

国家发展改革委 国家能源局关于新形势下 配电网高质量发展的指导意见

发改能源〔2024〕187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，国家能源局各派出机构，有关电力企业：

配电网作为重要的公共基础设施，在保障电力供应、支撑经济社会发展、服务改善民生等方面发挥重要作用。随着新型电力系统建设的推进，配电网正逐步由单纯接受、分配电能给用户的电力网络转变为源网荷储融合互动、与上级电网灵活耦合的电力网络，在促进分布式电源就近消纳、承载新型负荷等方面的功能日益显著。为推动新形势下配电网高质量发展，助力构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统，现提出以下意见。

一、总体要求

（一）指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的二十大精神，深入落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，紧扣新形势下电力保供和转型目标，有序扩大配电网投资，提高投资效益，协同推进配电网建设改造，系统推进配电网与源荷储科学融合发展，全面提升城乡配电网供电保障能力和综合承载能力，以配电网高质量发展助力新

型能源体系和新型电力系统建设，服务经济社会发展，推动实现“双碳”目标，加快中国式现代化进程。

（二）基本原则

坚持安全供电，增强保障能力。将保障电力安全可靠供应作为首要任务，适度超前规划建设配电网，持续优化网架结构，保持合理供电裕度，缩小城乡供电差距。适当提高设防标准，协同提升重要用户应急保障水平，夯实本质安全基础。

坚持绿色发展，助力低碳转型。加快配电网建设改造和智慧升级，强化源网荷储协同发展。切实满足分布式新能源发展需要，全力支撑电动汽车充电基础设施体系建设，积极推动新型储能多元发展，全面推进能源绿色低碳转型。

坚持统筹衔接，强化规划引领。牢固树立系统思维，加强配电网规划与国家发展战略、城乡发展规划、产业发展规划在编制、实施过程中的衔接互动。深化多部门联动协作，实现源网荷储资源的科学有序配置。

坚持科学管理，促进提质增效。建立健全配电网科学发展机制，强化全过程管理。创新配电网运营管理模式，提升标准化水平，推进先进科技研发和应用，深化电力体制改革，进一步提高配电网质量和效益。

（三）发展目标

围绕建设新型能源体系和新型电力系统的总目标，打造安全高效、清洁低碳、柔性灵活、智慧融合的新型配电系统，在增强保供能力的基础上，推动配电网在形态上从传统的

“无源”单向辐射网络向“有源”双向交互系统转变，在功能上从单一供配电服务主体向源网荷储资源高效配置平台转变。

到 2025 年，配电网网架结构更加坚强清晰，供配电能力合理充裕；配电网承载力和灵活性显著提升，具备 5 亿千瓦左右分布式新能源、1200 万台左右充电桩接入能力；有源配电网与大电网兼容并蓄，配电网数字化转型全面推进，开放共享系统逐步形成，支撑多元创新发展；智慧调控运行体系加快升级，在具备条件地区推广车网协调互动和构网型新能源、构网型储能等新技术。

到 2030 年，基本完成配电网柔性化、智能化、数字化转型，实现主配微网多级协同、海量资源聚合互动、多元用户即插即用，有效促进分布式智能电网与大电网融合发展，较好满足分布式电源、新型储能及各类新业态发展需求，为建成覆盖广泛、规模适度、结构合理、功能完善的高质量充电基础设施体系提供有力支撑，以高水平电气化推动实现非化石能源消费目标。

二、补齐电网短板，夯实保供基础

（一）全面提升供电保障能力。适度超前规划变配电布点，优化电网设施布局，打造坚强灵活电网网架。加快推进城镇老旧小区、城中村配电设施升级改造，严格落实城镇居民用电“一户一表”、新建居住区充电基础设施、防洪防涝等要求，有序推进高层小区一级负荷双重电源改造。加快推进农村电网巩固提升工程，完善农村电网网架结构，加强县

域电网与主网联系，稳妥推进大电网延伸覆盖，因地制宜建设可再生能源局域网，持续加大边远地区、脱贫地区、革命老区农村电网建设力度。科学补强薄弱环节，系统梳理形成供电方向单一的县域配电网清单，有针对性开展供电可靠性提升改造。常态化监测摸排主（配）变重满载、线路重过载、电压越限等问题，提出针对性解决方案，消除供电卡口。在有条件的地区，结合技术经济比较，开展交直流混合配电网、柔性互联等新技术应用，探索采用配电网高可靠性接线方式。

（二）提高装备能效和智能化水平。加快老旧和高耗能设备设施更新改造，改造后须达到能效节能水平，并力争达到能效先进水平。2025年，电网企业全面淘汰S7（含S8）型和运行年限超25年且能效达不到准入水平的配电变压器，全社会在运能效节能水平及以上变压器占比较2021年提高超过10个百分点。持续推进设备标准化建设，全面应用典型设计和标准物料，积极推广高可靠、一体化、低能耗、环保型、一二次融合设备。进一步拓展网络通信、大数据、自动控制等技术的应用范围，持续提升配电自动化有效覆盖率，逐步提升负荷控制能力。合理配置监测终端、无人巡检终端、带电作业机器人等设施设备，加快设备状态智能监测分析、电网灾害智能感知等技术应用。创新应用数字化技术，加强配电网层面源网荷储协同调控。挖掘电力数据价值，促进电网数字技术与实体经济深度融合。建立健全数据安全管理制度，采取相应的技术措施保障数据安全。

（三）强化应急保障能力建设。合理提高核心区域和重要用户的相关线路、变电站建设标准，推进本地应急保障电源建设，统筹调配使用移动应急电源，重要用户应按要求配置自备应急电源，提升极端状态下重点地区、重点部位、重要用户的电力供应保障能力。提升电网综合防灾能力，加强对雨雪冰冻气象变化规律的研究，加快修订完善台风、冻雨覆冰、大风舞动灾害的区域分布图，差异化提高局部规划设计和灾害防控标准，增强防范应对自然灾害的能力，推进不符合要求的既有地下配电设施向地面迁移或实施防涝改造，防范森林草原火灾和人身触电事故。

三、提升承载能力，支撑转型发展

（一）满足大规模分布式新能源接网需求。结合分布式新能源发展目标，有针对性加强配电网建设，配套完善电网稳定运行手段，保障电能质量。统筹配电网容量、负荷增长及调节资源，系统开展新能源接网影响分析，评估配电网承载能力，建立可承载新能源规模的发布和预警机制，引导分布式新能源科学布局、有序开发、就近接入、就地消纳。

（二）满足大规模电动汽车等新型负荷用电需求。开展不同场景下电动汽车充电负荷密度分析，建立配电网可接入电动汽车充电设施容量的信息发布机制，引导充电设施合理分层接入中低压配电网。加强双向互动和条件匹配分析，科学衔接充电设施点位布局和配电网建设改造工程，助力构建城市面状、公路线状、乡村点状布局的电动汽车充电基础设

施网络。结合负荷特性分析，有序安排配电网升级改造，满足电采暖、电锅炉、港口岸电等电能替代设施用电需求。

（三）推动新型储能多元发展。基于电力系统调节能力分析，根据不同应用场景，科学安排新型储能发展规模。引导分布式新能源根据自身运行需要合理配建新型储能或通过共享模式配置新型储能，提升新能源可靠替代能力，促进新能源消纳。在电网关键节点、电网末端科学布局新型储能，提高电网灵活调节能力和稳定运行水平。支持用户侧储能安全发展，加强计量管理，实现应采尽采，围绕分布式新能源、充电设施、大数据中心等终端用户，探索储能融合应用新场景，支持参与电网互动。推动长时电储能、氢储能、热（冷）储能技术应用。

（四）推动电力系统新业态健康发展。基于分布式新能源的接入方式和消纳特性，建设满足分布式新能源规模化开发和就地消纳要求的分布式智能电网，实现与大电网兼容并存、融合发展。推动微电网建设，明确物理边界，合理配比源荷储容量，强化自主调峰、自我平衡能力。挖掘用户侧调节潜力，鼓励虚拟电厂、负荷聚合商、车网互动等新业态创新发展，提高系统响应速度和调节能力。大电网要为分布式智能电网、微电网接入公共电网创造便利条件，简化接网程序，双方要明确资产、管理等方面的界面，以及调度控制、交互运行、调节资源使用等方面的权利与义务。

四、强化全程管理，保障发展质量

（一）统筹制定电网规划。地方能源主管部门要加强配电网规划环节的管理，组织电网企业编制规划并督促实施。配电网规划要全面落实区域协调发展、新型城镇化、乡村振兴等国家战略任务要求，做好与新能源、电动汽车、储能等产业发展规划的联动，加强与城乡总体规划、国土空间规划的衔接。支持水电气等公共基础设施市政管廊统一规划、统一建设。充分考虑地方社会经济发展阶段和特点，坚持差异化规划配电网，提高效率效益。

（二）优化项目投资管理。电网企业要聚焦电网主业，持续加大配电网投资力度。鼓励多元主体投资配电网，创新投资方式。直接接入配电网的新能源场站、储能电站接网工程投资原则上由电网企业承担，对电网企业建设有困难或规划建设时序不匹配的接网工程，相关主体可自主投资建设，并经双方协商同意，在适当时机由电网企业依法依规进行回购。扎实开展配电网工程定额管理和造价计算，推广标准化、模块化工程，降低投资成本，优化投资结构，提高投资效益。提高配电网、特别是 10 千伏及以下配电网工程的核准或备案办理效率。

（三）协同推进工程建设。建立多部门参与的工作协调机制，压实各级责任，加强基层协调力度，高效推进项目选址选线、用地手续审批等工作，专题解决重大项目、重点区域配套电网建设改造问题，推动项目尽快落地。结合城市道路、桥梁、综合管廊等市政建设工程，协同实施架空线整治、入地等配电网升级改造。加强施工队伍、施工工艺管理，开

展工程建设全过程监督管理，确保工程建设安全，提高工程建设质量。

（四）完善调度运行机制。坚持统一调度、分级管理，严肃调度纪律，确保电网安全运行。加强配电网调度智能化建设和信息安全防护系统建设，全面提升可观可测、可调可控能力，逐步构建主配微网协同的新型有源配电网调度模式。建立源网荷储协同调控机制，不断完善新能源功率调控机制，优化分布式新能源渗透率较高地区的保护控制策略，建立健全新型储能调控制度和调用机制，支持各类用户侧调节资源通过虚拟电厂、负荷聚合等方式参与市场，提高配电网调节能力、资源配置能力和自愈能力。提高状态实时感知与故障处理能力，加强分级分层控制，强化分布式电源管控能力。

（五）提升运维服务水平。加强设备巡视和维护，及时消除设备缺陷和隐患。开展精益化运维检修，优化停电计划安排，加强故障快速抢修复电管理，推广配电网故障主动抢修技术和“先复电、后修复”模式，减少停电时间、次数和影响范围。电力用户应加强自身设施的运行维护，及时消除隐患，预防事故，避免对公用电网造成影响。修订完善接网标准，强化配电网安全稳定运行基础。简化接网流程，加快接网工程建设和调试验收工作，提升服务效率。支持依托配电网发展综合能源服务。

五、加强改革创新，破解发展难题

（一）持续推进科技创新。加强有源配电网规划方法、运行机理、平衡方式，以及微电网、虚拟电厂等新模式的调

度运行控制方法研究，完善相关标准，积极开展国际合作。探索新型储能优化布局及高效利用，开展充电设施高效承载技术研究，促进新主体灵活接入。支持有条件的地区在配电网技术和模式创新方面开展先行先试。

（二）健全市场交易机制。明确分布式新能源、新型储能、电动汽车充电设施、微电网、虚拟电厂等新主体、新业态的市场准入、出清、结算标准，研究设计适宜的交易品种和交易规则，鼓励多样化资源平等参与市场交易。健全多时间尺度和多层次电力市场，满足多元化需求。创新拓展新型电力系统商业模式和交易机制，为工商业电力用户与分布式电源、新型储能等主体开展直接交易创造条件。

（三）持续优化电价机制。进一步完善分时电价机制，建立健全电动汽车居民充电桩分时电价机制；电力现货市场持续运行地区，推动根据现货价格信号动态调整峰谷时段划分，改善用户用电特性。研究完善储能价格机制。在评估分布式发电市场化交易试点基础上，研究完善更好促进新能源就近消纳的输配电价机制。

（四）完善财政金融政策。发挥好中央投资引导带动作用，深入推进农村电网巩固提升工程。通过地方政府专项债券支持符合条件的配电网项目建设。建立健全边远地区电力普遍服务投资和运维成本疏导机制，鼓励地方政府采用财政补贴、财税减免等政策，引导更多资源配置到薄弱环节和重点领域。鼓励金融机构提高金融服务能力，支持分布式新能源、充电基础设施、新型储能建设。

六、加强组织保障，统筹推进工作

（一）建立健全工作机制。建立地方各级能源主管部门和价格、住建、国土等相关主管部门，能源监管机构，各类电力企业，新业态项目单位，以及重要电力用户协同合作的工作机制，因地制宜制定实施方案，全面落实配电网高质量发展各项要求。

（二）压实各方工作责任。地方能源主管部门要组织编制配电网规划，优化项目审批流程，加强配电网建设改造和运行管理，提高投资效率，控制电网造价；主动对接相关部门和基层政府，协调站址、廊道资源，保障工程顺利实施。电力企业和有关新业态项目单位是配电网建设和运营的实施主体，要主动增强服务意识、持续提升服务质量，做好项目管理、建设施工、运行维护、接网服务等工作，落实安全主体责任。国家能源局派出机构按职责分工加强监管，及时发现问题并推动解决。

（三）持续开展监管评估。地方能源主管部门、国家能源局派出机构按职责加强对配电网发展的跟踪分析和监督管理，及时评估成效、总结改进。国家发展改革委、国家能源局适时组织评估总结，对在城中村配电网改造、农村电网巩固提升以及分布式新能源接网运行、电动汽车充电基础设施接网互动、源网荷储协同运行控制等重点任务上取得显著成效的典型做法和成功经验，予以宣传推广。

国家发展改革委

国家能源局

2024年2月6日