附件2

陕西省电力需求侧管理实施细则

（征求意见稿）

第一章 总则

1. 为深入推进能源革命，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《电力需求侧管理办法（2023年版）》《电力负荷管理办法（2023年版）》等文件要求，制定本细则。
2. 本细则适用于陕西省电力需求侧管理工作。
3. 本细则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，在用电环节实施节约用电、需求响应、绿色用电、电能替代、智能用电、有序用电，推动电力系统安全降碳、提效降耗。
4. 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。
5. 陕西省发展改革委负责全省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。陕西省政府有关部门、各市县级地方人民政府有关部门、国家能源局西北监管局在各自职责范围内开展和参与电力需求侧管理。
6. 电网企业、电力用户、电力需求侧管理服务机构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。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 节约用电

1. 本细则所称节约用电，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。
2. 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。
3. 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。
4. 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、负荷聚合商等新兴经营主体培育。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、可再生能源绿色电力证书（简称“绿证”）交易以及碳交易等多元化能源服务，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。
5. 各地政府主管部门组织编制并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。针对工业等领域开展节电评价标准制定，健全评价机制。电网企业应推广使用节能先进技术，采用节能输变电设备，采用技术措施减少供电半径，增强无功补偿，加强无功管理，稳步降低线损率。强化能效标杆引领，系统推进全社会综合能效全面提升。

第三章 需求响应

1. 本细则所称需求响应，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。
2. 积极拓宽需求响应主体范围。各类经营性电力用户满足准入条件可参与需求响应。鼓励和引导新型储能、分布式电源、电动汽车充电桩、空调负荷等主体参与调节能力建设。
3. 加快构建需求响应资源库。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，逐步提升需求响应能力。逐步形成不低于陕西电网历史最大负荷10%的可调节负荷资源池。
4. 全面推进需求侧资源参与电能量和辅助服务市场常态化运行。鼓励满足条件的需求响应主体提供辅助服务，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。
5. 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。
6. 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、分布式电源、新型储能等需求侧资源，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。支持乡村等规模小且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。
7. 建立并完善与电力市场衔接的需求响应价格机制。根据“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”的原则，通过实施尖峰电价等手段提高经济激励水平。
8. 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。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。

第四章 绿色用电

1. 本细则所称绿色用电，是指促进绿色电力（简称“绿电”）供需协同互动，提高可再生能源消纳利用水平，激发全社会绿电消费潜力，推进能源电力绿色低碳转型。
2. 绿证是可再生能源电力消费量的唯一凭证。
3. 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。
4. 加快优化建筑用能结构，深入推进太阳能、地热能、生物质能等可再生能源在城乡建筑领域的规模化应用，推动“光储直柔”建筑试点示范。实施绿色高效制冷行动，在公共机构、大型公共建筑、地铁、机场、数据中心、冷链物流园区等重点区域实施节能改造，大幅提升制冷系统能效水平。城镇新建建筑全面推广绿色建筑标准，全面提升城镇清洁取暖比例和绿色高效制冷产品市场占有率。支持以县域或村镇为单位，充分利用当地水、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。
5. 推动配电网增容、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。
6. 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，推动绿电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。

第五章 电能替代

1. 本细则所称电能替代，是指在终端能源消费环节实施以电代煤、以电代油、以电代气等措施，鼓励通过市场化、智能化等手段，实现替代用能主要使用绿电的电力消费模式。
2. 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。促进终端能源消费清洁化、互动化、智能化发展，以电为中心，推动多能互补融合、电气冷热多元聚合互动，提高整体能效。科学规划布局充电站（桩），推广光伏建筑一体化、可再生能源建筑及（近）零能耗建筑，通过改变生活用能方式、交通用能方式、动力用能方式等替代化石能源，进一步满足电动汽车、微电网、新型储能、虚拟电厂等交互式多元主体友好接入。在工业园区及公共建筑加快开展综合能源服务，逐步提高电能占比。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。
3. 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。加快实施电能替代和清洁替代，提高生产过程、交通物流等环节电气化水平，打造100%可再生能源电力应用场景。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，引导和推动电能替代项目参与绿电、绿证和可再生能源电力交易，降低购入电力蕴含的二氧化碳排放。鼓励电能替代项目通过负荷聚合商参与需求响应。
4. 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。
5. 强化电能替代配套电网规划、建设、调度和运维等，构建省－市－县三级联动机制，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。
6. 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。

第六章 智能用电

1. 本细则所称智能用电，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。
2. 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。
3. 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。
4. 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等用电数据资源，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。
5. 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

1. 本细则所称有序用电，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。
2. 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，方案应按照先错峰、后避峰、再限电的顺序安排电力电量平衡。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。
3. 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电力用户、负荷聚合商、虚拟电厂运营商优先执行需求响应并享受补贴。
4. 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。
5. 各地电力运行主管部门应在迎峰度夏、迎峰度冬前分别修订有序用电方案。其他因素导致本地区电力供需平衡发生重大变化时，应及时调整方案。
6. 有序用电方案规模应不低于本地区历史最高负荷的30%；方案按照Ⅰ-Ⅵ级六个等级制定，每5%为一档。
7. 陕西省发展改革委和电网企业应及时发布预警信息。按照电力或电量缺口占当期最大用电需求比例的不同，预警信号分为四个等级：

Ⅰ级：特别严重（红色、20%以上）；

Ⅱ级：严重（橙色、10%以上—20%以下）；

Ⅲ级：较重（黄色、5%以上—10%以下）；

Ⅳ级：一般（蓝色、5%以下）。

1. 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。
2. 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、国家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

1. 政府主管部门应健全和完善电力需求侧管理法律规范综合保障体系，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需要，完善有关市场机制与规则。
2. 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。
3. 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、管理等标准制定，推动标准实施、监督和动态调整。
4. 逐步健全分时电价、容量电价、高可靠性电价、可中断负荷电价等电价政策。地方可按规定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、碳金融等支持范畴。
5. 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的知识产权保护，完善技术和产品检测、评估体系。
6. 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加强能力建设，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级、多类型电力需求侧管理试点示范。
7. 建立健全开放共享的电力需求侧管理合作机制，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标准的制定工作。

第九章 附则

1. 本细则下列用语的含义：

（一）需求侧资源，是指广泛分布于用户侧的可调节负荷、分布式电源、新型储能等可以聚合优化、参与电力系统运行调节的电力资源。

（二）可调节负荷，是指具有灵活调节能力，可以根据电力系统运行需要，调整用电行为、用电方式，增加或减少用电功率的电力负荷。

（三）负荷聚合商，是一类需求侧负荷调节服务机构，具有通过技术、管理等手段整合需求侧资源的能力，可参与电力系统运行，为电力用户提供参与需求响应、电力市场等一种或多种服务。

（四）虚拟电厂，是电力需求侧管理的一种创新模式，是依托负荷聚合商、售电公司等机构，通过新一代信息通信、系统集成等技术，实现需求侧资源的聚合、协调、优化，形成规模化调节能力支撑电力系统安全运行。

1. 本细则有关数量的表述中，“以上”含本数。
2. 本细则由陕西省发展改革委负责解释。
3. 本细则自发布之日起施行，如遇国家政策调整,以相关规定为准。