

中国水力发电工程学会电网调峰与抽水蓄能专业委员会 组编

抽水蓄能电站工程 建设文集 2011

CHOUSHUI XUNENG
DIANZHAN GONGCHENG
JIANSHE WENJI 2011



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

中国水力发电工程学会电网调峰与抽水蓄能专业委员会 组编

抽水蓄能电站工程 建设文集 2011

CHOUSHUI XUNENG
DIANZHAN GONGCHENG
JIANSHE WENJI 2011



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

图书在版编目 (CIP) 数据

抽水蓄能电站工程建设文集. 2011/中国水力发电工程学会电网调峰与抽水蓄能专业委员会组编. —北京: 中国电力出版社, 2011. 8

ISBN 978-7-5123-2027-7

I. ①抽… II. ①中… III. ①抽水蓄能水电站-建设-文集 IV. ①TV743-53

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2011) 第 163719 号

中国电力出版社出版、发行

(北京市东城区北京站西街 19 号 100005 <http://www.cepp.sgcc.com.cn>)

北京市同江印刷厂印刷

各地新华书店经售

*

2011 年 8 月第一版 2011 年 8 月北京第一次印刷
880 毫米×1230 毫米 16 开本 23.25 印张 726 千字
定价 85.00 元

敬告读者

本书封面贴有防伪标签, 加热后中心图案消失
本书如有印装质量问题, 我社发行部负责退换
版权专有 翻印必究

序



回顾“十一五”，“科学发展、全球视野、自主创新、求新务实”，我国能源发展取得了巨大成就。展望“十二五”，“控制总量、调整结构、合理布局、科技创新”，《中共中央关于制定国民经济和社会发展第十二个五年规划的建议》（以下简称“建议”）为我国能源发展描绘了壮美蓝图。

“十一五”期间，一大批大型抽水蓄能电站开工投产，全国累计投产抽水蓄能装机容量1095万kW，新开工抽水蓄能装机容量874万kW，为促进清洁能源发展、优化电源结构、保障电力系统安全稳定经济运行、满足经济社会发展需求发挥了重要作用。中国水力发电工程学会电网调峰与抽水蓄能专业委员会（以下简称抽蓄专委会）作为专业性学术团体组织，在搭建交流平台、促进技术发展、为国家主管部门纳言献策方面发挥了重要作用。

“十二五”期间，贯彻中共中央“建议”精神，我国将全面推动能源生产和利用方式变革，构建安全稳定经济清洁的现代能源产业体系。转变能源发展方式是能源领域的一场深刻变革，大力调整能源结构是转变能源方式的主攻方向。2010年我国装机容量9.6亿kW，2015年预计超过14亿kW，2020年预计超过17亿kW。应该看到，长期以煤为主的一次能源结构带来环境污染严重、能源资源匮乏、能源运输紧张等一系列问题，调整电源结构、能源结构，实现节能减排，是我国经济社会可持续发展的必然要求。

“十二五”期间，我国将在确保安全的基础上高效发展核电，积极发展风电，继续实施全国联网工程，推进“西电东送”、“北电南送”，建设超高压和特高压输电线路，积极推进智能电网建设，提升电网的信息化、自动化、互动化水平。抽水蓄能电站运行方式灵活，在电力系统中具有调峰填谷、调频、调相、事故备用、黑启动等多项功能，是我国电力系统中经济、最有效、最成熟的大规模储能装置，是我国核电大规模发展的必备工具，是我国加大风电等清洁能源消纳水平的有效手段，是我国智能电网建设的重要有机组成部分。

目前，全国抽水蓄能电站选点规划工作即将结束，一大批优质抽水蓄能站点正在加紧开展前期工作，“规划一批、前期一批、核准一批”的抽水蓄能前期项目储备梯队正在形成。已投产抽水蓄能项目的规划、建设、管理经验正在不断总结，一大批抽水蓄能理论研究成果正在不断涌现。人们对我国发展抽水蓄能必要性的认识正在不断提高，发展抽水蓄能，优化

电源结构、保障电力系统安全稳定经济运行，已成为抽水蓄能业内和社会的普遍共识。“长风破浪会有时，直挂云帆济沧海”，虽然我国抽水蓄能建设起步较晚，但经过几代人的奋斗，我们已步入抽水蓄能大国的行列。国家“十二五”的宏伟蓝图已经绘就，我国抽水蓄能蓄势待发，希望我们专委会和全体抽水蓄能工作者能够再接再厉，为我国抽水蓄能事业进一步发展贡献更大力量。

电网调峰与抽水蓄能专业委员会主任委员



2011年8月



编者的话



《抽水蓄能电站工程建设文集 2011》由中国水力发电工程学会电网调峰与抽水蓄能专业委员会（以下简称抽蓄专委会）组编，是专委会出版的第 16 部抽水蓄能学术年会论文集，共收录 76 篇文章。

本文集共四个专题，分别论述抽水蓄能电站在实现坚强智能电网和新能源发展中的作用，探讨抽水蓄能与风电联合运营问题，介绍抽水蓄能电站建设管理经验；总结运行抽水蓄能电站及在建抽水蓄能电站土木工程设计及机电设计方面的经验教训；介绍抽水蓄能机组及相关设备运行问题及处理；介绍抽水蓄能工程施工实践。

本文集是抽蓄专委会委员及抽水蓄能电站建设、设计、施工、管理、科研各方人士近年的工作成果、经验总结，内容广泛，资料翔实，希望对从事抽水蓄能工程规划、设计、科研、施工和运行管理人员有所裨益。

中国水力发电工程学会 秘书处
电网调峰与抽水蓄能专业委员会

2011.8 北京

目 录



序

编者的话

抽水蓄能发展规划与建设管理

发电侧实施峰谷分时电价是有效的电力辅助服务补偿机制	关 雷	(3)
对抽水蓄能建设的认识和建议	孙华平	(6)
加快抽水蓄能电站建设步伐,充分发挥抽水蓄能电站的储能作用	姜忠见 赵佩兴	(12)
抽水蓄能电站是实现坚强智能电网的有力保证	张 琪 董化宏 唐修波	(15)
抽水蓄能在我国风电等新能源发展中的作用	刘殿海 谢勇刚	(19)
抽水蓄能电站与风电联合运营——发展清洁能源的一种有效途径	汪聿为 胡亚益	(23)
关于风电与抽水蓄能电站联营模式的探讨	唐修波 靳亚东 谢勇刚	(29)
风力发电与抽水蓄能匹配的探讨	张兰丁 吴 征	(33)
建设抽水蓄能电站解决风电消纳经济性分析	靳亚东 董化宏 马登清	(37)
蒙东地区配合风电外送抽水蓄能电站合理规模探讨	董化宏 靳亚东 王朝阳	(40)
周调节性能抽水蓄能电站在京津唐电力系统中的效益分析	王婷婷 谢勇刚	(45)
通过加强设计管理控制抽水蓄能电站工程造价的探讨	张菊梅 杜小凯	(49)
清远抽水蓄能电站在南方电网中的作用	万 晟	(53)
西龙池抽水蓄能电站工程建设管理综述	王一超 王敦厚	(57)
浅谈推行全面预算促进抽水蓄能电站建设及管理	宫 晶	(61)
浅谈抽水蓄能电站工程造价控制管理	尚 凯	(64)
工程建设期间做好达标投产动态考核重要且有益	郭惠民	(69)
浅析抽水蓄能电站前期工程文件归档与管理	华向阳 王 涛	(73)
以色列抽水蓄能电站发展空间分析	李斯胜 李晓东	(77)
日本抽水蓄能电站建设的环境保护设计介绍 ——小丸川抽水蓄能电站建设中的生物多样性保护对策	郭 洁 王 涛 谢勇刚	(81)

抽水蓄能电站工程设计

抽水蓄能电站枢纽布置	邱彬如 吕明治	(89)
寒区抽水蓄能电站建设的设想与建议	张兰丁 吴 征	(97)
通化抽水蓄能电站枢纽场址选择及布置	张殿双 王相波 郑 军 谭志军	(100)
荒沟抽水蓄能电站简介	张殿双 王 超 付 欣 胡顺志	(104)

桓仁抽水蓄能电站上水库面板堆石坝设计	徐铁成 胡顺志 鞠 晔 郑 军	(107)
西龙池抽水蓄能电站埋藏式内加强月牙肋岔管监测布置	王敦厚 王 宁	(111)
响水涧抽水蓄能电站上水库进/出水口外边界工程实践的启示	张兰丁 杨向上 肖贡元	(115)
抽水蓄能电站上、下水库防渗结构表面变形监测技术综述	彭烁君 刘宝昕 李晓东	(121)
全站仪系统在西龙池抽水蓄能电站下水库表面变形监测中的应用	王永晖 刘宝昕	(129)
大型抽水蓄能电站“一洞式”地下厂房机电设备布置 研究与应用	万凤霞 苟东明 蒋一峰 周振忠	(138)
关于高水头抽水蓄能电站过渡过程中压力上升率控制 标准的探讨	苟东明 江泽沐 易忠有 周振忠	(141)
溧阳抽水蓄能电站机组设备招议标采购的策划和实践	刘 徽 章存建 高从阁 陈忠宾	(145)
蒲石河抽水蓄能电站水泵水轮机结构设计	高 欣 王 鉴	(149)
蒲石河抽水蓄能电站发电电动机设计	罗建华 王建刚	(158)
响水涧抽水蓄能电站发电电动机设计	王艳武 王建刚	(164)
智能抽水蓄能电站中新型调速系统的总体设计	蔡卫江 陈晓勇 荣 红 朱 军 蔡晓峰	(171)
单级单吸混流式抽水蓄能机组启动用变频器容量的选择	宫让勤	(176)
我国抽水蓄能电站计算机监控和继电保护综述	姜树德	(180)
抽水蓄能电站机组保护设计的几点思考	陈宝忠	(189)
交流励磁可变速抽水蓄能机组技术及其应用分析	郭海峰	(195)
广州蓄能水电厂上位机自动控制功能设计及应用	巩 宇	(201)
宝泉抽水蓄能电厂 AGC/AVC 在大电网中的应用浅析	薛方方	(206)
大型抽水蓄能电站 10kV 厂用电综合自动化系统综述	孟繁聪	(211)
大型抽水蓄能机组调速器控制策略对电网安全稳定影响的 探讨	蔡晓峰 张新龙 周 攀 蔡卫江 陈晓勇 邵宜祥 汪 军 曾继伦	(216)
抽水蓄能电站联合调频策略的研究	秦 俊 郑小刚 杨丽君	(220)

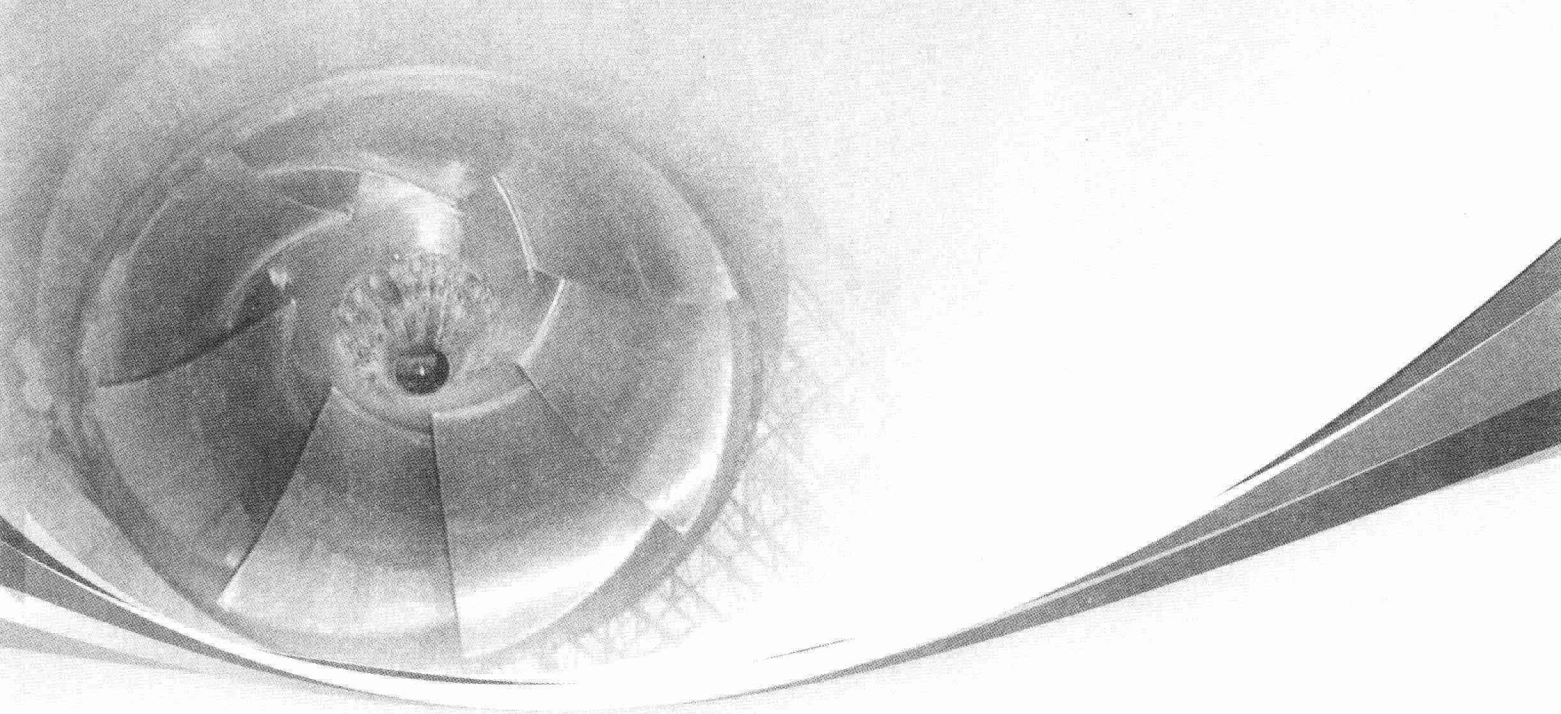
抽水蓄能电站机组装备试验与制造

天荒坪抽水蓄能电站设备运行统计与可靠性分析	吕 峰	(229)
抽水蓄能电站在智能电网的作用与广蓄电厂功能改进	彭煜民	(235)
华东电网 500kV 电压等级抽水蓄能电站侧黑启动试验探讨	朱帷晞	(238)
水泵水轮机稳定性预判和对策	陈顺义 李成军 周 杰 沈剑初 邱绍平 郑应霞	(241)
大型水泵水轮机组转子动力学模型研究	王青华	(249)
抽水蓄能水轮发电机转子支架刚度分析	李 博	(255)
水轮发电机组现场振动故障诊断	王青华 曾 辉 张书友	(260)
惠州抽水蓄能电站水泵水轮机主轴密封改造	廖书长 杨小龙	(266)
抽水蓄能机组和主变压器保护闭锁逻辑研究	倪雪丹 钟齐勇	(269)
广蓄 A 厂转轮回水阀国产化换型技改探讨	李开明	(273)
流固耦合技术在水轮机蝶阀活门动态特性分析中的应用	张恩佳 周佳亮	(276)
琅琊山电站机组变频启动时转子位置计算的介绍	汪卫平	(280)
宜兴抽水蓄能电站调速器 TC230 的特点分析	黄杨梁 邓 磊	(284)
桐柏抽水蓄能电站投产初期自动控制系统故障和应对措施	叶 华 杨文道	(286)
气体在线分析技术在发电机绝缘监测中的应用	张 雷 吴培枝	(290)
抽水蓄能机组 SFC 拖动故障的排查处理	叶 华 杨文道	(293)
抽水蓄能电站机组 RTD 常见故障原因分析及对策	高天云 杨 斌 孙章毅 秦华蔚	(296)

某抽水蓄能电站两台不同机组 C 级检修后故障分析与处理	王青华	孟繁聪	姜朝晖	杨 斌	(303)
惠蓄 A 厂上导轴承及推力轴承换热器优化配置分析与应用				赵补石	(308)
琅琊山电站 2 号机组定子铁芯修复后铁损试验方案讨论				汪卫平	(313)
抽水蓄能电厂冷却水管路氧化分析及探讨	孙育哲	童裕军		孙 逊	(316)

抽水蓄能电站工程施工实践

清远抽水蓄能电站地下厂房开挖的标准化作业与精细化管理	向正林			刘学山	(323)
反井钻机技术在抽水蓄能电站建设中的应用和发展	刘志强	郑德湘	赵忠文	王辉伟	(327)
反井钻机在惠州抽水蓄能电站长斜井导井施工中的应用			钱永平	王仕虎	(331)
惠州抽水蓄能电站施工控制测量			徐知秋	陈远洪	(336)
上置式针梁钢模在惠蓄电站输水隧洞中的研究与应用	邱东明	宗 敏	王仕虎	薛 涛	(341)
网架滑移安装方法在蒲石河抽水蓄能电站地下厂房系统主体洞室顶拱吊顶 工程中的应用	戴文典	郑德湘	赵忠文	韩宏韬	(347)
宝泉抽水蓄能电站下平洞高压固结灌浆的应用				朱建峰	(349)
溧阳抽水蓄能电站地下厂房顶预固结灌浆试验分析	史永方	邢 磊		祁 舵	(352)
溧阳抽水蓄能电站工程绿化简述				孙念祖	(357)
堆石混凝土施工技术和质量控制				渠守尚	(360)



抽水蓄能发展规划与建设管理

发电侧实施峰谷分时电价是有效的电力辅助服务补偿机制

关 雷

(中国南方电网调峰调频发电公司)

【摘 要】 通过目前国内抽水蓄能电站运营模式及电价问题,探讨电力辅助服务的补偿机制。

【关键词】 峰谷电价 电力辅助服务

当前从国家经济和电力的发展角度讲,抽水蓄能建设的发展速度确实是比较快的,在发展过程中也面临着抽水蓄能的规模和布局,及电价、电力辅助服务补偿等问题。作者认为,解决这些问题不能仅凭电网公司或者发电公司呼吁,而要从更广的范围去做一些引导,然后提出一些意见、建议和解决办法,引起国家有关方面的重视,才能够解决问题。

1 电力系统的需要是建设抽水蓄能电站的主要因素

我国制定了核电、水电、风电等可再生能源的发展目标,为完成这一目标,急需建设一定规模的抽水蓄能电站,以保障清洁能源的入网和电网的安全运行。

但是,我们必须认识到,抽水蓄能电站最终是为电网服务的,必须放在整个电网里面考虑,必须要符合电网规划的要求,这一点非常重要。不能说哪个地方有抽水蓄能资源,地方政府或者投资集团想要做就可以了,抽水蓄能电站的发展,不仅仅取决于站址建设条件的优劣,更取决于目前及未来电源结构变化、电网发展、电源和电网布局的需要。因此,电力系统的需要应该是建设抽水蓄能电站的主要因素,抽水蓄能电站规划应该由电网公司主导。

另外一个经常讨论的议题是,电网中抽水蓄能规模究竟占多少合适?作者觉得从实际经验来讲,还是应该根据不同电网里面的电源结构、负荷结构而定,可能将来还要考虑电力管控机制的要求。电力管控就是对电力运行质量的一些硬性规定,国外对电网的供电质量是有要求的,例如:每年停电不能超过多少个小时、供电的可靠性、供电的频率、供电的电压稳定性,如果达不到质量要求就罚款。但是国内目前在这方面还没有要求,南方电网现在自己对于每年的停电小时数提出了要求,要求广州、深圳一年不能超过6h,其他的地方可能稍微放宽一点。将来随着社会的发展,一定会对供电质量提出要求。如果对供电质量要求高了,电网可能需要的抽水蓄能更多一些,如果要求很低,有没有抽水蓄能无所谓,没有的话电网拉闸停电就可以了。再比如说海南电网,原来设想目前不需要建抽水蓄能,但现在正建设一个1300MW核电站,因此也正在建600MW的抽水蓄能电站,2015年与核电站同时投产。到时海南电网装机容量大概也就五六百万千瓦,而抽水蓄能装机容量占了10%,但这是海南电网的电源结构和负荷决定的。所以抽水蓄能比例不应是固定的,不能一概而论,应根据实际情况。

2 抽水蓄能电站采用容量电价为主的经营模式比较合适

现阶段抽水蓄能电站的经营模式以容量电价为主比较合适。因为首先抽水蓄能电站本身对电网的最大贡献是能量效益,所以要体现它的价值;第二,即使是电网内部实行了峰谷电价,峰谷电价差足够大,如三倍以上,该抽水蓄能电站靠价差可能经营下去,但问题是发电运行小时、发电量不是由自己决定的,而是根据电网的需要。电站设计的可能是一年1500h发电盈亏平衡,可电网只允许你发1000h电,电价差再大,电站还是亏损的。所以目前还是采用以容量电价为主的经营模式为宜。

3 抽水蓄能电站与新能源、核电和风电联合运营的问题

首先,核电也好,其他新能源也好,发展到一定规模的时候,必须要按照电网的运行规律来运行,就

是说要参与电网调峰,至于以什么形式参与是另外一回事。比如说核电,可以不参与电网的日调峰,而是按月、按周或者按季来调整发电出力,不能老是一条直线去运行。

其次,从目前情况下,核电及其他一些新能源,因为国家政策的倾斜,其实是电网辅助服务最大的受益者。例如,大亚湾核电站年设计发电量 100 亿 kWh,当初跟电网签的上网协议是冬季 70% 负荷运行,夏季 100% 负荷运行。而该电站基本上是全负荷运行,运行小时数基本上可以达到 7000~8000h,现在一年发 150 亿 kWh 电,等于一年多收 20 亿~30 亿元。

另外,现在经常提到风电或者是核电与抽水蓄能的联营问题。作者认为,应该分两个阶段看,目前来看不可能,因为国家核电价是不会允许核电机组和抽水蓄能或者风电与抽水蓄能绑在一起的;而从长远看,不需要。将来如果电力市场健全了,我们有完善的辅助服务价格机制,谁都可以去建抽水蓄能,建了以后再参与市场竞争,竞价上网。有价格机制,没有必要和某一个电站联营。

抽水蓄能的电价问题,实际上是一个辅助服务价格的问题,是为整个电网服务的,与某一个电站去联营,很多事情算不清楚,而且还会给其他电厂带来一些不必要的麻烦。

4 抽水蓄能的价格问题

抽水蓄能的价格问题,是目前制约抽水蓄能电站发展的一个很重要的因素。例如广东电网,现在建成投产 4800MW 的抽水蓄能,占整个电网容量大概百分之六点几,广东电网每年向广州、惠州两个抽水蓄能电站支付大概 16 亿元。这种做法在抽水蓄能规模小的时候没有问题。

根据规划,2020 年广东电网范围内大概还要建设 4800MW 的抽水蓄能,现在有些已经开工了。如果今后仍然是每投产一个抽水蓄能电站,电网每年就付几亿元,广东电网一定不会同意的,因为电网没有利润了。再如海南电网,本身就是亏损的,现在上了 600MW 抽水蓄能电站,将来谁给钱?

但是抽水蓄能电价问题为什么一直没有解决?作者个人的看法是,过去一些研究老是针对某一个具体电站讲抽水蓄能的电价问题。不能因为抽水蓄能投产,抽水蓄能的电价全部加到消费者身上,但是总要给抽水蓄能电价一个出路,不能像现在这样。抽水蓄能的电价机制应在电力市场化改革的进程中逐步解决和完善。

4.1 电力辅助服务的成本必须得到应有的补偿

现在我们大家都认可,将来无论是新能源发展,还是电网本身安全稳定运行的需要,电网里一定要有一定数量、一定规模的备用容量,来为电网提供服务。这个备用容量可以是发电公司去建,也可以是电网公司建,电网公司建就要自己出钱,而发电公司建,电网公司就要向发电公司买,这个成本一定要得到补偿。

这一点在电力行业里,大多数人是认可的,但是在国家宏观决策部门,可能有些人未必意识到这一点。电网里面总是算 1kWh 电多少钱,没有看到我们为按质按量地供出 1kWh 电,后面有多少技术手段支撑,这些技术手段除了发电厂发出来的 1kWh 电以外,还有很多的东 西是为它服务的,这些都是需要花钱的。这是我们必须要强调、大力宣传的一件事情,从而让国家宏观决策部门领导意识到这个问题。电力辅助服务的成本是需要补偿的。

4.2 电力辅助服务的补偿机制,应该遵循受益者付费的市场经济原则

参与电网运行的都是电力辅助服务的受益者,电网公司是受益者,发电公司是受益者,电力用户也是受益者。电网公司得到了安全稳定运行的一种技术保障,当然如果在电源结构比较好,而且运营经济调度搞得比较好的电网,也可能从中获得一定的经济利益;而发电公司则因为电网提供了足够的辅助服务,很多电厂可以不参与调峰运行,或者说风电场可以不弃风,水电站可以不弃水,获得了更多的发电机会和更多的发电效益;用户则获得了一个安全可靠稳定的供电资源。既然参与方都是受益者,当然应该是由三方共同分担这个费用。国家发展和改革委员会(简称发改委)2007 年的 1517 号文和 2008 年的 2589 号文都规定,抽水蓄能电站的成本由电网企业消化 50%,发电企业和用户各承担 25%,发电企业承担的部分通过电网企业在用电低谷招标采购抽水电量解决;用户承担的部分纳入销售电价调整方案统筹解决。发改委的这个政策,体现了谁受益谁付费这样一个市场经济原则,大方向是非常正确的。但是具体的执行过程

中，因为没有后续的一些配套政策，带来了一些问题。

第一，50%、25%、25%的比例是不是合适？个人觉得这是一个硬性的规定，在不同的电网是不同的。例如广东电网和大亚湾核电站的例子，明显大亚湾核电站的受益要多过广东电网，就广东抽水蓄能电站来讲，为什么要电网多承担25%，这个比例在不同的电网应该可以是不同的，最终应该通过市场竞争达到平衡，不应硬性规定。

第二，在实际运行过程中，发电企业和用户承担的两个25%费用落在不同地区间差异很大，实际操作难。例如惠州抽水蓄能电站，用户承担的25%部分出了，但没有相应的机制从发电公司拿回25%，电网公司承担了75%，电网公司的利润受到挤压。当一个区域电网里面抽水蓄能电站发展到一定规模的时候，电网企业建设抽水蓄能电站产生的费用较难得到弥补，缺乏激励机制，进一步发展动力不够。

第三，在发电市场里面形成了一种非常不公平的现象。发电多的企业，获得了更多的发电机会，意味着为电网提供的辅助服务少，却享受了电网的辅助服务。为电网多提供辅助服务的企业，即参与调峰的电站，不管是煤电、水电、燃气发电也好，只要是参与调峰的，一定是损失了相当一部分的发电机会。为电网做辅助服务但是没有得到应有的补偿。也就是说，不为电网做辅助服务的发电机构，获得了大量的超额利润，为电网提供辅助服务的发电厂损失了大量的发电机会，而它的成本却没有人补偿。这不仅仅抽水蓄能的问题，而是整个电网的公平调度、真正实现市场机制的问题。

5 在发电侧实施峰谷分时电价

发改委关于抽水蓄能电价的政策是好的，大方向是对的，但要通过一个机制落实，不仅仅是解决抽水蓄能电价，包括电网里面所有发电企业的公平调度，公平竞争问题都是需要解决的。怎么解决这个问题，作者个人看法是，在发电侧实施峰谷分时电价，目前是一个现实和比较有效的手段。因为辅助服务市场是一个非常复杂的东西，如调频、调相、黑启动、备用如何计费。在国际上成熟的电力市场没有一个很成功的经验可以借鉴，找到一个很好的很完善的解决办法是很困难的。而我国在电力体制改革之后，做过一些峰谷分时电价方面的尝试和实验。总结过去的经验和教训，拿出一套办法来是可能的。

峰谷分时电价确实能够体现到辅助服务谁受益谁付费。比如说，风电场不想弃风，水电厂汛期不想弃水，核电站出于安全考虑，要求多发电，这些要求都可以，但只能按照电网运行的客观规律来运行。低谷的时候应该是少发电，如果一定要多发电，就要降价。多发电的企业，在低谷的时候降低电价，等于是对它享受的电力辅助服务做出的补偿；少发电的企业，参与调峰的电站大多是在高峰时运行，可通过高电价获得一定的补偿。在这个过程中，电网可能增加一部分的收益，并可以用这部分的收益购买辅助服务。目前来讲，最主要的可能就是支付给抽水蓄能的费用。

例如广州抽水蓄能电站刚刚投入运行的时候，还没有实施厂网分开，广东电网在广州抽水蓄能电站获得很大的利益。因为当初广东省与云南省和贵州省谈西电东输，当时规定广东电网抽水电价0.1元/kWh，高峰发电电价0.5~0.6元/kWh，广东电网赚了很多钱，所以也很乐意每年给广州抽水蓄能电站钱，因为它从这里是有钱赚的。

但是现在都是统一的价格，包括送电的省份。比如说三峡送广东的电，按照受电端的平均上网电价三毛多钱1kWh电，中国长江三峡集团最愿意将电卖给广东，因为按照售电价和平均上网电价卖给广东价钱最高，高峰低谷全是这个价，但是辅助服务是由广东电网提供的。

峰谷分时电价是目前世界上很多国家都在实施的，我国现在无论是国家电网，还是南方电网，都没有实施真正的峰谷电价，而这件事是可以做而且也是必须做的。不仅仅是为抽水蓄能，也是对整个电网里面所有电厂公平的问题。

总之，抽水蓄能电价问题，需要从更高层次和更大范围呼吁，探讨建立一种辅助服务长期制度。从这个角度看待抽水蓄能电价问题可能更容易被大众接受、认可。

对抽水蓄能建设的认识和建议

孙华平

(华东天荒坪抽水蓄能有限责任公司)

【摘要】 从生产运行的角度,结合笔者多年从事抽水蓄能建设和运行管理工作经验,分析抽水蓄能建设的必要性、抽水蓄能发展和运营等方面存在的问题,提出抽水蓄能规划、设计、运营和运行等方面的建议,供同行参考。

【关键词】 抽水蓄能 建设 发展 运营 规划 设计 运行

1 建设抽水蓄能电站是电网发展的必然选择

任何动态系统必须配备反映及时的调节装置,以实现动态平衡,如城市供水系统必须配置稳压调节设备,发电机必须配置调速系统,汽车必须配置变速装置等。电网也是时时刻刻在动态变化的,所以需要配置电网调节器抽水蓄能电站。尽管目前电网有一、二次调频和电力调度等调节系统,但没有配置独立的调节装置,以前甚至靠调节客户端负荷和牺牲客户利益来实现动态调节,显然这是低水平的调节。随着电力的发展和特高压电网的建设,这样的低水平调节远不能满足电网发展的需要,可以说没有抽水蓄能电站的电网,将是功能不完备的电网,建设抽水蓄能电站是电网发展的必然选择。

1.1 对抽水蓄能作用的认识

问题之一:有人认为,西电东送和特高压电网的建设,使得西南部的水电可以解决东南部负荷区域的调峰和事故备用问题。

我们认为西电东送和特高压建设可以解决远距离电力输送问题,但由于远距离输送负荷的不可调节性和不稳定性,其不能解决电力调峰和事故备用问题。

(1) 目前远距离输送的水电一般是丰水负荷,全天的负荷曲线一般是一条直线,由于其不可调节性,使得晚间负荷中心填谷的负担更加沉重,需要抽水蓄能机组晚间储能。

(2) 由于长距离输送的不安全性(雷击等)和初期设备运行的不稳定性,大负荷跳闸在所难免,而特高压输送负荷很大,一般在4000MW以上,一旦跳闸,如果在东南部地区没有相应的大水机组的快速响应,那将危及电网安全,严重的将产生电网瓦解事故。多年西电东送的输电事故告诉我们,远距离输送的负荷必须配置相当容量的抽水蓄能机组,可以说,没有抽水蓄能的电网将是一个不安全的电网,特高压电网发展和西电东送更需要抽水蓄能配套。

问题之二:有人认为,现在火电的调峰能力大大提高,可以解决电网的调峰问题。

当今火电机组调峰能力尽管已经达到40%,但其调节时间在5~15min以上,而现在电网负荷瞬息万变,其调节响应性远远不能满足电网的安全需要,更不能满足电网事故的快速应急需要。而抽水蓄能机组具有容量大、启动快、响应及时、调峰能力强的特点,能满足电网快速负荷变化和突发事件的应急需要。尽管目前火电机组的调峰性能大大提高,但不可能替代抽水蓄能机组的快速响应和事故备用。恰恰相反,随着大型火电的建设,其本身就需要配置相应的抽水蓄能容量代替其事故发电。现在大型火电机组已经达到900MW以上,其本身事故对电网已经构成严重威胁,需要抽水蓄能与其配套。我们认为大型火电调峰能力的提高不能替代抽水蓄能调峰填谷功能,不能有效地解决电网的调峰和事故问题。

问题之三:有人认为,建设抽水蓄能电站是浪费能源。

随着电力的不断发展和人们生活水平的不断提高,电力峰谷差越来越大。对于火电为主的电网,在晚间时主要依靠火电压煤运行,这样机组振动大、煤耗高、设备寿命短、碳排放高,长期运行将影响机组和电网的安全,关键是晚间压负荷运行浪费了大量的能源;核电机组调节负荷就更为困难,配套建设抽水蓄

能可以使用电网低谷时段多余的电力加工成为高峰时段高效的电力,不仅可以改善电网的供电质量,而且可以降低火电机组的能源消耗,提高机组的运行寿命,降低碳排放。据国外有关分析,建设1000MW的抽水蓄能可以每年降低电网火电机组3000万t左右煤耗。所以说,抽水蓄能不是消耗能源,而是把有多余电力转化为高效的优质能源,是能源再生,社会效益显著,没有抽水蓄能机组的电网将是资源得不到优化配置的电网。

1.2 抽水蓄能电站发展目前存在的主要问题

抽水蓄能电站作用和调节优越性已经得到了越来越多的认可,但抽水蓄能电站发展仍受到制约,主要有四方面原因:

(1) 对抽水蓄能认识不到位。很多体制和机制制约了抽水蓄能的发展,其中最为主要的是国家宏观决策部门主要岗位人员的人事变动大,对抽水蓄能的认识始终围绕前面所述的三个问题不断反复,抽水蓄能发展也经过多次反复,所以宣传抽水蓄能仍然是我们当务之急。

(2) 电价政策不到位。抽水蓄能电站作为一个发电企业,要实现可持续发展,关键是要有科学、合理的电价政策和管理方式。目前已投产的抽水蓄能电站由于投资主体和地域特点的不同,采取的经营模式和电价政策均不同,相应的效益和运行方式也存在较大差异。现在主要结算方式有二部制电价、峰谷制电价、租赁制电价等,无论何种结算方式,都是以抽水蓄能机组调峰填谷等常规效益等方面考虑,按还本付息法计算的。这样就存在以下问题:

1) 电网是动态变化的,需要动态调节手段,电价要考虑动态调节的成本。而我国现行的电价结算方式还不尽科学,落后于经济发展。抽水蓄能电站的主要功能就是辅助服务(包括调峰填谷、调频、调相、事故备用和黑启动等),而现在抽水蓄能电站的辅助服务都是免费的,其主要功能得不到经济回报,导致抽水蓄能电站的上网电价大幅上升,竞争力降低,从而产生对抽水蓄能效益的错误理解。

2) 抽水蓄能电站的建设受地形影响较大,单位容量造价差异大,而相应电价的定价也差异大,违背了电力体制改革竞价上网、公平竞争的宗旨。

3) 电站以调峰填谷为主,抽水成本较高,如按照峰谷制电价或一部制电价模式计算,上网电价较高,竞争力差。

4) 抽水蓄能电站储能、削峰填谷和事故备用功能不仅提高了电网运行可靠性、经济性,而且更使火电、核电等承担基荷电力的电厂得到可观的节煤效益和安全效益。而在“厂网分开”后,抽水蓄能电站归至电网公司,各火电、核电企业分别归至发电公司,各自独立经营,该部分效益无法收回,影响了电网公司和抽水蓄能电站的正当收益,降低了投资积极性。所以我们认为抽水蓄能电价政策有待进一步研究。

(3) 抽水蓄能机组使用方式问题。有什么样的结算方式就有什么样的使用方式,现在抽水蓄能机组一般采用租赁制和电价结算制。这两种方式使得抽水蓄能机组使用出现两个极端:一是租赁制电站多发、频发,设备寿命下降;二是单一电价制电站少发、效益下降。这样的结算方式影响了抽水蓄能电站正常作用的发挥。如现在推行的抽水蓄能机组租赁制,每年发电运行时间一般超过1200h,这样起不到抽水蓄能机组的调峰填谷和事故备用功能,有违建设抽水蓄能电站的初衷。

(4) 投资结构问题。目前已投产或在建的抽水蓄能电站基本存在多家投资方,关系复杂,管理困难。另外,抽水蓄能主要为区域电网动态调节服务,但由于区域电网公司没有相应股份,影响到区域电网对抽水蓄能电站建设和使用的积极性,加大了抽水蓄能电站的电量平衡和电费结算的困难,抽水蓄能电站的发展和作用发挥受到了一定的制约。

1.3 对建设抽水蓄能电站的建议

为促进抽水蓄能事业的健康长远发展,建议有关部门积极研究方案,为电力能源结构的合理配置创造条件。

(1) 加大抽水蓄能电站的建设力度。我国当前及今后的一个时期,将继续推进西电东送、南北互供、全国联网。随着电网规模的不断加大,确保电网的安全稳定运行将变得更为重要。为保证电网的安全稳定运行,在发展核电、燃气电站的同时,加大建设大容量抽水蓄能电站的力度。考虑到抽水蓄能电站建设需

要较长的时间周期（10年），所以建议加快抽水蓄能电站的规划和建设步伐，并投入更多的精力抓好抽水蓄能电站的建设、运营和宣传。

（2）争取合理的电价政策。电价是电站生存的根本。建议有关部门能广泛开展抽水蓄能电站的电价方式研究，积极争取政策，从而获得抽水蓄能电站生存的合理空间。根据国外有关资料和国内抽水蓄能电站运行经验，建议采用租赁制，租赁价格随着市场变动，并借助国外经验，积极研究动态电价结算问题。

（3）抽水蓄能企业效益的合理分配。众所周知，抽水蓄能企业的削峰填谷、调相功能不仅能提高电网运行可靠性、经济性，更给火电、核电等承担基荷电力的电厂带来可观的节煤、安全效益。根据“谁收益、谁付费”的原则，受益火电、核电等应该付出相应费用。两种方式供参考：①采取网上加价方式，抽水蓄能电站的动、静态效益费用列入电网输配成本中，通过提高销售电价来实现抽水蓄能电站的电价回收，根据测算，每千瓦时电约增加成本0.5~0.7分；②利用价格杠杆，通过降低谷段发电上网价来降低基荷电厂谷段发电效益，实现节煤效益的合理分配。

（4）建立抽水蓄能电站科学的运营模式。为进一步提高抽水蓄能电站的竞争力，建议根据抽水蓄能电站多元投资的特点，选择科学合理的运营方式和统一的抽水蓄能建设推动机构。在目前采取的电网一体化管理方式下，建议由电网公司控股或独资，区域电网保留一定的股份，为抽水蓄能电站的顺利运行和作用的充分发挥创造条件。

总的来说，东南部地区能源缺乏，西电东送以及建设配套的核电和抽水蓄能是东南部地区能源发展的方向，而抽水蓄能电站的特性决定其离不开电网，电网的安全发展需要抽水蓄能。电网公司可根据电网发展状况，一方面加快抽水蓄能电站建设，以实现电力系统整体投资和运行的经济性，另一方面积极开展抽水蓄能的研究，从而综合提高电网经济效益，实现能源的合理开发和利用。

2 对抽水蓄能规划选点的建议

2.1 抽水蓄能电站选址原则

因为一般抽水蓄能电站蓄水库容较小，所以可造抽水蓄能电站的选址较多，这为抽水蓄能站址的比选创造了条件。根据我们多年的运行经验分析认为，抽水蓄能电站选址应该满足4个条件：

- （1）地处区域网负荷中心或者接近区域网负荷中心。
- （2）良好的位能落差和良好的适宜洞挖的地质条件。
- （3）离市级、地区级城市较近，不超过120km为好。

（4）较低的单位千瓦造价，不大于每千瓦3500元为好，单位造价过大将失去抽水蓄能优势，反增加抽水蓄能投资回报的负担。随着电网的市场化不断完善，单位千瓦造价高的抽水蓄能电站未来将不堪重负，无法生存。也就是说为了电网调节和日后管理，建议在接近区域网负荷中心的城市建设抽水蓄能电站，以提高电网响应性，同时有利于抽水蓄能电站技术队伍的长期稳定和高效，这样既考虑了电网的需要，也考虑了管理的可行。抽水蓄能电站不是产能企业而是能源再生企业，所以站址的选择基本不受能源地域的限制，完全可以做到既满足电网，又满足效益和管理的需要。

2.2 抽水蓄能电站容量

随着电网的不断壮大和单机容量的不断扩大，以及智能电网的发展需要，只有建设大容量的抽水蓄能电站才能满足电网调节和事故备用的要求，才能提高调节有效性，减少单位投资造价，减少运行成本。由于抽水蓄能电站晚上还要消纳低谷负荷和能源，过小的抽水蓄能电站效益不高，建设意义不大，我们认为抽水蓄能电站容量宜大于1200MW。

2.3 容量选择和水头等技术参数的选择要首先满足长期稳定的要求

目前国内抽水蓄能技术还处于发展时期，通过多年的分析我们认为，国际上700m以上的水头还处于研究开发阶段，600m水头还在试运行阶段，500m及以下基本处于成熟运用阶段。对于我们，长期稳定运行是最大的效益，这是考虑问题的关键，盲目追求高参数的不成熟产品，将付出沉重的代价。通过多年抽水蓄能运行经验，我们深知，设备稳定是抽水蓄能电站的立足点和生存发展的基础。