



能源科技简讯

Energy Technology Bulletin

2026 年 第 05 期（总第 641 期） 20260525

• 科技情报研究所 •

目 次

专家观点

秦海岩：以航运为起点，以能源安全为锚：谈绿色甲醇与绿氨的战略定位与发展路径..... 1

行业动态

面向“十五五”的绿电要素重塑 多主体直连的政策演进与机制破局 4

“算电协同”背景下，电网规划必须关注的四大变化..... 7

我国科研团队首次定量揭示湿地甲烷排放概率..... 12

“电碳计量”激活数字碳治理新动能 13

新疆电网实现无人机北斗应用“输变配”全覆盖..... 14

全天候风光储发电经济性已超化石燃料..... 15

我国高效光伏技术持续领跑全球 18

新型能源体系加快建设 筑牢能源安全根基..... 19

全天候风光储发电经济性已超化石燃料..... 21

新型电力系统经济解释：电力系统供需特性突变..... 23

人工智能与能源双向赋能有了路线图！鼓励算力设施发展绿电直连 参与电力市场交易..... 26

专家观点

秦海岩：以航运为起点，以能源安全为锚：谈绿色甲醇与绿氨的战略定位与发展路径

发展绿色甲醇与绿氨，是保障国家能源安全、构建以新能源为主体的新型电力系统的重要战略抓手。在“四个革命、一个合作”能源安全新战略指引下，我国能源发展迈入高质量转型新阶段，碳达峰碳中和目标的提出，更为氢能及氢基能源发展带来前所未有的战略机遇。

为什么必须发展绿色甲醇与绿氨

从能源安全维度看，我国油气对外依存度长期居高不下，能源安全风险始终存在。我国拥有 19 亿亩耕地、36 亿亩森林，每年可产生 20 亿吨农林废弃物资源；依托这些生物质资源，叠加我国全球领先的风光可再生能源禀赋，将生物质碳源、风光电力与电解水制氢深度耦合，可规模化生产绿色甲醇，理论上年产能可达 10 亿吨，能够直接替代近 5 亿吨原油进口，从源头扭转油气对外高依赖局面。同时，依托风光电力制氢+空分制氮合成的绿氨，同样是不依赖化石资源的零碳能源载体，二者共同形成绿色低碳液体能源供给新格局，把能源安全的主动权牢牢掌握在自己手中。

从新型电力系统维度看，为实现“双碳”目标，未来电力系统将全面迈向零碳与近零碳运行。研究表明，风光发电装机需达到系统最大负荷的 3—8 倍，才能在保障供电可靠的同时实现电力行业深度减排。大规模高比例风光并网带来显著的电力波动性，同时也会产生大量边际成本近乎为零的绿色电力电量。将此类电力通过电解水制成绿氢，再合成绿色甲醇和绿氨，既是平抑风光发电波动性、保障电力系统平稳运行的核心手段，也是充分利用低成本新能源电力的关键路径。既实现电力系统物理平衡更易、调节成本更低，支撑新型电力系统高质量发展，又能以更经济的方式为社会提供清洁、稳定、多元的能源服务，同时助力难以依靠电气化实现脱碳的行业和领域完成深度低碳转型。

绿色甲醇与绿氨，正是我国筑牢能源安全底线、支撑以新能源为主体的新型电力系统建设的两大核心氢基能源载体。

二者的未来价值与应用方向

在逐步成型的未来新型能源体系中，绿色甲醇与绿氨都占据不可替代的重要地位，各自拥有清晰的价值定位和差异化应用方向。

绿色甲醇的终极定位，是替代石油的核心化工原料。绿色甲醇是衔接绿色能源与现代化工的关键平台产品，其核心价值从来都不是作为燃料被长期大量消耗，而是作为石油替代型基础化工原料，支撑起整个绿色化工产业链。通过甲醇制烯烃（MTO）工艺，可规模化生产乙烯、丙烯，进而延伸出聚乙烯、聚丙烯、高端合成材料、精细化工品等全系列产品，有效替代传统石油化工路线，从根本上保障我国化工产业链自主安全。将绿色甲醇单纯作为燃料燃烧，从资源禀赋和长远价值来看实属大材小用，其真正的发展归宿是成为我国绿色化工产业的重要基石。

绿氨的终极定位，是零碳时代最重要的通用燃料载体。绿氨生产路径简单，仅需绿电+空分制氮即可合成，无需依赖碳源，全生命周期零碳属性纯粹，能量密度高、储运条件成熟便捷。除了作为传统化肥生产的基础原料之外，更重要的是，绿氨是航运、发电、工业高温燃烧等诸多难以实现电气化领域的终极零碳解决方案。同时，绿氨还是高效的氢能储运介质，可实现大规模、低成本跨区域清洁能源输送，适配全球能源贸易格局重构。在未来能源体系中，绿氨将在零碳燃料赛道扮演核心角色，支撑全社会多领域终端用能深度脱碳，成为零碳时代重要的能源载体。

产业起步的最优切入口

新兴产业的发展，必然要经历“政策给空间、市场拉规模、技术降成本”的过程，而航运界，正是当前撬动绿色甲醇与绿氨产业破局的最佳支点。

氢能、绿氨现阶段难以作为燃料大规模推广应用的现实瓶颈。从当前产业成熟度和应用条件来看，氢能、绿氨虽长期发展前景广阔，但短期内尚不具备作为动力燃料大规模普及应用的现实条件。

氢能方面：虽具备清洁零碳天然禀赋，但作为动力燃料大范围规模化落地面临多重现实制约。氢气理论上清洁无污染、燃烧产物仅为水，但无论在航运、发电还是其他工业动力领域，当下都难以实现大规模普及应用。一是储运难度极大，氢气需零下 253℃ 深冷液化或 70MPa 高压储存，储运设备造价高昂、保温及安全防护标准严苛、占用空间巨大；二是安全管控难度高，氢气分子极小易渗漏，爆炸浓度区间宽泛，泄漏监测、风险防控、应急处置难度远高于常规燃料；三

是全产业链几乎需要从头重建，制氢、储氢、输氢、加注及终端动力系统均为专用体系，配套基础设施、行业标准、运维体系都需全新布局，整体投入成本极高，建设周期漫长，短期内很难形成可复制、可推广的规模化应用体系。因此，氢能虽代表长远技术方向，但现阶段并不适合大范围作为动力燃料推广。

绿氨方面：虽是零碳时代理想通用燃料，但现阶段同样不具备大规模作为燃料推广的条件。绿电搭配空分制氮合成绿氨，无需依赖碳源，零碳属性纯粹，能量密度优异，被普遍视作诸多行业深度脱碳的理想燃料。但现阶段仍存在多重短期难以突破的现实瓶颈：一是安全风险明显高于甲醇，氨具有毒性、腐蚀性和挥发性，一旦泄漏对人员和生态环境危害较大，储运、装卸、应急管控标准严苛，成本更高，尚未形成成熟的规模化安全管控范式；二是终端动力燃烧与应用技术尚未完全成熟，点火控制、燃烧稳定性、设备适配等仍处在试验验证阶段，远未达到大规模商业化运营水准；三是现有储运加注体系难以直接复用，需要全套专用设施新建改造，投资规模大、标准体系新、产业链培育周期长，短期内无法实现大范围普及应用。

先以甲醇切入，打破技术锁定，为产业规模化铺路。现阶段，航运界选择绿色甲醇作为过渡燃料，是产业破局的务实选择。绿色甲醇与现有石油储运、加注、船舶动力体系高度兼容，常温常压下为液态，码头储罐、运输车辆、加注船舶、船舶燃料舱无需大规模改造，现有船舶发动机仅需增加一套甲醇供给系统即可实现双燃料运行，改造成本低、技术成熟度高，能快速形成规模化应用场景。

依托航运界脱碳转型的需求拉动，可快速推动绿色甲醇产能从百万吨级向千万吨级、亿吨级扩张，推动装备国产化、工艺迭代优化、全产业链配套完善，持续压低生产成本，彻底打破“无规模→高成本→无市场”的技术锁定效应。以航运作为初期应用场景，能够为绿色甲醇产业培育市场、成熟技术、摊薄成本，为其未来回归化工主业发展奠定坚实基础。

再向绿氨跃迁，实现航运脱碳的终极目标，构建通用零碳燃料体系。随着绿氨技术、安全管控体系、储运加注设施逐步成熟，航运界将从甲醇向绿氨完成跃迁，实现深度脱碳目标。绿氨生产制备更便捷、零碳属性更纯粹，完全契合航运业长期净零排放的终极要求。在绿氨大规模应用前，甲醇作为过渡燃料，为航运界搭建了零碳燃料的应用框架，培育了港口加注、船舶运营、安全管理的成熟体系，为绿氨的落地扫清了市场、技术与管理障碍。未来，绿氨将不仅是航运界的主力燃料，更会向发电、工业等领域延伸，成为通用性零碳燃料，支撑全社会终端用能脱碳。

双能协同赋能能源转型与“双碳”大局

绿色甲醇与绿氨，是我国构建新型能源体系、保障能源安全、实现碳中和目标不可或缺的两大大战略路径。二者定位清晰、功能互补，在能源转型全局中承担各自独特使命。

绿色甲醇现阶段以航运燃料为突破口，依托规模化应用带动产业成熟、成本下行，是产业培育的现实路径；长远立足化工原料核心定位，筑牢我国绿色石化产业根基。绿氨兼具农业化工与零碳燃料双重属性，既是传统产业基础原料，更将成为航运及各类难以电气化领域的核心零碳能源，全面支撑全社会深度减排。

面向未来，绿色甲醇主攻绿色石油替代、夯实化工产业链安全，绿氨担当零碳主力燃料、拓宽深度脱碳空间。二者相辅相成，协同并进，共同构建零碳高效的新型能源体系，为保障国家能源安全、稳步实现“双碳”目标提供坚实支撑。

来源：新华网

<https://news.bjx.com.cn/html/20260509/1494888.shtml>

行业动态

面向“十五五”的绿电要素重塑 多主体直连的政策演进与机制破局

绿电直连是打通风电、太阳能发电、生物质发电等新能源与特定用户侧的物理连通，推动新能源“产消融合”的创新模式与业态，为局部区域的绿色转型与降本增效奠定了坚实基础。在国家发展改革委、国家能源局《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》（发改能源〔2025〕650号，后文简称单用户绿电直连）政策框架下，已有 24 地出台或编制了省级绿电直连专项实施文件，以单用户绿电直连为代表的绿色电力直接供应 1.0 模式，成功蹚出了新能源就近消纳的物理闭环，为优化实体经济用电成本、跨越国际绿色贸易壁垒提供了初期动能。截至 2026 年 4 月，全国已有 99 个绿电直连项目完成审批，新能源总装机规模 3405 万千瓦。

当前，我国正迈入全面落实“十五五”规划、加速培育新质生产力与推进经济社会全面绿色转型的战略窗口期，构建新型电力系统亟需更深层次的制度供给。近日，国家发展改革委、国家能源局正式印发《关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知》（发改能源〔2025〕688

号，以下简称《通知》），这是我国构建新型能源体系的又一次关键制度升维，标志着我国绿电直连模式正式跨入多维互联的“2.0 时代”。

一、多用户绿电直连制度创新的现实意义

从“单用户”向“多用户”的绿电直连制度演进，不仅是能源消费结构转型的客观要求，更是激发市场活力的必然趋势。当前，我国正向碳排放双控全面转型，叠加项目碳评价与产品碳足迹管理体系的落地，进一步激发了企业主动获取绿色能源、精细化统筹碳资产的内生动力。与此同时，绿色氢氨醇、算力中心等新兴产业纷纷主动加码“纯绿电”、抢占行业高地，外向型出口企业也正积极构筑应对欧盟碳边境调节机制（CBAM）等国际贸易新规则的绿色护城河。这种底层驱动的产业升级，汇聚成了海量的绿电消费动能，让具备“清晰物理溯源”优势的直连绿电，真正成为赋能我国产业竞逐全球市场的核心资产。

随着以零碳园区为典型代表的新兴产业集群蓬勃发展，区域内多主体的协同绿色用能形态正快速演变。为此，开展多用户绿电直连模式拓展，能够以源网荷储的高度聚合重塑区域用能生态，让多元市场主体灵活共享绿色资源，在最大化发挥各类资源协同效能的同时，极大提升公共基础设施的集约运营水平，为新兴产业集群打造极具商业弹性的发展底座。

二、多用户绿电直连创造的新制度供给

为顺应能源消费变革，《通知》全面贯彻二十届四中全会与“十五五”规划精神，深度衔接新质生产力培育、新型电力系统与全国统一电力市场建设等政策设计。在稳健延续“以荷定源、市场导向、规范计量”等成熟机制的基础上，紧扣算力枢纽、绿色化工等产业的大规模绿电需求，《通知》实现了从单一“点对点”向“多源多荷”协同直连的制度跨越。这一创新精准破除了多主体互动的机制堵点，将原本孤立的绿色单点密织成广域互动的绿色产销网络。通过物理形态、技术算法与商业模式的全面重构，为宏观经济高质量发展与外向型产业构筑全球竞争优势注入了澎湃的绿色新动能。

综合来看，其核心制度增量体现在以下“四个突破”：

（一）突破物理与投资边界，重塑宏观产业生态

传统的单一对应关系已难以满足现代产业链的协同降碳需求。在适用范围上，《通知》清晰界定多用户边界为多个不同法人实体，政策供给精准导向新兴产业与未来产业，优先支持算力中

心、绿色氢氨醇等高载能绿色产业。同时，将工业园区、零碳园区、增量配电网纳入直连范围，使得物理空间场景得到大幅拓宽，助力形成宏观产业集聚效应。在投资与资产管理层面，进一步扩展投资主体范围，引入园区管委会或第三方机构等园区级投资主体。同时，为提升社会资本活力与基础设施利用率，明确允许通过租赁等方式协商使用其他主体的存量电力设施。

（二）突破时空匹配瓶颈，精细化赋能绿电溯源

多用户的引入必然导致微观层面的复杂变化。为应对这一痛点，在核心规划与消纳环节，针对多用户负荷无法同步投产的现实情况，《通知》进一步明确电源建设时序应与负荷投产时序匹配的细化规定，从规划源头减少供需错位的风险。此外，在计量管理与绿电溯源环节，提出按照每个时段用户用电量比例，对自发自用绿电进行分配。该算法不仅夯实了新型电力系统的数据基础，更为我国出口型企业应对国际绿色贸易壁垒提供了强有力的底层数据支撑。

（三）突破内部信任壁垒，确立清晰计量的底层支撑

多主体的物理聚合与利益交织，必然对底层数据的公信力提出更高要求。为夯实这一信任底座，《通知》要求项目内部必须具备分表计量条件，内部各用户、发电、储能等设施以及并网关口安装符合相关标准的双向分时计量装置，使得电量结算和绿电溯源有了更加清晰准确的执行依据，是实现多主体间互信协作的关键制度保障。

（四）突破单一治理局限，构建多主体内部协同机制

在公允计量的基础上，构建完善的内部契约与市场价格传导机制是厘清相关主体经济关系的核心。在市场交易路径上，《通知》结合全国统一电力市场的要求，提出了初期“报量不报价”，条件成熟后过渡至“报量报价”的渐进式参与现货市场路径。同时，鼓励考虑外部市场价格变化、负荷实际调节能力等因素，定期协商调整内部结算方式和补偿标准，充分利用价格信号引导内部供需平衡。为保障安全运行并界定责任，《通知》要求主责单位与内部主体就产权、运维、结算、违约等签订详细内部协议，并提出根据内部协议和运行实际对违约责任进行公平划分。此外，通过提出项目与公共电网实际交换功率的电力峰谷差率不高于方案规划值的考核要求，进一步强化多用户在内部实现深度协同与自我约束。

《通知》的发布将推动绿电直连模式从“单点”走向“多源多荷”，是一场深刻的能源生产与消费关系重塑。通过创新应用场景与投资模式以构建宏观产业生态，突破时空匹配瓶颈来精细化赋

能绿电溯源，并同步突破内部信任壁垒与单一治理局限，确立公允计量的底层支撑与多主体内部协同机制，这四大创新环环相扣，共同构建了制度供给闭环，为推动新能源集成融合发展提供了极具价值的市场化创新路径。

来源：国家能源局

<https://news.bjx.com.cn/html/20260525/1496925.shtml>

“算电协同”背景下，电网规划必须关注的四大变化

“十五五”规划纲要提出，要加强高性能、高质量智算资源供给，并论证建设超大规模智算集群。今年 3 月全国两会《政府工作报告》进一步明确，要实施超大规模智算集群、“算电协同”等新基建工程。当前，全国算力设施正进入规模化建设阶段，未来发展势头迅猛，这也使电网规划面临算力负荷带来的新挑战。

算力负荷发展特点

算力基础设施建设加快，带动用电量增长

伴随人工智能的快速发展，我国算力设施建设进入高速增长阶段，整体规模显著提升。根据中国信息通信研究院等机构估算，2025 年底，我国算力标准机架数已超过 1300 万架，位居全球第二，仅次于美国。工信部数据显示，2025 年，我国建成万卡智算集群 42 个，智能算力规模超过 1590 EFLOPS（百亿亿次），处于全球前列。随着 AI 大模型参数量与训练数据量呈指数级增长，作为算力底座的数据中心用电量快速上升，其增速已超过全社会用电量的平均水平。据中国信息通信研究院等机构预测，到 2030 年，数据中心年用电量将超过 5000 亿千瓦时。

报装容量增加，向高电压等级发展

算力负荷呈现出集聚程度高、密度大的特点，其持续扩张将加大电网规划与扩容的压力。AI 数据中心的单机架功率已达传统数据中心的 10 倍以上。随着超大规模智算中心的建设推进，算力设施单体规模不断扩张，新增户均容量持续增长，例如中金数据宁夏中卫基地的报装容量高达 144 万千伏安，形成了量级巨大的新兴负荷。为满足算力设施的高可靠性要求，电网接入需采用双电源架构，因此，算力中心项目可能占用较多出线间隔；若算力建设节奏持续加快，极易引发枢纽站间隔资源紧张，进而导致后续项目并网接入受限。

与此同时，随着大型智算中心及算力集群规模的扩大，110 千伏甚至 220 千伏以上的高压接入逐渐成为主流模式，算力负荷的接入电压等级上移趋势明显。这标志着传统中低压配电网已难以承载超大型算力设施的高功率需求；枢纽站和骨干网架需承担更大的供电压力，亟需提前布局更高电压等级的变电设施与输电通道；电网设备选型与网架设计也必须充分考虑算力负荷的高压接入需求。

负载率分化、负荷高波动

从集中式算力枢纽来看，目前，部分智算中心的平均负载率不高，反映出电网对大型集中式算力集群的供电容量保障较为到位，但也暴露出电网资源利用效率不足的问题。相比之下，分布式算力负荷通常直接接入公网，随着算力利用率的提升，局部可能出现设备过载风险。未来，边缘算力需求激增，或将面临“新增报装难”的扩容瓶颈，从而对配电网规划的精准性提出更高要求。当前，算力结构主要包括通算、智算和超算三类，其中通算的峰谷差率较低，而智算的负荷波动则较为突出，当 GPU 集群执行大规模参数训练任务时，智算负荷可在极短时间内由低载快速攀升至满载，形成显著的功率冲击。

绿电占比提升压力大

国家文件明确规定，国家算力枢纽节点新建数据中心的绿电使用占比必须超过 80%。然而，当前整体绿电消费比例仍未达到这一政策目标，绿电消纳存在巨大的提升空间。西部枢纽依托丰富的风光资源，绿电消纳水平相对较高；但东部算力密集区绿电资源匮乏，提升绿电消纳面临结构性障碍。因此，如何统筹东西部绿电资源，实现算力负荷与绿电供给的精准匹配，已成为电网规划亟待解决的关键问题。

传统负荷预测模型不适用

与传统负荷增长规律不同，算力负荷受多重因素驱动，包括国家政策引导、行业发展周期、大模型技术迭代、算力出海推进等。例如，某区域一旦落地大型智算中心项目，短期内就会新增百万千伏安级的用电负荷。传统电力规划的负荷预测思路无法精准捕捉这种变化规律，容易导致电网规划滞后于算力产业发展，既影响算力产业的快速推进，也威胁电网的安全稳定运行。

算力发展对电网规划带来的挑战

理念方面

当前，算力已成为驱动国家数字经济发展的核心引擎。算力产业的发展速度和布局规模，直接关系到国家战略能否有效落地。在此背景下，算力负荷已不再是过去简单的“刚性用电需求”，而是转变为电网规划中需要优先考量、主动统筹的核心变量。因此，电网规划必须树立“算电双向赋能、协同规划”的核心理念，推动算力产业规划与电网规划深度融合，最终实现算力发展与电力供给的同频共振。

网架结构方面

算力负荷的高功率、高可靠、高波动特性，对电网网架的布局、容量及结构提出了颠覆性要求。一是推动电压等级上移，电网需提前规划 220 千伏及以上变电站；二是要预留枢纽站间隔资源，防止制约算力产业规模化发展；三是精准研判算力与电力需求及负荷趋势，加大算力密集区的电网投资，保障网架建设。

供电可靠性和电能质量方面

算力设施是数字经济的核心基础设施，其运行稳定性直接影响数据安全、业务连续性和经济社会效益。算力对供电连续性和电能质量要求极高，进而对电网在安全标准、设备选型、调控能力方面提出了更高要求。大模型训练等任务可能连续数天处于峰值功率运行状态，轻微的电压波动即可能引发芯片运算错误甚至损坏；而电压暂降、谐波污染、频率波动等问题，则可能导致数据丢失、模型训练失败、业务瘫痪，引发巨额经济损失。此外，人工智能技术的快速发展使负荷波动呈现出明显的突变特性，对电力供需的精准匹配能力也构成了新的挑战。

可调节负荷方面

算力负荷具备可迁移、可错峰、可聚合、可中断的柔性潜力，具体体现在以下三个方面：一是算力任务可实现跨区域迁移。例如，将非实时的大模型训练任务从用电高峰区域迁移至用电低谷区域，实现负荷错峰。二是算力负荷可通过调整运行负荷、暂停非核心任务等方式，主动配合电网削峰填谷。三是多个算力设施可聚合形成虚拟电厂，参与电网调频、调压等辅助服务，提升系统调节能力。

绿色规划方面

我国绿电资源呈“西多东少”的空间分布特征，这对电网的绿色规划构成巨大挑战。为此，电网规划必须优化绿电供给布局、加强跨区输电通道建设、完善绿电交易机制，并推动“算力跟着绿电走”，从而实现算力发展与绿电消纳的协同共赢。

电力规划适配算力负荷的

相关建议

算力与电网协同规划

建立算电规划联动机制，推动算力项目与电网配套同步推进。一是提前对接国家算力节点建设规划，精准掌握算力布局、建设时序及用电规模；二是加强与地方政府、算力企业的沟通对接，建立重点算力项目台账，实时跟踪项目落地进度、报装容量与接入需求；三是推动算力规划与电网规划协同，将算力负荷需求全面纳入电力中长期及年度规划，避免出现“算力项目落地快、电网配套跟不上”的局面。

结合区域能源禀赋、电网承载能力与算力产业需求，促进算力产业与电网规划的空间协同布局。一是引导算力产业向西部绿电富集区集聚，优先布局大规模集中式算力枢纽，实现绿电就地生产与消纳，降低电网输送压力及绿电消费成本；二是东部算力密集区应避免算力负荷过度集中，以防电网压力过大；三是统筹规划变电设施、输电通道与储能系统，提高电网资源利用效率，实现算力负荷与电力资源的精准匹配。

优化网架结构

针对算力负荷特性，需提前预留充足的变电容量和出线间隔；对算力负荷增长较快的区域，应提前实施变电站扩建与升级工程，以提升电网的供电承载能力。同时，开展存量间隔资源的专项梳理与优化，通过间隔改造、设备升级等方式释放闲置间隔潜力，提高资源利用效率。

结合算力负荷的分布特征与用电需求，全面提升电网对算力负荷的承载能力与供电可靠性。主网侧应强化算力枢纽与主网的联络，保障其供电安全；优化电网布局，缩短供电半径，提升供电效率；针对分布式算力集中区域，提前实施公变台区增容改造，满足算力负荷快速扩容的需求。

构建高可靠供电体系

构建全链条、高可靠的供电保障体系。一是采用“双主供电源+应急备用电源+储能系统”的三重保障模式，确保任一电源发生故障时能快速切换，保障供电连续性。二是配置毫秒级快速切换装置，缩短故障切换时间，避免电压暂降、短时中断等问题影响算力设施运行。三是加强电能质量治理，实时监测电压、频率、谐波等关键指标，引导用户选用固态变压器、超级电容等技术或设备，确保电能质量满足运行要求。

发挥储能系统的调峰、调频、应急供电作用。一是利用储能系统平抑算力负荷波动，缓解算力负荷突发增长对电网的冲击；二是通过储能系统参与电网调频，提升电网运行的稳定性；三是在电网故障、极端天气等突发情况下，利用储能系统为算力设施提供短时应急供电，避免因停电造成数据丢失和业务中断。同时，推动算力枢纽节点建设“共享储能”电站，统筹服务区域内多个算力项目，降低单体项目的储能投资成本，提升储能资源利用效率。

建立健全算力设施电力应急保障体系，提升极端场景下的供电保障能力。一是制定算力设施专项应急预案，针对电网故障、极端天气、设备损坏等不同场景，确保应急响应快速高效；二是在算力密集区域配置应急设备，提升应急供电能力，确保电网故障时能快速恢复算力设施的电力供应；三是整合电网运行、气象、算力负荷等数据，实现算力负荷用电状态 24 小时实时监测，提前预判过载、停电等风险，并及时采取调控措施。

激活算力柔性潜力

引导算力企业主动参与电网调度，激活算力负荷的柔性调节潜力。一是制定有针对性的需求响应补偿机制，对参与错峰用电、负荷调节的算力企业给予经济补偿；二是引导算力企业优化算力任务调度，将非实时性的大模型训练、数据渲染等任务安排在电网用电低谷时段运行，实现削峰填谷；三是支持算力集群组建虚拟电厂，聚合多个算力设施的调节能力，参与电网调频、调压、备用等辅助服务，获取辅助服务收益，最终实现“用电成本下降、电网调节能力提升”的双赢。

构建算力负荷智能监测与协同调度体系。一是建设算力负荷实时监测平台，实现对算力设施用电负荷、运行状态、电能质量的实时感知与精准监测，及时掌握算力负荷的变化规律；二是推动建立算电互动机制，实现电网调度与算力调度的协同运行优化；三是部署智能调控终端，实现对算力负荷的远程调控与快速响应，当电网出现负荷紧张、新能源波动等情况时，能够及时调整算力负荷的运行状态。

推动绿算规划

围绕算力设施绿电占比 $\geq 80\%$ 的政策目标，需从三方面优化绿电供给布局：一是在西部风光富集区提升本地绿电供给能力；二是对存量算力设施，通过绿电交易、绿证认购等方式逐步提升绿电消费占比；三是强化西部绿电的东送能力，提升跨区绿电输送容量，以保障东部算力密集区的绿电供应。

结语

算力作为数字经济时代的核心生产力，其爆发式增长给电网规划体系带来了全方位、系统性的挑战。与此同时，算力负荷所具备的柔性调节能力和绿色低碳需求，也为新型电力系统的建设提供了重要契机。从电网规划的视角出发，必须紧扣“算电协同”这一核心理念，彻底转变传统规划思路，把算力负荷从“被动承接的用电需求”提升为“主动统筹的战略资源”。随着“算电协同”不断深入，未来电力与算力将构建起“双向赋能、协同共赢”的良性生态：电力系统为算力发展提供更安全、高效、绿色的能源保障，算力产业则为电力系统转型注入全新动能。

来源：电联新媒

<https://news.bjx.com.cn/html/20260522/1496883.shtml>

我国科研团队首次定量揭示湿地甲烷排放概率

近日，中国科学院青藏高原研究所三极观测与大数据团队联合国际研究团队，利用国际先进陆地生态系统模型与全球湿地观测数据，首次建立了未来湿地甲烷排放增加的概率约束框架，定量评估了未来全球湿地甲烷反馈发生的可能性。

甲烷是仅次于二氧化碳的重要温室气体，其 20 年尺度增温效应约为二氧化碳的 80 余倍。湿地是全球最大的天然甲烷排放源，对全球甲烷循环和气候系统具有重要影响。近年来，多项研究表明全球湿地甲烷排放正在增强，但不同模型对未来增幅的预测差异巨大，长期缺乏对未来变化概率的可靠量化评估。

研究团队集合七个国际主流湿地甲烷模型，在统一气候情景下，系统模拟 21 世纪全球湿地甲烷排放变化。研究发现，在高排放情景下，到 21 世纪末，全球湿地甲烷排放相较当前可能增加 50%到 60%；到 2030 年代，新增自然湿地甲烷排放有 90%的概率抵消当前全球人为甲烷减排目标的 8%到 10%。

“该研究最大的突破在于首次实现了未来湿地甲烷反馈风险的概率化定量评估。”中国科学院青藏高原研究所张臻研究员介绍，研究结果显示，到 2030 年，自然湿地甲烷排放增加很有可能导致额外释放约 1000 万吨甲烷；在较低概率情景（10% 概率）下，其影响甚至可能抵消全球人为甲烷减排目标的三分之一以上。

“目前全球湿地甲烷长期观测在热带和高寒地区仍然相对缺乏，这也是未来预测不确定性的重要来源。”中国科学院青藏高原研究所李新研究员表示，随着全球持续变暖，青藏高原等高寒湿地可能成为未来甲烷排放的敏感区域，其潜在的气候反馈效应值得高度关注。

来源：新华社

<https://news.bjx.com.cn/html/20260525/1496935.shtml>

“电碳计量”激活数字碳治理新动能

5 月 20 日是世界计量日。加快构建统一规范的碳排放统计核算体系、推动经济社会全面绿色转型，正在能源与环境领域引起高度关注与深入探讨。

为满足全社会产品碳足迹核算与企业精准减排的迫切需求，“电碳计量”作为能源体系与数字技术深度融合的全新范式应运而生。推动“电碳计量”，实质上是依托高频、实时的电力数据，实现社会消费端与生产端碳足迹的动态精准溯源，使新型能源体系建设与数字碳治理新方向同向发力，推动电网从电能物理传输者升级为全社会绿色价值锚定与传递的枢纽。

从应用场景看，“电碳计量”的应用领域正加速向全产业链绿色赋能拓展。随着全国碳排放权交易市场深化建设，用能企业对多维、精准的碳足迹核算诉求日益增长。“电碳计量”通过打破电、碳数据壁垒，不仅为企业精准减排提供量化依据，更将企业的绿色生产行为转化为碳减排资产，赋能企业高效参与碳市场交易与碳资产管理。这种应用场景的升级，实现了电力市场与碳市场的有机协同，成为驱动重点用能行业低碳转型、构建精细化数字碳治理格局的关键抓手。

推行“电碳计量”，完善标准化核算体系的关键在于实现从“事后统计”向“源头精准识碳”的转变。长期以来，传统的企业碳核算多依赖于静态的区域排放因子，存在时空滞后、数据校核难等不足。而“电碳计量”深度融合了电力数据高频、高精度的天然优势，将过去基于宏观历史数据的静态事后核算升级为基于电力全生命周期数据流的动态实时感知。通过发挥电网纽带作用，“电碳计量”将电能从源头到消费端的全生命周期“碳排放足迹”向社会侧追踪延伸，有效打通产业链上下

游的数据壁垒，为工业园区和用能企业提供模块化的碳足迹精准核算，为全社会碳资产的精准配置提供逻辑支撑。

筑牢数字碳治理的技术底座，关键在于数字化手段的体系化应用。在核算端，智能电碳表等高频感知终端实现了对企业侧真实能耗的实时动态监测，让产品碳足迹的微观计量有了可信源头；在减排端，区块链技术确保了产业链上下游绿色属性的可信流转，实现了全生命周期碳数据的高效校验。这种多技术的系统集成，不仅从根本上解决了基层企业碳数据采集难、核算难的问题，更让企业绿色管理减负与政府决策精度对齐，驱动我国数字碳治理向精细化、智能化纵深演进。

当前，“电碳计量”成为我国能源体系全面融入数字碳治理新方向的关键切入点。能量流、数据流与碳排流在数字网络中深度融合、同向发力，将全面赋能全产业链绿色发展，为经济社会全面绿色转型提供更强有力的支撑。

来源：国家电网报

<https://news.bjx.com.cn/html/20260520/1496485.shtml>

新疆电网实现无人机北斗应用“输变配”全覆盖

20 日从国网新疆电力有限公司获悉，该公司近日完成 750 千伏及以上变电专业无人机接入北斗精准位置服务网的工作。继输电、配电专业落地应用后，变电专业顺利完成规模化接入，标志着新疆电网全面建成覆盖全电压等级、全业务场景的“北斗+电力无人机”智能巡检体系，实现输、变、配电网运维核心专业北斗无人机应用全域覆盖。

此前，国网新疆电力已在输电、配电领域率先推广无人机北斗高精度定位巡检技术。此次变电专业的成功接入，补齐了电网智能巡检体系建设短板，打通了三大核心专业智能化巡检应用闭环。

电力北斗精准位置服务网具备厘米级高精度定位优势，有效破解了电网无信号区域精准定位难题，大幅提升变电站密集设备区、复杂电磁环境及风沙、低温等极端工况下的无人机巡检质量与作业效率。目前，新疆电网已建成 591 座电力北斗精准位置服务基站，累计支撑各类无人机参与电网智能巡检作业超 18.9 万次。

“依托北斗高精技术赋能，运维人员可自主开展输、变、配设备红外测温、外观缺陷排查等重点巡检工作，巡检效率较传统人工巡检提升 6 倍以上，有效规避高空作业安全风险，大幅节约运维人力成本与停电检修损耗。”国网新疆信通公司通信检修中心副主任王鑫说。

下一步，国网新疆电力将继续深化北斗技术与电力业务深度融合，不断拓展北斗在电网状态感知、故障预判、应急抢险、数字化管控等场景的创新应用，以高精空间技术赋能新型电力系统建设，持续提升新疆大电网安全稳定运行和可靠供电能力。

来源：中国新闻网

https://www.cpn.cn/news/dianli/2023/202605/t20260521_1889341.html

全天候风光储发电经济性已超化石燃料

近日，国际可再生能源署（IRENA）发布报告《全天候可再生能源：可靠风光发电的经济性》指出，太阳能、风能与电池储能相结合，已具备可靠性，并且能以经济高效的方式提供全天候电力。

“全天候可再生电力供应如今在成本上已能与化石燃料竞争。”IRENA 总干事弗朗西斯科·拉·卡梅拉表示：“电池革命在降低成本的同时，加速了储能技术的进步。可再生能源的优势不仅体现在经济层面，更体现在战略层面，即能够在危机时期增强韧性、可靠性并强化能源安全。”

中国“光伏+储能”可靠电力成本领先

报告引入可靠平准化度电成本（以下简称“可靠成本”）作为评估基准，纳入了为实现特定可靠性目标所需的投入，包括储能、发电容量超配以及互补性可再生能源。影响可靠成本的关键因素包括地理资源条件、技术成本与可靠性目标，资源质量及当地天气模式是首要决定因素。

报告分析，从技术类型来看，受光伏、风能和电池储能系统成本下降的推动，可靠成本已迅速降低。数据显示，2010~2024 年间，光伏造价成本下降了 87%，降至 708 美元/千瓦；陆上风电造价成本下降了 55%，降至 1066 美元/千瓦。电池储能系统造价成本下降更为显著，从 2010 年的 2634 美元/千瓦时降至 2024 年的 197 美元/千瓦时，降幅达 93%。预计未来 5~10 年内，这 3 种技术的成本将进一步降低。

在风光资源优质区域，光伏配储能系统的可靠成本已从 2020 年的 100 美元/兆瓦时以上降至 2025 年的 54~82 美元/兆瓦时，全球新建燃气发电成本超 100 美元/兆瓦时。预计到 2030 年，可靠成本约下降 30%，到 2035 年降低约 40%，到 2035 年，性能最佳项目所在地的可靠成本将低于 50 美元/兆瓦时。

风电+储能系统同样展现出强大竞争力。国际可再生能源署估算，2025 年，风电+储能的可靠成本在中国内蒙古约为 59 美元/兆瓦时，在巴西、德国和澳大利亚则为 88~94 美元/兆瓦时，预计到 2030 年，这些市场的成本将降至约 49~75 美元/兆瓦时。

报告指出，从全球版图来看，中国在全球范围内定义了“光伏+储能”可靠成本的下限。国际可再生能源署对中国 2024 年投运的 252 个大型光伏项目的模拟显示，绝大多数项目能够以低于 100 美元/兆瓦时的成本提供可靠电力。在项目样本中，当可靠性目标为 90% 时，最低的可靠成本可低至 30 美元/兆瓦时；如果将可靠性目标提高到 99%，这一成本也仅上升至约 46 美元/兆瓦时。

全天候可再生电力战略价值凸显

联合国秘书长安东尼奥·古特雷斯在评论该报告时表示：“可再生电力正日益成为最实惠、最可靠且最安全的选项。”

报告提到，在优质资源区，风光储一体化已能以不高于甚至低于新建化石能源的成本提供全天候的可靠电力。输电网、储能、需求侧响应等层面如果具备充分的灵活性，同样可以支撑高比例可再生能源系统并网。项目级可靠性电力在 3 类场景中的作用更为突出：电网接入受限、用户需要连续供电或用户急需快速扩容而传统电源周期过长。风光储一体化系统从完成审批到投运通常只需 1~2 年，远快于燃气发电，还能利用现有并网点减少电网升级投资。

全天候可再生电力具有其他战略价值。近期地缘政治冲击剧烈的背景下，可再生电力尤其是全天候综合式的电力系统提供了一种不同的解决方案：这类系统因发电资源本地化，发电边际成本低，长期价格与全球大宗商品市场基本脱钩，并能够以可预测且不断下降的成本可靠、灵活地提供电力，可为任何大型电力用户提供抵御化石燃料价格波动的天然对冲。

随着发电技术日趋成熟、成本持续下降，如何发挥其潜力日益取决于支持性的政策与战略。通过市场设计和改革对突显灵活性与可靠供电能力的价值等措施将决定可再生能源发电成本下降能以多快速度加速可再生能源在全球范围的部署，并切实减少各国对化石燃料的依赖。

近日，国际可再生能源署（IRENA）发布报告《全天候可再生能源：可靠风光发电的经济性》指出，太阳能、风能与电池储能相结合，已具备可靠性，并且能以经济高效的方式提供全天候电力。

“全天候可再生电力供应如今在成本上已能与化石燃料竞争。” IRENA 总干事弗朗西斯科·拉·卡梅拉表示：“电池革命在降低成本的同时，加速了储能技术的进步。可再生能源的优势不仅体现在经济层面，更体现在战略层面，即能够在危机时期增强韧性、可靠性并强化能源安全。”

中国“光伏+储能”可靠电力成本领先

报告引入可靠平准化度电成本（以下简称“可靠成本”）作为评估基准，纳入了为实现特定可靠性目标所需的投入，包括储能、发电容量超配以及互补性可再生能源。影响可靠成本的关键因素包括地理资源条件、技术成本与可靠性目标，资源质量及当地天气模式是首要决定因素。

报告分析，从技术类型来看，受光伏、风能和电池储能系统成本下降的推动，可靠成本已迅速降低。数据显示，2010~2024 年间，光伏造价成本下降了 87%，降至 708 美元/千瓦；陆上风电造价成本下降了 55%，降至 1066 美元/千瓦。电池储能系统造价成本下降更为显著，从 2010 年的 2634 美元/千瓦时降至 2024 年的 197 美元/千瓦时，降幅达 93%。预计未来 5~10 年内，这 3 种技术的成本将进一步降低。

在风光资源优质区域，光伏配储能系统的可靠成本已从 2020 年的 100 美元/兆瓦时以上降至 2025 年的 54~82 美元/兆瓦时，全球新建燃气发电成本超 100 美元/兆瓦时。预计到 2030 年，可靠成本约下降 30%，到 2035 年降低约 40%，到 2035 年，性能最佳项目所在地的可靠成本将低于 50 美元/兆瓦时。

风电+储能系统同样展现出强大竞争力。国际可再生能源署估算，2025 年，风电+储能的可靠成本在中国内蒙古约为 59 美元/兆瓦时，在巴西、德国和澳大利亚则为 88~94 美元/兆瓦时，预计到 2030 年，这些市场的成本将降至约 49~75 美元/兆瓦时。

报告指出，从全球版图来看，中国在全球范围内定义了“光伏+储能”可靠成本的下限。国际可再生能源署对中国 2024 年投运的 252 个大型光伏项目的模拟显示，绝大多数项目能够以低于 100 美元/兆瓦时的成本提供可靠电力。在项目样本中，当可靠性目标为 90% 时，最低的可靠成本可低至 30 美元/兆瓦时；如果将可靠性目标提高到 99%，这一成本也仅上升至约 46 美元/兆瓦时。

全天候可再生电力战略价值凸显

联合国秘书长安东尼奥·古特雷斯在评论该报告时表示：“可再生电力正日益成为最实惠、最可靠且最安全的选项。”

报告提到，在优质资源区，风光储一体化已能以不高于甚至低于新建化石能源的成本提供全天候的可靠电力。输电网、储能、需求侧响应等层面如果具备充分的灵活性，同样可以支撑高比例可再生能源系统并网。项目级可靠性电力在 3 类场景中的作用更为突出：电网接入受限、用户需要连续供电或用户急需快速扩容而传统电源周期过长。风光储一体化系统从完成审批到投运通常只需 1~2 年，远快于燃气发电，还能利用现有并网点减少电网升级投资。

全天候可再生电力具有其他战略价值。近期地缘政治冲击剧烈的背景下，可再生电力尤其是全天候综合式的电力系统提供了一种不同的解决方案：这类系统因发电资源本地化，发电边际成本低，长期价格与全球大宗商品市场基本脱钩，并能够以可预测且不断下降的成本可靠、灵活地提供电力，可为任何大型电力用户提供抵御化石燃料价格波动的天然对冲。

随着发电技术日趋成熟、成本持续下降，如何发挥其潜力日益取决于支持性的政策与战略。通过市场设计和改革对突显灵活性与可靠供电能力的价值等措施将决定可再生能源发电成本下降能以多快速度加速可再生能源在全球范围的部署，并切实减少各国对化石燃料的依赖。

来源：中国电力报

https://www.cpn.com.cn/news/xny/202605/t20260519_1888741.html

我国高效光伏技术持续领跑全球

近日，光电效率世界纪录保持者隆基绿能宣布，其自主研发技术取得重大突破，晶硅电池与组件光电转换效率双双刷新世界纪录，经国际权威机构认证，电池效率达 28.13%，组件效率达 26.4%。这标志着我国高效光伏技术持续领跑全球。

此次突破的核心为隆基绿能自研 HIBC 杂化背接触太阳电池。经德国哈梅林太阳能研究所（ISFH）认证，该电池光电转换效率达到 28.13%，较今年 1 月创下的 28.04% 再度提升。基于该电池技术的组件，经美国洛基山国家实验室认证，效率突破至 26.4%，在原有 26% 的基础上再创新高。

据介绍，HIBC 电池集成多项技术优势，研发团队通过原位边缘钝化、激光晶化改性等关键工艺，在结构设计、材料与制程上实现系统优化，有效提升电池光学性能、界面钝化与电荷运输效率，为高效晶硅电池商业化应用奠定技术基础。

目前，该项技术已实现从实验室到量产的转化。今年 4 月，全球光伏权威媒体 TaiyangNews 发布量产效率榜单，隆基绿能 EcoLife 系列组件以 25% 的量产效率位居首位，形成研发与产业化闭环。该组件具备高效发电、可靠性高等特点，可满足多场景清洁能源应用需求。

业内表示，此次效率突破进一步缩小了与晶硅电池理论极限的差距，将推动光伏产品发电效率提升与成本下降。隆基绿能相关负责人表示，将持续推进技术创新与成果转化，加快高效光伏技术规模化应用，助力能源转型与绿色低碳发展。

来源：中国能源新闻网

https://www.cpn.cn/news/xny/202604/t20260428_1884343.html

新型能源体系加快建设 筑牢能源安全根基

习近平总书记强调，能源保障和安全事关国计民生，是须臾不可忽视的“国之大者”。当前，我国加快推进新型能源体系建设，加大清洁能源开发力度，提升清洁能源利用水平，能源安全韧性不断增强，为经济社会发展提供有力支撑。

今天的中国能源版图上，跃动着蓬勃的绿色动力。

在海上，153 米的风机叶片旋转一圈，发出 62 度电。一天时间里，全国所有风机发出的电，足够一座两千万人口的超大城市居民用上一个月，也可以支撑 238 万辆新能源汽车的制造。如今，全国每发出 10 度电，就有约 4 度来自可再生能源。

从 2012 年到 2021 年，不到十年，我国可再生能源装机量翻了 2 倍多，突破 10 亿千瓦，建成全球最大可再生能源体系；到 2023 年，我国可再生能源装机占全国电力总装机比重首次过半，历

史性超过火电。目前，全国可再生能源装机已近 24 亿千瓦，占全球可再生能源装机近一半，有力支撑我国能源自给率稳定保持在 80% 以上。在国际地缘政治风险持续发酵、全球能源供应受阻的当下，中国交出了一份韧性十足的绿色能源答卷。

能源安全事关经济社会发展全局。早在 2014 年，习近平总书记从国家发展和安全的战略高度，首次提出推动能源消费革命、能源供给革命、能源技术革命、能源体制革命和全方位加强国际合作的能源安全新战略。多年来，习近平总书记根据形势发展变化做出一系列重要论述，能源安全新战略的内涵与实践不断丰富发展，引领我国能源发展不断取得新突破、开创新局面。他指出加快构建清洁低碳安全高效的能源体系，是我国能源革命的主攻方向；要立足国情，坚持先立后破，加快规划建设新型能源体系，确保能源安全。不久前，在赴河北雄安新区考察时，他深刻指出，能源问题是发展中的战略问题。我们率先开发风电、光伏，走的路现在看是有前瞻性的，同时，煤电是我们能源的家底，是要发挥托底作用的。一定要坚持走清洁、低碳发展的路子。

国家发展改革委能源研究所所长 吕文斌：习近平总书记创造性提出能源安全新战略，深刻回答了新时代能源发展的重大理论和实践问题。正是这种立足当下、着眼长远的战略远见，让我国从容应对外部能源冲击，实现能源供给自主可控、稳定有序、韧性增强、底色更绿，彰显了习近平总书记关于能源发展判断的科学性、前瞻性和战略性。

开年以来，我国清洁能源基地加快建设。在西藏那曲，一座 100 兆瓦的光热电站进入施工关键期，15927 面大镜子刚刚全部安装完成，建成后，每年可发出清洁电能 2.6 亿度。今年，海上风电基地、沿海核电基地、“三北”风电光伏基地等“十五五”规划纲要布局的清洁能源基地落子成局。向高海拔攀登，光伏板扎根四千米以上的雪域高原；向深远海突破，大风车挺进近百公里的远海，清洁能源供给能力持续提升。

如今，昔日荒无人烟的沙漠、戈壁与荒滩，正在变身巨大的绿色发电场。随着风、光等新能源装机占比不断提升，如何进一步打通从发电端到用电端的堵点，确保新能源送得出、用得好？

今年，电力输送通道建设全面提速。眼下，藏粤直流工程正在加紧建设，这条全球海拔最高的特高压工程，仅需 9 毫秒，就可以将青藏高原的绿色电力，送到 2600 多公里以外的粤港澳大湾区。目前，我国特高压线路总长度突破 6 万公里，一条条“电力高速路”贯通山河，把河西走廊的风电、准噶尔盆地的太阳能、金沙江的水电，送往用电需求巨大的中东部地区。“十五五”时

期，我国电网投资将比“十四五”增长 40%左右，这张超级电网将极大支撑我国一年超过 10 万亿千瓦时的用电需求。

今年以来，我国加快储能项目建设。目前，全国核准、在建的抽水蓄能规模超 2 亿千瓦，稳居全球首位。新型储能技术实现从单点突破到多点开花，锂离子电池储能、压缩空气储能等多种新型储能技术处于全球领先地位，对促进新能源消纳发挥了重要作用。

我国还大力发展绿电直连，推动风、光等新能源就地就近高效利用。如今，数据中心 80%的用电需求，可以由绿电直供满足。

国家能源局新能源和可再生能源司司长 李创军：“十五五”时期，我国将加快建设新型能源体系，推动可再生能源扩量提质、可靠替代，持续提高可再生能源发电量占比，以可再生能源高质量发展，有力支撑能源安全供应和绿色低碳转型。

“十五五”规划纲要提出，要加力建设新型能源基础设施，到 2035 年，我国非化石能源供应规模将在现在的基础上翻一倍。持续增强的绿色能源供应能力，将为中国式现代化筑牢坚实能源根基。

来源：央视网

<https://mp.weixin.qq.com/s/CvGGnQojKN6OGdm53qsZYw>

全天候风光储发电经济性已超化石燃料

近日，国际可再生能源署（IRENA）发布报告《全天候可再生能源：可靠风光发电的经济性》指出，太阳能、风能与电池储能相结合，已具备可靠性，并且能以经济高效的方式提供全天候电力。

“全天候可再生电力供应如今在成本上已能与化石燃料竞争。” IRENA 总干事弗朗西斯科·拉·卡梅拉表示：“电池革命在降低成本的同时，加速了储能技术的进步。可再生能源的优势不仅体现在经济层面，更体现在战略层面，即能够在危机时期增强韧性、可靠性并强化能源安全。”

中国“光伏+储能”可靠电力成本领先

报告引入可靠平准化度电成本（以下简称“可靠成本”）作为评估基准，纳入了为实现特定可靠性目标所需的投入，包括储能、发电容量超配以及互补性可再生能源。影响可靠成本的关键因素包括地理资源条件、技术成本与可靠性目标，资源质量及当地天气模式是首要决定因素。

报告分析，从技术类型来看，受光伏、风能和电池储能系统成本下降的推动，可靠成本已迅速降低。数据显示，2010~2024 年间，光伏造价成本下降了 87%，降至 708 美元/千瓦；陆上风电造价成本下降了 55%，降至 1066 美元/千瓦。电池储能系统造价成本下降更为显著，从 2010 年的 2634 美元/千瓦时降至 2024 年的 197 美元/千瓦时，降幅达 93%。预计未来 5~10 年内，这 3 种技术的成本将进一步降低。

在风光资源优质区域，光伏配储能系统的可靠成本已从 2020 年的 100 美元/兆瓦时以上降至 2025 年的 54~82 美元/兆瓦时，全球新建燃气发电成本超 100 美元/兆瓦时。预计到 2030 年，可靠成本约下降 30%，到 2035 年降低约 40%，到 2035 年，性能最佳项目所在地的可靠成本将低于 50 美元/兆瓦时。

风电+储能系统同样展现出强大竞争力。国际可再生能源署估算，2025 年，风电+储能的可靠成本在中国内蒙古约为 59 美元/兆瓦时，在巴西、德国和澳大利亚则为 88~94 美元/兆瓦时，预计到 2030 年，这些市场的成本将降至约 49~75 美元/兆瓦时。

报告指出，从全球版图来看，中国在全球范围内定义了“光伏+储能”可靠成本的下限。国际可再生能源署对中国 2024 年投运的 252 个大型光伏项目的模拟显示，绝大多数项目能够以低于 100 美元/兆瓦时的成本提供可靠电力。在项目样本中，当可靠性目标为 90% 时，最低的可靠成本可低至 30 美元/兆瓦时；如果将可靠性目标提高到 99%，这一成本也仅上升至约 46 美元/兆瓦时。

全天候可再生电力战略价值凸显

联合国秘书长安东尼奥·古特雷斯在评论该报告时表示：“可再生电力正日益成为最实惠、最可靠且最安全的选项。”

报告提到，在优质资源区，风光储一体化已能以不高于甚至低于新建化石能源的成本提供全天候的可靠电力。输电网、储能、需求侧响应等层面如果具备充分的灵活性，同样可以支撑高比例可再生能源系统并网。项目级可靠性电力在 3 类场景中的作用更为突出：电网接入受限、用户

需要连续供电或用户急需快速扩容而传统电源周期过长。风光储一体化系统从完成审批到投运通常只需 1~2 年，远快于燃气发电，还能利用现有并网点减少电网升级投资。

全天候可再生电力具有其他战略价值。近期地缘政治冲击剧烈的背景下，可再生电力尤其是全天候综合式的电力系统提供了一种不同的解决方案：这类系统因发电资源本地化，发电边际成本低，长期价格与全球大宗商品市场基本脱钩，并能够以可预测且不断下降的成本可靠、灵活地提供电力，可为任何大型电力用户提供抵御化石燃料价格波动的天然对冲。

随着发电技术日趋成熟、成本持续下降，如何发挥其潜力日益取决于支持性的政策与战略。通过市场设计和改革对突显灵活性与可靠供电能力的价值等措施将决定可再生能源发电成本下降能以多快速度加速可再生能源在全球范围的部署，并切实减少各国对化石燃料的依赖。

来源：中国电力报

https://www.cpn.cn/news/xny/202605/t20260519_1888741.html

新型电力系统经济解释：电力系统供需特性突变

随着新型电力系统建设进入加速期，系统安全稳定运行面临前所未有的复杂挑战。在“双碳”目标指引下，风电、光伏装机规模持续扩张，以当前储能技术成本发展阶段，尚难实现大规模、长周期的供需平抑，对火电、水电等传统电源作为“压舱石+调节器”的依赖性仍将持续。这一背景推动电力系统供需特性发生根本性变革，从传统“单向可控”的相对稳态模式，转向“强波动、易错配、多尺度耦合”的动态平衡模式，对系统安全稳定运行和资源优化配置提出了更高要求。

01 传统电力系统供需特性：稳态均衡的底层逻辑

传统电力系统的供需平衡逻辑简单，“可控平稳”是关键词。电源类型构成以火电为绝对主力，水电、核电作为辅助电源补充，新能源占比低，负荷侧以常态化的工业、居民及商业为主，供需整体呈现较为明显的稳态特征，主要体现在以下三个方面：

供需波动平缓：负荷侧呈现“昼高夜低”的刚性规律，工业用电常态是持续稳定生产负荷，居民、商业用电时段相对固定，峰谷变化平缓，日波动幅度相对有限；电源侧出力连续，火电、水电等传统电源变化斜率可控。

供需关系稳定：全年供需格局相对均衡，季节性错配不显著，仅在极端负荷时段（如夏季高温、冬季寒潮）出现阶段性供需偏紧，通过常规机组备用即可有效化解，火电可精准匹配负荷变化，水电调度在时间和规模双维度均灵活可控，可实现跨时段调节，供需曲线基本同频。

调节需求单一：系统以“源随荷动”为核心逻辑，系统惯量满足运行要求，调峰调频等需求单次规模小、触发频次低，且传统电源调度模式成熟，无需复杂的多主体协同机制。这种稳态模式有效支撑电力系统长期安全稳定运行。

02 新型电力系统供需特性：三重变革的核心表现

随着高比例新能源并网，新型电力系统的供需核心特性被彻底重塑，在供给、需求、供需匹配三重方面，层层递进地呈现出与传统电力系统的运行模式截然不同的特征，在短、中、长多时间尺度同步显现。

1 供给侧：从“可控连续”到“强波动、强不确定”

新能源出力具有显著的“靠天吃饭”属性，风电受风速、风向影响，光伏受光照、云层干扰。二者均呈现间歇性、波动性特征，主要表现为以下三个方面：

日内波动剧烈。光伏出力呈现“午间高峰、早晚低谷”形态，晚高峰时段出力趋近于零，与负荷高峰形成鲜明错配；风电虽然具备一定随机性，但普遍来看存在“凌晨高、午后低”的反调峰特性，单个场站小时级最大出力波动可达装机容量的 15%-25%，2 小时波动最高达 40%以上；秒/分钟级波动会更加剧烈，需要通过储能与快速调节资源平抑。

季节性错配突出。我国风光资源综合丰沛期集中在 3-5 月，而用电高峰集中在 7-8 月夏季负荷期与冬季供暖期，形成“风光大发时需求不足、需求高峰时风光低出力”的季节性剪刀差。

出力预测存在偏差。尽管新能源功率预测技术持续进步，但极端天气（如台风、寒潮、沙尘）仍会导致预测失准，进一步放大供给侧不确定性，随着新能源存量占比提升，整体波动趋势，尤其是峰值波动，对电力系统造成的影响继续扩大。

2 需求侧：从“刚性平稳”到“弹性增强、新型负荷涌现”

需求侧变化与供给侧波动形成叠加效应，进一步加剧供需错配。负荷侧的不确定性主要体现在峰谷波动扩大、冲击性负荷增多、用户类型扩充，考虑空间维度还需注意线路阻塞动态变化，分区实时供需缺口。

负荷弹性面临级提升空间：随着需求侧响应机制完善，工业负荷、居民负荷可通过分时用电、移峰填谷参与系统调节，但当前需求响应能力仅达最大负荷的 3% 左右，远低于欧洲国家 10% 的水平，弹性释放尚不充分。

新型负荷快速增长：负荷侧电力电子设备规模和种类均迅速扩张，呈现“时段集中、功率密集”特征，叠加新能源出力谷时段，进一步推高相对负荷峰值。

极端天气驱动负荷骤增：寒潮、高温等极端天气会引发供暖负荷、制冷负荷短时间飙升，如遇冬季寒潮叠加光伏出力骤降，调峰缺口大幅扩大，会进一步加剧供需失衡风险。

3 供需匹配：从“同步均衡”到“时空错配、双峰驱动”

新能源出力与负荷需求的时空错配，是新型电力系统的核心矛盾。新型电力系统从计划性期平衡，向随机性动态平衡转变，意味着其必须在随机波动的负荷需求与同样随机波动的电源出力之间实现有功功率和无功功率的实时平衡，难度呈指数级增加。

日内错配常态化：午间光伏大发时系统面临“窝电”压力，晚高峰则因光伏出力骤降、风电不足，需大量传统电源补位，形成“午间过剩、晚峰紧缺”的日内双峰矛盾。

日间时段性失衡+突发性扰动：虽然新能源出力和负荷峰谷形成典型时段错配，但仍有突发情况导致上述规律失效，导致预测偏差。突发性极端天气会显著放大失衡，导致系统调节性资源紧张，调节成本大幅上升，成为日间安全平衡与成本管控的主要风险点。青海省 2026 年 3 月中下旬出现强降温天气，负荷需求逆势高增。

季节性错配加剧：春季风光大发时段供需失衡呈现“供大于求”，夏季、冬季用电高峰时段则转为“供小于求”，且这种季节性错配随新能源占比提升愈发尖锐。

多时间尺度耦合：超短周期（分钟级）新能源功率突变、短周期（小时级）负荷波动、中周期（日级）调峰需求、长周期（季节/年度）供需失衡相互交织，形成复杂的多尺度耦合平衡难题。

随机选取山东省连续四年同一日期，对比其新能源出力和负荷曲线，波动趋势的方向和幅度均大不相同，且供给和需求的匹配度较低。

系统调节能力不足加剧时段性缺口。

功率实时平衡需要系统具备速度快、容量大的调节能力，是当下亟需解决的显性痛点。新能源出力陡升陡降的特点，对快速爬坡提出更高的要求，而传统水火电机组受升降负荷速率限制，叠加部分时段环保限产管控，即便备用容量充裕，也会面临快速调节能力不足导致的特定时段电力供给不足的情况。

新能源机组基本不具备电压支撑能力，系统惯量下降不容忽视的潜在风险。新能源机组难以提供无功支撑的同时，负荷侧新型柔性负荷和电力电子设备增多，双向消耗导致系统动态无功储备下降、电压稳定管控难度上升。无功动态平衡的核心难点在于地域限制较强，远距离支撑能力弱，需要区域性的实现实时动态无功支撑平衡。

03 总结：电价高频剧烈波动是供需关系信号的放大器

供需波动驱动电价的高频剧烈波动。从经济学视角观察，在电力系统中，尽管燃料、运维等成本要素保持相对稳定，但供需关系的剧烈重构，仍会直接或间接地驱动电价呈现大幅跳动。新型电力系统中，新能源出力的间歇性特征，导致供需缺口在小时级、分钟级乃至秒级的快速切换，由于传统电源调节能力存在物理边界，电力资源的稀缺程度在短、中、长期呈现显著分化。这意味着电价无需依赖成本变动，即可随供需错配的动态变化呈现高频波动，这是新型电力系统市场运行的核心特征之一。

来源：兰木达电力现货

<https://news.bjx.com.cn/html/20260519/1496321.shtml>

人工智能与能源双向赋能有了路线图！鼓励算力设施发展绿电直连 参与电力市场交易

当飞速增长的算力需求遇上深刻变革的能源系统，推动人工智能与能源从“单向支撑”走向“深度融合”，便成为培育新质生产力、建设能源强国的必答题。近日，国家能源局联合国家发展改革委、工业和信息化部、国家数据局编制了《关于促进人工智能与能源双向赋能的行动方

案》（国能发科技〔2026〕34 号，以下简称《行动方案》），为这场“双向奔赴”勾勒出清晰的路线图。

《行动方案》围绕人工智能与能源双向赋能的主线，统筹布局了 10 方面内容，细化分解为 29 项重点任务，并明确了分阶段目标：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，能源高质量数据集共建共享长效管理机制初步建立。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，双向赋能取得明显成效。

“以能赋智”：筑牢绿色算力底座

人工智能规模化发展，离不开稳定、绿色、经济的能源保障。

《行动方案》围绕算力设施“接得上、供得稳、用得绿”，从保障算力设施安全可靠的能源供给、推动算力设施绿色低碳转型、促进算力电力高效经济协同三个维度，系统构建支撑人工智能创新发展的能源保障体系。

在规划源头上统筹布局。《行动方案》提出，统筹大型新能源基地与国家算力枢纽规划布局，推动算力设施、互联网骨干直联点在新能源富集地区有序合理汇集，促进新能源就近就地消纳；结合地区能源、水资源等承载力，探索百万千瓦级人工智能算力设施与配套能源系统协同建设，选择具备条件的地区开展试点，推动算电协同一体化发展。

在供给质量上精益求精。《行动方案》明确，开展供电质量提升专项行动，构建政府、电网、用户三方协同治理体系，引导算力设施合理配置供电可靠性和电能质量提升装置，确保算力设施电能质量；扎实推进算力设施绿电消费占比统计以及碳排放核算工作，加强绿电直连政策指引，持续提升算力设施能效碳效，构建绿电供给、高效用能、碳排放管控协同的全链条绿色低碳发展体系。

在互动机制上挖掘潜力。《行动方案》指出，充分发挥算电协同规模效应，挖掘算力设施灵活调节潜力，推动建立算力与电力互动机制，以电力市场价格信号引导算力设施优化能量管理和跨网跨区等多形式算力调度，提升算力设施经济效益；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，提升绿电消费比例与供应稳定性，构建算力设施经济高效绿色供能体系。

“以智强能”：创新驱动智慧转型

能源既是人工智能发展的保障底座，也为人工智能技术价值释放提供了丰厚土壤。当前，我国新能源占比快速提升，对电网安全稳定运行提出了更高要求，亟需发挥人工智能在新能源功率预测、电网智能调度、设备状态监测与故障预警等方面的技术优势，全面支撑新型能源系统建设。

在开放能源领域人工智能高价值应用场景方面，《行动方案》强调，以场景需求牵引人工智能技术创新，加速人工智能技术与能源产供储销全链条深度融合和规模化发展，形成技术创新与产业应用的良性循环。《行动方案》梳理了清洁能源供给、电网安全运行、煤炭智能开发、油气高效勘探、能源新业态等五个维度的高价值场景，为人工智能技术在能源领域落地提供了明确的实践指引。

在挖掘数据价值方面，《行动方案》明确，以业务场景为牵引，加速推进能源核心场景高质量数据集建设；制定能源行业数据分类分级标准规范，加强能源关键信息基础设施与数据保护。

在强化模型创新方面，《行动方案》提出，推动人工智能自主可控软硬件在能源领域深度应用，加快自主智算芯片与国产深度学习框架的适配优化，推动多框架协同运行，推动能源领域大模型高效迁移技术在典型场景中的应用。

“双向奔赴”：构建协同发展新格局

察势者智，驭势者赢。人工智能与能源的双向赋能，正加快形成创新驱动、深度融合、安全高效的发展新格局。

《行动方案》从标准体系、安全治理、国际合作、人才培养等多个维度，构筑协同发展的良性生态：开展“人工智能+”能源标准化提升行动，加强“人工智能+”能源标准化顶层设计，建立健全人工智能与能源双向赋能标准体系；探索建立“人工智能+”能源安全治理体系，开展人工智能安全治理顶层设计，探索建立能源领域人工智能研发与应用基本安全原则；促进多元融合国际交流合作；构建复合人才培养体系。

在政策保障方面，《行动方案》提出，鼓励企业联合科研机构、高校、社会服务机构等单位构建产学研用创新联合体，开展攻关协作和资源共享，促进创新链和产业链深度融合；加速人工智能技术成果产业化，推动能源领域人工智能应用相关技术装备优先纳入能源领域首台（套）重大技术装备支持范围，营造允许试错、宽容失败的能源领域人工智能应用创新环境。

据悉，下一步，国家能源局将推动建立部门、地方、企业协调推进工作机制，做好人工智能与能源双向赋能工作各项要素保障，切实发挥企业创新主体作用，统筹推进人工智能与能源融合发展。

来源：中国能源新闻

<https://news.bjx.com.cn/html/20260509/1494985.shtml>

《能源科技简讯》2026 年第 05 期是科技情报研究所编发的第 641 期能源科技情报研究材料，不妥或疏漏之处，敬请领导和同事批评指正，您的宝贵意见将是我们不断提升、不断推陈出新的动力。联系人：苏长乐 电话：010-80732249 邮箱：Suchangle@cdt-kxjs.com