

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》，明确容量电价通过输配电价回收——

电价有保障 抽蓄有“底气”

■ 本报记者 赵紫原 姚金楠

国家发改委5月7日发布《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》(以下简称《意见》),明确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。容量电价体现抽水蓄能(以下简称“抽蓄”)电站提供调频、调压、系统备用和黑启动等辅助服务的价值。同时强化抽蓄与电力市场建设发展的衔接,逐步推动抽蓄电站进入市场。

电好比市场中的鱼,商家刮鳞去

鳃,充氮加冰,打包寄送以便客户远程获取新鲜食材,这些服务就像电力系统中的“辅助服务”,旨在让用户获得更稳定、安全的电能供应。抽水蓄能在用电低谷时从电网“充电”,用电高峰时向电网“放电”,是电力系统的“稳定器”“调节器”“平衡器”。

业内人士普遍认为,《意见》对抽蓄产业是重大利好,使其有了电价“底气”,也能更好地发挥价值。那么,容量电价通过输配电价回收有何作用?

容量电价通过输配电价回收

电网企业对抽蓄的投资曾经历过“大转弯”。2019年5月,国家发改委下发《输配电定价成本监审办法》(以下简称《办法》),明确抽蓄不得计入输配电定价成本。作为当前抽蓄最大的投资主体,国家电网于2019年底踩下投资“急刹车”,下发《关于进一步严格控制电网投资的通知》,提出“不再安排抽水蓄能新开工项目”。

业内人士表示,输配电价相当于“过路费”,是电网企业的主要收入来源,《办法》意味着抽蓄成了“只出不进”的赔本买卖,一度沦为“弃子”。

短暂叫停后,国家电网去年2月重启抽蓄投资,山西垣曲、辽宁清原等抽蓄项目陆续开工。今年3月,国家电网在《“碳达峰、碳中和”

行动方案》中明确表示,未来将大力推进抽水蓄能和调峰气电建设,并完善抽蓄电价形成和容量电费分摊机制。

中国水力发电工程学会副秘书长张博庭认为:“《意见》明确了容量电价通过输配电价回收的思路,可看作抽蓄的‘止血包’,同时完善了抽蓄疏导机制。电力现货市场与辅助服务市场逐步完善后,抽蓄可通过峰谷套利、参与系统辅助服务‘养活自己’。”

中国价格协会能源和供水专业委员会副秘书长侯守礼肯定了《意见》,认为其较好地平衡了电源、电网、用户的利益,而且较好地兼顾了历史、现在、未来的形势,是一个积极稳妥的改革方案。

抽蓄“座机费”如何分摊

容量电价相当于安装电话的“座机费”,与电量电费共同组成两部制电价,早在2014年,国家就首选抽蓄享有两部制电价。通过“过路费”回收“座机费”,抽水蓄能疏导机制逐渐清晰,但“座机费”该由谁分摊?

《意见》指出,抽水蓄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,并在核定抽蓄电站容量电价时相应扣减。换言之,特定电源和用户共同分摊抽蓄容量电费。

那么,特定电源是否有义务分摊抽水蓄能容量电费?侯守礼指出,《意见》是一个改革方案,期待在具体实践中进一步细化。例如,如何更好地确定可以分摊容量电费的特定电源以及分摊比例。

“间歇性、波动性的‘风光’,以及难以灵活调节的核电,对系统容量的耗费是不同的,需要按照‘谁受益谁付费、多受益多付费’的原则进一步细化。”侯守礼表示。

一位不愿具名的业内人士指出,市场化背景下,应当由用户承担容量电费。“抽蓄不以发电为目的,主要提供辅助服务。如果仍然维持用户侧享受辅助服务的‘大锅饭’,用户很可能不会考虑

自身用电习惯对电力系统的‘友好程度’,甚至可能形成鼓励用户滥用辅助服务的局面。”

作为受益主体,是否所有用户都应承担容量电价?上述业内人士表示,容量电价由电网先行支付是合理的,但不应该像输配电价那样直接由全体用户平均分摊。高峰时段难以调节的用户应相应多支付。

具体而言,侯守礼认为,应让那些占用系统高峰资源、需要提供高可靠供电服务、不能进行需求侧响应的用户更多地承担容量费用。反之,能够进行需求侧响应、不过多占用系统资源的可中断负荷,则可以降低容量费用。

抽蓄投资主体应多元化

上述业内人士表示,火电等传统电源不应支付容量电费,反而该获得容量费用。在市场环境下,特别是在减碳背景下,可再生能源在整个电力系统中的出力显著增加,将对系统的灵活性,特别是快速爬坡能力和容量备用提出更高要求。现行电源侧电价机制执行的是单一制电能量价格,随着利用小时下降,电源项目的投资回收逐渐遇到障碍。

“这既不利于引导投资主体建设高调节性能的新机组,也不利于存量机组进行灵活性技术改造。长此以往,电力系统的整体灵活性和消纳可再生能源的能力都会随之下降,最终影响可再生能源可持续发展。”该人士直言。

对于抽蓄该由谁投资的问题,一位知情人士指出,二滩水电站弃水引发并导致了第一次电改下的厂网分离,电网仅保留了部分抽蓄资源为电网侧调峰。电网企业拥有抽蓄的调度权、发电权,如今《意见》将抽蓄定价权也交给电网企业。“总体而言,抽蓄属于竞争性业务,应按照‘管住中间、放开两头’的思路将其从电网企业中剥离,其投资主体应该更加

多元。”

发电企业会否成为抽蓄电站的“新东家”?上述知情人士表示,目前我国抽蓄电站的盈利与电网运营利润进行捆绑式计算,电网以外的其他企业建设抽蓄电站并不具备优势,非电网资产的抽蓄调度就是大问题。例如,2018年三峡集团转让内蒙古呼和浩特抽水蓄能电站61%股权,成为继2013年湖南黑麂峰抽水蓄能电站转让后,国内又一例发电企业转让亏损抽蓄电站的案例。因此,七成抽蓄投资方是电网企业。”

海阳核电一期工程累计发电超500亿度



图片新闻

截至今年4月,山东海阳核电一期工程两台机组累计发电超过500亿度,节约原煤2138万吨,减排二氧化碳4000万吨、二氧化硫13万吨、氮氧化物11.3万吨,相当于种植阔叶林约11万公顷。

海阳核电1、2号机组自商运以来,持续保持安全稳定运行。今年第一季度,两台机组WANO 14项评价指标全部达到卓越值。图为海阳核电站全景。

山东核电/图

我国明确海水提铀路线图

未来30年,通过技术研发“三步走”,开展海水提铀材料和设备的研制及性能验证研究,实现海水提铀工业化,达到世界领先水平

本报讯“海水中铀的蕴含量约45亿吨,是陆地上已探明铀储量的近千倍,开发陆地铀资源的同时,探寻和开拓非常规铀资源,是我国核工业发展的战略性选择之一。”“开展海水提铀材料和设备的研制及性能验证研究,实现海水提铀工业化,达到世界领先水平。”近日在京召开的中国海水提铀技术创新联盟(以下简称“联盟”)理事会成立大会上,再次明确了我国海水提铀的战略地位,同时锁定了目标任务,规划出未来30年的海水提铀路线图。

据了解,我国海水提铀将实施“三步走”战略路线:第一阶段(2021-2025),实现海水中提取公斤级铀产品能力;第二阶段(2026-2035),建成海水提铀吨级示范工程;第三阶段(2036-2050),实现海水中提取铀产品连续生产能力。

核能产业的可持续发展和天然铀需求的增长,是铀资源开发从陆地转向海洋的现实诉求。

“核工业是高科技战略产业,是国家

安全的重要基石,铀资源在核燃料循环体系中发挥着重要的支撑保障作用。预计到2035年,我国核电运行装机将达到1.5亿千瓦,在建5000万千瓦规模,天然铀的需求正逐年加大,探寻和开拓非常规铀资源将是战略性选择之一。”中核集团总经理、联盟理事长曹述栋表示。

中国铝业董事长、联盟副理事长陈军利介绍,我国陆地铀资源潜在资源量虽然较大,但探明量不大,而且铀矿资源开采呈“规模小、品位低、较分散”特点,目前天然铀对外依存度较高。“按照目前规划的每年开工6-8台核电机组,预计到2035年,我国天然铀需求量为3-3.5万吨,铀资源供需矛盾将更加凸显。”

陈军利认为,海水中蕴含着的丰富铀资源可以保障我国核能产业发展“无限”续航,然而经济回收海水铀资源是前瞻性和颠覆性技术,是一项世界难题,需要最大限度吸引、容纳和聚集优势创新资源。

中国工程院院士、联盟学术委员会副主任石碧进一步解释称,尽管海水中含铀总量巨大,但浓度却极低,1吨海水中只有3.3毫克铀,而且海水中含有多高浓度的其他杂质,从其中提取铀的难度很大。

石碧介绍,海水提铀经过几十年的发展,包括我国在内的很多国家持续开展了大量研究工作,但是除日本于2000年前后采用多次锚定吸附方式获得了约1kg“黄饼”的规模性海洋试验外,总体上仍致力于在海水提铀材料上寻求突破。“从国内外研究现状看,虽然在海水提铀材料研制方面取得了一定进展,但目前未达到工程化水平,尤其海水提铀材料性能尚需优化、实施方式尚需验证并改进、评价标准尚需统一等关键问题还未根本解决。”

鉴于海水提铀研究与开发在战略上的重要性,以及开发难度大、距工程化尚有差距等现状,2014年中国工程院曾以重点咨询项目“开展从海水和盐湖中

提取铀资源的战略研究”,建议将海水等非常规铀资源开发关键技术纳入国家科技规划。中核集团于2019年将海水提铀研究作为先导技术研究纳入“创新2030”工程,加大开展海水提铀前瞻技术研究。

“为满足国家核能事业发展,提高铀资源战略储备,我们要解放思想,加快创新,常规铀资源和非常规铀资源并举,陆地铀资源和海洋铀资源并进,尽快突破非常规铀资源和海水铀资源工业化利用的瓶颈技术,拓展铀资源新的空间、新的领域。”陈军利进一步建议。

中国海水提铀技术创新联盟于2019年11月成立,由中核集团牵头发起,中国铝业组织实施,中核矿业科技作为秘书单位,联合国内23家高校和科研院所成立。未来,该联盟将按照“小核心、大联合、高标准”的总体建设思路,建成研究/试验中心、国际交流和培训中心、海上测试平台的“两中心、一平台”海水提铀科研基地。(朱学蕊 赵琦)

关注

去年国网经营区市场化交易电量同比增9.6%

本报讯 记者赵紫原报道:记者近日从北京电力交易中心了解到,2020年国网经营区域市场化交易电量2.3万亿千瓦时,同比增长9.6%,占售电量比重首次超过一半,为50.6%。2020年,国网经营区内客户用电成本降低550亿元,平均降低电价30.37元/千千瓦时,同比提高13.7%。

北京电力交易中心编制的《2020年电力市场年报》(以下简称《年报》)显示,“十三五”时期,市场化交易电量平均增长36%,累计降低电价2010亿元、清洁能源消纳电量平均增长12.9%、市场主体数量平均增长48.4%。

2020年,国网经营区域全社会用电量5.8万亿千瓦时,同比增长2.5%,受新冠肺炎疫情影响,增速同比下降1.3个百分点。发电装机容量进一步清洁化。截至2020年年底,发电装机容量17亿千瓦,同比增长9.5%。其中,清洁能源装机容量为7.12亿千瓦,同比增长17.8%,占全部装机容量的41.8%。

《年报》指出,发电设备利用小时数同比减少。2020年,国网经营区域发电设备平均利用小时数为3582小时,同比减少116小时。其中,水电、火电、核电、风电、太阳能发电同比变化分别为146、-136、324、-44、-8小时。

《年报》显示,2020年,国网经营区可再生能源市场交易规模持续扩大。2020年,可再生能源累计发电量14612亿千瓦时,同比增长9.1%,占总发电量的25.4%,同比提高1.5个百分点。2020年,国网经营区域新能源利用率为97.1%,同比提高0.3个百分点;水能利用率为97.5%,同比提高1.3个百分点。

省间交易方面,2020年,北京电力交易中心共开展省间市场化交易600笔,达成市场化交易规模5194亿千瓦时。完成省间交易电量11577亿千瓦时,同比增长9.5%。其中,省间清洁能源交易电量完成4949亿千瓦时,同比增长7.4%,占省间交易电量的42.7%。

电力市场建设方面,国网经营区内6家电力现货试点均已开展至少1个月以上连续结算试运行。去年8月,甘肃、福建启动连续不间断结算试运行。需要股份制改造的24家省级电力交易中心,22家已向国家有关部门报送股份制改造和增资扩股方案。华北、华东、华中、东北、西北等区域内省间辅助服务市场正式运行。