

抽水蓄能电价政策研究

李 晶

鲁山豫能抽水蓄能有限公司 河南 平顶山 467300

摘要: 电价是制约抽水蓄能电站投资和建设的重要因素,因为这基本上决定了如何优化电站建设及运营方案、如何提高电站投产后的比较竞争优势、如何保障项目6.5%资本金收益甚至是超额收益,这些都是进行项目投资要关注的根本性问题。

关键字: 抽蓄; 电价; 政策

引言:党的二十大报告中明确提出,要加快规划建设以新能源为主体的新型能源体系。新型电力系统是新型能源体系的重要内容。近年来,我国新能源实现了跨越式发展,装机规模稳居全球首位。同时,规模化分布式新能源的接入会对上级电网的运行特性产生较大改变,大规模高比例新能源接网和消纳对电力系统提出了新的挑战,需要加快规划建设新型电力系统,满足经济社会高质量发展对电力供应的需求。抽水蓄能电站具有响应速度快、建设成本低、储能容量较大、技术成熟、安全性高等优势,是新型电力系统的重要组成部分,是我国新能源发展和实现碳达峰、碳中和目标的有力支撑。随着国家抽水蓄能中长期规划出台,今后一段时期,我国抽水蓄能将迎来爆发期。本文拟在梳理抽水蓄能相关法规政策的基础上,对长期以来抽水蓄能电站收益政策进行分析和研究。

1 早期抽水蓄能电价政策

抽水蓄能电站早期主要由国家电网和南方电网公司投资和收益,发展初期存在收益不明确,投资周期长,限制了社会资本对抽水蓄能电站的投资热度,历史原因形成的抽水蓄能电价政策分析如下:

1.1 《关于抽水蓄能电站建设管理有关问题的通知》(发改能源〔2004〕71号),规定抽水蓄能电站主要由电网企业投资建设和经营管理。这一时期的政策认为,抽水蓄能电站主要服务于电网,为了充分发挥其作用和效益,抽水蓄能电站原则上由电网企业建设和管理,国务院投资主管部门严格审批抽水蓄能电站的具体规模、投资与建设条件,建设和运行成本纳入电网运行费用,统一核定。但是这一时期抽水蓄能电费来源一直没有统一来源,各省确定收益方法不一,大部分列支电网的输配电费。

1.2 《关于桐柏、泰安抽水蓄能电站电价问题的通

知》(发改价格〔2007〕1517号),规定71号文件下发前审批但未定价的抽水蓄能电站,仍由由电网企业租赁经营,价格主管部门核定租赁费,费用原则上由电网企业消化50%,剩余部分由发电企业和用户各承担25%。发电企业承担的部分,由电网企业在用电低谷时期,通过招标采购抽水电量解决;电力用户承担的部分通过纳入销售电价调整方案统筹解决。这种模式下,虽然有文件,电网公司承担的费用由于列支输配电费,因此基本能够落实,但是由发电企业和用户承担的费用均无法落实,这也是导致这种模式下的抽水蓄能电站持续亏损的原因,限制了国内抽水蓄能电站的投资热度。

1.3 《输配电定价成本监审办法》(发改价格规〔2019〕897号),明确将抽水蓄能电站成本费用列支为与电网输配电业务无关的费用,相关费用不得通过计入输配电价的方式进行回收。此政策的出台,明确了输配电准许成本中不包含抽蓄电站容量电费,但是抽蓄电站的运营又完全依照调度指令,此时抽蓄电站成本传导成为制约抽蓄发展的最大问题,相关成本再也无法通过输配电价向市场化用户传导。目的是进一步加码为推动两部制电价落地,将抽水蓄能调峰、调频的作用向电力现货市场疏导,倒逼电力现货市场统筹考虑这部分费用。

综上所述,两部制电价是抽水蓄能电站保障收益的发展方向,但由于我国电力市场建设尚未成熟,市场机制、交易品种仍在不断完善,无法支撑抽水蓄能电价回收。

2 关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见

2021年4月底,国家发展和改革委员会下发的《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),针对目前制约抽水蓄能电站发展的关键因素——电价机制有了更进一步的阐述,在以下几个方面有所突破。

2.1 搭建了一整套完整的抽水蓄能电价机制。

一是完善了抽蓄定价机制。一方面是以竞争方式形成电量电价,在有电力现货市场成熟时,电量电价通过现货市场价格及规则结清;电力现货市场尚不成熟时,鼓励通过引入竞争性招标采购方式,形成电量电价。另一方面,通过政府定价方式确定容量电价,633号文的附件中详细制订了抽水蓄能容量电费的核定办法,按照经营期定价方法核定容量电价,在省级电网输配电价监管周期调整时,解决这部分费用。针对抽水蓄能电站的技术及成本特征,综合利用现阶段市场之手和政府之手各自优势,通过科学合理定价、发挥电价信号作用,有效解决了“如何形成”抽蓄电价的难题。

二是健全了抽蓄成本回收与分摊机制。对于电量电价,确定了抽水蓄能电量电价执行方式以及抽水电量产生损耗的疏导方式;对于容量电价,明确将抽水蓄能容量电费的支出通过电网输配电价回收,并充分考虑了在区域电网调度的情况下,多个省级电网分摊问题,以及在特定电源与电力系统间分摊等应用场景。建立起的完整的建设运营成本回收与费用分摊机制,解决了电费“如何疏导”的问题。

2.2 强化了与电力市场建设发展的衔接。

一是建立了适应电力市场发展的容量调整机制。为支持抽水蓄能电站积极参与电力市场,提出了适时降低容量电价覆盖设计容量比例的调整机制,以鼓励剩余容量进入市场,从而形成抽蓄容量从政府定价到市场竞价的有效通道,有利于逐步实现更深层次的市场衔接。二是建立了收益分享机制。为进一步调动抽水蓄能提供辅助服务调频、调压等服务积极性,提出由抽蓄电站分享20%辅助调峰收益。三是提出加快确立抽水蓄能电站的独立市场主体地位。明确要求推动抽蓄电站能够平等参与中长期、现货、辅助服务等市场交易,即对未来主要以市场方式解决抽水蓄能有关问题,形成了可靠的政策预期。

2.3 设计了容量电价核定的激励性措施。

一是建立节约融资成本激励。与省级电网定价办法类似,在于抽蓄电站建设中,将实际支出低于同期市场利率的贷款部分,按50%比例在用户和抽蓄电站之间分享,激励建设单位在电站投建阶段节约融资。二是节省运维费用的激励。运行维护费按照从低到高进行排序,

按照前50%的平均水平核定,这种不含实际发生成本而按先进成本核定的方式,对于运维成本较低的抽蓄电站有明显的激励作用,运维成本将在长期向先进成本逼近。

2.4 提出了抽蓄“规划-运行-监管”闭环管理要求。

一是严格抽水蓄能电站规划、建设要求。规划监审中更加强调项目经济性、电网系统性需要、地方承受力等关键指标,对抽蓄发展提供边界。二是明确抽水蓄能电站的运行管理责任。电网和电站共同承担充分发挥抽水蓄能电站综合效益的责任,要求签订、公开年度的调度运行协议。三是加强抽蓄电价执行的监管。要求电网企业单独归集和反映抽水蓄能电价结算信息,并按时报送价格主管部门;对于使用率不达标的抽蓄电站,适当下调下一周期核定电价。上述三个环节的管理规范,是落实抽水蓄能电站电价政策、支持项目发展的重要保障。

2.5 兼顾了社会资本参与抽蓄建设的积极性。

一是通过严格落实电价政策保障投资主体利益。提出通过签订中长期电量购销合同、实施“三公”调度、按照规定严格执行两部制电价政策、及时结算电费等方式,调动社会资本参与抽蓄投资建设的积极性。二是确定了较稳定的收益率水平。容量电价核定办法明确,按照经营期内资本金内部收益率6.5%核定,给投资者形成了较为稳定的投资回报预期,基本原则就是保障“自有资金”在40年的周期里,可以最终回收的钱=初始资金年化收益6.5%持续40年,对社会资本参与到抽水蓄能投资建设起到鼓励作用,有利于实现抽水蓄能产业可持续发展。

3 成本调查

两部制的价格机制,其实本质上为了降低“抽蓄电站”收益的不确定性,关于抽水蓄能容量电价的核定,从已经出台的政策和相关举措来看,国家发展和改革委员会层面其实已经有了比较系统的考虑,2022年2月22日,国家发展和改革委员会印发《关于开展抽水蓄能定价成本监审工作的通知》(发改办价格〔2022〕130号),决定对31家在运抽水蓄能电站在运抽水蓄能电站开展定价成本监审,很多操作层面的细节并没有对外披露。

成本调查包括两个部分:项目建设期的投资和运营期的成本费用,前者主要用于核定容量电价,后者主要为测算平均运营维护费率提供基础数据。

成本监审抽水蓄能电站名单

序号	企业名称	电站名称	省份
1	湖南黑麋峰抽水蓄能有限公司	湖南黑麋峰电站	湖南
2	国网新源控股有限公司潘家口蓄能电厂	河北潘家口电厂	河北

续表:

序号	企业名称	电站名称	省份
3	国网新源控股有限公司北京十三陵蓄能电厂	北京十三陵电厂	北京
4	华东天荒坪抽水蓄能有限责任公司	浙江天荒坪电站	浙江
5	安徽省响洪甸蓄能发电有限责任公司	安徽响洪甸电站	安徽
6	国网新源控股有限公司回龙分公司	河南回龙电站	河南
7	国网新源控股有限公司白山抽水蓄能电站	吉林白山电站	吉林
8	华东桐柏抽水蓄能发电有限责任公司	浙江桐柏电站	浙江
9	山东泰山抽水蓄能电站有限责任公司	山东泰安电站	山东
10	华东琅琊山抽水蓄能有限责任公司	安徽琅琊山电站	安徽
11	华东宜兴抽水蓄能有限公司	江苏宜兴电站	江苏
12	河北张河湾蓄能发电有限责任公司	河北张河湾电站	河北
13	湖北白莲河抽水蓄能有限公司	湖北白莲河电站	湖北
14	河南国网宝泉抽水蓄能有限公司	河南宝泉电站	河南
15	山西西龙池抽水蓄能电站有限责任公司	山西西龙池电站	山西
16	辽宁蒲石河抽水蓄能有限公司	辽宁蒲石河电站	辽宁
17	安徽响水洞抽水蓄能有限公司	安徽响水洞电站	安徽
18	福建仙游抽水蓄能有限公司	福建仙游电站	福建
19	江西洪屏抽水蓄能有限公司	江西洪屏电站	江西
20	浙江仙居抽水蓄能有限公司	浙江仙居电站	浙江
21	安徽绩溪抽水蓄能有限公司	安徽绩溪电站	安徽
22	宁波溪口抽水蓄能电站有限公司	浙江溪口电站	浙江
23	广东蓄能发电有限公司	广州抽水蓄能电站二期	广东
24	惠州蓄能发电有限公司	惠州抽水蓄能电站	广东
25	清远蓄能发电有限公司	清远抽水蓄能电站	广东
26	深圳蓄能发电有限公司	深圳抽水蓄能电站	广东
27	海南蓄能发电有限公司	海南琼中抽水蓄能电站	海南
28	江苏沙河抽水蓄能发电有限公司	沙河抽水蓄能	江苏
29	江苏国信溧阳抽水蓄能发电有限公司	溧阳抽水蓄能电站	江苏
30	湖北正源电力集团有限公司 天堂抽水蓄能分公司	天堂抽蓄电站	湖北
31	内蒙古呼和浩特抽水蓄能发电有限责任公司	呼和浩特抽水蓄能电站	内蒙古

成本监审工作的最终权限在国家发改委,核心力量为第三方专业机构,地方发改部门主要负责一些需要在项目现场完成的工作。

成本监审的程序主要有四个阶段:资料初审、实地审核、意见告知、出具报告,整个工作的时间跨度预计不会少于6个月。

成本监审依据《政府制定价格成本监审办法》,可以看出国家把抽水蓄能电站的属性参照依成本定价的重要公用事业和公益性服务进行管理。发改部门全面掌握了国内各地区、各时期的原材料价格、用能成本、用工成本等关键的工程价格参数,在审核项目投资成本的时候,如发现有价格明显高于同期同类产品市场平均价格

的,超出的部分将予以剔除,所以在项目建设过程中,对于建设成本要严格把控。

成本监审工作以客观、公正、合理为原则,某些项目建设方面的特殊情况,经过充分沟通之后,应该还是有一定的做工作的空间。

4 结论

通过对政策进行逐字逐句的梳理,并进行发散性思考,独立思考的价值,对抽水蓄能电价政策得出以下判断。

4.1 电站的建设方案一定要充分考虑后期的运营成本,而且为了确保卓越的工程质量,尽可能减少后期维护的费用。

4.2 在同等运行维护费用的情况下,电站的总投资如

果偏高，运行维护费率也会偏高，为此要尽可能降低项目的单位投资成本，这样才能具备比较优势。

4.3 为提高电站的可用率，在抽水水泵、发电机组等关键设备选型方面，要优先关注效率指标，确保电站的可用率达到监管要求。

4.4 报项目核准的时候，项目总投资金额适当调高一点更有利于保障临时容量电价阶段的投资收益。

4.5 电站想要获取超过6.5%的投资收益，要从降低运营维护费用、降低单位装机成本、积极参与辅助市场服

务、做好参与电力现货市场准备等方面着手。

参考文献

[1] 尤培培, 刘思佳. 我国抽水蓄能价格政策演变及深化建议[J]

[2] 苏南. 《“抽蓄”电价长期无解》[N]. 中国能源报, 2021-05-16

[3] 闫志强. 《谁支付抽蓄“座机费”？》[N]. 中国能源报, 2021-05-08