

行业评级：看好（维持）
证券研究报告 | 行业专题报告
公用事业
2026年06月22日



算电协同：能源与算力发展新范式

证券分析师

姓名：查浩
资格编号：S1350524060004
邮箱：zhahao@huayuanstock.com

姓名：刘晓宁
资格编号：S1350523120003
邮箱：liuxiaoning@huayuanstock.com

姓名：戴映忻
资格编号：S1350524080002
邮箱：daiyingxin@huayuanstock.com

姓名：蔡思
资格编号：S1350524070005
邮箱：caisi@huayuanstock.com



■ 1. 宏观背景：AI快速发展催生“算电”新矛盾

- 随着人工智能成为中美科技竞争的前沿阵地，算力需求呈现快速增长。据中国信息通信研究院测算，2025年我国算力中心用电量已达1960亿千瓦时，预计到2030年将超过7000亿千瓦时，占全社会用电量比重突破5%。算力已成为未来重要的电力消费主体。然而，算力中心的高负荷特性与电力系统的稳定性之间存在显著矛盾：一方面，政策要求枢纽节点新建数据中心绿电占比超80%；另一方面，算力中心天然存在高频波动，且对供电可靠性要求较高，而绿电供应具有不稳定性，导致“能耗约束”与“算力需求”之间出现结构性错配。

■ 2. 政策驱动：顶层设计落地，步入发展元年

- 2026年政府工作报告正式提及“算电协同”，标志着该领域步入发展元年。国家层面通过“十五五”规划推动能耗双控向碳排放双控转型，确立了非化石能源消费比重25%的硬性指标。配套政策密集出台，特别是2025年发布的650号文（绿电直连）与1192号文（价格结算机制），明确了绿电直连的四种项目类型及费用缴纳标准，解决了算力中心获取绿电的合规性与经济性痛点，为算电协同提供了实质性的制度保障。

■ 3. 解决路径：绿电直连为核心，降本与降碳并举

- 绿电直连是解决算力中心降碳需求与用电成本痛点的关键路径。区别于单纯的绿证交易，绿电直连（特别是物理直连）能满足欧盟等国际标准对碳排放抵消的严苛要求，解决出口型企业的合规难题。
- 绿电直连经济性优势：通过1192号文确立的新电价机制，算力中心在自发自用模式下可节省系统运行费用与政策性交叉补贴。测算显示，在部分省市（如天津、河南、安徽等），绿电直连可降低用户用电成本约0.05元/kWh以上，具备显著的经济吸引力。
- 技术支撑：为解决绿电不稳定的痛点，固态变压器（SST）等构网型设备及“算力作为柔性负荷”的协同调度技术（如虚拟电厂）将成为重要发展方向。

■ 4. 投资分析意见：详见第5章

- 风险提示：**数据中心项目建设不及预期，政策不及预期，竞争格局恶化，市场空间测算偏差风险。

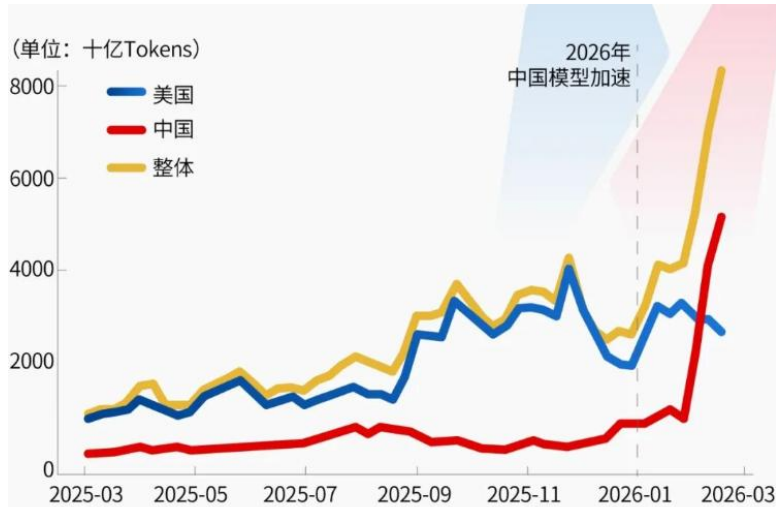
主要内容

1. 算电协同纳入政府工作报告 步入发展元年
2. 算电协同有望重构电力和算力发展模式
3. 绿电兼顾清洁与降本 有望成为重要发展领域
4. 算电协同有望促进SST等直流设备发展
5. 投资分析意见及风险提示

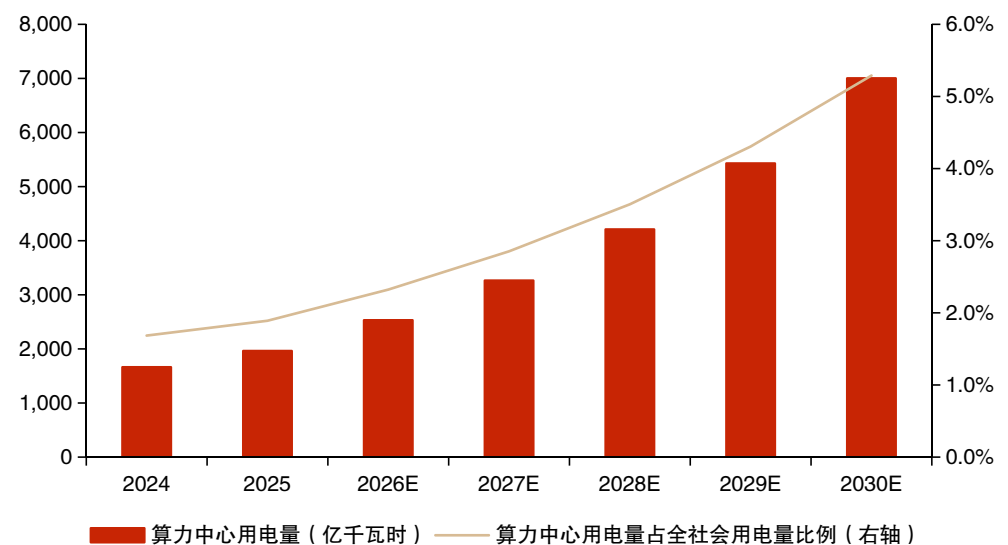
1.1 AI是中美科技竞争前沿阵地 后续投资力度有望超预期

- **近年来中美科技竞争激烈，AI将是科技竞争前沿阵地。**《中共中央关于制定国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议》中提出：加快人工智能等数智技术创新，突破基础理论和核心技术，强化算力、算法、数据等高效供给。全面实施“人工智能+”行动，以人工智能引领科研范式变革，加强人工智能同产业发展、文化建设、民生保障、社会治理相结合，抢占人工智能产业应用制高点，全方位赋能千行百业。加强人工智能治理，完善相关法律法规、政策制度、应用规范、伦理准则。完善监管，推动平台经济创新和健康发展。
- 根据中国信息通信研究院数据，2025年我国算力中心用电量已达1960亿千瓦时，同比增长300亿千瓦时。预计到2030年我国数据中心用电量将超过7000亿千瓦时，占全社会用电量5%以上。**算力有望成为未来我国重要的电力消费方。**
- **token调用量持续快速增长，算力用电量可能超预期。**根据国家数据局数据，2024年初，中国日均词元（Token）调用量为1000亿；至2025年底，跃升至100万亿；今年3月，已突破140万亿，两年增长超千倍。

图表1：全球上榜大模型每周调用量趋势



图表2：全国算力中心用电量及占全社会用电量比例（亿千瓦时）





1.2 算电协同写入政府工作报告 多地政策布局探索

- **2026年政府工作报告正式提及算电协同：**支持人工智能开源社区建设，促进开源生态繁荣。实施超大规模智算集群、算电协同等新基建工程，加强全国一体化算力监测调度，支持公共云发展。在此之前，河南、贵州、河北等地以及南方电网等大型央企，均已经出台政策进行算电协同的探索。自下而上试点后自上而下推动，算电协同发展步入正轨。

图表3：近年来我国关于算电协同的相关政策

发布时间	发布单位	文件名称	具体内容
2023年12月	国家发改委	《关于深入实施“东数西算”工程加快构建全国一体化算力网的实施意见》	探索建立跨地区算力调度、网络传输、算电融合、运营服务、交易结算、收益分配等协同机制，为建立全国一体化算力大市场打下坚实基础
2024年5月	河北省政府	《关于进一步优化算力布局推动人工智能产业创新发展的意见》	与绿色电力一体化融合，提升可再生能源使用率，把我省绿电优势转换成算力发展优势；与电力设施联动布局，统筹考虑智算中心建设规模和时序，保障数据中心用电需要
2024年8月	南方电网	《电算协同行动计划》	南方电网公司围绕三大方向出台《行动计划》，并设置10项重点
2024年11月	河南发改委	《关于印发河南省算力基础设施发展规划（2024—2026年）的通知》	推动算力与电力协同发展。统筹算力中心发展需求和新能源资源禀赋，积极推动算电协同和多能互补发展，提升电力与算力协调输送能力。科学整合源网荷储资源，统筹布局算力、电力基础设施，推动算力中心积极开展源网荷储一体化，就地就近开发利用光伏发电、风电、生物质等新能源，建设绿电专变、绿电专线，合理配置储能设施，加强余热利用，降低综合用能成本，打造新能源就近供电、聚合交易、就地消纳的“绿电聚合供应”新模式
2025年1月	贵州省大数据发展管理局	《关于印发贵州省建设数字经济发展创新区2025年工作要点的通知》	开展算电协同试点。探索建立电力网和算力网联动建设、协同运行机制。探索建立数据中心评估指标体系，编制发布算力评估体系，完善数据中心用电保障机制
2026年3月	国务院	2026年政府工作报告	支持人工智能开源社区建设，促进开源生态繁荣。实施超大规模智算集群、算电协同等新基建工程，加强全国一体化算力监测调度，支持公共云发展

主要内容

1. 算电协同纳入政府工作报告 步入发展元年
2. 算电协同有望重构电力和算力发展模式
3. 绿电兼顾清洁与降本 有望成为重要发展领域
4. 算电协同有望促进SST等直流设备发展
5. 投资分析意见及风险提示

2.1 算力和电力建设存在矛盾 需协同建设运营

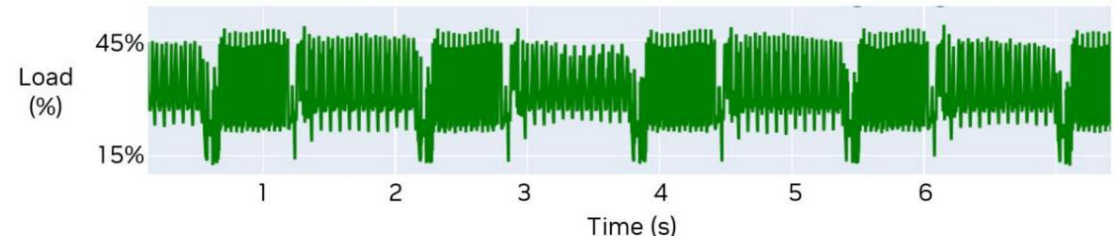
■ 算力中心负荷特性与电力系统发展的矛盾：

- 1) **算力中心降碳需求**：政策要求国家枢纽节点（即“东数西算”的8大枢纽）新建数据中心绿电占比超过80%
- 2) **算力中心与电力中心空间矛盾**：我国布局八大算力枢纽节点，但各地能源禀赋不同
- 3) **安全性要求与绿电不稳定性矛盾**：算力中心对供电可靠性要求极高，但绿电天然不稳定
- 4) **算力中心负荷特性与电网安全性要求矛盾**：电网要求大负荷降低波动保证安全性，但算力中心天然存在高频波动
- 5) **算力中心高用电成本与电力市场化的矛盾**：算力中心是用电大户，但我国电力市场持续推进、电价跟随供需等因素变化

图表4：我国八大算力枢纽节点



图表5：算力中心负荷波动大且频繁



图表6：“十五五”规划纲要中对于降碳/绿电消费相关表述

政策维度	具体内容	规划目标
核心约束性指标	单位 GDP 二氧化碳排放	“十五五”期间降低 17%，确保 2030 年前实现碳达峰
	非化石能源消费比重	2030年达到 25% 以上
	GDP能耗	“十五五”期间下降 10% 左右
	新增用电需求保障	新增用电量绝大部分由清洁能源电量满足
核心管控制度	核心制度转型	全面实施碳排放总量和强度双控制度
	考核管理体系	建立地方碳考核、行业碳管控、企业碳管理、项目碳评价、产品碳足迹体系
	项目准入管理	强化固定资产投资项目节能审查与碳排放评价；高耗能项目实行碳排放等量或减量替代
	碳市场建设	扩大全国碳市场覆盖行业范围，加快建设温室气体自愿减排交易市场
	碳标准体系	制定产品碳足迹规则，发布重点产品碳排放限额，建立产品碳标识认证制度
新型能源体系建设	非化石能源发展	实施非化石能源十年倍增行动，风光水核多能并举
	大型清洁能源基地	推进三北风光、西南水风光一体化、沿海核电、海上风电基地建设
	新型电力系统	提升绿电并网、消纳、调节能力，加快抽水蓄能、新型储能发展
	终端用能转型	持续提高终端用能电气化水平，推动能源消费绿色低碳转型
	绿电市场机制	基本建成全国统一电力市场体系，完善绿电交易、消纳责任权重制度
重点领域降碳与绿电消费	工业领域	推进高耗能行业节能降碳改造，严控两高项目，推动钢铁、有色、建材、石化绿电替代
	建筑与交通	推广建筑可再生能源应用，大力发展新能源汽车，公共机构带头消费绿电

■ “十五五”末非化石能源消费占比达到25%以上，重点行业率先要求高比例绿电消纳

- “十五五”规划出台，明确能耗双控全面转向碳双控。“十五五”规划提出“全面实施碳排放总量和强度双控制度”，意味着双碳政策导向从“能耗双控”转向“碳排放双控”。这一转变价值在于，清洁电力占比若同步提升，则仍能有效推动碳排放强度稳步下降，有望打破传统“能耗约束”对经济绿色转型的局限。
- **两大刚性要求（降碳/绿电消费）：**“十五五”末，1）单位国内生产总值二氧化碳排放降低17%；2）非化石能源占能源消费总量比重达25%以上。

■ 高耗能行业强制绿电消费，电解铝进入考核，其余行业只监测不考核

- 分行业绿电消费要求：**1) **数据中心：**国家枢纽节点新建数据中心绿电消费比例不低于80%，鼓励其他数据中心逐步提高绿电使用比例。2) **电解铝行业：**2026年起，各省电解铝行业绿色电力消费比例要求在25.2%至70%之间，后续可能进一步提高。3) **钢铁、化工、建材、石化等高载能行业：**逐步纳入监测或考核体系，绿电消费比例要求30%左右。
- 对电解铝行业绿色电力消费比例完成情况进行考核，对钢铁、水泥、多晶硅和国家枢纽节点新建数据中心绿色电力消费比例完成情况进行监测不考核。

图表7：各省(自治区、直辖市)2026年重点用能行业绿色电力消费比例

省(自治区、直辖市)	电解铝行业绿色电力消费比例	钢铁行业绿色电力消费比例	多晶硅行业绿色电力消费比例	水泥行业绿色电力消费比例	国家枢纽节点新建数据中心绿色电力消费比例
北京	31.6%	31.6%	31.6%	31.6%	80.0%
天津	30.7%	30.7%	30.7%	30.7%	80.0%
河北	30.2%	30.2%	30.2%	30.2%	80.0%
山西	30.4%	30.4%	30.4%	30.4%	80.0%
内蒙古	31.7%	31.7%	31.7%	31.7%	80.0%
辽宁	30.4%	30.4%	30.4%	30.4%	80.0%
吉林	40.0%	40.0%	40.0%	40.0%	80.0%
黑龙江	39.6%	39.6%	39.6%	39.6%	80.0%
上海	34.1%	34.1%	34.1%	34.1%	80.0%
江苏	29.5%	29.5%	29.5%	29.5%	80.0%
浙江	28.1%	28.1%	28.1%	28.1%	80.0%
安徽	28.5%	28.5%	28.5%	28.5%	80.0%
福建	26.2%	26.2%	26.2%	26.2%	80.0%
江西	34.9%	34.9%	34.9%	34.9%	80.0%
山东	28.3%	28.3%	28.3%	28.3%	80.0%
河南	37.2%	37.2%	37.2%	37.2%	80.0%
湖北	43.8%	43.8%	43.8%	43.8%	80.0%
湖南	51.5%	51.5%	51.5%	51.5%	80.0%
广东	32.6%	32.6%	32.6%	32.6%	80.0%
广西	51.8%	51.8%	51.8%	51.8%	80.0%
海南	29.2%	29.2%	29.2%	29.2%	80.0%
重庆	35.2%	35.2%	35.2%	35.2%	80.0%
四川	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	80.0%
贵州	42.3%	42.3%	42.3%	42.3%	80.0%
云南	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	80.0%
陕西	31.1%	31.1%	31.1%	31.1%	80.0%
甘肃	54.6%	54.6%	54.6%	54.6%	80.0%
青海	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	80.0%
宁夏	35.2%	35.2%	35.2%	35.2%	80.0%
新疆	30.7%	30.7%	30.7%	30.7%	80.0%

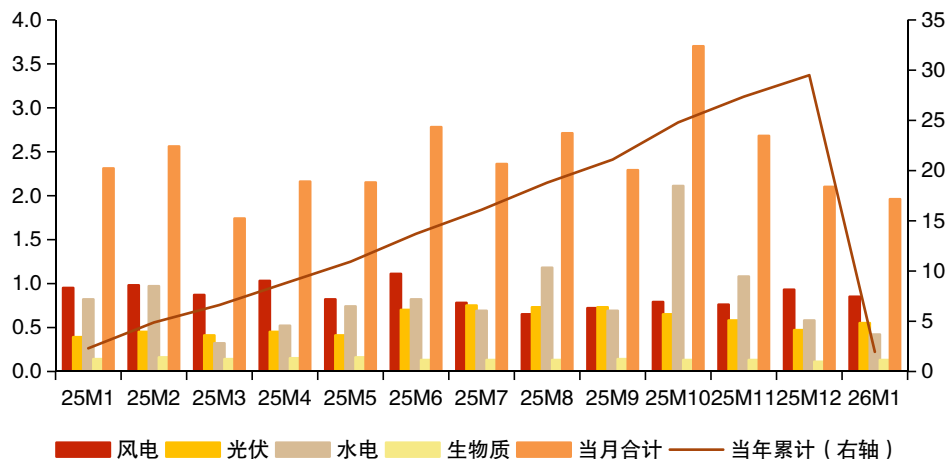
■ 完成目标主要途径：

- 1) 绿证交易。通过中国绿色电力证书交易平台直接购买绿证；
- 2) 绿电交易。绿证和电能量合一（证电合一模式），需分别约定绿证价格和电能量价格，通过绿电交易来获取绿证。
- 3) 自建或合作开发分布式可再生能源发电系统，包括分布式光伏、分散式风电、生物质发电。
- 4) 绿电直连：企业可以根据需要建设绿电直连项目。

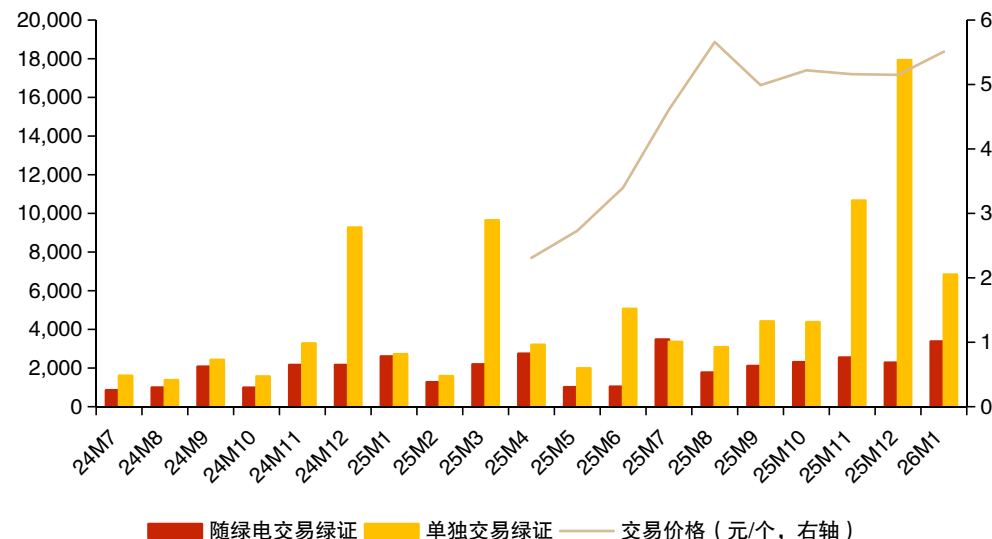
■ 矛盾一：当前绿证价格约5元/张，额外购买增加下游企业履约成本

- 当前绿证核发量可完全满足下游企业购买需要，当前绿证价格约5元/张（对应0.005元/kwh），额外购买增加下游企业履约成本
- 更重要的是，随着136号文要求“机制电量部分不再核发绿证”以及“绿证有效期2年”限制下，未来绿证价格存在上涨风险

图表8：绿证核发规模（亿个）



图表9：绿证交易规模（万个）及交易价格



2.3 当前有多种途径满足政策要求，但各有利弊

■ 矛盾二：绿电交易/绿证交易溯源困难，国际认可度低

- 欧盟目前不认可简单购买绿证或者绿电交易抵消碳排放，只有电源与生产设施之间存在物理直连供电才能视为绿色电力，这意味着出口型企业只能通过绿电直连或场内分布式可再生能源项目满足国际要求

图表10：四种绿电供应模式国内国际认可度情况

分类	绿电供应方式	描述	环境披露认可度	
			中国	国际
基于地理位置	场内分布式可再生能源项目	企业在场内直接安装分布式光伏或分散式风电等可再生能源发电设备，产生的电量自己使用余电上网	认可	认可
	绿电直连	以专线形式直接连接可再生能源发电侧到用户或供电方，再由供电方直接提供给下级用户	认可	认可
基于市场交易	绿电交易	可再生能源发电企业与企业用户（或由售电公司代理）之间签订购售电合同（电力购买协议PPA）	认可	《欧盟电池和废电池法案》的配套碳足迹核算授权方案对电力购买协议PPA不认可
	绿证交易	由可再生能源发电企业申请、由政府相关部门或第三方机构核发，用以证明与核算可再生能源发电环境属性的证书。 中国:国家能源局电力业务资质管理中心核发的绿色电力证书GEC。国际主流:REC, GO, I-REC, TIGR等。	认可	欧盟碳边境调节机制(CBAM)、电池法案等均不认可单独的绿证

2.4 解决关键点——绿电直连解决降碳需求

- **以绿电直连的形式给算力中心供电，将对新能源、储能、电网的建设带来增量。**我们给定基准边界条件，假设AIDC容量为1000MW、利用小时数7000，则年用电量70亿千瓦时。则需要配置约1200MW风电、1740MW光伏、764MW储能（按4h小时配置）
- **AIDC绿电直连有望以风电为主要电源。**由于算力中心的利用小时数高（可能高至7000小时），而风光的发电小时数较低（分别为2000多、1000多小时），此时风电较高的利用小时数的优势将得到体现。此外，尽可能增加自发自用电占总用电量的比例，也可以减少总投资。

图表11：基准情景下，不同风电装机、自发自用占总用电量比例下，所需要的光伏装机（MW）

风电装机 (MW)	自发自用占总用电量比例				
	60%	70%	80%	90%	100%
1000	3640	2800	2180	1690	1300
1100	3420	2580	1960	1470	1080
1200	3200	2360	1740	1250	860
1300	2980	2140	1520	1030	640
1400	2760	1920	1300	810	420

图表12：1GW AIDC所需要的光伏储配置测算

项目	取值
AIDC容量（MW）	1000
AIDC利用小时数	7000
年用电量（亿千瓦时）	70
自发自用占总用电量比例	50%
自发自用占总发电量比例	80%
自发自用电量（亿千瓦时）	35
绿电总发电量（亿千瓦时）	43.8
绿电上网电量（亿千瓦时）	8.8
风电利用小时数	2200
光伏利用小时数	1000
风电装机（MW）	1200
光伏装机（MW）	1740
风电年发电量（亿千瓦时）	26.4
光伏年发电量（亿千瓦时）	17
有效容量系数	0.6
新能源合计出力（MW）	1764
所需储能（MW）	764
储能时长（h）	4
储能容量（MWh）	3056

主要内容

1. 算电协同纳入政府工作报告 步入发展元年
2. 算电协同有望重构电力和算力发展模式
3. 绿电兼顾清洁与降本 有望成为重要发展领域
4. 算电协同有望促进SST等直流设备发展
5. 投资分析意见及风险提示

3.1 政策面支持绿电直连、零碳园区建设

- **绿电绿证交易无法完全解决绿电的实际消纳问题。**绿电绿证交易本质上是一种绿色价值的金融交易，并不能完全促进绿电的消纳问题：（1）我国面临新能源资源与用电负荷空间不匹配的问题，大量新能源资源位于三北地区，我们预计我国“十五五”每年新增4条直流特高压，仅能满足约40~50GW的新能源外送需求；（2）我国电力市场仍未成熟，通过市场去调节全国的绿电供需尚有难度，因此需要部分用户结合自身实际就近使用新能源。
- **2025年两部委发布零碳园区建设方案：**2025年6月，国家发改委、能源局发布《关于开展零碳园区建设的通知》（发改环资[2025]910号文，简称“910号文”），支持通过绿电直供+绿证绿电交易结合的方式建设零碳园区，要求清洁能源消费占比 $\geq 90\%$ ，绿电直供比例原则上不低于50%。

图表13：国家级零碳园区建设指标体系

指标类型	指标名称	目标要求
核心指标	单位能耗碳排放	≤ 0.2 吨/吨标准煤 (年综合能源消费量 20~100 万吨标准煤的园区)
		≤ 0.3 吨/吨标准煤 (年综合能源消费量 ≥ 100 万吨标准煤的园区)
引导指标	清洁能源消费占比	$\geq 90\%$
	园区企业产出产品单位能耗	达到或优于二级能耗限额标准
	工业固体废弃物综合利用率	$\geq 80\%$
	余热/余冷/余压综合利用率	$\geq 50\%$
	工业用水重复利用率	$\geq 80\%$



3.2 提高算力中心绿电消费比例的核心在于绿电直连

- **绿电直连可以有效解决新能源消费，政策开始大力支持。**2025年5月，国家发展改革委、国家能源局发布《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》（650号文），明确绿电直连四种项目类型：
 - 1) 新增负荷可配套建设新能源项目
 - 2) 存量负荷在已有燃煤燃气自备电厂足额清缴可再生能源发展基金的前提下开展绿电直连，通过压减自备电厂出力，实现清洁能源替代
 - 3) 有降碳刚性需求的出口外向型企业利用周边新能源资源探索开展存量负荷绿电直连
 - 4) 支持尚未开展电网接入工程建设或因新能源消纳受限等原因无法并网的新能源项目，在履行相应变更手续后开展绿电直连
- **分场景：离网、部分并网**
 - **孤网（离网）：**绿电直连且不接入公共电网，省去电网中间环节与各类附加费用。
 - **部分并网：**当前的主流应用模式，项目仅部分接入公共电网，大部分用电由新能源供给。



3.2 提高算力中心绿电消费比例的核心在于绿电直连

- **政策导向：1192号文明确绿电直供费用缴纳。**2025年9月，国家发改委、能源局发布《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》（1192号文），提出：
 - 输配电费：“项目实行按容（需）量缴纳输配电费，下网电量不再缴纳系统备用费、输配环节的电量电费”；
 - 系统运行费：“使用公共电网时视同工商业用户，暂按下网电量缴纳系统运行费，逐步向按占用容量等方式缴费过渡；暂免缴纳自发自用电量的政策性交叉补贴新增损益。”

图表14：绿电直连应缴纳电费的主要缴纳标准

序号	名称	定义	缴纳费用标准
1	下网电量电费	从公共电网购买的电量	由市场交易价格形成
2	自发自用电量电费	由用户直接消纳的直连新能源项目电量	价格由新能源与用户双边协商，通过多年期购电协议或合同能源管理协议确定
3	系统运行费用	用户应缴纳的辅助服务、容量电价、机制电价等分摊费用	按照下网电量缴纳
4	输配电价	应缴纳给电网公司的输电成本	（1）按容（需）量缴纳。即：项目实行按容（需）量缴纳输配电费，下网电量不再缴纳系统备用费、输配环节的电量电费。 （2）按现行两部制电价缴纳。即：可靠性要求高、按要求需进行容量备份的项目，可选择继续按现行两部制输配电价模式缴费。
5	政策性交叉补贴新增损益		按照下网电量缴纳
6	线损	输电环节的电量损耗	按照下网电量缴纳



3.3 绿电直连在部分情况下可以有效降低用户用电成本

■ 绿电直供项目电费下降来源之一：输配费用节约

- **政策情况：**按照1192号文，输配电费缴纳计算公式有两种：**1）按容（需）量缴纳。**即：项目实行按容（需）量缴纳输配电费，下网电量不再缴纳系统备用费、输配环节的电量电费。其月度容（需）量电费计算公式为：**2）按现行两部制电价缴纳。**即：可靠性要求高、按要求需进行容量备份的项目，可选择继续按现行两部制输配电价模式缴费。

- **新机制下输配电价缴纳数额：**

$$\text{输配电费} = \text{现行容（需）量电费} + \text{电量电价} \times \text{平均负荷率} \times 730 \text{ 小时} \times \text{接入公共电网容量}$$

(平均负荷率暂按所在省份110千伏及以上工商业两部制用户平均水平执行)

- **旧机制下输配电价缴纳数额：**

$$\text{输配电费} = \text{现行容（需）量电费} + \text{电量电价} \times \text{实际用电量}$$

- 我们对旧机制的公式进行换算，可得：

$$\text{输配电费} = \text{现行容（需）量电费} + \text{电量电价} \times \text{企业实际负荷率} \times 730 \text{ 小时} \times \text{接入公共电网容量}$$

对比两个公式可以看出，当企业**实际负荷率 > 平均负荷率**时，实际负荷率超出平均负荷率部分的输配电价电量电价部分可以得到减免



3.3 绿电直连在部分情况下可以有效降低用户用电成本

■ 绿电直供项目电费下降来源之二：系统运行费用、政策性交叉补贴新增损益

- **政策情况：**政策情况：按照1192号文，绿电直连模式下：**1）系统运行费用：**项目使用公共电网时视同工商业用户，暂按下网电量缴纳系统运行费：**即自发自用部分节省系统运行费用；2）交叉补贴：**暂免缴纳自发自用电量的政策性交叉补贴新增损益。目前交叉补贴并未公开，无法量化，但对高电压等级用户有利

■ 绿电直供项目电费下降来源之三：发电侧上网电价及线损

- **发电侧上网电价：**自建绿电直连项目，自用电部分成本相比于市场化购电部分低的部分也是绿电直连项目的收益，但不能简单用绿电直连的度电成本减去市场化电价去测算，原因有二：（1）不同绿电项目资源条件、建设成本差别较大，无法统一计算；（2）自建绿电多在谷时段供电，实际上会抬高下网部分的平均电价。因此本报告默认两者无差异，但定性角度来说，当地绿电比例越低，则此部分节省的成本越多
- **线损：**自建绿电直连部分输电线路通常长度较短，线损通常低于大网（大网的线损为所在省份的平均损耗）

華源証券 HUAYUAN SECURITIES 3.3 绿电直连在部分情况下可以有效降低用户用电成本

图表15：各省（市）绿电直连成本节省测算（各省（市）平均负荷率50%、自用电比例30%）

	系统运行费用 (25年8月, 元/kWh)	燃煤标杆电价 (元/kWh)	平均负荷率 (未公布的按50%)	线损率 (%)	110千伏										
					现行		不同负荷率下新机制节省度电电费 (元/kWh)			70%负荷率下新机制节省电费占比 (输配电费/系统运行费/线损)			80%负荷率下新机制节省电费占比 (输配电费/系统运行费/线损)		
					电量电价 (元/kWh)	容量电价 (元/kWh·月)	60%	70%	80%	输配电价	系统运行费用	线损	输配电价	系统运行费用	线损
北京	-0.002	0.3598	50.00%	4.10	0.166	30	0.032	0.051	0.066	92%	-1%	9%	94%	-1%	7%
天津	0.071	0.3655	45.18%	4.09	0.1316	24	0.058	0.072	0.083	65%	29%	6%	69%	26%	5%
河北	0.033	0.3644	50.00%	5.40	0.1133	20	0.035	0.048	0.058	67%	20%	12%	73%	17%	10%
冀北	0.011	0.3720	50.00%	4.00	0.0972	21.6	0.024	0.035	0.044	78%	9%	13%	83%	7%	10%
山西	0.013	0.3320	50.00%	3.52	0.049	21	0.016	0.021	0.026	65%	18%	16%	71%	15%	14%
蒙东	0.035	0.3053	50.00%	6.41	0.1019	19.5	0.033	0.045	0.054	64%	23%	13%	70%	19%	11%
蒙西	0.008	0.2829	50.00%	3.07	0.0525	19.5	0.014	0.020	0.025	75%	12%	13%	80%	10%	11%
辽宁	0.037	0.3749	50.00%	4.71	0.0838	22	0.030	0.040	0.048	59%	27%	13%	66%	23%	11%
吉林	0.037	0.3731	52.70%	7.03	0.1197	22	0.033	0.049	0.060	61%	23%	16%	68%	18%	13%
黑龙江	0.046	0.3740	50.00%	6.67	0.1016	22	0.038	0.050	0.059	58%	27%	15%	64%	23%	13%
上海	0.028	0.4155	50.00%	3.96	0.1016	24	0.030	0.042	0.051	69%	20%	12%	74%	16%	10%
江苏	0.070	0.3910	50.00%	3.18	0.0857	28	0.039	0.049	0.057	50%	43%	8%	57%	37%	7%
浙江	0.046	0.4223	50.00%	3.53	0.0791	26	0.031	0.041	0.048	55%	34%	11%	62%	29%	9%
安徽	0.085	0.3844	50.00%	3.99	0.0924	27.5	0.046	0.057	0.065	47%	45%	8%	53%	39%	7%
福建	0.038	0.3932	39.80%	3.60	0.0842	23.8	0.044	0.052	0.058	70%	22%	8%	73%	20%	7%
江西	0.017	0.4143	50.00%	4.21	0.1205	24.4	0.031	0.045	0.056	77%	12%	12%	81%	9%	9%
山东	0.028	0.3949	50.00%	3.31	0.1191	22	0.032	0.046	0.057	73%	18%	8%	78%	15%	7%
河南	0.065	0.3779	46.20%	4.89	0.121	21	0.053	0.066	0.076	62%	30%	8%	67%	26%	7%
湖北	0.041	0.4161	50.00%	4.79	0.0884	24.4	0.033	0.043	0.051	58%	28%	14%	65%	24%	12%
湖南	0.057	0.4500	50.00%	5.57	0.1104	19.1	0.043	0.056	0.066	56%	30%	13%	63%	26%	11%
广东	0.021	0.4530	50.00%	3.31	0.0734	19.4	0.023	0.032	0.038	66%	20%	14%	72%	17%	12%
广西	0.021	0.4207	50.00%	4.76	0.0777	21.4	0.025	0.034	0.041	65%	18%	17%	71%	15%	15%
海南	0.057	0.4298	40.93%	5.47	0.0798	22	0.050	0.057	0.063	58%	30%	12%	62%	27%	11%
重庆	0.060	0.3964	50.00%	4.25	0.1078	20	0.041	0.054	0.063	57%	33%	9%	64%	28%	8%
四川	-0.007	0.4012	50.00%	5.79	0.0669	17	0.016	0.024	0.030	80%	-9%	29%	84%	-7%	23%
贵州	0.069	0.3515	50.00%	4.73	0.0777	20	0.039	0.048	0.055	46%	43%	10%	53%	38%	9%
云南	0.003	0.3358	50.00%	4.90	0.0749	23	0.018	0.027	0.034	79%	3%	18%	83%	2%	15%
陕西 (榆林)	0.027	0.3545	50.00%	4.24	0.0831	20	0.026	0.036	0.044	65%	22%	12%	71%	18%	10%
陕西 (除榆林)	0.027	0.3545	50.00%	4.24	0.0638	20	0.023	0.031	0.037	59%	26%	15%	66%	22%	12%
甘肃	0.043	0.3078	50.00%	2.31	0.0764	20.5	0.028	0.037	0.044	59%	35%	6%	66%	29%	5%
青海	0.003	0.3247	50.00%	3.64	0.0677	20	0.016	0.024	0.030	81%	4%	15%	85%	3%	12%
宁夏	0.010	0.2595	66.38%	2.59	0.06	16	-0.001	0.008	0.015	38%	37%	25%	67%	20%	13%
新疆	0.037	0.2500	48.43%	6.57	0.0815	19	0.032	0.041	0.048	61%	27%	12%	67%	23%	10%

资料来源：国家发改委，国家电网，南方电网，内蒙古电网，华源证券研究所。注：（1）假设绿电自用电比例30%；（2）仅测算输配电费、系统运行费用、线损，其中系统运行费用取各省（市）2025年8月数值；（4）线损暂按市场价=燃煤标杆电价测算

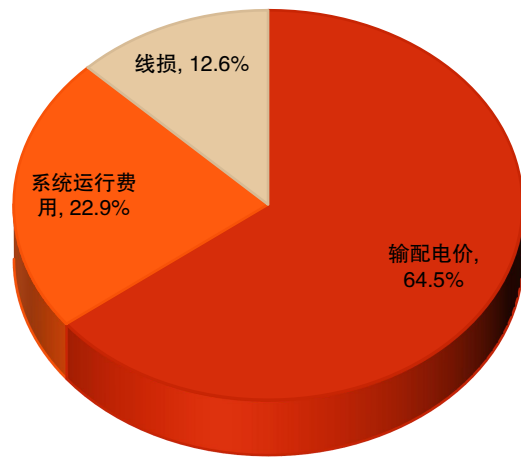


3.4 算电协同区位优势极其重要

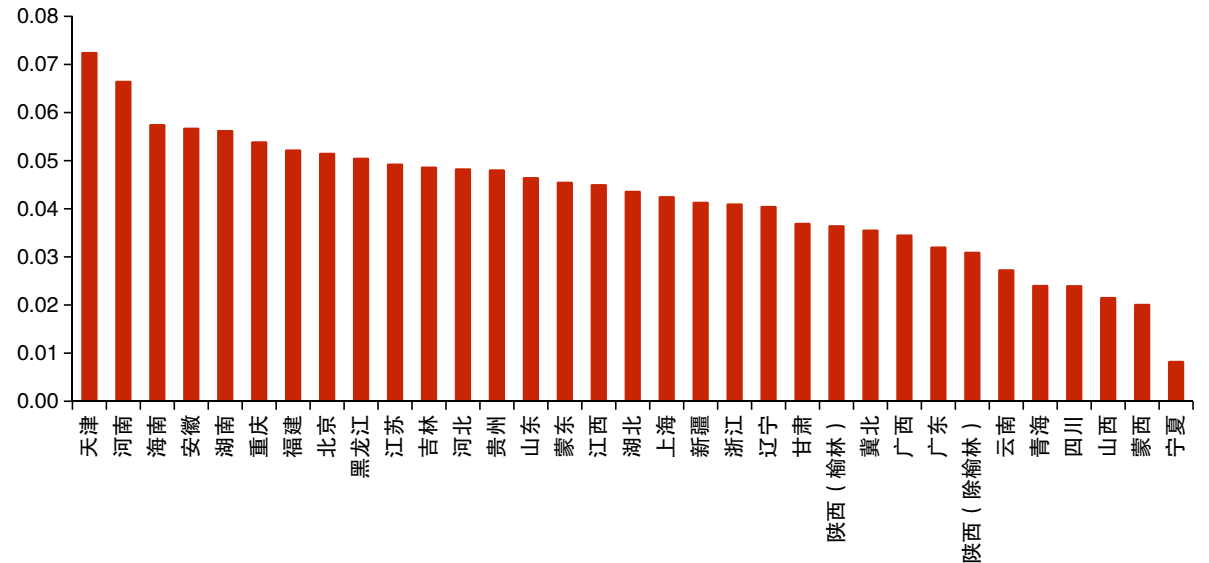
■ 绿电直连关键利好省份及后续演变趋势

- 从上表可知，从全国维度来看，电费节省主要来自于输配电价（约65%），其次为系统运行费用（约23%）、线损（约13%），但各省构成差距较大。未来输配电价部分节省主要依赖于自用电比例的提升，提升空间较小，系统运行费用是电费节省主要来源，当前系统运行费用占比较低的省份未来提升潜力较大。
- 节省电费幅度较大的省（市）：节省电费幅度较大（>0.05元/kWh）的省（市）有：天津、河南、海南、安徽、湖南、重庆、福建等。节省电费较多（>0.04元/kWh）的省份有：江苏、吉林、河北、贵州、山东等。

图表16：绿电直连节省的电费主要构成（系统运行费取2025年8月数值）



图表17：70%负荷率下各省（市）度电电费节约幅度（元/kWh）



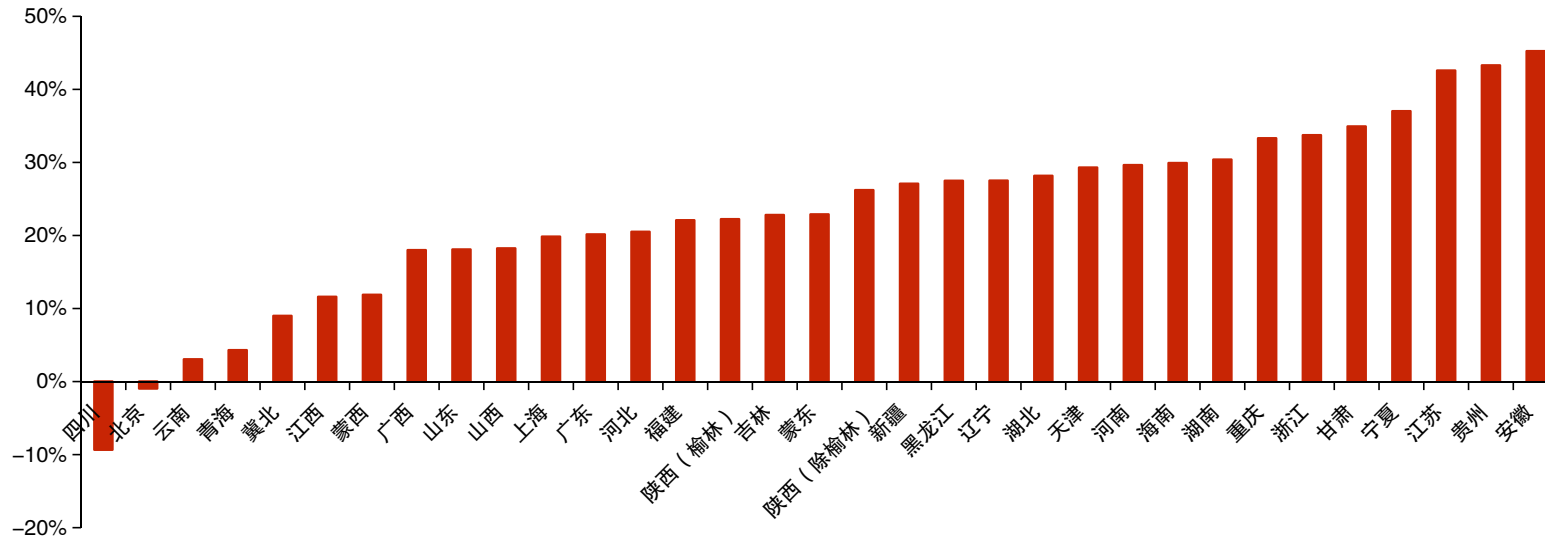


3.4 算电协同区位优势极其重要

■ 绿电直连关键利好省份及后续演变趋势

- **电费节省潜力较大的省份：**未来输配电价部分节省主要依赖于自用电比例的提升，提升空间较小，系统运行费用是电费节省主要来源，当前系统运行费用占比较低的地区未来提升潜力较大，包括：四川、北京、云南、青海、冀北、江西、蒙西、广西、山东等

图表18：70%负荷率下各省（市）节省电费中系统运行费用占比



主要内容

1. 算电协同纳入政府工作报告 步入发展元年
2. 算电协同有望重构电力和算力发展模式
3. 绿电兼顾清洁与降本 有望成为重要发展领域
4. 算电协同有望促进SST等直流设备发展
5. 投资分析意见及风险提示



4.1 政策引导数据中心成为绿色、可调负荷

■ 数据中心核心指标，要求供电系统更加高效、可调节

- 2023.12 全国一体化算力网：提出到2025年底算力电力双向协同机制初步形成，枢纽节点新建数据中心绿电占比>80%
- 2024.07 绿色低碳行动计划：到2025年平均PUE \leq 1.5，可再生能源利用率年均增长10%
- 2024.07 新型电力系统行动方案：实施算力与电力协同项目，探索绿电聚合供应、就地消纳
- 2025.10 新能源消纳指导意见：推动绿电直连、源网荷储一体化、智能微电网等就近消纳新业态

■ 采用直流架构供电的意义

- PUE要求逐渐严格，直流系统相比交流系统损耗更小，可以有效降低PUE
- 未来算力低压母线、储能、分布式光伏等均为直流供电，采用直流系统减少整流逆变设备需求
- 直流系统可以避免算力负荷高频波动带来的谐波问题

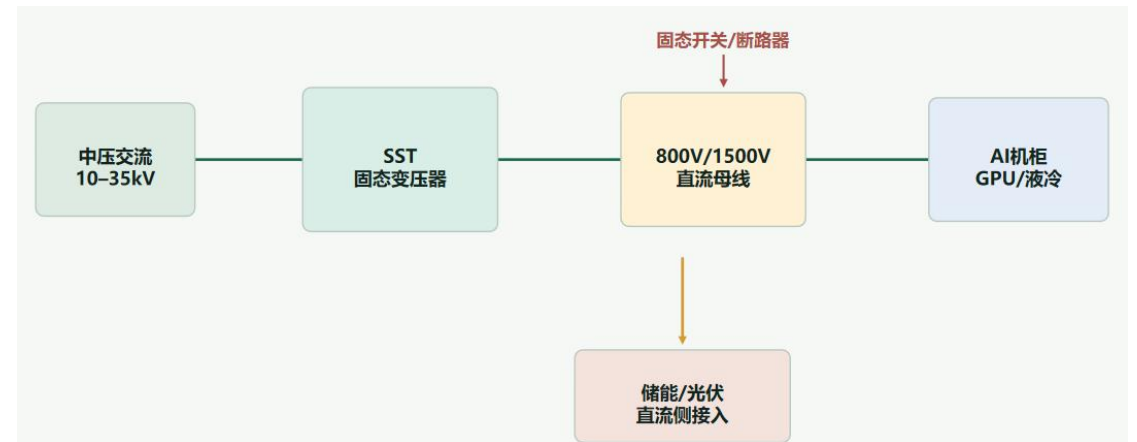
4.2 SST等构网型设备解决安全性问题

- **绿电直连形式给算力供电，对可靠性和安全性带来挑战。** 由于在我国现行政策下，煤电无法作为算力的主供电源，而燃机、生物质等增量有限，但新能源稳定性和可靠性方面都有不足。当新能源功率发生大幅波动时无法对电网进行有效支撑，可能导致电网发生故障。
- **SST具备构网型能力，可以降低绿电和算力负荷波动对电网的冲击。** 除了节省算力中心供电系统成本外，SST还具备构网能力、主动支撑电网电压和频率、主动进行无功补偿和谐波抑制，解决绿电系统支撑能力不足、无功补偿不足以及算力负荷波动带来的谐波问题等，是算电协同的重要技术发展方向。
- **SST：完成电压变换、隔离、电能质量控制等功能；固态开关：毫秒/微秒级切断直流故障，解决直流系统切除故障困难等问题。**

图表19：传统交流变压器和固态变压器的对比

对比维度	传统交流变压器	固态变压器 (SST)
核心功能	被动地按固定比例变换电压	主动、智能地管理和控制能量流动
电压与电能质量	输出电压随输入和负载波动，无法治理谐波	提供稳定、纯净的输出电压，可主动进行无功补偿和谐波抑制
功率流控制	功率单向流动，无法控制	支持功率双向流动，可精确控制有功/无功功率
电网支撑能力	无，故障时可能加剧电网崩溃	具备“构网”能力，可主动支撑电网电压和频率
故障保护	依赖外部断路器，响应慢（毫秒级）	自身具备微秒级快速关断和故障隔离能力

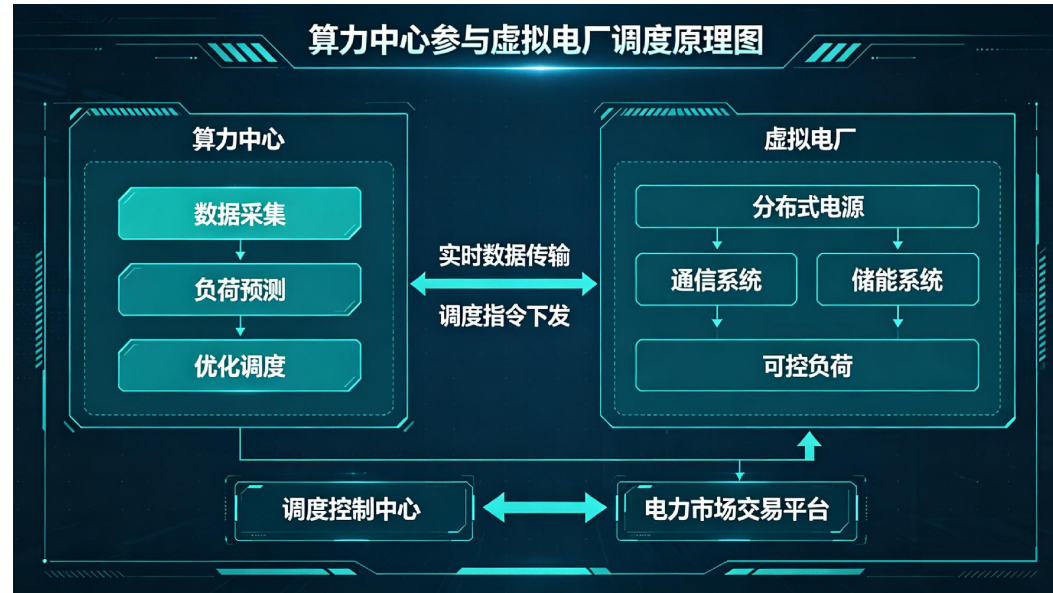
图表20：直流系统架构图



4.3 算力作为柔性负荷支撑电网调度

- **算力虽然有波动性大等缺点，但如果进行协同调度的话可以作为柔性负荷进行削峰填谷。**2026年，安徽完成首次“算电协同”填谷调度测试，通过将中国电信南岗园区的算力任务转移至淮北云计算中心，将淮北云计算中心的负荷上升50%，从而完成填谷功能，提升了当地绿电消纳能力
- **国家已经出台需求响应和虚拟电厂相关政策，协同调度市场有望打开。**2025年3月，发改委、能源局发布《关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》，提出到2030年全国虚拟电厂调节能力达到5000万千瓦以上。机制上来说，推进虚拟电厂参与电能量市场、辅助服务市场将为虚拟电厂提供收益。

图表21：算力中心参与虚拟电厂调度原理图



主要内容

1. 算电协同纳入政府工作报告 步入发展元年
2. 算电协同有望重构电力和算力发展模式
3. 绿电兼顾清洁与降本 有望成为重要发展领域
4. 算电协同有望促进SST等直流设备发展
5. 投资分析意见及风险提示



- 建议关注如下方向：
 - 一、**绿电**：看好算电协同对绿电运营商带来增量以及稳定收益，标的选择上注重八大算力枢纽中具备电价优势以及电价潜力、或自身资源获取方面具备优势的公司。重点推荐：**韶能股份、新筑股份、涪陵电力**，建议关注：**豫能控股、金开新能、南网能源、晶科科技、协鑫能科**等。
 - 二、**电力设备**：（1）关注算电协同调度方向，建议关注：**国电南瑞、南网科技、国网信通、南网数字**等；（2）SST产业化趋势明确，建议关注SST技术领先的**四方股份、特锐德、中国西电、国电南瑞、许继电气、新风光、智光电气、云路股份**等；（3）算力中心需参与市场化交易，且其柔性特征可以作为优质的虚拟电厂资源，建议关注**国能日新、朗新科技**等。



■ 韶关市清洁能源平台 承接韶关算力需求

- 韶能股份成立于1993年6月，1996年公司在深交所上市，成立初期公司主营业务为电力，经过30余年的发展，公司主要开展能源、生态植物纤维制品、精密（智能）三大业务。
- 公司主要利润来自水电，截至2025年底，公司拥有装机规模121万千瓦，其中水电装机68万千瓦，位于广东、湖南两地；生物质能发电装机36万千瓦，均在广东省地区；综合利用发电12万千瓦，主要位于湖南。
- 股权结构：2025年7月，公司发布向特定对象发行A股股票预案，计划向金财投资定向增发股份不超过1.01亿股，发行价格3.96元/股，募集资金不超过4亿元。金财投资与公司第一大股东韶关市工业资产为一致行动人，本次发行完成后，工业资产及金财投资合计持有公司21.75%股份，为公司共同控股股东，公司实际控制人变更为韶关市国资委。
- 在我国“东数西算”工程规划中，韶关被列入全国十大数据中心，成为粤港澳大湾区枢纽节点唯一集群，韶关在市区规划了3个片区、总面积约6277亩的数据算力集群产业园，同时韶关市也规划到2035年光伏装机达到8GW，风电装机4GW。公司作为地处韶关地区的清洁能源上市企业，当前正在积极发展新能源，在韶关地区能源规划和算力规划的大背景下，公司有望获得较高规模的新能源项目，迎来持续增长。



■ 蜀道集团旗下上市平台 重组聚焦清洁能源发电

- 蜀道集团旗下五大上市平台之一，当前主营业务包括轨道交通、桥梁功能部件和光伏发电三大业务，其中光伏发电业务由控股子公司晟天新能源运营。2025年6月发布重大资产出售、发行股份及支付现金购买资产并募集配套资金暨关联交易预案，拟剥离磁浮与桥梁功能部件业务并收购蜀道清洁能源60%股权，未来新筑股份将聚焦于清洁能源发电业务，形成“水风光储”一体化布局，蜀道集团有望在资源获取、交能融合、矿电融合等方面持续赋能上市公司。
- 蜀道清洁能源：参股水电项目陆续投产，多重机遇助力新能源发展。截至2024年底，蜀道清洁能源在运+在建权益发电装机规模达1050万千瓦，其中已投运控股装机350万千瓦。水电方面，蜀道清洁能源参股大渡河、金沙江上游多个水电项目，预计“十五五”末实现流域参股权益装机387.07万千瓦，参股水电项目投产有望带来业绩成长性；新能源方面，四川省内依托蜀道集团资源获取优势，蜀道清洁能源已获取“三州一市”地区光伏、风电资源，并规划在“十五五”期间省内开工建成风、光项目760万千瓦；牵头“疆电入川”，“疆电入川”500万千瓦大型风电光伏项目有望落地，建成后有望贡献增量；探索“交通+能源”以及“新能源+矿山”新模式，高速公路绿色低碳智慧综合能源利用示范项目进入《绿色低碳先进技术示范项目清单（第二批）》，西藏多龙铜矿“源网荷储”一体化综合能源保障项目持续推进。
- 晟天新能源：重组后留在新筑股份体内，光伏发电业务深化布局，经营稳健。截至2024年末，晟天新能源总装机规模1958.52MW，其中运营电站1237.53MW，在建电站720.99MW，其中西南区域运营装机926.28MW，占比74.85%



■ 国网综能核心平台，“源网荷储”释放增长新动能

- 公司成立于1999年，已成长为国网综能旗下重点配网节能平台，主营电网运营和配电网节能两大业务。2024年度，公司完成售电量34.64亿千瓦时，实现营业收入31.17亿元，其中电网运营/配电网节能收入占比分别为64%/36%，毛利占比分别为26%/74%，毛利率分别为8.16%/41.9%。
- 电网运营：主要供电重庆涪陵区，电量有望持续增长。涪陵电力拥有完善的供电网络，电网运营主要集中于重庆市涪陵区行政区域，电力来源主要是通过联网线路从国网重庆市电力公司等单位趸购电量。2024年公司售电量34.64亿千瓦时，同比增长7.3%，售电价0.6437元/千瓦时（2023年为0.6489元/千瓦时）。涪陵区为重庆主要工业基地，“十五五”期间区域工业有望较快增长，预计带动电力需求稳步提升，为公司电网业务盈利提供支撑。
- 配电网节能：类债模式为用户提供节能效益，未来新增项目有望逐步落地。公司配电网节能业务主要采用合同能源管理（简称EMC）模式，为用户提供节能诊断、改造等服务，并以节能效益分享等方式回收投资和获得合理利润，截至2024年底已覆盖全国20个省、市、自治区。
- 背靠国网体系，在新型电力系统建设浪潮中具备广阔业务空间。国网综能作为国家电网全资子公司，承担国家电网综合能源服务战略性新兴产业发展主体责任。公司积极布局新型储能业务，该行业正处于高速发展阶段，公司凭借集团平台资源优势，在新兴业务领域具备扎实发展基础。



■ 国内重要的二次设备及SST供应商

- 公司业务以二次设备为主，近年来发电业务占比快速增加，电网业务则稳步增长。营收和归母净利润都呈现稳步提升态势。2019年公司营收约36.8亿元，从2021年开始稳定保持10%以上增速，到2025年营收规模已经达到81.9亿元（同比+18%）。2019年公司归母净利润为1.9亿元，但随后均保持了两位数以上增长，到2025年归母净利润已达8.3亿元。
- 受益于双碳战略，我国电源侧投资大幅提升。我国十三五及以前电源建设以煤电为主，2010年至2018年电源侧每年投资额都不足4000亿元。但随着2020年双碳战略提出，风电、光伏电源侧投资开始大幅增加，到2024年首次突破1万亿元。电源侧投资大幅增加带动公司发电业务快速增长。公司在新能源及传统能源方面均有产品布局。公司以“技术引领+场景深耕”双轮驱动战略为核心，持续巩固行业头部地位，在海上风电、风光大基地等细分市场的占有率稳居行业前列。
- 传统业务有望受益于国网“十五五”大规模投资，积极拓展一次设备业务有望打开成长空间。“十五五”期间，国家电网公司固定资产投资预计达到4万亿元，较“十四五”投资增长40%，国内电网投资大周期开启。以2025年国网投资为基数，则“十五五”期间国网投资的CAGR超过5%，虽然增速低于2024年和2025年，但近5年几何平均增长率超过5%的年份主要出现在2015—2018年，高增长主要来自“十二五”初期低基数，因此2025年高基数的基础上超过5%的CAGR有望开启国内电网投资大周期。
- 固态变压器有望成为AIDC供电终极解决方案，公司技术能力位居领先地位。英伟达发布下一代AI电源架构（800VDC）白皮书，SST或将迎来发展机遇。随着GPU性能不断提升，其功耗问题也愈发突出，带来的主要问题有：机柜功率大幅增加、机柜空间愈发宝贵、工作负载波动增加。为解决上述问题，英伟达提出了800V直流架构。相比于415V交流，相同线径下800V直流可以提升约157%的功率，后续不排除进一步提升至1500V。利用固态变压器（SST）直接将中压交流电转换为800V直流或将是长期解决方案。公司是国内少数具备固态变压器研发和实际中标的公司，有望受益于固态变压器在AIDC渗透率提升。



- **数据中心项目建设不及预期风险：** 数据中心项目投资规模较大，若数据中心建设不及预期，将影响相关方向需求；
- **政策不及预期风险：** 算电协同开展依赖政策支持，一旦政策支持力度不足可能导致相关业务模式难以开展；
- **竞争格局恶化风险：** 若因供给端快速扩产导致格局进一步恶化，或影响相关企业利润水平；
- **市场空间测算偏差的风险：** 报告中的市场空间测算基于一定假设条件，若实际情况与假设存在较大偏差，存在不及预期的风险。



证券分析师声明

本报告署名分析师在此声明，本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，本报告表述的所有观点均准确反映了本人对标的证券和发行人的个人看法。本人以勤勉的职业态度，专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观的出具此报告，本人所得报酬的任何部分不曾与、不与，也不将会与本报告中的具体投资意见或观点有直接或间接联系。

一般声明

华源证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。

本报告是机密文件，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客户。本报告是基于本公司认为可靠的已公开信息撰写，但本公司不保证该等信息的准确性或完整性。本报告所载的资料、工具、意见及推测等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。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户应对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特殊需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或使用本报告所造成的一切后果，本公司及/或其关联人员均不承担任何法律责任。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。

本报告所载的意见、评估及推测仅反映本公司于发布本报告当日的观点和判断，在不同时期，本公司可发出与本报告所载意见、评估及推测不一致的报告。本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。除非另行说明，本报告中所引用的关于业绩的数据代表过往表现，过往的业绩表现不应作为日后回报的预示。本公司不承诺也不保证任何预示的回报会得以实现，分析中所做的预测可能是基于相应的假设，任何假设的变化可能会显著影响所预测的回报。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本报告的版权归本公司所有，属于非公开资料。本公司对本报告保留一切权利。未经本公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式修改、复制或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。如征得本公司许可进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“华源证券研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。本公司保留追究相关责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

本公司销售人员、交易人员以及其他专业人员可能会依据不同的假设和标准，采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论或交易观点，本公司没有就此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。本公司的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

信息披露声明

在法律许可的情况下，本公司可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。本公司将会在知晓范围内依法合规的履行信息披露义务。因此，投资者应当考虑到本公司及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

投资评级说明

证券的投资评级：以报告日后的6个月内，证券相对于同期市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

买入：相对同期市场基准指数涨跌幅在20%以上；

增持：相对同期市场基准指数涨跌幅在5%~20%之间；

中性：相对同期市场基准指数涨跌幅在-5%~+5%之间；

减持：相对同期市场基准指数涨跌幅低于-5%及以下。

无：由于我们无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使我们无法给出明确的投资评级。

行业的投资评级：以报告日后的6个月内，行业股票指数相对于同期市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

看好：行业股票指数超越同期市场基准指数；

中性：行业股票指数与同期市场基准指数基本持平；

看淡：行业股票指数弱于同期市场基准指数。

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议；

投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者应阅读整篇报告，以获取比较完整的观点与信息，不应仅仅依靠投资评级来推断结论。

本报告采用的基准指数：A 股市场基准为沪深 300 指数，香港市场基准为恒生中国企业指数（HSCEI），美国市场基准为标普 500 指数或者纳斯达克指数。



華源証券

HUAYUAN SECURITIES