

附件 1

电力需求侧管理办法

(征求意见稿)

第一章 总则

第一条 为深入贯彻落实党中央、国务院关于碳达峰碳中和的重大战略决策，深入推进能源革命，加快规划建设新型能源体系，加强能源产供储销体系建设，推动能源清洁低碳安全高效利用，确保能源安全，根据《中华人民共和国电力法》《中华人民共和国节约能源法》《电力供应与使用条例》《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》等法律法规和文件规定，制定本办法。

第二条 本办法所称电力需求侧管理，是指加强全社会用电管理，综合采取合理可行的技术、经济和管理措施，优化配置电力资源，在用电环节实施需求响应、节约用电、电能替代、绿色用电、智能用电、有序用电，推动电力系统安全降碳、提效降耗。

第三条 电力需求侧管理应贯彻落实节约资源、保护环境的基本国策，坚持统筹发展和安全，守牢能源电力安全底线。

第四条 国家发展改革委负责全国电力需求侧管理工作，县级以上地方人民政府电力运行主管部门负责本行政区域内的电力需求侧管理工作。国务院有关部门、各地区县级以上地方人民政府有关部门、各级能源监管部门在各自职责范围内开展和参与电力需求

侧管理。

第五条 电网企业、电力用户、电力需求侧管理服务机构、电力相关行业组织等是电力需求侧管理的重要实施主体，应依法依规开展电力需求侧管理工作。其中，电网企业包括省级及以上电网企业、地方电网企业以及增量配电网企业；电力需求侧管理服务机构包括负荷聚合商、售电公司、虚拟电厂运营商、综合能源服务商等。

第二章 需求响应

第六条 本办法所称需求响应，是指应对短时的电力供需紧张、可再生能源电力消纳困难等情况，通过经济激励为主的措施，引导电力用户根据电力系统运行的需求自愿调整用电行为，实现削峰填谷，提高电力系统灵活性，保障电力系统安全稳定运行，促进可再生能源电力消纳。

第七条 积极拓宽需求响应主体范围。各类经营性电力用户均可参与需求响应，有序引导具备响应能力的非经营性电力用户参与需求响应。鼓励推广新型储能、分布式电源、电动汽车、空调负荷等主体参与需求响应。

第八条 提升需求响应能力。到 2025 年，各省需求响应能力达到最大用电负荷的 3%—5%，其中年度最大用电负荷峰谷差率超过 40%的省份达到 5%或以上。到 2030 年，形成规模化的实时需求响应能力，结合辅助服务市场、电能量市场交易可实现电网区域内可调节资源共享互济。

第九条 加快构建需求响应资源库。各省级电力运行主管部门

应指导电网企业根据需求响应的资源类型、负荷特征、响应速率、响应可靠性等关键参数，形成可用、可控的需求响应资源清单，并基于需求响应实际执行情况等动态更新。

第十条 全面推进需求侧资源参与电力市场常态化运行。参与需求响应的各类主体可根据电力市场准入要求，自主申请注册为合格市场主体，常态化参与电能量和辅助服务市场交易。鼓励满足条件的需求响应主体作为辅助服务提供方，保障电力系统稳定运行。鼓励通过市场化手段，遴选具备条件的需求响应主体提供系统应急备用服务，签署中长期合约并明确根据电网运行需要优先调用。支持符合要求的需求响应主体参与容量市场交易或纳入容量补偿范围。

第十一条 建立和完善需求侧资源与电力运行调节的衔接机制，逐步将需求侧资源以虚拟电厂等方式纳入电力平衡，提高电力系统的灵活性。

第十二条 充分发挥电力需求侧管理服务机构的资源整合能力。支持各类电力需求侧管理服务机构整合优化可调节负荷、新型储能、分布式电源、电动汽车、空调负荷等需求侧资源，以负荷聚合商或虚拟电厂等形式参与需求响应，创新用电服务模式，培育用电服务新业态。支持地方电网、增量配电网、微电网开展需求响应。支持区域乡村符合条件的需求侧资源由电力需求侧管理服务机构代理参与需求响应。

第十三条 建立并完善与电力市场衔接的需求响应价格机制。

根据“谁受益、谁承担”的原则，支持具备条件的地区，通过实施尖峰电价等手段提高经济激励水平。鼓励需求响应主体参与相应电能市场、辅助服务市场、容量市场等，按市场规则获取经济收益。

第十四条 各地电力运行主管部门负责本地区需求响应工作，各地能源监管部门根据职责开展相关市场监管工作。电网企业在各级电力运行主管部门指导下，根据本地实际情况成立电力负荷管理中心，负责新型电力负荷管理系统建设和运营工作。省级电力负荷管理中心受电力运行主管部门委托组织开展需求响应交易与执行，电力交易机构和电力调度机构按职责分工协同开展相关工作。各类需求响应主体的权责按照当地电力市场相关规定确定。

第三章 节约用电

第十五条 本办法所称节约用电，是指通过实施合理、可行的技术、经济、管理和服务措施，促进用户提高能源利用效率，实现用电环节电力电量节约，促进电力系统有效节能降碳。

第十六条 实施电网企业电力需求侧管理目标责任考核评价制度，省级电力运行主管部门制定和下达本级电网企业电力电量节约指标，采取评价与考核相结合的方式，实行年度评价、统筹考核；电网企业当年电力、电量节约指标不低于其售电营业区内上年最大用电负荷的 0.3%、上年售电量的 0.3%；电网企业可通过自行组织实施或购买服务实现。进一步完善评价考核指标体系，提升非输配环节项目评价比重。

第十七条 聚焦重点行业和领域分业施策、分类推进。强化工

业、建筑、交通、农业等重点领域电力需求侧管理与碳达峰行动方案衔接，统筹提升重点用能工艺设备产品效率和全链条综合能效。完善新型用电基础设施的能效管理，加强绿色设计、运维和能源计量审查，提升能源利用效率、降低能耗。

第十八条 鼓励发展综合能源服务产业促进节电降碳。强化综合能源服务商、负荷聚合商等新兴市场主体培育。鼓励电力需求侧管理服务机构开展合同能源管理、综合节能、电力交易、绿证交易以及碳交易等多元化、综合化、系统化的能源服务，满足电力用户的差异化能源需求，助力电力用户能效提升、节电降碳。

第十九条 各地政府主管部门组织编制和动态发布电力需求侧管理技术推广目录，普及应用节电新技术、新方式。针对工业等开展节电评价标准制定，健全评价机制。强化能效标杆引领，系统推进全社会综合能效全面提升。

第四章 电能替代

第二十条 本办法所称电能替代，是指在终端能源消费环节实施以电代煤、以电代油等措施，鼓励通过市场化、智能化等手段，实现替代用能主要使用绿色电力的电力消费模式。

第二十一条 立足电力供需情况，以市场需求为导向，拓展电能替代的广度和深度，构建政策体系完善、标准体系完备、市场模式成熟、智能化水平高的电能替代发展新格局，科学有序推进电能替代。持续提升工业、建筑、交通等重点领域电气化水平。加快提

高农业农村领域终端电气化水平，助力乡村振兴战略。稳步推进重大民生工程终端电气化水平提升。

第二十二条 持续提升电能替代项目的灵活互动能力和可再生能源消纳水平。实施电能替代新增电力电量应优先通过可再生能源电力满足，支持电能替代项目开展绿电交易、绿证交易，进一步提高可再生能源消纳占比，推动电能替代项目参与分布式发电市场化交易。鼓励电能替代项目通过负荷聚合商整合参与需求响应。

第二十三条 实施电能替代新增电力电量在电网企业年度电力电量节约指标完成情况考核中予以合理扣除。对于通过可再生能源满足的电能替代电力电量，计入电网企业年度电力电量节约指标。

第二十四条 电网企业应加强电能替代配套电网建设，强化电能替代配套电网规划、建设、调度和运维等，提高电能替代项目的供电保障能力，做好电能替代项目的供电服务，保证电网安全。

第二十五条 鼓励社会资本积极参与电能替代项目投资、建设和运营，探索多方共赢的市场化项目运作模式。

第五章 绿色用电

第二十六条 本办法所称绿色用电，是指促进绿色电力供需协同互动，提高可再生能源消纳利用水平，激发全社会绿色电力（简称“绿电”）消费潜力，推进能源电力绿色低碳转型。

第二十七条 可再生能源绿色电力证书（简称“绿证”）是可再生能源电力消费的凭证。

第二十八条 鼓励行业龙头企业、大型国有企业、跨国公司等

消费绿电，发挥示范带头作用，推动外向型企业较多、经济承受能力较强的地区逐步提升绿电消费比例。加强高耗能、高排放企业使用绿电的刚性约束，各地可根据实际情况制定高耗能、高排放企业电力消费中绿电最低占比。提升新型基础设施绿电消费水平，促进绿电就近消纳。

第二十九条 提高京津冀、长三角、粤港澳等重点区域绿色电力消费比重，提升新增产业、新建项目、新建园区可再生能源利用水平。支持以县域或村镇为单位，充分利用当地风、光、生物质、地热等可再生能源资源，因地制宜建设分布式绿色低碳综合能源网络，提高乡村用能的绿电比例。积极推动工业厂房、公共建筑等屋顶光伏建设和实施光伏建筑一体化应用，因地制宜推广浅层地热驱动的冷热电一体化模式。

第三十条 推动配电网扩容及线路改造和智能化升级，提升配电网规模化接入分布式电源、柔性负荷的能力，推进电网运行方式向源网荷储互动、分层分区协同控制转变。支持工业企业、产业园区、具备条件的乡村地区等开展绿色低碳微电网和源网荷储一体化建设。

第三十一条 支持取得突破的低碳零碳负碳关键技术开展产业化示范应用，推动绿色电力与终端冷热水气等集成耦合利用，宣传推广典型案例，推动全社会生产生活用电方式绿色转型。

第六章 智能用电

第三十二条 本办法所称智能用电，是指通过信息通信技术与

用电技术的融合应用，推动用电技术进步、效率提升和组织变革，创新优化用电管理模式，培育电能服务新业态，推动产业数字化转型，提升电力需求侧管理智能化水平。

第三十三条 鼓励各地政府主管部门和企业积极推进电力需求侧管理相关平台建设。推动电力需求侧管理相关平台与能源、经济、气象、建筑等信息化平台互联互通。

第三十四条 鼓励建设新型建筑电力系统和建筑智能化运行管理平台。推动工业、商业、居民家庭等领域用电基础设施和终端设备的智能化改造，构建协作互联、安全可控的智能用电新型融合基础设施。探索发展电力物联网，提升智能用电的网络化、协同化水平。

第三十五条 鼓励建设各级各类能源电力数据中心，整合电网企业、电力用户、电力需求侧管理服务机构的用电数据资源，逐步实现多源异构用电数据的融合和汇聚。安全有序推进用电数据开放共享，完善隐私保护。创新电力领域数据要素开发利用机制，支持开展基于用电大数据的新型增值服务，打造数据应用生态。

第三十六条 创新探索智能用电新模式新业态，推进数字经济与电力经济融合，培育电力经济新增长点。建立健全智能用电技术体系、组织体系、监管体系、评价体系等。鼓励电力需求侧管理服务机构创新智能用电服务内容和商业模式。支持多元化开发智能用电应用场景，建设智能工厂、智能园区、智能楼宇、智能小区、智能家居等，加强智能电网建设应用，支撑智慧城市发展。

第七章 有序用电

第三十七条 本办法所称有序用电，是指在可预知电力供应不足等情况下，依靠提升发电出力、市场组织、需求响应、应急调度等各类措施后，仍无法满足电力电量供需平衡时，通过行政措施和技术方法，依法依规控制部分用电负荷，维护供用电秩序平稳的管理工作。

第三十八条 电力运行主管部门应结合实际，按照有保有限原则，制定有序用电方案。严格保障居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电，优先保障重点产业链供应链企业用电。确保生产安全的前提下，重点限制淘汰类、限制类、高耗能、高排放、低水平等企业用电。不得以国家和地方节能目标责任评价考核的名义对用能企业、单位等实施无差别的有序用电。

第三十九条 电力运行主管部门应引导、激励电力用户优化用电方式，对积极采取需求响应等电力需求侧管理措施并经评估取得明显效果的工业企业等电力用户，可适度放宽其有序用电参与要求。

第四十条 电网企业依托新型电力负荷管理系统开展负荷精准调控，各地负荷监测能力应逐步达到本地区最大用电负荷的70%以上，负荷控制能力应逐步达到本地区最大用电负荷的20%以上。各地10千伏(6千伏)及以上高压电力用户应全部纳入负荷管理范围。

第四十一条 各地电力运行主管部门应会同电网企业完善电力保障机制，精细化开展有序用电工作，制定有序用电方案并及时更

新，开展专项演练，依法依规实施有序用电。

第四十二条 在面临重大自然灾害和突发事件时，电网企业应根据不同情形执行事故限电序位表、处置电网大面积停电事件应急预案和黑启动预案等。

第八章 保障措施

第四十三条 政府主管部门应健全和完善电力需求侧管理法律法规综合保障体系，及时将电力需求侧管理纳入相关法律法规或制定专门规章。根据需求侧资源参与电力市场等的需要，完善有关市场机制与规则。

第四十四条 在国家和地方能源、电力发展相关规划中，进一步明确电力需求侧管理工作任务和作用，将电力需求侧管理与可再生能源开发利用、电力系统灵活性提升、安全保障等内容协同衔接。鼓励各地出台电力需求侧管理工作细则、实施方案等文件，因地制宜创新开展电力需求侧管理工作，及时总结交流电力需求侧管理实践经验。

第四十五条 政府主管部门应依法组织制定、修订电力需求侧管理相关国家标准、地方标准、行业标准，鼓励企业和有关单位制定电力需求侧管理企业标准、团体标准。积极推动电力需求侧管理基础通用标准，以及产品、服务、管理等标准研制，推动标准实施、监督和动态调整。

第四十六条 逐步健全尖峰电价、深谷电价、容量电价、需求响应电价、高可靠性电价、可中断负荷电价等电价政策。地方可结

合实际安排资金支持电力需求侧管理有关工作。鼓励将电力需求侧管理纳入绿色金融、碳金融等的支持范畴。

第四十七条 进一步加强需求响应、电能替代、节约用电、绿色用电、智能用电、有序用电等领域的技术研发和推广。重点推进新型储能、虚拟电厂、车网互动、微电网等技术的创新和应用。加强电力需求侧管理技术和产品知识产权保护，完善技术和产品检测、评估体系。

第四十八条 推进电力需求侧管理工作和绩效相关信息采集、分析能力建设，完善电力需求侧管理相关指标和分析方法，提高负荷管理系统技术支撑能力。支持电力需求侧管理相关行业组织开展能力建设，不断提升行业服务能力。加强电力需求侧管理人才培养，开展电力需求侧管理教育、培训和宣传活动。各地政府主管部门可根据需要组织开展多层次、多类型电力需求侧管理试点示范。

第四十九条 建立健全开放共享的电力需求侧管理国际合作机制，引入适用的方法、技术、分析和评估工具，创新市场机制和商业模式，积极参与需求响应等相关国际标准的制定工作。

第九章 附则

第五十条 本办法自发布之日起施行，有效期5年。2017年9月20日起实施的《电力需求侧管理办法》（修订版）即行废止。