



中国大唐集团科学技术研究总院
China Datang Corporation Science and Technology General Research Institute

能源科技简讯

Energy Technology Bulletin

2026 年 第 03 期（总第 639 期） 20260331

• 科技情报研究所 •

目 次

行业动态

未来五年 新兴支柱产业和未来产业成为新动能.....	1
功率型储能升温，顷刻能源领跑调频赛道！.....	2
新型电力系统下，主配微协同发展路在何方？.....	5
山西能源转型：碳路，探路.....	10
“双碳”引领增强绿色发展动能.....	15
“沙戈荒”变身“绿电基地” 能源转型加速推进.....	18
我国建成全球最大的可再生能源体系.....	19
AI 调度机器人“上岗”，电网调度迎来“智能管家”.....	20
首台国产大型变速抽蓄机组安装进行时.....	22
我国电力发展与改革报告（2026）.....	23

行业动态

未来五年 新兴支柱产业和未来产业成为新动能

3 月 13 日，“十五五”规划纲要正式发布。“十五五”规划纲要将“建设现代化产业体系巩固壮大实体经济根基”独立设为第二篇，与“十四五”规划纲要中“加快发展现代产业体系”相比，在定位、方向、布局、目标、机制上实现系统性升级，为未来五年产业发展提供了清晰路径。

首先来看新提法。在“十五五”规划纲要中，明确提出坚持“智能化、绿色化、融合化方向”，相较于“十四五”规划纲要中的“高端化、智能化、绿色化”，此次新增的“融合化”，标志着产业发展将加速向全领域系统融合升级。此外，在提及制造业比重时，部署也从“十四五”时的“保持制造业比重基本稳定”，变为“保持制造业合理比重。”

国家发展改革委国家信息中心研究员 魏琪嘉：现代化产业体系，它是一项系统工程。“融合化”就是服务业和我们的制造业，包括一产、二产、三产整体的融合。“十五五”规划纲要当中对现代化产业体系的相关部署，充分体现了我们以实体经济为重点，因为我们只有有了实体经济为重要支撑的产业体系，我们整个经济体系的抗风险能力，才能够进一步提升。

规划纲要中，将“优化提升传统产业”列为四大任务之首，明确提出要巩固提升我国在全球产业分工中的地位和竞争力。并聚焦具体行业作出针对性部署，包括推动钢铁、石化、船舶等产业结构调整，巩固提升建筑业竞争力，持续增强稀土、稀有金属、超硬材料等竞争优势等。

国家发展改革委国家信息中心研究员 魏琪嘉：产业转型升级是离不开技术的这种创新。关于传统产业，规划纲要当中提出了强化标准的引领，强化绿色环保技术的赋能，这些新的提法和新的动向，能够促进更多的技术，在产业当中实现迭代升级。传统产业的改造提升为战略性新兴产业、未来产业的发展，其实是打下了坚实的基础，提供了一个更好的场景。

新兴支柱产业和未来产业成为新动能

“十五五”规划纲要提出，要培育壮大新兴产业和未来产业。

具体有哪些部署，又有哪些新要求，我们一起来看。

“十五五”规划纲要中，战略性新兴产业新增了智能网联新能源汽车、机器人等产业，并提出要因地制宜建设各具特色、优势互补的战略性新兴产业集群。专家表示，这意味着新兴产业已经从单点突破，向规模化发展迈进。

国家发展改革委国家信息中心研究员 魏琪嘉：新兴产业是我们“十五五”时期要加力提质扩容的一个重要方向。这种集群的打造，就是规模效应的一个体现。在原有的这种基础上，进一步提升新兴产业的国际竞争力。特别是这里面提到了新的场景和新的商业模式等等，那么这一些也是推动我们战略性新兴产业，进一步朝着高质量的方向迈进。

而在未来产业方面，“十五五”规划纲要提出要“前瞻布局”，并率先明确了量子科技、生物制造、氢能和核聚变能、脑机接口、具身智能、第六代移动通信等六大产业方向。同时，不仅是强化技术布局，还强调了要构建未来产业全链条培育体系。

国家发展改革委国家信息中心研究员 魏琪嘉：这个“前瞻布局”，其实就体现了一个敏锐性。规划纲要当中提出关于未来产业的识别和监测（动态调整），哪一个赛道、哪一个领域能够孕育或涌现出更多的未来技术，要把它尽早识别。我们从规划纲要当中的具体表述，比如说这里提到的未来产业的先导区，以及未来产业研究院等等，其实也是在工作方法论的层面，为我们发展未来产业提供了一个重要的方向。

来源：国家信息中心

https://www.ndrc.gov.cn/wsdwhfz/202603/t20260324_1404328.html

功率型储能升温，顷刻能源领跑调频赛道！

随着新能源大规模并网加速推进，源网侧调频压力持续加大，市场对高性能功率储能设备形成刚性需求。当前，业内仍普遍采用传统能量型储能产品，但这类产品却难以适配调频市场严苛工况，更无法为电网提供稳定可靠的支撑保障。

究其核心，在于高倍率功率型电芯的供给稀缺，行业亟需更贴合实际应用的定制化功率型储能解决方案。

调频蓝海再现，“功率型储能+”迎破局

随着新能源渗透率持续攀升，电网调频指令呈现“高频次、高幅值、快变化”的“三高”特性，传统火电机组的调节能力愈发难以应对。

早期火储联合调频项目多采用单一储能方案，但传统锂电池难以适配调频场景下高强度、满功率、频繁充放的严酷工况，飞轮储能、超级电容器等功率型储能技术，虽契合调频需求，却也存在能量密度低、持续放电时间短、单位能量投资成本远高于锂电池的明显短板。

单一储能方案已无法满足调频场景的综合需求，混合储能技术应用顺势而起。例如由飞轮或超级电容承接最高频、最瞬时的功率响应，快速吸收电网剧烈波动；再由功率型锂电池，提供分钟级持续功率支撑。这种技术互补的协同设计，使得系统不仅满足“毫秒级响应+分钟级持续”的调频需求，更能以优异性能获取更高调频收益，从而缩短项目投资回收期。

在这一波技术变革中，陕煤集团体系内唯一的锂电池制造核心企业——顷刻能源，凭借精准的战略定位与深厚的技术积累迅速崛起。公司敏锐捕捉到电力储能的市场机遇，依托集团旗下电厂、煤矿等丰富的能源应用场景，实现混合调频技术的快速验证与迭代。

目前，顷刻能源在实际项目中落地了“锂电+超容”“锂电+飞轮”“锂电+钠电”“锂电+钛酸锂”四种混合储能技术方案。其中，某火电厂调频项目采用了顷刻能源“锂电+超级电容”储能解决方案，装机规模 20MW，理想情况下可将火电机组调频性能提升 60%，截至 2025 年底，该项目在调频辅助服务市场平均收益较配储前增长超 90%。

项目的优异表现，也令顷刻能源获得了更多项目合作。在 2025 年，公司在陕西调频市场占有率超 60%。截至 2026 年发稿时，顷刻能源 1-2P 调频电池出货量已达 150MWh，作为总包方及设备供应商参与建设火储调频项目 6 个，尤为值得注意的是，顷刻能源参与的项目全面涵盖纯锂电、和“锂电+”混合调频技术路线，并成为国内少有的技术路线覆盖最全的设备供应商。而企业预估，2026 年其 1P 及以上调频专用电芯及系统出货量将超过 200MWh，成为细分场景成长最快的企业，同时巩固了其调频市场龙头地位。

技术铸壁垒，高功率电芯匹配调频场景刚需

如果说能量型储能系统是电网的“移动电源”，那么功率型储能系统就是电网的“强心剂”，而电芯无疑是这支“强心剂”的核心。功率型储能的竞争，归根结底是电芯技术的比拼。



调频场景对储能系统性能有着严苛要求。如火储调频场景要求储能系统具备至少 1P 的持续充放电能力、毫秒级响应速度，同时也要求超长循环寿命，以保障项目长期经济可行性。而独立储能调频还需兼顾大容量、高效能与多场景适配性。而面对这些要求，目前主流的 0.5C 能量型储能电芯几乎难以实现，因此开发专用功率型电芯，成为入局调频赛道且保持优势地位的必要前提。

顷刻能源向北极星储能网表示，开发高性能功率型电芯，需直面两大痛点：一是电芯在高倍率下以大电流充放电易导致内部温升过高，并引发热失控；二是高功率充放电通常还会伴随电芯加速老化，影响使用寿命。顷刻能源瞄准行业痛点，在热失控方面，企业首先从材料和电化体系出发，抑制高倍率下的析锂和温升，并且通过自研全极耳叠片技术，提高极片一致性，降低极化效应；同时优化极耳设计，也提升了过流能力；针对使用寿命，产品结合系统层级的热管理设计，确保电芯在最佳温度区间运行，并延缓老化和能量衰减。得益于这些系统性技术创新，顷刻能源成功推出行业首款支持 2P 放电倍率的 314Ah 大容量功率型电芯，该电芯循环寿命达 8000 次，契合功率型应用需求，树立行业新标杆。

基于这款调频专用电芯，顷刻能源还推出了业内首个支持 1P 持续充放电的单舱 5MWh 储能系统。该系统支持集中式与组串式两种集成方式，可匹配业主定制化需求；系统能效达 94% 以上，配套带自然冷却功能的液冷机组，有效降低能耗与运维成本；此外，“PACK 级探测+喷洒的全氟己酮系统+水消防系统”多层次安全防护体系与三级熔断机制，可全方位保障运行安全。

不仅仅是火储调频，顷刻能源的储能产品基于“全温域-高倍率”核心技术，还打开了更广阔的应用场景，包括在独立储能电站帮助解决新能源消纳和电网调峰压力，同时也可应用于零碳园区、光储充一体化等工商业储能场景，实现峰谷套利、需量管理、应急备电。

3 月 5 日，“算电协同”正式被纳入政府工作报告，也让兼具高功率性能与场景适配力的储能技术，具备了更广阔的价值。而顷刻能源其实也早已开展了 AIDC 备电领域布局，打造了支持 10C 瞬时放电的电芯，推动 UPS 系统提升能量密度、降低成本，同时解决了 AIDC 环境下的安全与温升难题。目前相关产品出货量与复购率表现亮眼，并成功出海切入北美等地区核心供应链。

从设备供应商向综合解决方案提供商，顷刻能源的转型与突破，有望为能源转型和算电协同的规模化落地提供务实可行的技术支撑。

来源: 北极星储能网

<https://news.bjx.com.cn/html/20260331/1489987.shtml>

新型电力系统下，主配微协同发展路在何方？

2025 年底，国家发展改革委、国家能源局联合印发了《关于促进电网高质量发展的指导意见》，明确提出要加快建设主配微协同的新型电网平台。当前，新能源高比例接入、负荷波动加剧、源网荷储多向互动等新形势，对传统电网的网架结构和运行管理模式提出了巨大挑战。“十五五”时期是实现碳达峰目标的决胜阶段，也是新型电力系统加速转型的关键窗口期。推动主配微协同，不仅是物理架构的升级，更是保障系统安全、提升运行效率、催生业态创新的重要路径，将为能源强国战略实施筑牢坚实根基。

主配微协同发展的重要意义

当前，新型电力系统建设已进入攻坚期，电网正加速从单一输电载体向多元价值载体演进，传统源随荷动的电网架构和运行模式已难以为继。主配微协同不仅是物理层面的网架连通与互济，更是实现电力资源优化配置、提高系统运行弹性与催生新业态新场景的重要抓手。

打造新型电力系统资源配置枢纽

随着分布式发电、新型储能、电动汽车等分布式资源广泛接入，电力“产消者”大量涌现，推动电力潮流从单向变为双向甚至多向流动，源荷边界日益模糊，电力系统形态正发生深刻变革。这种变化对系统供需平衡和安全稳定都提出了更高的要求，仅依靠传统自上而下、统一调度的平衡管理模式难以适应电力潮流的剧烈变化和频繁反转的形势要求。打造主配微协同的新型电网平台，是发挥各层级电网平衡作用的关键。其中，主干电网承担着跨区域、大容量电力输送与系统

安全稳定的支撑功能；配电网发挥着承上启下和就近平衡的载体功能；微电网则是自主运行与快速响应的最小自治单元。三者依托各自的功能定位，以及多层级电网间实时数据交互、灵活柔性调度与智能协同控制，将成为新能源规模化发展和灵活性资源高效配置的重要保障。

为新质生产力发展奠定坚实基础

随着 5G、物联网、人工智能等数智化技术与各层级电网融合程度不断加深，电网对末端资源的感知能力和管控能力将不断提升。电网正从传统电力传输网络升级为集能量流、数据流、价值流等多流交互于一体的复合型基础设施体系。配电网与微电网作为衔接分布式光伏、新型储能及柔性负荷的终端枢纽，其感知精度与调控速度，直接决定了分布式资源协同参与电力系统灵活互动和自我平衡的实际效能。国家发展改革委、国家能源局在《关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》中明确提出，到 2030 年全国虚拟电厂调节能力将达到 5000 万千瓦以上。这一目标必须依托坚强主网、智能配网与灵活微网的协同发展，才能支撑起虚拟电厂等新业态的快速发展与广泛应用。

提升电力系统运行效益和效率

在“双碳”目标驱动下，我国新能源发电装机规模呈高速增长态势。截至 2025 年底，我国风电、光伏发电装机容量达到 18.4 亿千瓦，“十四五”期间风光成为新增电源装机的绝对主体，年均增速达 28%。受新能源出力间歇性、波动性、随机性特征影响，电力系统灵活调节资源需求刚性增长，跨省跨区电力资源优化配置难度与频次也随之显著增加。在此背景下，电力系统的平衡成本、容量备用成本将持续上涨。面对系统成本上升的现实压力，构建主配微协同的新型电网平台具有重要价值和战略意义，一方面，其能够为规模化增长的新能源装机提供多元消纳渠道，有效破解新能源集中并网带来的区域消纳瓶颈与电压稳定问题；另一方面，依托“分层分区、就地平衡”的精细化运行模式，可将分散的调节能力转化为系统可调度的柔性资源。通过不同层级电网间功率平衡与协同运行，有利于优化电力资源的时空配置路径，延缓输变电工程投资改造进程，降低电网运营成本，从而实现电力系统运行效率提升、经济效益优化与安全性增强协同目标。

筑牢电力系统安全基石

长期以来，传统电网安全以主干电网为核心，而在高比例新能源接入和极端天气频发的双重冲击下，系统脆弱性日益凸显，局部扰动极易引发系统的连锁反应。过去十年中，全球约 70% 的大规模停电事故都与新能源占比大幅提升及电力电子设备广泛应用有关，如 2025 年 4 月发生的西

班牙、葡萄牙大停电事故。而科学合理的电网架构是电力系统安全稳定的基础，主配微多级电网协同建设和运行有利于重构安全边界，形成立体化、分布式的电网安全防护体系。微电网在极端情况下可孤岛运行守住安全底线；配电网通过自愈功能切断故障传导；主干电网则聚焦广域资源的互补互济。通过多层级电网间的动态互补互济，将显著提升系统韧性与抗扰动能力，这是新形势下保障能源安全的必然选择。

多维错配制约主配微协同发展

随着源网荷储各环节互动持续深化，传统基于确定性控制逻辑建立的电力规划、调度运行及市场治理体系，已不适应新型电网形态发展需要，制约了系统各类要素潜能的有效释放。

一是长周期规划难以适配新业态短周期随机发展。电网规划遵循“五年规划、适度超前”的静态逻辑，决策链条长、沉没成本高。但新业态的发展则完全不同，分布式电源、电动汽车、虚拟电厂等呈现出短周期、爆发式的指数级增长特征。2022~2024 年间，江苏、广东的分布式光伏装机翻了约三倍，这种速度远超电网规划的静态边界，导致电网建设陷入“计划赶不上变化”的被动局面。此外，重输轻配现象仍然存在。主干电网依托全光纤通信，已基本实现广域可观可控。但配电网的自动化水平严重滞后，部分地区馈线自动化覆盖率不足 50%。对于调度而言，存在显著的监测盲区与控制短板，运行状态近乎“黑箱”。面对分布式资源大规模接入带来的反向潮流、电压越限等挑战，传统辐射状配电网的承载力明显不足，规划建设与实际运行需求之间的结构性错配被进一步放大。

二是集中调控模式难以适配海量主体离散波动特性。传统电网基于源随荷动原则，构建了以常规电源为主要调控对象的五级垂直调度体系，其核心职责聚焦电力安全稳定运行。随着新型电力系统快速发展，调度范围已延伸至分布式光伏、可调节负荷、新型储能、电动汽车、虚拟电厂等多元分散主体。以山东为例，其分布式光伏装机位居全国首位，截至 2025 年底装机规模突破 6000 万千瓦，虚拟电厂聚合调控能力超 600 万千瓦，分布式资源的规模和数量均不断增加。传统集中式调度模式在模型精度、通信容量、隐私保护、计算复杂度等方面均存在局限，难以满足海量分布式资源参与高频、秒级实时互动与精准控制的需求。

三是价格传导机制难以体现分布式资源时空价值。当前，分布式资源已具备参与系统调节、延缓电网投资等多重功能，但现有的市场价格体系无法有效释放新业态的多维价值。一方面，价格传导机制的时空颗粒度较粗，难以精准反映不同区域、不同时段的需求紧张程度与调节稀缺

性。在时间维度，批发侧现货市场虽然能够实时反映主干电网的供需情况，但零售侧海量中小用户执行的仍是相对固定的分时电价。批发与零售的脱节，使得分布式资源无法依据价格信号及时感知系统运行状态，也就无法响应系统调节需要。在空间维度，配电网层面缺乏分区、分层的精细化定价机制。无论是在负荷高度密集的城市中心，还是在潮流反送频繁的偏远台区，用户往往执行同一套价格标准，无法体现分布式资源在局部电网中的实际调节价值。另一方面，现行价格体系的价值维度单一。虚拟电厂、车网互动等新业态不仅能为系统提供电能量支撑，还具有容量备用和绿色低碳价值。但目前结算体系仍以单一电量交易为主，缺乏成熟的容量补偿机制和绿色环境市场。多元价值激励机制的缺失，使得新业态难以形成稳定、可预期的商业回报，更制约了社会资本参与主配微协同与创新的内生动力。

四是风险管理机制难以应对多维耦合风险叠加。当前，电力系统的风险形态正从单一的物理故障演变为物理安全与信息安全深度交织的复杂形态。随着海量分布式电源与新型负荷的接入，在提升系统灵活性的同时，也使得风险源高度分散、系统抗扰动能力下降。故障传导路径已由传统的单向辐射，演变为双向互动、跨层级传递的复杂模式。局部故障极易通过电气连接转变为跨电压等级、跨时间尺度的连锁反应。此外，电力系统数智化升级带来的数据安全风险正在重构电网安全边界。随着人工智能、大数据、云计算等数智技术在源网荷储各环节广泛应用，电力系统已成为典型的物理信息融合系统。海量智能终端的接入以及频繁的数据交互，增加了网络攻击面与数据泄露风险。通过网络入侵伪造数据、篡改指令，将直接引发物理设备的异常动作，从而破坏系统安全稳定。

深化主配微协同的路径思考

革新治理架构，强化协同联动

主配微协同发展需要建立覆盖源网荷储全环节、贯通规划建设运行全过程的一体化管理架构。一是建立适应主配微协同的电网规划体系。将分布式资源接入容量、调节能力、响应速度等纳入规划发展考量，统筹主干电网输送能力、配电网承载能力和微电网灵活自治的协同目标，推动各层级电网规划精准衔接。同时，建立规划周期性滚动修订与调整机制，根据分布式资源增长态势进行动态研判，确保电网建设与新业态发展节奏同频。二是优化调度运行管理体系，建立主配微多级协同控制的调度模式，以分层分区平衡来优化电力资源配置，适应新能源与新业态规模大、分布散、不确定性强的特点。明确各级调度的权责界面与交互规则，实现信息流与能量流的高效传递。三是健全跨层级协同的应急响应机制。明确分布式资源在保障系统安全中的主体责

任，将其纳入电力安全管理体系。通过理顺主配微在紧急状态下的协同流程与责任，形成全网一盘棋的联动响应能力。

完善市场体系，激发多元价值

推动构建统一开放、竞争有序的市场环境，确保各类新型主体公平进入市场，并通过其对系统的多元价值获得合理回报。一是科学设置市场准入门槛，推动多元主体公平参与交易。支持虚拟电厂、新型储能等新型主体以独立身份平等参与电力中长期、现货及辅助服务市场，明确其准入、出清、结算标准，发挥市场配置资源的决定性作用。构建适配分布式资源参与特性的多时间尺度、多类型市场机制与交易模式，鼓励新主体新业态广泛参与电力市场。二是优化电价形成机制，提升价格信号时空精度。推动分时电价全面由市场动态形成，通过推广与现货市场联动的动态零售套餐，打破批零价格传导壁垒，使电价精准反映不同区域、不同时段的实时供需与阻塞情况，引导资源优化配置。三是健全涵盖多维价值的市场化补偿机制。建立覆盖新业态的容量补偿机制，对支撑系统安全的调节性资源给予合理回报；完善辅助服务市场，持续丰富快速爬坡、无功调节、惯量支撑等辅助服务产品，通过不同时间尺度、不同服务类型的辅助服务设计，激发多元资源的调节潜力。同时，加强绿电、绿证市场与碳市场的协同衔接，在保障系统经济安全运行的情况下，让分布式资源的绿色价值通过市场机制充分体现。

夯实数智底座，赋能高效协同

面对电力系统形态日益复杂的趋势，必须充分利用云大物移智链等先进技术，推动物理电网与数字系统深度融合，为电力系统高效运行提供坚实的数智底座。一是依托数智化技术和装备，加快构建新型配电网。全面提升配电网的感知能力与透明化水平，加大配电自动化建设力度，在关键节点和末端台区部署智能终端，实现对电压电流、潮流分布及电能质量等的实时监测。二是推动主配微各层级数据高效贯通，打通跨层级数据交互壁垒。建立统一的数据交互标准与接口规范，确保主配微系统间信息实时联动、决策协同一致。三是强化数据安全保障能力。推动建设高可靠的网络安全防护体系，特别是在主配微交互的关键边界，部署严格的安全隔离与认证装置，确保在开放互联环境下，电网控制指令的绝对安全与系统运行的平稳受控。

聚焦典型场景，构建多元形态

在推动主配微协同发展过程中，应充分考虑各地不同的资源禀赋与负荷特性，通过差异化的协同策略适应多元化场景需求。一是针对北上广深等超大型负荷中心城市，受土地资源短缺、输

电廊道建设困难等因素影响，协同发展的重点在于深度挖掘需求侧灵活性资源，依托虚拟电厂将商业楼宇空调、电动汽车、用户侧储能等分散资源纳入电力系统运行调节，缓解用电高峰时段的供电压力。二是针对新能源富集的县域农村地区，着重提升配电网承载能力和新能源就地就近消纳水平。通过合理配置新型储能和优化控制策略，推进源网荷储一体化建设，强化电压越限和潮流反送的协调控制能力。三是针对电网末端和偏远乡镇，构建具备独立运行能力的微电网，确保在极端情况下保障关键负荷持续供电，提高供电可靠性和系统韧性。

来源：电联新媒

<https://news.bjx.com.cn/html/20260330/1489853.shtml>

山西能源转型：碳路，探路

3月初，2026年全国两会在北京召开。“十五五”规划纲要草案是代表委员们审查和讨论的重点内容。在部署加力建设新型能源基础设施部分，规划草案提出：深入实施能源安全新战略，加快构建清洁低碳安全高效的新型能源体系，建设能源强国。推进非化石能源安全可靠有序替代化石能源，坚持风光水核等多能并举，实施非化石能源十年倍增行动。

作为全国煤炭保供核心区、资源型经济转型综合配套改革试验区、能源革命综合改革试点省份，山西的探索不仅关乎一省突围，更承载着“双碳”目标下资源型地区绿色转型的探路使命。

从煤海到绿电外送交易电量第一梯队，再到综合性的能源强省，山西正统筹实现传统能源“有序有度退”与新能源“又好又快立”。这条风光领跑、储氢联动、煤电托底的“碳路”，究竟能否走通？从能源供给者到绿色赋能者，山西将为“十五五”能源规划提供怎样的样本价值？

带着这些问题，记者于1月底赴山西调研，走访相关政府部门、研究机构、电网企业、煤炭与新能源市场主体及电力交易中心，倾听多方专业声音，记录这一资源型省份在低碳转型路上的探索与挑战。

01 一块煤的变与不变

“十四五”期间，山西省煤炭产量累计约65亿吨，保障全国24个省份电煤供应；外送电量超7400亿千瓦时，供应给全国20余个省份。兼顾保供责任的同时，山西在“减人、提效、增安”中

蹚出新路：累计关停落后煤电机组超 400 万千瓦，完成灵活性改造 2535 万千瓦，建成 400 座智能化煤矿，煤炭先进产能占比达 84%。

但转型的代价不容忽视。2025 年山西全省地区生产总值增长 4%，快于 2024 年 1.8 个百分点，经济总量排名全国第 21 位。山西省社科院（省政府发展研究中心）能源经济研究所所长曹海霞认为，山西资源型经济固有的结构性、体制性、素质性矛盾尚未得到有效解决。“十四五”期间，山西承担了较多国家能源保供的政治任务，导致“一煤独大”、能源结构偏煤、产业结构偏重的局面没有能够从根本上得到扭转，制造业占规上工业比重不足煤炭工业的一半。制造业集中于资源初级加工、冶金焦化等传统产业，多数处于产业链中低端，以基础材料、初级产品为主，整体附加值不高、竞争力不强。

面对机制不足的短板，山西主动探索市场化补偿方式，发挥煤电联营优势，推动煤电与新能源联营模式发展。以晋能控股集团为例，该集团通过战略重组、交叉持股、长期协议等方式，实现了煤炭产量和发电量的双增长，2025 年开采煤炭 4.08 亿吨，成为全国出煤量第二的大型煤炭企业。

资源型地区的转型，不是去资源化，而是资源价值重构。山西的能源转型，始于煤，却不止于煤。

山西省能源局提出“四稳四向”路径，其转型逻辑已然清晰：煤炭产业的根本出路，在于超越传统燃料思维，走分煤种、差异化、精细化、高端化的发展之路，推动煤炭产业由低端向高端、煤炭产品由初级燃料向高价值产品攀升。

煤炭的“七十二变”正在三晋大地上演。在太原、长治、阳泉等地，煤炭被转化为高纯度氢气、尼龙纤维，甚至钠离子电池的重要材料。潞安化工集团煤基清洁能源公司通过技术创新，可以将煤炭转化为清澈的油品。

基于现代煤化工，一块煤的附加值可以提升数倍。“过去做煤制油，主要解决油品问题。现在要通过技术调整，同步产出高附加值化学品，比如长链烯烃、高碳醇，这些东西靠石化路线很难拿到。”怀柔实验室山西研究院院长孙予罕在接受本刊记者采访时说，“煤炭产业升级的关键在于油化并举、高端差异。”

02 一度电的绿色演进

煤炭的高端化转型，是山西能源转型的根基。而绿电的规模化发展，则是其向低碳迈进的关键引擎。

2025 年，山西新能源发电装机容量已接近全省装机的 50%，发电量达 1180 亿千瓦时，同比增长 26%；能源产业增加值占全省地区生产总值约 30%、占工业增加值超六成。但同期山西经济增速仅为 4%，在全国排名靠后。

这些数据勾勒出这个能源大省的真实处境：绿色转型的信号灯已亮起，经济增长的引擎仍在艰难换挡。

截至 2025 年底，山西新能源发电装机容量达 7880.8 万千瓦，其中风电装机容量居全国第六；山西每发 4 千瓦时电，就有 1 千瓦时是绿色电力。

拐点之后，挑战接踵而至。能源转型需兼顾保供与低碳，守住能源安全的基本盘，才能稳步推进绿色发展。山西的解法是市场化：通过价格信号引导源荷互动，让绿电“供得上、送得出、用得好”，让转型路径走得通。

作为全国首个正式运行的省级电力现货市场，山西《电力市场规则体系》已更新至第 16 版。每 15 分钟形成一个电价，一天 96 个价格信号，引导源荷互动。“谁能更好地响应价格信号，谁的用电成本就越低，对系统调节的贡献就越大。”山西电力交易中心市场处处长弓健华说。2025 年，山西再次突破：将现货市场出清周期缩短至 5 分钟，形成 288 个价格节点，更精准捕捉电力系统的瞬时供需，这在全国尚属首创。

价格信号催生了新业态。山西已建成投运 10 座虚拟电厂，包括“新能源+工业负荷”类虚拟电厂。它们不烧煤、不冒烟，却能通过灵活调节用电节奏参与市场交易获利。“山西率先推动虚拟电厂参与现货市场，激励其常态化参与系统调节。”国网山西电力调控中心现货市场处专家董健鹏告诉记者。2025 年，山西新能源市场化交易电量达 222 亿千瓦时，占新能源发电量的 18.8%；绿电交易首次突破百亿千瓦时，外送交易电量 98.94 亿千瓦时，居全国第二（2024 年排名第一）。

但压力也在累积。面向“十五五”，山西提出力争新增可再生能源装机 1 亿千瓦的目标。“伴随新能源装机的快速增长，山西的消纳责任越来越重。”山西省能源研究会理事长、山西双碳能源革命研究院理事长程章告诉记者，“以非水电消纳责任权重为例，2025 年我们是 28.1%，

2026 年则提升到了 29.8%，接近 30.0%的第一梯队。”更棘手的是，外送绿电不计入本省消纳量。为完成权重目标，新能源企业可能面临零电价，政府还需购买绿证，成本最终摊给全社会。

对此，孙予罕提出另一条突围路径：将山西的煤电体系系统性地改造为全国性的“调峰枢纽”。通过智能电网技术，将煤电调峰能力与西部及本地的绿电深度耦合，使山西转型为辐射京津冀乃至整个北方的“区域能源调峰中心”。

在调节支撑能力方面，“十四五”期间，山西累计完成灵活性改造容量 2535 万千瓦，省调煤电机组最大调节能力达到 3572 万千瓦。在技术层面，怀柔实验室山西研究院已在绿电、灵活煤电与电网耦合技术方面取得重大进展，相关技术已进入示范阶段。

山西省能源局则提出打造综合能源服务新业态：强化与京津冀省间互济，建设华北电网调峰基地，开展区域级综合能源服务，构建多能互补枢纽，聚焦绿电园区、智能微电网等场景，重构绿电消纳生态。

03 一方氢的“灰绿智慧”

在能源多元化的赛道上，山西正加速布局。数据显示，全省氢能产业发展综合指数已跻身全国前三，建成加氢站 26 座。走进吕梁经济技术开发区，30 辆 49 吨级的氢能重卡正在进行运输试跑。重卡的氢燃料电池功率达 143 千瓦，续航 550 千米。晋南钢铁集团构建了“钢-焦-化-氢”一体化产业模式，成为省级氢能产业链链主企业。该集团生产副总裁付卫兵介绍，目前已投运 500 多辆氢能重卡，配套两座国内最大加氢站（日加氢 18 吨）与“天恒氢能”零碳物流平台，单车年减排约 80 吨二氧化碳。

但氢能的困境同样真实。鹏飞集团总裁助理、氢能事业部总经理马小龙坦言，企业的目标是贯通“万里氢能走廊”，推广百万辆氢能重卡。但现实是，氢能重卡购置成本高，储氢瓶检测机构少、标准不统一，氢能的零碳价值无法量化交易。更关键的是，低成本的工业副产氢如何带动氢能产业链规模化发展，如何向绿氢转化，已成为行业焦点。

太原理工大学经济与管理学院副教授寇静娜认为，破局关键在于对灰氢与绿氢进行战略区分。“氢能既可以是终极能源，也可以是过渡工具——对于资源型地区，它首先应是一块软着陆的垫脚石。”她认为，提纯灰氢虽未改变其“灰色”属性，却是平衡转型压力与经济稳定的现实选择。

只有通过过渡性安排争取规模化窗口期，才能撬动绿氢技术突破，实现向绿色转型目标的无限趋近。“先上车，再换道，而不是等在原地”。

聚焦到交通与钢铁场景，寇静娜进一步表示，氢能正在重塑全球价值链、供应链和生产网络。“山西介入竞争，争的不只是原料和运输路线，更是未来市场、关键部件、生产工艺乃至投资流向的主导权。”这种布局，将决定山西在下一轮清洁能源竞赛中的身位：既能获得可持续转型的战略筹码，又有望实现经济的“软着陆”。

政策的齿轮也在加速转动。2025 年 3 月，《山西省氢能产业链 2025 年行动方案》正式发布，明确将工业副产氢列为重要战略资源，推动太原、吕梁、长治、临汾等工业集聚区实现高纯度工业副产氢的规模化生产，鼓励炼化行业优先使用灰氢替代，并推动钢铁企业充分利用焦炉煤气和化工副产氢。两个月后，山西宣布对氢能货车高速公路通行费实施全额补贴，这项政策让氢能重卡真正地跑起来，也推动产业链从政策驱动走向市场驱动。

04 窗口期的革新难题

山西能源转型的窗口期正日渐收窄。

生态环境部环境规划院牵头的研究显示，山西电力行业碳排放量将在 2029 年前后达峰（约 3.15 亿吨）。有专家表示，2026 年~2035 年是转型关键期，其中“十五五”这五年是“失之不得的命运转折期”。

曹海霞坦陈，资源型经济转型的关键在于创新，在于塑造区域创新生态、增强区域创新能力、培育创新型企业，推进产业、技术、金融、体制机制乃至经济发展方式的综合变革。但山西整体创新能力不强，创新投入不足，全省研究与试验发展经费投入强度不足全国平均水平的一半。进入“十五五”，山西不仅要引才引智，更要打造让人才施展的平台、机制，破解科技成果转化“最后一公里”难题。

多位专家在访谈中直言，山西科技创新仍缺“三力”——活力、能力、动力。这一点在资本市场上表现得尤为明显：截至 2025 年末，山西 A 股上市公司仅 41 家，体量与资源大省的地位并不相称。成果转化之难同样突出，有专家透露，不少成果想落地山西，最终却流向外地，“效率的差距是系统性的”。

“山西的资源非常好，转型发展需要一个系列的解决方案和技术、平台支撑。”孙予罕介绍，该院采用“没有围墙的研究所”模式，可灵活组合全国最优科研力量。“很多 985 高校毕业生挤破门槛想进来，因为这是国家实验室，没有天花板。”他认为，山西缺的不是人才，而是能让人才施展的平台。

变化正在发生。“十四五”期间，山西省级能源领域研发投入约 50 亿元，建成 80 余家省级以上能源科技创新平台，涌现出“煤海蛟龙”掘进装备、全球最快升负荷的循环流化床调峰系统、T1000 级碳纤维材料、首套极地新能源系统、深部煤层气关键技术、煤基合成产品等一大批标志性科技成果。

随着能源革命综合改革试点收官，山西实现了清洁电力装机容量首次超过煤电的结构性突破。然而，真正的深度探路才刚刚开始。这并非简单的弃煤转绿，而是在尝试构建全链条变革体系，通过风光氢储协同、煤基化工高端化、打造综合能源服务新业态等探索，探路能源技术变革、系统性解决方案。

摆在眼前的命题是现实的：如何抢抓达峰窗口期，换取产业升级时间？针对山西特色，需要解决煤电调峰、氢能成本、新能源消纳利用等具体的技术与产业难题；针对资源型地区转型面临的普遍问题，需要国家政策支持与地方实践探索形成合力，建立跨区域的补偿调节机制，让保供大省的转型之路走得更有底气。

来源：能源评论·首席能源观

<https://news.bjx.com.cn/html/20260331/1490071.shtml>

“双碳”引领增强绿色发展动能

今年是“十五五”开局之年，是推进“双碳”目标落地的关键节点。《政府工作报告》提出，以碳达峰碳中和为牵引，协同推进降碳、减污、扩绿、增长，增强绿色发展动能。

坚定推进绿色转型

绿色转型是推动我国经济社会高质量发展的必由之路，是实现可持续发展的核心要求。

“从发展全局看，绿色转型是推动高质量发展方式根本性转变的关键抓手。”广东省建筑科学研究院集团股份有限公司副总工程师周荃表示，我国制定并实施“双碳”战略，在能源、产业、环

境等方面取得显著成效。在能源安全上，我国已建成全球最大可再生能源体系；在产业升级上，我国新能源产业领跑全球，光伏组件、风电装备、新能源汽车产量均位居世界前列；生态环境显著改善，如全国地级及以上城市 PM2.5 平均浓度持续下降，空气质量优良天数比例稳步提升；等等。我国坚守减排承诺，走出了一条自主、可持续的绿色发展之路。

资源型城市在绿色转型中实现了经济质的有效提升和量的合理增长。湖北省黄石市委副书记、市长吴之凌介绍，黄石坚持生态优先、绿色发展，“十四五”以来全市主要经济指标增速连续 5 年稳居湖北第一方阵，PM2.5 平均浓度在湖北国考城市中排名第 2 低位，单位地区生产总值能耗提前一年完成“十四五”目标，长江大保护、生态治理成效显著。下一步，黄石将以“双碳”为牵引，更大力度打好“三大保卫战”，持续改善生态环境质量；更大力度发展绿色低碳经济，持续推进产业绿色转型；更大力度对接碳排放权登记结算（武汉）有限责任公司，持续落实“双碳”战略。

华晨宝马汽车有限公司铁西工厂厂长张涛介绍，宝马沈阳工厂已连续 9 年获评“国家级绿色工厂”。数字化是“引擎”，绿色化是“底色”，二者融合是培育新质生产力的关键路径。铁西工厂通过“数字先锋”等项目推动超 3000 名生产工程师提升数字化技能；借助数字孪生等技术，让员工在虚拟场景中提前掌握生产技能，大幅提升人机协作效率。铁西工厂将继续以“精益、绿色、数字化”理念为引领，让绿色化与数字化成为企业高质量发展、培育新质生产力的核心驱动力。

构建新型能源体系

构建新型能源体系意义重大，是实现碳达峰碳中和目标、推动经济社会发展全面绿色转型、保障国家能源安全的关键举措。

“新型电力系统的‘新’，不仅是能源结构调整，更是理念、技术与机制的全面革新。”中国华电集团有限公司董事长、党组书记江毅表示，要增强多能协同互补优势，加强系统基础性安全保障能力和支撑性调节能力建设，全力推动传统能源优化升级；围绕新型电力系统建设面临的系统安全稳定、电力供需平衡、安全经济低碳协同等诸多挑战和问题，加大协同创新攻关力度；建立健全有利于新能源有效消纳和发展的政策机制，完善促进新能源消纳的全国统一电力市场体系；深化央地合作和能源领域上下游产业链合作，携手构建可持续、有韧性的能源转型生态圈。

能源企业勇担转型重任。中国华能集团有限公司董事长、党组书记温枢刚表示，“十四五”时期，中国华能始终把绿色转型作为企业发展的核心主线，集中优势资源攻坚新能源规模化、跨越式发展，公司发电装机总规模已成功突破 3 亿千瓦，其中新能源装机规模达到“十三五”末的 3.8 倍；公司电源结构实现了优化重塑，低碳清洁能源装机占比达到 56.6%，较“十三五”末大幅提升 20 个百分点，非化石能源装机占比历史性突破 50%。

煤矿甲烷减排是实现“双碳”目标的重要突破口。中国工程院院士、安徽理工大学校长袁亮表示，如何将煤矿甲烷减排更深入地融入全国碳交易体系，建立长期稳定的价格预期，从而覆盖高昂的回收成本并激发企业“以用促抽”的内生动力，仍是当前亟待破解的难题。他建议，将瓦斯利用率纳入煤矿绿色开采考核体系，健全政策引导与市场激励的协同机制，通过简化核证程序降低交易成本，打通低浓度瓦斯利用的减排价值实现通道。同时，建议设立废弃矿井资源开发利用专项，让废弃矿井真正成为安全、资源、生态协同的负碳新空间。

提高产业发展质效

绿色化与数字化深度融合，成为“十五五”时期培育新质生产力、推动产业升级的关键路径。

中国机械工业集团有限公司党委书记、董事长张晓仑表示，国机集团作为机械工业领域的国有重要骨干企业，坚持“锻造国机所长，服务国家所需”。“十五五”期间，国机集团将大力推进绿色低碳发展，鼓励企业建设数字化能碳管理中心，推动减污降碳协同增效。同时，加快氢能储运装备、光伏电站、核电装备等核心技术攻关与装备研发，积极布局高端仪器仪表、超硬材料等新兴领域，充分发挥国机集团在绿色技术、绿色设计、绿色制造、绿色工程等领域的综合优势，提升节能环保产业发展质量与效益。

秸秆是农业生产的重要副产物，推动秸秆从“传统处理”向“高值利用”的根本性转变，将为发展农业新质生产力提供坚实支撑。中国农业科学院农业环境与可持续发展研究所研究员赵立欣表示，近年来，我国秸秆综合利用水平显著提升，但整体附加值偏低，产业化水平不高。她建议，优化政策支持体系，强化产业发展保障，为秸秆高值化利用营造良好发展环境。此外，推动产业集群发展，打造产业振兴样板，推动秸秆高值化利用规模化、集群化、标准化发展。

绿色转型要充分结合产业优势、区位优势。三峡大学校长黄艳认为，推进以绿色化、数字化培育新质生产力，核心在于立足区位优势，做好“算力、算法、算据”的融通创新。她建议，要发挥绿电优势，优化算力网络服务体系。依托三峡等大型水电站建成绿色数据中心，在湖北布局全

国一体化算力网络中部枢纽节点，发挥算力承东启西的调配枢纽作用，补齐传输时延短板，盘活全国算力资源。

来源：经济日报

<https://www.nea.gov.cn/20260327/d3b04cbfc2a2457089beff9941d7c653/c.html>

“沙戈荒”变身“绿电基地” 能源转型加速推进

在库布其沙漠边缘，一排排光伏板在阳光下延伸到地平线尽头，巨大的风机缓缓转动，将风能转化为电能。当地工作人员介绍，这片曾经以沙地和戈壁为主的区域，如今已成为大型新能源基地的重要组成部分。

2025 年，我国加快重点行业绿色低碳转型，第一批“沙戈荒”新能源基地项目基本建成投产，新型储能装机规模超过 1.3 亿千瓦，非化石能源消费占比达到 21.7%，我国可再生能源发展步伐持续加快。

国家能源局数据显示，截至 2025 年 12 月，全国光伏发电装机容量达到 12 亿千瓦，同比增长 35%；中国风电装机规模已经连续 15 年稳居世界第一。全社会用电量中，每 3 度电就有 1 度绿电。

“能源绿色低碳转型是一个长期过程。”北京师范大学国家安全与应急管理学院副教授周洋在接受采访时表示，要坚持系统观念，统筹发展和安全，在保障能源安全的前提下稳妥推进转型升级。

西北地区依托丰富的风光资源，加速建成大型新能源基地。随着新能源装机规模不断扩大，这些基地正在成为我国能源转型的重要支撑。

在“双碳”目标和能源结构调整的背景下，“沙戈荒”新能源基地不仅为绿色电力供应提供了重要支撑，也为我国能源高质量发展打开了新的空间。

在甘肃酒泉，大型风光新能源基地建设正持续推进。近年来，当地加快推进风电、光伏与储能协同布局，探索“风光储一体化”发展模式。项目负责人介绍，基地建成后通过将特高压通道把电力输送至中东部地区，同时配套建设储能系统，缓解新能源发电波动，推动清洁能源在更大范围内优化配置。

近年来，甘肃、内蒙古、新疆、青海等地的“沙戈荒”区域，正逐渐从“风沙之地”转变为“能源高地”。从风机林立的草原到光伏连片的沙漠，一批批新能源项目不断落地。曾经人迹稀少的地方，如今正成为我国能源转型的重要空间。

在新疆哈密，风电与光伏发电协同布局，形成多能互补的能源结构；在青海海西州，大型光伏电站与储能项目同步布局，提升新能源消纳能力；在内蒙古阿拉善，一些新能源基地还探索“光伏+治沙”的发展模式，利用光伏板桩基固沙、板下植被恢复等方式，推动新能源开发与生态治理同步发展。

周洋表示，深化多能互补与系统集成，推动多种能源协调融合发展，是平衡转型与安全的有效实践。在基地层面推行“风光水火储一体化”“沙戈荒”新能源基地多能开发等模式，通过多种能源和储能技术同步运行，有利于保障能源持续稳定供应。

“健全市场机制与加强统筹调度是能源转型的重要保障。”周洋建议，在利用市场化方式实现化石能源消费总量减少的同时，要保持供应能力不下降。同时完善电力现货市场、辅助服务市场、容量电价机制、绿证交易等，通过价格信号引导资源优化配置，疏导能源转型成本。加强统筹调度，在极端情况下强化需求侧管理，优先保障民生用能，筑牢保供底线。

来源：人民网

<https://www.nea.gov.cn/20260320/a6d5849e823f4e4a88f19bd60a053c67/c.html>

我国建成全球最大的可再生能源体系

国家能源局发布的数据显示：截至 2025 年底，我国可再生能源总装机达到 23.4 亿千瓦。“十四五”时期，我国建成全球最大、发展最快的可再生能源体系，可再生能源装机占比由 40% 提升至 60% 左右。

习近平总书记指出，“能源安全事关经济社会发展全局”“我们要顺势而为、乘势而上，以更大力度推动我国新能源高质量发展”。

2025 年，三个方面彰显前所未有的发展速度和力度

风电光伏合计装机历史性超过火电，由 2020 年的 5.3 亿千瓦增加到 2025 年的 18.4 亿千瓦，连续跨越 13 个亿级台阶。

新型储能装机历史性突破 1 亿千瓦大关，占全球比重超过 40%， “巨型充电宝” 让风光发电更稳定。

可再生能源绿色电力证书的全年交易规模超过历年交易量总和，绿色能源消费促进机制加快建立。

这背后，是能源供应结构的不断优化。“十四五” 时期，我国新能源实现跃升发展。“沙戈荒” 大型风电光伏基地成为新阵地，新增装机超过 1.3 亿千瓦，结合特高压输电工程，助力绿电从远方来。目前，我国全社会用电量中绿电占比接近四成，每用 10 度电就有近 4 度是绿电。

这背后，是能源消费结构的逐绿前行。我国积极鼓励“开绿车、用绿电”，建成全球最大的电动汽车充电网络；组织相关省份开展车网互动应用试点，电动汽车化身“移动充电宝”，绿色低碳理念深入人心。

这背后，是能源体制机制的改革创新。绿证绿电交易机制不断完善，充分激发绿色电力消费需求；新能源上网电价市场化改革有力推进，倒逼发电企业“巧发电”“发好电”。

建成全球最大、发展最快的可再生能源体系，形成全球最大、最完整的新能源产业链，我国也为全球低碳转型作出了重要贡献。“十四五” 时期，我国出口的风电和光伏产品累计为其他国家减少碳排放约 41 亿吨。

来源：人民日报

<https://www.nea.gov.cn/20260306/8e6bd0c2a56444a29b42f76a616631c3/c.html>

AI 调度机器人“上岗”，电网调度迎来“智能管家”

“以往处置一次重要用户供电路径排查，需在多个系统间反复切换、手动核对，至少要耗费十几分钟。如今对着大屏下达一句指令，几秒内便能获取完整路径图和风险预案。” 3 月 26 日，国网长治供电公司调度员张晟在调度大厅内，指着屏幕上快速跳动的电网数据，向记者介绍刚“上岗”的 AI 调度机器人。这款以人工智能大模型为核心的“智能管家”，正悄然改变着电网调度的工作模式，为新型电力系统建设注入智能动力。

随着新能源大规模接入，传统电网正加速向“源、网、荷、储”协同互动的新型电力系统转型，电网架构日益复杂，对调度的实时感知、快速研判、精准决策能力提出了更高要求。国

网长治供电公司此次投入使用的 AI 调度机器人，正是破解这一难题的创新性实践。它构建起“全面感知、智能判断、人机配合”的智慧调度新体系，让电网调度从“经验驱动”迈向“智能驱动”。

“AI 调度机器人最核心的变革，是实现了从‘人找信息’到‘信息找人’的范式革新。”调度员值长郭强坦言，过去调度员的工作如同“拼拼图”，要在 OMS、D5000 等多个系统间切换，手动收集数据、核对信息，才能拼凑出完整的电网运行状态。而如今，AI 调度机器人整合了电网实时数据、设备状态、负荷变化等全要素信息，打造出可视化“全景电网图”，调度员通过语音指令，就能以“语音+图表”的形式获取电网运行态势，真正做到“话音落、结果出”。

为实现调度业务全场景赋能，这款 AI 调度机器人创新性搭载“1+3+5”智能体系。它以“中枢大脑”为核心，依托三项核心能力，深耕五大应用场景，全面覆盖调度核心业务。国网长治供电公司 AI 调度项目技术负责人李磊介绍，这一体系的优势在于能因地制宜，精准匹配长治电网运行特点，让智能技术切实落地见效。

李磊进一步解释，五大应用场景各有侧重、相互支撑。电网运行感知场景通过“电网运行一张图”，实现对检修计划、电网异常等信息的全景透视；设备运维场景依托“设备重过载智能处置”功能，7*24 小时不间断监测设备负载，将“被动处置”转变为“主动防御”；供电形势评估场景以色彩梯度直观呈现区域用电密度，为电网规划提供量化支撑；电网风险预控场景可模拟电网预想运行方式，自动扫描 N-1 风险，将风险管控从“经验判断”升级为“量化预控”；重要用户保障场景则能自动生成供电路径图，关联设备实时状态，筑牢供电安全防线。

技术创新的成效，最终体现在效率提升与效能优化上。“AI 调度机器人‘上岗’后，我们的工作重心彻底改变，从以前的‘看数据、算数值’，变成了现在的‘做判断、下决策’。”张晟举例说道，此前需要 20 分钟才能完成的电网态势感知，如今仅需 30 秒；设备重过载统计从 3 小时缩短至秒级，实现实时预警。“我们有了更多时间去研判复杂风险、优化调度方案，工作负担减轻了，决策也更加精准。”张晟说。

据统计，AI 调度机器人试运行以来，长治电网核心业务平均耗时缩短 80%以上。电网风险扫描覆盖率达 100%，周期从 30 分钟缩短至分钟级。重要用户供电路径分析耗时从十几分钟降至秒级。“它并非取代调度员，而是成为我们最可靠的‘智能搭档’。”郭强表示，人机协同

的模式，让调度员的专业经验与 AI 的高效运算完美结合，大幅提升了电网调度的安全性和可靠性。

来源：中国科技网

https://www.cpn.cn/news/dianli/202603/20260327_1876963.html

首台国产大型变速抽蓄机组安装进行时

“我们刚刚完成转子铁芯的第二次热压冷却，这仅是整台机组数十项安装流程中的一项。”3月1日，科技日报记者在广东肇庆浪江抽水蓄能电站地下百米深处的厂房见到赵磊时，他正对机组进行常规检查。

赵磊是南方电网储能公司肇庆浪江抽水蓄能项目部副总经理，这个春节假期，他带领350多人在工地加班，确保机组早日高质量投产。

肇庆浪江抽水蓄能电站不仅是我国抽水蓄能规划重点实施项目，还是国家能源领域首台（套）重大技术装备的依托工程，将安装首台国产大型变速抽蓄机组。

走进厂房，只见一座体积相当于108个标准游泳池大小的“巨型地宫”雏形已现。“目前，地下洞室群全面开挖完成，结构混凝土全部浇筑完毕，机电安装也在加快推进。”赵磊说。

转子铁芯是变速抽蓄机组的关键部件，由6万多片0.65毫米厚度的硅钢片叠压而成。“我们要先通过加热把转子铁芯压紧牢固，再用切向键和径向键把铁芯和中心体锁在一起，这对整个工艺管控要求非常高。”赵磊指着高3.5米、直径5米的机组转子铁芯说，“在自主研发过程中，我们坚持正确的技术路线，通过严苛的实验论证、高质量的生产制造，攻克了一系列技术难题。现在进入现场安装的关键环节，安装质量直接决定机组能否高效稳定运行，施工工艺与操作规范更是设备投用后性能达标的关键，我们的工作容不得半点马虎。”

作为我国首台国产大型变速抽蓄机组，其机组励磁等核心关键系统均实现自主研发。直径超大、材料屈服强度超过750兆帕的转子护环，实现了100%国产制造，填补了我国在超大直径非磁性金属护环领域的制造空白，打破国外技术垄断。

来到地面，高低落差 430 多米的两个巨型库盆已经成型，挖机、装载车等在库盆里往返穿梭、机械轰鸣。“上下水库建设均进入了冲刺阶段，我们要抢抓春季施工黄金期，力争在汛期实现水库下闸蓄水。”赵磊说。

“安装变速抽蓄机组可通过改变机组转动速度，实现抽水功率的大范围灵活调节，更好地适应波动性、间歇性新能源稳定接入电网的需求，是未来新型电力系统发展的重要支撑。”赵磊表示，“电站投产后，每年可消纳清洁能源 21.6 亿千瓦时，相当于 98 万居民用户一年的用电需求，将加快推动粤港澳大湾区经济社会发展全面绿色转型。”

来源：人民网

https://www.cpn.cn/news/dianli2023/202603/t20260303_1869255.html

我国电力发展与改革报告（2026）

2025 年是“十四五”规划收官之年，电力行业坚持高质量发展，加快推动新型电力系统建设，全国电力供应保持安全稳定，绿色转型持续加快。全国发电装机容量同比增长 16.1%，可再生能源装机规模再创新高，装机占比超过六成，可再生能源发电量占全部发电量的 38%，非化石能源发电量占总发电量的 42.9%。电源投资连续六年高于电网投资。全国统一电力市场初步建成，构建起“1+6”基础规则体系，全年市场化交易电量比重较上一年提升 1.3 个百分点。本报告结合近十年电力运行情况，从多角度解析我国电力供需态势、运行特点、改革进展、发展方向等，供参考。

《中华人民共和国 2025 年国民经济和社会发展统计公报》显示，全年国内生产总值（GDP）1401879 亿元，比上一年增长 5.0%，圆满完成预期目标任务。人均发展水平取得新进步。2025 年，我国人均 GDP 达到 99665 元，比上年增长 5.1%，连续 3 年超过 1.3 万美元。全员劳动生产率比上年提高 6.1%，快于经济增速 1.1 个百分点。

2025 年，在全球气候系统不稳定性增加压力下，我国电力系统经受住大部分地区高温频现、局部地区降雨极端性突出、多个台风接连“袭击”东南沿海地区、偏多的寒潮过程等考验，全国电力供应总体稳定。截至 2025 年底，全国全口径发电装机容量达 38.9 亿千瓦，同比增长 16.1%。全国新增发电装机容量 5.5 亿千瓦。其中可再生能源新增装机仍是主力，风电、太阳能新增发电装机再创历史新高。2025 年全国发电量 10.6 万亿千瓦时，同比增长 4.8%，全社会用电增量全部由

可再生能源新增发电量提供。全国统一电力市场初步建成，全面构建起“1+6”基础规则体系，全年市场化交易电量约 6.6 万亿千瓦时，全年市场化交易电量比重较上一年提升 1.3 个百分点，九成是电力中长期交易电量。电力现货市场建设全面加速，28 个省份电力现货市场已进入连续运行。

一、我国电力消费规模继续保持世界第一，结构持续优化

（一）全社会用电量首次突破 10 万亿千瓦时

2025 年，我国全社会用电量首次突破 10 万亿千瓦时，稳居全球电力消费第一大国。根据中国电力企业联合会（以下简称“中电联”）统计数据，全社会用电量 10.37 万亿千瓦时，同比增长 5.0%，增速比上年同期下降 1.8 个百分点。



图 1 2016—2025 年全国全社会用电量及增速情况（单位：亿千瓦时）

注：2025 年数据来自于中电联快报，其他来自中电联历年电力工业统计数据，增速系计算所得，如无特殊标注，下同。

我国 1996 年用电量首超 1 万亿千瓦时，2011 年成为世界第一电力大国，2015 年全面解决无电人口的用电问题，2025 年成为全球首个年用电量突破 10 万亿千瓦时的国家。“十四五”时期，全社会用电量以高于“十三五”0.9 个百分点的年均增速（6.6%），推动全社会用电量突破 8 万亿千瓦时、9 万亿千瓦时、10 万亿千瓦时，支撑我国经济总量先后实现 110 万亿元、120 万亿元、130 万亿元、140 万亿元的“四连跳”。

一方面，气候变化依然对全国电力消费有显著影响。《中国气候公报（2025）》显示，2025 年，我国暖湿气候特征明显，全国平均气温与 2024 年并列为历史最高，平均气温四季均偏高，夏季为历史同期最高，高温日数为历史最多，冬季冷暖起伏大。受此影响，2025 年迎峰度夏期间，全国最大电力负荷 4 次创新高，用电侧夏季降温负荷“尖峰化”特征明显。6 月，因高温天气，居

民生活用电快速增长，拉动全社会用电量回升至 5.4%；7 月、8 月，全社会用电量分别达到 10226 亿千瓦时、10154 亿千瓦时，连续两个月跨过“万亿”千瓦时门槛，使三季度用电量规模创历史新高。

另一方面，宏观经济稳中有进的基本面和全社会电气化水平的稳步提升，支撑用电量增长。各季度中，一产用电量快速增长，二产用电量同整体呈“前稳后高”态势，三产用电量保持较快增长，城乡居民生活各季度用电量平稳增长。

（二）产业用电转移彰显新旧动能加速转换

2025 年“两重”“两新”政策加力扩围，激发内需潜力，促进各行业产能持续释放，各产业用电量保障增长态势。2025 年，第一产业、第二产业、第三产业和居民生活用电同比增速分别为 9.9%、3.7%、8.2%、6.3%，对全社会用电量增长的贡献率分别为 2.6%、48.0%、30.6%、18.4%，拉动点分别为 0.1、2.4、1.5、0.9 个百分点。

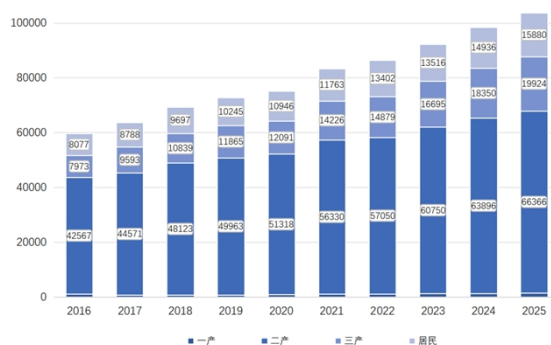


图 2 2016—2025 年分产业用电量（单位：亿千瓦时）

行业间用电转移的趋势渐显，呈现出向现代化产业体系偏移的状态。从“十四五”期间用电量占比来看，四大高载能行业用电量在全社会用电量中的占比逐年下降，从 2021 年的 27.2%降至 2025 年的 24.6%，下降了 2.6 个百分点。高技术及装备制造业、信息传输/软件和信息技术服务业、充换电服务业用电量在全社会用电量中的占比均逐年增长。从“十四五”时期用电增速来看，四大高载能行业年均用电量增速低于全社会用电量平均增速 3.4 个百分点。而高技术及装备制造业、信息传输/软件和信息技术服务业、充换电服务业年均用电量增速分别为 9.3%、11.1%、59.0%，分别高于全社会用电量平均增速 2.8、4.6、52.5 个百分点。对应从产业增加值增速来看，高技术和装备制造业、信息传输/软件和信息技术服务业、充换电服务业增加值年均增速均高于四

大高载能行业。产业电力消费数据折射出我国产业结构发展中工业领域新旧动能转换加速、数字经济产业发展向好、终端用能电气化程度提升的三重变化。

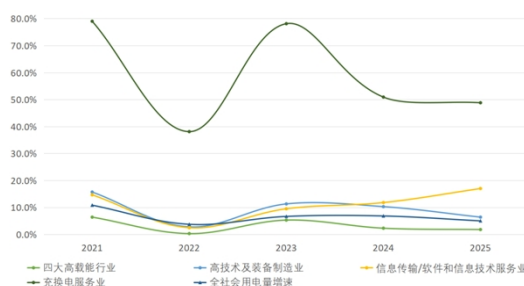


图 3 2021—2025 年四大行业与全社会用电增速

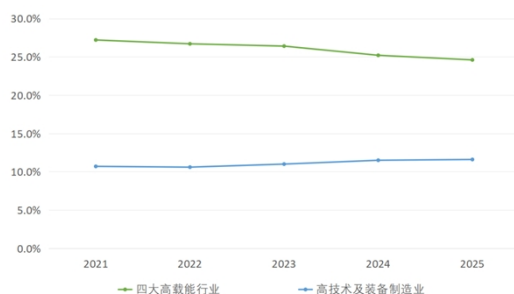


图 4 四大高载能行业、高技术及装备制造业用电量占比情况

二、电力供需形势总体平衡，新增用电量由可再生能源覆盖

（一）电力供应平稳有序

2025 年，在全球气候系统不稳定性增加压力下，我国电力系统经受住大部分地区高温频现、局部地区降雨极端性突出、多个台风接连“袭击”东南沿海地区、偏多的寒潮过程等考验，电力系统稳定运行，电力供需总体平衡。

2025 年，随着一批特高压直流输电工程投产送电，电力系统互补互济水平持续提升，电力供应平稳有序。迎峰度夏期间，电网按期投产 162 项迎峰度夏重点工程，提升电力供应和调配能力，“三北”地区跨区外送通道度夏高峰时段全部满送。迎峰度冬期间，全国用电负荷多次突破历史度冬负荷极值，通过优化电网安排以及市场化方式，优化跨地区资源配置，加强省间余缺互济。

（二）清洁能源发电量持续快速增长

《中华人民共和国 2025 年国民经济和社会发展统计公报》显示，2025 年全国规模以上电厂发电量 10.6 万亿千瓦时，比上一年增长 4.8%，增速同比降低 1.9 个百分点。其中，火力发电量 6.3 万亿千瓦时，比上一年降低 0.7%；水电、核电、风电、太阳能发电等清洁能源发电量 4.2 万亿千瓦时，比上一年增长 14.4%，增速同比降低 2 个百分点。据中电联统计，全口径非化石能源发电量 4.47 万亿千瓦时，同比增长 14.1%，占总发电量比重为 42.9%，同比提高 3.4 个百分点。

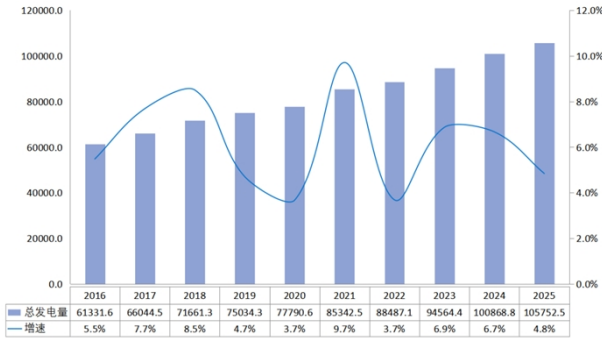


图 5 2016—2025 年全国发电量和增速情况（单位：亿千瓦时）（数据来源：国家统计局）

全社会用电增量全部由可再生能源新增发电量提供。据国家能源局数据，2025 年，全国新增可再生能源发电量 5193 亿千瓦时，已经覆盖全社会用电增量（5161 亿千瓦时）。全国可再生能源发电量 3.99 万亿千瓦时，同比增长 15%，约占全部发电量的 38%，超过欧盟 27 国用电量之和（约 3.8 万亿千瓦时）。

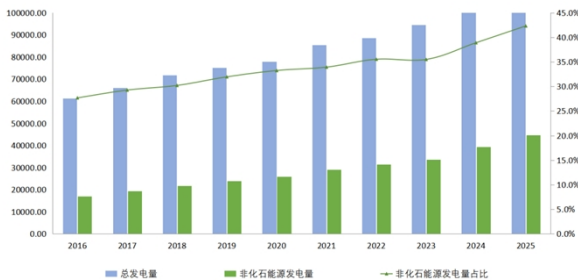


图 6 2016—2025 年全国非化石能源发电量和增速情况（单位：亿千瓦时）

（三）发电设备利用小时数 3119 小时

2025 年，全国 6000 千瓦及以上电厂发电设备利用小时数为 3119 小时，同比降低 311 小时。分类型看，水电同比提高 12 小时，火电同比降低 235 小时，核电同比提高 126 小时，并网风电同比降低 148 小时，并网太阳能发电同比降低 113 小时。

表 1 2016—2025 年发电设备利用小时数（单位：小时）

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
平均	3797	3790	3828	3828	3756	3813	3693	3616	3430	3119
火电	4186	4219	4378	4307	4211	4444	4390	4476	4382	4147
水电	3619	3597	3607	3697	3825	3606	3417	3130	3355	3367
核电	7060	7089	7543	7394	7450	7802	7616	7670	7683	7809
风电	1745	1949	2103	2083	2078	2231	2218	2235	2127	1979
太阳能发电	1129	1205	1230	1291	1281	1282	1340	1292	1201	1088

近十年来，全国发电设备平均利用小时数呈下降趋势。“十四五”期间，发电设备利用小时数累计下降 694 小时，比“十三五”再降 653 小时。

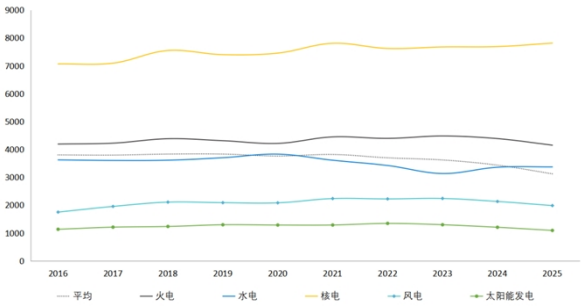


图 7 2016—2025 年不同电源发电设备利用小时变动情况（单位：小时）

（四）新能源利用率同比略降

全国风电平均利用率 94.3%，同比降低 1.9 个百分点。除上海、福建、江西、湖北、重庆、甘肃、青海、贵州 8 个地区风电利用率维持在以往水平，其他地区都同比降低。其中，西藏仍是降幅最大的地区。仅有上海、福建、重庆 3 个地区风电 100%消纳。蒙西等 13 个地区风电利用率低于全国平均水平。

全国光伏发电利用率 94.8%，同比降低 1.8 个百分点。北京、山西、浙江、福建、江西、河南、重庆、广东 8 个地区的光伏发电利用率维持在以往水平，其他地区都同比降低，其中青海降幅最大。上海、浙江、福建、重庆 4 个地区继续保持光伏 100%消纳。蒙西等 10 个地区光伏利用率低于全国平均水平。

表 2 2025 年各地区新能源并网消纳情况

地区	风电利用率	光伏利用率
全国	94.3%	94.8%
北京	92.4%	99.4%
天津	97.6%	96.9%
河北	92.0%	94.3%
山西	94.4%	97.8%
山东	95.7%	96.9%
蒙古	91.8%	90.5%
蒙古	92.8%	92.8%
辽宁	93.0%	96.5%
吉林	91.8%	96.6%
黑龙江	93.8%	95.1%
上海	100.00%	100.0%
江苏	98.3%	99.4%
浙江	99.5%	100.0%
安徽	99.0%	98.5%
福建	100.0%	100.0%
江西	99.6%	98.9%
河南	95.3%	98.4%
湖北	98.1%	97.0%
湖南	93.4%	98.0%
重庆	100.0%	100.0%
四川	98.4%	98.6%
陕西	95.3%	91.0%
甘肃	93.7%	89.6%
青海	92.8%	83.4%
宁夏	95.6%	93.9%
新疆	91.0%	86.3%
西藏	68.6%	64.9%
广东	98.6%	99.6%
广西	96.2%	96.5%
海南	96.4%	97.2%
贵州	99.2%	96.1%
云南	97.2%	93.1%

注：按照《国家能源局关于做好新能源消纳工作保障新能源高质量发展的通知》，新能源利用率按仅考虑系统原因受限电量的情况计算。

三、全国电力装机高速增长，风光装机超过火电

（一）全国电源投资保持较快增长

截至 2025 年底，全国电源重点项目投资同比增长 10.3%，煤电、常规水电、陆上风电等领域投资增势良好，其中陆上风电重点项目完成投资额同比增长近 50%，西南主要流域新建在建梯级水电群项目有序推进、持续扩大实物工作量。

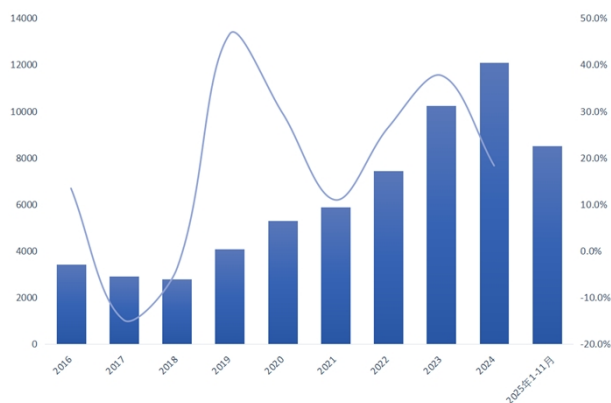


图 8 2016—2025 年全国电源投资及增速（单位：亿元）

（二）全国电力装机增速再创新高

截至 2025 年底，全国全口径发电装机容量 38.9 亿千瓦，同比增长 16.1%，增速比上一年高 1.5 个百分点，达到历史最高。“十四五”期间电力装机平均增速约为 12.1%，高于“十三五”时期 4.5 个百分点。尤其是“十四五”后三年，电力装机以平均 14.9% 的速度增长，成为近十五年增速的最高阶段。

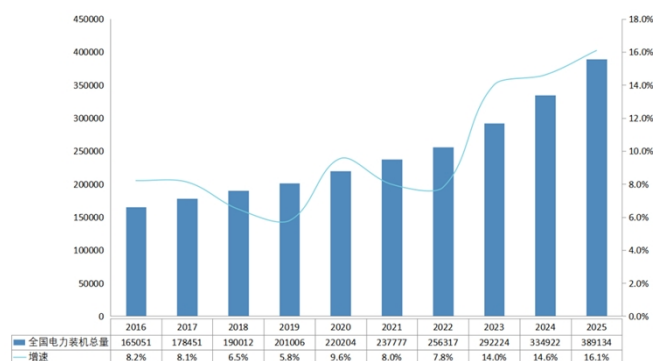


图 9 2016—2025 年全国电力装机及增速情况（单位：万千瓦）

（三）非化石能源发电装机容量超六成

我国新型电力系统加快构建，并已构建起全球最大、发展最快的可再生能源体系。截至 2025 年底，可再生能源装机规模再创新高，装机占比超过六成。风电、太阳能发电累计并网装机达到 18.4 亿千瓦，占比达到 47.3%，历史性超过火电（超出 3 亿千瓦）。非化石能源发电装机容量 24.0 亿千瓦，同比增长 23.0%，占总装机容量比重为 61.7%，比“十三五”末提高了 17 个百分点。

表 3 2016—2025 年全国电力装机情况（单位：万千瓦）

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
火电	106094	111009	114408	118957	124624	129739	133527	139099	144462	153904
水电	33207	34411	35259	35804	37028	39094	41396	42237	43552	44802
核电	3364	3582	4466	4874	4989	5326	5557	5691	6083	6248
风电	14747	16400	18427	20915	28165	32871	36564	44144	52078	64001
太阳能发电	7631	13042	17433	20429	25356	30654	39268	61048	88742	126173

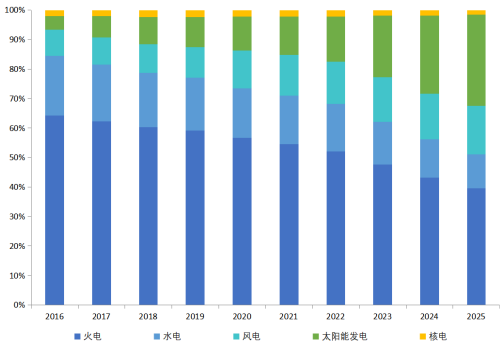


图 10 2016—2025 年全国电力装机结构

从装机增速上看，2025 年水电装机同比增长 2.9%，低于其“十四五”平均增速；核电同比增长 2.7%，低于其“十四五”平均增速；风电同比增长 22.9%，高于其“十四五”平均增速；太阳能发电同比增长 35.4%，低于其“十四五”平均增速。火电同比增长 6.5%，高于其“十四五”平均增速，是近十年最高。从与“十三五”时期的平均增速对比来看，核电和太阳能发电“十四五”时期的平均增速略低，其他相当。

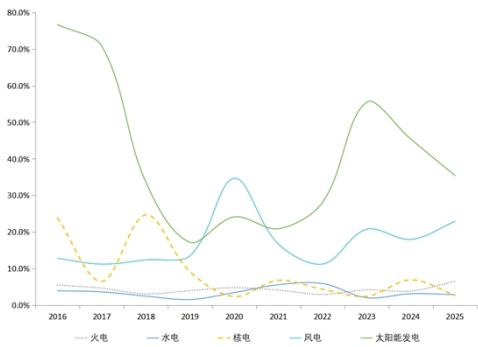


图 11 2016—2025 年火电、水电、风电、太阳能发电、核电装机增速情况

（四）风电光伏仍为我国新增电力主力

2025 年，全国电力新增装机容量 5.5 亿千瓦，同比增长 25.7%。其中，火电新增 9442 万千瓦，水电新增 1215 万千瓦，核电新增 165 万千瓦，风电新增 1.2 亿千瓦，太阳能发电新增 3.2 亿千瓦，生物质发电新增 151 万千瓦。其中，风电、太阳能新增发电装机超过 4.4 亿千瓦，同比增长 22.0%，再创历史新高。全国可再生能源发电新增装机 4.5 亿千瓦，同比增长 21%，占全国电力新增装机的 83%。



图 12 2016—2025 年全国新增电力装机及增速情况（单位：万千瓦）

“十四五”规划首次布局的九大清洁能源基地建设全面铺开。第一批“沙戈荒”50 个新能源基地 9705 万千瓦项目 2024 年已基本建成投产，第二、三批基地建成投产约 5000 万千瓦。“十四五”以来，我国可再生能源新增装机平均增速 80.7%，风电太阳能发电新增装机实现了 1 亿千瓦、2 亿千瓦、3 亿千瓦、4 亿千瓦跨越式增长，确立了新能源在能源增量中的主体地位。

四、全国电网投资平稳增长，跨省跨区资源配置能力显著增强

（一）电网投资和投运规模平稳增长

2025 年，电网建设规模稳步提升。重大战略性工程、特高压工程项目顺利推进，建成一批省间电力互济工程，跨省跨区资源配置能力显著提升。

2025 年，全国电网工程建设完成投资 6395 亿元，同比增长 5.1%，电网重点项目投资同比增长 7.1%。从近十年来看，电网投资在 2020 年最低，此后逐步回升，2025 年达到近十年最高。“十四五”时期，电网投资总额比“十三五”时期高出 1626 亿元。

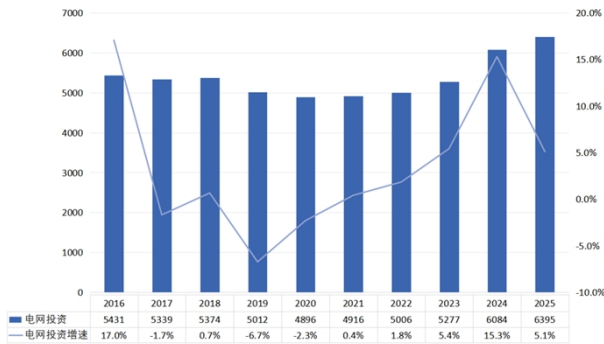


图 13 2016—2025 年全国电网投资及增速（单位：亿元）

（二）跨区、跨省输送电量较快增长

电网规模逐步扩大。2025 年，全国新增 220 千伏及以上变电设备容量（交流）32043 万千伏安，同比少投产 1519 万千伏安；新增 220 千伏及以上输电线路长度 47529 千米，同比多投产 13814 千米。全国完成跨区输送电量 9984 亿千瓦时，同比增长 7.9%；跨省输送电量 21237 亿千瓦时，同比增长 6.3%。

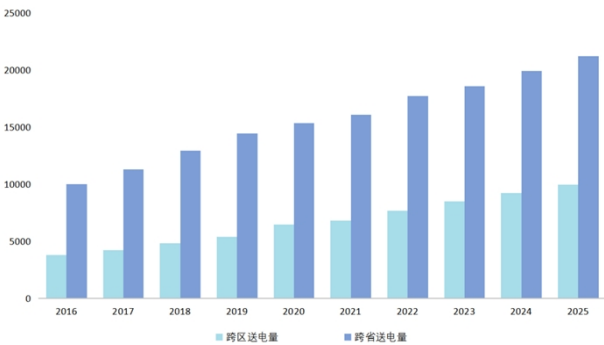


图 14 2016—2025 年跨区跨省送电量（单位：亿千瓦时）

（三）重点输电通道建设进展明显

截至 2025 年底，我国共建成投运 46 项特高压线路。国家电网建成投运 22 项交流特高压，20 项直流特高压；南方电网建成投运 4 项直流特高压。我国已经成功构建起华东、华北、华中、西南特高压交流骨干网架。

2025 年全年共投运 4 项特高压工程。包括陇东—山东±800 千伏、哈密—重庆±800 千伏、宁夏—湖南±800 千伏、金上—湖北±800 千伏特高压直流输电工程。

陇东—山东±800 千伏特高压直流工程于 5 月 8 日竣工投产。该工程是我国“西电东送”能源大动脉，起于甘肃省庆阳市庆阳换流站，止于山东省泰安市东平换流站，采用±800 千伏额定电压、800 万千瓦额定容量的特高压直流输电技术，每年可将 360 亿千瓦时以上电量从甘肃输送到山东负荷中心，保障“沙戈荒”大基地超过 1000 万千瓦新能源装机可靠送出。该工程输电距离 915 千米，总投资 202 亿元，是我国首个“风光火储一体化”大型综合能源基地的外送工程，首个一次性全容量投产的特高压直流工程，首个探索并应用“双八百”特高压直流标准化成果的示范工程，首个应用国家专项攻关成果突破特高压“卡脖子”技术的示范工程。

哈密—重庆±800 千伏特高压直流输电工程于 6 月 10 日投产送电。该工程是我国“十四五”规划确定的 102 项重大工程之一，起于哈密市巴里坤换流站，止于重庆市渝北区渝北换流站，总投资 286 亿元，线路全长 2260 千米。工程投用后，为哈密“沙戈荒”新能源基地开发提供强大外送通道，每年可向重庆输送电量超 360 亿千瓦时，其中清洁能源占比超 50%。

宁夏—湖南±800 千伏特高压直流输电工程于 8 月 20 日投产送电。宁夏—湖南工程额定电压±800 千伏、额定容量 800 万千瓦，工程起于宁夏回族自治区中卫市中宁换流站，途经甘肃、陕西、重庆、湖北，止于湖南省衡阳市衡阳换流站，线路全长 1616 千米，总投资 281 亿元，是我国首条获批的以输送“沙戈荒”风电光伏大基地新能源为主的特高压输电通道，也是继“宁电入鲁”“宁电入浙”之后，宁夏电力外送的第三条通道。宁夏—湖南工程配套电源装机容量 1764 万千瓦，新能源装机占比超过 70%，创下同类工程新高。每年可向湖南输送电量超 360 亿千瓦时，其中新能源电量占比超 50%。

金上—湖北±800 千伏特高压直流输电工程于 12 月 18 日建成投运。这是首条深入川藏高原腹地的特高压工程，起于金沙江上游，途经西藏、四川、重庆、湖北四个省份，止于湖北黄石大冶换流站，输电距离近 1900 千米，总投资 334 亿元，有力推动金沙江上游水风光一体化基地规模化开发，促进川藏高原清洁能源消纳。工程投运后，每年可向华中地区输送约 400 亿千瓦时清洁电能，相当于替代标准煤约 1200 万吨，减排二氧化碳约 3000 万吨。

五、全国统一电力市场初步建成，碳市场运行平稳

2025 年，全国统一电力市场初步建成，成为全国统一大市场建设的重要标志。经过 10 年努力，我国电力生产组织方式由计划全面转向市场，全面构建起“1+6”基础规则体系。多层次多品种电力市场运营体系基本建立，跨电网经营区实现常态化交易，资源跨区域优化配置能力显著增

强，区域内省间余缺互济力度持续加大，中长期、现货、辅助服务、绿电绿证、零售市场功能互补、覆盖全国，交易方式涵盖双边协商、挂牌、集中竞价等。多元主体有序参与的市场格局基本形成，独立规范运行的交易机构体系基本建立，辅助服务市场、容量补偿机制持续完善。“能涨能跌”的市场化电价机制初步建立。

表 4 我国已建成投运特高压工程

序号	工程名称	投运时间	电压等级	序号	工程名称	投运时间	电压等级
1	晋东南—南阳—荆门	2009年1月	1000千伏交流	24	苏通GIL综合管廊工程	2019年9月	1000千伏交流
2	云南—广东	2010年6月	±800千伏直流	25	山东—河北环网	2020年1月	1000千伏交流
3	向家坝—上海	2010年7月	±800千伏直流	26	张北—雄安	2020年8月	1000千伏交流
4	锦屏—苏南	2012年12月	±800千伏直流	27	蒙西—晋中	2020年9月	1000千伏交流
5	淮南—浙北—上海	2013年9月	1000千伏交流	28	驻马店—南阳（配套）	2020年12月	1000千伏交流
6	哈密南—郑州	2014年1月	±800千伏直流	29	乌东德—广东、广西（昆柳龙直流工程）	2020年12月	±800千伏三端混合直流
7	溪洛渡左岸—浙江金华	2014年7月	±800千伏直流	30	青海—河南	2020年12月	±800千伏直流
8	浙北—福州	2014年12月	1000千伏交流	31	雅中—江西南	2021年6月	±800千伏直流
9	糯扎渡—广东	2015年5月	±800千伏直流	32	南昌—长沙	2021年12月	1000千伏交流
10	锦屏—山东	2016年7月	1000千伏交流	33	陕北—湖北	2022年4月	±800千伏直流
11	宁东—浙江	2016年9月	±800千伏直流	34	白鹤滩—江苏	2022年7月	±800千伏直流
12	淮南—南京—上海	2016年11月	1000千伏交流	35	南阳—荆门—长沙	2022年10月	1000千伏交流
13	蒙西—天津南	2016年11月	1000千伏交流	36	荆门—武汉	2022年12月	1000千伏交流
14	酒泉—湖南	2017年6月	±800千伏直流	37	白鹤滩—浙江	2023年6月	±800千伏直流
15	晋北—江苏	2017年6月	±800千伏直流	38	驻马店—武汉	2023年11月	1000千伏交流
16	榆横—潍坊	2017年8月	1000千伏交流	39	福州—厦门	2023年12月	1000千伏交流
17	锦屏—胜利	2017年8月	1000千伏交流	40	张北—胜利	2024年10月	1000千伏交流
18	锦屏—泰州	2017年10月	±800千伏直流	41	武汉—南昌	2024年11月	1000千伏交流
19	扎鲁特—青州	2017年12月	±800千伏直流	42	四川—重庆	2024年12月	1000千伏交流
20	滇西北—广东	2018年5月	±800千伏直流	43	陇东—山东	2025年5月	±800千伏直流
21	上海庙—山东	2019年1月	±800千伏直流	44	哈密—重庆	2025年6月	±800千伏直流
22	北京西—石家庄	2019年6月	1000千伏交流	45	宁夏—湖南	2025年8月	±800千伏直流
23	准东—皖南	2019年9月	±1100千伏直流	46	金上—湖北	2025年12月	±800千伏直流

2026 年 2 月，国务院办公厅正式印发《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》，这是继 2022 年《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》这一“电力市场化改革纲领性文件”之后，我国电力体制改革领域又一具有里程碑意义的顶层设计文件。

（一）市场化交易电量稳步增长

2025 年，全国累计完成电力市场交易电量 6.6 万亿千瓦时，同比增长 7.4%，占全社会用电量比重 64.0%，同比提高 1.3 个百分点。省内交易电量 50473 亿千瓦时，同比增长 6.2%；跨省跨区交易电量 15921 亿千瓦时，同比增长 11.6%，其中跨电网经营区交易电量 34 亿千瓦时。国家电网经营区域市场化交易电量 54691 亿千瓦时，同比增长 8.8%。南方电网经营区域市场化交易电量 12056 亿千瓦时。

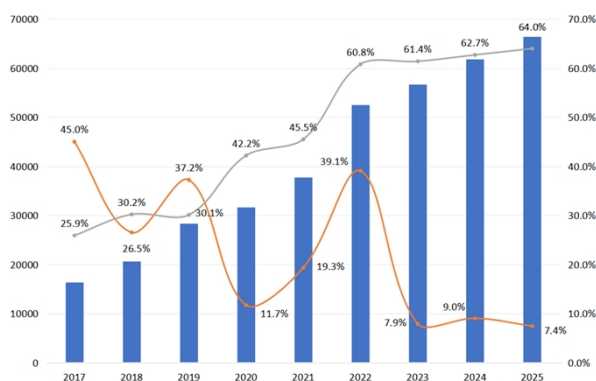


图 15 2017—2025 年全国市场交易电量及占比情况（单位：亿千瓦时）

新能源交易电量大幅增长。国家电网公司经营区新能源市场化交易电量 10718 亿千瓦时，首超万亿千瓦时，占新能源发电量的 57.9%，占比同比提升超 5 个百分点。南方电网公司经营区风电光伏市场化交易电量 1345 亿千瓦时，占其发电量的 41.6%，占比同比提升 1.7 个百分点。

市场主体数量倍增。电力市场活跃程度进一步提高。燃煤机组全部进入市场，新能源全面参与市场，部分燃气、核电和水电参与市场；全部工商业用户均已进入市场。截至 2025 年 12 月底，全国电力市场经营主体数量超 109 万家（国网公司经营区 804278 家，南网公司经营区 285815 家），同比增长 33.6%，是 2015 年的 22 倍。售电公司已达到 5000 多家，超 60 万家零售用户通过零售市场购电。

（二）电价机制不断完善

新能源上网电价全面市场化。2025 年 1 月，国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》，明确新能源上网电量全部进入电力市场，上网电价由市场形成，配套建立新能源可持续发展价格结算机制，区分存量和增量项目分类施策。截至 2025 年底，各省陆续出台配套方案。根据各省公布的项目名单，24 省共完成 1727.9 亿千瓦时机制电量的分配。包括光伏项目 712.6 亿千瓦时，风电项目 1015.4 亿千瓦时。

发电侧容量电价机制进一步扩围。2023 年建立的煤电容量电价机制在 2025 年持续深化。2026 年 1 月发布的《关于完善发电侧容量电价机制的通知》对现行煤电、气电、抽水蓄能容量电价机制进行了分类完善，一是各地结合实际提高煤电容量电价标准，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%，可参照煤电建立气电容量电价机制；二是对近年新开工的抽水蓄能电站，按照弥补平均成本的原则制定当地统一的容量电价；三是首次在国家层面明确建立电网侧独立新型储能容量电价机制。

新一轮输配电价核定工作开启。11 月，国家发展改革委修订了《输配电定价成本监审办法》《省级电网输配电价定价办法》《区域电网输电价格定价办法》和《跨省跨区专项工程输电价格定价办法》四个办法。在保持政策框架和主要方法总体稳定的基础上，围绕适应新型电力系统建设的新形势、新变化、新要求，聚焦省内消纳与跨省跨区输送两个维度，充分释放出促进新能源消纳利用的清晰信号。

分时电价机制作出重大调整。2025 年全国已有 15 个地区更新分时电价政策，主要变化为时段调整、计价基础缩小，价差收窄。32 个地区最大峰谷价差的总体平均值同比下降 9.4%。2026 年 1 月，全国多地取消固定分时电价，固定分时电价陆续退场，分时电价机制从政策化转为市场化分时定价。截至目前，已有 14 个地区陆续发布省级细则，目前湖北、重庆、河北南网、陕西、吉林、江苏等地属于全面取消型，分时价格形成权完全交给市场。

（三）电力中长期交易电量占市场化电量九成以上

2025 年，全国电力市场中长期交易电量 63522 亿千瓦时，同比增长 36.5%，占市场化电量比重超 95.7%。省内电力中长期交易 45413 亿千瓦时（含省内绿电交易 2682 亿千瓦时、电网代理购电 7172 亿千瓦时）；省间电力中长期交易 15204 亿千瓦时（含省间绿电交易 603 亿千瓦时、跨经营区交易 39.3 亿千瓦时）。绿电交易电量 3285 亿千瓦时，同比增长 38.3%，国家电网区域绿电交

易电量 2174 亿千瓦时，绿证交易共 2.3 亿张；南方电网区域绿电交易电量 441 亿千瓦时，绿证交易共 4.1 亿张。

（四）28 个省（区、市）电力现货市场已进入连续运行

2025 年以来，电力现货市场建设全面加速，除西藏等个别地方，开展连续结算试运行现货交易的省（区、市）达到 28 个，其中 7 个已转入正式运行。电力现货市场通过“高峰高价、低谷低价”的价格信号，形成了电源侧与负荷侧双向互动、协同保障供应的全新格局。2025 年，电力现货交易电量 2872 亿千瓦时，其中省内电力现货交易 2348 亿千瓦时，省间电力现货交易 524 亿千瓦时（含省间现货、南方区域现货）。

（五）绿证全年交易量超历史总和

绿电政策举措密集出台。2025 年 3 月出台了《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》，加快建立绿色能源消费促进机制。5 月出台了《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》，首次从国家层面明确“绿电直连”模式的规则框架。7 月出台了《关于 2025 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》《浙江、河南、广东省分布式可再生能源发电项目绿证核发工作方案》。

绿证全年交易量超历史总和。2025 年全国累计交易绿证 9.3 亿个，同比增长 1.2 倍，全年交易量超过历年总和。全国参与绿证交易的消费主体为 11.1 万个，同比增长 87.5%。其中，高耗能、外向型、高新技术企业成为绿证消费主力；个人购入绿证 724 万个，数量是 2024 年的 6 倍。交易价格企稳回升。在政策和市场双重驱动下，绿证需求持续转旺，2025 年下半年绿证平均交易价格约 4.14 元/个，较上半年增长 90%。绿证应用“走出去”获重大进展。2025 年 5 月，RE100 无条件认可我国绿证。2025 年 11 月，中国绿证首次亮相 COP30。

（六）全国碳市场建设迈入新阶段

2025 年 8 月 25 日，中共中央办公厅、国务院办公厅对外发布《关于推进绿色低碳转型加强全国碳市场建设的意见》，这是我国碳市场领域第一份中央文件，明确了全国碳市场中长期发展的时间表、路线图、任务书。《意见》提出，到 2027 年，全国碳排放权交易市场基本覆盖工业领域主要排放行业，全国温室气体自愿减排交易市场实现重点领域全覆盖。到 2030 年，基本建成以配额总量控制为基础、免费和有偿分配相结合的全国碳排放权交易市场，建成诚信透明、方法统

一、参与广泛、与国际接轨的全国温室气体自愿减排交易市场，形成减排效果明显、规则体系健全、价格水平合理的碳定价机制。

目前，全国碳市场体系由全国碳排放权交易市场和全国温室气体自愿减排交易市场相互衔接共同构成，以碳市场为主体的中国碳定价机制正在逐步形成。截至 2025 年 12 月 31 日，全国碳排放权交易市场配额累计成交量 8.65 亿吨，累计成交额 576.63 亿元。自愿减排市场建设持续推进，项目量和减排量不断增长，促进低碳、零碳、负碳技术发展和生态产品价值实现。

（本文所引用数据均来自权威部门资料。因统计口径不同等原因，部分数据存在相互出入问题，个别较去年版本做了修正，或根据实际情况进行了调整。对于不影响总体判断的数据，保留了原始引用数据。）

来源：中能传媒研究院

<https://news.bjx.com.cn/html/20260401/1490243.shtml>

《能源科技简讯》2026 年第 03 期是科技情报研究所编发的第 639 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