

# 基于效益分析的抽水蓄能电站运行工况优化调度

黄蕾, 李丰伟, 秦俊宁

(宁波电业局调度所, 浙江 宁波 315010)

**摘要:** 对抽水蓄能电站的经济运行分析, 主要采用等效替代法和随机生产模拟法, 对电站日常运行中静态效益的主要部分: 容量效益和削峰填谷效益进行了分析, 并结合宁波奉化溪口抽水蓄能电站的实际运行, 对如何在库容约束下达到静态效益的最大化运行进行了实例计算, 得出抽水蓄能电站的日出力运行工况表。计算结果在宁波电网实际调度运行中得到应用, 证明了其实用性和有效性。

**关键词:** 抽水蓄能; 削峰填谷; 效益分析

## Optimal dispatching of pump-storage power station based on benefits analysis

HUANG Lei, LI Feng-wei, QIN Jun-ning

(Dispatching Center, Zhejiang Ningbo Electric Power Bureau, Ningbo 315010, China)

**Abstract:** According to economic analysis of pumped-storage station, this paper uses equivalent substitute program and stochastic production simulation to analyze specifically capacity benefits and peak load leveling benefits. Combining the daily operation of Xikou(Ningbo) pump-storage station, it calculates the benefits on real data and advances a daily operation form. The result has been used in dispatching and operation of Ningbo power grid. The achievements of this paper is proved to be workable and efficiency.

**Key words:** pump-storage; peak load leveling; benefits analysis

中图分类号: TM732 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2009)22-0094-05

## 0 引言

随着电网规模的不断发展, 地区电网用电高峰负荷和峰谷差越来越大, 单纯的扩大电厂装机容量和电网传输容量并不是现今电网发展的最优模式。因此, 分布式发电、负荷侧管理等新兴电网调控手段就成为现今电网优化运行研究的主要方向。但是, 对于已经产生了将近百年的抽水蓄能电站的进一步研究却鲜有出现。利用好抽水蓄能电站独有的削峰填谷效益, 对于改善电网的峰谷波动, 满足现代电网发展的调控要求具有重大意义。而对蓄能电站机组运行工况的优化配置, 又可更好地发挥现有机组资源, 节约电网的二次投资。

基于上述考虑, 本文以火电机组作为抽水蓄能电站的等效替代机组, 对抽水蓄能电站的容量效益进行计算分析, 然后运用随机生产模拟法计算其削峰填谷效益, 得出一个基于削峰填谷效益最大化的机组出力原则, 以奉化溪口抽水蓄能电站在宁波电网的实际运行情况为背景, 运用出力原则进行了实例分析, 制定其日常运行的工况表格。

## 1 效益分析模型

抽水蓄能电站的静态效益包括容量效益和削峰填谷效益两部分。其中, 由于抽水蓄能电站承担电网的发电容量和备用容量, 从而减少火电站装机容量, 节省电力系统的投资和运行费用而产生的经济效益称为容量效益; 当抽水蓄能电站投入系统运行后, 一方面由于抽水用电, 增加了系统燃料消耗, 另一方面由于代替火电调峰和改善火电机组的运行条件, 降低了厂用电率和耗煤率, 减少系统总燃料消耗, 两者之间的差值, 就是抽水蓄能电站所提供的削峰填谷效益。

### 1.1 等效替代方案

抽水蓄能电站容量效益分析采用的是基本方案(抽水蓄能电站)与等效替代方案的正常运行年费用值(不包括燃料费)之差值, 等效替代方案的确定对于容量效益的分析至关重要<sup>[1,2]</sup>。根据宁波电网电源结构及能源资源条件, 拟定以下三个方案作为抽水蓄能电站的替代方案:

- 1) 燃煤火电方案(简称煤电方案);
- 2) 燃气循环机组方案(简称燃气方案);

3) 燃煤燃气联合机组方案(简称煤电+燃气方案)。

在同等程度满足电力系统负荷及电量需求条件下, 计算出相应的系统电源组合。各方案系统电源装机容量差值如表1所示。

表1 替代方案装机容量

Tab.1 Generator capacity of substitute program

序号	方案	抽水蓄能方案	煤电方案	燃气方案	煤电+燃气方案
1	系统装机容量差值	0	4.5	4	5
2	抽水蓄能	90	0	0	0
3	燃气机组	0	0	94	47
4	燃煤火电	0	94.5	0	48

对于各方案的实施费用, 本文从三个方面来计算:

1) 投资费用。按照业内燃煤机组、燃气机组静态投资成本, 结合施工期限和年投资比例, 分别计算各方案的静态投资费用。

2) 燃料费用。根据电力电量平衡求得燃煤机组和燃气机组在负荷图上的工作位置, 以系统运行边际成本最小为原则将负荷合理分配给各类机组, 计算相应的耗煤量和耗气量, 进而得到各机组的燃料费用。

3) 总费用现值。根据各方案费用的流程, 按照社会现金折现率, 计算在投资回报期内各方案的总费用现值。

计算得到各方案总费用现值如表2所示。

表2 各方案总费用现值比较

Tab.2 Comparison of each program overall fees

方案	煤电	燃气	煤电+燃气
项目			
总费用现值/(亿元)	4.82	5.75	5.35

由以上分析可得到, 在三种替代方案中, 煤电方案的总费用现值最小, 因此选取煤电方案作为与抽水蓄能方案进行比较的等效替代方案。

### 1.2 容量效益分析

分别对抽水蓄能方案和等效替代方案的年总费用值进行计算, 年总费用值的计算公式如下<sup>[3]</sup>。

$$BC = OC + K_0 \left[ \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$$

$$K_0 = \sum_{t=t_0}^{t_0+1} K_t (1+i)^{t_0-i}$$

其中:  $BC$  为年总费用;  $i$  为折现率;  $OC$  为年运行费用;  $K_0$  为折算到  $t_0$  年时的总投资;  $n$  为投资回收期。

比较基本方案的年费用值和替代方案的年费用值, 即得抽水蓄能电站的容量效益计算公式为:

$$CB = \Delta BC = BC_{\text{替代方案}} - BC_{\text{基本方案}}$$

对溪口抽水蓄能电站的容量效益分析, 我们采用火电机组作为其等效替代方案, 按照装机容量 90 MW 进行等效后, 其容量效益分析如表 3 所示<sup>[4]</sup>。

表3 奉化溪口抽水蓄能电站容量效益分析

Tab.3 Capacity benefits analysis of Fenghua Xikou pumped-storage station

序号	项目	单位	数值
1	替代方案指标		
1.1	装机容量	万千瓦	9.45
1.2	静态投资	万元	43 092
1.3	固定资产投资	万元	43 092
1.4	建设期利息	万元	3 590
1.5	固定资产价值	万元	46 682
1.6	流动资金	万元	1 508
1.7	总投资	万元	48 190
2	抽水蓄能电站指标		
2.1	装机容量	万千瓦	9
2.2	工程枢纽静态总投资	万元	29 530
2.3	工程静态总投资(含淹没赔偿)	万元	29 711
2.4	建设期利息	万元	2 059
2.5	流动资金	万元	865
2.6	总投资(含淹没赔偿)	万元	32 964
3	抽水蓄能电站容量效益	万元/年	15 226
		万元/年	507

### 1.3 削峰填谷效益分析

为了计算抽水蓄能电站的削峰填谷效益, 分无抽水蓄能电站和有抽水蓄能电站两种情况进行随机模拟<sup>[5]</sup>, 当系统中机组数较多时先将小机组进行适当的合并。对于每一种模拟过程, 均采用以下四个步骤:

(1) 由系统持续负荷曲线计算出原始等效电量函数  $E^{(0)}(J)$ ;

(2) 安排火电机组和水电机组的启动顺序表, 排列原则为: 先把各火电机组的最小技术出力安排在负荷曲线的基荷部分, 然后再按各火电机组的腰荷和峰荷单位耗煤率的大小排优先启动顺序, 在此过程中当满足水电站经济运行判据时安排水电站运行。

(3) 由机组的启动顺序, 采用等效电量函数法计算出火电机组各分段所发的电量以及  $LOLP'$  (电力不足概率) 和  $EENS'$  (电量不足期望值)。

(4) 根据火电机组各分段所发的电量和相应分段单位耗煤率计算得出系统的燃煤耗量  $FMH$ 。

不同模拟过程所得系统燃煤耗量的差值即为抽水蓄能电站的削峰填谷效益:

$$PSB = FMH' - FMH$$

由第三点可知, 抽水蓄能电站的削峰填谷效益与确定机组的启动顺序有直接关系。如何合理地控制蓄能电站机组的启停, 直接影响其削峰填谷效益的大小。当抽水蓄能电站的担当容量  $P_{HL}$  越大, 其在生产模拟曲线中所代替的火电机组容量越大, 越靠近日持续负荷曲线的基荷部分, 而对于火电机组, 发电边际成本  $M$  一般有:

$$M_m > M_{yh} > M_{jh}$$

因此对于抽水蓄能电站的削峰填谷效益, 在不考虑其余因素的前提下, 与  $P_{HL}$  的大小是成正相关的。

## 2 溪口抽水蓄能电站运行工况的优化调度

由上所述蓄能电站的削峰填谷效益是与削峰填谷容量正相关的, 但是在实际运营中, 蓄能电站的上下水库库容确是一个不争的约束条件。宁波溪口蓄能电站上水库坝长 153.9 m, 最大坝高 48.5 m, 坝顶海拔高程 328.5 m, 最大库容 120 万方, 其中调节库容 84 万方。下库坝长 274.1 m, 最大坝高 46.2 m, 坝顶宽 6 m, 下库库容 105 万方, 调节库容 84 万方。输水系统由混凝土隧洞、明钢管、岔管、球阀、蜗壳、水轮机、尾水管等组成。平隧洞长 425.77 m, 直径 3.4 m, 明钢管段总长 639.4 m, 直径 3.2 m, 水隧洞两条长 134.74 m, 直径 2.5 m。由于装备了两台单机容量为 40 MW (总装机容量 80 MW) 的立轴可逆混流式水泵水轮发电电动机组, 因此若实现满抽满发的条件时, 机组分别能全出力的时间仅为:

$$T = \frac{W_{\text{移动库容}} \times G \times \Delta h}{P_{\text{出力}} \times 3.6 \times 10^6}$$

其中:  $G$  为重力加速度常量;  $\Delta h$  为水位的相对做功高度差;  $P_{\text{出力}}$  为机组出力。

由此可得到: 当机组满抽水, 双机 90 MW 抽水时, 7 h 后, 上库库容满; 双机 80 MW 发电时, 6 h 后, 上库达到最小库容。因此, 在满足蓄能电站削峰填谷效益的最大化的同时, 必须兼顾水库上下库容的约束。即

最优目标函数: 
$$\max \sum_{t=1}^T P_t C(t)$$

约束条件: s.t. 
$$P_{\min} \leq P_t \leq P_{\max}$$
 出力约束

$$\frac{(W_{\text{下}} - W_{\text{max}})}{P_{\text{Pc}}} \leq \sum_{t=1}^T P(t) \leq \frac{(W_{\text{上}} - W_{\text{min}})}{P_{\text{Pc}}}$$

库容约束

其中:  $C(t)$  为机组日效益函数;  $P_t$  为机组实时出力;  $P_{\text{Pc}}$  为机组水量/电量转换系数。

因此, 对蓄能机组的日出力分析, 关键的一点即确定机组在当日的边际顶峰负荷  $P_d$ 。当日实际负荷大于边际顶峰负荷  $P_d$  时, 机组此时顶峰发电, 且满足调峰填谷效益最大, 当日实际负荷小于边际顶峰负荷  $P_d$  时, 机组可以满负荷抽水。

考察某日的日负荷曲线  $P(t)$ , 将首次递归的边际顶峰负荷  $P_{d1}$  设为午高峰负荷, 对应的发电出清时间为  $t_1 + t_2$ , 对应库容约束下, 应满足  $t_1 + t_2 = 6 + t_{c*}$ ;  $t_{c*}$  为机组满抽时间转换; 当  $t_1 + t_2 \leq 6 + t_{c*}$ , 则下移边际顶峰负荷  $P_{d2}$ , 则对应发电出清时间变为  $t'_1 + t'_2$ , 如此递归, 可对某日的日负荷曲线  $P(t)$  确定当日边际顶峰负荷  $P_d$ , 对应的高峰负荷顶峰时间和低谷负荷的抽水时间也相应确定。递归法确定  $P_d$  的过程如图 1 所示。

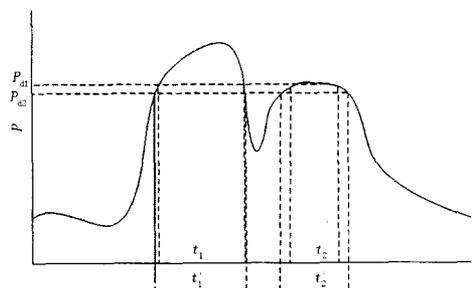


图 1 递归法确定顶峰负荷  
Fig.1 Recursion method principle

由以上方法, 我们对宁波电网的几种典型日负荷进行日出力分析如下。

2.1 夏季高温负荷

选取宁波电网夏季高峰网供负荷曲线如图 2, 负荷曲线特点是早高峰、午高峰负荷相当, 午高峰负荷甚至高于早高峰。目前宁波电网年最高负荷均在夏季高温日创造, 而晚间 11 时后有晚高峰, 由于晚高峰负荷大部分为生活负荷, 因此晚高峰持续时间大约为 1 h。蓄能电站出力的基本原则要首先满足顶峰要求, 双机在高峰时段顶峰, 在负荷有所缓解时, 可适当抽水, 满足备用和应对突发事件的紧急需求。

由递归法得到, 夏季高温日边际顶峰负荷约为最高负荷的 95%, 即全天只能消除最高负荷附近区



图 2 夏季高峰负荷曲线

Fig.2 Curve of summer peak load level

域的一小部分峰值。而抽水则安排在中午负荷急降的时段, 晚间仍可按照递归法, 再次做一个抽发, 晚间边际顶峰负荷为晚间最高负荷的 77%。机组当日出力时段分析如表 4 所示: (单位: 万千瓦)

表 4 夏季高温天气日出力表

Tab.4 Daily operation form of summer day

时段	0:00~7:00	7:00~9:00	9:00~11:00	11:00~12:00	12:00~16:30	16:30~18:00	18:00~19:00	19:00~22:00	22:00~23:00	23:00~24:00
出力	-9	0	8	-9	8	0	-9	0	8	0

表 5 春节负荷日出力表

Tab.5 Daily operation form of spring festival day

时段	0:00~7:00	7:00~8:45	8:45~11:00	11:00~12:00	12:00~13:30	13:30~17:00	17:00~24:00
出力	-9	0	8	-9	0	8	0

2.2 假日负荷

选取宁波电网 2008 年春节期间负荷曲线如图 3, 春节期间负荷特性为白天负荷低, 一般全天最高负荷仅为正常负荷的 20%~30%左右。高峰时段出现在晚间 8 点至 10 点, 对抽水蓄能电站来说, 此时削峰填谷的意义并不大。因此蓄能电站出力的基本原则即: 晚间顶峰兼作为旋转备用。

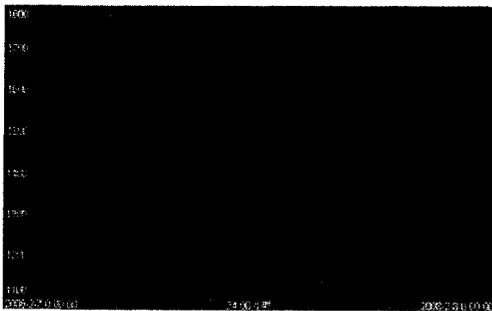


图 3 春节负荷曲线

Fig.3 Curve of spring festival load level

在递归法求解后, 得到全天机组出力如表 5。(单位: 万千瓦)

3 结论和展望

对于抽水蓄能电站的静态效益和动态效益分析一直是抽水蓄能电站项目立项之前进行可行性研究的重点, 而衡量静态效益的主要方面: 容量效益和削峰填谷效益就是本文讨论的重点。按照等效替代法和随机生产模拟研究结果表明, 抽水蓄能电站容量效益与利率、税金等宏观经济因素相关, 与蓄能电站的开机发电时间、年利用小时数等动态运行因素并不直接相关; 而削峰填谷效益在各种气象模式下的最优抽发电是由库容约束而定的, 生产模拟法分析的结果是在满抽满发的运行模式下, 削峰填谷效益发挥最优; 考虑到不同日的日负荷曲线的上升陡度有所不同, 在安排蓄能电站机组出力时, 达到双机满发过程中, 有可能会安排机组在不同阶段出力下发电的渐增工况, 而在出力下降阶段也会相应安排机组出力缓降。

本文所作的对溪口抽水蓄能电站日出力分析是在给定历史数据条件下进行的。如何在未知的某日, 合理地安排好蓄能电站的抽发以满足对电网运行实际应用的需要, 应该是进一步研究的重点方向。首先, 进一步细化各种气象模式, 应用历史数据的积

累, 将各种模式下的出力分析完善; 其次, 可将蓄能电站的抽发安排纳入到负荷预测相关元素当中, 应用负荷预测中气象相关性的现有资源, 对蓄能电站的出力安排提供依据。

参考文献

[1] 李世东. 抽水蓄能电站节煤效益计算[J]. 水电能源科学, 1990, (3): 264-272.  
LI Shi-dong. Benefits Calculation of Pumped-storage Station[J]. Water Resources and Power, 1990, (3): 264-272.

[2] 陈育文. 抽水蓄能电站调峰填谷节煤效益研究[J]. 水能技术经济, 1992, (2): 41-43.  
CHEN Yu-wen. Study on Peak Load Leveling Benefits of Pumped-storage Power Station[J]. Water Technology and Economic, 1992, (2): 41-43.

[3] 江伟民. 抽水蓄能电站经济效益计算方法研究[D]. 合肥: 合肥工业大学, 2007.  
JIANG Wei-min. Study on Calculating of Economic Benefit of Pumped-storage Power Station[D]. Hefei: Hefei University of Technology, 2007.

[4] 宁波电业局溪口蓄能电站科技项目小组. 宁波电网抽

水蓄能电站的经济运行与控制研究课题[Z]. 科技项目, 2008.

Ningbo Electric Power Bureau Xikou Pumped-storage Station Technology Program Team Report[Z]. Technology Program, 2008.

[5] 王锡凡, 王秀丽. 随机生产模拟及其应用[J]. 电力系统自动化, 2003, 27 (8): 10-15.  
WANG Xi-fan, WANG Xiu-li. Stochastic Production Simulation and Application[J]. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27 (8): 10-15.

收稿日期: 2008-11-17; 修回日期: 2008-12-28

作者简介:

黄 蕾 (1981-), 男, 电力系统工程师, 硕士, 主要从事电力系统调度运行和电力市场方面的研究; E-mail: alarry8@163.com

李丰伟 (1975-), 男, 电力系统工程师, 主要从事电力系统经济调度及运行方式方面的研究;

秦俊宁 (1972-), 男, 电力系统工程师, 主要从事电力系统经济运行控制和调度自动化方面的研究。

(上接第 93 页 continued from page 93)

YANG Yan-chun, ZHAO Bo. Some Issues Discussion on State Maintenance for Electric Equipments[J]. Inner Mongolia Electric Power, 2005,(5):11-13.

[4] 李光范, 刘有为, 高克利, 等. 制定《电气设备状态维修导则》的原则框架[J]. 电网技术, 2003,27(6): 64-67, 76.

LI Guang-fan, LIU You-wei, GAO Ke-li, et al. Formulating the Principle Framework about <Guideline of the Electrical Equipment Maintenance>[J]. Power System Technology, 2003, 27(6): 64-67, 76.

[5] 漆炜之. 电气设备状态检修的实践[J]. 江苏电机工程, 2006,(1):14-17.

QI Wei-zhi. The Practice of Electrical Equipment Maintenance Based on State[J]. Jiangsu Electrical Engineering, 2006,(1):14-17.

[6] 陈三运, 谭洪恩, 江志刚. 输变电设备的状态检修[M]. 北京: 中国电力出版社, 2004.

CHEN San-yun, TAN Hong-en, JIANG Zhi-gang. The State Maintenance of Power Transmission and

Transformation Equipment[J]. Beijing: China Electric Power Press, 2004.

[7] 邱仕义. 电力设备可靠性维修[M]. 北京: 中国电力出版社, 2004.

QIU Shi-yi. Electric Power Equipment Maintenance of Reliability[M]. Beijing: China Electric Power Press, 2004.

[8] 刘铁, 等. 高压电气设备绝缘状态管理与评估系统[J]. 电力系统自动化, 2007,31(12):100-104.

LIU Tie, et el, An Information Management and Evaluating System for High Voltage Electric Equipment Test Data[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007,31(12):100-104.

收稿日期: 2008-11-19; 修回日期: 2009-03-18

作者简介:

徐 敏 (1963-), 女, 博士, 副教授, 研究方向为电力系统运行和控制、故障诊断等; E-mail: xumin-8660@163.com

刘井萍 (1963-), 女, 学士, 高级工程师, 从事电力系统运行和管理工作;

左重华 (1950-), 高级技师, 从事电气试验工作。