



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

2025 年 第 7 期（总第 631 期） 20250731

• 科技情报研究所 •

目 次

行业动态

国家能源局发布：上半年我国可再生能源新增装机同比增长 99.3%.....	1
国产能源装备突破多项核心技术.....	1
国家能源局发布：我国新型储能装机规模占全球总装机比例超 40%.....	3
国家能源局新能源司对光伏行业的四点关键建议.....	4
如何突破零碳园区的建设瓶颈？.....	7
中国风电企业出海：机遇中的痛点与破局之道.....	13
微电网不是零碳园区的“可选项”，而是“盈利利器”！附调研报告、解决方案、成功案例	18
新能源设备回收：从“企业负担”转化为“价值引擎”.....	24
2025 年我国迎峰度夏面临的新形势及举措建议.....	27
拓空间，有效投资潜力大.....	35

行业动态

国家能源局发布：上半年我国可再生能源新增装机同比增长 99.3%

7 月 31 日从国家能源局获悉，今年上半年，全国可再生能源新增装机 2.68 亿千瓦，同比增长 99.3%，约占新增装机的 91.5%。其中，水电新增 393 万千瓦，风电新增 5139 万千瓦，太阳能发电新增 2.12 亿千瓦，生物质发电新增 71 万千瓦。

国家能源局新能源和可再生能源司副司长潘慧敏在当日召开的国家能源局例行新闻发布会上介绍，我国可再生能源继续保持新增装机的主体地位，接近全国总装机的六成。截至今年 6 月底，全国可再生能源装机达到 21.59 亿千瓦，同比增长 30.6%，约占我国总装机的 59.2%，其中，水电装机 4.4 亿千瓦，风电装机 5.73 亿千瓦，太阳能发电装机 11 亿千瓦，生物质发电装机 0.47 亿千瓦。

此外，可再生能源发电量接近全国总发电量的四成，超过同期第三产业用电量与城乡居民生活用电量之和。风电、光伏新增发电量超过全社会用电量增量。今年上半年，全国可再生能源发电量达 17993 亿千瓦时，同比增加 15.6%，约占全部发电量的 39.7%。

来源：国家能源局

<https://mp.weixin.qq.com/s/CVjNXGqlAH-96st5Bu-9yg>

国产能源装备突破多项核心技术

国产深水机械手完成首次应用、全球首台单机容量最大的冲击式转轮研制成功、国产大型变速抽蓄机组交流励磁系统下线……近期，多个能源领域核心装备实现重要技术突破，彰显我国科技“硬实力”。

前不久，我国自主研发的深水油气行业无人遥控潜水器七功能机械手，在位于珠江口盆地的项目中完成首次应用，成为我国深海装备领域的重大里程碑；

7月2日，全球首台单机容量最大500兆瓦、转轮尺寸最大6.23米的冲击式水轮机转轮，在哈电集团哈尔滨电机厂有限责任公司自主研发成功并发运，标志着我国在高水头、大容量冲击式水轮机组核心装备领域实现历史性突破；

7月6日，国家能源领域首台（套）重大技术装备之一的广东肇庆浪江300兆瓦变速抽水蓄能机组交流励磁系统，在江苏常州通过工厂试验并正式下线，标志着我国自主研发的首台大型变速抽蓄机组正式拥有了“超强新肺”。

业内专家介绍，这些技术突破不仅打破了国外技术的长期垄断，而且在部分性能指标上实现了超越。

海洋石油工程股份有限公司七功能机械手研发项目负责人王杰文介绍说，此次完成应用的机械手自重仅60公斤，较国际同类产品减重35%，全臂展最大负载能力达125公斤，项目突破3项核心技术，累计申请专利21项，创新性攻克了串联机械臂油道内置难点，极大减少了油管膨胀收缩变形导致的运动延迟，在复杂海况下的操作灵敏度相较传统机械手有明显提升。

“过去，我国在无人遥控潜水器技术上依赖国外，不仅采购成本高昂，关键技术还要依赖别人。”海洋石油工程股份有限公司水下机器人总监韩超说，如今，自主研发的七功能机械手实现工程化应用，标志着我国已跻身全球少数掌握深水无人遥控潜水器设计、制造及工程应用全套能力的国家之列，实现了关键技术的重大突破与自主可控。

据了解，作为我国首台大型变速抽蓄机组的“超强新肺”，新下线的机组交流励磁系统容量达到了常规定速抽蓄机组的10倍以上，可完全满足变速抽蓄机组运行的控制精度和输出能力。而全球首台单机容量最大冲击式转轮由21个精密水斗构成，外径达6.23米、整轮高度1.34米、重量约80吨，其核心部件轮毂锻件更是目前世界最大的马氏体不锈钢锻件。这些参数标志着该转轮在水力性能、高效运行区间和承压能力方面均实现行业突破性提升。

“从发展水平来看，国产装备近年来进步显著。”韩超说，凭借持续提升的技术创新与可靠性，国产无人遥控潜水器装备已在国际市场赢得越来越多的认可。以往，高端市场多被国外产品占据，如今，国产装备正凭借高性价比、定制化服务和快速响应能力，在国内外市场逐步扩大了市场份额。

“我国能源装备整体已达到世界领先水平，包括输变电装备、发电装备、新能源装备等领域的关键产品和技术已实现自主化研发和制造，成套主机与基础部件协同发展的新格局也基本形成。”北京交通大学中国高端制造业研究中心执行主任朱明皓表示，下一步，要大力发展绿色能源装备产业，突破新型储能电站关键产品和技术，推动制造业企业大规模应用绿电。同时，注重“人工智能+能源装备”产业融合发展，构建高质量数据集，实现能源装备产业高质量发展。

韩超等业界专家也认为，在一些关键核心技术和高端装备方面，还需持续加大研发投入、努力攻关，不断缩小与国际顶尖水平的差距，增强我国在能源装备领域的核心竞争力和影响力。

来源：国家能源局

<https://mp.weixin.qq.com/s/eYgs-60Bb98kC7kEW6WmjA>

国家能源局发布：我国新型储能装机规模占全球总装机比例超 40%

7 月 31 日，国家能源局举行例行新闻发布会。国家能源局能源节约和科技装备司副司长边广琦在会上介绍，近年来，我国新型储能快速发展，在新型电力系统中作用日益凸显，有力促进新能源开发消纳，提高电力系统安全稳定运行水平。

数据显示，截至 2024 年底，我国已建成投运新型储能 7376 万千瓦/1.68 亿千瓦时，装机规模已占全球总装机比例超过 40%。边广琦表示，“十四五”以来，我国新型储能发展政策的“四梁八柱”初步构建，新型储能产业稳步发展。新型储能技术路线“百花齐放”，涵盖全球工程应用的主要技术路线，调度运用水平稳步提高，有力支撑新型电力系统建设。主要有以下几个特点：

一是我国新型储能发展的政策体系持续完善，陆续出台《关于促进新型储能并网和调度运用的通知》《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027 年）》《关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见》等多项政策文件，健全电力市场机制，引导科学发展。

二是新型储能应用效果逐步显现，2024 年全年新型储能调用情况相较 2023 年大幅提升，浙江、江苏、重庆、新疆等多省（区）年均等效利用小时数达到 1000 小时以上，成为促进新能源开发消纳的重要手段。迎峰度夏期间，新型储能充分发挥“超级充电宝”功效，为顶峰时段电力保供贡献了关键力量。

三是技术创新实践迈出坚实步伐，2024 年国家能源局发布 56 个新型储能试点项目，涵盖十余种技术路线，多个试点项目为国内首次工程应用，总体呈现多元化发展态势，有力促进新型储能关键技术和装备实现突破。与此同时，12 个新型储能项目入选为第四批能源领域首台（套）重大技术装备的依托工程，为首台（套）重大技术装备落地转化提供了应用场景。

四是标准体系持续健全，2024 年超过 20 项电化学储能标准发布实施，多项标准立项，覆盖规划设计、接入电网、运行控制、检修试验、后评价等多个环节，我国新型储能标准体系建设水平进一步提升。

来源：国家能源局

<https://mp.weixin.qq.com/s/IYFN6z84vhJ-kk0wvpRxQ>

国家能源局新能源司对光伏行业的四点关键建议

7 月 25 日，光伏行业 2025 年上半年发展回顾与下半年形势展望研讨会召开，国家能源局新能源司副司长桂小阳致辞，在肯定上半年光伏产业成绩的同时，针对产业面临的困境和问题，提出四点建议。

以下为致辞原文：

各位专家，各位朋友，大家上午好，很高兴参加由中国光伏行业协会组织召开的 2025 年上半年发展回顾和下半年形势展望会。首先，我谨代表国家能源局新能源司对会议的召开表示祝贺，对长期以来关心支持光伏行业发展的各方表示衷心的感谢。

光伏产业是我国的战略性新兴产业，经过多年的发展，已形成全球最具活力的创新链和最为完整的产业链，成为我国对外交往的新名片，其高质量发展对于我国能源战略、“双碳”战略和产业战略都有重要意义。

2025 年上半年，我国光伏行业经历了复杂而深刻的发展环境的变化。从国际上看，全球能源转型的大趋势并没有发生改变，光伏市场的需求依然旺盛，但地缘政治冲突、贸易保护主义等不确定因素显著增加，各个国家和地区不断加深贸易壁垒，持续发起关税战，对我国光伏产业形成较大冲击。从国内看，在“双碳”目标的引领下，我国光伏行业战略地位进一步凸显，高质量跃升，发展势头依然强劲。上半年，包括新能源入市、绿电直连等重大政策密集出台，深刻改变着

光伏行业的发展逻辑，对我国光伏行业将产生深远的影响。面对新形势、新挑战，光伏行业全体同仁齐心协力，迎难而上，上半年我国光伏行业取得巨大的成就。

从装机规模上来看，今年 1~6 月份，我国光伏发电新增装机 2.13 亿千瓦，同比增长 108%，占同期总新增装机的 71%，累计装机规模历史性地突破 10 亿千瓦，达到 10.99 亿千瓦，占全国总发电装机的 30%以上。在全球，光伏发电装机占比也达到了一半以上，新能源装机历史性地超过了火电装机，向成为主体能源迈出了坚实的一步。

从发电量上来看，上半年光伏发电量 5 613 亿千瓦时，同比增长 43%，占全社会用电量比重超过 12%，绿色电力供应能力进一步增强。在产业技术上，硅料、硅片、电池组件等各环节的产量和技术水平依然保持全国、全球的领先地位。习近平总书记指出，我们要应势而动、顺势而为，以更大力度推进我国新能源高质量发展，为中国式现代化建设提供安全可靠的质量保障。国家能源局坚决贯彻落实总书记指示精神，坚持完善发展政策，不断优化发展环境，全力推动行业持续保持高质量发展。今年初，能源法正式施行，明确了国家支持优先开发利用可再生能源，为包括光伏在内的可再生能源发展提供了坚实的法律保障。上半年在支持政策方面，我们会同有关部门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、关于持续推动电力现货发展有关事项通知等政策，下达了 2025 年可再生能源电力消纳权重，持续完善绿色能源消费体系，成功推动气候组织全球绿色电力消费倡议，RE100 对中国绿证全面的、无条件的认可，这些政策都为光伏等新能源发展提供了有力的支撑。

在行业管理上我们印发了分布式光伏发电开发建设管理办法和相关的问答，印发了关于进一步组织实施千家万户风光行动通知，加快推进风光资源的普查试点工作，积极利用“两新一重”政策，推动光伏电站升级改造，管理上重点发力，有效支撑了行业高质量发展。

在重点工程上，我们加大对第二批、第三批大型风光基地的开发力度，会同国家林草局、发改委印发了三北沙漠戈壁荒漠地区光伏治沙的规划，推动光伏规模化发展的同时，进一步发挥其生态效益。

同志们，在光伏发电持续大规模建设不断完善的同时，包括行业上下游也面临着不少的挑战，在上游制造方面，阶段性的供需失衡导致的非理性竞争问题也未从根本上得到解决。外贸形势日益严峻，下游开发应用领域电力消纳矛盾日益突出，分布式光伏承载力不足的红色县区也依

然较多，新能源全面入市带来的收益不确定性也日益增加。面对这些问题和发展形势，全行业要沉着定力，团结协作，推动行业健康稳步前进。借此机会提几点建议供大家参考：

一是要进一步坚定发展信心。能源法第一条就明确促进经济社会绿色低碳转型和可持续发展，积极稳妥推进碳达峰、碳中和。习近平总书记在 2024 年中央政治局第十二次集体会议上也强调，我国能源发展仍面临着需求压力巨大、供给侧制约较多、低碳转型任务艰巨等一系列挑战。应对这一挑战，出路就是大力发展新能源，这些都是我们光伏新能源行业应对各种变化和诸多不确定性的最大底气所在。

二是要更加积极主动作为。面对电力消纳和全面入市，全行业要加强学习，吃透政策，主动求变，积极作为。西部特别是三北地区要加强多能互补，促进新能源与相关产业一体化协同发展；中东部、南部地区要积极探索绿电直联、建筑光伏一体化、新能源微电网、车网互动等新模式新业态，在条件具备的地区加大新能源制氢等推动力度，推动绿电就地就近、高比例消纳。同时，要加大对新能源入市政策的机制研究，加强新能源全面参与电力市场能力的建设。国家能源局新能源司也将研究促进新能源大力发展的政策措施，加快光伏电站升级改造等管理办法，制定持续指导和推动地方尽快落实 136 号文件的要求，出台适应本地能源特点的电力市场实施细则。

三是协力破解行业发展问题。当前光伏行业出现的非理性竞争加剧、低价中标、知识产权纠纷等问题，全行业要积极面对和解决，希望行业树立产品质量和技术水平至上的发展共识，抓好安全生产，坚持生态优先，招投标中摒弃唯最低价格中标这种观念，持续提高光伏产品的基础标准，推动实现行业产品的优质优价。也希望行业协会组织加强行业自律，推动行业公平竞争，加强企业间的交流合作，巩固和提升我国光伏产业的竞争优势。

四是持续提高科技创新能力。技术创新是光伏产业发展根本之道。近年来，我国通过大力实施自主创新，光伏产业取得全球优势。但同时已经看到国内部分环节的技术护城河不深，国际弯道超车的风险始终存在，无论应对国际竞争，还是解决国内低水平同质化竞争问题，技术创新都是行业的必经之路。我们要持续加强帮扶重点方向的研发投入，加大对光伏发电关键共性技术的研发支持，瞄准电力系统的需要，提升光伏发电的安全可靠替代能力，通过规模化应用提升先进技术的应用水平，加快形成新机制。

各位领导，各位专家，党的二十大报告提出，要加快规划建设新型能源体系。今年是“十四五”收官和“十五年”承上启下的关键一年，我们将与行业各位一道，坚定发展信心，做好政策

供给，优化营商环境，持续推动光伏产业实现更高质量的运行发展，为我国如期实现“双碳”目标贡献更大的力量。

来源：光伏全球

<https://mp.weixin.qq.com/s/CGrjAAHjyix-9H-WhptxVA>

如何突破零碳园区的建设瓶颈？

在“双碳”目标纵深推进的背景下，零碳园区作为能源系统与产业体系协同脱碳的实践载体，正经历从政策试点向全域推进的进程。2024 年中央经济工作会议首提“零碳园区”建设目标以来，李强总理在 2025 年 3 月全国两会上的政府工作报告中提出“扎实开展国家碳达峰第二批试点，建立一批零碳园区、零碳工厂”，全国 31 个省份中有 28 个将其纳入政府工作报告。当前，零碳园区建设已突破单纯能效提升阶段，转向涵盖制度设计、技术创新、系统集成的深层次变革。本文基于对当前国内试点园区建设的发展现状，揭示园区建设存在的绿电交易壁垒、产业转型阵痛、数字治理短板等深层矛盾，提出具有可操作性的“政策-市场-技术”协同解决方案，为构建“双碳”目标下的新型能源体系提供理论支撑和实践路径。

零碳园区建设的概念特点与底层逻辑

零碳园区的概念与特点

零碳园区是以全生命周期碳中和为目标，通过统筹能源生产、消费、产业运作、建筑运行及交通出行等系统，实现碳排放与碳吸收动态平衡的可持续发展模式。其特点体现为三方面：一是系统性，覆盖能源、建筑、工业、交通全链条；二是差异性，需根据园区功能（如工业、科技、物流等）制定个性化路径；三是创新性，依托清洁能源替代、能效提升、循环经济及碳汇技术实现净零排放。不同园区需围绕能源结构优化、碳排放特征识别及重点领域（工业、建筑、交通）技术革新，构建差异化解决方案。

下表基于六大园区类型揭示了不同园区功能定位与零碳路径的关联性。工业区与港口物流园分别以工业用能、交通用能为主导，需聚焦清洁能源替代及效率提升；数据中心、科技园和商务园均属建筑用能密集型，依赖智慧能源管理（如数据中心 PUE 优化）和零碳建筑设计；旅游区则兼具建筑与交通双高能耗特征，需结合碳汇资源开发低碳设施与绿色体验。尽管路径差异显著，

所有园区均需整合可再生能源应用、系统能效优化及数字化碳管理，凸显零碳转型中“分型施策”与“系统协同”的双重逻辑。

表 六大园区类型与零碳实现路径

园区类别	描述	能源消耗/排放领域	零碳路径特点
工业区	涵盖多个行业,以生产制造为核心,建筑多为工厂和车间	工业用能占比高	以高端制造和研发为主导,推动能源效率和清洁能源使用,创建循环经济和生态工业示范
数据中心园区	园区建筑类型多为数据中心机房和相关配套设施,如冷却系统、电力供应和安全设施	建筑用能占比高	以高效能源利用和绿色能源为目标,采用先进的能源管理和技术手段,打造低碳、环保的数据中心园区
港口物流园区	通常位于交通要道,提供物流、仓储、运输等服务,建筑以仓库为主	交通用能占比高	以低碳运输为核心,利用绿色能源和高科技管理,建立共享、高效的综合贸易和物流基地
科技园区	为特定行业、高校和研究机构提供合作平台,促进技术研发	建筑用能占比高	促进科技创新,展示和应用零碳技术,打造自主创新和科技示范区域
商务办公园区	由高层办公楼组成,能源需求集中,人口密度大	建筑用能占比高	采用零碳交通和建筑设计,创建健康、高效的现代化绿色办公环境
旅游休闲区	人流密集,拥有丰富的碳汇资源,对生态和交通有特殊需求	建筑与交通用能占比均高	发展零碳旅游设施和模式,提供绿色旅游体验,打造低碳旅游综合发展区

零碳园区建设的底层逻辑

零碳园区建设是重构经济发展模式与能源系统的变革，其核心在于通过技术创新、制度设计和产业协同，构建“净零排放”的闭环生态。具体体现在以下三个方面：

一是以政策制度创新为根基的顶层设计。我国零碳园区建设依托于“双碳”目标下系统性政策框架的支撑，其制度演进经历了从低碳试点到零碳标准化的递进过程。自“十一五”时期生态工业示范园区探索低碳经济，到“十四五”期间“1+N”政策体系明确提出绿色工业园区建设目标，再到 2024 年中央经济工作会议首次将“零碳园区”上升为国家战略，政策逐步从局部试点转向全域规范。当前，地方基层创新（如山东《近零碳园区实施方案》、安徽《零碳产业园区建设方案》）与国家级标准制定形成互动，通过“横向耦合、纵向延伸”的产业链重构，构建起覆盖规划、技术、管理、认证的全生命周期制度体系，为园区转型提供合法性依据和系统性指引。

二是以技术集成应用为核心的动力机制。零碳园区的本质是低碳零碳负碳技术的复合创新体。一方面，清洁能源体系通过“风光储一体化”实现能源供给脱碳，例如大丰港园区通过绿电溯源平台实现 100%清洁能源覆盖，鄂尔多斯产业园 80%能源来自风光储系统；另一方面，数字化能碳管理系统重构园区管理范式，依托人工智能、物联网等技术搭建“碳神经中枢”，如雄安新区智能微电网实现电力自给自足，射阳港园区通过数据大屏实时监控碳排放。技术突破不仅降

低能源转型成本，更通过生产工艺革新（如余热回收、碳捕集）和生产关系重塑（如数字孪生、区块链认证），形成从能源替代到能效提升的叠加效应。

三是以资源协同循环为特征的系统思维。园区通过空间集聚优势实现资源要素的闭环流动：对内构建“产业-能源-基础设施”共生网络，例如通过“工业互联网+再生资源回收”模式提升资源循环效率，推动企业间副产品交换和废弃物协同处理；对外整合资金、人才、数据等要素，例如引入碳金融工具、建立跨区域绿电交易机制。这种协同不仅体现于物质流，更延伸至价值流——零碳认证提升产品国际竞争力，ESG 理念驱动企业绿色转型，最终形成生产、生态、生活深度融合的碳中和模式。

零碳园区建设的发展瓶颈

绿电直供、隔墙售电政策亟待突破

在零碳园区的建设中，能源供应是关键环节之一。为实现高比例的零碳能源供应，绿电直供和分布式光伏隔墙售电是零碳园区发展的重要路径，实际执行过程中，面临的问题如下：

第一，与电网公司的利益协同问题：“绿电直供”“隔墙售电”减少了电能从电网公司网络传输的数量，市场占有率减少将直接减少电网公司输配电收入。因此，直供模式的推广需要考虑与电网公司的利益协调。第二，分布式项目资质限制：分布式绿电项目缺乏发电业务许可证，无法完成交易中心绿电“白名单”注册，不具备与用户直接交易的条件。分布式光伏项目的发电量只能在厂区红线内消纳，隔墙售电无法实现。第三，备用造成的成本费用风险：新能源波动性间歇性的发电特性与负荷的匹配不足导致园区无法孤网运行，需要大电网提供备用安全兜底，电网备用的联络线规划容量覆盖园区最大负荷。对于电网公司而言，与传统的相对稳定的负荷相比，考虑绿电直供后零碳园区备用资产利用率较低，一方面存在资产利用率偏低导致有效资产核定风险，另一方面存在备用资产大额投资通过全体终端用户共同分摊输配电费回收的不合理问题。对于园区用户而言，在采用绿电直供模式时，尽管可再生能源成本有所下降，但若采用 100%绿电直供，项目的整体成本仍然较高，储能设备、输电设施、用户端改造及维护等投资较高，其中储能设备成本可能占项目总成本的 40%。同时用户仍然需要承担固定容量费用，即用户转向绿电直供减轻了电网供电压力，但仍需支付与实际用电负荷不匹配的容量费用，导致用能成本偏高。

在绿电直供政策瓶颈和专线建设主体方面，我国政府积极出台相关政策予以明确。2025 年 5 月，国家发改委、国家能源局联合发布《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，以下简称 650 号文），首次从国家层面为风电、太阳能发电、生物质发电等新能源实施“点对点”直供模式铺平制度道路。650 号文对绿电直连模式作出清晰界定：新能源不接入公共电网，而是借助专用线路直接向单一用户供电，以此实现电量的物理溯源。

在投资主体上，650 号文明确直连专线原则上由负荷与电源主体投资，这与江苏、山东等地此前要求电网企业统一建设绿电专线的政策不同，打破了电网企业主导模式，明确了负荷和电源主体的投资主体地位，为绿电直供发展提供新导向，能激发市场主体积极性，推动绿电直连模式创新。

在分布式项目售电资质方面，国家能源局于 2024 年 12 月 5 日印发的《关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见》作出重要规定，《指导意见》明确提出，新型经营主体原则上可豁免申领电力业务许可证，这一政策突破有效解决了分布式项目因缺乏发电业务许可证而无法直接参与绿电交易的问题。同时，此政策支持探索新能源直连机制，意味着企业通过注册成为新型经营主体，能够将分布式光伏项目的发电量在同一配电台区内售给场区红线范围外的用电户，从而实现“隔墙售电”。

而 650 号文也明确指出，项目中的新能源发电项目豁免电力业务许可（另有规定的除外）。这两项政策相互衔接，进一步为分布式项目参与绿电交易和实现“隔墙售电”提供了明确的政策依据和支持，降低了市场主体的准入门槛，有利于激发新型经营主体的活力，推动绿电直连和分布式新能源市场的健康发展。

针对零碳园区备用成本费用风险，当前部分地区虽已出台容量电费减免政策，但此类费用减免仅为治标之策。要从根本上解决备用成本问题，关键在于降低零碳园区对大电网的备用依赖，这需从市场机制设计与园区内部能源整合等维度展开深入探索。

650 号文提供重要政策指引：一是明确并网型项目与公共电网以产权分界点为安全责任界面，双方履行各自电力安全风险管控职责，有助于项目主体优化备用管理；二是要求项目主体统筹多方面因素自主合理申报并网容量，与电网企业协商确定并网容量外的供电责任和费用，电网企业按申报容量履行供电责任，项目主体调节内部发电和负荷，确保交换功率不超申报容量并自行承担自身原因导致的供电中断责任。这一政策机制通过引导项目主体科学申报并网容量，从源头上减少对大电网备用容量的依赖，既能降低备用成本，又能推动零碳园区提升内部能源系统的自主性与灵活性，为解决备用成本问题提供了兼具可行性与前瞻性的实现路径。

产业转型与技术创新亟待解决

零碳园区的产业优化面临传统产业转型困难与新兴技术应用不足的双重压力：一方面，高耗能行业（如钢铁、化工）的零碳改造存在技术壁垒和成本瓶颈。以氢能炼钢为例，其设备更新需数十亿元投资，且氢气储运、绿氢制备成本高昂，短期内难以替代传统高炉工艺。尽管部分园区引入新能源产业链以形成集聚效应，但上下游企业协同度不足。另一方面，零碳基础设施改造成本与技术成熟度不足制约发展。智能微电网和分布式能源系统建设需耗费大量前期投入，而长时储能、低成本碳捕集利用与封存（CCUS）等技术仍处于示范阶段。此外，技术应用场景碎片化加剧了成本压力：园区内企业往往需定制化改造能源系统，但标准化解决方案缺失导致边际成本难以降低。这些因素共同导致零碳园区建设陷入“高投入—低回报”的困境，尤其对中小型园区而言，财政补贴和政策激励的覆盖范围有限，进一步延缓了产业转型进程。

数字赋能和要素配置任重道远

数字赋能和要素配置的滞后严重制约零碳园区的大规模发展。在数字化层面，多数园区尚未建立全生命周期碳排放管理系统，数据监测与核算能力薄弱。例如，仅 30% 的园区实现企业能耗数据实时采集，且碳排放核算多依赖理论模型而非实测数据，误差率高达 20%~30%。智能技术应用亦存在“重硬件轻软件”倾向：部分园区部署了能源管理平台，但算法优化能力不足，无法实现风光储荷协同调度。在要素配置方面，标准缺失和资源约束问题突出。零碳评价体系尚未统一，各地碳排放核算方法差异导致跨区域合作受阻。土地资源紧张的矛盾同样尖锐：分布式光伏需占用园区 30%~40% 的屋顶或地面面积，但在工业用地指标紧张地区（如长三角）被迫放弃部分新能源项目。在人才方面，专业人才缺口制约技术落地，既懂能源系统又熟悉碳管理的复合型人才稀缺。上述问题表明，零碳园区建设亟需构建“标准—数据—人才”三位一体的支撑体系，以突破当前低效管理的瓶颈。

零碳园区建设的突破路径

完善政策与市场协同机制，构建全链条减排体系

零碳园区建设需以政策创新为牵引，推动市场化机制与减排目标深度耦合。当前碳市场覆盖范围有限，终端用能侧尚未形成有效的碳排放考核机制，导致园区企业减排动力不足。一方面需加快建立覆盖全产业链的碳核算标准体系，将工业、建筑、交通等终端用能主体纳入考核范围，通过碳配额分配、绿电抵扣等机制，将碳排放成本显性化。另一方面尽快完善容量市场体系建

设，构建包含调峰电源、应急备用电源、储能电站试点等共同参与的容量市场机制。通过这种方式，零碳园区可以参与容量市场交易，根据自身需求购买或提供备用容量，从而减少对大电网备用的依赖。同时亟需强化电力市场、碳市场与用能权交易市场的协同联动，推动绿电交易与碳配额清缴挂钩。通过打通政策壁垒、激活市场要素，推动零碳转型从行政驱动转向经济价值驱动，形成“考核-交易-收益”的闭环机制，提升园区低碳发展的内生动力。

强化能源系统集成创新，提升多能协同效率

零碳园区的核心在于构建高效、灵活的新型能源系统。需以智能电网为枢纽，突破多能互补、源网荷储协同等关键技术，实现电、热、冷、气等多种能源形式的动态协同平衡。一方面，需推动分布式光伏、储能、氢能等清洁能源设施的系统集成，通过数字化技术实现供需精准匹配，例如利用 AI 算法预测负荷波动并优化储能充放电策略，最大限度提升可再生能源消纳率。另一方面，需重构园区能源管理架构，将分散的分布式电源、柔性负荷、储能设备整合为虚拟电厂，通过集中调度参与电力现货市场，降低对大电网的依赖。通过技术创新与系统重构，突破单一能源品种的供给瓶颈，将零碳改造从设备叠加升级为系统性优化，从而降低单位 GDP 能耗与碳排放强度。

夯实数字底座与标准支撑，实现精细化治理

数字化转型为零碳园区提供底层能力支撑，通过数据要素的高效流通与标准化建设，为零碳园区管理提供精准决策依据，同时降低园区跨区域合作的制度性成本。一是建立统一的数据标准与碳排放核算体系，搭建覆盖能源生产、传输、消费全环节的智慧管理平台，实时监测园区建筑、交通、工业等领域的碳足迹。通过物联网、数字孪生等技术构建碳排放动态监测模型，实现从粗放式管控向预测性调控的转变。二是在基础设施层面结合设备更新政策推进存量设施智能化改造，例如升级传统配电网为具备双向供电能力的微电网，并在规划阶段预留可再生能源用地，保障光伏、储能等项目的空间载体。三是建立跨区域碳认证互认机制，破解绿电溯源、碳汇计量等标准不统一的问题。

创新商业模式与利益分配，激活多元主体参与

零碳园区的可持续发展需构建市场化运作机制与利益共享生态。通过重构价值链分配逻辑，将零碳园区从成本中心转化为价值创造中心，形成政府引导、市场主导、多元参与的良性发展格局。在投资端，可探索“绿色金融+碳金融”组合工具，开发碳收益权质押融资产品，将远期减

排收益转化为当期资金支持；在运营端，拓展综合能源服务、碳资产管理等增值业务，通过碳足迹认证、绿证交易等衍生服务创造收益增长点。在市场体系层面，需设计多方共赢机制，探索允许电网企业以容量资源入股虚拟电厂项目、用能企业通过节能效益分成获取回报，从而调动技术供应商、运营商、用户等主体的积极性。

来源：电联新媒

<https://mp.weixin.qq.com/s/4i4nmA2N5tCsyKeylvKhiA>

中国风电企业出海：机遇中的痛点与破局之道

01 前言

在全球能源转型的大背景下，我国风电产业作为清洁能源的重要组成部分，正迎来前所未有的发展机遇。中国风电企业在技术和市场竞争力方面取得了显著进步，国内市场相对饱和，新能源行业反内卷正在有效推进。近年来，我国风电企业纷纷将目光投向海外市场，寻求更广阔的发展空间。然而，出海之路并非一帆风顺，机遇背后隐藏着诸多痛点。本文将结合行业现状及本律师团队近两年陪同风电企业出海的实践经验，探讨中国风电企业出海面临的挑战，并探索破局之道。

02 中国风电企业出海的机遇与背景

（一）全球风电市场潜力巨大

全球风电市场正以迅猛的态势增长，欧洲、亚太、南美和非洲等地区都是潜力十足的“蓝海”。欧洲风电市场增长势头强劲，2024 年新增装机容量达 16.4GW，其中欧盟 27 国新增 12.9GW，预计 2025-2030 年还将新增 187GW。亚太地区同样不容小觑，沙特的“2030 愿景”计划实现 100-130GW 可再生能源装机容量，风能在其中占据重要地位。南美地区，巴西的海上风电装机潜力超过 1200GW，预计到 2050 年开发 96GW。这些数据无不彰显着全球风电市场的巨大潜力，为中国风电企业提供了广阔的发展舞台。

然而，机遇之地亦是风险与挑战并存之地。尤其在欧洲等成熟市场，虽然需求旺盛，但竞争格局已高度集中，欧洲本土巨头（如 Vestas, Siemens Gamesa, Orsted 等）凭借数十年的深耕，在品牌影响力、本地化运营、标准理解、政府及社区关系、融资渠道等方面构筑了难以撼动的先发优势和竞争壁垒。中国企业的技术和成本优势，需要跨越重重障碍才能真正转化为市场份额。

（二）技术迭代与产业协同提升竞争力，但出海经验短板显著

中国风电技术不断实现突破，大容量风机、智能控制系统以及海上风电的固定基础、漂浮基础等核心技术与工程能力，已跻身世界前列，显著增强了我国风电企业的国际竞争力。国内产业链上下游企业紧密协作，形成了完整的协同体系，为出海提供了坚实的产业支撑。比如通过中欧浮式风电产业链协作机制等平台，促进技术分享、联合建设、规模应用和全球推广，有助于实现资源共享和技术互补，提升中国风电企业在国际市场上的话语权。

然而，出海之路远非简单输出技术产品那般坦荡。对于复杂的国际项目规则、差异巨大的本土化要求（如本地成分要求）、严格的欧盟及其成员国外国补贴审查（Foreign Subsidies Regulation, FSR）及国家安全审查机制、繁复多变的环境与社会合规（ESG）标准、项目融资的结构性难题以及精细的属地化运营管理等关键环节，中国风电企业普遍缺乏足够的实战经验。这种经验上的短板，已导致多家企业在高潜力市场遭遇了巨额损失与声誉打击，教训惨痛，深刻揭示了对目标市场准入规则理解的深度、文件准备的精度及对当地特殊合规要求敏感性的缺失所带来的巨大财务和法律风险。

03 中国风电企业出海的痛点

中国风电企业出海，绝非一蹴而就的简单征程，而是一个涵盖前期开发、中期建设运营到后期退出的完整流程，且在这一全流程的每个环节，都蕴藏着不容忽视的风险。这些痛点并非孤立存在，前期的法律合规疏漏可能为建设运营埋下隐患，而运营中的争议处理不当又会加剧退出阶段的风险，形成连锁反应。为了更清晰地展现这些痛点的具体表现与影响，接下来将结合一个个真实案例，深入剖析各阶段的核心问题，为破局找到精准的切入点。

（一）前期项目开发阶段：准入与并购风险

东道国法律环境复杂

一则法国的案例给我们敲响了警钟。2011 年，法国启动海上风电项目招标，计划投资 10 亿欧元建设 6GW 风电设施。但由于招标机制缺乏技术与环境基础研究，引发了多起诉讼。环保组织、地方居民、未中标企业及渔民团体纷纷起诉，指责招标过程不透明、环境影响评估不足等问题。这直接导致项目开工推迟至 2022 年，项目推进严重受阻。

这一案例深刻启示我们，企业在出海时必须高度重视东道国的法律环境与市场环境，进行全面的尽职调查，确保项目合规推进。在项目前期，要充分评估法律风险，与当地政府、社区和利益相关方进行充分沟通，避免因法律问题导致项目延误或失败。

（二）建设运营阶段：工程与运营争议

1. 跨境工程合规争议

美国某公司与上海某公司的合同纠纷颇具代表性。上海某公司负责为美国某公司的北海海上风电项目制造单柱基础（MP）和过渡段（TP），需满足合同规格和 25 年使用要求。然而，货物到港时发现焊接缺陷，美国某公司索赔返修成本，上海某公司则认为只要满足承载需求即已履约。双方在焊接标准、质量检测流程等方面存在严重分歧，最终导致项目进度延误，增加了双方的经济负担。

这警示我们，跨境工程合同需明确使用环境、寿命、维护要求等定义，设定关键部件技术标准与检验流程，并预设缺陷返修责任划分与补救机制，避免事后复杂争议。企业在签订合同时，应邀请专业律师参与，确保合同条款清晰、明确，避免因条款和技术标准模糊导致的法律纠纷。

2. 运营阶段的政策风险

当地国政策的突变往往让企业措手不及。如 2023 年 1 月 1 日起，英国对海上风电、核电、光伏发电等清洁能源发电企业的超额利润征收 45% “暴利税”。这一政策主要针对少数大企业，需满足销售价格超 75 英镑 / 兆瓦时、一定时期发电量超 1 万兆瓦时、超额利润超 1000 万英镑等条件。此外，2023 年挪威某公司获得拜登政府批准的风电场项目，预计 2027 年投入运营。但 2025 年 1 月特朗普上台后，下令审查海上风电许可和租赁，指责前任政府审批仓促，该公司目前正积极与美国政府交涉，前景不明朗。

因此，出海企业必须密切关注政策变化趋势，提前规划，确保合同设计合理，明确执行路径，降低风险。在项目前期，充分评估目标市场的政策稳定性，分析政策潜在变化的可能，新出海企业应当与当地政府和其他出海的能源企业建立良好的沟通机制，及时了解政策变化，调整项目策略。

3. 环保与 ESG 合规

法国卢纳斯小镇某风电场因致鸟类和蝙蝠死亡引发争议，2021 年被法院下令拆除项目。开发商上诉，但 2023 年上诉法院维持原判，要求 2024 年中前拆除，否则每日罚款 3000 欧元。该风电场在建设初期未充分评估对当地生态环境的影响，导致项目运营后遭到环保组织和当地居民的强烈反对，最终给开发商带来了巨大的经济损失。

这一案例提醒出海的能源企业，必须重视当地生态保护立法与 ESG 合规，完善环境评估，推动清洁能源与生态平衡发展。在项目前期，应进行充分的环境影响评估，采取有效的生态保护措施，确保项目符合当地环保要求，并需精准测算相关生态保护措施和 ESG 合规的时间和资金成本。同时，与环保组织和当地社区建立良好的沟通机制，争取他们的支持和理解。

（三）退出阶段：退出与争议解决风险

美国某公司在波兰投资建设风电项目，并与波兰国营能源公司签订长期购电合约。然而，后来波兰国营公司意图解除长期购电合同，启动清算程序，同时处置了项目重要资产。该美国公司起诉后，在波兰法院胜诉，但对方拒绝执行判决。无奈之下，美国公司依据美波双边投资条约向联合国国际贸易法委员会提起国际仲裁，索赔约 7 亿美元。

这充分展示了出海的风电企业在退出阶段可能面临的复杂政治环境和法律问题及争议解决风险。企业在退出阶段必须提前规划，确保合同设计合理，明确执行路径，降低风险。特别是在签订长期合同或涉及重大资产交易时，应充分考虑退出机制和争议解决条款，确保在项目结束时能够顺利收回投资并解决潜在的法律纠纷。

04 破局之道：法律护航与创新合作

在全球化背景下，中国风电企业出海需要构建全面的法律护航体系，同时通过创新合作商业模式提升竞争力，发挥生态链一起出海的优势，实现产业协同出海的可持续发展。以下是具体的破局策略：

（一）构建全球化合规体系与优化合同管理

企业应设立“国际合规中心”，整合各类合规要求，如 FCPA、EAR、GDPR、ESG、供应链等，并建立目标市场的法律、政策、文化禁忌数据库。同时，注重合同条款的明确性和精细化，特别是针对 EPC/BOO 等项目模式，设计包括政策变更、主权豁免等在内的风险分担条款。

推广 DAB 机制，试点“调解 + 仲裁”组合模式，强化国际仲裁研究与中方主导力，确保在争议发生时能够高效解决。

（二）加强知识产权保护与标准协同

在全球化竞争中，中国风电企业出海需强化知识产权保护与标准协同。企业应积极进行海外专利布局，覆盖欧美及新兴市场，提前锁定技术优势，防范侵权风险。同时，警惕 NPE 风险，建立预警机制，通过无效宣告、和解或交叉许可等方式应对侵权诉讼。此外，企业要推动风电产品与标准的国际认证，积极参与国际标准制定，将中国技术融入国际体系。通过获取 IEC、ISO 等权威认证，确保产品符合国际要求，增强市场信任度。这不仅能提升中国风电企业的国际影响力和话语权，更是产业走向世界的关键一步。

（三）创新金融与投融资模式，延伸服务价值

企业应与东道国开发银行、主权基金等合作，拓展本地融资渠道，降低融资与政治风险。利用“一带一路”基金、金砖开发银行等多边合作机制，组合多方资源，实现“混合融资”。同时，制定参考 FIDIC 但适配风电行业的 O&M 合同范本，明确数据权属、传输合规路径、商业化收益机制，为智能化服务赋能。

（四）强化 ESG 与绿色供应链合规，推动本地化管理

企业应建立符合国际标准又适配中国企业的 ESG 评级体系，分析 CBAM 等机制影响，提前优化本地减排路径和合规策略。重视顶级律所合作和本地法务人才培养，打造高质量本地法律团队，确保企业在 ESG 和绿色供应链方面的合规运营。同时，合同中引入有约束力的社区共建机制，纳入用工、分红等条款，提升社会认可度。

（五）推动政策与产业协同，建立行业平台

企业应积极参与行业协同平台建设，整合企业、律所、研究机构，共享经验与模板。总结实践经验，发布行业白皮书，开发新型出口信贷保险，便利利润汇回与跨境结算。同时，呼吁升级投资保护协定（BIT），加入再生能源条款、涵盖知识产权，保障中国企业境外利益。

05 结语

中国风电企业出海之路充满机遇与挑战。在全球风电市场蓬勃发展的背景下，中国企业凭借技术优势和产业协同能力，具备了强大的国际竞争力。然而，复杂的法律环境、政策风险、环保要求以及工程争议等问题，都需要企业提前规划，构建完善的法律合规体系。通过创新合作模式、优化金融支持、强化本地化管理，以促进中国企业在海外市场走得更远、更稳，为中国风电产业的国际化发展书写精彩篇章。

来源：风芒能源

<https://mp.weixin.qq.com/s/Q4szjvdm6p4OxpvCbRq0Tg>

微电网不是零碳园区的“可选项”，而是“盈利利器”！附调研报告、解决方案、成功案例

自 2024 年中共中央政治局第十二次集体学习提出“推进电网基础设施智能化改造和智能微电网建设”之后，各地密集出台的标准和要求中，微电网已从技术概念升级为强制性基础设施。

当众多园区仍在纠结于为碳减排投入的成本时，一个关键认知亟待转变：微电网，这个曾被视为昂贵“可选项”的能源系统，正迅速蜕变为零碳园区的核心“盈利利器”。

如今年 3 月份，江苏规模最大的工业园区微电网在常州投运，该园区涵盖了多项微电网，为打造零碳园区提供了可复制、可推广的解决方案。

我整理了 24 份实用干货，包括调研报告、业务教程、解决方案和应用案例，帮大家申报与建设零碳园区过程中，提供可借鉴的方案。

一、微电网的运营与盈利模式

微电网是一个由分布式电源、储能系统、负荷和智能控制设备组成的独立小型电力系统，能够在并网和孤岛模式下灵活运行和自主管理。它不仅是电力供应和管理的载体，更是整合可再生能源、提高能源利用效率、增强电力系统可靠性的关键手段。

其优势和重要作用体现在以下四个方面：一是保供作用，微电网能够在特定区域内提供可靠的电力供应，有效弥补主电网的不足；二消纳作用，微电网可以提高可再生能源的利用率，优化发电和消纳过程；三是成本效益优势，微电网通过智能化系统，优化能源结构，显著降低能源消

耗和运行成本；四是具有减排效果，微电网的应用有助于减少对化石燃料的依赖，减少温室气体排放。

微电网典型运营模式：依据微电网并网、离网技术形态及服务对象不同，将其分为并网自用型、并网公用型独立型三类。其中，并网自用型微电网主要满足单一用户电力需求，直接与输配电网进行电力交易，不足部分依靠电网提供，多余电力可上网；并网公用型微电网为微电网内一个或者多个用户供电，与外部电网有电力电量交换，按国家政策开展电力服务；独立型微电网不与外部电网互联，独立承担用户供电服务，主要保障偏远地区稳定供电。

二、园区级微电网项目案例

案例 1：东软载波信息产业园

该项目是青岛市首个风光储充一体化综合能源微电网项目，总投资 853.76 万元。主要包含光伏发电单元、风力发电单元、储能单元、交直流负荷和微网能量控制平台。系统具备并网运行、离网运行、并离网切换模式通过就地控制和中央控制，实现整个微电网系统的统一集成、调控、管理的协调控制。作为绿色智慧低碳园区多能互补微电网示范项目，被列入工信部公布第一批智能光伏示范企业及示范项目。

（1）技术配置。该项目由“源网荷储”以及控制系统组成。其中，智能微网控制器和能源路由器是智能微电网的核心处理设备，为实现能源互联网的供、储、需的能量多元互动提供支撑：

“源”由 1448.2kWp 屋顶光伏和光伏车棚、20kW 风电机组，以及主电网构成；

“网”是能源传输网络，包括输电线路和电力系统设备(配电室、配电箱等)；

“荷”由智能照明、智能空调，以及充电桩组成，其中，充电桩具体包括 2 个 60kW 直流充电桩、2 个 30kW 直流充电桩和若干 7kW 交流充电桩；

“储”由 683kWh 锂电储能电池组成。既可以满足电网削峰填谷，提高光伏系统的消纳率，还可以作为备用电源为园区用能提供应急供电，保证重要负载不掉电。

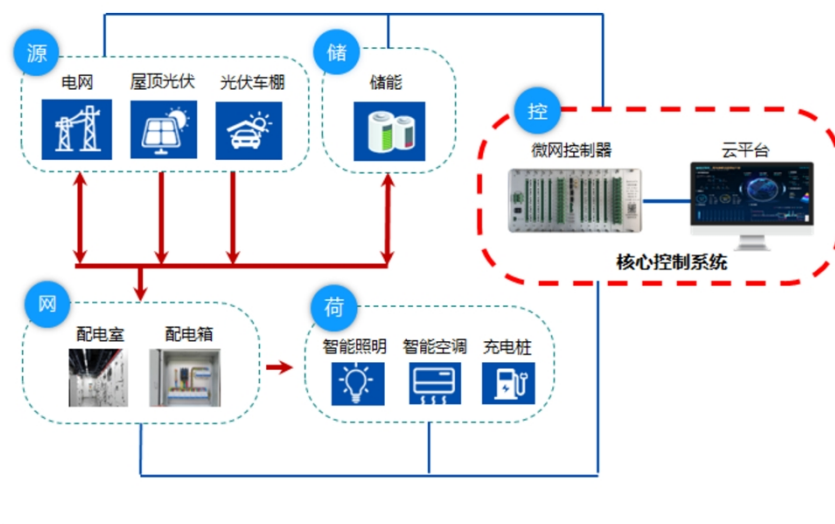


图 1.1: 青岛东软载波园区微电网示意图

（2）盈利模式。项目可再生电力采取“自发自用，余额上网”模式，主要依赖分时电价政策参与削峰填谷的辅助市场，分布式光伏电量余额上网获取收益，以及变压设备基础容量配套费节约。

（3）经济效益。该项目系统总投资 853.76 万元，年发电量大概 145 万千瓦时，项目年均自用电量 110 万千瓦时，年均上网电量 35 万千瓦时；年均从电网购电 170 万千瓦时。储能电池通过峰谷分时电价每年获利约 110 万。另外，分布式光伏发电、储能电池削峰填谷，可每年节约变压设备基础容量配套费 17.8 万元。

（3）节能降碳。项目年度可再生电力发电量为 145 万千瓦时，按照 2022 年全国单位火电发电量烟尘、二氧化硫、氮氧化物、二氧化碳排放因子“，项目年度可再生电力发电量可直接减少烟尘 24.65 千克、二氧化硫 120.5 千克、氮氧化物 192.85 千克、二氧化碳排 1194.8 吨。

案例 2：中德生态园多能互补综合能源示范项目

该项目是国家电网建设的综合能源站，项目实际投资 13 亿元。建设内容主要包括四个部分：一是研发试验与大数据中心，包括展示厅、运营服务中心、综合能源管控中心、办公室、检测中心、灾备节点数据中心、10kV 高低压配电室等；二是多能互补冷热电联供系统，包括天然气冷热电三联供系统、地源热泵系统、水蓄能系统、冰蓄冷系统、电蓄热系统、空气源热泵系统、公共系统、太阳能光热复合系统等；三是光、储、充系统，包括光伏系统、储能系统、负荷虚拟同步

机系统、多功能应用充电系统；四是综合能源设备系统，包括储能设备集装箱、光储充一体化电站、立体车库、光伏车棚等。

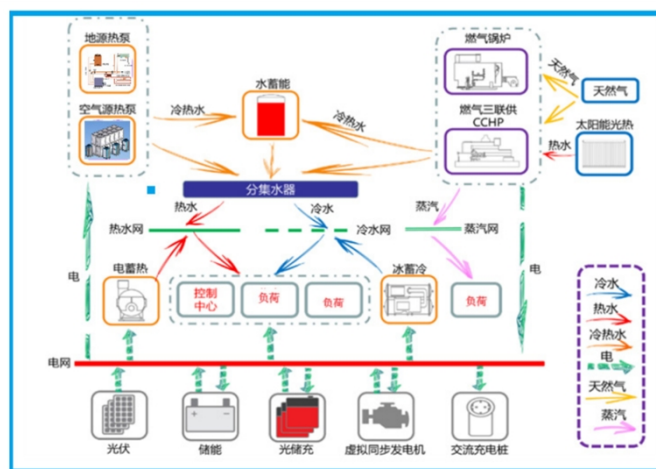


图 1.3：中德生态园多能互补综合能源示范项目示意图

（1）技术配置。项目包括基于能源互联网的区域智慧能源系统、多能互补联合供能系统和综合能源研发试验与大数据中心。基于能源互联网的区域智慧能源系统主要包括综合能源储能系统和区域综合能源智能优化与控制平台；其中，储能系统包括：2 套 250kW/250kWh 储能系、125kW/250kWh 光储充一体化电站、1MWh 储能虚拟同步机、1MW/250kWh 光储虚拟同步机、负荷虚拟同步机。多能互补联合供能系统包括 400kW 天然气冷热电三联供系统、588kW 地源/空气源热泵、680kW 蓄冷/热设备。

（2）盈利模式。项目采用建造-运营-移交(Build-Operate-Transfer)模式，项目由国网山东综合能源服务公司投资，国网山东省电力公司建设。建设验收后移交国网青岛电力公司具体运营。

（3）经济效益。综合能源服务是以客户为中心，在安全经济供电方案的基础上，提供包括能效诊断、节能改造、运行托管等在内的多种能源增值服务，为终端能源消费者提供更多定制化、个性化的能源产品与服务，帮助终端能源消费者提高能效、降低综合用能成本。项目试运行数据显示，冷热电三联供系统能源综合利用效率为 85%，可再生能源利用占比 50% 以上。

（4）节能降碳。整个系统可以同时实现发电、采暖/制冷和提供生活热水，具有环保、节能和高效率等特点，与传统供能方式相比，项目可节能 30~40%。项目正式运行后年可实现节约标煤量为 1927 吨，年减排二氧化碳 3167 吨、氮氧化物 72 吨、二氧化硫 145 吨、烟(粉)尘 1310 吨。

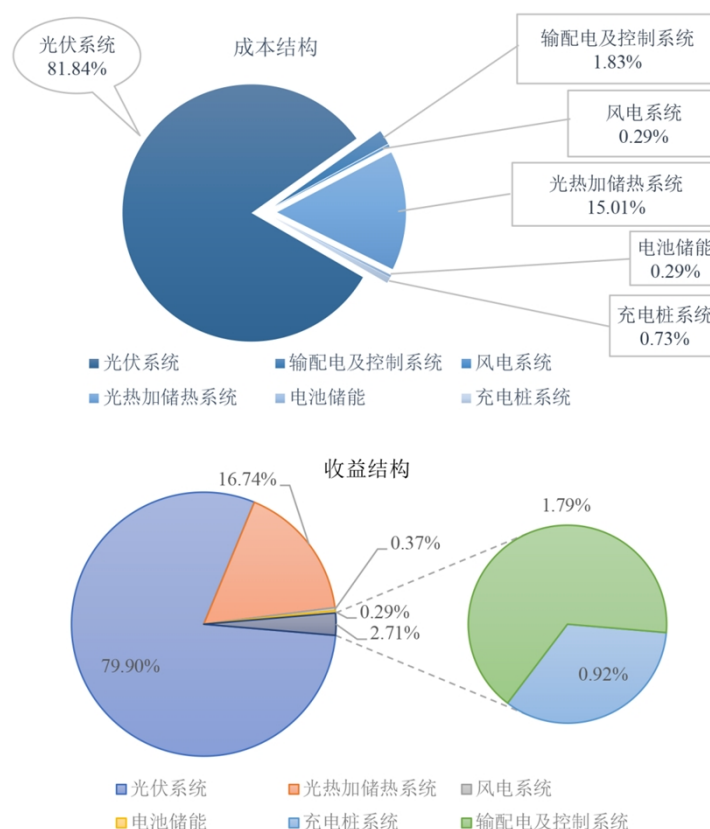
表 3.2：青岛东软载波信息产业园微电网项目经济效益评价

	冻结情景		动态情景	
项目	成本（万元）	财务净现值（万元）	成本（万元）	财务净现值（万元）
储能系统	351.18*	65.83	262.47*	169.64
光伏系统	610	564.26	610	568.68
充电桩系统	40.42*	28.80	40.42*	-0.46
风力发电系统	50	-13.43	50	-5.02
项目总投资	1051.6	645.46	962.89	749.27
财务净现值	645.46		732.83	
动态投资回收期	9.06 年		8.48 年	
内部收益率	13.96%		14.74%	

案例 3：西电宝鸡电气园区多能互补示范项目

该项目充分利用园区现有的空闲场地，践行多种清洁能源综合利用的理念充分融合分布式光伏、太阳能光热、风力发电、储能(热)、蓄电池储电、溴化锂制冷交直流混合配电网、智能充电桩等多种能源供需、传输形式，通过各清洁能源的优化配比及互补，降低用能成本，实现节能减排，打造“绿色”能源供给系统，实现对整个区提供“冷、电、热、汽”四联供的系统解决方案和一站式服务。

（1）总投资。建设成本 2732 万元，各分项成本：光伏系统 2236 万元，输配电及控制系统 50 万元，光热加储热系统 410 万元，储能系统 8 万元，风电系统 8 万元，充电系统 20 万元。每年运营成本如下：光伏系统 10 万元/年，光热加储热系统 5 万元/年，风电系统 1 万元/年，电池储能系统 0.5 万元/年，充电桩系统 0.2 万元/年。



西电宝鸡电气园区多能互补示范项目成本及收益分析

(2) 收益情况。发电上网电价 0.3545 元/千瓦时，峰谷价差 0.6 元/千瓦时，平均用电成本 0.7 元/千瓦时，使用年限均按 15 年计。年发电上网量 650 万千瓦时，售电 227.5 万元;年发电自用量 23 万千瓦时，节省用电消费 161 万元;储能设备峰谷套利，按充电 0.2203 元/千瓦时，日充电 100 千瓦时，放电 0.8283 元/千瓦时，日放电 95 千瓦时，年收益 2 万元;在充电桩及电车收益上，按每辆电车每日盈利 10 元计算(电车主要用于接送员工上下班，每日盈利来源于员工所付的车费)，共 9 辆电车，工作 330 天，年收益了万元。年总收益 248.6 万元，年维护费 16.4 万元，总投资回收期 11.8 年，15 年总收益 3483 万元。供暖采用太阳能供暖年节约供暖费 21 万元同时供给工艺用蒸汽年节约蒸汽费用 15 万元。

(3) 节能降碳。光热场年集热量 23 万千瓦时，折合标准煤约 83.89 吨，年可减少烟尘排放约 4 吨，碳粉尘约 60.57 吨，二氧化碳约 222 吨，二氧化硫约 6.68 吨，氮氧化物约 3.34 吨。充电桩采用清洁电力，” 置换燃油通勤车，配置的充电桩每年可节约燃油约 33 万升燃油，每年 CO₂ 减排约 700 吨。

	冻结情景		动态情景	
项目	成本（万元）	财务净现值（万元）	成本（万元）	财务净现值（万元）
光伏系统	2236	258	1565.2	270
光热加储热系统	410	333	328	350
风电系统	8	5.4	7.2	3.3
储能系统	8	1.1	5.6	4.0
充电桩系统	20	33	18	30
输配电及控制系统	50	10	35	50
项目总投资	2732	640.5	1959	707.3
财务净现值	640.5		707.3	
动态投资回收期	10.3 年		9.6 年	
内部收益率	11.33%		15.70%	

新一轮科技革命和产业革命深入发展，能源格局正在发生深刻变革，微电网作为新型电力系统的“毛细血管”，正在成为加速构建新型能源体系的关键。

来源：碳中和资料库

<https://mp.weixin.qq.com/s/IfP87AnQo0eX4lkqBLCP7A>

新能源设备回收：从“企业负担”转化为“价值引擎”

随着我国可再生能源装机的快速增长，新型电力系统正加速建设。然而，风电、光伏和储能设备的大规模应用也带来了设备退役后的处理难题。若退役设备处理不当，不仅会造成资源浪费，还可能引发环境污染，并影响产业链的稳定与可持续性。因此，建议推动废弃物循环利用产业发展，强化对固体废物、新污染物及塑料污染的治理。

新型电力系统建设的“最后一公里”

我国新型电力市场建设持续加速。数据显示，2024 年，全国风电、光伏累计装机量已达 1410 吉瓦。其中，光伏发电装机容量约 890 吉瓦，同比增长 45.2%；风电装机容量约 520 吉瓦，同比增长 18.0%。由于风电和光伏发电存在波动性，需要通过储能等调节资源提升发电可靠性，因此我国的储能装机规模也在快速增长。根据中关村储能产业技术联盟（CNESA）数据，截至 2023 年底，我国已投运的电力储能项目累计装机规模达 86.5 吉瓦，同比增长 45%；其中，新型储能累计装机规模达到 34.5 吉瓦/74.5 吉瓦时，主要以电化学储能（锂电池）为主。可以说，风电机组、光伏组件和锂电池已成为新型电力系统的核心设备。新能源设备的制造，高度依赖于关键材料，

例如风电机组中的纤维材料、光伏组件中的多晶硅和银以及锂电池中的碳酸锂等，其中部分资源属于稀缺性强、环境代价大的矿产。随着新型电力系统建设的深入推进，我国对相关资源的需求持续攀升，对整个系统的资源保障能力、可持续性发展及经济性带来了严峻挑战。在这一背景下，退役新能源设备的回收成为应对资源、环境与经济三重挑战的重要突破口。资源可持续性回收环节的建立是保障新型电力系统资源可持续性的关键途径。以风电为例，风机正向大型化发展，叶片长度可超过百米，重逾 40 吨，主梁结构需消耗 5 吨左右的碳纤维。根据目前的研究进展，利用新型的回收技术或材料配方可以使叶片实现降解，回收其中的碳纤维用于叶片等部件的再生产。而传统技术生产的风机叶片，可粉碎后作为填料加入混凝土，使用在其他承重要求较低的部件上。在光伏方面，《全球光伏白银需求趋势展望》报告显示，2024 年全国光伏产业对电子级银粉的需求接近 7000 吨，但国内银矿储量仅 61 万吨。光伏组件含银 0.1%，1 兆瓦退役光伏组件可回收接近 20 千克银，市场价值超 10 万元。此外，光伏板中的硅材料经过回收处理后，约有 70%~80% 可再次用于光伏电池的生产。在储能方面，由于新能源产业规模的扩大，锂电池中的镍、钴和锂等金属已成为战略资源，回收价值不言而喻。环境保护退役的新能源设备如果未被妥善处理，会对环境造成严重污染。例如，风机的叶片、光伏面板中的多晶硅、电池中的金属和有机溶剂，若直接填埋或焚烧，不仅会污染土壤、水源，还可能产生有害气体，并增加碳排放，对生态系统和人类健康构成威胁。建立规范的设备回收体系，有助于对废弃设备进行分类拆解、无害化处理或再利用，减少废弃物对环境的影响，以及减少资源开发对环境的破坏和对土地资源的长期占用，实现从“灰色处理”到“绿色闭环”的转变。经济效益新能源关键设备的回收具有环境效益和经济效益。一方面，设备回收可减少企业对高成本原材料的依赖，降低采购成本；另一方面，通过拆解、提纯和再制造，可将退役设备中的材料加工为高附加值的再生产品，为企业带来新的利润增长点。在新能源行业原材料价格波动较大的行情下，构建稳定、高效的设备回收利用体系，将成为企业控制成本、提升竞争力的重要策略，也将成为推动我国循环经济发展的重要抓手。2023 年 7 月，国家发展改革委等多部门联合印发的《关于促进退役风电、光伏设备循环利用的指导意见》，首次对我国风电、光伏领域退役设备的循环利用作出系统部署。2024 年全国两会期间，《关于分类深入推进新能源产业再生资源回收利用体系建设的提案》针对退役风机叶片、光伏组件、电池回收提出了分类施策的方案。这些政策和提案的核心目标是推动构建“资源-产品-再生资源”的设备循环利用闭环体系，通过技术手段与制度设计，实现关键材料的有效回收和再利用，缓解原材料紧张、环境污染和成本攀升等问题。可以说，设备回收环节是新型电力系统建设的“最后一公里”，也是实现绿色、高效、可持续发展的关键支持力量。

风机、光伏和储能设备回收的挑战与应对

风机设备回收：推动叶片材料全生命周期的绿色循环风机叶片的回收再利用是风电设备回收的难点之一。现阶段，我国大多数叶片采用纤维增强的热固型复合材料，这种材料的回收技术仍处于研究阶段，尚未实现大规模应用。当前退役的风机叶片降解难度大且回收比例低，很多重达数十吨的退役叶片在拆除之后直接进行填埋处理，不仅造成资源的极大浪费，更给环境造成巨大负担。我国从 2000 年左右开始大规模推进风电产业发展。风电机组的设计寿命一般为 20~25 年，因此，风电产业即将迎来第一波大规模“退役潮”，其中便包含大量的退役叶片。来自清华环境研究院的信息显示，到 2035 年，我国退役风机叶片规模将达 52.7 万吨。这也意味着，我国风机叶片的回收再利用已迫在眉睫。为应对这一挑战，建议从政策端和技术端同步推进。一方面，明确回收责任和处置要求，借鉴部分欧洲国家对纤维增强复合材料填埋的禁令，推动建立风电叶片回收的强制性标准。另一方面，鼓励企业加大对相关技术研发的投入力度，对存量和增量的风机叶片制定相应的回收技术路线，让风机设备具备 100%可回收的技术可行性。此外，加强跨行业合作，共同探索风电设备回收的有效途径，拓宽回收材料利用的领域，提高材料再利用率，实现风电设备的全生命周期管理。

光伏组件回收：通过政策推动全面市场化光伏组件的回收和再利用，主要难点是拆解和再生过程较为复杂。目前，市场存在大量“小作坊”式回收主体，为了盈利往往忽视环保处理，造成潜在的环境风险。同时，正规回收企业因收购废旧光伏组件的货源不稳定，导致回收成本高，盈利较为困难，整个行业尚未形成有效闭环。根据国际能源署预测，到 2030 年，中国需要回收 150 万吨光伏组件。然而，我国目前在回收标准、补贴机制等方面仍不完善，制约了回收体系的市场化进程。为了推动光伏组件回收行业的健康发展，我国亟需建立健全光伏组件全生命周期管理机制，明确光伏组件回收的技术标准，并通过实施税收优惠、补贴等方式，鼓励企业加大对光伏组件自动化回收技术的研发和应用力度，提高回收效率和经济效益。

储能设备回收：推动行业降本增效在新型电力系统中，储能是提升电力可靠性和稳定性的必要手段，目前主要的储能设备是锂离子电池。我国储能电池的发展相对较晚，因此没有动力电池回收形势那么严峻，但考虑到目前储能电池的增长速度，未来的退役规模不可小觑。2023 年，我国新增投运新型储能装机达到 21.5 吉瓦/46.6 吉瓦时，是 2022 年新增投运规模的三倍。考虑到磷酸铁锂储能电站使用寿命一般在 7~10 年，预计从 2026 年开始，大批储能电站的电池将面临退役。此外，与动力电池相比，储能电池退役更难以开展梯次利用，重点仍放在再生利用，也就是拆解后材料级的回收。目前，我国储能电池回收市场还未起步，缺乏完善的体制机制来规范回收过程。

未来需要政府和企业共同努力，完善相关法律法规和标准，加强对回收市场的监管，建立健全回收体系，确保储能电池得到合理回收和再利用。

未来展望与建议

要推动新能源关键设备回收体系的高质量发展，笔者认为，必须在技术端和政策端协同发力。一方面，研究机构和企业应加强联合，加大对高效回收技术研发的投入力度。通过产学研合作，针对新能源设备回收的技术难点，加快技术创新步伐，提高回收效率和质量，降低回收成本，为回收环节的发展提供坚实的技术支撑。另一方面，完善回收行业的政策激励和监管机制。对于光伏组件等回收盈利困难的设备，应通过实施税收优惠、财政补贴等措施，鼓励企业积极参与回收行业的发展。加强对回收市场的规范和管理，确保回收过程合法合规，为回收行业的健康发展创造良好的政策环境。建立“生产者责任延伸+碳足迹追踪”制度，通过“谁生产谁负责”的制度设计，从源头强化企业回收责任，全面推动新能源设备的回收。设备回收是新型电力系统从“清洁发电”迈向“全生命周期绿色化”的关键环节。面对我国新能源设备“退役潮”的迫近，唯有通过技术创新、政策激励与完善监管机制，才能将回收从“企业负担”转化为“价值引擎”，促进新能源产业的可持续发展。

来源：电联新媒

<https://mp.weixin.qq.com/s/4i4nmA2N5tCsyKeylvKhiA>

2025 年我国迎峰度夏面临的新形势及举措建议

迎峰度夏不仅是对电力系统年度运行的常规考验，更是关乎国家能源安全、经济社会高质量发展与民生福祉的战略任务。在“双碳”目标深入推进、极端天气频发、经济复苏动能持续释放的多重背景下，2025 年迎峰度夏工作既要直面负荷攀升、气候异常等传统挑战，还需破解新能源大规模高比例发展及消纳、电力系统调节等时代命题，亟需以全局思维和创新举措筑牢保供防线。

一、2025 年迎峰度夏面临的新形势

（一）极端天气呈多发强发态势，迎峰度夏保供压力增大

据中国气象局气候变化中心最新发布的《中国气候变化蓝皮书（2025）》显示，我国极端天气气候事件趋于增多、增强，气候风险指数呈升高趋势，2024 年我国地表平均气温较常年值首次高出 1.0 摄氏度，为 1901 年以来的最暖年份；今年大概率将成为有观测记录以来最暖的三个年份之一，

且不能排除其超过 2024 年全球平均温度纪录的可能性。同时，据生态环境部 6 月 25 日发布的《中国适应气候变化进展报告（2024）》显示，在全球气候变化背景下，预计 2025 年我国气候年景总体偏差，暴雨洪涝、高温热浪、强对流天气等极端天气气候事件总体将呈多发强发态势。

夏季作为电力需求的高峰期，电力稳定供应对于经济发展和民生保障至关重要。据气象局发布数据，6 月份全国平均气温 21.1 摄氏度，较常年同期偏高 0.9 摄氏度，与 2022 年并列为 1961 年以来历史同期第一；6 月份全国平均高温日数达 12.7 天，较常年同期偏多 5.3 天，其中京津冀地区连续 9 天超 40 摄氏度，突破 1961 年以来历史极值。持续的高温天气不仅会大幅增加制冷用电需求，而且对电力保供造成巨大压力。同时，可能的台风、暴雨、洪涝等灾害时常严重损坏电力设施，影响电力的正常生产和输送，加剧迎峰度夏保供压力。

（二）用电负荷屡创新高，电力供需总平衡预计偏紧

夏季高温天气带动用电负荷快速增长。6 月中下旬以来，我国多地持续出现的高温闷热天气导致居民空调降温用电负荷不断攀升，叠加经济增长双重拉动，各地电力负荷快速攀升。7 月 4 日，全国最大电力负荷达到 14.65 亿千瓦，较 6 月底上升约 2 亿千瓦，较去年同期增长近 1.5 亿千瓦，创下历史新高；7 月 7 日这一历史新高又被刷新达到 14.67 亿千瓦。

目前，广东、江苏、安徽、山东、河南、辽宁等十余省份用电负荷屡创新高。广东作为我国经济大省，用电负荷、电量规模连续 10 年位居全国省级电网第一，7 月 9 日广东省电力负荷年内第二次创出历史新高，达到 1.64 亿千瓦，比去年最高负荷增加 686 万千瓦，同比增长 4.38%。7 月 7 日江苏电网最高用电负荷年内第三次刷新历史新高，达 1.52 亿千瓦。7 月 7 日午间，安徽省最大用电负荷创历史新高，达 6688 万千瓦，较去年最大负荷增长 5.26%；7 月 5 日，安徽省日用电量 13.7 亿千瓦时，较去年最大日用电量增长 2.79%，创历史新高。7 月 9 日，辽宁电网日用电负荷首次突破 4000 万千瓦大关，达到 4130 万千瓦，刷新辽宁电网负荷峰值。

据国家发展改革委预计，今年迎峰度夏期间，全国最高用电负荷同比增加约 1 亿千瓦，极端和连续高温天气及台风、暴雨、洪涝等自然灾害的影响不容忽视。此外，高温天气带来的空调安装需求仍在不断推升用电负荷。南方总调历年运行数据显示，当气温达到 35 摄氏度以上时，每增加 1 摄氏度，对应用电负荷增长 400 万~550 万千瓦，而且在高温天气和高负荷运行环境下，设备缺陷、隐患容易激发，运行风险增大。

据国网能源研究院《中国电力供需分析报告（2025）》，综合考虑电力需求、电力供应情况，预计 2025 年迎峰度夏期间，全国电力供需总体平衡偏紧，局地高峰时段电力供应紧张，主要分布于华东、华中、西南、南方等电网区域，考虑充分发挥跨省跨区互济支援能力后，局部晚峰供电压力有望进一步下降。

（三）新能源大规模高比例发展，外送及消纳挑战电网安全

随着我国新能源大规模高比例接入电网，风电、光伏等新能源逐步成为新增电量的主体电源。据国家能源局数据，截至今年 5 月底，我国风电、光伏发电装机规模分别达到 5.7 亿、10.8 亿千瓦，占全部装机的比重达到 45.7%，已经超过了火电装机的比重。据中电联预测，2025 年我国新增新能源发电装机规模将超过 3 亿千瓦，年底新能源装机占比将进一步提升。

然而，新能源的间歇性、波动性和随机性特征使其出力不稳定，给电力系统的平衡和调度带来极大挑战。尤其是夏季极端和连续高温天气，以及台风、暴雨、洪涝等自然灾害恶劣天气频发，对新能源出力的影响较大，也给迎峰度夏期间电力稳定供应增添变数。2024 年以来，全网系统中新能源日最大波动超过 3.5 亿千瓦，极端条件下，部分区域新能源波动速率接近系统最大调节能力，存在频率持续偏低或偏高风险，同步大幅削弱系统抵御故障冲击的能力。

二、电力系统市场主体积极部署迎峰度夏

面对今年迎峰度夏电力保供的严峻形势，从 6 月份开始，国家电网、南方电网，以及主要发电企业积极落实国家有关部门迎峰度夏能源保供会议精神和工作要求，并安排部署应对夏季用电“尖峰时刻”，全力保障电力安全供应和防汛抗旱抢险救灾工作。

（一）国家电网 140 项迎峰度夏重点工程全部按期投产

6 月 13 日，国家电网召开 2025 年迎峰度夏电力保供暨安委会第三次会议，从健全完善工作机制、强化电网安全管控、做好电源稳发增供、强化电网资源配置、做好供电优质服务、提升应急处置能力等六个方面制定电力保供 24 项重点措施，全力以赴确保电网安全运行和电力可靠供应，保障经济社会高质量发展。6 月 18 日，国家电网举行 2025 年迎峰度夏暨大面积停电事件联合反事故演练，集中检验公司应急体系和应急能力，确保电网安全运行和电力可靠供应。

据国家电网数据，截至 6 月 30 日，国家电网 2025 年 140 项迎峰度夏重点工程全部按期投产，今年迎峰度夏重点工程电压等级覆盖 66 千伏至 750 千伏，地域范围涉及国家电网经营区 20 家省级电力公司，总投资 303 亿元，共新建线路长度 4600 千米，新增变电容量 5006 万千伏安，提升供电能力超 3000 万千瓦。

（二）南方电网 22 个迎峰度夏重点工程全面建成投产

6 月 27 日，南方电网召开 2025 年迎峰度夏保供电动员会，从智能调度、运行管理、市场化改革、应急抢修等方面，抓实迎峰度夏保供电措施，确保电网安全稳定运行和电力可靠供应。同时，6 月 24 至 25 日，南方总调开展 2025 年电力通信网“迎峰度夏”暨防风防汛联合应急演练，并设置六个演练场景，涵盖了台风期间可能出现的主要通信故障类型。

据南方电网数据，截至 6 月 30 日，南方电网 2025 年 22 个迎峰度夏重点工程全面建成投产，建设线路总长度达 1.1 万千米，输电能力进一步提升，直接增加变压器容量 295.69 万千伏安，可满足 6 万个家庭的用电需求。

（三）发电企业加快相关工程项目投产投运

6 月 20 日，国务院国资委召开中央企业迎峰度夏能源电力保供工作推进会，会议要求各中央企业要带头做好迎峰度夏能源电力保供工作。

我国主要发电企业积极采取一系列有力措施，全力保障能源供应安全稳定。6 月 12 日，中国华电部署安排 2025 年迎峰度夏能源保供工作会，以实际行动展现“顶梁柱”顶得住的责任担当。6 月 25 日，国家电投集团召开 2025 年迎峰度夏能源保供工作部署会，明确要抓好长协履约兑现，落实好“一分钱”提质增效专项工作方案，全面提高电煤保供能力。6 月 26 日，三峡集团召开 2025 年迎峰度夏能源电力保供部署推进会，其长江干流梯级电站已全面做好迎峰准备，预计今夏最大出力超 7000 万千瓦。

三、多措并举全力保障迎峰度夏电力安全供应

进入 7 月份以来，迎峰度夏进入关键期，结合今年迎峰度夏面临的新形势，建议从强化电源保障、加强电网建设与运维、优化需求侧管理、完善电力市场及跨省跨区电力互济交易机制、加强应急保障体系建设等角度多措并举全力保障迎峰度夏任务。同时，鉴于安徽电网在华东电网中

承担着“桥头堡”和重要枢纽的重要地位，且安徽省今年迎峰度夏工作中已经采取了一系列精准有效的措施，故本文在部分具体举措建议方面以安徽省的实践为例做详细介绍。

（一）强化电源建设和清洁电力供应

1.推动各类电源满发稳发

各大发电企业要确保机组稳定运行，加强机组运维检修管理，不断提高设备可靠性和发电效率。对于火电企业，要保障电煤供应，提高电煤库存水平，确保不因缺煤而影响发电。同时，发电企业要加强在建电源项目管理，合理调配资源，确保项目按期高质量并网，持续提升保供能力。例如，煤电火电依然是迎峰度夏电力稳定供应的“压舱石”，今年迎峰度夏攻坚战以来，国家能源集团煤电在运机组增加 51 台，运行容量增加 2804 万千瓦，弃风率下降 4.5 个百分点，弃光率下降 4 个百分点。

7 月份高温天气以来，安徽淮南潘集电厂 4 台 66 万千瓦燃煤发电机组基本一直处于“火力全开”状态；同时，国网安徽电力持续做好新机并网服务，且加强机组状态管理，会同政府开展机组状态核查，严格机组考核，深挖地县调机组发电潜力，迎峰度夏期间力争提升省内发电能力 100 万千瓦；进一步优化储能燃机调用，确保储能具备 160 万千瓦、燃机具备 170 万千瓦顶峰能力。

2.加快新能源项目建设与消纳

加快风电、光伏等新能源项目的建设进度，推动项目尽早并网发电。加强新能源消纳能力建设，通过完善电网接入系统、建设储能设施等方式，提高新能源的消纳水平。截至今年 5 月，安徽省新能源发电装机容量达 6399 万千瓦，已至“十四五”规划目标的 1.77 倍，超越燃煤成为全省第一大电源。目前安徽省新型储能装机规模达 324 万千瓦，已提前达到全省“十四五”新型储能规划目标，预计到今年年底，安徽省新型储能装机规模将达 400 万千瓦左右。为高效调用储能电站，国网安徽电力建立了新型储能调度运行管理系统，实现全省储能资源“一张图”管理，该系统可实时展示全省 88 座新型储能电站的台账、运行状态及并网性能评价信息，便于电网统一调度。

（二）加强电网设施建设与运维管理

电网企业肩负着电力保供的首要责任，加强电网建设与运维，尤其是加快推进度夏重点工程建设、持续提升电网智能化供电水平和能力、加强电网设备运维等都是电网企业迎峰度夏的主要举措。

1.推进迎峰度夏重点电网工程建设及投产

按照两大电网企业迎峰度夏重点工程和重点任务部署，加快建设一批重点电网工程，提升电网的输电能力和供电可靠性。6 月 20 日，安徽 500 千伏金牛输变电工程正式投运，标志着安徽电网 2025 年迎峰度夏 22 项重点工程全部竣工投产。近年来，安徽电网陆续建成 500 千伏阜阳阜四、安庆四、金牛等重要超高压工程，投运 110 千伏及以上输电线路 1682 千米，新增变电容量 974.6 万千伏安，为迎峰度夏电力保供提供了坚强支撑。

2.提升电网智能化水平

积极应用数字化、智能化技术，提升电网的运行监测和故障诊断能力，推广智能巡检无人机应用，提高设备巡检效率；建设“电网一张图”，实现故障的快速定位和分析，推动抢修服务由“接诉即办”向“未诉先办”转变。

迎峰度夏期间，国网安徽电力充分利用在线监测、智能巡检、主动预警等数字化手段，深化各类监测数据分析，每日开展多端数据比对分析，每月进行在线监测数据人工复盘分析，全面管控设备运行状态；在大负荷期间，安徽古泉换流站加大巡视力度，动态调整巡视频率，组织多批次全工种联合巡检和管理人员巡视，重点加强对重载设备的红外测温、紫外检测、超声和局放监测。

3.加强电网设备运维

增加输变配电设备巡检频次，加强重要输电线路、重点变电站的运行监测，及时排查消除设备隐患。对骨干输电通道、枢纽变电站等设备开展精细化巡检和隐患消缺，提高设备可靠供电水平。

国网安徽电力积极加强机组检修管理，在迎峰度夏前完成半年度 49 台、共 2358 万千瓦机组计划检修任务；在一些重要输电线路沿线，设置了实时监测装置，对线路的运行状态进行 24 小时监控，确保及时发现并处理问题。

（三）合理优化用户侧需求管理

迎峰度夏不再是简单地多发电、多供电，用户侧需求也成为重要电力保供“资源池”，通过积极开展需求响应，引导用户在用电高峰时段主动削减负荷也是主要措施之一。

1.落实分时电价优化政策，引导用户调整负荷缓解尖峰压力

建议各地积极出台并严格落实分时电价政策，引导用户合理用电。在用电高峰时段提高电价，鼓励用户减少用电；在用电低谷时段降低电价，引导用户错峰用电。

今年以来，安徽省进一步优化完善工商业峰谷分时电价政策，将夏季 0:00-2:00 低谷段移至午间 11:00-13:00，引导工业用户增加午间用电行为、缓解晚峰压力，同时也增加用户侧储能充放使用空间，由一充一放的电价政策空间拓展为两充两放，进一步推动午间新能消纳以及储能行业高质量发展。同时，安徽省还试行节假日深谷电价，对用电容量 315 千伏安以上执行工商业两部制电价和峰谷分时电价的工业用电试行节假日深谷电价，在谷段电价基础上下浮 20%，提高绿色电力消纳能力的同时鼓励工业企业调整生产时序，进一步降低用电成本。

2.聚合资源智慧调控，强化虚拟电厂等灵活性资源多维协同

虚拟电厂作为灵活性资源的一种，可以有效帮助电网实现“削峰填谷”，在迎峰度夏保供中发挥重要作用。虚拟电厂可以把新能源汽车等较为零散的分布式电源“聚沙成塔”，通过车网互动等方式将其纳入电力系统运行，有效提升电力供应能力和可再生能源消纳能力，保障电网安全稳定运行。建议各地积极组织用户参与需求响应，通过经济激励手段，引导用户在用电高峰时段主动削减负荷。

例如，7 月 10 日 11 时 05 分，国网合肥供电公司电力调度控制中心通过合肥虚拟电厂对 40 座换电站、82 个充电桩群等用户发出调度指令，15 秒内位于蜀山区的某换电站工作功率便由 210 千瓦降低至 100 千瓦，每块电池的充电时间增加约 10 分钟，但每台车的换电时间保持不变；本次负荷调节持续超过 1 个小时，让出 2 万千瓦时电量，相当于 3000 余户合肥普通居民家庭日用电量总和。目前，合肥虚拟电厂已接入合肥市内近 600 座充换电站，占其可调节负荷的 40%以上。迎峰度夏期间，城市新能源汽车正化身为电网的“移动充电宝”，成为支撑新型电力系统高效经济运行的重要力量。在安徽省，类似的虚拟电厂还有 12 个，通过这种资源聚合的方式，目前安徽电网已储备日前 500 万千瓦、日中 200 万千瓦的负荷调控能力。

3.加强节约用电宣传，合理引导居民生活用电需求

夏季高温天气下，居民生活用电需求激增（尤其是空调制冷负荷）是用电负荷创新高的主要驱动力。据统计，华东电网 4.22 亿千瓦负荷中，37%来自空调；北上广深等城市空调负荷占比突破 40%；2025 年江苏省空调制冷用电约占增量负荷的 90%。建议各级政府及企业通过多种渠道，

加强节约用电宣传，倡导居民和企业节约用电；鼓励居民合理设置空调温度，夏季室内空调温度设置不低于 26 摄氏度；引导企业优化生产流程，提高能源利用效率。

在安徽，针对居民空调负荷大、晚峰占比高的特点，安徽省能源局出台居民“节电响应”支持政策，打造“节电响应 皖美同行”宣传品牌，全省低压居民用户、居民充电桩用户可通过“国网安徽电力”微信小程序参与一键响应，节电日与前一时段的用电量差值作为节电成效。在 7 月 4 日居民节电首次响应当晚，全省 30.18 万用户成功响应节电享受到电费奖励，最大压降负荷 31.13 万千瓦，既有效缓解了电网高峰压力，降低居民用电成本，更是倡导绿色、低碳能源消费理念的有力举措。

（四）完善电力市场及交易机制

我国电力体制改革过程中，国家电网和南方电网两大电网公司相对独立发展，分别在各自经营区内形成了较为完整的电力市场体系，但是这两个电力市场本身互不联通，两大电网之间客观上存在电力互济不足、资源配置不畅、效率不高等问题。

近年来，两网也在积极探索跨省跨区电力互济，已有江城直流、闽粤直流两条跨电网经营区输电通道，通过江城直流减送和反送支持华中等区域保供，积极组织闽粤直流送电实现华东及南方等区域灵活互济。但是从根本上讲，两网间仍然缺乏常态化市场交易机制，电力互济主要以政府间协议、应急调度为主，采取“一线一议”“一事一议”模式，不仅电力互济频次少、规模小、灵活性差，而且制约了网间通道的充分利用和互济作用的充分发挥，不利于保障迎峰度夏（冬）等高峰用电需求时期的全国电力安全供应。

加强跨省跨区电力互济是做好全国电力保供的一项重要措施，其中非常关键的一项工作就是做好跨经营区的电力互济。7 月 11 日，国家发展改革委、国家能源局发布《关于跨电网经营区常态化电力交易机制方案的复函》，促进两网进一步深化合作，充分发挥跨电网经营区常态化交易机制作用，并能在今年迎峰度夏期间更好的支撑电力保供。据北京电力交易中心数据，近期跨电网经营区交易已实现按月开市，组织达成迎峰度夏期间南网送国网中长期交易，成交电量超 20 亿千瓦时，首次实现闽粤直流迎峰度夏期间全时段 200 万千瓦满送，可供华东地区百万家庭用电；今年将在年度、月度、月内、现货等交易周期，实现跨电网经营区交易常态化开市，有力支撑度夏期间电力保供，满足长三角、大湾区等重点地区绿电消费需求，并探索达成多年期绿电交易签约。

（五）完善应急保障体系

1.加强灾害预警与应急处置

电网企业要加强应急体系建设，加强与气象、水利、交通等部门的沟通与合作，强化气象监测及灾害预警分析，精准研判重大灾害性天气对电网的影响。制定完善应急预案，提前做好应急物资储备和应急队伍建设。在灾害发生时，能够迅速启动应急预案，高效开展应急抢修，保障电力供应尽快恢复。

2.定期组织开展应急演练

迎峰度夏是检验电力系统“抗风险能力”的关键期，通过实战演练和预案优化，可提升应对极端情况（如台风、干旱导致水电减发、负荷超预测）的能力，为未来应对更复杂的气候条件（如全球变暖加剧高温）积累经验。建议电网企业应继续定期组织开展大面积停电事件联合反事故演练，通过演练查找应急预案中存在的问题，及时进行修订和完善，不断提升应急管理水平和协同作战能力。

来源：中能源

<https://mp.weixin.qq.com/s/FfpK4n9c0vulCmG7YobMBA>

拓空间，有效投资潜力大

上半年充换电基础设施完成投资额同比增长近 70%、今年中央预算内投资基本下达完毕、上半年设备工器具购置投资同比增长 17.3%……最近，国家发展改革委等多部门接连公布上半年投资情况。专家分析，上半年，各地区各部门统筹用好中央预算内投资、超长期特别国债、地方政府专项债等政策工具，加快推进“两重”建设和“两新”工作，聚焦关键领域和薄弱环节积极扩大有效投资，推动固定资产投资平稳增长。

投资实际增速基本稳定

上半年，全国固定资产投资（不含农户）248654 亿元，同比增长 2.8%。怎么看这一增速？

一看名义增速。上半年，全国固定资产投资（不含农户）同比增长 2.8%，这是名义增长速度，较前 5 个月有所回落。分产业看，第一产业投资 4816 亿元，同比增长 6.5%；第二产业投资 88294 亿元，增长 10.2%；第三产业投资 155543 亿元，下降 1.1%。

二看实际增速。扣除价格因素影响，上半年固定资产投资（不含农户）同比增长 5.3%。国家统计局副局长盛来运分析，今年以来，生产资料价格，尤其是建筑材料价格下降幅度较大，扣除相关物价影响，固定资产投资实际增长 5.3%，增速比去年同期回落 0.3 个百分点，但比去年全年实际增速提升了 0.5 个百分点。也就是说，扣除价格因素影响后，固定资产投资实际增速基本稳定。

盛来运分析，投资增速波动或小幅回落，既有现实因素，也有深层次原因。现实因素主要是外部环境复杂多变、内部价格下行、企业竞争加剧，相关市场主体投资决策更趋谨慎。从深层次因素看，进入新发展阶段以后，发展方式在转型，新旧动能在转变，传统行业投资相对比较饱和，一些产能要出清。“这些传统产业的调整一定程度上在短期内会加大投资增长压力。所以，对投资增速的变动要全面来看待。”盛来运说。

有效投资规模持续扩大

投资增速放缓不意味着投资空间收缩。从上半年多方面投资数据看，有效投资规模仍在持续扩大。

根据国家统计局数据，上半年，设备工器具购置投资同比增长 17.3%，增速比全部投资高 14.5 个百分点，对全部投资增长的贡献率为 86.0%。

“今年以来，‘两新’工作加力扩围实施，政策效果持续显现，设备购置投资快速增长。”国家统计局固定资产投资统计司司长翟善清说，与此同时，“两重”项目开工建设扎实推进，更多实物工作量加快形成，基础设施投资稳定增长。上半年，基础设施投资同比增长 4.6%，增速比全部投资高 1.8 个百分点，拉动全部投资增长 1.0 个百分点。其中，水上运输业投资增长 21.8%，水利管理业投资增长 15.4%。

能源新业态投资加快释放。国家能源局发展规划司副司长邢翼腾介绍，上半年，氢能重点项目投资额实现翻番，吉林省多个在建绿氢项目加快推进。充换电基础设施完成投资额同比增长近

70%，首批车网互动规模化应用 9 个试点城市加快推进智能化充换电基础设施建设。新型储能、源网荷储一体化完成投资额同比增长均超过 30%。

翟善清分析，上半年，转型升级加快推进，绿色能源投资快速增长。此外，制造业高端化智能化绿色化发展加快，传统产业转型升级稳步推进，制造业投资较快增长。上半年，制造业投资同比增长 7.5%，增速比全部投资高 4.7 个百分点，拉动全部投资增长 1.8 个百分点。

放大投资乘数效应

进入下半年，投资工作如何推进？

中共中央政治局 7 月 30 日召开会议，强调高质量推动“两重”建设，激发民间投资活力，扩大有效投资。

国家发展改革委政策研究室主任、新闻发言人蒋毅介绍，今年“两重”建设项目清单 8000 亿元已全部下达完毕，中央预算内投资 7350 亿元已基本下达完毕。“下一步，我们将会同各部门各地方，加强统筹协调和要素保障，加快项目建设进度，高质量推动‘两重’建设。同时，建立健全项目全生命周期管理机制，强化定期调度和事中事后监管，确保资金用到实处。”蒋毅说。

据悉，国家发展改革委近期将报批加快设立投放新型政策性金融工具，并完善交通能源等领域价格形成机制，提高投资回报水平。国家发展改革委表示，将着力扩大有效投资，健全政府投资有效带动社会投资体制机制，放大投资乘数效应。同时，研究促进民间投资发展的政策举措，总结核电领域引入民间资本经验，加大交通、能源、水利等领域向民间资本推介力度，促进民营经济发展壮大。

“现阶段固定资产投资潜力仍然非常大。”盛来运说，比如新质生产力领域，还有城市更新改造、民生“补短板”方面，都需要有效投资。要更好地按照高质量发展要求，优化投资布局，改善投资环境，充分调动民间投资积极性，持续推动投资健康发展。

来源：国家能源局

<https://mp.weixin.qq.com/s/JHKBmKdq5nmpjg4cB2K4A>

《能源科技简讯》2025 年第 7 期是科技情报研究所编发的第 631 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：张媛媛 电话：010-80732243 邮箱：zhangyuanyuan@cdt-kxjs.com