

中国新型电力系统建设 全景报告

算力与电力协同

2025 年 6 月

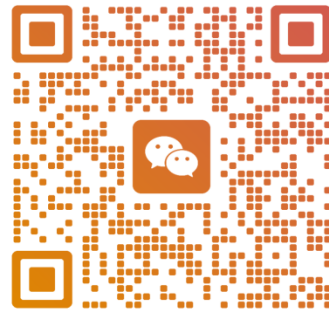
【版权及免责声明】

- 1.版权归属：本文系由公众号“介子九维”（微信号：jiezijuwei）所有者创作的原创作品，该作者依法享有该作品的完整著作权。
- 2.授权限制：未经本文作者书面许可，任何单位或个人不得以任何形式转载、摘编、复制或将其用于任何商业目的。
- 3.侵权责任：对于任何违反本声明第 2 条规定的侵权行为（即未经许可的转载或商业使用），本文作者保留依法追究其法律责任的权利。
- 4.使用目的与免责：本文内容仅供相关行业人士内部交流参考之用。任何基于本文内容而产生的理解、决策或行为，或因非授权使用（包括但不限于转载、改编、用于商业等行为）所导致的一切后果及损失，本文作者均不承担任何法律责任。

公众号：介子九维



微信号：介子九维



扫一扫上面的二维码图案，加我为朋友。

目 录

引言	1
一、战略背景与政策解读	2
1.1 宏观战略定位与联动	2
1.2 政策文本深层解读	3
1.3 试点区域选择的考量	6
二、核心模式的机制设计：“绿电聚合供应”	13
2.1 模式定义与内涵	13
2.2 技术实现路径	15
2.3 市场机制与商业模式	20
三、关键技术的深度剖析	31
3.1 源荷联合预测技术	31
3.2 算力负荷柔性控制	34
3.3 智能化调度技术	41
3.4 数据中心余热回收与综合利用	46
3.5 多能互补稳定供应	51
四、风险评估与应对策略	56
4.1 技术风险及应对	56
4.2 经济风险及应对	59
4.3 市场风险及应对	61
4.4 管理风险及应对	63
五、未来展望	66
5.1 算网融合能源互联格局	66
5.2 新型技术的大规模普及	66
5.3 商业生态变化	68
5.4 对能源和数字格局的重塑	69
5.5 最终目标	70

引言

在“双碳”目标与数字化浪潮交织的今天，算力与电力的深度融合正成为推动能源革命与数字转型的关键纽带。2025年6月，国家能源局将“算力与电力协同”纳入新型电力系统建设首批试点，标志着我国在能源安全、数字经济与绿色低碳领域迈出了战略性一步，这一创新模式不仅关乎数据中心的能源效率，更牵动着“东数西算”工程、碳中和目标与能源结构优化的全局。

数据中心作为数字经济的“心脏”，其用电量已占全社会用电的近5%，而高能耗与高碳排的矛盾日益凸显。如何让算力运行与清洁能源“同频共振”？答案在于“算电协同”——通过源网荷储一体化、绿电聚合供应、余热回收等技术，实现算力需求与能源供给的动态匹配。这不仅能消纳西部丰富可再生能源，缓解东部电网压力，还将数据中心从“耗能大户”转变为“能源枢纽”，为数字基础设施注入绿色基因。

本文从政策解读到技术落地，从试点案例到未来展望，系统解析算力与电力协同的创新路径。青海、新疆等地的“新能源+算力”基地如何破解绿电消纳难题？长三角枢纽节点如何通过智能调度平衡高密度算力与电网稳定？我们还将探讨光热发电、柔性算力调控等关键技术，揭示算力如何反哺能源系统升级。

在能源革命与数字文明的交汇点上，算电协同不仅是技术突破，更是生态重构。它将重塑能源消费模式，催生“绿电聚合”“算热联供”等新业态，为“双碳”目标与数字中国建设提供双重支撑，让我们共同探索这场算力与电力的深度融合，见证绿色数字未来的崛起。

一、战略背景与政策解读

1.1 宏观战略定位与联动

2025年6月，国家能源局将“算力与电力协同”纳入新型电力系统建设首批试点，体现了国家在能源和数字化战略上的前瞻布局，这一举措紧扣“东数西算”工程、碳达峰碳中和“双碳”目标、“数字中国”建设和国家能源安全新战略等顶层战略。

首先，“东数西算”倡导将东部算力需求转移至西部，可优化数据中心布局。这要求西部丰富的可再生能源直接为算力供给服务，实现能源与算力资源的优势互补。算电协同正是“东数西算”深入推进的关键支撑，通过在能源富集地区部署算力，可就地消纳绿电，缓解跨区输电压力，同时带动西部数字产业发展。

其次，算电协同有助于实现“双碳”目标和落实能源革命方向。数据中心作为能源消耗大户，预计到2030年其用电量占全社会用电的近5%，将数据中心负荷与可再生能源高效匹配，可显著降低化石能源消耗和碳排放，实现数字基础设施绿色低碳转型。这与国家能源安全新战略中“能源消费革命”和“能源供给革命”的要求一致，通过提高可再生能源消费比重和供给效率，保障能源安全。

再次，算电协同支撑“数字中国”建设。数字经济的蓬勃发展需要强大的算力支撑，而算力运行离不开安全稳定的电力供应，通过创新算电协同模式，可确保数据中心7x24小时高可靠供电，为各行各业的数字化转型提供坚实基础。

同时，算电协同使电力系统更加智能化，一是让更多算

力将用于能源管理、智能电网调度；二是使得数据中心本身成为电力系统的弹性资源，两者深度融合。这体现了“数字中国”与“能源强国”建设的协同推进，能源系统为数字基础设施赋能，数字技术反哺能源系统升级。

1.2 政策文本深层解读

文件对算电协同试点提出了明确要求，逐句解读其关键表述，可以洞见政策意图及潜在考核指标：

1.2.1 科学整合源荷储资源

这意味着在试点区域要综合考虑电源侧（源）、负荷侧（荷）以及储能（储）的资源优化配置，实现协同运行。一方面，要摸清区域内新能源电源和数据中心负荷的时空分布特性，建立源-荷-储台账；另一方面，通过先进技术手段将三者打通，如构建“源网荷储一体化”管控平台，实现源荷互动调节，潜在考核指标，源荷储综合利用率、区域能源综合效率等可能成为考核指标。

1.2.1.1 统筹存量及增量数据中心绿电需求和新能源资源条件

文件强调既要考虑现有数据中心逐步提高绿电使用比例，又要指导新建数据中心选址与新能源供给能力匹配。这暗示考核指标可能包括数据中心使用可再生能源电量占比（绿电占比）提升幅度，以及新建数据中心100%绿电供应的实现程度等。政策要求能源管理部门对区域内存量数据中心的用能结构摸底，推动其参与绿电交易或直购，逐年提高绿电比重；对增量项目，则在规划阶段就将电力供应方案纳入审批，确保“靠绿电上项目”。

此举引导地方政府和行业在数据中心建设中落实能耗

双控和碳控要求，将绿色用能作为新建算力项目的前置条件。

1.2.1.2 协同规划布局算力与电力项目

文件要求在区域层面，将数据中心布局与新能源基地、电网基础设施规划统筹考虑。这意味着试点地区应编制算力-电力协同规划，确定哪些区域适合布局算力中心，以及相应需要建设的新能源电站和配套电网工程。

潜在考核指标包括区域内新建数据中心机架规模与新增新能源装机容量的匹配度、规划执行率等。比如每增加1万标准机架需同步规划多少兆瓦新能源发电，这些指标可能纳入地方能源主管部门和数据管理部门的考核。

1.2.1.3 探索绿电聚合供应模式，提高数据中心绿电占比

这是政策对核心模式创新的要求。关键在“聚合”二字，即通过聚合多个新能源电源、多元负荷进行交易和就地消纳，以克服单一绿电直供模式下供需不匹配的问题。这一表述隐含着对市场机制创新的要求，考核重点可能放在试点是否建立起有效的新能源聚合交易平台、数据中心全年用电中本地新能源电量占比达到规定目标（如超过50%或更高）。

1.2.1.4 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

政策在技术路线上点出了三大支撑手段，意在引导试点项目攻关关键技术瓶颈，潜在考核指标可能涉及到源荷预测精度、数据中心负荷可调节容量比例、智能调度系统减少峰荷功率的效果。这些指标将激励试点中的企业和科研单位提高技术水平，并衡量其对电网减负和新能源消纳的贡献。

1.2.1.5 加强数据中心余热资源回收利用

这一要求将数据中心视为综合能源节点，不仅供电要绿，还要实现用能的梯级利用。可能的考核指标包括，数据中心余热利用率（如回收热量与总排热量之比）、余热供暖面积或替代传统能源量等。通过定量考核，推动数据中心运营方投资建设余热利用设施，将低品位废热用于供暖、制冷或工业/农业用热，提升能源综合效率。

1.2.1.6 探索光热发电与风电、光伏联合运行，提升稳定供应水平

这一表述特别点出光热发电的角色，预示考核重点在于数据中心电力供应的可靠性和稳定性。联合运行意味着要考察风、光、电源互补出力曲线，保证数据中心 7x24 不间断高比例绿电供给。潜在考核指标可能是，在一定统计周期内（如全年 8760 小时）数据中心绿电供应的可用率达到近乎 100%，或设置允许的非绿电调用小时数上限。

综上，政策文本字里行间明确了政府、发电企业、电网公司、数据中心运营方各自的职责和利益导向。政府部门需做好规划统筹和指标考核，引导资源配置和体制创新；电网企业在试点中要转变角色，不仅提供可靠输配电，还应参与搭建新能源聚合交易和智能调度平台，为源荷友好互动提供技术支撑和市场接口；发电企业（新能源投资商）则获得了新的市场空间，通过聚合模式向数据中心直接售电，实现绿电溢价收益，但也需承担预测和稳定出力的责任；数据中心企业则在政策引导下承担更多节能降碳义务和灵活调节责任，通过参与市场交易和需求响应获取电费下降、服务收益等激励。政策通过试点对不同主体进行了权责利重塑，为算电协同生态体系建立奠定基础。

1.3 试点区域选择的考量

文件中特别点名“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”作为算电协同试点重点地区。这体现了差异化探索思路，在“算力枢纽”和“能源富集非枢纽”两类区域分别开展试点，以形成可复制的不同模式和经验。

1.3.1 国家算力枢纽节点

我国在“东数西算”工程中规划了 8 大国家算力枢纽节点和 10 个数据中心集群，涵盖京津冀、长三角、粤港澳、成渝以及内蒙古、贵州、甘肃、宁夏等地。这些枢纽节点具有算力密集的特点，已有或规划了大规模数据中心集群，数字基础设施和网络条件完备，算力需求旺盛。比如长三角枢纽内的某数据中心集群机架规模已达数十万架，用电负荷数百兆瓦以上。

我们先综合分析在枢纽节点开展试点的基本情况：

1.3.1.1 优势

枢纽节点的数据中心负荷基数大且增长快，推进算电协同的意义重大，潜在收益（如削峰填谷容量、绿电消纳量）可观；同时，这些地区电网基础设施健全、调度和市场机制相对成熟，利于开展多元市场交易和辅助服务试点；此外，枢纽节点多靠近负荷中心，算电协同的成功经验易于向其他数据中心推广，示范效应强。

1.3.1.2 劣势

部分枢纽节点（尤其东部地区）本地可再生能源资源匮乏，难以就地建设大规模新能源电源，更多需要通过外部输电或市场购电获取绿电。这增加了算电协同的复杂性，需要依托跨区绿电交易和配套输电通道。

另一个挑战是存量数据中心改造难度较高，很多已投运的数据中心并未设计灵活调控功能，运营商出于业务服务等级协议 SLA 考虑，可能对负荷柔性调节心存顾虑。此外，在城市地区回收利用余热也受限于供热管网制式和需求季节性。

1.3.1.3 核心任务

枢纽节点试点的重点在于存量改造与智能管控。比如在长三角某集群，可以通过部署分布式光伏+储能系统为园区供电，将市电高峰负荷转移到自供电；引入电网侧的新型市场交易，如绿电合约、电力现货，确保高比例绿电供应；同时，对既有数据中心进行智能化改造，引入负荷优化调度平台，使部分非关键算力任务具备动态调节能力。

预期模式上，形成“源网荷互动的园区型协同”模式——数据中心园区内部集成一定比例分布式新能源和储能，自身具备调节能力，并通过虚拟电厂或需求响应接口与大电网互动，在城市负荷中心实现供需双向调节和绿电消纳。

1.3.1.4 示范指标

枢纽节点模式下，关注提升现有数据中心能源效率和绿电利用。比如目标新老数据中心平均 PUE 降至 1.3 以下、绿

电利用率提升到 80%以上，并能提供占负荷容量 20%以上的调节能力参与电网调峰。

1.3.2 青海、新疆、黑龙江等能源富集非枢纽地区

这些地区共同特征是可再生能源资源禀赋优异，但过去并非主要的数据中心聚集地（非“算力枢纽”）。选择它们开展试点意图在于探索“从无到有”的新路径，即在能源富集区直接打造算力与电力深度融合的新基建项目，以最大化地利用当地绿电资源。

1.3.2.1 青海

青海太阳能资源极为丰富，光照强度高且土地开阔，近年来建成了多个大型光伏基地。如青海海西地区光伏装机已达数百万千瓦级规模，甚至创造过全省连续数日 100%清洁能源供电的纪录，此外青海还有一定的风能和水电资源（如龙羊峡水光互补电站）。

优势方面，青海新能源出力高且电力外送需求大，如能本地引入算力消纳，将极大缓解弃光弃风，提高能源利用效率，高海拔干冷气候也有利于数据中心自然冷却降低 PUE。

劣势方面，青海地广人稀，本地数字产业和算力需求相对不足，大规模数据中心项目缺乏就地服务的客户，需要依靠远程算力调度或吸引全国性业务落地，此外通信网络传输距离长，时延可能成为制约，需要建设高速光纤直联网络。

核心任务：青海试点可侧重于大规模“源网荷储”一体化算力园区建设，打造全国领先的绿色算力基地。利用青海广阔土地，同时规划数吉瓦级新能源发电场站配套大型算力中心，构建本地直流微电网或区域电网以连接新能源、电网

和数据中心，实现就地供电和隔离运行能力。

在电力供应方面，引入光热发电作为核心调节电源，以其长时储热平滑光伏昼夜波动，同时部署大规模新型储能（电化学+抽水蓄能），确保算力中心获得 7×24 小时不间断绿电供应。在算力侧，引入云计算和超算任务（如科学计算、AI 训练等），这些任务对时延敏感度低，可充分利用用户端灵活性根据电力供应调节。

预期模式上，探索“新能源基地型算力中心”，即以新能源基地直接供能的数据中心枢纽。在此基础上，青海还可创新“绿电制氢/氨+算力”融合模式，白天光伏富余时制取绿氢或绿氨，作为储能介质；夜间或枯季再利用氢燃料电池/氨燃气轮机发电供电，形成能源-算力-化工融合的新业态。

预期成果方面，青海模式将验证高比例新能源直供数据中心的技术可行性，目标达到年绿电利用率接近 100%，传统电源零支撑，同时探索能源就地产能转化的复合收益，形成“源随荷走，荷随源动”的深度协同范例。

1.3.2.2 新疆

新疆风光资源得天独厚，风电技术可开发量全国领先，光照条件仅次于青藏高原。同时，新疆也是化石能源大省（煤炭、煤化工），电价低廉，有利用价格优势发展算力产业的潜力。

优势方面，新疆可获得超大规模场址建设能源和算力综合基地，如在准东、哈密等地已规划“风光+火电+输电”基地，完全可叠加数据中心项目。丰富的土地和能源使新疆有条件彻底摆脱算力对化石能源的依赖，以全可再生能源体系支撑算力运行。此外，新疆地处我国西北边陲，开展算电协

同有助于当地产业结构升级和就业。

劣势方面，与青海类似，新疆本地算力需求有限，而且由于地理遥远，算力外送的通信成本和时延挑战更大；安全方面，新疆地区电网相对独立，系统抗扰动能力较弱，大规模算力负荷引入需确保对电网安全无冲击。

核心任务上，新疆可重点试验“风光+光热+储能”多能互补供电数据中心模式。比如在哈密地区建设“风光热一体化电源+算力中心”示范项目，配套数百兆瓦级风场、光伏电站和塔式光热电站，光热电站配置 ≥ 10 小时储热以保障夜间供电。白天优先利用光伏、风电满足数据中心负荷，剩余光伏电量储热或充电；傍晚由光热机组释热发电并调节输出，夜间风电和储能继续供电，使数据中心实现全天候绿电运行。

算力方面，引入边缘计算和离线分析任务，这些任务弹性大，可根据可再生供给调整启动时间和功率。此外，新疆试点可结合国家“一带一路”战略，探索服务中亚乃至欧洲的远程云计算业务，利用时差在新疆白天为其他地区夜间需求供算力，实现全球协同。

预期模式上，形成“沙漠能源云”模式，即在“沙戈荒”区域将丰富的风光资源转化为数字生产力输出。

关键指标方面，绿电供给可靠率接近100%（借助多源互补达到电力供应类似常规电源的稳定性），探索纯新能源不间断供电的极限，同时，验证算力任务跨区调度的可行性和经济性。

1.3.2.3 黑龙江

黑龙江代表了我国东北地区，其特色在于新能源消纳和

供暖需求并存。一方面，东北地区风电装机较大但消纳困难，近年来出现过富余风电外送和低谷弃风问题；另一方面，每年长达 5-6 个月的供暖季使城市对热源需求巨大。黑龙江开展算电协同试点，有其独特意义，利用数据中心余热为寒冷地区供暖，实现“以热定电、数能融合”。

优势方面，黑龙江气候寒冷，数据中心制冷能耗低，PUE 容易做到较优（冬季可接近 1.1 左右）。数据中心产生的大量余热在当地有广阔用途，如为居民小区、产业园供暖，可抵消燃煤锅炉负荷，环境效益显著。此外，黑龙江电力装机中仍有大量煤电，绿电比例相对西部不算高，但借助“算电协同”可以提升风电利用率并减少煤电调峰压力。

劣势上，东北地区电网峰谷差和季节差异大，引入数据中心这类恒定负荷可能在夏季形成叠加尖峰负荷，需要周密调控。余热利用受制于供热管网半径，数据中心需要选址在供热需求集中的城市附近，土地和运营成本相对高于荒漠地区。

核心任务方面，黑龙江可探索“数能-热力融合”的新模式，打造一个“算热一体化园区”。在哈尔滨或其他具备供热管网的城市新区建设大型数据中心，配套中温水冷却和热泵系统，将服务器余热收集并提升温度后并入城市集中供热管网。通过智能控制，实现按热负荷需求调整算力排热：例如冬季高峰供暖时段，适当增加可中断型算力任务运行负荷，产生更多余热供暖；在非供暖季则降低 IT 负载或将热量存储。为了匹配冬季供热电源，光伏在东北冬季出力有限，黑龙江方案可侧重风电+生物质/氢能互补。

在电力供给侧，构建以风电+适量储能为主的绿电系统，必要时辅以生物质发电或氢燃料电池顶峰，以保证供暖季数

据中心不缺电且实现零碳，余热通过热泵站升温至 60℃ 以上注入二次网，实现居民采暖。

预期模式方面，黑龙江试点将形成“算力+热力”联供范式，数据中心不再只是耗电设施，而是城市热源之一，实现电-热协同优化。能耗指标上，力争数据中心余热利用率达到 70% 以上（即 70% 的 IT 设备耗电转化为对外供热），“综合 PUE”显著下降（将余热利用计入后，综合 PUE 可能低于 1.0），供暖季替代燃煤供热量可量化为减排 CO₂ 万吨级以上。通过该模式探索，实现北方寒冷地区数据中心从“电老虎”变为“城市暖炉”，为双碳目标和民生供暖探索双赢路径。

综上所述，两类试点地区的选择各有侧重，枢纽节点模式偏重改造提升、市场机制嫁接，能源富集区模式偏重新建探索、极限创新。前者提供可在既有数据中心推广的经验，后者提供面向未来新型基础设施的范式。

通过在不同区域并行试点，国家希望提炼出多样化的算电协同解决方案，既有适用于东部负荷中心的园区型方案，又有适用于西部新能源基地的源荷一体方案，以及适用于北方供暖城市的供热联供方案。

最终，这些经验将为后续政策推广提供依据。若枢纽节点模式成功，可能推动出台数据中心参与电力市场与需求响应的全国性规则；若青海、新疆模式验证有效，则有望纳入国家算力网络布局，新增“能源算力融合枢纽”节点；黑龙江模式如成熟，或将融入北方清洁供暖规划，鼓励更多城市建设算热融合项目。

二、核心模式的机制设计：“绿电聚合供应”

2.1 模式定义与内涵

“绿电聚合供应”模式是本次算电协同试点的核心创新之一。其基本思路是在传统绿电直供或绿电交易模式基础上，引入“聚合”概念，通过对电源和负荷资源的整合集成，形成集中供能、灵活交易的新机制。

2.1.1 传统模式的局限

以往数据中心采购绿色电力主要有两种方式，一是绿电直供，即由附近某个新能源电站通过专线直接向数据中心供电；二是绿电交易，即数据中心运营方通过参与电力市场，在中长期或现货市场上购买相应规模的可再生能源（通常凭借绿证或合同保证其清洁来源）。

然而，绿电直供往往是“一对一”点对点模式，受制于单一电源的间歇性和不稳定。如果仅依靠一座光伏电站直供的数据中心，在夜间仍需由电网火电代补，绿电交易虽然可以通过市场手段购买所需电量，但由于可再生能源发电存在波动，数据中心只能购买年度总量上的等量绿电，难以保证每个时段都用上绿电，同时交易价格也会随市场波动。

“聚合供应”的本质区别在于打破单一电源与单一负荷的绑定，通过聚合多个电源和多个负荷，在更大范围内实现清洁能源供需的动态平衡。其内涵可从以下层面理解：

2.1.1.1 电源侧聚合

将空间上分散、品种上多元的可再生能源电源打包为一

个整体，对外作为单一供电主体，相当于是把区域内若干风场、光伏电站乃至储能电站通过虚拟电厂技术聚合，统一预测出力、统一调度控制。聚合后的“绿电供应体”在容量上更大、出力特性更稳健（不同电源的互补降低波动），能够承担起稳定供电责任。这区别于传统绿电直供中单一电站受天气影响大的缺陷。

2.1.1.2 负荷侧聚合

将多个用电负荷（不仅仅是数据中心，还可包括工业园区负荷、制氢设备等灵活负荷）进行统筹，使其成为一个综合可调负荷。对于数据中心本身，也可以视作大量服务器负荷的内部聚合，通过虚拟化技术将可中断的算力任务与刚性任务区分开，形成“刚性+弹性”负荷组合。

负荷聚合的好处在于，可以根据绿电出力情况在不同负荷间分配电力，实现负荷跟随源，提高绿电消纳率。当光伏出力高时，除满足数据中心负荷外，还可调度电锅炉、制氢设备等可转移负荷将富余电消纳；当可再生出力低时，则降低部分非关键负荷，确保关键负荷用电。

2.1.1.3 市场交易层面的聚合

引入聚合商作为新型市场主体，汇集上游众多分布式电源与下游多个用电需求，在市场中作为一个参与者进行电力交易。聚合商通过双边合同或在现货市场上交易，可同时从发电侧和用户侧获取收益，向用户侧出售稳定的“绿电套餐”，同时代理电源侧打包出售波动电量。

市场层面的聚合确保了交易的合法合规和经济优化——聚合商可以通过提前锁定合同、利用负荷和电源的统计互

补降低风险，从而以相对优惠的价格提供高质量绿电供应。

简而言之，“绿电聚合供应”模式旨在建立一个中介平台或实体，把许多间歇的新能源电源和多个灵活的负荷联合起来，内部通过技术平衡，实现对外提供类似传统电力服务质量的稳定绿色电力。

它与传统模式最大的区别在于“聚合”产生的规模效应和调节效应。传统绿电直供往往只解决了“有没有绿电”的问题，但聚合供应要解决“何时供应、供应多少”的问题，通过资源优化，做到按需按时供绿电。相比常规交易，聚合供应更强调本地化、就地消纳，要求新能源电量尽量在区域内平衡，不依赖大电网长距离输送和调峰。

以张家口怀来数据中心集群试点为例，河北省在京津冀枢纽节点探索了绿电聚合供应模式。该模式下，怀来合盈数据公司将距离算力中心约 150 公里范围内的 9 个风场和光伏电站进行聚合管理，构建地市级的就近供电网络，通过这一聚合模式，2024 年上半年已生产绿电 4.5 亿千瓦时，支撑新建算力中心绿电占比超过 80% 的目标。

由此可见，聚合供应使得一个数据中心集群可以利用多个新能源场站的综合出力，实现高比例绿电利用和供需实时平衡，这是单一电站直供难以做到的。

2.2 技术实现路径

要实现“新能源就近供电、聚合交易、就地消纳”的绿电聚合供应，需要构建完善的技术体系支撑，包括区域电网架构、分布式能源接入控制、储能配置及调度等方面。以下是关键技术路径：

2.2.1 微电网/局域电网构建方案

在试点区域内部，建议建设智能微电网或区域局域电网，作为新能源和负荷聚合的物理载体。该微电网可以与大电网并网运行，也可在特定条件下孤岛运行，以增强供电自主性。技术实现上，需要完成如下建设工作：

2.2.1.1 网络拓扑与基础设施建设

敷设专用输电线路连接聚合的新能源电站与数据中心等主要负荷节点，形成局部网络。这类似于“配电网+”的概念，即在公共电网基础上叠加一层聚合网络。比如怀来集群案例中就通过新建局域线路将周边三个县的风光电场与算力中心相连，同时，在关键节点安装高速开关和保护装置，确保微电网在故障或电网波动时快速切换状态，保障数据中心供电不间断。

2.2.1.2 源荷储协同控制系统

建立源-网-荷-储一体化的综合能源管理系统。它实时监测微电网内各新能源电源出力、数据中心和其他负荷的用电，以及储能设备的荷电状态，运用预测算法和控制策略，实现本地能源管理。

该系统需具备两层功能，一是自治控制层，在毫秒到秒级调节电压、频率，维持微电网稳定（可借鉴微电网控制技术，如下垂控制、虚拟同步机等）；二是优化调度层，在分钟至小时尺度根据预测进行经济调度（应用如模型预测控制MPC，滚动优化源荷功率计划）。

2.2.1.3 并网与保护策略

明确微电网与大电网之间的接口和控制策略。在正常情况下，微电网从大电网进出功率可控；在电网事故或电能质量不佳时，微电网能自律运行，这需要配置快速隔离装置和自愈控制，并在并网协议中约定资产和调度界面、调节资源使用权等。

技术上要求微电网具有构网型能力，通过储能和部分新能源电源具备的惯量支撑，保证在孤岛模式下电压频率稳定，比如在弱网地区可以采用光伏逆变器的同步发电模式或虚拟惯量算法，提升系统稳定性。

2.2.2 分布式新能源接入与控制

聚合模式下，大量分布式风电、光伏电源同时并网，需要精细的接入和控制技术：

2.2.2.1 统一监测与预测

部署能源物联网与气象感知系统，采集各风机、光伏组件实时输出和场站气象数据。结合 AI 模型对每个场站出力进行短期预测，并叠加形成总出力的联合预测，统一预测可减少各电源独立预测误差的叠加，提升聚合电源总功率预测精度。要求预测系统做到日前预测、日内滚动修正和超短期（如 15 分钟内）预测，精度指标例如日内预测均方误差控制在 5% 以内，以确保调度决策有效。

2.2.2.2 分布式协同控制

采用集群式控制策略协调多个新能源场站。如引入虚拟

电厂 (VPP) 控制平台，将多个电站视为一个“大电站”，下达有功出力调整和无功电压支撑指令，当需要跟随负荷调整时，VPP 可按各电站可调节裕度，以最优分配原则升降出力（考虑风机和光伏功率保留的裕度、爬坡率约束等），必要时，可控制部分光伏逆变器进入恒定出力模式或者启停部分风机，以匹配负荷变化，关键技术包括广域测控、高速通信（5G 等）和分布式协同控制算法，保证各电源响应协调、一致。

2.2.2.3 电能质量管理

分布式电源大规模接入可能引发电压波动和谐波等问题。需应用有源滤波、动态无功补偿（SVC、SVG）等设备，配置在数据中心园区变电站或新能源汇集点，自动调节无功功率保持电压稳定。

此外，针对多逆变电源并网的次/超同步谐振和宽频振荡问题，可采用阻尼控制器和适当增加虚拟惯量来抑制，这些措施确保聚合后电源侧对电网仍然“友好”，不因聚合而带来新的稳定隐患。

2.2.3 储能系统优化配置与调度策略

储能是绿电聚合供应的关键组成，起到“黏合剂”和“缓冲器”作用，实现时间上的移峰填谷和功率平滑。

2.2.3.1 储能优化配置

需要根据区域内新能源和负荷特性确定储能容量和功率配置。一般经验是按照聚合新能源总装机的一定比例配置储能，既能平滑短周期波动，又能移载日夜差额。比如甘肃

庆阳绿电聚合项目要求按新能源装机的 10%、持续 2 小时配储能——即 200 万千瓦新能源配置 20 万千瓦/40 万千瓦时储能。

配置时应结合风光互补特性，风电出力季节性强，光伏日变化强烈，综合考虑后可能选择中等容量长时储能（如 4 小时电化学储能或熔盐储热），以承接夜晚和阴天的供电。还可引入分散式储能，如在数据中心侧部署电池，应急时提供秒级响应支持关键负荷。

2.2.3.2 多元储能形式

除了电化学电池，也可配置其他形式储能以提高经济性和功能性。一是热储能/储热，通过光热发电系统自带的熔盐储热，大容量低成本地存储白天太阳能；二是氢储能，利用电解水制氢在可再生电力极剩余时储存能量，氢气后续可发电或用于数据中心燃料电池供电；三是压缩空气、飞轮等，根据场景需要提供调频、惯量支持等服务。多种储能的组合可以实现短期调频与长期调峰相结合的优化，比如电池负责毫秒到分钟调频、熔盐储热负责小时级调峰。

2.2.3.3 调度策略

设计先进的储能调度策略，核心目标是在保障数据中心不间断供电前提下，最大化新能源利用、最小化购电成本。具体策略包括，峰谷平移——在光伏高峰时段储能充电，夜间负荷高峰释放电能；平抑波动——实时调节储能输出，补偿风电光伏的秒分波动，提供稳态出力；紧急备援——当预测到新能源出力将低于负荷较多且外部电网支援有限时，提前启用储能，必要时触发数据中心负荷降低，避免断电。

调度需基于联合预测，提前建立日内充放电计划，并能随市场电价信号调整（如电价低时多充，高时多放，降低购电支出），还可以将储能参与电网频率/调压辅助服务，通过聚合商获取额外补偿，改善经济性。

2.2.4 智能管理与控制平台

上述所有技术，需要一个数字化、智能化平台来统筹，建设“源网荷储智慧协同管理系统”是必要举措。该系统融合 SCADA 监控、能源管理系统 (EMS) 和数据中心基础设施管理 (DCIM) 等功能模块，实现如下功能：

2.2.4.1 功率负荷预测和分时电价管理

利用 AI 算法预测数据中心负荷曲线和新能源出力，并根据分时电价制定经济运行方案。多场站风光发电互动管理，可视化显示各电站运行状态，统一下达出力调控指令，实现不同电站之间出力互补调度。

算电协同运营管理，对数据中心 IT 负载、电力设施进行统一调控。当接到电力侧调节需求时，通过管理平台自动调整空调负荷、照明等辅助负荷，甚至协调任务调度系统延迟或迁移部分计算任务。该平台需与数据中心 IT 管理系统对接（通过 API 获取任务队列信息和资源使用情况），实现电力供应与算力任务的联动决策。

2.3 市场机制与商业模式

绿电聚合供应不仅是技术模式创新，更需配套市场机制和商业模式设计，才能激励各参与方积极投入并实现多方共赢。以下从聚合交易规则和经济可行性两方面展开。

2.3.1 聚合交易机制设计

2.3.1.1 聚合商的角色与准入

聚合供应模式引入了“聚合商”这一新市场主体。聚合商可以是电网企业下属的综合能源服务公司、新能源发电企业、售电公司，或者独立的第三方能源服务商等，其职责是整合区域内分散的新能源电源和灵活负荷资源，对外参与电力交易并提供稳定的绿电供给服务。为了保证聚合商的能力和诚信，监管方应设置一定准入门槛。

① 资源规模要求

聚合商所整合的可调度资源容量需达到一定规模。如要求至少聚合几十 MW 以上的新能源和相应比例的可调负荷，才能确保有足够调节余地履约供电合同。

② 技术平台能力

聚合商需具备完善的信息化平台和调度技术，能够 24 小时监控和控制聚合资源，准入可要求其通过技术评估或试运行考核，包括预测精度、控制响应速度等指标。

③ 资质与信用

聚合商应取得电力市场售电资质或虚拟电厂运营资质，由监管机构审查其财务状况和信用保证金，确保其有能力承担违约赔付，必要时引入信用评级制度，对聚合商分类监管。

2.3.1.2 定价机制

绿电聚合供应的定价可采用“成本+服务”模式，综合考虑能源成本和灵活性服务价值，具体包括：

① 分时电价与绿电溢价

聚合商与数据中心用户签订供电合同时，可约定分时段的绿色电价。例如高峰时段电价较高、低谷时段较低，以反映市场价格和电源成本差异。同时，由于是全绿电供电，可在常规电价基础上附加绿电溢价，作为可再生能源的价值补偿，这溢价部分可根据当期绿电市场价格或绿证价格确定。比如当地绿证价格 50 元/MWh，则对应每度电附加 0.05 元作为绿电溢价，当然，若政府有绿电补贴或免除可再生附加，则可降低用户侧价格。

② 辅助服务补偿

如果聚合商提供了调峰调频等辅助服务，应在交易机制中得到补偿。假如当电网有需求时聚合商降低数据中心负荷 5MW 参与紧急调峰，那么这部分贡献可以按照电力辅助服务市场价格获得收益，并与数据中心按合约分成。

定价规则可以设置为，聚合商在日前市场报送负荷可调度曲线，若调度机构实际调用，按调用电量和调用时长计算补偿费给予聚合商，聚合商再按事先约定比例分给响应的数据中心用户。这相当于数据中心通过聚合商间接进入了辅助服务市场变现。

③ 容量电费/保底收费

为了确保聚合商有稳定收入，可以设置容量费用。即数据中心与聚合商签约一定的供电容量，按月支付容量费，类似传统“基本电费”，这容量费可视为对聚合商建设和维持供电能力的补偿（如储能投资、备用容量等成本）。

同时，在绿电实际出力不足时，聚合商保证调用储能或备用电源供电，提供类似保底供电服务，可约定每年允许的

非绿电供电小时数上限，如超出则给予用户一定赔偿或折扣，以保障服务质量。

2.3.1.3 交易流程衔接

聚合交易需与现有多层次电力市场有效衔接：

① 中长期市场

聚合商可在年度和月度双边合同市场上，与新能源发电企业或大用户签订合同。如与数据中心签订一年 X 亿度的绿电供需合同，与风电场签订发电权转让合同等，这确保基本电量有保障，同时，可利用省间市场或绿电交易中心，跨区购买绿电指标，弥补当地缺口。

② 现货市场

对于实时的出力和负荷偏差，聚合商需主动参与现货（实时电能量市场）。当聚合新能源出力过剩时，在市场上出清卖电；当出力不足需从市场买电平衡，这要求聚合商有电力交易员和自动交易算法支持，在现货高频波动中降低购电成本。现货价格信号也将影响聚合商对储能充放、电荷调控的策略。

③ 辅助服务市场

聚合商可注册成为虚拟电厂，在辅助服务市场投标提供调频调压备用等。通过技术聚合，新能源+储能+负荷可以作为一支准调节电源，为电网贡献系统稳定服务，并获取相应收益。比如中标调频市场后，实际运行中聚合商动态调整储能出力和数据中心负荷参与二次调频，从而赚取调频服务费。

2.3.1.4 利益分配与合同设计

关键是设计合理的合同框架使各方收益共享、风险分担：

① 聚合商-数据中心

合同约定供电的电量、电率、时段、可靠性等指标。数据中心付费包括电量费（按实际用电度数付费）和容量费，若聚合商未能达到绿电比例或供电可靠性指标，需按合同违约条款给予赔偿（比如未达 80%绿电占比，则对差额部分电量免收溢价甚至打折）。反之，若数据中心负荷偏差超出约定太多，也可能对聚合商造成损失，应设定偏差结算条款以约束用户预测。

② 聚合商-电源侧

与各新能源电站签订的可能是代理运营协议或购售电合同。比如电站委托聚合商代为出售其电能，聚合商按某种分成或服务费获取收入，电站获得稳定售电收益甚至溢价；对于储能等调节资源，可通过租赁或共享模式降低初期成本，聚合商运营储能，为电站提供平滑服务并获取一部分电费收益分享，储能同时参与市场赚取套利收益。

③ 政府激励

在试点初期，政策层面可能提供一些激励，如对聚合商购买储能设备给予补贴、对绿电交易的输配电费给予优惠等，降低模式构建的成本障碍。这些激励应体现在合同外部，由聚合商和用户共同受益（如输电费减免可传导为用户电价降低）。

④ 风险对冲

考虑市场价格和天气波动风险，聚合商可运用一些金融

和合同手段。比如引入“天气保险”或电价期货，若连续阴天风弱导致绿电不足需要高价购电，可有保险赔付部分价差。电价期货则提前锁定购电价格，减小现货暴涨影响，这些机制使聚合商更有信心以稳定价格服务数据中心，而不用在发生极端偏差时转嫁全部成本。

总体而言，聚合交易机制的精髓在于构建利益共同体，聚合商通过提供增值服务获取利润，数据中心通过稳定绿电供应降低综合成本，新能源电站通过聚合找到更可靠销路并可能获得溢价，而电网得到稳定运行和更高新能源消纳率的好处。通过合理设计交易规则，让价值在各方间按贡献和风险合理分配，才能保证这种新模式可持续运行。

2.3.2 经济可行性分析

要让数据中心、新能源电站、聚合商等关键参与方接受绿电聚合供应模式，必须证明其经济上可行且优于各自单打独斗的收益情况，下面分别从数据中心侧和电源聚合侧分析，并讨论多方共赢的条件。

2.3.2.1 数据中心视角

数据中心参与绿电聚合的直接驱动力是降低能源成本和实现绿色承诺。传统上，数据中心购买市电，按照大工业电价，存在峰谷电价差，引入聚合供应后，电价结构优化、峰谷套利和服务收益可改善其财务：

① 电价降低空间

聚合商可以利用新能源低边际成本优势，给予数据中心略低于当地购电均价的电价。比如，当地平均电价 0.5 元/度，聚合商可按 0.45-0.48 元/度出售绿电电量，使数据中

心直接省电费。

同时，由于新能源免收部分政府性基金，输配电费可能也有减免（试点政策可能支持），这些都可反映为终端电价下降。

② 峰谷套利收益

在原先的自购电模式下，数据中心无法直接利用电价峰谷差节约成本，因为其负荷相对稳定。而聚合模式中，数据中心通过负荷柔性调整和储能使用，可以“买便宜电、少买贵电”。举个例子，夜间谷电时聚合商多充电储能，白天峰电时少从大网买电甚至卖电，这部分收益通过聚合商的电价机制返还给数据中心，相当于数据中心间接参与了需求响应收益。

以某 100MW 负荷的数据中心为例，若峰谷电价差 0.2 元，假设通过调峰每日电量的 10% 移至低谷，则每日节省电费 = $100\text{MW} \times 24\text{h} \times 10\% \times 0.2 \text{元} = 4800 \text{元}$ ，一年约 175 万元。

③ 辅助服务收益

数据中心负荷柔性带来的调峰调频收益，由聚合商按协议分享给数据中心。比如，数据中心提供了 20MW 的可中断负荷，每月被调用 10 次共累计削减 200MWh 负荷，按当地紧急调峰补偿 1000 元/MWh 计，则月收益 20 万元。如果协议约定数据中心的 50%，则每月可获 10 万元补贴，这部分收益相当于抵扣一部分电费支出，降低总成本。

④ 避免碳成本

未来如果引入碳定价或碳税，使用绿电可让数据中心免于缴纳相应碳成本。即使目前我国尚未对电力用户直接征碳

价，但“双碳”压力下，一些地区对高用能项目有限额和考核。绿电占比高的数据中心在能耗指标审核、政府支持上会有优势，可能避免产能受限或享受税收优惠等间接经济利益。

当然，数据中心也需承担一定成本，如为灵活调度改造IT系统、部署余热利用设施等投资，但这些成本往往可在较短周期内收回。据丹佛斯中国介绍，数据中心余热回收项目的投资回报周期通常在2-3年左右。

总体而言，在能源费用节省和潜在收益驱动下，参与聚合供应对数据中心是有经济吸引力的，关键是合理分配收益，确保数据中心获得看得见的电费降低和额外收益，从而有积极性配合聚合商调控。

2.3.2.2 新能源电源（发电企业）视角

对新能源电站而言，参与聚合供应意味着改变传统上网方式，转向定向为数据中心供电。经济可行性表现在以下：

① 消纳保障与溢价

通过聚合与数据中心签订长期供电协议，新能源电站的发电量得到稳定消纳，发电公司可以减少受限出力甚至弃电的损失。如新疆或甘肃一些地区，年均弃风弃光率曾高达10%以上，有了本地数据中心消纳可显著降低这一比例，相当于直接增收。

同时，因为向数据中心供应的是高质量电力（稳定可预测、配储能保证），电站可以获取一定价格溢价。比如市场上新能源平价上网电价0.3元/度，但聚合卖给数据中心能按0.35元结算，中间0.05元作为供应高可靠性的溢价。这部分收益可以覆盖储能费用和运营服务费，还能略有盈余，

对电站而言，参与聚合可能比直接上网卖电收益更高、更有保障。

② 降低市场风险

独立新能源电站在现货市场中面对价格波动风险（如低价时段发电收益低甚至为零），但加入聚合后，聚合商帮助平滑了价格，电站等于签了一个相对固定电价的大客户合同，锁定了大部分电量的售价，可避免市场剧烈波动风险。这对于财务稳定性是有利的，也有助于融资，特别是初始投资依赖电价回收的新能源项目，更倾向于稳定售电现金流。

③ 收益分享

新能源电站可能还从聚合运营中额外获益。比如聚合商在市场上赚取了一部分峰谷套利和辅助服务费，那么电站也可按协议分成，因为没有电站出力就无收益。这类似于电站投资储能后的多元收入，但通过聚合方式实现，更专业更高效，电站参与聚合也可减少自投储能的负担，把调节功能外包给聚合商。

④ 政府支持收益

部分地区对新能源直供大数据项目有奖励，如优先调度、发放补贴、电价上浮等政策倾斜。这些都会让电站更愿意加入聚合。如甘肃庆阳绿电聚合项目列为试点，新能源开发企业因此获得省能源局支持，在核准容量、并网调度上享优先，此类政策红利也会提高电站收益。

需要平衡的是，新能源电站参与聚合也要承担一定义务，如按调度指令调节出力、部分牺牲高价时段满发收益来配合负荷，然而通过合同设计（如溢价补偿）可以弥补这些损失。从案例看，参与聚合后新能源企业收入总体有增无减。

2.3.2.3 聚合商视角

聚合商的盈利模式在于整合差价与服务收益。其收入来源包括，从用户收取的电费和容量费、辅助服务收益、市场套利收入、政府补贴等，扣除支付给电源侧的购电成本和各类运营成本后，剩余即为利润，要实现盈利，聚合商需要精细化运营：

① 购销差价

理想情况下，聚合商以较低的平均成本获取电力（因为包括很多低边际成本的新能源），以略高的价格卖给数据中心用户，中间产生差价。如平均购电成本 0.3 元/度（其中很多时段自有绿电，边际成本接近 0），卖给用户 0.4 元，差价 0.1 元就是毛利。考虑运营和储能成本后，净利可能在每度几分钱范围，但数据中心用电量极大（一个大型中心年耗电可超几亿度），总利润可观。

② 服务收益

聚合商通过提供调峰、可靠性服务等，从电网或用户处获得酬劳。如辅助服务盈利、帮助用户降契约容量罚款、省下尖峰电费等，这些可计入收益。此外，如果聚合商帮助数据中心实现碳中和目标，或协助其获取绿色金融，则可收取服务费。

③ 规模效应

越多资源聚合，收益越稳固，边际成本下降，聚合商一旦搭建好平台，多接入一个电站或数据中心，增加的管理成本不高，但收益成倍增加，所以聚合商业态具有规模经济，早期可能利润微薄，但当覆盖大集群后盈利能力增强。因此

试点阶段政府可能要允许聚合商赚取一定回报以利持续，金融支持如低息贷款、投资补贴也能改善聚合商财务，使其更容易盈利。

综合各方，多方共赢的实现条件是，电费降低幅度 > 用户为灵活性付出的成本；电站溢价收益 > 为调节付出的收益损失；聚合商利润 > 平台运营及风险成本。

试点中应密切监测这些经济量：

数据中心总成本 = 改造投入折旧 + 支付电费 - 获得补贴/收益。若该值低于未参与前，则其有动力参与。

新能源电站总收益 = 售电收入 + 政策补贴 + 服务收入 - 调节损失。若这个模式让其 IRR 提高，必然乐于参与。

聚合商净利润 = 用户付费总额 - 电源采购成本 - 运营成本 + 市场收益。只要合理运作，这应为正且有一定利润率，考虑到大量技术投入，开始阶段利润率可不高，但长期有提升空间。

试点的任务之一正是验证在现实条件下这些经济平衡能否成立，调整参数达到多赢。根据实际效果，调整绿电溢价水平或政府激励，使各方收益处于平衡点上。一旦证明比传统模式都更优，则绿电聚合供应将成为可持续的商业模式，在更大范围推广开来。

三、关键技术的深度剖析

实现算力与电力协同，离不开一系列关键技术的突破与融合。本节深入剖析这些关键技术，包括源荷联合预测、算力负荷柔性控制、智能调度系统、余热回收利用、多能互补稳定供电等。每项技术既有具体手段，也面临挑战，需要从原理、价值和现实约束全面考虑。

3.1 源荷联合预测技术

3.1.1 必要性

算力负荷（数据中心用电负荷）与新能源功率存在各自的不确定性和波动性。如果各自独立预测，将难以及时协调供需，源荷联合预测旨在建立统一的预测模型，同时对未来时段的可再生能源出力和数据中心负荷进行估计，为调度决策提供依据。通过联合预测，可发现源荷之间的相关关系并提前调整计划，提高能源利用效率和供电可靠性。

3.1.2 技术思路

联合预测并非简单将源预测和荷预测结果叠加，而是利用多变量模型，考虑源荷可能的耦合因素，核心在于引入影响两者的共同要素（如时间、天气、业务模式）以及相互作用（如负荷对新能源可用性的响应）。

模型选择上，可以采用深度学习时间序列模型（LSTM、GRU 等循环神经网络）或序列到序列（Seq2Seq）模型，输入包括，气象预测数据（影响光伏、风电）、数据中心任务计划和历史负荷数据、日历信息（工作日/周末、时段特征）

等。

通过多任务学习的方式，一份模型同时输出新能源出力预测和负荷预测，这样的模型有望捕捉例如“日照强时光伏高出力且服务器空调负荷高，风大时风电高出力且环境温度低空调负荷减小”等关联模式。

3.1.3 算法模型

目前常用的深度学习模型如 LSTM/GRU 适合处理时间依赖，可用于日前和日内预测，还有混合模型，将物理机理与数据驱动结合。比如风电功率可先用物理模型根据风速预测，再经机器学习修正偏差；数据中心负荷可基于业务请求模型预测，再叠加天气对冷却的影响模型。也有研究提出图神经网络结合地理分布数据，对多个新能源场站统一预测，以及注意力机制模型对长短期模式进行权重分配，除 AI 模型，也可考虑统计方法，如 ARIMA 模型对负荷的短期趋势建模，或概率预测输出概率分布用于计划的鲁棒优化。

3.1.4 精度要求

预测精度直接影响调度效果。针对不同时间尺度，要求略有不同：

3.1.4.1 日前预测（24~36 小时前预测逐小时出力/负荷）

希望新能源发电量预测均方误差在装机容量的 5-10% 以内，数据中心负荷预测误差在负荷峰值的 5% 以内，更高精度（如 <5%）有助于优化日前采购计划，若预测偏差大，则需留出更多备用，降低绿电利用率。

3.1.4.2 日内滚动预测（如提前 4 小时、1 小时预测）

这项预测应更精确，目标误差 $<5\%$ 。借助更接近实时的数据，此时可用高分辨率气象预报、卫星云图等提高光伏预测准确度；负荷侧则参考当日实际业务和 IT 系统状态修正先前预测，通过滚动更新，使预测不断逼近实际。

3.1.4.3 超短期预测（分钟级，5-15 分钟提前）

本项预测主要用于自动控制和应急调整。要求非常快速计算，模型简单实用。精度期望在极短时窗内误差 $<2-3\%$ ，可利用最近数据进行时间序列外推或小波分析等。

3.1.5 数据来源与协同机制

3.1.5.1 源荷联合预测需要多源数据共享

① 新能源侧数据

风电需气象站的风速、风向预测，光伏需辐照度、温度预测，历史功率输出数据等，这通常由发电企业和专业气象服务提供。试点中应建立新能源场站与数据中心/聚合商的数据接口，由场站将预测和实测出力发送至协同平台，也可引入第三方气象预报增强模型输入。

② 负荷侧数据

来自数据中心的 IT 负载监控系统（如 CPU 利用率、任务队列长度）、环境系统（室温、机柜温度、冷机运行参数）等，以及业务计划（日常规律、特殊活动导致的负荷变化）。这些由数据中心运维部门提供，协同机制需保障数据隐私——如业务敏感信息处理，用匿名或聚合形式提供预测所需特

征，而非裸露全部数据。

③ 协调机制

建议成立联合预测小组，由电网调度、聚合商、数据中心和新能源场站代表组成，共同制定预测方案，聚合商可牵头搭建统一预测平台，各方上传必要数据。在制度上明确数据共享义务，确保预测模型能获得及时、完整的信息。

通过上述技术和机制，实现源荷联合预测可以显著提升源荷匹配效率。举例来说，某日午后光伏出力将大幅高于负荷预测，则提前得知这一信息便可安排数据中心在该时段执行可延迟的算力任务（如批量离线分析），充分利用廉价富余绿电；相反，如预测夜间风电骤降而负荷不减，则可提前启动储能并减少非关键任务避免供电缺口。联合预测为智能调度奠定了“先知先觉”的基础，在试点中应重点投入研发和验证其效果。

3.2 算力负荷柔性控制

算力负荷（即数据中心 IT 负载）的柔性调节，是算电协同中极具创新性的环节，传统数据中心以不间断稳定运行为目标，IT 负载随业务需求变化且缺乏主动调节概念。而“柔性算力负荷”旨在挖掘数据中心内部的可调节潜力，将部分计算任务转化为类似“可控负荷”，参与电网调节而不显著影响服务质量，这是一种范式转变，数据中心从用电被动适应转为可主动响应能源供给。

3.2.1 技术手段与实现方案

3.2.1.1 可柔性算力任务识别

首先，需要明确哪些算力任务具备可中断、可迁移、可调整的潜质。数据中心的工作负载通常分为两大类，一类是在线服务（如搜索查询、金融交易、视频直播），要求实时响应，几乎不能中断或延迟；另一类是离线计算或批处理任务（如 AI 模型训练、大数据分析、备份存储），对实时性要求相对较低，有一定调度弹性，尤其是 AI 训练任务、科学计算仿真、渲染等，经常可以切分为许多小批次迭代，不需要连续紧耦合运行。

此外，内部的非关键辅助任务（如日志整理、系统维护脚本）也可灵活安排，通过与业务部门沟通和分析任务特征，可以建立任务分类模型，打上“柔性等级”标签。

3.2.1.2 虚拟化和容器编排技术

为了在运行时灵活调整任务，需要高度虚拟化的 IT 基础架构。现代云数据中心广泛采用虚拟机（VM）和容器技术，使应用与底层硬件解耦，通过编排系统（如 Kubernetes 等），可实现任务快速重调度。实现路径包括：

① 动态迁移

利用虚拟机热迁移技术，在不宕机的情况下将运行中的 VM 从一台物理服务器挪到另一台，这可以在部分服务器需要降频节能或关闭时，将上面的关键任务移走，现在 VM 热迁移停机时间可控制在秒级，对于某些应用几乎无感。

② 容器伸缩

对容器化部署的应用，可通过编排系统调整副本数量、限制 CPU 配额等方法在秒级改变资源使用。

③ 任务队列重排序

对于批处理任务，构建任务调度队列，允许根据能源供给情况调整顺序。可开发调度算法，比如当预测到下午光伏过剩时，将一些原定晚上跑的任务提前到下午执行；若晚高峰电力紧张，则暂停低优先级任务直至夜深谷段再执行。

3.2.1.3 功率上限与频率调节

在硬件层面，通过功率限制技术，可以在短时间内降低服务器功耗。比如利用处理器的 DVFS（动态电压频率调整）接口，将 CPU/GPU 频率降低，从而减少耗电和发热。许多服务器支持通过管理软件设定功率上限（如限定 CPU 利用率或关闭部分核心），这相当于瞬时负荷削减手段，可在秒级响应调频需要。当电网需要快速减载时，数据中心控制系统可下发指令，让全场服务器进入低功耗模式运行几分钟，虽然性能会下降，但对短时不敏感的任务影响不大，甚至对在线服务也可用在极端情况下保证电网安全。

3.2.1.4 资源池跨地域调度

算力柔性不仅可在单园区内实现，还可以跨数据中心调度。大型云服务商通常在不同区域有多个数据中心，通过高速网络互联，利用这一架构，可以在不违背服务 SLA 的情况下，将工作负载在不同区域间迁移。比如白天华北地区缺电但西部阳光充足，则将部分可延迟任务转移到西部数据中心执行（前提是数据已经分布式存储两地）。

Google 等公司已研究“碳感知调度”，在全球范围将任

务动态分配到当前绿电多的地区。这需要强大的分布式计算和数据同步技术，但对算电协同意义重大——在区域内做不到完全平衡时，可通过国家算力网络进行算力跨区流动来配合能源流动。

3.2.1.5 调控速度与精度

算力负荷柔性控制需要达到电力调度要求的响应速度。一般调峰要求在分钟级响应，调频在秒级，通过上述技术组合，可以实现多层次响应，秒级通过功率上限降低 5-10% 负荷，数十秒级通过暂停部分容器/VM 进一步降低 20-30%，分钟级通过任务重排和跨机器迁移实现更大幅度调节。怀来算力集群的案例表明，通过智能管理，可使算力中心对电力资源的调峰能力提升，可调负荷占比超过 30%，也就是说，该数据中心群至少 1/3 的负荷在需要时可临时调减或错避。

3.2.1.6 确保 SLA 不受显著影响

技术实现过程中，需周密考虑业务连续性。采取措施包括：

① 优先级控制

严格区分高优先级任务（决不能中断）和低优任务（可以等待），控制系统只对低优部分施加调节动作，保证用户关键服务不受影响。

② 检查点与重启

对于长时间运行的可中断任务，引入检查点机制。定期保存计算状态，当被中断或迁移时从最近检查点恢复，避免之前计算全部作废，这降低中断成本，使暂停变得可接受。

③ 过载保护

设定底线策略，如总 IT 负载不能降低到低于某阈值以保护基本服务，调节必须在此范围内，并监测延迟、队列长度等 SLA 指标，一旦恶化就停止进一步削减。通过上述技术手段，在秒级-分钟级实现数据中心负荷弹性控制已逐渐可行。可见，只要选择合适的任务和控制策略，在不牺牲 SLA 前提下的数据中心柔性调度是可以实现的。

3.2.2 价值与挑战分析

3.2.2.1 对电网的价值

算力负荷柔性调节为电网提供了宝贵的调节资源。数据中心负荷一般功率大且稳定，被称为“稳定的负荷”，引入柔性后，它们可像传统机组一样参与调峰填谷和频率支撑：

① 调峰

在系统高峰负荷时段，让数据中心减少部分负荷，可直接削减峰谷差，这对于高峰保电意义显著，也减少新建备用机组需求。反过来，低谷时段数据中心可以增加负荷（执行推迟任务），相当于谷填，实现负荷曲线的扁平化。

② 调频

数据中心由于大量电力电子设备，调节速度甚至可快于传统电厂。UPS 电池瞬间放电、IT 负载快速降低，都能在秒内响应频率偏差，此举可以提高系统频率稳定性，减少备用容量需求。这种快速、精细的调节过去只有火电和专业储能提供，未来数据中心可以成重要一员。

③ 应急备用

在电网事故时，数据中心可以作为“可中断负荷”快速切除一部分，帮助系统渡过难关，相比拉闸限电影响工业民生，临时暂停部分算力对社会影响更小。这提供了一种新型备用手段，同时许多数据中心配有自备柴油发电机，可以在极端情况下切换到自备供电（尽管考虑碳排放一般少用，但确实提供额外保障）。

3.2.2.2 对数据中心的价值

柔性调控虽主要为了电网，但数据中心自身也有收益：

① 降低能源成本

如前述，参与调节获得电费激励。柔性负荷可以出卖其灵活性，在市场中换取真金白银，这提升了数据中心资产利用率，相当于把“IT 闲置能力”变现。

② 提升供电可靠性

通过主动调控，数据中心能更好地应对电网波动。当外部电网频率下降，内部先降负荷，可以避免进一步频率跌落导致严重事故断电，保护了自己，又如削峰减少企业契约容量违约风险，免受突发用电高峰被拉闸的威胁。

③ 品牌形象与政策支持

数据中心能证明具备高弹性和清洁消纳能力，意味着更绿色智能，这有助于其品牌和获得政府绿色数据中心评级、用能指标倾斜等。对大厂而言，这种社会责任价值也很重要。

3.2.2.3 主要挑战

然而，要真正实现算力负荷柔性，仍有诸多挑战：

① 技术改造成本

实现上述控制手段需投入 IT 基础架构升级。包括引入高级的调度软件、改造 UPS 系统与电网互动接口、开发任务检查点功能等，这些都需要研发和设备投入，虽有一定 ROI 但前期成本不容小觑，尤其老旧数据中心改造难度大，要不要投入需要算账和政策推动。

② 运维复杂度

数据中心传统运维重点在 IT 可靠运行，引入电力调控后，运维团队需增加新的职责，监控电力市场、调度任务。这要求培养跨学科人才懂 IT 也懂电力调度，增加的系统复杂性也可能带来潜在故障风险，如调度算法 bug 导致服务降级等，需要严格测试验证。

③ 利益分配不明确

目前数据中心运营方不一定能直接从电力辅助服务中获利（市场机制有待完善），若调节收益不足补偿其麻烦，他们动力不足。因此需要市场和政策明确收益渠道，让数据中心觉得“值”，这在试点外会是推广瓶颈。

④ 数据安全和合规

跨地域调度任务涉及数据跨境/跨区流动，可能触及数据主权和合规要求。如金融数据可能不允许迁出本地，这限制了算力调度范围，还有一些客户服务要求固定节点运行，这些都对灵活性有一定限制，需逐个分析克服。

⑤ SLA 保障疑虑

客户可能担心数据中心参与电网调节影响其服务稳定性，虽然技术上可避免大问题，但心态上仍需要做好沟通和

风险预案，可能需要签订附加协议，约定柔性调控不影响客户关键业务，否则赔偿等，以取得用户理解与支持。

⑥ 规模化难题

单个数据中心可以内部调度，但要在更大范围统一调用众多数据中心，需要行业协同和标准。比如不同行业云计算如何统一开放接口给电网调度指令？哪些任务抽象分类标准统一？这些需要行业协会和主管部门制定规范。

总之，算力负荷柔性控制技术前景光明，但需要技术、管理、市场多方面的配合突破。在试点中，应聚焦选取一些典型任务做柔性调度试验，量化其对电网和业务的影响，逐步积累信心和经验。相信随着 AI 和云平台的发展，更多计算任务将易于迁移和中断，未来柔性负荷的比例会不断提高。技术改造成本也会因规模化而下降。

3.3 智能化调度技术

源荷预测和柔性负荷控制提供了工具与可能性，然而真正让源网荷储协同高效运行，需要一个智能调度决策系统加以统筹，这相当于算电协同的“大脑”，综合各方信息，输出优化调度方案，一个完善的智能调度系统应融合预测、优化和控制于一体，实现实时自适应和全局最优。

3.3.1 系统蓝图

智能调度系统覆盖“源-网-荷-储-智”各环节，构成一体化架构。可以设想一个三层架构：

3.3.1.1 感知层

由遍布各处的传感器和系统数据组成，包括新能源出力/状态监测、电网状态（电压、频率、潮流）、数据中心 IT 和设施状态（负载率、温湿度、PUE）、储能荷电状态等等，这些数据通过物联网和通信网络实时汇聚到调度中枢。

3.3.1.2 决策层

核心的软件算法在此层。它获取感知层数据和预测结果，结合预设目标函数，运行优化算法输出调度决策。决策包括多时间尺度，日前生成次日逐小时计划（如多少新能源出力、储能充放、负荷转移计划等），日内每隔 5-15 分钟滚动优化短期计划（纠正偏差），实时若有紧急情况进行控制指令调整。优化目标可以是综合成本最低、绿电消纳最大或电网稳定性最优，甚至多目标折衷。

3.3.1.3 执行层

将决策层输出的指令下达到具体设备或系统，包括新能源场站控制、储能变流器控制、可控负荷调节、数据中心 IT 调度等。执行层需要可靠的自动化控制手段，以及人工监督干预的接口（对异常或越权决策可人工覆盖）。

3.3.2 决策逻辑与优化目标

不同应用侧重是不同的，具体如下：

3.3.2.1 若以成本最低为目标

以成本最低为目的的情况下，调度倾向于使用尽可能多

的低价新能源，在新能源不足时优先调用储能而非高价市电购买，并安排可中断负荷避开高价时段等。目标公式可以设定为：总成本 = 市电购电费用 + 燃料费用（若有）+ 设备损耗费用 - 补贴收益，求其最小。

3.3.2.2 若以绿电消纳最大

若以绿电消纳最大为目的，则在目标函数中增加一项对绿电利用率的权重。比如每消纳 1kWh 绿电赋予一定负效用（-1），使优化倾向多用新能源少用火电。在极端，可以将绿电不足看作高成本，强制优化选项，或设置约束，如 24 小时内绿电供电比例 $\geq 90\%$ ，在此约束下成本最小。

3.3.2.3 若以电网稳定

若以电网稳定最大为目的，可具体量化为减小与计划曲线偏差、减小负荷变动速率等指标。调度会倾向于平滑功率曲线，即宁可少用新能源也保持功率输出平稳，不过在聚合供应场景，更强调新能源消纳，因此通常稳定性目标作为约束条件而非唯一目标。

3.3.3 现实中往往多目标

现在中往往既要经济又要绿色还要安全。则可采用多目标优化或分层优化。如上层先确保安全约束，再在满足前提下以成本最小为目标；或者用加权系数把不同目标合并，如总目标 = 成本 + λ (未消纳绿电量) + μ (违反安全指标的惩罚)，调度员或设定算法调整 λ 、 μ 反映决策偏好。

3.3.4 算法核心

这是智能调度系统的“引擎”，由于问题复杂（混合整数非线性优化），可考虑：

3.3.4.1 数学规划

建立详细的优化模型，包括各电源功率的变量、储能充放、电网潮流约束、负荷可调上下限、任务延迟约束等，可以形成一个混合整数线性规划或非线性规划模型。求解可用商用求解器（如 CPLEX、Gurobi），但若规模很大求解时间可能长，需要模型简化或启发式。

3.3.4.2 启发式和元启发式算法

如遗传算法、粒子群优化、模拟退火等，可用于大规模组合优化，不过需要设计合适编码和适应度函数。也有学者研究将调度问题转化为深度强化学习（DRL）问题，让智能体学会在不同情境下调度决策，这在高维情况下可能更有效。

3.3.4.3 模型预测控制（MPC）

将优化与滚动预测结合，每隔短时间（如 15 分钟）解一次优化问题，但只执行前一小段决策，然后滑窗往前滚动，这样能持续修正决策，又能处理不确定性带来的偏差。

3.3.4.4 人工智能结合

除了 DRL，也可以用专家系统或规则引擎在部分领域辅助决策。如当光伏 > 负荷时自动触发某规则，这可加快计算。

3.3.5 决策示例

假设一个场景，上午光伏上升、风电平稳，数据中心负荷上午在训练 AI 模型且较高，下午转为低优任务。智能调度可能会计算，10:00 开始光伏出力超过负荷 50MW，决定从 10:00-12:00 给储能充电 40MWh，同时把部分 AI 训练推迟一小时以在 11:00 功率顶峰时减少 20MW 负荷，转而 12:00 再加速训练（此时云开始转阴出力下降）。

这样既防止光伏弃电又保证 AI 任务完在截止日期之前。到夜间 19:00 负荷高峰且风变弱，系统决策提前 17:00 让储能停充转准备放电，并在 19:00 调用储能放出 30MW 缓解缺口，同时指令数据中心暂停一批日志分析任务腾出 10MW 指标。整个过程追求绿电全用上、尖峰不采购高价电且不超出备用极限，兼顾了成本和安全。

3.3.6 架构实现

实际部署中，该智能调度系统可与现有调度中心和数据中心 BMS 对接。它相当于调度员的“智能助手”，可以先给出建议方案供人工审阅，成熟后逐步全自动化。在软件上可能作为能源管理系统 (EMS) 的扩展模块或数据中心能源控制系统 (DCECS) 来实现。

3.3.7 算法验证

试点中建议采用数字孪生技术，做一个虚拟仿真平台，把区域电网、新能源和数据中心都模型化，测试调度算法在各种场景下的表现，优化其参数，等充分验证后，再用于实网实设备，以免算法错误导致供电事故。

3.3.8 优化目标演进

值得一提，在算电协同终极形态下，“成本最低”“绿电最大”“稳定”三者可能不再冲突，因为当绿电足够多时，用更多绿电也意味着成本低；而有充裕储能和平衡机制时，稳定也有保障。因此当前的多目标优化是一个过渡，在更高层次看，构建新型电力系统的本质目标是实现经济、清洁、可靠的统一，而智能调度系统正是朝这个方向，通过大规模算力应用于能源调控，最大化综合效益。

综上，智能调度技术将分阶段实施，先在试点中采用较简单的调度模型人工辅助决策，逐步融入 AI 提高自动化和决策质量，最终形成无人值守、自动驾驶式的能源调度“大脑”，其建设将充分体现算力对电网的反哺作用，是能源与算力融合的智慧结晶。

3.4 数据中心余热回收与综合利用

数据中心余热回收利用是“算力与电力协同”中提高能源综合效率的重要环节。传统数据中心将大量电能转为热量后通过冷却设备排入环境，造成能源浪费和热污染，通过余热回收技术，这部分“废热”可以转化为有用的能源输出，实现冷热电联供或热能再利用，在提升整体能源利用率的同时，为当地提供供暖、制冷等附加服务。

3.4.1 主流余热回收技术及其对比

3.4.1.1 直接利用热空气

这是最简单的方式，将数据中心机房排出的热空气通过风管直接送入需要加热的空间（如邻近办公区、仓库等）。

在规模小、距离近的场景可行，造价低，但局限在于传输距离短（热空气长距离输送损失大）且温度不高（风冷系统排风一般 $30\sim 45^{\circ}\text{C}$ ），仅能用于低温采暖需求。而且这种直接利用通常只能供给很有限的区域，无法大规模应用于市政供暖。

3.4.1.2 热泵技术

热泵（如电驱动压缩式热泵）可以将数据中心排出的低品位热提升到更高温度，以满足建筑供暖或生活热水需要。对于风冷系统，热泵可将约 30°C 的出风加热到 60°C 以上供热；对于液冷系统，冷板出的 60°C 热水可经热泵提高到 80°C 左右。热泵系统系数（COP）通常在 35 范围，即用 1kW 电功率可输出 35kW 热量，数据中心因全年运行，热泵利用工况稳定，COP 较高且回收潜力大，许多北欧案例采用热泵把数据中心废热注入城市供热管网，技术成熟度高，是当前最主要的余热回收方案。

这种技术的经济性也较好，北京一数据中心采用螺杆式水源热泵，将 18°C 冷水提升到 55°C 给外供热，一个供暖季为园区节省数百万元，投资回收期常在 2-3 年内。优点是适用范围广（有热需求处皆可用），效率高；挑战是需要配套供热管网，且环境越冷 COP 略降，需要热泵设备冗余设计。

3.4.1.3 吸收式制冷

利用数据中心余热（热水或热空气）驱动吸收式制冷机，产生冷量用于空调或工艺冷却。典型的是用溴化锂吸收式冷机，以热水（ $\geq 80^{\circ}\text{C}$ ）为热源产生冷冻水（ 7°C 左右），数据中心的热可替代部分电制冷功耗，实现“以热制冷”。举

个例子，某研究将数据中心余热驱动单效溴化锂机组给机房提供冷水，满足服务器直接液冷需求，节省电力，吸收式制冷 COP 通常 0.7 左右（即 1kW 热能产生 0.7kW 冷），但胜在利用废热而非电。

该技术的优点为数据中心自身冷却服务，减少用电；也可将冷量用于周边建筑（供冷）；局限是需要较高温度余热才能效果明显（风冷余热温度低就不划算），一般适合液冷数据中心或热泵提升后的热再驱动冷机；此外设备较庞大，维护要求高，不过在南方夏季长地区，余热制冷可以部分替代电制冷，实现更平衡的能源利用。

3.4.1.4 有机朗肯循环（ORC）发电

将数据中心余热用低沸点工质（如 R245fa、丙烷等）驱动有机朗肯循环，带动透平发电。简单说，就是利用废热再次发电成为电能，ORC 原理和蒸汽朗肯类似，但使用沸点低的有机工质能在较低温度下汽化。

数据中心风冷排热 30-45℃ 温度过低，ORC 效率很低；液冷出水 60-70℃ 勉强可以驱动，但效率仍不高（整体循环效率可能只有 10% 上下），目前 ORC 回收数据中心余热还在起步阶段，项目很少，主要瓶颈是效率低导致投资回收期长。

该技术的优点是可产生电力，形式灵活（电可回供数据中心或上网），不受供热距离限制。缺点是技术未成熟，经济性差，小温差发电设备成本高且输出功率有限，因此短期内 ORC 更多是概念验证，实用还需更高温热源或技术突破。

3.4.1.5 储热技术

该技术不算直接利用技术，但对于供需不同时匹配的问题

题很关键，可将数据中心余热储存起来，在需要时释放。比如水蓄热池，用闲时余热加热大水池，供暖时放热，或相变储热，利用相变材料高能密度存热，小体积解决跨周期供热问题。

研究表明跨季节储热可解决夏季数据中心余热无法供冬季暖的问题。阿里巴巴张北数据中心一年余热排放达 $5.67 \times 10^{15} \text{J}$ ，若用三水醋酸钠等相变材料储存，可基本覆盖小区整个冬季供暖，储热本身不提升能量品位，但调剂时间，这非常重要。比如黑龙江那样冬季需热大，夏天需热小，则夏季余热可先存到土壤或水池，冬天再取出配合热泵用。

该技术的优点是解决时间错配，大幅提高余热全年利用率。挑战是储热装置占地大、成本高（尤其相变材料价格不菲），需要良好保温和长周期性能稳定性，目前主要在示范研究，还非标。

3.4.2 技术成熟度与应用

总体上，机械压缩热泵技术最成熟，已经在北欧和部分中国示范中得到成功应用；吸收式制冷也属成熟技术，但针对数据中心余热应用案例稍少，需要验证运行经济性；ORC还在实验阶段，短期不大会规模用；储热技术稳健，但大规模跨季节储热实践在数据中心尚不普遍，值得在试点中尝试。

3.4.3 能效指标

衡量余热回收的效率可用能源再利用效率（ERE）等指标，PUE只算耗能，ERE把余热利用算作发出的可用能量。举个例子，若某数据中心PUE=1.3，意味着每1kW IT负载要1.3kW电，其中0.3kW为冷却等损耗。如果余热回收0.2kW

用于供热，则 $ERE = (\text{总耗能} - \text{回用能}) / \text{IT 能耗} = (1.3 - 0.2) / 1 = 1.1$ ，越接近 1 越好。

3.4.4 投资回收期

根据已有案例：

丹麦 Odense 数据中心项目将热接入区域供暖，为 6900 户供暖。这类项目通常由供热公司投资热泵站，数据中心提供热源，最终通过售热收入回收。北欧廉价低碳热源需求强，回收期短（2-3 年）。

国内北京大兴一项目，每年余热供暖节省燃气费 200 多万，设备投资估算 500 万，则约 2 年回收。

阿里千岛湖数据中心利用湖水制冷+余热供鱼塘和茶叶烘干，因创新性较强投资大，回收期估计 5 年以上，但综合效益良好。

总体而言，大型数据中心余热利用如能找到稳定热用户，回收期在 3 年内属于可接受良好投资。关键看需求匹配，在北方供暖城市，需求明确，经济性最优；在南方，则要找工业或农业热负荷（如温室、烘干）否则夏季热无处可用，工业余热利用成熟度更高，可对标。

3.4.5 北方供暖融合场景

以黑龙江哈尔滨为例设计“数能融合、以热定电”方案，建设一个 50MW IT 负荷的数据中心，采用液冷服务器出水温度 70℃，冬季开启热泵，将水温提升到 90℃并入城市二级供热网。假设数据中心满负荷产生约 50MW 热量，热泵 COP=4，则需 12.5MW 电驱动热泵，可供周边约 100 万平方米建筑供

暖（粗略计算按 $60\text{W}/\text{m}^2$ ），如有 10 万 m^2 ，则绰绰有余，实际上 50MW 热可供近百万 m^2 ，这将减少大量燃煤（约相当于每小时烧 15 吨煤锅炉的热量）；而夏季将液冷系统转为自然冷却模式或吸收式制冷自用，将热存入地能；经济上，政府或热力公司可以按供热量向数据中心付费，数据中心通过卖热抵扣电费开支，实现双赢。

3.4.6 挑战

除了技术本身，协同难是国内推进缓慢的原因。牵涉政府（供热规划）、热企（管网接入）、地产公司（配套管路）等，需要统筹，在试点中，应从政策层面推动这方面协同，简化手续，给予激励，比如对余热供暖项目核减供热燃煤指标、补贴管网建设等，另外我国中这方面的标准缺失，如多少温度余热算可用、并网接口参数等需制定标准，丹麦、芬兰等国已有完善标准，可借鉴。

综上，数据中心余热回收已经从概念走向实践。主流技术可根据具体环境选取组合，形成综合能源利用方案，实现余热回收，不仅提升算力基础设施能源绩效，也将数据中心转变为“城市能源站”，与电力、热力系统融合，对实现双碳目标、缓解城市供热矛盾具有积极意义。试点地区应积极推进标杆项目，验证技术经济可行性，以点带面推广。

3.5 多能互补稳定供应

新型电力系统追求高比例可再生能源供电，但风电和光伏的间歇性、波动性给 7×24 小时不间断供电带来挑战。为此，文件中特别指出“探索光热发电与风电、光伏联合运行，提升稳定供应水平”。

光热发电（CSP）由于自带储热，可以视为可调度的清洁能源，如果将其与风电、光伏组成多能互补系统，有望在无需化石能源的情况下，实现全天候稳定供电，满足数据中心不间断运行要求。这一节将分析 CSP 在多能互补中的作用，并对比“风光储”与“风光热”两种供电模式在可靠性和经济性上的差异。

3.5.1 光热发电（CSP）优势

光热发电利用镜场聚光，将热能存储在熔盐等介质中，再通过蒸汽轮机发电，典型配置储热时长 8-15 小时。这意味着 CSP 不仅在阳光下发电，日落后仍能靠储热持续发电数小时甚至整夜，与光伏/风电不同，CSP 具备“可调度性”和“惯性支撑”（通过蒸汽轮机有机械惯量），CSP 因此被视为典型的储能型发电，可以填补太阳能夜间真空期。

3.5.2 风电+光伏互补性

风电往往在晚间、冬春较强，光伏在白天、夏秋强，两者有一定互补，但残余波动仍大。比如长时间无风的夜晚，光伏已停，风电也低，则“风+光”组合会出现供电缺口，一般需要电化学储能覆盖这类情况，但长时储能成本高。CSP 可很好地弥补夜间时段，其储热若设计到 8 小时，可覆盖从日落到凌晨的时段，接力光伏供电，风电若夜里出力好，则减少 CSP 放电，留存热至清晨风弱时发电。这样三者结合，全年大多数时间都能保证持续供电。

3.5.3 模拟分析

以西部某地区为例（如哈密）：假设有光伏装机 100MW、风电 100MW、CSP 50MW（13h 储热）。

模拟一年 8760 小时：白天晴天时，光伏接近 100MW 出力覆盖负荷，CSP 存热；傍晚光伏减为 0 时，CSP 开始放热发满 50MW，可与风电（可能 20-30MW 均值）合力维持负荷约 80MW；如果负荷 100MW，则缺口 20MW 由前面光伏盈余充的储电池提供或由 CSP 超额配置补上，整个晚上风电如果高于负荷，则盈余电可反过来用于电加热储热（CSP 也可加装电加热将风电转化为热储存），这样防止风电浪费；次日凌晨如风变小但还有负荷未结束，CSP 最后的储热用完前风又上升或者天亮光伏恢复。通过优化 CSP 出力和储热策略，可做到任意时刻总出力 \geq 负荷的大概率保证。

3.5.4 相较之下，如果没有 CSP 而用电池储能（风光储模式）

要实现类似可靠性，电池需能支撑整个夜晚长达 12 小时满出力，而电池深度放电时间一般经济上只设计 4 小时左右，12 小时储能成本和体积都极高；同时电池提供的是电力，没有 CSP 那样的惯量和同步特性，对系统稳定性不利。另外电池寿命有限，每日深放电循环损耗大，长期成本更高，而 CSP 储热盐罐循环寿命长（30 年）且容量可做大（小时越多单位成本越低）。

3.5.5 可靠性对比

3.5.5.1 风光储模式

该模式的可靠性取决于电池容量。若按满足全年最糟情况设计，比如连续阴天+无风 36 小时，这需要巨量储能（除非还有其他调峰电源如燃气机组），通常不可能经济地配置 100%可靠，实际会接受一定负荷拒供概率。如设计成 95%时间内负荷满足，则剩余 5%时间要么启用柴油机要么拉闸，这

对数据中心来说难接受，因为 5%时间约 438 小时/年。

3.5.5.2 风光热模式

CSP 由于能长时稳定发电，可将供电能力大幅提升接近“基荷电源”。一些模拟研究表明，若 CSP 容量占总装机约 5-10%，即可让系统可靠性显著提高，CSP 发挥作用的正是那“最艰难的几个小时”，因此风光热互补系统可以实现接近 100%供电可靠性，在大多数天气下都无需依赖外部电源。在哈密 50MW 塔式 CSP 示范中，就达成了 24 小时连续发电，满负荷 13 小时、低谷时半负荷，半年发电量达千万度证明稳定运行。

当然，极端连续无日照也有可能超出 CSP 储热范围（例如 3 天沙尘暴没太阳），这时 CSP 也无热可用。不过 CSP 常配辅助加热（可烧少量气体或电加热），以应急顶峰，和电池一样，要到 100%无缺口仍需一些备用，但 CSP 大幅降低了备用需求和出力波动。

3.5.6 实际应用趋势

我国正在构建首批新能源大基地，其中青海德令哈、甘肃玉门等都包括 CSP 电站部分容量，以提升外送线路利用率。对于算力枢纽配电源，也有专家建议配置一定比例 CSP 以作为“绿电稳定器”。

在试点中，应尝试如青海共和光热+光伏+数据中心示范，验证实际供电可靠率，如果证明不依赖火电也能全年不间断供电，将是重大突破。当然 CSP 目前投资大、建设周期长（三年），试点应提早规划，或可采用小型化方案，如 10MW 塔式光热配 2h 储热，与电池结合，取长补短，降低成本。

总之，风光热互补相对于风光储，供电可靠性更高（更接近基荷电源品质），对电网冲击更小（CSP 提供惯量和平滑输出），长期经济性有潜力更优（储能寿命长无二次更换）；风光储模式适合短期过渡和中小规模，但若追求 99.9%甚至 99.99%绿电自供，光热加入将显著减少对化石和电化学储能的依赖，未来随着 CSP 技术进步、成本下降，其将在新型电力系统扮演更重要角色，为包括数据中心在内的关键负荷提供全天候绿电保障。

在算电协同战略中，引入光热是迈向全绿电算力供给的关键一环，值得高度重视和投入研发建设。

四、风险评估与应对策略

大规模推进算力与电力协同试点，同时涉及能源系统和数字基础设施，两者高度耦合带来了前所未有的风险挑战，需对可能出现的技术、经济、市场、管理等风险进行全面评估，并制定针对性的规避或缓解策略，保障试点顺利实施并取得预期成效。

4.1 技术风险及应对

4.1.1 电网安全稳定风险

将高比例波动新能源直接供电给数据中心，并在数据中心侧进行负荷调整，稍有不慎可能引发电网稳定问题。比如预测失误导致局部微电网功率不足，引发数据中心跌电；或多个柔性负荷同时动作引起系统频率振荡，这类技术风险直接关系供电安全，必须严控。

4.1.1.1 风险应对

采取“安全冗余”和“逐步过渡”策略。

安全冗余即引入多重保障，如即便计算和控制失灵，仍有 UPS/柴油发电机作为最后保护，决不能让数据中心真正失电，并网方案上设置保护装置隔离微网故障不扩散。

逐步过渡指在试点初期，先小范围、低比例地运行协同技术，获得经验后再扩大规模。例如先让数据中心参与 1-2MW 调频试验验证效果，然后逐步提高参与深度，对于关键节点，可通过仿真推演和硬件在环测试预判风险，完善控制参数再现场实施。另外，引入第三方专家组对方案进行电力系统静

动态安全校核，如评估短路比、频率响应够不够等，确保试点方案的安全裕度。

4.1.2 算力 SLA 保障风险

数据中心承担计算服务 SLA（服务等级协议）的责任，包括性能、可用性等指标。如果因参与电力调度而影响 SLA（例如某客户 AI 任务被频繁暂停致进度延迟），将损害运营方信誉并引发客户索赔。

4.1.2.1 风险应对

明确划分可柔性算力与刚性算力，将有 SLA 要求的任务永远排除在调节范围之外。对参与调节的计算任务，也设计 SLA 第二层保障，比如允许调节但必须在约定时间内完成，超时则回退正常模式；建立监报告警系统，实时跟踪任务延迟与性能，一旦发现接近 SLA 阈值，立即停止该任务参与电力调控；也可以引入保险机制，为柔性算力的潜在 SLA 违约上保险，若延迟发生则由保险理赔客户损失，这样运营方无后顾之忧；提前与客户沟通签订协议，争取客户许可某些低优先级任务可灵活处理，并给予费用优惠作为补偿，让客户配合参与。

4.1.3 关键技术可靠性风险

源荷预测、智能调度、控制系统等算法或软件如果不可靠，可能导致错误决策。比如预测偏差过大使得调度计划失效，或调度系统 bug 误指令关闭负荷，这对大规模运行是严重风险。

4.1.3.1 风险应对

应对上应该强调冗余和容错设计。预测上，可采用多模型并行+专家校正，降低单一模型出错概率，如 AI 预测之外，再用传统模型校验，若偏差超限则人工介入调整；调度系统应经过长期仿真测试和分层级部署，先离线模拟证明算法，再小范围在线试运行对比人工调度，最后才完全交给 AI 决策；设置双重控制，自动决策+人工备份模式，当自动系统检测异常或通信中断时，立即切换人工预案；关键设备如储能 PCS、控制器应冗余配置（N+1），确保单点故障不致崩溃整个系统。

4.1.4 数据与网络安全风险

算电协同涉及能源调度系统与数据中心管理系统互联，新的接口增多，可能成为网络攻击或数据泄露的入口，如果黑客侵入调度系统发假指令，或通过接口窃取数据中心敏感信息，会造成安全事故。

4.1.4.1 风险应对

采用物理隔离+安全网关策略。能源调度与数据中心 IT 管理在网络上尽量隔离，仅通过严格认证的网关交换必要信息，并有防火墙、入侵检测措施。重要控制指令走独立加密通信（如专线或 VPN），并附带签名认证防篡改；定期进行网络安全渗透测试，模拟攻击找出漏洞及时修补；对于数据中心业务数据，接口只提供用电和负载指标，不涉及客户数据，确保隐私；建立应急响应预案，万一检测到异常控制行为，系统应能自动转入安全模式（如切断与外部调度连接，按照预设策略维持运行）。

4.2 经济风险及应对

4.2.1 投资成本过高风险

算电协同需要大量投入，如建设新能源电站、储能、数据中心改造、智能系统等，总投资可能很大。若收益模式不清晰，投资回收周期过长，将给投资方带来财务压力，特别 CSP、储能等前期投入重，若政策支持不到位可能项目收益不达标。

4.2.1.1 风险应对

一是分步投资，分阶段建设。先建最关键部分（如少量储能、基础设施），通过运营收益验证可行后再扩建，降低一次性资本支出压力。

二是寻求多元融资，如引入战略投资者、运用政策性贷款和绿色债券，降低资金成本；加强收益测算，把政府补贴、碳交易收益等都算进去提升 IRR。

同时，与政府签订长期购电/供热合同，锁定部分现金流，减小市场波动风险，若真存在回收困难环节（如 CSP 发电的度电成本亏损），建议申请专项补贴或示范项目基金兜底部分损失，以度过初期成本高时期。对于数据中心改造，鼓励采用节能服务公司 (ESCO) 模式，由 ESCO 出资改造、分享节省电费，让运营商零投资获得升级，消除其资金障碍。

4.2.2 商业模式不清晰风险

算电协同涉及电力和算力两个行业的收益分配，如果没有清晰商业模式，各方可能相互观望不投入，比如聚合商和

数据中心、电站之间如何分钱，绿电直供定价怎么算等问题若未解决，会导致项目落地困难。

4.2.2.1 风险应对

需要政策引导明确收益划分。如由政府制定临时性的试点电价机制，对数据中心出售的绿电综合电价=当地燃煤标杆价+一定绿电溢价，由发改部门核准，聚合商按此收取电费，明确新能源发电方在与聚合商交易中可得到一个基准价保证，不低于标杆电价，以保障其积极性。

同时试点期可赋予聚合商一定垄断经营权（区域内独家），让其有信心投入建设市场体系。通过政府背书的合同让各方心里有底，比如“三方协议”，政府、电网、聚合商共同签订，约定试点期间的价格、费用分摊和补偿机制，确保任何一方利益不至于受损过多，这样商业模式就暂时固定下来运转，待试点成熟再市场化。

4.2.3 运行成本不确定风险

算电协同新模式下，运营期间的成本和收益都可能波动，如电价、碳价波动导致收益低于预期，或储能设备运维成本高昂侵蚀利润；另外数据中心灵活调度可能引发额外 IT 成本（如设备磨损加剧、能耗增加）。

4.2.3.1 风险应对

对冲和保险机制运用。可以通过长期合同锁定部分关键变量，如签订固定电价绿电合同，避免现货电价飙升风险；引入能源价格对冲金融工具，如期货和期权，把绿电溢价上限封顶，对于储能寿命和 IT 磨损等，则做好充分冗余，不

把系统长期工作点设太极限以防过度损耗；和设备厂家约定性能保证，如储能容量每年不得衰减超过 $x\%$ ，否则赔偿或更换；也可计提运行风险准备金，收益好的年份提一部分出来放池子，以备不利年份用；对于碳价上涨等，可在碳市场提前买入配额避险；如果担心数据中心 IT 设备过快老化，可把这算进成本模型，增提折旧并在收益分配时倾斜多给数据中心一方，以补偿其未来更换设备的费用。

4.3 市场风险及应对

4.3.1 电价和新能源补贴波动

如果市场电价走低或新能源补贴政策变动，会影响项目收益，比如绿电溢价消失或者峰谷价差缩小，聚合交易利润空间减小，使模式经济性被削弱。

4.3.1.1 风险应对

建议试点期由政府承诺相对稳定的政策环境，如“保持三年内绿电交易机制和峰谷价差政策不变”，给投资回收窗口期；运营方也可与客户签订长期服务合同，比如数据中心签 3-5 年用能服务合同，锁定电价和服务费，这样短期市场波动不直接冲击现金流；如果补贴大幅退坡临近，应提早优化内部效率，把依赖降到最低；另可多元化收入，开发附加值服务如碳中和认证、绿色金融筹资等，弥补电价减少；此外通过技术升级降低成本，如储能成本每年下降 3%，可抵消部分电价下行影响。

4.3.2 政策不确定性

新模式的推进高度依赖政策支持。如果地方或国家政策

方向转变（例如能源局试点不延续、碳交易延期），项目预期收益与现实将脱节，投资方可能受挫，也包括监管审批风险，如新商业机制可能不被电监办批准，导致业务中断。

4.3.2.1 风险应对

积极参与政策制定，通过试点示范数据向决策者证明模式价值，争取试点经验上升为正式政策。这需要及时向政府提交阶段性成果报告和建议，让政策延续；对于审批问题，试点前期就与监管沟通达成一致，再运行，避免违规操作隐患；可以要求政府给试点项目特别批复或者豁免某些限制（类似特区待遇），如在特定园区内允许灵活电价等；有条件可签订政策补偿协议，若政策变化导致项目利益受损，政府给予一定经济补偿或其他项目资源弥补，这使投资方吃下“定心丸”。

当然，这非常规手段，只在示范期短期使用，长期还是要培养模式自身抗政策波动能力。

4.3.3 用户接受度风险

算电协同涉及数据中心用户（客户）配合，如愿不愿意让自己业务被调节，或愿不愿为绿色电力支付溢价。如果用户不买账，则商业推行受阻，如一些金融客户很保守，不允许任何电源切换或任务延迟，也不愿为绿电多花钱，那模式无法覆盖这部分市场。

4.3.3.1 风险应对

加强用户沟通与市场引导。对数据中心服务提供商来说，要向终端客户宣传绿色算力的价值，甚至品牌化推出绿色算

力产品，吸引有环保 CSR 需求的客户；也要明确告诉客户柔性调度不会影响其关键业务，提供技术证据；可考虑为重要用户提供选择权，让他们自行选择订购“100%绿色能源算力”（价格略高）或“标准算力”（普通价格），并对应不同 SLA。

通过市场细分满足不同偏好，政府也可施压，比如对政府采购和大企业 IT 外包规定需一定比例使用绿色数据中心服务，从需求端推动接受度；在价格上，尽量平价或略优惠，别指望客户为绿色买单太多，否则需求起不来；以规模效应和补贴消化额外成本，最终让客户觉得参与协同并没吃亏甚至更省钱，那么接受就容易。

4.4 管理风险及应对

4.4.1 多主体协调困难

算电协同牵涉政府多个部门（能源、工信、发改、网信）、企业众多（电网公司、发电公司、数据中心运营商、设备供应商）以及用户、社区等，协调工作复杂。若沟通不到位，各自为政，会阻碍试点实施进度，最典型如电网和数据中心企业的协同，双方行业文化和利益不同，磨合需要时间。

4.4.1.1 风险应对

建立统一领导与工作机制。建议在试点区域成立由政府主导的“算力电力协同推进工作组”，涵盖主要利益相关方。工作组定期碰头，及时解决跨部门问题；同时细化任务分工和时间表，明确每个环节责任人，对于出现的矛盾，如利益划分争议，通过政府调解或引入第三方咨询评估给出公平方案；还可引入合同机制，相关方签署合作备忘录或意向协议，白纸黑字承诺各自职责和分成，减少扯皮空间；示范运营期

间，要完善沟通渠道，比如建立信息共享平台发布实时运行情况，让各方透明了解成效和问题。

此外，适度的利益捆绑有助协调，如电网参股数据中心或聚合公司，发电企业与数据中心结成战略合作伙伴等，让各方收益相连，自然齐心协力。

4.4.2 专业人才缺乏

算电协同需要既懂能源又懂 ICT 的复合型人才。不管是调度系统研发还是运行维护，都有一大批新岗位，目前行业人才储备不足，若人跟不上，系统潜在风险会增加，操作失误可能性高。

4.4.2.1 风险应对

开展专项培训与人才引进。试点初期由科研单位、设备厂家派专家驻场指导，填补经验空白；同时选拔电力调度员和数据中心工程师进行交叉培训，互学基础知识，培养跨界骨干；政府可设立专项人才补贴，高薪聘请有海外或相关经验的专业人士加盟试点项目；与高校合作开办“能源算力协同”方向课程或研究生项目，为长远储备人才；也可借助自动化减轻对人工要求，如尽量用智能系统和可视化界面辅助运维人员，使一般工程师也能上手，降低对顶尖人才依赖。

4.4.3 监管与责任划分不清

一旦试点运行，谁来监管？出了问题谁负责？比如数据中心因电力问题出故障，电网、电厂、聚合商、数据中心运营方都有关联，责任容易推诿。如果责任界面不明确，大家可能趋利避责，不利合作。

4.4.3.1 风险应对

事先制定完备的协议和应急预案。各方签订合作协议时，明确各类场景下的责任归属和赔偿机制，比如因为预测失误导致启用了柴油机，则承担方为聚合商，需向数据中心支付油料成本等；又如算力协同导致电网参数越限险情，则聚合商负有报告责任，未履责则处罚；引入独立监管方（可由政府委托第三方机构）实时监测项目运行数据，公正判定事故原因归属。

制定应急预案，发生事故先共同努力减少损失，然后依据协议追责，不推诿耽误处置；在管理架构上，可成立联合运控中心，将电网和数据中心运维人员放一起协同值班，当班时由一个总值班负责统一指挥，这样遇事当场就能厘清问题来源和采取行动，降低因扯皮贻误时间的风险；最后，争取监管部门给试点一定容错空间，小问题别上纲上线处罚，让大家敢创新。在安全底线守住前提下，监管要鼓励探索，出问题更注重完善而非追责个人。

通过上述针对性措施，多层面的风险将可控在合理范围，总的策略是预先防范为主，事后补救为辅，尽量在方案和协议阶段想到可能的坑并填平，一旦发生问题也有章可循，不致演变成不可收拾的局面，唯有在风险管控上心中有数，参与各方才能放手投入创新，推进算电协同真正落地。

五、未来展望

展望未来，算力与电力协同有望进入一个崭新的阶段，重塑电力系统和数字基础设施格局，出现许多现在还处于萌芽的新技术和新生态：

5.1 算网融合能源互联格局

未来算力网络将成为能源互联网的重要一环。大电网通过特高压输送电力，算力网络通过高速光纤输送计算负荷，两者协同调剂，实现能源与信息双网融合；可能涌现全国性的算力调度平台，可根据各地电力供需和算力需求动态调拨计算任务，做到“东数西算”实时版，白天西部光伏电力过剩，则更多 AI 训练任务派往西部数据中心执行；夜晚风大而东部负荷低，则东部数据中心接手一些原在西部跑的任务以利用当地风电。

这种跨区域负荷动态转移需要全国产业协同和标准。但若实现，能源系统的负荷平衡将更加灵活，可再生能源消纳不再局限在物理输电，还能靠算力转移“虚拟消纳”，电力系统与通信网络深度融合，甚至有学者设想未来出现“能源-信息耦合交换机”，根据价格信号交换电力和算力。总之，我们会看到能源的流动和算力的流动同步优化，全局效率大增。

5.2 新型技术的大规模普及

5.2.1 液冷和浸没式冷却

液冷成为高密度 AI 数据中心标配。液冷可使芯片出口

温度达 50-60℃甚至更高，这使余热回收效率大幅提升，同时去除了空调风机，PUE 降到 1.1 甚至 1.05。液冷普及意味着数据中心可变成小型热水厂，每个机柜像个小锅炉，可并联入热网，浸没式冷却则把服务器浸在绝缘液体里直接散热，更极致，未来也许占一定比例；其优点是服务器可以超频运行，提高算力密度；而热量更易集中带走，可用热泵高效提取。这些冷却技术的演进将大幅改变数据中心的能源图谱，使其更易成为能源系统的组成部分。

5.2.2 直流配电

目前数据中心内部多次交流-直流转换带来损耗。未来或采用高压直流供电到机柜，提高效率 3-5%；更重要的是，直流母线易于接入分布式能源和储能（因为光伏、锂电都是直流），简化设备；直流供电的 IDC 可以天然和光伏直连，减少转换损失，使本地绿电利用更高效。这有点类似“直流微电网”思路，可以把算力园区变成柔性直流电网节点。

5.2.3 V2G 与数据中心

将来在数据中心园区，电动汽车将是重要参与者。

首先，员工和运维车辆电动化，在园区充电消纳白天富余电，更有趣的是，电动汽车可作为移动储能接入园区微网（V2G），提供短时电力支援。

设想数据中心配物流车队，这些车白天送货不在，晚上都停回基地，接入园区电网放电助夜间供电，如果每辆车电池 100kWh，100 辆就是 10MWh，可应急顶几分钟负荷或参与夜间调频，数据中心等于多了很多分散“UPS”，将来或有专门为 IDC 配备的大型电动储能车辆，可灵活调度。

这个生态需要车厂、电网和 IDC 合作标准协议，但趋势是交通电气化和算力基础设施联动。

5.2.4 AI 赋能全局优化

未来能源-算力协同调度将几乎全自动由 AI 完成。用人工难以处理的海量数据（天气、负荷、市场、IT 状态）将由 AI 实时分析决策；强化学习代理可能在仿真中训练好，在现实中接管实时控制，实现更优异效果。也许在风光预测+任务调度完全交给 AI，它可能发现一些人类想不到的匹配模式；AI 还可以辅助预测设备寿命、能耗优化，真正做到自学习、自适应的能源管理；算力越强，调度越智能，正反馈提升整个系统效率。

5.3 商业生态变化

随着协同深化，会出现一些新商业角色和模式：

5.3.1 能源-算力综合服务商

类似现在综合能源服务公司，但服务内容扩展为“提供算力+绿电打包服务”。客户向其购买云服务，同时保证这些云服务消耗 100%清洁能源和灵活调度能力，这个服务商可能由电力企业和云服务商合资产生，也可能是新创公司，他们的竞争力在于既懂电又懂云，能优化两边成本，从电力市场赚辅助服务费，从客户收云服务费，一鱼两吃。

5.3.2 算力交易市场

有了算力网络 and 标准接口后，可能诞生算力交易所。不同区域算力作为商品挂牌，供需双方交易，交易价格可能结

合了当地电价因素——相当于电的价值在算力里体现，这种市场可调剂余缺，激励将算力投向能源低价处，类似现货市场，每小时算力价格随着风光出力涨落，鼓励任务随之移动。

5.3.3 数据中心能源托管

数据中心行业可能细分出能源管理托管服务。专业团队/公司代理运营数据中心的能源系统（分布式电源、储能、DR 策略等），数据中心主只管 IT，因为后者不一定想管复杂能源事，这类似一些工厂将能源系统交给第三方节能服务公司打理，未来电网公司可能主动提供这种托管，因为他们经验足，顺便把这些负荷纳入自己调控体系，实现共赢。

5.3.4 标准与认证

国际上可能形成统一的绿色算力认证体系。比如 ISO 出个“碳中和数据中心”标准，拿到认证的 IDC 在商业上更受青睐，能提高出租率和定价，由此催生咨询、评估等服务，类似于 LEED 绿色建筑认证，但更复杂。国家之间也会竞争话语权，我国若在算电协同上跑得快，可主导制定一些国际标准输出经验。

5.4 对能源和数字格局的重塑

5.4.1 电力系统方面

随着数据中心等负荷高度可调，电力系统调度范式将变化。过去平衡主要靠调发电，将来负荷也调，甚至负荷主动追随风光而不是风光跟着负荷，负荷的地位提高，会大量参与电力市场，平抑波动，这让高比例可再生成为可能，减少对化石调峰的需求。数据中心也许会成为电网关键节点，配

置无功调节、黑启动（用其储能给电网黑启动供电）等功能，成综合能源站角色，配电网中出现很多微网带算力，对传统配网保护控制提出新要求，但也提高了本地供电韧性。

5.4.2 数字基础设施方面

数字基础设施方面则更分布和弹性了。有一部分计算转移到能源富集地区，但通过高速网络使用者无感知；另一部分留在负荷中心但显著节能。数字基础设施的选址将和能源规划深度绑定——可能未来建数据中心首先看能源方案，跟过去找水源地建厂类似。总之，能源格局影响算力布局将成为常态。

5.5 最终目标

设想几年后，理想的算电协同展现出最终的目标：数据中心实现全面绿色供电，要么直接位于可再生能源侧，要么购买时间匹配的绿电，全时全域无碳；数据中心本身成为智慧能源节点，内部无浪费，PUE 接近 1.0，余热 100% 利用，UPS/储能全参加电网调节；算力负荷高度柔性，除实时业务外，大部分计算都能按经济信号在全球范围调度，哪儿便宜清洁就去哪儿算；能源供应高度数字化，AI 驱动优化；供电可靠又环保，几乎不需要人为干预。

未来，数字经济和能源系统融合也将产生新产业，比如数据中心区域吸引热用户、氢用户聚集，形成零碳产业园；数字技术也完全嵌入电网，保证极端条件下仍可靠。

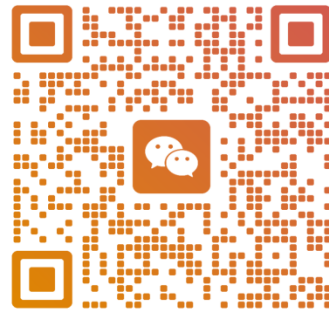
【版权及免责声明】

- 1.版权归属：本文系由公众号“介子九维”（微信号：jiezijuwei）所有者创作的原创作品，该作者依法享有该作品的完整著作权。
- 2.授权限制：未经本文作者书面许可，任何单位或个人不得以任何形式转载、摘编、复制或将其用于任何商业目的。
- 3.侵权责任：对于任何违反本声明第 2 条规定的侵权行为（即未经许可的转载或商业使用），本文作者保留依法追究其法律责任的权利。
- 4.使用目的与免责：本文内容仅供相关行业人士内部交流参考之用。任何基于本文内容而产生的理解、决策或行为，或因非授权使用（包括但不限于转载、改编、用于商业等行为）所导致的一切后果及损失，本文作者均不承担任何法律责任。

公众号：介子九维



微信号：介子九维



扫一扫上面的二维码图案，加我为朋友。