



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 5 期（总第 629 期） 20250523

• 新型电力系统技术研究中心科技情报研究所 •

目次

宏观政策

面向“十五五”：积极稳妥推进碳达峰碳中和..... 1

专家观点

国家能源局局长王宏志：坚持集中式与分布式并举，大力推进风电光伏开发利用！..... 4

“十五五”电力规划应“变”前行..... 15

徐进：“十五五”我国能源电力发展的基本走向..... 23

行业动态

世界首个海上风电海陆一体直流输电工程开工建设..... 30

国家发改委谈“人工智能+”，提及电力调度、煤炭等！..... 32

风光储一体化：多元模式与技术创新双驱动，迈向高质发展..... 33

金风服务张金梦：再制造技术推动风电传动链系统高质量发展..... 36

取消强配后，储能发展将何去何从？..... 37

“电力饕餮”涌现 能源需要深度求索..... 39

中联重科发布全球最高风电动臂塔机！..... 41

国外资讯

全球新型储能市场发展潜力及趋势预判..... 42

新能源市场化：全球视角下的创新与突破..... 52

宏观政策

面向“十五五”：积极稳妥推进碳达峰碳中和

实现碳达峰碳中和是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革。4月23日，习近平总书记在气候和公正转型领导人峰会上的致辞中指出，“自5年前我宣布碳达峰碳中和目标以来，中国构建了全球最大、发展最快的可再生能源体系，建成了全球最大、最完整的新能源产业链”。目前，距离2030年实现碳达峰目标还有5年，这也是“十五五”时期必须完成的重要任务。船至中流浪更急，在目前成效的基础上积极稳妥推进“双碳”目标如期达成，必须深入理解“双碳”进程中发展与安全的关系，科学把握积极稳妥推进“双碳”工作的一系列基本原则，落实好碳达峰碳中和“1+N”政策体系。

1. 深入理解积极稳妥推进“双碳”进程中发展与安全的关系

习近平总书记在此次峰会上的致辞中指出，“绿色转型是应对气候变化的必由之路，也是经济社会发展的新引擎”。这一重要论述，深刻阐明了积极稳妥推进“双碳”进程中发展与安全的关系。2020年以来，在党中央坚强领导下，我国“双碳”工作扎实、系统推进，取得一系列显著成效：推动重点行业节能降碳改造和新能源开发利用，非化石能源发电量占总发电量的比重接近40%；启动全国温室气体自愿减排交易市场，扩大全国碳排放权交易市场行业覆盖范围；协同推进降碳减污扩绿增长，经济社会发展全面绿色转型水平不断提升；因地制宜发展新质生产力，绿色低碳新产业新业态新模式蓬勃发展，新能源汽车、锂电池和光伏产品“新三样”2024年出口额突破万亿元大关；中国还是全球“增绿”最快最多的国家，贡献了全球四分之一的新增绿色面积。我国近5年的实践表明，在推进“双碳”进程中，发展与安全之间存在着相互支撑、良性互动关系，在“十五五”时期必须继续增强对两者关系的认识并加以把握。

一是辩证统一关系。推进碳达峰碳中和要求推动能源转型、产业结构优化升级、绿色低碳科技创新，实现经济社会的全面绿色低碳转型，最终实现高质量发展。同时，推进碳达峰碳中和要求健全集经济安全、社会安全、生态安全、资源安全等于一体的国家安全体系，特别是绿色转型安全、能源安全、产业链供应链安全，为“双碳”目标的实现构建安全保障。因此，积极稳妥推进碳达峰碳中和，必须深刻理解和把握发展与安全之间的辩证统一关系，坚持减排发展与安全降碳，实现高质量发展与高水平安全良性互动。

二是动态演进关系。随着我国深入广泛推进碳达峰碳中和，发展与安全的关系也在不断地动态演进。一方面，“双碳”工作正在促进我国能源、工业、交通、建筑等重点行业领域的绿色转型进程。我国已建成全球规模最大的清洁发电体系和全球最大、最完整的新能源产业链。这为我国协同推进降碳减污扩绿增长、加快经济社会发展全面绿色转型创造了新的更好的现实条件，也为我国能源安全、生态安全 and 经济安全提供了坚实保障。另一方面，“双碳”工作在能源结构、产业结构、发展模式、技术体系等方面带来了深刻变革，对减排发展与安全降碳提出了新的治理要求。“十五五”时期，必须准确把握这一动态演进关系，在不同阶段体现出不同的侧重点。

三是协同治理关系。当前，我国正在加快构建和实施碳达峰碳中和“1+N”政策体系，这对各领域、各部门、各方面的政策协同共进提出了更高要求。积极稳妥推进碳达峰碳中和，需要在发展与安全之间找到平衡点，实现二者的协同治理。这要求我们在制定和执行相关政策时，要充分考虑各种因素之间的相互关系和影响，确保政策的有效性和可持续性。

2. 科学把握积极稳妥推进“双碳”工作的基本原则

“双碳”目标正在引领我国经济社会的系统性变革及治理体系的深度调整。在推进“双碳”工作中，不仅要注重发展的速度和规模，更要注重发展的质量和可持续性；不仅要确保能源、产业链供应链和生态等方面的安全，还要通过创新和技术进步不断提升安全保障能力。“十五五”时期积极稳妥推进“双碳”工作，需要继续坚持和把握以下原则。

坚持总体部署、分类施策。在实施碳达峰碳中和“1+N”政策体系过程中，应坚持总体部署，确保全国上下形成合力，共同为实现“双碳”目标而努力。同时，要充分考虑不同地区、行业之间的差异，根据其实际情况和特点，制定差异化的政策，以确保政策的针对性和有效性。比如，稳步有序推进能源、工业、交通等高排放部门降碳；分类推动不同地区的产业结构、能源结构、交通运输结构等调整优化，避免“一刀切”情况出现。此外，在分类施策的过程中，还应注重政策的系统集成和改革实效，避免政策之间的冲突，确保“1+N”政策落地生根。

坚持系统思维、底线思维。“双碳”目标、高质量发展、高水平安全本质上是一个统一体。在推进“双碳”进程中，需要进一步深化高质量发展是新时代的硬道理、坚定不移贯彻总体国家安全观的理论认识，增强系统思维，将三个方面紧密结合、协同推进，确保“双碳”相关政策的连续性和稳定性；建立健全“双碳”治理的风险评估及预警机制，及时发现并应对可能出现的各种风险，牢牢守住不发生系统性风险的底线。坚持试点先行、先立后破。作为世界主要经济

体和发展中大国，我国正在努力实现全球最高的碳排放强度降幅，用历史上最短的时间实现从碳达峰到碳中和，这对我国“双碳”政策体系提出了更高的创新要求。应总结我国近 5 年的“双碳”治理实践经验，同时借鉴其他国家在降碳过程中的教训，平衡“破”的力度与“立”的速度，把握好我国降碳的节奏和力度，循序渐进、持续发力，避免陷入政策冒进、发展与安全割裂的困境。推动重点领域、重点行业和有条件的地方率先碳达峰、碳中和，积累试点经验，形成示范效应。

坚持自主可控、内外畅通。“双碳”目标不仅是我国面向世界作出的庄严承诺，也是我国现代化进程的内在要求。我国的国情决定了我国不可能走西方现代化的老路。习近平总书记指出，“我们承诺的‘双碳’目标是确定不移的，但达到这一目标的路径和方式、节奏和力度则应该而且必须由我们自己作主，决不受他人左右”。要加强核心技术创新、提升绿色低碳产业链供应链稳定性和竞争力、建立自主的绿色低碳标准等重点工作。同时，积极加强与国际社会的合作，推动我国“双碳”政策与其他国家的发展战略、治理规则、技术标准的有效协调，形成良好的国际合作机制。

3. 积极稳妥推进“双碳”进程的着力点

整体上看，我国推进“双碳”进程正处于压力叠加、负重前行的攻坚期，依然面临着诸多挑战和不确定性。面向“十五五”，应从治理体系、政策体系和标准体系三个方面持续发力。建立“双碳”目标—新质生产力—总体国家安全三位一体的治理体系。随着我国对“双碳”工作规律性认识的深化以及更好践行发展新质生产力、总体国家安全观的新要求，有必要建立“双碳”目标—新质生产力—总体国家安全三位一体的治理体系，根据产业结构、能源结构以及交通运输等重点行业领域进行调整优化，并将之贯穿于推进降碳减污扩绿增长的全链条。在推进能源转型、产业结构优化升级、经济发展方式转变等重点工作中，应着力培育新质生产力，塑造发展新动能新优势，形成“双碳”目标、高质量发展、高水平安全协同推进的治理效能。

统筹谋划“十五五”规划中的“双碳”政策体系。一方面，精确把握“双碳”进程的整体节奏，立足 2030 年碳达峰、2060 年碳中和的时间要求，增强“十五五”规划的前瞻性和灵活性，以应对可能出现的各种挑战和不确定因素，比如，妥善防范化解绿色转型面临的内外部风险挑战，切实保障生态安全、粮食安全、能源安全、产业链供应链安全，等等。另一方面，注重“十五五”规划编制及实施过程中的政策创新。比如，建立健全碳排放双控制度体系，扩大全国碳排放权交易市场覆盖范围，全面形成以绿色低碳为特征的产业体系、能源体系和生活方式，健全碳

排放目标评价考核制度，等等。 加快构建契合我国发展与安全要求的“双碳”领域的标准体系。要加强“双碳”标准体系建设的整体部署，发挥国家标准管理机构的统筹、监督与技术协调作用，强化国家标准、地方标准及行业标准的系统集成，注重加强对“双碳”领域标准制定、实施的评估及管理工作，加快推进重点行业领域碳治理的标准更新与升级，强化减排发展、安全降碳的国家标准激励及约束；更加重视“双碳”标准的技术研究，集中力量支持基础通用标准相关技术方法研究、数据平台建设和应用工具开发，推动碳减排和碳清除技术标准联合攻关，扩大绿色产品评价标准供给，支持行业企业的数智技术、绿色技术改造提升，加强“双碳”标准计量体系建设，强化标准计量对“双碳”工作的支撑保障力度。

来源：光明网-《光明日报》

<https://mp.weixin.qq.com/s/XFiic40oAzmFh3KmNc0WZw>

专家观点

国家能源局局长王宏志：坚持集中式与分布式并举，大力推进风电光伏开发利用！

近日，国家能源局党组书记、局长王宏志发表文章：深入学习贯彻《中华人民共和国能源法》奋力谱写能源高质量发展新篇。文章指出：

健全能源绿色低碳发展机制。一方面，以完善新型电力系统建设机制为关键，持续加强能源绿色供给。依据能源法对各类可再生能源开发利用制度的规定，坚持集中式与分布式并举，大力推进风电光伏开发利用；统筹水电开发和生态保护，积极有序推进抽水蓄能项目规划建设，鼓励合理开发利用生物质能。推动制定核电管理条例，积极安全有序发展核电。

完善新能源消纳和调控政策措施，强化调节能力规划统筹和建设方案编制，制定“十五五”新型储能实施方案，推动实现新型储能重点应用场景和关键技术创新。加快构建与新型电力系统相适应的配电机制，鼓励发展虚拟电厂等新业态新模式，提升配电环节清洁能源承载能力。

另一方面，加快建立绿色能源消费促进机制。完善可再生能源电力消纳责任权重制度，压实地方和重点行业消费绿电的责任。加快能耗双控向碳排放双控转变，推动重点领域建立绿色用能

新机制，推动终端能源消费电、氢等多元清洁替代。推进绿证市场高质量发展，培育壮大绿电需求，加强绿证、绿电、碳交易等机制衔接，加快构建强制消费与自愿消费相结合的绿色电力消费机制，更好支撑全社会形成绿色低碳的生产生活方式。

原文如下：

深入学习贯彻《中华人民共和国能源法》

奋力谱写能源高质量发展新篇

国家能源局党组书记、局长 王宏志

2024 年 11 月 8 日，十四届全国人民代表大会常务委员会第十二次会议表决通过了《中华人民共和国能源法》（以下简称“能源法”），并于今年 1 月 1 日起施行。作为我国能源领域基础性、统领性法律，能源法深入贯彻实施“四个革命、一个合作”能源安全新战略，集中阐述了我国能源工作大政方针、根本原则和主要制度，为在法治轨道上推进能源高质量发展提供了坚实保障。

一、充分认识出台能源法的重要意义

能源是人类社会赖以生存和发展的重要物质基础，攸关国计民生和国家安全。出台能源法是深入贯彻习近平新时代中国特色社会主义思想的重要成果，是全面贯彻“四个革命、一个合作”能源安全新战略的重大举措，对于推动能源高质量发展、保障国家能源安全具有重要意义。

（一）**出台能源法是深入践行能源安全新战略的重大法治成果。**党的十八大以来，习近平总书记高度重视能源发展，创造性提出“四个革命、一个合作”能源安全新战略。十多年来，习近平总书记统揽全局、把握大势，从实际出发，在能源安全保障、绿色转型、改革创新等方面提出一系列新思想新观点新论断，为新时代能源发展指明了前进方向、提供了根本遵循。我国深入推进能源安全新战略，在能源领域确立了一系列重要制度，能源供给保障能力全面提升，能源绿色低碳发展实现历史性突破，有力保障了经济社会高质量发展，支撑了美丽中国建设。出台能源法，将能源安全新战略指引下的能源改革发展实践经验上升为法律，更好地发挥法治固根本、稳预期、利长远的作用，确保能源行业在法治轨道上行稳致远。

（二）**出台能源法是我国能源领域治理能力现代化的重要里程碑。**法律是治国之重器，法治是国家治理体系和治理能力的重要依托。我国是世界上最大的能源生产国和消费国，长期以来却

只有电力法、煤炭法、可再生能源法、节约能源法等单项法律，缺失基础性、统领性的能源立法。出台能源法，将保障能源安全、推动能源转型发展、提高能源利用效率、创新发展能源新质生产力等系统性、战略性举措纳入法律框架，搭建起能源法律体系的“四梁八柱”，为能源单行法制修订提供基本原则和立法依据，加快构建系统完备、科学规范、运行有效的能源法律制度体系，助力提升能源治理体系和治理能力现代化水平。

（三）出台能源法将开启能源高质量发展新篇章。当前，世界百年变局加速演进、不稳定不确定性因素增多，全球能源体系加速向低碳化、智能化转型，我国能源发展面临需求压力巨大、供给制约较多、绿色低碳转型任务艰巨等一系列挑战。在加快能源转型变革重要阶段出台能源法，将夯实能源安全保障基础、推进能源绿色低碳转型、大力发展能源新质生产力、坚持市场化改革方向等党中央重大战略部署纳入国家法律，为加快建设新型能源体系提供长效保障机制，着力破解外部风险挑战、国内能源发展不平衡不充分难题，有利于加快构建能源高质量发展和高水平安全的新格局。

二、深刻领会能源法的立法原则

能源法立法坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党的二十大和二十届二中、三中全会精神，全面贯彻习近平总书记关于能源发展和安全系列重要论述和重要指示批示精神，完整准确全面贯彻新发展理念，加快构建新发展格局，深入推进能源革命，加快规划建设新型能源体系，持续提升能源安全保障能力，积极稳妥推进能源绿色低碳转型，为全面建设社会主义现代化国家提供坚实可靠的能源保障。能源法遵循以下原则：

一是坚持党对能源工作的全面领导。办好中国的事情，关键在党。党的十八大以来我国能源领域取得的一系列成就，根本在于以习近平同志为核心的党中央坚强领导，在于习近平新时代中国特色社会主义思想的科学指引。能源法总则第三条规定“能源工作应当坚持中国共产党的领导”，明确坚持党对能源工作的全面领导是能源法的根本立法原则。我们要毫不动摇坚持和加强党对能源工作的全面领导，进一步增强“四个意识”、坚定“四个自信”、做到“两个维护”，充分发挥党总揽全局、协调各方的领导核心作用，确保能源工作始终沿着正确方向前进。

二是坚持统筹发展和安全。习近平总书记指出，抓住能源就抓住了国家发展和安全的牛鼻子；能源安全是关系国家经济社会发展的全局性、战略性问题；能源低碳发展关乎人类未来。这些重要论述，贯通历史、现实、未来，蕴含着治国理政的政治智慧和能源转型发展的战略谋划，

深刻阐释了能源工作在中国式现代化建设总体布局中的坐标和定位。必须坚定不移贯彻总体国家安全观和习近平生态文明思想，将统筹发展和安全贯穿于能源规划、开发利用、市场体系建设、储备和应急、科技创新等重要制度设计全过程，坚定不移走好生态优先、绿色低碳的发展道路，把能源饭碗牢牢端在自己手里。

三是坚持以人民为中心。坚持以人民为中心是新时代坚持和发展中国特色社会主义的根本立场。进入新时代，人民用能需求已经从“有没有”向“好不好”转变。更好满足人民日益增长的美好生活用能需求、提升用能服务质量效率，是能源发展的出发点和落脚点。能源法始终坚持践行人民至上，从人民群众最关心最直接最现实的用能问题出发，围绕优先保障民生用能，建立完善能源供给保障、能源普遍服务、城乡供能基础设施等相关制度，规定地方政府、能源供应企业等保供义务，充分体现人民意志、保障人民权益，推动能源发展成果更多更好惠及广大人民群众。

四是坚持目标导向和问题导向相结合。坚持目标导向和问题导向相统一，是我们党在革命、建设和改革实践中始终秉持的重要工作方法。做好新时代能源工作，既要有“咬定青山不放松”的战略定力，又要有“奔着问题去、盯着问题改”的行动自觉。能源法紧扣保障推进中国式现代化建设，锚定新型能源体系建设目标，将能源安全保障、绿色低碳转型、体制改革、科技创新等方面经实践检验行之有效的成果固化为法律制度，充分发挥制度优势。同时，聚焦能源转型发展中的突出问题、能源法律制度体系建设中的关键短板、能源活动相关方权利义务不协调不匹配等痛点堵点，有针对性地建立和完善相关制度，弥补短板和缺项，更好满足能源高质量发展需要。

三、准确把握能源法的核心要义

能源法分为九章，包括总则、能源规划、能源开发利用、能源市场体系、能源储备和应急、能源科技创新、监督管理、法律责任和附则，重点有六个方面内容。

（一）确立能源规划制度

党的二十届三中全会对完善国家战略规划体系和政策统筹协调机制作出系统安排，明确了健全规划制度体系、强化规划衔接落实机制、加强政策协同配合的战略方向和重点举措。将能源规划工作有关规定和行之有效的经验做法以法律形式固定下来，有利于推动能源规划更好统筹政府和市场、当前和长远、全面和重点、整体和局部，发挥对能源发展的引领、指导和规范作用，推动能源行业高质量发展。能源法立足新形势新任务新要求，推动建立制度健全、科学规范、运行有效的能源规划制度。

在规划体系方面，能源法明确了能源规划包括全国综合能源规划、全国分领域能源规划、区域能源规划和省、自治区、直辖市能源规划等，并明确了各级各类能源规划的编制依据与衔接关系，构建了定位准确、边界清晰、功能互补、统一衔接的能源规划体系。

在工作机制方面，能源法建立了能源规划编制实施全周期管理制度，明确了不同能源规划的编制主体，强调规划编制要遵循能源发展规律，坚持统筹兼顾，强化科学论证，并广泛征求有关方面意见建议。另外，还明确了能源规划审批发布、评估调整等工作要求，加强了能源规划工作的严肃性和规范性。

（二）健全能源安全保障制度体系

能源法贯彻落实习近平总书记关于保障能源安全的系列指示批示精神，把能源安全作为重中之重，在总则第一条中将“保障国家能源安全”确立为立法目的之一，通过确立能源开发利用、储备调节、供应服务、应急管理 etc 制度，在法律层面建立了保障能源持续稳定供应的制度体系。

一是健全能源开发利用制度。能源法把握经济社会高质量发展和能源需求刚性增长的趋势，对各能源品种开发利用各环节作出整体性制度安排。在大力推进非化石能源发展的同时，促进煤炭清洁高效利用，优化煤炭开发布局和产业结构，发挥煤炭在能源供应体系中的基础保障和系统调节作用；加大石油、天然气资源勘探开发力度，合理开发可替代燃料，积极促进能源国际合作，多措并举保障能源供应安全。

二是完善储备调节制度。储备调节是调控价格异常波动、稳定市场、引导预期的重要手段，是保障能源安全的重要举措。能源法设立了能源储备制度，科学合理确定能源储备的种类、规模和方式，推动构建产品产能产地储备各有侧重、共同发力的能源安全储备体系。围绕提升电力系统灵活调节能力，能源法支持推进抽水蓄能、新型储能、煤电灵活性改造等各类调节能力建设，健全需求侧管理制度，供需协同发力保障电力可靠稳定供应。

三是确立能源供应服务责任制度。能源法坚持以人民为中心的发展思想，规定电力、燃气、热力等能源供应企业负有保障用户获得安全、持续、可靠能源供应服务的义务，不得擅自提高能源价格、减少供应数量或者限制购买数量并设立罚则，为人民群众提供可靠的用能保障。能源法特别强调，农村地区发生临时性能源供应短缺时，要优先保障农村生活用能和农业生产用能。

四是完善应急管理制度。应急管理一般包括预测预警、应急预案、应急演练、应急响应和处置等方面工作。在总结我国电力供需监测预警等制度经验基础上，能源法规定建立完善能源预测预警体系，要求对能源生产供应和消费的情况开展常态化监测。规定国家、省、市、县四级以及有关企业、用能单位分级制定应急预案，明确出现能源供应严重短缺、供应中断等能源应急状态时，应当按照权限及时启动应急响应和处置，有效应对各类突发事件。

（三）确立能源绿色低碳转型制度体系

能源绿色低碳发展是破解我国能源资源环境约束、推进实现碳达峰碳中和的根本途径。能源法将能源绿色低碳转型确立为立法目的之一，完整地确立了能源绿色低碳转型制度体系。

一是实行能源绿色低碳发展目标制度。能源法确立了非化石能源开发利用中长期发展目标和可再生能源最低消费比重“两个目标”制度。非化石能源开发利用中长期发展目标制度，中共中央、国务院印发的《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》，明确到 2030 年非化石能源占比达到 25%左右、2060 年达到 80%以上。将该目标上升为有法律约束力的制度，有力保障我国实现碳达峰碳中和目标。可再生能源消费最低比重目标制度，国务院能源主管部门将指导各省级区域设定本地区可再生能源最低消费比重目标，并确保实施。同时，要求完善可再生能源电力消纳保障机制，对消纳责任主体作出规定。能源法将可再生能源最低消费比重目标制度和可再生能源电力消纳保障机制上升为法律制度，为优先发展可再生能源奠定制度基础。

二是加快构建新型电力系统。围绕新型电力系统构建，在源网荷储各环节作出制度性安排。电源方面，能源法对各类电源的发展原则作出规定，协同保障能源供应、推动转型；根据电力系统支撑调节需要，支持合理布局建设燃煤发电，推动燃煤发电向基础保障性和系统调节性电源转变。电网方面，推进电网基础设施智能化改造和智能微电网建设，提高电网对可再生能源的接纳、配置和调控能力。负荷方面，支持开展需求侧管理，规定用户应当积极参与需求侧响应，充分挖掘工商业、居民等用户参与系统调节的潜力。储调方面，明确了抽水蓄能的建设原则，支持新型储能高质量发展，为提升电力系统调节能力提供支撑。

三是建立绿色能源消费促进机制。能源法明确实行可再生能源绿色电力证书（以下简称“绿证”）制度。目前，绿证已经是我国可再生能源电量环境属性的唯一证明和可再生能源电力生产、消费的唯一凭证。将绿证制度纳入能源法，将进一步提升绿证的权威性、唯一性，充分体现

绿色电力的环境价值，推动绿证在引领绿色能源消费、支撑能源绿色低碳转型、助力经济社会全面绿色低碳发展中发挥更大作用。

（四）完善能源市场化发展制度体系

近年来，随着能源市场化改革的不断深化，多元主体竞争格局初步形成，需要不断完善能源市场基础制度设计，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，更好发挥政府作用，为能源高质量发展营造良好的环境。围绕完善能源市场化发展制度体系，能源法主要作出了三方面制度设计。

一是建设全国统一能源市场体系。作为全国统一大市场的重要组成部分，全国统一的能源市场体系有利于实现能源资源在更大范围内畅通流动。能源法要求加快建立统一的能源市场基础制度，完善能源交易平台功能，规范能源市场监管制度，更好发挥市场的资源优化配置作用。

二是完善能源市场化价格形成机制。能源法规定能源定价机制要基于能源资源状况、产品和服务成本、市场供求关系、可持续发展等因素综合确定。在市场化定价的基础上，还要充分发挥政府的价格调控作用，做好能源价格监测分析和风险防控。在市场失灵时，政府要及时制定科学合理的调控措施，维护群众和各类经营主体的合法权益。

三是加强自然垄断环节监管和竞争性环节市场化改革。能源法要求区分自然垄断环节和竞争性环节，构建科学有效、协同联动的能源监管体制机制。规定对自然垄断环节要充分发挥政府监管作用，防止自然垄断环节经营企业利用垄断优势向上下游竞争性环节延伸。规定竞争性环节要坚持市场化改革方向，防止不当行政干预和经营主体操纵市场，为各类经营主体创造更加公平的市场环境。

（五）健全能源科技创新制度

随着全球新一轮科技革命和产业变革深入推进，能源技术创新进入前所未有的密集活跃期。能源法在第六章对能源科技创新作出专章规定，从完善科技创新机制、明确重点支持方向、强化创新要素供给等方面确立相关制度，推动建立以国家战略科技力量为引领、企业为主体、市场为导向、产学研深度融合的能源科技创新体系，为进一步提升我国能源科技创新能力、加快能源领域新质生产力发展奠定制度基础。

一是完善能源科技创新机制。发挥国家战略科技力量引领作用是我国独特优势，能源法规定国家建立重大能源科技创新平台，凝聚一批多学科、多领域科研人员联合开展攻关，加快关键核

心技术突破。重大能源工程为开展集成创新、推进科技成果转化提供了广阔空间，能源法规定依托重大能源工程集中开展科技攻关和集成应用示范，将推动能源重大科技成果加快转化为现实生产力，打通产业化的“最后一公里”。

二是明确重点支持方向。围绕能源高质量发展需要，能源法提出，鼓励和支持能源资源勘探开发、化石能源、可再生能源、核能、氢能、储能、能源节约等领域重大技术装备和新材料创新和产业化，并强调以先进信息技术融合应用推动能源数字化智能化转型和多能互补，为以科技创新开辟能源发展新领域新赛道、打造能源产业新增长引擎提供了法律支撑。

三是强化创新要素供给。企业是创新的主体，是推动创新创造的生力军。能源法明确加强政策、平台、人才支持，推动各类创新要素向企业集聚。在政策支持方面，规定国家完善产业、金融、政府采购等政策，鼓励、引导社会资本投入。能源法明确支持公共服务平台建设，提高能源科技创新能力和服务支撑能力。人才是第一资源，能源法规定加大人才培养力度，创新合作培养模式，一体推进教育、科技、人才发展，充分激发创新活力。

（六）健全能源监管制度体系

能源行业健康发展离不开政府“有形之手”的有为善为，以高质量监管保障法律制度、战略规划、重大项目、市场建设各项任务落实落地。在总结过去行之有效的监管制度和经验做法的基础上，能源法对监管职责、重点和方式作出规定，推动构建统一高效、规范有序的能源监管制度体系。

一是明确监管职责。能源法规定国务院能源主管部门负责全国能源监督管理工作，各相关部门在职责范围内负责有关能源监督管理工作。县级以上人民政府能源主管部门和其他有关部门负责区域内的能源监管，形成了中央和地方分级负责、职责明确的监管体系。

二是突出监管重点。保障国家能源安全是能源监管的重要职责，能源法在加强能源开发利用、健全能源储备体系、落实能源保供责任、安全生产等方面明确了监管要求，压实企业和地方的能源服务和保供等责任。电网、油气管网具有自然垄断属性，是能源监管的重点。能源法规定健全自然垄断环节监管制度，依法加强对能源领域自然垄断业务的监管和调控，强化对自然垄断企业落实国家重大战略和规划任务、履行国家安全责任、履行社会责任、市场交易等方面监管。能源法还重点要求加强管网公平开放监管，在保障安全的前提下，确保各类经营主体公平接入。

三是创新监管方式。协同监管是整合监管资源、提升监管效能的现实需要，能源法要求县级以上人民政府能源主管部门和其他有关部门加强监管协同，明确跨部门协同监管的法定义务，切实增强监管合力。能源法明确要求建立能源监管信息系统，加强能源行业信用体系建设，通过信用等级评价，督促各类市场经营主体依法依规经营、履行保供稳价义务。

四、以贯彻落实能源法为契机，推动能源高质量发展再上新台阶

今年是“十四五”规划收官之年，也是能源法实施的第一年。能源行业将更加紧密地团结在以习近平总书记为核心的党中央周围，深入学习贯彻落实习近平总书记重要指示批示精神，坚决落实党中央决策部署，以贯彻落实能源法为契机，以制度建设为抓手，不断提升能源工作法治化水平，持续深化改革创新，加快规划建设新型能源体系，奋力推进能源高质量发展再上新台阶。

（一）深入学习贯彻习近平总书记重要论述和重要指示批示精神，以法治思维、法治精神践行能源安全新战略

坚持把贯彻落实习近平总书记重要指示批示精神作为首要政治任务，深刻领会和准确把握习近平总书记重要指示批示蕴含的战略意图、实践要求，细化实化为具体的发展目标和落实举措。深入实施能源安全新战略，将学习成果转化为贯彻落实的实际行动，以法治方式推动能源高质量发展，在能源发展改革实践中提升依法行政能力水平。当前，贯彻落实能源安全新战略的首要任务，就是要在法治轨道上加快规划建设新型能源体系。要运用好贯彻落实能源安全新战略的宝贵经验，坚持以科技创新为引领、体制改革为动力、安全充裕为前提、经济可行为基础，加快建立以非化石能源为供应主体、化石能源为兜底保障、新型电力系统为关键支撑、绿色智慧节约为用能导向的新型能源体系。

（二）以制度建设为抓手，统筹推进能源高质量发展与高水平安全

坚持先立后破、通盘谋划，紧紧围绕能源安全保障与绿色低碳发展加强制度建设，守牢安全底线的同时，有序实现非化石能源对化石能源的可靠替代。

加快构建能源安全保障机制。一是夯实能源安全保障基础。落实能源法关于发挥化石能源基础保障作用的要求，有序发展煤炭先进产能，加大油气勘探开发增储上产力度，加快支撑性调节性电源建设，增强能源产业链供应链的韧性和安全水平。二是完善能源资源探产供储销统筹和衔接机制。加强能源产供储销体系建设，提升能源上中下游协同保障能力。建立能源保供长效机

制，更好发挥能源保供稳价的“压舱石”作用。加强能源需求侧管理制度建设，充分调动用户侧资源参与能源系统平衡。三是完善能源储备应急制度。深入实施煤炭产能储备制度，提升煤炭供给弹性。推动制修订石油储备条例等法规制度，加快形成政府主导、社会共建、多元互补的能源储备机制。加强能源应急管理体系建设，完善信息监测和预测预警体系，研究制定能源应急预案，持续提升能源安全风险监测和应急能力。

健全能源绿色低碳发展机制。一方面，以完善新型电力系统建设机制为关键，持续加强能源绿色供给。依据能源法对各类可再生能源开发利用制度的规定，坚持集中式与分布式并举，大力推进风电光伏开发利用；统筹水电开发和生态保护，积极有序推进抽水蓄能项目规划建设，鼓励合理开发利用生物质能。推动制定核电管理条例，积极安全有序发展核电。完善新能源消纳和调控政策措施，强化调节能力规划统筹和建设方案编制，制定“十五五”新型储能实施方案，推动实现新型储能重点应用场景和关键技术创新。加快构建与新型电力系统相适应的配电机制，鼓励发展虚拟电厂等新业态新模式，提升配电环节清洁能源承载能力。另一方面，加快建立绿色能源消费促进机制。完善可再生能源电力消纳责任权重制度，压实地方和重点行业消费绿电的责任。加快能耗双控向碳排放双控转变，推动重点领域建立绿色用能新机制，推动终端能源消费电、氢等多元清洁替代。推进绿证市场高质量发展，培育壮大绿电需求，加强绿证、绿电、碳交易等机制衔接，加快构建强制消费与自愿消费相结合的绿色电力消费机制，更好支撑全社会形成绿色低碳的生产生活方式。

（三）以改革创新为动力，持续释放能源发展新动能

持续深化能源领域体制机制改革，大力破除制约能源高质量发展的体制机制障碍，持续培育发展能源新技术新产业新模式，把制度优势转化为能源发展动力活力。

持续深化能源体制机制改革。一是加快全国统一电力市场建设。加强全国统一电力市场建设顶层设计，制修订电力市场基本规则，加强电力中长期、现货、辅助服务市场衔接，完善跨省跨区电力交易机制，2025 年要实现省级电力现货市场基本全覆盖。二是大力支持新模式新业态发展。落实能源法关于推进电网基础设施智能化改造和智能微电网建设等要求，制定支持虚拟电厂、智能微电网等发展的政策，调动用户侧可调节资源潜力，促进新能源就地消纳，增强配电环节活力。深入推进煤矿智能化建设，2025 年大型煤矿基本实现智能化。三是优化油气管网运行调度机制。不断完善“管住中间、放开两头”的“X+1+X”市场机制。在国家干线管网运销分离的

基础上，加快推进省级管网运销分离。修订石油天然气基础设施规划建设与运营管理办法，完善管网规划衔接、接入使用、公平开放等政策。

完善能源科技创新体系。一是加强能源科技协同创新。建立健全能源领域全国重点实验室、国家工程研究中心、国家能源局研发创新平台，依托重大能源工程推进科技创新和成果转化，健全央地、政企、校企、院所等协同联动的能源重大技术装备攻关新模式。二是持续推进能源重大技术装备攻关示范。推动能源装备高质量发展，提升能源产业链自主可控水平。组织开展好首台（套）重大技术装备示范。推进能源数字化智能化转型综合试点示范，促进能源产业高端化、智能化、绿色化发展。三是健全完善能源标准体系。加强标准化组织建设、标准制修订和实施应用，加强能源数智化、新型电力系统、新型储能、氢能、绿色液体燃料等领域标准供给。

（四）以法治建设为引领，不断提升能源治理现代化水平

充分发挥法治固根本、稳预期、利长远作用，将法治贯穿于能源战略、规划、政策的制定实施和监督管理全过程，持续加强和完善能源治理体系，更好发挥政府作用。

加强能源法治建设。各级能源主管部门要深入组织能源法学习宣传，加强培训力度、丰富学习方式、创新宣传载体，通过官方网站解读、举办宣传活动周等喜闻乐见的形式，面向社会公众广泛开展能源普法宣传活动。要将法治思维和法治方式贯穿到政策制定、依法行政、政务公开等各项工作中，将学习成果转化为依法决策、依法行政的行动自觉。要以能源法为统领，加快推进可再生能源法、电力法、煤炭法、石油储备条例等法律法规制修订，完善以能源法为统领的能源法律制度体系。各级能源主管部门要以能源法施行为契机，统筹推进能源领域法律制度的立改废释工作，及时制定、修订配套制度和政策，确保与能源法律法规有效衔接。

强化能源规划引领。落实能源法关于能源规划的编制要求和制修订程序规定，修订能源规划管理办法，进一步规范能源规划研究编制、衔接审批、发布实施、评估调整等工作程序。强化能源规划实施和监测评估，推动“十四五”规划目标任务如期完成，开展“十四五”能源规划和分领域规划实施情况总结评估。在编制“十五五”能源规划及分领域规划时，坚持统筹兼顾、强化科学论证，系统谋划“十五五”新型能源体系建设思路和阶段性目标任务，切实发挥规划对能源发展的战略导向作用。落实能源法关于各级各类规划衔接关系的规定，扎实做好全国综合能源规划、全国分领域能源规划、区域能源规划和省级能源规划之间的衔接协调，确保全国能源发展“一盘棋”。

提升能源监管效能。围绕能源法对监督管理和法律责任的规定，开展能源监管配套立法研究，提升能源监管法治化水平。加强自然垄断环节监管，修订电网、油气管网设施公平开放监管办法，督促管网设施运营企业向经营主体公平、无歧视开放并提供能源输送服务。聚焦能源市场秩序、民生用能服务等重点领域加大监管力度，不断提升监管工作的规范性、针对性和有效性。落实能源法要求，加强能源监管协同，强化能源信用监管，加大社会监督力度，不断提升监管效能。进一步完善行政执法工作机制，持续落实好行政执法公示、执法全过程记录、重大执法决定法制审核制度，在执法活动中准确适用能源法规定的条款，进一步规范行政执法行为。

站在新的历史起点，踏上新的奋斗征程，我们要更加紧密地团结在以习近平同志为核心的党中央周围，干字当头、奋发有为，奋力书写新时代能源高质量发展新篇章，为全面推进中国式现代化作出新的更大贡献！

中国光伏行业协会 CPIA

<https://mp.weixin.qq.com/s/naDt9Sviu7gvACIgW7iQMg>

“十五五”电力规划应“变”前行

面向新型电力系统开展电力规划，应对“不确定性”是其中的关键命题。高比例新能源、高比例电力电子设备的“双高”特性，叠加用户侧用电结构变化和大量新型负荷的崛起，源荷双侧不可预测性显著增强，传统“源随荷动”的平衡模式难以适用，电力系统安全韧性面临的挑战在“十四五”期间已逐步显现，“十五五”时期这一风险挑战或将加剧。

“十五五”电力规划工作，需要在大量不确定性边界条件、电力系统呈现全新安全风险特征、转型发展的多重目标约束下，谋划电力行业的下一个五年。“十五五”电力行业肩负的责任重大：既要无条件地有力支撑起国民经济发展，满足用电量增长的刚性需求，同时也要面对新能源快速发展态势、电力系统转型进一步深入、电力行业变局的全方位深层次加速演进。在国际环境、电力供需、机制变革、技术发展等多方面变量影响下，传统确定性的规划模式难以适应新型电力系统的规划需求。“传统的电力规划更多考虑电力电量平衡，主要着眼于保供的安全约束，‘十五五’规划除了考虑保供外，还需要兼顾绿色低碳、社会福利最大化等目标。在我国电力资源配置处于‘计划向市场转型期’、电力系统处于‘新型电力系统过渡期’的重要节点，‘十五五’电力规划面临更大的挑战。”国网冀北电力有限公司高级专家岳昊分析道。

平衡模式之变：

电力平衡面临更大挑战

安全保供是开展电力规划的核心目标和首要任务。在“十四五”时期，我国用电量快速增长、新能源超预期发展、传统煤电装机占比不断缩减，局部地区某些时段出现了较为严峻的保供压力。

从用电增速来看，2021~2024 年，全社会用电量年均增长 7.0%，高于“十三五”时期年均用电增速 1.3 个百分点。同时，我国用电量增速明显超过经济增速，电力消费弹性系数重返 1 以上，达到 1.27，结束了 2020 年之前十年电力消费弹性系数低于 1 的状态。“电力消费弹性系数的上涨意味着我国电力消费强度的上升。在数字化、智能化、绿色化发展和全球变暖影响凸显等背景下，终端电气化率持续上升、新型高耗能产业快速发展、极端高温天气频发、居民生活用电量影响增强等因素，是我国全社会用电量增速持续高于经济增速的主要原因。”国网能源院电力供需所所长郑海峰表示。

用电量刚性增长、电力消费弹性系数持续高位的局面在“十五五”时期或将延续。一方面，“两重”加力、“两新”扩围助推传统高耗能行业生产保持增长，光伏、锂电池、新能源汽车“新三样”产品和算力产业等“新型高耗能制造业”用电量异军突起；另一方面，在 2030 年之前实现碳达峰的目标下，工业、建筑、交通领域电气化程度将持续提升，预计电力在终端能源消费的比重快速增加，以电力为中心的能源转型格局加快形成，这也意味着降碳的压力将大面积转移到电力上来。

电力规划资深专家陈愚分析道，2021~2024 年，我国用电量和用电负荷年均增速分别为 5.83%、6.77%；中电联和国家能源局预测 2025 年的用电量增速分别为 6%、6.9%，中电联预计 2025 年用电负荷增速为 5.6%。“假设‘十五五’GDP 年均增速维持在 5%，考虑到电力替代，电力消费弹性系数以 1.1 计算——电力消费年均增速以 5.5%计，则 2030 年用电量约为 13.6 万亿千瓦时，‘十五五’用电增量为 3.2 万亿千瓦时；如用电负荷增速按 5.75%~6%考虑，2030 年用电负荷为 20.5~20.7 亿千瓦。”陈愚表示，“用电负荷增速将高于用电量增速。”

预计“十五五”时期，电力平衡面临着比电量平衡更大的挑战。

郑海峰指出，在“十五五”时期，预计全国电量平衡基本满足，但极端天气下的电力平衡面临挑战。“考虑各省及新能源产业发展预期，若已纳规电源和跨区输电通道全部按期投产，基本可满足全国及各区域电量平衡。但由于新能源的电力支撑作用较弱，仅可满足正常天气条件下的全国电力平衡，而负荷高峰时段华东、西南等地区多个省区存在局部电力缺口；如遇极端天气，华东、华中、西南区域在采用需求侧响应手段后，2030 年仍将面临一定的电力缺口。”郑海峰表示。

近年来，光伏发电大幅增加使净负荷的“鸭型”曲线特征更加突出，大幅增加了系统调峰压力。一些光伏渗透率较高的地区，对爬坡的需求增长成为新的焦点。“以河南电网为例，预计 2030 年，夏季和春秋季节的最大净负荷爬坡需求分别为每分钟 70 万千瓦和每分钟 56 万千瓦，”郑海峰表示，“中长期来看，随着新能源占比进一步提升，在没有关键技术突破的情况下，电力平衡和调峰平衡的难度将越来越大。”

面对能源供应保障和系统调节难度加大的拷问，以煤电发挥兜底保供和灵活调节作用为新型电力系统保驾护航已成为业内共识。近日，国家发展改革委、国家能源局联合印发的《新一代煤电升级专项行动实施方案（2025~2027 年）》正式出台，煤电发展面临着量质齐升的更高要求。

“新型电力系统面临着午间保消纳、晚间保供电、早峰防高频、晚峰防低频的全天候挑战，系统高峰低谷转换快，煤电等可调电源不仅要满足调节规模的需求，还要满足调节速率的要求。”在电力规划设计总院召开的《新一代煤电升级专项行动实施方案（2025~2027 年）》政策发布暨宣贯会上，国家电网公司国调中心相关人士指出，“此外，新型电力系统等效峰谷差显著加大，需要更大的煤电调节规模。随着新能源装机的快速发展，新能源出力波动将继续扩大，光伏的发电出力在正午时可达到装机容量的 50%，在负荷晚峰高峰时段出力基本为 0，煤电等常规电源的出力既要跟随负荷的条件变化，还要跟随新能源的出力条件，等效峰谷差达到 67%，较传统的负荷峰谷差率增加了 44 个百分点。系统调节面临着巨大挑战，需要煤电机组尽可能提升调节能力，加大调节的幅度和启停调控的能力。”

在上述发布会上，南方电网电力调度控制中心相关人士表示，南方电网将从四方面落实新一代煤电升级行动实施方案。“首先，在规划层面，煤机要在设计建设阶段同步满足新一代煤电的相关要求，降低后期的改造成本及安排检修的窗口压力；其次，督促存量煤电升级改造，‘三改联动’继续加大力度推进；第三，配合地方政府制定好煤电升级方案，推动网内具备条件的增量和存量煤电列入国家新一代煤电的示范点；第四，制定煤电调用和测试抽查操作指引，常态化开展煤电调节能力的调用测试。”

陈愚表示，以电力保供为前提，需先做支撑性电源的规划，水电、核电建设周期长，2025 年底前开工的才来得及在“十五五”投产，缺口就需要煤电和气电顶上。“十五五”规划属于中期规划，五年时间，技术会有渐变式的少许进步，即便有革命性的技术突破，也来不及产业化，在能源技术未出现重大突破之前，煤电依然是“压舱石”。风光、抽蓄、储能上多少量，要看“双碳”需求和电力系统的成本承受能力，以及电价能否向下游传导。“但电价大概率很难传导。”陈愚分析道。

区域格局之变：

“西电东送”与“西电西用”并行推进

在新时代推进西部大开发战略实施的背景下，“东数西算”“产业西移”的推进、西部新能源大基地的加速崛起等形成区域能源发展的新变量，西部算力中心、新能源制氢等新兴产业的聚集正重塑西部电力消费需求；西部可再生能源的大规模增长也提出了就地消纳的强烈诉求。

今年的全国两会政府工作报告提出“加快建设‘沙戈荒’新能源基地，发展海上风电，统筹就地消纳和外送通道建设”。近期，国家能源局发展规划司公开发表《深入谋划“十五五”能源发展 推动新型能源体系建设迈出新步伐》一文，首次提出“西点西用”，指出“深入谋划区域能源发展，优化能源多元化布局，推动能源本地自平衡和跨省区配置更加协同高效”。释放出国家鼓励西部可再生能源利用逐步建立起“西电东送”与“西电西用”并重模式的明确信号。

西部地区在吸引产业转移方面具有独特的优势。广阔且成本低廉的土地资源、丰富的能源资源和矿产资源都为企业的发展提供了优势条件。“随着高耗能产业西迁，西部省份的电力需求将以高于全国增速的水平快速增长，且晚于东部地区达峰，西部满足自身用电的需求加大。‘西电东送’将从过去主要解决电力供需不平衡转变为促进清洁电力在更大范围内的消纳利用。”岳昊表示。

在“西电东送”和“西电西用”两种模式的推进中，各自面临着许多新问题与新挑战。

在西电东送方面，随着高耗能产业西迁，传统西电东送的送端地区电力供需形势趋紧，逐步由电力富余、基本平衡、紧平衡转向电力短缺，自用和外送矛盾加剧。

陈愚分析道，“十五五”期间，四川的外送电量可能略有下降，云南的送电量可能大幅度减少。

“四川作为水电送端省，为江浙沪和重庆送电。疆电入渝特高压投产后，重庆的电力供需趋于平衡甚至宽松。而四川新增气源不足，难以满足规划中新增气电装机的需求，预计‘十五五’初，四川电力供需依然偏紧，可能减少送重庆的电力；2023~2024 年，云南的火电设备利用小时均高于 4000 小时，按照云南的电源结构，电力供需平衡时的火电小时应该在 2000 多小时。尽管云南电力供需形势紧张，但‘十四五’新开工的支撑性电源太少。如果云南的电力缺口持续扩大，很有可能会减少向广东的送电量。”陈愚表示。

国网能源研究院能源所副所长刘俊表示，随着“西电东送”战略纵深推进，送端将进一步西移和北移，如新疆、青海、内蒙古等省区可能成为主要的清洁能源开发基地。

送电端进一步远离负荷中心，电力外送将面临系统性的挑战。

西北电力设计院能源规划研究中心主任赵娟告诉记者，首先是输电技术将面临经济性的挑战，目前跨省跨区电力外送规划的通道主要以±800 千伏特高压直流输电为主，其经济性的输电距离能够达到 2500 公里，而送端进一步远离负荷中心，输电距离显著加大，其送电的经济性需要审慎研判；其次，相对偏远的地区本身网架薄弱，换流站逐步远离主网架，煤电等传统电源建设条件也相对较差，支撑性电源的规模可能进一步降低。

此外，廊道资源的制约日益突出。当前西部地区外送工程线路建设日益密集，受限于脆弱的生态环境和有限的站址资源，叠加跨省区输电工程在送受端落点选择、过境路径规划等方面协调难度大，新增“西电东送”通道建设面临多重制约。同时，受端地区多回路直流馈入带来的安全风险问题亦需要统筹考虑。

在“西电西用”面临的挑战方面，岳昊分析道，长期以来，西部电网规划主要服务于大规模电力外送，在产业西移的发展背景下，原有的电网不仅要汇集外送新能源，还要保障省内产业快速发展的供电。由于新能源时间上出力的不确定性和空间上装机分布的不均匀性，电网重要断面日内潮流变化剧烈、反转频繁。以青海为例，白天新能源大发外送电，晚上外电返送青海以满足当地负荷的用电需求，加大了电网运行控制的难度，有可能导致一些通道重载、过载。另外，部分“点对网”式的外送交易方式使得一些省内机组不参与省内电力供应，极端情况下对省内支援能力有限；西部省份电网基础设施仍然较弱，局部电网与产业布局不相适应，部分电解铝、工业硅等新增产业布局在现有电网末端、末梢，网架薄弱、电源支撑和变电容量不足，对当地配电网建设、优化与改造造成了较大压力。

“在‘十五五’电力规划中，需要综合考虑西部地区的资源和市场优势、产业负荷特性与新能源发电的匹配程度以及全国产业结构优化布局等多方面因素，统筹好‘西电东送’和‘西电西用’两种模式，提前布局并合理安排跨区输电规模。”郑海峰建议。

配网转型之变：

亟需构建主配协同新型架构

“电从身边来”的规模加快扩大，是近年来电力发展的显著特征之一。伴随着分布式新能源快速发展、用户侧众多新主体层出不穷，电力系统“重心”下沉，配电网“负重前行”。

传统的电力系统中，大电源大多接入主电网。配电网仅仅“被动受电”，接收主网电力分配至千家万户，潮流“自上而下”单向流动，其源、网、荷各自的角色和定位十分清晰。而在新型电力系统中，大量分布式新能源接入低压端的配电网，源、荷角色定位和运行特性发生巨大变化。

比如配置了分布式光伏的用户，本身是一个负荷主体，同时在其自身无法完全消纳光伏电量的情况下，具备了向配电网反向供电的能力，又能够成为一个电源主体。电动汽车、新型储能等主体亦然。在新型配电网中，潮流变化复杂，如同大量车流在道路上不分顺行和逆行地自由跑动，安全风险可见一斑。

南网能源院电力规划中心主任刘正超表示：“过去，我们认为‘无源’的局部配电网属于单纯的电力下送通道，但当其大规模接入分布式光伏等‘有源’设备后，一些过去本不成为问题的问题就暴露出来，局部地区出现设备反向重过载，同时电能质量下降问题凸显。因此，‘十五五’期间对配网的投资中一方面要继续在传统问题方面加以‘补强’，同时还要解决新能源、新模式带来的新问题。”

2024 年 8 月，国家能源局印发《配电网高质量发展行动实施方案（2024~2027 年）》的通知，提出结合各地实际，重点推进“四个一批”建设改造任务。一是加快推动一批供电薄弱区域配电网升级改造项目。二是针对性实施一批防灾抗灾能力提升项目。三是建设一批满足新型主体接入的项目。四是创新探索一批分布式智能电网项目。四批任务的部署直击配电网供电可靠性不足、新能源消纳瓶颈、新型负荷接入挑战等问题，着力破解配电网的旧疾与新症。

配电网从“无源”走向“有源”，对于主网的运行亦形成了冲击。当前，部分省份分布式光伏已成为仅次于煤电的第二大电源，分布式新能源的影响已从配电网局部扩展到大电网全局——不仅潮流返送范围由局部向整体扩展，其时段也由午间分钟级向日间小时级延长。

“大规模的分布式光伏接入加剧了大电网午间保消纳和晚峰保供应矛盾。某些光伏大省春秋季节光伏大发时段，在火电机组最小开机方式、集中式新能源全部压停、抽蓄和新型储能全容量调用等手段用尽情况下，仍存在调峰缺口，大电网调节能力被‘吃干榨尽’。若延续当前配电网保障接入、大电网兜底平衡消纳的发展模式，将进一步增加系统平衡调节压力、安全运行管控难度。”岳昊表示。

在主网与配网之间的耦合日趋紧密、电网潮流双向互动更加频繁的形势下，亟需构建主网-配网协同的新型架构。

刘正超指出，当前配电网与输电网的协同关系，亦即高电压等级与低电压等级之间的协同问题至关重要。需要在负荷预测、电源规划、网架布局、建设时序等多方面做好协同工作。在“有源”配电网的发展思路下，负荷预测既存在自上而下的整体预测向下分解，输电网也要考虑到各种自下而上反送的可能性，两者之间要进行有效匹配和互相校核。

“要坚持大电网‘压舱石’定位，推动主配网关系由单向依附向互相支撑转变，改变单纯通过大电网兜底的发展模式。统筹优化骨干网架和各级容量，着力加强中压配电网联络，提升跨层级相互支援水平，消除县域电网与大电网联系薄弱问题，改善单线站、单线供电乡镇的保障水平；分层分区，提升各层级调节能力，提升源荷互补、城乡互济水平，最大程度促进分布式新能源就地消纳利用，减少跨层级‘大进大出’，减轻大电网调节压力。”岳昊提出以上建议。

规划方法之变：

着眼全要素开展集成研究和协同规划

相对于过去做电力规划是在边界条件较为明确的基础上开展，“十五五”电力规划的最大的难点在于“不确定性”。

如新型电力系统的气象高敏感性特征，是“不确定性”的突出表现之一。极端天气对电力系统供需两侧的冲击日益凸显。

2022 年夏天，四川极端高温干旱的气候导致全省空调负荷增长 20% 以上，而降水量骤减使水电出力下降近四成，工业企业大量停产，暴露出电力系统对气象条件的深度依赖。类似事件在全球频发：2021 年美国得州寒潮导致 400 万户停电，风力机组冻结与燃气管道冰堵形成双重打击；2022 年欧洲夏季热浪推高用电需求，同时莱茵河水位下降导致煤电燃料运输受阻，多国被迫重启淘汰煤电机组。这些案例揭示，极端天气既强化负荷曲线陡峭度，又削弱传统电源供给能力，更影响风光等新能源的时空分布特性。

极端天气频发、新能源装机占比不断提升、各类新型负荷大量接入、电力市场环境下用户用电模式发生变化，对于规划的理论 and 工具来说也面临新的挑战。传统的确定性潮流计算难以满足实际需求，规划人员需要对各种可能的情况进行大量计算，增加了计算量和时间成本。“在电力规划中，需引入不确定性建模与评估方法，如概率潮流分析、场景分析和鲁棒优化等，以更准确地反映系统在不同情景下的运行状态，从而制定出更具弹性和适应性的规划方案。”郑海峰告诉记者。

“面向新型电力系统的电力规划应充分考虑到复杂运行产生的影响，引入新的平衡分析工具、安全校核手段等。比如 8760 运行模拟，即建立全年 8760 小时、不同场景下的运行模拟模型，通过逐小时模拟电源出力、负荷需求、电网潮流等，以实现‘动态全景’式的分析，助力规划人员更加精准地预测贴近实际的用电曲线，从而更好地对供需双方的匹配度进行校核。”刘正超分析道。

电力市场改革进程的加快推进，让助力电力规划落地的“工具箱”更加多元和丰富。《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》提出，健全适应市场化环境的电力规划体系，注重发挥市场价格信号对电力规划建设的引导作用。“以发电资源如煤电、新能源等，灵活性资源如煤电灵活性改造、储能，以及用户侧调节资源如价格响应型负荷等作为规划手段，考虑市场环境下的发用储侧的运营行为，对市场内的各类电源、电网和负荷等电力市场关键元件进行精细化建模，精准模拟电力市场运行出清过程，量化分析市场成员的各类经济技术指标，校验源网荷储协同规划方案的可行性，从而进一步加强规划和市场的有效衔接，以市场引导规划目标落地，以科学的规划为市场运行奠定良好基础。”岳昊分析道。

刘俊认为，传统电力规划研究多关注源网荷的总量、结构、布局等等，但自“十四五”中后期，政策、技术、市场等因素对于规划的影响尤为突出。“以 136 号文为例，该文件推动新能源全面入市，并出台机制电价引导新能源合理增长、优化布局，同时将纳入机制电量的新能源规模

与非水电可再生能源电力消纳责任权重关联，促使供需两侧得以匹配，通过政策引导行业走向中高端，激发市场拓展新的商业模式，引导产业健康高效发展。政策机制的有效性和适用性是规划落地实施的关键，因此，‘十五五’规划研究需要瞄向‘源网荷储碳数智治链’、技术、市场、政策等全要素，开展集成研究、协同规划。”

来源：电联新媒

<https://mp.weixin.qq.com/s/4i5BJhv5jZUNyGWQIRW63A>

徐进：“十五五”我国能源电力发展的基本走向

“十五五”是我国经济迈向高质量发展的关键阶段，也是全球能源格局深刻调整的重要时期。在当前和今后一段时间，我国能源电力将持续处于清洁低碳、安全高效转型的大趋势大环境中，如何更加有效地发挥电力在国民经济中的基础和先导作用，促进国家重大发展战略和目标的实现，更好地满足人民群众日益增长的用电需求，是“十五五”能源电力面临的最核心的任务和最艰巨的挑战。对此，必须深入把握新形势下能源电力行业的总体趋势，科学研判在新发展格局下能源电力的基本走向，切实统筹好不同能源电力品种间有机协调发展，努力平衡好传统能源和新兴能源的互补共济关系，持续深化高碳能源与清洁能源的深度融合，真正构建好以新型电力系统为核心的新型能源体系。

火电：“欲说还休犹未尽”

作为我国能源行业的基础和电力供应的重要支柱，火电尤其是煤电一直在我国电力领域处于统治地位，最高装机占比曾接近 80%。截至 2024 年底，我国火电总装机达 14.44 亿千瓦（其中煤电 11.95 亿千瓦），占我国电力总装机的 43.14%，但贡献了 67.36%发电量，充分彰显了我国第一大电源的强大实力。近年来，在能源结构转型大背景下，火电既承载着保障能源安全的重任，又面临着低碳转型的巨大压力，处于进退维谷的两难境地。

我国火电技术尤其是煤电技术长期处于世界前列，超超临界锅炉、高效煤粉燃烧技术等先进技术的广泛应用以及煤电机组“三改联动”和 CCUS（碳捕集、利用与封存技术）全面推进，使得煤电机组的灵活调节能力明显增强、热效率大幅提升，污染物排放大幅降低，超低排放机组占比已达 95%。2024 年 7 月，国家发改委、国家能源局印发《煤电低碳化改造建设行动方案（2024~2027 年）》，为煤电低碳化改造指明了新方向、提供了新路径。

总体而言，我国火电已迈过高增长时代，行业发展基本进入平稳时期。“十五五”期间，我国火电（煤电）仍将承担电力保供主体责任，装机规模仍有一定增长空间，其中气电装机增速预计高于煤电增速，保供托底的作用短期内难以撼动，并且朝着大规模、高效率、低碳化、智能化方向发展。火电发电量估计在 2028 年左右达到峰值，达峰后将在高位平台震荡一段时间，然后呈逐渐下降态势，总体趋势将从向基础保障性和系统调节性电源并重逐步转型、从基荷电源向调节性电源缓慢过渡、从电力生产者向综合能源服务商逐渐升级。到 2030 年，我国火电装机规模预计接近 16 亿千瓦，其中，煤电装机规模在 13.5 亿千瓦上下，气电装机规模在 2.5 亿千瓦上下。

水电：“心潮逐浪高”

水电作为常规能源中唯一的清洁能源，在我国电源结构中长期居于第二位，仅次于煤电，且在可再生能源中发电占比最高。目前，我国优质水电资源开发接近饱和，已开发的水电装机规模占技术可开发量的近 80%，在建规模超 2600 万千瓦。

我国水电技术全面跻身世界前列，建造能力全球领跑，世界十大水电站有 6 座位于中国，前两名均由中国包揽；全球单机容量最大的 100 万千瓦水电机组全部由“中国创造”，奠定了水电装备技术的世界领先地位；还有世界最高的面板堆石坝、世界最高的碾压混凝土坝、世界最薄特高拱坝等均由我国建设，以及单机容量 40 万千瓦级、700 米以上高水头抽蓄机组全自主化制造等，以上成就和新突破无不彰显出我国水电在投资开发、规划设计、施工制造、运营管理的全产业链能力，成为国际上一张亮丽的“中国名片”。

“十五五”期间，我国水电装机容量和发电量将稳步增长，柔性大坝、智慧水电、生态友好型建设等无疑是未来水电发展主要方向，风光水一体化清洁能源基地建设持续提速。水电装机容量增速虽相对于其他可再生能源来说缓慢一些，处于小步慢走、平稳上升态势，但抽水蓄能发展大有可为，装机增速远高于常规水电增速。到 2030 年，我国水电装机规模预计将超过 5.4 亿千瓦，其中，常规水电装机估计在 4.2 亿千瓦上下；抽水蓄能装机容量超过 1.2 亿千瓦，几乎在现有基础上翻了一番，成为水电装机规模提升的“重头戏”。

风电：“长风破浪终有时”

风力发电作为一种清洁能源，与光伏发电犹如一对孪生兄弟，在全球能源转型大背景下，谁掌握了风电技术，谁就拥有更广阔的新能源未来。近年来，随着技术显著进步和政策大力支持，

我国风电行业保持了强劲增长势头，已成为全球风力发电装机规模最大、技术增长最快的市场，连续 15 年保持世界第一，可谓“风”生“电”起。

我国风电已成为全球不可忽视的力量，既有规模亦有技术：具备 26 兆瓦级风电整机、关键核心大部件自主研发制造能力，形成具有国际竞争力的全链条风电产业体系，风电装机容量已占全球的一半、发电主机超 70%、叶片超 60%、齿轮箱达 80%；全球前 10 风电整机制造商里我国占据 6 席、并包揽前四，合计占比 62.75%，而且随着人工智能等技术的广泛应用，我国风电正加速向数智化风电方向转型，可谓“风”头正劲。

今年 2 月，国家发改委、国家能源局联合印发《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号）（以下简称“136 号文”）对风电带来的影响相对于光伏发电而言要小一些。“十五五”期间，我国风电总体上呈现持续上升态势：陆上风电机组的大型化智慧化势头正劲，风电与储能、微电网等相互聚合的新业态更加普遍，老旧风电场的升级改造市场前景广阔；海上风电随着漂浮式海上风电商业化进程加速，年均新增装机有望超 2000 万千瓦，远超“十四五”水平；风电出海加速“扬帆”，尤其是中东、东南亚、非洲等新兴市场国家和地区将成为风电“出海”的重点区域。预计到 2030 年，我国风电累计装机在 2024 年的基础上翻一番，达到 10 亿千瓦，其中，陆上风电总装机达 8 亿千瓦左右，海上风电总装机达 2 亿千瓦上下。未来，我国风电必将在这片“风口”上走得更远、飞得更高。

光伏：“一览众山小”

光伏是近年发展最快的新能源，可谓一路“狂奔”，整个“十四五”期间预计新增光伏装机规模近 8 亿千瓦，连续 10 年位居世界第一。目前，我国多项光伏技术达到全球领先水平，光伏电池转换效率连创世界纪录，产品性价比全球最优，在设备、零部件、控制系统、信息化、标准体系全部实现国产化，电池片环节全球排名前十的企业均为中国企业，产能占据全球总产能超 70%，展现出新质生产力的强大能量。

然而光伏发电却是“内卷”最严重的新能源行业，硅料、硅片、电池、组件等四大环节产能狂飙，价格“狂泻不止”，全产业链集体承压，但头部企业凭借技术、成本、资金、渠道、品牌等优势，借势进一步蚕食市场份额。随着欧美等一些国家对我国光伏加大贸易壁垒，促进光伏正从“中国造、全球卖”走向“全球造、全球卖”。尤其是在光伏全面入市的背景下，电力现货市场零电价、负电价频发，上网电价和电量成为最大不确定因素，导致投资测算模型需要重构。

总体而言，136 号文对光伏行业影响是史无前例的，市场化交易机制促使企业更加注重市场竞争和成本控制，加速行业内部优胜劣汰。“十五五”期间，我国光伏开发将难以呈现“十四五”后期那么“火爆”的势头，在新盈利模式尚未明确的前提下，企业对光伏投资将更加谨慎，装机增速会有所放缓，但“沙戈荒”大基地建设持续加力，海上光伏迎来发展良机，“光伏+”一体化项目得到更大关注，预计“十五五”期间光伏年新增发电装机规模在 1.5~2 亿千瓦之间，到 2030 年光伏发电装机规模将达到 20 亿千瓦左右，超过火电成为装机规模最大的电力品种。

核电：“这边风景独好”

自 2019 年核电重启以来，我国核电发展驶上“快车道”，最近三年每年核准机组都在 10 台以上，2024 年达到 11 台机组，为历年之最。截至 2024 年底，我国在运和核准在建核电机组已达 102 台，装机容量约 1.13 亿千瓦，规模升至世界第一。2024 年 7 月底，中央发布《经济社会发展全面绿色转型的意见》，明确提出加快沿海核电清洁能源基地建设，无疑给核电产业注入了强心针，显示出核电产业强大旺盛的生命力。

实际上，我国核电之路可说是跌宕起伏，实现了从模仿到跟跑再到领跑的“三级跳”：具有完全自主知识产权的“华龙一号”和“国和一号”三代核电技术全面建成投产，“华龙一号”在建在运机组达 33 台，成为全球三代核电在建在运机组最多机型；第四代高温气冷堆核电技术世界领先，有可能从此告别核泄漏；全球首个陆上模块化小型核反应堆“玲龙一号”在海南已成功运行，标志着核电小型化技术取得突破进展，还有 C-14 核电池“烛龙一号”问世，把电池续航能力提高到了百年起步，核电技术的连续突破充分表明我国正从“核电大国”向“核电强国”迈进，实现了华丽转身，完成了从“学徒”到“师傅”的逆袭。

“十五五”时期，我国将迎来核电快速发展时期和核电建设上的高潮期，三代和四代核电建设比翼齐飞，小型模块化反应堆有可能成为我国核电产业又一亮丽“名片”，一体化快堆研发、受控核聚变研究等核技术有望取得新突破，核电制氢、核电供热（汽）、海水淡化等应用新场景层出不穷，关键核能技术实现完全自主可控，核心设备国产化率大幅提升，铸就更多“国之重器”，进一步擦亮“国家名片”，预计到 2030 年，核电装机规模将突破 1 亿千瓦，超过美国成为世界第一。

生物质能：“又见开禧第二春”

生物质能是生物质体蕴含的能量。作为一种可再生能源，通过适当处理和转化过程，广泛用于发电、供热、交通等不同领域能源需求。我国属于生物质资源丰富的大国而非利用上的强国，

数据显示，我国主要生物质资源年产生量 90 余亿吨，能源利用开发潜力高达 6 亿吨标准煤，但能源化利用率仅为 11.8%，同瑞典等欧洲先进国家相比差距不少。

近年来，国家对生物质能开发利用日益重视，去年 10 月，国家发改委发布了《关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》（以下简称《意见》），提出了生物质能今后发展方向和蓝图：合理布局生物质发电、集中式生物质清洁供暖和生物天然气项目；因地制宜推进生物天然气、生物柴油及生物航煤等绿色燃料发展，推进有条件地区生物天然气进入管网；集中式生物质能供热制冷的应用日益广泛，偏远地区提倡户用生物质成型燃料炉具供暖。

根据上述《意见》，“十五五”期间我国生物质能利用主要途径是：生物质能发电，包括桔杆发电、垃圾发电和沼气发电，重点推动垃圾焚烧发电项目建设、推进生物质热电联产、集中式生物质清洁供暖和生物天然气等；生物制油（气），以生物质或废弃食用油为原料通过转化和提纯制造生物天然气、生物柴油以及生物航煤等绿色燃料；生物质制氢（氨醇），以废弃秸秆、餐厨垃圾、高浓有机废水等为发酵底物，以高效厌氧产氢菌种作为氢气生产者，在处理废弃物的同时，生产清洁能源氢（蓝氢）并合成氨醇，实现“变废为宝”。预计到 2030 年，我国生物质发电装机容量将达 6000 万千瓦左右，生物质清洁供热面积达 10 亿平方米左右，迎来发展的“第二春”。

地热能：“小园香径独徘徊”

作为唯一来自地球内部的可利用能量，地热能跟风光资源一样无处不在，具有储量大、利用效率高、运行成本低和不污染环境等优势，广泛应用于发电、供暖、洗浴、水产养殖及温室种植等领域，正成为低碳发展的新“利器”。我国地热直接利用规模超 40 吉瓦，连续多年位居世界第一，但地热发电发展滞后，预计到今年底装机容量才突破 10 万千瓦，在电力装机中的占比几乎可忽略不计。

实际上，我国地热资源发展潜力巨大，浅层地温能资源量相当于 95 亿吨标准煤，3000 至 10000 米的干热岩资源总量高达 860 万亿吨标准煤，相当于我国现在能源消耗总量的 16 万倍。近年来，在国家政策鼓励和产业发展带动下，中低温地热资源勘探开发利用技术取得长足进步，在世界范围内处于并跑和局部领跑地位；中深层地热地质研究处在科技创新和规模化产业化培育阶段，同西方发达国家相比处于并跑阶段；干热岩首次实现试验性发电，但在某些核心技术上存在“卡脖子”可能。

作为小众能源，受成本高企影响，地热发电依然难以迈过商业化的“门槛”。“十五五”期间，我国地热能产业发展将瞄准地热资源勘探评价、浅层/中深层地热能开采与地热储能、干热岩地热资源开发、地热能发电及综合利用四大重点方向，积极推进热-电-冷-气协同模式，探索地热发电在新型电力系统中的定位及参与模式，以挖掘地热的基础载荷和灵活调峰作用，以青藏铁路沿线为重点区域，打造高温地热发电的示范工程；加强科技引领与装备创新，实施环渤海地区的干热岩勘查与开发示范研究项目，超前布局前瞻性、革命性的地热理论和技术研究，尤其是地热的梯级开发和综合利用将成为“十五五”探索的重点方向。

海洋能：“犹抱琵琶半遮面”

海洋是巨大的能源宝库，海洋能是一种蕴藏在海洋中的可再生能源，被誉为“蓝色能源”，狭义上是指温差能、波浪能、盐差能、潮汐能/潮流能等，分别约占全球海洋能开发潜力的 58%、39%、2%和 2%，广义的海洋能包括海面上空的风能、海水表面的太阳能和海底的生物质能。

作为海洋大国，我国内海和边海的海域总面积约 473 万平方千米，拥有 18000 千米的海岸线和 7600 余座岛屿，这些岛屿大多远离陆地，缺少能源供应，因而发展海洋能显得尤为重要。我国海洋能研究开发虽起步较晚，但进步很快，截至 3 月 17 日，世界单台容量最大兆瓦级潮流能发电机组“奋进号”累计并网发电量超 489 万千瓦时，全球装机容量最大的 1 兆瓦“南鲲号”漂浮式波浪能发电平台成功并入海岛电网，亚洲首个工业级海上风电制氢示范项目在广东珠海实现稳定产氢，我国首台超 100 千瓦气动式海浪发电装备“华清号”成功下水。截至 2023 年底，我国海洋能发电总装机规模 1.03 万千瓦，位居世界第四，开发利用总体水平进入世界第一方阵。

我国海洋能利用大体上还在产业培育阶段，处于进入规模化利用的前夜。按照今年 2 月六部委联合发布的《关于推动海洋能规模化利用的指导意见》， “十五五”期间，我国将加大海上风电、海上光伏及波浪能同场开发的示范项目建设；推进海上风电、海上光伏与海上制氢（氨醇）等产业一体发展；择机试点示范海洋能同海洋牧场联合开发项目，积极探索海洋能与海水淡化、油气开采、环境观测等融合发展模式，形成一批代表性的海洋能规模化综合利用示范项目，力争到 2030 年海洋能发电装机规模达到 40 万千瓦，建成一批海岛多能互补电力系统和海洋能利用规模化示范工程，为实现“海洋强国”战略提供坚实的能源保障。

新型储能：“养精蓄锐蓄长势”

新型储能作为新型电力系统的重要支撑，三年实现“三级跳”。电源侧新型储能作为风光等新能源配套设施，对确保供电稳定性和可靠性不可或缺；电网侧新型储能用于削峰填谷、调频调峰等场景日益普遍，对提高电网运行效率 and 安全性至关重要；用户侧新型储能用于家庭及工商业等储能领域，满足用户日益增长的个性化用能需求。当前，锂电池在新型储能中占据主导地位，液流电池、飞轮、压缩空气储能、重力储能、钠离子电池、铅炭电池等多种技术路线储能将竞相迸发，呈现出爆发式增长态势。

136 号文取消了新能源强制配储规定，重塑了市场竞争格局，揭开了储能产业市场化竞争的序幕，迎来储能赛道发展的分水岭，新型储能市场将由“要我配”转向“我要配”，行业即将经历从“政策驱动”向“价值驱动”的残酷洗牌，倒逼储能回归“真实需求”。在市场加速洗牌、技术加速迭代、成本持续下降的大方向下，行业要主动适应和引领新一轮储能科技革命和产业变革，在“蝶变”中向上生长。

“十五五”期间，在“机器人+低空经济”风口和新型电力系统加速构建的驱动下，新型储能将会“蓄”势而发：半固态电池有可能在 2027 年左右全面量产，全固态电池会在“十五五”末期真正走向市场；高安全性、大容量、低成本、长寿命的电池倍受市场青睐，4 小时以上中长时储能将成为储能行业发展的主力军，以压缩空气、液流电池为代表的长时储能技术有望异军突起；还有伴随新能源渗透率持续走高，构网型储能将迎来发展良机，加速走向产业落地。预计到 2030 年，我国新型储能装机规模将在 2.5 亿到 3 亿千瓦之间，其中构网型储能达 3000 万千瓦以上。

氢能：“轻舟已过万重山”

氢作为二次能源，被视为未来能源重要组成部分，正处于产业导入期。“十四五”期间，我国相继出台一系列氢能发展的规划标准文件，尤其是《能源法》首次将氢气纳入能源序列，去年底，国家发改委发布《加快工业领域清洁低碳氢应用实施方案》，提出加快清洁低碳氢替代、氢燃料电池、绿醇绿氨等应用发展，放开制氢加氢一体站区域范围，为氢能发展注入强大动力。

前面提到的《意见》也给氢能发展指明了方向，“积极有序发展可再生能源制氢，在合成氨、合成甲醇、石化、钢铁等领域鼓励低碳氢规模化替代高碳氢，探索建设风光氢（氨醇）一体化基地。支持有条件的地区开展绿色氢（氨醇）等在船舶、航空领域的试点运行”。可见，氢能作为现代工业体系的重要组成部分，将逐步成为工业、交通、建筑、电力等领域实现减碳目标的关键，在推动绿色转型中扮演着不可或缺的角色。

“十五五”期间，氢能有望迎来“破局”与“拐点”，“制储输用”等技术难题将被逐个化解：可再生能源制氢成本明显下降，“三北”地区将成为绿氢生产基地，核心材料技术获得关键突破，电解槽全面实现国产化，为氢能大规模应用提供了经济上可能；氢能应用场景更加多元，更多“示范”转向“商用”，“风光氢（氨醇）一体化”“氢电综合能源站”等新模式层出不穷；氢储运“短板”得到逐步补齐，输氢管道建设持续提速，成为解决绿氢消纳难题的关键之举，液态储氢、固态储氢等新型储运技术加速示范应用，多样化储运解决方案将打开氢能商业化应用之门。到 2030 年，我国氢气供应量预计达 5000 万吨/年左右，其中电解水制氢供应量在 1000 万吨/年上下。

来源：电联新媒

<https://news.bjx.com.cn/html/20250520/1442413.shtml>

行业动态

世界首个海上风电海陆一体直流输电工程开工建设

在广东阳江，工程车辆往来穿梭，巨型吊臂如钢铁巨擘起起落落——阳江三山岛海上风电柔直输电工程陆上施工正紧锣密鼓地推进。这一工程不仅是全国首个由电网企业统一规划和建设的海上风电配套送出工程，也是全球首个±500 千伏海上风电海陆一体、超远距离的柔性直流输电工程。这项工程将提供一种新型海上风电输电方案，经济高效地破解千万千瓦级海上风电开发送出瓶颈，将深水海域风电资源，源源不断送往粤港澳大湾区，打造了一条贯通深海与陆地的“电力高速路”。

能源传输困境催生技术突围

广东坐拥绵长海岸线与辽阔海域，是名副其实的海上风电大省。近年来，广东向海图强的脚步从未停歇，海上风电产业也在不断创新突破。

我国现有大规模海上风电开发普遍采用“海上换流站+直流海缆+陆上换流站+交流架空线”的模式，将风电输送至陆上负荷中心。在近海、小规模海上风电时期，海上风电送出工程各投资主体各自开展前期工作，容量相似、布局接近的海上风电项目采用多种输电方式、多电压等级送出，这种模式并没有问题。

“随着海上风电送出规模持续增长，这一模式逐渐出现陆上换流站重复建设、交流输电走廊占用土地资源大、负荷中心短路电流超标等突出问题，难以满足千万千瓦级海上风电基地的规模化开发需求。”南网科研院直流输电与电力电子技术研究所一级项目经理邹常跃表示。

原创性技术开辟输电新路径

为了打造海上风电深远海送出的“利器”，南网科研院牵头，联合广东电网等单位，从2018年开始，依托广东省自然资源厅科技项目“远海岸风电送出关键技术及装备研究”和南方电网公司重大科技专项“超大规模海上风电多端柔性直流送出系统构建方法研究”开展攻关。项目团队研制了国内首套紧凑型柔性直流换流阀子模块和阀塔物理样机，开创性地提出66kV无升压站的千兆瓦级风机直接汇集组网方案，并在国内首次提出“超大规模海陆一体柔性直流协同输电技术”。该技术实现了海上与陆上输电环节的全柔直化，大规模风电搭乘着“海缆+陆上直流架空线”直达负荷中心。风电汇集规模相比世界最高水平将再提升200%，国土空间资源利用率提升100%，输电成本降低15%，破解了城市中心输电走廊无法支撑沿海千万千瓦级海上风电开发的瓶颈，同时提升了受端电网无功支撑能力、缓解了短路电流超标问题。

“多个2000MW海上风电场经直流海缆登陆汇集后，通过直流架空线直送粤港澳大湾区负荷中心，输电系统成本可以节省约50亿元。”南网科研院直流输电与电力电子技术研究所一级项目经理邹常跃表示。

“阳江三山岛海上风电直流输电工程的建设，标志着我国海上风电输电技术迈入全新阶段。”广东电网电网规划研究中心（广东省电力规划中心）副主任李峰表示。

后续，南网科研院将继续用高水平科技创新有力支撑广东电网公司开展阳江三山岛海上风电柔直输电工程建设，将海上清洁能源源源不断地送入粤港澳大湾区，让电力以更新、更绿、更可靠的形态支撑广东经济社会高质量发展，为我国海上风电规模化开发和能源转型提供重要支撑。

南方电网技术

<https://mp.weixin.qq.com/s/5gdnoiAzI78tzSL3VbNGWA>

国家发改委谈“人工智能+”，提及电力调度、煤炭等！

5 月 20 日，国家发改委召开 5 月份新闻发布会。国家发改委政策研究室副主任、委新闻发言人李超在回答“在人工智能和其他产业融合方面，有哪些支持经济发展的亮点？”这一问题时表示，科技要能够为人类造福，早在 2018 年，习近平总书记就提出要以人工智能技术推动各产业变革，要推动人工智能在人们日常工作、学习、生活中的深度应用。而今，随着人工智能应用不断拓展，各行各业涌现出一系列借助人工智能提升效率、优化体验、重塑模式的案例，在助力传统产业改造升级，加速各领域科技创新突破、增进民生福祉等方面，发挥越来越大的作用。比如，有的制造业企业依靠 AI 检测、AI 辅助决策等，良品率大幅提升，有的提升幅度达到 30%，研发成本降低 70%；有的电网企业通过智能调度，电力调度转供效率提升 30 倍；有的金融机构借助 AI 实现贷款申请智能化审核，可以把贷款审批时间从几天缩短至几分钟；又如，有的医疗机构通过 AI 辅助，使癌症早期检出率提升 25%，基层医院医生和名医智能体能够实现“隔空会诊”，抗生素设计成功率提升 10 倍以上；再如，一些地区借助 AI 辅助，山区孩子能与名校共享优质教育资源。这样的例子还有很多。

人工智能领域的飞速发展，得益于教育、科技、人才等全面创新体制机制的建立健全，也得益于现代化产业体系的建立完善。按照党中央、国务院决策部署，近年来，国家发展改革委会同有关部门协同推进“人工智能+”行动，不断完善政策体系、加大支持力度，全力推进人工智能赋能千行百业，全社会初步形成共推“人工智能+”的良好氛围。比较突出的是以下几个方面。一是重点行业规模化应用进程明显加速。联合 22 个部门实施“人工智能+”行业应用专项行动，组织实施攻关专项，加速推动人工智能赋能新药、新材料等技术从实验室走向商业化应用。二是“人工智能+”降本增效作用逐步显现。中央企业和行业重点企业全面行动，通过人工智能技术破解实践中的痛点问题，人工智能技术从智能客服、文档整理等基础场景向核心生产环节渗透，对经济发展贡献度逐步提升。三是因地制宜探索特色示范应用。我们会同行业部门分类分行业统筹指导，因地制宜找准“人工智能+”发力点。比如，安徽积极推进招投标领域大模型应用，AI 评标可达到业界熟练专家水平；又比如，山西推动人工智能与煤炭行业全产业链深度融合，一半以上煤炭产能实现智能化开采。四是人工智能终端新产品新场景竞相涌现。智能手机轻量化部署国产大模型、实现功能拓展，AI 眼镜等智能穿戴产品不断涌现。人工智能终端产业规模有望迎来“排浪式”增长。

下一步，国家发展改革委进一步推动和拓展人工智能市场应用，用好用足“两重”建设和“两新”政策，推动“人工智能+”全面赋能经济社会发展。

来源：北极星电力网

<https://news.bjx.com.cn/html/20250520/1442339.shtml>

风光储一体化：多元模式与技术创新双驱动，迈向高质发展

日前，由中国产业发展促进会指导，中国产业发展促进会储能分会编写的《风光储融合发展研究报告》（简称《报告》）在“中国储能之都”包头市隆重发布。《报告》围绕风光储融合发展的现状与趋势，从风光储融合发展形势、技术创新、应用实践、商业模式与产业政策等角度进行了全面梳理分析，致力于全方位、系统性地呈现风光储融合发展情况，并在此基础上，对未来风光储融合发展趋势提出科学建议。

在全球能源转型浪潮中，我国在“双碳”目标的指引下，大力发展新能源已经成为能源发展的主旋律。伴随着风电、光伏等可再生能源在能源结构中的占比稳步攀升，其与生俱来的间歇性与不稳定性正成为电力系统安全、稳定、高效运行所面临的核心挑战。风光储一体化、协同化发展已经成为应对以上问题的有效方式，并且在发展模式及关键技术等方面取得了明显成效。

1 多元模式协同发展，风光储一体化正当时

《报告》显示，风光储一体化主要包括以并网发电为主的并网型风光储系统和以保障负荷为主的基于源网荷储一体化的风光储系统。并网型风光储系统适用于大型风电光伏基地，配建调节性电源保障基地电力输出趋于稳定，满足基地输出电力的调峰需求。源网荷储一体化项目主要针对增量负荷，通过构建源网荷储高度融合的新型电力系统，提高电力系统的灵活性和可靠性，实现能源的高效利用及供需平衡。“沙戈荒”大基地等新能源装机规模的不断增长以及分布式新能源配置储能需求的不断扩大将成为风光储一体化模式的主要增长点。



水风光储一体化模式充分发挥水电机组的灵活性来平移风光出力波动，提高电能质量。我国各大主要流域相继开展水风光储多能互补示范工程建设，规划并启动了金沙江上游、雅砻江、澜沧江上游等多个千万千瓦级的大型水风光储多能互补开发基地。未来水风光储一体化大型基地的建设将集中在风光水等自然资源丰富的西北、西南地区，通过集中式开发和管理，实现能源的高效生产和输送。

根据《报告》，当前新能源产业已经逐渐从新型电力系统向新型能源系统迈进，由新能源、储能、制氢、合成氨醇组成的风光氢储氨醇一体化项目正在成为热点，目前正处于快速发展阶段。氢储能可实现大规模、长周期、跨季节储能，绿色氢基产品可解决高能耗工业脱碳问题，以氢能为核心，实现氢基绿色能源转化，成为绿色经济发展的有力支撑。当前风光氢氨醇产业正处于技术突破期，氢氨醇制备存储等技术的不断创新和突破，有望进一步提升风光氢氨醇一体化项目的能效，降低生产成本。

风光火储一体化是多能互补的重点发展路径，其最大特点是改变火电在发电系统中的主体作用，将火电作为主要的调节手段，优先利用新能源电力，搭配储能设备以充分发挥系统调节能力。耦合储能系统成为提升燃煤机组调峰能力与支撑水平的有效途径，熔盐储热技术、压缩空气储能技术可满足煤电机组灵活性调峰，飞轮储能技术可弥补煤电机组灵活运行后的转动惯量不足，电化学储能技术可辅助煤电机组实现负荷的“削峰填谷”。

2 人工智能驱动，风光储可靠性经济性双提升

风光储一体化发展需要合理优化配置风光储容量，挖掘风光储互补特性与受端电网负荷的匹配特性，充分兼顾系统的经济性、稳定性和可靠性。随着风光储系统集成配置优化技术与微电网技术的不断迭代，风光储一体化向着智能化、融合化发展稳步推进。



《报告》显示，合理的风光储容量配比有助于发挥各类电源的互补特性，保障系统的经济性与稳定性。多目标优化配置成为当下的研究的热点之一，目前研究主要集中在三个方面，一是与新能源配合使用接入电网，平抑新能源波动，提升新能源消纳水平；二是通过储能的合理配置实现配电网经济性最优；三是将储能用于调峰调频的同时考虑经济性。能量型和功率型的混合储能形式能够提高供电的持续性和可靠性，目前已在项目中开展实践应用，混合储能的系统配置研究也是当下的难点之一。

风光资源具有良好的时空互补性，利用风光储场站的联合优化调度可使场站的输出功率更平稳。在新能源功率预测方面，人工智能和大数据技术的迅猛发展显著提高了风光发电功率预测方法的准确性和可靠性，中短期 24 小时内预测准确度整体可达到 90% 以上。在优化调度方面，依托新能源发电情况、负荷需求与储能状态，灵活调整发电计划，实现新能源利用率最大化，进一步提升了风光储一体化系统的整体性能和价值。

微电网作为配电侧源网荷储资源集成的一种新技术形态，是促进规模化分布式新能源就地消纳，实现多元新要素就近聚合互动的有效手段。在人工智能等技术的推动下，微电网运行控制、能量管理等核心技术不断提升，当前处于示范应用到逐步推广阶段。未来微电网技术将在偏远地区、工商业园区、社区和住宅、紧急救援等多个领域和场景中得到广泛应用。

随着风光储行业规模的不断扩大，风光储技术水平的提升与自主化、运营模式与市场机制的逐步完善、行业整体高质量竞争成为未来风光储行业高质量发展的提升方向。

来源：能源发展网

<https://mp.weixin.qq.com/s/BXe8xqJKmX9UiCJvtHLJTA>

金风服务张金梦：再制造技术推动风电传动链系统高质量发展

近日，“2025 再制造产业发展大会”在河北唐山圆满举行。由金风慧能和环欧智能合资成立的江苏慧环传动科技有限公司（以下简称“慧环传动”）产品部部长张金梦发表《风电机组传动链再制造技术应用与展望》主题演讲。

张金梦指出，随着现役风电机组运行年限增长，传动链部件老化、失效问题日益突出，面对后服务市场增加发电量收益的迫切需求，通过再制造技术的创新，构建传动链系统全生命周期管理体系，能够实现传动链运维从“被动维修”向“主动增值”的跨越。

当下风电后服务市场，现役运行超过 10 年以上机组占比 56%，在老化和环境等因素的影响下，机械类部件面临诸多痛点。大部件维修的重复投入成本高，且对维护人员的规范性和标准化要求高。此外，机械类部件小问题不易发现，等到问题发现时需要高额恢复成本。在传动链系统发电机、齿轮箱、主轴三大部件中，齿轮箱的检修占比达 45%-55%。

面对后服务市场现状，客户对于传动链服务的需求从最初的快速保障以减少发电量，发展为以成本管控为目标的高性价比维修服务，再到需要延长大部件寿命，目前能够增加发电量收益的增值服务已成为客户的主要需求。

慧环传动积极探索创新再制造技术，构筑风电传动链全生命周期管理体系，为客户发电量收益保驾护航。慧环传动重视对传动链潜在故障的早期预警和健康状态动态评估，针对目前行业存在的振动监测报警与根因匹配不高、振动监测具有滞后性等问题，慧环传动通过弹性支撑位移监测、应力波检测、仿真与数字孪生等技术，实现故障深度识别，为大部件提供失效保护，尽早干预其劣化趋势。

此外，慧环传动还为客户构建预防性维护定制化方案，防止传动链出现主轴润滑不足、主轴润滑脂失效、齿轮箱/主轴下塔率升高等问题。比如针对主轴一方面需要人工进行补脂，另一方面废旧油脂无法有效排出的问题，慧环传动通过安装油脂注/排脂装置，让自动润滑泵定时定量注脂、排脂，精准控制，减少人工参与，降低操作难度，提高工作效率，也避免定检拖期所带来的润滑失效风险，能够更好地保证轴承的润滑效果。

对于出现问题的主轴、轴承、齿轮箱和发电机，慧环传动将对其进行再制造维修技改与优化升级。慧环传动基于逆向建模对原传动链还原，进行有限元仿真，评估原设计的合理性和可靠

性，进行根因分析。再基于根因分析结果，结合金风在传动链方面的技术积累，进行技改方案设计和评估，确定满足使用需求的传动链技改设计方案并实施。

再制造技术是推动风电传动链系统高质量发展的必由之路，面对行业存在的挑战，慧环传动将坚持创新引领，持续深耕传动链全生命周期管理，与合作伙伴共建可持续生态，共同打造价值驱动的绿色能源未来。

来源：金风服务

<https://news.bjx.com.cn/html/20250516/1441822.shtml>

取消强配后，储能发展将何去何从？

2024 年 5 月，国家发改委《电力市场运行基本规则》（2024 年第 20 号令）的发布与近期 136 号文的落地，彻底改写了储能行业的生存逻辑。当强制配储政策退出历史舞台，储能被迫直面电力市场化的浪潮。在这场变革中，一个核心问题浮出水面：在被称为“世界上最复杂的市场”的电力交易体系中，储能如何找准定位、捕捉价值？这既是行业转型的阵痛，更是重构商业模式的机遇。

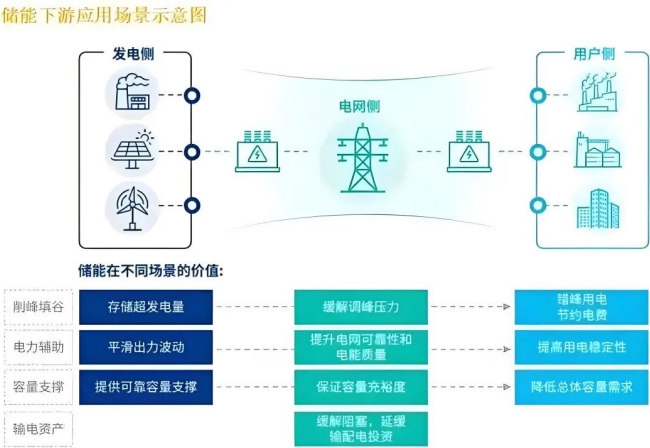
新型电力系统与电力市场对储能的需求

我国电力现货市场正在加速建设。伴随政策落地，山西、广东等五省转入正式运行，2026 年底全国绝大多数市场将完成市场化过渡。在“电能量-辅助服务-容量”三级交易框架下，市场定价机制正逐步取代行政指令，成为调节供需的核心杠杆。这一过程中，储能作为灵活性资源的关键载体，其价值实现路径被推向新的维度。

在这样的背景下，为电力系统提供调节服务的储能，作为灵活性资源之一，也将在电力现货市场的环境中获得盈利机会。

总体而言，未来我国不同省区的供需平衡特性差异较大，送端省区和受端省区存在明显不同。

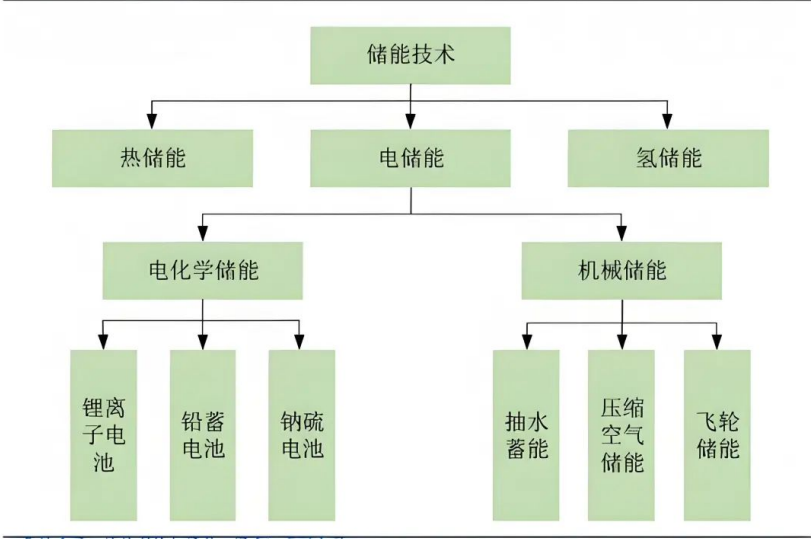
以集中式新能源为主的送端省份（如西北地区），受限于本地电价承受力，电源侧配储和独立储能成为刚需；而分布式光伏密集的受端省份（如华东地区），配网侧独立储能和用户侧储能的潜力更为突出。



同时，随着各省区波动性电源装机占比的快速提升，各省区对于灵活性调节资源在不同时间尺度上的需求也将呈现出明显的差异化和不匹配性：一方面需要更大时间尺度的系统平衡能力，如季节性、跨年度等更长时间周期的调节需求；另一方面需要更小时间尺度的系统调节能力，如分钟级、秒级、毫秒级等更小时间周期的调节需求。

但是现有的新型储能在时间尺度上，仅能匹配多日以内的调节需求，尚未出现能够覆盖新型电力系统在更长时间尺度上的需求的储能技术。于是，根据不同时间尺度的调节需求，储能的应用在技术选型上，也将分为不同类型：

图 19 储能主要形式



但是现有的新型储能在时间尺度上，仅能匹配多日以内的调节需求，尚未出现能够覆盖新型电力系统在更长时间尺度上的需求的储能技术。于是，根据不同时间尺度的调节需求，储能的应用在技术选型上，也将分为不同类型：

电力市场中，储能价值的实现途径

我国的电力市场化改革已经进入深水区。

在这其中，新型主体引起的新模式、新业态将会涌现，通过参与市场化交易获取收益已经成为必然趋势。无论是新能源还是储能，都将由原来固定资产投资的模式转变成运营模型。



我国的电力市场化改革已经进入深水区。

在这其中，新型主体引起的新模式、新业态将会涌现，通过参与市场化交易获取收益已经成为必然趋势。无论是新能源还是储能，都将由原来固定资产投资的模式转变成运营模型。

华若汀电能先锋

https://mp.weixin.qq.com/s/-Jq_x2D8rNtFjt-5wYtmVQ

“电力饕餮”涌现 能源需要深度求索

今年春节期间，AI 大模型 DeepSeek 的横空出世不知不觉搅动了长假归来的上班族的心情。往年这个时候，很多人仍然会在反复咀嚼乡情的余韵悠长，抑或谈论春晚的精彩桥段。

而今年 DeepSeek 强势“置顶”春节期间的关键词排行榜，成为了名副其实的“社交硬通货”。不仅让刚复工的人们津津乐道，而且让各行各业、大大小小的决策者急切思考如何与之深度对接？

据媒体报道，DeepSeek“不讲武德”凭空降临，让西方 AI 的信仰和自信一夜崩塌，甚至不顾名声对其服务器发起了“流氓式”网络攻击。这并不奇怪，仅从能耗比较上分析，Deepseek 就让他们怒从心中起，恶向胆边生。

笔者就此问题咨询过 DeepSeek 网页版，其给出的总结是，DeepSeek 通过算法创新和架构优化，实现单位任务能耗降低 45%~50%，并在大规模应用中显著减少硬件资源依赖，为 AI 可持续发展提供了技术范本。

DeepSeek 出现前，美国一度陷入 AI 能耗焦虑之中。《纽约客》杂志报道曾指出，OpenAI 公司的 ChatGPT 通用大模型每天消耗的电力相当于 1.7 万个美国家庭的用电量。芯片设计公司 Arm 首席执行官直言，到 2030 年 AI 可能会用掉美国四分之一的电力。

以此推断，“算力的尽头是电力”并非戏言。从这个意义上说，算力竞争的背后就是能源电力的竞争。

而在这个赛道上，我国已遥遥领先，实现了从跟跑到领跑的跨越，电力生产能力稳居世界第一。据媒体报道，截至 2024 年底，我国发电总装机约 33.2 亿千瓦，发电量 10 万亿千瓦时，同比增长 5.7%，为“算力”发展提供了坚强的基础保障。相比之下，美国 2024 年的发电量只有 4.3 万亿千瓦时，不到中国的一半。

然而，尽管我国“电力十足”，同时又有 DeepSeek 等 AI 大模型的效率加持，但是，并不能改变 AI 是“电力饕餮”的现实。

作为人口大国和“世界工厂”，我国无论是在 AI 个体应用，还是产业种类多、产业链条长的工业场景应用上，都是毋庸置疑的耗电“大户”，在能耗的绝对数值上排在前列。因而，决不能等闲视之，英伟达公司创始人 CEO 黄仁勋表示，如果只考虑计算机的耗能，我们需要烧掉 14 个地球的能源。

必须看到，在我国的能源电力结构中，火电的占比依然很高。基于能源安全保供的底层逻辑，煤电兜底保障的作用必须继续发挥。为了不烧掉这些宝贵的“地球能源”，AI 必须向地球以外的空间索求能源，而以目前的技术水平，风、光伏发电是最现实的选择。

3 月 18 日，国家发展改革委、国家能源局、工信部、商务部、国家数据局五部委联合发布《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》，明确高耗能企业、数据中心要强制消费绿电。新政出台，表明相关部门对此问题已经深度思索，所以，高度重视已是必然。

仔细分析，“双碳”目标下的电力转型发展与方兴未艾的 AI 发展之间，存在较强的逻辑他洽。两者都需要用新能源来支持未来发展，都需要提高系统效率，降低单位能耗，甚至都需要充分利用核能。

AI 既是耗能大户，同时又能为电力转型发展提供强有力的技术支持，构建新型电力系统、建设智慧能源体系，AI 不可或缺。事实上，它们已经在电力领域的各种场景中发挥作用，未来必将更加深入地参与到电力市场化改革等诸多领域应用之中，从而，助力我国电力系统“脱胎换骨”。

总之，“电力饕餮”的涌现，为电力发展思维打开了“异度空间”，提醒我们无论在制定电力规划，还是设计未来电力应用场景时，都要添加算力设备的权重，从而，做到有备无患。

来源：电联新媒

<https://news.bjx.com.cn/html/20250513/1441243.shtml>

中联重科发布全球最高风电动臂塔机！

5 月 16 日，正值 2025 长沙国际工程机械展期间，中联重科全球最高 216 米风电动臂塔机 LW2800A-200NA 在常德正式发布。这一再次突破的创新力作，为陆上超高风机吊装再添超级装备，也彰显出中联重科引领全球塔机行业发展的强大实力。



近年来，中国陆上风电市场装机规模持续增长，开发模式也在不断创新，安装的风电单机容量从 2-3MW 提升到 6-8MW，轮毂高度也从 100 米增长到 180 米、190 米甚至更高。风机塔筒、叶片、电机等方面的技术发展，支持风电行业不断向更高、更长、更稳定的方向发展，也对风电吊装设备在吊装性能上提出了更高的要求。同时，基于土地生态、绿色环保方面的要求，市场也期待有占地更少、运输更便捷、吊装更高效的风电吊装设备出现。

中联重科自 2021 年首次推出 LW2340-180NA 风电动臂塔机以来，持续推动产品迭代升级，满足市场需求，系列产品已成功应用于山地、丘陵、湖泊、平原等多种风电场景。此次 LW2800A-200NA 的发布和投入使用，标志着中联重科在风电动臂塔机领域又一次完成跨越，实现了风电塔机高度从 180 米到 216 米的大幅跃升。

目前，LW2800A-200NA 已经成功交付，并于近期在秦皇岛完成了吊装首秀。据介绍，该产品专为超高风电项目研制，最大起升高度 216 米，最大钩下净吊重 200 吨，最大可吊风机的高度 204 米，具有起重性能强、场地要求小、吊装效率高、安拆效率高、运输成本低、抗风能力强等突出优势，对农田、山地、沼泽、丘陵、平原等风电场地适应性强，并可广泛应用于桥梁、核电、火电、民建等类型项目。

中联重科始终以客户需求为导向，以技术创新为驱动，致力于为行业提供更高效率、更智能化的风电吊装解决方案。依托在超大塔方面强大的研发力量和丰富的工程经验，中联重科正推动风电塔机技术不断进步，与所有“追风者”们一起探索新高度、追逐新动能！

来源：中联重科建起

<https://news.bjx.com.cn/html/20250522/1442800.shtml>

国外资讯

全球新型储能市场发展潜力及趋势预判

近年来全球储能市场呈高速增长态势，在能源转型、可再生能源普及和电力系统灵活性需求提升的驱动下，储能技术已成为全球能源体系变革的核心环节。中国储能技术与产品不断成熟，近两年国内储能市场内卷严重，更多的储能企业和投资者转向海外，加速“走出去”步伐，试图寻求新的市场机会。为此，本文重点从中美欧这全球前三大储能市场的政策、市场、技术、应用

场景等维度，以及中东、东南亚等新兴市场潜力进行深入分析，充分挖掘传统市场和新兴市场新机遇，并对未来发展趋势进行预判，以期为储能投资者和相关部门提供决策参考和经验借鉴。

一、全球新型储能市场整体概况

全球储能需求蓬勃增长，分场景来看，大储仍为全球储能新增装机的主要类型。从市场分布来看，中国、美国主要为大储市场，欧洲主要为户储市场，中东、东南亚等新兴市场正在逐步崛起。

（一）全球新型储能市场处于规模化爆发期

全球储能市场正处于规模化爆发期，中国、美国、欧洲三大市场引领全球新型储能增长，技术迭代与政策支持推动成本下降和应用场景多元化。自 2019 年以来，全球储能市场发展逐步提速，2019—2023 年，全球新增装机规模平均年增速达 92.6%。据彭博新能源财经数据，2024 年，全球储能再次实现了创纪录增长，新增装机 69GW/169GWh，总装机量达到 159GW/358GWh。

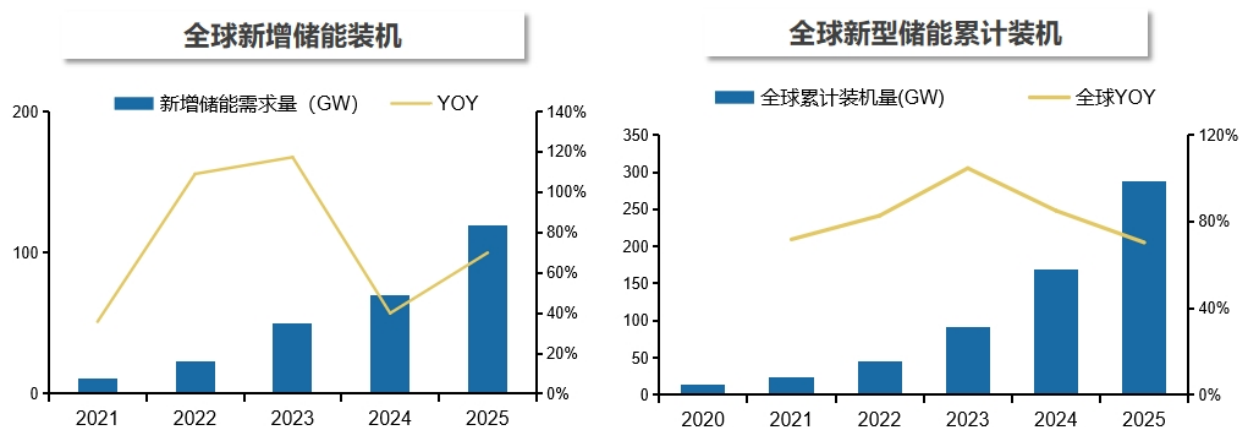


图 1 2020—2025 年全球新型储能新增装机和累计装机情况（2025 年为预测值）

（二）应用场景以表前储能为主、表后储能为辅

全球新型储能应用场景仍以表前储能为主（占比约 77%），中国、美国是大储主要市场，占比均超 90%；欧洲以户储为主，占比约 79%。其中，工商业储能和大储增长提速，户储需求增长大幅放缓。2024 年，工商业储能预计新增装机 8GW/19GWh，同比增长 128%/153%。其中，2019—2023 年，全球工商业储能新增装机平均增速 88%。2024 年，大储新增装机约 55GW/135.1GWh，同比增长 33%/38%；户储新增装机约 11GW/20.9GWh，同比增长 5%/11%。

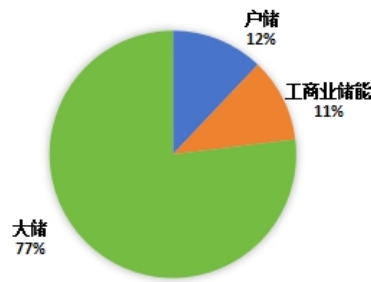


图 2 2024 年全球新增储能容量应用场景占比

（三）技术路线仍以锂电池为主，逐步向多元化发展

全球新型储能仍以锂电池为主，向多元化技术发展。中国储能技术呈现“百花齐放”的格局，锂电池领域技术成熟，产能全球领先。

美国以锂离子电池为主（功率占比约 90%），在锂离子和飞轮储能方面发展较快。2024 年 12 月，美国能源部（DOE）发布《储能战略和路线图》，提出专注于长期技术突破，推动先进电池化学技术及新兴电化学储能技术研发，探索热储能技术，并开发长时储能解决方案。欧洲在锂离子电池、钠离子电池、液流电池等领域取得了显著进展，还注重压缩空气和热储能发展。日本在新型储能技术方面拥有深厚积累，特别在锂离子电池和钠硫电池等领域处于国际领先地位。

（四）中美德占据全球前三大市场，东南亚、中东等新兴市场逐步崛起

在 2024 年新增新型储能装机中，中国是最大新增市场，占比 51%，美国占比 19%，德国占比 6%，意大利、印度、英国、澳大利亚、日本、欧洲其他国家以及非洲位列全球前十大市场。东南亚、中东等地区因可再生能源扩张需求和电网基础设施薄弱，成为全球储能的新兴市场。未来竞争将聚焦于长时储能技术突破、全球化布局能力及商业模式的创新。

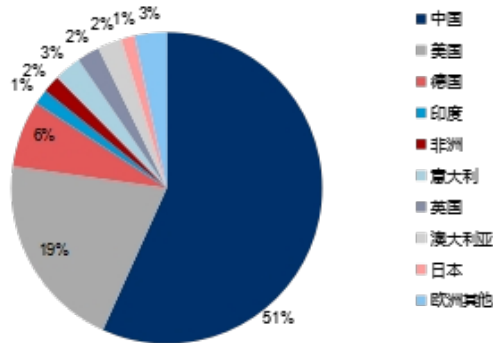


图 3 2024 年新增新型储能装机占比

二、全球主要国家新型储能市场概况

（一）中国

中国是全球最大的储能市场，规模和电池产能均居前列，以表前储能为主。

政策层面，顶层设计逐步完善，市场机制步入深化阶段。通过发布《关于加快推动新型储能发展的指导意见》《“十四五”新型储能发展实施方案》《关于加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见》《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》《关于促进新型储能并网和调度运用的通知》《新型储能制造业高质量发展行动方案》等一系列政策文件，明确了储能的独立市场主体地位，在调度、并网、参与电力现货市场，以及储能制造等方面出台相关政策，并提供了财政补贴、税收优惠等激励措施，为储能产业的快速发展提供了有力保障。

市场方面，中国新型储能出现爆发式增长。根据中关村储能产业技术联盟（CNESA）全球储能数据库不完全统计，2024 年，中国新型储能新增投运 43.7GW/109.8GWh，同比增长 103% / 136%。截至 2024 年底，中国电力储能累计装机达到 137.9GW。其中，新型储能装机规模首次超过抽水蓄能，达到 78.3GW/184.2GWh，功率/能量规模同比增长 126.5% / 147.5%，较“十三五”末增长超过 20 倍。

技术路线方面，新型储能技术路线从过去锂离子电池为主导，逐步发展为压缩空气储能、液流电池、固态/半固态电池、钠离子储能等多元化路线。中国的锂离子电池储能占据绝对主导地位（功率占比约 97%），集成规模向吉瓦级发展；压缩空气储能、液流电池储能，均已实现百兆瓦级工程应用示范。钠离子电池实现百兆瓦时级并网，飞轮储能等其他类型储能规模占比较小，仍处于小容量试点示范阶段。积极探索研发固态/半固态电池、大容量长时储能等新技术。

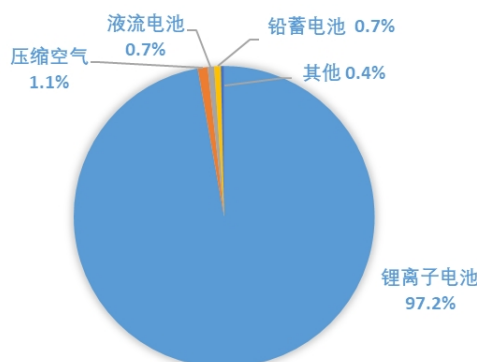


图 4 2024 年中国新型储能技术路线

（二）美国

美国是仅次于中国的全球第二大储能市场，其发展动力主要来源于市场需求的快速增长和政策利好。与欧洲户用储能为主不同，美国以表前大型储能为主。

在政策层面，美国政府通过实施可再生能源配额制、储能补贴等政策，推动了储能项目快速落地。受《通胀削减法案》补贴、税收优惠刺激，户用储能和电网级储能需求激增。自 2006 年起，美国实施太阳能投资税减免政策（ITC），允许光伏系统中的储能部分获得税收抵免，但独立储能系统最初未包含在内。2022 年 8 月，拜登签署《通胀削减法案》扩展了 ITC 政策，提供 3690 亿美元支持电动汽车、光伏设备等清洁能源及发电设施的生产和投资，将独立储能（工商储大于 5kWh，户储大于 3kWh）纳入税收抵免范围，延长补贴时限 10 年，同时提高了抵免上限。对于规模大于 1MW 的表前和工商业储能项目，需满足附加条款，才能获得全额基础税收抵免。

此外，美国 50 个州中有 37 个州制定了可再生能源组合标准和目标，17 个州出台了储能相关的补贴政策。

在市场方面，受新能源、电动汽车市场和储能补贴政策驱动，2024 年美国新型储能强势崛起，成为全球储能第二大市场。2025 年 2 月 15 日，美国能源信息署（EIA）预计，2024 年电池储能新增装机为 14.3GW，创下年度新增容量纪录。预计到 2025 年储能新增容量将略高于 18GW。据 CESA 储能应用分会产业数据库不完全统计，截至 2024 年底，美国新型储能累计装机 31.5GW/88.57GWh，容量规模全球占比达 24%。其中，大储装机 27.8GW/80GWh，容量规模占比超 90%；用户侧储能累计装机超 3GW/8GWh，占比约 10%。

表 1 《2022 年通胀削减法案》前后美国 ITC 补贴变化

储能种类	2022	2023	2024-2032	2033	2034	2035
户用（更新前）	26%	22%	10%	10%	10%	10%
户用（更新后）	30%	30%	30%	26%	22.5%	15%
工商业（更新前）	22%	0%	0%	0%	0%	0%
工商业（更新后）	30%	30%	30%	26%	22%	0%

在技术路线方面，美国新型储能以锂离子电池为主、占比 90%，但也在积极探索压缩空气储能、飞轮储能、液流电池等新型技术。截至 2024 年底，美国电池储能累计功率规模占比超

95%，压缩空气储能累计功率规模占比 3.69%，重力储能累计功率规模占比 0.16%，飞轮储能累计装机功率规模占比 0.15%。

在区域分布方面，美国大储项目主要集中在加利福尼亚州和得克萨斯州，占美国新增电池存储容量约 82%。得州是美国独立储能装机增长最快的地区之一。2024 年，得州新增 44 个大规模电池储能项目，规模 3.91GW/5.59GWh，功率规模居全美第一，功率占比约三分之一，新增装机项目平均时长 1.43h。得州是美国独立储能装机增长最快的地区之一。

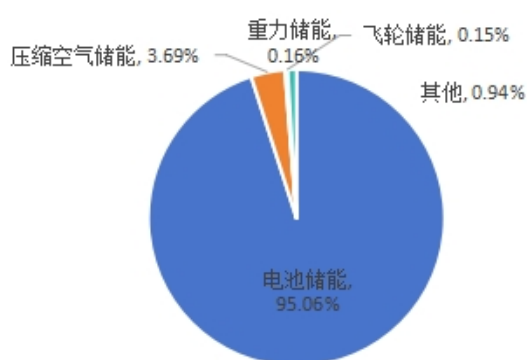


图 5 2024 年美国新型储能不同技术路线累计装机占比

（三）欧洲

欧洲是全球新型储能第三大市场，在新型储能领域的发展以政策引导为特色，德国和英国最具代表性。欧洲装机以户储居多，由于地缘冲突和能源危机推动户储爆发，德国、意大利、英国等国的户用储能渗透率超 20%，同时随着风光发电受限催生电网级储能需求激增，大储占比显著提升。

在政策层面，德国注重储能市场与可再生能源的深度融合，通过《可再生能源法》和《能源转型法》等法律框架，为储能发展提供了法律保障和资金支持。德国政府还通过实施智能电网计划、储能补贴等政策，鼓励储能系统参与电网调节，提高电力系统的灵活性和可靠性。英国则通过“智能电网”计划，推动储能系统参与电网调度和优化运行。英国政府还积极与私营部门合作，共同推动储能技术的发展和应用。

在市场方面，随着风光发电受限催生电网级储能需求激增，欧洲大储占比显著提升。据欧洲光伏产业协会数据，2023 年欧洲储能总装机为 17.2GWh，连续三年实现储能装机量翻番，户储是核心动力。2023 年户储装机高达 12GWh，占新增总容量的 70%，大储占比 21%、工商业储能占

比 9%。在欧洲天然气对外依存度高（占比 90%）的前提下，2022 年俄乌冲突导致居民用电成本最高飙升至 65 欧分/kWh，较 2021 年前的 30 欧分/kWh 翻倍，能源供需失衡，叠加欧洲用户补贴政策利好，欧洲户储爆发。2024 年是欧洲储能市场的转折点，预计其新增装机达 22.4GWh，同比增长 31%。

在技术方面，欧洲企业在锂离子电池、钠离子电池、液流电池等领域也取得了显著进展。德国的锂电池储能新增装机占比自 2017 年已超过 95%，也正在积极研发钠离子电池技术，以替代传统的锂离子电池，降低储能成本并提高安全性。英国企业则在液流电池领域取得了重要突破，为大规模储能提供了新的解决方案。

在区域分布方面，由于地缘冲突和能源危机推动户储爆发，德国、意大利、英国等国的户用储能渗透率超 20%，且是欧洲储能装机量前三的市场。2024 年意大利超过德国，成为欧洲第一大储能市场。根据欧洲光伏产业协会发布的《欧洲储能市场展望 2024—2028》，2024 年意大利储能装机规模占比 34%，预计将达到 7.7GWh，而 2023 年德国位于欧洲储能市场首位。

三、市场机遇分析

（一）传统市场新机遇

1. 中国

从市场规模来看，根据 CNESA 预测，2025 年，新型储能新增装机预计在 40.8GW~51.9GW 之间，平均在 45GW 左右，新型储能累计装机将突破一亿千瓦。预计 2024—2030 年，中国新型储能累计装机规模将持续快速增长。在理想场景下，到 2030 年，中国新型储能累计装机规模将达到 313.86GW，年均复合增长率为 37.1%；在保守场景下，到 2030 年，中国新型储能累计装机规模将达到 221.18GW，年均复合增长率为 30.4%。

2. 美国

短期内，预计美国新型储能市场需求放缓。补贴政策暂停或将导致储能发展放缓。据彭博社报道，2025 年 1 月，特朗普已下令联邦机构“立即暂停”《通胀削减法案》的资金支出。受此影响，美国的税收抵免政策难以为继，储能市场需求将放缓。

长期看，美国储能仍有巨大市场增长空间。根据 EIA 数据，截至 2024 年 11 月，美国大储备案量达 56GW，同比增长 81%；美国光伏备案量达 108GW，同比增长 20.6%，独立储能和配储仍有巨大市场潜力。Wood Mackenzie 和美国清洁电力协会（ACP）预计 2024—2028 年美国将累计新增储能装机 74.3GW/257.6GWh，其中大储仍将占据绝对主要市场。到 2028 年，电网储能安装量将增加一倍以上，达 63.7GW，同期住宅安装量为 10GW。

3.德国

2024 年，德国在欧洲五大储能市场中占据 20%份额，排名第三，是扩展潜力最大的国家。预计到 2028 年，德国的电池储能市场将再次成为欧洲最大的市场，超过 15GWh，并占欧洲总新增容量的 20%。根据德国光伏产业协会预测，德国的户用储能装机量将大幅下降；工商业储能未来五年内装机容量的增长潜力显著，工商业储能市场 2024 年预计新增 612MWh，并快速增长到 2028 年的 3.8GWh；德国大型储能市场前景光明，预计德国大型储能系统的新增容量将从 2024 年的 553MWh 激增至 2028 年的 6GWh，其在德国整体电池储能市场的装机率将从 13%提升至 39%。

4.意大利

意大利户用储能市场需求将持续下降。2024 年，意大利户用储能装机量预计比 2023 年下降约 40%，即 1.9GWh，并预计在未来五年内都无法达到 2023 年的创纪录水平。意大利储能市场有望在未来五年进一步增长，到 2028 年达到 13.7GWh，占欧洲新型储能市场的 18%。意大利工商业储能市场增长前景十分广阔。工商业项目的投资回收期正在缩短，因此意大利是该细分领域最具吸引力的国家之一。预计工商业储能容量将从 2024 年的 674MWh 增长到 2028 年的 3.6GWh。大储市场需求动力不断增强。Terna 预计，到 2030 年意大利将达到 9GW/71GWh 的储能容量，同时其工商业储能项目的投资回收期在政策叠加下正在不断缩短。

（二）新兴市场机遇

新兴市场主要受碳中和目标驱动可再生能源需求快速增长，但电网等基础设施缺失或老化导致风光装机受阻，叠加煤电退役导致发电量下降，进而激发储能需求。

1.大储新兴市场：以中东为主

沙特阿拉伯、阿联酋是中东光储部署的主要市场，整体需求呈现增势。中东地区用电体量大、光照资源丰富，主要国家能源转型意识强、经济基础好、政策支持力度大。随着光储产业链成本大幅下降，中东光储装机需求快速增长。

中东地区已出台“沙特 2030 愿景”“2050 年阿联酋能源战略”等战略规划。其中，沙特提出，到 2030 年，50% 的能源将来自新能源。沙特每年新增光伏容量稳定在 15GWh~20GWh，储能需求随之增加。2023 年 12 月，沙特提出，到 2030 年实现可再生能源装机规模达 100GW~130GW。因其电网基础设施建设水平相对较弱，因此新能源光伏项目往往需要大比例配储。阿拉伯石油投资公司报告显示，2021—2025 年，沙特地区计划建设的储能项目数量约为 30 个，如沙特大型基建项目 NEOM 中，包含一名为 ENOWA 的储能计划，该项目储能容量为 2.2GW。在沙特能源部监管下，沙特制定了 2024—2025 年招标 24GWh 电池储能项目的计划，大储发展空间广阔。

2. 户储新兴市场：以亚非拉、东南亚为主

2024 年初以来，受益于光储产业链降价，亚非拉新兴市场分布式光储需求迎来增长。户储在供电和输配电能力相对较弱的东南亚、南亚等市场快速渗透。

南非是非洲最大的经济体，也是全球“电荒”最为严重的国家之一。南非电网薄弱，高度依赖煤电（2023 年占比达 83%），且电力供应商单一，其国有电力公司 ESKOM 垄断了约 95% 的电力供应。近年来伴随电力需求的与日俱增，南非电力供需缺口不断扩大。2023 年，大规模停电天数更是高达 289 天，陷入严重电荒境地。南非政府计划，到 2030 年实现风电、光伏和储能装机容量分别达 17.7GW、8.3GW 和 5GW，储能占比将提升至 6.4%。世界银行预测，2020—2030 年，保守估计，南非储能市场将有望从 270MWh 增长至 9.7GWh，实现高达 35 倍的增长，年均增速超 43%。南非储能市场需求正在加速爆发。

东南亚地处赤道附近，太阳能资源丰富，且岛屿众多，风能密度较高，尤其菲律宾、泰国、马来西亚、越南、印度尼西亚、新加坡等国均通过不同形式推动当地可再生能源发展。越南规划到 2030 年，其光伏电站将增加至 12GW；菲律宾明确，至 2030 年实现 35% 的可再生能源占比，据菲律宾能源部预计，2024 年该国新增光伏有望达 1.98GW，新增储能 590MW。此外，泰国、马来西亚、印度尼西亚等市场也具备户用储能的渗透潜力。有机构预计，东南亚将成为新兴的户储 GW 级市场，至 2030 年，东盟储能市场累计装机规模有望达到 15GWh。

四、新型储能未来发展趋势

（一）储能成本仍有巨大下降空间

到 2030 年，预计电池储能的成本进一步下降，储能系统成本有望下降 50% 左右。根据自然资源保护协会和 CNESA 研究，从初始投资成本角度看，预计 2030 年，钠离子电池、飞轮储能、磷酸铁锂电池较当前分别有 32%、40%、40% 的成本下降空间，压缩空气储能和全钒液流电池有 33% 的成本下降空间。美国国家可再生能源实验室以 4h 锂离子电池储能系统为例，对 2022 年到 2050 年电池储能系统成本变化进行了预测分析。以 2022 年为基准，在其低、中、高成本预测中，到 2030 年电池储能系统成本可能分别下降 47%、32% 和 16%。到 2050 年，电池储能系统成本可能分别下降 67%、51% 和 21%。

（二）储能技术将实现多维度融合

储能技术的融合是未来能源系统转型的核心驱动力之一，其发展趋势将围绕跨领域整合、多技术协同以及低碳化目标展开。一是储能与可再生能源深度耦合。光伏/风电配套储能成为标配，可以平抑出力波动，提升电网消纳能力。二是多技术互补型储能系统，如电化学储能与物理储能/储热/储氢相互融合，主要应用于工业园区、微电网等场景，以及新材料与新技术融合，如固态电池、钠离子电池、重力储能、超导储能等。三是随着全球碳中和进程加速，储能产业有望形成万亿美元级市场，推动能源体系从“源随荷动”向“源网荷储互动”转型。

（三）长时储能技术应用有望取得重要进展

为实现碳中和目标，需解决可再生能源季节性波动问题，长时储能技术将加速发展。尽管锂电池、压缩空气、液流电池等技术路线加速迭代，但目前新型长时储能技术尚处于商业化早期，仍未大规模普及应用。预计液流电池、压缩空气在 2025 年后或迎规模化应用。咨询机构麦肯锡预测，长时储能的潜在市场空间将从 2025 年开始大规模增长，全球累计装机量将达到 30GW~40GW，累计投资额约 500 亿美元。

（四）新型储能智能化水平将大幅提升

储能将成为新型电力系统的“调节器”，与数字化技术深度融合。新型储能与新一代信息技术深度融合，通过对系统能量流和信息流的经济配置、功能优化运行、逻辑有效衔接，实现储能系统高效集成和精准调控，提升新型储能产品智能化水平。通过数字孪生技术、AI 算法等，主要

应用于虚拟电厂的资源聚合，优化储能调度、充放电策略、电池能量管理等。未来，储能数字化管理平台将成竞争焦点。

中能传媒研究院

<https://mp.weixin.qq.com/s/TJIwHbwfhPke7fzfqKAiuA>

新能源市场化：全球视角下的创新与突破

今年 2 月，国家发展改革委、国家能源局发布《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（以下简称“136 号文件”），将新能源电量全面推向市场，对中国新能源行业发展产生了深刻影响。136 号文件推动新能源参与市场，不仅可以实现我国新能源产业高质量发展，而且可以推动能源转型，助力碳达峰碳中和。通过不断完善新能源市场化定价及配套机制，我国将在实践中探索出一条兼顾效率与公平的新能源发展之路。

新能源行业补贴面临优化调整

围绕化石能源的能源转型大多是市场自发驱动的，而全球范围的新能源行业发展大致呈现如下趋势：初期以政策为驱动力，然后政府补贴逐步退坡，再到渐进式实现市场化。

原因在于，虽然发展新能源具有显著的正面外部性，如减少环境污染、降低碳排放、改善生态质量等，但某些正外部性难以通过市场价格机制转换成经济收益。同时，新能源在发展初期面临诸多技术和成本上的限制，使得新能源企业在市场竞争中处于明显劣势。因此，需要政府通过政策手段进行干预，如提供补贴、制定配额制度等，以降低新能源企业的成本和风险，提高其市场竞争力。

德、英、美等国家的新能源发展都经历了从依赖政府补贴逐步到渐进式市场化的过程。以德国为例，作为太阳能资源并不丰富的国家，其从 1990 年开始对屋顶光伏提供资金支持，对初始建设资金进行补贴，后又颁布相关政策，对光伏发电及配套储能进行补贴。曾有报道称，2030 年德国将其能源变革支付高达 10000 亿欧元。近期德国议会发布的“太阳能峰值计划”将实行弹性补贴+智能调控的双轨机制，对光伏发电补贴政策进行优化调整。

中国在新能源发展起步阶段也出台了一系列补贴政策，有力推动了产业快速发展。近年来，随着电力市场建设快速推进，60%以上的发电量已通过市场竞争定价，新能源已具备全面参与市

场的基础。同时，新能源开发建设成本较早期显著下降，技术进步与市场规则完善也为新能源全面入市创造了条件。

国家发展改革委、国家能源局发布的《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》明确提出，我国新能源已基本进入平价无补贴发展的新阶段。136 号文件推动新能源上网电价全面由市场形成，是首次在国家层面统一明确新能源电量全面入市。该文件还提出创新可持续发展价格结算机制、区分存量和增量项目分类施策，为新能源从依赖政策支持向完全市场化竞争平稳过渡提供制度保障。

德国应对高比例可再生能源的消纳举措

德国联邦统计局发布的数据显示，2024 年，德国可再生能源发电量占比为 59.4%，创历史新高。其中风电发电量占比 31.5%，光伏发电量占比 13.8%。德国应对高比例可再生能源的消纳采取了一套包含完善政策规划、市场体系建设与硬件设施改造的组合举措。一是完善电力市场。上网电价由市场供求关系决定，新能源与常规电源同台竞价；售电市场充分竞争，电力消费者可自由选择电力供电商。二是平衡结算单元。平衡结算单元是电力市场的最小交易单元，作为一种金融交易型电量结算账户，由平衡责任方管理。平衡责任方预测单元内发用电量并提交输电系统运营商，若实际发用电偏离预测，需承担平衡市场成本，从而激励新能源预测精准度提升，减少系统平衡误差。三是系统调节能力建设。气电、水电、抽水蓄能、储能等灵活调节电源占电源总装机比重为 24%，叠加煤电机组出力可调空间，电源侧灵活调节能力超过最大负荷。需求侧可调容量占最大负荷的比重超 13%，可控负荷占最大负荷的比重为 1.6%。四是跨国电力互济。依托欧洲跨国电网和统一电力市场，通过 65 条交直流线路与周边 11 个国家互联。跨国互联线路容量达 3000 万千瓦左右，约占德国最大用电负荷的 40%。

但同时，德国高比例新能源接入系统仍然面临挑战。一是负电价情况频发。2024 年，德国负电价时长达到 468 小时，同比增长 60%。二是电力系统对化石燃料“兜底”调节需求居高不下，终端电价上涨。2024 年 6 月，德国居民电价达 0.39 美元/千瓦时，位于全球前列。

针对这些挑战，德国出台了多项应对举措。

一是计划建立容量市场。2024 年 8 月，德国联邦经济事务和气候行动部发布了一份文件，为未来电力市场设计提出建议，其中提到 2028 年引入“技术中立的容量市场”。

二是取消光伏负电价补贴。2025 年 1 月，德国联邦议院通过了《关于修改能源经济法以避免临时发电过剩的法案（草案）》，取消负电价时段的光伏并网补贴，并计划由溢价补贴转向一次性投资补贴。

三是挖掘储能调节潜力。自 2025 年 1 月起，德国电网被正式要求为配备光伏和储能电池的家庭安装智能电表，允许家庭储能系统参与现货市场交易。鼓励光储一体化，规定新安装的功率超过 7 千瓦的光伏系统，若无储能设备，需要配备智能计量系统，且发电量将被限制为最大功率的 60%，而配备储能设备的光伏系统则不受此限制。

四是推行动态电价。自 2025 年 1 月 1 日起，德国要求电力供应商向所有用户提供动态电价套餐，消费者可自主选择是否接受。通过动态电价，拥有电动汽车、热泵、储能系统的居民用户能通过调整用能需求和时段来缓解供需错配的问题。

英国、美国加州的新能源市场机制

来自英国的国家能源系统运营商的数据显示，2024 年，英国可再生能源发电量占比达到 44.8%，其中风电是最大的电力来源，占总发电量的 30%。英国于 2015 年全球首创差价合约机制，该机制的本质是一种将市场机制下可变电价风险转换为固定履约价格的工具。可再生能源项目通过市场化竞拍的方式，可以获得期限长达 15 年的差价合约。当市场价格高于/低于履约价时，发电商向资金池返还/获取差价，从而把电价波动风险转换为稳定收益。其中，政府发挥了重要作用，设定了履约价格上限，并以财政拨款方式进行资金补贴。对于不同技术类型的项目设立了不同的资金池，按技术成熟度分为成熟、新兴和专门用于支持海上风电三类，分类设定预算，引导实现发展目标。

近年来，英国差价合约机制也遭遇了一些问题。由于履约价格设定不合理、投资积极性不足，在第五轮 AR5 海上风电差价合约招标中，出现了无企业投标的情况。针对这些问题，英国政府发布了改革方案，包括放宽固定式海上风电项目可行性标准、允许尚未完全获得规划许可的项目参与招标、考虑在目前 15 年差价合约条款基础上延长合同年限等。

根据美国加州独立系统运营商（CAISO）公布的数据，2024 年美国加州 CAISO 市场的可再生能源发电量占比为 38.7%。其最大特点是，依托长期购电协议（Power Purchase Agreement, PPA），借助成熟的金融衍生品市场促进新能源消纳。PPA 通常可以分为物理购电协议和虚拟购电协议，虚拟购电协议在美国较为普遍，即使发电项目与用电地点没有物理互联，企业也能通过

虚拟购电协议购买可再生能源电力，在金融市场结算差价，实现绿电目标。这种交易方式灵活、门槛低，不同类型和规模的企业都能通过该交易参与可再生能源市场，稳定购电成本并实现绿电目标。例如，谷歌、苹果公司通过该交易方式实现了 100%绿电消费目标。

三方面市场信号

136 号文件是中国新能源发展从“政府主导”向“市场驱动”的关键转折。市场信号来自以下三方面：

一是稳定预期，建立新能源可持续发展价格结算机制。

机制电价是一种场外机制，是过渡性的阶段性政策，相当于为新能源项目提供一个保障型的差价合约，发挥收益托底作用。我国机制电价与英国差价合约在差价的计算方式上存在差异，我国按同类项目市场交易均价而非单个机组市场价格进行差价结算。因此，同一地区同类项目间电价收入的差异体现在随行就市的场内收入方面。

未来，新能源行业整体将呈现“马太效应”，优势企业通过技术创新、效率提升获得超额收益，而缺乏核心竞争力的企业将被市场淘汰。

建议新能源项目在前期规划阶段强化“资源—技术—市场”多维评估，引入平准化度电成本动态测算，将现货市场电价波动、辅助服务收益等纳入财务模型，通过技术创新提升价值。

二是释放价格信号，扩大现货电价波动幅度。

136 号文件提出，适当放宽现货市场限价。在一个相对完备的市场体系中，即使出现负电价，新能源电厂通过差价结算、绿证，在未来通过容量补偿和碳交易等机制，也能实现正的收益。但在负电价常态化的地区，一些金融机构会拒绝向没有长期固定售电合同的新能源项目提供贷款，这会对新能源发展造成阻碍。

未来，新能源项目收益结构将从单一电量收入转向“电能量+环境价值+灵活性服务”的多元组合。政策层面需加快完善容量电价、绿证消纳等配套制度，推动绿证市场、碳市场与电力市场协同深化，促进新能源的绿色价值进一步释放。对于新能源开发企业而言，应加快在峰谷价差较大的区域优先配置独立储能，在弃电率高的地区侧重“新能源+储能”一体化，改善项目收益。

三是期待“临门一脚”，长期购电协议蓄势待发。

标普全球发布的数据显示，2023 年全球通过长期购电协议签约的清洁能源容量约 53 吉瓦，较 2015 年增长超过 10 倍。2024 年全球长期购电协议市场继续保持强劲增长势头，新签容量约 68 吉瓦，较 2023 年增长 29%。长期购电协议通常为 10~20 年的长期合约，通过锁定电价，为发电企业提供稳定的收益预期，并成为项目融资的重要支撑，是欧美地区促进新能源投资和推动绿色电力消费的重要手段。

虽然虚拟长期购电协议模式目前我国不具备发展条件，但物理长期购电协议对于促进我国可再生能源开发和绿电消纳大有可为。建议明确长期购电协议的法律地位和交易规则，扩大试点范围，优先在高耗能行业、出口导向型企业及绿电需求大的地区推广，待成熟后逐步向全国铺开。鼓励银行、保险等机构开发基于长期购电协议的金融产品，降低新能源项目的融资成本。

来源：《能源评论》

<https://news.bjx.com.cn/html/20250519/1442173.shtml>

《能源科技简讯》2025 年第 4 期是新型电力系统技术研究中心科技情报研究所编发的第 628 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