能源	未评级	5.24	7.2	8.1	8.9	13.9	12.3	11.2

数据来源：Wind、开源证券研究所（注：①表中货币单位均为人民币，港股上市公司收盘价折算时，港币/人民币汇率取 0.9358；②收盘价日期为 2025 年 2 月 18 日；③未评级公司盈利预测数据来自 Wind 一致预期）

5、 风险提示

装机容量增长不及预期。若装机容量低于预期，将显著影响运营商发电能力。

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。

风光制造业价格波动风险。若风光发电设备价格大幅上涨，将会提高运营商投资成本。

可再生能源补贴回款风险。补贴占营收比例较高，若无法回收，将会显著影响运营商现金流。

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

负责准备本报告以及撰写本报告的所有研究分析师或工作人员在此保证，本研究报告中关于任何发行商或证券所发表的观点均如实反映分析人员的个人观点。负责准备本报告的分析师获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户的反馈、竞争性因素以及开源证券股份有限公司的整体收益。所有研究分析师或工作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”）的机构或个人客户（以下简称“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，如接收人并非开源证券客户，请及时退回并删除。

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。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。

本报告可能附带其它网站的地址或超级链接，对于可能涉及的开源证券网站以外的地址或超级链接，开源证券不对其内容负责。本报告提供这些地址或超级链接的目的纯粹是为了客户使用方便，链接网站的内容不构成本报告的任何部分，客户需自行承担浏览这些网站的费用或风险。

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。除非另有书面显示，否则本报告中的所有材料的版权均属本公司。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