

我国抽水蓄能电站建设

罗 绍 基

(广东抽水蓄能电站联营公司, 广州, 510635)

关键词 建设管理 建设模式 经济评价 抽水蓄能电站

摘 要 自1968年我国首次在岗南水库安装1台抽水蓄能机组以来, 抽水蓄能电站的建设已有了很快的发展, 陆续建设了广州、天荒坪、十三陵等一批大中型抽水蓄能电站, 摸索出了一整套建设管理、设计施工、运行管理等方面的经验。在抽水蓄能电站的经济效益评价和电站运营方面也开展了深入的研究, 并提出了不应以电量作为它的主要经济评价和经营效益指标, 而应重视容量和动态效益的观点。今后应制定公平、合理的电力价格体系, 积极推进蓄能机组的国产化, 不断提高建设水平和管理水平, 以进一步加快抽水蓄能电站的发展。

1 现状

1968年, 我国首次在河北省石家庄附近的岗南水库安装了1台由日本引进的抽水蓄能机组, 容量为1.1万kW。1972年又在北京郊区的密云水库安装了2台单机1.2万kW的国产抽水蓄能机组。但由于水库灌溉调度和机组质量问题, 加以水头低, 容量很小, 这些机组都没能很好地发挥作用, 也未得到电网的重视。

1978年以后, 我国实行改革开放政策, 国民经济发展很快, 电网迅速扩大, 人民生活水平普遍提高, 家用电器迅速普及, 电网的峰谷差愈来愈大。随着一大批电厂尤其燃煤电厂的建成发电, 社会上缺电局面已由电量缺乏转为调峰容量缺乏; 负荷低谷期高周波运行, 负荷高峰期拉闸限电的做法也为用户所不满。加上80年代后期我国核电起步, 这一切促使抽水蓄能电站建设事业得以加快发展。最早建设的河北省潘家口混合式抽水蓄能电站是利用已建的潘家口水库为上库, 在已建1台15万kW常规机组之外, 安装3台单机容量为9万kW抽水蓄能可变速运行的机组, 由意大利和瑞士厂商供货, 在1992年前后陆续投产, 为华北电网服务。

位于我国南方的广东电网, 调峰问题尤为突出, 加上与香港合资的大亚湾核电站(2×90万kW)已先行于1987年开工建设, 水头为535m的广州抽水蓄能电站一期工程(4×30万kW), 以与核电同步建设为目标, 于1988年开始施工准备, 1994年全部建成投产, 为广东电网和香港九龙电网服务。运行实践证明, 由于广州抽水蓄能电站建成投产, 大

亚湾核电站得以实现不调荷安全稳定运行, 1994~1997年4年总发电量440亿kW·h, 较设计电量360亿kW·h增加了22.2%, 同时提高了电网的供电质量, 广州抽水蓄能电站的建设和运行经验得到了国内外有关方面很好评价。目前, 广东岭澳核电站(2×100万kW)已在建设, 广州抽水蓄能电站二期工程(4×30万kW)也于1994年开工, 1998年底首台机组发电, 2000年前全部建成, 届时它将是世界上容量规模最大(8×30万kW)的抽水蓄能电站。

华北电网目前水电装机不足全网装机容量的5%, 调峰困难, 影响了电网的质量。但由于首都北京市供电的质量和可靠性要求都很高, 因此, 在距北京40km处建设了十三陵抽水蓄能电站。该电站装机4×20万kW, 水头430m, 1989年开始施工准备, 1995年底首台机组投产, 1997年6月4台机组全部建成发电。电站利用原有的十三陵水库为下库, 上库系人工挖填而成, 用钢筋混凝土护面防渗。投产以来为华北电网的调峰填谷、调频、调相、事故备用起到了显著的作用。

天荒坪抽水蓄能电站是利用世界银行贷款于1994年开工建设的, 装机6×30万kW, 水头570m, 电站位于杭州西北80多km的安吉县境内, 上、下库之间的引水洞长为1428m, $L/H=2.5$ 。下库水源丰富, 上库为人工开挖库盆, 利用沥青混凝土护面防渗, 首台机组已于1998年9月投产, 由上海市和江苏、浙江、安徽省分配容量运用, 作为华东

收稿日期: 1998-12-16

电网调峰容量, 并保障秦山一期核电站 (2×30 万 kW) 安全稳定运行。

位于西藏拉萨市西南方 86 km 处的羊卓雍高原湖泊, 湖面海拔高程 4 440.5 m, 常年储水量 150 亿 m^3 , 与雅鲁藏布江天然落差 840 m, 现作为羊卓雍湖抽水蓄能电站的上库; 其下库为雅鲁藏布江。该电站装机 4×2.25 万 kW, 1991 年开工, 1996 年首台机组投产, 是西藏自治区的主力电厂。浙江宁波溪口抽水蓄能电站装机 2×4.0 万 kW, 于 1997 年投产。安徽响洪甸抽水蓄能电站装机 2×4.0 万 kW, 是在响洪甸常规水力发电厂基础上扩建而成的混合式电站。这些电站的容量虽小, 但启停灵活, 为地区电网服务发挥了很好的作用。

预计到 2000 年, 我国将可建成抽水蓄能电站 557 万 kW (未含台湾省), 约占全国当时发电装机容量的 1.9%, 占世界目前已建和在建抽水蓄能电站容量 1.1 亿千瓦的 5%, 其比重仍均较小。我国可利用的抽水蓄能资源很多, 应尽快合理开发利用这一宝贵的资源。尤其是东南沿海地区以及内地一些纯火电网更有必要, 也有条件加速发展这一事业, 优化这些地区的电源结构。

我国台湾省的明湖电站是该省建设的第 1 座抽水蓄能电站, 装机 4×25 万 kW, 上库为天然的旅游胜地日月潭, 下库在水里溪筑坝而成, 上、下库天然落差为 321 m。电站于 1979 年开工, 1985 年竣工。同样以日月潭为上库, 水里溪另一处筑坝形成下库, 装机 6×27 万 kW 的明潭抽水蓄能电站于 1987 年开工建设, 1995 年竣工。台湾省电网 1997 年总装机 2 574 万 kW, 其中核电 514 万 kW, 抽水蓄能 262 万 kW。抽水蓄能容量占系统总装机容量的 10.1%, 为核电容量的 50.9%, 使电网运行安全、经济。

2 建设经验

我国抽水蓄能电站建设虽然起步较晚, 但有以往大规模常规水电建设所积累的经验, 加上近 20 年来引进的国外先进技术和管理经验, 使我国抽水蓄能电站建设能够有较高的起点。尽管目前已建的这类电站数目并不多, 总装机规模也不算大, 但单个电站规模已居世界前列, 例如广州抽水蓄能电站 (以下简称广蓄电站) 当二期工程竣工时, 将是当今世界上装机规模最大的抽水蓄能电站。在建设速度方面, 广蓄一、二期, 十三陵和天荒坪电站主体工程的实际施工工期, 从地下厂房开挖至首台机投产试运行, 历时为 49~54 个月, 广州一期工程全部竣

工仅 58 个月, 与世界经济发达国家相比并不逊色。在单位千瓦装机容量投资方面, 天荒坪、十三陵两个电站约为人民币 4 000~5 000 元 (相当 500~600 美元), 而广蓄电站一、二期平均更在 2 500 元以内 (相当 300 美元), 明显低于世界同类电站水平; 这不但比国内同期建设的常规水电站低, 其中广蓄还远低于具有一定调峰能力的燃煤电厂。这些工程的建设, 对今后我国各电网电源优化比选, 对抽水蓄能电站的发展, 都提供了一些很好的范例。

通过近 10 年来建成的我国第 1 批抽水蓄能电站的实践, 积累了建设和运行管理的经验, 取得了丰富的技术成果。

2.1 建设管理

广蓄、天荒坪、十三陵等抽水蓄能电站, 实行了以项目法人责任制为中心, 以建设监理制和招标承包制相配套的建设管理模式。业主对电站的筹资、建设、经营和还贷全过程负责, 拥有较大的决策和经营权。业主以项目经济效益最优为目标, 合理配置和使用社会资源, 大胆采用新技术和新工艺, 对设计、施工和监理全面实施合同管理, 依靠科技进步和科学管理提高电站建设效益, 因而取得工期短、质量好、投资省、环境美的成果。这个经验在广蓄电站尤其得到了很好的体现。

2.2 上水库防渗

西藏羊卓雍湖电站的上水库是个不漏水的高山天然湖泊。广州抽水蓄能电站上水库是利用天然高山盆地筑坝而成, 由于地形地质条件优越, 钢筋混凝土面板堆石坝施工质量良好, 渗漏量小于 $1 L/s$ 。这两个实例说明, 选好上水库是抽水蓄能站址选择的重要因素。

十三陵与天荒坪抽水蓄能电站的上库, 都是人工开挖填筑而成。天荒坪电站的防渗措施系与德国 Stabag 公司合作, 采用与世界上许多抽水蓄能电站上库人工库盆类似的沥青混凝土衬护, 渗漏很少。十三陵电站上水库, 库盆采用钢筋混凝土面板防护, 由于面板刚度较大, 加上地处我国北部寒冷地区, 施工时曾出现裂缝, 经修补后, 已正常运行, 目前夏天渗漏量很少, 但冬天渗漏量仍有 $10 L/s$ 左右。它的优点是不必引进国外材料和设备, 投资较省。这两个工程说明在人工库盆防渗方面, 我国已积累了一定的经验。

2.3 地下厂房轻型支护

广蓄电站宽 21 m 的大型地下厂房采用喷锚支护, 其中顶拱锚杆长 3.7~5.0 m, 顶拱和边墙均挂钢筋网、喷 15 cm 厚混凝土, 其支护参数在国内外

同类工程中是比较先进的。天荒坪蓄能电站地下厂房也采用喷锚支护,并根据岩石和地质构造条件局部使用了预应力锚索,厂房支护设计和施工也是很成功的。实践证明,我国在地下厂房喷锚支护设计和施工方面都具有成功的经验。

2.4 岩壁吊车梁

广蓄电站厂房400 t天车和天荒坪电站厂房500 t天车均采用岩壁吊车梁,利用岩壁锚杆支撑,浇筑钢筋混凝土形成岩壁吊车梁,取代传统的柱式支承吊车梁,既减少厂房宽度,节约投资,又缩短了工期。通过广蓄、天荒坪等电站岩壁吊车梁实践,我国已完全掌握了岩壁吊车梁的设计理论和施工技术。

2.5 水工隧洞及岔管钢筋混凝土衬砌

广州及天荒坪蓄能电站水工隧洞及高压岔管均为钢筋混凝土衬砌,充分利用岩石承担大部分内水压力,以减少衬砌厚度和钢筋用量。隧洞采用单层钢筋,混凝土衬砌厚度40~60 cm。广蓄一期高压岔管是国内第1个高水头、大直径钢筋混凝土岔管,由国内设计人员与美国哈扎公司联合设计,国内自行施工。天荒坪和广蓄二期工程高压钢筋混凝土岔管完全由国内自行设计和施工。广蓄一期水工隧洞及岔管,经过5 a运行实践,地下工程总渗漏量小于1 L/s,而3次放空检查,衬砌完好无损,裂缝很少,证明隧洞及岔管钢筋混凝土衬砌设计和施工是非常成功的。

2.6 斜井施工技术

抽水蓄能电站的引水道有竖井或斜井2种布置形式;与竖井相比,斜井水道长度短,水力过渡条件好,具有节省投资、提高电站效率等优势。但斜井的施工难度较大,施工技术比竖井复杂。我国目前已建的广蓄、天荒坪、十三陵等蓄能电站,引水道均采用斜井布置。通过这些斜井施工,已形成了较为成熟的斜井安全快速施工成套技术。其中斜井开挖,广蓄、天荒坪电站采用爬罐,十三陵电站采用反井钻施工。广蓄一、二期和天荒坪电站斜井钢筋混凝土衬砌采用滑模施工,其中广蓄电站是与国外技术合作,采用以中梁为导向的间歇式滑模,施工速度一期为4 m/d,二期为6 m/d;天荒坪电站采用国内自行设计和制造的以轨道为导向的连续式滑模,同样取得了很好的施工效果。

2.7 运行管理

广州抽水蓄能电站一期工程,在利用法国政府贷款引进设备的同时,也引进了法国电力公司运行管理经验,并结合我国具体情况和其他国家(包括

香港中华电力公司)经验,探索出了一套无人值班,少人值守的运行管理模式。一期电厂运行管理人员88人,折合每万kW为0.73人,计划二期工程投产后,将实行8台机集中管理控制,届时全电厂每万kW管理人员在0.6人以内。一期工程电厂在全部机组投入商业运行后,还执行国际认可的五星级安全管理标准。台湾明湖、明潭抽水蓄能电厂虽同属一个上库,但下库是分开的,故两电厂分别管理,其人数每万kW在1人左右,台湾电网计划将两厂集中调度,实行减人增效。明湖电厂运行10年后机组才开始大修。

我国抽水蓄能电站起步不久,投产的电厂不多,但启、停十分频繁,广蓄一期、十三陵两电厂每年每台机启动分别在1000次与500次左右,各种工况合计的运行小时每年每台机在2500 h左右,虽然电厂人数少,但都能保证正常运行和维修,机组可用率和启动成功率都保持在较高水平上。台湾明湖、明潭电厂也类似,且其运行小时还要多。

3 经济评价

一般来说,抽水蓄能电站的技术性能容易被人们所认同,但建设抽水蓄能电站的经济效益评价和建成后如何经营取得合理利润却是一个十分重要,而又尚未得到妥善解决的课题。

我国通过已建电站的实践和对国外电网和同类电站的考察,对建设抽水蓄能电站经济可行性研究的规范化工作已经开始。在论证必要性的基础上,已在开发一套电力系统电源结构优化数学模型及相应的计算软件,对电网负荷发展进行较为准确的预测,使不同电源结构方案在预测的负荷曲线上运行,以寻求经济上最有利的电源组合方案。这是最为有效的经济论证方法。建设抽水蓄能电站,使已有煤电能提高使用率,减少或推迟新增煤电或其他电源,从而达到电网成本降低的目的,所以规划建设抽水蓄能电站的经济性在于:在将来,对比其他电源方案,它不是增加电网成本,提高电网电价,而是降低电网成本,降低电网电价。从实时运行情况看,广州抽水蓄能电站同时为广东电网和香港九龙电网服务,运行几年来也证明:对已有电源优化调度后,将煤电多发的低谷电通过抽水蓄能转换为高峰优质电,虽然电量少了,但减少煤电调峰单位电度燃料和开停次数减少而节约的燃料或者替代成本较高的燃气轮机和燃油机组调峰,使电网总体燃料得以节省,降低了电网成本。台湾电网的明湖、明潭电厂的实践也得出同样结论。这是个重要的概念,是发

展抽水蓄能电站的认识基础。

抽水蓄能电站有着容量、电量效益和动态效益。它和一般发电厂不同,蓄能电站的效益主要不在于发电量多少,其容量、动态等效益比起电量更为重要,因为它担任电网历时很短的尖峰负荷,虽然容量充分使用了,电量是不多的;而动态效益经常是使机组处于待命状态,也是从容量取得,尤其是事故紧急备用产生的电量虽然很少,却是极为珍贵的,因此不应当将电量作为它的主要经济评价和经营效益指标。现在国内大多数电力工作者已接受这种观点。我国的两部制电价及峰谷电价政策也应随着社会主义市场经济发展而科学地得到调整,增加容量在电价中的比重,使电价体系与市场供需相符合。供用电需求的综合电力、电量平衡,是供电经营者(电网)的责任,因此由电网自己建设、经营抽水蓄能电站是理所当然的。已经运行的潘家口、十三陵电站就是由华北电网筹集资金建设且由华北电网经营、运行的抽水蓄能电站,这种方式当然是可行的。

多家办电、筹集社会资金办电是我国发展电力工业的成功经验,尽管抽水蓄能电站的经营市场离不开电网,但作为独立发电厂(公司)集资自主建设、经营抽水蓄能电站同样是可行的,也是符合电力体制改革方向的。广州抽水蓄能电站一期就是这种模式,它以容量计费为基础,把60万kW使用权出售给香港抽水蓄能发展有限公司,由中华电力公司(CLP)使用。其余60万kW租赁给广东电网使用,由电网保证大亚湾核电站不调峰稳定运行,而租赁费则由电网与核电共同承担,实践结果是电网满意,核电满意,蓄能电站投资者满意。这种租赁模式在国外也不乏存在,如德国南部 Schluchseewerk 公司拥有的5座总容量为184万kW抽水蓄能电站和卢森堡 SEO 公司拥有的万丹抽水蓄能电站(100万kW)都是采用租赁方式经营的独立发电公司。租赁经营模式的最大好处是避开难以量化的动态效益费用计算问题。对技术上不宜调节(如核电)或经济上不愿付出调节代价的拥有大型核电、煤电机组及联合循环机组的独立电厂(公司)参加租用抽水蓄能电站容量,由电网保证其安全、稳定运行,在增加了本身发电量,提高了本身经济效益的同时付出相应代价,也是租赁经营模式的一种发展。因此,租赁经营模式不失为市场经济中建设抽水蓄能电站的一种好经验。

4 发展展望

2000年以前,可以预见我国将建成容量达557

万kW的抽水蓄能电站。今后12a(2010年以前),建设规模将会较前10年有成倍增加,这是因为:

(1)我国是经济发展较快的国家,2010年全国电力装机容量计划较目前增长1倍,达5亿kW左右。随着用电负荷结构的改变,全国各电网调峰容量需求的增长将程度不同地大于用电量增长,加上一些用于调峰的小型火力发电厂大量退役(1998~2000年计划退役1086万kW),而已投产的抽水蓄能电站运用频繁,使用效率高,运用这种电站从理论到实践已在我国证明是电网最佳调峰手段,所以发展的必要性是十分明显的。

(2)目前“电力法”已颁布实施。随着模拟电力市场的试行,电力市场将逐步完善,两部制和峰谷分时电价也将按“同网、同质、同价”的原则越来越规范。作为一个公用事业,用户对供电质量要求也越来越高,而抽水蓄能电站的启动迅速、跟踪负荷、事故备用、调频、调相等优越性能,将成为电网提高供电质量的可靠容量,电网也愈来愈愿意为这种服务付出代价。

(3)2010年,我国计划达到5亿kW的电力装机容量中70%~80%是属于调峰能力不佳的基荷容量,按照台湾省的研究,抽水蓄能电站容量占基荷电厂装机容量的10%是合理的,考虑到我国有调峰能力的常规水电将有很大发展,抽水蓄能电站比重可以减少,但即使减少到5%,也应在1500万kW以上。我国东南部经济发达、资源缺乏地区的比重应当更大。

(4)我国的核电将有一个很大的发展,预测至2010年,将由目前的260万kW增加至2000万kW,其中广东省规划即有600~800万kW。根据国内外经验,为保证核电安全稳定运行,须配套相当规模的抽水蓄能电站。举世瞩目的三峡工程,由于水库要提供库容调节洪水,电力调节能力不高,为充分利用三峡电能减少弃水,也需在其供电区内配置抽水蓄能电站。

(5)我国抽水蓄能电站资源丰富,可供选择的站址很多,它具有移民淹没少,工期短、投资省等优点,只要充分利用国内外先进而成熟的管理和技术经验,其在电力市场电源结构优化中将具有强大竞争力,并且必将能为电网提供良好的经济效益。当前,装机各为100万kW的河北省南部电网张河湾、山东省电网泰安等蓄能电站已获国家批准立项建设。为配合秦山核电站二、三期工程建设,装机120万kW的浙江省桐柏抽水蓄能电站与江苏省的沙河抽水蓄能电站(2×5万kW),即将获得国家批

表1 我国抽水蓄能电站指标

序号	电站名称	所在地	电站类型	装机容量 / 台数 × 万 kW	水头 / m	水库有效库容 / m	水道长度 / m	蓄能容量 / 万 kW·h	机组类型	机组转速 / (r/min)	首台机组投产年份	建设进度
1	岗南	河北省	混合式	2 × 1.1	64	常规大水库	坝后式	—	斜流可逆式	双速 250、273	1968	建成
2	密云	北京市	混合式	2 × 1.2	70	常规大水库	坝后式	—	斜流可逆式	双速 250、273	1973	建成
3	明湖	台湾省	纯抽水蓄能	4 × 25	309	790 (下库限用)	3 147	549.4	混流可逆式	300	1984	建成
4	潘家口	河北省	混合式	3 × 9	85	常规大水库	坝后式	—	混流可逆式	120.8~125 107.7~130.6	1992	建成
5	广蓄一期	广东省	纯抽水蓄能	4 × 30	535	850	3 900	1 028.5	混流可逆式	500	1993	建成
6	明潭	台湾省	纯抽水蓄能	6 × 26.7	380	1 200 (下库限用)	4 087	1 025.6	混流可逆式	400	1994	建成
7	十三陵	北京市	纯抽水蓄能	4 × 20	450	422	2 097.8	427.5	混流可逆式	500	1995	建成
8	羊卓雍湖	西藏自治区	纯抽水蓄能	4 × 2.25	840	天然湖泊	8 991.9	—	三机式	750	1996	建成
9	溪口	浙江省	纯抽水蓄能	2 × 4	276	67	1 100	40	混流可逆式	600	1997	建成
10	天荒坪	浙江省	纯抽水蓄能	6 × 30	560	885	1 450	1 046	混流可逆式	500	1998	在建
11	广蓄二期	广东省	纯抽水蓄能	4 × 30	535	850	3 900	1 028.5	混流可逆式	500	1998	在建
12	响洪甸	安徽省	混合式	2 × 4	64	440 (下库限用)	758	—	混流可逆式	双速 150、166.7	1998	在建
13	张河湾	河北省	纯抽水蓄能	4 × 25	344	720	874	557.3	混流可逆式	—		即将建设
14	泰安	山东省	纯抽水蓄能	4 × 25	245	890	1 927.9	491	混流可逆式	—		即将建设
15	桐柏	浙江省	纯抽水蓄能	4 × 30	255	1 062	1 277.9	609.9	混流可逆式	—		即将建设
16	沙河	江苏省	纯抽水蓄能	2 × 5	97.7	230	—	—	—	—		即将建设
总计				1 146.8								

准。全国许多电网都在积极选点和开展前期工作，可以预见，我国第2批抽水蓄能电站即将陆续开工，而且在建设过程中会不断有新项目加入这个行列。例如安徽省琅琊山（60万kW）、山西省龙池（120万kW）、辽宁省蒲石河（120万kW）、江苏省铜官山（120万kW）、河南省宝泉（120万kW）、内蒙古自治区呼和浩特（120万kW）、黑龙江省荒沟（120万kW）、新疆维吾尔自治区天池（60万kW）、北京市板桥峪（100万kW）、广东省博罗（约120万kW）等都在酝酿建设中。一些利用已有水库开发的混合式抽水蓄能电站和一些为解决当地地区电网需要的中型抽水蓄能电站也将不断增多。我国抽水蓄能电站指标见表1。

5 研究与探讨

我国抽水蓄能事业虽然具有良好的发展前景，

但毕竟起步不久，能形成规模为电网服务的大型抽水蓄能机组于1992年（潘家口）以后才陆续投入运行，人们对这类电站的作用尤其是经济效益的认识还比较陌生；我国电力市场经济还没有健全；国产大型抽水蓄能机组还没有成功的制造经验；如何按照项目法人责任制建设、经营管理抽水蓄能电站亦需进一步完善。下面拟就上述几个问题研究探讨如下：

5.1 抽水蓄能电站容量占电网总容量的比重

我国地域广大，各地区、各省（区）电网所在地区经济发达程度不同，由此影响到负荷特性有较大差别；资源条件、电源结构也有较大差异，而各地抽水蓄能资源开发的经济性也很不相同。因此，对抽水蓄能电站需要的迫切性和容量比重应当是因网而异，不宜直接套用国外经验或全国规定相同的比重。我国各地区、各电网应立足于本身条件，并

考虑全国电网逐步联网后的互补情况, 通过科学周密的规划分析, 探求本地区、本电网的合适比重和开发程序, 以实现经济的电力发展目标。

5.2 制定公平、公正、完整、合理的电力价格体系

在我国进行厂网分开, 竞价上网改革进程中, 电力作为一种商品, 其售电价格再不应按行业区分。我国的容量电价一直是偏低的, 许多地方都没有实行峰谷分时电量价, 而现在和将来都将是调峰容量缺乏, 所以应当提高容量电价的比重, 拉开高峰电量和低谷电量价格的差距。不但在售电端上网价如此, 在受电端的上网价也应如此。为了提高电网供电质量, 制定电厂为电网进行辅助服务(如事故备用、调频、调相、负荷跟踪等动态效益)的价格是十分必要的, 只有包含了上述因素才可以认为这个价格体系是公平、公正、完整和合理的, 各种电厂才可以进行平等竞争。抽水蓄能电站在这种价格体系上应当是不畏竞争的, 只有这样, 在电网内建设合适容量的抽水蓄能电站才能吸引国内外投资, 抽水蓄能事业才能健康发展。

5.3 积极推进抽水蓄能机组的国产化进程

我国目前已建抽水蓄能机组大多数都是从国外引进的, 但在引进过程中采用了技术贸易结合方式, 使得我国的机电设备制造部门通过监造、验收、分包等途径吸收了不少技术经验。目前国外一些著名厂商也在我国组建了一批合资企业, 他们在使用国际金融组织贷款国际竞争性投标中, 不但有投标资

格还有价格优惠。从长远来看, 为了节约电站投资和发展我国机电制造业, 逐步实现抽水蓄能机组国产化是十分必要的, 我国机电制造部门应在技术、装备和材料方面积极努力, 提高水平, 提高信誉, 逐步推进国产化进程。

5.4 提高建设水平, 使抽水蓄能电站建设做到进度快、投资省

抽水蓄能电站与常规水电站相比, 容量大、土建工作量较少、水库淹没与综合利用矛盾也少得多。从已建电站实践经验证明, 实行项目法人责任制, 进行良好的建设管理是可以实现进度快、质量好、投资省的目标的。项目法人责任制明确了项目法人是业主, 它同设计、监理、施工是甲、乙方关系, 但在社会主义条件下, 只是分工不同。业主的责任是团结各方将建设目标变成大家共同的目标, 而不是凌驾于各方之上, 随意发号施令。因此, 对于一个大型抽水蓄能项目, 承担重大责任的项目法人应当具有良好的道德、敬业精神和严谨作风, 较强的管理能力和水电技术经验, 对待重大技术、进度问题既要善于听取不同意见, 又能及时作出正确的决断, 保证工程顺利进行, 不留隐患。因此, 及时总结已建电站的管理经验和教训, 聘好项目法人, 给予与工程效益相联系的较高待遇, 而又有机制给予约束, 这对工程实现进度快、投资省的目标是十分重要的。也只有实现这个目标, 抽水蓄能电站在电力市场中才能竞争生存, 并获得应有的回报。

中国水电发展前景

国家开发投资公司总经理王文泽在水电建设管理专业委员会 1998 年年会上作报告时说: 中国水电发展的前景, 不容置疑。第一, 世界各国电力工业发展的大趋势及中国电力工业改革的进程促使水电发展的体制和机制越来越好, 这必将对我国水电事业发展起到积极的影响和推动作用。第二, 中国经济又面临一个速度问题, 也就是中国的经济发展必须保持一定的速度。长期拉动比短期拉动意义更大, 而水电建设就是长期拉动。水电能够长期拉动经济发展的认识对发展水电有利, 这种认识的形成, 必将促进水电发展。第三, 电力供需矛盾的相对缓和, 也为水电发展创造了一个机遇。这是由水电建设周期长的特点决定的, 不能等到经济发展进入下一个高潮时, 才来发展水电。从长远看, 水电发展必须在经济发展高潮到来之前, 就要提到日程上来。第四, 经济可持续发展的认识, 对水电发展起到推动作用。过去讲火电多, 讲水电少, 在经济大发展时可以理解, 现在讲可持续发展了, 讲环境了, 对水电的认识就提高了。第五, 电力工业改革倡导厂网分开有利于水电发展。中国西部水电资源丰富, 东、西部电力发展必然要有机结合。厂网分开为水电发展提供了机遇。厂网分开后, 公平竞争问题必将引起很大的争论, 这种争论越多越有利于水电的发展。中国水电形势虽然严峻, 但前景不容置疑, 是光明的。

(沛吉供稿)