

宜兴抽水蓄能电站装机利用小时数的合理性分析

傅旭明¹ 朱碧泓² 潘玉喜³

(1. 上海市政府采购中心, 上海 200012; 2. 上海勘测设计研究院, 上海 200434;

3. 南京奥体中心工程建设指挥部, 江苏 南京 210024)

摘要:为适应江苏电网的特点和调峰需求, 需要对电站的日利用小时数进行研究. 从电网需求、电站装机容量、库容条件出发, 并参考国内外已建工程, 对宜兴抽水蓄能电站的装机利用小时进行了经济合理性分析. 结果表明, 宜兴抽水蓄能电站设计装机日满发利用小时(4~5 h)是可行的, 且适当降低装机日满发利用小时, 对电站和电网运行更为有利.

关键词:电网; 宜兴; 抽水蓄能电; 装机利用小时

中图分类号: TV743

文献标识码: A

文章编号: 1006-7647(2004)07-0062-03

江苏电网电源构成单一, 调峰电源不足, 为满足电网安全运行所需要的调峰容量缺口较大. 而从其隶属的华东电网上看, 三省一市电网逐步以省(市)为实体调度运行, 网局按照联络线口子考核, 因此江苏电网必须依靠自身的发电和调峰能力就地进行电力电量平衡. 宜兴抽水蓄能电站位于江苏省宜兴市, 是《江苏省苏南地区大型抽水蓄能电站规划选点报告》^[1]中推荐的较优蓄能电站站址, 电站建成后将成为江苏电网主要的调峰电源, 将有助于江苏电网的调峰容量平衡.

宜兴抽水蓄能电站上水库建于铜官山顶附近的沟谷, 下水库利用原会坞水库改扩建而成, 上下水库库容按日调节设计, 由于上库库盆地形条件的限制, 经多方挖潜, 采取开挖扩容等措施后, 可取得正常发电库容 456.6 万 m³, 应急备用库容 50.7 万 m³ (按总有效库容的 10% 计), 从而使电站站址资源得到充分利用. 水库库容决定了电站的日可发电量, 按本电站水库库容和发电水头计算, 电站日可发电量约 400 万 kW·h, 电站装机容量 800~1 000 MW, 设计装机日满发利用小时数为 4~5 h.

1 江苏电网对宜兴抽水蓄能电站的需求

1.1 电网现状与负荷预测

江苏电网为华东电网的一部分, 供电范围包括南京、镇江、南通等 13 个地区. 截至 1998 年底, 全网总装机容量为 16 130 MW. 电网中装机容量不小于 6 000 kW 的机组均为火电机组, 大部分是早期国产

200 MW、300 MW 机组, 其调峰能力较差.

从江苏电网的发用电实绩看, 其用电负荷、用电量、峰谷差等逐年增长, 用电负荷的增长率明显大于用电量的增长率, 电网的负荷特性指标下降, 电网调峰日益困难. 据 1999 年调度资料, 全省最高负荷已达 13 606 MW, 最大峰谷差达 5 628 MW. 电网为满足高峰时的负荷需求, 经常需动用备用容量发电, 造成高峰时段(约 0.5 h)电网基本无备用. 因此, 从电网现状上看, 为避免电网无备用运行, 确保电网安全运行, 迫切需要能提供短历时调峰容量的调峰电源.

从江苏电网的负荷特征曲线实绩上看, 其年负荷特征曲线一般年初负荷较低, 夏季因农灌、降温制冷等其他季节性用电因素负荷较高, 最高负荷日一般出现在夏季 7、8 月份, 年末因负荷增长和冬季取暖等因素而较年初高. 其典型的日负荷特征曲线, 形状上表现为二峰一谷, 其中早峰、晚峰相对较为尖锐, 下午负荷不突出, 相对于早、晚峰较为平缓, 日最高负荷出现在晚峰 18 时~21 时的几率较大.

根据江苏省电力规划和预测, 江苏省 2005 年、2010 年最高负荷将分别达 20 500 MW 和 25 500 MW, 年需电量分别为 1 048 亿 kW·h 和 1 273 亿 kW·h. 最高负荷利用小时数将下降至 5 000 h 左右, 电网年负荷率下降至 57% 左右, 相应的电网季不平衡率、月不平衡率、日负荷率、日最小负荷率等负荷特性指标相应地下降. 通过对江苏省未来产业结构、供用电形式与用电结构进行分析, 其远景负荷曲线形状上无根本性变化, 只是峰荷更为尖锐、谷荷更为深窄、峰

谷差更为突出,可以实绩的典型负荷曲线为预测基础.因此,从电网远景看,迫切需要的是短历时、大容量的调峰电源.如仅靠煤电机组调峰,将明显降低煤电机组的年利用小时,不利于其经济运行.电网对抽水蓄能电站的需求十分迫切.

1.2 电网对宜兴抽水蓄能电站装机利用小时的需求分析

宜兴抽水蓄能电站的装机日满发利用小时数一方面取决于电站装机容量和水库库容条件,另一方面,本电站的任务是提供电网调峰填谷、事故备用容量、保证连云港田湾核电站稳定运行、改善电网运行的经济性,其装机日满发利用小时数的合理性同时取决于系统负荷特性、电站资源的充分与合理开发、电站运行的经济性与灵活性.因此本电站装机利用小时的合理确定,一要满足江苏电网调峰填谷的需要,二要不制约电站作用和效益的发挥.

本电站以 500 kV 输电线路接入配套建设的 500 kV 宜溧变电站并与江苏电网枢纽武南变电站相连接,可以吸纳连云港核电、三峡汛期基荷水电、山西阳城煤电和徐州坑口煤电及其他一些大型燃煤电厂的低谷多余电力.从本电站的设计水平年夏季典型日(2010 年 7 月典型日)的运行方式上看,在考虑了其他各类电源调峰能力以后,燃煤电厂的技术可调峰幅度为 39.6%,而电网需要调峰幅度达 47.0%~50.7%.据此计算,电网用电低谷时段 0~6 时的多余电力达 598~2785 MW,若无抽水蓄能电站的投入,则电网将有较多的机组进行二班制启停调峰运行.经平衡计算二班制机组容量为 1646~4054 MW.而从江苏电网 2005 年、2010 年调峰容量平衡计算中亦可看出届时全网调峰容量缺口分别为 2500~2560 MW 和 2330~3430 MW,相应于抽水蓄能电站容量为 1200~1700 MW 之间.因此,从电力系统需求的角度出发,本电站适当降低装机利用小时数,以加大装机容量对电网运行更为有利.

宜兴抽水蓄能电站的日可发电量约 400 万 kW·h,从江苏电网 2010 年 7 月典型日运行方式图上看,若本电站承担最尖峰负荷,按系统需要其最大工作容量达 2438.6 MW,折合日满发利用小时仅为 1.65 h,远小于 4~5 h.宜兴抽水蓄能电站 2 个装机容量方案(装机 800 MW 或 1000 MW)在调峰填谷运行中,降低日满发利用小时(提高装机容量)意味着电站在电网日运行方式图上工作位置的提高(工作位置的上移以不产生容量空闲为控制).从电力电量平衡的结果上看,装机 800~1000 MW 均能为系统充分利用,即使考虑负荷与特性预测的不确定性还是有较充分的余地.同时由于水泵与水轮机容量匹配,装机容量

的提高可以缩短充满水库的抽水时间,抽水运行更有保障且比较灵活.因此,从江苏电网现状和远景负荷特性分析,本电站适当降低装机利用小时,扩大装机容量,可为系统提供更多的高峰容量,对电网调峰和电站的经济运行有利.

2 与已建抽水蓄能电站发电利用小时数的比较分析

国内已建较大规模的抽水蓄能电站主要是广州抽水蓄能电站一、二期,十三陵抽水蓄能电站和华东电网的天荒坪抽水蓄能电站^[2].从已建蓄能电站的运行经验上看,抽水蓄能电站不仅可调峰填谷,还具有调频、调相、负荷调整和备用等功能.抽水蓄能机组一般不满负荷运行,以保持其运行调度的灵活性,其设备满负荷利用小时数一般在 800~1000 h,主要用于事故紧急备用,调峰时间并不多.

国内已建的 3 座蓄能电站中,广州抽水蓄能电站建于 1994 年,已有多年的运行经验,其所在的广东电网电源构成及负荷特性与江苏电网有许多类似之处,电站的作用与任务与宜兴抽水蓄能电站类似.投产初期采用来电加工的经营模式,由于加工电量远小于原设计电量,经营亏损,1995 年后开始改为容量租赁方式经营,其抽水或发电量取决于电网运行调度的需要.其机组发电情况一般出现在替代发电成本较高的机组(如燃油机组或燃气轮机),配合煤电机组爬卸荷(负荷跟踪,省却煤机的空载煤耗)或强迫发电来腾出库容以负负荷低谷时抽水等,最常见的发电运行工况为 2 台机带 180 MW(一期单机出力低于 180 MW 振动较大,二期转轮运行稳定性较好,可能推荐在单机 80 MW 左右运行),随时作为备用,但机组检修申请困难.分析其 1997 年逐日抽水发电量情况,装机日满发利用小时在 4 h 以下的时间约占 90%,1994~1997 年年统计满负荷发电利用小时均在 800~1000 h 之间.

十三陵蓄能电厂在京津唐电网建成后,取代原来的陡河火电厂作为该电网的第一调频电厂,同时也作为电网的旋转备用,以确保电网供电的可靠性,电站的装机年利用小时数不足 900 h.

根据有关资料,英国、法国、德国等已建抽水蓄能电站的实际装机发电年利用小时也在 500~1000 h 之间.

已建抽水蓄能电站的实际装机发电利用小时数远小于其设计装机利用小时数,说明电网更需要抽水蓄能电站承担备用、调频、调相等任务,而非纯粹地调峰填谷,前者比后者的经济价值更大.当然,抽水蓄能电站效益的产生需要一定的水库库容作保

证 这和其所在电力系统的用电特性与需求紧密相关.在短历时高峰电力缺乏的电网,降低抽水蓄能电站的设计装机利用小时,适当扩大电站装机容量往往是比较有利的,如日本奥清津和奥多多良木电站的扩建,考虑到电站水库库容较大,而实际装机利用小时数较小,在满足电力系统需要的前提下,不改变电站上下水库库容,电站的装机容量分别由 1 000 MW和 1 212 MW 扩大到 1 600 MW 和 1 932 MW.

因此,就宜兴抽水蓄能电站而言,不强求上库大库容和较高发电利用小时数,以降低造价,合理地配置资源.本电站装机 1 000 MW,设计装机年发电利用小时数 1 491 h,大于已建抽水蓄能电站实际装机年发电利用小时.电站建成后,应结合电站和江苏省电力系统的要求和特点,选择经济合理的运行方式,充分发挥其容量、电量和动态效益.

3 宜兴抽水蓄能电站装机利用小时数的经济性分析

抽水蓄能电站依附电网而存在,是电网运行管理的有效工具,其实际发电量取决于电网的调度.

抽水蓄能电站调峰填谷运行在抽水与发电过程中有一定的循环损失,其综合效率为 75% 左右,抽水蓄能电站的发电成本约为抽水煤电的 1.3 倍.抽水蓄能电站在一定程度上改善了网内火电机组的运行状态,使火电机组在较平稳状态下运行,减少了火电的开机容量,提高了其装机利用小时,从而减少了其发电单耗和系统燃料费用,降低其运行维护费用.但由于火电机组单机容量的增大和机组制造水平的

不断提高,其发电空载煤耗和微增煤耗明显降低,抽水蓄能的投入所减少的火电机组因调峰而产生的微增煤耗不足以弥补抽水蓄能电站的循环损失.从经济角度考虑抽水蓄能电站替代有较大启停损耗的二班制运行煤电或运行成本昂贵的燃气轮机或燃油机组较为有利,可以使系统总燃料费用降低,有一定的节煤效益.系统燃料消耗的多少和抽水蓄能电站与其他各类电厂的运行方式有关.对江苏电网 2010 年投入宜兴抽水蓄能电站在不同的装机利用小时的情况下,进行电力电量平衡和系统燃料消耗计算,推求出系统燃料费最小情况下的抽水蓄能电站的装机利用小时数,以系统燃料费最小为原则计算的宜兴抽水蓄能电站的年装机利用小时为 834 ~ 863 h.

4 结 语

宜兴抽水蓄能电站水库库容按满足装机日满发利用 4 ~ 5 h 设计均是可行的,能够适应江苏省电网的特点和调峰需求.适当降低装机日满发利用小时,适当扩大抽水蓄能电站的装机容量,不会制约电站的容量和电量效益的发挥,且对电站和电网均有利.

参考文献:

[1] 蒋曼珠,马维,李茂学,等.江苏省苏南地区大型抽水蓄能电站规划选点报告[R].水利部电力工业部上海勘测设计研究院,1997.
[2] 中国水力发电年鉴编辑委员会.中国水力发电年鉴 2001 ~ 2002 第七卷[M].北京:中国电力出版社.
(收稿日期 2004-04-30 编辑 骆超)

+++++

全国中文核心期刊 中国科技核心期刊
全国水利系统优秀期刊 华东地区优秀期刊 江苏省优秀期刊
《水利水电科技进展》
报道新成果 传播新技术 介绍新经验
(ISSN1006 - 7647 ,CN32 - 1439/TV 双月刊 ,A4 开本 彩色封面)

《水利水电科技进展》由河海大学主办,主要刊登与水科学、水工程、水资源、水环境、水管理等学科有关的科技论文,设有专家论坛、学术研究、工程技术、专题综述、国外水利、科技简讯等栏目,适合与水利、水电、水科学、水工程、水资源、水环境、水管理有关的科学研究人员、工程技术人员、科技管理人员以及大专院校师生阅读.《水利水电科技进展》由邮局发行,邮发代号 28 - 244,2005 年全年每份订价 30 元.读者可在全国各地邮局订阅,也可直接向编辑部订阅.编辑部地址 210098 江苏省南京市西康路 1 号 河海大学《水利水电科技进展》编辑部.联系电话 025 - 83786335 ,E - mail :jz@hhu.edu.cn ,http://kkb.hhu.edu.cn.汇款时务请注明“订水利水电科技进展”.