国家发展改革委 国家能源局关于完善发电侧容量电价机制的通知

发改价格〔2026〕114号

各省、自治区、直辖市及新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，天津市工业和信息化局、辽宁省工业和信息化厅、重庆市经济和信息化委员会、甘肃省工业和信息化厅、北京市城市管理委员会，国家能源局各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司、中国核工业集团有限公司、中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国长江三峡集团有限公司、国家能源投资集团有限责任公司、国家开发投资集团有限公司、华润（集团）有限公司、中国广核集团有限公司：

为贯彻落实党中央和国务院关于推进能源领域价格改革，加快建设新型能源体系的决策部署，引导调节性电源平稳有序建设，保障电力系统安全稳定运行，助力经济社会绿色发展，现就完善发电侧容量电价机制有关工作通知如下。

一、总体思路

适应新型电力系统和电力市场体系建设需要，更好统筹电力安全稳定供应、能源绿色低碳转型和资源经济高效配置，分类完善煤电、天然气发电、抽水蓄能、新型储能容量电价机制，优化电力市场机制；电力现货市场连续运行后，有序建立发电侧可靠容量补偿机制，对机组可靠容量根据顶峰能

力按统一原则进行补偿，公平反映不同机组对电力系统顶峰贡献。

二、分类完善容量电价机制

（一）完善煤电及天然气发电容量电价机制。各地按照《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）要求，将通过容量电价回收煤电机组固定成本的比例提升至不低于50%，可结合当地市场建设、煤电利用小时数等实际情况进一步提高。

省级价格主管部门可对天然气发电建立容量电价机制，容量电价按照回收天然气发电机组一定比例固定成本的方式确定。

（二）完善抽水蓄能容量电价机制。《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》（发改价格〔2021〕633号，简称633号文件）出台前开工（取得取水、临时用地、环评批复文件，下同）建设的电站，容量电价继续实行政府定价，具体由省级价格主管部门按照633号文件办法核定或校核。电站经营期满后，按照弥补必要技术改造支出和运行维护成本的原则重新核价。

按照633号文件明确的逐步实现主要通过参与市场回收成本、获得收益的精神，该文件出台后开工建设的电站，由省级价格主管部门每3—5年按经营期内弥补平均成本的原则，根据633号文件明确的成本参数规则，制定省级电网同期新开工电站统一的容量电价（满功率发电时长低于6小时的相应折减）。执行年限可统筹考虑电力市场建设发展、电

力系统需求、电站可持续发展等情况确定。同时，抽水蓄能电站自主参与电能量、辅助服务等市场，获得的市场收益按比例由电站分享，分享比例由省级价格主管部门确定；其余部分冲减系统运行费用、由用户分享。

（三）建立电网侧独立新型储能容量电价机制。对服务于电力系统安全运行、未参与配储的电网侧独立新型储能电站，各地可给予容量电价。容量电价水平以当地煤电容量电价标准为基础，根据顶峰能力按一定比例折算（折算比例为满功率连续放电时长除以全年最长净负荷高峰持续时长，最高不超过1），并考虑电力市场建设进展、电力系统需求等因素确定。电网侧独立新型储能电站实行清单制管理，管理要求由国家能源局根据电力供需形势分析及保供举措等另行明确，项目具体清单由省级能源主管部门会同价格主管部门制定。

三、有序建立发电侧可靠容量补偿机制

（一）可靠容量补偿机制的总体要求。可靠容量是指机组在全年系统顶峰时段能够持续稳定供电的容量。电力现货市场连续运行后，省级价格主管部门会同相关部门适时建立可靠容量补偿机制，对机组可靠容量按统一原则进行补偿。补偿标准以弥补市场边际机组在电能量和辅助服务市场不能回收的固定成本为基础，统筹考虑电力供需关系、用户承受能力、电力市场建设进展等因素合理确定，并适时调整。新能源装机占比高、可靠容量需求大的地区，应加快建立可靠容量补偿机制。在国家指导下，具备条件的地区可结合电

力市场建设情况适时通过容量市场等方式形成容量电价。

（二）合理确定补偿范围。可靠容量补偿机制的补偿范围，可包括自主参与当地市场的煤电、气电和符合条件的电网侧独立新型储能等，并结合电力市场建设和电价市场化改革等情况逐步扩展至抽水蓄能等其他具备可靠容量的机组；对获得其他保障的容量不重复补偿。政府定价的机组，不予补偿。

（三）做好与容量电价政策的衔接。可靠容量补偿机制建立后，相关煤电、气电、电网侧独立新型储能等机组，不再执行原有容量电价。省级价格主管部门可在市场体系较为健全的基础上，对本通知出台后开工建设的抽水蓄能电站，统一执行可靠容量补偿机制并参与电能量和辅助服务等市场、市场收益全部由电站获得。鼓励633号文件出台后开工建设的抽水蓄能电站自主选择执行可靠容量补偿机制并参与电力市场。

四、完善相关配套政策

（一）完善电力市场交易和价格机制。煤电容量电价机制完善后，各地可根据电力市场供需、参与市场的所有机组变动成本等情况，适当调整省内煤电中长期市场交易价格下限，在确保电力电量平衡的情况下适当放宽煤电中长期合同签约比例要求。鼓励供需双方在中长期合同中签订随市场供需、发电成本变化的灵活价格机制。省内市场供需双方签订中长期合同时，各地不得强制要求签订固定价，可根据电力供需、市场结构等情况，要求年度中长期合同中约定一定比

例电量实行反映实时供需的灵活价格。

（二）完善电费结算政策。上述调节性电源的容量电费、可靠容量补偿费用，纳入当地系统运行费用。现货市场连续运行地区，抽水蓄能抽发、电网侧独立新型储能充放电价按市场规则或现货实时价格执行；现货市场未连续运行地区，抽水（充电）价格执行电网代理工商业用户购电价格，发电（放电）价格形成方式由省级价格主管部门统筹考虑各类技术路线充放损耗等确定。抽水蓄能、电网侧独立新型储能抽水（充电）时视作用户，缴纳上网环节线损费用和系统运行费用，暂按单一电量制用户执行输配电价；发电（放电）电量相应退减输配电费。按比例由抽水蓄能电站分享的市场收益，统一按月结算、按年清算。

（三）明确区域共用抽水蓄能容量电费分摊方式。区域共用抽水蓄能电站的容量电费分摊比例根据容量分配比例确定，鼓励通过市场化方式优化。其中，容量分配比例已经明确的，按已明确比例执行；容量分配比例尚未明确但项目已核准的，由所在地省级能源、价格主管部门组织拟参与分摊省份能源、价格主管部门协商确定并明确；尚未核准的新建项目，按上述原则协商确定后在项目核准文件中予以明确。

五、做好组织实施

（一）加强工作协同。省级价格主管部门要会同相关部门完善容量电价政策和适时建立可靠容量补偿机制，周密组织实施，做好政策解读，引导企业加强经营管理，促进行业健康发展。省级能源主管部门要会同价格主管部门科学测算

当地电力系统可靠容量需求。各地要加快建立健全电力市场体系，实现抽水蓄能、新型储能等机组公平参与电能量、辅助服务等各类市场，更好体现调节价值，促进调节作用充分发挥。电网企业要配合开展数据测算，与电站签订调度运行协议和有关合同，做好市场收益计算、结算等工作，有关情况每年报省级价格主管部门和国家发展改革委（价格司）。国家将加强对各地的指导，促进平稳实施。

（二）建立电价承受能力评估制度。省级价格主管部门要会同能源主管部门建立用户经济承受能力评估制度，将评估结果作为确定可靠容量补偿标准，制定电力系统调节能力及新能源和新型储能发展规划、方案等，核准抽水蓄能等项目的重要依据。电力系统可靠容量充裕或用户经济承受能力较弱的地区，要从严控制新增调节性电源项目；未开展用户经济承受能力评估的相关项目，不得纳入规划及核准，不得给予容量电费或可靠容量补偿。

（三）加强容量电费考核。结合对各类机组管理要求完善容量电费考核办法，分类进行考核，引导机组提升生产运行水平，增强顶峰出力能力。可靠容量补偿机制建立后，进一步从严加强考核，充分发挥容量电价引导作用。对未能达到考核要求的机组，应扣减容量电费或可靠容量补偿费用，具体由省级价格主管部门会同有关方面明确。

国家发展改革委

国 家 能 源 局

2026 年 1 月 27 日