



# 能源科技简讯

## Energy Technology Bulletin

2026 年 第 02 期 (总第 638 期) 20260225

### · 科技情报研究所 ·

#### 目次

##### 专家观点

刘吉臻：别搞错 AI+电力的应用边界 .....	1
国家能源局法改司司长宋雯：深化改革加快构建适应新型能源体系的体制机制 .....	2
刘永东：新型储能容量补偿政策落地 可持续发展根基筑牢 .....	6

##### 行业动态

新风光：未来组串式和高压级联式将占据储能市场主流 .....	10
清洁能源从“替补”走向“主力” .....	10
国家发改委、能源局：建立电网侧独立新型储能容量电价机制 .....	15
中电联预计：2026 年太阳能发电装机规模将首次超过煤电 .....	19
国家能源局：“十五五”期间将加大氢能政策支持力度 .....	20
2030 年市场化交易电量占全社会用电量的 70%左右全国统一电力市场建设提速 .....	21
国办：各类型电源和除保障性用户外的电力用户全部直接参与电力市场 .....	24

**专家观点****刘吉臻：别搞错 AI+电力的应用边界**

在近期举行的 AI+能源发展大会上，中国工程院院士、华北电力大学教授、新能源电力系统国家重点实验室主任刘吉臻围绕《AI 在新型电力系统中的应用技术难点与解决方案》主题，结合中国能源发展实际，深入阐释了能源转型与新型电力系统的核心内涵，剖析了 AI 赋能新型电力系统的关键价值、应用边界及实践路径，以务实视角为二者深度融合提供了权威指引。

刘吉臻开篇从工业革命与能源转型的关联切入，明确第四次工业革命的核心主题是新能源与 AI，同时着重强调，探讨中国能源转型与 AI 应用必须立足中国国情——我国作为世界最大能源消费国、以煤炭为主体的能源大国和碳排放大国，目前仍处于“煤炭为主+新能源”的能源结构阶段。脱离这一客观现实，任何关于能源转型和 AI 应用的探讨都难以切合实际。

结合国家能源战略，刘吉臻指出，自 2014 年“四个革命、一个合作”能源新战略提出以来，已明确建设新型能源体系、加快新型电力系统建设、打造能源强国的发展路径，其中新型电力系统的构建是能源转型的核心。他解释，这一定位源于我国未来终端能源利用将迈向深层次电气化，通过“以电代煤、以电代油、以电代气”，依托绿色电力应对煤炭依赖、缺油少气的局面，而能源革命的核心要义，正是以清洁低碳的新能源替代化石能源，兼顾降碳与资源安全双重目标。

针对新型电力系统的建设难点，刘吉臻客观分析了其与传统电力系统的核心差异，指出新能源的“双刃剑”特性是关键制约。新能源低碳、可再生、资源丰富的优势显著，但天然存在不连续、波动、随机的短板，且能量密度低、分布不均，与我国跨区域的负荷需求形成突出矛盾。他特别纠正了“新能源便宜”的片面认知，强调新能源的成本需兼顾供应稳定性，脱离经济承受力的技术难以落地，我国能源转型必须兼顾保供、绿色与经济性。他在回顾“新能源电力系统”的提出与发展历程中，强调“多源互补”是新型电力系统的核心支撑。

在 AI 与新型电力系统的融合上，刘吉臻明确了 AI 的核心价值与应用边界。他坦言，新型电力系统建设是一项极具挑战性的系统工程，高比例新能源接入带来的供应稳定性、跨区域调度等难题，目前尚无成熟的理论与实践方案，而 AI 具备解决这类复杂巨系统的能力，可在发电侧、电网侧、用户侧实现全方位赋能。其中，用户侧的智能化革命是实现新型电力系统的关键且技术经

济性最优的路径，通过 AI 赋能智能家居、智能楼宇，结合市场化电价引导用户“错峰用能”，既能适配新能源波动，又能保障用户便捷性，值得小微企业、创新企业重点布局。

针对当前 AI 大模型的过热现象，刘吉臻理性降温，明确“人工智能不等于大模型”。他强调，AI 与新型电力系统的融合，不能局限于大模型应用，更要重视电力装备、工业系统的智能化。大模型适合用于管理、决策、优化等场景，如气象预测、负荷预测、安全管控等，但在风机智能控制、电网调度指令下发、锅炉优化等需要确定结果的核心控制场景中，大模型并不适用，行业需明确 AI 的应用边界，做到“有所为、有所不为”。

刘吉臻还分享了其团队在 AI 赋能电力系统的实践成果，介绍了 2015 年提出的智能发电概念及智慧电厂架构体系，通过智能感知、智能决策、智能控制的一体化攻关，在四川白马电厂、河北定州电厂等项目中实现重大突破——成功解决大型循环流化床控制难题，获得国家科技进步一等奖；将定州电厂日均操作次数从 6114 次降至 249 次，实现电厂自主自控的“黑灯工厂”模式，用实际案例证明了 AI 在电力系统应用的可行性与实效性。

来源：能源日参

[https://mp.weixin.qq.com/s/0e8wodkAId7\\_IlezK6HhgA](https://mp.weixin.qq.com/s/0e8wodkAId7_IlezK6HhgA)

## 国家能源局法改司司长宋雯：深化改革加快构建适应

### 新型能源体系的体制机制

党的二十届四中全会明确指出，“十五五”时期经济社会发展，要坚持以推动高质量发展为主题，以改革创新为根本动力。全面深化改革既是国家治理体系和治理能力现代化的重要支撑，也是构建高水平社会主义市场经济体制的关键保障。面对复杂严峻的国际能源格局和不断加剧的地缘政治冲突，如何有效发挥能源对国民经济的支撑保障作用，妥善统筹安全保供、低碳转型、经济高效等多重目标约束，更好满足人民群众日益增长的能源消费需求，是当前和今后一段时间深化能源体制机制改革必须直面的核心挑战，也是加快构建新型能源体系、推动能源高质量发展必须要破解的关键问题。

#### 深改筑基：巩固“十四五”能源体制机制改革成效

“十四五”是我国能源体制机制改革持续深化、发展动能持续增强的五年，我国能源行业坚持稳中求进的总基调，通过打好政策组合拳，加快推动能源管理体制转型，充分发挥市场资源优化配置作用，更好发挥政府作用，走出了能源高质量发展的中国之路。

**一是能源市场结构进一步完善。**坚决落实党中央关于构建高水平社会主义市场经济体制的决策部署，强化公平竞争基础地位，深入推进自然垄断环节独立规范运营与竞争性环节市场化改革，有力破除准入壁垒，有效激发市场活力。电力领域，坚持 9 号文“管住中间、放开两头”的总体思路，稳妥有序放开优先发电计划，近 80% 电量价格通过市场竞争形成，电力市场注册经营主体超过 97 万家。油气领域，70 余家企业通过公开招投标进入油气上游勘探开发领域，油气托运商注册主体超过 1000 家。煤炭产供储销各环节已全面实现市场化。“多买多卖”的能源市场竞争格局初步形成。

**二是能源市场体系加快建立。**深入践行习近平总书记关于“充分发挥市场在资源配置中的决定性作用”的重要指示精神，紧扣全国统一大市场建设部署，着力打造统一开放、竞争有序的全统一能源市场体系。全国统一电力市场已初步建成，电力中长期交易“压舱石”、现货交易“风向标”、辅助服务交易“调节器”作用有效发挥，省市场、区域市场、省间市场建设多端发力，有效促进电力资源在全国范围内优化配置。油气“X+1+X”市场体系初步形成，实现上游资源多主体多渠道供应、中间统一管网高效集输、下游销售市场充分竞争。煤炭市场体系建设稳步推进，“基础价+浮动价”的价格机制有效调节煤炭短期供需关系，有效引导煤炭价格在合理区间平稳运行。

**三是市场化能源价格机制加快理顺。**习近平总书记指出，价格是市场经济条件下资源配置效率的“牛鼻子”，能源价格市场化改革事关国民经济发展，需要适应竞争性环节和自然垄断环节的差异化特点，分类稳妥推进。一方面，有序放开竞争性环节价格，煤电、新能源上网电价实现市场化改革，用户侧取消工商业目录销售电价，建立电网企业代理购电制度。能源价格充分反映供需关系，有效引导供给侧和消费侧优化能源生产与消费行为。另一方面，科学核定自然垄断环节价格，开展三轮次输配电定价成本监审和价格核定，推动电网盈利模式由购销价差向输配电费转变。创新实施跨省天然气管道“一区一价”，按照“准许成本+合理收益”原则核定跨省成品油管输最高准许收入，推动自然垄断环节不断提升运行效率。

**四是能源治理机制持续强化。**出台《中华人民共和国能源法》，发挥基础性、统领性作用，构建起能源法律体系的四梁八柱。能源规划体系更加完善，规划对能源发展的战略导向作用充分

发挥。能源监管更加有力，能源监管法律法规更加健全，能源领域信用体系建设持续加强，用电营商环境得到根本性改善。

### 明势定向：把握“十五五”能源体制机制改革要求

党的二十届四中全会对建设能源强国、新型能源体系作出系统部署，为“十五五”深化能源体制机制改革指明了前进方向。未来五年是我国实现碳达峰目标的决胜期、也是我国新型能源体系建设加速期，更是我国能源市场化改革攻坚期，对标 2030 年初步建成新型能源体系、2035 年基本建成能源强国的目标要求，需要重点破解四方面体制机制障碍。

**一是推动能源供给侧绿色转型的体制机制需要加快建立。**我国能源供给方式加快向“新能源为主、多种能源协同互补”转变，锚定新一轮国家自主贡献提出的 2035 年新能源装机容量 36 亿千瓦的发展目标，我国新能源将保持年均 2 亿千瓦的较快增长，能源供给的绿色底色不断厚植，需要加快推动能源供给方式变革。一方面，新能源出力“靠天吃饭”，对新型电力系统的安全支撑能力有限，短期内难以有效替代化石能源，需要在化石能源“有序退”的同时，推动新能源“先立、早立、快立”。另一方面，新能源难以有效匹配负荷需求，对煤电等灵活调节资源的依赖程度较高，我国具备快速调节能力的电源占比偏低，煤电机组开展灵活性改造意愿不足，系统调节能力存在短板，制约了新能源的高效消纳利用。此外，新能源与化石能源之间、新能源与上下游产业之间尚未形成集成融合发展的体制机制，新能源利用场景有待进一步拓展。

**二是激发能源消费侧活力的体制机制亟待强化。**能源消费特性由“刚性、消费型”向“柔性、产销型”转变，海量新型经营主体不断涌现，绿电直连、零碳园区等新模式新业态不断创新，配电网有源化进程显著加快，推动能源消费侧变革的必要性日益凸显。一方面，全社会绿色能源消费潜力尚未充分释放，绿色能源消费激励约束机制仍不健全，绿色能源消费认证体系等保障措施存在短板。另一方面，能源消费侧的自调节潜力尚未充分激发，能源价格信号对消费侧的激励引导作用有限，能源消费侧与供给侧的协同性亟待提升。

**三是提升能源系统韧性和安全水平的体制机制有待建立。**能源平衡方式发生深刻变革，逐步由“统一平衡、单向流动”向“更大范围优化配置与更小范围自我平衡并重”转变。随着新能源逐步取代煤电成为主体电源，基于传统化石能源的“源随荷动、自上而下”的集约化能源平衡方式，已越来越难以适应源荷双向互动和协同运行需求，需要进一步引导和激发能源供给、消费、传输等各环节灵活调节潜力，全面提升能源系统运行灵活性，增强能源系统韧性和安全水平。

**四是能源市场机制和成本传导机制需要加快健全。**以“计划”为主的传统能源资源配置方式已越来越难以适应能源转型和安全保供需求，继续持续深化能源市场建设，有效传导能源转型与安全保供成本，提升能源资源优化配置效率。一方面，全国统一能源市场体系仍在稳妥有序推进，煤、油、气、电市场建设进展存在较大差异，煤炭市场化程度较高，电力市场加快建设，油气市场建设有待深化，跨能源品种的市场化价格传导和协同互济机制有待建立。同时，市场资源优化配置范围亟待扩大，各类电源尚未完全入市，海量低电压工商业用户直接入市条件也暂不成熟。另一方面，体现多维度价值的电力市场体系尚未形成，激励短期灵活调节的辅助服务市场和保障长期安全充裕的容量机制尚不健全，新型电力系统转型带来的系统成本难以有效疏导。此外，促进新模式、新业态发展的市场机制不够健全，价格机制不够顺畅，商业模式不够清晰，激励配套措施存在不足。

### **聚策攻坚：深化“十五五”能源体制机制改革举措**

对标党的二十届四中全会的新要求新部署，围绕加快构建新型能源体系的总体目标，以“四个革命、一个合作”能源安全新战略为根本遵循，要加快补齐体制机制短板，着力促进能源结构更加绿色、系统运行更加灵活、资源配置更加高效、治理体系更加完善，为建设能源强国奠定坚实基础。

**一是构建韧性坚强的能源供给机制。**习近平总书记指出，能源的饭碗必须端在自己手里。“在发展中固安全，在安全中谋发展”，是我国由能源大国转向能源强国的重中之重，要坚持系统思维，多措并举提升能源供给韧性。要发挥好能源规划的牵引作用，强化能源规划与能源市场衔接，推动新能源与化石能源、新能源与上下游产业的集成融合发展。要发挥能源系统运行的支撑作用，加快构建适应主配微协同的新型能源系统运行机制，强化主干电网大范围资源优化配置能力，加强配电网对新模式新业态的承载力，支持智能微电网提升自平衡运行能力，实现“电从远方来”和“电从身边取”并重。要发挥跨能源品种的协同互补作用，加快构建以电为中心、冷热气电碳等多种能源协同的调度运行机制，激发能源系统各环节灵活调节潜力，提升跨能源品种互补互济水平。

**二是构建能源绿色消费引导机制。**践行习近平生态文明思想，坚持“以用户为中心”，不断满足人民群众美好生活用能需求，将绿色发展理念贯穿于能源消费的全过程和各环节，加快形成绿色用能生活方式。一方面，要构建政策与市场双轮驱动的能源消费激励约束机制。构建绿色能源消费引导机制，完善可再生能源消纳责任权重制度，落实好碳双控政策，加快完善碳市场机制，

充分激发全社会绿色能源消费意愿。培育好绿证市场，发挥好绿证的核心凭证作用，拓展绿证应用范围，推动绿证国际互认。另一方面，要主动作为引导能源消费新模式新业态创新发展。适应分布式新能源快速发展需要，探索新能源就近消纳利用的新模式，为绿电直连、智能微电网等新模式新业态创新探索营造公平环境，多措并举激发绿色消费潜力、引导消费侧绿色低碳转型。

**三是构建适应新型能源体系的市场和价格机制。**拥有超大规模且极具增长潜力的市场，是我国发展的巨大优势。要加快推动能源供给侧和消费侧全面入市，通过市场竞争形成真实反映供需关系的价格信号，并充分利用市场价格引导供需双向互动、优化产业布局，构建能源市场生态圈，更好培育新模式新业态。要加快打破省间壁垒、行业壁垒，不断提升跨省区市场资源优化配置能力，推动不同层次、不同品种的市场交易机制衔接融合，促进电力资源在全国范围内畅通流动。要完善一二次能源价格传导机制，更好发挥能源价格引导作用，激励能源供给侧和消费侧适应能源价格信号优化生产、消费行为，提升能源系统整体运行效率。

**四是构建现代能源治理体系。**要坚持法治引领，加快健全完善能源法制体系，与时俱进动态完善，不断发挥能源法律指导作用。要完善能源监管机制，防止自然垄断环节向上下游竞争性环节延伸，强化对地方政府不当干预行为的监管。要积极参与国际能源合作，加强技术标准领域国际互认，积极参与全球能源治理，为世界能源转型提供中国方案。

来源：中国电力报

<https://news.bjx.com.cn/html/20260224/1484533.shtml>

## 刘永东：新型储能容量补偿政策落地 可持续发展根基筑牢

2026 年 1 月 30 日，国家发改委、国家能源局联合印发《关于完善发电侧容量电价机制的通知》（发改价格〔2026〕114 号）（以下简称“114 号文”），核心亮点在于首次在国家层面明确建立电网侧独立新型储能容量电价机制，为其未来发展划定了清晰的收益规则、明确了市场化发展路径。这一政策不仅填补了全国性新型储能容量电价的制度空白，更通过稳定的收益预期激活行业投资活力，为新型储能在电力系统中充分发挥顶峰保供、新能源消纳的核心作用筑牢机制保障，成为新型储能行业发展的关键政策拐点。

### 新型储能发展形势

随着风光等波动性可再生能源在新型能源结构中所占比重的增长，新型电力系统灵活性资源不足的矛盾日益突显，对电力系统供需平衡和稳定性带来严峻挑战。目前青海、甘肃等多个地区的新能源发电量渗透率已超过 30%，电网午间保消纳、晚峰保供矛盾凸显，系统平衡调节问题突出。“十五五”及中长期，是新型电力系统构建的关键期，新能源发电装机规模将继续保持高速增长态势，预计年均新增装机 2 亿千瓦以上。新型储能需要多时长尺度、多元化发展，充分衔接电力市场，保障新型电力系统安全稳定运行。

截至 2025 年底，我国新型储能装机超 1.3 亿千瓦，比 2024 年增长 80% 以上。2024 年以来，尤其是《国家能源局关于促进新型储能并网和调用的通知》出台后，整体利用小时数持续提升。2025 年整体利用小时数达到 1100 小时以上，比去年同期提升 30% 左右，比 2023 年提升约 90%。顶峰保供作用日益显现，以国网公司经营区开展的 2025 年集中调用试验为例，新型储能可调最大电力达到 6423 万 kW，实时最大放电电力达 4453 万 kW，顶峰能力相当于近 3 座三峡水电站容量，夏季晚高峰平均顶峰时长约 2.4h，为夏季晚间用电高峰时段提供了有力支撑。

随着增量新能源强制配储政策的取消，以往过渡性的容量租赁收益模式无法延续，仅依靠电能量和辅助服务市场，独立储能项目收益难以覆盖投资与运营成本，行业迫切需要明确容量收益相关政策为项目投资建设提供稳定预期。在此背景下，114 号文从国家层面统一电网侧独立新型储能的容量电价规则，本质是通过制度设计让新型储能的容量价值、顶峰贡献与收益水平精准匹配，破解行业发展的机制性障碍。

### 新型储能相关内容解读

114 号文针对电网侧独立新型储能的技术特性和功能定位，设计了“煤电基准+因子折算+清单管理+市场协同”的容量电价体系，所有规则均围绕“真实反映顶峰贡献、合理回收固定成本、引导高效资源配置”展开，且仅适用于服务于电力系统安全运行的电网侧独立新型储能电站，划定清晰的政策适用边界。

#### 定价基础：以当地煤电容量电价为基准标尺

新型储能容量电价水平以当地煤电容量电价标准为基础，打破了此前新型储能与传统调节电源定价体系割裂的局面，实现调节资源的“价值对标”，让新型储能的容量价值有了明确的定价参考。

#### 定价核心：按顶峰能力实行比例折算，精准匹配系统贡献

这是政策最核心的设计，折算比例直接与新型储能的满功率连续放电时长和当地电力系统最长净负荷高峰持续时长挂钩，公式为：折算比例=满功率连续放电时长÷全年最长净负荷高峰持续时长（最高不超过 1）。

这一规则意味着，新型储能的容量电价并非“一刀切”，而是与其对系统的实际顶峰保障能力强相关：放电时长越长、顶峰贡献越大，折算比例越高，获得的容量电价补偿越多。例如，某地区系统最长净负荷高峰持续 4 小时，2 小时放电时长的新型储能折算比例为 0.5，容量电价为当地煤电的 50%；4 小时及以上长时储能折算比例可达 1，与煤电享受同等容量电价标准。

该设计直接引导电网侧独立储能向高效、长时储能转型，避免低端短时储能的盲目投资，推动新型储能技术与电力系统需求精准适配。

### **管理方式：实行清单制管理，明确项目准入与退出**

电网侧独立新型储能电站实行全国统一规则、省级制定清单的管理模式，由国家能源局另行明确清单制管理的具体要求，省级能源主管部门会同价格主管部门制定本地项目具体清单。

清单制管理实现了对政策适用项目的精准筛选，既保障了符合系统需求、具备顶峰能力的优质电网侧独立储能项目享受容量电价政策，又通过动态调整清单实现对项目运行效果的监管，避免“躺赚”补贴，确保政策红利精准流向真正服务于系统调节的储能项目。

### **收益体系：容量电价+市场收益，构建双轮驱动模式**

政策并未将容量电价作为新型储能的唯一收益来源，而是明确其可在享受容量电价的同时，自主参与电力现货市场、辅助服务市场获取额外收益，形成“容量电价保固定成本、市场收益赚调节价值”的双轮收益体系。

容量电价锁定了新型储能的核心固定成本回收，大幅降低投资回报的不确定性；而市场收益则为其提供了超额收益空间，激励储能电站根据电力市场供需变化灵活调整出力策略，在顶峰时段、新能源波动时段主动参与市场，充分发挥调节作用。

### **对新型储能发展的指导意义**

114 号文的发布对新型储能发展具有深远影响，有利于推动形成“可靠容量补偿稳基本、电能市场和辅助服务增效益”的收益结构，通过建立稳定的收益预期，提升储能项目的经济性，

从而加速行业规模化市场化发展。这一机制的核心在于承认并补偿储能为电力系统提供的“容量支撑”价值，而不仅仅是传统的电能量交易价值。

与其他常规电源不同，储能电站本身并不增加电力供应，其功能作用主要是为电力系统提供调节服务。因此，建设规模要适配电力系统调节需求，既要警惕“过冷”，也要避免投资“过热”导致的供需失衡。权责同步下沉至省级政府，省级政府拥有容量电价制定权，但同时也需承担项目容量电价分摊带来的工商业用户电价上涨风险。

文件要求“统筹考虑电力供需关系、用户承受能力、电力市场建设进展等因素合理确定，并适时调整。”提前谋划了电力系统供需和承受能力的动态调节，各省具体实施时可通过引入供需系数，科学引导供给侧节奏调整。

文件要求以当地煤电容量电价为基准，根据其顶峰支撑能力按比例折算，折算比例与连续放电小时数和系统最长净负荷高峰持续时段直接挂钩，真实反映储能对系统顶峰保障的实际贡献。前期甘肃、宁夏、湖北等省份对新型储能容量电价的探索完全符合国家新政策要求。

此外，对容量电费考核方面要求指定考核办法，“对未能达到考核要求的机组，应扣减容量电费或可靠容量补偿费用”，通过影响容量补偿费用获取，从收益机制上倒逼新型储能行业把设备质量和可靠性作为竞争核心，由此抑制“低质低价”内卷，引导新型储能从“价格战”转向“价值战”。

114 号文对新型储能的制度设计，是我国新型能源体系建设与电力市场化改革的重要结合点，其核心是让新型储能的容量价值显性化、收益机制市场化、发展路径清晰化。这一政策不仅为新型储能行业发展注入强劲动力，更让新型储能真正成为新型电力系统的“稳定器”和“调节器”，为我国能源绿色低碳转型、电力安全保供提供坚实的装备支撑和机制保障。对于新型储能行业而言，此次政策落地并非终点，而是市场化发展的全新起点。未来行业将围绕长时化、高效化、智能化方向加速升级，在容量电价的托底保障和市场机制的激励下，新型储能将实现规模化、高质量发展，成为我国实现能源转型和建设新型电力系统的核心力量和基础保障。

来源：电联新媒

<https://mp.weixin.qq.com/s/H-Q24Dd0QJ0AWiItEURGzA>

## 行业动态

### 新风光：未来组串式和高压级联式将占据储能市场主流

2月3日，新风光披露，其与华为在储能技术上达成共识，未来组串式和高压级联式将占据储能市场主流，因二者不存在簇并联问题，具有更加方便运维，系统效率更高等优势。此外，双方合作方向包括技术交流与项目合作。其中，技术层面，针对新型电力系统建设，在台区互联、光储充融合、构网型风机/光伏、直流耦合等领域开展交流，联合仿真验证储能加静止同步调相机（SSC）组合方案；项目层面，计划在山东某项目尝试构网型组串式储能方案加静止同步调相机方案。华为上海研究所仿真平台针对联合仿真结果显示，储能+静调是较好组合，可以满足各种工况的支撑，SSC在惯量支撑和一次调频，暂态电压支撑表现优异，构网型储能过流能力，相角跳变，电压和频率支撑性能良好；该组合在超发15%状态下仍能稳定支撑电网异常响应，未来将成为电网首选及优推方案。

此外，新风光提及，构网型储能中高压级联式占比虽不大但呈快速增长趋势，其市场报价在0.7-0.9元/瓦时之间（大型储能200兆瓦时以上，价格随铜、有色金属和锂电池原材料价格波动）。构网型储能当前储能产业链竞争不理性，电池封装成本坚挺吃掉了PCS毛利空间，但随着原材料价格稳定、行业理性回归，PCS作为电力电子变换器件的技术含量和附加值将体现，毛利率会回归正常水平。

来源：北极星储能网

<https://news.bjx.com.cn/html/20260206/1483146.shtml>

### 清洁能源从“替补”走向“主力”

当我国年用电量跨过10万亿千瓦时的门槛，一场能源电力“破”与“立”的宏大叙事已渐入高潮。

站在2026年这一承前启后的节点，全面审视“十四五”期间电力供给侧上演的决定性转变——风光领跑，清洁能源从“替补”走向“主力”；煤电转身，从“基荷主角”深度调整为“灵活调节者”与“安全保障基石”。电力增长的动力之源已然焕新，成为支撑我国经济在“十五五”期间实现高质量发展的关键引擎。

## 1 清洁能源：从“替补”到“领跑者”的崛起

2025 年 9 月 24 日，国家主席习近平在联合国气候变化峰会发表视频致辞，宣布了中国新一轮国家自主贡献目标，其中提到“非化石能源消费占能源消费总量的比重达到 30% 以上”“风电和太阳能发电总装机容量达到 2020 年的 6 倍以上、力争达到 36 亿千瓦”。掷地有声的承诺背后，是我国能源革命向纵深发展取得的辉煌成果。

以 2023 年全国可再生能源发电装机历史性超过火电为标志，我国可再生能源装机规模持续扩大，实现了从规模扩张到质量提升、从局部试点到全面引领的深刻变革。

一组长长的数据揭示了我国在清洁能源领域取得的成绩。

2025 年前三季度，全国可再生能源新增装机 3.10 亿千瓦，同比增长 47.7%，约占新增装机的 84.4%。其中，水电新增 716 万千瓦、风电新增 6109 万千瓦、太阳能发电新增 2.40 亿千瓦、生物质发电新增 105 万千瓦。截至 2025 年 9 月底，全国可再生能源装机达到 21.98 亿千瓦，同比增长 27.2%，约占我国电力总装机的 59.1%，其中，水电装机 4.43 亿千瓦、风电装机 5.82 亿千瓦、太阳能发电装机 11.27 亿千瓦、生物质发电装机 0.47 亿千瓦。

再看发电量。“十四五”期间，我国可再生能源发电量继续保持稳定增长，约占同期工业用电量的 60%。2025 年前三季度，全国可再生能源发电量达 2.89 万亿千瓦时，同比增加 15.5%，约占全部发电量的四成左右，达到同期工业用电量的六成左右。其中，风电、太阳能发电量合计达 1.73 万亿千瓦时，同比增长 28.3%，在全社会用电量中占比达到 22%。

2025 年 10 月，国内单体最大光伏基地项目，宁夏中卫光伏基地 EPC 总承包项目首批并网发电，该项目总装机容量达 300 万千瓦，安装有 543 万块组件的“光伏之海”，在西北戈壁上闪耀着蓝色的光芒；屹立于云南西南高山地区的竹子山风电场，年发电量达 54208.8 万千瓦时，可满足周边约 80 万居民全年的生活用电。

在新能源快速发展的同时，水电核电稳中有进，发挥着重要的基础支撑作用。

乌东德、白鹤滩等大型水电站全面建成投产，全国水电累计装机容量突破 4 亿千瓦；核电坚持安全有序发展方针，“华龙一号”自主三代核电技术实现批量化建设，模块化小型堆、高温气冷堆等先进技术取得突破，截至 2025 年 12 月底，我国大陆地区已颁发运行许可证的核电机组达 62

台，装机容量超过 6000 万千瓦，2025 年上半年累计发电量 2300.86 亿千瓦时，同期上升 8.06%，在东南沿海电力密集地区发挥了重要的基荷电源作用。

不止于此，清洁能源产业生态也在全面升级。

我国不仅拥有全球最大规模的新能源装机规模，更培育了完整的新能源产业链。从多晶硅、硅片到电池片、组件，光伏制造全球市场占有率超过 80%；风电整机和关键零部件国产化率超过 95%。清洁能源产业的蓬勃发展创造了数百万个就业岗位，形成了新疆、内蒙古、江苏、浙江等多个千亿级新能源产业集群，清洁能源已成为“中国制造”新的亮丽名片。

## 2 煤电转身：在变革中重塑“压舱石”价值

我国作为全球最大的煤炭消费国，煤电装机容量超过 11 亿千瓦，占总发电装机容量的比重约 35%，承担着约 60%的发电量、70%的顶峰能力和接近 80%的调节能力。

在此背景下，我国通过节能降碳改造，实现了煤电大范围的清洁高效利用，并建成世界最大的清洁煤电供应体系。

数据显示，我国灵活调节煤电规模突破 6 亿千瓦，全国灵活性改造超 3.6 亿千瓦；截至 2024 年底，全国超低排放煤电机组容量占比超过 95%，供电煤耗降至 300 克标准煤/千瓦时以下，处于世界先进水平。

2025 年，国家发展改革委、国家能源局联合印发《新一代煤电升级专项行动实施方案（2025—2027 年）》，新一代煤电升级专项行动正式启动，以“三改联动”为基础，系统部署煤电行业清洁化、灵活化、智能化的升级行动拉开帷幕，力图推动煤电高质量发展。

坐落于贺兰山下，黄河岸边的灵武电厂，通过“三改联动”，实现年节水量 2664 万吨、替代 465 台燃煤锅炉，减排二氧化碳 200 万吨，并建成全球最大的飞轮储能项目；在新疆哈密，国神哈密煤电公司花园电厂通过深度调峰优化等改造工作，使机组最低可达到 20%的调峰能力，为支撑新型电力系统建设提供了典范。

我国煤电的大气污染物排放强度较 10 年前下降超过 90%，实现了“用更少的煤发更多的电，排放更少的污染物”。通过实施灵活性改造，大量煤电机组的最低稳定负荷从 50%以上降至 30%甚至 20%，爬坡速率大幅提升，调峰深度和能力显著增强。

传统能源与新能源融合发展新模式涌现。在山西、内蒙古、新疆等传统能源富集地区，一批“新能源与传统能源优化组合”示范项目相继落地。通过风、光、煤、储一体化规划设计，传统能源基地正在转型为综合能源供应基地。

位于内蒙古乌兰察布的岱海 150 万千瓦“风光火储氢一体化”大型风电光伏基地，充分利用现有火电的灵活性调峰能力，通过先进风力发电技术，提高岱海电厂外送电的清洁能源占比，将乌兰察布丰富的风光资源优势转化为促进地方经济发展的强劲动力，加快绿电进京步伐，为传统能源地区的转型提供了可复制的样板。

此外，煤炭产能布局优化与产业升级同步推进。我国持续推进煤炭产能向资源富集、开采条件好的地区集中，大型煤炭生产基地产量占全国总产量的 96% 以上；智能化煤矿建设全面提速，全国已建成超过 1800 个智能化采掘工作面，煤矿智能开采产能占比超过 50%，加快推进煤炭洗选高质量发展；煤炭的清洁高效利用范围也从电力向煤化工、工业锅炉等领域扩展，现代煤化工产业在宁夏宁东、陕西榆林等地形成集聚发展态势，煤炭作为原料的利用比例稳步提升。

### 3 迈向“十五五”：系统协同与绿色动能全面升级

站在“十五五”的起点，我国电力结构绿色转型的路径已然清晰：风电、光伏等新能源已成为新增电力的绝对主力，而煤电则通过自身转型，从电量主体转变为灵活的调节与安全保障支柱。这一系列深刻变革，标志着我国电力系统正从以化石能源为核心的传统阶段，迈向以新能源为主体、兼顾清洁低碳与安全高效的新时代。

“十五五”规划建议指出，加快建设新型能源体系。持续提高新能源供给比重，推进化石能源安全可靠有序替代，着力构建新型电力系统，建设能源强国。

电力系统发展的核心矛盾，已从过去的“缺电”压力，转变为如何在高比例、波动性新能源接入下，确保电力系统“供得稳、送得出、用得好”的系统性难题。能源电力的未来，必须依靠技术、模式与体制的系统性创新。

新能源开发正向系统化、集约化模式转变。“沙戈荒”大型风光基地、海上风电基地、流域水风光一体化等成为开发主流，并普遍配置储能与灵活调节电源，通过“新能源+储能+调节电源”打包外送，从源头保障电力平稳输出。

核电在基荷保障中的作用依然关键，并探索参与调峰的可能。氢能作为长时储能和跨季节调节的潜在方案，将与可再生能源制氢深度融合，形成新的产业生态。

传统能源将更好适应“新角色”。煤电的灵活性改造和清洁高效利用将持续推进，其作为系统“调节器”“稳定器”的定位将制度化、市场化。

主干网架持续加强并向智能化发展。特高压骨干网架将持续优化“西电东送”“北电南送”格局，重点保障大型清洁能源基地的电力消纳。配电网则将由被动配网的“毛细血管”升级为主动管理的“智能微网”，实现分布式电源灵活接入、互动调节与区域自平衡。

储能正成为电网的“标配”。抽水蓄能作为长时储能主力加速发展，电化学储能则凭借成本下降和技术进步，快速扩展至源、网、荷各侧，承担调峰、调频、备用等多重功能。

数字化与人工智能深度赋能。通过“云大物移智链”等数字技术，构建覆盖全环节的电力系统数字孪生，实现海量分布式资源的精准预测、协同控制和智能调度，提升电网对复杂多变状态的感知、决策与自愈能力。

将视野抬高，我国能源电力结构的这场深刻变革，其意义更加深远。

赋能经济高质量发展：一个绿色、灵活、智慧的新型能源体系，是培育战略性新兴产业、推动产业升级的核心引擎，保障了能源成本的可控和供应的安全，为数字经济、先进制造业等提供稳定可靠的“动力血液”。

守住国家能源安全：大幅降低对海外油气资源的依赖，将能源安全的基石建立在国内丰富的可再生能源和坚实的煤炭储备之上，实现了能源供给自主可控的根本性提升。

促进区域协调发展：大型清洁能源基地主要集中在西部北部地区，其开发建设将带动当地产业升级和经济增长，通过“绿电外送”将资源优势转化为经济优势，促进共同富裕。

引领全球气候治理：我国作为全球最大的可再生能源生产国和消费国，其成功转型为全球特别是发展中国家提供了可借鉴的路径，极大增强了全球实现碳中和目标的信心，彰显了负责任大国的担当。

当 10 万亿千瓦时成为历史注脚，我国能源电力结构调整已行至“破茧成蝶”的关键一跃。前路虽仍有挑战待解，但方向已然明确，步伐坚定有力。以“新”破局，以“绿”赋能，一个崭新的能源生态系统，必将为中国式现代化注入更加强劲、更加绿色的澎湃动能。

这场能源转型的故事，高潮还在后面。

来源：中国能源观察

<https://news.bjx.com.cn/html/20260205/1482978.shtml>

## 国家发改委、能源局：建立电网侧独立新型储能容量电价机制

2026 年 1 月 30 日，国家发展改革委、国家能源局发布关于完善发电侧容量电价机制的通知。

《通知》提出，建立电网侧独立新型储能容量电价机制。对服务于电力系统安全运行、未参与配储的电网侧独立新型储能电站，各地可给予容量电价。容量电价水平以当地煤电容量电价标准为基础，根据顶峰能力按一定比例折算（折算比例为满功率连续放电时长除以全年最长净负荷高峰持续时长，最高不超过 1），并考虑电力市场建设进展、电力系统需求等因素确定。

电网侧独立新型储能电站实行清单制管理，管理要求由国家能源局根据电力供需形势分析及保供举措等另行明确，项目具体清单由省级能源主管部门会同价格主管部门制定。

可靠容量补偿机制的补偿范围，可包括自主参与当地市场的煤电、气电和符合条件的电网侧独立新型储能等。可靠容量补偿机制建立后，相关煤电、气电、电网侧独立新型储能等机组，不再执行原有容量电价。

上述调节性电源的容量电费、可靠容量补偿费用，纳入当地系统运行费用。现货市场连续运行地区，抽水蓄能抽发、电网侧独立新型储能充放电价按市场规则或现货实时价格执行。

抽水蓄能、电网侧独立新型储能抽水（充电）时视作用户，缴纳上网环节线损费用和系统运行费用，暂按单一电量制用户执行输配电价；发电（放电）电量相应退减输配电费。

全文如下：

国家发展改革委 国家能源局关于完善发电侧容量电价机制的通知

## 发改价格〔2026〕114 号

各省、自治区、直辖市及新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，天津市工业和信息化局、辽宁省工业和信息化厅、重庆市经济和信息化委员会、甘肃省工业和信息化厅、北京市城市管理委员会，国家能源局各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司、中国核工业集团有限公司、中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国长江三峡集团有限公司、国家能源投资集团有限责任公司、国家开发投资集团有限公司、华润（集团）有限公司、中国广核集团有限公司：

为贯彻落实党中央和国务院关于推进能源领域价格改革，加快建设新型能源体系的决策部署，引导调节性电源平稳有序建设，保障电力系统安全稳定运行，助力经济社会绿色发展，现就完善发电侧容量电价机制有关工作通知如下。

### 一、总体思路

适应新型电力系统和电力市场体系建设需要，更好统筹电力安全稳定供应、能源绿色低碳转型和资源经济高效配置，分类完善煤电、天然气发电、抽水蓄能、新型储能容量电价机制，优化电力市场机制；电力现货市场连续运行后，有序建立发电侧可靠容量补偿机制，对机组可靠容量根据顶峰能力按统一原则进行补偿，公平反映不同机组对电力系统顶峰贡献。

### 二、分类完善容量电价机制

**（一）完善煤电及天然气发电容量电价机制。**各地按照《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501 号）要求，将通过容量电价回收煤电机组固定成本的比例提升至不低于 50%，可结合当地市场建设、煤电利用小时数等实际情况进一步提高。

省级价格主管部门可对天然气发电建立容量电价机制，容量电价按照回收天然气发电机组一定比例固定成本的方式确定。

**（二）完善抽水蓄能容量电价机制。**《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》（发改价格〔2021〕633 号，简称 633 号文件）出台前开工（取得取水、临时用地、环评批复文件，下同）建设的电站，容量电价继续实行政府定价，具体由省级价格主管部门按照 633 号文件办法核定或校核。电站经营期满后，按照弥补必要技术改造支出和运行维护成本的原则重新核价。

按照 633 号文件明确的逐步实现主要通过参与市场回收成本、获得收益的精神，该文件出台后开工建设的电站，由省级价格主管部门每 3—5 年按经营期内弥补平均成本的原则，根据 633 号文件明确的成本参数规则，制定省级电网同期新开工电站统一的容量电价（满功率发电时长低于 6 小时的相应折减）。执行年限可统筹考虑电力市场建设发展、电力系统需求、电站可持续发展等情况确定。同时，抽水蓄能电站自主参与电能量、辅助服务等市场，获得的市场收益按比例由电站分享，分享比例由省级价格主管部门确定；其余部分冲减系统运行费用、由用户分享。

**（三）建立电网侧独立新型储能容量电价机制。**对服务于电力系统安全运行、未参与配储的电网侧独立新型储能电站，各地可给予容量电价。容量电价水平以当地煤电容量电价标准为基础，根据顶峰能力按一定比例折算（折算比例为满功率连续放电时长除以全年最长净负荷高峰持续时长，最高不超过 1），并考虑电力市场建设进展、电力系统需求等因素确定。电网侧独立新型储能电站实行清单制管理，管理要求由国家能源局根据电力供需形势分析及保供举措等另行明确，项目具体清单由省级能源主管部门会同价格主管部门制定。

### 三、有序建立发电侧可靠容量补偿机制

**（一）可靠容量补偿机制的总体要求。**可靠容量是指机组在全年系统顶峰时段能够持续稳定供电的容量。电力现货市场连续运行后，省级价格主管部门会同相关部门适时建立可靠容量补偿机制，对机组可靠容量按统一原则进行补偿。补偿标准以弥补市场边际机组在电能量和辅助服务市场不能回收的固定成本为基础，统筹考虑电力供需关系、用户承受能力、电力市场建设进展等因素合理确定，并适时调整。新能源装机占比高、可靠容量需求大的地区，应加快建立可靠容量补偿机制。在国家指导下，具备条件的地区可结合电力市场建设情况适时通过容量市场等方式形成容量电价。

**（二）合理确定补偿范围。**可靠容量补偿机制的补偿范围，可包括自主参与当地市场的煤电、气电和符合条件的电网侧独立新型储能等，并结合电力市场建设和电价市场化改革等情况逐步扩展至抽水蓄能等其他具备可靠容量的机组；对获得其他保障的容量不重复补偿。政府定价的机组，不予补偿。

**（三）做好与容量电价政策的衔接。**可靠容量补偿机制建立后，相关煤电、气电、电网侧独立新型储能等机组，不再执行原有容量电价。省级价格主管部门可在市场体系较为健全的基础上，对本通知出台后开工建设的抽水蓄能电站，统一执行可靠容量补偿机制并参与电能量和辅助

服务等市场、市场收益全部由电站获得。鼓励 633 号文件出台后开工建设的抽水蓄能电站自主选择执行可靠容量补偿机制并参与电力市场。

#### 四、完善相关配套政策

**（一）完善电力市场交易和价格机制。**煤电容量电价机制完善后，各地可根据电力市场供需、参与市场的所有机组变动成本等情况，适当调整省内煤电中长期市场交易价格下限，在确保电力电量平衡的情况下适当放宽煤电中长期合同签约比例要求。鼓励供需双方在中长期合同中签订随市场供需、发电成本变化的灵活价格机制。省内市场供需双方签订中长期合同时，各地不得强制要求签订固定价，可根据电力供需、市场结构等情况，要求年度中长期合同中约定一定比例电量实行反映实时供需的灵活价格。

**（二）完善电费结算政策。**上述调节性电源的容量电费、可靠容量补偿费用，纳入当地系统运行费用。现货市场连续运行地区，抽水蓄能抽发、电网侧独立新型储能充放电价按市场规则或现货实时价格执行；现货市场未连续运行地区，抽水（充电）价格执行电网代理工商业用户购电价格，发电（放电）价格形成方式由省级价格主管部门统筹考虑各类技术路线充放损耗等确定。抽水蓄能、电网侧独立新型储能抽水（充电）时视作用户，缴纳上网环节线损费用和系统运行费用，暂按单一电量制用户执行输配电价；发电（放电）电量相应退减输配电费。按比例由抽水蓄能电站分享的市场收益，统一按月结算、按年清算。

**（三）明确区域共用抽水蓄能容量电费分摊方式。**区域共用抽水蓄能电站的容量电费分摊比例根据容量分配比例确定，鼓励通过市场化方式优化。其中，容量分配比例已经明确的，按已明确比例执行；容量分配比例尚未明确但项目已核准的，由所在地省级能源、价格主管部门组织拟参与分摊省份能源、价格主管部门协商确定并明确；尚未核准的新建项目，按上述原则协商确定后在项目核准文件中予以明确。

#### 五、做好组织实施

**（一）加强工作协同。**省级价格主管部门要会同相关部门完善容量电价政策和适时建立可靠容量补偿机制，周密组织实施，做好政策解读，引导企业加强经营管理，促进行业健康发展。省级能源主管部门要会同价格主管部门科学测算当地电力系统可靠容量需求。各地要加快建立健全电力市场体系，实现抽水蓄能、新型储能等机组公平参与电能量、辅助服务等各类市场，更好体现调节价值，促进调节作用充分发挥。电网企业要配合开展数据测算，与电站签订调度运行协议

和有关合同，做好市场收益计算、结算等工作，有关情况每年报省级价格主管部门和国家发展改革委（价格司）。国家将加强对各地的指导，促进平稳实施。

**（二）建立电价承受能力评估制度。**省级价格主管部门要会同能源主管部门建立用户经济承受能力评估制度，将评估结果作为确定可靠容量补偿标准，制定电力系统调节能力及新能源和新型储能发展规划、方案等，核准抽水蓄能等项目的重要依据。电力系统可靠容量充裕或用户经济承受能力较弱的地区，要从严控制新增调节性电源项目；未开展用户经济承受能力评估的相关项目，不得纳入规划及核准，不得给予容量电费或可靠容量补偿。

**（三）加强容量电费考核。**结合对各类机组管理要求完善容量电费考核办法，分类进行考核，引导机组提升生产运行水平，增强顶峰出力能力。可靠容量补偿机制建立后，进一步从严加强考核，充分发挥容量电价引导作用。对未能达到考核要求的机组，应扣减容量电费或可靠容量补偿费用，具体由省级价格主管部门会同有关方面明确。

来源：国家发展改革委 国家能源局

<https://mp.weixin.qq.com/s/o08KENzndfMLGzLMfHvS8Q>

## 中电联预计：2026 年太阳能发电装机规模将首次超过煤电

“按照 2026 年我国 GDP 预计增长 5% 左右，并结合近年来我国电力消费弹性系数水平，以及不同预测方法对全社会用电量的预测结果，综合判断，预计 2026 年全国全社会用电量 10.9-11 万亿千瓦时、同比增长 5%-6%；全年统调最高用电负荷在 15.7-16.3 亿千瓦。”2 月 2 日，中国电力企业联合会发布《2024-2025 年度全国电力供需形势分析预测报告》（以下简称“《报告》”），中国电力企业联合会党委副书记、秘书长郝英杰现场发布有关 26 年电力消费预测。

《报告》指出，2025 年我国全社会用电量同比增长 5.0%；我国全社会用电量规模在 2025 年实现两大突破：一是我国年度全社会用电量规模首次突破 10 万亿千瓦时大关，达 10.37 万亿千瓦时。该规模超过美国全年用电量的两倍，高于欧盟、俄罗斯、印度、日本全年全社会用电量的总和，稳居全球电力消费第一大国地位。二是月度用电量规模首次突破 1 万亿千瓦时大关，2025 年 7 月我国全社会用电量达到 1.02 万亿千瓦时，这也是全球范围内首次。

电力生产供应方面，截至 2025 年底，全国全口径发电装机容量 38.9 亿千瓦，同比增长 16.1%；2025 年，全国新增发电装机容量 5.5 亿千瓦，其中，风电和太阳能发电全年合计新增装机 4.4 亿千瓦，占新增发电装机总容量的比重达到 80.2%。

“新能源新增发电量几乎覆盖全部新增用电量，全国电网工程建设完成投资情况向好，以及跨区、跨省输送电量较快增长是 2025 年电力发展的三大亮点。”发布会上，中电联统计与数智部主任侯文捷在答记者问时表示。截至 2025 年底，全口径风、光、生物质新增发电量占全社会新增用电量的 97.1%，已成为新增用电量的主体，我国绿电供应能力持续增强，能源电力绿色低碳转型步伐不断加快；全国电网工程建设完成投资 6395 亿元，同比增长 5.1%，主要得益于风光大基地建设推动特高压直流输电通道工程投资快速增长，交直流输电通道的建设打通区域电力输送动脉，资源配置能力进一步提高；全国完成跨区输送电量 9984 亿千瓦时，同比增长 7.9%；跨省输送电量 21237 亿千瓦时，同比增长 6.3%。内蒙古（3251 亿千瓦时）、云南（1925 亿千瓦时）、山西（1504 亿千瓦时）、新疆（1340 亿千瓦时）、四川（1261 亿千瓦时）5 个省份净输出电量规模超过 1000 亿千瓦时。

《报告》预计，2026 年太阳能发电装机规模将首次超过煤电装机规模，年底风电和太阳能发电合计装机规模达到总发电装机的一半；预计 2026 年全国电力供需总体平衡。综合需求增长、电源电网投产以及一次能源情况，预计 2026 年，全国电力供需总体平衡，局地高峰时段电力供需偏紧，供应不足部分可以通过跨省跨区余缺互济后基本消除。度夏期间，西南、华中、华东等区域部分省份电力供需平衡偏紧；度冬期间，各地电力供需基本平衡。若出现大范围极端天气、一次能源供应紧张等极端情况，局部地区部分时段电力供需形势偏紧，通过供需两侧共同发力，可以保障电力平稳有序供应。

来源：电联新媒

[https://mp.weixin.qq.com/s/0RcLRxqxdkL8KV1\\_Yy2Q](https://mp.weixin.qq.com/s/0RcLRxqxdkL8KV1_Yy2Q)

## 国家能源局：“十五五”期间将加大氢能政策支持力度

“十五五”期间，国家能源局将与国家发展改革委等有关部门通力协作，强化氢能产业规划引领，加大政策支持力度，加强核心技术攻关，推进氢能试点，健全标准认证体系，深化国际合作，大力培育氢能未来产业。

国家能源局能源节约和科技装备司副司长边广琦 30 日表示，“十五五”期间，国家能源局将与国家发展改革委等有关部门通力协作，强化氢能产业规划引领，加大政策支持力度，加强核心技术攻关，推进氢能试点，健全标准认证体系，深化国际交流合作，大力培育氢能未来产业。

边广琦是当日在国家能源局新闻发布会上作出上述表述的。

党的二十届四中全会将氢能列为未来产业重要方向。“氢能作为未来国家能源体系的重要组成部分，在新型电力系统、新型能源体系建设中发挥重要作用，将有力促进新能源开发消纳，助力实现‘双碳’目标。”边广琦在会上说，同时，氢能产业科技含量高、产业链条长、涉及环节多，发展过程中将全方位带动产业创新、扩大内需、人才培养和国际合作。

“十四五”期间，氢能产业逐渐实现有序破局。记者从国家能源局了解到，截至 2025 年底，我国可再生能源制氢项目累计建成产能超 25 万吨 / 年，较上年实现翻番式增长。新疆库车、宁夏宁东、内蒙古赤峰、吉林大安和松原等项目建成投运，氢能生产—储运—应用产业流程逐步贯通；一批重大技术装备取得新突破，为氢能产业发展奠定坚实基础。

来源：新华社

[https://mp.weixin.qq.com/s/7jkUcTcxmGumvga7d\\_NrWA](https://mp.weixin.qq.com/s/7jkUcTcxmGumvga7d_NrWA)

## 2030 年市场化交易电量占全社会用电量的 70%左右

### 全国统一电力市场建设提速

近日，国务院办公厅印发《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（以下简称《意见》），提出到 2030 年，基本建成全国统一电力市场体系，市场化交易电量占全社会用电量的 70%左右；到 2035 年，全面建成全国统一电力市场体系。

业内人士认为，《意见》提出全国统一电力市场顶层设计和目标愿景，为新形势下对照纵深推进全国统一大市场建设要求，深化全国统一电力市场体系建设明确了方向和路径。

#### “四梁八柱”基本建立

建设全国统一电力市场体系，既是构建新型电力系统、促进电力资源优化配置、保障能源安全稳定供给的关键支撑，也是纵深推进全国统一大市场建设的必然要求、推动经济稳步增长的基本要素保障。

2015 年，党中央、国务院对电力市场化改革进行了系统部署。2021 年，中央全面深化改革委员会审议通过《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》。截至 2025 年底，我国市场化交易电量达 6.6 万亿千瓦时，较 2015 年提升约 7 倍，占全社会用电量比重由不足 15% 上升至 64%，除保障性和自发自用电量外全部通过市场实现。

“经过 10 年努力，电力生产组织方式由计划全面转向市场，全国统一电力市场体系的‘四梁八柱’已基本建立，在层次架构、功能品类、价格机制、参与主体、治理体系、基础规则等方面基本成型。”国家发展改革委有关负责人说。

**一方面，多层次协同的市场架构基本形成。**省内交易保障电力电量基础平衡和供应安全，省间交易服务国家能源战略，跨电网交易增强网间互济互保，在更大范围内实现电力资源畅通循环。跨省跨区电力交易规模从 2015 年的不足 0.1 万亿千瓦时增长为 2025 年的约 1.6 万亿千瓦时。

**另一方面，电力交易全品类全覆盖基本实现。**中长期、现货、辅助服务、绿电绿证、零售市场功能互补、覆盖全国，交易方式涵盖双边协商、挂牌、集中竞价等。同时，“能涨能跌”的市场化电价机制初步建立。煤电上网价格、工商业用电价格在合理范围内随行就市。建立新能源可持续发展价格结算机制，在市场交易基础上合理保障新能源收益。

“电力生产方式、消费模式、产业结构发生了巨大变化，新能源占比不断提升、新模式新场景加速形成，经济发展和人民生活对用电成本和可靠性提出更高需求，这些都对电力市场提出了新挑战，迫切需要以改革创新手段进一步完善电力市场体系。”国家发展改革委有关负责人说，《意见》围绕新形势新情况新要求，对未来 5—10 年完善全国统一电力市场体系的重点任务进行了安排部署。

### **进一步破除交易壁垒**

《意见》明确了 2030 年、2035 年两个阶段性目标——

到 2030 年，基本建成全国统一电力市场体系，各类型电源和除保障性用户外的电力用户全部直接参与电力市场，市场化交易电量占全社会用电量的 70% 左右。到 2035 年，全面建成全国统一电力市场体系，市场功能进一步成熟完善，市场化交易电量占比稳中有升。

如何更好地推进实现“电通全国”？进一步打破市场壁垒是关键任务。

《意见》明确，优化全国统一电力市场体系实现路径，首次提出各层次市场要从“各自报价、各自交易”逐步转向“统一报价、联合交易”，探索相邻省内市场自愿联合或融合的可行方式。条件成熟时，研究组建全国电力交易中心。

“《意见》进一步明确了破除交易壁垒、促进市场衔接融合的路径，提出研究探索市场融合发展方案，相邻省份自愿‘滚雪球’融合组织电力交易，扩大市场规模。同时，《意见》提出联合交易模式，经营主体只需一次性提出量价需求即可在全国范围匹配供需，能显著提升交易的时效性和灵活性。”中国电力企业联合会常务副理事长杨昆说。

《意见》还明确，完善跨省跨区电力交易制度。促进跨电网常态化市场交易，增加跨省跨区输电规模和清洁能源输送占比。专家认为，电力跨省跨区交易，能让清洁能源“走得更远”，让电力保供“更高效”，为经济高质量发展输送持续动力。

“随着青桂、藏粤等跨经营区输电通道陆续投产，各地市场充分融合，将依托全国交直流混联大电网形成全国统一电力市场。”杨昆说。

### 促进各类经营主体参与

完善全国统一电力市场体系，需要促进各类经营主体平等广泛参与。

数据显示，目前我国用户侧全部工商业，发电侧所有煤电、近六成新能源、四成水电和近半数的气电、核电已进入电力市场。电力市场注册主体突破 109 万家，是 2015 年的 22 倍。5000 多家售电公司、近 50 万电力交易员应运而生。

与此同时，一批新模式新业态在市场环境下蓬勃发展。截至 2025 年底，新型储能装机规模突破 1.36 亿千瓦，“十四五”以来直接拉动投资超 2000 亿元；虚拟电厂最大调节能力超 1600 万千瓦，车网互动聚合资源超 1900 万千瓦。

《意见》提出，进一步推动发电侧经营主体参与电力市场。推动“沙戈荒”新能源基地各类型电源整体参与电力市场，强化跨省跨区和省内消纳统筹。推动分布式电源公平承担系统调节成本，支持分布式新能源以聚合交易、直接交易等模式参与市场。在保障能源安全的基础上，分品种有节奏推进气电、水电、核电等电源进入电力市场。

在用户侧，继续扩大用户侧经营主体参与电力市场范围。同时，有序推动新型经营主体参与电力市场。在确保安全前提下，坚持包容审慎原则，推动虚拟电厂、智能微电网、可调节负荷等新型经营主体灵活参与电力市场。

“全国统一电力市场能够有效带动能源产业及相关产业提质增效强链。”杨昆认为，通过市场价格信号，电力市场有效引导产业上下游合理投资，直接促进电力装备、风电、光伏等清洁能源制造产业发展，并通过产业协同激发电动汽车、新型储能、虚拟电厂等多元业态的发展活力，为民营经济发展提供广阔的投资空间和公平的竞争环境。

来源：国家能源局

<https://mp.weixin.qq.com/s/O9OY3XXS8metk5MaCVykqA>

## 国办：各类型电源和除保障性用户外的电力用户全部直接参与电力市场

近日，国务院办公厅印发《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（以下简称《意见》）。

《意见》提出，到 2030 年，基本建成全国统一电力市场体系，各类型电源和除保障性用户外的电力用户全部直接参与电力市场，市场化交易电量占全社会用电量的 70% 左右。跨省跨区和省内实现联合交易，现货市场全面转入正式运行，市场基础规则和技术标准全面统一，市场化电价机制基本健全，公平统一的市场监管体系基本形成。到 2035 年，全面建成全国统一电力市场体系，市场功能进一步成熟完善，市场化交易电量占比稳中有升。跨省跨区和省内交易有机融合，电力资源的电能量、调节、环境、容量等多维价值全面由市场反映，电力资源全面实现全国范围内的优化配置和高效利用，以电力为主体、多种能源协同互济的全国统一能源市场体系初步形成。

国家发展改革委负责人接受记者采访时表示。《意见》着重部署了推动电力资源在全国范围内优化配置、健全电力市场的各项功能、促进各类经营主体平等广泛参与、构建全国统一的电力市场制度体系、强化政策协同等 5 方面 19 项重点任务，特别是提出了以下创新举措。

**一是优化全国统一电力市场体系实现路径。**《意见》首次提出，各层次市场要从“各自报价、各自交易”逐步转向“统一报价、联合交易”，探索相邻省内市场自愿联合或融合的可行方式，并对现货、中长期、辅助服务、容量等不同品类市场之间的衔接机制提出了具体要求。

**二是完善跨省跨区电力交易制度。**促进跨电网常态化市场交易，增加跨省跨区输电规模和清洁能源输送占比，加强多通道集中优化，一体化建设运营南方区域电力市场，完善长三角电力互济，进一步推动电力市场实现在全国范围内互联互通，促进电力资源实现全国大循环。

**三是探索建立容量市场。**煤电、抽水蓄能、新型储能等支撑性、调节性资源在促进高比例新能源消纳、构建新型电力系统过程中发挥重要作用。为切实保障其收益，《意见》提出有序建立可靠容量补偿机制，支持有条件的地区探索容量市场，用市场化手段引导支撑性调节电源有序发展，保障系统可靠容量长期充裕，提升兜底保供能力。

**四是助力新能源更好参与电力市场。**立足国情，围绕沙戈荒大基地、分布式新能源等多种形式的的新能源项目，提出差异化的入市路径。对标国际，提出聚合省间绿电交易、签订多年期绿电合同、强化绿电消费溯源等具体举措，更好满足出口外向型企业和外资企业绿电消费需求。明确提出条件成熟时探索实行两部制或单一容量制跨省跨区输电价格，为适应新能源大规模外送创造条件。

**五是推动更多民营企业参与电力市场。**一方面，对新型储能、虚拟电厂、智能微电网等以民营企业为主的各类新型主体，《意见》提出了促进新型主体灵活参与市场交易的措施，引导各类新型主体理性投资、规范运营、健康发展。另一方面，由电网代理购电的中小工商业用户，目前只能接受市场价格、间接参与市场。《意见》首次提出，逐步实现除保障性用户外的电力用户全部直接参与电力市场。

**六是健全电力市场多元治理体系。**为引导各方参与市场建设、确保市场规范安全运行、降低市场监管成本、提升市场治理效能，《意见》首次提出，健全多元化的市场治理体系，政府主管部门对电力市场进行总体设计，电力监管机构依法进行独立监管，经营主体代表组成的市场管理委员会发挥议事协调、协商共治作用，市场运营机构提供交易服务并对市场运行风险进行实时监测。

全文如下：

各省、自治区、直辖市人民政府，国务院各部委、各直属机构：

为进一步深化电力体制改革，加快健全适应新型能源体系的市场和价格机制，完善全国统一电力市场体系，在全国范围内有效实现电力资源市场化配置，经国务院同意，现提出以下意见。

## 一、总体要求

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历次全会精神，完整准确全面贯彻新发展理念，按照构建全国统一大市场、深化电力体制改革、建设新型电力系统要求，坚持全国统一、畅通循环，着力打破市场分割、破除区域壁垒，促进市场高效联通和有机衔接，统筹推动电力市场供需高水平动态平衡，着力扩大规模、改善结构、拓展功能，健全统一开放、竞争有序、安全高效、治理完善的电力市场体系，在确保电力系统安全可靠运行的基础上，实现市场运行畅通有序、交易规则统一高效、利益分配公平合理，为保障能源安全、经济社会发展和绿色低碳转型提供有力支撑。

到 2030 年，基本建成全国统一电力市场体系，各类型电源和除保障性用户外的电力用户全部直接参与电力市场，市场化交易电量占全社会用电量的 70% 左右。跨省跨区和省内实现联合交易，现货市场全面转入正式运行，市场基础规则和技术标准全面统一，市场化电价机制基本健全，公平统一的市场监管体系基本形成。到 2035 年，全面建成全国统一电力市场体系，市场功能进一步成熟完善，市场化交易电量占比稳中有升。跨省跨区和省内交易有机融合，电力资源的电能量、调节、环境、容量等多维价值全面由市场反映，电力资源全面实现全国范围内的优化配置和高效利用，以电力为主体、多种能源协同互济的全国统一能源市场体系初步形成。

## 二、推动电力资源在全国范围内优化配置

（一）优化全国统一电力市场体系实现路径。加强央地联动、政企协同，在统一电力市场框架下，统筹推动跨省跨区和省内交易衔接融合，进一步打破市场壁垒，促进省间电力互济互保。推动跨省跨区交易与省内交易在参与主体、空间范围、时段划分、组织时序、偏差处理等方面实现衔接，在主体注册、交易申报、交易出清、信息披露等方面有机融合，逐步从经营主体分别进行跨省跨区和省内交易，过渡到经营主体只需一次性提出量价需求、电力市场即可在全国范围内分解匹配供需的联合交易模式。研究探索相邻省份自愿联合或融合组织电力交易的可行方式。进一步推动电力交易平台互联互通、交易信息共享互认，电力市场经营主体“一地注册、全国共享”。条件成熟时，研究组建全国电力交易中心。

（二）完善跨省跨区电力交易制度。打通国家电网、南方电网经营区之间市场化交易渠道，统一交易组织方式，促进信息交互，尽快实现跨经营区常态化交易。构建能力更加充分、流向更加合理的输电通道和电网主网架格局，持续增加跨省跨区输电规模和清洁能源输送占比。在确保安全前提下，科学安排跨省跨区优先发电规模计划，合理扩大省间自主市场化送电规模，加强多通道集中优化。一体化建设运营南方区域电力市场，完善长三角电力互济，在省间交易框架下探索区域内同步电网电力互济交易。

### 三、健全电力市场的各项功能

（三）全面建设更好发现价格、调节供需的现货市场。充分发挥现货市场发现实时价格、准确反映供需的重要作用，更好引导电力资源优化配置。推动现货市场 2027 年前基本实现正式运行。推动发用两侧各类经营主体全面报量报价参与电力市场。在明确落实各方电力保供责任的前提下，稳妥推动用户参与省间现货交易。加强现货市场与其他市场在交易时序、价格、结算等方面的衔接，通过分时价格信号更好引导经营主体优化发用电行为，激发电力系统灵活调节潜力。

（四）持续完善保障电力安全稳定供应的中长期市场。更好发挥中长期市场稳定电力生产供应秩序、保障市场平稳运行的基础性作用，夯实电力保供基本盘。落实中长期合同签约履约激励约束措施，实现电力资源长期稳定配置，提升风险应对能力。推动中长期市场精细化、标准化，实现连续开市、不间断交易，提高交易频次和灵活性，覆盖年度（多年）、月度、月内（多日）等不同周期。建立健全规范标准、灵活高效的中长期合同调整和转让制度。推动跨省跨区优先发电规模计划通过年度中长期合同足额落实。加强各地中长期市场在交易时段、市场限价等方面与现货市场的有效衔接，参与现货市场交易的经营主体中长期合同签约、履约比例必须满足国家能源安全保供要求。

（五）加快建设支撑电力系统灵活调节的辅助服务市场。规范开展调频辅助服务市场，加快建立备用辅助服务市场，因地制宜探索爬坡等新型辅助服务品种。加快实现调频、备用辅助服务市场与现货市场联合出清。现货市场连续运行的地区，按照“谁受益、谁承担”原则，有效传导辅助服务成本。

（六）完善更好实现环境价值的绿色电力市场。完善全国统一的绿证市场，进一步发挥绿证作为可再生能源电力生产、消费和环境属性认定的基础凭证作用。扩大绿色电力消费规模，加快建立强制消费与自愿消费相结合的绿证消费制度。加强绿证价格监测，引导绿证价格在合理水平

运行。推动发用侧双方签订绿证中长期购买协议。鼓励以绿色电力交易形式落实省间新能源优先发电规模计划，推广多年期交易合同、聚合交易等多种绿电交易模式。研究农林生物质发电项目参与全国温室气体自愿减排交易市场。加快建立绿色电力消费认证机制，全面引入区块链等技术，对绿色电力生产、消费等环节开展全链条认证。持续强化绿色电力消费溯源，研究将绿证纳入碳排放核算的可行路径。完善绿色电力标准体系，在绿证应用、核算等方面加强国际沟通对话，推动我国绿色电力消费标准转化为国际标准。

（七）建立可靠支撑调节电源建设的容量市场。进一步完善煤电、抽水蓄能、新型储能等调节性资源的容量电价机制，研究按统一标准对电力系统可靠容量给予补偿。支持有条件的地区探索通过报价竞争形成容量电价，以市场化手段保障系统可靠容量长期充裕，条件成熟时探索容量市场，切实保障煤电等支撑性调节电源可持续发展，提升兜底保供能力。

（八）打造规范有序、便捷高效的零售市场。畅通批发—零售价格传导，在保障终端用户合理权益的前提下，通过分时价格信号引导需求侧资源主动参与系统调节。制定零售市场交易规则，加强零售市场全过程监管、信息披露和风险控制，培育健康市场生态。加强售电公司规范管理，修订售电公司管理办法，引导售电公司向综合能源服务商转型升级。

#### 四、促进各类经营主体平等广泛参与电力市场

（九）进一步推动发电侧经营主体参与电力市场。落实新能源可持续发展价格结算机制，鼓励新能源企业与用户开展多年期交易。推动“沙戈荒”新能源基地各类型电源整体参与电力市场，强化跨省跨区和省内消纳统筹。推动分布式电源公平承担系统调节成本，支持分布式新能源以聚合交易、直接交易等模式参与市场。进一步优化煤电机组运营模式，合理确定机组开机方式和调峰深度，上网电量全部参与电力市场，通过多种交易类型获得收益以覆盖建设运营成本。在保障能源安全的基础上，分品种有节奏推进气电、水电、核电等电源进入电力市场。探索建立体现核电低碳价值的制度，鼓励煤电机组在重污染天气预警期间降低交易电量。

（十）扩大用户侧经营主体参与电力市场范围。完善代理购电偏差结算和考核制度，逐步缩小电网代理购电规模，推动 10 千伏及以上用户直接参与电力市场。加大电力需求侧资源开发利用力度，鼓励和支持需求侧资源根据自身禀赋参与电力市场。

（十一）有序推动新型经营主体参与电力市场。在确保安全前提下，坚持包容审慎原则，推动虚拟电厂、智能微电网、可调节负荷等新型经营主体灵活参与电力市场，加快制修订新型经营

主体运行监控、并网运行、双向计量、信息交互等标准。推动新型经营主体公平承担输配电费用、系统调节责任和社会责任，按规定缴纳政府性基金及附加等费用，引导新型经营主体理性投资、规范运营、健康发展。

## 五、构建全国统一的电力市场制度体系

（十二）统一电力市场规则体系。持续健全以电力市场运行基本规则为基础、各类交易各个环节规则为支撑的电力市场基础规则体系，加强规则间的统筹衔接。引导地方因地制宜制定实施细则，强化地方规则与国家规则的对接和统一。规范电力市场规则起草、修订、审议、发布等操作流程，建立定期修订制度。

（十三）健全电力市场治理体系。完善政府主管部门规划设计、电力监管机构独立监管、电力市场协调组织共商自律、电力市场运营机构服务监测的电力市场治理体系，全面提升治理水平。强化多部门协同全流程监管，促进市场监管、行业监管、国资监管有机衔接。整治地方不当干预电力市场交易行为，着力破除地方保护和市场分割。综合运用数字化等监管手段，纠治价格串通、滥用市场力等各类扰乱电力市场秩序行为。不得在市场准入负面清单以外违规设置电力市场准入条件。

（十四）完善电价形成机制。完善主要由供需关系决定的电价形成机制，推动市场价格体现电力资源多维价值。建立健全全国统一的电费结算政策和市场价格风险防控体系。进一步规范地方电力价格管理行为，各地不得违法违规出台优惠电价政策。强化自然垄断环节价格监管，完善区域电网和省级电网输配电价制度，规范跨省跨区专项工程输电价格，条件成熟时探索实行两部制电价或单一容量电价。

（十五）统一电力市场技术标准。统一电力市场关键技术框架、核心数据模型、信息披露科目、信息交互标准、管理制度规范，促进电力市场基础设施互联互通。持续完善电力市场基础标准及通用类、接入类、业务类、运营类、评价类等标准，在经营主体接入、市场信息披露、交易结算开展、数据模型制定等方面实现标准化。

（十六）建立全国统一的电力市场信用制度。制定统一的电力市场信用信息目录、评价标准和应用措施清单，推进信用信息统一归集共享和系统互联。鼓励支持电力交易机构、行业协会及第三方信用服务机构在有关部门指导下，按照统一评价标准对发电企业、售电企业、电力用户和新型经营主体等开展信用评价，共同营造诚实守信的电力市场环境。

## 六、强化政策协同

（十七）加强电力规划与电力市场的衔接协同。推动电力规划体系适应市场化环境，在制定和调整规划时充分考虑电力供需平衡等因素，有效引导电源规划特别是可再生能源项目布局和电网规划协同发展。地方电力规划应当依据全国电力规划编制。

（十八）加强应急处置与风险防控体系建设。建立电力市场应急处置制度，确定电力系统发生突发事件和电力市场出现异常情况时的电力交易组织方案、已有交易的调整和结算方式等，明确政府主管部门、电力监管机构在必要情况下授权电力市场运营机构对市场进行干预的适用情形、范围方式等。针对事故灾害、电力平衡受剧烈扰动、经营主体违规扰乱价格等情形，健全风险监测、预警和管控流程，制定发电调用、负荷控制等应急处置措施。

（十九）建立电力市场评价制度。制定电力市场评价量化指标和评价办法，鼓励第三方独立机构、电力交易机构参与电力市场评价，发布各地电力市场建设运行情况，加强各地电力市场的横向对比和历年进展的纵向分析，做好经验交流，根据评价结果持续完善全国统一电力市场体系。

## 七、加强组织领导

在党中央集中统一领导下，加强协同配合，扎实推进全国统一电力市场体系建设。国家发展改革委、国家能源局要会同有关方面加强统筹协调，完善配套政策，督促指导派出监管机构、地方主管部门、电力市场运营机构、相关电力企业积极参与电力市场建设运营，推动各项政策措施落地见效。重大事项及时按程序请示报告。

来源：中国政府网

[https://mp.weixin.qq.com/s/0Pzta5dQhhBHfHdD\\_CLxFA](https://mp.weixin.qq.com/s/0Pzta5dQhhBHfHdD_CLxFA)

---

《能源科技简讯》2026 年第 02 期是科技情报研究所编发的第 638 期能源科技情报研究材料，不妥或疏漏之处，敬请领导和同事批评指正，您的宝贵意见将是我们不断提升、不断推陈出新的动力。联系人：苏长乐 电话：010-80732249 邮箱：Suchangle@cdt-kxjs.com