

标配（维持）

算电协同新周期：电力行业价值重估

电力行业深度报告

2026 年 8 月 7 日

投资要点：

分析师：谭欣欣

SAC 执业证书编号：

S0340523030001

电话：0769-22119410

邮箱：

tanxinxin@dgzq.com.cn

分析师：谢少威

SAC 执业证书编号：

S0340523010003

电话：0769-22119430

邮箱：

xieshaowei@dgzq.com.cn

电力（申万）指数走势

资料来源：iFind，东莞证券研究所

相关报告

- **算电协同为何而生。**人工智能快速发展，成为我国电力增长的重要推手，2025年国内算力中心总耗电1700亿千瓦时，2030年有望突破8000亿千瓦时。同时，我国新能源装机快速扩张，2025年弃风率弃光率均超过5%，消纳压力持续加大。从政策来看，到2025年底，国家枢纽节点新建数据中心的绿电使用比例须超过80%。算电协同将算力负荷与绿电供给深度绑定，既为数据中心提供稳定低价绿电，又能提高新能源消纳效率，实现供需两侧双向奔赴。
- **绿电直连：算电协同赋能发电侧价值重估。**算电协同通过绿电直连与长期购电协议，将算力负荷与绿电供给深度绑定，为发电企业锁定确定性消纳和稳定电价。截至2026年4月，我国已审批绿电直连项目99个，明确要求项目年自发自用电量占总可用发电量的比例不低于60%。碳关税进入实质性征收阶段，赋予绿电直连定价弹性，同时推动绿证交易量价齐升。我们认为，发电企业锁定消纳，优化收益结构，提高盈利稳定性，有望支撑板块估值中枢上移。
- **火电：算电协同驱动顶峰价值重估与火绿联营。**算力中心需要连续不间断供电，火电作为灵活调节资源，发挥顶峰调节作用。政策层面，2026年起，煤电机组通过容量电价回收固定成本的比例不低于50%；同时，火电企业还可通过提供辅助服务来获得增量收益。算电协同驱动下，传统火电企业加速转型，形成“火电托底+绿电溢价”双轮驱动，盈利结构优化。
- **维持行业标配评级。**算电协同从政策概念进入多模式并行落地阶段，正在系统性地重塑发电侧资产的盈利与估值逻辑。通过绿电直连、长期购电协议、绿证交易、容量电价等机制，发电企业将算力负荷与绿电供给深度绑定，锁定消纳与稳定电价。绿电企业获得环境溢价，火电企业通过容量电价和辅助服务将顶峰调节能力货币化，火绿联营模式持续深化，盈利结构转向固定收益托底、弹性收益增厚的稳健模式。电力资产现金流趋于稳定，估值水平有望抬升。建议关注率先布局算电协同相关业务的企业。
- **风险提示：**算电协同政策落地慢于预期，煤价超预期上涨且电价传导受阻，容量电价执行力度不及预期，绿证价格大幅波动等风险。

本报告的风险等级为中风险。

本报告的信息均来自已公开信息，关于信息的准确性与完整性，建议投资者谨慎判断，据此入市，风险自担。

请务必阅读末页声明。

深度研究

行业研究

证券研究报告

目 录

1. 算电协同为何而生	4
1.1 AI 浪潮推动算力用电刚性增长	4
1.2 绿电消纳寻求出路	6
2. 算电协同的政策保障体系	8
2.1 顶层设计：从“东数西算”到国家战略	8
2.2 八大枢纽节点：政策落地的实体抓手	11
3. 如何实现算电协同	12
3.1 绿电直连	12
3.2 火电顶峰价值 + 火绿联营	16
4. 投资策略	18
5. 风险提示	19

插图目录

图 1：全球算力规模及预测	4
图 2：中国智能算力规模及预测	4
图 3：全球电力需求增长情况（分行业及终端用途）	5
图 4：全球电力需求增长情况（分地区）	5
图 5：中国全社会用电量（亿千瓦时）	6
图 6：中国算力用电量（亿千瓦时）	6
图 7：2025 年中国发电装机结构	6
图 8：2025 年中国发电量结构	6
图 9：中国发电装机情况	7
图 10：中国发电量情况	7
图 11：中国光伏风电利用率	7
图 12：中国光伏风电弃用率	7
图 13：算电协同发展阶段演进	8
图 14：源网荷储一体化原理图	13
图 15：中国可再生能源绿证核发量与交易量	14
图 16：中国电量绿证均价（截至 2026 年 Q1）	14
图 17：中国大唐中卫云基地 50 万千瓦光伏电站	15
图 18：中国各省容量电价标准（元/千瓦·年，含税）	16
图 19：2023 年 H1 全国电力辅助服务费用（按类型）	17
图 20：2023 年 H1 全国电力辅助服务费用（按主体）	17
图 21：部分火电公司装机容量（万千瓦，截至 2025 年末）	18
图 22：部分火电公司 2025 年新增清洁能源装机（万千瓦，不含燃气装机）	18



表格目录

表 1：算电协同核心政策与底层支撑机制 9

表 2：八大枢纽 + 十大数据中心集群 11

表 3：部分省份已下发绿电直连项目清单 12

表 4：重点公司盈利预测及投资评级（2026/8/5） 19

1. 算电协同为何而生

算力中心正在重塑我国电力供需格局。算电协同立足能源强国建设，衔接双碳战略落地，成为赋能新质生产力发展的交汇枢纽。近年来，AI 算力爆发式增长，大幅新增用电变量；同时，全球新能源加速发展，绿电消纳压力与日俱增。“算电协同”应运而生，一方面保障算力用能，另一方面解决新能源消纳问题，助力绿电溢价。

1.1 AI 浪潮推动算力用电刚性增长

在数字经济发展浪潮下，算力作为核心生产要素与产业数智化转型的关键支撑，全球规模持续快速扩张。据中国信通院，截至 2025 年 H1，全球计算设备算力总规模（基于 FP32 口径）4,495EFlops，同比激增 117%；其中，智能算力占比高达 85%。中国信通院测算，依托人工智能产业爆发式扩容，2030 年全球算力有望超过 50ZFlops，其中智能算力占比预计超过 95%。

“十四五”时期，我国加速布局新型数字基建，搭建全国一体化算力网络体系，国内智算规模高速增长。《智微智能：2026 年度向特定对象发行 A 股股票募集资金使用可行性分析报告》指出，目前中国算力规模已经稳居全球前列。工业和信息化部数据显示，2025 年，我国已建成 42 个万卡级智算集群，智能算力规模（基于 FP16 计算）在 2025 年为 1,590EFlops，2026 年 Q1 已增长至 1,882EFlops，增长势头良好。IDC 预测数据显示，2028 年中国智能算力规模有望增长至 2,782EFlops。

图 1：全球算力规模及预测

图 2：中国智能算力规模及预测

数据来源：中国信通院，东莞证券研究所

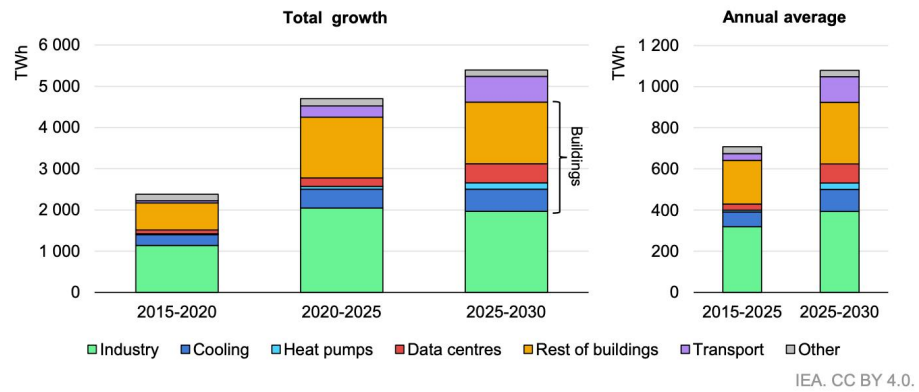
数据来源：IDC、工业和信息化部，东莞证券研究所

算力用电刚性增长，电力时代已然到来。

全球 AI 算力指数级爆发，成为电力需求扩容的核心新增引擎。据国际能源署（IEA）《2026 年电力报告》，2020-2025 年全球电力需求年均增速约 2.8%，其中数据中心、制冷、热泵等新兴负荷增速亮眼。IEA 指出，伴随工业扩张、电动汽车普及、建筑制冷需求攀升、数据中心落地等多元终端应用，未来五年的全球电力年均新增需求量，将会比过去十年的年均增量平均高出 50%。

图 3：全球电力需求增长情况（分行业及终端用途）

Global electricity demand growth by sector and end-use, 2015-2030

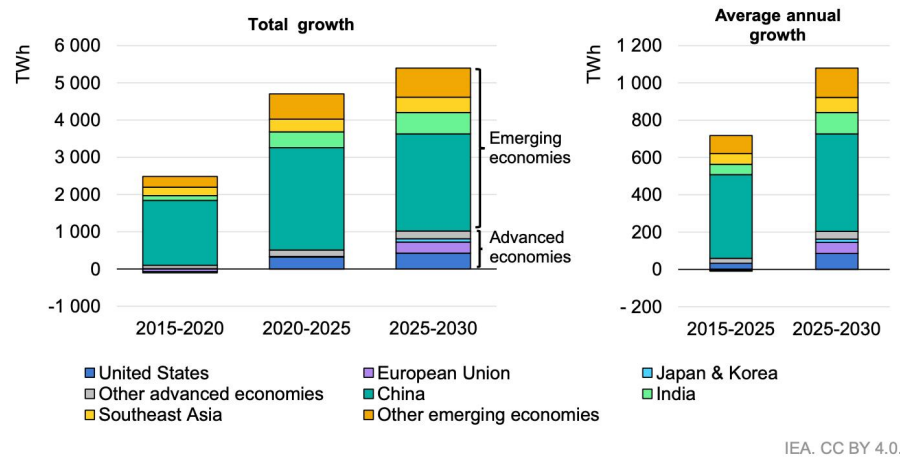


数据来源：IEA，东莞证券研究所

分区域来看，2015-2020 年，发达经济体整体电力需求增长几乎陷于停滞；2020-2025 年，其在全球用电增量中的占比仅为 10%。2025 年，美国、欧盟等发达经济体的用电量增速显著修复。IEA 预测，2026-2030 年，美国用电量年均增速将接近 2%，为过去十年年均增速的两倍以上，数据中心扩容是核心拉动因素；而欧盟方面，未来五年的电力需求年均增速可达 2.3%。据 IEA，未来五年，预计发达经济体的电力增量占全球比重将达到 20%左右。

图 4：全球电力需求增长情况（分地区）

Global electricity demand growth by region, 2015-2030



数据来源：IEA，东莞证券研究所

根据中国电力统计年鉴，2025 年我国社会用电量首度突破 10 万亿千瓦时，同比增长 5%；其规模超美国全年用电量两倍，高于欧盟、俄、印、 全年用电量总和。IEA 预测，未来五年，中国的电力需求年均增速将回落至 4.9%，但其新增用电体量等同于欧盟当前全年用电总量，是全球电力最大的增长动能，在全球电力增量中的贡献将接近 50%。



高端制造业蓬勃发展，人工智能新技术加速渗透，成为拉动我国电力增长的核心动能。国家能源局数据显示，2025 年全国算力中心总耗电达到 1700 亿千瓦时，占全社会用电量比重约 1.6%。其中，全国一体化算力网络 8 大枢纽节点算力用电量近三年平均增速约 39.5%，远超全社会用电量平均增速。根据国家能源局，AI 产业化带动智算、芯片制造落地，用电负荷呈现高增速、高密度、布局集中、运行复杂等新特征；预计“十五五”期间全国算力用电量年均新增超 1000 亿千瓦时，2030 年有望达 8000 亿千瓦时，用电占比将抬升至 6%。

图 5：中国全社会用电量（亿千瓦时）

图 6：中国算力用电量（亿千瓦时）

数据来源：中国电力统计年鉴，东莞证券研究所

数据来源：国家能源局，东莞证券研究所

1.2 绿电消纳寻求出路

在碳达峰碳中和目标驱动下，我国风光发电装机容量快速增长。根据电规总院发布的《2025 年度中国电力市场发展报告》，“十四五”期间，我国风光发电新增装机 13.07 亿千瓦，超过全国新增发电装机总量的 77%，规模是“十三五”末的 3.4 倍。2025 年，我国风光装机容量同比增长 30.9%至 18.42 亿千瓦，已超过煤电装机、火电装机和全国最大用电负荷。

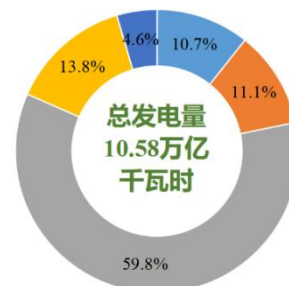
2025 年，我国风光发电量约 2.3 万亿千瓦时，同比增长 25.8%；当前全国可再生能源装机占比超过六成，2025 年新增可再生能源发电量足以覆盖全社会用电增量。

图 7：2025 年中国发电装机结构

图 8：2025 年中国发电量结构

■ 风电装机 ■ 太阳能装机 ■ 火电装机 ■ 水电装机 ■ 核电装机

■ 风电发电量 ■ 太阳能发电量 ■ 火电发电量 ■ 水电发电量 ■ 核电发电量



数据来源：电规总院，东莞证券研究所

数据来源：电规总院，东莞证券研究所

图 9：中国发电装机情况



数据来源：电规总院，东莞证券研究所

图 10：中国发电量情况



数据来源：电规总院，东莞证券研究所

我国弃风弃光率逐步抬升，新能源消纳问题凸显。全国新能源消纳监测预警中心数据显示，2025 年，我国光伏利用率、风电利用率分别为 94.80%、94.30%；自“十四五”以来，风光利用率首次双双跌破 95%防线。援引厦门大学孙世刚教授在国轩高科 2026 全球科技大会上的发言，2025 年中国弃风弃光电量高达 2518 亿千瓦时，超过三峡电站 2025 年全年发电量的 2.6 倍（基于国家能源局公布的利用率数据推算）。截至 2026 年 3 月，我国弃光率累计值、弃风率累计值分别达 8.80%和 8.10%。可见，我国风光电力消纳问题亟须解决。

图 11：中国光伏风电利用率

图 12：中国光伏风电弃用率

数据来源：全国新能源消纳监测预警中心，东莞证券研究所

数据来源：全国新能源消纳监测预警中心，东莞证券研究所

算力用电刚性增长与绿电消纳压力持续加大，是当前电力系统面临的两大结构性矛盾。算力协同将算力负荷与绿电供给深度绑定，既为数据中心提供稳定低价的绿电，又为新能源消纳打开确定性出口，成为供需两侧双向奔赴的战略交汇点。

2. 算电协同的政策保障体系

2.1 顶层设计：从“东数西算”到国家战略

据中国信通院《算力电力协同发展研究报告（2025 年）》，算力与电力的协同演进可大致分为四个阶段：

2020-2023 年（初步探索期）：算力企业开始尝试绿电交易与分布式光伏应用。

2024-2025 年（起步发展期）：国家层面首次正式提出“算力电力协同”概念。

2026-2030 年（深度协同期）：算电协同产业链基本建成，绿电直供、源网荷储、算力负载调度等模式在资源适宜地区实现规模化推广。

2031 年以后（全面融合期）：氢能、核能、地热能等多元清洁能源全面融入算电协同体系，进一步打通算、电、能、碳、数等要素，重构产业生态。

图 13：算电协同发展阶段演进



数据来源：中国信通院，东莞证券研究所

在上述演进过程中，关键政策节点与核心量化约束不断落地。

2023 年 12 月，《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》出台，首次提出“算力电力协同”，明确要求：到 2025 年底，国家枢纽节点新建数据中心的绿电使用比例须超过 80%。

2024 年 7 月，两项政策接连出台：《数据中心绿色低碳发展专项行动计划》提出到 2025 年底初步建立算力与电力双向协同机制；《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027 年）》部署一批算电协同示范项目，方向涵盖绿电聚合供应、源网荷储一体化等。

2026 年 3 月，国务院政府工作报告首次将“算电协同”列入国家级新基建工程，标志着“算电协同”正式上升至国家战略层面。

今年政策节奏明显提速。4 月，中共中央政治局会议指出，加强水网、新型电网、算力网、新一代通信网、城市地下管网、物流网等规划建设；四部门印发《关于促进人

工智能与能源双向赋能的行动方案》，将目标期限延至 2030 年，核心是提升清洁能源与算力设施的协同水平。5 月，《关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知》下发，标志着绿电直连模式从单用户试点转向多用户规模化推广，政策适用对象从数据中心扩展至工业园区、零碳园区以及高耗能出口型企业。**项目应按照“以荷定源”原则合理规划新能源装机规模，年自发自用电量占总可用发电量的比例不低于 60%，占总用电量的比例不低于 30%、2030 年前不低于 35%。**

2026 年 7 月，中电联发布《中国电力行业年度发展报告 2026》，预计 2026 年全国全社会用电量同比增长 5%-6%，全年新增发电装机约 4 亿千瓦；同时提出“十五五”全国电网固定资产投资达到 5 万亿元以上，较“十四五”同期相比增长超 80%。同月，《新型电力系统建设“十五五”规划》落地，定下 2030 年初步建成新型电力系统的目标，明确行业发展任务与重大工程。规划提出促进电力与算力协同发展，促进电热、电氢等协同联动，推动电力与交通融合发展。

算电协同的落地，还需电力市场与碳约束政策的底层支撑。具体来看：《关于完善发电侧容量电价机制的通知》将火电的顶峰调节能力货币化；《碳达峰碳中和综合考核办法》将碳指标纳入地方政绩“一票否决”刚性约束；《关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见》持续完善绿证交易制度，共同打通绿电环境价值的变现闭环。

表 1：算电协同核心政策与底层支撑机制

时间	政策	详情
2023/11/8	《关于建立煤电容量电价机制的通知》	煤电容量电价按照回收煤电机组一定比例固定成本的方式确定。其中，用于计算容量电价的煤电机组固定成本实行全国统一标准，为每年每千瓦 330 元；通过容量电价回收的固定成本比例，综合考虑各地电力系统需要、煤电功能转型情况等因素确定，2024-2025 年多数地方为 30%左右，部分煤电功能转型较快的地方适当高一些，为 50%左右（各省级电网煤电容量电价水平具体见附件）。2026 年起，将各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于 50%。
2023/12/25	《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》	到 2025 年底普惠绿色安全的综合算力基础设施初步成型，国家枢纽新增算力占全国 60%以上、利用率优于全国均值，示范区域建成 1ms 城市、5ms 区域、20ms 跨枢纽三级时延算力网。 算电双向协同机制落地，枢纽新建数据中心绿电占比超 80%，算力使用与跨节点网费显著下降，核心技术安全可控，算力网形成网络化、普惠化、绿色化发展格局。
2024/7/3	《数据中心绿色低碳发展专项行动计划》	到 2025 年底，全国数据中心布局更加合理，整体上架率不低于 60%，平均电能利用效率降至 1.5 以下，可再生能源利用率年均增长 10%，平均单位算力能效和碳效显著提高。 到 2030 年底，全国数据中心平均电能利用效率、单位算力能效和碳效达到国际先进水平，可再生能源利用率进一步提升，北方采暖地区新建大型及以上数据中心余热利用率明显提升。
2024/7/25	《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027 年）》	实施一批算力与电力协同项目。统筹数据中心发展需求和新能源资源禀赋，科学整合源荷储资源，开展算力、电力基础设施协同规划布局。探索新能源就近供电、聚合交易，就地消纳的“绿电聚合供应”模式。整合调节资源，提升算力与电力

		协同运行水平，提高数据中心绿电占比，降低电网保障容量需求。探索光热发电与风电、光伏发电联营的绿电稳定供应模式。加强数据中心余热资源回收利用，满足周边地区用热需求。
2024/12/12	《北京市 2025 年电力市场化交易方案》 《北京市 2025 年绿色电力交易方案》	2025 年北京电力市场化交易总量 910 亿千瓦时，电价浮动上下限为基准价±20%，中长期合同电量占比不低于 80% 并逐步提至 90%。2025 年可再生能源消纳权重预期为 26.36%，鼓励通过绿电交易、绿证交易等方式完成责任权重。 北京绿电交易叠加环境价值计价，按合同、上网、用电量三者最小值结算，参与用户每千瓦时年获 0.02 元补贴，实行优先结算、偏差电量不滚动规则。
2025/11/28	《可再生能源绿色电力证书管理实施细则（试行）》	全面规范绿证核发、划转、核销、账户管理及异议处理，覆盖境内外可再生能源项目，实现全生命周期闭环管理。
2026/1/27	《关于完善发电侧容量电价机制的通知》	分类完善煤电、气电、抽水蓄能、电网侧独立储能的容量电价，要求煤电容量电价回收固定成本占比不低于 50%，并首次在国家层面建立独立储能容量电价机制。电力现货市场连续运行后，将有序建立发电侧可靠容量补偿机制，按机组顶峰能力统一补偿，兼顾系统安全、绿色转型与经济高效配置。
2026/3/6	《关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见》	2027 年基本完善全国绿证交易制度，健全强制与自愿相结合的绿电消费机制，打通制度衔接、实现全国绿证流通并推进国际应用；2030 年进一步健全市场体系，激发全社会绿电消费需求，充分体现绿电环境价值，全面助力能源绿色转型。 明确按月自动核发绿证、中长期交易与价格指数引导，推动绿证与消纳权重、碳排放核算衔接并走向国际，支撑可再生能源发展与“双碳”目标。
2026/4/8	《关于促进人工智能与能源双向赋能的行动方案》	到 2027 年，支撑人工智能创新发展的安全、绿色、经济的能源保障体系初步构建，清洁能源与算力设施互动能力显著提升。能源领域高价值场景逐步开放应用，能源高质量数据共建共享长效机制初步建立，能源企业算力资源利用效率持续优化、稳步提升。 到 2030 年，人工智能算力设施的清洁能源供给保障能力、能源领域人工智能专用技术研发和应用达到世界领先水平，人工智能与能源双向赋能取得明显成效。
2026/4/12	《碳达峰碳中和综合评价考核办法》	建立“5+9”指标体系，以碳排放总量、强度降低、煤炭消费、石油消费、非化石能源占比为核心控制指标（一票否决），配套 9 项支撑指标，确保 2030 年前碳达峰目标落地
2026/5/14	《关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知》	政策将算力设施列为多用户绿电直连优先发展对象，新建算力项目可配套建设新能源，存量绿电直连项目可吸纳算力用户扩容，算力企业、算力园区可整合负荷就近布局风光项目，闲置难并网新能源、集中汇流分布式光伏均可接入供能，专线直供实现绿电精准溯源，方便算力企业碳核算与绿证确权。 算力类直连项目由省级能源部门统筹，严守以荷定源规则，自发自用电量占总发电量不低于 60%、占项目总用电量不低于 30%，2030 年前提至 35%；配套风光纳入省级新能源建设规划，项目原则上豁免电力业务许可，大幅简化算力项目绿电落地手续。
2026/6/13	《新型能源体系建设“十五五”规划》	规划提出“十五五”时期新型能源体系建设的主要目标，其中，能源综合生产能力达到 58 亿吨标准煤，电力系统互补互济和安全韧性水平全面提升，能源进口多元可控；煤炭和石油消费达峰，非化石能源消费比重达到 25%，风电和太阳能发电装机比重超过 50%、成为电力装机主体，非化石能源发电量比重达到 50%、成为电量主体；坚强韧性、绿色低碳、集成融合、智能高效的新型能源基础设施体系加快建设，新型电力系统初步建成；能源产业链关键技术装备实现总体自主可控，迈入世界能源科技创新型国家前列；适应新型能源体系的市场和价格机制加快健全，全国统一电力市场体系基本建成。

2026/7/21	《新型电力系统建设“十五五”规划》	在促进电力与相关领域协同融合发展方面，规划提出促进电力与算力协同发展，促进电热、电氢等协同联动，推动电力与交通融合发展。规划部署了“十五五”时期电力与交通融合发展重点任务，优化布局一批风光储充换电站，推动交通与能源基础设施共享共用通道、管廊、杆塔等资源，加强交通基础设施沿线配电网建设。
-----------	-------------------	---

资料来源：中国政府网，东莞证券研究所

2.2 八大枢纽节点：政策落地的实体抓手

全国一体化算力网络八大枢纽节点，是算电协同的落地载体。

2022 年，国家发展改革委等部门联合印发通知，同意在京津冀、长三角、粤港澳大湾区、成渝、内蒙古、贵州、甘肃、宁夏启动建设国家算力枢纽节点，并规划了 10 个国家数据中心集群，“东数西算”工程正式全面启动。根据央视网，“十四五”以来，“东数西算”工程撬动了万亿级别的社会投资，各地算力新城达 30 余座，全国算力规模年均增速接近 30%，西部区域承接了超过七成新增算力。根据国家数据局，2025 年，我国八大枢纽（含十大集群）智算规模达 1388 EFLOPS，占全国比重超八成。

国家明确要求枢纽节点新建数据中心的绿电使用比例须超过 80%，算力需求与绿电供给深度绑定。西部四大枢纽绿电占比高、新增算力集中，是发电侧投资的首选区域。资源错配背景下，我国算力格局呈现西移态势，为在西部拥有新能源项目的电力企业创造了巨大的消纳增量空间。

表 2：八大枢纽 + 十大数据中心集群

国家算力枢纽节点	对应国家数据中心集群	竞争优势
京津冀枢纽	张家口数据中心集群	产业与技术基础雄厚，实时算力需求旺盛，人才丰富
长三角枢纽	长三角生态绿色一体化发展示范区数据中心集群、芜湖数据中心集群	产业链完整，网络基础设施领先，实时算力需求大，产业协同效应强
粤港澳大湾区枢纽	韶关数据中心集群	跨境数据流动需求大，具备“双循环”枢纽地位，算力与产业深度融合，应用场景极其丰富，核电、海上风电提供清洁电力
成渝枢纽	天府数据中心集群、重庆两江数据中心集群	本地算力需求（如视频、游戏）快速增长，清洁能源低廉，土地资源相对充裕
内蒙古枢纽	和林格尔数据中心集群	煤炭和风电资源丰富，电价全国低，气候寒冷可利用自然冷源免费制冷，靠近京津冀，可承接产业转移
贵州枢纽	贵安数据中心集群	水电丰富且便宜，地质稳定，气候凉爽，具备大数据产业先发优势，生态初步形成，聚集了一定的大数据产业链企业
甘肃枢纽	庆阳数据中心集群	风、光可再生能源资源极其丰富，土地、电力成本都具有强竞争力，战略位置绝佳，位于中国几何版图中心，连接中亚、欧洲，产业协同潜力大
宁夏枢纽	中卫数据中心集群	清洁能源丰富，电力成本低，气候干燥凉爽，可采用全自然风冷，是国内最早的大型数据中心集群之一，具备先发优势

资料来源：中国政府网、中商产业研究院，东莞证券研究所

3. 如何实现算电协同

3.1 绿电直连

绿电直连，是当前比较有代表性的电随算配工具。绿电直连是指：风电、光伏、生物质发电等可再生能源，通过专用电力线路向单一电力用户供电。绿电的“点对点”直供，可实现绿电清晰物理溯源。而多用户绿电直连政策落地，打破了单一用户限制，有望显著拓展绿电消纳的空间与灵活性。

根据中国能源报，截至 2026 年 4 月，我国已有 24 个省（区、市）出台绿电直连配套政策，累计审批通过 99 个项目，总装机容量达 3405 万千瓦。项目场景多元、覆盖产业广泛，代表性案例（根据人民网）包括：内蒙古乌兰察布数据中心绿电直连项目，配套新能源 34.5 万千瓦，年自发自用电量 8.5 亿千瓦时；山东探索“风光+钠硫储能”的离网式绿电直连模式，实现用户绿电全额供应；黑龙江齐齐哈尔规划配套 120 万千瓦新能源的离网型制氢制醇项目；山西大同绿电园区就近接入 52 万千瓦新能源。此外，零碳园区融合场景方面，云南大理祥云经济技术开发区、广东阳江宝武清能绿氢产业园等标杆项目为行业提供了可复制经验。

表 3：部分省份已下发绿电直连项目清单

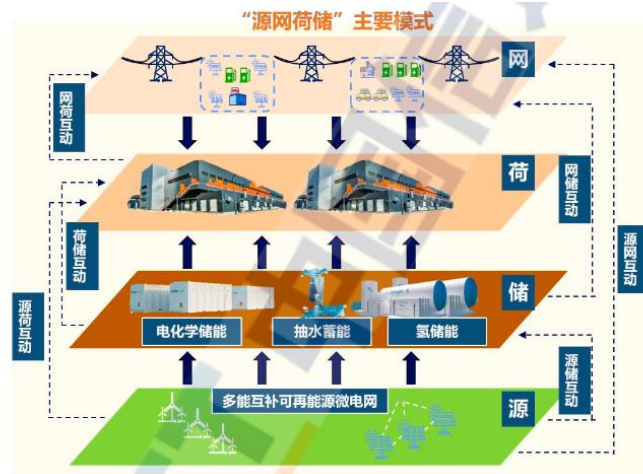
省份	概况	项目落地情况
河北省	项目数量与规模双料冠军，总规模超 5.4GW	2025 年第一批：2025 年 12 月，河北下达了 31 个绿电直连项目，规模达 415.25 万千瓦，涉及风电 253.5 万千瓦、光伏 174.1 万千瓦。 2026 年第一批：2026 年 2 月，河北再次公示了 8 个项目，规模共计 143.6 万千瓦，其中光伏 81.1 万千瓦，风电 62.5 万千瓦。
青海省	大基地特征显著，规模超 2.2GW	首批试点：2025 年 11 月，青海公示了 7 个首批绿电直连试点项目，总规模高达 2237.93MW；其中风电规模 1750MW，光伏 429.93MW，光热 58MW。
云南省	聚焦智算与新材料，规模约 435MW	2025 年 11 月发布了第一批绿电直连项目结果，共 4 个项目入选，总规模 434.92MW。
山西省	千万千瓦级大项目落地	在大同等地积极布局，已公示 2 个绿电园区项目，并规划了规模达 1300MW 的绿电直连项目，重点打造新能源制造与出口导向型制药基地。
新疆维吾尔自治区	千万千瓦级大项目落地	依托“沙戈荒”大基地优势，已批复 4 个绿电直连项目，合计规模约 630MW，重点探索零碳园区与增量配电网的融合。
山东省、湖北省、黑龙江省、内蒙古自治区	落地“首个”项目，多省实现零的突破。	

资料来源：北极星电力市场网，东莞证券研究所

源网荷储一体化，是算电协同在工程层面的核心实现形式。它将电源侧、电网侧、负荷侧、储能侧资源进行整合，以就近消纳绿电、保障供电稳定性为目标。在实施层级

上，园区级项目以算力负荷为中心配置新能源发电站，采用绿电直供模式为算力中心供电，新能源自发自用比例通常不低于 60%；市县级及区域级项目则依托公共电网进行调配，算力中心通过绿电交易或绿证机制锁定绿色电力权益。目前，中金数据乌兰察布、大唐中卫等已投运项目均采用该模式，为八大国家算力枢纽节点的规模化复制与推广树立了标杆。

图 14：源网荷储一体化原理图



数据来源：中国信通院，东莞证券研究所

（1）降成本：降低刚性支出、摊薄单位度电成本

政策红利。根据《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知（发改价格〔2025〕1192 号）》，绿电直连项目有两种电价机制，一是按容（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；二是对可靠性要求高、按要求需进行容量备份的项目（如数据中心），可选择继续按现行两部制输配电价模式缴费，其中容（需）量电费按现行政策执行，电量电费根据实际用电量（含自发自用电量）以及所在电压等级电量电价标准缴纳。中国电力报指出，容量缴费模式下，企业电力成本可降低 10%-20%，电解铝、铁合金等高耗能行业将显著受益。对于算电协同项目，可选择两部制输配电价模式以保持项目经济性，暂免自发自用电量中的政策性交叉补贴新增损益。

消纳增效。当前国内风光弃用率超 5%，新能源消纳压力持续加大。绿电直连与就近消纳模式，让新能源电站与终端负荷直接对接，电力不再通过公共大电网远距离输送和中转调度，从根源化解传统集中式新能源项目发用错配、输电通道受限、弃风弃光等问题。国家也明确优先支持算力设施、绿色氢氨醇等新兴产业和未来产业开展绿电直连，这类主体具备 24 小时连续运行的刚性负荷特征，有利于降低新能源富集区弃风弃光率，实现电力就近消纳；还能依托规模效应摊薄单位度电成本，改善项目整体经济性。

（2）提收益：锁定长期溢价、规避碳关税、获取绿证收益

通过长协锁定负荷，提高收益稳定性。

《关于促进人工智能与能源双向赋能的行动方案》鼓励新建算力设施与可再生能源发电企业签订多年期绿色电力交易合同（PPA），提升绿电消费比例与供应稳定性。算力设施具备“量大、价稳、需绿”等负荷特征，可作为柔性负荷参与电网需求响应获取补贴；同时，将低价绿电转化为 AI 训练等高附加值算力服务，有效延伸产业链收益。

《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》明确，项目电源和负荷不是同一投资主体的，应签订多年期购电协议或合同能源管理协议。在 PPA 模式下，发电企业有望获得稳定现金流。

碳关税倒逼成本重构，赋予绿电直连定价弹性。

2026 年 1 月 1 日起，欧盟碳边境调节机制（CBAM）正式进入实质性征收阶段，目前已将水泥、铝、化肥、钢铁、氢气和电力六大高耗能行业纳入管控，要求进口产品补足与欧盟本土产品同等的碳成本。我国相关出口企业正面临严峻的成本攀升与国际竞争力削弱双重挑战，且这一趋势或因碳价持续走高而加剧。2026 年第一季度，CBAM 证书价格为 75.36 欧元/吨二氧化碳当量（欧盟委员会），是国内碳价的六倍以上。ING 预计 2026 年 EUA 均价将达 83 欧元/吨，彭博新能源财经预测 2030 年欧盟碳价或大幅提升至 149 欧元/吨。

远景科技集团首席可持续发展官孙捷明确表示，“绿电直连是出口高载能企业的首选路径”。一方面，绿电直连可完美应对欧盟对溯源的刚性要求，帮助相关出口企业规避高额碳关税；另一方面，避税属性可增加绿电附加值，使其商业价值得以重塑。在愈发严苛的国际规则下，掌握优质绿电资源及直连通道的发电企业与综合能源服务商，将获得显著的溢价能力。

绿证交易量价齐升，环境价值的二次变现。

我国绿电整体交易规模较小，算力企业绿电参与度不足。根据中国电力企业联合会，2024 年全国绿电省内交易电量仅 2048 亿千瓦时，占全国省内交易电量的 4.3%。北京电力交易中心数据显示，2023 年 105 家数据中心参与绿电绿证交易，合计绿色用能 37.88 亿千瓦时，占其总用电量约 11%；其中，绿证交易占比不足 4%。

近日，国家能源局发布《中国绿色电力证书发展报告（2025）》，2025 年，我国核发绿证 29.47 亿个，其中可交易绿证占比超过 64%；同年，我国交易绿证 9.3 亿个，实现同比翻倍增长。目前国家鼓励数据中心通过参与绿电绿证交易等方式，提高可再生能源利用率。北京电力交易中心预测，2030 年我国数据中心绿电消费需求将达到 3600 亿千瓦时，绿电绿证交易具备广阔增长空间。

国家能源局最新数据显示，2024-2026 年，我国电量绿证均价分别为 1.51、5.71 和 7.76 元/个。绿证价格随对应电量生产年份呈梯度抬升，核心驱动因素为绿证使用期限收紧，以及高耗能行业绿电消费考核带来的刚性需求支撑。绿电直连项目发电量可申领国家绿证，绿证交易为其提供了环境价值的补充收益，增厚绿电企业盈利。

图 15：中国可再生能源绿证核发量与交易量

图 16：中国电量绿证均价（截至 2026 年 Q1）

数据来源：国家能源局，东莞证券研究所

数据来源：国家能源局，东莞证券研究所

（3） 案例分析：大唐中卫项目

现以大唐中卫项目为例，阐述绿电直连的经济性。

2026 年 5 月 2 日，中国大唐中卫云基地 50 万千瓦光伏电站正式投运，成为我国首个大规模“算电协同”绿电直供项目。一期规划总装机 200 万千瓦（光伏 50 万千瓦、风电 150 万千瓦），年发电 43 亿千瓦时，可全覆盖中卫云基地全年用电，年减碳 365 万吨。项目二期总规模 260 万千瓦（光伏 60 万千瓦、风电 200 万千瓦），建成后将与一期工程形成规模效应。

图 17：中国大唐中卫云基地 50 万千瓦光伏电站



数据来源：中国大唐集团有限公司，东莞证券研究所

项目创新采用了物理直供与双边交易相结合的供电体系，光伏发电时段通过专用线路直送数据中心，其余时段通过电力市场双边交易补位，配套储能提升供电稳定性。风电部分并网后，光伏停运时段由风电补位，形成风光互补、全天候供能的格局。

据经济日报，中卫项目的到户电价为 0.36 元/千瓦时，约为东部地区的 45%。中国移动算力办公室高级项目经理王坤在央视新闻中表示，光伏电站发出的绿电直供数据中心，可以比东部沿海地区年均节省约 1 亿元的电费成本。电力成本在数据中心运营总

成本的占比高达 60%-70%（中国信通院测算），算电协同项目可为企业大幅降低运营成本，具备突出的经济效益与减碳效益。

对绿电企业而言，算电协同加速落地，不仅提高消纳确定性和优化收益结构，更有望实现从“电支撑算”到“算优化电”的跨越。绿电直连、长期 PPA、源网荷储等多模式组合，让发电企业能够获得更稳定的未来收入预期，支撑板块估值中枢上移。

3.2 火电顶峰价值 + 火绿联营

（1）算力需求重塑火电的价值锚点

算电协同不仅要求“电”要绿，还要求“电”要稳。算力中心 7×24 小时不间断运行，负荷连续且对供电可靠性要求极高。在以新能源为主体的新型电力系统中，风电、光伏出力受天气制约，出力波动大，发电稳定性欠佳。因此，火电作为可调度、可控制的电源，能保障算力中心供电安全。

火电从电量型电源转变为灵活调节资源，容量服务收益确定性增强。2024 年开始，我国对合规在运的公用煤电机组实施“容量+电量”的两部制电价机制。2026 年 1 月颁布的《关于完善发电侧容量电价机制的通知》，要求将通过容量电价回收煤电机组固定成本的比例提升至不低于 50%，将火电的顶峰调节能力货币化。2026 年，我国容量电价标准明显提升，多数省份从 100 元/千瓦·年(含税)统一提升至 165 元/千瓦·年，天津从 100 元/千瓦·年提升至 231 元/千瓦·年，甘肃、吉林、云南提升至 330 元/千瓦·年，辽宁提升至 370 元/千瓦·年。

图 18：中国各省容量电价标准（元/千瓦·年，含税）

数据来源：中国政府网、各地官网，东莞证券研究所

（2）算电协同驱动火电辅助服务拓展

除了容量电价，火电企业还可通过提供调峰、调频、备用、爬坡等电力辅助服务，来获取增量收益。国家能源局数据显示，2023 年上半年，我国发电装机容量 27.1 亿千瓦，其中超七成参与了电力辅助服务；其中，火电企业获得补偿金额约 254 亿元，占比高达 91.4%。根据《2025 年度中国电力市场发展报告》，2025 年浙江采用电力调频市场与现货市场联合出清的方式，实现 3.52 亿元结算费用；山东率先开展爬坡交易，

2025 年累计中标机组 654 台次，最大中标容量 6030 兆瓦。火电作为灵活调节资源，辅助服务已成为其获取增量收益的重要来源之一。

图 19：2023 年 H1 全国电力辅助服务费用（按类型）

图 20：2023 年 H1 全国电力辅助服务费用（按主体）

数据来源：国家能源局，东莞证券研究所

数据来源：国家能源局，东莞证券研究所

算电协同项目发展，将增厚火电企业辅助服务收益。以近期获批的京能电力乌兰察布京大 150 万千瓦风光火储一体化项目为例，项目遵循多能互补思路，将其新建的 120 万千瓦风电、30 万千瓦光伏机组，所发电力经京隆发电 500 千伏变电站汇集后，统一外送至京津冀北电网。该项目旨在为京津冀算力负荷提供稳定的绿电支撑，火电机组在其中承担调峰、备用等辅助服务角色，从而获得补偿。算电协同带来的灵活性刚需，创造了高频调节场景，助力火电企业获取辅助服务补偿。

（3）火绿联营

在算力枢纽周边拥有清洁能源资产的火电企业，可同时享受容量电价托底和绿电直供溢价，形成“火电+绿电”双轮驱动。

目前，我国传统火电企业正加速适应电力市场改革，持续推进绿色低碳转型。火电企业通过参股控股等形式参与风电、光电等新能源发展，实现火力发电资产和可再生新能源发电资产的联营。截至 2025 年末，国电电力、华能国际、大唐发电、华电国际、上海电力的发电装机容量分别为 19,894.46、15,586.90、8,619.21、7,792.43 和 2,632.13 万千瓦；其中，非化石能源发电（主要为水电、光电和风电）占比分别为 40.4%、29.7%、32.0%、3.2%和 48.1%。

从新增发电装机来看，2025 年，华能国际、国电电力、大唐发电、上海电力的新增清洁能源装机量（不含燃气装机，下同）分别为 773.10、744.46、231.93 和 150.82 万千瓦，华能国际与国电电力在规模上领跑行业。新增装机结构方面，各企业转型节奏差异明显。2025 年，上海电力绿色转型步伐较快，其新增清洁能源装机占全年总新增装机的比例高达 88.0%；华能国际次之，比例达 64.8%；国电电力、大唐发电的比例分别为 49.3%和 32.5%。2026 年，国电电力计划投产水电 379.65 万千瓦、新能源 677.27 万千瓦，合计规模是火电的 3 倍有余，预计新增清洁能源装机占当年总新增装机的比例将大幅提升。

图 21：部分火电公司装机容量（万千瓦，截至 2025 年末）

图 22：部分火电公司 2025 年新增清洁能源装机（万千瓦，不含燃气装机）

数据来源：iFind，东莞证券研究所

数据来源：iFind，东莞证券研究所

算电协同视角下，算力中心对连续且稳定的绿电具有刚性需求，将火电的顶峰调节能力与绿电的零碳属性深度绑定。火电通过容量电价机制获得稳定回报，配套的新能源则以绿电直供锁定长期购电协议溢价。拥有大规模清洁能源资产和区位优势的火电企业，有望在八大算力枢纽复制大唐中卫模式，将“火电+绿电”打包为算力基础设施的综合能源解决方案，加速从传统电力供应商向算力能源底座转型。

4. 投资策略

算电协同已从政策概念走向多模式并行落地的产业阶段。对发电侧而言，算电协同通过绿电直连、长期购电协议、绿证交易、容量电价等机制，系统性提升了资产的盈利质量和现金流稳定性。绿电企业获得了确定性的消纳增量和环境溢价，火电企业则通过容量电价和辅助服务市场，将顶峰调节能力有效变现，盈利结构转向“固定收益托底、弹性收益增厚”的稳健模式。算电协同框架下，电力资产的现金流特征从波动走向稳定，估值水平有望抬升。

投资策略：维持行业标配评级。建议关注有算电协同相关业务布局的企业，如：大唐发电、华能国际、华电国际、甘肃能源、协鑫能科、晶科科技、金开新能、嘉泽新能等。

表 4：重点公司盈利预测及投资评级（2026/8/5）

股票代码	股票名称	股价(元)	EPS（元）			PE			评级	评级变动
			2025A	2026E	2027E	2025A	2026E	2027E		
601991	大唐发电	6.43	0.32	0.36	0.38	20.38	18.08	16.78	增持	首次
600011	华能国际	7.12	0.74	0.83	0.88	9.62	8.59	8.08	买入	首次
600027	华电国际	4.72	0.49	0.48	0.53	9.63	9.80	8.98	买入	首次
000791	甘肃能源	7.91	0.63	0.71	0.74	12.51	11.22	10.71	买入	首次
002015	协鑫能科	16.12	0.26	0.61	0.72	63.07	26.64	22.34	买入	首次
601778	晶科科技	3.91	0.09	0.04	0.11	43.44	97.75	35.55	买入	首次
600821	金开新能	6.64	0.05	0.30	0.35	132.80	22.32	19.25	增持	首次
601619	嘉泽新能	4.66	0.28	0.26	0.29	16.64	18.08	15.81	买入	首次

资料来源：iFind，东莞证券研究所

备注：盈利预测来自 iFind 一致预期

5. 风险提示

- （1）**算电协同政策落地慢于预期。**绿电直连项目的并网进度、绿证价格走势、跨省绿电交易的推进节奏均存在不确定性。
- （2）**煤价超预期上涨且电价传导受阻。**当前煤价处于同比高位，若继续上行而终端电价未能同步跟涨，火电企业的燃料成本压力将显著上升。
- （3）**容量电价执行力度不及预期：**部分地区容量补偿标准低于国家要求，影响火电盈利稳定性。
- （4）**绿证价格大幅波动：**若绿证供给过剩导致价格回落，绿电企业环境收益不及预期。

东莞证券研究报告评级体系：

公司投资评级	
买入	预计未来 6 个月内，股价表现强于市场指数 15%以上
增持	预计未来 6 个月内，股价表现强于市场指数 5%-15%之间
持有	预计未来 6 个月内，股价表现介于市场指数±5%之间
减持	预计未来 6 个月内，股价表现弱于市场指数 5%以上
无评级	因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，导致无法给出明确的投资评级；股票不在常规研究覆盖范围之内
行业投资评级	
超配	预计未来 6 个月内，行业指数表现强于市场指数 10%以上
标配	预计未来 6 个月内，行业指数表现介于市场指数±10%之间
低配	预计未来 6 个月内，行业指数表现弱于市场指数 10%以上

说明：本评级体系的“市场指数”，A 股参照标的为沪深 300 指数；新三板参照标的为三板成指。

证券研究报告风险等级及适当性匹配关系	
低风险	宏观经济及政策、财经资讯、国债等方面的研究报告
中低风险	债券、货币市场基金、债券基金等方面的研究报告
中风险	主板股票及基金、可转债等方面的研究报告，市场策略研究报告
中高风险	创业板、科创板、北京证券交易所、新三板（含退市整理期）等板块的股票、基金、可转债等方面的研究报告，港股股票、基金研究报告以及非上市公司的研究报告
高风险	期货、期权等衍生品方面的研究报告

投资者与证券研究报告的适当性匹配关系：“保守型”投资者仅适合使用“低风险”级别的研报，“谨慎型”投资者仅适合使用风险级别不高于“中低风险”的研报，“稳健型”投资者仅适合使用风险级别不高于“中风险”的研报，“积极型”投资者仅适合使用风险级别不高于“中高风险”的研报，“激进型”投资者适合使用我司各类风险级别的研报。

证券分析师承诺：

本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，以勤勉的职业态度，独立、客观地在所知情的范围内出具本报告。本报告清晰准确地反映了本人的研究观点，不受本公司相关业务部门、证券发行人、上市公司、基金管理公司、资产管理公司等利益相关者的干涉和影响。本人保证与本报告所指的证券或投资标的无任何利害关系，没有利用发布本报告为自身及其利益相关者谋取不当利益，或者在发布证券研究报告前泄露证券研究报告的内容和观点。

声明：

东莞证券股份有限公司为全国性综合类证券公司，具备证券投资咨询业务资格。

本报告仅供东莞证券股份有限公司（以下简称“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客户。本报告所载资料及观点均为合规合法来源且被本公司认为可靠，但本公司对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，可随时更改。本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可跌可升。本公司可发出其它与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告，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本公司其他业务部门或单位所给出的意见不同或者相反。在任何情况下，本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并不构成对任何人的投资建议。投资者需自主作出投资决策并自行承担投资风险，据此报告做出的任何投资决策与本公司和作者无关。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，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。本公司及其所属关联机构在法律许可的情况下可能会持有本报告中提及公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、经纪、资产管理等服务。本报告版权归东莞证券股份有限公司及相关内容提供方所有，未经本公司事先书面许可，任何人不得以任何形式翻版、复制、刊登。如引用、刊发，需注明本报告的机构来源、作者和发布日期，并提示使用本报告的风险，不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权刊载或者转发本证券研究报告的，应当承担相应的法律责任。

东莞证券股份有限公司研究所

广东省东莞市可园南路 1 号金源中心 24 楼

邮政编码：523000

电话：（0769）22115843

网址：www.dgzq.com.cn