

国家能源局：推进绿证市场建设 鼓励推广电制氢等应用扩大本地消纳空间

5月19日，国家能源局发布《关于建立健全清洁能源消纳长效机制的指导意见（征求意见稿）》，向社会公开征求意见。

《征求意见稿》表示，将加快推进电力现货市场。电力现货市场运行初期，风电、光伏发电、核电保障性收购电量按“保量保价”方式进行收购，超出保障性收购利用小时数的电量以“报量不报价”或“报量报价”方式参与市场，未核定保障性收购利用小时数的地区，在电力系统不具备条件实现清洁能源全额消纳时段，可灵活调整“保量保价”电量规模；并将实行可再生能源电力消纳保障机制。推进绿证市场建设，做好电力消纳保障机制、绿证制、电力现货市场机制的衔接。

《征求意见稿》提出，将推动自备电厂、传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络、虚拟电厂等参与系统调节。

此外，《征求意见稿》还提出，将探索建立清洁能源就地消纳模式。清洁能源富集地区，鼓励推广电采暖、电动汽车、港口岸电、电制氢等应用，采取多种措施提升电力消费需求，扩大本地消纳空间。

以下为原文

关于建立健全清洁能源消纳长效机制的指导意见（征求意见稿）

提高清洁能源消纳水平是贯彻能源生产和消费革命战略的重要举措。近年来，各级政府有关部门和能源企业认真落实《清洁能源消纳行动计划（2018-2020年）》等文件要求，清洁能源消纳状况显著改善。但随着清洁能源规模不断扩大，消纳成果还不稳固，局部地区、局部时段消纳问题依然存在。为贯彻落实习近平总书记“四个革命、一个合作”能源安全新战略，建立健全清洁能源消纳长效机制，促进风电、光伏发电、水电、核电等清洁能源高质量发展，现提出以下指导意见。

一、构建以消纳为核心的清洁能源发展机制

（一）科学确定清洁能源利用率目标。以保障电力系统安全高效经济运行为基础，综合考虑各地区资源禀赋、清洁能源开发成本、电力系统消纳条件和消纳成本等因素，合理制定清洁能源利用率目标，稳步提升清洁能源电量在能源消费中的占比，促进清洁能源健康有序发展。国家能源局组织相关技术机构，会同省级能源主管部门、电网企业、发电企业，合理确定各省级电网清洁能源利用率目标，定期发布并适时动态调整，为电力系统规划发展和运行决策提供指导。

（二）加强清洁能源消纳能力分析。各级电网企业应结合当地电力发展规划和电力系统运行情况，进行清洁能源消纳能力分析和消纳空间测算，以各省级电网清洁能源利用率目标为约束，提出经营区清洁能源可接网消纳规模、预计利用率水平，明确测算边界条件和并网消纳受限原因，提出清洁能源发展建议，相关结果及时向地方能源主管部门报告。国家电网公司、南方电网公司及省属地方电网企业按年度向国家能源局报送本经营区各省级行政区域清洁能源消纳空间的三年滚动测算情况，国家能源局委托相关技术机构进行评估，并组织省级能源主管部门、各派出监管机构、电网企业、发电企业进行会商，结果及时向社会公开发布。如遇重大边界条件变化，及时研究调整。

（三）统筹推进源网荷协调发展。国家能源主管部门研究制定各类电源中长期发展规划目标，各级能源主管部门组织定期会商，建立健全规划执行约束机制，以及规划目标和年度建设规模统筹机制，推进电源和电网、常规电源和清洁能源协调发展，确保衔接一致。新增清洁能源项目要严格落实电力系统消纳条件，考虑清洁能源消纳空间，合理确定规模、布局和时序，并网前原则上应与电网企业签订并网调度协议，按电力市场规则与地方政府或电力用户签订中长期购售电协议。清洁能源项目与配套电网工程要同步规划、同步建设、同步运行，创新清洁能源项目和配套电网工程核准机制，提高核准效率，提升清洁能源并网时效性。

二、加快形成有利于清洁能源消纳的电力市场机制

（四）完善辅助服务机制。深入推进各省、区域电力辅助服务市场建设，实现电力辅助服务市场全覆盖。电力现货试点地区要加快配套调频、备用市场建设。丰富辅助服务参与主体，推动电储能、需求侧响应等参与。完善辅助服务

补偿机制，合理加大补偿力度，推动电力用户参与承担费用，激励各类灵活性资源主动提供辅助服务。国家能源局各派出监管机构会同发电企业、电网企业定期开展监管区域内各类灵活性资源调节、黑启动成本分析，评估对清洁能源消纳贡献，定期向社会公布。

（五）完善电力中长期交易市场。推进各地区电力中长期交易在市场规则、品种、时序等方面融合，加快推进跨省跨区优先发电计划放开，不断健全省间市场交易机制，创新有利于清洁能源消纳的交易品种，扩大清洁能源消纳空间。推动适应区域经济一体化要求的电力市场建设，具备条件地区要加快建立区域电力市场，研究构建全国统一电力交易组织体系。

（六）加快推进电力现货市场。电力现货市场运行初期，风电、光伏发电、核电保障性收购电量按“保量保价”方式进行收购，超出保障性收购利用小时数的电量以“报量不报价”或“报量报价”方式参与市场，未核定保障性收购利用小时数的地区，在电力系统不具备条件实现清洁能源全额消纳时段，可灵活调整“保量保价”电量规模；水电按照国家相关规定签订的中长期消纳合同电量，通过约定电力交易曲线参与现货市场，实施保量消纳和差价合约结算，合同外电量自主参与市场。按照《能源法》《可再生能源法》等法律法规要求，遵循各类清洁能源安全运行技术规程，明确时间节点，合理放开不同类型清洁能源保障性收购电量，实施“价补分离”，建立不同类型机组合理容量成本回收机制，健全合约机制，逐步提升清洁能源参与市场竞价电量规模，自主确定发电计划。

（七）实行可再生能源电力消纳保障机制。省级能源主管部门、国家能源局各派出监管机构、电力交易机构、售电企业和电力用户、电网企业，要按照《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能源〔2019〕807号）有关要求，承担好消纳权重的落实责任，推进绿证市场建设，做好电力消纳保障机制、绿证制、电力现货市场机制的衔接。

三、全面提升电力系统调节能力

（八）多维度提升电力系统灵活性。统筹电源侧、电网侧、负荷侧资源，加速形成源、网、荷协同促进清洁能源消纳的格局。科学推进火电灵活性改造，因地制宜布局燃气调峰电站、抽水蓄能电站。持续完善电网主网架，补强电网建设短板，推进柔性直流、智能电网建设，充分发挥电网消纳平台作用。推动大容量、高安全和可靠性储能发展应用。推动自备电厂、传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络、虚拟电厂等参与系统调节。各级能源主管部门组织相关技术机构和电网企业，定期开展电力系统消纳清洁能源调节需求测算，制定调节能力提升规划和路径。

（九）推动新能源发电方式创新转型。鼓励建设新一代电网友好型新能源电站，探索市场化商业模式，开展源、网、荷一体化运营示范，通过合理优化风电、光伏、电储能配比和系统设计，在保障新能源高效消纳利用的同时，为电力系统提供一定的容量支撑和调节能力。鼓励建设以电为中心的综合能源系统，实现电源侧风光水火多能互补，需求侧电热冷气多元负荷互动，电网侧源网荷储协调控制，多措并举提升清洁能源开发利用水平。进一步完善风电、光伏发电并网技术标准，保障电力安全、可靠供应。

四、着力推动清洁能源消纳模式创新

（十）探索建立跨省跨区外送电源联合优化配置机制。鼓励送受两端，结合送端资源条件、受端负荷特性、输电通道能力和调峰能力，协商确定输电通道送电曲线协议。鼓励送端地区全网优化水电、风电、光伏、火电、储能等电源配置，鼓励受端地区调峰资源纳入电源配置，实现多能源品种统筹优化、联合运行，不断提升输电通道清洁能源输送水平。

（十一）探索建立清洁能源就地消纳模式。

清洁能源富集地区，鼓励推广电采暖、电动汽车、港口岸电、电制氢等应用

，采取多种措施提升电力消费需求，扩大本地消纳空间。鼓励建设清洁能源分布式项目，建设综合消纳示范区，完善清洁能源就近交易机制，多途径促进清洁能源就地消纳。

（十二）探索建立清洁能源输电线路投资创新机制。对于输送清洁能源为主的跨省跨区输电通道、接入配电网的清洁能源发电项目配套电网工程、清洁能源供电专线工程，鼓励源、网、荷各方及社会资本多元化投资，合理核定输配电价格。

五、构建清洁能源消纳闭环监管体系

（十三）加强清洁能源消纳全过程监测预警。依托全国电力规划监测预警平台、新能源消纳监测预警平台等信息平台，开展清洁能源消纳月度监测、季度评估、年度预警，定期发布清洁能源消纳空间，建立重大项目跟踪监测机制。

（十四）建立清洁能源信息支撑系统。应用大数据、物联网、云计算等技术，建设清洁能源数字信息系统，实现资源、规划、并网、运行、消纳等全环节信息融合，为清洁能源科学规划和高质量发展提供支撑。

（十五）完善清洁能源消纳利用指标统计体系。制定科学合理的清洁能源可利用发电量计算方法，利用大数据提高清洁能源消纳利用指标的统计准确性。对节假日、自然灾害等特殊时期，清洁能源限发电量不纳入统计考核；对利用率超出国家核定的利用率目标地区，清洁能源限发电量不纳入统计考核。

（十六）组织开展清洁能源消纳重点监管。国家能源局各派出监管机构会同地方能源主管部门组织对清洁能源项目及配套电网工程建设、火电灵活性改造等调峰电源建设、可再生能源保障性收购、清洁能源市场化交易等清洁能源消纳情况适时进行重点监管。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/156447.html>