

电力系统调节能力优化专项行动实施方案 (2025—2027年)

为加快实施《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027年）》和《关于加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见》有关要求，着力提升电力系统调节能力和调用水平，支撑新型电力系统构建，制定本方案。

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，深入贯彻落实党的二十大及二十届二中、三中全会精神，把握新发展阶段，贯彻新发展理念，构建新发展格局，统筹发展和安全，充分发挥市场作用，更好发挥政府作用，着力针对各地区新能源合理消纳利用要求，科学分析调节能力需求规模和特征，制定各类调节资源合理配置和优化组合方案，优化各类调节资源调用方式，优化电力系统调节能力，加快推进新型电力系统建设。

到2027年，电力系统调节能力显著提升，各类调节资源发展的市场环境和商业模式更加完善，各类调节资源调用机制进一步完善。通过调节能力的建设优化，支撑2025—2027年年均新增2亿千瓦以上新能源的合理消纳利用，全国新能源利用率不低于90%。

二、编制调节能力建设方案

调节能力建设方案是能源电力发展规划的组成部分。各省（区、

市)能源主管部门要落实本实施方案要求,编制本地区调节能力建设方案,于2025年6月底前报送国家发展改革委、国家能源局,并于每年年初结合“十五五”能源电力规划相关工作,报送年度实施进展、滚动修编等情况,国家能源局派出机构同步做好监管。

(一)科学测算调节能力需求。充分统筹新能源发展规模、技术经济性及电力市场运行等因素,衔接落实国家能源电力发展规划,以保障电力系统安全稳定运行和新能源合理消纳利用为目标,科学确定调节能力需求。

(二)着力增强抽水蓄能调节能力。高质量建设一批生态友好、条件成熟的抽水蓄能电站,充分发挥抽水蓄能削峰填谷等多重作用,提升系统支撑调节能力。

(三)着力提升火电调节能力。按照2027年实现存量煤电机组“应改尽改”原则制定灵活性改造推进方案。在保障安全前提下,探索煤电机组深度调峰,最小技术出力达到新一代煤电升级有关指标要求,并确保煤耗不大幅增加,机组涉网性能符合系统运行要求。鼓励煤电企业结合市场需求自主配置调频储能。在具备条件的地区适度布局一批调峰气电项目,进一步提升气电调峰能力。

(四)改造或建设一批调度机构统一调度的新型储能电站。推动具备条件的存量新能源配建储能实施改造,由电力调度机构统一调度运行,提升调用水平。在统筹安排各类调节资源建设规模基础上,结合系统供电保障和安全稳定运行需要,优化选择适宜新型储能技术,高质量建设一批技术先进、发挥功效的新型储能电站。

（五）统筹提升可再生能源调节能力。大力支持流域龙头水库电站建设，积极推进流域水电扩机增容等灵活性提升改造，着力提高流域整体调节能力。积极布局系统友好型新能源电站建设，充分发挥新能源主动调节能力。因地制宜建设光热电站，鼓励生物质发电发挥调节能力。

（六）大力提升电网资源配置调节能力。充分考虑区域间、省间电力供需互补情况，合理提出区域间、省间调节资源优化配置方案，通过加强网架、优化运行方式、健全跨省跨区市场机制等措施，实现各类调节资源共享调配。加强并网接入管理，按照新型电力系统发展建设要求，加强调节性电源送出工程建设，完善新建电源接入程序，及时、规范做好项目并网接入工作。

（七）深入挖掘负荷侧资源调节潜力。优化省内负荷布局，以市场化方式引导具备条件的可调节负荷参与电力运行调节，明确以虚拟电厂、智能微电网等方式规范化、规模化、常态化、市场化参与系统调节的方案，健全完善负荷侧响应资源的调度运行机制和市场交易机制，实现可观、可测、可调、可控。

三、完善调节资源调用方式

（八）完善调节资源的分级调度。立足现行调度体系，结合各类调节资源功能定位，科学确定调度关系，强化各级调度优化衔接。科学开展电力调度，严格按照“三公”原则实施调度和“两个细则”考核管理。国家电力调度中心、南网总调、区域调度中心分别做好调节资源在区域间和省间的优化调用，推动调节资源跨地区共享。

电力调度机构应推动智能化调度控制技术应用，实现各类调节资源分级精细化管理。

（九）明确各类调节资源的调用序位。综合考虑系统需要、调度安全性、调节经济性等因素，各地区应研究提出各类调节资源的合理调用序位表，明确资源调用原则、优先级等，尽量减少主力煤电机组频繁深度调峰、日内启停调峰，实现资源优化配置。在电力现货市场连续运行地区，遵循市场交易结果调用各类调节资源，加强交易结果与序位表的校核分析，偏差过大时及时修订完善，促进市场机制更加合理。

（十）差异化发挥抽水蓄能电站调节作用。按照电站定位确定调节服务范围，省内调节电站重点发挥促进本地新能源消纳及保障电力安全供应作用；区域调节电站应由省级以上电力调度机构调用，优先保障电力安全供应。

（十一）优化煤电机组的调用方式。经济合理调用各类煤电机组，在确保安全的前提下，最大限度发挥煤电机组的经济调节能力。探索挖掘自备煤电机组的调节潜力。

（十二）提升新型储能调用水平。电力调度机构应结合本地实际制定新型储能调度运行细则，明确新型储能的调度关系。优化新型储能调度运行，发挥移峰填谷和顶峰发电作用，增强本地电力供应保障能力，实现应用尽用。在新能源消纳困难时段优先调度新型储能，实现日内应调尽调，减少弃风弃光。

（十三）推动系统友好型新能源电站一体化调用。电力调度机

构根据相关标准明确系统友好型新能源电站涉网性能、涉网参数及运行管理要求。完善相关市场机制，鼓励系统友好型新能源电站充分发挥配套储能和智慧调控的作用，科学制定相对确定的出力曲线，并按照一体化的方式调用。

（十四）探索沙戈荒大型风电光伏基地和水风光基地一体化调用。结合市场、价格等机制，试点探索沙戈荒基地和水风光基地一体化协同调用机制，优化基地整体涉网性能，提升稳定支撑能力。

四、完善调节资源参与市场机制

（十五）完善峰谷电价机制。电力现货运行地区，科学设置市场价格上下限，通过市场竞争形成合理峰谷价差，积极推动各类调节资源参与现货市场。尚未实现现货运行地区，进一步完善峰谷分时电价政策，引导各地区根据净负荷曲线优化峰谷时段划分，提升峰谷差价经济激励水平。完善用户侧峰谷分时电价机制，实现与发电侧电价机制联动。推动售电公司与用户签订峰谷分时电价合同。

（十六）加强区域内调节能力统筹和优化。建立健全调频、备用辅助服务市场体系，鼓励各地区因地制宜设置备用、爬坡、转动惯量等辅助服务品种，基于调节速率、响应时间、调节时长、调节精度等细分性能，建立以调节效果为导向的市场机制，公平反映各类调节资源调节价值。强化辅助服务市场规则执行，规范开展考核补偿工作。积极推动完善区域级辅助服务市场。在电网安全运行范围内，鼓励建立区域内负荷侧可调节资源的跨省调用和交易机制。

（十七）加快建立市场化容量补偿机制。现货市场连续运行地

区，加快建立市场化容量补偿机制，以市场为导向确定容量需求和容量价值，对有效容量合理补偿，引导各类资源向系统提供中长期稳定容量。

五、加强组织实施

（十八）加强组织领导。国家发展改革委、国家能源局负责统筹协调，全面指导各地调节能力建设相关工作。地方能源主管部门建立完善与电力运行、价格、国土、消防等相关主管部门、能源监管机构、各类电力企业等协同合作的工作机制，因地制宜协同推进工作。

（十九）积极推动先行先试。加快提升电力系统调节能力的新技术试点应用，作为各地推动新型电力系统建设的创新举措，在后续新型电力系统建设成效评价中重点予以考虑。重大创新项目以及推进过程中的重要问题及时上报国家发展改革委、国家能源局。

（二十）落实各方责任。地方能源主管部门要做好方案编制、组织开展调节能力建设试点项目申报，多措并举做好本地调节能力建设方案落实落地，切实推动本地区调节能力建设。地方电力运行主管部门负责负荷侧资源开发利用、指导电力调度运行和做好电力市场相关工作。地方价格主管部门负责制定市场限价规则和市场化容量补偿机制方案。电力调度机构严格执行调用方式，保障各类调节资源充分调用。能源电力企业按照调节能力建设方案，切实做好调节资源的高质量建设和健康规范运营，积极参与各类调节资源试点项目申报工作。

（二十一）加强经济性评估。地方能源主管部门会同价格主管

部门，在编制本地区调节能力建设方案时，要基于电力市场供需形势、市场电价水平、系统净负荷曲线等开展长周期仿真测算，评估调节能力经济性和对当地电价水平影响，具有较好经济性的调节能力建设项目可同步纳入相关能源电力发展规划。

（二十二）强化监管评估。国家能源局组织派出机构开展调节资源建设和调用情况监管，对新能源利用率大幅下降、新能源发展规划与调节能力不匹配、调节资源建设滞后、可调用调节能力未充分发挥的地区，督促省级能源主管部门分析原因并予以整改，及时出台有关政策措施，切实保障新能源合理利用率。全国电力规划实施监测预警中心按年度动态评估各地调节能力建设方案实施情况和发挥效果，基于各地上报方案统筹优化全国调节资源，开展全国调节能力经济性评估，报国家发展改革委、国家能源局。

附件：调节能力建设方案（2025—2027年）编制大纲

附件

XX省（区、市）调节能力建设方案 （2025—2027年）

一、发展现状

（一）新能源消纳利用现状

梳理截至上年年底时，本省（区、市）风电、光伏等新能源发电装机规模、发电量、利用率情况。

（二）调节能力现状

梳理截至上年年底时，本省（区、市）火电、抽水蓄能、新型储能、负荷侧等各类调节资源规模和调节能力，以及上年各类调节资源的运行情况和调节能力利用水平。

二、面临的形势与挑战

（一）发展形势

充分衔接本省（区、市）能源电力发展规划，分析负荷发展水平、各类电源（含集中式新能源、分布式新能源、沙戈荒大型风电光伏基地等）和主网架工程规划建设情况等。

（二）面临挑战

结合发展形势，客观分析新能源高质量发展面临的挑战，包括但不限于调节能力建设、电网调度运行和政策保障机制等方面。

三、调节能力需求

充分衔接本省（区、市）能源电力发展规划边界条件，统筹可

再生能源发展、技术经济性等因素，以保障新能源合理消纳利用为目标，通过生产运行模拟和基于市场的长周期仿真测试合理确定逐年调节能力需求、建设目标和布局。

四、调节能力建设方案

（一）电源侧调节能力

按照本实施方案有关要求，分类明确煤电、气电、水电、光热等各类电源调节能力建设的规模、布局及时序。

1. 可再生能源调节能力
2. 火电调节能力

（二）电网侧调节能力

从提升电网优化配置可再生能源能力角度，明确加强区域及省间联络和主网架的必要性、建设规模和时序。

研究优化电网运行的重点措施。

（三）需求侧调节能力

建立需求侧灵活调节资源库，制定需求侧资源常态化参与系统调节方案。

（四）抽水蓄能

结合国家抽水蓄能发展规划，落实 2024—2027 年投运的抽水蓄能电站调用情况，确保已投运电站全部调用，切实发挥系统调节能力。

（五）新型储能

按照本实施方案有关要求，结合调节能力需求，在统筹上述调

节资源建设情况基础上，科学优化不同时间尺度新型储能建设规模、时长、布局和时序，细化发展模式，以及各类技术类型。

五、调节资源调用方式完善措施

包括但不限于各类调节资源的调用序位表；上一年度各类调节资源的调用情况，特别是各类调节资源在迎峰度夏、度冬以及新能源大发时段是否充分发挥调节能力等；推动完善各类调节资源调用方式的举措及后续完善计划。

六、市场机制和经济性评估

（一）市场机制。关于建立完善体现灵活调节价值的市场体系和价格机制的有关情况，包括但不限于新型储能及各类调节资源是否具有独立市场主体地位、峰谷价差情况、辅助服务市场总体费用及分摊情况、是否开展容量补试试点、推动新能源参与电力市场交易现状及后续工作计划等。

（二）经济性评估。基于电力市场供需形势、市场电价水平、系统净负荷曲线等开展长周期仿真测算，评估调节能力经济性和对电价水平影响。

七、保障机制

包括但不限于充分调动各类主体建设和优化调用调节能力积极性的工作安排。

XX省（区、市）调节能力建设方案（2025—2027年）附表

	2024年	2025年	2026年	2027年
全社会用电量（亿千瓦时）				
全社会最大负荷（万千瓦）				
新能源利用率（%）				
新能源规模（万千瓦）				
其中：风电				
光伏				
存量煤电机组灵活性改造规模（万千瓦）				
煤电装机（万千瓦）				
气电装机（万千瓦）				
水电装机（万千瓦）				
核电装机规模（万千瓦）				
抽水蓄能装机（万千瓦）				
新型储能规模（万千瓦/万千瓦时）				
系统总调节能力（万千瓦）				
其中：存量煤电机组灵活性改造调节能力 ^{注1}				
煤电调节能力（供热期/非供热期） ^{注2}				
气电调节能力（供热期/非供热期） ^{注3}				
水电调节能力 ^{注4}				
光热调节能力 ^{注5}				
核电调节能力 ^{注6}				
抽水蓄能调节能力 ^{注7}				
新型储能调节能力 ^{注8}				
可调节负荷规模（万千瓦） ^{注9}				
备用负荷容量（万千瓦） ^{注10}				

注：

1. 存量煤电机组灵活性改造调节能力= Σ （改造前各机组最小技术出力-改造后各机组最小技术出力）

2. 煤电调节能力= Σ （煤电各机组最大技术出力-煤电各机组最小技术出力）（供热期、非供热期分别计算）

3. 气电调节能力= Σ （气电各机组最大技术出力-气电各机组最小技术出力）（供热期、非供热期分别计算）

4. 水电调节能力= Σ （水电各机组预想出力-水电各机组强迫出力）（仅考虑日调节及以上水电）

5. 光热调节能力= Σ （光热各机组最大技术出力-光热各机组最小技术出力）

6. 核电调节能力= Σ （核电各机组最大技术出力-核电各机组最小技术出力）

7. 抽水蓄能调节能力=抽水蓄能规模 $\times 2$

8. 新型储能调节能力=新型储能规模 $\times 2$

9. 可调节负荷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

10. 备用负荷容量指提前签订协议，并通过专业机构技术验证的，在用电高峰时段，可快速响应或直接中断的负荷