

实现更高水平更大范围新能源就近消纳利用

——国家能源局有关负责同志就《关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知》答记者问

政策解读

编者按：国家发展改革委、国家能源局近期发布《关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知》(以下简称《通知》)，国家能源局有关负责同志接受采访，回答记者提问。

为什么要出台多用户绿电直连政策？

答：新能源就地平衡、就近利用是破解高比例消纳难题的重要举措。去年出台的《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》(以下简称“单用户绿电直连”)，开创了新能源就近消纳利用新模式。半年来，各地在推动政策落地中反映单用户绿电直连仅允许新能源向单个用户直接供应绿电，无法满足多个用户的绿电直连需求。为贯彻落实党的二十大和二十届历次全会精神，推动能源消费模式变革，满足工业园区、零碳园区等用能清洁替代需求，国家发展改革委、国家能源局在梳理总结各地相关实践基础上，制定了多用户绿电直连文件，从负荷范围、适用场景、规划建设、运行管理、市场交易和价格结算机制以及绿电溯源等方面进行相关规范与引导，推动消费侧新模式新业态新场景创新发展的同时，实现更高水平、更大范围的新能源就近消纳利用。

《通知》主要内容是什么？

答：《通知》共分为五部分。一是给出多用户绿电直连模式的定义和形态，在单用户绿电直连基础上拓展适用范围和应用场景，推动实现工业园区、零碳园区等用能清洁替代。二是明确投资与建设要求，按照“以荷定源”原则确定项目新能源规模及投产时序，要求项目通过灵活的投资模式建立主责单位，负责项目内部电力设施的建设和公平运营。三是细化运行管理要求，明确项目及内部主体、公共电网的安全责任界面，强调项目内部自平衡管理模式，提升项目安全保障和应急管理能力，促进新能源就近消纳。四是交易与价格机制，明确项目作为整体参与电力市场，允许内部协调优化运行方式、灵活调整用电曲线，明确计量结算要求并按就近消纳价格机制缴纳相关费用；同时，探索基于分时计量的绿电溯源机制，与绿证、碳核算等做好衔接。五是做好组织保障，明确地方能源主管部门、国家能源局派出机构、电网企业和电力市场运营机构等的工作要求。

多用户绿电直连模式适用范围是什么？

答：当前，工业园区占我国总能耗的66%以上，未来碳排放双控政策将逐步覆盖更多高耗能行业，推动重点行业企业、工业园区、零碳园区等开展多用户绿电直连，有利于拓展新能源开发利用空间，推动我国“双碳”目标实现。为此，《通知》明确多用户绿电直连的适用范围包括：新建负荷可开展多用户绿电直连。存量负荷中，单用户绿电直连项目可拓展为多用户绿电直连项目；有绿色电力消费需求的用户(包括有绿色电力消费比例要求的企业、重点用能和碳排放企业、有降碳需求的出口外向型企业及其上下游企业等)可开展多用户绿电直连；工业园区、零碳园区、增量配电网等的全部或部分负荷可开展多用户绿电直连。

与单用户绿电直连相比，多用户绿电直连的投资和运营管理模式有什么不同？

答：多用户绿电直连项目涉及电源、负荷、线路、储能等多个主体，既要厘清项目整体与大电网的安全和经济关系，又要做好内部各主体的统筹协调。为此，《通知》要求项目应明确独立的主责单位，负责连接线路、变电设施、储能及运营平台的投资建设，以及项目运营管理、市场交易、电费结算等各方面工作。鼓励项目主责单位由用户、新能源企业或政府合资成立，或由第三方平台公司投资，也可以由具备能力的电源或负荷企业单独投资。

项目对外作为整体，按照《关于完善价格机制、促进新能源发电就近消纳的通知》要求，公平承担项目输电电费、系统运行费、政策性交叉补贴等费用。项目主责单位应按照《通知》要求对内承担相应的责任和义务，与项目内部主体按照权责对等、公平分摊的原则签订协议，明确产权划分、运行维护、平衡责任、违约责任等事项，合理确定结算方式与费用标准，在外部市场价格、负荷实际用电情况等发生较大变化时，项目主责单位与内部主体间应通过公平协商方式对费用标准进行合理调整，促进价格信号有效激励和公平传导。

哪些企业适合开展多用户绿电直连？

答：能够响应电价信号、灵活调整用电负荷的工商业企业适合开展多用户绿电直连。这些企业用电灵活性高，能够通过优化用电时间和用电量，更好地适应新能源的波动性，提升项目的源荷匹配程度，减少项目对大电网的依赖；允许项目更加合理

选择接入公共电网容量，提升受电变压器负荷率，降低输配电成本；还可通过“高峰少用电、低谷多用电”和提高自发自用电量比例节约电能费用支出，从而提升项目整体的经济性。

多用户绿电直连支持企业通过生产流程改造升级或再造，提升负荷灵活性和项目经济性，促进更多新能源就近消纳，减轻大电网调节压力。

与单用户绿电直连相比，多用户绿电直连政策创新点有哪些？

答：多用户绿电直连坚持绿色导向，在单用户绿电直连的基础上进一步加大政策供给，实现更高水平新能源就近消纳。主要体现在四个方面。一是扩大了适用范围和应用场景。在负荷类型方面，支持有绿电消费比例要求、重点用能和碳排放单位等企业开展直连；在应用场景方面，允许零碳园区、工业园区、增量配电网等发展直连项目，推动高耗能企业和工业园区等实现用能清洁替代。二是建立调节能力激励机制，鼓励多用户协同优化用电行为，通过聚合柔性负荷、提升集控管理能力、合理配置储能等方式，提升项目整体调节能力，从而提升项目经济性，鼓励项目内部主体之间探索灵活的协作方式，可以基于主体间不同的调节能力约定调节责任和相应经济补偿标准。三是支持电网末端更多发展自平衡的产消融合模式。《通知》清晰界定项目和大电网的责任边界。一方面，强调项目内部自平衡、自调节特性，减轻电力系统平衡压力；另一方面，引导项目合理申报接入容量，减少对公共电网的容量占用，提升项目自身经济性的同时，一定程度提高公共电网资产投资效率。四是建立适应多用户的绿电溯源机制，基于项目各主体的分时表计结果建立了小时级绿电溯源机制，可对各用户的自发自用绿电进行精准计量，与绿证核发、碳排放因子计算和国际绿电溯源等要求做好衔接。

如何推动《通知》实施？

答：国家发展改革委、国家能源局将会同有关部门做好《通知》组织实施工作。一是指导地方结合实际尽快细化文件要求，优化项目管理机制，做好与规划、市场、绿证等的衔接协同，有序推动项目建设。二是做好宣传解读，组织有关部门和相关专家广泛深入开展政策解读和专题培训，促进社会各界各方及时了解政策内涵。三是做好跟踪监测，持续跟踪各地政策落实情况，分析项目建设面临的问题困难，推动协调解决。(来源：国家能源局)

能源速读

2026年4月份全社会用电量同比增长6.0%

5月19日，国家能源局发布4月份全社会用电量等数据。

4月份，全社会用电量8205亿千瓦时，同比增长6.0%。从分产业用电看，第一产业用电量112亿千瓦时，同比增长2.0%。第二产业用电量5584亿千瓦时，同比增长5.3%；其中，工业用电量5538亿千瓦时，同比增长5.5%，高技术装备制造业用电量1050亿千瓦时，同比增长10.1%。第三产业用电量1517亿千瓦时，同比增长8.9%；其中，充换电服务业、互联网数据服务用电量分别为137亿千瓦时、82亿千瓦时，增速分别达到61.9%、42.8%。城乡居民生活用电量992

亿千瓦时，同比增长6.0%。

1—4月，全社会用电量累计33345亿千瓦时，同比增长5.4%。从分产业用电看，第一产业用电量449亿千瓦时，同比增长5.8%。第二产业用电量21569亿千瓦时，同比增长4.9%；其中，工业用电量21372亿千瓦时，同比增长5.1%，高技术及装备制造业用电量3796亿千瓦时，同比增长9.0%。第三产业用电量6351亿千瓦时，同比增长8.3%；其中，充换电服务业、互联网数据服务用电量分别为513亿、312亿千瓦时，增速分别达到55.9%、44.4%。城乡居民生活用电量4976亿千瓦时，同比增长3.9%。(来源：国家能源局)

2025年全国交易绿证9.30亿个 交易价格总体上涨

近日，国家能源局发布《中国绿色电力证书发展报告(2025)》。

报告显示，2025年1月—12月，全国共核发绿证29.47亿个，其中可交易绿证18.93亿个。按项目类型分，常规水电、风力发电、太阳能发电及生物质发电项目仍是绿证核发主力。2025年核发绿证较多的5省(区)为云南省、四川省、内蒙古自治区、新疆维吾尔自治区、湖北省，核发绿证数量均超1.3亿个，5省(区)均为可再生能源资源较丰富地区，合计核发数量占全国总量的45.25%。

2025年全国交易绿证9.30亿个，同

增长1.08倍，其中单独交易绿证6.80亿个，绿色电力交易绿证2.50亿个。截至2025年12月底，全国累计交易绿证14.83亿个，其中绿证单独交易9.95亿个，绿色电力交易绿证4.88亿个。

2025年，中国绿证交易价格总体呈现上涨趋势。从绿证单独交易情况看，2023年及以前电量绿证均价为0.72元/个，2024年电量绿证均价为2.12元/个，2025年电量绿证均价为5.57元/个，交易价格呈明显梯度递增趋势，这与新增绿证环境价值认可度高、市场需求旺盛直接相关。(来源：《人民日报》)

四部门印发《核电厂退役准备管理暂行办法》

日前，国家发展改革委、国家能源局、财政部、生态环境部印发通知，发布《核电厂退役准备管理暂行办法》。

该办法规定了核电厂退役的基本原则和策略目标，明确了核电厂控股企业集团、核电厂营运单位主体责任，推动核

电厂在选址、设计、建造、运行全阶段同步落实退役准备要求，构建责任清晰、管理规范、保障到位的退役准备工作体系，为安全、规范、高效推进后续核电厂退役奠定坚实基础。

(来源：国家能源局)

2026年一季度光伏发电建设一览表

(单位：万千瓦)

省(区、市)	2026年一季度新增并网容量				截至2026年3月底累计并网容量			
	其中：集中式光伏电站	其中：分布式光伏	其中：户用光伏	其中：集中式光伏电站	其中：分布式光伏	其中：户用光伏	其中：户用光伏	
								其中：户用光伏
总计	4118.9	1961.9	2157.0	952.6	124070.3	68625.3	55445.1	22250.9
北京	14.6	0.2	14.4	6.7	224.6	8.1	216.5	79.7
天津	25.0	8.0	16.9	2.3	1052.8	482.1	570.8	77.6
河北	143.8	29.5	114.3	54.0	8567.3	4863.4	3704.0	2389.0
山西	97.7	41.0	56.7	20.4	5048.2	3477.4	1570.8	797.2
内蒙古	93.3	82.6	10.7	8.3	6149.1	5646.8	502.2	199.7
辽宁	35.3	0.0	35.3	15.0	1589.9	609.0	980.9	701.5
吉林	23.5	9.9	13.6	10.4	748.0	448.2	299.8	178.8
黑龙江	7.5	0.1	7.4	3.4	924.5	537.8	386.7	158.0
上海	28.7	1.0	27.7	7.7	653.9	63.0	590.9	57.7
江苏	489.7	261.7	228.1	91.1	9458.1	2828.7	6629.4	2319.1
浙江	233.3	40.3	193.1	29.7	6662.7	1185.6	5477.1	674.9
安徽	145.7	6.9	138.7	41.8	5770.1	1665.6	4104.6	1847.6
福建	82.3	11.5	70.8	24.1	1816.7	148.7	1668.0	640.6
江西	61.1	-2.9	64.0	23.6	2933.4	1397.3	1536.1	807.9
山东	88.4	44.4	44.0	10.5	9573.2	3460.4	6112.9	2951.0
河南	308.7	0.0	308.7	260.9	5874.5	677.5	5197.0	3158.6
湖北	130.6	-26.0	156.6	66.5	4615.1	2202.3	2412.9	1218.4
湖南	87.9	30.0	57.9	32.4	2831.7	743.4	2088.3	1233.0
广东	295.7	31.3	264.4	87.5	6543.7	1640.2	4903.5	937.6
广西	41.0	35.3	5.7	6.5	3314.8	1425.1	1889.6	96.1
海南	20.6	14.6	6.0	2.8	980.4	612.6	367.8	36.8
重庆	43.7	9.9	33.8	14.3	629.5	163.9	465.6	74.7
四川	442.6	290.3	152.2	35.3	2422.7	1612.2	810.5	210.5
贵州	73.6	22.7	50.9	33.3	2945.5	2610.9	334.6	214.0
云南	582.9	549.2	33.7	25.7	6069.0	5513.8	555.2	388.6
西藏	9.7	9.0	0.7	0.0	584.2	578.2	6.0	0.0
陕西	46.1	3.7	42.4	34.5	4239.1	2820.9	1418.1	674.7
甘肃	35.3	33.5	1.8	1.9	3888.3	3602.2	286.1	71.8
青海	26.6	25.9	0.6	0.3	4284.2	4235.1	49.0	7.6
宁夏	215.7	213.3	2.4	0.5	4396.6	4129.8	266.8	39.1
新疆	188.5	185.0	3.5	1.0	9278.6	9235.1	43.5	9.0

注：1.数据来源：可再生能源信息管理中心，中国电力企业联合会。

2.户用光伏包括自然人户用和非自然人户用。

3.江西、湖北、广西、甘肃等省(区、市)存在光伏发电项目退出运行或户用光伏统计口径修正的情况。(来源：国家能源局)

能源强国建设大家谈

编者按：为进一步宣传贯彻“十五五”规划纲要，推进能源强国建设，在积极宣传能源改革新政和能源转型实践基础上，本报将紧密围绕“十五五”规划纲要，锚定能源强国建设目标，持续刊登主流媒体、相关网站刊登的能源强国建设精彩观点，供广大干部职工在能源保供、科技创新等实践中参考。

以高水平能源科技自立自强筑牢能源强国建设根基

强大的能源科技创新能力是能源强国的内在要求与鲜明标志。能源科技创新已成为推动新型能源体系建设的根本动力，也是我国将能源饭碗牢牢端在自己手里、赢得未来竞争主动权的战略抉择。

科技创新引领，我国能源大国地位稳步确立。党的十八大以来，我国能源行业深入实施创新驱动发展战略，能源科技实现了从“跟跑”到“并跑”、部分“领跑”的历史性跨越，为构筑世界能源大国提供了坚实的科技支撑。一是科技创新支撑总量供给，打造世界第一能源生产消费大国。煤炭智能安全高效开采、深层油气勘探开发等技术持续突破，能源供给能力不断增强，自主保障能力提升80%以上。二是科技创新加速绿色转型，构建全球最大可再生能源体系。高效光伏、大容量风机、先进水电等技术持续突破，新能源装机首次超过火电，可再生能源装机规模稳居全球首位。“西电东送”输送规模约3.4亿千瓦，跨省跨区通道新能源电量占比超20%，新能源资源配置能力不断提升，全国每用3度电就有1度是绿电。三是科技创新锻造高端重器，铸就能源科技大国。超超临界发电、万米深井钻探技术等关键技术达到国际领先水平，百万千瓦水电机组、自主三代核电“华

龙一号”“国和一号”等大国重器不断涌现，千万千瓦级“沙戈荒”基地等大国工程拔地而起，彰显了能源科技实力。

面向能源强国建设，科技创新仍是对挑战的关键。我国正处于从能源大国向能源强国迈进的关键攻坚期，在保供应和碳减排双重约束下，能源转型和安全保障面临系列挑战，对科技创新提出了更为紧迫的要求。一是能源消费刚性增加，总量需求压力大。“十五五”期间，国民经济持续发展将推动能源消费刚性增长。受限于我国能源资源禀赋、系统调节能力不足、用地用海要素保障趋紧等约束，非化石能源替代化石能源无法一蹴而就，能源经济绿色供应长期面临压力。二是安全约束日益凸显，供给保障制约多。受碳排放双控约束，煤炭将逐渐从基础性能源转向调节性能源，煤电发电量占比呈下降趋势。同时，核电等清洁基荷电源发展不足，系统基荷保障的接续支撑能力面临严峻挑战。三是系统形态深刻变革，绿色转型难度大。新能源随机性、源-荷形态不确定性使系统特性产生本质变化。“西电东送”由输送稳定煤电变为波动性风光，可持续发展面临挑战。氢能“制-储-输-用”全链条低成本技术体系尚未完善，新能源非电利用

存在问题。受限于电力市场化机制尚不完善、电源调节资源不足等，电力系统“经济-安全-低碳”三角矛盾凸显，构建新型电力系统任务艰巨。针对上述挑战，关键在于能源科技创新，向科技要资源、要空间、要动力，在基础理论、关键材料、核心装备方面加强科研攻关，在底层机理、关键技术、前沿探索方面取得重大突破，形成能源领域新质生产力，夯实能源发展的内生动力和创新活力。

聚焦体系构建，明确科技创新的战略主攻方向。建设能源强国，必须加快构建新型能源体系。立足我国资源禀赋，统筹煤炭、油气、电力及氢能等各类能源功能定位，坚持先立后破、以立促破，聚焦新型能源体系构建主线和重要支柱，开展前瞻性科研布局 and 体系化技术攻关。一是突破前沿高效发电技术，推动非化石能源主体供应。二是突破煤炭清洁利用与新型油气开发技术，夯实化石能源兜底保障。三是突破新型电网形态与新型电力装备技术，强化新型电力系统建设关键支撑。四是突破氢能规模化应用与新型储能技术，增强系统灵活调节资源与深度脱碳能力。

(来源：国家能源局微信公众号)