

# 公用事业及环保产业行业研究 买入（维持评级）

## 行业中期年度报告

证券研究报告

## 究

石油化工组  
分析师：许隽逸（执业  
S1130519040001）  
xujunyi@gjzq.com.cn

## 2023 年度策略：重塑能源结构中的大机会

### 行业观点

低碳化、去依附驱动中国能源转型，电力系统成为主战场。“双碳”目标+2022 年全球能源危机再次凸显能源结构转型之紧迫性。而重塑能源结构聚焦电力系统，要靠负荷侧电能替代和电源侧可再生渗透率提高共同实现，但也导致源、荷不确定性齐增，对电力系统的安全运行提出挑战。新型电力系统“保供”的系统成本增加，亟需深化电力体制改革、建立合理的电价形成机制。

“限电”凸显火电调节功能重要性+电力市场化改革加速，运营商和设备商迎来机遇窗口。能源结构转型之初遭遇两次“限电”，归因于火电缺位和能源资源和负荷的区域性错配。新型电力系统的安全运行有赖于增加火电装机冗余度（上备用）和灵活性改造（下备用）。2023 年运营商和设备商的主要逻辑分别为：

- **设备商：**1) 火电与核电合计装机规模应与尖峰负荷基本匹配。预计到 25 年，火电理论装机量需达 14.8 亿千瓦，对应煤电装机增量最高可达 3 亿千瓦，超出“十四五”原规划。2) 火电灵活性改造技术路线已较为成熟、改造周期较短。随着各地现货市场试点+容量补偿政策推出，需求有望在短期内快速释放。
- **运营商：**1) 增量：“十四五”电力供需紧平衡，火电有望“增容不减量”。2) 降本：11M22 煤价在供暖季罕见大幅下行说明供应偏松，23 年煤价中枢有望进一步回落。3) 提价：现货市场试点范围扩大，交易价格由供需主导且不受 20%涨幅上限限制，提供电价进一步上涨空间。但参与现货市场带来的电价上涨空间不足以弥补燃煤机组利用小时数下降对净利润所造成的影响，考虑电企合理收益诉求，展望容量市场相关政策全国推广。

2023 年新能源装机增量有望踏上新台阶，电网和大储投资空前。鼓励适度超期投资+组件降价+有序放开，电源清洁化有望提速，预计 23-25 年风、光新增装机合计分别为 175、195、200GW。据测算，未来 3 年每少投产 1 条特高压将影响 12-15GW 新能源装机并网，特高压核准开工提速大势所趋。“十四五”主、配网投资需求双高，预计电网侧投资共计约 2.5-3 万亿元：国网实际投资额约 2.3-2.5 万亿、规划投资额年均增速超 10%；南网规划投资约 6700 亿，较“十三五”规划投资额增长 33%。此外，新能源装机扩大利好有强配要求的国内大储，电源侧仍是增量装机的主要来源，21-25 年国内三侧储能合计装机 CAGR 100%。

### 投资建议

- 2023 年电力现货市场铺开给予涨电价空间，推荐煤炭煤电新能源联营的国电电力、华能国际、华电国际，及区域性龙头；新能源关注背靠综合能源集团的三峡能源、龙源电力。
- 关注火电装机或超预期+灵活性调节资源发展带来的设备端及运营端投资机会。
- 关注因电网投资增加带来的电网特高压板块投资机会，新能源装机加速带来的大储放量。

### 风险提示

新增装机容量不及预期；下游需求景气度不高、用电需求降低导致利用小时数不及预期；电力市场化进度不及预期；煤价维持高位影响火电企业盈利；补贴退坡与核查影响新能源发电企业盈利等。环境治理政策释放不及预期等。

## 内容目录

一、全球能源危机阴影下，低碳化、去依附驱动中国重塑能源结构	5
1.1 对外依附导致化石能源价格居高难下，重塑能源结构意义重大	5
1.2 能源结构转型聚焦电力，系统安全运行面临挑战	6
二、理顺电力供需矛盾，把握市场化、互联互通两大主线	11
2.1 火电：市场化+保供+灵活性改造，运营商及设备制造商迎来机遇窗口	11
2.1.1 增量：“十四五”电力供需持续偏紧，保供要求下装机与电量齐增	11
2.1.2 降本：11M22 煤价下行说明供应偏松，2023 年煤价有望继续回落	12
2.1.3 提价：现货市场推广赋予涨价空间，容量电价政策出台“以价补量”	13
2.1.4 新增装机或超预期+灵活性改造积极性提升，为设备商带来机会	17
2.2 资源与负荷区域性错配使电网投资需求空前，“十四五”重点关注特高压	19
2.2.1 新型电力系统“源荷分离”，跨区域输电工程重要性凸显	19
2.2.2 “十四五”主、配网投资需求双高，其中重点关注特高压	20
2.3 配套新能源建设，储能百花齐放	22
2.3.1 强配政策+组件降价让出成本空间，关注大储放量	22
2.3.2 收益保障政策刺激下，抽蓄开工、拟建规模扩大	25
三、选股策略	26
3.1 火电：资产区位和能源资源优势为王	26
3.2 绿电：项目资源获取能力是核心竞争力	27
3.3 储能：需求放量、业绩弹性较大	28
3.3.1 电化学储能：关注核心环节及独储运营新业态	28
3.3.2 抽水蓄能：关注多储能路线布局的龙头标的	30
四、投资建议	31
五、风险提示	31

## 图表目录

图表 1：国内动力煤日均进口量与增速（万吨、%）	5
图表 2：2019M1-2022M10 国内原煤日产量（万吨/天）	5
图表 3：国内主要城市动力煤坑口价（元/吨）	5
图表 4：广州港动力煤库提价（元/万吨）	5
图表 5：世界原油价格与美国通胀情况（美元/桶，%）	6
图表 6：中国新能源与煤电、天然气 LCOE 比较（\$/kWh）	6
图表 7：2030 碳达峰目标要求单位产值碳排大幅下降	7
图表 8：2020 年能源供应端碳排放结构	7
图表 9：2020 年能源消费端碳排放结构	7
图表 10：2016-2025E 分部门用电量结构（亿千瓦时，%）	7
图表 11：2016-2021 年全国替代电量情况（亿千瓦时，%）	7
图表 12：预计“十四五”期间电力弹性系数先高后低	8
图表 13：“十四五”分电源发电结构预测（%）	8

图表 14:	“十四五”分电源装机结构预测 (亿千瓦, %)	8
图表 15:	电力运行特点示意图	9
图表 16:	2021 年内蒙古 VS 北京三产 GDP 比较 (亿元)	9
图表 17:	蒙西用电曲线 (2021 年某工作日)	9
图表 18:	北京用电曲线 (2021 年某工作日)	9
图表 19:	3-4Q21 东北缺电主因煤价高企	10
图表 20:	东北地区煤电电量占比较高	10
图表 21:	2010-2021 年四川省电力结构示意图 (亿千瓦时、%)	10
图表 22:	2019-2022 年 7、8 月三峡入库流量对比 (立方米/秒)	10
图表 23:	起、经四川的跨省跨区输电线路	10
图表 24:	火电调峰示意图	11
图表 25:	2011-2021 年全国火电发电设备平均利用小时数情况 (小时)	11
图表 26:	2016-2021 年全国火电装机、电力消费量增幅情况 (%)	11
图表 27:	1H11-1H22 火电投资完成额情况 (亿元, %)	12
图表 28:	火电发电量和占比情况 (亿千瓦时、%)	12
图表 29:	水、风、光发电设备利用小时数变动对燃煤机组利用小时数的影响 (小时, %)	12
图表 30:	1M18-11M22 秦皇岛山西 5500 大卡动力煤月均平仓价 (元/吨)	13
图表 31:	3M20-11M22 月度原煤产量与火电发电量增速情况 (%)	13
图表 32:	2018-2022 年前三季度火电行业营收及同比增速 (亿元、%)	13
图表 33:	2018-2022 年前三季度火电行业归母净利润及同比增速 (亿元、%)	13
图表 34:	“十四五”火电发电、装机预测 (亿千瓦、%)	14
图表 35:	燃煤机组上网电价机制沿革	15
图表 36:	以华能国际为例, 利用小时数变动对容量电价的要求测算	15
图表 37:	甘肃容量补偿规则下各主体分摊费用计算公式	16
图表 38:	甘肃容量补偿规则下火电灵活性改造容量补偿标准	16
图表 39:	甘肃容量补偿规则下火电灵活性改造机组 (60 万千瓦机组) 收益计算	16
图表 40:	多省份已出台依火电灵活性改造规模配置新能源开发指标的政策	17
图表 41:	河南省火电灵活性改造对应配置新能源规模分布情况	17
图表 42:	火电灵活性改造相关环节及标的	18
图表 43:	“十四五”期间灵活性改造总投资及全负荷脱硝市场空间预测	18
图表 44:	沿海省份本地普遍依赖外送电	19
图表 45:	“十四五”期间重点发展九大清洁能源基地、五大海上风电基地	19
图表 46:	“十四五”期间大基地风、光装机合计贡献 350GW 以上	20
图表 47:	内蒙、吉林、陕西、甘肃、青海、新疆弃风弃光率突破 5% 红线	20
图表 48:	推动存量通道满送合计将提升 4200 万千瓦输电能力	20
图表 49:	“十四五”期间建成及开工“三交十三直”	20
图表 50:	2023-2025 年新能源新增电量对应特高压需求至少“十四直”	21
图表 51:	新能源装机量对风、光利用率和火电灵活性改造的敏感性测算	21
图表 52:	“大电源”、“大电网”与分布式电力系统互联示意图	22
图表 53:	2011A-1~10M22 电网投资完成情况 (亿元、%)	22
图表 54:	中性假设, 21-25 年电化学储能 CAGR 100%	22

图表 55: 源网侧占比超 9 成 (23 年预测值)	22
图表 56: 电源侧电化学储能装机增量预测	23
图表 57: 电网侧电化学储能装机增量预测	23
图表 58: 用户侧电化学储能装机增量预测	24
图表 59: 集中式光伏全投资 IRR 对系统成本、利用小时数的敏感性分析	24
图表 60: 集中式光伏全投资 IRR 对系统成本、储能成本的敏感性分析 (储能作为纯成本项)	24
图表 61: 集中式光伏全投资 IRR 对系统成本、储能成本的敏感性分析 (储能获取电能量补偿)	24
图表 62: 2020-2030 年各年度实际装机容量及增速与预计装机容量 (左轴) 及增速 (右轴)	25
图表 63: “十四五”应开工项目中近一半已有进展	25
图表 64: 各省市新增拟建项目数量	26
图表 65: 各省市征求意见口径项目布局与最新项目布局	26
图表 66: 2021 年各火电上市企业燃料成本占火电营业成本比重 (%)	27
图表 67: 火电行业历史估值情况	27
图表 68: 新能源电力行业历史估值情况	28
图表 69: 新型储能产业链标的梳理	29
图表 70: 储能温控环节标的比较	29
图表 71: 抽水蓄能相关环节及标的	31
图表 72: 相关标的估值情况	31

## 一、全球能源危机阴影下，低碳化、去依附驱动中国重塑能源结构

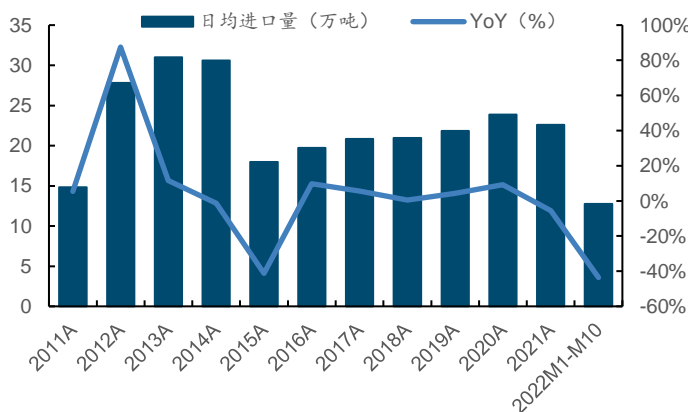
2022 年是能源安全载入史册的一年。一方面俄乌冲突后，西方各国纷纷对俄制裁，其中包括对俄罗斯能源实施禁运，致使该国作为全球第一大天然气出口国、第二大石油出口国被部分市场除名，引发全球能源结构性供需失衡、价格高涨；另一方面 2022 年的能源危机也使得能源结构转型的重要性更加凸显。不仅出于实现“双碳”目标的需要，更出于能源去依附的紧迫性。能源结构转型聚焦电力系统，需要靠负荷侧电能替代和电源侧可再生能源渗透率提高共同实现，但也导致源、荷不确定性齐增，对电力系统的安全运行提出挑战。

### 1.1 对外依附导致化石能源价格居高难下，重塑能源结构意义重大

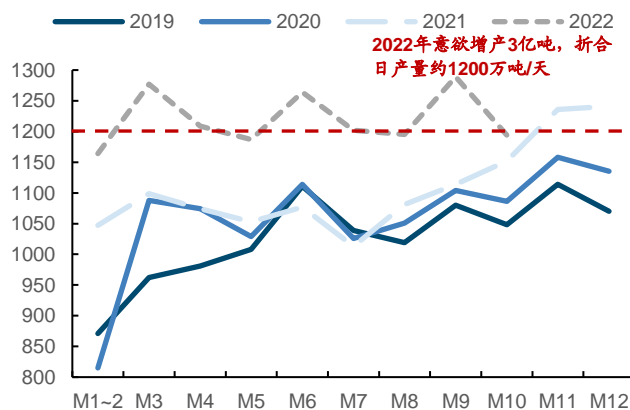
- 2022 年 1-10 月广义动力煤进口量下降近 4 成+国内增产压力较大，供需持续偏紧支撑煤价高位运行。2021 年下半年以来的高气价催生电力领域气转煤需求，带动国际煤价上涨；为保国内供应，印尼于 1M22 实施为期一个月的煤炭出口禁令；2M22 俄乌冲突后，多国对俄煤实施禁运，海运煤市场短期再平衡需要价差拉动，致使进口煤与内贸煤价差大幅缩窄乃至倒挂。1-10 月，我国进口广义动力煤约 7553 万吨，同比下降 37.5%。基于 2022 全年广义动力煤进口量分别下降 10%、30%、50%、70% 的假设，对应国内原煤日产量需达 1222、1232、1242、1252 万吨/天。结合煤价走势，我们判断 3 月、6 月、9 月的原煤日产量存疑，即日产量维持在 1230 万吨/天以上存在困难。动力煤供需持续偏紧，导致 2022 年煤价整体保持高位。

图表1：国内动力煤日均进口量与增速（万吨、%）

图表2：2019M1-2022M10 国内原煤日产量（万吨/天）



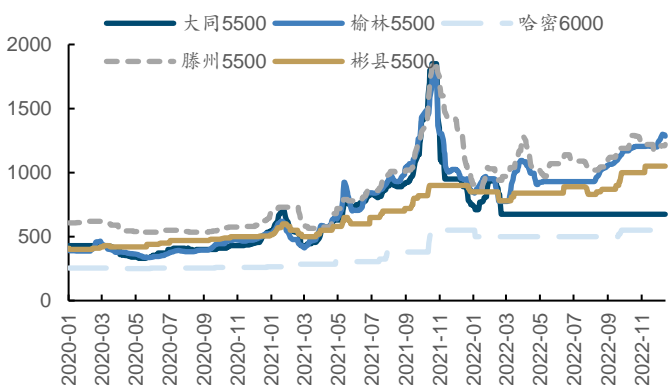
来源：Wind，国金证券研究所



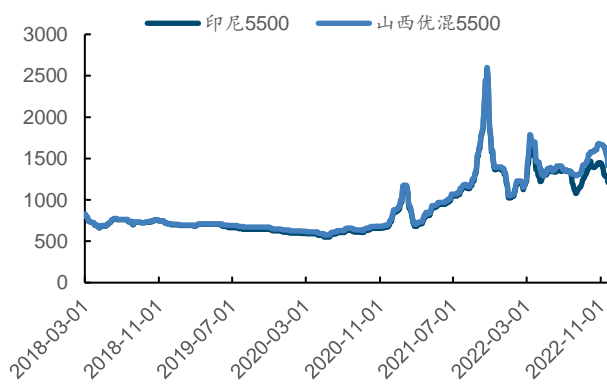
来源：Wind，国金证券研究所

图表3：国内主要城市动力煤坑口价（元/吨）

图表4：广州港动力煤库提价（元/万吨）



来源：Wind，国金证券研究所



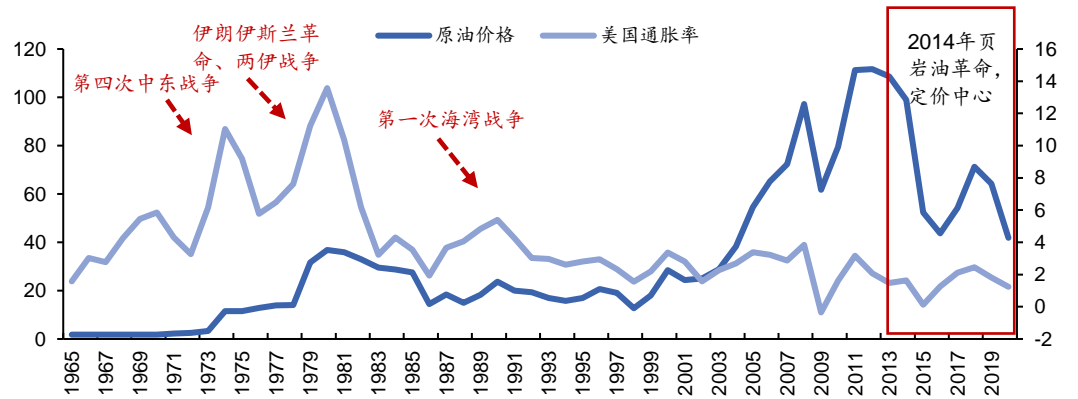
来源：Wind，国金证券研究所

- 能源价格上涨影响通胀，进而影响国民经济发展。回溯历史，20 世纪三次石油危机引发国际原油价格飙升，严重扰乱美国的经济步调，同时催生通胀加速；2022 年俄乌冲突导致欧洲天然气短缺，严重影响化工行业。
- ✓ 1973 年 10 月，第四次中东战争爆发，阿拉伯国家为打击以色列及其支持国，宣布

禁止石油运输并减产；

- ✓ 1978 年底，伊朗爆发伊斯兰革命，至 1979 年 3 月初暂停石油输出；1980 年，两伊战争爆发，两大石油输出国产量锐减；
- ✓ 1990 年，第一次海湾战争爆发，欧美国家对伊拉克实施制裁，对伊拉克实施石油禁运。

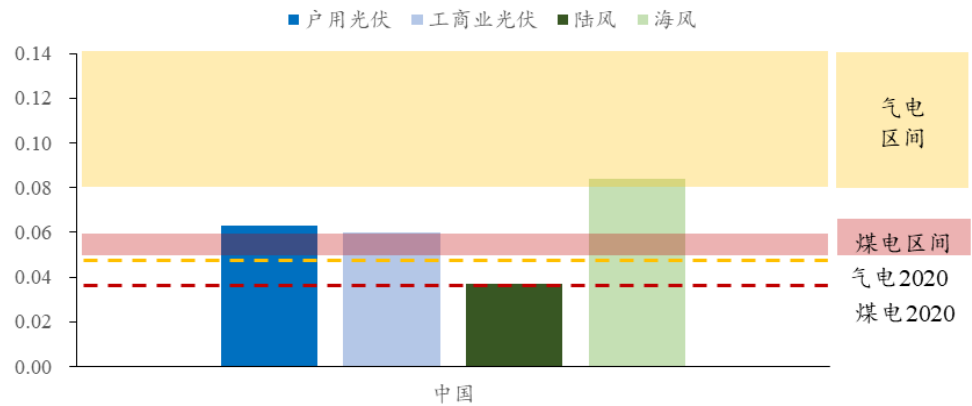
图表5：世界原油价格与美国通胀情况（美元/桶，%）



来源：Wind，国金证券研究所

- 新能源经济性进一步凸显，能源结构转型具有内生动力。
- ✓ 煤电：当前煤炭发电成本 800-1000 元/吨，度电耗煤 300 克，折合度电总成本 0.34-0.4 元（0.049-0.057 美元）。陆风、光伏与之平价。
- ✓ 天然气：当前天然气发电成本 8-16 美元/mmbtu，度电消耗 0.2 方气，折合度电总成本 0.078-0.142 美元。已超过海风度电成本（假设 1mmbtu=25 标方）。

图表6：中国新能源与煤电、天然气 LCOE 比较（\$/kWh）

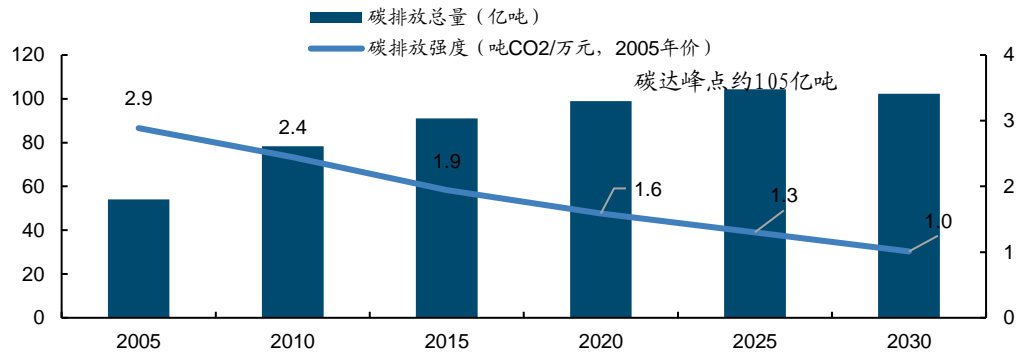


来源：IRENA，国金证券研究所

## 1.2 能源结构转型聚焦电力，系统安全运行面临挑战

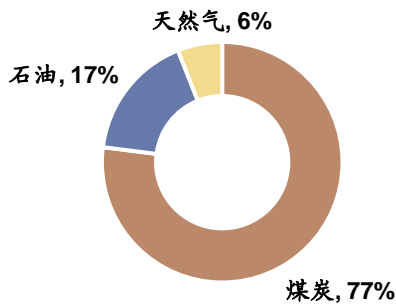
- 碳达峰目标下，重塑能源结构是必然选择。一次能源资源禀赋决定了中国以煤为主的用能结构，用能终端电气化+电力系统低碳化是能源结构转型的必要路径。
- ✓ 2030 年前碳排放达峰并控制在 105 亿吨以内，要求单位国内生产总值二氧化碳排放强度从 2020 年的 1.6 大幅降至 1。
- ✓ 我国以煤为主的化石能源利用结构导致在 2020 年数据统计下，能源供应端煤炭碳排放贡献占 77%；体现在消费端即为电力碳排放贡献占 41%，用能结构转变的重要性明确。

图表7: 2030 碳达峰目标要求单位产值碳排大幅下降

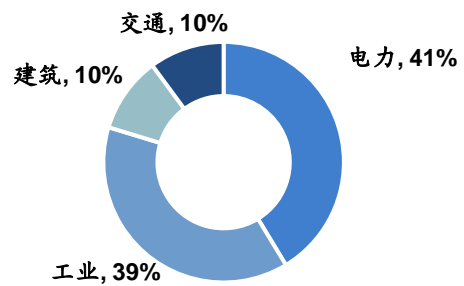


来源: 中电联, 国金证券研究所

图表8: 2020 年能源供应端碳排放结构



图表9: 2020 年能源消费端碳排放结构



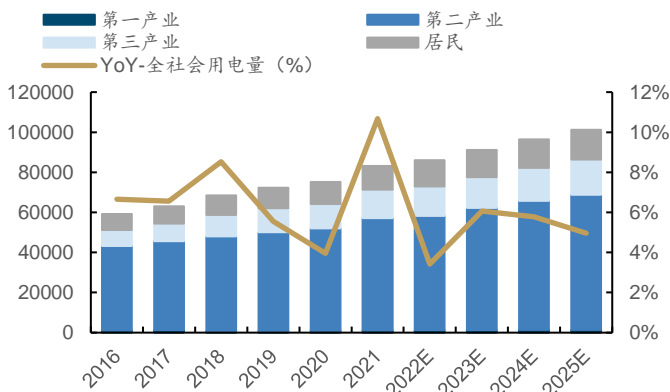
来源: 中电联, 国金证券研究所

来源: 中电联, 国金证券研究所

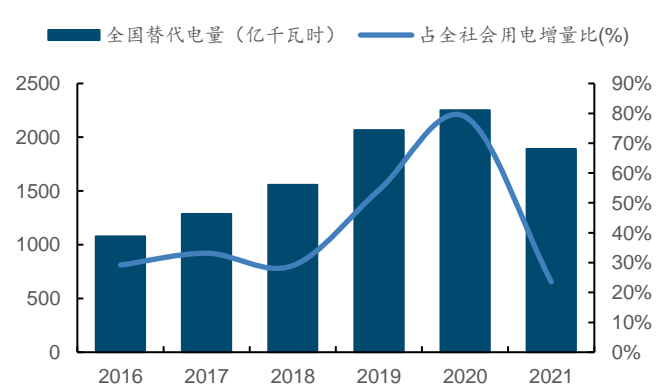
- 预计“十四五”期间电力消费 5 年 CAGR 为 6.2%，对应“十四五”GDP 年均增速 5.0%-5.5%的目标，电力弹性系数大于 1。主因：
  - ✓ 为实现能源结构转型，用能终端电气化水平需加速提高。根据中电联数据，2019-2021 年，全国电能替代电量分别为 2066、2252、1891 亿千瓦时，分别占当年全社会用电增量的 54.3%、78.9%、23.6%。
  - ✓ 疫情扰动下，一则 2020 年基数较低，二则单位产值用电量最高的第二产业 GDP 增加值构成占比回升。受疫情影响较大的 2020、2022 年，投资对 GDP 增长的贡献率显著高于常规，主因三产受疫情冲击较大、国家在经济承压时倾向于通过增加基建投资来稳定经济大盘。有序放开后，消费对 GDP 增长的贡献率有望回升，预计到“十四五”末，年度电力弹性系数将逐步回落至 1 以下。

图表10: 2016-2025E 分部门用电量结构 (亿千瓦时, %)

图表11: 2016-2021 年全国替代电量情况 (亿千瓦时, %)

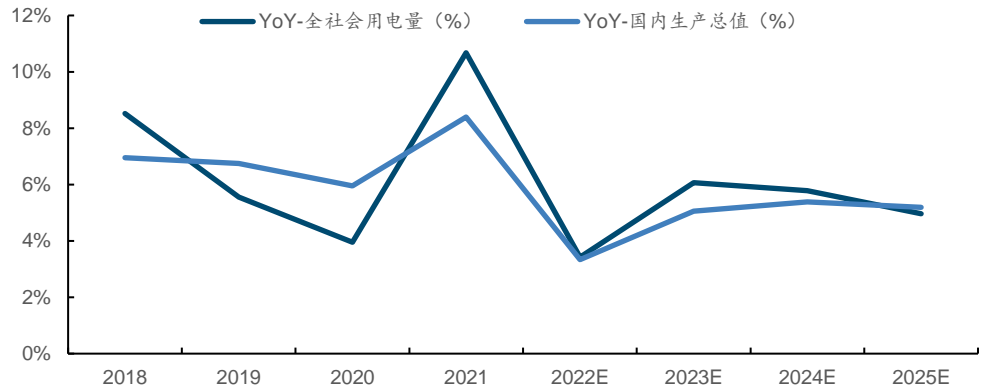


来源: Wind, 中国能源统计年鉴, 中电联, 国金证券研究所



来源: 中电联, 国金证券研究所

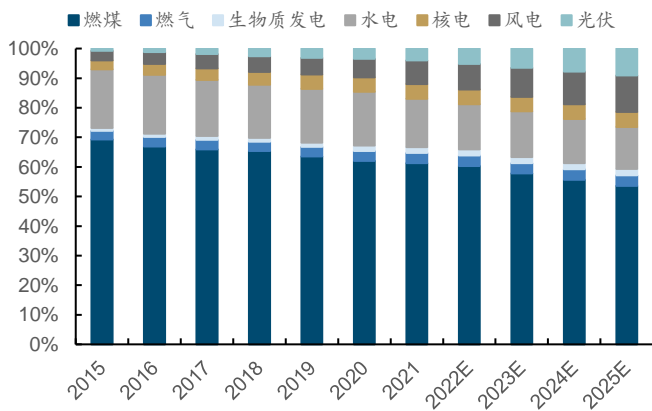
图表12: 预计“十四五”期间电力弹性系数先高后低



来源: Wind, 中国统计年鉴, 国金证券研究所

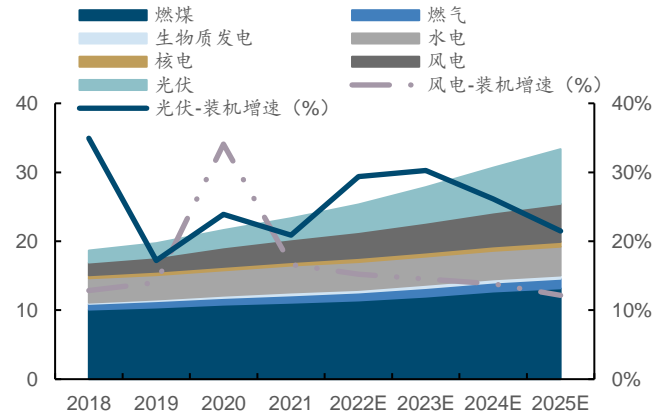
- 鼓励适度超期投资+组件降价+有序放开, 电源清洁化有望提速。国家发改委投资司司长于“积极扩大有效投资有关工作情况”发布会上, 提出按照适度超前开展基础设施投资的要求, 推进水利、交通、能源等基础设施建设。此外, “十四五”开局两年受光伏组件价格高企和疫情影响, 风、光装机增量不及预期。随着 2023 年硅料排产, 组件价格有望下降, 并且防疫政策优化后开工建设周期有望缩短, 风、光装机有望加速。
- ✓ 预计 2023-2025 年风、光新增装机合计分别为 175、195、200GW, 装机容量年均增速在 20%以上。从发电量占比看, 预计至 2025 年风、光发电量分别占到 12.4%、9.0% (合计占比 21.4%, 相比 2020 年提升 11.9%, 超额完成风光发电量占比翻倍的“十四五”规划目标)。

图表13: “十四五”分电源发电结构预测 (%)



来源: Wind, 中电联, 国金证券研究所

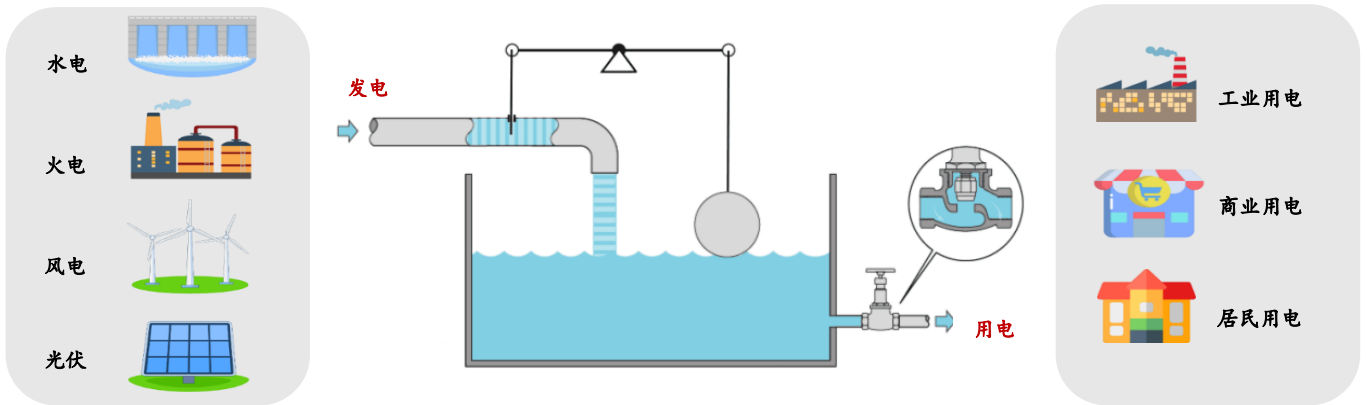
图表14: “十四五”分电源装机结构预测 (亿千瓦, %)



来源: Wind, 中电联, 国金证券研究所

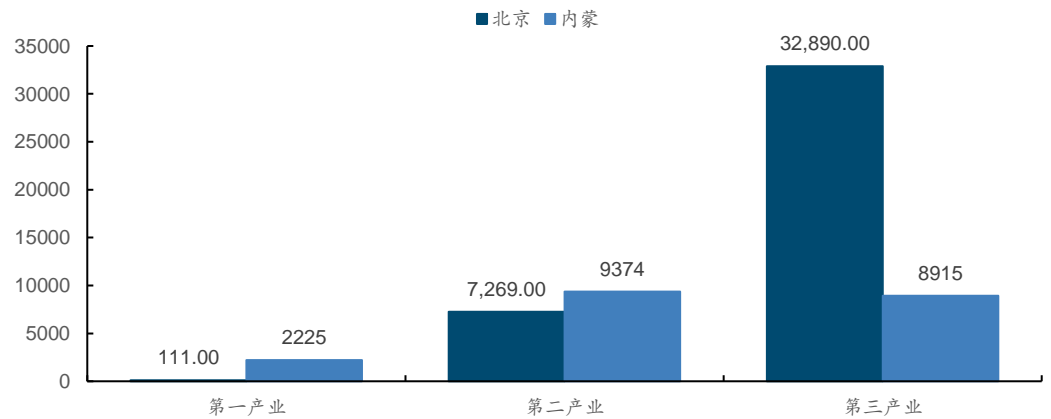
- 电力运行特点要求实时平衡, 用能结构转变为系统安全运行带来挑战。
- ✓ 因电能不能大量存储, 电能供需应保持实时平衡, 不平衡将引致电力系统失稳、崩溃, 乃至大停电。
- ✓ 1) 电力运行特点受用电侧产业结构影响。北京和内蒙主导产业结构性显著差异; 体现在电力运行特点上: 以工业生产为主的蒙西电网全天用电曲线较为平均, 三产占比高的北京电网居民、商业用电集中在 10-21 点之间。2) 工业领域电能替代, 居民领域电动汽车、智能家居等渗透率提升、电气化加速, 增加了负荷侧不确定性。

图表15: 电力运行特点示意图



来源: 国金证券研究所

图表16: 2021 年内蒙古 VS 北京三产 GDP 比较 (亿元)



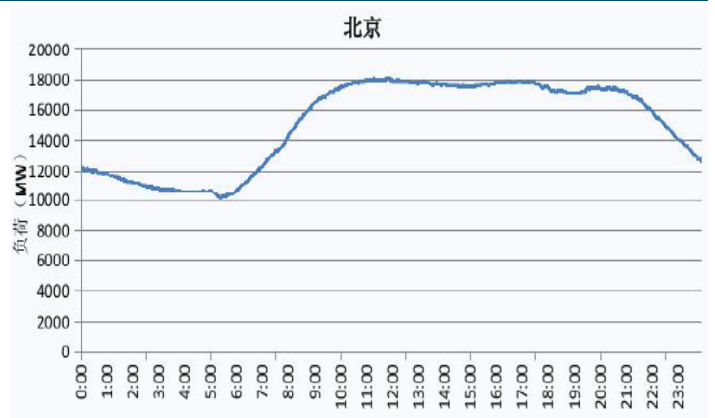
来源: Wind, 国金证券研究所

图表17: 蒙西用电曲线 (2021 年某工作日)



来源: 国家能源局, 国金证券研究所

图表18: 北京用电曲线 (2021 年某工作日)



来源: 国家能源局, 国金证券研究所

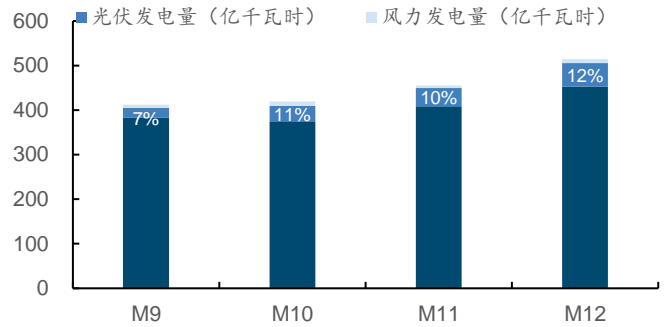
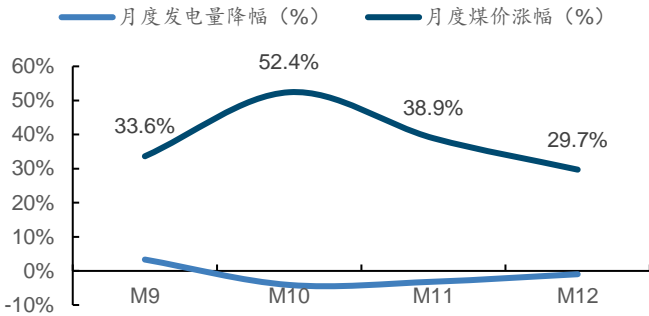
- 结构性电力供应错位导致 2021 年的东北和 2022 年的四川两次短期有序用电。
- ✓ 东北缺电原因 1: 电煤成本高企叠加火电上网价格相对刚性, 火电企业发电意愿较低。9M21 以后国内电煤价格持续走高; 但当时火电上网电价上浮空间仅 10%, 严重压缩火电企业盈利空间。2021 年 10 月, 国家发改委《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》(下称“1439 号文”) 出台后, 火电上网电价涨幅扩大至 20%, 但月度电煤价格最高达 52.4%, 远超电价涨幅, 发电企业意愿持续低迷, 导致

发电量同比持续下降。

- ✓ 东北缺电原因 2：电力结构依旧以火电为主，新能源替代效应不及预期。东北火力发电占总发电量的 74%，新能源占比约合 13%。新型电力系统概念提出后，东北地区开始进行发电结构调整升级；但由于风光装机基数过小，发电占比仍较低，对火电替代效应较弱。

图表19：3-4Q21 东北缺电主因煤价高企

图表20：东北地区煤电电量占比较高



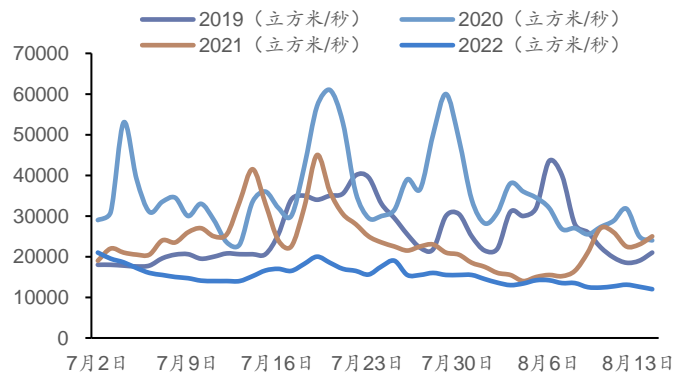
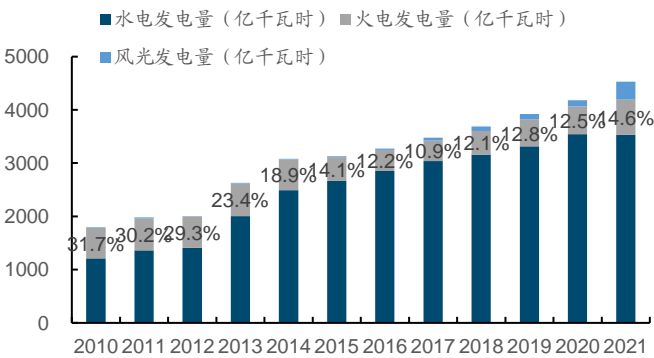
来源：中电联，国金证券研究所

来源：中电联，国金证券研究所

- ✓ 四川缺电原因 1：传统水电大省+“双碳”目标，近年火电在四川发电结构中占比下降趋势明显。截至 2021 年底，四川省火力发电仅占当年总发电量的 14.6%。2022 年 7、8 月受极端高温干旱天气影响，长江流域来水极端偏枯。而高温下电力需求旺盛，电力供需剪刀差扩大，失衡现象突出。
- ✓ 四川缺电原因 2：作为传统电力外送大省，跨省跨区输电线路规划建设主要服务于电力外送，缺少受电或留电通道。四川是“西电东送”的重要送出端，起、经四川的跨省跨区输电线路，或在建设规划上不具备双向输电能力，或受电端本身电力资源匮乏、不具备互济能力。高温干旱期间，国网 8 条电力入川通道全部满载运行但仍有缺口。

图表21：2010-2021 年四川省电力结构示意图 (亿千瓦时、%)

图表22：2019-2022 年 7、8 月三峡入库流量对比 (立方米/秒)



来源：Wind，国金证券研究所

来源：Wind，国金证券研究所

图表23：起、经四川的跨省跨区输电线路

输电线路	电压等级	投运时间	起经止
德宝直流	±500kv	2009/12	川-陕
向家坝-上海直流	±800kv	2010/07	川-渝-鄂-湘-徽-浙-苏-沪
锦屏-苏南直流	±800kv	2012/12	川-滇-渝-湘-鄂-浙-徽-苏
溪洛渡-浙西直流	±800kv	2014/07	川-黔-湘-赣-浙
雅中-江西直流	±800kv	2021/06	雅中-江西
白鹤滩-江苏直流	±800kv	2022/07	白鹤滩-江苏
白鹤滩-浙江直流	±800kv		白鹤滩-浙江

来源：北极星，国金证券研究所

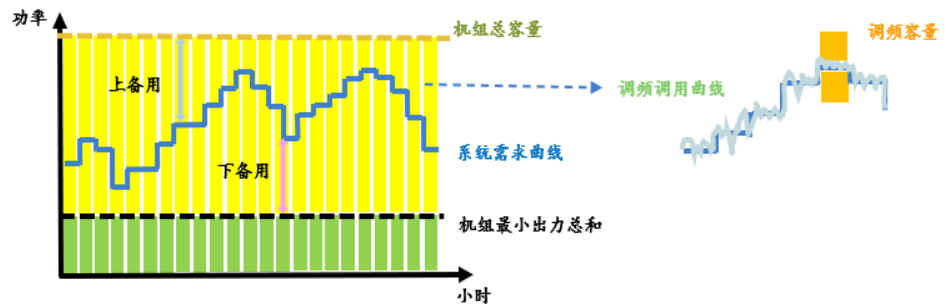
## 二、理顺电力供需矛盾，把握市场化、互联互通两大主线

### 2.1 火电：市场化+保供+灵活性改造，运营商及设备制造商迎来机遇窗口

#### 2.1.1 增量：“十四五”电力供需持续偏紧，保供要求下装机与电量齐增

- 火电的调节功能可涉及调峰、调频等辅助服务类型。(1) 调峰：考虑到系统负荷存在不确定性，运行中开机的机组总容量应大于系统负荷需求，机组最小出力总和应小于系统负荷需求，偏差部分称为备用，分为上备用与下备用（下备用能力依赖灵活性改造）。(2) 调频：机组出力随电力系统的负荷波动而快速调整（频率要求高于调峰）。

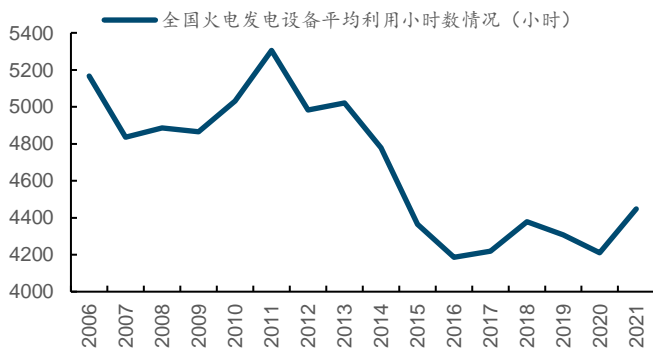
图表24：火电调峰示意图



来源：国金证券研究所

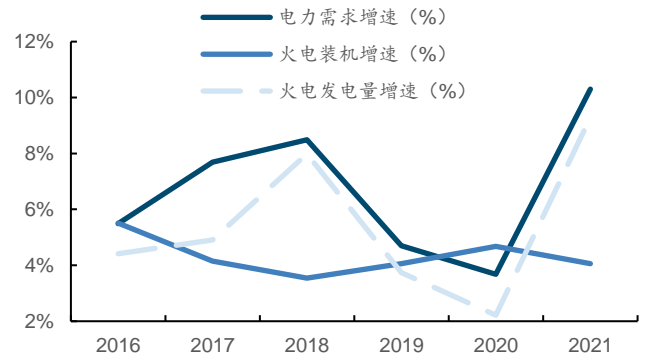
- 火电调峰缺位背后是装机放缓。2011年以来，由于火电机组大批量投产，火电产能过剩导致利用小时数逐年下降。2016年出台的《关于促进我国煤电有序发展的通知》中提出严控煤电新增规模，叫停多个煤电项目，“十三五”期间火电投资额连年下滑。21年全国电力需求量同比增长10.3%，火电发电量同比增长9.3%，但火电装机增速仅4.1%。

图表25：2011-2021年全国火电发电设备平均利用小时数情况（小时）



来源：Wind，国金证券研究所

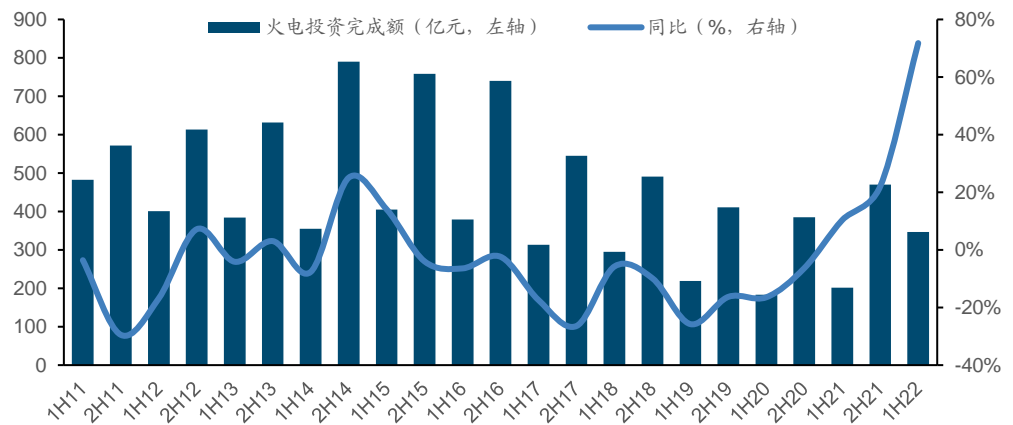
图表26：2016-2021年全国火电装机、电力消费量增幅情况（%）



来源：Wind，国金证券研究所

- “限电”使火电投资重获重视，1H21年起增速持续上行。2002-2005年火电行业供应偏紧，随着核准、投产量的迅速提升，到“十二五”期间已逐步过渡至供需基本平衡。2016年《关于促进我国煤电有序发展的通知》中提出严控煤电新增规模，叫停多个煤电项目，“十三五”期间火电投资额连年下滑。能源“保供+调峰”双重需求催生下，21年起火电投资开始上行，今年上半年继续同比高增，全国火电投资完成额347亿元，同比增长71.8%。

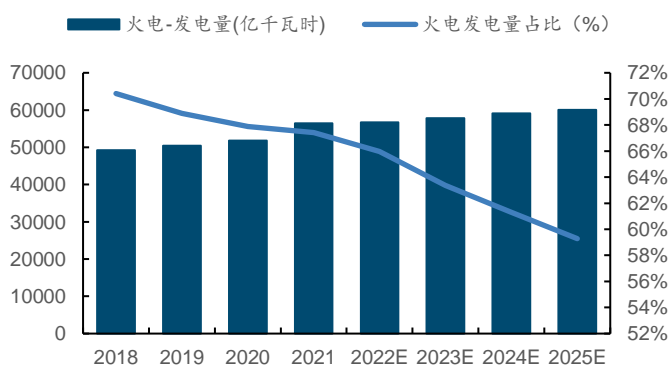
图27: 1H11-1H22 火电投资完成额情况 (亿元, %)



来源: Wind, 国金证券研究所

- 火电与核电作为相对稳定的保障电源，合计装机规模应与尖峰负荷基本匹配。7M22尖峰负荷约 12.5 亿千瓦，若剔除限电影响应接近 13 亿千瓦。按照负荷与用电同步增长测算，至 25 年尖峰负荷将达 15.5 亿千瓦。根据核电装机规划，预计 25 年在运机组容量达 0.7 亿千瓦，则火电理论需求量为 14.8 亿千瓦，对应煤电增量装机需求最高可达 3 亿千瓦（2020 年底存量煤机约 10.8 亿千瓦，燃机约 1 亿千瓦）。“十四五”规划 2025 年煤电新增装机 1.5-2 亿千瓦，存在超预期空间（可理解为装机时间表前移）。
- “十四五”电力供需紧平衡而可再生出力具有波动性，煤电有望“增容不减量”。基于“十四五”整体电力弹性系数大于 1 的预测，判断电力供需格局将持续偏紧，并且预计火电发电量将保持缓步增长态势。另外，随着可再生能源发电量占比逐步提高，而其发电具有随机性和波动性。中性假设下，2023 年煤电、水电、风电、光伏机组平均利用小时数分别为 4393、3443、2073、1136 小时。在此基础上，按照风、光、水发电设备利用小时数分别下降 2%/4%/6%/8%/10%测算，对应燃煤机组利用小时数分别增长 0.7%/1.8%/2.9%/4.0%/5.1%。

图28: 火电发电量和占比情况 (亿千瓦时, %)



来源: Wind, 中电联, 国金证券研究所

图29: 水、风、光伏发电设备利用小时数变动对燃煤机组利用小时数的影响 (小时, %)

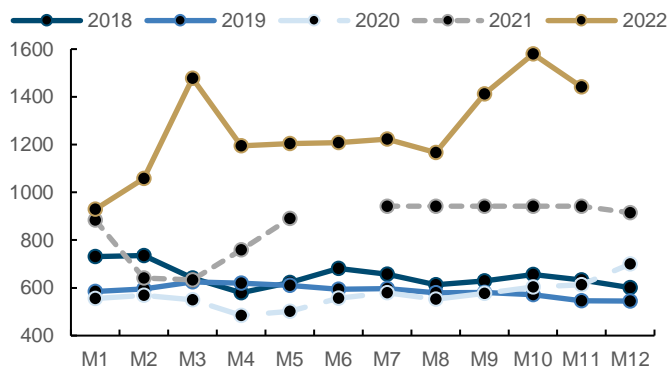
2023E		水、风、光伏发电利用小时数变动对燃煤机组利用小时数的影响				
机组类型	利用小时数	-2%	-4%	-6%	-8%	-10%
燃煤	4,393	0.69%	1.81%	2.90%	4.02%	5.11%
水电	3,443	3,374	3,305	3,236	3,167	3,098
风电	2,073	2,032	1,990	1,949	1,908	1,866
光伏	1,136	1,113	1,090	1,067	1,045	1,022

来源: 国金证券研究所

### 2.1.2 降本: 11M22 煤价下行说明供应偏松, 2023 年煤价有望继续回落

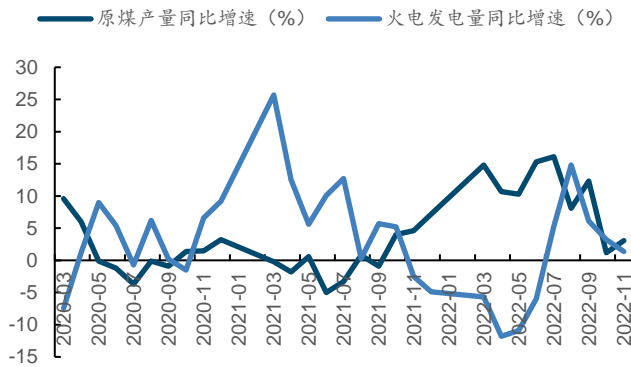
- 当前国内煤价下滑表明供应较为宽松。国内价格与供需高度相关，11 月疫情防控叠加暖冬，国内用电增速低于 1%；而 1-11 月原煤产量累计同比增长 9.7%。即便考虑 3 月、6 月、9 月原煤产量或存疑，我们判断实际原煤产量累计增速仍有 7-8%。供应转松致使煤价在供暖季出现罕见较大幅度的下行，秦皇岛 5500 大卡煤价下跌约 100 元至 1200 元。近日寒潮来袭，预计煤价在 12 月会小幅上升 50 元左右。

图表30: 1M18-11M22 秦皇岛山西 5500 大卡动力煤月均平仓价 (元/吨)



来源: Wind, 国金证券研究所

图表31: 3M20-11M22 月度原煤产量与火电发电量增速情况 (%)



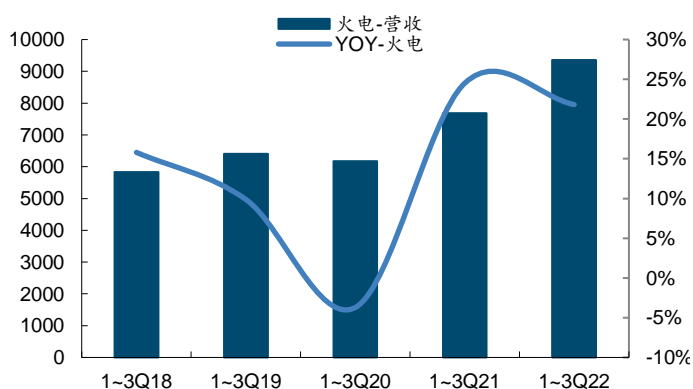
来源: Wind, 国金证券研究所

- 2023 年预计煤价中枢在 1000-1100 左右。我们认为今冬煤价决定明年煤价的高位，而 2023 年 3 月煤价决定当年煤价低位。目前看，3M23 供暖季结束叠加两会控产政策，煤价或下滑至 1000 甚至低于 1000。但 4 月后，两会结束叠加疫情影响消退，国内产业政策效用逐步释放，能源、铁路等投资拉动电力需求，我们判断明年用电增速在 5.5%，呈现前高后低的特点，因此煤价将在 5 月开始上涨。如 6 月水电未出现来水明显偏丰情况，夏季煤价将回归 1100-1300 元/吨高位（视 3 月煤价能否跌到 1000 元以下）。

### 2.1.3 提价：现货市场推广赋予涨价空间，容量电价政策出台“以价补量”

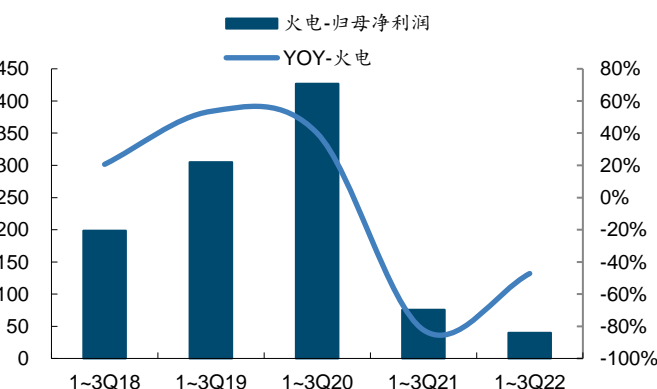
- 火电企业面临经营压力，保供积极性有限。
- ✓ 煤、气价格市场化程度较高而电价受行政因素干预较多致使火电企业成本传导受阻，自 2H20 一次能源价格开始上涨以来业绩持续承压。“1439 号文”出台将燃煤发电市场交易价格浮动范围扩大为至原则上不超过 20%，高耗能企业和电力现货市场交易电价不受上浮 20% 限制。基于此，1-3Q22 火电行业营收同比高增、业绩边际改善，但仍远低于合理水平、多数企业未实现扭亏，主因电价涨幅不足以覆盖成本涨幅。

图表32: 2018-2022 年前三季度火电行业营收及同比增速 (亿元、%)



来源: Wind, 国金证券研究所

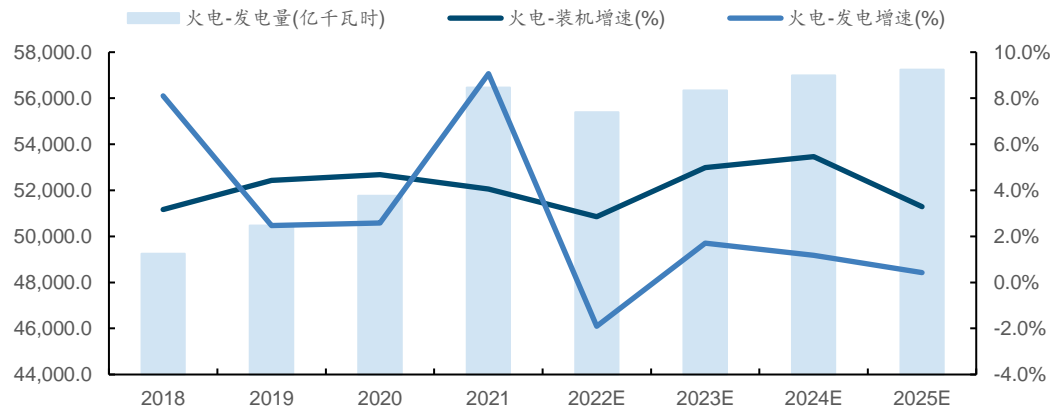
图表33: 2018-2022 年前三季度火电行业归母净利润及同比增速 (亿元、%)



来源: Wind, 国金证券研究所

- ✓ 新型电力系统转型中配套高比例可再生能源的电价机制缺失。火电定位由“基荷电源”逐步转向“调节电源”，“十四五”期间将呈现装机增速高于电量增速、利用小时数快速下降的特点。主要原因包括：1) 火电具备灵活性，发电空间将在可再生能源大发期间受到挤压；2) 为提供辅助服务，机组需要提前锁定一部分容量不能提供能量服务；3) 火电“增容”的保供任务。然而辅助服务市场、容量市场等配套机制的缺失进一步挤压了火电企业的盈利空间。

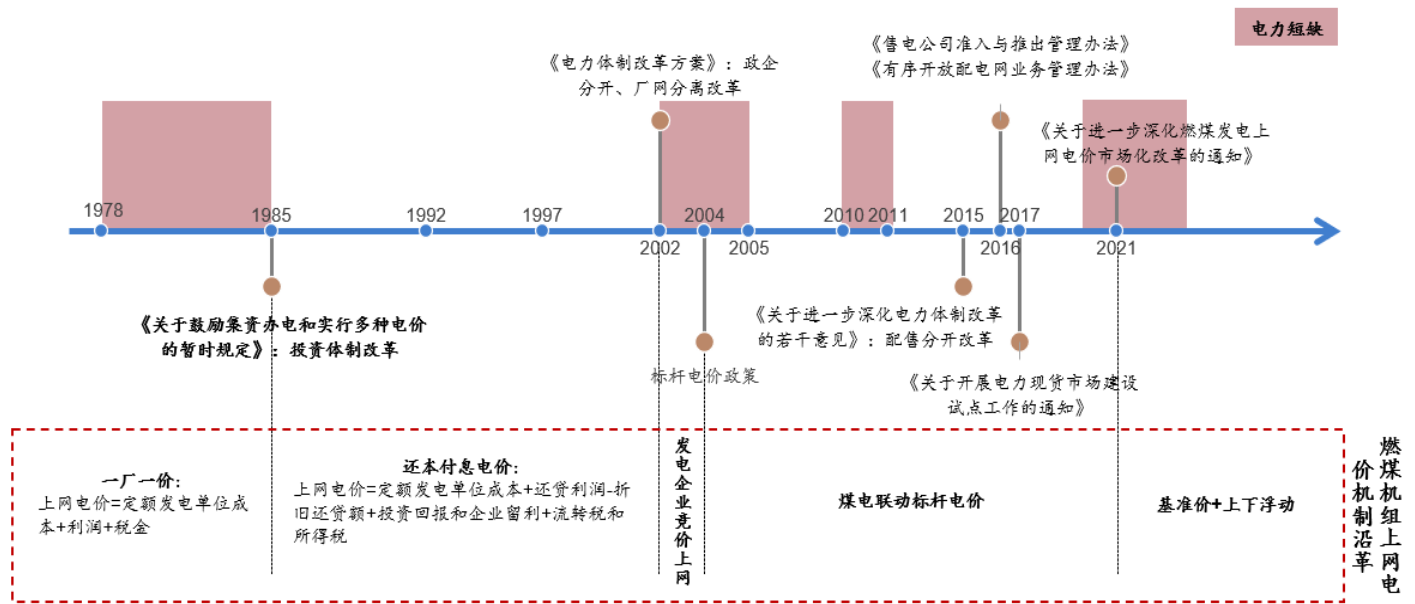
图表34：“十四五”火电发电、装机预测（亿千瓦、%）



来源：Wind，中电联，国金证券研究所

- 回溯改革开放以来的历次电力体制改革，均用市场化方式理顺供需矛盾。
- ✓ 1985 年投资体制改革：“四五”期间，负责电力投资的中央财政资金不足，造成 1978-1985 年的严重缺电，制约了国民经济增长。1985 年，国务院颁布《关于鼓励集资办电实行多种电价的暂时规定》（简称“79 号文”），引进外国资本、鼓励民间资本投资建设电源，促进了电源的发展。
- ✓ 2002 年政企分开、厂网分离改革：原国家电力公司集发、输、配、售为一体，高度垄断使发电环节缺乏竞争；叠加 1997 年亚洲金融危机后经济增速放缓，电力供应富余，以及二滩水电站建成后出现电力上网问题。2002 年，国务院出台《电力体制改革方案》（简称“5 号文”），明确按照“厂网分开、主辅分离、输配分开、竞价上网”的原则，开始试点建设竞争性电力市场。然而，由于 1998-2002 年发电装机增速下滑，2002 年后中国经济高速增长，造成 2002-2005 年间的严重缺电，经济总量受到严重影响。电力市场化试点在严重缺电中自然消亡，2004 年国家出台标杆电价政策。
- ✓ 2015 年配售分开改革：2010-2011 年“电荒”刺激火电投资、2014 年火电项目核准权下放至地方引发新一轮火电投资热，电力供应再次由紧转宽，出现适宜发电侧市场化改革的条件。2015 年，国务院出台《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（简称“9 号文”），提出了包括发电计划放开、电价放开、配售电放开的“四放开、一独立、一加强”的改革计划。售电业务受到资本青睐，竞争性电力市场的建设进展急速。
- ✓ 2021 年进一步完善电力市场化改革：由于火电供给侧改革，“十三五”期间火电装机增量不足；2020 年下半年以来煤价持续高位运行，火电企业经营困难影响电力供应能力。2021 年，国家发改委先后发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（简称“1439 号文”）和《关于组织开展电网企业代理购电有关事项的通知》（简称“809 号文”），取消工商业目录销售电价，改为“基准价+上下浮动”，且浮动区间扩大为上下不超过 20%；推动工商业用户都进入市场，保持居民、农业、公益性事业用电价格稳定；鼓励新进入市场电力用户通过直接参与市场形成用电价格，对暂未直接参与市场交易的用户，由电网企业通过市场化方式代理购电。

图表35：燃煤机组上网电价机制沿革



来源：国家发改委官网，北极星电力网，国金证券研究所

- 现货市场价格由供需主导，发现电力的时间和空间价值。
- ✓ 现货市场最大特点在于分时价格，反映了电力的时间价值；且因现货市场限价较为宽松，价格更贴近真实成本和供需。有助于调动火电保供积极性、推动调节资源的发展、促进新能源消纳和功率预测技术进步，从而推动新型电力系统建设和能源转型。煤电现货市场价格较中长期高约 10%，主因灵活性佳，可在电力供应紧张、价格较高时段多发；而新能源现货市场价格下降，主因其出力不可控。现货市场机制下，准确的新能源功率预测蕴含重要的信息价值。若预测准确性不足或报量报价策略不完善，企业所承担的商业损失将远超电网考核下的罚款。
- ✓ 现货市场分省级市场和省间市场，满足省内平衡后的富余电量可参与省间市场交易，反映了电力的空间价值。省间市场价格上限为 10 元/kWh，远超省级市场价格上限，使得电力富裕省份的发电机组受益，尤其今年夏季遭遇高温干旱天气，水电出力不足导致部分省份出现电力缺口，山西年 8 月省间月度均价接近 3 元/kWh，省内火电机组得以获取超额收益。省间现货价格高企也反映电网通道不足，中央政府认为新型电力系统因为新能源较多需要分时价格支撑，推动市场发展。
- 燃煤机组参与现货市场无法抵消利用小时数下降的长期影响。
- ✓ 当前政策要求总交易电量的 90%参与中长期市场；从欧美实践经验看，成熟电力市场的现货交易电量比例最终自然稳定在 10%左右。以华能国际为例，假设 1) 公司 90%电量参与中长期市场、10%电量参与现货市场；2) 当标煤入炉单价为 983/1035 元/吨时，公司中长期电价为 0.479 元/kWh，即较公司平均燃煤基准价上浮 18%；当标煤入炉单价为 1067/1106/1124 元/吨时，公司中长期电价为 0.487 元/kWh，即上浮 20%；3) 现货交易价格较中长期价格高 20%。发现参与现货市场带来的电价涨超 20%上限的空间仅能弥补燃煤机组利用小时数下降 7%以内对净利润所造成的影响。
- ✓ 在能源结构转型的背景下，燃煤机组利用小时数下降的长期趋势明确。预计到 2025 年燃煤机组利用小时数将较 2021 年下降约 10%，因此我们判断仍需出台容量电价相关政策来保障火电的合理盈利水平。

图表36：以华能国际为例，利用小时数变动对容量电价的要求测算

标煤入炉单价 (元/吨)	中长协电价 (元/千瓦时)	利用小时数变动对容量电价的要求 (%，元/kWh)					
		0.0%	-2.0%	-4.0%	-6.0%	-7.0%	-8.0%
983	0.479	45.4	(0.277)	(0.052)	0.023	0.045	0.061
1,035	0.479	0.9	(0.292)	(0.067)	0.008	0.030	0.046
1,067	0.487	-4.7	(0.301)	(0.072)	0.004	0.026	0.042
1,106	0.487	-38.5	(0.312)	(0.083)	(0.007)	0.015	0.031
1,124	0.487	-54.1	(0.317)	(0.089)	(0.012)	0.010	0.026

来源：公司公告，国金证券研究所

- 针对灵活性改造投资成本的补偿，多地已提容量市场建设方案。
- ✓ 以甘肃省于 9 月出台的《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则（征求意见稿）》（下文简称“《规则》”）为例，提出建设本省容量市场的方案：调度机构以月度频率，考虑新能源装机/负荷预测/外送电预测后，发布调峰容量需求，由灵活调节资源通过竞价方式获得。该方案突破发电侧零和，实现调峰成本向用户传导，同时将调节深度指标纳入补偿依据。具体来看：
  - ✓ 分摊费用主要由电量占比决定，分配过程不存在先后顺序。《规则》明确了市场化电力用户与火电、新能源、水电这三类电源主体同时需按照电量占比来分摊调峰容量市场的月度补偿总费用（电源主体电量需进行修正，储能无需参与分摊），修正系数主要考虑对省内售电或外送电的溢价：若享受相对溢价，则修正后的分摊电量将高于实际电量。从 21 年情况来看，甘肃省年发电量约 1724.6 亿千瓦时，本省用电量约 1495 亿元，其余部分外送，考虑市场化用电占比后预计费用分摊的计算基数为 2500-2700 亿千瓦时。
  - ✓ 市场初期暂设用户侧月度辅助服务市场分摊电费上限为 0.01 元/KWh，超出部分不再进行分摊，多出费用不向电源主体转嫁，由调节主体承担。

图表37：甘肃容量补偿规则下各主体分摊费用计算公式

$$\text{各主体分摊费用} = \frac{\text{各火电厂、新能源电厂、水电厂月度修正电量、市场化电力用户月度电量}}{(\text{省内参与分摊的所有火电厂} + \text{新能源电厂} + \text{水电厂} + \text{修正电量} + \text{所有市场化电力用户月度电量})} \times \text{调峰容量市场月度补偿总费用}$$

来源：《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则（征求意见稿）》，国金证券研究所

- 容量补偿测算：以供热季 150 天、非供热季 215 天为标准，我们预计一台额定容量 60 万千瓦、实际出力可降至 30%的机组，在承担 50%义务内调节后，在 1/2/3 档分别有 60MW/30MW/30MW 容量可享受补贴，对应全年合计可享受补偿收益约 1178 万元，对应年单位补偿收益约 1963 万元/GW。
- 假设取纯凝和供热机组改造成本平均值 100 元/KW，对应 5-7 年可通过容量补偿覆盖改造成本（测算基于按标准上限获得补偿的假设）。相比于电化学储能 8-10 年以上的回本周期，灵活性改造是当前能够快速参与灵活性调节、较短时间内收回成本的经济方案。

图表38：甘肃容量补偿规则下火电灵活性改造容量补偿标准

档位	机组出力区间	非供热季补偿标准上限（元/MW/日）	供热季补偿标准上限（元/MW/日）
1	额定功率 40% ≤ 实际出力 < 额定功率 50%	10	300
2	额定功率 35% ≤ 实际出力 < 额定功率 40%	200	500
3	额定功率 30% ≤ 实际出力 < 额定功率 35%	350	700
4	额定功率 25% ≤ 实际出力 < 额定功率 30%	600	1200
5	额定功率 20% ≤ 实际出力 < 额定功率 25%	800	1600
6	额定功率 15% ≤ 实际出力 < 额定功率 20%	1000	2000
7	额定功率 10% ≤ 实际出力 < 额定功率 15%	1200	2400
8	额定功率 5% ≤ 实际出力 < 额定功率 10%	1500	3000
9	额定功率 0% ≤ 实际出力 < 额定功率 5%	1800	3600

来源：《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则（征求意见稿）》，国金证券研究所

图表39：甘肃容量补偿规则下火电灵活性改造机组（60万千瓦机组）收益计算

调节幅度	非供热季补偿标准	供热季补偿标准	实际出力 (MW)	补偿区间涉及容量 (MW)	非供热季补偿费用 (万元/非供热季)	供热季补偿费用 (万元/供热季)	两季补偿费用加总 (万元/年)	各调节能力机组累计收益 (各区间加总+两季加总) (万元/年)	单位收益 (万元/GW/年)
50%	0	0	300	0	0	0	0	0	0
40%	10	300	240	60	13	270	283	283	472
35%	200	500	210	30	129	225	354	637	1062
30%	350	700	180	30	226	315	541	1178	1963
25%	600	1200	150	30	387	540	927	2105	3508

调节幅度	非供热季补偿标准	供热季补偿标准	实际出力 (MW)	补偿区间涉及容量 (MW)	非供热季补偿费用 (万元/非供热季)	供热季补偿费用 (万元/供热季)	两季补偿费用加总 (万元/年)	各调节能力机组累计收益 (各区间加总+两季加总) (万元/年)	单位收益 (万元/GW/年)
20%	800	1600	120	30	516	720	1236	3341	5568
15%	1000	2000	90	30	645	900	1545	4886	8143
10%	1200	2400	60	30	774	1080	1854	6740	11233
5%	1500	3000	30	30	968	1350	2318	9057	15095
0%	1800	3600	0	30	1161	1620	2781	11838	19730

来源：《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则（征求意见稿）》，国金证券研究所

#### 2.1.4 新增装机或超预期+灵活性改造积极性提升，为设备商带来机会

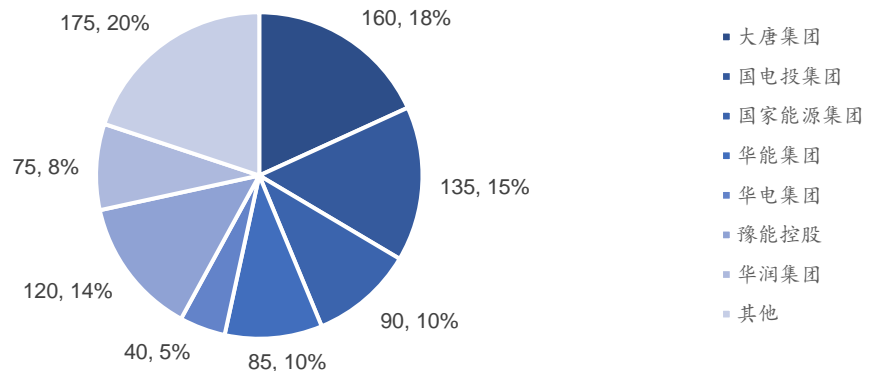
- 配置新能源开发指标，对存量火电规模庞大、转型目标明确的电力央企改造积极性刺激强。当前内蒙、河南、贵州已针对火电灵活性改造对应配置新能源开发指标出台了具体政策。总体来看，配置标准是根据机组承担 50%义务内调节后，能够新增深调容量的 1-2 倍进行新能源配置。优质新能源项目具有稀缺性，从尽早锁定新能源项目的开发权角度来看，电力央企的改造积极性也较强。河南出台《通知》中显示：五大发电集团合计通过灵活性改造可配置新能源开发指标量占总量约 58%。

图表40：多省份已出台依火电灵活性改造规模配置新能源开发指标的政策

日期	机构	政策名称	政策内容
2022.8	内蒙古自治区能源局	《内蒙古自治区火电灵活性改造消纳新能源实施细则（2022年版）》	(1) 自治区内发电集团统筹本区域内火电灵活性制造改造，整合新增调节空间，按照新增调节空间 1: 1 确定新能源规模
2022.9	河南省发改委	《关于2022年风电和集中式光伏发电项目建设有关事项的通知》(以下简称“通知”)	(1) 煤电灵活性改造按照增加调峰能力(深调至额定功率的 25%，视为增加机组规模 10%的调节能力)的 1.4 倍配置新能源建设规模，对应配置新能源 8.8GW
2022.11	贵州省能源局	《关于推动煤电新能源一体化发展的工作措施(征求意见稿)》	(1) 保供煤电项目，优先通过多能互补模式配置风光资源； (2) 现有煤电项目未开展灵活性改造，不配置新能源建设指标；现有项目/新建项目开展灵活性改造(应具备 35%-100%负荷调节能力)，按灵活性改造新增调峰容量(50%负荷以下的调节部分)的 2 倍配置新能源建设指标。

来源：相关省份发改委，能源局官网，国金证券研究所

图表41：河南省火电灵活性改造对应配置新能源规模分布情况



来源：政府官网，国金证券研究所

- 火电灵活性改造技术路线已较为成熟、改造周期较短，因此随着各地容量补偿政策的推出，预计在短期内需求将得到快速释放，于相关标的业绩体现也会相对更快。

火电灵活性改造主要涉及锅炉、汽轮机、脱硝设备、蓄热设备等核心环节，其中脱硝设备价值量占比近 30%。

图表42：火电灵活性改造相关环节及标的

机组类型	技术路线	相关标的
纯凝机组	机组整体运行优化	东方电气 哈尔滨电气 上海电气
	主机系统	
	辅机系统	
	三大风机优化改造 空预器改造 宽负荷脱硝改造 控制系统优化改造	
供热机组	低压缸零出力	青达环保 华光环能 西子洁能 龙源技术 龙净环保
	储能技术	
	高背压循环水供热	
	光轴供热	
	热泵供热	
	NCB 供热	

来源：国金证券研究所

- “十四五”灵活性改造总投资及全负荷脱硝市场空间预测：
- ✓ 结论：“十四五”期间灵活性改造总投资预计达 133.7-307.2 亿元，对应全负荷脱硝产品市场约为 30-98.6 亿元，中值假设下价值量占比近 30%。
- ✓ 假设：
  - (1) 基于《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》中提出的“十四五”期间完成 2 亿千瓦的火电灵活性改造目标作为中值，考虑各省容量电价政策力度不一、容量市场推进后实际竞价结果低于补贴标准上限，引发实际改造规模不及预期，设置 1.8 亿千瓦的低值；考虑“十三五”实际完成量较低，投资延后带来实际改造超预期，设置 2.3 亿千瓦的高值。
  - (2) 参考“十三五”期间机组改造的平均单位成本：低值为 74.3 元/KW、中值为 102 元/KW、高值为 133.6 元/KW。
  - (3) 假设平均单台容量介于大机组 600MW 与小机组 350MW（供热机组为主）之间。
  - (4) 参考公司全负荷脱硝产品的平均价格，中值为 1250 万元/台

图表43：“十四五”期间灵活性改造总投资及全负荷脱硝市场空间预测

	低值假设	中值假设	高值假设
“十四五”期间灵活性改造规模（亿千瓦）	1.8	2	2.3
平均改造成本（元/KW）	74.3	102.0	133.6
“十四五”期间灵活性改造总投资（亿元）	133.7	204.0	307.2
平均单台容量（MW）	600	400	350
预期合计改造台数（台）	300	500	657
单台全负荷脱硝工程价格（万元/台）	1000	1250	1500
“十四五”期间全负荷脱硝市场空间（亿元）	30.0	62.5	98.6
全负荷脱硝工程价值量占比（%）	22.4%	30.6%	32.1%

来源：Wind、中电联、国金证券研究所

- 我们建议重点关注：青达环保、东方电气（电新组覆盖）。
- ✓ 青达环保：火电灵活性改造脱硝设备的龙头企业，同时拓展蓄热设备业务（热电厂在改造过程中涉及热电解耦，需配套储热方案）。公司传统业务产品包括除渣设备、

低温烟气余热深度回收系统，用于火电煤耗降低及达标排放。随着电力行业环保治理成效已较为显著，传统业务增长趋于平稳，灵活性改造设备的销售放量有望带来高弹性。

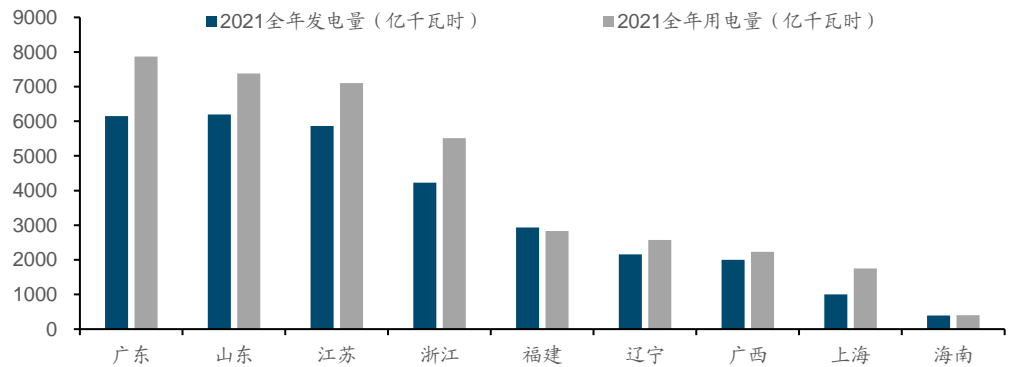
- ✓ 东方电气：公司深耕发电设备制造 60 余年，成为能源设备研究开发制造基地和电站工程承包龙头企业。从火电设备、水电设备（含抽水蓄能）向新能源设备拓展，“六电并举、五业协同”的多元化产业布局是其最大优势。

## 2.2 资源与负荷区域性错配使电网投资需求空前，“十四五”重点关注特高压

### 2.2.1 新型电力系统“源荷分离”，跨区域输电工程重要性凸显

- 沿海省份作为负荷中心新能源开发受限，普遍依赖外送电。新型电力系统转型面临的挑战是可再生能源无法被储存或运输，传统电源临负荷而建的模式不再适用。“十三五”供给侧改革明确东部不再新建火电，而集中式新能源开发受制于土地，电力本地供应增量仅来自核电与海上风电，因此预计沿海地区电力本地供需缺口将持续存在，对外送电的需求逐年增加。

图表44：沿海省份本地普遍依赖外送电



来源：Wind，国金证券研究所

- “三北”地区作为清洁能源中心，普遍面临装机与消纳矛盾。大型风光基地的集中式开发，可以通过规模效应降低建造、运行成本，充分利用沙漠、戈壁、荒漠地区的风光资源。预计“十四五”期间考虑内陆大基地和海风基地，总新增装机将达到350GW，占各省规划总量的一半。但受制于本地负荷有限、灵活性调节资源缺乏和外送通道不足，“三北”地区部分省份弃风弃光率已接近或突破5%红线。
- 解决新能源装机与消纳矛盾的可能路径包括：1) 国家放松对弃风弃光率的考核，但我们判断可能性较小；2) 增加本地负荷，但产业转移需要时间；3) 火电灵活性改造腾出空间；4) 增加外送通道；5) 提高大基地配储比例。

图表45：“十四五”期间重点发展九大清洁能源基地、五大海上风电基地

类型	基地名称	省份
风光储一体化基地	松辽清洁能源基地	黑龙江
		吉林
		辽宁
	冀北清洁能源基地	河北北部
风光火储一体化基地	黄河几字弯清洁能源基地	内蒙古
		宁夏
	河西走廊清洁能源基地	甘肃
风光水储一体化基地	黄河上游清洁能源基地	青海
	金沙江上游清洁能源基地	四川
	雅砻江流域清洁能源基地	贵州
	金沙江下游清洁能源基地	云南
风光水火储一体化基地	新疆清洁能源基地	新疆

类型	基地名称	省份
海上风电基地	广东海上风电基地	广东
	福建海上风电基地	福建
	浙江海上风电基地	浙江
	江苏海上风电基地	江苏
	山东海上风电基地	山东

来源：国家发改委，国金证券研究所

图表46：“十四五”期间大基地风、光装机合计贡献 350GW 以上

	“十四五”期间	“十五五”期间
第一批大基地	风、光装机容量： 97GW 本地消纳 48GW+外送 消纳 49GW	
沙漠戈壁大基地	风、光装机容量： 200GW 本地消纳 50GW+外送 消纳 150GW	风、光装机容量： 255GW 本地消纳 90GW+外送消 纳 165GW
陆上大基地合计	>350GW	

来源：北极星，各省发改委官网，国金证券研究所

图表47：内蒙、吉林、陕西、甘肃、青海、新疆弃风弃光率突破 5% 红线

地区	5%弃风率		5%弃光率	
	2021A	2022M1-M9	2021A	2022M1-M9
全国	1.9%	1.5%	3.0%	3.2%
西藏	5.0%	5.0%	-14.8%	-14.5%
青海	-5.7%	-1.9%	-8.8%	-5.1%
蒙东	2.6%	-5.5%	4.4%	3.6%
蒙西	-3.9%	-3.6%	1.5%	2.3%
甘肃	0.9%	-2.5%	3.5%	2.9%
新疆	-2.3%	-0.2%	3.3%	2.8%
吉林	2.1%	-0.3%	3.9%	3.3%

来源：全国新能源消纳监测预警中心，国金证券研究所

### 2.2.2 “十四五”主、配网投资需求双高，其中重点关注特高压

- “源荷分离”决定了“大电网”投资需求增加，预计“十四五”期间特高压投资远超过 5000 亿元。第一批风光大基地规划风、光装机总容量 97GW 已全部开工建设，其中约 50% 电量外送消纳。预计通过提升已建输电通道利用效率共计可提升跨区域输电能力 4200 万千瓦，基本满足了第一批大基地的外送需求。第二批大基地规划“十四五”投产 200GW，原则上 2023 年并网，其中约 75% 电量外送消纳，需新建特高压直流送出，且新增通道输送可再生能源电量比重需超过 50%。
- ✓ 按 800 万千瓦输电能力的线路单条投资 200 亿元，预计提效+新增分别涉及投资 1050 亿元和 1675 亿元，合计 2725 亿元；其余仍有五条线路在前期工作中，按照每条线路 200 亿计算，仍需投资 1000 亿；另有包括闽粤联网等多条交流特高压线路需要建设，特高压合计投资额超 5000 亿，规模较第一轮特高压建设周期翻倍。

图表48：推动存量通道满送合计将提升 4200 万千瓦输电能力

跨省区输电通道	设计送电能力	目前送电能力	目前利用率	加快配套电源建设释放能力	网架加强
					释放能力
青豫直流	800	400	50%	400	
准东直流	1200	800	67%	400	
上海庙-山东直流	1000	530	40%	470	
酒湖直流	800	550	69%		250
晋北-江苏直流	800	600	75%	200	
锡泰直流	1000	300	30%	700	
扎鲁特直流	1000	640	64%		360
哈郑直流	800	540	68%		260

图表49：“十四五”期间建成及开工“三交十三直”

区域	输电工程	送端	受端	当前进度	送电能力(万千瓦)	
					2022	2025
华北	陇东-山东	甘肃	山东			800
	蒙西-京津翼	蒙西	京津翼			800
	陕西-河南	陕西	河南			600
华东	白鹤滩-江苏	四川	江苏	已投产	400	800
	白鹤滩-浙江	四川	浙江	已全线贯通		800
	陕西-安徽	陕西	安徽			
	外电入浙	n/a	浙江			800
华中	陕北-武汉	陕西	湖北	已投产	670	800

锡盟至山东交流	862	598	69%	264	
蒙西-天津南交流	1090	300	28%	790	
榆横-潍坊交流	734	532	72%	202	
合计	10086	5790	57%	3426	870

雅中-江西	四川	江西	已投产	670	800
金上-湖北	四川	湖北	拟环评获批		500
宁夏-湖南	宁夏	湖南			
西南	哈密北-重庆	新疆	重庆		800
华南	藏东南-粤港澳大湾区	西藏	广东		1000

来源：国家能源局，中电联，北极星电力网，国金证券研究所

来源：《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》，国家能源局，中电联，北极星电力网，国金证券研究所

- 为避免影响新能源装机并网+防疫政策优化，2023年特高压提速大势所趋。
- ✓ 基于800kV直流特高压输电能力一般为450亿千瓦时/年、新增特高压线路均满送的假设，预计2023-2025年的风、光装机增量分别对应需要至少投产2、5、7条特高压。假设减少1条特高压直流仅会影响全发电量外送消纳的增量新能源装机，则未来三年每少投产1条特高压将影响12-15GW新能源装机并网。
- ✓ 受疫情背景下的多重因素影响，特高压进度严重滞后，截至目前未有1条直流完成核准。2021年4月国家能源局提出要加快推进特高压建设节奏，各环节明显提速，特高压从前期到建成周期从4年压缩至2.5年。考虑到第二批大基地原则上2023年并网，国网提出4条直流要在今年核准、明年年初即刻开工的目标；加之防疫政策优化，执行侧限制性因素影响减退，2023年特高压建设提速兼具紧迫性和实现的客观条件。

图表50：2023-2025年新能源新增电量对应特高压需求至少“十四直”

图表51：新能源装机量对风、光利用率和火电灵活性改造的敏感性测算

假设值	2023E	2024E	2025E
大基地项目占比-光伏	45%	50%	55%
大基地项目占比-风电	60%	75%	80%
大基地项目中第二批占比	90%	100%	100%
外送消纳占比	45%	55%	65%
外送电中新能源占比	50%	55%	60%
依托新建特高压满足外送需求的占比	80%	90%	100%
特高压直流需求（条）	2	5	7

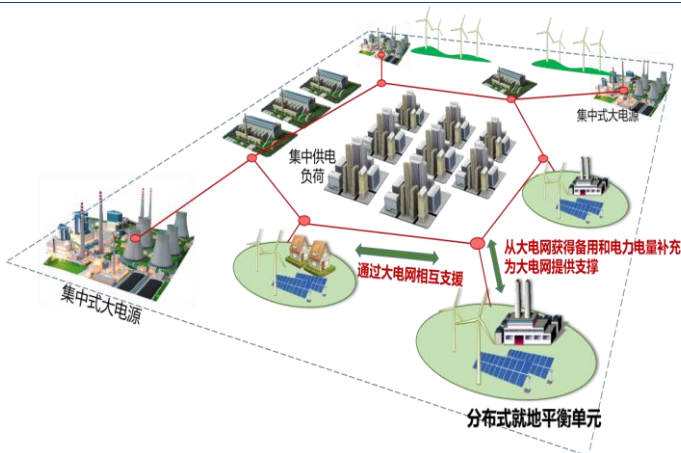
单条特高压直流对应的新能源装机量（GW）			
风电	6.65	6.95	7.83
光伏	5.59	6.38	6.80
合计	12.24	13.33	14.63

来源：中电联，北极星电力网，国金证券研究所

来源：中电联，北极星电力网，国金证券研究所

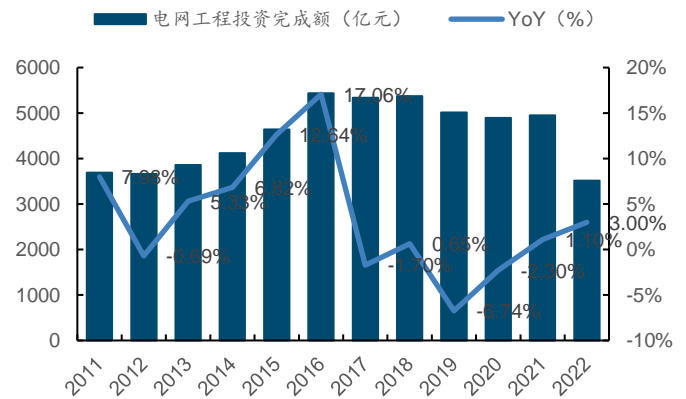
- 新型电力系统转型致使配网运行复杂程度加剧，特高压配套工程和智能化需求拉动配网侧投资需求高增。一方面，为配套特高压接入配电网，预计2023年配网侧变电站站内设备增速可观。另外，大电源对用户端需求响应存在时滞性，而分布式电力系统靠近用户端，可根据用户需求及时反应，因此电力系统转型还包括“大电网”、“大电源”与分布式的有机结合。然而，离散型、随机性的分布式新能源接入配电网就地消纳，导致配电网成为有源供电网络；叠加负荷侧电动汽车等场景的增加进一步加大了配电网运行控制的难度，配网侧亟需提高智能化、自动化水平。
- ✓ 能源互联网是依托新一代信息通信技术推动新型电力系统建设，以智能电网为基础，特高压电网为骨干网架，清洁能源为根本推动能源转型发展，有效提升绿色清洁能源的资源利用效率。通过电力基础设施、电力通信网络、前后端平台系统软件以及智能终端应用四大体系，构造能源互联网整体系统架构，从而使电力由“单向传输”转向“多向互动”，实现季节互补、多能互调、区域互济，大幅提升电力调度弹性，从而保障新型电力系统的安全稳定运行。
- 主、配网投资需求双高，预计“十四五”电网侧投资约2.5-3万亿元。国家电网公司规划“十四五”投资2万亿推进电网转型升级，其中主、配网投资占比约各半。但从需求判断实际投资额或为2.3-2.5万亿，年均增速或超10%。南方电网公司“十四五”总体电网建设规划投资约6700亿元，较“十三五”规划投资额增长33%；其中配网侧投资占比约48%。受特高压进度落后和疫情扰动执行侧推进等因素影响，2021年、2022年1-10月电网工程投资完成额增速均低于5%；伴随特高压核准开工提速和有序放开，2023年电网投资完成额增速有望提高。

图表52：“大电源”、“大电网”与分布式电力系统互联系示意图



来源：中电联，国金证券研究所

图表53：2011A-1~10M22 电网投资完成情况（亿元、%）



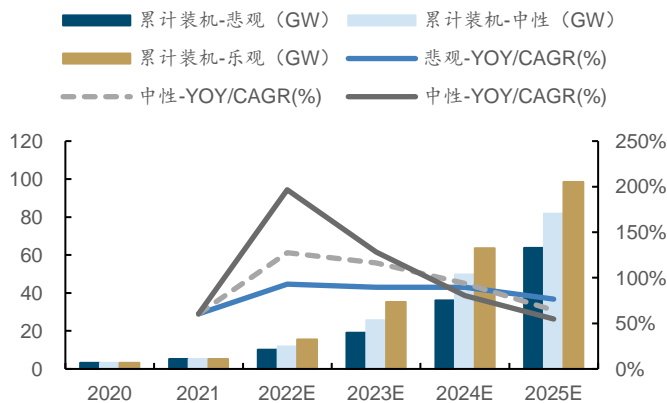
来源：Wind，国金证券研究所

## 2.3 配套新能源建设，储能百花齐放

### 2.3.1 强配政策+组件降价让出成本空间，关注大储放量

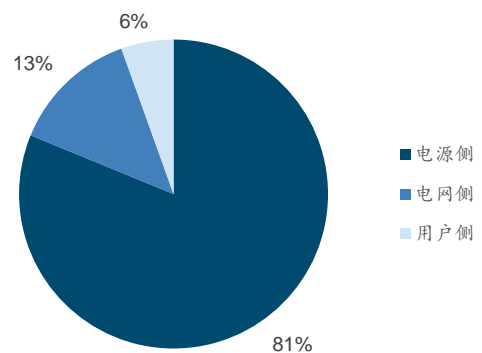
- 新能源装机扩大，利好有强配要求的国内大储，电源侧仍会是增量装机的主要来源。关注 23 年新能源装机加速带来的大储放量。
- ✓ 结论：21-25 年国内三侧储能合计装机 CAGR 100%。21 年现有装机 5.2GW，悲观/中性/乐观假设 25 年有望提至 63.8/81.8 (177.1GWh) /98.5GW。强配要求下，源网侧大储是装机主力。
- ✓ 假设：(1) 22-25 年集中式光伏装机 40/65/81/84GW；风电装机 50/55/60/60GW；(2) 目前多数省份要求配套比例在 10%-15%，考虑电厂配套其他灵活性调节资源以及共享储能模式下电源侧需求转至电网侧，故对实际配储比例做情景假设。假设 22-25 年新能源配储比例 5%/8%/10%/15%（悲观）、6%/10%/15%/18%（中性）、10%/15%/18%/20%（乐观）。

图表54：中性假设，21-25 年电化学储能 CAGR 100%



来源：CNESA、国金证券研究所

图表55：源网侧占比超 9 成 (23 年预测值)



来源：CNESA、国金证券研究所

#### ■ 分三侧来看国内储能装机需求：

- ✓ 电源侧：强配要求下，电源侧是增量装机的主要来源。目前多数省份要求配套比例在 10%-15%。考虑初期电厂配套其他灵活性调节资源（如火电灵活性改造）对储能的替代，23 年中值设为 10%，对应储能装机 12GW (24GWh)。
- ✓ 电网侧：电网调度对体量、安全性要求较高，电化学储能渗透仍不高。考虑后续各省份通过出台容量租赁/补偿相关政策，以及在运行现货市场后峰谷价差拉大，并伴随储能成本的降低，共享储能模式经济性或逐步凸显，能够刺激电网侧的装机量提升。

- ✓ 用户侧：23 年用电负荷增 5.5%，往后年增 5%的假设下，用户侧储能渗透率提升带来增量装机。但各地现货价差及激励政策不同，装机积极性地方间差异大。考虑到 23 年现货运行省份将进一步扩大，东部沿海省份的现货价格将更好地反映供需紧张局面，现货价差有望拉大，利好工商业储能的发展。

图表56：电源侧电化学储能装机增量预测

参数		2021	2022E	2023E	2024E	2025E	2030E
光伏	集中式光伏装机增量 (GW)	24.13	40.00	65.00	81.00	84.00	422.05
	增量配储能比例 (%)	3%	6%	10%	15%	18%	20%
	新增储能装机 (GW)	0.72	2.40	6.50	12.15	15.12	84.41
	储配小时数 (h)	1.80	2.00	2.00	2.20	2.50	4.00
	储能新增规模 (GWh)	1.30	4.80	13.00	26.73	37.80	337.64
风电	风电新增装机 (GW)	47.57	50.00	55.00	60.00	60.00	300.00
	增量配储能比例 (%)	2%	6%	10%	15%	18%	20%
	新增储能装机 (GW)	0.71	3.00	5.50	9.00	10.80	60.00
	储配小时数 (h)	1.80	2.00	2.00	2.20	2.50	4.00
	储能新增规模 (GWh)	1.28	6.00	11.00	19.80	27.00	240.00
合计	新增储能装机功率合计 (GW)	1.44	5.40	12.00	21.15	25.92	144.41
	新增储能装机容量合计 (GWh)	2.59	10.80	24.00	46.53	64.80	577.64

来源：CNESA，国金证券研究所

图表57：电网侧电化学储能装机增量预测

调峰		2021A	2022E	2023E	2024E	2025E
A	风电累计装机容量 (GW)	306.23	356.23	411.23	471.23	531.23
B	光伏累计装机容量 (GW)	305.99	395.99	515.99	650.99	790.99
C	日波动率	38%	38%	38%	38%	38%
D	调峰需求比例	30%	35%	40%	45%	50%
E=(A+B)*C*D	调峰储能累计装机需求 (GW)	69.79	100.05	140.94	191.90	251.22
F	电化学储能覆盖比例	2%	3%	4%	5%	7%
G=E*F	电网侧电化学调峰配储累计装机需求 (GW)	1.19	3.00	5.64	9.59	17.59
H	电网侧占比	30%	31%	32%	33%	34%
I=deltaG*H	电网侧储能空间 (GW)	0.13	0.54	0.82	1.27	2.64
J	配储能时长 (h)	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
K=I*J	电网侧储能容量 (GWh)	0.26	1.09	1.63	2.53	5.27
调频		2021A	2022E	2023E	2024E	2025E
A	最大负荷 (亿 kw)	11.92	12.52	13.14	13.80	14.49
B	调频需求比例	3%	3%	3%	3%	4%
C	电化学储能份额	2%	3%	4%	5%	10%
D=A*B*C*100	电化学储能累计需求 (GW)	0.61	1.16	1.68	2.28	3.45
E	电网侧占比	40%	42%	45%	48%	55%
F=deltaeD*E	电网侧调频储能新增装机功率 (GW)	0.06	0.23	0.23	0.29	1.46
G	配储能时长 (h)	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
H=F*G	电网侧调频储能空间 (GWh)	0.11	0.47	0.47	0.57	2.93
尖峰负荷补偿		2021A	2022E	2023E	2024E	2025E

A	最大负荷 (亿 kw)	11.92	13.11	14.42	15.87	17.45	28.11
B	尖峰负荷补偿需求比例	3%	3%	3%	3%	3%	3%
C=A*B	尖峰负荷补偿需求功率 (GW)	35.76	39.34	43.27	47.60	52.36	84.32
D	电化学渗透率	2%	3%	4%	5%	7%	10%
E=deltaC*D	尖峰负补偿新增功率 (GW)	0.06	0.11	0.16	0.22	0.33	8.43
F	配储能时长 (h)	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
G=E*F	尖峰负补偿新增容量 (GWh)	0.12	0.21	0.31	0.43	0.67	16.86
电网侧合计增量 (GWH)			0.49	1.77	2.42	3.54	7.11
电网侧合计增量 (GW)			0.24	0.89	1.21	1.77	3.56

来源: CNESA, 国金证券研究所

图表58: 用户侧电化学储能装机增量预测

		2021A	2022E	2023E	2024E	2025E	2029E	2030E
A	工商业用户用电功率 (GW)	953.60	1006.05	1056.35	1109.17	1164.63	1415.61	1486.39
B	用户侧储能渗透率	0.1%	0.2%	0.2%	0.3%	0.5%	1.0%	1.5%
C=A*B	累计储能功率 (GW)	1.14	1.51	2.11	3.33	5.82	14.16	22.30
D=deltaC	新增储能功率 (GW)	0.28	0.36	0.60	1.21	2.50	8.33	8.14
E	配储时长	1.40	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.50
F=D*E	新增储能容量 (GWh)	0.40	0.73	1.21	2.43	4.99	16.67	20.35

来源: CNESA, 国金证券研究所

- 组件价格下降腾出配储成本空间。IRR 组件价格下降 0.4 元/W, 对应光伏系统成本从 4.2 元/W 下降至 3.8 元/W。在首年接近 1500 小时利用小时数的假设下, 全投资 IRR 从 5.6% 升至 6.6%, 配储后对项目整体的经济性影响将有所减弱。1) 若将储能作为纯成本项测算, 当储能成本为 2000/1700/1400 元/KWh, 对应项目整体 IRR 分别为 5.3%/5.5%/5.6%; 2) 若考虑储能在放电过程中获取调峰辅助服务费用/现货价差, 上述储能成本假设下, 对应项目整体 IRR 分别为 5.8%/5.9%/6.1%。

图表59: 集中式光伏全投资 IRR 对系统成本、利用小时数的敏感性分析

IRR	光伏投资价格 (元/W)							
	3.6	3.7	3.8	3.9	4.0	4.1	4.2	
首年发电利用小时数 (h)	1291	5.39%	5.14%	4.90%	4.68%	4.46%	4.25%	4.04%
	1391	6.27%	6.00%	5.75%	5.50%	5.27%	5.05%	4.84%
	1491	7.14%	6.85%	6.58%	6.32%	6.07%	5.83%	5.60%

来源: 主要光伏运营商公司公告, 国金证券研究所

图表60: 集中式光伏全投资 IRR 对系统成本、储能成本的敏感性分析 (储能作为纯成本项)

IRR	光伏投资价格 (元/W)							
	3.6	3.7	3.8	3.9	4.0	4.1	4.2	
储能投资价格 (元/KWh)	2000	5.86%	5.59%	5.32%	5.06%	4.82%	4.58%	4.35%
	1700	6.04%	5.75%	5.48%	5.22%	4.96%	4.72%	4.48%
	1400	6.21%	5.92%	5.64%	5.37%	5.11%	4.86%	4.62%

来源: 主要光伏运营商公司公告, 国金证券研究所

图表61: 集中式光伏全投资 IRR 对系统成本、储能成本的敏感性分析 (储能获取电能补偿)

IRR	光伏投资价格 (元/W)							
	3.6	3.7	3.8	3.9	4.0	4.1	4.2	
储能投资价格	2000	6.32%	6.04%	5.76%	5.50%	5.24%	5.00%	4.76%

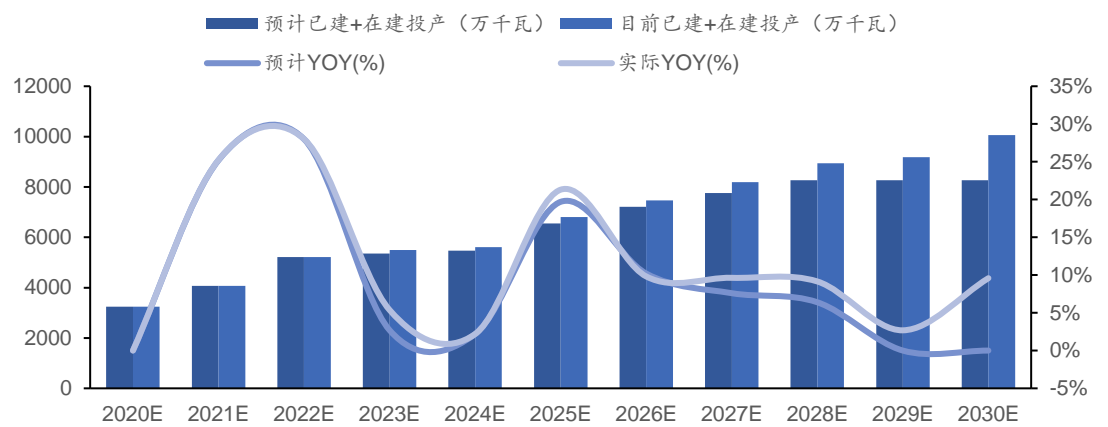
IRR (元/KWh)	光伏投资价格(元/W)							
	3.6	3.7	3.8	3.9	4.0	4.1	4.2	
1700	6.50%	6.21%	5.93%	5.66%	5.40%	5.14%	4.90%	
1400	6.68%	6.38%	6.09%	5.82%	5.55%	5.29%	5.05%	

来源：主要光伏运营商公司公告，国金证券研究所

### 2.3.2 收益保障政策刺激下，抽蓄开工、拟建规模扩大

- 抽蓄建设加速，锁定“十五五”规划目标。基于最新统计情况显示至“十四五”末可实现装机容量约 6804 万千瓦，能够超额完成十四五规划目标。“十五五”末 1.2 亿千瓦目标对应“十四五”期间应开建规模约 3738 万千瓦。近两年随着盈利机制的确定，项目开工规模扩大，保守估计 8 年完工，则“十四五”仍需开工量减少至 1938 万千瓦。

图表62：2020-2030年各年度实际装机容量及增速与预计装机容量（左轴）及增速（右轴）



来源：《“十二五”水利发展规划》、《“十三五”水利发展规划》、《抽水蓄能中长期发展规划（2021~2035年）》（征求意见稿），黑鹰光伏，国金证券研究所

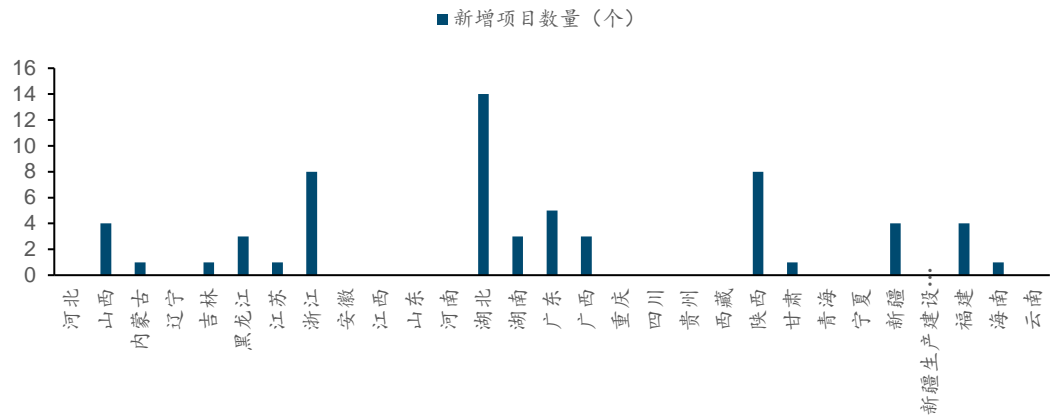
图表63：“十四五”应开工项目中近一半已有进展

	“十五五”				
	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
已建+原在建投产（万千瓦）	7212	7762	8262	8262	8262
与规划目标差距（“十四五”应开工量）					-3738
新增在建投产（万千瓦）	0	170	250	240	880
与规划目标差距（“十四五”剩余开工量）					-1938

来源：《抽水蓄能中长期发展规划（2021~2035年）》（征求意见稿及正式稿），黑鹰光伏，国金证券研究所 注：部分项目未标明建设周期，保守估计8年完工，即近两年开工项目均能在“十五五”期间投产

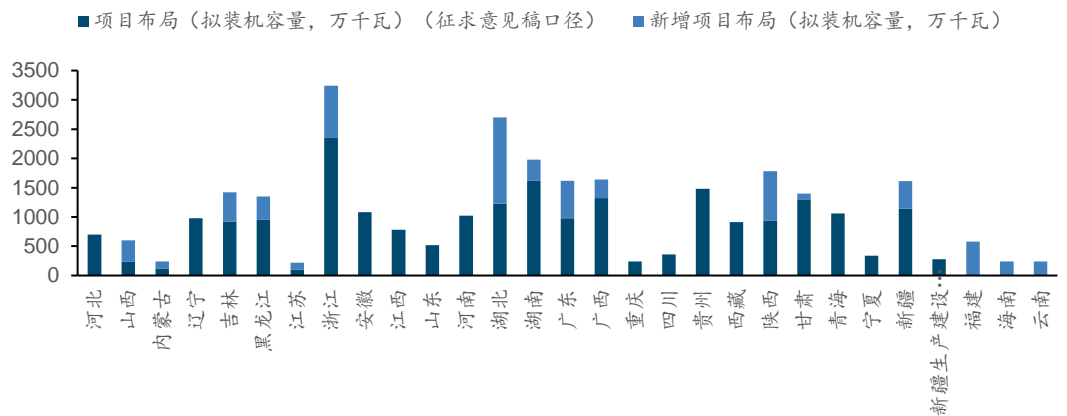
- 各地区拟建项目数量相比征求意见稿有所扩大。根据黑鹰光伏对已披露项目的统计，湖北、浙江、陕西等地在《抽水蓄能中长期发展规划（2021~2035年）》征求意见稿之外新增部分项目（新增项目均在近两年已通过可研、或完成项目签约，原规划中也存在部分项目尚无进展）。值得注意的是，原本没有建设计划的福建、海南、云南等地也开始参与抽蓄电站项目建设。

图64：各省市新增拟建项目数量



来源：《抽水蓄能中长期发展规划（2021~2035年）》（征求意见稿），黑鹰光伏，国金证券研究所

图65：各省市征求意见稿口径项目布局与最新项目布局



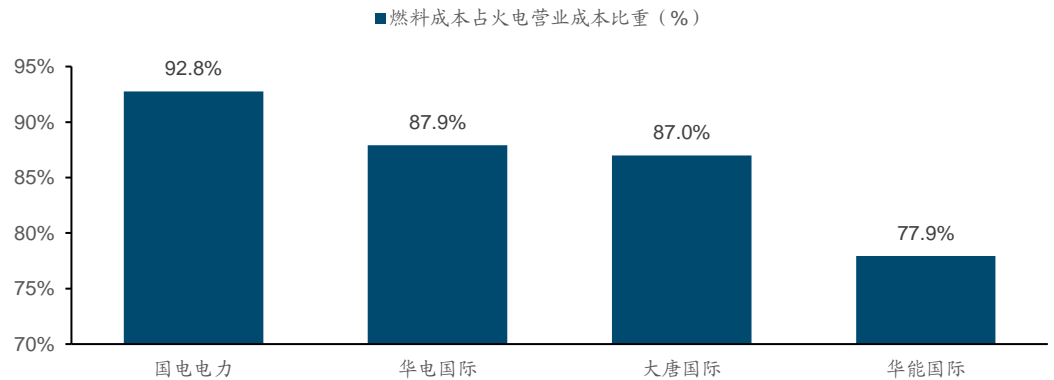
来源：《“十二五”水利发展规划》、《“十三五”水利发展规划》、《抽水蓄能中长期发展规划（2021~2035年）》（征求意见稿），黑鹰光伏，国金证券研究所

### 三、选股策略

#### 3.1 火电：资产区位和能源资源优势为王

- 煤炭供需缓和、价格下行带来行业 $\beta$ ，“煤电一体化”带来公司 $\alpha$ 。火电企业营业成本的7成以上为燃料成本，业绩弹性主要取决于煤价波动。2022年2月24日，发改委官网发布《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》（简称“303号文”），提出完善煤、电价格传导机制，引导煤、电价格主要通过中长期交易形成。但因煤炭供需仍偏紧，多数火电企业1-3Q22长协履约率不及90%。而“煤电一体化”企业的优势凸显，长协履约率较高，业绩得以率先扭亏。

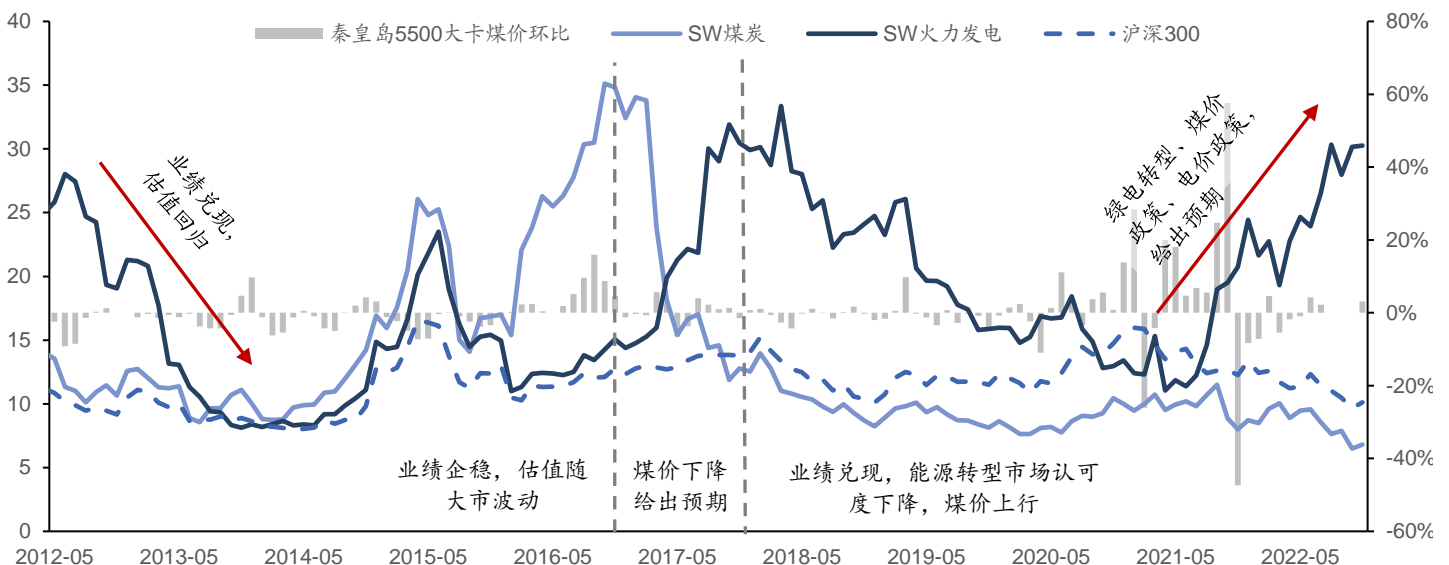
图表66：2021年各火电上市企业燃料成本占火电营业成本比重（%）



来源：各公司公告，国金证券研究所

- 电力市场化改革深化，资产布局的区位优势决定火电企业的超额收益。
- ✓ 中长期市场：“1439号文”出台后，2022年燃煤机组中长协电价普遍上浮，但部分地区电价受行政干预，涨幅未及20%。随着电力现货市场推广，反映电力实际供需形势的现货交易价格对中长协电价具有重要指导意义，预计2023年中长协电价将普遍顶格上浮20%。因此，资产集中布局于2022年中长协电价涨幅未及20%地区的火电企业仍有涨电价空间。
- ✓ 省级现货市场：源、荷不确定齐增，导致发、用电曲线的耦合度下降，日内峰谷价差拉大。可见电源侧可再生能源渗透率越高、负荷侧第三产业占比越高的省份现货市场峰谷价差越大，火电参与现货市场交易所能获得的涨价幅度越大。
- ✓ 省间现货市场：预计“十四五”中东部地区持续面临电量电力双缺局面，因此资产集中于电力富余且外送通道较为完备的省份可通过省间电力现货交易实现超额收益。
- 绿电转型拔估值。常规火电作为传统公用事业估值随大市波动，估值通常约为8倍PE，而绿电估值通常在20倍PE以上。火电企业开启绿电转型有助于估值拔升，重点关注绿电装机占比逐渐提升的“火转绿”企业。

图表67：火电行业历史估值情况



来源：Wind，国金证券研究所

### 3.2 绿电：项目资源获取能力是核心竞争力

- 低碳化趋势不变，平价时代关注项目资源获取能力和装机目标执行能力。新能源电力行业的商业模式是以3%左右的资本金成本，谋求8%左右的内部收益率。板块估值高于传统公用事业主因在能源结构转型的背景下，新能源装机成长性确定。上游发

电设备制造行业竞争充分，新能源电力迈入平价上网时代，运营高度趋同。在此背景下，公司超额收益主要来自于项目资源的获取和落地能力。“风光水火储一体化”大基地开发思路下，背靠多能互补的综合能源集团的绿电运营商在项目资源获取方面具有优势。另外，因新能源项目资源掌握在地方政府手中，获地方支持的区域龙头绿电运营商也具有一定优势。

- 静待可再生补贴核查落地后估值回升。绿电运营商港股估值显著低于 A 股估值，主因两个市场对可再生补贴拖欠所形成的共识不同。当前新能源电力行业估值处在底部，主因可再生补贴核查尚未完成和新能源电价的不确定性。基于国资企业项目开发合规性通常较好，预计可再生补贴发放情况较好，估值有望率先回升。

图表68：新能源电力行业历史估值情况



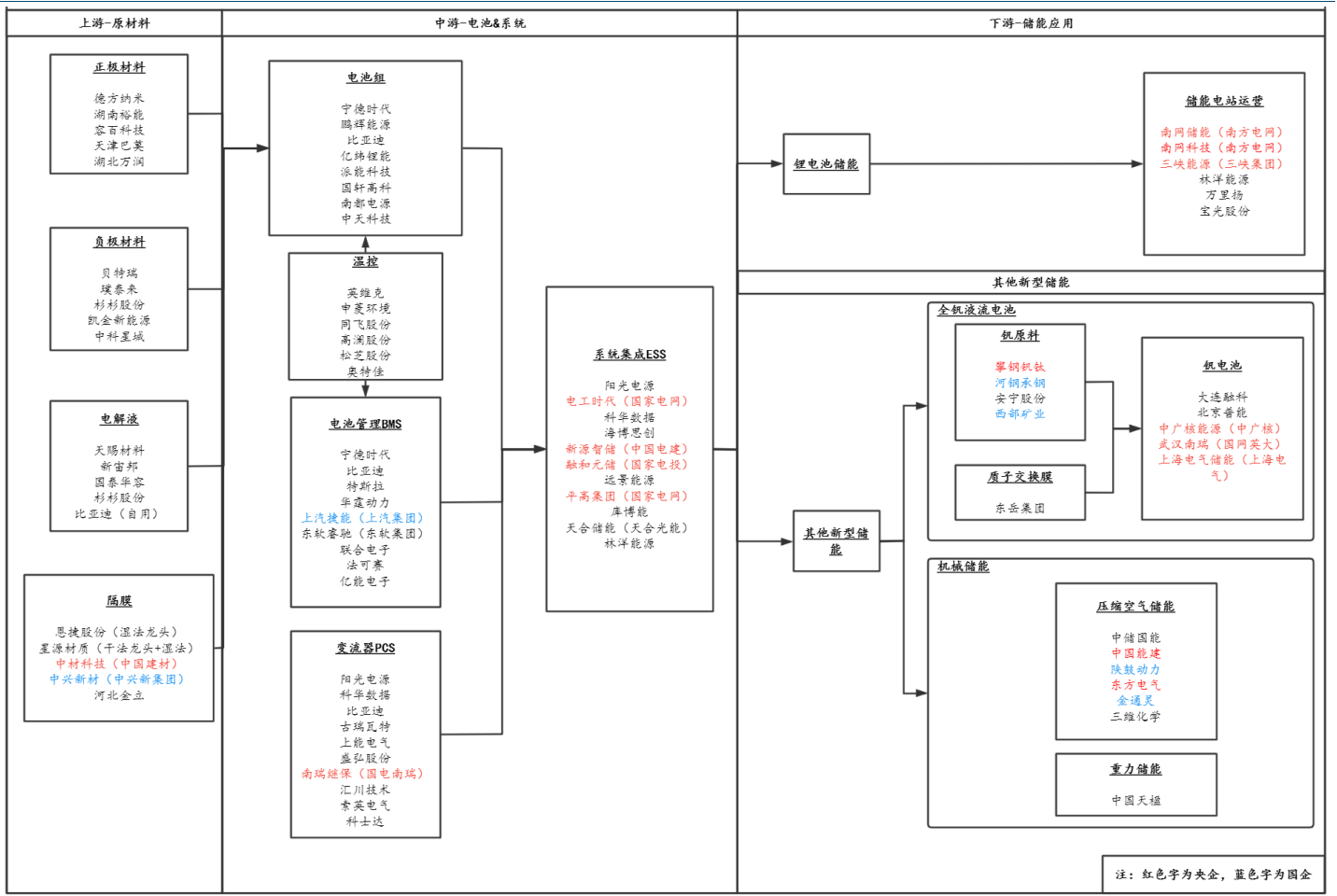
来源：Wind，国金证券研究所

### 3.3 储能：需求放量、业绩弹性较大

#### 3.3.1 电化学储能：关注核心环节及独储运营新业态

- 以电化学储能为代表的新型储能：目前锂电池储能落地最快，这一路线正处于技术走向成熟的关键阶段，在当前装机低基数下随着经济性趋好，以及配储行政命令的生效，有望在未来 5-10 年内保持高增速的蓬勃发展。总体上，随着下游需求释放，各中游设备环节均会受益于量增；随着独储盈利模式的跑通，独储电站运营这类新业态应运而生、同样存在投资机会。

图表69：新型储能产业链标的梳理



来源：国金证券研究所

- 锂电池储能除核心环节如电芯环节，对应龙头宁德时代、亿纬锂能（电机组覆盖）；及变流器 PCS 环节，对应龙头阳光电源（电新组覆盖），我们还建议关注如下两个环节：
- ✓ 保障储能电站安全环节：基于上文对调节资源发展路径的总结，技术成熟度提升是政策大力支持的重要前提，也是其具备经济性的重要前提，而安全性是技术成熟的重要标志。区别于锂电于电车场景的应用，大规模储能系统的特点之一就是电池数量多、排列相对密集，电池的不一致性会导致个别电池产生过充、过放，增加风险。近年来全球各地已爆发多起储能电站起火案例，近期海南莺歌海盐场 100MW 平价光伏项目储能电站起火事件再次引起关注。
- 1) 温控：目前市场主流温控方案以风冷和水冷为主。由于温控技术具有技术可迁移性，储能温控企业普遍从其他赛道切入，主要以精密温控企业、新能源车温控企业、工业温控企业为主。考虑到温控业务定制化属性强，切换应用场景成本高，导致用户更换厂商意愿低、粘性高，因此储能业务布局早且业务种类全面的温控企业将具有先发优势。建议关注：英维克（通信组覆盖）、申菱环境、高澜股份、同飞股份（机械组覆盖）、松芝股份（电机组覆盖）等。

图表70：储能温控环节标的比较

切入赛道	代表企业	温控技术种类	切入储能温控时间	储能温控产品情况	2021年归母净利润(亿元)	2021年毛利率(%)	2021年净利率(%)
精密温控	英维克	风冷、液冷、间接蒸发冷却	2013年	2021年储能温控业务实现营收3.4亿元，供货主流集成商	2.05	29.35	8.92
	申菱环境	风冷、液冷、间接蒸发冷却	2016年	截至3Q22储能温控在手订单4699.2万元	1.40	27.71	7.93

切入赛道	代表企业	温控技术种类	切入储能温控时间	储能温控产品情况	2021年归母净利润(亿元)	2021年毛利率(%)	2021年净利率(%)
工业温控	高澜股份	液冷	2018年	目前已有基于锂电池单柜储能液冷产品、大型储能电站液冷系统、预制舱式储能液冷产品等的技术储备和解决方案	1.25	26.39	5.86
	同飞股份	风冷、液冷	2019年	公司已为储能领域客户匹配了相关液冷和空冷产品，拓展的客户有阳光电源、科陆电子、南都电源、江苏天合储能有限公司、天津瑞源电气有限公司等。	1.20	29.00	14.46
新能源车温控	松芝股份	风冷、液冷	2020年	液冷产品供货C厂	1.13	18.65	3.40
	奥特佳(子公司空调国际)	液冷	2016年	液冷产品供货C厂	-1.34	12.48	-2.52

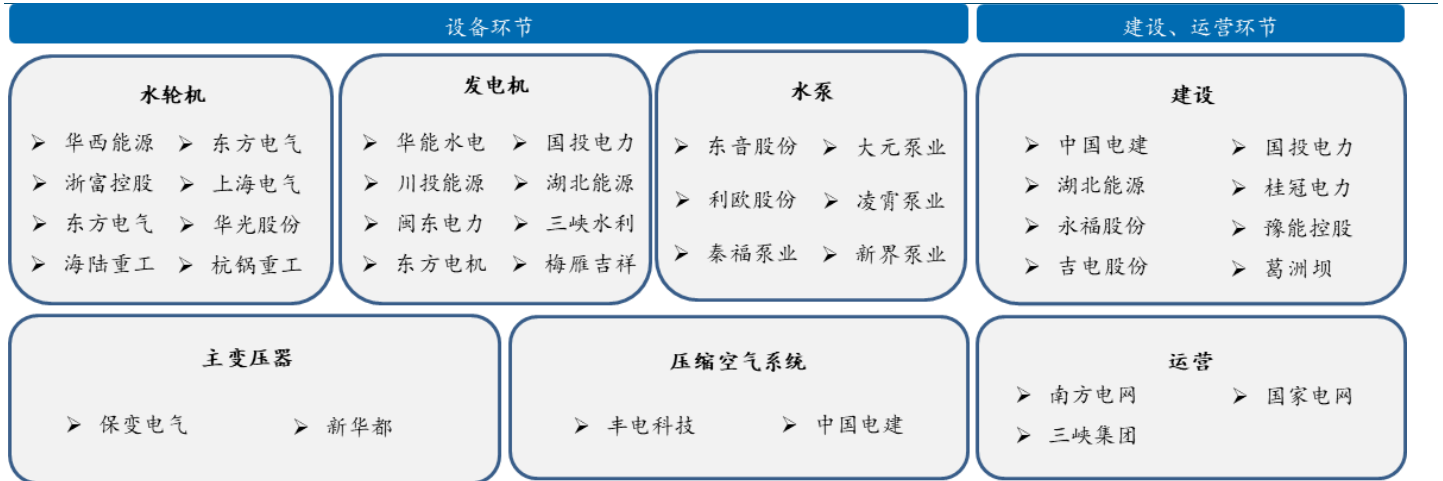
来源：公司公告，国金证券研究所

- 2) 电池管理 BMS：“硬件+算法”体系下数据和技术为王。目前市场主要参与者分为三类：整车厂商、电池厂商和专业第三方 BMS 厂商。(1) 整车厂商了解自身产品控制系统的原理和需求，资金实力雄厚；(2) 电池厂商对电池特性了解深刻，且掌握关键电池数据；(3) 专业 BMS 厂商多为传统汽车电子零部件供应商，数据服务经验丰富。从国内出货来看目前 CR2 合计市占率约为 30%（宁德时代+比亚迪），电池厂商占主导地位。建议关注：宁德时代（电机组覆盖）、比亚迪（电机组覆盖）等。
- ✓ 独储运营环节：独立储能市场主体地位得到确认后，独立储能电站运营这一新业态出现。目前市场参与者包括三类：电网下属企业、电力运营商、储能中游设备商，各类主体存在差异化诉求。(1) 电网自身需承担网络调节责任，独储是实现手段之一。(2) 电力运营商在绿电拿项阶段，需满足配储要求；在绿电运营阶段有短时消纳需求，因此拓展独储运营业务可采用“部分联合、部分独立”的模式，满足自用同时赚取服务补偿。(3) 储能中游设备商具备产业链一体化优势，拓展下游运营环节表明在部分地区项目经济性已较好，有助于其扩大利润水平。建议关注：南网储能、南网科技、三峡能源、林洋能源（电新组覆盖）、万里扬、宝光股份等。

### 3.3.2 抽水蓄能：关注多储能路线布局的龙头标的

- 我们建议重点关注：南网储能。抽水蓄能电站建设涉及的中游设备与水电站相同，包含水轮机、发电机、水泵、主变压器、压缩空气系统等环节；进入运营期后也将类似水电的商业模式，在长周期内每年获取稳定的现金流回报。今年 9 月，在完成重大资产置换及发行股份购买资产后，南网旗下文山电力置出了原购售电、电力设计及配售电主业的相关资产，并置入了抽水蓄能和新型储能运营的新业务，并正式更名为“南网储能”。重组后将成为市场上储能运营最纯标的之一，多路线布局、充分受益于行业需求的释放。根据公司计划，将在“十四五”期间新增投产抽蓄 600 万千瓦（约占“十四五”总规划量 20%）、电网侧独储 200 万千瓦（约占“十四五”预测总装机量 30%）。

图表71：抽水蓄能相关环节及标的



来源：前瞻产业研究院，国金证券研究所

#### 四、投资建议

- 2023 年电力现货市场铺开给予涨电价空间，推荐煤炭煤电新能源联营的**国电电力**、**华能国际**、**华电国际**，及区域性龙头**宝新能源**、**粤电力 A**、**建投能源**；新能源关注背靠综合能源集团的**三峡能源**、**龙源电力**。
- 火电装机或超预期+灵活性调节资源发展带来的设备端及运营端投资机会，建议关注：**申菱环境**、**青达环保**、**龙源技术**、**东方电气（电新组覆盖）**、**南网储能**。
- 关注因电网投资增加带来的电网特高压板块投资机会，新能源装机加速带来的大储放量

图表72：相关标的估值情况

代码	公司	市值 (亿元)	EPS (摊薄、元)			PE		所属申万行业	
			2021A	2022E	2023E	2021A	2022E		2023E
600011	华能国际	890	-0.65	-0.02	0.62	亏损	亏损	11.05	火力发电
600027	华电国际	473	-0.50	0.36	0.53	亏损	14.61	9.87	火力发电
600795	国电电力	712	-0.10	0.34	0.42	亏损	11.64	9.45	火力发电
000690	宝新能源	134	0.38	0.08	0.52	15.63	74.67	11.90	火力发电
000539	粤电力 A	238	-0.60	-0.33	0.25	亏损	亏损	19.72	火力发电
000600	建投能源	95	-1.23	-0.06	0.23	亏损	亏损	23.36	火力发电
600905	三峡能源	1,591	0.20	0.29	0.36	38.03	18.88	15.50	风力发电
001289	龙源电力	1,143	0.80	0.90	1.08	-	19.68	16.27	风力发电
301018	申菱环境	82	0.58	0.96	1.46	45.29	35.65	23.58	制冷空调设备
688501	青达环保	24	0.59	0.79	1.22	37.13	31.44	20.43	环保设备III
300105	龙源技术	40	0.01	0.21	0.28	599.05	37.44	27.44	火电设备
600995	南网储能	446	0.03	0.29	0.33	603.40	47.68	42.15	电能综合服务

来源：Wind，国金证券研究所。数据截至 2022 年 12 月 20 日。注：华能国际预测值来自国金证券，其余标的预测值来自 Wind 一致预期。

#### 五、风险提示

- 新增装机容量不及预期；下游需求景气度不高、用电需求降低导致利用小时数不及预期；电力市场化进度不及预期；煤价维持高位影响火电企业盈利；补贴退坡与核查影响新能源发电企业盈利等。环境治理政策释放不及预期等。

**行业投资评级的说明：**

买入：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上；  
增持：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%；  
中性：预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%；  
减持：预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 5%以上。

## 特别声明:

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准,已具备证券投资咨询业务资格。

本报告版权归“国金证券股份有限公司”(以下简称“国金证券”)所有,未经事先书面授权,任何机构和个人均不得以任何方式对本报告的任何部分制作任何形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发,或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发,需注明出处为“国金证券股份有限公司”,且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料,但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法,故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致,国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断,在不作事先通知的情况下,可能会随时调整,亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用,在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险,可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突,而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品,使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员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。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议,国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保,在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下,国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易,并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密,只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》,本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于C3级(含C3级)的投资者使用;本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要,不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具,本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资,遭受任何损失,国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告,则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议,国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有,保留一切权利。

**上海**  
电话: 021-60753903  
传真: 021-61038200  
邮箱: researchsh@gjzq.com.cn  
邮编: 201204  
地址: 上海浦东新区芳甸路1088号  
紫竹国际大厦7楼

**北京**  
电话: 010-66216979  
传真: 010-66216793  
邮箱: researchbj@gjzq.com.cn  
邮编: 100053  
地址: 中国北京西城区长椿街3号4层

**深圳**  
电话: 0755-83831378  
传真: 0755-83830558  
邮箱: researchsz@gjzq.com.cn  
邮编: 518000  
地址: 中国深圳市福田区中心四路1-1号  
嘉里建设广场 T3-2402