



关于促进新能源消纳和调控的指导意见(发改能源〔2025〕1360号)

发布时间: 2025/11/10

来源: 能源局

[\[打印\]](#)

[微博](#)

[微信](#)

国家发展改革委 国家能源局关于促进 新能源消纳和调控的指导意见

发改能源〔2025〕1360号

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，北京市城市管理委员会，天津市工业和信息化局、辽宁省工业和信息化厅、上海市经济和信息化委员会、重庆市经济和信息化委员会、甘肃省工业和信息化厅，国家能源局各派出机构，有关中央企业：

为全面贯彻党的二十大和二十届历次全会精神，落实《中华人民共和国能源法》，完善新能源消纳和调控政策措施，有力支撑新型能源体系和新型电力系统建设，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，深入落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，坚持系统观念、分类施策、多元消纳、市场引导、安全为基、创新驱动，完善新能源消纳举措，优化系统调控，促进新能源在大规模开发的同时实现高质量消纳。到2030年，协同高效的多层次新能源消纳调控体系基本建立，持续保障新能源顺利接网、多元利用、高效运行，新增用电量需求主要由新增新能源发电满足。新型电力系统适配能力显著增强，系统调节能力大幅提升，电力市场促进新能源消纳的机制更加健全，跨省跨区新能源交易更加顺畅，满足全国每年新增2亿千瓦以上新能源合理消纳需求，助力实现碳达峰目标。到2035年，适配高比例新能源的新型电力系统基本建成，新能源消纳调控体系进一步完善，全国统一电力市场在新能源资源配置中发挥基础作用，新能源在全国范围内优化配置、高效消纳，支撑实现国家自主贡献目标。

二、分类引导新能源开发与消纳

(一) 统筹“沙戈荒”新能源基地外送与就地消纳。全面落实党中央防沙治沙工作决策部署和“沙戈荒”新能源基地开发布局规划，推动“沙戈荒”新能源基地外送与就地消纳并举。重点在沙漠、戈壁、荒漠、沙化、盐碱化等地区，合理布局外送基地，提高基地经济性。建立送受端落实国家战略责任体系，强化受端新能源消纳责任。通过新能源集成发展、东部地区产业梯度转移、西部地区挖掘消纳潜力等方式，促进“沙戈荒”新能源基地实现规模化就地消纳。

(二) 优化水风光基地一体化开发与消纳。依托西南大型水电基地，充分考虑水电调节特性，优化配置新能源。对具备条件的存量水电外送通道，合理增配新能源，提升通道利用水平。结合雅下水电基地开发，优化论证新能源配置及送出消纳方案。

(三) 推动海上风电规范有序开发与消纳。落实海洋经济高质量发展要求，科学布局海上风电，继续推动近海风电开发，有序推动深远海风电基地建设。统筹优化海上输电网络，集约化布局海缆廊道和登陆点，实现海上风电基地集中送出，主要在沿海地区就近消纳。

(四) 科学高效推动省内集中式新能源开发与消纳。综合考虑资源条件、用电增长，结合可再生能源电力消纳责任权重落实要求，科学布局省内集中式新能源，优化开发结构、合理把握建设节奏，加强调节能力建设，提升电网承载力，确保新能源高效消纳。做好新能源资源普查试点。

(五) 积极拓展分布式新能源开发与消纳空间。充分挖掘分布式新能源资源潜力，拓展分布式新能源开发场景。增强分布式新能源自调节能力，提高自发自用比例。修订分布式新能源接网承载力评估标准，释放公共电网接纳分布式新能源的可开放容量。

三、大力推动新能源消纳新模式新业态创新发展

(六) 创新新能源集成发展模式。研究制定促进新能源集成发展的政策举措，支持“沙戈荒”等新能源资源富集地区加强新能源上下游产业链协同，建立集成发展产业体系。提升新能源装备制造绿电应用水平，实现“以绿造绿”。统筹布局绿氢、氨、醇等绿色燃料制储输用一体化产业，打造“灵活负荷”。推进零碳园区建设。

(七) 推动新能源与产业融合发展。积极推进东部地区产业梯度转移和新能源基地就地消纳协同对接，稳妥有序推动高载能产业向西部清洁能源优势地区转移。鼓励传统产业创新工艺流程，提升负荷灵活性，在热力、供暖、制冷、动力等环节更多使用新能源。支持新能源资源富集地区实现信息技术、高端装备制造、新材料等战略性新兴产业与新能源融合发展。加强新能源与算力设施协同规划布局及优化运行，推动算力设施绿色发展。

(八) 支持新能源就近消纳新业态发展。推动源网荷储一体化、绿电直连、智能微电网、新能源接入增量配电网等新能源就近消纳新业态健康可持续发展，支持新能源就近接入，提升工业园区、建筑楼宇、外向型企业、高载能企业绿电消费及偏远地区供电保障水平。分类制定完善支持政策、管理制度和技术标准，加强与电网规划的统筹协调，明晰与公共电网的安全、经济和社会责任界面，提升自平衡、自调节能力，新能源弃电不纳入统计。

四、增强新型电力系统对新能源适配能力

(九) 加快提升系统调节能力。积极推进流域龙头水库电站建设和水电扩机扩容改造。加快抽水蓄能电站建设，充分发挥削峰填谷等多重作用。大力推进技术先进、安全高效的新型储能建设，挖掘新能源配建储能调节潜力，提升利用水平。适度布局调峰气电。因地制宜建设光热电站。推进新一代煤电转型升级，推动新能源替代燃煤自备电厂发电。充分发挥虚拟电厂聚合负荷侧调节资源作

用,拓展车网互动规模化应用。

(十) 提高电网对新能源的接纳能力。加快构建主配微协同的新型电网平台,提升电网承载力。优化全国电力流向,进一步扩大新能源资源配置范围,稳步提升跨省跨区输电通道规模。充分利用区域间、省间调节资源和新能源出力互补特性,合理布局灵活互济电网工程,提升互济能力。加强电网主网架建设,提升新能源的并网接纳能力。大力推动配电网建设改造和智能化升级,加快打造适应大规模分布式新能源接入的新型配电系统。因地制宜推动智能微电网与大电网协同发展。

(十一) 优化新能源调控模式。构建新型电力调度体系,进一步厘清调度机构、各级电网、集中式新能源、分布式新能源等的调控关系和职责范围,加强市级、县级调度机构力量,全面提升可观、可测、可调、可控能力和智能化调控水平。探索“沙戈荒”新能源基地、水风光基地、海上风电基地集群协同调控模式,加快推动新能源与站内配建储能一体化出力曲线调用。修订电力调度管理制度,加强电力调度监管。

(十二) 强化新型电力系统安全治理。加强新能源基地规划阶段电网安全稳定分析和运行阶段电网安全稳定管理。深化有源配电网运行风险管控,建立健全风险识别、监视控制体系。完善新能源及新型并网主体涉网安全管理制度,加强涉网安全性能和参数全周期管控,严格执行涉网性能评估程序,规范并网接入与运行管理,强化网络安全管控。

五、完善促进新能源消纳的全国统一电力市场体系

(十三) 拓展多层次新能源消纳市场化体系。适应新能源出力波动特点,缩短中长期交易周期,实现灵活连续交易,推广多年期购电协议机制,稳定长期消纳空间。充分发挥现货市场功能,加强与需求侧响应机制等的衔接,引导系统调节资源主动参与调节,完善用户侧参与现货市场交易机制,激发用户侧灵活调节潜力。合理设置电力辅助服务交易品种,完善费用向用户侧疏导机制,促进新能源大规模发展过程中的系统平稳运行。以省间中长期交易压实新能源跨省消纳“基本盘”,以省间现货交易、区域内省间互济交易等灵活响应新能源短时消纳需求,推进跨电网经营区常态化新能源电力交易。

(十四) 完善适应新能源参与电力市场的规则体系。推动建立“沙戈荒”、水风光新能源基地一体化模式参与市场的交易规则;支持分布式新能源、储能、虚拟电厂等新型主体通过聚合、直接交易等模式参与电力市场;研究推动新能源、用户等主体参与跨省跨区电力市场直接交易;推动构建符合新能源发电特性、分布格局的市场报价方式。完善电力市场限价等机制,充分发挥价格信号引导新能源消纳的作用。积极推动绿证市场高质量发展,推进“电—证—碳”市场协同,科学反映新能源环境价值。

(十五) 创新促进新能源消纳的价格机制。建立完善跨省跨区新能源送电价格形成和调整机制,鼓励新能源外送基地各类电源整体形成送电价格。提升跨省跨区通道输电价格机制灵活性,研究海上风电送出工程相关价格机制。落实完善促进新能源就近消纳的电价机制。健全完善煤电、抽水蓄能、新型储能等调节性资源容量电价机制。加快推动市场价格信号有效传导至终端用户,完善体现分时价值差异的零售市场价格机制,研究建立健全居民分时电价机制。

六、强化新能源消纳技术创新支撑

(十六) 突破新能源高效发电利用技术。加强高效低成本光伏、风电技术研发,试点建设超大功率深远海风电机组。加快提升新能源超短期、短期、中长期等不同时间尺度功率预测精度。

(十七) 攻关系统灵活调节技术。创新应用液流电池、压缩空气储能、重力储能等多种技术路线,加快突破大容量长时储能技术。推动新建抽水蓄能电站具备变速调节能力。深化虚拟电厂协调运行控制技术、多元交易技术应用,扩大新型负荷灵活调节技术应用。加快新一代煤电试点应用及推广。

(十八) 强化电网运行技术。加强高比例可再生能源、高比例电力电子设备电力系统高效仿真和稳定运行控制技术研究。试点试验高比例新能源特高压柔性直流输电、大容量高压海上柔性直流海缆输电技术以及多端直流孤岛运行技术。提升新能源基地电源汇集及弱送端系统稳定运行技术水平。推广构网型控制技术,提高新能源涉网性能和主动支撑能力。加快修订新能源并网技术标准。

(十九) 升级智能化调控技术。加快人工智能、大数据、云计算等先进技术在主配微网协同中的应用。推广应用状态感知技术,提升电网对分散资源的动态感知能力。加快应用海量源网荷储资源聚合控制技术,完善新能源基地协同调控技术。

七、保障措施

(二十) 优化新能源消纳管理机制。强化规划指导作用,在五年电力发展规划中分档设置不同地区新能源利用率目标,科学统筹新能源发展与消纳,协同推进新能源规划布局及配套电网、调节能力建设。完善新能源消纳评估方法,推动新能源消纳评估逐步由单一新能源利用率指标向综合评价指标体系转变。各省级能源主管部门科学开展本地区年度新能源利用率目标制定及未来3年展望工作,明确年度新能源开发与消纳方案。根据新能源利用率目标和可再生能源电力消纳责任权重目标,统筹确定年度并网新能源(含分布式新能源)新增开发规模。落实可再生能源消费最低比重目标要求,加快建立强制消费与自愿消费相结合的绿证消费机制,进一步压实可再生能源电力消纳责任。

(二十一) 明确责任分工。国家发展改革委、国家能源局统筹推进新能源消纳和调控工作,指导各省份优化新能源利用率目标和开发规模。各省级能源主管部门是统筹保障本地区新能源消纳的责任主体,全面组织落实各项消纳举措,实现消纳目标。电网企业是保障新能源接入与调控运行的主要责任单位,持续加强电网建设,优化系统运行。发电企业提升新能源可靠替代能力,加强调节资源建设。各类经营主体积极参与电力系统互动。

(二十二) 强化监测监管与目标执行。优化新能源利用率统计发布工作,根据需要完善新能源利用率监测统计管理办法。各省级能源主管部门要建立新能源“规划—建设—并网—消纳”全周期监测预警机制,及时分析本地区新能源消纳情况,新能源利用率显著下滑或未完成利用率目标的地区要科学论证新能源新增并网规模,避免新能源利用率大幅下滑。国家能源局派出机构针对新能源消纳和调控政策措施落实情况进行常态化监管,重大事项及时报告。

国家发展改革委
国家能源局
2025年10月29日