



公用事业及环保产业行业研究

究

买入（维持评级）

行业深度研究

证券研究报告

石油化工组

分析师：许隽逸（执业 S1130519040001）

xujunyi@gjzq.com.cn

容量保障机制托底下的火电投资机会

投资建议

容量机制落地将鼓励火电企业投资建设煤电项目的积极性，建议关注火电设备商东方电气（电新组覆盖）；容量机制的推广将利好煤电装机规模较大、利用小时数较低的发电企业，建议关注豫能控股、京能电力、华能国际、华电国际。

投资逻辑

■ 建设新型电力系统为何仍然需要煤电？

宏观经济增长和电气化转型的双重驱动力下，我国全社会用电量尚未“达峰”。“十四五”期间我国潜在 GDP 增速在 5.0%~5.7%，能源消费总量仍将逐年增长；叠加电能替代成为用电量增长新动能，全社会用电量远未“达峰”。

气温敏感型负荷占比提升+居民用电习惯改变，最高负荷增速大于用电量增速。伴随产业升级和居民电气化水平提升，三产和居民用电量占比提升至 22 年的 32.7%。一方面，三产和居民用电需求呈明显的冬夏双高峰，极端天气将助推旺季最高负荷增速；另外，中国居民电气化水平仍有提升空间，用电设备渐趋多样化也将使负荷增速大于电量增速。

新型电力系统建设中面临保供和消纳两大难题，煤电的作用不可替代。1) 保供视角：新型电力系统“源荷分离”、新增装机区域性分布不均；风电、光伏出力与负荷高峰时间性错配。前期支撑性电源投资不足造成有效容量供给充裕度下降，“十四五”总体电力紧平衡，高可靠性电源中唯煤电建设周期最短。2) 消纳视角：为更好地消纳高比例可再生电源，需要增加电力系统的调节能力。煤电灵活性改造具有大容量+长时、短期可减小、技术成熟度高等特点，适用于基荷、腰荷调节。此外，“新能源+调节电源”打捆外送可提高外送通道利用率和送电置信率，从而降低输电成本。

■ 为什么推出全国性的煤电容量机制如此重要？

新型电力系统中煤电由基荷变调节电源，盈利模式应随角色转换而变。煤电由主体电源转型为调节电源致使利用小时数下降，难以通过单一电量电价回收投资成本。新定位下，煤电应转向辅助服务要收益：提供调节（调峰、调频、黑启动等）和备用辅助服务的成本，将分别通过现货市场+辅助服务补偿和容量机制疏导。另外，考虑到煤电与抽蓄为电力系统提供的辅助服务价值类似，因此也应为煤电配套两部制电价以回收发运成本以外的其他成本。

煤电顶牛矛盾仍未完全理顺，电企投资能力和积极性受限。前 2 年火电行业连续亏损导致资产负债表恶化，项目投资能力受限。另外，随着新型电力系统转型，火电利用小时数下行趋势不可逆，新增煤电将加速该进程。缺乏容量机制托底保障发运成本以外的其他成本回收，导致火电企业投资积极性不足。

■ 哪些煤电资产盈利能力对容量机制的敏感性最高？

短期看，容量补偿对煤机规模大、利用小时数低的企业业绩边际改善更大。假设理想情况下，电企可通过“燃煤基准价+20%上下浮动区间”的定价机制实现约 0.031 元/千瓦时的度电净利润，则容量电价的主要作用在于补偿利用小时数下滑造成的净现金流缺口。基于前述假设和 2022 年各省火电利用小时数，测算得出全国共计需要容量电费约 719.3 亿元，分摊到度电约 0.01 元/千瓦时。其中，业绩对容量电费的敏感性排名前五的上市公司分别为*ST 金山、豫能控股、华银电力、永泰能源、建投能源。

长期看，煤机利用小时数越高的地区越需要新建机组和投资决策引导。基于上述假设，煤机利用小时数越高的机组获得的容量补偿越低；然而煤电利用小时数越高说明该地区电力供需越紧、更需要新建煤机以增加系统冗余。PJM 建立了拍卖前置的容量市场，基于 VRR 曲线的 BRA 市场价格为传统电源投资提供引导，对我国电力市场建设具有参考意义。

风险提示

电力市场化推进节奏不及预期风险，电力市场化推进带来的市场交易难度增大、量价风险增大，下游用电需求不及预期导致的保供电源、调节资源需求不及预期风险，煤价下行不及预期风险等。

并购家 免费行业报告网

IPOIPO.CN 每日更新 不用注册会员 无广告 永久免费



内容目录

一、建设新型电力系统为何仍然需要煤电？	4
1.1 宏观经济增长+电气化转型，全社会用电量尚未“达峰”	4
1.2 气温敏感型负荷占比提升+居民用电习惯改变，负荷增速大于电量增速	5
1.3 保供视角：新型电力系统建设中有效容量裕度不足，造成结构性“缺电”	8
1.4 消纳视角：新型电力系统中煤电调峰具备优势，并为新能源外送护航	11
二、为何推出煤电的容量机制具有必要性？	13
2.1 新型电力系统中煤电由基荷转为调节电源，盈利模式应随角色而变	13
2.2 煤电顶牛矛盾仍未完全理顺，电企投资能力和积极性有限	14
三、哪些煤电资产盈利能力对容量机制的弹性更高？	15
3.1 短期看，容量机制对煤机规模大、利用小时数低的企业业绩边际改善更大	15
3.2 长期看，煤机利用小时数越高的地区越需要新建机组和投资决策引导	17
四、投资建议	18
五、风险提示	19

图表目录

图表 1：21 世纪以来全球能源消费总量增速与实际 GDP 增长率走势一致、能源消费弹性系数总体小于 1	4
图表 2：21 世纪以来中国实际 GDP 增长率高于美欧	4
图表 3：21 世纪以来中国能源消费总量仍在持续正增长	4
图表 4：2016 年起，全国替代电量占全社会用电增量的比重保持在 20%以上	5
图表 5：2020~2022 连续三年电力消费弹性系数持续大于 1	5
图表 6：2010 年以来，除受疫情影响的年份外第三产业对 GDP 贡献率持续上升	6
图表 7：2022 年，第三产业和城乡居民用电量占比合计达约 32.7%	6
图表 8：四大高耗能行业月度用电量季节性不明显、对气温不敏感	6
图表 9：第三产业用电量季节性明显、对气温敏感	7
图表 10：城乡居民用电量具有明显季节性、对气温敏感	7
图表 11：对比美国，中国居民部门电气化水平仍有较大提升空间	7
图表 12：1960-1980 年，美国居民部门用电量快速增长带来了电力供应的快速增长	7
图表 13：极端天气导致 2022 年最高负荷增速高于用电量增速	8
图表 14：受极端高温影响，2022 年 7、8 月全社会用电增量主要由居民用电贡献	8
图表 15：“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	8
图表 16：全年维度看，风电出力呈正调峰特性、光伏出力呈反调峰特性	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: 日内维度看, 风力发电呈现“正调峰”特性	10
图表 20: 日内维度看, 光伏发电呈现“反调峰”特性	10
图表 21: 2011~2016 年火电利用小时数呈下降趋势	10
图表 22: “十三五”期间火电、核电投资不足	10
图表 23: “十三五”火电/核电新增装机贡献率降至 36.5%	11
图表 24: 近三年有效容量供给充裕度呈下降趋势	11
图表 25: 煤电灵活性改造/抽蓄调峰能力突出	11
图表 26: 电化学储能最适用于调频辅助服务	11
图表 27: 350MW 湿冷机组在 THA 工况下汽轮机组绝对内效率随负荷率的变化规律	12
图表 28: 350MW 湿冷机组在 THA 工况下发电标准煤耗 (左轴), 及相比满负荷工况的煤耗增长 (右轴)	12
图表 29: 2021 年特高压直流输电情况	12
图表 30: 2011~2022 年, 火电发电量占比由 82.8% 下降至 69.8%	13
图表 31: 以国电电力为例, 燃料与折旧成本合计占火电营业成本的 8 成以上	13
图表 32: 电力辅助服务种类	13
图表 33: 平衡市场的运行框架	13
图表 34: 2004 年至 2020 年间, 煤电标杆电价共曾 7 次上调、4 次下调	14
图表 35: 煤电上网电价涨幅远不足以覆盖燃料成本上行	14
图表 36: 火电行业平均资产负债率从 2020 年的 58.5% 上升至 2022 年的 64.9%	15
图表 37: 执行“3 个 8000 万”将加速煤电机组利用小时数下降 (小时)	15
图表 38: 若度电净利保持不变, 煤电机组利用小时数每下降 100 将影响资本金收益率下降约 22bp	16
图表 39: 以 2022 年的国电电力为例, 利用小时数下降 1000 将使度电净利润减少约 4 厘/千瓦时	16
图表 40: 考虑度电净利变动, 煤机利用小时数每下降 100 小时将影响资本金收益率下降约 43bp	16
图表 41: 火电上市公司煤电装机规模和利用小时数情况	16
图表 42: 容量需求曲线 VRR 提供投资决策的价格信号	18
图表 43: 行业内重点公司投资评级 (人民币)	19

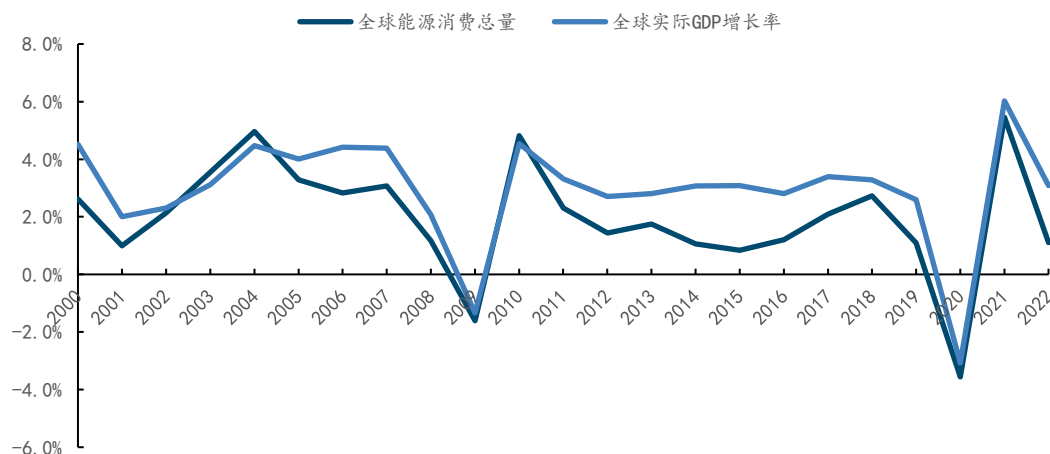


一、建设新型电力系统为何仍然需要煤电？

1.1 宏观经济增长+电气化转型，全社会用电量尚未“达峰”

- 能源消费总量增速与实际 GDP 增速高度正相关。广义上，工业化与经济发展是同义词。工业经济的增长依托各类能源提供充足动力，能源是经济社会发展不可或缺的基础物资。从全球整体来看，21 世纪以来能源消费总量增速与实际 GDP 增长率仍具备强正相关关系，但能源消费弹性系数总体小于 1，主因进入工业化后期的发达经济体已出现经济增长与能源消费脱钩的趋势。

图表1：21 世纪以来全球能源消费总量增速与实际 GDP 增长率走势一致、能源消费弹性系数总体小于 1

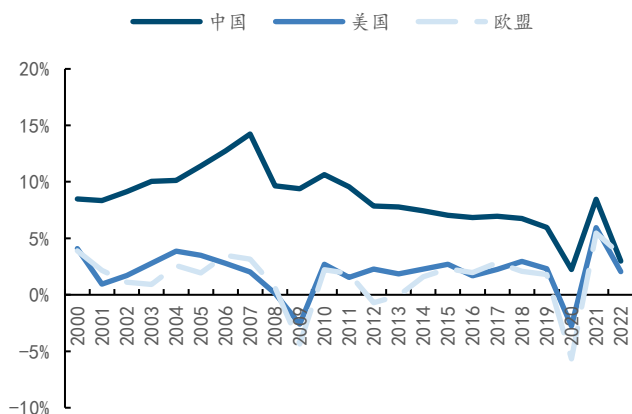


来源：BP、世界银行、国金证券研究所

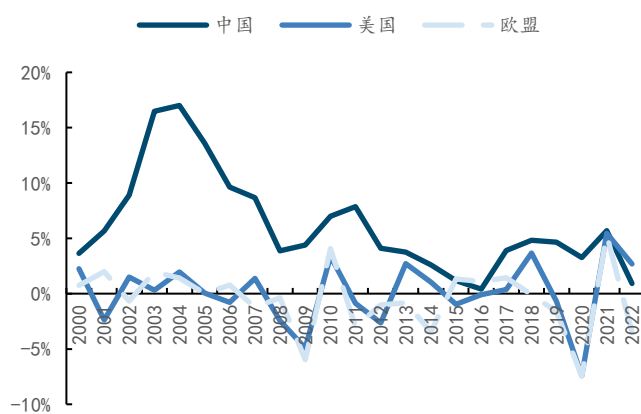
- 中国经济的潜在增长率仍高于美国与欧盟，因此能源消费总量增速也高于美欧。据人民银行发布的论文《“十四五”期间我国潜在产出和增长动力的测算研究》测算，“十四五”期间我国潜在 GDP 增速在 5.0%~5.7%，总体继续保持中高速增长；而美国、欧盟作为成熟经济体，过去十年平均实际 GDP 增速分别为 2.1%和 1.6%，因此能源消费总量增速也较低。进入 21 世纪以来，仅中国的能源消费总量仍在逐年正增长。

图表2：21 世纪以来中国实际 GDP 增长率高于美欧

图表3：21 世纪以来中国能源消费总量仍在持续正增长



来源：世界银行、国金证券研究所

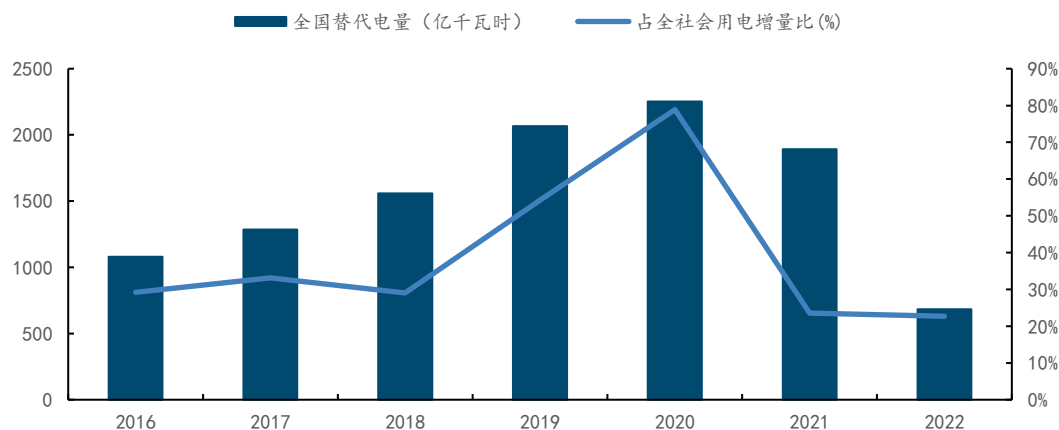


来源：BP、国金证券研究所

- 终端用能电气化发展政策导向清晰，全国电能占终端能源消费比重不断提升。根据中电联发布的《中国电气化年度报告 2022》，2021 年全国电能站终端能源消费比重约 26.9%，较上年提高 1.4pct；国家能源局等十部门于 2022 年 3 月发布的《关于进一步推进电能替代的指导意见》（简称《指导意见》）中提出，到 2025 年，电能占终端能源消费比重达到 30%左右的目标，较 21 年仍有 3.1pct 提升空间。



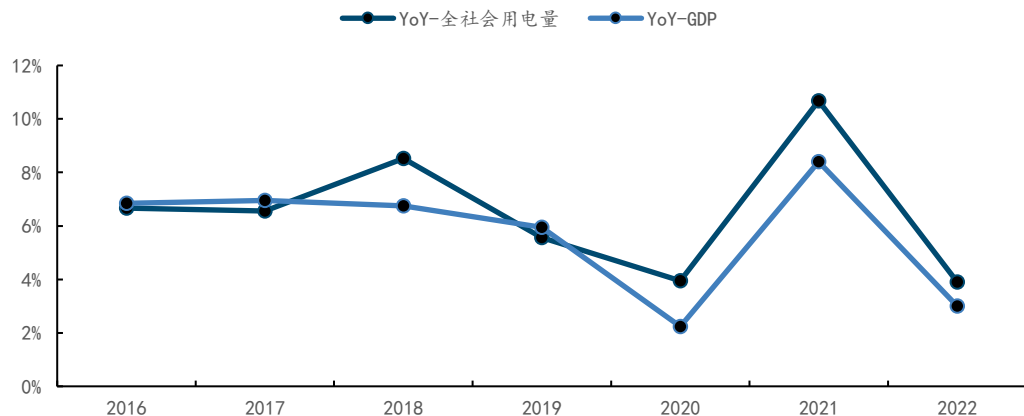
图表4：2016年起，全国替代电量占全社会用电增量的比重保持在20%以上



来源：中电联、国金证券研究所

- 宏观经济增长与电能替代将共同支撑我国用电量持续增长。
- ✓ 2020~2022年，我国电力消费弹性系数连续3年大于1，主因：1) 2016年以来，全国替代电量占全社会用电增量的比重维持在20%以上；2) 疫情期间，投资对GDP增长的贡献率高于常规，基建投资拉动单位GDP能耗较高的高耗能行业增长。
- ✓ 根据《中国电气化年度发展报告2022》，2021年我国工业部门电气化率26.2%；其中交通部门电气化率仅3.9%，仍有较大提升空间。能源局2022年3月发布的新版《指导意见》中将工业领域、交通运输、建筑领域电能替代的优先级提升，替代电量有望为我国全社会用电量增长提供宏观经济增长以外的新动能。

图表5：2020~2022连续三年电力消费弹性系数持续大于1



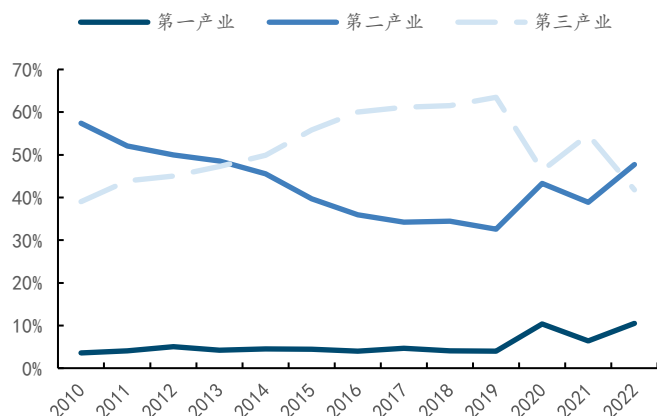
来源：iFind、国金证券研究所

1.2 气温敏感型负荷占比提升+居民用电习惯改变，负荷增速大于电量增速

- 随着产业升级转型以及居民电气化水平提升，三产和居民用电量占比逐年提升。随着社会经济的持续发展和经济结构的生活转型，除受疫情影响的2022年外，第三产业自2014年起超越第二产业成为对我国GDP增长贡献率最高的行业，其用电量占比随之从2010年的10.7%提升6.5pct至2022年的17.2%。另外，社会经济发展是的人均可支配收入持续增长、居民电气化水平持续提高，城乡居民生活用电量占比由2010年的12.2%提升3.3pct至2022年的15.5%。

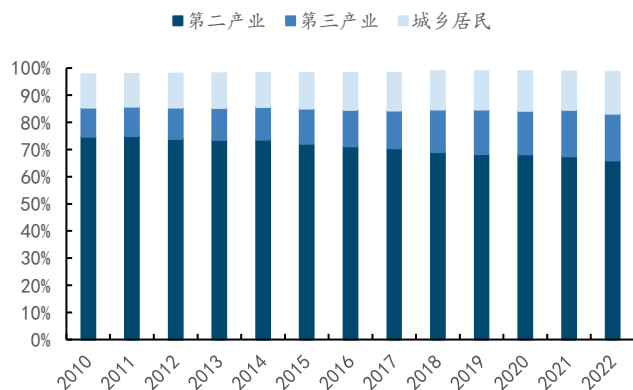


图表6：2010年以来，除受疫情影响的年份外第三产业对GDP贡献率持续上升



来源：iFind、国金证券研究所

图表7：2022年，第三产业和城乡居民用电量占比合计达约32.7%

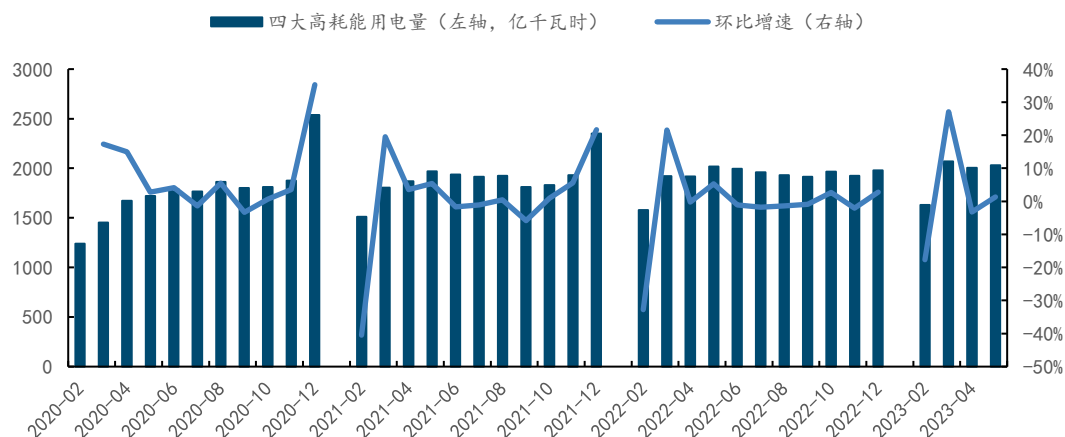


来源：iFind、国金证券研究所

■ 分部门用电量特征来看：

- ✓ 传统四大高耗能行业用电需求对气温不敏感。陈伟等人的《典型用户负荷特性及用电特点分析》选取上海、北京、天津地区作为调研对象，发现重工业类用户年最大负荷利用小时数可达6000小时以上，季不均系数可达0.9以上，说明全年用电较为均衡。四大高耗能行业大部分为连续生产型企业，负荷率较高且全年基本平稳；年初用电量受春节假期影响往往环比降幅较大，但迎峰度夏用电旺季期间月度用电量与用电淡季月份相差较小。

图表8：四大高耗能行业月度用电量季节性不明显、对气温不敏感

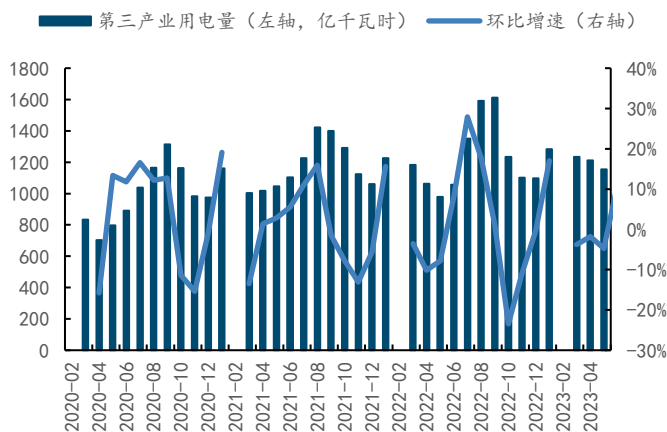


来源：中电联、国金证券研究所

- ✓ 三产和居民用电需求具有明显季节性特征，负荷率对气温敏感性较高。陈露东等人的《贵州典型行业及用户负荷特性分析》通过分析贵州省商业服务、餐饮住宿、公共服务和文化旅游子版块中的代表性企业的负荷特性发现，医院、商场全年负荷相对均衡，季不均系数在0.8左右。游乐场、酒店年负荷表现出较强季节性，季不均系数分别为0.47、0.69；因贵州夏季较为凉爽，酒店负荷率主要受冬季采暖需求影响，而游乐场负荷率主要受节假日影响。
- ✓ 城乡居民用电设备主要是空调等各类家电，因此负荷特性与酒店类似。其中，城镇居民电气化水平较高、人均家电保有量较多，因此季不均系数低于农村居民。

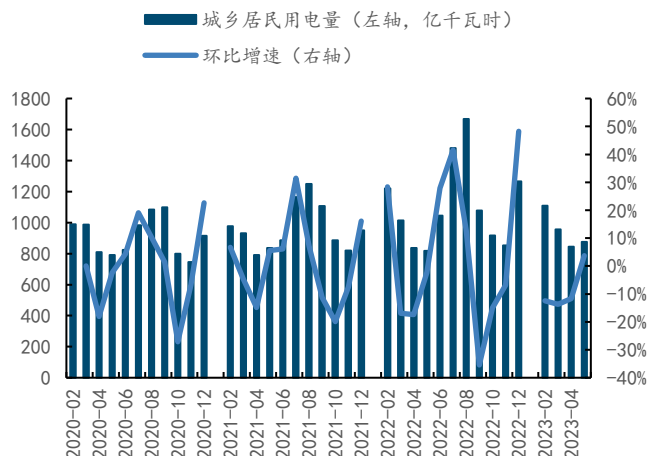


图表9：第三产业用电量季节性明显、对气温敏感



来源：中电联、国金证券研究所

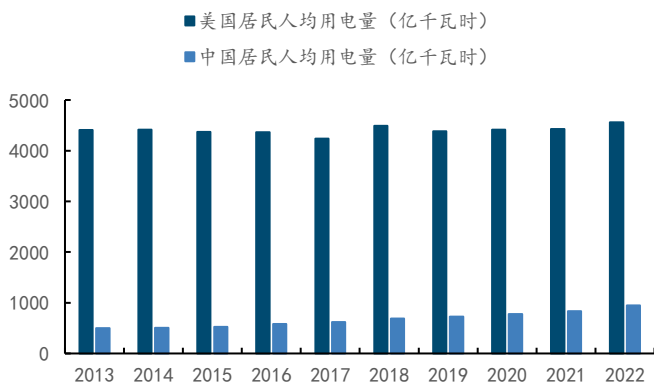
图表10：城乡居民用电量具有明显季节性、对气温敏感



来源：中电联、国金证券研究所

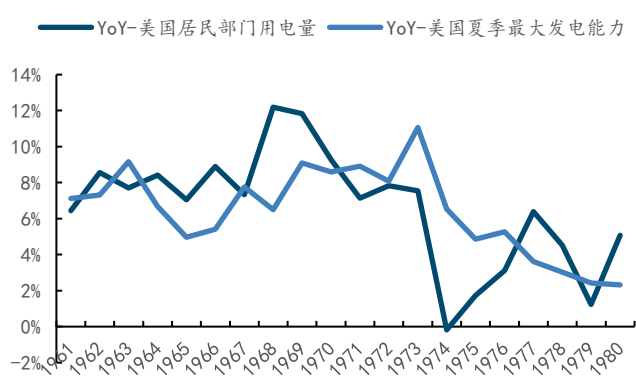
- 气温敏感型用电需求占比提升叠加极端天气频发，最高负荷增速高于用电量增速。从2022年7~9月各部门新增用电量贡献率来看，7M22、8M22全社会新增用电量主要由城乡居民部门贡献，主因城乡居民用电设备以空调为主，负荷率与气温高度相关。据经济参考网援引的分析：最高气温在23~30℃区间时，气温每升高1℃系统负荷增加100~300万千瓦；最高气温在30℃及以上时，气温每升高1℃系统负荷增加300~450万千瓦。受夏季的持续极端高温天气影响，2022年全国电网统调最高负荷12.9亿千瓦，同比增长6.3%，较全社会用电量增速高出2.7pct。
- 居民部门用电设备渐趋多样化、电力消费习惯改变，最高负荷增速大于用电量增速是长期趋势。
- ✓ 一方面，2022年美国居民人均用电量月4562亿千瓦时，是中国的4.8倍，说明我国居民部门电气化水平仍有较大提升空间。另外，1960~1980年间各类家电产品在美国的快速渗透带来了居民部门用电量的高速增长，期间也出现过最高负荷增速大于全社会用电量增速的情况，且该现象延续了近10年。
- ✓ 新能源车的普及也将大幅增加用电负荷。根据美国能源局2019年有关新能源车渗透率提高对电力系统影响的研究报告显示，在高渗透率情景假设下，若不对充电行为进行任何管理，新能源车将会在2035~2039年间为电网带来15GW的高峰负荷，超出过去10年美国可控电源约12GW的年均装机增量。

图表11：对比美国，中国居民部门电气化水平仍有较大提升空间



来源：EIA、iFind、国金证券研究所

图表12：1960~1980年，美国居民部门用电量快速增长带来了电力供应的快速增长

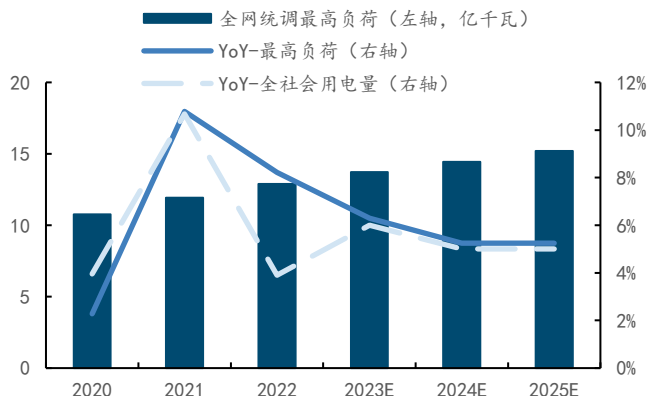


来源：EIA、国金证券研究所。注：一般而言，发电能力与系统负荷相匹配。

- 假设23~25年全社会用电量增速分别为6%/5%/5%、最高负荷增长弹性系数为1.05，我们预计未来三年全网统调最高负荷分别为13.7/14.4/15.2亿千瓦；若考虑全球变暖叠加厄尔尼诺现象可能造成的极端高温天气，最高负荷增长弹性系数或更高。

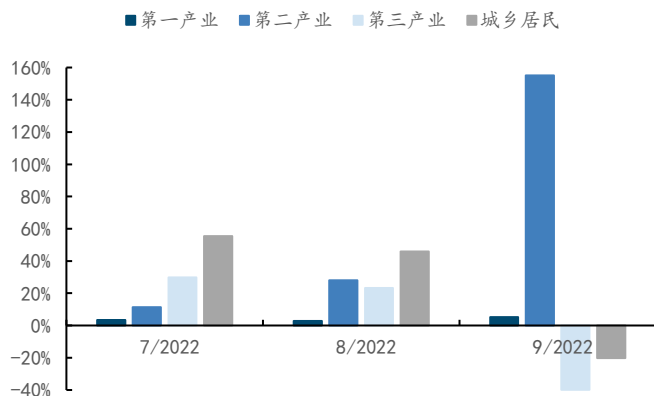


图表13: 极端天气导致 2022 年最高负荷增速高于用电量增速



来源: 中电联、国家发改委、国金证券研究所。注: 假设 23~25 年全社会用电量增速分别为 6%/5%/5%, 最高负荷与用电量同步增长。

图表14: 受极端高温影响, 2022 年 7、8 月全社会用电增量主要由居民用电贡献



来源: 中电联、国金证券研究所

1.3 保供视角: 新型电力系统建设中有效容量裕度不足, 造成结构性“缺电”

- 从空间维度看, 新型电力系统“源荷分离”、新增装机分布不均, 负荷中心新增有效容量不足。新型电力系统的主要特征为高比例新能源的接入, 转型面临的最大挑战是新能源资源难以被储存或运输, 传统电源“临荷而建”的模式不再适用。沿海省份作为经济与负荷中心土地资源紧张、陆上集中式新能源开发受限; 而“三北”和西南地区作为陆上清洁能源中心装机高增而本地电力负荷需求不足、普遍面临消纳问题。换言之, 清洁能源资源与负荷的区域性错配将导致新型电力系统在外送能力和调节能力(储能)不足的情况下, 出现同一时段东部缺电和西部弃电并存的现象。

图表15: “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
风光火储一体化基地	冀北清洁能源基地	河北北部
		内蒙古
		宁夏
风光水储一体化基地	河西走廊清洁能源基地	甘肃
	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
风光水火储一体化基地	金沙江下游清洁能源基地	云南
	新疆清洁能源基地	新疆
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

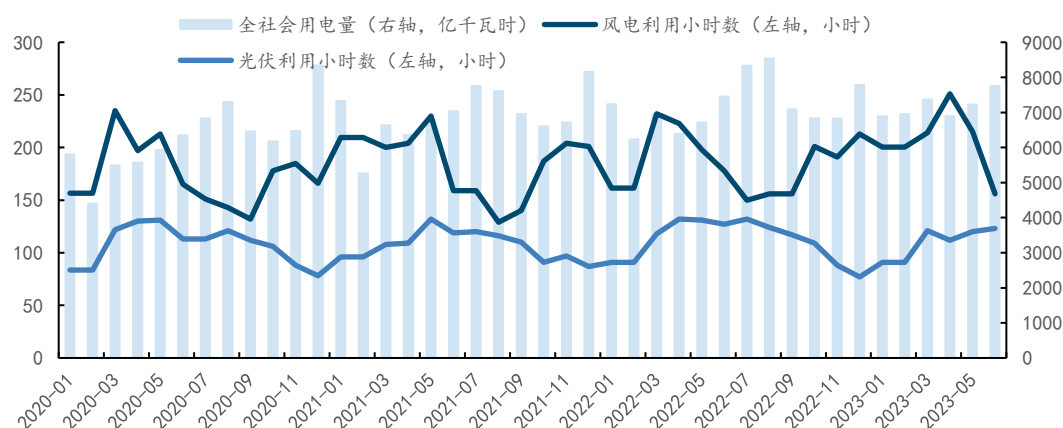
来源: 国家发改委, 国金证券研究所

- 从时间维度看, 新能源发电具有间歇性和波动性, 出力高峰与负荷高峰时间性错配。



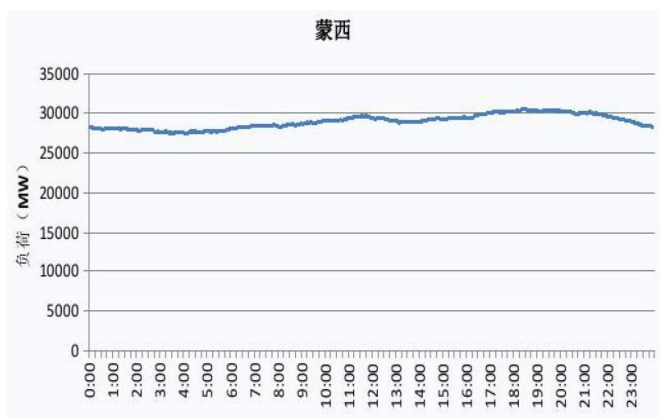
- ✓ 从全年维度看，风电出力呈现明显的季节性波动。根据近3年全国风力、太阳能发电设备月度利用小时数，风电呈冬春季出力较多、夏秋季出力较少的特征；光伏出力高峰期为春季，主因当气温超出光伏组件的理想工作温度 25°C 时，组件的输出功率与温度呈负相关关系。而全年月度用电量呈冬夏季较高、春秋季节较低的特征，与新能源出力高峰季节错配。
- ✓ 从日内维度看，光伏出力具有明显的反调峰特征。电力运行特点受用电侧产业结构影响，例如以工业生产为主的蒙西电网全天用电曲线较为平均，三产占比高的北京电网居民、商业用电集中在10-21点之间。而光伏日内出力高峰时段为中午，与用电高峰时段错配。

图表16：全年维度看，风电出力呈正调峰特性、光伏出力呈反调峰特性



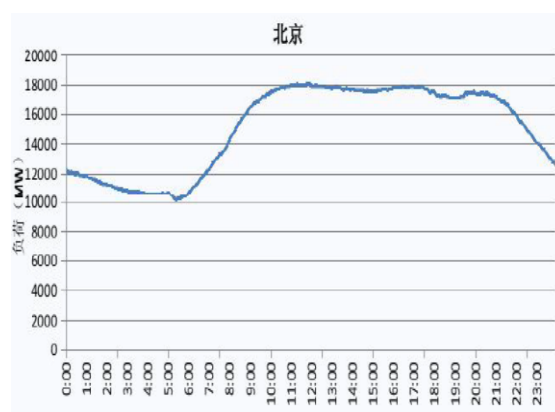
来源：iFind、国金证券研究所

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

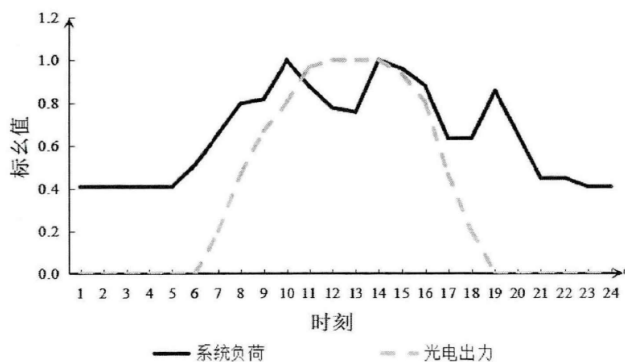
图表18：北京用电曲线（2021年某工作日）



来源：国家能源局，国金证券研究所

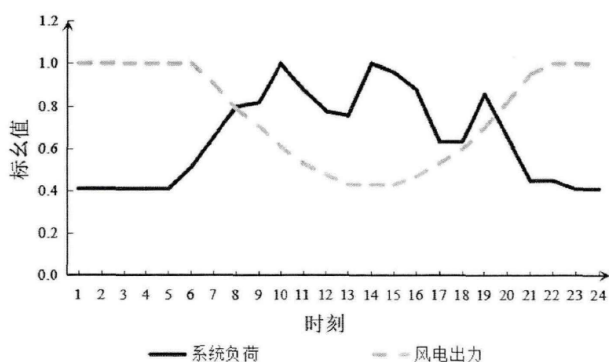


图表19：日内维度看，风力发电呈现“正调峰”特性



来源：国家能源局、国金证券研究所

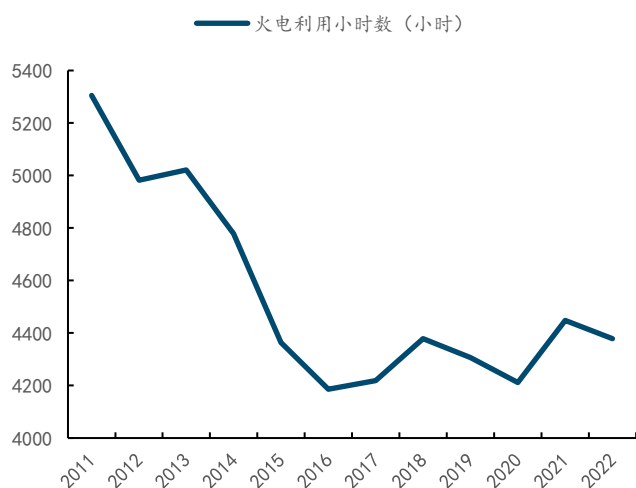
图表20：日内维度看，光伏发电呈现“反调峰”特性



来源：国家能源局、国金证券研究所

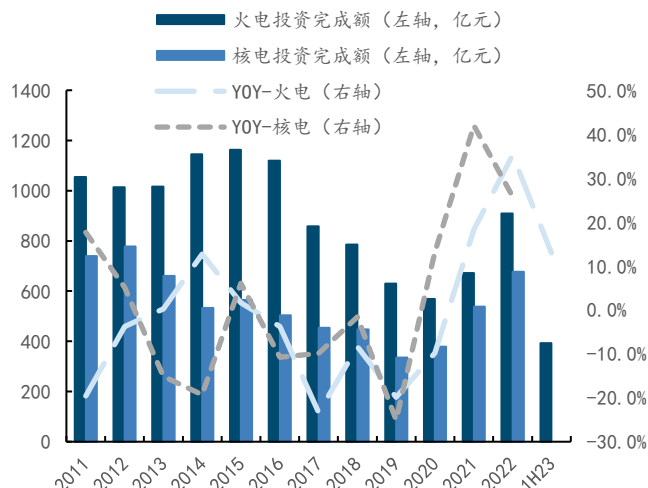
- “十三五”期间火电、核电投资不足，有效容量供给充裕度下降。受“电荒”影响，2011年全国火电利用小时数达到5305小时的高位，此后一路下滑至2016年的4186小时，说明火电机组出现过剩。为此，国家能源局在《电力建设“十三五”规划》中提出严格控制煤电规划建设，“十三五”期间供给侧改革明确东部不再新建火电、取消和推迟煤电建设项目1.5亿千瓦以上；叠加供给侧改革后煤价回升，火电企业利润下滑造成投资积极性不足。核电方面，受2011年福岛核事故影响，国内出于安全考虑暂缓核电机组核准。“十三五”期间，火电、核电投资完成额总体呈下降趋势、二者合计新增装机贡献率由“十二五”期间的54.4%下降至36.5%。
- 国内保供形势测算结果印证“十四五”总体电力紧平衡，煤电是建设周期最短的支撑性电源。
- ✓ 结论：近三年有效发电容量供给充裕度呈下降趋势。为避免电力缺口扩大，考虑到核电、水电建设周期过长，煤电是短期内增加系统有效容量供给充裕度的不二之选。
- ✓ 假设：(1) 供给侧：假设各类电源有效容量系数分别为：火电/核电100%、水电50%、风电10%、光伏0%，装机容量的时间切面选取当年最高负荷所在月份；(2) 需求侧：最高负荷+10%备用空间。

图表21：2011~2016年火电利用小时数呈下降趋势



来源：iFind、国金证券研究所

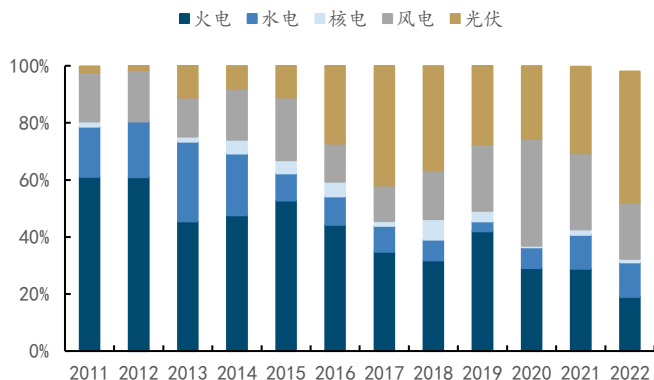
图表22：“十三五”期间火电、核电投资不足



来源：iFind、国金证券研究所

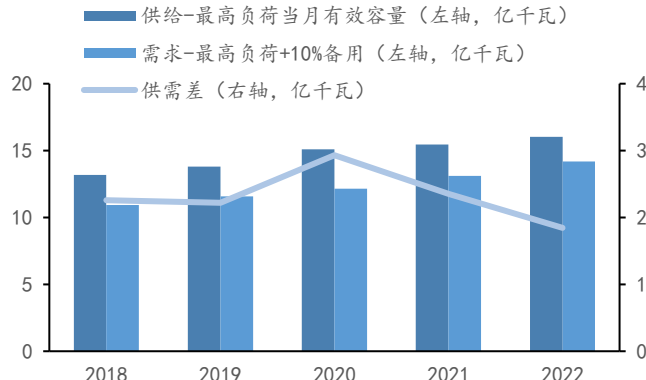


图表23：“十三五”火电/核电新增装机贡献率降至36.5%



来源：iFind、国金证券研究所

图表24：近三年有效容量供给充裕度呈下降趋势



来源：、国金证券研究所

1.4 消纳视角：新型电力系统中煤电调峰具备优势，并为新能源外送护航

- 调节资源发展预计将“百花齐放”。随着新型电力系统建设、新能源电源占比提高，为更好地消纳出力不可预测的可再生能源，需要增加电力系统中灵活性电源的调节能力。我国灵活性资源主要包括气电、抽蓄、储能和灵活性改造后的煤电，各类灵活性调节资源由于技术原理差异，适用场景存在差异化。煤电除具备保供功能外，经过灵活性改造后也是较优的调峰资源。
- ✓ 从适用场景角度来看：总体上煤电灵活性改造/抽蓄由于大容量+长时的特点，更具备调峰能力，其中煤电灵活性改造用于基荷、腰荷调节，抽水蓄能承担顶峰出力任务。
- ✓ 从建设周期角度来看：煤电灵活性改造可短期见效，抽蓄长建设周期下预计“十五五”成为消纳主力，电化学储能建设周期最短但起步较晚。
- ✓ 从发展成熟度来看：灵活性调节资源发展存在技术成熟-补偿政策完善-经济性体现的路径，抽蓄已跑通。抽蓄技术的成熟度高、自身成本端具备优势是最先获得国家层面政策支持的原因之一，在水利水电资源突出的省份已快速开建；煤电灵活性改造持续推进，但受限于经济性激励机制不完善，改造节奏较慢；电化学储能在强配政策下快速发展、但商业模式有待理顺。

图表25：煤电灵活性改造/抽蓄调峰能力突出

项目		抽水蓄能	煤电灵活性改造
所承担负荷位置		峰荷	基荷、腰荷
调峰能力		200%	30%~50%
启动速率	静止~满载	120~150 秒	6~8 小时
	空载~满载	30~35 秒	2~3%额定容量/分钟
爬坡速率		50~100%额定容量/分钟	2~3%额定容量/分钟

来源：《中国高比例新能源带来的平衡挑战》、国家电网、国金证券研究所

图表26：电化学储能最适用于调频辅助服务

时间	应用场景	运行特点	对储能的技术要求	重点关注的储能类型
秒级	(1) 电网支撑 (2) 辅助调频 (3) 电能质量	(1) 动作周期随机 (2) 毫秒级响应 (3) 大功率充放电	高功率、高响应速度、高存储/循环寿命、高功率密度和紧凑型设备形态	飞轮储能、超级电容器、抽水蓄能、电化学储能(高压并网)

来源：《中国高比例新能源带来的平衡挑战》、国家电网、国金证券研究所

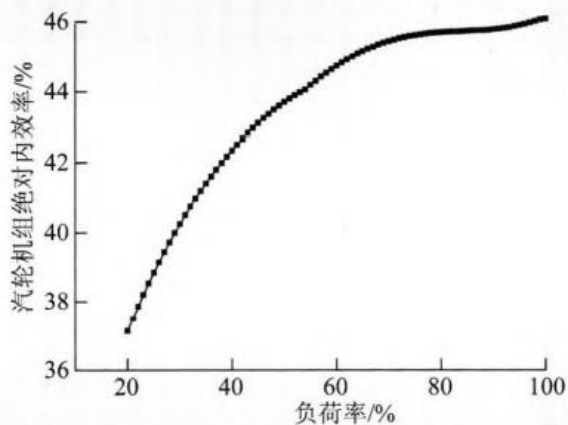
- 煤电灵活性改造技术成熟度较高。三大核心目标包括降低最小出力、快速启停、快速升降负荷；其中降低最小出力，即向下调峰的能力是目前最主要的考核指标。
- ✓ 优势：相比储能设施具有更短的改造周期、更少的投资成本、较大的调节容量。(1) 通常煤电灵活性改造可利用春秋季节的大修期间完成，耗时随深调要求的不同，平均约为 30~50 天（分别对应深调比例 30%至 20%），而电化学储能/抽水蓄能建设周期分别需要 3~6 个月/8~10 年；(2) 根据“十三五”煤电灵活性改造项目投资情况，纯凝机组改造单位投资约 45 元/KW；供热机组按技术路线不同差异较大、约 22~180 元/KW，投资成本低于抽水蓄能；(3) 单台 600/1000MW 的火电机组，假设深调比例 30%，则相



对满负荷状态可多出 180/300MW 的容量空间，不及抽蓄电站，但相较电化学储能电站具有显著优势。

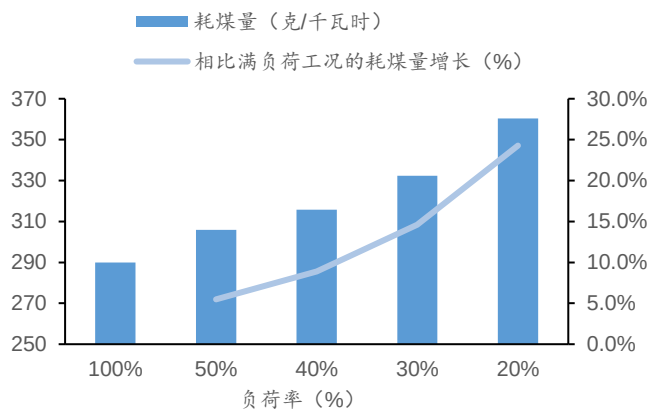
- ✓ 劣势：煤电灵活性改造是单向调峰；煤耗随深调幅度增加，带来运行成本上升（由此带来灵活性改造环保设备端需求）。

图表27：350MW 湿冷机组在 THA 工况下汽轮机组绝对内效率随负荷率的变化规律



来源：《燃煤发电机组深度调峰运行的能耗特性分析》、国金证券研究所

图表28：350MW 湿冷机组在 THA 工况下发电标准煤耗（左轴），及相比满负荷工况的煤耗增长（右轴）



来源：《燃煤发电机组深度调峰运行的能耗特性分析》、国金证券研究所

- “新能源+调节电源”打捆外送可提高外送通道利用率和送电置信率。由图表 29 可见，高比例输送纯风光电的青豫直流利用率仅 23.7%，远低于送端电源基本为水电的特高压（利用率通常达 50%以上），以及“风光火”打捆外送灵绍直流（利用率高达 78.8%）。主因：1）大水电本身具有一定的调节能力和较高的可靠性；2）新能源“靠天吃饭”的特性决定了其能量密度低、输电效率低；3）新能源电压、频率耐受性能较差，特高压直流的安全运行也需要火电提供电压支撑。远距离大规模特高压输电工程投资建设成本高，外送通道资源有限，需不断提高既有通道利用率及可靠性以降低输电成本。

图表29：2021 年特高压直流输电情况

序号	电压等级	工程	输电能力 (万千瓦)	建成时间	年输送电量 (亿千瓦时)	可再生电量合计 (亿千瓦时)	可再生能源 占比 (%)	占比同比 变化 (pct)	利用小时数
1	±800	复奉直流	640	2010 年 7 月	283	283	100%	0.0	4422
2	±800	锦苏直流	720	2012 年 12 月	362	362	100%	0.0	5026
3	±800	宾金直流	800	2014 年 7 月	272	271	100%	-0.1	3395
4	±800	天中直流	800	2014 年 1 月	446	160	36%	-4.9	5576
5	±800	灵绍直流	800	2016 年 8 月	504	116	23%	6.0	6301
6	±800	祁韶直流	800	2017 年 6 月	272	71	26%	-1.2	3399
7	±800	雁淮直流	800	2017 年 6 月	286	50	18%	3.9	3571
8	±800	锡泰直流	1000	2017 年 10 月	186	42	22%	22.1	1859
9	±800	鲁固直流	1000	2017 年 12 月	265	101	38%	20.9	2654
10	±800	昭沂直流	1000	2017 年 12 月	320	108	34%	-13.8	3196
11	±1100	吉泉直流	1200	2019 年 9 月	551	173	31%	13.1	4588
12	±800	青豫直流	800	2020 年 12 月	152	149	98%	-1.7	1894
13	±800	雅湖直流	800	2021 年 8 月	151	146	97%	/	1881
14	±800	楚穗直流	500	2010 年 6 月	218	218	100%	0.0	4352
15	±800	普侨直流	500	2013 年 9 月	156	156	100%	0.0	3124
16	±800	新东直流	500	2018 年 5 月	238	238	100%	0.0	4758
17	±800	昆柳龙直流	800	2020 年 5 月	227	227	100%	0.0	2839

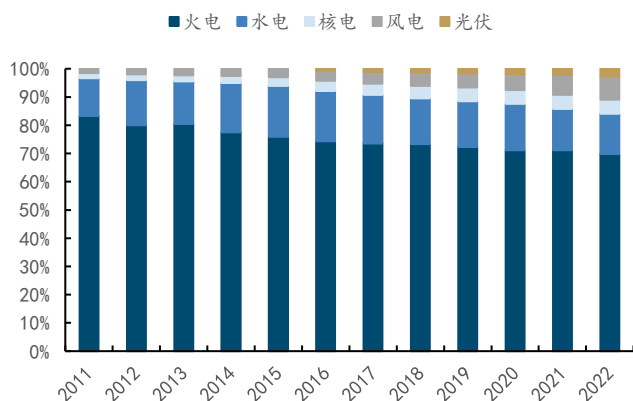
来源：中国储能网、国金证券研究所

二、为何推出煤电的容量机制具有必要性？

2.1 新型电力系统中煤电由基荷转为调节电源, 盈利模式应随角色而变

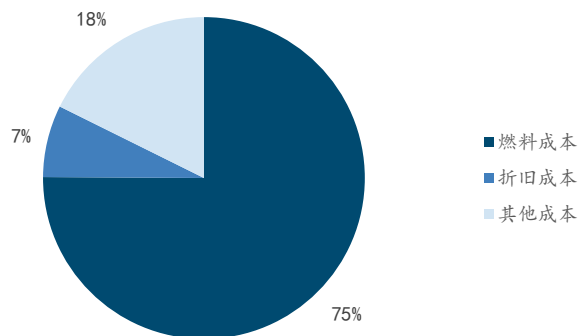
- 煤电由主体电源转为调节电源，难以通过单一电能收入回收投资成本。
- ✓ 火电主要成本项为燃料成本（可变成本）和折旧成本（固定成本），度电折旧成本与利用小时数负相关。伴随电力结构转型，在 2011~2022 年间，火电发电量占比由 82.8% 下降至 69.8%，而装机容量仍在稳步增长，导致 2011 年以来全国火电利用小时数呈下降趋势，部分地区煤电机组利用小时数已常年持续低于 5000~5500 小时的前期经济性核算常用假设指标，导致发电企业难以通过单一电量电价回收投资成本。

图表30：2011~2022年，火电发电量占比由82.8%下降至69.8%



来源：iFind、国金证券研究所

图表31：以国电电力为例，燃料与折旧成本合计占火电营业成本的8成以上



来源：国电电力 2022 年年报、国金证券研究所

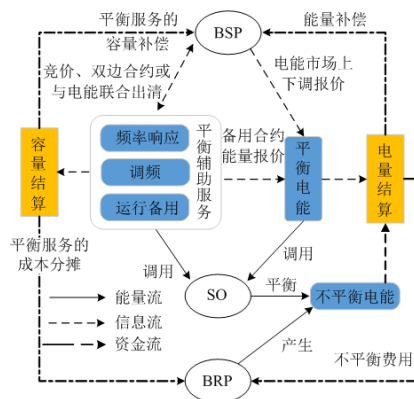
- 新定位、新商业模式，煤电转向辅助服务要收益。如章节 1.3、1.4 所述，高比例、不可预测的可再生能源的接入对电力系统的安全运行提出挑战，新型电力系统的发展需要辅助服务的全面支撑。煤电作为稳定可控的电源，在转型后将成为电力系统中辅助服务的主要提供者。为此，理应建立合理的辅助服务费用分摊机制、使煤电在转型后可完全通过提供辅助服务获取合理收益，才能真正建成新型电力系统。
- ✓ 煤电提供的辅助服务主要分为调节和备用。调节辅助服务包括调峰、调频、黑启动等，成本主要通过电力现货市场和辅助服务补偿疏导；备用辅助服务成本疏导展望容量机制的出台。长期看，伴随电力市场化改革持续深化，调峰辅助服务市场将逐步被电力现货市场所取代。

图表32: 电力辅助服务种类

有功平衡服务	无功平衡服务	事故应急及恢复服务
调频、调峰、备用、转动惯量、爬坡等	自动电压控制 (AVC)、 调相运行等	稳定切机服务、稳定切负荷服务、黑启动服务

来源：国家能源局、国金证券研究所

图表33: 平衡市场的运行框架



来源:《国外典型电力平衡市场的运作模式及其对中国的启示》、国金证券研究所

- 容量机制的作用在于让灵活性调节电源回收发运成本以外的其他成本。参考《国家发展改革委关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》中对抽水蓄能容量电价作用的定义：“容量电价体现了抽水蓄能电站提供辅助服务的价值，抽水蓄能电站通过容量电价回收抽发运行成本外的其他成本并获得合理收益”，我们判断同为调节电源、具备



类似价值煤电有充分的理由获得容量补偿。并且煤电的容量电价政策的思路将与抽蓄类似，重点在于补偿其在电力系统中的定位从基荷电源转变为调节电源后、利用小时数下降而导致无法回收的成本，获取合理收益。

2.2 煤电顶牛矛盾仍未完全理顺，电企投资能力和积极性有限

- 燃煤基准价前身为煤电标杆电价，核价及最后一次调价时间较为久远，发电成本无法有效疏导。
- ✓ 燃煤基准价的前身是燃煤电厂标杆电价，从 2004 年起对新投产的燃煤机组在省网区域范围内执行。标杆电价是标准成本定价法，核价时考虑了各地区煤炭价格差异，以及当年较先进机组的煤耗等性能参数和单位造价决定的社会平均成本进行“事前定价”。2004 年至 2020 年间，煤电标杆电价共曾 7 次上调、4 次下调，每次调价均与电煤价格变化有密切关系；其中，最后一次调整为 2017 年、趋势向上。

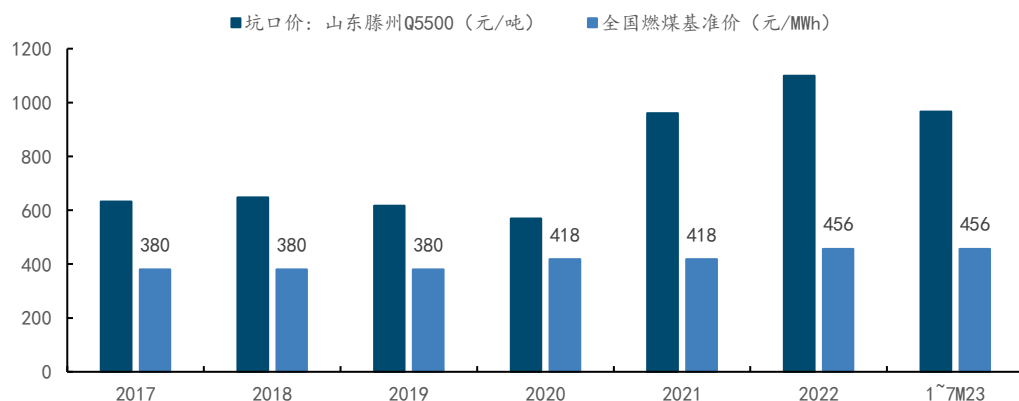
图表34：2004 年至 2020 年间，煤电标杆电价共曾 7 次上调、4 次下调



来源：国家及地方发改委官网、国金证券研究所

- ✓ 2019 年 10 月，国家发改委发布《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》（简称“1658 号文”），提出将燃煤发电标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制，基准价按当地现行燃煤发电标杆上网电价确定，浮动幅度范围为上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%；2 年后发布《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”）将基准价上下浮动范围扩大至上下不超过 20%，并规定高耗能企业和电力市场交易价格不受上浮 20%限制。而 2022 年市场煤价较 2017 年上涨 74.0%，即便燃煤基准价顶格上浮 20%也无法完全疏导成本。

图表35：煤电上网电价涨幅远不足以覆盖燃料成本上行

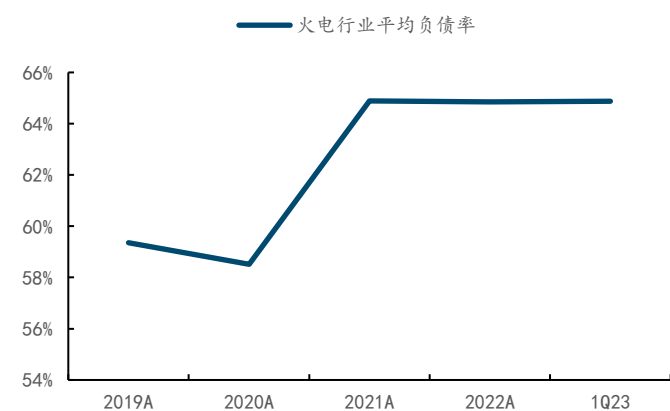




来源：iFind、北极星电力网、国家发改委、国金证券研究所

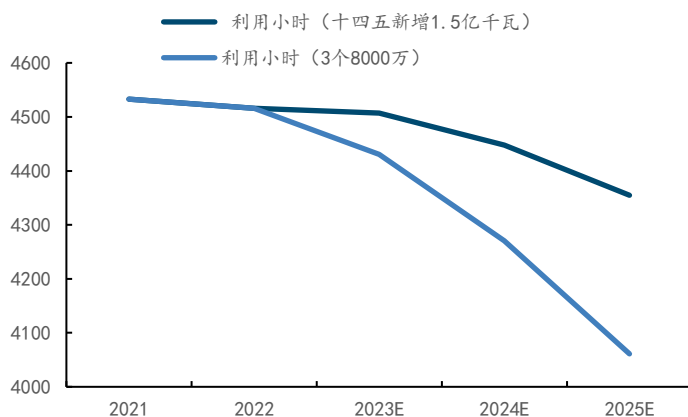
- 2021、2022 年火电行业连续亏损导致资产负债表恶化，项目投资能力受限。由于成本无法有效疏导，火电行业平均资产负债率从 2020 年的 58.5% 上升至 2022 年的 64.9%。截至 1H23，北港 5500 大卡市场煤均价仍然维持在 1022.6 元/吨的高位，仍未回归中长协合理价格区间。尽管在 22 年提出火电“3 个 8000 万”的建设目标后煤电项目核准明显加快，但火电企业的投资能力有限导致装机不及预期。
- 随着新型电力系统转型，火电利用小时数下行趋势不可逆，新增煤电将加速该进程。新型电力系统即适应高比例新能源接入的电力系统，煤电从主体电源转为调峰电源的趋势不可逆，将逐渐从电量增长占比下降过渡至电量与占比双降。火电企业盈利三要素分别为装机容量、利用小时数和燃料成本。虽然新机组投产将大幅提高企业的发电产能，但也将加速存量和新投产机组利用小时数下降的进程。缺乏容量机制托底保障发运成本以外的其他成本回收，将导致火电企业的装机积极性不足。

图表36：火电行业平均资产负债率从 2020 年的 58.5% 上
升至 2022 年的 64.9%



来源：iFind、国金证券研究所

图表37：执行“3 个 8000 万”将加速煤电机组利用小时
数下降（小时）



来源：国家能源统计年鉴、中电联、国金证券研究所

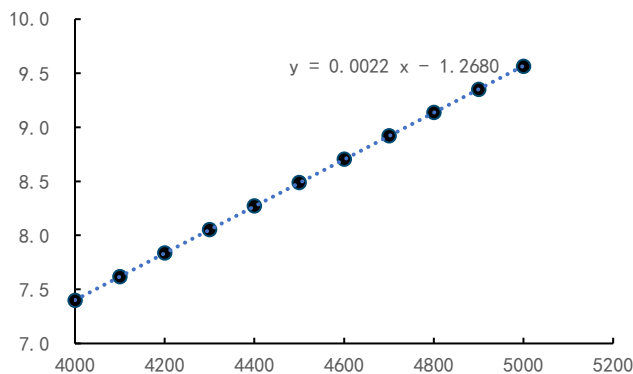
三、哪些煤电资产盈利能力对容量机制的弹性更高？

3.1 短期看，容量机制对煤机规模大、利用小时数低的企业业绩边际改善更大

- 如章节 2.1 所述：煤电利用小时数下降致其无法通过单一电量电价获取合理收益。根据国家能源局发布的《关于 2023 年煤电规划建设风险预警的通知》，新投运省内自用煤电项目的预期资本金回报率达到 8% 以上的经济性指标为绿色。换言之，煤电项目合理收益的量化指标为 8% 的资本金回报率。
- 利用小时数下降通过两种渠道影响煤电项目的资本金收益率：
 - ✓ 利用小时数下降影响项目年净现金流，进而影响项目资本金收益率。中性假设下，煤电机组单位千瓦动态投资额 4000 元、经营年限 20 年（直线法折旧）、综合融资利率 4.5%、经营成本率 2.5%。当全国平均燃煤基准价上浮 20%、秦皇岛港 5500 大卡动力煤价回落至国家发改委明确的中长期交易价格合理区间上限 770 元/吨时，利用小时数为 5000 小时的典型煤电项目的资本金回报率约为 9.6%。基于此，推算得出项目 IRR 约 7.1%，即在净现金流方面要求度电实现净利约 0.031 元/千瓦时。在度电净利润不变的情况下，煤机利用小时数每下降 100 小时将影响资本金收益率下降约 22bp。
 - ✓ 利用小时数下降导致度电分摊的固定成本增加，从而影响度电净利。以国电电力为例，截至 2022 年底公司火电控股装机 7083.5 万千瓦、利用小时数 5197 小时，2022 年火电实现毛利率 7.3%，对应度电毛利约 0.031 元/千瓦时。营业成本中，燃料成本/折旧成本/其他成本分别为 0.295/0.028/0.069 元/千瓦时。假设其他成本与利用小时数无关，公司火电利用小时数下降 1000 小时将导致度电折旧成本将增加 7 厘/千瓦时，从而使度电净利润减少 4 厘/千瓦时。据我们测算，若考虑利用小时数对度电净利的影响，则典型煤电项目利用小时数每下降 100 小时将影响资本金收益率下降约 43bp。



图表38：若度电净利保持不变，煤电机组利用小时数每下降 100 将影响资本金收益率下降约 22bp



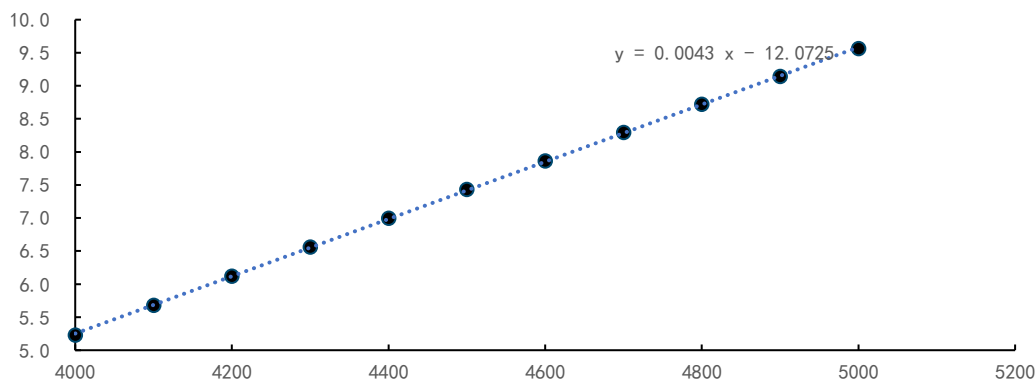
来源：国家能源局、国金证券研究所。

图表39：以 2022 年的国电电力为例，利用小时数下降 1000 将使度电净利润减少约 4 厘/千瓦时

平均上网电价（不含税、元/千瓦时）	0.447	
度电营业成本（元/千瓦时）	0.414	0.421
其中：折旧成本（亿元）	0.030	0.037
毛利率（%）	7.3%	5.7%
装机容量（万千瓦）	7083.5	
利用小时数（小时）	5197	4197
管理、销售、财务、研发费率、营业税金及附加费率（%）	6.4%	
度电净利润（元/千瓦时）	0.003	-0.001

来源：国电电力 2022 年年度报告、国金证券研究所

图表40：考虑度电净利变动，煤机利用小时数每下降 100 小时将影响资本金收益率下降约 43bp



来源：国家能源局、国金证券研究所

- 短期来看，容量电价对燃煤机组利用小时数低的发电企业业绩改善作用更大。考虑到 2023 年煤炭供需格局由紧转松而“十四五”期间电力供需总体偏紧、发电企业在产业链上下游的议价能力有所提升，假设理想情况下，发电企业可通过“燃煤基准价+上下浮动不超过 20%”的定价机制实现 0.031 元/千瓦时的度电净利润，则容量电价的主要作用在于补偿利用小时数不足 5000 小时所造成的净现金流缺口。基于前述假设和 2022 年各省火电利用小时数数据，测算得出全国共计需要容量电费约 719.3 亿元，成本分摊到度电约 0.01 元/千瓦时。
- ✓ 从容量电费规模来看，排名前五的上市公司分别为华能国际、大唐发电、华电国际、京能电力与豫能控股，可见容量电费规模与装机规模正相关、与利用小时数负相关。
- ✓ 在公司层面，测算火电板块理想业绩时考虑利用小时数下降导致度电分摊的固定成本上升对净利润的影响，业绩对容量电费的敏感性排名前五的上市公司分别为*ST 金山、豫能控股、华银电力、永泰能源与建投能源。

图表41：火电上市公司煤电装机规模和利用小时数情况

股票代码	公司名称	煤电装机 (万千瓦)	利用小时数 (小时)	容量补偿 (亿元)	假设燃料成本与其他经营成本可完全 疏导的火电板块业绩 (亿元)	容量电费对火电板块业绩 的影响 (%)
600396.SH	*ST 金山	520	2965	3.28	1.61	204.3%
001896.SZ	豫能控股	766	3380	3.85	4.30	89.4%
600744.SH	华银电力	524	3732	2.06	3.74	55.0%
600157.SH	永泰能源	894	4007	2.75	8.44	32.6%
000600.SZ	建投能源	915	4206	2.25	9.75	23.1%



股票代码	公司名称	煤电装机 (万千瓦)	利用小时数 (小时)	容量补偿 (亿元)	假设燃料成本与其他经营成本可完全 疏导的火电板块业绩 (亿元)	容量电费对火电板块业绩 的影响 (%)
600011.SH	华能国际	9406	4228	22.51	105.98	21.2%
601991.SH	大唐发电	4751	4225	11.42	54.51	20.9%
000767.SZ	晋控电力	880	4782	1.96	12.47	15.7%
600021.SH	上海电力	985	4342	2.01	13.14	15.3%
600578.SH	京能电力	1780	4460	2.98	21.73	13.7%
600027.SH	华电国际	4370	4508	6.67	58.55	11.4%
000539.SZ	粤电力 A	2055	4556	2.83	26.29	10.8%
002608.SZ	江苏国信	1184	4515	1.78	17.10	10.4%
600780.SH	通宝能源	128	4646	0.14	1.71	8.2%
000899.SZ	赣能股份	340	4784	0.23	2.83	8.1%
000966.SZ	长源电力	629	4739	0.76	11.76	6.5%
000543.SZ	皖能电力	1322	4845	0.51	9.14	5.6%
600642.SH	申能股份	840	4887	0.64	12.37	5.1%
600863.SH	内蒙华电	1140	5007			
000531.SZ	穗恒运 A	108	5555			
000690.SZ	宝新能源	347	5335			
600509.SH	天富能源	289	6381			
600023.SH	浙能电力	2887	5410			
600795.SH	国电电力	7084	5197			

来源：各公司 2022 年年报、国金证券研究所。注：火电包括煤电和气电，红色表示公司仅披露火电整体数据，蓝色表示公司仅披露全电源机组整体数据。

■ 容量电价政策有助于激励灵活性改造积极性。

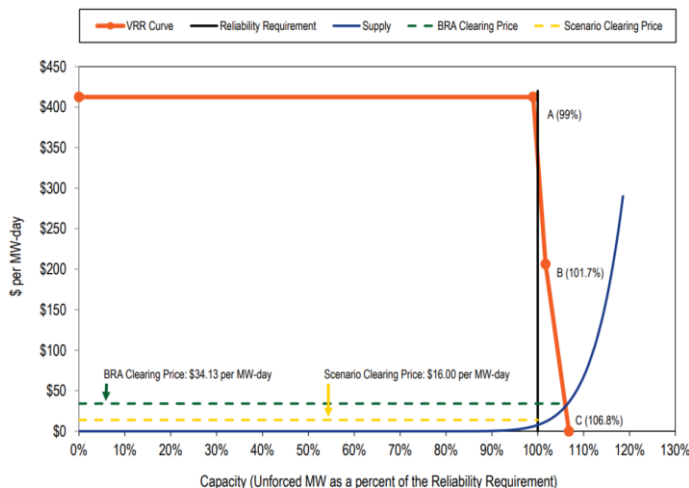
- ✓ 《电力发展“十三五”规划》中明确提出将在“三北”地区推进热电机组灵活性改造约 1.33 亿千瓦、纯凝机组改造约 8200 万千瓦。然而中电联数据显示截至 2019 年底，煤电灵活性改造仅完成 5775 万千瓦，为规划目标的 1/4。有效成本疏导机制的空缺致使改造投资成本和灵活性运行造成的收益损失降低了项目的经济吸引力。
- ✓ 发改委和能源局 2021 年 11 月印发《全国煤电机组改造升级实施方案》，提出“十四五”期间完成存量煤电灵活性改造 2 亿千瓦的目标。而近 2 年燃煤发电企业经营困难且灵活性改造成本疏导机制仍未建立，煤电企业投资能力与积极性均不足，导致改造进度不及预期。容量电价政策不仅为煤电企业提供了经营资金补充，还为改造后低负荷运行造成的收益下降提供了有效回报机制，有助于鼓励灵活性改造的投资积极性。

3.2 长期看，煤机利用小时数越高的地区越需要新建机组和投资决策引导

- 考虑到终端用户价格承受能力，我们判断煤电容量补偿政策短期内将侧重于助发电企业纾困。疫情扰动和俄乌冲突导致 2021、2022 年电煤价格高企，电价顶格上浮尚不能完全疏导燃料成本，叠加电力结构转型与环保政策趋严，煤电发电空间受到严重挤压，21、22 年火电行业亏损面分别高达 77%、63%。煤电作为新型电力系统中的“压舱石”，连续 2 年的大额亏损导致保供能力与积极性受限。为保障电力系统的安全稳定运行，亟需出台政策为煤电企业纾困。
- 着眼煤电行业的持续健康发展，建设容量市场有助于引导传统电源投资决策。
- ✓ 从章节 3.1 的各项假设和测算可以得出在“保供”的指导思想下形成的容量电价政策将使煤机利用小时数越高的机组获得的容量电费越低；然而煤机利用小时数越高说明该地区电力供需越紧张、越需要新建煤电机组以增加系统冗余，但新建多少仍待商榷。
- ✓ 回顾历史发现，“电荒”后的煤电投资热潮往往会造成下一五年计划周期的煤电产能过剩、项目核准收紧，导致煤电投资不足进而引发新一轮电力供需紧张，周而复始。我们在《海外视角看：市场化如何促进新能源消纳？》报告中提到，PJM 市场通过建立本地化、拍卖前置的容量市场，由基于 VRR 曲线的 BRA 市场价格为传统电源投资提供引导，从而实现用能稳定、价格稳定，对我国电力市场后续建设具有参考意义。



图表42：容量需求曲线 VRR 提供投资决策的价格信号



来源：PJM 市场监管文件、国金证券研究所

四、投资建议

- 新型电力系统转型仍需煤电充当“压舱石”和“稳定器”，容量机制落地有望鼓励火电企业投资建设煤电项目的积极性，火电设备商将迎来机遇，建议关注东方电气（电新组覆盖）。
- 由图表 41 可见，容量机制的推广将利好煤电装机规模大、利用小时数低的发电企业。建议关注豫能控股、京能电力、华能国际、华电国际。
- ✓ 豫能控股是煤机利用小时数常年低于 4000 小时的河南省内唯一由省级资本控股的电力上市公司。截至 2022 年底，公司控股火电装机 766 万千瓦，占全省火电装机的约 10.5%；超临界和超超临界机组占比超 80%，发电效率良好，2022 年供电煤耗 296.7 克/千瓦时。公司火电和煤炭物流业务合计营收占比高达 96.51%却未布局上游煤炭资源，导致业绩受燃料成本影响波动极大：业绩顶出现在 2015 年（秦皇岛 Q5500 动力煤平仓价 405.75 元/吨），业绩底出现在 2022 年（秦皇岛 Q5500 动力煤平仓价 1268.41 元/吨）。受高价存煤和利用小时数下降影响，公司 1H23 仍在亏损；但受益于市场煤价下行和容量机制的推出，业绩有望持续边际改善。
- ✓ 京能电力是首都能源国企，实控人为北京市国资委。主要经营地区在内蒙古、山西、宁夏、河北、河南、湖北等地，主要向京津唐、蒙西、山西、豫北电网供电。截至 2022 年，公司控股煤电装机容量 1780 万千瓦，占比 98.6%。其中，公司位于东北电网区域（含蒙东）/山西电网区域/河南电网区域的控股发电公司利用小时数均低于全国平均水平，分别为 4041/4098/4326 小时。公司企业多分布于煤炭资源丰富的内蒙古、山西、宁夏地区，依托“坑口”煤源优势在 2022 年率先实现扭亏。然而，因公司燃煤机组多布局于“三北”大基地省份，火电利用小时将率先下行、成本回收压力增大，容量机制的推出有望使其盈利结构向更稳定的方向转变。
- ✓ 华能国际是“火电转型绿电”龙头企业。截至 22 年底，公司可控煤电装机容量约 9406 万千瓦，规模稳居 A 股上市公司第一。2022 年，公司煤机利用小时 4228 小时，火电机组供电煤耗 287.69 克/千瓦时，发电效率保持全国领先低位。公司电厂广泛布局在中国境内 26 个省、自治区和直辖市，其中包括沿海沿江经济发达的负荷中心，23 年可享受“降本增量”，即市场煤价下行和在基数效应加持下的电量高增；也包括“三北”大基地省份，电源结构转型导致煤电出力空间受到严重挤压、机组长期处在非经济运行状态，有望受益于容量机制的推出改善效益、ROE 有望趋于稳定。
- ✓ 华电国际是“五大”发电中华电集团的常规电源整合平台，在运发电资产分布在全国 12 个省、自治区和直辖市。主营业务为电力生产与销售，截至 2022 年底，控股煤电装机容量约 4370 万千瓦，占公司控股装机总量的 79.8%；煤机利用小时数 4508 小时，供电煤耗累计完成 287.11 克/千瓦时，发电效率保持行业领先。因产业链布局较为完整，参股煤炭与新能源平滑火电业绩波动。公司深耕山东电力市场，2022 年在山东地区的火电发电量占比约 4 成。而山东作为新能源大省，截至 5M23 风光装机合计占省内发电装机总容量的 44.1%，煤电利用小时数下降是大势所趋。容量机制有望保障



公司在电力清洁化转型中维持较强的系统风险抵御能力，为其坚持高分红保驾护航。

图表43：行业内重点公司投资评级（人民币）

		归母净利润（百万元）				EPS（元）				PE				PB-LF
		22A	23E	24E	25E	22A	23E	24E	25E	22A	23E	24E	25E	
600875.SH	东方电气	2,855	3,798	5,065	6,065	0.92	1.22	1.62	1.94	23	15	11	9	1.59
001896.SZ	豫能控股	-2,140				-1.49				N/A				2.08
600011.SH	华能国际	-7,387	12,617	17,742	21,817	-0.61	0.84	1.01	1.16	N/A	11	9	8	2.65
600027.SH	华电国际	100	5,284	6,530	7,590	-0.08	0.52	0.64	0.74	N/A	11	9	8	1.53
600578.SH	京能电力	803	1,391	2,138	2,470	0.12	0.21	0.32	0.37	N/A	17	11	10	1.10

来源： 、国金证券研究所。注：数据截至 2023 年 8 月 14 日，除华能国际外，其余公司数据均采用 wind 一致预期。

五、风险提示

- 电力市场化推进节奏不及预期风险。电力市场化是发现电力商品供需矛盾、发现各类保供电源和调节资源价值的关键制度演变，电力市场是投资运营成本疏导和合理收益获得的来源。若国内电力市场化政策释放不及预期，或将影响相关保供/调节资源投资发展的积极性。
- 电力市场化推进带来的市场交易难度增大、量价风险增大。无论是分散式还是集中式的市场组织模式，相比于政府定价模式，均对市场参与主体的交易策略提出更高要求，且价格波动性增大。若相关保供/调节资源不具备成熟的交易策略和经验或将对经营业绩产生不利影响。
- 下游用电需求不及预期导致的保供电源、调节资源需求不及预期风险。源网荷侧调节资源均对整个电力系统提供消纳能力，调节资源的需求一方面来源于发电侧新能源装机带来的出力高波动性，另一方面来源于负荷侧三产及城乡居民用电占比提升、用电设备多样化带来的用电波动性升高。若电力需求不及预期，则新能源装机可能不达预期，由此对系统整体调节资源的需求也将不达预期；同时，对火电等尖峰保供电源的需求也将不达预期。
- 煤价下行不及预期。火电的发电特性决定了其成本结构中燃料成本占比较高，市场煤价高位运行将挤压火电盈利。



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》，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：010-85950438
邮箱：researchbj@gjzq.com.cn
邮编：100005
地址：北京市东城区建内大街 26 号
新闻大厦 8 层南侧

深圳

电话：0755-83831378
传真：0755-83830558
邮箱：researchsz@gjzq.com.cn
邮编：518000
地址：深圳市福田区金田路 2028 号皇岗商务中心
18 楼 1806



【小程序】
国金证券研究服务



【公众号】
国金证券研究