

MMC – HVDC 互联系统 协调控制策略与频率响应分析

杨 林,张英敏,李 丹,李兴源,刘天琪
(四川大学电气信息学院,四川 成都 610065)

摘 要:模块化多电平换流器(modular multilevel converter,MMC)型直流输电技术是近年来新能源集中送出和远距离异步联网较好的解决方案。负荷变化通过直流电网对交流系统产生的频率响应是一个重点研究课题。研究了基于模块化多电平换流器的多端柔性直流输电(modular multilevel converter based multi – terminal high voltage direct current, MMC – MTDC)系统的协调控制策略,通过交流电网的频率下垂控制和 MMC 换流站的直流电压下垂控制实现瞬时功率的平衡。通过引入换流站附加频率控制策略,使某个换流站交流系统出现负荷 – 频率变化时其他交流系统可以通过直流电网参与功率和频率调整,并进行理论推导频率响应关系,得出频率响应矩阵。在 PSCAD/EMTDC 仿真软件搭建四端直流电网模型进行验证,结果表明控制策略的有效性与频率响应分析的可行性。

关键词:MMC – MTDC;互联系统;协调控制;电压下垂控制;频率响应

Abstract:Modular multilevel converter based HVDC technology is a good solution to the centralized dispatch of new energy sources and remote asynchronous interconnection in recent years. The response of load /frequency variation to the AC system through the DC power grid is a key research topic. The coordinated control strategy of multi – terminal flexible DC transmission system based on modular multilevel converter (MMC – MTDC) is studied, which realizes the balance of instantaneous power by means of frequency droop control of AC power grid and DC voltage droop control of MMC converter station. By introducing the additional frequency control strategy of converter station, the AC system can be used to participate in the power and frequency response through the DC power grid when the load frequency changes in the AC system of a converter station, and the frequency response matrix is obtained by theoretical derivation. The simulation results show that the effectiveness of control strategy and the feasibility of frequency response analysis are verified by the four terminal DC power grid model with PSCAD/EMTDC simulation software.

Key words:MMC – MTDC; interconnected system; coordinated control; voltage droop control; frequency response

中图分类号:TM721 文献标志码:A 文章编号:1003 – 6954(2017)06 – 0001 – 06

0 引 言

基于电压源换流器的高压直流输电技术在新能源集中送出和全球能源互联等方面具有明显优势^[1–4]。多端直流和直流电网能够实现大容量传输,对换流站所连交流系统实现无功支撑,不同交流系统之间实现频率解耦和连接不同刚性强度的交流系统^[5]。基于电压源换流器的多端直流系统或者直流电网系统的相关技术还未完全成熟,很多相关技术需要在装备工程前进行攻关。其中一个核心问题是如何决定换流站的运行条件(如直流电压、电
基金项目:国家重点研发项目(2016YFB0900901)

压下垂和频率下垂等)和在交直流故障情况下的电压穿越能力。为了决定换流站频率下垂的调节能力,有必要研究换流站交流侧负荷变化引起其他换流站交流侧频率变化以及换流站传输功率变化的数学关系。

目前文献研究侧重于多端直流电网的直流电压下垂控制策略和附加频率控制策略,鲜有文献研究直流电网的交流侧频率响应和稳定问题。文献[6]研究了直流电压下垂控制策略,能够对直流网络的潮流做出快速的响应,改善主导换流站容易满载的情况,但该策略不能对功率进行精确控制。文献[7]研究了多端直流系统的电压下垂控制策略,并在此基础上引入附加频率控制,实现了互联系统的频率稳定控制,但是该文没有研究各个换流站之间的频率、功率和电压之间的变化关系。电网频率是

• 1 •

发电有功功率与负荷之间的关系,是电力系统稳定控制的重要参数^[5,8]。交流系统通过 MMC - MTDC 实现互联时,由于换流站对有功无功采用解耦控制,使得直流侧功率对交流系统频率不敏感,有隔绝交流侧系统相互影响的优势,但失去了在交流侧发生故障时的频率相互紧急支援能力。利用直流系统对交流侧电网进行频率辅助控制和事故时换流站相互紧急功率支援,能够提高交直流电网的安全稳定性和实现区域间能源互补^[9-10]。

为了使互联交流系统在发生事故时能够功率相互支撑,研究了适用于 MMC - MTDC 互联系统的协调控制策略。该控制策略集交流电网频率下垂控制、直流电压下垂控制以及换流站频率下垂控制于一体,在一端换流站交流电网频率变化较大时,具有调频能力的交流电网通过直流电网实现功率支援,减少故障端系统频率变化量。通过研究直流电压变化量、功率变化量和频率变化量之间的数学关系,得出频率响应矩阵。最后通过 PSCAD/EMTDC 进行仿真验证,仿真结果符合所提协调控制策略和频率响应分析。

1 MMC - HVDC 互联系统

基于模块化多电平换流器的多端直流输电系统如图 1 所示。图中:G1、G2、G3、G4 分别表示交流系统中的发电机组;Load1、Load2、Load3、Load4 表示交流系统的负荷;MMC1、MMC2、MMC3、MMC4 表示四端换流站;直流互联系统搭建成张北四端换流站的口字型直流电网结构^[1,11-12]。

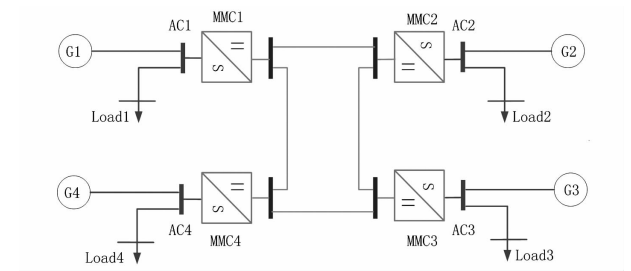


图 1 MMC - MTDC 系统结构

2 MMC 的数学模型与控制结构

2.1 MMC 的数学模型

MMC 的简化单线图如图 2 所示。PCC 点为换

流站与交流系统的公共耦合点, L 和 R 分别代表等值电抗和等值电阻,在数学模型分析中忽略半导体的损耗。

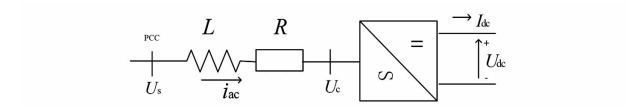


图 2 MMC 简化单线图

运用同步旋转坐标系对 MMC 的数学模型进行分析,在图 2 所示的 MMC 单线图中,流过阻抗的电流满足式(1)方程:

$$U_{sabc} - U_{cabc} = L \frac{di_{abc}}{dt} + Ri_{abc} \quad (1)$$

式中, U_{sabc} 、 U_{cabc} 、 i_{abc} 分别为 PCC 点三相电压、换流器端口三相电压和换流器端口三相电流。

为了便于实现换流器的控制,将三相参考系下的参量转换到两相同步旋转参考坐标系($d-q$ 坐标系)。式(1)在 $d-q$ 坐标系下转换为^[13]

$$U_{sdq} - U_{cdq} = L \frac{di_{dq}}{dt} + j\omega L i_{dq} + R i_{dq} \quad (2)$$

在控制系统中, $d-q$ 变换中的角度是利用锁相环(PLL)追踪 PCC 点稳态三相坐标系中 A 相的电压相位角度。当以 d 轴定向时, $U_{sq} = 0$ 和 $U_{sd} = U_s$ 。将式(2)简化为

$$\begin{bmatrix} sL + R & 0 \\ 0 & sL + R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_{sd} \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} U_{cd} \\ U_{cq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & \omega L \\ -\omega L & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad (3)$$

交直流侧电压满足式(4):

$$\begin{bmatrix} U_{cd} \\ U_{cq} \end{bmatrix} = U_{dc} \begin{bmatrix} m_d \\ m_q \end{bmatrix} \quad (4)$$

式中, $[m_d, m_q]$ 为 $d-q$ 坐标系下交流电压的调制系数。联立式(3)和式(4),得到:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & \omega \\ \omega & -\frac{R}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} - \frac{U_{dc}}{L} \begin{bmatrix} m_d \\ m_q \end{bmatrix} + \frac{1}{L} \begin{bmatrix} U_{sd} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (5)$$

式(5)表示了 MMC 在线性运行区域的数学模型,该模型的参数用于电流内环的 PI 控制环节。

2.2 MMC 的控制结构

MMC 换流站的控制策略是基于同步旋转坐标系进行设计的,控制器中的内环电流控制器包括有

功分量和无功分量。为了适应各种运行模式,外环电压控制器中有功分量包括直流电压、有功功率或者频率,无功分量包括交流电压或无功功率,如图 3 和图 4 所示。

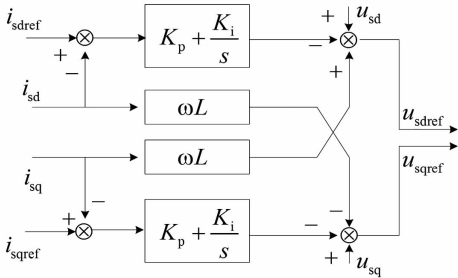


图 3 内环电流控制环节

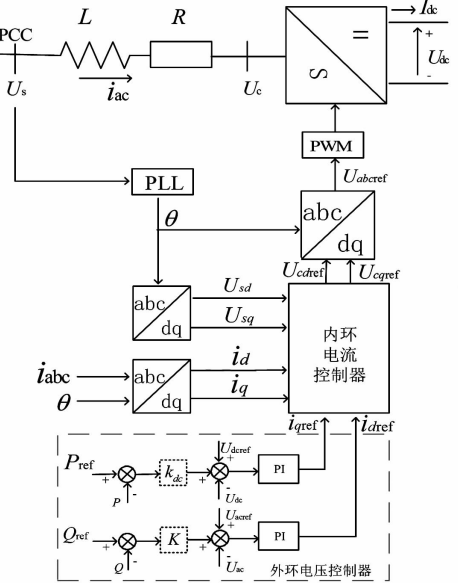


图 4 包含外环控制器的完整 MMC 控制结构

图 4 为包含外环控制器的完整 MMC 控制结构。换流器的有功分量可以采用控制直流电压,有功功率或者两者同时控制的直流电压下垂控制。表示直流电压下垂控制中的下垂系数,其大小影响着换流站之间功率传输的大小。功率流进换流器的方向为正方向。同样,换流器的无功分量可以采用控制无功功率,公共耦合点的交流电压或者两者同时控制的无功下垂控制。

3 MMC – MTDC 互联系统控制策略

3.1 交流电网频率下垂控制

交流电网的频率下垂控制是所有交流电网稳定运行主要控制方式,发电机组和负荷之间功率暂态平衡通过频率变化来反应。交流电网的一次频率调整

是通过主调频发电厂调速器的频率下垂控制模块实现的,其控制机制是将频率作为全局变量来平衡交流电网的功率交换。频率下垂控制的控制结构如图 5 所示,其详细的下垂特性和结构参考文献[5,14]。

频率下垂系数 ρ_{ac} 的大小表示发电机在交流电网功率不平衡导致频率偏移时的补偿能力。在图 5 中,频率下垂系数越小,交流系统就越强。典型的频率下垂系数为 0.04 ~ 0.08 pu。

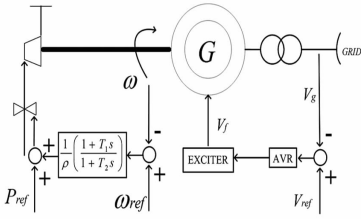


图 5 发电机组频率下垂控制

3.2 直流电压下垂控制

在直流电网中,若单一换流站承担直流网络的不平衡功率,可能会导致与换流站连接交流系统的频率发生较大的变化。为使具备系统功率调整的换流站参与直流网络的不平衡功率的调整,换流站应工作在平衡节点的状态。直流电压下垂控制策略来源于交流系统的调频控制思想,其控制方式可以采用一条直流电压和功率的关系曲线来表示,控制器特性和控制器结构如图 6 所示^[15]。图中, U_{dcref} 为直流电压参考值, P_{ref} 为有功功率参考值, k_{dc} 为直流电压下垂系数。

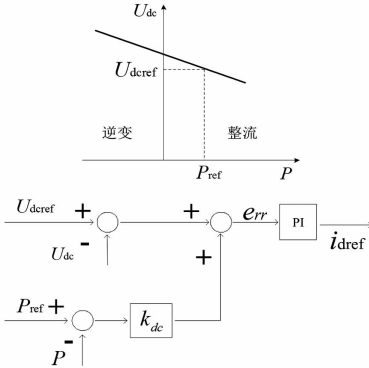


图 6 直流电压下垂控制器

直流电压下垂控制结合了功率控制和直流电压控制的特点,其目的在于实现直流网络的功率平衡。 e_r 为直流电压的偏差量,在稳态工作点时可近似为 0。图 6 中直流电压和直流功率之间的关系为

$$U_{dc} = U_{dcref} + k_{dc} (P_{ref} - P)$$

式中, k_{dc} 决定了每个换流站分担直流网络中不平衡

功率的大小,较小的值意味着该换流站承担较多的不平衡功率。直流电压下垂控制策略不需要换流站间通信,不用切换换流站的控制模式,具备功率调节的换流站根据其所测得的直流电压按固定的斜率调整至功率指定值,来承担网络不平衡功率。

3.3 附加频率控制

采用直流电压下垂控制策略的换流站参与直流网络不平衡功率的调整,减缓单个主导换流站所连交流系统承受的冲击。采用前面讨论的直流电压下垂控制策略时,换流站不能对交流系统频率做出响应,使得其他换流站不能通过 MTDC 进行功率支援,交流系统的频率只能取决于本地发电机组的调频能力和负荷的功频特性,不能充分利用整个互联系统的频率调整能力。

为了使具有调频能力的交流系统通过 MMC - MTDC 系统实现互联系统频率协调控制,在电压下垂控制器中引入频率下垂控制,如图 7 所示。

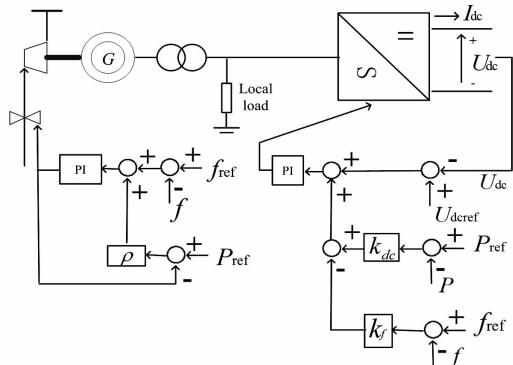


图 7 MMC 换流站的频率控制

3.4 MTDC 的频率响应分析

图 7 中可以看出,换流站的有功功率的变化与直流电压的偏移和交流电网的频率偏移相关。直流电压下垂系数表示电压变化量与功率变化量之比,频率下垂系数表示电压变化量与频率变化量之比。为了研究交直流互联电网的频率响应,这里定义每个换流站的交直流侧的参数如图 8 所示。

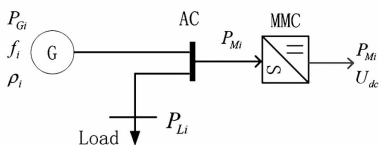


图 8 交直流侧参数的定义

图 8 中的交流系统以集中模型来表示,图 7、图 8 中的参数定义如下:

P_{Mi} 为交流系统向 MTDC 传输的功率, GW; P_{Li}

为当地负荷, GW; P_{Gi} 为交流系统集中发电容量, GW; f_i 为系统频率, Hz; U_{dc} 为直流电压, kV; ρ_i 为集中交流系统频率下垂系数; k_{dc} 为换流站直流电压下垂系数; k_f 为换流站频率下垂系数。

在直流电网中,由于线路电阻很小,所以假设不同换流站直流侧端口直流电压相等。从图 8 的控制结构可以看出,交流系统功率的平衡关系满足如式 (6) 的方程:

$$\Delta P_{Li} + \Delta P_{Mi} = \Delta P_{Gi} \quad (6)$$

式中, ΔP_{Li} 、 ΔP_{Mi} 、 ΔP_{Gi} 分别为当地负荷变化量、换流站 MMC 功率变化量、发电机功率变化量。交流系统频率下垂特性与发电功率变化的关系为

$$\rho_i = \frac{\Delta f_i / f_i}{\Delta P_{Gi} / P_{Gi}} \quad (7)$$

在图 7 中的控制策略可以得出:

$$\varepsilon = U_{dcref} - U_{dc} + k_{dc} (P_{ref} - P) - k_f (f_{ref} - f) \quad (8)$$

当系统稳态运行时, $\varepsilon = 0$ 。则交流频率的变化和 (或者) 直流母线电压的变化导致的功率变化量为

$$\Delta P_{Mi} = P_{Mi} \left(\frac{k_{fi}}{k_{dci}} \cdot \frac{\Delta f_i}{f_i} - \frac{1}{k_{dci}} \cdot \frac{\Delta U_{dc}}{U_{dc}} \right) \quad (9)$$

当忽略直流系统的损耗时, MTDC 的换流站不会产生,也不会消耗功率,所有换流站交换功率的变化量等于 0。

$$\sum_{j=1}^n \Delta P_{Mj} = 0 \quad (10)$$

对于 n 个换流站,则有

$$\sum_{j=1}^n P_{Mj} \left(\frac{k_{fj}}{k_{dcj}} \cdot \frac{\Delta f_j}{f_j} - \frac{1}{k_{dcj}} \cdot \frac{\Delta U_{dc}}{U_{dc}} \right) = 0 \quad (11)$$

联立式 (6)、式 (7)、式 (9) 和式 (11), 可得负荷功率变换为

$$\begin{aligned} \Delta P_{Li} &= \Delta P_{Gi} - \Delta P_{Mi} \\ &= -P_{Gi} \frac{\Delta f_i / f_i}{\rho_i} - P_{Mi} \left(\frac{\Delta f_i / f_i}{k_{dci} / k_{fi}} - \frac{\Delta U_{dc} / U_{dc}}{k_{dci}} \right) \\ &= -\frac{\Delta f_i / f_i}{\rho_i} \left(P_{Gi} + \frac{P_{Mi} \cdot \rho_i}{k_{dci} / k_{fi}} \right) + P_{Mi} \frac{\Delta U_{dc} / U_{dc}}{k_{dci}} \\ \Delta P_{Li} &= -\frac{\Delta f_i / f_i}{\rho_i} \left[P_{Gi} + \frac{P_{Mi} \cdot \rho_i}{k_{dci} / k_{fi}} \left(1 - \frac{P_{Mi} / k_{dci}}{\sum_{j=1}^n P_{Mj} / k_{dcj}} \right) \right] + \\ &\quad \left(\frac{P_{Mi} / k_{dci}}{\sum_{j=1}^n P_{Mj} / k_{dcj}} \right) \cdot \sum_{j=1}^n \left(\frac{P_{Mj}}{k_{dcj} / k_{fj}} \right) \Delta f_j / f_j \end{aligned} \quad (12)$$

将式(12)简记为

$$\Delta P_{Li} = -A_{ii} \cdot \frac{\Delta f_i}{f_i} + A_{ij} \cdot \frac{\Delta f_j}{f_j} \tag{13}$$

式中,

$$A_{ii} = \frac{P_{Gi}}{\rho_i} + \frac{P_{Mi}}{k_{dci}/k_{fi}} \left(1 - \frac{P_{Mi}/k_{dci}}{\sum_{j=1}^n P_{Mj}/k_{dcj}} \right)$$
$$A_{ij} = \left(\frac{P_{Mi}/k_{dci}}{\sum_{j=1}^n P_{Mj}/k_{dcj}} \right) \cdot \sum_{j=1}^n \left(\frac{P_{Mj}}{k_{dcj}/k_{fj}} \right)$$

将式(13)改写成矩阵形式

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{L1} \\ \Delta P_{L2} \\ \Delta P_{Li} \\ \Delta P_{Ln} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -A_{11} & A_{12} & \cdots & A_{1i} & \cdots & A_{1n} \\ A_{21} & -A_{22} & \cdots & A_{2i} & \cdots & A_{2n} \\ A_{i1} & A_{i2} & \cdots & -A_{ii} & \cdots & A_{in} \\ A_{n1} & A_{n2} & \cdots & A_{ni} & \cdots & -A_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{\Delta f_1} \\ \overline{\Delta f_2} \\ \overline{\Delta f_i} \\ \overline{\Delta f_n} \end{bmatrix} \tag{14}$$

式(14)表示了直流电网的交流侧负荷与频率变化的关系,式中变量上方加“-”为变量的标么值。将矩阵的主对角元素 A_{ii} 定义为换流站的频率自响应因子,定义非对角元素 A_{ij} 为换流站之间的频率互响应因子。频率自响应因子反应了第*i*个换流站交流侧负荷变化引起的频率偏移的强度,频率互响应因子反应了第*i*个换流站交流侧负荷变化引起第*j*个换流站交流侧频率偏移的强度。在式(12)分析可知,式(14)中矩阵元素由换流站控制器的参数、交流电网的下垂系数、发电机组发出的功率和换流站交换的功率来决定的,将该矩阵称之为频率响应矩阵。交流系统负荷变化量通过式(14)即可求出参与频率调节的交流电网的频率偏移。将方程(11)改写为如下矩阵形式:

$$\overline{\Delta U_{dc}} = \frac{1}{\sum_{j=1}^n P_{mj}/k_{dcj}} \left(\frac{P_{M1}}{k_{dc1}/k_{f1}} \frac{P_{M2}}{k_{dc2}/k_{f2}} \cdots \frac{P_{Mj}}{k_{dcj}/k_{fj}} \cdots \frac{P_{Mn}}{k_{dcn}/k_{fn}} \right) \begin{bmatrix} \overline{\Delta f_1} \\ \overline{\Delta f_2} \\ \overline{\Delta f_j} \\ \overline{\Delta f_n} \end{bmatrix} \tag{15}$$

图7中交直流参数全部给定后,通过式(14)和式(15)求出频率和直流电压的变化量,可以快速地确定各个换流站潮流的变化和参与交流电网调频的强度。

4 仿真验证

为了验证所研究的互联系统协调控制策略和频率响应分析方法,在PSCADX4/EMTDC仿真软件中搭建基于模块化多电平换流器的四端直流电网。交流网络利用水轮发电机和当地负荷进行等值。直流电网的换流站都采用所研究的基于附加频率控制的直流电压下垂控制策略。仿真中的所有控制参数设定如表1所示。

根据表1得出

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{L1} \\ \Delta P_{L2} \\ \Delta P_{L3} \\ \Delta P_{L4} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -309.28 & 50 & 41.67 & 31.74 \\ 31.25 & -385 & 37.50 & 28.57 \\ 31.25 & 45 & -262.50 & 28.57 \\ 27.78 & 40 & 33.33 & -282.54 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{\Delta f_1} \\ \overline{\Delta f_2} \\ \overline{\Delta f_3} \\ \overline{\Delta f_4} \end{bmatrix} \tag{16}$$

$$\overline{\Delta U_{dc}} = [0.6944 \quad 1.25 \quad 1.0147 \quad 0.7937] \begin{bmatrix} \overline{\Delta f_1} \\ \overline{\Delta f_2} \\ \overline{\Delta f_3} \\ \overline{\Delta f_4} \end{bmatrix} \tag{17}$$

在本仿真模型中,在换流站MMC1的交流电网增加1.5 GW的额外负荷。将 $\Delta P_{L1} = 1.5$ GW,代入式(16)和式(17),可得理论计算下的电压偏移、换流站功率偏移和频率偏移,其中 $\Delta P_{L2} = \Delta P_{L3} = \Delta P_{L4} = 0$ GW。

通过理论分析可知,在交流系统负荷变化时,采用直流电网换流站协调控制策略可使其他交流系统参与故障端的频率调整。通过相关物理量的仿真结果可以看出,直流电压标么变化量为 $\overline{\Delta U_{dc}} = -0.0055$,换流站功率变化量为 $\Delta P_{M1} = -0.296$ GW, $\Delta P_{M2} = -0.112$ GW, $\Delta P_{M3} = -0.087$ GW, $\Delta P_{M4} = -0.100$ GW,换流站交流侧频率标么变化量为 $\overline{\Delta f_1} = -0.00400$, $\overline{\Delta f_2} = -0.00038$, $\overline{\Delta f_3} = -0.00055$, $\overline{\Delta f_4} = -0.00046$ 。仿真结果数据与理论分析数据偏差很小,产生偏差的原因是由于直流线路电阻和换流器损耗造成功率损耗以及各个换流站端口直流电压的小偏移。

表1 仿真系统参数

换流站	交流系统容量/GW	交流系统下垂系数ρ	MMC容量/GW	频率下垂系数 k_f	直流电压下垂系数 k_{dc}	额定电压/kV
MMC1	12	0.04	1	0.008	0.025	400
MMC2	10	0.04	0.9	0.005	0.025	400
MMC3	6	0.04	0.9	0.006	0.025	400
MMC4	8	0.04	0.8	0.007	0.025	400

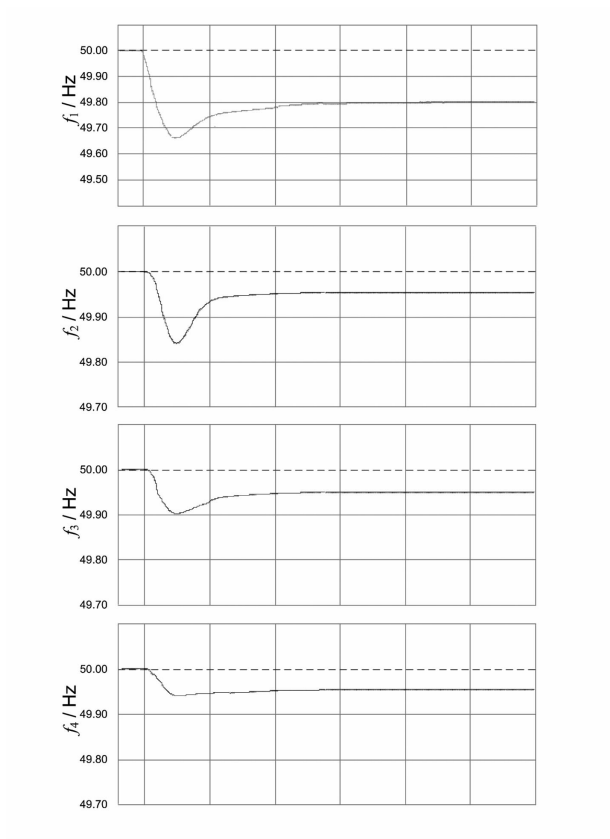


图9 频率响应仿真结果

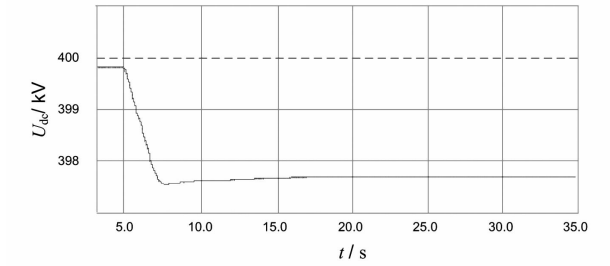


图10 直流电压响应仿真结果

表2 系统理论分析数据

$\overline{\Delta U_{dc}} = -0.005\ 0\ \text{p. u.}$	
$\Delta P_{M1} = -0.300\ \text{GW}$	$\overline{\Delta f_1} = -0.004\ 0\ \text{p. u.}$
$\Delta P_{M2} = 0.108\ \text{GW}$	$\overline{\Delta f_2} = -0.000\ 4\ \text{p. u.}$
$\Delta P_{M3} = 0.090\ \text{GW}$	$\overline{\Delta f_3} = -0.000\ 6\ \text{p. u.}$
$\Delta P_{M4} = 0.102\ \text{GW}$	$\overline{\Delta f_4} = -0.000\ 5\ \text{p. u.}$

表3 相关物理量的仿真结果

$\overline{\Delta U_{dc}} = -0.005\ 0\ \text{p. u.}$	
$\Delta P_{M1} = -0.296\ \text{GW}$	$\overline{\Delta f_1} = -0.004\ 00\ \text{p. u.}$
$\Delta P_{M2} = 0.112\ \text{GW}$	$\overline{\Delta f_2} = -0.000\ 38\ \text{p. u.}$
$\Delta P_{M3} = 0.087\ \text{GW}$	$\overline{\Delta f_3} = -0.000\ 55\ \text{p. u.}$
$\Delta P_{M4} = 0.100\ \text{GW}$	$\overline{\Delta f_4} = -0.000\ 46\ \text{p. u.}$

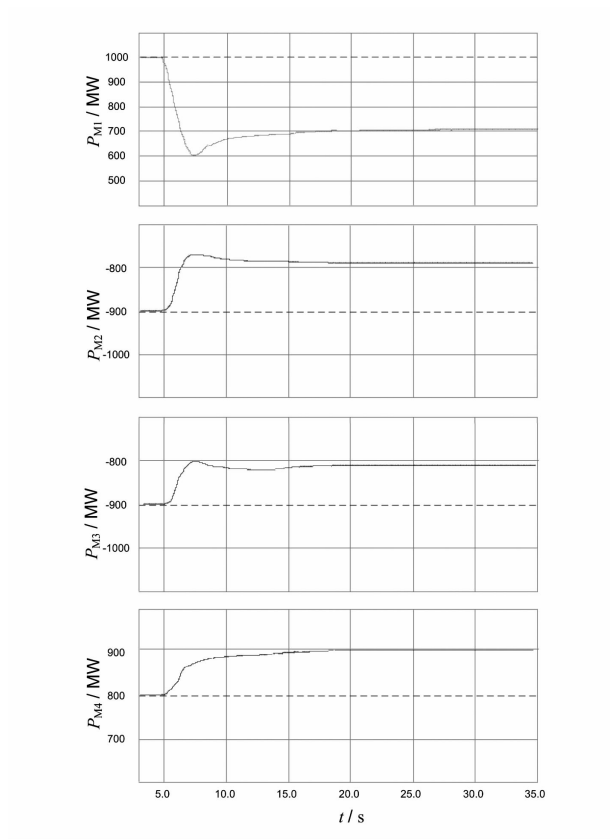


图11 功率响应仿真结果

5 结 语

研究了基于 MMC – MTDC 互联直流电网的协调控制策略和频率响应分析方法。该协调控制策略无需站间通信,通过在换流站控制器中加入附加频率控制策略,使有调频能力的交流电网参与故障交流电网的频率响应,并使换流站共同分担直流电网的不平衡功率。前面研究的是各个换流站交流系统频率的响应,下一步的工作将对交流网络频率偏移范围、系统的刚性强度、换流站的允许容量范围与满载情况、直流电压等级,以及控制器参数等相关参量之间的相互影响进行研究。

参考文献

[1] 汤广福,庞辉,贺之渊. 先进交直流输电技术在中国的发展与应用[J]. 中国电机工程学报,2016,36(7): 1760 – 1771.

[2] 汤广福,罗湘,魏晓光. 多端直流输电与直流电网技术[J]. 中国电机工程学报,2013,33(10):8 – 17.

[3] Rouzbehi K, Miranian A, Luna A, etal. DC Voltage Control and Power Sharing in Multiterminal DC Grids Based on Optimal DC Power Flow and Voltage – droop Strategy [J]. Emerging & Selected Topics in Power Electronics of IEEE Journal,2014,2(4):171 – 1180.

(下转第 11 页)

基于 SPWM 的直驱风电变流器功率模块分析

邸 强,张新燕,牛盛瑜,张冠琪,刘博文
(新疆大学电气工程学院,新疆 乌鲁木齐 830047)

摘要:基于新疆地区特殊的地理环境造成的风电变流器 IGBT 功率模块由于承受剧烈的交变热应力而失效的情况,以某 1.5 MW 直驱风电变流器为研究对象,建立了其仿真模型,并推导了网侧以及机侧变流器功率模块的损耗和结温表达式。结合风电场实测风速,研究了变流器功率器件的损耗变化规律,分析了变流器各部件所受热应力冲击情况。研究结果表明网侧变流器的 IGBT 模块损耗最高,最易损坏。

关键词:直驱风力发电机;IGBT;损耗

Abstract:In view of the special geographical environment of Xinjiang, the IGBT power module of wind power converter bears the severe alternating thermal stress, so breakdown occurs frequently. Taking a 1.5 MW direct-driven wind power converter as the research object, the simulation model is established, and the expressions of the loss and junction temperature are derived for converter power module at the machine side and the grid side. Based on the measured wind speed of wind farm, the variation law of power module is studied, and the thermal stress received by each component is evaluated. The results show that IGBT module at the grid side has the largest losses and is the most easily damaged.

Key words:direct-driven wind turbine generators; IGBT; loss

中图分类号:TM615 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2017)06-0007-05

0 引言

风力发电装置中,变流器作为风电转换系统的中枢,是影响机组运行安全和入网稳定的关键器件,但风电机组变流器不同于普通的电力拖动所用的变流器。由于风速时刻在变化,为了捕获最大风能,机侧变流器的电流电压以及频率需要随风的变化而变动;而为了保证向电网输送频率和电压稳定的电能,网侧变流器的电流同样需要随风的变化而变化。变流器的频率、电压和电流的不断变化,将在功率模块上产生剧烈的热循环。现有文献表明变流器失效故障中大部分是因 IGBT 功率循环损坏引起的^[1]。因此,精确地估算直驱风电机组变流器功率模块的损耗,分析其在不同风速下的变化规律,对准确评估 IGBT 所受热应力并提高直驱风电变流器的可靠性,进而保证风电机组安全工作,具有巨大的经济意义。

1 风电变流器 IGBT 器件结构及损耗结温计算

1.1 风电变流器 IGBT 模块结构

近年来,随着风电机组容量的迅速扩大,变流器所承受的功率也在倍增。在风电变流器设计中,其功率模块一般为多个芯片相并联组成^[2]。通常 IGBT 和续流二极管(free wheeling diode, FWD)一起被封装在模块内,模块内部用硅胶填充,外部使用硬塑料外壳进行封装。图 1 为某 1.5 MW 直驱变流器 IGBT 模块内部等效电路,由 3 个单元模块并联构成。图 2 是它的剖面图。

1.2 IGBT 模块损耗分析

IGBT 器件功率损耗主要是由 IGBT 芯片的功率损耗和反并联续流二极管(FWD)功率损耗两部分构成,而各元件的损耗又分为通态损耗和开关损耗两部分^[3]。这些损耗就是 IGBT 器件结温的热源。将以开关周期作为时间单位,建立基于正弦脉宽调制(SWPM)下的 IGBT 损耗模型。

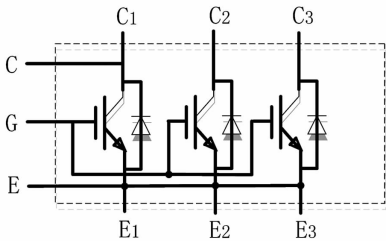


图 1 三单元功率模块内部等效电路

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51667018)

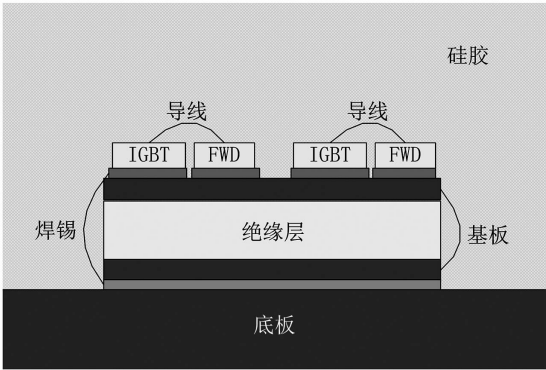


图 2 IGBT 功率模块结构层次

通态损耗指的是 IGBT 在导通过程中发生的损耗^[4]。一个 IGBT 仅在半个周期内有电流流过,因此 IGBT 的通态损耗可表示如下^[5]:

$$P_{C-T} = \frac{1}{2\pi} \int_0^\pi [(v_T + i_C R_T) \delta i_C] d(\omega t)$$
$$= \frac{V_T I_{CM}}{2\pi} + \frac{1}{8} V_T I_{CM} m \cos \varphi + \frac{1}{8} R_T I_{CM}^2 + \frac{m \cos \varphi}{3\pi} R_T I_{CM}^2$$

(1)

FWD 的通态损耗表示为

$$P_{C-D} = \frac{1}{2\pi} \int_\pi^{2\pi} [(v_D + i_D R_D) (1 - \delta) i_D] d(\omega t)$$
$$= \frac{V_D I_{CM}}{2\pi} - \frac{1}{8} V_D I_{CM} m \cos \varphi + \frac{1}{8} R_D I_{CM}^2 - \frac{m \cos \varphi}{3\pi} R_D I_{CM}^2$$

(2)

式中: δ 为导通占空比; R_T 为模块电阻; ω 为角频率; V_T 为 IGBT 的导通压降; φ 为实际电流和电压的初相角; $\cos \varphi$ 为负载的功率因数; I_{CM} 为集射极峰值电流; V_D 为二极管压降; m 为调制比; R_D 为二极管的导通电阻。

开关损耗由开通损耗以及关断损耗构成。IGBT 的开关损耗与开关时的电流、电压以及结温有关。其表达式为

$$P_{SW-T} = \frac{f_s}{2\pi} \int_0^\pi (E_{on} + E_{off}) (I_C, T_j, V_{GE}, R_G) d(\omega t)$$
$$= \frac{1}{\pi} f_s (E_{on} + E_{off}) \frac{V_{dc} i_m}{V_n I_n}$$

(3)

FWD 通常采用快速恢复二极管,由于它在关断时漏电流极小,截止损耗一般忽略不计。所以 FWD 的开关损耗主要是指反向恢复损耗。其表达式为

$$P_{SW-D} = \frac{f_s}{2\pi} \int_0^\pi E_{rec} (I_C, T_j, V_{GE}, R_G) d(\omega t)$$
$$= \frac{1}{\pi} f_s E_{rec} (I_{nom}) \frac{V_{dc}}{V_{nom}} (0.45 \frac{I}{I_{nom}} + 0.55)$$

(4)

式中: E_{on} 为 IGBT 的开通损耗; E_{off} 为 IGBT 的关断损

耗; E_{rec} 为 FWD 在反向恢复期间的损耗; I_n 为 IGBT 额定电流; i_m 为相电流幅值; I_{nom} 为模块的额定电流; V_n 为 IGBT 标称电压; V_{nom} 为模块的额定电压; V_{dc} 为工作时模块耐压; f_s 为开关频率。

IGBT 总损耗为

$$P_{总-T} = P_{C-T} + P_{SW-T} \tag{5}$$

FWD 总损耗为

$$P_{总-D} = P_{C-D} + P_{SW-D} \tag{6}$$

功率模块总损耗为

$$P_{总} = 6(P_{总-T} + P_{总-D}) \tag{7}$$

1.3 IGBT 模块结温分析

现有的 IGBT 器件全部采用封装形式,内部充满绝热硅胶,因此 IGBT 芯片和 FWD 二极管由于损耗而产生大量热能只能单方向的通过芯片基板、散热器,最终通过冷却介质(空气或水)将热量带走。将基于热阻抗等效电路和集总参数法^[6],以型号为 FZ2400R17HP4_B 的功率模块的 IGBT 作为研究对象,建立 IGBT 器件 4 阶热网络模型如图 3 所示^[7]。该模块的热抗参数见表 1。

表 1 网络模块的热抗参数

热网络层数	1	2	3	4
IGBT 热阻 /(K · kW ⁻¹)	0.761 5	2.123 7	5.054 4	1.291 4
IGBT 热容 /(J · K ⁻¹)	1.544 7	5.951 5	13.521 3	1 856.575 9
FWD 热阻 /(K · kW ⁻¹)	1.456 6	3.496 1	6.153 6	1.469 5
FWD 热容 /(J · K ⁻¹)	0.752 9	3.598 5	11.354 6	1 531.743 6

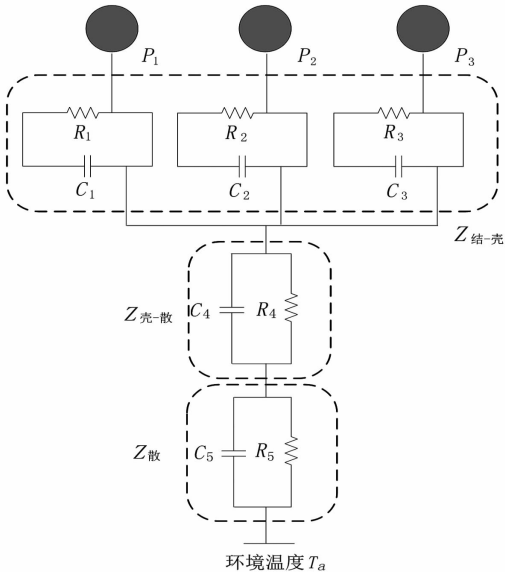


图 3 4 阶 IGBT 热网络模型

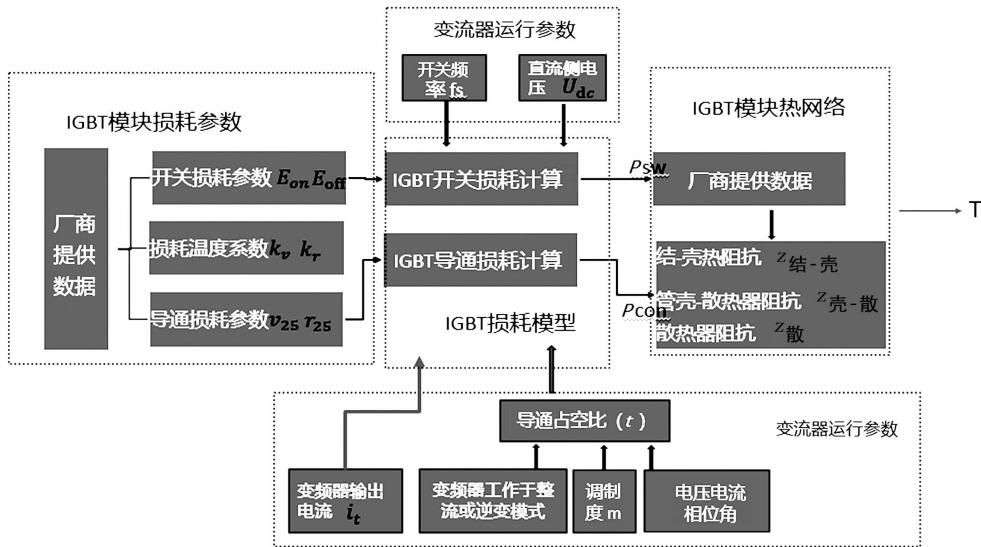


图4 直驱风电变流器的结温计算框图

由图3可得IGBT模块结温：

$$T = (P_1 + P_2 + P_3)(Z_{\text{结-壳}} + Z_{\text{壳-散}} + Z_{\text{散}}) + T_a$$

$$= P \sum_{i=1}^6 (1 - e^{-\Delta t / R_i C_i}) R_i + T_a \tag{8}$$

式中： P 为功率模块总损耗； $Z_{\text{结-壳}}$ 为IGBT的结-壳热阻抗； $Z_{\text{壳-散}}$ 为IGBT的壳壁到散热器的热阻抗； $Z_{\text{散}}$ 为IGBT的散热器热阻抗。 $R1 \sim R5$ 和 $C1 \sim C5$ 分别是为功率模块的等效热阻和热容，它们并联构成其热抗； T_a 为环境温度（该地区为 45°C ）。 Δt 为损耗连续发生的时间； Δt 的数值取 $1/2f$ ； f 是变流器当时的输出频率^[8]。

2 直驱风机变流器IGBT结温分析

2.1 直驱风电机组变流器功率器件结温模型

基于上述IGBT模块损耗计算表达式(1)至式(4)，结合1.5MW背靠背式直驱风电变流器仿真模型，建立直驱风电变流器的结温计算框图，如图4所示^[9]。

根据图4可知，直驱风电变流器的IGBT器件结温计算方法如下：首先，根据直驱风电系统仿真模型以及厂商提供的变流器参数，可以分别计算出机侧和网侧变流器的电流、电压、相位角、调制度；其次，根据新疆哈密某风电厂的风速数据，计算出风电机组的定子频率和电流；最后，查询厂商提供的IGBT模块的开关频率 f_s 与变流器额定电流 i_t ，根据结温计算公式(8)即可算出直驱风电变流器IGBT器件的机侧和网侧的结温。

2.2 直驱风电机组变流器功率器件损耗分析

根据1.2节中IGBT损耗估算方法，以1.5MW背靠背式直驱风机为研究对象，利用上述损耗计算模型，可得新疆哈密某风电厂的1.5MW直驱风电机组网侧和机侧变流器IGBT损耗分布图，如图5、图6所示。

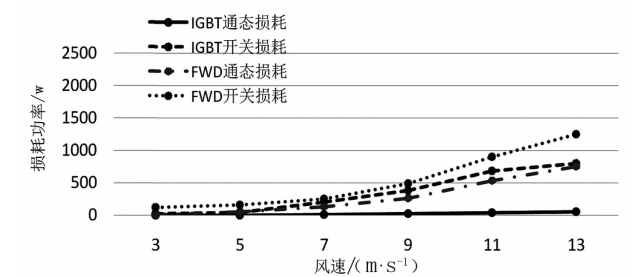


图5 机侧变流器损耗

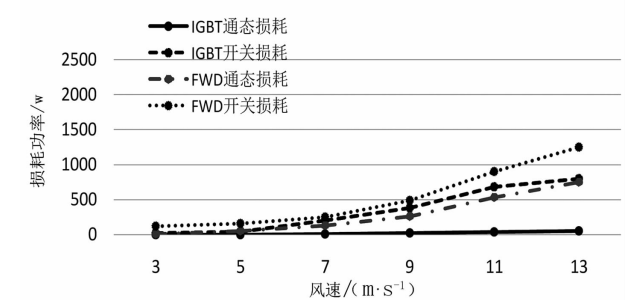


图6 网侧变流器损耗

由图5可知，随着风速的增大，机侧IGBT和FWD的损耗也逐步升高。此时变流器工作在整流状态，FWD承载更多的电流^[10]，所以图中可以看出风机侧FWD的通态损耗大于IGBT的通态损耗，FWD的开关损耗要大于IGBT的开关损耗。

由图6可知，随着风速变大，网侧的IGBT及

FWD 的损耗同样在逐步上升。而由于电网侧的变流器工作在逆变状态,IGBT 承载大部分电流^[11],所以电网侧 IGBT 的通态损耗大于 FWD 的通态损耗,IGBT 的开关损耗要大于 FWD 的开关损耗。

对比图 5 和图 6 可知,两侧 IGBT 和 FWD 的开关损耗都要高于它们的通态损耗,这是因为风速无时无刻不在变化,它的开关频率极大。在风速为 13 m/s 时,所有损耗均达到最大值,此时风速处于额定风速附近。同时可以看出,电网侧的 IGBT 损耗最大,所以它受到的热应力应该也是最大,最容易损坏。其次是机侧的 FWD 最容易损坏。该风电场的检修分析也证明了这一点^[12]。

2.3 直驱风电机组变流器功率器件结温分析

为了研究网侧以及机侧变流器中功率器件随风速变化时的结温情况,以哈密风电场采集到的风速数据为基础,分别计算两侧变流器的结温。风速变化情况如图 7。由于变流器依靠最大功率追踪控制^[13],此时发电机的输出功率在风速过大时依然保持不变。它的基波频率也无变化,如图 8 所示。

两侧变流器的结温仿真分别如图 9 和图 10。图中实线代表 IGBT 结温变化,虚线代表二极管 FWD 结温变化。对比两侧功率器件的结温数据可以发现,在风速大小一样的情况下,网侧 IGBT 的温度最高。这是由于网侧变流器在额定工况下,它的 IGBT 功率损耗最高^[14]。同时可以看出,在 19 s 附近,随着风速达到额定最大值 13 m/s,网侧 IGBT 结温也达到最大值。随后,由于风速的减小,IGBT 的结温也逐渐降低。

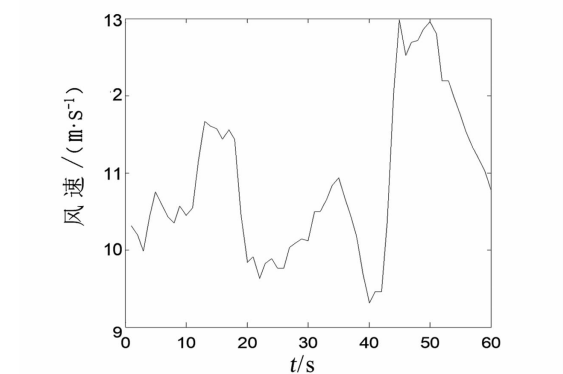


图 7 风速大小

分别将两侧功率器件的 IGBT 和二极管结温相加取平均值可得,机侧功率器件的平均结温为 50℃,而网侧功率模块的平均结温为 86℃。很显然,网侧变流器承受热应力远大于机侧变流器,最易老化。这

与上节中关于变流器损耗分析的结论一致。

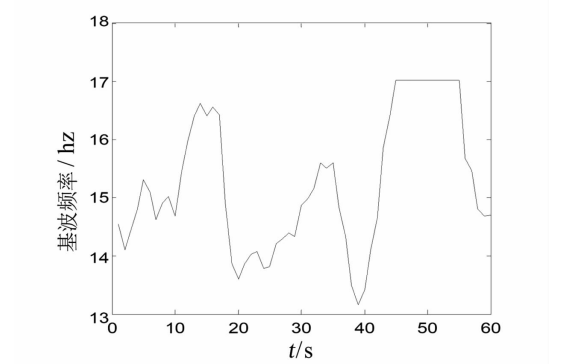


图 8 机侧变流器的基波频率

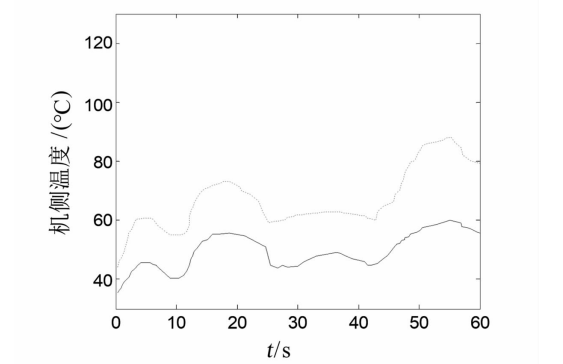


图 9 机侧变流器功率器件结温

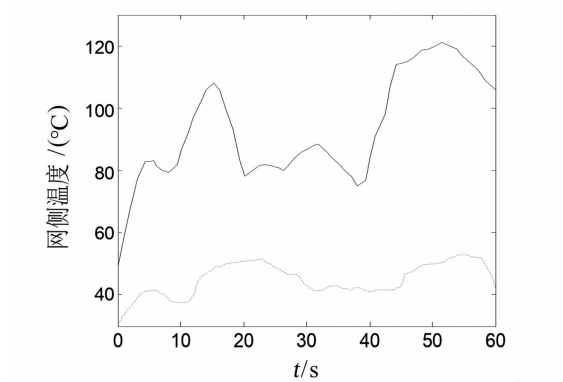


图 10 网侧变流器功率器件结温

3 结 语

通过分析影响变流器功率模块损耗的因素,给出了功率模块损耗和结温的计算表达式,建立了一种直驱变流器损耗计算模型,详细研究了风速变化时风电机组功率模块损耗变化的一般规律。主要结论有:

1) 机侧功率模块中 FWD 的损耗最大,而网侧功率模块中 IGBT 的损耗最大;

2) 在同一风速下,网侧的变流器 IGBT 损耗最大,承担热应力最大,最易失效,在检修维护时需特别注意。

- [1] 秦星,薛宏涛,朱祚恒,等. 风电变流器 IGBT 模块损耗及结温的计算与分析[J]. 电气自动化,2016,38(4): 71-74.
- [2] 孙祖勇,杨飞,孙远,等. 风电变流器 IGBT 散热性能研究[J]. 电力电子技术,2015,49(1):47-49.
- [3] 黄忠. 软开关悬浮斩波器电流跟随控制研究[D]. 成都:西南交通大学,2016.
- [4] 刘骥,黄磊. 基于 Ansys 软件的 IGBT 模块散热分析[J]. 电力电子技术,2013,47(1):107-108.
- [5] Perruchoud P. J. P, Pinewski P. J. Power Losses for Space Vector Modulation Techniques [C]. Proceeding of the IEEE Conference on Power Electronics in Transportation, Dearborn MI, USA, 1996: 167-173.
- [6] Profumo F, Tenconi, A, Facelli S, et al. Instantaneous Junction Temperature Evaluation of High-power Diodes (Thyristor) During Current Transients [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 1999, 14(2): 292-299.
- [7] 江南. 计及疲劳累积效应的 IGBT 模块焊料层失效机理及疲劳损伤研究[D]. 重庆:重庆大学,2016.
- [8] 李辉,秦星,薛宏涛,等. 双馈风电机组变流器 IGBT 结温计算与稳态分析[J]. 电机与控制学报,2015, 19(8):62-69.

- [4] Xu L, Williams B W, Yao L. Multi-terminal DC Transmission Systems for Connecting Large Offshore Wind Farms[C]// Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the Century IEEE, 2008: 1-7.
- [5] Prabhakur. Power System Stability and Control[M]. TataMcGraw-Hill, 1994: 396.
- [6] 陈谦, 唐国庆, 潘诗锋. 采用多点直流电压控制方式的 VSC 多端直流输电系统[J]. 电力自动化设备, 2004, 24(5): 10-14.
- [7] 朱瑞可, 李兴源, 应大力. VSC-MTDC 互联系统频率稳定控制策略[J]. 电网技术, 2014, 38(10): 2729-2734.
- [8] 程丽敏, 李兴源. 多区域交直流互联系统的频率稳定控制[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(7): 56-62.
- [9] 姚良忠, 吴婧, 鲁宗相, 等. 含大规模风电场接入的多端直流系统对交流系统频率调节的作用[J]. 高电压技术, 2016, 42(10): 3038-3044.
- [10] 凌卫家, 孙维真, 张静, 等. 舟山多端柔性直流输电示范工程典型运行方式分析[J]. 电网技术, 2016, 40(6): 1751-1758.
- [11] 王艳婷, 张保会, 范新凯. 柔性直流电网架空线路快速保护方案[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(21): 13-19.

邱强(1990),硕士研究生,研究方向为电力系统分析与控制;

张新燕(1964),教授,主要研究方向为新能源发电控制与并网技术;

牛盛瑜(1993),硕士研究生,研究方向为风机故障诊断;

张冠琪(1992),硕士研究生,研究方向为风机故障诊断;

刘博文(1990),硕士研究生,研究方向为电力系统分析与控制。

- [12] 韩亮,白小会,陈波,等. 张北 $\pm 500\text{kV}$ 柔性直流电网换流站控制保护系统设计[J]. 电力建设,2017,38(3):42-47.
- [13] Haileselassie T M, Molinas M, Undeland T. Multi-terminal VSC-HVDC System for Integration of Offshore Wind Farms and Green Electrification of Platforms in the North Sea[C]. Proceedings of the Nordic Workshop on Power & Industrial Electronics, 2008.
- [14] Jan Machowski, Janusz W. Bialek, Jams R. Bumby. Power System Dynamics and Stability[M]. John Wiley & Sons,1997:327.
- [15] 徐政. 柔性直流输电系统[M]. 北京:机械工业出版社,2013.

杨林(1991), 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统稳定与控制、柔性直流输电技术;

张英敏(1974), 博士、副教授、硕导, 主要研究方向为电力系统稳定与控制、高压直流输电等;

李丹(1987), 硕士研究生, 主要研究方向为电力电子、柔性直流输电技术;

李兴源(1945), 教授、博导、IEEE 高级会员, 主要研究方向为电力系统稳定与控制、高压直流输电、分布式发电;

刘天琪(1962), 博士、教授、博导, 主要研究方向为电力系统稳定与控制、高压直流输电。

• 11 •

特高压直流输电系统换相失败 预测环节对送端电网影响分析

朱清代,滕予非,李小鹏

(国网四川省电力公司电力科学研究院,四川 成都 610041)

摘 要:分析了计及换相失败预测环节对特高压直流工程在逆变侧交流故障情况下的响应行为,探讨了特高压直流换相失败预测环节对送端电网直流送端电气量的影响以及换相失败预测控制环节参数的灵敏度。结果表明,换相失败预测环节的投入可以起到减少换相失败持续时间的作用。最后,在逆变侧电压跌落出现换相失败后,分析了其对传输有功功率恢复速度及送端交直流系统的稳定性能的影响。

关键词:换相失败预测环节;逆变侧;触发角;功角稳定

Abstract: The response behavior of UHVDC project under AC fault condition of inverter side are analyzed with consideration of commutation failure prediction. The impact of HVDC commutation failure prediction on electrical quantity of DC transmission terminal is discussed, and the sensitivity of the parameters in the predictive control of commutation failure is analyzed. The results show that the input of commutation failure prediction can really reduce the duration of commutation failure. Finally, after the commutation failure occurring in the voltage sag of inverter side, its influence on the recovery speed of active power and the stability of AC / DC system is analyzed.

Key words: commutation failure prediction; inverter side; trigger angle; power angle stability

中图分类号:TM721 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2017)06-0012-04

0 引 言

由于特高压直流输电技术在远距离大容量输电、大区电网非同步互联、电网安全稳定控制方面的优势,目前世界各国均积极开展特高压直流输电相关领域的研究,并且在特高压直流送端电网安全稳定特性分析研究方面取得了大量研究成果^[1-2]。

大量学者利用 PSCAD、BPA 以及 PSASP 等仿真工具,针对特定的直流工程对送端电网的安全稳定特性进行了详细的分析。

换相失败是直流输电系统的常见故障,一直是业界研究的热点^[3-4]。研究表明,在直流输电工程换相失败过程中,各电气量均发生剧烈波动,其中换流母线电压最低可降至 0,直流电流一般可增加到额定电流的 1.5 倍,直流有功功率可瞬时下降至 0 甚至短时反向(最低至 -1.0 p. u.),直流无功功率过剩;在换相失败恢复过程中换流站短时向系统注入大量无功^[5-7]。

下面在介绍高压直流输电系统逆变侧交流电压

快速跌落及恢复时直流功率动态特性的基础上,利用仿真分析的方法,分析了换相失败预测环节对送端电网直流电气量的影响;在逆变侧电压跌落出现换相失败后,分析了其对传输有功功率恢复速度及送端交直流系统的稳定性能的影响。

1 逆变侧交流电压快速跌落及恢复时 直流功率动态特性

1.1 换相失败预测环节

在逆变侧交流系统出现故障时,由于换流站母线单相或三相交流电压下降,直流输电存在换相失败风险。为防止换相失败发生并在故障结束后加快直流恢复,直流工程往往引入换相失败预测环节。该环节在检测到交流系统故障后,会使熄弧角值增加以提前触发,也会影响 Amax 环节使得最大 α 角限制值减小。换相失败预测增加逆变侧 γ 角可以有 3 个来源。

第 1 是逆变侧确实出现换相失败,其检测条件与换相失败保护检测条件相同,此时 γ 角会增加

5°;第2是逆变侧交流电压出现零序分量,当零序分量过大时,控保系统会根据零序分量大小相应增加 γ 角,最大可增加25.84°。第3是逆变侧交流三相电压有效值下降,当下降程度较大时,控保系统会根据三相电压有效值下降程度相应增加 γ 角,最大可增加25.84°。最终换相失败预测的输出取以上3个输出的最大值。

1.2 高压直流输电系统结构

为了分析逆变侧交流电压快速跌落及恢复时直流功率动态特性,在电磁暂态仿真软件PSCAD/EMTDC中,建立如图1所示的特高压直流输电系统。该系统额定电压为 ± 800 kV、额定电流为5 kA,因此双极额定功率达到8 000 MW。

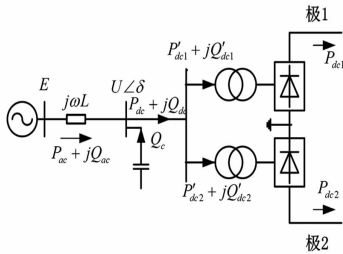


图1 高压直流输电系统仿真模型

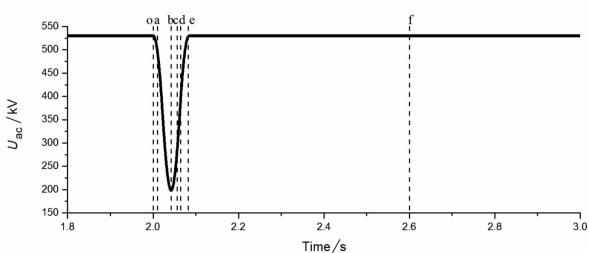
当直流受端近区交流母线出现短路故障时,随着故障的发生及清除,换流站交流母线电压将出现快速的跌落及恢复。为了描述该过程,可设置如下情景:

令直流输电送、受两端换流站交流母线三相短路容量均为57 200 MVA,同时设置受端电压电动势跌落深度 ΔE_i 为0.65 p. u.、变化频率 f_s 为8 Hz。在换相失败预测环节方面,设置熄弧角 γ 最大提升量为 $\Delta\gamma_{\max} = 25.8419^\circ$,交流母线电压恢复后熄弧角 γ 的恢复时间常数 $T_{\text{fcdc}} = 20$ ms。在上述设置下,分别考虑控保系统中是否配置换相失败预测环节两种工况,对高压直流系统的动态响应特性进行仿真分析。

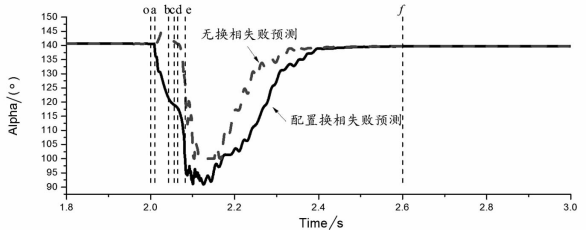
1.3 仿真分析

在考虑控保系统中配置换相失败预测环节与不配置换相失败预测环节两种工况下,两侧换流器触发角以及直流电压、直流电流的变化情况如图2所示。

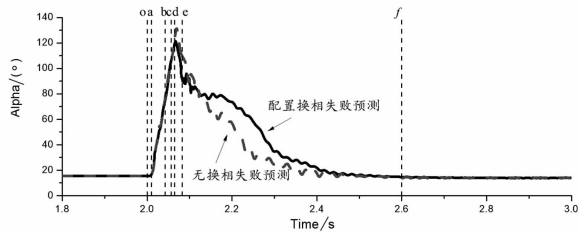
由图2可知,当高压直流逆变侧交流母线电压发生快速变化,特高压直流控制系统及电气参数的主要响应特征解析如下:



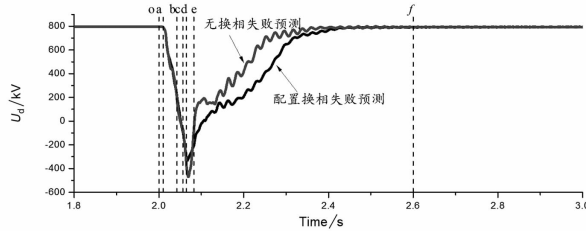
(a) 逆变侧 U_{ac} 仿真波形



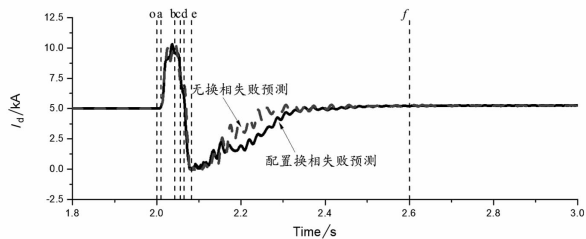
(b) 逆变侧触发角 α 仿真波形



(c) 整流侧触发角 α 仿真波形



(d) 直流电压仿真波形



(e) 直流电流仿真波形

图2 电压快速变化时整流侧电气量轨迹图

1) U_{ac} 初始跌落的换相正常阶段(oa阶段)。在此过程中电压轻微下降,直流电压电流变化并不明显,逆变侧换流器未发生换相失败,控制器触发角输出变化不大。

2) U_{ac} 深度跌落后换相失败阶段(配置换相失败预测环节工况:a-b-c阶段;未配置换相失败预测环节工况:a-b-d阶段)。由于逆变侧交流母线电压持续下降,逆变侧换流器出现换相失败现象。在换相失败发生后,下一个换流阀换相完成将导致换

流阀形成旁通,这相当于逆变侧换流阀直流侧发生了短路、交流侧发生了开路,将导致直流电压显著下降,而直流电流迅速增加。在此阶段下,由于直流电流的快速增加,整流侧的触发角将会快速下降。对于逆变侧控制指令而言,如果直流控制系统未配置换相失败预测环节,逆变侧控制器将继续维持预测型定熄弧角控制方式,触发角指令变化范围不大。反之,如果直流控制系统配置了换相失败预测环节,由于逆变侧交流母线电压的下降,逆变侧控制器将增加熄弧角的指令值,导致触发角指令显著降低。在换相失败预测控制环节的作用下,配置该环节工况下逆变侧换流器较未配置该环节工况下提前 8.4 ms 结束换相失败。

3) U_{ac} 恢复、逆变侧换流器换相正常后直流电压、电流调整阶段(配置换相失败预测环节工况:c-e-f 阶段;未配置换相失败预测环节工况:d-e-f 阶段)。逆变侧换流器换相正常后,由于整流侧换流器触发角显著增加,直流电流难以快速恢复,从而进入低直流电流状态。此过程中,整流侧、逆变侧控制器同时进入定电流控制模式,经 400 ms 左右的调整后,直流恢复正常运行状态。

对比两种工况可知,当配置了换相失败预测环节,导致换相失败预测期间逆变侧触发角指令值明显小于未配置该环节的工况。这一举措使得交流电压恢复后直流电压、电流恢复期间,直流电压、电流的恢复速度明显降低。

图 3 所示是对应整流侧交流母线电压的变化,整流侧有功功率及整流站与交流系统无功功率交换情况的变化轨迹。

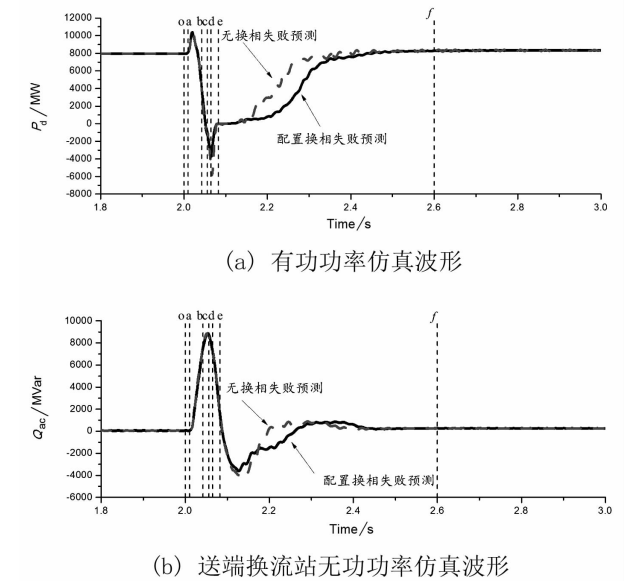


图 3 电压快速变化时整流侧功率轨迹图

由图 3 可知,当直流系统配置了换相失败预测环节后,在交流电压恢复、直流进入电压、电流调整期间,由于直流电压、电流恢复速度变慢,因此直流有功功率的恢复速度也相应变慢。同时,也相应增加了无功功率的恢复时间,导致换流站在滤波器的作用下,输出容性无功时间明显增加。

1.4 $\Delta\gamma_{max}$ 对动态响应特性影响

保持其他因素不变,分别设置逆变侧换流器换相失败后,换相失败预测环节熄弧角 γ 最大提升量余弦值分别为 0.025、0.05 及 0.01 (对应提升角度分别为 12.83° 、 18.19° 、 25.84°),由此可以得到逆变侧交流电压扰动期间,直流系统功率动态响应轨迹如图 4 所示。

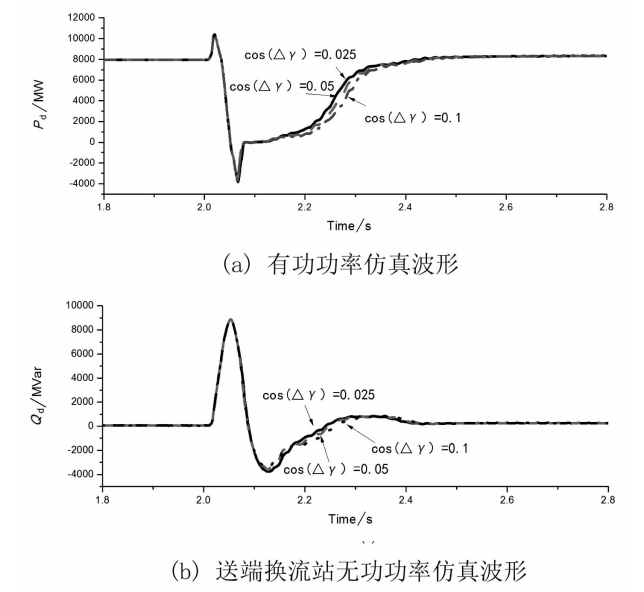


图 4 RAML 不同输出情况下时整流侧功率轨迹图

由图 4 可知,熄弧角 γ 最大提升量的增加降低了直流换相失败期间的逆变侧换流器触发角,因此导致有功功率恢复速度进一步降低;同时电压恢复期间整流侧换流站释放的无功功率也会相应而增加。

2 换相失败预测环节对送端交直流系统功角稳定性影响分析

由扩展等面积法则(extended equal area criterion, EEAC)可知,当直流控制保护系统配置了换相失败预测环节后,当直流系统由于逆变侧电压跌落而出现换相失败后,直流系统传输有功功率恢复速度将较未配置换相失败预测环节时有所降低。因此,对于逆变侧单次故障工况,换相失败预测环节的引入将降低

送端交直流系统的稳定性能。换相失败期间熄弧角 γ 最大提升量越大,对稳定性能的影响也越大。

3 仿真算例

建立如图5所示单机-直流-无穷大系统,其中特高压直流的额定直流电压为 ± 800 kV,额定电流为5 kA,额定送电功率为8 000 MW。 $U_c \angle 0^\circ$ 为无穷大系统, $E_i \angle \delta$ 为一台发电机, P_d 为传输的有功功率。

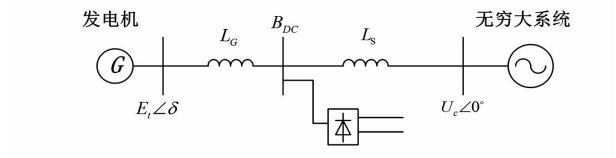


图5 单机-直流-无穷大算例系统

令：
 $L_G = 0.068$ H
 $L_S = 0.0203$ H

在此工况下,特高压直流整流站交流母线BDC短路容量约为56 400 MVA。

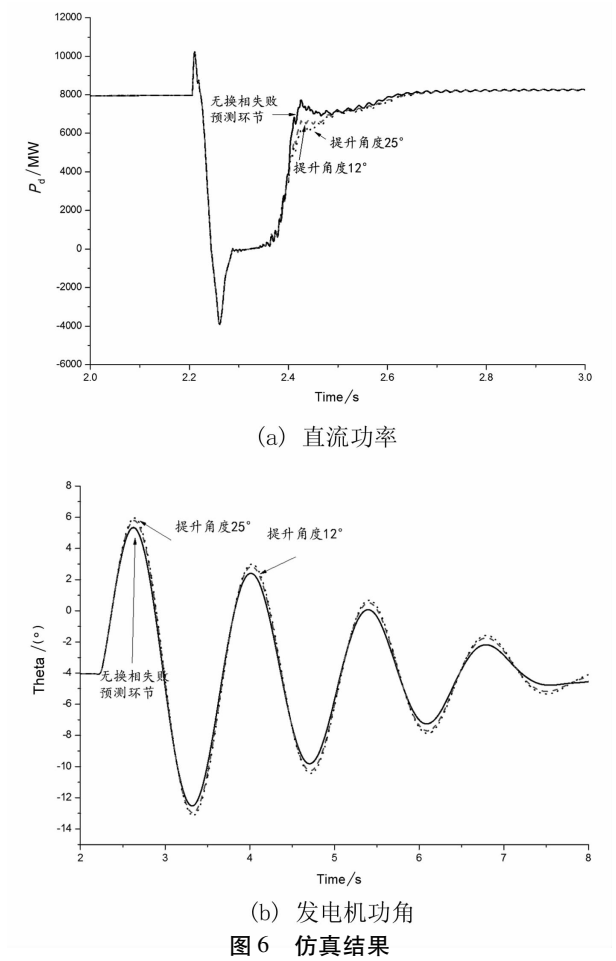


图6 仿真结果

短路故障为：

$t = 2.0$ s 特高压直流整流站逆变母线出现三相短路故障; $t = 2.1$ s 特高压直流整流站逆变母线故障切除。

设置未配置换相失败预测环节、 $\Delta\gamma_{\max} = 12.83^\circ$ 以及 $\Delta\gamma_{\max} = 25.8419^\circ$ 三种场景下的仿真结果如图6所示。

图6中,不同场景下发电机功角振荡的峰值以及阻尼比如表1所示。

表1 不同场景下发电机振荡峰值

场景	振荡峰值/(°)
未配置换相失败预测	17.8
$\Delta\gamma_{\max} = 12.83^\circ$	18.7
$\Delta\gamma_{\max} = 25.8419^\circ$	19.04

由表1可知,在此工况下,配置了换相失败预测环节后,当逆变侧交流母线出现故障后,送端电网系统的稳定性能较未配置前有所下降,且换相失败期间熄弧角增加值越大,稳定性越差。

4 结 语

对特高压直流工程在逆变侧交流故障情况下的控制行为及响应行为进行分析后,得到以下结论：

- 1)利用仿真分析的方法探讨了特高压直流换相失败预测环节对送端电网直流送端电气量的影响;分析了换相失败预测控制环节参数的灵敏度。分析结果表明,换相失败预测环节的投入的确可以起到减少换相失败持续时间的目的。
- 2)当直流系统由于逆变侧电压跌落而出现换相失败后,直流系统传输有功功率恢复速度将较未配置换相失败预测环节时有所降低。因此,对于逆变侧单次故障工况,换相失败预测环节的引入将降低送端交直流系统的稳定性能。换相失败期间熄弧角 γ 最大提升量越大,对稳定性能的影响也越大。

参考文献

[1] 赵畹君. 高压直流输电工程技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2014.

[2] 郑超. 直流逆变站电压稳定测度指标及紧急控制[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(2): 344-352.

[3] Rahimi E, Gole A M, Davies J B, et al. Commutation Failure Analysis in Multi-infeed HVDC Systems [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2011, 26(1):378-384.

基于测试信息辅助分析的数字化 继电保护自动测试方案研究

韩 睿¹,余兴祥²,刘明忠¹,姜振超¹,王 平¹,郑永康¹

(1. 国网四川省电力公司电力科学研究院,四川 成都 610041;2. 国网甘孜供电公司,四川 康定 626000)

摘 要:为提高数字式继电保护测试效率,基于对测试信息进行分析诊断,提出一种数字化继电保护自动化测试方案。该方案可对保护装置进行全面性测试,并考虑测试过程中经常出现的异常情况。通过 MMS 服务实时读取测试信息并修改保护定值、压板、控制字,对 SV、GOOSE、装置自检、告警、保护动作、装置状态等测试信息充分利用,辅助测试人员及时发现问题,减少处理问题的时间,提高测试效率。智能变电站采用 IEC 61850 标准以及继电保护信息规范统一,使得该方案适用于不同厂家的数字式继电保护装置。通过对数字化继电保护测试中常见告警的分析,表明该方案可有效辅助测试人员处理测试过程中遇到的异常情况。

关键词:自动测试方案;继电保护;智能变电站;IEC 61850

Abstract:In order to improve the test efficiency of digital relay protection, an automatic test scheme of digital relay protection is proposed based on test information aided analysis. The proposed scheme can test protection device comprehensively, and consider abnormal situation that appears frequently during the test. Reading test information and modifying protection setting, plate and control character in real time can be realized by MMS service. Test information such as SV, GOOSE, device self-checking, warning, protection action, etc can be fully used to assist testers to identify and solve the problem timely, which improves the test efficiency. Smart substation applies IEC 61850 standard, and the relay protection information is standardized and unified, both of which makes the proposed scheme be applicable for digital relay protection devices from different manufacturers. The analysis of common warning in digital relay protection test shows that the proposed scheme can effectively assist testers to handle the abnormal situation encountered during the test.

Key words:automatic test scheme; relay protection; smart substation; IEC 61850

中图分类号:TM77 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2017)06-0016-04

0 引 言

继电保护装置是电力系统的重要组成部分,它的任务是保证电力系统安全、可靠运行^[1-2]。因此,继电保护装置的检测是非常重要的^[3]。

随着坚强智能电网建设的推进,将大量开展智能变电站新建、改造、检修工作,数字化继电保护装置的检测任务也越来越多。数字化继电保护装置主要依靠人工测试,测试时间长、工作量大,测试效率受多方面因素影响^[4]。自动测试是一种高效的测试技术,可以极大地提高继电保护装置测试效率。因此,研究人员开展了继电保护装置自动测试技术方面的研究^[5-12]。

但是,现有的继电保护装置自动测试技术未考虑测试过程中可能会出现异常情况,当测试过程

中出现问题时,不能及时返回错误信息,仍旧依靠测试人员排查问题,测试效率受到影响。

下面提出一种数字化继电保护装置自动测试方案,对保护装置进行全面性的测试。该方案考虑了测试过程中可能出现的异常情况,充分利用了 MMS 服务及站控层信息。通过 MMS 服务可修改定值、控制字,投退软压板,实时读取装置参数、SV、GOOSE、告警等信息,进行自动分析诊断,辅助测试人员排查、解决问题。智能变电站采用 IEC 61850 标准,且继电保护信息逐渐规范统一,使得该自动测试方案可适用于不同厂家的保护装置。

1 常用测试方案

目前,数字化继电保护装置的测试是由测试人员操作数字化继电保护测试仪完成,其测试流程如

图 1 所示。

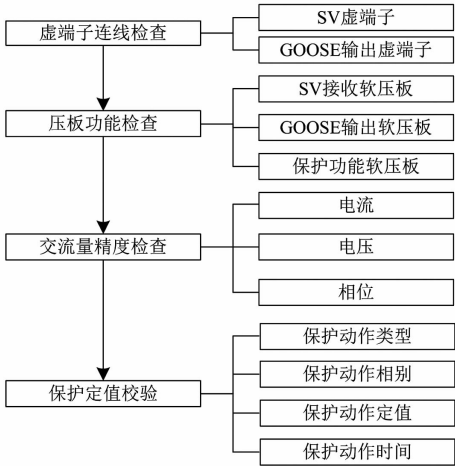


图 1 测试流程

如图 1 所示,测试流程包含虚端子连线检查、压板功能检查、交流量精度检查、保护定值校验^[13-14]。测试过程中,测试人员手动配置测试仪,设置保护装置定值、控制字及压板,且不同测试项目均需重新操作,测试效率不高^[15]。

2 典型自动测试流程

典型的自动测试流程如图 2 所示^[16]。



图 2 自动测试流程

图 2 所示的典型测试流程对保护装置进行流程化测试,仅显示试验结果,未对测试流程中出现的异常情况及时进行分析。若试验结果不满足要求,需要靠人工寻找问题,然后重新测试,测试效率依旧未得到改善。

3 自动测试方案

3.1 测试信息

所提出的自动测试方案通过对 SV、GOOSE、保护动作、告警、装置状态等信息进行综合分析,实现对测试过程中出现的异常情况进行自动分析诊断。测试方案所利用的测试信息具体如下:

- 1)SV。
- 2)GOOSE 输出报文、GOOSE 输入报文。
- 3)保护动作信息:保护动作类型、保护动作相别、保护动作时间、保护动作定值。
- 4)告警信息:装置自检、链路告警、保护告警。
- 5)装置状态信息:光口光功率、装置温度。

3.2 测试方案

所提出的自动测试方案共包含 6 个部分:1)告警分析;2)模型初步检查;3)SV 精度、SV 接收软压板及虚端子连线检查;4)GOOSE 接收虚端子连线检查;5)GOOSE 输出虚端子连线及其与软压板的逻辑关系检查;6)保护定值、控制字、软压板检查。

在测试开始之前,将 SCD 导入客户端,完成客户端配置,并建立与保护装置的 MMS 通信,实现实时读取装置信息,并可投退软压板,修改定值、控制字^[5]。

1)在测试过程中,通过 MMS 服务实时读取装置自检、链路告警、保护告警信息、装置状态信息,及时提供告警信息及其含义、处理建议,告警信息示例如表 1 所示。

表 1 告警信息示例

告警类别	告警名称	告警含义	处理建议
自检出错	Flash 自检出错	Flash 出错	联系厂家处理
链路告警	链路中断	链路中断	结合告警信息及光功率分析判断故障原因
保护告警	双 AD 不一致	双 AD 两路采样值偏差较大	检查采样通道

2) 召唤装置参数、定值、遥测、遥信、压板,与 SCD 文件中的配置进行总个数、数据引用、描述、最大值、最小值等比较,可实现初步模型检查。

3)进行 SV 虚端子、SV 接收软压板和采样值精度检查,检查过程如图 3 所示。

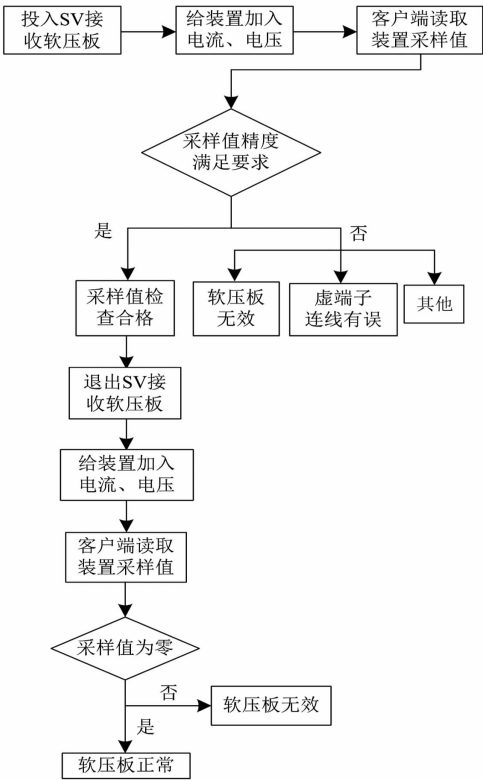


图 3 第 3 部分测试

首先,给装置加入电压、电流,且电压、电流各相数值均不相同,通过客户端取得保护装置显示的电压、电流值。然后,将客户端从保护装置取得的采样值与所加入的采样值进行对比分析:若各相电压、电流精度满足要求,则进行软压板功能测试;否则,将进一步判断分析,通过采样值比对、软压板功能测试,判断是否存在虚端子连线错误、软压板是否起作用或其他。

4)进行 GOOSE 接收虚端子检查。GOOSE 接收虚端子通常为断路器位置、启失灵、闭锁重合闸等,将逐一进行检查,检查过程如图 4 所示。

首先,给装置发送 GOOSE 信息,通过客户端取得装置的 GOOSE 信息;然后,将从装置返回到客户端的 GOOSE 信息与所发送的 GOOSE 信息进行对比分析,判断是否存在虚端子连线错误或其他。

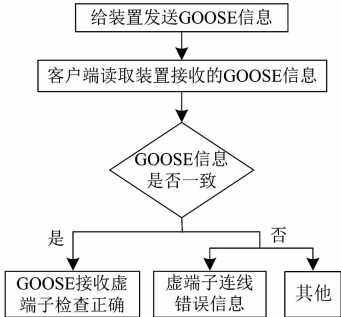


图 4 第 4 部分测试

5)进行 GOOSE 输出虚端子、GOOSE 输出软压板功能检查,检查过程如图 5 所示。

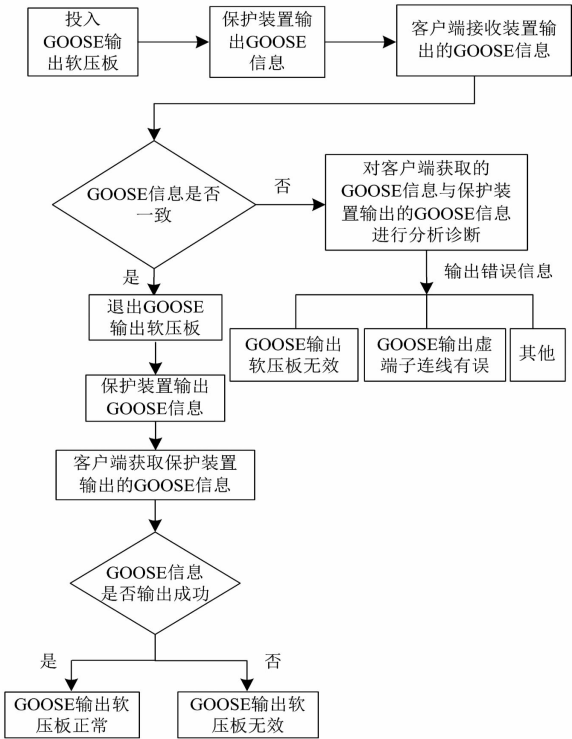


图 5 第 5 部分测试

首先,投入 GOOSE 输出软压板,通过保护装置输出 GOOSE 信息,由客户端获取该信息;然后,将客户端获取的 GOOSE 信息与保护装置所输出的 GOOSE 信息进行对比分析,判断虚端子连线是否有误、软压板是否起作用或其他。每个 GOOSE 输出虚端子分别由相应的 GOOSE 输出软压板控制其输出,每个 GOOSE 虚端子和相应的 GOOSE 输出软压板均按照上述测试进行检查。

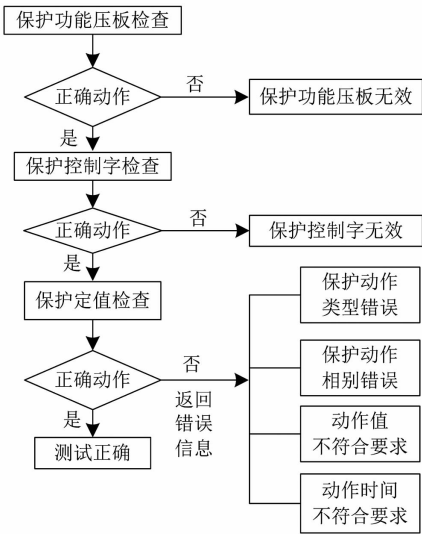


图 6 第 6 部分测试

6)进行保护功能检查。检查内容包括保护定值、保护控制字、保护功能软压板,检查过程如图 6 所示。

首先检查保护功能软压板,然后检查保护控制字,最后检查保护定值。保护功能软压板、保护控制字的检查过程与 GOOSE 接收软压板的检查过程类似,图 6 中不再详细描述。

4 自动测试方案中的辅助分析

现有自动测试方案未考虑测试过程中可能会出现异常情况,若测试中遇到问题,可能造成测试终止或测试结果无效,且仍旧依靠人工进行故障排查,测试效率受到影响。

所提出的自动测试方案考虑了虚端子连线有误、软压板无效、光纤中断引起的异常情况,在现有自动测试方案中加入辅助分析功能,自动对测试过程中出现的异常情况进行分析诊断,及时发现问题,并提供分析结果,辅助测试人员进行故障排查。

测试方案各部分中的辅助分析如下:
1)第 1 部分中,通过 MMS 服务实时读取装置各类告警信息,对其进行分析,提供告警含义及处理建议。

2)第 2 部分中,通过将 SCD 导入客户端,可进行装置配置与 SCD 文件中的配置的比较检查,实现初步模型检查。

3)第 3 部分中,考虑了 SV 虚端子连线有误、软压板无效的情况,可及时发现问题。例如,图 7 中合并单元电流 B 相、B 相、C 相虚端子分别连线保护装置电流 A 相、B 相、C 相虚端子。

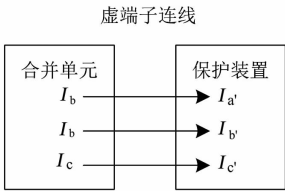


图 7 合并单元与保护装置间虚连接

如图 8 所示,通过测试仪给保护装置发送 A、B、C 相电流,电流值分别为 1 A、2 A、3 A,而保护装置上实时采样数据显示 A、B、C 相电流分别为 2 A、2 A、3 A。该情况下,可通过将客户端获取保护装置的采样值信息与原始信息进行对比分析,判断是由虚端子连线错误引起。

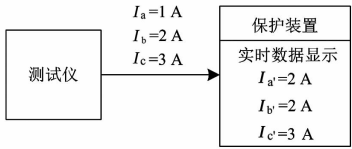


图 8 保护装置实时采样数据显示

4)第 4 部分中,将发送给保护装置的 GOOSE 信息与客户端获取保护装置接收的 GOOSE 信息进行对比,判断 GOOSE 接收虚端子是否连线正确。

5)第 5 部分中,通过将保护装置输出的 GOOSE 信息与客户端获取的 GOOSE 信息对比,判断 GOOSE 输出虚端子连线是否正确、GOOSE 输出软压板是否有效。

6)第 6 部分中,通过对保护动作类型、保护动作相别、保护动作定值和保护动作时间等动作信息进行分析,判断保护功能软压板、保护控制字和保护定值是否正常。

5 测试方案应用分析

采用自动测试仪对母联保护装置进行两次测试。第 1 次测试为正常测试;第 2 次测试过程中通过断开 SV 链路光纤模拟保护装置 SV 链路断链。

两次测试的测试结果如图 9 所示。

名称	测试内容	动作报告
母联充电过流 I 段	, 段= I 段1. 200 倍, TA=124. 8 ms,	跳闸逻辑(保护启动)
		跳闸逻辑(保护动作)
母联充电过流 I 段	, 段= I 段1. 200 倍, TB=-- ms,	充电过流保护 I 段(充电过流 I 段动作)
		动作元件1(装置异常启动录波)

图 9 测试结果

由图 9 可知:第 1 次测试中,母联保护充电过流 I 段正常动作,动作时间符合要求;第 2 次测试中,断开 SV 链路光纤,母联保护充电过流 I 段不动作,测试结果无效。

第 2 次测试中的告警信息如图 10 所示。

描述
保护报警 1 (SV 总告警)
故障信号 1 (装置报警)
故障信号 1 (保护电流 SV 采样无效)
故障信号 1 (启动电流 SV 采样无效)

图 10 告警信息

由图 10 可知:第 2 次测试中,断开 SV 链路光纤,告警信息为 SV 采样无效。

(下转第 52 页)

同步发电机叠加强励励磁系统的强励特性分析研究

刘 念¹, 谢 驰¹, 赵 欣², 潘荣超², 黄大可³

(1. 四川大学锦城学院新能源工程系, 四川 成都 611731; 2. 四川大学电气工程系, 四川 成都 610065;
3. 中国长江电力股份有限公司, 湖北 宜昌 443002)

摘 要:研究同步发电机叠加强励励磁系统的强励能力,建立叠加强励励磁系统的仿真模型,并与传统自并励励磁系统进行对比分析,然后构造具有叠加强励励磁系统的发电机 35 kV 电缆输电线路模型。仿真分析结果表明叠加强励励磁系统的强励能力优于传统自并励励磁系统,且强励过电压不会对发电厂输电电缆绝缘造成影响。

关键词:叠加强励; 自并励系统; 强励特性; 仿真模型

Abstract:It focuses on the strong excitation ability of superposition strong excitation system for synchronous generator, and a simulation model of superposition strong excitation system is established, which is compared with the traditional self-shunt excitation system. Then the model of 35 kV cable transmission line with the superposition strong excitation system is constructed for the synchronous generator. The simulation result shows that the superposition strong excitation system is better than the traditional one under the forced excitation, and there is not any over-voltage influence on the cable insulation.

Key words:superposition strong excitation; self-shunt excitation system; strong excitation characteristic; simulation model

中图分类号: TM311 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2017)06-0020-04

0 引 言

同步发电机的励磁系统对电力系统稳定起着重要的作用,优良的励磁系统不仅可以保证发电机安全运行,提供合格的电能,而且还能改善电力系统的稳定条件^[1-3]。而传统的采用功率整流桥的自并励励磁系统,为满足机端电压下降的情况得到足够的强励,励磁系统晶闸管整流器必须处于深度控制状态,其承受较大的换相电压,特别在强励方式下,传统的自并励励磁系统的运行效率非常低^[4]。随着发电机组的容量不断增大、输电距离不断增长和电网电压等级的提高,发电输电系统更加重视励磁系统的高顶值倍数^[5-6]。

现代叠加强励励磁系统,即一种具有叠加强励能力的自并励励磁系统,更加符合发电和输电的安全性、可靠性和节能环保要求^[7-8]。针对叠加强励励磁系统的强励特性,重点研究同步发电机叠加强励励磁系统的强励能力,建立叠加强励励磁系统的仿真模型,并与传统自并励励磁系统进行对比分析,最后构造具有叠加强励励磁系统的发电机及 35 kV 电缆输电线路模型,完成 35 kV 电缆输电线路在发

电机叠加强励励磁系统产生误强励下的过电压仿真分析计算。

1 叠加强励励磁系统工作原理

叠加强励励磁系统的结构如图 1 所示。与传统自并励励磁系统相较而言,在其基础上将励磁变压器 ZLB 由双绕组改为 3 绕组,并引入强励变压器 QLB。通过电子开关 K 和励磁变压器 ZLB 第 3 绕组连接,将事故强励部分采用叠加方式进行投入,并将不太常用的强励功能转为离线备用。

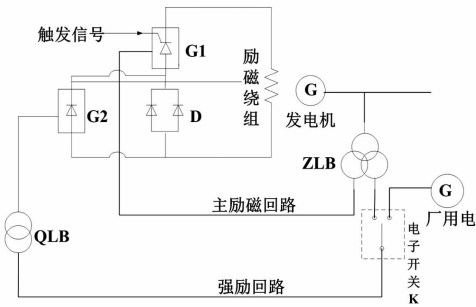


图 1 叠加强励励磁系统的结构

发电机额定工况时,励磁变压器 ZLB 的二次绕组提供励磁电,三次绕组侧空载,主励磁回路整流桥

G1 工作,强励回路主流桥 G2 不工作,即强励未投入运行,整个励磁回路的工作回路与传统自并励励磁回路一致,可通过调节主桥的触发角来适当调整机端电压。

当系统出现较大扰动如三相接地短路时,发电机机端电压将会产生大幅度的降落。为了维持电力系统的电压稳定必须对同步发电机进行强行励磁。此时需投入强励变压器 QLB,并联的二极管 D 截止,主桥 G1 和强励桥 G2 串联运行,二者的电压叠加输出励磁电压,提供比原传统自并励励磁方式更高的顶值电压(强励电压)倍数;并避免了原传统方式的主桥触发角深控问题,且降低了励磁变压器的容量,具有较高的经济效益^[8]。

2 误强励时励磁系统仿真分析

同步发电机机组机端电压在正常范围内运行,机组强行进行励磁,致使机端电压过高,这一强励过程当属异常强励过程即误强励。在图 1 电路的基础上,构建的叠加强励励磁系统误强励回路与传统自并励励磁系统误强励回路如图 2 和图 3 所示。

在 Matlab 中进行仿真,仿真过程中,将仿真时间设置为 40 s,前 20 s 保持正常状态运行,机端电压保持不变,即 6.3 kV,主桥阳极电压 300 V,当 20 s 时,将整流桥触发角由 60°降至 10°,机组开始强行励磁即出现模拟的误强励环境,至 40 s 结束,仿真后可得到励磁绕组的励磁电压和励磁电流。

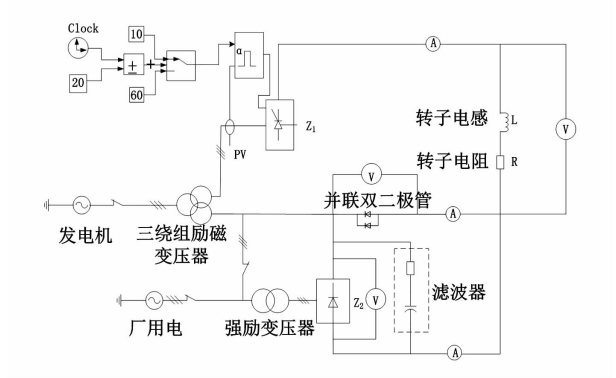


图2 叠加强励励磁方式误强励励磁主回路

仿真得到的两组励磁绕组电压和励磁电流放在同一坐标系下进行对比分析,如图 4、图 5 所示。其中线段 A 是叠加强励励磁系统,线段 B 是传统自并励励磁系统,可以看出叠加强励励磁系统发生误强励时,在主桥无故障的情况下能够将励磁电压进

行回调,仍然能保持机端电压稳定;且误强励时励磁电压和励磁电流均比传统自并励励磁方式小的多。这说明叠加强励励磁系统在误强励时的风险比传统自并励励磁系统更小,这也是叠加强励励磁系统的优点之一。

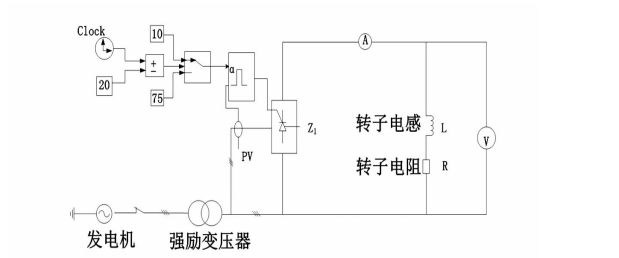


图3 传统自并励励磁方式误强励励磁主回路

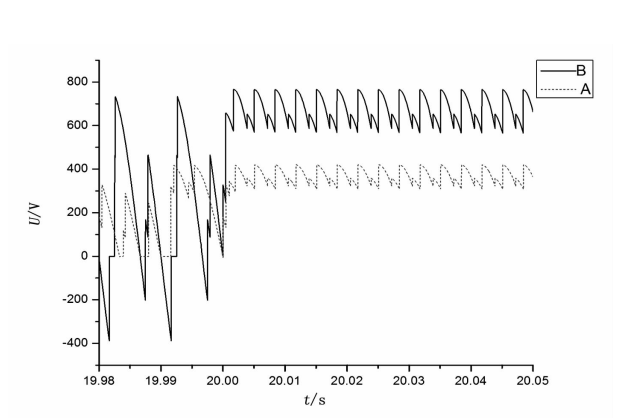


图4 励磁绕组励磁电压 (部分时间段)

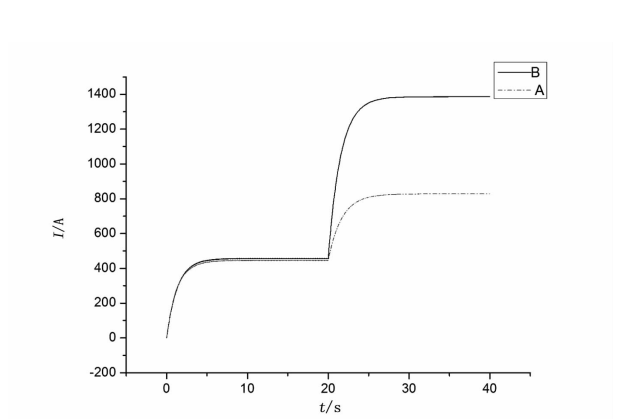


图5 励磁绕组电流

3 误强励导致输电线路过电压的分析

为了研究励磁方式对输电线路的影响,对实际线路进行了仿真,建立了发电机输变电路模型,如图 6 所示。根据图 6 所给出的模型,在 Matlab 软件下进行仿真,在空载和负载情况下测量发电机励磁、机端和电缆上的电压,并检验 35 kV 电缆能否能承受由于叠加强励导致的过电压。

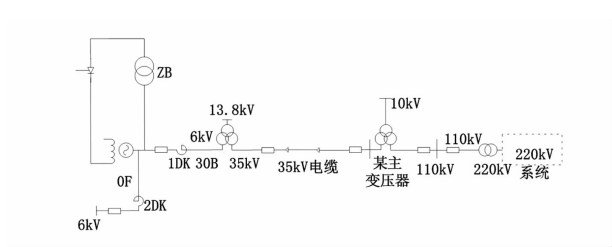


图6 发电机35 kV 电缆输电线路模型

当35 kV 电缆输电线路空载运行时,对于叠加强励,采用等效代替法。假设模型起初的运行情况为自并励运行,初始顶值电压倍数为1,故障发生后,顶值电压倍数可达到2 倍,并以此电压强励倍数作为新的顶值电压倍数加在励磁绕组上。对于空载情况是最简单的情况,当发电机机端电压标么值为1 时,其转子电压标么值也为1。仿真时间为50 s,假设10 s 后发生误强励,30 s 后误强励截止,50 s 后仿真结束。仿真结果如图7 至图9 所示。

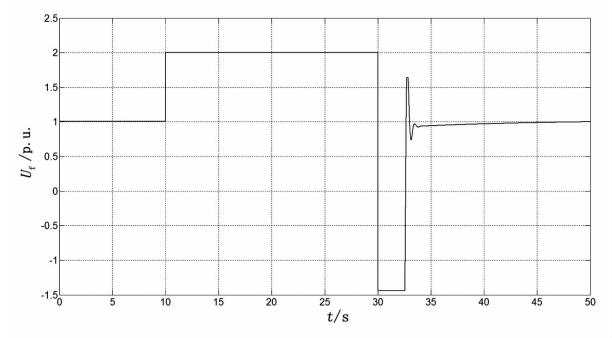


图7 发电机空载时励磁电压

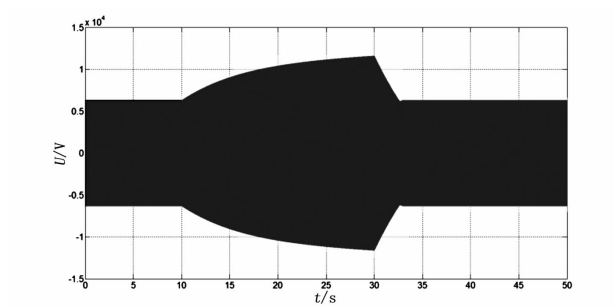


图8 发电机空载时机端电压

图7 中,起初励磁电压为1 p.u.,误强励后励磁电压上升至2 p.u.,直至30 s 后误强励去除,励磁电压逐渐放回到1 p.u.。图8 中,机端额定电压为6.3 kV,当发生误强励后,机端电压达到11.6 kV,过电压倍数为11.6/6.3=1.84。图9 中,电缆额定电压为35 kV,当发生误强励后,电缆线电压达到68.1 kV,过电压倍数为68.1/35=1.84。

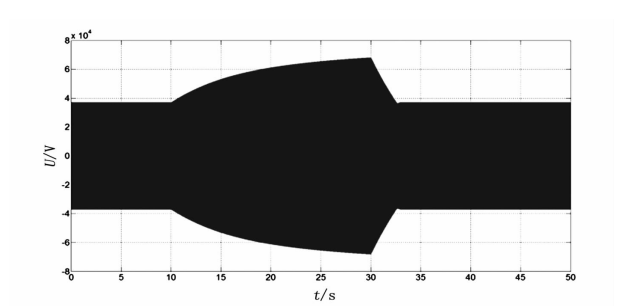


图9 发电机空载时35 kV 电缆电压

当35 kV 电缆输电线路负载运行时,增添的负载为 $P=2\times10^6\text{ W}$, $Q=1\times10^6\text{ var}$, $V_f=1.067\text{ 01 p.u.}$,在误强励的情况下进行仿真,仿真结果如图10 至图12 所示。

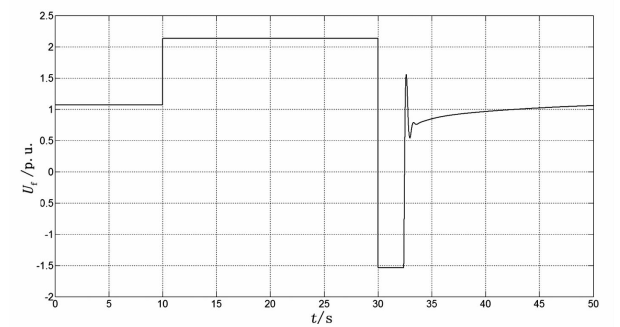


图10 发电机负载时励磁电压

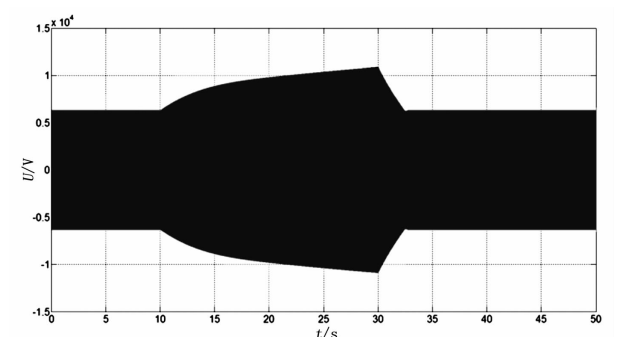


图11 发电机负载时机端电压

图10 中,一开始,励磁电压为1.067 01 p.u.,误强励后励磁电压上升至2.134 02 p.u.,直至30 s 后误强励去除,励磁电压逐渐放回到1.067 01 p.u.。从图11 可知,误强励导致发电机机端电压升高,机端电压过电压倍数为10.9/6.3=1.72。从图12 可知,误强励导致电缆电压升高,过电压倍数为62.7/36=1.72。

由上述分析可见,当增添负载后,误强励导致的机端和电缆的过电压倍数和空载时相比变小。

为了使研究问题一般化,采用不完全归纳法研究负载时误强励导致的过电压倍数和空载时相比确

表 1 不同负载下误强励导致的过电压

负载参数/(W, var)	$V_f/(p. u.)$ $2V_f/(p. u.)$		机端过电压倍数	电缆过电压倍数
$P=0, Q=0$	1	2	11 605/6 300 = 1.84	68 084/36 950 = 1.84
$P=2 \times 10^6, Q=1 \times 10^6$	1.067 01	2.134 02	10 864/6 300 = 1.72	62 675/36 345 = 1.72
$P=4 \times 10^6, Q=2 \times 10^6$	1.138 69	2.277 38	10 422/6 300 = 1.65	59 108/35 696 = 1.65
$P=6 \times 10^6, Q=4 \times 10^6$	1.252 49	2.504 98	10 194/6 300 = 1.62	56 060/34 566 = 1.62

实变小了。采用了 3 组不同的负载同空载进行比较,如表 1 所示。

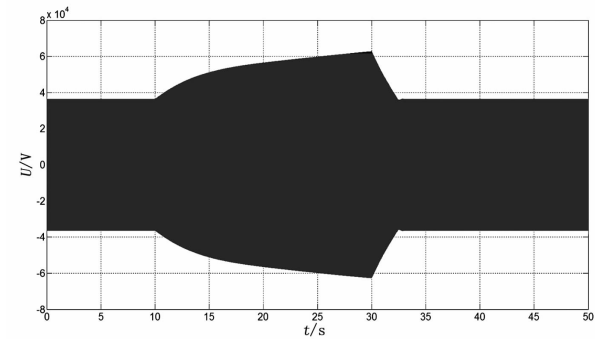


图 12 发电机负载时 35 kV 电缆电压

由表 1 可知,随着负载的增大,误强励导致的机端和电缆过电压倍数越低。空载情况时,误强励导致的发电机机端和电缆过电压倍数最大。为了严格考虑误强励导致电力系统的过电压倍数,应选择空载情况进行分析。

同时,通过对空载情况下的误强励仿真可以发现,在 2 倍的顶值电压倍数下,误强励可以导致 1.8 倍的过电压。对于交流耐压试验(频率在 20 ~ 300 Hz),35 kV 交联聚乙烯电缆可以在 2 倍的额定电压下运行 60 min。由此可见,对于叠加励磁系统来说,2 倍的顶值电压倍数所导致的 1.84 倍的电力系统过电压在 20 s 内不会对 35 kV 交联聚乙烯电缆的运行造成不利影响。因此,2 倍的强励倍数下产生的过电压在 20 s 内不会对电缆的运行造成严重的影响。

4 结 语

对比分析了叠加强励励磁系统和传统自并励励磁系统在误强励情况下各自的励磁能力,同时在发电机 35 kV 电缆输电线路模型中仿真分析了叠加强励励磁系统在空载和负载情况下误强励时的机端电

压和电缆线路电压过电压。

叠加强励励磁主桥在误强励时励磁电压和电流升高的倍数均比传统自并励励磁系统误强励的低,叠加强励励磁系统抵抗误强励带来的过电压能力优于传统自并励励磁系统。

参考文献

[1] 丁尔谋. 发电厂励磁调节[M]. 北京:中国电力出版社,1988.

[2] 李基成. 现代同步发电机励磁系统设计及应用[M]. 北京:中国电力出版社,2009.

[3] 孙士云,束洪春,唐岚,等. 强励对交直流混合输电系统暂态稳定裕度的影响[J]. 电网技术,2008,32(23): 35 - 39.

[4] 彭伟东,薛福文. 电力系统稳定器(PSS)及其在三峡机组的应用[J]. 水电站机电技术,2004(4):67 - 73.

[5] 李基成. 大型水电机组励磁变压器设计特点及绝缘方式的选择[J]. 水电站机电技术,2012,1(35):1 - 6.

[6] 尹志勤,景坤,柳溪. 三峡水电厂励磁变压器设计分析[J]. 华电技术,2009,31(6):1 - 3.

[7] 黄大可,邵显钧. 励磁系统大功率整流器的增容设计[J]. 大电机技术,2006(6):56 - 62.

[8] 黄大可. 大型水电机组第 3 代励磁系统展望[J]. 水电厂自动化,2012,33(1):19 - 23.

作者简介:

刘 念(1956),博士、教授,主要从事高电压技术及电力设备状态监测与故障诊断等方面的教学与研究;

谢 驰(1956),博士、教授,主要从事测控技术及旋转设备状态监测与故障诊断等方面的教学与研究;

赵 欣(1992),硕士研究生,主要从事大电机安全分析与运行监控技术研究;

潘荣超(1988),硕士研究生,主要从事高电压技术及应用研究;

黄大可(1956),教授级高工、一级励磁专家,长期从事水电厂励磁技术的应用开发工作。

(收稿日期:2017 - 06 - 19)

变电站二次系统等电位接地网敷设方式研究综述

周思宇¹,陈洛风²,杜洪波²,张利丹²

(1. 西南交通大学电气工程学院,四川 成都 610031;
2. 四川电力设计咨询有限责任公司,四川 成都 610041)

摘 要:近年来,随着智能化变电站的兴建,大量使用了基于数字电路原理工作的设备,这对二次系统抗干扰的能力提出了更高的要求,合理的二次系统等电位接地方式显得尤为重要。首先,对二次系统等电位接地网的敷设方式研究现状进行了归纳总结,涵盖了等电位接地网总体敷设原则、室内外接地铜排敷设常见问题、等电位接地网和主接地网连接方式 3 个部分核心内容。最后分析了目前研究存在的问题和未来的研究方向。

关键词:二次设备;等电位接地网;接地铜排;主接地网

Abstract:In recent years, with the construction of smart substations, the equipment based on digital circuits is extensively used, which proposes higher requirements for the anti - interference ability of secondary system. A reasonable equipotential grounding mode of secondary system is particularly important. he research status of laying methods for equipotential ground screen of secondary system is summarized, covering the overall laying principle of equipotential ground screen, the common problems of laying indoor and outdoor equipotential ground screen, and the connection between equipotential ground screen and main grounding grid. Finally, the existing problems and future research directions are analyzed.

Key words:secondary device; equipotential ground screen; ground copper bar; main grounding grid

中图分类号:TM862 文献标志码:A 文章编号:1003 - 6954(2017)06 - 0024 - 04

0 引 言

随着电力系统的不断发展,电压等级和系统容量都在不断提高,二次系统的监控、保护、测量、控制水平也在不断提升,微处理器数字设备在二次系统中得到广泛的应用。相较于老式的电磁设备,电子元件拥有更高的灵敏度,但抗干扰能力明显减弱,对高频信号、暂态干扰具有敏感性。在二次系统中,几乎所有的电气量都通过二次电缆引入设备,因此,系统故障时的各种暂态环境,诸如雷电过电压、故障过电压、电磁辐射等均易对二次电缆产生干扰,影响二次设备的运行。因此,研究二次系统接地方式,优化等电位接地网的敷设方法,对削弱电磁干扰,提高二次设备运行的完全性、可靠性有重大意义^[1-2]。

国外对二次设备抗干扰的研究,主要集中在变电站电磁环境及其相关算法上,未有文献涉及二次系统等电位接地网敷设研究。国内,国家电网公司颁布了《十八项电网重大事故措施(修订版)及编制说明》(以下简称《反措》),其中明确指出二次系统

应敷设与主接地网紧密连接的等电位接地网^[3]。但《反措》对一些细节问题并没能做出确切的规定,导致各变电站等电位接地网的敷设方式无法统一。

下面通过对现有文献资料的研究,从总体敷设原则、室内外接地铜排敷设常见问题、与主接地网连接方式 3 个方面总结了等电位接地网的敷设方式,分析了现有研究的不足并对未来研究方向做了展望。

1 等电位接地网总体敷设原则

1.1 等电位接地网适用电压等级

对于等电位接地网适用的电压等级范围,《反措》中并未明确说明。文献[4]通过分析认为,敷设等电位接地网的目的,是为了防止在发生接地故障时故障电流侵入二次电缆屏蔽层继而对二次设备产生影响,因此,当变电站为不接地系统时,例如 35 kV 或 10 kV 变电站,可无需设置等电位接地网。对于 110 kV 及以上电压等级的变电站,因能产生较大的地电位差,则需设置等电位接地网。文献[5]则认为,220 kV 及以上电压等级的变电站,需敷设独

立的等电位接地网,110 kV 变电站至少应敷设室内的等电位接地网。文献[6]指出,应以 220 kV 电压等级为界限,220 kV 及以上电压等级需敷设全站等电位接地网。

1.2 等电位接地网基本敷设原则

《反措》中对等电位接地网的敷设原则已做了详细的要求,文献[7]在此基础上指出,室内等电位接地铜排应首尾相连,形成“目”字形环状网络,具体连接方式如图 1 所示。

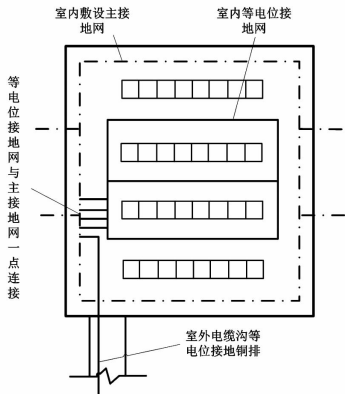


图 1 室内等电位接地网敷设方案

1.3 智能变电站等电位接地网敷设方式

随着智能变电站的大量兴建,对于光纤和电缆的使用有了一些变化。文献[4]认为,虽然光纤对于故障干扰不敏感,但雷击仍可以通过金属成分进入,因此光缆的金属铠甲应接地,智能变电站仍需敷设等电位接地网。文献[8]通过理论分析认为,智能变电站应利用高导电率导体将地面所有不带电的金属体如进线门型架、母线构架、设备支架、电缆托盘、金属管道及设备外壳等连接起来,构建三维接地网,再与主接地网在合适位置连接,有效地降低了传导干扰。文献[9]提出了一种室内组合式二次设备一体化接地方案运用于智能变电站。

2 室内外接地铜排敷设常见问题分析

《反措》中虽然规定了等电位接地网的基本敷设原则,但对室内屏柜内部、室外电缆沟等接地铜排的设置方式,并未提出明确规定,导致目前在施工中没有统一的执行标准,容易引发事故。

2.1 室内屏柜内部接地铜排设置

目前屏柜内部接地铜排的设置,一般有 3 种方式:设置 1 根接地铜排并与柜体连接;设置 1 根接地铜排与柜体绝缘;设置 2 根接地铜排,1 根与柜体连

接,1 根与柜体绝缘。

文献[7]提出室内保护屏柜下部应安装截面面积不小于 100 mm² 的接地铜排,并通过小绝缘子与柜体相连。屏柜内的保护设备、电缆屏蔽线及电压、电流互感器接地线均连至接地铜排。文献[10]同样认为所有保护屏柜内的接地铜排应与柜体绝缘,所有二次接地全部接至接地铜排。具体接线方式如图 2 所示。

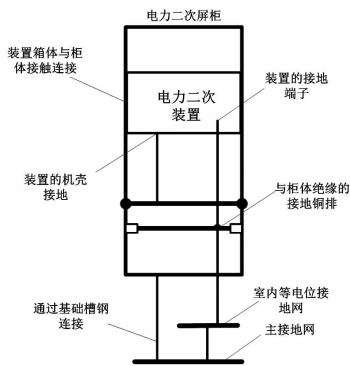


图 2 屏柜内接地铜排应用方案 1

文献[11]提出,室内保护控制柜内部设置的接地铜排不应与柜体绝缘。文献[12]认为,屏柜内部的接地铜排若使用绝缘子与柜体相连,当发生雷击时,柜体接地铜排和柜体内的设备间将形成高电位差,造成反击,因此,屏柜内接地铜排与柜体间不应使用绝缘子,应使用短线技术,将柜体内接地铜排和室内等电位接地网就近相连,使得柜体及内部二次设备始终保持等电位。文献[13]同样认为柜体与屏柜内接地铜排绝缘连接会导致屏柜内产生高电位差,损坏微机设备。具体接线方式如图 3。

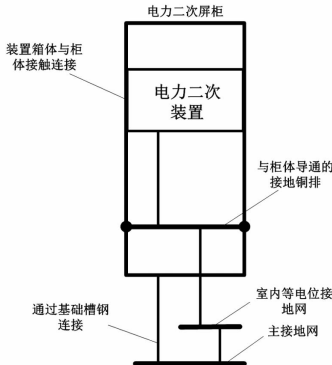


图 3 屏柜内接地铜排应用方案 2

文献[14]指出,二次屏柜内部需设置 2 根接地铜排。1 根为主接地网铜排,与柜体焊接,柜内装置机箱外壳接地线与屏柜门接地线连接至此铜排。1 根为等电位接地网专用铜排,电缆屏蔽层和电流、电压互感器二次回路 N 线接至此铜排。文献[15]认

为,电缆屏蔽层和装置接地端子都应接至等电位接地铜排,如图 4 所示。文献[4]却认为,各装置的抗干扰接地和交流电源接地应接至主接地网铜排上,如图 5 所示。

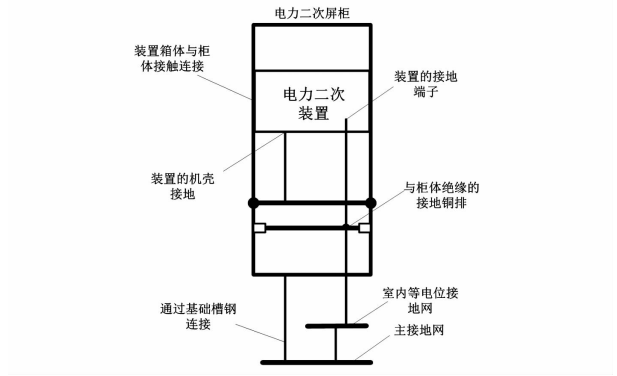


图 4 屏柜内接地铜排应用方案 3

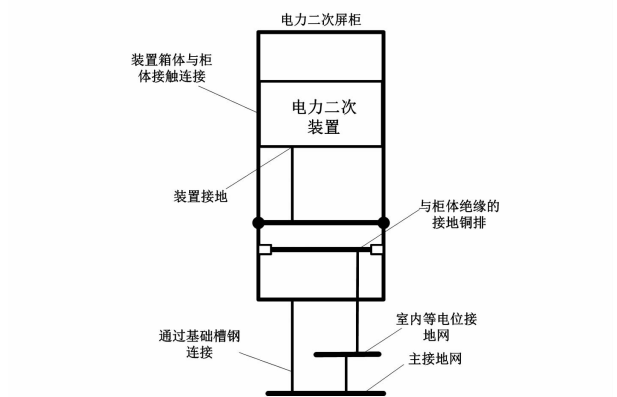


图 5 屏柜内接地铜排应用方案 4

文献[16]通过对屏柜内部接地铜排不同设置方式进行研究,指出在图 2 的连接方式中二次装置连接到接地铜排,但装置箱体与柜体接触连接,形成“主接地网—接地槽钢—柜体—二次设备—接地铜排—等电位接地网”的通路,这种连接方式将干扰引入到了二次设备,并形成了多点接地。而图 3 的连接方式,则形成了“主接地网—接地槽钢—柜体—接地铜排—等电位接地网”的通路,虽然也形成了多点接地,但防止了干扰进入二次设备中。因此,在只设置 1 根接地铜排时,宜采用图 3 的接线方式,即接地铜排与柜体不绝缘。当柜内设置 2 根接地铜排时,图 4 的连接方式同样造成了多点连接,且将干扰引入装置。因此,宜采用图 5 的连接方式,装置均接至主接地网铜排,电缆屏蔽层接至等电位接地网专用铜排。

文献[17]还提出另一种观点,屏柜底部槽钢不与主接地网连接,而与等电位接地网连接,从而保证屏柜内部无电位差,具体接线方式如图 6 所示。

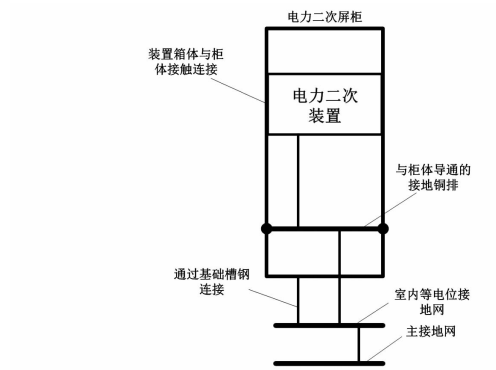


图 6 屏柜内接地铜排应用方案 5

2.2 室外电缆沟接地铜排设置

对于电缆沟内等电位接地铜排的铺设,普遍认为应使用 100 mm² 的裸铜排通过小绝缘子固定在电缆支架上,如图 7 所示^[14]。

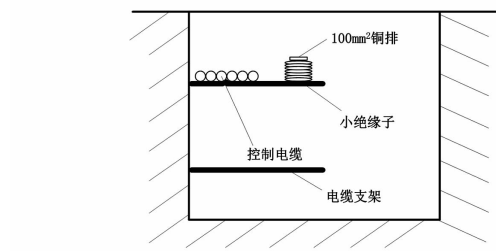


图 7 电缆沟内铜排布置图

但是,对于室外电缆沟内铜排的整体布局,以及铜排与主接地网在电缆沟内是否应该连接,仍存在争议。

文献[18]提出,电缆沟内的接地铜排应首尾相连,形成一个覆盖所有二次端子箱的环网。文献[11]也认为电缆沟的接地铜排应搭接成闭合环网。但文献[5]指出,室外二次接地系统不宜首尾相连,否则当发生接地故障时,容易形成环流,对二次设备影响较大。文献[10]也认为电缆沟内的接地铜排应布置成“M”字形的开放式结构,不宜布置成环网结构,防止形成环流。

对于电缆沟内接地铜排和主接地网的连接,文献[4]提出,室外等电位接地网在电缆的首末两端不与主接地网直接连接,而在电缆的中间部位与主接地网紧密连接,连接方式见图 8。文献[19-20]认为在电缆沟远端处及沟内每隔约 15~20 m 并靠近就地端子箱的位置上,等电位接地铜排与主接地网相接一次。而文献[10,15]却认为在电缆沟内,等电位接地铜排不应与主接地网相连接,否则在发生接地故障时,相当于在接地铜排上 T 接了一个电源,进而对电缆屏蔽层的抗干扰效果产生影

响。文献[17]分析提出,当户外端子箱内的接地铜排和箱体绝缘时,端子箱附近发生接地故障将使箱体和接地铜排间形成高电位差,因此应在端子箱附近选择合适位置将等电位接地网和主接地网可靠连接,而在其余地方,两者应绝缘。文献[21]指出,在此基础上端子箱内接地铜排应同时与等电位接地网和主接地网连接。还有一种观点认为,在室外电缆沟的末梢处,等电位接地网均应与主接地网一点连接。

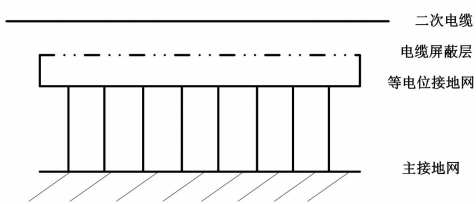


图8 电缆沟内铜排连接图

3 等电位接地网和主接地网连接方式

对于等电位接地网与主接地网的连接方式,《反措》中有如下规定:保护室内的等电位接地网与厂、站的主接地网只能存在唯一连接点,连接点位置宜选择在电缆竖井处。沿二次电缆沟道铺设截面不小于100 mm²的铜缆(排),并在保护室(控制室)及开关场的就地端子箱处与主接地网紧密连接,保护室(控制室)的连接点宜设在室内等电位接地网与厂、站主接地网连接处。

现有文献中,有学者提出了不同的观点。文献[22-23]提出,为了防止将干扰引入二次系统,将不同部分的等电位接地网连接形成全厂的等电位接地网,并与主接地网一点连接,其余部分保持良好的绝缘,真正实现一点连接。文献[24]运用电磁暂态软件 ATP-Draw,对等电位接地网一点接地与多点接地进行了仿真分析,再搭建模型进行了实验验证。结果表明,等电位接地网一点接地不但不能消除电位差,反而会将干扰引入二次系统,多点接地才能确保雷击等造成的地电位差不对二次系统产生影响。文献[1,12]也同样通过仿真分析指出,等电位接地网与主接地网多点连接是更优方案。文献[8]通过理论分析指出,单点接地的方式,并不适合频率较高的场合,对于高频设备,应就近接地,构成环路状多点接地。

文献[25]运用能够考虑接地体上电位降的矩量法,建立了一个简化的等电位接地网计算模型。通过比较工频故障和雷击下室内等电位接地网一点接地、两点接地、四点接地3种不同方案得出:在一点接地时,在不显著提升屏蔽层内最大故障电流的情况下,可以大幅降低电缆上承受的电压,因此每个室内等电位接地网单点接地是最佳设计方案。同时还指出,全站等电位接地网整体一点接地的情况下,虽然等电位接地网内部电位差很小;但会导致连接点远端和主接地网产生很大的电位差,造成设备的绝缘击穿,所以,不建议全站等电位接地网和主接地网一点连接。

4 结 语

《反措》中给出了等电位接地网的敷设方法,但在一些关键问题上,并没有做出明确的阐述。针对等电位接地网的设置,现有的文献资料十分有限,研究存在诸多不足,现总结如下:

- 1) 现有研究大多以理论分析为主。仅通过理论,缺乏相应的仿真分析和实验验证,给出的观点难以令人信服。
- 2) 在相同的问题上,往往会出现几种不同的观点,甚至某些观点之间相互矛盾,无法达成统一,无法对实际施工做出有效的指导。
- 3) 现有仿真分析或实验验证中所建立的等电位接地网模型都过于简单,利用现有模型无法对全站等电位接地网进行有效的研究。并且,现有的仿真或实验因为解决问题的角度不同,也无法得出统一的结论。

对于未来等电位接地网的研究,应以现有研究成果为基础,结合智能变电站的发展,建立更为全面、更为精确的等电位接地网仿真模型,并搭建实验模型进行验证,得出更为合理的二次系统等电位接地网敷设方案。

参考文献

[1] 宋萍. 变电站二次设备防雷接地技术研究[D]. 长沙:长沙理工大学, 2009.
[2] 田志岗. 变电站二次系统防雷接地及现场测试方法研究[D]. 成都:西华大学, 2013.

(下转第75页)

一种主从式网络备自投自适应控制策略

江东林,唐小菊

(国网四川省电力公司德阳供电公司,四川 德阳 618000)

摘要:为应对地区电网中常规备自投用于站间特殊接线方式的局限性,针对单母分段型变电站提出一种具有主从式结构的网络备自投概念,即各站端 SBATS 和调度自动化端 MBATS。首先根据需求及恢复规则定义 SBATS 运行模式并为各站量身定制运行模式划分表,母线失压后站端 SBATS 根据开关位置优先选择可独立完成的恢复策略或向 MBATS 求助,由 MBATS 计算后下发符合静态稳定约束的恢复策略,既避免冗余的信息交互,也可保证实效性以及多站同时失压恢复的整体协调性。最后通过算例验证了该方法的有效性。

关键词:地区电网;网络备自投;自适应;控制策略

Abstract:In order to tackle the limitations of the conventional busbar automatic transfer switch applied in the regional power grid, the concept of a new network busbar automatic transfer switch system with master – slave structure is presented aiming at the substations with sectionalized single – bus configuration, which has SBATS deployed in the substation and MBATS deployed in the EMS. Firstly, the restoration rule and operation mode of SBATS are proposed. SBATS selects the most appropriate restoration control strategy or asks help from MBATS on the basis of operation mode, MBATS sends the confirmed restoration control strategy to SBATS, which can avoid information redundancy and guarantee the validity and coordination of the restoration process. Finally, the results of calculation examples show that the proposed method is effective.

Key words:regional power grid; network busbar automatic transfer switch; adaptive; control strategy

中图分类号:TM762 文献标志码:A 文章编号:1003 – 6954(2017)06 – 0028 – 06

0 引 言

电力系统中电磁环网闭环运行存在网络结构不清晰、短路电流大以及故障易引发连锁跳闸等问题,因此地区电网按闭环结构建设但开环运行,同时为弥补电磁环网解环导致的可靠性下降,备用电源自动投入装置(busbar automatic transfer switch, BATS)被大量用于 110 kV 变电站^[1-2]。

双电源供电 110 kV 变电站理想情况应从不同的 220 kV 变电站获得电源,而实际中由于线路走廊、投资及土地等因素限制,220 kV 变电站布点不足,导致 110 kV 电网出现 T 接、 π 接及多站串联等特殊接线方式。而随着智能电网建设的不断推进,对电网故障后的快速自愈能力提出了更高的要求。常规备自投利用单一数据源制定控制策略,其逻辑固定,无法满足特殊接线方式的备用电源自动投入逻辑。针对备自投应用局限,国内已有部分研究。文献[3]提出了适于两站串接的远方备自投,其在

本侧信息基础上通过保护通信接口远传必须信息,能满足两站串接在各运行方式下双侧备用的逻辑要求。文献[4]从运行方式、通信及保护配合方面对本站及远方备自投方案分析比较,给出了特定情况下增设远方备自投的必要性说明。文献[5]针对扩大内桥接线改进了本站备自投,其通过枚举故障分析备自投动作需求,其动作逻辑可应对断路器拒跳且具有一定自适应性。文献[6]则考虑单站增加主变压器后变为扩大外桥接线,在 110 kV 和 10 kV 侧各配置 2 个备自投并优化其动作逻辑,可实现全站备自投方案。文献[7]则提出一种基于 EMS 的无装置型广域备自投,其通过采集相关变电站的遥测、遥信及保护信号综合判断,满足动作条件时由控制中心遥控投切相关设备。文献[8]基于信息共享和远程光纤通道信息提出一种装置型广域备自投,其通过建立备自投功能点,将远方备用电源切换失去电源的变电站,部分拓展了常规备自投适用范围。

针对常规备自投应用局限性,下面提出适应多种站间特殊接线方式的主从式网络备自投概念及其

控制策略,故障后网络备自投综合利用高可靠性的本地遥信、遥测、保护动作信号及网络拓扑信息,经逻辑运算后快速给出控制策略,实现各站内及站间的备用电源自动投入功能。

1 常规备自投局限性

根据数据源及各站间相互备用关系,常规备自投可分为本站备自投、远方备自投和复合备自投。

1.1 本站备自投

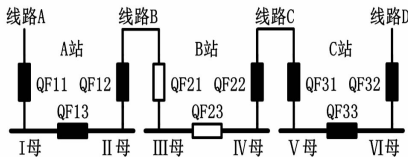


图 1 110 kV 地区电网局部网架

本站备自投仅利用站端信息,实现本站主供电源失去后的备用电源投入功能。某 110 kV 地区电网局部网架如图 1, A、B 和 C 站串接,线路 A 和 D 分别连接至 2 个 220 kV 变电站,其中仅 B 站符合本站备自投配置条件且具有 2 种备投方式。QF21 断开而其他断路器闭合时,为进线备投方式(线路 B 备用);仅 QF23 断开时,则为分段备投方式。当各线路保护及 B 站备自投为进线备投方式时,故障动作情况见表 1。

表 1 进线备投方式故障动作情况

故障区域	保护动作	BATS 动作	停电区域
线路 A	跳 QF11	-	I、II 母
线路 B	跳 QF12	放电	-
线路 C	跳 QF22、QF31	跳 QF22 合 QF21	-
线路 D	跳 QF32	跳 QF22 合 QF21	V VI 母
I 母	跳 QF11、QF13	放电	I、II 母
II 母	跳 QF12、QF13	放电	II 母
III 母	跳 QF23	闭锁	III 母
IV 母	跳 QF22、QF23	跳 QF23 合 QF21	IV 母
V 母	跳 QF31、QF33	跳 QF22 合 QF21	V 母
VI 母	跳 QF32、QF33	跳 QF22 合 QF21	V、VI 母

由表 1 可知 B 站 BATS 在故障致其主供电源消失后能切换至备用电源,避免 III 母和 IV 母同时停电。但 A 站及 C 站在其主供电源失去后,站内非故障区域均会停电。

1.2 远方备自投

远方备自投通常用于具有联络线的两站串接方式,当联络线对侧站主供电源失去后,对侧站通过两站间远传的必需信号进行逻辑判断并在满足动作要求时发出“远方合”命令,在收到对侧站“远方合”命令后,本站合上联络线断路器,实现对侧站的备用电源投入功能。对于两站及以上的串接方式,单独配置远方备自投显然无法兼顾站内及站间的备用电源自动投入需求。

1.3 复合备自投

复合备自投则是在本站备自投基础上增加了 2 种远方备自投功能。正常运行时,装置可选择是否闭锁远方备自投功能,具有联络线的两站串接方式下,若两站中有且仅有一站复合备自投闭锁远方备自投功能,可满足两站站内及站间的备用电源自动投入需求。对于两站以上的串接及其他特殊接线方式,复合备自投同样无法兼顾各站站内及站间的备用电源自动投入需求。

2 网络备自投

针对常规备自投应用的局限性,提出的网络备自投系统概念如下。

2.1 系统结构

考虑地区电网接线方式的特殊性,为保证通用,各变电站均配置 1 套备用电源自动投入子站装置(sub-busbar automatic transfer switch,SBATS),地区电网调度自动化配置 1 套备用电源自动投入主站装置(main-busbar automatic transfer switch,MBATS),系统结构如图 3。

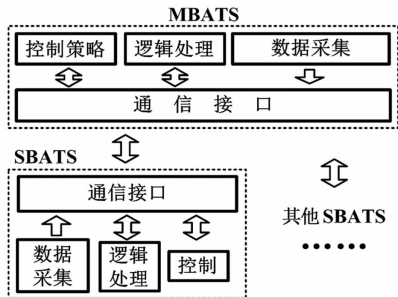


图 2 BATS 结构

MBATS、SBATS 均包含通信接口、控制、逻辑处理和数据采集模块,其中 SBATS 仅与 MBATS 通信,各 SBATS 间不通信。

2.2 需求分析

为使接线方式更具代表性,以图 3 的 A 站为

11) B_m , 为第 m 条母线上线路开关的集合, 如 $B_1 = \{QF_1, QF_2\}$ 。

2.3.2 MBATS 数据

MBATS 预置有网络拓扑数据, 实时从调度自动化系统中获取各站 U_{ln} 、 U_m 、 S_n 、 I_n 信息, 闭锁信息 G_{ln} 、 G_m 、 G_{bn} 刷新后主动从各站传送至 MBATS。当网架结构因改建等变化时需对网络拓扑数据进行修正。

共计 R 条母线, K 条线路的多个变电站, 将母线作节点, 线路作支路, 并分别给予唯一编号, 则改进邻接矩阵为 R 阶方阵。

$$A = \begin{bmatrix} 0 & L_k & \cdots & 1 \\ L_k & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & 0 & \cdots & 0 \end{bmatrix} \quad (1)$$

式中: 矩阵中元素 a_{ij} 与 a_{ji} 相等; 若 $a_{ij} = L_k$, 则母线 i 与 j 通过线路 k 连接; $a_{ij} = 1$, 则母线 i 与 j 为同站母线, 通过分段开关连接; $a_{ij} = 0$ 则母线 i 与 j 无连接。

线路开关矩阵为 $K \times 2$ 阶矩阵

$$L = \begin{bmatrix} QF_i & QF_j \\ \vdots & \vdots \end{bmatrix} \quad (2)$$

式中: $L_{k1} = QF_i$; $L_{k2} = QF_j$ 表明线路 k 两端的开关分别为 QF_i 和 QF_j 。

在此基础上, 根据图论定义两段母线之间未闭锁的线路两侧开关均闭合, 则两段母线称连通, 最大连通域 (maximum connected region, MCR) 包含的母线相互必连通且与 MCR 之外的母线不连通。

2.4 SBATS 动作流程

SBATS 拥有充电、放电和动作过程以及闭锁功能, 准确定位故障点是故障发生后保证准确动作和避免停电范围扩大的关键点。SBATS 通过 S_x 判定当前属于运行方式 y 时, SBATS 进入 y 对应模式运行, 故障后采用文献[9]故障定位方法将故障母线及线路闭锁并用 G_{ln} 和 G_m 标记, 若开关为检修状态则相应 G_{bn} 也须由人工或自动装置标记。

2.4.1 模式 1/模式 2

SBATS 可同时运行于模式 1/模式 2, 用于分别保证 QF_d 断开时 I 母和 II 母的可靠供电, 这里仅介绍模式 1。

充电条件: $U_1 > U_{hset}$ 且 $U_2 > U_{hset}$, U_{hset} 为有压检定定值, 经延时 T_c 后充电完成。

动作流程:

1) 充电完成后 $U_1 < U_{lset}$, $I_1 < I_{lset}$, $U_2 > U_{hset}$ (其中 U_{lset} 为无压检定定值, I_{lset} 为无流检定定值)。

2) 如 $G_1 = 1$, 转至流程 4)。

3) 经延时 T_{act1} 跳开 B_1 所有开关, 确认 B_1 所有开关均跳开; 若 B_1 中有开关拒跳则转至流程 4), 经延时 T_{act2} 合上母线分段开关 QF_d 。

4) 放电, 结束。

动作流程外其他放电条件:

1) QF_d 在合位;

2) $U_1 < U_{lset}$ 且 $U_2 < U_{lset}$, 延时 T_{dc} ;

3) 开关 QF_n 位置异常, 其中 QF_n 为 B_{cy} 中任意开关, 指运行方式 y 中应闭合的开关位置变为断开;

4) 收到外部引入的“闭锁模式 1”信号。

2.4.2 模式 3/模式 4

SBATS 可同时运行于模式 3/模式 4, 用于分别保证 QF_d 检修时 I 母和 II 母的可靠供电, 这里仅介绍模式 3。

充电条件: $U_1 > U_{hset}$, 经延时 T_c 后充电完成。

动作流程:

1) 充电完成后 $U_1 < U_{lset}$, $I_1 < I_{lset}$ 。

2) 若 $G_1 = 1$, 转至流程 6)。

3) 若 n 满足 $G_{ln} = 1$ 且 $QF_n \in B_1$, 经延时 T_{act1} 跳开 QF_n , 确认 QF_n 均跳开并转至流程 4); 如 QF_n 拒跳则转至流程 6); 若上述 n 不存在, 转至流程 4)。

4) 若 n 满足 $U_{ln} > U_{hset}$ 、 $S_n = 0$ 、 $G_{ln} \neq 0$ 、 $G_{bn} \neq 0$ 、 $QF_n \in B_1$, 经延时 T_{act1} 合上 QF_n 并转至流程 6); 若上述 n 不存在转至流程 5)。

5) 则经延时 T_{act0} 向 MBATS 发送援助指令。

6) 放电, 结束。

可知流程 3) 用于准确切除故障线路并隔离, 流程 4) 判断合上站内开关是否能够恢复失压母线并实施, 当不能时执行流程 5) 向 MBATS 发送信息。

动作流程外其他放电条件:

1) $U_1 < U_{lset}$, 延时 T_{dc} ;

2) QF_d 退出检修状态, 即 QF_d 对应 $S_n = 0$ 或 1;

3) 开关 QF_n 位置异常, 其中 QF_n 为 B_{cy} 中任意开关;

4) 收到外部引入的“闭锁模式 3”信号。

2.4.3 模式 5

SBATS 运行于模式 5 时, 保证线路故障时 I 母及 II 母的可靠供电。

充电条件: $U_1 > U_{hset}$ 且 $U_2 > U_{hset}$, 经延时 T_c 后充

电完成。

动作流程：

1) 充电完成后 $U_1 < U_{lset}, U_2 < U_{lset}, I_1 < I_{lset}, I_2 < I_{lset}$ 。

2) 若 n 满足 $G_{ln} = 1$, 经延时 T_{act1} 跳开所有 QF_n , 确认 QF_n 均跳开转至流程 3); 如有 QF_n 拒跳则转至流程 5); 若上述 n 不存在, 经延时 T_{act1} 转至流程 3)。

3) 若 n 满足 $U_{ln} > U_{hset}, S_n = 0, G_{ln} \neq 0, G_{bn} \neq 0$, 经延时 T_{act1} 合上 QF_n 并转至流程 5); 若上述 n 不存在转至流程 4)。

4) 则经延时 T_{act0} 向 MBATS 发送援助指令。

5) 放电, 结束。

动作流程外其他放电条件：

1) $U_1 < U_{lset}$ 且 $U_2 < U_{lset}$, 延时 T_{dc} ;

2) 开关 QF_n 位置异常, 其中 QF_n 为 B_{cy} 中任意开关;

3) 收到外部引入的“闭锁模式 5”信号。

2.5 MBATS 动作流程

故障站 SBATS 优先采用合上满足条件的站内开关恢复失压母线, 否则其向 MBATS 发送援助指令, MBATS 经逻辑判断后向相关站 SBATS 下发控制策略。为保证控制策略正确且满足约束, MBATS 需进行以下流程：

1) 根据失压母线连通情况搜索网络中 MCR 数量, 设共计 V 个 MCR。

2) 估算 $MCR_i (i = 1, 2, \cdots, V)$ 中所有母线功率和 P_{MCRi} 。

3) 搜索与 MCR_i 中母线连接的线路及其连接的对侧站母线, 根据 G_{ln}, S_n, U_m 判断是否可作恢复电源, 如无满足条件的线路则转至流程 6)。

4) 根据 $PMCR_i$ 对流程 3) 中所有线路校验传输功率约束, 如满足转至流程 5); 如不满足则对 MCR_i 对进行拆分, 再次重复流程 1) 至流程 4)。

5) 生成控制策略。

6) 结束。

其中估算 MCR_i 可采用调度自动化历史数据。而拆分则随机令 MCR_i 中两母线连接线路的开关断开, 待所有控制策略均生成后 MBATS 再向 SBATS 下发。先下发跳闸策略, 待 SBATS 执行并确认成功后, 再下发合闸策略, 其中 SBATS 在任一运行模式下均可独立执行 MBATS 控制策略, 互不影响。

3 算例仿真

为验证上述备自投控制策略, 现对图 5 测试系统

进行仿真分析。测试系统包含 110 kV 变电站 A-J 及 220 kV 电源点, 忽略无功功率及线路传输功率限额, 各站单条母线负荷 30 MW, 开关及线路状态已标注。各站均装设 1 套 SBATS, 其中 220 kV 电源点变电站 SBATS 各模式闭锁, 仅接收 MBATS 控制策略, 测试系统含 1 套 MBATS。假设各线路无重合闸装置, 故障后保护装置能够明确给出故障范围, 取 $T_{act0} = 2\text{ s}, T_{act2} = 1\text{ s}, T_{act1} = 6\text{ s}, T_c = T_{dc} = 15\text{ s}$, 控制策略算法程序考虑程序运行时间损耗, 在 core i5 3.2 GHz 计算机 matlab 及 simpowersystem 环境下实现。

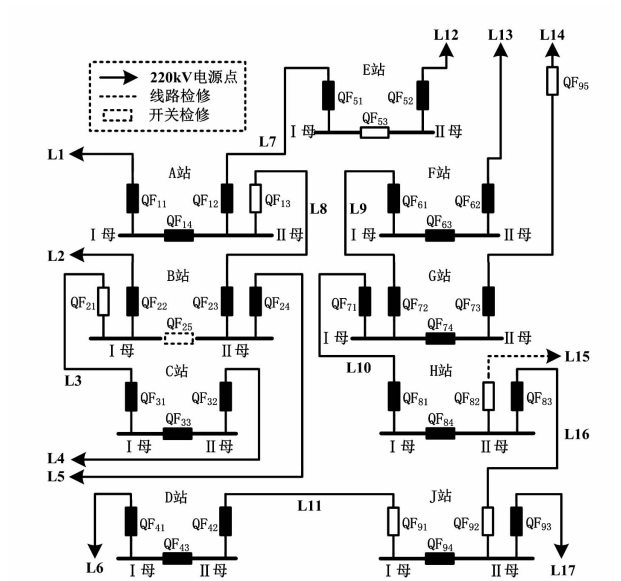


图 5 测试系统

首先生成运行模式划分表, 单母分段方式包含 2/3/4 条线路的变电站运行方式分别有 4/13/33 种, 其中各模式下运行方式划分见表 4。

表 4 仿真算例下各模式对应的运行方式

线路数量	模式 1/模式 2	模式 3/模式 4	模式 5
2	1	2	3-4
3	1-3	4-6	7-13
4	1-9	10-18	19-33

测试开始后约 15.1 s, A-J 站 SBATS 均完成充电, 其中 E 站工作于模式 1/模式 2、B 站工作于模式 3/模式 4、其他站工作于模式 5, 标记充电完成为 $t = 0\text{ s}$ 。

1) 令线路 L7 故障退出, E 站 I 母失压, $t = 6\text{ s}$ 跳 QF_{51} , $t = 7\text{ s}$ 合 QF_{53} , E 站 I 母电压恢复, $t = 22\text{ s}$ 时 E 站 SBATS 充电完成, 工作于模式 5。

可知 E 站 SBATS 模式一流程启动后首先根据闭锁信息跳开故障线路开关 QF_{51} , 确认跳开后合上 QF_{51} , 失压母线恢复, 且在其对 QF_{51} 发出合闸命令后放电并调整运行模式重新充电完成。

2)令线路 L2、L5 同时故障退出, $t = 6\text{ s}$ 跳 QF_{22} 及 QF_{24} , $t = 7\text{ s}$ 合 QF_{21} , $t = 8.31\text{ s}$ A 站 QF_{13} 合上 QF_{53} , B 站失压母线恢复。

可知 B 站分段开关 QF_{25} 故障前为检修状态, 故其 SBATS 模式 3/模式 4 因 I、II 母均失压被同时启动, 分别跳开故障线路开关 QF_{22} 及 QF_{24} 。在执行 2.4.2 节流程 4) 时模式 3 判断存在满足条件的 QF_{21} 而模式 4 判断不存在满足条件的开关, 向 MBATS 发送援助指令, MBATS 通过拓扑信息搜索到可作为恢复电源的 A 站 II 母线, 并由此生成控制策略。故 QF_{21} 由 B 站 SBATS 模式 3 直接合上, 而 QF_{13} 由 MBATS 向 A 站下发控制策略合上, 用时也较合上 QF_{21} 的时间长。

3) 图 5 中 F、G 和 H 3 个站为串接状态并由线路 L13 供电。不考虑 L13 传输功率限额, 设 L14 - L15 传输功率限额为 130 MW。①当 L15 为正常状态时, 令 L13 故障退出, $t = 6\text{ s}$ 跳 QF_{62} , $t = 7\text{ s}$ 合 QF_{82} , L15 传输功率为 180 MW; ②当 L15 为检修状态时, 令 L13 故障退出, $t = 6\text{ s}$ 跳 QF_{62} , $t = 8.37\text{ s}$ 跳 QF_{71} , $t = 8.38\text{ s}$ 合 QF_{71} 及 QF_{96} , 其中 L14 传输功率为 120 MW, L16 传输功率为 60 MW。

可知①中故障后 F、G 和 H 站 SBATS 模式 5 均启动, H 站 SBATS 合上 QF_{82} 后 3 个站失压母线均恢复, 但各 SBATS 互不通信, 且其控制策略中无功功率校核环节, 致 L15 传输功率越限。为避免此情况, 需充分考虑 $N - 1$ 故障后 SBATS 连锁动作影响, 对运行方式安排要求较高。②中故障后 3 个站 SBATS 都无法靠自身恢复, 故 MBATS 在校核功率后将单个 MCR 拆分为 2 个, 生成控制策略在跳开 QF_{71} 后合上 QF_{71} 及 QF_{96} , 失压母线恢复且无线路传输功率越限。

4 结 语

网络备自投控制策略适用于单母分段型变电站多种特殊接线方式, 当主电源失去、后备电源恢复

~~~~~

(上接第 15 页)

[4] 王春明, 刘兵. 区域互联多回直流换相失败对送端系统的影响[J]. 电网技术, 2013(4): 1052 - 1057.

[5] 滕予非, 汤涌, 周波, 等. 基于高频电压突变量的特高压直流输电系统接地极引线故障监测方法[J]. 高电压技术, 2016, 42(1): 72 - 78.

[6] 代贤忠, 沈沉. 基于端口供给功率的低频振荡强相关机

过程中, 其能够兼顾时效性和整体协调性, 主要体现在: 1) 电网拓扑变化及站点增减后仅需完成 SBATS 运行模式划分表及 MBATS 中网络拓扑信息修正; 2) SBATS 依据运行模式及开关位置选择可独立完成的恢复策略或向 MBATS 求助; 3) MBATS 计算并校核后下发的恢复策略符合静态稳定约束。

### 参考文献

[1] 邱建, 蔡泽祥, 李爱民, 等. 基于  $N - 1$  准则的备自投投退控制策略[J]. 电网技术, 2009, 33(8): 66 - 71.

[2] 沈琼, 许正涛, 吴祖升. 220 kV 变电站单主变运行的备自投实现方式[J]. 继电器, 2006, 34(15): 80 - 82.

[3] 杨合民, 路小俊, 王军, 等. 一种适用于串联电网接线的远方备自投装置[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(20): 94 - 99.

[4] 赵达维, 刘天琪, 卢政尧. 城市电网中的远方备用电源自动投入[J]. 电力系统及其自动化学报, 2013, 25(3): 103 - 107.

[5] 汤大海, 杨合民, 刘春江, 等. 一种自适应的扩大内桥备自投装置[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(15): 107 - 111.

[6] 吕浩, 何胜利, 龚志辉. 备自投组在 110kV 扩大外桥和 10 kV 单母 IV 分段主接线变电站中的应用[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(5): 81 - 83.

[7] 杨浚文, 吴文传, 孙宏斌, 等. 一种基于 EMS 的广域备自投控制系统[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(11): 61 - 67.

[8] 李明, 李景强. 一种基于智能电网的广域备自投方案[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(11): 129 - 133.

[9] 周伊琳, 孙建伟, 陈炯聪. 区域网络备自投及其测试关键技术[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(23): 109 - 113.

### 作者简介:

江东林(1986), 工程师, 研究方向为电力系统分析计算与稳定控制;

唐小菊(1992), 助理工程师, 研究方向为电力系统分析计算与稳定控制。

(收稿日期: 2017 - 08 - 26)

~~~~~

组织识别方法[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(16): 65 - 70.

作者简介:

朱清代(1966), 高级工程师, 研究方向为特高压直流控制系统研究;

滕予非(1984), 高级工程师, 研究方向为电力系统安全稳定分析。

(收稿日期: 2017 - 10 - 08)

基于分布式电源与负荷双重不确定性的 配电网综合规划研究

杨力¹, 成思琪², 苏韵掣³, 郑和平¹, 卢国栋¹

(1. 国网四川省电力公司技能培训中心, 四川 成都 611133; 2. 国网成都供电公司, 四川 成都 610000;
3. 国网四川省电力公司经济技术研究院, 四川 成都 610041)

摘要:随着分布式电源大量渗入配电网,配电网在规划时要同时面临电源侧和负荷侧的不确定因素。首先,依据分布式电源出力与负荷的概率密度函数建立配电系统多状态模型,通过多状态潮流计算模拟它们的不确定性。其次,建立基于机会约束规划的分布式电源与配电网架综合规划模型,针对配电网规划问题的非线性、大规模等特点提出一种改进的遗传算法用于求解。通过对某地区实际配电网的计算分析,验证了所提算法具有良好的运行效率和收敛性能。算例结果表明,分布式电源的接入与网架结构调整相配合能够提升配电网的经济效益。

关键词:分布式电源;不确定性;多状态潮流计算;机会约束规划;改进遗传算法

Abstract:With the penetration of distributed generation (DG), distribution network planning is faced with the uncertainties coming from both sides of power supply and load. Firstly, according to the probability density function, the multi-state model of distribution system is established, which represents the uncertainties by means of multi-state power flow calculation. Secondly, a comprehensive planning model of distribution network with DG and network structure adjustment based on the chance constrained programming is proposed, which is optimized by an improved genetic algorithm. By calculating and analyzing practical examples of distribution network in an area, it is demonstrated that the proposed algorithm has a good efficiency and convergence performance. The results show that the economic benefits are effectively improved by comprehensive planning of DG and the network reconfiguration.

Key words:distributed generation (DG); uncertainty; multi-state power flow calculation; chance constrained programming; improved genetic algorithm

中图分类号:TM727 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2017)06-0034-05

0 引言

配电网与大容量、远距离、结构清晰的输电网络不同,配电网节点众多、线路密集、改动频繁的特点导致配电网中存在相当多的不确定性,如负荷波动与增长的不确定性、线路间频繁转供导致的网架结构的不确定性等。具有波动性与间歇性特点的分布式电源(distributed generation, DG)接入配电网后将会进一步增加配电网中的不确定性,来自负荷侧与电源侧的双重不确定性给配电网规划带来巨大挑战。传统规划方法在一种确定的运行状态下得到的最优方案在其他系统状态下不一定仍是最优,从而降低甚至失去了最优规划的意义,甚至造成巨大的损失。

对于DG接入后的配电网规划问题,国内外已有许多研究成果,其关注重点主要集中在不确定性的处理与规划模型的建立上。

在不确定性问题的处理中往往面临着精确度与计算量之间的矛盾,文献[2-3]采取蒙特卡洛仿真来模拟DG与负荷的不确定性。虽然计算结果较为准确,然而若DG大规模渗入配网,系统中不确定因素进一步增加,求解规划问题时将很可能无法承受蒙特卡洛模拟所需的庞大计算量。文献[4-5]采用多场景法来分析系统中的不确定因素,这实质是综合若干个确定工况下的计算结果来分析系统的不确定性;由于场景数较少,各场景发生的概率制定也缺乏理论依据,导致该方法在不确定性的处理上不够精确。

在规划模型方面,国内外已有学者针对给定网

架结构与变电站配置下的 DG 选址定类定容问题进行了研究。文献[6]以系统网损最小为目标,求解分布式风机与微型燃气轮机两种 DG 在配电网中的最优配置。文献[7]以年费用和运行费用最小分别作为上下层规划目标函数建立了基于机会约束规划的二层规划模型,实现配电系统中有功和无功功率的优化调度。然而,将 DG 接入与配电网网架结构调整相结合的综合规划研究尚不多见。文献[8]应用多智能体遗传算法对 DG 的位置、容量及配电网网架进行了整体优化,但并未考虑配电网中的不确定性。文献[9]先应用遗传算法求解 DG 的最优位置、容量,再运用模拟退火算法规划扩展网络,但将两者孤立求解对最终规划结果及算法计算效率都有影响。

针对上述文献中存在的不足,下面充分考虑分布式风机、分布式光伏发电以及负荷的不确定性,依据概率密度函数建立配电系统多状态模型,进而进行配电系统多状态潮流计算。根据计算结果建立基于机会约束规划的 DG 与配电网架综合规划模型,并提出一种改进的遗传算法用于求解,对某地区实际配电网的算例仿真验证了所提模型和方法的可行性和有效性。

1 不确定性分析

1.1 配电系统多状态模型

根据配电网中 DG 出力和负荷功率的概率分布,可将它们离散化为多种状态,则含 DG 的配电系统成为一个多状态系统。

采用文献[7]中的方法,将分布式风机离散化为 N_w 种状态。其中,风机出力为 0 时对应状态 1;风机输出为额定功率时对应状态 2;风机出力随风速变化时,先将风速离散化为 $N_w - 2$ 种状态,再求取各状态下风机的出力,状态划分结果见表 1。

表 1 中: P_w 为风机的输出功率; v_i 为切入风速;

表 1 风力发电机多状态模型

状态编号	风速	风机出力	状态概率
1	$v < v_i$ 或 $v > v_o$	0	$\int_0^{v_i} f(v) dv + \int_{v_o}^{\infty} f(v) dv$
2	$v_r \leq v \leq v_o$	P_r	$\int_{v_o}^{v_r} f(v) dv$
$l(l = 3, \cdots, N_w)$	$v_i \leq v < v_r$	$P_r \frac{2(l-2)-1}{2(N_w-2)}$	$\int_{v_i+(l-3)(v_r-v_i)/(N_w-2)}^{v_i+(l-2)(v_r-v_i)/(N_w-2)} f(v) dv$

v_r 为额定风速; v_o 为切出风速; P_r 为风机额定功率; $f(v)$ 为风速分布概率密度函数。通过相似的方法可将分布式光伏发电离散化为 N_z 种状态,负荷离散化为 N_L 种状态。采用 Weibull 分布描述风速特性,Be-ta 分布描述光照强度特性,正太分布描述负荷特性。设 $P_h(l, m, n)$ 是分布式风力发电出力为 $P_w(l)$ 、分布式光伏发电出力为 $P_z(m)$ 、负荷量为 $P_L(n)$ 时的系统状态,此状态发生的概率为 $F(l, m, n)$,则配电系统多状态模型可表示为

$$D_h = \left\{ P_h(l, m, n) F_h(l, m, n); \right. \\ \left. l = 1, \cdots, N_w, m = 1, \cdots, N_z, n = 1, \cdots, N_L \right\}$$

(1)

将此配电系统多状态模型代入规划计算,便能一定程度上反应配电网中分布式电源侧和负荷侧的双重不确定性, N_w 、 N_z 、 N_L 取值越大,系统总状态数越多,对不确定性的处理就越为准确,但计算量也越大。

1.2 配电系统多状态潮流计算

单次稳态潮流计算只能取得一种特定工况下系统的运行情况,这显然难以反映出配电网中的不确定性。这里借鉴随机潮流计算思想,对每种状态下的配电系统分别进行潮流计算,在最终输出的统计结果中可以直观地查看某条线路上的潮流有多大概率会超出它所允许的极限值,以及一些小概率极端状态下线路上最大潮流值是多少等详细信息。多状态潮流计算比单工况潮流计算更接近真实情况,也能更好地指导配电网的规划与设计。

2 配电网综合规划模型

考虑 DG 和网架结构的综合规划模型是含有多个随机变量的优化问题,采用机会约束规划的方法可以更好地处理随机变量的不确定因素。机会约束规划考虑到所做决策在不利的情况出现时可能不满

足约束条件,而采用一种原则:即允许所做决策在一定程度上不满足约束条件,但该决策使约束条件成立的概率必须不小于某一个足够小的置信水平。

2.1 目标函数

所设计模型以系统各状态依其发生概率加权平均后的系统经济性最优为目标,目标函数表达式为

$$\min \sum_{l=1}^{N_g} \sum_{m=1}^{N_s} \sum_{n=1}^{N_L} F_h(l, m, n) (C_{\text{loss}} + C_{\text{inv}} + C_{\text{tran}}) \quad (2)$$

式中: C_{loss} 为年化电能损耗费用; C_{inv} 为年化设备投资及运行维护费用,由DG投资及运行费用、分段开关投资及运行费用、线路改造升级及运行费用3部分组成; C_{tran} 为每年从上级电网的购电总费用。三者的详细表达式分别见式(3)、式(4)、式(5)。

$$C_{\text{loss}} = C_l P_{\text{loss}} \quad (3)$$

$$C_{\text{inv}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{DG}}} (C_{\text{DG}i} P_{\text{DG}i} + W_{\text{DG}i}) + \sum_{j=1}^{N_{\text{sl}}} (\alpha_{lj} C_{lj} L_{lj} + W_{lj}) + \sum_{s=1}^{N_s} (\alpha_{st} C_s + W_s) \quad (4)$$

$$C_{\text{tran}} = 8\,760 (P_{\text{AL}} - \sum_{i=1}^{N_{\text{DG}}} P_{oi}) C_{pu} \quad (5)$$

式中: C_l 为年化单位网损成本; P_{loss} 为系统有功功率损耗; N_{DG} 为DG安装总数; $C_{\text{DG}i}$ 为第*i*个DG的年化单位容量固定投资成本; $P_{\text{DG}i}$ 为第*i*个DG的安装容量; $W_{\text{DG}i}$ 为第*i*个DG的检修、维护成本; N_L 为支路总数,包括所有已有支路和待选新建支路; α_{lj} 为支路选择0-1变量,若为已有支路且无需改造,则 α 为0,若为新增支路,则 α 为1; C_{lj} 为第*j*条支路的年化单位长度固定投资成本; L_{lj} 为第*j*条支路的长度; W_{lj} 为第*j*条支路的检修、维护成本; N_{sl} 为开关总数; α_{st} 为0-1变量,若为已有开关,则 α 为0,若为新建开关,则 α 为1; C_s 为新建一个开关所需的年化固定投资成本; W_s 为一个开关的检修、维护成本; P_{AL} 为系统总负荷值; P_{oi} 为第*i*个DG的实际出力值。

2.2 约束条件

模型的约束条件分为概率机会约束和常规等式、不等式约束两类。考虑到不同状态下主要影响的是电网的运行情况,即电压、网损、支路潮流等,因此,将与之相关的约束条件采用机会约束的形式给出,具体包括支路功率概率约束、DG接入容量概率约束、节点电压概率约束。表达式分别见式(6)至式(8)。

$$P\{P_j(\xi) \leq P_j^{\max}\} \geq \beta_p \quad j \in D_{\text{line}} \quad (6)$$

$$P\{P_{\text{DG}i}(\xi) \leq P_{Li}\} \geq \beta_{\text{DG}} \quad i \in D_{\text{DG}} \quad (7)$$

$$P\{U_k^{\min} \leq U_k(\xi) \leq U_k^{\max}\} \geq \beta_U \quad k \in D_{\text{node}} \quad (8)$$

式中: $P\{\cdot\}$ 表示事件概率; $P_j(\xi)$ 为状态 ξ 下支路*j*上的有功功率; $P_j^{\max}$ 为支路*j*上容许流过的有功功率最大值; β_p 为支路功率概率约束的置信水平; D_{line} 为系统支路集合; $U_k(\xi)$ 为在状态 ξ 下节点*k*的电压值; $U_k^{\min}$ 为节点*k*容许的电压下限值; $U_k^{\max}$ 为节点*k*容许的电压上限值; β_U 为节点电压概率约束的置信水平; D_{node} 为系统节点集合; $P_{\text{DG}i}(\xi)$ 为状态 ξ 下第*i*个DG的有功出力; P_{Li} 为第*i*个DG所在节点的有功负荷值; β_U 为DG接入容量概率约束的置信水平; D_{DG} 为系统接入的DG集合。

而模型中其他相对“确定”(即不受多状态影响)的约束条件,依旧采取传统的常规等式、不等式约束形式,包括功率平衡约束、DG安装个数约束和DG安装总容量约束。表达式分别为式(9)至式(12)。

$$P_a = U_a \sum_{b=1}^{N_{\text{node}}} U_b (G_{ab} \cos \delta_{ab} + B_{ab} \sin \delta_{ab}) \quad (9)$$

$$Q_a = U_a \sum_{b=1}^{N_{\text{node}}} U_b (G_{ab} \sin \delta_{ab} + B_{ab} \cos \delta_{ab}) \quad (10)$$

$$M_{\text{DG}} \leq M_{\text{DG}}^{\max} \quad (11)$$

$$\sum_{i \in D_{\text{DG}}} P_{\text{DG}i} \leq \eta \sum_{j \in D_{\text{node}}} P_{Ldj} \quad (12)$$

式中: P_a 、 Q_a 分别为节点*a*注入的有功功率和无功功率; G_{ab} 、 B_{ab} 、 δ_{ab} 分别为节点*a*、*b*之间的电导、电纳与电压相位差; N_{node} 为配电网中节点总数; U_a 、 U_b 分别为节点*a*、*b*的电压幅值; η 为DG渗透率; P_{Ldj} 为第*j*节点的有功负荷。

2.3 模型求解过程

遗传算法是从一种模仿生物界的自然进化过程演化而来的随机化搜索算法,以其通用性强、具有自组织、自适应和自学习性、不依赖问题模型等特性,在配电网规划中得到广泛应用。

配电网规划中往往可供选择的规划方案数量庞大,故需要大规模种群多代进化之后才能得到较理想的结果。然而标准遗传算法在高阶、长距离的进化过程中,交叉、变异操作有时会对最优个体起破坏作用,故这里在标准遗传算法的基础上加入精英保留策略^[10],把种群进化过程中每代最好的个体保存至额外的个体空间里,并让它以100%的概率遗传至下一代种群。

配电网规划中可能遇到的另一个问题是:几种规划方案对配电网的影响在各个方面均很接近,故无论如何选取目标函数,都很难拉开几种方案的优劣差距。在这种情况下,若采取常规适应度函数的

计算方法,群体中的高素质个体也就失去了在进化过程中的遗传优势。针对此问题,提出了一种适应度函数自适应策略,先将种群中的所有个体按优劣程度进行排序,再利用线性函数对最高级别个体到最低级别个体分别进行适应度赋值,具有相同适应度的个体共享适应度值。设所有个体已经按照优劣程度从高到低的顺序排序,最优个体的适应度值为 K_f ,则余下个体的适应度函数可由式(13)计算。

$$F'(x) = \begin{cases} F'(x-1) & F(x) = F(x-1) \\ F'(x-1) - \frac{K_f}{K_p} & F(x) < F(x-1) \end{cases}$$

(13)

式中: $F(x)$ 为标准遗传算法中的适应度函数计算; $F'(x)$ 为改进后的适应度函数计算; K_p 为种群中的个体数量。应用适应度函数自适应策略后,优质个体将有更大概率遗传至下一代;同时也增加了劣质个体被淘汰的速度,从而有效提高了遗传算法的优化性能。采用改进遗传算法求解规划模型的过程如图 1 所示。

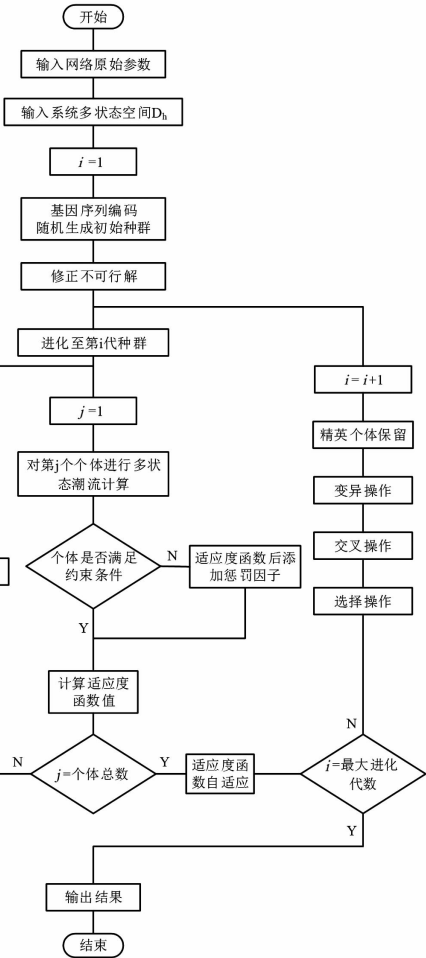


图 1 规划模型计算流程图

3 算例分析

以某地区实际电网 3 条 10 kV 馈线作为算例进行计算分析,其网架结构如图 2 所示。3 条馈线长度共计 31.92 km,总供电半径约为 5 km。共有负荷节点 152 个,负荷共计 16.06 MW 和 7.78 MVA,支路 156 条,其中包含 3 条待选新建支路及 2 条正常情况不投入运行的馈线转供支路。

- 下面针对以下几种规划方式进行分析:
- 1)在系统中选取不多于 4 个节点加入 DG,DG 候选安装位置共有 16 个,已在图 2 中给出。DG 候选安装类型有风机和光伏发电 2 种,分布式风机采用的型号为 Northern Power 公司制造的 NPS 100 - 24,切入、额定、切出风速分别为 3 m/s、7.5 m/s、25 m/s,额定功率为 100 kW;光伏电池方阵组件选择 PILKINGTON SFM144Hx250wp 型,每个组件面积为 2.16 m²,光电转换效率为 13.44%,一个光伏电池方阵的组件个数为 400 个,额定容量 100 kW。风机单节点安装台数不超过 3 台,光伏电池方阵单节点安装数不超过 3 个。

2)在图 2 中的支路(1)、(8)、(11)所示位置新建线路。

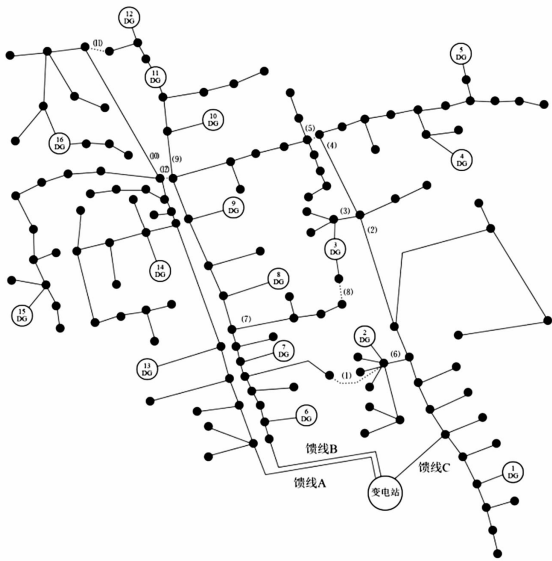


图 2 算例配电系统

3)改变系统中已有联络开关的状态,其中:常闭联络开关位于图 2 中标注的支路(2)、(3)、(4)、(6)、(7)、(9)、(10);常开联络开关位于支路(5)、(12),支路(5)和(12)为正常情况下不投入运行的

表 2 多状态模型参数

状态编号	单台风机		单个光伏电池方阵		负荷	
	出力/kW	概率/%	出力/kW	概率/%	相对大小/%	概率/%
1	0	89	24	3	70	2
2	25	10	48	16	85	14
3	75	1	71	37	100	68
4	100	0	95	44	115	14
5	—	—	—	—	130	2

馈线转供支路。

为分析配电网中的不确定性,由规划区域气象观测数据计算风速、光照强度的概率密度函数参数,Weibull 分布中 k 为 1.35, c 为 1.65; Beta 分布中 α 为 2.16, β 为 1.35,最大光照强度为 820 W/m²。基于以上结果建立算例系统多状态模型,其中分布式风机、光伏发电的不确定状态数为 4,负荷的不确定状态数为 5,各状态下的具体参数见表 2。

目标函数中的相关价格参考文献[11],模型约束条件里,概率约束中的置信水平均取 0.9;节点电压上、下限分别为 1.1 p. u.、0.9 p. u.,DG 最大渗透率为 30%。

分别采用标准遗传算法和改进遗传算法对算例进行规划计算,种群迭代过程如图 3 所示。

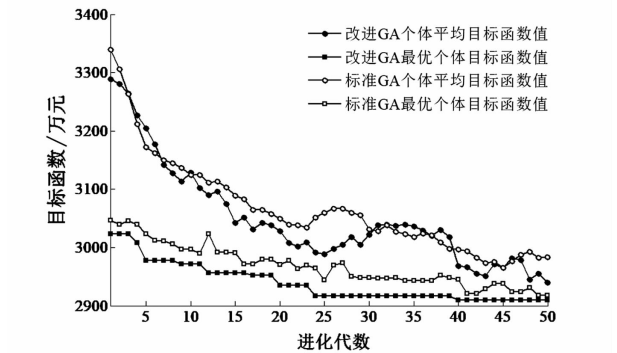


图 3 算法迭代过程对比

由图 3 可知,改进的遗传算法通过精英保留策略解决了最优个体在进化的过程中遭到破坏的问题,通过适应度函数自适应策略增加了算法搜索过程中对优质个体的识别能力。由改进遗传算法求得系统规划方案见表 3,规划前后的费用比较见表 4。

分析表中规划结果,DG 在 4 个节点都接入最大容量 300 kW,说明在一定渗透率的范围内,DG 的接入可以提高系统的经济性,且 DG 接入的容量越大,提高越明显。4 个节点接入的 DG 均为光伏发电,这可能是由于规划区域深处内陆山区,可利用的风能十分有限,因此光伏发电的效益将高于风力发

电。4 个 DG 接入节点都位于馈线 A 和馈线 B 上,这可能是由于这两条线路本身负载较重,且线路始端有一段同杆架设的长距离输电线路,在这段线路上将产生较大的电能损耗,而 DG 的接入,无疑将使这一情形得到改善。网架结构的调整与 DG 接入相配合,将馈线 B 上的 11 个负荷节点转由馈线 A 供电,使此区域内 3 条馈线的负荷量更加均衡。从费用上来看,接入 DG 后除增加了设备投资费用以外,电能损耗费用、购电费用分别降低了 18.17%、6.10%,采用规划方案后此算例区域每年将节省 210 万元,比例达到 6.73%。

表 3 规划方案

DG 编号	DG 位置	DG 容量 /kW	DG 类型	网架结构
1	候选点 7	300	光伏发电	新建线路(11) 断开(9)号开关
2	候选点 8	300	光伏发电	
3	候选点 11	300	光伏发电	
4	候选点 14	300	光伏发电	

表 4 费用对比

单位:万元

费用比较	损耗费用	投资费用	购电费用	总费用
规划前	828.1	5.5	2 286.2	3 119.8
规划后	677.6	85.5	2 146.7	2 909.8

4 结 论

1)依据概率分布对含 DG 的配电系统建立的综合多状态模型能较充分地反映配电系统中的不确定性。

2)改进的遗传算法通过精英保留策略解决了最优个体在进化过程中遭到破坏的问题。通过适应度函数自适应策略增加了算法搜索过程中对优质个体的识别能力,其在处理含 DG 接入的配电网规划问题时具有良好的运行效率和收敛性能。

(下转第 91 页)

一体化智能电网中模块化功能单元的设计与实现

王珂涛¹, 廖 兵²

(1. 四川水利职业技术学院, 四川 成都 611231;
2. 四川明星电力股份有限公司信通公司, 四川 遂宁 629000)

摘 要:随着现代电力系统复杂度的不断增加,其运行和控制相比传统电网而言面临着巨大的挑战。现代电力系统需要一方面实现各组件之间的协调运行;另一方面也要实现各自“即插即用”的模块化运行功能,由此实现在一体化智能系统引导下的模块化灵活运行模式。为此给出了一体化智能系统中模块化功能单元设计和实现的具体方法。首先,从模块化功能单元彼此之间协调运行的角度入手,以阻抗匹配特性作为系统稳定运行的判定标准;其次,从网侧交互稳定运行的角度入手,给出了对变换器网侧阻抗的估算方法。从理论上分析了上述方法的工作原理,而后利用 Matlab/Simulink 搭建了包含多台并联模块化单元的仿真模型,验证了上述所提出的模块化功能单元在一体化智能电网中的应用。

关键词:智能电网;模块化运行;阻抗匹配;高频谐波注入

Abstract:With the development of the complexity of modern power system, its control and operation are facing great challenges compared to the conventional power system. Coordinated control of parallel functional units in modern power system should be satisfied. Meanwhile, "plug - and - play" should be achieved for each unit. Hence, the flexible operation and modular design should be realized in modern smart grid. In order to fulfill the above - mentioned requirements, the integrated design and implementation for modern smart grid is presented. Firstly, as viewed from the coordinated control of different modular functional units, the impedance matching is taken as the criterion. Secondly, as viewed from the interaction between the local inverter and external utility grid, the estimation method for grid impedance is proposed. Theoretical analysis is carried out, and then the simulation model composed of multiple parallel inverters is established with Matlab/Simulink, which is implemented to verify the effectiveness of the proposed method.

Key words:smart grid; modular design; impedance matching; high - frequency harmonic injection

中图分类号:TM71 文献标志码:A 文章编号:1003 - 6954(2017)06 - 0039 - 05

0 引 言

随着可再生能源在电力系统中使用率的不断提高,传统的能源结构产生了巨大的改变。与此同时,人们对于环境污染、能源来源等方面需求的不断加深,进一步加速了能源形式的改变^[1-3]。传统的电力系统以大型发电机为主要供电单元,而负荷多为感应电机、照明等常规负载形式,因此其在结构和复杂度方面相对现代电力系统而言更为简单。在现代电力系统结构中,不仅仅包含传统的发电和用电设备。从发电侧的角度讲,现代电力系统中一方面包含传统的发电机等供电单元,同时存在光伏、风电、燃料电池以及电池储能等多种新型的能源形

式^[4-6]。上述新型的能源形式不仅在时间尺度上和传统的发电单元具有动态过程上的差别,而且在输出功率方面存在随机性特点,即其可以提供的功率随着光照、风强等方面的因素会发生波动性变化。从负荷侧角度讲,现代电力系统在传统的感应电机、照明等常规负荷的基础上,增加了多种其他的负荷形式,其一方面包括具有阻抗性质的电阻型负载;另一方面包括具有恒功率性质的功率型负载,因此负载的稳态和动态过程也更为复杂^[7-8]。

为了对上述日益复杂化的电力系统结构进行研究,实现有效的建模和控制,学者们提出了智能电网的概念,以便对现代电网进行有效调度和管理^[9-12]。概括来讲,智能电网可以看作是对新型能源结构的区域化汇总,对传统电网的划分管理,在每一部分中实现电源侧和负载侧的功率平衡,同时满

足稳定性运行的需要。需要指出的是,由于大量的新型能源形式,如光伏、风电等,广泛存在于智能电网之中,且其满足分布式接入的特点,因此智能电网具有分散化特点,在控制和建模等方面也更为复杂。与此同时,为了有效地管理各种新能源发电单元和各类新型负载,通常需要引入电力电子接口电路,利用并联运行的接口电路实现不同单元的分布式运行。在此基础上,为了实现对智能电网的有效管理,学者们提出了基于接口电路的多种分布式控制方法。具体来讲,分布式控制方法基于本地信息,实现模块化运行,满足各个模块之间以及模块和网侧之间的稳定性要求。

从功能的角度讲,模块化运行单元实现以下几方面的要求:

- 1) 实现本地电压及电流的控制,满足谐波和不对称度方面的标准要求;
- 2) 实现并网和离网运行控制,同时实现两种运行模式下的灵活切换;
- 3) 实现对系统整体稳定性的监测和在线实时评估,确保系统稳定运行;
- 4) 实现低电压穿越、本地无功补偿、黑启动等辅助性功能。

在满足上述本地功能的基础上,模块化单元还需要通过和网侧的信息交互,实现对网侧状态的监测,一方面实现在本地故障时的自身快速切除,以避免对外部大系统的扰动;另一方面也要在网侧出现故障时提供紧急支援,实现对网侧有功功率和无功功率的补给。

为了确保现代电力系统的可靠运行,在模块化功能单元的各项性能要求中,最为重要的一点在于系统稳定性的监测和评估,包括各模块化功能单元之间的稳定性判定;也包括模块化功能单元和外部电网之间的稳定性判定。在满足上述两方面稳定性要求的基础上,整体系统的供电质量才能得以保证^[13-16]。

在分析现代电力系统结构和功能的基础上,首先介绍了模块化功能单元的需求和特点,而后着重分析了系统的稳定运行问题,包含两方面的内容,即各功能模块之间的稳定运行判定和模块与网侧之间的交互稳定性判定。在模块之间稳定性判定的过程中,引入了阻抗匹配的思想^[17-18],利用分析得到的变换器的输出阻抗,利用阻抗匹配判定原理实现对

并联运行的各模块单元稳定性的判断。上述方法对于多变换器系统的稳定性具有很好的检测和判定效果。通过对输出阻抗的实时检测,可以有效地判断多变换器系统的阻抗特性是否满足系统稳定性要求;同时,可以进一步计算得到系统的稳定裕度,确保整体运行效果满足设计要求。在模块和网侧之间稳定性判定的过程中,利用高频谐波注入的方法,实现对网侧阻抗的监测。当网侧阻抗过大的时候,本地系统的稳定裕度会大幅降低,因此会产生并网过程中失稳情况的出现。基于高频注入的方法,通过对本地模块化功能单元的输出电压和并网电流的傅里叶分析,提取所需要的频率分量,以实现对面侧阻抗的在线估算,进而实现对本地功能性模块单元和网侧交互过程中的稳定裕度的在线监测。

1 模块化单元功能分析

智能电网中的模块化功能单元适用于多种发电和用电组件,例如:光伏、风电、燃料电池、储能、主动性负载等,其示意结构如图1所示。从图1中可以看出,智能电网中的各个单元实现模块化运行,因此可以有效地降低控制复杂度。与此同时,各单元基本上均需要利用接口电路连接到公共母线,因此可以增加对电能质量额外的控制自由度,且可以实现各类辅助功能。

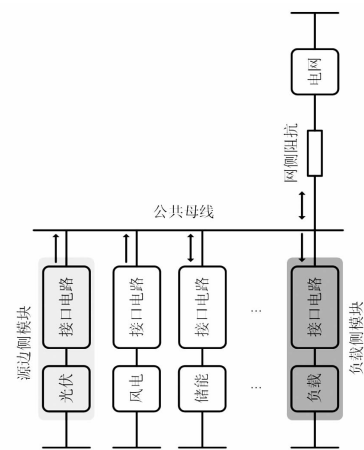


图1 智能电网中模块化功能单元的结构

从功能的角度讲,智能电网中的模块化功能单元一方面需要实现本地功能需求;另一方面需要实现本地和网侧协调的运行要求,示意结构如图2所示。为了实现对后续稳定性的评估,对图1的结构可以进行简化,简化结果采用戴维南等效电路,如图

3 所示。从图 3 可以看出,稳定性的判定需要从两方面进行,其一在于各个模块之间的稳定性评定,通过各模块之间输出阻抗的匹配关系实现;其二在于本地模块和网侧交互过程中的稳定性评定,通过观测网侧阻抗值实现。

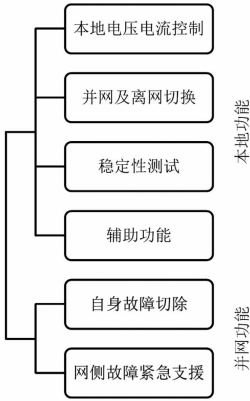


图 2 智能电网中模块化单元功能

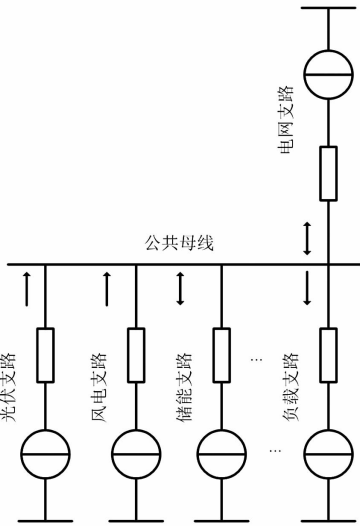


图 3 模块化功能单元简化模型

2 模块化单元间稳定运行分析

为了实现对模块化功能单元彼此之间稳定性的评估,需要得到各模块的输出阻抗,进而利用阻抗匹配原理实现对稳定性的判定。

对于发电单元的输出阻抗,首先需要确定发电单元的控制结构。具体来讲,其控制结构如图 4 所示。其中,本地输出电压和电流采用比例 - 谐振 (proportional - resonant, PR) 控制,其结构形式如式 (1)、式(2)所示:

$$G_{\text{prv}}(s) = k_{\text{pv}} + \frac{k_{\text{rv}} \cdot s}{s^2 + \omega^2} \tag{1}$$

$$G_{\text{prc}}(s) = k_{\text{pc}} + \frac{k_{\text{rc}} \cdot s}{s^2 + \omega^2} \tag{2}$$

式中, G_{prv} 和 G_{prc} 分别为电压和电流的比例 - 谐振控制器。

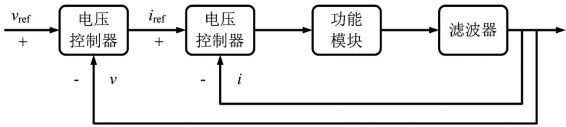


图 4 模块化单元控制结构

在分析控制结构的基础上,可以推导得到模块的输出阻抗,其表达式为

$$Z_o = \frac{Ls^2 + r_1s}{LCs^3 + r_1Cs^2 + (1 + k_p)s + k_i} \tag{3}$$

式中: L 和 C 分别为滤波器的电感和电容值; r_1 为电感串联电阻; k_p 和 k_i 分别为控制器比例和谐振项系数。

对于负载侧的阻抗,可以分为两方面推导得到:对于恒阻抗负载,其阻抗计算方法如式 (4) 所示;而对于恒功率负载,其阻抗计算方法如式 (5) 所示。

$$r_{\text{imp}} = R_{\text{load}} = \frac{\tilde{v}}{\tilde{i}} \tag{4}$$

$$r_{\text{imp}} = -R_{\text{load}} = \frac{\tilde{v}}{\tilde{i}} \tag{5}$$

式中, v 和 i 分别为负载电压和电流的小扰动分量。式(5)中的负号为恒功率负载表现出负阻抗特性。

为了实现对于并联模块彼此之间稳定性的分析,此处需要使用阻抗匹配的判定方法。具体来讲,电源侧模块的阻抗和负载侧模块的阻抗需要代入式 (6) 所示的判定表达式。

$$Z = (1 + Z_{\text{load}}/Z_{\text{source}})^{-1} \tag{6}$$

若式(6)所示表达式的极点均在频域内的稳定区域,则系统阻抗匹配得以实现,即系统稳定性得以保证。此处所使用的是闭环极点稳定性判据。当且

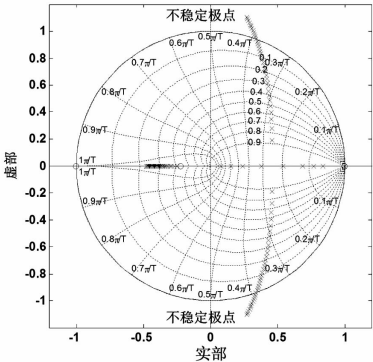


图 5 式(5)极点轨迹随模块输出阻抗变化情况

仅当系统所有闭环极点均处于 s 域左半平面时,系统稳定。以包含两个模块化单元的系统为例,在一个模块的输出阻抗变化的情况下,式(6)的极点变化情况如图 5 所示。可以看出,通过合理设计模块的输出阻抗,可以有效地确保模块之间的稳定性运行要求。

3 模块化单元和网侧交互影响稳定性分析

上面分析了模块化功能单元彼此之间的稳定性问题,下面进一步分析模块化功能单元和网侧交互部分的稳定性情况。

这里采用基于高频谐波注入的方法,即在变换器的输出电压中叠加具有很小幅值的高频谐波,通过傅里叶分析方法,提取模块输出电压和并网电流之中所需要的谐波分量,进而实现对网侧阻抗的在线监测。为了确保本地模块在网侧交互的过程中系统稳定,需要保证上述监测得到的阻抗值小于预设阈值。

注入的高频信号具有如下形式:

$$v_{\text{inject}} = A_{\text{inject}} \sin(\omega_h t)$$

式中: A_{inject} 为注入信号的幅值(小信号); ω_h 为注入信号的频率(高频)。

而所使用的信号提取方法为

$$\Delta_h = \sum_{n=1}^{N-1} v(n) \cdot \cos\left(\frac{2\pi \cdot h \cdot n}{N}\right) - j \cdot \sum_{n=0}^{N-1} v(n) \cdot \sin\left(\frac{2\pi \cdot h \cdot n}{N}\right) \quad (7)$$

在此基础上,利用式(7)所示的信号提取方法,对模块输出电压和并网电流进行特定次谐波的提取,而后基于提取出的信号可以计算得到网侧阻抗,计算方法为

$$Z_h = \frac{V_h}{I_h} = R_g + j \cdot \omega_h \cdot L_g \quad (8)$$

式中, V_h 和 I_h 分别为模块输出电压和电流在注入谐波频率的幅值。

为了确保系统稳定,需要限定网侧阻抗小于预定阈值,即满足

$$R_g \leq R_{g\max}, L_g \leq L_{g\max} \quad (9)$$

4 仿真验证

为了对上述模块化功能系统进行有效验证,利

用 Matlab/Simulink 搭建了系统级仿真模型。模型中包含 4 组功能模块,其中 2 组为源边侧模块,2 组为负载侧模块,同时本地公共母线和外部电网相连。

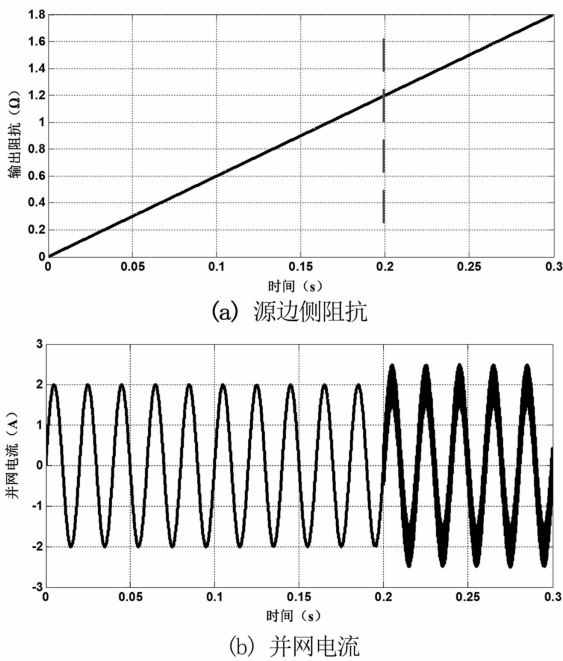


图 6 源边侧阻抗增大时的并网电流波形

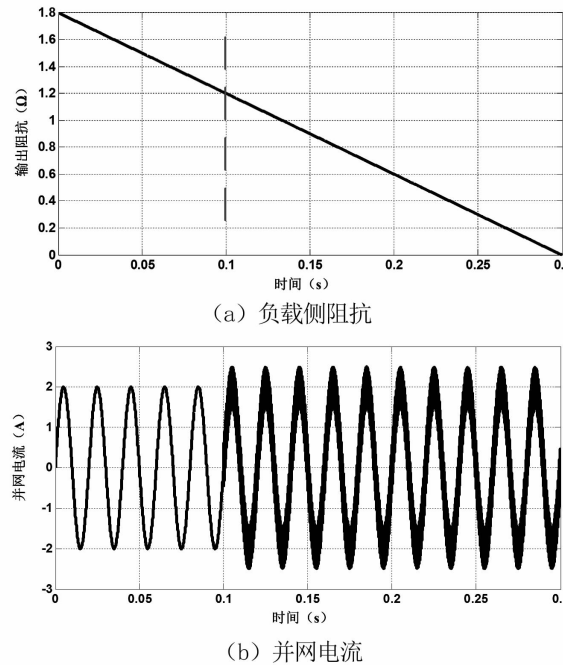


图 7 负载侧阻抗减小时的并网电流波形

案例 1:模块间的稳定性判定

如图 6 所示,当源边侧 1 号模块的输出阻抗增大时,系统在阻抗超过阈值时失稳;如图 7 所示,在负载侧 3 号模块的输入阻抗减小时,系统在阻抗超过阈值时失稳。

案例 2:模块和网侧交互过程中的稳定性判定

利用所提到的网侧阻抗监测方法,计算得到的网侧阻抗如图8和图9所示。当网侧阻抗小于阈值时,如图8所示,系统运行稳定;而当网侧阻抗大于阈值时,如图9所示,系统运行失稳。

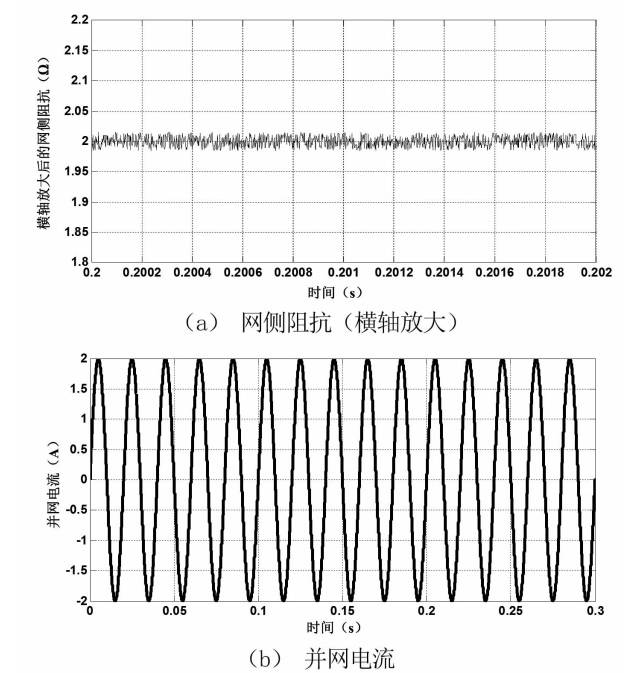


图8 网侧阻抗较小时的并网电流波形

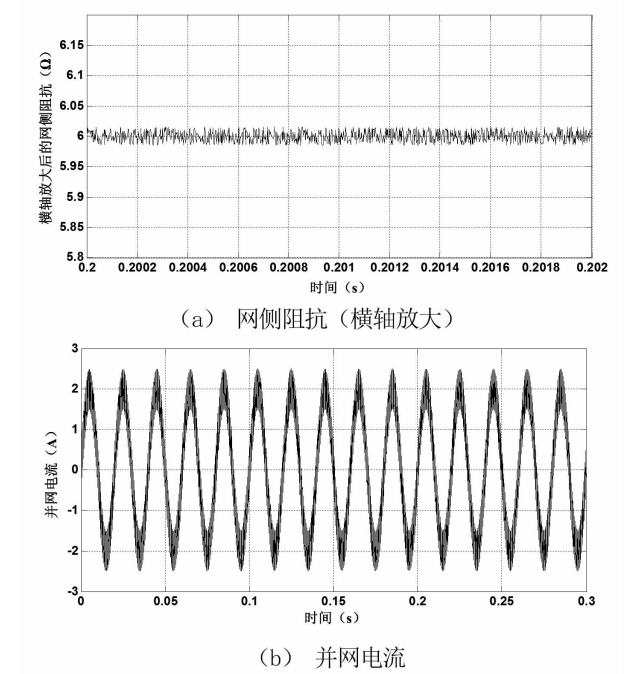


图9 网侧阻抗较大时的并网电流波形

5 结 论

在分析智能电网中模块化功能结构的基础上,对系统的稳定性进行了详细的分析。具体来讲,给出了各个模块之间的稳定性判定方法以及模块和网

侧之间的稳定性判定方法。在模块化之间的稳定性分析过程中,利用阻抗匹配方法监测系统的稳定性;而在本地模块和网侧的交互过程中,利用监测网侧阻抗的方法对稳定性进行判定。其中,对于网侧阻抗的监测利用高频信号注入和傅里叶频域信号提取实现。仿真结果验证了模块化结构和稳定性评估方法的有效性。

参考文献

[1] 陈树勇,宋书芳,李兰欣,等. 智能电网技术综述[J]. 电网技术, 2009,33(8):1-7.

[2] 余贻鑫,栾文鹏. 智能电网述评[J]. 中国电机工程学报,2009,29(34):1-8.

[3] 高明,李文云,顾全,等. 一体化电网运行智能系统调度员驾驶舱的构想与实践[C]. 云南电力技术论坛论文集,2011:211-216.

[4] Yuan Wu, Lau, V. K. N., Tsang, D. H. K., et al. Optimal Energy Scheduling for Residential Smart Grid with Centralized Renewable Energy Source[J]. Systems Journal,2014,8(2):562-576.

[5] Chenrui Jin, Xiang Sheng, Ghosh, P. Optimized Electric Vehicle Charging with Intermittent Renewable Energy Sources[C]. IEEE Journal of Selected Topics in Signal Processing, 2014,8(6):1063-1072.

[6] Tian Zhang, Wei Chen, Zhu Han, et al. Charging Scheduling of Electric Vehicles with Local Renewable Energy Under Uncertain Electric Vehicle Arrival and Grid Power Price[J]. IEEE Transactions on Vehicular Technology, 2014,63(6):2600-2612.

[7] Vlachogiannis J. G. Probabilistic Constrained Load Flow Considering Integration of Wind Power Generation and Electric Vehicles[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009,24(4):1808-1817.

[8] Tao Hong, Wilson J, Jingrui Xie. Long Term Probabilistic Load Forecasting and Normalization with Hourly Information[J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2014,5(1):456-462.

[9] Xiao Z, Li T, Huang M., et al. Hierarchical MAS Based Control Strategy for Microgrid[J]. Energies, 2010(3):1622-1638.

[10] Wencong Su, Zhiyong Yuan, Moyuen Chow. Microgrid Planning and Operation: Solar Energy and Wind Energy [C]. Power and Energy Society General Meeting, 2010:1,7, 25-29.

(下转第57页)

新一轮输配电价改革及其应对策略研究

罗晓伊¹, 魏 阳², 严 磊², 佟如意¹, 梁 健²
(1. 国网四川省电力公司, 四川 成都 610041;
2. 国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610041)

摘 要:输配电价改革是新一轮电力体制改革的核心。在回顾输配电价改革理论研究的基础上,对中国输配电价的管制现状进行了考察。通过与发达国家的输配电价管制的横向对比,揭示了中国输配电价改革存在的问题。并结合电网公司实际,给出了相应的应对策略。

关键词:输配电价改革;电价管制;电网公司;应对策略

Abstract:The transmission – distribution price reform is the core of the new round of electric power system reform. Based on the reviews of the theoretical research on transmission – distribution price reform, the current situation of the regulation of transmission and distribution price in china is investigated. Through the horizontal contrast with the electricity price regulation of the developed countries, the problems existing in transmission – distribution price reform in china are revealed. Finally, according to the actual situation of power grid corporations, the corresponding countermeasures are put forward.

Key words:transmission – distribution price reform; electricity price regulation; power grid corporation; countermeasures

中图分类号::F123.9 文献标志码:A 文章编号:1003 – 6954(2017)06 – 0044 – 04

0 引 言

计划经济模式下,政府通过规制实现电力各环节的均衡发展,例如定价和电量,这种方法在早期有助于政府利用有限资金来快速发展电力系统,但随着电力系统的进一步发展,会逐渐产生弊端,即政府有限的资金难以满足用户需求增大和多样化、电力系统投资增大的需要。为此,政府需要进一步对电力市场进行市场化改革,实现各环节的放开,鼓励加入新参与者和有序退出,进行交易平台市场化操作。电力市场化改革的核心是价格形成机制的转换,因此决定了输配电价改革是电力体制改革的首要任务,其不仅关系到电网的健康发展,也关系到电价改革的深入推进和电力资源的优化配置,因此一直是各国电力市场化改革的重点和难点^[1]。

2015 年,《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发[2015]9 号)出台,标志新一轮电力改革开始。此次改革中,输配电价改革已经成为改革的焦点和核心。但同时应当看到,长期以来,中国输配电价改革的学术工作进展较为缓慢,这使得许

多已经实施或正在酝酿的输配电价改革的政策和决策一直缺乏清晰的理论指导。据此,面对新的产业政策环境,在总结已有的输配电价改革理论成果的基础上,对国内外输配电价管制现状进行比较,揭示中国输配电价改革存在的问题,并提出电网公司应对策略,为进一步推进输配电价改革提供决策参考。

1 输配电价理论研究综述

传统的输配电定价实行的是成本加收益的管制方式,即投资回报率管制。在核定成本的问题上,最初运用的是平均成本法,后来文献[2]基于边际成本理论提出了节点定价(nodal pricing)。文献[3 – 4]认为在构建输配电价管制模型时,不仅要确定成本,还要考虑电力需求变化、回报率确定、发展因素确定和输电质量等其他方面。总之,成本加收益法有助于保证输配电企业稳定的利润,但也可能造成输配电企业盲目扩大投资以及不提升内部管理效益。针对投资回报率管制的弊端,价格上限制和收入上限制的管制方法逐步被关注和提出。

随着电力市场化改革的逐步推进,也形成了关

于输配电价定价方法丰硕的研究成果。不同的定价方法都基于以下几点考虑:1)输配环节是否应该独立;2)独立以后,是否在每个环节开放进入;3)是否该建立交易平台;4)交易平台的交易规则该如何制定;5)该如何制定相关法律,如何进行监管。上述考量在学界争议不断,在实践中更加慎重。

例如,在输配环节是否独立上,文献[5]在基尔霍夫法则下,认为发电商可以利用输电网络的电网容量的刚性约束来操纵市场价格。文献[6]认为电力市场的竞争增加,有效地降低了市场与市场之间的壁垒,促使区域市场的发电厂商降低价格、增加产出,可以促进电力市场整体效率的提升。文献[7-8]从市场效率、交易费用和现实条件 3 个维度对输配分离和输配一体化进行了建模,指出在不考虑接入监管和完善市场设计的前提下,输配分离在市场效率方面具有优势,但在交易费用和改革成本方面,并不具有优势。

在输配环节放开参与者进入方面,文献[9]在节点定价法基础上提出了如果将不同节点之间的价格差作为合约电价,支付给输电容量所有权的所有者,则可以使其使用电网和获得租金之间无差异,这从理论上解释了放开参与者限制是可行的。文献[10]在合约电价的基础上,提出了一种新的基于产权的输电接入机制。文献[11]则认为是否放开放开参与者限制进入不能一概而论,需要考虑电力来源是输入还是输出而定。

以上研究为电网公司在新一轮电力体制改革下应对输配电价改革提供了一定的理论性指导。客观来看,目前中国电力体制改革对输配进行总体监管而不是拆分,是符合中国国情的,也有利于保障电力系统的安全稳定运行。在此背景下,培育多家购、售电主体成为推进电力市场改革的有效手段。

2 国外输配电价改革实践

在国外,西方发达国家在电力市场化改革过程中,都根据自身的国情对输配电进行了针对性的改革。下面分别以英国、美国纽约州和加拿大安大略省为例进行分析。

英国在实现发、输、配、售环节的完全分离后,建立了全球第一个竞争性电力市场,但输电和配电仍是垄断性行业。1990 年至 2013 年,英国政府在输

配电价上实行价格上限激励;2013 年至今,实施“基于设定被管制企业的收入以收到预期的激励、革新和成果”的价格激励。

美国于 20 世纪 80 年代末放松电力市场管制,但各州电力市场改革的情况相差很大。纽约州最初各地电力系统发输配售一体化(由一家私有公司管理),单独成网。1997 年纽约州进行了发电、输电和配电的分离。在输配电管制方面,一开始采用成本加成法,2014 年纽约州公共服务局 PSC 在报告《能源改革愿景》中计划在输配电定价上引入分时定价。

加拿大安大略省在电力市场放开前,电力系统由一个发输一体化的安省电力公司和由各个市镇各自管理的配电部门组成。为适应电力市场化需要,安省电力公司在 1998 年被重组,其中发电、输电和调度脱离电力公司,完全独立。输电定价实行成本加成法(但在 2016 年年初,定价准备用激励管制替代),配电定价实行价格上限。

综合英国、美国纽约州和加拿大安大略省的输配电价改革实践可以看到,早期的输配电价改革主要侧重于成本定价和价格上限管制法。随着改革进程的深入,更具市场激励性的分时定价法已经走上改革的前台,成为当前最为流行的输配电价改革方案。

3 中国输配电价改革现状以及存在的问题

目前,中国输配电价主要采用年度成本加成的管制方式。就全国而言,由于各省在能源结构、经济发展水平与目标、电力需求与供应存在差异,输配电价改革难度非常大。随着新一轮电力体制改革进入深水区,输配电价改革已实现了省级电网的全覆盖。但总的来说,由于缺乏成熟经验,加上区域和跨区电网输电体系的多样性和分散性,存在输配电价缺乏完善的传导机制,电力市场改革相对滞后于电价改革、输配电价管制体系不健全等问题。

3.1 电力市场改革相对电价改革滞后

电力市场改革相对滞后,首先造成了输配电价“双轨制”的新问题,即参与电力市场交易的用户执行新的输配电价,而没有参与电力市场交易的用户执行过去基于购销差价的输配电价,影响了用户参

与电力市场交易的积极性;其次,由于只有部分用户或电量使用新的输配电价,因此降低电价的效果也没有达到方案测算的效果;最后,目前对“双轨制”输配电价的解释不清楚,也造成了公众对输配电价改革的误解。

另外,有些省对输配电价改革只是简单地提出降价要求,这就造成成本监审结果和输配电价实际上不是测算的结果,而是地方政府与电网企业之间利益协调的结果,这样就扭曲了输配电价改革的目标。虽然目前国家层面已经允许跨省跨区交易采用市场交易方式,但现行跨省跨区交易按电网区域主体分段收费的输配电价制度缺乏成本基础和约束机制。

总体上看,输配电价改革应和电力市场建设同步深入推进,避免衔接不到位造成的效率低下等问题。

3.2 输配电价管制体系不健全

首先,输配电成本监管主体不明确,存在“多头管理”现象。目前虽然在电价监管方面成立了专责的电力监管机构,但在实践中,电监会与国家发改委等多部门存在职能交叉,存在多方监管、主体不明确的问题,容易造成“令出多头”,企业难以执行要求,导致监管效率低下。

其次,成本加成的定价方式在电力市场化改革初期对稳定电价、保障各方合理利益起到了重要作用。但随着改革的深入,这一定价方式将面临监管成本高、投资过度、效率低下等一系列问题,如何处理好不同利益主体之间关系,并对执行结果进行评估和调整是下一步亟需考虑的问题。价格上限激励、“基于设定被管制企业的收入以收到预期的激励、革新和成果”的价格激励、分时定价等方式是电力监管者可考虑的机制。

再次,各省在输配电价成本的监审过程中,尚未形成核定有效资产和运营成本的科学手段。有效资产和运营成本是输配电价成本的重要组成部分。在成本监审时,需要将与电网输配电价不相关的历史资产以及不计入定价成本的支出和费用剔除,测算工作量和难度都非常大,对测算方式的可操作性也提出较高要求。从实践情况看,2016年发改委所批复的12省市输配电价水平也存在较大差异,且没有对输配电价的制定依据和标准进行明确的说明,核定输配电价成本的科学性有待进一步完善。

最后,中国跨省跨区输配电价机制有待核定、统一。跨省跨区电力交易方式分计划内和计划外交易。计划内的交易价格执行国家或地方政府定价。计划外的交易价格虽然按中发[2015]9号文件要求实行的是自主协商定价和送受电量等要求,但由于成本核准的困难和操作的复杂性,加之市场交易环境的缺乏,各省之间依然没有形成完善的跨省跨区输配电价格体系以及配套的价格调整机制。

4 电网公司的应对策略

从当前形势来看,新一轮电力体制改革取得一系列新的进展,省级电网输配电价核定工作基本完成,跨省跨区和区域电网输电价格全面推进,多项政策发力推动电力现货市场建设,售电侧改革和增量配电改革试点稳步推进。在此背景下,电网企业应主动服务改革,并寻求战略转型,提升市场相应能力。

4.1 主动进行战略性调整

在新一轮电力体制改革形势下,一是要主动转变经营理念,通过战略调整,适应改革的“新常态”。二是在挑战中不断寻找公司发展的机遇,积极探索公司合理的业务配比,寻找新的业务发展空间和增长机会;三是树立“以客户为中心”服务意识,通过商业模式创新,探索新的业务价值,培育用户忠诚度。

4.2 努力扩大准许收入

输配电价改革通过成本加准许收入的价格激励,有助于电网企业通过设定预期的经营目标,主动引入新技术来实现降本增效,从而提高管理效率来获取经济效益,这也符合企业自身可持续性发展、社会发展需要和监管者的最终要求。为此,电网公司应以输配电价改革为契机,在成本压缩有限的情况下,以扩大准许收入为核心,积极调整经营思路,探索新技术,合理增加有效资产,扩大准许收入。

4.3 持续强化增供扩销

在电改背景下,增供扩销不能带来显著的直接经济收益,但可为电网公司未来投资和资产增长提供有利空间。因此,除了继续保持存量市场的可靠安全供电,还应在售电侧放开的形势下进一步提升市场竞争力。一方面要充分利用信息技术和互联网技术,在存量市场做好优质服务,加强客户资源管

理,加大售电侧的营销能力,巩固现有市场占有率;另一方面,利用能源变革时机挖掘新的市场和效益增长点,积极参与增量配电园区配售电竞争,加大电能替代力度,制定综合能源服务等增值服务方案,积极开拓新的电力供应市场。

4.4 合理规划电网建设

合理规划电网建设,避免重复投资,积极促进形成有效资产。一是遵循经济与安全原则,电网规划与电源规划统筹协调,地方电力规划与国家电力规划有效衔接,合理确定投资规模及布局;二是科学预测电网负荷趋势,确保投资决策匹配社会经济发展需求;三是重视电网可靠性分析,并将可靠性融入到经济性中,通过经济性的形式表达出来;四是积极实施综合资源规划和电力需求侧管理,提高终端用电效率和资产利用率。

4.5 积极参与各级政府输配电价政策制定

电网公司作为大型央企,肩负着电力传输、分配、销售等重要任务,与各级政府保持着长期的紧密合作关系,这为电网公司积极参与各级政府的输配电价政策制定创造了良好的条件。一方面要主动加强与政府相关部门的沟通,充分利用自身在电网运营领域的专业优势,保障输配电价改革政策制定的针对性和有效性;另一方面,要借助合作机制,准确把握方案及政策导向,充分表达诉求,引导政府建立科学合理的监管机制,为公司经营发展的转型与过渡创造条件。

4 结 语

输配电价改革作为新一轮电力体制改革的核心,将对电力企业的经营与发展带来重要影响,涉及企业结构、经营管理、商业模式、市场格局、电网投资等各方面。首先在回顾输配电价改革理论研究的基础上,对中国输配电价的管制现状进行了考察。随后,通过与发达国家的输配电价管制的横向对比,揭示了中国输配电价改革存在的问题。最后,结合电网公司实际,提出主动进行战略性调整、努力扩大准许收入、强化增供扩销、合理规划电网建设、积极参与各级政府输配电价政策制定等应对策略,为公司的改革发展提供一定的决策依据。

应当指出,由于篇幅的限制,未展开关于应对策略的具体设计研究,这也是未来进一步的研究方向。

参考文献

[1] 李英,李成仁,郑厚清,等. 输配电价理论与实务[M]. 北京:中国电力出版社,2012.

[2] Bohn R E, Caramanis M C, Schweppe F C. Optimal Pricing in Electrical Networks over Space and Time[J]. The RAND Journal of Economics, 2000, 15(3): 360 - 376.

[3] 谭忠富,王绵斌,姜海洋,等. 我国电力产业价格链设计理论及方法[M]. 北京:经济管理出版社,2008.

[4] 谭忠富,刘严,乞建勋,等. 电力交易中的博弈模型分析[J]. 电力学报, 2005, 20(2): 89 - 92.

[5] Cardell J B, Hitt C C, Hogan W W. Market Power and Strategic Interaction in Electricity Networks [J]. Resource and Energy Economics, 1997, 9(1 - 2): 109 - 137.

[6] Borenstein S, Bushnell J, Kahn E, Stoft S. Market Power in California Electricity Markets[J]. Journal of Industrial Economics, 1999, 47(3): 285 - 323.

[7] 张昕竹,冯永最,阙光辉. 输配电网分离的定量研究[J]. 中国工业经济, 2010, (2): 47 - 57.

[8] 张昕竹,冯永蔑,马源. 中国电网管理体制变革研究[M]. 江西:江西人民出版社,2010.

[9] Hogan W W. Contract Networks for Electric Power Transmission[J]. Journal of Regulatory Economics, 1992, 4(3): 211 - 242.

[10] Chao H R, Peck S A. Market Mechanism for Electric Power Transmission [J]. Journal of Regulatory Economics, 1996, 10(1): 25 - 59.

[11] Gilbert R, Neuhoﬀ K, Newbery D. Allocating Transmission to Mitigate Market Power in Electricity Networks [J]. The RAND Journal of Economics, 2004, 35(4): 691 - 709.

作者简介:

罗晓伊(1978), 硕士、高级工程师, 研究方向为企业运营监控管理;

魏 阳(1987), 硕士、工程师, 研究方向为运营监控管理;

严 磊(1983), 大学本科、工程师, 研究方向为科技情报咨询、科技管理、技术标准管理;

佟如意(1981), 硕士、高级会计师, 研究方向为公司财务管理、运营分析;

梁 健(1966), 工程师, 主要从事运营监控外部环境监测工作。

(收稿日期:2017 - 10 - 12)

埃塞俄比亚吉布Ⅲ水电站 187 MW 混流式水轮机结构设计

刘 钟， 邓佑林
(东方电气东方电机有限公司,四川 德阳 618000)

摘 要:埃塞俄比亚吉布Ⅲ水电站装设 10 台单机容量 187 MW 的水轮发电机组,是东方电气东方电机有限公司自主设计制造的中高水头混流式机组。主要介绍了吉布Ⅲ水轮机的结构设计特点。

关键词:吉布Ⅲ水电站;水轮机;结构

Abstract:GIBE Ⅲ hydropower station in Ethiopia installs 10 hydroelectric generating sets within single capacity of 187 MW which are independently designed and manufactured by Dongfang Electric Machinery Co, Ltd. The design characteristics of the structure of Francis turbine in GIBE Ⅲ hydropower station are introduced in detail.

Key words:GIBE Ⅲ hydropower station; water turbine; structure

中图分类号:TM312 文献标志码:A 文章编号:1003 - 6954(2017)06 - 0048 - 05

0 概 况

埃塞俄比亚吉布Ⅲ水电站位于埃塞俄比亚西南的 Sodo 市附近,距其首都 Addis Ababa 约 360 km,是奥莫河梯级开发中的第 3 级电站,电站总装机容量 1 870 MW,设有 10 台 187 MW 混流式水轮发电机组。吉布Ⅲ水电站为埃塞俄比亚最大的水电站,也是非洲已投运的装机容量最大的水电项目。吉布Ⅲ水电项目是中国迄今单个水电设备出口总容量最大的水电项目,是中国“一带一路”的精品工程。

1 水轮机基本技术参数

水轮机基本技术参数如表 1 所示。

2 水轮机结构设计特点

吉布Ⅲ水电站水轮发电机组为立轴混流式,俯视顺时针旋转,水轮机和发电机共用一根轴,轴设置两个滑转子,用于布置水导轴承和发电机下导轴承。水轮机设水导轴承,水轮机轴与发电机转子支架之间、水轮机轴和转轮之间均采用销钉螺栓联接并以此传递扭矩。按照合同要求,转轮应从尾水管锥管拆出,导叶下轴套也要求下拆,这是目前为止国内设

表 1 水轮机基本参数	
名 称	参 数
水轮机型号	HLD522 - LJ - 360
水轮机额定出力/MW	189.6
额定转速/(r · min ⁻¹)	250
飞逸转速/(r · min ⁻¹)	470
额定流量/(m ³ · s ⁻¹)	104.34
最大水头/m	214
额定水头/m	193.5
最小水头/m	122
机组旋转方向	俯视顺时针
机组安装高程/m	668.0
允许吸出高度(至导叶中心)/m	-8.6
升压水头/m	300
额定效率/%	≥92.5
最高效率/%	≥96.0
轴向推力/kN	2 640

计和制造的转轮直径最大、重量最重的下拆机组,整体结构布置较为困难。水轮机剖面图详见图 1。

2.1 转 轮

转轮直径 D1 为 3 600 mm,有 15 个叶片。上冠、下环和叶片均采用优质不锈钢 AOD 精炼铸造,为铸焊结构。叶片采用五轴数控加工后与上冠、下

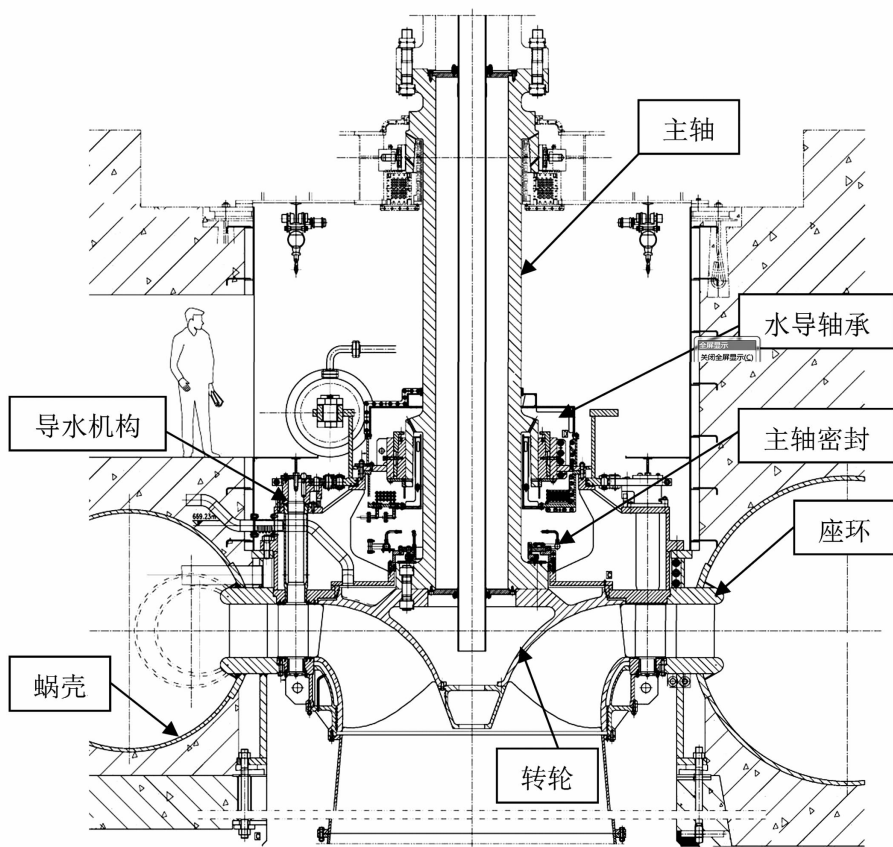


图 1 水轮机剖面

环焊为整体。上冠处采用顶盖设平压管路的办法，以减小上冠与顶盖间的水压力。转轮采用长泄水锥并与上冠把合成一体，按照水力模型全模拟，以减小尾水的压力脉动。

转轮止漏环的设计关系到水轮机的稳定运行，是中高水头转轮的重点之一。吉布Ⅲ水轮机转轮的上冠和下环均采用迷宫式止漏环，迷宫的数量、宽度、深度、位置和间隙均经过精确计算，以保证上冠、下环轴向力基本平衡。

按照合同要求，转轮应从尾水管锥管拆出。因此，提供了专门的转轮下拆工具，包括下拆平台、下拆轨道和小车等，并且对转轮下拆方案进行反复推敲，布置了一套方便可行的下拆方案：即每台机均在尾水廊道埋设两条轨道，从机组中心延伸到吊物孔处。尾水管锥管分为上段和中段，将锥管中段和混凝土中的肘管采用螺栓把合并设置伸缩节，将锥管中段拆卸后再拆卸锥管上段，最终将转轮整体吊下，从尾水管廊道运出。

为防止转轮下拆及回装时和顶盖、底环产生碰撞，设计了全新的下拆导向结构，这种结构简单可

靠，能有效防止由于转轮吊下（或者吊上）时的不平衡性产生的偏移。

2.2 主轴

主轴采用优质低合金钢整锻，两端法兰均为外法兰结构。与常规水轮机主轴不同的是，由于整个机组布置的需要，水轮发电机组采用一根轴结构，发电机的下导滑转子放在了主轴上，因此本机主轴有两个滑转子。主轴为中空式结构，主轴与转子采用销钉螺栓联接并以此传递扭矩，主轴与转轮也采用销钉螺栓联接并以此传递扭矩的结构。为了工作密封布置的需要，销钉螺栓沉入主轴法兰通孔内，在工地用电加热器进行拉伸紧固。

2.3 顶盖

顶盖采用碳素钢板焊接的整体结构，经过计算选取合适的材料和厚度以保证顶盖有足够的刚强度。

为减小导叶在关闭时导叶与顶盖间的漏水量，在顶盖上对应导叶全关位置密合处有可更换的导叶端面密封，密封条的材料为铸铝青铜。在顶盖过流面上设置不锈钢抗磨板，抗磨板带有耐腐蚀的金属螺钉，并与抗磨板间打磨平齐且充分紧固。顶盖上

设有迷宫式不锈钢固定止漏环,材料硬度比转轮硬度低 HB50 以上。

顶盖除了设有自流排水管,用以将主轴密封和导叶轴颈密封的漏水排出,另外还提供了 2 台潜水泵,1 台主用,1 台备用。顶盖上还设置 10 根减压排水管以减低转轮上冠与顶盖接触腔的压力。

为了满足合同在不拆轴承的前提下应能够更换密封的要求,顶盖上开有进人孔,在需要调整或者更换密封时,可以拆去进人孔附近的两个连杆,进入密封安装位置进行操作。

2.4 底环

底环为钢板焊接结构,底环与座环之间采用螺栓把合、销子定位的结构形式。

在对应导叶全关位置密合处设置有端面密封装置,密封条的材料为铸铝青铜。底环上设有间隙式固定止漏环,材料为不锈钢,其硬度比转轮硬度低 HB50 以上。为了满足转轮下拆的需要,底环止漏环设计为可拆式,上部用螺栓与底环连接,下端用螺栓与锥管上段连接。止漏环间隙通过锥管上段法兰上的 4 个螺孔测量。

2.5 控制环

控制环为钢板整体焊接结构。上环板设 2 个大耳孔与接力器相连,下环板设 24 个小耳孔与导叶操作机构的连杆相连接。

控制环在大、小耳孔中设置自润滑滑动轴承,在下部内圆处和底部与顶盖接触处,设置由自润滑材料制成的侧抗磨板和底抗磨板。在顶盖(水导轴承座)与控制环之间设置压板,以防止导叶操作机构因受力不均而引起的控制环上抬。

2.6 导叶

导叶为整铸不锈钢结构,材料为不锈钢。导叶为三支点非对称型导叶,导叶数为 24 个。与导叶三支点相对应的上、中、下轴承,采用自润滑高分子材料。为了满足合同要求的不拆导叶更换导叶轴承的要求,导叶上、中轴承是装在套筒上,而导叶下轴承是装在可下拆的轴座上。

2.7 导叶操作机构

导叶操作机构由导叶臂、连杆装配、连接板、套筒装配、连杆销、连杆偏心销、剪断销等组成。

导叶与导叶臂之间设置 1 个圆柱销,用于传递导叶操作力矩。导叶套筒为长套筒结构形式。在导叶臂和套筒之间设置了止推环,以防止导叶在水压

力的作用下上浮,碰撞顶盖和影响连杆受力。

连杆为双夹板带偏心销结构,用偏心销的偏心量来弥补因加工造成的各连接件间的形位误差,在连杆与连接板的连接处设有自润滑轴承。在每个导叶臂与连接板之间设置有剪断销,以保证在某个导叶被异物卡住后,其他导叶能正常动作。剪断销装有电动信号保护装置,当剪断销剪断时能自动报警。

在导叶臂与连接板之间设置摩擦环,以防止导叶在剪断销断开后反复急速摆动而撞击相邻导叶;同时在顶盖上还设有双向导叶限位块,可以保证在摩擦环失效后也能防止导叶在剪断销断开后出现旋转,撞击相邻导叶、相邻导叶传动部件和转轮叶片进口边。导叶限位块的限制范围以导叶最大可能开度时的导叶臂转角为准。

2.8 水导轴承

水轮机导轴承为稀油润滑导轴承采用分块瓦式。油冷却系统为内循环式,冷却器布置在油箱内部,冷却水管材料为双金属翅片式位于轴承体下面。轴承冷却器为双向进水式,并能正、反向工作。轴承冷却水压为 0.2 ~ 0.5 MPa,试验压力 0.75 MPa。其结构可以较方便地从上部对导轴承进行检查、调整和更换一部分导轴承部件。轴瓦采用巴氏合金瓦衬,并采用非同心瓦,工地不需刮瓦,轴瓦间隙调节是靠楔块完成,易调整并且可靠。

轴承中设有 8 块轴瓦,每块瓦上装有 1 只铂热电阻测温计,另有 2 只铂热电阻测温计用于测量油温,应对称安放在 $\pm X$ 或 $\pm Y$ 方位上。该两块瓦上其中各有 1 只用于报警用。轴瓦最高运行温度为 60 ℃,报警温度为 65 ℃,停机温度为 70 ℃。在轴承油箱上设有油位计,以监测轴承油箱内的油位。

轴承盖靠近主轴处,采用迷宫式防油雾结构,中间有足够的空间防止油雾溢出。

2.9 主轴密封

主轴密封由工作密封和检修密封组成,安装在主轴法兰上部的端面上。

工作密封为水力恒压平衡轴向密封。其工作原理为:不锈钢密封滑环固定在主轴转轮端法兰背面上,复合材料制成的密封圈把合在密封环上,密封环安装在支持环的内侧,滑动接触面设有密封圈。工作时依靠密封环的自重力、密封环与支持环间的弹力、密封腔内的水压力与被密封水压达到平衡,建立密封水膜达到密封效果。密封环采用不锈钢板。

密封环与密封圈设有通水孔,依靠清洁水润滑防止干摩擦烧损密封圈。在密封环上装有传感器用于测量密封圈的磨损量。

检修密封采用空气围带式密封,当机组停机时,围带充气膨胀与主轴转轮端法兰外圆紧密贴合,达到密封的目的。

2.10 导叶接力器

在水轮机机坑里衬的 $-X$ 偏 $-Y$ 方向和 $+Y$ 方向,平行设置2个接力器,接力器为油压操作的单导管直缸接力器,用于操作导叶传动机构。接力器分段关闭时间由油管路上的分段关闭阀实现。接力器上设置有1个机械锁锭装置,在关闭位置锁锭接力器以防止导叶被水冲开。锁锭的投入靠自重落下,锁锭的拔出通过在锁锭缸下腔通入油压来实现。接力器上还设置有行程传感器,可将接力器行程信号转换成电信号输送给计算机。设有1个集油装置用于可能的漏油收集。

2.11 尾水管装配

尾水管分为锥管上段、锥管中段、锥管下段和肘管。锥管为圆形断面,肘管为圆方形断面。锥管上段一部分采用不锈钢,其余尾水管部分采用碳钢焊接。尾水管外部均焊有足够强度的加强筋。

锥管上段进口端带有法兰,用螺栓与底环止漏环连接,锥管法兰上还设有4个测量止漏环间隙的螺孔。锥管上段出口端也带有法兰,用螺栓与锥管中段连接。锥管中段高进口端带有固定法兰,用螺栓与锥管上段连接。尾水管锥管上设有1个方形密封进入门,进入门的绕轴及螺栓为不锈钢,进入门下装设压力表和验水阀门各1个。在尾水管进入门下适当位置,设置了2个小门和一些孔用于搭接检修平台。置于尾水管内的可拆卸检修平台应能方便地从尾水管进入门装入和拆出。

为了满足转轮下拆的需要,锥管中段与锥管下段采用伸缩节式法兰联接;同时在锥管中段上还设有特殊的支架,供安装转轮下拆工具用。

2.12 座环与蜗壳

座环采用平行式带过渡板和导流环组焊结构,分为2瓣,每瓣分半面设临时分瓣法兰,分瓣法兰采用螺栓把合,偏心销定位,坡口封焊。流道内的分瓣法兰在混凝土浇注后割去,但座环下部(也就是下拆廊道顶部)的分瓣法兰应保留,其把合孔可以作为后期下拆转轮的临时吊攀孔。所有过渡板(除分

瓣面处外)、导流板(除分瓣面处外)、舌板及蜗壳尾部20截面以后部分,均在厂内焊为一体。

座环上、下环板采用高强度抗层状撕裂钢板。固定导叶为23个,有3组不同的断面形状。在第1象限的3个固定导叶均钻有自流排水孔。

蜗壳按不考虑与混凝土联合受力的条件,且升压水头为300 m进行设计。蜗壳采用全圆断面,在工地与座环过渡板直接挂装,流道尺寸与模型全模拟。蜗壳尾部20截面以后各节和舌板,在厂内与座环焊在一起发货。蜗壳其余各节单节发货,工地焊接。蜗壳进口段厂内焊成两段发货,设2个凑合节。在蜗壳适当位置设置1个外开式进入门。首台机蜗壳与座环在厂内进行预装。蜗壳上部表面设置弹性垫层,在蜗壳末端设置排水管。

为了防止蜗壳在运输中变形,提供足够数量的槽钢支撑在蜗壳内部。待工地蜗壳焊接完后,充水试验前才能割除这些槽钢。

2.13 主轴补气装置

为保证机组在部分负荷工况下的稳定运行,在发电机上端设置有中心孔补气装置。补气通过轴系内孔延伸至转轮上冠出口位置。补气阀采用双重阀结构。进口处分别采用两根钢管通过发电机上架进入补气阀。一根管子布置在靠近水箱底部位置作为排水管,另一根布置在靠近水箱上部位置作为补气管用。在补气管进口出设置一个消音器以消除补气时的噪音。

在顶盖上转轮与导叶之间的无叶区预留6个迫补气孔,以作为后期电站强迫补气的备用。

3 结 语

埃塞俄比亚吉布Ⅲ水电站水轮发电机组是目前东方电气东方电机有限公司出口非洲装机容量和转轮直径最大的机组,并且是国内设计和制造的转轮直径最大、重量最重的下拆机组。如何确保机组稳定安全运行、制造精度和刚强度、最大限度满足外国业主要求,这给设计、制造、材料使用和计算分析等设计工作都带来很大难度。依托以往设计制造经验,查询了大量国外技术文献和标准,采用多学科的最新科研成果,通过对传统结构、制造工艺的优化改进、创新设计,确保了机组的整体设计性能及制造质量。

吉布Ⅲ水电站全部10台机组已于2016年9月9日完成发电,机组运行稳定、性能参数优异,各项技术经济指标均满足合同要求,其整体技术水平在国内外同类型中处于先进水平,部分技术国际领先,获得外方的高度评价和肯定。中国驻埃塞俄比亚大使腊翊凡在吉布Ⅲ水电站投运庆典仪式上指出,吉布Ⅲ水电站项目作为中国在非洲最大的能源项目之一,是“东非水塔”变“电塔”的标志性工程,中国水

(上接第19页)

当接收到该告警时,所提出的测试方案中的辅助分析将结合测试信息对告警进行分析,具体为:

- 1)通过采样无效初步判断采样链路异常;
- 2)对当前保护装置光口光功率进行判断,确定告警是由采样接收链路断链引起。

由此,通过对告警信息和光口光功率进行分析判断,确定了告警原因。

6 结 语

智能变电站基于IEC 61850标准和继电保护规范统一是所提测试方案实现的重要基础。所提出的自动测试方案可对保护装置进行全面性检测,且包含自动辅助分析功能。通过对测试过程中测试信息的充分利用,自动查找问题,帮助测试人员快速处理问题,可提高继电保护装置测试效率。

参考文献

[1] 张沛云. 电力系统继电保护原理及运行[M]. 北京: 中国电力出版社, 2011.

[2] 王军, 詹荣荣. 继电保护装置自动测试系统的研制[J]. 电气自动化, 2015, 37(4): 93-95.

[3] 韩民畴, 顾明远. 智能变电站继电保护自动测试系统研究[J]. 智能电网, 2015, 3(10): 937-942.

[4] 浮明军, 刘昊昱, 董磊超. 智能变电站继电保护装置自动测试系统研究和应用[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(1): 40-44.

[5] 郑永康, 时鹏, 吴润东, 等. 数字式继电保护自动测试仪研究[C]. 2015年中国电机工程学会年会, 武汉, 2015.

电机组研制水平和承建能力在世界上再次得到检验。未来还需要为“一带一路”沿线国家建设更多像吉布Ⅲ水电站一样的精品工程,实现中国政府提出的互惠互利目标。

作者简介:

刘 钟(1986), 工程硕士、工程师, 从事水轮机设计工作。

(收稿日期: 2017-09-15)

[6] 张敏, 黄荣辉, 刘志伟. 基于IEC61850标准继电保护装置自动测试系统的研究和设计[J]. 工业控制计算机, 2014, 27(10): 4-6.

[7] 王忠, 张晓莉, 李忠安, 等. 继电保护装置自动测试系统设计[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(5): 130-135.

[8] 张玉中, 姬希娜, 张超永, 等. 数字化保护装置自动测试系统[J]. 计算机系统应用, 2015, 24(4): 90-95.

[9] 应战煌, 胡建斌, 赵瑞东, 等. 继电保护装置自动测试系统研究和设计[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(17): 142-146.

[10] 郑新才, 丁卫华, 韩潇, 等. 基于测试模板的继电保护装置自动测试技术研究与应用[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(12): 69-76.

[11] 钱浩, 邢海清, 韩永强, 等. 一种继电保护自动测试方案实现方法[J]. 自动化仪表, 2015, 36(5): 71-79.

[12] 张玉中, 温东旭, 左群业, 等. 数字式线路保护基本逻辑自动测试软件的设计与实现[J]. 计算机测量与控制, 2015, 23(3): 685-692.

[13] 林中时. 智能化变电站继电保护调试研究及应用[D]. 浙江: 浙江大学, 2011.

[14] Q/GDW 431-2010 智能变电站自动化系统现场调试导则[S]. 北京: 国家电网公司, 2010.

[15] 胡再超, 姚亮, 张尧. 智能继电保护装置的自动测试方法[J]. 江苏电机工程, 2013, 32(1): 53-58.

[16] Q/GDW 11011-2013. 继电保护设备自动测试接口标准[S]. 北京: 国家电网公司, 2014.

作者简介:

韩 睿(1986), 硕士、工程师, 主要从事继电保护、智能变电站二次技术等研究。

(收稿日期: 2017-07-24)

葛洲坝 125 MW 机组增容改造水轮机结构设计

王红曼, 黄莉, 罗远红

(东方电气东方电机有限公司, 四川 德阳 618000)

摘要:葛洲坝水电站自 1981 年 7 月第 1 台机组并网发电以来,至今运行已逾 30 年。为了充分利用水能,提高三峡水电站与葛洲坝水电站的综合效益,中国长江电力股份有限公司对葛洲坝大江水电站机组实施增容改造,东方电气东方电机有限公司对其中 6 台套水轮机进行增容改造。

关键词:葛洲坝水电站;水轮机;增容改造;结构设计

Abstract:Gezhouba hydropower station has been operating for 30 years since its first generating unit was combined to the grid in July 1981. In order to make full use of hydropower and improve the comprehensive benefits of Three Gorges hydropower station and Gezhouba hydropower station, China Yangtze power co., LTD tries to increase the capacity of the generating units of Gezhouba Dajiang hydropower station. Dongfang Electric Machinery Co., Ltd. carries out the capacity expansion of 6 sets of water turbines.

Key words:Gezhouba hydropower station; water turbine; capacity expansion; structure design

中图分类号:TM312 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2017)06-0053-05

0 引言

葛洲坝水利枢纽是三峡水利枢纽的反调节水库,用于改善长江航运条件和发电。葛洲坝水电站为径流式水电站,总装机容量为 2 715 MW,保证出力 768 MW,年发电量约 15 700 GWh。水电站分为大江水电站和二江水电站,总装机 21 台,其中大江水电站装设 14 台单机容量 125 MW 的轴流转桨式水轮发电机组,二江水电站装设 2 台单机容量 170 MW 和 5 台单机容量 125 MW 的轴流转桨式水轮发电机组。水电站自 1981 年 7 月第 1 台机组并网发电以来,至今运行已逾 30 年。为了充分利用水能,提高三峡水电站与葛洲坝水电站的综合效益,中国长江电力股份有限公司决定对葛洲坝大江水电站机组实施增容改造。

东方电气东方电机有限公司(简称东方电机)与长江电力股份有限公司签订了葛洲坝水电站 6 台 125 MW 轴流转桨式水轮发电机组增容改造合同。合同要求在水力参数基本不变的前提下,水轮机单机容量从改造前的 129 MW 增容至 153 MW,增幅近 20%,难度巨大。葛洲坝水轮机增容改造的主要范围包括转轮装配、主轴密封装配及水导轴承装配 3

部分。在水轮机改造结构设计过程中,始终坚持质量第一、用户第一的设计思想,博采众家之长,充分借鉴和利用之前在大型轴流式机组上成功的研制经验,并将相关的最新研究成果运用于葛洲坝水轮机增容改造设计中,以保证机组改造后满足合同要求,能安全、稳定运行。

1 基本数据和性能

1.1 水轮机基本参数

水轮机基本参数见表 1。

1.2 水轮机改造增容后满足的技术指标

1) 空化系数

电站空化系数为 0.93(原水轮机安装高程 36.6 m 不变)。

2) 出力保证

在额定水头 18.6 m 下,水轮机在额定转速 62.5 r/min 运行,水轮机额定出力不小于 153 MW。

3) 效率保证

水轮机最高效率不低于 94.03%。

4) 空蚀磨损破坏保证

水轮机运行 8 000 h,卖方应保证不会因空蚀、磨损导致转轮的金属失重超 $0.5D1^2$ kg,单个叶片的

空蚀面积、剥落质量不得大于全部叶片平均损坏量的两倍。保证的先决条件是 8 000 h 内,功率小于 35% 功率保证值,运行的时间不超过 800 h,超功率保证值运行时间不超过 100 h。

表 1 水轮机基本参数

名称	改造前参数	改造后参数
水轮机型号	ZZ500 – LH – 1020	ZZ673 – LH – 1020
转轮轮毂比	0.44	0.415
水轮机最高效率	93.6	94.03
最大水头/m	27	不变
最小水头/m	9.1	不变
额定水头/m	18.6	不变
额定流量/(m ³ · s ⁻¹)	825	923.39
额定转速/(r · min ⁻¹)	62.5	不变
飞逸转速(协联工况) /(r · min ⁻¹)	140	不变
水轮机额定功率/MW	129	153
旋转方向	俯视顺时针	不变
调速系统油压等级/MPa	4.0	不变

2 改造后水轮机结构设计特点

水轮机改造关键技术有以下几点：

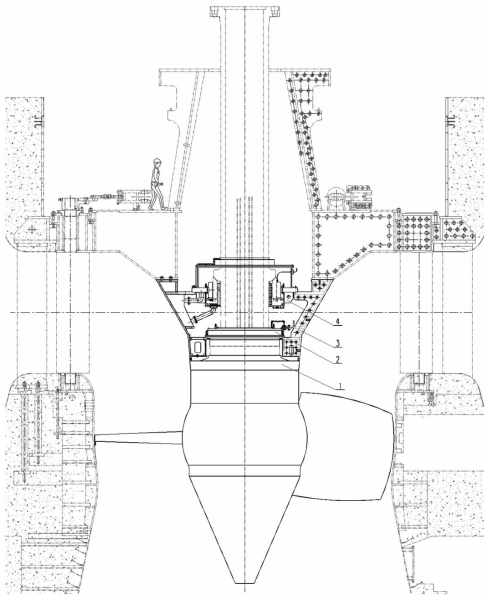
- 1) 机组主轴密封形式研究,在轴流转浆机组上首次使用自补偿型工作密封形式；
- 2) 水导轴承支撑方式研究,由原有的顶瓦螺钉支撑考虑改为楔子块式支撑方式；
- 3) 转轮结构及吊具的研究,合理的结构设计、控制转轮及吊具的重量,使得在电站厂房起吊设备不变的情况下,对转轮进行空中翻身。

葛洲坝小机增容改造采用东方电机新开发的 D673 转轮。该转轮经中国水利水电科学研究院模型中立试验验证,效率高,空化性能好,稳定性好。该机组涉及到的改造部件有转轮装配、轴承装配、密封装配、导流锥、相关工具部分及备品备件,见图 1。

2.1 转轮装配

1) 转轮型号为 D673,转轮直径 10.2 m,轮毂比 0.415。在转轮结构设计过程中,由于原水轮机主轴不更换,因此转轮接力器仍布置于转轮体上端的,采用传统的“操作架”方案。但与原结构相比,新转轮接力器缸与转轮体整铸为一体,此种结构布置简单、

紧凑,并可保证在转轮轮毂比由 0.44 缩小为 0.415 后,且转轮接力器缸直径由原 Φ 2 750 mm 增加到 Φ 2 850 mm 的情况下,转轮强度仍满足设计要求。转轮接力器缸结构改造前后对比见图 2 和图 3。



1—转轮装配；2—密封装配；3—导流锥；4—轴承装配。

图 1 葛洲坝小机改造后水轮机剖面

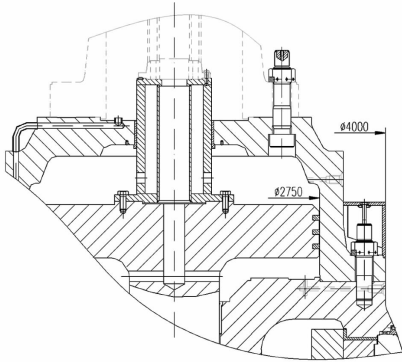


图 2 葛洲坝小机改造前转轮

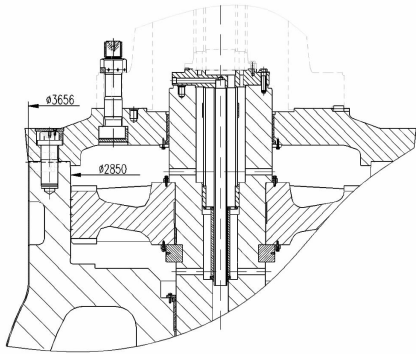


图 3 葛洲坝小机改造后转轮

2) 每个转轮叶片的转动是通过操作油管将最大为 4.0 MPa 的压力油引入转轮接力器上下腔操作

活塞带动活塞杆、操作架、连杆、转臂、叶片轴的转动来实现,叶片转角为 $-15^{\circ} \sim +15^{\circ}$,接力器行程为375 mm。连杆与操作架通过连杆销直接连接,结构简单,减少了加工量,方便安装。加工时,将操作架把合在转轮体上一次镗孔,以保证精度。操作架由原来的整体铸钢件20Mn改为钢板焊接与中心筒铸钢20Mn相结合的结构,该结构的重量比原来减轻了5.2 t,且产品质量更能得到保证,如图4所示。



图4 葛洲坝小机改造后操作架

3)改造前活塞杆与活塞一体整体锻造,材质为锻钢20SiMn(见图5)。由于该结构尺寸和重量过大,采购成本增加,所以新结构采用活塞杆与活塞通过卡环组装结构,材质分别为锻钢20SiMn和铸钢20Mn。该结构材料、加工成本均有所降低,如图6所示。

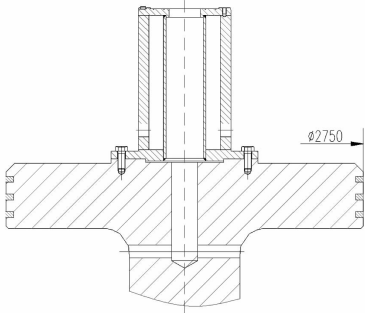


图5 改造前活塞和活塞杆

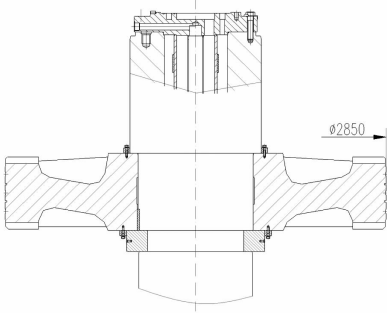
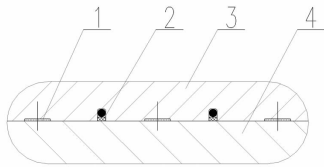


图6 改造后活塞和活塞杆



1—导向环 2—孔用方形圈 3—活塞 4—转轮体

图7 改造后转轮接力器缸活塞组合密封

4)转轮接力器缸活塞采用孔用方形圈加导向环的组合密封。导向环的主要作用是液压缸的活塞和活塞杆提供精确的导向支撑,并可以吸收径向负载;同时防止油缸内金属运动部件之间的接触。较以前铸铁活塞环结构,转轮接力器缸串油量由原来5~10 L/min降为最大0.09 L/min。图7为改造后转轮接力器缸活塞组合密封。

2.2 轴承装配

1)水轮机导轴承为稀油润滑、非同心分瓦块自润滑轴承,轴承未设专门的冷却装置,利用导流锥上下环板与立筋形成4个环形外油箱。运行时,油通过4组连通管与外油箱进行循环,依靠导流锥外流过的水自行冷却。该结构可以较方便地从上部对导轴承进行检查、调整和更换一部分导轴承部件。轴瓦采用巴氏合金瓦衬,并采用非同心瓦,工地不需刮瓦,轴瓦间隙调节靠楔块完成,易调整且可靠。未设冷却装置,具有结构简单、增加机组检修维护的空间位置等优点。

2)轴承中设有10块轴瓦,每块瓦上装有1只电阻测温计监测瓦温,另有2只电阻测温计用于测量油温。轴承最高运行温度为 60°C ,报警温度为 65°C ,停机温度为 70°C 。轴承油箱上设有油位计,以监测轴承油箱内的油位,见图8和图9。

2.3 主轴密封装配

1)主轴密封由工作密封和检修密封组成,安装在主轴联轴螺栓护盖上。

2)工作密封为恒压式向下端面密封。其工作原理为:不锈钢密封滑环固定在主轴转轮端法兰背面上,复合材料制成的密封圈把合在密封环上,密封环安装在支持环内侧,滑动接触面设有密封圈。工作时依靠密封环的自重力、密封环与支持环间的弹簧力、密封腔内的水压力,将密封圈与密封环贴合,达到密封效果。

3)密封弹簧及密封件均采用国外先进产品,密封元件为端面自补偿型,在使用年限内,对磨损可进行自动调整。

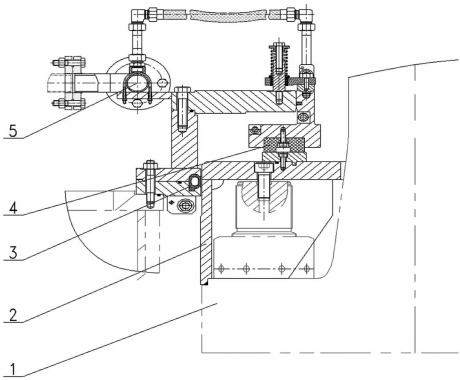


图8 改造后轴承装配在厂内预装



图9 改造后轴承装配厂内预装

4)密封环与密封圈设有通水孔,依靠清洁水润滑、冷却密封圈和密封滑环间的接触面,防止干摩擦烧损密封圈,可以通过该传感器进行测量并报警;同时,因密封环可上下移动,故可保证密封圈逐渐磨损和机组抬机时的正常密封。密封环上装有位移传感器,用于测量密封圈的磨损量。



1—主轴 2—护盖 3—检修密封 4—密封块 5—供水管路

图10 改造后主轴密封装配

5)主轴密封冷却水压为0.2~0.6 MPa,密封正常润滑水量约为2~3 L/s。

6)检修密封采用空气围带式密封,空气压力为0.5~0.8 MPa,当机组停机时,围带充气膨胀与主轴转轮端法兰外圆紧密贴合,达到密封的目的,见图10和图11。

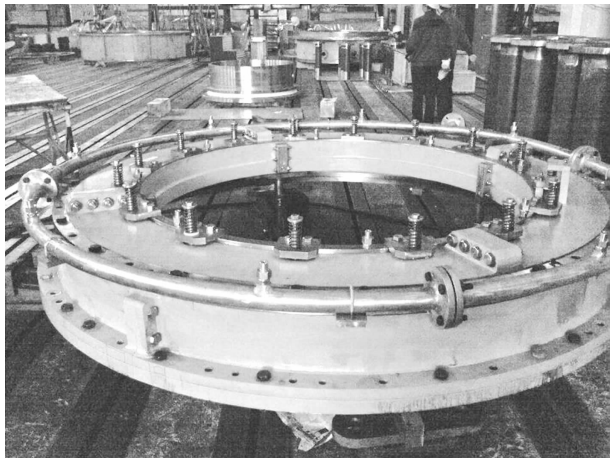


图11 改造后主轴密封装配厂内预装

2.4 转轮装配翻身工具

1)由于增容改造后参加转轮装配翻身重量有所增加,而电站现有吊车的起吊能力不能超260 t。以前还存在起吊钢丝绳打滑现象,见图12。针对这种情况,设计了独特的转轮装配翻身吊具。新吊具使转轮装配翻身工具由原来结构重量20 t减轻到10 t,材料由铸钢20SiMn改为钢板Q235B焊接结构。



图12 改造前电站转轮装配翻身

2)新吊具在转轮装配翻身过程中,能够有效防止钢丝绳打滑,减少对电站吊车的冲击载合,满足葛洲坝水电站的使用要求,确保机组顺利安装。该工

王红曼(1969),高级工程师,长期从事水轮机结构设计工作。



图 13 改造后转轮装配翻身过程

3 结 语

(收稿日期:2017-09-15)

(上接第43页)

- [11] Xiaonan Lu, Guerrero, J. M. , Kai Sun, et al. Hierarchical Control of Parallel AC – DC Converter Interfaces for Hybrid Microgrids [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, 5(2) :683 – 692.
- [12] Yun Wei Li, Ching – Nan Kao, An Accurate Power Control Strategy for Power – Electronics – Interfaced Distributed Generation Units Operating in a Low – Voltage Multibus Microgrid [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2009, 24(12) :2977 – 2988.
- [13] Milasi, R. M. , Lynch A. F. , Yun Wei Li. Adaptive Vector Control for Voltage Source Converters [J]. Control Theory & Applications, IET, 2013, 7(8) :1110 – 1119.
- [14] Guerrero, J. M. , Poh Chiang Loh, Tzung – Lin Lee, et al. Advanced Control Architectures for Intelligent Microgrids—Part II: Power Quality, Energy Storage, and AC/DC Microgrids [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2013, 60(4) :1263 – 1270.
- [15] Wencong Su, Eichl H. , Wentz Zeng, et al. A Survey on the Electrification of Transportation in a Smart Grid Environment [J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2012, 8(1) :1 – 10.

- [16] Xiaonan Lu, Kai Sun, Guerrero J. M., et al. State – of – Charge Balance Using Adaptive Droop Control for Distributed Energy Storage Systems in DC Microgrid Applications[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2014, 61 (6) :2804 – 2815.
- [17] Guerrero J. M., Garcia De Vicuna L., Matas J., et al. Output Impedance Design of Parallel – Connected UPS Inverters With Wireless Load – Sharing Control [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2005, 52 (4) :1126 – 1135.
- [18] Ciobotaru Mihai., Teodorescu R., Blaabjerg F. On – line Grid Impedance Estimation Based on Harmonic Injection for Grid – connected PV Inverter[C]. IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 2007: 2437 – 2442.

作者简介:

王珂涛(1974), 硕士、讲师、工程师, 目前主要从事信息理论和信息新技术在电力系统中的应用研究及教学, 重点研究方向为人工智能技术在电力系统中的应用以及电力系统故障分析与诊断。

(收稿日期:2017-06-24)

多布水电站高海拔灯泡贯流水轮发电机设计概述

施明星, 鄢帮国

(东方电气东方电机有限公司, 四川 德阳 618000)

摘 要:介绍了多布水电站高海拔灯泡贯流水轮发电机的电磁设计和主要结构设计特点。针对电站高海拔情况, 通过电磁优化设计、定子防晕与绝缘海拔修正、转子磁极优化设计和通风冷却系统选择合适的轴流风机, 解决了在高海拔地区水轮发电机易起晕、放电和散热困难等难题。

关键词:高海拔; 灯泡贯流水轮发电机; 电磁; 结构; 防晕; 绝缘; 通风系统; 轴流风机

Abstract: The characteristics of electromagnetic design and main structure design for high – altitude bulb tubular – turbine generator of DuoBu hydropower station are introduced. Aiming at the station in high altitude area, the difficult problems, that is, the corona is easily produced and it has difficulty with discharge and heat dissipation, are solved through the electromagnetic optimization design, the corona proof and insulation altitude correction of stator, the pole optimization design of rotor, and selecting appropriate axial fan for ventilation system.

Key words: high altitude; bulb tubular – turbine generator; electromagnetic; structure; corona proof; insulation; ventilation system; axial fan

中图分类号: TM312 文献标志码: A 文章编号: 1003 – 6954 (2017) 06 – 0058 – 03

0 引 言

多布水电站是位于西藏自治区林芝县境内, 安装了 4 台单机容量为 30 MW 的灯泡式贯流机组, 额定水头 16. 7 m, 多年来平均发电量为 505. 6 GWh。多布水轮发电机安装高程为海拔 3 041 m, 是东方电气东方电机有限公司设计制造的首台安装在高程超过 3 000 m 高海拔地区的大型灯泡贯流式水轮发电机。高海拔环境条件的特点是空气稀薄、含氧量低、气压低、气温低, 对水轮发电机会产生起晕电压降低、空气绝缘耐压降低、散热困难、温升增加等影响。因此, 按照常规机组进行发电机设计, 已不能满足特殊地理环境下的运行要求。

1 发电机基本参数

发电机基本参数如表 1 所示。

2 电磁设计概述

电磁方案设计是水轮发电机设计的首要环节,

表 1 发电机基本参数

名 称	参 数
型 号	SFWG30 – 48/5800
额定容量/MVA	32. 61
额定电压/kV	10. 5
额定电流/A	1 793
额定转速/(r · min ⁻¹)	125
飞逸转速/(r · min ⁻¹)	380
功率因数	0. 92(滞后)
相 数	3

决定着发电机总体尺寸控制、结构布置和性能参数, 面临的综合问题特别多。尤其对于灯泡贯流式水轮发电机来说, 由于极数多、转速低, 受到影响流道及水力性能的灯泡体直径限制, 发电机转子直径要小于常规发电机, 难以像常规立式发电机那样可以通过增大定子直径来满足通风冷却和结构布置的要求。多布水轮发电机灯泡比为 1. 299, 定子机座外径仅为 6 300 mm。为了使定子机座具有足够刚强度和通风间隙, 定子铁心外径取值 5 800 mm, 定子铁心长度取值 1 600 mm, 而铁心长度与极距的比值高达 4. 61; 同时, 多布电站海拔高、气压低、空气密

表 2 环境条件参数与电机散热系数对照表

	海拔高度 /m	年平均气压 /kPa	空气密度 /(kg·m ⁻³)	空气体积比热 /(kJ·m ⁻³ ·k ⁻¹)	电机表面相对 散热系数
常规发电机	≤1000	≥90.0	≥1.148	1.12	1
多布发电机	3041	70.1	0.848	0.784	0.824

度下降、空气比热容也降低,电机表面散热系数较常规机组下降了 17.6%,见表 2。在此情况下进行电磁设计,与常规灯泡贯流水轮发电机相比难度更大,需要特别考虑发电机的散热问题。

由于该电站海拔高,同等空气流量换热能力下降,为保证发电机的损耗能及时散发出去,不至积聚发热,电磁方案从降低损耗和提高散热能力方面进行如下优化设计:

- 1)降低定子电密,降低定子热负荷;
- 2)定子线棒规格采用多股薄而窄的股线,减小股线涡流损耗;
- 3)增大定子槽深宽比,有利于定子线棒的散热;
- 4)定子上、下棒线采用不同截面设计,以更加有效地利用槽深;
- 5)在保证定子有效铁心高度的基础上,增加通风沟数量,从而增大定子散热面积;
- 6)磁极冲片材料采用薄钢板,降低磁极表面损耗。

3 发电机结构设计概述

3.1 总体结构

多布水轮发电机整体结构为水平灯泡贯流式结构,主要由定子、转子、组合轴承、通风系统、灯泡头、锥体、支撑及其他辅助部件组成。轴系采用双支点双悬臂结构,发电机与水轮机共用一根轴;正、反推力轴承位于转子下游侧,径向轴承设置在转子与正向推力轴承之间,推力轴承与径向轴承共用一个油槽;通风系统采用了外加轴流风机的径、轴向混合式强迫通风方式。

3.2 定子结构设计特点

3.2.1 定子机座

定子机座采用钢板焊接的轴向 V 型筋结构,由于运输条件限制分为两瓣,在工地安装间内组圆。

3.2.2 定子铁心

定子铁心采用薄的优质低损耗硅钢片叠压而成。定子铁心和定子机座采用浮动双鸽尾筋进行固

定连接,来适应定子的热膨胀。定子铁心采用绝缘穿心螺杆并在穿心螺杆的上游侧增设蝶形弹簧的方式进行压紧,保证铁心长期压紧而不松动。

3.2.3 定子绕组

定子绕组采用 1 支路星形波绕组的结构。定子线棒为单匝杆式,为了减小股线环流,采用小于 360°的不完全换位方式^[1]。其基本原理是:利用槽部各股线的磁不平衡感生电势去补偿股线回路中端部磁场的作用。根据定子线棒的内部结构,分析计算端部磁场引起的各股线的感生电势和环流,计算线棒的环流损耗系数,求得最佳换位角度。如图 1 所示,经分析计算,得到小于 360°换位时定子线棒平均环流系数曲线。因此,多布水轮发电机线棒采用了 330°的换位角度,大大降低了因股线环流引起的损耗发热。

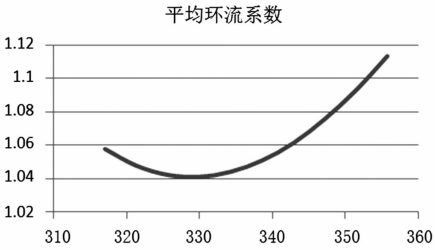


图 1 定子线棒平均环流系数曲线

3.2.4 定子防晕和绝缘修正

对于在高海拔地区运行的水轮发电机组,定子线棒与定子绕组的防电晕和绝缘性能至关重要,要求也更高。根据 GB/T 7894 - 2009《水轮发电机基本技术条件》的规定,当海拔高度超过 1 000 m 时,起晕电压的试验值应按 JB/T 8439 - 2008《使用于高海拔地区的高压交流电机防电晕技术要求》进行修正。根据 GB 311.1 - 2012《绝缘配合 第一部分:定义、原则和规则》要求,当设备安装在海拔高度高于 1 000 m 时,要对设备外绝缘的耐压值进行修正。

定子线棒和绕组的起晕电压值海拔修正系数按照式 1) 进行计算:

$$K_q = (1 - kH_s)/(1 - kH_A)$$

(1)

式中: K_q 为线圈的起晕电压修正系数,kV; k 为起晕电压随海拔升高的递减率,取为 0.1,km⁻¹; H_s 为试

验地点的海拔, km; H_A 为安装地点的海拔, km。

定子绝缘的工频交流耐电压值海拔修正系数按照式(2)进行计算:

$$K_a = e^{q(\frac{H-1000}{8150})}$$

(2)

式中: K_a 为海拔修正系数; H 为设备安装地点的海拔高度, m; q 为指数(对于空气间隙的短时工频耐电压, 取 $q = 1^{[2]}$)。

试验地点的海拔高度约为 500 m, 多布电站海拔高度为 3 100 m。根据式(1)与式(2)计算可以得到, 定子线棒和绕组的起晕电压试验值的修正系数为 1.377, 定子绝缘的工频交流耐电压修正系数为 1.294。多布发电机定子的防晕和绝缘等级根据海拔修正系数进行相应设计修正, 定子线棒采用了绝缘性能更稳定、更可靠的少胶 VPI 工艺。厂内试验时, 定子线棒起晕电压及绝缘耐电压值均按修正后的试验电压值进行试验并合格, 保证了发电机定子在高海拔地区的可靠运行。

3.3 转子结构设计特点

转子支架为后倾斜支臂圆盘式结构, 由中心体轮毂、斜支臂和磁轭圈焊接组成。磁轭分 6 段, 由优质厚钢板焊接而成。转子支架的筋板斜向设置, 起后倾风扇作用, 通风效率高, 有利于径向风路通风。转子支架中心体通过联轴螺栓与水轮机主轴法兰把合在一起, 并通过销套传递扭矩。转子支架上游侧设有可拆的多块制动环。磁极装配主要包括磁极铁心和磁极线圈和阻尼绕组等, 磁极装配采用螺栓把合的方式固定在转子支架上。

针对多布水轮发电机在高海拔地区运行, 其转子磁极通风散热的要求更高, 磁极线圈与磁极铁心之间更易出现放电现象的问题, 多布水轮发电机转子磁极优化设计如下:

- 1) 磁极铁心采用厚薄钢板冲片叠压而成, 降低磁极表面损耗;
- 2) 磁极线圈由带散热翅的异形铜排扁绕而成, 散热效果更好;
- 3) 通过增大磁极托板厚度等措施, 增大磁极线圈到磁极铁心的爬电距离;
- 4) 对磁极线圈试验耐压值按海拔修正系数 1.294 进行修正。

3.4 通风冷却系统

多布发电机采用密闭强迫自循环混合式通风系统, 如图 2 所示。在定子上游侧设有 6 个空气冷却器, 并相应配有 6 个高原轴流风机, 一部分冷风经轴流风机加压后进入转子支架, 并与转子支架旋转压头串联, 使冷风通过磁轭和磁极后进入气隙, 再经过定子通风沟后由铁心背部流出到达空气冷却器入口; 另一部分冷风由转子支架下游侧进入, 轴向流经定子全长后, 到达空气冷却器入口; 两部分热空气汇合进入冷却器, 经冷却后进入轴流风机, 形成完整的循环风路。

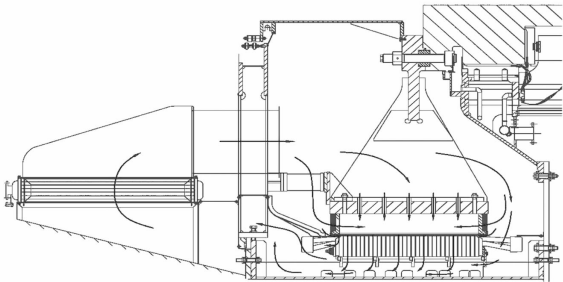


图 2 发电机通风系统

海拔高度上升, 意味着大气压力和大气温度的降低, 两者对空气密度的影响作用相反。由于多布发电机采用密闭循环通风系统, 因此大气温度降低对空气密度增加效应可以忽略, 只考虑大气压力降低对冷却空气密度的减小效应。空气密度降低, 空气体积比热随密度降低而减小, 发电机的需求风量会增加。以海平面高度为基准, 对多布水轮发电机在其所在高度运行时的需求风量进行分析, 见表 3。

表 3 发电机需求风量分析

海拔高度 /m	空气密度 / $(\text{kg} \cdot \text{m}^{-3})$	空气体积比热 / $(\text{kJ} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{K}^{-1})$	空冷系统带走总损耗 /kW	需求风量 / $(\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1})$
0	1.225	1.12	555.34	24.8
3 041	0.848	0.784	555.34	35.4

根据表 3, 发电机需要由冷却系统带走的损耗为 555.34 kW。结合以往同类产品分析、计算和试验研究成果, 要满足冷却需要, 发电机在海拔 3 041 m 地区运行所需要的空气流量为 35.4 m³/s, 所需风量增加了近 43%。因此, 解决高海拔因素对通风冷却系统带来的影响, 选择合适的风机至关重要。

将发电机的通风系统等效成图 3 所示的计算网络, 利用网络法^[3]进行电机风阻特性求解, 可求出发电机内各部位的风速、风量、风压等参数。在此基

(下转第 81 页)

仪器仪表计非标电压检测装置的设计制作

刘 伟

(国网四川省电力公司计量中心,四川 成都 610041)

摘要:在计量检测中,存在一个普遍问题,不论是指针式、数显式还是智能式仪器仪表计,基本都有“工作电压 220 V ± 10%”的技术指标,该指标实质为非标准电压,一般校验仪器不具备该类信号,给检测工作带来阻碍,甚至有些机构放弃了该项指标的实际验证。工作电压涉及到仪器仪表计功能范围和工作稳定性,是现场设备监护与运行可靠性的重要保证,故进行准确校验是必须的。为此开展了设计制作工作,并取得了圆满成功,在计量检测应用中收到了良好效果。

关键词:非标电压;计量检测;电压提升;无级调压

Abstract:In the measurement detection, there is a general problem, whether the pointer type, digital display or intelligent instrument meter, they basically have the technical indicators as "working voltage 220 V ± 10%", but this indicator is essentially nonstandard voltage, the general calibration instrument does not have this kind of signal, which hinders the detection work and even makes some institutions abandon the actual verification of this index. Working voltage is related to the metering function range and working stability, and is the important guarantee for monitoring and operational reliability of the site equipment, so the accurate calibration is necessary. The design and manufacturing work are carried out which achieves complete success, and it receives good results after being applied to the measurement detection.

Key words:nonstandard voltage; measurement detection; voltage enhancement; stepless voltage regulation

中图分类号:TH71 文献标志码:A 文章编号:1003 - 6954(2017)06 - 0061 - 03

0 前 言

在电力网络的电压、电流、频率、通讯、电度表、继电保护等计量、监测设施中,普遍存在“工作电压:220 V ± 10%”的技术指标。该指标关系到仪器仪表计的适用范围和功效稳定性,同时是电网监护与运行可靠的重要保证。由此可见,在计量工作中,对该项指标进行准确性校验检测是非常必要的。

但是,现有电力计量中心和基层仪表班组,所设标准计量室普遍采用交流稳压电源,而属于非标的 220 V ± 10% 电压基本无设置,对于相关数据的检测很难进行,不少地方便放弃了该项指标的检定,做出了并不完整的计量报告。

针对标准室缺少 220 V ± 10% 非标电压和计量检测不到位,如何弥补的问题,开展了相关仪器仪表计非标准电压检测装置的研究设计。

1 非标电压检测分析

在广泛应用的低压系统中,380 V 为动力电压,

220 V 为民用电压,36 V 为安全电压,这些都是国家规定的标准电压值。在工作、生活中采取的用电方式及其用电设备都是按照这样的标准进行的设计制作。在电力行业的电能计量、继电保护、温度监测等仪器仪表计中也包含这样的电源体系。

但在实际应用中,由于电力网络受谐波干扰、负荷冲击、电动机车启停变化等影响,给电压造成频繁波动,由此要求用电器具必须具备一定的适用范围,这样的适用范围往往取为标准电压值 ± 10%,如在计量监测中的频率、功率、电度表,生活中的空调、冰箱等设施,都有“工作电压:220 V ± 10%”的技术指标,这样的指标扩展了设备工作范围,使适用面更宽更广。但该技术指标也衍生出了非标准电压值,给计量工作带来了检测困难,甚至现有状态不具备检测条件。那么,220 V ± 10% 的具体数字是多少呢?通过计算,可得到如下相关电压值。

$$\begin{aligned} 220 \times 10\% &= 22 \text{ V} \\ +10\% \text{ 为: } &220 + 22 = 242 \text{ V} \\ -10\% \text{ 为: } &220 - 22 = 198 \text{ V} \end{aligned}$$

毫无疑问,242 V、198 V 是非标准电压,但却是仪器仪表计普遍制定的技术参数。这样的参数在实际

应用中如果不出问题,即被认为工作正常;但当出现烧损、停运等故障后,去查找原因,却往往是设备老化、绝缘薄弱等状况造成,即相关设施已承受不起电压波动的干扰袭击了,因此这是很危险的。

那么,对已经存在却尚未暴露的问题,可否通过检测手段来查找,提前发现问题,采取有力措施,排除危险隐患呢?通过校验检测是可以做到,而且是必须做到的。

具体工作可以在现场每年定期送检的电度表、周波继电器、通讯仪表、高频保护等校验过程中完成。如果在校验中对高出和低于 10% 的电压工作状态进行检测分析,观察被检仪器计量数据是否准确、功能作用有无变化等,才能作出是否合格的判断。

经校验检测,合格的产品允许返回现场,使之在电压 $\pm 10\%$ 的波动范围中能够正常工作;而对不合格的产品提出维修处理意见,经改进后再做检定,直到合格后放行。否则坚决淘汰,以避免问题仪器回到现场,带着隐患工作,造成烧损、跳闸等电网事故的发生。

综上,看到了对非标电压检测的重要性和必要性。但是,由于计量检测部门普遍使用 220 V 交流稳压电源,以上非标电压数值难于获取,特别是 242 V,是电压升高,现有条件基本无法满足。为此,需要做出进一步的探索研究,开展电路设计,制作出所需非标电压装置,以能提供检测信号,完整地开展校验工作。

2 装置结构

242 V 和 198 V 是非标准电压,为满足诸多仪器表计关联涉及和计量部门对其技术指标的检定测试,下面将分别予以介绍有关电压产生装置的设计制作。

图 1 为非标电源装置的结构示意图,主要分为 3 部分。

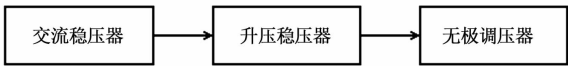


图 1 非标电压主体结构

在图 1 中 3 部分的功能作用如下:

1) 交流稳压器:这是一般计量检测室都安装配备有的设施,在本装置中,它将作为基本电源,进行引接利用。

2) 升压变压器:根据前面 220 V $\pm 10\%$ 指标计

算数值,上端电压为 242 V,超过了现有条件,故需做电压提升。对于交流电源,目前采用电压提升的方法仍是以升压变压器为主,该技术成熟可靠。

3) 无极调压器:为减少负荷冲击和磁场干扰等问题,实际电压设计会高于 $\pm 10\%$,如初拟为 300 V。那么,要取得 242 V、198 V 两项非标准测试参数,则需采用调节手段来实现。为此,选择了以可控硅为中心的无极调压技术,既运行可靠,又方便灵活。

3 电路设计

3.1 电路原理

根据前面结构体系实施了电路设计,见图 2。

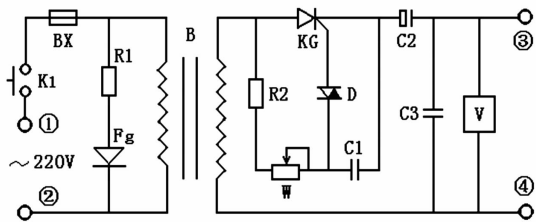


图 2 非标电压电路原理

在计量检测工作中,已经具备恒温恒压条件即试验室已经有了 220 V 交流稳压电源,为此,无须再另外设计频率和失真度等都要符合标准要求的工频振荡仪,将直接在稳压源中引用。

实施电路如图 2 所示,从①端子、②端子引入 220 V 交流稳压电源,经 K1 开关、BX 保险传送给变压器 B 的原边。由此,即得到了基本电压值,又使电路大为简化。

3.2 升压变压器设计制作

但要实现 242 V 电压的输出,必须做电压提升,为此设计了升压变压器 B。考虑电源或负载工作中难免会有负荷冲击、磁场干扰和需留有充分裕度等,决定将电压做 300 V 设计。

在仪器表计中,一般使用的是降压变压器,这里将要采用的是升压变压器,其特点是副边电压 U_2 高于原边电压 U_1 ,根据所要设计的电压值计算变比 K 为

$$K = U_2 / U_1 = 300 / 220 = 1.36$$

相对匝数也是副边多于原边,从漆包线绝缘强度考虑,设计每匝电压为 0.25 V,则原、副边匝数为:

$$Z_{a1} = 220 / 0.25 = 880 \text{ 匝}$$

$$Z_{a2} = Z_{a1} \cdot K = 880 \times 1.36 = 1197 \text{ 匝}$$

根据匝伏数值,漆包线线径选为 0.1 mm 即可,并因漆包线绝缘层可以达到数千上万伏,所以线圈

绕制中注意不要刮伤外漆和排列整齐即可,无需另加绝缘层,使其工艺简洁方便。

升压变压器再采用高导磁冷轧矽钢片为铁心,并做好机械紧固,有条件的地方再采用绝缘油浸泡24 h,然后烘干,以增加绝缘强度和稳定性,则变压器制作完成。

3.3 无极调压

在电压提升到300 V后,如何取得高端指标242 V和低端指标198 V的准确数值呢?这尚需方便灵活的调节手段,为此,采用了以可控硅KG为中心的无极调压电路来完成。

在图2中,变压器B的副边300 V电压分两路传送,一路直接送往可控硅KG阳极,作为等待;另一路经电阻R2、电位器W、电容C1相互串联的支路,与可控硅KG的阴极相连,形成RC振荡器。振荡脉冲由双向二极管D引向可控硅控制极,作导通角控制。如果改变电位器便可改变振荡频率,改变频率将改变导通角,改变导通角便改变可控硅输出电压。其间,无继电器结点等控制方式,所以形成的是无极调压。

经调节后,在可控硅阴极与变压器副边另一侧的端子③、端子④送出包括242 V和198 V在内的校验电压值,电压表V作为观察监测用,使数字更加准确可靠。

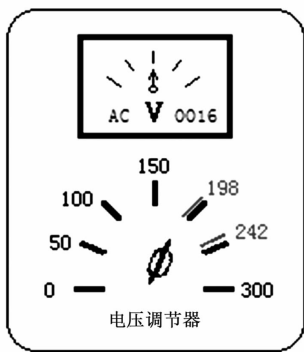


图3 电压调节面板

当无极调压装置安装好后,相关面板部分如图3所示,电位器W旋钮可以在0~300 V之间来回转动,非常方便灵活。尽管如此,基于所需的只是198 V和242 V两个非标电压值,为此,用红线、红字做出特殊标记,使之更加醒目。更进一步的是,若仪器不做其他用途,便可将电位器停留在相关位置,则开机不用调节,即可输出所需电压数值,使校验工作更加快速准确。

3.4 高频滤波

可控硅为半导体非线性器件,工作中可能对

220 V正弦波削顶,即产生直流分量和高次谐波。为此,电路中设计了滤波电路。

在图2的可控硅KG阴极和输出端子③、端子④间,串联了耐压在500 V以上、容量为2 200 μF 的电解电容C2,还并联了耐压500 V以上、容量0.01 μF 以下的独石或云母电容C3,以阻挡直流分量和滤去高次谐波;同时让50 Hz工频电压顺利通过,由此减少电压的失真度,使输出正弦波平稳光滑。

变压器B原边的电阻R1与发光二极管Fg构成指示电路,发光管点亮表示电源工作正常。

以上电路对升压、调节、波形质量等做了较为完善的设计处理,故再将各元器件进行印刷电路板设计加工、安装调试等,即可圆满制作出所需的非标准电压校验仪器,投入计量检测室使用。

3.5 功能扩展

在满足上述两电压调节输出中,利用调压变压器还可扩大功能,如JJG603-2006频率表校验标准中,对电压变化影响的检验规定。首先选定被校表计的刻度值;然后经过无极调压结构中的电位器W,将电压从最低值往上调节或最高值往下调节,直到指针或数字稳定,方读数,由此确定“最低输入电压”和“最高输入电压”两项技术参数,实现了功能扩展。

4 结 语

根据若干仪器仪表具有220 V $\pm$ 10%工作电压的指标,在计量检测时须对相关电压值进行校验。在电路设计中,实施变压器作电压提升后,再采用无极调压控制,配套完成了242 V和198 V校验值的提供,解决了该项指标不能全面检测的问题,使校验检定工作更加全面完善,准确可靠。

该装置具有专业性强、新颖独特、结构简单、使用方便等诸多优点,可在计量检测中广泛应用。

参考文献

- [1] 程树森. 154 kV非标准电压等级节能改造[J]. 有色冶金节能, 1994(4): 21-24.
- [2] 陈智文, 王汉生. 高稳定度变压器式交流无极调压电路[J]. 电子技术应用, 1992(12): 17-19.

作者简介:

刘伟(1965), 工程师, 主要从事计量检查工作。

(收稿日期: 2017-08-11)

基于时频检测的 GIS 设备异常振动分析

马啟潇¹,刘书弟²,何宇航¹,周电波¹,何 良¹,姚 晓¹

(1. 国网四川省电力公司电力科学研究院,四川 成都 610041;
2. 华北电力大学电气与电子工程学院,北京 102206)

摘 要:对振动信号进行时频分析可以准确地定位振动源,进而分析 GIS 设备异常振动的成因并评价设备运行状况。采用振动宽频测试系统检测了某 220 kV 变电站 GIS 设备的异常状况,通过对测得振动信号进行频谱分析和连续小波分析,研究了振动信号的时频特性,揭示了振动信号在 GIS 设备中的传播衰减过程;同时利用振动信号小波熵分析了振动信号的时间延迟,从而对振动源进行了精确定位。

关键词:GIS 设备;振动;频谱分布;时频分析;定位

Abstract:The vibration source can be accurately located by the time – frequency analysis that can analyze the causes of abnormal vibration of GIS and evaluate the equipment operating conditions. The wideband vibration testing system is used to detect the abnormal vibration of 220 kV GIS equipment. By means of spectrum analysis and continuous wavelet analysis of the measured vibration signals, the time domain and frequency domain characteristics of the vibration signal are studied. The analysis results show the propagation attenuation characteristics of the vibration signal on GIS. The time delay of vibration signal is obtained by the wavelet entropy, therefore the vibration source is accurately located.

Key words:GIS; vibration; spectrum distribution; time – frequency analysis; location

中图分类号:TM595 文献标志码:B 文章编号:1003 – 6954(2017)06 – 0064 – 04

0 引 言

近年来,随着 GIS 设备的大量应用,GIS 设备异常振动的情况出现得越来越频繁,异常振动的定位和准确评价异常振动对 GIS 设备运行状态的影响成为设备运维面临的新难题。异常振动大部分是由于 GIS 设备内部的机械故障或放电引起,但是 GIS 设备外部构架应力分布以及环境因素的变化也会引起 GIS 振动。因此对 GIS 设备进行振动检测有利于及时发现设备的潜在缺陷^[1-2]。

由于 GIS 振动信号在金属部件中传播的衰减很小,因此测点的选择可以具有一定的灵活性。利用 GIS 设备的振动信号对其机械故障进行诊断,可以很好地解决高压隔离问题,有助于实现对 GIS 设备的非侵入式状态监测,已成为高压断路器机械状态监测的最合适的方法之一。数十年来,各国学者和工程技术人员在 GIS 设备机械故障的振动诊断方面开展了大量的研究工作,取得了一些成果,但一直未有重大突破,还需要不断地深入研究。目前中国的

坚强智能电网建设对电网安全稳定运行有着迫切的需求,如何利用振动诊断对 GIS 设备机械状态进行检测成为了新的挑战^[3-5]。

下面对 220 kV GIS 设备的异常振动进行了多点检测。通过对振动信号进行频谱和连续小波分析,研究了振动信号的时域和频域分布特征;利用小波熵求得振动信号时延,对振动源进行准确定位,并最终进行了现场确认。

1 GIS 振动现场测试

在某变电站主变压器进线 GIS 管道处,时而出 现较明显的应力释放声音。该段封闭管线长近 100 m,由于存在大范围异响,无法准确判断产生 异响的位置。因此采用振动宽频测量系统在 GIS 管道的一端布置了 3 个振动测点,对产生的 GIS 管 体异响进行检测。

现场 GIS 管道测点布置如图 1 所示,图中可见 3 个测点统一布置在 GIS 管道的水平侧面。在 GIS 管道左侧的垂直拐弯处有个伸缩节,测点 1 距离伸

缩节左侧 0.35 m,测点 2 距离测点 1 约 1.6 m ,测点 3 距离测点 2 约 4 m 。测点 1 到测点 2 之间,以及测点 2 到测点 3 之间均有 1 处 GIS 支撑结构。

振动宽频测试系统的检测单元采用了 PCA 的超声波探头,超声信号经放大滤波单元进行了相应处理。整个检测系统的频响曲线如图 2 所示,图中可见测试系统在 5 ~ 100 kHz 之间具有较好的频响特性。系统的采样率设为 1 MS/s,可完整地记录 GIS 异响振动信号。

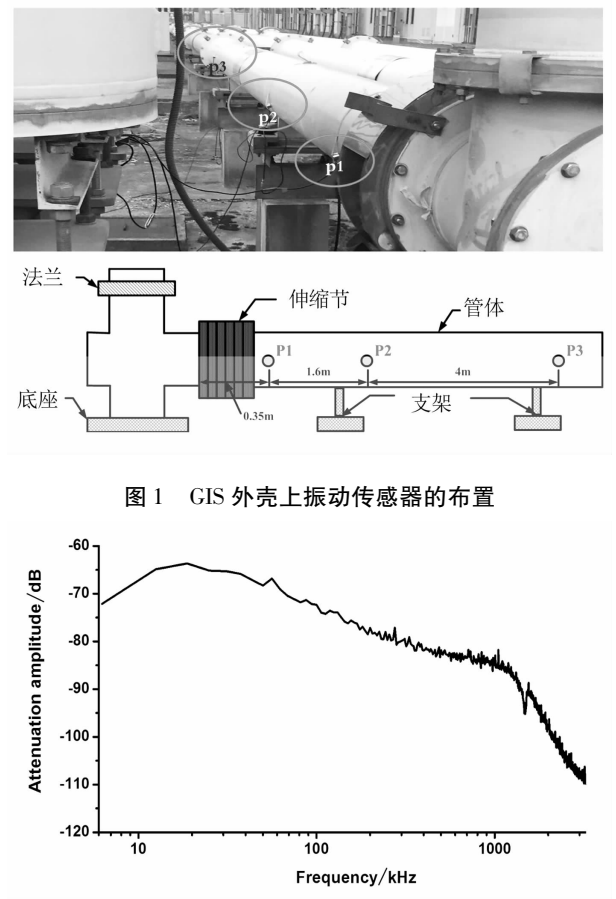


图 1 GIS 外壳上振动传感器的布置

图 2 振动测试系统的频响曲线

2 测试结果分析

将测点 1 作为触发通道,同时捕捉 GIS 出现异响时 3 个振动测点出现的振动信号。出现异响时 3 个测点所测得振动信号见图 3,图中可见该次 GIS 管道异响产生 2 次振动信号。第 1 次出现的振动信号幅值较小,测点 1 处的峰值约为 2.5 V,持续时间也较短,约为 10 ms;第 2 次出现的振动信号幅值较大,峰值接近 5 V,持续时间约为 20 ms;由此可见该次 GIS 管体异响,出现了两次应力释放,由于时间间隔较短,通过人耳无法分辨。此外从振动信号的时

域波形可见,测点 1 和测点 2 处所测振动信号幅值相当,约为 5 V;测点 3 的信号幅值有所减小,约为 4 V。从波形起始时间可见 3 个测点所测信号有一定时延。

对 3 个测点所测得的振动信号进行频谱分析,如图 4 所示。图中可见 GIS 异响产生振动信号的频谱主要分布在 20 ~ 50 kHz,低于 20 kHz 和高于 50 kHz 的分量较少。从测点 1 到测点 3, 40 ~ 50 kHz 的分量逐渐减小。测点 1 处频谱峰值约为 0.25 V,测点 2 的频谱峰值稍有减小,约为 0.2 V;测点 3 衰减较大,频谱峰值只有 0.1 V 左右。

综合振动信号的时域波形频谱分布特征,可初步推断 GIS 异响的振动源应靠近测点 1 处。

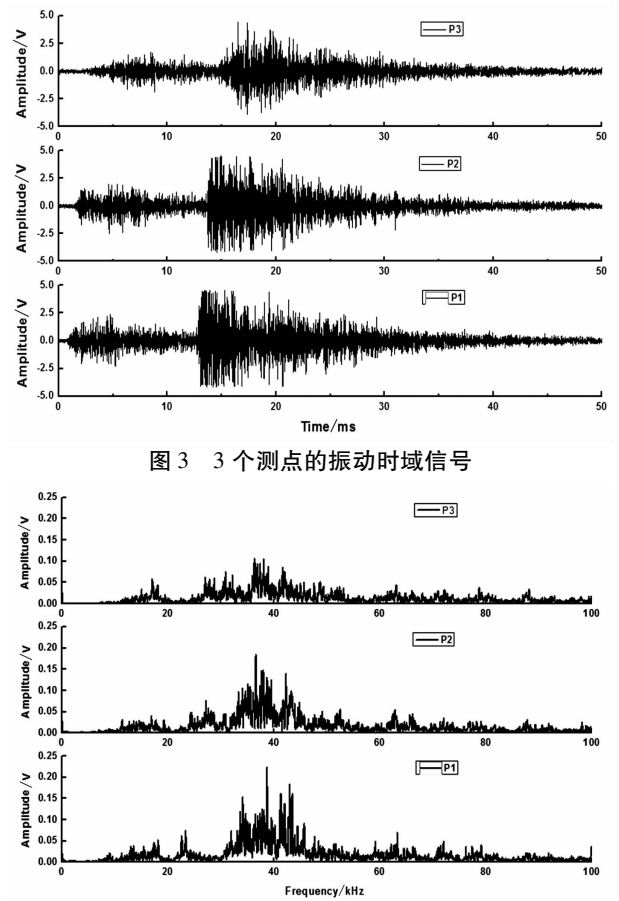


图 3 3 个测点的振动时域信号

图 4 GIS 外壳上振动信号的频谱分布

对振动信号的频谱分析有助于现场分析振动源的位置。图 5 为 GIS 设备内部放电激发的超声波振动信号的频谱分析结果。图中可见放电激发的超声波振动信号频谱分量主要分布在 20 ~ 80 kHz,50 kHz 以上还有很大的频谱分量^[3]。由此可见由于应力释放产生的异响振动信号与放电激发的振动信号在超声波段的频谱分布差异明显。

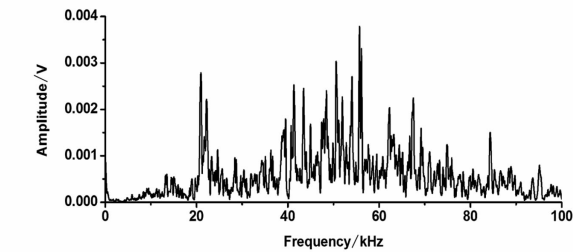


图5 GIS 中放电激发超声波的频谱分布

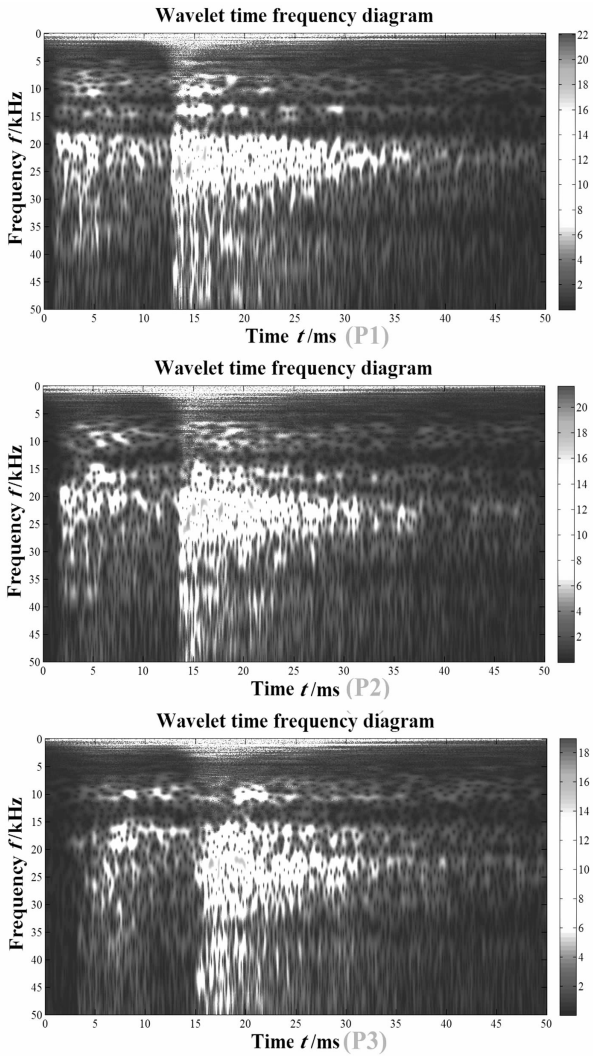


图6 3 个测点振动信号的小波时频分析

利用连续小波变换分析 3 个测点所测 GIS 异响振动信号,分析结果如图 6 所示,图中可见 3 个测点振动信号各频谱分量随时间的变化。第 1 次出现的振动信号的频谱分量主要分布在 20 ~ 25 kHz,比第 2 次出现的振动信号频谱分布范围窄。从测点 1 和测点 2 的时频分布图可见随着持续时间延长,振动信号的高频分量逐步衰减。对比 3 个测点的振动信号时频分布也可见随着传播距离的增大,振动信号在 25 kHz 以上的分量出现显著地衰减,而 20 ~ 25 kHz 的分量衰减较小。进一步说明异常振动源靠近测点 1 处。

3 GIS 异常振动源的定位

为了进一步分析 GIS 异响的原因,需对振动源进行定位。通过 3 个测点时域信号特征和频谱分布特征,大致推断振动源应靠近测点 1 处。再根据振动信号的时延进行精确定位,通过 3 个传感器求得彼此之间的时延,并结合超声波信号在金属铝中的传播速度,可最终确定振动源的位置。

3 个测点 GIS 异响振动信号的波头展开图如图 7 所示。以振动信号第 1 个最大峰值点的时刻为信号到达时刻,图中可见测点 1 信号到达时间为 12.98 ms,测点 2 到达时间为 13.76 ms,测点 3 处到达时间为 15.27 ms。由此可见测点 1 到测点 2 之间时延为 0.78 ms,测点 2 到测点 3 之间时延为 1.51 ms。由于以第 1 个最大峰值点的时刻为信号到达时刻求取的时延误差太大,根据前述两个时延无法确定振动源的位置,需用新的算法重新确定信号时延。

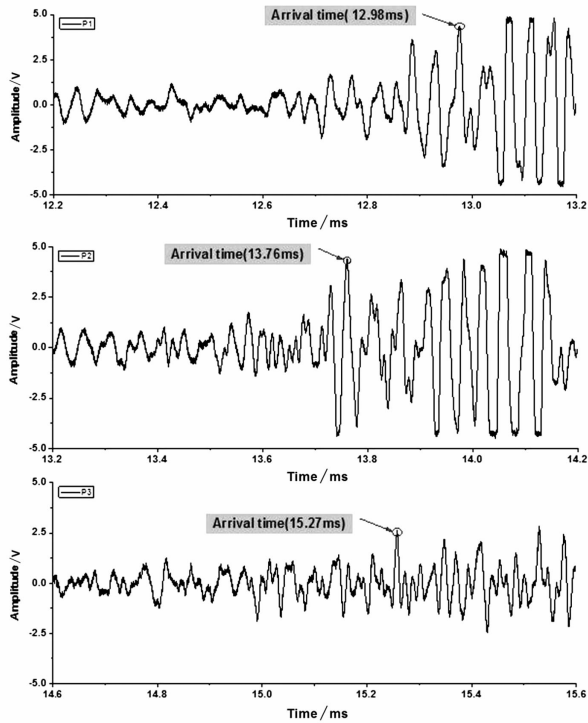


图7 3 个测点振动信号的到达时间

为了提高振动信号时延求取的精度,通过对振动信号的连续小波变换系数在频域 1 ~ 50 kHz 上进行积分,得到振动信号在时域上的小波熵。3 个测点振动信号的时域小波熵如图 8 所示。图中可见 3 个测点振动信号小波熵的上升沿均很陡峭,尤其是测点 3 处的振动信号小波熵相较于时域波形上升沿有较大的改善,便于确定信号的到达时间。展开振动信号小波熵的波头起始部分,如图 9 所示。以首先到达

小波熵峰值的三分之一处的时刻为振动信号的到达时间。图9中所示测点1的到达时间是12.85 ms;测点2的到达时间为13.75 ms;测点3的到达时间为15.99 ms。由此求得测点1和测点2之间的时延为0.9 ms,测点2与测点3之间的时延为2.24 ms。根据这两个时延可确定GIS异响振动源位于测点1的左侧;再根据GIS的结构布置推断,振动源应位于GIS管体左端的伸缩节处。

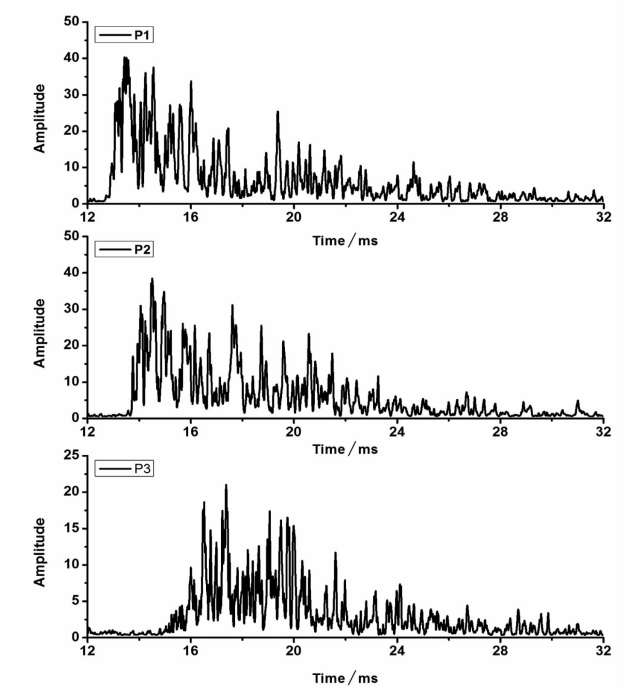


图8 3个测点振动信号的时域小波熵分布

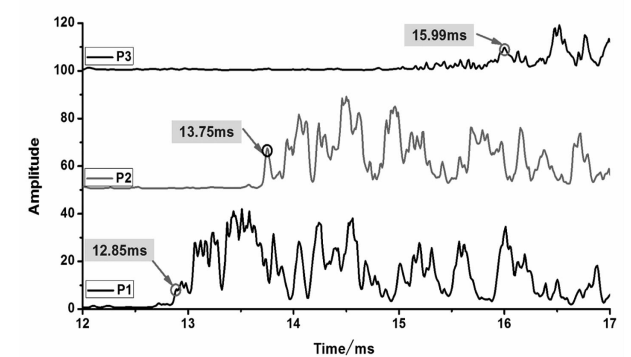


图9 基于小波熵的振动信号时延估计

为了进一步确定定位结论,进行了仔细的现场查勘。从伸缩节下端GIS底座上的滑动连接部位,可清晰地发现存在2 cm左右的划痕,如图10所示,这是GIS管体与底座之间发生了相对位移的印证。通过对现场GIS管体的分析发现,由于该段GIS管体过长,夏季昼夜温差较大,热胀冷缩使管体上的伸缩节或波纹管发生形变,而该类形变逐渐累积体现在GIS管体的左右两端。由于GIS管体在左右两端没有可调节形变的结构,因此在波纹管应力释放时,

将使GIS管体发生一定程度的位移,产生异响。



图10 GIS底座上的划痕

4 结 语

利用振动宽频测试系统对现场GIS异响振动进行了多点同步检测。检测发现GIS异响振动信号持续时间在20 ms左右,主要频谱分布在20~50 kHz;而放电激发的振动超声波信号频谱分布在20~80 kHz。通过连续小波变化,分析了异响振动信号在GIS管体上的传播衰减特性,随着距离的增大,振动信号25 kHz以上的分量出现显著地衰减,而20~25 kHz之间的分量衰减较小。最后根据振动信号小波熵准确地求取了各测点振动信号的时延,以此对振动源进行了准确定位,找到了异响产生的原因;并进行了现场确认。研究表明振动时频检测能准确分析振动信号时域和频域特征,精确定位振动源,有助于评估GIS异响对设备运行状态的影响。

参考文献

[1] 程林. 特高压GIS/HGIS设备振动诊断方法研究[J]. 电力建设, 2009, 30(7): 17-19.

[2] Willian T. Thomson, Marie Dillon Dahleh. Theroy of Vibta-tion with Application(5th Edition)[M]. 北京:清华大学出版社, 2005.

[3] 郭碧红, 张汉华. 利用GIS外壳典型振动的频率特性检测内部潜伏性故障[J]. 电网技术, 1989, 13(2): 44-50.

[4] 文俊, 刘连光, 项颂, 等. 地磁感应电流对电网安全稳定运行的影响[J]. 电网技术, 2010, 34(11): 24-30.

[5] M. J. Sablik, G. L. Burkhardt, H. Kwun, et al. A Model for the Effect of Stress on the Low-frequency Harmonic Content of the Magnetic Induction in Ferromagnetic Materials[J]. Journal of Applied Physics, 1988, 63(8): 3930-3932.

作者简介:
马啟潇(1986), 硕士、工程师, 现从事变电站电气设备带电检测工作。

(收稿日期: 2017-07-11)

智能变电站遥控故障的观察与处理分析

李 游

(国网成都供电公司,四川 成都 610041)

摘 要:为提高智能变电站的自动化维护质量和效率,根据现场的主流自动化厂商设备进行遥控故障全过程的研究分析,提出智能站遥控故障的可信观察窗定位方法。在分段验证阶段进行了不同阶段的相似与差异性总结,提出了 1 套基于 104 规约的智能变电站遥控故障分析的解决方案和分析流程。最后通过流程图明确遥控故障观察点与处理分析过程,旨在让二次维护人员在面对频繁更新的规范技术要求和大量的智能站自动化维护工作的同时,对智能站遥控各环节有更深入理解。

关键词:智能变电站;遥控;故障分析;观察窗定位;分段验证;104 规约

Abstract:In order to improve the quality and efficiency of automatic maintenance of smart substation, the observation window positioning method for remote control fault is proposed based on the whole process of remote control fault analysis from mainstream automation equipment manufacturer. Moreover, the similarities and differences of each stage are summarized, and a set of solution and analysis process is put forward for remote control fault analysis of smart substation based on IEC 60870 – 5 – 104. Finally, the observation points and processing analysis process for remote control fault are clearly defined through the flow chart. The above – mentioned can help the maintainers of secondary system to have a better understanding in every segment of remote control when facing the frequently updated specifications and technical requirements and a large number of automation maintenance works of smart station.

Key words:smart substation; remote control; fault analysis; observation window positioning; domain – verifiable; Telecontrol Equipment and Systems – Part 5 – 104

中图分类号:TM76 文献标志码:B 文章编号:1003 – 6954(2017)06 – 0068 – 08

0 引 言

在大规模普及智能变电站综合自动化过程中,目前虽然已针对数据通信网关机、同步相量测量装置、电力系统时间同步及监测、网络报文记录及分析装置、测控装置等设备的技术规范标准已都发布大量对应企标。但在实际应用过程中,不同厂家自动化设备在外观接口、装置界面和装置参数配置方面仍存在不少细节上差异。特别是测控装置的智能终端的控制字、定值的设定在自动化工作中会产生新

的困惑。遥控功能是监控系统的重要组成部分,变电站里的断路器、隔离开关以及保护压板都是遥控对象。当变电站的遥测和通信数据异常时,对主设备影响不是很大,但是遥控操作异常时将直接影响到电网的安全稳定运行,轻则造成遥控拒动,延误停电,重则造成遥控误分合闸事故^[1]。

通过分析发现不同自动化厂商的装置之间差异性配置是影响智能站遥控功能的重要因素。因此现将所使用的自动化设备通过表 1 列举以供参考。

此外,考虑目前智能站和主站通讯主要采用 IEC 60870 – 5 – 104 规约,因此所表述的智能站遥控

表 1 涉及的自动化设备

编号	类别	南瑞继保公司	南瑞科技公司	北京四方公司
1	数据通信网关机	PCS – 9799	NSS – 201A	CSC – 1321
2	交换机	PCS – 9882	EPS – 6028E	CSC – 187Z
3	测控装置	PCS – 9705	NSD – 3560DD1	CSI – 200E
4	智能终端	PCS – 222	NSR – 385AG	CSD – 601AG

过程均基于 104 规约。

1 遥控类型及操作过程

1.1 遥控类型

遥控类型主要有增强型控制和普通控制两大类,其中增强型控制需要对控制的结果进行校验,以判断执行过程是否成功;普通控制不需要校验执行结果,控制过程随着执行的结束而结束。增强型控制又分为带预置和不带预置两种类型,即增强型选择控制、增强型直接控制。普通控制也分为带预置和不带预置两种类型,即选择型控制、直接控制^[2]。

4 种控制方式中以增强型选择控制用得最多,主要用于对执行过程要求较高的场合,例如断路器及隔离开关遥控、保护软压板、变压器挡位升降遥控等;另外在一些要求快速执行,不要进行任何校验的场合会选用直接控制,直接对控制对象进行控制,一步执行完毕即控制结束,例如保护装置及智能终端的远程复归遥控、急停遥控等^[3-4]。

1.2 遥控操作过程

通常而言,增强型选择遥控的操作一般分为 3 步:

- 1) 遥控选择:主站端发出对象和性质的命令。
- 2) 遥控返校:厂站端返送安全信息校核。
- 3) 遥控执行:发送执行命令。

具体为:远动主站向变电站数据通信网关机发出遥控对象(开关、隔离开关、软压板或挡位)和性质(分、合或升、降)预置命令;变电站数据通信网关机收到后,经测控装置、智能终端处理向远动主站发出校核正确信息;远动主站收到正确校核信号,再与下发命令相比较,在校核无误的情况下显示“预置成功”进入下一步遥控执行程序。此时监控人员通过遥控执行命令向变电站数据通信网关机发送远程操作命令。遥控执行后,变电站数据通信网关机收到测控装置内设置变位信息后上传远动主站,主站在规定时间内收到该遥控对象的变位信号,则显示遥控成功,否则显示失败^[5]。

智能站完整的遥控命令执行流程如图 1 所示。

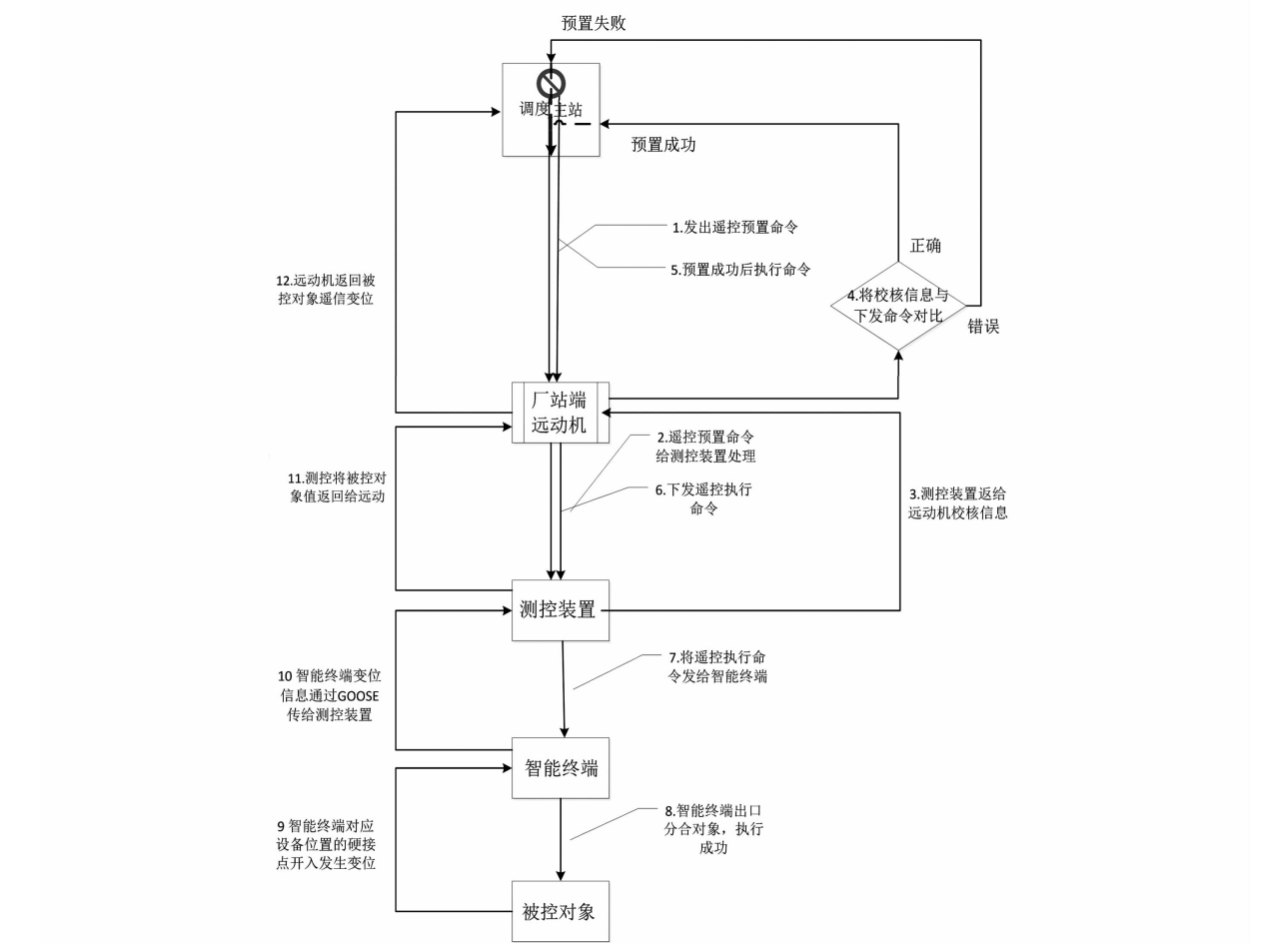


图 1 智能站遥控命令执行完整流程

2 遥控故障排查与处理

2.1 观察窗定位

根据长期智能站自动化现场调试经验,发现用观察窗定位的分段验证原理排查遥控故障问题是非常有效的方法。仅针对遥控而言,利用后台监控机(主站)、测控装置和智能终端作为观察窗定位,其分别位于遥控全过程的源端、中枢和输出部分。因为所选观察窗对判断故障直接方便,因此可以快速定位故障区域并进行下一步的分段验证而最终确定故障点。

1)后台监控机(主站):观察遥控命令发出情况和遥控返校信息。

后台或主站未能发出遥控命令,则检查前置机或后台组态配置。若未能收到返校命令,主要检查数据通信网关机参数配置;若收到错误返校,主要考虑主站或后台参数配置错误,比如 RTU 地址错误、转发表错误等。

2)测控装置:观察遥控报告记录的遥控对象号及性质。

后台或主站是否对正确对象发出遥控命令及测控装置发出遥控命令的性质是否正确。测控装置是遥控的中枢,因此在返校正确但测控未出口的情况下应先排除测控问题。

3)智能终端:观察 GOOSE 异常信号和遥控信号灯。

当测控遥控 GOOSE 命令已正确下发,而智能终端未收到跳、合闸命令应排查链路是否异常、过程层交换机 VLAN 划分正确性及 SCD 虚端子连线等问题。当智能终端收到 GOOSE 跳闸命令并且也点亮跳合闸灯但最终未正确动作,应排查智能终端出口参数和二次回路问题。

2.2 遥控故障的分段验证

根据上述观察窗定位,可将智能站遥控故障划分为 5 个区域。故障区域有软、硬方面配置问题,具体如表 2 所示。

实际工作中发现遥控故障包含了软、硬配置方面问题,而软配置故障是最难以发现和判断的。通常遥控故障归为无法遥控、遥控预置失败、遥控执行失败 3 类^[6]。接下来根据上述 3 类故障重点分析故障分段验证问题。

2.2.1 无法遥控

禁止遥控:在厂站端,南瑞科技公司和南瑞继保公司的后台数据库均可取消“遥控允许”属性,并且表 1 所列 3 家公司的后台均可设置监控画面禁止遥控。但是应注意不同厂商对画面遥控权限定义不同,有的厂商规定只能在分画面遥控等情况。

无遥控权限:所有厂商均可设置无操作权限的操作员无遥控权限,或对检修的一次设备挂牌后造成无遥控权限。

2.2.2 遥控预置失败

1)“遥控预置”指令超时

①调度主站至数据通信网关机

故障点主要包括 3 方面:远动通道故障、主站端设备故障和数据通信网关机故障。先排查远动通道故障:当通道误码率高、通道接触不好或者通道存在干扰源,都会使主站或后台的遥控命令不能正确下发到装置。通常是检查前置通道表或前置机报文查看通道误码率。具体操作是断开厂站端 RTU 上传数据,检查是否有干扰信号渗入或通道中断^[7]。在主站端下发一组 SNTP 校时命令,厂站端通道输出接口收到的数据应该与主站一致。如果不一致说明干扰信号严重,未收到数据则很可能通道已中断,再从源端即主站设备排查异常,先检查下行通道和机柜内网线是否松动或者接触不良。确认接触良好后将主站设备自环,在前置机上发 SNTP 网络校时。如果未收到校时数据,说

表 2 遥控观察窗定位区域对应的遥控故障因素

编号	区域	物理方面	软配置方面
1	主站 - 数据通信网关机	远动通道	主站或数据通信网关机 104 配置
2	后台监控机 - 测控装置	站控层网线	后台组态及测控配置
3	数据通信网关机 - 测控装置	站控层网线	数据通信网关机 61850 配置及测控
4	测控装置 - 智能终端	过程层光纤	测控及智能终端配置
5	智能终端 - 被控设备	出口二次回路	智能终端定值参数

明主站设备有故障。此时应在前置机上检查参数配置,如厂站 RTU 地址设置两侧是否一致、TCP 连接类型可能错选为 TCPServer、TCP 连接端口未正确设置为 2404 而未启动 104 进程^[8]。

主站前置故障点集中在 RTU 地址错误(地址错误时可通过 104 规约得到一个传送原因为 6E00 的否定响应报文)和远动规约选择错误上。数据通信网关机可能的故障点如表 3 所示。

②后台监控机至测控装置

后台监控机和测控装置之间可能造成遥控预置失败的部分原因是测控装置未处于远方状态或测控有联锁逻辑闭锁。而绝大部分原因是后台监控机组态设置错误。若在站端进行遥控,可以明确的故障点如表 4 所示。

关于第 5 条故障点的说明:南瑞科技公司测控 NSD3560 中参数整定-装置参数-软硬压板切换设置对远方就地开入有影响,也是容易忽略的。0 表示使用测控装置内的就地软压板,1 表示使用外接就地硬开入压板。当错误整定为 0,但测控未投就地软压板控制字会导致预置失败,后台会显示返回值 2。

关于第 10 条故障点的说明:北京四方公司和南瑞继保公司后台如果将遥控类型设置为无效,那么后台可以执行但是测控装置不会收到遥控预置信息。

3 遥控执行失败

3.1 同期参数整定错误

表 3 主站遥控预置失败关于数据通信网关机设置

编号	故障点	南瑞继保公司	南瑞科技公司	北京四方公司
1	数据通信网关机:主站 IP 地址设置错误	√	√	√
2	数据通信网关机:测控装置于就地状态或测控装置于遥控闭锁状态	√		
3	数据通信网关机:切换把手处于禁止调度遥控状态	√		
4	数据通信网关机:设置 Sys_setting 中 IP 地址设置错误,控制台显示 STOP		√	
5	数据通信网关机:开关、隔离开关表中对应开关或隔离开关属性的 REF 未填或配置错		√	
6	后台组态:闭锁主站遥控遥信点 ID 的值≠0H			√
7	后台组态:闭锁主站遥控遥信把手点 ID 的值≠0H			√
8	主站和厂站遥控表配置不一致	√	√	√

表 4 厂站遥控预置失败关于后台或测控装置故障点

编号	故障点	南瑞继保公司	南瑞科技公司	北京四方公司
1	测控装置:五防逻辑校验或测控联锁逻辑不合格	√	√	√
2	测控装置:未处于远方状态	√	√	√
3	后台组态:遥控复归时间过长影响再次遥控选择	√	√	√
4	后台组态:遥控调度编号不匹配	√	√	√
5	后台组态:遥控遥调返校超时的参数值设置过小	√	√	√
6	后台组态:测控装置 IP 地址设置错误	√	√	√
7	后台组态:软件的设备遥控点未关联或错关联对应遥信	√	√	√
8	遥控选择过程中其对应遥信位置变化	√	√	√
9	后台组态:设备组表和系统表中系统控制模式设置为仅调度遥控,后台操作会返回值 10011		√	
10	后台组态:遥控类型设置错误	√		√
11	后台组态:遥控点处硬节点返校 ID 设置了和分合闸不对应的开关位置遥信值			√

同期条件不满足也是 220 kV 变电站遥控合闸的重要问题。主要故障点是测控装置的定值整定不正确导致条件不满足闭锁同期合闸。通过现场调试和研读说明书总结出同期参数不正确导致遥控失败的故障点如表 5 所示。

关于第 1 条故障点的说明:同期电压类型必须和同期额定电压保持一致。不同厂家表示同期电压类型的方式不同:南瑞继保公司用 0 ~ 5 分别表示 U_A 、 U_B 、 U_C 、 U_{AB} 、 U_{BC} 、 U_{CA} ;北京四方公司要求先投入检同期功能软压板后才能在同期控制字中选择需要同期的电压类型。南瑞科技公司测控装置具有相角补偿功能,当装置输入的电压 U_a 和 U_{sa} 不是同名电压,存在固有相角时,可以进行相角补偿。同期定值参数中具有定值“相角补偿使能”和“相角补偿时钟数”。“角度补偿钟点数”是当开关合上后,开关两侧输入电压向量角度即是需要补偿的角度。

关于第 2 条故障点的说明:南瑞继保公司和北京四方公司采用的同期 TV 电压是一次额定值,而南瑞科技公司定值判定采用二次值。因此应特别注意要根据下达的二次定值单和现场实际装置定值要求进行转换。

关于第 3 条故障点的说明:同期条件不合格包含诸多方面,如频差、电压差、相差、同期导前时间整

定错误、母线 TV 断线、交换机开启多播限制等。其中关于交换机的多播限制,因 SV 和 GOOSE 传输均采用组播 MAC 传输,而当交换机开启组播限制后,SV 会出现丢帧、GOOSE 出现时通时断现象。当出现丢帧时也会造成同期条件不合格而闭锁遥控。

关于第 4 条故障点的说明:南瑞继保公司测控装置未投入 SV 接收压板时,后台及测控装置均能正确显示采样值,但 U_x 并不纳入同期值计算而造成同期压差、角差值不满足条件。这 3 家测控设备也仅有南瑞继保公司装置有 SV 接收压板。

关于第 5 条故障点的说明:北京四方公司测控装置在考虑 3/2 接线时同期电压采用近区优先原则,因此可投入非固定同期方式压板满足要求。当抽取同期电压只有 1 路时,应投入固定方式压板。

3.2 智能终端未收到分合闸命令

3.2.1 测控装置 – 智能终端之间

通过测控装置与智能终端两个观察窗可以很容易地分析出故障区域,此时故障现象是智能终端未收到分合闸命令,因此除了物理链路中断外只有测控装置 GOOSE 未发出或智能终端接收 GOOSE 出现故障两种可能。现列举故障点如表 6 所示。

关于第 5 条故障点的说明:南瑞科技公司测控装置收到自动合闸判断命令后,将按照装置同期定

表 5 遥控执行失败关于测控的同期参数整定原因

编号	故障点	南瑞继保公司	南瑞科技公司	北京四方公司
1	测控装置:同期电压类型不正确	√	√	√
2	测控装置:同期 TV 额定值不正确	√	√	√
3	测控装置:同期条件不合格	√	√	√
4	测控装置:SV 接收压板未投入	√		
5	测控装置:同期节点固定方式压板设置不正确			√

表 6 厂站遥控预置失败关于测控装置与智能终端的故障点

编号	故障点	南瑞继保公司	南瑞科技公司	北京四方公司
1	智能终端:接收测控遥控 goose 控制块断链	√	√	√
2	智能终端:KK 切换把手处于非远方状态	√	√	√
3	测控装置:与智能终端的检修态不一致	√	√	√
4	测控装置:禁止手动合闸的设置不正确		√	
5	测控装置:自动合闸方式的设置不正确		√	
6	智能终端:控制字中“使用操作断路器插件开入”设置与实际不一致			√
7	测控装置:GOOSE 出口软压板未投入	√		√
8	SCD 虚端子未将智能终端远方就地开入与测控开入连接			√

表 7 智能终端收到跳合闸命令但未出口的故障点

编号	故障点	南瑞继保公司	南瑞科技公司	北京四方公司
1	后台组态:遥控类型设置错误		√	
2	SCD 虚端子:将分合闸虚端子连接接反	√	√	√
3	测控或智能终端:硬开入防抖时间过长使开关位置未及时上送变位	√	√	√
4	智能终端:二次回路问题	√	√	√
5	智能终端:遥控出口压板未投入	√	√	√
6	智能终端:控制字中断路器遥控回路独立使能和现场要求不一致	√		

值参数中的“自动合闸方式”参数设置进行合闸操作。如果其为 0,则为自动判断方式,装置根据断路器两侧电压情况自动进行合闸方式判断;如果参数为 1,则只进行无压合闸操作,如果不满足无压条件则不进行合闸;如果参数为 2,则只进行有压合闸操作,不满足条件不合闸;如果参数为 3,则进行无条件合闸操作。因此当自动合闸方式整定和实际不一致,测控也无法出口。

关于第 6 条故障点的说明:使用操作断路器插件开入设为 1 时,三相断路器总位置开入应由硬接线合成;否则,应由智能终端的逻辑合成。

关于第 7 条故障点的说明:南瑞继保公司对 GOOSE 出口软压板定义为出口使能软压板,北京四方公司定义为控制逻辑软压板,而南瑞科技公司测控装置没有设置 GOOSE 出口压板。

最后第 8 条故障点的说明:北京四方公司测控装置 PLC 程序写入遥控包含远方开入规则。因此,必须确保 SCD 中将智能终端的远方就地切换把手开入关联至测控 GOOSE 开入 89,并且把手处于远方状态,遥控预置成功后才能出口。

3.2.2 数据通信网关机设置

目前发现南瑞科技公司在数据通信网关机进行配置时可能遇到如下故障导致遥控失败,具体是在数据通信网关机的远动程序 frcfg 中的通讯配置模块下存在无任何配置的空节点。这个故障点很隐蔽,也难以查出。

3.3 智能终端收到命令但未出口

通过观察窗发现智能终端能收到分合闸命令(观察遥控分合闸灯)时但并未出口或出口不正确时,主要故障点还是在智能终端。具体故障点如表 7 所示。

关于第 1 条故障点的说明:南瑞科技公司后台

组态中如果将 1072 开关、隔离开关表的“一直控分(一直控合)”使能,那么无论开关位置处于什么位置、无论进行的是分闸或合闸操作,最后都只会出口分闸(合闸)命令。

关于第 3 条故障点的说明:智能终端二次回路故障点众多,最常见故障有断路器控制回路断线;智能终端遥信正、负电源配线虚接、移位;因断路器遥控后抖动使智能终端背板产生松动;智能终端压板背板线被误短接;遥控分合闸出口线错接等。对运行设备查二次回路主要使用万用表测量电位,结合图纸判断正确电位法;对新建站主要采用短接正电至跳合闸出口回路,通过听继电器动作声或实际出口情况判断故障区域。

关于第 5 条故障点的说明:南瑞继保公司智能终端中参数“断路器遥控回路独立使能”定值为 0 时,遥控、手动分合与保护跳闸、重合闸共用出口接点;定值为 1 时遥合、手合接点采用 B12 板的备用 1 遥合接点,并且需外加一个重动继电器才能实现。如果设计单位未对遥控节点再配置重动继电器,那么在线路新投时应注意此定值参数的设置。

4 结 语

通过遥控故障的观察窗定位及异常处理具体分析,归纳出如图 2 所示的遥控过程观察窗及分段验证的信息流。针对不同故障现象,可以根据观察窗所得现象分析出故障区域,再进行分段验证。现场可根据所总结的可能故障点进行逐一验证。虽然目前不同厂商的自动化设备有很多具体的参数设置,相信随着国家电网公司对自动化设备“四统一、四规范”要求的提出和实施,不同厂商遥控故障差异性设置问题会逐渐减少,真正利于智能站自动化维护。

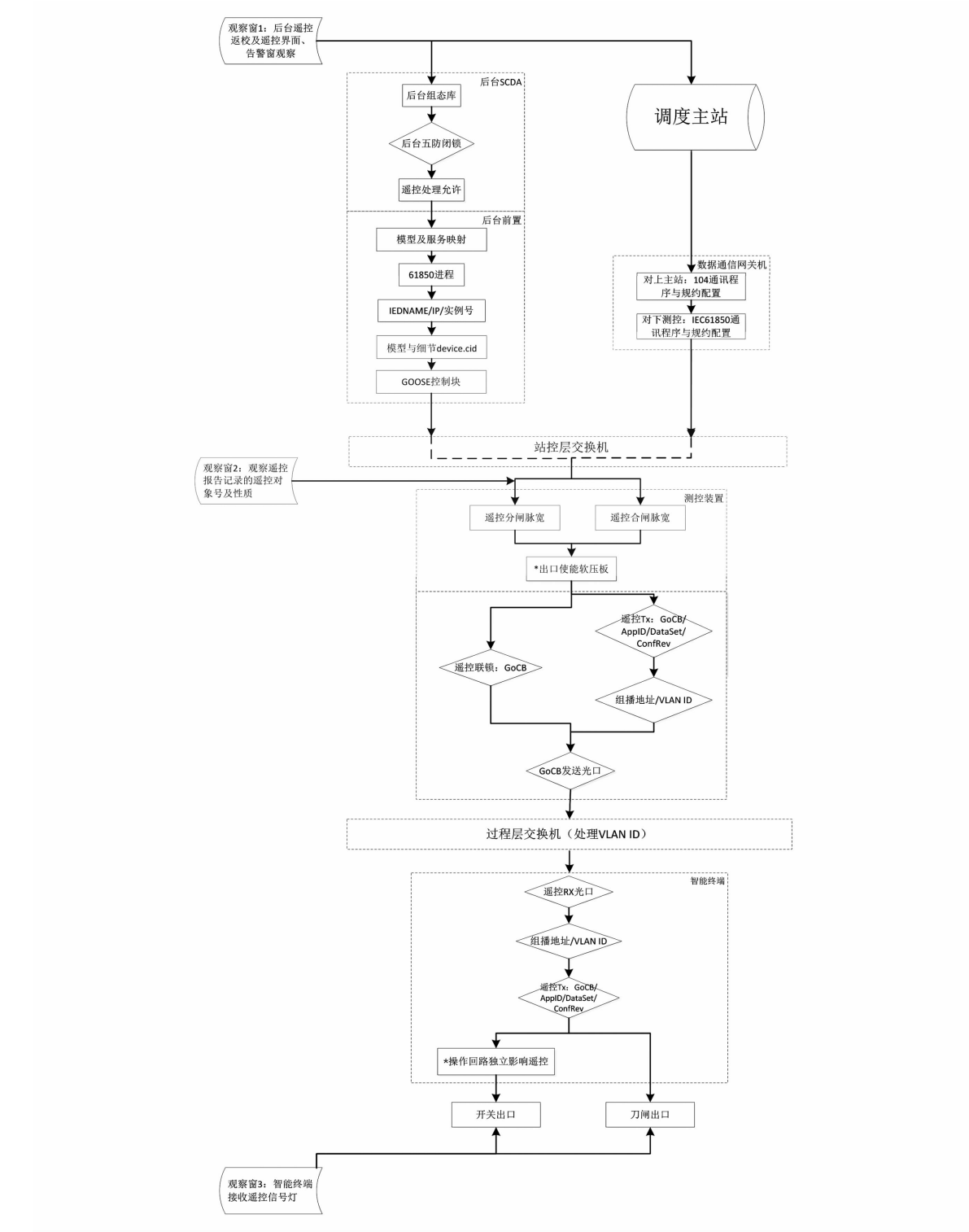


图 2 结合观察窗的遥控故障分析图信息流

综上所述,围绕智能变电站遥控故障的角度详细阐述了分析过程。针对 3 家主流厂商自动化设备进行了对比,总结出遥控故障过程的 3 个观察窗和分段验证思路。如今,智能变电站的大量新技术应用已使原有调试、运行和维护模式产生了重大变化,因此试图用观察窗定位、分段验证及差异性总结对

智能变电站自动化异常处理进行一次探索,形成良好智能站的自动化维护思路。

参考文献

[1] 汪娟华,叶钟海. 一起电网调度遥控操作失败故障的分析与处理[J]. 江西电力, 2014,38(2): 61-62.

[2] 李雨舒,李明珍. 无人值班变电站遥控常见故障的分析与处理[J]. 电力系统保护与控制, 2009,37(18): 145 – 146.

[3] 王旭东,梁栋,曹宝夷,等. 三遥配电自动化终端的优化配置[J]. 电力系统及其自动化学报, 2016,28(2): 36 – 42.

[4] 张曦,黄飞,刘志宏,等. 配电自动化三遥功能闭环测试方法及其应用[J]. 2016,33(6):2 – 6.

[5] 周随江. 集中监控遥控遥调异常的分析[J]. 低碳世界, 2016(13):26 – 27.

[6] 韩国政,徐丙垠,索南加乐,等. 基于 IEC 61850 的配

网自动化通信技术研究[J]. 电力系统保护与控制, 2013,41(2): 62 – 66.

[7] 许伟国. 110 kV 智能变电站自动化系统关键技术应用研究[J]. 供用电, 2011,28(5): 40 – 45.

[8] 张大伟. 104 规约在成都电网调度自动化系统中的运用分析[J]. 四川电力技术, 2013,36(3): 49 – 51.

作者简介:
李 游(1986),硕士研究生、工程师,研究方向为智能变电站二次系统及自动化。

(收稿日期:2017 – 09 – 12)

(上接第 27 页)

[3] 国家电网公司运维检修部. 国家电网公司十八项电网重大事故措施(修订版)及编制说明[S]. 北京:中国电力出版社, 2012.

[4] 张兵海,李铁成,王献志,等. 继电保护等电位接地网常见问题分析[J]. 河北电力技术, 2017, 36(1): 1 – 2.

[5] 吴国森,王世祥. 电网继电保护二次系统接地设计研究及应用[J]. 贵州电力技术. 2013,16(10):48 – 51.

[6] 李冉冉,王泽忠,张卓赫,等. 浅议等电位网在发电厂的应用[J]. 科技情报开发与经济, 2011,21(11):193 – 195.

[7] 唐宝峰,范辉,贺春光,等. 二次系统等电位接地网的敷设[J]. 电力系统保护与控制, 2009,37(14):112 – 115.

[8] 殷建刚,黄逊勋,黄旭银,等. 智能变电站二次系统接地方式研究:(一)理论探讨[J]. 湖北电力, 2016,40(4):1 – 4.

[9] 潘勇,袁涤非,梅玉成,等. 室内智能变电站组合式二次设备方案及关键技术研究[J]. 华电技术, 2014,36(4):30 – 33.

[10] 邓光武,汪洋,周翔胜,等. 穗东换流站二次设备接地方式的改进研究[J]. 南方电网技术, 2010,4(2): 75 – 78.

[11] 童波. 变电站“等电位”地网敷设方式分析[J]. 低碳世界, 2016,46(31):76 – 77.

[12] 黄帅,禹荣勋,程凤鸣,等. 某抽水蓄能电站二次系统接地优化[J]. 电磁避雷器, 2016, 25(5): 130 – 134.

[13] 黄欣,李景禄,赵新德,等. 500 kV 变电站二次系统等电位连接铜缆的接地方式[J]. 电磁避雷器, 2008, 4(2):43 – 46.

[14] 毛健. 发电厂和变电站二次设备等电位接地网的布

设[J]. 水电与新能源, 2016,12(8):40 – 43.

[15] 汤相彬. 二次系统等电位接地网的敷设[J]. 江西电力, 2012,30(4):57 – 59.

[16] 李兴华,何学东,杜江波. 电力二次屏柜接地铜排实施方案研究[C]. 中国电机工程学会继电保护专业委员会第十五届保护和控制学术研讨会, 2015:453 – 457.

[17] 陈朝辉,刘志远,刘伟平. 变电站等电位接地网设计与施工要点分析[J]. 电气应用, 2014, 33(22):137 – 140.

[18] 秦威,宋彦哲,郑穗生. 关于电力系统二次设备接地分析以及接地铜排敷设方法应用[J]. 电气应用, 2016, 16(18):21.

[19] 张勇. 变电站继电保护二次系统接地技术方案研究[D]. 北京:华北电力大学, 2012.

[20] 张学连,曾义昌. 浅谈水电站二次系统等电位接地网[J]. 四川水力发电, 2013, 32(3):88 – 89.

[21] 李宾皓. 电力系统二次设备的接地和接地铜排的敷设[J]. 华东电力, 2005,33(9):60 – 63.

[22] 陈鹏,孙锐. 水电站等电位接地网设计与应用[J]. 水电站设计, 2016, 32(4):45 – 46.

[23] 张东,张峥,连春兴. 金哨水电站二次等电位接地网方案探讨[J]. 电气应用, 2016, 24(4):63 – 64.

[24] 李飞,黄欣,周力行. 变电站内等电位连接铜缆方式研究[C]. 中国高等学校电力系统及其自动化专业第二十四届学术年会, 2008:2259 – 2261.

[25] 肖磊石,张波,李谦,等. 分布式等电位接地网与变电站主接地网连接方式[J]. 高电压技术, 2015, 41(12): 4426 – 4232.

作者简介:
周思宇(1991),硕士研究生,研究方向为变电站接地。

(收稿日期:2017 – 10 – 14)

一起风电场解列保护拒动的分析及改进措施

王彦国，余群兵，徐光福

(南京南瑞继保电气有限公司,江苏 南京 211102)

摘要:集中式并网风电一方面要防止在系统轻微故障时机组脱网,另一方面在风电场升压站本侧送出线故障时要求能迅速解列。针对工程中一起典型的风电场升压站本侧送出线接地故障后解列保护拒动的事故进行了分析,遵循风电场低电压穿越特性,通过增加进线保护动作辅助判据,对低压解列保护进行了改进。改进后保护即可在系统轻微故障时保障风机不脱网连续运行,维护了并网风机的经济效益;同时又保证了在风电场升压站本侧送出线故障时可迅速解列风电,提高了电网的安全稳定性。

关键词:低电压穿越;低压解列;风电场;继电保护

Abstract:The large – scale grid – connected wind farm should avoid taking off the grid when minor faults occur on one hand, on the other it needs to isolate promptly as soon as the own outgoing line faults of boost station of wind farm occurs. A protective action resistance for fault disconnection of wind farm after the typical ground fault of outgoing line in booster station is analyzed, and following the low – voltage ride – through characteristics of wind farm, the under – voltage isolation protection is improved by adding outgoing line protections as auxiliary criterion. After the improvement, the protections ensure the wind farm in continuous operation will not be taken off the grid when minor faults occur, which maintains the economic benefits of wind farm. Meanwhile it ensures the prompt isolation when the faults of own outgoing line in boost station occur, which improves the safety and stability of power grid.

Key words:low – voltage ride – through; under – voltage separation; wind farm; relay protection

中图分类号:TM615 文献标志码:B 文章编号:1003 – 6954(2017)06 – 0076 – 06

0 引言

随着新能源和电力电子技术的迅速发展,风电并网从小容量装机、接入地区配电网络、就地消纳的分散式方式发展为集团式建设、采用超高压远距离输送、异地消纳的集中式方式^[1-2]。风电集中接入系统后,如仍采用应对分散式风电的简单联跳做法,则会发生因小的电网故障造成大量风电机组被切除的事故,造成系统功率缺额,电网电压继续跌落,甚至引起大面积的停电,带来系统稳定问题^[1,3]。因此,为了避免小的电网故障造成大面积风电被切除,并网的风电机组要求具备低电压穿越能力^[4-7]。

当其他风电场送出线或升压站内发生故障,导致本侧风电场并网点电压降低时,低电压穿越特性可保证风机在不脱网区域连续运行,有助于系统稳定,同时也保障了并网风电的效益;但如果本侧送出线发生故障,受具备低电压穿越特性的风电机组的

电压支撑影响,低压解列保护会延缓动作、甚至拒动。下面对工程中一起风电场升压站本侧送出线接地故障后解列保护拒动的事故进行了分析,遵循风电场低电压穿越特性,通过引入进线保护动作判据,对低压解列保护进行了改进。

1 事故经过

图 1 为集中式方式的典型接线,风电机组通过单机单变,将低压(0.69 kV)通过箱变升高至中压(10 kV 或 35 kV),多台风电机组汇集到一条集电线接入中压汇流母线,再通过风电场主变压器升压至更高电压(一般为 110 kV),通过送出线并入系统。

故障如图 1 所示,110 kV 本侧送出线发生 A 相接地故障,配置的送出线主保护光纤差动瞬时跳开 1DL、2DL,但安装于风电场 1 升压变压器的 110 kV 母线的故障解列装置的保护未动作。装置定值单如表 1 所示。

2 故障分析

根据 110 kV 本侧送出线故障后的动作、重合闸波形,可得到如图 4 所示的故障全程动作时序。

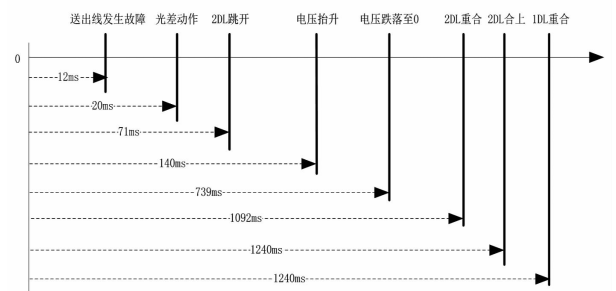


图 4 故障全程动作时序

1) 0 ~ 12 ms: 110 kV 本侧送出线发生 A 相接地故障,此期间保护尚未动作,110 kV 母线 A 相电压降低,B、C 相电压保持不变,风电机组仍保持与电网相连,保持正常运行,110 kV 本侧送出线两侧都流过短路电流。

2) 20 ms 时本侧送出线主保护动作,71 ms 时跳开本侧开关 2DL。

3) 71 ~ 140 ms: 在检测到母线电压降低后,风电传动将控制转换为电网支撑模式,风电机组不再发送有功功率,而是通过向电网反送无功功率来支撑电网电压。

线电压在此期间全部升高,最大值都大于过压解列定值;频率也随之迅速升高,最大值大于过频解列,但两种保护都不满足动作时间。

4) 140 ~ 739 ms: 在检测到母线电压返回至正常值之上后,风电传动控制关闭电网支撑模式,再次发送有功功率。此时故障点仍然存在,没有无功支撑,母线电压开始下降。739 ms 时所有电压降低至 0,说明风机低压侧 0. 69 kV 动作,风机全部脱网,从 2DL 跳开计时约 670 ms,证明了风机脱网时间符合低电压穿越曲线特性。

在电压跌落期间,控制系统通过调节风电机组的桨距角来减少捕获的风能,进而减小风机的机械转矩以稳定风电机组的转速,保证风机的稳定运行^[12-13]。由图 3 可见,抬升后的频率数周波后即被调低至工频附近,在电网支撑模式关闭后,频率开始衰减,在电压低于频率计算门槛后,频率恢复至默认值 50 Hz。

5) 1 092 ms 时 2DL 重合闸动作,1 099 ms 时

2DL 重合成功。

6) 1 240 ms 时 1DL 重合闸动作,合于故障,1DL 加速跳开。

可见,具备低电压穿越能力的风电机组,在本侧送出线发生故障后,风机会因低电压穿越失败而脱网。但由于电压、频率的逐步衰减,必须要等到低电压穿越时间到达后才与系统解列,这一特性将造成送出线重合闸、备自投延缓动作^[7]。针对该问题,参照 GB/T 19963 - 2011《风电场接入电力系统技术规定》相关要求,对解列保护做出改进。

3 改进措施

《风电场接入电力系统技术规定》对风电场的运行适应性有明确规定^[6]:

1) 对于电压范围,当风电场并网点电压在本侧送出线的 90% ~ 110% 额定电压之间时,风电机组应能正常运行;当风电场并网点电压超过本侧送出线的 110% 时,风电场的运行特性由风电机组的性能确定。

2) 对于频率范围,要求如表 2 所示。

表 2 风电场在不同电力系统频率范围内的运行规定

频率范围	要 求
< 48 Hz	根据风电场内风电机组允许运行的最低频率而定。
48 ~ 49. 5 Hz	每次频率低于 49. 5 Hz 时要求风电场具有至少运行 30 min 的能力。
49. 5 ~ 50. 2 Hz	连续运行。
> 50. 2 Hz	每次频率高于 50. 2 Hz 时,要求风电场具有至少运行 5 min 的能力,并执行电力系统调度机构下达的降低出力或高周切机策略,不允许停机状态的风电机组并网。

由以上规定看出,风电场基于电压、频率的保护以保护风机为目的,这与电网继电保护以维护系统稳定为目的存在矛盾^[8-11]。以此故障为例,本侧送出线单相接地后过压、过频只维持几个周波,如依赖过压、过频保护来解列风电场,则必须减小动作时间,这不但违背了《风电场接入电力系统技术规定》的相关要求,而且在其他送出线或系统轻微故障时可能导致保护误切本侧风电场,造成事故扩大的现象。对于低频保护,考虑风电场升压站的母线频率在故障后跌落一般要经过一段时间,此外参照表 2

相关规定,也不满足风电场迅速解列的需求。

综上所述,选择低压解列保护来进行改进。该保护配置两段,Ⅰ段增加进线保护动作辅助判据,在本侧送出线故障后瞬时动作;Ⅱ段遵循低电压穿越曲线特性,在其他送出线或系统故障后判低电压穿越失败才动作。

3.1 进线保护动作辅助判据

以图 1 接线为例,故障解列装置引入送出线两端开关 1DL、2DL 的保护跳令,本端 2DL 信号在常规站可由硬开入方式接入装置,在智能站可由过程层 GOOSE 方式接入;远端 1DL 信号需通过光纤接入。此外再引入 1DL、2DL 的 KKJ1、KKJ2 合后位置,在送出线开关执行手动跳闸操作时闭锁解列。如不考虑远端系统侧母线故障或其他站内故障跳开 1DL 后迅速解列风电场的需求,1DL 信号可不接入。

进线保护动作辅助判据不引入送出线开关的跳闸位置,一方面是考虑到在保护动作后开关跳开需经过 20 ~ 50 ms 延时;另一方面由上节分析可知,2DL 开关跳开隔离故障后母线电压受风电网支撑模式影响迅速升高。如引入跳闸位置,则在开关跳开后再经过通道传输延时和信号确认延时,电压可能已升高至定值以上,造成保护拒动的现象。

改进后低压解列Ⅰ段逻辑:当送出线开关 1DL、或 2DL 保护动作信号由 0 至 1 变化时,展宽时间。此时如对应开关 KKJ 为 1,且低压解列Ⅰ段起动,则不经延时瞬时出口。保护逻辑图如图 5 所示。

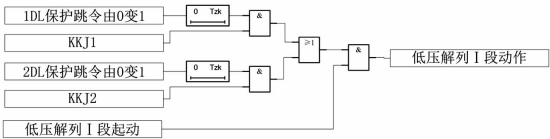


图 5 低压解列Ⅰ段逻辑

由上节分析可知,当本侧送出线故障时,风电场低电压穿越失败,因此低压解列Ⅰ段不必遵循低电压穿越特性曲线,电压定值可抬高至额定电压的 70% ~ 90%,保证故障后迅速启动;在进线保护动作辅助判据置 1 时,比起故障发生时刻已经过送出线主保护动作延时、保护动作信号传输延时、故障解列装置信号确认延时,因此低压解列Ⅰ段保护不设延时瞬时动作。

改进后的低压解列Ⅰ段使用如表 3 所示的定值,采用所提故障波形回放测试。

由图 6 波形看出,当故障解列装置判进线保护

表 3 改进后低压解列Ⅰ段定值

电压定值	80 V
时间定值	0

动作为 1 时, U_{ab} 电压低于 80 V,低压解列Ⅰ段成功动作。

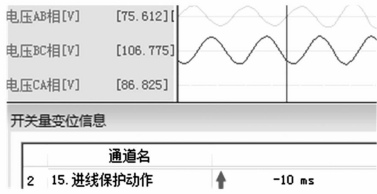


图 6 改进后低压解列Ⅰ段成功动作波形

3.2 低电压穿越特性判据

参照国家电网公司企业标准 Q/GDW 392 – 2009《风电场接入电网技术规定》,对风电场低电压穿越能力的要求如图 7 所示(为额定电压)。

- 1) 风电机组具备在并网点电压跌落至 20% 额定电压时能够保证不脱网连续运行 625 ms 的能力;
- 2) 并网点电压在跌落后 2 s 内能够恢复到额定电压的 90% 时,风电机组保证不脱网连续运行^[6-7]。

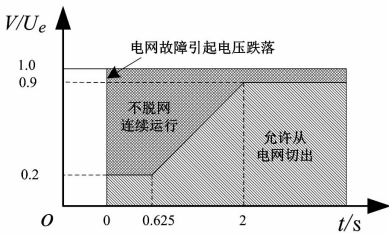


图 7 风电场低电压穿越要求

参照图 7 的风电场低电压穿越特性曲线,低压解列Ⅱ段增设 4 个与低电压穿越相关的参数:

- ① U_{l0} 为正常运行时最低电压限值;
- ② U_{l1} 为可耐受的电压下限;
- ③ T_0 为电压跌落到 U_{l0} 需要保持并网的时间;
- ④ T_1 为电压跌落到 U_{l1} 需要保持并网的时间。

参照图 7 设置默认值如下

表 4 低压解列Ⅱ段低电压穿越相关参数默认值

定值	默认值
U_{l0}	$0.9U_e$
T_0	2 s
U_{l1}	$0.2U_e$
T_1	0.625 s

根据这 4 个参数,可计算出不脱网连续运行区域和允许从电网切出区域的分界线的斜率。

$$k = \frac{U_{l0} - U_{l1}}{T_0 - T_1} \tag{1}$$

低压解列Ⅱ段保护设置低电压穿越计时器 T_{lv} ，电压降低确认计数器 $cnt1$ 、 $cnt2$ 。当并网点电压跌落至 U_{l0} 以下时，计时器 T_{lv} 开始计时，在电压恢复至 U_{l0} 以上或低压解列Ⅱ段保护动作或退出后，计时器 T_{lv} 清零。

在 T_{lv} 计时期间，如电压低于 U_{l1} ，连续确认满足 $cnt1$ 后保护动作。当 T_{lv} 大于 T_1 后，如果并网点电压 U 跌落于允许从电网切出区域，则满足式(2)：

$$\frac{U - U_{l1}}{T_{lv} - T_1} < k \tag{2}$$

展开得：

$$U < kT_{lv} + U_{\Delta} \quad (U_{\Delta} = U_{l1} - k \times T_1) \tag{3}$$
 该情况下连续确认满足 $cnt2$ 后保护动作。

以表4默认值为例，对低压解列Ⅱ段逻辑描述如图8所示。

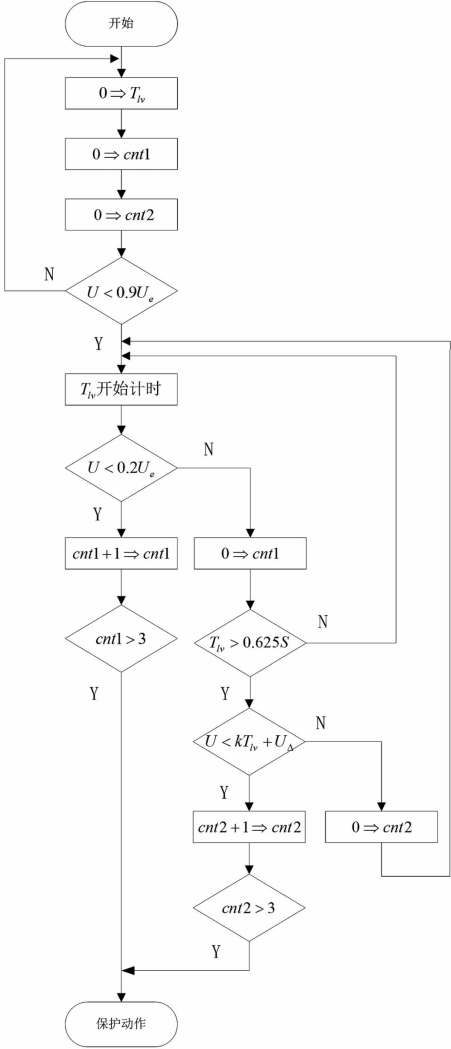


图8 低压解列Ⅱ段流程

低压解列保护具备曾经有压判据，即装置首次上电后电压一定要大于 U_{l0} ，持续短延时后低压保护才确认投入；低压元件动作返回后，也要曾经有压，保护才能再次投入。因此可避免风电场解列后电压消失时低压元件重复动作。低压解列出口接点动作后经固定短延时收回，避免在保护动作后电压低于定值时接点一直闭合。

对于增设的低电压穿越相关参数，在工程运行时可根据不同类型的风电机组特性进行微调，使低压解列Ⅱ段保护在风机低电压穿越失败前先一步动作。

4 结 语

集中式并网风电机组具备低电压穿越能力，在风电场升压站本侧送出线故障时会发送无功来支撑电网电压，导致解列保护有拒动风险，造成后续重合闸、备自投延缓动作。选择低压解列保护进行了改进，其中Ⅰ段速动保护增加进线保护动作辅助判据，Ⅱ段保护遵循风电场低电压穿越特性曲线。该措施已在西北地区工程中得到验证，改进后的保护既保障了风机在系统轻微故障时不脱网连续运行，维护了并网风机的经济效益，又在本侧送出线故障时可迅速解列风电，提高了电网的安全稳定性。

参考文献

- [1] 何世恩,姚旭,徐善飞. 大规模风电接入对继电保护的影响与对策[J]. 电力系统保护与控制,2013,41(1): 21-27.
- [2] Globe Wind Energy Council (GWEC). World Wind Report 2011 [R/OL]. [2012-03-01]. <http://www.gwec.net/publications/global-wind-report-21>.
- [3] 张保会,王进,李光辉,等. 具有低电压穿越能力的风电接入电力系统继电保护的配合[J]. 电力自动化设备,2012,32(3):1-6.
- [4] 国家电网公司. Q/GDW 432—2010 风电调度运行管理规范[S]. 北京:中国电力出版社,2010.
- [5] 中国电力科学研究院. 风电并网研究成果汇编[M]. 北京:中国环境科学出版社,2010:12-45.
- [6] 国家电网公司. Q/GDW 392—2009 风电场接入电网技术规定[S]. 北京:中国电力出版社,2009.
- [7] 高雯. 风电场接入对固原电网继电保护的影响研究[D]. 北京:华北电力大学,2013:10-11,15-19.
- [8] 焦在强. 大规模风电接入的继电保护问题综述[J]. 电

网技术,2012,36(7):195-201.

[9] Smith J C, Milligan M R, Deneo E A, et al. Utility Wind Integration and Operating Impact State of the Art [J]. IEEE Trans. on Power Systems, 2007, 22(3): 900-908.

[10] Sulla F, Svensson J, Samuelsson O. Symmetrical and Un-symmetrical Short-circuit Current of Squirrel-cage and Doubly-fed Induction Generators [J]. Electric Power Systems Research, 2011, 81(8): 1610-1618.

[11] 张丽英, 叶廷路, 辛耀中, 等. 大规模风电接入电网的相关问题及措施 [J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(25): 1-9.

[12] 朱永强, 张旭. 风电场电气系统 [M]. 北京: 机械工业

出版社, 2010: 124-126.

[13] 张保会. 分散式能源发电接入电力系统科学技术问题的研究 [J]. 电力自动化设备, 2007, 27(12): 1-4.

作者简介:

王彦国(1983), 硕士、工程师, 主要研究方向为电力系统中 110 kV 及以下继电保护、新能源发电保护控制;

余群兵(1979), 硕士、工程师, 主要研究方向为电力系统中 110 kV 及以下继电保护;

徐光福(1982), 硕士、工程师, 主要研究方向为电力系统中 110 kV 及以下继电保护、分布式发电保护控制。

(收稿日期: 2017-07-06)

(上接第 60 页)

础上, 以满足需求风量并留合适的裕度为目标进行风机选型, 最终得到风机的工作点及电机的总风量为 39.9 m³/s, 保证了通风系统能为发电机各发热部件的冷却提供足够的风量, 解决了高海拔条件下空气稀薄对于发电机通风系统的影响。

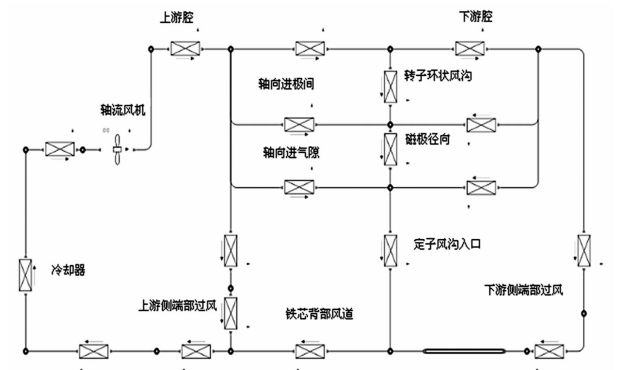


图3 发电机通风系统等效计算网络

另外, 多布发电机的冷却系统采用一次水循环方式, 即经空气冷却器热交换后的热水直接排进河道, 河水通过水泵加压后注入冷却器构成水冷却循环系统。高海拔地区一般河水温度相对较低, 多布水轮发电机冷却系统采用一次水循环方式, 冷却效果更好。

4 结 语

多布高海拔灯泡贯流水轮发电机已于 2016 年 1 月 17 日全部成功投产发电, 各项指标及参数均满足国家标准与合同要求。由于高海拔地区气候条件相当恶劣, 昼夜温差大、气温低、空气稀薄, 从而对发电机组的结构型式、材料选取、通风冷却方式、绝缘电气性能等提出了一系列的课题^[4]。通过电磁优化设计、定子防晕和绝缘海拔修正、转子磁极优化设

计和通风冷却系统选择合适风机, 解决了在高海拔地区水轮发电机易起晕、放电和散热困难等难题。发电机投运后各部件温升或温度, 见表 4。

表4 发电机投运后各部件温升或温度
(额定功率: 30 MW)

	定子绕组 /K	正推力瓦 /(℃)	反推力瓦 /(℃)	径向轴承瓦 /(℃)
平均值	46	42	27	39
合同要求值	≤78	≤70	≤70	≤70

西藏多布 30 MW 灯泡贯流水轮发电机是东方电气东方电机有限公司自主设计制造的、目前高海拔地区已经运行的单机容量最大的灯泡贯流式水轮发电机。它的成功投运, 标志东方电气东方电机有限公司已经掌握了高海拔地区大型灯泡贯流水轮发电机的设计要点与难点, 为今后高海拔灯泡贯流水轮发电机的设计、研发奠定了重要基础。

参考文献

[1] 陈锡芳. 水轮发电机结构运行监测与维修 [M]. 北京: 中国水利水电出版社, 2008.

[2] 刘雁, 胡波, 梁智明, 等. 海拔高度对发电机定子线圈常规绝缘性能的影响 [J]. 东方电气评论, 2016, 30(4): 55-61.

[3] 廖毅刚. 大型灯泡贯流式水轮发电机通风系统研究 [J]. 东方电气评论, 2003, 17(1): 42-46.

[4] 付佩贤, 张翀, 祁腊梅. 高海拔、大、中容量水轮发电机的开发设计 [J]. 四川水力发电, 2015, 34(5): 148-151.

作者简介:

施明星(1986), 工学硕士、工程师, 从事水轮发电机设计工作;

鄢帮国(1983), 工学学士、高级工程师, 从事水轮发电机设计工作。

(收稿日期: 2017-09-15)

数字化设计在电站全生命周期资产管理中的应用

薛江,周凯,王斌

(中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限公司,四川 成都 610021)

摘要:为基础设施提供全生命周期的资产管理服务已成为全球共识。为适应电力设计行业市场的需求,在某电厂新建工程中采用基于电站工程信息模型(EIM)的全过程数字化协同设计,实现了一系列创新应用,为设计、施工及运维期的全生命周期资产管理提供了一个崭新的模式。这里从数字化协同设计、数字化移交、施工和运维期的数字化应用等方面加以详细阐述,并总结了数字化实施经验,提出了数字化技术展望。

关键词:数字化协同设计;数字化移交;全生命周期;资产管理

Abstract:It has been a popular consensus to provide the assets lifecycle management service for the infrastructure. In order to meet the needs of power design market, a whole process digital collaborative design based on engineering information model (EIM) is adopted to realize a series of innovations, which provides a new mode for assets lifecycle management during design, construction, operation and maintenance. The digital collaborative design, digital handover, digital application during erection, operation and maintenance are described in detail, the experiences of digital implementation are summarized and the expectation of digital technology is presented.

Key words:digital collaborative design; digital handover; full lifecycle; asset management

中图分类号:TM73 文献标志码:B 文章编号:1003-6954(2017)05-0082-03

0 引言

为基础设施提供全生命周期的资产管理服务已成为全球共识。为适应电力设计行业市场的需求,大力开展数字化协同设计,满足数字化移交和业主全生命周期资产管理需要,在重庆神华万州电厂新建工程(以下简称万州工程)总承包中全面开展了针对全生命周期的数字化应用。

资产包括信息资产与物理资产,两者的基本区别是,信息资产是动态变化的,而物理资产是固定不变的。以三维可视化为特征的电站工程信息模型化模型(EIM)是数字化电厂的基石,是工程设计纵向数据贯通和横向应用集成的纽带,是工程设计向工程建设、工程建设向工程运维移交数据的基础。

下面以工程设计协同管理平台整合各专业设计产生的数字化资产,并采集源于设备采购系统、工程建设管理系统、项目计划进度控制系统等项目管理应用系统的数字化资产,建立起面向工程全生命周期的数字化资产管理体系,实现了信息组织、信息变更、信息搜索、知识管理等数字化资产的化管理,为

万州工程提供了基于电站工程信息模型(EIM)的全生命周期管理解决方案,图1为数字化整体方案框架。

1 数字化协同设计

1.1 数字化设计范围与深度

万州工程数字化设计覆盖了机械、电控、土建等各领域,涵盖了热机、除灰、脱硫、供水、化水、暖通、电气、自动化、建筑、结构、总图等发电所有专业,从投标、初步设计、司令图到施工图设计阶段全过程采用。

1.2 数字化设计平台

对于有多专业参与的大型复杂工程,不同的专业很难有统一的数字化设计平台,专业软件的分隔为专业间的数字化协同带来很多问题。经多年发展逐步扩大数字化设计专业范围,西南电力设计院有限公司创新性地开发出了设计与管理一体化的数字化协同设计管理平台。该平台集合了国际主流的数字化设计软件,基于统一规划、整体布局的原则,实现了纵向的数据协同和横向的专业协同;实现了覆盖发电全阶段、全专业的数字化协同设计;实现了数

字化设计对采购、施工、调试和运维的支撑。万州工程数字化设计是此成熟数字化设计解决方案的一次集中应用。

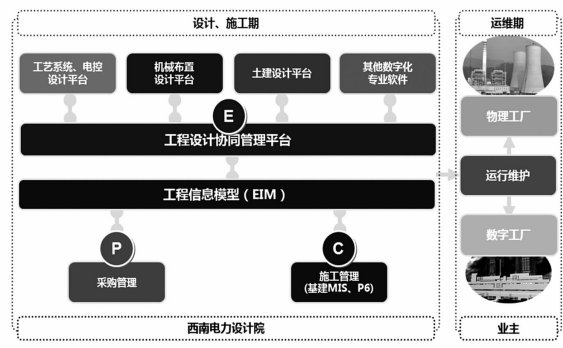


图 1 数字化整体方案框架

1.3 多专业协同方法

工艺系统、电控设计平台通过工作层或工作区的手段实现平台内各专业二维数字化设计的协同。通过自主开发的接口,工艺系统、电控设计平台的二维设计数据可以顺利实现与机械布置设计平台的数据传递。

以机械工艺为主导的区域,机械布置设计平台是区域内各专业协同的平台。该平台实现区域内各专业布置设计的整合协同,实现机械专业的设计出图。土建、电控及其他一些布置设计平台的数据和模型根据需要可选择合适的方法与机械布置设计平台进行传递。

土建设计平台通过链接和工作集的方式实现同平台设计的各专业间的数据和模型整合协同,同时利用自主开发的接口可以向机械布置设计平台传递数字化模型。

各设计平台间的数据和模型传递均通过协同设计管理平台完成,从而实现质量和流程的控制。

2 数字化移交

依托计算机技术的发展,数字化设计技术手段越来越广泛地被用于石油、化工、电力、钢铁、医药、造船、建筑等行业,这为业主采用新的营运管理模式提供了可能,而数字化移交便是实现新的营运管理模式的必要前提。通过数字化移交,业主在接收一个物理工程的时候,还可以得到一个数字化的工程。来自设计、施工、调试各阶段的海量信息可以以非实物方式被集中、关联、查询、使用,深度影响了传统的

运营管理方式;同时作为基础的设计信息也广泛为施工、调试等阶段所用,为设计之后的阶段带来深度的变革。

西南电力设计院有限公司数字化移交以电站工程信息模型(EIM)数据管理为基础,通过工程设计协同管理平台进行数据的组织和移交。在电站工程信息模型(EIM)管理的基础上,提供了可控、可筛选的方式组织工程信息,形成业主所需的三维数字化电厂移交数据包,为业主实现数字化工厂管理提供准确的工程信息基础保证;可以实现多系统信息集成、运行辅助、应急指挥辅助、知识管理、信息搜索与查看、信息变更管理、厂内工程支持等。

3 施工数字化应用

基于电站工程信息模型(EIM)自主研发了电厂工程建设管理信息系统(简称基建 MIS),以数字化三维模型为基础,通过与 P6 工程项目进度管理软件的融合,打造了设计施工一体化的工程项目管理信息化系统,对工程投资费用、进度、质量进行有效控制,提高电厂建设管理水平。

1) 可视化施工管理

利用电站工程信息模型(EIM),为施工现场提供了高效的可视化施工管理。数字化模型不是简单的实体模型,而是在模型中加载了各类数据信息,包括设计参数、材质、介质、保温、型号等,实现了虚拟距离测量、名称显示、属性查询等功能,管理人员可以快速而形象化地获取工程信息。

2) 可视化采购管理

利用数字化的模型信息,为现场施工采购提供强有力的数据支撑,实现了模型与采购供货明细、合同文档等的热点关联和一体化管理。

3) 施工进度三维模拟

通过对模型浏览软件与 P6 接口的二次开发整合,三维模型中加载的设备材料清册与 P6 网络计划中的结构分解码(WBS)建立了对应关系。当在 P6 中生成实际施工进度表后,就可以以不同方式进行施工进度可视化模拟,不仅可以展示各个设施的施工状态,还可以通过施工进度条上滑块的移动展现某日的实际施工进度,如图 2 所示。

4) 隐蔽工程可视化

三维可视化的设计成果为现场隐蔽工程的施

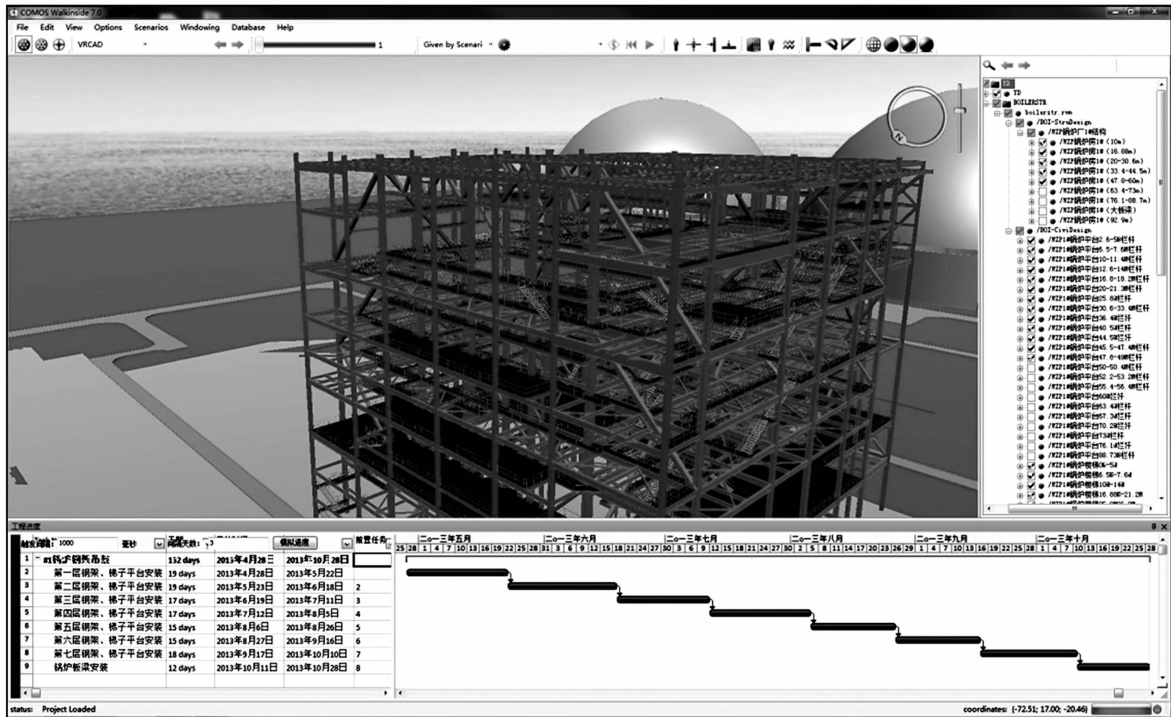


图2 施工进度三维模拟应用

工提供了全新的模式。施工单位可以方便地查询相关隐蔽工程的情况,便于合理组织施工计划、减少开挖次数、减少返工、避免对已施工隐蔽项目的破坏等。即使施工完成多年后,业主的运行维护和改造也可从中获得有力帮助。

5) 移动互联技术

万州工程采用了移动互联解决方案为现场施工提供服务,将 EIM 的使用范围扩展出桌面,革命性地改变了施工模式、安全管理流程、文档管理以及调试运营和竣工交付流程。只要能访问互联网络或现场服务器,均可使用移动平板等工具访问异地的文件或数字化模型。即便是缺乏无线网络的环境,也可以采用预先下载到本地的方式实现现场查看图纸、文档和数字化模型等功能。

4 电厂运维数字化应用

1) 虚拟现实技术

采用虚拟现实技术,可实现三维模型在运维阶段设施维修和安全培训等数字化仿真的应用。该方案通过先进的图像显示技术实现了大容量工程模型的快速响应,并采用实时干涉检测和重力模拟技术,允许用户实时有效地模拟实际环境,提高用户感知度。

虚拟现实技术提供了强大的后期仿真培训的功

能,业主能在虚拟环境中自主定制各种各样的操作手则、操作流程和安全规程,并通过预先设定任务和操作步骤,实现对新员工的入岗培训和事故处理演练。

2) 数字化生产管理

万州工程中提出了基于电站工程信息模型(EIM)的数字化运行管理解决方案,通过运维系统的定制能力,在电站工程信息模型(EIM)的支撑下,实现与运维 ERP、厂级监控系统(SIS)、设备资产管理系统(EAM)的对接,可访问运行阶段的实时数据库,实现实时生产数据在可视化运行管理系统中的显示。如果进一步深化数字化电厂应用,还可以实现智能巡点检管理、智能生产视频监控、智能安防视频监控、智能火灾报警及控制等。

5 结 语

所提出的万州工程全生命周期管理解决方案覆盖了各专业的各个设计阶段以及从设计、采购、施工、调试到运维的全部工程阶段。

目前数字化电厂尚缺乏标准化和规范化,电力行业急需建立起行业数字化技术标准。此外数字化电厂建设的跨度和难度非常大,涉及设计、采购、施工、调试到运维等众多流程,相关方的数字化水平参差不齐,建设高水平数字化电站还存在诸多短板。

(下转第 88 页)

多边形绕组在无刷励磁机中的应用

仲伟林, 胥 睿

(东方电气东方电机有限公司, 四川 德阳 618000)

摘要:介绍了无刷励磁机采用的多边形绕组;提出了多边形绕组的实现方法,简化了端部接线;给出了常用的极数、槽数、相数配合,并利用对称分量法进行磁势谐波分析。

关键词:无刷励磁机;相带;多边形绕组;磁势谐波

Abstract: Polygonal winding of brushless exciter is presented. The method of implementing polygonal winding is proposed, and the end connection is simplified. Magnetic potential harmonic is analyzed with symmetrical component method, and the common combination of poles, slots and phases is proposed.

Key words: brushless exciter; phase belt; polygonal winding; magnetic potential harmonic

中图分类号: TM31 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2017)06-0085-04

0 引言

无刷励磁机因其运行可靠性高、维护简便、环境适应性强,在很多领域正广泛取代传统的有刷励磁。通常,无刷励磁电机的励磁电压不太高,但励磁电流较大。常规大型发电机的励磁电压一般不超过 600 V,如百万千瓦级发电机,励磁电压约 600 V,励磁电流约 9 700 A。因均流问题,一般不采用二极管并联方式来提高无刷励磁机输出电流,大型励磁机电枢绕组一般采用三相多支路或多相绕组(简称多边形绕组)。多边形绕组易于简化接线,绕组利用率高,容错能力强,因而在大型励磁机中被广泛采用。下面主要探讨接线最为简化的多边形绕组。

1 多边形绕组的接法

1.1 绕组接法

三相电机可以接成三角形或星形,同样地,多相绕组也可以接成多边形或星形。对于三相电机,可通过以下方法实现端部连接线简单的接线方式:

- 1) 采用波绕组可以省去组内跨接线($q > 1$ 时)和极间连接线;
 - 2) 采用三角形接法可以省去中点环;
 - 3) 采用 120°相带省去正负相带连接线。
- 以 3 相、2 极、12 槽、绕组节距为 5 的电机为例,

电机相量图见图 1。图 2、图 3 分别为采用 60°相带和 120°相带接线的相量图。

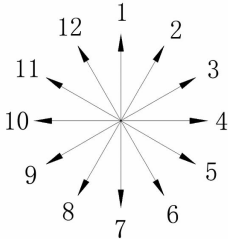


图 1 2 极 12 槽相量图

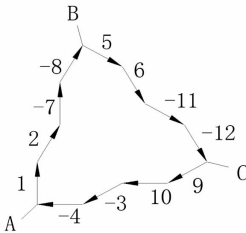


图 2 60°相带相量图

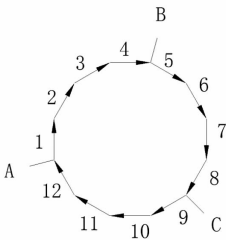


图 3 120°相带相量图

图 4 所示接线方式对应的相量图为图 3,通过上述方法可以省去端部连接线。

按照同样的方法将相量图中相邻相量依次串联,形成相量多边形;将对称位置 m 点引出,即可形成有 m 边的多边形绕组。此种绕组端部不存在端部连接线,称之为最简多边形绕组。由上述接线方式可知,每相的相带宽度为 $\frac{360^\circ}{m}$,对应3相电机即为 120° 相带。

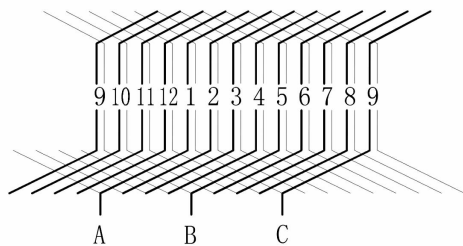


图4 3相、2极、12槽多边形接法

1.2 实现最简多边形绕组的条件

设电机槽数为 z ,极数为 $2p$,相数为 m ,绕组节距为 y_1 ,合成节距为 y ,每极每相槽数 $q = z/2mp$ 。

1.2.1 双层绕组对称的必要条件

双层绕组对称的必要条件是: q 为整数或 q 为分数。

设 $q = \frac{z}{2mp} = b + \frac{c}{d}$,其中 $\frac{c}{d}$ 为不可约分数,则 d 不能是 m 的倍数。

当绕组满足上述任一条件时,通过合理的接线均可接成对称绕组。一般而言,励磁机极数相数较多,每极每相槽数 $q \leq 1$ 。

1.2.2 接成最简多边形的条件

由多边形绕组的接线方式可知,按照节距 y 将绕组依次串联并回到起点形成一个封闭的回路,须满足 z 与 y 互质。简单证明如下:

设绕组编号由0开始,循环 k 周后编号为 kz 。串联绕组依次为 $0, y, 2y, \dots, ny, \dots, (z-1)y$,再连接到0号绕组,形成封闭回路。因此, $ny \neq kz$,其中 n 为0到 $z-1$ 的整数, k 为0到 $y-1$ 的整数。若 z 与 y 存在大于1的公约数 g ,则必存在 $n = z/g$ 和 $k = y/g$ 使得 $ny = kz$ 成立。

2 应用对称分量法分析多相绕组

利用槽号相位表可以得出每相所串联导体的相位。设每个线圈的磁势矢量长度为1,则 m 个相绕组在 v 对极下磁势采用复数表示为

$$\left. \begin{aligned} \vec{F}_{1v} &= x_{1v} - jy_{1v} \\ \vec{F}_{2v} &= x_{2v} - jy_{2v} \\ &\dots\dots \\ \vec{F}_{mv} &= x_{mv} - jy_{mv} \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

根据对称分量法, m 相的不对称系统可以分解为 m 个确定的 m 相对称系统。 m 序分量中包含1个正序分量,1个负序分量,另外 $(m-2)$ 个分量综合磁势为0,见参考文献[1]。 v 对极磁势的正序分量和负序分量为

$$\vec{F}_{1v+} = \frac{1}{m} (\vec{F}_{1v} + e^{j\frac{1}{m}2\pi} \vec{F}_{2v} + \dots + e^{j\frac{m-1}{m}2\pi} \vec{F}_{mv}) \quad (2)$$

$$\vec{F}_{1v-} = \frac{1}{m} (e^{j\frac{m-1}{m}2\pi} \vec{F}_{1v} + \dots + e^{j\frac{1}{m}2\pi} \vec{F}_{2v} + \vec{F}_{mv})$$

将式(1)代入式(2)中可得

$$\begin{aligned} \vec{F}_{1v+} &= \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \left[x_{iv} \cos\left(\frac{i-1}{m}2\pi\right) + y_{iv} \sin\left(\frac{i-1}{m}2\pi\right) \right] + \\ &j \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \left[x_{iv} \sin\left(\frac{i-1}{m}2\pi\right) - y_{iv} \cos\left(\frac{i-1}{m}2\pi\right) \right] \end{aligned} \quad (3)$$

$$\begin{aligned} \vec{F}_{1v-} &= \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \left[x_{iv} \cos\left(\frac{m-i+1}{m}2\pi\right) + y_{iv} \sin\left(\frac{m-i+1}{m}2\pi\right) \right] + \\ &j \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \left[x_{iv} \sin\left(\frac{m-i+1}{m}2\pi\right) - y_{iv} \cos\left(\frac{m-i+1}{m}2\pi\right) \right] \end{aligned} \quad (4)$$

设 $\vec{F}_{1v+} = a + jb$, $\vec{F}_{1v-} = c + jd$,每相的正序分布系数 k_{qv+} 和负序分布系数 k_{qv-} ,分别是矢量和 $|\vec{F}_{1v+}|$ 、 $|\vec{F}_{1v-}|$ 与算术和 $\frac{z}{m}$ 之比,即:

$$k_{qv+} = \frac{1}{z} \sqrt{a^2 + b^2} \quad (5)$$

$$k_{qv-} = \frac{1}{z} \sqrt{c^2 + d^2} \quad (6)$$

由式(1)~式(6)可知 k_{qv+} 、 k_{qv-} 不是由每个绕组单独决定,而是综合多相绕组的结果。

对比多相绕组与三相绕组的磁势分量 $\vec{F}_{1v+}$ 、 $\vec{F}_{1v-}$ 计算公式,见参考文献[2],各相的磁势必须按相序排列。

为方便比较,把各磁势谐波幅值用基波幅值的百分数表示如下:

$$F_{v+}(\%) = \frac{k_{sv} k_{yv} k_{qv+}}{k_{sp} k_{yp} k_{qp}} \frac{p}{v} \times 100 \quad (7)$$

$$F_{v-}(\%) = \frac{k_{sv} k_{yv} k_{qv-}}{k_{sp} k_{yp} k_{qp}} \frac{p}{v} \times 100 \quad (8)$$

式中, k_{qp} 为 k_{qv+} 、 k_{qv-} 中较大者。

谐波分析是基于线性磁路的,而励磁机恰恰运

行在磁路的线性段。依据上述方法对多边形绕组进行谐波分析,可以相对准确地计算绕组本身各对极谐波的含量,亦可定性地对绕组缺相运行进行分析。

3 多边形绕组的谐波分析

前面仅讨论了最简多边形的必要条件,还需对其电气性能如绕组系数、谐波含量等进行分析。虽然励磁机槽数、极数、相数取值较为自由,绕组设计相对灵活,但要实现最简多边形接法,槽数、极数、相数必须相互匹配,谐波含量相对较少的组合并不多。表 1 列举了 10 例多边形绕组,其中部分绕组在工程实际中已有使用。

表 1 多边形绕组 10 例

极数 $2p$	槽数 z	相数 m	合成节距 y	绕组节距 y_1
8	63	9	16	8
10	56	7	11	5
10	77	11	15	7
12	91	13	15	7
12	95	19	16	7
14	90	15	13	6
16	100	25	13	6
20	108	27	11	5
22	117	39	11	5
22	123	41	11	5

对于 $q < 1$ 的分数槽,其槽号相位表为稀疏表,行列数目较多,只适合使用计算机进行辅助分析。

现以 123 槽、11 对极电机为例,依次将相量图中相邻相量串联起来,形成闭合绕组,共 123 个边,可以接成对称 41 相绕组。按前述计算方法, $V \leq 100$

表 2 $z = 123, 2p = 22, m = 41, y_1 = 5, y = 56$ 谐波分析

谐波极对数 v	正序分布系数 k_{qv+}	负序分布系数 k_{qv-}	短距系数 k_{yv}	正序磁势幅值 $F_{v+}/\%$	负序磁势幅值 $F_{v-}/\%$
11	0.999 783	0	0.986 25	100	0
30	0	0.014 853	-0.636 24	0	-0.351 42
52	0.014 636	0	0.350 008	0.109 9	0
71	0	0.014 636	0.350 008	0	0.080 49
93	0.014 853	0	-0.636 24	-0.113 36	0

表 3 $z = 123, 2p = 22, m = 41, y_1 = 5, y = 11$ 谐波分析

谐波极对数 v	正序分布系数 k_{qv+}	负序分布系数 k_{qv-}	短距系数 k_{yv}	正序磁势幅值 $F_{v+}/\%$	负序磁势幅值 $F_{v-}/\%$
11	0.996 524	0	0.986 25	100	0
30	0	0.060 621	-0.636 24	0	-1.438 94
52	0.057 145	0	0.350 008	0.430 495	0
71	0	0.057 145	0.350 008	0	0.315 292
93	0.060 621	0	-0.636 24	-0.464 17	0

的谐波含量如表 2 所示。

从理论上分析,由相量图依次进行接线,每相中每个线圈的相位角相差最小,绕组分布系数高,但是合成节距 $y = 56$,线圈端部过长。因此工程实际中取 $y \approx z/p$ 的整数,又须满足 z 与 y 互质,如本例可取 $y = 11$,谐波含量如表 3 所示。

虽然绕组分布系数降低了约 0.3%,谐波磁势幅值略有增加,如 30 对极谐波磁势含量仅从 0.35% 增加到 1.44%,但绕组端部长度却可以缩短约 80%。

一般而言: m 相电机常规相带宽度为 $\frac{360^\circ}{2m}$;大相带宽度为 $\frac{360^\circ}{m}$,或采用大小相带。所举例中采用表 2 对应接法相带宽度为 8.79° ,为大相带的宽度;采用表 3 对应接法相带宽度为 13.2° ,超过大相带的宽度,相带出现重叠。即使采用重叠相带,多相电机相带宽度本身较小,其绕组分布系数依旧较高。

由于励磁机电枢电流经过整流后输出给主机励磁绕组,相对于励磁机电枢绕组,其电感值大得多,起到较好的滤波作用,故励磁机的谐波对主机影响相对较小。因此,减少绕组端部长度的方案更有实用价值,而且工程上可以采用特殊的气隙的形状来削弱一部分谐波。

4 多边形绕组的缺相分析

一般而言,短路除了形成脉动转矩外,还会造成

局部过热,容易使故障进一步恶化,因此大型无刷励磁机整流电路中均设有熔断器,避免整流电路短路,当熔断器熔断时形成开路。可采用上述计算方法对励磁机的缺相进行定性分析。从绕组相量图可知,当缺相为相邻相时,绕组的不对称度越高。仍以上述 41 相绕组为例,分析其缺 1 相、2 相、3 相时基波绕组磁势,取基波正序磁势幅值为 100%,谐波极对数从 1 计算至 20,各次谐波磁势幅值如图 5 至图 9 所示(图中未显示基波正序磁势幅值)。

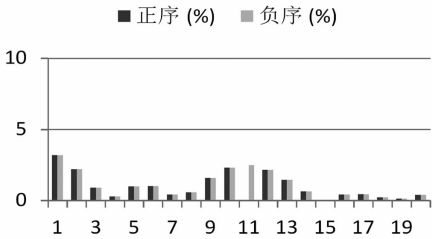


图 5 缺 1 相时各次谐波磁势幅值

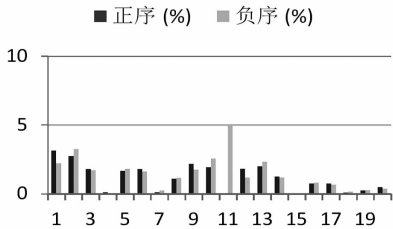


图 6 缺相邻 2 相时各次谐波磁势幅值

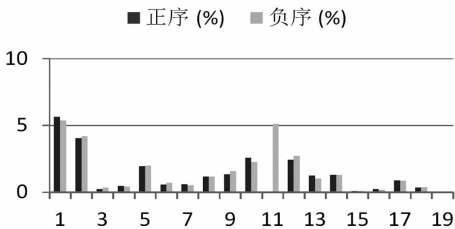


图 7 缺(近似)对称 2 相时各次谐波磁势幅值

由前述分析可知,多相绕组缺相时,基波磁势为旋转的椭圆磁势,同时会出现极对数小于基波极对数的各次谐波。由图 5~图 9 可知:对称缺相时主要引起低次谐波含量增加,集中缺相主要引起反转波含量增加。由于缺相时电流谐波含量很高,而上

述分析方法未考虑时间谐波的影响,所以准确度较差,只适用于定性分析。由于缺相对多相无刷励磁机运行的影响较小,其容错能力较强,故实际使用中一般允许无刷励磁机缺相运行。

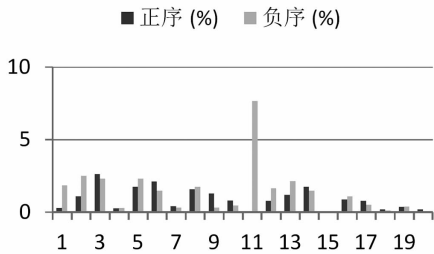


图 8 缺相邻 3 相时各次谐波磁势幅值

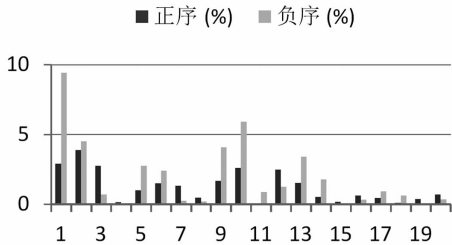


图 9 缺(近似)对称 3 相时各次谐波磁势幅值

5 结 语

大型无刷励磁机采用多相绕组时,合理的槽数、极对数、相数组合可以实现最简多边形接线,提高绕组利用率,省略了端部跨接线,简化了电枢结构。通过对称分量法对绕组性能进行分析,可以迅速地得出绕组的各项参数,便于电磁场计算和进一步分析。

参考文献

[1] 胡会骏,温增银.应用对称分量法研究六相电机的不对称短路[J].华中工学院学报,1975(1):67-82.
[2] 许实章.交流电机的绕组理论[M].北京:机械工业出版社,1985.

作者简介:

仲伟林(1983),工程师,主要从事电机设计工作。

(收稿日期:2017-09-15)

(上接第 84 页)

随着数字化技术进一步向纵深推进,必将推动发电工程理念的革新,基于全生命周期资产管理的数字化电站将成为主流,全面提升电厂的信息化和运维水平,将不断增强电力企业的市场竞争力和盈

利能力。

作者简介:

薛江(1974),学士、高级工程师,从事火力发电厂热动专业及数字化设计和技术管理工作。

(收稿日期:2017-06-27)

一起 GIS 设备密封不良问题原因分析

刘同杰^{1,2}, 万红艳², 刘同敏²

(1. 国网乐山供电公司, 四川 乐山 614000; 2. 南昌工学院, 江西 南昌 330000)

摘要:针对某煤矿 220 kV 气体绝缘金属封闭组合电器断路器密封不良问题, 结合现场实际案例, 通过对故障点进行解体剖析, 总结出了密封不良的原因及处理方法。根据现场实践经验, 从设备安装工艺以及日常维护等方面提出了预防性措施, 可对解决类似故障起到一定借鉴作用。

关键词:GIS; 密封; 解体; SF₆; 断路器

Abstract: Aiming at the sealing fault of 220 kV GIS circuit breaker in a coal mine and combined with the practical examples, the reasons for bad sealing and its treatment are summarized. Based on the practical experiences, the preventive measures are put forward from the aspects of routine maintenance and installation process, which are helpful in solving the similar faults.

Key words: GIS; sealing; disassembly; SF₆; circuit breaker

中图分类号: TM595 文献标志码: B 文章编号: 1003-6954(2017)06-0089-03

0 引言

气体绝缘封闭式组合电器 GIS (gas insulated switchgear) 具有占地面积小、受气候条件的影响较小、可靠性高、检修周期长、维护工作少、装置结构紧凑、便于安装等优点, 广泛应用于电力系统中^[1]。GIS 设备内部的绝缘性能主要取决于 SF₆ 气体的水分含量和纯度^[2], 如果发生泄露将会影响断路器的正常操作造成气体受潮, 严重时将会威胁电网安全运行, 但从 GIS 的现场运行情况来看, 尽管在其刚投运时, 采取了各种检验漏气手段和密封工艺, 由于 GIS 设备暴露在室外, 长期经受风霜雨雪等恶劣天气的影响, 设备的密封性能也会随之逐渐降低, 因而 SF₆ 气体泄漏仍是一个主要缺陷。因此如何防止设备密封性能不良对系统的安全运行就显得非常重要。

以某煤矿一起 220 kV GIS 设备密封不良的现场实际案例为例, 通过现场的解体检查, 由外及内发掘问题所在。通过本起案例, 根据现场实践经验, 总结出了一系列的预防性措施。

1 情况概述

220 kV 煤九线 265 断路器为平顶山开关厂生

产的 GIS 设备, 于 2007 年 6 月投运。2010 年 11 月, 运行人员在巡视时发现该断路器 SF₆ 压力指示过低, 接近报警值。检修人员对该断路器进行了补气 and 检漏工作, 但未找到明显漏点。若该问题不及时处理, 将会影响到该条线路上煤矿企业安全问题。2011 年 1 月 7 日, 经请示汇报协商后, 将 265 断路器压力表安装方式进行改装, 由原三相共用一个压力表改装为每相分别安装压力表进行监视, 最终确定为断路器 C 相有气体泄漏的情况。经检漏发现为断路器 C 相机构操作拉杆与断路器密封座处的连接部位有漏气现象。漏气点如图 1 所示。



图 1 漏气点

2 故障原因分析

2.1 现场解体检查处理

现场先释放该台断路器机构压力, 回收 265 断路器 C 相 SF₆ 气体, 将操作拉杆下端抱箍拆除, 取下操作连杆底端大螺帽, 使操作拉杆与机构传动轴之

间留出足够空隙,如图 2 所示。

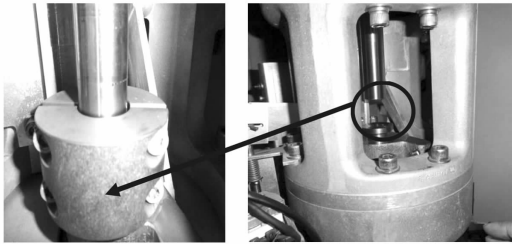


图 2 抱箍拆除

拆除过渡密封组外压紧大螺帽,从操作连杆上退下过渡密封组,在拆除外压紧大螺帽过程中,发现该大螺帽已有两颗松动。

对过渡密封组上的密封胶圈进行更换。该过渡密封胶圈组由铜套和防尘圈、V 形圈、O 形圈组成。

图 3 为过渡密封组组装完毕的情况,图 4 为各部位密封圈由左到右摆放的情况,最左边第一层为防尘圈;中间层为 V 形圈,为主密封部分;最右边一小一大 O 形圈分别安装在铜套内外侧。



图 3 过渡密封组



图 4 各部位密封圈

在更换时检修人员发现,小 O 形圈存在严重变形情况,经分析可能是密封组被迫向下位移后摩擦变形所致,这也是本次漏气缺陷主要故障点之一,如图 5 所示。

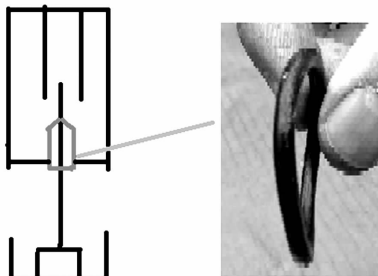


图 5 漏气点示意

最后按照相反的顺序进行复装,即大 O 形圈、小 O 形圈、V 形圈、防尘圈顺序进行复装,在安装过渡密封组外压紧大螺帽时应使用专用工具进行紧固到位,防止再次出现未拧紧漏气的故障。对 265 断路器 C 相进行抽真空处理,按厂家要求抽至 20 Pa 以下,抽真空完毕后,注入 SF₆ 气体至 0.62 MPa,静置 24 h 后,进行检漏和微水测试,数据合格,未见异常。对该相断路器进行交流耐压试验和主回路电阻试验,回路电阻值在缺陷处理前后无明显变化。设备投入运行。

2.2 原因分析

通过详细地解体检查和缺陷处理,分析可知断路器 C 相漏气根本原因是过渡密封组外压紧大螺帽松动,过渡密封组在灭弧室压力作用下向下位移,偏离正确的密封位置,并且在滑动过程中过渡密封组内密封胶圈变形,不能对断路器进行完全密封,造成漏气。

另外过渡密封组外压紧大螺帽松动的原因现推断主要由这两方面原因造成,一是人为的原因,在设备安装过程中,对厂家安装的设备缺乏有效地现场监管,验收过程也没有执行到位;二是由于设备自身结构的缺陷,导致设备在运行中受到电动力的振动作用,使得过渡密封组产生位移,造成密封圈变形。

3 预防措施

1) 安装过程中,对厂家安装的设备必须加强现场的监管,尤其是密封部分的安装监管,了解设备薄弱环节。

2) 该站 220 kV GIS 断路器为分相式,三相共用 1 只密度继电器,如发生漏气缺陷,不便于检漏,建议断路器三相均加装密度继电器,分相监视压力,以及及时发现漏气缺陷。

3) 近几年,充气设备增长较快,而且漏气缺陷较多,但相应的检漏手段相对滞后,目前仅依靠简易的手持式定性检漏仪检漏,已不满足要求,建议采用红外成像检漏。

4) 联系厂家对断路器过渡密封组外压紧大螺帽紧固结构进行改进,建议采用紧固锁死式螺丝,确保螺帽在运行中不会出现松动,造成漏气的缺陷。

5) 在验收过程中应严格执行验收细则,尤其对设备的关键部位必须严格控制把关。

4 结 语

通过对 GIS 设备断路器密封不良问题现场解体检查处理,发现该问题主要是由技术和管理上的不足所导致。因此在设备的安装检修验收工作中,应严格执行设备现场安装工艺符合相关规程要求和设备验收的严谨性,这样才能降低 GIS 设备出现密封不良问题的概率,提高设备的安全性能。

参考文献

- [1] 曲文韬,黄锐,吕俊涛.220 kV GIS 设备漏气原因分析及预防措施[J].电力科学与工程,2013,29(8):21-26.

(上接第 38 页)
 规划的配电网广义电源优化配置[J]. 电力系统自动

3) 计及不确定性因素后, DG 的接入与网架结构的调整相配合仍能够有效减小系统网损, 提升配电网的经济效益。此外, 不同类型 DG 的收益与其对应可再生一次能源的丰富程度有很大关联, 故在 DG 选址定容定类的规划过程中, 不仅应结合电力设备自身特点, 规划区域的气象条件也应被纳入考虑范围。

参考文献

- [1] 杨毅, 韦钢, 周冰, 等. 分布式发电的规划模型及其求解方法[J]. 上海电力学院学报, 2010, 26(2): 113 - 118.
- [2] 刘志鹏, 文福拴, 薛禹胜, 等. 计及可入网电动汽车的分布式电源最优选址和定容[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(18): 11 - 16.
- [3] 高军彦, 麻秀范. 计及分布式发电的配电网扩展规划[J]. 中国电力, 2010, 43(2): 39 - 43.
- [4] Vinicius F. Martins, Carmen L. T. Borges. Active Distribution Network Integrated Planning Incorporating Distributed Generation and Load Response Uncertainties [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(4): 2164 - 2172.
- [5] 李亮, 唐巍, 白牧可, 等. 考虑时序特性的多目标分布式电源选址定容规划[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(3): 58 - 63.
- [6] 胡吟, 韦钢, 言大伟, 等. 分布式电源在配电网中的优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(11): 100 - 105.
- [7] 张璐, 唐巍, 从鹏伟, 等. 基于机会约束规划和二层

- [2] 陈家斌. SF₆ 断路器实用技术[M]. 北京: 中国水利水电出版社, 2004.
- [3] 张刚涛, 刘鹏. 220 kV GIS SF₆ 气体泄漏量偏大原因分析及处理[J]. 华东电力, 2014, 42(6): 1257 - 1261.
- [4] 郭青海, 邝石, 彭江. GIS 渗漏原因分析及对策[J]. 电网技术, 2000, 24(2): 8 - 80.
- [5] 孟祥新. 220 kV GIS SF₆ 压力保护的改造[J]. 工矿自动化, 2011, 37(12): 108 - 111.
- [6] 吕斌, 倪赛赛, 刘洋, 等. 某 330 kV 变压器空载充电接地故障继电保护动作分析[J]. 工矿自动化, 2013, 39(5): 63 - 66.

作者简介:

刘同杰(1984),硕士,现从事变电检修工作。

(收稿日期:2017-08-11)

规划的配电网广义电源优化配置[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(5): 50-58.

- [8] 徐玉琴, 李雪冬, 张继刚, 等. 考虑分布式发电的配电网规划问题的研究[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(1): 87-91.
- [9] 王成山, 陈恺, 谢莹华, 等. 配电网扩展规划中分布式电源的选址和定容[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(3): 38-43.
- [10] 闫若冰, 唐巍. 基于 Pareto 最优前沿的中压配电网多目标无功优化规划[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(24): 115-119.
- [11] 白牧可, 唐巍, 张璐, 等. 基于机会约束规划的 DG 与配电网架多目标协调规划[J]. 电工技术学报, 2013, 28(10): 346-354.
- [12] Aboelsood Zidan, Mostafa F. Shaaban, Ehab F. El-Saadany. Long-term Multi-objective Distribution Network Planning by DG Allocation and Feeders' Reconfiguration [J]. Electric Power Systems Research, 105 (2013): 95-104.
- [13] Tuba G özel, M Hakan Hocaoglu. An Analytical Method for the Sizing and Siting of Distributed Generators in Radial Systems [J]. Electric Power Systems Research, 2009, 79(6): 912-918.
- [14] 庄园, 王磊. 分布式电源在配电网中优化选址与定容的研究[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(20): 73-78.

作者简介:

杨 力(1965),副教授,长期从事配电网自动化及可靠性研究。

(收稿日期:2017-03-14)

2017 年《四川电力技术》总目录

第 1 期

篇头语	李兴源,甄 威(1)
复杂直流输电控制保护系统和 ADPSS 融合仿真技术研究	穆 清,张 星,孙丽香(3)
基于支路能量时空特征的电力系统暂态稳定性分析	刘挺坚,苟 竞,胥威汀,刘友波,许立雄(9)
基于 PSCAD/EMTDC 的 HVDC 换流器触发控制建模仿真	刘 磊,林 圣,何正友(14)
激励可再生能源消纳的特高压输电电价形成方法	陶宇轩,胥威汀,李 婷,叶 希,沈 力,朱 觅,刘 莹(19)
特高压直流输电系统接入受端系统方式对比研究分析	刘天宇,王渝红,李 瑾(23)
基于场路耦合方法的直流偏磁仿真研究	梁晓斌,魏 巍,滕予非,丁理杰(29)
特高压电网最大风电渗透率计算方法	刘金强,卢 芸,王晓茹(32)
直流整流站最小 α 限制器对系统稳定性的影响	金子开,滕予非(37)
串联补偿装置接入后超特高压交流线路输送功率修正方法	刘佳钰(42)
± 800 kV 特高压直流线路跳线上绕耐张塔研究	吴庆华,刘文勋,李 健,赵远涛,徐维毅,朱 焰(47)
特高压直流输电换流阀用晶闸管反向恢复特性研究与分析	刘隆晨,张星海,李亚伟,张 禹,岳 珂,庞 磊(51)
考虑电晕损耗的特高压直流输电线路雷击特性分析	刘守豹,张星海,雷 潇,廖文龙,刘 强(55)
直流输电导致变压器噪声异常的测试及分析	蒋 伟,兰新生,周易谦(58)
多端直流系统直流故障保护研究综述	焦在滨,姜振超(63)
基于小波能量相对熵的 HVDC 输电线路单端保护方法	李小鹏,高 杉,林 圣,张 纯(71)
特高压直流输电保护性闭锁动作策略研究	李 乾,张 祥,李 然,王 业,孔祥平,王书征(76)
特高压变压器调压补偿变压器配置独立差动保护的必要性	汤会增,程朝磊,黄健金,岳雷刚,余开伟(81)
特高压直流输电系统接地极线路保护性能分析	

.....	张 纯,滕予非(84)
特高压直流输电系统接地极线路保护配置方案优化建议	刘俊杰,李 琨,陈沧杨,李煜鹏,刘 鑫(89)

第 2 期

特高压换流站内电压变送器中铁磁材料励磁曲线拟合方法研究	叶有名,唐 明,张 华,陈 刚(1)
重冰区特高压直流线路大截面多分裂导线选型研究	周 唯,刘翰柱,谢 静,梁 明(4)
特高压直流故障对交流系统稳定性的影响分析	哈丽曼·合孜尔,樊艳芳(11)
± 800 kV 宾金直流接地极线路电流不平衡异常分析	雷 潇,崔 涛,曾 宏(16)
特高压交直流混联条件下四川电网低频振荡模态分析	张 航,王晓茹(19)
宜宾换流站阀水冷系统应对交流电网扰动改进措施分析	宋祯霖,张华杰(24)
四川电网扰动对川渝断面及特高压联络线功率波动影响仿真研究	张 鹏,孙永超(28)
基于 Cadna/A 软件的特高压变电站噪声影响研究	陈晓琳(31)
直流接地极入地电流在交流系统中的通路构成及计算方法综述	李 瑾,王渝红,梁晓斌,刘天宇(34)
光学传感技术在输电走廊滑坡在线监测中的研究及应用	刘 勇,薛志航(41)
500 kV 变电站地表缓慢沉降监测技术研究及应用	韩晓言,卜祥航(46)
针对风电汇集地区无功电压的研究李朝阳	常喜强,张 锋,王 衡,郭小龙,刘德福,徐 志(51)
基于潮流转移的输电断面快速搜索	杨文武,王 彪,王嘉庚(56)
基于一种快速幂次滑模趋近律的电力系统混沌控制	路 尧(62)
智能变电站层次化继电保护配置优化的探讨	张 尧,陈福锋,陈 实(66)
西藏中部电网暂态电压稳定问题分析及解决措施研究	郑 勇,张立峰,晏小彬,何志强(71)
220 kV 彩虹智能变电站过程层组网分析	

..... 艾 飞,黄继荣,胡冬良,张 振(75)
甘肃河西电网小干扰分析 姚 巽,宋建光(79)
四川 ±500 kV 德宝线雷击高风险杆塔防雷改造设计 彭锦超,何俊豪,陈 坤(84)
微网经济调度研究综述.....
..... 燕振刚,张雪霞,刘晋勇,钟 伟,马锡良,邹 兴(88)

第 3 期

10 kV 配电网扫频法测量电容电流有效性分析 陈先飞,何 山,王维庆,杨桂兴,李朋宇,王 杰(1)
基于电压下垂特性的 MMC – MTDC 协调控制策略 杨 林,张英敏,李兴源(5)
环天山西段大环网投运初期对新疆电网运行风险分析..... 周 专,吕 盼,宋新甫,赵志强,王新刚,张 艳,左 雅(11)
全球能源互联网下输电走廊规划分析研究..... 高 晗,刘继春,刘俊勇,曾平良,施浩波(15)
±1 100 kV 换流站直流母线导体选型与布置研究..... 骆 玲,丁晓飞,邢 毅,包维瀚,李龙才,杨 伦(21)
±1 100 kV 换流站户内直流场巡检方案研究..... 包维瀚,郭贤珊,丁晓飞,骆 玲,付 颖(26)
基于改进 DE 算法的兆瓦级风机独立变桨控制 刘 杨,王维庆,王海云,韩 璐(31)
特高压换流站 OCT 故障对换流站的影响及其运行可靠性 统计分析 孙 文,刘俊杰,禹 佳(35)
水电送端特高压直流换流站无功配置优化研究..... 丁 剑,王海林,胡 浩,李文帆,李 彬(39)
两种接线金具型式下的特高压变压器高压侧套管接线柱受力分 析 余开伟,梁向阳,汤会增,杨晓东,郭 果(44)
“低电压”问题产生机理及其治理思路探析 徐田磊,赵瑜杰,张 懿(48)
110 kV 同塔双回线路感应电压和感应电流对人体的危害研 究 史华勃,丁理杰,彭施语,梁晓斌,张 华(52)
LCL 型并网逆变器的滑模变结构控制策略..... 李 鹏,王 奔,高鲁峰,李 晓,张 锐(56)
交流系统强度对直流系统稳定运行状态和故障恢复特性 影响的研究 李 乾, 范子强,黄金海,吴庆范,许朋见,付 艳,曹 森,张克辉(61)
基于半波真有效值的触/漏电故障电流检测 左金威,赵 恒,陈重佑,肖先勇(66)
智能变电站 SCD 文件管控系统的研究与实现 林 波,李 凯,杨 康,刘明忠,童晓阳,郑永康(73)
一种新的基于序分量权重的振荡闭锁再开放逻辑..... 李鹏程(78)
清洁能源跨省跨区消纳交易机制可行性及效益分析.....

..... 高 博,孙永超,羊 静(82)
IGBT 串联的三电平风电变流器拓扑研究 王小涛,廖丽贞,赵 宇(86)
流化床锅炉燃用府谷煤污染物特性试验研究..... 彭北松,刘行磊,丁 芸(91)

第 4 期

降压节能技术研究综述.....
..... 戴诗滕,孙 鸣,刘俊勇,羊 静(1)
基于惯性矩最优分位点的主动配电网资源优化配置..... 李 斌,滕予非,吕 林,刘友波,羊 静(8)
具备不平衡运行控制直驱风机对近区系统负序电流影响 徐红灿,滕予非,王晓茹(14)
基于空间聚类的中压配电网网格优化划分方法..... 陈 超,李志铿,苏悦平(20)
基于灰色关联度算法的配电网降损决策..... 孙毅卫,沈天时,刘崇新,孙振权,张择策(24)
逆变器与 SVC 共同参与的光伏电站无功协调控制研究 王海峰,李凤婷,崔 巍(29)
特高压直流控保系统网络风暴造成主机死机机理分析及网 络测试方法研究 禹 佳,刘俊杰,孙 文(34)
试验程序差异对绝缘子污秽测量结果影响..... 武 剑,张志劲,冉军德,陈 杭,郑 凯,王海飞,朱俊宇(38)
可控高压电抗器对四川电网的影响分析..... 刘柏私,余 锐,张宇栋,汤 凡(43)
基于低压脉冲法的电力电缆外力破坏检测技术研究..... 余 坤,赫志伟,王善民,郑 宝,陈 纓(48)
110 kV 油浸式电力变压器噪声抑制措施研究 潘 军,王 玮,徐斌山,杨青斌(53)
四川电网配电网交流融冰方法应用研究..... 曹 军,邓元实(59)
基于布拉格光栅的隔离开关触头在线测温方法测评..... 李 晶,周电波,刘晋勇(61)
10 kV 直线水泥双杆间隙圆校验分析 陈 立,郝文斌,覃建南(65)
基于互感器误差特性的电能计量装置整体误差优化分析 杨 敏,胡 娟,洪 英,刘 刚,陈立功,何 娜(70)
基于前馈解耦的永磁同步电机控制系统研究..... 荆世博,王维庆,王海云,吴先友,蒋中川(74)
完善自动励磁调节器 TV 断线判别逻辑的措施探析 徐维利(79)
中压机电驱动系统的 SPWM 脉冲调制方案设计 王 鹏,时春雨(82)
励磁系统 PID 控制模型的选型探讨 李明强(87)

小水电站借道接入电网的自励磁分析处理	黄 杉(91)	冯 颖,姬 俊(91)
--------------------	---------	-------------

第 5 期

基于非参数估计的在线电压预测	尤 金(1)
基于能量灵敏度矩阵和多阈值搜索的电压控制分区	郑 武,康 勇,李华强(5)
永富直流受端电网电压稳定性研究	曾雪松,徐 志,范文飞,伍文城(10)
数据挖掘在智能电网中的应用研究	袁丽娟,袁 方(15)
边远地区局域电网供电问题研究	何志强,郑 勇,张立锋,益西措姆,晏小彬,范 宇 (18)
福州特高压变电站短路电流分流系数计算与分析	杨凌霄,邹家勇,余 波(22)
±500 kV 极间间隔棒的研制与应用	鄢 艺,徐望圣,陈 飞,梁 明(27)
柴拉直流输电线路防鸟害措施研究	唐 巍,刘 琦,周 军,梁 明,胡 全(30)
钢芯中强度铝合金绞线在特高压直流输电线路 30 mm 冰区中的应用	易海蓉,王婷婷,李育兵,梁 明(34)
高海拔交流特高压线路基于电晕条件下的导线选型研究	梁 明,朱长青,谢 静,戴严航(39)
楚雄换流站接地极线路加强绝缘研究	胡 全,鄢 艺(44)
架空输电线路设计冰区划分方法综述	郭新春(47)
信息化岩土勘察在架空输电线路工程中的应用研究	谭光杰(51)
基于综合效益评价的电动汽车充电设施布局方法	李小雨,李嘉逸,胡 浩,李 彬(55)
碳纤维导线在接地极线路中应用的经济性分析	林 浩,梁 明,魏德军,刘从法(59)
输电线路工程运输方式经济性分析	肖 宇,王 劲(63)
售电侧改革下电力咨询企业新业务探索	武云霞,余 熙,廖劲波,付 浩,白智丹,黄天意(69)
四川省能源互联网发展路线研究	夏 雪,李嘉逸,余 熙,张胜飞,孙建伟,陈 卓(73)
山区输电线路全过程机械化施工设计方案研究	杨 洋,鄢秀庆,刘翔云,李澄宇,李 力,李 陈(78)
山区光伏组件间距的通用简化算法	胡振兴,彭 勇,罗晓康(84)
智慧电厂建设研究	钱澄浩,张 静(87)
循环流化床电厂燃料的三级筛分方案研究	

第 6 期

MMC – HVDC 互联系统协调控制策略与频率响应分析	杨 林,张英敏,李 丹,李兴源,刘天琪(1)
基于 SPWM 的直驱风电变流器功率模块分析	邸 强,张新燕,牛盛瑜,张冠琪,刘博文(7)
特高压直流输电系统换相失败预测环节对送端电网影响分析	朱清代,滕予非,李小鹏(12)
基于测试信息辅助分析的数字化继电保护自动测试方案研究	韩 睿,余兴祥,刘明忠,姜振超,王 平,郑永康(16)
同步发电机叠加强励磁系统的强励特性分析研究	刘 念,谢 驰,赵 欣,潘荣超,黄大可(20)
变电站二次系统等电位接地网敷设方式研究综述	周思宇,陈洛风,杜洪波,张利丹(24)
一种主从式网络备自投自适应控制策略	江东林,唐小菊(28)
基于分布式电源与负荷双重不确定性的配电网综合规划研究	杨 力,成思琪,苏韵犁,郑和平,卢国栋(34)
一体化智能电网中模块化功能单元的设计与实现	王珂涛,廖 兵(39)
新一轮输配电价改革及其应对策略研究	罗晓伊,魏 阳,严 磊,佟如意,梁 健(44)
埃塞俄比亚吉布Ⅲ水电站 187 MW 混流式水轮机结构设计	刘 钟,邓佑林(48)
葛洲坝 125 MW 机组增容改造水轮机结构设计	王红曼,黄 莉,罗远红(53)
多布水电站高海拔灯泡贯流水轮发电机设计概述	施明星,鄢帮国(58)
仪器仪表计非标电压检测装置的设计制作	刘 伟(61)
基于时频检测的 GIS 设备异常振动分析	马啟潇,刘书弟,何宇航,周电波,何 良,姚 晓(64)
智能变电站遥控故障的观察与处理分析	李 游(68)
一起风电场解列保护拒动的分析及改进措施	王彦国,余群兵,徐光福(76)
数字化设计在电站全生命周期资产管理中的应用	薛 江,周 凯,王 斌(82)
多边形绕组在无刷励磁机中的应用	仲伟林,胥 睿(85)
一起 GIS 设备密封不良问题原因分析	刘同杰,万红艳,刘同敏(89)
2017 年全年总目录	(92)