

特高压及超高压同塔输电线路相角差的分析计算

吴庆华 张光翔 陈宏明 马进霞 李 慊
(中南电力设计院 湖北 武汉 430071)

摘要: 相角差是 1 000 kV/500 kV 同塔混压线路设计要考虑的众多因素中的一个,必须对此研究。通过建立合适的模型可以对影响相角差的因素进行分析计算。计算结果表明,系统潮流和线路长度是主要原因。在满负荷条件下,变压器的影响在 5°左右,300 km 线路的相角差在 5°左右。特高压超高压同塔输电线路设计计算条件建议可按相角差 10°考虑最大影响。

关键词: 多回路; 相角差; 特高压; 输电线路

Abstract: The phase difference is one of the factors which should be considered when designing multi-circuit transmission lines with dual voltage 1 000 kV/500 kV on the same tower. A suitable model is established to analyze and calculate the factors influencing the phase difference. The calculation results show that power system flow and length of transmission line are the major factors. Under full load, the impact of transformer on phase difference is about 5° and the phase difference of 300 km line is about 5°. It is suggested that a phase difference of 10° could be a reference for overvoltage calculation of UHV/EHV transmission lines on the same tower.

Key words: multi-circuit; phase difference; UHV; transmission line

中图分类号: TM726.1 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2015)02-0016-03

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2015.02.004

0 引言

目前,中国电力网络主要为 50 Hz 同频交流电网。以往超高压同塔双回线路的电压、线路参数、路径走向多数相同,且两端基本上连接于同一变电站的母线,可以认为线路上各处同名相间无相角差。但由于联网和大功率远距离输电的原因,电网的“尺寸”越来越大,电网越来越复杂,输电线路参数越来越多样,同塔双回的同名相可能会有不等的相角差^[1-2]。特别是某些局部区域可能会出现 1 000 kV/500 kV 同塔混压多回输电线路,电压等级提高、输送容量增大、输电线路另一端并不连接于同一变电站等因素可能放大相角差^[3]。

对于 1 000 kV/500 kV 同塔混压线路,当不同回路中的同名相存在相角差,与其他相间便不是标准的超前和滞后 120°的关系。这样,线路设计中基于相序的顺序、逆序、同序的条件遭到破坏,无论杆塔尺寸、塔头间隙、闪络特性和走廊电磁环境的分析计算的结论均可能改变。这种原因产生的相角差之前工程中没有遇到,同时涉及系统、变电和线路多个

专业,鲜见讨论。通过对同塔双回线路相角差大小、产生的原因、影响变化的因素等进行分析和计算,便可以进一步对同塔双回线路的设计给出新的约束条件和指导。限于篇幅,基于有相角差条件下的同塔双回路线路设计不再讨论。

假设同塔双回路的 1 000 kV/500 kV 线路电气上不是孤立的,有一定的电气联系,一端连接同一变电站的 1 000 kV/500 kV 母线,另一端连接于不同变电站母线。建立计算模型,如图 1 所示,1 000 kV 变电站出线 2 条单回路线路,局部共杆。假定潮流由 1 000 kV 变电站通过与 1 000 kV 和 500 kV 母线相连的 1 000 kV 和 500 kV 线路送出。计算范围包含 1 000 kV 变压器、母线、高抗、补偿装置在内的同塔双回路上线路各处的同名相相角。

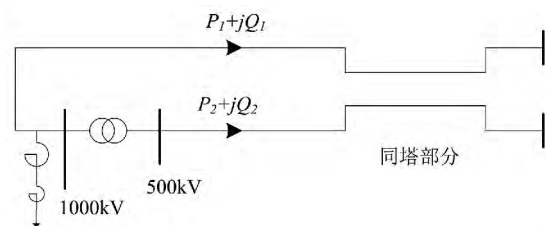


图 1 计算模型图

1 1 000 kV /500 kV 线路长度的影响

1.1 等值电路

输电线路的参数实际上是沿线路分布的,采用Π型分布参数等值电路进行分析计算。500 kV 线路导线考虑为4×LGJ-500,1 000 kV 线路导线为8×LGJ-500,采用典型的酒杯型单回路铁塔计算,Π型等值电路参数RXGB结果如表1所示^[4],线路等值电路如图2所示。

表1 线路Π型等值电路参数

	500 kV	1 000 kV
电阻 $R/(\Omega \cdot \text{km}^{-1})$	0.014 53	0.007 265
电抗 $X/(\Omega \cdot \text{km}^{-1})$	0.277 453 173	0.273 192 005
电导 $G/(\text{S} \cdot \text{km}^{-1})$	*	*
电纳 $B/(\text{S} \cdot \text{km}^{-1})$	$4.004\ 81E-06$	$4.038\ 35E-06$

注:经计算电导在数值上比电纳小2个数量级以上,故忽略不计。

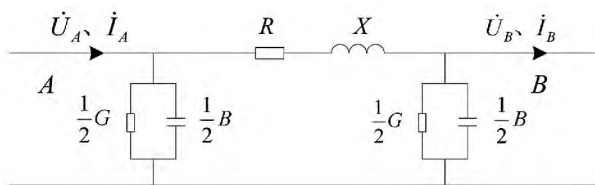


图2 线路等值电路

1.2 线路相角差计算

500 kV 线路输送容量为1 500 MVA,1 000 kV 线路输送容量为5 000 MVA,功率因数为0.95。按每公里等值为一个Π型电路,以A点相电压为参考相量进行计算。

1) 对于500 kV 线路

$$\dot{U}_A = 303.11 \angle 0^\circ \text{ kV} \quad \dot{I}_A = 1.649\ 6 \angle -18.195^\circ \text{ kA}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_B &= \dot{U}_A - \left(\dot{I}_A - \dot{U}_A \cdot \frac{1}{2}jB \right) \cdot (R + jX) \\ &= 302.944 \angle -0.081^\circ \text{ kV} \end{aligned}$$

$$\text{功率因数角 } \varphi' = -0.081^\circ + 18.235^\circ = 18.154^\circ$$

从计算可见1 km后500 kV 线路相电压相角由0°变为-0.081°,功率因数角由18.195°变为18.154°,按每公里重复上述计算过程。

2) 对于1 000 kV 线路。

$$\dot{U}_A = 606.22 \angle 0^\circ \text{ kV} \quad \dot{I}_A = 2.749\ 3 \angle -18.195^\circ \text{ kA}$$

$$\dot{U}_B = \dot{U}_A - \left(\dot{I}_A - \dot{U}_A \cdot \frac{1}{2}jB \right) \cdot (R + jX)$$

$$= 605.967 \angle -0.067^\circ \text{ kV}$$

$$\dot{I}_B = \dot{I}_A - \left(\dot{U}_A + \dot{U}_B \right) \cdot \frac{1}{2}jB = 2.750 \angle -18.243^\circ \text{ kA}$$

$$\text{功率因数角 } \varphi' = -0.067^\circ + 18.243^\circ = 18.178^\circ$$

从计算可见1 km后1 000 kV 线路相电压相角由0°变为-0.067°,功率因数角由18.195°变为18.178°,按每公里重复上述计算过程。

1 000 kV /500 kV 线路相角差如表2所示,500 kV、1 000 kV 线路的相角差随着线路长度增加而增加。题设输送容量条件下,500 kV 线路滞后1 000 kV 线路,300 km后两者的相角差为5.128°。2个电压等级线路的输送容量变化或潮流方向变化,相角差的大小和方向也相应变化。

表2 1 000 kV /500 kV 线路相角差

长度 /km	500 kV 相角 / (°)	1 000 kV 相角 / (°)	相角差 / (°)
0	0.000	0.000	0.000
1	-0.081	-0.067	0.014
5	-0.405	-0.335	0.070
10	-0.812	-0.671	0.141
20	-1.632	-1.348	0.285
30	-2.461	-2.030	0.431
40	-3.299	-2.718	0.581
50	-4.145	-3.411	0.734
60	-4.999	-4.110	0.889
70	-5.861	-4.814	1.047
80	-6.732	-5.524	1.208
90	-7.611	-6.239	1.372
100	-8.498	-6.960	1.537
150	-13.048	-10.649	2.399
200	-17.776	-14.476	3.301
250	-22.653	-18.434	4.220
300	-27.642	-22.514	5.128

2 变压器的影响

特高压变压器为中性点无励磁调压单相强迫油循环风冷自耦变压器,型号为ODFPS-100 000 0/1 000,额定容量为100 000 0/100 000 0/334 000 kVA,额定电压为 $(1\ 050/\sqrt{3}) / (525/\sqrt{3} \pm 4 \times 1.25\%) / 110 \text{ kV}$;以

高压绕组额定容量为基准的短路电压百分比 $U_{k\text{高中}}(\%) = 18$, $U_{k\text{高低}}(\%) = 62$, $U_{k\text{中低}}(\%) = 40$; 额定容量时总损耗(空载损耗+负载损耗)为 1 583 kW, 空载损耗为 173 kW^[5]。

2.1 等值电路

短路电压百分比已是额定容量时的值 $U_{k\text{高中}}(\%)$ 、 $U_{k\text{高低}}(\%)$ 和 $U_{k\text{中低}}(\%)$ 在计算各绕组电抗时不必按容量再折算^[6,7]。各绕组的短路电压百分比为

$$U_{k\text{高}}(\%) = [U_{k\text{高低}}(\%) + U_{k\text{高中}}(\%) - U_{k\text{中低}}(\%)] / 2 = 20$$

$$U_{k\text{中}}(\%) = -2 \quad U_{k\text{低}}(\%) = 42; \text{ 归算到高压侧的各绕组电抗值为}$$

$$U_{k1} = \frac{U_{k\text{高}}(\%)}{100} \times \frac{U_N^2}{S_N} \times 10^3 = \frac{20}{100} \times \frac{1\,050^2}{3\,000\,000} \times 10^3 = 73.5 \, \Omega$$

$$U_{k2} \approx 0 \, \Omega \quad U_{k3} = 154.35 \, \Omega; \text{ 短路损耗 } \Delta P_k = 1\,583 - 173 = 1\,410 \text{ kW}$$

$$\text{空载损耗 } \Delta P_0 = 173 \text{ kW}; R_T = \frac{\Delta P_k \times U_N^2}{S_N^2} \times 10^3 = \frac{1\,410 \times 1\,050^2}{3\,000\,000} \times 10^3 = 0.1727 \, \Omega$$

$$G_T = \frac{\Delta P_0}{U_N^2} \times 10^3 = \frac{173^2}{1\,050^2} \times 10^3 = 1.569 \times 10^{-7} \, \Omega$$

可见特高压变压器效率很高。为简化问题,忽略变压器励磁支路和铜耗,得到等值电路如图3所示。

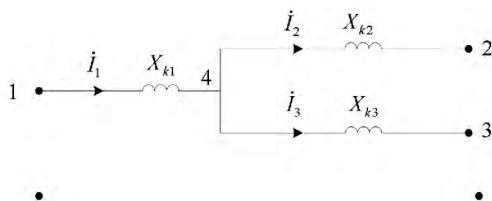


图3 变压器等值电路

2.2 变压器相角差计算

设变压器一次侧相电压为参考相量, 输送容量 $S = 1\,500 \text{ MVA}$, $\cos\varphi = 0.95$, 计算有 $\dot{U}_1 = 606.22 \angle 0^\circ \text{ kV}$, $\dot{I}_1 = 0.82479 \angle -18.195^\circ \text{ kA}$, $\dot{U}_4 = \dot{U}_1 \times \dot{I}_1 \times jX_{k1} = 606.22 \angle 0^\circ - 0.82479 \angle -18.195^\circ \times j154.35 = 590.106 \angle -5.601^\circ \text{ kV}$ 二次侧相电压 $\dot{U}_2 = \dot{U}_4 / k = 295.053 \angle -5.601^\circ \text{ kV}$, 一、二次相电压的相角差 $\theta = 5.601^\circ$, 二次侧滞后一次侧; 功率因数角 $\varphi' = -5.601^\circ + 18.195^\circ = 12.594^\circ$ 。改变输送容量和功率因数进行计算, 结果如表3所示, 可见一、二次相电压的相角差与输送容量和功率因数有关, 其中输送容量是主要影响因素。题设输送容量条件下, 二次侧滞后一次侧 5.601° 。

3 低压绕组补偿的影响

3.1 电抗补偿

一组低压电抗容量为 240 Mvar, 每相为 80 Mvar, 电抗值为 $X_k = (110 \times 10^3 / \sqrt{3})^2 / 80\,000\,000 = 50.417 \, \Omega$, 折算到高压侧, $X'_k = 50.417 \times (1\,050 / 110)^2 = 4\,593.75 \, \Omega$ 。考虑无功补偿时等值电路如图4所示。

表3 不同输送容量和功率因数下一、二次相电压的相角差

功率因数 输送容量/MVA	0.80	0.85	0.90	0.95
750	2.361	2.499	2.634	2.763
800	2.524	2.671	2.813	2.950
900	2.851	3.015	3.174	3.324
1 000	3.180	3.361	3.536	3.701
1 100	3.512	3.710	3.900	4.078
1 200	3.846	4.061	4.266	4.457
1 300	4.183	4.414	4.634	4.837
1 400	4.522	4.769	5.004	5.218
1 500	4.865	5.127	5.376	5.601

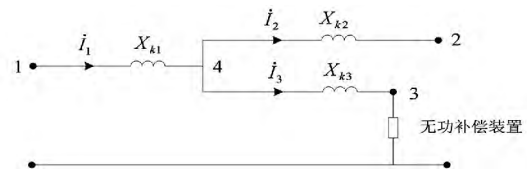


图4 考虑无功补偿时等值电路

$$\dot{i}_2 = \dot{I}_1 - \frac{\dot{U}_4}{j(X_{k3} + X'_k)} = \frac{590.106 \angle -5.601^\circ}{j(154.35 + 4\,593.75)} = 0.80686 \angle -9.549^\circ \text{ kA}$$

$$\text{功率因数角 } \varphi' = -5.601^\circ + 9.549^\circ = 3.948^\circ$$

$$\text{投入两组电抗器时 } \varphi' = -5.601^\circ + 9.549^\circ = 3.948^\circ$$

$\dot{i}_2 = 0.807246 \angle -1.274^\circ \text{ kA}$, 功率因数角 $\varphi' = -5.601^\circ + 1.274^\circ = -4.327^\circ$ (超前)。电抗性无功补偿时, 二次侧的相电压未改变, 一、二次电压相角差也未改变, 只改变了功率因数角。

3.2 电容补偿

一组低压电容容量为 210 Mvar, 额定相电容 $C = 37 \, \mu\text{F}$ (电抗率 12% 时), 电纳值为 $B = \omega C = 11.618 \times 10^{-3} \text{ S}$ 。考虑 12% 串联电抗率后, 补偿

(下转第 31 页)

Dividing Frequency - control Method[J]. IEEE Transactions on Power Delivery 2009 24(1) : 424 - 432.

- [9] Shuai Zhikang ,Luo An ,Zhu Wenji et al. Study on A Novel Hybrid Active Power Filter Applied to a High Voltage Grid[J]. IEEE Transactions on Power Delivery 2009 24 (4) : 2344 - 2352.

作者简介:

赵宇(1985), 硕士, 工程师, 研究方向为大功率变流器技术;

张建(1957), 高级工程师, 从事高压直流输电换流阀与SVG产品开发;

刘刚(1972), 硕士, 高级工程师, 从事大功率变流器系统方案与控制设计。

(收稿日期: 2014 - 11 - 10)

(上接第18页)

装置的阻抗为 $Z_c = \frac{j0.12}{B} + \frac{1}{jB} = -j75.7445 \Omega$ 折算到高压侧 $Z'_c = -j6901.5 \Omega$, 等值电路如图4。

$$\dot{I}_2 = \dot{I}_1 - \frac{\dot{U}_4}{jX_{k3} + Z'_c} = \frac{590.106 \angle -5.106^\circ}{j154.35 - j6901.5} =$$

$0.848166 \angle -23.971^\circ \text{ kA}$ 功率因数角 $\varphi' = -5.601^\circ + 23.971^\circ = 18.37^\circ$ 。投入2组电容器时, $\dot{I}_2 = 0.881311 \angle -29.629^\circ \text{ kA}$, 功率因数角 $\varphi' = -5.601^\circ + 29.629^\circ = 24.028^\circ$ 。电容性无功补偿时, 二次侧的相电压未改变, 一、二次电压相角差也未改变, 只改变了功率因数角。

4 线路高抗的影响

特高压线路并联高压电抗器型号为BKD-200000/1000, 额定容量为960 Mvar, 额定电压 $1100/\sqrt{3}$, 额定电抗 $X_c = 2016 \Omega$ 。考虑线路高抗时等值电路如图5所示^[8]。

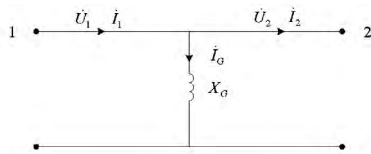


图5 考虑线路高抗时等值电路

$$\dot{I}_2 = \dot{I}_1 - \frac{\dot{U}_1}{jX_c} = 2.7493 \angle -18.195^\circ - \frac{606.22 \angle 0^\circ}{j2016} =$$

$2.671 \angle -12.049^\circ \text{ kA}$ 功率因数角 $\varphi' = 0^\circ + 12.049^\circ = 12.049^\circ$ 。投入线路并联高压电抗时, 一次侧的相电压未改变, 只略微改变了功率因数角。由前面对变压器的分析可知, 特高压线路高抗对一、二次电压相角差影响很小。

5 结语

(1) 对于1000 kV/500 kV同塔混压线路2个电压等级同一相间存在相角差。

(2) 影响相角差的因素较多。其中, 潮流大小

是主要因素, 输送容量越大, 相角差越大; 功率因数是次要因素。对变压器而言, 功率因数越大, 一、二次相角差越大。对线路而言, 相角差的大小和方向与具体输送容量大小和方向相关。线路长度越长, 2个电压等级间的相角差越大^[9,10]。

(3) 低压补偿装置和线路高抗对相角差的影响较小。

(4) 在满负荷条件下, 变压器的影响在5°左右, 300 km线路的相角差在5°左右。同塔混压线路的相关设计^[11]建议可按相角差10°考虑最大影响。

参考文献

- [1] Q/GDW 131-2006 电力系统实时动态监测系统技术规范[S].
- [2] 熊敏, 施慧. 两地功角相量监测系统在电力系统中的应用[J]. 中国电力, 1998, 31(2): 7-9, 24.
- [3] 中国电力工程顾问集团公司. 特高压交直流与500kV交流同塔多回输电线路研究[R]. 2011.
- [4] 中国电力工程顾问集团公司. 1000 kV晋东南-南阳-荆门特高压交流试验示范工程输电线路工程设计[R]. 2010.
- [5] 中国电力工程顾问集团公司. 1000 kV晋东南-南阳-荆门特高压交流试验示范工程变电工程设计总结[R]. 武汉: 中南电力设计院, 2010.
- [6] 何仰赞, 温增银. 电力系统分析[M]. 武汉: 华中科技大学出版社, 2001.
- [7] 熊信银, 张步涵. 电力系统工程基础[M]. 武汉: 华中科技大学出版社, 2005.
- [8] 易强, 周浩, 计荣荣, 等. 交流特高压线路高抗补偿度上限[J]. 电网技术, 2011(7): 6-18.
- [9] 胡经民. 长距离输电线路的分析方法及其对相差高频保护运行分析的应用[J]. 黑龙江电力, 1981, (4): 10-18.
- [10] 盛鹞, 李永丽, 李斌, 等. 特高压输电线路过电压的研究和仿真[J]. 电力系统及其自动化学报, 2003, 15(6): 13-18.
- [11] 吴庆华, 谢帮华. 输电铁塔中相采用T型串减小塔窗尺寸的分析[J]. 电力建设, 2011(4): 38-41.

(收稿日期: 2014 - 11 - 10)