国家发改委明确坚持并优化抽水蓄能两部制电价政策

国家发改委发布《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》，明确坚持并优化抽水蓄能两部制电价政策，将以竞争性方式形成电量电价，完善容量电价核定机制。

《意见》提出，将发挥现货市场在电量电价形成中的作用；现货市场尚未运行情况下引入竞争机制形成电量电价；合理确定服务多省区的抽水蓄能电站电量电价执行方式；对标行业先进水平合理核定容量电价；建立适应电力市场建设发展和产业发展需要的调整机制。

以下为原文

国家发展改革委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

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，国家电网有限公司、南方电网公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司：

抽水蓄能电站具有调峰、调频、调压、系统备用和黑启动等多种功能，是电力系统的主要调节电源。近年来，我委逐步建立完善抽水蓄能电价形成机制，对促进抽水蓄能电站健康发展、提升电站综合效益发挥了重要作用，但随着电力市场化改革的加快推进，也面临与市场发展不够衔接、激励约束机制不够健全等问题。为贯彻落实党中央、国务院关于深化电力体制改革、完善价格形成机制的决策部署，促进抽水蓄能电站加快发展，构建以新能源为主体的新型电力系统，经商国家能源局，现就进一步完善抽水蓄能价格形成机制提出以下意见。

一、总体要求

今后一段时期，加快发展抽水蓄能电站，是提升电力系统灵活性、经济性和安全性的重要方式，是构建以新能源为主体的新型电力系统的迫切要求，对保障电力供应、确保电网安全、促进新能源消纳、推动能源绿色低碳转型具有重要意义。现阶段，要坚持以两部制电价政策为主体，进一步完善抽水蓄能价格形成机制，以竞争性方式形成电量电价，将容量电价纳入输配电价回收，同时强化与电力市场建设发展的衔接，逐步推动抽水蓄能电站进入市场，着力提升电价形成机制的科学性、操作性和有效性，充分发挥电价信号作用，调动各方面积极性，为抽水蓄能电站加快发展、充分发挥综合效益创造更加有利的条件。

二、坚持并优化抽水蓄能两部制电价政策

（一）以竞争性方式形成电量电价。电量电价体现抽水蓄能电站提供调峰服务的价值，抽水蓄能电站通过电量电价回收抽水、发电的运行成本。

1.发挥现货市场在电量电价形成中的作用。在电力现货市场运行的地方，抽水蓄能电站抽水电价、上网电价按现货市场价格及规则结算。抽水蓄能电站抽水电量不执行输配电价、不承担政府性基金及附加（下同）。

2.现货市场尚未运行情况下引入竞争机制形成电量电价。在电力现货市场尚未运行的地方，抽水蓄能电站抽水电量可由电网企业提供，抽水电价按燃煤发电基准价的75%执行，鼓励委托电网企业通过竞争性招标方式采购，抽水电价按中标电价执行，因调度等因素未使用的中标电量按燃煤发电基准价执行。抽水蓄能电站上网电量由电网企业收购，上网电价按燃煤发电基准价执行。由电网企业提供的抽水电量产生的损耗在核定省级电网输配电价时统筹考虑。

3.合理确定服务多省区的抽水蓄能电站电量电价执行方式。需要在多个省区分摊容量电费（容量电价×机组容量，下同）的抽水蓄能电站，抽水电量、上网电量按容量电费分摊比例分摊至相关省级电网，抽水电价、上网电价在相关省级电网按上述电量电价机制执行。

（二）完善容量电价核定机制。容量电价体现抽水蓄能电站提供调频、调压、系统备用和黑启动等辅助服务的价值，抽水蓄能电站通过容量电价回收抽发运行成本外的其他成本并获得合理收益。

1.对标行业先进水平合理核定容量电价。我委根据《抽水蓄能容量电价核定办法》（附后），在成本调查基础上，对

标行业先进水平合理确定核价参数，按照经营期定价法核定抽水蓄能容量电价，并随省级电网输配电价监管周期同步调整。上一监管周期抽水蓄能电站可用率不达标的，适当降低核定容量电价水平。

2.建立适应电力市场建设发展和产业发展需要的调整机制。适应电力市场建设发展进程和产业发展实际需要，适时降低或根据抽水蓄能电站主动要求降低政府核定容量电价覆盖电站机组设计容量的比例，以推动电站自主运用剩余机组容量参与电力市场，逐步实现电站主要通过参与市场回收成本、获得收益，促进抽水蓄能电站健康有序发展。

三、健全抽水蓄能电站费用分摊疏导方式

（一）建立容量电费纳入输配电价回收的机制。政府核定的抽水蓄能容量电价对应的容量电费由电网企业支付，纳入省级电网输配电价回收。与输配电价核价周期保持衔接，在核定省级电网输配电价时统筹考虑未来三年新投产抽水蓄能电站容量电费。在第二监管周期（2020～2022年）内陆续投产的抽水蓄能电站容量电费，在核定第三监管周期（2023～2025年）省级电网输配电价时统筹考虑。

（二）建立相关收益分享机制。鼓励抽水蓄能电站参与辅助服务市场或辅助服务补偿机制，上一监管周期内形成的相应收益，以及执行抽水电价、上网电价形成的收益，20%由抽水蓄能电站分享，80%在下一监管周期核定电站容量电价时相应扣减，形成的亏损由抽水蓄能电站承担。

（三）完善容量电费在多个省级电网的分摊方式。根据功能和服务情况，抽水蓄能电站容量电费需要在多个省级电网分摊的，由我委组织相关省区协商确定分摊比例，或参照《区域电网输电价格定价办法》（发改价格〔2020〕100号）明确的区域电网容量电费分摊比例合理确定。已经明确容量电费分摊比例的在运电站继续按现行分摊比例执行，并根据情况适时调整。

（四）完善容量电费在特定电源和电力系统间的分摊方式。根据项目核准文件，抽水蓄能电站明确同时服务于特定电源和电力系统的，应明确机组容量分摊比例，容量电费按容量分摊比例在特定电源和电力系统之间进行分摊。特定电源应分摊的容量电费由相关受益主体承担，并在核定抽水蓄能电站容量电价时相应扣减。

四、强化抽水蓄能电站建设运行管理

（一）加强抽水蓄能电站建设管理。抽水蓄能电站建设应充分考虑电力系统需要、站址资源条件、项目经济性、当地电价承受能力等，统一规划、合理布局、有序建设，未纳入相关建设规划的项目不得建设。

（二）强化抽水蓄能电站运行管理。电网企业、抽水蓄能电站要着眼保障电力供应、确保电网安全、促进新能源消纳等，合理安排抽水蓄能电站运行，签订年度调度运行协议并对外公示，充分发挥抽水蓄能电站综合效益。国家能源局及其派出机构要进一步加强对抽水蓄能电站利用情况的监管和考核，对抽水蓄能电站作用发挥不充分的，及时责令改正，并依法进行处理。各地也要加强对抽水蓄能电站的运行管理。

（三）保障非电网投资抽水蓄能电站平稳运行。电网企业要与非电网投资主体投资建设的抽水蓄能电站签订规范的中长期购售电合同，坚持公平公开公正原则对抽水蓄能电站实施调度，严格执行我委核定的容量电价和根据本意见形成的电量电价，按月及时结算电费，保障非电网投资主体利益，调动社会资本参与抽水蓄能电站建设的积极性。

（四）推动抽水蓄能电站作为独立市场主体参与市场。各地价格主管部门、能源主管部门要按照职能分工，加快确立抽水蓄能电站独立市场主体地位，推动电站平等参与电力中长期交易、现货市场交易、辅助服务市场或辅助服务补偿机制。

（五）健全对抽水蓄能电站电价执行情况的监管。电网企业要对抽水蓄能电站电价结算单独归集、单独反映，于每年4月底前将上年度抽水蓄能电站电价执行情况报相关省级价格主管部门和我委（价格司）。

五、实施安排

（一）本意见印发之日前已投产的电站，执行单一容量制电价的，继续按现行标准执行至2022年底，2023年起按本意见规定电价机制执行；执行两部制电价的，电量电价按本意见规定电价机制执行，容量电价按现行标准执行至2022年底，2023年起按本意见规定电价机制执行；执行单一电量制电价的，继续按现行电价水平执行至2022年底，2023年起按本意见规定电价机制执行。

（二）本意见印发之日起新投产的抽水蓄能电站，按本意见规定电价机制执行。

现行规定与本意见不符的，以本意见为准。

附件：抽水蓄能容量电价核定办法

国家发展改革委
2021年4月30日

原文地址：http://www.china-nengyuan.com/news/168994.html