

南宁变电站电容器组跳闸及其处理

王宏斌, 周敏, 贺艳芝, 邓婧

(中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司, 广州, 510663)

摘要: 500 kV 南宁变电站在启动过程中, 手动投入3号变低压侧两台电容器组后, 电容器组端电压越限跳闸。文章通过对本站500 kV电压控制曲线、主变绕组额定电压、电容器投入后容升效应及电压整定值等因素的分析, 说明了在正常运行方式下, 3号变低压侧仅可投入一组电容器。结合运行单位的需求, 分析了减少单组电容器组容量的改造方案, 及改造后电容器投入条件, 并校验了改造后谐振和谐波情况。最后就以上问题对具体技术和设计管理提出了建议。

关键词: 并联电容器; 保护整定; 电压跳闸

中图分类号: TM727

文献标志码: A

文章编号: 2095-8676(2016)02-0172-05

Problem-solving for Capacitor Banks Tripping in Nanning Substation

WANG Hongbin, ZHOU Min, HE Yanzhi, DENG Jing

(China Energy Engineering Group Guangdong Electric Power Design Institute Co., Ltd., Guangzhou 510663, China)

Abstract: During the start of Nanning substation, the capacitor banks at No. 3 main transformer's low voltage side tripped for voltage off-normal, when putting into use manually. The paper analyzed the 500 kV voltage control curve, rated voltage of low voltage winding, voltage rise capacitance, capacitive rise effect, voltage setting value, etc, proved that only one capacitor bank at No. 3 main transformer's low voltage side could be put into use in the normal conditions. With the demand of operation department, the paper analyzed the modification scheme to reduce one set of capacitor bank's capacitance and the condition of the modified capacitor banks putting into use, resonance and harmonic were also verified. Finally, the paper provided suggestions on technology and design management aim to above problems.

Key words: capacitor bank; protection setting; shunt tripping

500 kV 南宁站扩3号主变, 主变容量750 MVA, 主变低压侧加装2×60 Mvar 并联电容器组。建成后, 南宁变现有主变容量为3×750 MVA。2014年1月, 南宁变手动投入3号主变低压的两台60 Mvar 电容器, 5 s后保护动作, 两台电容器均切除。

1 对跳闸过程的分析

1.1 跳闸时母线电压情况

根据录波文件判断(录波文件未记录第一组电容器装置投入前的35 kV 母线电压), 第一组电容

器装置投入, 另一组还未投入时, 35 kV 母线电压约38.9 kV; 两组电容器装置都投入后, 35 kV 母线电压达到40.9 kV, 已超过35 kV 最高运行电压40.5 kV 及保护定值。两组电容器装置随后切除, 此时35 kV 母线电压为37.6 kV。

1.2 跳闸原因的推断

考虑整个跳闸过程发生在数秒时间内, 系统情况变化有限, 在对录波文件进行分析时, 可以假设第一组电容器投入之前电压等于电容器均跳闸后电压, 即37.6 kV。

电容器组接入母线后引起的稳态电压升高可按式(1)计算^[1]:

$$\Delta U = U_{ZM} \frac{Q_c}{S_d} \quad (1)$$

式中: ΔU 为电压升高值, kV; U_{ZM} 为电容器未接

入时母线电压, kV; S_d 为电容器安装处的母线短路容量, MVA; Q_c 为接入母线的电容器无功总容量, Mvar。

根据式(1), 同时考虑电压对电容器无功出力的影响, 假设在大方式运行、三台主变均投运的情况下(35 kV 侧短路容量约 1 919 MVA), 对动作过程简单复算如表 1:

表 1 对故障录波文件电压的验算

Table 1 Verifying with the Voltage Value of Oscillo Graph

值	投入电容前	投入 N 332	再投入 N 331
录波文件值/kV	37.6	38.9	40.9
理论计算值/kV	—	38.9	40.7 ^注

注: 考虑了先投的电容器由于电压升高带来的无功输出增加。

对跳闸过程的理论计算与录波文件相近, 可认为是电容器投入后的容升引致的跳闸。

2 电容器投入条件现状分析

2.1 35 kV 侧空载电压

本站前期主变变比为 (525/242 ± 2 × 2.5%) kV/36.75 kV, 本期 3 号变变比与前期一致, 低压绕组额定电压为 36.75 kV。本站前期主变变比, 根据《电力系统电压和无功电力技术导则(试行)》(SD 325—1989), 取降压变低压侧额定电压为 1.05 倍系统额定电压, 即 36.75 kV, 对比国网及南网的标准化设计, 该值相对较高^[2-3]。

根据本站 500 kV 电压控制曲线, 其 500 kV 侧电压基本运行在 534 ~ 540 kV 的区间内。考虑 500 kV 和 35 kV 侧变比简单折算, 35 kV 侧的空载运行电压在 37.38 ~ 37.80 kV 区间。

2.2 电容器额定电压

根据规程, 电容器的额定电压按 1.05 倍系统标称电压折算后, 从电容器额定电压的标准系列中选取。

本工程对于 12% 串抗率的电容器(N 332)取额定电压 12/2 kV, 对应电容器组端电压 $24\sqrt{3}$ kV; 对于 5% 串抗率的电容器(N 331)取额定电压 11/2 kV, 对应电容器组端电压 $2\sqrt{3}$ kV。以上额定电压, 均取的计算值附近, 标准序列^[3]中较低值。

2.3 电容器端电压保护定值

电容器设备的长期过压能力为额定电压的 1.1 倍, 电容器组的过电压定值也取的是其额定电压的

1.1 倍^[4]。因此, N 331 电容器组和 N 332 电容器组的保护定值分别为 39.8 kV、40.2 kV。两台电容器组均投入时, 只要母线电压高于 39.8 kV, 电容器组就会跳闸。

对于电容器组投入后, 是否会引引起过压跳闸问题, 根据式(1), 可采用以下简化计算, 考虑电压对无功输出的影响, 对于 n 台电容器组投入可以得到式(2):

$$U_1 = \frac{U_2}{1 + \sum_1^n \left[\frac{U_2}{(1 - k_i) U_{Ni}} \right]^2 \frac{Q_{Ci}}{Q_k}} \quad (2)$$

式中: U_1 为电容器投入前母线电压, kV; U_2 为电容器投入后母线电压, kV; k_i 为第 i 组电容器串联电抗率; U_{Ni} 为第 i 组电容器端额定电压, kV; Q_{Ci} 为第 i 组电容器额定容量, Mvar; Q_k 为 35 kV 系统短路容量, MVA。

取 U_2 为电容器投入时母线的最高允许运行电压或保护定值, 求得 U_1 即为该运行方式下, 电容器组投入前母线的电压; 当电容器组投入前, 母线电压大于该 U_1 值时, 该电容器组将因为电压越限而跳闸。

2.4 电容器投入条件现状

基于南宁变 3 号主变低压电容器 N 331 和 N 332 的现有的参数, 根据式(2), 南宁变 3 号变电容器投入条件现状如下:

1) 大方式运行, 三台主变均投运的情况下(短路容量 1 919 MVA)。

投入两组电容器、投入一组 5% 串联电抗率电容器(N 331)和投入一组 12% 串联电抗率电容器(N 332)情况下, 使电容器不发生跳闸, 则投入之前的 35 kV 母线电压应分别低于 37.0 kV、38.3 kV 和 38.7 kV。

与 2.1 节 35 kV 侧空载电压对比, 可知, 在该运行方式下, 仅可投入 1 组电容器。

2) 小方式运行, 仅 3 号主变投运的情况下(短路容量 1 677 MVA):

投入两组电容器、投入一组 5% 串联电抗率电容器(N 331)和投入一组 12% 串联电抗率电容器(N 332)情况下, 使电容器不发生跳闸, 则投入之前的 35 kV 母线电压应分别低于 36.6 kV、38.1 kV 和 38.5 kV。

与 2.1 节 35 kV 侧空载电压对比, 可知, 在该

运行方式下, 仅可投入1组电容器。

因此, 根据南宁变500 kV电压控制曲线, 在正常运行方式下, 3号变低压侧仅可投入一组电容器。

3 电容器改造方案

根据工程具体情况, 结合运行、调度部门的意见, 本站电容器应进行改造, 目的是在正常运行条件下, 能够投入两组电容器组, 以提供更多的无功容量。

3.1 改造方式的选择

改造方式的选择, 需要综合考虑技术和经济因素, 电容器发生跳闸, 笼统而言可以通过降低电容器投入前母线电压、降低电容器投入时电压升高、提高整定值等方式来实现^[5-6]。

降低电容器投入前母线电压, 在500 kV运行电压不可能改变的情况下, 可通过调整主变低压绕组, 降低低压侧额定电压, 提高低压侧电压变比来实现^[7], 但需主变返厂重造, 费用巨大, 并不现实。

提高端电压定值的方式, 其整定值的最高上限不可能高于35 kV系统最高运行电压40.5 kV, 姑且取整定值为40.5 kV, 由式(2), 满足两组电容器同时投入条件的空载电压为37.5 kV。而2014年1月电容器跳闸时, 如表1所示, 母线在电容器投入前电压已达到37.6 kV, 因此在启动过程中的跳闸, 仍无法避免, 更何况将定值设为高于系统最高运行电压可能引起母线短路、设备损坏等更严重事故, 显然是不合适的。

提高电容器组的额定电压, 由于电容器在不同电压下输出无功量不同, 可以同时起到提高端电压定值和降低电容器投入时电压升高的作用。假设将N331电容器单元额定电压提高至12/2 kV, 则两组电容器对应35 kV母线保护定值均为40.239 kV。两组电容器在该定值40.239 kV下无功输出为134.895 Mvar, 假设在低压侧空载电压处于低位37.38 kV情况下, 投入以上容量(小方式), 根据式(1), 35 kV电压将升高至40.387 kV, 已超过定值40.239 kV。因此, 即使提高N331电容器额定电压至12/2 kV, 仍不能满足在正常运行方式下, 3号变低压电容器两组可同时投入的要求。

电容器投入后的电压升高, 与电容器容量和

系统短路容量相关, 降低电容器投入后的电压升高, 可从降低电容器容量入手。当电容器容量减少时, 电容器容抗增加, 电抗器感抗不变, 装置的串抗率随之降低, 电容器装置的保护定值也会相应提高。

考虑以上技术、经济因素, 采用降低电容器组容量的方式进行改造, 具体情况如下。

3.2 基于防止电容器跳闸的计算

推荐仅减少N331(5%串抗率)电容器的容量, N332(12%串抗率)保持不变。

现有N331电容器装置中电容器容量63.228 Mvar(不考虑串抗带来容性无功损失), 电容器采用4串11并, 三相共132个电容器单元, 每单元容量为479 kvar。减少n回并联回路时N331电容器装置参数如表2。

表2 减少n回并联回路时N331电容器装置参数

Table 2 Parameters of N331 Capacitor Bank when Parallel Connections Reduced

回路 n	装置容量/Mvar	母线容量/Mvar	容抗/ Ω	电抗率/%	定值/kV
5	34.488	33.546	42.102	2.7%	40.771
4	40.236	38.954	36.087	3.2%	40.580
3	45.984	44.309	31.576	3.6%	40.389
2	51.732	49.612	28.068	4.1%	40.198

注: 母线容量为考虑串抗影响后装置输送至母线的容量, 定值为N331电容器保护定值(N332保护定值为40.239 kV, 当两组投入时应取两定值的较小者)。

根据式(2)投入两组电容器而不发生跳闸现象要求两组电容器投入之前电压 U_{st} 为:

$$U_{st} = \frac{U_{35d}}{1 + \frac{U_{35d}^2(1-A1) \cdot Q_{CN331}}{[(1-A1) \cdot U_{CN331}]^2 \cdot QK} + \frac{U_{35d}^2(1-A2) \cdot Q_{CN332}}{[(1-A2) \cdot U_{CN332}]^2 \cdot QK}} \quad (3)$$

式中: $A1$ 、 $A2$ 为N331和N332的串联电抗率, U_{eN331} 、 U_{eN332} 为N331和N332的电容器端的额定线电压。

由式(3)得到在小方式运行, 仅3号主变投运的情况下和在大方式运行, 三组主变均投运的情况下, N331和N332两组电容器装置同时投入的条件如表3:

可知, N331电容器减少并联回路数不小于3回时, 可以满足在正常运行方式下, 两组电容器装置可以在电压运行在低位时同时投入。

表 3 减少 n 回并联回路时两组电容器投入条件

Table 3 Parameters of N 332 Capacitor Bank when Parallel Connections Reduced

n	U_{351}	大方式		小方式		可否 两组 投入
		U_{st}	U_{st} 与 U_{351} 关系	U_{st}	U_{st} 与 U_{351} 关系	
5	37.38 kV	38.018 kV	$U_{st} > U_{351}$	37.717 kV	$U_{st} > U_{351}$	是
4		37.890 kV	$U_{st} > U_{351}$	37.574 kV	$U_{st} > U_{351}$	是
3		37.764 kV	$U_{st} > U_{351}$	37.432 kV	$U_{st} > U_{351}$	是
2		37.601 kV	$U_{st} > U_{351}$	37.254 kV	$U_{st} < U_{351}$	否

3.3 基于谐波分析的计算

当分组电容器按各种容量组合运行时, 可能会发生谐振。谐振的发生主要与电容器接入点系统的短路容量、电容器容量和电容器串联电抗有关^[7-8], 具体为:

$$Q_{cx} = S_d \left(\frac{1}{n^2} - A \right) \quad (4)$$

式中: Q_{cx} 为发生 n 次谐波谐振的电容器容量, Mvar; S_d 为并联电容器装置安装处的母线短路容量, MVA; n 为谐波次数, 即谐波频率与电网基波频率之比; A 为电抗率。

N 331 减少 3 回并联回路方案: 对于本方案, N 331 电容器串联电抗率为 3.6%, 装置容量 44.309 Mvar; N 332 电容器串联电抗率为 12%, 装置容量 60 Mvar。35 kV 3M 母线谐振容量如表 4。

表 4 35 kV 母线谐振容量

Table 4 QCX of 35 kV Bus Mvar

串抗率 短路容量	3 次谐波		5 次谐波		7 次谐波	
	3.6%	12%	3.6%	12%	3.6%	12%
1 650	123.933	-14.667	6.6	-132	-25.727	-164.327
1 750	131.444	-15.556	7.0	-140	-27.286	-174.286
1 850	138.956	-16.444	7.4	-148	-28.845	-184.245
1 950	146.467	-17.333	7.8	-156	-30.404	-194.204

考虑母线电压升高时电容器输出无功增加, 当母线电压为定值 40.389 kV 时, N 331 电容器装置的无功输出为 53.567 Mvar, N 332 电容器无功输出为 73.142 Mvar, 装置总容量为 126.709 Mvar, 与小方式运行情况下, 3 次谐波的谐振容量有交集。因此, 该改造方案有可能引起 3 次谐波的谐振。

N 331 减少 4 回并联回路方案: N 331 电容器串联电抗率为 3.2%, 装置容量 38.954 Mvar; N 332 电容器串联电抗率为 12%, 装置容量 60 Mvar。

35 kV 3M 母线谐振容量如表 5。

表 5 35 kV 母线谐振容量

Table 5 QCX of 35 kV Bus

Mvar

串抗率 短路容量	3 次谐波		5 次谐波		7 次谐波	
	3.2%	12%	3.2%	12%	3.2%	12%
1 650	130.533	-14.667	13.2	-132	-19.127	-164.327
1 750	138.444	-15.556	14.0	-140	-20.286	-174.286
1 850	146.356	-16.444	14.8	-148	-21.445	-184.245
1 950	154.267	-17.333	15.6	-156	-22.604	-194.204

考虑母线电压升高时电容器输出无功增加, 当母线电压为定值 40.58 kV 时, N 331 电容器无功输出为 47.148 Mvar, N 332 电容器无功输出为 73.836 Mvar, 装置总容量为 120.984 Mvar, 与以上谐振容量不重叠, N 331 减少 4 回并联回路的改造方案不会发生并联谐振。以下计算以 N 331 减少 4 回并联回路开展。

3.4 对谐波抑制的计算

串联电抗率对于谐波的抑制作用根据文献[9], 可以计算得到改造后 N 331 电容器与现有 N 332 电容器, 对于谐波的抑制情况如表 6 和表 7:

表 6 改造后 N 331 电容器对谐波电流的放大倍数

Table 6 Amplification of Harmonic Current by the Modified N 331 Capacitor Bank

谐波次数		3 次	5 次	7 次
大方式	对流入系统的谐波电流放大	1.412 6	-0.433 8	0.334 1
	对流入电容器的谐波电流放大	-0.412 6	1.433 8	0.665 9
小方式	对流入系统的谐波电流放大	1.502	-0.529 6	0.304 8
	对流入电容器的谐波电流放大	-0.502	1.529 6	0.695 2

表 7 改造后 N 332 电容器对谐波电流的放大倍数

Table 7 Amplification of Harmonic Current by the Modified N 332 Capacitor Bank

谐波次数		3 次	5 次	7 次
大方式	对流入系统的谐波电流放大	0.277 8	0.775 9	0.811 7
	对流入电容器的谐波电流放大	0.722 2	0.224 1	0.188 3
小方式	对流入系统的谐波电流放大	0.251 6	0.751 6	0.790 2
	对流入电容器的谐波电流放大	0.748 4	0.248 4	0.209 8

改造后 N 331 电容器可以有效抑制 5 次和 7 次

谐波,但流入电容器的5次谐波有放大。同时,通过N332(串抗率为12%电容器)先投入、后切除,可以确保12%串抗率电容器始终保持限制3次及以上谐波的作用^[10]。

3.5 电容器涌流校验

由于改造后N331电抗率降低且它后于N332投入,需计算其涌流是否满足要求。

根据《330 kV~750 kV 变电站无功补偿装置设计技术规定》(DL/T 5014—2010)中附录B2。

$$I_{\max} = \sqrt{2} U_e \frac{C}{L} \quad (5)$$

式中: I_{\max} 为合闸涌流峰值,kA; U_e 为电容器组额定线电压有效值,kV; C 为并联电容的等值电容,uf; L 为系统等值电感,uH。

根据式(5),系统大方式运行时,在投入N332后,N331合闸涌流为6462A;小方式时为6293A。N331电容器额定电流为869.57A。合闸涌流小于10倍的额定电流,满足规程规定。

3.6 电容器改造方案

推荐的改造方案为:N331电容器每相减少4回并联回路,减少后电容器容量40.236Mvar,装置容量38.954Mvar(考虑串抗影响后装置输送至母线容量);N331串联电抗器设备不变,串联电抗率变为3.2%。

改造完成后,系统在正常运行方式下,当高压侧电压运行在低位时,3号变低压侧两组电容器具备同时投入条件。

改造完成后,南宁站3号主变低压侧电容器在35kV不同电压下输送容量如表8:

表8 3号主变低压侧电容器输出无功容量

Table 8 Reactive Capacity of No. 3 Main Transformer's

Low Voltage Side

35 kV 母线电压/kV	36	37	38	39	40
N331和N332出力/Mvar	95.2	100.6	106.1	111.7	117.6

改造完成后,3号变低压侧无功容量仍然能满足无功就地平衡的需要。

4 结论

结合南宁站电容器跳闸的问题及解决方案,以下对具体技术及设计管理方面提出改进建议。

1)完善无功补偿装置设计技术规定的建议:

现行电力行业标准《330 kV~750 kV 变电站无功补偿装置设计技术规定》(DL/T 5014—2010)中对于电容器额定电压与系统标称电压的关系是到考虑电网运行电压的平均值约为电网标称电压的1.05倍后,按照1.05倍的标称电压折算出电容器额定电压。标准主要出于使电容器在平均电压下能尽量发出额定无功来考虑的,未考虑电容器投入时电压定值条件,也未考虑500kV站35kV侧一般不带出线、电压变化范围大的特点。

对于新建500kV变电站或主变,35kV侧的电压主要由无功投切决定,在选择主变35kV侧绕组额定电压时,即应该按照无功装置的配置考虑。对于这种情况下,35kV侧绕组额定电压的选择、绕组额定电压与无功装置额定电压的关系也宜纳入规程。电容器容量、额定电压与35kV侧绕组额定电压的关系可参照公式(2)。对于电抗器,也存在过流的问题,与以上情况相似。

2)对设计分工的建议:

变电工程的设计根据专业内容的特点,存在系统、一次、二次、结构等专业分工。由上文可见,本文相关的电容器设计问题,包括主变低压侧额定电压选择、无功容量选择、电容器额定电压选择、保护整定问题等,这些问题息息相关,但又分散在系统、一次、二次三个专业,各专业间接口复杂。

各专业的分工不但是由历史形成的,更是与各专业的技术和组织特点相关,简单的调整分工是不现实也不合理的。但对于无功装置跳闸类似的问题,宜结合专业特点,设置负责专业,由负责专业掌握相关知识并接受资料,进行分析并做出判断;并应在工程设计中加强综合评审的作用。

参考文献:

- [1] DL/T 5014—2010, 330 kV~750 kV 变电站无功补偿装置设计技术规定 [S].
- [2] 刘振亚. 国家电网公司输变电工程通用设计110(66)~500 kV 变电站分册(2011年版) [M]. 北京: 中国电力出版社, 2011.
- [3] Q/CSG 1203004.1-2015, 南方电网35 kV~500 kV 变电站装备技术导则(变电一次分册) [S].
- [4] 李振, 庞素红. 高压并联电容器装置的保护整定 [J]. 电力电容器与无功补偿, 2015, 36(1): 7-10.

LI Zhen, PANG Suhong. Protection Setting on High Voltage Shunt Capacitor [J]. Power Capacitor&Reactive Power Compensation, 2015, 36(1): 7-10.

(上接第161页 Continued on Page 161)

3 结论

基于新一轮电力体制改革,分析电网新盈利模式下现有可研经济评价方法的优缺点,针对深圳不同的主网项目类型,探索了适应新盈利模式下的主网经济评价指标及方法。采用整体评价和个体评价相结合的思路,分析了宏观层面项目投资对输配电价的影响以及个体层面项目的经济效益的评价方法。通过详细研究单一项目合理的收益分摊,率先改变传统电量加价的可研经济评价模式,算例证明此方法具有较好的可行性。新盈利模式下电网项目

的可研经济评价是一个新的课题,应在不断实践中完善经济评价方法,以提高电网建设项目的经济效益,为投资决策提供依据。

参考文献:

- [1] 黄保军,史京楠. 电网建设项目经济评价方法研究 [J]. 电力建设, 2003(2): 45-48.
- [2] 刘斌. 浅谈电力体制改革对电网企业的影响 [J]. 中国电力(技术版), 2014(11): 160-163.
- [3] 陈晓霞,刘纳兵. 电网建设项目的经济评价方法 [J]. 珠江现代建设, 2007(6): 27-29.

(责任编辑 黄肇和)

(下接第 166 页 Continued from Page 166)

- [4] 卢志刚,韩彦玲,常磊. 基于组合权重的配电网运行经济性评价 [J]. 电力系统保护与控制, 2008, 36(18): 1-6.
LU Zhigang, HAN Yanling, CHANG Lei. The Economic Evaluation of the Distribution System Operation Based on The Combination Weighing [J]. Power System Protection and Control, 2008, 36(18): 1-6.
- [5] 姜益民,马骏. 变压器的全寿命周期成本分析 [J]. 上海电力, 2004(3): 188-191.
JIANG Yimin, MA Jun. Analysis of Life Cycle Cost of Transformer [J]. Shanghai Electric Power, 2004(3): 188-191.
- [6] 史京楠,韩红丽,徐涛. 全寿命周期成本分析在变电工程规划设计的应用 [J]. 电网技术, 2009, 33(9): 63-66.
SHI Jingnan, HAN Hongli, XU Tao. Application of Life Cycle Costs Analysis In Planning Design of Power Transformation Projects [J]. Power System Technology, 2009, 33(9): 63-66.
- [7] 殷可,郁东升. 全寿命周期成本(LCC)在变电站主设备招标采购中的研究与实践 [J]. 华东电力, 2009, 37(3): 36-39.
YIN Ke, Yu Dongsheng. Application of Life Cycle Cost to Bid-invitation and Purchase of Main Substation Equipment [J]. East

China Electric Power, 2009, 37(3): 36-39.

- [8] 姜文瑾,陈涛华,施广宇. 基于全寿命周期成本的变电站主变压器选择 [J]. 电工与电力, 2009, 29(1): 21-23.
JIANG Wenjin, CHEN Taohua, SHI Guangyu. Choice for Main Transformers of Substations Based on Life Cycle Costs [J]. Electric Power and Electrical Engineering, 2009, 29(1): 21-23.
- [9] 柳璐,王和杰,程浩忠,等. 基于全寿命周期成本的电力系统经济性评估方法 [J]. 电力系统自动化, 2012, 36(15): 45-50.
LIU Lu, WANG Hejie, CHENG Haozhong, et al. Economic Evaluation of Power Systems Based on Life Cycle Cost [J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(15): 45-50.
- [10] 康丽,廖庆龙. 计及可靠性的配电网全寿命周期成本模型 [J]. 水电能源科学, 2012, 30(6): 183-187.
- [11] 王颖. 基于全寿命周期成本的配电网规划方案评估 [J]. 农业科技与装备, 2013, 8(230): 52-53.

(责任编辑 黄肇和)

(下接第 176 页 Continued from Page 176)

- [5] 陆安定. 发电厂变电所及电力系统的无功功率 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2003.
- [6] 胡浩,李晓锋. 无功合理补偿的容量计算与经济补偿方法 [J]. 电力电容器与无功补偿, 2009, 30(5): 17-21.
HU Hao, LI Xiaofeng. Capacity Calculation of Reasonable Reactive Power Compensation and the Economic Compensation Methods [J]. Power Capacitor & Reactive Power Compensation, 2009, 30(5): 17-21.
- [7] 尹克宁. 变压器设计原理 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2003.
- [8] 王兆生. 电容器谐振过电压保护装置开发 [D]. 济南: 济南大学, 2013.

- [9] 陈玉和,王宏斌. 变电站并联电容器电抗率混装方案及其校验 [J]. 电工电气, 2013(2): 40-43.
CHEN Yuhe, WANG Hongbin. Conventional Scheme and Its Calibration of Substation Parallel Capacitor Reactance Rate [J]. Electrotechnics Electric, 2013(2): 40-43.
- [10] 柯建兴,陈乔夫,李达义,等. 电容器补偿无功时的谐波问题研究 [J]. 电工技术杂志, 2002, 30(7): 20-23.
KE Zhenxing, CHEN Qiaofu, LI Dayi, et al. Research of Harmonic Problem on Capacitor Used for Reactive Power Compensation [J]. Electrotechnical Journal, 2002, 30(7): 20-23.

(责任编辑 高春萌)