



能源科技简讯

Energy Technology Bulletin

2025年第11期（总第635期） 20251124

• 科技情报研究所 •

目 次

专家观点

中国工程院院士李立涅： 分布式智能电网将成为实现36亿千瓦风光装机目标的必要选择.....1

中国工程院院士饶宏： 新型电力系统的发展突破与挑战应对 2

行业动态

电力“双碳”行动的重大成就、主要挑战与深化路径..... 6

储能是构建新型电力系统的重要基础！国务院印发碳达峰碳中和行动白皮书 13

中国虚拟电厂的发展阶段浅析 14

《关于促进新能源集成融合发展的指导意见》专家解读之三 融合聚变绿动未来：以新能源集成
融合发展书写高质量发展新篇章 18

人工智能技术在电力系统中的应用现状与发展前景 20

我国启动聚变领域国际科学计划 27

海上风电加速挺进深蓝 28

专家观点

中国工程院院士李立涅：分布式智能电网将成为实现36亿千瓦风光装机目标的必要选择

大力发展战略性新兴产业是实现碳达峰碳中和目标的重要一环。到2035年，我国风电和太阳能发电总装机容量将达到36亿千瓦。届时，中国的能源结构将发生革命性重塑，风光将成为电力供应新的主力军。

作为破解风光“消纳难题”的关键路径之一，分布式智能电网将成为实现2035年36亿千瓦风电太阳能发电装机目标的必要选择和核心基础设施。

分布式智能电网是以“主动配电网+微电网”为主要形态，相对独立运行，功能上与主网柔性互动的智能电网，具有智能、高效、可靠、自愈、绿色、经济的核心特征。

作为电网形态的一次创新性变革，分布式智能电网是在基本保持当前电网物理结构的情况下，基于数字化、信息化、智能化技术对电网进行的市场化智能重构。重构后的电网能依托强大的智能软件系统，实现海量单元管理，以及电网能量、信息的多向实时交互，并可通过构建多样化的市场交易体系，配置分布式单元内与单元间的电力能量。

目前，围绕电网智能重构，分布式智能电网形成了能量的系统平衡理论、电力系统生态理论和多层次市场化理论等核心理论，以及涵盖系统级需求侧单元构建技术、分布式智能单元的构建控制技术等在内的技术体系。未来，分布式智能电网的发展也要始终以技术为核心，以模式机制为支撑，同时推动技术性和经济性的深度协同。

具体而言，在技术方面，要大力发展战略性新兴产业，实现小微智能传感器的广域部署与智能设备的规模化替代，同步采集并传输系统内海量数据信息；搭建强大的智能软件系统，实现对数据的高效管理，进而支撑分布式智能电网的智能管理、运行与决策。

机制方面，要构建适配分布式智能电网的市场化体制机制，依托市场机制实现资源的交易与分配；同时，持续聚焦提升设备与资产利用率，保障分布式智能电网的高效经济和绿色开放运行。

当下，我国新能源开发已形成集中式与分布式并举的发展格局。数据显示，对照2035年风电太阳能发电装机36亿千瓦的目标，未来十年风电和太阳能发电装机需要新增19亿千瓦，其中预计一半以上是分布式能源。

能源需求的迅猛增长和能源结构的深刻调整，都对现有的电力系统、政策、市场机制等形成了巨大挑战，仅依靠西电东送和传统大电网已难以适应能源需求的剧烈变化和可持续发展的目标。

分布式智能电网具有实现大规模新能源就地消纳、提升电力系统灵活性与调节能力、增强电网柔性与供电可靠性，以及引导用户参与、激活投资市场等优势，可实现对分布式能源的高效利用和优化配置，是传统“大机组、大电网、集中式”电力系统模式的有益补充，成为解决新能源大规模发展等挑战的关键。大电网保障能源的大规模、稳定供给，分布式智能电网实现能源的就地消纳和局部平衡。两者互补互济，共同构建起高效、可靠的新型能源电力体系。

实现风电太阳能发电装机目标，是一项系统性工程，需要多方主体的共同推进。在加快分布式智能电网建设的基础上，建议有关部门加快电力市场改革、标准体系优化和研发投入力度；电网企业主动向智能化、服务化转型升级；设备制造商持续提高产品的可靠性、经济性；能源服务商深化商业模式创新迭代……多管齐下，方能共破“风光消解”难题，共筑起清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统，为加快全球能源转型升级贡献力量。

来源：南方电网报

<https://news.bjx.com.cn/html/20251104/1468264.shtml>

中国工程院院士饶宏：新型电力系统的发展突破与挑战应对

“应对气候变化，能源转型是核心路径；而构建新型电力系统，是实现‘双碳’目标与能源安全的关键抓手。当前，我国新能源体系建设已取得历史性成就，但面对高比例新能源接入、电力电子化特征凸显等变革，仍需破解资源禀赋、系统安全等多重挑战。”近日，中国工程院院士饶宏在“2025能源绿色发展大会”上，围绕新型电力系统的发展现状、标志性突破与核心挑战，分享了对我国能源转型路径的深度思考。

数据显示，截至2024年底，我国可再生能源发电装机占比已从“十四五”初期的40%提升至近60%，新能源装机连续多年居世界首位；2025年3月，风光新能源累计装机14.82亿千瓦，首次超过火电装机，标志着我国电源结构正式迈入“以新能源为主导”的新阶段。但与此同时，2024年

我国煤炭消费占比仍达 53.2%，而从碳达峰到碳中和仅有约 30 年时间，较欧盟、美国分别缩短 40 年、13 年。作为全球最大的发展中国家，我国将以全球历史上最短的时间完成最高碳排放强度降幅，转型任务的艰巨性不言而喻。

新能源发展：从“量变”到“质变”

饶宏指出，近年来，我国新型电力系统建设已实现多维度标志性跨越，构建了全球最大、发展最快的可再生能源体系，新能源装机容量连续多年居世界第一，标志着我国已成为全球能源转型的重要推动者。

从发展规模看，我国新能源的装机容量与发电能力持续领跑全球。“我国在气候雄心峰会上承诺‘到 2030 年风电、太阳能发电总装机容量达 12 亿千瓦以上’，这一目标已提前 6 年多实现；今年 3 月，我国新能源装机规模首次超过煤电，成为第一大装机电源。”饶宏表示。数据显示，2025 年 6 月，新能源装机容量进一步增至 16.7 亿千瓦，超过今年 7 月 16 日创下的全国最大电力负荷 15.06 亿千瓦。其中，南方电网新能源装机容量达 2.47 亿千瓦，接近南网全网最大电力负荷 2.52 亿千瓦，这表明新能源已具备支撑电力系统负荷的基础能力。

发电贡献方面，新能源对用电增长的支撑作用同样显著。2024 年，新能源新增发电量占全社会新增用电量的 57%；2025 年上半年，新能源发电量同比增加 2470 亿千瓦时，超出同期全社会新增用电量（1730 亿千瓦时），已成为驱动用电增长的核心力量。

从结构变革看，我国电源体系与电力系统形态正经历深度重塑。一方面，非化石能源占比持续攀升，2024 年，我国非化石能源消费占比达 19.8%，南方五省区新能源装机占比超 37%，非化石能源与新能源装机占比均已超过煤电；另一方面，电力电子化特征成为电力系统“新标识”，直驱式风电、光伏、直流输电、新型储能等设备，均需通过电力电子设备接入电网。目前，“三华”电网电力电子化电源出力占负荷比例已超 60%，预计到 2030 年、2060 年，南方电网主网电力电子化电源占比将分别达 56%、74%，“沙戈荒”新能源大基地等区域，甚至将形成 100% 电力电子化的电力系统。

从长远布局看，各类电源与调节资源规划清晰。饶宏指出：“中央对 2060 年实现碳中和目标提出了明确的量化要求，我国能源体系要实现‘清洁低碳、安全高效’的建设目标，具体包括终端电能消费占比需达 70% 以上，非化石能源消费占比需达 80% 以上，清洁能源发电量占比要超过 90%。”细分来看，到 2060 年，水电装机容量达 5.4 亿千瓦（开发程度 80%），核电装机容量约 4

亿千瓦，新能源装机容量超60亿千瓦。“到2060年，煤电虽逐步向调节性电源转型，但装机规模可能仍需保持在10亿千瓦左右”，饶宏表示。抽水蓄能与新型储能装机容量将分别突破4亿千瓦、达到10~15亿千瓦，其中新型储能“发展潜力极为巨大”。同时，全国西电东送规模将达8亿千瓦，其中新能源电量占比达70%，全面构建起适应“双碳”目标的能源供给与消费体系。

高比例新能源背景下的能源安全挑战

饶宏强调，尽管发展成果显著，但我国新型电力系统仍处于“变革期”，需直面资源禀赋、系统安全、转型节奏等多重挑战——这些挑战既是压力，也是推动技术创新与机制完善的动力。

首要面临的难题是“转型时间紧、能源结构偏煤”的双重约束。作为全球最大的发展中国家，我国计划用约30年时间完成从碳达峰到碳中和的过渡，这一周期远少于欧盟的70年、美国的43年；与此同时，2024年，我国能源消费结构仍存在显著的“以煤为主”的特征——煤炭在能源消费总量中占比达53.2%（约31.7亿吨标煤），化石能源整体消费比重更高达80.2%。

我国能源需求总量仍呈增长态势。2024年，全国能源消费总量已达59.6亿吨标煤，占全球总量的27.7%；有研究预计，一次能源消费总量需到2030~2035年才会进入峰值阶段，峰值规模约为62~68亿吨标煤。这种“以煤为主”的能源结构与“快速减碳”的转型目标之间，仍存在显著张力。

其次是“高比例新能源接入”引发的系统安全风险。随着新能源渗透率提升，系统“三性”（安全性、稳定性、可靠性）问题愈发凸显。据国家电网公司估算，2030年，新能源最大出力约为最大负荷的82%，最小出力仅约7%，日内功率波动超70%；2025年春节期间，云南电网新能源渗透率最高达69%，若不加以控制甚至可达100%，预计2028年云南新能源渗透率将超80%，全年约440小时渗透率达60%以上。这种高波动性将导致系统惯量下降、短路容量降低、宽频振荡风险加大。近十年，全球70%大停电事故与新能源高渗透率/电力电子化因素相关，2025年4月发生的西班牙、葡萄牙大停电事故，再次警示系统振荡等深层问题亟待破解。

最后是“资源禀赋差异”与“调节能力不足”的现实制约。饶宏对比中、美、欧三大经济体指出，我国化石能源资源的技术可开发量中，煤炭仅占全球的11%，石油仅占2%，天然气仅占1%。2023年，原油、天然气进口比重分别接近73%、44%。与之相对，我国太阳能、陆上风能利用率仅为0.2%、5%，虽蕴含巨大开发潜力，但要转化为实际供给仍需时间。同时，系统调节资源仍存在短板：当前煤电虽仍是“压舱石”，但深度调峰能力不足；新型储能虽发展迅速（2024年

底装机规模为 7376 万千瓦，占全球近 2/3），但规模化调度与盈利机制仍需完善；负荷侧响应能力尚待挖掘（预计 2060 年需求侧响应超 4 亿千瓦，目前仍处培育阶段）。

“技术+机制”双轮破局路径

《“十四五”现代能源体系规划》指出：“我国能源发展仍面临需求压力巨大、供给制约较多、绿色低碳转型任务艰巨等一系列挑战，应对这些挑战，出路就是大力发展新能源。”饶宏表示，应通过技术创新、机制优化、规划协同，推动新型电力系统从“建起来”向“强起来”转变。

从技术与资源端看，核心是持续释放新能源潜力，完善多元调节资源体系。一方面，加快“沙戈荒”新能源大基地建设（当前规模已超 9000 万千瓦），推进藏东南金沙江上游、澜沧江上游、雅鲁藏布江下游等区域的水电开发，扩大沿海核电布局，同时提升风电、光伏的开发效率与利用水平——当前我国新能源利用率已稳定保持在 95% 以上；另一方面，强化储能与需求侧调节能力，推动新型储能 2027 年装机达 1.8 亿千瓦、2030 年达 2.4~2.9 亿千瓦，完善抽水蓄能技术迭代（如地下电站、变速机组），同时通过虚拟电厂、可控负荷等模式挖掘需求侧响应潜力，提升用户参与电力系统调节的积极性。

从系统运行端看，需聚焦“高比例新能源消纳”，创新调控模式。饶宏强调，我国 95% 的新能源将通过电力系统实现终端利用，因此“构建有更强新能源消纳能力的系统”是新型电力系统建设的关键任务。从“以新能源为主体”，到“新能源占比逐渐提高”，再到“有更强新能源消纳能力”，政策导向的演进体现了对系统适配性的重视。具体而言，调度机构需科学制定运行细则，明确新型储能、煤电等调节资源的运行方式与调用区间，确保电站完成相关性能与涉网试验，具备多类型调节能力；同时，需通过技术创新破解电力电子化带来的系统问题，例如提升惯量支撑能力、抑制宽频振荡，保障电力系统安全稳定运行。

从机制与规划端看，要强化顶层设计与区域协同。饶宏指出，各地能源主管部门应坚持规划引领，科学测算调节能力缺口，统筹新型储能、抽水蓄能与煤电灵活性改造等调节资源的规模化布局。例如，2025 年云南电网新能源渗透率已达 69%，需通过省级层面调控避免无序超配。同时，需加快完善电力市场机制，推动新能源参与全时段交易。他特别指出，煤电作为“压舱石”的定位在短期内不会改变，需通过“增容控量”策略，与储能形成“传统电源保安全、新型储能提灵活”的协同格局。

“新型电力系统正经历百年来电力技术的重大变革，需正视高比例新能源与电力电子化带来的挑战，也需把握电力电子设备控制灵活的机遇。”饶宏总结道。当前我国已迈入以新能源为主导的电力系统新阶段，未来需以技术突破应对安全挑战，以机制创新释放市场活力，最终实现“能源安全”与“低碳转型”的协同，为全球能源绿色发展提供中国方案。

来源：电联新媒

<https://news.bjx.com.cn/html/20251110/1469298.shtml>

行业动态

电力“双碳”行动的重大成就、主要挑战与深化路径

习近平总书记强调：“实现碳达峰、碳中和，是贯彻新发展理念、构建新发展格局、推动高质量发展的内在要求，是党中央统筹国内国际两个大局作出的重大战略决策。”今年正值“绿水青山就是金山银山”理念提出20周年，也是“双碳”目标提出五周年。作为能源生产和消费的核心领域，电力行业在实现“双碳”目标过程中发挥着至关重要的作用。五年来，中国电力行业在能源结构转型、技术创新与应用、市场机制与政策体系完善等方面取得显著进展，有力推动了经济社会全面绿色转型，为全球应对气候变化贡献了中国智慧和中国力量。

电力“双碳”行动取得的重大成就

2020年9月，我国明确提出2030年前碳达峰、2060年前实现碳中和的目标，标志着经济社会发展全面绿色转型新征程的开启。五年来，电力行业作为实现“双碳”目标的关键领域，取得了显著成就。

顶层设计与政策体系日趋完善

我国已构建起全球最系统完备的碳减排顶层设计和政策体系，将“双碳”目标深度融入生态文明建设和经济社会发展全局。

一是多层次政策体系基本形成。国家层面出台《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》和《2030年前碳达峰行动方案》两大纲领性文件，各部委制定12个分领域分行业实施方案及30余项保障方案，所有省（区、市）均出台本地区碳达峰实施方案。

二是电力市场化改革持续深化。全国统一电力市场体系框架初步建立，中长期、电力现货和辅助服务市场协同发展。2023年，全国电力市场交易电量达5.7万亿千瓦时，占全社会用电量的61.4%。燃煤发电上网电价市场化改革取得关键突破，碳减排支持工具和煤炭清洁高效利用专项再贷款等机制推动绿色金融发展。

三是多政策工具协同推进。“降碳、减污、扩绿、增长”协同推进框架初步建成，碳排放权交易、用能权交易、绿证交易等工具联动发力。绿色电力交易电量突破800亿千瓦时/年，是2020年的10倍。全国碳市场首个履约周期顺利完成，为行业低碳转型提供了坚实的制度保障。

能源电力结构绿色转型成效显著

我国立足能源资源禀赋，在保障能源安全的前提下，持续推进能源绿色低碳转型和结构优化。

一是化石能源消费比重持续下降。煤炭消费占比从2020年的56.8%降至2024年的53.2%，非化石能源消费比重由15.9%提升至19.8%。

二是可再生能源实现跨越式增长。截至2025年6月底，全国可再生能源装机容量达21.59亿千瓦，占发电总装机的59.2%，继续保持全球领先地位。

三是推动全球清洁能源成本下降。我国作为最大清洁能源设备制造国和出口国，推动全球风电和光伏成本在过去十年间分别下降超60%和80%。

电力技术创新与应用成果突出

电力行业科技创新能力显著增强，多项技术达到国际领先水平。

一是新能源发电技术国际领先。我国已建成风电、光伏全产业链研发制造体系，海上风电、大容量光伏组件等技术实现关键突破。自主三代核电技术“华龙一号”“国和一号”实现批量化建设，已全面掌握第四代高温气冷堆技术。

二是储能与CCUS技术快速发展。截至2025年6月底，抽水蓄能装机达5439万千瓦，新型储能规模达4444万千瓦/9906万千瓦时。千万吨级CCUS集群项目积极推进，预计2030年碳捕集规模达4000万吨/年。

三是智能电网建设加快推进。西电东送输电能力突破3亿千瓦,较2020年提高4000万千瓦。源—网—荷—储协同调控能力显著增强,跨省跨区资源配置效率持续提升。

推动经济社会全面绿色转型

电力行业以绿色技术创新为核心,推动终端用能电气化水平显著提高,电能占终端能源消费比重达28%,较五年前提升5个百分点。

一是绿色制造体系加速形成。已培育66个国家级战略性新兴产业集群、6400余家国家级绿色工厂、490余个绿色工业园区。2024年单位GDP能耗较2020年下降11.6%,相当于减排二氧化碳11亿吨。

二是交通领域电气化成效显著。新能源汽车年产销量超1200万辆,连续十年全球第一。截至2025年6月,充电设施总数达1610万个,县域覆盖率达97.08%,乡镇覆盖率达80.02%。

三是绿色建筑规模持续扩大。2024年,城镇新建绿色建筑占比超97%,节能建筑占城镇既有建筑比例超66%。北方地区清洁取暖面积达209亿平方米,较2020年增长近50%。森林覆盖率提升至25%以上,年碳汇量超过12亿吨二氧化碳当量,居世界首位。

深度参与全球气候治理

我国电力行业积极践行国际责任,为全球气候治理作出了重要贡献。

一是推动绿色技术全球共享。风电、光伏设备出口覆盖200多个国家和地区,光伏组件产量占全球80%以上,显著推动全球能源转型进程。

二是深入开展南南合作。与42个国家签署项目文件,提供和动员资金超1770亿元,支持发展中国家应对气候变化。我国电力企业在海外承建清洁能源项目总装机超1亿千瓦。

三是引领国际标准与机制创新。我国主导制定的特高压、智能电网等国际标准成为全球通用标准。“全球清洁能源合作伙伴关系”倡议获国际社会广泛响应,为全球能源治理提供了“中国方案”。

电力“双碳”行动面临的主要挑战

五年来，电力“双碳”行动在能源结构转型、技术创新与应用、市场机制与政策体系完善等方面取得了显著成就。然而，电力“双碳”行动的实施仍面临诸多挑战，这些挑战不仅涉及技术方面，还涉及经济、政策、社会等多个方面。

电力供应保障难度增大

随着我国经济的持续增长，电力需求稳步上升，且尖峰负荷特征愈发明显。尽管尖峰负荷累计时间短、出现频次低，但规模不断增加，这无疑提高了电力供应的投资成本与保供难度。特别是新能源装机比重持续攀升，但其电力支撑能力与常规电源相比仍有较大差距，难以在关键时刻形成可靠替代。风电、光伏等新能源发电具有间歇性、随机性和波动性特点，“极热无风、晚峰无光、覆冰停机”等现象频发，导致新能源在电力需求高峰时无法稳定供电。而国际局势复杂多变，能源价格高位振荡，动力煤、天然气等大宗商品价格大幅上涨，国内煤炭、天然气供应阶段性紧张，火电企业经营困难，进一步削弱了电力供应的稳定性。

新能源并网消纳问题突出

我国新能源发展迅猛，截至2025年6月，全国可再生能源装机占比达59.2%，其中风电、光伏发电装机容量已突破10亿千瓦，占我国总发电装机容量的比重达30%以上，但消纳能力与装机增长严重失衡。尽管近年来全国新能源利用率总体维持在较高水平，但消纳基础并不牢固，局部地区、局部时段弃风弃光问题依旧存在。在一些新能源富集地区，由于电网建设滞后、储能设施不足以及缺乏有效的调度机制，导致弃风弃光率反弹，如河北、西藏等省区弃风率突破10%，蒙西、甘肃、青海等光伏利用率远低于90%的消纳红线，亟需构建源网荷储一体化协同机制。同时，大型新能源基地系统支撑能力不足，也制约了新能源安全高效外送。未来，新能源大规模高比例发展对系统调节能力提出了更高要求，然而调节性资源建设面临着政策、资金、技术等诸多约束，区域性新能源高效消纳风险不断增大，制约着新能源的高效利用。

电力安全运行风险加剧

高比例可再生能源消纳和高比例电力电子设备构成的“双高”特性，给电力系统安全稳定运行带来了前所未有的挑战。我国电网交直流送受端强耦合、电压层级复杂，送受端电网之间、高低压层级电网之间协调难度大，一旦发生故障，极易引发连锁反应。中东部地区多条直流集中馈入，本地电源支撑能力较弱，电压频率稳定问题突出。随着新能源、新型储能、柔性直流输电等电力技术的快速发展和广泛应用，系统主体多元化、电网形态复杂化、运行方式多样化的特点日

益显著，对电力系统安全、高效、优化运行提出了更高要求。与此同时，随着数量众多的新能源、分布式电源、新型储能、电动汽车等接入，电力系统可控对象从以源为主扩展到源网荷储各环节，控制规模呈指数级增长。当前，电力系统信息感知能力不足，现有调控技术手段难以做到全面可观、可测、可控，调控系统管理体系无法适应新形势发展需求。此外，新型网络攻击技术层出不穷，以电力电子化和数字信息化为典型特征的高比例新能源应用，使得网络安全风险日益凸显，电力系统重点环节网络安全防护能力亟待提升。

系统灵活性资源严重不足

随着风电、光伏发电等可再生能源大规模并网，电力系统对灵活性调节资源的需求日益凸显。目前，我国灵活性电源（如天然气发电、储能电站等）在电力系统中的占比仍然较低，难以满足高比例可再生能源接入的调节需求。因此，亟需提升灵活性电源的规模，以增强系统的调节能力。与此同时，我国需求侧响应能力整体较弱，用户参与积极性不高，需通过政策引导和市场机制创新，激励用户更广泛地参与需求响应。虚拟电厂作为整合分布式能源与需求侧资源的关键平台，目前仍处于发展初期，面临技术标准不完善、市场机制不健全等问题，应加快其建设进程，以提升系统灵活调节能力。灵活性资源严重不足的深层原因在于其建设和运行成本较高，且缺乏有效的价格信号与激励机制。因此，应通过技术创新和政策支持，降低灵活性资源成本，提升其经济性，并借助补贴、优惠电价等激励手段，引导灵活性资源的合理配置与健康发展。

传统煤电转型难度超预期

尽管近年来煤炭消费占比持续下降，但它在我国能源结构中仍占据重要地位。推动煤炭的清洁高效利用与逐步退出是一个复杂系统工程，需在保障能源安全的前提下稳步推进。尤其值得注意的是，传统煤电转型的实际难度超出预期。例如，煤电灵活性改造虽是提升电力系统灵活性的关键举措，却面临成本高、技术难度大的挑战。改造后的机组在经济性方面也存在压力，需要依托政策支持与市场机制以维持其合理收益。此外，煤电行业关联大量固定资产投资和就业人口，逐步退出过程中必须审慎应对可能带来的经济与社会影响，避免对相关产业及就业市场造成剧烈冲击。

电力技术创新存在瓶颈

虽然我国在新能源、核电、输变电、新型储能等技术领域取得了快速发展，但电力低碳领域的科技创新能力仍难以满足行业高质量发展的需求。一方面，该领域的基础理论方法尚存不足，例如

非工频稳定性分析等方面的基础理论仍不完善；另一方面，电力行业低碳转型也带来了诸多新的技术挑战，包括系统形态与运行特性变化导致的控制与预测难题、电力数字化转型引发的信息安全问题、多品种能源协同耦合的技术障碍，以及科学精准的电力碳核算技术等。尤为突出的是，新型电力系统对运行控制、特高压组部件、新型储能、系统耦合等技术提出了更高要求，然而目前部分核心技术关键组部件仍依赖国外，甚至存在“卡脖子”风险。国内产品设计在实现低碳、高效、精益管控方面仍有欠缺，难以完全适应电力系统转型升级的需要。加之国际形势复杂多变、贸易保护主义抬头，关键技术和设备的进口可能受阻，进而影响电力项目的建设与稳定运行。

体制机制改革有待深化

电力体制改革进入“深水区”，深层次矛盾逐渐显现。电力市场不协调不平衡问题较为突出，适应新型电力系统灵活、高效、便捷互动的市场机制和价格体系亟待完善。新能源具有低边际成本、高系统成本、大规模高比例发展的特点，与之相适应的市场设计亟需创新，各类调节性、支撑性资源的成本疏导机制尚需健全。特别是，输配电价、上网电价、销售电价改革有待进一步深化，以合理反映电力成本和市场供需关系。新形势下的电力行业管理体制仍需健全优化，适应高比例新能源和源网荷储互动的电力设计、规划、运行方法有待调整完善，电力监管机制需要创新改革，电力企业治理效能亟待提升。

电力“双碳”行动深化的路径选择

当前，我国电力行业的“双碳”行动已从宏观战略规划阶段进入深化实施的关键期。在此阶段，亟需在现有成果基础上，探索系统化、精细化与创新化的推进路径，以构建新型电力系统为核心，推动电力行业绿色低碳转型迈向更高水平。

加快构建新型能源体系，优化电源结构

持续推动能源结构清洁低碳转型是根本举措。要大力发展战略性新兴产业，特别是分布式光伏和海上风电，预计到2030年，新能源装机容量将超过12亿千瓦。同时，积极安全有序发展核电，在沿海和内陆适宜地区稳步推进项目建设。充分发挥煤电的兜底保障作用，推动煤电行业实施“三改联动”，逐步推动其由主体电源向基础保障性和系统调节性电源转型。此外，还需因地制宜开发水电，积极推动生物质能、地热能、海洋能等新能源的开发利用，构建多元化的清洁能源供应体系。

建设智能高效电网，提升系统调节能力

电网是能源转型的中心环节。要加快建设以特高压为骨干网架的坚强智能电网，推进跨省跨区输电通道建设，扩大清洁能源配置范围。大力发展战略性新兴产业、分布式智能电网、微电网等新技术新模式，提升电网对高比例新能源的适应能力。同时，积极发展新型储能系统，推进抽水蓄能、电化学储能、压缩空气储能等多元化储能技术规模化应用，力争到2030年新型储能装机达到1.2亿千瓦以上。通过源网荷储协同互动，大幅提升电力系统综合调节能力。

加强电力科技创新，突破关键核心技术

科技自立自强是能源转型的战略支撑。集中攻关高效率大容量风电、高效光伏、低成本新型储能、低成本可再生能源制氢、先进核电等关键技术。加快突破CCUS、智能电网、能源互联网、综合能源系统等共性技术。推动关键装备国产化替代，提升能源产业链、供应链韧性和安全水平。构建“产学研用”协同创新体系，促进科技成果转化和规模化应用。

推动数字技术应用，有效提升智能水平

数字化转型是新型电力系统建设的重要支撑。应用大数据、人工智能、物联网、区块链等先进技术，打造智慧电厂、智能电网、智能运维和智慧用电体系，提升电力系统全环节数字化、智能化水平。建设“数字孪生”电网，实现物理电网与数字系统的智能互动和优化运行。通过数字化手段加强电力碳排放监测、报告与核查，为碳市场运行和碳减排决策提供数据支持。

深化电力市场改革，不断创新体制机制

发挥市场在资源配置中的决定性作用至关重要。要健全中长期市场、现货市场、辅助服务市场有机衔接的电力市场体系，完善可再生能源参与市场交易机制，通过价格信号引导清洁能源消纳和灵活资源配置。深化输配电价改革，建立适应新型电力系统的电价机制。积极推广绿色电力交易，完善绿证制度，畅通绿电消费渠道，以市场化方式体现可再生能源的环境价值。探索建立容量补偿机制，保障系统安全可靠运行。

促进区域协同发展，推动电力国际合作

我国各地区资源禀赋和发展阶段差异较大，应坚持全国“一盘棋”，统筹推进东部地区新能源分布式开发与西部地区清洁能源基地化开发，加强跨省跨区能源协同发展。同时，积极参与全球

能源治理，深化“一带一路”电力合作，推动我国新能源技术、装备、标准和服务“走出去”，构建国际能源合作新格局，为全球能源低碳转型贡献“中国智慧”和“中国方案”。

来源：中国电力企业管理

<https://news.bjx.com.cn/html/20251103/1468039.shtml>

储能是构建新型电力系统的重要基础！国务院印发 碳达峰碳中和行动白皮书

11月8日，国务院新闻办公室发布《碳达峰碳中和的中国行动》白皮书。其中指出：加强新型储能建设。储能是构建新型电力系统的重要基础。中国促进储能与电力系统各环节融合发展。积极发展“新能源+储能”、源网荷储一体化和多能互补，以关键电网节点或偏远地区为重点，合理布局新型储能，鼓励电动汽车、不间断电源等参与系统调峰调频。推动锂离子电池、液流电池、压缩空气储能、重力储能、飞轮储能等技术多元化应用。截至2024年底，新型储能装机达到7376万千瓦/1.68亿千瓦时，是2020年的20倍，装机规模占全球总装机比例超过40%。

随着新能源大规模发展，中国大力提升电力系统安全运行和抵御风险能力，加快建设清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统，推动源网荷储（电源、电网、负荷、储能）一体化发展，实现了可再生能源大规模开发和利用。

增强电源协调优化运行能力。中国充分发挥煤电灵活调节能力，全面实施煤电机组灵活性改造，50%以上煤电机组具备深度调峰能力。因地制宜建设天然气调峰电站，科学布局抽水蓄能、光热发电，加快新型储能技术规模化应用。不断优化电源侧多能互补调度运行方式，充分挖掘调峰潜力，电力系统安全运行和综合调节能力持续提升。

强化电网互补互济。中国创新电网结构形态和运行模式，提升电网智能化水平，推动电网主动适应大规模集中式新能源和量大面广的分布式能源发展。完善电网主网架结构，夯实电力系统稳定的物理基础，形成有效互联互济的六大区域电网格局，跨省跨区电力资源配置能力持续提升。2024年，分别完成跨区、跨省输送电量9247亿千瓦时、2万亿千瓦时，较2020年分别增长50%、30%。加快配电网改造升级，着力提高配电网接纳新能源电力水平。积极发展以消纳新能源为主的智能微电网，实现与大电网兼容互补。

大力提升电力负荷弹性。中国系统整合需求侧响应资源，引导用户优化储用电模式，高比例释放居民、一般工商业用电负荷的弹性，针对工业用电负荷占比高的特点，引导大工业负荷参与辅助服务市场，提升电力需求侧响应能力，有效提高电力系统灵活性。到2025年，推动电力需求侧响应能力达到最大用电负荷的3%—5%，其中华东、华中、南方等地区达到最大用电负荷的5%左右。

来源：国务院

<https://news.bjx.com.cn/html/20251110/1469095.shtml>

中国虚拟电厂的发展阶段浅析

欧洲和美国虚拟电厂发展的原生动力分析

分析欧洲和北美的虚拟电厂发展路径和发展动力，发现有较为明显的差异：

欧洲虚拟电厂的发展是以“电力市场化+“高比例风光可再生能源”为特征，以分布式光伏入市交易为动力，更强调市场价格信号对电力需求调节，形成了以NK为代表的一批分布式发电集中交易+负荷参与灵活性调节服务的虚拟电厂。

而美国的虚拟电厂，更多的是受到能源安全政策的影响，以90年代初期的“需求侧响应”为基准，逐步发展出负荷侧资源聚合参与需求响应，并与市场逐步融合，形成“需求响应补贴+容量市场+部分辅助服务市场”的发展路径，而且受制于不同州县的电力市场放开程度，在“发配售一体化”的低水平市场上盈利模式可能受限于需求响应为主。

中国虚拟电厂发展路径不同于欧美

中国虚拟电厂的发展，一方面是每个省的电源结构不同，尤其是风光新能源的装机容量和发电量占比差异较大，导致短期市场价格变化率不同，所以对负荷侧资源的调节能力需求不同，这也是发改能源【2025】357号文中强调“因地制宜”原则的原因之一。

另一方面，中国虚拟电厂发展，一则受到美国“需求响应”的负荷侧资源管理思维影响，最早从90年代中后期开始，逐步形成了省-市两级的需求响应管理体系和补贴路径；二则同时参考欧洲电力市场化、欧洲统一电力市场、基于高比例风光新能源的市场化交易机制确立等的成功经验，探索负荷侧分散式资源集中参与中国电力市场化的路径。

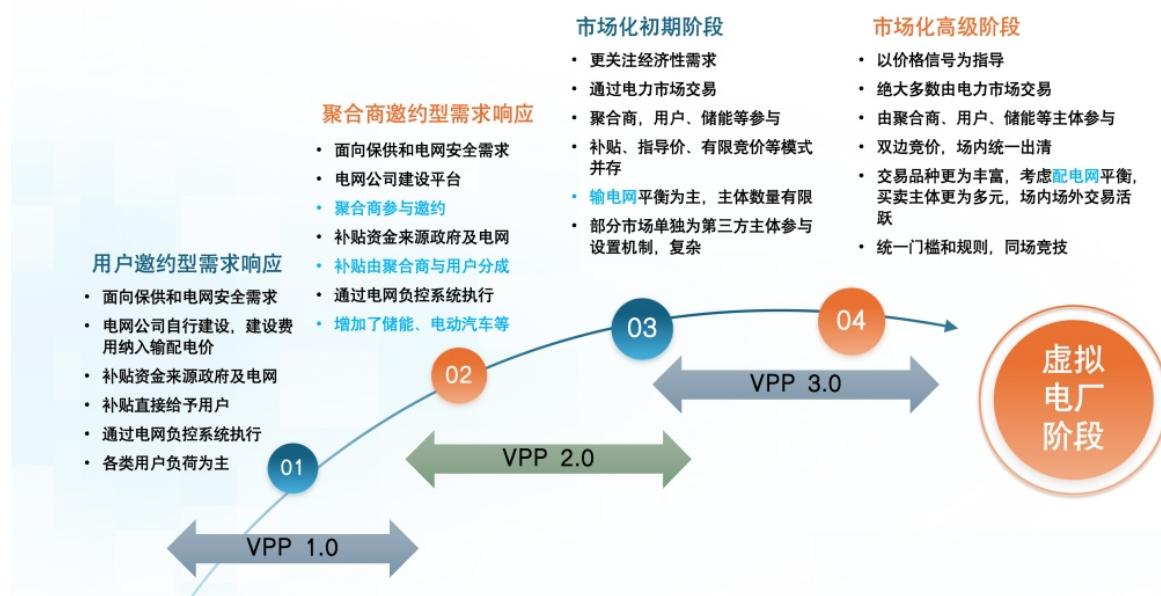
中国虚拟电厂发展阶段划分

在此种情况下，我们可以从市场机制形成和市场参与者两个维度，对中国虚拟电厂的发展路径进行阶段的一种可能的划分：

从市场机制形成来说，非市场化的补贴模式，还是通过市场竞价确定补贴价格的“半市场化模式”，抑或是直接通过市场形成价格并撮合买卖双方的市场模式。

从市场参与者来说，主要看市场的包容程度，即买、卖、中介三方的数量和定位，尤其是考察电网公司与市场的关系。市场化程度越高的地方，市场本身越独立，电网公司越是市场的参与者。比如在成熟电力市场中，电网公司（比如输电网运营商 TSO、配电网运营商 DSO）一般是辅助服务的采购方。

中国虚拟电厂的发展阶段



阶段一，电网公司建设的用户邀约需求响应型虚拟电厂

省级电网公司最早在90年代中后期开始，建设需求响应管理平台，之后逐渐延展到用电信息采集系统平台（简称用采系统），形成了居民集抄+大用户负控集抄+需求响应三合一的用采系统。

从建设层级来看，2000~2020年，各省的用电信息采集系统，都逐步从地市层面，集中到了省-总部层面，基本形成了以省为单位的大系统。

2020年以后，基于上述用采系统，拓展出虚拟电厂应用的功能。

对一些省级电网公司来说，这个阶段的虚拟电厂是原有用采系统的一个功能模块，把负荷侧可调节资源以虚拟电厂的名义进行聚合，并拓展部分表后的负荷资源直接计量和控制。

在这个阶段，虚拟电厂平台建设成本（包含现场硬件投资）由电网公司承担，运营和补贴发放由电网公司负责，补贴资金的来自地方政府，直接动员电力用户参与并获得补贴。

所以某种意义上这是电网公司自己建设，用户直接参与的，需求响应业务驱动的虚拟电厂。

由于是在以省为单位的用电信息采集系统基础上发展的，所以基本上也是以省为单位建设，以市为单位进行补贴和响应的业务模式。

阶段二，聚合商邀约需求响应型的虚拟电厂

2020年之后，一方面是某些时段、某些地市出现了较为严重的缺电和限电（比如2022年夏季四川和成都的限电），对地方的电力保供管理能力提出了新的需求，推动地市政府和地市供电公司设立地市负荷管理中心，建设地市级虚拟电厂的建设。

另一方面是，由于负荷侧资源的表后特性，特别是与用户的生产生活用电行为密切相关，电网公司在表后业务的动员能力存在一定不足，所以需要发动更多中间商（比如负荷聚合商、售电公司）参与用户资源的动员。

大致在2022年以后，出现了省-地两级虚拟电厂，尤其是地市单独建设的虚拟电厂平台，并且开放第三方接入和参与。

从市场模式上看，依然是需求响应+补贴，建设方一般也是电力公司，但可能是地市电力公司，比如深圳供电局与深圳市政府，以深圳市负荷管理中心名义建设的深圳市虚拟电厂。

从市场参与者来看，鼓励各类负荷集成商参与，与用户分享补贴。

阶段三，市场化初期阶段的虚拟电厂

如果说阶段一、阶段二是需求响应业务驱动，主要以解决用电缺口时段的负荷侧“削峰”为主要目标，兼顾“填谷”。

那么阶段三的虚拟电厂业务，在上述目标之上，又增加了很多类似欧洲的特色，比如解决分布式光伏的集中入市交易问题，形成电源型虚拟电厂；解决负荷侧灵活性入市交易问题，形成负

荷型虚拟电厂参与短期/现货市场问题；解决工商业储能和部分秒级响应负荷参与辅助服务市场的问题等。

也就是解决“入市”问题。

这个问题的答案，需要和阶段一、二所形成的业务模式、技术模式、发展路径进行融合，不可能完全重起炉灶。

所以发改能源【2025】357号文（及其各省细则）明确了不同的入市路径，既可以通过已经建好的“省级”虚拟电厂平台参与市场并获得需求响应补贴，该平台升级为与市场主体、交易中心和调度中心接轨的“新型电力负荷管理系统”。

也可以直接接入调度AGC/AVC/EMS系统并参与辅助服务市场交易。

在这个阶段，路径的探索就显得非常重要，既要结合需求响应和电能量短期市场，又要考虑电源型虚拟电厂和负荷型虚拟电厂如何参与市场；还要平衡好地市-省-区域-总部各级的政府-市场-电网关系；更要平衡好批发侧市场政策和零售侧政策（比如分时电价调整与需求响应、电力市场的关系）。

所以一是各省政策的特色不同，路径不同；二是不同的虚拟电厂政策背后的主导方、协调方、参与方不同，所形成政策文件基调、特色、差异不同；三是政策和市场随时会发生调整，某个政策的调整可能会对某些企业单一的业务模式造成重大影响，比如过去依赖某一政策形成的盈利模式一夜之间就会消失。

阶段四，市场化成熟阶段的虚拟电厂

随着市场化的深入，市场边界、规则、监管、信息都逐渐清晰化、透明化、固定化，各方的利益更多的通过市场和价格进行博弈，这时虚拟电厂参与市场的路径、产品、价格、盈利模式都逐步成熟。

成熟的市场带来更多的专业分工，也带来更多创新的机会和挑战。

来源：鱼眼看电改

<https://news.bjx.com.cn/html/20251112/1469539.shtml>

《关于促进新能源集成融合发展的指导意见》专家解读之三 融合聚变

绿动未来：以新能源集成融合发展书写高质量发展新篇章

在我国加快建设新型能源体系和推动经济社会发展全面绿色转型的关键时期，新能源的发展已从规模的快速扩张，迈入量与质并重、与产业深度融合的新阶段。近期，国家能源局发布的《关于促进新能源集成融合发展的指导意见》，以新发展理念引领新能源发展理念和模式创新升级，坚持技术创新、产业协同，拓宽新能源与产业耦合发展新空间，将有力推动因地制宜发展新质生产力，不断增强绿色发展动能。

一、时代必然：以集成融合筑牢高质量发展的绿色根基

当前，我国新能源发展成绩斐然，但也面临着消纳瓶颈、系统协同性不足等挑战。单纯依靠资源投入的粗放式发展模式难以为继。推动新能源与产业集成融合发展，是破解当前难题、面向未来竞争的必然选择，是因地制宜发展新质生产力的重大举措。

新能源与产业集成融合发展的必要性体现在三个层面：一是践行新发展理念的内在要求。绿色发展是高质量发展的重要底色，集成融合发展通过系统优化能源与产业布局，成为“协同推进降碳、减污、扩绿、增长”的生动实践。二是发展新质生产力的关键路径。新质生产力本质是先进生产力，其特点是创新，关键在质优。新能源技术与先进制造、数字化智能化技术的深度融合，正催生绿色生产力，为实体经济注入高端、智能、绿色的新动能。三是优化国家重大生产力布局的战略支点。通过新能源资源开发引导产业布局优化，能够发挥区域协调发展战略、区域重大战略、主体功能区战略、新型城镇化战略的叠加效应，推动战略性产业和能源资源基地在全国范围内分布更趋合理，提升国民经济整体效能。

二、路径创新：以“三化”方向构建“绿电+”现代产业生态

《意见》提出的融合路径，充分体现了坚持智能化、绿色化、融合化方向，为新能源更好服务经济转型升级指明了具体方向。

一是强化“绿色化”基础，打造零碳制造新标杆。核心是推动全产业链“以绿造绿”。新能源资源富集区不再是简单的发电外送，而是以新能源资源引导重大生产力，建设零碳工厂和园区。在新能源电力应用方面，通过应用分布式能源、智能微电网（源网荷储一体化）等模式，构

建高度自给的低碳零碳园区，实现新能源装备制造过程的全面绿色化。这既充分体现了“坚持把发展经济的着力点放在实体经济上”，也有利于通过“绿色化”改造推动实体经济提升可持续发展能力和国际竞争力。

二是深化“融合化”协同，激活传统产业新动能。关键在于引导石油石化、钢铁、有色金属等高载能产业与新能源协同优化升级。通过工艺流程改造、科学配置储能等，系统提升负荷调节能力，实现“西电西用”就地消纳。这既是优化重大生产力布局的具体举措，也是通过新能源与传统产业的“融合化”，协同推进降碳与降低成本，使传统产业焕发新活力，有助于形成与新能源特性相匹配的新型产业用能体系。

三是突出“智能化”赋能，培育新兴产业集群新生态。结合“东数西算”工程，推动新能源基地与算力设施协同规划，促进“电力网”与“算力网”双网融合，拓展“智能化”发展典型场景。同时，在制造业基础扎实地区，加快新能源与新材料等战略性新兴产业集群发展，形成“以新促新”的产业生态。通过前沿技术的产业化应用，发展新质生产力，抢占未来竞争制高点。

四是探索推动新能源非电应用，打造产业发展新赛道。新能源与产业集成发展还将开辟绿色氢氨醇（氢基能源）产业，并通过在化工、冶金、交通等领域应用，构建“电—氢—化—运”多元协同体系。这不仅是技术的创新，更是业态的创新，有助于加快构建能源领域新质生产力，为协同推进“扩绿、增长”开辟了全新赛道。

三、未来机遇：在新发展格局中释放绿色发展新动能

新能源与产业的深度集成融合，将全面释放推动高质量发展的巨大机遇。一是加速孕育新质生产力。在一体推进基础设施建设、技术研究开发、产品迭代升级的循环中，绿色科技创新的浪潮将蓬勃兴起，催生出一批具有全球影响力的战略性新兴产业集群。二是纵深推进区域协调发展。新能源成为优化重大生产力布局的关键要素，促进东中西部在能源链、产业链、价值链上更紧密地衔接，形成优势互补、高质量发展的区域经济布局。三是全面提升实体经济竞争力。“智能化、绿色化、融合化”的推进，将加强我国制造业在成本、效率、品牌和绿色标准上的综合优势，显著增强“中国制造”在全球市场的绿色竞争力。四是不断提升全球绿色治理话语权。我国在零碳园区、绿色氢能、电算融合等领域的成功实践，将为世界提供可复制的中国方案，引领全球绿色转型进程。

站在“十五五”的门槛上，推动新能源集成融合发展，恰逢其时。紧密围绕“推动高质量发展”这一首要任务，以新发展理念为指引，推动新能源集成融合发展，将有效助力以绿色为底色、以创新为引擎、以融合为特征的经济社会变革。未来，一个新能源与产业水乳交融、发展与绿色和谐共生的现代化产业体系必将加速形成，为以中国式现代化全面推进强国建设、民族复兴伟业提供更加坚实可靠的绿色动力。

来源：国家能源局

<https://mp.weixin.qq.com/s/qJfmE9oKQ6KqQXjy7B2VrQ>

人工智能技术在电力系统中的应用现状与发展前景

近年来人工智能技术取得重大突破，生成式大模型诞生标志着AI技术进入新阶段，同时也给传统行业新一轮发展带来契机。2023中央经济工作会议提出，要发展数字经济，加快推动人工智能的发展，广泛应用数智技术和绿色技术，促进传统产业的转型升级。2024年，“人工智能+”行动首次写入政府工作报告。2025年，国务院颁布《关于深入实施“人工智能+”行动的意见》。人工智能技术发展获得全社会前所未有的重视。

当前，电力系统建设目标是全面建成新型电力系统，面临着高比例新能源、大量新型多元负荷类型以及海量电力电子装备接入。新型电力系统将面临系统规模指数级增大、海量数据待采集分析，新能源新负荷高随机波动，系统安全机理愈加复杂，发输配用电各环节主体深度协作、高时效性优化决策困难巨大等诸多问题，传统电力系统研究方法已经难以应对，但是人工智能技术的突破提供了新的解决思路。

依托第一代符号主义人工智能与第二代连接主义人工智能，结合诞生了知识—数据融合驱动的第三代人工智能技术。基于知识—数据融合驱动和生成式大模型的电力人工智能技术，通过整合海量数据和电力行业专业知识，利用大模型技术的自主学习能力，为电力系统的科研、制造、建设、生产、运营及管理的全产业链提供智能化工具，为实现新型电力系统建设提供了有力支撑。

电力系统人工智能的五种技术介绍

依托人工智能技术，结合电力行业需求，形成了电力人工智能技术图谱，包含：基础技术、数据智能、感知智能、认知智能、以及决策智能，如图1所示。



图1 电力人工智能技术图谱分类

(一) 基础技术

基础技术为电力人工智能提供各种算法、模型、计算框架等软件技术和硬件技术支撑, 主要分为3个大类: 智能芯片及计算、生成式智能和平台技术。

智能芯片及计算是电力人工智能发展和应用的基础。目前存算一体芯片在一定程度上满足算力更强、存储更大和能耗更低的电力系统需求, 能够配置电力现场终端设备, 例如巡检无人机、电力智能传感器、电力智能电表等, 打通电力人工智能技术落地的“最后一公里”。在电力系统中, 生成式智能从海量样本中提炼知识, 构建电力生成式模型并应用于实际场景中, 实现电力领域的智能优化决策。平台技术涵盖了云边协同技术、分布式训练技术以及低门槛大模型微调技术等多个方面, 通过整合计算资源和边缘端实时数据, 实现模型训练与推理的高效协同, 提升了电力人工智能系统的响应速度和处理效率。

(二) 数据智能

数据是人工智能技术的重要基础, 可以从海量数据中提取出有价值的信息和知识。电力数据智能技术整体上达到了较高的实用化水平, 具备了较成熟的推广应用条件, 主要包括: 电力数据融合、电力数据增强、电力数据分析、电力数据安全计算等4个方向技术。

电力数据融合是将多种电力数据进行联合、相关、组合以及挖掘, 以产生比单一种类电力数据更加有价值的信息, 从而支撑电力应用场景分析。目前在新能源功率预测、负荷预测等电力场景已经取得良好的应用成效。电力数据增强可以减少对特定样本的依赖, 生成更多的电力特征训练样本, 从而提升模型的泛化能力。目前在电力系统场景生成、电网暂态稳定评估与样本增强、

电力变压器故障样本增强等场景已经取得良好的应用成效。电力数据分析可以从海量电力数据中揭示出隐含的、未知的信息和规律。目前在负荷预测、窃电检测、电力系统量测数据异常检测与重构等电力场景已经取得良好的应用成效。

电力数据安全计算旨在充分保护数据和隐私安全的前提下进行电力数据分析计算，实现对数据的“可用不可见”，目前在电力变压器故障诊断、电力用户特性辨识、分布式电源优化调度等电力场景已经取得良好的应用成效。

（三）感知智能

电力感知智能是从电网全环节全链条全要素获取数据的手段，主要包括电力视觉感知、电力听觉感知、电力多模态感知等技术。该功能应用与基础技术中的电力边缘智能终端相结合，已通过实际应用验证。

电力视觉感知技术实现对电网图像、视频等数据的理解分析，目前主要应用在输电线路巡检、变电站智能巡视、电力违章监测等场景。电力听觉感知是利用传感器收集的电力声纹、振动数据，分析辨识设备健康状态等，例如在变压器故障检测领域。电力多模态感知是对多种模态电力数据进行感知和组合，实现对目标更全面的感知，可以应用于电力设备综合状态评估，目前尚未实际应用。

（四）认知智能

电力认知智能是基于人类认知体系，对电力领域的各类知识通过算法模拟人类的思考、理解、推理、学习等认知过程，主要包括：电力知识建模、电力知识计算、电力认知推理、数理融合学习等技术。相关技术在设备运检知识管理、电网故障处理快速决策、检修处置方案智能生成、电网调度推理决策、客服营销智能问答等领域场景开展了试点应用。当前，认知智能的整体技术成熟度相对较低，仍处于方法技术的试点验证阶段，与电网业务的深度融合程度有待提升。

（五）决策智能

电力决策智能是指人工智能模拟人类思维模式，通过算法分析电网信息，做出电力调度运行决策的行为，主要包括：群体智能、混合智能、博弈智能、具身智能等技术。决策智能技术直接应用于实际系统的工程实践案例非常稀少，目前整体仍处于研究探索阶段，需要进一步深入研究。

电力系统中人工智能技术的应用现状

电力人工智能的五种技术通过平台技术实现融合应用，在电力边缘终端智能感知、新能源出力预测等多种场景通过实践验证。还可以引入类脑智能，在海量数据基础上，不完全依赖电网模型，通过大数据和人工智能算法，透过数据关系发现电力系统运行规律，实现电网的智能监测、智能分析、智能决策、智能管理、智能运行、智能导航。下面给出人工智能技术在电力系统多种应用场景中的实践。

(一) 人工智能技术在新能源出力预测和负荷预测方面的应用

通过融合多源数据，结合人工智能技术与物理方法，针对当地地形、风光资源、发电特性等差异，可以大幅度提高新能源功率预测精度。国网新疆电力调度中心接收近千个新能源场站上报的预测数据，采用人工智能技术实现超93%的预测精度，用于辅助调度部门开展日内电力调度控制。国家能源集团推出的全球首个千亿级发电行业大模型“擎源大模型”能够精准预测气象变化，风速等气象数据预测准确度大幅提升，新能源功率预测准确率提高2.8%。

基于人工智能算法挖掘潜在时空相关性，可以实现精准负荷预测。广东电网公司上线的基于人工智能技术的省地一体负荷预测管理系统，可以实现约1300个母线节点30分钟内全自动预测，工作日系统负荷人工智能预测平均准确率达97%，日前母线负荷预测准确率达到82.4%，同比提升3.2%。

(二) 人工智能技术在发电领域的应用

人工智能技术应用于发电调度管理领域，精确预测气象水文等信息，智能调度发电设备，提高生产效率。“擎源大模型”中的水电模块能够预测流域来水，主动跟踪降雨、流量、负荷这些边界条件的变化，实现机组参数自动寻优，快速生成精准调度计划，优化水电梯级调度；火电模块能够实现火电燃料精准管控，每分钟可滚动预测15分钟后的机组关键指标，准确率达92%以上。

人工智能技术应用于发电装备智能感知场景，用于实现设备巡检、故障状态诊断、辅助日常运维管理。南方电网采用的抽水蓄能人工智能数据分析平台XS-1000D，可以实现数据智能巡检、状态智能诊断和智能运维，实现90%以上的人工巡检替代，每年可创造经济效益约1760万元。国家能源集团上海庙公司构建了燃煤电厂专属“智能大脑”，可以实现AI助手智能问答、智

能检索、知识生成等功能应用，辅助生产和管理人员科学决策。宁德时代推出的“天恒·智储平台”融合AI与机理算法，可实现故障提前7天预警，算法准确率高于99.99%，依托AI助手进行运维支持，可将储能电站非计划停机损失降低75%。

（三）人工智能技术在输电领域的应用

输电设备数量多分布广，多处于偏远地区，人工智能技术可以满足多种类型的巡检需求，提高监测诊断效率，降低人员工作强度，保障人身安全。例如，在超特高压线路运维中应用红外缺陷智能识别系统，检测240个基杆塔仅需2个小时，较传统人工减少3个小时；在复杂地形线路巡检中应用仿线飞行智能巡检无人机，可以支持输电线路导线的精细化巡检，缺陷整体发现率约为80%。

各类智能巡检设备与人工智能大模型平台相结合，依托巡检数据和充足算力，可以实现高效的各类状态辨识和异常筛查。目前，国家电网采用无人机年度巡检的杆塔超过600万，依托“光明大模型”开展输电无人机巡检图像识别集中测试，能够从海量巡检图像中快速准确识别设备缺陷，45类重点缺陷的总体发现率达88.06%。

（四）人工智能技术在变配电领域的应用

变配电领域设备种类繁杂、数量众多，人工智能技术在设备智能感知和系统性运维方面提供了有力支撑。新疆电网220千伏及以上变电站共有179座，通过一站式AI平台全景推动所有设备的全寿命周期管理，开展监测分析，给出运维建议，并向运维单位预警。国网上海电力公司完成进博会全景智慧供电保障系统升级，集成国网上海电力的30余套源端系统，并应用电力AI辅助决策系统实现配电网智能、自主、高效管理。

（五）人工智能技术在电力决策类业务中的应用

在各类设备状态正常的基础上，电力系统调度管理、运行运营、电力交易等大量决策类业务，涉及海量被控对象，面临大量不确定性因素，需要平衡多方诉求，急需结合人工智能技术实现整体智能优化决策。

在调控业务、供电指挥业务中融入人工智能技术，可以实现问答、工单和部分服务等流程自动化智能化，降低对人工的依赖。国网山东电力调度控制中心研发“电网调度智慧大脑”专业大模型，本地化部署“调度小诸葛”应用，提供运行信息智能应答和数据生成服务，问答准确率达

到90%。国网冀北公司和湖南公司将供电服务指挥业务接入“光明大模型”，实现了供电服务工单、供电知识服务、智能问答等业务的智能化重塑，极大缩减了供电服务指挥场景中所需的人工，并提升了服务质效。

在微电网应用场景，中国能建采用数字孪生的三维建模实现监测控制的可视化，对园区内的电、水、气、环境等数据进行分析，通过AI大数据模型计算，智能优化能源配置，实现用电量最低、成本最优、能耗最低的效果。

电力市场交易与人工智能技术相结合，可以提高功率预测和电价预测精度，有助于交易决策。目前，基于AI技术的电力现货市场交易及决策产品中，省级新能源功率预测准确率可达95%，省级负荷预测准确率达98%，单用户预测精度达90%，电力价格预测准确率可达90%。国网山西省电力公司将电力交易平台接入光明大模型，应用该交易辅助决策系统的售电公司取得了千万级别盈利。国能山西霍州电厂应用“擎源大模型”，预测节点电价准确率比传统方式提升6.2%，600兆瓦发电机组在现货交易中生产成本下降0.3%，盈利能力提升2%。

（六）小结

结合第二章电力人工智能技术图谱逐级递进的五级分类，对应电力系统中发输配用电各环节的人工智能技术应用案例，可见电力人工智能生态系统已经取得长足发展。其中，依托基础技术、认知智能和决策智能目前只能满足部分电力人工智能需求，数据智能和感知智能的实际应用技术相对成熟。

从感知、认知、决策三个层次来看：感知智能，依托图像识别、语音识别、文字识别等技术，在设备缺陷识别、智能运维、安全施工等场景中已达到甚至超越人类水平，未来还需要在可解释性、鲁棒性与稳定性等方面进一步提高；认知智能，依托自然语言处理、知识图谱、认知推理等技术在电力知识检索与问答等部分简单任务上达到了人类水平，有力支撑了用电服务、生产管理辅助等场景应用；决策智能，依托混合增强智能、群体智能、博弈优化、生成对抗等技术，在能源协调优化、系统紧急控制、电力市场交易等场景开展了一定的前沿探索，未来真正实现大规模工业应用部署还需要更深入研究。

人工智能技术应用于电力系统面临的挑战

（一）人工智能技术发展面临的挑战

人工智能技术正处于高速发展的阶段，在数据方面，数据质量和样本缺失严重影响人工智能模型的泛化能力；在保障数据隐私前提下有效共享利用数据也是发展面临的重要问题。在算力方面，复杂模型训练和推理过程对算力需求巨大；随着模型规模和复杂性增加，高效分配和利用算力资源成为迫切需要解决的问题；高性能算力芯片国产化需要提升。在算法方面，深度学习算法可解释性不足，不利于模型决策过程的理解；人工智能模型受限于训练数据，模型泛化能力弱，导致模型决策出现偏见和不平衡性，难以保障决策的安全性。

（二）电力人工智能技术发展瓶颈

受限于人工智能技术现阶段水平，以及新型电力系统建设进程，电力人工智能技术中，电力系统数据样本的采集辨识面临以下问题：一是电力系统模型理论研究有待深入，相关数据样本与模型关联作用机理不清晰；二是故障状态等稀缺样本难以获取，导致模型在特殊专业场景的应用受限；三是海量设备多类型数据难以有效对齐各模态数据特征，构建多模态样本集困难，限制了模型效果的进一步提升；四是智能传感器、物联网、区块链等技术还需深度融合，构建电力信息物理融合系统，提升电力系统不同场景下的迁移泛化能力。

电力算力应用基础目前面临以下挑战：一是电力终端部署大模型的算力需求高于目前芯片算力水平；二是高算力芯片多为商业芯片，难以满足电力边缘部署等工业应用场景，可靠性不足；三是高算力芯片主要依赖英伟达等国外进口产品，国产化程度不足。

人工智能算法在电力分析决策领域的应用需要面对双高特性新型电力系统分析涉及的大量高维矩阵、代数微分方程组，以及非凸优化求解等。第三代人工智能的知识—数据驱动算法，虽然依托数据驱动算法解决了大规模计算的问题，但是算法效果依赖于样本数量和质量，同时对算力要求高，面临落地应用的技术瓶颈；算法模型融合了电力知识与经验，在一定程度上增强了模型可解释性，但面对高可靠性要求场景，尚不能确保决策安全。

人工智能技术应用于电力系统的突破方向

针对目前数据有限性和模型可解释性带来的问题，可以通过人工智能算法理论层面和电力人工智能工程解决方案两种路线解决。

人工智能算法理论突破可以从两方面开展：一是改善深度连接类“黑箱模型”的可解释性，包含三种方法，分别是输入特征可解释性增强、特征指标相关性与重要性分析和神经网络中可解

释性符号规则抽取；二是通过引入数据、模型和参数这三类先验知识来解决小样本学习问题，其中引入数据方法已有应用尝试，引入模型或参数的方法探索成果较少。



图2 电力人工智能工程解决方案的三种机制关系

电力人工智能工程解决方案如图2所示的三种机制：一是研究数据与知识融合驱动机制，在模型的构建、训练或决策过程中，加入电力系统先验知识，在科学理论和专家经验的指导下平衡模型的解释性与精确度，并通过数据驱动提升知识模型的不确定建模与参数修正能力。该机制已在系统稳定评估、健康指数评估、优化调度等领域开展了初步探索。二是研究电力系统的数字孪生平行互动机制，形成多时间尺度、多层次、动态更新的准实时映射电力系统。通过大量模拟、试验、计算及趋势预测，为电力人工智能模型提供了海量数据生成与评估环境；并通过孪生系统汇总电力人工智能模型的分析与决策结果，对物理系统进行反馈控制与趋优引导。三是研究模型进化趋优机制，借鉴脑机融合智能等技术构建电力人工智能算法自主学习架构，依托电力数字孪生系统，持续更新电力人工智能模型并逐步积累经验知识，实现模型的在线更新与终身学习。

来源：中能传媒研究院

https://mp.weixin.qq.com/s/F3ZpVZIZr85BhhL_a7v9lw

我国启动聚变领域国际科学计划

开展燃烧等离子体物理研究、实现产出能量大于消耗能量、演示聚变能发电……11月24日上午，在位于安徽合肥未来大科学城的紧凑型聚变能实验装置（BEST）主机大厅，中国科学院

“燃烧等离子体”国际科学计划正式启动并面向国际聚变界首次发布 BEST 研究计划，聚力点燃“人造太阳”。

核聚变能，模拟太阳的聚变反应释放能量，被誉为人类的“终极能源”。数十年来，科学家们通过磁约束等技术路线，在实验装置上探索聚变反应所需的高参数、长脉冲等严苛条件。“我们将要进入燃烧等离子体的新阶段。”中国科学院合肥物质科学研究院副院长、等离子体物理研究所所长宋云涛介绍，这是聚变工程研究的关键，这意味着核聚变像“火焰”一样，由反应本身产生的热量来维持，是未来持续发电的基础。

近年来，我国核聚变研究加速，多次打破世界纪录。BEST 装置作为我国下一代“人造太阳”，承担“燃烧”使命。根据研究计划，2027年底该装置建成后，将进行氘氚燃烧等离子体实验研究，验证其长脉冲稳态运行能力，力求聚变功率达到 20 兆瓦至 200 兆瓦，实现产出能量大于消耗能量，演示聚变能发电。

“这是‘无人区’的探索，将面临许多工程与物理挑战。”宋云涛说，如阿尔法粒子对维持聚变反应所需的超高温条件至关重要，但对其输运规律等研究有待深入。“牵头启动国际科学计划，既能依托我国超导托卡马克大科学团队的建制化优势，也有助于凝聚全球科学家的智慧与力量，协同突破聚变燃烧前沿物理难题。”

根据国际科学计划，等离子体物理研究所将面向全球开放包括 BEST 在内的多个核聚变大科学装置平台，设立开放科研基金、资助高频次专家互访交流。来自法国、英国、德国等十余个国家的聚变科学家共同签署《合肥聚变宣言》，该宣言倡导开放共享与合作共赢精神，鼓励各国的科研人员到中国开展聚变合作研究。

来源：新华网

<https://news.bjx.com.cn/html/20251124/1471323.shtml>

海上风电加速挺进深蓝

挖掘海上风电巨大潜力，是落实新能源战略的重要抓手，也是推动产业向新向智的重要赛道。截至今年9月底，我国海上风电累计装机容量达4461万千瓦。我国海上风电累计装机容量已连续四年位居全球第一。

面向“十五五”，我国海上风电将步入发展的快车道，向深远海拓展是大势所趋，但也面临着产业链韧性有待提高、关键部件技术仍需升级等难点。全链协同、技术攻关、融合创新是政策指向，也是业界共识。

加快向深远海拓展

冬日暖阳下，2177公里海岸线蜿蜒曲折，超1300万千瓦海上风电项目建设正酣，辽宁这个“新中国工业摇篮”正在“向海图强”中展现出新的“风光”。

放眼全国，山东昌邑、江苏如东、福建漳浦、广东阳江……更多的“蓝色增长极”崛起。我国海上风电新增装机容量已连续七年全球第一，构建起覆盖设计、制造、施工、运维的全产业链体系，风电机组产能占全球市场份额的60%。

“海上风电产业链条长、覆盖范围广、带动能力强，是推动海洋经济崛起，支撑海洋强国建设的重要战略支点。”中国工程院院士汤广福说。

迈向“十五五”，新的蓝图已然浮现。日前在2025北京风能展上发布的《风能北京宣言2.0》提出，“十五五”期间，我国海上风电年新增装机1500万千瓦。预计到“十五五”末，我国海上风电累计装机规模将超亿千瓦。

如此巨大的增长目标，空间何在？

“随着沿海经济活动的持续活跃和用海需求的不断增长，近海资源日益紧张，难以满足海上风电发展的需求。”自然资源部总工程师何广顺表示，要优化国土资源空间利用，推动海上风电向深远海拓展，秉承“点上开发、面上保护”原则，加强与有关部门协调配合，统筹确定海上风电发展空间。

根据世界银行数据，全球可用的海上风能资源超过710亿千瓦，其中深远海占比超过70%。根据国家气候中心的评估结果，我国深远海风能资源技术可开发量超过12亿千瓦，开发潜力巨大。

据透露，自然资源部将及时跟进了解海上风电产业发展需求，研究制定海上构筑物等设施到期处置政策，探索创新生态养护工作机制，加快制定深远海开发管理的相关政策，为海上风电产业的健康发展提供制度保障。

“我国海上风电将步入发展的快车道，未来前景广阔。”国家能源局监管总监黄学农称。

“链”上布局协同攻关

从近海到深远海，不只是地理空间之变，更面临着技术难度加大、成本增高等一系列难题。

汤广福指出，随着向深远海拓展，风机容量向20兆瓦级以上发展，量变正在引起质变，对可靠性提出了更高要求，亟待强化目标导向和问题导向，集中力量破解关键材料、核心部件和风电软件等卡脖子难题。

“要鼓励产业链上下游联合建立创新平台，推动高校科研院所与企业协同攻关，让科技成果更快转化为产业的竞争力。”黄学农强调。

在日前召开的2025海上风电现代产业链共链行动大会暨大连新能源产业发展交流大会上，三峡集团发起成立海上风电现代产业链联盟，涵盖了规划设计、装备制造、工程建设、投资运营、运维服务等全产业链，旨在通过构建联合研发、标准共制、供需对接的协同机制，推动海上风电产业从“单点竞争”迈向“生态共赢”。

“联盟共有26家企业和科研院所，在辽宁、江苏、福建、广西等地推进先进技术国产化。”三峡集团董事长、党组书记刘伟平表示。

全产业链协同攻关，从“一张清单”开始落子

大会发布了《2025年度海上风电技术攻关清单》，聚焦大容量风电机组、超长叶片、漂浮式基础、柔性直流送出系统、核心基础软件、关键轴承、国产化绝缘材料等前沿与关键环节，量身打造16项攻关项目，为产业链向深远海、高性能、高可靠性发展提供技术支撑。

与此同时，三峡科研院、三峡能源、大连理工大学、东方电气风电等26家企业及科研院校就海上风电现代产业链共链行动合作签约。截至目前，2025年通过海上风电共链行动推动达成的供需合作达86项，合同金额约93亿元。

记者注意到，央企共链行动不仅“链”接了大中小各类所有制企业融通发展，还构建了“价值共创”式的央地协同发展新范式。例如，大连市和三峡集团签署战略合作协议，双方基于优势互补、合作共赢的总体原则，推动产业链资源整合与新能源创新技术协同，服务大连市建设东北亚新能源产业高地。

“一海多用”融合发展

激活产业链发展动力，还要在生态协同上下功夫。

2024年12月30日，自然资源部印发《关于进一步加强海上风电项目用海管理的通知》，鼓励新增海上风电项目采用“风电+”的综合开发利用模式，实现“一海多用”。

“鼓励海上风电与深远海养殖、海上制氢、海洋油气等产业深度融合发展，提升海洋资源集约利用效果。”何广顺强调。

黄学农提出，要科学制定“十五五”海上风电发展目标与技术路线，推动海上风电与海洋油气等多业态深度融合发展，全面提升海域综合利用效率。

推动“海上风电+”模式创新已成为众多地方和行业的一致选择。

据辽宁省委副书记、省长王新伟介绍，辽宁省风电应用场景丰富，要推动绿电新能源示范项目建设，推动绿电直连模式，积极推动新能源电池车的规模化应用，推动大连建设东北亚绿色中心，把更多绿色能源变成宝贵资源，为新能源开发利用拓展多元场景。

大连理工大学海岸和近海工程国家重点实验室教授陈丽芬正在推进风电和波浪能、养殖网箱的融合发展技术研究，“这样的结合可以达到降本增效的效果。”

中国科学院大连化物所副研究员刘艳廷则将目光投向了海上风电赋能海水制氢。“我国的淡水资源紧缺，海水制氢被认为是未来氢能发展的重要方向，也可以实现海上风电的就近消纳。”

如何通过数字技术的融合创新，实现涉海资源高效整合和优化配置，持续形成海洋经济新动能？

就在去年，由三峡集团主导建设的REDaaS平台（长江流域数据要素流通平台及可再生能源行业数据服务平台），通过标准化接口实现风光领域数据互通，搭建起可再生能源可信数据空间。此外，针对风电光伏的间歇性、波动性短板，精准的功率预测变得至关重要。三峡江苏毛竹沙海上风电场率先落地功率预测算法优选应用，有效破解电网稳定难题。

“三峡集团充分发挥主体支撑和融通带动作用，深入实施海上风电引领者战略，推动海上风电规模开发、协同创新、集群发展，以自身高质量发展促进海上风电产业转型升级。”刘伟平说。

来源：经济参考报

<https://www.nea.gov.cn/20251121/e3643b0d5442484e932ad29b65fa3833/c.html>

《能源科技简讯》2025年第11期是科技情报研究所编发的第635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