

拥抱电价和电量的新周期

——电力行业 2022 年投资策略

核心观点

- **电改驶入深水区，煤电电价机制改革迎来重大进展。**煤电电量全部进入市场，电价浮动范围扩大至±20%且对高耗能企业不设上限。在发、用电“两头”均建立起“能涨能跌”的市场化机制，将有利于推动电力中长期交易、现货市场、辅助服务市场、容量市场等各类市场建设。给予市场价格变化更大的弹性空间，使得电价可以更加灵活地反映电力供需形势和成本变化。
- **“碳中和”背景下电力供给结构迎来确定性变革，以风电、光伏为主的新能源运营行业将打开长期成长空间。**在新能源发电投资的长期盛宴中，面临转型的传统电企将成为举足轻重的参与者，新能源将被打造为“第二成长曲线”，其显著的优势是火电基本盘带来的强劲现金流、极具竞争力的融资成本、强大的项目资源获取能力。从规划来看，多家集团的新能源装机规模具有潜在 5 年 4-5 倍的空间。
- **新能源运营凸显成长属性，火电资产亦有望迎来底部反转。**火电基本面已处于暗时刻，煤价、电价、利用小时数等要素皆有望释放较大业绩弹性。“市场煤”和“计划电”的长期错位终将逐步修正，届时火电周期性弱化、回归公用事业属性，以稳定的 ROE 回报，创造充裕的现金流，并支撑转型发展的资本开支或可观的分红规模。中长期来看，在未来以新能源为主体的新型电力系统中，火电势必将由电量型电源逐渐过渡为灵活性调峰电源，并有望迎来新的成本回收机制。其生命周期的最后一轮现金流将助力火电企业的“二次创业”、“华丽转身”，昔日的火电龙头可能最有潜力成为未来的新能源巨擘。
- **分部估值的框架更适用于此类快速转型、新能源高速成长的传统电力公司。**新能源转型速度可能持续超预期，部分公司的新能源业绩贡献已显著高于原主业，传统的 PB 估值体系已难以全面准确地反映新能源运营的成长属性。规模快速增长且收益率预期稳定的新能源资产，其估值可与三峡能源等纯粹的新能源运营商对标；传统火电资产估值有望迎来底部反转，向 1-1.5xPB 的历史估值中枢逐步修复。
- **核电刚需属性空前凸显，有望迎来加速良机。**基于十四五、十五五的电量供需测算，我们认为核电有望迎来加速发展的机遇。作为近零碳电源，也是目前看来很有可能大规模替代火电的基荷能源，核电在未来新型电力系统中的价值将愈发凸显。中性假设下的测算结果显示，为避免缺电危机，十四五期间新开工核电机组的需求可能超过 60 台。

投资建议与投资标的

- 细分板块层面，看好火电、核电、新能源运营的投资机会；尤其看好传统电力转型发展新能源带来的价值重估。
- 建议关注资产优质、效率领先，且新能源转型步伐较快的**华能国际、华润电力**，核电+新能源双轮驱动的中国**核电**。其他建议关注标的包括**三峡能源**，未来可能分享福建优质海风资源的**福能股份、中闽能源**，核电运营商**中国广核**，国网旗下配电网节能上市平台**涪陵电力**。

风险提示

- 新能源发电的增长空间可能低于预期；火电基本面可能继续恶化；新能源运营的收益率水平可能降低；假设条件发生变化将导致测算结果产生偏差。



东方证券
ORIENT SECURITIES

行业评级

看好 中性 看淡 (维持)

国家/地区

中国

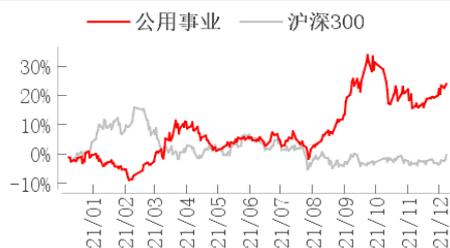
行业

公用事业行业

报告发布日期

2021 年 12 月 09 日

行业表现



资料来源：WIND、东方证券研究所

证券分析师

卢日鑫

021-63325888*6118

lurixin@orientsec.com.cn

执业证书编号：S0860515100003

证券分析师

周迪

zhoudi1@orientsec.com.cn

执业证书编号：S08600521050001

证券分析师

谢超波

021-63325888*6070

xiechaobo@orientsec.com.cn

执业证书编号：S0860517090001

证券分析师

施静

021-63325888*3206

shijing1@orientsec.com.cn

执业证书编号：S0860520090002

香港证监会牌照：BMO306

相关报告

- 10 月用电量增速 6.1%，高耗能行业用电量增速显著回落：——10 月电力数据点评 2021-11-27
- 电改持续推进，现货市场建设更进一步：——省间现货交易政策点评 2021-11-26
- 煤电电价市场化改革再进一步：——国常会电价政策点评 2021-10-11

东方证券股份有限公司经相关主管机关核准具备证券投资咨询业务资格，据此开展发布证券研究报告业务。

东方证券股份有限公司及其关联机构在法律许可的范围内正在或将要与本研究报告所分析的企业发展业务关系。因此，投资者应当考虑到本公司可能存在对报告的客观性产生影响的利益冲突，不应视本证券研究报告为作出投资决策的唯一因素。

有关分析师的申明，见本报告最后部分。其他重要信息披露见分析师申明之后部分，或请与您的投资代表联系。并请阅读本证券研究报告最后一页的免责声明。

目 录

1 2021 年行情回顾：电力显著跑赢大盘	5
1.1 板块表现：新能源发电 > 火电 > 水电	5
1.2 电力需求强劲，预计全年用电量增速 10.3%	6
2 能源和电力结构：光伏、风电开启高斜率增长	9
2.1 “双碳”背景下新能源打开长期成长空间	9
2.2 预计 2025、2030 年风光总装机 11.6、21.4 亿千瓦	10
3 政策：电改持续推进，电力商品属性逐渐回归	15
3.1 煤电电价机制巨变，弹性提高至 20%且对高耗能不设上限	15
3.2 省间电力现货交易规则出台，将实现全电源类型覆盖	16
4 火电：传统资产底部反转，赋能“第二成长曲线”	19
4.1 浮动电价机制或将有效疏导 148-395 元/吨标煤涨幅	19
4.2 多因素催化，火电资产或迎底部反转	20
4.3 基本盘稳固，助力新能源转型	22
5 核电：刚需属性空前凸显，“十四五”或迎加速	24
6 投资建议	29
风险提示	30

图表目录

图 1: 2021 年公用事业、电力指数与沪深 300 指数表现.....	5
图 2: 2021 年电力指数与火电、水电、新能源发电指数表现	5
图 3: 2020-2021 年月度用电量及同比增速.....	6
图 4: 化工行业月度用电量.....	6
图 5: 建材行业月度用电量.....	6
图 6: 黑色金属冶炼行业月度用电量.....	7
图 7: 有色行业月度用电量.....	7
图 8: 2021 年 1-10 月新增发电装机结构 (万千瓦)	7
图 9: 2021 年 10 月底累计发电装机结构	7
图 10: 2030 年中国国家自主贡献新举措	9
图 11: 我国碳中和路径下的能源消费需求预测.....	10
图 12: 我国一次电力发电量预测.....	10
图 13: 我国未来十年的传统能源发展预测	11
图 14: 我国一次电力装机容量预测	11
图 15: 我国未来十年风电发展预测	12
图 16: 我国未来十年太阳能发电发展预测	12
图 17: 燃煤发电电量将全部进入市场.....	15
图 18: 市场化交易电价浮动范围.....	15
图 19: 工商业用户将全部进入市场	15
图 20: 居民、农业用电价格不变.....	15
图 21: 电力市场建设有望加速	16
图 22: 更大的电价弹性对发、用电侧的影响.....	16
图 23: “统一市场、两级运作”的电力市场体系	17
图 24: 此前的跨区域现货交易试点	17
图 25: 省间现货交易市场成员	17
图 26: 省间现货交易的交易流程.....	17
图 27: 省间现货交易的出清机制.....	18
图 28: 边际出清的原理示意.....	18
图 29: 省间现货交易-日前现货交易	18
图 30: 省间现货交易-日内现货交易	18
图 31: 火电、煤炭 ROE (左轴) 与煤价 (右轴) 关联	20
图 32: sw 火电与华能国际的 PB 估值	21
图 33: 全国火电利用小时数与装机增速.....	22

图 34: 五大发电集团的清洁能源装机占比	22
图 35: 2020 年主要电力央企的风电、光伏装机情况 (集团口径)	23
图 36: 主要新能源运营商的风电+光伏装机 (单位: 万千瓦)	24
图 37: 商运核电装机规模 (万千瓦)	24
图 38: 核电发电量 (亿千瓦时)	24
图 39: 2020 年我国发电装机结构	25
图 40: 2020 年我国发电量结构	25
表 1: 2016-2020 年用电量数据及月度比例	8
表 2: 2021 年用电量增速预测	8
表 3: 碳中和路径下一次能源供需结构预测	13
表 4: 2021-2030 年电力供给结构预测	14
表 5: 煤电市场化交易电价弹性测算	19
表 6: 五大发电集团“碳达峰”时间表	23
表 7: 十四五末电量供需平衡测算	26
表 8: 火电为弥补电量缺口增加的发电小时数测算 (其他情景假设不变)	27
表 9: 十五五末电量平衡及核电新建需求测算	28

1 2021 年行情回顾：电力显著跑赢大盘

1.1 板块表现：新能源发电 > 火电 > 水电

2021 年初至 11 月 26 日，沪深 300 指数录得跌幅 7.74%，公用事业板块涨幅 19.19%、电力板块涨幅 20.52%，显著跑赢大盘；电力板块 8 月份起受益于新能源发电资产的价值发现、电价机制变化与电力市场化改革的预期与逐步兑现，取得较大涨幅。

电力行业子板块方面，指数表现：新能源发电 > 火电 > 水电。其中，新能源发电板块涨幅 38.09%，大幅跑赢电力板块；火电板块涨幅 15.25%、水电板块涨幅 9.97%。火电板块涨幅一度超过 40%，10 月份开始大幅回撤，主要原因为动力煤价暴涨使得火电 3 季报出现大面积亏损，且四季度盈亏改善状况难有明确预期。

图 1：2021 年公用事业、电力指数与沪深 300 指数表现



数据来源：Wind、东方证券研究所

图 2：2021 年电力指数与火电、水电、新能源发电指数表现



数据来源：Wind、东方证券研究所

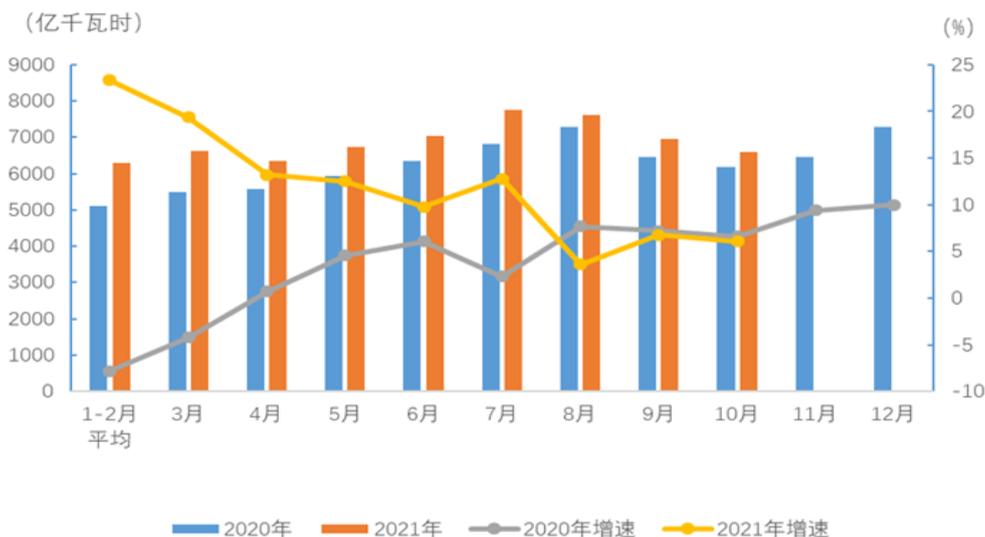
1.2 电力需求强劲，预计全年用电量增速 10.3%

据中电联数据，2021年1-10月，全国全社会用电量68254亿千瓦时，同比增长12.2%，其中，10月份全国全社会用电量6603亿千瓦时，同比增长6.1%。

分产业看，1-10月，第一产业用电量841亿千瓦时，同比增长18.4%；第二产业用电量45490亿千瓦时，同比增长11.3%；第三产业用电量11949亿千瓦时，同比增长20.0%；城乡居民用电量9974亿千瓦时，同比增长7.4%。

10月份，第一、二、三产业用电量增速分别为14.7%、3.2%和14.3%；城乡居民用电量同比增长11.1%。第二产业用电量增速较上月显著下滑，第三产业和城乡居民用电量增速继续维持在较高水平，贡献增量的较大比例。

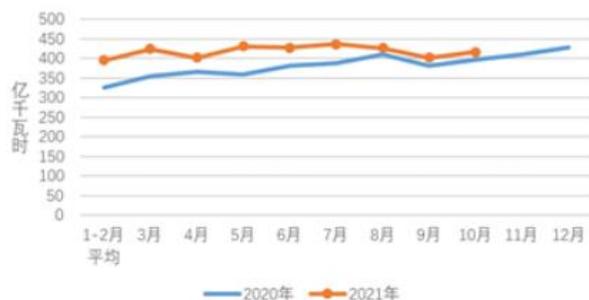
图3：2020-2021年月度用电量及同比增速



数据来源：中电联、东方证券研究所

高耗能行业方面，1-10月累计用电量仍有可观增长，但月度增速较上年同期普遍回落，建材、黑色金属冶炼行业单月用电量增速回落幅度较大。

图4：化工行业月度用电量

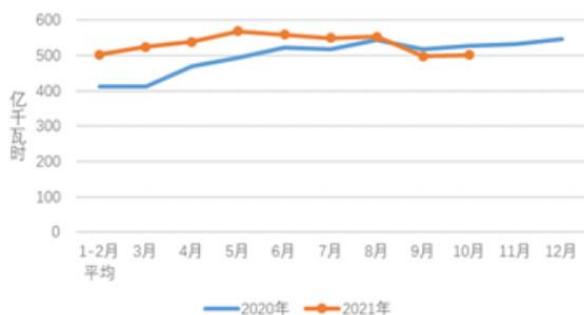


数据来源：中电联、东方证券研究所

图5：建材行业月度用电量



数据来源：中电联、东方证券研究所

图 6：黑色金属冶炼行业月度用电量


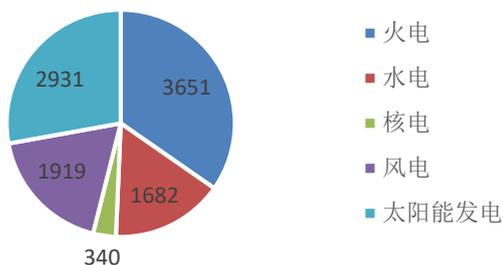
数据来源：中电联、东方证券研究所

图 7：有色行业月度用电量

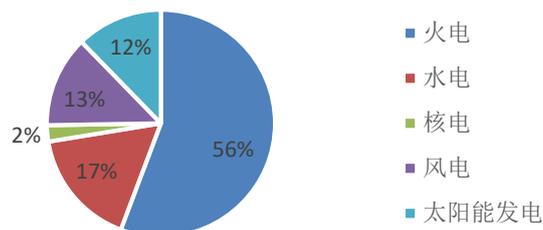

数据来源：中电联、东方证券研究所

1-10 月，化工行业用电量 4156 亿千瓦时，同比增长 8.1%，增速比上年同期提高 7.7 个百分点；建材行业用电量 3434 亿千瓦时，同比增长 10.0%，增速比上年同期提高 7.5 个百分点；黑色金属冶炼行业用电量 5302 亿千瓦时，同比增长 8.8%，增速比上年同期提高 5.6 个百分点；有色金属冶炼行业用电量 5558 亿千瓦时，同比增长 7.2%，增速比上年同期提高 3.6 个百分点。

10 月份，化工行业用电量 416 亿千瓦时，同比增长 1.3%，增速比上年同期回落 8.3 个百分点；建材行业用电量 350 亿千瓦时，同比下降 7.0%，增速比上年同期回落 22.6 个百分点；黑色金属冶炼行业用电量 502 亿千瓦时，同比下降 5.6%，增速比上年同期回落 18.1 个百分点；有色金属冶炼行业用电量 562 亿千瓦时，同比增长 6.1%，增速比上年同期回落 2.8 个百分点。

图 8：2021 年 1-10 月新增发电装机结构 (万千瓦)


数据来源：中电联、东方证券研究所

图 9：2021 年 10 月底累计发电装机结构


数据来源：中电联、东方证券研究所

火电新增装机超 36GW，风光装机合计新增 48.5GW。1-10 月份，全国新增发电生产能力 10544 万千瓦，比上年同期多投产 2004 万千瓦。其中，水电 1682 万千瓦、火电 3651 万千瓦（其中燃煤 2188 万千瓦、燃气 568 万千瓦、生物质 581 万千瓦）、核电 340 万千瓦、风电 1919 万千瓦、太阳能发电 2931 万千瓦。

火电、核电利用小时数显著上升，水电出力明显下滑。1-10 月份，全国火电设备平均利用小时为 3665 小时，比上年同期增加 293 小时，其中，燃煤发电设备平均利用小时为 3786 小时，比上年同期增加 336 小时，燃气发电设备平均利用小时为 2259 小时，比上年同期增加 136 小时。全国水电设备平均利用小时为 3159 小时，比上年同期降低 165 小时；全国核电设备平均利用小时 6471 小时，比上年同期增加 372 小时；全国并网风电设备平均利用小时 1827 小时，比上年同期增加 100 小时；全国太阳能发电设备平均利用小时 1097 小时，比上年同期降低 18 小时。

我们尝试使用月度电量比例法对 2021 年 11-12 月的全社会用电量进行预测，从而得出 2021 年全年用电量增速的大致判断。2016-2020 年，每年 10 月用电量占 11-12 月用电量的比例介于 41.69%-46.92%，平均值为 45.11%；2016-2019 年平均值为 45.96%。2016-2020 年，每年 11-12 月用电量占全年用电量的比例介于 17.38%-19.71%，平均值为 18.05%；2016-2019 年平均值为 17.63%。

在中性假设下，我们预计 2021 年 10 月用电量占 11-12 月用电量的比例为 45.11%；预计 2021 年 11-12 月用电量占全年用电量的比例为 17.63%（考虑到 2020 年上半年电量数据受疫情影响，全年电量的月度比例不具有代表性，故采用 2016-2019 年均值）。弹性预测结果显示，在悲观、中性、乐观的假设下，2021 年全年用电量增速分别为 9.8%、10.3%、10.9%。

表 1：2016-2020 年用电量数据及月度比例

年份	全年用电量 A (亿千瓦时)	10 月用电量 B (亿千瓦时)	11-12 月用电量 C (亿千瓦时)	比值 C/A	比值 B/C
2016	59198	4890	10423	17.61%	46.92%
2017	63077	5130	11056	17.53%	46.40%
2018	68449	5481	11897	17.38%	46.07%
2019	72255	5790	13023	18.02%	44.46%
2020	75110	6172	14805	19.71%	41.69%
2016-2020 平均				18.05%	45.11%
2016-2019 平均				17.63%	45.96%

资料来源：Wind、东方证券研究所

表 2：2021 年用电量增速预测

	悲观	中性	乐观
2021 年 10 月用电量	6603	6603	6603
2021 年 1-10 月用电量	68254	68254	68254
<i>2021 年 10 月用电量占 11-12 月电量比例</i>	<i>46.11%</i>	<i>45.11%</i>	<i>44.11%</i>
<i>2021 年 11-12 月用电量占全年比例</i>	<i>17.13%</i>	<i>17.63%</i>	<i>18.13%</i>
2021 年 11-12 月用电量预测	14217	14626	15045
2021 年全年用电量预测	82471	82880	83299
2021 年全年用电量增速预测	9.8%	10.3%	10.9%

资料来源：Wind、东方证券研究所

2 能源和电力结构：光伏、风电开启高斜率增长

2.1 “双碳”背景下新能源打开长期成长空间

在 2020 年 9 月 22 日第七十五届联合国大会一般性辩论的讲话中，习近平主席明确提出：中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。

在 2020 年 11 月 22 日二十国集团领导人利雅得峰会“守护地球”主题边会中，习近平主席再次强调：将加大应对气候变化力度，推动应对气候变化《巴黎协定》全面有效实施；中国将坚定不移地落实“2030 年前达到峰值，2060 年前实现碳中和”的目标；中国将深入推进清洁能源转型，推动能源清洁低碳安全高效利用，加快新能源、绿色环保等产业发展，促进经济社会发展全面绿色转型。

我国未来长期的低碳发展转型战略得以“量化明确”，新能源产业发展逻辑发生深刻变化。对比近三年全国能源工作会议的目标和部署，我们发现对于新能源产业发展，政策着眼点已经完成从“要不要”“能不能”到“如何落实”的转变。2030 年新能源装机 12 亿千瓦“以上”的目标意味着我们完全可以对其未来的规模有更乐观的预期；结合行业内相关机构的判断以及我们对未来能源消费、电力结构的拆分测算，我们预计 2030 年新能源装机总量有望达到 21 亿千瓦左右。

图 10：2030 年中国国家自主贡献新举措



数据来源：新华视点、东方证券研究所

2.2 预计 2025、2030 年风光总装机 11.6、21.4 亿千瓦

我们对碳中和路径下一次能源消费结构进行了拆分测算。我们预计：

- (1) 总能源需求达峰的时间可能为 2030 年左右，对应约 63 亿吨标准煤。
- (2) 煤炭需求在“十四五”期间整体处于峰值平台期，“十五五”期间开始下降，之后下降的斜率逐渐变大。
- (3) 石油消费量“十四五”未达到峰值，对应约 10-11 亿吨标准煤，对外依存度可能仍不低于 70%。
- (4) 天然气消费量 2030 年前保持年化 4%-6% 的较快增长，达峰时间预计为 2030 年或稍晚。

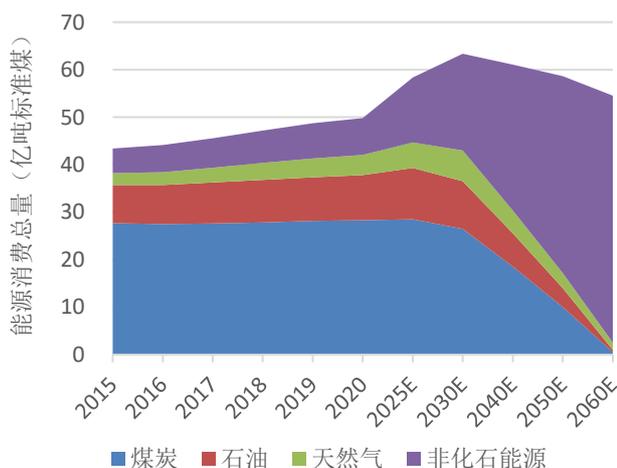
在我们的测算情景下，化石能源消费占比将从 2020 年的 84% 下降至 70% 以下（2030 年）、5% 以下（2060 年）；相应的，非化石能源消费占比将从 2020 年的 16% 提高至超过 30%（2030 年）、超过 95%（2060 年）。

需要指出的是，出于电力系统安全、可靠、平衡的需求，煤电装机规模的下降拐点可能并不会很快出现。作为消耗化石能源的二次电力，煤电的发电量、装机容量可能先后于 2030 年前实现达峰。

从一次电力的结构变化预测看，除水电外，光伏发电、风电、核电都将快速发展，并将在“十四五”、“十五五”期间成为覆盖增量用电需求的主力，并在 2030 年以后逐步对火电的电量份额进行替代。

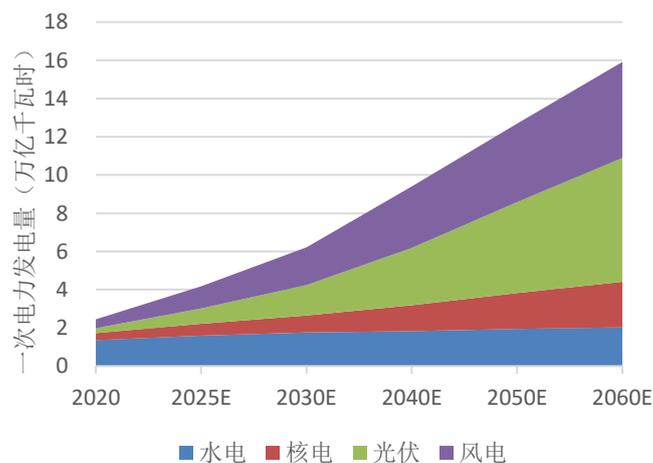
预计到 2025 年、2030 年，我国电力总装机将从 2020 年的 22 亿千瓦分别达到 29.9 和 40.9 亿千瓦左右；风电+光伏装机占比由 2020 年的 24.3% 分别提升至 38.8% 和 52.3%。2025 年和 2030 年，风电+光伏发电量占比预计由 2020 年的 9.5% 分别提升至 18% 和 28%。

图 11：我国碳中和路径下的能源消费需求预测

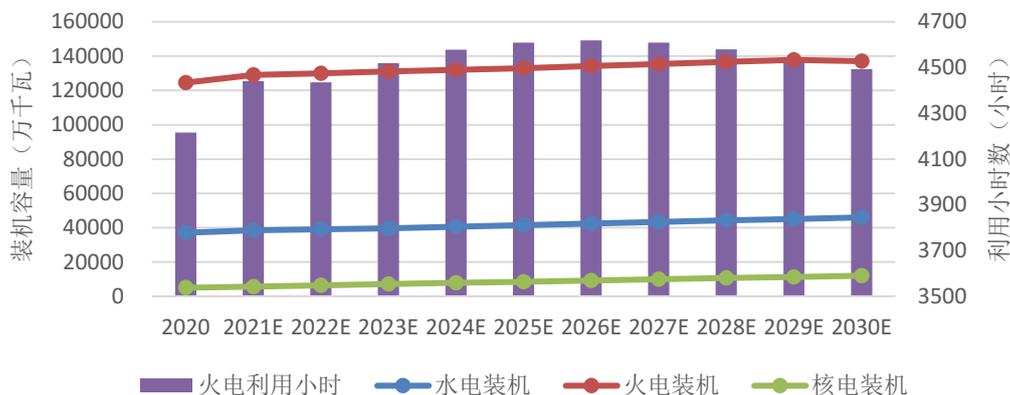


数据来源：国家统计局、中电联、ERI、东方证券研究所

图 12：我国一次电力发电量预测



数据来源：国家统计局、中电联、ERI、东方证券研究所

图 13：我国未来十年的传统能源发展预测


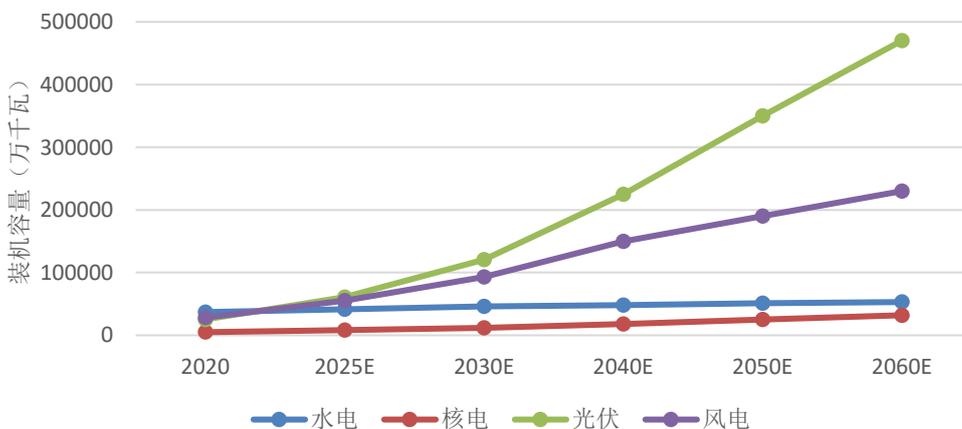
数据来源：国家统计局、中电联、ERI、东方证券研究所

在一次能源消费结构的拆分测算基础上，我们同样进行了电力供给结构的拆分预测。

火电：新能源的大规模替代是渐进的过程，考虑到储能（抽水蓄能、电化学储能等）规模、增速、成本的约束，未来十年火电总装机仍有小幅增长，预计于 2030 年或稍早达到峰值，约 13.8 亿千瓦；新增装机中碳排放较小、调峰能力更强的燃气发电比例将有所提升。用电需求的可观增长叠加火电新增产能缩减，其利用小时数预计“十四五”期间有所提升，“十五五”期间达到峰值并真正开启由基荷电源向灵活性调峰电源的角色转变。

水电：优质的零碳能源，但受限于资源禀赋和经济性约束，未来增长空间有限，理论天花板清晰可见。“十四五”期间将迎来金沙江、雅砻江的一轮投产，这是目前可预见的最后一轮投产高峰。

核电：行业将长期发展，但目前来看年化增速不高。可预见的时间内，将仍以成熟的裂变核能应用为主。未来十年将是三代核电技术开工投产的高峰，中性预期下 2030 年的装机规模将达到目前的 2 倍以上。在安全性、经济性、技术迭代、国家战略的共同作用下，核电的远期发展空间弹性较大。

图 14：我国一次电力装机容量预测


数据来源：wind、中电联、东方证券研究所

2025 年，风电、太阳能发电装机规模预计分别达到 5.5 亿千瓦、6.1 亿千瓦左右；2030 年，风电、太阳能发电装机规模预计分别达到 9.3 亿千瓦、12.1 亿千瓦左右。

“十三五”期间，风电和太阳能发电年度合计平均新增装机规模预计达到 1.25 亿千瓦左右；“十四五”期间，风电和太阳能发电年度合计平均新增装机规模预计分别达到 2 亿千瓦左右。

图 15：我国未来十年风电发展预测



数据来源：国家统计局、中电联、ERI、东方证券研究所

图 16：我国未来十年太阳能发电发展预测



数据来源：国家统计局、中电联、ERI、东方证券研究所

表 3：我国碳中和路径下一次能源供需结构预测

	2020	2025E	2030E	2040E	2050E	2060E
能源消费总量 (亿吨标准煤)	49.8	58.3	63.4	61.0	58.7	54.5
煤炭占比(%)	56.8	48.9	45.4	31.7	17.1	0.9
石油占比(%)	19.1	18.5	17.1	12.0	6.9	0.9
天然气占比(%)	8.5	9.3	11.1	8.2	5.5	2.6
一次电力及其他能源占比(%)	15.6	23.4	34.9	52.7	71.1	89.2
能源消费结构 (亿吨标准煤)						
煤炭	28.3	28.5	26.5	18.5	10.0	0.5
石油	9.5	10.8	10.0	7.0	4.0	0.5
天然气	4.2	5.4	6.5	4.8	3.2	1.5
一次电力及其他能源	7.8	13.6	20.4	30.7	41.5	52.0
化石能源占比	84.4%	76.6%	67.9%	49.6%	29.3%	4.6%
非化石能源占比	15.6%	23.4%	32.1%	50.4%	70.7%	95.4%
一次电力具体结构						
发电量-万亿千瓦时	2.38	4.17	6.22	9.40	12.68	15.91
水电	1.36	1.59	1.76	1.84	1.95	2.03
核电	0.37	0.63	0.89	1.34	1.86	2.38
光伏	0.26	0.79	1.60	3.02	4.76	6.49
风电	0.47	1.16	1.97	3.21	4.10	5.01
装机容量-万千瓦						
水电	37016	41508	46000	48000	51000	53000
核电	4989	8494.5	12000	18000	25000	32000
光伏	25343	60843	120843	225000	350000	470000
风电	28153	55153	93153	150000	190000	230000
利用小时-小时						
水电	3827	3827	3827	3827	3827	3827
核电	7453	7453	7453	7453	7453	7453
光伏	1281	1300	1320	1340	1360	1380
风电	2073	2100	2120	2140	2160	2180

资料来源：国家统计局、中电联、ERI、东方证券研究所

表 4：我国 2021-2030 年电力供给结构预测

	2020	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
发电量-亿千瓦时	76236	84088	88293	92531	96787	101046	105290	109501	113662	117754	121758
同比	4.05%	10.30%	5.00%	4.80%	4.60%	4.40%	4.20%	4.00%	3.80%	3.60%	3.40%
水电	13552	13970	14831	15041	15328	15694	16057	16400	16745	17089	17434
火电	51743	56293	57442	58980	60200	61075	61709	62125	62279	62155	61730
核电	3662	3980	4502	5025	5547	6070	6592	7115	7637	8160	8682
风电	4665	6235	7156	8269	9507	10879	12341	13871	15471	17140	18879
太阳能发电	2611	3607	4359	5212	6200	7325	8586	9986	11525	13205	15027
其他	3	3	3	4	4	4	5	5	5	5	6
发电装机-万千瓦											
水电	37016	38500	39000	39600	40500	41508	42400	43300	44200	45100	46000
火电	124517	129000	130000	131000	132000	133000	134200	135400	136600	137800	137000
核电	4989	5690	6391	7092	7793	8495	9196	9897	10598	11299	12000
风电	28153	31853	36853	42353	48453	55153	62153	69453	77053	84953	93153
太阳能发电	25343	30843	36843	43843	51843	60843	70843	81843	93843	106843	120843
其他	41	45	49	53	57	61	65	69	73	77	81
利用小时-小时											
水电	3827	3700	3827	3827	3827	3827	3827	3827	3827	3827	3827
火电	4216	4441	4436	4520	4578	4609	4619	4609	4579	4530	4493
核电	7453	7453	7453	7453	7453	7453	7453	7453	7453	7453	7453
风电	2073	2078	2083	2088	2094	2100	2104	2108	2112	2116	2120
太阳能发电	1281	1284	1288	1292	1296	1300	1304	1308	1312	1316	1320
其他	718	718	718	718	718	718	718	718	718	718	718

资料来源：国家统计局、中电联、ERI、东方证券研究所

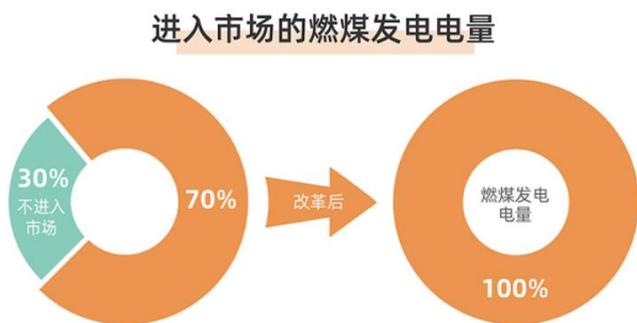
3 政策：电改持续推进，电力商品属性逐渐回归

3.1 煤电电价机制巨变，弹性提高至 20%且对高耗能不设上限

2021 年 10 月 8 日，国务院总理李克强主持召开国务院常务会议，进一步部署做好今冬明春电力和煤炭等供应，保障群众基本生活和经济平稳运行。会议提出：改革完善煤电价格市场化形成机制。有序推动燃煤发电量全部进入电力市场，在保持居民、农业、公益性事业用电价格稳定的前提下，将市场交易电价上下浮动范围由分别不超过 10%、15%，调整为原则上均不超过 20%，并做好分类调节，对高耗能行业可由市场交易形成价格，不受上浮 20%的限制。会议同时提出：完善地方能耗双控机制，推动新增可再生能源消费在一定时间内不纳入能源消费总量。

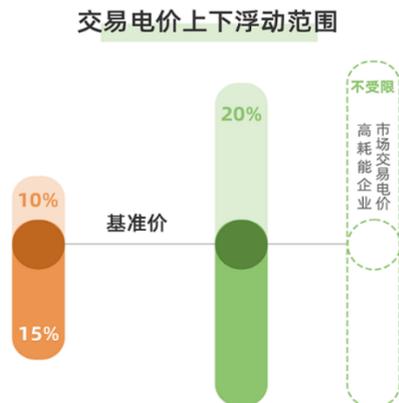
2021 年 10 月 12 日，国家发改委印发《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》。《通知》指出，按照电力体制改革“管住中间、放开两头”的总体要求，进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革，是发挥市场机制作用保障电力安全稳定供应的关键举措，是加快电力市场建设发展的迫切要求，是构建新型电力系统的重要支撑。

图 17：燃煤发电电量将全部进入市场



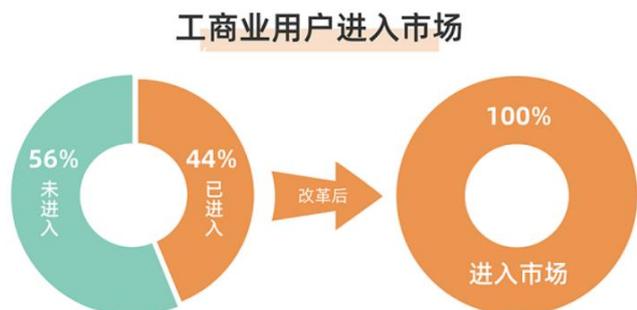
数据来源：发改委、国家电网、东方证券研究所

图 18：市场化交易电价浮动范围



数据来源：发改委、国家电网、东方证券研究所

图 19：工商业用户将全部进入市场



数据来源：发改委、国家电网、东方证券研究所

图 20：居民、农业用电价格不变



数据来源：发改委、国家电网、东方证券研究所

《通知》明确了四项重要改革措施：（1）有序放开全部燃煤发电电量上网电价。燃煤发电电量原则上全部进入电力市场，通过市场交易在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价。（2）扩大市场交易电价上下浮动范围。将燃煤发电市场交易价格浮动范围由现行的上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%，扩大为上下浮动原则上均不超过 20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮 20% 限制。（3）推动工商业用户都进入市场。有序推动尚未进入市场的工商业用户全部进入电力市场，取消工商业目录销售电价。对暂未从电力市场直接购电的工商业用户由电网企业代理购电。鼓励地方对小微企业和个体工商户用电实行阶段性优惠政策。（4）保持居民、农业、公益性事业用电价格稳定。居民（含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户）、农业用电由电网企业保障供应，保持现行销售电价水平不变。

图 21：电力市场建设有望加速



数据来源：发改委、国家电网、东方证券研究所

图 22：更大的电价弹性对发、用电侧的影响



数据来源：发改委、国家电网、东方证券研究所

在发电、用电“两头”均建立起“能涨能跌”的市场化电价机制，将有利于推动电力中长期交易、现货市场、辅助服务市场、容量市场等各类市场建设。通过给予市场价格变化更大的弹性空间，使得电价可以更加灵活地反映电力供需形势和成本变化。在发电侧，可在一定程度上缓解煤电企业的经营困境、增加电力供应；在需求侧，可通过电价信号抑制不合理的电力需求、提升能效。

3.2 省间电力现货交易规则出台，将实现全电源类型覆盖

2021 年 11 月 22 日，国家电网有限公司按照国家发改委、国家能源局《关于国家电网有限公司省间电力现货交易规则的复函》要求，正式印发《省间电力现货交易规则（试行）》

规则的印发标志着我国构建“统一市场、两级运作”的电力市场体系又迈出坚实一步，是中国电力现货市场建设的重要里程碑。省内交易方面，中长期交易已经常态化开展；现货交易已经在全国 8 个试点省份开展了多轮长周期结算试运行。省间交易方面，中长期交易也已常态化开展；现货交易此前以跨区域省间富余可再生能源起步，已试点运行 4 年多，累计减少弃风、弃光、弃水电量超 250 亿千瓦时。

图 23：“统一市场、两级运作”的电力市场体系



数据来源：国家电网、东方证券研究所

图 24：此前的跨区域现货交易试点

2017年8月18日，经国家能源局批准，国家电网公司启动跨区域省间富余可再生能源电力现货交易试点，探索以市场化方式促进可再生能源大范围消纳。

截至目前

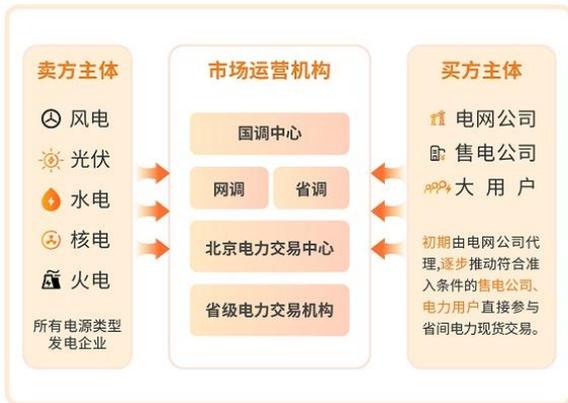
已平稳运行 **4年多**

累计减少弃风、弃光、弃水电量 **超250亿千瓦时**

数据来源：国家电网、东方证券研究所

此次省间电力现货交易规则明确指出，将覆盖国家电网有限公司和内蒙古电力有限责任公司范围内全部省间交易（不限于跨区域省间），参与主体覆盖所有电源类型（包括核电、火电，不限于可再生能源），将有利于激发市场主体活力，通过市场化手段实现全网电力余缺互济，促进清洁能源大范围消纳，对于实现新型电力系统建设过程中的电力保供和能源转型目标具有重要意义。

图 25：省间现货交易市场成员



数据来源：国家电网、东方证券研究所

图 26：省间现货交易的交易流程



数据来源：国家电网、东方证券研究所

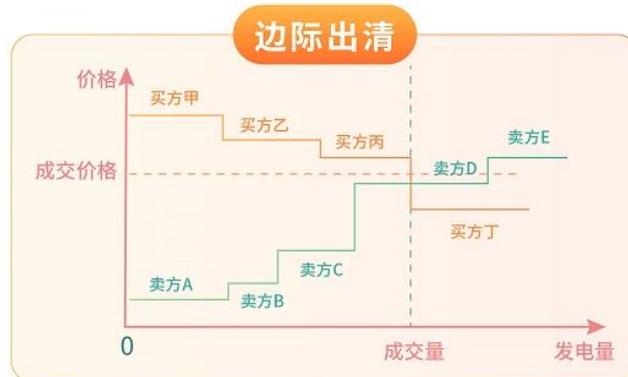
出清机制方面，省间电力现货交易采用集中竞价的出清方式，通过买卖双方的价格匹配使买卖双方达到供需平衡。买卖双方按时段申报“电力-价格”曲线，再进行集中撮合，将买方报价折算到卖方节点，在卖方节点按照买卖双方价差递减的原则依次出清，最后一笔成交报价的均价作为系统边际电价。

图 27：省间现货交易的出清机制



数据来源：国家电网、东方证券研究所

图 28：边际出清的原理示意



数据来源：国家电网、东方证券研究所

省间电力现货交易有利于反映电能的时空价值，能够在全国范围内实现能源资源的及时调配，同时其大范围、短周期的交易机制设计与新能源发电特性相适应，将有助于通过市场机制促进资源大范围优化配置、提升电力供应保障能力、促进清洁能源消纳。通过省间电力现货交易，有望以市场化手段引导电能从富余地区流向紧张地区，激励发电企业在满足省内发电计划基础上主动顶峰发电，提升全网电力供应能力。更高频次的省间电力现货交易，也将满足西南、“三北”地区可再生能源发电需要，实现清洁能源在全国范围的消纳，推动以新能源为主体的新型电力系统建设。

图 29：省间现货交易-日前现货交易



数据来源：国家电网、东方证券研究所

图 30：省间现货交易-日内现货交易

每日12个固定交易周期，每个时段内出清未来2小时的现货交易。

数据来源：国家电网、东方证券研究所

4 火电：传统资产底部反转，赋能“第二成长曲线”

4.1 浮动电价机制或将有效疏导 148-395 元/吨标煤涨幅

煤电市场化电价机制改革对于煤电短期经营改善及中长期估值重塑都具有十分积极的意义。

- (1) 以煤电市场化交易比例 60%，平均基准电价 0.37 元/千瓦时测算，上浮 20%相当于整体电价上涨 4.44 分/千瓦时；假设度电煤耗 300 克/千瓦时，可抵消 148 元/吨的人炉标煤涨幅；若假设市场化电量中高耗能行业占比 40%、电价上浮 50%，则整体电价上涨 7.10 分/千瓦时，可抵消 237 元/吨的人炉标煤涨幅。
- (2) 以煤电市场化交易比例 100%，平均基准电价 0.37 元/千瓦时测算，若假设市场化电量中高耗能行业占比 40%、电价上浮 35%，假设度电煤耗 300 克/千瓦时，整体电价上涨 9.62 分/千瓦时，可抵消 321 元/吨的人炉标煤涨幅；若假设市场化电量中高耗能行业占比 40%、电价上浮 50%，则整体电价上涨 11.84 分/千瓦时，可抵消 395 元/吨的人炉标煤涨幅。

表 5：煤电市场化交易电价弹性测算

	情景 1	情景 2	情景 3	情景 4	情景 5	情景 6	情景 7	情景 8
煤电电量市场化比例	60%	60%	60%	100%	100%	100%	100%	100%
平均基准电价-元/千瓦时	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37
市场化上浮比例	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
高耗能行业电量占比	-	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
高耗能行业上浮比例	-	35%	50%	30%	35%	40%	45%	50%
度电煤耗-克/千瓦时	300	300	300	300	300	300	300	300
整体电价涨幅-元/千瓦时	0.0444	0.05772	0.07104	0.0888	0.0962	0.1036	0.111	0.1184
对应人炉标煤涨幅-元/吨	148	192	237	296	321	345	370	395

资料来源：Wind、东方证券研究所

从沿用多年的标杆电价制度到 2020 年开始执行的“基准+浮动”制度，迈出了电价市场化改革试探性的重要一步；如今进一步放开浮动范围则显示了持续推进的决心，我们有理由相信煤电的盈利模式仍有优化空间。火电未来 10 年仍为电力系统转型期的中流砥柱，可以预期“市场煤”和“计划电”的长期错位终将逐步修正，届时火电周期性弱化、回归公用事业属性，将以稳定的 ROE 回报，创造充裕的现金流，支撑可观的分红规模或转型发展的资本开支。

火电基本面当下已处至暗时刻，明年起有望迎来底部反转：煤价、电价、利用小时数等要素皆有望释放较大业绩弹性。新增火电产能急刹车后，虽然总发电装机规模增速较高，但可用容量增速较低，随着全社会用电量持续增长，火电利用小时数有望维持较高水平甚至阶段性步入上行区间。在未来以新能源为主体的新型电力系统中，火电势必将由电量型电源逐渐过渡为灵活性调峰电源，并有望迎来容量电价等新的成本回收机制，而这也将其价值得以真正重估。

4.2 多因素催化，火电资产或迎底部反转

图 31：火电、煤炭 ROE（左轴）与煤价（右轴）关联



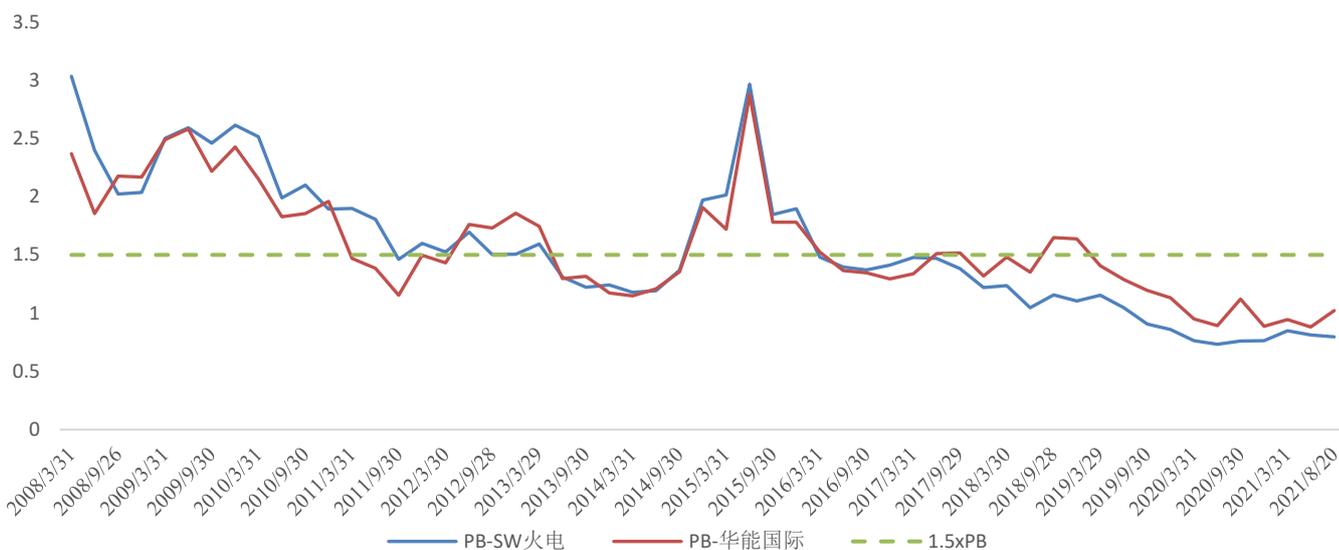
数据来源：wind、东方证券研究所

我们认为当前火电资产可能处于基本面最差的时期，有多重潜在因素有望释放业绩弹性，或催化其估值底部反转：

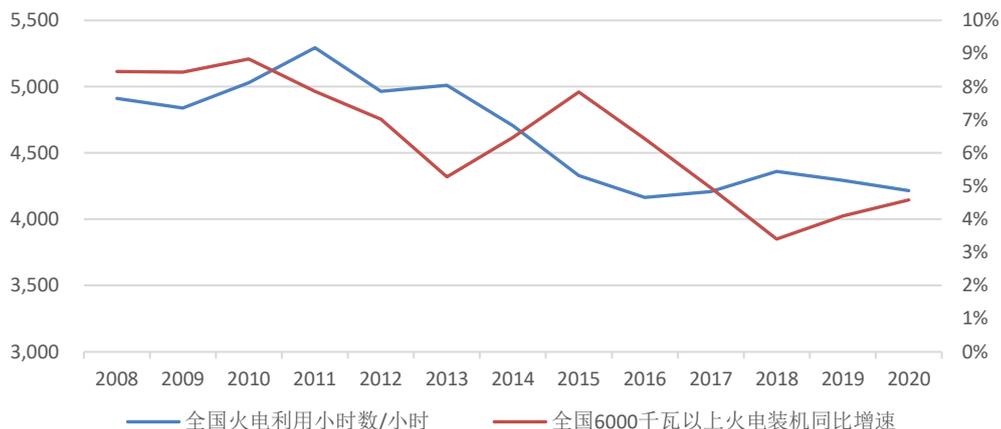
- （1）当前动力煤价有所回落仍处于相对高位，二、三季度煤电行业亏损面持续扩大，明年煤价有望运行于合理区间，否则可能影响基础电力供应的安全可靠。短期来看，火电发电量预计小幅增长；长期来看，“双碳”目标下动力煤整体需求将呈现下滑趋势，其价格也不具备持续上涨的基础。若煤价有所回调，将带来巨大的业绩弹性（以华能国际为例，2020年燃料成本 890 亿，10%的燃料单价下浮对应增加 89 亿的税前利润）。
- （2）2019 年、2020 年火电利用小时数连续下滑，2021 年趋势已然反转，年初至今利用小时数持续同比上升，即使考虑去年疫情因素，也已显著高于 2019 年同期水平。事实上，由于产能利用率同样关系较大的业绩弹性，我们认为其对估值亦有显著影响。2016 年下半年起至 2018 年，煤价大幅上涨后高位运行，火电行业的 PB 估值水平一度下调并阶段性企稳。而 SW 火电板块的 PB 估值水平 2019-2020 年明显下行，与利用小时数的变化趋势相同。

- (3) 促使火电板块估值 2019-2020 年持续走低的另一重要因素是国家连续出台政策降低一般工商业电价，虽并未直接调整发电侧上网电价，但市场一度逐渐形成了未来可能持续降电价的悲观预期。去年至今，短期局部电力供需失衡情况时有发生，凸显了近几年煤电新增规模落后于用电需求增长的矛盾。市场化交易的让利价差逐渐收窄，亦真实反映了目前供需状况。降电价预期消散、涨电价预期渐浓，有望拉动估值抬升。同时，“基准+浮动”的电价机制下，电价具有 20% 的上浮空间；电价如果上涨，将带来巨大的业绩弹性。
- (4) 我们认为“市场煤”和“计划电”的长期错位终将逐步修正，火电回归公用事业属性，以稳定的 ROE 回报，创造充裕的现金流，并支撑转型发展的资本开支或可观的分红规模。火电的装机占比将逐渐下降，但其产能利用率有望逐步提高并维持在较高的水平。新增产能急刹车之后，随着全社会用电量持续增长，火电的利用小时数将在中期维度内步入上行区间。中长期来看，在未来以新能源为主体的新型电力系统中，煤电势必将由电量型电源逐渐过渡为灵活性调峰电源，有望迎来新的成本回收机制，而这也使其价值得以重估。

图 32: sw 火电与华能国际的 PB 估值



数据来源: wind、东方证券研究所

图 33：全国火电利用小时数与装机增速


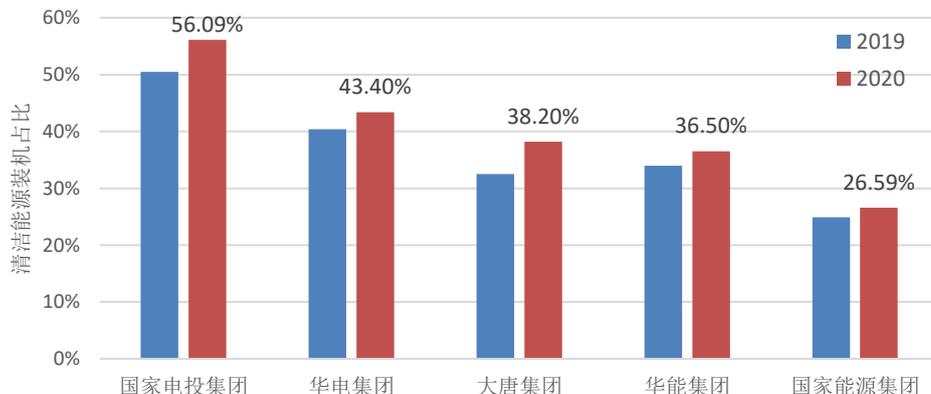
数据来源：wind、中电联、东方证券研究所

4.3 基本盘稳固，助力新能源转型

电力供给结构迎来确定性变革，以风电、光伏为主的新能源打开长期成长空间，全产业链（制造端、运营端）都将受益于碳中和对需求和投资的拉动。虽然光伏、风电的系统成本仍有可观的下降空间，但巨量的需求（未来 10 年预计超过 10 亿千瓦新增装机）预计仍将引领数万亿级别的投资规模。

在新能源投资的长期盛宴中，面临转型的传统电力企业（以五大发电集团为代表）将成为举足轻重的参与者。火电规模增速已极为平缓，且在可见的未来面临达峰并将逐渐压缩，新能源投资将被打造为“第二成长曲线”。相较于纯粹的新能源运营商及民企为主的中上游产业链制造企业，其显著的优势是火电基本盘带来的强劲现金流、极具竞争力的融资成本、强大的项目资源获取能力。

五大发电集团都已制定了明确的碳达峰时间表以及清洁能源/新能源的转型发展目标。国家电投集团是五大发电集团碳达峰目标时间最早的，为 2023 年。其他四大发电集团都预计提前五年碳达峰。

图 34：五大发电集团的清洁能源装机占比


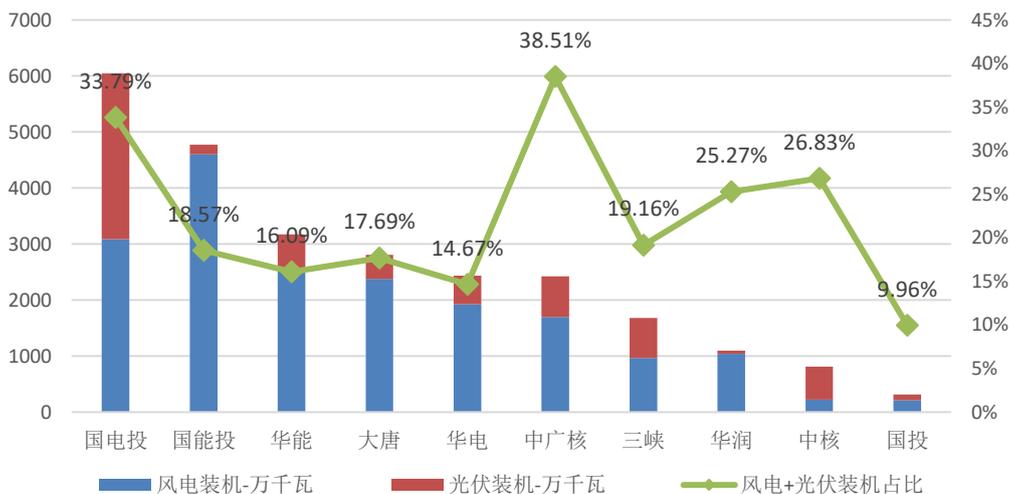
数据来源：各集团官网、东方证券研究所

表 6：五大发电集团“碳达峰”时间表

国家电投集团	2023 年实现“碳达峰”。2025 年，电力装机 2.2 亿千瓦，清洁能源比例提高至 60%。2035 年，电力装机 2.7 亿千瓦，清洁能源比例提高至 75%。
华电集团	制定 2025 年碳达峰方案。“十四五”期间实现新能源装机新增 7000-8000 万千瓦，占比达到 40%。
大唐集团	2025 年装机目标 3 亿千瓦，新增新能源装机 8000 万千瓦以上，确保清洁能源占比 50%以上，碳排放强度较“十三五”下降 20%；2035 年，发电装机突破 5 亿千瓦，清洁能源装机占比 75%以上。
华能集团	到 2025 年非化石能源装机超过 50%，提前 5 年实现“碳达峰”。
国家能源集团	“十四五”期间新增新能源装机 7500 万千瓦，“十四五”末非化石能源装机占比达到 50%，清洁能源装机接近 60%，有望 2025 年实现“碳达峰”。

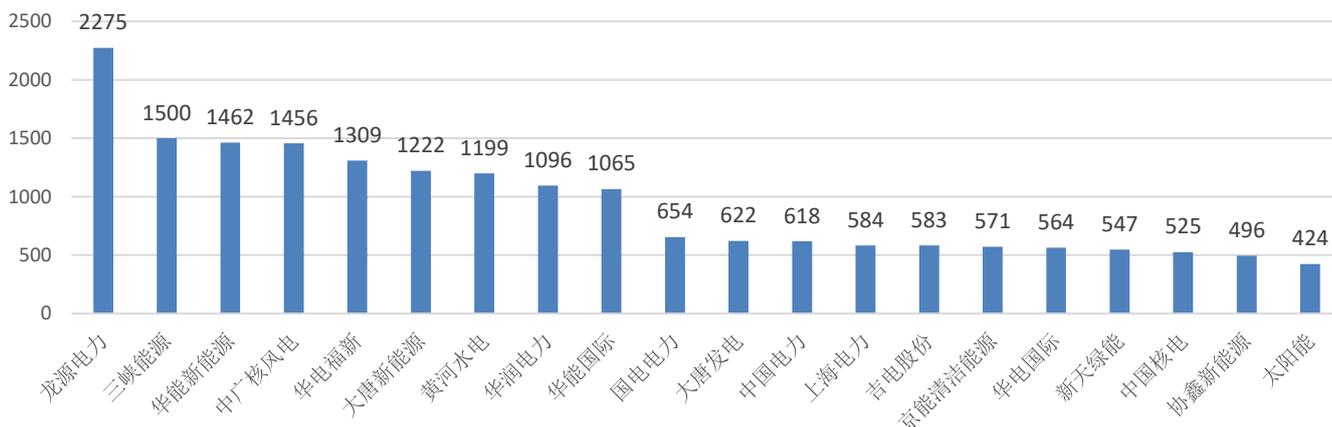
资料来源：各集团官网、东方证券研究所

我们统计了五大发电集团及三峡、华润、中广核、国投、中核共 10 家主要电力央企的发电装机及新能源占比情况（2020 年底数据）。集团口径来看，风电+光伏装机规模最大的为国电投，达到 6049 万千瓦；风电+光伏装机占比最高的是中广核，超过 38%。

图 35：2020 年主要电力央企的风电、光伏装机情况（集团口径）


数据来源：各公司公告或官网、东方证券研究所

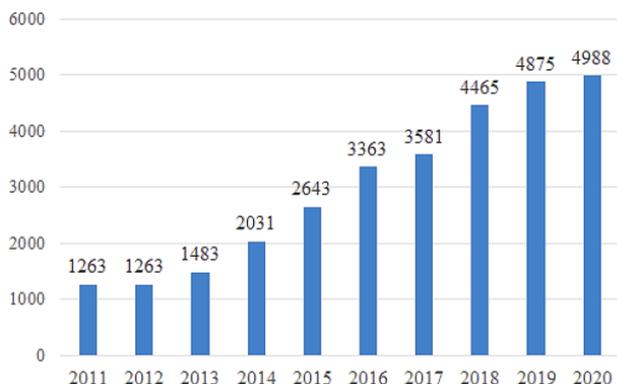
从独立运营商的口径来看（2020 年底数据），风电+光伏装机规模最大的是国能投旗下的港股上市公司龙源电力（2275 万千瓦），排名第二的是 2021 年于 A 股上市的三峡能源（约 1500 万千瓦），排名第三的是华能集团旗下已从港股私有化退市的华能新能源（1462 万千瓦）。风电+光伏装机规模超 1000 万千瓦的共 9 家，前 6 名均为纯粹的新能源运营商，华润电力、华能国际是传统火电央企中风电、光伏装机规模最大的，分别为 1096 万千瓦、1065 万千瓦。

图 36：主要新能源运营商的风电+光伏装机（单位：万千瓦）


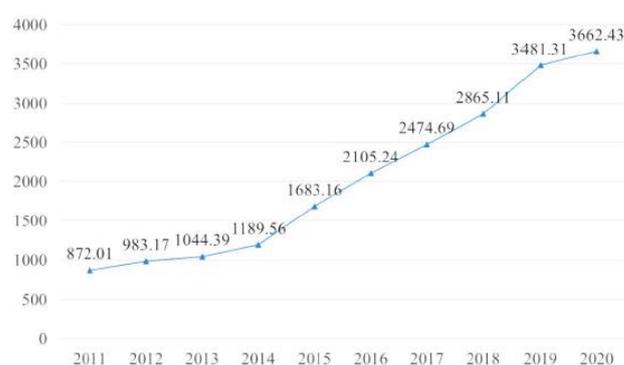
数据来源：各公司公告或官网、东方证券研究所

5 核电：刚需属性空前凸显，“十四五”或迎加速

截至 2020 年底，我国商运核电机组达到 48 台，总装机容量为 4988 万千瓦，仅次于美国、法国，位列全球第三。核电总装机容量占全国电力装机总量的 2.27%，约占总发电量的 4.94%。截至 2020 年底，我国在建核电机组 17 台，总装机容量 1853 万千瓦，在建机组装机容量继续保持全球第一。

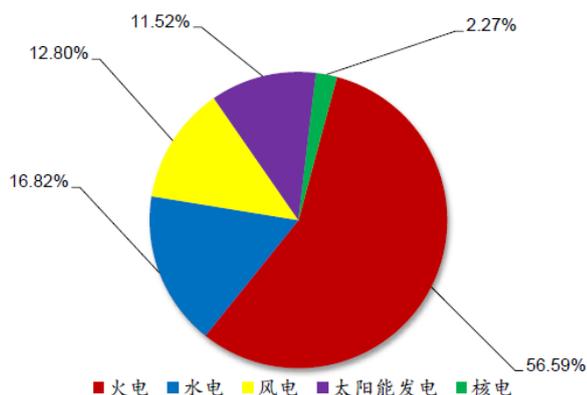
图 37：商运核电装机规模（万千瓦）


数据来源：核能行业协会、东方证券研究所

图 38：核电发电量（亿千瓦时）


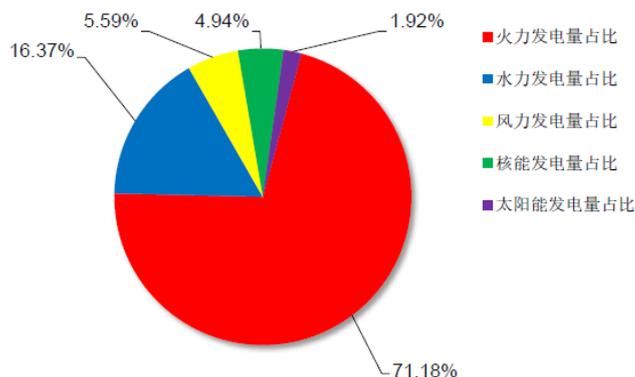
数据来源：核能行业协会、东方证券研究所

图 39：2020 年我国发电装机结构



数据来源：核能行业协会、东方证券研究所

图 40：2020 年我国发电量结构



数据来源：核能行业协会、东方证券研究所

核电是近零碳电源，也是目前看来很有可能大规模替代火电的基荷能源，双碳目标约束下，核电在未来新型电力系统中的价值将愈发凸显。我国发展核电的历史较长，但目前电力供给结构中的占比仍然较小，与法国、美国等核电大国，以及世界平均水平相比均差距较大。过去制约我国核电发展速度的主要因素，除了以日本福岛核事故为代表的的安全因素考量外，根本原因在于核电在之前的电力供给结构中并非刚需。而在双碳目标提出后，核电的刚需属性将愈发凸显，这种刚需主要体现在以不增加碳排放的方式提供充足且稳定的电力供应。

2020 年全社会用电量为 75110 亿千瓦时，全口径发电量为 76236 亿千瓦时。电量需求方面，考虑到未来 GDP 增速仍将有望维持中速增长，且碳中和背景下能源消费的趋势是由化石能源向清洁电力转变，电能替代的拉动作用可能越发显著，十四五期间的年化用电量增速有望实现 5%-6%。考虑 5 年后的新增电力供给：水电大规模投产高峰已过，近两年乌东德、白鹤滩等大电站投产完毕后，短期内可见增量较小；风电、太阳能发电增速较高，可给与十四五期间新增 500-800GW 的预期；核电 2020 年底在建装机规模为 1853 万千瓦，对应电量约 1400 亿千瓦时；火电新增装机速度预计持续放缓，假设十四五期间新增 90GW-150GW。5 年后的电量供给平衡测算如下（简化假设用电量增速=发电量增速）：

表 7：十四五末电量供需平衡测算

	情景 1	情景 2	情景 3	情景 4	情景 5	情景 6	情景 7	情景 8
未来 5 年年化用电量增速	5%	5%	5%	5%	6%	6%	6%	6%
水电增量供给-亿千瓦时	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
风电、光伏新增装机-GW	500	600	700	800	500	600	700	800
风电、光伏平均发电小时数-小时	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700
风电、光伏增量供给-亿千瓦时	8500	10200	11900	13600	8500	10200	11900	13600
核电增量供给-亿千瓦时	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400
火电新增装机-GW	90	110	130	150	90	110	130	150
火电平均发电小时数-小时	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
火电增量供给-亿千瓦时	3780	4620	5460	6300	3780	4620	5460	6300
增量供给合计-亿千瓦时	15180	17720	20260	22800	15180	17720	20260	22800
增量需求-亿千瓦时	21063	21063	21063	21063	25785	25785	25785	25785
电量缺口-亿千瓦时	5883	3343	803	-1737	10605	8065	5525	2985

资料来源：Wind、东方证券研究所

上述电量供需平衡测算显示,在大多数假设情景下,5年后都会有明显甚至巨大的电量缺口。水电、核电的供给比较刚性,风光和火电的供给具有较大弹性。我们在测算中给予的十四五期间风光新增装机 500-800GW 的假设,已属于中性偏乐观,考虑到电网的消纳能力,超负荷新增装机可能导致利用小时数下滑,我们认为在此基础上超预期的概率较小。火电的供给弹性较大,主要体现在超过 12 亿千瓦的存量装机,目前利用小时数仅有 4200 小时左右(2020 年)。因此,十四五期间解决上述“缺口”的主要手段,就是提高火电的利用小时数。

表 8: 火电为弥补电量缺口增加的发电小时数测算(其他情景假设不变)

	情景 1	情景 2	情景 3	情景 4	情景 5	情景 6	情景 7	情景 8
火电新增装机-GW	90	110	130	150	90	110	130	150
电量缺口-亿千瓦时	5883	3343	803	-1737	10605	8065	5525	2985
(存量+增量)火电利用小时数需增加(小时):	441	247	58	-125	794	595	402	214

资料来源: Wind、东方证券研究所

核电建设周期较长(五年左右),因此十四五期间开工的机组无法在十四五期间贡献增量。考虑到十五五期间是“碳达峰”的冲刺阶段,火电发电量的峰值预计出现在 2027-2028 年左右,且按照以上测算,十四五期间火电电量预计有明显增长,十五五期间火电碳达峰压力较大。因此,一旦火电发电量增长放缓甚至停止,电量缺口将再次凸显,而加速提高核电占比成为必选项。考虑到十五五期间及以后对于核电电量的刚性需求,十四五期间是开始加速核电建设的绝佳时期。

电量需求方面,假设未来十年年化用电量增速实现 4.5%-5%。考虑 10 年后的新增电力供给:假设水电较 2020 年有 3000 亿千瓦时增量;风电、太阳能发电增速较高,给与未来十年新增 1300-1600GW 的偏乐观预期;假设火电装机达峰规模较 2020 年增长 140-200GW,2030 年发电小时数为 4500 小时。电量供给平衡及核电新建需求测算结果显示,中性情景下(剔除负值后,7 个有效测算结果的中位数),十四五期间需累计开工(十五五期间投产)核电装机 76GW。按照单台机组 1.2GW 计算,对应新建数量 63 台。

表 9：十五五末电量平衡及核电新建需求测算

	情景 a	情景 b	情景 c	情景 d	情景 e	情景 f	情景 g	情景 h
未来 10 年年化用电量增速	4.50%	4.50%	4.50%	4.50%	5%	5%	5%	5%
增量需求-亿千瓦时	42156	42156	42156	42156	47944	47944	47944	47944
水电增量供给-亿千瓦时	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
风电、光伏新增装机-GW	1300	1400	1500	1600	1300	1400	1500	1600
风电、光伏平均发电小时数-小时	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800
风电、光伏增量供给-亿千瓦时	23400	25200	27000	28800	23400	25200	27000	28800
火电新增装机-GW	140	160	180	200	140	160	180	200
火电平均发电小时数-小时	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
火电增量供给（含存量机组利用小时数提升的贡献）-亿千瓦时	10036	10936	11836	12736	10036	10936	11836	12736
核电增量供给需求-亿千瓦时	5721	3021	321	-2379	11509	8809	6109	3409
对应新增核电装机-GW	76	40	4	-32	153	117	81	45

资料来源：Wind、东方证券研究所

6 投资建议

电力市场化改革驶入深水区并取得突破性进展，煤电电量全部进入市场，电价浮动范围扩大至 $\pm 20\%$ 且对高耗能企业不设上限。在发电、用电“两头”均建立起“能涨能跌”的市场化电价机制，将有利于推动电力中长期交易、现货市场、辅助服务市场、容量市场等各类市场建设。通过给予市场价格变化更大的弹性空间，使得电价可以更加灵活地反映电力供需形势和成本变化。

“碳中和”背景下电力供给结构迎来确定性变革，以风电、光伏为主的新能源运营行业将打开长期成长空间。在新能源发电投资的长期盛宴中，面临转型的传统电力企业将成为举足轻重的参与者。火电规模即将达峰，新能源将被打造为“第二成长曲线”。相较于纯粹的新能源运营商及民企为主的中上游产业链制造企业，其显著的优势是火电基本盘带来的强劲现金流、极具竞争力的融资成本、强大的项目资源获取能力。从规划来看，多家集团的新能源装机规模具有潜在 5 年 4-5 倍的空间，且在“双碳”目标指引下，兑现概率较高。

新能源运营凸显成长属性，火电资产亦有望迎来底部反转。火电基本面已处于至暗时刻，煤价、电价、利用小时数等要素皆有望释放较大业绩弹性。“市场煤”和“计划电”的长期错位终将逐步修正，届时火电周期性弱化、回归公用事业属性，以稳定的 ROE 回报，创造充裕的现金流，并支撑转型发展的资本开支或可观的分红规模。新增产能急刹车后，随着全社会用电量持续可观增长，火电的利用小时数将在中期维度内步入上行区间。中长期来看，在未来以新能源为主体的新型电力系统中，火电势必将由电量型电源逐渐过渡为灵活性调峰电源，并有望迎来新的成本回收机制。

我们强调：火电未来终将退出，但并非已成为夕阳资产，未来 5-10 年内仍为电力系统转型期的中流砥柱。火电生命周期的最后一轮现金流将助力传统火电央企的“二次创业”、“华丽转身”，昔日的火电龙头可能最有潜力成为未来的新能源巨擘。

传统电力企业的新能源转型速度可能持续超预期，部分公司的新能源业绩贡献已显著高于原主业，传统的 PB 估值体系已难以全面准确地反映新能源运营的成长属性。我们认为分部估值的框架更适用于此类快速转型、新业务高速增长的公司：新能源资产采用 PE 估值，以反映其扩张期的增速；传统火电资产维持 PB 估值。分部估值的框架下，我们认为：（1）电力央企旗下规模快速增长且收益率预期稳定的新能源资产，其估值可对标纯粹的新能源运营商三峡能源；（2）传统火电资产估值有望迎来底部反转，向 1-1.5xPB 的历史估值中枢逐步修复。

同时，基于十四五、十五五的电量供需测算，我们认为核电有望迎来加速发展的机遇。作为近零碳电源，也是目前看来很有可能大规模替代火电的基荷能源，核电在未来新型电力系统中的价值将愈发凸显。中性假设下的测算结果显示，为规避缺电危机，十四五期间需新开工核电机组超过 60 台。

电力市场化改革持续推进，电力的商品属性逐步回归，有望使得电力运营资产的价值得以重估。一方面，我们看好火电资产周期性弱化、回归公用事业属性；另一方面，我们也看好绿电资产在良好的消纳预期下，逐渐体现出其电能价值以外的绿色环境价值，并获得合理收益。建议关注资产优质、效率领先，且新能源转型步伐较快的华能国际(600011，未评级)、华润电力(00836，未评级)，核电+新能源双轮驱动的中国核电(601985，未评级)。其他建议关注标的包括三峡能源(600905，未评级)，未来可能分享福建优质海风资源的福能股份(600483，未评级)、中闽能源(600163，未评级)，核电运营商中国广核(003816，未评级)，国网旗下配电网节能上市平台涪陵电力(600452，未评级)。

风险提示

- (1) 未来新能源发电的增长空间可能低于预期，这将削弱相关公司的成长性；
- (2) 火电的基本面可能继续恶化，例如煤价超预期上涨、利用小时数下滑；
- (3) 新能源运营的未来收益率水平可能随规模扩大、竞价上网等因素而降低；
- (4) 假设条件变化将影响测算结果，文中测算基于设定的前提假设基础之上，存在假设条件发生变化导致结果产生偏差的风险。

分析师申明

每位负责撰写本研究报告全部或部分内容的研究分析师在此作以下声明：

分析师在本报告中对所提及的证券或发行人发表的任何建议和观点均准确地反映了其个人对该证券或发行人的看法和判断；分析师薪酬的任何组成部分无论是在过去、现在及将来，均与其在本研究报告中所表述的具体建议或观点无任何直接或间接的关系。

投资评级和相关定义

报告发布日后的 12 个月内的公司的涨跌幅相对同期的上证指数/深证成指的涨跌幅为基准；

公司投资评级的量化标准

买入：相对强于市场基准指数收益率 15%以上；

增持：相对强于市场基准指数收益率 5% ~ 15%；

中性：相对于市场基准指数收益率在-5% ~ +5%之间波动；

减持：相对弱于市场基准指数收益率在-5%以下。

未评级 —— 由于在报告发出之时该股票不在本公司研究覆盖范围内，分析师基于当时对该股票的研究状况，未给予投资评级相关信息。

暂停评级 —— 根据监管制度及本公司相关规定，研究报告发布之时该投资对象可能与本公司存在潜在的利益冲突情形；亦或是研究报告发布当时该股票的价值和价格分析存在重大不确定性，缺乏足够的研究依据支持分析师给出明确投资评级；分析师在上述情况下暂停对该股票给予投资评级等信息，投资者需要注意在此报告发布之前曾给予该股票的投资评级、盈利预测及目标价格等信息不再有效。

行业投资评级的量化标准：

看好：相对强于市场基准指数收益率 5%以上；

中性：相对于市场基准指数收益率在-5% ~ +5%之间波动；

看淡：相对于市场基准指数收益率在-5%以下。

未评级：由于在报告发出之时该行业不在本公司研究覆盖范围内，分析师基于当时对该行业的研究状况，未给予投资评级等相关信息。

暂停评级：由于研究报告发布当时该行业的投资价值分析存在重大不确定性，缺乏足够的研究依据支持分析师给出明确行业投资评级；分析师在上述情况下暂停对该行业给予投资评级信息，投资者需要注意在此报告发布之前曾给予该行业的投资评级信息不再有效。

免责声明

本证券研究报告（以下简称“本报告”）由东方证券股份有限公司（以下简称“本公司”）制作及发布。

本报告仅供本公司的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。本报告的全体接收人应当采取必要措施防止本报告被转发给他人。

本报告是基于本公司认为可靠的且目前已公开的信息撰写，本公司力求但不保证该信息的准确性和完整性，客户也不应该认为该信息是准确和完整的。同时，本公司不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，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证券研究报告。本公司会适时更新我们的研究，但可能会因某些规定而无法做到。除了一些定期出版的证券研究报告之外，绝大多数证券研究报告是在分析师认为适当的时候不定期地发布。

在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，也没有考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测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投资标的的邀请或向人作出邀请。

本报告中提及的投资价格和价值以及这些投资带来的收入可能会波动。过去的表现并不代表未来的表现，未来的回报也无法保证，投资者可能会损失本金。外汇汇率波动有可能对某些投资的价值或价格或来自这一投资的收入产生不良影响。那些涉及期货、期权及其它衍生工具的交易，因其包括重大的市场风险，因此并不适合所有投资者。

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，投资者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。

本报告主要以电子版形式分发，间或也会辅以印刷品形式分发，所有报告版权均归本公司所有。未经本公司事先书面协议授权，任何机构或个人不得以任何形式复制、转发或公开传播本报告的全部或部分内容。不得将报告内容作为诉讼、仲裁、传媒所引用之证明或依据，不得用于营利或用于未经允许的其它用途。

经本公司事先书面协议授权刊载或转发的，被授权机构承担相关刊载或者转发责任。不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

提示客户及公众投资者慎重使用未经授权刊载或者转发的本公司证券研究报告，慎重使用公众媒体刊载的证券研究报告。

东方证券研究所

地址：上海市中山南路 318 号东方国际金融广场 26 楼

电话：021-63325888

传真：021-63326786

网址：www.dfzq.com.cn