

变电站 10kV 母线外电源串供时电压越限的应对措施

耿德霖, 许冠亚

(镇江供电公司, 江苏 镇江 212000)

摘 要: 在配网运行中, 经常会出现 10kV 母线外电源串供的情况, 本文阐述了电压调整的原理和基本方法, 对外电源串供时 10kV 母线电压的越限调整进行了分析, 并提出了相应的解决办法。

关键词: 10kV 母线; 串供; 越限; 调压

0 引言

电压是电能的重要指标, 随着供电服务的加深, 电能质量要求越来越高, 而且电压的调整关系到电网的安全和经济运行。因此, 我们必须加强对电力系统运行方式和电压调整的研究。

对于只有一台主变的 110kV 变电站, 当主变检修或其他情况导致 10kV 设备失去电源时, 一般是通过配网手拉手来保证供电。而有些时候, 并不是所有的线路都能将负荷转走, 这时就需要选择一条合适的联络线作为外电源来串供母线。此时, 负荷侧的母线电压的调整就需要通过本站投切电容、电抗器, 以及电源侧厂站调压来实现。这就比普通的调压要复杂许多, 很容易造成电压越限。本文对这种情况进行了详细分析, 提出了解决办法。

1 电压调整的原理和方法

1.1 电力系统对电压的要求

根据电压允许偏差的相关规定: 带地区供电负荷的变电站的 10 (20) kV 母线正常运行方式下的电压允许偏差为系统额定电压的 0%~+7%。即 10kV 母线电压的合格范围在 10kV~10.7kV。

1.2 电压调整的基本原理

拥有充足的无功功率电源是保证电力系统有较好的运行电压水平的必要条件, 但要使所有用户的电压质量都符合要求, 还必须采用各种调压手段。

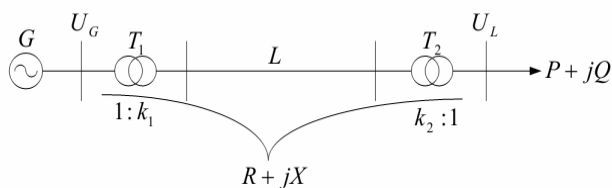


图 1 电压调整的基本原理

图 1 所示为一个简易的电力系统模型, U_L 为负荷点的电压。

$$U_L = (U_G k_1 - \Delta U) / k_2 = (U_G k_1 - \frac{PR + QX}{U_G k_1}) / k_2 \quad (1)$$

由式 1 可以看出, 只需调整最终式中的变量即可调整负荷点电压。为了调整负荷点电压 U_L , 可采用以下措施:

- 1) 调节发电机励磁电流以调整以改变发电机端电压 U_G ;
- 2) 适当选择变压器的变比;
- 3) 改变线路参数;
- 4) 改变无功功率的分布。

1.3 电压调整的基本方法

在日常的配网调控工作中, 对 10kV 母线电压调整采用的主要措施是调节主变有载调压分接头 (即调整主变变比) 和投切电容器。

1.3.1 调节有载调压变压器档位

调节有载调压变压器的分接头, 可以改变无功功率的分布, 本身并不产生无功。在无功充足的情况下, 可以有效调节电压。

根据调度管辖范围的划分, 市区内 35kV 变电站主变有载调压分接头由配网调控员负责操作, 市区内 110kV 变电站主变有载调压分接头由地区调控员负责调整。目前镇江地区所有具备有载调压的主变都已接入 AVC 系统 (自动无功电压控制系统)。

1.3.2 投切并联电容器

电容器是无功电源，可以产生无功。利用并联电容器，既可集中，由可分散地就地补偿无功，实际运行中可根据系统负荷的变化，分组地投入或切除。

根据调度管辖范围的划分，镇江市区内变电站的 10kV、35kV 电容器均由配调管辖，其投入与切除由配网调度员远方操作。目前镇江地区所有运行的电容器均已接入 AVC 系统。

1.3.3 AVC 系统概述

AVC 系统与调度自动化无缝对接，通过采集电网的实时数据（有功，无功，电压），并对采集的实时数据经行优化分析，得出最佳的分接头调节指令和电容器的投切指令，并将这些指令发送给调度自动化系统执行。

目前镇江地区的自动无功电压控制系统采用的是泰州苏源集团科电有限公司的 Top3000 系统。整个 Top3000 系统的命令发送方式有两种，自动控制和建议控制。系统中每个设备的状态都有四种，解锁、封锁、事故封锁、临时闭锁。下面对每一种情况都加以说明：

自动控制：由 Top3000 直接根据无功电压优化的原则来对主变分接头和电容器来进行控制。

建议控制：由 Top3000 根据无功电压优化的原则以语音和信息框的形式来提示监控操作人员进行操作，自己不进行操作。

解锁：对设备而言，如果要对它进行自动控制的话，该设备必须处于解锁状态。

封锁：如果想禁止对某个设备的自动控制可以封锁它，通过手工设定。

事故封锁：当 Top3000 侦测到非自己发命令而造成的设备动作的话，就会导致事故封锁。

临时闭锁：为了保证某个设备的两次动作间隔，某个设备发生动作后我们会把它临时闭锁，一定的时间之后，再将它自动解锁。

2 实例分析

下面以一则实例来说明。2014 年 6 月 10 日，南郊变 110kV 线路检修，1 号主变陪停，10kV 母线经 10kV 线路由其他变电站串供，在这一特殊方式下出现了较长时间的电压越限。

6 月 10 日，由于 110kV 线路拆搭头工作，南郊变 10kV 运行方式改为由东郊变矿机 118 线经

1J26 线串供南郊变 10kV II、III 段母线，I、IV 段母线停用。当日南郊变运行方式如图 2 所示。停电时间为 6 月 10 日 7:00-6 月 10 日 9:00。但由于送电时间延迟至 13:33，南郊变较长时间处于非正常运行方式。

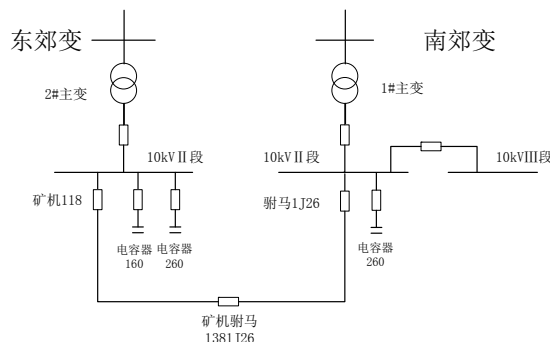


图 2 南郊变特殊运行方式

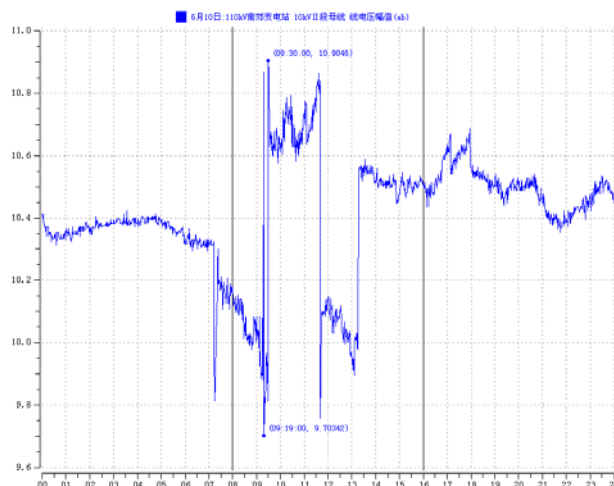


图 3 6 月 10 日南郊变 10kV II、III 段母线电压

如图 3 所示，7:20 南郊变负荷为 1.75MW，10kV 母线电压为 10.2kV。随后负荷逐渐增加，母线电压逐渐降低。9:10，有功增加为 2.41MW，此时母线电压降低至 9.94kV，未有语音报警。9:16 配网调控员巡视发现南郊变母线电压越下限，电容器未自动投入（南郊变 10kV II、III 段母线仅有一台电容器 260 投运）。9:18 当值配网调控员手动投入电容器 260 开关，由于 260 补偿容量太大（6.012Mvar），南郊变母线电压升至 10.86kV 越上限。

于是配网调控员手动拉开南郊变 260 开关，改由通过调节东郊变 10kV II 段母线来调节南郊变电压。9:21，配网调控员手动合上东郊变电容器 160、260 开关，并将东郊变 2 号主变升至 7 档，将东郊变电压升至 10.59kV，但南郊变电压仍越下

限。9:30, 配网调控员合上南郊变电容器 260, 拉开东郊变电容器 160、260, 同时将东郊变 2 号主变降档, 将南郊变电压调整到 10.64kV, 不再越限。

11:30 巡视发现电压再次越上限 (10.89kV), 通过拉开南郊变电容器 260, 将东郊变 2 号主变升档, 使南郊变电压再次回复正常 (10.18kV)。12:55 发现南郊变电压略微越下限, 调控员将东郊变降档, 使南郊变电压恢复。直至运行方式恢复, 电压不再越限。

在此期间, 南郊变 10kV II、III 段母线越限较长时间, 共 102min, 其中累计越上限 57min, 累计越下限 45min。

3 分析与应对措施

在目前的配网运行中, 变电站通过 10kV 线路串供由外电源串供的情况并不少见, 在这一特殊运行方式下如何保证电压不越限, 这样的分析对配网运行工作有很大的现实意义。

3.1 电容器补偿容量的确定

变电站经 10kV 线路由外电源串供时, 受线路限额的限值, 所供功率势必有限。如上例中, 南郊变由东郊变串供期间, 10kV 母线负荷一直在 3MW 以下, 相对于南郊变 1 号主变 50MVA 的额定功率来说非常之小, 相较电容器 260 的补偿容量 6.012Mvar 也是很小, 因此才出现了不投电容器电压越下限, 投入电容器电压越上限的情况。

图-4 所示是一个简易网络, U_1 为供电点的电压, $P + jQ$ 为负荷功率, 线路电容略去不计。

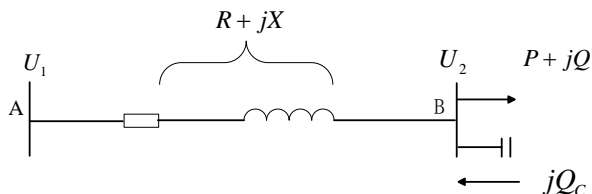


图 4 按要求选择无功补偿容量

加装补偿设备之前 (忽略电压降的横分量)

$$U_1 = U_2 + \frac{PR + QX}{U_2} \quad (2)$$

并联补偿容量为 Q_C 的电容器后

$$U_1 = U_{2C} + \frac{PR + (Q - Q_C)X}{U_{2C}} \quad (3)$$

式中: U_{2C} —并联补偿容量为 Q_C 的电容器后受电端 B 点电压;

Q_C —并联电容器的补偿容量。

若补偿前后 U_1 保持不变, 则有

$$U_2 + \frac{PR + QX}{U_2} = U_{2C} + \frac{PR + (Q - Q_C)X}{U_{2C}} \quad (4)$$

$$Q_C = \frac{U_{2C}}{X} \left[(U_{2C} - U_2) + \left(\frac{PR + QX}{U_{2C}} - \frac{PR + QX}{U_2} \right) \right] \quad (5)$$

$$Q_C = \frac{U_{2C}}{X} [(U_{2C} - U_2)] \quad (6)$$

根据式 (6) 便可求出补偿容量 Q_C 。取基准

容量 $S_B = 100MVA$, 基准电压 $U_B = 10.5kV$ 。

根据两条线路的参数, 可求出 $X_* = 18.32$ 。以当日电压曲线 9:20 时间点, 南郊变电压为 9.77kV。若此时投入电容器, 电压刚好略高于下限为 10.05kV, 即取 $U_{2C} = 10.05kV$, $U_2 = 9.77kV$ 。计算得 $Q_{C*} = 0.15$, 即补偿容量为 1.5Mvar。同样的, 将补偿后的电压取为 10.4kV、10.65kV, 得到补偿容量为 3.4 Mvar 和 5.1Mvar。可见容量为 3Mvar 的电容器比较合适。

但是, 这种串供的方式毕竟是特殊运方下的特殊方式, 而且变电站电容器的补偿容量主要考虑到主变容量等因素, 因此并不能就此轻易改变电容器容量。但是可以将电容器分为两组, 容量各为 3Mvar, 根据系统运行情况灵活选择投切, 应该比较可行。

3.2 调压过程中 AVC 系统的策略

AVC 系统对采集的实时数据经行优化分析, 得出最佳的分接头调节指令和电容器的投切指令, 并将这些指令发送给调度自动化系统执行。但是

AVC 系统在判断电压不合格时, 只会因本厂站电压不合格而调节本场站主变分接头和电容器。换言之, AVC 系统不会因为南郊变的电压不合格而调整东郊变的主变和电容器, 所以需要调控员手动操作。

在 6 月 10 日的电压越限处理中, 配调与地调调控员相互配合, 手动调节主变分接头与电容器以满足电压要求, 但是处理过程中还是有一点失误, 并没有把主变和电容器在 AVC 系统中由自动控制改为建议控制。这样如果东郊变的电压变化或东郊变上级变电站力率不合格, 将引起东郊变主变档位或电容器动作, 影响到南郊变的电压。

几天后的 6 月 14 日, 南郊变 110kV 线路搭接工作, 10kV 运行方式与 6 月 10 日相同。在当天的处理中, 配网调控员吸取了之前的经验教训, 通过退出南郊变电容器 260, 投入东郊变 10kV II 段母线电容, 160、260, 同时调节东郊变 2 号主变分接头使南郊变 10kV 母线电压保持在略高于下限的水平。在 AVC 系统中, 将南郊变、东郊变的策略退出自动控制, 改为建议控制, 电压不合格时手动调节东郊变主变分接头来调节。采用这种方式后, 南郊变电压较为稳定, 越限时间为 24min, 大大减少。当日南郊变 10kV II、III 段母线电压曲线如图 5 所示。

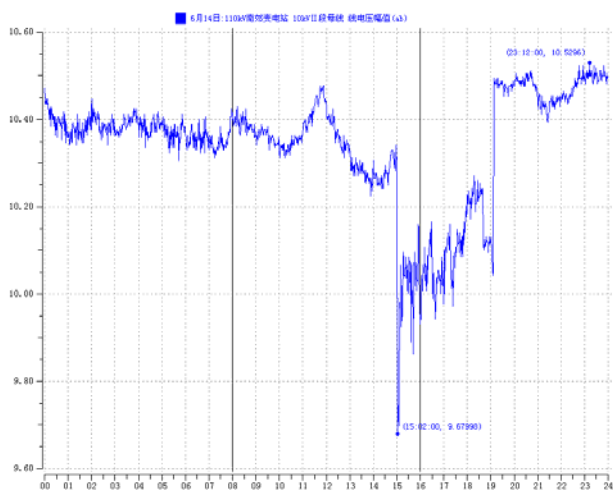


图 5 6 月 14 日南郊变 10kV II、III 段母线电压

3.3 其他方面的思考

6 月 10 日南郊变的停电工作计划只有 2 个小时, 且在负荷较低的低谷时段, 电压尚能保证合格, 但实际上停电工作延期较长时间, 导致电压越限的压力增大。如果能合理安排停电时间, 严格遵

照停电计划的时间送电, 也能减小电压越限的可能性与时长。

由于 110kV 主变分接头的手动调节由地调管辖, 而 10kV 母线的电压由配调监控, 电压的调节需要两个班组的协作。配调与地调间有效的沟通, 能减少从电压越限到人工调节之间的反应时间, 有效的减少电压越限的时间。

4 结束语

本文结合南郊变经 10kV 线路由外电源串供的实例, 分析了这种特殊运行方式下调整电压的方法, 并给出一些建议以供探讨。

1) 更换南郊变电容器, 选择适当的补偿容量, 或将电容器以分组的方式投入、切除。

2) 特殊运行方式下, 在 AVC 系统中将主变、电容器动作策略改为建议控制, 由调控员密切关注电压, 电压不合格时经行手动调节, 以排除其他干扰因素对电压的影响。

3) 合理安排停电方式与停电时间。

4) 由于主变分接头、电容器分属两个班组管辖, 相互沟通协调无疑增加了电压越限的时间。是否可以在 AVC 系统中设置权限较高的账号, 主变分接头、电容器均可操作。但这涉及到调度管辖权划分, 仅作参考。

参考文献:

- [1] 鞠萍. 电力工程[M]. 北京: 机械工业出版社, 2009.
- [2] 何仰赞, 温增银. 电力系统分析[M]. 武汉: 华中科技大学出版社, 2002.

作者简介:

耿德霁 (1990—), 男, 江苏泰州人, 从事电网调控工作,

E-mail: gengdeji@126.com;

许冠亚 (1990—), 男, 江苏泰州人, 从事电网调控工作。