

发展小型抽水蓄能电站 的可行性

刘德安

(四川省水电厅基建处)

随着地方电力不断发展,为省“富民”“升位”创造条件,对地方电网供电可靠性和供电质量的要求不断提高。因此要求修建小型抽水蓄能电站来改善地方电网现状的地区越来越多,笔者就这个问题略谈自己的看法以供讨论。

一、我省地方电网的现状

据我省地方电网83年底统计,全省地方电网现有发电装机103.7万千瓦,其中小水电发电装机97.56万千瓦,小火电装机仅为6万千瓦,峰谷负荷差一般占系统容量的35%~40%。而系统内绝大多数是小型径流式水电站,保证出力和年利用小时偏低,丰枯水期基本无火电调节,出力差通常在40%以上。只要地方电网与大电网解列,地方电网本身就经不起较大容量电动机启动负荷的冲击,不仅调频困难,供电质量也显著降低,使运行不稳定,供电不可靠。但汛期我省大小电网都有较多的季节性剩余电能没有出路,迫使水电站大量弃水。由于地方电网缺乏调峰能力,有些地方在汛期高峰时还得向大电网购电,这样地方电网也就消耗大量电量。枯期地方电网严重缺电,需要火电网承担一部分负荷,而我省大电网仍以水电为主,枯期电量也不富裕,以致加剧了大电网枯期缺电的紧张局面,实行限量供电,如此下去,势必对县、社工业和人民生活带来很大影响,成为实现农村电气化的一个较突出的问题。

此外,在我省地方电网中,水电站距负荷中心和大电网都较远,输变电损失高达送电容量的15~30%或更大。小水电站满发时,由于受输变电设备能力限制,以及配套较差,使某些电站不得不提高发电机电压运行,电网内无功也严重不足,影响供电质量,电网采用其它调频措施困难较大,不易实现。为了保证供电质量,要求一些电站降低功率因数运行,从而减少了小水电站的经济效益。因此,小水电站满发之日正是地方电网无功不足之时。

我省水、火电比重失调,特别是小火电在地方电网中所占比例太小,上述矛盾在目前的状态下暂无法解决。电网内若能建立起抽水蓄能电站,汛期或低谷时利用剩余的电能向水库抽水蓄能,枯期或峰荷时可放水发电,调峰、调频。这样可将汛期弃水的电能转变为调峰电能或保证电能。变低谷电能为调峰电能,这在某种意义上说是变废为宝,对整个小电网有极其重要的经济意义,并可提高供电质量,使地方电网的运行灵活自如。

二、抽水蓄能电站规划选点问题

1. 在电站上游有条件处修建一个能满足年调节或旬、周、日调节要求的上水库，尾

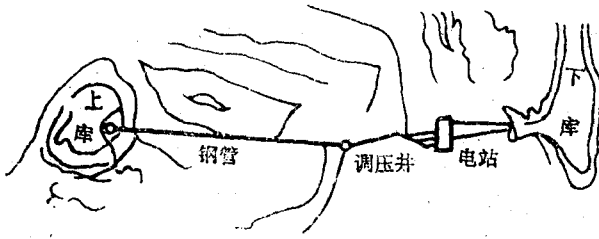


图1 上、下库管道布置示意图

水有衔接可靠的天然水源或有条件处修建可以保证供水的蓄水工程(图1, 图2)。

2. 电网内有廉价的季节性剩余电量可供抽水。

3. 电站建设投资省, 并在电站下游尽可能梯级开发, 以取得更大的经济效益。

4. 电站尽可能靠近负荷区, 以减少输电线路损失。

5. 在有条件地区应开发较高水头的抽水蓄能电站, 以取得较好的蓄能效益, 特别是在河流上游修建更为理想。从美国七十年代修建的一批较大规模的中低水头抽水蓄能电站看, 效益是显著的。

当然, 一般情况下, 上述第3、4条有一定矛盾, 往往不能同时得到满足。

根据我国目前的情况, 在抽水蓄能机组中以及变压器和输电线内的两次能转换, 损失可达40~50%, 特别是我省地方电网配套条件差, 损失会更大。因此, 修建抽水蓄能电站必须谨慎而经济地规划选点, 否则有可能得出完全不同的实际解决办法。

当然, 一般情况下, 上述第3、4条有一定矛盾, 往往不能同时得到满足。

根据我国目前的情况, 在抽水蓄能机组中以及变压器和输电线内的两次能转换, 损失可达40~50%, 特别是我省地方电网配套条件差, 损失会更大。因此, 修建抽水蓄能电站必须谨慎而经济地规划选点, 否则有可能得出完全不同的实际解决办法。

因此, 修建抽水蓄能电站必须谨慎而经济地规划选点, 否则有可能得出完全不同的实际解决办法。

三、抽水蓄能机组的选择

抽水蓄能电站可分为全部抽水式和部分抽水式(即有一部分靠天然水源供给)两种方式。通常采用的是第二种方式, 它增加的设备和土建投资都不太多, 宜于推广。

抽水蓄能机组型式有下述三种:

一种是四十年代国外采用的抽水蓄能机组(水泵—水轮机组), 是将泵、水轮机与兼做电动机和发电机的同步电机联接起来(图3), 泵和水轮机分别完成其中单一的任务, 这种结构称组合式或三机式机组。它的优点是泵和水轮机都能选择最优工况运行, 机组效率较高, 而且两种运行方式转换时电机旋转方向不变。但三机式机组结构庞大且

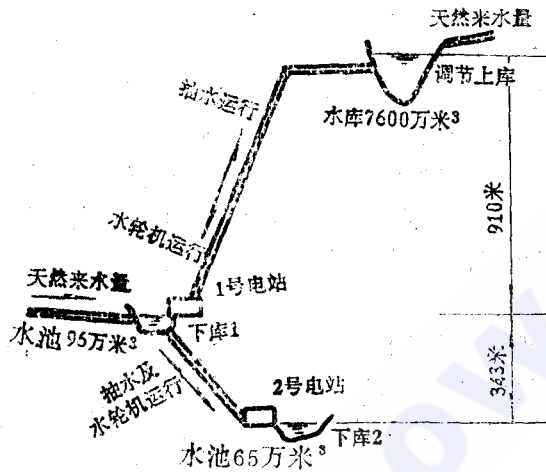


图2 某抽水蓄能电站布置示意图

复杂, 附属设备较常规机组多, 造价较高, 目前国外除特高水头以外, 已极少采用。

另一种是水轮机—发电机和水泵—电动机两套机组, 这两套机组各承担一种任务, 并有系列产品供电站选用。机组运行安全可靠, 可分期建设, 但机组费用和建站投资较高, 国外现已很少采用此种型式, 国内尚有一些小型蓄能电站采用。

第三种型式是目前广泛使用的可逆式水泵—水轮机(图4), 水泵和水轮机合为一体, 运行方便, 安全可靠, 机组结构紧凑, 是一种较为理想的蓄能机组。但转轮直径比常规的水轮机直径大30~50%, 其它附属设备比常规机组稍多。目前我国使用可逆式机组的电站为数不多。密云电站选用斜流式XNL-LJ-250型蓄能机组〔 $H_p=47$ 米, $H_d=52$ 米, $N_p=1.1$ 万千瓦, $N_d=1.3$ 万千瓦, $n=250/273$ ($H_d=47$ 米时)转/分〕, 为我国兴建抽水蓄能电站积累了宝贵的经验。近年来, 国外已广泛采用可逆式蓄能机组, 而且发展迅速。从六十年代至今, 其使用水头已由100米左右增加到621米(南斯拉夫巴斯塔电

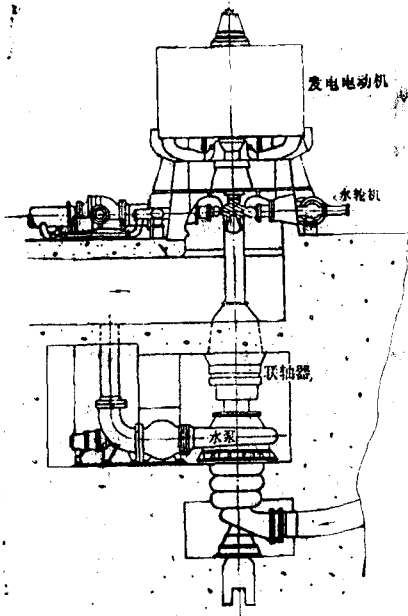


图3 三机式机组立面图

站, $N=31$ 万千瓦的可逆混流式机组)。目前, 日本正在作 $H_d=800$ 米的模型试验, 美国A·C公司已作了 $H_d=1000$ 米的可逆混流式机组的结构设计, 出力已由几千千瓦增加到40万千瓦。从 $D=400$ 毫米的模型试验来看, 使用可逆轮的效率可达90%以上。采用此种转轮运行方式可快速切换, 由静止到全功率抽水需10~15分钟。

可逆式水泵—水轮机组担任电力系统调峰填谷作用, 解决电网内洪枯、峰谷电量不均的矛盾, 效果较好, 值得在我国推广。

四. 抽水蓄能电站的经济效益计算

根据我国的电力现状, 有的资料曾建议用下列蓄能电站的效益换取指数 R 来初步判断抽水蓄能方案的可行性和经济性:

$$R = K \cdot \frac{V_T H_T}{V_d H_d}$$

式中 V_T ——供发电用的水量即抽水量加其它天然来水量 (米³);

H_T ——发电水头 (下游有梯级开发时, 按梯级电站总水头, 米);

V_d ——利用电网剩余电能向上水库抽水量 (米³): $V_d = \frac{367E}{H_d}$;

H_d ——抽水扬程 (米);

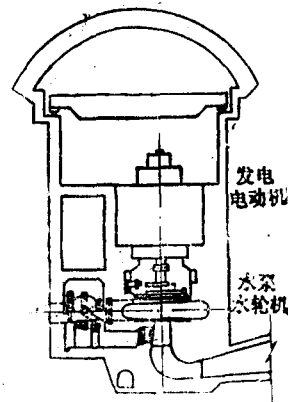


图4 可逆式水泵水轮机剖面图

E ——电网供抽水的剩余电量(度)；

K ——换取系数，通常按水泵效率0.8，发动机效率0.95，管道损失0.1，输变电损失0.2计算，得出 $K \approx 0.547$ ，据我省设备效率偏低的情况看，取 $K=0.4 \sim 0.5$ 为宜。

当 $R \geq 1$ 时可基本断定此电站是可行的；

当 $R \geq 2 \sim 3$ 时是有利可图的。

经济效益计算：

抽水蓄能电站的经济效益，目前尚无成熟的计算方法。通常对小型电站除以单位千瓦投资作为经济指标外，还应考虑成本计算和还本年限指标。

(1) 发电电能成本 $C_{E水}$

$$C_{E水} = C_{水}/\bar{E}$$

式中 \bar{E} ——发电输出电量(当电站下游有梯级开发时应计入梯级各站电量总和,度)；

$C_{水}$ ——电站年总支出(元)， $C_{水} = D_{抽} + K_1 \cdot i + K_{水} \cdot P$ ；

$D_{抽}$ ——抽水电费(元)(抽水电量 \times 低谷电价)。在国外峰谷电价差、汛期和枯期电价差通常在2倍以上，我国电力部门正在研究试点，还没有具体规定；

K_1 ——电站总投资中的贷款(元)；

i ——年利率(通常按 $i=5.2\%$ 计)；

$K_{水}$ ——电站总投资(元)；

P ——机组大修、工资、运行管理、折旧等费率，通常 $P=3\%$ 。

当计入企业交纳税金时则总支出为：

$$C_{水} = D_{抽} + K_1 \cdot i + K_{水} \cdot P + C_{税}$$

式中 $C_{税}$ ——企业向国家交纳税金(元)，通常 $C_{税}=15\%S$ ；

S ——电站总收入(元)， $S = \bar{E} \times f$ ；

f ——售电电价(元/度)。

(2) 还本年限 n

$$n = K_{水}/B$$

式中 B ——电站纯收入(元)， $B = S - C_{水}$ 。

按照我国现况，当 $n \leq 10 \sim 15$ 年是经济合理的。

目前我省还没有抽水蓄能电站，在山区及丘陵地区地方负荷发展很快的情况下，急需建设一批抽水蓄能电站。因此笔者希望引起我省有关单位充分研究，在有条件的地方规划兴建一批小型抽水蓄能电站，以改变我省地方电网现状和填补蓄能机组系列空白，并为开发更多更大的抽水蓄能电站作好准备，为尽快实现我省“富民”“升位”提供优质电能。