

国家发展改革委 国家能源局关于提升电力系统调节能力的指导意见

发改能源〔2018〕364号

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团发展改革委（能源局）、经信委（工信委、工信厅）、国家能源局各派出监管机构，国家电网公司、南方电网公司，华能、大唐、华电、国电投、国能投集团公司，国投公司、华润集团，中国国际工程咨询公司、电力规划设计总院：

为贯彻落实党的十九大精神，按照2017年中央经济工作会议部署，以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，扎实推动能源生产和消费革命，推进电力供给侧结构性改革，构建高效智能的电力系统，提高电力系统的调节能力及运行效率。现提出以下指导意见：

一、重要意义

党的十九大报告指出，要推进能源生产和消费革命，构建清洁低碳、安全高效的能源体系。2017年中央经济工作会议提出，要增加清洁电力供应，促进节能环保、清洁生产、清洁能源等绿色产业发展。当前，我国电力系统调节灵活性欠缺、电网调度运行方式较为僵化等现实造成了系统难以完全适应新形势要求，大型机组难以发挥节能高效的优势，部分地区出现了较为严重的弃风、弃光和弃水问题，区域用电用热矛盾突出。为实现我国提出的2020年、2030年非化石能源消费比重分别达到15%、20%的目标，保障电力安全供应和民生用热需求，需着力提高电力系统的调节能力及运行效率，从负荷侧、电源侧、电网侧多措并举，重点增强系统灵活性、适应性，破解新能源消纳难题，推进绿色发展。

二、加快推进电源侧调节能力提升

（一）实施火电灵活性提升工程。

根据不同地区调节能力需求，科学制定各省火电灵活性提升工程实施方案。“十三五”期间，力争完成2.2亿千瓦火电机组灵活性改造（含燃料灵活性改造，下同），提升电力系统调节能力4600万千瓦。优先提升30万千瓦级煤电机组的深度调峰能力。改造后的纯凝机组最小技术出力达到30%~40%额定容量，热电联产机组最小技术出力达到40%~50%额定容量；部分电厂达到国际先进水平，机组不投油稳燃时纯凝工况最小技术出力达到20%~30%。

（二）推进各类灵活调节电源建设。

加快已审批的选点规划推荐的抽水蓄能电站建设，适时开展新一轮选点规划，加快推进西南地区龙头水库电站建设。“十三五”期间，开工建设6000万千瓦抽水蓄能电站和金沙江中游龙头水库电站。到2020年，抽水蓄能电站装机规模达到4000万千瓦（其中“三北”地区1140万千瓦），有效提升电力系统调节能力。

在气源有保障、调峰需求突出的地区发展一定规模的燃气机组进行启停调峰，“十三五”期间，新增调峰气电规模500万千瓦，提升电力系统调节能力500万千瓦。

积极支持太阳能热发电，推动产业化发展和规模化应用，“十三五”期间，太阳能热发电装机力争达到500万千瓦，提升电力系统调节能力400万千瓦。

（三）推动新型储能技术发展及应用。

加快新型储能技术研发创新，重点在大容量液流、锂离子、钠硫、铅炭电池等电化学储能电池、压缩空气储能等方面开展创新和推广，提高新型储能系统的转换效率和使用寿命。在调峰调频需求较大、弃风弃光突出的地区，结合电力系统辅助服务市场建设进度，建设一批装机容量1万千瓦以上的集中式新型储能电站，在“三北”地区部署5个百兆瓦级电化学储能电站示范工程。开展在风电、光伏发电项目配套建设储能设施的试点工作。鼓励分布式储能应用。到2020年，建成一批不同技术类型、不同应用场景的试点示范项目。

三、科学优化电网建设

（四）加强电源与电网协调发展。

坚持市场需求为导向，在确定电源规划和年度实施方案过程中，组织相关方确定电力消纳市场、送电方向，同步制定接入电网方案，明确建设时序。根据不同发电类型和电网工程建设工期等，合理安排电源及配套电网项目的核准建设进度，确保同步规划同步实施同步投产，避免投资浪费。

（五）加强电网建设。

加强新能源开发重点地区电网建设，解决送出受限问题。落实《电力发展“十三五”规划》确定的重点输电通道，“十三五”期间，跨省跨区通道新增19条，新增输电能力1.3亿千瓦，消纳新能源和可再生能源约7000万千瓦。进一步完善区域输电网架，促进各电压等级电网协调发展。

开展配电网建设改造，推动智能电网建设，满足分布式电源接入需要，全面构建现代配电系统。按照差异化需求，提高信息化、智能化水平，提高高压配电网“N-1”通过率，加强中压配电网线路联络率，提升配电自动化覆盖率。

（六）增强受端电网适应性。

开展专项技术攻关，发展微电网等可中断负荷，解决远距离、大容量跨区直流输电闭锁故障影响受端安全稳定运行问题，提升受端电网适应能力，满足受端电网供电可靠性。

四、提升电力用户侧灵活性

（七）发展各类灵活性用电负荷。

推进售电侧改革，通过价格信号引导用户错峰用电，实现快速灵活的需求侧响应。开展智能小区、智能园区等电力需求响应及用户互动工程示范。开展能效电厂试点。鼓励各类高耗能企业改善工艺和生产流程，为系统提供可中断负荷、可控负荷等辅助服务。全面推进电能替代，到2020年，电能替代电量达到4500亿千瓦时，电能占终端能源消费的比重上升至27%。在新能源富集地区，重点发展热泵技术供热、蓄热式电锅炉等灵活用电负荷，鼓励可中断式电制氢、电转气等相关技术的推广和应用。

（八）提高电动汽车充电基础设施智能化水平。

探索利用电动汽车储能作用，提高电动汽车充电基础设施的智能化水平和协同控制能力，加强充电基础设施与新能源、电网等技术融合，通过“互联网+充电基础设施”，同步构建充电智能服务平台，积极推进电动汽车与智能电网间的能量和信息双向互动，提升充电服务化水平。

五、加强电网调度的灵活性

（九）提高电网调度智能水平。

构建多层次智能电力系统调度体系。优化开机方式，确定合理备用率。开展风电和太阳能超短期高精度功率预测、高渗透率新能源接入电网运行控制等专题研究，提高新能源发电参与日内电力平衡比例。实施风光功率预测考核，将风电、光伏等发电机组纳入电力辅助服务管理，承担相应辅助服务费用，实现省级及以上的电力调度机构调度的发电机组全覆盖。国家能源局批复的电力辅助服务市场改革试点地区，按照批复方案推进执行。完善日内发电计划滚动调整机制，调度机构根据风光短期和超短期功率预测信息，动态调整各类调节电源的发电计划以及跨省跨区联络线输送功率。

探索电力热力联合智能调度机制，在调度机构建立热电厂电力热力负荷实时监测系统，并根据实际热力负荷需求确定机组发电曲线。研究制定储热装置、电热锅炉等灵活热源接入后的智能调度机制。

（十）发挥区域电网调节作用。

建立常规电源发电计划灵活调整机制，各区域电网内共享调峰和备用资源。研究在区域电网优化开机方式，提升新能源发电空间。在新能源送出受限地区，开展动态输电容量应用专题研究。

（十一）提高跨区通道输送新能源比重。

优化在运跨省跨区输电通道运行方式。调整和放缓配套火电建设的跨区输电通道，富余容量优先安排新能源外送，力争“十三五”期间，“三北地区”可再生能源跨区消纳4000万千瓦以上。水电和风电输电通道同时送入的受端省份，应研究水电和风电通道送电曲线协调配合方式，充分发挥风电和水电的互补效益，增加风电通道中风电占比。

六、提升电力系统调节能力关键技术水平

（十二）提高高效智能装备水平。

依托基础研究和工程建设，组织推动提升电力系统调节能力关键装备的技术攻关、试验示范和推广应用。突破一批制约性或瓶颈性技术装备和零部件的技术攻关，推动一批已完成技术攻关的关键技术装备开展试验示范，进一步验证技术路线和经济性，推广一批完成试验示范的技术装备实现批量化生产和产业化应用。

（十三）升级能源装备产业体系。

在电力装备领域，形成一批具有自主知识产权和较强竞争力的装备制造企业集团，形成具有比较优势的较完善产业体系和产学研用有机结合的自主创新体系，总体具有较强国际竞争力，实现引领能源装备制造业转型升级。

（十四）加强创新推动新技术应用。

建立企业、研究机构、高校多方参与的提升电力系统调节能力技术创新应用体系。加强火电灵活性改造技术的研发和应用，推进能源互联网、智能微电网、电动汽车、储能等技术的应用。着力通过技术进步和规模化应用促进电力系统与信息技术的融合和电储能技术成本的降低。

七、建立健全支撑体系

（十五）完善电力辅助服务补偿（市场）机制。

按照“谁受益、谁承担”的原则，探索建立发电企业和用户参与的辅助服务分担共享机制。进一步完善和深化电力辅助服务补偿（市场）机制，实现电力辅助服务补偿力度科学化，合理确定火电机组有偿调峰的调峰深度，并根据系统调节能力的变化进行动态调整，合理补偿火电机组、抽水蓄能电站和新型储能电站灵活运行的直接成本和机会成本。鼓励采用竞争方式确定电力辅助服务承担机组，鼓励自动发电控制和调峰服务按效果补偿，鼓励储能设备、需求侧资源参与提供电力辅助服务，允许第三方参与提供电力辅助服务。

（十六）鼓励社会资本参与电力系统调节能力提升工程。

支持社会资本参与火电灵活性改造，以及各类调峰电源和大型储能电站建设。支持地方开展抽蓄电站投资主体多元化和运行模式探索。鼓励以合同能源管理等第三方投资模式建设、运营电厂储热、储能设施。火电厂在计量出口内建设的电供热储能设施，按照系统调峰设施进行管理并对其深度调峰贡献给予合理经济补偿，其用电参照厂用电管理但统计上不计入厂用电。

（十七）加快推进电力市场建设。

加快电力市场建设，大幅度提高电力市场化交易比重，建立以市场为导向的促进新能源消纳的制度体系。逐步建立中长期市场和现货市场相结合的电力市场，通过弹性电价机制释放系统灵活性。研究利用市场机制支持储能等灵活调节电源发展的政策，充分反映调节电源的容量价值。在电力现货市场建立之前，通过峰谷电价、分时电价等价格机制，支持电力系统调节平衡。大力推进售电侧改革，鼓励售电公司制定灵活的售电电价，促进电力消费者与生产者互动。以北方地区冬季清洁取暖为重点，鼓励风电企业、供暖企业参与电力市场交易，探索网、源、荷三方受益的可持续发展机制。

（十八）建立电力系统调节能力提升标准体系。

开展有关电力系统调节能力提升的标准制订和修编工作。对现有火电厂技术标准进行修编，“三北”地区新建煤电达到相应灵活运行标准，新建热发电机组实现“热电解耦”技术要求。研究编制新型储能技术以及需求侧智能化管理的相关标准。借鉴国际电力系统灵活运行先进经验，促进电力系统调节能力提升技术标准的国际交流与合作。

八、按职责分工抓紧组织实施

（十九）加强组织领导。

国家发展改革委、国家能源局牵头开展电力系统调节能力提升工程及监管相关工作，统筹协调解决重大问题。各省级人民政府相关主管部门因地制宜研究制定本省（区、市）电力系统调节能力提升工程实施方案，将电力系统调节能力提升效果纳入节能减排考核体系。电力现货市场建设试点地区可结合市场设计方案，自行设计提高电力系统调节能力及运行效率的调度机制。各电网企业和发电企业是提升电力系统调节能力的实施主体，要积极制定实施计划，落实项目资金，推动项目建设。国家能源局各派出能源监管机构会同各地方能源主管部门负责电力系统调节能力提升工程的具体监管工作，国家能源局各派出能源监管机构负责组织推进当地电力辅助服务补偿（市场）工作及日常事务的协调处理。各单位要根据指导意见相关要求，统筹谋划，协作配合，科学组织实施，务实有序推进相关工作。

（二十）强化监督管理。

国家能源局各派出能源监管机构会同各地方能源主管部门对电力系统调节能力提升工程开展专项监管。对于实施方案整体落实不到位的省份，将削减其新能源等电源建设指标。对已享受相关优惠政策但实际运行效果未达到的项目，将向社会公布，视情节取消相关优惠政策。对已纳入灵活性改造范围的火电机组，未按时完成改造或未达到规定调节效果的，将暂时削减其计划发电量。国家能源局将按年度对全国电力系统调节能力提升工程的进展情况进行评价考核。

国家发展改革委
国家能源局
2018年2月28日

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/122483.html>