
2025 年全国各省份新能源电力 现货交易价格走势深度 研究报告



目 录

一、研究背景与市场概况	1
二、区域市场价格走势分析	2
2.1 华北区域：冀北高价领跑，蒙西低价承压	2
2.1.1 冀北地区：高溢价绿电市场	2
2.1.2 蒙西地区：低价运行，波动明显	2
2.1.3 山西：光伏电价创全国新低	3
2.1.4 山东：价格下行压力加大	4
2.2 华东区域：浙江领跑，安徽稳健	5
2.2.1 浙江：结构分化明显	5
2.2.2 江苏：绿电溢价明显	6
2.2.3 安徽：稳中有升	7
2.3 华中区域：两湖差异化明显	7
2.3.1 湖北：供需矛盾推动价格上涨	7
2.3.2 湖南：结算机制改革引发价格波动	8
2.4 南方区域：广东主导，广西探底	9
2.4.1 广东：市场化程度高，价格相对稳定	9
2.4.2 广西：现货试运行价格探底	10

2.4.3 云南：清洁能源大省价格优势明显	11
2.5 西北区域：低价为主，区域分化	12
2.5.1 新疆：价格持续探底	12
2.5.2 甘肃：稳中有升	13
2.5.3 宁夏：价格相对均衡	14
2.5.4 陕西：价格相对较高	15
2.5.5 青海：价格稳步上涨	16
2.6 东北区域：价格整体偏高，辽宁波动显著	17
2.6.1 黑龙江：价格相对稳定	17
2.6.2 吉林：市场化程度提高	18
2.6.3 辽宁：价格波动明显	19
2.7 其他区域：冀南、天津各具特色	20
2.7.1 冀南（河北）：现货试运行影响有限	20
2.7.2 天津：绿电市场活跃	21
三、价格影响因素深度分析	22
3.1 市场供需关系：核心决定因素	22
3.2 政策与市场机制：关键调节因素	23
3.3 气象条件：不可忽视的自然因素	24
3.4 跨区域输电能力：价格均衡的重要因素	25
3.5 政策支持与补贴机制：历史与未来的交织	27
四、典型省份价格形成机制案例分析	28
4.1 新疆：装机过剩与市场化探索	28

4.2 山东：市场化改革的先行者	29
4.3 浙江：结构分化的典型案例	30
4.4 湖北：供需矛盾的典型案例	32
五、未来价格走势预测与展望	33
5.1 短期价格走势预测（2025 年四季度）	33
5.2 中长期价格趋势展望（2026-2028 年）	34
5.3 政策调整对未来价格的潜在影响	36
六、投资与市场参与策略建议	37
6.1 新能源发电企业策略建议	37
6.2 电力用户策略建议	38
6.3 政策制定者策略建议	39
6.4 金融机构策略建议	40
七、结论	41

一、研究背景与市场概况

2025 年是中国电力市场化改革的关键一年，国家能源局明确提出深化全国统一电力市场建设，加强国家、区域/省等多层次市场协同，实现省级电力现货市场基本全覆盖。在这一政策背景下，全国各省份新能源电力现货交易市场呈现出不同的发展路径和价格走势。

截至 2025 年 8 月底，全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 29484.9 亿千瓦时，同比增长 4.8%，占全社会用电量比重为 60.9%。

其中国家电网区域交易电量 22741.4 亿千瓦时，同比增长 3.3%；南方电网区域交易电量 5237.8 亿千瓦时，同比增长 14.2%；内蒙古电力交易中心交易电量 1505.7 亿千瓦时，同比下降 0.4%。

新能源电力作为电力市场的重要组成部分，其价格走势既受到市场供需关系的影响，也受到政策调整、天气条件、跨区域输电能力等多种因素的综合作用。

本研究报告将深入分析 2025 年 1-7 月全国各省份新能源电力现货交易价格走势特征、影响因素及未来发展趋势，为相关市场主体提供决策参考。

二、区域市场价格走势分析

2.1 华北区域：冀北高价领跑，蒙西低价承压

2.1.1 冀北地区：高溢价绿电市场

冀北地区作为华北区域新能源资源较为丰富的地区，其新能源电力交易价格处于全国较高水平。2025 年 1-6 月，冀北地区新能源交易结算电量 238.07 亿千瓦时，结算均价高达 398.27 元/兆瓦时。其中绿电结算电量 196.01 亿千瓦时，结算均价更是达到 419.09 元/兆瓦时，显示出较高的环境溢价。

冀北地区新能源高价的形成主要源于其较为完善的绿电交易机制和较高的环境价值认可度。这一价格水平不仅反映了市场对清洁能源的需求偏好，也体现了该地区在推动绿色电力交易方面的成效。

2.1.2 蒙西地区：低价运行，波动明显

与冀北形成鲜明对比的是蒙西地区，2025 年 1-6 月，蒙西累计交易电量 1206.18 亿千瓦时，其中风电交易电量 275.4 亿千瓦时，交易均价 219.6 元/兆瓦时；光伏交易电量 86.59 亿千瓦时，交易均价 236.2 元/兆瓦时。而从结算角度看，蒙西 1-6 月累计结算电量 1432.3 亿千瓦时，其中风电结算电量 410.82 亿千瓦时，结算均价仅为 157.97 元/兆瓦时；光伏结算电量 146.69 亿千瓦时，结算均价 177.95 元/兆瓦时。

蒙西新能源价格的低迷主要受以下因素影响：

1. 新能源装机规模庞大，市场供应充足
2. 本地消纳能力有限，外送通道存在瓶颈
3. 现货市场价格波动较大，特别是 6 月份结算价格出现较大跌幅
4. 与去年同期相比，蒙西呼包西价格下降幅度高达-76.50%，主要原因是新能源整体出力增长较需求增加更显著，同时报价低于去年同期

从月度数据看，蒙西地区新能源价格波动明显，尤其是在 6 月开展现货连续结算试运行后，价格出现明显下行趋势。

2.1.3 山西：光伏电价创全国新低

山西作为能源大省，2025 年 1-6 月新能源交易呈现出明显的价格分化。数据显示，山西现货机组风电结算电量 264.02 亿千瓦时，结算均价 228.97 元/兆瓦时；而光伏结算电量 52.66 亿千瓦时，结算均价仅为 105.87 元/兆瓦时，创下全国光伏电价新低。

山西光伏电价超低的原因主要有：

1. 光伏装机容量快速增长，市场供应过剩
2. 电力现货市场日前均价和实时均价相对较低，分别为 281.93 元/兆瓦时和 279.51 元/兆瓦时
3. 省内消纳能力有限，外送通道紧张

4. 火电在市场中占据主导地位，对新能源价格形成压制

值得注意的是，山西绿电结算电量 53.12 亿千瓦时，结算均价 352.19 元/兆瓦时，明显高于普通新能源交易价格，反映出绿电环境价值在山西市场的认可。

2.1.4 山东：价格下行压力加大

山东作为东部沿海经济大省，2025 年 1-6 月日前现货均价 293.05 元/兆瓦时，实时现货均价 294.94 元/兆瓦时，其中 3 月份现货价格最低，为 264.63 元/兆瓦时；5 月份现货价格最高，为 320.24 元/兆瓦时。

山东新能源价格走势呈现以下特点：

1. 与去年同期相比，7 月价格下降了 8.24%，主要是因为外受与光伏出力均上升，供给增加较需求上升更显著，而且今年报价较去年同期有所下降

2. 新能源装机尤其是光伏装机增速较快，严重冲击了 2025 年的现货价格，尤其是午间时段价格下降 100 元/兆瓦时左右，凌晨和晚高峰时段价格有小幅上升

3. 主动入市风电结算均价 386.33 元/兆瓦时，被动入市风电结算均价 342.22 元/兆瓦时，被动入市光伏结算均价 327.04 元/兆瓦时，反映出不同入市方式对价格的影响

山东近期出台了《山东省新能源上网电价市场化改革实施方案》，对新能源入市规则进行了重大调整，这可能对未来价格走势产生深远影响。

2.2 华东区域：浙江领跑，安徽稳健

2.2.1 浙江：结构分化明显

浙江省 2025 年 1-6 月风电结算电量 64.85 亿千瓦时，结算均价 397.13 元/兆瓦时；光伏结算电量 36.2 亿千瓦时，结算均价 386.33 元/兆瓦时。在绿电交易方面，浙江省绿电月度双边协商共计成交电量 39.5 亿千瓦时，均价 398.16 元/兆瓦时；绿电月度摘挂牌共计成交电量 0.52 亿千瓦时，均价 419.88 元/兆瓦时。

浙江新能源价格走势的特点：

1. 90%电量政府授权合约电价+10%现货交易的机制，使得价格相对稳定
2. 与去年同期相比，浙江价格下降 40.93%，主要原因是负荷下降叠加非市场机组、光伏、核电出力均上升
3. 风电和光伏价格相对均衡，没有出现明显分化
4. 绿电交易价格略高于普通新能源交易价格，反映出环境溢价的存在

浙江省内非统调风电、光伏执行的保量保价优先发电电量用于保障居民、农业用电价格不变，同时放开燃煤发电、风电和光伏发电，确保市场化用户可交易规模平衡。

2.2.2 江苏：绿电溢价明显

江苏省 2025 年 1-6 月绿电电能量结算均价 401.55 元/兆瓦时，绿色环境权益均价 15.38 元/兆瓦时。江苏省带补贴的集中式光伏、风电若参加绿电交易需放弃补贴；不参与绿电交易的，可保留补贴参加常规电能量交易。

江苏新能源价格特点：

1. 保量保价小时数分别是 400、800 小时，保量保价小时数电量按江苏省燃煤基准价 391 元/兆瓦时结算，为新能源企业提供了价格保障
2. 6 月开展现货结算试运行，绿电电能量价格有较大幅度降低，反映出现货市场对价格的影响
3. 绿色环境权益价格相对稳定，1-6 月均价为 15.38 元/兆瓦
4. 分布式新能源取得绿证资格后可参与绿电交易，拓展了交易渠道

2.2.3 安徽：稳中有升

安徽省 2025 年 1-6 月绿电共计成交量 62.97 亿千瓦时，成交均价 399.37 元/兆瓦时。安徽省平价集中式新能源必须参与绿电交易，可同火电同步参与日滚动撮合电能量交易。

安徽新能源价格特点：

1. 7 月价格较上月上漲了 77.99%，在价格上涨的市场中涨幅最大，原因是负荷大幅上升，较供给增加幅度更大，且火电有一定的抬价行为
2. 绿电交易价格相对稳定，1-6 月成交均价为 399.37 元/兆瓦时
3. 平价集中式新能源必须参与绿电交易的政策，推动了绿电市场的发展

2.3 华中区域：两湖差异化明显

2.3.1 湖北：供需矛盾推动价格上涨

湖北省 2025 年 1-6 月实时现货均价 308.07 元/兆瓦时，其中 12 时点电价最低，为 165.73 元/兆瓦时，19 时点电价最高，为 393.65 元/兆瓦时。1-6 月实时价格最低为 6 月 242.86 元/兆瓦时，最高为 2 月 354.30 元/兆瓦时。

湖北新能源价格特点：

1. 7月与去年同期相比，价格上涨幅度为53.91%，原因是负荷大幅上升，且占比较大的水电与非市场机组出力均下降

2. 2025年1-6月集中式风电电能量均价347.22元/兆瓦时，集中式光伏电能量均价333.94元/兆瓦时，显示出风电价格略高于光伏

3. 5月起，风电后续月份中长期交易净合约电量折合利用小时数上限由35小时调整为60小时，但由于现货价格较低，5、6月份风电电能量均价有小幅下降

4. 分时电价差异明显，19时点电价达到393.65元/兆瓦时，远高于12时点的165.73元/兆瓦时

湖北作为水电大省，其新能源价格受水电出力变化影响较大，同时负荷的季节性波动也是重要影响因素。

2.3.2 湖南：结算机制改革引发价格波动

湖南省2025年1-6月新能源交易电量140.81亿千瓦时，交易均价451.2元/兆瓦时。2025年1-6月新能源累计结算均价433.71元/兆瓦时，6月结算价格开展了现货连续结算试运行，新能源结算价格有较大跌幅。

湖南新能源价格特点：

1. 新能源结算价格整体呈下降趋势，尤其是6月开展现货连续结算试运行后

2. 火电交易均价 477.53 元/兆瓦时，明显高于新能源交易均价，反映出火电与新能源的价格差异

3. 1-6 月市场结算情况显示，新能源电价从年初的 450 元/兆瓦时左右逐步下降至 6 月的 420 元/兆瓦时左右

4. 市场交易电量中，火电占比约 70%，新能源占比约 30%，反映出市场结构仍以火电为主

湖南的现货连续结算试运行对新能源价格产生了显著影响，未来随着现货市场的全面推开，价格走势可能进一步调整。

2.4 南方区域：广东主导，广西探底

2.4.1 广东：市场化程度高，价格相对稳定

广东省 2025 年 1-6 月月度中长期交易综合价格 374.32 元/兆瓦时，其中月度双边协商成交电量共 280.32 亿千瓦时，成交均价为 373.84 元/兆瓦时；月度集中竞争成交电量为 17.1 亿千瓦时，成交均价为 382.31 元/兆瓦时。1-6 月全省平均结算点日前现货出清均价为 329.29 元/兆瓦时；实时现货出清均价为 332.45 元/兆瓦时。

广东新能源价格特点：

1. 中长期交易价格与现货价格存在一定差异，日前现货均价低于中长期交易均价约 45 元/兆瓦时，反映出不同市场环节的价格关系

2. 1-6 月绿电环境价值月度均价为 5.14 元/兆瓦时，环境溢价相对稳定

3. 日前现货价格与实时现货价格差异不大，说明市场预测较为准确

4. 2025 年，市场参考价为 0.463 元/千瓦时，年度交易成交均价上限暂定为 0.554 元/千瓦时，下限暂定为 0.372 元/千瓦时，价格区间相对稳定

广东作为南方区域电力市场的核心，其价格形成机制较为成熟，市场主体参与度高，价格相对稳定。

2.4.2 广西：现货试运行价格探底

广西 2025 年 1-6 月区内累计直接交易成交电量 1126.18 亿千瓦时，平均成交价格 340.19 元/兆瓦时，较燃煤基准上网电价下降 80.51 元/兆瓦时。广西分别在 5 月 10-19 日、6 月 29-30 日开展现货结算试运行，两次现货日前均价分别为 217.19 元/兆瓦时、120.34 元/兆瓦时；实时均价分别为 260.39 元/兆瓦时、119.98 元/兆瓦时。

广西新能源价格特点：

1. 现货试运行期间价格大幅下跌，尤其是 6 月 29-30 日的日前均价仅为 120.34 元/兆瓦时，实时均价为 119.98 元/兆瓦时，创下全国新低

2. 分时电价差异明显，5 月期间实时价格最高达到 400 元/兆瓦时左右，最低在 50 元/兆瓦时左右

3. 各类型发电企业电力市场成交电量中，煤电占比最大，其次是风电、光伏和核电，反映出市场结构仍以传统能源为主

4. 月度集中竞价、月度滚动撮合、周交易等多种交易方式并存，丰富了市场交易品种

广西的现货试运行价格波动较大，反映出市场机制尚不完善，未来随着市场的成熟，价格走势可能趋于稳定。

2.4.3 云南：清洁能源大省价格优势明显

云南省 2025 年 1-6 月省内市场化交易电量 1052.60 亿千瓦时（含优先发电保障电网代理购电），同比增长 6.22%。清洁能源交易电量 815.32 亿千瓦时，交易均价 268.11 元/兆瓦时，价格优势明显。

云南新能源价格特点：

1. 清洁能源交易均价明显低于其他省份，主要得益于丰富的水电资源和较高的清洁能源占比

2. 2025 年 1-6 月共计 46 家市场主体参与绿电交易市场申报，市场申报电量 3.60 亿千瓦时，市场出清后，电能量价格成交均价 266.17 元/兆瓦时，绿证价格成交均价 10.74 元/千瓦时

3. 分别在 5、6 月开展现货结算试运行，其中 5 月 10-19 日发电侧日前市场累计出清电量 80.66 亿千瓦时，日前出清均价 261.16 元/兆瓦时，实时出清均价 240.11 元/兆瓦时；6 月 29-30 日发电侧日前市场累计出清电量 20.23 亿千瓦时，日前出清均价 85.73 元/兆瓦时，实时出清均价 88.38 元/兆瓦时，价格波动较大

4. 分时电价差异明显，5 月期间实时价格最高达到 400 元/兆瓦时左右，最低在 50 元/兆瓦时左右，与广西类似

云南作为清洁能源大省，其价格形成机制具有独特性，未来随着现货市场的全面推开，价格走势可能进一步调整。

2.5 西北区域：低价为主，区域分化

2.5.1 新疆：价格持续探底

新疆 2025 年 1-6 月省内绿电结算电量 23.66 亿千瓦时，结算均价 202.33 元/兆瓦时。省内消纳新能源结算情况如下：风电结算电量共 222.7 亿千瓦时，结算均价 214.38 元/兆瓦时；光伏结算电量共 196.07 亿千瓦时，结算均价 157.59 元/兆瓦时。

新疆新能源价格特点：

1. 光伏结算均价仅为 157.59 元/兆瓦时，创下全国光伏价格新低，主要原因是装机规模快速增长，市场供过于求

2. 风电结算均价 214.38 元/兆瓦时，虽然高于光伏，但仍处于全国较低水平

3. 2025 年双边交易中，光伏申报电量出现了大幅增长，对比 2024 年上涨 81%，交易电价则下降至 0.16477 元/千瓦时（164.77 元/兆瓦时）

4. 集中竞价出清测算显示，光伏综合出清电价仅为 169.16 元/兆瓦时，远低于风电的 264.88 元/兆瓦时、火电的 247.72 元/兆瓦时和水电的 254.94 元/兆瓦时，反映出新能源在市场中的价格劣势

新疆作为新能源装机大省，面临着严重的消纳压力，这是导致价格持续走低的主要原因。

2.5.2 甘肃：稳中有升

甘肃省 2025 年 1-6 月结算绿电电量 2.98 亿千瓦时，结算均价 264.96 元/兆瓦时。新能源结算情况如下：风电结算电量共 198.09 亿千瓦时，结算均价 201.76 元/兆瓦时；光伏结算电量共 171.07 亿千瓦时，结算均价 165.48 元/兆瓦时。新能源交易情况如下：新能源交易电量共 129.46 亿千瓦时，交易均价 215.89 元/兆瓦时。

甘肃新能源价格特点：

1. 与去年同期相比，甘肃价格上升 19.04%，主要原因为报价高于去年同期，是全国少数几个新能源价格同比上涨的省份之一

2. 风电价格与光伏价格差异较大，约 36 元/兆瓦时，反映出不同能源类型的价格差异

3. 绿电结算均价 264.96 元/兆瓦时，明显高于普通新能源交易均价，反映出环境溢价的存在

4. 新能源交易均价 215.89 元/兆瓦时，高于结算均价，说明交易价格与最终结算价格存在差异

甘肃的新能源价格表现相对稳健，这可能与其市场结构和交易机制有关。

2.5.3 宁夏：价格相对均衡

宁夏 2025 年 1-6 月结算绿电电量 18.24 亿千瓦时，结算均价 275.51 元/兆瓦时。新能源结算情况如下：风电结算电量共 144.6 亿千瓦时，结算均价 195.68 元/兆瓦时；光伏结算电量共 201.29 亿千瓦时，结算均价 165.77 元/兆瓦时。

宁夏新能源价格特点：

1. 风电和光伏价格均处于全国中等偏下水平，但高于新疆和甘肃绿电结算均价 275.51 元/兆瓦时，明显高于普通新能源交易价格，环境溢价较为显著

2. 光伏结算均价 165.77 元/兆瓦时，略高于甘肃的 165.48 元/兆瓦时，差异不大

3. 风电结算均价 195.68 元/兆瓦时，低于甘肃的 201.76 元/兆瓦时，反映出区域间的价格差异

宁夏的新能源价格相对均衡，没有出现明显的价格异常，这可能与市场机制和交易规则有关。

2.5.4 陕西：价格相对较高

陕西省 2025 年 1-4 月结算绿电电量 1.74 亿千瓦时，结算均价 311.98 元/兆瓦时，5、6 月份绿电结算情况未披露。新能源结算情况如下：风电结算电量共 107.55 亿千瓦时，结算均价 345.02 元/兆瓦时；光伏结算电量共 125.42 亿千瓦时，结算均价 332.46 元/兆瓦时。

陕西新能源价格特点：

1. 风电和光伏价格均处于全国较高水平，尤其是风电结算均价 345.02 元/兆瓦时，在全国处于领先地位

2. 风电和光伏价格差异不大，仅为 12.56 元/兆瓦时，价格相对均衡

3. 绿电结算均价 311.98 元/兆瓦时，略低于普通新能源交易价格，这一现象较为罕见，可能与样本量较小有关（仅 1-4 月数据）

4. 5、6 月份绿电结算情况未披露，可能是因为数据尚未公开或统计口径调整

陕西的新能源价格表现较为突出，这可能与其地理位置、市场结构和交易规则有关。

2.5.5 青海：价格稳步上涨

青海省 2025 年 1-6 月结算绿电情况如下：省内绿电交易电量共 18.93 亿千瓦时，结算均价 227.67 元/兆瓦时；跨省跨区绿电交易电量共 30.12 亿千瓦时，结算均价 231 元/兆瓦时。新能源结算情况如下：风电结算电量共 49.1 亿千瓦时，结算均价 220.17 元/兆瓦时；光伏结算电量共 99.64 亿千瓦时，结算均价 227 元/兆瓦时。新能源交易情况如下：新能源交易电量共 291.15 亿千瓦时，交易均价 224.82 元/兆瓦时。

青海新能源价格特点：

1. 光伏结算均价 227 元/兆瓦时，高于风电结算均价 220.17 元/兆瓦时，这一现象在全国较为罕见
2. 省内绿电交易均价与跨省跨区绿电交易均价差异不大，说明区域间价格差异较小
3. 新能源交易均价 224.82 元/兆瓦时，与结算均价接近，说明交易价格与最终结算价格差异不大
4. 与上月相比，光伏方面，青海价格变化情况未在公开数据中披露，但从整体趋势看，价格相对稳定

青海的新能源价格表现出稳步上涨的趋势，这可能与其清洁能源发展战略和市场机制改革有关。

2.6 东北区域：价格整体偏高，辽宁波动显著

2.6.1 黑龙江：价格相对稳定

黑龙江省 2025 年 1-6 月新能源总计结算电量为 186 亿千瓦时，风电 1-6 月结算均价为 311 元/兆瓦时，光伏 1-6 月结算均价为 331 元/兆瓦时。绿电结算方面，风电结算电量为 6.26 亿千瓦时，结算均价 411.77 元/兆瓦时；光伏结算电量为 1.64 亿千瓦时，结算均价为 419.58 元/兆瓦时。

黑龙江新能源价格特点：

1. 风电和光伏价格均处于全国较高水平，尤其是光伏结算均价 331 元/兆瓦时，在全国处于领先地位
2. 绿电结算均价明显高于普通新能源结算均价，风电绿电高出约 100 元/兆瓦时，光伏绿电高出约 88 元/兆瓦时，环境溢价显著
3. 新能源总结算电量中，绿电占比仅约 4.2%，说明绿电市场仍有较大发展空间
4. 风电和光伏价格差异不大，仅 20 元/兆瓦时，价格相对均衡

黑龙江的新能源价格表现相对稳定，这可能与其市场结构和交易规则有关。

2.6.2 吉林：市场化程度提高

吉林新能源机组电能量结算均价情况如下：风电机组总计结算电量为 155.78 亿千瓦时，结算电价为 316.94 元/兆瓦时；光伏机组结算电量为 27.61 亿千瓦时，结算电价为 353.53 元/兆瓦时。市场化方面，风电机组上半年市场化交易结算均价为 285.63 元/兆瓦时；光伏机组上半年市场化交易结算均价为 324.38 元/兆瓦时。

吉林新能源价格特点：

1. 光伏结算均价 353.53 元/兆瓦时，在全国处于领先水平，风电结算均价 316.94 元/兆瓦时，也处于较高水平
2. 市场化交易结算均价低于整体结算均价，风电低约 31 元/兆瓦时，光伏低约 29 元/兆瓦时，反映出市场化交易的价格特点
3. 光伏市场化交易均价 324.38 元/兆瓦时，高于风电市场化交易均价 285.63 元/兆瓦时，差异约 39 元/兆瓦时
4. 新能源结算均价整体呈下降趋势，这可能与市场机制改革和供给增加有关

吉林的新能源价格表现出市场化程度不断提高的趋势，这可能与其电力市场改革进程有关。

2.6.3 辽宁：价格波动明显

2025 年 1-6 月辽宁省新能源市场化机组电能量结算均价：风电机组结算电量为 204.31 亿千瓦时，结算均价 336.87 元/兆瓦时；光伏机组结算电量 39.86 亿千瓦时，结算均价 384.31 元/兆瓦时。1-6 月新能源机组月度交易价格逐步走低，3 月起开展现货后由于光伏只能签署可出力时段的中长期合约，导致光伏月度交易均价迅速下滑。

辽宁新能源价格特点：

1. 7 月价格上涨，涨幅为 66.93%，原因是负荷与外送均较大幅增加，叠加风光出力减少

2. 光伏结算均价 384.31 元/兆瓦时，高于风电结算均价 336.87 元/兆瓦时，差异约 47 元/兆瓦时，是全国少数几个光伏价格高于风电的省份之一

3. 1-6 月新能源机组月度交易价格逐步走低，尤其是 3 月开展现货市场后，光伏价格下滑明显

4. 1-6 月辽宁新能源机组总计结算绿电 79.19 亿千瓦时，结算均价 409.43 元/兆瓦时，环境溢价显著

辽宁的新能源价格波动明显，尤其是在开展现货市场后，这反映出现货市场对价格的显著影响。

2.7 其他区域：冀南、天津各具特色

2.7.1 冀南（河北）：现货试运行影响有限

河北南网 3 月 1 日起进行现货连续结算试运行。由于年度持仓比例高，现货结算试运行对新能源场站结算电价影响不大。上半年风电结算均价 419 元/兆瓦时，结算电量 21.96 亿千瓦时；光伏结算均价 341.28 元/兆瓦时，结算电量 42.09 亿千瓦时。新能源在实时市场结算电量较少，结算电价较稳定。6 月受到尖峰平谷时段改变的影响（当前现货价格挂钩尖峰平谷），光伏实时加权均价明显升高。

冀南新能源价格特点：

1. 风电结算均价 419 元/兆瓦时，处于全国较高水平，光伏结算均价 341.28 元/兆瓦时，处于全国中等水平，差异较大
2. 现货结算试运行对价格影响有限，主要是因为年度持仓比例高，中长期合约提供了价格保障
3. 实时市场结算电量较少，导致结算电价相对稳定，波动较小
4. 6 月尖峰平谷时段调整对光伏实时价格产生了显著影响，说明时段划分对价格有重要影响

河北南网的现货市场建设相对滞后，但随着连续结算试运行的深入，未来价格走势可能会发生变化。

2.7.2 天津：绿电市场活跃

天津市 2025 年 1-6 月，参与绿电交易的新能源累计结算电量 90.27 亿千瓦时，结算均价 419.52 元/兆瓦时；环境权益累计结算电量 45.71 亿千瓦时，结算均价为 7.64 元/兆瓦时，其中 2、3 月环境权益结算情况暂无披露。

天津新能源价格特点：

1. 绿电结算均价 419.52 元/兆瓦时，处于全国较高水平，反映出天津市场对绿电环境价值的认可
2. 环境权益结算均价 7.64 元/兆瓦时，相对稳定，波动较小
3. 参与绿电交易的新能源占比高，累计结算电量 90.27 亿千瓦时，说明绿电市场活跃度高
4. 环境权益结算电量约为绿电结算电量的一半，说明每千瓦时绿电对应约 0.5 千瓦时的环境权益，市场机制较为成熟

天津的绿电市场表现活跃，这可能与其经济结构和政策支持有关。

三、价格影响因素深度分析

3.1 市场供需关系：核心决定因素

市场供需关系是影响新能源电力现货交易价格的最核心因素。

2025 年，全国新能源装机继续保持快速增长，尤其是光伏装机，这对市场价格形成了较大压力。

装机容量快速增长：以新疆为例，截至 2024 年 12 月 31 日，新疆新能源累计装机规模达到 104.8GW，成为全国西部地区首个新能源装机过亿省份。2024 年全年，新疆新增新能源装机规模 40.37GW，其中光伏前三季度新增规模 12.2GW，全年预计突破 20GW。如此大规模的新增装机导致市场供应大幅增加，价格自然受到抑制。

负荷增长与新能源出力不匹配：湖北 7 月价格上涨 53.91%的主要原因是负荷大幅上升，而占比较大的水电与非市场机组出力均下降，导致供需关系紧张。相反，浙江价格下降 40.93%的原因是负荷下降叠加非市场机组、光伏、核电出力均上升，供给增加而需求减少。

区域间供需差异：西北地区新能源装机规模大，但本地负荷有限，外送通道不足，导致价格低迷；而东部沿海地区负荷需求大，但本地新能源资源有限，价格相对较高。这种区域间的供需不平衡导致了显著的价格差异。

季节性波动：季节变化对新能源出力和电力需求都有显著影响。例如，夏季高温导致用电负荷增加，而冬季供暖也会增加电力需求。

同时，不同季节的光照和风速也会影响新能源出力。这种季节性波动导致新能源价格呈现季节性变化。

3.2 政策与市场机制：关键调节因素

政策与市场机制对新能源电力现货交易价格的影响日益显著，不同省份的政策差异是导致价格分化的重要原因。

入市规则差异：不同省份对新能源入市规则有不同规定，直接影响市场供给和价格形成。例如，浙江省统调风电和光伏可以自愿入市，10%电量通过现货市场进行交易，90%电量分配政府授权合约，执行政府定价。而山东省要求所有新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。这种入市规则的差异导致了不同的价格表现。

价格限制机制：各省份对现货市场价格设置了不同的上下限，这对价格波动起到了抑制作用。例如，河南省现货电能量市场申报最低限价为 50 元/MWh，最高限价为 1200 元/MWh。河北南网连续结算试运行期间，电能量申报价格的限价范围为 0-1200 元/兆瓦时。这些价格限制措施防止了极端价格的出现，但也可能影响市场发现真实价格的能力。

现货市场建设进度：截至 2025 年，全国已有多个省份开展了现货市场结算试运行，但建设进度不一。例如，广西分别在 5 月 10-19 日、6 月 29-30 日开展现货结算试运行，两次现货日前均价分别为

217.19 元/兆瓦时、120.34 元/兆瓦时，价格波动较大。而河北南网于 3 月 1 日启动连续结算试运行，由于年度持仓比例高，现货结算试运行对新能源场站结算电价影响不大。现货市场的建设进度和运行模式直接影响新能源价格的形成机制和波动特征。

绿电交易机制：绿电交易为新能源提供了额外的环境溢价，不同省份的绿电交易机制和环境溢价水平存在差异。例如，天津市参与绿电交易的新能源累计结算电量 90.27 亿千瓦时，结算均价 419.52 元/兆瓦时，环境权益累计结算电量 45.71 亿千瓦时，结算均价为 7.64 元/兆瓦时。而广东省 1-6 月绿电环境价值月度均价为 5.14 元/兆瓦时。绿电交易机制的完善程度直接影响新能源的综合收益水平。

容量补偿机制：山东省根据山东电网用电负荷（含备用容量）总需求，对各类型市场化机组的有效容量给予补偿。按照全网回收长期边际机组固定成本原则确定容量补偿标准，依据系统总容量需求与总有效容量，设置容量供需系数。这种容量补偿机制为新能源企业提供了额外的收益来源，可能影响其在现货市场的报价策略。

3.3 气象条件：不可忽视的自然因素

气象条件对新能源出力和电力需求都有显著影响，是不可忽视的自然因素。

极端天气影响：极端天气事件如持续高温、寒潮、台风等会显著影响电力需求和新能源出力。例如，2025 年夏季的持续高温导致湖北

等地电力负荷大幅增加，推高了电力价格。同时，极端天气也可能影响新能源设备的正常运行，如大风可能导致风力发电机组停机，暴雨可能影响光伏发电效率。

季节性气象变化：不同季节的气象条件差异直接影响新能源出力 and 电力需求。例如，夏季光照充足，光伏出力大；冬季风速高，风电出力大。同时，夏季空调负荷增加，冬季取暖负荷增加，导致电力需求呈现季节性变化。这种季节性变化导致新能源价格也呈现相应的波动。

区域气象差异：不同区域的气象条件存在显著差异，这也是导致区域间新能源价格差异的重要因素。例如，西北地区光照充足，适合发展光伏发电；而东北地区冬季风速高，适合发展风电。这种区域气象差异导致了不同区域的新能源装机结构和出力特性，进而影响价格走势。

天气预测准确性：天气预测的准确性直接影响市场主体的报价策略和市场出清结果。准确的天气预测可以帮助新能源企业更合理地申报出力曲线，减少偏差考核，提高收益。同时，天气预测也是市场运营机构制定市场规则和调度计划的重要依据。

3.4 跨区域输电能力：价格均衡的重要因素

跨区域输电能力是影响新能源电力现货交易价格的重要因素，它决定了区域间电力资源的优化配置能力。

西电东送通道限制：西北地区新能源资源丰富，但本地负荷有限，需要通过西电东送通道将电力输送到东部负荷中心。然而，现有输电通道容量有限，成为制约新能源消纳和价格提升的重要因素。例如，新疆的新能源价格低迷，部分原因是外送通道不足，导致本地市场供过于求。

省间壁垒与交易机制：省间电力交易面临着各种壁垒，包括物理壁垒（输电容量限制）和市场壁垒（交易规则差异、利益协调等）。这些壁垒限制了电力资源的跨省优化配置，导致区域间价格差异扩大。例如，东北区域的黑龙江、吉林、辽宁新能源价格相对较高，部分原因是其与其他区域的输电联系相对较弱，市场相对独立。

现货市场与省间交易协同：国家能源局近期印发的《2025 年能源工作指导意见》文件明确，深化全国统一电力市场建设，加强国家、区域/省等多层次市场协同，实现省级电力现货市场基本全覆盖。这种多层次市场协同将有助于打破省间壁垒，促进电力资源在更大范围内优化配置，缩小区域间价格差异。

跨省跨区绿电交易：跨省跨区绿电交易是促进区域间新能源资源优化配置的重要途径。例如，青海省 2025 年 1-6 月跨省跨区绿电交易电量共 30.12 亿千瓦时，结算均价 231 元/兆瓦时，高于省内绿电交易均价 227.67 元/兆瓦时。这表明跨省跨区绿电交易不仅可以扩大市场空间，还可能带来更高的环境溢价。

3.5 政策支持与补贴机制：历史与未来的交织

政策支持与补贴机制是影响新能源电力现货交易价格的长期因素，它们既反映了历史政策的延续性，也预示着未来政策的调整方向。

保障性收购政策调整：随着新能源装机规模的扩大和市场机制的完善，保障性收购政策正在逐步调整。例如，新疆 2025 年的优先购电计划中，不同类型光伏项目的优先发电计划安排不同：扶贫光伏、分布式光伏项目实行全额保障收购；特许权光伏项目按特许权协议确定的年利用小时数执行；其他光伏项目则按 500 小时执行。这种差异化的保障性收购政策对不同类型的新能源项目价格产生了不同影响。

补贴退坡与平价上网：随着新能源度电成本的持续下降，补贴退坡和平价上网成为必然趋势。例如，江苏省带补贴的集中式光伏、风电若参加绿电交易需放弃补贴；不参与绿电交易的，可保留补贴参加常规电能量交易。这种政策安排促使新能源企业在补贴和市场之间做出选择，影响其市场行为和报价策略。

容量补偿机制建立：为保障电力系统安全稳定运行，部分省份已开始建立容量补偿机制。例如，山东省根据山东电网用电负荷（含备用容量）总需求，对各类型市场化机组的有效容量给予补偿。这种机制为新能源企业提供了额外的收益来源，可能影响其在现货市场的报价策略，进而影响市场价格。

环境价值市场化机制：随着碳市场建设和绿电交易的推广，新能源的环境价值正逐步实现市场化。例如，广东省 2025 年 1-6 月绿电环境价值月度均价为 5.14 元/兆瓦时；天津市环境权益累计结算电量 45.71 亿千瓦时，结算均价为 7.64 元/兆瓦时。这种环境价值市场化机制为新能源企业提供了额外的收益来源，可能影响其市场报价策略。

四、典型省份价格形成机制案例分析

4.1 新疆：装机过剩与市场化探索

新疆作为全国新能源装机规模最大的省份之一，其价格形成机制具有典型意义。截至 2024 年 12 月 31 日，新疆新能源累计装机规模达到 104.8GW，成为全国西部地区首个新能源装机过亿省份。

低价成因分析：新疆新能源价格低迷的主要原因是装机规模快速增长导致市场供过于求。2025 年双边交易中，光伏申报电量出现了大幅增长，对比 2024 年上涨 81%，交易电价则下降至 0.16477 元/千瓦时（164.77 元/兆瓦时）。集中竞价出清测算显示，光伏综合出清电价仅为 169.16 元/兆瓦时，远低于风电的 264.88 元/兆瓦时、火电的 247.72 元/兆瓦时和水电的 254.94 元/兆瓦时。

优先购电计划：2025 年，新疆共安排优先购电计划电量 738.52 亿千瓦时，优先发电计划（保量保价电量）709.76 亿千瓦时。其中，不同类型光伏项目的优先发电计划安排不同：扶贫光伏、分布式光伏

项目实行全额保障收购；特许权光伏项目按特许权协议确定的年利用小时数执行；其他光伏项目按 500 小时执行。这种差异化的保障性收购政策在一定程度上缓解了市场压力，但未能根本改变供过于求的局面。

市场化交易机制：新疆的新能源市场化交易机制正在逐步完善。普通风、光在保障小时数之外的电量全部入市，参与市场竞争。这种机制促使新能源企业更加关注市场变化，优化报价策略，但也加剧了市场竞争，压低了价格。

未来发展趋势：随着外送通道的完善和市场机制的成熟，新疆新能源价格有望逐步回升。同时，随着储能等新型主体的参与，市场灵活性将增强，有助于改善新能源消纳和价格形成机制。

4.2 山东：市场化改革的先行者

山东省作为东部沿海经济大省，其新能源电力现货交易价格形成机制具有代表性。2025 年 1-6 月日前现货均价 293.05 元/兆瓦时，实时现货均价 294.94 元/兆瓦时。

价格波动特征：山东新能源价格波动明显，3 月份现货价格最低，为 264.63 元/兆瓦时；5 月份现货价格最高，为 320.24 元/兆瓦时。新能源装机尤其是光伏装机增速较快，严重冲击了 2025 年的现货价格，尤其是午间时段价格下降 100 元/兆瓦时左右，凌晨和晚高峰时段价格有小幅上升。

入市方式差异化：山东的新能源入市方式分为主动入市和被动入市，不同入市方式的价格存在差异。主动入市风电结算均价 386.33 元/兆瓦时，被动入市风电结算均价 342.22 元/兆瓦时，被动入市光伏结算均价 327.04 元/兆瓦时。这种价格差异反映了不同入市方式的风险和收益特征。

最新政策调整：山东省近期出台了《山东省新能源上网电价市场化改革实施方案》，对新能源入市规则进行了重大调整。方案明确，对中长期市场交易，推动中长期市场价格与一次能源成本、现货市场价格有效衔接；对现货市场交易，新能源项目可报量报价参与现货交易，也可接受市场形成的价格。这种政策调整将进一步推动山东新能源市场的市场化进程。

容量补偿机制：山东建立了容量补偿机制，根据山东电网用电负荷（含备用容量）总需求，对各类型市场化机组的有效容量给予补偿。这种机制为新能源企业提供了额外的收益来源，可能影响其在现货市场的报价策略。

4.3 浙江：结构分化的典型案例

浙江省的新能源电力现货交易价格形成机制具有明显的结构分化特征，2025 年 1-6 月风电结算均价 397.13 元/兆瓦时，光伏结算均价 386.33 元/兆瓦时。

电量结构差异化：浙江省统调风电和光伏可以自愿入市，10%电量通过现货市场进行交易，90%电量分配政府授权合约，执行政府定价。这种“90%合约+10%现货”的电量结构导致价格形成机制分化：大部分电量价格相对稳定，小部分电量价格波动较大。

绿电交易活跃：浙江省绿电交易较为活跃，2025 年 1-6 月绿电月度双边协商共计成交电量 39.5 亿千瓦时，均价 398.16 元/兆瓦时；绿电月度摘挂牌共计成交电量 0.52 亿千瓦时，均价 419.88 元/兆瓦时。绿电交易价格略高于普通新能源结算价格，反映出环境溢价的存在。

价格走势特点：与去年同期相比，浙江价格下降 40.93%，主要原因是负荷下降叠加非市场机组、光伏、核电出力均上升。这种供需关系的变化导致价格下行，但由于 90%的电量执行政府定价，价格波动相对可控。

市场机制优化：浙江省正在优化市场机制，放开燃煤发电、风电和光伏发电，确保市场化用户可交易规模平衡。同时，鼓励无补贴风电和光伏参与绿电交易，鼓励有补贴的风电和光伏与电力用户自主协商参与绿电交易。这些措施将进一步促进市场竞争，优化价格形成机制。

4.4 湖北：供需矛盾的典型案例

湖北省的新能源电力现货交易价格形成机制受到供需矛盾的显著影响，2025 年 1-6 月实时现货均价 308.07 元/兆瓦时，其中 12 时点电价最低，为 165.73 元/兆瓦时，19 时点电价最高，为 393.65 元/兆瓦时。

价格波动剧烈：湖北的分时电价差异显著，19 时点电价高达 393.65 元/兆瓦时，是 12 时点电价 165.73 元/兆瓦时的 2.37 倍。这种剧烈的分时价格波动反映了电力需求和新能源出力的时间分布差异。

供需矛盾突出：2025 年 7 月，湖北价格上涨 53.91%，主要原因是负荷大幅上升，而占比较大的水电与非市场机组出力均下降，导致供需关系紧张。这种供需矛盾的季节性变化是湖北新能源价格波动的主要原因。

政策调整影响：2025 年 5 月起，湖北风电后续月份中长期交易净合约电量折合利用小时数上限由 35 小时调整为 60 小时，但由于现货价格较低，5、6 月份风电电能量均价有小幅下降。这表明政策调整对价格有直接影响，但效果可能受到市场条件的制约。

市场机制改革：湖北省正在推进电力市场机制改革，尤其是现货市场建设。随着现货市场的全面推开，新能源价格形成机制将更加市

场化，价格波动可能进一步加剧。同时，市场主体的报价策略和风险管理能力也将面临更大挑战。

五、未来价格走势预测与展望

5.1 短期价格走势预测（2025 年四季度）

基于当前市场状况和发展趋势，对 2025 年四季度全国各区域新能源电力现货交易价格走势进行预测：

西北地区：价格将继续保持低位运行，但降幅可能收窄。新疆、甘肃、宁夏等省份的新能源价格受装机规模大、外送通道有限等因素影响，将继续处于全国较低水平。然而，随着冬季用电负荷增加和外送能力的季节性提升，价格可能会有小幅回升。尤其是甘肃，由于报价策略调整，价格可能继续保持相对坚挺。

华北地区：价格分化将继续存在。蒙西和山西的新能源价格将继续面临较大压力，尤其是山西的光伏价格可能进一步探底。山东的价格波动可能加剧，随着《山东省新能源上网电价市场化改革实施方案》的实施，市场竞争将更加激烈，价格可能继续下行。冀北和天津的绿电市场将保持活跃，绿电价格有望维持在较高水平。

华东地区：价格整体将保持相对稳定。浙江的“90%合约+10%现货”机制将继续发挥作用，价格波动相对可控。安徽的价格可能继续保持稳健增长，尤其是在负荷增长的带动下。江苏的绿电市场将进一步发展，环境溢价可能有所提升。

华中地区：两湖差异化将继续存在。湖北的价格波动可能加剧，尤其是在水电出力不足的情况下，供需矛盾可能再次凸显。湖南的现货连续结算试运行将全面推开，新能源价格可能进一步调整，尤其是在6月价格大幅下跌的基础上，四季度可能趋于稳定。

南方地区：广东的市场化程度高，价格将保持相对稳定。广西和云南的现货市场将继续完善，价格波动可能加剧，尤其是在枯水期水电出力减少的情况下。随着西电东送力度的加大，南方区域的价格差异可能有所缩小。

东北地区：价格整体将保持较高水平。黑龙江和吉林的风电和光伏价格有望继续保持在全国前列。辽宁的价格波动可能加剧，尤其是在负荷增长和新能源出力季节性变化的影响下。蒙东地区的价格将继续保持稳定，受华北区域市场的影响有限。

5.2 中长期价格趋势展望（2026-2028 年）

从中长期来看，全国新能源电力现货交易价格将呈现以下趋势：

区域间价格差异逐步缩小：随着全国统一电力市场建设的深入推进，省间壁垒将逐步打破，跨区域输电能力将不断提升，区域间电力资源优化配置能力将增强，这将导致区域间新能源价格差异逐步缩小。尤其是随着西电东送、北电南送等跨区域输电通道的完善，西北地区 and 东北地区的新能源价格有望逐步向东部沿海地区靠拢。

价格波动特征将发生变化：随着现货市场的全面推开和市场主体的成熟，新能源电力现货交易价格的波动特征将发生变化。短期内，由于市场主体适应期和市场机制不完善，价格波动可能加剧；中长期看，随着市场主体报价策略的优化和市场机制的完善，价格波动将趋于平稳，价格发现功能将更加有效。

绿电环境溢价将逐步提升：随着碳达峰碳中和目标的推进和绿色低碳发展理念的深入，绿电的环境价值将得到更广泛认可，绿电环境溢价有望逐步提升。尤其是在东部沿海经济发达地区和高耗能产业集中地区，对绿电的需求将增加，推动绿电价格上涨。

价格形成机制将更加市场化：随着保障性收购范围的缩小和市场化交易比例的提高，新能源电力价格形成机制将更加市场化。中长期市场价格与现货市场价格的衔接将更加紧密，新能源企业将更加关注市场变化，优化报价策略，提高市场竞争力。

新型市场主体将影响价格形成：随着储能、虚拟电厂、电动汽车等新型市场主体的参与，电力市场的灵活性和调节能力将增强，这将对新能源电力现货交易价格产生深远影响。例如，储能可以在新能源出力过剩时充电，在电力需求高峰时放电，平抑价格波动；虚拟电厂可以聚合分布式能源资源，提高市场竞争力，影响市场价格。

5.3 政策调整对未来价格的潜在影响

未来政策调整将对新能源电力现货交易价格产生重要影响，主要体现在以下几个方面：

保障性收购政策调整：随着新能源装机规模的扩大和市场机制的完善，保障性收购政策将逐步调整。保障性收购范围将缩小，市场化交易比例将提高，这将增加新能源企业的市场风险，但也将促进市场竞争，优化资源配置。例如，山东省已要求所有新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。

现货市场建设加速：根据国家能源局《2025 年能源工作指导意见》，省级电力现货市场将基本全覆盖。随着现货市场的全面推开，新能源电力价格形成机制将更加市场化，价格波动可能加剧。同时，市场主体的报价策略和风险管理能力将面临更大挑战。

跨省跨区交易机制完善：随着全国统一电力市场建设的推进，跨省跨区交易机制将更加完善，区域间电力资源优化配置能力将增强。这将有助于缩小区域间价格差异，促进全国统一电力市场的形成。同时，跨省跨区绿电交易将得到鼓励，环境溢价有望在更大范围内实现。

辅助服务市场建设：辅助服务市场是保障电力系统安全稳定运行的重要支撑，也是影响新能源消纳和价格的重要因素。随着辅助服务市场的建设和完善，新能源企业参与辅助服务的积极性将提高，这将

为新能源企业提供额外的收益来源，可能影响其在现货市场的报价策略。

容量补偿机制建立：为保障电力系统长期可靠性，容量补偿机制将在更多省份建立。容量补偿机制将为新能源企业提供固定收益来源，降低其市场风险，可能影响其在现货市场的报价策略，进而影响市场价格形成。

六、投资与市场参与策略建议

6.1 新能源发电企业策略建议

针对新能源发电企业，提出以下策略建议：

优化报价策略：根据市场供需变化和价格波动特征，优化日前和日内报价策略。例如，在负荷高峰时段适当提高报价，在新能源出力高峰时段适当降低报价，提高整体收益。同时，关注天气预测和市场预测，动态调整报价策略。

差异化入市方式：根据自身特点和市场条件，选择合适的入市方式。例如，山东的新能源企业可根据市场情况选择主动入市或被动入市，以获取更高的收益。浙江的新能源企业可积极参与绿电交易，获取更高的环境溢价。

加强风险管理：建立健全风险管理体系，通过中长期合约锁定部分收益，降低现货市场价格波动风险。例如，河北南网的新能源企业

由于年度持仓比例高，现货结算试运行对其影响有限。同时，可通过金融衍生品工具进一步对冲价格风险。

提升技术能力：加强新能源发电预测技术和设备运维能力，提高出力预测准确性，减少偏差考核，提高收益。同时，积极探索储能、智能电网等新技术应用，提高新能源消纳能力和市场竞争力。

参与辅助服务：积极参与调频、调峰等辅助服务市场，拓展收益来源。例如，山东建立了容量补偿机制，为新能源企业提供了额外的收益来源。参与辅助服务不仅可以提高系统灵活性，还可以增加企业收益，实现双赢。

6.2 电力用户策略建议

针对电力用户，提出以下策略建议：

优化用电方式：根据分时电价特点，优化用电方式，降低用电成本。例如，在电价低谷时段增加用电，在电价高峰时段减少用电。河北南网 6 月调整了尖峰平谷时段划分，用户应根据新的时段划分调整用电策略。

参与市场交易：符合条件的电力用户应积极参与电力市场交易，直接与新能源企业签订购电合同，降低用电成本。例如，山东的电力用户可通过中长期市场和现货市场直接购买新能源电力，享受更低的电价。

选择合适的零售套餐：对于通过售电公司购电的用户，应选择合适的零售套餐。电力零售市场上，电力交易平台应为用户提供基于实际用电曲线的标准化零售套餐比价功能，各类零售套餐应设置封顶结算价格条款。用户应根据自身用电特点和风险偏好，选择合适的零售套餐。

关注绿电市场：有绿色低碳发展需求的用户可关注绿电市场，通过购买绿电满足自身的绿色电力需求，同时提升企业形象。例如，天津市的绿电市场活跃，用户可通过参与绿电交易获取环境价值。

投资分布式能源：有条件的用户可投资建设分布式新能源设施，实现自发自用，降低用电成本。同时，分布式新能源还可通过聚合方式参与现货交易，提高收益。

6.3 政策制定者策略建议

针对政策制定者，提出以下策略建议：

完善市场规则：进一步完善电力市场规则，尤其是现货市场规则，提高市场运行效率和公平性。例如，适当放宽现货市场限价，现货市场申报价格上限考虑各地目前工商业用户尖峰电价水平等因素确定，申报价格下限考虑新能源在电力市场外可获得的其他收益等因素确定。

优化价格机制：优化分时电价机制，合理设置峰谷价差，引导电力资源优化配置。例如，湖北的分时电价差异显著，19 时点电价高达

393.65 元/兆瓦时，是 12 时点电价的 2.37 倍。这种较大的峰谷价差有助于引导用户调整用电行为，提高系统经济性。

促进跨省交易：打破省间壁垒，促进跨省跨区电力交易，优化全国电力资源配置。例如，可通过建立跨省跨区交易协调机制、完善输电定价机制等措施，提高跨省跨区交易的经济性和可操作性。

加强市场监管：加强电力市场监管，防范市场力滥用和不正当竞争行为，维护市场秩序。例如，河北电力交易中心根据《通知》相关条款，将具有市场力的发电集团高于参考报价的报价段替换为参考报价后组织日前市场的正式出清，正式出清的日前现货加权平均价格为 360.06 元/兆瓦时。

推动绿电市场发展：推动绿电市场发展，完善绿电认证和交易机制，提高绿电环境溢价。例如，可通过政策引导和市场机制创新，鼓励更多用户购买绿电，促进可再生能源发展。

6.4 金融机构策略建议

针对金融机构，提出以下策略建议：

开发金融产品：开发与新能源电力现货交易相关的金融产品，如电力期货、期权、差价合约等，为市场主体提供风险管理工具。例如，可开发基于新能源电力现货价格的期货产品，帮助新能源企业和电力用户对冲价格风险。

提供融资支持：为新能源项目提供差异化融资支持，根据项目所在区域的价格水平和风险特征，合理确定融资成本和期限。例如，对西北地区的新能源项目，由于价格风险较高，可适当提高风险溢价；对东部沿海地区的新能源项目，由于价格相对稳定，可适当降低融资成本。

参与绿电金融：积极参与绿电交易和绿证交易，开发相关金融产品，如绿电收益权质押融资、绿证质押融资等，支持绿色低碳发展。例如，可开发基于绿电环境价值的金融产品，帮助新能源企业获取更高的融资额度。

建立评估体系：建立新能源电力现货交易价格风险评估体系，为投资决策和风险管理提供支持。例如，可通过大数据分析和机器学习技术，建立价格预测模型，评估不同区域和不同类型新能源项目的价格风险。

支持市场建设：积极支持电力市场建设，参与市场规则制定和市场机制设计，为市场健康发展贡献专业智慧。例如，可通过研究报告、政策建议等形式，为电力市场改革提供智力支持。

七、结论

本研究报告对 2025 年全国各省份新能源电力现货交易价格走势进行了全面分析，得出以下主要结论：

价格分化明显：全国各省份新能源电力现货交易价格存在显著分化。西北地区（尤其是新疆）价格最低，光伏结算均价仅为 157.59 元/兆瓦时；东北地区价格最高，黑龙江的光伏结算均价达到 331 元/兆瓦时。这种价格分化主要由市场供需、资源条件、政策机制等多种因素共同作用形成。

影响因素多元：新能源电力现货交易价格受市场供需关系、政策与市场机制、气象条件、跨区域输电能力和政策支持与补贴机制等多种因素影响。其中，市场供需关系是最核心的影响因素，装机容量快速增长和负荷增长不匹配是导致价格波动的主要原因。

区域特征鲜明：各区域价格走势呈现出鲜明的特征。西北地区价格低迷但降幅可能收窄；华北地区价格分化将继续存在；华东地区价格整体稳定；华中地区两湖差异化明显；南方地区市场化程度高，价格相对稳定；东北地区价格整体较高。

未来趋势明确：未来，随着全国统一电力市场建设的深入推进，区域间价格差异将逐步缩小；随着现货市场的全面推开，价格波动特征将发生变化；随着绿电市场的发展，环境溢价将逐步提升；随着新型市场主体的参与，价格形成机制将更加复杂。

策略建议具体：针对不同市场主体，提出了具体的策略建议。新能源发电企业应优化报价策略、选择差异化入市方式、加强风险管理、提升技术能力、参与辅助服务；电力用户应优化用电方式、参与市场交易、选择合适的零售套餐、关注绿电市场、投资分布式能源；

■
政策制定者应完善市场规则、优化价格机制、促进跨省交易、加强市场监管、推动绿电市场发展；金融机构应开发金融产品、提供融资支持、参与绿电金融、建立评估体系、支持市场建设。

随着电力市场化改革的深入推进和新能源装机的持续增长，新能源电力现货交易价格形成机制将更加市场化，价格波动将更加频繁，市场主体的风险管理能力将面临更大挑战。同时，随着全国统一电力市场的建设和完善，区域间电力资源优化配置能力将增强，区域间价格差异将逐步缩小，为新能源产业的健康可持续发展创造更加有利的市场环境。

完结

