

考虑容错的配电自动化主站故障定位方法

高艺文,姜振超,冯世林,崔弘,龙呈

(国网四川省电力公司电力科学研究院,四川 成都 610041)

摘要:为避免配电线路故障指示器信号不健全时配电自动化主站故障判定方法失效,从容错的角度对主站定位方法进行了探索。首先分析了故障指示器故障时上报的遥测、遥信等多种信息的特点,提出了上报信息对应的故障决策表,再根据不同的决策表得到初始的故障定位结果,然后通过加性策略对初始的定位结果进行融合,得到最终的故障定位结果。最后通过算例分析,该方法适用于信息漏报和误报的情况,且能获得更加可信的定位结果,为配电自动化主站的故障定位提供一种新的思路。

关键词:故障指示器;故障定位;加性策略计算;容错

中图分类号:TM764 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2018)04-0001-04

Fault Location Method for Master Station of Distribution Automation Considering Fault Tolerance

Gao Yiwen, Jiang Zhenchao, Feng Shilin, Cui Hong, Long Cheng

(State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract: In order to avoid the failure of fault determination method for master station of distribution automation when the fault indicator signal of distribution line is not perfect, the fault location method of master station from the perspective of fault tolerance is explored. Firstly the characteristics of telemetry intelligence, remote signals and other information reported by the fault indicator when the fault occurs are analyzed, and fault decision table corresponding of different reporting information is proposed. The result of the initial fault location is obtained through the decision table, and then the initial positioning result is combined with the additive strategy to obtain the final fault location result. Finally through case analysis, the proposed method is suitable for the information omission and false positives, and can obtain more reliable positioning results, which provides a new idea for fault location method of master station of distribution automation.

Key words: fault indicator; fault location; calculation of additive strategy; fault tolerance

0 引言

随着配电自动化工程的不断建设以及在线监视设备的不断升级,大量应用于配电自动化的故障指示器也涌现出各种新的技术和产品。根据故障识别的原理,目前故障指示器型号有:暂态录波远传型、外施型号远传型、暂态特征远传型等等。故障指示器不仅能识别不同类型的故障进行就地指示,还能将故障时的信息发给配电运维主站,主站再通过上送的故障信息进行故障定位。

目前,基于故障指示器的配电自动化主站故障定位方法有:矩阵法、概率估计法、人工智能法。文

献[1]提出了利用配电网结构形成的网络描述矩阵和上报故障信息形成的故障信息矩阵进行矩阵计算,按照判定规则得到故障定位区段,但当上报故障信息不健全时,故障定位效果不佳。文献[2]利用最小故障判定模型和故障指示器组合信号,以故障指示器之间的相互依赖关系为依托,提出了一种基于最大概率的故障指示器故障判定方法,在处理不健全信息方面有一定效果,但是根据运行经验确定的故障信息完全正确的概率和故障信息完全错误的概率并不一定正确反映实际的故障情况,且结果受概率取值影响。文献[3-4]提出了基于人工智能的遗传算法和蚁群算法,该类方法在健全信息下皆能取得较好的结果,但在非健全信息的情况下定位

结果的可信度低。此外上述的定位方法仅仅利用故障指示器上送的单一故障信息进行故障定位分析,如果单一信息出现漏报和误报时,上述方法可信度将更低^[5]。因此研究故障指示器多种信息的容错定位方法更有现实的意义。

下面首先将故障指示器短路故障时上送的遥信、遥测等多种信号进行分析形成对应的故障决策表,再根据不同的决策表得到初始的故障定位结果,然后对初始的定位结果利用加性策略进行结果的融合,得到最终的故障定位结果。最后通过算例对所提方法进行了分析计算,该方法适用于信息漏报和误报的情况,且能获得更加可信的定位结果。

1 故障区段的定义

按照文献[6]定义,如果一个故障判定区段的所有端点都是故障指示器,并且没有内点或者所有内点都是 T 接点,则称该故障判定区段为最小故障判定区段。

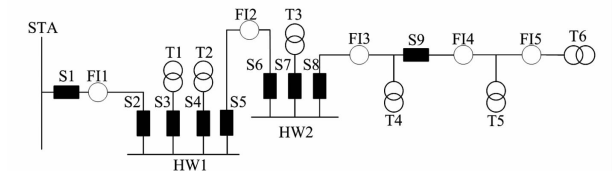


图 1 一个简单的配电网

图 1 为某一简单的配电网,由一条馈线组成,图中:STA 为变电站;HW1、HW2 为环网柜;S1 为变电站出线断路器,S9 为用户分界开关;S2 至 S8 为负荷开关;T1 至 T6 为配电变压器;FI1 至 FI5 为故障指示器。按照定义,该配电网故障判定区段划分如表 1 所示。

表 1 最小故障判定区段

区段 W1	区段 W2	区段 W3	区段 W4	区段 W5
FI1 - FI2	FI2 - FI3	FI3 - FI4	FI4 - FI5	FI5

由表 1 可知,最小故障判定区段 W5 只有一个故障指示器,表示其处于配电馈线的末梢区域,如果其上送故障信息,可判定其下游发生故障。

2 故障决策表

决策表是指一个以行、列形式来描述和表示决策规则和知识信息的表,其主要由条件属性和决策属性组成。现将故障指示器作为条件属性,把线路

故障区段作为决策属性^[7]。

配电网单电源辐射状运行,当线路发生短路故障时,处在故障上游的故障指示器会有过流,而处在故障下游的故障指示器没有过流,故障指示器监测到有过流信号,会闪光(翻牌)就地指示同时上送故障动作信息。根据图 1 中故障指示器的安装位置,则原始故障决策表如表 2 所示。

表 2 原始故障决策

样本	FI1	FI2	FI3	FI4	FI5	区段
1	1	0	0	0	0	W1
2	1	1	0	0	0	W2
3	1	1	1	0	0	W3
4	1	1	1	1	0	W4
5	1	1	1	1	1	W5

注:“1”表示有故障动作信息,“0”表示无故障动作信息。

从表 2 可以看出,样本 3 中的 FI3 为动作状态、FI4 为不动作状态是唯一的一种组合且其他样本都没有的组合,也就是说只要出现 FI3 为动作状态、FI4 为不动作状态就可以断定 W3 区段发生了故障。利用基于可辨识矩阵的约简算法^[8]对表 2 进行处理,新的故障决策表如表 3 所示。

表 3 基于故障动作信息的约简决策

样本	FI1	FI2	FI3	FI4	FI5	区段
1	1	0	~	~	~	W1
2	~	1	0	~	~	W2
3	~	~	1	0	~	W3
4	~	~	~	1	0	W4
5	~	~	~	~	1	W5

注:“1”表示有故障动作信息,“0”表示无故障动作信息,“~”表示不关心。

由表 3 可得基于故障动作信息约简决策表的故障判定规则:处于某区段上游最近的故障指示器有动作信息,其下游最近的故障指示器无动作信息时,则认为该区段发生故障。

随着故障指示器技术的不断升级,故障指示器在发生故障时,不单单只上送故障动作信息,还会将短路故障电流和故障录波文件等信息上送给配电运维主站。

当线路发生故障时,处在故障上游的故障指示器才有短路电流流过,处在故障下游的故障指示器没有短路电流流过,因此故障上游的故障指示器才会向配电主站上送故障电流信息。同理可得基于故障电流信息的约简故障决策表,见表 4。

表 4 基于故障电流信息的约简决策

样本	FI1	FI2	FI3	FI4	FI5	区段
1	1	0	~	~	~	W1
2	~	1	0	~	~	W2
3	~	~	1	0	~	W3
4	~	~	~	1	0	W4
5	~	~	~	~	1	W5

注：“1”表示有故障电流信息，“0”表示无故障电流信息，“~”表示不关心。

由表 4 可得基于故障电流信息约简决策的故障判定规则：处于某区段上游最近的故障指示器有故障电流信息，且其下游最近的故障指示器无故障电流信息时，则认为该区段发生故障。

目前，新型的故障指示器已具备线路发生故障时录波的功能，其录波的启动条件包括电流突变、相电场强度突变等，可实现同组触发，阈值可设。线路发生短路故障或单相接地故障时均能使故障指示器启动录波。其中发生短路故障时故障启动条件为电流突然上升超过设定的阈值，因此处在短路故障点上游的故障指示器才会启动录波；处在短路故障点下游则不会启动录波，而单相接地故障时，线路上所有故障指示器因相电场强度的突降超过阈值都会启动录波。由此当发生短路故障时，基于故障录波文件上送信息的约简决策如表 5 所示。

表 5 基于故障录波文件上送信息的约简决策

样本	FI1	FI2	FI3	FI4	FI5	区段
1	1	0	~	~	~	W1
2	~	1	0	~	~	W2
3	~	~	1	0	~	W3
4	~	~	~	1	0	W4
5	~	~	~	~	1	W5

注：“1”表示有故障录波文件上送信息，“0”表示无故障录波文件上送信息，“~”表示不关心。

为了区别出不是线路发生单相接地故障启动的录波，结合表 5，基于故障录波文件上送信息约简表的故障判定规则为：当整条线路有故障指示器上送故障动作信息或故障电流信息时，处于某区段上游最近的故障指示器有故障录波文件上送信息，且其下游最近的故障指示器无故障录波文件上送信息时，则认为该区段发生故障。

3 定位结果的处理

当上送信息没有漏报或误报时，利用不同信息

的故障约简决策表可得到一致的故障定位结果。当上送信息有漏报或误报时，按照故障约简决策表进行故障区段判定可能得到多个结论。因此，直接利用约简决策表进行故障定位很难在工程实际中得到应用。这里，将故障时某区段发生故障的可信度定义为故障指示器上报信息的实际状态与故障时的匹配程度^[9]，即有

$$q_j = s/n$$
 (1)

式中： q_j 为区段 j 发生故障的可信度； n 为故障指示器总数； s 为实际上报信息的故障指示器与区段 j 发生故障时应上报信息故障指示器一致的个数。

利用故障信息约简表得到初始定位结果，定位结果可能由一个或多个可疑故障区段组成。这里用 U 来表示，可设 $U = \{A_1, A_2, \dots, A_i\}$ ，其中 $A_1 \sim A_i$ 为可疑故障区段，那么可疑故障区段之间的相对概率为

$$m(A_k) = \frac{q_k}{\sum_{k=1}^i q_k}$$
 (2)

式中： q_k 由式(1)计算得到； $m(A_k)$ 为可疑区段 A_k 的相对概率。

4 融合规则

群体决策经常在实际生活中出现，当多个专家进行决策时，需要对每个专家的意见进行折衷考虑，抛弃彼此之间的一些分歧，从而获得基本一致的观点^[10-11]。多个故障定位结果融合的过程类似于群体决策过程，故障指示器某一种信息得出的定位结果相当于一个专家。为避免定位结果出现一票否决和彼此冲突的问题，采用加性策略计算方法对结果进行融合，其定义如下：

设识别框架表示某一信息约简表的所有可能结果的集合为 U ，则 $U = \{A_1, A_2, \dots, A_i\}$ ，其子集对应的相对概率为 $m_1, m_2, \dots, m_i$ ，则具体合成规则为

$$m'(A_i) = \sum_{x=1}^i m_x(A_i) - \prod_{y=1}^i m_y(A_i)$$
 (3)

$m'(A_i)$ 反映了不同约简表所得结果对 A_i 的支持程度，再对其进行归一化处理，表示为

$$NOR(A_i) = \frac{m'(A_i)}{\sum m'(A_i)}$$
 (4)

$NOR(A_i)$ 综合地反映了多个约简表所得结果对各子集的认可程度，将其作为合成结论中的基本概

率分配。即

$$m(A_i) = \text{NOR}(A_i) \tag{5}$$

根据式(5)得到融合后某区段的基本概率分配,则融合后故障判定规则为:当某区段基本概率分配值最大时,则该区段为最可能发生故障的区段。

5 算例分析

图2显示了某配电网故障指示器状态,其中黑色表示有图例对应的信息。根据故障区段定义,该配电网的最小故障判定区段划分与表1一致。

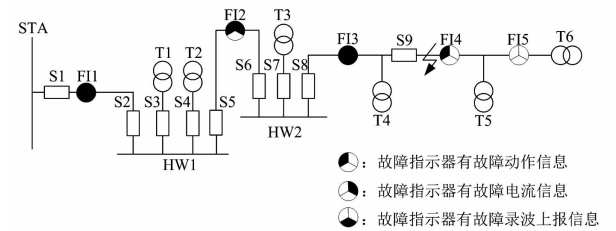


图2 某配电网

在图2中,FI3与FI4之间发生短路,即区段W3发生故障。此时FI1、FI2、FI3、FI4均上报故障动作信息,FI1、FI2、FI3均上报故障电流信息,FI1、FI3上报了故障录波上送信息。

根据故障指示器上送的故障信息情况按照第2章对应的故障约简决策表可得表6所示的可疑故障区段。

表6 不同信息的约简决策表得到的可疑故障区段

上送的信息类型	可疑故障区段
故障动作信息	{W4}
故障电流信息	{W3}
故障录波上送信息	{W1、W3}

根据式(1)、式(2)可得其相对概率见表7。

表7 约简结果的相对概率

上送的信息类型	故障区段	相对概率
故障动作信息	{W4}	{1}
故障电流信息	{W3}	{1}
故障录波上送信息	{W1、W3}	{0.333, 0.667}

按照式(3)、式(4)、式(5)进行计算,得到可疑故障区段的概率分配值为

$$m(W1) = 0.111$$

$$m(W3) = 0.556$$

$$m(W4) = 0.333$$

由计算结果可知,区段W3概率分配值最大,其

为最可能发生故障的区段,与实际情况相符。

6 结论

利用新型故障指示器在故障时上送的大量信息形成对应的故障决策表,从而得到多个故障定位结果,然后利用加性策略对结果进行合成,得到最终的定位结果。通过仿真分析证明该方法在个别信息漏报或误报的情况下进行故障定位,结果仍然可信,为配电自动化主站的故障定位提供了一种新的思路。

参考文献

[1] 唐述宏,季涛,宋红梅. 基于GPRS技术的配电线路故障自动定位系统[J]. 电力自动化设备,2006,26(8): 59-62.

[2] 郑国华,黄朵,张伟,等. 基于最大概率的故障指示器故障判定方法[J]. 电力系统保护与控制,2017,46(16):105-110.

[3] 严太山,崔杜武,陶永芹. 基于改进遗传算法的配电网故障定位[J]. 高电压技术,2009,35(2):255-259.

[4] 张颖,周韧,钟凯. 改进蚁群算法在复杂配电网故障区段定位中的应用[J]. 电网技术,2011,35(1):224-228.

[5] 郑国华,黄朵,王军锋,等. 基于最差原则的故障指示器故障判定方法[J]. 工矿自动化,2015,41(11):39-43.

[6] 刘健,赵倩,程红丽,等. 配电网非健全信息故障诊断及故障处理[J]. 电力系统自动化,2010,34(7):50-56.

[7] 姜桂秀,张炳达,江滔. 新型基于故障指示器的配电网故障寻址方法[J]. 电源技术,2014,38(9):1702-1705.

[8] 顾军华,周艳聪,宋洁等. 一种新的求解属性值约简算法[J]. 南开大学学报(自然科学版),2003,36(4):38-42.

[9] 张炳达,江涛. 基于可信度的故障区段诊断方法[J]. 电力自动化设备,2012,32(4):72-75.

[10] 汪永伟,刘育楠,杨英杰,等. D-S证据理论中冲突处理新方法[J]. 计算机工程与设计,2013,34(12): 4316-4320.

[11] Fu Chao,Shanlin Yang. Group Consensus Based on Evidential Reasoning Approach Using Interval-Valued Belief Structures[J]. Knowledge-Based Systems, 2012(35):201-210.

作者简介:

高艺文(1989),工程师,主要研究方向为配电网自动化与继电保护。

(收稿日期:2018-06-11)

最小断点集的简化计算与组数扩充

周文越¹, 李 霞²

(1. 国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610041; 2. 国网成都供电公司, 四川 成都 610041)

摘要:为简化最小断点集的计算,通过割节点对电网进行分割。在每个子网中,根据主后备保护配合关系,形成了保护配合矩阵,并对矩阵进行化简以降低保护配合矩阵的维数,通过动态调整保护配合矩阵得到子网的最小断点集。将最小断点集的分布规律引入到计算过程中,扩充最小断点集的组数。算法在降低计算量的同时可得到多组最小断点集。通过算例验证了所提出方法的简易性和实用性。

关键词:整定计算;最小断点集;电网分割;组数扩充;保护配合矩阵

中图分类号:TM744 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2018)04-0005-04

Simplified Calculation of Minimum Break Point Set and Its Sets Increasing

Zhou Wenye¹, Li Xia²

(1. State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China;
2. State Grid Chengdu Power Supply Company, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract:In order to simplify the calculation of minimum break point set (MBPS), firstly the power grid is divided. The protective coordination matrix is generated by the relationship of main and backup protection in every sub-network. The matrix is simplified to decrease the dimension. The MBPS of sub-network is obtained by adjusting the protective coordination matrix dynamically. For increasing the sets of MBPS, the MBPS distribution law is introduced. The proposed method can reduce the calculation capacity and get much more sets of MBPS. The simplification and practicality of the proposed method is verified by an example.

Key words:setting calculation; minimum break point set; power grid partition; sets increasing; protective coordination matrix

0 引言

计算最小断点集(minimum break point set, MBPS)是复杂环网方向保护整定的第一个步骤。近年来,国内外学者在这方面做了大量的研究。文献[1-4]基于图论的相关方法计算 MBPS,这种方法需要找出网络的有向简单回路,因此当电网规模较大时计算量将会相当大。文献[5]提出了保护的主后备配合关系,通过对保护配合依赖度的动态调整计算 MBPS。文献[6]在文献[5]的基础上,将保护的配合关系用一个 0-1 矩阵表示,通过对矩阵的行列化简运算计算 MBPS。上述两种方法不用寻找网络的有向简单回路,计算量较小,但当网络规模较大时,矩阵维数过

大,计算较为繁琐,并且不能得到多组最小断点集。文献[7]将在计算 MBPS 前,通过一系列原则对问题进行简化,降低计算复杂度。文献[8]通过网络简化和有向图化简计算 MBPS,但需要多次进行网络拓扑分析。

通常情况下,电网会有多组基数相同的 MBPS,在进行整定计算时,整定计算人员需根据电网的实际情况,选择一组最合适的 MBPS^[9]。因此,在计算 MBPS 的过程中,应尽量得到多组基数相同且最小的 MBPS,以方便工程选择。在现有的算法中,通过图论和智能算法可求得的 MBPS 组数较多,但计算复杂。通过保护配合关系计算 MBPS 的算法较为简单,但得到的 MBPS 组数较少。于是需在算法简单性和 MBPS 组数之间找到平衡点。首先通过割节点

将电网分割成多个互不关联的连通子网,各个子网内 MBPS 的计算互不影响,再运用保护配合关系,形成各个子网的保护配合矩阵,通过矩阵化简并行计算各个子网的 MBPS,然后根据 MBPS 的分布规律,对子网 MBPS 的组数进行扩充,最后将各个子网的 MBPS 进行组合便可得全网的 MBPS。

1 电网分割

通常情况下,电网是由多个互不关联的连通子网组成,子网间不存在回路。因此,各子网计算 MBPS 互不影响。将电网分割后,将降低计算量。

为简化电网分割,首先需要对电网进行简化处理。电网中大量存在两个节点之间连接多条线路的情况,称之为平行线路,将这些平行线路用单回线代替可降低电网分割计算量^[8]。另外,对于终端线路,无法形成回路,因此将其作为单独的子网处理,在进行电网分割前,首先将其分离。

找到电网的割节点,便可对电网进行分割,采用文献[10]的方法通过广度优先搜索技术寻找割节点。该方法基本思路为:消去与节点相连的支路,然后从余下的节点出发,若搜索到的节点数目与网络节点数不相等,则说明该节点为割节点。

在割节点处断开电网,即可得到多个互不关联的连通子网。

2 子网 MBPS 计算

计算出各个子网的 MBPS 是算法的核心部分,这里采用保护配合矩阵来计算子网 MBPS。

2.1 保护配合矩阵

图 1 为一简单的不可再分割的连通子网。

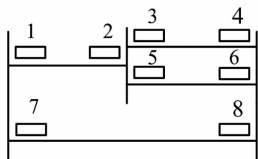


图 1 子网

图 1 所示子网保护间的配合关系可以用一个矩阵表示, $A = (a_{ij})$, 称其为保护配合矩阵^[6]。其中 A 为 n 阶方阵, n 为保护的个数。如果保护 i 是保护 j 的后备保护则 $a_{ij} = 1$, 否则为 0。所示网络的保护配合矩阵 A 为

$$A = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (1)$$

2.2 保护配合矩阵化简原则

为降低计算的复杂度,在计算 MBPS 之前对保护配合矩阵进行化简。

根据保护之间的配合关系可形成保护配合关系有向图^[8],有向图中的顶点代表保护,有向边表示保护间的配合关系,有向边的方向为从后备保护指向主保护。因此计算 MBPS 可转化为找出有向图的最小反馈点集,以断开保护组成的所有有向回路。由此可将有向图的化简原则用于 MBPS 的计算中,为保护配合矩阵化简。若保护 i 仅有一个后备保护 j ,即保护配合矩阵中的第 i 列只有第 j 个元素为 1,其他都为 0,则可将保护 i 与保护 j 合并。矩阵操作为:将第 i 列加到第 j 列,然后删除第 i 行和第 i 列;若保护 i 仅有一个主保护 j ,即保护配合矩阵中的第 i 行只有第 j 个元素为 1,其他都为 0,则可将保护 j 与保护 i 合并,矩阵操作为:将第 i 行加到第 j 行,然后删除第 i 行和第 i 列。

对于平行线路,如图 1 所示的保护 3、4、5、6 平行线路保护集,由于相同节点上的两个保护配合关系一样,因此可以合并,将平行线路等效成单回线处理。如图 1 上的保护 3 和 5、保护 4 和 6。矩阵操作为:分别删除平行线路两个节点上其中一个保护所对应的行和列。对于图 1 所示网络,可删除其保护配合矩阵的第 3 行、第 3 列、第 4 行、第 4 列。

2.3 子网 MBPS 计算方法

若某个保护的后备保护越多,则该保护越有可能被选为断点。计算子网 MBPS 的核心思想就是通过判断后备保护的数量选择断点。

定义 1:定义保护 j 的后备保护数量为保护 j 的配合后备依赖度(backup dependency, BD)。

定义 2:定义保护 i 的主保护数量为保护 i 的配合主依赖度(primary dependency, PD)。

在得到保护配合矩阵后,便可按式(2)求出每个保护的 BD 和 PD。

$$BD_j = \sum_{i=1}^N A_{ij} \quad PD_i = \sum_{j=1}^N A_{ij} \quad (2)$$

式中: N 为网络中保护的总数; A_{ij} 为保护配合矩阵第*i*行第*j*列的元素。

- 计算子网 MBPS 步骤如下:
- 步骤 1:根据子网中保护的主后备关系形成保护配合矩阵 **A**。初始化断点数组 *S*。
- 步骤 2:对保护配合矩阵进行化简。
- 步骤 3:计算每个保护的 PD,若某保护的 PD 为 0,则删除保护配合矩阵中该保护对应的行和列。重复此过程直至矩阵无法进行删减。
- 步骤 4:计算每个保护的 BD,将 BD 最大的保护选为断点,存入断点数组 *S*,并删除该保护对应的行和列。
- 步骤 5:重复步骤 3 和步骤 4 直到矩阵中的所有保护都被消去。
- 步骤 6:搜索数组 *S* 中的保护,若有平行线上的保护,则将与之合并的同节点上的保护存入 *S* 中。

3 子网 MBPS 组数的扩充

按照所提出的方法,可得到子网的一组 MBPS。而下面将阐述在一组 MBPS 的基础上得到多组 MBPS 的方法。

3.1 根据独立支路扩充

电网中存在许多无分支线路,如图 2 所示,保护 1 和 2 所在的线路、保护 3 和 4 所在的线路以及保护 5、6、7、8 所在的线路都为无分支线路。若 MBPS 中的一个断点保护所在的有向回路包含无分支线路上的保护,且该无分支线路包含两个以上的保护,则可用有向回路中处于该无分支线路上的另一个保护替代原保护作为断点。对于图 2 所示电网,若求得其一组 MBPS 为{1,3,5},而保护 5 和 7 处于一条有向回路,则将保护 5 用保护 7 替代可得另一组 MBPS{1,3,7}。

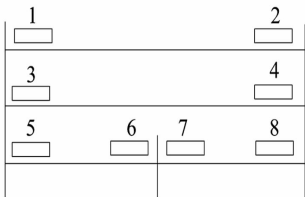


图 2 无分支线路

3.2 根据 MBPS 对称分布特性扩充

文献[11]证明 MBPS 的分布具有对称特性,即

对于子网的 MBPS,其中的每个断点保护所对应的同一条线路上的对端保护所构成的保护集合也是该子网的 MBPS。

如图 3 所示,保护 1 和 3 构成该子网的一组 MBPS,这两个保护所对应的同一条线路上的对端保护 2 和 4 同样为该子网的一组 MBPS。

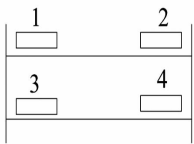


图 3 MBPS 的对称特性

根据 MBPS 的对称分布特性,取原有的 MBPS 中的每个断点保护同线路上的对端保护,即可得到另一组完全不同的 MBPS。

4 全网 MBPS 计算步骤

- 全网 MBPS 的计算步骤如下:
- 步骤 1:简化电网,找出割节点,在割节点处将电网分割成若干个子网。
- 步骤 2:形成各个子网的保护配合矩阵,并进行化简,根据第 2.3 节的方法计算各个子网的 MBPS。
- 步骤 3:根据独立支路对各个子网的 MBPS 进行扩充。
- 步骤 4:根据 MBPS 对称分布特性对各个子网的 MBPS 进行扩充。
- 步骤 5:将各个子网的 MBPS 组合起来便可得到全网的 MBPS。

5 算例分析

算例电网如图 4 所示。

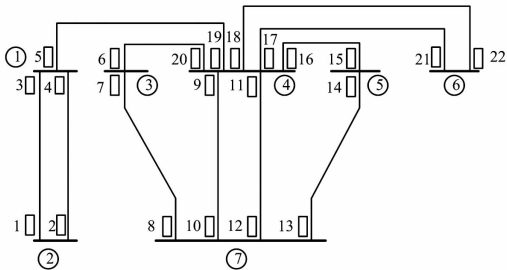


图 4 算例电网

采用广度优先搜索技术得到电网的割节点为节点 1 和节点 4,在割节点处将电网分割成 4 个互不

关联的连通子网,如图5所示。

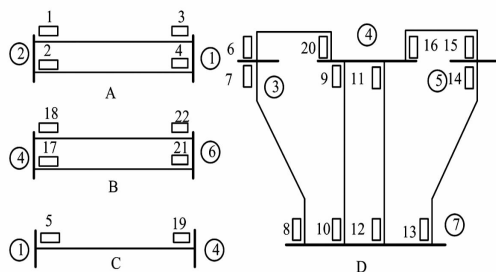


图5 分割后的电网

在这4个连通子网中,子网C为单回线路构成的网络,在未分割前的电网中,子网C为非末端线路,该线路两端保护的主保护处于其他子网中,因此确定了其他子网的整定顺序,就可确定该线路两端保护的整定顺序。故子网C的两个保护不作为断点。

子网A和子网B为平行线路,选择平行线路的一端作为MBPS,其MBPS分别为{1,2}和{18,17}。根据MBPS的对称分布特性进行扩充,最后得到子网A的MBPS为{1,2}和{3,4},子网B的MBPS为{21,22}和{18,17}。

子网D较为复杂,根据所提方法求得其MBPS为{8,10,12,13}。保护8、7、6、20和保护13、14、15、16所在的线路为无分支线路。保护6和8处于一条有向回路中,保护13和15处于另一条有向回路中,因此分别将保护6和13用保护8和15替代得另外3组MBPS:{6,10,12,13}、{8,10,12,15}、{6,10,12,15}。再根据MBPS对称分布特性可得另外4组MBPS:{7,9,11,14}、{20,9,11,14}、{7,9,11,16}、{20,9,11,16}。可以看出,一组MBPS通过所提方法进行扩充,可得8组MBPS。

将各个子网的MBPS组合起来便可得全网的MBPS。通过排列组合,采用所提方法,最终可得32组算例电网的MBPS。经过所提方法对MBPS进行扩充后,可极大地增加MBPS的组数,有利于工程选择。

6 结 语

在MBPS的简化计算和MBPS组数的扩充两方面进行了研究。将电网分割成互不关联的连通子网,然后通过保护配合矩阵计算各个子网的MBPS,在求得子网的MBPS后,对其进行扩充,得到子网的多组MBPS,最后将各个子网的MBPS组合起来得全

网MBPS。通过保护配合矩阵的化简,简化了子网MBPS的计算,而MBPS的扩充又增加了MBPS的组数,为实际工程应用提供了更多的选择。

参考文献

- [1] Damborg M J, Ramaswami R, Venkata S S, et al. Computer Aided Transmission Protection System Design, Part I: Algorithms[J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1984, 103(1): 104-114.
- [2] 吕飞鹏, 米麟书, 姜可薰. 环网方向保护配合最小断点集的神经计算方法[J]. 中国电机工程学报, 1997, 17(3): 184-189.
- [3] 刘丹, 吕飞鹏. 基于蚁群算法的环网方向保护配合最小断点集计算[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(21): 27-31.
- [4] Bapeswara Rao V V, Sankara Rao K. Computer Aided Coordination of Directional Relays; Determination of Break Points[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1988, 3(2): 545-548.
- [5] 吕飞鹏. 基于配合关系计算复杂环网保护最优配合顺序的新方法[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(24): 65-69.
- [6] 吕飞鹏, 陈绩. 基于配合依赖关系图计算环网方向保护最优配合顺序的新方法[J]. 电网技术, 2006, 30(15): 40-44.
- [7] S. M. Madani, H. Rijanto. Protection Co-ordination; Determination of the Break Point Set [J]. IET Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, 1998, 145(6): 717-721.
- [8] 刘丹, 吕飞鹏. 基于网络化简和配合关系的最小断点集计算方法[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(16): 24-27.
- [9] 李运坤, 吕飞鹏, 陈新, 等. 基于节点重要度估计的多组同基最小断点集选取方法[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(12): 58-60.
- [10] 周文越, 吕飞鹏. 利用2-树计算环网方向保护配合最小断点集[J]. 华北电力大学学报(自然科学报), 2012, 39(6): 13-17.
- [11] 晋龙兴, 李银红, 石东源, 等. 计及空间分布特性的最小断点集优化求取方法[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(7): 60-65.

作者简介:

周文越(1989), 硕士、工程师, 主要从事电力系统继电保护运行、检修、研发相关工作;

李霞(1988), 硕士、工程师, 主要从事电力系统调度控制工作。

(收稿日期: 2018-05-03)

提升最大供电能力的配电网馈线联络优化

唐小菊, 江东林

(国网四川省电力公司德阳供电公司, 四川 德阳 618000)

摘要:针对城市配电网发展中电源布点及输电走廊紧张问题,提出一种满足 $N-1$ 约束并提升现有网络供电能力的馈线联络优化方法。即基于最大供电能力指标,首先明确站内及站间转移路径并精确分析其在各类型故障下负荷转移作用,以母线 $N-1$ 故障校验为基础,综合考虑故障前后主变压器、馈线及开关容量约束,通过交替求解最终得到使现有网络最大供电能力提升最多且建设成本最小的馈线联络,最后通过算例验证了该方法的有效性。

关键词:配电网;最大供电能力;馈线联络

中图分类号:TM727 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2018)04-0009-05

Optimization Method for Feeder Link of Distribution Network Based on Total Supply Capacity

Tang Xiaoju, Jiang Donglin

(State Grid Deyang Electric Power Supply Company, Deyang 618000, Sichuan, China)

Abstract: Aiming at the lack of power resource locations and transmission corridors in the development of urban distribution network, a new optimization method for feeder link is presented, which can satisfy $N-1$ verification and substantially enhance total supply capacity (TSC) of distribution network. Firstly, a precise definition of interior transfer path (ITP) and feeder transfer path (FTP) is proposed and their effect under various faults is analyzed, which are on the basis of TSC and $N-1$ fault verification of bus. And then the constraints of main transformer, feeder and switch capacity before and after the fault are considered synthetically, and the best plan of exterior feeder transfer path (EFTP) construction is proposed, which can enhance TSC of distribution network and control costs effectively. Finally, the results of calculation examples show that the proposed method is effective.

Key words: distribution network; total supply capacity; feeder link

0 引言

为保证用电经济性、可靠性并适应运行周期内负荷增长,配电网规划通常采用容载比法,即限定供电区域内变电设备容量与最大负荷比值,使变电设备在运行时留有裕度以应对故障和负荷增长,但其使变电设备投资增加。文献[1]规定:若网络结构联系紧密,容载比可适当降低,并给出如增加主变压器台数、提升次级电网转移负荷能力等具体措施。

随着经济发展带来的负荷持续增长及土地资源紧缺,在城市中心区通过新建变电站及输电走廊解决供电问题也异常困难,挖掘并提升现有电网供电能力十分必要。因此反映配电网运行安全及效率的最大

供电能力(total supply capacity, TSC)^[2-3]指标被提出,并成功应用于网络规划及改造领域。文献[2]建立供电能力相关概念,将模型转换为易于求解的线性规划模型,能保证计算结果中主变压器的负载均衡。文献[3]针对输电网供电能力计算方法不足,提出基于主变压器互联关系和前验式主动满足 $N-1$ 准则的TSC计算方法。文献[4]提出加权联络均衡度及联络效率等新指标,分析后可一定程度揭示馈线联络关系对TSC的作用机理。文献[5]在TSC基础上提出适于负荷增长缓慢区域的配电网规划模型,即优先利用已有网络消纳新增负荷,可在推迟电网投资的同时提高设备利用率。文献[6-7]则将TSC用于主变压器馈线联络优化并引入图论及多目标优化方法,可减少网络联络通道建设数量并一定程度提升TSC。

在最大供电能力指标下,首先提出站内及站间转移路径并分析其在各类型故障下负荷转移作用,综合考虑以母线 $N-1$ 故障校验为基础,并满足故障前后主变压器、馈线及开关容量约束,最终得到使供电能力提升幅度最大且建设成本最小的馈线联络。

1 供电能力模型

1.1 基本定义

在文献[1-2]基础上首先给出定义。
1)最大供电能力 S_{TSC} :一定供电区域内,考虑运行实际且满足 $N-1$ 校验的最大负荷供应能力,即

$$S_{TSC} = \max \sum_{x \in M} P_{f_x} \tag{1}$$

式中: P_{f_x} 为满足 $N-1$ 校验的馈线 f_x 忽略无功功率后的负荷; M 为满足 $N-1$ 校验的馈线集合。

2)站内联络:同变电站内不同主变压器通过母线及分段开关形成的连接路径。

3)馈线联络:不同主变压器通过配电馈线形成的连接路径,根据是否属于同站主变压器可具体分为站内馈线联络和站间馈线联络。

4)站内转移路径(interior transfer path,ITP):若主变压器 i 与 j 之间存在站内联络,故障后馈线 f_x 经分段开关由主变压器 j 供电的路径为站内转移路径 $e_{(x,j)}$ 。

$$S_{e_{(x,j)}} \leq S_{f_y} (f_x \in \varphi_i \text{ 且 } f_x \notin \varphi_j) \tag{2}$$

式中: S_{f_y} 为馈线 f_y 的容量; φ_i 和 φ_j 分别为正常方式下由主变压器 i 和 j 供电的馈线集合。

5)站内转移通道(interior transfer channel,ITC):主变压器 i 与 j 之间所有 ITP 集合,其传输功率容量为

$$S_{E(i,j)} = \sum_{e_{(x,j)} \in E(i,j)} S_{e_{(x,j)}} \tag{3}$$

$$S_{E(i,j)} \leq \min(S_{secij}, S_{Tj}(\eta_{jmax} - \eta_j)) \tag{4}$$

式中: S_{secij} 为主变压器 i 、 j 之间分段开关传输功率容量; η_{jmax} 为主变压器 j 的允许最大负载率。

6)馈线转移路径(feeder transfer path,FTP):若主变压器 i 与 j 之间分别通过馈线 f_x 与 f_y 形成馈线联络,故障后馈线 f_x 可转为经 f_y 由主变压器 j 供电的馈线转移路径 $f_{(x,y)}$,根据主变压器 i 与 j 是否属于同站,可分为站内馈线转移路径(interior feeder transfer path,IFTP)和站间馈线转移路径(exterior feeder transfer path,EFTP),其传输功率容量为

$$S_{f_{(x,y)}} = S_{f_y} (f_x \in \varphi_i \text{ 且 } f_x \in \varphi_j) \tag{5}$$

7)馈线转移通道(feeder transfer channel,FTC):主变压器 i 与 j 之间所有馈线转移路径集合,根据主

变压器 i 与 j 是否同站,可分为站内馈线转移通道(interior feeder transfer channel,IFTC)和站间馈线转移通道(exterior feeder transfer channel,EFTC),其传输功率容量为

$$S_{F(i,j)} = \sum_{f_{(x,y)} \in F(i,j)} S_{f_{(x,y)}} \tag{6}$$

1.2 联络类型分析

当配电设备发生 $N-1$ 故障后,原馈线负荷可通过 ITC、IFTC 或 EFTC 转由站内或站外其他主变压器承担,而为保证故障后满足 $N-1$ 安全约束,故障前供电区域内主变压器不能均满载或保持较高负载率,需留有承担故障后额外转移负荷的裕度,这也是制约最大供电能力的关键瓶颈。

配电网中可能发生 $N-1$ 故障的设备包括主变压器、母线及馈线等。馈线故障后,故障点上游的非故障区继续由原供电路径供电,而下游非故障区能否恢复仅与馈线是否形成联络相关,因此暂不考虑馈线故障。

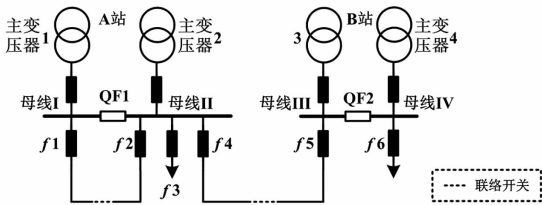


图 1 配电网局部网架

以图 1 配电网为例,设各主变压器、各馈线负荷、容量和最大负载率均相等,各分段开关传输功率容量无限大。则 A 站母线 II 上馈线 f_2 至 f_4 形成的联络及故障后区域是否具备恢复条件如表 1 所示。

表 1 馈线联络情况

馈线	转移 路径	类型	故障后恢复条件		
			主变压器 2	母线 II	上级电源
f_2	$e_{(2,1)}$	ITP	√	×	×
	$f_{(2,1)}$	IFTP	√	√	×
f_3	$e_{(3,1)}$	ITP	√	×	×
f_4	$e_{(4,1)}$	ITP	√	×	×
	$f_{(4,5)}$	EFTP	√	√	√

1)当主变压器 2 故障时,由于各馈线经母线 II、QF1、母线 I 至主变压器 1 的 ITP 可正常使用,故馈线 f_2 至 f_4 负荷均可恢复。

2)当母线 II 故障时,各 ITP 均失去作用,仅可通过 $f_{(2,1)}$ 和 $f_{(4,5)}$ 分别恢复馈线 f_2 和 f_4 负荷。

3)因配电网常以开环方式运行,故同属 A 站的主变压器 1 和 2 正常运行时在同一时间断面仅可使用唯一且相同的上级电源,上级电源故障(考虑同

一时刻备用电源因某种原因未能自投成功)虽然不属于 $N-1$ 故障,但该类型事件发生概率不容忽视。上级电源故障后,ITP 及 IFTP 均失去作用,仅可通过 $f_{(4,5)}$ 恢复馈线 f_4 负荷。 $f_{(4,5)}$ 仅在 A 站和 B 站上级电源同时故障后才失去作用,而这一事件的发生概率远远小于 A 站上级电源故障概率。

综上,母线 $N-1$ 故障对负荷恢复更具挑战性,相对 ITP 及 IFTP, EFTP 用于负荷恢复具有明显优势,故形成 FTP 时优先选择 EFTP 形式并采用母线 $N-1$ 故障进行校验。

2 馈线联络优化模型

2.1 目标函数

设馈线连接形成的联络结构仅考虑手拉手单环网模式,联络优化即选择适当位置新建线路及联络开关使其形成 FTP 以提升 S_{TSC} ,为满足上述要求则必须增加网络建设投资,但是如建设投资过多经济性会降低。因此考虑优化后供电能力提升部分在运行期内可产生效益、馈线联络新建成本以及电价等因素,馈线联络优化的目标函数为

$$\max F = \left(\sum_i P_{fi} - S_{TSC}^* \right) \alpha T^* - \sum C_{total} \quad (7)$$

式中: S_{TSC}^* 为优化前最大供电能力; T^* 为设备运行期; α 为综合售电收益。

2.2 约束条件

对给定供电区域,馈线联络优化过程中需计算 S_{TSC} 并进行 $N-1$ 校验以满足下约束。

1) 正常运行时

$$S_{Ti} \eta_i = \sum_{f_x \in \varphi_i} P_{fx} \quad (8)$$

$$\eta_i \leq \eta_{imax} \quad (9)$$

式(8)为忽略无功补偿的功率平衡约束,其中 P_{fx} 为故障前馈线 f_x 负荷;式(9)为主变压器负载率约束。

2) 故障后

$$\sum_{x \in \varphi_i^*} P_{fx} = \sum_{j \in \Omega_1^i} P_{T(i,j)} \quad (10)$$

$$P_{T(i,j)} = \sum_{f_{(x,y)} \in F_{(i,j)}} P_{f(x,y)} \quad (11)$$

$$\sum_{j \in \Omega_1^i} P_{T(i,j)} + S_{Tj} \eta_j \leq S_{Tj} \eta_{jmax} \quad (12)$$

$$P_{f(x,y)} + P_{fy} \leq S_{f(x,y)} \quad (13)$$

式(10)和式(11)为通过 FTP 转移负荷的功率平衡约束,当对第 i 段母线进行 $N-1$ 校验时, $P_{T(i,j)}$

为主变压器 i 向 j 转移的负荷, φ_i^* 为由主变压器供电且与其他馈线生成 FTP 的馈线集合; Ω_1^i 为与主变压器 i 存在 FTC 的主变压器集合; $P_{f(x,y)}$ 为馈线 f_x 向 f_y 转移的负荷;式(12)表示主变压器通过 FTC 承担负荷后的主变压器容量约束;式(13)表示 FTP 的容量约束。

2.3 网络化简

对已建成或已完成阶段规划供电区域 Θ 内的馈线联络进行优化以提升其 S_{TSC} ,首先需将供电网络准确分割。配电网由于馈线联络无具体规则导致接线错综复杂, Θ 内主变压器并不只相互形成馈线联络,与 Θ 以外主变压器形成 FTC 的情况也较常见。若严格按照式(7)至式(13)考虑所有站内及馈线联络,则除 Θ 以外还需将所有与 Θ 内主变压器存在 FTC 的主变压器均考虑进来,这会导致问题求解规模过大且无必要。因此,采用输电网区外等值思想进行网络化简,即将所有 Θ 以外的主变压器忽略,若 Θ 内第 i 台与 Θ 外主变压器形成有馈线转移通道,则对主变压器 i 进行 $N-1$ 校验时,馈线联络转移负荷的功率平衡约束式(10)需用式(14)、式(15)代替,即:

$$\sum_{x \in \varphi_i^*} P_{fx}^* = \sum_{j \in \Omega_1^{(i)}} P_{T(i,j)} \quad (14)$$

$$\sum_{x \in \varphi_i^*} P_{fx}^* = \sum_{x \in \varphi_i^*} P_{fx} - \sum_{j \in \Omega_2^{(i)}} P_{T(i,j)} \quad (15)$$

式中, $\Omega_2^{(i)}$ 为不属于 Θ 且与主变压器 i 形成 FTC 的主变压器集合。

2.4 馈线选择

在进行区域等值后对 Θ 优化形成某一馈线联络实质变为选择满足约束条件且未形成单环网的馈线,新建线路联络开关并对原馈线进行必要改造使其形成单环网。新增某一馈线联络,其投资为:

$$C_{total} = C_{new} + C_{swith} + C_{ref} + C_{mat} \quad (16)$$

$$C_{new} = Q_{new} l_{new} \quad (17)$$

$$C_{ref} = Q_{ref} l_{ref} \quad (18)$$

式(16)、式(17)和式(18)分别为总投资、新建线路和改造旧线路投资; C_{swith} 为联络开关价格; C_{mat} 为维护费用; Q_{new} 和 Q_{ref} 分别为新建线路和改造旧线路的单价; l_{new} 和 l_{ref} 分别为考虑曲折系数的新建线路和改造旧线路长度。

由上述可知,形成 FTP 时联络开关投资相对固定,而其他投资则随线路长度和容量等因素波动。为避免馈线间距离过远或线路容量差距较大造成投

资浪费,针对形成馈线联络时的馈线选择,考虑运行实际制定以下选择原则:

- 1)所选馈线均未形成环网;
- 2)优先选择可形成 EFTP 的馈线;
- 3)两条馈线传输功率容量需尽量匹配。

3 求解流程

馈线联络优化步骤如下:

- 1)输入原始数据,设定需新增馈线联络数量或 S_{TSC} 增长量;

- 2)据 2.3 节网络化简步骤,删除馈线联络优化不涉及的主变压器;

- 3)刷新网络拓扑数据,对每台主变压器 i 生成 Ω_1^i, Ω_2^i 及 φ_i ;

- 4)在步骤 3)基础上任意主变压器 i, j 生成其 FTP 并计算其容量,生成 FTC 并计算其容量 $S_{F(i,j)}$;

- 5)生成可反映主变压器连接关系的联络矩阵;

- 6)根据 2.4 节馈线选择原则搜索所有可能的馈线联络新增位置;

- 7)计算步骤在 6)每个新增位置新增馈线联络后整个网络的 S_{TSC} ,并由此计算 $\max F$,采用母线 $N-1$ 校验,馈线负荷仅可通过 IFTC 或 EFTC 转移;

- 8)按 $\max F$ 大小对计算结果排序;

- 9)选择最优排序结果作为馈线联络新增位置;

- 10)判定新增馈线联络数量或 S_{TSC} 增长量是否满足要求,如满足则继续步骤 11),否则返回步骤 3);

- 11)结束。

4 算 例

为验证上述馈线联络优化方法,现对图 2 测试系统进行仿真分析,测试系统包含 4 座 110 kV 变电站 A-D,各站主变压器容量、馈线数量及网络现有馈线连接如图所示,测试系统共 40 条馈线,其中 f_{11} 等 18 条馈线形成 EFTP, $f_{14} \sim f_{21}$ 形成 IFTP,假设无论馈线是否形成 FTP,正常方式下由同一台主变压器供电的各馈线负荷必须与其馈线功率容量成比例,且计算 S_{TSC} 仅可计及满足母线 $N-1$ 故障校验的馈线,负荷算法在 core i5 3.2 GHz 计算机 Matlab 环境下实现。

- 1)设各馈线容量 S_f 相同,为进行对比,定义完全供电能力 (unreserved supply capacity, USC):一定

供电区域内,无需满足 $N-1$ 校验,所有馈线负荷总和为 S_{USC} ;随着 S_f 递增,测试系统 S_{USC} 和 S_{TSC} 变化趋势如图 3 所示。

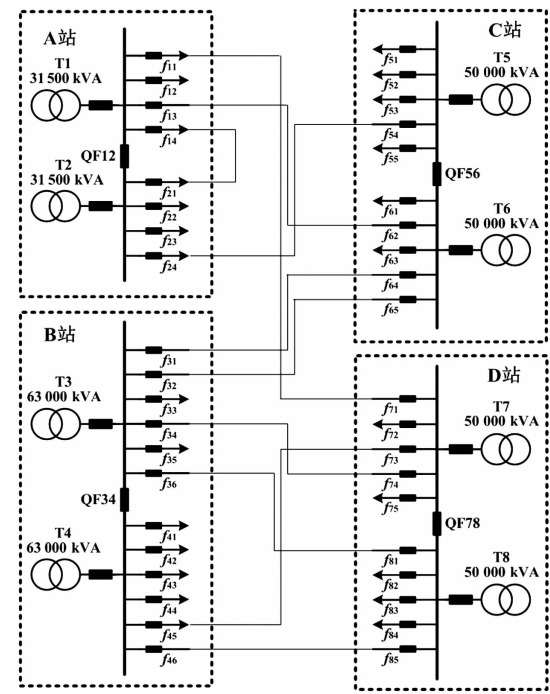


图 2 测试系统

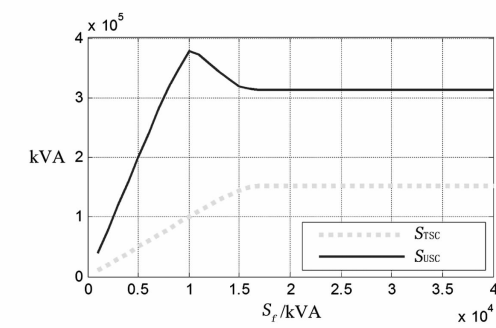


图 3 馈线负荷总和及最大供电能力

由图 3 可知,随着 S_f 增加, S_{USC} 在 S_f 为 10 400 kVA 时达到峰值 378 480 kVA,之后递减并稳定在 312 130 kVA。分析可知,当 S_f 在 0 ~ 10 000 区间递增时, S_{USC} 线性增长并达到 37 848 kVA,该值已接近测试系统主变压器容量极限,之后随着 S_f 继续增加,其增加部分更多用于承担母线 $N-1$ 故障后其他馈线的转移负荷,而为了满足承担转移负荷后的约束,则需在正常方式下进一步降低馈线功率,故 S_{USC} 递减。

而 S_{TSC} 则随 S_f 递增,在 S_f 为 17 000 kVA 时达到峰值 152 290 kVA,之后趋于稳定,表明 S_f 大于 17 000 kVA 后继续增加,对承担母线 $N-1$ 故障后其他馈线转移而来负荷影响甚微,为提升 S_{TSC} 需要进一步对当前供电网络结构进行优化,这也与

S_f 在 17 000 kVA 后 S_{usc} 达到稳定相对应。

2) 设测试系统各馈线容量 S_f 为 17 000 kVA, 由上可知测试系统 S_{TSC} 为 152 290 kVA, 现需新建 1 条 FTP, 使测试系统 S_{TSC} 增长幅度最大且成本最小。新增馈线联络均视为新建线路及联络开关, 联络开关价格 C_{switch} 取 10 万元/台, 新建线路费用 C_{new} 取 1000 元/m, 维护费用 C_{mat} 取 300 元/(m · a), 运行周期 T^* 取 15 年, 综合售电收益 α 取 0.5 元/kWh。

新建 1 条 FTP 后测试系统 S_{TSC} 最多增长 17 340 kVA 达到 169 640 kVA, 可使 S_{TSC} 增长量达 17 340 kVA 的备选 FTP 总共 16 条, 均为 EFTP 且属主变压器 T4 和 T5 的站间馈线转移通道 $F_{(4,5)}$, 而其建设及维护成本则因各备选 EFTP 中需新建线路长路不同而不同, 其中成本最优的 3 条备选 FTP 如表 2 所示。

表 2 备选 EFTP 排序

EFTP	Max <i>F</i> /万元	Δ <i>S</i> _{TSC} /kVA	Σ <i>C</i> _{total} /万元	<i>L</i> _{new} /km
$f_{41}-f_{53}$	113 638	17 340	285.0	0.50
$f_{41}-f_{52}$	113 556	17 340	367.5	0.65
$f_{41}-f_{53}$	113 253	17 340	670.0	1.20

由表 2 可知, 在 $f_{41}-f_{53}$ 处建设 FTP 为最佳选择, 而测试系统如严格按照满足母线 $N-1$ 故障校验为前提, 则经过运行周期 15 年后, 新建 FTP 的建设及维护成本相对其 S_{TSC} 增长量带来的经济效益可忽略不计。因此, 选择备选路径建设 FTP 时, 应优先以 S_{TSC} 增长量最大为前提。

3) 设测试系统各馈线容量与 2) 条件相同, 现为测试系统设定 S_{TSC} 增长目标 50 000 kVA, 按所提方法, 每轮次均以 S_{TSC} 增长量最大为首要目标, 再根据其成本为 FTP 选择依据, 不断在最佳备选路径上建设 FTP, 直到 S_{TSC} 增长量满足要求, 即最佳方案; 最佳方案 FTP 建设顺序如表 3 所示。

表 3 最佳方案

建设顺序	EFTP	Σ <i>C</i> _{total} /万元	Δ <i>S</i> _{TSC} /kVA	<i>S</i> _{TSC} /kVA
1	$f_{41}-f_{53}$	285	17 340	169 640
2	$f_{52}-f_{72}$	312	16 660	186 300
3	$f_{22}-f_{44}$	389	15 300	201 600
4	$f_{12}-f_{43}$	450	15 300	216 900

由表 3 可知, 依次建设 $f_{41}-f_{53}$ 等 4 条 FTP 后测试系统由 152 290 kVA 增长至 216 900 kVA, 增长幅度 64 610 kVA, 每一轮选择最佳 FTP 建设后其为测试系统带来的 S_{TSC} 增长量呈递减趋势。

为进行对比, 随机在备选路径上建设相同数量

EFTP, 即随机方案; 最佳方案及随机方案的成本及 S_{TSC} 增长量见表 4。由表 4 可知, 在成本及 S_{TSC} 增长量方面, 所提方法较随机方案更具优势。

表 4 方案对比

方案	Σ <i>C</i> _{total} /万元	Δ <i>S</i> _{TSC} /kVA
最佳方案	1436	64 610
随机方案	2539	45 178

5 结 语

以最大供电能力指标为基础, 通过对 EFTP 建设进行单次或阶段优化, 可有效提升配电网最大供电能力并保证 FTP 综合成本精确可控, 有效兼顾配电网可靠性及经济型, 主要体现在: 1) EFTP 在应对多种类型故障方面具有明显优势; 2) 如严格按照满足母线 $N-1$ 故障校验为前提, 运行周期内新建 FTP 其 S_{TSC} 增长量带来经济效益远大于综合成本。故选择备选路径建设 FTP 时, 优先以 S_{TSC} 增长量最大为依据。

参考文献

[1] 城市电力网规划设计导则: Q/GDW156-2006[S], 2006.

[2] 肖峻, 谷文卓, 郭晓丹, 等. 配电系统供电能力模型[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(24): 47-53.

[3] 王成山, 罗凤章, 肖峻, 等. 基于主变互联关系的配电系统供电能力计算方法[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(13): 86-91.

[4] 肖峻, 郭晓丹, 王成山, 等. 配电网最大供电能力模型解的性质[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(16): 59-66.

[5] 肖峻, 张婷, 张跃, 等. 基于最大供电能力的配电网规划理念与方法[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(10): 106-113.

[6] 韩俊, 刘洪, 葛少云, 等. 面向供电能力提升的主变压器站间联络结构优化建模[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(7): 42-47.

[7] 葛少云, 韩俊, 刘洪, 等. 基于供电能力的主变站间联络结构优化[J]. 电网技术, 2012, 36(8): 129-135.

作者简介:

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;

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。

(收稿日期: 2018-03-01)

小电流接地系统异名相 接地故障分析及跳闸策略研究

徐培栋,冯 靖

(江苏省电力有限公司检修分公司无锡分部,江苏 无锡 214000)

摘 要:城市低压电网一般采用小电流接地系统、电缆供电方式,单一馈供线路发生接地故障容易引起其他线路电缆击穿而多点接地。两条线路不同相别同时存在接地点时,由于中性点消弧线圈感性注入电流的影响,对两故障相合成故障电流产生不同助增与汲出作用,进一步可能导致保护装置无法正确动作。从小电流接地系统不同线路异名相两点接地故障差流故障电流入手,结合线性叠加原理,推导了故障电流偏差计算公式及产生原因,通过将过电流保护模块与接地距离保护模块配合使用,快速确定并跳开两条接地故障线路,防止进一步绝缘击穿引发的故障范围扩大。通过实际电网故障模型仿真证明了方法的正确性与可靠性,具有一定的理论与工程应用价值。

关键词:叠加原理;消弧线圈;过电流保护;接地距离保护

中图分类号:TM711 **文献标志码:**A **文章编号:**1003 - 6954 (2018)04 - 0014 - 05

Analysis of Ground Fault Occurred in Different Phases and Research on Tripping Strategy in Small Current Grounding System

Xu Peidong, Feng Jing

(Wuxi Segment of Overhaul Branch, State Grid Jiangsu Electric Power Co. ,Ltd,Wuxi 214000,Jiangsue,China)

Abstract:There are a lot of problems of two - point ground fault occurred in different phases and different lines caused by single - phase ground fault in small current grounding systems. When two - point ground fault occurs in different phases in arc suppression coil grounding system, due to the influence of neutral point current injection, there is a deviation of different fault phases current in the two fault lines, and the protection can not trip accurately. Based on linear superposition principle, the deviation calculation formula and reasons are derived theoretically, and through using over - current protection module and grounding distance protection module, the two grounding fault lines are determined and tripped quickly, which prevents the expansion of fault scope caused by the further insulation breakdown. The simulation of actual grid fault model proves the correctness and reliability of the proposed method, which has certain theoretical and engineering application value.

Key words:superposition principle; arc suppression coil; over - current protection; grounding distance protection

0 引 言

在中国 3 ~ 66 kV 城市配电网中大量采用电缆供电方式的小电流接地系统^[1-3]。小电流接地系统单相接地故障时,故障相电压降低,非故障相电压升高为线电压且相间电压保持不变,不影响系统正常供电。非故障相电压升高对电缆绝缘产生破坏,时常会造成新的接地点,形成不同线路异名相两点接地故障。此时,快速准确切除两条故障线路,防止绝缘击穿事件扩大化成为关键。

针对中性点非有效接地系统的故障选线,国内外学者开展了大量研究^[4-7]。选线方法集中针对故障的第一阶段,即未发生绝缘击穿导致异名相两点接地故障,长期保持在一点接地的情况。实际上,随着电缆运行年限增加,线缆的绝缘强度逐步下降。同时,单相接地故障时伴随的电弧现象,可能使非故障线路的最高暂态电压达到相电压的 3 ~ 3.5 倍左右,容易发生非故障相绝缘击穿或绝缘子闪络。因此,单相接地故障时常伴随有其他线路绝缘击穿,形成两点接地故障^[8]。文献[9]仅从供电可靠性角度出发,不考虑异名相故障电流差异,以过电流保护为

跳闸判据,通过改变动作时间,实现有选择性跳闸。文献[10]同样未考虑消弧线圈接地系统异名接地故障相电流的差异,并且仅从供电可靠性的角度考虑,提出了一种选择性切除故障线路的新方案。实际运行时,中性点不接地系统中,两点接地异名相故障电流始终相等,相当于线路异名相相间短路^[11];中性点经过消弧线圈接地系统中,由于中性点消弧线圈补偿电流的影响,且异名相电动势的相角差异,异名相故障电流始终不相等。

同一线路不同相别绝缘老化程度基本相同,单相故障引发其他线路异名相绝缘击穿时,该线路正常相绝缘基本也在破坏边缘。此时,应快速切除故障线路,如仅切一条继续维持单点接地状态,极有可能引发三相击穿或CT靠主变压器侧绝缘击穿,造成故障范围扩大。因此,从设备绝缘耐受的角度考虑,应快速切除两条故障线路。

考虑到这种差异,这里首先建立了消弧线圈接地电网不同线路异名相两点接地故障的数学分析模型,基于电路叠加原理,给出了不同故障线路故障相电流及电流差值的解析式。同时以过电流模块为启动元件,以接地距离模块为选相元件,实现异名相两点接地故障快速切除。

1 中性点非有效接地系统及故障分析

1.1 系统单一接地故障情况

系统中广泛应用的中性点非有效接地系统分为两类:中性点不接地系统、中性点经消弧线圈接地系统。如图1所示,当1G断开时,图示为中性点不接地系统,线路L1发生B相接地故障时,故障点故障电流为系统电容电流之和,图1中实心箭头表征此时的故障电流流向;当1G闭合时,图示为中性点经消弧线圈接地系统,图中空心箭头电流为消弧线圈提供的感性注入电流,该电流与系统电容电流共同构成了新的故障电流。

1.2 系统异名相异地两点接地故障情况

如图2所示,L1线B相单相接地运行过程中,非故障相A相与C相电压升高为线电压,实际运行过程中,存在A相与C相绝缘降低而击穿接地可能。以L2线C相绝缘降低而击穿情况分析,此时系统存在L1线B相与L2线C相两个接地点,因

此,中性点消弧线圈提供的感性注入电流会在两个接地点分流,并通过两条线路共同挂载母线构成故障电流通路径(如图2空心箭头所示)。

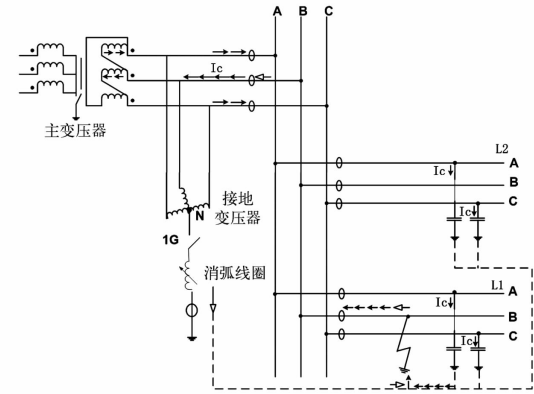


图1 中性点非有效接地系统及单相接地电流流向

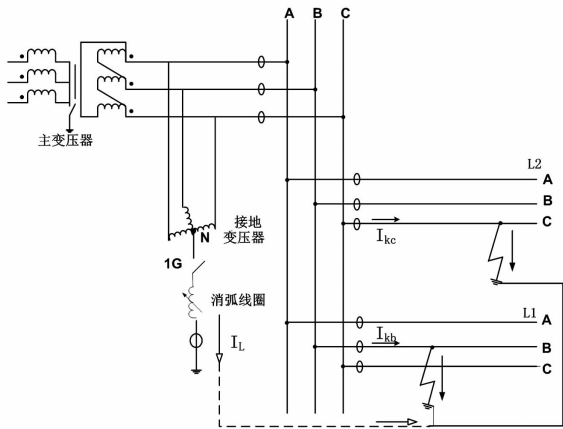


图2 不同线路异名相两点接地故障

以上分析可见,中性点不接地时,仅仅用过电流保护即可同时切除两条故障线路。中性点经消弧线圈接地时,由于中性点向共同的接地点注入了电感电流,这对于其中一条故障线为助增电流,对于另一条故障线为汲出电流,仅用过电流保护只能切除起着助增作用的那条故障线。因此,建立中性点消弧线圈接地系统异名相两点接地故障数学模型,求解并分析故障相电流及其差别,是进一步提出合理保护配置方案的重要基础。

2 异地非同名相两点接地故障量化分析数学模型(经消弧线圈接地系统)

2.1 异地非同名相两点接地量化分析数学模型

如图3所示,当L1线B相与L2线C相同时发

生接地故障时, L1 的零序计算电流为 $\frac{j_{KB}^{(1,1)}}{3}$, L2 的零序计算电流为 $\frac{j_{KC}^{(1,1)}}{3}$, 忽略过渡电阻压降的影响, 此时母线 B 相电压为 $(\dot{I}_{KB}^{(1,1)} + 3K \frac{j_{KB}^{(1,1)}}{3}) Z_1 l_1$, 母线 C 相电压为 $(\dot{I}_{KC}^{(1,1)} + 3K \frac{j_{KC}^{(1,1)}}{3}) Z_1 l_2$ 。

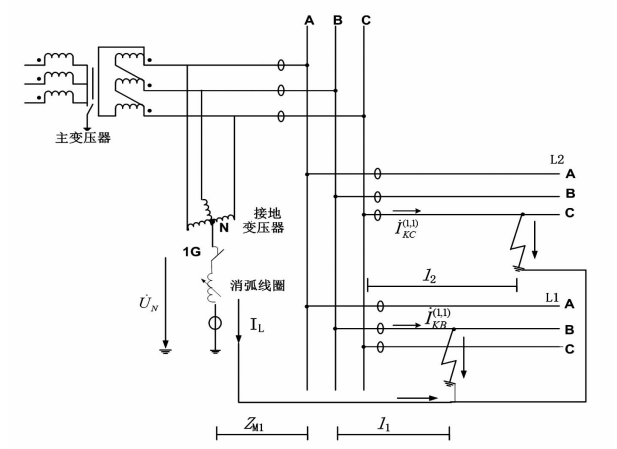


图 3 双线不同相别同时单点接地故障

根据图 3 中不同电气量之间的关系, 可列以下 4 个求解方程式:

$$\begin{cases} \dot{I}_{KB}^{(1,1)} + \dot{I}_{KC}^{(1,1)} + \dot{I}_L = 0 \\ \dot{U}_N + \dot{E}_B = \dot{I}_{KB}^{(1,1)} Z_{M1} + \dot{I}_{KB}^{(1,1)} (1 + K) Z_1 l_1 \\ \dot{U}_N + \dot{E}_C = \dot{I}_{KC}^{(1,1)} Z_{M1} + \dot{I}_{KC}^{(1,1)} (1 + K) Z_1 l_2 \\ \dot{U}_N = \dot{I}_L X_L \end{cases} \quad (1)$$

式中: $\dot{U}_N$ 为故障时系统中性点偏移电压; I_L 为消弧线圈提供的感性故障电流; Z_{M1} 为从母线向系统的等值阻抗; $\dot{E}_B$ 、 $\dot{E}_C$ 分别为系统通过主变压器的 B、C 相提供的稳定电动势。

2.2 线性电路叠加求解

将图 3 故障电路图等效为图 4, 将式(1)求解方程转化为对两个单电源回路故障电流求解, 即以系

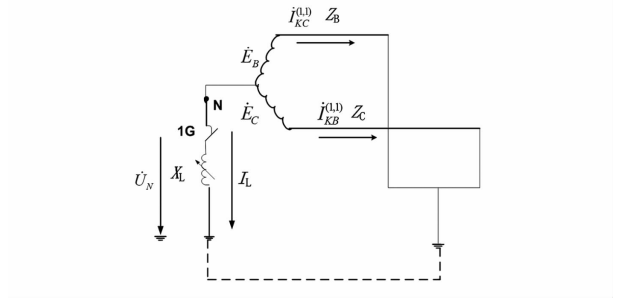


图 4 故障系统等效图

统仅有 B 相或 C 相单一电源求解故障电流。

假定 $Z_B = Z_{M1} + (1 + K) Z_1 l_1$, $Z_C = Z_{M1} + (1 + K) Z_1 l_2$, 则方程求解如下:

$$\begin{cases} \dot{I}_{KB}^{(1,1)} - \dot{I}_{KC}^{(1,1)} = \frac{\dot{E}_B Z_C - \dot{E}_C Z_B}{Z_B Z_C + Z_B X_L + Z_C X_L} \\ \dot{I}_{KB}^{(1,1)} = \frac{\dot{E}_B Z_C - \dot{E}_A X_L}{Z_B Z_C + Z_B X_L + Z_C X_L} \\ \dot{I}_{KC}^{(1,1)} = \frac{\dot{E}_C Z_B - \dot{E}_A X_L}{Z_B Z_C + Z_B X_L + Z_C X_L} \end{cases} \quad (2)$$

进一步, 由于 $\dot{E}_C = \dot{E}_B e^{j240^\circ}$, 因此 B、C 相故障电流必然存在差异且可以量化为式(3):

$$\dot{I}_{KB}^{(1,1)} - \dot{I}_{KC}^{(1,1)} = \frac{\dot{E}_B (Z_C - Z_B e^{j240^\circ})}{Z_B Z_C + Z_B X_L + Z_C X_L} \quad (3)$$

Z_C 、 Z_B 表示线路阻抗, 一般其复数角度为 $70^\circ \sim 80^\circ$, 由于 Z_B 旋转了 240° , Z_C 与 $Z_B e^{j240^\circ}$ 必然存在相量角度差, 两者的矢量差也必然不为 0。可见, 两故障相故障电流必然存在差异, 表征为一者因助增而增大, 一者因汲出而减小。现有的 35 kV 及以下中压配电网均只装设过电流保护, 此时, 如果均以电流阈值为动作标准, 必然会导致增强作用的故障线更容易动作, 而减小作用的故障线极大可能会不动作。因此, 必须寻找到一种保护配置方案, 可以可靠切除故障电流被减小的线路。

3 故障双线跳闸方案

3.1 保护安装处电压电流关系

对于线路来说, 相当于发生了单相接地短路。接地点为零电位点, 保护安装处母线电压满足式(4):

$$\begin{cases} \dot{U}_{MB} = \dot{I}_{KB}^{(1,1)} (1 + K) Z_1 l_1 \\ \dot{U}_{MC} = \dot{I}_{KC}^{(1,1)} (1 + K) Z_1 l_2 \end{cases} \quad (4)$$

因此, 可以直接用线路保护中成熟的接地距离保护模块来选择故障线路。

3.2 保护配置方案

国家电网公司现有 35 kV 及以下供电线路, 基本配置国电南自的 PSL641 系列或南瑞继保的 RCS9611 系列保护, 这些保护均只有电流判别模块, 无法选出异名相接地时故障电流较小的故障线路。同时考虑到成本优化, 采用集中分析选择故障线路的方式比较合理。

为此,提出按母线单位配置选线装置的方式。母线电压直接通过屏顶小母线采集,各个间隔电流通过以太网从总控交换机采集,选线配置 CPU1 过电流模块与 CPU2 接地距离模块。CPU1 以原有间隔的过电流一段定值为判据,当某一间隔电流突破定值,跳开故障线路一,并启动 CPU2 接地距离模块。CPU2 以 CPU1 动作时刻所有间隔的采样数据为分析数据,通过接地距离选相元件,选出故障线路并出口跳开故障线路二。

4 仿真实例

江苏某地区电网累计发生多起不同线路异名相两点接地故障。以其中一起故障的实际故障录波数据来仿真分析。变电站保护配置及接线见图 1。

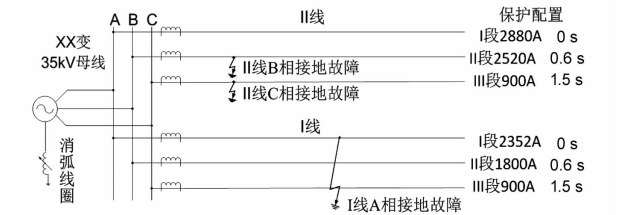


图 5 变电站保护配置及接线

故障过程:初期 I 线 A 相接地故障,此时可运行 2 h。由于 B、C 相电压的升高, II 线绝缘水平下降,发生 C 相接地故障。此时发生不同线路异名相两点接地故障,第 1 次只有 I 线保护动作跳闸。此过程结束后,系统又转化为 II 线的 C 相单相接地状态,故障电流骤减。1 min 后, II 线的 B 相被击穿造成 II 线 BC 相间故障(两相接地故障)引发 II 线开关保护跳闸。

保护动作情况:
第 1 次故障,05:14 时,35 kV I、II 两线异名相故障。I 开关保护动作跳闸,但 II 开关保护仅启动未动作跳闸;
第 2 次故障,05:15 时,35 kV II 线相间故障,保护动作跳闸。
故障录波记录图见图 6 至图 8。
从图 6、图 7 分析,05:14 时, I 线与 II 线开关动作行为正确(前者保护动作跳开开关、后者未动作),具体计算分析如下:
I 线过电流 I 段设定动作值为 2352 A,动作时间 0 s。I 线故障波形中 A 相故障电流计算为

$40 \times 120 / 1.414 = 3400 \text{ A}$,大于保护过流 I 段设定动作值,符合保护动作逻辑。

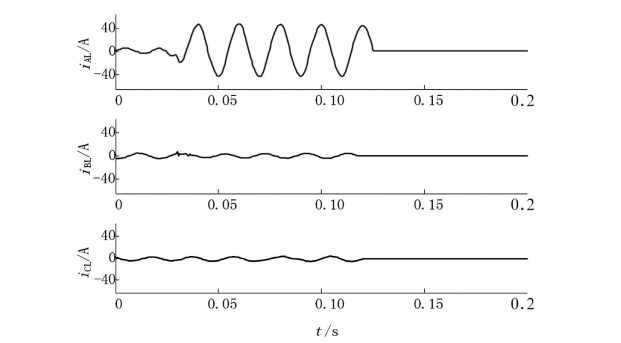


图 6 I 线的故障波形

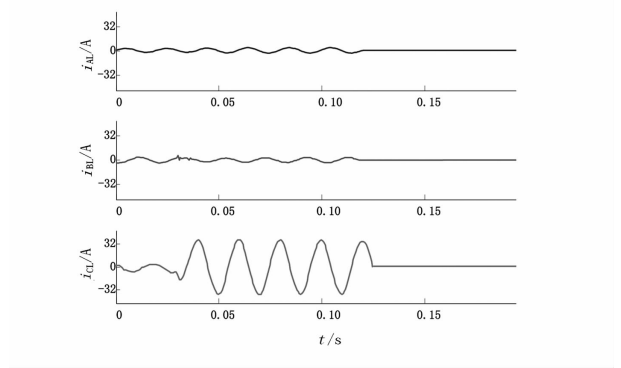


图 7 II 线的故障波形

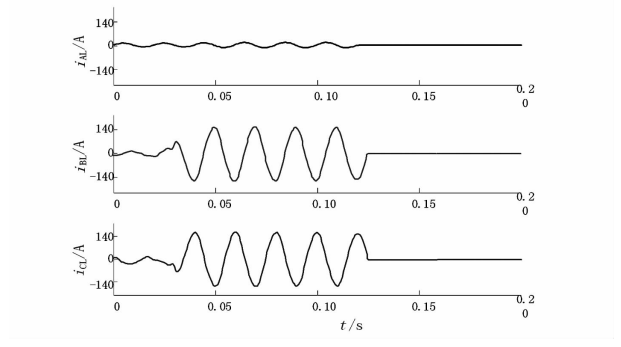


图 8 II 线的再次故障波形

II 线过电流 I 段设定动作值为 2880 A,动作时间 0 s。II 线故障波形中 C 相故障电流计算为 $32 \times 120 / 1.414 = 2710 \text{ A}$,小于保护过流 I 段设定动作值,符合保护不动作逻辑。

结合图 6、图 7 的波形中两条线路电流和同一时间的母线电压看: I 线 A 相接地,引起 35 kV 系统两非故障相电压升高,结果导致 II 线 C 相因电压升高而引起电缆绝缘水平降低,长时间运行后恶化为接地故障,此时 35 kV 系统存在 A 相与 C 相两个接地点,形成两点接地故障情况。两点接地故障会在 I 线与 II 线的 A 相与 C 相中产生较大的故障电流,但由于实际故障电流的差异造成 I 线保护能正确跳

闸、Ⅱ线保护启动而无法跳闸。

图 8 显示Ⅱ线 C 相由于达不到保护动作电流而长期接地,同样非故障相电压会升高为线电压,Ⅱ线 B 相由于长时间承受高电压而击穿接地。从图 8 故障电流可见,Ⅱ线 B 相击穿后在本线形成 BC 相间故障,同一条线路故障电流会极剧增加而动作切除故障,但第 1 次故障的情况则不同。

本次故障如果在故障的第 1 阶段就切除两条故障线路,就不会导致第 2 阶段的绝缘击穿事件。同时二次绝缘击穿仅仅发生在一次击穿事件后 1 min,说明设备绝缘水平在一次击穿时已到击穿边缘,一次击穿时就应快速切除两条故障线路。幸好Ⅱ线的绝缘击穿点在 CT 内侧,第 2 次故障仅造成一次设备电缆成本的损失。实际由于二次绝缘击穿点随机,该电网亦发生过在开关触点的绝缘击穿(CT 外侧),造成主变压器低后备保护动作,跳开 35 kV 低压侧母线,所有用户负荷均被甩掉,经济损失及社会影响巨大。

异名相两点接地时,正常均靠原有过电流保护装置就可动作切除。但本次由于消弧线圈的不均横补偿作用,出现线路Ⅱ线故障电流偏小,导致线路未被切除的情况。为此,采用所提出的保护配置方案,以大故障电流线路的电流判据为启动量,进一步采用接地距离保护模块选出小故障电流线路,在故障第 1 阶段准确切除两条故障线路,证明了所提方法的正确性及有效性。

5 结 语

消弧线圈接地系统不同线路异名相两点接地时,两条故障线路电流存在差异。研究表明,这种差异会导致两条线路不同时动作,由于单一故障的切除使系统转换为单相接地故障状态,而一次设备处于绝缘破坏边界,重复的单相接地故障过电压极易导致一次设备损坏及故障范围扩大。

建立了异名相接地故障一般数学模型,并结合电路叠加原理,求得两条故障线路故障电流及其差值解析式。从理论上说明了故障电流差异产生原因,并以此为依据,提出了针对异名相两点接地故障的保护配

置方案。实际电网故障录波分析证明了理论分析的正确性。如何设计出通用算法及装置,并在实际配电网中逐步推广应用是值得深入研究的问题。

参考文献

- [1] 刘明岩. 配电网中性点接地方式的选择[J]. 电网技术, 2004, 28(16): 86-89.
- [2] 要焕年, 曹梅月. 电缆网络的中性点接地方式问题[J]. 电网技术, 2003, 27(2): 84-89.
- [3] 赵冉, 谭伟璞, 杨以涵. 配电网中性点接地方式分析[J]. 电力系统保护与控制, 2007, 35(4): 22-26.
- [4] 束洪春, 彭仕欣, 李斌, 等. 利用测后模拟的谐振接地系统故障选线方法[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(16): 59-64.
- [5] Nagy I. Elkalashy, Abdelsalam M. Elhaffar, Tamer A. Kawady, et al. Bayesian Selectivity Technique for Earth Fault Protection in Medium-voltage Networks[J]. IEEE Transactions on Power Delivery 2010, 25(4): 2234-2245.
- [6] 倪广魁, 鲍海, 张利, 等. 基于零序电流突变量的配电网单相故障带电定位判据[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(31): 118-122.
- [7] Arzola-Castrojm, Baltazar-Lopez M E, Colin-Ocampo J, et al. Dynamic Response of Antifriction Bearings via Minimum Shannon Entropy[C]. Proceedings of the SEM 11th International Congress and Exposition on Experimental and Applied Mechanics, Orlando, FL, USA: 388-396.
- [8] 李润先. 中压电网系统接地实用技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2002.
- [9] 王苏, 曾铁军, 郑茂然. 中性点非有效接地电力系统异名相两点接地短路时的选择性跳闸决策[J]. 电网技术, 2010, 34(7): 195-199.
- [10] 钟岷秀, 刘天寿, 曾毅, 等. 小电流接地系统距离保护新判据[J]. 电力系统保护与控制, 2006, 34(2): 10-12.
- [11] 江苏省电力公司. 电力系统继电保护原理与实用技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2006: 116-119.

作者简介:

徐培栋(1986), 工学硕士、工程师, 主要从事电力系统继电保护、智能变电站方面的研究工作;

冯 靖(1987), 工学硕士, 主要从事电力系统变电运维、可靠性方面的研究工作。

(收稿日期: 2018-05-03)

一种电网云平台资源调度算法的研究

蔡 玺¹, 屈 伟², 李秋燕¹

(1. 甘肃同兴智能科技发展有限公司, 甘肃 兰州 730000;
2. 国网兰州供电公司, 甘肃 兰州 730050)

摘 要:针对规模快速扩大的电网云平台所暴露出能源成本高和计算调度资源效率低的问题,基于负载均衡的概念和原理,提出了一种节能负载均衡全局优化算法,用于优化电网云平台的计算资源调度。首先云平台的资源调度问题是一个旨在优化能源消耗和负载均衡组合优化问题;然后提出了基于负载均衡策略和克隆选择原则的资源调度算法;最后实验表明,该算法能有效降低云平台的能耗,提高其资源调度效率。

关键词:电网云平台;能耗约束;数据中心;组合优化问题;资源调度算法

中图分类号:TP302.1 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2018)04-0019-04

Research on Power Grid Cloud Platform Resource Scheduling Algorithm

Cai Xi¹, Qu Wei², Li Qiuyan¹

(1. Gansu Tongxing Intelligent Technology Development Co., Ltd., Gansu 730000, Lanzhou, China;
2. State Grid Lanzhou Power Supply Company, Gansu 730050, Lanzhou, China)

Abstract: Aiming at the problem of high energy costs and low computation efficiency of scheduling resource in the rapidly expanding power grid cloud platform, an energy-saving load balancing global optimization algorithm is proposed for optimizing power grid cloud based on the concept and principle of load balancing. Firstly, the resource scheduling problem of cloud platform is a problem that aims to optimize the combined optimization of energy consumption and load balancing. And then, a resource scheduling algorithm based on load balancing strategy and clonal selection principle is proposed. Finally, experiments show that the proposed algorithm can effectively reduce the energy consumption of cloud platform and improve its resource scheduling efficiency.

Key words: power grid cloud platform; energy consumption constraint; data center; combinatorial optimization problem; resource scheduling algorithm

0 引 言

随着电网云平台技术的飞速发展,作为电网云平台载体的数据中心服务器数量也越来越多,由此引发数据中心资源调度成为电网云平台管理者关注的问题。电网云平台的资源调度问题需要在低能耗和高性能之间做出妥协,面向单一低能耗的资源调度可能会导致服务响应延迟、性能降低等问题;面向单一计算性能的资源调度算法也会导致过于糟糕的能耗问题^[1]。

云平台资源调度近年来一直是一个活跃的研究领域,许多资源调度研究成果可作为电网云平台资

源调度的借鉴。文献[2]在云计算环境中提出了一种基于时间成本和能耗模型的改进克隆选择算法(improved clonal selection algorithm, ICSA),并通过实验结果表明,所提出的 ICSA 方法可以有效地满足用户要求的服务等级协议。文献[3]从系统资源分配角度分析如何减少能源消耗,并提出了一个云基础设施资源自动管理框架。文献[4]提出了一种以带宽为中心的任务调度模型和算法。该算法没有考虑系统的负载均衡,导致任务分配不均衡。文献[5]设计了一种称为成本调度算法(cost conscious scheduling, CCS)的调度批处理作业的算法。该算法使用改进的差分进化算法(improved differential evolution algorithm, IDEA)对一个涉及任务调度和资源

分配的并行机制调度进行了研究。

文献[6]提出了一种面向云平台的虚拟桌面调度算法,旨在优化资源利用率,提高客户满意度。通过优化操作,该算法可以提高 29% 的资源利用率。文献[7]提出了云计算环境下的能量效率模型和度量方法,可以有效地计算单个计算机和云环境下的能源效率。基于公共和私有云数据传输中的能耗以及测量和详细统计数据的转换,文献[8]详细分析了云计算软件作为服务,存储即服务和平台即服务的能耗情况。文献[9]提出了一种实时能量管理系统,它可以实时监控 CPU 的利用率,并根据服务性能需要调整时钟频率和电压供应,使 CPU 保持在占用率的 80% 左右来处理负载变化。

基于对上述研究成果的总结,提出了一种基于克隆选择算法的资源调度算法,用以优化电网云平台的资源调度。克隆选择算法是一种基于免疫系统克隆选择理论的进化优化算法,通过迭代仿真生物进化从而实现全局寻优策略。该算法适合于解决一些使用传统数学规划方法无法解决的复杂环境下的优化问题。实验结果表明,所提出的算法可以合理优化电网云平台中的数据中心资源节点的调度,降低数据中心能耗,降低电网云平台的运行成本。

1 动态优化模型

负载均衡是优化资源利用率,最大化吞吐量,减少延迟并确保容错配置的常用技术^[10]。在电网云计算环境中,负载均衡是一种技术,用于在多个数据中心或其他资源节点之间传播工作负载,以避免单个资源过载。图 1 显示了云平台的计算模型。

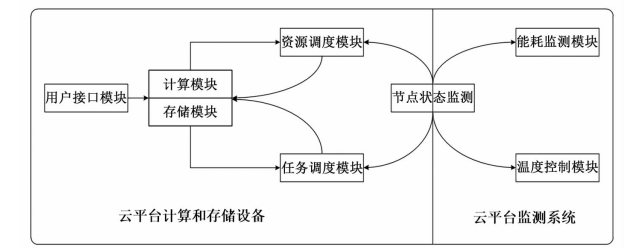


图 1 云计算模型

为了更好地描述负载均衡和能耗优化模型的设计,可以给出动态能耗优化模型如下。数据中心通常由电网云平台中分布在不同地理位置的多个资源节点组成。实际上,每个子任务 t_i ($i = 1, 2, \dots, m$) 可以得到资源节点 R_j 以满足基本实现条件,其

中 m 表示满足子任务 t_i 的资源数量。泊松分布适用于描述在单位时间内(或空间)发生的随机事件的数量。因此,云平台环境中资源分配和任务调度的动态过程可以看作一个泊松分布。

定义 1:假设云平台模型 $G_{\text{Cloud}} = (D, T, P, G)$, $D = \{D_1, D_2, \dots, D_d\}$ 是 d 个云服务器数据中心的集合; T 是随机任务和计算节点, T_{ij} 表示任务 t_i 在节点 j 上执行; P_i 是闲置时节点 i 的功率, G_i 是节点 i 的峰值功率。

定义 2:假设每个数据中心的网络带宽矩阵在电网云平台中为 B , b_{ij} 为数据中心各节点的传输带宽。

$$B = \begin{bmatrix} b_{11} & b_{12} & \cdots & b_{1d} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ b_{d1} & b_{d2} & \cdot & b_{dd} \end{bmatrix} \quad (1)$$

为了尽量减少成本约束下的能源消耗,成本约束下的能源优化就是计算完成云计算过程中的能源消耗成本。

定义 3:假设 Q_i 表示任务 t_i 的指令数量, μ_i 是节点 i 的使用率, f_i 是节点 i 的频率,那么节点 i 上任务 t_i 的执行时间为 Q_i / V_j^i 。服务器执行任务的能量 t_i 可以给出

$$\begin{cases} E_j^i = \lambda \times \mu_i \times (Q_i / V_j^i)^{\beta_i - 1} \times e^{f_i} \\ \beta_i = 1 + \frac{1}{\alpha_i} \geq 2 \\ \alpha_i \in (0, 1] \end{cases} \quad (2)$$

式中: $i = 1, 2, \dots, m$; $j = 1, 2, \dots, n$ 。

为了减少计算节点的能耗,可以通过减少空闲节点 X 的百分比来实现。电网云平台的能耗计算公式为

$$E = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n \lambda \times \mu_i \times (Q_i / V_j^i)^{\beta_i - 1} \times e^{f_i} \quad (3)$$

随着云计算的快速发展,云数据中心的服务器规模每年都在不断扩大,造成巨大的功耗。此外,不合理的调度策略导致能源浪费,使电网云平台数据中心的运行成本不断增加。

资源算法的变异算子如算法 1 所示。

算法 1:变异算子

输入:变异概率 P_m

输出:优化个体 a_i

1) $k = \text{INT}(P_m \times \text{Size})$; $\text{INT}(\cdot)$ 是整数函数;

2) $a'_i = \beta_k(a_i) = \beta_k(\varphi_l \varphi_{l-1} \cdots \varphi_k \cdots \varphi_1) = \varphi_l \varphi_{l-1}$

$\cdots \varphi_k \cdots \varphi_1$;
3) $a''_i = \beta^k(a_i) = \beta^k(\varphi_1 \varphi_{l-1} \cdots \varphi_k \cdots \varphi_1) = \varphi_k \varphi_{l-1}$
 $\cdots \varphi_i \cdots \varphi_1$;
4) 生成随机数 $r = \text{random}(0, 1)$;
5) 比较 a_i, a'_i, a''_i , 如果 $P_m > r$, 用三者中最大值替换 a_i ;
6) 返回 a_i 。

资源调度算法的选择算子如算法 2 所示。
算法 2: 选择算子
输入: 选择概率 P_s 。
输出: 优化个体 a_k 。
1) $k = \text{INT}(P_m \times \text{Size})$; $\text{INT}(\cdot)$ 是整数函数;
2) 根据抗体群体的降序亲和和力值, 直接选择第 k 个抗体 a_k ;
3) 生成随机数 $r = \text{random}(0, 1)$;
4) 如果 $P_s > r$, 将 a_k 保存作为下一代入口;
5) 返回 a_k 。

图 2 显示了电网云平台的任务调度过程。

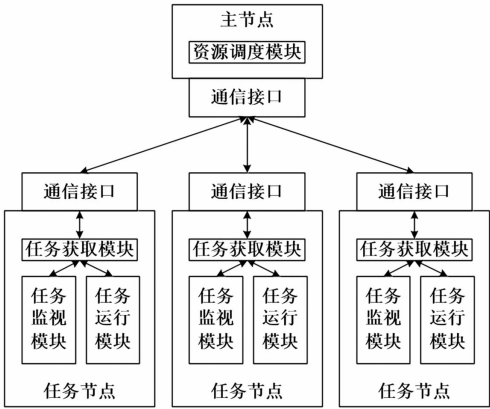


图 2 电网云平台的任务调度

2 实验验证

为了测试算法在不同环境下的性能和效率, 使用具有 10 GB RAM 和 4 TB 存储 6 台物理机器搭建电网云计算平台, 其中每台机器具有 8 个容量为 10 000 MIPS 的 CPU。在电网云计算实验平台上设置 CloudSim 仿真环境, 其中包括作业调度程序、资源规划程序、云和虚拟机实例。CloudSim 平台提供的虚拟化引擎可以帮助用户构建和管理数据中心节点^[11-12]。通过比较了 ICSA、CCS 和所提算法在实验云计算环境中的运行情况, 来验证所提算法的性能。

图 3 显示了不同数量任务的响应时间比较, 可以看出: 在初始阶段, 所提算法的响应时间略高于 CCS

和 ICSA, 随着任务数量的逐渐增加, 这一差距逐渐减小; 在后期阶段, 所提算法的响应时间远低于其他两种算法。图 4 显示了不同迭代次数的响应时间比较, 可以看出, 所提算法与其他两种算法相比具有明显的优势。这是因为所提算法充分利用了克隆选择原则。

为了验证所提算法的有效性, 比较了 3 种算法的执行时间, 如图 5 所示, 可以清楚地看出, 所提算法的执行时间在处理过程中是最小的。

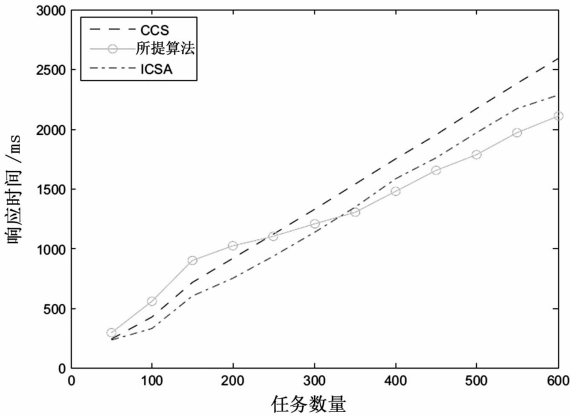


图 3 不同任务数的响应时间比较

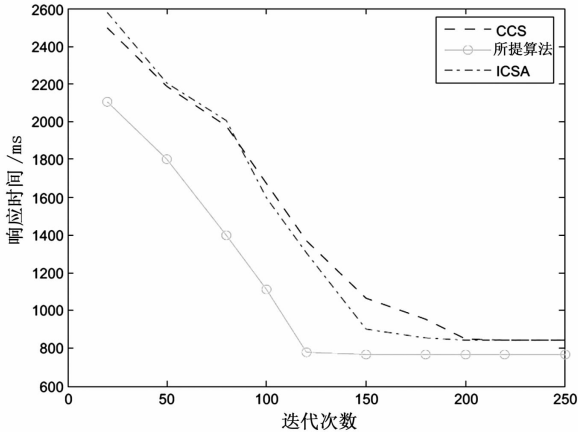


图 4 不同迭代次数的响应时间比较

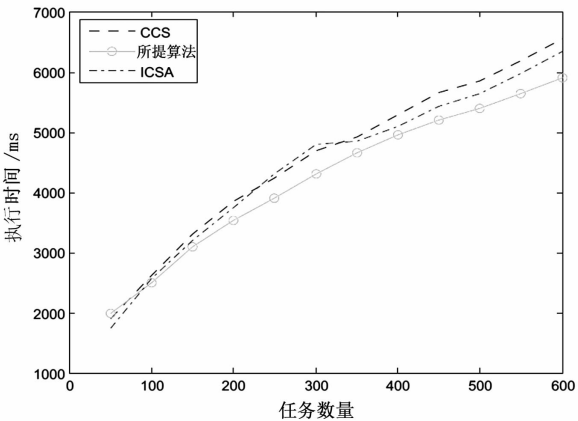


图 5 执行时间比较

图 6 显示了不同调度周期的能耗比较。值得一

提的是,CCS、所提算法和 ICSA 分别在每个调度周期平均消耗 2.35、1.91 和 2.36 kW/h,其中所提算法的最低能耗为 1.62 kW/h。

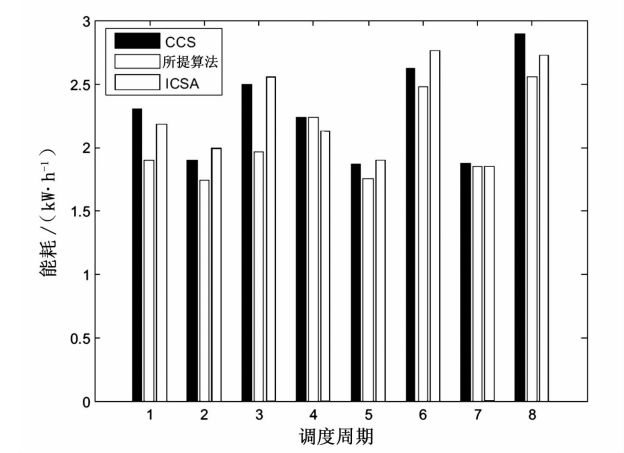


图6 不同调度周期的能耗比较

图7显示了不同数量任务的平均能耗比较,可以看出,所提算法在大多数情况下表现出更优异的性能,并且实现了极大的节能。由于所提算法同时从几个初始值开始,有效减少了对初始值的依赖,并加快了整体搜索速度。

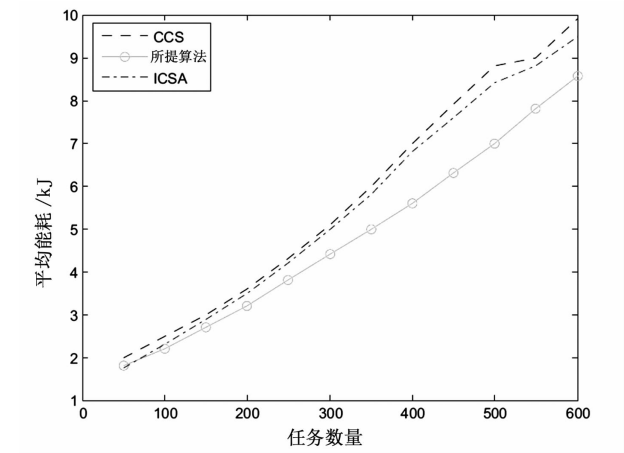


图7 不同数量任务的平均能耗比较

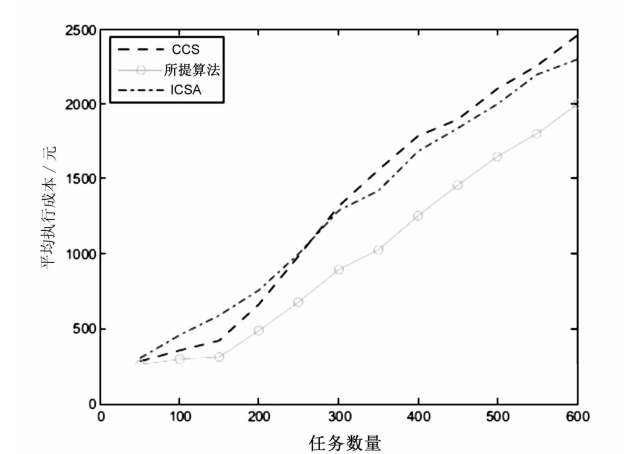


图8 不同数量任务的平均执行成本比较

图8显示了不同数量任务的平均执行成本的比较。值得一提的是,这3种算法的初始成本是相同的,随着任务数量的增加,这3种算法有不同的增长趋势。

图9显示了不同数量任务的平均执行功率比较的实验结果,不难看出所提算法的曲线波动幅度最小,说明所提算法的平均执行力较好,而 CCS 和 ICSA 波动较大。

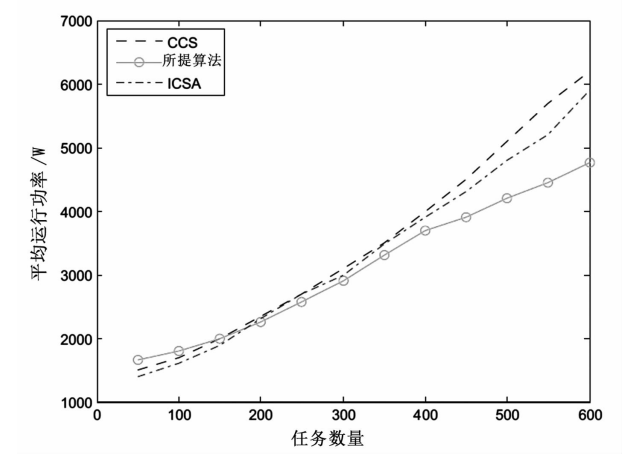


图9 不同数量任务的平均执行功率比较

3 结 论

电网云平台由一系列互联和虚拟化计算机组成,通过计算机动态虚拟化提供一个或多个统一计算和存储资源。针对资源优化调度和能耗降低目标,提出了基于负载均衡策略和克隆选择理论的资源调度算法。实验结果表明,该资源调度算法具有较好的云平台数据中心能耗降低能力。

参考文献

[1] 彭小圣,邓迪元,程时杰,等. 面向智能电网应用的电力大数据关键技术[J]. 中国电机工程学报,2015,35(3):503-511.

[2] 贾嘉,慕德俊. 基于粒子群优化的云计算低能耗资源调度算法[J]. 西北工业大学学报,2018,36(2):339-344.

[3] 徐健锐,朱会娟. 云计算环境中面向 DAG 任务的多目标调度算法[J]. 计算机应用研究,2019,36(1):1-2.

[4] 周静,董守斌,唐德玉. 基于入侵肿瘤生长优化的云计算调度算法[J]. 计算机学报,2018(6):1140-1155.

[5] 王桂凤,耿向华. 云技术在电网资源调度系统中的应用研究[J]. 电源技术,2017,41(11):1652-1653.

[6] 陈俊,胡悦,杨娇,等. 云计算数据中心实时能耗建模[J]. 计算机工程与设计,2017,38(9):2494-2497.

(下转第27页)

北京地区 10 kV 配电网架空线路 自环互联式接线研究分析

刘保全

(国网北京市电力公司亦庄供电公司,北京 100176)

摘要:针对 10 kV 架空线路普遍采用的树枝式、单电源单环、双电源单环、三电源单环以及分段多联络等传统网络结构进行了研究分析,阐述了它们存在的共性问题,并在此基础上针对性地提出了自环互联式接线方式,从方式灵活性、供电可靠性、异常方式影响以及负载率等方面论证了此种接线方式的优势,为北京地区 10 kV 架空线路规划与改造提供了一种较为科学的参考方案。

关键词:架空线路;接线方式;异常方式;可靠性;负载率

中图分类号:TM726.3 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2018)04-0023-05

Research and Analysis on Self – ring Inter – connection Mode for 10 kV Overhead Line of Beijing Distribution Network

Liu Baoquan

(Yizhuang Power Supply Company of State Grid Beijing Electric Power Company, Beijing 100176, China)

Abstract:The traditional network structures such as single power branch, single – supply single ring, double – supply single ring, three – supply single ring and multi – segment with multi – contact and so on adopted widely in 10 kV overhead lines are analyzed, and the common problems are explained. On this basis, self – ring inter – connection mode is proposed accordingly. The advantages of this kind of connection mode are demonstrated from the flexibility, power supply reliability, influence of abnormal mode, load rate and so on, which provides a more scientific reference scheme for the planning and reform of 10 kV overhead lines in Beijing.

Key words:overhead line; connection mode; abnormal mode; reliability; load rate

0 引言

10 kV 配电网是电网系统的前沿阵地,直接担负着连接电网系统与电力用户的重任。随着社会的快速发展,用电客户对于电力供应的要求越来越高^[1]。

北京地区配电网的现状呈现出以下特点:城市中心以及其他重要地区以电缆网为主;在郊区尤其是远郊地区,目前仍以架空网为主。可以肯定地预见,在将来的一段时间里,10 kV 架空网仍将继续承担着北京郊区电力供应的重任。因此,对北京地区 10 kV 架空网的研究分析是十分有意义的。

接线方式选择是 10 kV 架空网规划建设与改造的重要方面^[2]。因为它不仅关系到电网建设的经济

性,而且影响着电网供电的可靠性和灵活性^[3]。因此,有必要对当前架空网接线方式进行深入分析对比,并在此基础上设计出更为科学合理的接线模式,以有效促进 10 kV 架空网的规划建设与改造工作。

1 现有架空接线方式对比分析

1.1 单电源无联络的树枝式接线模式

如图 1 所示,此类型接线方式简单,建设成本较低,但是由于接线无联络开关,在故障情况下,故障点之后的非故障区段负荷只能停电,供电可靠性较差^[4-5],仅适用于供电可靠性要求较低、负荷密度较小的偏远地区。目前,由于北京地区供电可靠性的要求较高,单电源无联络(或手拉手)的放射状、树枝式接线模式已基本淘汰,不再作详细分析。

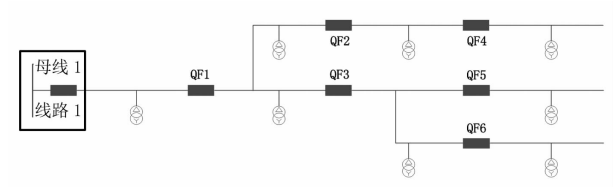


图 1 单电源无联络的树枝式接线模式

1.2 单电源单环接线模式

如图 2 所示,单电源单环接线模式为同变电站同母线出线的环式接线,线路末端装设一常开联络开关,每回线路平均最大负载率为 50%。此连接方式十分清晰,运行方式安排灵活^[6],可靠性高于单电源无联络的树枝式接线模式。线路故障情况下,非故障段负荷可通过方式调整快速恢复供电;另外,线路上安排停电检修工作时,无检修工作线路区段不需停电,减少停电影响。但是,此种接线模式同样存在明显的缺点,由于两条线路的电源来自同站同母线,所以在变压器、母线或变压器主开关故障或者停电检修时,两条线路将同时失去电源,损失全部负荷。另外,此类型接线方式需要考虑每条线路的备用容量,单条线路的平均负载率仅为 50%,投资高,利用率低。综合上述情况,此类型接线也不符合北京地区配电网高可靠性的要求,目前在北京地区也已经基本淘汰。

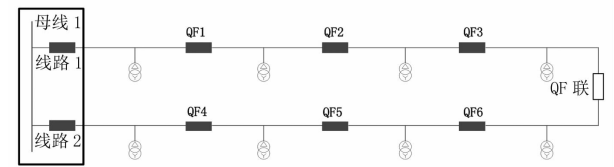


图 2 单电源单环接线模式

1.3 双电源单环接线模式

双电源单环接线模式为同变电站不同母线或不同变电站两路出线的环式接线,线路末端装设一常开联络开关,每回线路平均最大负载率亦为 50%,如图 3 所示。在北京地区,这种接线适用于负荷密度较大且供电可靠性要求较高的郊区。其优势与单电源单环接线模式基本相同,可靠性较高,接线清晰,运行方式安排灵活。无论是线路故障还是停电检修时,均可以通过联络开关倒方式减少停电影响。缺点也同样需要考虑线路的备用容量,负载率仅为 50%^[7-8],投资高,利用率低。但是,由于两条线路的电源来自不同母线或不同站,有效地避免了因电源侧设备故障或停电检修时两条线路将同时失去电源的情况,因此,除极端情况下,通常不会损失全部负荷。目前,此类型接线在北京郊区尤其是远郊区

县十分常见。

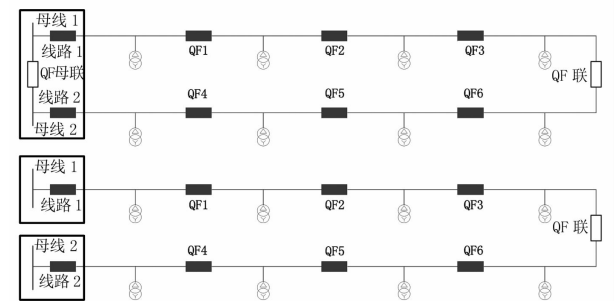


图 3 双电源单环接线模式

1.4 三电源单环接线模式

三电源单环接线模式为三路电源的环形接线,线路末端通过两个常开联络开关组成环路,单条线路平均最大负载率亦为 50%,如图 4 所示。此模式接线在负荷密度较大、供电可靠性有较高要求的城市郊区比较适宜。与双电源单环接线模式相比,可靠性略有提高,经济性较之相当,运行方式更加灵活。无论哪条线路故障还是停电检修时,均可以通过联络开关倒方式减少停电影响。此类型接线同样需要考虑线路的备用容量,单条线路的负载率仅为 50%,经济性基本同图 3 接线模式,利用率低。另外,由于 3 条线路的电源来自不同母线或不同站,所以在非负荷高峰时段,即便因各种原因同时失去两路电源,也不会损失全部负荷。目前,此类型接线在北京郊区尤其是远郊区县也十分常见。

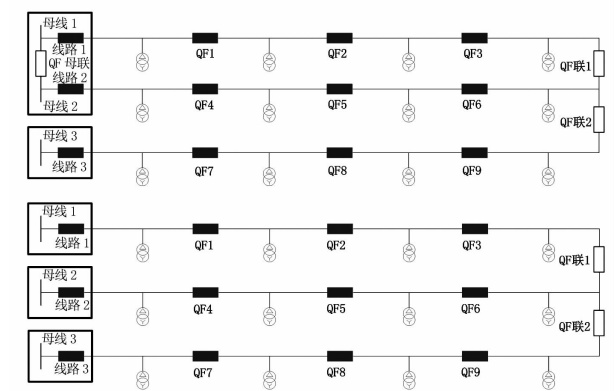


图 4 三电源单环接线模式

1.5 分段多联络接线模式

图 5 为分段多联络接线模式,通过在线路主干线上加装分段开关,将每条线路分成若干段(通常不超过 4 段),利用联络开关(常开)将每一段线路与其他临近线路互联。当线路的其中一段出现故障时,非故障区段线路可以通过联络开关快速恢复正常供电,这样便有效地缩小了线路的故障停电范围,极大地提高了供电可靠性^[9]。此类型接线模式比

较适用于北京郊区负荷发展比较饱和、供电可靠性要求较高的区域。联络线可以就近引接,这种接线模式提高了架空线路的利用率(三分段三联络模式可达到 75%)。此类型接线模式在架空线路实际建设或者改造时,若线路较短或负荷较为集中,一般将线路进行两分段两联络,利用率可以达到 67%;若线路较长或负荷较为分散,可以将线路分成 4 段、5 段甚至更多,即多分段多联络,但线路分段过多会影响供电可靠性,同时也会相应提高线路建设投资,因此一般情况下,主要采用三分段三联络这种比较经典的接线模式。

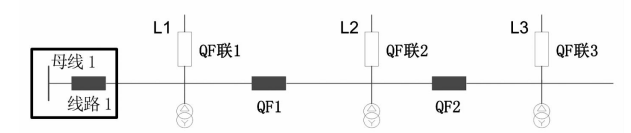


图 5 分段多联络接线模式

2 传统 10 kV 架空线路联络方式存在的共性缺陷

通过前面分析可以发现,以上几种传统 10 kV 架空线路联络方式存在着共性缺陷:线路本身不同区段之间无联络,线路发生故障或者线路上有停电工作时,只能将非故障区段或者非停电区段线路负荷转移到其他线路。

2.1 负荷转移计算

单条线路的总负荷设定为 M ,分段数量设定为 N ,假定负荷和分段开关沿线路均匀分布,且同一线路不同分段的运行环境基本相同。则线路故障或计划停电发生在某一区段的概率为

$$P = 1/N \tag{1}$$

传统 10 kV 架空线路联络方式在故障或计划停电情况下的平均负荷转移量计算模型为

$$\begin{aligned} M_{\text{转}} &= \sum_{i=1}^N (1 - n/N) M/N \\ &= (N - 1) M/2N \end{aligned} \tag{2}$$

以经典的三分段为例,计算结果为

$$M_{\text{转}} = (3 - 1) M / (2 \times 3) = M/3 \tag{3}$$

通过上述模型计算可以发现,前述各模式线路发生故障或者线路上有停电工作时,都将有 $(N - 1) M/2N$ 的负荷转移到其他线路。

2.2 共性缺陷的弊端

前述共性的缺陷有以下几个弊端:

1) 由于北京地区作为首都,经常有重大活动保电任务。保电期间,如果对端联络线路电源带有保电线路,不允许通过联络开关将负荷倒至对端线路。

2) 如果对端联络线路或对端线路的电源侧设备重载、过载,不允许通过联络开关将负荷倒至对端线路。

3) 配电网架空线路异常方式(故障或计划停电工作)运行情况下,将本条线路的全部或部分区段通过联络开关倒至与其联络的线路上,会使与其联络的线路增长,从而导致其可靠性下降。

4) 如果对端联络线路属于其他调控机构管辖范围,通过联络开关将负荷倒至对端线路时,需要提前通知相关调控机构,并获得对方同意后方可进行,严重影响故障处置效率,并为其他调控机构带来诸多麻烦。

5) 相互联络的不同线路可能由不同的运维队伍负责运维,通过联络开关将负荷倒至对端线路时,负责对端线路的运维队伍需要临时掌握线路调整后的异常运行方式,无形中增加了管理难度。

6) 其他情况,比如有些封闭区域无可联络线路,无法形成双电源或多电源联络网;再者,有些地区变电站 10 kV 开关间隔数量受限,在变电站增容或扩建之前,亦无法形成双电源或多电源联络网。

3 自环互联式接线模式研究分析

自环互联式接线模式为同变电站不同母线或不同变电站出线的互联联络接线方式,其最主要结构特点是:每条线路自身呈环形结构,在线路首端靠近出站第一号杆处分为两枝,在线路末端装设一常开联络开关,在线路自身开环点两侧主干线上分别装设与相邻线路互联的常开联络开关,形成环与环之间互联的架空网,如图 6 所示。

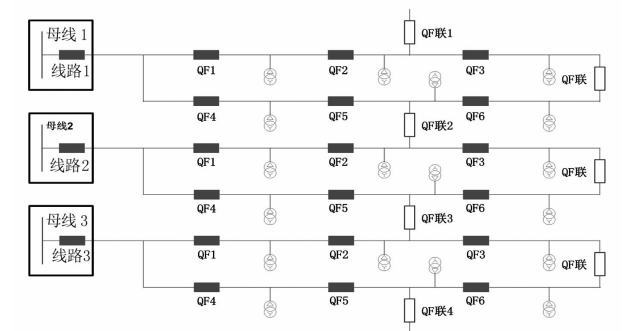


图 6 自环互联式接线模式

3.1 方式灵活、可靠性高

自环互联式接线模式在线路任一区段发生故障

时,非故障区段均可通过联络开关调整运行方式,快速恢复供电;同样道理,线路任一区段安排计划停电时,非工作区段均不需要停电,只要在工作开始前调整运行方式即可。从运行灵活性和供电可靠性方面来讲,自环互联式接线模式与分段多联络模式基本相当。

3.2 异常运行方式负荷转移量小

同样设定单条线路的总负荷为 M ,分段数量设定为 $N(N>3)$,假定负荷和分段开关沿线路均匀分布,且同一线路不同分段的运行环境基本相同。则自环互联式接线模式故障或计划停电情况下的平均负荷转移量计算如下:

线路故障或计划停电发生在某一区段的概率为

$$P=1/N \tag{4}$$

当某次线路故障或计划停电发生在图 6 中 QF1 与 QF4 分段开关之间时:

$$M_{\text{转}}=(1-1/N)M=(N-1)M/N \tag{5}$$

当某次线路故障或计划停电发生在图 6 中 QF1 与 QF4 分段开关之后的任意区段时,可以通过线路末端联络开关调整故障线路自身的运行方式,将非故障区段负荷恢复供电,不需向其他线路转移负荷,故

$$M_{\text{转}}=0 \tag{6}$$

由此,可得自环互联式接线模式故障或计划停电情况下的平均负荷转移量计算模型为

$$M_{\text{转}}=P(1-1/N)M=(N-1)M/N^2 \tag{7}$$

自环互联式接线模式与传统联络接线方式在故障或计划停电下的平均负荷转移量对比见表 1 和图 7。

表 1 平均负荷转移量对比

N	传统联络接线方式	自环互联式接线模式
3	$2M/6$	$2M/9$
4	$3M/8$	$3M/16$
5	$4M/10$	$4M/25$

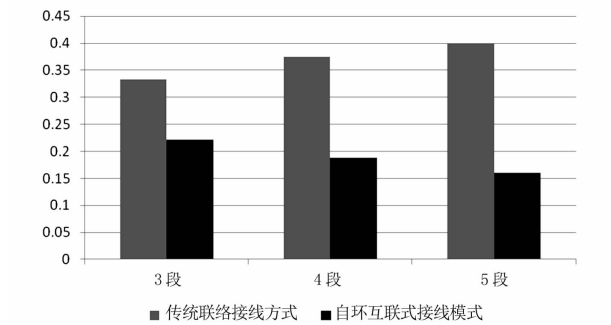


图 7 平均负荷转移量对比

通过以上理论计算对比可以发现,同样分段数量的情况下,自环互联式接线模式比传统联络接线方式在故障或计划停电情况下的平均负荷转移量小得多。

实际情况中,北京地区 10 kV 架空线路往往都会在出站一号杆位置装设一个分段开关。电网故障或停电工作极少发生在线路首段或线路电源侧设备上。以北京经济技术开发区配电网为例,近 5 年来,10 kV 架空线路首段或电源侧设备发生故障的次数在 10 kV 架空配电网故障总次数中的占比不足 2%;架空线路首段或电源侧设备安排停电工作的次数仅占 10 kV 架空线路计划停电工作的 3% 左右。因此可以认为,除了极端情况下,10 kV 电网故障或停电工作绝大多数发生在非首段线路或非电源侧设备上。由前述分析,当 10 kV 架空网故障点发生在非首段线路或非电源侧设备时,可以通过线路末端联络开关调整运行方式将非故障区段负荷恢复供电,无需将负荷转移至其他线路,从而有效克服前面所提到的 10 kV 架空线路传统联络方式存在的共性缺陷。同样道理,当 10 kV 架空线路非首段或非电源侧设备安排停电工作时,同样可以有效地克服所提到的 10 kV 架空线路传统联络方式存在共性缺陷。

3.3 负载率

极端情况下,自环互联式接线模式在电源侧设备或线路首段失电时,需要通过其他线路将负荷转移以恢复供电。以图 6 中的两联络为例,线路全部负荷由与之联络的另外两条线路带出,线路的负载率可以达到 67%。通常情况下,故障或计划停电发生在线路非电源侧设备或非线路首段位置,调整线路本身的运行方式即可将非故障或非停电区段负荷转移。因此,一般情况下可以不用考虑备用容量的问题,即线路运行的最大负载率允许达到 100%。若线路电源侧设备或线路首段安排计划停电工作,可以考虑将停电时间安排在夜间负荷低谷时段,此时段相互联络的线路存在充足的备用容量,可以灵活地安排线路运行方式。

3.4 经济性

对于同一供电区域,在负荷密度相同的情况下,10 kV 配电架空自环互联式接线模式的经济性与三分段三联络接线模式基本相同^[10]。在供电可靠性要求较高的城市郊区,选择架空自环互联式接线模式可以满足经济性要求。

3.5 线路保护配置

自环互联式接线模式不会造成线路过长,分段较多的情况,保护配合比较容易。可以在线路两个分支的第 1 级分段开关处安装保护装置,在故障情况下减少停电影响。

4 建 议

通过对自环互联式接线模式的研究分析,可以看出在负荷较为密集且饱和的地区比较适合建设和发展此类型的 10 kV 互联接线模式,尤其是用户分布按块状结构划分的地区。在城市新开发地区可按照自环互联式网架结构进行规划,电网建设初期,若暂时无条件形成多路互联的网架结构,可以先期建成单路自环形结构(开环运行),后期逐步发展成为自环互联式网架结构。在发展较为成熟区域,可以通过工程改造逐步将传统的互联结构发展为成熟的自环互联式网架结构。

5 结 语

通过对北京地区传统 10 kV 架空线路联络方式的研究,指出了它们的共性缺陷,并在此基础上提出了自环互联式架空线路接线模式,从可靠性、异常方式对互联线路的影响(负荷转移)、负载率等方面论证了自环互联式架空线路接线模式的优势。关于自环互联式架空线路接线模式的分析研究对城市地区

10 kV 架空线路网络的建设与发展具有重要的指导与参考意义。

参考文献

[1] 姚福生,杨江,王天华. 中压配电网不同接线模式下的供电能力[J]. 电网技术, 2008,32(22):93-95.

[2] 熊振东,程鹏. 中压配电网供电方案经济性分析[J]. 电力系统及其自动化学报,2010,22(1):150-155.

[3] 陈庭记,程浩忠,何明,等. 城市中压配电网接线模式研究[J]. 电网技术, 2000,24(9):35-38.

[4] 谢晓文,刘洪. 中压配电网接线模式综合比较[J]. 电力系统及其自动化学报,2009,21(4):94-99.

[5] 李历波,王玉瑾,王主丁,等. 规划态中压配网供电可靠性评估模型[J]. 电力系统及其自动化学报,2011,23(3):84-88.

[6] 吴涵,林韩,温步瀛,等. 中压配电网接线模式技术性研究[J]. 电网与清洁能源,2011,27(9):16-20.

[7] 胡列翔,王伟,麻秀范,等. 中压配电网的衍生接线模式[J]. 现代电力,2006,23(3):26-30.

[8] 姚莉娜,张军利,刘华,等. 城市中压配电网典型接线方式分析[J]. 电力自动化设备,2006,26(7):26-29.

[9] 王伟,张粒子,麻秀范. 基于结构元理论的中压配电网接线模式[J]. 电力系统自动化,2006,30(11):35-39.

[10] 王成山,王赛一,葛少云,等. 中压配电网不同接线模式经济性和可靠性分析[J]. 电力系统自动化,2002,26(24):34-39.

作者简介:

刘保全(1986),硕士、工程师,研究方向为电力调度、电力系统。

(收稿日期:2018-01-02)

(上接第 22 页)

[7] 常晓荣,张春光,王思宁,等. 电网云测试服务平台的设计与应用[J]. 电信科学,2017,33(7):176-182.

[8] 陈俊,王录通,胡悦. 云平台调度能耗测量研究[J]. 科学技术与工程,2017,17(17):272-276.

[9] 张素芹. 云计算任务资源高效调度算法研究[J]. 计算机仿真,2016,33(11):410-413.

[10] 罗滇生,王新坤. 基于云计算的智能电网负荷预测平台架构研究[J]. 湖南大学学报(自然科学版),2016,43(2):101-108.

[11] 林伟伟,吴文泰. 面向云计算环境的能耗测量和管理方法[J]. 软件学报,2016,27(4):1026-1041.

[12] 彭小圣,邓迪元,程时杰,等. 面向智能电网应用的电

力大数据关键技术[J]. 中国电机工程学报,2015,35(3):503-511.

[13] 曹子健,林今,宋永华. 主动配电网中云计算资源的优化配置模型[J]. 中国电机工程学报,2014,34(19):3043-3049.

作者简介:

蔡 玺(1982),高级工程师、硕士,研究方向为电力系统及其自动化;

屈 伟(1980),助理工程师、本科,研究方向为电力系统自动化;

李秋燕(1986),工程师、大专,研究方向为电力企业信息化建设与运维。

(收稿日期:2018-06-11)

基于云储能和云发电技术的集中控制云电网系统研究

莫思特¹, 刘天琪¹, 曾琦¹, 李茜²

(1. 四川大学电气信息学院, 四川 成都 610065; 2. 西南石油大学电气信息学院, 四川 成都 610500)

摘要:为推广新能源的使用、解决现有新能源使用所面临的问题,提出了基于云储能和云发电技术的集中控制云电网系统。定义了云储能、云发电、云电网新概念,阐述了应用云储能、云发电技术的计费用户终端的云终端结构、控制云终端的云终端管理器结构以及由控制中心、云终端管理器和云终端构成的云电网结构,分析了云电网组成的可行性和有益效果,阐述了实现云电网系统的研究内容。研究分析表明,所提出的云电网系统技术可行,为大规模推广新能源使用构建了新平台。所提出的集中式分层控制模式,易于实时获得全网数据,并对全网进行实时有效控制。相对现有电网系统来说,云电网系统将更加安全、可靠,并具有更高的效率。

关键词:储能;发电;电网;新能源

中图分类号:TM73 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2018)04-0028-04

Research on Centralized Control Cloud Grid System Based on Cloud Storage and Cloud Generation Technology

Mo Site¹, Liu Tianqi¹, Zeng Qi¹, Li Qian²

(1. School of Electrical Engineer and Information, Sichuan University, Chengdu 610065, Sichuan, China;
2. School of Electrical Engineer and Information, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, Sichuan, China)

Abstract:One kind of centralized control cloud grid system is proposed based on the new technologies of cloud storage and cloud generation in order to spread the use of new energy and solve the existing problems during spreading. The concepts of cloud storage, cloud generation and cloud grid are respectively put forward for the first time. The composition of cloud terminal is designed by using the technologies of cloud storage and cloud generation. Furthermore, the structure of cloud grid is developed. The feasibility and benefits of building the cloud grid are analyzed. The related research contents are listed in order to implement the cloud grid. The results show that the methodology of building cloud grid system is practicable, the proposed system will be benefit to spreading use of new energy, and it will have higher level of security and reliability than the existing grid system.

Key words:storage;generation;power grid;new energy

0 引言

近百年来高碳经济的发展导致了地球气候和环境的变化,延续现有的能源生产模式将会给地球带来毁灭性灾难,发展风能和太阳能等清洁型新能源来取代常规能源,是解决能源危机、降低二氧化碳排量、控制全球气候变化、避免地球环境恶化、保持可持续发展的最有效途径。目前新能源建设主要发展

基金项目:国家863高技术基金项目(2011AA05A119);国家自然科学基金基金项目(51037003)

集中式新能源电厂,集中式新能源建设存在如下问题:1)集中式的新能源电厂一般远离负荷中心;2)发电量不确定,随机动态变化;3)新能源发电可控性差;4)新能源并入传统电网,将给电网带来较大的冲击。

为解决上述问题,业内提出了微电网技术和分布式储能技术,国内外学者对微电网技术和分布式储能技术做了大量研究,取得了很多有价值的研究成果,并建立了一些示范工程试点运行。研究和试点表明,微电网系统和分布式储能技术主要存在如

• 29 •

储能设备或电网之一为直流负荷供电。发电设备通过交流变换将电能转换为满足本地交流负荷技术指标的交流电,储能设备通过逆变器将所储电能转换为交流。在云终端管理器的控制下,云终端控制器通过交流选择开关选择发电设备、储能设备或电网供电为交流负荷供电。当电网电能不够,需要云终端提供电源时,云终端控制器控制输电开关将电能输送到直流线路,并通过云终端管理器将直流转换为交流上网供电。当电网电能过剩,需要云终端储能时,云终端控制器控制交流充电电路为储能设备充电。

云终端接入电网后,电网中云终端的发电设备和储能设备既可以为本地负荷供电,也可以上网供电。在电网中所有的云终端发电设备构成了云发电网,所有的云终端储能设备构成云储能网。这种带有集中发电、云发电、云储能的电网形式构成了云电网。

2 云电网控制管理和研究内容

2.1 控制和管理

云电网的管理与控制是控制中心对全网的集中式控制与管理,采用集中式分层控制模式,分 3 个控制与管理层面,分别为:控制中心对云终端管理器的管理与控制;云终端管理器对云终端的管理与控制;云终端对本地的发电、用电、储能与上网的管理与控制。

中心控制系统通过云终端管理器掌握云电网运行情况,根据云电网运行情况选择适合的控制策略,并将控制策略发给云终端管理器。

云终端管理器接受控制中心的控制命令,根据控制命令和所管理的云终端的实际情况,计算所管理云终端的控制策略,并将控制策略发送给相关云终端。

云终端根据收到的控制命令,对本地的储能设备进行储能与送电控制,并对本地进行发电、配电控制。比如光伏阵列与地面夹角控制;风力涡轮机转速和桨距角控制;光伏、风机的最大功率点跟踪;储能设备在充放电过程中功率、电流、电压、开始时刻、结束时刻、持续时间的控制等等。

通过集中式分层控制与管理,既可以全局把握云终端的海量数据,并对数据进行实时分析计算,得到控制策略,又将全网的数据分析与控制策略分析运算分配给云终端管理器,从而实现并行运算,有效提高计算效率,减少系统控制响应时间。

2.2 研究内容

云电网系统是建立在现有电网系统上的一种新

型系统构架,构建云电网系统,需要进行如下研究:云终端系统结构、云终端系统输配电控制方法、云终端并网技术、云电网潮流分析方法、云电网通信系统研究、云电网控制方法、云电网系统稳定性研究以及云电网系统经济效益分析等等。

3 云电网的效益评估

云终端安装于最终计费用户地址,并由最终计费用户出资,分散了云发电、云储能投入资金,不必为云发电、云储能规划用地,容易解决云发电和云储能系统的资金和用地问题,有利于推动新能源的大范围使用。

根据云电网的需求,云储能可以用作可控电源,也可以用作可控负荷。云终端的使用提高了电网的控制能力和调节能力,使得电网更加稳定和坚强。

云终端发电与负荷零距离,避免了输电损耗;云储能为电网提供备用电源,减少了电网备用发电容量;云终端从电网获得的电能大大减少,减少了电网输电配电容量设计。可见,使用云电网技术可以提高电网的效率。

云终端可以孤立运行,电网的故障不会造成云终端停电,提高了最终计费用户用电的可靠性。

云电网结构只是在现有电网结构上,在云终端与云终端控制器之间增加了直流线路,其他线路都应用了现有电网线路,因此云电网建设易于在现有电网基础上进行升级与改造。

4 云电网的可行性分析

云终端的本质是现有微电网系统的小型化。微电网系统的研究成果和成功运行,为云终端的设计与实现提供了设计参考,为解决云终端设计中可能出现的问题提供了技术保障。相对于现有分布式储能研究,云储能的储能终端数量大大增加,储能能量要大得多,但是云储能上网的逆变器位于云终端管理器,云终端管理器在电网的规模上与已有的分布式储能成功案例相当,因此,现有的分布式储能研究成果和成功运行案例为云储能建立了研究基础。

现有的分布式储能技术和分布式发电技术为云发电、云储能技术提供了研究基础,也验证了云发电、云储能的可行性。现代通信技术和控制技术为云电网提供了成熟的通信手段和控制方法。因此,基于云储能、云发电、云终端、现代通信技术和现代

控制技术的云电网系统不存在无法解决的技术难题,具有可行性。

5 结 语

1) 基于云储能、云发电集中控制的云电网系统为推广使用新能源提供了新的方法,为最终计费用户大规模使用清洁能源并上网提供了新方案。

2) 集中式分层控制模式是云电网通信、控制和管理的有效方法。通过集中式分层控制模式,云电网控制中心可以获得全网数据,并对全网进行有效控制。

3) 云电网的应用,可以推动清洁能源的大规模推广使用,提高电网效率,减少电网备用容量,使得电网更加坚强与稳定。云电网建设易于在现有电网上升级与改造。

4) 微电网研究和分布式储能研究的应用案例为云电网研究提供了研究基础,证实了云电网实现的可行性。

参考文献

[1] EI - Khatt W, Salama M M A. Distributed Generation Technologies, Definitions and Benefits[J]. Electric Power Systems Research, 2004, 71(2):119 - 128.

[2] Lopes J A P, Hatziargyriou N, Mutale J, et al. Integrating Distributed Generation into Electric Power Systems: A Review of Drivers, Challenges and Opportunities[J]. Electric Power Systems Research, 2007, 77(9):1189 - 1203.

[3] H Fukuda. Overview of the Micro - Grid Related Project in NEDO[C]. International Conference on Renewable Energy in Asia: A Challenge for Micro Grid Concept, 2008.

[4] Stvens J. Development of Sources and A Testbed for CERTS Microgrid Testing [C]. Proceedings of 2004 IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004:2032 - 2033.

[5] Zhou H, Bhattacharya T, Tran D, et al. Composite Energy Storage System Involving Battery and Ultracapacitor with Dynamic Energy Management in Microgrid Applications [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2011, 26(3):923 - 930.

[6] Barklund E, Pouaku N, Prodanovic M, et al. Energy Management in Autonomous Microgrid Using Stabilized Droop Control of Inverters [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2008, 23(5):2346 - 2352.

[7] Pang C, Dutta P, Kezunovic M. BEVs/PHEVs as Dis-

persed Energy Storage for V2B Uses in the Smart Grid [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2012, 3(1):473 - 482.

[8] Byeon G, Yoon T, Oh S, et al. Energy Management Strategy of the DC Distribution System in Buildings Using the EV Service Model [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2011, 28(4):1544 - 1554.

[9] Lukic S M, Cao J, Bansal R C, et al. Energy Storage Systems for Automotive Applications [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2008, 55(6):2258 - 2267.

[10] Khaligh A, Li Z H. Battery Ultracapacitor Fuel Cell and Hybrid Energy Storage Systems for Electric Hybrid Electric Fuel Cell and Plug - in Hybrid Electric Vehicles: State of the art [J]. IEEE Transactions on Vehicular Technology, 2010, 59(6):2806 - 2814.

[11] Ortuzar M, Moreno J, Dixon J. Ultracapacitor - based Auxiliary Energy System for an Electric Vehicle: Implementation and Evaluation [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2007, 54(4):2147 - 2156.

[12] Liu X, Wang P, Loh P C. A hybrid AC/DC Microgrid and Its Coordination Control [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2011, 2(2):278 - 286.

[13] Lasseter R H, Eto J H, Schenkman B, et al. CERTS Microgrid Laboratory Test Bed [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2011, 26(1):325 - 332.

[14] Nikkhajoei H, Lasseter R H. Distributed Generation Interface to the CERTS Microgrid [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2009, 24(3):1598 - 1608.

[15] Méndez V. H. , Rivier J. , Fuente J. I. , et al. Impact of Distributed Generation on Distribution Investment Deferral [J]. Electrical Power and Energy Systems, 2006, 28(4):244 - 252.

[16] 张代润. 电压逆变器型单相有源电力滤波器性能分析 [J]. 工程科学与技术, 2000, 32(1):48 - 54.

[17] 张安安, 杨洪耕. 考虑电压稳定性的快速多目标无功优化方法 [J]. 工程科学与技术, 2009, 41(6):222 - 228.

[18] 伍凌云, 李兴源, 孙衢, 等. 基于 Prony 辨识的复杂交流直流系统次同步振荡特性分析 [J]. 工程科学与技术, 2008, 40(3):155 - 160.

作者简介:

莫思特(1969), 博士、副教授, 研究方向为智能电网;
曾 琦(1977), 博士、讲师, 研究方向为电力系统稳定和控制、高压直流输电。

(收稿日期:2018 - 03 - 26)

基于点云数据的变电站 三维仿真模型的实现及展望

田小壮¹, 赵丰刚², 刘海影³, 曾庆松¹, 刘力帅¹

- (1. 国网新疆电力公司检修公司, 新疆 乌鲁木齐 830000;
2. 新疆大学电气工程学院, 新疆 乌鲁木齐 830047;
3. 深圳市爱科赛科技股份有限公司, 广东 深圳 518000)

摘要:使用 GPS、StreetView 全景相机、室内三维移动扫描仪 IMS3D、DPI-8 手持式三维激光扫描仪的作业方法, 获取变电站室内室外设备、场景等的多角度实景照、片点云数据, 进而对获取的数据进行分析处理。然后使用 Autodesk 3d Max 工具, 对三维场景中的变电站设备、建筑及周边地形环境等按照给定的建模标准进行高精度建模。首先建立设备模型库; 再结合真实地形绘制整个变电站三维模型; 最后获得与现场一致的三维模型。

关键词:变电站三维模型; 点云数据; 3d Max

中图分类号: TM63 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2018)04-0032-05

Realization and Prospect of 3d Simulation Model of Substation Based on Point Cloud Data

Tian Xiaozhuang¹, Zhao Fenggang², Liu Haiying³, Zeng Qingsong¹, Liu Lishuai¹

- (1. State Grid Xinjiang Maintenance Company, Urumqi 830000, Xinjiang, China;
2. School of Electric Engineering, Xinjiang University, Urumqi 830047, Xinjiang, China;
3. Shenzhen Aikesai Technology Co. Ltd., Shenzhen 518000, Guangdong, China)

Abstract: Using GPS, StreetView panoramic camera, indoor 3d mobile scanner IMS3D and DPI-8 hand-held 3d laser scanner, the multi-angle real imaging and a piece of point cloud data for indoor and outdoor substation equipment are obtained and processed. Then, using Autodesk 3d Max tool, the high and fine modeling of substation equipment, construction and surrounding terrain environment in 3d scene is carried out according to the given modeling standard. The equipment model library is established, and the 3d model of the whole substation is drawn with the real terrain. Finally, the three-dimensional model is obtained.

Key words: 3d model of substation; point cloud data; 3d Max

0 引言

随着国家的发展, 中国电力网络容量不断扩大, 电网结构也更复杂。变电站作为电力系统的重要组成部分, 其维护与检测的效率与效果和电力系统的稳定运行息息相关^[1-4]。先进的检测技术与高素质运维人员能够提高变电站的运维可靠性, 国内变电站培训仿真系统主要以接线图、数字图表、设备照片

和现场录像等常规多媒体方式作为表现手段, 随着三维建模技术的进步, 变电站三维模型应用于高压设备远距离的非接触检测与变电站仿真培训系统^[5]。另一方面, 为了适应日益繁重的电力设施安全维护工作, 发展智能电网是有效的途径。通过建设智能变电站, 可通过计算机系统对变电站的各项设施运行状况进行实时监控, 在增强电网安全运行可靠性的同时避免投入大量的人力和物力。建立精细的变电站数字三维模型是建设智能变电站的基础, 目前变电站安全运维工作日益繁重的情况下, 变

基金项目: 国家自然科学基金(51467020, 51007077); 新疆维吾尔自治区自然科学基金(2017D01C085)

电站三维场景建模的实施具有很大的必要性。

采用激光扫描系统获取变电站三维点云数据,而激光扫描系统是完善三维模型高精度应用的最佳手段之一,利用点云数据软件平台的算法对获得的点云数据进行处理,从而建立与现场一致的变电站三维模型^[6-7]。点云数据的获取,国内外主要还是依靠静态扫描仪(如:Z+F/FARO)。静态扫描仪在扫描过程中需要预先布置控制点,然后在控制点的基础上进行扫描,并且是一站一站扫描,每站扫描及架站时间大概为 10 min,一个楼层 20 个房间最少需要扫描 40 站,仅扫描时间就需要 7 h 左右,这个时间不包括布置控制点及后期点云拼接时间。但是用室内三维移动扫描仪(indoor mobile scanner 3D, IMS3D)进行扫描仪需要 20 min 左右就可以完成扫描,并得到一套完整的、不需要拼接的、精度为 1cm 的点云数据。IMS3D 应用同步定位与制图算法(simultaneous location and mapping, SLAM)完全不依靠全球定位系统(global positioning system, GPS)及复杂的惯导系统就可以获取 1 cm 精度的点云数据,它是通过激光定位,同时通过激光获取数据。在移动的过程中不断地给自己定位,不断地获取数据,最后获得一套完整的点云数据,同时 IMS3D 在扫描过程中可以随意移动,不需要固定路线,不需要控制点,可以在任意点开始,任意点结束。基于即时通信管理系统(instant messaging management system, IMMS)的移动测图具有很大的优势,IMMS 提供按需进行数据更新。IMS3D 可用于反复获取相同场景的空间数据,并按照用户的要求进行更新。IMS3D 可实现作业区域的高速扫描和空间数据获取。一次获取优于 1cm 精度的空间数据成果。通过控制点实现地理参考。通过触摸屏实时监测作业动态,避免漏采数据。无需进行长时间的初始化步骤,可以极大节省作业时间。应用 StreetView 全景相机系统进行全景影像数据采集。使用全景相机采集设备随机后处理软件对采集数据进行全自动的结算处理,最终得到结算后的轨迹和校准后的全景影像数据。实现对建筑、设施设备进行快速、准确、生动逼真的三维建模以及基础属性数据捆绑;主要工作包括:数据整理、数据转化及录入实体模型、构建、数字化场景构建工作。

1 变电站三维模型的建立

1.1 三维建模的基本流程

通过运用“三维激光扫描+实地全景拍照”的移动测图(mobile mapping)方式获取整个变电站三维建模所需的基础资料。采用 IMS3D 移动测图系统采集变电站的三维激光点云,结合 DPI-8 手持式三维激光扫描仪获取重点设置的细部三维点云,应用 StreetView 全景相机系统进行全景影像数据采集。采集变电站内关键部位的全景影像数据及属性信息,并对重点位置在影像中进行标注。在此三维激光点云数据与全景影像基础上,结合近景拍摄的相片获得纹理信息,再采用 3d Max 软件进行三维建模。

1.2 所用设备简介

- 1) StreetView 采集全景影像数据
- StreetView 全景相机系统是一套完整的全景影像采集系统,包括从记录显示所有的步骤,无需额外的部分或开发。相机可记录 30 M 像素分辨率和每秒 7 帧的影像。3 种记录模式可供选择:通过距离、时间和手动方式。所包含的全球导航卫星系统(global navigation satellite system, GNSS)接收器包括 4 个独立的高精度 GPS 测量世界各地。专用硬件调平传感器补偿相机在拍摄过程的倾斜畸变。在处理每一个全景图时,自动调平并有经纬度、海拔高度、方向、GPS 日期和时间以及本地日期和时间的充分地理参考,因此全景图与地理信息系统(geographic information system, GIS)组成一套解决方案。
- 2) IMS3D 采集三维激光点云数据
- 利用 IMS3D 移动测图系统采集变电站的三维激光点云,作为原始数据存储入库。IMS3D 可以在没有 GPS 的情况下,使用 SLAM 算法,采集点云数据。使用 IMS3D 移动测图系统获取二维地图数据,并记录激光雷达(light detection and ranging, LIDAR)的时间位置信息,然后建立彩色的三维点云图^[8]。
- 细部精细扫描利用 DPI-8 手持三维扫描仪对重点设施的细部进行精细三维激光点云采集,作为原始数据存储入库。DPI-8 作为三维数据的快速获取、易于应用的手持三维激光扫描仪,是专门为追求工作的高效率、数据的高品质、成果的即采即得的

专业人员而设计。DPI-8 搭载 Phi. 3D 三维数据成像系统可直接将采集的点云进行实时加载、处理、显示和存储^[9]。

3) 三维建模软件 3d Max

3d Max 是目前世界上使用最广泛的专业 3D 建模、动画和图像制作软件^[10]。3d Max 是 3D Studio Max 的简称,是 Autodesk 公司 Discreet 分公司推出的一款功能强大的三维设计软件,对变电站的应用最有优势的是 2015 版,不仅可以读取点云资料,还可以让点云被呈现出来,利用点云(point cloud)显示可让模型师在视觉上更加精确且工作效率更高,如图 2 所示。



图 1 IMS3D 室内三维移动扫描仪(左)和 DPI-8 手持三维扫描仪(右)

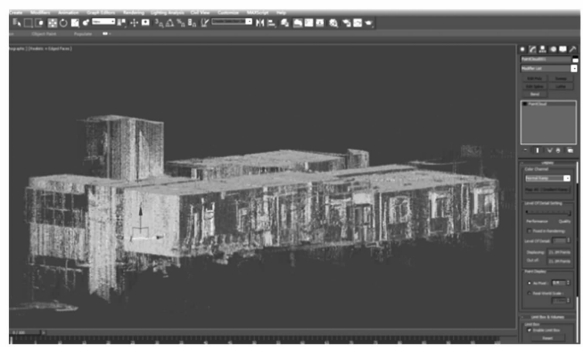


图 2 点云参考建模功能

2 变电站三维模型的实现

2.1 卫星遥感影像的获取

获取变电站所在区域内的设备、建筑及周边输电线路廊道 1000 m 带宽,长 5 km 的正摄影像图、数字高程模型(digital elevation model, DEM)、数字表

面模型(digital surface model, DSM),通过数字正射影像图(digital orthophoto map, DOM)处理将其作为纹理图片贴于数字高程模型模拟的三维地形表面^[11],提高三维地形仿真的真实感,建立设备模型库 DOM 采用 0.8 m 分辨率的卫星遥感影像来达到高精细的建模要求^[12]。

2.2 全景影像采集及数据处理

应用 StreetView 全景相机系统进行全景影像数据采集。采集变电站内关键部位的全景影像数据及属性信息,并对重点位置在影像中进行标注。使用全景相机采集设备随机后处理软件对采集数据进行全自动的结算处理,最终得到结算后的轨迹和校准后的全景影像数据。针对问题数据,及时重采补采。将文字注释、图片、语音视频等与全景影像链接。将全景影像资料以发布服务的方式(IIS 或 tomcat)发布成 Web 服务,并按照“一点一址”的原则提供 URL 信息,须确保 URL 通过浏览器打开时不需要登陆即直接能看到清晰正确的影像。

2.3 变电站高精度三维激光点云获取

利用 IMS3D 采集变电站的三维激光点云,作为原始数据存储入库。IMS3D 能够精确采集室内外点云数据。在仪器扫描时,获取所有可见的设备位置数据,并记录光学数据,再建立彩色的三维点云数据。对一些 IMS3D 无法进入扫描的场景,采用 DPI-8 手持式三维激光扫描仪进行设备细部结构的扫描,作为 IMS3D 的补充。

2.4 三维模型建立

1) 变电站三维模型制作方式

变电站的整体采用高级建模多边形(Polygon)建模方法制作,3d Max 中多边形建模方式占用的计算机内存小,操作简单。制作复杂表面时,表面可任意分割放大,在绝缘子串的建模时可以很好地体现优势。变电站模型的制作步骤可分为数据处理、建模两大部分。数量处理、建模流程如图 3 所示。部分模型库如图 4 所示。

变电站主要采用单体建模方式,首先通过每个零部件的构建,组成自己的模型库,实现多次复用,在复用基础上依据点云位置实现精确复用。图 5 为以变电站的绝缘子为例的模型,3d Max 软件可将其进行精细化,也可以进行多对象组的复制粘贴,节省

很多时间。

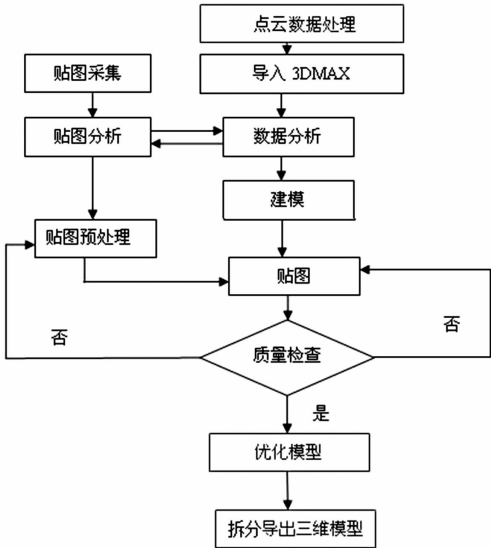


图 3 数据处理、建模流程

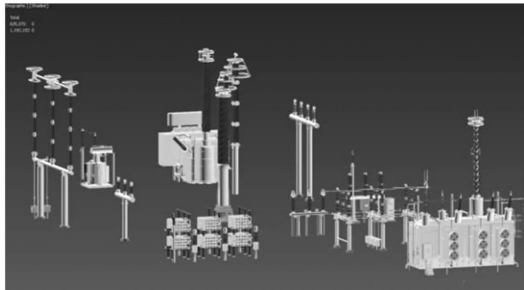


图 4 部分模型库

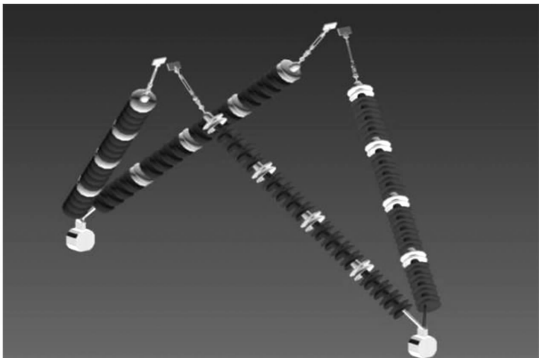


图 5 绝缘子模型

2) 变电站三维模型的生成

经过变电站激光点云数据的获取和变电站内部电气设备的建模,再将拍到的场景照片映射到变电站的模型上,如图 6 所示。全景影像数据,结合 3d Max 制作的高精度模型,可以创造出高精度、高美观度的变电站三维场景。图 7 示例了 3 所不同的变电站从点云数据图到最后的三维全景模型。通过放大可以查看任意一个变压器模型,如图 8 所示;选中这

个变压器,会显示变压器的参数,如图 9 所示。

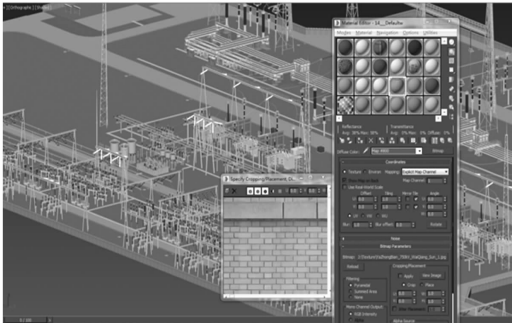


图 6 视图色彩的添加演示

3 展 望

- 1)实现基于三维可视化系统应用,利用现代通信技术将电力系统各设备三维模型和通信系统连接起来,实现电力系统的信息化。
- 2)实现运行参数的可视化,变电站现场异常监控,在三维虚拟场景中接入实时监测数据,同时在三维环境中加入实际监测装置,仪器仪表模型显示数据与实际一致。完成对变电站内各类异常情况的监控报警,系统通过在线监测数据,对阈值设定、辨识结果进行分析,并对异常状态进行各类报警提示^[13]。
- (3)与各业务系统集成,实现三维综合监控。可与生产管理系统(production management system, PMS)交互,在设备三维模型上实时显示设备信息。

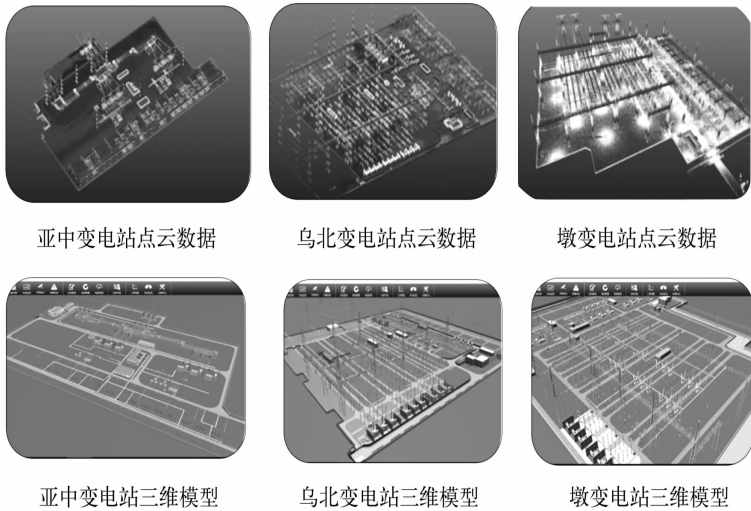


图7 变电站点云数据与三维全景模型

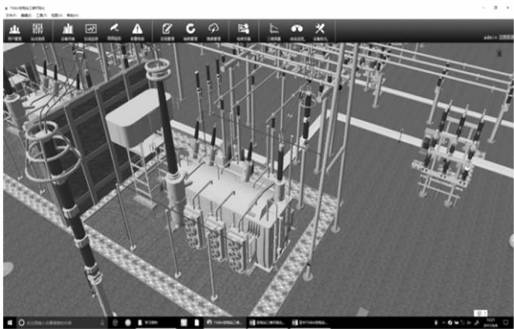


图8 变压器三维模型

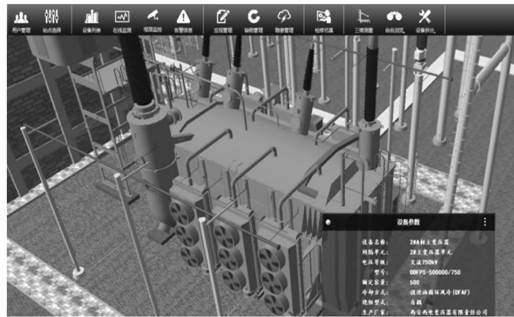


图9 变压器设备参数

采用三维可视化技术手段,可以直观、准确、快速地为实时数据提供直观的表现,电网的运维人员在三维系统的基础上查看和管理实时状态和数据将更加方便,定位更加准确。

参考文献

[1] 霍沫霖,单葆国. 欧洲智能用电发展综述及启示[J]. 中国电力,2012,45(11):91-95.

[2] 彭小圣,邓迪元,程时杰,等. 面向智能电网应用的电力大数据关键技术[J]. 中国电机报,2015,35(3):503-511.

[3] 张东霞,姚良忠,马文媛. 中外智能电网发展战略[J]. 中国电机工程学报,2013,33(31):1-14.

[4] 张东霞,苗新,刘丽平,等. 智能电网大数据技术发展研究[J]. 中国电机工程学报,2015,35(1):2-11.

[5] 王仁德,杜勇,沈小军. 变电站三维建模方法现状及展望[J]. 华北电力技术,2015(2):19-23.

[6] 高绍伟,薄志毅,王晓龙. 利用三维激光点云数据绘制地形图[J]. 测绘通报,2014(3):67-70.

[7] 谢晓娜,常政威,冯世林. 变电站视频监控系统三维智能布点软件开发与应用[J]. 四川电力技术,2015,38(3):8-11.

[8] 彭检贵,马洪超,高广,等. 利用机载 LiDAR 点云数据提取城区道路[J]. 测绘通报,2012(9):16-19.

[9] 罗先波,钟约先,李仁举. 三维扫描系统中的数据配准技术[J]. 清华大学学报(自然科学版),2004,44(8):1104-1106.

[10] 赵春林. 基于三维全景快速建模的变电站可视化的研究和应用[D]. 威海:山东大学,2013.

[11] 张云龙,杨松林,罗晓燕,等. 北斗/GPS 抗差移动窗口定权位移探测[J]. 测绘学报,2016,45(S2):72-81.

[12] 彭维吉,李孝雁,黄飒. 基于地面三维激光扫描技术的快速地形图测绘[J]. 测绘通报,2013(3):70-72.

[13] 闫阳阳,李永强,王英杰,等. 三维激光点云联合无人机影像的三维场景重建研究[J]. 测绘通报,2016(1):84-87.

作者简介:

田小壮(1972),高级工程师,研究方向为变电运维;
赵丰刚(1993),硕士研究生,研究方向为 EAP 材料电学特性研究。

(收稿日期:2018-04-04)

交直流互联系统附加控制器设计综述

王 磊,胡永银,张 珂

(国网四川省电力公司技能培训中心,四川 成都 611133)

摘 要:附加控制器是提高交流系统低频振荡的阻尼和改善交直流互联系统暂态稳定性的一种有效方式。概述了基于不同控制理论的附加控制器,并且介绍了附加控制器与励磁调节器、电力系统稳定器、灵活交流输电系统的协调控制。最后对交直流互联系统附加控制器的未来进行了展望。

关键词:附加控制器;励磁调节器;电力系统稳定器(PSS);灵活交流输电系统(FACTS);协调控制

中图分类号:TM721.1 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2018)04-0037-07

Overview of Additional Controller Design in AC/DC Interconnected Power System

Wang Lei, Hu Yongyin, Zhang Ke

(Skill Training Center of State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 611133, Sichuan, China)

Abstract: Additional controller is the effective way in increasing the damping of low-frequency oscillation in AC system and improving the transient stability in AC/DC interconnected power system. The additional controller based on different control theory is summarized, and the coordinated control of additional controller with excitation regulator, power system stabilizer, and flexible AC transmission system is introduced. Finally, the future of additional controller in AC/DC interconnected power system is prospected.

Key words: additional controller; excitation regulator; power system stabilizer (PSS); flexible AC transmission system (FACTS); coordinated control

0 引 言

自 1976 年美国西太平洋联络线成功采用直流附加控制阻尼互联交流联络线功率振荡以来,已经过去了 40 年。利用高压直流输电(high voltage direct current, HVDC)系统特有的附加控制功能抑制交直流互联系统的区间低频振荡在行业内已经形成了共识,但由于实际直流输电工程的传输容量以及与之相连的交流系统强度和对附加控制器的控制功能要求等条件不尽相同,所以根据它们自身特点设计的附加控制器各不相同,或者说没有一个通用的附加控制器设计方案^[1]。

中国典型的应用直流附加控制器的直流工程中,三峡—常州直流工程中的附加控制作为功率紧急支援使用;贵州—广州 I & II 和天生桥—广州直

流工程中的附加控制作为功率调制使用;葛洲坝—南桥直流工程中的附加控制作为无功调制使用;高岭背靠背直流工程中的附加控制则作为抑制次同步振荡使用。

附加控制器的设计理论从最初的基于比例积分(proportional integration, PI)到基于非线性控制理论,再发展到基于人工智能控制理论。其中的基于非线性控制理论的附加控制器相比于传统的 PI 控制器更能够反映电力系统实际运行的特性。所以非线性控制理论中的变结构理论、自适应控制理论、鲁棒控制理论等在附加控制器设计中越来越受到重视。同时,在同一个交直流互联系统中,由于安装了不同的附加控制器,各控制器之间通常会有一定的耦合,所以要想让这些附加控制器能够发挥各自的功能而又能将相互间的影响降到最低,相互间的协调控制必不可少。因此下面还研究了直流附加控制

器与励磁调节器、电力系统稳定器(power system stabilizer, PSS)、灵活交流输电系统(flexible AC transmission system, FACTS)之间的协调控制。最后对附加控制器的前景进行了展望。

1 交直流互联系统的拓扑模型

通常附加控制器的输入信号采用与直流系统相连的交流系统的信号,比如电流、电压、频率等,具体选择哪个信号由控制目标和系统的特性来决定。然后将这些反应系统异常的信号按照一定的控制理论处理后再作为直流系统的输入量,进而调节直流系统的输出量^[2]。

典型的交直流互联系统如图1所示。

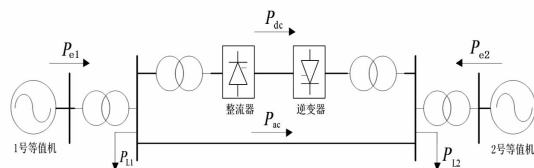


图1 交直流互联输电系统结构

其中:两个不同容量的电力系统分别用等值发电机1和2区分,等值发电机1和2的负荷用 P_{L1} 与 P_{L2} 表示;交流系统传输功率由 P_{ac} 表示,直流系统传输的功率由 P_{dc} 表示; P_{e1} 表示等值发电机1的电磁功率, P_{e2} 表示等值发电机2的电磁功率; E_1 、 E_2 分别是等值发电机1和2的机端电压。

2 附加控制器对低频振荡的阻尼分析

根据文献[3],对于图1的交直流互联系统的等值发电机1,它的转子运动方程式为

$$H \frac{d^2 \delta_{12}}{dt^2} + D \frac{d\delta_{12}}{dt} + P_{e1} = P_0 \quad (1)$$

式中: P_0 为原动机输入的机械功率; H 为等值发电机1的转动惯量; δ_{12} 为两台等值发电机间的功角差。

当与直流系统互联的交流系统发生扰动时,先假设发电机1输入机械功率不发生变化,则它的小扰动运动方程式为:

$$H \frac{d^2 \Delta \delta_{12}}{dt^2} + D \frac{d\Delta \delta_{12}}{dt} + \Delta P_{e1} = 0 \quad (2)$$

$$P_{e1} = P_{dc} + P_{ac} + P_{L1} \quad (3)$$

$$P_{ac} = \frac{E_1 E_2}{X} \sin \delta_{12} \quad (4)$$

式中, X 为等值发电机1号和2号之间的等值电抗。将式(4)带入(3)可得

$$P_{e1} = P_{dc} + \frac{E_1 E_2}{X} \sin \delta_{12} + P_{L1} \quad (5)$$

由式(5)可知 ΔP_{e1} 与 δ_{12} 、发电机1的电势 E_1 和直流传输功率 P_{dc} 均有关系,恰当地调节 E_1 和 P_{dc} 均能改善系统的稳定性。当忽略等值发电机的自动励磁调节作用时,假设直流传输功率 P_{dc} 按 δ_{12} 和它的导数进行变化,如果不考虑 P_{dc} 调节的时间常数,则 ΔP_{e1} 可由式(6)表示:

$$\Delta P_{e1} = \frac{dP_{e1}}{d\delta_{12}} \Delta \delta_{12} + K_1 \Delta \delta_{12} + K_2 \frac{d\Delta \delta_{12}}{dt} \quad (6)$$

式中: K_1 和 K_2 均为 P_{e1} 对调节信号的增益; $\frac{dP_{e1}}{d\delta_{12}}$ 为无自动励磁调节时的同步功率系数。于是式(2)的小扰动方程式修改为

$$H \frac{d^2 \Delta \delta_{12}}{dt^2} + (D + K_2) \frac{d\Delta \delta_{12}}{dt} + (\frac{dP_{e1}}{d\delta_{12}} + K_1) \Delta \delta_{12} = 0 \quad (7)$$

式中: $D + K_2$ 为存在 P_{dc} 调节时的阻尼系数; $\frac{dP_{e1}}{d\delta_{12}} + K_1$ 为等效同步功率系数。

式(7)对应的状态方程为

$$\left. \begin{aligned} \frac{d\Delta \delta_{12}}{dt} &= \Delta w_{12} \\ \frac{d\Delta w_{12}}{dt} &= -\frac{dP_{e1}/dt + K_1}{H} \Delta \delta_{12} - \frac{D + K_2}{H} \Delta w_{12} \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

A矩阵如下所示:

$$A = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -\frac{dP_{e1}/dt + K_1}{H} & -\frac{D + K_2}{H} \end{bmatrix}$$

它的特征值为

$$p_{12} = -\frac{D + K_2}{2H} \pm \sqrt{\left(\frac{D + K_2}{2H}\right)^2 - \frac{dP_{e1}/dt + K_1}{H}} \quad (9)$$

由特征值推导出系统的稳定条件为: $D + K_2 > 0$ 和 $\frac{dP_{e1}}{d\delta_{12}} + K_1 > 0$ 。

由此可知,直流功率 P_{dc} 按 δ_{12} 的偏差变化可改善等效的同步功率系数,按导数变化可以增加系统阻尼,合理地调节参数 K_1 和 K_2 ,可以适当地改善交流系统的暂态稳定性,以上就是附加控制器的基本原理。

直流附加控制器的原理是在基本控制器的主控制级的功率给定值 P_{ref0} 中加入功率调制信号 P_{mod} , 从而使参考值获得一个新的整定值 P_{ref} , 如图 2 所示。

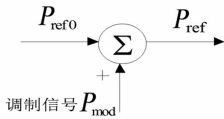


图 2 附加控制器的主控制原理

直流附加控制又称直流调制, 按照功能来分主要包括功率调制、频率调制、无功调制等。其中功率调制分为大方式调制和小方式调制, 而频率调制分为单侧频率调制和双侧频率调制, 以双侧频率调制为例说明直流调制的基本原理。包含附加控制器的 HVDC 输电系统总体原理控制框图如图 3 所示, 其中虚线框部分是双侧频率调制的附加控制器。

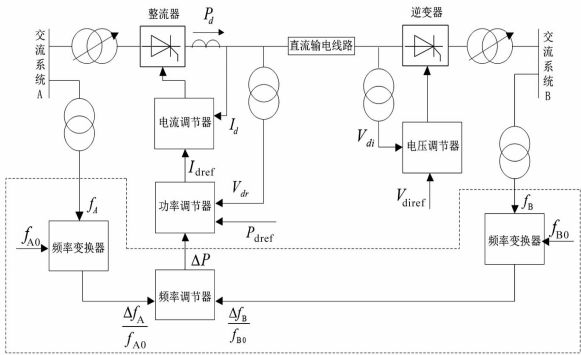


图 3 总体原理控制框

由图 3 可知, 假设交流系统 A 和 B 的额定频率分别是 f_{A0} 和 f_{B0} 。正常运行时直流功率从系统 A 传输到系统 B。 Δf_A 、 Δf_B 各自为母线 A、B 上的频率偏移量。整流与逆变侧的频率变换器各自测量自身的相对频率偏差 $\frac{\Delta f_A}{f_{A0}}$ 和 $\frac{\Delta f_B}{f_{B0}}$, 反馈量取整流和逆变侧的相对频率偏差的差: $e = \Delta f_A' - \Delta f_B' = \frac{\Delta f_A}{f_{A0}} - \frac{\Delta f_B}{f_{B0}}$, ΔP 作为附加控制加在主控制上。由于 ΔP 直接加到功率调节器上面, 能够直接改变直流传输功率的整定值, 因此能够动态地调节交流系统的频率。

3 直流附加控制器

3.1 比例积分/比例微分控制器

比例积分 (proportional integration, PI)/比例积分微分 (proportion integration differentiation, PID) 控制器的输入信号通过微分、滤波、放大、限幅等环节后输出, 直接控制传输功率的变化, 其原理图如图 4 和

图 5 所示。

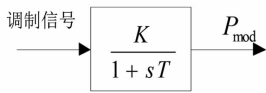


图 4 PI 型附加控制器

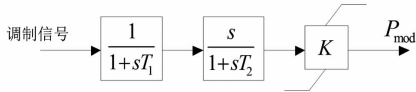


图 5 PID 型附加控制器

文献[4]基于 PID 原理设计出具有功率调制功能的附加控制器, 并且在 4 机 2 区域的模型中仿真验证了该功能。文献[5]先通过 Prony 算法在线辨识出天广交直流互联系统等值线性模型的各项参数, 然后在整流侧加入附加控制器, 对于区域间低频振荡进行抑制。文献[6-8]分别设计了采用双侧频率调制的 PI/PID 附加控制器, 分别对贵广和天广直流输电线路的暂态特性进行了研究, 仿真结果表明只要控制器参数选择恰当, 附加控制器对多馈入的区间低频振荡均有良好的抑制效果。

文献[9]基于 Mulit-Agent 协调控制理论, 对多馈入交直流互联系统采用 PI 附加控制器实现了直流功率调制的功能。文献[10-11]在 PI/PID 附加控制器基础上, 先通过状态反馈线性化方法将该系统转化为线性控制系统, 然后利用最优控制理论设计出线性二次型最优控制规律, 最后将该控制规律应用到附加控制器设计之中, 仿真结果验证了该控制器性能优于传统 PI 控制器。

然而, 传统的 PI/PID 附加控制器的核心思想是通过对控制系统的状态方程进行线性化处理。由前一节的推导可知, 只有通过设置合理的参数才能使附加控制器产生相应的控制功能。然而实际电网结构和运行条件会不断变化, 附加控制器的这些参数只能依靠大量仿真和实践经验来决定。所以基于该理论设计的附加控制器的自适应性和鲁棒性较差, 很难适应未来越来越复杂的交直流互联系统, 因此得考虑非线性附加控制器。

3.2 非线性变结构控制器

变结构控制, 又称滑动模态控制, 它是一种控制系统的设计方法, 该理论最突出的特点是对加给系统的扰动和干扰有良好的自适应性和鲁棒性。该理论是通过控制作用使系统状态轨迹线运动到适当选取的切换流形, 然后沿此切换流形渐近运动到平衡点。当系统一旦进入滑动模态运动, 在一定条件下

就对外界干扰及参数摄动具有不变性。

文献[10,12]在文献[13]只在基本控制器采用该理论设计的基础上,对附加控制器也采用变结构控制理论并取得了很好的控制效果。文献[14]在文献[12]的基础上,采用直接反馈线性化,先将原先的状态方程变成线性方程,然后通过滑动模态控制理论计算出相应的控制规律。

文献[15-16]则基于微分几何方法设计了变结构附加控制器。先采取状态反馈精确线性化理论,将原系统转化成高度能控的线性系统,再利用变结构理论推导出对应的控制器。

3.3 非线性自适应控制器

自适应控制系统的设计思想大体可分为两种类型:一种是改变可调系统的参数,使闭环系统的零极点分布始终合乎规定,该方法称为零极点补偿法或零极点分步法;另一种是改变可调系统的参数,使参考模型和可调系统输出间的差值最小,这就是通常所说的参考模型自适应控制系统。自适应控制系统能够根据运行条件修改增益,因此能够克服固定增益无法满足运行条件改变这一固有缺陷,因此具有很大的发展空间。

文献[17-18]应用该控制思想,利用递推法推导出了能够适合附加控制器设计的非线性控制规律,这种方法由于包含对系统等效阻尼系数的动态估计,因此对抑制区间低频振荡有很强的自适应性。

文献[19]将文献[20]中的自适应控制引入到附加控制器设计上,在文献[17-18]的基础上采用广域测量系统采集的全局信号作为附加控制器的输入,通过推导出自适应控制规律而设计出相应的附加控制器,在4机2区域中取得了很好的抑制区间低频振荡的效果。

文献[21]首次将自校正控制技术运用于附加控制器设计之中。先对发电机和励磁系统均采用三阶模型,而直流系统则采用准稳态模型,在此基础上,通过在线辨识获得所需控制规律的参数,然后基于广义最小方差控制和自适应控制理论设计了附加控制器,其控制效果在4机2区域中得到了很好的展现。文献[22]在文献[17-18]的基础上将反步法应用于多馈入的交直流互联系统的附加控制器的设计中,在IEEE 39节点模型中验证了它的控制功能。

3.4 鲁棒控制器

所谓鲁棒控制即在建立数学模型和设计控制器

的过程中考虑不确定因素的影响,控制器的设计基于不确定性的信息但又能满足某一期望指标的控制方法。

文献[23]在交直流互联系统的模型中首次引入微分几何方法,提出换流器可以采用非线性附加控制器的设计方法,对于以后的附加控制器的设计起到了开拓作用。但是在研究交直流互联系统稳定控制时,没有考虑直流线路的动态特性,而把对直流功率的调节视为一阶惯性环节来设计控制率,或者说是设计过程中忽略了系统的不确定性。

所以文献[24-25]在文献[23]的基础上,考虑了交直流互联系统各部分的动态特性,同时直流系统采用改进的响应模型,推导出一个五阶非仿射非线性数学模型,再对模型进行反馈线性化,设计出具有一定鲁棒性的附加控制器。文献[26]则采用微分几何理论先将实际系统进行精确线性化处理,再将鲁棒 H_∞ 理论应用于该线性化系统,从而设计出具有较强鲁棒性的附加控制器。

文献[27-28]基于直接反馈线性化方法和 H_∞ 控制理论推导出交直流互联系统的状态方程,其中的未知量反馈系数则通过 MATLAB 工具箱求解,在控制规律基础上再设计出相应的具有一定鲁棒性和适应性的控制器。文献[29]在微分几何方法和 H_∞ 控制理论的基础上,推导出了一种适合交直流互联系统的非线性鲁棒控制器的规律。

文献[30-31]则基于 Lyapunov 函数直接推导出反映交直流互联系统的动态响应控制规律,所设计的附加控制器除了采用常规的角速度差作为输入信号外,还增加了功角差和功率偏差两个输入信号,仿真证明了该控制器对于抑制区间低频振荡效果优于传统的 PI 控制器。

3.5 智能控制器

智能控制主要包括分级递阶智能控制、专家控制、模糊控制以及基于神经网络控制等。以应用较多的模糊控制为例说明,模糊控制是以模糊集合论、模糊语言变量以及模糊逻辑推理为基础的一种计算机数字控制理论。模糊控制在复杂系统的建模和控制方面有着诸多优势,比如不需要知道被控对象的精确模型,易于实现对具有不确定性的对象和具有强非线性的对象进行控制,对被控对象特性参数的变化具有较强的鲁棒性,对控制系统受到的干扰具有较强的抑制能力等。

文献[32]通过将模糊控制理论与神经网络算法结合在一起,设计出模糊神经附加控制器用以阻尼区间低频振荡。而文献[3, 33 - 36]则将 PID 控制和模糊控制两者的优点结合起来,设计出基于模糊自适应的 PID 附加控制器,仿真表明该附加控制器对于阻尼互联交流系统的低频振荡效果明显。文献[37]在模糊逻辑控制器基础上,将 Bang - bang 控制思想和能量函数法应用在附加控制器的设计之中,仿真验证了该套理论的正确性。

3.6 其他控制器

主要有从降低系统振荡能量角度方面考虑而设计出的附加控制器。文献[38 - 39]采用广域测量系统和相量量测单元技术对全局信号进行采集,再通过对系统进行等值,然后从广义哈密尔顿系统理论能够描述系统的能量特性这一点出发,同时考虑到交直流互联系统的内在结构和耗散特性,最终设计出能够提高交流系统暂态稳定性的附加控制器。

4 附加控制器与其他控制器的协调控制

4.1 附加控制器与励磁调节器的协调控制

文献[40]基于暂态能量下降法和模糊逻辑控制理论,设计出基于整流侧触发角控制和发电机励磁控制的模糊协调阻尼控制器,在 4 机 2 区域和 8 机 36 母线测试系统中验证它的良好功能。文献[41]先通过耦合发电机励磁控制系统与 HVDC 控制系统,再利用多指标非线性控制理论寻找到两个系统协调控制的规律,进而设计出相应的协调控制器,并在仿真中验证了该理论的可行性。

文献[42]则基于系统惯量中心和广域测量系统,对发电机励磁控制和直流附加控制器同时采用非线性鲁棒控制,还对两种控制进行了协调,其控制效果优于通用励磁控制器和传统附加控制器的组合。文献[43]在多馈入交直流互联系统中,通过先将控制系统分为交直流协调层和直流协调层,其中的交直流协调层主要负责直流附加控制器与其接近的发电机励磁控制之间的协调。由于在推导交流协调控制规律时应用了最优变目标控制理论,使得该协调控制规律具有一定的跟踪能力和自适应功能,仿真验证效果较好。文献[44]也在多馈入交直流互联系统中,设计了基于模糊控制理论的发电机励磁附加控制器和直流调制附加控制器,对两个控制

器的参数采用了遗传算法和序优化遗传算法,通过对比仿真效果后,得出采用序优化遗传算法进行的参数协调优化方法的鲁棒性较一般的遗传算法要好很多。

4.2 附加控制器与电力系统稳定器的协调控制

电力系统稳定器(PSS)和直流附加控制均通过借阻尼抑制交流系统的低频振荡,即两种控制是通过减弱与它们之间的弱相关的振荡模式的阻尼,来增强与它们之间强相关振荡模式的阻尼。PSS 与直流附加控制均是通过改变增益进而达到重新分配系统的阻尼的目的。在此基础上,PSS 和直流附加控制必须协调控制,才可能确定在增强系统中重要振荡模式或阻尼较弱的振荡模式的阻尼时效果一致^[45 - 46]。

文献[47 - 48]采用 PSS 对本地低频振荡进行抑制,而直流附加控制对区域间低频振荡进行抑制的方法,同时在参与因子的基础上利用遗传算法对两者的控制参数进行了逐个优化,仿真证明了该思想的可行性。

文献[49]提出利用控制敏感因子作为选择附加控制器安装具体地点和选择输入信号的指标,通过该指标找到了 PSS 控制器和附加控制器的协调控制策略,仿真证明了该理论的正确性。文献[50]通过多次使用 Prony 算法对交直流互联系统的 PSS 控制器和附加控制器的参数进行协调优化,最终获得能够抑制区间低频振荡的最优参数。而文献[51]则在辨识系统振荡频率和阻尼比的方法上采用了改进矩阵束算法,其基本原理与文献[50]一样。

文献[52]基于参与因子和分散控制器参数设计的思想,设计出一种针对 PSS 控制器和附加控制器的协调控制方法。文献[53]在先对 PSS 控制器的参数进行了优化以便抑制本地模式的低频振荡,在此基础上,再对直流附加控制器的参数进行了优化以便抑制区间模式的低频振荡,仿真效果证明了该理论在南方电网的多馈入交直流互联系统的可行性。

4.3 附加控制器与灵活交流输电系统的协调控制

文献[54]提出了一种基于广域测量系统的灵活交流输电系统(FACTS)与 HVDC 鲁棒协调控制策略。具体是先通过选择合适的广域控制信号,结合 HVDC 附加控制器和 FACTS 广域控制器的控制功能,再通过采用 H_2/H_∞ 控制理论的多目标综合策略设计出具有一定鲁棒性的附加控制器和 FACTS

广域控制器,仿真实验验证了该理论的正确性。

1) 附加控制器与静止无功补偿器协调控制

文献[55]基于状态反馈精确线性化和最优变目标控制理论推导出了能够协调静止无功补偿器(static var compensator, SVC)和直流附加控制器的控制策略,并且设计出相应的控制器,对单机无穷大系统和3机2区域系统进行了仿真,结果表明该控制策略能够实现SVC与附加控制器的多目标协调控制。

文献[56]基于微分几何理论与变结构控制理论,先通过建立交直流互联系统的数学模型,再利用精确线性化控制理论以及设计出相应的滑模控制器,由于该套协调控制策略考虑了SVC和附加控制器的非线性特性,故仿真结果表明该套策略能够较好地抑制区间低频振荡,提高交直流互联系统的暂态稳定性。

2) 附加控制器与可控串联补偿器的协调控制

文献[39]在交直流互联系统中加装了可控串联补偿器(thyristor controlled series compensator, TCSC),所以首先推导出含TCSC的交直流互联系统的模型,然后将广义哈密尔顿系统控制方法引入到TCSC与直流附加控制器的协调控制中,仿真实验验证了该套协调控制策略比只有附加控制器的抑制区间低频振荡的效果要好。

5 结 语

虽然最新的《电力系统安全稳定控制导则》在预防性控制和第2道防线上增加了直流系统参与电网稳定与控制的功能,并且对直流附加控制在电力系统安全3道防御体系中发挥的具体作用、影响及其在电网安全防御体系中定位有明确而清晰的阐述,但是直流附加控制器目前的实际应用还是以欧美等发达国家应用案例较多。国内运行的直流输电工程虽然大部分都具有直流调制功能,但除了个别直流工程有实际使用之外,其余大部分都处于闲置状态,因此比较缺乏直流调制工程实践经验^[57]。

考虑中国目前的电网结构以及未来的规划,西南水电已经形成多条直流输电线路与交流线路的混合对外输电系统,这客观上要求利用附加控制器来解决交流输电线路的低频振荡和故障过负荷问题;青藏直流输电系统也需要附加控制器来解决两端电

网的频率稳定问题,华东多馈入系统更需要附加控制器来改善受端电网的电压稳定问题;西北风电的外送计划还是需要附加控制器的功率/频率调制功能来抑制风电波动对送端系统频率稳定的影响。

中国电力按照西电东送、南北互供、全国联网的发展方针特别是近年来兴建了一批特高压直流输电工程,预计到2020年将会有超过20条超特高压直流线路投入投运,届时中国电网将成为世界上规模最大、电网最复杂的超特高压交直流互联输电系统。而随着交直流互联的电网规模逐年扩大,这客观上也要求直流系统能够在电力系统的稳定与控制中发挥更大的作用。积极开发和挖掘直流附加控制器的功能必然能够在维护交直流互联系统的稳定控制方面发挥巨大的作用,所以直流附加控制器的应用前景十分广阔。

参考文献

- [1] Prabha Kwder. 电力系统稳定与控制[M]. 北京:中国电力出版社, 2002: 347 - 348.
- [2] 宫改花. 高压直流输电系统控制策略的研究[D]. 太原:太原理工大学, 2007.
- [3] 陈汉雄. 高压直流输电与交直流混合系统的模糊控制及协调控制[D]. 成都:四川大学, 2003.
- [4] 洪元鑫. 基于紧急功率支援的HVDC技术研究[D]. 兰州:兰州理工大学, 2013.
- [5] 刘红超, 李兴源. 基于PRONY辨识的交直流并联输电系统直流阻尼控制的研究[J]. 中国电机工程学报, 2002, 22(7): 54 - 57.
- [6] 刘红超, 李兴源, 王路, 等. 多馈入直流输电系统中直流调制的协调优化[J]. 电网技术, 2004, 28(1): 5 - 9.
- [7] 荆勇, 洪潮, 杨晋柏, 等. 直流调制抑制南方电网区域功率振荡的研究[J]. 电网技术, 2005, 29(20): 53 - 56.
- [8] Zheng Han chu, Chen Shousun, Ni Yixin, et al. A Study of Multi-terminal DC Modulation Control[C]. IEE International Conference on Advances in Power System Control, Hong Kong, China, 1991: 615 - 620.
- [9] 刘红超. 交-直流互联电力系统的非线性模态分析和柔性协调控制[D]. 成都:四川大学, 2004.
- [10] 陈凌云. 高压直流输电系统中非线性控制策略的研究[D]. 成都:四川大学, 2003.
- [11] 李兴源, 陈凌云, 颜泉, 等. 多馈入高压直流输电系统非线性附加控制器的设计[J]. 中国电机工程学报, 2005, 25(15): 16 - 19.

- [12] 刘小江,刘天琪,刘群英.降低HVDC逆变器无功损耗的非线性附加控制[J].继电器,2005,33(7):6-9.
- [13] 陈凌云,李兴源,刘红超,等.高压直流输电系统非线性变结构控制器的设计[J].电力系统自动化,2003,27(4):6-9.
- [14] 刘小江.多馈入直流系统非线性变结构控制的研究[D].成都:四川大学,2005.
- [15] 谢云秀,王奔,赵世峰.关于交直流并列输电系统的控制策略研究[J].电气开关,2006,12(3):12-14.
- [16] 谢云秀.高压直流输电系统中换流器的非线性变结构控制[D].成都:西南交通大学,2004.
- [17] 靳岳超,梁小冰,孙会洁.交直流互联系统非线性自适应控制规律设计[J].电力自动化设备,2008,28(11):46-49.
- [18] 靳岳超.交直流互联系统的非线性自适应直流附加控制器设计[D].南宁:广西大学,2008.
- [19] 朱浩骏,兰洲,蔡泽祥,等.交直流互联系统鲁棒自适应直流功率调制[J].电力系统自动化,2006,30(7):21-26.
- [20] Marios M P, Petros A I. A Robust Adaptive Nonlinear Control Design[C]. American Control Conference, San Francisco, USA, 1993:1365-1369.
- [21] 陈干平,秦翼鸿,徐国禹.交直流并联输电系统自校正控制[J].重庆大学学报,1991,14(1):16-21.
- [22] 王茂海,孙元章,宋永华.基于反步法的多馈入直流输电系统调制控制器设计[J].中国电机工程学报,2005,25(23):7-11.
- [23] 卢强,孙元章.电力系统非线性控制[M].北京:科学出版社,1993.
- [24] 刘高原,王杰.交直流联合输电系统的鲁棒稳定控制器设计[J].中国电机工程学报,2008,28(4):23-28.
- [25] 刘高原.鲁棒稳定控制方法在交直流联合输电系统中的应用[D].上海:上海交通大学,2008.
- [26] 杜晟.高压直流输电鲁棒控制研究[D].成都:西南交通大学,2010.
- [27] 蔡超豪,高志达.高压直流输电系统的 H_2/H_∞ 附加控制器设计[J].广东电力,2005,12(18):30-33.
- [28] 蔡超豪.HVDC的非线性 H_∞ 控制[J].电网技术,2004,28(5):38-40.
- [29] 李明,梁小冰,程丽.高压直流输电系统的鲁棒非线性控制规律的设计[J].电力系统及其自动化学报,2004,16(1):19-21.
- [30] 杨帆,陈陈,王西田,等.基于李雅普诺夫函数的直流附加控制器设计[J].电网技术,2008,32(18):14-17.
- [31] Cai Hongzhi, Qu Zhihua, Gan Deqiang. A Nonlinear Robust HVDC Control for a Parallel AC/DC Power System[J]. Computers and Electrical Engineering, 2003, 29(1):135-150.
- [32] 许秀芳,李兴源,颜泉,等.改善系统暂态稳定性的HVDC模糊神经控制器[J].继电器,2004,32(11):16-19.
- [33] 陈汉雄,刘天琪.HVDC系统中换流站的辅助模糊控制[J].电网技术,2003,27(1):5-8.
- [34] 邵震霞,李兴源.HVDC紧急功率支援自适应模糊控制器设计[J].电力系统自动化,2002,10(1):1-4.
- [35] 丁一.高压直流输电系统控制的研究[D].南京:南京理工大学,2003.
- [36] 许秀芳.高压直流输电系统中智能控制理论的应用[D].成都:四川大学,2004.
- [37] 房大中,杨晓东,宋文南.提高交直流电力系统稳定性的HVDC模糊逻辑控制器[J].电力系统自动化,2002,26(6):23-27.
- [38] Shi Fang, Wang Jie. The HVDC Supplementary Control for AC/DC Interconnected Power Grid Based on Hamilton Energy Function Theory[J]. Elektronika Ir Elektrotehnika, 2014, 20(4):15-21.
- [39] 石访. Hamilton 能量函数方法研究及其在电力系统稳定控制中的应用[D].上海:上海交通大学,2013.
- [40] 徐光虎,孙衢,陈陈.HVDC模糊协调阻尼控制器的设计[J].电力系统自动化,2004,28(12):18-23.
- [41] 查中魁.基于多指标非线性控制理论的高压直流输电控制策略研究[D].南宁:广西大学,2014.
- [42] 兰洲,朱浩骏,甘德强,等.基于惯量中心动态信号的交直流互联系统稳定控制[J].电网技术,2007,31(6):14-18.
- [43] 鲜艳霞.最优变目标协调控制策略在交直流混合系统中的应用研究[D].成都:四川大学,2005.
- [44] 朱浩骏,蔡泽祥,刘皓明,等.多馈入交直流输电系统的模糊控制器协调优化算法[J].中国电机工程学报,2006,26(13):7-13.
- [45] 赵珊珊.PSS与直流调制协调作用抑制低频振荡的研究[D].北京:华北电力大学,2006.
- [46] 周艳伟.电力系统稳定器和直流输电控制系统的交互作用对低频振荡抑制效果的研究[D].南宁:广西大学,2007.
- [47] 马燕峰.交直流混合电力系统低频振荡协调稳定控制[D].保定:华北电力大学,2003.
- [48] 马燕峰,赵书强,魏清.基于遗传算法的交直流电力系统稳定器和附加控制器的协调[J].电力自动化设备,2004,24(5):75-78.
- [49] 陈实,李兴源,赵睿,等.基于控制敏感因子的PSS和直流附加控制的协调阻尼控制[J].高电压技术,2014,40(11):3577-3583.

± 1100 kV 换流站直流场防雷设计研究

王 强,包维瀚,余 波,苏 林,丁晓飞,邹家勇

(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: ±1100 kV 是特高压直流输电工程中的全新电压等级,±1100 kV 换流站设计尤其是换流站中直流场的设计面临许多全新的挑战。这里对防雷设计的方法进行了对比研究,确定使用滚球法进行防雷设计,同时提出了击距系数的取值,确定了直流场各个区域的击距。提出了 ±1100 kV 换流站直流场防雷具有 4 个方面的特殊性:较大的空气净距要求与相对较小的雷电击距的矛盾;小雷电流保护区域范围扩大;直流场空间受限;难以确定“危险剖面”。通过上述研究提出了适用于 ±1100 kV 换流站直流场,利用空间上多根相交或不相交的避雷线及耐受雷击较强的导体联合保护,构建一种具有空间层次结构的防雷方案。并提出了采用三维建模进行工程校验。

关键词: ±1100 kV 直流场;击距系数;防雷;层次结构

中图分类号: TM721.1 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003 - 6954(2018)04 - 0044 - 06

Research on Protection Design against Lightning for DC Yard of ± 1100 kV Converter Station

Wang Qiang, Bao Weihang, Yu Bo, Su Lin, Ding Xiaofei, Zou Jiayong

(Southwest Electric Power Design Institute, Chengdu 610021, Sichuan, China)

Abstract: ±1100 kV is a brand new voltage level for HVDC transmission project, the design for ±1100 kV converter station, especially for its DC yard, is full of new challenges. Different calculation methods for protection against lightning are compared, and the rolling sphere method is confirmed as the design tool, meanwhile, the strike distance factor is also proposed and then the strike distance is figured out. The particularity of the protection design against lightning for ±1100 kV DC yard is considered as below: a) the contradiction between the large air clearance requirement and the small strike distance; b) the area with small lightning protection current is enlarged; c) the space of DC yard is limited; d) it is quite difficult to figure out a "risky section". According to the above - mentioned design principles and the features of ±1100 kV DC yard, a protection plan against lightning is proposed which utilizes multiple shielding lines or conductor that can withstand large lightning current (intersected or not) to form a joint protection, and establishes a protection plan against lightning with layered structure. The proposed plan is evaluated with 3D modeling.

Key words: ±1100 kV DC yard; strike distance factor; protection against lightning; layered structure

0 引 言

±1100 kV 是直流输电工程中的全新电压等级,其过电压的抑制与绝缘配合的优化国内已经做过很多研究^[1-5],得益于这些研究确定了设备的绝缘水平,使工程进入实质阶段。然而已有的 ±1100 kV 工程有关过电压的研究大多针对内过电压或雷电侵入波,对于换流站本身的直击雷防护研究较少。

雷击是造成电力系统故障的主要原因之一。直

流换流站不同于交流变电站,主回路中很多设备都是电子设备,对雷电的耐受能力比交流系统的一次设备明显更弱^[6]。对于直击雷的防护主要目的是防止雷电流通过直击或绕击直接流过电气设备造成绝缘损坏,或者雷电流经防雷装置流入接地网带来地电位抬升对电气设备造成反击。换流站的防雷保护若采用避雷针,则小的雷电流绕开避雷针的拦截进入换流站的概率仍较大,因此对于换流站的直流开关场,必须采用密集的避雷线才能起到有效拦截小电流雷电直击的作用^[7]。对于 ±1100 kV 换流站

的雷电防护,尤其是其直流场的雷电防护而言,有很多问题亟待解决。下面首先通过对比分析目前国内常用的防雷设计方法,确定适用于 ±1100 kV 换流站直流场的设计方法,然后分析研究 ±1100 kV 换流站直流场防雷设计的特殊问题;随后提出一种具有分层结构,利用避雷线的空间位置关系实现雷电防护的方案;最后采用三维建模在工程设计中进行了实际校验。

1 ±1100 kV 换流站直流场防雷计算方法的确 定

目前国内外常见的防雷设计方法主要有:经验法^[8-9]、电气几何模型法^[8,10]、先导发展模型法^[11]以及分形分析模型法^[11]等。

1)经验法。该方法是长期存在于防雷设计历史中并且直到现在还在使用的一种方法。经验法最初可分为固定角度法和经验曲线法,后来总结发展成为了普通变电站常用的折线法。该方法的建立来自于对于比例缩微模型的直接试验经验总结^[12],其计算结果与雷电流大小无关,无法反应雷电流的影响。

2)电气几何模型法(electrical geometry model, EGM)。该方法的原理是当下行先导逼近大地或地面物体,只要到达某一击距范围内,雷击点就确定了。基于这一理论可以方便地通过几何作图确定防雷设施的位置。滚球法就是该理论的一种具体应用。击距是电气几何模型法中的重要概念,它决定了导线、避雷线、大地之间的受雷范围。击距与雷电的回击电流(return stroke current)紧密相关,目前主要有以下经验公式:

$$S = 2I + 30(1 - e^{-\frac{1}{6.8}}), (\text{Darveniza})$$

(1)

$$S = 10I^{0.65}, (\text{Love})$$

(2)

$$S = 9.4I^{\frac{2}{3}}, (\text{Whitehead})$$

(3)

$$S = 8I^{0.65}, (\text{IEEE})$$

(4)

$$S = 3.3I^{0.78}, (\text{Suzuki})$$

(5)

式中: I 为回击电流,A; S 为击距,m。

结合换流站常见的最大允许雷电流。不同的公式所确定的击距差异较大^[13]。

根据国内换流站设计工程经验,一般按照文献[8]计算击距:

$$S = 8kI^{0.65},$$

(6)

式中, k 为击距系数。IEEE 中规定对于避雷线, k 取

1;对于避雷针, k 取 1.2。但是对于系数 k 的选取并不是一成不变的,它还将受到导体高度等多种因素的影响^[13]。

3)先导发展模型法(leader progression model, LPM)。该方法是基于雷电观察和长间隙放电试验的成果^[14],基本思想是在雷电先导向下发展的过程中,当地面物体的场强超过一定值时,会在地面物体产生迎面先导。随着上、下行先导的发展,当两者间的场强超过空气间隙的临界击穿场强时,即发生雷击。该方法物理意义清晰,具有优势。但是由于缺少试验和运行数据的验证,对于先导发展模型的判据存在不同观点^[15-16],许多计算参数也不尽相同,计算结果相差很大,工程实际中不宜使用。

4)分形模型法。分形理论是 20 世纪 70 年代发展起来的一门新兴科学。分形模型的关键参数是雷电通道的分形维数,主要通过分析世纪雷电放电图片来得到^[17]。

以上方法应用于直流场的防雷设计,最直接的体现便是确定避雷线的间距。来自清华大学的团队曾经依托 ±800 kV 奉贤换流站工程对 4 种方法进行了比较^[18]。表 1 为文献[18]中根据不同方法计算出的避雷线间距(此间距约等于击距的 2 倍)。

表 1 不同方法计算的避雷线间距比较

耐雷水平	折线法	滚球法	先导发展模型	分形模型
	/m	/m	/m	/m
0.5	46	9.2	12.0	11.6
1	46	14.4	17.0	16.1
1.5	46	18.7	20.8	20.3
5	46	41.0	36.4	33.4
10	46	64.3	62.0	55.9

表 1 中,滚球法计算的击距系数都按 0.9 考虑。由表 1 可以看出,对于小雷电流,滚球法计算出的结果较为保守,而对于较大雷电流则其计算结果与其他方法趋于一致。

经过对不同防雷计算方法的分析,认为滚球法的防雷计算可靠性较高,且工程设计易于施行,推荐应用滚球法进行 ±1100 kV 直流场的防雷设计。推荐滚球法的击距计算引入系数 k_s ,将式(6)修正为

$$S = 8kk_sI^{0.65}$$

(7)

系数 k_s 取值如下:

$$k_s = \begin{cases} 1, I < 5 \text{ kA} \\ 0.9, I \geq 5 \text{ kA} \end{cases}$$

根据以上原则,±1100 kV 换流站直流场的最大允许雷电流与对应的击距如表 2。

表 2 直流场雷击电流与击距

序号	保护区域	最大允许雷击电流/kA	雷电流击距/m
1	直流极母线(包括平波电抗器、直流滤波器电容器构架)	10	32.20
2	金属回路转换母线,从中性母线隔离刀闸起	10	32.20
3	中性母线,包括平波电抗器、从平波电抗器到中性母线隔离刀闸,包括 DCF 低压设备	5	20.50
4	中性母线隔离刀闸到第 1 基接地极线路杆塔	5	20.50
5	换流器旁通开关和隔离刀闸	2	12.55
6	中性母线,从穿墙套管到平波电抗器	2	12.55
7	极母线,从穿墙套管到平波电抗器	2	12.55

2 ±1100 kV 换流站直流场防雷设计的特殊问题分析

由于电压等级的提升,设备的外绝缘成为了限制设备制造的瓶颈,即使制造出了 ±1100 kV 的户外设备,其巨大的外形尺寸也会更加容易受到环境条件的影响,增加了运行的不可靠性。因此 ±1100 kV 宜采用户内直流场,将高电压设备布置于户内,从而通过优化电极形状有效地降低设备制造难度。目前建设中的 ±1100 kV 昌吉—古泉特高压直流工程的直流场均采用户内直流场,在直流场的设计过程中,综合考虑了空气净距、运行方式、检修需求、资源友好、经济适用等需求后,直流场的防雷设计可能面临以下新问题。

1)空气净距与击距的矛盾

根据 ±1100 kV 直流场绝缘配合与空气净距计算的结论, ±1100 kV 导体对地的空气净距取值应为 16 ~ 18 m。若 ±1100 kV 等级导体附近存在最大允许雷击电流为 2 kA 的区域,则根据表 2 该区域的雷电流击距为 12.55 m,即两根平行避雷线间的最大距离不得超过 25.1 m。由于直流场不同电压等级导体交错,两根避雷线间可能存在高压导体,空气净距的要求不允许两根避雷线相互靠近;而为了保护下方的小雷电流区域,雷电击距的要求又不允许两根避雷线互相远离。

2)小雷击电流(≤2 kA)范围扩大

直流场防雷设计的难点主要在小雷击电流(≤2 kA)保护区域,该区域雷电流击距小,避雷线要求密集,而又往往受限于场地或带电距离等。图 1 示意了常规 ±800 kV 换流站小雷电流保护区域。

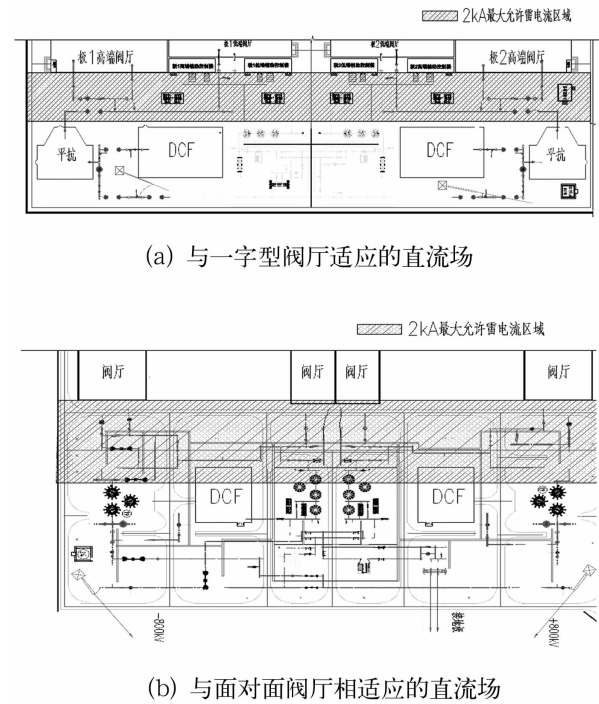


图 1 ±800 kV 直流场小雷电流保护区

由图 1 可以看出,以往 ±800 kV 直流场 2 kA 及以下雷击电流保护区域大都位于阀厅与直流场衔接的矩形区域。这是因为 2 kA 雷电流保护区域主要位于平波电抗器到阀厅直流穿墙套管之间的区域。如此布置使得防雷设计较为简单,因为其一,该区域远离极线出线,不受高压直流出线及引下线的电气距离限制;其二,小雷电流保护区域较为集中,易于避雷线的集中布置。

对于 ±1100 kV 直流场,其小雷电流保护区域分布大不相同。以与一字型阀厅布置相适应的 ±1100 kV 直流场为例,由于设备制造的限制采用了户内直流场方案,为了让极线出线远离控制楼便将极线朝外侧布置,这样将直流滤波器高压侧布置到了户内直流场靠近控制楼的一侧。又由于户内直流滤波器半压检修的需要,不得不将高低端阀厅间的联络母线(±550 kV 等级)朝外侧布置,造成 2 kA 防雷保护区域贯穿整个直流场。图 2 示意了 ±1100 kV 直流场 2 kA 雷击电流的保护区域。

如图 2 所示, ±1100 kV 直流场的小雷电流保护区域(表 2 中 2 kA 区域)扩大为深色区域。无论横向还是纵向,该区域都有很大程度的延展,且部分

区域距离 $\pm 1100\text{ kV}$ 极线出线很近,该区域防雷面临空气净距与击距互相制约的困难局面。

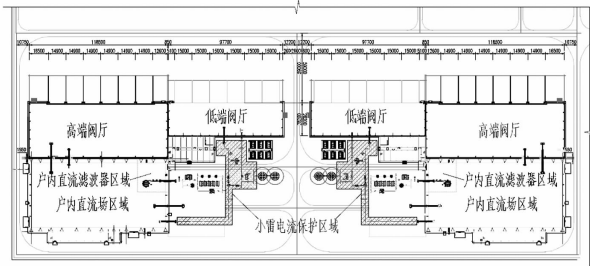


图 2 $\pm 1100\text{ kV}$ 直流场小雷电流保护区

3) 直流场空间受限

$\pm 1100\text{ kV}$ 直流场的空气净距(户内 13 ~ 15 m, 户外 18 m)明显较 $\pm 800\text{ kV}$ 直流场(9 m)增大,且采用了户内方案也会带来建筑物增加,因此似乎 $\pm 1100\text{ kV}$ 直流场的占地理所当然地比 $\pm 800\text{ kV}$ 直流场大很多。但是由于 $\pm 1100\text{ kV}$ 工程投资浩大,在科研与设计过程中节省投资、节约用地是优化重点。 $\pm 1100\text{ kV}$ 直流场占地与近期 $\pm 800\text{ kV}$ 换流站对比见表 3。

表 3 直流场占地对比表

换流站名称	尺寸	占地/hm ²
$\pm 1100\text{ kV}$ 古泉站	480 m × 86 m	4.12
$\pm 800\text{ kV}$ 泰州站	399.5 m × 100 m	3.99
$\pm 800\text{ kV}$ 临沂站	311.75 m × 122 m	3.80

可以看出 $\pm 1100\text{ kV}$ 古泉换流站直流场的占地面积仅比 $\pm 800\text{ kV}$ 直流场增加约 1000 m²,足以见得 $\pm 1100\text{ kV}$ 直流场布置的紧凑程度。直流场空间的限制使得避雷线塔难以设置。

4) “危险剖面”难以确定

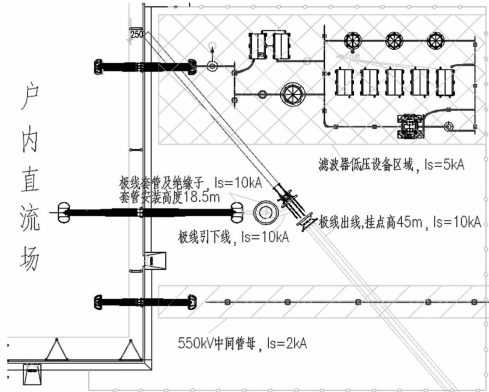
通常多根避雷线会被用来保护同一个区域,若这些避雷线组成一个平面上的规则图形(例如矩形、三角形),则可以方便地找到一个“危险剖面”从而快速完成滚球法防雷计算。但是在 $\pm 1100\text{ kV}$ 直流场的防雷设计中,为了克服所提的种种困难,在多根避雷线的协同保护设计过程中,可能会考虑将多根避雷线设置成空间上彼此不相交的形式,对于这类避雷线用滚球法校验,是难以通过解析或是作图的方式确定“危险剖面”的,防雷设计的校验需要寻找新的方法。

3 $\pm 1100\text{ kV}$ 换流站直流场防雷设计方案的提出

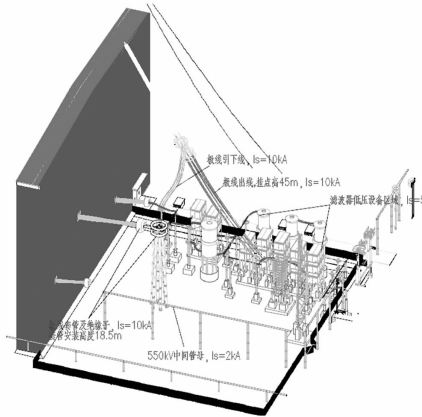
针对 $\pm 1100\text{ kV}$ 换流站直流场防雷设计的特殊

性,下面提出一种利用多根避雷线的空间分布以及与耐雷能力高的导体联合防雷的方案。

图 3 示意了 $\pm 1100\text{ kV}$ 换流站直流场极线出线附近的布置,这是一处重点防雷区域。



(a) $\pm 1100\text{ kV}$ 极线出线区域平面布置



(b) $\pm 1100\text{ kV}$ 极线出线区域轴测

图 3 $\pm 1100\text{ kV}$ 极线出线区域布置

如图 3 可知,上面所提的几个问题在此区域都很突出。首先,从空间上分析,该区域布置设备较多,且电压等级跨度较大,从 $\pm 1100\text{ kV}$ 、 $\pm 550\text{ kV}$ 到中性线电压等级,再加上较为复杂的滤波器低压部分均在此区域交织,使得该区域难以设置避雷线塔。其次,从空气净距分析, $\pm 550\text{ kV}$ 母线(最大允许雷电流为 2 kA)位于 $\pm 1100\text{ kV}$ 绝缘子下方,这样布置是可行的。因为 $\pm 1100\text{ kV}$ 对 $\pm 550\text{ kV}$ 只有 5.2 m 的空气净距需求,而避雷线却不能从二者之间穿过,而且 $\pm 1100\text{ kV}$ 对避雷线的空气净距需求达 16 m,因此避雷线只能从被保护区域外侧绕。

如图 4 所示,在 $h = 23\text{ m}$ 层增设避雷线 DCY - W9、DCY - W12、DCY - W14,这些避雷线满足了空气净距的要求,但是却无法防护 2 kA 的雷击(对应击距 12.55 m)。由于避雷线无法再进一步靠近被保护设备(550 kV 管母线),因此将耐受雷电雷击水平更高

的导体(极线出线、极线引下线)考虑成保护导体。

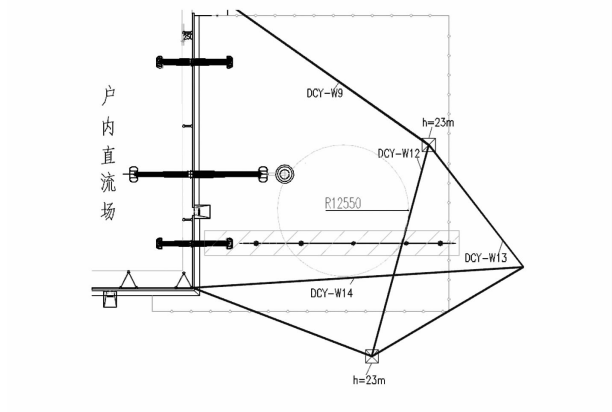


图 4 ±1100 kV 极线出线区域的避雷线设置

如图 5 所示,将极线及其引下线也纳入防雷保护导体。

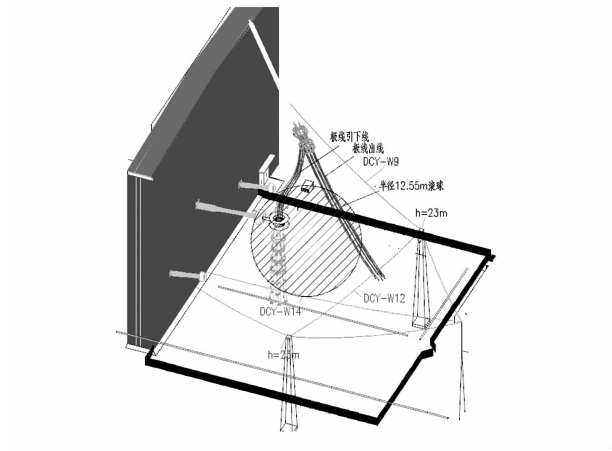


图 5 引入极线及其引下线的防雷方案

图 5 中,极线出线、极线引下线与避雷线 DCY-W9、DCY-W12、DCY-W14 几根空间上不相交的保护线共同保护了下方 2 kA 的防雷区域。对于滤波器等低压设备(最大允许雷电流为 5 kA)同样可以利用极线出线进行保护。而极线出线本身由其上方 65 m 高的避雷线保护。

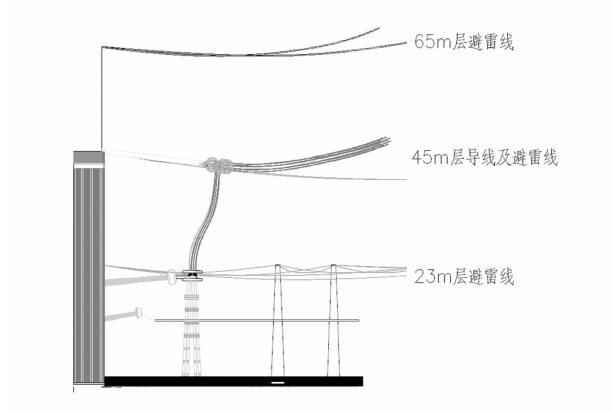


图 6 防雷方案的分层结构

如图 6 所示,±1100 kV 直流场的防雷方案充分利用了空间中不相交保护线(导线与避雷线)的特性,彻底地发挥了滚球法的效用,最终提出了一种具有分层结构的防雷方案。

4 ±1100 kV 换流站直流场防雷设计方案的校验

对所提方案进行校验计算时,由于无法确定“危险剖面”,无论从理论分析还是从作图分析都难以实现。因此建立了设备与导体的比例三维模型,见图 7。

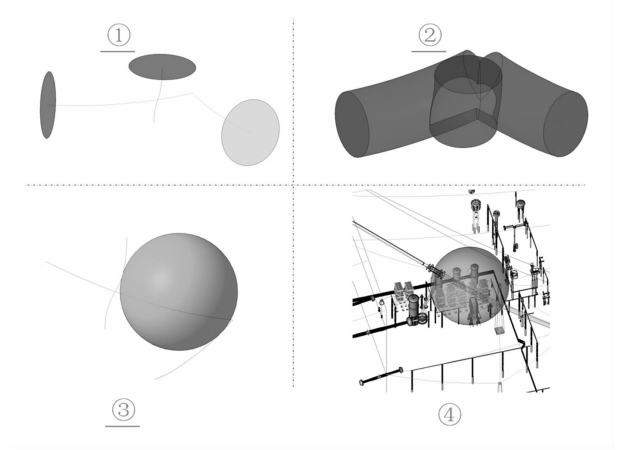


图 7 防雷方案的三维校验

如图 7 所示,在三维模型中,首先确定做出参与联合保护的多根导体为中心,以击距为半径的“管道”,多根管道在空间中的交点即为最终位置的滚球球心。做出此球后便可以在三维模型中求得保护范围。这对工程设计实践有重大帮助。

5 结 语

从解决±1100 kV 换流站直流场的防雷问题出发,首先对比研究了目前常用的防雷计算方法,确定了采用滚球法进行工程设计,并指出滚球法的击距系数应随着雷击电流的增大而减小,同时提出了击距系数的推荐取值。

分析了±1100 kV 换流站直流场的防雷设计特殊性主要体现在以下 4 个方面:1)较大的空气净距要求与相对较小的雷电击距的矛盾;2)小雷电流保护区范围扩大;3)场地受限;4)难以确定“危险剖面”。

提出了适用于±1100 kV 换流站直流场,利用空

间上多根相交或不相交的避雷线或耐受雷击较强的导体联合保护,构建一种具有层次结构的防雷方案,并在工程设计中推荐采用三维建模进行校验。

所提出的相关方法解决了±1100 kV 换流站直流场的防雷设计问题,有利于±1100 kV 的顺利推进。

参考文献

[1] 陈锡磊,周浩,王东举,等. ±1100 kV 特高压直流换流站绝缘配合关键问题研究[J]. 高电压技术, 2013, 39(12):3015-3021.

[2] 聂定珍,马为民,余世峰,等. ±1000 kV/±1100 kV 特高压直流输电系统换流站的绝缘配合(英文)[J]. 高电压技术, 2012(12):3156-3160.

[3] 姬大潜,刘泽洪,张进,等. ±1100kV 特高压直流输电换流站内深度限制过电压水平研究[J]. 电网技术, 2012, 36(10):55-60.

[4] 朱家骝. 对中国 1100 kV 电网过电压及绝缘水平的建议[C]. 中国电机工程学会高电压专业委员会过电压及绝缘配合学组 2006 年学术年会,2006:20-23.

[5] 周沛洪,何慧雯,戴敏,等. ±1100 kV 直流换流站避雷器布置、参数和设备绝缘水平的选择[J]. 高电压技术, 2014, 40(9):2871-2884.

[6] 胡军,李伟,何金良,等. ±800 kV 特高压直流开关场内避雷线的参数选择[J]. 高电压技术, 2010, 36(1):136-143.

[7] 张翠霞,葛栋,殷禹. 直流输电系统的防雷保护[J]. 高电压技术, 2008, 34(10):2070-2074.

[8] IEEE Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations:IEEE Standard 998-2012[S],2012.

[9] 交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范:

(上接第 43 页)

[50] 魏巍,王渝红,李兴源,等. 交直流电力系统 PSS 和直流附加控制的协调[J]. 电力自动化设备, 2010,30(1):53-57.

[51] 孙凌,李兴源,李宽,等. 交直流并联电力系统 PSS 和直流附加控制器协调优化设计[J]. 华东电力,2013, 41(9):1835-1839.

[52] 唐峰,赵登福,沈赞垠. 交直流电力系统中附加控制器与稳定器的协调设计[J]. 西安交通大学学报, 1993,27(1):41-48.

[53] 毛晓明,张尧,管霖,等. 南方交直流混合电网区域振荡的协调控制策略[J]. 电力系统自动化,2005,29(20):55-59.

[54] Li Yong, Rehtanz C, Rüberg S, et al. Wide-area Robust Coordination Approach of HVDC and FACTS Controllers for Damping Multiple Inter-area Oscillations

GB/T 50064-2014[S],2014.

[10] 建筑物防雷设计规范:GB 50057-2010[S],2010.

[11] 曾嵘,何金良,陈水明. 输电线路雷电防护技术研究(二):分析方法[J]. 高电压技术, 2009, 35(12):2910-2916.

[12] C. F. Wagner, G. D. McCann, G. L. MacLane, Jr. Shielding of Transmission Lines[J]. IEEE Transactions on Power Delivery,1991,60(4):318-328.

[13] 张桦,陈涛. 电气几何模型雷电击距分析研究[C]. 中国电机工程学会高电压专委会学术年会,2007.

[14] 万启发,霍锋,谢梁,等. 长空气间隙放电特性研究综述[J]. 高电压技术, 2012, 38(10):2499-2505.

[15] 钱冠军. 下行雷闪屏蔽问题的研究及其在输电线路中的应用[D]. 武汉:华中理工大学,1998.

[16] 曾嵘,周旋,王泽众,等. 国际防雷研究进展及前沿述评[J]. 高电压技术, 2015, 41(1):1-13.

[17] H E Jinliang, Zhang Xuewei, Dong Lin, et al. Fractal Model of Lightning Channel for Simulating Lightning Strikes to Transmission Lines[J]. Science in China, Series E, Technological Sciences,2009,52(11):3135-3141.

[18] 何金良,董林,曾嵘,等. ±800 kV 特高压直流开关场内避雷线间距分析[J]. 高电压技术, 2010, 36(1):19-25.

作者简介:

王 强(1965),硕士、教授级高级工程师,从事输电线路技术研究及设计工作;
包维瀚(1989),工学硕士、工程师,从事换流站绝缘配合与防雷接地设计工作。

(收稿日期:2018-05-14)

[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2012, 27(3):1096-1105.

[55] 杨波. HVDC 与 SVC 非线性协调控制的研究[D]. 成都:四川大学,2006.

[56] 温苾芳. SVC 与 HVDC 的非线性变结构协调控制的研究[D]. 成都:西南交通大学,2010.

[57] 郭小江,马世英,卜广全,等. 直流系统参与电网稳定控制应用现状及在安全防御体系中的功能定位探讨[J]. 电网技术,2012,36(8):116-123.

作者简介:

王 磊(1989),硕士研究生,研究方向为高压直流输电;
胡永银(1989),硕士研究生,研究方向为电力系统高压直流输电;
张 珂(1990),硕士研究生,研究方向为配电网自动化。

(收稿日期:2018-01-15)

风电经分频输电并网系统穿透能力计算方法研究

李 熠¹,滕予非²,朱丽嫚³,李小鹏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;
- 3. 国网成都供电公司,四川 成都 610041)

摘 要:风电经分频输电并网是一种全新的风电并网方案。在对该系统结构及优点进行介绍的基础上,提出了一种基于静态安全约束的穿越功率极限计算方法。该方法可以应用于常规风电并网系统以及风电经分频输电并网系统。最后,在 RTS24 节点测试系统中对 3 种风电并网方案进行分析,对其风电穿透能力进行了对比。分析结果表明,与风电就近并入电网边界相比,利用分频或者工频传输系统将风电传输至负荷中心可以数倍地提高风电的穿越功率极限的结论。由此可见,分频输电系统为风电并网提供了一种全新的方案,具有经济与技术优势,在大型风电场中有着很好的应用前景。

关键词:风电并网;分频输电;穿透率;优化方法;交交变频器

中图分类号:TM614 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2018)04-0050-05

Research on Calculation Method of Penetration Limit of Wind Power Integrated via Fractional Frequency Transmission System

Li Yi¹, Teng Yufei², Zhu Liman³, Li Xiaopeng²

- (1. State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610041, Sichuan, China;
- 2. State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China;
- 3. State Grid Chengdu Electric Power Supply Company, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract:Fractional frequency transmission system (FFTS) provides a new approach for integrating remote large-capacity wind power to grid. Firstly, the structure and advantages of this system are introduced. Then, an optimization method is proposed to determine the penetration limit of wind power by considering static security constraints. This method could be used for the system integrated wind system via FFTS and that via conventional transmission approach. Finally, three schemes are designed to integrate wind power to RTS-24 testing system, and the penetration limits of these schemes are compared. The results indicate that the penetration limits are increased obviously when the wind power is transmitted to load center instead of the border of the grid. Therefore, integrating wind farm to power grid via FFTS is a very promising approach to benefit wind power industry.

Key words:grid-connected wind farm; fractional frequency transmission system (FFTS); penetration limit; optimization method; cycloconverter

0 引 言

并网型风电场是大规模利用风能的有效方式之一^[1],因此并网运行的风力发电技术成为目前大规模发展风电需要研究的重点和难点,其联网问题直接影响着风电产业的发展。目前风电联网的瓶颈主

要表现在两个方面:一是效率和成本问题。降低成本、提高效率、增加寿命一直是风电机组发展所追求的目标,一塔一发电机一变压器的结构以及多级行星齿轮变速箱的插入,不但使效率降低,而且增大了成本投入,机组可靠性降低,机组变得异常庞大笨重。二是风电机组并网以及风电机组与电网之间的相互影响问题。风电出力波动大,而且风电场离负

荷中心较远,给电网运行带来不利影响^[2-4]。毫无疑问,每千瓦成本高、系统抗风电扰动能力差是影响风电产业发展的关键性制约。所以,要想从根本上解决风电并网问题,则亟需探索新的技术道路和方案。

早在 20 世纪 90 年代,文献[5]就提出了分频输电的设想。它是通过降低输电系统频率,减小输电系统中的电抗,从而大幅度提高输电系统输送能力的一种新型输电方式。它突破了传统输电方式主要依靠提高电压等级来提高输送容量的局限,为远距离、大容量传输提供了一种有竞争力的输电方案。而分频输电系统动模实验则证明了将频率降至工频的 1/3 可以数倍地(2.6 倍)提高输电线路的传输容量^[6-7]。近几年来,部分学者也通过仿真的方式对分频输电的稳态特定及故障特性进行了详细的研究^[8-9]。研究表明,分频输电方式在新能源和可再生能源发电远距离接入系统中也有着广阔的应用前景^[10-11],同时也对其控制策略进行了初步的探索^[12]。

然而,以上研究都没有对风电经分频输电并网系统的技术经济性能进行定量的分析。因此,下面对风电经分频输电并网系统的技术经济性能进行了分析。利用基于静态安全约束的风电经分频输电方式并网系统的穿越功率极限计算方法,在 RTS24 节点测试系统中对 3 种风电并网方案进行分析。经过比较得知与风电就近并入电网边界相比,利用分频或者工频传输系统将风电传输至负荷中心可以数倍地提高风电地穿越功率极限。

1 风电经分频输电并网系统

1.1 系统示意图

分频输电用于风电并网的结构如图 1 所示。其基本思路为:在同一个风力场,通过控制系统使各发电机发出相同频率,共同汇入交流汇流母线,经过升压变压器及输电线路传输后,通过分频输电装置 - 变频器并入无穷大系统。

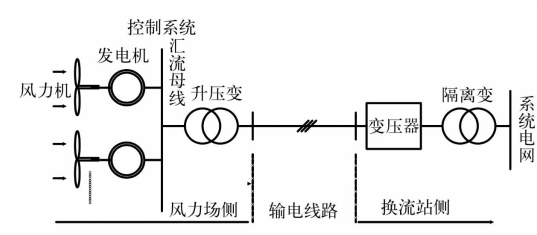


图 1 风电经分频输电并网的结构
风电经分频输电并入电网,可以预期存在着以

下优势:

- 1)采用较低频率进行输电,使齿轮箱的增速比随之下降,提高了效率,降低了投入成本;同时,减少发电机的极对数,降低了发电机的制造难度。
- 2)由于分频输电是交流输电系统,没有直流输电诸如极化、电场效应等一些固有问题。
- 3)由于输电频率降低,可能更有利于断路器选相分闸技术的实现,减小断路器体积和成本。虽然低频变压器成本会有所上升,但是仍可以控制。
- 4)降低输电频率可以减小输电线路的等效距离,因此可以直接将风电送至承受冲击能力强的负荷中心,提高风电的穿越功率极限,减小风电给配电网带来问题,有利于风电的发展。

1.2 变频器的选择

分频输电系统中最关键的器件是实现不同频率系统连接并进行能量交换的变频装置,现阶段主要使用电力电子装置实现两侧不同频率系统的互联。根据电力电子装置原理,直接变频的交交变频器及间接变频的交直交变频器都可以实现这一功能。

从结构、成本、运行特点、控制策略、谐波含量和无功消耗几个方面可以对交交变频器和交直交变频器进行初步比较。可以看出两种变频设备都可以应用于分频风电系统,实现两个不同频率系统的连接,但各有利弊。

经过比较,可以得出以下结论:

- 1)交交变频器结构较为复杂,由 72 个桥臂和一个与工频侧联结的换流变压器构成。而交直交变频器仅由 24 个桥臂、两个分别与两侧系统相连的换流变压器以及一个平波电抗器构成。但是交交变频器效率略高于后者;同时由于省去了低频侧换流变压器,因此其成本低于后者,大约为交直交变频器的 80%。
- 2)交交变频器属于直接环流装置,因此其控制方式及谐波含量都比交直交变频器复杂。
- 3)交交变频器仅从工频侧吸收无功,而交直交变频器需要从工频与低频两侧同时吸收无功。
- 4)在电力系统中,交直交变频器使用经验多于交交变频器。

由此可见,在进行分频输电的实际工程中,需要根据当时的科研、工艺及经费情况合理地在交交变频器与交直交变频器中进行选择。但是从经济性与效率角度考虑,交交变频器占有一定得优势。

2 风电并网系统穿越功率极限计算

并网系统对穿越功率极限的影响是并网系统技术评估的重要部分。基于静态安全约束计算风力发电穿越极限功率。当风电接入系统时,首先需要考虑的是风电的接入是否会引起系统静态安全性能的下降。

风电穿越功率极限的本质就是系统保持其静态安全性能的基础上所接受的最大风能。这些静态安全性能包括:节点电压不越限、线路功率在允许范围内、各个发电机和无功补偿装置的出力不超过额定值。因此,风力发电穿越功率极限计算的问题可以等效为一个优化问题:

$$\begin{aligned} \max & P_{\text{wind}} \\ \text{s. t. } & h(x) = 0 \\ & g(x) \leq 0 \end{aligned} \quad (1)$$

式中,等式约束条件 $h(x) = 0$ 主要指系统要满足潮流约束。特别的,当风能利用分频输电并入系统时,需要满足以下几组功率方程:

1) 工频侧节点功率方程

工频侧节点功率方程与传统的交流系统潮流计算节电功率方程具有相同的形式,即

$$\Delta P_i = P'_{is} - V_i \sum_{j \in i} V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) = 0 \quad (2)$$

$$\Delta Q_i = Q'_{is} - V_i \sum_{j \in i} V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) = 0 \quad (3)$$

式中, P'_{is} 、 Q'_{is} 为考虑分频系统后的修正输入的有功、无功功率,计算方法如式(4)、式(5)定义:

$$P'_{is} = \begin{cases} P_{iG} - P_{iL} & i \neq nI \\ P_{iG} + P_{iL} - P_{iL} & i = nI \end{cases} \quad (4)$$

$$Q'_{is} = \begin{cases} Q_{iG} - Q_{iL} & i \neq nI \\ Q_{iG} + Q_{iL} - Q_{iL} & i = nI \end{cases} \quad (5)$$

式(4)、式(5)表明,与变频变压器直接相连的工频侧节点,其注入功率还需考虑低频侧通过变频器向工频侧注入的有功、无功功率。

2) 低频侧节点功率方程

低频侧节点功率方程在形式上与工频侧节电功率方程类似,但是由于频率不同,一些物理量需要进行处理。其方程如式(6)、式(7)所示。

$$\Delta P_k = P'_{ks} - V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B'_{km} \sin \theta_{km}) = 0 \quad (6)$$

$$\Delta Q_k = Q'_{ks} - V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B'_{km} \cos \theta_{km}) = 0 \quad (7)$$

式中, P'_{ks} 、 Q'_{ks} 为低频系统节点注入功率,可由式(8)、式(9)进行计算:

$$P'_{ks} = \begin{cases} P_{kG} & k \neq n_L \\ P_{kG} - P_{Ll} & k = n_L \end{cases} \quad (8)$$

$$Q'_{ks} = \begin{cases} Q_{kG} & k \neq n_L \\ Q_{kG} - Q_{Ll} & k = n_L \end{cases} \quad (9)$$

同时,由于低频侧频率不同,还需对导纳阵进行修正,因此式(6)、式(7)中

$$B'_{ij} = B_{ij} \frac{f_{ln}}{f_L} \quad (10)$$

式中: B_{ij} 为工频条件下计算出的电纳值; f_{ln} 为工频系统频率; f_L 为低频系统频率。

3) 变频器方程

根据变频器模型^[13],忽略换流变压器有功损耗时,可以得到修正方程为

$$\Delta d_1 = V_{n_L} - 6 \sqrt{3} \cdot V_{n_1} \cdot k_v / (k_{T1} \cdot \pi) = 0 \quad (11)$$

$$\Delta d_2 = P_{Ll} - P_{ul} = 0 \quad (12)$$

$$\Delta d_3 = Q_{ul} - f(P_{Ll}, Q_{Ll}, k_v, C_{com}) = 0 \quad (13)$$

式中: n_L 与 n_1 分别为低频系统和工频系统中直接与变频器单元相连的节点编号; k_v 为变频器电压调制系数; V_{n_1} 、 V_{n_L} 分别为节点 n_1 和 n_L 的电压; k_{T1} 为换流变压器变比; P_{Ll} 为低频系统 n_L 节点向变频器注入的有功功率; P_{ul} 为变频器向工频系统 n_1 节点注入的有功功率; Q_{Ll} 为低频系统 n_L 节点向变频器注入的无功功率; Q_{ul} 为变频器向工频系统 n_1 节点注入的无功功率; Q_{com} 为工频系统补偿的无功容量。

而不等式约束 $g(x) \leq 0$ 则包括:

1) 节点电压约束:每个节点的电压必须在规定范围内,即

$$V_{\min} \leq V \leq V_{\max} \quad (14)$$

式中: V 为节点电压向量; $V_{\min}$ 、 $V_{\max}$ 为节点电压上、下限向量。

2) 线路功率约束:每条线路传输的功率必须小于规定值,即

$$P_l \leq P_{l\max} \quad (15)$$

式中: P_l 为线路传输功率向量; $P_{l\max}$ 为线路传输功率上限向量。

3) 发电机有功出力约束:发电机有功出力必须在其规定范围内,即

$$P_{g\min} \leq P_g \leq P_{g\max} \quad (16)$$

式中: P_g 为发电机有功出力向量; $P_{g\min}$ 、 $P_{g\max}$ 为发电机有功出力上、下限向量。

4) 无功电源出力约束:系统发电机等无功电源的无功出力必须小于其额定值,即

$$Q_{gmin} \leq Q_g \leq Q_{gmax} \tag{17}$$

式中, Q_g 为无功电源无功出力向量; Q_{gmin} 、 Q_{gmax} 为无功电源无功出力上、下限向量。

由于风电具有很强的随机性,可能在很短时间内发生较大的变化。因此,为了防止系统失去稳定,系统必须留出充足的备用约束,同时,还必须满足足够的爬坡速度。因此,式(16)的约束中还需要增加旋转备用约束和爬坡速率约束。

5) 系统旋转备用约束:

$$\begin{aligned} \sum (P_{gimax} - P_{gi}) &\geq P_{sr}^{up} \\ \sum (P_{gi} - P_{gimin}) &\geq P_{sr}^{dn} \end{aligned} \tag{18}$$

式中: P_{gi} 为第*i*台发电机实际出力; P_{gimax} 、 P_{gimin} 为第*i*台发电机出力上、下限; P_{sr}^{up} 、 P_{sr}^{dn} 为系统上旋转备用和下旋转备用。

6) 系统爬坡速度约束:

$$\sum P_{i_Ramp} \geq \eta P_{wind} \tag{19}$$

式中: P_{i_Ramp} 为第*i*台发电机的爬坡速度; η 为风电最快变化率。

同理可以看出,若式(16)中的等式约束为工频系统的潮流约束,该方法依然可以用于传统的风电并网系统穿透率的计算。

3 风电经分频输电并网系统穿越极限功率算例分析

3.1 测试系统

测试系统如图2所示。

该测试系统基于RTS-24系统^[14],并将系统外建设一风电场的风能并入系统。设距该风电场最近的节点为节点7,其距离为50 km,而该风电场距离节点9这一负荷中心350 km。

3.2 并网方案及穿透率比较

为了分析风电经分频输电系统并入电网的性能,设计了3种并网方案。

方案1:利用工频输电系统将风能传输50 km,并入7号节点。

方案2:利用工频输电系统将风能传输350 km,并将风能并入9号节点。

方案3:利用中心频率16.67 Hz的分频输电系统将风能传输350 km并入9号节点。该方案中,为

了补偿换流站向工频系统吸收的无功,特安装无功补偿装置,并将功率因素补偿到0.95。

在以上3种方案中, η 取0.7,即认为1 min内风电波动的幅度小于风电装机的70%。节点电压限制在0.95~1.1 p.u.之内。线路的传输功率极限参见文献[15]。发电机的出力范围如表1所示。

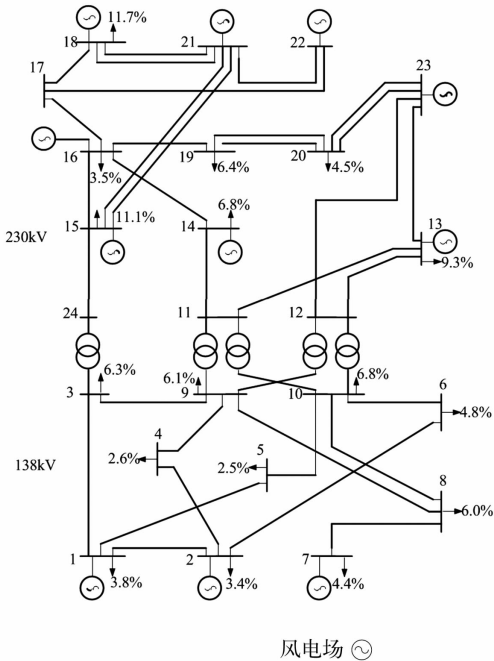


图2 测试系统网络结构

表1 发电机出力及爬坡速率

发电机 节点号	最大输 出有功 /(p.u.)	最小输 出有功 /(p.u.)	最大输 出无功 /(p.u.)	最小输 出无功 /(p.u.)	爬坡 速度 /(p.u.)
1	1.92	0.576	0.80	-0.50	0.10
2	1.92	0.576	0.80	-0.50	0.10
7	3.00	0.90	1.80	0.00	0.21
13	5.91	1.773	2.40	0.00	0.09
14	0.00	0.00	2.50	0.00	0.00
15	2.15	0.645	1.10	-0.50	0.08
16	1.55	0.465	0.80	-0.50	0.03
18	4.00	1.20	2.00	-0.50	0.20
21	4.00	1.20	2.00	-0.50	0.20
22	3.00	0.00	0.96	-0.50	N/A
23	6.60	1.98	3.60	-1.25	0.10

由表1可知,22号节点所接的发电机为水轮机,因此具有很快的爬坡速度,同时没有最小输出功率的限制。而其他节点上所接的发电机为火力或者核能发电机,因此爬坡速度较慢,同时有严格的最小出力约束。

利用内点法对式(16)所示的优化问题进行求解,得到3种方案下系统的穿越功率极限如表2所示。

由表2可知,利用方案1可以将风电就近并入了系

统的边缘,虽然传输距离较短,成本较低。但是,由于7号节点处系统较弱,导致风电的穿越功率极限受到了极大地限制,仅为并入负荷中心(节点9)的32.70%,这使得风电的利用能力受到了限制。方案2与方案3由于都将风电传送至负荷中心,并入节点周围电网结构坚强,因此穿越率有较大的提高。

表2 3种方案下穿越极限功率

方案	穿越功率极限/MW
1	185.2
2	566.3
3	583.6

4 结 语

提出了一种风电经分频输电方式并网系统风电穿透率计算方法,并针对算例进行了计算,得到了以下结论:

1)从结构、成本、运行特点、控制策略、谐波含量和无功消耗几个方面对交交变频器和交直交变频器进行初步比较。可以看出两种变频设备都可以应用于分频风电系统,实现两个不同频率系统的连接,但各有利弊。从经济性与效率角度考虑,交交变频器占有一定得优势。

2)利用基于静态安全约束的穿越极限功率计算方法,在RTS-24测试系统中对3种风电并网方式进行算例分析。分析认为与将风能就近并入电网边缘相比,利用分频输电或工频输电方式将风能传输至负荷中心,风能的穿越极限功率将提高数倍。

理论与算例分析表明,分频输电系统为风电并网提供了一种全新的方案,具有经济与技术优势,在大型风电场中有着很好的应用前景。

参考文献

[1] 雷亚洲. 与风电并网相关的研究课题. 电力系统自动化,2007,27(8):84-88.

[2] Zhaohong Bie, Gan Li, Hui Liu, et al. Studies on Voltage Fluctuation in the Integration of Wind Power Plants Using Probabilistic Load Flow[C]. Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, IEEE,2008:1-7.

[3] Kanellos, F. D., Hatziaargyriou, N. D. The Effect of Variable-speed Wind Turbines on the Operation of Weak

Distribution Networks[J]. IEEE Transactions on Energy Converter,2002,17(4):543-548.

[4] Chen, Z, Spooner, E. Grid Power Quality with Variable Speed Wind Turbines[J]. IEEE Transactions on Energy converter,2001,16(2):148-154.

[5] Wang Xifan. The Fractional Frequency Transmission System [A]. IEE Japan Power & Energy, Tokyo,1994:53-58.

[6] Wang Xi-fan, Cao Cheng-jun, Zhou Zhi-chao. Ex-perimnt on Fractional Frequency Transmission System [J]. IEEE Transactions on Power System,2006,21(1):372-377.

[7] 王锡凡,曹成军,周志超. 分频输电系统的实验研究[J]. 中国电机工程学报,2005,25(12):6-11.

[8] 滕予非,王锡凡,邓敏. 分频输电系统变频器桥臂不导通故障机相关问题[J]. 电力系统自动化,2008,32(7):69-72.

[9] Teng Yufei, Wang Xifan. Three-phase Short-circuit Fault on the Lower Frequency Bus of Cycloconverter in FFTS[C]. Power Systems Conference and Exposition, USA,2009.

[10] 迟方德,王锡凡,王秀丽. 风电经分频输电装置接入系统研究[J]. 电力系统自动化,2008,32(4):59-63.

[11] Xifan Wang, Xiuli Wang, Zhaohong Bie. Integrating Wind Farm into Grid via FFTS[C]. Proceedings of 5th Nordic Wind Power Conference, Demark, 2009.

[12] 朱卫平,王秀丽,王锡凡. 变速变频风力发电系统最优风能捕获运行方式[J]. 电力系统自动化,2009,33(11):94-98.

[13] Zhu wei-ping, Wang xi-fan, Wang xiu-li. Optimal Wind Power Capturing Operational Mode of a Variable-speed Variable-frequency Wind Power Generation System[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(11):94-98.

[14] B. R. Pelly. Thyristor Phase-controlled Converters and Cycloconverters[M]. New York:John Wiley & Sons,1971.

[15] Grigg C., Wong P., Albrecht P., et al. The IEEE Reliability Test System 1996[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1999, 14(3):1010-1020.

作者简介:

李 熠(1981),硕士、工程师,主要研究方向为变电站集中监控;

滕予非(1984),博士、高级工程师,主要研究方向为电力系统及其新型输电的分析及控制。

(收稿日期:2018-05-03)

新能源汇集区域次同步振荡控制防线的研究与应用

戴拥民¹,周 专²,常喜强¹,吕 盼²,吴高磊¹,徐龙秀²

(1. 国网新疆电力有限公司,新疆 乌鲁木齐 830002;

2. 国网新疆电力有限公司经济技术研究院,新疆 乌鲁木齐 830002)

摘 要:随着国家对新能源发展的大力支持,风电、光伏装机规模呈现快速增长,尤其是风能、太阳能资源丰富的区域,新能源呈现集中式开发。但是新能源汇集区域多位于电网末端,系统短路电流水平低,同时新能源均通过电力电子装置并网,从而引发了次同步振荡问题。随着电网中电力电子化元件大量采用,元件自身、元件与元件之间相互协调影响作用进一步凸显,次同步振荡问题进一步恶化。因此在次同步振荡机理尚不明确的前提下,开展次同步控制防线研究,抑制和隔离次同步振荡发生。开展了次同步振荡原因分析;结合现有的电网防御体系,建立新能源汇集区域次同步控制防线,提出了基于机组模态频率的次同步振荡控制系统;对某一次同步振荡分析,验证了所提出的次同步控制系统的正确性。研究成果为新能源汇集区域的次同步振荡控制提供了技术方案,保障了新能源汇集区域电网安全稳定运行。

关键词:次同步振荡;机组模态频率;稳控系统;控制系统

中图分类号:TM71 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2018)04-0055-05

Research and Application of Subsynchronous Oscillation Control Line for New Energy Centralized Area

Dai Yongmin¹, Zhou Zhuan², Chang Xiqiang¹, Lv Pan², Wu Gaolei¹, Xu Longxiu²

(1. State Grid Xinjiang Electric Power Co., Ltd., Urumqi 830002, Xinjiang, China;

2. State Grid Xinjiang Economic Research Institute, Urumqi 830002, Xinjiang, China)

Abstract:With the country's strong support for the development of new energy, the installed capacity in wind power and photovoltaic has a rapid growth, especially in the areas with abundant wind energy and solar energy, new energy is presented a centralized development. However, most of the new energy centralized areas are located at the end of power grid, and its short-circuit current level is low, while the new energy is integrated to power grid through power electronic devices, which causes a subsynchronous oscillation problem. With the large number of power electronic components used in power grid, the component itself, and the coordination effect between the components are further highlighted, and the problem of subsynchronous oscillation is further deteriorated. Therefore, for the premise that subsynchronous oscillation mechanism is not clear, the research of subsynchronous control line is carried out to suppress and isolate subsynchronous oscillation. The analysis on the causes of subsynchronous oscillation is carried out too, the subsynchronous oscillation control system based on modal frequency of the unit is proposed combining with the existing grid defense system, and the subsynchronous control line for the new energy centralized area is established. And then a synchronous oscillation is analyzed to verify the correctness of the proposed subsynchronous control system. The research results provide a technical scheme for subsynchronous oscillation control in the new energy centralized area, which may ensure the safe and stable operation of power grid in the new energy centralized area.

Key words:sub-synchronous oscillation; modal frequency of the unit; stability control system; control system

0 引 言

新疆具有得天独厚的风能、太阳能资源,具备大

规模开发的条件。近年来,随着国家对新能源建设的大力推进,新疆风电、光伏呈井喷式发展,已成为新疆第二、第三大电源。但是受限于风能资源与负荷中心的逆向分布,大规模新能源发电普遍采用

“集中式开发、远距离输送”的发展模式。新能源汇集系统内风电场、光伏电站多为辐射型连接,汇集线路较长,并且少有或没有负荷接入,末端网架结构单一、短路电流水平低,其实质是一个弱联接送端电网^[1-3]。同时新能源发电特性区别于常规电源,一是新能源均需通过电力电子装置实现与大电网相联;二是新能源自身无法向系统提供无功功率,需要依赖外接动态无功补偿装置,实现并网点无功电压支撑,导致大量的电力电子装置应用于电网引起次同步振荡问题无法避免^[4-6]。如何防止和解决新能源汇集区域次同步振荡对电网的影响,提高清洁能源送出的能力及可靠性已成为当前新能源送出系统必须解决的问题,也是电网企业需要着重关注的重要方面。

下面对风电并网次同步振荡的机理进行了研究,并对相关影响因素进行了深入的分析。结合现阶段对次同步振荡机理的认识以及现有的电网防御体系,从运行方式调整、风机发电模式及风电场 SVC/SVG 的控制、功率振荡控制、次同步振荡功率控制 4 个方面,建立了新能源汇集区域次同步控制防御体系,提出了基于机组模态频率的次同步振荡控制系统,并结合某次次同步振荡案例分析,验证了次同步控制体系的正确性。

1 风电并网次同步振荡的机理

目前电网常用的风力发电机组主要为双馈风机和直驱风机,两者均需通过电力电子变换器件与系统相连。由于电网内部电气谐振、电力电子装置的快速动作、非特征次谐波等原因的影响,引发电网中含有某一频率的电气参量加大,从而导致次同步振荡发生。

1.1 双馈风机并网次同步振荡的机理

双馈异步风机经过箱式变压器-升压变压器-输电线路-串补并入系统。

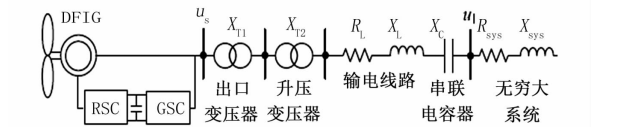


图 1 双馈风机经串补并网

当 DFIG 定子存在次同步电流时,风机有功将产生与该次同步频率互补的振荡分量,风机采集到

的瞬时功率和电流都将发生变化,对于两相旋转 dq 坐标系,转子电流的 dq 轴分量将发生变化,转子侧控制器感受到该变化后会调节机侧变频器 RSC 的电压 U_r , U_r 的变化会反作用于转子电流,同时感应定子电流,产生新的次同步电流。若新的次同步电流与原始次同步电流叠加,二者相位差小于 90° ,则原始次同步电流被助增,形成一个闭环,如图 2 所示。

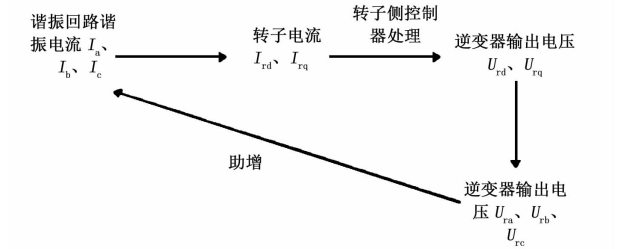


图 2 风电控制引起的次同步振荡不稳定

1.2 直驱风机并网次同步振荡的机理

直驱风机通过全功率变流器并网的示意图如图 3。双馈风机因为定子和电网直接相连,网侧次同步电流可以通过感应进入电机转子回路。直驱风机由于通过全功率 AC/DC/AC 变频器和电网相连,风机轴系难以和电气量直接耦合,即使接入串补系统,也不会发生类似感应电机效应的次同步振荡。但直驱风机网侧滤波器可能在电网的某种高次背景谐波下形成谐振回路,进而使得风机与系统产生高频的谐振。

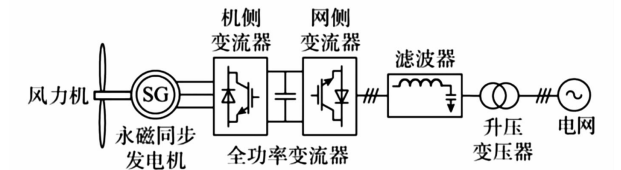


图 3 永磁直驱同步机组并网

2 产生次同步振荡的影响因素

通过对大量的次同步振荡事故分析,次同步振荡的频率范围较宽,主要集中分布在 $7 \sim 85$ Hz 频率范围内,有 7 Hz、25 Hz、30 Hz、75 Hz 等多个频率段,且动态漂移,存在次同步、超同步两种频带,振荡分布如图 4 所示。

由于振荡频率发散漂移、振荡区域动态转移变化,次同步振荡源可能不止一个区域。系统多种扰动可能激发次同步振荡。风电大发、小发、正常发电均可能出现振荡,出力大振荡频率低,出力小振荡频率高。

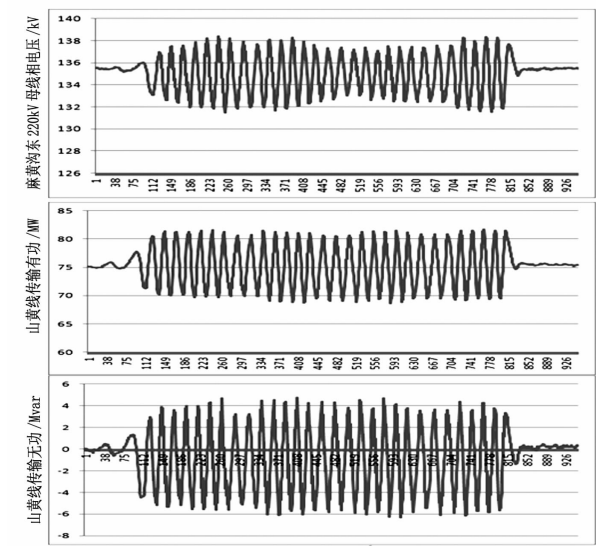


图4 次同步振荡曲线

2015 年9 月3 日哈密地区次同步及超同步谐波分布如图5 所示。

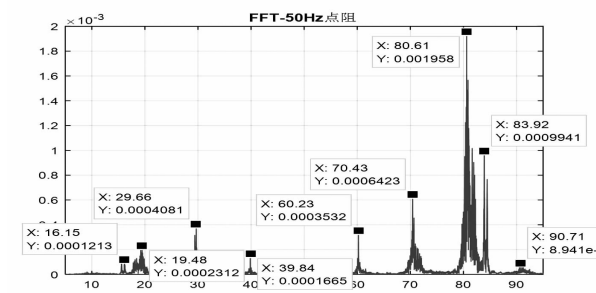


图5 次同步及超同步谐波分布

通过分析:次同步谐波与超同步谐波同时存在;超同步谐波分量大于次同步谐波分量;风电场周围线路的次同步及超同步谐波含量较多,随着线路功率的传输及电压等级的升高,谐波含量减少;振荡频率呈动态漂移的趋势,穿透能力强,能穿越多个电压等级。

三塘湖 750 kV 变电站投运后,望阳台东 220 kV 变电站取代麻黄沟东 220 kV 变电站成为振荡幅值最大的地点,谐波含量减少,主要是频率为 25 Hz 和 75 Hz 附近的谐波。三塘湖 750 kV 变电站投运后,发现存在幅值较大的谐波通过三塘湖地区传至哈密地区,次同步振荡传播方向如图 6 所示。

通过对大量次同步振荡数据分析,影响新能源汇集区域发生次同步振荡的因素主要有以下 4 个方面:

1)网架结构与风机接入系统方式及规模。新能源汇集区域风电装机规模较大,网架结构相对薄弱,风电场串供经长距离接入电网,风电汇集点的短路容量较小,风电上网汇集点短路比较小,不利于风

电上网稳定运行。

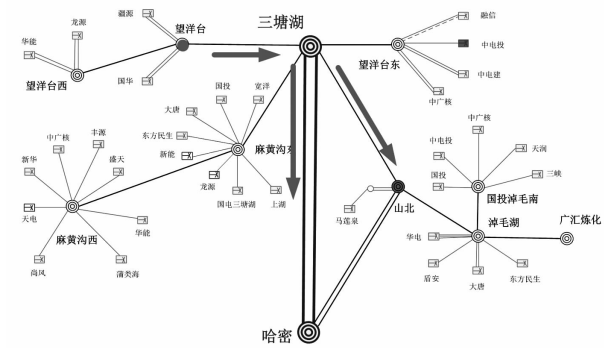


图6 次同步振荡传播方向

2)风机类型、风机控制模式。通过试验数据和现场运行数据分析,次同步振荡的谐波与风机类型、风机控制模式及控制参数有一定的关联关系,但需要进一步验证。

3)SVC、SVG 装置类型及控制模式。经多次对 SVC、SVG 进行现场和仿真试验后发现,次同步谐波与 SVC、SVG 的装置类型、控制模式及控制参数均有一定关联关系。

4)网源运行方式。经多次现场试验后发现,多次次同步振荡存在一定的不确定性和偶然性因素,但也表明振荡与网源及系统运行方式等多因素有一定的关联关系。

3 次同步振荡控制防线的构建

为隔离次同步振荡谐波,减小次同步谐波的进一步放大对交流系统、直流系统的影响,提出了融合机组模态频率(或机组扭振保护启动信号)的控制防线,保证次同步控制系统的灵敏性和可靠性。

3.1 电网运行方式调整

新能源汇集区域电网网架结构较为薄弱,系统短路电流水平以及抗扰动能力较低。为了提升新能源汇集区域短路电流容量,在电网安全稳定运行前提下,调整运行方式,采用电磁环网运行,增加次同步振荡传播路径来提高末端电网与系统的电气联系,提升系统短路容量,从而缓解了次同步振荡问题。

3.2 风机机端无功控制方案优化措施

针对风机自身无功调节引起的波动问题,将哈密山北地区所有风电场风机功率因数均设置为恒功率因数 1 的模式,保证风机在运行过程中机端无功出力恒为 0,优化含风电场、风机、风电场汇集站、直流系统及 220 kV 交流系统在内的统一无功电压协

调控策略,避免由于风机在有功波动过程中造成风机无功输出的波动,从而引发风电场次同步振荡。

3.3 SVC/SVG 无功控制方案优化措施

针对风机出力较小时会引起误判误调整对次同步谐波的放大问题,优化风电场及风电汇集站的 SVC、SVG 动态无功补偿装置的动态无功控制策略,增加了延时闭锁功能。

调整了哈密山北地区省、地电压控制曲线,优化了哈密山北地区动态补偿装置 SVC、SVG 的投运方式,将具有抑制功能的 3 套 SVG 投入自动方式,其余 SVC、SVG 均投入固定(电容器、电抗器)补偿模式。调整了动态无功补偿设备反馈模式。针对风电场及汇集站 SVG、SVC 的控制参数灵敏度过大和响应性过快问题,缩小了放大倍数;针对动态无功补偿设备反馈信号抗波动性弱的问题,增加了电流反馈采集回路,调整 SVC、SVG 的控制母线由高压改为低压,降低 SVC、SVG 的频繁响应。

通过改变 SVC、SVG 比例系数与积分时间常数降低对并网点电压造成的影响。图 7 分别展示的是 $K=10, T=0.002; K=5, T=0.002; K=10, T=0.004$ 时的影响情况。

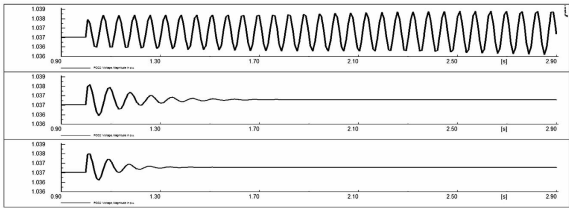


图 7 并网点电压影响

($K=10, T=0.002; K=5, T=0.002; K=10, T=0.004$)

3.4 次同步振荡功率控制

根据现有的稳控系统构建次同步振荡控制系统,如图 8 所示:当监测到的次同步频率满足直流配

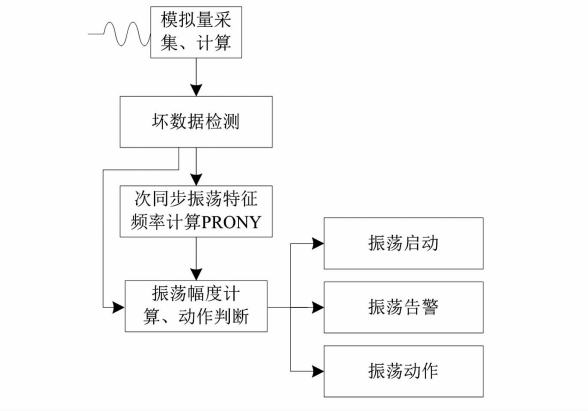


图 8 次同步振荡控制系统

套火电机组扭振保护启动频率判据后,通过功率振荡幅值和振荡次数判据,分轮实现对各相关振荡风电场的切除功能;当监测到的联络线功率满足启动判据后,通过振荡幅值和振荡次数判据,分轮实现对各相关振荡风电场的切除功能;当系统振荡频率接近 15.9 Hz、26.7 Hz、30.76 Hz 3 个频率值时,分轮实现对各相关振荡风电场的切除功能,达到隔离次同步振荡、防范次同步振荡频率的漏监。

目前电网发生次同步振荡时,常用的手段为切除并网风电来平息振荡。为了更早发现并消除振荡,采取风机自主切机,尽量减小切机范围,减小对电网的功率扰动:第 1 轮,切除单个站内最大的风电场;第 2 轮,比较多站振幅,切除单个汇集站全部风电;第 3 轮,全网按比例切除风电。依据次同步振荡控制系统,制定了次同步振荡控制策略,控制策略分为启动判据和确认判据,如式(1)至式(5)所示。

启动判据: $|P_k - P_{eqv}| > P_{setqd}$ (1)

确认判据: $dP_k = P_{maxk} - P_{mink}$ (2)

$dP_k \geq P_{setzd}$ (3)

$T_{setmin} \leq T_k \leq T_{setmax}$ (4)

$N_k \geq N_{setzd}$ (5)

4 实例分析

2016 年某次次同步振荡实例:望洋台东风电汇集站次同步振荡两轮动作,全切望洋台东风电,损失 430 MW;风电切除后花园电厂 3 号机组模态 2 启动(1 号、2 号、4 号机组停备),17:15 模态 2 幅值 0.409 rad/s。图 9 为 2016 年某次次同步振荡分布结果。

对从三塘湖地区传播到天山换流站的次同步谐波电流进行了分流,南湖电厂和绿洲电厂次同步电流均较小,花园电厂次同步电流较大,传播路径和分流影响因素较多。通过事故分析可以看出,所提出的次同步振荡控制系统能正确动作,防止事故进一步扩大。

5 结 语

新能源汇集地区产生的次同步振荡问题影响因素较多、机理复杂,为保证新能源汇集区域电网的安全稳定运行,基于新疆电网实际网架结构及稳控系

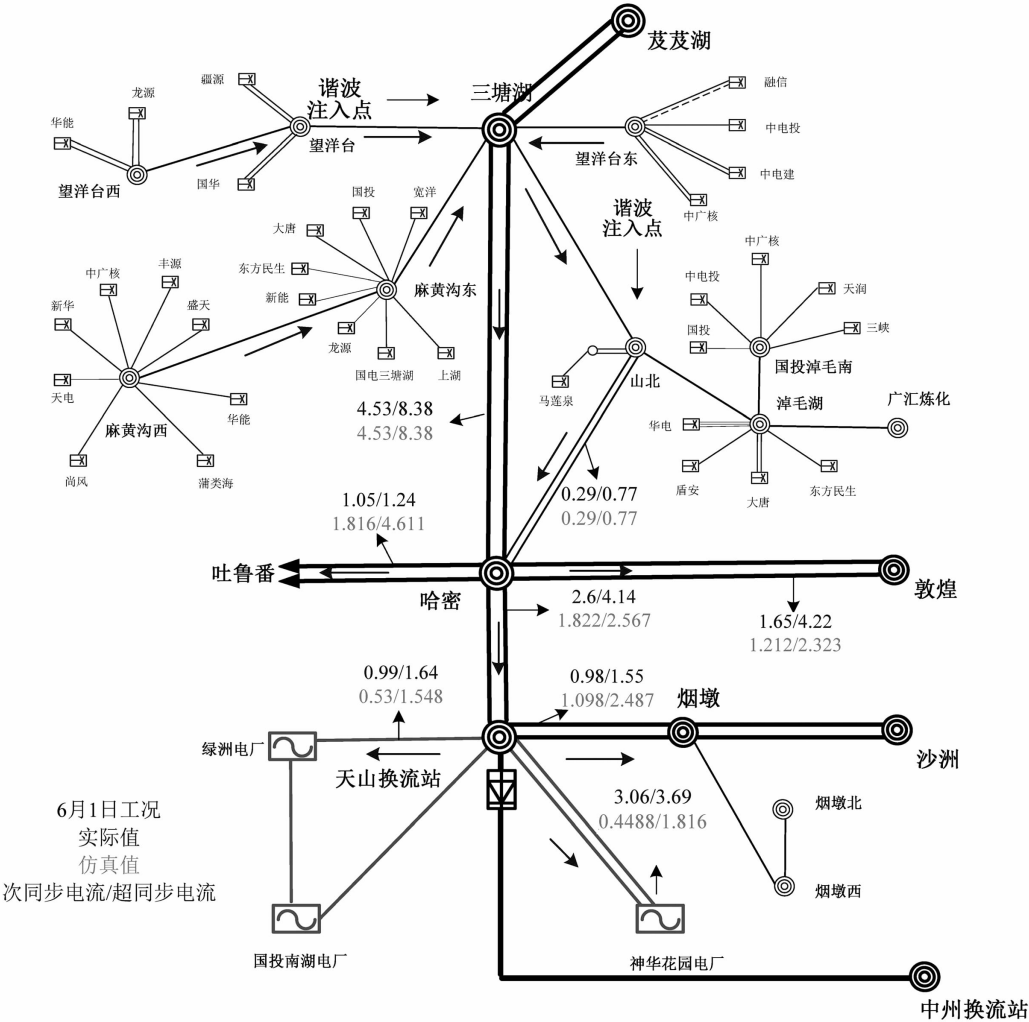


图 9 次同步振荡分布

统,建立了次同步振荡控制防线,可有效隔离次同步振荡。通过研究得出以下结论:

1) 目前电网发生次同步振荡时,常用的手段为切除并网风电来平息振荡。为了更早发现并消除振荡,采取措施实现风机自主切机,并在更小范围内切除机组,减小对电网的功率扰动,需建立风电机组的次同步监测与控制。

2) 为了尽快掌握次同步振荡机理,需进一步加强新能源仿真模型的研究,提高仿真的精度。

3) 需要结合电网网架结构、新能源机组及动态无功补偿设备,进一步优化运行方式及运行参数,从源头缓解次同步振荡。

参考文献

[1] 文劲宇,孙海顺,程时杰. 电力系统的次同步振荡问题[J]. 电力系统保护与控制,2008,36(12):1-4.

[2] 徐政,罗惠群,祝瑞金. 电力系统次同步振荡问题的分析方法概述[J]. 电网技术,1999,23(6):36-39.
[3] 张帆,徐政. 采用 SVC 抑制发电机次同步谐振的理论与实践[J]. 高电压技术,2007,33(3):26-31.
[4] 武云生,韩俊彪. 应用静止无功补偿器抑制发电机次同步振荡的研究[J]. 电力设备,2008,9(1):49-52.
[5] 肖湘宁,罗超,廖坤玉. 新能源电力系统次同步振荡问题研究综述[J]. 电工技术学报,2017,32(6):85-97.
[6] 陈钦磊. 含规模化新能源的电力系统次同步振荡研究[D]. 北京:华北电力大学,2016.

作者简介:

戴拥民(1963),高级工程师,研究方向为电网分析与规划;
周 专(1987),工程师,研究方向为电网分析与规划;
常喜强(1976),高级工程师,研究方向为电力系统分析与控制。

(收稿日期:2018-03-06)

射频能量采集系统的谐波抑制技术

孟祥麟

(武汉大学电气工程学院,湖北 武汉 430072)

摘要:针对射频能量采集系统中谐波抑制电路存在的效果不佳和效率不高的问题,提出一种基于对称二极管整流电路的扇形带线的谐波抑制电路设计。该设计使用对称二极管整流电路的设计对由非线性电子元件而引发的偶次谐波进行抑制;同时引入3个经过优化设计的扇形带线对3次谐波进行有效抑制,通过利用扇形带线所具有的宽带阻抗特性实现了整流电路对输入信号频率的较好的适应性。试验证明,在测试条件下该电路能够在较宽的输入频段内有效抑制4阶输入谐波,且整流效率最大值达到78.2%。

关键词:谐波抑制;扇形带线;整流电路;3次谐波;整流效率

中图分类号:TN31 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2018)04-0060-04

Harmonic Suppression Technology of RF Energy Acquisition System

Meng Xianglin

(School of Electrical Engineering, Wuhan University, Wuhan 430072, Hubei, China)

Abstract: Aiming at the problems such as poor effect and low efficiency existing in harmonic suppression circuit in RF energy acquisition system, a design of harmonic suppression circuit with a fan belt line based on symmetric diode rectifier circuit is proposed. The proposed design uses the design of symmetric diode rectifier circuit to suppress even harmonics caused by non-linear electronic components, at the same time three fan belt lines with optimized design are introduced to suppress the third harmonic effectively, and through the use of fan belt line with broadband impedance characteristics the rectifier circuit realizes a good adaptability to the input signal frequency. The experiment proves that the circuit can effectively suppress the fourth order input harmonics in the wider input band, and the maximum rectifying efficiency reaches 78.2%.

Key words: harmonic suppression; fan belt line; rectifier circuit; third harmonics; rectification efficiency

0 引言

整流电路作为射频能量采集系统的一个主要的能量转换部分,是能量传输过程中损耗。整流电路中影响变流效率的一个重要因素是谐波^[1]。由于整流二极管本身所具有的非线性会导致高次谐波的产生,而高次谐波非常容易从耦合天线泄露出去从而降低整流电路的变流效率。所以谐波抑制在射频能量采集系统整流电路的设计中,主要作用除了抑制高次谐波,还有助于提升整流电路的变流效率^[2-3]。

常用谐波抑制的方法是在天线和整流电路之间设置输入滤波器来抑制谐波,但是不恰当的滤波器设计不仅会导致能量损耗的增加,还会使得系统体

积增大,甚至会削弱射频天线的耦合能力^[4]。

文献[5]通过对谐波抑制的天线进行优化设计,从而省略了在整流电路前端设置用于谐波抑制的滤波器,但是这种设计增加了天线设计的复杂度,削弱了射频天线的耦合能力。文献[6]提出了一种具有对称结构的整流电路,以此来抵消整流电路在变流过程中产生的偶次谐波,通过仿真实验验证了这种整流电路在2.45 GHz频段的能力传输效率达到60%,但是这种电路对奇次谐波抑制效果有限。

基于上述研究,提出一种在整流电路前端设置扇形枝节实现对3次谐波的抑制,并通过对称整流二极管的设计实现偶次谐波的抑制,从而避免了在整流电路中引入带通滤波器以提升射频能量采集系统的射频耦合效率。

1 谐波抑制原理

具有周期性的射频信号可分解为正弦波和余弦波^[7-8]：

$$f(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} [a_n \cos(n\omega t) + b_n \sin(n\omega t)] \quad (1)$$

式中, a_n 和 b_n 的数学表达式分别为

$$\begin{cases} a_n = \frac{1}{\pi} \int_{-\pi}^{\pi} f(t) \cos(n\omega t) dt \\ b_n = \frac{1}{\pi} \int_{-\pi}^{\pi} f(t) \sin(n\omega t) dt \end{cases} \quad (2)$$

由二极管组成的整流电路中,由于二极管的非线性器,电压和电流被限制在二极管阈值之内,这种电压或电流的时域突变会导致频域谐波的产生^[9-10]。谐波的抑制可以通过合理的阻抗设计来实现。将谐波发生处的谐波反射系数设计为1,可以有效防止高次谐波通过耦合天线将能量泄漏出去;同时通过控制高次谐波和反射波的相位差,可以最终抵消谐波对输出电流的影响^[11]。利用谐波产生处的高阻抗设计可实现谐波反射系数 $|\Gamma|=1$,此时谐波电压分量依旧存在,但是电流分量几乎为0,且可通过控制其相位差达到控制波形的目的;利用谐波产生处的低阻抗设计得到谐波反射系数 $|\Gamma|=-1$,此时谐波电流分量依旧存在,但是电压分量几乎为0。这两种设计下电压和电流的乘积都几乎为0,这意味着能量消耗都很小,能够达到在获得较小能量消耗的前提下实现谐波抑制的功能^[12-13]。

2 滤波电路设计

2.1 电路整体结构

射频能量采集系统采样对称整流电路,电路原理如图1所示。

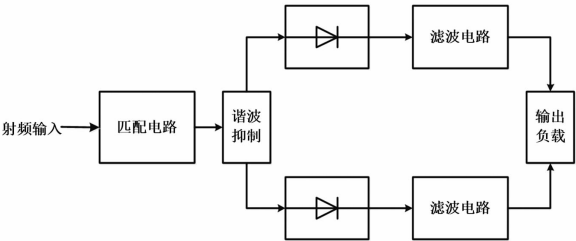


图1 整流原理

图1 中的对称整流电路由30 Ω 匹配电路、前端

谐波抑制电路、反向对称整流二极管以及直通滤波电路组成。

由于图1 基于肖特基二极管的整流电路是完全反向对称,因此在输出负载上表现出的直流输出电压基本没有2 次、4 次等偶次谐波,但是3 次谐波的幅值较大,因此无法有效提升变流效率^[14]。对此需要在匹配电路后端和整流电路前端设置针对3 次谐波的电路。

2.2 滤波器设计

在图1 所示的整流电路后端滤波电路主要是用于削除输出电压的波动分量以及高次谐波。通常这样的滤波电路设计为在整流二极管的输出端并联射频电容和波动分量为0.25 波长的电感微带线^[15]。但是这样的设计不可避免需要使用过孔工艺,从而可能带来较为严重的电路寄生电容,无法保证批量制造过程中的变流效率的稳定性^[16]。因此提出一种基于0.25 波长的扇形带线实现整流电路的前端滤波功能,电路如图2 所示。

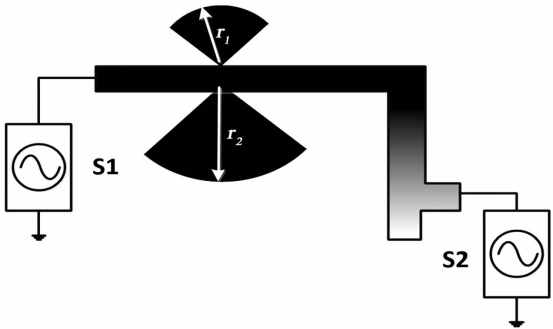


图2 基于扇形带线的滤波器结构

图2 中为保持与整流电路的阻抗匹配,S1 的内阻设计为50 Ω,S2 的内阻和负载阻抗保持一致,设计为1.6 kΩ。用工作频率分别为5.8 GHz 和11.6 GHz 的射频信号对滤波器的扇形带线进行仿真参数优化,经过反复测试得出最优的扇形带线半径为 $r_1=3.49\text{ mm}$, $r_2=5.12\text{ mm}$,扇形角为120°。

2.3 滤波电路的参数整定

对上述原理分析进行总结,得出滤波电路结构如图3 所示。

滤波电路的输入射频信号工作频率为5.8 GHz,图3 中黑色介质板厚度的设计值为0.035 mm,真空电容率 ϵ 为2.55,损耗角 δ 为 $\arctan 0.0018$ 。

为获得较好的谐波抑制效果,整流二极管的结电容、工作电压降以及寄生电容需要尽可能的小。基于上述考虑,结合作可靠性与性价比需求,选用热载

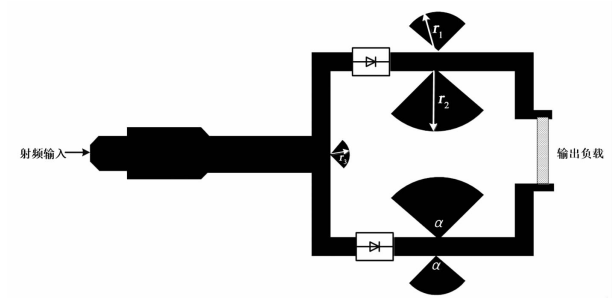


图 3 滤波电路结构

流子二极管 MA4E1317 作为整流二极管。此型二极管具有正向导通电压降低、反向击穿电压高以及结电容小等优点,其具体参数为:导通电阻 $4\ \Omega$ 、结电容为 $0.02\ \text{pF}$ 、导通电压降为 $0.7\ \text{V}$ 、击穿电压为 $7\ \text{V}$ 。整流二极管工作时的能量损耗计算公式为

$$E_{\text{loss}} = \frac{V_b}{V_0 + V_b} \tag{3}$$

式中, V_0 表示输出负载的端电压,显然在输入功率不变的前提下, V_0 和负载的输入阻值成正比关系。由式(3)可以得出能耗与 V_0 成反比关系,而与负载没有直接联系。通常情况下二极管的反向电压升至为反向击穿电压的 0.46 倍便不在随着端电压的升高而继续增大,这导致二极管的反向端电压大于反向击穿电压的 0.46 倍时,整流效率会与负载成反比关系。由上述分析,能够量化二极管整流电路在直流输出电压到达最大值 $4.55\ \text{V}$ 时获得最高效率 0.8 ,此时输出直流电压为 $4.55 \times 2 = 9.1\ \text{V}$,此时负载阻值为

$$R_L = \frac{V_{\text{out}}^2}{\eta \times P_{\text{in}}} \approx 1.6\ \text{k}\Omega \tag{4}$$

将输入功率设定为 $18\ \text{dBm}$,当负载电阻为 $50\ \Omega$ 时,此时变流效率约为 0.4 。当负载电阻为 $1.6\ \text{k}\Omega$ 时输出电压为 $9\ \text{V}$,变流效率约为 0.8 。当负载电阻继续增大,由于二极管的端电压不会继续增大,因此负载的端电压会继续维持在 $9.1\ \text{V}$,因此变流效率会减小。由此,当负载电阻为 $1.6\ \text{k}\Omega$ 时,整流电路的效率最优。

将扇形带线引入整流电路中,针对匹配电路输出的 3 次谐波,在匹配电路内部设计了半径为 r_3 的扇形带线,这样在没有增加电路复杂度的前提下实现对奇次谐波的有效抑制。基于端口阻抗匹配的原则对扇形带线的半径的参数进行局部优化,以期获得最优的谐波抑制效果。得出的电路的主要整定参数如表 1 所示。

表 1 滤波电路最优设计参数

参数类型	参数值
r_1/mm	5
r_2/mm	2.6
r_3/mm	1.4
$\alpha/(\circ)$	120
$R_L/\text{k}\Omega$	1.6

3 实验验证

首先基于图 3 完成实验电路的制作,实物如图 4 所示。

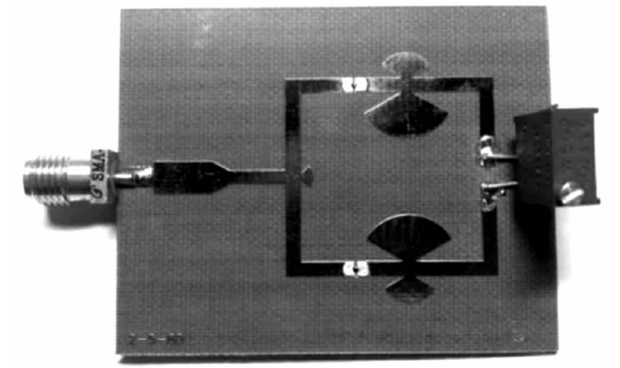


图 4 实验电路

首先在输入功率为 $18\ \text{dBm}$ 、以 $5.8\ \text{GHz}$ 为中心 $-15\ \text{dB}$ 的射频信号输入的条件下,对电路谐波抑制进行仿真和实测对比测试,以验证实验电路的功能有效性。

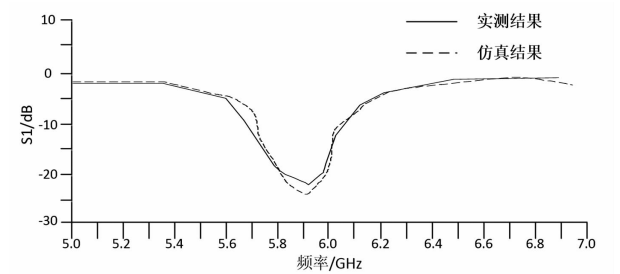


图 5 实验电路仿真和实测结果

由图 5 可以看出实验电路的实测和仿真结果的拟合度较高,说明仿真方法的有效性和电路在 $18\ \text{dBm}$ 的输入功率下所具有的谐波抑制性能。对半径为 r_3 的扇形带线引入电路前后的谐波抑制性能进行测试,对射频输入直流分量和谐波能量的分布对比仿真测试结果如图 6 所示。

由图 6 可以看出,在引入半径为 r_3 的扇形带线后, 3 次谐波的抑制到 $-50\ \text{dB}$,比未设置前有了约 $32\ \text{dB}$ 的提升,这表明该扇形带线能够较好地地对 3 次谐波进行抑制。

对负载输出的基频和谐波能量分布以及输出电压的仿真结果分别如图7和图8所示。

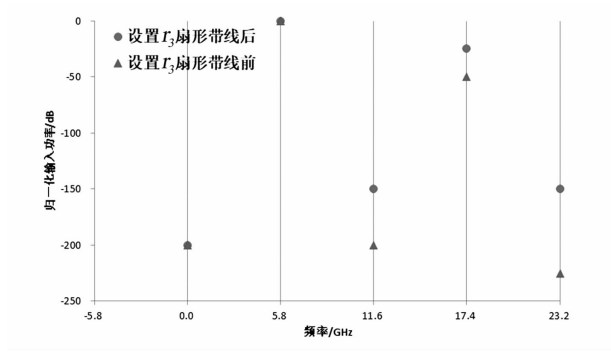


图6 射频输入的谐波能量分布对比

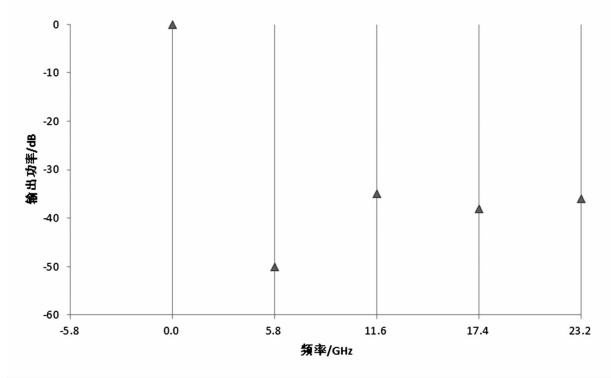


图7 输出信号的谐波能量分布

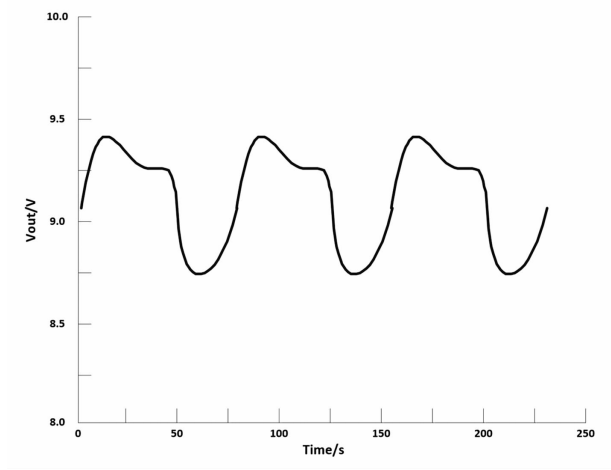


图8 输出电压仿真波形

由图7可以看出输出信号的高次谐波能量都在-35 dB 以下,这表明滤波线路地滤波效果较好。图8给出了输出电压的仿真波形,可以得出其波形已经趋于平缓,波动量大约为4%,能够满足设计要求。

在1.6 k Ω 负载电阻和5.8 GHz 射频输入的试验条件下,对输出功率随输入功率的变化进行仿真测试,结果如图9所示。

对图9 进行分析可知,当输入功率不超过18 dBm,仿真结果和实测结果的整流效率基本一致,并在

18 dBm 处达到实测最大值0.782,这与理论最优整流效率0.8 十分接近。当输入功率超过18 dBm,实测整流效率由于二极管反向电压不再上升而急剧下降。

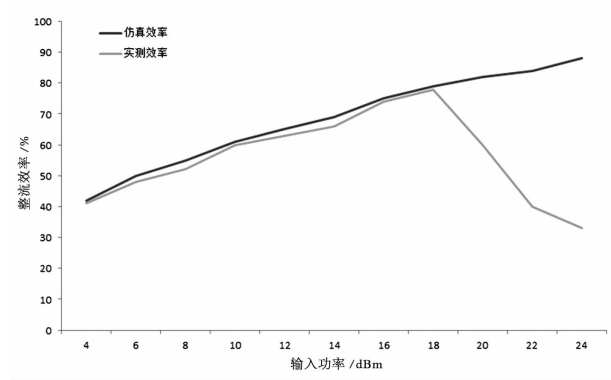


图9 整流效率随输入功率变化的仿真曲线

在5.725 ~5.875 GHz 的范围内改变射频信号的频率,对整流效率进行仿真和实测,结果如图10所示。

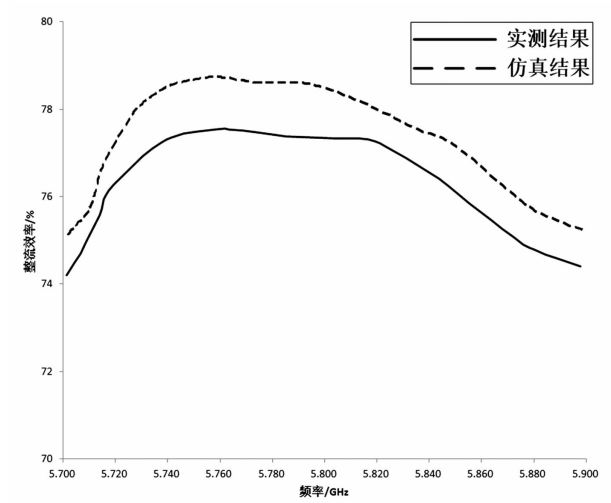


图10 整流效率与输入信号频率关系的仿真结果

由图10 可知,在整个试验频段,实测的整流效率不低于74%,在整流过程中的能量损耗较小,满足设计要求。

4 结 语

首先对射频采集系统的谐波抑制原理进行阐述,并提出基于对称二极管整流电路的扇形带线的谐波抑制电路设计。该电路利用对称二极管整流电路对偶次谐波进行有效抑制,随后通过优化设计的扇形带线对3次谐波进行高效抑制。该设计的优势在于使得整流电路前端的带通滤波器得以省略,简

(下转第68页)

基于电力数据的经济景气指数模型研究

李赋欣, 罗晓伊, 沈 军

(国网四川省电力公司, 四川 成都 610041)

摘要:以电力公司所掌握的用电数据为基础,通过构建“基于电力数据的经济景气指数”,掌握各行各业的用电规律,挖掘各种经济环境下的售电业务机遇。同时,构建基于电力数据的经济景气指数,为政府决策和政策制定提供了量化分析工具,也为电力公司争取政府的政策扶持,提供了科学、准确的依据。

关键词:经济景气指数;电力数据;周期性行业;预测模型

中图分类号:TM761 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2018)04-0064-05

Power Data – based Research on Economic Prosperity Index Model

Li Fuxin, Luo Xiaoyi, Shen Jun

(State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract:Based on power data, power data – based economic prosperity index is constructed to support the company to grasp the electricity consumption rules of all walks of life and to dig out the opportunities for the sale of electricity in all kinds of economic environment. At the same time, the construction of economic prosperity index based on power data provides a quantitative analysis tool for government decision – making and policy making. It also provides a scientific and accurate basis for the government’s policy support for the electric power company.

Key words:economic prosperity index; power data; cyclical industry; prediction model

0 前 言

当前,随着经济发展进入新常态,电力需求高速增长 的拐点已经到来;电力体制改革正逐步深入,各类改革试点、新售电公司层出不穷,电力公司面临日益复杂的外部发展环境。在这种情况下,电力公司在实现企业发展模式转型升级的过程中,如何更好处理新形势下与政府、社会的关系,更加积极、主动地对接、服务地方经济发展,争取更好的外部发展环境、树立优异的企业形象,对未来经营发展至关重要。

电力公司是数据的金矿,用电信息充分反映了市场主体的经济活动活跃度,而电力数据相对传统经济数据的先行性,可以及时研判行业生产和发展态势、服务地方经济决策。同时,传统视角判断经济周期面临着种种制约,通过收集用电数据,从电力视角把握经济周期,可以一定程度克服定性评价的缺陷,发挥巨大的作用。通过关联经济数据与用电数

据,构建基于电力数据的经济景气指数,判断经济周期及其走势,并建立相应预测模型对未来经济走势进行预判,具有较高的实用价值。

1 经济景气指数模型研究现状

1.1 经济景气指数发展情况

经济景气研究经历了近百年的历史,已成为世界许多市场经济国家监测经济运行的一种重要手段,其构建过程主要分为以下几个阶段:第 1 阶段主要是 1888 年至 1917 年,从巴黎统计学大会用颜色测定法国经济波动,到哈佛编制哈佛指数以及金融市场有关的“金融指数”,并以此来预测经济的走势;第 2 阶段是景气指数的研究形成阶段,1937 年,密切尔和伯恩斯研究了近 500 个经济指标的时间序列,选择了 21 个指标构成经济指示器,之后又提出了研究报告“循环复苏的统计指标”,预测出了经济转折的时间,并被后来的实际经济波动所证实;第 3

表 1 四川省上市公司回归结果表(部分)

用户名称	<i>p</i> 检验值	调整后的 <i>R</i> ²	调整系数 <i>ε</i>
四川 XX 通信技术有限公司	1.00×10^{-16}	1.000 000 000	1.000 000 000
四川 XX 电缆股份有限公司	1.24×10^{-8}	0.867 187 500	0.875 000 000
成都 XX 科技股份有限公司	6.63×10^{-8}	0.836 538 462	1.000 000 000
四川 XX 化工股份有限公司	1.30×10^{-6}	0.763 888 889	0.777 777 778
四川 XX 电力股份有限公司	2.01×10^{-6}	0.750 976 563	0.875 000 000
四川 XX 林业产业股份有限公司	5.24×10^{-6}	0.719 886 364	0.818 181 818
四川 XX 水利电力股份有限公司	5.24×10^{-6}	0.719 886 364	0.818 181 818
成都 XX 科技股份集团有限公司	5.52×10^{-6}	0.718 112 245	0.857 142 857
四川 XXX 股份有限公司	1.11×10^{-5}	0.693 055 556	0.800 000 000
四川 XX 油田技术服务股份有限公司	1.11×10^{-5}	0.693 055 556	0.888 888 889
成都 XX 磁体股份有限公司	1.51×10^{-5}	0.681 250 000	0.700 000 000
四川 XXXX 股份有限公司	5.79×10^{-5}	0.624 368 687	0.888 888 889
四川 XX 水泥股份有限公司	6.30×10^{-5}	0.620 535 714	0.750 000 000

行业分类,确保既能将上市公司有关联的主营业务归纳到同一行业中,又不影响行业的多样性,最终得到四川全省上市公司所属 94 个行业。通过对比上市公司经济指标与用电量关系,建立回归模型,得到用电量与经济数据关系密切的 46 个行业,并根据经验判断以及各方面专家意见,额外选取了 15 个上市公司未覆盖的行业作为建模数据补充。

2.2 识别周期行业

按照市场中周期性、非周期性和反周期性 3 类进行归类,用如下公式对其周期性做出定量分析:

行业用电增长率 = $0 + \beta \times$ 市场用电增长率 + ε
 β 作为模型中唯一的系数,反映该行业的周期性,即行业的景气程度。 β 的取值有 3 种情况:
 $\beta \gg 1$,则说明该行业属于 A 类行业,以建筑工程、煤炭为代表的周期性行业,即经济繁荣时对该类行业售电增长将快于市场整体增长水平;
 $0 < \beta \ll 1$,则说明该行业属于 B 类行业,以水务、医疗为代表的非周期性行业,即经济波动过程中用电水平比较稳定;
 $\beta < 0$,则说明该行业属于 C 类行业,反周期性行业,即经济衰退市场整体下降时对该类行业售电反而呈现增长。 β 值远高于 1 的行业用电增长率保持和市场用电增长率相同的变化趋势,但是在幅度上远远领先于市场用电增长率。而 β 值低于 1 的行业并不完全随市场的变化而变化,更多的是拥有自身的周期规律。

根据对过去 5 年的 61 个行业历史数据进行计

算,得到 20 个强周期性行业作为编制经济景气指数的基础,其用电量的变化情况与全省经济和用电息息相关。这些强周期性行业包括:皮革、毛皮、羽绒及其制品业;家具制造业;木材加工及木、竹、藤、棕、草制品业;服装鞋帽制造业;非金属矿采选业;非金属矿物制品业;其他采矿业;文体用品制造业;塑料制品业;建筑装饰业;废弃资源和废旧材料回收加工业;金属制品业;烟草制品业;纺织业;造纸及纸制品业;印刷业和记录媒介的复制;其他建筑业;房屋和土木工程建筑业;橡胶制品业;建筑安装业。

2.3 电力景气指数

分别采用价格加权、市值加权、等权重加权 3 种方式,按照基值为 100 的原则,获得具有不同特性的电力指数曲线。通过分析,价格加权下,高耗能行业权重较高;市值加权下,用电占比高的行业权重较高;等权重加权下,强正周期的行业权重较高,各种加权方式下权重高行业的波动对指数波动影响较大。因此,为了最大化发挥精选的 20 个强周期性行业的先行特性,最终选取等权重加权指数开展业务应用,对 2012 年 1 月至 2016 年 5 月数据进行处理。

等权重加权方式公式如下:

行业平均售电量增长率 =
$$\frac{\text{第 } n \text{ 期行业平均售电量}}{\text{第 } (n - 1) \text{ 期行业平均售电量}} - 1$$

行业平均售电量 =
$$\frac{\text{行业售电量}}{\text{行业用户数量}}$$

等权重加权增长率 = $\frac{\sum \text{行业平均售电量增长率}}{\text{行业数量}}$

指数值 = $(1 + \text{等权重加权增长率}) \times \text{第}(n - 1)$ 期指数值

根据计算,得到等权重加权指数线,见图 3。

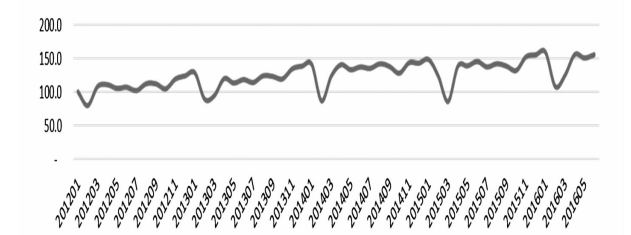


图 3 经济景气基础线

按照基期 2012 年 1 月初始值均为 100 的原则以及等权重加权方法用 20 个强周期性行业构建经济景气指数曲线,对四川省全部行业售电量数据构建基准线进行对比,如图 4 所示。

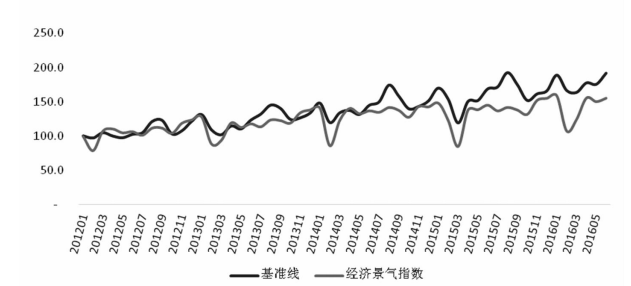


图 4 经济指数线

2014 年 1 月后,电力景气指数线在下,两线距离扩大,数据显示经济进入下降期。即 2014 年 1 月份是经济周期中峰值所在的顶点,经济周期进入下降期。同时,又通过传统经济学的方法得到了与使用经济景气指数研判的经济周期相一致的结论,验证了经济景气指数的合理性。

2.4 建立预测模型

已经构建的基于电力数据的经济景气指数模型可以很好实现对过去经济情况的把控,但在使用过程中,现有的发展趋势可能并不十分直观明朗,为了充分发挥并放大电力数据先行性的优势,进一步对经济景气指数的发展构建一套预测模型,实现更加清晰的走势把控。

通过比对,以蒙特卡罗模拟作为预测基础,并对其进行优化,进行预测。

在蒙特卡洛模拟中,选择一个合适的预测函数是仿真程序可以有效运行的关键。对比常见的基于时间序列的预测函数几何布朗运动结合模拟过程,可以更加有效地展现随着时间推移电力数

据的波动性。

具体算法过程如下:

1) 选择几何布朗运动作为行业用户数量、行业售电量等指标的随机过程,即

$$dN_t = \mu N_t dt + \sigma N_t dz_t \tag{1}$$

式中: μ 为漂移百分比; σ 为波动百分比; dz_t 服从均值为 0、方差为 dt 的正态分布。

用 Δt 来近似替代微分变量 dt ,于是得到

$$\Delta N_t = N_{t-1} (\mu \Delta t + \sigma \varepsilon \sqrt{\Delta t}) \tag{2}$$

式中, ε 服从均值为 0、标准差为 1 的标准正态分布。

2) 基于对电力数据的挖掘,对几何布朗运动做一些调整,提出其适合于该预测情景下的变式:

下期行业用电数据 = 当期行业用电数据 $\times$ (1 + 漂移率 + 波动率 $\times$ 随机扰动项)

其中漂移率和波动率可利用往年历史数据计算。

计算所有相邻周期用电数据比值的自然对数:

$$P = \ln \frac{\text{当期该行业用电数据 (行业用电量、行业用户数)}}{\text{上期该行业用电数据 (行业用电量、行业用户数)}}$$

行业用电漂移率 = 取所有周期计算结果 P 的平均值作为漂移率

行业用电波动率 = 取所有周期计算结果 P 的标准差作为波动率

同时,为了贴合实际,调整相关参数,设置随机扰动项的发生机制:往年同月份的增长率,以等权重的方式集结;往年同月份的增长率,以指数衰减权重方式集结;上述两种类型的增长率以一定规则(正态分布标准差为 1/3)构建出成正态分布的平均值。

最终,对后续 12 个月(2016 年 6 月至 2017 年 5 月)数据进行预测,得到基于电力数据预测的经济景气指数图线,如图 5 所示。

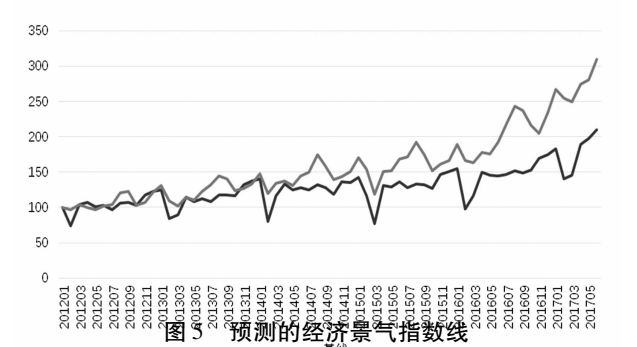


图 5 预测的经济景气指数线

可以看出,未来用电量基本处于增长趋势。然而电力景气指数线与基线的距离并未有收拢的趋势,因

此四川地区经济未来仍然将不会有明显的复苏迹象。

3 结 语

1)率先提出电力服务经济理念,从电力的视角系统分析区域及行业宏观经济形势,预测经济发展及电量需求走势,拓展了电力企业的服务模式,为在“电改”新形势下的“守土有责、守土负责、守土尽责”提供强有力的信息支撑。

2)提出以数据驱动的方式,通过机器学习方法深度挖掘多粒度多维度的用电量与经济数据之间的相关关系,发挥了电力大数据应用的先行示范作用。下一步,将采用增量学习方法对预测模型进行迭代优化,促进景气指数准确率反馈机制逐步完善,预测准确率持续提升。

(上接第 63 页)

化了电路结构,也提高了电路的工作稳定性。实验证明,该电路在试验条件下的整流效率能够达到 78.2%,且具有良好的输入信号频率适应性和较好的工程实用价值。

参考文献

[1] 涂春鸣,杨义,肖凡,等. 非线性负载下微电网主逆变器输出侧电能质量控制策略[J/OL]. 电工技术学报, 2017:1-9. [2017-10-39].

[2] 刘洋,左涛. 增强超导滤波器谐波抑制能力的方法[J]. 低温与超导,2017,45(8):61-63.

[3] 袁鼎峰,王建华,夏海平,等. 一种高效率的射频能量收集器[J]. 江苏科技大学学报(自然科学版),2017,31(3):344-349.

[4] 龚圣高,任瑾. 针对直流型负载的有源电力滤波技术研究[J]. 自动化应用,2017,(6):122-124.

[5] 徐雷钧,白雪,潘祎雯,等. 传感器节点自主供电的环境混合能量收集系统设计[J]. 农业工程学报,2017,33(8):147-152.

[6] 池凯凯,林一民,李燕君,等. 射频能量捕获无线传感网中占空比最佳的能量源布置方法[J]. 计算机科学, 2017,44(3):128-131.

[7] 陈奉云,国云川,徐锐敏. 一种宽带无源二倍频器 MMIC 的研究[J]. 微波学报,2016,32(S2):376-379.

[8] 徐力翔,张晓红,游彬,等. 环境 WiFi 能量采集系统的

参考文献

[1] 王金明,程建华,杨晓光. SW 型先行景气指数建设的实证研究[J]. 中国管理科学,2007,15(4):116-123.

[2] 韩艾,郑桂环,汪寿阳. 广义动态因子模型在景气指数构建中的应用——中国金融周期景气分析[J]. 系统工程理论与实践,2010,30(5):803-811.

[3] 徐鑫,谌贻庆. 基于 SVAR 模型的消费者信心与宏观经济景气关系实证研究[J]. 商业经济研究,2012(17):26-27.

[4] 高铁梅,王金明,陈飞. 中国转轨时期经济增长周期波动特征的实证分析[J]. 财经问题研究,2009(1):22-29.

作者简介:

李赋欣(1982),高级工程师,从事电力营销、数据分析工作。

(收稿日期:2018-06-06)

匹配网络与整流电路设计[J]. 南京信息工程大学学报(自然科学版),2017,9(1):92-96.

[9] 池凯凯,朱留栓,程珍,等. 射频能量捕获异构无线传感网的能量源最少化布置方法[J]. 计算机科学, 2017,44(1):140-144.

[10] 许加柱,祁瑞,梁崇淦,等. 紧凑式滤波器及其效果分析[J]. 电力系统及其自动化学报,2016,28(11):14-19.

[11] 李美苓,谢生,毛陆虹. 新型无源 UHF RFID 双端口标签设计[J]. 传感器与微系统,2016,35(8):90-93.

[12] 许胜,费树岷,赵剑锋,等. 多模块 APF 并联系统高频谐波环流分析与控制[J]. 电工技术学报,2016,31(5):60-68.

[13] 艾明贵,梁显锋. 一种小型化的超宽带微带带通滤波器的设计[J]. 电子设计工程,2015,23(24):113-115.

[14] 魏海啸,王军,董铁孝. 单调谐滤波器参数设计及其应用[J]. 电子设计工程,2015,23(2):78-80.

[15] 储江龙,李玉玲,杨仕友. 无接触电能传输系统的高效 E 类射频功放设计[J]. 电工电能新技术,2014,33(4):1-5.

[16] 李奥博,耿军平,金荣洪,等. 一种新型双二极管 5.8 GHz 谐波抑制的整流电路[J]. 中国电子科学研究院学报,2012,7(5):538-543.

作者简介:

孟祥麟(1997),本科,主要研究方向为电气工程及其自动化。

(收稿日期:2018-01-06)

特高压换流站单相短路电流抑制措施 及对电网可靠性的影响分析

徐 杰¹,李 燕²

(1. 国网四川综合能源服务有限公司,四川 成都 610061;
2. 国网四川省电力公司电力科学研究院,四川 成都 610041)

摘 要:针对宜宾、复龙换流站单相短路电流超过开关遮断水平的问题,分析其产生的原因,根据近区电网布局 and 规划,提出了限制近区火电开机、主变压器中性点经小电抗接地、线路加装串联电抗器等抑制单相短路电流的措施。通过分析比较不同措施对换流站单相短路电流的限制效果,以及对电网设备运行和供电可靠性的影响,给出可行的降低换流站 500 kV 侧单相短路电流的措施建议。

关键词:换流站;单相短路电流;中性点小电抗;串联电抗器

中图分类号:TM72 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2018)04-0069-04

Analysis of Suppression Measures on Single – phase Short – circuit Current in UHVDC Converter Station and Its Impacts on Power Grid Reliability

Xu Jie¹,Li Yan²

(1. State Grid Sichuan Integrated Energy Service Co. , Ltd, Chengdu 610061, Sichuan, China;
2. State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract:Aiming at the issues that single – phase short – circuit current at the 500 kV side of Yibin and Fulong converter stations exceeds the breaking capacity of breaker, the reasons are analyzed and the measures are put forward to reduce the single – phase short – circuit current, including limiting the output of thermal power near field, main transformer neutral grounding by small reactance and adding series reactors in 500 kV lines. The limiting effects on single – phase short – circuit current and the impacts on power grid equipment operation and power supply reliability are compared by different measures. The suggestions for reducing single – phase short – circuit current at 500 kV bus of UHVDC converter station are given.

Key words:converter station; single – phase short – circuit current; neutral grounding by small reactance; series reactor

0 引 言

随着电网建设规模的不断扩大和交直流混联系统的加强,电网的短路电流水平逐年攀升,且部分母线单相短路电流大于三相短路电流的现象时有发生。短路电流过大会给设备选择带来困难,危害人身和设备安全,已成为电力系统规划、设计和运行面临的重大问题^[1]。

在目前国内外通用的 PSASP 计算程序中,换流变压器模型集成在直流系统模型中,使用该模型进行三相、单相短路计算时,直流被直接作为负荷处

理,不提供短路电流。但在实际单相短路计算中,换流变压器对单相短路电流有显著的影响。

宜宾、复龙换流站换流变压器容量分别为 9696 MVA、7706 MVA,换流变压器容量大且换流站与周边 500 kV 电网的联系较为紧密^[2],考虑换流变压器对零序阻抗的影响,加上向家坝、溪洛渡等水电站的大功率直流配套电源的集中接入,导致 2 个换流站 500 kV 侧单相短路电流超过三相短路电流,且已接近或超过断路器的最大遮断容量^[3],需采取措施限制短路电流,以保证电网的安全运行。

电网短路电流的限制可从电网结构和变电站两个层面采取措施^[4]。需要根据电网实际情况,在保证

供电可靠性的基础上采取合理的措施限制短路电流。

1 宜宾、复龙换流站短路电流分析

1.1 短路电流计算

宾金、复奉直流近区 500 kV 网架结构如图 1 所示。

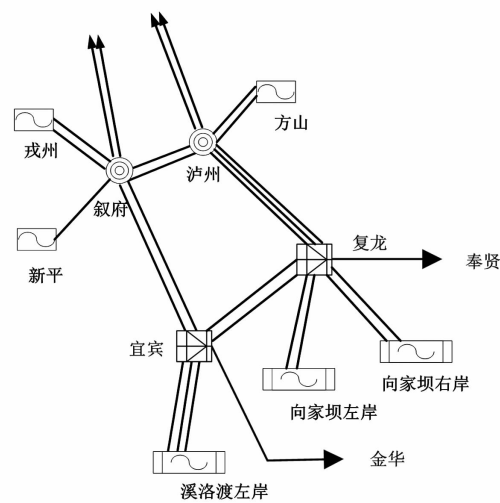


图 1 宾金、复奉直流近区 500 kV 系统接线

基于 2018 年四川电网网架结构,在全网全开机方式下,退出 500 kV 站和 220 kV 站的低容低抗,不退出特高压直流换流站滤波器,保留线路高压电抗器,利用 PSASP 7.30 基于方案计算短路电流。

短路电流计算结果如表 1 所示。

表 1 500 kV 侧短路电流计算结果

站点	三相/kA	单相/kA
宜宾	55.15	64.03
复龙	54.84	64.05
叙府	55.15	56.65
泸州	52.42	47.41

可以看出,宜宾、复龙换流站的单相短路电流均大于 63 kA。

1.2 换流变压器对单相短路电流的影响

特高压直流系统换流器普遍采用双 12 脉动结构,两个 12 脉动换流器串联组成一极,一极共包含 4 台换流变压器,其中两台为 Y_Nd 接线,两台为 Y_{NY} 接线^[5]。

对 Y_Nd 接线变压器,当 Y_N 侧有零序电压时,由于中性点接地,每相零序电流可以经过变压器绕组和大地回路。同时三角形接线侧绕组产生零序电动势和零序电流,零序电流在三相绕组内自成回路,d

侧出线上没有零序电流,相当于变压器的零序电路与外侧电路之间是断开的,等值电路如图 2 所示。

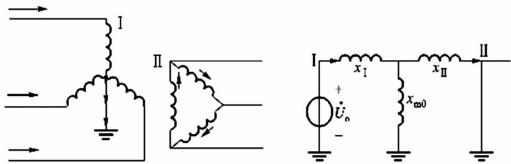


图 2 Y_Nd 接线变压器零序回路

换流变压器零序励磁电抗一般较绕组漏抗大很多倍,且对于负荷中心地区接线方式为 Y_Nd 的变压器,零序阻抗与正序阻抗十分接近^[6],因此 Y_Nd 接线变压器零序阻抗可简化为

$$X_{(0)} = X_I + X_{II} \tag{1}$$

式中, X_I 、 X_{II} 分别为变压器高压侧和中压侧的正序等值阻抗。

Y_{NY} 接线变压器的二次侧没有零序电流通路,所以其零序等值电路在二次侧是断开的,等值电路如图 3 所示。

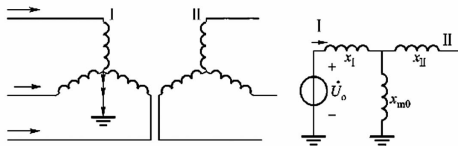


图 3 Y_{NY} 接线变压器零序回路

Y_{NY} 接线变压器零序电抗为

$$X_{(0)} = X_I + X_{m0} \tag{2}$$

换流变压器励磁电抗较大,因此可以认为 Y_{NY} 接法变压器零序电抗为无穷大。

由于 Y_Nd 换流变压器的影响,换流站 500 kV 零序等效电路中相当于并联了阻抗很小的零序支路,对换流站单相短路电流产生显著影响,导致宜宾、复龙两换流站短路电流相比不考虑换流变压器时增大 12 kA 以上。

1.3 电源侧升压变压器对单相短路电流的影响

宾金直流配套电源溪洛渡左岸电厂装机容量为 9×770 MW,复奉直流配套电源向家坝左、右岸电厂装机容量为 8×800 MW,各机组和变压器均采用单元接线方式,升压变压器采用 Y_Nd 接法,除向家坝 8 台机组升压变压器中性点配有 18 Ω 小电抗外,其余配套机组升压变压器中性点均直接接地。

单元接线方式、升压变压器 Y_Nd 接法的机组正序、零序等值回路如图 4 至图 6 所示(不考虑励磁支路)。

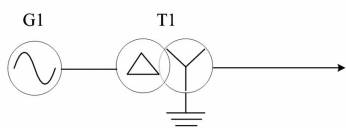


图 4 单元接线

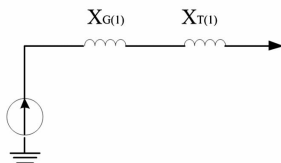


图 5 正序网络

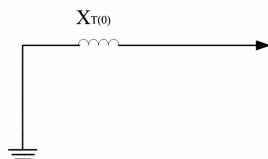


图 6 零序网络

与换流变压器类似,机组升压变压器采用 $Y_N d$ 接法,高压侧发生不对称故障时变压器提供零序通路,其零序支路等值电抗为

$$X_{\Sigma 0} = X_{T0} = X_{T(1)} + 3X_N \quad (3)$$

正序等值电抗为

$$X_{\Sigma 1} = X_{T(1)} + X_{G(1)} \quad (4)$$

式中: $X_{T(1)}$ 为变压器漏抗; X_N 为中性点小电抗值; $X_{G(1)}$ 为发电机正序电抗。从式(3)、式(4)及等值电路图可以看出,升压变压器无小电抗情况下,由于发电机正序电抗 $X_{G(1)}$ 的存在,发电单元总正序电抗大于零序电抗,将导致高压侧单相短路电流大于三相短路电流。

宾金、复龙换流站直流配套机组除向家坝机组考虑小电抗外,其余均采用直接接地,配套电源等值零序电抗小于正序电抗,是换流站 500 kV 单相短路电流大于三相短路电流的另一原因。若溪洛渡、向家坝水电站所有配套机组均不接地,则宾金、复龙换流站 500 kV 单相短路电流可降低 5 kA 左右。

2 宜宾、复龙换流站短路电流限制措施

限制单相短路电流,可以从增大系统正序阻抗和零序阻抗方面采取措施。

2.1 限制近区开机

限制开机是降低系统短路电流最直接的手段,其也可以认为是一种增大系统正序阻抗的方式。为保证夏季特高压直流满送,暂不考虑限制溪洛渡、向

家坝水电站配套电源开机,可通过关停近区火电机组限制换流站单相短路电流。以 2018 年夏季方式为例,换流站近区有戎州、方山、新平等火电机组,关停戎州 1 台机组、新平 500 kV 接入机组及方山 1 台机组后(升压变压器同时退出),复龙、宜宾换流站单相短路电流可分别限制到 62.7 kA 和 62.3 kA。

在夏季高峰负荷情况下,限制开机可能导致近区电压支撑能力不足,特别是洪板线潮流较重,洪沟变电站近区本身电压支撑能力较弱。此外,随着近区宜宾和泸州地区的负荷增长,限制火电出力后可能导致叙府和泸州变电站主变压器不满足 $N-1$ 校核,削弱了电网的供电能力。因此,限制开机仅可作为限制短路电流的临时性方案。

2.2 换流变压器中性点加装小电抗

大容量换流变压器采用 $Y_N d$ 接线方式是换流站 500 kV 单相短路电流超标最重要的因素,因此可考虑在 $Y_N d$ 接线换流变压器中性点加装小电抗以增大零序电抗来限制单相短路电流。随着中性点小电抗阻值的增加,其对 220 kV 侧母线单相短路电流的限制效果逐渐趋于饱和^[7]。通常小电抗值按常规 500 kV 两绕组升压变压器阻值选择方法,取不大于 $1/3$ 漏抗的小电抗值。考虑在宜宾、复龙换流站 $Y_N d$ 接线换流变压器加装 14 Ω 小电抗。加装小电抗后,2018 年复龙、宜宾换流站单相短路电流可分别降低至 60.5 kA 和 60.3 kA,低于开关遮断能力。

加装小电抗最主要的风险来自于中性点绝缘,雷电及操作过电压可通过加装避雷器进行限制,而加装小电抗后中性点最大工频过电压必须在换流变压器中性点工频耐压范围内^[8]。

宜宾、复龙换流站换流变压器中性点可耐受工频电压均为 95 kV,对换流变压器中性点小电抗在不同方式下单相短路时承受的工频电压进行简要分析,加入小电抗 X_N 后,换流变压器支路零序阻抗变为

$$X_{T0} = X_{T(1)} + 3X_N \quad (5)$$

换流站 500 kV 母线发生单相短路时短路电流为

$$I_c = \frac{3U_k}{X_{\Sigma 1} + X_{\Sigma 2} + X_{\Sigma 0} // X_{T0}} \quad (6)$$

式中: U_k 为短路点故障前的初始电压; $X_{\Sigma 1}$ 、 $X_{\Sigma 2}$ 、 $X_{\Sigma 0}$ 分别为换流站外部正、负、零序等值阻抗。

单相短路时短路相正、负、零序电流相等,可得流经换流变压器中性点的电流为

$$I_N = \frac{3I_{c0} X_{\Sigma 0}}{X_{\Sigma 0} + X_{T0}} = \frac{I_c X_{\Sigma 0}}{X_{\Sigma 0} + X_{T0}} \quad (7)$$

电力系统中一般认为系统正序阻抗等于负序阻

抗,中性点电压可表示为

$$U_N = I_N X_N = \frac{3U_k X_N}{2X_{\Sigma 1} + X_{T0} + \frac{2X_{T0} X_{\Sigma 1}}{X_{\Sigma 0}}} \quad (8)$$

由式(8)可看出, X_N 越大,中性点电压越高。
考虑对中性点过电压最严重的方式(换流站外部正序阻抗 $X_{\Sigma 1}$ 最小),取换流站 500 kV 三相短路电流为 63 kA,换流站外部零序阻抗 $X_{\Sigma 0}$ 为正序阻抗 $X_{\Sigma 1}$ 的 3 倍。以宜宾换流站为例进行计算得到该方式下 500 kV 单相短路时中性点工频电压达到 69.7 kV,绝缘裕度较大。即使考虑 3 台 $Y_N d$ 接法换流变压器检修,剩余 1 台 $Y_N d$ 接法换流变压器中性点工频电压也仅达到 82.7 kV,仍有一定裕度。

根据上述计算,在换流变压器中性点加装小电抗是限制单相短路的一种可行方案,不过由于换流变压器设备较为特殊,加装小电抗仍需谨慎。此外受电网结构等因素的影响,小电抗限制单相短路电流的作用是有限的,并且主要限制本站的单相短路电流。

2.3 线路增设串联电抗器限制短路电流

采用串联电抗器可以增加线路阻抗,达到限制短路电流的目的。这是一种传统的限流措施。串联电抗器的运行方式简单、安全可靠、维护简单,技术较为成熟,工程实施可行性高^[9]。2008 年 500 kV 泗泾—黄渡线在泗泾侧安装了 14 Ω 串联电抗器,是 500 kV 串联电抗器在国内的首次应用。

由于宜宾、复龙换流站仅通过 14 km 的 500 kV 线路联接,电气距离近, $Y_N d$ 接法换流变压器引起的总零序电抗减小效果更加明显,导致单相短路电流超标。可考虑通过在宜宾—复龙双回线路增设 14 Ω 串联电抗器削弱两换流站联系,增大系统等值阻抗来限制短路电流。采用上述方案后,宜宾、复龙两换流站单相短路电流降低至 56.9 kA 和 56.1 kA。

串联电抗器可有效限制单相及三相短路电流,但其一次性投入成本较大,而且串入系统后会增加系统的无功损耗及有功损耗。此外串联电抗器投入后会改变近区线路的潮流分布,系统稳定情况和近区断面输送限额需重新校核。此方案可作为远期限制短路电流备选方案。

3 结 语

考虑换流变压器对单相短路电流的影响,宜宾、复龙换流站母线 500 kV 单相短路电流已超过断路

器的遮断容量。为限制单相短路电流,可考虑以下 3 个方面措施:

- 1)临时限流方案:限制近区火电机组开机。通过关停戎州、方山各 1 台机组以及新平 500 kV 接入机组,可以将复龙、宜宾换流站短路电流限制到低于开关遮断能力。
- 2)改造方案 1:换流变压器中性点加装小电抗。通过在宜宾、复龙换流站 $Y_N d$ 接法换流变压器加装 14 Ω 小电抗,可将复龙、宜宾换流站短路电流限制在断路器遮断容量以下,同时单相短路时换流变压器中性点工频过电压低于其工频耐压水平。此方案成本较小,实施相对简单,在场地条件和中性点绝缘水平满足要求的条件下,建议优先考虑。
- 3)改造方案 2:宜宾—复龙双回 500 kV 线路增设串联电抗器。通过在宜宾—复龙双回线路增设 14 Ω 串联电抗器,可显著降低复龙、宜宾换流站的单相短路电流。此方案一次投入成本大,且停电时间较长,近区断面输送限额也需重新校核,可作为远期备选方案。

参考文献

[1] 韩戈,韩柳,吴琳. 各种限制电网短路电流措施的应用与发展[J]. 电力系统保护与控制,2010,38(1):141-144.

[2] 陈汉雄,胡劲松. 金沙江一期送端特高压直流输电系统的协调控制[J]. 电网技术,2008,32(8):10-14.

[3] 马为民,裴定珍,曹燕明. 向家坝—上海 ±800 kV 特高压直流工程中的关键技术方案[J]. 电网技术,2007,31(11):1-5.

[4] 韩柳,仇卫东,肖智宏. 电网短路电流的限制措施[J]. 能源技术经济,2009,21(3):33-37.

[5] 舒印彪,刘泽洪,高理迎,等. ±800 kV 6400 MW 特高压直流输电工程设计[J]. 电网技术,2006,30(1):1-8.

[6] 袁凌. 变压器零序阻抗的实测及计算[J]. 河北电力技术,2002,21(3):17-21.

[7] 梁纪峰,刘文颖,梁才,等. 500 kV 自耦变中性点串接小电抗对接地短路电流限制效果分析[J]. 电力系统保护与控制,2011, 39(13):96-99.

[8] 高峰. 银川东换流站主变压器中性点电抗器配置方案[J]. 宁夏电力,2014(6):13-17.

[9] 陈水明,许伟,王振兴. 500 kV 限流电抗器对瞬态电压的影响及限制措施[J]. 华北电力技术, 2008(1):11-15.

作者简介:

徐 杰(1986),工程师,从事电力系统运行管理相关工作;

李 燕(1986),高级工程师,从事电力系统分析相关工作。

(收稿日期:2018-04-03)

特高压换流站直流隔离开关烧蚀分析及改进

孙光宇¹, 蒋张威¹, 刘 帅¹, 余 立²

(1. 国家电网公司运行分公司宜宾管理处, 四川 宜宾 644000;
2. 国家电网公司西藏电力公司检修公司, 西藏 拉萨 850000)

摘 要:首先介绍了特高压某换流站金属回线转换隔离开关触头烧蚀情况, 具体分析了造成触头烧蚀的主要原因, 并指出了隔离开关存在合位信号不准确的严重安全生产隐患, 阐明了此类隐患可能对一次设备以及直流控制保护系统的影响。同时提出了相应的解决方案, 并用于现场实施, 改造效果良好, 可为国内其他换流站提供了借鉴。

关键词:特高压直流; 直流场隔离开关; 触头烧蚀; 安全隐患

中图分类号: TM712 **文献标志码:** B **文章编号:** 1003-6954(2018)04-0073-05

Erosion Analysis and Improvement of DC Isolating Switch in UHVDC Converter Station

Sun Guangyu¹, Jiang Zhangwei¹, Liu Shuai¹, Yu Li²

(1. Yibin Management Office, Operation Branch of State Grid Corporation of China, Yibin 644000, Sichuan, China;
2. State Grid Tibet Electric Power Maintenance Company, Lhasa 850000, Tibet, China)

Abstract: Firstly the erosion situation of a DC converter contact in UHVDC converter station is introduced, the main causes of contact erosion are analyzed in detail, and it is pointed out that there exists serious hidden dangers to the isolating switches because of inaccurate closing signal, which indicates that such hidden dangers may influence primary equipment and DC control protection system. And then the corresponding solutions are put forward, which have been used for field implementation and have a good transformation effect. So it can provide a reference for other converter stations in China.

Key words: UHVDC; isolating switch of DC field; contact erosion; hidden danger

0 引 言

直流隔离开关是直流输电开关电器中使用最多的一种电器, 它本身的工作原理及结构比较简单, 但是由于使用量大, 工作可靠性要求高, 对特高压换流站的设计、建设和安全运行均影响较大^[1]。复奉、锦苏、宾金三大特高压直流工程, 其直流隔离开关分、合位信号全部由操作机构辅助开关接点给出, 隔离开关分、合操作行程 85% 时, 辅助接点转换给出信号, 其接点信号的正确性直接影响到直流输电运行方式的判别, 直流运行方式的正确与否直接导致控制模式及保护功能的改变^[2-3]。

特高压某换流站巡检时发现某隔离开关触头有

烧蚀痕迹, 其主要是由于该隔离开关未完全合到位, 控制系统却收到了该隔离开关的合位信号, 导致该路断路器合闸时通流回路有大电流流过, 从而使该隔离开关存在拉弧现象。在此背景下为了保证隔离开关一次状态与二次返回信号一致, 使直流隔离开关满足“在额定电流及动、热稳定电流的位置时发出合闸信号”的条件^[4], 对换流站内相关直流隔离开关接点进行了相应的改进。

1 隔离开关烧蚀情况分析

1.1 故障情况

2016 年 3 月 23 日, 特高压某换流站运行人员巡检过程中发现直流场中性区域金属回线转换隔离

开关 03001 触头有异常痕迹,检修人员即进行了现场检查,发现:该隔离开关拐臂无损伤,水平度良好;隔离开关下部支柱瓷瓶外观无破损,垂直度在正常范围内;隔离开关机构箱内部无异常;隔离开关两侧触头部位发现明显烧蚀痕迹,如图 1 所示。因隔离开关烧蚀严重,通流接触面受损,已不具备合闸运行能力,需要对隔离开关触头进行更换。



图 1 隔离开关触头烧蚀情况

1.2 故障分析

一般情况下,触头烧蚀的主要原因是在隔离开关操作过程中发生拉弧放电,造成隔离开关触头烧蚀。而拉弧放电造成触头损伤的常见原因包括隔离开关合闸不到位,触头之间接触不紧密,产生拉弧放电;带负荷分、合隔离开关等^[5]。金属回线转换隔离开关 03001 主要在单极大地回线运行工况下承载大电流,如图 2 所示。而在此运行工况下巡检中并未发现拉弧、发热现象,可以排除触头之间接触不紧密引起触头烧蚀的情况。因此主要考虑此隔离开关在进行操作过程中可能发生拉弧放电的情况。

隔离开关 03001 为西安西电高压开关有限公司

生产的 ZGW1-150 型直流隔离开关,其电动操作机构使用辅助开关提供分合位信号,其中分位信号使用常闭接点,合位信号使用常开接点。如图 3 所示,操作机构由分闸位置到合闸位置运行时,辅助开关常开接点在 0%~85% 行程范围内为常开,85%~100% 为常闭;常闭接点在 0%~15% 行程范围内为常闭,15%~100% 为常开。

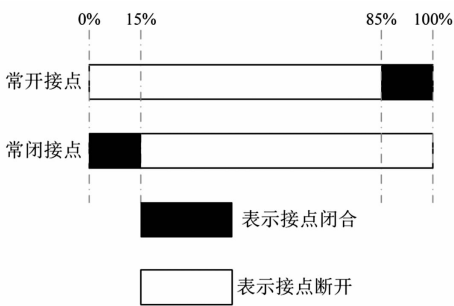


图 3 辅助开关行程

由上述可知,在隔离开关合闸过程中,其仅到达行程 85% 位置就已经送出合位信号,控制系统判定此隔离开关处于合闸位置。由金属回线转大地回线顺控过程可知,控制系统判定隔离开关 03001 与隔离开关 03002 均处于合位,若在执行运行方式转换前隔离开关 01001 或隔离开关 02001 已经处于合位、断路器 0600 已经处于分位,将会执行下一步合上断路器 0300。软件内与断路器 0300 合闸相关的逻辑如图 4,在金属回线转大地回线过程中,软件逻辑中断路器 0300 在收到隔离开关 03001、隔离开关 03002 合位信号后将无延时立即合上。

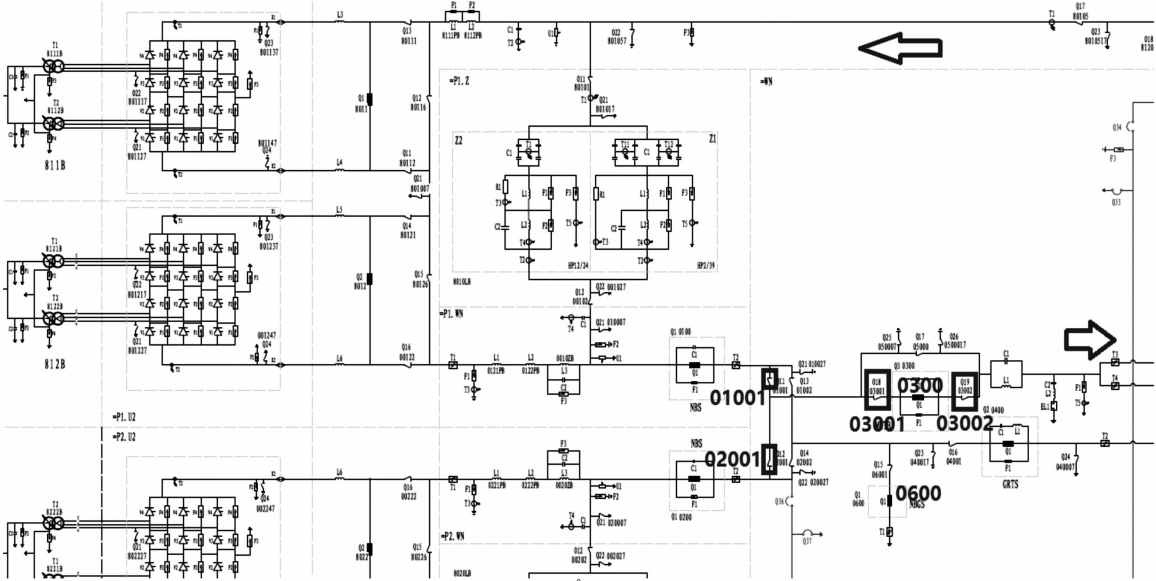


图 2 直流输电接线

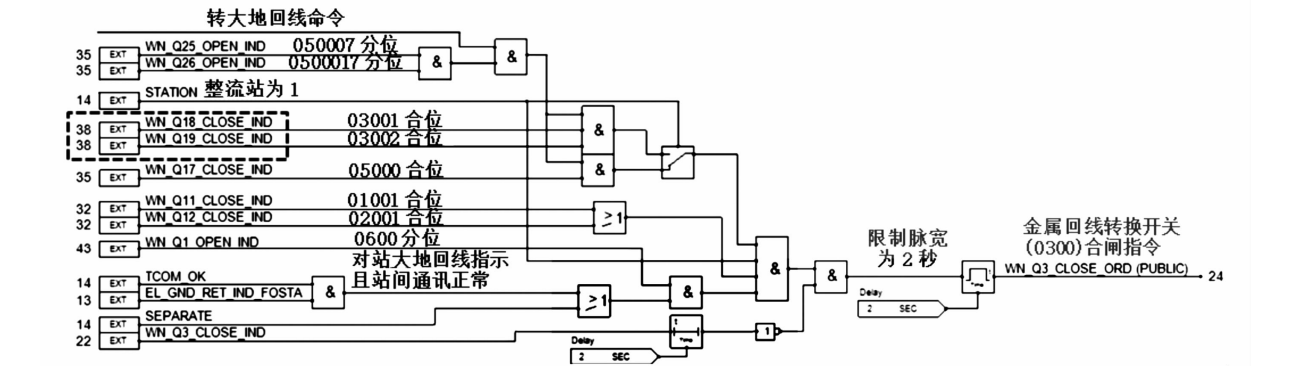


图 4 金属回线转大地回线顺控逻辑

由于隔离开关 03001 合闸时间为 $8 \pm 1\text{ s}$,而断路器 0300 合闸时间仅为 54 ms 左右,由图 2 可知在隔离开关 03001 实际未合闸到位时断路器 0300 已经合闸。极中性母线此时已经与接地极连通,隔离开关 03001 的触头尚未完全接触情况下流过大电流拉弧放电,最终造成触头烧蚀。

2 辅助开关取分合位信号隐患分析

高压交流隔离开关和接地开关的国家标准中规定“除非动触头分别到达其合闸或分闸位置,并满足位置可靠性,否则不应该发出合闸和分闸位置指示和位置信号”^[6],而高压直流隔离开关和接地开关的国家标准中并没有明确规定位置指示和位置信号的准确性。

目前隔离开关所用操动机构的辅助开关与其输出轴通常都是直连的,如图 5 所示,即输出轴转动的角度也是辅助开关转动的角度,这样可以为后台提供准确可靠的分合闸位置信号。以输出角度为 90° 的操动机构为例,理想状态下,操动机构刚好转动 90° ,隔离开关也刚好到达准确的分合闸位置,这种情况下,辅助开关可以做到 100% 的位置信号反馈。但在工程应用中,往往是操动机构转动 90° ,隔离开关并未到达分合闸位置,这就需要对操动机构的输出角度进行调整,以保证隔离开关准确到达分合闸位置,通常调整角度在 $90^\circ \pm 10^\circ$ 。如果辅助开关切换角度为 90° ,则很有可能在分合闸位置不能发出正确的位置信号,因此如图 6 所示,其分合闸位置只能是一个范围,通常为 30° 才能保证提供分合闸信号的准确性。

西开公司、阿海珐公司、平高公司生产的直流场隔离开关均采用辅助开关取分合位信号方案,而辅

助开关为保证可靠性,均留有部分裕度,在隔离开关行程的 85% ~ 90% 就会送出分合位信号。

辅助开关取分合位信号方案,在一次设备未到位时就送出分合位信号,对设备安全稳定运行有重大隐患,对一次设备本身及直流保护系统的安全稳定运行有严重影响。

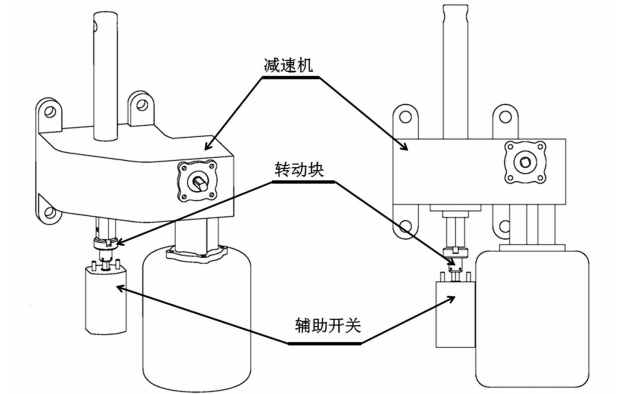


图 5 隔离开关及辅助开关结构

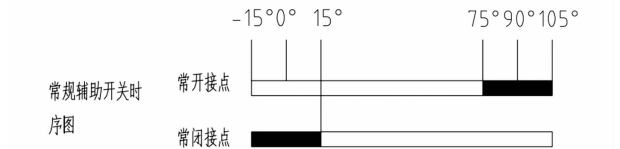


图 6 辅助开关时序

2.1 对一次设备的影响

在合闸过程中,若未合闸到位,送出合位信号,控制系统判定隔离开关已经合闸,而一次设备还未拥有安全通过额定电流及动、热稳定电流的能力,可能造成隔离开关触头的烧蚀,引起隔离开关发热、操作寿命减少甚至触头烧毁。

2.2 对保护系统的影响

1) 误判运行方式导致保护误退出

单极金属回线方式下误判运行方式将使整流站

双极保护系统内 3 套金属回线纵差保护 (MRLDP)、逆变站双极保护系统内 3 套金属回线接地保护 (MRCGFP)、金属回线横差保护 (MRTDP) 退出运行,导致金属回线无主保护运行。站内接地极运行时,误判运行方式将导致双极保护系统内 3 套站接地过流保护 (SGOCP) 与后备站接地过流保护 (BUSGOCP) 退出运行,导致站内接地极无保护运行。

双极控制系统中金属回线指示的判定涉及多个直流场断路器与隔离开关的分合位指示。如图 7 所示,金属回线指示需同时满足断路器 0400 合位(整流站)、隔离开关 04001 合位、隔离开关 81202 与隔离开关 01002 合位(极 I 金属回线运行)、隔离开关 81201 与隔离开关 02002 合位(极 II 金属回线运行)。

以金属回线纵差保护 (MRLDP) 为例,金属回线纵差保护投入,即“金属回线纵差保护使能 (MRLDP_ENABLED)”信号为 1,这需要“金属回线指示 (MR_IND)”为 1,因此,任一隔离开关的分合位信号不准确,都可能导致保护系统误判运行方式,相应保护退出运行。

2) 保护定值选择错误

隔离开关分合位信号不准确可能导致极保护系统内 3 套接地极开路保护 (ELOCP) 定值选择错误,有误动闭锁直流风险。

如图 8 所示,极保护内接地极开路保护 (ELOCP),需要利用“金属回线指示 (MR_IND)”信号和是否为整流站选择保护定值。相同的,任一“金属回线指示 (METALLIC_RETURN_IND)”判据隔离开关的分合位信号不准确,都可能引起动作定值、输入量选择错误造成保护误动。

3 隔离开关辅助接点改进

接点改进主要为弃用原辅助开关的分合位信号,在隔离开关操作机构箱内增加限位开关,在隔离开关完全运行到位时送出分合位信号,保证分合位信号的准确性,消除隐患。

以西安西电高压开关有限公司隔离开关改进为例,改造前隔离开关分、合位信号均由辅助开关给出,辅助开关在分、合闸行程 85% 即给出分合位信号,如图 9 所示,其中 SP1 为分闸限位开关,SP2 为合闸限位开关。限位开关采用 LX19K 型行程开关,行程开关有一对常开接点和一对常闭接点。当分合闸未到位时,相应限位开关在受压状态,常开接点闭合,常闭接点断开。

改造后不再使用辅助开关提供分闸、合闸信号,改为使用限位开关提供分合位信号,如图 10 所示。每台隔离开关机构箱新增两个行程开关。其中送入

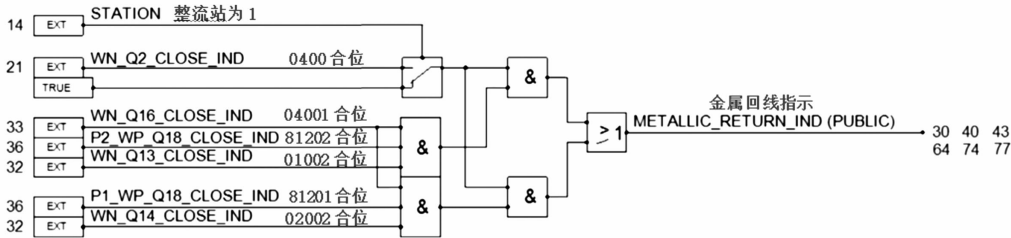


图 7 金属回线指示判定逻辑

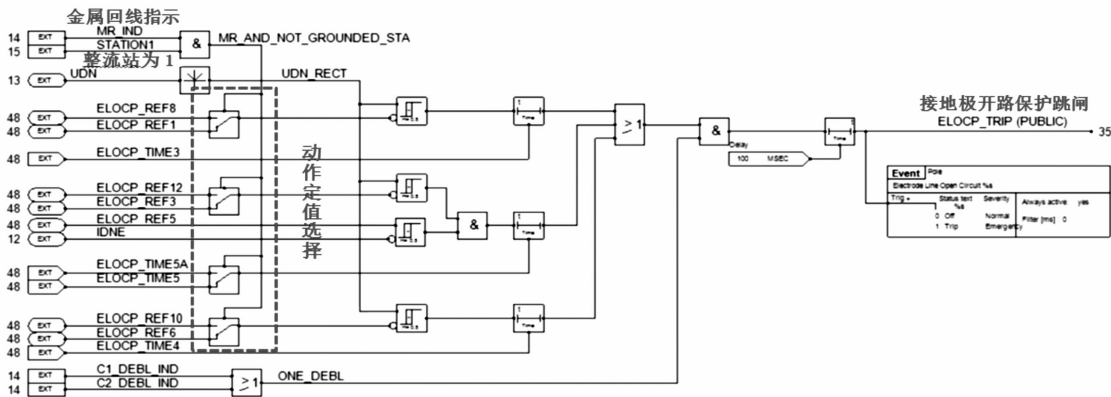


图 8 金属回线指示判定逻辑



图9 改造前隔离开关操作机构

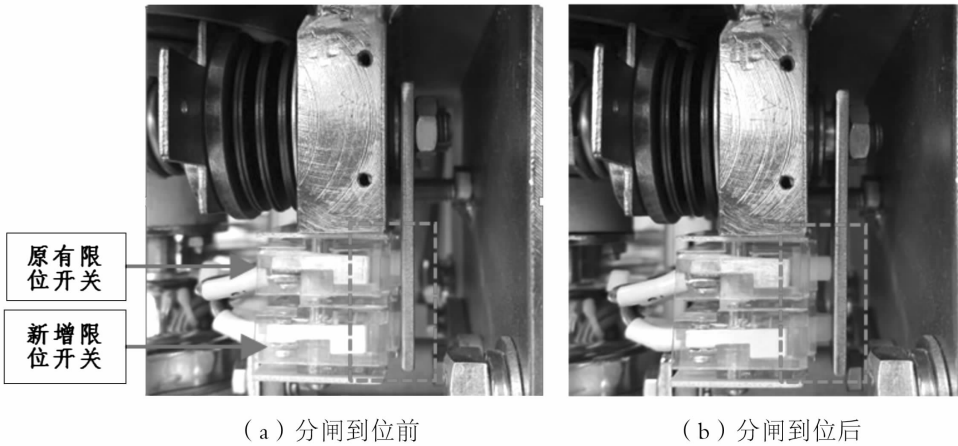


图10 改造后限位开关

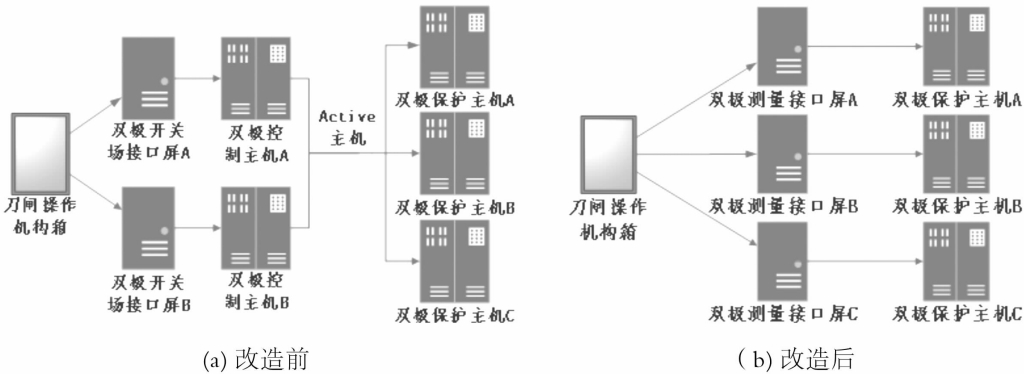


图11 三重化改造前后

A套系统的分位、合位信号使用原有行程开关未使用的常开接点,与分合闸限位信号互异;送入B套系统的分位、合位信号使用新增行程开关的常开接点。相应地,将压住行程开关的挡板加长。

改造完成后,对所有隔离开关多次进行操作试验。首先进行就地操作,确保改造完成的隔离开关可完全分闸到位、合闸到位,分合闸状态下送出的分合位信号正确可靠;再进行远方分合闸试验,确保改造后的隔离开关远控功能正常,同时利用 Hidraw 检查直流控保软件内隔离开关分合位指示与现场一次设备状态一致。最后,在金属回线转大地回线过程

中,使用摄像机摄录金属回线转换隔离开关 03001 分合闸过程,多次回看录像,未发现明显的拉弧放电现象,改造效果良好。

另外,由于现有直流保护用隔离开关分合闸指示通过控制主机送入保护系统,因此,主机控制系统内隔离开关分合闸指示错误,将同时导致 3 套保护系统内保护误动作、误退出或误选定值,不满足三重化冗余配置的要求。因此,可对接入保护系统的隔离开关分合位信号进行三重化改造。如图 11 所示,3 套保护系统独立采集隔离开关分合位信号,保证

(下转第 94 页)

500 kV GIS 变电站雷电侵入波波形分析

唐 峰¹, 黄荣辉¹, 李德斌², 刘顺桂¹, 赵雪琳², 文 凯²

(1. 深圳供电局有限公司, 广东 深圳 518000; 2. 西华大学, 四川 成都 610039)

摘 要:以某 500 kV GIS 变电站为研究对象, 将变电站和 GIS 出线段看作一个整体, 在国际通用电磁暂态仿真软件 ATP-EMTP 中对变电站各个电气设备搭建雷电侵入波仿真模型, 同时对避雷器的仿真模型进行了优化设计以满足现实避雷器的动作特性。仿真了在不同运行方式下, GIS 内部雷电侵入波的实际情况, 对比分析不同工况下侵入波的波形及其影响, 并与实测的雷电侵入波进行比较证明了模型的准确性。

关键词:GIS 变电站; 雷电侵入波; ZnO 避雷器; ATP-EMTP

中图分类号:TM286 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2018)04-0078-04

Analysis on Lightning Intruding Surge Waveform of 500 kV GIS Substation

Tang Feng¹, Huang Ronghui¹, Li Debin², Liu Shungui¹, Zhao Xuelin², Wen Kai²

(1. Shenzhen Power Supply Bureau Co., Ltd., Shenzhen 518000, Guangdong, China;

2. Xihua University, Chengdu 610039, Sichuan, China)

Abstract: Taking a 500 kV GIS substation as the research object and regarding the whole substation and outgoing line as an integral, the lightning intruding surge simulation model for various electric equipment is established with the electromagnetic transient simulation program (ATP-EMTP), while the simulation model of arrester is optimized in order to satisfy the real operation characteristics. The real situation of GIS inner lightning intruding surge is gained by simulating different operating modes. The different lightning intruding surge waveforms are compared and analyzed as well as their effects. The accuracy of the model is verified by comparing with the real measured lightning intruding surge waveform.

Key words: GIS substation; lightning intruding surge; ZnO arrester; ATP-EMTP

0 引 言

500 kV 变电站是电力系统中的枢纽站, 在电网正常运行中起着举足轻重的地位。近年来, 随着电压高、损耗低、容量大、距离远等先进技术的快速发展, 全封闭气体绝缘变电站 (gas insulation substation, GIS) 已经得到了广泛的运用。该设备的特点是将变电站内各个电气设备全部置于密封的金属壳内, 并在其内充入绝缘和灭弧性能良好的 SF₆ 气体。基于 GIS 变电站容量大、占地面积小、运行电压高, 且对于内部设备的检修和维护困难的特点, 一旦遭受到雷电波侵入, 将会产生很高的雷电过电压, 威胁设备的绝缘以及整个电网的安全。因此有必要对 GIS 雷电侵入波波形进行详细分析。

目前对雷电侵入波方面的研究因所建立的模型、计算方法不同, 结果都大相径庭。国际上常用的有电磁暂态计算程序 ATP-EMTP、IEEE 开发的 FLASH 仿真程序。国内有清华大学编写的防雷分析程序 FLFX^[1]、西安交通大学开发的 SSPP^[2] 等。下面利用 ATP-EMTP 对 GIS 变电站进行等效建模, 并且考虑氧化锌避雷器在不同过电压下其残压值的不同, 优化避雷器模型的设计。

1 仿真模型的建立

某 GIS 变电站主接线图如图 1 所示, 2 条进线, 2 条出线, 其中变压器为 1 用 1 备, 容量为 750 MVA。由主接线图可知, 此变电站采用 3/2 接线, 保证了供电的可靠性。搭建仿真模型时, 将变电站和进线端看

作一个整体^[3]。

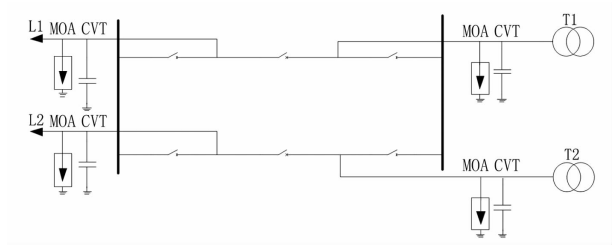


图 1 GIS 主接线

GIS 内母线采用波阻抗形式进行等效,其表达式为

$$Z=60\times\ln\frac{R_1}{R_2}\tag{1}$$

式中: R_1 为屏蔽导体的内半径; R_2 为内导体的半径。

变压器等效模型为匝间电容、对地电容以及电感,但在变化瞬间,电感的电流无法突变,因此在计算暂态过电压时将变压器模型等效为入口电容,不同电压等级等值电容如表 1 所示。

表 1 变压器入口电容值

额定电压/kV	等值电容/pF
35	500 ~ 1000
110	1000 ~ 2000
220	1500 ~ 3000
500	4000 ~ 6000
1000	10 000 ~ 15 000

由于研究对象是 500 kV 变电站,因此选取的入口等效电容为 5000 pF。

断路器、隔离开关等效模型随着其分合状态不同而不同,当闭合时,利用波阻抗的形式进行描述,此时与母线等效一样;而当断开时,利用集中参数等效为对地电容。

2 条出线架空输电线路等效为波阻抗,因采用分裂导线,所以波阻抗 $Z=300\ \Omega$, $v=300\ \text{m}/\mu\text{s}$ 。

采用 Y20W5-420/1006 避雷器,并直接使用 ATP 软件自带的模型 MOA 进行等效,其中避雷器额定电压为 420 kV,在 MOA 模型中动作参考电压取额定电压的两倍,即 840 kV。避雷器的伏安特性如表 2 所示。

由于避雷器在同一 $V-I$ 曲线下陡波冲击电流下的残压为 1067 kV,雷电冲击电流下的残压为 1006 kV,而在操作冲击下残压为 826 kV,其值各不相同。为了更加真实地模拟避雷器的特性,需要探究为何在不同过电压情况下,会有不同的残压值出现。

表 2 避雷器的伏安特性

I/kA	V/kV
1	876
3	916
5	934
10	974
15	1000
20	1006

通过对雷电冲击和操作冲击做傅里叶变换后知,雷电冲击的主要频率为 300 kHz,而操作冲击的主要频率为 250 kHz。由于避雷器内部也存在电感元件,因此在不同的频率下,作用在电感上的电压值也有所不同。而在不同冲击下残压的差值就体现在电感上。基于此思想,在 ATP 中首先建立整个 GIS 的等效模型,然后在标准雷电和操作冲击下,对避雷器的电压和电流进行测量,其结果如表 3 所示。

表 3 避雷器测量结果

过电压波形	电流/kA	电压/kV
操作冲击	1.276	884.74
雷电冲击	1.276	884.53

根据电感在交流电路中的公式:

$$X=\omega L\tag{2}$$

式中: ω 为系统频率; L 为避雷器电感,计算出实际避雷器中串联的电感值为 $0.546\ \mu\text{H}$ 。因此仿真中需与 MOA 串联一个电感,以模拟真实避雷器的动作特性。

2 确定运行方式

根据电力系统的运行需求及检修计划,在不同的时间段,可能出现不同的运行方式。该变电站主要运行在 1 进线 2 出线的工作状态下,因此仿真了 5 种工作状态:①全运行方式;②单母线双出线运行方式;③单母线单出线运行方式;④双母线单出线运行方式;⑤备用变压器、主变压器同时运行双母线双出线运行方式。在进线与出线端均装设避雷器保护^[4-9],其主接线图如图 2 至图 6 所示。图中空盒子表示断路器断开,实心盒子表示断路器闭合。

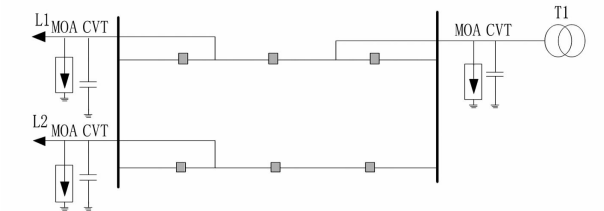


图 2 运行方式①

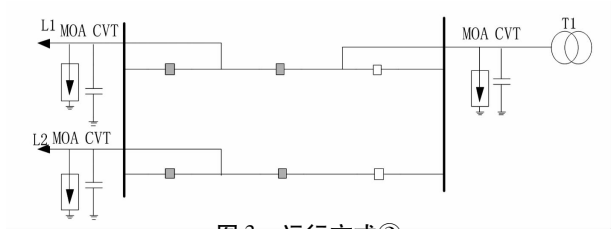


图3 运行方式②

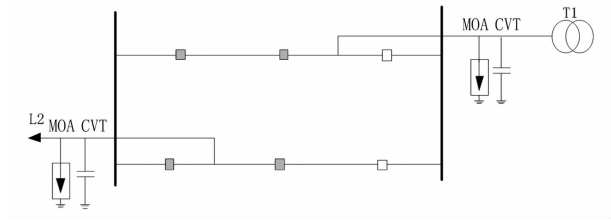


图4 运行方式③

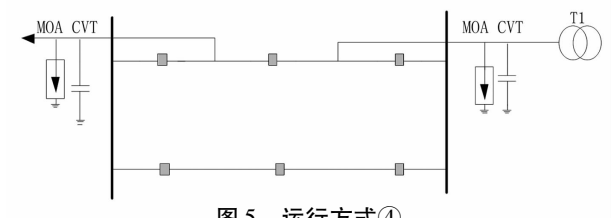


图5 运行方式④

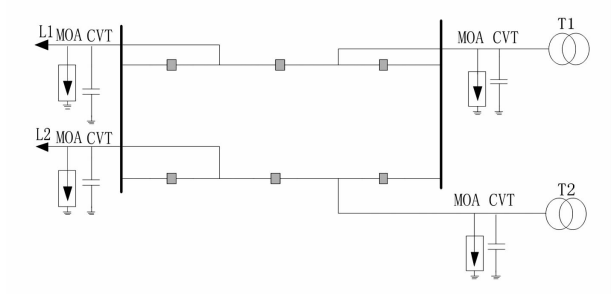
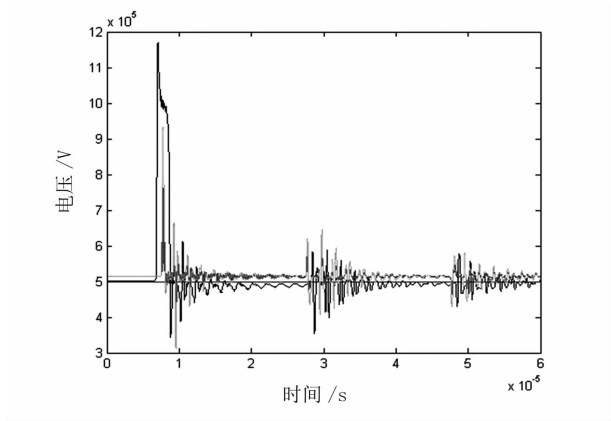


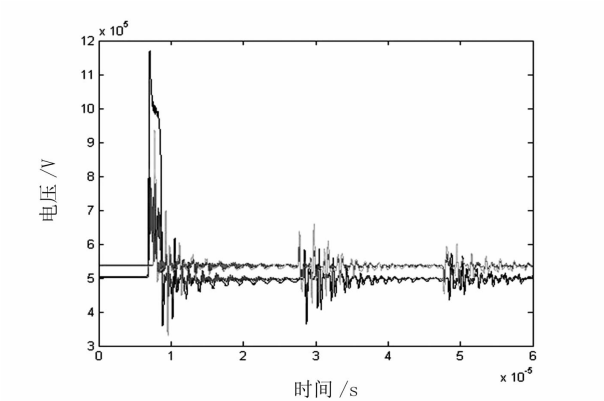
图6 运行方式⑤

3 仿真分析与比较

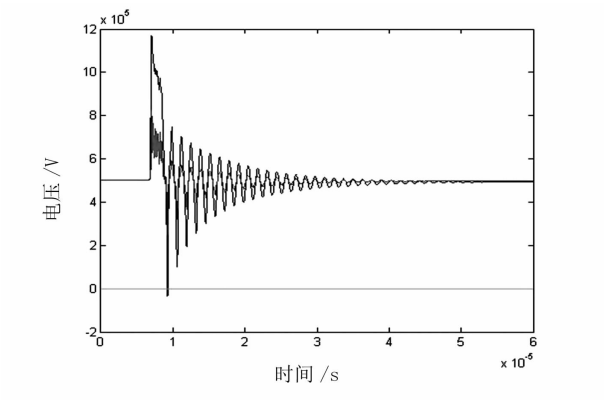
雷电流采用标准雷电波形,即1.2/50 μ s的双指数雷电波,电流幅值为100 kA,雷电通道波阻抗根据规程^[10]取300 Ω 对该GIS变电站进行仿真。仿真结果如图7所示。



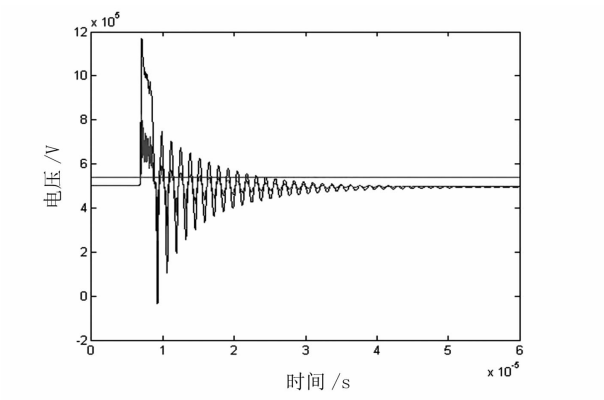
(A) 运行方式①



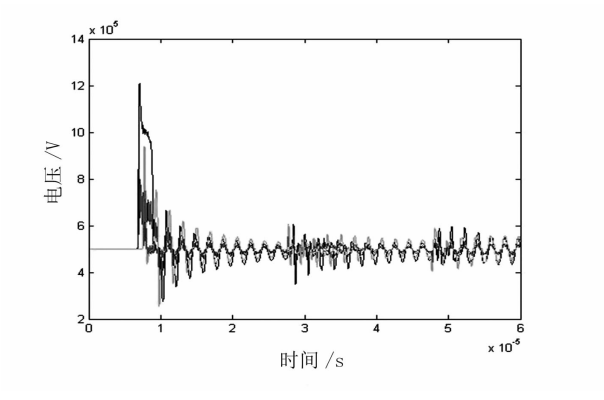
(B) 运行方式②



(C) 运行方式③



(D) 运行方式④



(E) 运行方式⑤

图7 仿真分析

根据 IEC 标准和国内标准:内绝缘裕度取 15%,外绝缘裕度取 5% ~ 10%,由表 4 可知,设备均满足绝缘要求。

表 4 设备最大过电压绝缘裕度

设备	冲击耐压 /kV	侵入波过电压 /kV	绝缘裕度 /%
变压器	1550	839.5	40.8
CVT	1675	839.5	44.9
套管	1675	839.5	44.9
断路器	1675	1 207.1	22.9
隔离开关	1675	1 207.1	22.9

从图 7 中可以看出,在不同运行方式下,雷电侵入点处电压幅值均小于 1.2 MV,只有在运行方式⑤下,雷电侵入点处的电压幅值达到了 1.207 MV,说明当主变压器和备用变压器同时运行(即重负荷情况下)存在雷电波入侵时,对 GIS 造成的过电压会进一步增大,因此有必要对重负荷下雷电的预防格外重视;此外在不同的运行方式下,衰减的趋势略微不同,有的衰减时,由于遇到末端开路的情况(如运行方式③、④),会使电压略微的抬升,延长了衰减时间(即增加了雷电过电压的持续时间)。

当单出线运行时(运行方式③、④),站内整个过电压都随着包络线降低,并未出现电压波动的情况。而在双出线时(运行方式①、②、③)过电压值先是出现了下降,随后又周期性升高,其原因是变电站内波阻抗的不一致导致的折返射现象。

在不同的运行方式下,在同一雷电侵入的情况下(同一保护配置下),各个设备上的雷电过电压的幅值基本一致,说明雷电侵入过电压的幅值主要取决于雷电流的大小,与运行工况关系不大。

图 8 为某变电站实测雷电侵入波波形。

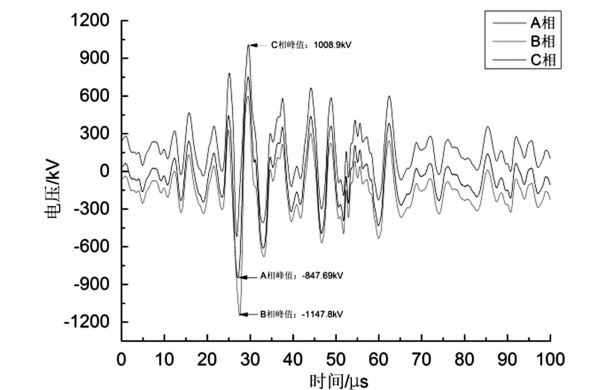


图 8 实测雷电波侵入波

图 8 中,B 相雷电过电压最大为 1 147.8 kV,与仿真得到最大过电压 1 207.1 kV 相近,此外衰减时电压也随着包络线衰减至工频电压值,也与仿真结果相

同,说明该仿真模型的准确性以及波形的参考性。

4 结 语

通过在 ATP 中对 GIS 变电站进行等效建模,仿真雷电入侵的情况。为模拟真实避雷器在不同冲击下残压值不同的情况,在避雷器侧串入 1 个小电感。模拟仿真了雷电流从进线端侵入,得到结论如下:

- 1)按照进线端、出线端各配置 1 台避雷器能有效地防止雷电过电压,且限制的幅值 1.2 MV 能够满足变电站内绝缘裕度的要求;
- 2)运行在单出线时,出线端与变压器端的过电压都随着包络线降低至工频电压;
- 3)GIS 变电站内设备过电压的大小主要取决于雷电流,与运行工况无关;
- 4)通过与实测雷电过电压比较,说明了仿真模型的准确性以及波形的可参考性,可为监测到的雷电过电压波形作为参考。

参考文献

[1] 张玉秋,王子春,杨利军. 500 kV 变电所防雷保护计算分析[J]. 中国电力, 1995(8):12-16.

[2] 陈梁金,李思南,谢鹏,等. 750 kV GIS 变电站雷电侵入波过电压的研究[J]. 高电压技术, 2006, 32(8): 18-21.

[3] 李雍,周悦,李建明,等. 特高压 GIS 变电站雷电过电压防护研究[J]. 高压电器, 2016,52(7):37-44.

[4] 王宏斌,曾永胜,邓广静. 1000 kV GIS 配电装置雷电侵入波防护[J]. 电瓷避雷器, 2014(3):112-118.

[5] 贾东瑞,谢兴利,赵东成. 基于 ATP 的 500 kV GIS 变电站雷电侵入波过电压分析[J]. 电瓷避雷器, 2013(6):100-105.

[6] 戴通令. 雷电侵入波过电压对 GIS 运行的影响分析[J]. 硅谷, 2014(24):26-27.

[7] 戴婷,蓝磊,陈小月,等. 500 kV GIS 水电站雷电侵入波计算方法及风险评估[J]. 水电能源科学, 2014(12):169-172.

[8] 王亮,贾东瑞,屈彦明,等. 特高压 GIS 变电站雷电侵入波过电压分析[J]. 河北电力技术, 2015, 34(2): 16-19.

[9] 舒亮,刘菲. 800 kV GIS 设备雷电侵入波过电压研究[J]. 青海电力, 2011, 30(专):7-14.

[10] 1000 kV 特高压交流输变电工程过电压和绝缘配合: GB/Z 24842-2009[S], 2009.

作者简介:

唐 峰(1969),高级工程师,从事电气试验工作。
(收稿日期:2018-04-20)

关于架空输电线路载流量计算方法 的分析及改进

侯世春¹, 姜德胜²

(1. 国网黑龙江省电力有限公司电力科学研究院, 黑龙江 哈尔滨 150030;
2. 国网黑龙江省电力有限公司管理培训中心, 黑龙江 哈尔滨 150030)

摘要:为了解决架空输电线路载流量计算方法与实际环境存在偏差的问题,通过对目前输电线路载流量计算方法的分析,建立了与输电线路所处实际环境一致的辐射散热计算方法,并在此基础上修正了架空输电线路载流量的计算公式。研究表明,目前基于Morgan公式的载流量计算公式在计算架空输电线路的载流量时过于保守,环境温度的降低和风速的提高可以使输电线路载流量显著提高。

关键词:输电线路;载流量;计算方法;改进

中图分类号:TM751 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2018)04-0082-03

Analysis and Improvement of Calculation Method for Current Carrying Capacity of Overhead Transmission Lines

Hou Shichun¹, Jiang Desheng²

(1. Electric Power Research Institute of State Grid Heilongjiang Electric Power Co., Ltd., Harbin 150030, Heilongjiang, China; 2. Management Training Center of State Grid Heilongjiang Electric Power Co., Ltd., Harbin 150030, Heilongjiang, China)

Abstract: In order to solve the problem of deviation between the calculation method of the current-carrying capacity of overhead transmission lines and the actual environment, a calculation method of radiation heat dissipation consistent with the actual environment of transmission line is established by analyzing the calculation method of the current transmission line flow rate. On this basis, the calculation formula for the current carrying capacity of overhead transmission lines are corrected. The research results show that the current formula based on Morgan formula is very conservative when calculating the current-carrying capacity of overhead transmission lines, and the reduction of ambient temperature and the increase of wind speed can significantly increase the current carrying capacity of transmission lines.

Key words: transmission line; current carrying capacity; calculation method; improvement

0 引言

随着中国电力需求快速增长,电力短缺成为制约经济发展的瓶颈。由于新建线路受到建设周期、资金和线路走廊及环境等因素制约,因此在原有线路基础上提高正常输送容量对解决输电瓶颈具有重要的意义。目前,架空输电线路载流量的计算普遍基于Morgan公式^[1],该公式在计算载流量时,对某些因素考虑过于保守,与架空输电线路实际环境存在一定偏差,导致计算得到的载流量也过于保守。国内学者虽然对提高载流量的可行性方面^[2-3]以及在载流量计算方法

方面开展了大量研究^[4-5],修正了太阳入射辐射的计算^[5],但是对架空输电线路实际环境的计算方法研究很少。下面针对架空输电线路载流量计算方法中的输电线路表面辐射散热的计算方法进行了修正,修正后的计算方法更加接近架空输电线路所处的实际环境,并在此基础上,研究了环境温度及风速对架空输电线路载流量的影响。

1 输电线路载流量计算方法

中国输电线路稳态载流量计算方法与国际电工委员会(International Electro-technical Commission,

IEC)载流量计算方法相同,继承了 IEC 1597 计算方法,采用以下 Morgan 公式进行稳态载流量计算^[1]:

$$I=\sqrt{\frac{W_r+W_f-W_s}{R}} \tag{1}$$

式中: I 为导线稳态载流量; W_r 为单位长度导线表面辐射散热功率; W_f 为单位长度导线表面对流散热功率; W_s 为单位长度导线表面日照吸热功率; R 为导体单位长度交流电阻。

辐射散热功率计算公式^[1]为

$$W_r=\pi D\varepsilon\sigma[(\theta+\theta_a+273)^4-(\theta_a+273)^4] \tag{2}$$

式中: D 为导线外径; ε 为导线表面辐射系数,光亮新线取 0.23~0.43,深色旧线取 0.9~0.95; σ 为斯忒藩-波尔兹曼常量, $\sigma=5.67\times10^{-8}\text{ W}/(\text{m}^2\cdot\text{K}^4)$; θ 为导线表面温升; θ_a 为环境温度。

对流散热功率^[1]为

$$W_f=0.57\pi\lambda_f\theta Re^{0.485} \tag{3}$$

式中: λ_f 为导线表面空气导热系数; Re 为雷诺数, $Re=\frac{VD}{\nu}$, V 为垂直于导线的风速, ν 为导线表面空气的运动粘度。考虑空气导热系数及运动粘性系数随温度的变化,则

$$\lambda_f=0.024\ 2+7\times10^{-5}(\theta_a+\theta/2) \tag{4}$$

$$\nu=1.32\times10^{-5}+9.6\times10^{-8}(\theta_a+\theta/2) \tag{5}$$

太阳照射吸热功率^[1]为

$$W_s=\alpha J_s D \tag{6}$$

式中: α 为导线表面对太阳辐射的吸收率,光亮新线取 0.35~0.46,深色旧线取 0.9~0.95; J_s 为地球表面日照强度,晴天无云时取 1000 W/m²。

将式(2)至式(6)代入式(1)得目前普遍采用的稳态载流量计算公式:

$$I=\sqrt{\{9.92\theta(\nu D)^{0.485}+\pi D\varepsilon\sigma[(\theta+\theta_a+273)^4-(\theta_a+273)^4]-\alpha J_s D\}/R} \tag{7}$$

2 载流量计算方法分析与改进

在上述稳态载流量计算中,式(2)是计算的导线表面对一个温度为 (θ_a+273) 的黑体环境的辐射散热量。实际上,架空输电线是在一个半开放的空间中,该空间的一半是地面环境,另外一半边界是空

中的环境,因此,关于输电线表面辐射散热的计算公式(2)与实际输电线所处环境不同。由于有一半表

面对空气辐射散热,而空气对热辐射是不吸收的^[6],因此,式(2)给出的输电线表面辐射散热量的计算结果比实际输电线表面辐射散热量偏低。采用式(2)计算得到的输电线载流量过于保守,浪费了输电线路资源。

考虑到上述因素,对输电线表面辐射散热计算公式进行了修正:

$$W_r=\frac{1}{2}\pi D\varepsilon\sigma[(\theta+\theta_a+273)^4-(\theta_a+273)^4]+\frac{1}{2}\pi D\varepsilon\sigma(\theta+\theta_a+273)^4 \tag{8}$$

即

$$W_r=\pi D\varepsilon\sigma\left[(\theta+\theta_a+273)^4-\frac{1}{2}(\theta_a+273)^4\right] \tag{9}$$

修正后的稳态载流量计算公式为

$$I=\sqrt{\{9.92\theta(\nu D)^{0.485}+\pi D\varepsilon\sigma[(\theta+\theta_a+273)^4-\frac{1}{2}(\theta_a+273)^4]-\alpha J_s D\}/R} \tag{10}$$

3 载流量及其影响因素分析

下面采用改进后的载流量计算公式对稳态载流量进行计算,并分析影响载流量的因素。

以常用的铝绞线和钢芯铝绞线为例,其交流电阻与直流电阻之比为 1.016 4~1.022 4,这里取平均值为 1.02,则交流电阻^[5]为

$$R=1.02R_{20}\frac{225+\theta_c}{245}$$

式中: R_{20} 为 20℃时单位长度导线的直流电阻; θ_c 为导线温度, $\theta_c=\theta_a+\theta$ 。

以 300/25 钢芯铝绞线为例,导体直径为 23.76 mm,直流电阻取 0.094 33 Ω/km,垂直导线方向风速为 0.5 m/s,对太阳辐射的吸收率取 0.925,发射率取 0.925,环境温度取 25℃,地球表面日照强度取 1000 W/m²。

架空输电线载流量与导线温度的关系如图 1 所示。在图 1 中,实线代表采用修正后的载流量计算公式给出的结果,即式(10)给出的计算结果;虚线代表未修正的载流量式(7)计算给出的结果。从图 1 中对比可见,修正了计算得到的载流量高于未修正的结果,可见目前采用的载流量计算公式过于保

守,在维持输电线允许温度的情况下,实际输电线的载流量是可以更高的。

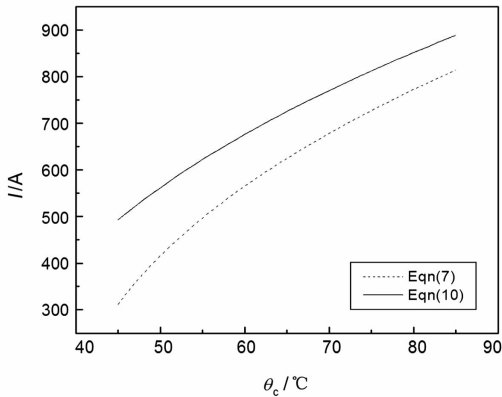


图1 架空输电线载流量与导线温度的关系

由于修正后的载流量计算公式(10)中关于导线表面辐射散热的计算更加符合实际,因此,架空输电线载流量仍可以进一步提高。

不同导线温度下提高架空输电线载流量的潜力如图2所示。可以看到,随着导线运行温度的提高,提高载流量的潜力降低。如果导线最高运行温度为70℃,载流量就可以提高14%,这一结果与文献[5]记载的数据相符。

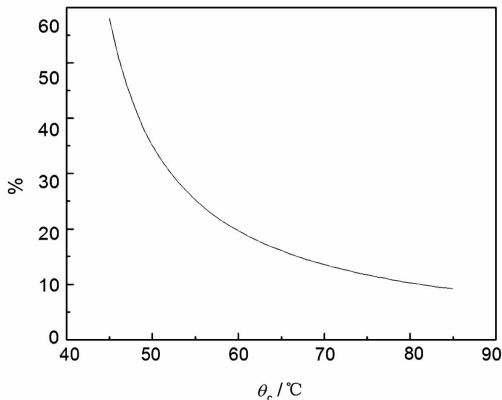


图2 不同导线温度下提高架空输电线载流量潜力

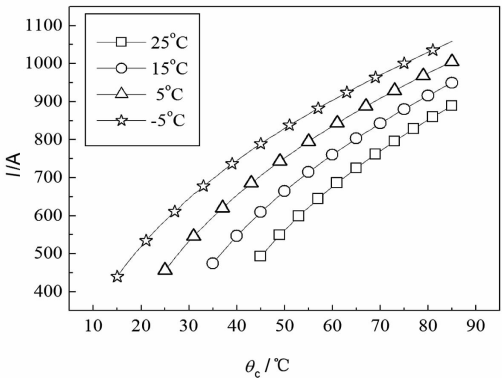


图3 架空输电线载流量与环境温度的关系

架空输电线载流量与环境温度的变化关系如图

3所示,可以看出,随着环境温度的降低,载流量明显提高。

架空输电线载流量随风速的变化如图4所示,可以看到,随着风速的增大,载流量明显提高。

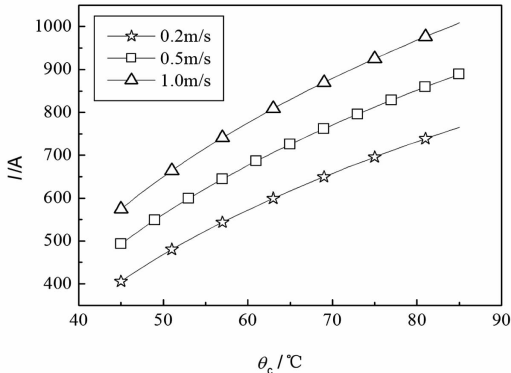


图4 架空输电线载流量与风速的关系

4 结 论

通过对目前输电线载流量计算方法的分析,建立了与输电线所处实际环境一致的辐射散热计算方法,并在此基础上修正了架空输电线载流量的计算公式。研究表明,目前基于Morgan公式的载流量计算公式在计算架空输电线的载流量时过于保守,实际架空输电线的载流量具有一定的提高潜力。环境温度和风速对架空输电线的载流量有显著的影响。环境温度的降低和风速的提高,可以使输电线载流量显著提高。

参考文献

[1] CIGRE. The Thermal Behavior of Overhead Conductors [R]. CIGRE WG12, ELECTRA(144),1992.

[2] 周孝信,郭剑波,胡学浩,等. 提高交流500 kV线路输电能力的实用化技术和措施[J]. 电网技术,2001,25(3):1-6.

[3] 栾军,张智刚,寇惠珍,等. 提高500 kV电网输电能力的技术研究[J]. 电网技术,2005,29(19):15-17.

[4] 张成巍,邱烜. 架空线路动态增容技术研究[J]. 广东电力,2012,25(2):57-61.

[5] 卢艺,陶凯,林声宏. 架空导线载流量动态计算与应用[J]. 电网技术,2009,33(20):76-81.

[6] 杨世铭,陶文铨. 传热学(第4版)[M]. 北京:高等教育出版社,2006.

作者简介:

侯世春(1963),高级工程师,研究方向为电力系统安全稳定、电网技术和电力信息化管理。

(收稿日期:2018-04-27)

宜宾换流站换流变压器冷却器应对 交流电网扰动隐患分析

王晨睿

(国家电网公司运行分公司宜宾管理处,四川 宜宾 644000)

摘要:现如今在电网突飞猛进的发展形势下,特高压直流作为一种交直流结合、互换的新型输电模式异军突起。为保证在交流侧电源扰动情况下的稳定运行,以宜宾站在双极低端调试期间交流系统产生扰动后造成双极低端12台换流变压器交流电源故障引发换流变压器冷却器全停等故障,进行事故分析、查找事故原因并提出改进建议。

关键词:换流变压器冷却器;交流系统扰动;站用电400 V过电压

中图分类号:TM72 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2018)04-0085-05

Solution Analysis for Hidden Trouble of Disturbance in AC Power Grid by Converter Transformer Cooler in Yibin Converter Station

Wang Chenrui

(Yibin Management Office, Operation Branch of State Grid Corporation of China, Yibin 644000, Sichuan, China)

Abstract: Nowadays, with the rapid development of power grid, UHVDC is emerging as a new mode of AC / DC combination and switching. In order to ensure the stable operation in disturbance conditions of AC side power source, the full stop faults of converter transformer coolers caused by AC power source faults of 12 converter transformers in bipolar low-end after the disturbance occurred in AC system during the commissioning in bipolar low-end in YiBin converter station are analyzed, the causes of the accident are find out, and some suggestions for improvement are put forward.

Key words: converter transformer cooler; AC system disturbance; station service 400 V overvoltage

0 引言

特高压宜宾站在双极低端带电调试过程中多次出现换流变压器冷却器电源异常故障,且后台OWS系统“故障”信号消失后,现场换流变压器冷却器电源故障不能自动复归。2014年3月19日宜宾换流站交流系统受到异常扰动,双极低端12台换流变压器同时发出“换流变两路交流电源故障、换流变冷却器全停”。下面从站内站用电结构、400 V电压扰动波形以及冷却器电源继电器选型等方面对本次事故进行详细分析,查找出本次事故的具体原因,并对站用电400 V电压扰动提出改进建议。

1 换流变压器冷却器电源配置

1.1 宜宾换流站站用电

特高压宜宾换流站站用电系统采用2回站内

500 kV电源和1回站外35 kV电源供电。第1回取自本站500 kV GIS I母;第2回取自本站500 kV GIS II母;第3回采用架空线(普双线)取自110 kV普安变电站35 kV间隔引入本站;第1回和第2回是主电源,采用500 kV/35 kV变压器降压后接入相应35 kV母线,再采用35 kV/10 kV变压器二级降压后接入10 kV站用电系统;第3回是备用电源,采用35 kV线路引接至站内后,通过1台35 kV/10 kV站用变压器变压后接入站10 kV系统^[1-2]。

站用电35 kV电源经35 kV/10 kV变压器降压后,通过地下电缆连接到交流场10 kV配电室的10 kV母线,经10 kV母线分配后通过10/0.4 kV干式变压器连接至布置在主、辅控制楼一楼及站公用400 V配电室;400 V侧直接与各低压配电屏相连。

10 kV系统采用3段母线布置,设2个工作段和1个备用段,每段各由1回独立的电源供电。10 kV电源进线开关与10 kV母联开关之间能实现备自投

功能。400 V 每段母线的电源进线开关与每段母线的母联开关之间能实现备用自投功能。当 10 kV 备用自投不成功时,400 V 备用自投功能启动,以保证 400 V 母线正常供电。

10 kV 母线工作Ⅰ段带极Ⅰ高端阀组交流配电室 111B 站用变压器、极Ⅰ低端阀组交流配电室 113B 站用变压器、极Ⅱ高端阀组交流配电室 121B 站用变压器、极Ⅱ低端阀组交流配电室 123B 站用变压器、公用交流配电室 101B 站用变压器。

10 kV 母线工作Ⅱ段带极Ⅰ高端阀组交流配电室 112B 站用变压器、极Ⅰ低端阀组交流配电室 114B 站用变压器、极Ⅱ高端阀组交流配电室 121B 站用变压器、极Ⅱ低端阀组交流配电室 124B 站用变压器、公用交流配电室 102B 站用变压器。

10 kV 母线工作Ⅲ段充电备用。

400 V 系统分为 5 个主动力中心,分别为:极Ⅰ高、低端 400 V 系统,极Ⅱ高、低端 400 V 系统,站公用 400 V 系统。400 V 系统采用母线分段运行,每段母线由 1 回独立的电源供电。

1.2 冷却器控制柜交流电源自动切换回路工作原理

宜宾换流站极Ⅰ、极Ⅱ高低端换流变压器冷却器就地动力控制柜交流电源共有 2 路,分别取自 400 V 站用电极Ⅰ、极Ⅱ高低端的 A、B 两段,2 路电源为主备用关系。正常运行时第 1 路电源为主用,第 1 路电源故障时柜内电源自动切换至第 2 路电源继续运行,当第 1 路电源恢复正常时再切回至第 1 路电源运行。

1.3 冷却器控制柜电源电压监视继电器

宜宾换流站冷却器基地控制柜电源电压监视继

电器型号为 CM-PVS,具有以下特点:

- 1)三相电源的相序监测(可关闭)、断相、过压和欠压;
- 2)可调节过压和欠压门限值的绝对值;
- 3)跳闸延迟可以被调整或通过对数刻度的装置关闭;
- 4)导通延迟或关断延时脱扣延时可选;
- 5)由测量电路提供电源。

该电源电压监视继电器中包含 2 个红色 LED 指示灯分别为 F1 和 F2,均代表过电压信息的报警。

2014 年 3 月 19 日宜宾站换流站用电扰动后,双极低端 12 台换流变压器就地控制柜内 2 路交流电源监视继电器过压动作指示灯 F1(错误信号灯)点亮,用万用表测量交流进线电压为 405 V,高于电压监视继电器的过压动作返回值 399 V,导致此报警灯一直未复归,在过电压消失之后,该过电压报警灯一直点亮的情况。

1.4 冷却器风机控制柜内电源电压监视继电器工作原理

特高压宜宾换流站换流变压器冷却器就地动力控制柜所用的电源电压监视继电器型号为 CM-PVS,主要用来监视交流进线电源过压、欠压、缺相等故障。如图 1 所示,当电压监视继电器 K80.1 检测到交流电源 1 异常时,通过控制回路断开 K30.1 接触器,交流电源 1 停止供电。

CM-PVS 电源电压监视继电器主要应用在交流三相电机工作回路中,用于保护电机安全运行。该继电器本身带有时间延时功能,可以选择延时动作或延时返回。宜宾换流站 CM-PVS 的延时时间

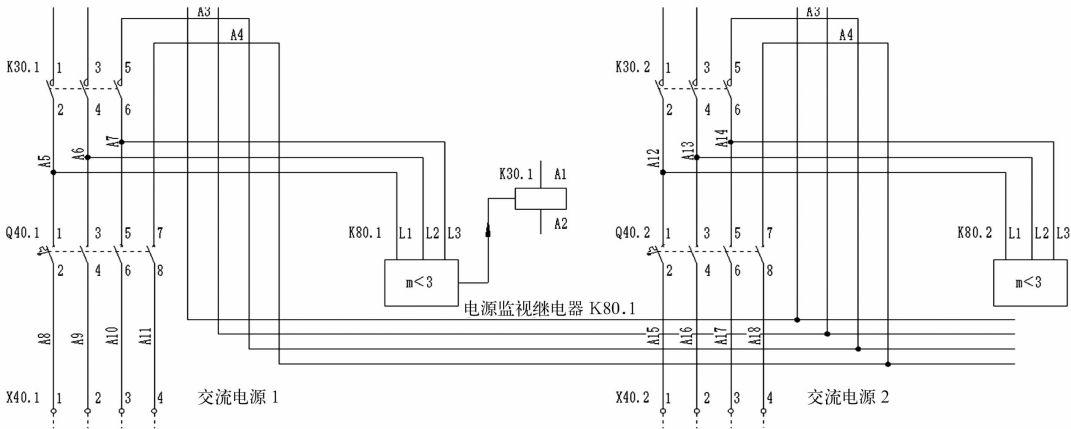


图 1 CM-PVS 电源电压监视继电器原理接线

设置为 0,即当继电器过/欠压动作后接点立即动作,当故障消失后接点返回。其电压保护工作原理如图 2 所示,以宜宾换流站为例,当工作电压大于 $U_1(420\text{ V})$ 时,接点立即动作,当电压低于 399 V 时接点延时后返回;当电压低于 $U_2(340\text{ V})$,接点立即动作,当电压高于 357 V 时接点延时后返回。

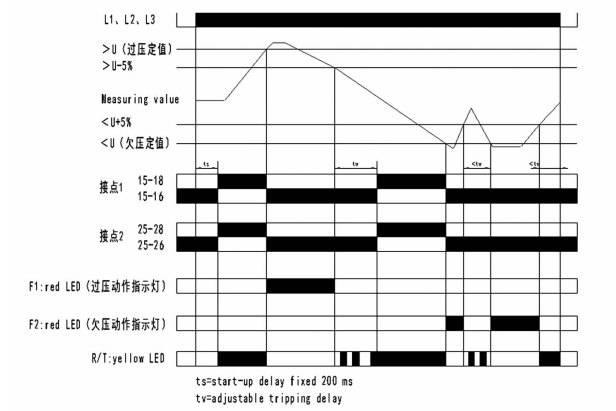


图 2 CM-PVS 电源电压监视继电器保护工作原理

1.5 宜宾换流站 35 kV 低抗控制策略

宜宾换流站现有 6 组低压电抗器(以下简称低抗),35 kV 1 号、2 号母线各带 3 组,站用电低抗控制策略如下:

1)每组低抗均有“参与换流母线电压控制”、“参与换流站无功平衡”两种运行状态。

2)低抗单独设置自动/手动切换功能,自动/手动切换功能对“参与换流母线电压控制”的低抗有效。“参与换流站无功平衡”的低抗的自动/手动投切由直流无功控制(RPC)确定。

3)直流闭锁情况下,所有低抗均“参与换流母线电压控制”。

4)直流解锁时,RPC 选择两组未投运低抗“参与换流站无功平衡”,这两组低抗在直流解锁期间一直“参与换流站无功平衡”,直到直流闭锁;直流闭锁后,“参与换流站无功平衡”的低抗恢复为“参与换流母线电压控制”。

5)“参与换流母线电压控制”策略:交流电压高于 540 kV ,延时 5 s 投入 1 组低抗,选择原则以使两台站用变压器低抗趋于平衡为目标;交流电压低于 525 kV ,延时 5 s 切除一台低抗,选择原则以使两台站用变下低抗趋于平衡为目标。参与换流站无功平衡的低抗不参与电压控制。

2 事件过程及故障分析过程

2.1 事件过程

2014 年 3 月 19 日 20:47,宜宾换流站直流系统停运,OWS 界面显示交流母线电压为 497 kV ,1 s 后事件记录 DCSA/B 主机报“WC1-Z2-Q1(312)断路器分”事件。20:47:43,OWS 界面显示交流母线电压为 524 kV 仍然低于 525 kV ,DCSA/B 主机随即报“WC1-Z5-Q1(322)断路器分”事件,此时交流母线电压为 530 kV ,此后 400 V 母线电压出现波动。宜宾换流站 500 kV 高压侧母线电压波动后查看故障时刻事件记录见表 1,在切除低抗 312L、322L 后, 400 V 交流系统母线电压波动持续 120 ms ,导致 CM-PVS 电源电压监视继电器故障接点无法返回,最后换流变压器冷却器控制柜电源失电。

表 1 低抗切除时刻事件记录

时间	主机	事件	备注
2014-03-19 20:47:37:953	DCSA (主)	换流母线电压 控制切除抵抗	直流系统 停 运、交 流母线电 压 低 于 497 kV
2014-03-19 20:47:37:989	DCSB (从)	换流母线电压 控制切除抵抗	
2014-03-19 20:47:38:137	DCSA (主)	WC1-Z2-Q1 (312)断路器分	
2014-03-19 20:47:38:137	DCSB (从)	WC1-Z2-Q1 (312)断路器分	
2014-03-19 20:47:43:312	DCSA (主)	换流母线电压 控制切除抵抗	交流母线 电压低于 525 kV
2014-03-19 20:47:43:349	DCSB (从)	换流母线电压 控制切除抵抗	
2014-03-19 20:47:43:588	DCSA (主)	WC1-Z5-Q1 (322)断路器分	400 V 母 线电压高 于 425 V
2014-03-19 20:47:43:588	DCSB (从)	WC1-Z5-Q1 (322)断路器分	

2.2 站内出现短时过电压原因分析

如图 3 所示,在 20:47:32:439 时刻, 500 kV 交流系统出现异常扰动,交流母线电压下降至最低 495 kV ,根据换流母线电压控制逻辑,当电压低于 525 kV 时,系统自动切除参与电压控制的低抗,时间延时为 5 s ,直至全部切除完为止。

综上所述,站内低抗在阀组解锁时两组未投入低抗参与站内无功计算,当阀组闭锁后参与交流母线电压控制。交流系统发生扰动时,直流系统处于停运状态,但站内两组低抗在运行状态。20:47:32

交流母线最低电压为 497 kV, 低于母线电压控制切除低抗策略定值电压, 延时 5 s 后切除一组低抗 312L, 之后交流母线电压仍低于切除低抗定值电压, 故延时 5 s 切除另一组低抗 322L。

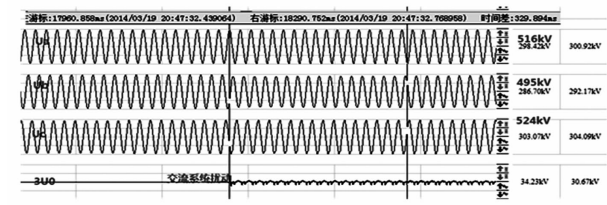


图 3 500 kV 交流系统母线电压录波

站内在 10 s 内连续切除 2 组低抗导致系统暂态电压升高。由于 500 kV 站用电系统分接开关为无载调压模式, 故不能快速调节电压变化, 因此 400 V 母线电压出现短时过压情况。

查看当时站用电系统故障录波, 从 500 kV 站用变压器高压侧电流变化可以看出, 切除 312L 时间为 2014-03-19 20:48:04.122, 切除 322L 时间为 2014-03-19 20:48:09.590, 前后时间相差 5 s, 与软件设置一致。

2.3 交流系统电压波动后果分析

查看 400 V 母线故障录波, 如图 4 所示。根据式 (1) 可计算得出, 母线短时出现过电压为 421.7 V, 持续时间约为 120 ms, 之后恢复至 405 V 运行。

U_f = U_1 \times \sqrt{3}n \tag{1}

式中: U_f 为母线三相暂态过电压; U_1 为母线单相过电压的有效值; n 为变压器变比。

根据 CM-PVS 工作特性和当前设定值可知, 当 400 V 母线电压低于 420 V 运行时, 两路交流电源同时故障, 约 120 ms 后过电压情况消失。此时 400 V 母线电压为 405 V, 高于动作返回值 399 V, 电压监视继电器仍然认为过压情况未消失, 故接点不能返回, 造成冷却器两路交流电源同时失电, 而实际上交流系统并没有真正失电。

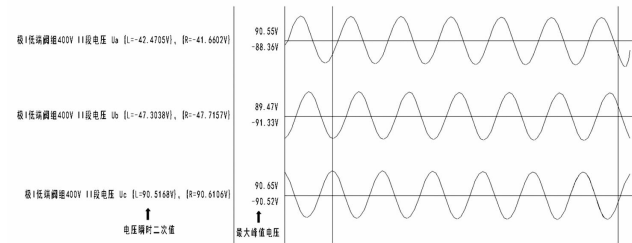


图 4 400 V 母线故障录波

根据以上情况总结分析, 宜宾换流站交流系统可能存在短时过电压 (约 1.05 p. u.) 情况, 持续时间约 120 ms, 按照目前电压监视继电器设置情况, 电压监视继电器定值整定灵敏度较高且故障持续时间过长, 导致故障消失后继电器接点不能及时返回, 存在换流变压器冷却器全停的隐患, 严重影响设备的安全稳定运行。

3 改进措施及试验验证

3.1 改进措施

通过上述分析, 经与设备厂家探讨, 现场已从两个方面进行整改:

1) 通过试验得出 400 V 系统电压波动的峰值, 依照中国电科院的试验结果, 该峰值为 433 V。

2) 将电压监视继电器的控制模式由延时返回改为延时动作。如图 5 所示, 所谓延时返回就是使继电器设定的故障返回时间区域 t_2 大于电压故障时间区域 t_0 , 在故障时间段内的任意时刻检查到故障消失都可以使故障信号消失, 但如果电压故障时间超过故障返回时间 (在超出故障返回时间的故障时间段内) 继电器会认为该故障依然存在, 所以故障信号不会消失。而延时动作则是让继电器设定的故障返回时间区域 t_1 滞后电压故障时间区域并且小于该时间区域 t_0 , 这样一来, 当电压故障出现时, 原本应该动作的继电器由于滞后了一段时间而没有动作, 从而躲过该电压波动。二者比较可以看出, 延时动作主动地躲过了电压故障, 不会存在故障信号不能消失的隐患, 所以将电压监视继电器的控制模式由延时返回改为延时动作^[3]。动作延时由 100 ms 改为 500 ms (大于交流系统扰动产生过电压的时间约 120 ms, 并在此基础上增加一定的裕度)。

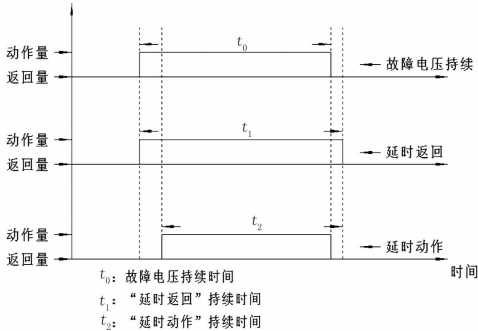


图 5 “延时返回”与“延时动作”示意

3) 将电压监视继电器过电压门槛值由 420 V 提高至 440 V, 返回值和欠电压门槛值也随之提高。正是因为目前宜宾换流站 400 V 工作电压在 403 V 左右, 按照之前的参数设置, 若继电器检测出故障后动作, 则故障消失后不能自动返回。

3.2 验证步骤及试验结论

为此中国电科院进行了一项试验: 在阀组隔离状态下, 同时拉开同一 35 kV 母线上的 3 组低抗负载。

由于在站内小系统运行方式下, 投切电抗器对站内交流系统电压影响最严重, 故选择同时切除 3 组低抗作为较为极端的试验。试验完成后查看故障录波, 发现投切对 400 V 母线电压有较大冲击, 暂态电压明显上升, 最高电压出现在 C 相, 达到 433 V 并持续约 60 ms, 如图 6 所示。

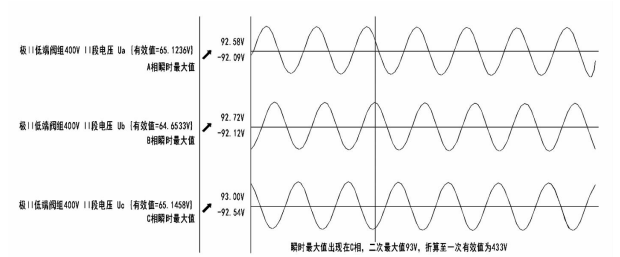


图 6 低抗切除后 400 V 母线故障录波

现场检查, 换流变压器冷却器就地控制柜交流开关电压监视器状态正常(过电压门槛值为 440 V, 大于 400 V 母线冲击电压 433 V, 监视器未动作)。

试验结论: 新设定的电压监视继电器定值能够躲过上述严重工况下的电压冲击, 上述定值设置较为合理。

4 结 语

400 V 交流系统扰动不容忽视。导致出现此类问题的原因基本都是 400 V 交流负荷电源开关设计和定值没有针对 400 V 交流系统扰动时的电压变化范围作出优化改进。由于厂家选择继电器型号与设定继电器定值时是出于保证自己设备运行“无风险、低损耗、寿命长”的原则, 对于运行时的负荷变化确实是存在着一定的局限性。因为运行单位要求

的是整个交、直流系统的稳定运行, 尽量减小系统波动影响而带来对不同继电器定值范围的要求自然而然要大一些, 这就意味着有了足够的定值范围, 设备继电器与设备可以躲过比较严重的系统电压波动。但这对于运行设备而言, 过高的电压就会让设备承受更大冲击, 对设备的影响也相应增加。虽然这种情况与厂家的想法背道而驰, 但是如果在迎峰度夏大负荷情况下发生这种事故, 对电网的影响可是巨大的, 作为特高压直流输电的运维单位对这种隐患的存在绝对不能忽视。所以针对本站出现的 400 V 系统电压波动情况, 在今后的生产过程中提出以下建议:

- 1) 选定同时切除站内 3 组低抗的较为极端的试验, 对站内现有负荷开关进行波动的耐受试验。
- 2) 根据宜宾换流站内实际电压波动情况, 选择与之相适应的 400 V 负荷电源。
- 3) 各类继电器的门槛值以及返回值的设定要留有充分地裕度。
- 4) 在今后设备选型方面, 要依据站内实际要求, 选择裕度足够大, 抗电压波动性足够强的设备。
- 5) 建议锦屏换流站择期针对此隐患进行相对应的冲击试验: 在站内小系统运行方式下, 补做投切电抗器对站内交流系统电压影响最严重的同时切除 3 组低抗的极端试验, 来验证 400 V 所带负荷, 包括阀水冷却器、换流变压器冷却器等电压监视继电器是否会出现上述异常情况, 并及时改进。

参考文献

[1] 国家电网公司运维检修部. 直流换流站运维技能培训教材[M]. 北京: 中国电力出版社, 2012.

[2] 国家电网公司运行分公司. 特高压直流换流站岗位培训教材一次设备[M]. 北京: 中国电力出版社, 2012.

[3] 赵畹君. 高压直流输电工程技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2004.

作者简介:

王晨睿(1990), 学士、助理工程师, 从事特高压直流输电系统的运行研究工作。

(收稿日期: 2018 - 04 - 17)

复龙换流站饱和和保护异常情况分析

肖资阳,舒平,贾书航
(国家电网公司运行分公司宜宾管理处,四川 宜宾 644000)

摘要:简要介绍了复龙换流站换流变压器保护饱和和保护配置情况,并结合复龙换流站发生过的案例进行分析,分析当前站内换流变压器饱和和保护存在的一缺陷,并对此提出了一些改进设想。
关键词:直流偏磁;饱和保护;复龙换流站
中图分类号:TM77 **文献标志码:**B **文章编号:**1003-6954(2018)04-0090-05

Analysis of Abnormal Saturation Protection in Fulong Converter Station

Xiao Ziyang, Shu Ping, Jia Shuhang
(Yibin Management Office, Operation Branch of State Grid Corporation of China, Yibin 644000, Sichuan, China)

Abstract:The saturation protection configuration of converter transformer protection in Fulong converter station is briefly introduced and analyzed combined with the cases occurred in Fulong converter station. The defects existing in the current saturation protection of converter transformer are analyzed too, and some improvement suggestions are proposed.
Key words:DC bias; saturation protection; Fulong converter station

0 引言

饱和保护是为了防止当换流变压器流过直流电流时,产生的较大、不对称的励磁电流造成换流变压器热损毁。下面主要结合换流变压器饱和和保护配置和现场运行情况,分析复龙换流站换流变压器饱和和保护存在的异常情况,并提出改进建议。

1 复龙换流站饱和保护的配置及原理

饱和保护是为了防止直流电流流经换流变压器引起铁心饱和,造成换流变压器热损毁。而换流变压器铁心饱和程度是无法测量的,故判断换流变压器是否饱和和最好的指标之一是畸变的直流偏磁电流^[1]。复龙换流站换流变压器保护采用的是南瑞的RCS977D保护装置,该保护装置中的换流变压器饱和保护,是由保护装置通过检测接地支路的自产零序电流峰值来进行饱和和保护判断。装置将换流变压器流过的直流电流、零序电流和运行时间的对应

表,线性化为一条反时限动作曲线,并根据零序电流进行反时限累计判断。励磁电流峰值越大,允许运行的时间越短。饱和保护的逻辑见图1^[2]。

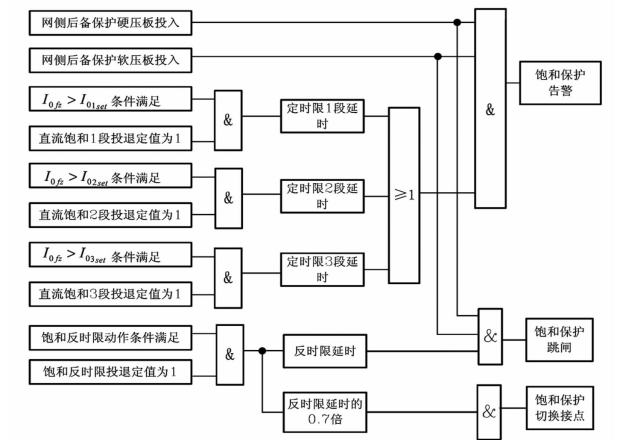


图1 饱和和保护控制逻辑

饱和保护的压板投入之后,当测得的换流变压器零序电流峰值大于整定报警值时,系统会报警并启动反时限延时计时。当满足饱和反时限动作条件时,系统根据反延时曲线计算出反时限延时,当时间到达延时设定值时,保护出口动作。

由于饱和保护动作时间较长,并且可能由于直

流控制,系统的不恰当控制导致较大直流流过换流变压器,在反时限累计时间达到定值的 70% 时装置将告警,并输出控制系统切换信号以切换控制系统。换流变压器饱和和保护定值如表 1 所示。

表 1 饱和和保护定值表

序号	保护定值名称	定值
1	星接中性点零序 CT 一次值	2000 A
2	角接中性点零序 CT 一次值	2000 A
3	CT 二次值	1 A
4	饱和保护 I 段电流定值	0.036 A
5	饱和保护 I 段时限	42 min
6	饱和保护 II 段电流定值	0.053 A
7	饱和保护 II 段时限	14 min
8	饱和保护 III 段电流定值	0.089 A
9	饱和保护 III 段时限	5 min
10	饱和保护 IV 段电流定值	0.142 A
11	饱和保护 IV 段时限	80 s
12	饱和保护 V 段电流定值	0.354 A
13	饱和保护 V 段时限	40 s
14	饱和保护 VI 段电流定值	0.478 A
15	饱和保护 VI 段时限	15 s

2 饱和和保护出现的异常情况分析及建议

2.1 换流变压器充电后经常出现饱和和保护报警问题分析

换流变压器缺陷处理与年度检修完毕,当处于冷备用或检修状态的换流变压器充电时,经常会有换流变压器饱和和保护报警。

换流变压器充电后,经过半个周期,变压器的铁心将严重饱和,励磁电流剧烈增大,很有可能导致零序电流增大超过饱和和保护定值。而励磁涌流的大小及衰减时间,与外加电压的相位、铁心性质等都有关系。一般情况下,变压器容量越大,衰减的持续时间越长。因此大容量的空载换流变压器涌流持续的时间最长。故大容量换流变压器充电时,很可能会引发饱和和保护报警^[3]。

换流变压器充电时出现饱和和保护报警是常见情况,但是运行人员应手动触发并查看直流阀组故障录波与换流变压器保护录波,分析对比零序电流变

化趋势有无单相阀侧电流偏差过大。若零序电流无衰减趋势,在两套换流变压器保护中饱和和保护反时限累计时间达到定值的 70% 时,切换控制系统后申请国调退出相应阀组;若对比发现单相阀侧电流偏差过大,则应切换相应阀组的控制系统并再次对比分析阀侧电流的偏差,若此时阀侧电流仍偏差过大,也应在两套换流变压器保护中饱和和保护反时限累计时间达到定值的 70% 时切换控制系统后申请国调退出相应阀组。

换流变压器充电时经常出现饱和和保护启动报警甚至跳闸,主要因为换流变压器充电后的铁心将严重饱和,励磁电流剧烈增大,很有可能导致零序电流超过饱和和保护定值。运维人员该如何避免此类跳闸情况出现:一是换流变压器检修后做好换流变压器消磁工作;二是修改保护软件增加饱和和保护计时启动积分开始的延时时间,以躲过换流变压器励磁涌流。

复龙换流站饱和和保护启动逻辑可以简单概述为:当换流变压器零序电流峰值大于定值时(无延时),换流变压器保护启动反时限延时计时积分。从实际运维经验来看,换流变压器饱和和保护确实未设置延时时间,只要换流变压器零序电流峰值大于定值,立即启动反时限延时计时积分。

查看奉贤换流站饱和和保护软件图(见图 2),可知当奉贤换流站换流变压器零序电流峰值大于定值时,经过一段延时后,换流变压器保护才启动反时限延时计时积分。软件中专门设置了延时避免换流变压器充电时励磁涌流导致饱和和保护动作。在 2011 年 5 月 7 日奉贤换流站换流变压器充电时饱和和保护动作跳闸后,奉贤换流站运维人员分析判断原有 10 s 延时不足以避开换流变压器充电时励磁涌流导致饱和和保护动作时间,并将延时由 10 s 修改为 30 s。据此认为复龙换流站换流变压器饱和和保护也有必要增加保护启动延时,避免换流变压器充电时励磁涌

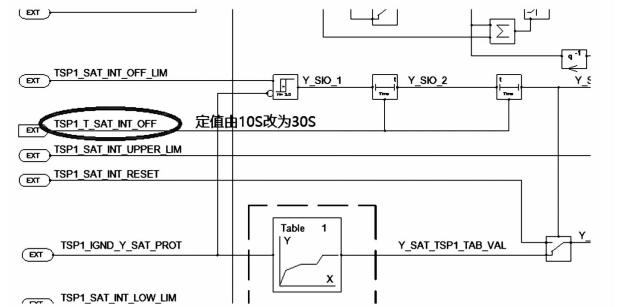


图 2 奉贤站饱和和保护软件

流导致饱和和保护频繁报警甚至动作跳闸。

2.2 复龙换流站饱和和保护报警设置问题

复龙换流站换流变压器保护报警有两类：一类是通过软报文方式上传至服务器，主要包括保护压板投退信息、保护启动信号等；另一类是通过硬接点方式上传至服务器，主要是保护动作信号。复龙换流站换流变压器饱和保护启动计时信号是采用软报文形式报出，即通过图 3 的方式将报文上传至服务器，此信号为灰色正常事件，无计时累计时间与饱和段位显示。此种信号传输方式经过的设备繁多，当中的交换机、光电转换模块、保护装置通信插件、网口、网线、光纤等任一设备出现故障，将会导致通讯故障事件无法正常上传。以往复龙换流站曾多次出现类似故障，且目前极 II 高端换流变压器保护装置仍存在此类故障。换流变压器饱和保护启动计时信号是非常重要的事件信息，若无此信息，运行人员将无法第一时间掌握换流变压器饱和和保护动态，将没有足够的时间进行数据分析、对比并进行处理，只能等到饱和和保护动作导致系统切换才能得知保护启动信息（此时反时限累计时间已达到定值的 70%），浪费了大量时间，很有可能错过事故处理的黄金时期。

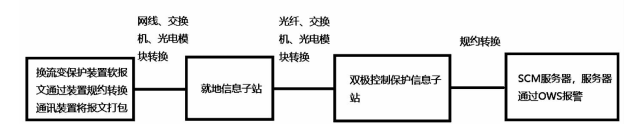


图 3 换流变压器软报文事件上传

针对上述问题，建议应采取下列措施：1）在饱和和保护信号传输方式未改动的情况下，运维人员精心巡视，及时发现保护装置通讯故障情况并及时处理，保证饱和和保护信号正确及时地传输。2）在保护装置通讯故障暂时无法处理时，应加强监视：在方式变动、系统扰动、复奉与宾金直流不平衡运行时，进行保护装置事件查看；若有其他阀组出现饱和和保护启动报警时，也应立即检查通讯故障换流变压器保护装置。3）研究可行性方案，减少软报文信号传输的中间环节，提高信号传输可靠性。4）将饱和和保护计时启动信号修改为硬接点报文上传方式，使饱和和保护计时启动信号同其他保护动作信号、模拟量信号采取一样的传输方式，即保护装置输出一副信号接点，经信号端子直接上传至 CMI，由 CMI 传送给 CCP 将报警报出。5）增加报警的时效性，换流变压器饱和和保护动作时，不能及时向后台报送计时启动

的饱和和保护段别，由于运行人员难以掌握其动作时限，建议上传更加详细的信息。

2.3 宜宾换流站饱和和保护跳闸分析及建议

2014 年 6 月 10 日，宜宾换流站接地极线路处于检修状态，极 II 高端换流变压器处于充电状态。复龙换流站操作将复奉直流由单极金属回线运行转为单极大地回线运行，宜宾换流站极 II 高端换流变压器饱和和保护动作跳闸。分析此次宜宾站极 II 高端换流变压器饱和和保护跳闸的原因为：复奉直流复龙换流站与宾金直流宜宾换流站为共用接地极（共乐接地极），当其中一个直流系统单极大地运行，另一直流系统接地极线路检修时，接地极直流电流将分流，一部分进入接地极线路检修站的变压器接地网，导致换流变压器发生直流偏磁。

为了解共乐接地极电流分配情况以及接地线路检修对直流系统和换流变压器直流偏磁的影响程度，在复龙换流站 2014 年大修时对共乐接地极电流分流进行了实测。实测结果为：复奉直流单极大地回线运行、宜宾换流站接地极线路检修时，共乐接地极约有 1/8 直流电流流入宜宾换流站接地网；宾金直流单极大地回线运行、复龙换流站接地极线路检修时，共乐接地极约有 1/6 的直流电流流入复龙换流站接地网；换流变压器零序电流与接地极直流电流流入接地网的电流成正比。

宜宾换流站“6·10”极 II 高端换流变压器跳闸与近期宜宾换流站“7·13”极 I 高端换流变压器跳闸均是因为直流电流流入大地，部分电流经大地、换流变压器中性点流入变压器，引起换流变压器饱和和保护动作跳闸。为避免直流电流经换流变压器中性点流入变压器，最有效方法是将换流变压器中性点经一低压低流单向导通装置接地。但是目前暂时没有这种低压低流零损耗的单向导通材料。文献[1]提出了以下几种可行性方法：1）反向电流法：在变压器中性点接入一个直流发生装置，产生一个与直流接地极电流大小相等、方向相反的直流进行补偿，以此来抑制变压器直流偏磁。2）中性点接电阻法：变压器中性点串接电阻器后再接地，增大了直流电流的电阻，减少了进入变压器的直流电流，达到缓解直流偏磁的效果。3）电容器隔直法：电容器具有“隔直通交”的特性，可以达到抑制直流电流的目的。在直流偏磁严重的换流站可以考虑采取上述方法，消除直流电流经大地、换流变压器中性点流入变

压器引起换流变压器饱和和保护动作跳闸的隐患。

2.4 “6·10”复龙换流站换流变压器饱和和保护动作事件分析及建议

2015 年 6 月 10 日上午,极 II 高端阀控系统由 B 套切换至 A 套后,极 II 高、低端相继出现饱和和保护动作,其中极 II 低端换流变压器饱和和保护 A 套发闭锁指令、B 套发切系统指令后,距离 B 套发闭锁指令不足 13 min,运行人员及时申请停运极 II 低端阀组才免于造成事故。

在极 II 高端阀控主机切换系统后,极 II 高端换流变压器饱和和反时限保护计时复归。

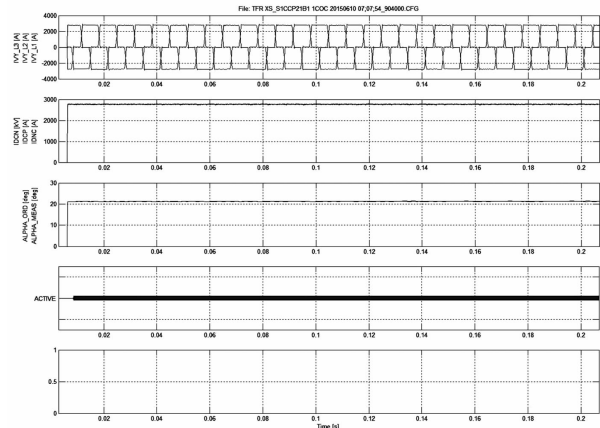


图 4 CCP21B 系统的录波(07:08 控制系统切换前)

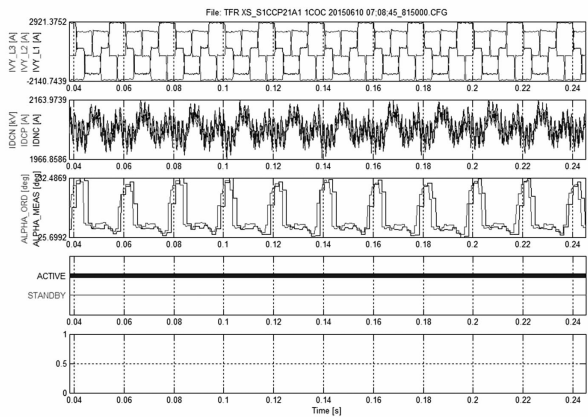


图 5 CCP21A 系统的录波(07:08 控制系统第 1 次切换)

查看 CCP21A/B 控制主机的录波(见图 4 至图 5),发现有以下几个异常:

1)极 II 高端阀组控制 CCP21A 系统测量的 IVY_L1 (Y/Y 换流变压器阀侧套管电流 A 相)偏向正极性约 700 A,而 B 系统测量的 IVY_L1 则无任何偏移。

2)第 1 次切换前,CCP21B 系统为主用,触发角稳定在 22°。切换后,CCP21A 系统为主用,触发角每 20 ms 在 22°与 30°之间变动一次,直流电流也相

应出现波动。

3)再次切换系统后,CCP21B 系统为主用,触发角和电流恢复至正常(见图 6)。

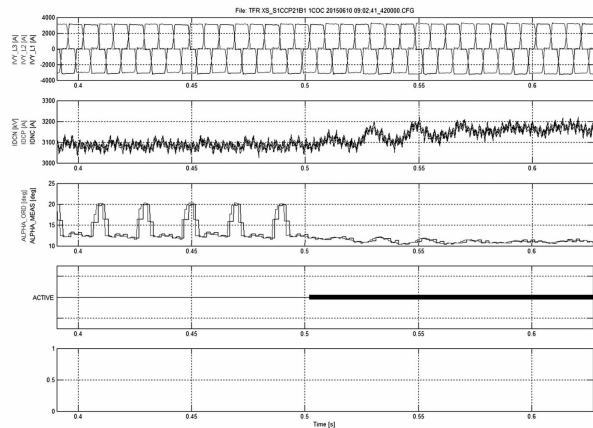


图 6 CCP21B 系统的录波(09:02 控制系统第 2 次切换)

结合事件发生经过和录波分析,故障原因是 CCP21A 系统测量 IVY_L1 板卡的故障引起极 II 触发角频繁调节,引发直流偏磁,从而导致了极 II 高、低端饱和和保护动作。而另外一套系统 CCP21B 检测到相关电流是正常的,故系统切换后饱和保护及时复归。

深入分析 ABB 软件中关于触发角控制采样分析可以看出,特高压换流站触发角控制采样主要取高低端阀侧电流最大值 MAX_IV 和直流侧电流 IDNC 的最大值作为实测电流值 ID_RESP,再与电流参考值进行比较,从而确定触发角,如图 7 所示。当 CCP21A 系统主用时,其向极 II 极控系统发送的 IVY_L1 较实际值大,当 Y/Y-A 相换流阀导通时,极 II 极控系统误认为 IVY_L1 测量值大于直流电流 700 A,立即增加触发角以减小电流,导致实际直流电流减小;当 Y/Y-A 相换流阀关断后,IVY_L1 测量值小于直流电流,控制系统又会立即减小触发角以增大电流。每 1/3 周波,触发角就会大范围变化一次,引起了触发脉冲的不对称。触发角的频繁调整引起了触发脉冲的不对称。而触发脉冲不对称是直流偏磁的原因之一,因为触发脉冲属于极控范围,导致极 II 高、低端换流变压器均饱和。

根据上述的故障解析可以看出,此次故障换流变压器饱和和保护动作正确,故障主要原因为极 II 高端阀组测量接口柜 CMI21A 柜内的 RCS862YI 板卡测量故障,引发换流变压器饱和和保护动作。运检人员进一步分析发现阀侧电流 IVY 经 H5.8 RS862YI

采样后,送至控制系统用作触发角控制,没有任何自检功能。

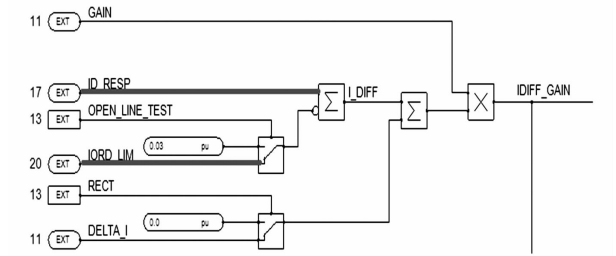


图 7 电流控制器电流差值比较

综上所述,结合复龙换流站“6·10”饱和保护动作始末,从板卡的单一元件无自检以及触发角控制的采样情况进行深入分析,认为可进行以下几点改进:一是深入分析元件工作不稳定的原因,如果是产品设计、批次等问题,需要更换同类型板卡;二是完善 ABB 控制保护系统模拟量自检功能,便于及时发现板卡测量异常;三是在当前情况下,加强测量板卡监视,定期查看模拟量采样,并在年度检修期间对板卡开展零漂值检测等;四是加强换流器阀侧电流异常事故演练,发现阀侧电流异常时应及时切换系统,更换故障板卡。



(上接第 77 页)
每套保护系统信号回路的独立,以满足三重化冗余配置要求。

4 结 语

通过对换流站金属回线转换隔离开关 03001 在操作过程中发生拉弧放电,导致触头烧蚀的缺陷分析,查找到隔离开关触头烧蚀的原因为使用 85% 行程的辅助开关,在隔离开关未完全合闸到位情况下即送出合位信号,造成隔离开关触头拉弧烧蚀。并分析了此类隐患可能对一次设备以及直流控制保护系统的影响;同时简述了可行的解决方案,并且用于实际改造,改造效果良好,为国内其他换流站提供了借鉴。

参考文献

[1] 马永旭,王占杰,王红敏. 中性母线直流隔离开关的设计与计算[J]. 高压电器,2011,47(5):70-75.

3 结 语

复龙换流站换流变压器充电时饱和保护反复出现的报警与饱和保护报警设置不当有关,无论是定值的设定还是饱和保护报警设置都亟需改进;运行方式也要因地制宜,对于共用接地极的复龙、宜宾两个换流站,要严格杜绝一个站接地极线路检修时,另一个站单极大地回线方式运行的情况发生。而复龙换流站“6·10”换流变压器饱和保护动作事件说明控制系统和保护系统的配合上还有一些漏洞,一个小小的元件故障有可能引发直流系统的闭锁,这是需要引起警惕的。

参考文献

[1] 董霞. 变压器直流偏磁研究[D]. 济南:山东大学,2013.
[2] 南京南瑞继保电气有限公司. RCS977 保护装置说明书[Z].
[3] 文继峰,张晓宇,程骁,等. 换流变压器直流偏磁与饱和保护[J]. 电力工程技术,2013,32(2):28-30.

作者简介:
肖资阳(1984),工程师,现主要从事特高压直流运行维护工作。

(收稿日期:2018-04-17)

[2] 赵婉君. 高压直流输电工程技术(第 2 版)[M]. 北京:中国电力出版社,2011.
[3] 浙江大学发电教研组直流输电教研组编. 直流输电[M]. 北京:电力工业出版社,1983.
[4] 高压直流隔离开关和接地开关:GB/T 25091-2010[S],2011.
[5] 王宇驰,司小伟. 高压直流隔离开关发热问题研究[J]. 电气时代,2018(1):81-84.
[6] 高压交流隔离开关和接地开关:GB 1985-2014[S],2015.

作者简介:
孙光宇(1984),硕士、工程师,研究方向为特高压直流输电技术;
蒋张威(1992),本科、工程师,研究方向为特高压直流输电技术;
刘 帅(1991),本科、助理工程师,研究方向为特高压直流输电技术;
余 力(1992),本科、助理工程师,研究方向为高压直流输电。

(收稿日期:2018-03-26)