



能源科技简讯

Energy Technology Bulletin

2026 年第 7 期（总第 643 期） 20260731

• 科技情报研究所 •

目 次

专家观点

陈海生：2026 上半年中国新型储能新增装机 21.64GW/58.20GWh.....	1
李屹立：从五大创新看“十五五”新型能源体系建设.....	3

行业动态

国家发改委：机构测算“十五五”时期算力网建设将新增直接投资 4 万亿元.....	6
山东推动新能源与配建储能协同高质量发展.....	10
甘肃贯彻落实国家发展改革委第四监管周期省级电网输配电价及有关事项.....	11
专家解读：开展零碳算力设施建设 支撑碳达峰碳中和目标达成.....	13
解码“十五五”新型能源体系顶层布局：坚持集约协同推动清洁能源基地规模化发展.....	16
零碳园区建设的关键难点与政策建议.....	19
我国加快构建绿色低碳电力供给格局.....	25
行动计划落实双碳目标能源领域节能降碳全面深化.....	25
CPIA：我国分布式光伏市场发展情况.....	28
新型配电系统，如何打赢体系化变革？.....	30
以集成融合为首要原则推动“十五五”可再生能源高质量发展.....	32
中国电力行业年度发展报告“新”看点.....	36
国内首次成品油长输管道顺序输送甲醇现场试验成功完成.....	39

专家观点**陈海生：2026 上半年中国新型储能新增装机 21.64GW/58.20GWh**

2026 年 7 月 17 日，第六届储能安全研讨会在安徽合肥成功举办。本届研讨会汇聚了政、产、学、研各界力量现场参与，共同为储能产业的安全与可持续发展献计献策。

中关村储能产业技术联盟理事长、中国能源研究会储能专委会主任委员、中国科学院工程热物理研究所所长陈海生在开幕式发表致辞。他表示，2026 年是我国新型储能产业从规模化扩张向高质量跃升的关键一年。截至 2026 年 6 月底，我国电力储能项目累计装机规模达 237.2GW，同比增长 41.4%；其中新型储能累计装机 168.2GW，占比超 70%，新增装机 21.64GW/58.20GWh，储能时长稳步提升、技术路线快速迭代、应用场景不断拓宽。储能产业高速发展的同时，安全压力持续攀升，仍是行业首要难题。联盟长期深耕储能安全领域建设，将持续深化国际合作，搭建全球储能安全平台，共建储能安全体系，助力全球能源绿色低碳转型。

以下为致辞全文：

2026 年，是中国新型储能产业从规模化扩张向高质量跃升的关键一年。产能持续释放，质量不断提升，国务院《“十五五”碳达峰行动方案》强调推动新型储能规模化发展，大力发展长时储能，到 2030 年，新型储能装机容量力争达到 3 亿千瓦。

根据中关村储能产业技术联盟 DataLink 全球储能数据库统计，截至 2026 年 6 月底，我国电力储能项目累计装机规模达 237.2GW，同比增长 41.4%，产业整体延续高速发展的良好态势。与此同时，储能产业技术格局再次迎来历史性重塑：抽水蓄能累计装机占比继 2025 年跌破 40% 后持续回落，再度下滑近 10 个百分点，首次降至 30% 以下；新型储能发展势头强劲，累计装机达 168.2GW，占比超过 70%，同比增长 58.6%，已然成为驱动产业增长的核心引擎，更是我国新型能源体系建设的重要支柱。

从 2026 年上半年新增装机来看，我国新型储能新增装机规模 21.64GW/58.20GWh，功率与能量规模同比降幅均超 15%，项目并网节奏回归常态化、区域布局集中化，超八成新增装机集中在风光富集区与重点负荷区域。西北地区项目平均储能时长达 3.04 小时，领

跑全国，长时储能落地成效显著。应用结构持续优化，独立储能主导地位持续强化，占比升至 74.3%；技术层面，锂电储能仍为主流，压缩空气、液流电池及多技术融合示范项目加速落地，产业多元技术迭代提速。

整体而言，储能产业装机规模持续增长、储能时长稳步提升、技术路线快速迭代、应用场景不断拓宽，产业高质量发展步伐持续加快。与此同时，储能安全压力同步攀升、安全底线要求持续抬高。

虽然随着技术的不断进步，新型储能的安全问题已经得到较大的改善，但随着产品迭代速度的加快和能量的持续攀升，安全问题仍然是新型储能亟待解决的首要问题。2025 年全球储能安全事故 30 多起，2026 年波兰、英国等接连出现集装箱储能安装、投运期间冒烟起火险情，安全已成为所有国家能源转型不可回避的共性挑战。

面对这一系列挑战，全行业正在积极构建更加系统、严格的安全防线。

ISO 3941 标准新增 Class L 锂电火灾专属分类，美国 2026 版 NFPA 855、UL9540A 第六版全面收紧准入门槛，将大规模火烧测试 LSFT 由可选改为强制，要求模拟老化电芯、全开通风工况下验证热失控不跨单元蔓延。欧盟电池法规 2026 年全面落地，覆盖储能电池生产、运输、运营、回收全链条安全管控。《国际海运危险货物规则》最新修正案限制储能集装箱仅能使用舱面积载，储能运输安全要求也愈发严苛。

国内，政策层面，国家发布了《新型储能电站建设工程质量监督大纲》《电力重大事故隐患判定标准及治理监督管理规定》，标志着储能安全正式走向“强制合规”。

标准层面，储能行业安全要求不断加严。GB/T 51048《电化学储能电站设计标准》历经 10 年修订并已发布实施，对电化学储能电站的安全设计提出了系统性更新要求。GB 44240、GB/T 46261 等标准对储能电池安全、火灾探测预警系统等做出要求，相关标准不断完善。

技术层面，AI 诊断和在线数据风险监测已开始应用于新型储能项目中，有别于传统监测手段的“被动防护”和“阈值报警”，通过 AI 提前识别异常风险，发出预警并触发处置机制，大幅提升了储能系统安全风险主动防控能力。

储能安全，不仅关乎技术突破与产业成长，更牵系能源转型的全局与未来。随着储能电站规模迈入 GWh 时代，电芯容量不断提升，应用场景拓展至矿山、钢铁、冶金、充换电站、数据中心、算力中心等多元领域，储能安全正面临新的挑战。

来源：中关村储能产业技术联盟

<https://news.bjx.com.cn/html/20260720/1504900.shtml>

李屹立：从五大创新看“十五五”新型能源体系建设

“十五五”时期，我国能源发展安全风险叠加演变、低碳转型加力推进、科技创新加速突破、体制改革深度攻坚、国际合作调整重塑。《新型能源体系建设“十五五”规划》（发改能源〔2026〕884 号，以下简称《规划》）锚定 2030 年初步建成清洁低碳、安全高效的新型能源体系，系统部署能源供给、消费、科技、体制、国际合作的重点任务。面向新阶段新要求，以体系创新、形态创新、模式创新、技术创新、机制创新解决能源发展中面临的困难挑战。

一、体系创新，筑牢能源安全韧性屏障

《规划》提出，到 2030 年能源综合生产能力达到 58 亿吨标准煤，电力系统互补互济和安全韧性水平全面提升，能源进口多元可控。在具体任务中，《规划》明确重点建设五大煤炭供应保障基地，并形成 1 亿吨/年以上的产能储备。加大油气增储上产力度，健全完善油气储备体系。新增西电东送能力 8000 万千瓦和电网互补互济能力 4000 万千瓦。同时，对关键矿产资源供给、能源安全风险监测预警、能源基础设施安全防范等新的安全问题做出部署。形成了资源供应、储备调节、跨区协同、监测预警、应急管控等方面协同支撑的能源安全保障体系。

能源安全保障进入系统重塑新阶段。过去，能源安全多聚焦于煤炭、油气等化石能源的供给安全。进入“十五五”时期，能源安全面临的风险是生产、储备、输送、调节和应急全链条的系统安全。影响能源安全的超预期、难预料因素更加复杂。统筹传统能源兜底保障和新能源增量替代，统筹资源储备、灵活调度、数据和信息安全等，推动能源安全保障方式由单一资源保供向多元系统支撑转变，由静态能力充足向动态韧性可靠转变，为新型能源体系建设筑牢更坚韧、更富弹性的安全屏障。

二、形态创新，提升非化石能源供给能力

《规划》提出，持续扩大非化石能源供给规模，实施非化石能源十年倍增行动，推动非化石能源供应形成五大增长板块。推动新能源集成融合发展，坚持集中式与分布式、发电与非电并举，加强新能源多品种互补开发、空间集约复合利用和一体化聚合运营。《规划》对非化石供给能力提出了一系列明确指标，到 2030 年，非化石能源发电量比重达到 50%，新能源发电量占比达 30%，常规水电装机达 4.1 亿千瓦左右，在运核电装机达 1.1 亿千瓦左右，可再生能源制氢规模达到 200 万吨。从电网、支撑调节性电源、储能、负荷四个方面，明确了如何构建适配高比例新能源的新型电力系统。

非化石能源供给形态正发生深刻变化。进入“十五五”时期，非化石能源供给将从单一品种扩张转向多能互补、一体化开发、场景化利用，从装机规模扩张转向有效供给能力提升。统筹非化石能源开发规模、电网接纳能力、土地资源约束与系统调节能力，推动风光水核储协同、集中式基地外送与自用协同、负荷中心本地绿电供给与接收外送电协同。推动绿色电力与绿色氢氨醇、可持续航空燃料、供热利用等非电利用方式协同。把资源优势转化为稳定可靠的绿色能源供给能力，推动非化石能源由“装机主体”加快迈向“电量主体”和“供给主体”，为新型能源体系建设提供坚实支撑。

三、模式创新，构建绿色低碳消费场景

《规划》提出，强化重点领域节能和清洁替代，加快推进新增用电量由新增清洁能源电量覆盖。培育能源消费新场景新业态，推动多能融合互补发展，引导传统能源企业向综合能源生产服务商转型，因地制宜发展适应新能源特性的用能产业，培育能源产消融合新模式。推动零碳工厂和园区建设，引导虚拟电厂、智能微电网等新型经营主体创新发展，充分挖掘用户侧调节潜力，开展车、桩、站、网融合互动探索，2030 年车网互动聚合可调充电规模达 5000 万千瓦，虚拟电厂调节能力达 5000 万千瓦以上。

绿色低碳消费正成为能源体系重塑的重要牵引。过去，能源消费是系统末端，是单向用能和被动承接，重点在于保障用能需求。进入“十五五”时期，消费侧转变为平衡调节、绿电消纳与价值创造的重要环节，将推动能源消费由“用得上”向“用得绿、用得优、用得活”转变。统筹清洁能源替代、终端电气化提升与用户侧资源开发，推动工业负荷、建筑负荷、交通负荷、算力负荷等与新能源出力特性协同匹配，促进能源消费者向能源“产消

者”、系统“调节者”和市场“参与者”转变。以用能场景拓展能源转型空间，以新业态新模式激发消费侧活力，加快形成绿色低碳的能源消费体系。

四、技术创新，培育新质生产力发展动能

《规划》提出，构建自立自强的能源科技创新体系，加强能源技术装备和产业创新，聚焦重点领域技术攻关和装备研发，增强能源产业基础支撑能力，前瞻布局未来能源技术，推动突破一批标志性技术，推进工程化应用。围绕风电光伏、新型储能、先进核电、智能电网、新一代煤电、重型燃气轮机、柔性直流输电等技术装备攻关，积极稳妥推进先进堆型研发和示范工程建设，推动能源领域首台套重大技术装备工程示范落地。深入实施“人工智能+”能源行动，推动算电协同一体化发展，加快形成能源与数字技术深度融合的新产业、新动能。

能源科技创新正成为发展新质生产力的重要支撑。进入“十五五”时期，能源技术创新正从单项设备效率提升转向系统性、融合性、引领性升级，既要补齐关键材料、核心部件、底层软件、高端装备等短板，也要锻造新能源装备、储能、智能电网等优势长板。随着能源系统复杂程度提高，“数据—装备—系统—场景”协同升级成为新趋势。以科技创新引领产业创新，推动先进核电、新型储能、柔性直流、“人工智能+”等技术加快从研发示范到规模应用，以能源科技突破带动能源产业链供应链升级，培育支撑新型能源体系建设的新质生产力发展动能。

五、机制创新，激发经营主体内生活力

《规划》明确，构建全国统一电力市场体系，健全现货、中长期、辅助服务和容量市场有机衔接，推动跨省跨区和省内电力交易衔接，合理扩大省间市场化送电规模。优化能源价格形成和传导机制，优化能源基础设施投资和运行机制，鼓励多元主体参与清洁能源基地、能源输配网络等投资建设。加快培育壮大绿证绿电市场，建立强制消费与自愿消费相结合的绿证消费制度，提升绿证国际认可度。到 2030 年，适应新型能源体系的市场和价格机制加快健全，全国统一电力市场体系基本建成。

能源机制创新成为激发经营主体内生活力的重要保障。进入“十五五”时期，机制创新从竞争性环节放开、价格市场化改革转向价格重塑、规则重构和活力释放。能源市场建设不再只是“能交易”，更要解决“价值如何体现、收益如何分配、主体如何参与”的问题。坚

持有效市场和有为政府更好结合，推动“规则—价格—交易—监管”协同发力，让电量价值、容量价值、调节价值、绿色价值和安全性价值充分体现，推动各类经营主体在新型能源体系建设中愿意投、主动调、积极用绿电，以机制创新释放高质量发展的内生动力，推动形成适应新型能源体系的制度规则和市场环境。《规划》已经绘就未来 5 年能源发展的蓝图，精准把握未来能源发展形势，提出具体落实举措，聚焦建设能源强国战略目标，将有力支撑“双碳”目标与经济社会高质量发展。

来源：中国电力报

<https://news.bjx.com.cn/html/20260731/1506728.shtml>

行业动态

国家发改委：机构测算“十五五”时期算力网建设

将新增直接投资 4 万亿元

7 月 31 日，国家发展改革委举行 7 月份新闻发布会。会上提及，“十五五”时期新型电网拟投资超 5 万亿元，通过电网架构、输电储能技术、供电服务等创新，更好满足用电以及新能源消纳等需求，提升应对自然灾害和快速恢复的能力。“十五五”时期地下管网拟投资约 5 万亿元，将加快补齐燃气、供排水、供热等短板弱项，提升城市基础设施安全韧性和人民群众生活品质。

为加快规划建设“六张网”，国家发展改革委会同有关部门和各地方，针对每张“网”精准谋划制定专项规划或实施方案，力争尽快形成实物工作量。据介绍，“六张网”建设正在加快推进，政策红利也在持续释放。下一步，国家发展改革委将会同有关方面，突出多网协同、软硬协同、场景协同，抓紧细化落实具体方案，因地因业加快推进建设。

相关摘录：

“六张网”成为社会各界对投资的关注热点。请问“六张网”建设有哪些特点，后续将如何推进项目建设？

蒋毅：

规划建设“六张网”是党中央和国务院在“十五五”开局起步之年作出的重大部署，鲜明体现了三方面特点。从功能定位看，既能稳投资、扩内需，更是增动能、提效益、惠民生、保安全的有力抓手。从项目内容看，既包括传统基础设施、也包括新型基础设施，既注重补短板、也注重锻长板，充分体现了高质量发展的新形势新要求。从实施方式看，“六张网”不是彼此独立、各自运行的分散体系，而是深度耦合、相互赋能、协同支撑的有机整体，最终攥指成拳，融合效果大于简单叠加。这里我给大家举一个例子，以算力网与新型电网、新一代通信网协同为例，新型电网提供稳定清洁的电力供应，算力网作为“大脑”指挥电网智能化调度和新能源消纳，通信网作为信息传输“高速公路”，支撑算力跨区域调度和一体化协同。总的看，规划建设“六张网”，既是有效扩大国内需求的重大举措，也为进一步筑牢中国式现代化行稳致远的战略底座提供坚实支撑。

为切实抓好落实，国家发展改革委加强统筹协调，会同有关部门和各地方，针对每张“网”精准谋划制定专项规划或实施方案，力争尽快形成实物工作量。在各方共同努力下，一大批项目抓紧开工，拟于年内开工的重大单体项目多数已经实现开工；一大批项目加快建设，比如国家水网大动脉中的南水北调中线引江补汉工程、能源大动脉上的四川阿坝 1000 千伏变电站等加紧实施；还有一大批项目建成运行，在郑州的国家超算互联网核心节点，有数万张国产 AI 芯片正在高速运行，等等。“六张网”建设正在加快推进，政策红利也在持续释放。

下一步，国家发展改革委将会同有关方面，突出多网协同、软硬协同、场景协同，抓紧细化落实具体方案，因地因业加快推进建设，加强资金要素保障，推动规划蓝图转化为群众身边实实在在、发挥作用的具体项目。重点是“三个注重”。

第一，注重一体统筹布局、多网协同推进。统筹考虑拟实现的目标、拟解决的问题以及具备的实际条件，在布局上坚持全国一盘棋，科学规划建设“六张网”；在推进中坚持集成融合、相互赋能，把多网融合的思路体现到规划、建设、运营等全流程。比如，布局建设算力网不能一哄而上，要强化统筹布局、有序建设，注重供需适配、算电协同，做到科学合理、安全可靠、绿色低碳、成本可控。

第二，注重实现高效利用、解决实际问题。坚持问题导向、目标导向，把钱花在刀刃上，建成了就要发挥作用。比如，“十五五”时期新型电网拟投资超 5 万亿元，通过电网架构、输电储能技术、供电服务等创新，更好满足用电以及新能源消纳等需求，提升应对自然灾害和快速恢复的能力。又如，建设物流网将推动“十五五”时期社会物流总费用与 GDP 的比率进一步下降，支撑全社会商品和资源高效流转。再如，“十五五”时期地下管网拟投资约 5 万亿元，将加快补齐燃气、供排水、供热等短板弱项，提升城市基础设施安全韧性和人民群众生活品质。

第三，注重打通堵点卡点、提升治理水平。以项目建设为契机，加强规则机制等“软建设”，打通硬件互联互通、规则标准衔接、信息共享、市场准入等方面堵点卡点，提升持续运营服务能力。比如，通过解决不同地区、不同领域的算力、电力、数据协同问题，减少资源浪费、提高运行效率；通过解决不同运输方式、载具的硬件设施和规则标准衔接问题，降低物流成本、提高物流效率。又如，“六张网”治理与以往不同，强调监测调度，并通过人工智能等技术手段以及信息共享等改革举措，提升整体治理效能。再如，针对民营企业准入问题，上半年水网建设吸引民间资本超过 108 亿元、同比增长 85.8%，后续还将推出一批经营收益稳定的项目，吸引民营企业参与；有关机构测算，“十五五”时期算力网建设将新增直接投资 4 万亿元，考虑到算力建设以企业投资为主，这将为民间投资创造巨大空间，我们将加强规划引导、要素保障等工作，为民间投资营造良好环境。

上半年，地缘冲突持续扰动国际油气供应链，在这种情况下中国还是实现了“空调自由”“用电自由”。中国是如何应对这次冲击的？后续还将如何推动能源体系高质量发展？

蒋毅：

谢谢您。上半年，面对复杂严峻的外部环境，中国始终保持能源安全稳定供应，在满足国内用能需求的同时，也为全球能源市场和产业链供应链稳定作出了重要贡献。回过头来看，托举用电安全感的，是规模超大且运行有序的能源体系。中国能源体系之所以展现出强大韧性、经受住巨大考验，根本在于党中央统揽全局、科学谋划，习近平总书记早在 2014 年就提出能源安全新战略，未雨绸缪开展前瞻布局。沿着习近平总书记指引的方向，各方狠抓落实，系统构筑了“四道保险”。

一是从供给看，传统能源兜底支撑有力、新能源成为电力供应重要生力军。建成了全球最大的清洁煤电供应体系，原油产量提升至 2 亿吨以上，天然气连续 9 年增长百亿立方米以上、相当于每年新增 1 个“大气田”；同时，建成了全球最大、发展最快的可再生能源体系，全社会用电量中每 10 度电有近 4 度是绿电。

二是从需求看，绿色低碳转型持续加力，用能结构持续优化。深入推进重点领域和行业节能降碳改造，能耗强度明显下降。党的十八大以来，我国以年均约 3.3% 的能源消费增速，支撑了年均约 6% 的经济增长；新能源汽车渗透率从“十三五”末的 5% 跃升至“十四五”末的 48%；去年我国非化石能源消费占比首次超过石油。

三是从支撑条件看，基础设施形成硬支撑，改革创新激发动力活力。建成了全球规模最大、技术最复杂的交直流混连大电网，初步建成全国统一电力市场，推动电力资源在全国范围内高效配置；织密扎牢油气“全国一张网”，油气长输管道总里程相当于绕地球赤道 5 圈。健全的油气储备体系，自主可控的特高压输电等关键核心技术，也给了我们坚实的底气。

四是从国际合作看，进口来源丰富拓展，多元进口格局加快形成。建成西北、东北、西南、海上四大能源进口通道，覆盖 100 多个国家和地区，2025 年我国石油进口前十大来源国分散在欧洲、中东、东南亚、南美、非洲、北美等地区。

与此同时，面对国际能源市场的剧烈波动，党中央审时度势、果断决策，坚持以人民为中心的发展思想，有力做好需求侧管理，优先保障居民生产生活用能；及时出台一系列成品油价格临时调控措施，3 月份国际油价大幅上涨期间，连续两轮成品油价格涨幅仅为按机制涨幅的 50% 左右，有效降低了全社会用油成本，最大限度减轻了国际油价向实体经济和居民生产生活传导的压力。

下一步，我们将深入实施能源安全新战略，加快推动新型能源体系“十五五”规划及配套规划、政策落地见效，切实推动我国从“能源大国”向“能源强国”迈进。重点在三个方向上发力。一是保障安全稳定供应。始终把能源安全放在首要位置，筑牢极端情形下的能源战略安全底线，强化煤炭兜底保障作用，加大油气增储上产力度，增强能源多元进口和安全保障能力，持续扩大非化石能源供给规模，构建适配高比例新能源的新型电力系统。二是统筹促进普惠和提高效率。注重保障民生等重点领域用能需求，持续推进供电服务普惠

化，加快实现从“用上电”到“用好电”“用绿电”的转变；同时，构建全国统一能源市场体系和自立自强的能源科技创新体系，科学高效实施能源监管，通过改革创新降低成本、提高效率。三是深入推进节能降碳。能源活动碳排放量占有碳排放量的 90% 左右，我们在工作中一直坚持，节能就是降碳。我们将持续构建绿色低碳的能源消费体系，全面实施碳排放双控制度，强化重点领域节能和清洁替代，加快经济社会发展全面绿色转型，在更好满足国内用能需要的同时，为全球能源转型作出新的贡献。

来源：国家发改委

<https://news.bjx.com.cn/html/20260731/1506696.shtml>

山东推动新能源与配建储能协同高质量发展

为促进新能源有序消纳、缓解电力系统调峰压力，切实提升新能源配建储能利用质效，拓宽新型储能发展多元场景，山东能源监管办聚焦源储协同增效核心目标，健全完善新能源配建储能一体化发展机制，稳步推进源储协同调度运行管控升级，全力推动新能源与配建储能协同高质量发展。

一是健全市场参与机制，创新构建新能源与配建储能一体化参与市场机制，建立新能源场站与配建储能同步注册、联合申报、一体化出清的市场化运作模式，明确配套储能的新能源场站按照发电预测出力和配建储能申报出力曲线作为整体参与市场出清。二是优化调度管控体系，组织完成调度侧现货技术支持系统、自动功率控制系统优化升级，搭建源储一体化联合功率调控机制，支持鼓励新能源场站开展源储协控系统改造，实现新能源与配建储能统一调度、协同管控。三是完善考核保障机制，优化新能源场站并网运行考核管理机制，以源储叠加功率为基准开展考核，规范电力并网运行秩序。同时，将配建储能出力纳入市场化可用容量统计范畴，充分体现配建储能对电力保供的重要支撑作用。

随着各项机制的落地，源储协同运营的实际效能已逐步显现。自今年 3 月正式启用新能源及配建储能联合申报、一体化出清模式以来，新能源场站积极开展源储协控系统改造，截至目前，全省已有 52 座、200.5 万千瓦的配储场站完成系统改造，具备“新能源+配储”联合调用能力。

下一步，山东能源监管办将持续聚焦新能源配建储能一体化运营落地应用，会同相关主管部门优化完善备案审批流程，不断优化配套政策机制，有序扩大新能源配建储能建设规模、提升储能综合利用效率，充分发挥储能调峰保供、消纳增效价值，全力保障电力系统稳定运行，推动新能源消纳能力持续提升。

来源：国家能源局山东监管办公室

<https://news.bjx.com.cn/html/20260730/1506487.shtml>

甘肃贯彻落实国家发展改革委第四监管周期省级电网

输配电价及有关事项

甘肃省发展和改革委员会发布关于贯彻落实国家发展改革委第四监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知，甘肃电网各电压等级输配电价严格执行国家发展改革委核定的标准，具体见附件。工商业用电输配电价分为单一制和两部制两类，用电容量在 315 千伏安及以上的工商业用户，执行两部制电价；用电容量在 100-315 千伏安的，可选择执行单一制或两部制电价，执行周期最少为 3 个月；用电容量在 100 千伏安及以下的，执行单一制电价。选择执行需量电价计费方式的两部制用户，每月每千伏安用电量达到 260 千瓦时及以上的，当月需量电价按核定标准 90% 执行。每月每千伏安用电量为用户所属全部计量点当月总用电量除以合同变压器容量。

对实行两部制电价的电动汽车集中式充换电设施用电继续免收需（容）量电费，如若国家政策调整，甘肃省同步执行。

详情如下：

甘肃省发展和改革委员会

关于贯彻落实国家发展改革委第四监管周期

省级电网输配电价及有关事项的通知

甘发改价格〔2026〕432 号

各市、州发展改革委，兰州新区经发局，甘肃矿区发展改革委，东风场区工商局，国网甘肃省电力公司：

根据《国家发展改革委关于第四监管周期省级电网输配电价、区域电网输电价格及有关事项的通知》（发改价格〔2026〕1077 号），现就甘肃电网第四监管周期输配电价有关事项通知如下。

一、全省用电价格分为居民生活、农业生产及工商业用电三类。居民生活、农业生产用电继续执行现行目录销售电价政策。

二、工商业用电价格由上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加组成。其中：

（一）上网环节线损费用。线损电量继续由国网甘肃省电力公司代理采购，按照实际购电上网电价和国家核定的省内上网环节线损率 2.31% 分时段计算线损费用，实际执行中产生的代理采购损益按月向全体工商业用户分摊或分享。

（二）输配电价。甘肃电网各电压等级输配电价严格执行国家发展改革委核定的标准，具体见附件。工商业用电输配电价分为单一制和两部制两类，用电容量在 315 千伏安及以上的工商业用户，执行两部制电价；用电容量在 100-315 千伏安的，可选择执行单一制或两部制电价，执行周期最少为 3 个月；用电容量在 100 千伏安及以下的，执行单一制电价。选择执行需量电价计费方式的两部制用户，每月每千伏安用电量达到 260 千瓦时及以上的，当月需量电价按核定标准 90% 执行。每月每千伏安用电量为用户所属全部计量点当月总用电量除以合同变压器容量。

（三）系统运行费用。包括辅助服务费用、现货市场运营费用、抽水蓄能容量电费、上网环节线损代理采购损益、电价交叉补贴新增损益、发电侧容量电费、水电差价结算费用、新能源可持续发展价格结算机制差价结算费用、跨省跨区电力应急应用及需求响应费用等。

（四）政府性基金及附加。国家重大水利工程建设基金 0.1125 分钱，可再生能源电价附加 1.9 分钱，大中型水库移民后期扶持资金 0.26 分钱，地方水库移民后期扶持资金 0.02 分钱。

三、对实行两部制电价的电动汽车集中式充换电设施用电继续免收需（容）量电费，如若国家政策调整，我省同步执行。

四、发电企业（含公用电厂、全额上网分布式新能源、集中式新能源）启动调试阶段或由于停运向电网购买电量时，输配电价按照工商业电价执行，执行两部制电价的免收需（容）量电费。

五、送省外上网环节线损费用，按照外送上网价格和国家核定的送省外上网环节线损率 1.01% 计算回收线损费用，实际执行中产生的损益，统一在省内进行清算。

六、国网甘肃省电力公司要严格执行输配电价政策，落实好电网企业代理购电机制，加强政策解读宣讲，主动靠前服务，积极指导用户根据自身负荷特性优化用电习惯、合理报装容量，降低用电成本；要加强工商业电价监测分析，及时防范应对电价异常波动，确保全省工商业到户电价平稳运行；要对各电压等级的资产、费用、收入、输配售电量、负荷、用户报装容量、线损率、投资计划完成进度等与输配电价相关的基础数据进行统计归集，每年 5 月底前分别将有关数据材料和执行情况报国家和省级价格主管部门。

来源：甘肃省发改委

<https://news.bjx.com.cn/html/20260729/1506233.shtml>

专家解读：开展零碳算力设施建设 支撑碳达峰碳中和目标达成

算力设施是现代化产业体系建设的重要基础设施，是发展新质生产力的关键载体，也是当前我国能耗增长较快的领域之一。国务院《“十五五”碳达峰行动方案》提出“加快建设绿色算力设施，鼓励建设零碳算力设施。”近日，工业和信息化部办公厅印发《关于组织开展国家级零碳工厂建设工作的通知》（以下简称《通知》），提出选择具备一定建设基础、建设目标明确、实施路径清晰，并承诺在规定期限内完成建设目标的算力设施，开展国家级零碳算力设施建设工作。

一、算力设施领域节能降碳工作不断推进

“十四五”期间，全国算力设施年均用电量增速超过 10%。2025 年我国算力设施用电量已达到 1700 亿千瓦时，约占全社会用电量的 1.6%。算力设施的能耗以及由此产生的碳排

放已成为不可忽视的部分。随着数字经济快速发展和人工智能技术广泛应用，算力规模的刚性增长已成为社会共识。如何破解算力扩张与能源消费、碳排放增长之间的矛盾，实现数字经济高质量发展与低碳转型的协同，支撑碳达峰碳中和目标达成，是算力设施行业共同面对的问题，也是必须解决的难题。同时，通过绿色算力赋能千行百业的绿色转型，形成“绿色算力+绿色制造”的协同效应，将为推动我国产业结构向绿色化、智能化方向升级，构筑产业高质量发展新优势提供有力支撑。

一是算力设施领域积极探索绿色低碳转型路径。近年来，围绕算力设施设计、建设、运维全生命周期，覆盖空调、供配电、IT 系统等关键环节的标准体系逐步完善。同时，有关行业机构组织开展绿色数据中心大会、“节能降碳服务进企业”等活动，加大技术、标准、政策宣传推广力度，促进节能降碳技术装备供需对接。北京、上海、广东等地通过节能减排专项资金、技术改造专项资金等政策引导，鼓励存量算力设施积极引入新技术新产品，提升设备能效水平和非化石能源消费水平。截至目前，全国已累计建成国家绿色算力设施 306 家，有效引领算力设施能效提升和绿色低碳发展，为开展零碳算力设施建设工作打下良好基础。

二是算力设施能源消费结构以电为主，低碳转型路径清晰。与传统制造业相比，算力设施能源消费结构较为单一，能源消费类型主要为电力，不涉及过程排放，化石燃料直接燃烧排放主要来自备用柴油发电机组定期测试、应急启用等环节，排放占比相对较低。因此，算力设施低碳转型的重点在于持续提升能源利用效率和非化石能源电力消费水平。与此同时，算力设施具有用电规模较大、负荷相对稳定、连续运行等特点，与绿电直连、源网荷储一体化等非化石能源电力利用模式具有较好匹配基础，可通过提高非化石能源电力消费比例推动用能结构绿色低碳转型。

三是算力设施数字化能源管理基础较好，为精准算碳、智能控碳提供有利条件。算力设施对冷却系统、供配电系统等基础设施运行的稳定性要求高，为此，建设有必要的运维管理中心能够对各分系统运行状态、能源消耗和环境参数等进行综合化、自动化、精细化、高效化管控。在《工业企业和园区数字化能碳管理中心建设指南》指引下，部分算力设施已进一步将运维管理中心升级为数字化能碳管理中心并稳定运行，实现对能耗和碳排放的精准化计量、精细化管控、智能化决策与可视化呈现。

二、以提升算力设施非化石能源消费水平为核心抓手

《“十五五”碳达峰行动方案》提出强化算力设施与可再生能源协同布局，支持开展绿电直供，合理配置储能、备用电源等配套设施，推动新建算力设施主要使用非化石能源电力。《通知》配套发布的零碳算力设施建设评估指标体系，设定单位能耗碳排放、非化石能源消费占比、非化石能源电力消费物理认定量占比三项核心指标。对于算力设施行业，三个指标相辅相成。算力设施能源消费结构决定了提高非化石能源电力消费量占比是算力设施降低单位能耗碳排放的主要措施。算力设施可结合资源条件和用能需求，综合采用分布式可再生能源自发自用、绿电直连、绿电绿证交易等方式提高非化石能源电力消费水平，同时，探索可再生能源供冷供热、绿氢利用等非化石能源非电利用方式，进一步提高非化石能源消费占比。

绿电直供是实现绿电全程溯源，提供零碳算力，满足碳足迹管理需求的重要措施和手段。国家发展改革委等部门围绕绿电直连先后印发《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》《关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知》，提出“优先支持算力设施、绿色氢氨醇等新兴产业和未来产业开展绿电直连”，为算力设施开展绿电直连项目建设提供了政策依据。算力设施可结合自身用电规模、运行特点、周边新能源资源和接入条件，因地制宜参与绿电直供项目建设，提高非化石能源电力消费物理认定量占比。

三、凝聚行业发展合力，共建零碳算力设施良好生态

一是强化产业链协同，提升零碳算力设施建设系统性。“十五五”规划《纲要》对项目碳评价、产品碳足迹等方面提出了指导性要求，为推动绿色低碳管理向产业链上下游延伸提供了重要指引。《通知》中设置产品碳足迹分析和零碳供应链管理相关指标，引导零碳算力设施建设从自身运行降碳向产业链协同降碳延伸。算力设施应围绕设备采购、工程建设、能源供应、运维服务和算力应用等重点环节，加强上下游协同，推动低碳设备选型、绿色电力使用、绿色运维管理等措施落地，形成可复制、可推广的建设经验。

二是深化技术创新和服务支撑，提升行业零碳转型能力。零碳算力设施建设是一项系统性、创新性工作，涉及高效制冷、智能运维、绿电消纳、算电协同、能碳管理等多个领域，随着建设工作深入推进，还将不断面临技术适配、模式创新、标准衔接和服务供给等新问题。行业各方应加强协同创新和经验交流，推动先进技术、典型做法和成熟模式加快转化应用，促进绿色算力相关政策、标准、技术和服务有效贯通。中国电子学会将与算力

设施领域各方，通过促进政产学研用广泛交流、深入合作，共同打造“协同创新、群策群力、良性循环”的产业绿色发展生态，共同提升零碳转型的能力和水平。

来源：工业和信息化部

<https://news.bjx.com.cn/html/20260728/1506118.shtml>

解码“十五五”新型能源体系顶层布局：坚持集约协同

推动清洁能源基地规模化发展

“十五五”时期，我国能源绿色低碳转型进入加力推进的关键阶段。《新型能源体系建设“十五五”规划》（以下简称《规划》）明确提出，2030 年非化石能源消费比重达到 25%，风光装机成为电力主体、非化石能源发电量成为电量主体，推动“三北”风电光伏基地、西南水风光一体化基地、沿海核电基地、海上风电基地和分布式新能源五大增长板块成为非化石能源主要生产高地。清洁能源基地建设是立足我国能源供需格局，统筹能源低碳转型与安全保障两大任务，推动能源高质量发展的关键抓手。

一、清洁能源基地是非化石能源发展的核心力量

（一）开发建设“四大基地”是统筹全国能源供需、优化能源开布局的战略选择

我国能源资源与电力负荷呈逆向分布：西部风光资源占比超 90%、水电资源超 80%，中东部承载七成以上用电负荷。长期以来，我国依托西电东送实现电力跨省跨区调配，有力支撑了负荷中心用电需求。“十四五”末，我国建成 24 条特高压直流输电通道，预计“十五五”将新增投产 15 条，进一步提升全国资源优化配置能力、缓解东部供电紧张态势。与此同时，东部地区风光资源禀赋差、土地资源紧张，推动沿海核电、海上风电就近开发，能有效提升区域电力自给水平，推动实现《规划》提出的东部地区能源消费增量 70%由本地生产保障的发展目标。预计“四大基地”新增装机占非化石能源新增规模超 45%，是我国非化石能源供给的核心支撑。

（二）清洁能源基地化开发是提质增效发展的重要路径

新能源发电占地面积广、能量密度较低，后续开发土地（海域）、输电廊道、接入系统间隔等资源紧缺矛盾愈发凸显，要素保障难度加大。在资源富集区推动清洁能源集中连片开发，一方面通过规模化采购、施工与运营可以有效摊薄成本，依托一体化汇集送出可以实现输变电设施、廊道等基础设施的集约共用，显著提升土地与设备利用效率；另一方面依托“风光水火储”多能互补，可充分发挥支撑电源灵活调节优势、平抑新能源出力波动性，提升基地出力稳定性和电网友好性，有效降低弃风弃光、提高发电小时数与整体收益。清洁能源基地集约化规模化开发是破解用地难、成本高等痛点，实现新能源大规模高质量发展的必然路径。

二、清洁能源基地开发面临的新形势和新定位

“十五五”时期，清洁能源基地建设的内外部条件正发生深刻变化，基地规划布局、发展定位、消纳模式将迎来系统性重塑。

（一）基地规划布局向远离负荷中心方向延伸

“十五五”时期，我国将新增西电东送能力 8000 万千瓦、新增海上风电装机 5000 万千瓦。支撑该目标实现，我国基地规划布局将逐步向远离负荷中心方向延伸。一方面，当前我国西电东送规模达到 3.4 亿千瓦，海上风电装机近 0.5 亿千瓦，近城、近岸优质风光资源开发已趋于饱和，叠加用地用海约束收紧，就近开发新增基地的空间大幅收窄；“三北”沙戈荒风光技术可开发量近百亿千瓦，深远海风电技术可开发量超 12 亿千瓦，该部分区域地域广袤，适宜规模化开发。另一方面，远距离特高压直流输电、海上风电机组大型化等关键技术日趋成熟，“全国一张网”架构逐渐完善，为偏远区域清洁能源规模化开发提供了坚实的技术支撑。

（二）基地外送清洁能源电量占比不断提高

“十五五”时期，外送通道定位正从“保供应”向“保供应与调结构并重”转变，基地外送绿电占比不断提升。从需求侧看，我国东部负荷中心用电需求保持刚性增长，“双碳”考核约束下绿电需求愈加迫切，亟需外送通道提供更多绿电支撑本地低碳转型需求。从供给侧看，一方面国家提出要合理控制配套煤电规模，鼓励以抽水蓄能、光热、构网型储能等提供支撑调节能力，化石能源电量占比大幅降低；另一方面，提升基地绿电占比可以充分释放西部风光

资源开发潜力，发挥跨省跨区通道对新能源资源优化配置能力、促进新能源在更大范围内消纳。长远看，建设高比例、100%纯清洁能源外送基地是未来重要的发展方向。

（三）基地消纳方式由单一外送模式向统筹外送与自用转变

“十五五”时期，清洁能源基地将打破单一外送模式，形成外送与自用协同发展新格局。一方面，我国跨省区消纳壁垒尚未完全打通、输电廊道空间逐渐饱和，单一外送模式增长空间受限，“外送+自用”两条腿走路可以降低外送通道依赖、缓解外送消纳压力。另一方面，国家产业西移稳步推进，在规划层面实现高载能、高绿电需求产业与基地场址协同布局，将西部能源优势与产业发展深度绑定，既可为西部承接产业落地提供绿色电力保障，又可缓解西部新能源消纳难题。

三、推动清洁能源基地开发的重要部署

《规划》围绕清洁能源基地总体布局、建设运行等作出系统性部署，从优化电力流布局、强化新型电网支撑、推动集成融合发展、加强政策机制保障等维度明确实施路径，全面保障基地落地实施。

（一）强化全国统筹，优化电力流向总体布局

《规划》提出电力流向形成由“三北”风电光伏基地、西南水风光一体化基地向负荷中心地区送电的总体格局。为落实《规划》有关布局：一方面，应坚持“全国一盘棋”原则，科学研判电力供需形势，统筹优化送端资源开发与受端市场需求，有序安排电力流规模、流向与时序，重点建设“三北”地区以库布齐、乌兰布和、腾格里、巴丹吉林沙漠为重点的沙戈荒基地和西南以雅砻江、金沙江、澜沧江等为重点的水风光一体化基地；另一方面，做好要素保障，提前衔接国土、林草、海域等规划，做好特高压输电廊道资源预留；建立送受端政府、电网企业、基地开发主体协同推进机制，严格落实基地与通道同步规划、建设、投运要求。

（二）强化网源协同，夯实新型电力系统支撑

新型电力系统是清洁能源基地稳定并网、高效消纳的物理基础，《规划》明确提出要加快新型电网建设、推动火电转向支撑调节性电源、优化储能建设和调用。一方面，要加快基地特高压外送输电通道建设，持续完善电网主干网架，提升送受端电网对基地的主动

承载能力和系统安全稳定运行水平。另一方面，不断完善多元支撑调节体系，合理布局抽水蓄能、大力发展新型储能，充分发挥各类储能在电源协同运行、电网稳定支撑等方面的作用，挖掘煤电深度调峰能力，以送受端联合调峰拓宽基地消纳空间。

（三）强化集约高效，推动基地集成融合发展

《规划》提出推动新能源集成融合发展、能源开发与用能产业协同布局的重点任务，“十五五”时期我国将以“多能互补、产能融合”推动基地集成融合发展。一是加快基地多能互补一体化开发，优化基地电源结构和储能配置比例，大力发展光热发电、熔盐储热等调节性电源，同时推进主要流域水风光一体化开发，以抽水蓄能、新型储能带动周边风光资源大规模高质量开发；二是强化基地与多产业协同发展，统筹基地新能源布局与国家算力枢纽布局，推动算电协同，因地制宜发展建设绿色氢氨醇生产基地，实现新能源“非电转化”，推动清洁能源基地集约高效、多元增值发展。

（四）强化政策引领，保障基地平稳有序发展

《规划》从市场价格、投资运行等多维度协同发力，为基地规模化发展提供系统性制度支撑。市场价格方面，《规划》提出推动跨省跨区和省内电力交易衔接，健全跨省跨区专项工程输电价格机制。落实有关部署，应积极推动跨省跨区与省内交易在参与主体、空间范围、时段划分、组织时序等方面实现衔接，逐步推动以输送清洁能源电量为主的工程探索实行两部制电价或单一容量电价，推动“沙戈荒”基地作为整体参与市场交易。投资机制方面，完善民营企业参与能源重大项目建设长效机制，在一家开发主体的前提下，鼓励多元主体参与清洁能源基地等投资建设。

来源：中国电力报

<https://news.bjx.com.cn/html/20260728/1506099.shtml>

零碳园区建设的关键难点与政策建议

工业园区是国民经济的压舱石，同时也是能源消耗和碳排放的集中地。零碳园区建设既是园区减污降碳、发展新质生产力、实现高质量发展的内在要求，也有助于提升园区品牌，帮助企业提升产品绿色竞争力。园区不仅是产业载体，更是能源革命、数字转型和国

际绿色竞争新优势的试验田。2025 年 12 月 26 日，国家发展改革委等部门正式公布第一批国家级零碳园区建设名单，共计 52 家园区。

各园区的资源禀赋和产业结构不尽相同，需要探索差异化建设路径，高效推进零碳园区建设。多个省份已陆续发布省级零碳园区建设方案，第二批国家级零碳园区申报也即将启动。本文通过总结不同类型园区的零碳建设路径，剖析零碳园区建设的核心挑战，以期为零碳园区高质量发展提供参考。

零碳园区评价体系

零碳园区评价体系是指导建设方向的“指挥棒”。国家级零碳园区评价指标体系采取“1+5”框架，体现了“核心约束与路径引导”的理念。单位能耗碳排放为唯一核心约束指标，即年能耗 20 万~100 万吨标煤的园区需≤0.2 吨/吨标准煤，100 万吨以上园区需≤0.3 吨/吨标准煤。对于大多数园区来说，需实现约 90%的深度脱碳方能达到该核心指标要求，这对能源零碳化，尤其是绿电替代，提出了刚性要求。引导指标共 5 个，主要围绕能源转型、产业低碳、资源循环、运营管理和技术创新等各方面（见表 1），起到路径引导的作用，不适用的情况可进行说明。

表 1 各省市零碳园区评价指标体系特点

维度	主要指标	差异化实践(典型代表)	特点分析
能源转型	非化石能源消费占比、可再生能源电力消费占比、储能容量等	江苏:非化石≥80%,可再生能源电力≥90%(最激进) 四川:仅设框架,未定具体值	资源禀赋决定目标高低。江苏依托产业优势设定极高门槛;西部水电丰富区则侧重水电消纳。
产业低碳	绿色工厂占比、能效标杆比例、清洁生产审核等(聚焦“存量改造”与“增量优化”)	江苏:能效标杆比例近期 50%、远期 100%(侧重存量改造) 四川/湖南:侧重“新三样”产值占比(侧重增量优化)	产业结构决定主攻方向。重工业省抓能效标杆,新兴产业省抓绿色产值。
资源循环	工业固废综合利用率、工业用水重复利用率等	无锡:余热利用率≥95%(特色加码)	地方目标值普遍高于国家级零碳园区指标值。
运营管理	碳排放盘查、环境信息披露、数字化平台覆盖等(聚焦碳核算、碳管理与数字化)	江苏:规上企业碳盘查 100%,数字化平台覆盖 90%企业(最严) 四川/湖南:纳入基础要求,未设强制比例	管理能力决定数据质量,推动数据“可测量、可追溯、可管理”。
技术创新	鼓励 CCUS 与平台建设	江苏:明确 CCUS 规模与研发投入量化要求 其他地区:多为原则性鼓励	经济强省通过量化指标倒逼技术创新与平台建设。

各省陆续发布了省级零碳园区建设方案，园区通常需先申报省级零碳园区，再择优推荐创建国家级零碳园区。各省基本沿用了“核心约束与路径引导”的模式，结合当地资源禀赋与产业定位，构建了更具操作性的差异化指标体系。核心约束指标为单位能耗碳排放，部分省份形成省级-国家级梯级提升目标。如山东省单位能耗碳排放目标值为年能耗 5 万~100 万吨标准煤的园区需 ≤ 0.8 吨/吨标准煤，100 万吨以上园区需 ≤ 1 吨/吨标准煤；海南省将园区类型分为工业园区和非工业园区，其中工业类园区 ≤ 0.4 吨/吨标准煤，非工业类园区 ≤ 0.3 吨/吨标准煤。

零碳园区建设路径

根据第一批国家级零碳园区建设实践，可总结六大可供借鉴的经验。

高位推动，强化政策引领与跨层级协同。通过主动对接部委争取战略赋能，组建省级专班攻坚存量负荷、配电网建设等核心难题，并健全地方政策体系（如山东源网荷储细则、广东应对绿色贸易方案），形成多层次政策合力。

高标谋划，科学规划与专业机构支撑。依托专家库与专业机构（如山东“专家库+实地帮扶”体系），开展专项规划编制与关键技术试点。典型案例如山西大同联合设计院制定“风光发电+增量配网+基础设施”一体化方案，有效提升了建设的科学性与实操性。

以绿制绿，精准对接与链式发展。立足禀赋促进产业与绿电双向赋能。精准对接碳敏感型企业，如广东支持出口园区，福建宁德打造零碳制造样板。深化产业链垂直整合，如青岛海尔卡奥斯生态园创新采用“光伏+储能+零碳蒸汽”综合供能模式，带动上下游 20 余家企业绿色改造；云南发挥“一企带一链”效应，构建“以绿电造绿品、以绿品促绿电”的循环生态。

绿电供应，创新模式与稳定供应体系。探索“模式创新+基建配套+机制保障”的直供路径。模式上，内蒙古推行“政府+企业”配售电协同，江苏盐城创新“公共电网+物理溯源”一对多直供模式并获国际认证；机制上，山东通过源网荷储协同与电价改革，实现部分园区绿电直供价低于市场价 0.2 元/千瓦时，保障经济性与稳定性。

标准引领，地标国际互认与碳管理赋能。推动地方标准国际化（如江苏盐城深化与英国标准协会 BSI、通标标准技术服务机构 SGS 互认），并强化碳足迹管理。如云南依托高

比例绿电优势，建设绿色铝、硅光伏等产品碳足迹因子库，全省已有 66 个产品获碳足迹认证，为出口提供“绿色护照”。

场景示范，多场景融合本地产业特色。微电网领域，江苏常州实现光伏 100%就地消纳，用能成本降 25%；交通领域，盐城大丰港投放氢能重卡与共享单车；技术转化方面，广东推动 18 项绿色低碳先进技术落地，实现技术优势向产业优势转化。

国家明确提出了八大重点任务，按核心功能与资源禀赋划分为传统高耗能园区、外向出口型园区、绿色高载能型园区三类园区，其重点任务侧重点不尽相同（见表 2），具体来看，石化、钢铁等传统高耗能园区碳排放主要来源为化石燃料燃烧和工业过程排放，用电碳排放仅占一部分，仅靠绿电无法支撑园区实现核心零碳建设目标，且园区厂区密集、厂房荷载有限、新能源规模化装机空间受限，故应以节能改造、循环经济、数字化与制度管控为核心路径。外向出口型园区侧重碳合规与绿电溯源，应以新能源开发、储能配套、碳抵销与数字化管控直接适配外贸低碳合规需求。绿电资源禀赋型园区依托清洁能源富集优势，以能源结构替代为核心减排路径，以新能源开发与储能调度为核心措施。

表2 零碳园区建设路径侧重点

国家级零碳园区 八大重点任务	园区类型		
	传统高耗能	外向出口型	绿色高载能型
1. 全域节能降碳改造	★核心	√重点	√常规
2. 可再生能源规模化开发	√重点	★核心	★核心
3. 多能互补与储能系统建设	√重点	★核心	★核心
4. 园区循环经济体系构建	★核心	√常规	△辅助
5. 绿色建筑与绿色交通升级	△辅助	√重点	√常规
6. 智慧能碳管理平台搭建	★核心	★核心	★核心
7. 合规温室气体碳抵销	√重点	★核心	△辅助
8. 碳管理制度与能力建设	★核心	★核心	★核心

零碳园区建设的核心挑战

零碳园区建设主要面临可再生能源资源禀赋、能源体制机制、能碳精细化管理、国际规则接轨等方面的深层挑战。

可再生资源禀赋不均。根据国家级零碳园区建设目标，完成建设需实现清洁能源消费占比 $\geq 90\%$ 、单位能耗碳排放降至 ≤ 0.2 吨/吨标准煤等指标，其中清洁能源中购买绿电的比重不得超过一半，剩余部分应通过绿电直供等途径满足。长三角属于典型的东部负荷中心，本地可再生能源开发潜力却相对有限。由于土地资源紧缺和建筑密度大，园区可铺设光伏的屋顶资源不足。数据显示，即便实现 100% 屋顶覆盖，本地光伏仅能满足园区约 20%~30% 的用电需求，远达不到评价体系中 80% 以上的非化石能源占比要求。海上风电虽前景广阔，但受用海审批、生态红线及高昂造价制约，短期内难以形成大规模、低成本的稳定绿电供给。

绿电直连与跨省交易的体制有待完善。为弥补可再生能源缺口，园区高度依赖外部绿电及内部分布式光伏就近消纳，机制亟待创新突破。近年来，国家相继出台《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》及《关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知》，江苏省、山东省、内蒙古自治区等地开展试点，绿电获取渠道有所拓宽，但还存在一定挑战。如绿电交易常无法实现小时级实物电量对应，“买到绿证 $\neq$ 用到绿电”，绿证难以满足欧盟 CBAM 对产品碳足迹物理溯源的要求。此外，园区在推进多用户直连时需自行协调多方利益，显著推高了协调成本与运营风险。

技术成熟度与经济性不足。零碳园区建设的技术体系复杂，技术成熟度差异大，如氢能储运等技术仍处示范阶段或商业化早期阶段，导致技术选型困难，短期内缺乏可在园区层面规模化应用、经济可行的成熟方案，部分前瞻技术（如 CCUS、固态电池）尚未形成可规模化应用路径。此外，零碳改造成本高、周期长，能源节约、品牌提升、碳资产等收益在较长周期内才能实现。此外，余热、余压、余电在园区内部的梯级利用机制、市场化交易与计量结算机制尚需完善。

能碳平台精细化管理能力有待提升。理想的零碳园区能碳平台具备以下核心功能，一是源荷协同能力，即通过 AI 算法进行小时级源荷预测，智能调度储能与柔性负荷，将净负荷曲线“塑形”以贴近新能源出力。二是市场响应能力，即作为虚拟电厂聚合终端，实时响应电力市场价格信号。三是全链追溯能力，基于区块链技术实现全生命周期碳足迹追溯。现行平台多处于“事后统计”的低阶阶段，数据颗粒度不足（仅覆盖一二级电表静态数

据），缺乏生产工艺级分项计量。“静态监测”与“动态市场”不匹配，存在“高价充电、低价放电”风险，削弱零碳项目的经济性。

国际碳核算规则接轨的压力。零碳园区建设不仅要满足国内评价，更要服务于出口企业的国际合规需求。欧盟 CBAM（碳关税）及新电池法等法规要求，进口产品必须提供基于“小时级绿电物理匹配”和“地域特定排放因子”的碳足迹报告。目前企业层面的零碳排放核算方法、标准体系还不清晰，需在国家标准的统领下细化明确，从依赖购买碳信用抵销排放向优先实际减排的模式转变。亟待对接不同国际规则下的标准认证体系，推动国内国际在标准认证体系上的互认。

配套政策与机制协同建议

针对上述挑战，应以体制改革、技术创新与标准对接为抓手，构建零碳园区高质量发展的支撑体系。

明确并试点绿电直供技术与制度路径。与国网、发电企业开展潮流溯源、绿电专变与中长期购电协议（PPA）试点，形成可复制的“就近消纳+可核算”模式，并在园区内先行放开结算与优先接入。推进建设跨省绿电专线，推动园区与区外能源基地签订长期购电协议，探索“点对点”直供通道，简化过网手续。

推动技术创新并升级能碳平台功能。积极为园区和企业提供常态化绿色金融和技术对接等支持，推动融资模式和技术应用创新。将能碳管理平台由“展示窗”升级为“驾驶舱”。强化预测优化功能，整合第三方资源建设产品碳足迹公共服务平台。

探索建立与国际接轨的标准认证体系。通过整合龙头企业和国际化标准认证机构力量，构建既能与国际规则有序对接、又根植于产业实际的“本土化”数据溯源和标准评价认证体系，助力企业降低合规成本，构筑零碳制造规则竞争优势，提升产业竞争力。

来源：电联新媒

<https://news.bjx.com.cn/html/20260727/1506018.shtml>

我国加快构建绿色低碳电力供给格局

《新型电力系统建设“十五五”规划》今天（8 月 3 日）发布，规划提出，到 2030 年，我国将基本形成绿色低碳的电力供给格局，为经济社会发展提供坚实能源保障。“十五五”期间，我国将持续提升非化石能源电力支撑水平，同时，充分发挥省间电力互济、虚拟电厂等作用，夯实煤电、气电等传统电源兜底保障基础，在保障能源安全前提下稳妥推进绿色低碳发展。“十五五”时期，我国将统筹大型风电光伏基地、海上风电等开发布局，推进跨省区输电通道、区域主网架、配电网和微电网建设。到 2030 年，我国力争新增投产 15 回以上特高压直流输电通道，西电东送规模超过 4.2 亿千瓦。非化石能源发电量占比达到 50%。此外，我国将加快抽水蓄能电站建设，推动新型储能规模化发展，推进新一代煤电升级改造，提升灵活调节能力。持续提升绿电应用和电气化水平，引导全社会形成节能高效、绿色低碳的用电方式。

来源：央视网

https://mp.weixin.qq.com/s/Dl_R51WTpLF14Q-eRWB6fw

行动计划落实双碳目标 能源领域节能降碳全面深化

一、政策出台的背景与意义

《能源领域节能降碳行动计划（2026—2028 年）》（以下简称《计划》）的出台，是“十五五”开局之年一系列国家级重磅政策在能源领域的自然延伸和具体落实。

一是承接中办国办《关于更高水平更高质量做好节能降碳工作的意见》的战略部署，要求“把节能降碳贯穿经济社会发展全过程各方面”，《计划》正是这些部署在能源领域的直接落地。

二是对接“十五五”碳达峰行动方案的目标要求。2026 年 7 月，国务院印发《“十五五”碳达峰行动方案》，明确“加快能源结构调整优化”等要求。《计划》正是对碳达峰行动方案在能源生产消费各环节的逐项分解。

三是落实重点行业节能降碳改造攻坚三年行动。2026 年 6 月，国家发展改革委等五部门印发《关于开展重点行业节能降碳改造攻坚三年行动的通知》（发改环资〔2026〕698

号），对 9 大重点高耗能行业实施改造，《计划》在电力、油气等能源领域的部署与此形成紧密配套。

四是呼应新型能源体系建设“十五五”规划。2026 年 6 月，国家发展改革委、国家能源局印发《新型能源体系建设“十五五”规划》，《计划》从“节能降碳”维度提供了具体的行动路径。

二、政策的主要内容

《计划》首次从能源全产业链高度进行系统部署，推动节能降碳贯穿能源产供储销各环节，确保能源不仅来源清洁，其开采、输配、消费、计量全过程的节能低碳属性均得到切实保障。

（一）三个量化指标

《计划》提出到 2028 年的三项目标，分别对应能源结构优化、存量能效提升、前沿示范引领三个层级。

一是非化石能源消费比重年均提升约 1 个百分点；二是煤电行业达到能效标杆水平的产能比例力争提高 15 个百分点；三是建成一批零碳低碳煤炭矿区、油区和零碳园区。

（二）三条行动主线

行动计划提出三条主线，即供给侧结构调整、消费侧清洁替代、技术创新与机制保障。

在供给侧进行结构调整。在存量端，对火电、煤炭开采、油气生产等传统能源领域实施系统性节能降碳改造，核心抓手是淘汰落后产能（关停 30 万千瓦级及以下煤电机组）、升级现有产能（60 万千瓦级机组跨代升级）、推动清洁化生产（矿区运输设备新能源替代、油气勘探电气化）；在增量端，扩大非化石能源供给，通过输电通道建设、新型储能配置、配电网升级等手段提升新能源承载和消纳能力。

在消费侧扩展应用场景，积极开展清洁能源替代。《计划》明确在工业、交通、建筑热力、新兴产业四大终端用能领域推进化石能源替代。工业领域突出“零碳园区”和“绿色微电网”建设；交通领域聚焦“新能源重卡”“船舶燃料替代”和“充电基础设施”三

大重点；建筑热力领域强调散煤清零和多热源互补；新兴产业领域推进“算电协同”，推动新能源与数据中心融合发展。

加大技术创新与机制保障力度。技术层面部署节能装备研发、数字化智能化改造（含能源领域 AI 应用）、前沿技术攻关（超临界二氧化碳发电、CCUS、绿氢等）三个梯次；机制层面构建碳排放统计核算、绿色能源消费促进、市场化交易三大制度体系，开展绿证价格指数发布，并推动将核电纳入绿证体系，研究将 CCUS 等纳入自愿减排机制的具体项目类型。

同时政策关注农村领域，重点聚焦可再生能源就地开发、散煤替代、农业生产电气化、充电网络下沉等多个维度，标志着农村用能成为能源系统节能降碳整体框架的重要组成部分。

（三）四个重点板块

《计划》聚焦四个板块形成“生产端降碳—消费端增绿—技术机制支撑”的完整闭环。

一是电力系统，是节能降碳的主要焦点领域，从源网荷三端发力；二是化石能源生产，覆盖煤炭和油气从开采到加工的全过程，重在推动化石能源生产过程的清洁化；三是消费侧替代，是新能源消纳利用的最终出口，覆盖工业、交通、建筑热力、新兴产业四大用能领域；四是支撑体系，包括技术创新、政策机制和保障实施，提供动力和制度保障。

三、政策保障机制

（一）建立碳排放统计核算机制，夯实管理基础

碳排放统计核算是节能降碳的工作基础。《计划》要求围绕煤炭、油气、电力、炼油、煤制燃料等领域，建立定期统计核算机制，推进碳足迹标准制定和因子研制；常态化跟踪监测碳排放并开展形势分析预测，实现各环节碳排放可测量、可报告、可核查，为政策制定和考核评估提供数据支撑。

（二）完善绿色能源消费促进机制，释放消费动力

《计划》从目标约束和市场激励双向发力，将绿色电力消费从“倡导”转化为“可量化、可认证、可交易”的制度安排。在目标约束上，建立可再生能源消费最低比重目标制

度，完善消纳责任权重制度，压实各方责任；在市场激励上，持续扩大绿证市场，发布绿证价格指数，推动核电纳入绿电绿证体系，建立绿证和绿电消费标准体系并推动国际对接，将绿证纳入碳排放核算体系。

（三）健全市场化交易机制，激发内生动力

《计划》从电力市场和绿证绿电交易两方面完善市场机制，推动节能降碳从行政驱动向市场驱动转变，激发各类主体主动降碳意愿。一是完善全国统一电力市场体系，促进清洁能源在更大范围内消纳；二是健全绿证绿电交易机制，鼓励以多年期交易合同、聚合交易等方式开展绿电交易；同时研究 CCUS、可再生能源非电利用等项目纳入温室气体自愿减排项目方法学。

来源：《中国电力报》

<https://mp.weixin.qq.com/s/M5saR5FcldJh3Meb3h9fSA>

CPIA：我国分布式光伏市场发展情况

中国光伏行业协会发布年度系列报告——第十一篇：我国分布式光伏市场发展情况。

1、2025 年分布式光伏市场的整体情况

2025 年国内光伏新增装机达 316.57GW，创历史新高，分布式光伏新增 153GW，占比 48%。其中，户用光伏 45.9GW，同比增长 55%；工商业分布式 107.1GW，同比增长 21%。截至 2025 年底，我国光伏发电累计装机约 1200GW，在所有电力装机中占比达到 30.9%，仅次于火电。

近十年，我国光伏市场保持集中式、分布式并举的发展局面，分布式光伏市场保持相对稳定的增长。截止 2025 年底，我国分布式光伏累计装机 533GW，在光伏总装机中占比 44%。

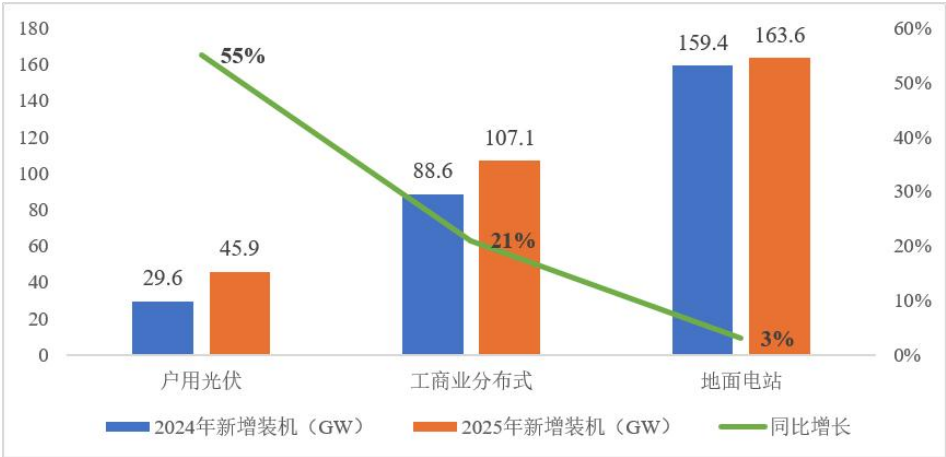


图 175 近两年国内各类光伏年新增装机对比

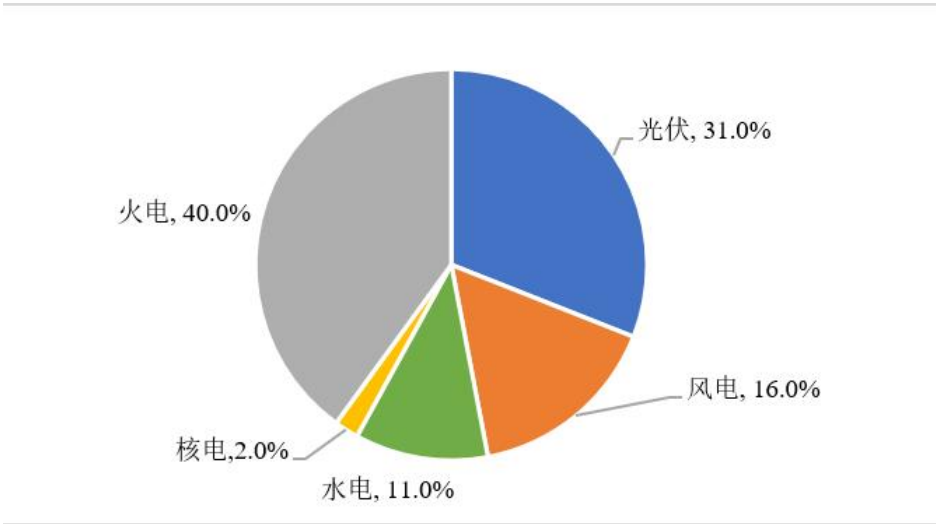


图 176 国内电力装机构成（截至 2025 年底）

2、2025 年我国户用光伏发展情况

据调研，2025 年我国户用光伏新增装机 45.95GW，新增安装户数约 116.3 万户，累计安装户数达到 733.9 万户。2023 年下半年以来，全国多个省份将企业租赁屋顶的户用光伏项目，统归为工商业分布式光伏项目进行管理，导致户用光伏实际装机规模会高于官方发布数据。

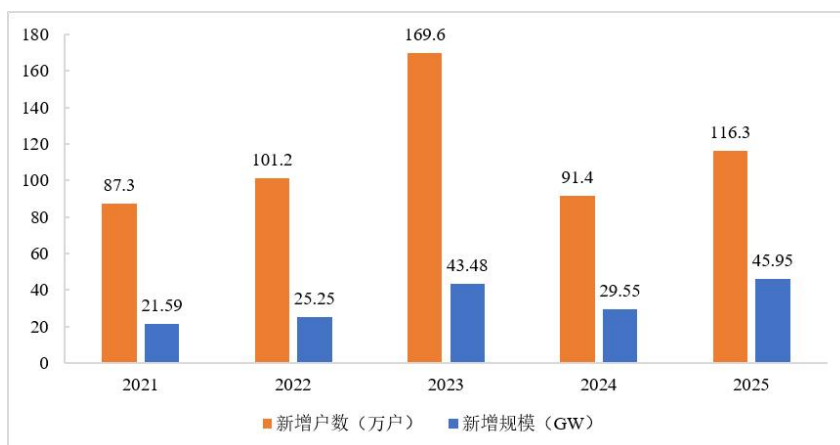


图 179 2021-2025 年我国户用光伏当年新增安装量及安装户数

来源：中国光伏行业协会 CPIA

<https://guangfu.bjx.com.cn/news/20260721/1505167.shtml>

新型配电系统，如何打赢体系化变革？

2025 年以来，我国政府一系列部署释放出强烈信号，新型配电系统已成为新型电网建设的主战场之一。相关技术的体系化变革与突破，事关国家能源安全、“双碳”目标实现和高质量发展成色。

当前，配电网的运行与控制形态正经历重大变革，从源随荷动到源网荷储互动、从单向供电到功率双向交互、从集中控制到分布协同。分布式光伏、新型储能、电动汽车、虚拟电厂等大量新型主体涌入，使配电系统跃升为新能源就近消纳的主战场、用户互动的主平台和价值创造的新载体。面对系统性变革，单点改良已难应对，需要产学研用协同、多学科交叉融合，重点在下述几方面发力，以实现体系化变革与突破。

第一，以新架构为引领，推进主配微协同与结构形态重构。要打破传统格局，构建主网、配网、微网联动、源网荷储融合的新型配电架构。未来配电系统将大量采用电力电子装备，与传统开关、变压器协同融合，重塑网架形态；微电网、直流配用电及交直流柔性互联技术广泛应用，电网结构将更加多元灵活。应以固态变压器、柔性互联装备等新型装备为突破口，优化网架与资源配置，破解承载力和消纳难题，推动配电网从被动承载向主动调控转型，筑牢新型电力系统配电侧基础。

第二，以新技术为驱动，深化人工智能赋能与数智化转型。配电系统中设备数量多、耦合度强、数据量巨大，为人工智能和大数据技术特长的发挥提供了独特场景。要加快突破智能感知、边缘计算、数字孪生、智能决策等关键技术，推动设备从单一电气功能向集感知、通信、计算、控制于一体的智能终端演进。坚持走设备模块化、接口标准化、控制芯片化、运维智能化之路，实现即插即用与灵活扩展。构建实时感知、精准预测、自主优化的运行体系，让配电系统具备更强的学习适应能力，实现数据驱动业务、算法优化运行、智能提升效能。

第三，以新服务为纽带，构建多元友好的供需互动与市场协同体系。配电网需从电能配送载体转型为综合服务载体，聚焦用户多元化需求，推动供电服务从保供电向优质服务升级。虚拟电厂、车网互动、储能租赁等新模式，既需数字化、智能化技术支撑，也需市场机制创新。要搭建智慧用能服务平台，提供能效诊断、节能咨询等增值服务，完善需求响应机制，打破传统运营模式，实现供用双向协同、互利共赢，提升用能体验与能源效率。

第四，以坚强韧性为底线，筑牢安全可靠运行的体系化防线。近年来，极端天气频发，外力破坏与网络攻击风险交织，必须跳出故障修复的被动思维，构建涵盖韧性评估、风险预警、防灾抗灾、应急响应及信息物理安全防护的全方位技术体系。依托数字化运维，强化极端场景下的监测预警、快速诊断、智能处置与灾后恢复能力，确保配电网在复杂工况和突发事件下“顶得住、转得稳、恢复快”，牢牢守护民生用电安全。

第五，以绿色低碳为底色，强化清洁转型的配电支撑能力。配电网已成新能源电力消纳的关键性环节。要将低碳理念贯穿规划、设计、建设、运维、退役全生命周期，以绿色装备升级为抓手，推广低损耗变压器、节能开关、智能无功补偿等设备，普及分布式清洁能源接入，优化潮流调控，提升新能源消纳能力，推动节能降损。同时探索设备退役后材料回收与再制造技术，降低全生命周期全链条碳排放水平，构建低碳、高效、可持续的配电技术体系。

来源：能源评论·首席能源观

<https://news.bjx.com.cn/html/20260717/1504783.shtml>

以集成融合为首要原则 推动“十五五”可再生能源高质量发展

“十五五”时期是实现碳达峰的关键期、决胜期，也是新型能源体系建设的攻坚期。7 月 23 日，国家发展改革委、国家能源局发布的《可再生能源发展“十五五”规划》（以下简称《规划》），立足“十四五”时期我国风光跃升式发展的显著成绩，系统谋划部署了未来五年可再生能源发展的新蓝图。通览全文，集成融合是贯穿《规划》的首要原则和重要成文逻辑之一。从集成融合视角研究整个《规划》，可从“一二三四五”的框架加以把握。其中，一个首要原则明确集成融合发展的范式导向，两个关键层面划定集约协同框架，三维立体集成实现品种、链条、产消的全覆盖，四大空间布局撑起陆海统筹骨架格局，五方面具体部署落实到重点任务。

一个首要原则：

以集成融合引领发展范式转型

什么是集成融合？《规划》在总体要求中明确提出，坚持集成融合、多元协同、高效有序，推动可再生能源高质量发展。集成融合是《规划》编制实施的首要原则。以集成融合引领可再生能源从规模扩张向系统优化全面转型，提升可再生能源发展的自主性，打造发展升级版，是贯穿《规划》始终的准绳，也是理解“十五五”可再生能源开发利用规划部署的一把钥匙。

为什么要推进集成融合？过去一段时期，可再生能源开发在一定程度上呈现装机优先、单兵突进、分散布局的特征，在渗透率较低阶段有效做大了产业规模，但也逐步暴露出源网协调不足、与负荷中心错位、调节资源建设滞后等短板，系统安全稳定运行压力加大。同时，国土空间资源约束趋紧，传统粗放开发模式难以为继；电力市场加快建设，风电和光伏发电等参与市场的适应性亟待提升。《规划》以集成融合回应上述挑战，通过推动系统性的发展范式转型，为“十五五”可再生能源持续高质量发展开辟新路径。

集成融合要实现什么？总目标是，让可再生能源从系统的增量补充变为存量替代的重要组成部分。因此，《规划》提出的集中式风光电站置信出力提升目标、系统友好型电站建设要求、多能一体化运营部署、非电利用规模化安排、最低消费比重目标制度等，这些举措构成实现总目标的行动路径，共同服务于更好发挥可再生能源在保安全、促转型中的关键作用。

两个关键层面：

空间集约利用与系统协同运行

空间层面的集约利用。一方面，《规划》引导新能源向“沙戈荒”等区域聚集，鼓励风光同场建设，集约化布置送出海缆廊道和登陆点，鼓励共享送出通道，实现土地、通道和调节设施的集约共用，目的是提高单位国土空间的能源产出效益和生态效益。另一方面，通过光伏治沙工程，将风光开发与生态治理深度融合。《规划》明确，以“沙戈荒”地区为重点深入推进“三北”风电光伏基地建设，科学推进光伏治沙和 100%绿电外送基地试点。

系统层面的协同运行。在系统层面，《规划》要求加强新能源发电项目与配套电网工程、调节性电源的协调衔接，确保同步建成投运，从源头避免时序错配导致的开发利用问题。同时，在技术方面，推广应用构网型技术，提升风光储一体化智慧联合调度水平。在管理方面，《规划》推动新能源与配建储能一体化调用，探索与其他电源联营，实现多品种协同优化控制。

三维立体集成：

左右贯通、上下延伸、前后衔接

“左右集成”打通多能源品种壁垒，实现风光水火储多能协同发展。水能开发与风光一体化、光热与风光一体化、生物质与风光一体化、“风光+储能”等组合方式，均体现了品种间的深度协同。例如，在流域水风光一体化开发方面，《规划》提出，加快建设雅砻江、藏东南（玉察）、金沙江上游、澜沧江上游等基地，扎实推进雅鲁藏布江、大渡河、黄河上游、金沙江中下游等规划研究。突出抽水蓄能服务电力系统与服务特定电源的双重定位，“十五五”力争新增投产 1 亿千瓦左右。

“上下集成”贯通产业链条，从技术研发、装备制造到运营服务、循环利用形成完整闭环。《规划》推动产业链、供应链高水平发展，从上游技术研发、装备制造到中游工程建设、并网调度，再到下游运维服务、循环利用，形成完整闭环。在发展绿色氢氨醇方面，《规划》明确统筹风光资源、碳源、水源等要素，结合输运、加注、转运等基础设施建设，因地制宜规划布局绿色氢氨醇生产基地。重点是构建“制-储-输-用”全链条体系，推动绿氢长输管道建设，研究成品油输送管道改造利用，推进“北醇南运、西氢东输”跨省跨区

输送网络。在退役设备循环利用方面，《规划》要求发展拆除、运输、回收、拆解、再利用全链条服务模式。

“前后集成”链接生产消费，以消费机制改革和终端用能转型牵引供给侧的绿色价值兑现。第一，《规划》提出全面实施可再生能源消费最低比重目标制度，明确钢铁、有色、建材、石化、化工等重点行业和数据中心的最低比重目标，开展监测、评价和考核。第二，非电领域同步建立统计核算体系，适时提出最低比重目标。第三，通过绿电直连、源网荷储一体化、智能微电网等模式，让生产侧的绿色电力与消费侧的低碳需求精准对接，因地制宜建设零碳工厂、零碳园区。

四大空间布局：

形成全领域的国土空间开发格局

“三北”风电光伏基地。大基地承担规模化开发和外送重任。《规划》提出“十五五”时期，“三北”风光基地新增风电光伏 3.7 亿千瓦以上，重点部署新疆、黄河上游、河西走廊、黄河“几字弯”、冀北、松辽等基地，并以抽水蓄能、光热、新型储能为主要支撑，同步升级基地配套调节能力，推动 100%绿电外送基地建设。

海上风电基地。按渤海、黄海、东海、南海四大海域集群化推进，“十五五”新增开工 1 亿千瓦、2030 年累计超 1 亿千瓦。深远海基地被单列重点推进，建立基地项目库，探索海上能源岛建设，推动海陆一体规划和海底输电廊道集约共享。

西南流域水风光一体化基地。为发挥水电调节优势，带动周边风光开发，《规划》明确加快建设雅砻江、藏东南（玉察）、金沙江上游、澜沧江上游等基地，扎实推进雅鲁藏布江、大渡河、黄河上游、金沙江中下游等规划研究，统筹就地消纳与外送。

中东南部分布式新能源。聚焦工商业、交通、建筑、农业等重点领域重点场景，《规划》提出因地制宜推动中东南部等地区分布式新能源多场景多元化开发，“十五五”期间，全国分布式新能源新增装机 3 亿千瓦以上。《规划》还提出，推动工业园区推广源网荷储一体化，鼓励交通沿线建设“零碳公路”，强化建筑领域分布式光伏一体化开发与综合利用，在农村地区深入推进“千乡万村驭风行动”“千家万户沐光行动”。

五方面具体部署：

确保集成融合落地的重点任务

风光同场一体化。结合风光资源、地形地貌条件，科学推动风电与光伏同场或就近布局建设，最大化利用国土空间资源，共享场内外输变电设施，发挥互补特性，实施联合功率预测预报，提升综合能量密度和输变电设备利用率。

光热与风光一体化。依托光热发电支撑调节、长时储能特性，在青海、新疆、甘肃、内蒙古、西藏等光热资源条件好的地区，结合用能需求和消纳能力，建设光热与风电光伏一体化运营项目，实现新能源调节支撑新能源，提升发电稳定性和可靠性。

生物质与风光一体化。发挥生物质发电灵活布局和支撑调节优势，在东北等风光及生物质资源富集区，统筹资源条件与系统需求，推进一批“风光+生物质”一体化项目，集中打捆接入电力系统，鼓励协同调度运行，实现可靠支撑及灵活调节。

源网荷储一体化。在工业园区、经济开发区、大型公共建筑等负荷集中区，合理配置新型储能并充分挖掘负荷调节潜力，提升自平衡、自调节能力，打造一批高水平消纳新能源的绿电工厂、绿电园区，推动虚拟电厂、负荷聚合商等资源聚合模式发展。

绿色氢氨醇等非电利用。推动新能源从单一发电向“电-氢-热-醇”多品种输出跨越。在东北规划建设绿色氢氨醇综合产业基地，结合“沙戈荒”基地开展规模化制备，到 2030 年风光制氢规模达到 200 万吨。同时，积极推进风光供热供暖，形成多元化的非电消纳通道。例如，针对工业领域用热需求，合理配置聚光集热、储热储电系统，优化用热行业生产工艺流程，实现高比例风光供热。在居民区，积极有序推广“风光+蓄热电锅炉”集中供暖；鼓励园区、大型建筑应用分布式新能源耦合电热泵等高效供暖（制冷）。

总之，“一二三四五”的框架，系统揭示了《规划》以集成融合为首要原则，推动可再生能源高质量发展的内在逻辑。可以预期，“十五五”时期的可再生能源发展，绝非简单的装机扩容，而是在集成融合范式下从做大走向做强、从单维走向系统集成、从规模领先走向全面引领，从而为建设能源强国、全面推进中国式现代化贡献绿色发展动能。

来源：电联新媒

<https://news.bjx.com.cn/html/20260724/1505772.shtml>

中国电力行业年度发展报告“新”看点

电力发展“新”意浓——《中国电力行业年度发展报告 2026》解读，7 月 14 日，中国电力企业联合会（以下简称“中电联”）发布《中国电力行业年度发展报告 2026》（以下简称“《报告》”），为“十四五”收官之年的电力行业发展作结。

《报告》显示，2025 年，全国电力消费实现新突破，清洁能源转型取得新进展，中国电力行业发展以“新”致远。

新兴产业引领电力消费提质升级

2025 年，全国全社会用电量首次突破 10 万亿千瓦时，标志着我国作为超大经济体，已阔步迈向清洁低碳、便捷智慧的电气化新时代。

从产业结构看，第二产业全年用电量高达 6.6 万亿千瓦时，同比增长 3.7%，对全社会用电量增长的贡献率最高。细分产业中，高技术及装备制造业用电量增速达到 6.4%，高于制造业整体增速，成为拉动经济增长的强劲动能。

回溯整个“十四五”，全国全社会用电量从 7.5 万亿千瓦时增至 10.4 万亿千瓦时，年均增长 6.6%，有力支撑了年均 5.4% 的 GDP 增长。

“过去五年电力消费的持续攀升已充分彰显出，我国以用电高增长为特征的新兴产业蓬勃发展，为新质生产力的加速培育奠定了坚实基础。”中电联规划发展部主任张琳指出。

中电联规划发展部规划处副处长董博表示，“十四五”期间电力消费需求较“十三五”提高 0.9 个百分点，“这不是简单的规模扩张，凸显的是传统行业稳定基础、新兴行业蓬勃发展的高质量特征”。

当前，传统工业通过电能替代实现绿色升级，推动我国电能占终端能源消费的比重提升至 30% 左右，远高于全球 20% 的平均水平；新兴产业中，充换电服务业、光伏制造、新能源整车制造等“三新”产业“十四五”用电量年均增速分别达到 59.4%、53.3%、40.4%，成为用电增长的新引擎。

持续推动新兴产业壮大，算力作为我国抢占全球产业竞争优势的核心抓手，将成为引领用电量攀升的新增长极。

“预计‘十五五’时期全国算力用电量年均新增 1000 亿千瓦时以上，到 2030 年达到 8000 亿千瓦时，占全社会用电量的 6%左右。”张琳测算。

AI 赋能新型电力系统加快构建

供给方面，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 16.2%。其中，非化石能源发电装机占比达 61.7%，揭示出我国电力供应已从“化石能源主导”向“清洁能源为主”实现了根本性转变。

“坚持风光水核多能并举，统筹就地消纳和外送，推动风电、光伏发电更大规模平稳发展，推动煤电由基础保障性电源转为支撑调节性电源……‘十四五’以来，我国新型电力系统加快构建。”董博称。

就总装机容量看，2025 年，风电和太阳能发电装机总计 18.4 亿千瓦，占比从 2020 年底的 25.7%提高至“十四五”末的 47.3%，首次超过火电。“十四五”期间，煤电“三改联动”累计完成 9.8 亿千瓦，也实现了优化升级。

与此同时，电网配置能力不断提升。截至 2025 年底，我国已建成投运“24 直 22 交”46 项特高压工程，西电东送输电能力达到 3.4 亿千瓦，2025 年全年完成跨省跨区输送电量超 3 万亿千瓦时，在有力保障东部电力供应的同时，促进了西部、北部大型清洁能源基地的集约开发和优化配置。

纵深推进新型电力系统建设，2025 年，紧扣“人工智能+”战略落地要求，电力行业全产业链深化数字化、智能化升级。

电源侧依托数字技术抢抓能源转型机遇，靶向破除行业发展瓶颈，为项目科学研判、电力市场化交易、机组全生命周期智慧运维提供硬核技术支撑。

电网侧将人工智能作为智能化转型的重要抓手，深化体系化布局，加快人工智能在规划、设备、营销等领域的规模化应用。

“2025 年，主要电力企业数字化投入为 429.4 亿元。人工智能与数字化融合促进新型电力系统建设。”张琳表示。

新型投资打开高质量发展新空间

在投资上，“十四五”期间我国电源、电网均实现了新增长。能源结构加速绿色低碳转型，新能源已成为电源投资的主力方向。

过去五年，全国主要电力企业电源工程建设完成投资累计 4.7 万亿元，较“十三五”增长 163.6%，年均完成投资 9316 亿元。其中风电太阳能投资累计完成 2.9 万亿元，年均完成 5821 亿元，占电源总投资的 62.5%。

对外投资中，新能源项目也占据绝对优势。截至 2025 年底，中国主要电力企业对外直接投资项目共 57 个，总投资 29.76 亿美元，覆盖太阳能发电、风电、储能、水电、气电等，在结构上持续向清洁低碳领域倾斜。

电网方面，“十四五”我国累计完成投资 2.8 万亿元，较“十三五”增长 6%。2025 年总计完成投资 6395 亿元，同比增长 5.1%，基础设施保障能力持续增强。“目前，以新型电网为代表的‘六张网’建设加快推进，作为新型能源基础设施的重要组成、新型电力系统构建的关键环节，新型电网建设对于保障能源安全、助推绿色转型意义重大。”张琳表示。

以投资促发展，“十五五”期间，全国电网固定资产投资将达到 5 万亿元以上，较“十四五”增长超 80%。

从重大工程看，将新增投产 15 回左右特高压直流输电通道，西电东送规模超 4.2 亿千瓦，建成 6 个以上区域电网互济工程，提升电力互济能力约 4000 万千瓦；同时推动配电网数智化升级改造，加快智能微电网发展，推动车网互动网络升级。

“电网工程具有投资规模大、产业链条长、辐射带动力强等特点，这不仅对稳增长具有积极拉动作用，也为经济社会高质量发展提供了重要支撑。”张琳称。

来源：中国电力报

<https://news.bjx.com.cn/html/20260716/1504529.shtml>

国内首次成品油长输管道顺序输送甲醇现场试验成功完成

7 月 13 日，国内首次成品油长输管道顺序输送甲醇现场试验在陕西咸阳顺利完成，标志着我国成品油管道顺序输送甲醇技术实现了从理论探索到工程验证的关键跨越。

本次试验在国家管网集团所属甘肃和陕西省内成品油管道开展。经系统开展管道适应性评价和两座站场安全改造后，共计 1000 立方米燃料甲醇分两次注入，通过 200 公里在役管道，与汽油、柴油平稳交替输送至油库，实现成品油管道顺序输送甲醇技术工程验证闭环。

试验现场累计开展两种不同工况测试，涵盖高、低流速，启、停输等典型运行工况，试验过程中甲醇与汽油混油段总长不超过一公里，甲醇输送沿程混油量控制在 0.8% 以内，系统验证了复杂地形及多种运行模式下成品油管道顺序输送甲醇的工艺适应性。

本次试验依托管网在役成品油管道开展，与新建甲醇管道相比，可降低基础设施投资 80% 以上，建设工期可缩短 50% 至 70%，大幅减少沿线环境扰动与生态影响。

为确保此次工业试验顺利开展，技术团队历经理论研究、室内试验、环道中试到现场工程示范的全链条技术攻关，系统开展甲醇、成品油顺序输送室内实验与中试试验，完成关键设备适应性评价与安防防控方案制定，形成甲醇顺序输送全套技术体系，为我国成品油管道顺序输送甲醇技术的应用提供了核心技术与实践依据。

据了解，作为液态新能源，甲醇是安全、经济的液体储氢载体，储氢密度高，可实现常温常压下氢能的安全储运，又是清洁低碳的高效燃料，可替代传统化石能源广泛用于交通、航空等领域，在提升可再生能源利用效率、降低交通领域减排成本、增强能源系统韧性等方面发挥着重要作用。

我国甲醇资源端与市场端空间错位明显，产能高度集中于西北地区，市场消费则主要分布在华东、华南等东部沿海地区，跨区域规模化输送一直是制约甲醇产业规模化发展的关键难题。此次试验的成功完成，为后续建设“西醇东送”规模化运输通道筑牢了技术根基，为破解绿色甲醇“西产东用”空间错配、降低跨区域规模化运输成本提供了可复制推广的创新范式，也为贯通清洁能源供需两端、加速能源结构绿色转型提供了坚实支撑。

来源：国家石油天然气管网集团有限公司

<https://news.bjx.com.cn/html/20260715/1504317.shtml>

《能源科技简讯》2026 年第 7 期是科技情报研究所编发的第 643 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