

二滩电站枯水期3机运行必要性与可行性分析

姜开波 杨东

(二滩水力发电厂,四川攀枝花 617100)

摘要:针对二滩电站机组在枯水期的进相运行情况,分析了少开机组带来的节水效益,并通过计算得出了在500 kV系统要求的电压下,3台机运行时全站吸收系统无功最大能力曲线,经过实际数据验证表明能如实反映机组及主变压器吸收无功的能力,能满足电网电压调整要求。可用于指导开多少台机组可以满足系统电压调节要求。

关键词:低励限制;进相运行;耗水率;无功损耗

Abstract: For the leading phase operation condition of Ertan Units in low water period, the benefits brought by saving water via reducing the number of operating units are analyzed. The curves indicating the maximum capacity of absorbing the reactive power of whole station is drawn by computing the desired voltage of 500 kV grid when there are three units in operation. The curves can reflect the real capacity of absorbing the reactive power by the units and main transformer which is verified by the real operating data, and indicate that the operation in three units can satisfy the demands of voltage regulation. The results can be applied to decide how many units in operation will satisfy the demands of system voltage regulation.

Key words: restriction of low excitation; leading phase operation; water consumption rate; reactive power loss

中图分类号:TM622 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2012)02-0073-05

0 前言

二滩电站共6台机组,单机额定容量为550 MW,5回500 kV出线,其中二普三回线是与四川主网的联系通道,每回长约200 km,属于长距离高压输电线路。在枯水期运行主要面对两个问题,一是日发电量较少,机组负荷率低,旋转备用经常多达3台机额定总容量,即经常有机组在空载运行,这无益会增加耗水率,降低电站经济运行效益;二是二普线为轻载线路,向系统注入大量无功,加之普提站无功不能就地平衡,电网仍要求二滩电站吸收二普线路充电无功及电网部分无功,二滩机组在某种程度上主要为调压而开四台机并网。如果3台机运行能满足电网无功及稳定运行要求,少开1台机并网,无论对节水增效还是降低机组磨损都是有益的。文献[1]通过计算分析了二滩发变组吸收系统无功的能力,但只基于机组低励限制考虑,而实际机组允许进相的深度还受机端电压的影响,分析时不能忽略。下面在文献[1]的基础上针对上述两方面的问题,对二滩电站3机运行的必要性和可行性进行了分析。

1 节水效益

为了避免并网机组吸收电网有功,并网机组最小

须带负荷20 MW,相当于空载运行,此时机组过机流量约 $38 \text{ m}^3/\text{s}$ 。机组枯水期平均耗水率约 $2.47 \text{ m}^3/\text{kWh}$,将这些数值代入式(1)可以计算出1台机带最小负荷1 h损失的水量为 $87\,400 \text{ m}^3$,若少开1台机并网,该水量即为节约水量。

$$V_s = Q_n \cdot 3\,600 - P_{\min} \cdot t \cdot c_{\text{avg}} \quad (1)$$

式中, V_s 为1台机带最小负荷时浪费的水量, m^3 ; Q_n 为1台机带最小负荷时的过机流量, m^3/s ; P_{\min} 为机组最小负荷, kW ; t 为机组带负荷运行时间, h ; c_{avg} 为机组枯水期平均耗水率, m^3/kWh 。

将此水量按耗水率折算成电量约为 $35\,400 \text{ kWh}$,按每度电0.28元的上网电价计算,价值约1万元。针对4台机并网的情况,每天如能保持少开1台机即3台机运行8 h,枯水期按5个月算,将所节约的水全部发电则可增收1200万元,因此节水增发电的效益很值得关注。

2 稳定分析

对于3台机并网能否满足电网稳定运行要求,主要从3方面考虑:一是由于线路是轻载运行,因此不易出现低频振荡等功角稳定问题;二是事故情况下对系统电压的影响,全站3机运行,此时跳1台机组对

系统电压的抬高以及跳一条线路后系统电压被拉低的问题,经过四川电力试验研究院的稳定计算表明不会引起四川电网的电压稳定问题;三是机组重新并网的问题,二滩电厂机端额定电压 18.0 kV,励磁系统调整机端电压范围为 ±10%,机组并网允许的最大电压偏差为 1%,励磁 V/f 限制值为 1.07,故机组能够顺利并网所允许的系统最高电压为 $1.07 \times 1.01 \times 522.5 \text{ kV} = 564.7 \text{ kV}$,跳 1 台机后,最不利的情况下,500 kV 系统电压会升高至 544 kV,理论上讲,当系统电压在 564.7 kV 以下时,二滩电厂机组可以顺利并网。

另外对于频率,随着四川电网装机容量的快速增加以及与重庆电网的增强联系,以及与西北电网、华东电网的联系,加上 3 机运行时机组所带负荷通常不足 455 MW,因此不会因为跳 1 台机而受到影响。

3 全站吸收电网无功的能力

在满足电网稳定要求时,对于开 3 台是否能满足枯水期电网的电压调整要求就是主要考虑的问题。该问题可以描述成当电网要求某一系统电压时,各种有功负荷下机组最大进相加上主变压器消耗无功的总和能否满足电网要求全站吸收的无功。通常可以通过试验方式来确定机组及主变压器吸收电网无功的最大能力,但由于涉及频繁调整系统电压、机组有功及无功,运行操作风险较大,同时测得的值也受电网运行方式的影响,因此采用计算的方式来确定机组与主变压器吸收电网无功的最大能力。计算主要考虑机组低励限制和最小机端电压限制对于机组进相的影响。

3.1 机组低励限制曲线的修正

二滩机组的低励限制曲线按表 1 的几个典型负

荷点下低励限制值给出,不同的负荷下允许的进相无功可以分段按线性插值求得。但应注意的是机组低励限制还与机端电压有关,该表所列值是在机端额定电压 18 kV 下给出的,实际运行中还应该按实际机端电压与定额电压比值的平方进行修正,即按式(2)进行修正。

$$Q_g = Q_e \left(\frac{U_g}{18} \right)^2 \quad (2)$$

式中 Q_g 为发电机实际机端电压对应的允许进相无功, Mvar; Q_e 为额定电压对应的允许进相无功,可从表 1 按线性插值求得, Mvar; U_g 为发电机实际机端电压, kV。

表 1 额定机端电压(18 kV)下机组低励限制

P / MW	0.0	138.0	413.0	462.0	550.0
Q / Mvar	-300.0	-237.5	-112.5	-90.0	-50.0

按机端电压最低值 17.1 kV 修正,可以得到此时的允许进相无功,见表 2。

表 2 机端电压(17.1 kV)下机组低励限制

P / MW	0.0	138.0	413.0	462.0	550.0
Q / Mvar	-270.8	-214.3	-101.5	-81.2	-45.1

3.2 机组功率分配

对于 3 台机运行时功率的分配主要考虑振动区,按照水头 185.0 m、机组振动区为 150 ~ 455 MW,根据 AGC 负荷分配原则,可知 3 台机运行时,机组有功不可分配区域有 3 段,即:①450 ~ 495 MW;②850 ~ 930 MW;③1 250 ~ 1 365 MW。AGC 投入省调控制运行时,将不可分配的负荷区间传送给省调 AGC,省调 AGC 下发设定值时会躲过不可分配负荷的区域,考虑 3 台机总负荷从最小负荷 60 MW 到最大 1 650 MW,可以得出表 3 所示的典型负荷分配。

表 3 典型有功分配及计算所得无功

总有功给定 / MW	P_1 / MW	Q_1 / Mvar	P_2 / MW	总有功给定 / MW	Q_2 / Mvar	P_3 / MW	Q_3 / Mvar
60	20	-202	20	60	-202	20	-202
150	60	-202	60	150	-202	30	-202
420	150	-199	150	420	-199	120	-201
450	150	-199	150	450	-199	150	-199
500	455	-84	25	500	-202	20	-202
840	540	-49	150	840	-199	150	-199
850	550	-45	150	850	-199	150	-199
930	455	-84	455	930	-84	20	-202
1 170	515	-59	505	1 170	-64	150	-199
1 240	545	-47	545	1 240	-47	150	-199
1 250	550	-45	550	1 250	-45	150	-199
1 370	460	-82	455	1 370	-84	455	-84
1 650	550	-45	550	1 650	-45	550	-45

表3中 $P_1 - P_3, Q_1 - Q_3$ 即分别为第1台机至第3台机的有功与无功。

3.3 机组与主变压器吸收无功能力的计算

二滩发电变压器组采用单元接线,所有发电变压器组通过主变压器高压侧双母线并联向电网供电。在计算的时候主要考虑主变压器的电抗参数,而忽略电阻及激励支路,同时忽略厂用电系统,则得出参数折算至主变压器高压侧的简化潮流计算模型,即图1所示。

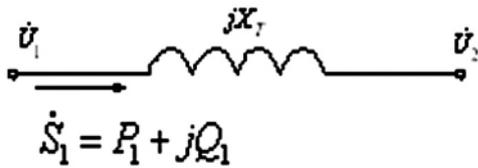


图1 机组无功计算模型

图1中, U_1 为发电机机端电压按主变压器变比折算至主变压器高压侧的电压, kV; X_T 为主变压器电抗, Ω ; U_2 为主变压器高压侧母线电压, kV; S_1 为发电机复功率, MVA; P_1 为发电机有功功率, MW; Q_1 为发电机无功功率, Mvar。

主变压器是由3台单相双绕组变压器按 Y/D-11 方式连接构成,单相额定容量是 $S_N = 21\ 400$ MVA, 高压侧额定电压 $U_N = 550/\sqrt{3}$ kV, 低压侧额定电压 18 kV, 抽头在3档即变比 $k = 522.5/18$ 。将主变压器短路电压百分比值 $U_k\% = 14.51$ 代入 $X_T = U_k\% U_N^2 / 100 / S_N$ 求出主变压器电抗 X_T [21]。

从发电机端 U_1 往主变压器高压端 U_2 计算,按式(3)求得主变压器高压侧电压有效值。

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - DU)^2 + dU^2} \quad (3)$$

式中, DU 为主变压器电抗电压降纵分量, kV; dU 为主变压器电抗电压降横分量, kV; U_2 为主变压器高压侧母线电压有效值, kV; U_1 为发电机机端电压按主变压器变比折算至主变压器高压侧的电压有效值, kV。

将 $DU = Q_1 X_T / U_1$ 与 $dU = P_1 X_T / U_1$ 代入式(3)可以得到式(4),即

$$U_2^2 = (U_1 - Q_1 X_T / U_1)^2 + (P_1 X_T / U_1)^2 \quad (4)$$

由式(4)可以看出,当已知发电机有功、机端电压与主变压器高压侧母线电压则可以求出此时机组的无功。

四川电网在2011—2012年枯期对二滩母线电压曲线最低为524 kV,实际运行中,只要求母线电压最低调至526 kV,此时端电压进相至17.1 kV时,机组

只能吸收无功170 Mvar,不及机组低励限制最大值,所以必须考虑机端电压对机组进相能力的影响。当机组在振动区下沿以下运行时,由于有功小,机组低励限制允许进相较大,此时机组最大进相能力主要受机端电压的限制,而对于机组在振动区上沿以上运行时,有功较大,机组低励限制允许进相较小,机端电压不会运行在最低值,此时机组最大进相能力主要受低励限制的作用。表3中是机组无功计算值,相对机组有功小于150 MW时对应的低励限制值相比,可以看出此时发电机在满足机端电压要求与低励限制要求的两个条件中,的确是前者更严格。

对应于表3中所示的各种负荷,可以按式(5)求出主变压器无功损耗,结果列于表4。

$$DQ_T = (P_1^2 + Q_1^2) X_T / U_1^2 \quad (5)$$

式中 DQ_T 为主变压器损耗无功, Mvar。

其他参数含义同图1、式(3)。

表4 对应于表3各负荷计算所得各主变压器的无功

1B /Mvar	2B /Mvar	3B /Mvar
12	12	12
13	13	12
18	18	16
18	18	18
63	12	12
87	18	18
90	18	18
63	63	12
79	76	18
88	88	18
90	90	18
64	63	63
90	90	90

将表3中的各机组的允许进相的无功与表4中各并网机组对应的各主变压器的无功消耗一起考虑,即可得出3台机运行忽略其他主变压器及厂用电时各负荷点下全站吸收系统无功的最大能力,可以作出图2中的机组加主变压器吸收无功能力曲线,该曲线类似于机组的低励限制曲线(见图2中机组最大进相能力曲线),此曲线表明如果电网要求的某系统电压下的潮流点落于左侧则表明无法满足此系统电压的调节要求,落于右侧则能。

3.4 实际运行数据的验证

从实际运行数据取母线电压为526 kV的数据点,工况为3台机运行,5回出线运行,5台主变压器

运行,见表5。

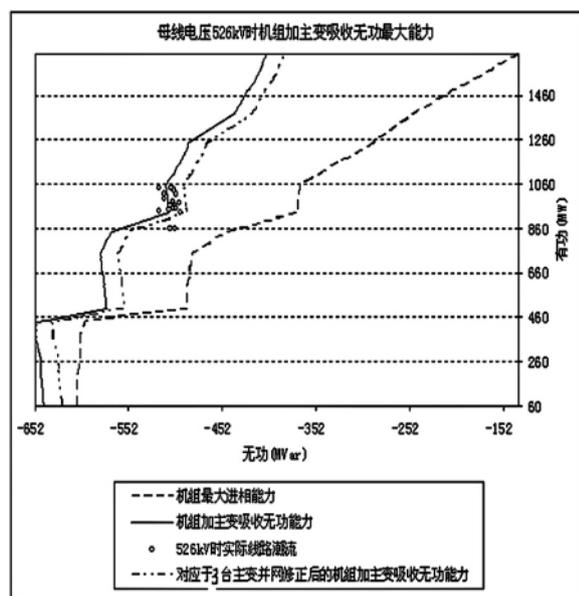


图2 母线电压526 kV时机组加主变吸收无功能力

表5 主变压器高压侧母线电压526 kV的实际运行数据

P_1	Q_1	P_2	Q_2	P_3	Q_3
/MW	/Mvar	/MW	/Mvar	/MW	/Mvar
24	-208	463	-102	456	-105
25	-178	459	-103	457	-106
70	-181	459	-103	456	-105
106	-180	459	-103	402	-127
101	-180	459	-103	458	-105
127	-180	457	-103	458	-105
62	-191	460	-102	456	-105
126	-179	458	-103	458	-106
58	-183	458	-103	458	-106
128	-182	457	-103	456	-106
128	-183	459	-103	458	-107
87	-182	456	-103	456	-106
43	-183	457	-105	456	-107
43	-184	456	-104	456	-106
92	-183	459	-103	457	-107
61	-183	461	-103	455	-106
35	-184	461	-103	457	-106
153	-160	556	-60	148	-176
60	-159	555	-63	242	-184
151	-164	457	-103	324	-158

通过式(5)可以计算表5中对应的各负荷情况下主变压器的无功损耗,而线路总无功与机组总无功的差值是实际主变压器、厂用电等无功损耗的总和,忽略厂用电的情况下该差值即主变压器实际损耗的无功,将计算与实际主变压器损耗无功相比,发现计算值比实际值大约20 Mvar,见图3所示。分析原因

是计算模型的简化所致,可以进行修正,得出图2中“对应于3台主变并网修正后的机组加主变吸收无功能力”曲线。考虑到实际工况有1台主变小修不投运、其余2台备用机组主变空载运行及厂用电无功消耗情况,全站吸收无功的能力,接近于3台机并网时计算出的机组进相总无功和主变消耗的无功。

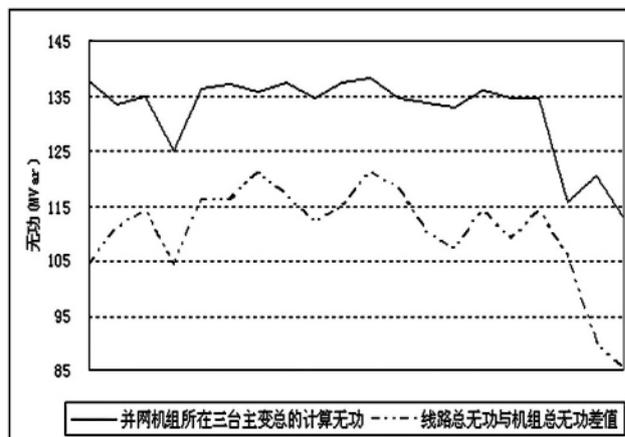


图3 主变计算无功损耗与实际损耗的比较

将表5的实际运行数据以散点方式在图2中作出,可以看出,大部分数据落于全厂无功吸收能力曲线的右边,且靠近曲线边缘;也有4个数据点落于该曲线左侧,但都是有功负荷比较大的点,有2台机在振动区上沿的情况。这说明3台机运行时,在小负荷情况下(2台机在振动区下沿),可以将系统电压调下限;当2台机在振动区上沿运行时,要将系统电压调下限,二滩电厂机组进相值将达到低励限制报警值或机端电压下限值边缘。实际情况是,在枯水期的低谷时段,二滩电厂负荷均在600 MW以下,只需1台机运行在振动区的上沿。

4 结 语

(1) 基于少开1台机的经济效益以及机组减少磨损考虑,表明3台机运行方式是有必要的。

(2) 采用计算方法确定全站吸收电网无功的能力,经过实际数据验证表明开3台机能满足电网电压下限运行的调整要求,但调节裕度不大,上限则明显可以得到满足。电网的稳定试验表明3台机不会存在稳定性问题。因此3机运行方式是可行的。

(3) 实际运行数据表明,AGC分配原则会导致3机运行会带来机组频繁跨越振动区的问题,应该通过

与电网调度部门进行协商沟通,避免省调 AGC 频繁下发跨越振动区的有功设定值。

参考文献

- [1] 王世界. 二滩水电厂发电机变压器组吸收线路无功最大容量计算[J]. 水电自动化与大坝监测, 2008, 32(1): 43-46.
- [2] 何仰赞, 温增银. 电力系统分析(下册)(第三版)[M]. 武汉: 华中科技大学出版社, 2002.

(上接第23页)

电压距离远小于按照传统方案进行无功补偿,相应的网络损耗也有所减小。

由图1、图2、图3可以看出,在按照传统方案进行无功补偿,系统各节点电压虽然能回到正常运行范围之内,但电压偏移较大;而按照考虑投入参数的方案进行无功补偿,能使负荷点的电压基本集中在0.98~1.01p.u.之间,缩小了电压偏移范围,预留了较多的电压安全校正空间,有效地提高了电压质量。

对比表3、表4的计算结果可以看出,对于同一补偿节点,补偿容量不同,最佳投入补偿的参数也不同,最佳投入参数有可能高于95%,也有可能低于95%。

虽然由表7计算结果得知,由传统的主导节点法计算得出的有功功率网损较小。但由图4可以看出,由区域电压距离计算得到的各节点电压的偏移量更小,系统更加稳定。

结果表明,虽然各个节点各种情况下最优无功补偿投入参数不相同,不能得到一个统一固定的值,但是可以看出,建立的节点的电压评价指标能判断无功补偿在不同运行状态下不同投入参数进行无功补偿后系统的电压稳定能力,所提出的方法能在保证电压稳定的基础上,减少网络损耗。

4 结论

以上阐述了无功补偿的基本原理,针对传统的无功补偿未考虑何种状态下投入系统较优的问题,在电压稳定的思想上建立了区域电压距离指标,再运用粒子群算法得出确定无功补偿投入参数的具体方案,方法比较简单实用,直观方便。虽然不能得出系统关于何种状态下投入无功补偿最佳的统一结论,但与传统的仅凭运行人员经验相比,用此方法计算能得到一个

- [3] 张健,孙华东. 二滩电站枯水期调压策略研究[D]. 中国电力科学研究院, 2009.

作者简介:

姜开波(1977),男,工程师,学士,主要从事水电站运行管理工作;

杨东(1974),男,工程师,硕士,主要从事水电站运行工作。

(收稿日期:2012-01-09)

具体值,保证了系统运行的电压稳定性,减少了网络损耗,兼顾了安全性和经济性,有一定的实际意义和应用价值。

参考文献

- [1] CARSON W. TAYLOR. 电力系统电压稳定[M]. 北京: 中国电力出版社, 2002.
- [2] 刘传铨,张焰. 电力系统无功补偿点及其容量的确定[J]. 电网技术, 2007, 31(12): 78-81.
- [3] 卢勇,李盛林,卢志强. 电力系统无功补偿点的确定及其补偿方法[J]. 电力电容器, 2002(2): 8-11.
- [4] 王建学,王锡凡,陈皓勇. 基于协同进化法的电力系统无功优化[J]. 中国电机工程学报, 2004, 24(9): 124-129.
- [5] 谭涛亮,张尧. 基于遗传禁忌混合算法的电力系统无功优化[J]. 电网技术, 2004, 28(11): 57-61.
- [6] 王秀云,邹磊,张迎新,等. 基于改进免疫遗传算法的电力系统无功优化[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(1): 1-5.
- [7] 丁晓群,黄伟,章文俊. 基于电压控制区的主导节点电压校正方法[J]. 电网技术, 2004, 28(14): 44-48.
- [8] 龙启峰,丁晓群,刘小波,等. 基于可控主导节点的电压分区及电压校正研究[J]. 电网技术, 2005, 29(24): 59-62.
- [9] 杨琪,李华强. 基于电压稳定的区域电网无功能力评价[J]. 电力系统保护与控制,
- [10] 张聪誉,陈民铀,罗辞勇,等. 基于多目标粒子群算法的电力系统无功优化[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 20(4): 164-169.
- [12] 李磊,黄彦全,董家读,等. 基于无功/电压控制的电网优化分区方法[J]. 电力系统保护与控制, 2005, 14(6): 95-99.

作者简介:

朱觅(1987),女,硕士研究生,研究方向为电压无功;

刘俊勇(1963),男,博士,教授,主要从事配电网自动化方面的研究。

(收稿日期:2011-12-12)