

· 专论与综述 ·

基于双向互动的多控制中心无功电压协调控制

马苏龙

(江苏省电力公司,江苏南京 210024)

摘要:提出了一种基于双向互动的多控制中心之间的在线无功电压协调控制方法,并以江苏电网为例给出了实时双向互动的控制效果。所提出的创新方法也可以扩展到智能电网的相关应用中。

关键词:双向互动;多控制中心;协调电压控制;智能电网

中图分类号: TM761+.1 **文献标志码:** A

文章编号: 1009-0665(2012)05-0001-04

目前,无功电压的控制方式主要可分为两种。一种是区域控制中心(RCC)和地区控制中心(LCC)独立控制。前者主要负责发电机的自动电压控制,后者主要负责变压器分接头和电容、电抗器的调整,相互之间不存在交互。另一种是区域控制中心自上而下对地区控制中心单向协调控制。在上级电网的协调控制决策中,除了满足本级电网的控制目标外,还需要实时跟踪由上级电网给出的协调变量的设定值。但无论采用哪种方式,由于控制系统之间缺乏信息交互,无法充分利用电网的无功资源,势必会导致各级控制的冲突和不协调。

解决上述问题的关键是实现控制中心之间的双向互动,即控制中心的协调既包括从上至下,也应包括从下至上的过程。基于上述背景,文中提出了基于双向互动进行实时无功电压协调控制的基本框架和实时控制方法,并以在江苏电网的实际应用为例示例了无功电压的协调控制效果和所提出控制方法的有效性。

1 基于双向互动的协调控制框架

和传统的独立控制或单向协调控制不同,双向互动协调控制的基本思想是区域控制中心和地区控制中心的地位是对等的,根据双方共同的控制能力和控制需求确定系统的控制状态,实现系统范围内无功资源的整体协调。

为能充分利用系统的无功控制资源,并尽可能减少对已有控制系统的影响,在原区域控制中心和地区控制中心之间引入了协调层,由协调层负责控制中心之间的协调,如图1所示。

整个协调控制过程包括了控制中心之间控制任务的分解和协调,协调控制的全过程可分为以下步骤:

(1) 计算能力需求:首先,区域控制中心和地区控制中心分别根据实时数据和局部控制信息计

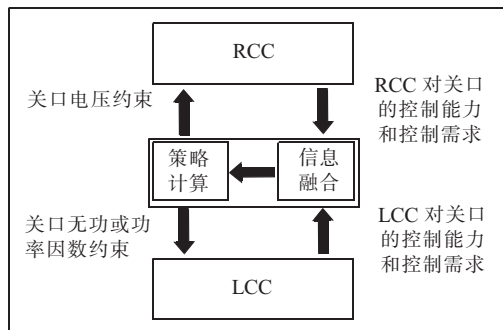


图1 双向互动的协调控制框架

算控制需求和控制能力,并发送给协调层;

(2) 协调信息融合:协调层的信息融合模块根据控制需求判断当前的协调状态,如果当前状态不协调,则转到(3);否则转到(5);

(3) 协调控制决策:协调层的控制决策模块分析不协调状态的原因,并且根据动作侧的控制能力和另一侧的控制需求综合产生相应的协调控制措施,随后将其转化为相应的协调约束传递给各个控制中心;

(4) 更新关口约束:各控制中心在接受到协调层的协调约束后,将协调约束追加到原有优化控制的约束中重新进行优化计算;

(5) 执行闭环控制:对控制设定值进行更新并下发到相应的执行站,由执行站实施对发电机或电容器等设备的调节,完成协调控制。

实时控制中保持控制系统的完整性是十分重要的。引入的协调层在该意义上可认为是“即插即用”的,这一点对于实际的控制系统尤为重要。基于此特性,区域控制中心和地区控制中心可以仅通过协调层获得各自需要的信息实现系统的协调控制而无需对原控制系统做实质性的改动。

2 实时协调控制方法

双向互动协调控制的目的是自动检测和平衡上下级控制中心的能力和 demand 并使其达到和谐的状态。

态。因此,实时协调必须满足以下要求:

在不协调状态下,如果一侧的无功控制能力不足或已耗尽,另一侧应该尽可能使系统恢复到正常状态;在正常状态下,协调的主要任务是尽可能保持系统最优或次优。

对协调层而言,在每个协调控制周期中,计算区域控制中心和地区控制中心各自的控制需求和控制能力,然后考虑追加的协调约束进行优化计算^[1]。

在第一个控制过程中,计算问题可描述为一个二次规划问题,求解控制需求和控制能力的过程等价于二次规划问题的求解过程。

2.1 区域控制中心的控制需求

对区域控制中心而言,可以关口无功出力最大向上(向下)可调度为优化目标,构造二次规划模型,求解出区域控制中心对关口无功的运行需求约束上限(下限)^[2]。区域控制中心侧计算控制需求时,将关口无功作为一定范围内可调节的优化变量与发电机一起纳入优化模型,如下所示:

$$\begin{aligned} & \max_{\Delta Q_g, \Delta Q_c} ||Q_c + \Delta Q_c||^2 \quad (1) \\ \text{s.t.} & \begin{cases} V_g \leq V_g + C_{gg} \Delta Q_g + C_{gc} \Delta Q_c \leq \bar{V}_g \\ V_s \leq V_s + C_{sg} \Delta Q_g + C_{sc} \Delta Q_c \leq \bar{V}_s \\ V_c \leq V_c + C_{cg} \Delta Q_g + C_{cc} \Delta Q_c \leq \bar{V}_c \\ Q_g \leq Q_g + \Delta Q_g \leq \bar{Q}_g \\ Q_c \leq Q_c + \Delta Q_c \leq \bar{Q}_c \\ G \leq G(Q_g + \Delta Q_g) \leq \bar{G} \end{cases} \quad (2) \end{aligned}$$

式中: C 为发电机无功出力对母线节点电压的准稳态灵敏度; $Q_g, \Delta Q_g$ 分别为发电机无功出力及调节量; $Q_c, \Delta Q_c$ 分别为关口无功当前值及调节量; V_s 为需要监视的母线电压实际值; V_g 为发电厂高压母线电压实际值; G 为控制区域的无功裕度。

若将目标函数变为极小化形式,可以同理求得关口无功需求下限。

2.2 地区控制中心的控制需求

将关口母线电压和容抗器无功做为可调变量,基于准稳态灵敏度,计算出关口电压最高值。为此构造二次规划模型,如下所示:

$$\begin{aligned} & \max_{\Delta Q_c, \Delta V_L} ||V_L + \Delta V_L||^2 \quad (3) \\ \text{s.t.} & \begin{cases} V_s \leq V_s + C_{cs} \Delta Q_c + C_{cv} \Delta V_L \leq \bar{V}_s \\ Q_L \leq Q_L + \Delta Q_L \leq \bar{Q}_L \\ f(Q_c + \Delta Q_c) \leq 0 \\ \Delta Q_L = C_{Q_Ls} \Delta Q_c \end{cases} \quad (4) \end{aligned}$$

式中: $V_L, \Delta V_L$ 分别为当前关口母线电压实测值及调节量; $V_s, \underline{V}_s, \bar{V}_s$ 分别为地区控制中心母线电压实测

值、下限值、上限值; $Q_L, \Delta Q_L, \underline{Q}_L, \bar{Q}_L$ 分别为关口无功的实测值、变化值、下限值、上限值; C_{cs} 为容抗器无功出力对地区控制中心母线电压的准稳态灵敏度; C_{cv} 为关口母线电压对地区控制中心母线电压的准稳态灵敏度; C_{Q_Ls} 为容抗器无功出力对关口无功的准稳态灵敏度; $Q_c, \Delta Q_c$ 分别为容抗器无功出力的当前值、变化值; $f(Q_c + \Delta Q_c) \leq 0$ 为容抗器设备等固定设备的自身约束。

将目标函数变为极小化形式,可以同理求得关口电压需求下限。

2.3 区域控制中心的控制能力

计算区域控制中心在满足约束条件下,尽可能增加所辖发电机无功出力,计算出关口电压的向上最大调节值。构造二次规划模型,如下所示:

$$\begin{aligned} & \max_{\Delta Q_g} ||V_c + \Delta Q_c||^2 \quad (5) \\ \text{s.t.} & \begin{cases} V_g \leq V_g + C_{gg} \Delta Q_g \leq \bar{V}_g \\ V_s \leq V_s + C_{sg} \Delta Q_g \leq \bar{V}_s \\ V_c \leq V_c + C_{cg} \Delta Q_g \leq \bar{V}_c \\ Q_g \leq Q_g + \Delta Q_g \leq \bar{Q}_g \\ G \leq G(Q_g + \Delta Q_g) \leq \bar{G} \end{cases} \quad (6) \end{aligned}$$

式中: C 为发电机无功出力对母线节点电压的准稳态灵敏度; $Q_g, \Delta Q_g$ 分别为发电机无功出力及调节量; V_s, V_g 分别为需要监视的母线电压实际值和发电厂高压母线电压实际值; G 为控制区域的无功裕度。

将目标函数变为极小化形式,可以同理求得关口电压的向下最大调节值。

2.4 地区控制中心的控制能力

将地区控制中心的容抗器无功出力做为可调变量,基于准稳态灵敏度,计算出关口无功的最大值。为此构造二次规划模型,如下所示:

$$\begin{aligned} & \max_{\Delta Q_c} ||Q_L + \Delta Q_L||^2 \quad (7) \\ \text{s.t.} & \begin{cases} V_s \leq V_s + C_{cs} \Delta Q_c \leq \bar{V}_s \\ Q_L \leq Q_L + \Delta Q_L \leq \bar{Q}_L \\ f(Q_c + \Delta Q_c) \leq 0 \\ \Delta Q_L = C_{Q_Ls} \Delta Q_c \end{cases} \quad (8) \end{aligned}$$

式中: $V_s, \underline{V}_s, \bar{V}_s$ 分别为地区控制中心母线电压实测值、下限值、上限值; $Q_L, \Delta Q_L, \underline{Q}_L, \bar{Q}_L$ 分别为关口无功的实测值、变化值、下限值、上限值; C_{cs} 为容抗器无功出力对地区控制中心母线电压的准稳态灵敏度; C_{Q_Ls} 为容抗器无功出力对关口无功的准稳态灵敏度; $Q_c, \Delta Q_c$ 分别为容抗器无功出力的当前值、变化值; $f(Q_c + \Delta Q_c) \leq 0$ 容抗器设备等固定设备的自身

约束。

将目标函数改为极小化模型,即可求解得到关口无功调节能力下限。

2.5 状态转移图(STD)

根据区域控制中心和地区控制中心的控制需求,全网状态可划分为 LCC 减 Q、RCC 降压、LCC 增 Q、RCC 增压,优化协调 5 种控制状态,关口运行状态图如图 2 所示。

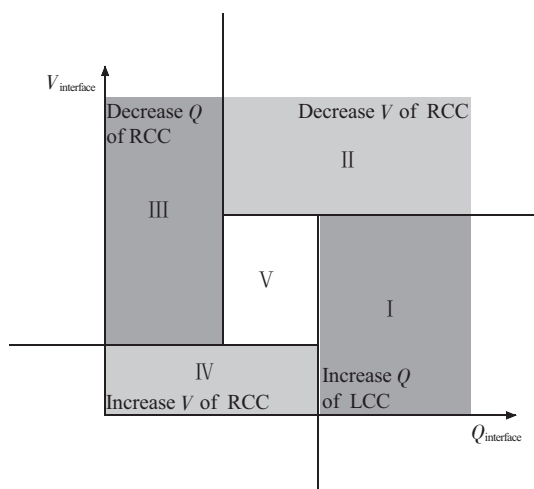


图 2 双向互动的协调控制状态转移图

根据两级控制系统的控制能力大小,可确定具体的控制转移路径,如表 1 所示。

表 1 不同状态下 RCC 和 LCC 的控制措施

状态	RCC 的控制措施	LCC 的控制措施
I	维持关口电压在正常范围内	增加无功或无法增加无功时保持无功出力不减
II	降低关口电压或无法降压时保持关口电压不变	维持关口无功在正常范围内
III	维持关口电压在正常范围内	减少无功或无法减少无功时保持无功出力不增
IV	增加关口电压或无法增压时保持关口电压不变	维持关口无功在正常范围内
V	(1) 关口电压正常时松弛电压约束 (2) 关口电压偏高时保持电压不升	(1) 关口无功正常时松弛无功约束 (2) 关口无功偏小时保持无功不增

STD 描述了 RCC 和 LCC 的当前控制状态和控制措施,和传统控制状态图的主要区别在于:

- (1) 各协调关口的状态图在每个控制周期自动更新;
- (2) 状态图的边界实时变化;
- (3) 关口无功和关口电压均来自上下两级控制中心。

3 实时控制效果

基于上述方法的智能协调电压控制系统已在

江苏电网获得成功应用。截至目前为止,约 71 台共 23.8 GW 的发电机和 79 台共 11 400 MV·A 的 220 kV 变压器投入闭环运行。

实际运行表明,该方法可有效缓解关口无功的不合理流动,降低了网损,减少了设备动作次数,提高了静态电压稳定裕度。

3.1 电压协调控制

当关口电压在正常范围内,而功率因数较低,地区从主网吸收无功过多。协调层检测到该运行工况时,关口运行状态位于 LCC 增 Q 区,协调层产生向地区电网内的无功电压控制系统发送增加无功的指令;LCC 收到增加无功的指令时,进行投电容器操作,关口下网无功减少,通过地调增加无功的调节,关口功率因数恢复到正常运行范围。

当关口母线电压过低,同时下级电网无调节能力时,LCC 向协调层上传升高电压的要求;协调层判定关口运行的状态位于 RCC 升压区时,产生 RCC 升压的协调策略;RCC 接受到升压的协调策略后,对相应电厂进行增加励磁的调节;当相应电厂发电机无功出力调整后,关口运行状态转移到优化协调区。

3.2 网损和静态电压稳定裕度

由于协调控制充分利用了地区电网的无功调节手段,改善了电网的无功本地平衡状态,提高了末端网络的电压支撑能力,从而提高了系统静态电压稳定裕度。

为测试协调控制对降低网损和增加系统静态电压稳定裕度的作用,在实际运行中挑选了 2 个负荷相似日进行了比较。在所选案例中,协调控制后,系统的网损率平均下降约 0.03 个百分点;静态电压稳定裕度平均增加了约 2.7%。

3.3 离散设备动作次数对比

实际效果如表 2 所示。

表 2 协调前后设备动作次数对比

设备类型	分接头	电容电抗器	所有设备
协调前动作次数	51	108	159
协调后动作次数	35 (↓45%)	82 (↓31%)	117 (↓35%)

通过对比可以看出,系统平均每天的动作次数由协调前的 159 次减少协调后的 117 次。这是由于上级电网的电压调节直接影响了地区辐射网络的 220 kV 母线根节点电压,从而有利于地区整体的电压调节,尤其是在负荷波动过程中,由于系统的协调控制帮助地区稳定了电压,避免了固定设备的频繁动作,从而减少了动作次数。

4 结束语

文中提出了基于双向互动的上下级控制中心之间的无功电压协调控制,用于解决不同控制中心控制目标冲突的问题或使整个控制过程更趋于优化。通过控制中心信息的相互交换和互相作用,所提出的方式使协调过程更加智能化:

(1) 各控制中心可容易地获知协调方的资源而无需变动目前的控制方式;(2) 一方控制能力耗尽时,由另一方尽可能提供支持;(3) 协调层退出或失效时,整个控制系统自动分为可独立运行的两部分,原控制中心回退到协调前的控制功能。

实际电网的运行控制证实了所提出控制系统控制性能的优越性及控制措施的有效性。

不难看出,该控制方式也适合于具有递阶控制结构的多控制中心之间实现类似的协调控制,为解决“智能电网”协调控制问题提供了重要借鉴。

参考文献:

- [1] IEEE Working Group on Voltage Stability, Concepts, Analytical Tools, and Industry Experience [C]. IEEE Publication 90TH0358-2-PWR, 1990.
- [2] LI Haifeng, MA Sulong, LUO Jianyu, et al. A Novel Automatic Voltage Control on Large Power System [C]. CIGRE' 2009, China, 2009.

作者简介:

马苏龙(1964),男,江苏苏州人,高级工程师,主要从事电力系统运行和控制方面的研究和管理工作。

A Bi-directional Interaction Based Coordinated Reactive Power and Voltage Control for Multiple Control Centers

MA Su-long

(Jiangsu Electric Power Company, Nanjing 210024, China)

Abstract: This paper presents a bi-directional interaction based approach for on-line coordination across multiple control centers in the area of reactive power and voltage control. Some results from Jiangsu electric power system demonstrate its real-time bi-directional interaction and show that it has a great performance. The proposed novel method also can be extended to similar applications of smart grid.

Key words: bi-directional interaction; multiple control centers; coordinated voltage control; smart grid

“十二·五”太阳能发电新目标——装机 2 100 万 kW

到 2015 年底,我国太阳能发电装机容量达到 2 100 万 kW 以上,年发电量达到 250 亿 kW·h。这是近日国家能源局发布的《太阳能发电发展“十二·五”规划》(以下简称《规划》)确定的指标。

具体发展指标是:实现较大规模发展。到 2015 年底,太阳能发电装机容量达到 2 100 万 kW 以上,年发电量达到 250 亿 kW·h。重点在中东部地区建设与建筑结合的分布式光伏发电系统,建成分布式光伏发电总装机容量 1 000 万 kW。在青海、新疆、甘肃、内蒙古等太阳能资源和未利用土地资源丰富地区,以增加当地电力供应为目的,建成并网光伏电站总装机容量 1 000 万 kW。以经济性与光伏发电基本相当为前提,建成光热发电总装机容量 100 万 kW。

产业竞争力明显提高。光伏电池基础研究与技术创新能力取得长足进步,建立比较完整的材料、生产装备、系统集成和辅助服务产业体系,光伏电池转化效率继续提高,产业链全面优化,光伏电池技术和成本的全球竞争力进一步提高。太阳能光热电站的整体设计与技术集成能力明显提高,形成若干家技术先进的关键设备制造企业,具备光热发电全产业链的设备及零部件供应能力。

政策体系和发展机制逐步完善。结合电力体制改革、电价机制改革,完善太阳能发电的政策体系和发展机制,建立有利于分布式可再生能源发电发展的市场竞争机制和电力运行管理机制,为太阳能发电产业发展提供良好的体制机制环境。通过新能源微网工程与新能源示范城市建设开展政策和发展模式创新,探索建立适合可再生能源发展的电力系统运行和管理模式。

另外,《规划》还提出,在“十二五”发展的基础上,继续推进太阳能发电产业化发展,到 2020 年太阳能发电总装机容量达到 5 000 万 kW,使我国太阳能发电产业达到国际先进水平。

高压多绕组电压互感器二次负荷配置优化与改造工程实施

李斌¹, 黄奇峰², 杨世海²

(1.江苏省电力公司, 江苏南京 210024; 2.江苏省电力公司电力科学研究院, 江苏南京 211103)

摘要: 阐述高压多绕组电压互感器二次负荷选配的目的和重要性, 剖析其误差受各绕组二次负荷影响的机理, 并进行试验验证。用理论分析指导工程改造实施, 降低了互感器实际运行误差, 保障安全生产和贸易结算公平。

关键词: 高压多绕组电压互感器; 二次负荷; 配置优化; 误差

中图分类号: TM933.4

文献标志码: A

文章编号: 1009-0665(2012)05-0005-04

电网中 110 kV 及以上电压等级的高压电压互感器一般具有多个二次绕组, 根据工程实际需要用于计量、测量、保护、控制等多种用途, 其二次负荷的合理选配关系电压互感器的安全运行和准确计量。综合考虑计量绕组和其他绕组的二次负荷合理配置, 方可使电压互感器的计量实际运行误差达到最优, 对于重要关口计量点尤应如此。

1 多绕组电压互感器二次负荷对计量误差的影响机理分析

由于电压互感器各绕组公用一个铁心, 公共磁路相同, 因此各绕组之间相互影响较显著, 不仅应考虑计量绕组二次负荷配置, 还应同时考虑其他绕组二次负荷的合理配置。电流互感器则因各绕组均具有独立铁心, 各绕组之间不共磁路, 所以相互影响较小。

文中重点考虑两个基本二次绕组即计量和保护绕组同时带负荷运行时误差特性受二次负荷变化的影响。

1.1 高压互感器误差产生原理建模

根据电磁学基本原理, 电压互感器可以视为变压器二次开路情况下的特殊处理, 其原理建模可借鉴变压器, 如图 1 所示。一次绕组产生激磁电流 I_m , 激磁电流在磁路中建立激磁磁势, 一方面产生主磁通 Φ_m , 交链整个铁心, 穿过一次和二次绕组产生主磁通感应电势, 另一方面产生部分漏磁通, 只有一次绕组交链, 即 $\Phi_{1\sigma}$, 而二次绕组除被主磁通 Φ_m 交链外, 同样产生二次漏磁通 $\Phi_{2\sigma}$, 按电磁学惯例, 规定各相量正方向如图中箭头所示。

等效电路如图 2 所示。图中: $X_{1\sigma}$ 为一次绕组漏抗; R_1 为一次绕组内阻; $X_{2\sigma}$ 为二次绕组漏抗; R_2 为二次绕组内阻; Y_2 为二次所带负荷的导纳。

设一次绕组、二次绕组的匝数分别为 N_1, N_2 , 激磁电流为 I_m , 当电压互感器二次绕组带负荷运行

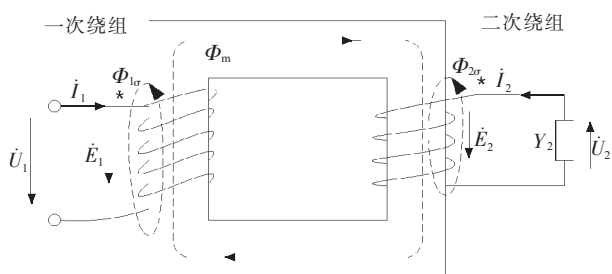


图1 电压互感器电磁感应原理图

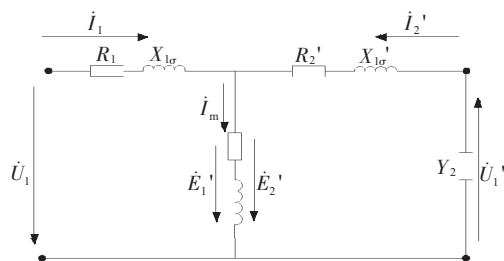


图2 电压互感器等效电路图

时, 除激磁磁势 $I_m N_2$ 外, 一次绕组、二次绕组分别产生初级电流磁势 $I_1 N_1$ 和次级电流磁势 $I_2 N_2$, 根据安培环路定律有:

$$I_m N_2 = I_1 N_1 + I_2 N_2 \quad (1)$$

将各级绕组电流归算到一次侧有:

$$I_m = I_1 + I_2' \quad (2)$$

其中, I_2' 为二次侧绕组归算到一次侧后的电流, 该式为 3 个绕组的电路建立了联系。

各绕组电路关系表达式为:

$$I_2 = Y_2 U_2 \quad (3)$$

$$U_1 = -E_1 + I_1 (R_1 + jX_{1\sigma}) \quad (4)$$

$$U_2' = E_2' - I_2' (R_2 + jX_{2\sigma}) \quad (5)$$

由主磁通即公共磁通感应出的一、二次绕组电势归算到一次绕组后相等, 即:

$$E_1 = E_2' \quad (6)$$

设 $Z_1=R_1+jX_{1\sigma}$, $Z_2'=R_2'+jX_{2\sigma}'$, 将式(2)、(5)、(6)代入(4)有:

$$\begin{aligned}\dot{U}_1 &= -\dot{U}_2' - I_2'(R_2' + jX_{2\sigma}') + \dot{I}_1(R_1 + jX_{1\sigma}) \\ &= -\dot{U}_2' - I_2'Z_2' + (\dot{I}_m - \dot{I}_2')Z_1 \\ &= -\dot{U}_2' + \dot{I}_m Z_1 - \dot{I}_2'(Z_1 + Z_2') \\ &= -\dot{U}_2' + \Delta\dot{U}_m + \Delta\dot{U}_2\end{aligned}\quad (7)$$

1.2 计量绕组二次负荷对计量误差的影响

电压互感器的复数形式的误差公式为:

$$\Delta\dot{U} = -\frac{\dot{U}_2' + \dot{U}_1}{\dot{U}_1} \quad (8)$$

将式(6)代入式(7)有:

$$\Delta\dot{U} = -\frac{\dot{I}_m Z_1 - \dot{I}_2'(Z_1 + Z_2')}{\dot{U}_1} = -\frac{\Delta\dot{U}_m + \Delta\dot{U}_2}{\dot{U}_1} \quad (9)$$

为了便于定性分析各绕组二次负荷对计量误差的影响,根据式(4)、(5)、(6)和(7)作相量图,如图3所示。

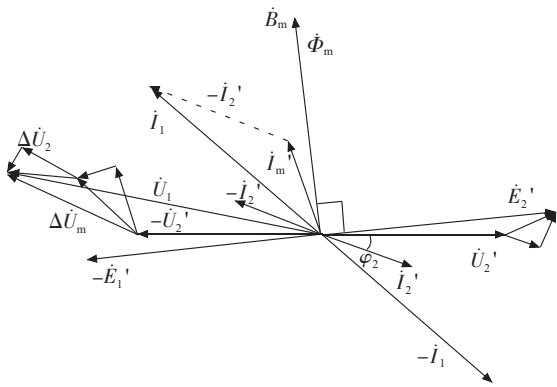


图3 电压互感器运行时的相量图

由式(3)知,计量绕组二次负荷越小即 Y_2 越小,则 I_2/U_2 越小,从而 I_2/U_1 越小, $\Delta U_2/U_1$ 越小, $|\Delta U|$ 也越小,从图3看出,比值差向正方向偏移。相反,计量绕组二次负荷越大即 Y_2 越大,则 $|\Delta U|$ 也越大,比值差向负方向偏移。

经实测绘出的电压互感器比值差随计量二次绕组所带实际负荷变化的曲线如图4所示。当电压互感器比值差大于0,即曲线位于第I象限区域时,会导致多计电量,当曲线位于第IV象限区域时,将会少计电量。不经补偿时,电压互感器比值差总为负值,即曲线 C_1 。为优化误差特性,对电压互感器进行补偿,使误差曲线向正方向平移,获得曲线 C_2 ,二次负荷取得合适时,误差将趋向于0。

但当额定二次负荷选择过大时,无论如何补偿和优化,在空载和额定二次负荷时,电压互感器误差绝对值均将较大。如果计量绕组所带的二次负荷极轻,将会电压互感器导致实际运行时误差特性变差

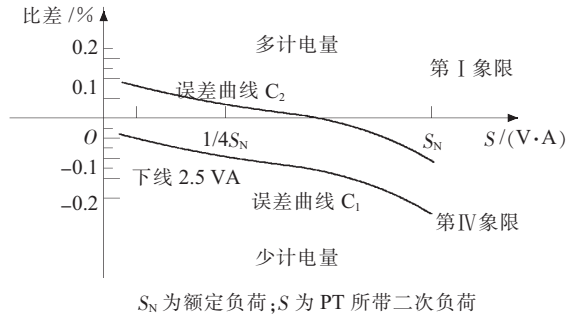


图4 电压互感器比值差随二次负荷变化趋势

甚至超过规程规定的误差限^[1]。这就是必须控制二次负荷的原因。

1.3 保护绕组二次负荷对计量误差影响的试验验证

为验证以上理论分析的正确性,选择1组3只110 kV电压互感器做被试品,二次有计量绕组、保护绕组和剩余绕组。单独考虑计量绕组二次绕组时电压互感器比值误差将随计量绕组二次负荷增大而向负方向变化,这已为各类文献所证实^[2]。为了验证保护绕组二次负荷对计量绕组的影响,令计量绕组实际所带二次负荷保持不变,保护绕组二次负荷逐渐改变,记录误差的变化情况,如表1所示。

表1 保护绕组实际二次负荷对计量绕组误差的影响试验数据

$S_{1实}/(V \cdot A)$	$S_{2实}/(V \cdot A)$	$F_1/\%$	$\delta_1/(%)$
30	50	-0.020	+2.57
30	100	-0.034	+2.77
30	150	-0.072	+3.71
30	200	-0.110	+4.63
30	250	-0.147	+5.57

表1中 $S_{1实}$ 为试验时计量绕组实际带的二次负荷,也是计量绕组的额定负荷; $S_{2实}$ 为试验时保护绕组实际所带的二次负荷,从小到大变化,观察计量绕组误差变化趋势。可见,当计量绕组二次负荷保持不变时,随着保护绕组二次负荷的增大,计量绕组比值差同样向负方向明显偏移。因此计量绕组或保护绕组额定二次负荷选配不当,均将使得电压互感器的实际运行误差特性较差,设计的最佳误差特性点得不到应用。

2 多绕组电压互感器二次负荷的合理选配

目前电子式电能表、智能电能表逐渐普及,首先,就单只电能表而言,相较于感应式电能表,电子式电能表和智能电能表的二次负荷大大减轻,且电子式电能表和智能电能表均带有辅助电源,更进一步降低了二次负荷;其次,为了计量某计量点流过的正反向有无功,往往需要安装4块感应式电能表分

别计量,电子式电能表和智能电能表则只需安装1块即可兼具正反向有功、四象限无功计量功能;再次,因计量管理的需要,要求计量回路独立,因此计量回路只有电能表,没有其他二次设备。以上3点原因造成当前计量二次回路负荷普遍较轻,二次负荷选配的要求与传统的设计思路相比已有了较大变化。

就保护绕组而言,采用现代微机型保护替代传统电磁式继电保护装置后,电压互感器保护绕组二次负荷同样大大降低,因此对已经采用微机型继电保护的厂站而言,保护绕组额定二次负荷的选择宜根据实际计算情况合理降低,与计量绕组额定二次负荷选择相配合,使电压互感器获得最佳计量误差特性。

线路型电压互感器仅为对应出线提供计量和保护二次电压,二次负荷配置只需满足该线路二次设备所需的容量即可。母线型电压互感器可能需要同时给几条出线的计量和保护装置提供二次电压,因此其绕组二次负荷可适当增大。

《国家电网公司输变电工程通用设计 110 kV~750 kV 变电站分册》^[3]指出,计量绕组宜不超过 50 V·A,保护绕组二次负荷推荐采用 75 V·A。部分省份质监部门为此拟定了地方标准^[4],进一步对计量电压互感器二次负荷进行规范,要求在采用电子式电能表的情况下,母线电压互感器计量绕组二次负荷不高于 30 V·A,线路电压互感器计量绕组二次负荷不高于30 V·A。这个选配标准有助于改善电压互感器的运行误差特性。

3 电压互感器二次负荷合理选配的工程改造与实施效果

文中的理论分析结论已用于指导高压计量用电压互感器新建或改造相关的工程实践项目。项目组首先对某电力公司辖区内投运3年以上的I类关口计量点所属420只高压多绕组电压互感器进行额定二次负荷调研和实际二次负荷测试。

计量绕组额定二次负荷 S_N 分布区间如下表2所示。从表2统计数据可见,投运3年以上的I类关口计量点高压电压互感器的计量绕组额定二次负荷配置普遍过大,30 V·A 以上者占98%以上。而该电力公司已全部普及电子式电能表,因此推测电压互感器额定二次负荷配置过大。为进一步验证二次负荷配置的合理性,运用二次负荷测试仪对420只样本电压互感器的计量二次负荷进行在线实际测试,并将每只电压互感器实测二次负荷与额定二次负荷进行对比,见表3和表4。

表2 样本电压互感器额定二次负荷值区间分布

额定二次负荷值区间	PT 数量 / 只	比例 / %
$0 < S_N \leq 10$	0	0
$10 < S_N \leq 30$	3	1.10
$30 < S_N \leq 50$	15	3.80
$50 < S_N \leq 100$	126	29.00
$100 < S_N \leq 200$	264	63.10
> 200	12	3.10

注: S_N 单位为 V·A。

表3 样本电压互感器实测二次负荷值区间分布

实测二次负荷值区间	PT 数量 / 只	比例 / %
$0 < S_{\text{实}} \leq 5$	321	76.43
$5 < S_{\text{实}} \leq 10$	54	12.86
$10 < S_{\text{实}} \leq 20$	33	7.86
$20 < S_{\text{实}} \leq 30$	9	2.14
> 30	3	0.71

从表3可见,样本电压互感器的实测二次负荷在30 V·A 以内者占99%以上。经调查,实测二次负荷大于30 V·A 的3只电压互感器投运年限在20年以上,所用电能表为感应式电能表,保护装置为传统电磁式,均属即将淘汰的设备,因此二次负荷较大。所有采用电子式电能表的回路二次负荷均未超过30 V·A。

表4 样本电压互感器实测二次负荷相对额定值比例分布统计

实测二次负荷相对额定值	PT 数量 / 只	比例 / %
$S_{\text{实}}/S_N \leq 5\%$	346	82.40
$5\% < S_{\text{实}}/S_N \leq 25\%$	69	16.40
$25\% < S_{\text{实}}/S_N \leq 50\%$	4	1.00
$50\% < S_{\text{实}}/S_N \leq 75\%$	1	0.24
$S_{\text{实}}/S_N > 75\%$	0	0

从表4可见,98%以上的样本电压互感器实测二次负荷小于额定二次负荷的1/4,不符合DL/T 448—2000^[5]规定的运行管理要求。

为了改善电压互感器实际运行误差特性,减小计量综合误差,项目组应用文中理论分析成果对该电力公司辖区内电压互感器进行更换改造,根据二次负荷的实测情况合理选配计量绕组和保护绕组的二次负荷,以保障计量准确公平。改造完成后,所有计量点均使用0.2 S级电子式电能表,母线型电压互感器的计量绕组额定二次负荷按30 V·A配置,线路型电压互感器的计量绕组额定二次负荷按10 V·A配置,从而使得电压互感器计量绕组实际二次

负荷分布在额定二次负荷的 25% 至 100% 之间, 满足了规程要求。同时, 考虑到保护绕组二次负荷配置对计量绕组的互感影响, 除极少量采用电磁式继电保护装置的线路外, 保护绕组额定二次负荷均按 75 V·A 配置^[3]。

改造完成后, 对电压互感器各检测点的误差进行测试, 并计算分析。与改造前相比, 实际二次负荷下平均合成误差降低了 0.167%, 提高了电压互感器计量准确性。

4 结束语

根据电压互感器的工作原理和线圈互感原理分析计量、保护不同二次绕组之间的误差影响机理, 合理选配高压多绕组电压互感器各绕组的额定二次负荷, 结合准确度等级的选择控制, 能够有效控制电压

互感器实际运行误差, 保障关口结算公平和互感器安全运行。

参考文献:

- [1] JJG1021—2007, 电力互感器[S].
- [2] 赵修民. 电压互感器[M]. 太原: 山西教育科学出版社, 1990.
- [3] 刘振亚. 国家电网公司输变电工程通用设计 110 kV~750 kV 变电站分册[M]. 北京: 中国电力出版社, 2011.
- [4] DB32/991—2007, 电能计量装置配置规范[S].
- [5] DL/T 448—2000, 电能计量装置技术管理规程[S].

作者简介:

- 李 斌(1963), 女, 四川泸州人, 高级工程师, 主要从事行政管理工作;
- 黄奇峰(1968), 男, 江苏东台人, 高级工程师, 主要从事计量管理工作;
- 杨世海(1976), 男, 安徽淮北人, 高级工程师, 主要从事计量检测与管理工作。

The Second Load Configuration Optimization of Multiple-Winding High Voltage TV and Renovation Project Executing

LI Bin¹, HUANG Qi-feng², YANG Shi-hai²

(1. Jiangsu Electric Power Company, Nanjing 210024, China;

2. Jiangsu Electric Power Company Electric Power Research Institute, Nanjing 211103, China)

Abstract: Represent the purpose and importance of Multiple-Winding High Voltage TV's Second Load Configuration Optimization. Analyze the principle how second loads of various windings affect the error of TV and tests were done to verify it. Guide renovation project executing by theory analyses. The actual error of TV on line is reduced. Safety in production and equity of commercial transaction is assured.

Key words: Multiple-winding high Voltage TV; second load; configuration optimization; error

页岩气是怎么产生的?

天然气是现今世界上极为重要的能源和化工产品的原料之一, 它是古生物的遗骸长期沉积地下, 经过各种地质作用慢慢转化而成的一种气态碳氢化合物, 生成的气体不断地运移到一个封闭的储藏空间中, 越积越多, 等达到一定规模时就成了可供开采的天然气藏。然而, 并不是所有的天然气都储藏在固定的封闭空间里。有一些比较特殊的天然气, 当它生成之后便吸附在产生这种气体的岩石周围, 或呈游离状态藏在岩石的裂隙中间。页岩气就属于这样一类。

当我们在山区行走的时候, 在山体裸露的地方就经常会看到一层层像棉被一样叠加起来的岩石, 这就是沉积岩, 因为成层性就是沉积岩最典型的特征。沉积岩一般形成于地表和地表以下不太深的地方, 仅占地壳岩石总体积的 5%, 但由于它在陆地表面和海洋盆地中广泛分布, 所以它占据了地表面积的 75%, 在我国大陆沉积岩的覆盖面积则达到了 77.3%。沉积岩的形成是在有丰富的水、氧、二氧化碳和生物参加的条件完成的, 因此它的矿物组合成分比较简单, 粘土矿物、盐类矿物以及煤、石油等有机物质都是沉积岩所特有的。而且, 沉积岩中颗粒之间总是有孔隙的存在, 这就给油、气等资源以储藏空间。

如果仔细观察, 就可能进一步地发现, 有些山体裸露岩石的层理极薄, 厚度仅为几毫米甚至 1 mm 左右, 叠加起来就像书页一样, 用锤子敲打的话很容易分裂成薄片, 这就是沉积岩中最丰富的一类岩石: 页岩。

页岩气形成于页岩当中, 按照我国学者张金川的观点, 页岩气的形成是天然气生成之后没有远距离运移, 而在该页岩层内就近聚集、滞留的结果。当聚集达到现有技术水平能够开采的规模时, 就形成了页岩气资源。

江苏电网 AGC 安全约束控制的实现与应用

钱玉妹, 朱海兵, 徐 田

(江苏电力调度控制中心, 江苏 南京 210024)

摘要:阐述了利用安全约束调度进行自动发电控制(AGC)安全约束控制的实现技术及应用。当系统处于紧急状态或预警状态时,AGC根据实时安全约束调度提出的机组调整方案和灵敏度信息,通过限制机组AGC调节上下限或限制机组AGC调节方向,执行稳定断面越限的校正控制和预防控制。实践表明,AGC安全约束控制可有效消除和缓解了电网稳定断面的越限,提高电网的安全稳定水平。

关键词:自动发电控制;安全约束;校正控制;预防控制

中图分类号:TM744

文献标志码:A

文章编号:1009-0665(2012)05-0009-04

近几年,随着江苏电网的快速发展,电网结构进一步加强,主网输送能力和供电可靠性亦得到提高,但是电网超稳定限额运行现象时有发生。将自动发电控制(AGC)与实时安全约束调度结合进行AGC安全约束控制^[1],实行稳定断面越限的预防与校正控制,是电网调度运行行之有效的重要技术措施。当稳定断面重载时,根据该断面有功功率相对于机组有功出力的灵敏度系数,对机组出力的调节方向加以限制,防止由于AGC的正常调节导致重载程度的进一步加剧(简称预防控制);当稳定断面越限时,由安全约束调度提供校正控制策略,并在AGC控制下执行,自动解除或缓解稳定断面的越限(简称校正控制)。这样的双重保护措施有效保证了电力系统的安全稳定运行。

1 限制机组调节方向的预防控制

当系统处于预警状态,即系统中没有出现越限,但存在至少一条重载的稳定断面时,利用发电机组调频特性的灵敏度计算方法^[2],通过对某些AGC机组的出力调节方向加以限制,以禁止这些机组增加或减少出力,可有效解决预防控制的问题。

常规灵敏度计算方法将功率调节引起的不平衡量完全由虚设的平衡机来承担,因此其计算与参考节点的选取有关,而在实际系统中,当出现一个功率缺额时,所有机组调速器将会动作增加或减少发电功率。设支路总数为 N_l ,系统母线数目为 n ,常规灵敏度方法中支路有功灵敏度为 $S \in \mathbf{R}^{N_l \times (n-1)}$,母线功率注入的分担系数矢量为 $\alpha \in \mathbf{R}^n$ 。 α_i 为连接在母线 i 上的机组频率特效系数之和除以系统中所有机组的频率特效系数之和(停运机组除外)。若在第 i 个母线上增加一个单位的注入功率,则在该扰动作

用下,电力系统经过一段过渡过程后将达到一个新的平衡状态。在该状态下,由于系统频率的变化,真正作用在电力系统上的母线注入功率增量则为: $[-\alpha_1 \dots 1 - \alpha_i \dots -\alpha_n]^T$,在常规方法中增加一列参考节点的灵敏度,即可得到考虑发电机调频特性时母线 i 的有功注入对支路 l 的有功功率的灵敏度,计算公式如下:

$$S_{li}^M = S_{li} - \sum_{j=1}^n \alpha_j S_{lj} \quad (1)$$

式中: S_{li}, S_{lj} 是常规灵敏度矩阵 $[S]$ 中的元素。灵敏度 S_{li}^M 与参考节点的选取无关,具有明确的物理意义。

对于由 N_b 条支路组成的稳定断面 T (可记作: $T = \{\vec{b}_1, \vec{b}_2, \dots, \vec{b}_{N_b}\}$),其潮流等于其所有支路有方向的潮流之和,即 $P_T = \sum_{k=1}^{N_b} \text{sign}(\vec{b}_k) P_k$,稳定断面 T 对系统中任一节点 i 的有功功率灵敏度为:

$$\frac{\partial P_T}{\partial P_i} \approx \frac{\Delta P_T}{\Delta P_i} = \sum_{l=1}^{N_b} \text{sign}(\vec{b}_l) S_{li}^M \quad (2)$$

式中, $\sum_{k=1}^{N_b} \text{sign}(\vec{b}_k)$ 的取值为1或-1,即当支路 k 的方向与稳定断面方向一致时取1,当支路 k 的方向与稳定断面方向相反时取-1。

当系统存在重载的稳定断面时,实时安全约束调度将受控机组对所有受控重载稳定断面的最大灵敏度与最小灵敏度系数送AGC。AGC在分配机组出力时,根据各个机组灵敏度系数以及设置的灵敏度门限值对机组的调节方向进行限制。由于灵敏度门限值取值越小,预防控制的效果越好,而对AGC正常控制功能的影响越大。为了在预防控制的同时,尽可能小地影响AGC的正常调节,可以在不同的AGC控制区域设置不同的灵敏度门限值,4个AGC

控制区域(死区、正常调节区、次紧急调节区、紧急调节区)的灵敏度阈值取值可依次增大,则在区域控制偏差 ACE 较大时,预防控制对 ACE 调整的影响就越小。

对于某 1 个 AGC 控制区域,AGC 机组被分为以下 4 类。A 类,机组不能增加出力;机组的最大灵敏度系数为正,且绝对值大于 AGC 控制区域灵敏度阈值。B 类,机组不能减少出力;机组的最小灵敏度系数为负,且绝对值大于 AGC 控制区域灵敏度阈值。C 类,机组既不能增加出力又不能减小出力;机组的最大灵敏度系数为正,且绝对值大于 AGC 控制区域灵敏度阈值,同时机组的最小灵敏度系数为负且绝对值大于 AGC 控制区域灵敏度阈值。一般出现 2 个或 2 个以上“敌对”或矛盾约束的稳定断面重载时才有可能出现这种情况。D 类,机组出力不受限制;机组的最大灵敏度系数和最小灵敏度系数的绝对值均小于 AGC 控制区域灵敏度阈值。

2 调整机组 AGC 调节上下限的校正控制

当系统处于紧急状态,即系统中存在至少一条越限的稳定断面时,启动实时安全约束调度,控制变量为当前 AGC 可控机组有功出力,调整结果提交 AGC 执行。为了尽可能减少对 AGC 正常控制功能的影响,将调整目标作为 AGC 机组调节日限值。增加出力的机组,调整目标作为 AGC 机组调节下限;减少出力的机组,调整目标作为 AGC 机组调节上限。这样,AGC 将选择适当的时机(避免在区域控制偏差较大时进一步加大 ACE),将实际出力处于调节范围之外的机组拉回到调节范围之内,从而自动完成解除稳定断面越限的调整。

用于在线控制的安全约束调度对稳定断面越限的校正,采用基于灵敏度的反向等量配对比与原-对偶内点算法(非线性规划)结合的混合算法^[3,4]。首先将机组的灵敏度、上网电价按从小到大的顺序排序,上调节容量、上调节速度按从大到小的顺序排序。在进行标幺化处理,得到机组 j 的综合上调节排序指标 I_j :

$$I_j = \sum_{m=1}^4 (k_m \alpha_{mM_{jm}}) / \sum_{m=1}^4 k_m \quad (3)$$

式中: k_m ($m=1,2,3,4$)分别为给定的灵敏度、上网电价、调节容量、调节速度的权系数; M_{jm} 为机组 j 在队列 m 中的排序号。

上调节机组和下调节机组都按照相应的综合排序指标由大到小进行排序,每次选择两个排序中指标最大的机组进行配对计算,在上调节中被选择

过的机组在下调节中不再被选择,反之亦然。如此下去,直到没有可供选择的机组或配对机组的灵敏度之差小于给定的阈值(如 0.2),结束配对过程,从而得到最大可校正量 ΔP_{T_s} 。设某一越限断面当前值为 P_T ,上限为 $P_{T_{max}}$,则实际越限量为:

$$\Delta P_T = P_T - P_{T_{max}} \quad (4)$$

考虑到灵敏度分析的误差 ε (如 10%),为了保证灵敏度分析方法的可靠性,将实际越限量放大到 $\Delta P_T(1+\varepsilon)$ 。也就是说,当 $\Delta P_{T_s} > \Delta P_T(1+\varepsilon)$ 时,方可认为该断面越限是可以消除的,在优化计算中直接将实际的限值 $P_{T_{max}}$ 作为断面的上限约束。否则,将限值放松为:

$$P'_{T_{max}} = P_T - (1-\varepsilon)\Delta P_{T_s} \quad (5)$$

对于紧急状态,安全约束调度根据越限的受控稳定断面是否被校正及校正程度给出以下多种校正结果。

(1) 校正越限成功:受控稳定断面能被校正至限额之内。安全约束调度将对某些机组给出调节量以校正受控稳定断面的越限,并提供可控机组对受控越限和重载稳定断面的最大及最小灵敏度系数。

(2) 校正部分越限成功:某些受控稳定断面可被校正至限额之内,但还有一些受控稳定断面无法校正;或某些受控稳定断面可被部分校正,可能还有一些受控稳定断面无法校正。安全约束调度将对某些机组给出调节量以部分校正受控稳定断面的越限,并提供可控机组对受控越限和重载稳定断面的最大及最小灵敏度系数。

(3) 放松全部越限:受控稳定断面的越限量很小或能被校正的越限很小,安全约束调度认为这次校正没有意义,因此不做校正。安全约束调度将提供可控机组对受控越限和重载稳定断面的最大及最小灵敏度系数。

(4) 越限无法校正:所有越限的受控稳定断面均不能校正,安全约束调度可能无解。安全约束调度也将提供可控机组对受控越限和重载稳定断面的最大及最小灵敏度系数,但这些结果可能不正确,不能用于控制。

AGC 执行安全约束调度机组控制策略的方式有 2 种。

(1) 对于有调节量的机组,AGC 将结合机组的灵敏度系数和调节量来决定调节量是否起作用,如起作用则修改机组实际调节的上下限。

实时安全约束调度在进行校正控制时,总负荷保持不变是约束条件之一,安全约束调度在计算中为了保持发用电平衡,通过灵敏度配对和优化计算,

一些对稳定断面潮流影响较小的机组也可能被赋予了调节量。

为了减小对 AGC 正常调节的影响,AGC 对于有调节量的机组,再根据其灵敏度系数判断其对断面潮流控制的作用,对于虽有调节量但对断面潮流控制基本没有作用的机组调节量则不予采用,只有灵敏度系数达到调节量灵敏度阈值(一个调度员可修改的控制参数)的机组调节量才起作用。如机组调节量为正值,且机组的最小灵敏度系数绝对值大于调节量灵敏度阈值,则将机组实际出力与调节量之和作为机组的调节下限;反之,当调节量为负值,且机组的最大灵敏度系数绝对值大于调节量灵敏度阈值,则将机组实际出力与调节量之和作为机组的调节上限。

(2) 对于没有调节量而只有灵敏度系数的机组,则根据机组最大最小灵敏度系数限制部分机组的调节方向,方法同上一小节对 A、B、C、D 机组的分类。

3 运行实例

江苏电网于 2005 年 6 月起实施 AGC 安全约束控制,在调度生产实际运行中发挥重要作用,现以两例加以说明。

(1) 任庄变 T1 主变或任庄变 T2 主变单元件断面重载的预防控制。某日 11:35,稳定断面“任庄变 T1 主变或任庄变 T2 主变单元件”因任庄变 T2 主变停,造成任庄变 T1 主变负载率达 92%,超过安全约束调度设定的重载门槛 88%,系统处于预警状态。实时安全约束调度为 AGC 提供如表 1 所示的

表 1 任庄变 T1 主变或任庄变 T2 主变单元件断面重载的机组调整策略

机组名称	调节量/MW	最大灵敏度系数	最小灵敏度系数
徐州二厂 2 号	0	0.12	0.12
垞城 4 号	0	0.07	0.07
垞城 5 号	0	0.07	0.07
……	……	……	……
新海 15 号	0	-0.10	-0.10
新海 16 号	0	-0.10	-0.10
徐塘 4 号	0	-0.22	-0.22
徐厂 7 号	0	-0.26	-0.26
徐厂 8 号	0	-0.26	-0.26

机组调整策略(节选)。

设对应于死区、正常调节区、次紧急调节区和紧急调节区 4 个 AGC 控制区域的灵敏度阈值分别为:0.15,0.15,0.28,0.35,则除了紧急调节区外,徐塘

4 号机组、徐厂 7 号机组、徐厂 8 号机组在 AGC 系统中被设置为禁止下调机组,当时 3 台机组出力分别为 227 MW,157 MW,155 MW。在 AGC 的调节控制下,3 台机组出力调节方向受到限制,使任庄变 T1 主变重载程度下降直至消失。此时正值中午下班高峰,电网负荷在急剧下降阶段。

通过调度员潮流软件进行模拟分析计算,如该 3 台机组出力分别下降到机组 AGC 调节下限:150 MW,130 MW,130 MW,则任庄变 T1 主变负载率将达到 96.5%,重载程度明显加重。而利用 AGC 进行安全约束控制,任庄变 T1 主变的负载率得到有效控制。

(2) 斗山变 T1 主变,斗山变 T2 主变双元件断面越限的校正控制。某日 1:55,稳定断面“斗山变 T1 主变,斗山变 T2 主变双元件”负载越稳定限额 30 MW,此时实时安全约束调度报系统处于紧急状态、校正情况为校正越限成功。实时安全约束调度为 AGC 提供如表 2 所示的机组调整策略(节选)。

表 2 斗山变 T1 主变,斗山变 T2 主变双元件断面越限的机组调整策略

机组名称	调节量/MW	机组对断面灵敏度
利港 2 号	17	-0.38
利港 3 号	26.28	-0.38
利港 4 号	26.31	-0.38
利港二厂 5 号	0	-0.023
华苏 1 号	0	-0.023
……	……	……
彭城 2 号	0	0.03
扬二厂 1 号	-17.07	0.04
扬二厂 2 号	-17.46	0.04
扬二厂 3 号	-17.59	0.04
扬二厂 4 号	-15.35	0.04
镇厂 3 号	-1.67	0.04
盐厂 10 号	-1.94	0.05

由调度运行人员设置的调节量灵敏度阈值为 0.12。从表 2 可以看出,扬二 1 号—4 号机组、镇厂 3 号机组、盐厂 10 号机组对“斗山变 T1 主变,斗山变 T2 主变双元件”断面的灵敏度系数绝对值均小于 0.12,这表明他们的出力调整对稳定断面的影响非常小,其调节量是安全约束调度为了发用电平衡而产生,在 AGC 控制中不予采用。而利港 2 号—4 号机组由于对稳定断面的灵敏度绝对值较大,其出力调整将对该断面潮流影响较大,因此,将这 3 台机组的当前出力加上其调节量作为这些机组的 AGC 调节下限进行 AGC 控制。15 min 后,稳定断面“斗山变 T1 主变,斗山变 T2 主变双元件”的越限被解除。

4 结束语

安全约束调度可以为电网的不安全状态提出解决方案。将 AGC 与实时安全约束调度结合进行 AGC 安全约束控制,当系统处于预警状态时,根据实时安全约束调度提供的可控机组对重载稳定断面的灵敏度信息,AGC 通过限制某些机组的调节方向,执行预防控制;当系统处于紧急状态时,根据实时安全约束调度提供的机组调整策略以及可控机组对越限稳定断面的灵敏度信息,AGC 通过限制某些机组的 AGC 调节上下限,执行校正控制。实践证明,AGC 安全约束控制有效地消除和缓解了电网稳定断面的越限,保证了电力系统的安全稳定运行。

参考文献:

[1] 于尔铿,刘广一,周京阳,等.能量管理系统(EMS)[M].北京:

科学出版社,1998.

[2] 郑延海,张小白,钱玉妹,等.电力系统实时安全约束调度的混合算法[J].电力系统自动化,2005,29(12):49-52.

[3] 邓佑满,黎辉,张伯明,等.电力系统有功安全校正策略的反向等量配对调整法[J].电力系统自动化,1999,23(18):5-8.

[4] 刘盛松,钱玉妹,徐田,等.基于最优潮流与反向等量配对法考虑电网安全约束的 AGC 研究[C].第二十九届中国电网调度运行会论文集,2005.

作者简介:

钱玉妹(1963),女,江苏吴江人,高级工程师,从事电力调度自动化工作;

朱海兵(1978),男,江苏张家港人,工程师,从事电力调度自动化工作;

徐田(1974),女,江苏江阴人,高级工程师,从事电力调度自动化工作。

Implementation and Application on AGC Security Constraints Control of Jiangsu Power Grid

QIAN Yu-mei, ZHU Hai-bing, XU Tian

(Jiangsu Electric Power Dispatching and Communication Center, Nanjing 210024, China)

Abstract: The technology and application of Automatic Generation Control (AGC) security constraints control which takes advantage of security constrained dispatch are described in this paper. When the system is in a state of emergency or warning status, AGC performs the corrective and preventive control of stable cross section limit in use of restricting units of AGC to adjust the upper and lower limits or direction based on unit adjustment programs and sensitivity information proposed by the real-time security constrained dispatch. The results show that the AGC security constraints control can effectively eliminate and mitigate the limit of grid stability section, and increase the level of grid security and stability.

Key words: Automatic Generation Control; security constraints; corrective control; preventive control

达沃斯能源展望:清洁能源成世界经济发展新动力

在天津 2012 夏季达沃斯论坛上发布的《2012 年最新能源展望报告》指出,目前已有 100 多个国家制定了可再生能源发展目标,新能源产业的增长能够将气候、能源和金融领域的危机转变为全新的可持续增长机遇,从而为世界经济发展提供新动力。

报告指出,欧盟制定的可再生能源发展目标最为宏伟,提出到 2020 年可再生能源在能源供应中所占比例达到 20%。而大力发展海上风力发电是达至这一目标的主要途径。2001 年,欧洲首个应用级海上风电场在丹麦安装。截至 2010 年,欧洲海上风力发电市场增长了 50%以上,总发电能力提升至 3 千兆瓦。

因为日本福岛核电站灾难的发生,德国已决定于 2022 年前逐步停止核能发电。为了促进对风力发电行业的迅速投资,德国政府正在为投资者提供特别融资渠道。

报告指出,目前全世界有 20%的人口面临电力供应不足的问题,电力供应的短缺阻碍了世界最贫穷国家的经济发展。与此同时,中国、巴西、印度等新兴市场的经济增长,快速提升了全球范围内的能源需求。资源匮乏的国家往往推行扶持可再生能源产业集群的政策,从而确保以负担得起的价格获得充足的清洁能源。

报告说,中国计划在 2015 年前将 7 大战略新兴产业占国内生产总值的比重提升至 8%。这 7 大战略新兴产业中,有 3 项直接与可再生能源有关,分别是节能环保、新能源以及新能源汽车。

报告指出,中国已经在可再生能源领域取得了不俗的成绩。2010 年,中国成为世界上安装风力发电机和太阳能光伏发电装置最多的国家,也是水力发电规模最大的国家。中国取得这样的成绩源于其自主研发、技术转让以及对地方研发和产品开发的强有力的政策支持。“中国一些地区的强风,过去被认为是‘自然灾害’,现在却成为非常宝贵的资源”。

并网光伏电站低电压穿越仿真与分析

陈波^{1,3}, 朱凌志², 朱晓东¹

(1. 国网电力科学研究院, 江苏南京 210003; 2. 中国电力科学研究院, 江苏南京 210003;
3. 福州电业局, 福建福州 350009)

摘要:根据光伏电站并网导则要求, 针对光伏电站在电网故障时突然脱网的不利影响, 提出了一种基于光伏逆变器低电压穿越能力的控制策略, 在电网电压跌落时投入该控制策略, 能够限制有功电流的增大, 同时给定无功电流。仿真表明, 在光伏电站并网点电压深跌落和浅跌落情况下, 该控制策略均能够保证光伏逆变器输出电流不过流, 同时能够向电网发出一定的无功功率以支撑并网点电压的恢复, 实现低电压穿越。

关键词:光伏电站; 低电压穿越; 电压跌落; 无功输出

中图分类号: TM615

文献标志码: A

文章编号: 1009-0665(2012)05-0013-05

光伏电站低电压穿越(LVRT)是指当电网故障或扰动引起光伏电站并网点电压波动时, 在一定范围内光伏电站能够不间断并网运行的技术。当光伏电站渗透率较高或出力加大时, 输电网发生故障引起光伏电站跳闸, 容易导致相邻的光伏电站连锁跳闸, 从而引起大面积停电, 影响电网安全稳定运行^[1-2]。因此要求光伏电站具有LVRT的能力。随着世界范围内光伏电站容量的不断扩大, 大型光伏电站接入地区电网将会对电网安全稳定产生很大影响, 其中一个重要影响就是在电网故障时光伏电站的突然脱网会对电网正常运行产生严重的不良影响^[3-4]。2010年12月, 我国首套用于光伏电站LVRT现场测试的检测平台在国网电力科学研究院建成^[5], 表明我国重视光伏电站LVRT能力的研究与检测工作。

然而, 目前国内外的光伏电站几乎不具有LVRT的能力, 对光伏电站LVRT关键技术的研究也几乎是空白。在新能源并网的LVRT方面, 风电场的LVRT可为光伏电站LVRT技术提供借鉴。文献[6-7]主要分析了目前光伏电站实现LVRT的重要性和必要性。光伏电站同风电场相比, 都是通过电力电子器件并网, 电力电子器件的耐受能力制约电站的LVRT能力; 不同的是光伏电站没有转动惯量, 且根据光伏组件的输出特性, 直流侧的电压在电网故障时不会升高很多, 因此制约光伏电站LVRT的瓶颈是逆变器交流侧输出电流的大小, 若超过额定电流过大, 则会损害电力电子器件。因此文中提出了一种基于光伏逆变器的光伏电站LVRT技术, 在电网故障时能保持并网, 并向电网输出一定的无功功率以支撑并网点电压恢复, 减少了因光伏电站的突然脱网给电网带来的不利影响。

1 光伏电站 LVRT 技术研究背景

2011年国家电网公司出台的《光伏电站接入电网技术规定》(企标)明确指出^[8]: “大中型光伏电站应具备一定的LVRT能力; 电力系统发生不同类型故障时, 若光伏电站并网点考核电压全部在图中电压轮廓线及以上的区域时, 光伏电站应保证不间断并网运行; 否则光伏电站停止向电网线路送电。”光伏电站的LVRT能力需要由逆变器实现。LVRT能力要求如图1所示, 一般选择 U_{L1} 设定为0.2倍额定电压。

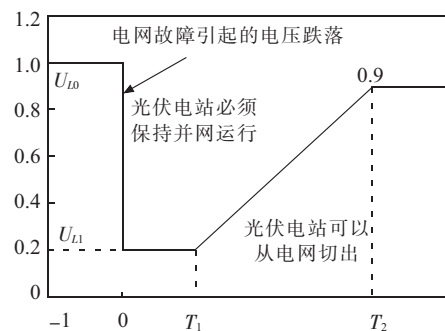
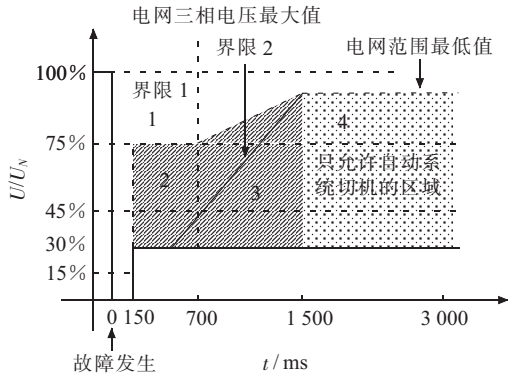


图1 大中型光伏电站的LVRT能力要求

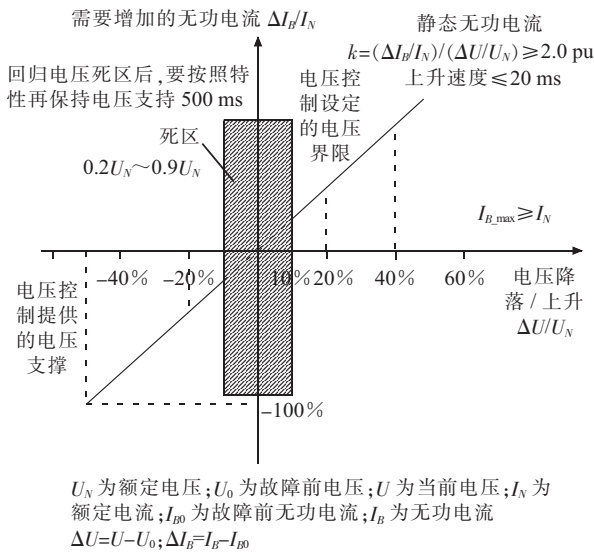
德国关于分布式电压接入电网时的低电压穿越要求如图2所示^[9]。在电压跌落到0时, 分布式电源至少要坚持150ms不脱网。在区域3可以脱网运行, 当然能并网运行也是可以的。电压必须在故障后1500ms内恢复到90%以上。其关于无功电流和电压跌落的关系如图3所示。

可见电压降落期间, 光伏电站必须提高其无功电流以支持电网电压, 当电压跌落超过10%时, 每1%的电压跌落, 光伏电站至少需要提供2%的无功电流, 其响应速度应该在20ms以内, 必要时可以提供100%的无功电流。



- 1 区为不脱离电网穿越故障;
- 2 区为在短时中断情况下,不脱离电网穿越故障;
- 3 区为允许短时中断;
- 4 区为允许切机

图2 德国对分布式电源接入电网时LVRT的要求



U_N 为额定电压; U_0 为故障前电压; U 为当前电压; I_N 为额定电流; I_{B0} 为故障前无功电流; I_B 为无功电流
 $\Delta U=U-U_0$; $\Delta I_B=I_B-I_{B0}$

图3 德国关于无功电压支撑的规定

2 光伏电站 LVRT 控制策略

光伏电站 LVRT 控制技术的核心是光伏逆变器,不需要额外增加硬件设备,通过改变光伏逆变器的控制策略就可以实现。

2.1 光伏逆变器模型及其控制策略

光伏阵列输出的直流电能通过三相六桥逆变器转变为所需的三相电能。其控制目标是输出稳定、高质量的正弦波电流,且与并网点电压同频、功率因数满足要求,因此需要对逆变桥进行精确的控制。图4为三相并网逆变器 $U_{dc}-Q$ 并网控制框图^[10]。

逆变器通过最大功率点跟踪(MPPT)算法得到 U_{dc_ref} , 该参考值与直流侧电压之间的误差信号经过PI调节得到内环的电流 d 轴分量参考值,有功电流的参考值 i_d^* 与逆变器出口电流 d 轴分量之间的误差信号经过电流环PI调节、 dq 解耦过程后得到逆变器脉冲宽度调制(PWM)调制波 U_d ; 同理控制无

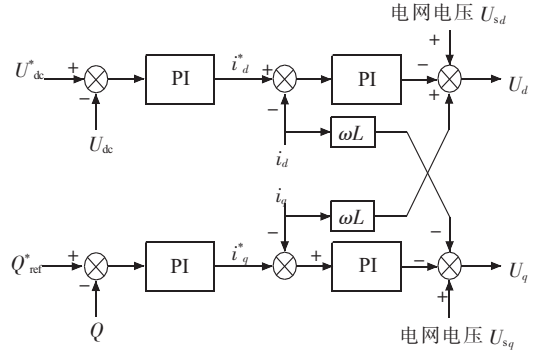


图4 逆变器 $U_{dc}-Q$ 并网控制框图

功率。

2.2 LVRT 有功电流控制策略

制约光伏电站 LVRT 能力的主要是光伏逆变器出口处的电流,不应过流而导致光伏逆变器跳开,所以既要保持逆变器不脱网,又不能损坏逆变器。由于电压跌落期间逆变器输出的电流主要是有功分量 i_d , 因此使输出电流不过流(一般不超过额定电流的1.1倍)主要是控制电流内环的有功电流给定值 i_d^* (见图4)。其控制策略如图5所示。

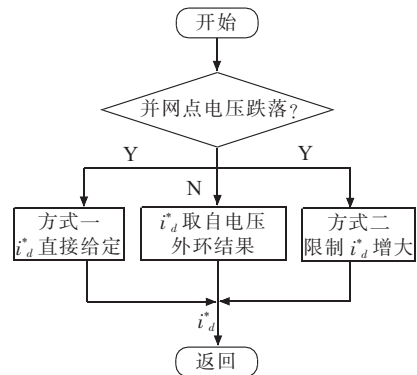


图5 控制策略流程

图中,控制器检测并网点电压是否跌落,若电压跌落,则直接给定输出不过流时的 i_d^* 值作为参考值(可用正常运行时的 i_d^* 值作为参考值);若电压没有跌落,则 i_d^* 继续用电压外环计算出的结果进行计算。另一种方法是用逆变器正常运行时的 i_d^* 值作为限制值,通过限幅环节限制 i_d^* 的增大,从而限制 i_d 的增加。

新的并网要求还规定,在电网故障期间,光伏电站不仅需要保持并网状态,而且最好能够动态发出无功功率,支撑电网电压,并尽快恢复电气有功出力。正常情况时逆变器运行在单位功率因数, $i_d=i_q=1$ pu, 逆变器输出电流 i 在电网电压跌落时不能超过额定电流的1.1倍, i_d 以1pu作为限制,则最大无功电流给定有:

$$i_q^* = \sqrt{(1.1i)^2 - i_d^2} = 0.46i \quad (1)$$

即最大的无功电流给定不能超过额定电流的

46%。否则会造成交流侧输出电流过流。如要进一步增大无功电流给定,则必须减小有功电流给定值。

2.3 有功电流和无功电流的协调策略

设 U 为光伏并网点电压 ($0.2 \leq U \leq 0.9$ pu), 逆变器输出的额定电流为 i_N , 有功电流和无功电流分别为 i_d 和 i_q 。根据并网准则对电压跌落与无功电流关系的要求, 设光伏电站在电压跌落到 90% 以下时, 电压每跌落 1%, 至少提供 $x\%$ 无功电流。即无功电流为:

$$i_q \geq x(0.9-U)i_N \quad (2)$$

根据网侧电流不能超过额定电流的 1.1 倍的规定, 则有: $i_d^2 + i_q^2 \leq (1.1i_N)^2$, 即:

$$i_d^2 + [x(0.9-U)i_N]^2 \leq (1.1i_N)^2 \quad (3)$$

因此有:

$$i_d^2 \leq (1.1i_N)^2 - x^2(0.9-U)^2 i_N^2 = [1.21 - x^2(0.9-U)^2] i_N^2 \quad (4)$$

设 $A = [1.21 - x^2(0.9-U)^2] i_N^2$, 又由于 $x > 0, 0.2 \leq U \leq 0.9$, 因此有:

$$(1.21 - 0.7^2 x^2) i_N^2 \leq A \leq 1.21 i_N^2 \quad (5)$$

把式(5)代入式(4), 可得:

$$0 \leq i_d^2 \leq (1.21 - 0.7^2 x^2) i_N^2 \quad (6)$$

即 $(1.21 - 0.7^2 x^2) i_N^2 \geq 0, i_N^2 \geq 0$, 因此:

$$x \leq \sqrt{1.21/0.49} = 1.571 \quad (7)$$

即 1% 的电压跌落时, 最大允许提供 1.571% 的无功电流, 此时 $i_d = 0$ 。

若 $i_d = 1$, 则 $1 \leq 1.21 - 0.7^2 x^2, x \leq 0.655$ 。即 $i_d = 1$ (不降低 i_d 时) 时, 最大允许提供 0.655% 的无功电流。若要多提供无功电流, 就要减少 i_d 。

当逆变器额定运行时, 可以发出的无功电流最大为 $i_q = \sqrt{1.1^2 - 1^2} = 0.46$ pu, 若规定每 1% 的电压跌落提供 1.5% 的无功电流, 在不降低 i_d 的情况下, 最大可以允许跌落的程度为 $(0.9 - 0.46/1.5) \approx 0.593$ pu, 即跌落到 59.3% 以下时, 若要满足并网要求, 就必须降低有功电流的输出 i_d 。跌落程度在 59.3% 以上时, 可以不降低有功电流输出, 输出电流的 1.1 倍裕度可以保证其满足并网要求。当电压跌落程度越大时, 需要提供的无功电流就越多, 则有功电流需要降低程度就越大。有功电流降低的程度为(降低至):

$$i_d = \sqrt{1.1^2 - [(0.9-U) \times 1.5]^2} \quad (8)$$

若光伏逆变器不是满功率运行时, 即正常运行时 $0 \leq i_d \leq 1$ 。 i_d 若较小时, 本身已经有足够裕量用于

无功电流的发送, 此时不需要降低 i_d 。

3 算例仿真

文中采用 PSCAD/EMTDC 平台对光伏电站 LVRT 的可行性与正确性进行验证。算例如图 6 所示。10 MW 光伏电站, 每个等值发电单元容量为 5 MW, 光伏逆变器出口为 400 V 母线, 经过升压变压器升高到 35 kV, 经过一定距离的线路与大电网相连。正常运行时光伏电站功率因数为 1。

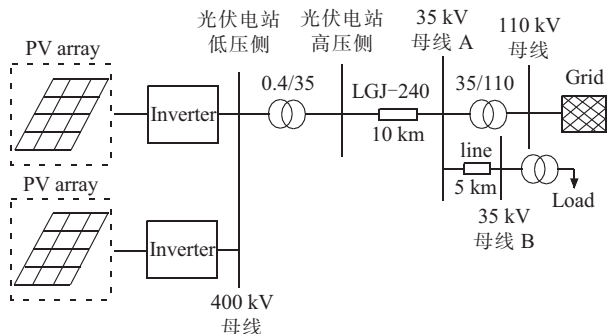


图 6 仿真算例

3.1 并网点电压深跌落至 20%

假设图 6 中线路 line 在 0.5 s 时发生三相短路故障, 故障持续 1.2 s, 并网点电压跌落至额定值的 20% 左右。故障期间并网点电压和电流情况如图 7 所示。选择电网到光伏电站方向为电流正方向。

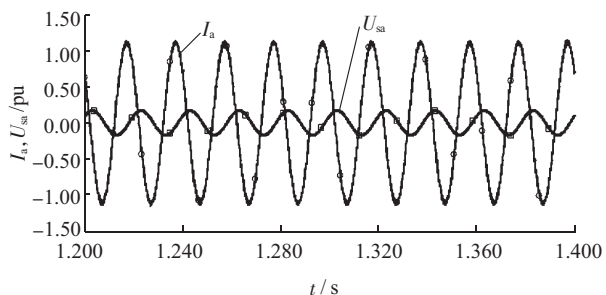


图 7 并网点电压和电流波形

由图可见, 在低电压期间光伏电站的输出电流增大到额定电流的约 1.1 倍, 由于已限制住了有功电流, 因此电流增大的部分主要是无功电流。

低电压期间光伏电站直流侧电压会略有增大, 直流侧电流减小, 因此输入逆变器的功率减小, 不会有过多的电能积累在直流侧电容上。光伏电站有无提供无功功率时并网点电压的对比如图 8 所示。

可见由于逆变器对电网提供了无功功率, 对电网的电压起到了一定的支撑作用, 能将跌落的电压从 0.2 pu 提升到约 0.25 pu。但总体来说, 光伏电站无功控制对并网点电压的支撑作用不算很大, 这是光伏电站的渗透率较低缘故。图 9 和 10 分别为光伏电站输出的有功、无功电流和有功、无功功率。

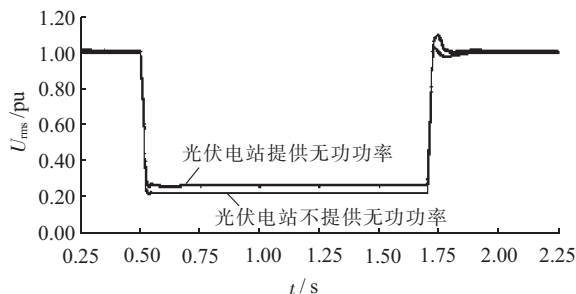


图8 光伏电站有无无功控制时的并网点电压比较

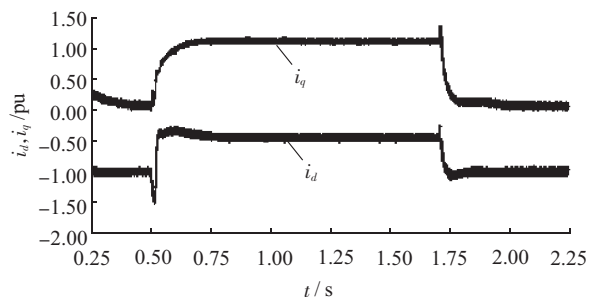


图9 光伏电站输出有功电流和无功电流

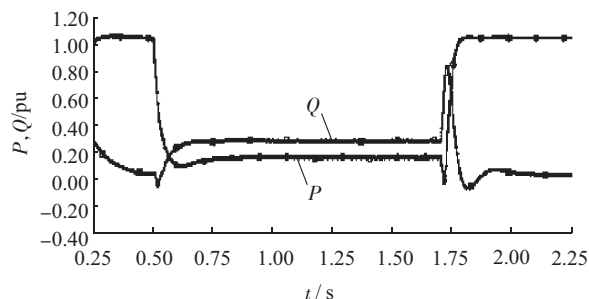


图10 光伏电站输出有功功率和无功功率

由于逆变器进行无功控制,网侧电压跌落到25%时需要提供的无功电流为 $1.5 \times (0.9 - 0.25) = 0.975$ pu。此时受到逆变器容量的限制,必须降低有功电流。此时有功电流为 $\sqrt{1.1^2 - 0.975^2} = 0.509$ pu,总输出电流为 1.1 pu。理论计算与仿真结果一致。有功电流降低,无功电流增大,因此可知总电流增大的部分是无功电流。

此时有功电流输出为 0.509 pu,无功电流输出为 0.975 pu,则有功功率和无功功率分别为 $0.509 \times 0.25 = 0.127$ pu, $0.975 \times 0.25 = 0.244$ pu。由图可见理论计算与仿真结果一致。

3.2 并网点电压浅跌落至 80%

假设图 6 中线路 line 在 0.5 s 时发生三相短路故障,故障持续 1.2 s,并网点电压跌落至额定值的 80% 左右。故障期间并网点电压和电流情况如图 11 所示。仍选择电网到光伏电站方向为电流正方向。

由图可见,由于并网点电压跌落程度很小,因此光伏电站输出电流在故障期间几乎没有增大。

光伏电站有无提供无功功率时并网点电压的对比如图 12 所示。

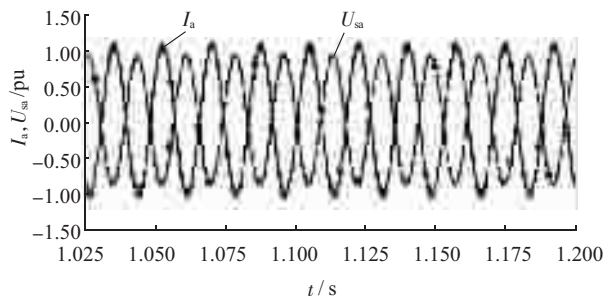


图11 并网点电压和电流波形

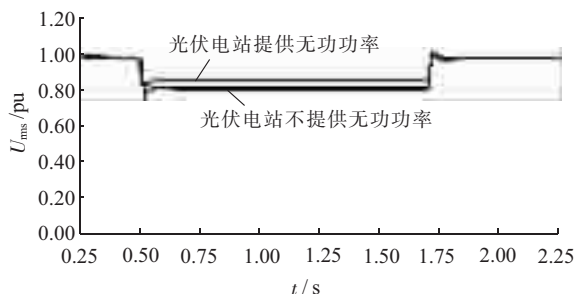


图12 光伏电站有无无功控制时的并网点电压比较

由于逆变器对电网提供了无功功率,对电网的电压起到了一定的支撑作用,能将跌落的电压从 0.8 pu 提升到约 0.86 pu。

综上所述,并网点电压由于故障而导致的深跌落和浅跌落情况下,光伏电站采用控制策略之后均能实现 LVRT,保持并网运行并使逆变器交流侧输出不过流。

4 结束语

文中提出了一种光伏电站 LVRT 控制策略,能够在并网点电压深跌落和浅跌落时保持光伏电站并网运行,同时交流侧电流不过流,不损害光伏逆变器,还可以在电网故障期间向电网提供无功功率以支撑局部电网电压,并通过仿真结果验证了控制策略的有效性。

参考文献:

- [1] MORREN J, DE HAAN S W H. Ride through of Wind Turbines with Doubly-fed Induction Generator during a Voltage Dip [J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2005, 20 (2): 435-441.
- [2] 甄晓亚,尹忠东,王云飞,等. 太阳能发电低电压穿越技术综述 [J]. 电网与清洁能源, 2011, 27(8): 65-68.
- [3] VARMA R K, SALAMA M, SEETHAPATHY R, et al. Large-scale Photovoltaic Solar Power Integration in Transmission and Distribution Networks [C]. IEEE Power & Energy Society General Meeting 2009, 2009.
- [4] 雷一,赵争鸣. 大容量光伏发电关键技术与并网影响综述 [J]. 电力电子, 2010(3): 16-22.
- [5] 李红涛,张军军,包斯嘉,等. 小型并网光伏电站移动检测平台设计与开发 [J]. 电力系统自动化, 2011, 35(19): 39-42.

- [6] 王利平,杨德洲,张军.大型光伏发电系统控制原理与并网特性研究[J].电力电子技术,2010,44(6):61-63.
- [7] 党锁刚,高富春,汉鹏武,等.太阳能发电技术特性研究[J].华电技术,2010,32(6):76-80.
- [8] 国家电网公司.光伏电站接入电网技术规定 [N].2011.
- [9] MARINOPOULOS A, PAPANDEA F, REZA M, et al. Grid Integration Aspects of Large Solar PV Installations: LVRT Capability and Reactive Power/Voltage Support Requirements [C]. Power Technology 2011 IEEE Trondheim, 2011.
- [10] 程军照,李谢森,张腾飞.多路并网光伏发电系统的仿真与分析[J].电力系统及其自动化学报,2009,21(4):58-62.

作者简介:

陈波(1986),男,福建福州人,硕士,从事光伏电站并网控制技术研究工作;

朱凌志(1975),男,博士,高级工程师,从事风力发电、光伏发电系统接入与控制方法研究工作;

朱晓东(1970),男,研究员级高级工程师,从事新能源发电、励磁系统控制等研究工作。

The Simulation and Analysis on Low Voltage Ride Through of Grid-connected Photovoltaic Power Station

CHEN Bo^{1,3}, ZHU Ling-zhi², ZHU Xiao-dong¹

(1. State Grid Electric Power Research Institute, Nanjing 210003, China;

2. China Electric Power Research Institut, Nanjing 210003, China;

3. Fuzhou Electric Power Industry Bureau, Fuzhou 350009, China)

Abstract: Based on the guide requirements of grid-connected photovoltaic power station, a control strategy based on low voltage ride through capability of the PV inverter is proposed for the adverse effects caused by photovoltaic power station off the grid when power failure taking place. The increase of active current can be limited, and the reactive current can be given through putting into the control strategy when the power grid voltage drops. Simulation results show that in the case of network voltage dropping deeply and shallowly at the grid-connected point of photovoltaic power station, the control strategy can ensure that the PV inverter output current flow doesn't overcurrent. At the same time, a certain amount of reactive power can be sent out to the grid to support the recovery of voltage at the grid-connected point and achieve low voltage ride through.

Key words: photovoltaic power station; low voltage ride through; voltage drop; reactive power output

下 期 要 目

- 高压直流输电系统双调谐直流滤波器设计
- 一起 10 kV 线路单相断线故障分析
- 数字化变电站中电能计量装置的检验
- 大规模风电接入的输电网规划研究评述
- PI 实时数据库在大机组供热在线监测系统中的应用
- “六统一”设计下的双母线方式断路器失灵保护运行分析
- 一起备自投拒动事故的分析及解决方案
- 双馈风机改善电力系统阻尼特性的研究
- 高压直流换流变一次通流试验方法的研究及应用

广 告 索 引

江苏华电戚墅堰发电有限公司	封面	《江苏电机工程》协办单位	前插 4
远东电缆有限公司	封二	宿迁电力设计院有限公司	(黑白) 文前 1
南京南瑞继保电气有限公司	前插 1	南京远能电力工程有限公司	封三
《江苏电机工程》协办单位	前插 2、3	南京南瑞集团有限公司信息通信技术分公司	封底

具有多模型适应性的发电机 PSS 参数优化方法

叶慧¹,戴中华²,桂国亮²

(1.东南大学电气工程学院,江苏南京 210096;2.安徽省电力科学研究所,安徽合肥 230601)

摘要:现代电力系统中应用配置的电力系统稳定器(PSS)模型不尽相同,而传统 PSS 参数设计方法仅局限于传统 PSS 模型。文中提出了具有多模型适应性的发电机 PSS 参数优化方法,以 PSS 相位补偿效果为优化目标,采用粒子群算法对该发电机的 PSS 参数进行优化。该方法对多种 PSS 模型具有高度适应性,不仅适用于传统的 PSS 模型,也适用于无超前滞后环节的新型 PSS 模型。算例表明,采用具有多模型适应性的发电机 PSS 参数优化方法可有效提升系统阻尼,抑制系统低频振荡。

关键词:电力系统稳定器;参数优化;多模型适应性;低频振荡

中图分类号:TM744, TM712

文献标志码:A

文章编号:1009-0665(2012)05-0018-03

日益增大的电网规模、快速高顶值倍数励磁系统的应用,大大增加了低频振荡发生的概率,威胁电网安全稳定的运行^[1]。电力系统稳定器(PSS)是安装在同步发电机励磁系统的附加控制器,通过调节发电机励磁产生与 $\Delta\omega$ 同轴的附加力矩,增强系统的阻尼,改善系统的动态稳定性^[2,3]。PSS 装置已广泛用于抑制低频振荡,是最常用、最经济和最有效的措施^[4-6]。对现有的 PSS 装置设定合理的参数,是使其充分发挥阻尼控制作用的前提。

随着技术的发展,PSS 得到广泛的应用和发展,PSS 技术不断成熟。电网的高速发展也相应的对 PSS 提出更高的性能要求,新型 PSS 不断涌现,PSS 种类越来越多,对应的模型也越来越繁杂。对于实际电网中配置的各类 PSS,其模型不尽相同。不同于传统 PSS 模型,部分新型 PSS 模型中没有明显的超前滞后环节,而传统的 PSS 参数配置方法局限于传统 PSS 模型,设计的是超前滞后环节参数^[7-9],并不适用于无超前滞后环节的新型 PSS。因此研究一种对各种 PSS 模型普遍适用的参数设计方法具有很大的工程意义和实用价值。文中提出一种具有多模型适应性的发电机 PSS 参数优化方法,该方法以 PSS 的相位补偿效果为优化目标,根据 PSS 模型的相频特性采用粒子群算法进行单机 PSS 参数优化。该方法对各种 PSS 模型具有极强的适应性,不仅适用于传统 PSS 模型的参数优化,也适用于无超前滞后环节的新型 PSS 的参数优化。

1 优化模型与流程

在实际系统中,可能出现单个发电机与多个低频振荡模式强相关的情况,在进行 PSS 参数设计时,需要考虑 PSS 对多个振荡模式的阻尼效果。

1.1 优化模型

对于一台发电机仅参与单个弱阻尼振荡模式的情况,基于粒子群算法,采用 PSO 算法对 PSS 的参数进行优化。优化的关键是根据 $\Delta\delta-\Delta\omega$ 坐标下的相位补偿关系,得到相关发电机的 PSS 在振荡频率点应当补偿的电角度 θ_{PSS} ,使得 PSS 产生的附加转矩在阻尼轴 $\Delta\omega$ 上投影为正。文中提出如式(1)所示的优化目标,考虑不同运行方式下,振荡模式的频率可能会有偏差,合理拓宽 PSS 在振荡频率附近的补偿频带,提升系统对运行方式的鲁棒性。

$$\min J = \sum_{j=1}^N \theta_{\text{PSS}}(f_j) + \theta_{\text{EX}}(f_j) + 90 \quad (1)$$

式中: f_j 为频带内需要优化的频率; $\theta_{\text{PSS}}(f_j)$ 为频率 f_j 处 PSS 的补偿相角; $\theta_{\text{EX}}(f_j)$ 为频率 f_j 处励磁系统的滞后相角。式(1)中的目标函数适用于以功率偏差为输入信号的 PSS;如果以转速偏差为输入信号的 PSS 则没有 90° 这一常数项。

上述优化模型的约束条件如式(2)所示。

$$\text{s.t.} \begin{cases} X_1^{\min} \leq X_1 \leq X_1^{\max} \\ \vdots \\ X_i^{\min} \leq X_i \leq X_i^{\max} \\ \vdots \\ X_n^{\min} \leq X_n \leq X_n^{\max} \end{cases} \quad (2)$$

式中: X_i 为 PSS 模型中可优化的参数,对于不同的 PSS 模型,可优化的参数是不同的。

1.2 优化流程与步骤

采用测试信号法^[10]可以求得励磁系统的滞后特性,在此基础上进行 PSS 参数优化,具体步骤如下所示。

(1) 统计电网的弱阻尼低频振荡模式并进行模态分析,确定与这些弱阻尼模式强相关的发电机组,

用粒子群算法优化这些发电机组的 PSS 参数;

(2) 采用测试信号法获取相关发电机组在振荡频率 f 附近频带内励磁系统的相位滞后特性;

(3) 根据式(1)所示的优化目标,利用粒子群算法确定 PSS 优化参数的取值;

(4) 对 PSS 参数优化后的系统进行小干扰稳定计算,验证是否满足系统要求,如有需要可适当调整参数。

优化过程的流程如图 1 所示。

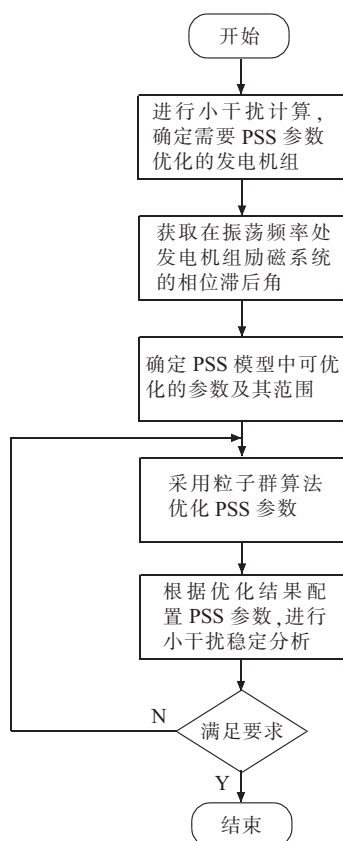


图 1 具有多模型适应性的发电机 PSS 参数优化方法流程

2 算例

选择安徽电网对优化算法的性能进行测试。对该系统进行小干扰稳定分析,结果如表 1 所示。加粗标出的是阻尼比低于 0.03 的弱阻尼振荡模式,与这些弱阻尼振荡模式强相关的发电机组上的 PSS 需要进行参数优化。

与振荡模式(4)强相关的发电机组的 PSS 传递函数模型如图 2 所示,该 PSS 模型不是传统的 PSS 模型,没有超前滞后环节,不能根据 PSS 应当补偿的电角度直接计算得到 PSS 的参数。

该模型中前 5 个环节为采样环节与隔直环节,时间参数的取值是固定的。后面的环节提供 PSS 补偿角度,可以进行优化的参数是速度信号放大倍数

表 1 安徽电网小干扰稳定结果

序号	特征根	频率/Hz	阻尼比
(1)	-0.245 2+j4.487 6	0.714 2	0.054 6
(2)	-0.231 6+j4.977 6	0.792 2	0.046 5
(3)	-0.295 3+j5.378 4	0.856 0	0.054 8
(4)	-0.341 0+j12.176 5	1.938 0	0.028 0
(5)	-0.266 3+j12.408 8	1.974 9	0.021 5
(6)	-0.394 5+j12.705 5	2.022 1	0.031 0

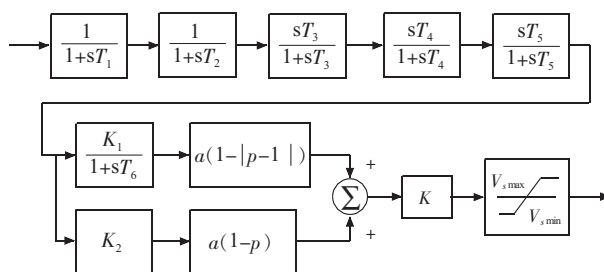


图 2 安徽电网某新型 PSS 传递函数模型框图

K_1 、加速度信号放大倍数 K_2 、时间常数 T_6 、放大倍数 a 和相位 p 。对于该类型的 PSS,采用粒子群算法,以 PSS 的相位补偿效果为优化目标,根据 PSS 模型计算 PSS 传递函数的相频特性,求得补偿效果最优的参数如表 2 所示。

表 2 安徽电网某新型 PSS 参数优化结果

PSS 参数名	T_6	K_1	K_2	a	p
优化结果	4.901	0.104	0.594	5.395	0.026

与振荡模式(5)强相关的发电机组的 PSS 模型如图 3 所示,该模型与传统 PSS 模型一样,都有超前滞后环节。以 PSS 的相位补偿效果为优化目标,超前滞后环节的时间常数这一待优化参数的优化结果如表 3 所示。

采用文中方法优化 PSS 参数后的安徽电网小干扰计算结果如表 4 所示,PSS 参数优化后振荡模式(4)和振荡模式(5)的阻尼比都上升,满足系统要求。采用文中提出的发电机 PSS 参数优化方法优化配置传统类型或新型 PSS 参数,能够有效地提高弱振荡模式的阻尼,实现了优化目标,取得了较好的优化效果。

3 结束语

具有多模型适应性的发电机 PSS 参数优化方法可根据 PSS 模型的相频特性,以 PSS 的相位补偿效果为优化目标进行参数优化。在安徽电网中的应用结果表明,相对于传统方法,该方法对各种 PSS 模型的适应性更强,不仅适用于传统 PSS 模型的参

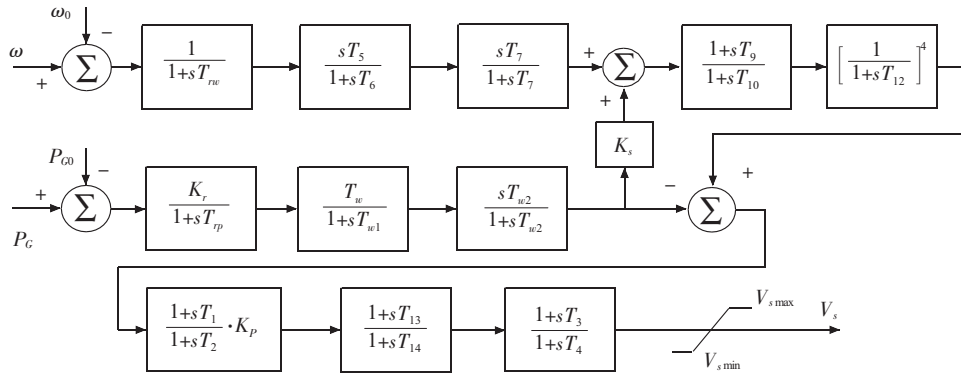


图3 安徽电网某传统 PSS 传递函数模型框图

表3 安徽电网某传统 PSS 参数优化结果

PSS 参数名	T_1	T_2	T_3	T_4
优化结果	0.2	0.05	0.2	0.05

表4 PSS 参数优化后安徽电网小干扰计算结果

序号	振荡模式	频率/Hz	阻尼比
(1)	$-0.2668 + j4.4863$	0.7140	0.0594
(2)	$-0.2340 + j4.9751$	0.7918	0.0470
(3)	$-0.2963 + j5.3758$	0.8556	0.0550
(4)	$-0.5960 + j11.8945$	1.8931	0.0500
(5)	$-0.3876 + j12.6192$	2.0084	0.0307
(6)	$-0.3944 + j12.7111$	2.0230	0.0310

数优化,也适用于无超前滞后环节的新型 PSS 的参数优化。优化后安徽电网的阻尼得到提升,系统低频振荡得到有效抑制。

参考文献:

- [1] 余贻鑫,李鹏.大区电网弱互联对互联系统阻尼和动态稳定性的影响[J].中国电机工程学报,2005,25(11):6-11.
- [2] 徐钢.电力系统稳定器现场试验研究[J].江苏电机工程,2003,22(2):15-16.
- [3] 倪以信,陈寿孙,张宝霖.动态电力系统的理论和分析[M].北京:清华大学出版社,2002.

[4] CHEN S, MALIK O P, CHEN T W. Robust Power System Stabilizer Design[J].Optimal Control Applications and Methods, 1997, 18(3):179-193.

[5] 范国英,郭雷,孙勇,等. BFO-PSO 混合算法的 PSS 参数优化设计[J].电力系统及其自动化学报,2010,22(6):28-31.

[6] 刘杨名,严正,胥国毅.免疫遗传算法在多机电力系统 PSS 参数优化中的运用[J].继电器,2007,35(7):19-23.

[7] 吴峰,陈维荣,李奇,等.基于粒子群优化算法的 PSS 参数优化[J].电力系统保护与控制,2009,37(10):53-58.

[8] 曾艳,陈迅.基于 PSD 程序的 PSS 参数优化设计、现场整定试验及仿真校核计算[J].电力自动化设备,2009,29(11):66-70.

[9] 高磊,蒋平,李海峰,等.江苏电网电力系统稳定器参数优化[J].江苏电机工程,2007,26(4):6-9.

[10] 孙明洁,徐政,林宇锋,等.基于 PSS/E 程序的 PSS 参数整定与校核系统[J].华东电力,2007,35(2):4-8.

作者简介:

叶慧(1987),女,江苏张家港人,硕士,研究方向为电力系统运行控制;

戴中华(1984),男,安徽池州人,工程师,从事电网协调试验研究工作;

桂国亮(1978),男,安徽桐城人,硕士,工程师,从事电网协调试验研究工作。

The Optimization Method of Generator PSS Parameter with Multi-model Adaption

YE Hui¹, DAI Shen-hua², GUI Guo-liang²

(1. School of Electrical Engineering; Southeast University, Nanjing 210096, China;

2. Anhui Electric Power Research Institute, Hefei 230601, China)

Abstract: Power System Stabilizer (PSS) models of application configuration are not the same in the modern power systems. However, the design methods of traditional PSS parameter are limited to the traditional PSS model. The optimization method of generator PSS parameter with multi-model adaption is proposed in this paper to achieve the optimization target that the effect of PSS phase compensation is realized. Particle swarm is used to optimize the PSS parameters of the generator. This method is highly adaptable to a variety of PSS models. It is not only applicable to the traditional PSS model, but also to the new PSS model without the lead and lag part. Examples show that the optimization method of generator PSS parameter with multi-model adaption can effectively enhance the system damping and suppress low frequency oscillation.

Key words: PSS; parameter optimization; multi-model adaption; low frequency oscillation

一例红外测温技术诊断 220 kV 隔离开关过热缺陷

张 扬

(江苏省电力公司检修分公司盐城分部,江苏 盐城 224002)

摘 要:红外测温诊断技术可以及时发现电力设备缺陷,避免故障扩大造成事故。通过对 220 kV 隔离开关红外测温图谱的分析,诊断造成过热缺陷的原因为动静触头接触不良,现场停电检查证实了分析结论,表明红外测温技术对检测、诊断隔离开关过热缺陷是有效的。

关键词:红外测温;隔离开关;过热缺陷;诊断

中图分类号:TM564.1

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)05-0021-02

红外测温技术是利用红外探测技术获取设备红外辐射状态的热信息,然后转换成温度进行显示的技术,它能测量设备表面上某点周围确定面积的平均温度,以温度高低来判断其工作状态的正常与否^[1]。通过掌握设备的过热规律及其表面温度场的分布及温升状况,结合设备结构分析传导热能的途径,可发现各类设备缺陷,为设备的故障诊断提供重要依据^[2]。目前,检修单位使用便携式红外测温仪对运行设备进行一般检测,发现异常后,对异常部位进行精确检测,通过表面温度判断法、同类比较判断法、图像特征判断法、相对温差判断法、档案分析判断法、实时分析判断法等方法对故障原因进行综合分析诊断^[3]。通过一起 220 kV 隔离开关过热缺陷处理的案例,对红外测温技术在过热缺陷诊断中的应用进行阐述。

1 过热缺陷的诊断

1.1 过热缺陷简介

2012年1月8日,运行人员在某 220 kV 变电站定期红外检测时发现某间隔 220 kV 隔离开关 A 相过热,最高温度 156℃。1月9日,电气试验人员对该隔离开关过热部位进行精确测量,证实 A 相过热,最高温度达 160℃,最热点在动静触头结合处,初步判断为隔离开关动静触头接触不良。

1.2 过热缺陷诊断

1月9日,在开关分闸、母线带电的情况下,对该 220 kV 间隔 A 相隔离开关过热缺陷进行初步处理。现场检查发现 A、B 两相隔离开关拉杆顶部与隔离开关转瓶处半月形连接板在合闸状态相碰,导致 A、C 两相隔离开关合闸不到位,触头夹紧力不够。现场处理后,对该隔离开关进行复测,发现 A 相隔离开关触头部位温度较未处理前明显降低,但是 A 相隔离开关 X 形连接处轴销温升迅速,最热点温

度达 111℃,测试图谱如图 1 所示。



图 1 隔离开关 X 形连接处红外测温图谱

由图 1 可知该隔离开关过热缺陷并未彻底消除,出现了新的过热点。于是调取之前拍摄的红外测温图谱分析新过热点的成因,1月8日 A、B、C 三相隔离开关各导电杆的测温结果如表 1 所示。

表 1 三相隔离开关各导电杆的测温结果 ℃

导电杆	A 相	B 相	C 相
1	16	6	4
2	2	4	7

分析表 1 可知,B、C 两相隔离开关导电杆间的温差不大,说明电流基本平衡。A 相隔离开关导电杆 1 温度高于 B、C 两相隔离开关导电杆 1 温度,A 相隔离开关导电杆 2 温度变化情况与导电杆 1 正好相反,说明 A 相隔离开关导电杆 1 电流比正常电流高,导电杆 2 电流比正常电流低,即导电杆 2 所在回路的电阻比导电杆 1 所在回路的电阻大。

进一步分析 A 相隔离开关刀口温度的变化情况如表 2 所示,图 2、图 3 分别为 1 月 8 日和 1 月 9 日 A 相隔离开关红外测温图谱。

根据表 2 可诊断出 A 相隔离开关 X 形连接处轴销过热的原因是:未处理前,隔离开关动静触头接触不良使大部分负荷分流至某一侧导电杆,导致某一侧导电杆温度偏高;初步处理后,经过隔离开关拉杆多次分合调整,动静触头间的接触有所改善,在隔



图2 1月8日A相隔离开关红外测温图谱



图3 1月9日缺陷初步处理后的红外测温图谱

表2 A隔离开关刀口的测温结果 $^{\circ}\text{C}$

日期	刀口 A	刀口 B
1月8日	121	13
1月9日	28	19

离开关 X 形连接处经轴销形成了较大分流,造成轴销部位开始过热。初步处理前后隔离开关的电路模型如图 4 所示。图 4(a)中 I_1, I_2, I_S 分别为处理前导电杆 1, 2 以及轴销电流; R_1, R_2, R_S 分别为处理前导电杆 1, 2 以及轴销电阻; $I_{\text{负荷}}$ 为负荷电流。图 4 (b)中 I'_1, I'_2, I'_S 分别为处理后导电杆 1, 2 以及轴销电流; R'_2 分别为处理后导电杆 2 电阻。结合上述分析结果可知: $R_2 > R'_2, I_2 < I'_2, I_1 > I'_1, I_S < I'_S$ 。

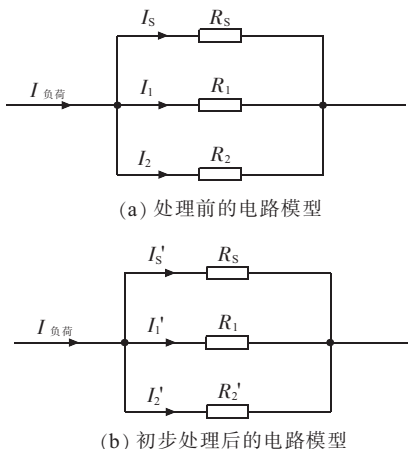


图4 初步处理前后隔离开关的电路模型

1月10日,在开关分闸、母线停电的条件下,对该 220 kV 间隔 A 相隔离开关过热缺陷进行处理。

现场检查发现隔离开关 2 个动触头中的一个烧损严重,另外一个轻微烧损;发现与动触头接触的静触头接触面有烧损痕迹。现场测量过热触头所在导电杆至底座整体回路电阻 $115 \mu\Omega$, 另一导电杆至底座整体回路电阻 $109 \mu\Omega$,导电杆正常。由此判定隔离开关过热的原因:动触头烧损导致动静触头接触不良而引起发热,同时也进一步验证了红外测温图谱的分析结论是正确的。

2 过热缺陷处理

该隔离开关动触头为四面对称结构,现场将 2 个动触头翻转后使用未烧损的接触面与静触头接触,并将静触头翻转 90° ,使用未烧损的接触面与动触头接触。同时使用酒精对动静触头接触面的氧化层进行擦拭,清理干净后涂上导电膏。处理完毕后,合闸测量该隔离开关的回路电阻值为 $75 \mu\Omega$ 。低于出厂值 $90 \mu\Omega$,说明缺陷处理成功。

3 注意事项

(1) 正确使用红外测温设备。测量前正确设置辐射率,并注意外界环境以及焦距与距离的影响;对同组三相设备、同类设备均进行测量,便于分析比较;测量后注意对各类影响因素进行数据修正^[4]。

(2) 注意隔离开关的检修管理。对老旧隔离开关或运行状况不良的隔离开关要加强监视,利用停电检修的机会,检查隔离开关的动静触头接触是否良好,发现问题及时处理,并加强备品备件管理,备足备齐各类部件^[4]。

4 结束语

对 220 kV 隔离开关红外过热缺陷的检测和诊断表明,红外测温技术是及时发现、处理设备过热缺陷的有效手段。利用红外测温技术,对隔离开关等设备进行例行检测,可尽早发现设备局部发热现象,对缺陷及时进行分析和处理,避免故障扩大造成事故。

参考文献:

- [1] 谭 湛.红外成像测温技术在变电站设备中的应用[J].上海电气技术,2009,2(4):9-12.
- [2] 胡红光.电力红外诊断技术作业与管理[M].北京:中国电力出版社,2006.
- [3] DL/T 664—2008,带电设备红外诊断应用规范[S].
- [4] 张宗伟,卢昌宏.GW5-126 型隔离开关触头烧损故障分析及对策[J].高压电器,2011,47(2):76-79.

作者简介:

张 扬(1982),男,江苏盐城人,工程师,从事电气设备绝缘预防性试验与试验数据分析研究工作。

(下转第 24 页)

10 kV 真空负荷开关操动机构故障分析

顾在峰,黄宇保,王峰
(南京供电公司,江苏南京 210013)

摘要:介绍了真空开关操作机构的典型故障,结合真空开关的操作机构的种类和原理,分析了一起10 kV真空开关操作机构故障发生的原因。根据相关运行管理规定和以往工作经验,提出了相应的预防措施,可供类似的开关选型和调试参考。

关键词:真空开关;操作机构;防范措施

中图分类号:TM564

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)05-0023-02

10 kV真空负荷开关作为较先进的的开关设备,适合频繁操作,具有结构简单、开断能力较强、灭弧性能好、机械电寿命长、检修维护工作量小、防燃、防爆、运行可靠性高、检修周期长等优点,因此广泛使用在配电线路上。负荷开关的工作原理与断路器相似,也具有简单的灭弧装置,但其结构比较简单,一般不具备电流互感器和继电保护等功能。操动机构是真空开关的核心部件之一,其作用是驱动真空灭弧室的动触头,以达到闭合与分断电路的目的。目前,专门供真空开关配用的操动机构主要有弹簧操动机构、电磁操动机构和永磁操动机构^[1]。结合一起故障,分析了真空开关操动机构的常见故障及相应的处理方法,并探讨了此类故障的防范措施,希望能为这类问题的解决提供参考。

1 故障过程及开关参数

1月14日,根据计划,拟对10 kV某线沿线的某某小区进行更换柱上开关工作。根据停电计划需拉开该线03号杆分段开关,操作人员在现场操作时发现,该开关拉不开。为了安全起见,向调度汇报要求扩大停电范围。停电范围的扩大,一方面需再次进行操作,延长了停电时间,另一方面还增加了停电用户数量,降低了用户供电可靠性。

该分段开关型号为ZW6-12/630,出厂编号为990610,出厂日期为1999年7月8日,安装日期为1999年8月14日,早期南京供电公司曾大量使用该型号的真空开关。故障开关的操动机构属于手动弹簧储能操动机构,具有电动操动机构接口。操动机构型号为CT25-II,额定电机电压220 V,过电流脱扣器额定电流6 A。

2.1 真空开关操作机构种类及典型故障

真空开关的操动机构主要有电磁式、弹簧式及永磁式3种。在真空开关发展初期多采用电磁操动

机构,常用的电磁操动机构有CD10和CD19等型号,其优点是结构简单、制造成本低,缺点是操作电流大、合闸线圈消耗功率大和操作不便。弹簧操动机构是利用已储能的弹簧为动力使开关动作,分为手动和电动弹簧储能操动机构。弹簧储能通常是由电动机通过减速装置完成,优点是电动机功率小、交直流两用和适宜交流操作,其缺点是结构较复杂、零件数量多,且要求加工精度高、制造工艺复杂和成本高。如不密封,2~3年后将会锈蚀,易出现误动与拒动现象。永磁操动机构是20世纪90年代后的最新技术,采用电磁铁操动、永久磁铁锁扣、电容器储能且用电子器件控制,避免了合分闸位置机械脱扣、锁扣系统所造成的不利因素,无需任何机械能而通过永久磁铁产生的保持力就可使真空开关保持在合、分闸位置,具有较高的可靠性,实现了传统操动机构的全部功能,并在一定程度上实现智能化。

在上述3种操动机构中,电磁操动机构将逐渐退出运行领域,弹簧机构已经较好解决了密封问题,在今后较长时间内仍将获得广泛应用。永磁机构相对具有结构简单、零部件数量少、没有机械锁扣和只有一个运动部件等特点,由于造价、应用和维护等方面的优势,未来可能成为真空开关的首选机构。

当前配网线路使用的柱上真空开关操作机构故障主要有:早期投运的柱上真空开关会随着时间的延长出现锈蚀现象;部分新上柱上真空开关储能、分合闸指示不对位;分合闸失灵等。实际中分合真空开关时主要表现为3种故障形式:开关分合储能位置指示器机构卡涩造成的故障;储能位置指示器弹簧较细、老化造成的故障;开关弹簧操作机构卡涩造成的故障。以上3种故障约占真空开关总故障数的70%~95%,故障率较高,严重影响了供电可靠性。

2.2 故障原因分析

造成开关操动机构分闸失灵的故障原因大致有电气和机械2个方面,电气原因有:由于辅助开关接

触不良或其他电器件损坏造成回路不通;分闸线圈损坏使分闸铁心无法正常顶开分闸掣子。机械原因有:分闸铁心固定螺丝松动脱落或卡涩而造成分闸铁心无法正常工作;分闸掣子扣入量过多,顶杆调整不当;分闸顶杆变形,分闸时存在卡涩现象。

为了进一步分析某线分段开关分闸失灵的原因,对故障开关进行了分解,发现故障开关由于机械故障,开关操动机构中的分闸顶管变形,分闸各有关弹簧压缩或拉伸过小,导致弹簧变形,开关分闸力过小,操动机构无法动作,导致开关不能正常拉合,最后酿成此次开关无法分闸的故障。

3 事故预防及应对措施

(1) 严把验收关。由于柱上开关是户外设备,受气候影响很大,风雨雷电都会对设备造成一定程度的影响。因此产品质量显得尤为重要,不合格的产品容易发生锈蚀、机构老化等故障。需要严格把好设备的选型、调试及交接试验关,加强对设备的入网审核,确保产品质量合格。及时发现并处理设备存在的先天缺陷,防止设备在运输中的变化及机构调整后出现的不配套现象,特别是操动机构与真空开关连接后的问题。主要检测的参数有:合闸弹跳、分闸同期、开距、压缩行程、合分闸速度及时间等,所有参数均应满足要求。

(2) 定期运行维护。开关投运后,需加强运行巡

视,做好运行中的检查、维护、预试工作。定期进行绝缘检查、本体及操作机构试验。最好对真空开关操动机构进行定期检查,其中包括对真空开关分合闸操作,以保证其动作可靠。为使操作机构经常良好地动作,必须检查机构部分的润滑状态,根据情况进行清理注油。有条件的进行试操作,确保机构动作正常良好。一般来说,真空开关的检修主要针对机构检修,开关的本体不能检修。对机构的检修应严格执行有关检修规程、规定和检修工艺导则,保证检修质量。

4 结束语

10 kV 真空负荷开关的弹簧操动机构是利用已储能的弹簧为动力,实现开关的分合闸操作。弹簧操动机构以其结构简单紧凑、操动灵活、机械寿命长等优点被广泛应用,但由于弹簧操动机构加工工艺要求较高,传动环节较多,有时也可能会出现故障,这就要求在实际中不断研究总结操动机构的运行维护经验,着力提升配网运行水平和社会效益。

参考文献:

[1] 李天友主编.配电技术[M].北京:中国电力出版社,2008.

作者简介:

顾在峰(1971),男,江苏无锡人,工程师,从事配网管理工作;
黄宇保(1985),男,江西新余人,工程师,从事配网管理工作;
王 峰(1962),男,江苏南京人,技师,从事配网检修管理工作。

Fault Analysis of the Operating Mechanism in 10 kV Vacuum Load Switch

GU Zai-feng, HUANG Yu-bao, WANG Feng

(Nanjing Power Supply Company, Nanjing 210013, China)

Abstract: Typical faults of the operating mechanism in vacuum load switch is introduced in this paper. Based on the category and the theory of the operating mechanism, causes of a fault occurring on it in 10 kV vacuum load switch are analyzed. According to the relevant operating regulations and working experience, some precautions are proposed, offering reference for selecting and debugging similar switch.

Key words: vacuum load switch; operating mechanism; precautions

(上接第 22 页)

An Example of Diagnosing Overheating Defects in 220 kV Disconnecter by Infrared Thermometric Techniques

ZHANG Yang

(Yancheng Department of Jiangsu Electric Power Company's Maintenance Branch, Yancheng 224002, China)

Abstract: Infrared thermometric diagnosis techniques can found defects in electric power equipments in time, avoiding a fault to expand into an accident. Based on the analysis of infrared thermometric mapping of 220 kV disconnecter, the cause of overheating defects is the poor touching between dynamic and static contacts. The analysis result is verified by cutting power and examination at the scene. It shows that infrared thermometric techniques is valid to detect and diagnose the overheating defects of a disconnecter.

Key words: infrared thermometric; disconnecter; overheating defects; diagnosis

一起电容式电压互感器电磁单元故障分析

陈明光¹,包玉树²,张兴沛²

(1.江苏省电力公司徐州检修分公司,江苏 徐州 221000;

2.江苏方天电力技术有限公司,江苏 南京 211102)

摘要:介绍了一起220 kV电容式电压互感器(CVT)电磁单元一次引线断线导致设备二次绕组失压的故障案例,分析了可能导致该故障现象的原因,结合CVT的结构特点,在无法对此类设备进行解体检查的情况下,提出通过排除法和关联试验间接判断故障原因的方法,并对该类设备改进的方案进行了探讨。

关键词:电容式电压互感器;电磁单元;故障;失压

中图分类号:TM451⁺.2

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)05-0025-02

电容式电压互感器(CVT)是高压电网供电计量、保护、指示和同期用的重要设备,可兼作耦合电容器供电力载波通信线路、高频保护和远动通道之用。与电磁式电压互感器相比,CVT可防止因铁心饱和引起的铁磁谐振,并具有优良的瞬变响应特性,因此在110~500 kV中性点直接接地系统中得到广泛应用。但受到设计、工艺和原材料等多种因素的影响,CVT投运后故障率远远高于常规电压互感器和耦合电容器,严重影响了电网的安全运行。目前电网中正在运行的CVT,除少数早期投运的产品外,大部分是电容单元和电磁单元集成为一体式型号,此类CVT外部和端子箱中无电磁单元一次侧引出线,如该部分发生故障,在不对设备进行解体的情况下,难以直接对其进行单独试验以准确判断故障情况,遇到此类问题时,可通过排除法并结合其他关联试验结论来间接判断故障情况。文中引述一220 kV CVT二次侧失压故障实例,首先通过试验排除上节耦合电容器和二次绕组发生故障的可能,其次通过自激法对下节耦合电容器进行介质损耗因数和电容量试验,通过异常信号判断该部分有电气连接开断情况,对下节耦合电容器与电磁单元一次部分进行整体绝缘测试并且对油箱中绝缘油化验分析,发现油箱中有电弧放电现象,由此将故障锁定为CVT电磁单元一次侧断线。

1 故障实况

2011年10月31日徐州地区220 kV某变电站在正常运行中,突然出现220 kV副母线压变B相二次侧失压故障,相关部门遂下令进行停电检查。

故障相压变型号为TYD220/ $\sqrt{3}$ -0.01H,2008年4月出厂,由2节瓷套外壳的电容分压器和安装在下部油箱中的电磁单元构成。其中 C_{11} 安装在上

节瓷套内, C_{12} 分压电容和 C_2 共装在下节瓷套内。其电容量分别为: $C_{11}=19\ 615\ \text{pF}$, C_{12} 和 C_2 串联后的电容量为19 705 pF。其结构如图1所示。

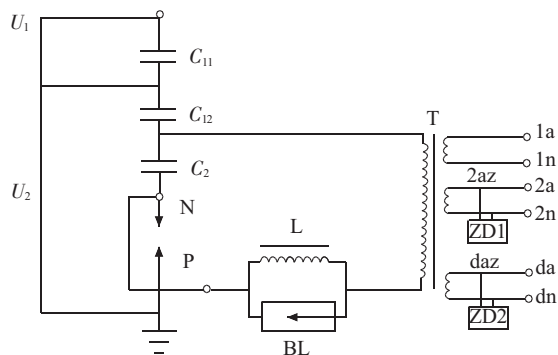


图1 CVT结构原理

故障发生后,在运行状态下,试验人员分别直接对3个二次电压绕组进行输出电压测量,确认电压输出为0,现场检查CVT外观正常,无异音现象。

2 故障原因分析

2.1 原理分析

根据CVT结构特点和工作原理可知,可能导致CVT二次侧失压故障的原因主要有:电磁单元一次引线、绕组断线或接地;分压电容 C_2 短路;各分压电容之间的联结断线;油箱电磁单元烧坏、进水受潮等故障;接地端连接不牢固,N、P连接不牢固或放电^[1]。

2.2 电气试验分析

针对可能导致故障发生的因素,在设备停电状态下对该CVT进行诊断试验,分别测量了该CVT上下节耦合电容器的绝缘电阻、介质损耗因数、电容量和中间变压器的二次绕组直流电阻、绝缘电阻以及绝缘油化验分析。试验表明该CVT上节耦合电容器绝缘电阻、介质损耗因数和电容量均在合格范围内,因此可排除上节耦合电容器发生故障的因素。

对下节耦合电容器和电磁单元试验时发现异常

试验数据。下节整体绝缘电阻(含电磁单元)为 4 000 M Ω ,小于合格标准的 5 000 M Ω ^[2]。采用自激法测量 C_{12} 和 C_2 的介质损耗因数和电容量时,仪器显示高压无信号,未出现输出过载等其他异常信号。在排除试验接线错误、试验仪器故障、现场电磁场环境干扰的因素后,初步判断该 CVT 一次侧、二次侧之间的电压关联已经被破坏。异常数据如表 1 所示。

表 1 下节 CVT 异常试验数据

试验项目	试验数据	合格标准
绝缘电阻	4 000 M Ω	>5 000 M Ω
介质损耗因数和电容量测量	自激法高压无信号	与初值差 $\leq 2\%$,同相两节电容量相差 $\leq 5\%$

在此基础上,对该 CVT 二次绕组绝缘电阻和直流电阻进行测量,试验结果表明其二次绕组绝缘电阻和直流电阻均合格,故可排除二次绕组故障的因素^[3],由此故障范围缩小为下节耦合电容器和电磁单元一次侧部分。

下节耦合电容器包括分压电容 C_{12} 和 C_2 ,假设故障发生在该部位,则应出现 C_{12} 断线或 C_2 短路的情况,然而在测量 C_{12} 和 C_2 的介质损耗因数和电容量时仪器未出现输出过载信号,表明 C_2 并未短路。又由于下节电容器与电磁单元整体绝缘电阻偏低,与 C_{12} 断线的情况不相符。因此故障部位很可能出现在电磁单元,且由于故障原因导致下节整体内部绝缘状况劣化,造成绝缘电阻偏低。

2.3 绝缘油化验分析

由于该类型 CVT 外部和端子箱中无电磁单元一次侧引出线,难以直接对其进行单独试验以准确判断故障情况,鉴于此通过关联试验来间接判断故障情况。电磁单元安装在 CVT 下部油箱中,当电磁单元一次侧引线发生非应力性断裂时(如高温烧灼或电弧放电等情况),绝缘油中会析出相应的故障气体,根据析出气体类型和产量可以判断故障性质。

通过对该 CVT 绝缘油化验分析发现,油中氢气和总烃产量均超标,且油中含有 C_2H_2 ,表明中间变压器内部发生过电弧放电现象。绝缘油化验数据如表 2 所示。

根据油化验结果,进一步推断电磁单元一次侧引线或绕组发生过电弧放电的情况,并导致其断裂。

3 故障设备解体检查

根据诊断性试验分析结论,相关专家和技术人员对该 CVT 进行了解体检查。工作人员打开电磁单元油箱法兰后,发现有刺鼻和刺眼的油气挥发。将电容器单元吊离下节油箱后,发现电磁单元变压器

表 2 绝缘油化验数据 $\mu\text{L/L}$

项目	数据
H_2	292
CH_4	960
C_2H_6	375
C_2H_4	6 895.4
C_2H_2	86.6
总烃	8 317.9

至分压电容器之间的联结线过长,发生与箱壳碰接的情况,并且伴有明显的烧伤放电痕迹,连接引线已经烧灼断裂(如图 2 所示),这个结果与试验分析的结论一致。



图 2 故障设备解体实拍图

4 结束语

CVT 作为一种重要的电力设备,应用越来越广泛,但其故障率居高不下,且越来越多运行时间较短的 CVT 出现严重故障(文中案例中的 CVT 投运只有 3 年时间)。然而 CVT 停电检修困难,故障影响面广,解体检修周期较长,因此运维人员应加强该类设备巡视,重点应加强红外测量,当设备出现热点异常时能作出正确的判断和处理。建议制造厂加强油箱电磁单元电气联结部分的绝缘强度,完善设计和制造工艺,保证各联结线对地及其他元器件之间的绝缘距离,严格进行出厂检验试验,切实有效地防止该类故障的发生。

参考文献:

- [1] 陈化钢.电力设备预防性试验方法及诊断技术[M].北京:中国科学技术出版社,2001.
- [2] GB/T4703—2007,电容式电压互感器[S].

作者简介:

陈明光(1983),男,江苏徐州人,助理工程师,从事 220 kV 及以上电压等级电气试验和状态检修评价工作;
包玉树(1963),男,江苏徐州人,高级工程师,从事高压电气试验研究工作;
张兴沛(1980),男,江苏徐州人,工程师,从事电力计量管理工作。

一种新型级联多电平动态电压恢复器的研究

刘伟¹, 孟庆刚², 商姣², 钱长远², 王宝安²

(1.南京南瑞继保电气有限公司,江苏南京 211102;2.东南大学电气工程学院,江苏南京 210096)

摘要:动态电压恢复器(DVR)是一种电压型电能质量补偿装置,串联在电网和负载之间,用于保障负载侧的电能质量。提出了一种新型级联多电平DVR,两个H桥功率单元级联构成一个逆变单元,并依靠整流电路给逆变单元直流侧电容器提供能量。装置采用电容器耦合方式串入电网,选用数字信号处理器(DSP)、现场可编程门阵列(FPGA)和复杂可编程逻辑器件(CPLD)构成控制系统。进行了详细的硬件和软件设计,实际运行测试结果表明,该级联多电平DVR响应速度快,能够迅速、有效地产生补偿电压,保证了负载侧的用电质量。

关键词:动态电压恢复器;级联多电平;DSP;电压补偿

中图分类号:TM761

文献标志码:A

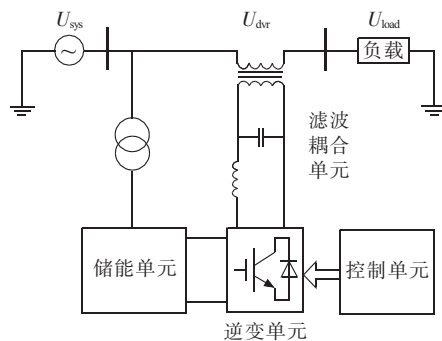
文章编号:1009-0665(2012)05-0027-05

近年来,随着电力电子技术的不断发展与进步,涌现了大量的电力电子设备,这些设备会在一定程度上给电网带来谐波污染,一些特殊部门如半导体制造、精密仪器加工、电信、医疗、银行、军事等部门对电网中的谐波、短时断电、过电压、电压跌落、电压骤升等电能质量问题十分敏感,处理不当可能会造成重大经济损失和不良社会影响。另外,由于输电线路自身压降等问题,会造成距离变电站较远的地区电压偏低,影响正常的生产生活^[1,2]。针对这些问题,动态电压恢复器应运而生。动态电压恢复器(DVR)是一种电压型电能质量补偿装置,串联在电网与负载之间,能够有效解决电网电压谐波、电压跌落、三相不平衡等电能质量问题对负载造成的影响。

目前能够应用于中压配电网的DVR拓扑主要有基于功率开关器件串联的两电平结构以及基于多电平变换器的多电平结构,多电平结构相较于两电平结构具有输出谐波小、开关频率低等优点,其中,H桥级联型多电平变换器因易于封装和模块化而受到广泛关注。文献[3]设计了一种五模块级联无串联变压器的DVR,三相电网电压经多绕组移相变压器后进行整流,给H桥供电,不需要其他的储能设备;然而随着电平数增多,移相变压器的设计与制造将会变得困难。文中设计的新颖级联多电平DVR,三相分别独立,电网相电压经隔离变压器后进行整流,给H桥供电,该拓扑从储能单元到逆变单元结构均相同,当电平数增多时,隔离变压器的设计与制造仍十分简单。通过对系统进行合理的硬件、软件设计与调试,该新型级联多电平DVR成功实现挂网运行。

1 DVR简介

DVR是一种电压型电能质量补偿装置,串联在电网与负载之间。工作时相当于受控电压源,可在电网和敏感负载之间插入1个任意幅值和相位的电压,当电网电压畸变时,通过改变DVR的输出电压,达到稳定敏感负载电压的目的。其典型的单相电路结构如图1所示,主要包括储能单元、逆变单元、滤波耦合单元和控制单元四部分^[1,2]。



U_{sys} 为系统电网电压; U_{dvr} 为 DVR 补偿电压; U_{load} 为敏感负载电压

图1 DVR 典型电路结构

DVR 实时监测电网电压 U_{sys} 的变化,当检测到电网电压发生波动时,迅速计算出需要的补偿电压,产生脉宽调制(PWM)脉冲,控制逆变单元动作产生补偿电压 U_{dvr} ,经过滤波耦合单元串入电网,保证敏感负荷电压 U_{load} 的稳定。

2 级联多电平 DVR 系统设计

2.1 主电路结构

文中设计了一种新型级联多电平DVR,其主电路结构如图2所示,3个单相DVR分别对三相电网电压进行补偿。储能单元采用电容器储能,电网电压经整流后给电容器供电;将2个H桥功率单元级联

后作为 DVR 的逆变单元,级联多电平技术可有效减少开关频率,降低装置损耗^[4-7];采用电容器耦合方式将 DVR 串入电网中。

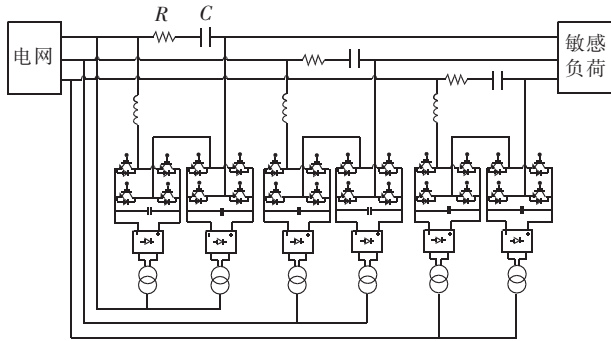


图2 级联多电平 DVR 主电路结构

DVR 在补偿电网电压的过程中,需要吸收能量,因此需配置储能单元。储能单元通常采用 2 种形式:直接采用蓄电池等蓄能器件;采用整流装置给电容器供电。由于蓄电池等储能元件的存储能量有限,采用这种储能形式的 DVR 只能补偿短时电压问题,无法长时间连续运行。文中将电网电压通过隔离变压器后,经二极管整流电路给 DVR 直流侧电容器提供能量,各单元直流侧相互隔离,这种储能形式能够保证装置的长时间连续运行。

DVR 逆变单元采用级联多电平拓扑结构,每相由 2 个 H 桥功率单元级联而成。该电路结构配合载波移相 PWM 技术具有诸多优点:各逆变单元完全相同,易于模块化设计;易于引入软开关控制;易于实现多电平输出,降低开关器件的频率。

DVR 的耦合主要有变压器耦合和电容器耦合 2 种形式,变压器耦合较为常用,在电压等级较高的场合,可以采用升压变压器,降低 DVR 的电压等级。但变压器的非线性特性给这种耦合方式带来许多不足,主要表现为:高次谐波的磁饱和会增大变压器容量;串联变压器的短路阻抗会降低电压精度、带来相移,影响装置的性能;变压器体积大、设备投资大。为了克服这些缺陷,文中采用电容器耦合形式。

2.2 检测与补偿策略

该级联多电平 DVR 为实现连续运行,需要实时检测电网电压,并快速计算出 DVR 所需补偿的电压。基于瞬时无功功率变换的 dq 检测法^[8]能够满足该装置对实时性的要求。

DVR 常用的补偿策略主要有同相补偿法、完全补偿法以及最小能量补偿法^[9]。考虑到负载有一定的抗相位扰动能力,选取同相补偿法对电网电压幅值进行补偿。将电网电压检测、补偿电压计算融为一体,实现 DVR 连续补偿电网电压的功能。

三相电网电压进行 dq 变换后,通过低通滤波器

分离出电网基波电压的 d 轴、 q 轴分量,乘以特定系数后,得到补偿后负载电压的 d 轴、 q 轴分量,将其反变换至三相坐标系,与三相电网电压相减即可得到 DVR 所需的补偿电压。该方法能够有效检测出三相电网电压跌落、谐波、不对称等情况,并快速计算出补偿电压。

2.3 硬件设计

级联多电平 DVR 的硬件系统由 DVR 逆变单元、控制电路和人机界面三部分组成,如图 3 所示。其中控制电路主要由检测电路、信号调理电路、中央微处理器、驱动电路等外围电路组成。

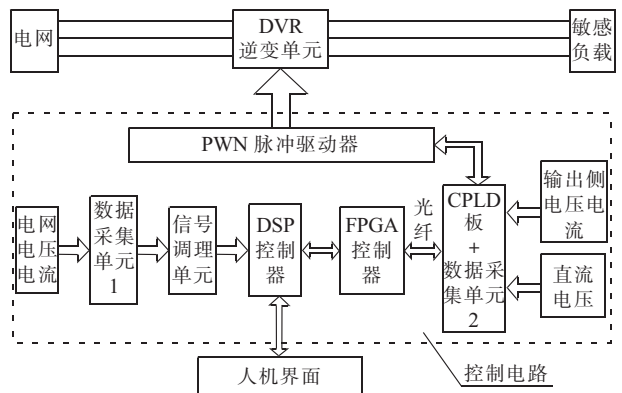


图3 级联多电平 DVR 的硬件系统

DVR 逆变单元串联在电网与敏感负荷间,根据控制电路生成的 PWM 脉冲产生所需的补偿电压,从而减缓电网电压对敏感负载造成的影响。

控制电路是装置的核心部分,主要实现数据采集、数据计算、指令生成、PWM 驱动、故障检测、串行通信等功能。该装置采用 TI 公司的 TMS320 F28335 数字信号处理器(DSP)芯片作为控制电路的中央微处理器,同时结合现场可编程门阵列(FPGA)和复杂可编程逻辑器件(CPLD)完成系统控制。装置中每个 H 桥功率单元均配有一套 CPLD 控制板,用于 PWM 脉冲的输出以及逆变单元的数据采集。电网电压经过传感器后进入信号调理单元,调理到 DSP 的模数转换(ADC)可以接受的电压范围,再送入 DSP 的 ADC 进行模数转换;DSP 根据采集到的电网侧数据、逆变器侧数据,结合相应的控制算法计算出调制信号,通过并行通信将其传送到 FPGA 中,FPGA 将接收到的调制波与三角波进行比较,生成 PWM 波,并与接收到的控制命令一起以一定的帧格式打包编码,通过光纤传递至各功率单元的 CPLD,CPLD 解码后根据控制命令发送 PWM 信号到驱动电路,控制逆变器的输出,实现电网电压的补偿。

人机界面实现人机对话,完成控制命令的输入以及数据信息的显示。该装置采用北京昆仑通态公

司的TPC7062K 触摸屏作为人机交换界面,通过 RS485 串行通信与 DSP 完成数据交换。

2.4 软件设计

文中所设计的级联多电平 DVR 采用高性能数字信号处理器 DSP、逻辑可编程芯片 FPGA 和 CPLD 构成控制系统,实现对电网电压的实时检测和快速补偿。

DSP 是整个控制系统的核心,主要实现电网侧数据的采集、调制信号的生成、装置的运行保护、数据通信等功能,其程序流程如图 4 所示。DSP 在初始化后,进入主程序循环,实时监测来自上位机的控制命令,在装置启动前检测系统是否存在故障,并用指示灯显示装置的运行状态。ADC 以 12.8 kHz 的频率进行中断,即每个基波采集 256 个数据,读入采样值进行处理后,计算出调制波送至 FPGA。

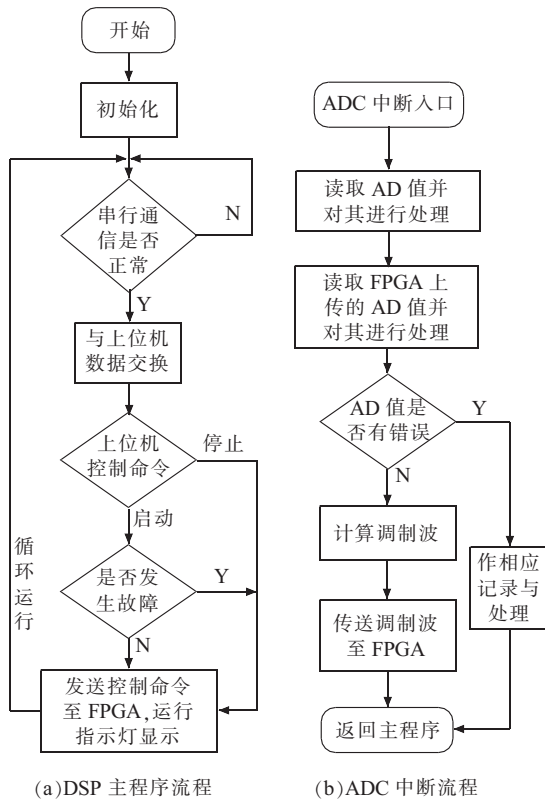


图 4 DSP 程序流程图

FPGA 程序流程如图 5(a)所示。FPGA 是联系 DSP 和 CPLD 的桥梁,FPGA 与 DSP 进行并行通信,负责将 CPLD 采集到的功率单元数据传送给 DSP,并接受 DSP 的调制信号和控制命令。FPGA 通过光纤与 CPLD 进行连接,一方面将 FPGA 产生的 PWM 信号与控制命令打包传送给 CPLD,另一方面接受 CPLD 采集到的功率单元数据和故障信息。

CPLD 程序流程如图 5(b)所示。CPLD 是连接 H 桥功率单元最直接的控制电路,其主要功能是采集功率单元的各项数据及故障信息,负责 PWM 脉

冲信号的输出与封锁;CPLD 通过光纤与 FPGA 进行数据交换。

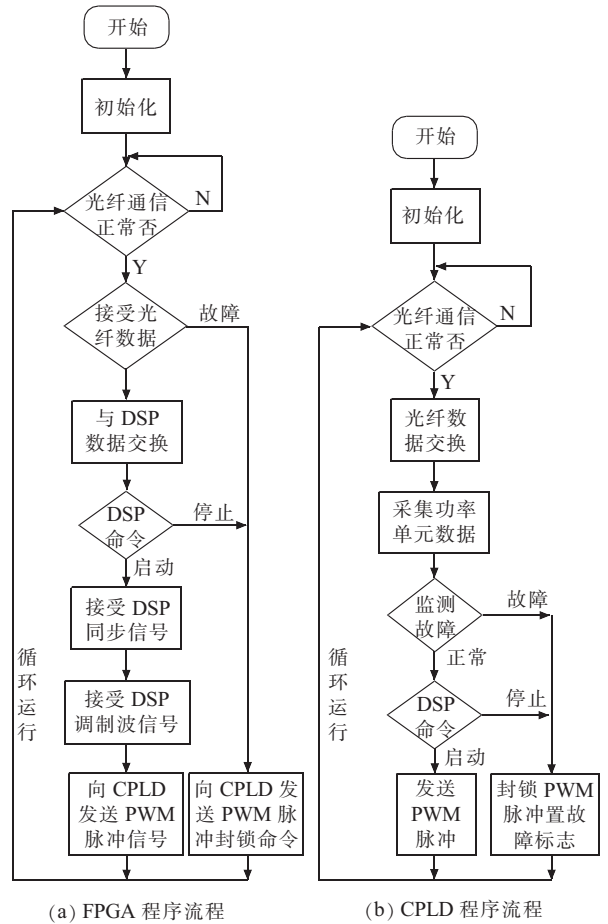


图 5 FPGA 和 CPLD 程序流程

3 实际运行测试

文中搭建了 1 台 380 V 三相级联多电平 DVR,通过模拟电网电压长期偏低、电压跌落、电压谐波等问题,验证装置的稳定性及补偿效果;在实验成功的基础上,正式将装置挂网运行。

3.1 电压偏低实验

图 6 为电压长期偏低的实验波形。通过在电网进线端串入电阻,模拟电网电压长期偏低的情况。所模拟的电网电压有效值为 122 V,经 DVR 补偿后的负载电压有效值稳定在 220 V 附近,且补偿后没有带来相位差。

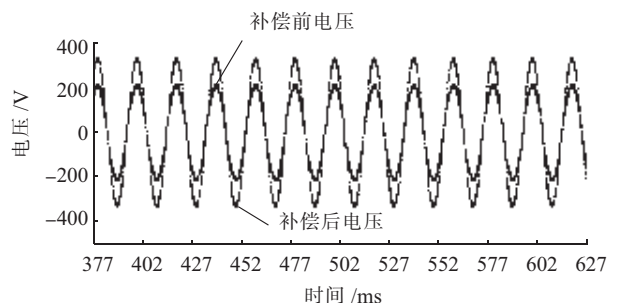


图 6 电压偏低实验波形

3.2 电压瞬时跌落实验

在电网电压瞬时跌落实验中,电网正常运行在额定值 220 V 附近,投入串联电阻,使模拟的电网电压有效值瞬时跌落到 122 V,DVR 快速跟踪电压波动,在毫秒级时间内完成了电压跌落补偿,使负载侧电压稳定在 220 V,有效避免了电压波动对敏感负荷造成影响。从图 7 可以看出,文中所设计的 DVR 具有较好的动态性能,能够在电网电压跌落瞬间,产生相应的补偿电压,将负载电压补偿至额定值。

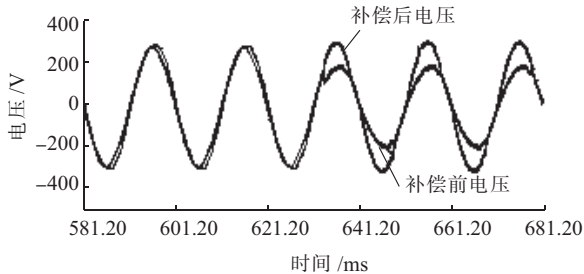


图 7 电压瞬时跌落实验波形

3.3 电压谐波实验

DVR 对谐波电压的补偿能力实验波形如图 8 所示。电网电压中存在少量的谐波,经 DVR 补偿后,负载电压的谐波含量降低。图 9 为补偿前电网电压的频谱分析图,从图中可以看出电网电压中含有 3.1% 的 3 次谐波,图 10 为补偿后负载电压频谱分析图,补偿后负载电压中的 3 次谐波降到了 0.42%。由此可见,文中所设计的 DVR 能够有效补偿电压谐波。

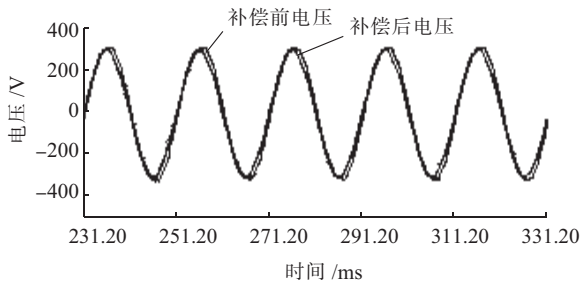


图 8 电压谐波实验波形

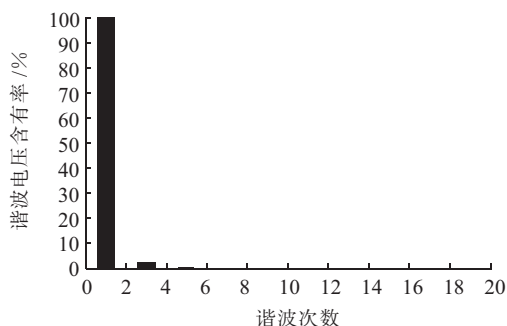


图 9 补偿前电压频谱分析

3.4 挂网运行测试

以上实验结果表明,该 DVR 能够稳定运行,并

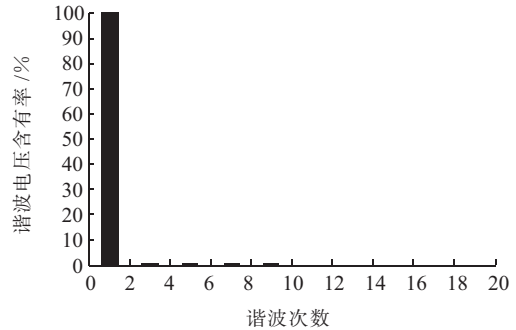


图 10 补偿后电压频谱分析图

能快速、有效补偿电网电压,因此,将其正式挂网运行。挂网时运行负载主要为锻压车床设备,锻压机械为大型电机设备,在设备启动瞬间会造成电网电压的瞬时跌落。图 11 为锻压设备启动时电网电压的波形,图 12 为经过 DVR 补偿后的负载电压波形。为便于分析,对电压波形进行局部放大,如图 13 所示。

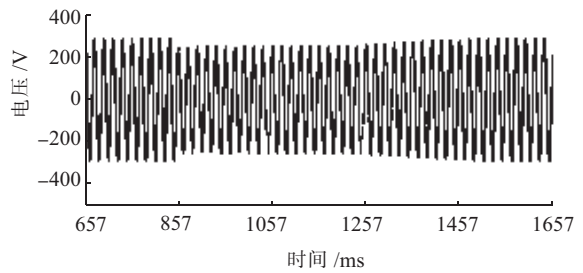


图 11 启动时电网电压波形

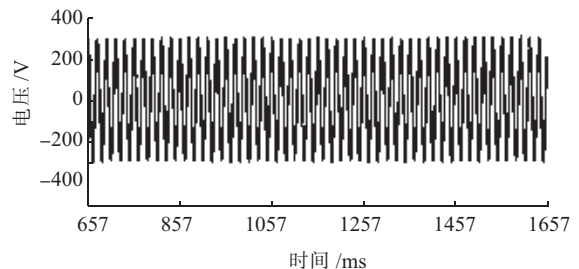


图 12 补偿后负载电压波形

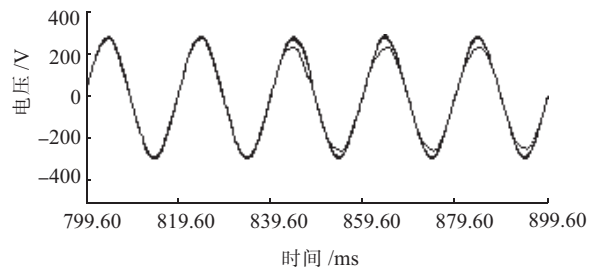


图 13 局部电压波形

从图 11 可以看出,锻压车床设备启动时,电网电压瞬时跌落,随着设备启动结束,电网电压逐渐恢复正常。从图 12 可以看出,经 DVR 补偿后的负载电压波形得到了较大改善,电压几乎没有波动。由此说明,将 DVR 串入系统,可以补偿设备启动时造成的电压跌落,减小电网电压波动对负载的影响。从图 13 的局部电压波形来看,该 DVR 能够快速响应电

压波动,瞬时完成电压补偿,且补偿后没有造成电压相位偏移。

从装置的实验结果和挂网测试结果可以看出,该 DVR 能够快速、有效解决电压偏低、电压跌落、电压谐波等问题。

4 结束语

文中设计了一种新型级联多电平 DVR,主电路采用级联多电平技术,减少了输出侧谐波含量,降低了开关频率和损耗;依靠整流电路给直流侧电容器提供能量,实现了装置的不间断连续运行。采用触摸屏作为人机界面,界面简洁、操作方便、易于人性化管理。选用高性能 DSP、FPGA 和 CPLD 构成控制系统,完成了装置的软硬件设计。对级联多电平 DVR 的实验及挂网运行测试结果表明,该装置能够快速跟踪电网电压波动,补偿电压缺陷,有效解决电网电压问题对负载的影响,保证了负载侧的用电质量。

参考文献:

- [1] 王同勋,薛禹胜,CHOI S S. 动态电压恢复器研究综[J]. 电力系统自动化,2007,31(9): 101-107.
- [2] NIELSEN J G, BLAABJERG F. Control and Testing of a Dynamic Voltage Restorer (DVR) at Medium Voltage Level [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2004, 19(3): 806-813.
- [3] 周雪松,何杰,马幼捷,等.级联多电平技术在动态电压恢

- 复器中的研究[J].高电压技术,2008, 34(6):1189-1194.
- [4] 牟伟,关振宏,胡鹏,等.级联多电平逆变器的工作原理分析[J].电气传动自动化,2006,28(3):22-26.
- [5] 张卫华.级联多电平动态电压调节器(DVR)系统设计与仿真研究[D].北京:华北电力大学电气与电子工程学院,2005.
- [6] 尹忠东,丁辉,张哲然,等.级联多电平动态电压恢复器的仿真与试验研究[J].电力电子技术,2005,39(5):63-65.
- [7] FITZER C, BARNES M, REEN P. Voltage Sag Detection Technique for a Dynamic Voltage Restorer [J]. IEEE Transaction Industry Applications, 2004, 40(1):203-212.
- [8] 杨新华,郭志成.动态电压恢复器电压跌落检测[J].低压电器,2011(5):51-54.
- [9] 周雪松,张智勇,马幼捷,等.动态电压恢复器检测方法 with 补偿策略的研究[J].电力电子技术,2006,4(3):123-125.

作者简介:

- 刘伟(1977),男,安徽合肥人,工程师,从事电力电子技术与电网运行控制技术的研究工作;
- 孟庆刚(1986),男,山东潍坊人,硕士研究生,从事电能质量方向的研究;
- 商姣(1989),女,江苏泰州人,硕士研究生,从事电能质量方向的研究;
- 钱长远(1987),男,江苏扬州人,硕士研究生,从事电能质量方向的研究;
- 王宝安(1978),男,江苏扬州人,博士,讲师,从事电能质量方向的研究。

Research on a New Cascaded Multilevel Dynamic Voltage Restorer

LIU Wei¹, MENG Qing-gang², SHANG Jiao², QIAN Chang-yuan², WANG Bao-an²

(1. Nanjing NARI-Relays Electric Power Co.Ltd., Nanjing 211102, China;

2. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China)

Abstract: Dynamic Voltage Restorer (DVR) is a voltage power quality compensator device which is connected in series between grid and load in order to protect the power quality of load side. A new type of cascade multi-level DVR is proposed in this paper. Two H-bridge power unit cascade constitute an inverter unit, which depends on rectifier circuit providing energy to inverter unit DC side capacitor. Capacitor coupling is used to string into the power grid in device. Digital signal processor (DSP), field programmable gate array (FPGA) and complex programmable logic device (CPLD) are chosen to constitute control system. A detailed hardware and software design is carried out. The actual running test results show that the cascade multilevel DVR has fast response, can generate compensation voltage quickly and efficiently, and ensure electric quality of side load.

Key words: dynamic voltage restorer; cascaded multilevel; DSP; voltage compensation

(上接第 26 页)

Analysis of an Electromagnetic Unit Fault of Capacitor Voltage Transformer

CHEN Ming-guang¹, BAO Yu-shu², ZHANG Xing-pei²

(1. Jiangsu Electric Power Company's Maintenance Branch, Xuzhou 221000, China;

2. Frontier Electric Technology Co. Ltd., Nanjing 211102, China)

Abstract: A secondary voltage loss fault of 220 kV capacitor voltage transformer (CVT) is introduced. The fault was caused by primary lead disconnection in the electromagnetic unit of 220 kV CVT. Possible reasons for the fault phenomena are analyzed. Combined with the structural characteristics of CVT, a method of judging fault causes indirectly by exclusive method and correlation tests is proposed in the case that this kind of equipment can not be checked through disintegration. Discussions are given for improving this kind of equipment.

Key words: capacitor voltage transformer; electromagnetic unit; fault; voltage loss

电子式互感器极性校验系统的设计与应用

卜强生¹, 王建明², 袁宇波¹, 高磊¹, 潘志新², 宋亮亮¹

(1.江苏省电力公司电力科学研究院, 江苏南京 211103; 2.无锡供电公司, 江苏无锡 214061)

摘要:在传统电磁互感器极性校验方法的基础上,分析了电子式互感器的特点,设计了基于数据分析软件的电子式互感器极性校验系统,并详细介绍了采用直流法对不同原理的电子式互感器进行极性校验和结果判断的方法,为电子式互感器的极性校验提供了有效手段,在工程上保证了智能变电站保护、测控、计量等后端应用的正确性。

关键词:电子式互感器;极性校验;数据分析软件;直流电源

中图分类号:TM764;TM73

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)05-0032-04

电力互感器是电力系统重要的电气设备,承担着高压向低压或大电流向小电流转换以及高、低压系统间隔离的功能。互感器接线正确性直接关系到保护、测控、计量等应用设备能否正常工作^[1]。为了防止互感器极性的误标或标签老化模糊,新安装互感器投运或互感器检修时,对其极性进行校验,已是试验维护人员必不可少的工作程序。传统的电磁式电力互感器极性校验方法较为成熟。随着光纤技术和光电子学的发展,电子式互感器在智能变电站建设中得到了广泛应用。由于电子式互感器与电磁式互感器原理、结构、输出方式的不同,传统的极性校验方法已不再适用于电子式互感器。针对此情况,提出了一种基于电子式互感器数据分析软件的极性校验系统,该校验系统可以在现场或实验室方便地对电子式互感器极性进行校验。

1 传统互感器极性校验系统

传统电磁式互感器采用法拉第电磁感应原理,一次侧和二次侧通过同一个磁通链路进行能量传递和电流/电压大小的转换。目前,一般采用干电池“点极性法”对其进行极性校验,如图1所示。

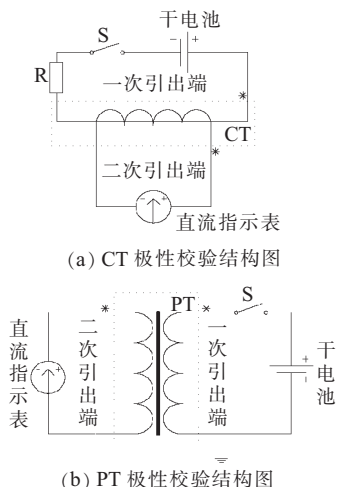


图1 电磁式互感器极性校验结构

互感器一次引出端与干电池相连,通过开关 S 控制电流/电压的通断,互感器二次引出端接至高灵敏度双向直流指示表。闭合/打开开关 S,通过观察直流指示表的指针偏转方向即可判断互感器的极性。由传统互感器的原理、结构及接线方式可知,其二次输出的极性可以方便地通过改变二次引出端的接线方式而调整。

2 电子式互感器特点

电子式互感器主要包含一次传感元件、数据采集转换模块以及合并单元三大部分。一次传感元件采集一次大电流/高电压,并转换为小电压信号或光信号。数据采集转换模块将一次传感元件输出信号转换为与一次量相关的数字量信号,并通过光纤传输给低压侧合并单元,彻底隔离一次高压系统和二次低压系统。合并单元是电子式互感器与保护、测控等二次设备的接口,它收集相关一次电流/电压采样数据,并进行同步处理后输出^[2](下文提及电子式互感器输出数据即指其合并单元输出的数据)。

根据高压侧元件是否需要电源供电,电子式互感器可以分为有源式和无源式。无论是有源式还是无源式,电子式互感器最终输出都是统一的数字量方式,类似传统互感器的二次引出端已不存在,无法使用传统的直流指示表对电子式互感器的输出进行观察、校验。电子式互感器的原理也发生了变化,传统的互感器极性校验方法已经不再适用于电子式互感器,必须针对电子式互感器的特点采用新方法对其极性进行校验。

有源电子式电流互感器工作原理是法拉第电磁感应原理,可以测量周期性交变的电流量和突变的直流量,且稳定性好、不易受外界环境因素影响^[3];对稳态的直流量有滤除效果。

无源电子式电流互感器主要指采用光学测量原理的电流互感器,又称光学电流互感器(OCT),其原

理主要基于法拉第磁光效应。它可通过测量线性偏振光沿外加磁场方向或磁化强度方向通过磁光介质时的偏振面偏转角度来计算被测电流^[4]。

基于法拉第磁光效应的光学电流互感器测量频带宽,暂态性能好,可以测量稳态和暂态的交流,也可以测量直流电流,但其测量精度及稳定性容易受外界环境影响,且其自身存在固有的白噪声。

3 电子式互感器极性校验系统

3.1 电子式互感器数据分析软件

传统电磁式互感器,采用万用表或者交/直流指示表即可方便测得其二次输出,通过比例换算即可得到其一次量。电子式互感器的数字量输出,使得传统仪表不能对其进行测量,必须开发专用的数据分析软件才能对其输出数字量进行解析、处理和监视。

电子式互感器数据分析软件具有数字报文捕获功能,能按照 IEC61850-9-2 标准或 FT3 格式对报文进行解析,并在此基础上完成采样数据分析、波形和信息显示、谐波分析、数据录波、数据存储、格式转换等应用功能^[5]。电子式互感器数据分析软件功能结构如图 2 所示。数据分析软件各功能模块可用不同的任务实现,利用操作系统提供的多线程技术实现不同任务之间的并行工作。

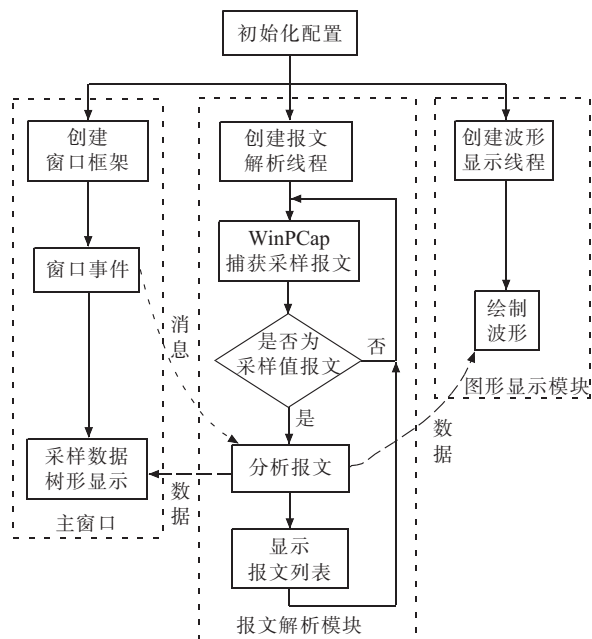


图2 数据分析软件功能结构

电子式互感器数据分析软件采用实时波形的方式直观反映一次电流/电压的变化情况,可以替代万用表等传统仪表对电子式互感器输出采样波形实时监视,从而判断其极性的正确性。

3.2 极性校验系统组成

传统电磁式互感器采用干电池法校验极性,校验时,干电池的阶跃输入使互感器产生冲击响应,利用此响应的特征即可判断互感器的极性。光学互感器可测直流信号,但其自身存在一定的白噪声,小电流情况下可能湮没其真实电流。若采用干电池法对其进行极性校验,将由于电流较小而无法正确判断。实际应用中可用大功率直流源替代干电池,提供较大的直流电流对电子式互感器进行极性校验,如图 3 所示,数据分析软件接收合并单元采样值数据,实时监视电子式互感器输出波形变化情况。

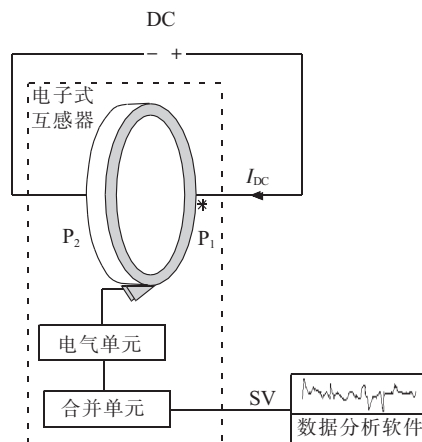


图3 电子式互感器极性校验系统

考虑到光学互感器的噪声、有源电子式互感器的电磁响应特性以及校验系统的安全性,直流源DC应能输出30 A以上直流电流,而校验时最大输出直流电流控制在100 A以内。直流源的输出容量应考虑校验系统的回路阻抗,在实验室校验时,其输出容量达到500 W以上即可;而在现场测试时,其输出容量需达到1 000 W以上。直流源可以是具有大功率直流电流输出的继电保护测试仪,也可以是便携式大功率直流恒流源。直流源DC和数据分析软件都是便携式设备,因此,该校验系统适用于实验室和现场的极性校验。

3.3 极性校验系统应用

极性校验时,接线方式如图 3,根据电子式互感器的极性标注,将DC的正极与互感器P1相连,负极与互感器P2相连,控制DC的输出,通过数据分析软件显示的波形判断互感器极性的正确性。此极性校验法主要采用直流对电子式互感器极性进行校验,可称为直流法。

校验 Rogowski 线圈原理的互感器极性时,控制DC输出,使阶跃的直流电流从 Rogowski 线圈P1端流入,此时若数据分析软件显示波形为图 4(a)所示:从0正向冲激至一定大小后又逐渐衰减至0,则被校电子式互感器标注的极性是正确的,DC正极相连一端为P1;若数据分析软件显示的波形为图 4

(b)所示:从0负向冲激至一定大小后又逐渐衰减至0,则被校电子式互感器标注的极性是错误的,与DC负极相连的一端为P1。

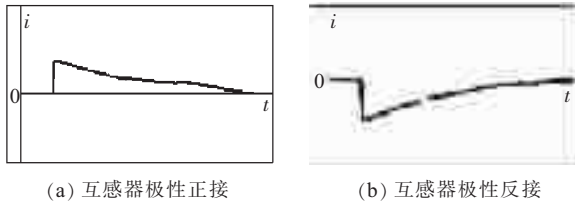


图4 Rogowski线圈互感器极性校验波形

校验LPCT互感器极性的方法与校验Rogowski线圈互感器极性相同。

校验光学互感器的极性时,控制DC输出,使稳态的直流电流从互感器P1端流入,光学互感器能测直流量,若数据分析软件显示的波形偏向0的上方并保持稳定,如图5(a)所示,则被校电子式互感器标注的极性是正确的,与DC正极相连一端为P1;若数据分析软件显示的波形偏向0的下方并保持稳定,如图5(b)所示,则被校电子式互感器标准的极性是错误的,与DC负极相连一端为P1。

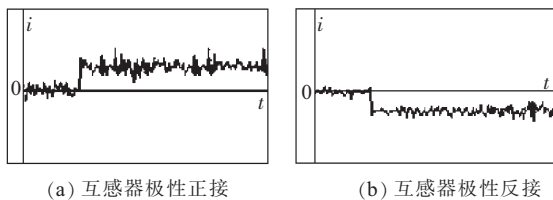


图5 光学互感器极性校验波形

在实验室进行极性校验时,将DC的输出通过导线直接接至被校互感器的一次输入端。在现场校验时,被校电子式互感器已接入一次系统,由于DC的输出能力有限,为使数据分析软件显示的波形尽量利于观察,应使校验回路的电阻尽可能小。

4 工程应用实例

国家电网公司某智能变电站试点工程大范围应用了光学原理的全光纤电流互感器,采用双敏感环方式实现采样数据双AD的要求。变电站投运前,工作人员采用上述的直流感对全光纤电流互感器进行了极性校验,以保证保护、测控、计量等后端应用采样数据的正确性。现场全光纤电流互感器极性校验的一次接线如图6所示,合上开关以及开关两侧的地刀1GD和2GD;地刀2GD的“接地排”拆除,使其与大地断开连接;直流源DC正极输出接至大地,负极输出接至2GD;直流源、大地、1GD、开关、2GD构成了穿越电子式互感器的回路。直流源DC为最大可恒定输出90A直流电流的继电保护测试仪Doble,通过输出按钮可方便控制其输出。

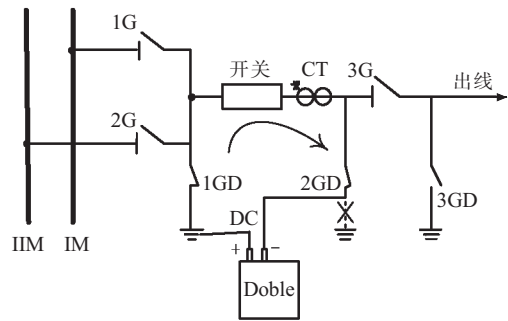


图6 现场变极性校验接线

测试过程中,Doble通过2GD和大地为系统提供恒定的30A直流电流。校验时,数据分析软件实时监视全光纤电流互感器的输出波形。互感器输出波形大部分都与图5(a)所示波形相同,说明大部分电流互感器的安装、接线都是正确的。但校验过程中也发现了一些互感器极性错误或相序错误的问题,如图7所示。

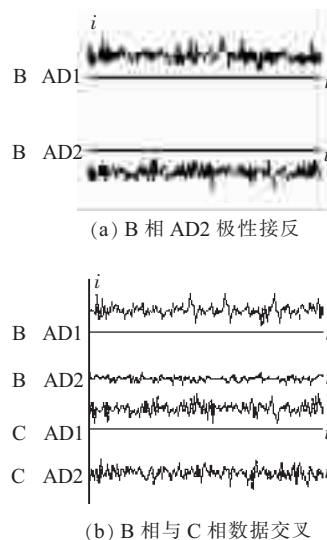


图7 极性校验发现的问题

图7(a)为某220kV线路间隔B相极性校验时,B相AD1的波形偏向0上方,而AD2的波形偏向0下方,这说明B相AD1的敏感环极性是正确的,而AD2的敏感环极性是错误的,需要调整。电子式互感器不能通过更改二次输出的接线来改变极性,只有通过改变一次接线方式或修改数据采集模块、合并单元、后端应用等数据处理算法来改变其极性。更改互感器一次接线难度大且经济性差;修改合并单元或后端应用的数据处理算法不利于以后的管理、检修、设备更换;修改数据采集模块的数据处理算法涉及设备少且易于以后的维护。因此,工程中通过修改全光纤电流互感器数据采集模块的数据处理算法达到了改变极性的目的。

图7(b)为某110kV线路间隔B相极性校验时,B相AD1的波形偏向0上方,B相AD2的波形

为0,而C相AD1的波形偏向0上方,C相AD2的波形为0。由此看出,B相AD2与C相AD1的2个敏感环数据相互交叉,这说明2个敏感环相序反了,需要调整。工程中最终通过更改全光纤电流互感器敏感环至其数据采集模块的光纤接线而达到互感器正确接线的目的。

5 结束语

随着智能变电站建设的不断推进,各种类型的电子式互感器在变电站中逐步得到应用。电子式互感器极性的正确性直接关系到智能变电站二次设备能否正确运行,因此对其极性校验非常必要。由于电子式互感器原理、结构以及输出方式都发生了变化,传统的互感器极性校验方式已不再适用于电子式互感器。文中提出的电子式互感器极性校验系统及方法适应了电子式互感器的变化,满足实验室和现场对其极性校验的要求。在电子式互感器逐步推广应用阶段,该极性校验系统为开展电子式互感器试验提供了良好的条件。该极性校验系统已在工程应用中对现场的光学互感器进行了极性校验,及时发现了互感器存在的极性、光纤接线问题,保证了工程的顺利推进。该极性校验系统也在实验室对有源电子式互感器开展了极性校验,取得了一定效果。

参考文献:

[1] 张胜宝,王世祥.一种用于测试主变套管CT极性的装置设计与应用[J].继电器,2007,35(18):82-85.

- [2] 梁晓兵,周捷,杨永标,等.基于IEC 61850的新型合并单元的研制[J].电力系统自动化,2007,31(7):85-89.
- [3] 李九虎,郑玉平,古世东,等.电子式互感器在数字化变电站的应用[J].电力系统自动化,2007,31(7):94-98.
- [4] SHORT S X.,TSELIKOV A A.,DE ARRUDA J U, et al.Imperfect Quarter-waveplate Compensation in Sagnac Interferometer-Type Current Sensors[J].Journal of Lightwave Technology,1998,16(7):1212-1219.
- [5] 袁宇波,卜强生,包玉树,等.电子式互感器数据分析系统的设计与应用[J].电力系统自动化,2009,33(20):78-82.
- [6] 裴焕斗,祖静,陈鸿.全光纤电流互感器研究[J].电子测量与仪器学报,2008,22(4):34-38.
- [7] 曹敏,梁仕斌,李毅,等.电子式互感器测试方法的研究[J].电测与仪表,2007,44(504):33-36.

作者简介:

- 卜强生(1983),男,江苏江阴人,硕士,从事智能变电站、继电保护方面的研究工作;
- 王建明(1963),男,江苏南通人,高级工程师,从事高电压技术和电力设备的运行和检修管理工作;
- 袁宇波(1975),男,博士,高级工程师,从事电力系统继电保护的研究工作;
- 高磊(1982),男,硕士,从事继电保护、智能变电站方面的研究工作;
- 潘志新(1974),男,湖北浠水人,高级工程师,从事电力设备运行管理工作。
- 宋亮亮(1984),男,江苏南通人,硕士,从事继电保护、智能变电站方面的研究工作。

Research and Application of the Polarity Verification System of Electronic Transformers

BU Qiang-sheng¹, WANG Jian-ming², YUAN Yu-bo¹, GAO Lei¹, PAN Zhi-xin², SONG Liang-liang¹

(1.Jiangsu Electric Power Company Research Institute, Nanjing 211103, China;

2.Wuxi Power Supply Company,Wuxi 214061,China)

Abstract: First the polarity verification method of traditional electromagnetic transformers is introduced. By analyzing the characteristics and working principle of electronic transformers,a polarity verification system of electric transformers is designed which is based on data analyzing software. Also the implementation and authentication method of DC law in polarity verification of different electronic transformers are elaborated, which has provided an effective means of polarity verification of electronic transformers, and ensured the accuracy of application in protection, monitoring, measurement and so on in intelligent substations.

Key words: Electronic Transformers; polarity verifying; data analysis software; DC power supply

页岩气是什么?

页岩气(shale gas)是从页岩层中开采出来的天然气,是一种重要的非常规天然气资源。页岩气的形成和富集有着自身独特的特点,往往分布在盆地内厚度较大、分布广的页岩烃源岩地层中。与常规天然气相比,页岩气开发具有开采寿命长和生产周期长的优点,大部分产气页岩分布范围广、厚度大,且普遍含气,这使得页岩气井能够长期地以稳定的速率产气。

摘自《国家电力信息网》

静止变频器系统分数次谐波分析

石祥建¹, 司红建², 吴小放², 闫伟¹, 牟伟¹, 施一峰¹

(1.南京南瑞继保电气有限公司, 江苏南京 211102; 2.江苏沙河抽水蓄能发电有限公司, 江苏溧阳 213333)

摘要:通过搭建静止变频器(SFC)系统矩阵实验室(MATLAB)双闭环仿真模型,研究了SFC系统运行参数对分数次谐波的影响。分析发现,总的谐波畸变率(THD)随着回路电流的增大而减小,随着电源电压的升高而增加,分数次谐波含量也有类似的变化规律,其原因在于换相重叠角的改变;分数次谐波次数与机桥输出频率密切相关。通过类比的方法,推导分数次谐波与机桥输出频率的简化关系式,并通过仿真实验验证其可用性。

关键词:分数次谐波;静止变频器;MATLAB仿真;运行参数

中图分类号: TN773

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2012)05-0036-04

静止变频器(SFC)是大型抽水蓄能电站机组水泵工况运行时的主要起动设备,其安全稳定运行对整个抽水蓄能电站的正常生产至关重要。研究表明,SFC工作的时候除了会产生谐波(整数次),对电网造成污染外^[1],还会产生分数次谐波。分数次谐波会引起铁心电感元件过流,导致器件绝缘严重损坏,甚至引起爆炸,严重影响电力系统的安全稳定运行^[2,3]。分数次谐波对电动机的噪声和振动影响很大。如果与电机“圆周振型”阶数上耦合较深,就会产生很强的噪声和振动^[4]。文中搭建了矩阵实验室(MATLAB)仿真模型,在不同电源电压、回路电流、控制角、机桥输出频率等参数下,对SFC系统电源侧的分数次谐波进行了研究。

1 SFC 分数次谐波产生原理

SFC是由电力电子器件组成的变速传动设备,是典型的谐波源,除了产生整数次谐波,还能产生分数次谐波。SFC变频器属于电流型的变流器。

对于电流型变频电路的谐波分析,通常只考虑直流侧对电源侧的作用,而忽略逆变器输出交流侧通过直流环节对电源侧的影响。一般认为,在整流电路输出直流电流时,开关器件的换相使得在电源侧产生谐波电流。 p 脉动整流回路特征谐波如下:

$$f_i = (pm \pm 1)f_1 \quad (1)$$

式中: p 为整流桥脉动数; m 为1,2,3……; f_i 为谐波频率; f_1 为整流桥输入频率。

实际上,在SFC起动过程中,逆变桥输出可变频率的交流电流到电机侧,同时六脉动逆变电路在直流侧产生了6倍输出频率的脉动分量,在直流电流中表现为纹波电流。对于电源侧来说,这些纹波电流通过工频相控整流电路开关操作的耦合,被工频分量调制产生分数次谐波。

Gunther E W等人研究发现,谐波与输出频率的关系如下^[5]:

$$f_i = (p_1 m \pm 1)f_1 \pm p_2 n f_0 \quad (2)$$

式中: p_1 为整流桥脉动数; p_2 为逆变桥脉动数; f_i 为谐波频率; f_1 为整流桥输入频率; f_0 为逆变桥输出频率; m 为0,1,2,3……; n 为0,1,2,3……。 m, n 不同时为0。

式(2)给出了SFC系统电源侧完整谐波情况。通过 m, n 值的改变,可以得到很多次分数次谐波。通常在工程实际计算中,仅需考虑谐波含量中的主要分量,在满足工程需要的前提下,尽量简化计算。

在科学研究中,类比是一种重要的方法。以六脉动整流回路特征谐波分析为例,六脉动特征谐波满足公式:

$$f_i = (6m \pm 1)f_1 \quad (3)$$

特征谐波虽然有5次,7次,11次,13次,23次,25次,但含量最多的还是5次和7次。分数次谐波也一样,含量较大的仍是次数较低的分数次谐波,即 m 的取值要尽量小,谐波次数要尽量小。因此,简化式(2)的原则为:(1) m, n 的取值尽量小;(2)分数次谐波的次数尽量小。

在SFC系统运行过程中,通常 $f_0 < f_1$,为了得到较小谐波次数,取 $m=0, n=1$,简化计算公式如下:

$$f_i = f_1 \pm 6f_0 \quad \text{当 } f_0 \leq 8.3 \text{ Hz} \quad (4)$$

$$f_i = 6f_0 \pm f_1 \quad \text{当 } f_0 > 8.3 \text{ Hz} \quad (5)$$

文中将根据SFC系统仿真结果,验证简化公式的可用性。

另外,换相重叠角 r 的计算公式如下:

$$r = -\alpha + \cos^{-1} \left(\cos \alpha - \frac{2X_r I_d}{\sqrt{2} E} \right) \quad (6)$$

式中: r 为换相重叠角($^\circ$); α 为控制角($^\circ$); X_r 为从电源到桥之间的每相等值电抗,又叫换相电抗,

Ω ; I_d 为直流电流, A; E 为电源线电压, V。

2 模型搭建

电力系统中最重要非线性负荷是功率换流器。SFC 就是换流器的一种。由于电力电子装置的非线性、时变性,传统分析方法已不能满足其静态、动态特征分析的要求,而计算机仿真以其投资少,周期短,灵活方便的优势成为一种有效手段。文中采用 MATLAB 仿真软件建立 SFC 系统仿真模型,对分数次谐波进行分析。

2.1 设备参数

对某抽水蓄能电站静止变频器的实际参数进行 MATLAB 仿真,静止变频器拓扑结构如图 1 所示,主要设备参数如表 1 所示。

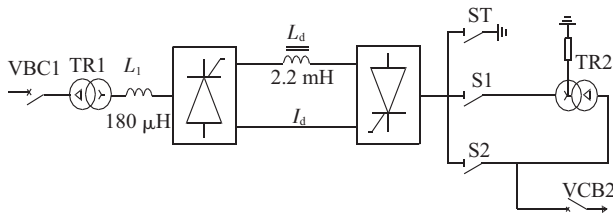


图 1 静止变频器拓扑结构

表 1 静止变频器主要参数

设备	参数
电源电压	10.5 kV
输入变	容量 4 MV·A; 变比 10.5 kV/1.4 kV; 短路阻抗 9%
输出变	容量 4 MV·A; 变比 10.5 kV/1.4 kV; 短路阻抗 9%
直流电流	1 883 A
平波电抗器	2.2 mH
机组容量	59.2 MV·A

2.2 SFC 控制原理

静止变频器实现机组由静止状态拖动到额定转速、并网的全部过程控制。静止变频器仿真的控制原理如图 2 所示。

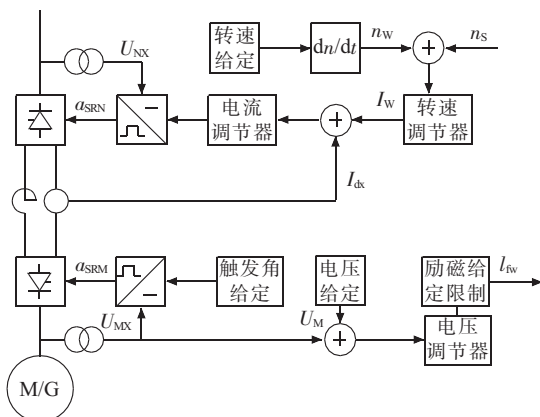


图 2 静止变频起动的控制原理

SFC 起动过程中,处于逆变工作方式的换流桥 SRM 采用定角度开环控制。换流桥 SRM 为整流工

作方式,它受控与转速和电流的双闭环调节系统。电流环为内环,转速环为外环。

变频起动时,首先由转速给定单元输出一个与电网频率相当的转速基值,在 dn/dt 环节作用下,产生转速给定值 n_w ,并与机组实际转速 n_s 比较,其偏差量作为转速调节器的输入,而转速调节器的输出作为电流调节器的输入,最终调整换流桥 SRM 的控制角以控制变频器回路的电流,使机组快速跟踪转速指令变化。

3 结果分析

文中设计多种工况,研究 SFC 系统分数次谐波随电源电压、回路电流、控制角、机桥输出频率等参数的变化情况。采用傅里叶级数进行谐波分析。

3.1 电源电压的影响

为了研究电源电压对分数次谐波的影响,设计如下工况:(1) 电机转速保持基本不变(端电压频率 40 Hz);(2) 改变电源电压,研究分数次谐波的情况。结果如表 2 和表 3 所示。

表 2 不同电源电压下谐波次数和含量及总的谐波畸变率

电压 /kV	特征谐波次数及含量 /%				THD /%
	H5	H7	H11	H13	
9.5	21.65	9.96	6.36	4.82	25.15
10.5	22.85	9.33	7.09	4.87	26.15
11.5	23.89	8.65	7.66	4.75	26.96

由表 2 可知,随着电源电压的升高,总的谐波畸变率(THD)随之变大。由式(6)可知,当控制角不变,换相电抗不变,直流电流不变时,随着电源电压的升高,换相重叠角减小。SFC 交流进线电流波形更接近方波,总的谐波畸变率升高。

表 3 不同电源电压下分数次谐波次数及含量

电压 /kV	分数次谐波次数及含量					
	Ih1	%	Ih2	%	Ih3	%
9.5	3.8	4.15	5.8	3.15	8.0	1.86
10.5	3.8	4.26	5.8	3.44	8.0	1.07
11.5	3.8	4.57	5.8	3.33	8.0	1.31

由表 3 可知,随着电源电压的升高,分数次谐波次数不变,分数次谐波含量大致呈上升趋势。分数次谐波含量升高也源于换相重叠角的减小。分数次谐波次数不变,说明电源电压改变对分数次谐波次数没有影响。

3.2 回路电流的影响

为了研究回路电流大小对分数次谐波的影响,设计如下工况:(1) 电机转速保持基本不变(端电压

频率 40 Hz);(2) 打开转速闭环, 仅改变电流闭环电流给定值, 研究分数次谐波的情况。结果如表 4 和表 5 所示。

表 4 不同回路电流下谐波次数和含量及总的谐波畸变率

电流 /A	特征谐波次数及含量 /%				THD /%
	H5	H7	H11	H13	
1 500	24.56	8.20	7.74	4.95	27.49
2 000	22.85	9.33	7.09	4.87	26.15
2 500	21.67	9.65	6.43	4.32	24.96

由表 4 可知, 随着回路电流的增大, 总的谐波畸变率随之减小。由式(6)可知, 当电源电压不变, 换相电抗不变时, 随着直流电流 I_d 的增大, 控制角变小(范围 $0\sim 90^\circ$), 换相重叠角 r 增大。总的谐波畸变率降低。

表 5 不同回路电流下分数次谐波次数及含量

电流 /A	分数次谐波次数及含量					
	Ih1	%	Ih2	%	Ih3	%
1 500	3.8	4.40	5.8	3.94	0.18	1.29
2 000	3.8	4.26	5.8	3.44	0.16	1.07
2 500	3.8	3.27	5.8	2.47	0.14	1.31

由表 5 可知, 随着电源电压的升高, 分数次谐波次数几乎不变, 分数次谐波含量大致呈下降趋势。分数次谐波含量下降也源于换相重叠角的增大。分数次谐波次数不变, 说明回路电流改变对分数次谐波次数几乎没有影响。

3.3 网桥控制角的影响

为了研究网桥控制角对分数次谐波的影响, 设计如下工况:(1) 电机转速保持基本不变(端电压频率 40 Hz);(2) 改变网桥控制角, 研究分数次谐波情况。

SFC 控制系统在双闭环控制下运行, 达到 40 Hz 时网桥控制角度约为 43° 。打开闭环控制, 机桥输出频率在 40 Hz 时, 控制角分别整定为: 40° , 43° 和 46° , 对应的直流电流平均值分别为 2 350 A, 2 050 A, 1 550 A。结果如表 6 和表 7 所示。

由表 6 可知, 随着控制角的增大, 总的谐波畸变率随之增大。由式(6)可知, 当电源电压不变, 换相电抗不变, 控制角范围在 $(0\sim 90^\circ)$ 时, 随着控制角的增大, 直流电流的减小, 换相重叠角 r 减小。总的谐波畸变率升高。

由表 7 可知, 随着控制角的增大, 分数次谐波次数几乎不变, 分数次谐波含量大致呈上升趋势。分数次谐波含量上升源于换相重叠角的减小。分数次谐波次数不变, 说明控制角的改变对分数次谐波次

表 6 不同网桥控制角下谐波次数和含量及总的谐波畸变率

控制角 / $^\circ$	特征谐波次数及含量 /%				THD /%
	H5	H7	H11	H13	
40	22.04	9.59	6.66	4.48	25.35
43	22.45	9.59	6.92	4.98	25.87
46	24.51	8.20	7.79	4.89	27.44

表 7 不同网桥控制角下分数次谐波次数及含量

控制角 / $^\circ$	分数次谐波次数及含量					
	Ih1	%	Ih2	%	Ih3	%
40	3.8	3.54	5.8	2.76	0.14	2.34
43	3.8	2.75	5.8	2.26	0.16	1.11
46	3.8	5.48	5.8	4.83	0.16	1.97

数几乎没有影响。

3.4 机桥输出频率的影响

为了研究机桥输出频率对分数次谐波的影响, 设计工况如下: 电机从较低转速一直升速到同步转速。结果如表 8 和表 9 所示。

表 8 不同机桥输出频率下谐波次数和含量及总的谐波畸变率

频率 /Hz	特征谐波次数及含量 /%				THD /%
	H5	H7	H11	H13	
5	24.10	8.48	7.72	4.77	27.11
10	24.33	8.33	7.91	4.63	27.30
20	23.07	8.17	6.44	3.89	25.66
30	23.32	9.06	7.35	4.94	26.54
40	22.85	9.33	7.09	4.87	26.15
50	21.95	9.78	6.69	4.53	25.36

表 9 不同机桥输出频率下分数次谐波次数及含量

频率 /Hz	分数次谐波次数及含量					
	Ih1	%	Ih2	%	Ih3	%
5	0.4	5.38	1.6	4.12	4.4	1.71
10	0.2	4.32	2.2	3.35	-	-
20	1.4	2.22	3.4	4.16	2.06	3.05
30	2.6	3.81	4.6	3.49	-	-
40	3.8	4.26	5.8	3.44	-	-
50	-	-	-	-	-	-

由表 8 可知, 随着电机转速的升高, 总的谐波畸变率也随之变化, 但 THD 的变化不是单调的递增或递减。各次特征谐波的含量也是时大时小。这是因为电机升速是转速、电流双闭环调节的结果, 在电机升速过程中, 控制角、回路电流一直在变化, 闭环调节不是单纯的增大控制角或减小控制角, 因此 THD 及各次特征谐波含量时大时小。但总的来说, 电机升速的过程中, 控制角会逐渐变小, 按照控制角对谐波含量的分析可知, 总的谐波畸变率应该呈下降趋势。这与上表中仿真结果非常吻合。这也验证了前面分

析的正确性。

由表 9 可知,随着机桥输出频率的增大,分数次谐波的含量时大时小。这与总的谐波畸变率时大时小是同样的原因。随着机桥输出频率的增大,分数次谐波次数有显著的变化。这说明分数次谐波次数与机桥输出频率有着极大的关联性。根据 SFC 系统仿真结果,验证简化式(4)、式(5)的可用性。

当机桥输出频率为 5 Hz 时,用式(4)计算。当机桥输出频率为 10~50 Hz 时,用式(5)进行计算。计算结果见表 10。

表 10 不同机桥输出频率下简化公式计算结果

输出频率/Hz	适用公式	谐波频率/Hz	谐波次数	谐波频率/Hz	谐波次数
5	式(4)	20	0.4	80	1.6
10	式(5)	10	0.2	110	2.2
20	式(5)	70	1.4	170	3.4
30	式(5)	130	2.6	230	4.6
40	式(5)	190	3.8	290	5.8
50	式(5)	250	5	350	7

由表 10 可知,简化公式计算结果与 MATLAB 仿真结果非常吻合,这验证了简化公式的可用性。对实际工程应用来说,简化公式大大降低了计算的复杂度,同时能满足工程应用的实际需要。

值得注意的是,当机桥输出频率达到 50 Hz 时,网桥电流中没有分数次谐波,都是特征谐波。

4 结束语

SFC 系统在起动过程中,向电力系统注入了谐波电流,有特征谐波也有分数次谐波。不论是整数次谐波还是分数次谐波,换相重叠角对其含量都有显著的影响。一般来说,换相重叠角越小,谐波含量越大。因此,在 SFC 系统设计时,要综合考虑电源电压、回路电流、变压器漏感、直流回路电感等参数,并

兼顾 SFC 系统功率因素,控制换相重叠角在合理范围内,这对减小谐波污染,改善电能质量能起到一定的作用。

分数次谐波的次数与机桥输出频率有确定的关系。考虑到工程应用的可行性及方便性,通过类比的方法,推导简化的分数次谐波关系式,并通过仿真验证简化公式的可用性。该简化公式不仅对 SFC 工程实际的谐波预测、谐波分析,有很好的应用价值,而且对理解电流型变流器的谐波产生机理、谐波预测、谐波分析,均有较好的实用价值。

参考文献:

- [1] 宿清华,吴国忠,杨成林,等.抽水蓄能电站变频起动装置的谐波抑制探讨[J].浙江大学学报(工学版),2002,36(6):707.
- [2] 陈世青,赵新尚,李福祥.防止并联电容器运行中产生谐波放大[J].高电压技术,2004,30(12):19-22.
- [3] 张大海,徐文远.间谐波波形相序特性的研究[J].中国电机工程学报,2005,25(12):29-34.
- [4] 郝江涛,刘念,幸晋渝,等.电力系统间谐波分析[J].电力自动化设备,2004,24(12):36-39.
- [5] GUNTHER E W. Interharmonics in Power Systems [C]. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting. Vancouver, Canada, 2001.

作者简介:

- 石祥建(1980),男,江苏徐州人,工程师,从事电力电子在电力系统中的应用研究、工业过程自动控制研究工作;
- 司红建(1979),男,江苏南通人,工程师,从事设备技术管理工作;
- 吴小放(1978),男,陕西西安人,工程师,从事设备检修管理工作;
- 闫伟(1981),男,陕西咸阳人,工程师,从事电力电子在电力系统中的应用研究、发电机励磁系统研究工作;
- 牟伟(1981),男,四川成都人,工程师,从事发电机励磁系统研究、电力电子在电力系统中的应用研究工作;
- 施一峰(1979),男,江苏启东人,工程师,从事发电机励磁系统研究、电力电子在电力系统中的应用研究工作。

The Analysis on System Fractional Harmonic of Static Frequency Converter

SHI Xiang-jian¹, SI Hong-jian², WU Xiao-fang², YAN Wei¹, MOU Wei¹, SHI Yi-feng¹

(1. Nanjing NARI-Relays Electric Power Co.Ltd., Nanjing 211102, China;

2. Jiangsu Shahe Pumped-storage Power Generation Co.Ltd., Liyang 213333, China)

Abstract: The effects that SFC system operating parameters have on fractional harmonic are studied by building Matrix Laboratory (MATLAB) closed-loop simulation model of static frequency converter (SFC). Analysis show that total harmonic distortion (THD) decreases as loop current increases, and increases as supply voltage increases. Fractional harmonic content has the similar law of changes, of which the reason is the change of commutation overlap angle. The times of fractional harmonic are closely related to output frequency of machine bridge. The simplified relation between fractional harmonic and machine bridge output frequency is derived by the method of analogy, and its availability is verified by simulations.

Key words: fractional harmonic; static frequency converter; MATLAB simulation; operating parameters

PSCAD/EMTDC-MATLAB 联合仿真技术 在 SVC 控制系统仿真建模中的应用

邹宁,方存洋,刘育鑫,王小红,朱振飞
(南瑞集团国电南瑞科技股份有限公司,江苏南京 210003)

摘要:基于 MATLAB/Simulink 与 PSCAD/EMTDC 接口元件,提出了一种应用 PSCAD/EMTDC-MATLAB 联合仿真技术搭建详细静止无功补偿器(SVC)控制系统仿真模型的方法,其中控制系统的核心部件电压/无功功率调节器模型采用实际 SVC 控制装置算法。对控制系统模型在 SVC 动模试验系统的 PSCAD/EMTDC 模型中进行了仿真计算。仿真数据与实际 SVC 控制装置动模试验录波文件的比较结果表明:控制模型的补偿特性和动态响应性能与实际装置基本一致,证明了仿真建模方法的可行性和仿真模型的正确性。

关键词:PSCAD/EMTDC;MATLAB/Simulink;接口元件;SVC 控制系统;联合仿真

中图分类号:TM769

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)05-0040-05

静止无功补偿器(SVC)是较早获得实际应用的柔性/灵活交流输电(FACTS)设备,尤其在钢铁、冶金、化工、电力牵引等领域得到广泛使用,用以改善用户端电能质量,包括治理谐波、提高功率因数、抑制电压波动和闪变等。在大容量 SVC 系统设计阶段,通常需要根据实际工程交流系统及负荷工况,应用系统仿真来校核设计方案的有效性。控制系统是 SVC 的核心部件,其仿真模型是否准确将直接影响 SVC 系统补偿性能和动态响应特性的验证效果。因此有必要研究如何搭建完善并贴近实际 SVC 控制装置的控制系统的仿真模型。PSCAD/EMTDC 是目前比较权威的电力系统电磁暂态仿真软件,由于其包含丰富的电力电子元件模型,在高压直流输电和 FACTS 系统仿真中也得到了普遍应用,但其自带的控制元件相对单一,且参数设置不灵活,不能满足 SVC 控制系统建模需要。矩阵实验室(MATLAB)是美国 MathWorks 公司出品的商业数学软件,主要包括 MATLAB 和 Simulink 两大部分,具有强大的数据处理能力,且内含灵活多样的功能函数和元件库,广泛应用于控制算法的仿真研究中。PSCAD/EMTDC 提供了与 MATLAB/Simulink 仿真模型的接口功能,用户可开发基于 MATLAB/Simulink 的自定义模型,通过接口元件将其与 PSCAD/EMTDC 模型进行连接,使得仿真过程灵活方便,并可充分发挥 2 种仿真软件的优势。文献 [1]、[2] 分别介绍了 MATLAB、Simulink 与 PSCAD/EMTDC 的接口实现方法。基于 MATLAB/Simulink 与 PSCAD/EMTDC 接口元件,文中设计了 SVC 详细控制系统仿真模型,并将其应用至 SVC 动模试验系统的 PSCAD/EMTDC 模型中。

1 MATLAB/Simulink 与 EMTDC 接口原理

EMTDC 是 PSCAD/EMTDC 仿真软件的计算核心,其主程序基于 Fortran 语言开发,由系统动态程序模块(System Dynamics)和电力网络求解模块(Network Solution)两部分组成, System Dynamics 包括数字仿真动态子程序(DSDYN)和数字仿真输出子程序(DSOUT), DSDYN 用于添加控制动态代码, DSOUT 输出经过 Network Solution 模块计算后的变量。EMTDC 主程序结构如图 1 所示。

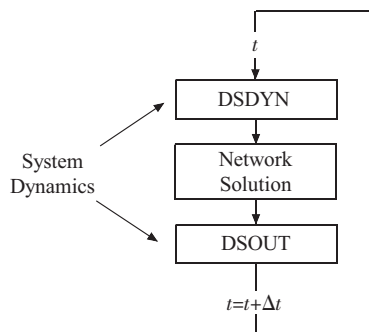


图 1 EMTDC 主程序结构

EMTDC 具有良好的开放性,目前可与 Fortran、C 和 MATLAB 3 种语言编写的代码或程序进行接口。用户将自定义代码添加至 EMTDC 有 2 种方法^[3]:

(1) 直接嵌入。在自定义元件的 PSCAD 脚本定义中编写元件功能的 Fortran 代码,用户代码作为 DSDYN 或 DSOUT 子程序的一部分直接嵌入至 EMTDC 主程序中。

(2) 间接调用。在自定义元件的 PSCAD 脚本定义中添加对外部子程序的调用声明,由 DSDYN 或 DSOUT 子程序对其进行调用,自定义元件的核心功能在外部子程序中实现。

MATLAB/Simulink 与 PSCAD/EMTDC 接口采用间接调用方式。EMTDC 库文件中提供了与 MATLAB/Simulink 的接口子程序 MLAB_INT 和 SIMULINK_INT, 可分别用于调用基于 MATLAB 语言开发的 M 文件和 Simulink 模型 (MDL 文件), 接口程序入口参数包括 M 文件或 MDL 文件的名称及保存路径、输入变量格式定义。通过在接口元件的 PSCAD 脚本定义中添加对接子程序的调用声明, EMTDC 将在每个执行周期由 DSDYN 调用接口子程序, 启动 MATLAB 运行相应的自定义仿真程序, 并将其运算结果通过接口元件返回至 EMTDC。MATLAB/Simulink 与 PSCAD/EMTDC 接口元件内部结构如图 2 所示。

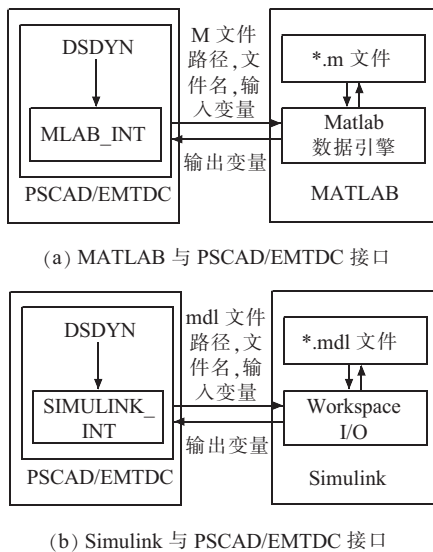


图 2 MATLAB/Simulink 与 PSCAD/EMTDC 接口元件内部结构

2 SVC 控制系统

2.1 SVC 控制系统构成

晶闸管控制电抗器+固定补偿滤波器组 (TCR+FC) 是目前在实际工程中应用最多的 SVC 组合形式, 其控制系统主要由无功功率调节器 (或电压调节器)、TCR 触发控制系统、同步系统、附加控制与保护系统构成^[4]。TCR+FC 型 SVC 应用于用户端的典型控制系统结构如图 3 所示。

2.2 无功功率调节器

无功功率调节器是用户端 SVC 控制系统的核心部件, 其作用是通过处理测量所得到的系统变量产生与需要补偿的无功功率成比例的等效电纳 BTCR 信号, 实现对 TCR 输出功率的连续控制, 进而达到各种系统控制目标。无功功率调节器包括开环控制和闭环控制 2 种基本控制模式。

(1) 开环控制。开环控制模式是用瞬时无功功

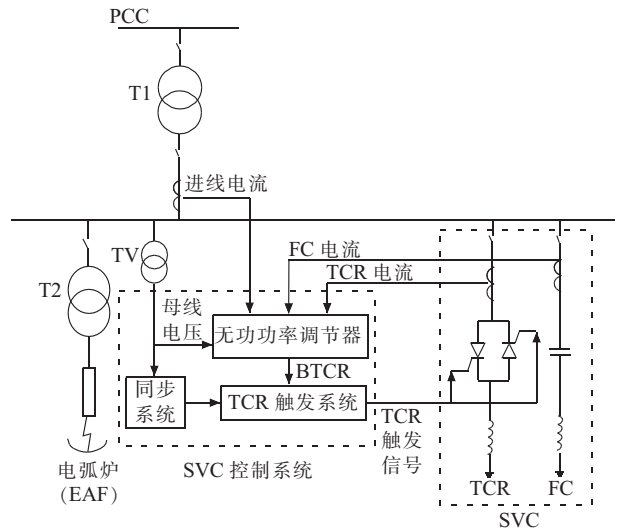


图 3 TCR+FC 型 SVC 及其控制系统结构

率算法^[5,6]实时计算负荷所需的无功功率, 直接对 TCR 补偿电纳 BTCR 进行计算, 并将计算结果经过限幅等环节送到 TCR 触发控制系统中, 用于产生 TCR 触发信号。开环控制具有响应迅速的优点, 经过精心设计的开环控制器的典型响应时间为 4~7 ms。在负荷三相不平衡时, 开环控制可采用不对称控制算法加以补偿: 通过检测负荷中的负序有功分量及负序无功分量, 对非正序基波分量进行补偿, 并采用分相计算补偿电纳大小的方法输出三相补偿电纳。因此开环控制非常适合电弧炉这类冲击性负荷要求利用 SVC 快速补偿无功动态变化及不平衡运行工况的应用场合。

(2) 闭环控制。其工作原理是根据不同的系统控制目标, 将测量得到的控制变量与参考信号进行比较, 得到的误差信号根据一定的控制规律, 如比例积分控制器计算得到 TCR 输出电纳 BTCR, 并将其送至 TCR 触发控制系统中, 使控制变量与参考信号的误差逐步调整至可以接受的范围。闭环控制的参考信号通常为系统母线电压或系统无功功率。

开环控制响应速度快, 但对于控制系统参数变化所引起的控制偏差没有校正能力, 因此在实际工程中通常采用开环控制和闭环控制相结合的方法, 可以兼顾响应速度和控制精度, 达到最优补偿效果。

2.3 TCR 触发控制系统

触发控制系统接收电压调节器输出的电纳参考信号, 产生适合于 TCR 阀组控制的触发指令, 通过触发脉冲发生单元 (CPG) 将触发指令转换成控制脉冲, 送至阀组控制单元 (VCU) 中。

2.4 同步系统

同步系统的主要功能是产生与系统电压基频分量同步的参考脉冲, 作为触发脉冲单元产生 TCR 触发脉冲的基准信号。目前 SVC 控制系统中常用的是

基于数字锁相环(PLL)的同步系统,PLL不仅可以实现与交流电网同步,而且尽可能地减少交流电网扰动对 SVC 控制系统的影响。

2.5 附加控制与保护系统

在基本无功功率调节器中还可添加一些特殊的控制和保护功能,以提高 SVC 控制器的性能。在实际工程中比较常用的附加控制与保护功能包括:TCR 过电流限制功能、TCR 平衡控制功能、机电振荡阻尼功能等。

3 SVC 控制系统建模

3.1 建模方法

PSCAD/EMTDC 的元件库中提供了锁相环 PLL 元件和可控电力电子器件控制脉冲触发元件,可直接用于实现 SVC 控制系统中同步系统和 TCR 触发控制系统的仿真模型。

无功功率调节器作为 SVC 控制系统的核心,决定着 SVC 补偿性能和动态响应特性。为使得仿真模型的输出特性尽可能接近实际控制系统的动作性能,无功功率调节器模型采用国电南瑞 NES-5601 型 SVC 主控装置的调节器算法。由于控制器中包含了空间矢量坐标变换及多种数字滤波器,直接利用 PSCAD/EMTDC 的控制元件库搭建模型具有局限性,不能满足建模需要。而 MATLAB/Simulink 提供了相对灵活多样的控制算法实现方式。

采用 PSCAD/EMTDC 与 MATLAB/Simulink 联合仿真的方法建立 SVC 控制系统详细模型,即先应用 MATLAB/Simulink 搭建无功功率调节器模型,再利用 MATLAB/Simulink 与 PSCAD/EMTDC 的接口元件将调节器模型与同步系统及 TCR 脉冲触发系统的 PSCAD/EMTDC 仿真模型建立连接,形成完整的 SVC 控制系统仿真模型;控制模型仿真步长与 SVC 控制装置算法执行周期一致。

3.2 调节器模型的 MATLAB/Simulink 与 EMTDC 接口元件

根据 NES-5601 型 SVC 主控装置调节器的主要控制功能及算法,分别利用 MATLAB 和 Simulink 搭建了开环控制、电压闭环控制(电网侧用)、无功闭环控制的模型,并设计了模型与 PSCAD/EMTDC 的接口元件。

3.2.1 开环控制接口元件

开环控制接口元件的图形界面如图 4 所示。图中 Openctrl 为开环控制器的 MATLAB 或 Simulink 模型名称,Input 为输入接口变量,接入 PSCAD/EMTDC 模型中母线三相电压和负荷三相电流,若使用 Simulink 模型,输入变量中需增加当前采样时间。

B_OPEN_PH 为输出接口变量,为开环控制模型返回的三相计算电纳 Bpha、Bphb、Bphc。

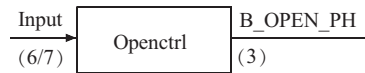


图 4 开环控制接口元件

3.2.2 电压闭环接口元件

电压闭环控制接口元件的图形界面如图 5 所示。图中 UClosetrl 为电压闭环控制器的 MATLAB 或 Simulink 模型名称,Input 为输入接口变量,接入 PSCAD/EMTDC 模型中母线三相电压和 TCR 阀组三角侧电流,若使用 Simulink 模型,输入变量中需增加当前采样时间。B_CLOSEU 为输出接口变量,为电压闭环控制模型返回的计算电纳 Bcloseu。



图 5 电压闭环控制接口元件

3.2.3 无功闭环接口元件

无功闭环控制接口元件的图形界面如图 6 所示。图中 QClosetrl 为无功闭环控制器的 MATLAB 或 Simulink 模型名称,Input 为输入接口变量,接入 PSCAD/EMTDC 模型中母线三相电压和进线三相电流,若使用 Simulink 模型,输入变量中需增加当前采样时间。B_CLOSEQ 为输出接口变量,为无功闭环控制模型返回的计算电纳 BcloseQ。

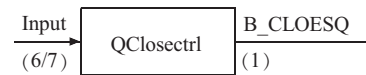


图 6 无功闭环控制接口元件

3.3 SVC 控制系统 PSCAD/EMTDC 模型

SVC 控制系统 PSCAD/EMTDC 模型的图形界面如图 7 所示。

仿真模型中设置了 3 个控制模式切换开关 OPEN_mode、CLOSE_mode、UCLOSE_mode,可以灵活模拟开环控制、闭环控制及电压/无功控制模式切换功能。调节器根据不同的控制模式选择对应的 MATLAB 或 Simulink 控制算法模型的输出变量,将计算电纳信号(Btcr)经过补偿电纳与触发角转换环节(Btcr-Alpha)计算得到 TCR 触发角,并且经过触发角限幅环节 Limit,输入至 TCR 脉冲触发环节,产生 TCR 两组正反向并联晶闸管的触发信号。TCR 脉冲触发环节的基准信号来自 PLL 锁相环。

4 仿真计算与模型校验

文中根据 SVC 动模试验系统搭建了 PSCAD/EMTDC 仿真模型,并将上述 SVC 控制系统模型接

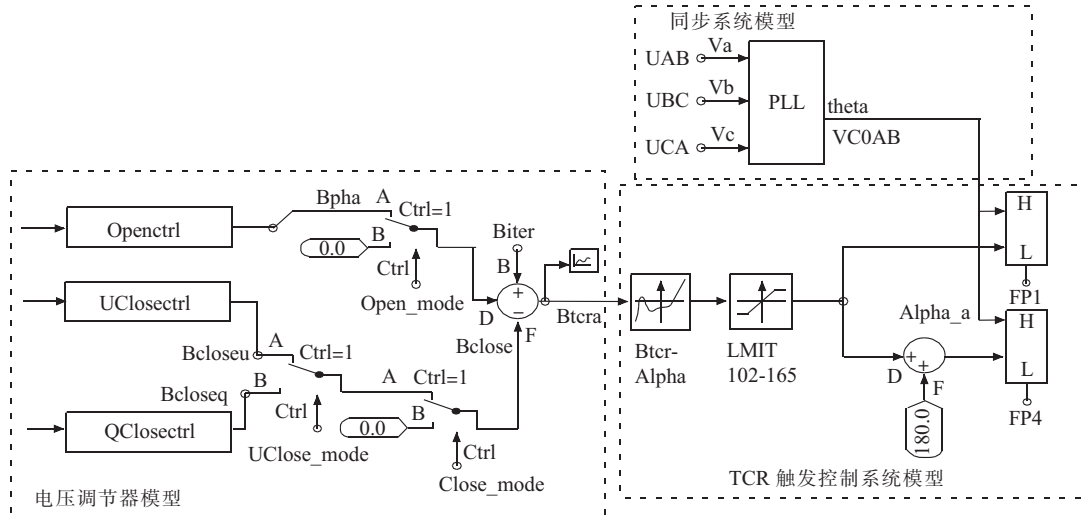


图 7 SVC 控制系统 PSCAD/EMTDC 仿真模型

入一次系统模型中,对 SVC 控制系统模型进行了校验。SVC 动模试验一次系统由 TCR 阀组、4 组 FC 和 1 组电感负载组成,经过变比为 380 V/1 000 V 的联络变压器接至 380 V 用户侧母线。TCR 与 FC 的补偿容量均为 30 kVar。SVC 动模试验系统单线图如图 8 所示。

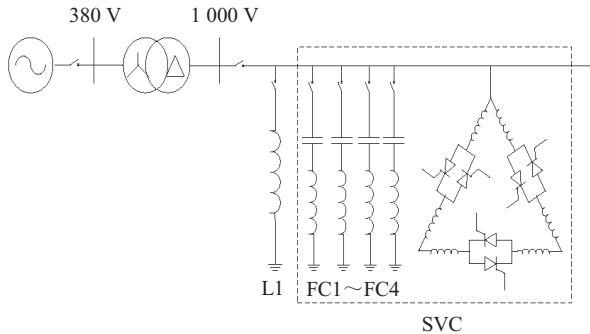


图 8 SVC 动模试验系统单线图

根据 NES-5601 型 SVC 主控装置的动模试验条件对 SVC 控制系统模型进行了仿真计算。投入 2 组 FC,SVC 控制模式设置为无功功率闭环控制投入,系统无功功率参考值在仿真时间为 2.0 s 时由 0.3 pu 阶跃变化至 0,无功闭环控制 PI 调节器的比例系数 K_p 设置为 0.7,积分常数 K_i 设置为 0.3。SVC 控制系统模型的仿真结果如图 9 所示。

通过 PSCAD / EMTDC 的 COMTRADE / RTP Recorder 元件将 SVC 控制系统模型仿真结果转化为标准 COMTRADE 格式文件,与 NES-5601 型 SVC 主控装置动模试验录波数据进行比较,如图 10 所示。可见,SVC 控制系统模型的动态特性与 SVC 主控装置基本一致,无功功率参考值发生阶跃变化后,SVC 控制系统在 18 ms 左右后达到稳定状态,触发角由 110° 变化为 122° ,系统无功功率能达到控制目标。

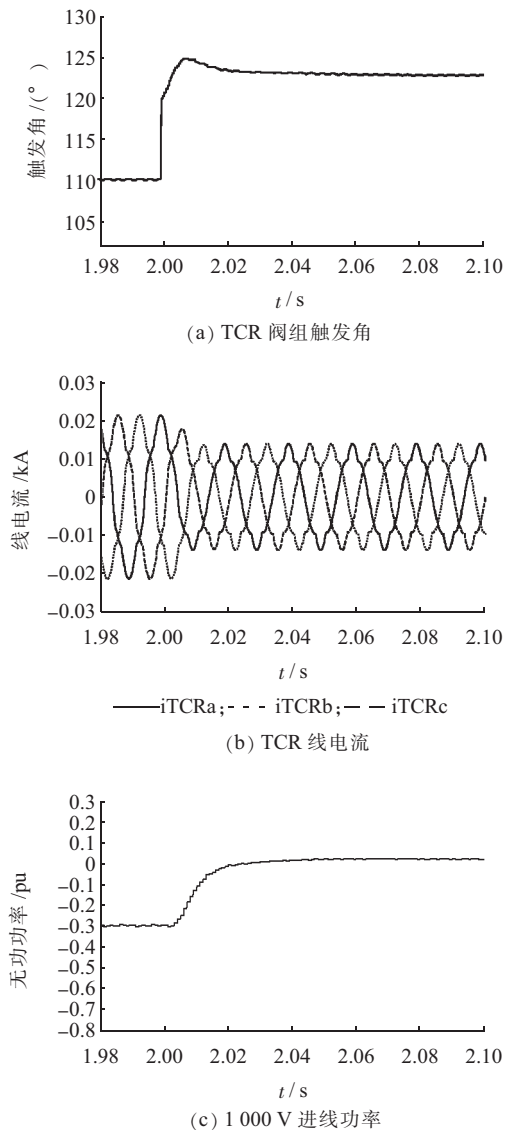
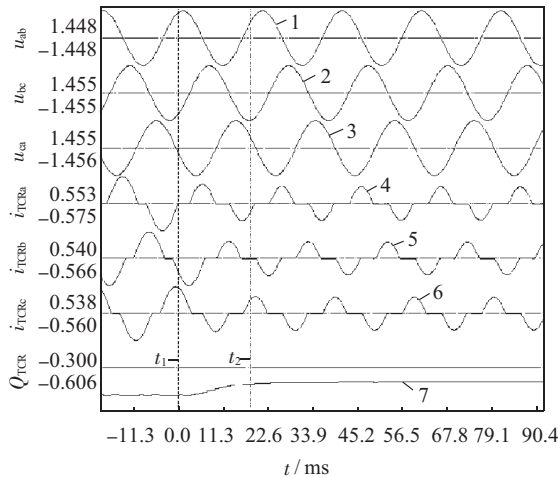


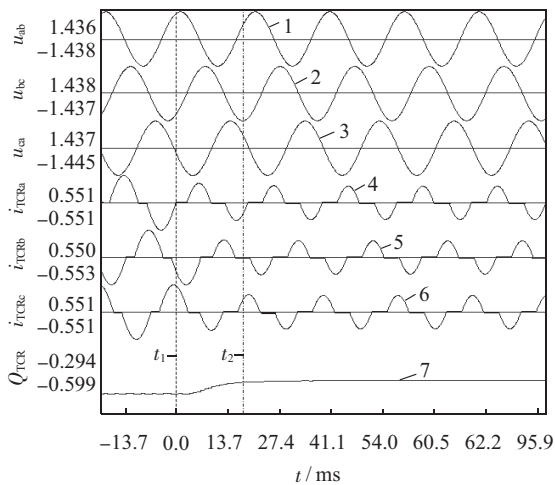
图 9 SVC 控制系统模型仿真结果

5 结束语

利用 MATLAB / Simulink 与 PSCAD / EMTDC



(a) SVC 主控装置录波



(b) SVC 控制系统模型仿真波形

1 为 1 000V 母线 AB 相电压;2 为 1 000V 母线 BC 相电压;
3 为 1 000V 母线 CA 相电压;4 为 TCR 三角侧 A 相电流;5
为 TCR 三角侧 B 相电流;6. 为 TCR 三角侧 C 相电流;7 为
TCR 无功功率

图 10 SVC 控制系统模型仿真数据与 SVC 主控装置
动模试验录波数据比较

接口元件,提出了一种搭建详细 SVC 控制系统模型

的方法。此建模方法可发挥 2 种仿真软件的特点与优势,并可根据实际 SVC 主控装置搭建完善复杂的控制算法模型。在 SVC 动模试验系统模型中的仿真计算结果验证了此建模方法的可行性以及所搭建的控制系统模型的正确性。使用此控制模型校核实际 SVC 工程设计方案,将能更准确地反应实际 SVC 控制装置的动作和补偿性能。此建模方法对研究 SVC 和其他 FACTS 装置的新型控制算法也具有实用价值。

参考文献:

- [1] 杨健维,麦瑞坤,何正友. PSCAD/EMTDC 与 Matlab 接口研究[J]. 电力自动化设备, 2007, 27(11): 83-87.
- [2] 乐丽琴,杨小品. PSCAD 与 Simulink 接口的工程实现[J]. 工业控制计算机, 2009, 22(2): 33-34.
- [3] 刘永浩,蔡泽祥,李爱民. PSCAD/EMTDC 自定义建模及在直流线路保护仿真中的应用[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(9): 119-124.
- [4] MATHURRM, VARMA R K. 基于晶闸管的柔性交流输电控制装置[M]. 徐政,译.北京:机械工业出版社, 2005.
- [5] 谢小荣,姜齐荣. 柔性交流输电系统的原理和应用[M]. 北京:清华大学出版社, 2006.
- [6] 石新春,齐涛,郑庆红,等. 基于瞬时无功功率理论的 SVC 设计和实现[J]. 电力电子技术, 2008, 42(5): 12-13, 47.

作者简介:

- 邹宁(1977),女,江苏无锡人,工程师,从事 FACTS 技术及其控制保护系统的仿真应用工作;
方存洋(1968),男,安徽寿县人,工程师,从事 FACTS 技术研究及其控制保护系统的研发工作;
刘育鑫(1982),男,黑龙江东宁县人,工程师,从事 FACTS 技术研究及其控制保护系统的研发工作;
王小红(1973),女,安徽怀远人,高级工程师,从事新能源发电及电力电子在电力系统中的应用工作;
朱振飞(1958),男,江苏启东人,高级工程师,从事电力系统及自动化与电力电子的应用工作。

Application of PSCAD / EMTDC-MATLAB Co-simulation Technology in SVC Control System Simulation Modeling

ZOU Ning, FANG Cun-yang, LIU Yu-xin, WANG Xiao-hong, ZHU Zhen-fei
(NARI Technology Development Co.Ltd., Nanjing 210003,China)

Abstract: A method of detailed static var compensator (SVC) control system simulation model built by PSCAD/EMTDC-MATLAB co-simulation technology is proposed based on the interface components of MATLAB/Simulink and PSCAD/EMTDC. The effective SVC control device algorithm is used by the voltage/reactive power control model of the core component of control system. The control system model is simulated in PSCAD/EMTDC model of SVC dynamic model test system. The compare between Simulation data and the wave recording file of actual SVC control device dynamic simulation test shows that compensation characteristics and dynamic response performance of control model are the same as those of the actual device. The feasibility of simulation modeling methods and the correctness of the simulation model are proved.

Key words: PSCAD/EMTDC; MATLAB/Simulink; interface components; SVC control system; co-simulation

自适应保护在含分布式电源配电网中的应用

徐岩,卫波,冯巩

(华北电力大学新能源电力系统国家重点实验室,河北保定071003)

摘要:结合含DG配电网的网络结构图与对称分量法,研究出一种相电流差故障分量作为保护动作判据的算法,相电流差故障分量的获取可由采集故障后数据与故障前数据并通过计算得到,该方法实用,能够准确识别保护区内外的故障。并在MATLAB平台上搭建了含风机的配电网模型,进行了仿真实验。仿真结果证明该算法准确识别保护区内外的故障,能减小分布式电源接入配电网后对其电流保护产生的影响。

关键词:分布式电源;配电网;自适应保护;故障分量

中图分类号: TM77

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2012)05-0045-04

电力发展之初是分散的、小型的,随着经济与科学技术的发展和工业化时代规模效益的追求才出现大容量高参数机组的中心电站、超高压远距离输电、大电网互联集中供电,这是工业化过程中电力工业发展的必经之路,也是目前电能生产、输送和分配的主要方式。但是其在适应负荷变化的灵活性与供电安全性方面存在一些弊端。在近年来屡屡发生的能源危机、电力危机与大面积停电事故中,已暴露出现有的庞大电力系统存在的缺点。因此需要建设一批分散布置的分布式发电机组作为大电网的辅助和补充,既可以提高系统的经济性、安全性、可靠性和灵活性,同时也满足了可持续发展的要求,大大减轻环保的压力^[1,2]。

1 配电网的继电保护

我国10 kV配电网的保护主要是电流三段式保护。对于中性点非有效接地的配电网,传统的电流速断保护是按最大运行方式下线路末端三相短路整定来保证保护动作的选择性,按电力系统最小运行方式来校验保护的灵敏度。这种按最严重的运行条件确定保护整定值的方法,虽然可保证在电力系统各种运行方式下发生故障时,继电保护都能正确动作,但存在以下缺点:一是按该方法确定的继电保护整定值,对电力系统其他运行方式(包括电力系统的主要运行方式)来讲不是最佳的整定值;二是在电力系统最小运行方式下发生最不利的故障时,继电保护系统的性能会严重变坏甚至发生拒动现象。这不但限制了电网运行的灵活性,而且降低了电网运行的稳定性^[3,4]。

对图1所示的网络结构进行MATLAB仿真分析,BC末端发生三相短路故障时,当分布式电源注入容量为7.5 MV·A时,保护2测得电流值为2.23

kA,超过保护2的电流速断保护整定值,因此当CD线路出口附近段发生短路故障时,保护2和3都可能动作,无法保证选择性。

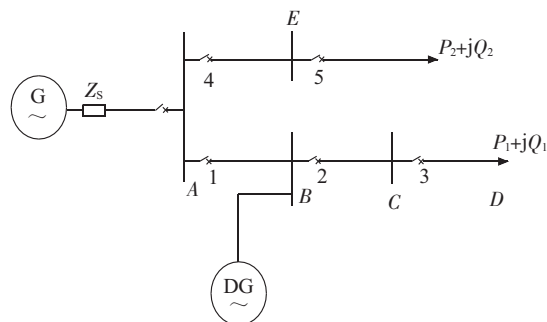


图1 含分布式电源的配电网网络结构

自适应电流保护就是在微机电流保护的基础上应用了自适应方法而产生的一种新型保护。它能根据电力系统运行方式和故障状态的变化而实时改变电流保护定值,从而改进了电流保护的动作性能。

2 自适应保护的研究

基于两相电流差和线电压的自适应保护具有故障类型和运行方式自适应的特点。根据两相电流差的特性,可以将相差电流作为相间短路保护的判据,能保证各种类型的相间短路都有相同的保护区,且不用计算故障类型系数,自动具有故障类型自适应的功能。如果再利用线电压及两相电流差的故障分量估计出背后的系统阻抗,就可以得到具有故障类型和运行方式自适应特点的基于两相电流差和线电压的自适应保护方案。

在电力网络中,被保护线路发生相间金属性短路故障时,流过保护电流的两相电流差存在如下关系:无论发生何种相间短路故障,两故障相间的两相电流差大小等于三相短路时单相电流的 $\sqrt{3}$ 倍,与非故障相有关的两相电流差的大小则小于故障相间

的两相电流差值,而且两故障相间电流差的大小与短路类型无关。

用对称分量法对电网进行故障分析,可以作出 A 相的正序、负序和零序网如图 2 所示^[5,6]。

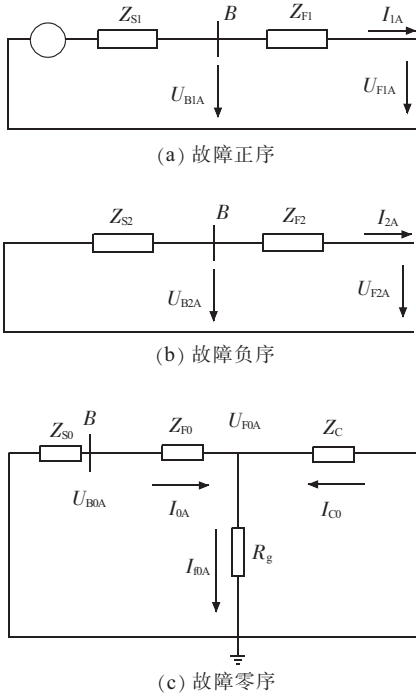


图 2 故障序网图

其中: Z_{S1}, Z_{S2}, Z_{S0} 分别为母线 B 处左端系统等效正序、负序和零序阻抗,由大系统与分布式电源并联而成; Z_{F1}, Z_{F2}, Z_{F0} 分别为保护安装处至短路点 F 之间的正序、负序和零序阻抗; I_{C0} 为对地电容电流。

由图可知:

$$\begin{cases} \dot{U}_{F1A} = \dot{E}_A - I_{1A}(Z_{S1} + Z_{F1}) \\ \dot{U}_{F2A} = -I_{2A}(Z_{S2} + Z_{F2}) \\ \dot{U}_{F0A} = -I_{0A}(Z_{S0} + Z_{F0}) \end{cases} \quad (1)$$

假设电力系统的正序阻抗等于负序阻抗,即 $Z_{S1} = Z_{S2}, Z_{F1} = Z_{F2}$ 。可求出短路点 F 处 A 相电压为:

$$\begin{aligned} \dot{U}_{FA} &= \dot{U}_{F1A} + \dot{U}_{F2A} + \dot{U}_{F0A} \\ &= \dot{E}_A - (I_A + 3K_1 I_0)Z_{S1} - (I_A + 3K_2 I_0)Z_{F1} \end{aligned} \quad (2)$$

$$\text{其中: } K_1 = \frac{Z_{S0} - Z_{S1}}{3Z_{S1}}, K_2 = \frac{Z_{F0} - Z_{F1}}{3Z_{F1}}。$$

同理,可求得短路点 F 处的 B 相电压与 C 相电压,可得短路点 F 处的相间电压:

$$\begin{cases} \dot{U}_{FAB} = \dot{E}_{AB} - (I_A - I_B)(Z_{S1} + Z_{F1}) \\ \dot{U}_{FBC} = \dot{E}_{BC} - (I_B - I_C)(Z_{S1} + Z_{F1}) \\ \dot{U}_{FCA} = \dot{E}_{CA} - (I_C - I_A)(Z_{S1} + Z_{F1}) \end{cases} \quad (3)$$

定义 $I_{AB} = I_A - I_B, I_{BC} = I_B - I_C, I_{CA} = I_C - I_A$ 为各两相电流差电流,简称相电流差。代入式(3),整理可得相电流差的表达式为:

$$\begin{cases} \dot{I}_{AB} = \frac{\dot{E}_{AB} - \dot{U}_{FAB}}{Z_{S1} + Z_{F1}} \\ \dot{I}_{BC} = \frac{\dot{E}_{BC} - \dot{U}_{FBC}}{Z_{S1} + Z_{F1}} \\ \dot{I}_{CA} = \frac{\dot{E}_{CA} - \dot{U}_{FCA}}{Z_{S1} + Z_{F1}} \end{cases} \quad (4)$$

以 F 处故障的 BC 相为例,BC 相的相电流差故障分量可以表示为:

$$\dot{I}_{BCg} = \dot{I}_{BC}^{(t)} - \dot{I}_{BC}^{(0)} \quad (5)$$

式中: $\dot{I}_{BC}^{(t)}$ 为故障时 BC 相的电流; \dot{I}_{BCg} 为故障分量电流; $\dot{I}_{BC}^{(0)}$ 为正常运行时的负荷电流。

下面利用序分量对 A, B, C 三相的相电流差故障分量进行分析。

利用对称分量法可表达为^[7]:

$$\begin{cases} \dot{I}_{ABg} = (\dot{I}_A - \dot{I}_B)_g = (1 - a^2)c_1 \dot{I}_{1g} + (1 - a)c_2 \dot{I}_{2g} \\ \dot{I}_{BCg} = (\dot{I}_B - \dot{I}_C)_g = (a^2 - a)c_1 \dot{I}_{1g} + (a - a^2)c_2 \dot{I}_{2g} \\ \dot{I}_{CAg} = (\dot{I}_C - \dot{I}_A)_g = (a - 1)c_1 \dot{I}_{1g} + (a^2 - 1)c_2 \dot{I}_{2g} \end{cases} \quad (6)$$

式中: $\dot{I}_{1g}, \dot{I}_{2g}$ 为故障点的正、负序故障分量电流; c_1, c_2 为保护端的正、负序电流分布系数; $\dot{I}_{ABg}, \dot{I}_{BCg}, \dot{I}_{CAg}$ 为相电流差故障分量; a 为 e^{j120° 。若 $c_1 = c_2$,上式的幅值又可表示为:

$$\begin{cases} |\dot{I}_{ABg}| = c_1 \left| (1 - a^2)\dot{I}_{1g} + (1 - a)\dot{I}_{2g} \right| \\ |\dot{I}_{BCg}| = c_1 \left| (a^2 - a)\dot{I}_{1g} + (a - a^2)\dot{I}_{2g} \right| \\ |\dot{I}_{CAg}| = c_1 \left| (a - 1)\dot{I}_{1g} + (a^2 - 1)\dot{I}_{2g} \right| \end{cases} \quad (7)$$

接地故障涉及到电容电流,对于非直接接地系统来说就是零序电流,所以电容电流对式(7)没有影响。

(1) 单相接地短路。以 A 相接地短路为例,则有 $\dot{I}_{1g} = \dot{I}_{2g}$,代入式(7)可得:

$$\begin{cases} |\dot{I}_{ABg}| = 3c_1 \left| \dot{I}_{1g} \right| \\ |\dot{I}_{BCg}| = 0 \\ |\dot{I}_{CAg}| = 3c_1 \left| \dot{I}_{1g} \right| \end{cases} \quad (8)$$

由式(8)可知,单相接地短路的幅值特性是两非

故障相的电流差等于0。

(2) 两相短路。以B,C两相短路为例分析,则

有 $i_{1g}=i_{2g}$,代入式(7)可得:

$$\begin{cases} |i_{ABg}| = \sqrt{3} c_1 |i_{1g}| \\ |i_{BCg}| = 2\sqrt{3} c_1 |i_{1g}| \\ |i_{CAg}| = \sqrt{3} c_1 |i_{1g}| \end{cases} \quad (9)$$

由式(9)可知,两相短路的幅值特性是故障相电流差值最大。

(3) 两相短路接地。以B,C两相接地短路为例

分析,则有 $i_{1g}=-Ki_{2g}$,假设为金属性短路,则 $0<K<1$,代入式(7)可得:

$$\begin{cases} |i_{ABg}| = \sqrt{3} c_1 |(1-a)(1+a-K)i_{1g}| \\ |i_{BCg}| = 2\sqrt{3} c_1 |(1+K)i_{1g}| \\ |i_{CAg}| = \sqrt{3} c_1 |(1-a\cdot K-K)i_{1g}| \end{cases} \quad (10)$$

两相接地短路的幅值特性与两相短路的相同,即两故障相电流差最大。

(4) 三相短路。此时 $i_{2g}=0$,代入式(7)可得:

$$|i_{ABg}| = |i_{BCg}| = |i_{CAg}| = \sqrt{3} c_1 |i_{1g}| \quad (11)$$

通过对以上各种情况分析可知:

$$\max(|i_{ABg}|, |i_{BCg}|, |i_{CAg}|) \geq \sqrt{3} c_1 |i_{1g}| \quad (12)$$

综合以上分析保护动作判据可得出:

$$\begin{cases} \max(|i_{ABg}|, |i_{BCg}|, |i_{CAg}|) \geq \sqrt{3} c_1 |i_{1g}| \\ \sqrt{3} c_1 |i_{1g}| = K_{rel} \cdot c_1 \cdot \frac{\sqrt{3} E_\phi}{Z_s + Z_l} \end{cases} \quad (13)$$

式中: K_{rel} 为可靠系数; E_ϕ 为系统保护侧等效电源正常相电势; Z_s 为保护侧系统等效正序阻抗; Z_l 为被保护线路全长的正序阻抗; c_1, c_2 为正、负序电流分配系数,系统中正、负序电流分配系数相等。

实现该自适应电流速断保护还需要解决2个问题:(1)相电流差故障分量的计算;(2)系统等效阻抗和等效电源电势的计算。

对于第一个问题,相电流差故障分量的获取可由采集故障后数据与故障前数据并通过计算得到,计算式如下:

$$i_{BCg} = i_{BC}^{(t)} - i_{BC}^{(0)} \quad (14)$$

对于第二个问题,根据对相电流差及其故障分量的特性分析,得出故障相间的两相电流差及其故障分量值最大,发生短路故障时取3个相电流差故障分量中的最大值及其对应的线电压故障分量进行

实时整定计算。例如假设B,C两相短路故障,系统等效阻抗可由如下方法计算:

$$Z_s = -\frac{\dot{U}_{BC}^{(t)} - \dot{U}_{BC}^{(0)}}{i_{BC}^{(t)} - i_{BC}^{(0)}} \quad (15)$$

这种保护动作判据中的整定值由保护实时测量值计算而来,而且测量值中故障前后的相间电流和相间电压值可由保护直接采集、或仅经过简单的计算得到。

然后计算系统等效电源,计算公式如下:

$$E_1 = \sqrt{3} E_\phi = E_{BC} = U_{BC} + I_{BC} Z_s \quad (16)$$

式中: U_{BC} 为故障时被保护线路保护装置安装处的线电压; I_{BC} 为故障时候被保护线路保护装置安装处的线电流。

3 仿真研究

依据MATLAB搭建的仿真平台^[8],对上述的理论分析进行仿真验证。分布式电源由风机组成,接入容量为7.5 MW。其中 $c_1=1, K_{rel}=1.1$ 。

分布式电源接入对配电网的影响主要是保护的速断保护范围延伸到下一段线路,所以仿真设定BC线路末端发生三相短路,此时故障发生在保护2速断电流保护范围外。保护2处B,C两相各电压电流幅值如下:

$$\begin{cases} i_{BC}^{(0)} = -237.4 - j647.2 (\text{A}) \\ i_{BC}^{(t)} = -3864.6 - j37.9 (\text{A}) \\ i_{BCg} = -3627.2 - j685.1 (\text{A}) \\ \dot{U}_{BC}^{(0)} = -598.4 - j13980.7 (\text{V}) \\ \dot{U}_{BC}^{(t)} = -251.4 - j4528.3 (\text{V}) \\ \dot{U}_{BCg} = 347 + j9452.4 (\text{V}) \end{cases} \quad (17)$$

$$\text{则, } Z_s = -\frac{\dot{U}_{BC}^{(t)} - \dot{U}_{BC}^{(0)}}{i_{BC}^{(t)} - i_{BC}^{(0)}} = -0.384 + j2.53 (\Omega)$$

$$E_1 = E_{BC} = U_{BC} + I_{BC} Z_s = 1136.7 - j14320.1 (\text{V})$$

$$\left| K_{rel} \cdot c_1 \cdot \frac{\sqrt{3} E_\phi}{Z_s + Z_l} \right| = 4270.7 (\text{A})$$

当风机接入容量为7.5 MW时, $|i_{BCg}| = 3691.3$

(A) $< \left| K_{rel} \cdot c_1 \cdot \frac{\sqrt{3} E_\phi}{Z_s + Z_l} \right|$, 不符合保护判据,保护2

不动作,所以不会产生像传统电流保护那样保护2的自适应速断保护范围延伸到下一段线路,可见自适应电流保护优于传统电流保护。

如果故障发生在保护范围之内,即三相短路故

障发生在 BC 线路上离 B 端 2 km 处,则仿真结果如下:

$$\begin{cases} \dot{I}_{BC}^{(0)} = -237.4 - j647.2 (\text{A}) \\ \dot{I}_{BC}^{(1)} = -4469.4 + j59.3 (\text{A}) \\ \dot{I}_{BCg} = -4232 + j706.5 (\text{A}) \\ \dot{U}_{BC}^{(0)} = -541.8 - j14021.1 (\text{V}) \\ \dot{U}_{BC}^{(1)} = -152.9 - j2616.2 (\text{V}) \\ \dot{U}_{BCg} = 388.9 + j11404.9 (\text{V}) \end{cases} \quad (18)$$

$$\text{则, } Z_S = -\frac{\dot{U}_{BC}^{(1)} - \dot{U}_{BC}^{(0)}}{\dot{I}_{BC}^{(1)} - \dot{I}_{BC}^{(0)}} = -0.35 + j2.64 (\Omega)$$

$$E_1 = E_{BC} = U_{BC} + I_{BC} Z_S = 1254.8 - j14436.2 (\text{V})$$

$$\left| K_{rel} \cdot c_1 \cdot \frac{\sqrt{3} E_\phi}{Z_S + Z_1} \right| = 4183.6 (\text{A})$$

当风机接入容量为 7.5 MW 时, $\left| \dot{I}_{BCg} \right| = 4290.6$

(A) $> \left| K_{rel} \cdot c_1 \cdot \frac{\sqrt{3} E_\phi}{Z_S + Z_1} \right|$, 符合保护判据, 保护 2 动

作, 即保护区内故障正确动作。

从以上仿真结果来看, 自适应电流保护性能优于传统电流保护, 而且可以减小分布式电流接入配电网后对其保护产生的影响。

4 结束语

文中考虑将自适应电流保护应用到含分布式电源的配电网中, 结合含 DG 配电网的网络结构图与对称分量法, 研究出一种相电流差故障分量作为保护动作判据的算法。其中相电流差故障分量的获取可由采集故障后数据与故障前数据并通过计算得

到。然后在 MATLAB 平台上搭建了含风机的配电网模型, 进行了仿真验证, 仿真结果显示该方法可行。由此可见基于相电流差故障分量作为保护动作判据的算法的准确性, 能够准确识别保护区内外的故障, 对减小分布式电流接入配电网后对其保护产生的影响有重要意义。

参考文献:

- [1] 何建剑, 吴为麟. 分布式电源并网系统的研究[J]. 能源工程, 2007(3): 1-6.
- [2] LU Y P, HUA L D, WU J A, et al. A Study on Effect of Dispersed Generator Capacity on Power System Protection[C]. Power Engineering Society General Meeting 2007 IEEE, 2007.
- [3] SADEH J, BASHIR M, KAMYAB E. Effect of Distributed Generation Capacity on the Coordination of Protection System of Distribution Network[C]. Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2010.
- [4] 胡成志, 卢继平. 分布式电源对配电网继电保护影响的分析[J]. 重庆大学学报, 2006, 29(8): 36-39.
- [5] 张保会, 尹项根. 电力系统继电保护[M]. 北京: 中国电力出版社, 2005.
- [6] 李光琦. 电力系统暂态分析[M]. 北京: 中国电力出版社, 2007.
- [7] 揭林玲. 配电线路自适应保护研究[D]. 重庆大学硕士学位论文, 2009.
- [8] 于群, 曹娜. 电力系统建模与仿真[M]. 北京: 机械工业出版社, 2011.

作者简介:

徐岩(1976), 男, 吉林吉林人, 副教授, 从事电力系统继电保护的研究;

卫波(1988), 男, 江苏宜兴人, 硕士研究生, 从事电力系统继电保护的研究;

冯巩(1988), 男, 河北石家庄人, 硕士研究生, 从事电力系统继电保护的研究。

Application of Self-adaptive Protection in Distribution Network with Distributed Power

XU Yan, WEI Bo, FENG Gong

(State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Baoding 071003, China)

Abstract: Combined with network structure diagrams and the symmetrical component method of distribution network with DG, an algorithm is developed. In the algorithm, the fault component of phase to phase current difference is used as a judgement whether a protection acts and can be computed with connected post-fault datas and pre-fault datas. The algorithm is applicable and can identify the fault in or out of the protection area accurately. A distribution network model with wind turbine is built in MATLAB to conduct a simulation and verify the algorithm. The simulation results show the algorithm's accurate identification and ability of reducing the impact to current protection with the access of distributed current to distribution network.

Key words: distributed power; distribution network; self-adaptive protection; fault component

一种幅频可调的高频高压方波电源的研制

肖宇华¹,陶风波²,周志成²,陈少波²,马勇²,王海威¹

(1.南京供电公司,江苏南京 210008;2.江苏省电力公司电力科学研究院,江苏南京,211103)

摘要:针对现有气体开关频率低、幅值不易控制的缺点,以固体开关绝缘栅双极型晶体管(IGBT)为主要开关元件,由单片机来控制频率和占空比的调节,通过脉冲变压器升压和整形电路的整形,得到高频高压方波电压。脉冲电压频率可以在 1~15 kHz 之间任意调节,电压幅值可在 0~20 kV 之间连续可调。电源同时具有良好的过压和过流保护作用。

关键词:高频;高压方波;过流保护;过压保护

中图分类号: TM832

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2012)05-0049-04

随着脉冲功率技术的发展,高频高压电源越来越多的用于废水废气的处理、臭氧产生、材料改性及合成之中。如上升沿小于 $1 \mu\text{s}$,脉宽为 $5 \sim 15 \mu\text{s}$,场强为 $10 \sim 50 \text{ kV/cm}$ 的脉冲电场可以用来对液态食品进行灭菌^[1];高压脉冲在水中放电形成的等离子体可以对污水进行处理^[2,3],特别适用于化学方法难以处理的有机物,而且耗能低,不产生二次污染^[4,5]。随着脉冲放电等离子体技术的发展及其广泛应用,脉冲放电现象与放电机理的研究成为当前一个热门的研究话题^[6]。为了深入掌握脉冲放电机理,频率、脉宽、幅值等参数可变的高压高频电源就显得非常必要。随着大功率、耐压高的可控硅器件的出现,高频电源的产生变得比较方便,但受脉冲变压器本身参数的影响,如漏感和杂散电容,输出波形往往包含了大量的振荡,波形极不规则。研制的脉冲电源以绝缘栅双极型晶体管(IGBT)为主要开关元件,通过逆变电路、脉冲变压器和波形调节电路,由单片机输出方波为控制信号,产生连续的频率、幅值可调的方波脉冲,其频率范围为 1~15 kHz,电压幅值为 0~20 kV。

1 IGBT 驱动电路分析

IGBT 器件只需要对栅极输入电容进行充放电就可以使器件开通或关断。但栅极通常遇到电压尖峰、各种寄生振荡,从而损坏 IGBT。为减小这些外界干扰,可在栅极串联 1 个电阻。电阻较小时会使 di/dt 变化率上升,引起误导通,而电阻较大时,开通和关断的时间会增长,开关损耗增大。经调试,在此处串联 3.1Ω 的电阻。在 G、E 之间串联 2 个反向稳压管,用来限制过冲,防止门极驱动电路出现高压尖峰,保证 IGBT 的基极不被击穿。

驱动芯片采用三菱公司的 M57962L,通过 +15 V 的开通电压和 -9 V 的关断电压控制 IGBT 的通

断。为了有效保护 IGBT 不因长时过流而损坏及稳压管 D3、D1 的值,来设定过流保护裕度。通过监测 UCE 的幅值,由光耦输出过流关断信号控制 IGBT 关断,达到过流保护的目。IGBT 驱动回路如图 1 所示。

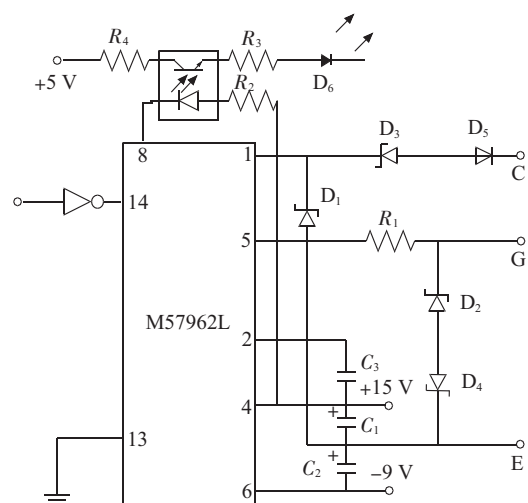


图 1 IGBT 驱动回路示意图

2 主电路回路分析

2.1 交流整流

主回路如图 2 所示,交流整流通过整流桥实现,通过改变整流桥导通角来进行调压。主回路电感 L 值通过实际需要来选择,电感量增大有利于电流的平稳,对于抑制逆变部分电压的过冲有明显作用,但同时增大了电感自身的损耗,使得输出直流电压幅值下降。

2.2 直流逆变

该部分主要由 4 个 IGBT 组成桥式可逆斩波电路^[7,8],每个支路反并联 1 个二极管组成续流通道。晶闸管的缓冲电路和过压保护电路如图 2 所示,在关断时刻,电路绕过 R_X (X 表示缓冲电路各下标)由 D_X 对 C_X 进行充电,这样可以克服充电电流在 R_X 上

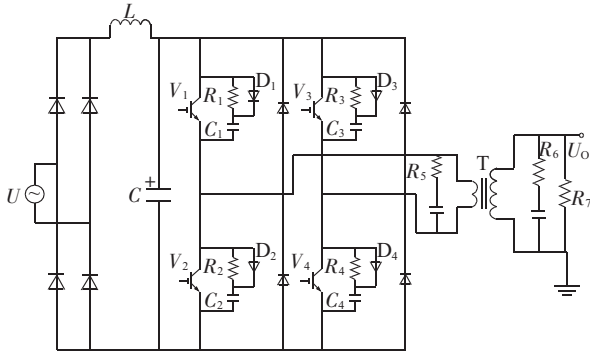


图2 主电路回路示意图

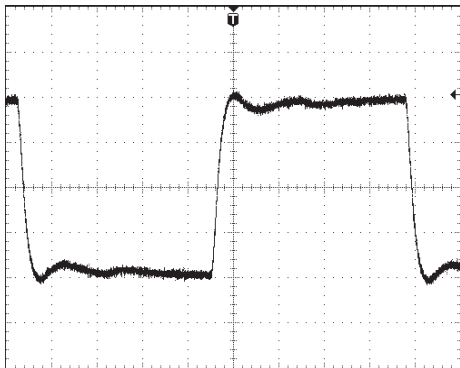
产生的压降而形成过冲。放电时 C_X 通过 R_X 由 IGBT 从主回路放电。吸收电容和电阻的参数选择由下式决定^[9]：

$$C_X = \frac{L_S I_O^2}{(V_{CEP} - E_d)^2} \quad (1)$$

$$R_X \leq \frac{1}{2 \times 3 \times C_X \times f} \quad (2)$$

式中： L_S 为主电路电感； I_O 为 IGBT 关断时集电极电流； V_{CEP} 为缓冲回路电容电压的最终值； E_d 为直流电源电压值； f 为开关频率。

计算时，考虑到阻容放电，开关频率可取实际工作最高频率，使电容上存储的电流能在半个周期内放完。电容不宜取得过大，否则在 IGBT 开通时集电极始终有电容放电电流流过，使得电流增大，IGBT 容易受到损坏。 C_X 的放电是通过缓冲电路中的 R_X 释放到主回路中的，因此， R_X 太小，缓冲回路的电流可能会发生振荡，并且 IGBT 导通时集电极电流峰值也增大； R_X 太大，将增大放电常数，使得 C_X 在 IGBT 导通期间内不能把电放完。该电路中， C_X 的计算值为 $0.0086 \mu\text{F}$ ， R_X 的计算值为 555.6Ω 。经过实际调试， C_X 取为 $0.01 \mu\text{F}$ ， R_X 取为 100Ω 。在原边负载为纯电阻的情况下，逆变电路原边输出实测波形如图 3 所示。



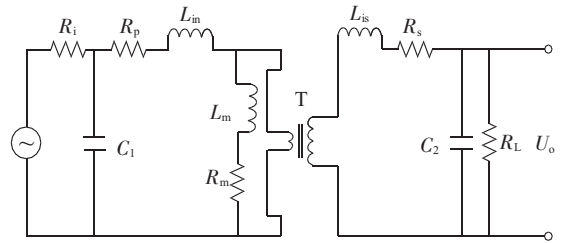
V:50 V/div; H:40 $\mu\text{s}/\text{div}$

图3 原边电压输出波形图

2.3 脉冲变压器升压

脉冲幅值的放大主要由脉冲变压器来完成。对于高频正弦波，脉冲变压器副边输出电压波形基本保持不变，但对于方波来说由于其前后沿包含丰富的高频分量，平顶处近似为直流分量，所以通过电感、电容这些非线性元件后不可避免地会发生畸变，造成波形的振荡。

图 4 为脉冲变压器等效电路^[10,11]，通过把副边电路元件参数折合到原边，并且合并一些参数，图 4 电路可以用图 5 来代替。



R_i 为电源内阻； R_p 为一次侧电感内阻； R_s 为二次侧电感内阻； L_{m1} 和 L_{m2} 为原边和副边的漏感； C_1 和 C_2 为原边和副边的等效电容； R_m 为铁心电阻； L_m 为励磁电感； T 为理想变压器； R_L 为负载

图4 脉冲变压器等效电路

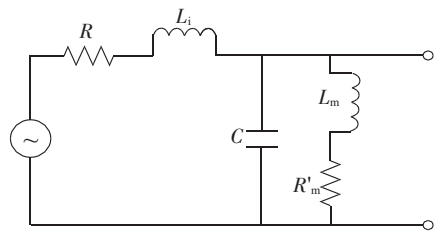


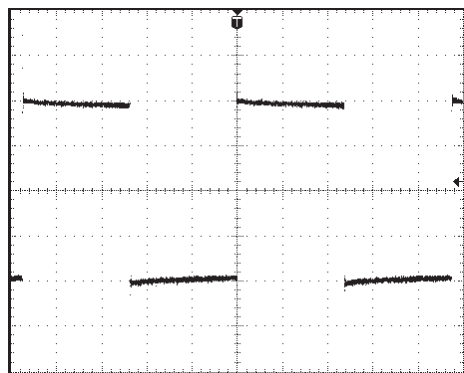
图5 脉冲变压器简化电路

在脉冲的上升沿，由于 L_i 的存在，高频分量将大量消耗在 L_i 上，由此引起输出电压上升沿变缓，产生畸变。在平顶阶段，此时方波频率相当低（近似为直流）， L_i 和 C 的作用可以忽视。此时， L_m 中将积累大量的能量，在下降沿阶段，能量将通过负载而释放，所以输出波形在下降沿会出现过冲。在双极性波形中， L_m 将导致上升沿的最高处和下降沿的最低处出现过冲。同时，如果回路阻尼比较小，波形将出现振荡。图 6 为不加任何调制电路情况下脉冲变压器的输出实测波形。

图 6 中波形的过冲和振荡可通过在原边和副边加阻容回路加以吸收，从而得到较好的消除。而对于平顶下降的问题，可以在副边加一负载，增大放电常数，从而有效减小平顶降。图 7 为加阻容吸收后高压侧输出实测波形。

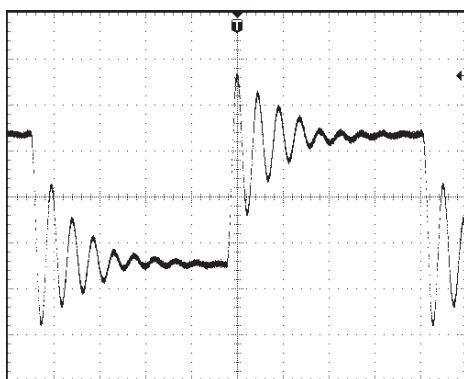
3 波形调试与分析

为了掌握各参数对脉冲变压器输出波形的影



V:1 000 V/div;H:40 μs/div

图6 无波形调节电路时脉冲变压器输出实测波形



V:1 000 V/div;H:40 μs/div

图7 加调波电路后脉冲变压器输出实测波形

响,此处用 PSpice 对脉冲变压器电路进行了定性仿真,电路采用图 5 的结构,各参数取值分别为: $R=20\ \Omega$, $L_i=200\ \mu\text{H}$, $C=15\ \text{nF}$, $L=30\ \text{mH}$, $R_m=10\ \Omega$,脉冲电压值为 $\pm 4\ 000\ \text{V}$,上升时间和下降时间均设置为 $300\ \text{ns}$ 。

由于漏感的存在,方波中大多高频分量降在漏感上,造成方波脉冲上升时间增加。要增大此处高频分量的输出,可以通过减小脉冲变压器的分布电容,如减少一次绕组的匝数。但由漏感和分布电容产生的波形振荡仍然存在。因此要尽量减小变压器的漏感。如取 $L_i=2\ \mu\text{H}$,波形振荡将得到消除,并且上升沿变陡。不同漏感下输出波形如图 8 所示。

实际中,脉冲变压器的漏感和分布电容往往难以得到有效的减小甚至消除,因此,需要借助整形电路对输出脉冲进行整形,该处采用阻容串联结构,利用电容来吸收过冲。电容和电阻选取原则为阻容结构的充/放电常数足够大,使得在脉冲的正半/负半周期内,电容充电曲线在该时间段可近似为一斜率不变的直线,由 $i=C(\text{d}u/\text{d}t)$,此时电流近似为一恒流,因此在电阻上产生的压降也将近似为一恒定值。通过对电容的正反充电,将在电阻上形成

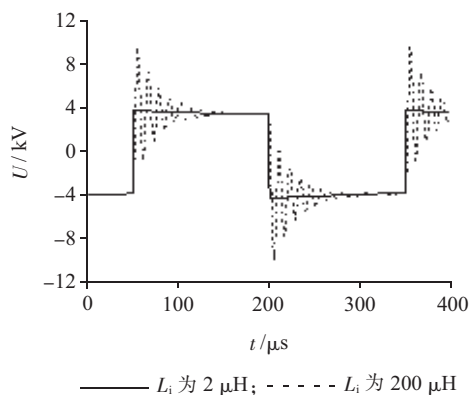


图8 脉冲变压器不同漏感下输出波形

正负脉冲。但此处电容不宜过大,否则会造成单极性电荷大量积聚,从而产生偏压。该处电阻也不宜过大,否则输出波形将出现振荡。电容太小和电阻过大产生的波形分别如图 9 和图 10 所示。

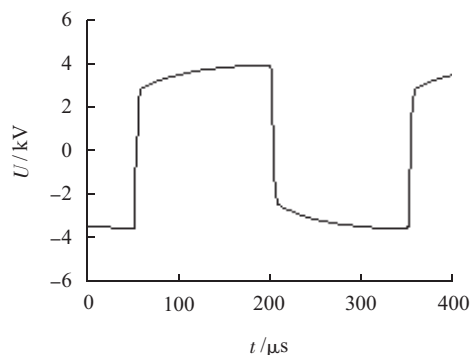


图9 吸收电容过小输出波形

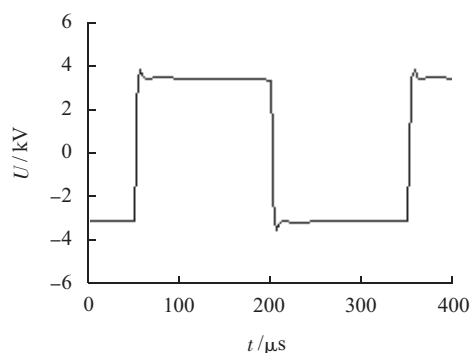


图10 吸收电阻过大输出波形

脉冲变压器输出波形振荡主要来自于变压器的漏感和分布电容,两者决定了振荡频率和输出波形的上升时间。通过选择合适的阻容结构,振荡波形可以得到有效消除。因此,选用漏感和分布电容小的脉冲变压器可以有效提高输出方波上升时间,同时也将降低整形电路的损耗。

4 结束语

该装置可以输出上升沿约 $6\ \mu\text{s}$,频率范围为

1~15 kHz,幅值为0~20 kV,占空比均可调节的双极性脉冲电压。过流保护和过压保护在短路实验中可有效保护 IGBT 不被损坏。选择合适的阻容调制回路可以有效降低输出方波的过冲和平顶降。

参考文献:

- [1] 魏新劳,李家辉,延二宝,等.脉冲电场灭菌机理分析及细菌失活模型的研究[J].电机与控制学报,2011,15(1):6-12.
- [2] 刘克富,赵海洋,邱 剑.快脉冲放电等离子体用于难降解污水处理[J].高电压技术,2009,35(1):12-16.
- [3] 叶齐政,万 辉,雷 燕,等.放电等离子体水处理技术中的若干问题[J].高电压技术,2003,29(4):32-34.
- [4] 陈银生,张新胜,常 胜,等.脉冲放电等离子体降解废水中有机物的作用机理探索[J].环境科学学报,2005,25(1):113-116.
- [5] 沈拥军,储金宇.高压脉冲电晕放电等离子体降解水中苯酚[J].水处理技术,2005,31(3):53-55.
- [6] 邵 涛,袁伟群,孙广生,等.常压下重频纳秒脉冲气体放电试验研究[J].高电压技术,2005,31(8):161-166.
- [7] 王兆安,黄 俊.电力电子技术[M].北京:机械工业出版社,2000.
- [8] KIM J H, RYU M H, SHENDEREY S, et al. Pulse Power Supply Using an IGBT Switch Stack For Plasma Source Ion Implantation[C]. 35th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference, Aachen, Germany, 2004.
- [9] 杨岳峰,张奕黄. IGBT 的瞬态保护和缓冲电路. 电机电器技术,2003(3):10-11.
- [10] 卡姆普曲克 V W, 勒斯 E. 铁氧体磁芯 [M]. 冯怀涵, 沈执良, 池玉清, 译. 北京: 科学出版社, 1986.
- [11] CUK S. A New Zero-ripple Switching DC-to-DC Converter and Integrated Magnetics [J]. IEEE Transactions on Magnetics, 1983, 19(2):57-75.

作者简介

- 肖宇华(1987),男,江苏江阴人,助理工程师,从事用电检查等工作;
- 陶风波(1982),男,江苏常州人,工程师,从事高电压技术方面的工作;
- 周志成(1977),男,湖南株洲人,高级工程师,从事高电压技术方面的工作;
- 陈少波(1963),男,浙江宁波人,高级工程师,从事高电压技术方面的工作;
- 马 勇(1986),男,湖北襄樊人,助理工程师,从事高电压技术方面的工作;
- 王海威(1984),男,江苏南京人,助理工程师,从事配电运检工作。

Development of a Kind of adjustable Amplitude-frequency High Frequency High Voltage Square Wave Power

XIAO Yu-hua¹, TAO Feng-bo², ZHOU Zhi-cheng², CHRN Shao-bo², MA Yong², WANG Hai-wei¹

(1. Nanjing Power Supply Company, Nanjing 210008, China;

2. Jiangsu Electric Power Company Research Institute, Nanjing 21103, China)

Abstract: Solid state switch insulated gate bipolar transistor (IGBT) is made as main switching elements. The frequency and duty cycle are regulated by microcontroller. High frequency and high voltage square wave voltage is achieved by step-up of pulse transformer and shaping of shaping circuit. The shortcomings of low switching frequency and amplitude with difficult coercion which existing gas switch has are overcome. The frequency of pulse voltage can be adjusted between 1~15 kHz. Voltage amplitude can be continuously adjusted between 0~20 kV. Power has good role on overvoltage and overcurrent protection at the same time.

Key words: high frequency; high voltage square wave; overvoltage protection; overcurrent protection

印度大停电

2012年7月30日,印度遭遇大面积停电,逾3.7亿人受到影响。印度北方邦境内的一座超高压变电站出现问题,导致部分输电线路和变电站过负荷,随后发生连锁反应,最终导致北部电网崩溃。

31日,在印度北部恢复供电数小时后,该国东部和北部地区13个邦又陷入电力瘫痪状态,全国近一半地区的供电出现中断,影响约6亿人口用电。

此次大面积停电被认为是印度11年来最严重的停电事故,也有报道称这是全球历来规模最大的停电事故之一。

印度大停电暴露印度电网在网架结构、管理、体制等方面诸多问题。有专家认为,印度在电力基础设施建设方面太薄弱,特别是电力缺口大,而且印度对这方面的重视和人力物力财力的投入相对匮乏。除了技术层面的问题,印度政府在电力方面的管理和调控能力很差,没有能够保障不断电的基本措施和政策。

摘自《国家电力信息网》

配网状态巡检手持智能终端的实践与探索

沈飞飞¹, 吕培强²

(1.江苏省电力公司,江苏南京 210024;2.苏州供电公司,江苏苏州 215000)

摘要:提出的配网状态巡检手持智能终端,通过将多种技术集成,综合加密通信,与配网巡检智能管理系统的配合使用,实现配网巡检管理、缺陷管理、停电(或带电)管理自愈性系统控制,同时为其他各种具体应用和第三方应用提供相应的服务。

关键词:配网;巡检;终端;方案;实践

中图分类号:TM764

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)05-0053-02

为了确保电力设备的安全可靠运行,减少事故的发生,定期定时开展设备巡检是一种行之有效的办法。目前,我国电力设备巡检主要依靠人员定期进行人工巡检,受环境、气候以及人员责任心等因素制约,巡检质量和到位率无法保证,特别是目前配网巡视工作点多,分布区域广,缺陷发现及处理滞后现象时有发生,现场巡检质量参差不齐,评价周期难以保证,不良工况甚至发展到危及配网安全稳定健康运行。为了提高配网的管理水平,规范运行设备的巡检作业,提高巡检效率,提出了一种基于RFID无线射频技术的配网状态巡检手持智能终端系统,通过采集巡检实时数据,进行建模分析,与历史数据进行比较,实现可视化互动与决策支持。

1 国内外技术现状

近年来,欧美发达国家密切关注智能配电网建设与发展动态,提出配电网自动化和状态监测(检测)等智能化先进管控理念,其中对现场巡检信息实时反馈尤为重视,采用配电网信息交换模型和智能决策支持系统,依托地理信息系统,形成可视化配网信息发布平台,主要以英文版人机对话界面为主,与我国电网运营管理模式存在较大的差异。

国内致力于研制开发友好型配电网可视化智能控制器,面向配网状态巡检服务的体系结构,能妥善解决配网状态巡检信息和研判中心决策信息无缝对接,并通过建模数据平台相互比对,实现对现有运行配电网做出更准确的预测与评价。操作人员可以通用手持式控制器,根据工作特点设定巡检模式,应用在线互动信息,实现配网运检管理,缺陷管理、停电(带电)管理等信息互动与闭环。

2 关键技术探索

2.1 实践依据

收稿日期:2012-06-08;修回日期:2012-07-12

吸纳并优选传感和测量技术、通信技术、控制技术,利用射频自动识别RFID将具有不同编号的信息码安装在巡检设备上,巡检人员按照工作计划对配网设备进行定时或不定时巡检,量测数据和影像(照片)通过控制器离线采集,生成记录(及代码),以便管理系统将代码分析转成检查(缺陷)记录。可视化的友好互动,保证相对紧急缺陷即时上传,实现巡检到位控制、缺陷闭环控制和停电(或带电)处置等综合管控。并可方便与其他新的模块(如:95598远程工作站工单、保电工作信息、配调故障信息、配网图资信息、PMIS信息等)和第三方工具集成。

2.2 技术难点

配网状态巡检手持智能终端,创新配网巡视与研判中心(或管理层)之间的工作紧密关系,增强自动性、自调节、自反馈型的互动。(1)对动态巡检质量水平监测(或监控);(2)支持一线员工的现场需求响应;(3)基于实时量测数据的互动反馈。(4)灵活运用管理,随时进行并且提供服务诊断等。

3 关键技术应用

3.1 多种技术集成

将多种技术集成如状态巡检可视化智能响应控制器、综合加密通信、研判管理应用程序、标准化软件接口,为配网智能化信息储存、分析与决策提供数据安全入库和基础性开放型的交互平台^[1]。

3.2 状态巡检可视化智能响应控制器研发

数据库系统具备高级分析应用功能,通过与配网巡检智能管理系统的配合使用,实现收集储存和处理有效信息,提供系统范围内巡检信息综合评价,辅助决策管理层评估设备运行状况,识别隐患(家族性缺陷)质量问题等功能。

3.3 友好型软件平台研发

该友好型软件平台适应跨平台(unix+windows)技术,符合配网巡检管理体系结构,人机界面设计符

合motif,windows 标准,操作系统接口符合 IEEE, POSJX 及 OSI 国际标准;数据库接口符合 SQL 结构化查询语言标准。该手持智能终端采用锂电池供电,提供以太网和 RS485 口通信,具有统一的支撑平台,实现对所有应用功能的全面通用服务和支撑,为应用功能的一体化集成提供统一平台。

3.4 技术应用

该手持智能终端可实现配网状态巡检管理,缺陷管理,停电(或带电)管理三大模块,同时为其他各种具体应用和第三方应用提供相应的服务,具体应用包括 4 个方面:

(1) 自动识别 RFID 将具有不同编号的信息码安装在巡检线路上,巡检人员按照巡检路线对配网设备进行定时或不定时巡检,并对设备的运行状况,量测数据,影像(照片),通过控制器离线采集,生成记录(及代码),以便管理系统将代码分析转成检查(缺陷)记录,保存到数据库。而相对紧急缺陷则即时上传,这样就实现了巡检到位控制、缺陷闭环控制、停电(或带电)处置控制,如图 1 所示。

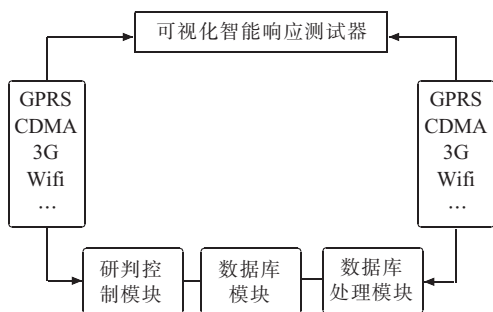


图 1 可视化智能响应控制器功能实现构架

(2) 建立配电系统常用组件模型(如架空线路、电缆、变压器、负荷开关、配电所、开闭所等)。如图 2 所示,每一个模型将会被独立仿真,方便与其他新的模块(如 95598 远程工作站工单、保电工作信息、配调故障信息、配网图资信息、PMIS 信息等)和第三方工具集成。

(3) 调控中心(研判中心)在接到现场反馈的紧急缺陷时,锁定事发现场地点和装置,快速派遣维护人员进行应急处置,为巡线人员提供实时有效信息,

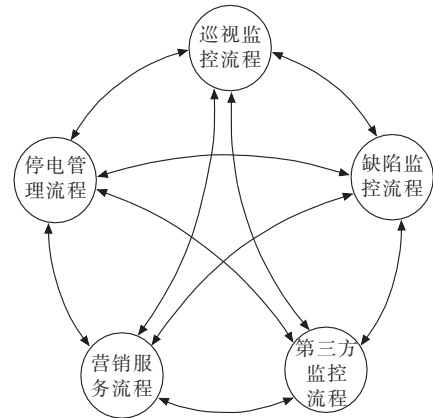


图 2 集中化向扁平化的系统结构优化

实现配网设备的及时跟踪,降低设备安全运行风险。

(4) 创建输入模块的图形转换接口,远方变更设备与图资不符等信息。扩展提供对接地理信息集成,支持可视化智能响应控制器动态,多维虚拟化平台校验。

4 结束语

针对现有配电巡检过程的薄弱环节,提出利用优选的传感与测量技术,通信技术,控制技术更加安全、高效、经济地开展配网状态巡检工作。(1) 建立起配网状态巡检手持智能终端控制体系,实时提供图资信息等后台支持,实现可视化的友好互动,提高一线员工巡检到位率、正确率及工作效率;(2) 通过巡检缺陷即时传送预测分析功能,综合研判特性,减少传统缺陷多环节流转时间,同时降低筛选与甄别工作量;(3) 监视配网运行参数变化,提供数据共享平台,支持 PMS 管理模式平台与现场之间的互动。

参考文献:

- [1] 秦立军,马其燕.智能配电网及其关键技术[M].北京:中国电力出版社,2010.

作者简介:

沈飞飞(1978),男,江苏苏州人,工程师,从事配电网运行检修工作;

吕培强(1969),男,江苏苏州人,工程师,从事配电网运行检修工作。

The Research and Practice of Distribution System State Patrolling Hand-held Intelligent Terminal

SHEN Fei-fei¹,LYU Pei-qiang²

(1.Jiangsu Electric Power Company, Nanjing 210024, China;2.Suzhou Power Supply Company, Suzhou 215000,China)

Abstract: Distribution system state patrolling hand-held intelligent terminal proposed integrates various technologies and encrypted communication. Besides, it works together with intelligent management system of distribution system patrol. Then it realizes kinds of functions including patrolling management in distribution system, defect management and control of power outage (or charged) management self-healing system. It also serves for other various applications and third-party applications.

Key words: distribution system; patrol; terminal; scheme; practice

南京电网负荷与气温敏感性分析

许琦, 曾凌

(南京供电公司, 江苏南京 210000)

摘要:气候变化对负荷的影响在逐年增大,同时也影响着电力系统负荷预测的精度。对南京电网2011年全年的负荷水平进行了详细分析,根据日最高负荷和气温的相互关系,计算出南京夏季、冬季的空调负荷水平,得出了最高负荷与气温的敏感性系数,为提高南京电网负荷预测准确率提供了有效参考。

关键词:负荷预测;电网负荷;空调负荷;气温;敏感度

中图分类号:TM714

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)05-0055-03

南京属于亚热带季风性气候,三面环山,具有典型的“热岛效应”,夏季闷热天气较多,且湿度较大^[1]。近年来,随着国民经济的发展和人民生活水平的提高,降温及取暖电器的拥有率及使用率逐年上升。降温及取暖负荷构成用电峰荷,气温已成为影响电力负荷的一个敏感因素,文中主要研究最大负荷与气温的关系,应用统计分析工具对2011年全年负荷进行了总体分析,找出了气温与最高负荷的基本影响关系,并进一步对夏冬两季降温及取暖负荷进行了详细分析。

1 全年负荷总体分析

2011年最高负荷与最高温度的关系对比曲线(如图1所示)由于工作日和节假日具有不同的变化规律^[2],图中扣除了节假日的负荷数据。根据曲线图可以看出,南京全年的负荷特点为:夏冬两季高,春秋两季低。

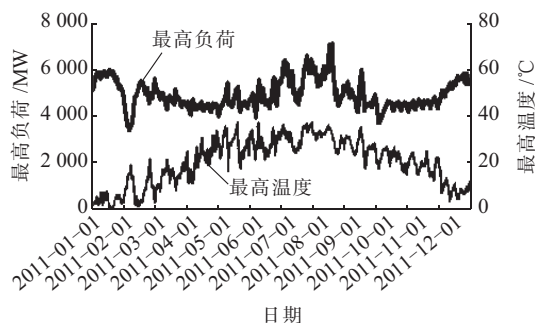


图1 2011年全年最高负荷与最高气温的关系

最大负荷与最高温度相关性散布如图2所示。从图中可以看出:最高温度在0~20℃时,最高负荷随最高温度降低而升高;最高温度在20~26℃时,最高负荷稳定在4500MW左右,波动区间不超过正负200MW;最高温度在26~38℃时,最高负荷随最高温度上升而升高。

结合图1和图2可以看出,南京4月,10月,11

收稿日期:2012-05-07;修回日期:2012-06-14

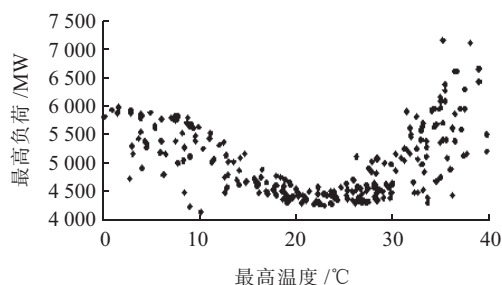


图2 2011年全年最高负荷与最高温度相关性分析散布图

月负荷较低,且数值稳定^[3],约4500MW,因此在分析夏冬两季空调负荷时,把4500MW作为基准值。

2 夏季负荷-温度敏感性分析

南京夏季为6~9月,全年最大负荷均出现在夏季,原因是空调负荷所占比重相对较大。根据气象台资料分析,空调使用一般分为以下3个阶段。

2.1 低空调负荷时段负荷-温度敏感性分析

低空调负荷时段一般出现在5月下旬至6月中旬,虽然气温会超过30℃,但不会出现连续高温,且日最低气温在25℃以下,空调负荷主要为工矿企业的精密设备降温及部分单位空调负荷。通过对该时段的气温与最大负荷进行相关性分析得出:当最高温度大于30℃时,出现部分空调负荷,最高负荷在4580~5500MW之间。根据与基准负荷进行对比,低空调负荷约为1000MW。

运用回归分析法寻找当最高温度大于30℃时,最高负荷与温度的敏感关系。设最高负荷的线性回归方程为:

$$y = ax + b \quad (1)$$

式中: y 为系统最高负荷; x 为气温(可以是最高温度、平均温度或温度累积系数); a 为气温每升高1℃,最高负荷的增加值; b 为常量。

利用逐步回归法,对5月下旬至6月中旬气温大于30℃时最高负荷与最高温度、平均温度的关系

进行回归分析,结果如表 1 所示。

表 1 温度累积效应对最高负荷的影响

相关因素	线性回归方程	相关系数 R
最高温度	$y = 95.82x + 1\ 848$	0.74
平均温度	$y = 95.22x + 2\ 505$	0.90

备注:平均温度=(最高温度+最低温度)/2; R 为相关系数, $-1 \leq R \leq 1$, $R > 0$ 表示正相关, R 的绝对值越大,两个变量之间关系越密切。

从以上分析可以得出,最高负荷与平均温度相关性较大,最高温度在 $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ 以上时,平均温度每升高 $1\text{ }^{\circ}\text{C}$,最高负荷增加 95 MW 。图 3 为 5~6 月最高负荷与平均温度相关性散布图。

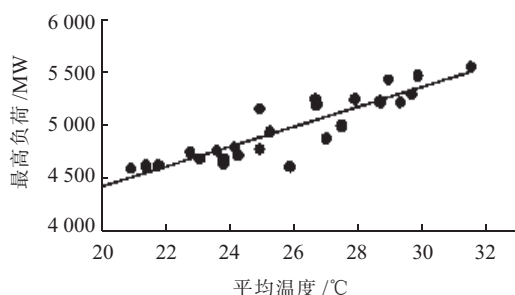


图 3 5~6 月最高负荷与平均温度相关性散布图

2.2 夏季高温负荷期间负荷-温度敏感性分析

2.2.1 夏季日峰荷与当日最高温度的相关性分析

6 月下旬至 8 月中旬时,天气持续高温,温度可达 $35\text{ }^{\circ}\text{C}$ 以上,即使高温短暂缓解,不久也会进入下一轮高温,空调负荷持续高位运行。此时最高负荷与最高温度的回归方程为:

$$\begin{cases} y=150x+904.1 \\ R=0.69 \end{cases} \quad (2)$$

为进一步寻找最高负荷和最高温度的敏感关系,将时间区间分为三段进行详细分析。

(1) 6 月下旬至 7 月上旬。季节变换期,最高负荷与最高温度均不敏感,在 $5\ 400 \sim 5\ 800\text{ MW}$ 之间波动。

(2) 7 月上旬至 7 月底。最高负荷显著上升期,最高负荷与最高温度敏感性提高,每升高 $1\text{ }^{\circ}\text{C}$,负荷增加 150 MW 。线性回归方程如下:

$$\begin{cases} y=149.7x+897.1 \\ R=0.82 \end{cases} \quad (3)$$

(3) 8 月至 8 月中旬。最高负荷加速上升期,最高负荷每升高 $1\text{ }^{\circ}\text{C}$,负荷增加 260 MW 。线性回归方程如下:

$$\begin{cases} y=258.3x-2\ 463 \\ R=0.92 \end{cases} \quad (4)$$

2.2.2 温度积累效应对最高负荷的影响

从经验来说,温度敏感负荷依赖于人们对周围

环境感到舒适的程度^[4],其中温度的热积累效应对舒适程度产生直接影响,从而影响到空调的使用。下文分析了温度的热积累效应对最大负荷的影响。

(1) 7 月上旬至 7 月底(温度显著上升期),温度累积效应对最高负荷的影响如表 2 所示。

表 2 温度累积效应对最高负荷的影响

相关因素	线性回归方程	相关系数 R
当日最高温度	$y = 149.7x + 897.1$	0.82
2 日平均最高温度	$y = 166.9x + 366.2$	0.83
3 日平均最高温度	$y = 141.6x + 126.6$	0.75

从上表可以看出,最大负荷与近 2 日平均最高温度相关性较高。加权最高温度对最大负荷的线性回归方程如下:

$$\begin{cases} y=181.3x-134.9 \\ R=0.88 \end{cases} \quad (5)$$

式中 x :加权平均最高温度=(最高温度+近两日平均最高温度+ $0.5 \times$ 近三日平均最高温度)/2.5。加权最高温度与最高负荷相关性如图 4 所示。

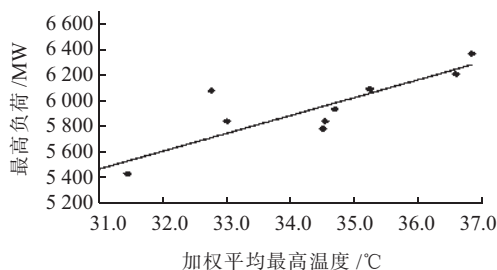


图 4 加权最高温度与最高负荷相关性散布图

计及温度积累效应之后,最高负荷的相关性显著增加。同时,去除偏差最大的点之后,加权平均最高温度与最高负荷的相关性达到了 0.97 ,加权平均最高温度每升高 $1\text{ }^{\circ}\text{C}$,最高负荷增加 200 MW 。

(2) 8 月 1~17 日(温度加速上升期)。在 8 月初到 8 月中旬温度加速上升期,加权平均最高温度对最大负荷的影响同样比最高温度大(如图 5 所示),加权平均最高温度每升高 $1\text{ }^{\circ}\text{C}$,最高负荷增加 300 MW 。线性回归方程如下:

$$\begin{cases} y=292.6x-3\ 606 \\ R=0.96 \end{cases} \quad (6)$$

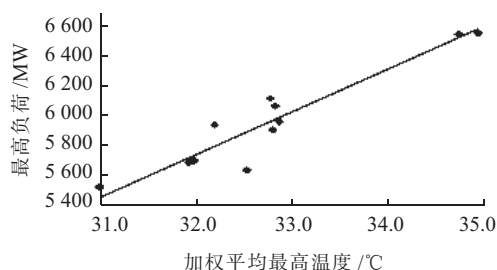


图 5 加权平均最高温度与最高负荷相关性散布图

2.2.3 限电对夏季最高负荷的影响

由于2011年夏季电力供应紧张,南京实施了限电政策。8月18日为负荷实测日,即电力供应开放日,不采取限电政策。当日实测最高负荷为7057 MW,最高气温33.2℃,此前连续1周为多云有时阴有雷阵雨天气,气温在35℃以下。除负荷实测日之外,夏季最高负荷为6585 MW,出现在7月25日,当日最高气温36.8℃,且连续4日气温超过35℃。通过对比可以看出,限电造成夏季最高负荷比实际值偏低。

2.3 负荷下降期负荷-温度敏感性分析

该时段,气温逐渐下降,负荷也随之下降。大部分时间日最高温度仍高于28℃,该时间段空调负荷约1000~2200 MW。最高负荷与平均温度相关性较高,平均温度每下降1℃,最高负荷下降150 MW,如表3所示。当最高温度下降到21℃之后,负荷稳定在4500 MW。平均温度与最高负荷相关性如图6所示。

表3 温度与最高负荷的敏感性分析

相关因素	线性回归方程	相关系数 R
日最高温度	$y = 122.4x + 1554$	0.87
日平均温度	$y = 151.8x + 1270$	0.95

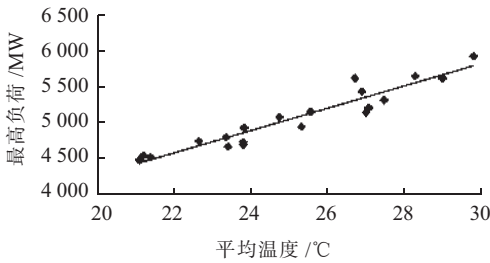


图6 平均温度与最高负荷相关性散布图

3 冬季空调负荷计算分析

南京的冬季最大负荷一般出现在1~2月。冬季最大负荷出现在1月17日,为5950 MW,当日最高温度1℃,最低温度零下6℃,平均温度零下2.5℃。通过与基准负荷进行计算,得出冬季最大空调负荷为1450 MW。

1~2月最大负荷与最高温度曲线(包括节假日)如图7所示。整个1月份气温都比较低,在1月20日之前,最大负荷长期处于高位。1月20~31日最大负荷显著下降,且与最高温度相关性较弱;2月1~5日最大负荷加速下降。说明最大负荷受到春节的影响较大(春节在2月2日);2月5~18日最大负荷显著上升,说明2月5日之后大量企业开始逐渐开工,到2月18日基本恢复开工。

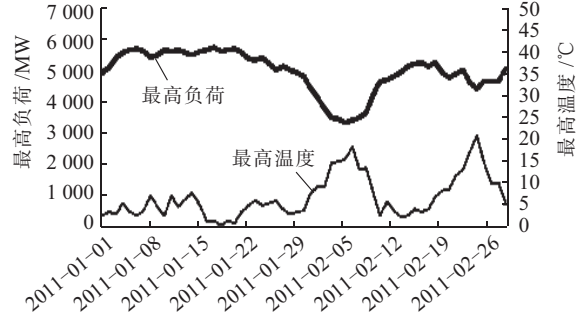


图7 1~2月最高负荷和最高温度曲线

最高温度与平均温度对最大负荷的影响如表4和图8所示,1~2月最大负荷与平均温度相关性较高,相关系数为0.96。平均温度每下降1℃,最大负荷增加100 MW。

表4 温度与最高负荷的敏感性分析

相关因素	线性回归方程	相关系数 R
日最高温度	$y = -78.8x + 6025$	0.93
日平均温度	$y = -97.1x + 5783$	0.96

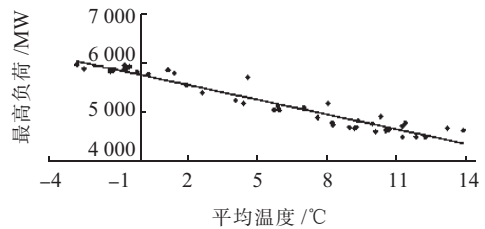


图8 最高负荷与平均温度相关性散布图

4 结束语

综合南京地区全年负荷特点,可以得到以下几点结论:南京地区基础负荷在4500 MW左右,出现在4月,10月,11月;5~6月,当最高温度大于30℃时,出现部分空调负荷,最高负荷与平均温度相关性较大;6月下旬至8月中旬南京开始入夏,夏季最大空调负荷可达2900 MW,占最高负荷的39%,夏季负荷上升期负荷受持续高温影响较大,最高负荷与加权平均温度相关性较高;入秋负荷下降期,最高负荷与平均温度相关性较高,敏感度为160 MW/℃左右;冬季最高负荷与日平均温度敏感性较高,日平均温度每上升1℃,最高负荷减少100 MW,冬季最大空调负荷约为1450 MW。

参考文献:

[1] 李扬,王治华,卢毅,等.南京市夏季气温——日峰荷特性分析[J].电网技术,2001,25(7):63-66.
 [2] 姜勇.南京地区春节负荷特性分析及其预测方法[J].电网技术,2003,27(5):72-74.
 [3] 卢毅,汪焱春,黄永高,等.月敏感负荷预测方法研究[J].电

静止无功补偿系统非线性最优控制器设计

黄峰

(南通供电公司,江苏南通 226006)

摘要:静止无功补偿器(SVC)对改善电力系统的安全稳定性具有重要意义。在静止无功补偿系统(SVS)控制原理的基础上,基于精确反馈线性化和非线性最优理论设计了静止无功补偿系统非线性最优控制器,并通过算例仿真与常规控制方式进行对比,证明了非线性最优控制器的优越性。

关键词:静止无功补偿器;精确反馈线性化;非线性最优理论

中图分类号:TM761

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)05-0058-04

电力系统是一个高度非线性的大系统,随着电力工业的迅速发展,电力系统单机容量不断增加,电网结构日益复杂和庞大,稳定性问题极为突出。长期以来,人们对如何利用发电机及其各种调节器改善电力系统的安全稳定性进行了大量的研究工作^[1]。随着电力电子技术的迅速发展,静止无功补偿器(SVC)越来越广泛地应用于电力系统,由于SVC具有突出的控制快速性,因此,深入研究SVC的控制规律在改善电力系统稳定性中的作用具有重要意义。文献[2,3]利用精确线性化方法设计SVC控制规律;文献[4]把直接反馈线性化理论应用到SVC控制器的设计中,并取得了良好的控制效果。文中基于非线性最优控制理论对静止无功补偿系统(SVS)进行了精确反馈线性化,并基于线性化后的模型设计了最优控制器,通过对比常规控制方式和非线性最优控制器对一单机无穷大系统发生三相短路时的控制效果,验证了该非线性最优控制器的优越性。

1 SVC 控制原理

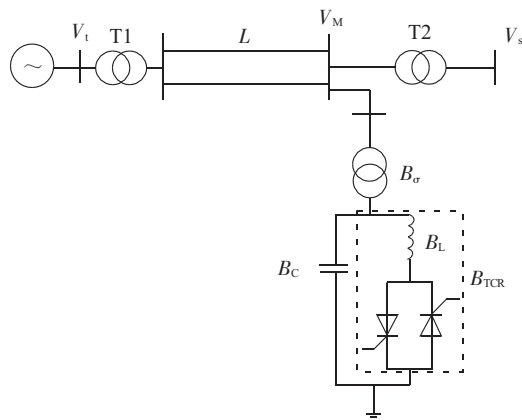
单机无穷大系统中的线路末端接入TCR-FC型SVS补偿装置,其原理接线和相应的等值电路如图1所示。

发电机的转子运动方程式可写为:

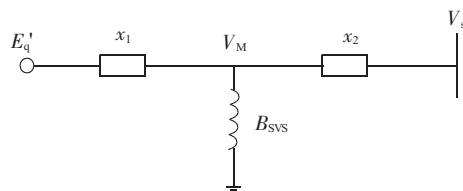
$$\begin{cases} \dot{\delta}(t) = \omega(t) - \omega_0 \\ \dot{\omega}(t) = \frac{\omega_0}{H} P_m - \frac{D}{H} (\omega - \omega_0) - \frac{\omega_0}{H} P_e \end{cases} \quad (1)$$

式中: δ 为发电机转子运行角; ω 为发电机转速; P_m 和 P_e 分别为发电机机械功率和电磁功率; H 为机组转动惯量; D 为阻尼系数。

若略去线路与SVS装置的电磁暂态过程,则由图1(b)可得发电机电磁功率为:



(a) 原理接线



(b) 等值电路

图1 具有SVS的单机无穷大系统

$$P_e = \frac{E_q' V_s}{x_1 + x_2 + x_1 x_2 B_{SVS}} \sin \delta \quad (2)$$

式中, E_q' 为发电机暂态电势; δ 为发电机功角; x_1, x_2 为图1(b)中的线路电抗; V_s 为无穷大母线电压; B_{SVS} 为SVS等效电纳,即文中的控制变量。

进一步假设发电机暂态电势和机械功率恒定,则具有SVS的单机无穷大系统可以用以下非线性状态方程式表示:

$$\begin{cases} \dot{\delta}(t) = \omega(t) - \omega_0 \\ \dot{\omega}(t) = \frac{\omega_0}{H} P_m - \frac{D}{H} (\omega - \omega_0) - \frac{\omega_0}{H} \frac{E_q' V_s}{x_1 + x_2 + x_1 x_2 B_{SVS}} \sin \delta \end{cases} \quad (3)$$

1.1 常规控制方式

1.1.1 控制原理

将SVS用图2所示的等值电路表示。

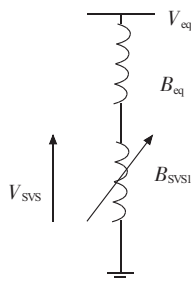


图2 接入 SVS 的等值电路

由图可知,加在 SVS 上的电压可表示为:

$$V_{SVS} = \frac{V_{eq}}{1 + \frac{B_{SVS1}}{B_{eq}}} \quad (4)$$

式中, B_{SVS1} 为加装消谐滤波装置(FC)的晶闸管控制电抗器(TCR)型 SVS 补偿装置等效电纳,其表达式如下^[5]:

$$B_{SVS1} = (1 - \frac{B_C}{B_{eq}})B_C + (1 - \frac{2B_C + B_L}{B_{eq}})B_{TCR} \quad (5)$$

式中: B_{TCR} 为 TCR 等效电纳,即 TCR-FC 型 SVS 补偿装置的可控变量,通过控制 B_{TCR} 即可实现具体的控制指令。

如果系统等值电纳 $B_{eq} \geq B_{SVS1}$, 则可控电抗器上的电压可近似表示为:

$$V_{SVS} = V_{eq} (1 - \frac{B_{SVS1}}{B_{eq}}) \quad (6)$$

当 SVS 处于断开状态时,其电纳 $B_{SVS1} = 0$ 。由式(4)或(6)可知,此时 SVS 两端电压 V_{SVS} 应等于系统电压 V_{eq} 。所以 SVS 两端电压变化(亦即系统电压变化) ΔV 应为:

$$\Delta V = V_{SVS}(B_{SVS1}) - V_{SVS}(B_{SVS1} = 0) = -\frac{B_{SVS1}}{B_{eq}} V_{eq} \quad (7)$$

若定义式(7)中静止无功补偿器控制系统的增益为:

$$K_N = -\frac{V_{eq}}{B_{eq}} \quad (8)$$

则系统电压增量可表示为:

$$\Delta V = K_N B_{SVS1} \approx V_{eq} - V_{REF} \quad (9)$$

式中: V_{REF} 为 SVS 接入点的系统电压指令值。控制系统增益 K_N 依赖于等值电路的参数 V_{eq} 和 B_{eq} , 而 V_{eq} 和 B_{eq} 随系统结构和运行方式的变化而改变。

以 TCR-FC 型 SVS 装置为例,最基本的控制方式如图 3 所示。

1.1.2 控制规律的求解

对于图 1 所示的单机无穷大系统, $V_{eq} = V_M, B_{eq} = B_\sigma$ 。由图 1(b)等值电路图可得:

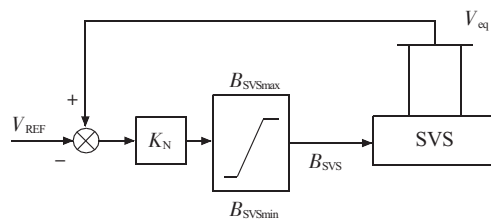


图3 TFR-FC 型 SVS 基本控制方式的闭环系统

$$V_M = \frac{\sqrt{(E_q' x_2 \cos \delta + x_1 V_s)^2 + (E_q' x_2 \sin \delta)^2}}{x_1 + x_2 - x_1 x_2 B_{SVS}} \quad (10)$$

由图 2 的等值电路可得:

$$B_{SVS} = \frac{B_{SVS1} B_\sigma}{B_{SVS1} + B_\sigma} \quad (11)$$

因为可控硅触发角可在 180° 和 90° 连续变化,所以 B_{TCR} 可在 0 与 B_L 之间连续变化,分别对应着 B_{SVS} 的最大值和最小值。 B_{SVSmax} 与 B_{SVSmin} 的计算方法详见文献[5]。

联立式(8),(9),(10),(11)可得控制规律如下:

$$\begin{cases} V_M = \frac{1}{2x_1 x_2 k} [U + \\ \sqrt{U^2 - 4x_1 x_2 k \sqrt{(E_q' x_2 \cos \delta + x_1 V_s)^2 + (E_q' x_2 \sin \delta)^2}}] \\ B_{SVS} = B_\sigma - \frac{V_M}{V_{REF}} B_\sigma \end{cases} \quad (12)$$

式中: $U = x_1 x_2 k V_{REF} + x_1 + x_2$; $k = -B_\sigma / V_{REF}$ 。

1.2 非线性最优控制方式

对于式(3)选择控制量为:

$$u = \frac{1}{x_1 + x_2 + x_1 x_2 B_{SVS}} \quad (13)$$

则式(3)可以写成以下仿射非线性系统形式:

$$\begin{cases} \dot{x} = f(x) + g(x)u \\ f(x) = \begin{bmatrix} \frac{\omega_0 P_m}{H} - \frac{D}{H} (\omega - \omega_0) \\ (\omega - \omega_0) \end{bmatrix} \\ g(x) = \begin{bmatrix} -\frac{\omega_0}{H} E_q' V_s \sin \delta \\ 0 \end{bmatrix} \end{cases} \quad (14)$$

根据文献[5]中的精确线性化方法可将上述系统精确线性化为以下系统:

$$\begin{cases} \dot{z}_1 = z_2 \\ \dot{z}_2 = v \end{cases} \quad (15)$$

上式线性系统满足二次型性能指标的最优控制规律为:

$$v^* = -k_1 z_1 - k_2 z_2 = -k_1 \Delta \delta - k_2 \Delta \omega \quad (16)$$

若取二次型性能指标中 $Q = \text{diag} [1, 0], R = 1.0$,

则 $k_1=1.0, k_2=\sqrt{2}$ 。由此求出系统(14)的非线性控制规律为:

$$u = \frac{-P_m + \frac{H}{\omega_0} \Delta\delta + \frac{H}{\omega_0} (-\Delta\delta - \sqrt{2} \Delta\omega)}{E_q' V_s \sin \delta} \quad (17)$$

上述控制规律使得以下二次型性能指标最优:

$$J = \int_0^{\infty} (q_1 \Delta\delta^2 + q_2 \Delta\omega^2 + r_0 \frac{\omega_0^2}{H} \Delta P_e^2) dt \quad (18)$$

式中: q_1, q_2 和 r_0 分别为 Q 和 R 的对角元。

上述指标的被积函数中第一项为 $\Delta\delta^2$, 期望目标是转子角偏差平方最小; 第二项为 $\Delta\omega^2$, 期望目标是频率偏差平方最小; 第三项为 ΔP_e^2 , 期望目标是电磁功率振荡最小。综上所述, 指标 J 的最优性体现在功角稳定和频率稳定, 包含了对系统动态品质的多目标优化要求。

将式(17)代入式(13)可得对 SVS 电纳的非线性最优控制规律:

$$B_{SVS} = \frac{E_q' V_s \sin \delta - (x_1 + x_2) (P_m + \frac{H}{\omega_0} \Delta\delta + \frac{H}{\omega_0} \sqrt{2} \Delta\omega)}{x_1 x_2 (P_m + \frac{H}{\omega_0} \Delta\delta + \frac{H}{\omega_0} \sqrt{2} \Delta\omega)} \quad (19)$$

SVS 非线性最优控制器的实现框图见图 4。

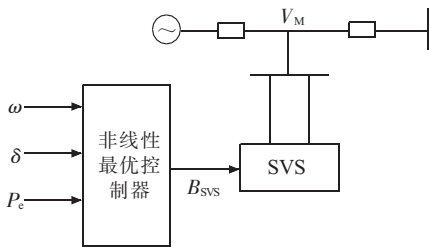


图 4 SVS 非线性最优控制器的实现框图

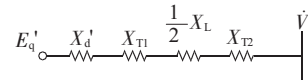
2 算例仿真

对一单机无穷大系统算例进行仿真, 对比系统发生三相短路时常规控制方式和非线性最优控制方式的频率和功角稳定性。

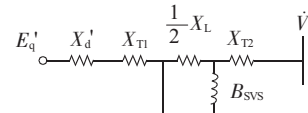
2.1 算例参数和状态模型的推导

给定一个单机无穷大系统, 其等值电路如图 5 所示。采用文献[6]中的参数数据。已知: $X_d'=0.238$, $X_{T1}=0.13$, $\frac{1}{2}X_L=0.293$, $X_{T2}=0.108$, $\dot{V}_s=1 < 0$, $P_m=1.0$, $H=66.67$, $D=20$, $\omega_0=314.15$ rad/s。输电线路始端在 $t=1$ s 时发生三相短路, 0.1 s 后切除故障。求得正常运行时的平衡点为 $E_q'=1.47, \delta_0=31.54^\circ$ 。

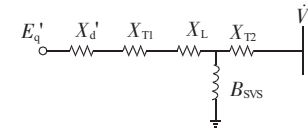
(1) 正常运行状态。如图 5(a)所示, 系统正常



(a) 正常运行状态



(b) 故障期间



(c) 故障切除后

图 5 系统的等值电路

运行时, $B_{SVS}=0, x_1=X_d'+X_{T1}+\frac{1}{2}X_L, x_2=X_{T2}$, 此时发

电机的电磁功率 $P_e = \frac{E_q' V_s}{x_1 + x_2} \sin \delta$ 。

(2) 故障中。如图 5(b)所示, 发生三相短路故障时, $P_e=0$ 。

(3) 故障切除后。如图 5(c)所示, 故障切除后, 系统变为单回路供电。 $x_1'=X_d'+X_{T1}+X_L, x_2'=X_{T2}$, 此

时发电机电磁功率 $P_e = \frac{E_q' V_s}{x_1' + x_2' + x_1' x_2' B_{SVS}} \sin \delta$ 。式中

B_{SVS} 为控制量, 由不同的控制方式得出。

改变各状态的电磁功率的表达式可以求得各状态的状态方程。

2.2 2 种控制方法的比较

采用常规控制和非线性最优控制 2 种方式对 SVS 装置的电纳进行控制。根据 1.1 和 1.2 所述原理并代入算例参数求得控制规律, 然后用 Matlab 编程仿真。2 种方式频率和功角稳定性的对比如图 6 所示。

由图 6 可知, 系统 1.0 s 时发生三相短路故障, 在常规控制方法的作用下故障后系统发生振荡, 控制效果并不理想。而在非线性最优控制器的控制下, 切除故障后系统在 6 s 时恢复到原来的稳定状态。频率和功角只经过一次振荡即达到稳定状态, 达到了最优控制频率和功角振荡最小的目标。

可见, 非线性最优控制器的优势为: (1) 频率和功角振荡较小, 并能够使系统稳定; (2) 超调较小; (3) 比常规控制较快达到稳定状态并且能回到原来的平衡点。

文中设计的基于精确反馈线性化的 SVS 非线性最优控制器对多机电力系统同样适用, 其设计过

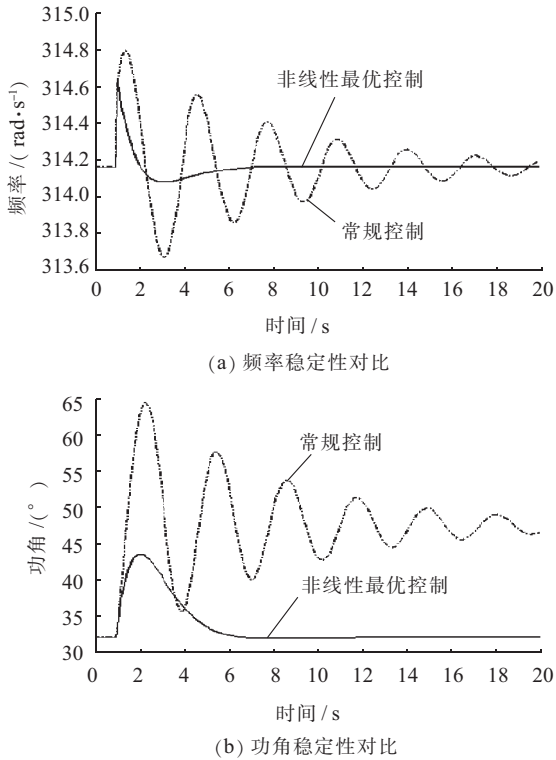


图6 2种控制方式的频率和功角比较

程与单机系统类似,通过联立发电机转子状态方程与网络方程,获得包含SVS等效电纳的状态方程,将SVS等效电纳作为控制变量,运用精确反馈线性

化和最优控制理论设计控制律,即可得到多机电力系统静止无功补偿装置非线性最优控制器。

3 结束语

综上所述,SVS的非线性最优控制器在频率和功角稳定性方面均优于常规控制方式。随着静止无功补偿装置在电力系统中的大量应用,对SVS的控制策略也需要进一步的深入研究。

参考文献:

- [1] 张敏,刘孙贤,李新君,等.包含静止无功补偿器的电力系统非线性控制研究[J].电气应用,2007,26(4):30-34.
- [2] 卢强,孙元章.电力系统非线性控制[M].北京:科学出版社,1993.
- [3] 阎彩萍,孙元章,卢强.用精确线性化方法设计的SVC非线性控制器[J].清华大学学报,1993,33(1):18-24.
- [4] 马幼捷,周雪松.静止无功补偿器非线性控制对系统功角稳定的影响[J].中国电机工程学报,2003,23(12):84-88.
- [5] 卢强,梅生伟,孙元章.电力系统非线性控制[M].2版.北京:清华大学出版社,2008.
- [6] 何仰赞,温增银.电力系统分析[M].3版.武汉:华中科技大学出版社,2002.

作者简介:

黄峰(1976),男,江苏南通人,工程师,从事电网运行管理工作。

Design of Nonlinear Optimal Controller for Static Reactive Power Compensation System

HUANG Feng

(Nantong Power Supply Company, Nantong 226006, China)

Abstract: Static var compensator plays an important role in improving the security and stability of power system. On the base of the control theory, nonlinear optimal controller for static reactive power compensation system is designed through exact feedback linearization and nonlinear optimization theory. The designed controller is simulated in an example and then compared with conventional control method. The result shows the designed nonlinear optimal controller is superior to the conventional controller.

Key words: static var compensator; exact feedback linearization; nonlinear optimization theory

(上接第57页)

力需求侧管理,2009,11(1):17-19.

- [4] 袁飞,肖晶,卢毅.基于人体舒适度指数的夏季负荷特性分析[J].江苏电机工程,2005,24(6):5-7.

作者简介:

许琦(1980),女,江苏南京人,工程师,从事电力调度工作;
曾凌(1981),女,江苏南京人,工程师,从事自动化运维工作。

Analysis on Load and Temperature Sensitivity of Nanjing Grid

XU Qi, ZENG Ling

(Nanjing Power Supply Company, Nanjing 210000, China)

Abstract: The climate change has more impacts on load year by year, as well as on accuracy of power system load forecasting. 2011 full-year load level of Nanjing grid is analyzed in detail. The air conditioning load of Nanjing in summer and winter is calculated based on relationship between daily maximum load and temperature. The sensitivity coefficient of highest load and temperature is obtained which provides an effective reference to improve Nanjing load forecasting accuracy.

Key words: load forecasting; grid load; air conditioning load; temperature; sensitivity

一起 220 kV 变电站主变跳闸故障分析

吕湛,王璞

(南京供电公司电力调度控制中心,江苏南京 210019)

摘要:某 220 kV 甲变电站新换 2 号主变在启动正常并恢复运行方式的过程中,由于其 A 套保护公共绕组三相套管 CT 极性不一致导致 A 套保护中性点过流保护在负荷增大时达到动作定值跳开主变三侧开关。对上述故障发展过程及保护动作行为进行了剖析,建议加强验收交接人员对“零飘”现象的重视力度和检验方法。

关键词:主变故障;CT 套管极性;“零飘”现象

中图分类号:TM407

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)05-0062-03

2011年6月,某220 kV电网发生了一起较为少见的主变跳闸故障,主要原因为套管CT极性错误,在主变负荷增大时零序电流增大而动作跳闸。在正确调度下,故障得到圆满地处理。该事件从侧面暴露了在新设备投运时验收管理工作中存在的一些新问题,需引起高度关注。

1 故障简介

1.1 故障发生前运行方式

甲站2号主变空载运行24 h后110 kV系统接线如图1所示,甲站2号主变于故障发生前一日完成更换工作,启动中冲击正常,核相正确,相关保护试验正确,因2502开关至主变套管间220 kV电缆无法做耐压试验,需空载运行24 h。次日13时以后开始恢复方式带负荷。空载运行24 h后的运行方式为:2502运行于220 kV副母线,702带110 kV I, III段母线,接有线路开关793,797(热备用),7F1(热备用),7H4。

1.2 故障发生过程

在调度员得到新投2号主变空载24 h运行正常后,按照拟定的操作票进行了如下操作:

(1) 13:25 许可甲站 35 kV 方式恢复(合上 2 号主变 302 开关,拉开 35 kV 母联 310 开关)。

(2) 13:26 发令甲站合上 2 号主变 702 开关,运行于 110 kV III 段母线(750 合排),拉开 7H4 出线开关。开始恢复 110 kV 正常方式。

(3) 16:25 通知配调 F 站、G 站、H 站的 1 号主变都已送电,2 号主变负荷移出,拉开 102 开关。

(4) 17:03 此后方式调整为 797 开关出线带 F 站、G 站的 1 号和 3 号主变运行于甲站 110 kV III 段母线(甲站 2 号主变所带),798 开关出线带 F 站、G 站、H 站的 2 号主变(10 kV 负荷正在移出)运行于甲站 110 kV II 段母线(甲站 1 号主变所带)。

之后的一段时间里,798 线路上的负荷逐渐向 797 线路转移。17:46:36,甲站 2 号主变高压侧中性点过流保护动作,2502,702,302 开关跳闸,导致甲站 110 kV I, III 段母线失电,F 站、G 站变 1 号主变失电。F 站、G 站 110 kV 备自投均动作成功,3 号主

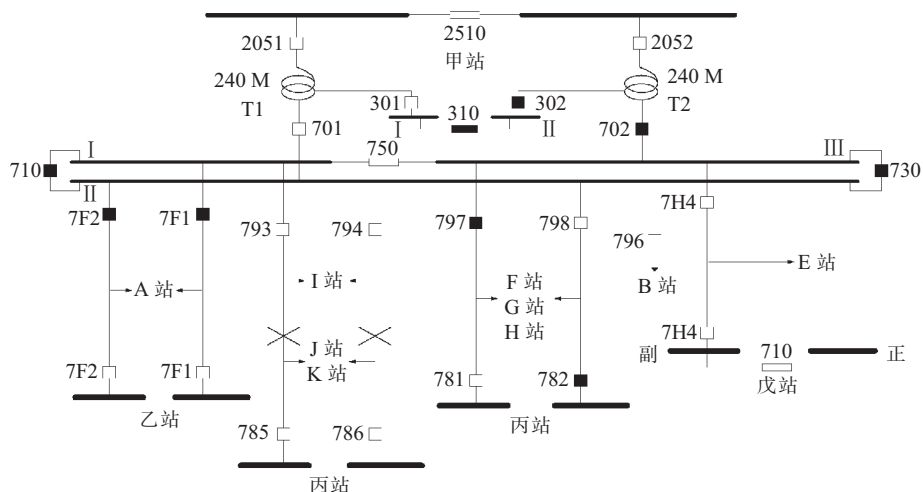


图1 甲站 110 kV 系统接线(开关黑色为断开)

变改由 798 线供,故 F 站、G 站 10 kV I, III 段母线失电; I 站 110 kV 备自投动作成功; 甲站 35 kV 备自投动作成功。调度员通知配调将 F 站、G 站 10 kV I, III 段母线负荷移 3 号主变供, 2 号主变 10 kV 方式恢复。18:02 F 站负荷恢复, 18:06 G 站负荷恢复 (损失电量约 9 000 kW·h)。19:14 发令将甲站 2 号主变改为冷备用, 并许可现场检查处理。22:15 现场告查为 2 号主变 A 套保护公共绕组三相套管 CT 极性不一致导致 A 套保护中性点零序电流保护在负荷增大时达到动作定值跳开主变三侧开关。现场调整后要求 2 号主变送电 (A 套保护停用), A 套保护带 35 kV 负荷试验, 23:05 现场告 A 套保护带负荷试验正确, 方式可以恢复, 23:33 甲站 2 号主变方式恢复。(13 日) 3:00 F, G, I 站方式恢复。

2 故障原因分析

2.1 故障时相关保护动作情况

检修人员在现场调用保护信息显示: 2 号主变 A 套保护中性点过流保护动作; B 套保护未动作。

2.2 现场 CT 接线方式

如图 2 所示, 甲站 2 号主变 A 套保护中性点过流保护接公共绕组流 1S1, 1S2 绕组; B 套为 2S1, 2S2 绕组。

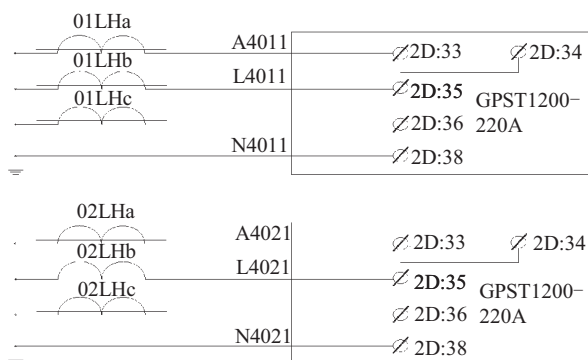


图 2 甲站 2 号主变 A 套保护套管 CT 接线

2.3 保护动作分析

如图 3 所示, 从 2 号主变 A 套保护动作报告显示: 2 号主变 A 套保护中性点过流保护 5 498 ms 动作出口, 录波图 I_0' 有正弦波波显示, 二次电流大约 2.5 A, 大于后备保护动作值 1.5 A/5.5 s。因此中性点过流保护动作出口, 保护动作正确^[1]。

2.4 现场检查及保护动作原因分析

现场人员检查了 A 套保护从流变端子接线盒至保护屏接线, 接线正确。 I_0' 接于公共绕组流变 A, B, C 相并接后的回路, 正常不应出现电流, 而故障录波显示的 I_0' 数值也远大于正常值。同时录波图显示, I_0' 电流相位与 B 相电流相同, 怀疑 B 相公共绕

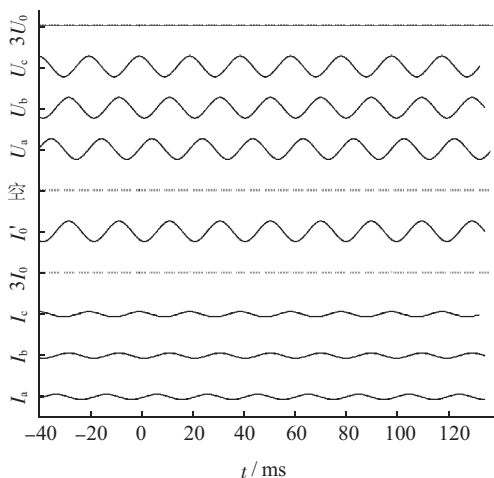


图 3 甲站 2 号主变 A 套保护动作录波图

组流变 1S1, 1S2 绕组的在流变端子接线盒至流变线圈极性与 A, C 相不一致。由于现场套管流变不具备做极性条件, 因此研究后决定将公共绕组流变 B 相在主变本体接线箱 (X2-2 与 X2-5) 反接。当值调度员得到汇报后将 2 号主变改为运行状态, 经带负荷测向量正确, A 套保护中性点零序过流保护电流为 0。此外 B 相反接后的 A 套保护和 B 套保护三相 CT 方向反 180°^[2]。

2.5 故障原因分析

(1) 主变制造厂家将公共绕组 CT 用于 A 套保护的 A, C 相 CT 装反, 造成 3 只 CT 极性不同。

(2) 校验规程规定: 若主保护 CT 极性正确, 则后备保护 CT 极性视为正确。且施工方的套管中心点侧流变极性试验报告显示为减极性, 上端为 P1, P1 与 1S1, 2S1 为同极性。

(3) 主变启动做主变保护带负荷测向量时, 因所带负荷较小, I_0' 数值很小, 试验人员误以为是“零飘”电流, 因此未予以足够的重视, 未能发现该隐患。分析如下:

当时甲站 2 号主变运行带负荷测向量时, 带了甲站 35 kV II 段母线负荷及 7H4 开关出线的 E 站 2 号主变负荷 (共 23 MW), 电流值 $I_B = 59$ A, 甲站公共绕组 CT 变比 $k = 800/5$, A, C 相 CT 极性正常与接反情况下相量分析如图 4 所示。

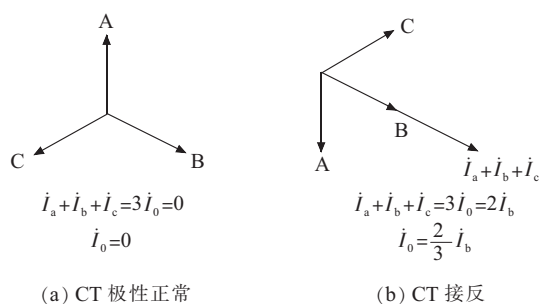


图 4 A, C 相 CT 极性正常与接反情况下相量分析

因为公共绕组 CT 的 A 套保护 A、C 相 CT 极性接反导致 A、C 相电流相量方向相反,所以 I_0 与 I_b 方向相同,当主变保护带负荷测向量时产生的故障电流为:

$$I_0 = \frac{2}{3} I_b = \frac{2}{3} (I_B / \sqrt{3} / k) = \frac{2}{3} (59 / \sqrt{3} / 160) = 0.142 \text{ (A)}$$

由于此电流太小,被误以为“零飘”数值,没有引起重视,而主变投运后逐步带负荷时产生的故障电流大约为 2.5 A,大于 1.5 A 的整定值,导致主变中性点零序保护动作跳主变^[2]。

3 故障引发思考及建议

3.1 对此次故障思考

现场规程规定,若主保护 CT 极性正确,则默认后备保护 CT 极性同样正确。所以不会对后备保护的 CT 极性进行验证,而正确判断“零飘”现象成了验收试验的关键。

“零飘”是零点漂移的简称,指在直接耦合放大电路中,当输入端无信号时,输出端的电压偏离初始值而上下飘动的现象。其原因是由于温度变化、电源电压不稳定造成的。现场环境对于精密测量仪器来说比较恶劣,带负荷实验时产生一定的“零飘”值是很正常的现象,而由于当时所带负荷不大,导致故障电流无法与“零飘”值区分,没有发现错误。

3.2 整改方法和建议

(1) 建议验收交接人员针对设备的“零飘”值进行统计学分析,将经验值数据化,列出比对表,在遇到“零飘”时认真比较,区分故障电流值^[3]。

(2) 在进行带负荷测向量工作时将三侧负荷两两核对,即高压侧-中压侧,高压侧-低压侧,中压侧-低压侧。对于测向量时的负荷大小,在试验前向调度申请,争取二次电流不小于 0.5 A。

(3) 不要过度依赖厂家的原始信息,交接试验

时,加强对非正常数据的分析,遇到带负荷测向量时的“零飘”现象时,更要引起足够重视。

3.3 调度员素质在事故处理中的重要性

此次重大电网事故能顺利处理与调度员的专业素质密不可分。一方面要注重培养调度员的专业技术水平、提高其驾驭复杂电网的能力,另一方面真实地设置各种异常情况和干扰信息,锤炼调度员在事故处理中的心理素质。

4 结束语

综上所述,该次故障是由于甲站 2 号主变生产厂家将公共绕组 CT 用于 A 套保护的 A、C 相 CT 装反,造成 3 只 CT 极性不同,A 套保护公共绕组三相套管 CT 极性不一致,导致启动正常恢复运行方式时由于负荷的增加导致零序电流大于整定值从而使 A 套保护中性点过流保护动作跳闸,虽然在验收交接时已进行带负荷试验,但是由于试验所带负荷较小和“零飘”现象的影响未被及时发现。因此,建议验收交接人员针对设备的“零飘”值进行统计学分析,带负荷测向量工作时将三侧负荷两两核对,不要过度依赖厂家的原始信息,交接试验时加强对非正常数据的分析,有条件的情况下,主变保护调试中应增加一次流通工作。

参考文献:

- [1] 李坚编.电网运行及调度技术问答[M].北京:中国电力出版社,2004.
- [2] 江苏省电力公司.电力系统继电保护原理与实用技术[M].北京:中国电力出版社,2006.
- [3] 国家电力调度通信中心.电力系统继电保护典型故障分析[M].北京:中国电力出版社,2009.

作者简介:

吕 湛(1988),男,江苏南京人,助理工程师,从事电力调度工作;

王 璞(1987),男,河南焦作人,助理工程师,从事电力调度工作。

Analysis of Main Transformer Breaker Trip Fault in 220 kV Substation

LYU Zhan, WANG Pu

(Nanjing Power Supply Company's Power Dispatch and Control Center, Nanjing 210019, China)

Abstract: While the new No.2 main transformer in a 220 kV nail substation starts normally and is recovering running mode, over current protection A protecting neutral point reaches its action value during load growth and then the main transformer CB trip off. They are caused by the inconsistency between three-phase casing CT polarities of public winding in protection A. The fault process and protection's action behavior above are analyzed. Then some suggestions are give to attract more attention of workers responsible for acceptance and transfer to "zero drift" phenomenon and to improve the test method.

Key words: main transformer fault; casing CT polarities; "zero drift" phenomenon

锅炉进风温度修正计算方法的研究

郑浦水, 赵振宁

(华北电力科学研究院有限责任公司, 北京 100045)

摘要: 进风温度变化对于排烟温度的修正是锅炉性能试验中最为重要的一项, 但由于 ASME 标准和我国 GB 标准对修正计算公式的规定不同, 使用过程中存在误解。对该修正进行了导出和分析, 得出使用该公式的条件为: 空预器顶端、侧边密封良好, 漏风可忽略; 进风温度选择空预器入口冷风温度, 且修正前后漏风率相同。在此基础上提出考虑漏风率有变化条件, 用风机入口温度的变化来修正排烟温度的计算方法。该方法与传统方法形式一致, 便于理解, 对正确处理该类问题有明确的参考意义。

关键词: 动力机械工程; 进风温度; 排烟温度; 修正; ASME 规程; 国标规程

中图分类号: TK212

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2012)05-0065-04

电站锅炉设计是在一定的环境条件下进行的, 而正常运行时不可能完全按照设计条件。为了通过正常运行的情况来考察设计是否合理, 或是在 2 个不同条件下比较锅炉运行的情况, 就往往需要通过修正计算, 把它们放在同一个标准下衡量^[1]。锅炉岛最重要的修正为锅炉进风温度的修正。GB10184—1988 (下简称 GB 标准)^[2] 和美国系列标准 ASME PTC 4—1988、ASME PTC 4.3—1968 (下简称 ASME 标准)^[3,4] 均考虑了进风温度变化对排烟温度的修正, 且两者均使用式(1)进行计算。

$$\theta_d'' = \frac{t_d'(\theta' + \theta'') + \theta'(\theta'' - t')}{(\theta' - t')} \quad (1)$$

式中: θ 为烟气温度, $^{\circ}\text{C}$; t 为空气温度, $^{\circ}\text{C}$; 上标“'”表示进口, “''”表示出口, 下标“d”表示设计工况下, 无下标则表示实际工况下。但 GB 标准与 ASME 在使用式(1)时有很大差异: 前者规定进风温度 t' 为送风机入口温度, 投用暖风器时, 需要根据暖风器出口温度等条件分 3 种情况进行考虑, 使用非常复杂; 后者规定进风温度为空预器入口的进风温度, 并没有涉及风机进口温度、暖风器等。因此, 同样的数据在 2 个标准下计算结果会有很大的差别, 给使用者带来了一定的困惑。此外, 现代锅炉多配置回转式空气预热器, 而回转式空预器烟气通道与空气通道相连, 烟气侧与空气侧工质压力相差很大, 不可避免地产生了漏风。由于漏风率的大小对锅炉排烟温度的影响很大, 而式(1)中却并没有漏风率的信息, 这也给效率的测试与计算带来一定的困惑。

国内学者对于排烟温度的修正研究较少, 除蒋敏华^[5]针对 CFB 锅炉一次风温升高的问题提出一种新的修正计算方法外, 刘林波^[6]研究了一次风温

变化对于效率的影响因素外, 其他大部分学者主要研究排烟温度修正计算形式、规定方面的不同^[7], 而对这 2 种修正方法的关系、等价性方面的研究鲜有报道。为了解决这些问题, 文中通过理论推导与实际算例相结合的方法, 对进风温度的修正方法进行了全面地研究, 得出了该修正方法的适用条件与使用方法。

1 修正公式(1)的来源

1.1 空预器工作与传热效率

典型的回转式空预器如图 1 所示, 其工作原理为: 热烟气通过换热元件, 换热元件被加热后, 旋转通过空气通道, 把冷空气加热, 热烟气冷却。在空预器出口、入口及侧面都有一定数量的一次风与二次风漏入到压力相对较低的烟气侧。

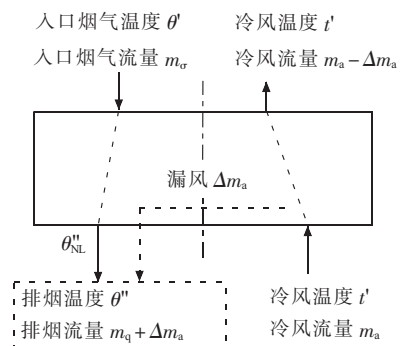


图 1 空预器工作情况

在没有漏风的条件下, 空预器最高温度是进口烟气温度 θ' , 最低温度为进口空气温度 t' , 可用 $\theta' - t'$ 表示排烟温度最大可能的温降, 用 $\theta' - \theta_{NL}''$ 表示空预器空预器的实际温降, 用两者的比表示空预器的传热效率为:

$$\eta_g = 100 \frac{\theta' - \theta_{NL}''}{\theta' - t'} \quad (2)$$

式中: η_g 表示烟气侧传热效率,%;下标“NL”表示无漏风。

当空预器运行在烟气流与空气量相对不变的情况下,传热效率实际上表示了其传热系数的变化。前苏联锅炉热力计算标准^[8]表明,当热风温度变化在50℃之内时,传热系数基本上不发生变化。而在负荷相同的条件下,一般出口热风温度的变化很少能超出该限,因而可以假定传热效率不变。此时,如果仅当入口空气温度由式(2)中的 t' 变为 t'_d ,而其他条件不变时,有:

$$\eta_{g,d}=100\frac{\theta'-\theta_{NL,d}''}{\theta'-t'_d} \quad (3)$$

显然有 $\eta_g=\eta_{g,d}$,即:

$$\frac{\theta'-\theta_{NL}''}{\theta'-t'}=\frac{\theta'-\theta_{NL,d}''}{\theta'-t'_d} \quad (4)$$

1.2 漏风及其对无漏风排烟温度的影响

由于烟道阻力分布的不均匀性,正常运行时空预器中间流道的烟气量大,导致空预器导热元件的温度高于罩壳的温度;同时,空预器为逆流布置,在烟气进口外与高温空气换热,烟气出口处与低温空气换热,因而空预器运行时上部导热元件的温度整体大于下部,导致其上部横向膨胀大于下部的横向膨胀量;空预器转子支撑端在底部,这样,在中心膨胀量大于四周膨胀量,上部膨胀量大于下部膨胀量的共同作用下,运行后的空预器发生所谓“蘑菇状”变形,如图2所示。在空预器冷态调整时,一般要使空预器上、下、侧3个方向上的密封保持到最小但不接触的程度,热态时该“蘑菇状”变形使得空预器上密封、侧密封的间距减少,下部密封的间距增大;而空预器进口风压高于出口风压,就使得低部空气进口处漏风远大于出口处热空气的漏风量。

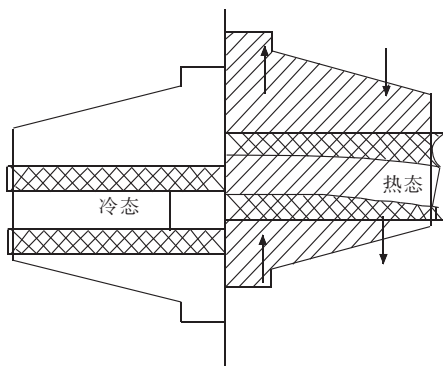


图2 空预器的蘑菇状热变形

基于这种情况,ASME认为,图1所示回转式空预器的漏风主要发生在冷端,而其他部位的空预器漏风可以忽略,表现在漏风的温度上即为:

$$t_L=t' \quad (5)$$

这样,在所漏冷风影响下,原来出口烟气温度为 θ_{NL}'' 的出口温度变为实际的出口烟气温度 θ'' ,同时漏入到烟气侧的冷风被加热到出口烟气温度 θ'' 。根据图1所示的热平衡与流量平衡关系,有:

$$\begin{aligned} m_g \theta_{NL}'' c_{p,g} \Big|_{\theta_{NL}''} + \Delta m_a t' c_{p,a} \\ = m_g \theta'' c_{p,g} \Big|_{\theta''} + \Delta m_a \theta'' c_{p,a} \end{aligned} \quad (6)$$

式中: $c_{p,g} \Big|_{\theta_{NL}''}$ 和 $c_{p,g} \Big|_{\theta''}$ 分别为烟气从温度 θ_{NL}'' 到0℃和 θ'' 到0℃的平均定压比热容,由于两温度值差别很小,所以可以取相同值,用 $c_{p,g}$ 表示; $c_{p,a}$ 为空气从温度 t' 到0℃的平均定压比热容。

漏风率 α_L 定义为由空气侧漏入烟气侧的空气质量占空预热器入口的烟气质量百分比,即:

$$\alpha_L = \frac{\Delta m_a}{m_g} \times 100 \quad (7)$$

这样,整理式(6)得出正常运行条件下的无漏风排烟温度为:

$$\theta_{NL}'' = \theta'' + \frac{c_{p,a} \alpha_L}{100 c_{p,g}} \times (\theta'' - t') \quad (8)$$

1.3 进风温度变化修正公式

当进风由 t' 变为 t'_d 的条件下,根据式(8),显然此时空预器出口无漏风烟气温度变为:

$$\theta_{NL,d}'' = \theta_d'' + \frac{c_{p,a} \alpha_L}{100 c_{p,g} \Big|_d} \times (\theta_d'' - t') \quad (9)$$

进风温度变化幅度通常小于50℃,排烟温度会随着进风温度的升降而同向变化,因而这一小范围的温度变化对空气比热容与烟气比热容的比值影响很小,在漏风率 α_L 不变的情况下,可以认为:

$$K = \frac{c_{p,a} \alpha_L}{100 c_{p,g} \Big|_d} = \frac{c_{p,a} \alpha_L}{100 c_{p,g}} \quad (10)$$

把式(10)代入式(8)、式(9)后,并代入式(4),可得:

$$\frac{\theta' - [\theta'' + K(\theta'' - t')]}{\theta' - t'} = \frac{\theta' - [\theta_d'' + K(\theta_d'' - t')]}{\theta' - t'_d} \quad (11)$$

仅把 θ_d'' 当作变量,求解式(11),正好可以消去 K 得到式(1)^[3]。

2 修正公式的使用

从修正公式的来源可以明显看出,其使用的前提必须附合漏风仅发生在冷端、进风温度为空预器入口而非风机入口温度,且修正前后漏风率相同。在实际工作中,往往很难满足这3个条件,因而其应用有一定的条件。

2.1 空预器其他位置漏风的影响

空预器不可能仅在冷端发生漏风,而是在上部、侧边均发生漏风,而顶部、侧边漏风温度均大于冷风

温度。当其他部位漏风后,其温度均大于冷风的温度,因而这一部分温度较高的漏风会使漏风的平均温度 t_L 升高,导致实际的排烟温度高于修正值计算出的温度。

2.2 风机和暖风器的影响

我国标准中性能试验基准温度为风机入口的环境温度 t_0 。由于暖风器一般安装在风机的出口、空预器的入口,当温度为 t_0 的冷风先后经过风机、暖风器后才能到达空预器的入口,温度会增加到 t' ,如图3所示。该温升给 t_0 变化时对排烟温度的修正计算带来了一定的困难。目前最常用的方法直接使用 t_0 代替 t' 来进行排烟损失 q_2 的计算。考虑到送风机有 $5\sim 10\text{ }^\circ\text{C}$ 的温升,一次风机有 $10\sim 20\text{ }^\circ\text{C}$ 的温升,而暖风器的温升取决于空预器防止冷端腐蚀的要求,有时有 $30\sim 40\text{ }^\circ\text{C}$ 的温升。这些温升不是空预器传热得来的,用 t_0 代替 t' 必然会带来一定的误差。

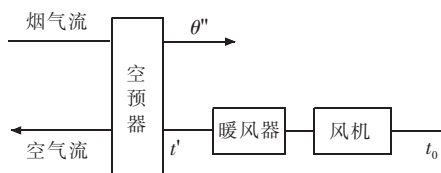


图3 暖风器及风机的温升

为了解决这种问题,文中提出如下的分段计算法,具体过程为:试验情况测量 t_0 和 t' ,计算其温差 $\Delta t'$,然后以要修正到的目标环境温度 t'_0 为基准,用 $\Delta t'+t'_0$ 作为新的空预器入口冷风温度,代入式(1)进行计算求得新的 θ''_d ,并在计算修正后的排烟损失时采用 $\theta''_d-t'_0$ 作为温差。这种方法的理论基础是相同负荷下风机、暖风器温升相对稳定。大量的实践表明,尽管环境温度变化在某种程度上改变其温升的幅度,但只要在负荷相近、设备状态良好相近的条件下,环境温度变化导致温升的变化值一般在 $1\sim 3\text{ }^\circ\text{C}$ 之内,比直接用 t_0 代替 t' 的方法有明显小的误差。

例如锅炉大修后试验时,实测送风机入口风温 t_0 为 $25\text{ }^\circ\text{C}$,空预器入口风温 t' 为 $50\text{ }^\circ\text{C}$,空预器进口烟气温度为 $300\text{ }^\circ\text{C}$,排烟温度为 $150\text{ }^\circ\text{C}$ 。假定修前试验时的风机入口环境温度 $20\text{ }^\circ\text{C}$ 时,要比较检修后对于排烟温度的影响,则必须用 $20\text{ }^\circ\text{C}$ 的入口风温来进行修正。

如果直接用 t_0 代替 t' 时,计算出排烟温度为:

$$\theta''_{20} = \frac{20(300-150)+300(150-50)}{(300-150)} = 132(^\circ\text{C})$$

用文中方法:先计算风机温升为 $50-25=25\text{ }^\circ\text{C}$,可知当风温由 $25\text{ }^\circ\text{C}$ 变化到 $20\text{ }^\circ\text{C}$ 时,空预器出口温

度 t'_d 变为 $25+20=45\text{ }^\circ\text{C}$,把 $45\text{ }^\circ\text{C}$ 代入式(1)计算出排烟温度为:

$$\theta''_{20} = \frac{45(300-150)+300(150-50)}{(300-150)} = 147(^\circ\text{C})$$

基于文中方法的2个假定,文献[6]把风机当作另外一个与空预器串联的加热器,还提出一种方法:

$$\theta''_{20} = \theta'' + (t'_d - t_0) \frac{\theta'' - \theta'}{(\theta' - t')} \quad (12)$$

代入相关数据,计算可得修正后的排烟温度为 $147\text{ }^\circ\text{C}$,与文中的计算结果完全相同。虽然文献[6]方法更加简单,但是文中方法有更为明确的思路,且非常适合区分工况来使用。

2.3 空预器漏风率的影响

运行中空预器的漏风率是一个变化的量,密封片的磨损、倒伏及低温腐蚀,或是不同负荷导致的进口烟气流、一/二次风的运行压力、空预器进/出口的负压等参数发生变化时,漏网率都会发生明显的变化。当空预器漏风率发生变化时,式(10)相等的基础就不存在了,修正式(1)的基础也就不存在。因而,当漏风率发生变化时,特别是锅炉经历大、小修后,随着受热面的清洁、空预器密封间隙的调整、阻力的减少等因素,漏风率发生明显变化时,不宜直接用式(1)计算出的结果直接比较,而应按如下进行处理:

(1) 使用文中所提分段计算的方法修正新入口温度条件下的排烟温度。该计算结果实际上表示当前漏风率下,风机进口温度发生变化时对锅炉排烟温度在当前漏风率条件下的排烟温度;

(2) 利用式(6)所示的热平衡方法,在当前排烟温度的条件下,再增加或减少一定量的漏入冷风,再计算混合后的冷风。

仍以上文数据为例,假定修前试验时空预器漏风率为 8% ,修后试验为 5% ,则式(13)计算所得结果为漏风率 5% 时的修正结果。相关数据代入式(6),忽略烟气比热容与空气比热容的差别,进一步计算出漏风率为 8% 条件下的排烟温度为:

$$\theta'' = 147 - \frac{(0.08-0.05) \times 45 \times c_{p,a}|_{45}}{c_{p,g}|_{147}} = 145.65(^\circ\text{C})$$

3 结束语

进风温度对于排烟温度的修正公式是锅炉性能试验中最为重要的一项,但是在不同的标准中有不同的规定,导致实际使用过程中存在误解。通过对该公式导出过程全面分析得知,该公式的使用必须满足3个条件:空预器顶端、侧边密封良好,其漏风可忽略;进风温度选择空预器入口冷风温度,而非风机入口温度;修正计算前后的空预器漏风率相同。在此

基础上,分析了这3个因素变化对于排烟温度修正结果的影响规律,并提出了可用于漏风率有变化条件下,用风机入口温度变化来修正排烟温度的计算方法。该方法与传统方法形式一致,便于理解,对于正确处理该类问题有明确的参考意义。

参考文献:

- [1] 赵振宁,张清峰,赵振宙. 电站锅炉性能试验原理、方法及计算[M]. 北京:中国电力出版社,2010.
- [2] GB10184—1988,电站锅炉性能试验规程[S].
- [3] ASME PTC4.3—1968, Air Heaters, Supplement to Performance Test Code for Steam Generating Units [S].
- [4] ASME PTC 4—1998, Fired steam generators performance test code[S].

- [5] 蒋敏华,肖平. CFB锅炉性能试验排烟温度修正方法[J]. 热力发电,2008,37(6):16-19.
- [6] 刘林波,李斌,蔺殿军.进风温度变化对锅炉修正排烟温度和修正热效率的影响[J].华中电力,2004,17(4):20-22.
- [7] 阎维平,云曦. ASME PTC 4—1998 锅炉性能试验规程的主要特点[J].动力工程,2007,27(2):27-31,41.
- [8] 北京锅炉厂译.锅炉机组热力计算标准方法[M].北京:机械工业出版社,1976.

作者简介:

郑浦水(1955),男,北京人,工程师,从事电站锅炉生产技术服务工作;

赵振宇(1973),男,内蒙古集宁人,高级工程师,从事电站锅炉节能优化工作。

Research on Calculation Method for the Modification of Inlet Air Temperature of Boilers

ZHENG Pu-shui, ZHAO Zhen-ning

(Huabei Electric Power Research Institute Co., Ltd., Beijing 100045, China)

Abstract: The modification of exhaust gas temperature influenced by the variation of inlet air temperature is the most important work in the performance test of boilers. However, the difference between ASME code and GB standard always leads to misunderstandings. Based on analysis results of the modification method, it is concluded that the application conditions of this method is that: a good sealing of the air preheater should be maintained; the temperature of the inlet cool air should be adopted and the value of the air leakage ratio before and after modification should keep constant.

Key words: power engineering; inlet air temperature; exhaust gas temperature; ASME code; GB standard

我国页岩气可采资源量初步估计为 31 万亿 m³

从2月12日结束的全国地质调查工作会议上获悉:今年我国地质调查将大力加强页岩气等非常规能源资源调查评价和开发技术攻关,尤其要加大页岩气调查评价力度,缓解我国油气资源短缺的现状,形成油气勘探开发新格局,有望最终改变我国能源勘探开发乃至整个能源结构。

国土资源部副部长、中国地质调查局局长汪民说,2012年全国地质调查将大力加强页岩气、煤层气、油页岩、致密砂岩气、油砂等非常规能源资源调查评价和开发技术攻关,推动页岩气调查评价专项申报,加快页岩气产业的快速发展。把页岩气作为独立矿种加大调查评价力度,加快页岩气产业的快速发展。

据介绍,页岩气是国务院最近批准的新的独立矿种,赋存于富有机质泥页岩及其夹层中,它是以吸附和游离状态为主要存在方式的非常规天然气,成分以甲烷为主,是一种清洁、高效的能源资源和化工原料,主要用于居民燃气、城市供热、发电、汽车燃料和化工生产等,用途广泛。页岩气生产过程中一般无需排水,生产周期长,一般30~50年,勘探开发成功率高,具有较高的工业经济价值。中国页岩气资源潜力大,初步估计中国页岩气可采资源量在31万亿m³,与常规天然气相当。

页岩气发展,首先从美国开始。美国2011年页岩气产量达1800亿m³,极大改变了美国能源消费结构。据国土资源部油气中心对我国西藏以外所有陆域盆地开展评价工作,我国页岩气资源量至少与美国旗鼓相当。我国预计2020年产量将超过1000亿m³,达到目前常规天然气生产水平。2030年产量有望与常规天然气相当,与美国接近。尽快实现页岩气规模开发,将有利于缓解我国油气资源短缺的现状,形成油气勘探开发新格局,甚至改变整个能源结构。

摘自《国家电力信息网》

欢迎投稿 欢迎订阅

煤质劣化后燃煤电厂安全及经济性评价方法探讨

王双童

(国电科学技术研究院,江苏 南京 210031)

摘要:阐述了燃煤电厂电煤劣化后对发电产生安全性和经济性的影响,提出建立电煤劣化后机组安全性和经济性影响的评价模型,建立安全预警机制并量化发电生产成本的影响,有助于科学合理指导电厂的安全生产和燃煤掺配工作,有效提升火电厂的安全性和经济性。

关键词:煤质劣化;安全性;经济性;评价

中图分类号:TM621.2

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)05-0069-03

电力行业是国民经济发展的基础,火力发电作为电力行业的主要组成部分,目前普遍存在企业经营和运行环境恶化,亏损额、亏损面逐年扩大,资产负债率不断攀升等问题,主要原因是“计划电”和“市场煤”的矛盾长期得不到解决,煤炭价格不断攀升,煤电倒挂,为缓解经营压力,电厂纷纷采购低价劣质煤,以及采取混煤掺烧的方式来降低75%以上的发电煤炭成本,致使机组实际燃用煤质不断劣化,已严重影响火电生产的安全性和经济性。

1 煤质劣化后产生的问题及缓解之策

煤质劣化后,锅炉实际燃用煤质严重偏离设计值,从燃烧单一煤种变化为燃烧混合煤质,导致锅炉出力受限;燃烧稳定性差,助燃油量增加,严重时炉膛灭火;结渣、积灰加剧;蒸汽参数达不到设计值;受热面磨损、腐蚀、超温和爆管等加剧,设备寿命下降;制粉系统出力不足,安全性差;污染物排放量增加;锅炉运行经济性下降等。电厂虽采用技术改造的方法来应对实际燃煤偏离设计煤种的影响,但缓解矛盾有限,且电厂无法保证来煤煤质的稳定,随着燃煤变动,锅炉产生的问题多且严重。

目前,国内外都开展了煤质变化对锅炉经济性和安全性影响的研究,并相继推出了应用于火电厂的配煤专家系统^[1],一些专业研究院和综合性大学均开展了专题研究并开发了专业模型,且推广应用,对指导火电厂优化煤质结构,提高锅炉运行的安全性和经济性起到了积极作用。但煤质变化后对机组安全性和整体发电生产成本影响的量化分析不够^[2],未综合考虑安全可靠下降、燃料运输和煤场管理成本的变化、环保排放压力增加、电网侧负荷调度的影响、制粉系统电耗增加和维护成本上升、机组运行指标下降、磨损加大和维护成本上升等因素;甚至一些厂片面追求燃料成本最小化进入

燃煤掺配掺烧的误区;有必要进行定量分析配煤后对安全性和生产成本的影响,科学合理评价安全性、燃料成本的降低和生产运行成本的上升,找出三者之间的平衡点,即掺烧性价比较高的安全经济煤质,研究、开发煤质下降对生产成本影响的分析模型,科学合理指导电厂燃煤的掺配掺烧工作。

2 安全性和经济性评价方法

以影响机组安全和发电生产成本的因素为评价对象,将燃料采购及生产数据、机组运行数据、检修维护数据、计划经营及财务数据作为评价指标,运用组合概率、统计(回归)分析、优化方法、层次分析、多目标决策、神经网络、时间序列、综合评价等方法,建立各评价对象合适的数学模型,分析固定运行费用和变更运行维护费用之间的关系,将多个评价对象组合成为一个综合评价体系。

2.1 安全性评价模型建立

配煤后锅炉安全性评价模型如图1所示。

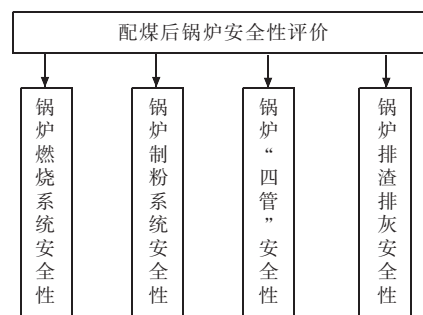


图1 配煤后锅炉安全性评价模型

2.1.1 锅炉燃烧系统安全性影响评价

煤质劣化后造成锅炉燃烧不稳甚至灭火,为确保锅炉燃烧稳定,可根据机组不同负荷下,锅炉稳定燃烧所需煤的最低热值、挥发分等参数,建立相应的煤质数据库,设置燃烧安全预警模块。

2.1.2 锅炉制粉系统安全性影响评价

当锅炉的设计煤种确定后,其制粉系统的选型

及参数也相应确定,煤质劣化后由于掺配掺烧的需要,一些原来按低挥发分煤质设计的制粉系统也掺混高挥发分的煤质,引起制粉系统爆炸,可根据不同的挥发分、掺配量确定相应的热风温度、磨煤机出口温度的安全预警模块,在保证制粉系统安全的基础上提高制粉出力。

2.1.3 锅炉“四管”安全性影响评价

煤质劣化后同负荷下锅炉的燃煤量大量增加,使锅炉各受热面的磨损增加,更为严重的是由于掺烧高挥发分、高硫和低熔点煤质后燃烧区域受热面产生严重腐蚀,降低了“四管”的安全可靠性,可根据不同的掺配煤质参数、检修记录及“四管”监测记录建立相应的“四管”安全预警模块,量化其影响量和预警范围。

2.1.4 锅炉排渣排灰系统安全性影响评价

煤质劣化后同负荷下锅炉的燃煤量大量增加,锅炉的渣量和灰量也相应大量增加,导致渣或灰设备发生事故,可根据不同负荷、不同煤质、煤量确定相应渣量和灰量的安全预警模块,确保相关设备安全运行。

2.2 经济性评价模型建立

2.2.1 燃料成本评价模块

以设计煤种或校核煤种单价为基础,与掺配掺烧煤种单价进行对比,可直接计算出燃料成本的变化情况,如图 2 所示。

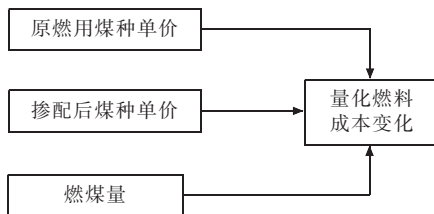


图 2 燃料成本评价模块

2.2.2 机组运行经济指标评价模块

借助于机组现有的 SIS 系统和运行优化软件等可以实现机组 DCS 数据的共享,通过对锅炉排烟温度、炉膛出口氧量、飞灰(灰渣)可燃物的分析,计算锅炉效率,确定炉效对机组煤耗的影响情况;根据辅机电耗数据确定生产厂用电率的变化对机组煤耗的影响情况;根据蒸汽参数、锅炉减温水量等数据计算对汽机热耗率的影响量,确定汽机热耗率对机组煤耗的影响情况;根据煤价和发电量将煤耗折算成发电成本。同时该模块中还有为稳定锅炉燃烧增加的燃油量费用及因煤质原因引起的锅炉灭火,机组再启动增加的费用等。运行经济指标评价模块如图 3 所示。

2.2.3 制粉系统的运行维护评价模块

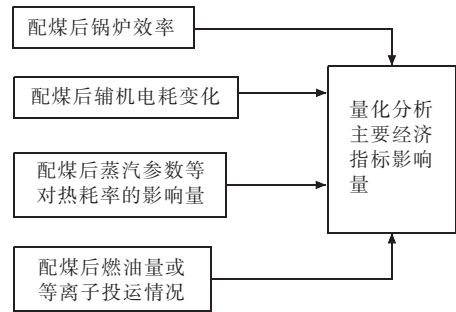


图 3 运行经济指标评价模块

制粉系统运行维护评价模块如图 4 所示。对比掺配煤后同锅炉负荷工况下需求的燃料量,分析制粉系统磨煤机的运行台数和运行时间的增加情况,确定增加的运行成本;根据制粉系统的维护量和备品件耗量确定增加的维护成本。

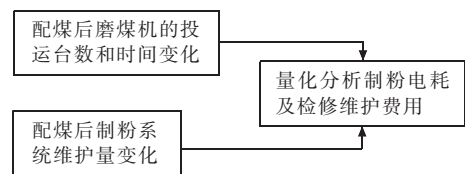


图 4 制粉系统运行维护评价模块

2.2.4 锅炉维护及寿命评价模块

电站锅炉“四管”寿命^[3]的评估国内已有较成熟的模型^[4],根据金属蠕变、管壁减薄率及高低温腐蚀情况确定,掺配煤后可根据周期性的检修情况和受热面的安全运行情况进行对比分析,通过积累原始资料和现场参数,不断跟踪监测计算,确定由于磨损和腐蚀引起的受热面寿命下降,造成的检修维护成本上升;同时掺配煤后锅炉受热面吹灰、空预器吹灰次数和时间增加,造成运行费用增加。

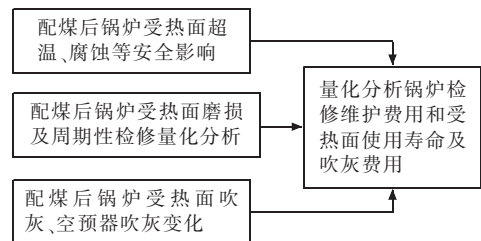


图 5 锅炉维护及寿命评价模块

2.2.5 电网调度电量考核评价模块

掺配煤后制粉出力不足影响机组高负荷的接带,使机组限出力造成电量损失;煤质劣化,机组运行参数达不到机组快速变负荷能力,影响 AGC 响应速度,产生电网《两个细则》中的一次调频考核、调峰考核、AGC 考核费用。电网调度电量考核评价模块如图 6 所示。

2.2.6 环保排放评价模块

环保排放评价模块如图 7 所示。掺配煤后粉尘、

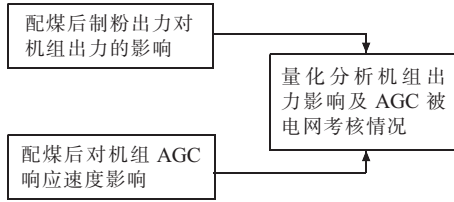


图 6 电网调度电量考核评价模块

SO₂、NO_x 的排放量变化,环保排放的缴费发生相应变化;排放量增加后若超标,则需增加环保设备的改造投资费用,同时为降低环保排放量,环保设备的运行、维护成本相应增加。对于灰渣,若能再利用则生产成本出现正增长,若不能再利用则需增加存放或再处理的改造投资费用。

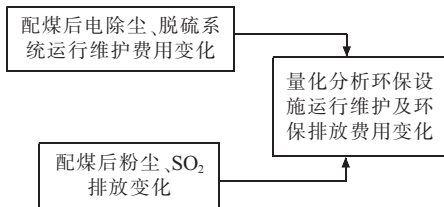


图 7 环保排放评价模块

2.2.7 燃料管理评价模块

燃料管理评价模块如图 8 所示。掺配后由于煤的热值下降,煤的采购量增加,检斤、检质量增加,相应的管理费用增加;卸煤、掺配煤机械设备增加,机械投用时间增加,机械维护量和备品件耗量增加,配煤、输煤电耗增加以及人工费用加大,煤场生产成本增加。

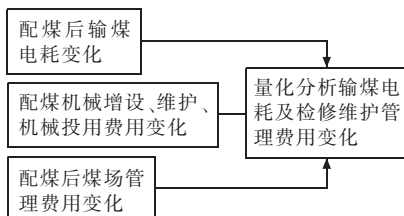


图 8 燃料管理评价模块

通过以上各分析模块的建立,必须建立和完善

与成本相关的数据库^[5],如:电厂燃料信息管理、运行数据数据库、锅炉寿命管理信息、检修费用数据库、工程费用数据库、备品备件管理信息、人工成本管理、环保排放缴费数据库等,对这些数据进行分析、积累,数据越多,分析越全面,数学模型也完善,为火电厂掺配掺烧的量化指导也越准确。

3 结束语

火电厂燃煤劣化后产生的影响较为复杂,特别是对锅炉安全性和经济性影响的量化分析更为复杂,需要经过一个较长周期的数据统计和分析,同时要借鉴国内外已有的经验数据,建模后还要通过实践进行验算。在当前火电厂普遍存在燃煤劣化的大环境下,各厂非常重视并借助于相应的配煤专家系统开展燃煤的掺配掺烧,尤其推行大比例配煤,一些电厂掺配掺烧工作做得较好,但其掺配后的安全性和经济性只作了简单的对比分析,许多电厂仍以最大限度的降低燃料成本为主,没有进行配煤后的综合性影响分析,存在较大盲目性。如能建立该模型量化指导电厂的燃煤掺配掺烧工作,确定性价比高的煤质,提升火电厂的安全性和经济性,缓解火电厂的经营压力,将会起到积极的作用。

参考文献:

- [1] 阮伟,周俊虎,曹欣玉,等.电厂优化配煤专家系统诊断知识库的开发[J].电站系统工程,2000,16(4):195-198.
- [2] 熊友辉,孙学信.煤质特性对电站发电成本的影响[J].河北电力技术,1999,18(6):6-10.
- [3] 李耀君.火电厂重要部件的寿命管理技术研发与应用[J].热力发电,2003,32(5):9-12.
- [4] 廖远东,李耀君,徐丑申.锅炉水冷壁状态检验与风险评估[J].热力发电,2004,33(7):7-9.
- [5] 郭红弟.电厂燃料管理和煤质优化系统的开发[C].首届长三角能源科技分论坛论文集,2004.

作者简介:

王双童(1965),江苏高淳人,高级工程师,从事火电机组的能耗诊断、节能评估工作。

Analysis on Evaluation Methods for Safety and Economy of Coal-fired Power Plants Facing Coal-quality Degradation

WANG Shuang-tong

(Guodian Institute of Science and Technology, Nanjing 210031, China)

Abstract: Effects of coal-quality degradation on the safety and economy of coal-fired power plants are analyzed in this paper. It is advised that, along with the safety pre-warning mechanism, the evaluation model for the safety and economy of power plants facing coal-quality degradation should be developed. Besides, the quantification of these effects on production cost should also be carried out. It is believed that these advised measures will direct the mixture of coal and significantly improve the safety and economy of coal-fired thermal power plants.

Key words: coal-quality degradation; safety; economy; evaluation

某 600 MW 超临界锅炉屏式过热器爆管原因分析

徐巧生,张辉涛

(华润电力(常熟)有限公司,江苏常熟 215536)

摘要:针对某超临界 600 MW 锅炉屏式过热器的 3 次爆管问题,详细介绍了爆管发生的过程、现场设备检查结果和运行控制特征,在此基础上分析了爆管的原因,并提出了相应的爆管预防技术措施。

关键词:屏式过热器;超温;爆管;预防

中图分类号:TK223.3⁺2

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)05-0072-04

华润电力(常熟)有限公司 2 号锅炉屏式过热器于 2011 年 7 月 22 日、26 日、30 日连续 3 次发生爆管泄漏。分析了爆管原因,并提出了预防爆管的措施。

1 设备基本情况

该锅炉型号为 HG1980/25.4-YM1,系哈尔滨锅炉厂有限责任公司引进三井巴布科克能源公司技术生产的第二台超临界锅炉,于 2005 年 6 月投产。屏式过热器布置在上炉膛,沿炉宽方向共有 30 片管屏,屏间距为 690 mm。根据管子的壁温不同,入口段的管子为 D38×7 mm、SA-213 T91,屏底部为 D38×7 mm、SA-213 TP347H,出口段采用 D38×8 mm、SA-213 T91。出入口温度分别为 438.9 °C 和 512 °C,每片屏式过热器均连接有出口和入口集箱各 1 只。入口集箱设有节流孔,节流孔尺寸如表 1 所示。

表 1 屏过单排节流孔尺寸

管排入口	管子编号	管子内径 d /mm	节流孔内径 d_t /mm
按烟气方向 管子排列	1-2	22.5	22.5
	3-13	22.5	14
	14-28	22.5	12

为了防止屏底管子翘出而挂焦,屏过底部尖端的 15 根管子通过加焊方钢而成膜式结构,确保热态运行时的平整,并且在管屏的入口和出口段沿高度方向均采用 3 层环绕管;同时,为保持屏间的间距而采用汽冷的间隔管沿宽度方向分别穿过屏过的入口和出口段。管壁报警温度 516 °C。

2 爆管情况及检查结果

2.1 爆管情况

2011 年 7 月 22 日 20:15 左右 2 号锅炉屏式过

热器发生第 1 次爆管,23 日 01:55 停机。爆管位置为左数第 7 排内圈第 1 根出口段,距离顶棚约 3 m 距离,根据爆口形状判断为长期超温爆管,如图 1 所示,爆管吹损与其相邻另外 2 根管子,打开第 7 排入口集箱检查,发现内圈第 1 个管口存在一直径约 15 mm 的异物。



图 1 第一次爆口形状

第 1 次爆管处理结束后于 7 月 26 日 04:57 锅炉点火,09:58 机组并网,14:10 发生第 2 次爆管(机组负荷 313 MW),16:48 机组打闸。第 2 次爆管距离并网仅 4 h,据锅炉点火也仅 9 h。检查发现屏过第 19 屏,第 1 根(编号 19-1)换热管下弯头(材质为 TP347H)向火侧爆管,同时下弯头上方垂直段(材质为 TP347H)一处纵向开裂。爆口呈菱形,变形较大。

第 2 次爆管检查发现屏过 24 屏第 1 根(编号 24-1)换热管下弯头处 TP347H 外壁发黑,存在严重的超温现象。

第 2 次爆管处理结束后于 7 月 30 日 06:30 锅炉点火,12:48 机组并网,20:37 发生第 3 次爆管(即组负荷 470 MW),此时主/再热蒸汽温度控制在 530/560 °C 运行。停炉后检查发现屏过第 29 排第 28 根(内圈第 1 根)出口段 T91 爆管,爆口距顶棚 3 m 处。爆口呈菱形,变形较大,明显减薄。检查发现爆口上方存在严重鼓包;爆口下方也轻微地鼓包,爆口如图 2 所示。

2.2 设备检查结果

第 1 次爆管后,对发生爆管和吹损的换热管进



图2 第三次爆口形状

行了处理。检查发现发生爆管的管屏小集箱内第 28 根换热管管口存在一个直径约 15 mm 的金属异物,原因比较清楚。通过对异物进行成分分析,材质为 15CrMo,该材质并非来源于屏过系统,最有可能来自一级减温器和低温过热器系统。

第二次的检查情况。(1) 打开全部 30 排入口集箱手孔、2 只汇集集箱放空气管,用内窥镜进行内部检查,未发现异物,集箱内壁氧化皮生成量较大,局部鼓起。(2) 外观检查整个屏过的外部超温情况,发现左数第 24 排最外圈管不锈钢管段外壁发黑,对该管进行割除,用内窥镜逐段检查,无外来异物,发现该管管壁氧化皮脱落严重,并在底部弯头处有少量堆积情况。(3) 对 30 排全部屏底弯头进行磁通量氧化皮检查,无明显氧化皮堆积;(4) 对 30 排管屏进行管子涨粗检查,外径均在 38.5 mm 范围以内,无明显涨粗。(5) 对 19 排和 24 排管子焊口进行了检查,发现异种钢焊口内部焊瘤。(6) 取样化验 19-1 管 TP347H 管爆管处与开裂处组织严重老化,24-1 管 TP347H 未见明显老化现象;19-1 管爆口前(下行)T91 管已发生完全相变,内壁氧化皮厚 0.26 mm;爆口后(上行)T91 管严重老化,内壁氧化皮厚 0.21 mm。

第三次爆管检查情况。(1) 第 3 次爆管 29-28 管爆口与上部及下部的鼓包处都存在明显涨粗,其中严重鼓包处直径涨粗至 42.2 mm,轻微鼓包处直径 40.3 mm,其余区域存在一定程度地涨粗。爆管处及鼓包处 T91 都已严重老化。外观未异常的第 3 屏第 1 根管下弯头处 TP347H 已发生中度老化;其余顶棚下部 T91 直管组织未老化。(2) 屏过出口段 T91 管内壁氧化皮厚度见表 2。可见除已爆管外其他屏过出口 T91 管内壁氧化皮都未超过 100 μm 。(3) 用内窥镜检查已爆换热管未发现异物,管底部以上 4~5 m 范围内氧化皮脱落 80% 以上,与其相邻的 29-27 管内壁也存在氧化皮脱落现象。(4) 30 个入口小集箱采用内窥镜检查未发现异物;屏过出口 T91 管检测不存在明显胀粗;屏过入口 A 侧一级减温器用内窥镜检查正常(对应屏过 B 侧汇集集

箱);屏过 B 侧汇集集箱用内窥镜检查正常。(5) 磁通量检查屏过底部氧化皮堆积情况以及异种钢焊口射线检查情况如表 3 所示。(6) 该次对其他部位管子取样 5 根,送检验,内壁存在明显地结垢,存在不太严重地腐蚀痕迹。没有氧化皮脱落疤痕,无残留氧化皮痕迹,无氧化皮开裂、起皮的痕迹。

表 2 屏过换热管样品内壁氧化皮厚度

检测位置	氧化皮厚度 / μm
29-28 爆口处	无
29-28 爆口旁鼓包处	114
29-28 爆口旁未鼓包处	109
29-27(1)	65
29-19(2)	42
29-19(2)	51
12-28(3)	86
12-2(3)	74
3-1(2)	65

注:(1) 出口段顶棚下 5.5 m;(2) 出口段顶棚下 13 m;(3) 出口段顶棚下 3 m。

表 3 第 3 次爆管后焊瘤和氧化皮堆积情况

项目	位置	位置	数量 / 只
磁通量检查 氧化皮堆积 有信号	下弯头 附近	9-4, 29-19, 29-1, 19-2、 19-5, 7-4, 3-1, 1-1	8
异种钢焊瘤 较大	第一层 吹灰器 附近	30-1, 27-2, 25-2, 24-1、 16-1(出口侧)、15-1, 15-2、 15-1(出口侧)、14-1, 11-2、 11-2(出口侧)、7-1, 7-2	13
异种钢焊瘤 稍大	第一层 吹灰器 附近	29-1, 28-2, 26-1, 23-2、 22-2, 21-1, 21-1(出口侧)、 19-1, 19-2(出口侧)、19-1 (出口侧)、17-1(出口侧)、 16-1, 14-1(出口侧)、13-1、 13-2, 13-1(出口侧)、12-1、 11-1, 11-1(出口侧)、10-1、 10-1(出口侧)、9-1	22

注:未注明出口侧则为入口侧。

2.3 锅炉运行控制

从锅炉运行参数分析,屏过出口汽温一般控制在 510 $^{\circ}\text{C}$ 左右,个别时段负荷波动时屏过出口汽温在 530 $^{\circ}\text{C}$ 以上,极个别时候甚至达到 540 $^{\circ}\text{C}$ 以上。在机组低负荷时屏过汽温也在 510 $^{\circ}\text{C}$ 左右。

从 2 号炉几次爆管的停炉与启动参数控制分析,存在以下问题,容易引起受热面内壁氧化皮大面积脱落。

(1) 通风冷却时间长。7 月 22 日第 1 次爆管后停炉,熄火后吹扫 30 min 才停机,(一般吹扫 5~10 min)。

(2) 熄火后焖炉时间较短,为 3 h 35 min。

(3) 停炉时屏过进出口汽温都存在较大幅度地瞬时波动,大的温度波动幅度稍高于 30 $^{\circ}\text{C}$,超过 40

℃的很少,但明显是瞬间波动,个别升温速率达到 $21.8\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 。

(4) 停炉后存在一级减温器出口汽温明显突升,减温水完全关闭后汽温大幅度回升现象。二级减温器A侧出口汽温也存在回升现象。停炉时,主、再热器减温水手动门都是在锅炉MFT后关闭,这与MFT后一级减温器后汽温较大幅度地回升相关。

(5) 锅炉启动时,在机组冲转前减温水调门已开启,但减温水流量无反应,减温器出口温度反应有时明显,有时不明显。此时蒸汽流量低,投减温水很容易引起汽温和受热面壁温波动。

(6) 锅炉启动时,一级减温器与二级减温器出口汽温都存在较大幅度地波动,波动幅度均在 $30\sim 40\text{ }^{\circ}\text{C}$,从几次启动参数变化曲线看,二减出口汽温波动幅度大于一减出口汽温。

(7) 机组启动后,很快地关闭旁路,引起负荷较大幅度地波动。一般应该与机组升负荷配合,缓慢关闭,使得机组负荷平稳增长。

从以上运行控制过程来看,有可能造成管子内壁氧化皮的脱落。

3 爆管原因分析

(1) 内圈第一个管口存在的异物是造成第一次爆管的直接原因,异物来源可能是屏过以前的一级减温器、低温过热器等。

(2) 从第2次、第3次爆管分析,都属于短期过热爆管,过热的原因是管子内部工质流量降低。其原因可能是换热管发生堵塞,可能是工质流量分配不均。引起堵塞的原因可能有内壁氧化皮大面积脱落堵塞,节流孔异物堵塞,从机组启停过程的运行控制来看,具备氧化皮脱落的条件,而且管子内部内窥镜检查有氧化皮脱落的痕迹,由于屏过管子内径较小(22 mm),少量的氧化皮脱落即可造成通经大幅度减小,而且通经降低进一步影响流量降低,使脱落的氧化皮更加难以带走,进而加剧堆积。

(3) 壁温检测。为了监视机组启动过程管壁温度的变化,第3次检修过程中在屏过出口管增加了30只温度测点,最后一次启动过程中发现在1台磨煤机和2台磨煤机运行时,各管壁温度非常不稳定,尤其是最外圈管,个别管管壁温度在短时间内达到了 $585\text{ }^{\circ}\text{C}$,远远超过其他管壁温度,并有进一步升高的趋势,此时通过调整得到缓解。发生这种现象与个别管子内氧化皮的脱落堆积有关,一般情况下T91氧化皮是不容易脱落的,但是在锅炉停运过程吹扫冷却时间过长和启动过程减温水投入过早和流量过大,造成壁温大幅度波动等情况下,养化皮会发

生开裂,在条件具备时发生脱落。另外一个原因是,出现严重的壁温偏差可能与低负荷时工质流量低、在每根管子内的分布不稳定有关系。

第2、第3次爆管由于爆管管未安装温度测点,可能在启动过程中发生与最后一次启动相似的情况,管壁温度在没有检测手段的情况下迅速升高,发生爆管。

(4) 异种钢接头焊瘤。2号炉屏过下弯头区T91与TP347H的异种钢接头焊缝存在较严重地焊瘤。第2次爆管时,爆破与超温管的异种钢接头存在较严重的焊瘤,其中1只接头焊瘤高度在 $2\sim 3\text{ mm}$;抽查98只接头发现,35只有较严重焊瘤,其中13只有严重焊瘤,存在严重焊瘤的比例很高。

焊瘤的存在对换热管的冷却相当不利,一是形成局部节流,增加局部流动阻力,如焊瘤高 2.5 mm ,局部流通面积减少 40% ,会使流经该管的冷却蒸汽流量降低,出口汽温与换热管壁温升高。

4 爆管预防措施

为了避免过热、再热蒸汽系统发生爆管,应从设备和运行两方面进行预防和控制。

(1) 定期彻底清理系统可能存在的异物,7月22日发生的屏过爆管,即为节流孔堵塞异物所致,虽然在机组投产后进行过彻底的异物清理,但是在运行过程中其他设备中的焊渣、焊瘤仍然有可能进去系统,尤其是屏过入口集箱节流孔孔径较小,极易发生堵塞,定期清理十分必要。

(2) 增加屏过壁温测点,通过观察和历次爆管分析,屏过管排最外圈管与最内圈管爆管的可能性较大,应在每排最外圈和最内圈增加壁温测点。

(3) 增加测点后,启动过程中要行监视壁温变化,出现异常情况要迅速调整,可有效防止以下2种危害工况的发生:低负荷工况下各管排工质流量分配偏差,或氧化皮脱落堵塞;由于升负荷速率过快,造成管排整体壁温升高。

(4) 严格控制升温升压过程。按锅炉升温升压要求控制燃烧率,每次增加燃烧率幅度:负荷风开度不大于 5% ,磨煤机入口风量不大于 5 t ,给煤机煤量不大于 5 t ,增加燃烧率频次,每调整1次,要等待 5 min ,才能进行下一次调整。锅炉点火后开启高压旁路开度至少到 15% (关注高旁减温水调节阀内漏情况,否则关闭减温水截止阀),低压旁路开启 100% ,以建立较大蒸汽流量;锅炉升温、升压期间,分离器蒸汽温度温升速率 $\leq 1.5\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{min}$,各金属壁温升温率 $\leq 1.5\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{min}$,主蒸汽升压速率 $\leq 0.05\text{ MPa}/\text{min}$ 。在升温升压过程中不允许投入减温水运

行,当主/再汽温温升 $\geq 1.5\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 、受热面壁温温升 $\geq 2\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 时,应适当降低燃烧率,或开大高压旁路来控制温升速率;密切监视屏过的壁温测点,及时调整煤水比。当主汽压力升至 7.0 MPa 、高旁开度大于 40% 以上时,利用旁路对受热面进行大流量冲洗 $3\sim 5$ 次。

(5) 锅炉启动过程中大流量冲洗。主汽冲洗方法为:每次将高旁开度开大,放置在 100% 位置,将高旁迅速关至 15% ,当末级过热器或高温再热器壁温有上升趋势,再迅速开启高压旁路至 100% ,进行大流量冲洗 20 min 。再热器冲洗方法:维持高旁 $60\sim 80\%$ 开度,逐渐关小低压旁路至再热汽压力 $1.0\sim 1.2\text{ MPa}$,然后迅速开启低旁至 100% ,反复冲洗 $3\sim 5$ 次。维持低压旁路全开长时间冲洗 20 min ,直至凝结水水质化验合格或锅炉各级受热面金属壁温无偏差。

(6) 机组冲动并网后的控制。在机组并网后注意监视屏过出口汽温不大于 $490\text{ }^{\circ}\text{C}$,调整升降负荷速率(不大于 $6\text{ MW}/\text{min}$)和负荷变化量控制锅炉金属壁温度变化速率不大于 $2\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 。机组并网、切缸后,可开启减温水手动阀,减温水使用方式:每次开启开度变化幅度不大于 5% ,保证减温器后温度高于主汽压力对应下的饱和温度 $50\text{ }^{\circ}\text{C}$,每调整 1 次,要等待 5 min 后,才能进行下次调整(汽温调整要看趋势图调整,切忌大开大关减温水,防止汽温、金属壁温剧烈波动,造成氧化皮脱落。启动第 2 台磨煤机加负荷,目标负荷,保持 3 台或 4 台磨煤机运行,机组负荷 500 MW ,主汽温稳定在 $515\sim 525\text{ }^{\circ}\text{C}$ 、再热汽温稳定在 $535\sim 545\text{ }^{\circ}\text{C}$,稳定 4 h ;在启动第 2 或第 3 台磨煤机料位正常出粉时,尽量减少运行磨煤机给煤量,使机组负荷以稳定速率上升,避免启动磨煤机过程中,由于燃烧不稳定导致机组负荷波动过大,而导致主、再热汽温出现大幅扰动。在机组升负荷过程中,锅炉直流工况后,机组主汽温控制以控制煤水比为主,减温水为辅,严格控制锅炉温升率 $\leq 2\text{ }^{\circ}\text{C}$,

尽可能控制中间点温度低工况运行,保持 $5\sim 10\text{ }^{\circ}\text{C}$ 过热度,尽量少使用减温水。再热器温度以烟气调节挡板及风量调整为主,尽可能不投减温水。当机组负荷 500 MW 稳定期间,对锅炉进行全炉膛吹灰 1 次。当机组保持主汽温在 $520\sim 530\text{ }^{\circ}\text{C}$ 、再热汽温在 $540\sim 550\text{ }^{\circ}\text{C}$ 稳定运行 24 h 后,缓慢提升主再汽温至额定参数运行。

(7) 检修中对高温受热面(包括屏过)氧化皮厚度和材质老化情况结合状态进行全面检查,了解锅炉高温受热面氧化皮生成状况和材质老化情况,以便及时处理。

(8) 严格检修工艺,在检修过程中割管必须采用砂轮切割机进行,严禁火焰切割,割开后管口必须做好可靠封堵,在制作破口过程中应做好防止刨花落入管口的措施,必要时在焊管前对下部管子用内窥镜进行检查,确认无异物后进行对口焊接。若需要应采用易溶纸做成漏斗形状封堵;若管道内正压或者负压较大,应对系统压力进行必要的调节。严禁将易溶纸捣实填充。

5 结束语

第 1 次爆管的原因是由于节流孔异物所致。锅炉厂原有温度测点安装不合理,数量过少,不能监视工况最恶劣管子的壁温情况。第 $2,3$ 次爆管原因是由于在机组启动过程种发生流量分配不均,进而造成低流量管管壁超温爆管,从最后一次启动过程来看,这种流量不均通过运行及时发现和调整是可以消除的。

参考文献:

- [1] 岑可法,周昊,池作和.大型电站锅炉安全及优化运行技术[M].北京:中国电力出版社,2003.

作者简介:

徐巧生(1971),男,江苏常熟人,工程师,从事技术管理工作;
张辉涛(1973),男,陕西渭南人,工程师,从事电厂锅炉专业技术工作。

Analysis on Tube Rupture Issues of Platen Superheater in One 600 MW Supercritical Boiler

XU Qiao-sheng, ZHANG Hui-tao

(Huarun Changshu Power Generation Co., Ltd., Changshu 215536, China)

Abstract: The platen superheater tubes in one 600 MW supercritical boiler have ruptured for three times. In this paper, the tube rupture processes, field inspection results and the operational features are introduced in detail. Further, analysis on failure reasons is implemented and several precautionary measures are also presented.

Key words: platen superheater; overheating; tube rupture; prevention

热电联产工程 E 级燃机入口空气冷却可行性分析

周 军

(江苏华电仪征热电有限公司,江苏仪征 211400)

摘 要:针对江苏华电仪征燃机热电联产工程 E 级燃机,比较分析了多种燃机入口空气冷却技术的特点,并参照同类燃机的应用情况,在此基础上建议该工程采用喷雾蒸发冷却方法来冷却燃机入口空气,同时给出了这种空气冷却技术应用的经济性数据。

关键词:E 级燃机;入口空气冷却技术;喷雾蒸发冷却

中图分类号:TK471

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)05-0076-03

燃机入口空气冷却技术是在高温气候环境下,通过降低入口空气温度,提高单位时间燃机吸入空气质量流量,增加燃机出力,减小压气机出力,提高燃机效率,达到提高经济性的目的。各种燃机入口空气冷却技术具有不同的适应性和优缺点,应根据当地气候条件和机组运行特点选择适当的燃机入口空气冷却技术,可达到增加出力、提高效率的目的,否则造成投资浪费。文中结合国内外的燃机入口空气冷却技术发展与应用情况,对江苏华电仪征 3×200 MW 级燃机热电联产工程采用适用的燃机入口空气冷却技术进行探讨。

1 工程概况

江苏华电仪征热电联产工程建设规模为 3×200 MW 级燃机联合循环热电联产机组,采用 3 台燃机+3 台余热锅炉+3 台抽凝机的单元制主机配置,留有扩建相同容量机组余地。

根据主机招标结果,燃气轮机采用上海电气集团引进 Siemens 技术生产的 SGT5-2000E (V94.2) 型燃机,余热锅炉为东方日立锅炉有限公司生产的双压、无补燃、卧式、自然循环、露天布置余热锅炉,汽机为上海电气集团的 80 MW 等级供热双抽凝汽式汽轮机。燃机、汽机的发电机均由上海电气集团配套。该工程 SGT5-2000E (V94.2) 型燃机保证工况下输出功率 165.903 MW,热耗 10 440 kJ/kW·h,燃料为“西气东输”天然气,年利用小时数 5 500 h。

2 燃机入口空气冷却技术

2.1 技术原理

燃气轮机工作的热力学原理^[1]是勃雷登循环,循环过程如图 1 所示。面积 1234 就是 1 kg 空气在燃机中完成一次循环后输出的功,即通常所说的比功或出力。显然面积越大,意味着比功或出力越大。

要想增加面积,一种方法是提高燃气初温(T_3),另一种方法是降低燃机的进气温度(T_1)。

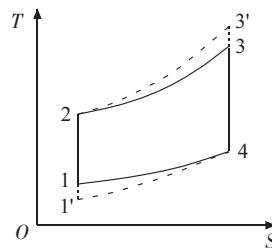


图 1 勃雷登循环温熵曲线

经理论分析发现, T_3 和 T_1 的影响关系可以用温度比 τ 来表示,即 $\tau=T_3/T_1$ 。 τ 增大,机组的比功和热效率都能提高,且只要 τ 相同,机组的热效率相同。但是 T_3 升高 1 K 和 T_1 每下降 1 K 对于机组热效率和出力的影响程度却不同。经计算, T_1 每变化 1 K 对机组热效率和出力的影响程度比 T_3 每变化 1 K 时大得多(约为 4 倍)。

采用提高 T_3 的方法通常适用于燃机制造商,受当前材料科学和机械加工技术的限制,燃机 T_3 的极限大约在 1 704 °C,在合理的成本控制下,目前燃机制造技术已接近这个极限(如 9E 燃机的燃烧温度达到 1 124 °C,9FA 燃机的燃烧温度达到 1 327 °C)。而采用降低进气温度的方法则适用于燃机用户,这种方法对技术要求相对较低,实施难度和成本不高,可行性大,收益明显。

根据理想状态下热力学公式计算可知,E 级燃机从进气温度 T_1 (35 °C,308 K)降低到 T_1' (15 °C,288 K),同等质量流量工质可多做功约 4.5%。在环境温度为 35 °C(308K)时,空气密度约为 1.147 22 kg/m³,在环境温度为 15 °C(288 K)时,空气密度为 1.226 89 kg/m³。说明在单位时间内多吸入了约 6.94% 的工质进入燃机,在多投入相应的燃料燃烧后可使燃机的总出力提升 6.5% 左右。

综合以上两方面因素,将降低进气温度对燃机总出力的影响和对有用功输出的影响叠加,对于E级燃机来说,夏季将 $35\text{ }^{\circ}\text{C}$ 的空气冷却至 $15\text{ }^{\circ}\text{C}$,理论上在燃机简单循环中可增加燃机出力 11% 左右。

以上计算中忽略了空气湿度、不同燃机厂家性能曲线差异等次要因素影响,仅为简化定性计算。同时未考虑由于降低入口空气温度后会造燃机排气温度降低,影响联合循环机组中的余热锅炉出力,附带降低了蒸汽轮机出力的因素。且燃机冷却技术也同时需消耗一定能源,对收益有一定影响。

2.2 技术类型

国外上世纪90年代初开始在工程实践中应用燃气轮机入口空气冷却技术,目前主要的技术手段有直接接触和间接接触两大型式。

2.2.1 直接接触式

直接接触式采用在表面介质上淋水或喷雾等方式,通过水的蒸发吸收汽化潜热降低空气温度。

直接接触式蒸发冷却的优点是系统简单,入口空气流阻增加小,一次投资和运行维护费用低。且在满足喷雾后风道长度的前提下,可对燃机风道进行改造。表面介质上淋水(水膜蒸发)方式较喷雾方式入口空气风道流阻增加大,水蒸发效率低,但不会有未蒸发液滴和杂质带入压气机,较为安全。其缺点是受环境相对湿度影响大,冷度低,冷却后的进气温度仅能逼近但永不能达到环境湿球温度。如采用喷雾方式对水质要求高,需防止水中杂质对压气机叶片腐蚀。同时需尽量减小雾滴直径和控制喷水量,减少蒸发时间,避免液滴对压气机叶片损伤。该方式最适用于在高温干燥地区使用,对常年相对湿度 75% 以上地区的使用效率较低。

也有观点认为在控制条件下的过喷,使部分细微雾滴进入压气机,可在压缩过程中继续降低压缩空气温度,降低的压气机出力可超过因含水量大而增加的压气机能耗,从而实现更大的收益。且过喷可有效降低燃机的 NO_x 排放,根据国外厂家提供的数据,目前已可以实现降低 50% 的 NO_x 排放水平^[2]。

2.2.2 间接接触式

间接接触式利用既有冷源(如液化天然气气化或地下深井水)或溴化锂机组废热制冷、冰蓄冷等技术,通过在入口风道内的换热器冷却空气。

间接接触式(表面冷却)外部系统复杂,占地、一次投资、运行维护费用均较大,同时必须在入口风道内设置换热器,造成入口空气流阻增加较大。但是由于不受环境湿球温度影响,可以实现较大的冷度,只要冷源有足够的制冷能力、换热器鳍片管有足够的传热能力,就可以将进气冷却到最佳进气

温度,在湿度较大地区也可以应用。如果已具有冷源或废热,可以利用该能源实现厂内冷热源平衡,达到节能目的。

根据对间接接触式空气冷却技术应用的研究,也有观点认为,如环境空气湿度较高,风道中的接触式换热器工作温度低于空气露点温度,换热器表面将大量结露。换热器的冷能将主要消耗在凝结水的汽化潜热中,而不能有效降低空气温度,换热器表面凝结的水膜增加了热阻,也严重影响换热效率。而环境温度较低或系统设计不当时,换热器工作温度甚至低于冰点,换热器表面结冰,造成更多的问题。所以间接接触式空气冷却技术的应用实际也是受到环境因素的限制,需综合考虑各方面因素^[3,4]。

3 该工程燃机入口空气冷却技术的选择

3.1 利用膨胀机冷源表面冷却入口空气技术

采用二级换热器和循环泵,以水或乙二醇作为中间工质,可较易实现利用膨胀机冷源表面冷却入口空气(如图2所示)。如果因满足燃机入口要求的天然气最终温度较高,可将中间换热工质循环泵改用热泵代替。对于天然气是利用空气热源热泵制暖机组加热,对于燃机入口空气是利用天然气冷源热泵制冷机组冷却,从而实现了厂内冷热源综合利用。但该方案循环泵/热泵需消耗电能,同时需准确核算两侧冷热源是否能够平衡,否则需要增设其他冷热源。

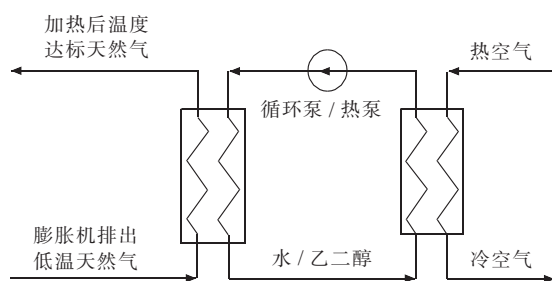


图2 利用膨胀机冷源表面冷却入口空气系统

华电仪征燃机项目的天然气来源若直接将 6 MPa 天然气在厂内利用膨胀机技术减压至 3 MPa ,根据目前一期3台上海电气Siemens V94.2燃机的燃料消耗量,在夏季全厂约产生 $2\ 000\text{ kW}$ (最大)的冷源。而根据该型燃机的空气进气量计算,每降低进气温度 $1\text{ }^{\circ}\text{C}$,约需 $1\ 550\text{ kW}$ 冷源。考虑到换热效率,实际天然气膨胀机产生的冷源仅能降低入口空气 $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ 左右。该温差推算出的理论增加出力与因在入口风道处增设换热器后增加阻力减少的出力和热泵消耗能源相比基本持平,所以采用表面冷却技术利用该冷源冷却入口空气经济上不可行。

3.2 喷雾蒸发冷却入口空气技术

美国 Mee Industries Inc 公司是喷雾蒸发冷却技术的代表,其 MeeFog 燃机入口空气喷雾蒸发冷却系统已在浙江镇海燃机电厂 GE 公司 9E 机组等项目中应用。经过对其用户的走访,在江浙地区的夏季气候条件下,确实可以有效增加燃机的有效出力。

喷雾蒸发冷却入口空气的布置如图 3 所示。该技术原理简单,立足于除盐水微粒在进气道中自然蒸发时吸收的气化潜热有效降低燃机入口空气温度,从而提高进气质量流量,减少压气机出力,提高机组出力,降低热耗。整个系统仅增加喷雾泵组和雾化喷嘴 2 个模块,占地小,对原有燃机进气道无特殊要求,对外部仅要求提供电源和除盐水,无论对新建项目还是建成燃机项目改造均十分方便。系统由自带的温湿度测定系统自动控制,设定适当启停参数后完全自动化运行,无易损件,不需要增加额外的运行、检修人员。

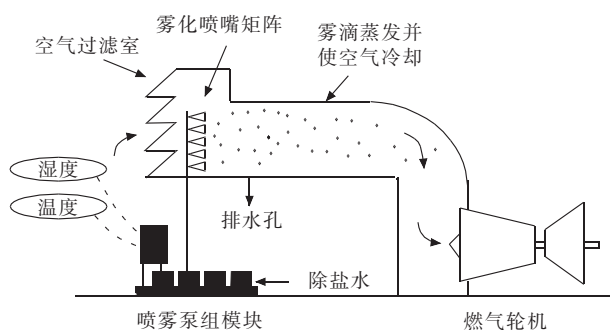


图 3 喷雾蒸发冷却入口空气的原则性布置

该技术的核心是雾化喷嘴和喷水量自动控制系统。该雾化喷嘴可产生平均直径 $10\ \mu\text{m}$ 的雾化液滴(直径大于 $18\ \mu\text{m}$ 雾滴 $<10\%$),在入口风道中 2 s 内可全部蒸发。喷嘴安装在入口风道内的高压除盐水不锈钢管道矩阵中,并采取一定措施防止喷嘴脱落和反作用力对管网造成的影响。根据用户实际条件,高压除盐水不锈钢管道矩阵分成若干组,分别与 2 种规格的高压陶瓷柱塞泵组配合,由控制系统根据气象条件和预设值自动控制喷水量。高压陶瓷柱塞泵组、除盐水过滤系统、控制箱、气象站等厂家按组装好的模块供货,占地尺寸约为 $3\ \text{m}\times 3\ \text{m}$,室外布置,运行中自动控制。控制系统留有与 DCS 接口,可上传有关运行数据^[2]。

根据浙江镇海燃机电厂 GE 公司 9E 机组 2008 年 8 月 20 日的实际运行数据,在环境温度 $36\ ^\circ\text{C}$,相对湿度 65% 的外部条件下,投入该系统后将燃机入口温度降低 $6\ ^\circ\text{C}$ 至 $30\ ^\circ\text{C}$,此时燃机出力由 $92.5\ \text{MW}$ 增至 $97.3\ \text{MW}$,出力提高约 5.2% ,热耗降低约 1% ^[5]。

根据上海发电设备成套设计研究院对浙江镇海燃机电厂 GE 公司 9E 机组空气喷雾冷却系统性能对比试验报告(实验日期 2007 年 8 月 6 日),在环境温度 $33.6\ ^\circ\text{C}$,相对湿度 48.7% 的外部条件下,喷水量 $4.1\ \text{m}^3/\text{h}$,投入该系统后将燃机入口温度降低至 $26.1\ ^\circ\text{C}$,此时燃机出力由 $92.93\ \text{MW}$ 增至 $97.02\ \text{MW}$,出力提高约 4.4% ,热耗降低约 0.96% ,联合循环总出力增加约 3.69% ,热耗降低约 0.28% ,联合循环效率提高 0.13% 。

在镇海地区气候条件下该系统可整定为在环境温度 $18\ ^\circ\text{C}$ 以上时自动投用,当环境温度降低到 $16\ ^\circ\text{C}$ 时自动切断。控制系统可根据自带的气象站判断相对湿度等,控制喷水量,燃机入口处的空气相对湿度也在系统中设定,一般宜控制在 95% 左右^[6]。

江苏沿江地区的气象条件与浙江镇海地区相近,仪征地处江苏沿江地区,故建议该工程采用喷雾蒸发冷却技术来冷却燃机入口空气,可达到在夏季高温条件下有效提高燃机机组的出力,并降低热耗的目的。

3.3 技术经济分析

以 MeeFog 燃机入口空气喷雾蒸发冷却系统为例,每套设备一次投入成本约为 300 万元,每年用于更换润滑油、密封圈、滤芯等消耗件的维护成本约为 10 万元,除盐水成本按 $6\ \text{元}/\text{m}^3$ 计算,除盐水消耗量暂定 $1\ \text{t}/(\text{h}\cdot^\circ\text{C})$ 温降,泵组平均电耗暂定 $2\ \text{kW}/^\circ\text{C}$ 温降。

该 $3\times 200\ \text{MW}$ 级燃机热电联产工程年利用小时数 $5\ 500\ \text{h}$,在仪征地区的气候条件下折算该入口空气喷雾蒸发冷却系统年度蒸发冷却度时(ECDH)值暂定为 $10\ 000\ \text{h}\cdot^\circ\text{C}$,保守估计入口空气降温 $1\ ^\circ\text{C}$ 平均降低燃机热耗 0.1% ,该项目折算单台燃机年天然气燃料消耗量为 $2.938\times 10^8\ \text{m}^3$ 。根据以上 ECDH 值折算,在全年燃机总发电量不变的情况下,每年可节约天然气燃料约 $40\times 10^4\ \text{m}^3$ 。暂定天然气燃料价格 $2.29\ \text{元}/\text{m}^3$ 计算,每年可节约成本约 59 万元,6 年可收回该系统投资。

4 结束语

理论分析和应用工程实际运行数据都表明,选用合适的燃机入口空气冷却技术确实可以提高燃机在炎热气候下的出力和效率,具有较好的经济性,结合仪征地区的气候特点和该工程供热机组特点,推荐采用喷雾蒸发冷却入口空气技术。

参考文献:

[1] 施明恒,李鹤立.工程热力学[M].南京:东南大学出版社,

燃机启动控制中差压变送器阻尼系数的整定

张卫庆¹, 沈思贤²

(1.江苏方天电力技术有限公司,江苏 南京 211102;

2.华润电力控股有限公司江苏分公司运营部,江苏 南京 210019)

摘要:针对某三菱 M701DA 燃机首次启动过程中燃烧不稳、转速偏差大的异常现象,在分析控制原理的基础上,介绍了现场的分析过程,确定燃机流量控制阀差压变送器阻尼系数设定不合理的问题,并给出新的设定值,现场运行表明新的设定值能避免启动过程中这些异常现象的发生。

关键词:燃机;压力变送器;阻尼系数;稳定性

中图分类号:TK323

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2012)05-0079-03

某电厂新建 E 级燃气-蒸汽联合循环机组,型号为 M701DA。该型号为东方汽轮机有限公司引进日本三菱 E 级燃机技术首次国产化生产机型,在首次点火启动过程中,由于燃机流量控制阀差压变送器阻尼系数设定不合理,导致数次点火启动失败,经过对启动过程中相关参数历史曲线的仔细比对、分析,找出了启动失败原因,重新设定燃机流量控制阀差压变送器阻尼系数,点火启动成功。

1 控制系统及主流量控制阀差压变送器

1.1 燃机控制系统

该燃机控制^[1]如图 1 所示。

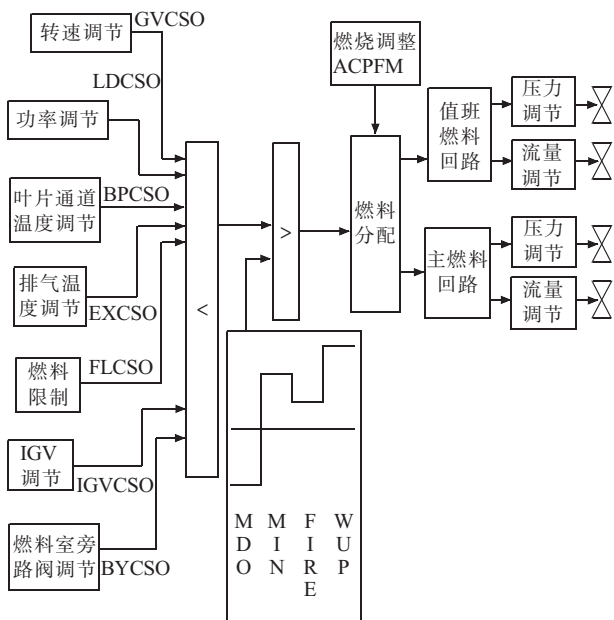


图 1 燃机控制

小选门:从多个功能控制器输出(GVCSO、LDCSO、BPCSO、EXCSO和FLCSO)中选择最小的作为燃料控制信号输出(CSO)。启动开始时,选择

FLCSO,升速至 2 880 r/min 多一点时,选择 GVCSO。

1.2 燃料限制原理

燃料限制器控制如图 2 所示。该控制具有限制最大燃料流量和加速率限制在预先调整的设定值上 2 个功能。

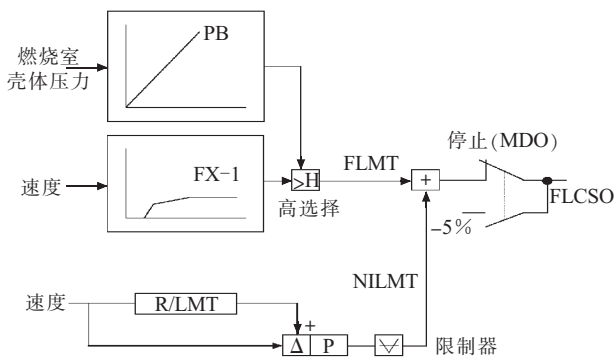


图 2 燃料限制器控制

为此,采用前馈控制方法。基本函数在函数发生器(FX-1)中产生。输出信号是燃料限制(FLMT),在启动阶段是转速的一个函数。流入燃气轮机的燃料流量由该函数发生器确定。如果该预设的燃料流量太大或加速率高于速率限制器(R/LMT)设定值,比例控制将降低控制输出和转速,保持允许的加速率。

R/LMT 的功能是限制输出变化率。如果速度高于 R/LMT 的预定值,比例控制的输出信号降低 FLCSO 的降低值。在透平停机过程中,开关(STOP)选择为-5%,可靠地关闭燃料流量控制阀。

1.3 燃料压力控制

燃料压力控制如图 3 所示。进入燃气轮机燃烧室的燃料流量受燃料流量控制阀的控制。控制阀的开度由一个经 P/B(比例加偏置)程序块修正的 CSO 信号决定。每只燃料控制阀的控制信号(MFMC SO, MFPLCSO)经燃料分配控制来调节其阀位。上游压力控制阀的动作是为了使每只流量控制阀的前后压

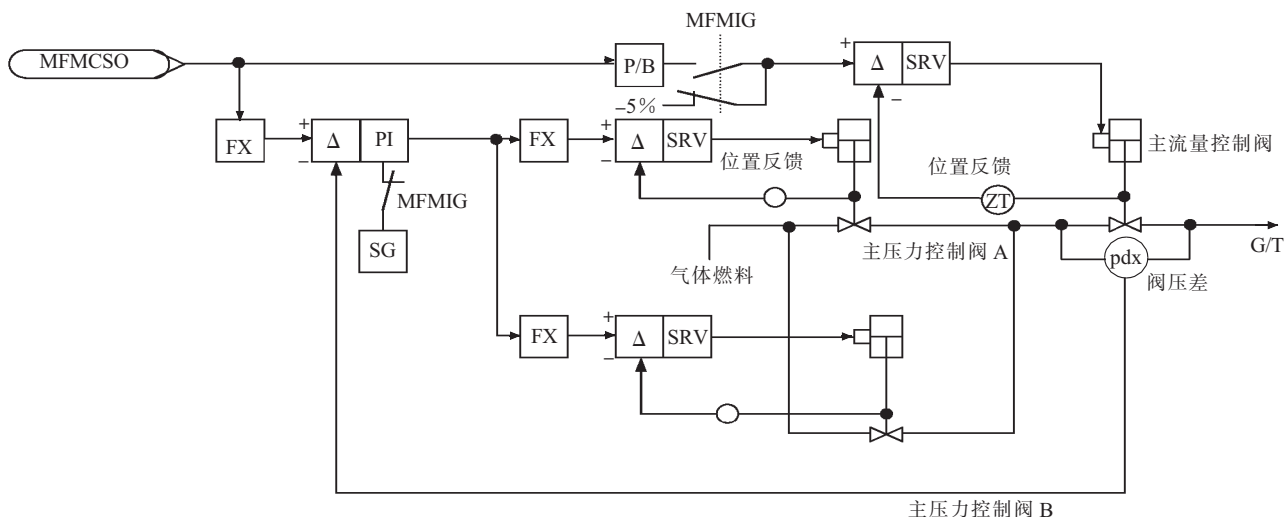


图3 燃料压力控制方框图

差保持一个恒定值。结果使燃料流量与控制信号成正比。每只流量控制阀由高压控制油驱动,配备的伺服阀驱动回路用于控制伺服阀使控制阀位置与每个控制信号相符。

1.4 主流量控制阀差压变送器与阻尼时间设置

三菱燃机采用的差压变送器供货商为横河(YOKOHOMA)。该变送器的阻尼时间设置确定了4~20 mA 输出时间的延迟。当信号源不稳定时,适当增加阻尼,可以使输出平稳一些,如锅炉炉膛负压控制中的炉膛负压控制器,汽包水位控制中的水位差压变送器。

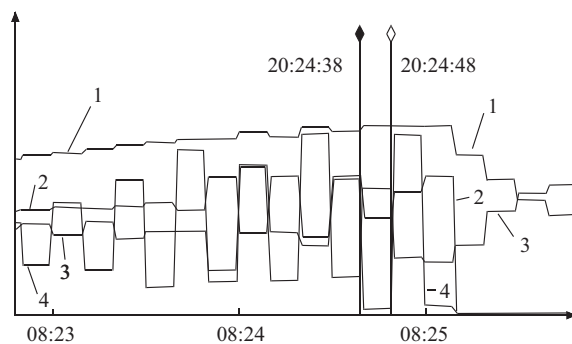
用 HART communicator 可以很方便地对横河变送器进行设置。一般出厂默认值 2 s。

2 M701DA 燃机启动控制分析

2011年10月21日该燃机初次点火冲转过程中,当启动电机在2000 r/min 脱开后,转速呈发散性振荡上升,峰值与谷值相差100 r/min 以上,并且伴有燃烧室压力剧烈波动。如图4所示,2根时间标线相差10 s,转速由2403 r/min 升至2498 r/min,主流量控制阀差压由0.124 MPa 升至0.420 MPa,主压力控制阀 A 由13.6%关至0.5%。

由图4中的曲线得出的第一判断是:主压力控制阀并没能控制住主流量控制阀差压,导致差压呈现振荡发散的趋势。因此停机后首先重新对天然气压力控制阀和流量控制阀进行拉阀试验,阀门的精度和响应时间均满足要求,排除了阀门线性不好造成差压流量波动大的原因。

对就地变送器设置检查发现,流量控制阀差压变送器的阻尼系数为出厂默认值2 s。流量控制阀差压变送器不能准确反映流量控制阀前后差压实时值,造成压力控制阀对差压调节严重滞后。一旦主流



1 为燃机转速;2 为燃料限制控制输出;3 为主流量控制阀差压;4 为主压力控制阀 A 阀位

图4 初次点火冲转曲线

量控制阀差压发生高频振动,主压力控制阀的输出便趋于紊乱。

三菱燃机流量控制阀前后差压要求始终控制在0.294 MPa。由于测量环节严重滞后,在第1根时间标线附近,压力控制阀的输出已不再遵循;差压小于设定值开大压力控制阀,差压大于设定值关小压力控制阀的基本准则,压力控制阀的输出开始趋于紊乱。主压力控制阀的输出紊乱使得主流量控制阀输出线性变差,最终造成燃烧不稳定,转速偏差大。

流量控制阀差压变送器的阻尼系数经过 HART communicator 调整,设为最小值0.2 s。2011年10月21日重新点火,顺利冲转至3000 r/min。成功点火冲转曲线如图5所示。

图中流量控制阀差压有过两次扰动,但压力控制阀很快的就抑制住了扰动,使得流量控制阀前后差压稳定在0.294 MPa,保证了流量控制阀输出具有良好的线性。从而保证燃烧过程的稳定。

3 结束语

差压变送器的阻尼系数在燃机的控制中显得尤

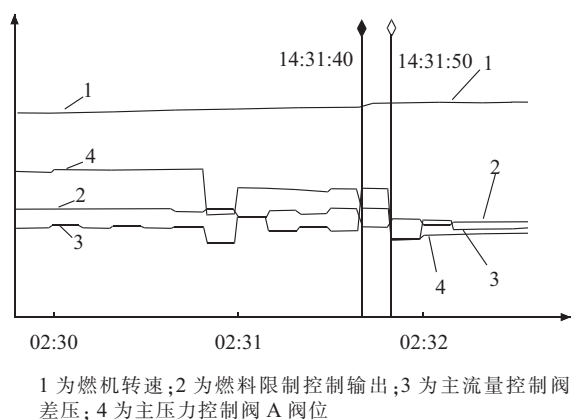


图5 成功点火冲转曲线

为重要,准确快速测量流量控制阀前后差压才能及时调节压力控制阀,使差压值维持恒定,从而保证天然气流量控制阀输出具有良好的线性。相反,在煤

粉炉的炉膛负压控制中,炉膛负压的压力变送器的阻尼系数的设置就显得宽松许多,本身DCS控制器的扫描周期也是数百毫秒级的,与燃机控制几十毫秒级的扫描周期相去甚远,同时为了滤除由于下煤不均、煤质内扰造成的炉膛负压高频噪声,DCS里往往还会适当增加炉膛负压测量值的阻尼时间。

参考文献:

- [1] 吴海滨.M701 F 燃气轮机主控制系统分析[J].燃气轮机技术,2006,19(3):14-18.

作者简介:

张卫庆(1977),男,江苏南通人,工程师,从事热工控制系统调试工作;

沈思贤(1973),男,江苏新沂人,工程师,从事大型火力发电厂运行检修管理工作。

Damping Coefficient Setting of Differential Pressure Transmitter for the Control of Gas Turbine Starting

ZHANG Wei-qin¹, SHEN Si-xian²

(1. Fangtian Power Technology Co. Ltd., Nanjing 211102, China;

2. Operational Department, Jiangsu Branch, Huarun Power Holdings Co.Ltd., Nanjing 210019, China)

Abstract: Focusing on the abnormal issues including unsteady combustion and overlarge speed deviation of the M701DA gas turbine during the first starting procedure, this work firstly introduces the whole analysis process, and then, determines that the unreasonable setting of damping coefficient of the differential pressure transmitter is the main reason for these issues. By using new setting values, it is found that the abnormal issues are effectively avoided.

Key words: M701DA gas turbine; pressure transmitter; damping coefficient; stability

(上接第78页)

1995.

- [2] MEHER-HOMJI C B, MEE T .R. Gas Turbine Power Augmentation by Fogging of Inlet Air [C]. Proceedings of 28th Turbomachinery Symposium, Houston,1999.
- [3] 王松岭,张莉娜,张学镭.燃气轮机进气冷却技术现状及发展趋势[J].电力科学与工程,2009,25(2):37-41.
- [4] 吕太,孙锐,张学荣.燃气轮机冷却技术发展现状及前景分析[J].燃气轮机技术,2004,17(4):18-22.

[5] 韩刚.9E型燃机辅助雾化空气泵启停时间优化[J].上海电力,2006(3):260-262.

[6] 陈扬.采用进气喷雾冷却技术提高9E燃气轮机的出力和热效率[J].浙江电力,2009(3):35-37.

作者简介:

周军(1970),男,江苏扬州人,工程师,从事工程项目技术管理工作。

Feasibility Analysis on Inlet Air Cooling for Grade E Gas Turbine in Combined Heat and Power Plant

ZHOU Jun

(Huadian Yizheng Thermal Power Generation Co.Ltd., Yizheng 211400, China)

Abstract: For the Grade E gas turbine installed in Huadian Yizheng Combined Heat and Power Plant, the features of various types of inlet air cooling technology are analyzed in this paper. According to the performance of different types of cooling technology employed in similar gas turbines, the spray evaporative cooling method is advised for this plant. Besides, the economic performances of this air cooling technology are also proposed in this paper.

Key words: Grade E gas turbine; inlet air cooling technology; spray evaporative cooling

全膜法水处理技术在电厂锅炉补给水处理中的应用

姜东升¹, 戚更生²

(江苏射阳港发电有限责任公司, 江苏 盐城 224345)

摘要:针对锅炉补给水处理问题,介绍了超滤(UF)+反渗透(RO)+电除盐(EDI)的全膜水处理工艺及其在某电厂扩建工程中的应用情况,包括系统流程、主要处理技术和主要设备,并将系统中的电除盐装置处理技术与传统混床工艺进行了详细比较,进一步说明了全膜法水处理工艺的先进性。

关键词:全膜法; 电厂; 水处理; 应用

中图分类号: TM621.8

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2012)05-0082-03

全膜法水处理是指整个锅炉补给水处理系统均采用膜处理工艺,即超滤(UF)+反渗透(RO)+电除盐(EDI)工艺,以取代传统的多介质过滤和离子交换工艺。以高分子分离膜为代表的膜分离技术是一种新型的流体分离单元操作技术,一般可分为微滤(MF)、超滤(UF)、纳滤(NF)、反渗透(RO)4类,其分离精度按照以上顺序越来越高^[1],EDI因其应用了电渗析技术实现离子交换树脂的连续再生,通常也被纳入膜法分离技术之列。近年来,全膜法技术由于其高产水水质,以及价格不断下降,逐渐为电力系统所接受。

1 全膜法技术特点

1.1 典型流程

全膜法典型流程如图1所示,正常情况下,可根据原水水质情况确定是否上混凝澄清设备以及视原水含盐量的情况确定是否设置二级RO系统。

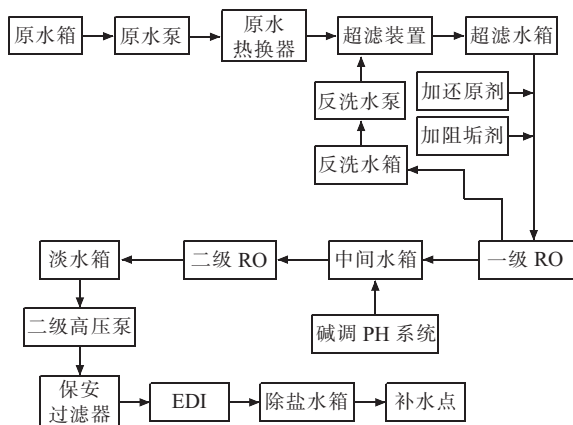


图1 全膜法典型流程图

根据原水水质情况,某电厂水处理流程设计为:射阳河水→2×160 t/h 混凝反应沉淀池→2×160 t/h 空气擦洗滤池→800 m³ 化学原水池→原水泵(变频)→原水加热器→自清洗过滤器→2×85 t/h UF→

收稿日期:2012-04-24;修回日期:2012-05-31

2×100 m³ UF 水箱→一级 RO 升压泵→一级 RO 保安过滤器→2×64 t/h 一级 RO→10 m³ 一级 RO 产水箱→二级 RO 升压泵→2×56 t/h 二级 RO→10 m³ 预除盐水箱→EDI 给水泵→2×50 t/h EDI→2×3 000 m³ 除盐水箱→除盐水泵→除盐水补水母管。

1.2 UF 技术

UF 是一种以机械筛分原理为基础,以膜两侧压差为驱动力的膜分离技术。它是一种流体切向流动和压力驱动的过滤过程,并按分子量大小来分离颗粒,通常超 UF 的孔径为 25~30 nm^[2]。UF 能够有效去除水中的悬浮物、胶体、有机大分子、细菌、微生物等杂质。由于 UF 具有优良的过滤性能(如表1所示),因而被广泛应用于各种水处理系统中。

表1 UF 与常规凝聚-澄清-过滤的比较

比较项目	UF	常规凝聚-澄清-过滤
出水水质	SDI<2	SDI>4
运行稳定性	好	不好
RO 寿命	长	短
凝聚剂	不需要(单纯 UF 时)	必须
凝聚剂污泥	没有	有
运行维修	简单	复杂
占地	小	大

某电厂水处理系统选用的 UF 膜为 NORIT 的立式中空纤维膜元件,膜孔径为 25 nm。膜材质选用机械强度高、抗污染能力强、透水性强的聚酰胺材料。其过滤方式为内压式过滤,具有布水均匀、无清洗死角等优点。过滤过程为死端过滤,极大提高了水的回收率,降低了能耗。系统设置 2 套 UF 装置,正常出力为 2×64 m³/h,自动运行时一用一备。当被选择的产水箱液位高报警时,UF 装置停止制水。

1.3 RO 技术

RO 技术应用于水除盐系统中基本解决了再生后废酸碱污染环境的问题。RO 膜是一种具有选择性透过性能的半透膜,某些分子透过膜的速率较大,而

其他分子透过膜的速率则相对很小,从而达到淡化、净化或浓缩分离的目的^[3]。RO技术对于水质含盐量的适应性特别强,因此,在缺水、高含盐量及靠近海边的地方,更显示了其技术优势。目前国内大部分电厂仅把RO当作预脱盐,后面仍然采用离子交换技术,即RO+二级除盐系统或RO+混床除盐系统。此时废酸碱的排放量与原来离子交换系统相比减少了90%。

某电厂RO系统包括一级、二级RO,合建在一个机架上。一级RO有2套共使用陶氏的BW30-400/34iFR型膜元件180支,二级RO有2套共使用陶氏的XLE-440型膜元件84支。RO系统正常出力为 $2 \times 55 \text{ m}^3/\text{h}$,一用一备,投运状态的RO装置当出水电导率超标或者人为请求进入反洗时退出运行,进入反洗状态,当运行过程中产水箱水位高报警时,RO装置停止运行。

1.4 EDI技术

EDI技术彻底解决了酸碱再生的问题,更符合现代环保要求。EDI是一种将电渗析与离子交换相结合的新型水处理方法,利用选择性膜和离子交换树脂组成填充床,通过电渗析中的极化现象对离子交换树脂进行电化学持续再生,从而制取超纯水^[4]。

某电厂EDI装置模块选择的是tropure XL-500RL型,单个模块产水量 2.3 m^3 ,分为2组,每组24个模块,正常产水量 $2 \times 50 \text{ m}^3/\text{h}$,回收率95%。EDI装置2套,一用一备,产水电导率超标或人为请求时退出运行,备用的EDI投入运行,选定的产水箱水位高报警时运行的EDI系统停止运行。

由于EDI特殊的结构特点,对进水的水质要求很高,必须放置在RO的后面。为确保EDI运行正常,一般在EDI前面采用两级RO系统,脱去大部分杂质后的水进入EDI。

2 全膜法与离子交换法的比较

电力工业中要求电厂超高压以上锅炉用水水质电导率 $< 0.2 \mu\text{S}/\text{cm}$ (电阻率 $> 5 \text{ M}\Omega \cdot \text{cm}$),二氧化硅含量 $< 0.02 \text{ mg}/\text{L}$,而原水仅经一级离子交换或二级RO除盐达不到要求,需经混床或EDI处理。对系统出力均为 $100 \text{ t}/\text{h}$,原水含盐量约为 $400 \text{ mg}/\text{L}$,暂硬约为 $4.31 \text{ mmol}/\text{L}$ 的水质综合比较如下。

2.1 系统出水水质比较

从2种工艺的出水水质看(如表2所示),均能满足机组的补水要求。但全膜法的出水水质较离子交换工艺的好,主要是EDI装置在进水含盐量很低的情况下,其除盐效果更好。某电厂水处理系统运行实践证明,EDI的出水电阻率可达到 $16 \text{ M}\Omega \cdot \text{cm}$,即

电导率为 $0.067 \mu\text{S}/\text{cm}$ 。

表2 全膜法与离子交换法出水水质比较

分析项目	全膜法	离子交换法
硬度 $/(\text{mg} \cdot \text{L}^{-1})$	0	≈ 0
电导率 $(25^\circ\text{C})/(\mu\text{S} \cdot \text{cm}^{-1})$	≤ 0.15	≤ 0.2
二氧化硅含量 $/(\mu\text{g} \cdot \text{L}^{-1})$	≤ 10	≤ 20

注:硬度以 $1/2\text{Ca}+1/2\text{Mg}$ 计。

2.2 系统比较

(1) 系统工艺比较。虽然离子交换工艺的出水水质完全满足该工程的锅炉补水水质要求,但需要消耗大量的酸碱再生树脂,而全膜法工艺仅需要少量的阻垢剂、氧化剂和还原剂等药品。尽管离子交换工艺系统的废水排放量较全膜法工艺的低,但其废水中含有较大的酸碱液,且含盐量较高,使废水回收利用受到限制。而全膜法主要是一级RO排放的废水,除了含有极少量的磷类阻垢剂(约小于 $10 \text{ mg}/\text{L}$)外,就是溶解固形物,含量是原水的4倍。

(2) 系统操作与控制比较。2种工艺均采用程序控制自动运行,离子交换工艺操作较为繁杂,酸碱设施易腐蚀,检修维护工作量大。而全膜法工艺RO装置及EDI装置的运行主要是靠升压泵起停,操作维护简便。离子交换工艺中由于离子交换器阀门较多,设备需定期再生,控制点数相应就多,粗略统计离子交换工艺比全膜法的控制点数多2倍以上,操作维护繁琐。

(3) 设备布置及占地面积。全膜法RO装置预处理工艺过滤器的滤速一般控制在 $5 \sim 8 \text{ m}/\text{h}$,而离子交换工艺预处理滤速达到 $10 \sim 12 \text{ m}/\text{h}$,加上RO的水回收率较后者低,进水量大,所以全膜法工艺的过滤器数量偏多,从而2种工艺的占地面积相同。全膜法工周期短,设备可以在工厂预组装,现场安装工作量小。离子交换工艺设有酸碱贮存及废水池,总体上土建工程量较大,设备均为大罐体,现场安装工作量大。

需要指出的是,上述结果是在原水含盐量相对较低的情况下进行的比较。若原水含盐量较高,单一的离子交换工艺远不能满足节省占地和降低酸碱消耗的要求,目前电厂的水处理系统中广泛采用一级RO与传统离子交换工艺相结合的系统设计。在这种情况下,全膜法的投资与一级RO+阴床+混床工艺的投资相差不是很大,因此全膜法工艺的综合优势更为显著。

2.4 技术经济分析

以单套产水量为 $50 \text{ m}^3/\text{h}$ 全膜法处理系统与产水量为 $80 \text{ m}^3/\text{h}$ 的离子交换系统制水成本进行比

较,结果如表3所示。由表3可以看出,在相同原水的情况下离子交换系统制水成本比全膜法处理系统高出约0.78元/m³,若按电厂年需要用水量200万m³计算,则年运行费用可节约156万元。如产水量都为50m³/h采用全膜法水处理系统比离子交换系统基建总投资高出约125.7万元,但在年产水量200万m³的情况下,新建项目采用全膜法系统,投资差额一年就可收回,而且无酸碱排放,社会效益显著。

表3 全膜法与离子交换法制水成本比较

项目	全膜法	离子交换法
电费/(万元·月 ⁻¹)	1.996	1.441
药剂/(万元·月 ⁻¹)	0.083	8.94
阻垢剂/(万元·月 ⁻¹)	1.26	
更换滤芯/(万元·月 ⁻¹)	0.146	
柠檬酸/(万元·月 ⁻¹)	0.012	
总运行费用/(万元·月 ⁻¹)	3.497	10.381
制水量/(m ³ ·月 ⁻¹)	32.8	56.4
制水成本/(元·m ⁻³)	1.06	1.84

3 应用情况

RO+EDI的方案最近几年在国内逐渐推广采用,且大部分用于电子等行业(如表4所示)。随着RO+EDI技术的日趋成熟,在电力系统的应用将越来越普遍。

4 结束语

随着水处理技术的发展,绿色环保的电厂是我国电力事业发展的必然趋势。RO+EDI没有酸碱贮存及再生,大大降低了运行人员的劳动强度,增强了运行的安全性。以UF+RO+EDI组成的全膜水处理技术,具有出水质量高、连续生产、使用方便、不用酸碱、不污染环境、占地面积小、运行经济等优点,今后必将替代二级离子交换除盐系统,成为电厂锅炉补

表4 全膜法系统在国内电厂中的应用

序号	项目	A 发电厂三期工程 (2×660 MW 超超临界机组)	B 发电厂三期工 程(4×600 MW 超临界机组)
1	系统配置	混凝反应沉淀池→空气 擦洗滤池→生水加热器 →自清洗过滤器→ UF→两级RO→EDI	反应沉淀池→生 水加热器→UF→ 两级RO→EDI
2	系统出力/ (m ³ ·h ⁻¹)	2×50	228
3	投产时间	2011年 8月	2005年 10月
4	原水水质	射阳湖,含盐量约 400~600 mg/L	长江水,含盐量约 200 mg/L
5	出水水质	>15M	>15M
6	产水量/ (m ³ ·h ⁻¹)	100	228
7	采用的 膜元件	UF膜;Norit RO膜; DOWS EDI:ECELL	UF膜;Norit RO 膜;DOWS EDI:ECELL
8	运行的 灵活性	PLC+上微机	PLC+上微机
9	系统投资	约960万元(除土建、 一级RO产水箱、 控制系统外)	约1630万元 (除土建、 水箱外)

给水精处理的主流。

参考文献:

- [1] 周柏青.全膜法水处理技术[M].北京:中国电力出版社,2006.
- [2] 张建功.超滤技术在电厂化学水处理中的应用[J].北京电力高等专科学校学报:自然科学版,2011(7):90.
- [3] 李培元.火力发电厂水处理及水质控制[M].北京:中国电力出版社,2000.
- [4] 李志军,夏中明,周柏青,等.EDI连续脱盐机理的研究[J].工业用水与废水,2004(8):17-19,24.

作者简介:

姜东升(1972),男,江苏盐城人,高级工程师,从事火力发电厂基建全面管理工作;

戚更生(1970),男,江苏盐城人,助理工程师,从事火力发电厂基建化学管理工作。

Application of Integrated Membrane Water Treatment Technology in the Treatment of Boiler Feedwater

JIANG Dong-sheng, QI Geng-sheng

(Sheyanggang Power Generation Co. Ltd., Yancheng 224345, China)

Abstract: For the boiler feedwater treatment issues, integrated membrane water treatment technology gathering the technology of ultra-filtration (UF), reverse osmosis (RO) and Electrical deionization ionization (EDI) is introduced in this paper. The application of this water treatment technology in the extension project of one thermal power plant, which includes the system flow, main treatment methods and equipment, is also presented. Through comparing the EDI technology adopted in the new treatment method with the traditional mixed bed technology, the advantages of the integrated membrane water treatment technology are further illustrated.

Key words: integrated membrane water treatment technology; power plant; water treatment; application