

算电协同新变局① | 算电协同的战略紧迫性与现实梗阻

文/李紫嫣、王鹏

摘要

“双碳”目标、能源强国、算力新基建三重政策逻辑深度交汇，算电协同已是大势所趋。能源安全正向系统韧性升级，算力底座供电安全成为能源安全前沿议题，“十五五”碳排放双控则使产品含碳量成为贸易通行证，共同推动算力与电力走向深度协同。然而，算电协同正面临三重结构性梗阻：资源层，绿电西富与算力东聚形成时空双维错配；系统层，调节资源有效供给不足，算力调度与电力调度双向脱节；机制层，跨部门协同缺失，绿色价值在制度缝隙中持续湮没。三重梗阻层层递进，构成从战略构想到落地实效之间必须跨越的结构性鸿沟。

关键词：算电协同；碳排放双控；东数西算；能源安全；时空错配；绿电消纳

正文

一、算电协同的发展态势

（一）算电协同的内涵与系统边界

算电协同是以新型电力系统和全国一体化算力网为基础，通过技术创新、机制完善与产业融合，实现算力与电力在规划布局、建设运营、智能调度、市场交易等全环节的深度协同，以形成电力支撑算力、算力反哺电网的双向闭环。算力通过负荷空间迁移、时序错峰等方式匹配绿电出力特征，电力通过智能调度匹配算力刚需，碳信号作为核心指挥棒引导资源全局优化，最终实现算力效率、能源安全与碳中和的三重最优。

图1 算电协同系统框架



数据来源：根据公开资料整理

从系统边界看，算电协同涵盖算力、电力与配套三大功能模块（见图 1）。算力模块贯穿基础设施运营、算力资源供给、算力服务输出到终端用户消费的全链条，是整个协同体系的牵引端。电力模块覆盖源网荷储全环节，为算力运行提供物理底座。配套模块则分为算力侧配套与电力侧配套两条支撑线。三大模块的协同最终都要落实到碳排放全生命周期管控。

表 1 算电协同三大功能模块与主要参与方¹

模块	维度	主要参与方/类别	功能角色
算力模块	基础设施	IDC 企业（万国数据、秦淮数据等）	数据中心选址、建设、供配电、制冷、机柜租赁
		电信运营商（电信、移动、联通等）	依托骨干网络布局全国机房，承担枢纽节点互联
	算力资源	智能算力（英伟达 GPU、寒武纪等）	服务于深度学习训练与推理，新增算力主力
		通用算力（英特尔/AMD CPU 服务器集群）	传统企业 IT、数据库、Web 服务等，存量规模大
	服务方	云服务商（阿里云、华为云、腾讯云等）	将算力封装为 IaaS/PaaS/SaaS
		AI 企业（百度、字节跳动、科大讯飞等）	自研大模型，部分向外输出模型即服务
	终端用户	互联网大厂（阿里、腾讯、字节、美团等）	大模型训练、推荐系统、内容生成
传统产业（金融、汽车、医疗、制造等）		高频交易、自动驾驶训练、药物研发、工业仿真等	
电力模块	电源侧	发电企业（国家能源集团、中广核等）	风光水火储等电源建设运营
	电网侧	特高压骨干网（国网、南网）	跨区电力输送主动脉
		配电网（省级电网公司、地市级供电企业）	电力分配末端网络
	负荷侧	工业、商业、居民、算力中心等	电力消费终端
储能侧	独立储能电站、工商业储能、抽水蓄能等	平抑新能源出力波动、提供调峰调频辅助服务等	
配套模块	算力侧	存力（华为、新华三、分布式存储厂商等）	支撑算力任务跨域迁移的数据存储与调用
	配套	运力（中国电信/联通/移动等运营商）	服务于算力跨区域流动，保障传输带宽与低时延
		特高压通道建设（国网/南网在建及规划工程）	支撑西部绿电大规模外送
	电力侧	配电网升级（省级电网公司配网改造投资）	提升配网智能化水平与分布式电源接纳能力
		智能微电网（园区级源网荷储一体化项目等）	实现局部发用电自平衡，提升供电可靠性
配套	虚拟电厂（如嘉兴虚拟电厂等）	聚合分布式光伏、储能、可调负荷参与电网调度	

资料来源：根据公开资料整理

（二）算力端：规模爆发背后的能源约束与安全隐忧

算力作为新质生产力的核心引擎，已成为数字经济高质量发展的重要支撑。截至 2025 年末，我国在用算力设施机架超过 1,373 万标准机架，智能算力规模达到 1,590 EFLOPS²，算力结构加速向实时推理等高性能场景跃迁。产业规模方面，2025 年，我国算力市场规模高达 8,351 亿元，同比增长超 30%，新质生产力的乘数效应日益凸显。

算力规模爆发伴随海量电力消耗。据中国信息通信研究院（以下简称“中国信通院”）测算，在人工智能爆发增长的情景下，2030 年我国算力中心用电或将超过 7,000 亿千瓦时，占全社会用电量比重升至 5.3%；该机构同时指出，电力成本已占数据中心运营总成本的 60%~70%，

¹ 按企业在算电协同中的核心参与角色划分，同一主体可兼具多重身份。

² EFLOPS 指每秒百亿亿次浮点运算，为算力行业通用基准单位。据测算，1 EFLOPS 约为 5 台天河 2A 或 50 万颗主流服务器 CPU 或 200 万台主流笔记本的算力输出。

成为制约企业盈利与行业扩张的核心因素。同时，国家枢纽节点新建数据中心绿电占比需超过80%的政策要求已从“力争”升级为“确保”，部分头部科技企业承诺2030年实现100%可再生能源使用，算力产业对绿电形成刚性需求。

除能耗高企外，算力产业链还面临多重困境。算力需求呈现大规模集中训练与小批量碎片化推理并存的双峰特征，而算力供给端长期存在资源利用率偏低、异构算力管控困难、区域供需错配等困境，阶段性紧缺与长期闲置并存。更关键的是，大模型训练一旦遭遇供电波动或网络中断，轻则造成算力与数据的巨大浪费，重则影响关键业务连续性，算力基础设施安全已成为数字经济时代的新型挑战。

（三）电力端：新型电力系统构建中的系统压力与调节难题

我国正加速构建以新能源为主体的新型电力系统。截至2026年3月末，我国可再生能源装机总量达24.6亿千瓦，约占全国电力总装机的62%，新能源已从补充电源转变为装机主体。然而，风光出力的间歇性与波动性使传统“源随荷动”调度模式面临严峻挑战。2025年全国风电、光伏平均利用率分别降至94.3%、94.8%，较2024年（风电95.9%、光伏96.8%）分别下降1.6个和2.0个百分点；西藏、青海、新疆、甘肃四地光伏利用率跌破90%，其中西藏光伏利用率仅64.9%、风电利用率仅68.6%，新能源消纳压力加剧，风光富集区域因外送通道不足、本地消纳能力有限，叠加出力波动特性，弃风弃光率显著抬升。

与此同时，算力中心作为高品质负荷，单机柜功率正从传统5~10kW向30~100kW甚至更高跃升，大模型训练的冲击性用电进一步加剧局部电网的调节压力。新能源出力的间歇性及波动性等特点叠加算力负荷刚性需求，使电力系统安全运行面临严峻挑战。在我国建设能源强国的背景下，电力系统面临的不仅是技术层面的调度难题，更是能源安全与系统韧性的战略命题。

（四）配套端：存力、运力与电网设施建设尚需提速

算力与电力的协同离不开配套体系的同步支撑。存力方面，根据《全国数据资源调查报告（2024年）》，2024年全国数据年产量达41.06ZB，同比增长25%；但存储总量仅为2.09ZB，同比增长20.81%，存力扩张速度落后于数据产量增速。运力方面，《全国数据资源调查报告（2025年）》显示，2025年，全国日均词元（Token）调用量从年初日均超万亿次增长到年末日均100万亿次，呈现指数级增长；全年词元累计调用量达到约21,100万亿次，Token的分发要求高速且弹性敏捷，对算力互联和调度能力提出更高要求，算力服务对网络带宽与时延的压力呈指数级上升；工信部虽已启动城域“毫秒用算”专项行动，但距离目标全面达成仍存在建设窗口期。

电网设施建设方面，特高压工程从核准到投产通常需要18个月到2年以上的时间，部分受限于征地拆迁、跨省协调的工程可能需要更长时间，而大型风光基地纯建设周期仅为3至6个月（光伏）或1年左右（风电），通道配套明显滞后于电源建设；全国大量地区因承载力饱和而被标记为“红色”并暂停新增接入，以河南为例，截至2025年第三季度，河南省分布式光伏承载力评估为红色、黄色的乡镇数分别占全省乡镇总数的63%和19%。储能方面，全国新

型储能规模快速增长，但截至 2025 年末，平均储能时长仅为 2.58 小时，4 小时及以上长时储能占比仅 27.6%，长时储能配置仍然不足。算力、电力、配套三者的系统优化，已势在必行。

二、从东数西算到算电协同

（一）政策演进脉络：从空间布局到机制创新

算电协同从概念跃升至国家战略，经历了三个阶段：2020~2022 年，“东数西算”工程全面启动，八大枢纽节点和十大集群规划落地，算力空间布局得到初步优化；2023~2025 年，机制创新加速破题，国家发展改革委首次提出“建立算力电力协同机制”，国家枢纽节点新建数据中心绿电占比超过 80%的目标正式明确，算电协同被纳入新型电力系统建设试点方向，四川率先出台省级算电融合专项政策，青海成为全国首个绿色算电协同试点省；2026 年，算电协同首次写入政府工作报告并被列为国家级新基建工程，“十五五”规划进一步明确“推动绿色电力与算力协同布局”，标志着算电协同从专业技术概念正式上升为国家战略。同时，国家发展改革委、国家能源局、国家数据局等多部委陆续出台配套政策；四川、青海、宁夏、内蒙古等省份（自治区）已率先布局，探索源网荷储一体化、绿电直供、算力负载调度等创新模式。算电协同战略已初步形成“国家规划+部委部署+地方探索”的多层次政策体系。

（二）三重政策逻辑的内在关联与驱动机制

算力新基建、能源强国和“双碳”目标并非平行目标，而是层层递进的战略耦合体，共同构成算电协同的底层驱动力。

首先，算力扩张正在重新定义能源安全的边界。传统能源安全聚焦一次能源供应与电力系统稳定，但智算时代大模型训练的冲击性用电已成为影响电网稳定的重要因素，发达地区算力旺盛需求导致区域性供电缺口持续扩大，算力负荷已成为挑战电力系统稳定性的重要因素。同时智算中心的供电波动或网络中断，不仅会造成算力资源浪费，更可能直接引发关键信息基础设施的服务级联失效。在 AI 深度融入的当下，算力底座的稳健性已不再仅是技术问题，而是关乎能源安全与国家战略安全的前沿阵地。

其次，能源安全与碳中和的张力，需要算力作为“调节阀”。新型电力系统的高比例新能源接入带来了稳定性挑战，而算力负荷的弹性调度及其对电网的深度赋能，正是破解这一难题的关键变量。算电协同的深层价值在于让算力从能源安全的压力来源转变为支撑能源转型的“新底座”。

最后，碳约束正在重塑算力与能源的配置逻辑。“十五五”规划明确提出由“能耗双控”转向“碳排放双控”，绿色发展进入以碳排放为核心指标的新阶段。在产品含碳量日益成为国际贸易通行证的背景下，算力产业竞争已扩展至单位算力碳排放强度的角逐。东部算力需求旺盛但绿电资源匮乏，西部风光资源富集但本地消纳能力有限，碳约束使上述空间错配从经济效率问题升级为国家碳减排战略布局的关键问题。算电协同通过“绿电+算力”的深度耦合配置，将西部绿电的环境价值显性化为算力产品的碳竞争力，从根本上重构了算力产业的区位选择逻辑。

表 2 算电协同重要政策总结

发布时间	发布单位	文件名称	相关内容
2026年3月	国务院	《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》	推动绿色电力与算力协同布局
2026年3月	国务院	《政府工作报告》	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
2025年9月	国家发展改革委、国家能源局	《关于推进“人工智能+”能源高质量发展的实施意见》	持续开展能源算力需求监测，统筹规划算力、电力和通信网络资源，构建算力、电力深度融合的算电协同发展机制，不断提高算力中心绿电比例
2025年5月	国家能源局	《关于组织开展新型电力系统建设第一批试点工作的通知》	重点在国家枢纽节点和青海、新疆、黑龙江等能源资源条件好的非枢纽节点地区，协同规划布局算力与电力项目。通过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，提高数据中心绿电占比。通过算力负荷与新能源功率联合预测、算力负荷柔性控制、智能化调度等技术，提升源荷协同水平，降低负荷高峰时段电网保障容量需求
2025年9月	工业和信息化部	关于印发《算力互联互通行动计划》的通知	以国家枢纽节点和相关行业为重点，推动解决算力供需规模较大地区和行业资源互联匹配痛点，开展M个区域、N个行业平台试点。推动算力互联与能源互联网、工业互联网、移动互联网等融合创新应用
2024年7月	国家发展改革委等四部门	《数据中心绿色低碳发展专项行动计划》	引导新建数据中心与可再生能源发电等协同布局，提升用电负荷调节匹配能力。到2025年底，算力电力双向协同机制初步形成，国家枢纽节点新建数据中心绿电占比超过80%
2023年12月	国家发展改革委等五部门	《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》	面向国家枢纽节点内部及国家枢纽节点之间开展算力电力协同试点，探索分布式新能源参与绿电交易，提升数据中心集群电力供给便利度，充分利用数据中心闲时电力资源，降低用电损耗及算力成本
2023年10月	工业和信息化部等六部门	《算力基础设施高质量发展行动计划》	积极引入绿色能源，鼓励算力中心采用源网荷储等技术，支持与风电、光伏等可再生能源融合开发、就近消纳，逐步提升算力设施绿电使用率
2020年12月	国家发展改革委等四部门	《关于加快构建全国一体化大数据中心协同创新体系的指导意见》	探索建立电力网和数据网联动建设、协同运行机制，进一步降低数据中心用电成本。加快制定数据中心能源效率国家标准，推动完善绿色数据中心标准体系

数据来源：根据公开资料整理

“十五五”期间，随着政策体系的持续完善，算电协同有望从战略引领加速迈向落地实效，成为筑牢国家算力底座安全防线、加快建设能源强国、实现产业绿色转型的关键抓手。

三、核心矛盾：三重政策逻辑落地面临的三重梗阻

算电协同的战略价值已获共识，但规模化落地仍面临资源、系统、机制三重结构性梗阻。三者并非孤立存在，而是沿着资源空间失衡、系统调节失灵、体制机制断裂的脉络层层递进。资源层的失衡加剧系统层的调节压力，系统层的灵活性不足又放大机制层的制度缺陷，三者相互交织，形成越协同越复杂的深层困局。

（一）资源层梗阻：绿电资源与算力负荷的时空错配

资源层的梗阻在于绿电资源与算力负荷在空间和时间两个维度上的结构性错配，即空间上“供需分离”，时间上“节奏脱节”。

1. 空间错配：算力负荷东聚与绿电资源西富

从算力负荷侧看，东部面临绿电“刚性需求缺口”，即东部地区贡献了全国 93% 的计算设备算力³，绿电需求极其旺盛。AI 大模型研发、云计算、金融高频交易、大数据分析等高实时性、高耗能业务高度集聚，算力用电需求呈刚性高增态势。与此同时，东部受土地红线、能耗双控、新能源开发空间受限等约束，本地电力供给缺口持续扩大。例如，东部四省一市（江苏、浙江、安徽、福建、上海）电力电量存在 15%~20% 的缺口⁴，高度依赖区外来电。本地绿电增量难以覆盖算力设施新增用电需求，倒逼 IDC 企业高价采购火电或跨省平价电，直接推高运营成本。

从绿电资源侧看，西部地区风光发电可开发容量超 160 亿千瓦，清洁能源禀赋优越，面临消纳和输出压力。截至 2025 年末，西北电网新能源发电装机已突破 4 亿千瓦，成为我国首个以新能源为装机主体的区域电网。但西部地区本地消纳能力有限，2025 年西北地区跨区外送电量达 4,110 亿千瓦时，其中新能源占比达 34%。大量绿电需经特高压长途输送至东部，产生输电损耗与加价成本。数据中心本可就地消纳西部绿电，却因算力需求与产业生态的东倾而难以西迁。

2. 时间错配：新能源出力波动与算力负荷刚性

相较于显性的空间错配，时间错配更为隐蔽但影响同样深刻。新能源间歇性出力与算力全天候刚性负荷的节奏脱节，叠加大模型训练的突发性尖峰用电，供需时序差进一步拉大。这一节奏脱节直接造成双重损耗，绿电大发时段算力负荷无法足额消纳清洁能源，碳减排价值白白流失；算力用电高峰时风光出力回落只能依靠火电兜底，推高算力产品的碳足迹。据测算，若缺乏有效的协同调度，数据中心仅靠绿电直供，所能实际消纳的绿电占其发电量的比例可能不足 50%。

时间错配的深层约束在于新能源出力的不可控性与算力负荷的连续性要求之间存在根本性冲突。国际能源署（IEA）的研究表明，当间歇性可再生能源发电占比超过 15% 时，电网的灵活性需求会大幅增加；超过 25% 后，系统稳定性将面临挑战。根据国家能源局数据，2025 年全国可再生能源发电量约占全部发电量的 38%，超过同期第三产业用电量与城乡居民生活用电量之和。在此背景下，新能源出力波动对电网调度的冲击持续加剧。除时空维度的结构性错配外，单体算力项目层面的容量配置错配同样是资源低效的重要诱因。出于供电可靠性要求，数据中心普遍执行 2N 双电源供电标准，报装容量按机柜满载峰值进行核定，但受客户上架节奏、业

³ 数据来源：中国信通院《先进计算暨算力发展指数蓝皮书（2025 年）》

⁴ 数据来源：自然资源保护协会（NRDC）、中关村储能产业技术联盟（CNESA）联合发布的《负荷中心低碳保供与灵活性资源潜力研究报告——东部区域》，2025 年 7 月

务负载波动、服务器实际利用率等因素影响，真实运行负荷与报装容量之间存在显著缺口。这使得电力资产被长期闲置的同时，还占用了配网接入额度与绿电消纳空间，进一步压缩了协同调度的弹性空间。

值得注意的是，资源层的双重错配决定了算电协同无法仅靠资源端的局部优化化解。空间错配意味着算力与绿电的物理位置难以在短期内根本改变，其中东部算力需求由产业生态和市场格局决定，西部绿电开发由资源禀赋决定，二者的地理偏离是长期结构性特征。时间错配则意味着新能源出力的波动性与算力负荷的刚性之间的矛盾是风光资源的自然属性使然，无法通过增加装机规模来消除。在源荷双侧不确定性加剧的背景下，系统层的调节能力成为破解资源层约束的关键变量。

（二）系统层梗阻：调节资源尚未激活与算电调度双向脱节

绿电资源与算力负荷的时空错配本该通过电力系统和算力系统的灵活调度来弥合，但算力调度与电力调度两大体系彼此割裂，系统调节资源有效供给不足且组织方式落后，难以形成高效的协同合力。

1. 调节资源：总量丰裕但有效供给不足

系统调节资源总量并不匮乏，但多呈碎片化沉睡状态，难以形成有效供给。

其一，算力负荷的柔性潜力未被有效激活。计算任务天然具备分级特征：金融高频交易、自动驾驶、实时推理等延迟敏感型任务要求毫秒级处理，需保障最高等级的供电可靠性；大模型训练、离线图像处理、全域数据备份等延迟容忍型任务仅需在规定周期内完成，具备极强的时空调度弹性。但当前算力系统缺乏精准识别、分类调度算力负荷的技术手段与市场机制，未能将训练任务的灵活性转化为系统调节资源。

其二，分布式电力资源聚合不足。我国屋顶光伏、储能、电动汽车等分布式资源体量巨大，但极其分散。据测算，2025年我国负荷侧虚拟电厂理论调节潜力（不含居民用户及电动汽车）达5.03亿千瓦，占2025年火电装机容量的32.68%⁵。然而，根据国家能源局数据，截至2025年末，全国虚拟电厂在运总规模超过3,500万千瓦，仅为理论潜力的7%左右。理论总量与实际调用量之间的巨大落差，揭示出分布式资源“总量丰裕”与“有效供给不足”之间的系统性鸿沟。其背后是三重制约：资源端，分布式资源地理分散、单体容量小、所有权各异，聚合难度远超集中式电源；技术端，精准感知、实时控制与动态优化能力尚不成熟，海量异构资源的协同调度缺乏技术底座；市场端，多数省份辅助服务市场准入门槛偏高，分布式资源参与电力市场的通道不畅，经济激励难以传导至终端用户。

从更远期看，电动汽车作为移动储能单元潜力可观。根据公安部交通管理局数据，截至2025年末，全国新能源汽车保有量达4,397万辆（纯电动汽车3,022万辆）；若以平均单车电

⁵ 来源：华北电力大学国家能源发展战略研究院《中国2030年负荷侧虚拟电厂全产业调节潜力评估》。

池容量 55kWh 估算⁶，理论移动储能容量超 16.62 亿千瓦时。但受限于电池循环寿命顾虑、双向充放电设施普及率不足及用户参与意愿等因素，其作为系统调节资源的实际可用性在短期内极为有限。

2. 调度系统：内部协同失灵与算电调度双向脱节

即便系统中隐含的调节潜力巨大，实现资源的高效配置仍需跨越调度系统的双重障碍，既包括算力和电力系统内部的协调失灵，又包含算力调度与电力调度两大体系之间的双向脱节。

算力调度体系面临资源异构难题、标准缺失与配套设施建设滞后三重内部挑战，制约算力任务跨域迁移与弹性调度的实现。首先，异构算力资源难以统一调度。不同厂商 AI 芯片在编程接口、驱动优化、软件生态上差异显著，算力资源难以抽象建模形成统一的共享资源池，跨厂商算力协同调度困难重重。其次，标准缺失使得“资源孤岛”现象突出。不同主体建设的算力中心在协议、接口、调度策略上互不兼容，跨平台任务迁移效率低下，算力资源在主体间难以自由流动。最后，存力与运力建设进度滞后于算力扩容节奏。存力扩容速度落后于数据产量增速，运力覆盖范围尚不足以支撑算力任务的全国域毫秒级迁移，“算存运”一体化协同远未实现。

新型电力系统的核心特征是“源网荷储”一体化协同，但当前调度体系在控制架构、信息交互与决策智能化三个维度上均存在深层断裂，使四端之间难以形成高效的协同闭环。其一，控制架构碎片化。“源网荷储”各环节的控制系统长期独立发展，缺乏面向一体化协同的统一控制框架与标准化协同协议，各系统响应速度参差不齐，难以形成步调一致的调节合力。其二，信息交互存在系统性壁垒。当前源网荷储各环节的运行数据分散在不同系统中，数据标准不统一、接口协议不一致、共享机制不健全，电网调度机构和负荷聚合商难以获取有效数据进行决策。其三，调度智能化水平滞后于系统复杂性增长。新型电力系统的控制对象正从传统的数百台发电机组扩展至数以百万计的分布式光伏、储能、充电桩等海量异构资源，但当前调度体系仍以确定性规则和离线优化为主，人工智能、大数据等智能技术尚未真正嵌入调度决策的核心环节，调控技术手段和智能化水平亟待升级。AI 在新能源功率预测领域已有初步应用，但在复杂决策中仍面临模型可解释性不足、决策可靠性难以验证、与现有调度规程衔接不畅等瓶颈。

算力调度能力的先天不足与电力调度体系的后天僵化，共同构成了两大体系难以对话的内在根源。算力调度因缺乏精细化的任务分级能力，无力感知并响应来自电力侧的价格与碳信号；电力调度则因控制架构碎片化与智能化滞后，难以将算力负荷识别为可调度资源并纳入实时平衡。两大体系各自的内阻相互叠加，使得“算电协同”在操作层面丧失了基本前提。

由此，算力系统与电力系统两大调度体系之间的双向脱节更加凸显，二者分属不同行业管理体系，数据不通、目标不一、机制不融，使算电协同在最核心的调度执行层面缺乏基本载体。从算力侧看，电力信号尚未进入算力调度的决策函数。目前，算力任务的跨域迁移仍以网络时

⁶ 根据中国汽车报网报道，2025 年纯电动乘用车动力电池电量平均值约为 55 度电。若考虑插电式混动和增程式汽车的电池容量（其单车电量虽低于纯电动汽车但保有量规模可观），我国电动汽车理论储能容量或超 20 亿千瓦时。

延和计算成本为主要优化目标。即便算力任务具备跨域迁移的技术可行性，调度系统也无法识别“何时该调”“调往何处”才能最大化绿电消纳效益。从电力侧看，算力负荷的可调度价值未被识别与调用。电力调度机构无法及时掌握算力中心的可调负荷规模、任务优先级、备用资源状态等动态信息，难以将算力负荷作为可调度资源纳入日前发电计划或实时平衡调度。双向调度体系的脱节，使算电协同在操作层面陷入“两不管”的困境，更导致碳信号在调度决策中完全缺失，严重制约算电协同的落地推进。

（三）机制层梗阻：跨部门协同缺失与绿色价值湮没

资源层与系统层的梗阻，归根结底指向制度层面的深层断裂。算电协同涉及发改、能源、工信、数据、生态环境等多部门，但跨部门、跨行业的协同机制尚未真正建立，战略目标的耦合在操作层面遭遇了体制机制的割裂。这种割裂首先体现为跨部门管理与标准体系的协同缺失，进而传导至环境权益归属与市场价值实现层面，形成从制度成本到经济激励的双重断裂。

1. 管理协同：跨部门规划审批与标准体系割裂

算力项目与电力项目分属不同体系管理，规划衔接脱节、审批流程冗长，跨部门协同机制尚未建立。例如，在能耗双控向碳排放双控转轨过程中，数据中心建设需求与地方能耗指标供给之间的矛盾加剧。2025年9月，《固定资产投资项目节能审查和碳排放评价办法》正式施行，要求对新上算力项目严格实施节能审查和碳排放评价，能耗评价审批成为项目落地的“硬约束”。但多地枢纽节点所在城市普遍面临碳排放空间不足问题，难以承载数据中心持续增长的用能和排放需求。标准体系建设同样滞后于实践需求。2025年10月，工信部发布《算力标准体系建设指南（2025版）》征求意见稿，将“算力电力协同”列为绿色低碳标准的重要子类，但相关标准目前仍处于规划阶段，尚未正式发布实施，算电协同规划仍缺乏统一技术标准与规范。

这种规划审批与标准体系的割裂，不仅抬高了算电协同项目的落地成本，更在深层次上导致了环境权益的归属模糊与碳价值信号的传导失灵。当算力项目与绿电直供的碳减排量缺乏统一认证与互认机制时，绿色行为便难以转化为可计量、可交易的资产，从而构成市场机制层面梗阻的制度根源。

2. 市场价值：市场机制待完善、环境权益不清与协同收益缺失

管理协同机制的缺失，直接引发了环境权益归属不清与市场激励不足的双重后果，使绿色价值在制度缝隙中持续耗散。

其一，环境权益归属不清导致绿电的碳减排价值难以变现。因相关认证机制仍在探索，企业通过购买绿证实现的减碳效果在纳入全国碳市场或计算产品碳足迹时仍存在不确定性，绿电的碳减排价值无法转化为企业的实际碳资产，影响其参与绿电交易的积极性，最终导致碳约束信号无法有效传导至算力调度决策。

其二，协同收益机制缺失导致调节贡献无法获得合理回报。当前，电力辅助服务市场的价格尚未充分反映算力负荷的调节价值，算力产业的绿色投入缺乏回报机制，主动参与需求响应的收益难以覆盖潜在风险。同时，多方利益分配无统一规则，涉及电网、新能源电站、IDC运

营商、AI 企业、储能投资方的辅助服务市场收益、降碳收益分摊机制空白。此外，西部绿电的低电价优势在长途输送中被线损与加价稀释，新能源企业低价送电却承担高额线损成本，其调节贡献缺乏价值补偿。上述梗阻严重影响了算电协同的经济性。如果绿色行为不能转化为经济回报，企业和地方政府参与协同的内生动力便难以持续。

四、结语

“双碳”目标、能源强国、算力新基建三重政策的深度绑定，决定了算电协同不是一道“可选项”，而是一道“必答题”。但三重结构性梗阻的存在也表明，共识的形成不等于路径的通畅。资源层的时空错配，本质是绿电禀赋与算力需求在自然地理与产业生态上的长期偏离；系统层的调度脱节，暴露了两个行业各自演进、彼此隔离所形成的制度与能力断层；机制层的价值湮没，则让绿色行为的贡献无法转化为可定价、可交易的资产。三重梗阻环环相扣，单点突破无法奏效，需要在资源配置、系统协同、制度设计三个维度同步推进。

本文为【算电协同新变局】专题的第 1 篇。系列第 2 篇将聚焦算电碳协同的具体落地路径，拆解电力设备、智慧调度、储能、一体化运营四大核心投资赛道，并展望“十五五”期间行业的发展趋势与挑战。

报告声明

本报告分析及建议所依据的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所依据的信息和建议不会发生任何变化。我们已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，不构成任何投资建议。投资者依据本报告提供的信息进行证券投资所造成的一切后果，本公司概不负责。

本报告版权仅为本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用、刊发，需注明出处为大公国际，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。