

基于主变互联的配电系统供电能力优化建模

韩俊,周洪伟,王海潜

(国网江苏省电力公司经济技术研究院,江苏 南京 210008)

摘要:结合基于主变拓扑互联和N-1安全准则的配电系统供电能力解析计算的基本思路,构建了计及主变过载和联络容量约束的配电系统最大供电能力优化计算模型。该模型很好地描述了主变N-1校验及过载主变负荷二次转供的一般性过程。利用Matlab线性优化工具箱对模型进行求解,在此基础上定义了三类供电能力计算模块,建立了配电系统供电能力综合分析程序。最后,通过实例分析验证了本文所提出最大供电能力优化模型及各计算模块的合理性和科学性。

关键词:配电系统;主变互联;供电能力;优化建模

中图分类号:TM727.2

文献标志码:A

文章编号:1009-0665(2013)S2-0001-03

配电系统作为联系终端用户与发、输电系统的纽带,是保证用户安全可靠供电的重要环节。针对配电系统的技术性分析,不仅要考察诸如可靠性、电压质量、线损率等传统指标,还要针对配电系统究竟能够供应多少负荷、配电系统的设备最大利用水平如何等情况进行研究和统计。而后者恰恰是当前配电系统规划与评估工作的薄弱点—仅仅考察线路联络率、设备重载率等细节,却忽略了配电系统的整体供电能力。显然,科学的计算配电系统供电能力已成为当前城市电网精细化评估与规划工作的关键环节^[1]。

1 配电系统最大供电能力优化建模

1.1 已有研究基础

文献[2]定义了配电系统供电能力的基本概念,并提出了基于主变互联和N-1准则的供电能力解析计算方法,与传统的基于目标值试探性逼近和对约束条件后验式满足的供电能力计算方法相比具有很大的优越性。文献[3]在综合考虑实际情况约束的基础上提出了计及主变过载和联络容量约束的供电能力解析计算方法,是文献[2]方法的进一步推广和拓展,具有更好的实际应用价值。

文献[4]提出了配电网供电能力计算模型,虽然考虑了主变过载系数,但没有考虑过载主变的负荷如何转出的问题。在透彻分析主变N-1校验及过载主变负荷二次转供过程机理的基础上,本文提出了改进的配电系统最大供电能力优化计算模型。

1.2 配电系统供电能力计算问题的描述

文献[3]所提的考虑过载主变二次转供的变电站主变N-1校验时的负荷转移方式如图1所示。

图1以1号主变故障为例,描述了故障主变负

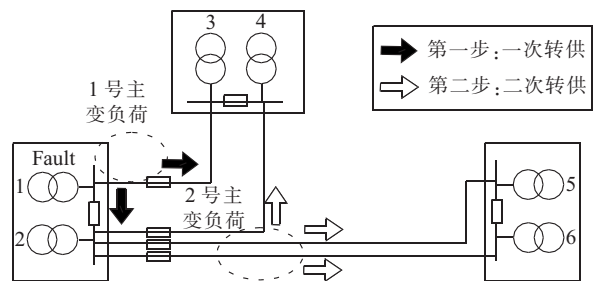


图1 基于主变N-1校验时的负荷转移方式

荷的一次和二次转供过程。本文所提出的配电系统供电能力计算问题即可描述为:供电区域主变在均满足N-1校验条件下,整个区域的负荷供应能力最大能达到多少。

1.3 改进的配电系统最大供电能力优化模型

针对文献[4]提出的供电能力计算模型未考虑过载主变负荷如何转出的问题,本文提出了改进的配电系统最大供电能力优化计算模型,如式(1)所示:

$$\begin{aligned} \max psc &= \sum R_i T_i (1-1) \\ R_i T_i &= \sum_{j \in \Omega_1^{(i)}} t_{ij} + \sum_{j \in \Omega_1^{(i)}} t_{ij} (\forall i) (1-2) \\ t_{ij} + R_j T_j &\leq R_j (\forall i, \forall j) (1-3) \\ t_{ij} &= t_{i0j} + \sum_{l \in \Omega_1^{(i)}} t_{lij} (\forall i, \forall j \in \Omega_\Sigma^{(i)}) (1-4) \\ s.t. \quad \sum_{l \in \Omega_2^{(i)}} t_{lij} &\leq (k-1) R_l (\forall i, \forall j \in \Omega_1^{(i)}) (1-5) \\ t_{i0j} &\leq C_{ij} (\forall i, \forall j) (1-6) \\ t_{ij} &\leq C_{ij} (\forall i, \forall j, \forall l \in \Omega_1^{(i)}) (1-7) \\ |T_i - T_j| &\leq a_1 (\forall i, \forall j \in \Omega_1^{(i)}) (1-8) \\ |T_i - T_j| &\leq a_2 (\forall i \in \Omega_1^{(i)}, \forall j \in \Omega_2^{(j)}) (1-9) \end{aligned} \quad (1)$$

式中： $\Omega_1^{(i)}$ 表示第*i*台主变的站内联络主变集合； $\Omega_2^{(i)}$ 表示第*i*台主变的站间联络集合； $\Omega_\Sigma^{(i)}$ 表示第*i*台主变的虚拟联络集合（即所有与第*i*台主变的所在变电站相联络的站间主变组成的集合）； R_i 表示第*i*台主变容量； T_i 表示第*i*台主变的负载率； t_{ij} 表示对第*i*台主变做N-1校验时，第*j*台主变分担的全部负荷； t_{i0j} 表示第*i*台主变做N-1校验时，第*i*台主变经过直接联络向第*j*台主变转移的负荷； t_{ij} 表示第*i*台主变做N-1校验时，第*i*台主变经过站内1号主变向*j*号主变转移的负荷； C_{ij} 表示第*i*台主变与第*j*台主变的联络容量； a_1 和 a_2 分别表示同站和站间主变负载率允许的偏差幅度。

其中，式(1-1)为目标函数，为满足所有主变N-1校验时的系统最大供电能力，表示为最大负载率的线性形式；式(1-2)是负荷平衡约束；式(1-3)是主变容量限制约束，要求稳定状态下所有主变都不越限运行；式(1-4)和(1-5)表示过载主变负荷的二次转供过程；式(1-6)、(1-7)表示联络通道容量的约束，需要特别指出的是，当评估实际网络的供电能力时，为了提高计算的精确度，需要考虑联络通道容量的约束，当计算网络的理论最大供电能力时，可认为联络通道容量充足；式(1-8)和(1-9)表示主变负载率均衡性约束。

2 最大供电能力优化模型的求解

2.1 模型的数学问题描述

本文所构建的配电系统最大供电能力计算模型，实际上是一个复杂的大规模的线性优化问题。

目标函数所代表的超平面在优化平移过程中与约束条件所围成的凸面体可行域的相交，交点总是不唯一的，即全局最优解也不是唯一的。这意味着以主变负载率表示的配电系统最大供电能力问题一定

有最优解，且最优解不是唯一的。

2.2 基于 Matlab 线性优化工具箱的模型求解

利用 matlab 线性优化工具箱求解的一般模型如下：

$$\begin{aligned} \min z &= cX \\ \text{s.t. } AX &\leq b \\ Aeqx &= beq \\ VLB &\leq X \leq VUB \end{aligned} \quad (2)$$

调用相关命令语句，可返回最优解，命令格式如下式：

$$[X, fval] = \text{linprog}(c, A, b, Aeq, beq, VLB, VUB) \quad (3)$$

将构建的配电系统最大供电能力优化模型转化为基于 Matlab 求解线性优化规划的标准形式，是本次优化模型求解的关键环节。其中，最重要的是不等式约束矩阵 A (A^0, A^1, A^2) 和向量 b (b^0, b^1, b^2) 的生成过程，最终形成的矩阵及向量的表达式形式如下：

$$A = \begin{bmatrix} A^0 \\ A^1 \\ A^2 \end{bmatrix} \quad b = \begin{bmatrix} b^0 \\ b^1 \\ b^2 \end{bmatrix} \quad (4)$$

限于篇幅，本文不将一一介绍不等式约束矩阵 A 、向量 b 、变量 X 及其上下限约束向量 VLB 和 VUB 的详细生成过程及表达方式。各自的规模及所对应的约束方程如表 1 所示。

2.3 供电能力计算模块的定义

根据式(1)中 a_1 和 a_2 值(站内和站间主变负载率允许的偏差幅度)大小的不同，将最大供电能力优化模型定义为三类供电能力计算模块，分别为 pscMAX、pscMEAN、和 pscCONTROL，各模块特点如表 2 所示。

为了能使供电能力优化计算结果更好的符合工程实际的最优解，本文在充分挖掘 3 类供电能力计算模块特点的基础上，采用线性优化方法进行求解，

表 1 矩阵向量各自的规模及所对应的模型约束方程

矩阵名称	矩阵规模	向量名称	向量规模	模型约束方程	备注
A^0	$m \times m$	b^0	$m \times 1$	(1-2)~(1-5)	$m_n = N_\Sigma^2 * N_\Sigma$
A^1	$m_1 \times m$	b^1	$m_1 \times 1$	(1-8)	$m_1 = \sum_{i=1}^n N_i * (N_i - 1)$
A^2	$m_2 \times m$	b^2	$m_2 \times 1$	(1-9)	$m_2 = \sum_{i=1}^n N_i * (N_\Sigma - N_i)$
—	—	X	$m \times 1$	—	—
—	—	VLB	$m \times 1$	—	$m = N_\Sigma^2 * N_\Sigma$
—	—	VUB	$m \times 1$	(1-6)、(1-7)	—

备注：设研究区域内变电站的数目为 n ，可将其编号为 1, 2, ..., n ，第 i 座变电站的主变数量为 N_i ， $N_\Sigma =$

$\sum_{i=1}^n N_i$ ， $N_\Sigma^2 = \sum_{i=1}^n N_i^2$ ，则第 i 座站第 j 台主变的编号记为 $(N_{(i-1)\Sigma} + j)$ 。

表2 供电能力计算模块的定义及特点分析

计算模块	约束条件	特点
pscMAX	$a_1=a_2=1$	优化结果能得到基于现状联络结构下供电区域的理论极限供电能力,但计算结果可能出现同站或站间主变负载率差异很大的情况。
pscMEAN	$a_1=0, a_2=1$	优化结果使得站内负载率保持一致,具有很好的均衡性,但有时由于均衡性的约束,供电能力不一定能达到理论最大值。
pscCONTROL	$0 < (a_1, a_2) < 1$	优化结果使得站内、站间主变的负载率均控制在允许的偏差范围内,若计算结果达到理论最大值,则给出的最优解不一定是最好的。

构建了配电系统最大供电能力综合计算程序,基本流程如图2所示。

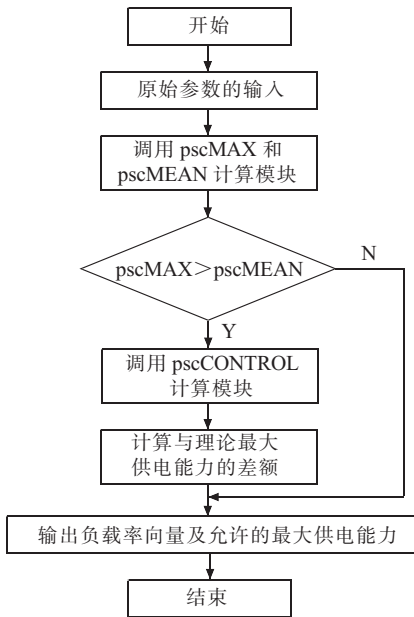


图2 配电系统供电能力综合计算程序的基本流程

从上图可以看出,对于给定主变联络结构的供电区域,首先寻找既能达到理论最大供电能力又能保证同站主变负载率一致性的理论最优解,如果不存在,则在负载率允许的偏差范围内寻找较大供电能力的工程最优解,并分析其与理论最大供电能力的差额。

3 算例分析

3.1 算例概况

本文针对某一简单配电网来分析 and 比较各供电能力计算模块的特点,该网络不考虑主变电站间联络容量约束限制,变电站主变配置及联络关系见图3。

基于配电系统最大供电能力优化模型的3类供电能力计算模块的特性分析结果见表3所示。

在此基础上,分别开展了同站主变负载率和站间主变负载率均衡性对供电能力的灵敏度分析,详细结果分别如图4和图5所示。

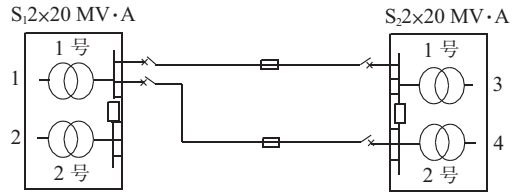


图3 配电系统供电能力综合计算程序的基本流程

表3 供电能力计算模块特性分析结果

计算模块	均衡约束	主变负载率/%				psc/ MV·A	Δpsc/ MV·A
		1号	2号	3号	4号		
pscMAX	$a_1=a_2=1$	28	100	86	86	60	0
pscMEAN	$a_1=0, a_2=1$	65	65	68	68	53	7
	$a_1=0.05$	63	67	69	69	53.5	6.5
	$a_1=0.1, a_2=1$	60	70	70	70	54	6
	$a_1=0.15, a_2=1$	57	72	71	71	54.5	5.5
	$a_1=0.2, a_2=1$	55	75	73	73	55	5
pscCONTROL	$a_1=0.7, a_2=1$	30	100	85	85	60	0
	$a_1=1, a_2=0.1$	60	70	70	70	54	6
	$a_1=1, a_2=0.15$	57	73	72	72	54.67	5.33
	$a_1=1, a_2=0.2$	53	77	73	73	55.33	4.67
	$a_1=1, a_2=0.55$	29	100	85	85	60	0

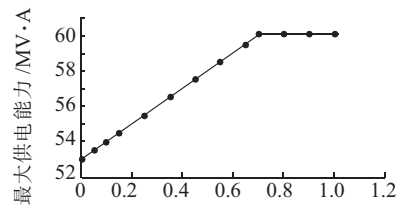


图4 同站主变负载率的均衡性对供电能力的灵敏度分析

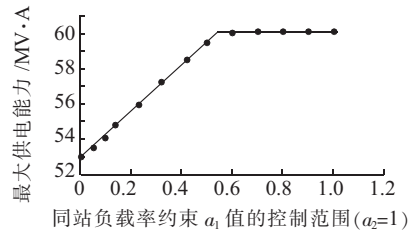


图5 站间主变负载率的均衡性对供电能力的灵敏度分析

从上图分析结果可以看出,可以通过参数 a_1 和 a_2 灵活控制同站主变负载率和站间主变负载率的均衡性,利用供电能力综合分析程序可以找到满足一定约束条件下达到最大供电能力的合理解。若放开负载率约束控制,则一定能找到满足理论最大供电能力的最优解。

4 结束语

配电网“三双”接线模式的应用评估

周晨曦,张聂鹏,蒋濛
(镇江供电公司,江苏 镇江 212001)

摘要:文中针对国内配电网受传统接线模式束缚、供电可靠性不高的现状,提出了采用“三双”接线模式、按照基于可靠性的目标网架规划思路来进行配电网建设规划的方案,并根据可靠性成本-收益分析方法就“三双”接线模式的电缆网与架空线网进行可靠性及经济性评估与敏感性分析。此方法具有广泛适用性,可以适用于多数有电网建设与改造需求的地区。

关键词:供电可靠性;配电网;接线模式;可靠性成本;收益分析

中图分类号:TM727.2

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S2-0004-06

供电可靠性的高低直接反应了供电系统对用户的供电能力和服务质量,也是一个供电企业技术装备水平和管理水平的综合体现。为满足镇江市电力用户享受可靠优质服务的需要,同时满足镇江市供电公司提升经济效益、优化电网结构的需要,对基于可靠性的中低压配电网目标网架规划进行研究,提出新的目标网架规划方法十分必要。

一次网架的建设和优化是配电网可靠运行的基础,我国目前广泛采用的传统配电系统规划方法,主要靠既定的技术标准/准则和经验来定性满足供电可靠性的要求。这是我国平均供电可靠性较差的基本原因之一。但近年来,随着负荷需求的增长、配网规模的增大,传统配网接线模式和常规配网规划方法难以达到配电网可靠的坚强智能电网建设目标,所以应基于“配网接线模式”变革性的考虑,采用可靠性规划的新思路与新方法。

本文提出在配网中使用“三双”接线模式,并基于可靠性、利用效益/成本敏感度方法结合空间负荷预测及变电站规划对其进行了分析与评估。确定了相比国内其他传统接线模式,“三双”接线模式能够使配网的可靠性得到明显提高,达到发达国家的先进水平。

1 “三双”接线模式的应用

1.1 国外一流配电网特征

世界各国的一流配电网经过几十年的发展、建设与优化,已经进入了较为平稳的发展阶段。其主要特征包括:

- (1) 负荷年增长率低、后续投资少;
- (2) 电缆化程度高,中压配电网多采用 20 kV 供电;
- (3) 中等及偏低负荷密度区域,仍可实现配网

的高可靠性,且部分地区实现电价与可靠性挂钩;

(4) 多采用合环运行,中压配电网形成多方向互联的环网结构,转供灵活、故障排除迅速;

(5) 高水平管理及高比率带电作业,大幅度减少各类停电的影响。

由以上特征可以发现,一流配电网建设成熟、供电可靠性高,而其高可靠性水平与其建设成熟的高可靠电网接线模式密不可分。网络结构决定了影响可靠性指标的 3 个关键技术指标:线路切换能力、线路切换时间、以及线路分段数量。因此,结合国内电网现状来看,在网络、设备、技术、管理 4 个供电可靠性影响因素当中,网络结构最为重要。

1.2 “三双”接线模式的应用优势

目前我国配电网与一流配电网之间的差距,不仅仅在于建设时间的长短,更在于网架结构上的差别。以江苏省镇江市为例,当前中压架空网典型接线主要有辐射式、多分段单联络、多分段多联络 3 种类型,中压电缆网的典型接线主要有单射式、双射式、单环式、双环式、N 供一备、“N-1”单环网 6 种类型。这些不同接线模式的差别主要体现在供电能力、经济性和运行灵活性上,而有联络接线模式的各电缆网间和各架空网间在可靠性方面实际差别不大,这就使得这些传统接线模式在国内高负荷增长环境下成为了实现高可靠性目标网架的瓶颈。因此,有必要对能大幅度提高可靠率且操作性强的新接线模式和规划方法进行研究。

“双电源、双线路、双接入”的“三双”接线具有网架完善、结构简明、运行灵活、扩展方便、可靠性高的特点,且“双接入”模式实施简洁、可操作性强、可非常有效地规避绝大多数停电时间,用较少的成本大幅提升可靠性,从而使规划方案也具备了较好的经济性。其中,“双电源”指两个上级变电站,“双线路”指连接“双电源”的两条中压线路,“双接入”指公用

配变通过自动投切的开关接入“双线路”。

表 1 中压配电网目标典型接线方式

供区	接线方式	类别	架设形式	是否属“三双”接线模式
A类	双环式	推荐类		是
	单环式	选用类	电缆	否,可过渡到“三双”接线
	扩展型双环			是
B类	多分段多联络	推荐类	架空	是
	多分段交叉联络	选用类		是
C类	单辐射	选用类	架空	否
	多分段单联络			否

1.3 结合“三双”接线的保护及配网自动化简化

配变分支线路安装零序电流选线装置和过电流保护。在小电流接地方式下,分支线发生单相接地时,通过分支线路的零序电流选线装置实现对支线故障的隔离。分支线发生相间短路,或在大电流接地方式下发生单相接地短路时,通过主电源保护与分支线路保护的延时配合,实现对分支线故障的隔离。配变的双向负荷开关具有自动投切功能,每台配变通过双向负荷开关实现在主备电缆之间的自动切换。

由于配变在主供电源故障时可自动切换至备用电源,降低了对主干电缆故障隔离和非故障区域恢复供电的时间要求,因此可简化主干电缆配网自动化的配置方案。

主干电缆的馈线自动化采用本地变电站集中控制的模式。环网单元的负荷开关具有遥测、遥信和遥控功能。主干线发生故障时,通过光纤通信方式将环网单元故障时的状态信息传输至本地变电站,完成故障的识别、定位,通过远程控制实现故障隔离和非故障区域恢复供电。

2 基于可靠性的目标网架规划思路

2.1 可靠性及经济性分析模型

电网可靠性的各影响因素如:平均线路长度、设备老旧程度、元件负载率水平等,也是影响电压质量和线损的主要因素,因此高可靠性电网就是高电压合格率和低网损率的电网,也就等于是建设和运维费用较低的电网。

故基于可靠性的网架规划可将可靠性指标转换为经济指标,用经济手段来度量故障的严重程度,将可靠性停电成本加入到可靠性规划总成本目标函数里。

目标函数:

$$\min TC(x)=I+R \quad (1)$$

约束条件:

$$h(x)=0$$

$$x(x) \leq 0$$

其中, $x=(x_1, x_2, \dots, x_n)$ 为决策变量, I 和 R 分别是可靠性投资成本(包括运维费)和可靠性停电成本。对于基于可靠性的网架规划,不等式约束中应包含以下两约束:可靠性指标下限和投资总额上限。

2.2 可靠性成本/效益分析方法

高可靠性与低投资成本是一矛盾体,协调解决该矛盾需要通过可靠性成本/效益分析来进行电网的优化,确定在何种投资下才能获得供电总成本最低的最佳可靠性水平,如图1所示,当可靠性投资成本曲线与可靠性缺电成本曲线形成的总成本最低时(图中的点 T_m),电网可靠性水平最佳。

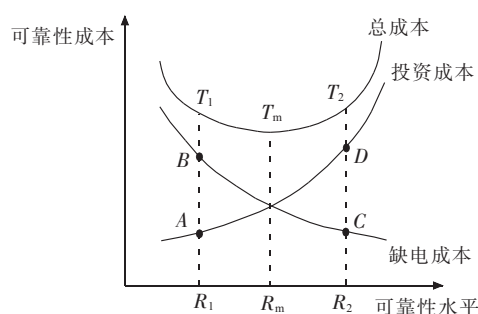


图 1 可靠性成本/效益分析曲线

可靠性成本/效益分析可用边际成本与边际效益概念来说明。定义可靠性边际成本为:增加一个单位可靠性水平而需增加的投资成本。可靠性边际效益定义为:因增加了一个单位可靠性水平而获得的效益或因此而减少的缺电成本,故也可称为边际缺电成本。

当电网建设投资费用的增加小于缺电成本的减少时,可靠性水平的提高只需较少的投资费用,投资增加能够获得收益(即上图的A、B段);当投资费用的边际增加完全为停电损失成本的边际减少所抵消,供电总成本达到最小(即上图的曲线交叉点);当电网建设投资费用的增加大于缺电成本的减少时,系统可靠性水平的提高需要大量增加投资费用,投资增加已不能获得收益(即上图的C、D段)。

2.2.1 可靠性评估方法

配电网可靠性停电成本的计算需要首先对其供电可靠性指标进行评估。

目前,配电网可靠性评估的方法主要有模拟法与解析法。模拟法中的典型方法为蒙特卡罗模拟法,虽然它不受系统规模与复杂程度的影响,但为保证一定的精度往往耗时较多。解析法中常用的有故障模式后果分析法(FMEA法)、故障扩散法、网络等值法、最小路法、最小割集法、故障遍历法、网络分块法与馈线分区法等。

2.2.2 全寿命周期成本计算方法

电网的全寿命周期成本指的是在电网经济寿命周期内所发生的总费用,主要包括:电网一次投资成本(IC);电网运行成本(OC);电网故障引起的缺供电损失成本(FC)。此外,还应加上设备的报废成本(DC)。电网全寿命周期成本的计算式为:

$$LCC=IC+OC+FC+DC \quad (2)$$

考虑全寿命周期成本的目的,就是在电网规划当中,使得电网的全寿命周期成本LCC最小或者使得LCC达到规划人员预期的理想值 LCC_E 。

2.2.3 项目优选方法

常规可靠性网架规划方法一般采用基于效益/成本敏感度的项目优选方法。

不同的可靠性优化措施在提高单位可靠率方面的投资是不同的,产生的效益也不同。因此,首先可以将每类措施对可靠性的影响转化为对可靠性参数的改变(如永久故障率、故障修复时间、切换时间等),之后就可将这种改变应用到可靠性指标的评估中,进行预测性评估,从而可以得到该措施单独实施后的可靠性改善效果。这时产生的边际效益可称为“平均边际效益”,所需的成本称为“平均边际成本”,其比值就是效益/成本敏感度(或收益增量/成本增量, iB/C),其值越高表明该措施敏感度越高,其实施效果可能会越好。

iB/C 法是电力企业在规划项目的评价和审批过程中主要使用的规划评估方法之一,为多属性规划。其基本计算过程如下。

(1) 列出措施的各种备选方案,包括维持现状的方案。

(2) 对每种方案,给出总收益及总费用现值(包括投资成本、运行维护费用、税收或扩建费用、故障费用等)。

(3) 计算每种方案实施前后的收益增量及成本增量,计算收益增量/成本增量的值。

(4) 按收益增量/成本增量的值从大到小的顺序对所有方案重新排列,再从上往下一个一个方案寻找,直到消耗完预算额或可靠性预期指标达到要求为止。

值得注意的是,本方法中的方案排列应该是动态的,即某方案选择后备选方案应重新评估和排序;若选择的最好方案的 iB/C 值小于1时,应确认是否应继续投资以提升可靠性,因为此时从经济上考虑投资增加已不能获得收益。

可见, iB/C 法使得规划人员可以评估资金支出的效益,将各项目的不同方案分开,然后按增量比进行决策,这就避免了某些高回报决策的影响。

3 “三双”接线模式可靠性及经济性评估与敏感性分析

这里采用系统平均断电持续时间(SAIDI)作为可靠性评估的主要参考指标,对目标典型接线方式分别作现状和远景年可靠性和经济性计算分析。

3.1 电缆网典型接线

可靠性指标计算条件:

(1) 考虑的故障类型包括:①一段主干电缆发生故障,即“N-1”;②分支电缆发生故障。

(2) 假设电缆发生故障的概率为0.04次/公里/年;现状年故障修复时间为8小时,远景年为4小时;现状年通过配网自动化进行电网重构的时间为3小时,远景年为0.5小时;备自投动作时间为15秒。假设每条电缆的平均长度为3公里,配变所接馈线的平均长度为0.25公里。

(3) 现状年分别对配变单电源接入和50%采用快速切换双电源接入进行分析;远景年分别对单电源接入和50%采用快速切换双电源接入进行分析。

(4) 20年单位停电损失CE为12元/kW·h,利率11%,负荷率0.75。

(5) 负荷沿线均匀分布。

现状及远景年各种典型电缆接线方式可靠性和经济性计算结果如表2和表3所示。若为20kV线路,可靠性和经济性指标分别为10kV线路两倍和4倍。由表可见,供电可靠性指标SAIDI与配变双接入电源覆盖率几乎成正比的减小;有无双接入电源配变的供电可靠性指标SAIDI有不同数量级,分别为毫秒和分钟/小时。另外,SAIDI与线路几乎成正比的增加。

为了对比分析各种电缆网接线,我们采用相同的电缆网可靠性计算条件,计算法国巴黎和新加坡配电网典型接线方式可靠性计算,结果如表4所示。

各种电缆网接线对比分析情况见表3和表4。与传统电缆双环网相比,配变有双接入电源的电缆网接线为配变提供可即时切换的双电源供电,故障处理方式简单,供电可靠性大幅度提高。

法国采用1分6分路开关,配变双路电源直接T接至主干线。与法国三环网接线相比,新电缆网接线主干电缆不采用T接方式,配变双路电源接入环网单元母线,相同电压等级新电缆网接线平均停电次和平均停电时间都较短。

新加坡梅花形接线采用合环运行的方式,系统的短路电流较大,中压配电线路设纵差保护,配电室的二次系统配置复杂。梅花形接线在“N-1”方式下不会造成用户短时停电,但在“N-2”方式下,可能造

表2 现状年电缆网典型接线对比分析

接线方式	电压等级/kV	供电能力/MW	电缆长度估算/km	运行方式	配变接入方式	单个电源间隔分路数	分路开关位置	自动化实现方式	供电可靠性			
									定性说明	公变有无双接入电源	可靠性指标 SAIDI/[分钟·(用户·年) ⁻¹]	双电源接入效益/万元
扩张型双环接线	10	3	3	开环	经开关接入环网单元母线	采用1分2分路开关	站外	配变双路电源自动切换,环网单元负荷开关远程控制	单电源接入线路满足“N-1”,双电源接入线路满足“N-2”	无 50%用户	26.4 13.2	5.2153
双环式接线	10	3	3	开环	经开关接入环网单元母线	不采用分路开关	—	环网单元负荷开关远程控制	单电源接入线路满足“N-1”,双电源接入线路满足“N-2”	无 50%用户	26.4 13.2	5.2153
单环式接线	10	3	3	开环	经开关接入环网单元母线	不采用分路开关	—	环网单元负荷开关远程控制	线路满足“N-1”	无	26.4	0

表3 远景年电缆网典型接线对比分析

接线方式	电压等级/kV	供电能力/MW	电缆长度估算/km	运行方式	配变接入方式	单个电源间隔分路数	分路开关位置	自动化实现方式	供电可靠性			
									定性说明	公变有无双接入电源	可靠性指标 SAIDI/[分钟·(用户·年) ⁻¹]	双电源接入效益/万元
扩张型双环接线	10	3	3	开环	经开关接入环网单元母线	采用1分2分路开关	站外	配变双路电源自动切换,环网单元负荷开关远程控制	单电源接入线路满足“N-1”,双电源接入线路满足“N-2”	无 100%用户	6 0.0325	2.345
双环式接线	10	3	3	开环	经开关接入环网单元母线	不采用分路开关	—	环网单元负荷开关远程控制	单电源接入线路满足“N-1”,双电源接入线路满足“N-2”	无 100%用户	6 0.0325	2.345
单环式接线	10	3	3	开环	经开关接入环网单元母线	不采用分路开关	—	环网单元负荷开关远程控制	线路满足“N-1”	无	6	0

表4 国外发达城市配电网典型接线可靠性分析

接线方式	电压等级/kV	供电能力/MW	电缆长度估算/km	运行方式	配变接入方式	单个电源间隔分路数	分路开关位置	自动化实现方式	供电可靠性	
									定性说明	可靠性指标 SAIDI/[分钟·(用户·年) ⁻¹]
法国三环网接线	20	6	6	开环	T接至主干线	采用1分6中压线路集群	站内	配变双路电源自动切换,主干电缆分段和联络开关远程控制	主干线满足“N-1”	4.8
新加坡梅花形接线	20	6	6	闭环	经开关接入环网单元母线	不采用分路开关	—	线路纵差保护	主干线满足“N-1”	0.3683

成用户停电,待故障修复后才能恢复供电。与新加坡接线方式相比,由于“N-2”故障方式下的故障率理论计算值极低,新型电缆网接线的平均停电次数多,平均停电时间也较长。

在经济效益方面,尽管双电源接入直接效益理论计算值(没考虑近期大量的预安排停电)不很明显,但由于双电源接入可简化主干线配网自动化的配置方案,并带来其它提高可靠性措施的简化或问

题的解决(比如预安排停电),以及可能的电网各个层级之间的相互支撑(如巴黎电网1.3的容载比,我国的110 kV电网容载比下限1.8),双电源接入可为电力系统带来巨大的经济节约。

可见,三双电缆网接线较传统电缆双环网接线供电可靠性大幅度提高,与法国和新加坡配电网接线的供电可靠性相当。

3.2 架空线电网典型接线

可靠性指标计算条件:

(1) 考虑的故障类型包括: ① 一段主干线路(含联络线)发生故障, 即“N-1”; ② 分支线路发生故障。

(2) 假设架空线路发生故障的概率为 0.14 次/公里/年; 现状故障修复时间为 4 小时, 远景年为 2 小时; 现状年通过配网自动化进行电网重构的时间为 3 小时, 远景年为 0.5 小时; 双电源用户切换时间为 15 秒。假设每条线路的主干线长度为 3.5 公里, 分支线平均长度为 0.5 公里, 负荷均匀分布。

(3) 现状年分别对配变单电源接入和 50% 采用快速切换双电源接入进行分析; 远景年分别对单电源接入和 50% 采用快速切换双电源接入进行分析。

(4) 20 年单位停电损失 CE 为 12 元/(kW·h), 利率 11%, 负荷率 0.75。

(5) 负荷沿线均匀分布。

现状及远景年各种典型架空线接线方式可靠性和经济性计算结果如表 5 和表 6 所示。若为 20 kV 线路, 可靠性和经济性指标分别为 10 kV 线路两倍和 4 倍。

与传统的分段联络架空网接线相比, 新架空网

接线能够为用户提供可即时切换的双电源供电, 并适当增加分段数, 缩小单段线路故障的停电范围, 使供电可靠性得到提高, 并简化故障处理方式。

由表可见, 供电可靠性指标 SAIDI 与配变双接入电源覆盖率几乎成正比的减小; 有无双接入电源配变的供电可靠性指标 SAIDI 有不同数量级, 分别为毫秒和分钟/小时。与电缆网相比, 由于架空网故障段负荷需要经历故障修复时间, 可靠性相对较低, 采用配变双电源接入后直接经济效益较电缆网明显增加(若考虑了预安排停电效果更为显著)。

4 结束语

提高供电可靠性, 是电网保持健康发展的重要手段, 也是建设坚强智能电网必需的组成部分。本文首先提出了“三双”接线模式, 以作为将配电网可靠性提升到国际一流水准的手段; 进而提出了基于可靠性的目标网架规划思路, 包括可靠性及经济性分析模型、可靠性成本/效益分析方法; 最后以上述规划思路为评估依据, 对“三双”接线模式的可靠性及经济性做出评估、并对敏感性进行分析。为突破传统接线方式、从网络结构上提升可靠性提供了新的思路。

表 5 现状年架空线电网典型接线对比分析

接线方式	电压等级/kV	供电能力/MW	线路长度估算/km	主干线分段数	自动化实现方式	公用变接入方式	可靠性指标 SAIDI/[分钟·(用户·年) ⁻¹]	双电源接入效益/万元
辐射式接线	10	7.5	3.5	3 段	—	单电源接入	183	—
多分段单联络接线	10	3.75	3.5	3 段	分段和联络开关远程控制单电源接入	单电源接入	144.2	35.6084
						50%用户双电源接入	72.1	
多分段多联络接线	10	5.6	3.5	3 段	分段和联络开关远程控制单电源接入	单电源接入	144.2	53.1752
						50%用户双电源接入	72.1	
多分段交叉联络	10	3.75	3.5	3 段	配变双路电源自动切换, 分段和联络开关远程控制	单电源接入	144.2	35.6084
						50%用户双电源接入	72.1	

表 6 远景年架空线电网典型接线对比分析

接线方式	电压等级/kV	供电能力/MW	线路长度估算/km	主干线分段数	自动化实现方式	公用变接入方式	可靠性指标 SAIDI/[分钟·(用户·年) ⁻¹]	双电源接入效益/万元
辐射式接线	10	7.5	3.5	3 段	—	单电源接入	48	—
多分段单联络接线	10	3.75	3.5	3 段	分段和联络开关远程控制单电源接入	单电源接入	42.7	20.9520
						100%用户双电源接入	0.14	
多分段多联络接线	10	5.6	3.5	3 段	分段和联络开关远程控制单电源接入	单电源接入	42.7	31.2856
						100%用户双电源接入	0.14	
多分段交叉联络	10	3.75	3.5	3 段	配变双路电源自动切换, 分段和联络开关远程控制	单电源接入	42.7	20.9520
						100%用户双电源接入	0.14	

参考文献:

- [1] WANG Z, SHOKOOH F, QIU J. An Efficient Algorithm for Assessing Reliability Indices of General Distribution Systems [J]. Power Engineering Review, IEEE, 2002: 54.
- [2] 姚丽娜,张军利,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.
- [3] 宋云亭,张东霞,等.国内外城市配电网供电可靠性对比分析[J].电网技术,2008,32(23):13-18.
- [4] 何晓阳,康庆平,等.基于可靠性成本-效益分析的电网规划[J].继电器,2005,33(10):8-12.
- [5] 苏海锋.配电系统规划全寿命周期管理理论和方法研究[D].华北电力大学,博士论文.2012,06.

作者简介:

周晨曦(1986),男,江苏镇江人,助理工程师,从事配网规划工作;

张聂鹏(1985),男,湖北云梦人,助理工程师,从事配网规划工作;

蒋濛(1980),男,江苏连云港人,助理工程师,从事配网规划工作。

(上接第3页)

本文在继承文献[2,3]中基于主变互联关系和N-1准则的供电能力分析思想的基础上,构建了计及主变过载和联络容量约束的配电系统最大供电能力优化计算模型。并且结合Matlab线性优化工具箱进行模型的求解,在此基础上定义了三类供电能力计算模块,充分利用各自特点构建了最大供电能力综合分析程序。通过算例分析,验证了本文方法的合理性和正确性。本文所提出的优化模型和计算方法具有较强的灵活性,能同时适用于工程应用和后续基于供电能力应用方面的理论研究及分析工作。为全面开展面向供电能力提高的配电网网络结构协调规划研究及应用奠定了理论基础。

参考文献:

- [1] Karen N M, Chiang H D. Electric distribution system load capability: problems formulation, solution algorithm, and numerical results [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2000, 15

(1):436-442.

- [2] 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,2008,29(13):86-91.
- [3] 葛少云,韩俊,刘洪,等.计及主变过载及联络容量约束的配电系统供电能力计算方法[J].中国电机工程学报,2011,31(25):97-103.
- [4] 肖峻,谷文卓,郭晓丹.配电系统供电能力模型[J].电力系统自动化,2011,35(24):47-52.

作者简介:

韩俊(1985),男,江苏扬州人,助理工程师,主要从事配电网规划及相关理论应用方面的研究工作;

周洪伟(1979),男,江苏南京人,高级工程师,主要从事配电网规划、变电气一次研究工作;

王海潜(1963),男,江苏南京人,高级工程师,主要从事电力系统规划研究工作。

Optimization and Modeling of Power Supply Capability in Distribution System Based on Analyzing Interconnections among Main Transformer

HAN Jun, ZHOU Hongwei, WANG Haiqian

(State Grid Jiangsu Economic Research Institute, Nanjing, Jiangsu province, 210008, China)

Abstract: According to the basic thoughts of calculating power supply capability of distribution system, which based on the interconnection among main transformer and the N-1 guideline, this paper put forward an improved optimization calculation model of maximum power supply capability considering constraints of main transformer overloading and tie-line capacity. The model described general process of the main transformer N-1 check and the load's second transfer caused by the main transformer's short-term overload. The model was solved using the linear optimization toolbox of matlab. On this basis, the paper defined three types of calculation modules for power supply capability and established the comprehensive analysis program. Finally the effectiveness of the method and model was verified through analyzing the power supply capability of practical example.

Key words: distribution system; interconnections among main transformers; power supply capacity; optimization and modeling

基于可靠性成本效益分析的南京配电网规划研究

李子韵¹, 刘伟²

(1 南京供电公司, 江苏 南京 210019; 2 中国电力科学研究院, 北京 100192)

摘要:文中对中压配电网供电可靠性的成本、效益进行了深入剖析,提出了可靠性成本/效益精益化分析方法,并应用该方法对南京配电网规划项目进行评估、优化,得到了科学、合理的优化方案,取得了明显的经济效益。

关键词:可靠性;配电网规划;成本/效益精益化分析

中图分类号:TM727.2

文献标志码:A

文章编号:1009-0665(2013)S2-0010-04

随着我国社会经济的飞速发展,电力客户对电能质量的要求越来越高。供电公司作为企业,既要保障各用户供电,也应综合考虑经济因素,提供用户合适的可靠性、电能质量水平^[1,2]。

电网安全可靠性越高,所需要的投资和运营成本越高。用户对供电可靠性的需求有一定的限度范围,同时供电企业的投资能力也是有限的,两者存在着一个平衡点,在该点投资总成本与未供电能总成本之和达到最小,也即最适合安全点^[3]。

为了有效地寻求可靠性与经济性之间的平衡,需要对可靠性的成本/效益进行剖析。传统的可靠性的成本/效益分析只进行了总量上的分析,未对影响可靠性成本/效益的各个因素进行深入剖析,因此也不能对配电网规划项目提出具体、明确的优化意见。本文提出了可靠性成本/效益精益化分析方法,并将该方法应用于南京中压配电网“十二五”规划,取得了明显的经济效益。

1 可靠性成本/效益精益化分析方法

1.1 可靠性成本/效益定义

为便于计算某一供电可靠性水平下电网所产生的社会和经济效益,可以将可靠性效益用缺电成本,亦即由于电力供给不足或中断引起用户缺电、停电而造成的经济损失来表示。在单位缺电成本不变的情况下,缺电成本越低,可靠性效益越高。

可靠性成本/效益分析可用边际成本与边际效益概念来说明。定义可靠性边际成本为:增加一个单位可靠性水平而需增加的投资成本。可靠性边际效益定义为:因增加了一个单位可靠性水平而获得的效益或因此而减少的缺电成本,故也可称为边际缺电成本。在下图所示的可靠性成本/效益分析曲线中,UC代表可靠性边际成本曲线;CC代表可

靠性边际效益曲线或边际缺电成本曲线;TC为边际供电总成本曲线。当可靠性边际成本等于可靠性边际效益时,边际供电总成本最低,这时所对应的可靠性水平 R_m 为最佳可靠性水平。

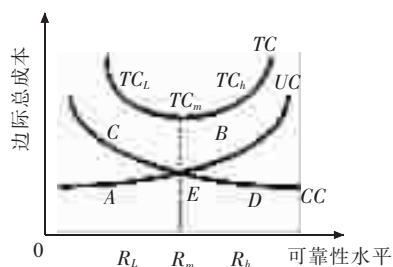


图1 可靠性成本/效益分析曲线

当电网建设投资费用的增加小于缺电成本的减少时,可靠性水平的提高只需较少的投资费用,投资增加能够获得收益(即上图的A、C段);当投资费用的边际增加完全为停电损失成本的边际减少所抵消,供电总成本达到最小(即上图的E点);当电网建设投资费用的增加大于缺电成本的减少时,系统可靠性水平的提高需要大量增加投资费用,投资增加已不能获得收益(即上图的B、D段)。

1.2 成本效益计算

配电网的可靠性成本就是供电企业为使供电可靠性达到一定水平所花费的成本,包括系统建设与改造的一次投资费用、设备运维与管理费用、以及人工费等,这些费用的总和就是配电网供电可靠性成本。在实际计算当中,还要考虑货币时间价值的划分和货币时间价值的转换,通常可把成本等年值转换为现值进行计算。此外,由于各类可靠性优化措施往往不仅为提高可靠性服务,通常还有其他目的(如降低线损、提高服务质量等),因此,在计算投资时,应考虑各项投资在不同区域中用于提高可靠性的比重,即需要设定每项投资成本的可靠性可用系数,这样才能更为实际的衡量可靠性投资成本。

供电可靠性成本计算相对容易,但其可靠性效益计算却比较困难,特别是社会效益较难估算。一般

为便于计算,可以把为提高供电可靠性水平而采取的措施所产生的可靠性效益转化为对停电成本减少的计算。显然,在单位停电成本不变的情况下,停电成本越低,可靠性效益就越高。为使算法更具可操作性,本文采用 GDP 估算法,即按照单位缺供电量减少的 GDP 来计算平均停电成本,它反映了停电对整体经济的平均影响。

1.3 成本/效益精益化分析模型

1.3.1 优化措施敏感度分析模型

在同一区域中,不同的可靠性优化措施在提高单位可靠率方面的投资是不同的,产生的效益也不同。因此,首先可以将每类措施对可靠性的影响转化为对可靠性参数的改变(如永久故障率、故障修复时间、切换时间等),之后就可将这种改变应用到可靠性评估模型当中,进行预测性评估,从而可以得到该措施单独实施后的可靠性改善效果。这时产生的边际效益可称为“平均边际效益”,所需的成本称为“平均边际成本”,其比值就是效益/成本敏感度,其值越高表明该措施敏感度越高,其实施效果可能会越好^[4,5]。

1.3.2 精益化分析模型

传统的可靠性边际成本曲线只是将影响可靠性的优化措施笼统地用图 1 中的 UC 曲线表达,而实际上在同一区域中,不同的可靠性优化措施在提高单位可靠率方面的投资是不同的,产生的效益也是不同的。因此,将可靠性边际成本曲线按照不同优化措施进行分解,可以更精确地了解不同优化措施对可靠性的影响,从而得到实现为某一设定的可靠率而采用的最经济、合理的优化方案。

利用效益/成本敏感度分析结果,把图 1 可靠性成本/效益分析曲线中的 UC 曲线(即可靠性边际成本曲线)进一步按照不同的可靠性优化措施分解成多条曲线,从而为各类型分区在不同可靠性优化措施下的精益化分析奠定基础。其中,每条 UC 曲线代表单独使用该措施达到其极限可靠率水平时的可靠性边际成本,其对可靠率水平的积分即为该措施所需的投资成本。

此外,由于在给定的区域中提高单位可靠率的效益是一个定值,因此可将多个措施对应的可靠性边际效益曲线拟定为一条曲线,便于简化分析过程,同时也更具实际可操作性。

1.4 优化策略

下面通过以确定可靠性目标下的投资成本优化为例,对优化策略和寻优过程进行阐述。

(1) 首先,从可靠性成本/效益分析曲线起始段找到距离 X 轴最近的一条可靠性边际成本曲线,

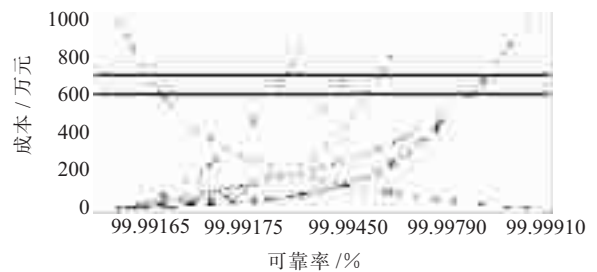


图 2 局部放大的可靠性成本/效益分析曲线

如图 2 中的“自动化水平”可靠性边际成本曲线,从该曲线起始点开始向后搜索;

(2) 如果与另一条可靠性边际成本曲线相交(如图 2 红线所示位置),则转而从这条曲线继续向后搜索,以后类推,直到达到可靠性目标或投资成本目标;

(3) 分布在搜索路径上所有线段就连接成了考虑多项优化措施下的可靠性边际成本优化曲线;

(4) 上述可靠性边际成本优化曲线从起始点到目标点之间对可靠率的积分即为相应可靠性水平下的总投资;

(5) 可靠性边际成本优化曲线上两个相邻交点之间曲线对可靠率的积分即为对应的优化措施所需要的投资成本;

(6) 图中可靠性边际效益曲线与任何一个边际成本曲线的交点,即为单独使用该项措施时所对应的最佳可靠性水平;这些交点实质上是各措施下边际供电总成本曲线 $TC=CC+UC$ 的交点,优化的目的是力图找到各措施综合应用下的边际供电总成本最低点,但由于边际效益曲线 CC 是同一条曲线,所以各措施下 TC 曲线交点对应的可靠率就是相应的 UC 曲线交点对应的可靠率,故可将边际供电总成本曲线省去。

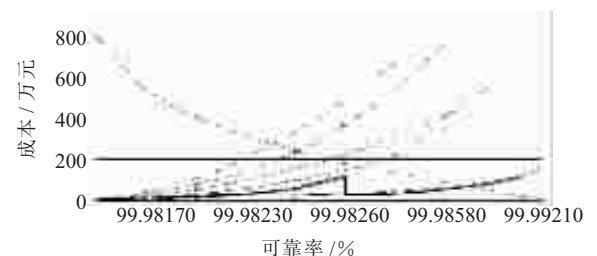


图 3 基于可靠性成本/效益分析曲线的优化路径

可以看到,如果选择其它任何一条不同的优化路径的话,其成本都会高于按照上述优化策略得到的结果。

得到总投资后,即可将该投资进一步分解为多个优化措施的投资;对于每个优化措施,则可根据投资大小和研究对象的薄弱位置,确定措施的具体内容。

由于配电网最佳可靠性优化方案的理论求解过程非常复杂,可操作性很低。而上述优化策略所获得的方案虽然不一定是理论最优结果,但却具有很强的可操作性。

此外,由于一次网架的建设和优化是配电网运行的基础,因此,在实际应用时,一般都会在网架优化的基础上再考虑其他优化措施的合理选择,特别对于网架方面存在问题的区域,更为现实和重要。这时,就需要对原优化策略进行修正,首先从网络优化入手,沿网络可靠性边际成本曲线搜索,至与可靠性边际效益曲线相交点后,再按照前述思路继续搜索优化路径,最后的合成路径即为最终优化路径。本文将采用这一以网络优化为基础的修正优化策略。

2 南京典型区域可靠性成本/效益精益化分析与优化应用

2.1 典型区域选取

参照《国家电网公司“十二五”配电网规划(技术原则) 指导意见》中供电区域与规划标准的对应关系,选取南京市市区新街口中心地区 0.66 平方公里(A 类区)、新港开发区 20.5 平方公里(B 类区)、溧水县城中心 10 平方公里地区(C 类区)、洪蓝镇农村 20 平方公里地区(D 类区)配电网作为典型区域进行研究。

2.2 典型区域可靠性规划目标

南京供电公司提出的“十二五”配电网规划可靠性目标如表 1 所示。

表 1 各类典型区域“十二五”规划可靠性目标值

区域类型	供电可靠性指标 RS1
主城区(A类)	≥99.99%
中心城区(B类)	≥99.97%
都市区(C类)	≥99.95%
农村地区(D类)	≥99.83%

2.3 投资敏感度分析

考虑到南京各类分区的差异,以及用电量可能产生的社会效益等因素,将单位电量可能产生的实际经济贡献作如下划分,以衡量可靠性相关缺供电量变化可能带来的经济性变化。

表 2 典型区域单位电量可能产生的经济效益

区域类型	单位电量经济效益(元/千瓦时)
A	15.00
B	14.00
C	9.00
D	4.00

考虑设备使用寿命按 15 年计,并设新设备折旧

费及运行管理和维护费占设备投资的 5.5%,货币时间价值转换过程中的利率为 6%。通过计算,得到各类典型区域在采取不同优化措施时,提高单位可靠率的现值效益/成本敏感度如表 3 所示。

表 3 典型区域效益/成本敏感度

优化措施	区域类型			
	A 类	B 类	C 类	D 类
网络优化	0.99	8.69	3.64	2.19
设备水平	1.03	0.96	0.31	0.06
技术水平-带电作业	1.40	1.25	2.08	2.02
技术水平-配电自动化	2.54	5.91	5.01	7.53
技术水平-其他措施	1.11	1.33	0.94	1.27
管理水平	2.15	2.12	1.72	1.24

2.4 典型区域成本/效益精益化分析与优化

通过应用上述优化策略可得出 A、B、C、D 类典型区域的优化路径如图 4 所示。

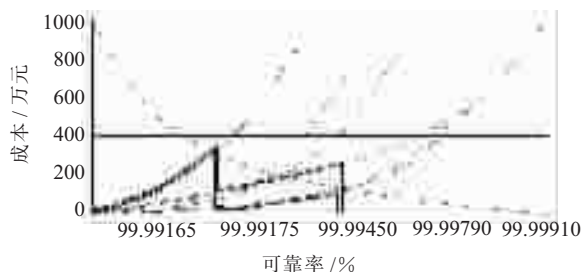


图 4 A 类典型区域的优化路径

由图可见,在 A 类区域通过网络优化、提升自动化水平和管理水平来提高可靠性的效益最明显。如果不采用上述优化路径,而采用上图中红色折线所示路径进行优化,则将包含 2 部分优化内容,即网络优化和设备水平提升。显然这一路径下的投资要远高于原有优化路径下的投资。

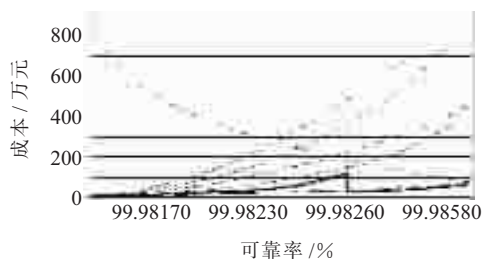


图 5 B 类典型区域的优化路径

在 B 类区域通过网络优化及提升自动化水平来提高可靠性的效益最明显。

在 C 类区域通过网络优化及提升自动化水平来提高可靠性的效益最明显。

在 D 类区域通过网络优化及提升自动化水平来提高可靠性的的效益最明显。

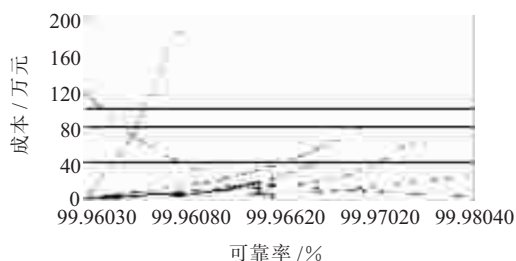


图6 C类典型区域的优化路径

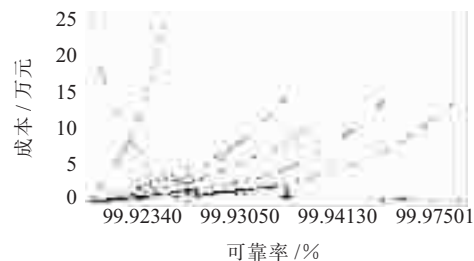


图7 D类典型区域的优化路径

3 南京典型区域“十二五”规划方案优化

3.1 典型区域网络建模

完成建模的新街口中心地区配电网共有 110 kV 变电站 4 座, 10 kV 中压配电线路 75 条, 节点 1090 个, 区段 1470 个, 等值点负荷 462 个。

完成建模的新港开发区共有 110 kV 变电站 2 座, 35 kV 变电站 1 座, 10 kV 中压配电线路 52 条, 节点 1141 个, 区段 1512 个, 等值点负荷 407 个。

完成建模的溧水县城中心区共有 35 kV 变电站 2 座, 10 kV 中压配电线路 14 条, 节点 910 个, 区段 1279 个, 等值点负荷 375 个。

完成建模的洪蓝镇农村地区共有 110 kV 变电站 1 座, 10 kV 中压配电线路 5 条, 节点 795 个, 区段 1145 个, 等值点负荷 353 个^[6,7]。

3.2 典型区域“十二五”配电网规划优化

根据不同典型区域的可靠性成本/效益寻优方案。分别对对应的新街口中心地区、新港开发区、利税县城中心区、溧水洪蓝农村四个区域的“十二五”配电网规划方案进行优化^[8], 其新增投资如表 4 所示。

根据优化结果, 各典型区域可相应减少效益不明显或不必要的投资(如为了提高可靠性大规模的建设一次网架), 减少投资如表 5 所示。

可见新街口中心地区的优化方案在十二五期间能带来 323 万元的减少缺电效益, 同时带来 2500 万元的节支收益; 新港开发区优化方案在十二五期间能带来 999 万元的减少缺电效益, 只增加 28.2% 的投资, 就提高了 65 倍的减少缺电效益, 同时带来了 900 万元的节支收益; 溧水县城中心区优化方案在十二五期间能带来 79.3 万元的减少缺电效益, 只增

表4 各典型区域优化方案新增投资

方案类型	新街口 中心地区	新港 开发区	溧水县城 中心区	洪蓝镇 农村地区
	新增投资	新增投资	新增投资	新增投资
网络方面	63	76	22	0
设备方面	0	0	0	0
带电作业 (技术)	0	0	0	0
配电自动化 (技术)	216	710	50	40
其他措施 (技术)	0	0	0	0
管理方面	104	0	0	0
分项合计	383	786	72	40
分区总计	383	3576	1160	1383

表5 各典型区域优化方案减少投资

方案类型	新街口 中心地区	新港 开发区	溧水县城 中心区	洪蓝镇 农村地区
	减少投资	减少投资	减少投资	减少投资
网络方面	1600	650	450	500
设备方面	900	250	0	0
分区总计	2500	900	450	500

表6 典型区域优化方案效益表

区域类型	原规划方案		优化方案	
	可靠率/%	减少缺电的 效益/万元	可靠率/%	减少缺电的 效益/万元
新街口中心地区	—	—	99.9940	323.01
新港开发区	99.9815	15.13	99.9880	998.75
溧水县城中心区	99.9634	43.13	99.9660	79.31
洪蓝镇农村地区	99.8520	99.69	99.8620	124.38

加 6.62% 的投资, 就提高了 83.87% 的减少缺电效益, 同时带来 450 万元的节支收益; 洪蓝镇农村地区优化方案在十二五期间能带来 124.38 万元的减少缺电效益, 只增加 2.9% 的投资, 就提高了 24.77% 的减少缺电效益, 同时带来了 500 万元的节支收益。从提高可靠性的角度来看, 上述优化方案是很有效的, 其带来的效益也是很可观的。

4 结束语

本文提出了可靠性成本/效益精益化分析的方法, 并应用该方法对南京各类典型区域配电网的可靠性优化措施进行了分析, 明确了各类典型区域对不同优化措施的适用性。之后又将“配电网供电可靠性成本/效益精益化分析与优化”的相关策略和方

配电网规划后评估实用指标体系与方法

陈浩,顾明宏,吴志坚,孙为兵
(扬州供电公司,江苏扬州 225009)

摘要:后评估作为检验配电网规划成效、改进配电网规划工作的手段之一,其重要意义已得到广泛认知。为规范开展配电网规划工作,通过对配电网规划相关导则、规范的学习应用,以扬州配电网建设和管理示范区项目的规划工作实践为基础,研究提出了一套科学合理、操作简便、适用于县市供电公司进行配电网后评估的指标体系及其方法。

关键词:配电网;后评估;指标体系;评估方法

中图分类号:TM727.2

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S2-0014-06

为解决“末端薄弱”问题,近年来国网公司高度重视并大力推动配电网建设,提出了“2020年全面建成现代配电网”目标,加快发展配电网成为市县公司的主阵地。后评估作为检验配电网规划成效、改进配电网规划工作的手段之一,其重要意义已得到广泛认知,电网企业在加强配电网规划工作时普遍提出了后评估的要求。

后评估也被称为实施评价,是指在规划实施一段时间或规划期结束后,对规划的目标、执行过程、效益、作用和影响等情况所进行的系统的、客观的总结和分析。通常工作内容包括,一是对规划的实施效果回头看,检视规划预期目标的完成情况,有关效益指标是否按期完成,规划实施过程中存在什么样的问题;二是通过针对性的分析评价,排找规划预期目标、效益指标出现偏差以及实施不到位等问题的发生原因,并提出改进意见,总结经验教训;三是通过及时有效的后评估信息反馈,为将要开展的新一轮规划提供可资借鉴的导向和路径,帮助提升规划研究和规划实施的工作水平。对于配电网规划后评估而言,是指通过定性或定量的指标分析规划实施前后电网状况和关键指标的变化,反映上一轮规划执行效果,评价规划是否发挥了引领和约束作用,是否有效指导配电网建设和改造,是否落实相关技术规程规范的要求,促进规划工作技术与管理水平不断提升。

目前,业内众多技术报告、论文对配电网规划后评估的指标体系和方法已经做了较为深入的研究,往往侧重于理论层面,评估指标设置过于繁复,基础数据不易获取,计算方法不够简明,对基层供电公司自主开展配电网规划后评估工作难以起到有效指导作用。

通过对配电网规划相关导则、规范的学习应用,以大量配电网规划工作实践为基础,针对开展

配电网规划后评估工作的需要,本文研究提出了一套既科学合理、又便于操作的指标体系及其评估方法。

1 指标体系构建原则

指标体系应能系统、科学、全面、客观地反映配电网的技术和经济特性,并遵循以下原则:

(1) 系统性原则

从配电网整体角度出发,全面而系统的反映配电网特点与要求,考察电网结构和性能能否满足有关规程规定的要求。

(2) 科学性原则

评价指标的内涵要清晰明确,既能说明问题,又便于分析比较;各评价指标之间的相互关系要合理,尽可能减少指标间的关联度,避免或减少指标间的彼此交叉。

(3) 客观性原则

评价指标值的获取应来源于系统实测量或实绩,客观的反映电网结构、性能和运行状况,力求使评价客观、公正。

(4) 实用性原则

评估的内容和范围应明确,有针对性,定性评估指标的设置不相互交叉,定量评估指标应便于度量、统计和计算。

在充分调研的基础上,依据《配电网规划设计技术导则》(Q/GDW 1738-2012)、《城市配电网运行水平和供电能力评估导则》(Q/GDW 565-2010)以及《国网运检部关于印发重点城市配电网建设改造与管理提升验收细则(试行)》(运检三[2013]283号)等规程、文件,并结合配电网具体情况,建立了一套分电压等级、详略得当、操作简便、适用于县市供电公司进行配电网后评估的指标体系。

2 110(35)kV 配电网规划后评估指标

110(35)kV 电网通常被认作主网,在配电网层级中定位为高压配电网,相对 10(20)kV 电网,110(35)kV 电网规划工作基本参照输电网模式进行,规范有序,已形成常态化,项目情况易于把握;110(35)kV 电网网架结构简单清晰,110(35)kV 线路相对 110(35)kV 主变运行裕度更大,主变更易出现超重载问题。

在 110(35)kV 电网规划后评估指标的选取上,相对简化,重点反映规划前后负载情况、规划项目准确度以及薄弱环节消除率,指标体系框架如图 1 所示。

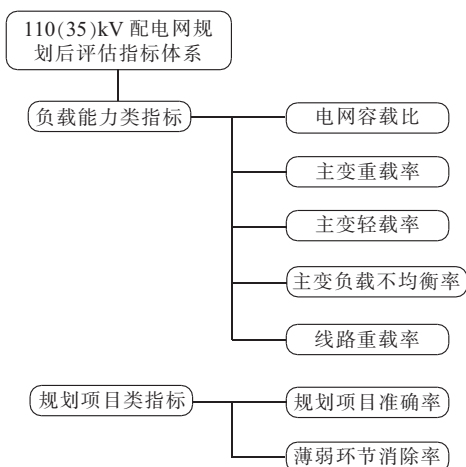


图 1 110(35)kV 配电网规划后评估指标体系框架图

各指标具含义和评估方法体具体如下。

2.1 电网容载比

指标含义:根据规划区域的经济增长和社会发展的不同阶段,对应的配电网负荷增长速度可分为较慢、中等、较快三种情况,相应电压等级电网的容载比如表 1 所示,总体宜控制在 1.8~2.2 范围之间。

表 1 110(35)kV 电网容载比控制范围

负荷增长情况	较慢增长	中等增长	较快增长
年负荷平均增长率 K_p	$K_p \leq 7\%$	$7\% < K_p \leq 12\%$	$K_p > 12\%$
110(35)kV 容载比(建议值)	1.8~2.0	1.9~2.1	2.0~2.2

对处于负荷发展初期以及负荷快速发展期的地区、重点开发区或负荷较为分散的偏远地区,可适当提高容载比的取值;对于网络发展完善(负荷发展已进入饱和期)或规划期内负荷明确的地区,在满足用电需求和可靠性要求的前提下,可以适当降低容载比的取值。

评估方法:以地区统调负荷最高时点计算规划区域 110(35)kV 电网容载比实绩值,对照三年以来

年负荷平均增长率确认容载比是否满足表 1 的取值要求,对不满足容载比要求的情况进行原因分析,并将容载比实绩值与规划预期值进行比对,对差异值较大的情况进行原因分析,提出解决建议和规划方案。

2.2 主变重载率

指标含义:主变负载率($\%$)=主变视在功率/主变额定容量,负载率达到或超过 80%的 110(35)kV 主变属于重载,110(35)kV 主变重载率($\%$)=重载主变台数/主变总台数。通过配电网规划及实施,主变重载率指标应逐年下降,并趋于稳定值。

评估方法:以地区统调负荷最高时点计算规划区域各 110(35)kV 主变负载率实绩值,统计出重载率,与上一年主变重载率实绩值进行比对,对重载率增高的情况以及具体重载主变进行原因分析,提出解决建议和规划方案。

2.3 主变轻载率

指标含义:负载率小于或等于 20%的 110(35)kV 主变属于轻载,110(35)kV 主变轻载率($\%$)=轻载主变台数/主变总台数。通过配电网规划及实施,主变轻载率指标应逐年下降,并趋于稳定值。

评估方法:以地区统调负荷最高时点计算规划区域各 110(35)kV 主变负载率实绩值,统计出轻载率,与上一年主变轻载率实绩值进行比对,对轻载率提高的情况以及具体轻载主变进行原因分析,提出解决建议和规划方案。

2.4 主变负载不均衡率

指标含义:负载率大于 20%且小于 80%的 110(35)kV 主变属于正常负载。主变负载不均衡率($\%$)=(重载主变台数+轻载主变台数)/主变总台数。通过配电网规划及实施,主变负载不均衡率应逐年下降,并趋于稳定值。

评估方法:以地区统调负荷最高时点计算规划区域各 110(35)kV 主变负载率实绩值,统计出负载不均衡率,与上一年 110(35)kV 主变负载不均衡率实绩值进行比对,对负载不均衡率提高的情况进行原因分析,提出解决建议和规划方案。

2.5 线路重载率

指标含义:线路重载率($\%$)=线路电流实绩值/线路安全电流,负载率达到或超过 70%的 110(35)kV 线路属于重载,110(35)kV 线路重载率($\%$)=重载线路条数/线路总条数。通过配电网规划及实施,线路重载率指标应逐年下降,并趋于稳定值。

评估方法:以地区统调负荷最高时点计算规划区域各 110(35)kV 线路负载率实绩值,统计出重载率,与上一年线路重载率实绩值进行比对,对重载率

提高的情况以及具体重载线路进行原因分析,提出解决建议和规划方案。

2.6 规划项目准确率

指标含义:通过配电网规划技术及管理水平的提高,110(35)kV 电网规划项目准确率应逐年提高,并趋于稳定值。规划项目准确率=1-(1/3×规划项目变更比例+1/6×规划投资偏差率+1/6×可研投资偏差率+1/6×变电规模偏差率+1/6×线路规模偏差率),其中,项目变更比例=统计期内规划库发生变更的项目数量/规划库项目总数;

投资偏差率:(1) 规划投资偏差率=(规划库项目实际完成投资-规划库项目规划投资)/规划库项目规划投资;(2) 可研投资偏差率=(已完成可研批复项目实际投资-规划库项目规划投资)/规划库项目规划投资;

规模偏差率:(1) 变电规模偏差率= \sum (项目可研评审后变电容量-规划库项目变电容量)/ \sum 规划库项目变电容量;(2) 线路规模偏差率= \sum (项目可研评审后线路长度-规划库项目线路长度)/ \sum 规划库项目线路长度。

评估方法:计算出本轮规划项目准确率,与上一轮规划项目准确率进行比对,对项目准确率降低的情况进行原因分析,提出解决建议。

2.7 薄弱环节消除率

评估标准:对生产、调度、营销等单位提出的110(35)kV 电网薄弱环节是否纳入规划范畴并已消除,薄弱环节包含电网结构、导线截面等不符合导则要求的情况。

评估方法:110 (35)kV 电网薄弱环节消除率(%)=已消除的薄弱环节个数/薄弱环节总数,对仍未解决的薄弱环节进行原因分析,提出解决建议和规划方案。

3 10(20)kV 配电网规划后评估指标

10 (20)kV 及以下电网通常被认作传统意义上的配电网,在配电网层级中定位为中、低压配电网,相对 110(35)kV 电网,10(20)kV 及以下电网规划工作刚刚起步,正逐步走向规范;按照《配电网规划设计技术导则》所规定的供电安全水平要求,引入了“负荷组”、“线路分段”等全新概念,需要在规划中加强应用;10(20)kV 电网网架类型繁简不一,需要对照标准网架加以调整;架空线绝缘化率、供电可靠率、综合电压合格率、户均配变容量等指标为大家所公认,已应用于评估运行水平和供电能力;规划的引领和刚性约束作用还不强,规划与计划的衔接尚不够紧密。

此外,考虑到 10(20)kV 及以下配电网规划中仅对 380 V 电网及接户线的设备和运行状况进行总体分析,编制总体规划方案,明确建设规模,故不进行 380 V 及以下电网后评估工作。

因此,我们在 10(20)kV 电网规划后评估指标的选取上,分网架、运行、规划项目等三个组成部分,指标体系框架如图 2 所示。

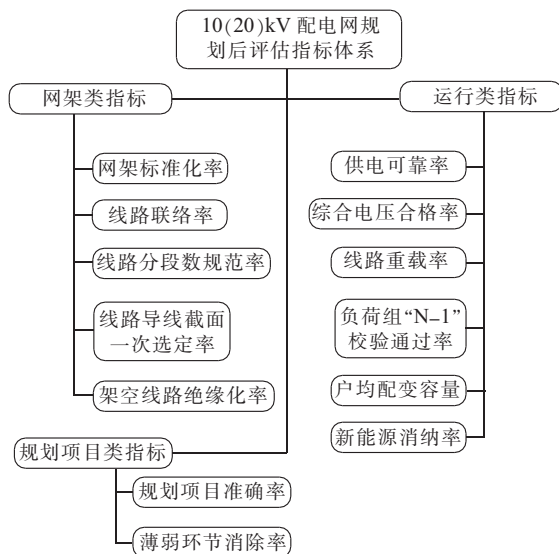


图 2 10(20) kV 配电网规划后评估指标体系框架图

各指标具含义和评估方法体具体如下。

3.1 网架评估

3.1.1 网架标准化率

指标含义:基于供电安全水平要求,10(20)kV 配电网网架结构宜简明清晰,不同供电区域采用不同目标网架结构。推荐以下电网结构,如表 2、图 3—图 6 所示。通过配电网规划及实施,规划目标网架标准化率指标应逐年提高,并趋于稳定值。

表 2 10(20) kV 配电网目标网架结构表

供电区域	目标网架结构
A+	以电缆为主,采用双环网结构;架空线多分段适度联络结构
A	以电缆为主,采用双环网结构;架空线多分段适度联络结构
B	电缆架空混合;电缆采用单环网结构,架空线采用多分段适度联络结构
C	电缆架空混合;电缆采用单环网结构,架空线采用多分段适度联络结构
D	以架空为主,采用多分段适度联络、多分段单联络结构

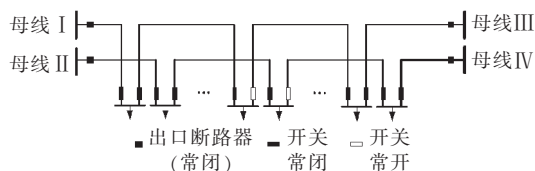


图 3 10 kV 双环网结构示意图(电缆)

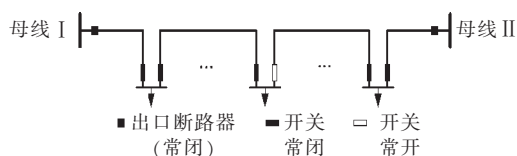


图4 10 kV 单环网结构示意图(电缆)

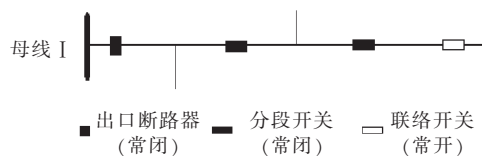


图5 10 kV 多分段单联络结构示意图(架空)

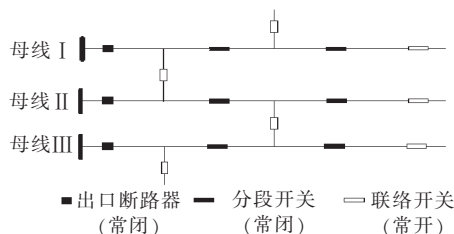


图6 10 kV 多分段适度联络结构示意图(架空)

评估方法:对照目标网架要求,以线路为单位统计规划区域内网架结构不达标的10(20)kV线路条数,网架标准化率($\%$)=网架结构不达标的线路条数/线路总条数 $\times 100\%$ 。对网架结构不达标的线路进行原因分析,并与上一年10(20)kV网架标准化率实绩值进行比对,对标准化率降低的情况进行原因分析,提出解决建议和规划方案。

3.1.2 线路联络率

指标含义:以线路为单位统计不具备有效联络的10(20)kV线路条数,考量线路的拉手联络情况。通过配电网规划建设,线路联络率指标应逐年提高。

评估方法:以线路为单位统计规划区域内不具备有效联络的10(20)kV线路,线路联络率($\%$)=不具备有效联络的线路条数/线路总条数,对联络率过低的情况进行原因分析,并与上一年10(20)kV线路联络率实际值进行比对,对联络率降低的情况进行原因分析,提出解决建议和规划方案。

3.1.3 线路分段数规范率

指标含义:10 kV主干线路应根据负荷分布情况进行分段,装设分段开关,重要分支回路首端亦安装分段开关。线路分段推荐以4段为目标(过渡期架空线路可取3~5段),每段线路带负荷推荐以1 MW为目标,过渡期分段负荷可控制在1~2 MW左右。如存在负荷较大用户而难以控制在上述目标范围内的,按照每段用户数不能超过3户且每段最大负荷不超过2 MW控制。通过配电网规划建设,线路分段数达标率指标应逐年提高。

评估方法:以线路为单位统计规划区域内线路分段数,线路分段数规范率($\%$)=满足分段数要求的线路条数/线路总条数 $\times 100\%$ 。对不满足分段数要求的线路进行原因分析,并与上一年10(20)kV线路分段数达标率实际值进行比对,对分段数达标率降低的情况进行原因分析,提出解决建议和规划方案。

3.1.4 线路导线截面一次选定率

指标含义:对于新规划线路,线路导线截面应按远期规划一次选定,相应线路廊道(含通道、管孔)预留应一次到位;对于已建老旧线路,能满足供电容量和可靠性要求的暂不进行改造,需要改造的按远期规划一次选定线路导线截面,相应线路廊道(含通道、管孔)预留应一次到位。10(20)kV线路推荐导线截面选择如表3所示。

表3 10(20)kV线路导线截面推荐表

线路形式	主干线/mm ²	分支线/mm ²
电缆线路	400	240
架空线路	240	150

注:表中推荐的架空线路为铝芯;电缆线路为铜芯电缆,也可采用相同载流量的铝芯电缆。区域内缆芯材质应统一。

评估方法:以线路为单位统计规划区域内线路导线截面情况,线路导线截面一次到位率($\%$)=满足导线截面(含廊道预留)要求的线路条数/线路总条数 $\times 100\%$ 。对不满足导线截面(含廊道预留)要求的线路进行原因分析,并与上一年10(20)kV线路导线截面一次到位率实绩值进行比对,对导线截面一次到位率降低的情况进行原因分析,提出解决建议和规划方案。

3.1.5 架空线路绝缘化率

指标含义:在市区、城镇、林区、人群密集区域、线路走廊狭窄,架设常规裸导线线路与建筑物间的距离不能满足安全要求地区和污秽严重地区宜采用中压架空绝缘线路,档距不宜超过50 m。变电站出口段2 km范围内的架空线路宜采用绝缘导线。A+、A类供电区域应实现架空绝缘化率100%,B、C类供电区域应实现架空绝缘化率不小于90%。通过配电网规划建设,架空线路绝缘化率指标应逐年提高。

评估方法:按供电区域类别分别统计10(20)kV架空线绝缘化率,架空线路绝缘化率($\%$)=架空绝缘线路长度/线路总长度,对未达到绝缘化率要求的情况进行原因分析,并与上一年10(20)kV架空线路绝缘化率实际值进行比对,对绝缘化率降低的情况进行原因分析,提出解决建议和规划方案。

3.2 运行评估

3.2.1 供电可靠率

指标含义：各类供电区域供电可靠率目标应满足表4的要求。

表4 各类供电区域供电可靠性目标

供电区域	供电可靠率(RS-3)
A+	用户年平均停电时间不高于5分钟 ($\geq 99.999\%$)
A	用户年平均停电时间不高于52分钟 ($\geq 99.990\%$)
B	用户年平均停电时间不高于3小时 ($\geq 99.965\%$)
C	用户年平均停电时间不高于9小时 ($\geq 99.897\%$)
D	用户年平均停电时间不高于15小时 ($\geq 99.828\%$)

评估方法：按供电区域类别分别统计供电可靠率，对未达到供电可靠率要求的情况进行原因分析，并与上一年供电可靠率实际值进行比对，对降低的情况进行原因分析，排找影响供电可靠率的薄弱环节，提出改善供电可靠率指标的建议。在低压用户供电可靠性统计工作普及后，可靠性指标应以低压用户作为统计单位，口径与国际惯例接轨。

3.2.2 综合电压合格率

指标含义：各类供电区域综合电压合格率目标应满足表5的要求。

表5 各类供电区域供电可靠性目标

供电区域	综合电压合格率
A+	$\geq 99.99\%$
A	$\geq 99.98\%$
B	$\geq 99.95\%$
C	$\geq 99.70\%$
D	$\geq 99.30\%$

评估方法：按供电区域类别分别统计综合电压合格率，对未达到综合电压合格率要求的情况进行原因分析，并与上一年综合电压合格率实际值进行比对，对降低的情况进行原因分析，排找影响综合电压合格率的薄弱环节，提出改善综合电压合格率指标的建议。

3.2.3 线路重载率

指标含义：线路重载率($\%$)=线路电流实际值/线路安全电流，负载率达到或超过70%的10(20)kV线路属于重载，线路重载率($\%$)=重载线路条数/线路总条数。通过配电网规划建设，线路重载率指标应逐年下降，并趋于稳定值。

评估方法：以地区统调负荷最高时点计算规划区域各10(20)kV线路负载率实际值，统计出重载率，与上一年线路重载率实际值进行比对，对重载率提高的情况以及具体重载线路进行原因分析，提出

解决建议和规划方案。

3.2.4 负荷组“N-1”校验通过率

指标含义：对照线路分段要求将10kV线路细分为负荷组，针对每个负荷组进行“N-1”校验，找出不满足要求的负荷组。

评估方法：以地区统调负荷最高时点校验规划区域各10(20)kV负荷组“N-1”，负荷组“N-1”校验通过率($\%$)=通过“N-1”校验的负荷组数/负荷总组数，对未通过“N-1”校验的负荷组进行原因分析，并与上一年负荷组“N-1”校验通过率实绩值进行比对，对降低的情况进行原因分析，提出解决建议和规划方案。

3.2.5 户均配变容量

指标含义：户均配变容量应逐年提高。

评估方法：计算规划期末户均配变容量，并与上一年户均配变容量实际值进行比对，对降低的情况进行原因分析，提出解决建议和规划方案。

3.2.6 新能源消纳率

指标含义：新能源消纳率要求达到100%。

评估方法：10(20)kV接入的新能源消纳率=规划期内已接入电网或完成接入系统方案评审的用户数/规划期内申请接入的分布式光伏等新能源用户总数。对未达到100%要求的情况进行原因分析，提出改善措施和规划方案。

3.3 规划项目评估

3.3.1 规划项目准确率

指标含义：参照“110(35)kV电网规划项目准确率”相关内容。

评估方法：参照“110(35)kV电网规划项目准确率”相关内容。

3.3.2 薄弱环节消除率

指标含义：对生产、调度、营销等单位提出的10(20)kV电网薄弱环节是否纳入规划范畴并已消除，薄弱环节包含电网结构、导线截面等不符合导则要求的情况。

评估方法：10(20)kV电网薄弱环节消除率($\%$)=已消除的薄弱环节个数/薄弱环节总数，对仍未解决的薄弱环节进行原因分析，提出解决建议和规划方案。

4 实例分析

按照上述指标体系及评估方法，开展了扬州配电网建设和管理示范区项目农村试点工程区域配电网规划后评估工作，验证了通过规划实施，示范区农村试点区域配电网运行水平和供电能力显著提升，达到了规划预期目标，也验证了本文所列指标体系

的实用性。

5 结束语

通过开展配电网规划后评估,可以检验规划成效,总结经验,为下一轮规划工作提供参考借鉴,切实发挥配电网规划的引领和约束作用,促进配电网规划工作水平的不断提升。

下一步,我们将深入配电网规划后评估的探索与实践,修订完善后评估技术标准,建立常态化的后评估工作机制。

参考文献:

- [1] 国家电网公司. 国家电网发展[2013]1012号关于加强配电网规划与建设工作的意见[S]. 北京:国家电网公司,2013.
- [2] 国家电网公司. Q/GDW1738-2012 配电网规划设计技术导则[S]. 北京:国家电网公司,2013.

[3] 国家电网公司. Q/GDW 565-2010 城市配电网运行水平和供电能力评估导则[S]. 北京:国家电网公司,2010.

[4] 国家电网公司. 运检三[2013]283号 国网运检部关于印发重点城市配电网建设改造与管理提升验收细则(试行)[S]. 北京:国家电网公司,2013.

作者简介:

陈浩(1975),男,江苏扬州人,硕士研究生,高级工程师,研究方向为电网规划、配电网规划;

顾明宏(1963),男,江苏扬州人,硕士研究生,高级工程师,研究方向为电网规划、配电网规划;

吴志坚(1979),男,江苏扬州人,硕士研究生,高级工程师,研究方向为电网规划、配电网规划;

孙为兵(1980),男,江苏扬州人,硕士研究生,工程师,研究方向为配电网规划、电力市场、智能变电站设计。

(上接第13页)

法应用于南京典型区域“十二五”配电网规划,提出了规划优化方案。结果表明,成本/效益精益化分析与优化方案是可学、合理的,应用该优化方案可带来较大的经济效益。

参考文献:

- [1] BROWN R E. Electric power distribution reliability [M]. New York: Marcel Dekker,2002.
- [2] 张谦,杨晓梅,王晓晖. 英国供电安全工程建议 ER P2/6 剖析[J]. 电网技术,2008,32(18):96-102.
- [3] 霍利民,朱永利,等. 一种基于贝叶斯网络的电力系统可靠性评估新方法[J]. 电力系统自动化,2003,27(5).
- [4] Billinton R, Wang P. Reliability-network- equivalent approach to distribution-system- reliability evaluation [J]. IEEE Proc,

1998, 145(2):149-153.

[5] 别朝红,王秀丽,王锡凡. 复杂配电系统的可靠性评估[J]. 西安交通大学学报,2000,34(8):9-13.

[6] 谢开贵,周平,周家启,等. 基于故障扩散的复杂中压配电系统可靠性评估算法[J]. 电力系统自动化,2001,25(4):45-48.

[7] 刘柏私,谢开贵,马春雷,等. 复杂中压配电网的可靠性评估分块算法[J]. 中国电机工程学报,25(4).

作者简介:

李子韵(1978),女,江苏南京人,高级工程师,研究方向为电网规划、电网运行等;

刘伟(1975),男,江苏南京人,工程师,研究方向为配电网规划、电力系统分析等。

Research on Nanjing Distribution Network Planning Based on the Analysis Methodology of Reliability Cost-Benefit

LI Ziyun¹, LIU Wei²

(1.Nanjing Power Supply Company, Jianye District, Nanjing 210019,China;

2.China Electric Power Research Institute, Beijing 100192,China)

Abstract: A precise analysis methodology of reliability cost-benefit is raised by analyzing cost-benefit of distribution network reliability. The precise analysis methodology to optimization for Nanjing distribution network is used and scientific optimization results are obtained. The optimization results can bring very huge benefits.

Key words: power supply reliability; distribution network planning; precise analysis of reliability cost-benefit

欢迎投稿 欢迎订阅

不同短路故障下综合负荷模型参数的可辨识性研究

王 婷

(江苏宿迁供电公司,江苏 宿迁 223800)

摘要:针对电力系统中综合负荷模型参数辨识,在不同的短路故障下,即单相短路、两相间短路、两相接地短路、三相短路,分析其参数的可辨识性。文中采用基于轨迹灵敏度的可辨识性分析方法,采用不同的观测变量进行对比研究,即发电机相对功角、线路的有功功率、线路的无功功率以及母线的电压。结果表明,对于不同的短路故障,无论采用何种观测变量, K_L 、 P_M 和 X_s 都是唯一可辨识的,即短路故障的类型对于综合负荷模型参数的可辨识性是没有影响的。采用粒子群算法,对 IEEE 9 节点系统进行了验证。

关键词:综合负荷模型;参数辨识;轨迹灵敏度

中图分类号: TM743

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2013)S2-0020-04

在电力系统的运行过程中,应用比较广泛的机理动态负荷模型主要有两种:经典负荷模型和综合负荷模型。

经典负荷模型是一种间接考虑配电网的机理动态模型,前人已有很多研究,这个负荷模型是电力系统综合稳定计算(PSASP)程序中的标准模型。近年来,中国电科院提出了一种直接考虑配电网的机理动态模型,即综合负荷模型,是一种更加符合实际电力系统的负荷模型^[1-4]。

文献[5]提出并证明了根据灵敏度的相位来判断参数可辨识的思路,并将其应用于电力系统负荷参数的可辨识分析中。随着基于 PMU 技术的广域测量系统(WAMS)的广泛应用,可以测量获得全系统的广域相量,而且是实时动态的数据,为电力系统负荷建模提供了新的技术手段^[6,7]。

本文在不同的短路故障下,采用不同的观测变量,对综合负荷模型的参数进行可辨识性分析,采用粒子群算法,对其进行了辨识,算例结果验证了结论的可靠性。

1 综合负荷模型与参数

在当前的电力系统仿真计算中,负荷一般接在 220 kV 变电站的 220 kV 母线或 110 kV 母线侧。但是,在实际的电力系统中,无论是电动机负荷还是静态负荷都不可能直接接在 220 kV 母线或 110 kV 母线上,而是经过 110 kV/10 kV 输配电网来供电的。因此,在负荷模型中有必要考虑配电网的影响。

考虑配电网支路的综合负荷模型结构如图 1 所示,下面简称为 SLM(Synthesis Load Models)。该模型中除了模拟等值静态负荷和等值电动机负

荷,还考虑了等值配电网以及电容补偿。在中间设置了一个虚拟母线,虚拟母线与实际负荷母线之间是(输)配电网的等值阻抗^[5,10,13,14]。

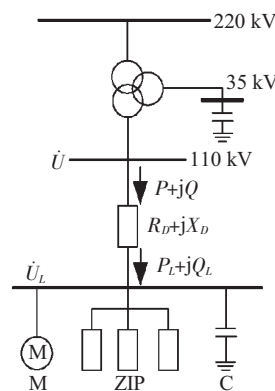


图 1 SLM 模型结构图

感应电动机采用计及机电暂态的三阶模型,即

$$\begin{aligned} \frac{dE'_d}{dt} &= -\frac{1}{T'_{d0}} [E'_d + f(X-X')I_q] - (\omega - f)E'_q \\ \frac{dE'_q}{dt} &= -\frac{1}{T'_{d0}} [E'_q + f(X-X')I_d] - (\omega - f)E'_d \\ \frac{d\omega}{dt} &= \frac{1}{T_J} (T_E - T_M) \end{aligned} \quad (1)$$

式中:

$$X = X_s + X_m \quad (2)$$

$$X' = X_s + \frac{X_m X_s}{X_m + X_s} \quad (3)$$

$$T'_{d0} = \frac{X_m + X_r}{R_r} \quad (4)$$

定子电流方程:

$$I = \frac{UL - E'}{R_s + jfX'} \quad (5)$$

电磁转矩为:

$$T_E = \frac{P_E}{\omega} = \frac{E'_d I_d + E'_q I_q}{\omega} \quad (6)$$

机械转矩为:

$$T_M = (A\omega^2 + B\omega + C)T_{M0} \quad (7)$$

且满足

$$A\omega_0^2 + B\omega_0 + C = 1.0 \quad (8)$$

式中, ω 为转子角速度; E'_d 、 E'_q 分别为同步坐标下的直轴、交轴暂态电势; X 为稳态电抗; X' 为暂态电抗; X_m 为激磁电抗; R_s 为定子电阻; X_s 为电子电抗; R_r 为转子电阻; X_r 为转子电抗; T'_{d0} 为转子绕组时间常数; T_j 为惯性时间常数; K_L 为负载率; A 、 B 、 C 为机械转矩系数; T_{M0} 为初始机械转矩。

2 不同短路故障下综合负荷模型发电机参数的可辨识性分析

本文采用 IEEE-9 节点系统作为研究对象, 如图 2 所示。

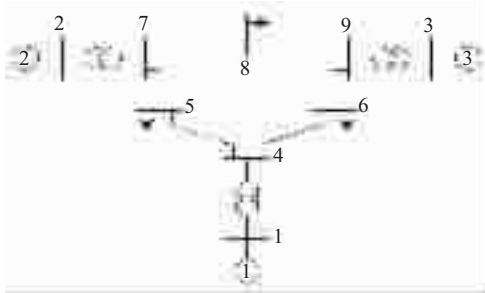


图 2 算例系统图

母线 bus-5 负荷模型采用综合负荷模型, 感应电动机采用具有典型参数的三阶机电暂态模型, 参数包括感应电动机比例、定子电抗和负载率^[8,9]。

故障是线路 7—8 的中点分别发生瞬时性单相短路、两相间短路、两相间接地短路、三相短路, 持续时间 0.06 秒。利用 PSASP 软件仿真计算得到系统动态轨迹, 以发电机相对功角、线路的有功功率、线路的无功功率和母线的电压作为观测变量。

2.1 单相短路

在不同的观测变量下, 分别研究母线 bus-5 上的负荷参数 K_L 、 P_{MP} 和 X_s 的轨迹灵敏度。

结果表明, 采用不同的观测变量, K_L 、 P_{MP} 和 X_s 都是唯一可辨识的, 以 2 号和 1 号发电机相对功角为例, 轨迹灵敏度曲线见图 3。

2.2 两相间短路

在不同的观测变量下, 分别研究母线 bus-5 上的负荷参数 K_L 、 P_{MP} 和 X_s 的轨迹灵敏度。

结果表明, 采用不同的观测变量, K_L 、 P_{MP} 和 X_s 都是唯一可辨识的, 以 2 号和 1 号发电机相对功角为例, 轨迹灵敏度曲线见图 4。

2.3 两相对地短路

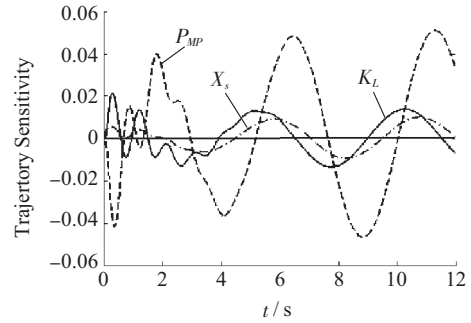


图 3 参数轨迹灵敏度曲线

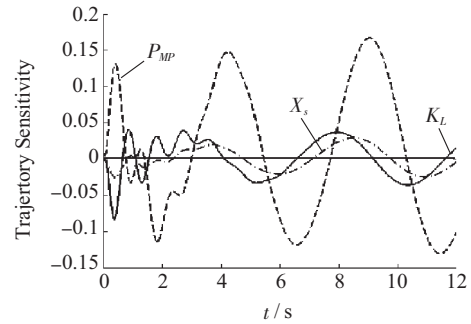


图 4 参数轨迹灵敏度曲线

在不同的观测变量下, 分别研究母线 bus-5 上的负荷参数 K_L 、 P_{MP} 和 X_s 的轨迹灵敏度。

结果表明, 采用不同的观测变量, K_L 、 P_{MP} 和 X_s 都是唯一可辨识的, 以 2 号和 1 号发电机相对功角为例, 轨迹灵敏度曲线见图 5。

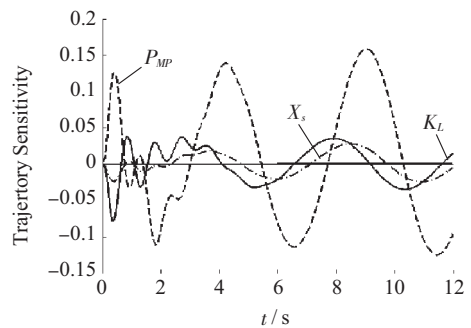


图 5 参数轨迹灵敏度曲线

2.4 三相短路

在不同的观测变量下, 分别研究母线 bus-5 上的负荷参数 K_L 、 P_{MP} 和 X_s 的轨迹灵敏度。

结果表明, 采用不同的观测变量, K_L 、 P_{MP} 和 X_s 都是唯一可辨识的, 以 2 号和 1 号发电机相对功角为例, 轨迹灵敏度曲线见图 6。

综上所述, 在不同的短路故障下, 采用不同的观测变量, 和 都是唯一可辨识的, 即短路故障的类型对于综合负荷参数的可辨识性是没有影响的。

3 不同观测变量的对比

利用 PSASP 软件仿真计算得到系统动态轨迹, 即发电机相对功角、线路的有功功率、线路的无功功

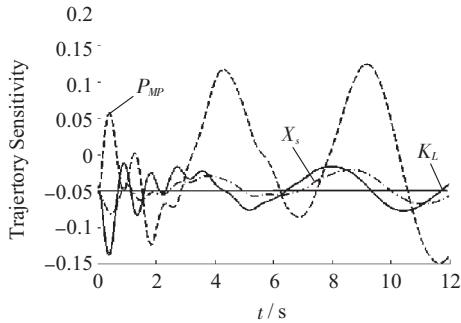


图6 参数轨迹灵敏度曲线

率和母线的电压,其灵敏度大小见表1—表4。

表1 发电机2号和1号之间轨迹灵敏度 p.u.

	K_L	P_{MP}	X_s
单相短路	0.008 067	0.026 792	0.004 954
两相间短路	0.022 68	0.081 693	0.013 873
两相接地短路	0.021 736	0.077 746	0.013 311
三相短路	0.038 951	0.143 965	0.024 562

表2 线路4-5之间有功功率轨迹灵敏度 p.u.

	K_L	P_{MP}	X_s
单相短路	0.003 543	0.010 621	0.001 354
两相间短路	0.009 999	0.028 946	0.003 559
两相接地短路	0.009 522	0.027 649	0.003 38
三相短路	0.017 426	0.046 924	0.006 908

表3 线路4-5之间无功功率轨迹灵敏度 p.u.

	K_L	P_{MP}	X_s
单相短路	0.018 574	0.064 228	0.014 412
两相间短路	0.046 868	0.192 632	0.039 465
两相接地短路	0.044 799	0.183 344	0.037 601
三相短路	0.077 761	0.336 69	0.067 835

表4 母线4轨迹灵敏度 p.u.

	K_L	P_{MP}	X_s
单相短路	0.002 056	0.008 143	0.001 587
两相间短路	0.005 18	0.250 25	0.004 327
两相接地短路	0.004 968	0.023 798	0.004 126
三相短路	0.008 494	0.043 934	0.007 409

由此可知:(1) 综合负荷模型参数灵敏度大小, $P_{MP} > K_L > X_s$; (2) 不同的观测变量,其轨迹灵敏度大小的顺序为,发电机的相对功角、线路的有功功率、母线的电压,由于无功功率灵敏度在第一摆内很大,后面很小,并不利于辨识;同时在实际电网中,实测功角不易于获得,或者得到的实测功角误差很大,故选用线路的有功功率作为观察变量; (3) 不同短路故障下,三相短路故障下综合负荷模型参数的轨迹灵敏度最大,单向短路故障下其轨迹灵敏度最小,两项间短路和两相接地短路故障下轨迹灵敏度大致

相等,这和短路故障的类型是相一致的。

4 优化算法

本文采用粒子群优化算法,标准 PSO 中,粒子在搜索空间的速度和位置根据如下公式确定^[15]:

$$v_{id}(t+1) = \omega v_{id}(t) + c_1 r_1 (pbest - x_{id}(t)) + c_2 r_2 (gbest - x_{id}(t))$$

$$x_{id}(t+1) = x_{id}(t) + v_{id}(t+1) \quad (9)$$

式中, ω 为惯性权重; c_1, c_2 为加速度系数; r_1, r_2 是介于[0,1]之间均匀分布的随机数; v_{id} 为粒子*i*飞行速度矢量的第*d*维分量; t 为当前的迭代次数; x_{id} 为粒子*i*位置矢量的第*d*维分量; $pbest$ 为粒子*i*位置矢量的第*d*维分量所经历的最好位置; $gbest$ 为粒子群在解空间中所经历的最好位置。

标准 PSO 算法流程如下:

- (1) 初始化粒子群,随机产生所有粒子的位置和速度并确定粒子的 $pbest$ 和 $gbest$ 。
- (2) 对每个粒子,将它的当前位置与它经历过的最好位置 $pbes$ 进行比较,如果当前位置更好,则将其作为当前的最好位置 $pbes$,否则 $pbes$ 保持不变。
- (3) 对每个粒子,将它当前位置和群体中所有粒子所经历的最好位置 $gbest$ 作比较,如果这个粒子的位置更好,则将其设置为当前的 $gbest$,否则 $gbest$ 保持不变。
- (4) 更新粒子的速度和位置。
- (5) 如未达到结束条件,返回步骤(2)。
- (6) 开始新一轮迭代计算,否则取当前 $gbest$ 为最优解。

5 算例

首先,在准确参数下,采用 PSASP 仿真程序计算获得系统的动态响应,将其作为实测值。采样区间为 12 秒,采样间隔为 0.02 秒。

以线路 4-5 之间的有功功率作为观测变量,采用粒子群优化算法,调用 PSASP,辨识综合负荷模型参数,不同短路故障下的参数辨识结果见表 5—表 8,仿真曲线对比图见图 7—图 10。

表5 单相短路故障下负荷模型参数辨识结果

	K_L	P_{MP}	X_s
准确值	0.450	0.55	0.1800
辨识值	0.410	0.49	0.1880
误差	-8.89%	-10.9%	4.44%

由上可知:(1) 通过图 7—图 10,可以看出仿真曲线和原始曲线吻合的很好,辨识精度较高;(2) 通

表 6 两相间短路故障下负荷模型参数辨识结果

	K_L	P_{MP}	X_s
准确值	0.450	0.55	0.180
辨识值	0.418	0.50	0.1900
误差	-7.119%	-9.09%	5.56%

表 7 两相对地短路故障下负荷模型参数辨识结果

	K_L	P_{MP}	X_s
准确值	0.450	0.55	0.18
辨识值	0.418	0.80	0.1900
误差	-7.11%	-9.09%	5.56%

表 8 三相短路故障下负荷模型参数辨识结果

	K_L	P_{MP}	X_s
准确值	0.450	0.55	0.1800
辨识值	0.422	0.51	0.1845
误差	-6.22%	-7.27%	2.5%

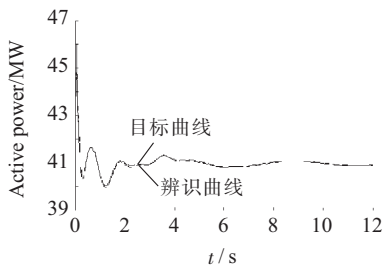


图 7 单向短路故障下线路有功功率

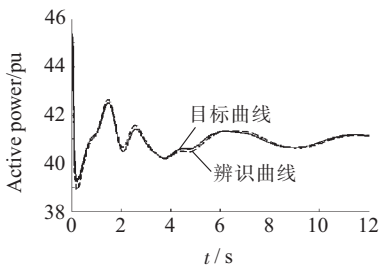


图 8 两相间短路故障下线路有功功率

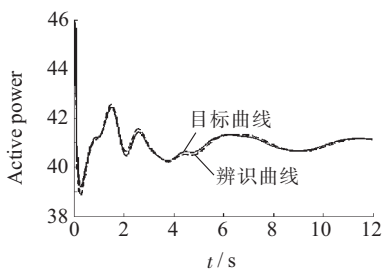


图 9 两相对地短路故障下线路有功功率

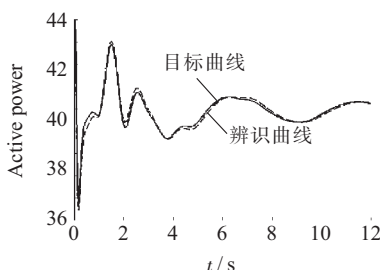


图 10 两相对地短路故障下线路有功功率

过表 5—表 8,可以看出三相短路故障下辨识精度最高,单相短路故障下辨识精度最低,两相间短路和两相对地短路辨识精度相差不大,和轨迹灵敏度的大小是相对应的;(3)在四种短路故障下,辨识精度最高,其次是,的辨识精度最低,这是和负荷本身的特性相关的。

6 结束语

本文针对电力系统中综合负荷模型的参数辨识,得到如下结论:(1)采用不同的观测变量, K_L 、 P_{MP} 和 X_s 都是唯一可辨识的;(2)在不同的短路故障下, K_L 、 P_{MP} 和 X_s 都是唯一可辨识的,即短路故障的类型对于综合负荷参数的可辨识性是没有影响的;(3)采用粒子群优化算法,以有功功率作为观测变量,得到的辨识精度较高。

参考文献:

- [1] 沈善德. 电力系统辨识[M]. 北京:清华大学出版社,1988.
- [2] 王锡凡,方万良,杜正春. 现代电力系统分析[M]. 北京:科学出版社,2003.
- [3] 倪以信,陈寿孙,张宝霖. 动态电力系统的理论和分析[M]. 北京:清华大学出版社,2002.
- [4] 鞠平. 电力系统建模理论与方法[M]. 北京:科学出版社,2010.
- [5] 鞠平,马大强. 电力系统负荷建模(第二版)[M]. 北京:水利电力出版社,2008.
- [6] 曹一家,李大虎. 基于广域测量系统的大区域电网负荷建模的研究[J]. 电力科学与技术学报,2007,22(2):1-7.
- [7] 秦莹,江全元,曹一家,等. 基于广域测量系统的电力负荷建模方法[J]. 浙江大学学报(工学版),2008,42(7):1199-1203.
- [8] 谢会玲,鞠平,罗建裕,等. 基于灵敏度计算的电力系统参数可辨识性研究[J]. 电力系统自动化,2009,33(7):17-21.
- [9] 贺仁睦,郑晓雨,马进,等. 基于轨迹灵敏度的负荷参数辨识范围调整方法[J]. 电力系统自动化,2009,33(13):17-21.
- [10] 汤涌,张红斌,侯俊贤,等. 考虑配电网络的综合负荷模型[J]. 电网技术,2007,31(5):34-38.
- [11] 马进,王景钢,贺仁睦. 电力系统动态仿真的灵敏度分析[J]. 电力系统自动化,2005,29(17):20-27.
- [12] 孙元章,杨新林. 电力系统动态灵敏度计算的伴随方程方法[J]. 电力系统自动化,2003,27(3):6-12.
- [13] 汤涌,侯俊贤,刘文静. 电力系统数字仿真负荷模型中配电网及无功补偿与感应电动机的模拟[J]. 中国电机工程学报,2005,25(3):8-12.
- [14] 陈谦,孙建波,蔡敏,等. 考虑配电网络的综合负荷模型的参数确定[J]. 中国电机工程学报,2008,28(16):45-50.
- [15] 李宁,邹彤,等. 基于粒子群的多目标优化算法[J]. 计算机工程与应用,2005,41(23):43-46.

作者简介:

王 婷(1986),女,江苏宿迁人,本科,助理工程师,从事继电保护相关工作。

物联网技术在建设一流配电网中的应用

袁海星, 沈海平

(江苏无锡供电公司, 江苏 无锡 214061)

摘要:物联网技术集先进的传感器、计算机与信息通信技术于一身,通过进行信息交换和通信,以实现智能化识别、定位、跟踪、监控和管理。随着物联网技术的不断发展和成熟,其在智能电网中的应用也越来越广泛。本文结合物联网技术的最新发展成果,结合一流配电网的建设实践,深入研究了物联网技术在建设一流配电网的应用,特别是对配变防盗的信息采集与智能配网避雷器技术进行了认真分析,对提升一流配电网的智能化程度具有重要意义。

关键词:物联网;配电网;智能电网;防盗;避雷器

中图分类号:TP391.44;TN929.5;TM76 **文献标志码:**B **文章编号:**1009-0665(2013)S2-0024-04

为实现坚强智能电网的信息化、数字化、自动化、互动化的“智能”技术特征,利用先进的网络信息和自动控制等技术提高电网的智能化水平成为电力行业的发展主方向。针对配电网运行的特点和实际需求,以及智能电网的建设和发展方向,应用物联网技术实现广泛的末端信息采集、实时监测、信息融合处理、故障预警和作业支持等功能,使配电网具有可靠稳定、经济高效、规范标准、友好互动四个方面的基本智能电网特征。

物联网技术集先进的传感器、计算机与信息通信技术于一身,具有节点与节点之间自组成网,目标信息智能感知、智能处理信息和智能传输与发布信息的突出优点,可以作为实现电网智能化的有效技术支撑,物联网在统一坚强智能电网建设中有着广泛的应用前景。

1 物联网技术与配电网信息采集

建立在传感器网络基础上的,具有广泛的信息采集、融合与处理能力,可实现配电网中的众多信息的自动采集、智能处理与故障早期预警,大幅度提高配电网运维管理的效率和工作质量。

充分发挥物联网技术信息获取的优势,为一流配电网建设提供支持,应用物联网技术广泛采集高度复杂、网架结构多变的配电网的运行状态、环境状态信息,智能融合与处理这些繁杂的信息,根据历史数据、邻居数据和专家故障数据库提前预警设备故障,为配电运维人员提供高可信、高效可用的信息支持,从而大幅度提升配电网的运维管理水平。

1.1 物联网技术的体系架构

系统主要由感知层设备、传输层设备、存储与应用服务器、物联网信息获取能力展示平台和一流

配网自动化信息支持应用等部分组成。系统的组成框图如下图1所示。

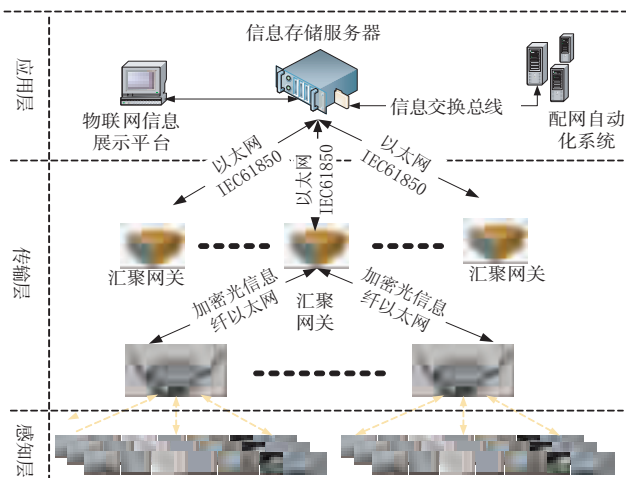


图1 物联网在配网的应用框图

感知层设备主要包括现场各种无线传感器节点组成,这些传感器不依赖外部供电,仅从环境或自备一次长寿命电池完成长时间(5~10年)信息采集任务,主要可以完成配网设备的工作温度、电压、电流、相角、谐波、设备倾斜角变化、振动等信息的采集,同时还采集了配网工作的环境参数:环境温度湿度、水浸、水位、门窗开闭、盗窃、损毁等信息。感知层设备采集的信息采用统一的格式化数据传输到汇聚节点,这些格式化信息由其所属单个传感器自有的传感器信息模型定义,应用根据每个传感器的信息模型对格式化数据进行解析,得到可用的现场实时信息。

传输层设备由汇聚节点(无线数据传输基站)和汇聚网关组成,汇聚节点负责各传感器节点的入网管理、网络维护、路由查找、传感器信息解密与再加密和格式化数据传输任务,汇聚网关负责各汇聚节点的接入、汇聚信息解密、非格式化数据传感器信息接入(多个个性化定制协议栈)与格式化转换,并

完成传感器信息模型到 IEC61850 信息模型的转换与重定义、重建模。汇聚网关将获得的传感器信息归一化为 IEC61850 信息模型将这些信息加密后发送到应用层存储服务器。

应用层设备主要包括存储服务器、应用服务器、传感器信息获取应用展示平台和一流配网自动化信息支持软件等组成。存储服务器解密接收到的汇聚网关的信息,应用 IEC61850 信息模型解析这些信息,并按 IEC61850 信息格式统一存储,分发给各应用。应用服务器运行传感器信息获取展示平台,为全域用户提供信息展示应用,一流配网自动化信息支持软件根据配网自动化应用定制其所需的信息内容、通过信息交换总线将其所定制信息按规定的格式发送到配网自动化平台,为配网自动化提供可信的信息支持。

2 变电站现场运维信息自动采集

众所周知,配电网具有网络拓扑多变,设施点多面广且单体成本低,需要采集的信息庞杂,通信设施落后。而城乡结合部的配网设施盗窃严重难以防范,成本高昂的防盗措施并不可行,迫切需要一种廉价、高可靠、高可信的配电网设施防盗技术手段,物联网技术的逐步成熟正好顺应了这一需求,其可以较好地解决配电网设施防盗的难题。

为了保证配电变压器和用户的电气设备的安全,配电网中大量装设了(10 kV、20 kV、35 kV)避雷器,这些避雷器构造简单、成本低廉,在实际使用中很难在装设其他监测设备来了解其工作状态,故障避雷器不能及时发现,对失效配网避雷器要么没有发现、要么已经严重故障(爆炸之类),通常采用定期更换的办法来进行维护,大量可以正常服役的避雷器被更换,对配电网的安全运行造成了困扰,增加了巡视工作量,无谓的更换也增加了运行成本。采用物联网技术,在避雷器内部集成温度、泄漏电流传感器、MPU 和无线通信网络,并巧妙的窃取泄漏电流用于其工作能源,低成本实现了智能避雷器。

2.1 应用物联网技术实现配电网设施防盗

2.1.1 配变防盗

在配网用户变压器底座上对角安装 2 个防盗螺栓传感器节点与配变综测防盗节点一同完成防盗告警功能。传感器布设示意图如图 2 所示。

在变压器底座上布设 2 个防盗螺栓节点和配变综测防盗节点,配变综测防盗节点上的电子围栏一张力传感器用于检测外力拉扯、割断电子围栏的钢丝等破坏行为,一旦发生外力入侵、破坏配变,或者

敲击变压器安装底座、拆卸防盗螺栓等行为将会触发高响度告警喇叭,现场发出高分贝告警信号,同时该告警事件也会被传输到控制中心,交由操作人员进一步处理。

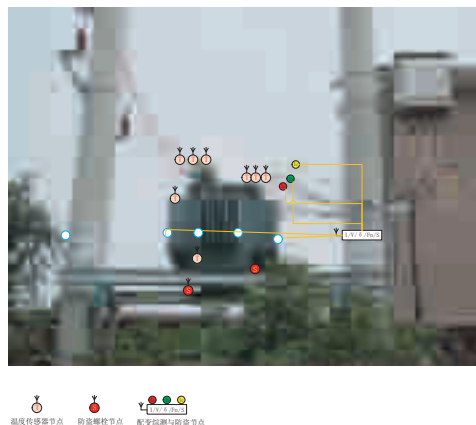


图 2 配变传感器安装示意图

2.1.2 防盗电子围栏—张力传感器节点

产品由张力传感器、钢丝盘轮、DC/AC 升压模块、对地电阻检测、张力计、齿轮计数器、MCU、RF 链路、告警喇叭、告警灯、太阳能电池、供电与储能单元等组成,如图 3 所示。

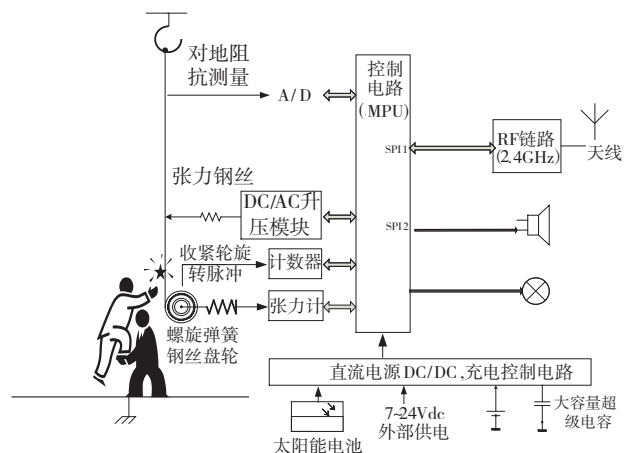


图 3 防盗电子围栏

出厂时钢丝被弹性的卷绕在钢丝盘轮上,安装时可以方便的抽出钢丝,钢丝通过绝缘滑轮围绕被监护目标一周,绝缘滑轮固定在被监护目标上,触碰、剪断、拆卸钢丝都会触发报警。

通过升高电压信号(48Vac)来检测是否有人体触碰钢丝,另外钢丝也参与 DC/AC 振荡周期调谐,人体触碰会导致电压和频率的变化,可以比较可靠的检测出人体触碰,对钢丝的外力破坏会被张力传感器检测到,剪断钢丝则会导致钢丝盘轮回旋,此动作会触发计数器,可以检测到钢丝绞断信号。此装置简单可靠,成本较低。

2.1.3 环网柜防盗

环网柜安装无线门磁传感器节点和无线红外线阵列传感器节点,一旦有非法的接近,并且发生了柜门被未授权开启事件,无线红外线阵列传感器节点可以感知到人体的体表温度特征(34℃、或高于环境温度),综合柜门被非法打开,就可以确认是发生了撬门盗窃事件,系统将会即时出发告警信号,驱离盗窃分子,同时通知运维人员到现场处理。

2.1.4 电缆沟防盗

电缆沟与电缆井盗窃事件主要是通过掀开井盖,进入井、沟内进行偷盗行为,所以必须对电缆盖和电缆沟内情况进行监测,通过在电缆盖在安装门磁传感器,监测电缆盖是否有异常打开的行为,一旦出现未经授权打开井盖的行为将出发告警信号。另外为巡检、维护人员配备经过授权的RFID卡,可以实现自动布防和撤防,并自动记录进入打开环网柜、电缆井盖的RFID卡号等信息。

2.2 应用物联网技术智造中压智能配网避雷器

在配电网中,配电设备的主要雷击来自感应雷和架空线的直击雷。配电网一般是靠变电站出线侧和配电变压器的高压侧的避雷器保护,避雷器的可靠运行是配网设施安全的保证。

配电网中的避雷器主要有以下几种避雷器:保护间隙避雷器、管型避雷器、阀型避雷器和氧化锌避雷器。氧化锌避雷器,是目前技术较成熟的一种避雷器,也是使用最多的避雷器,它主要由氧化锌压敏电阻、金属接头和绝缘外壳构成,由于其具有性能优越、耐污秽、质量轻、阀片性能稳定的优点在配电网中获得广泛使用。

对于数目众多的配电变压器和电缆线路等,雷雨时都可能会遭受雷电袭击,都需要装设避雷器作为防雷保护。因此,配电网中避雷器发生故障的概率也较大。配电网中常用到的避雷器为氧化锌避雷器,长时间运行后容易发生绝缘老化的问题,表现为泄漏电流随加压时间延长而逐渐增大,严重时将会在运行中导致绝缘损坏,使设备失去保护,造成停电事故。

然而配电网避雷器数量众多,仅依靠预防性试验进行检测,则需要停电并消耗大量的人力、物力,所以有很多运行部门延长了试验周期,甚至取消了预防性试验,直到避雷器老化或受潮发生事故后才更换。同时,避雷器的外套一般采用合成绝缘材料,避雷器短路后很难从外观上发现,造成故障点难以查找的情况。因此,应用物联网技术及时预警避雷器故障和及时排除故障对配电网安全运行具有重要意义。

智能避雷器采用无线传感器技术直接测量避雷器芯棒泄漏电流和工作温度,传感器窃取避雷器泄漏电流的电能为工作能源,并储存在超级电容中

以备配网失电时继续正常工作。节点计算机计算采集的泄漏电流的有效值、相位、工作温度等参数后将这些参数通过无线链路传输到骨干节点,并与骨干节点数据融合形成该避雷器的阻性泄漏电流数据。根据该数据可以判定是避雷器是否内部损耗过大和阀片裂变等问题。

3 总结及展望

本文结合一流配电网的建设,对物联网技术在配电网设施防盗、配电线路防雷等方面的应用做了一定探讨,并付诸实践进行了一些实际应用,实现了配电网线路避雷器泄漏电流与管芯工作温度在线监测、多传感器融合无虚警配电网设施防盗预警等功能。为提高一流配电网的安全性、减少巡视工作量、降低避雷器维护成本做出了有益的探索和实践。鉴于研究的局限性,本文只涉及到10kV等级配电网的应用,还需在今后开展专题研究和探索,从我们研究可以看出,成本低廉、易于部署,自组织网络的物联网技术在配电网中有广泛的应用前景,物联网技术与智能配电网的结合,可以进一步提升智能配电网对环境和自身工作状态的感知能力,为智能决策提供可信依据,是实现智能配网不可或缺的技术手段。

可以预见,未来随着智能电网建设的不断推进,更多智能配电网将应用物联网技术来满足配电网智能化管理、运行的需要,相关物联网技术及其产品也将得到不断的创新和发展。

参考文献:

- [1] 刘建明,李祥珍,等.物联网与智能电网[M].北京,电子工业出版社,2012.
- [2] 国家电网.国家电网公司变电站管理规范[S].2006.6
- [3] 国家电网公司生产技术部.国家电网公司电网设备状态检修技术标准汇编[M].北京,中国电力出版社.
- [4] 国家电网生技[2005]400号《十八项电网重大反事故措施(试行)》.
- [5] GB11032—2000《交流无间隙氧化锌避雷器》.
- [6] 江苏省电力公司,《变电站电气设备倒闸操作规范》.
- [7] 鲁东海,孙纯军,秦华.基于物联网技术的智能变电站辅助控制与监测系统设计与应用[J].华东电力,2011,04:567-571.
- [8] 隋国正,隋宗见.无线传感技术在智能配电网中的应用[J].东北电力技术,2011,08:22-24,29.
- [9] 惠晓林,孙振权.智能配电网与物联网的融合[J].物联网技术,2011,08:31-35.
- [10] 国家电网公司负责实施国家智能电网管理物联网应用示范工程[J].华东电力,2012,09:1638.
- [11] 郭伟洪.基于物联网技术的配电系统故障定位研究[J].电气技术,2012,10:54-56.
- [12] 胡为进,李峰,史济康,等.10kV开关站集控平台光纤物

- 联网技术研究及应用[J]. 华东电力, 2012, 11:2090-2092.
- [13] 张保会,付科源,郑涛,等. 用电设备智(自)联网的概念与实现技术(一)——定义、架构与功能[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 06: 1-6.
- [14] 方彦军,韩玲,肖勇,等. 基于物联网技术的电能智能计量分层协作系统研究[J]. 华东电力, 2013, 05: 1005-1009.
- [15] 汪洋,苏斌,赵宏波. 电力物联网的理念和发展趋势[J].

电信科学, 2010, S3: 9-14.

作者简介:

袁海星(1979)江苏无锡人,工程师,无锡供电公司运维检修部配电工程及带电作业管理,长期从事配网运检及工程管理工作,具有丰富的现场运行及管理经验,曾主持《基于物联网技术的配电网运行环境状态监测》项目。

Application of Internet of Things Technology on Advanced Distribution Network Construction

YUAN Haixing, SHEN Haiping

(Wuxi Power Supply Company, Wuxi 214061)

Abstract: Internet of things technology contains advanced sensor, computer and information communication technology as a whole, which realize intelligent identification, location, tracking and monitoring and management through the exchange of information and communication. With the continuous development and mature of internet of things technology, its application in the smart grid is becoming more and more widely. Combining with the results of the latest development of the Internet of things technology, careful analysis of Internet of Things technology in construction of leading distribution power grid, and on the basis of the further study of the Internet of things technology application in construction of leading distribution power grid, especially information acquisition for prevention of thievery distribution power transformer and smart distribution grid arrester technology are presented. The application results have a certain guiding significance to enhance the intelligent level of leading distribution power grid.

Key words: Internet of Things; Distribution Power Grid; smart grid; prevention of thievery; arrest

江苏电网明确电能替代重点

“项目土建已经开工了,这要感谢你们当初的大力推荐。”2013年11月6日,江苏省常州市第七人民医院院长阮鸣打电话给常州供电公司客户经理,介绍该院蓄能电加热器代替燃气锅炉作为中央供热系统设备项目的最新进展。

常州市第七人民医院病房大楼原计划使用4台燃气锅炉作为热水和采暖设备。常州供电公司了解情况后,向其介绍蓄能用电政策和电加热器在安全节能及环境保护上的作用。在不改变原申请容量、客户变设计略微调整的情况下,客户决定使用5台总容量2940 kW的蓄能电加热器作为供热系统。客户可利用夜间谷电的低廉电力资源蓄热,每年可节约能源费用支出90余万元,同时实现最大填谷2940 kW,每年可减排二氧化碳约2000 t。

今年8月,国家电网公司全面启动电能替代工作。国网江苏省电力公司进一步加快推广电能替代技术、实施电能替代项目的步伐,在全省大力倡导“以电代煤(气)、以电代油、电从远方来”的能源消费理念。

“我们充分发挥政策和地理资源优势,大力推广蓄能、热泵技术。”国网江苏电力营销部市场处处长张磊说。该公司利用本省峰谷分时电价峰谷差较大的特点,发挥民用电热锅炉谷价较低、非普工业用电热锅炉可执行平谷两段制电价的政策优势,针对居民小区、学生公寓等生活用电场所,以及宾馆、商场、办公楼、医院等集中供冷供暖场所,大力推广蓄冰空调、蓄热式电锅炉等电力蓄能技术。国网江苏电力结合滨江临海地区水源充沛、土壤温差小、年平均气温稳定的自然条件,积极推广水源、土壤源和空气源热泵技术,取得良好效果。

“每年年初,我们都会通过业绩考核责任书的形式,将年度热泵推广面积指标计划分解到各基层单位。同时,不断加强与当地政府的联系,主动协调热泵设备制造商、行业协会、用电客户,使热泵项目切实降低用能成本、优化用能结构。”国网江苏电力有关负责人说。

据统计,今年1~9月,国网江苏电力完成南通江海电容器厂等27个总容量60.5 MW的蓄能项目,以及无锡朗诗国际社区等44个总容量62.8 MW的热泵项目。

据介绍,2012年,国网江苏电力完成总容量540.4 MW的电能替代推广项目。国网江苏电力表示,该公司将整合内外部优势资源,建立健全电能替代长效机制,力争到2015年累计实现替代电量68.70亿kW·h,到2020年累计实现替代电量700亿kW·h。

摘自《江苏电力信息网》

架空绝缘导线雷击断线防护措施的分析比较

孙秋芹,周志成,陶风波,刘洋,马勇,谢天喜

(江苏省电力公司电力科学研究院,江苏南京 211103)

摘要:架空绝缘导线绝缘性能好、防腐性能强、运行过程中受树木等外在因素的影响小,其使用大大减少了配电线路的维修工作量,并显著提高了供电可靠性。感应雷电过电压易导致架空绝缘导线断线或跳闸,对供电可靠性影响极大。本文详细阐述了架空绝缘导线雷击断线形成机理,系统分析了现有绝缘导线雷击断线防护措施的优缺点、应用范围等,为工程中制定相关措施提供了参考。

关键词:配电网;感应雷过电压;架空绝缘导线;雷击断线;过电压保护器

中图分类号:TM712

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S2-0028-03

架空绝缘导线较好地解决了裸导线所解决不了的走廊和安全隐患,与电缆相比,投资省、建设快,优点十分明显。但是架空绝缘线路发生雷击断线和绝缘子击穿事故的统计数量呈不断上升趋势,已经成为威胁配电线路安全运行的主要原因之一^[1-3]。架空绝缘导线应用时应提前考虑并制定相应的防雷措施。本文详细阐述了架空绝缘导线雷击断线形成机理,系统分析了现有绝缘导线雷击断线防护措施的优缺点、应用范围等,为工程中制定相关措施提供了参考。

1 架空绝缘导线雷击断线机理

配电线路上的雷电过电压分直击雷过电压和感应雷过电压两种。直击雷过电压由雷云放电击中架空绝缘线路产生^[4]。因配电线路绝缘水平低、相间距离小,直击雷可能击中一相或同时击中三相,容易造成多相闪络;感应雷过电压由雷电击中架空绝缘线路附近大地或者地面上物体通过电磁感应在线路上产生,三相导线上的雷电感过电压极性相同、幅值相近,可能引起单相或多相闪络。

当雷击引起线路单相相对地短路,通道起弧燃烧,绝缘导线放电击穿点呈一细小针孔状,针孔位置随机分布在线路绝缘子两侧、距离绝缘子轴线约200mm范围内。雷电冲击闪络过后,接续的工频短路电弧会固定在针孔位置,无法移动,这与采用裸导线的架空线路明显不同,后者雷击闪络后,工频续流起弧燃烧,弧根在电磁力作用下可以沿着导体表面朝负荷电流流动的方向移动,直至开关开断,电弧弧根不会固定在导线上一处。

当雷击引起线路两相或三相对地短路,短路电流幅值达数千安至十几千安,相对地电弧在电磁力和热应力的作用下,弧腹向绝缘子负荷侧的上空漂

移,在空中交汇易发展成相间电弧,但弧根仍然固定在击穿孔位置,温度短时间内升到上千度,芯线瞬间气化熔断。

2 架空绝缘导线雷击断线的防护措施

根据雷击断线机理,导致架空绝缘线路断线的根本因素是雷击闪络后的工频续流电弧,因此,防护绝缘线路雷击断线的具体方法可归纳为如下两种^[4-9]:

(1)疏导式方法

疏导式方法的思路是允许架空绝缘线路有一定的雷击闪络概率,但要设法把雷击闪络后产生的工频续流电弧进行疏导,达到保护导线免于电弧烧伤断线的目的。这种方法主要包括防弧金具、放电箝位绝缘子等。通常情况下,疏导式方法实施简单,成本较低,不能降低线路的雷击跳闸次数,但能提高重合闸成功概率。

(2)堵塞式方法

堵塞式方法的思路是通过采取措施尽可能降低线路雷击闪络概率,或者采取措施阻止雷击闪络后工频续流起弧,达到防止绝缘导线烧伤断线的目的。这种方法主要包括加强线路绝缘、避雷线、氧化锌避雷器等。通常情况下,堵塞式方法可以降低线路雷击跳闸率、阻止线路产生工频续流电弧,防雷击断线的综合效果更好,缺点为实施相对复杂,成本较高。

2.1 防弧金具

在绝缘导线固定处剥离绝缘层或加装特殊设计的穿刺线夹,当雷电闪络引发工频续流时,工频续流在该金属线夹上燃弧直至线路跳闸以熄灭工频续流,从而避免烧伤绝缘子或熔断绝缘导线。防弧金具的典型结构如图1所示。

该方法经济性佳,但对安装工艺要求高,穿刺线夹型防弧金具难以做到不伤及导线的前提下实现完全穿刺。部分防弧金具无力矩螺丝,依赖安装人员的



图1 防弧金具

手感,无法精准安装;部分防弧金具尽管具备力矩螺丝以控制握着力和穿刺度,故障断线后拆解该种金具,发现大多力矩螺丝螺帽均未拧断。此外,防弧金具放电间隙距离较难控制,对防雷效果影响大。当发生两相短路、两相接地短路等故障时,尽管接续的工频电弧在防弧金具上燃烧,但短路电流值大,易导致绝缘导线熔断。以江苏电网某供电公司为例,2010~2012三年内发生近百起绝缘导线雷击断线故障,其中40%均安装有防弧金具,防弧金具未能完全起到抑制雷击断线的作用。

2.2 防雷支柱绝缘子

防雷支柱绝缘子主要由绝缘护罩、夹线铝合金金具、复合绝缘子、引弧棒和下钢脚等组成,引弧棒和夹线金具装配连接成一体。雷击发生时,引弧棒和下钢脚之间闪络放电,形成短路通道,接续的工频电弧移动到引弧棒和钢脚之间燃烧,以保护导线免于烧伤。防雷支柱绝缘子的典型结构如图2所示。



图2 防雷支柱绝缘子

该方法安装方便,维护量较小。支柱绝缘子和防弧金具合二为一,经济性较佳。防雷支柱绝缘子降低了线路的绝缘水平,在相同感应电压作用下,雷击断线故障率降低,但雷击跳闸率增加。

2.3 屏蔽线

屏蔽线通过耦合、分流降低绝缘导线感应雷过电压,减少雷击断线概率。理论上,屏蔽线对感应雷过电压的幅值可以减少30%左右。屏蔽线的典型安装方式如图3所示。

为充分利用感应雷屏蔽线的耦合和分流作用,感应雷屏蔽线通常敷设于三根导线重心的偏上位置。对单回三角形布置方式线路,在导线下方中心位

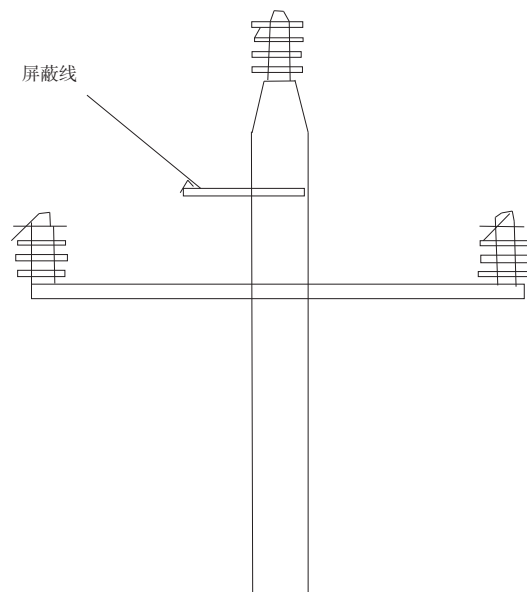


图3 屏蔽线

置架设屏蔽线,对于同杆双回线路,利用顶相横担架设屏蔽线。屏蔽线架设过程中,需考虑风偏、弧垂、安装简便性等因素。感应雷屏蔽线通常隔数基杆塔安装接地装置。

架空屏蔽线施工较为简单,经济性较好,不破坏导线的密封性与绝缘性能,能有效降低线路雷电感应过电压,减少雷击断线率。但是,当雷电流幅值较大,距离架空绝缘导线较近时,屏蔽线的防雷效果有限。此外,线路改造工程中,杆塔上方加装屏蔽线施工难度较大,需全线停电,若屏蔽线安装于杆塔的下方,防雷效果相对较差。由于配电线路设计的绝缘水平较低,雷击架空避雷线后容易造成反击闪络,仍然会引发工频续流熔断绝缘导线。

2.4 间隙环引流式过电压保护器

间隙环引流式过电压保护器由氧化锌避雷器和串联放电间隙组成,并联安装在线路绝缘子上。通过与绝缘子串联间隙的引流环、氧化锌避雷器的合理配合,在感应雷过电压的作用下通流动作,释放雷电过电压能量,有效限制雷电过电压。间隙环引流式过电压保护器的典型结构如图4所示。



图4 间隙环引流式过电压保护器

间隙环引流式过电压保护器不需破开导线绝缘层,无需解决导线密封防水问题,不会影响导线机械

拉伸性能和使用寿命等;正常运行时,串联间隙均承担了绝大部分工作电压,氧化锌电阻片不存在长期荷载老化问题,使用寿命长。

间隙环引流式过电压保护器安装工艺要求高,耐候性较差。长期运行过程中,受自然环境影响,间隙圆环易发生偏斜,对防雷效果产生影响。

与间隙环引流式过电压保护器原理相似,存在较多的衍生方法,其优缺点与间隙环引流式过电压保护器相近,典型结构如图5所示。



图5 外串联间隙过电压保护器

2.5 固定间隙过电压保护器

固定间隙过电压保护器由放电间隙和氧化锌避雷器串联组成。当线路出现雷电过电压时,外间隙首先放电,雷电流经氧化锌避雷器释放,由于非线性电阻的限流作用,工频续流迅速截断,可有效防止绝缘导线雷击断线事故发生。

固定间隙过电压保护器种类较多,典型结构如图6所示。

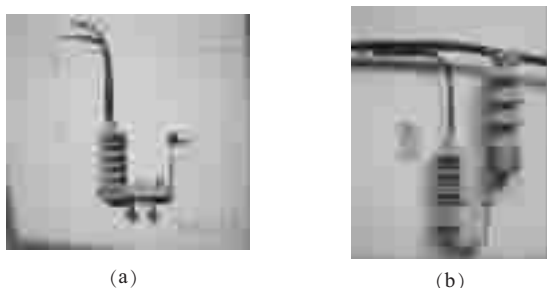


图6 固定间隙过电压保护器

固定间隙过电压保护器采用穿刺线夹或穿刺喉箍方式联接到线路上。由于间隙距离固定,放电电压较为稳定,受外界影响小。固定间隙过电压保护器装置安装方便,对现场施工工艺要求低。此外,避雷器通过间隙与线路隔离,正常运行时,避雷器不承受工作电压作用,故障时,不会引起线路二次故障。固定间隙过电压保护器价格较高,部分设备耐候性较差。

2.6 提高线路绝缘水平

绝缘塔头可有效提高导线对地绝缘水平,避免大部分感应雷过电压和较小幅值的直击雷过电压导致绝缘导线击穿放电,有效降低绝缘导线雷击断线率。绝缘塔头的典型结构如图7所示。

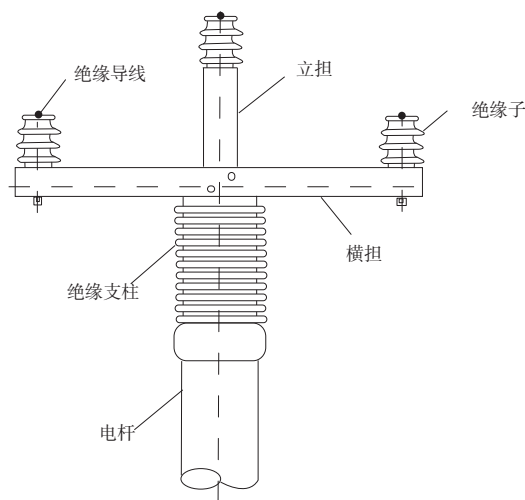


图7 绝缘塔头

绝缘塔头实现形式简单、免维护,防雷效果佳。若在电杆生产过程中将绝缘支柱与电杆整合为一体,或者电杆顶端预设绝缘塔头固定接口,可简化现场安装程序。但是绝缘塔头机械性能、耐候性能、经济性较差,使用量较少。

除绝缘塔头外,有学者尝试在绝缘导线固定处加厚绝缘的方法以提高架空绝缘导线的耐雷水平,该方法在具体实施中比较困难。

3 结论

(1)架空绝缘导线绝缘性能好、防腐性能强、运行过程中受树木等外在因素的影响小,其使用大大减少了配电线路的维修工作量,并显著提高了供电可靠性。

(2)雷击断线是架空绝缘导线的特有问題,安装雷击断线防护措施前期投入较多,但降低了线路故障率、提高了供电可靠性,经济效益与社会效益突出。

(3)架空绝缘导线雷击断线防护措施多样,各种措施各具优缺点。针对疏导式方法,如防弧金具、防雷支柱绝缘子等,实施简单、成本较低,但不能降低线路的雷击跳闸次数,且安装工艺要求较高;针对堵塞式方法,如间隙环引流式过电压保护器、固定间隙过电压保护器等,防雷效果好,可有效降低线路雷击断线率与跳闸率,但成本较高。

(4)雷电活动比较强烈的地区或者向重要负荷供电的线路段,宜选择堵塞式方法降低雷击跳闸率、提高供电可靠性,固定间隙过电压保护器放电特性稳定,可作为主要方法。其它线路段,考虑经济成本因素,可采用防弧金具或屏蔽线。

参考文献:

[1] 交流电气装置的过电压保护和绝缘配合[S].中华人民共和国

(下转第35页)

20 kV 真空断路器开断并联电抗器过电压抑制方法研究

谢天喜¹,周志成¹,陶风波¹,刘洋¹,孙秋芹¹,吉亚民²

(1. 江苏省电力公司电力科学研究院,江苏南京 211103;

2. 江苏省电力公司检修分公司,江苏南京 211106)

摘要:针对江苏省某座 20 kV 变电站真空断路器投切并联电抗器产生过电压所引发的故障为研究对象,运用电磁暂态仿真计算软件 PSCAD 建立了该变电站系统模型,分析了产生过电压的原因,计算了因断路器截流和复燃导致的过电压,提出了抑制真空断路器切除电抗器时操作过电压的措施,并与传统的抑制方法进行了对比。结果表明,真空断路器开断并联电抗器时诱发过电压的因素较多,包括截流、复燃及电抗器与杂散电容发生谐振等,如仅在电抗器侧安装避雷器与电容器,无法有效抑制由于截流和复燃产生的过电压,需要在电抗器两端并联阻容保护装置,不同的变电站需要配置的装置参数各异,最终针对故障变电站的系统配置提出了相应的保护装置参数。

关键词:真空断路器;并联电抗器;过电压;复燃;阻容装置

中图分类号:TM862

文献标志码:A

文章编号:1009-0665(2013)S2-0031-05

真空断路器具有灭弧能力强、开断容量大、无污染等优点,在中压配电系统中广泛应用于投切电抗器、电容器、电动机等感性或容性负载^[1-4]。随着真空断路器触头材料、制造工艺等技术的发展,真空断路器在 20 kV、35 kV 系统中的应用越来越多,尤其是用于开合并联电抗器。近几年我国 20 kV、35 kV 电网中在使用真空断路器开断并联电抗器时产生过电压,多次造成电抗器内部击穿、开关柜烧毁等故障^[5],因而有必要研究采用合理的保护措施抑制真空断路器投切并联电抗器时产生的过电压。

目前,涉及抑制真空断路器投切并联电抗器操作过电压保护装置的研究较多,均基于现场试验。文献[6]分析了三相电路中开关截流导致的过电压现象,文献[7]认为安装避雷器可抑制真空断路器投切电抗器所产生的过电压,文献[8]通过对两例现场投切试验比较研究,从避开系统谐波的角度选取阻容参数,文献[9]从断路器投切同期性的角度分析了投切电抗器时断路器爆炸的原因,文献[10]分析了多起真空断路器投切电抗器事故现象及波形,阐述了过电压机理及影响因素,提出了采用非线性电阻的建议,文献[11,12]主要研究了截流过电压机理,从过电压倍数和频率角度选取电容,阻尼涌流角度选取电阻,文献[13-15]进行了多次试验比较不同保护装置效果,证实了除需安装避雷器保护外还需加装阻容吸收保护装置,对比了不同类型的 MOA 和阻容保护装置抑制过电压的效果,文献[16,17]通过一系列现场试验发现截流不会产生危险的过电压,而首开相的多次复燃和电压级升等因素才是造成高过电压的主要因素,文献[18]实测了复燃过电压,并证

明 $0.3 \mu\text{F}/20 \Omega$ 的 RC 回路仍不足以抑制文中系统的复燃过电压。

上述试验研究一定程度揭示了过电压产生的机理,同时也验证了阻容保护措施的有效性,但由于试验条件和成本的限制,仅依靠试验难以确定最优的阻容参数,尤其是针对不同电压等级、不同系统连接、不同电抗器配置无法统一用某一固定的阻容保护装置,而大量的试验研究则会消耗巨额的时间和经济成本,因而可以将仿真计算与试验相结合,在仿真计算研究阻容装置参数与过电压关系规律的基础上,选取最优的配置方式进行试验验证,可以大幅度节约时间,降低成本。鉴于此,本文基于 PSCAD/EMTDC 电力系统电磁暂态仿真计算软件,针对国内某 220 kV 变电站 20 kV 系统中真空断路器开断并联电抗器时出现的开关柜烧毁故障进行分析,研究抑制其暂态过电压的有效措施。

1 故障概述及系统接线

该变电站 20 kV 系统接线图如图 1 所示,在仅 #10 电抗器投入运行时,C06 开关切除该电抗器,接地变开关、主变分支开关故障跳闸,导致所用变失电。故障发生时的系统接线图如图 1 所示。在 20 kV 设备区内检查发现,母联 A10 开关柜烧毁,相邻隔离开关也无法拉出,开关 A 相与母线间有明显放电灼烧痕迹。对故障进行分析后认为,是由于 20 kV 侧 VQC 在切除电抗器过程中,产生了操作过电压,引起母联开关柜故障造成接地故障,随后引起主变跳开,因而需要采取适当的措施限制该过电压。

根据电力行业标准 DL/T 620-1997 的规定,20 kV 系统操作过电压的水平基准值为 $\sqrt{2} \times 24 \text{ kV} \div \sqrt{3} = 19.9 \text{ kV}$ ^[9]。

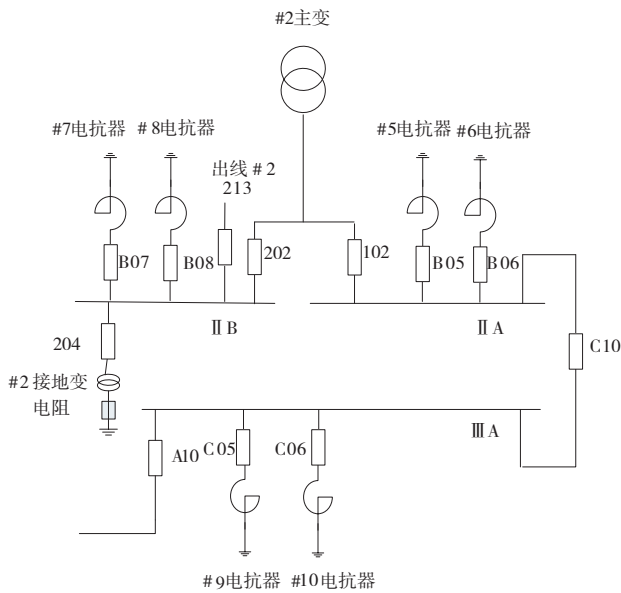


图1 20 kV 系统接线图

2 保护措施分析

在真空断路器切除电抗器的过程中,电流往往在幅值过零前被提早截断,电抗器线圈中的磁场能量与其杂散电容中贮存的能量在被截断后的回路中发生电感、电容相互充放电的高频振荡,形成截流过电压 U_{jm} 可由下式计算得到^[20]:

$$U_{jm} = \sqrt{\frac{L}{C} I_m^2 + U_m^2} \quad (1)$$

式中: U_{jm} 为截流过电压峰值, U_m 为电源相电压峰值, I_j 为截流电流峰值, L 为电抗器电感值, C 为杂散电容。

上述公式可以针对较为简单的系统模型进行计算,当系统中元件较多、接线复杂且有避雷器等非线性元器件时,则需要运用电磁暂态仿真软件进行计算。根据 20 kV 系统接线图,运用 PSCAD 建立仿真模型如图 2 所示,变压器容量为 240 MV·A,电抗器电感值为 0.106 H,电抗器和母线分别并联相对地避雷器作为保护装置。根据实际运行状态,计算中假设仅 #10 号电抗器投入运行,在系统正常运行时开断 C06 号真空断路器切除该电抗器,观察电抗器和母线相对地及相间产生的过电压,断路器标称截流值为 5A。

由于仿真计算结果与计算模型、参数和步长紧密相关,因而可用上式与仿真计算相对比,以检验模型、参数的正确性和计算步长的合理性。当计算时间步长为 1 μ s 时,两种方法的计算结果如表 1 所示。

由表 1 可见,在计算时间步长为 1 μ s 时,仿真计算结果与理论公式计算结果误差小于 1%,满足工程计算要求。此外,截流过电压与振荡回路中电容

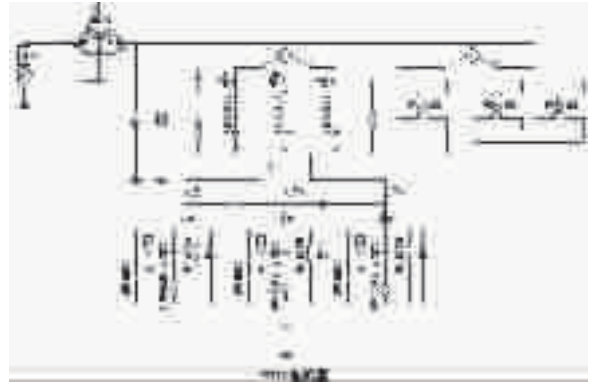


图2 仿真模型

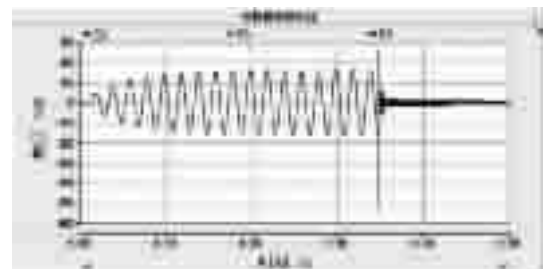
表1 仿真结果与公式结果对比

电容/ μ F	0.0005	0.001	0.01	0.1	1
公式结果/V	74610	54006	23058	17122	16411
仿真结果/V	75141	54530	23146	17037	16301
误差	-0.71%	-0.97%	-0.38%	0.50%	0.67%

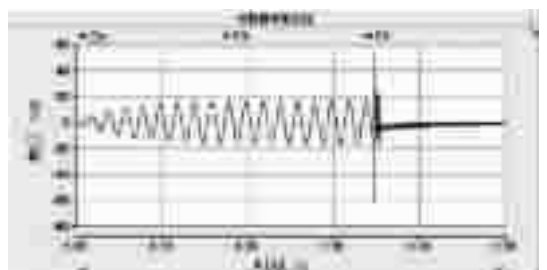
值大小密切相关,由于电抗器对地杂散电容仅在 40 pF 左右^[21],此时电抗器两端截流过电压高达 250 kV 以上,如不采取保护措施,必然导致相关设备损坏。

2.1 电抗器上并联避雷器

该变电站设计时在电抗器上并联了额定电压为 26 kV 的避雷器。计算时,C06 真空断路器在系统运行开始后 0.346 s 时断开,电抗器两端和相对地的过电压波形如图 3 所示,此时电抗器相对地和两端过电压幅值最高为 64.487 kV(3.29 p.u.)和 54.474 kV(2.78 p.u.)。可见仅安装避雷器并不足以抑制截流过电压,还需要增加其它相应的保护措施。



(a) 电抗器两端电压



(b) 电抗器相对地电压

图3 电抗器两端及相对地过电压波形

2.2 电抗器上并联避雷器和电容

由以上分析可知,由于电抗器杂散电容过小,导

致真空断路器截流开断后在电抗器两端产生很高的过电压,因而可在电抗器上并联一组电容器以抑制该过电压幅值。在断路器不复燃与发生一次复燃两种情况下,电抗器并联不同电容值时,电抗器两端、相对地和母线的相间、相对地过电压最大幅值如图4(a)和(b)所示。由图4(a)可见,如断路器不复燃,当电容值由 $0.05 \mu\text{F}$ 增大至 $0.5 \mu\text{F}$ 时,电抗器两端及相对地过电压随之降低,电容值小于 $0.2 \mu\text{F}$ 时,电压降低幅度较大,而大于 $0.2 \mu\text{F}$ 后则变化较小,母线电压基本不受电容值变化影响;如断路器复燃,由于电容值越大复燃时产生的涌流越大,进而引发较高的复燃过电压^[22],此时电容值越小越好。对比图4(a)和(b)可知,选取电容值时需同时考虑截流过电压和复燃过电压,电容值选取在 $0.1 \mu\text{F} \sim 0.2 \mu\text{F}$ 间为宜。

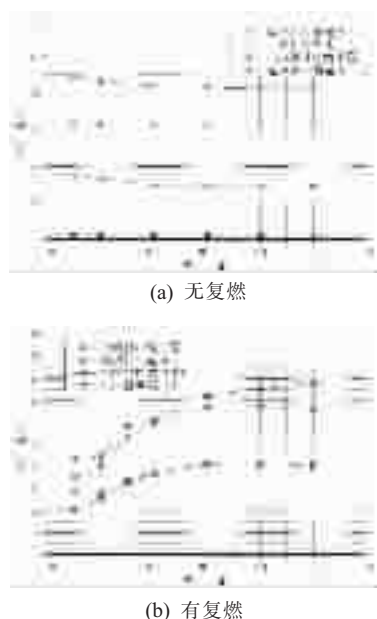


图4 不同电容值下系统过电压水平(5 A 截流值)

2.3 电抗器上并联阻容装置

由以上计算分析可知,增大电抗器回路并联电容值可有效降低截流过电压,但当断路器发生复燃尤其是发生多次复燃时,仅依靠电容器无法有效抑制复燃过电压,因此,还需要在电容器上串联电阻以吸收高幅值涌流能量,加快振荡衰减速度,减少复燃发生的几率和次数,把过电压幅值限制在较低水平。当断路器不发生复燃时,电阻由 0Ω 增大至 $1 \text{M}\Omega$,电抗器和母线过电压变化趋势如图5所示,电抗器两端和相对地过电压均随电阻增大呈先减小后增大的趋势,两端过电压在电阻值为 $50 \sim 100 \Omega$ 之间时达到最低值,相对地电压在电阻值为 400Ω 达到最低值。当电阻趋向于无穷大时,阻容回路近似于开路,并联电容失去抑制截流过电压效果,过电压幅值反而升高。母线过电压基本不受电阻值变化的影响。

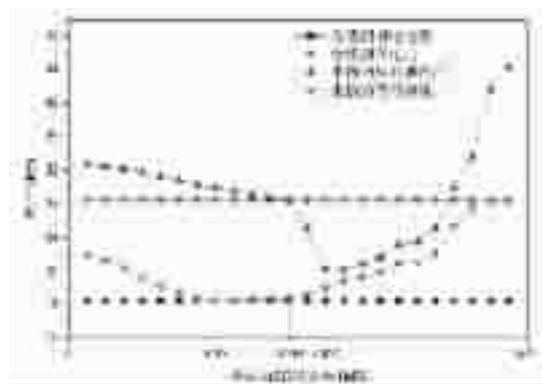
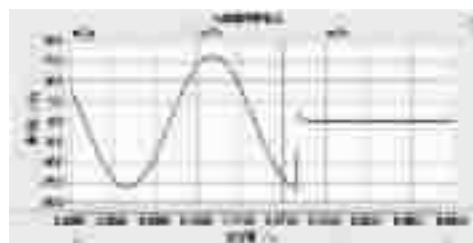


图5 不同电阻值下过电压变化趋势
(5 A 截流值,无复燃)

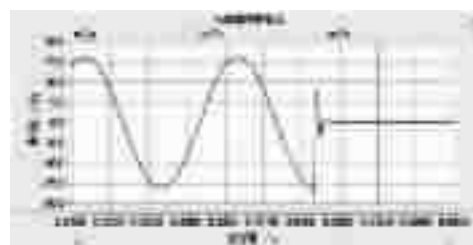
对于由电抗器和阻容装置组成的 RLC 振荡回路,其临界阻尼状态为:

$$R=2\sqrt{L/C}=1456 \Omega \quad (2)$$

此时断路器开断时电抗器两端和相对地电压振荡波形如图6所示,振荡回路处于临界阻尼状态($R=1456 \Omega$)时,断路器开断后电压波形基本没有经过振荡便在 5ms 内逐渐衰减至 0 ,处于欠阻尼状态($R=400 \Omega$)时,电压波形经过不到 2 个周期的振荡也迅速衰减至 0 。



(a) 临界阻尼 $R=1456 \Omega$



(b) 欠阻尼 $R=400 \Omega$

图6 临界阻尼和欠阻尼状态下电抗器两端电压振荡波形

当断路器发生复燃时,电抗器和母线过电压随电阻增大的变化曲线如图7所示,当电阻由 0Ω 增大至 400Ω 时,电抗器和母线的过电压均随之降低,当电阻继续增大时,电抗器两端和相对地过电压逐渐增大,而母线相对地和相间过电压趋于稳定值。

由以上计算结果可知:

(1) 在断路器无复燃时,随着电阻由 0Ω 增大至 $1 \text{M}\Omega$,母线对地和相间过电压受电阻变化影响较小;电抗器两端和相对地过电压均随电阻的增大呈先迅速降低,经过一拐点后又缓慢升高,两端过电

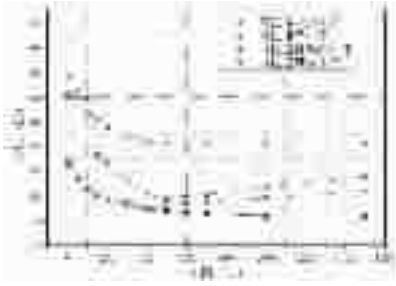


图7 断路器复燃时,0 Ω~1500 Ω电阻值下过电压变化曲线图(5A 截流值)

压拐点处电阻值约为 50~100 Ω,相对地过电压拐点处电阻值约为 400 Ω。

(2) 在断路器有复燃时,随着电阻由 0 Ω 增大至 1500 Ω,母线相对地和相间过电压快速降低,在电阻值超过 400 Ω 后均逐渐趋于稳定;电抗器两端和相对地过电压随电阻增大均呈现先快速降低后逐渐升高的现象,拐点处电阻值在 400 Ω 左右。

对比图 4 和图 5 可知,无论是否有复燃发生,电阻值选取在 400 Ω 附近时可将电抗器和母线过电压值限制在较低水平。

阻容保护装置与电抗器并联后,在系统正常运行状态下电阻会消耗一定的有功功率,阻值越大则消耗的功率越多,电阻发热越严重,因而电阻阻值不宜选取过大。

3 结论

分别对安装了避雷器、电容器及阻容保护装置三种情况下真空断路器切除电抗器时的过电压进行了仿真计算,并分析比较了不同保护措施的效果,得到如下结论:

(1) 如不采取保护措施,真空断路器切除电抗器时会产生较高的截流过电压,仅依靠避雷器不足以抑制该过电压,在电抗器上并联合适的电容后可有效降低截流过电压。真空断路器不发生复燃时,避雷器加电容器的组合满足保护要求;

(2) 真空断路器发生复燃时,需要配置阻容保护装置降低操作过电压,针对本文中变电站的系统配置,电容选择 0.2 μF,电阻选择 400 Ω 左右时可将过电压抑制在较低的水平。

(3) 当模型构建正确、计算步长合适时,PSCAD/EMTDC 可以较为快速准确的计算出系统的暂态过电压,从而为试验研究提供理论依据和参考。

本文的计算分析主要针对某 20 kV 变电站展开,对于其它电压等级、不同结构的系统,设计时也需进行相关计算校核确定阻容保护装置的参数,不同系统的参数选取原则还需要后期进一步统计研究才能总结得出。

参考文献:

- [1] Murai Y, Nitta T, Takami T, et al. Protection of motor from switching surge by vacuum switch [J]. Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on. 1974, 93(5): 1472-1477.
- [2] Vollet C, de Metz Noblat B. Protecting high-voltage motors against switching overvoltages [C]//4th PCIC Europe. Paris, France, 2007: 1-7.
- [3] Chaly A M, Chalaya A T, Poluyanov V N, et al. The peculiarities of interruption of the medium voltage motors by VCB with CuCr contacts [C]//18th ISDEIV. Eindhoven, Netherlands, 1998: 439-442.
- [4] Chaly A M, Chalaya A T. The influence of a vacuum circuit breaker and circuit parameters on switching overvoltages generated during interruption of starting motors [C]//17th ISDEIV. Berkeley, USA, 1996: 244-248.
- [5] 陈梁金,周国良,江少成. 35 kV 空母线系统中真空断路器投切电抗器相关问题分析 [J]. 高压电器. 2010, 46 (9): 103-106.
- [6] Panek J, Fehrle K G. Overvoltage phenomena associated with virtual current chopping in three phase circuits [J]. Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on. 1975, 94 (4): 1317-1325.
- [7] Munir B S, Kadir S A. Application of surge arrester on vacuum circuit breaker [C]//2012 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference. Shanghai, China, 2012:1-4.
- [8] 时燕新. 真空断路器投切并联电抗器过电压实例研究 [J]. 华北电力技术. 2005, (6): 5-8.
- [9] 陈西庚. 断路器切合并联电抗器爆炸原因分析 [J]. 电力建设. 2003, 24(5): 10-11.
- [10] 赵红玉,张曦,弋东方,等. 引起电抗器故障的操作过电压原因分析及解决方案 [J]. 供用电. 2010, 27 (4): 51-53.
- [11] 李国强,崔平,王春芳. 10.5 kV 10 MV·A 并联电抗器截流过电压保护 [J]. 黑龙江电力. 2008, 30(3): 230-233.
- [12] 陈西庚. 真空断路器断开电感负荷的过电压保护 [J]. 中国电力. 1996, 29(5): 10-13.
- [13] 李召家,黎东升. 真空断路器投切并联电抗器试验研究 [J]. 广东电力. 2003, 16(4): 29-33.
- [14] 杜宁,关永刚,张景升,等. 40.5 kV 真空断路器开断并联电抗器的过电压防护 [J]. 高压技术. 2010, 6 (2): 345-349.
- [15] 付文光. 真空断路器开断电抗器和电容器的过电压试验研究 [D]. 北京:华北电力大学, 2011: 33-50.
- [16] 杜宁,关永刚,张景升,等. 40.5 kV 真空断路器开断并联电抗器的现场试验 [J]. 清华大学学报(自然科学版). 2010, 50(4): 517-520.
- [17] 刘卫东,徐国政,关永刚,等. 40.5 kV 真空断路器开断并联电抗器时过电压的产生机制 [J]. 中国电机工程学报. 2012, 32(33): 124-132.
- [18] 张定国. 中压真空断路器及其复燃过电压 [J]. 华东电力. 1995, (6): 13-16.
- [19] 中华人民共和国电力工业部. DL/T 620-1997 交流电气装置的过电压保护和绝缘配合 [S]. 北京:中国电力出版社, 1997: 2-7.
- [20] 刘宝成,时燕新,张振高. 一种真空断路器截流值的估

算方法[J]. 云南电力技术. 2005,33(4):33-35.

[21] 杜炜,沈琪,汲胜昌,等. 合成回路用高压电抗器过电压分析及电场仿真[J]. 高压电器. 2012,48(7):31-37.

[22] 钱忠厚,王季梅. 防止三相真空断路器产生多次重燃过电压的措施[J]. 高压电器. 1988, (1):43-45.

作者简介:

谢天喜(1983),男,湖北天门人,博士,从事电力设备结构优化与电力系统过电压研究工作。

Study on Protections of Overvoltages Caused by 20 kV Vacuum Circuit Breakers Switching off Shunt Reactors

XIE Tianxi¹, ZHOU Zhicheng¹, TAO Fengbo¹, LIU Yang¹, SUN Qiuqin¹, JI Yamin²

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

2. Jiangsu Electric Power Maintenance Branch Company, Nanjing 211106, China)

Abstract: In recent years, overvoltage accidents occurred frequently in the 10~35 kV power systems when vacuum circuit breakers switched off shunt reactors. On the basis of one breaker failure caused by this type of accident in a 20 kV substation, the power system simulation model of this substation was built with the PSCAD/EMTDC software. The operating status of the system was simulated to analyze the cause of the failure, and then the measures of suppressing overvoltage were proposed and verified. The results showed that the high overvoltage was caused by the current chopping, reignition and resonance between the reactor and the stray capacitance when the breaker switched off the reactor. The overvoltage couldn't be suppressed effectively if there were only arrests and capacitors installed, so the resistor-capacitor protection was recommended. For the substation of this paper, the resistance and capacitance values of the resistor-capacitor could be 400Ω and 0.2μ F which were suitable to suppress the overvoltage effectually.

Key words: vacuum circuit breaker; shunt reactor; overvoltage; reignition; R-C protection

(上接第 30 页)

国电力行业标准,中华人民共和国电力工业部,1997.

[2] 陈维江,孙昭英,周小波,等. 防止 10 kV 架空绝缘导线雷击断线用穿刺型防弧金具的研制 [J]. 电网技术,2005,29(20): 82-84.

[3] 吴桂芳. 10 kV 过电压保护器在输电线路防雷中的应用研究[J]. 电瓷避雷器,2002,18(2):3-7.

[4] 钟晓波. 10 kV 过电压保护器应用研究 [D]. 浙江大学硕士

论文,2007.

[5] 邵学俭,周浩. 10 kV 架空绝缘导线防雷击技术研究[J]. 浙江电力,2006,04:22-25.

作者简介:

孙秋芹(1984),男,博士,从事输电线路过电压方面的研究工作。

Discussion of the Principal Protection Methods Against Lightning-caused Breaking of Insulated Overhead Lines

SUN Qiuqin, ZHOU Zhicheng, TAO Fengbo, LIU Yang, MA Yong, XIE Tianxi

(Jiangsu Electrical Power Research Institute, Nanjing 211103, China)

Abstract: Insulated overhead lines are widely used in the distribution networks for its outstanding enhancement of reliability of power supply as well as deducing maintenance of overhead lines. The mechanism of the lightning-caused breaking of insulated overhead line is firstly illustrated in the paper, and then the characteristics and application range of several key methodologies for the protection of insulated overhead lines are elucidated in details, including the puncturing lightning protection hardware, overvoltage protection device with fixed gap, shield wires, etc. Both the advantages and the disadvantages of the principal methods are discussed detailedly with relative comparison. Some referential suggestions are also presented regarding the lightning protection of distribution system.

Key words: Distribution System, Lightning induced overvoltage; Insulated overhead line; Lightning-caused breaking of conductors; Overvoltage protection

高压交联电缆阻尼振荡波检测装置试验验证研究

周立¹,赵欣宇²,夏荣³,孔德武⁴,江贞星²

(1.江苏省电力公司电力科学研究院,江苏南京 211103;2.哈尔滨理工大学,黑龙江哈尔滨 150080;
3.中国电科院高压研究所,湖北武汉 430074;4.上海慧东电气设备有限公司,上海 200436)

摘要:随着国家电网公司状态检修工作的不断推广,也对状态检测装置提出了更高的要求。2012年,江苏省电力公司电力科学研究院开展了高压电缆阻尼振荡波检测与诊断技术的研究。在实验室条件下,模拟了8种电缆系统典型缺陷,利用国外进口试验装置(M28)及国内开发的同类测试装置,开展了局部放电检测性能综合比对研究,并对试验结果进行了分析。

关键词:振荡波;局部放电;检测装置;典型缺陷

中图分类号:TM835;TM855;TM247 **文献标志码:**B

文章编号:1009-0665(2013)S2-0036-04

随着我省城市化进程的不断加快,对电缆的需求量也越来越大。当前,国家电网公司大力推广设备状态评价工作,在颁布一系列电缆设备状态检修、状态评价标准的同时,也对电缆试验、检验手段提出更高的要求^[1]。

目前,国内外现行的试验手段有直流耐压、交流耐压、超低频及振荡波电压法(OWTS)。交流耐压是目前现场应用较多的一种试验方法^[2-7];直流耐压因在绝缘中产生空间电荷累积,从而为电缆的安全、稳定运行埋下隐患,限制了其应用;超低频试验装置由于试验电压瓶颈,主要应用于配电网电缆网络。其中,振荡波法由于设备体积小,适合现场测试等优势而被国内大中型供电企业普遍采用,并取得了现场实际应用效果。

目前,振荡波电压法作为预防性试验的一种有效诊断方法已基本被电网运行管理部门认可。但是国外先进设备昂贵的价格,一定程度上阻碍了设备的进一步推广应用。为此,江苏省电力公司电力科学研究院进行了国产设备与进口设备性能测试与效用评估,在保证现场测试效果的同时,降低设备成本,促进阻尼振荡波测试系统在电网系统的推广使用。

1 设备检测原理

振荡波局部放电检测系统(OWTS)的高压发生和测试原理电路如图1所示。直流电源首先在被测电缆端加压至预设值,之后闭合IGBT高压开关,通过设备电感与被测电缆电容发生谐振,在被测电缆端产生阻尼振荡电压。由于试验时采用固定电感与电缆谐振产生正弦振荡波,其波形及频率接近工频,且电压持续时间短,避免了试验过程中的电缆意外击穿事故。



图1 振荡波局部放电检测原理

2 试验及分析

本试验拟采用30 kV阻尼振荡波检测系统及国外进口的28 kV阻尼振荡波测试系统,其中30 kV电压等级OWTS装置已在上海电缆厂进行多次测试,发现并解决多处技术难题。在此基础上,项目组制作了8种高压电缆系统典型缺陷,开展局部放电检测性能综合比对研究。

2.1 试验前期准备(屏蔽室试验)

为验证30 kV阻尼振荡波测试系统的实验室测试效果,利用上海电缆厂的高压试验大厅,开展测试装置性能考核工作。

试品采用110 kV高压电缆,截面:630 mm²;长度:285 m。电缆两端安装油终端。

辅助设备:HAEFELY-TE571局放测试仪、OT247串联谐振电源和KAL-451局放校验仪。

用HAEFELY-TE 571和OT247系统检验OWTS系统中各部件的局放情况,检测结果表明振荡电感、RC分压器和直流电源局放小于5 pC。

用KAL-451校验仪检验OWTS系统局放检测的灵敏度以及背景噪音,结果表明该系统可分辨10pC以上局放信号且能准确定位电缆的全长(首、末两端且附近60—70 m为局放定位盲区)。

用HAEFELY-571和OT247系统验证电缆试



图2 试验照片



图3 电容试品采样波形

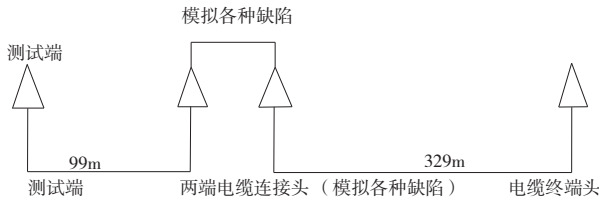


图4 试品连线示意图

品无局放。将电缆试品其中一个油终端去除,在电压从 5 kV~25 kV 进行试验,OWTS 系统和 571 系统测试结果如表 1。从表中可以看出两套系统测试结果基本一致,达到预期效果。

表 1 OWTS 和 571 对比数据

电压峰值	9 kV	15 kV	21 kV	23 kV	25 kV
OWTS	10 pC	10 pC	10 pC	50 pC	120 pC
571	6 pC	6 pC	6 pC	52 pC	102~200 pC

2.2 国内研发设备与 SEBAKMT 公司 M28 设备对比试验

为了验证国内研发 OWTS(30 kV 等级)设备局放检测、局放点定位功能的精度和灵敏度,项目组在高压试验大厅共模拟了 8 种高压电缆典型缺陷,并与德国 SEBAKMT 的 M28 进行综合性能对比,具体的缺陷检测结果及分析详见表 2 所示。以下对其中的两种典型性缺陷做详细对比介绍。

表 2 模拟的 8 种缺陷对比及分析

缺陷形式	国内研发 OWTS 分析结果	德国 M28 分析结果
缺外半导电屏蔽	局放明显,易定位	局放明显,缺陷点图谱集中,易定位
中间接头应力堆移位	局放明显,易定位	局放明显,缺陷点图谱集中,易定位
终端头高压尖端缺陷	信号杂乱,可定位缺陷点	局放图谱分散,无法定位缺陷点
电缆本体气隙缺陷	局放明显,缺陷点清晰,易定位	局放明显,缺陷点图谱集中,易定位
复合缺陷(中间接头划伤和终端头悬浮电位)	无法准确定位局放点	局放分析图谱集中,可定位
终端头悬浮电位缺陷	局放明显,易定位	局放图谱分散,无法定位缺陷点
中间接头高压尖端	局放信号散乱,无法定位缺陷点	局放散乱,无法定位缺陷点
中间接头复合型缺陷	局放点集中,可定位缺陷点	局放点集中,可定位缺陷点

(1) 局放校验

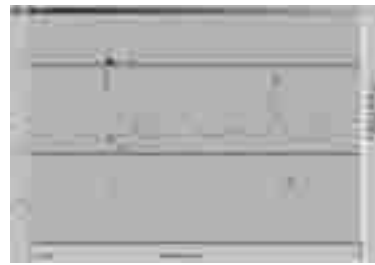


图5 国内研发 OWTS 显示 1000 pC 校验波形



图6 M28 显示 1000 pC 校验波形

校验试验结论:

从本次试验结果可以看出,国内研制的 OWTS 系统和德国 M28 系统两套装置对同一校准信号的检测波形基本一致。均能检测到始端注入信号、中间接头反射信号以及终端反射信号,且上述信号彼此之间的时间差基本一致,细微差别是由于两套装置的高压出线长度不一致以及读数误差导致。两套装置对同一校准信号的对比检测结果表明国内研发的 OWTS 装置对信号检测的有效性。

(2) 缺外半导电屏蔽局放测试

(a) 国内研发 OWTS



图7 缺外半导电屏蔽



图8 试验接线(1 m 长)



图9 峰值 12 kV 电压下振荡波形及局放测试波形

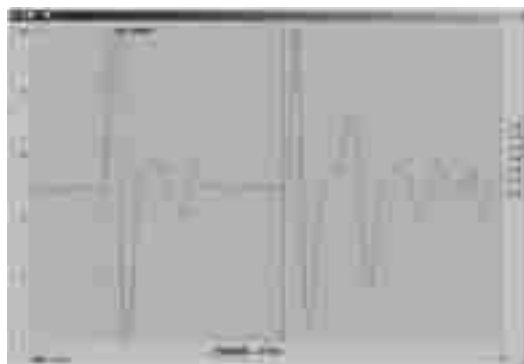


图10 局放测试和定位波形

因为缺陷点产生脉冲会同时往测试端和另一终端传播,所以测得的脉冲距离实质是缺陷点到另一终端的距离,以下相同。

(b)SEBAKMT M28

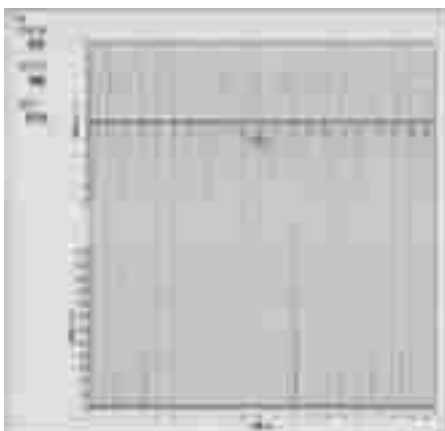


图11 峰值 12 kV 电压下振荡波形及局放测试波形

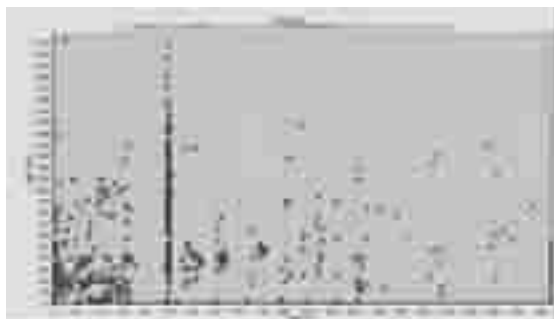


图12 软件自动分析的局放点定位图

试验结论:从图中可以看出,距离测试端 99 m 的位置放电集中,在电压峰值 6.1 kV~21 kV 范围内,缺陷点都有放电,最大放电量为 2400 pC。

从测量结果来看,针对两条缺外半导体屏蔽试验接线,两套装置在相同测试电压下的振荡波及局放检测结果基本一致,验证了国内研发 OWTS 装置加压测试的有效性。

(3)电缆本体气隙缺陷局放测试



图13 电缆本体气隙缺陷



图14 本体气隙缺陷连接图

(a)国内研发 OWTS



图15 峰值 10 kV 电压下振荡波形及局放测试波形



图16 局放测试和定位波形

(b)SEBAKMT M28

结论:从图中看出,距离测试端 103 m 的位置放电集中,在电压峰值 4.9 kV~9.8 kV 范围内,缺陷点都有放电,最大放电量为 2000 pC。



图 17 峰值 9.8 kV 电压下振荡波形及局放测试波形



图 18 软件自动分析的局放点定位图

从测量结果来看,针对两条电缆本体气隙缺陷试验接线,两套装置在相同测试电压下的振荡波及局放检测结果基本一致,再一次验证了国内研发 OWTS 装置加压测试的有效性。

3 结论

本文简介振荡波(OWTS)法检测的基本原理,并综述目前设备研发状况,通过将国内研发 OWTS 装置和德国进口 M28 系统进行比对验证试验,得出:

通过对缺外半导体屏蔽、中间接头应力锥移位、终端头高压尖端缺陷、电缆本体气隙缺陷、复合缺陷(中间接头划伤和终端头悬浮电位)、终端头悬浮电位缺陷、中间接头高压尖端、中间接头复合型缺陷共 8 种缺陷的模拟检测验证国内研发的 OWTS(30 kV

等级)设备局放检测、局放点定位功能的精度和灵敏度,达到了德国进口 M28 系统的同等水平。也就是对于中压电缆进行检测是有效的。对于其他缺陷有待进一步研究。

同时,从上述对比测评结果结合大量波形的对比分析,可以看出国内开发的 OWTS 系统分析软件“脉冲匹配算法”的分析结果与 SEBA 软件的分析结果基本一致,一致率可达 90% 以上,验证了开发软件算法的有效性。

参考文献:

- [1] 罗俊华,杨黎明,史济康,等.电力电缆及试验技术回顾[J].高电压技术,2004,36(S1):81-83.
- [2] 杨连殿,朱俊栋,孙福,等.振荡波电压在 XLPE 电力电缆检测中的应用[J].高电压技术,2006,32(3):27-30.
- [3] Uchida K, Tanaka H, Hirotsu K. Study on detection for the detects of XLPE cable lines [J]. IEEE Trans. on PWRD, 1996, 2(21):66-68.
- [4] 夏荣,赵健康,欧阳本红,等.阻尼振荡波电压下 110 kV 交联电缆绝缘性能检测 [J]. 高电压技术,2010,36(7):1753-1760.
- [5] 陶诗洋.基于振荡波测试系统的 XLPE 电缆局部放电检测技术[J].中国电力,2009,42(1):98-101.
- [6] 张浩,唐嘉婷,张立志.振荡波测试系统在电缆局放测试定位中的典型案例分析[J].电力设备,2008,9(12):31-34.
- [7] 冯义,刘鹏,涂明涛.振荡波测试系统在电缆局部放电检测中的应用[J].供用电,2009,26(3):31-34.

作者简介:

- 周立(1985),男,本科,工程师,主要从事高压绝缘相关技术研究;
赵欣宇(1986),男,硕士在读,主要从事电缆绝缘测试技术研究;
夏荣(1980),男,硕士,工程师,主要从事电力电缆相关技术研究;
孔德武(1964),男,硕士,高级工程师,主要从事电力电缆相关检测技术研究;
江贞星(1988),男,硕士在读,主要从事电缆绝缘测试技术研究。

我省将建成一流配电网 城市年均停电控制在 6 分钟

在南京举办的国际一流配电网和新能源发展创新论坛获悉,我省将在 2017 年率先建成一流配电网,比全国提前 3 年实现预期目标,届时城市核心区用户年停电时间将从现在的 50 分钟减少至 6 分钟以内。

据介绍,江苏的电网规模和用电量均居全国首位,第三产业和居民用电的比重已达 23%,具备了用户与电网友好合作的契机。相比发达国家在 10 年前加强配网建设,江苏的一流配电网将融入最新技术成果,将具备光伏、风电等分布式能源可靠接入能力。届时,城市核心区 90% 的配电线路将转入地下,其余配网架空线路绝缘化率达到 100%,100% 消纳光伏等新能源发电,故障平均修复时间低于 5 分钟,与新加坡、巴黎等地的配网供电可靠性相当。农村地区的用户年均停电时间将控制在 6 小时以内,户均配变容量提高 72%。目前,苏州、无锡、扬州已先期试点,部分区域已达到一流配电网的目标。

摘自《江苏电力信息网》

配电变压器绝缘故障分析

朱孟周,王静君

(江苏省电力公司电力科学研究院,江苏南京 211103)

摘要:通过对故障后的配电变压器进行油色谱分析、电气试验检测和解体检查,发现此次故障的根本原因是配电变压器绕组固定不牢固,造成变压器抗振动冲击及抗短路能力较差,故建议配电变压器制造商在设计产品时充分考虑变压器抗振动冲击和抗短路能力,提高配电变压器的设计和生产制造工艺水平。

关键词:配电变压器;绝缘故障;油色谱;解体

中图分类号:TM421

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S2-0040-03

配电变压器是供电环节中最重要也是最普遍的一次设备,它承担着电压变换、电能传输和分配的任务,其质量好坏直接关系到居民日常生活和电网的安全稳定运行。目前,由于国内配电变压器生产企业众多,产品质量水平参差不齐,一些企业根本不具备基本的生产和检测能力,个别企业更用低质低价的手段冲击市场,给居民的日常生活和电网的安全运行带来诸多隐患。

为了提高配电变压器的设计和生产制造工艺水平,本文对新投运即发生故障的两台同批次配电变压器(型号均为S11-200/10,联结组别为DYn11)进行了油色谱分析、电气试验检测和解体检查,分析了故障产生的根本原因并提出了有效应对措施,以期对提高配电变压器的质量水平提供参考依据。

1 油色谱分析

2013年初,我院对两台故障配电变压器油样进行油色谱分析,分析结果如表1和表2所示。

由表1可以看出,1#配电变压器的油样中乙炔含量高达1994 $\mu\text{L/L}$,通过油色谱分析判断该配电变压器内部发生过电弧放电及高温过热故障。

从表2的数据可以看出,与1#配电变压器类似,2#配电变压器的油样中乙炔含量高达1991 $\mu\text{L/L}$,通过油色谱分析判断该配电变压器内部发生过电弧放电及高温过热故障。说明两台配电变压器可能具有相同的故障原因。为进一步分析两台配电变压器的故障原因,需要对其进行电气试验检测和解体检查。

2 电气试验检测

对两台故障配电变压器进行绝缘电阻测量,在额定分接位置的试验结果如表3和表4所示。

收稿日期:2013-09-18;修回日期:2013-10-28

表1 1# 配电变压器油色谱试验数据

项目	数值
氢气/ $(\mu\text{L/L})$	157.3
甲烷/ $(\mu\text{L/L})$	428.4
乙烯/ $(\mu\text{L/L})$	1241
乙烷/ $(\mu\text{L/L})$	91.0
乙炔/ $(\mu\text{L/L})$	1994
一氧化碳/ $(\mu\text{L/L})$	610.7
二氧化碳/ $(\mu\text{L/L})$	1043
总烃/ $(\mu\text{L/L})$	3754

表2 2# 配电变压器油色谱试验数据

项目	数值
氢气/ $(\mu\text{L/L})$	242.1
甲烷/ $(\mu\text{L/L})$	481.1
乙烯/ $(\mu\text{L/L})$	1400
乙烷/ $(\mu\text{L/L})$	97.2
乙炔/ $(\mu\text{L/L})$	1991
一氧化碳/ $(\mu\text{L/L})$	1287
二氧化碳/ $(\mu\text{L/L})$	4241
总烃/ $(\mu\text{L/L})$	3969

表3 1# 配电变压器绝缘电阻试验数据

项目	数值
高压A相对低压及地/ $(\text{G}\Omega)$	1
高压B相对低压及地/ $(\text{G}\Omega)$	0
高压C相对低压及地/ $(\text{G}\Omega)$	1
低压a相对高压及地/ $(\text{G}\Omega)$	2.24
低压b相对高压及地/ $(\text{G}\Omega)$	0
低压c相对高压及地/ $(\text{G}\Omega)$	2.78

表4 2# 配电变压器绝缘电阻试验数据

项目	数值
高压A相对低压及地/ $(\text{G}\Omega)$	0
高压B相对低压及地/ $(\text{G}\Omega)$	11
高压C相对低压及地/ $(\text{G}\Omega)$	11.6
低压a相对高压及地/ $(\text{G}\Omega)$	0
低压b相对高压及地/ $(\text{G}\Omega)$	21
低压c相对高压及地/ $(\text{G}\Omega)$	25

从表3的数据可以看出,1#配电变压器的高压B相和低压b相可能存在绝缘击穿现象。

从表4的数据可以看出,2#配电变压器的高压A相和低压a相可能存在绝缘击穿现象。

因两台配电变压器的绕组绝缘击穿,直流电阻、变比和工频耐压试验将不再开展,下一步将对故障配电变压器进行解体检查。

3 解体检查

对1#配电变压器进行吊芯检查,发现B相绕组有明显鼓包(图1)。

与A、C两相绕组相比,B相绕组整体下移10mm左右(图2)。



图1 1#配电变压器B相绕组鼓包现象



图2 1#配电变压器B相绕组整体下移

对B相高绕组进行解体检查,发现高压绕组绝缘击穿,绝缘层大面积脱落,线圈严重烧蚀(图3)。



图3 1#配电变压器B相高压绕组烧蚀严重

对B相低压绕组进行检查,发现低压绕组表面绝缘大面积烧蚀,低压绕组匝间短路,局部有严重的黑色烧蚀碳化痕迹(图4)。



图4 1#配电变压器B相低压绕组大面积烧蚀碳化

对2#配电变压器进行吊芯检查,发现A相绕组严重变形,线圈移位、脱落(图5)。



图5 2#配电变压器A相绕组严重变形

对A相绕组进一步解体检查发现,高、低压绕组包扎带松散,绕组变形严重(图6)。



图6 2#配电变压器A相高、低压绕组严重变形

对两台配电变压器的材料质量进行检查,未发现绕组、绝缘件、油纸、硅钢片等材料质量异常。

对两台配电变压器的安装工艺进行检查,发现铁芯叠装、引线焊接工艺正常,但发现存在高压绕组轴向固定工艺不良、底部垫块较少、固定支撑不够等问题。

4 故障原因分析

变压器生产厂家为确保绕组抗短路能力,通常会采取措施将高压绕组绕紧绕实,如在线圈端部加

绕起限位固定作用的绝缘纸板条,该绝缘纸板条外部采用白布带包绕固定^[1]。但检查发现,两台故障变压器的端部纸带均未作固定,呈自由状态。解体发现多层高压绕组发生松动、移位现象(图7),松动的原因可能是绕制张紧力不足,或端部未固定造成的。

同时还发现,仅在绕组靠近变压器铁芯夹件的位置放置了四块垫块,数量明显偏少,绕组端部绝缘纸板未固定,铁芯两侧绕组呈悬空状态。绕组底部垫块数量较少,铁芯底部两侧绕组呈悬空状态,导致绕组固定不牢固,运行中产生振动将会致绕组松散、移位。



图7 高压绕组松动移位

从多位置、大面积烧蚀情况来看,外部的短路冲击可能是此次配电变压器发生故障的诱因,配电变压器的设计和生产工艺水平较粗糙,导致绕组固定不牢固才是造成变压器抗振动冲击及抗短路能力较差的根本原因。

5 预防措施

为防止配电变压器移位变形,提高变压器抗振动冲击及抗短路能力,建议在配电变压器设计、生产制造和交接验收时采取如下措施^[2]:

(1)在设计环节,建议在保证配电变压器性能指

标、温升限值的前提下,综合考虑短路时的动态过程。从保证绕组稳定性出发,合理选择支撑条数、导线宽厚比及导线使用应力的控制值,在进行安匝平衡排列时根据额定分接和各级限分接情况整体优化,尽量减小不平衡安匝。在绕组结构方面,针对其受力情况,保证绕组在各个方向有牢固的支撑。在器身结构方面,保证在电动力作用下,各方向均有牢固的支撑以减小相关部件受力时的压强。在铁心结构方面,要保证足够的强度,使铁心结构和变压器器身成为一个坚固的整体。

(2)在制造环节,建议对一些关键工序,如垫块预处理、绕组绕制、绕组压装、相套装、器身装配时预压力控制等方面,进行严格的工艺控制,以保证设计要求。

(3)在验收环节,建议加强配电变压器的质量抽检力度和关键点见证,增加对配电变压器的抗短路耐受能力校核及突发短路抽检试验。

6 结论

本次配电变压器故障的根本原因是配电变压器的设计和生产工艺水平较粗糙,导致绕组固定不牢固,造成变压器抗振动冲击及抗短路能力较差。为避免类似故障,配电变压器制造商在设计产品时必须充分考虑变压器抗振动冲击和抗短路能力,提高配电变压器的设计和生产工艺水平。

参考文献:

- [1] 雷红才,汤美云,申积良. 电力变压器短路事故分析. 高电压技术. 2006,32(2):114-116.
- [2] 刘新宇. 电力变压器抗短路分析. 新疆电力技术. 2007,94(3):6-11.

作者简介:

朱孟周(1982),男,山东临沂人,工程师,从事线圈类设备试验检测技术研究。

江苏电科院并网多类型分布式风力发电 落实分布式能源政策 推进分布式发电发展

2013年10月7日,多类型分布式风力发电示范系统在江苏省电力公司电力科学研究院成功并网,该系统是江苏电科院新能源及智能配网室开展分布式发电示范及研究应用的重要成果,是国网江苏省电力公司落实分布式能源发展政策,支持和推进分布式发电发展的又一重要措施。

该风力发电示范系统包含三种不同类型的风力发电机组,分别是30 kW水平轴风力发电机组、4 kW旋翼型垂直轴风力发电机组、5 kW H型垂直轴风力发电机组。

风力发电示范系统建成后,电科院将对3种不同类型的风力发电机组进行试验研究和并网运行特性分析,掌握3种风力发电机组的并网运行技术,为江苏的分布式风力发电提供技术支持。同时结合新能源实验室分布式光伏、储能、电动汽车等开展微电网的关键技术研究,协调配合风电、光伏和储能在微电网的运行和控制,进行分布式发电和微电网的示范应用研究。

摘自《江苏电力信息网》

一起弧光接地引起 35 kV 母线过电压仿真分析

曹旭翀, 施伟成, 朱江渝
(镇江供电公司, 江苏 镇江 212001)

摘要:在中性点不接地系统中弧光接地的危害较大,其产生的过电压会在短时间内超过规定值,造成事故。现阶段由于事故的多样性和综合性,判别是否是弧光过电压较困难。为分析弧光接地对设备的危害,通过一起 220 kV 变电站 35 kV 系统的多次单相弧光接地,引起该母线设备过电压,从而造成设备损坏的真实事故,分析断续电弧接地,即弧光接地的现象和后果,并结合该实例进行仿真分析和比较,对小电流接地系统中弧光短路的发现和处理提供一些方法。

关键词:35 kV 不接地系统;单相接地;弧光短路;过电压;仿真分析

中图分类号:TM862

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S2-0043-03

目前镇江地区 35 kV 及以下的配电网均采用小电流接地方式(包括中性点不接地方式和中性点经消弧线圈接地方式)。镇江地处江南,雷雨、潮湿或是大风天气较多,发生单相接地故障的几率较大。发生单相接地故障时由于线电压仍然三相对称,流过接地点的电流较小,不影响对一般负荷的连续供电,规程^[1]规定,当小电流接地系统发生单相接地时,最长持续运行时间不应超过 2 小时,故采用小电流接地系统运行方式有较高的供电可靠性。但随着城市电缆线路增多、电缆电容电流的增加,导致小电流接地系统在单相接地时,故障点的电弧发生熄灭、重燃、自动熄灭的现象,极易形成间隙性接地,产生较高的弧光过电压,对设备绝缘产生较大的破坏。

本文就一起因弧光接地,造成设备绝缘被击穿的实例,建立线路和母线设备的电路模型进行仿真实验,研究弧光过电压对系统和设备造成的危害及影响。

1 故障现象及系统运行方式

1.1 系统运行方式和接线图

2012年8月9日,雷雨天气,220 kV 零横变电站发生一起因低压侧母线设备故障,造成主变次总开关跳闸的事故。当时运行方式为 1 号主变 301 开关供 35 kV 鼎盛 II 413 线,35 kV I 段母线压变和电容器在运行中,线路实时负荷为 20.95 MW。由于鼎盛 II 413 线为全电缆线路,因此线路重合闸停用。主变中性点消弧线圈未投入使用。

事故时的运行方式如图 1。

1.2 故障现象

18 时 34 分,站内 35 kV I 段母线发生单相接地,三相电压分别为: $U_a=36.4$ kV, $U_b=40$ kV, $U_c=10.3$ kV,显示为 C 相接地。立即通知运维人员至现场检

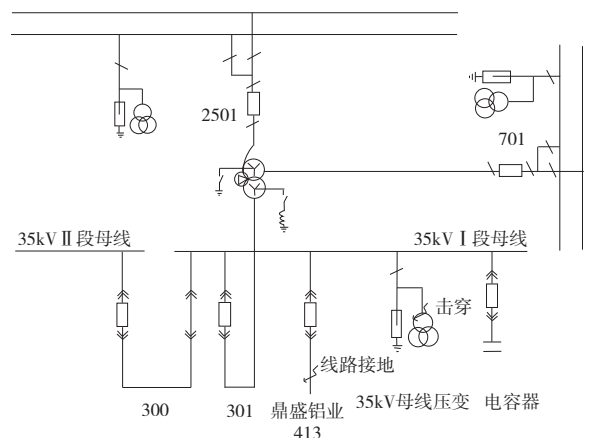


图 1 故障时变电站一次系统接线图

查,在运维人员未到达现场前,鼎盛 II 413 线路多次发生 C 相间隙性接地现象,且频次极高。19 时 13 分,零横变 1 号主变低压侧复合电压闭锁过流保护动作跳开 1 号主变 301 开关。19 时 21 分,运维人员发现站内母线设备起火,随后进行了事故处理。

2 弧光过电压机理分析

我们通过分析弧光过电压的机理和现象,找到了母线设备在短时间内被击穿绝缘引发火灾的原因。

根据文献[4]中对弧光过电压值的计算可知,在线路第二次接地后,位移电压将达到正常电压值的 2.8 倍。零横变 35 kV 母线设备在 30 多分钟内,发生多次弧光接地,暂态过电压理论计算值达到了 97.2 kV,超过了设备的耐压值,从而将设备绝缘击穿,1 号主变 35 kV 后备保护正确动作,跳开 1 号主变次总 301 开关。

3 仿真模型及结果分析

为了验证本文提出的由“弧光接地引起 35 kV 母线设备过电压”结论的正确性,使用“Matlab”软

件按照当时的运行方式,建立 35 kV 局部供电系统仿真模型对事故进行模拟。

根据当时系统中性点运行方式,为显现中性点接地方式对系统的影响,采用系统中性点不接地(如图 2 所示)和系统中性点经消弧线圈接地(如图 4 所示)两种方式进行仿真计算,对理论数据进行验证。

3.1 中性点不接地系统

图(2)为 35 kV 中性点不接地系统发生弧光接地故障后的系统仿真图,鼎胜 413 线路距 35 kV 母线 1 km 处发生接地故障。我们对 C 相发生间歇式弧光接地故障,模拟了 3 次燃弧和熄弧过程,燃弧时间分别为 0.02 s、0.03 s、0.04 s,熄弧时间分别为 0.025 s、0.035 s、0.045 s。

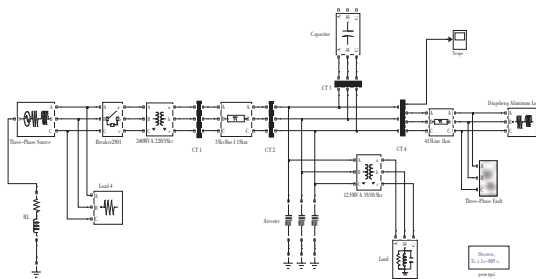


图 2 中性点不接地系统接地故障仿真图

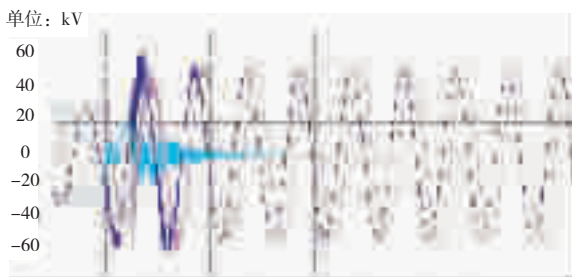


图 3 中性点不接地系统接地故障仿真过电压波形图

图(3)为中性点不接地系统发生弧光接地时的过电压波形。由图可知,在 0.02s 时,发生 C 相弧光接地过电压,引起系统的第一次高频振荡,非故障相(A、B 两相)瞬间产生弧光过电压值达到了 71.4 kV 左右(2.1 倍),第二次重燃产生的过电压值达到 80.5 kV(2.3 倍),第三次重燃产生的过电压达到了 76.7 kV(2.2 倍)。考虑到实际电网中存在有功损耗,促使其振荡衰减,所以过电压达不到理论数值(2.8 倍)。实验看出,虽然过电压数值达不到理论数值,但弧光接地的最高接地电压仍达到 80.5 kV 左右。

3.2 中性点经消弧线圈接地系统

经消弧线圈接地后的系统仿真图,如图(4)所示,并按照本地区消弧线圈过补偿 12% 的运行方式,在中性点通过一个 RL 负载接地。

图(5)为中性点经消弧线圈接地系统发生弧光接地时的过电压波形。由图可见,故障相出现弧光过

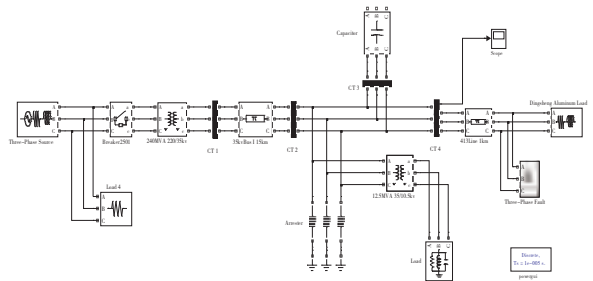


图 4 中性点经消弧线圈系统接地故障仿真图

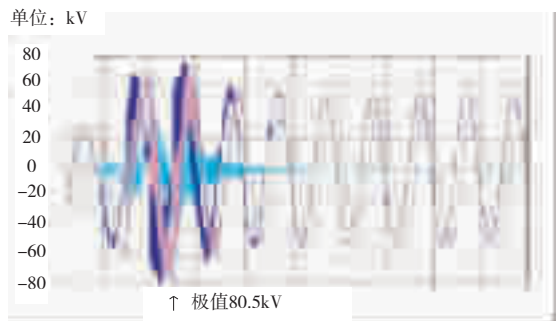


图 5 中性点经消弧线圈接地系统接地故障仿真过电压波形图

电压的倍数受到限制,最高弧光过电压为 70.7 kV,而且消弧线圈使得电弧存在时间大为缩短,所以重燃的次数也就大为减少,大约在第二次燃弧后就形成永久性故障,所以中性点经消弧线圈接地可以大大降低单相接地的建弧率。

3.3 仿真结果分析

仿真结果表明:

(1)采用中性点不接地方式运行时,发生弧光接地后,弧光过电压值超过了设备正常耐电压,每一次弧光断续接地都会多次造成设备过压。

(2)采用中性点经消弧线圈接地方式时,由于消弧线圈的电感电流与电网流过的电容电流相补偿,减少了电弧的重燃,也降低了故障电流,使得弧光过电压值大大减小,甚至未超过设备的耐电压。

表 1 接地故障时弧光过电压值

中性点接地方式	燃弧时间/s	过电压值/kV
不接地	0.02	71.4
	0.03	80.5
	0.04	76.7
经消弧线圈接地	0.02	70.7
	0.03	60.6
	0.04	52.3

4 保护动作行为分析

4.1 保护动作分析

零变 35 kV 线路在 18 时 34 分发生单相接地,而运维人员至现场时 35 kV 母线压变已经击穿、起火。从历史告警信息中查询得知,每 1-2 秒钟内的断

续接地次数,达到了 7-8 次,而平均间隔 3-4 分钟就会发生此频繁接地现象,根据上述仿真试验分析,这属于典型的弧光接地现象。在 30 多分钟时间内,多次弧光接地电压超过了设备耐压值数千伏,使得 35 kV 母线设备绝缘被击穿,形成短路故障,引起设备起火,导致主变低压侧复合电压过流保护动作,跳开了 1 号主变 301 开关。

4.2 母线设备耐压分析

35 kV 母线上是什么设备被击穿而引发的火灾呢?根据现场报告,结合规程^[3]规定发现,35 kV 母线闸刀的瓷瓶耐压为 85 kV,刀闸的耐压(固体绝缘)为 75 kV,而 35 kV 电压互感器出厂耐压试验值为 72 kV,这就成为了整个回路的绝缘耐压薄弱点。现场也检查为母线压变被击穿,成为起火点,引发事故跳闸。根据试验记录,35 kV 母线压变是于两倍额定电压水平下运行 60 分钟。即保持 70 kV 的耐压水平下,保证在 60 分钟时间内不被击穿,视为合格。

而从上述仿真试验得知,在消弧线圈未投入的情况下,母线电压互感器承受了多次的弧光过电压,且电压值达到 80.5 kV。这样的情况下,不用达到单相接地规定的 2 小时内,即便在数分钟内,也会将母线压变绝缘击穿,这也是引起零横变 35 kV 母线压变起火的原因。

5 对策建议及措施

现阶段无人值班变电站,发生弧光接地的情况下,如果认为设备可在单相接地情况下运行 2 小时,则会延误对弧光接地的处理,造成事故。而根据此次实例中弧光接地的特点,发现线路会发生多次接地,且数秒时间内的接地频次较高、电压波动也较大。我们若采取一些防止弧光过电压将设备击穿的措施,就能保证设备安全、稳定地运行。

5.1 采用装设消弧线圈的方式来限制过电压

消弧线圈能有效减少弧光重燃次数,在小电流接地系统发生接地故障时,流经消弧线圈的电感电流与电容电流相位相差 180 度,相互补偿,降低故障电流。当两电流的量值小于发生电弧的最小电流时,电弧就不会发生。

现在消弧线圈装置有跟踪电网电容电流自动调谐的功能,它能跟随电网的方式变动进行补偿。如随动式补偿系统,能自动跟踪电网电容电流的变化随时调整,使其保持在谐振点上,将谐振过电压限制在允许范围内。还有动态补偿式消弧线圈,在电网正常运行时,调整消弧线圈远离谐振点,在电网发生接地时,瞬间调整消弧线圈到最佳状态,使接地电弧自动熄灭。如广泛使用消弧装置,就能有效地降低弧光接

地对设备造成的危害。

5.2 及时隔离故障线路

需要注意的是,在雷雨、台风时,线路多次接地、复归的情况下,有较高的机率存在着弧光接地的可能。去年通过对我市 143 条接地线路的分析,有 7 条线路是弧光接地,并且伴随有跳闸和设备损坏的现象存在。因此值班员及时、有效地进行故障处理,对保证设备的安全运行,显得尤为重要。

5.3 运用自动化装置保证供电可靠性

在恶劣天气时,往往会伴随有多条次的线路跳闸,而值班员即使发现接地现象,会根据事故等级,优先处理重要事故。

在此情况下,如果使用接地选线装置自动选线功能,发现接地线路后,利用接地保护装置自动切除故障线路,就可以大大缩短操作时间,减少弧光接地对设备造成的危害。再加以对线路电容电流和过电压值的实时监测作为参考值,保证装置动作的正确性,就能加大电力系统配网运行的稳定,也能为值班员处理异常事故争取时间,消除因时间问题造成事故扩大的隐患,提高系统的供电可靠性。

6 结束语

城市配网系统中,发生接地故障的几率很大,接地故障引发弧光过电压也严重威胁到设备和人生的安全。本文在分析了弧光接地导致主变次总开关跳闸的过程中,经过对事故机理的仿真分析,确定了事故原因,并针对此现象提出了相应的改进措施和建议,为电网中出现类似的异常事故提供一些解决方法和思路。

参考文献:

- [1] 镇江供电公司.江苏电网镇江电力系统调度规程[S],2013:53.
- [2] 江苏镇江供电公司.35~110 kV 电网继电保护运行整定规程 DL/T584-2007[S],2007.
- [3] 江苏省电力公司.输变电设备交接和状态检修试验规程 Q/GDW-10-J206-2010[S],2010:28-33.
- [4] 要焕年,曹梅月.电力系统谐振接地[M].北京:中国电力出版社,2000:70-75.
- [5] 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,2006:75-79.

作者简介:

曹旭翀(1976),男,江苏镇江人,本科,主要从事地区电网调控工作;
施伟成(1966),男,江苏镇江人,本科,高级工程师,主要从事地区电网调控工作;
朱江渝(1989),男,江苏常州人,本科,主要从事地区电网调控工作。

电缆温度实时监测系统的研制

周同梅¹, 范炜豪², 薛霜¹

(1.徐州供电公司,江苏徐州 221008;2.江苏省电力公司,江苏南京 210000)

摘要:本文分析国内外相关电力电缆温度监测系统的技术特点,针对目前在线监测系统在实际应用中存在的局限,研发设计了使用温度传感器、采集器、多种网络连接方式和工控机为硬件框架组成的电力电缆温度在线监测系统。

关键词:电力电缆;温度传感器;实时

中图分类号:TP277

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S2-0046-03

对于电力电缆的敷设,通常存在着多种敷设方式,常用的有排管敷设、直埋敷设、电缆隧道敷设、电缆沟敷设等,在这些敷设方式中,以直埋敷设的方式应用最为广泛。由于电缆大多敷设于地下,使得对电缆故障的检测和解决不能直接进行。传统的检测基本以离线方式为主,需要断电之后检测人员携带仪器进行检测。这种方式不仅需要多个检测水平较高的技术人员,消耗的人力物力较大,而且其检测过程会受到电缆敷设环境等多方面因素的影响。

为了解决这种难点,近年来有着很多带电检测的新技术和方法出现。这些方法能够同归对电缆绝缘的下降情况进行判断并提前预警,实现事前预防的作用。现阶段,在线带电检测的方法常用的主要有直流分量法、直流叠加法等^[1]。

本文设计的电力电缆温度在线监测系统实现了电缆运行情况,可及时反映电缆老化情况,可实时监测电缆接头温度变化情况,通过温度值,可有效评估电缆绝缘老化状况,发现电力电缆隐患。同时结合温度历史变化趋势可预测水树变化速率及水树长度等绝缘指标。另外,由于电力电缆电流大小和温度有直接的关系,因此也可通过温度值准确确定电缆电流大小,从而从温度分析来保障电力电缆安全可靠运行。综上所述,通过温度在线监测来反映电力电缆绝缘状态是一种切实可行的方法。

1 电力电缆载流量热路模型

单芯 XLPE 电力电缆通常包括绝缘层、铝线芯、金属屏蔽层、外护层以及内衬层等部分。进行此电缆热路模型构建时,应该重点考虑以下几点:

- (1) 热力模型的热源;
- (2) 热量从热源中如何散发,如何传播;
- (3) 对于热量传播而言,电力电缆的组成部分能够起到什么作用;

在电力电缆中,线芯是最主要的发热体,此外,电缆

收稿日期:2013-09-18;修回日期:2013-10-28

本身的损耗也是一种热量散发,如果电缆外部设有铠装层,还会有铠装损耗,因此,电力电缆的热力模型应该具备解释损耗、线芯、铠装损耗以及金属屏蔽损耗等热源。

在线芯热量散发过程中,要经过所有介质损耗的部分,金属屏蔽损耗产生的热量要经过其他介质的热量,而铠装层损耗而散发的热量则只经过外护层。

由于线芯的材质是由铜、铝等热的良导体,因此,其热阻可以忽略,只对线芯的热熔进行考虑;绝缘层不仅可以储存热量,还可以对热量传播形成阻碍。因此,金属屏蔽层和内衬层也可以只考虑热阻和热容。

表1为热力模型和电路中的物理量对比表,为计算分析提供数据。

表1 热路模型和电路相关物理量对应表

热路模型		电路	
名称	单位	名称	单位
热流	W/m	电流	A
温度	K	电压	V
热阻	km/W	电阻	Ω
热容	J/K	电容	F

根据电力电缆热路的性质差异,能够将热路进行分类,主要分为两种:外部环境的恒压源和内部热源的恒流源。采用参数法对两种热路进行建模,并采用 ICE 计算标准进行热路模型计算,具体见图1。

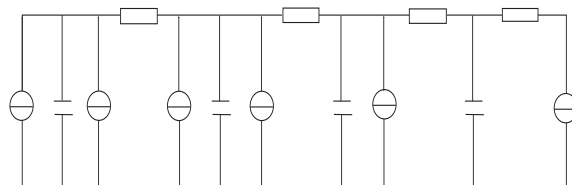


图1 电力电缆暂态热路模型

在图1中,T1到T4指的分别是等效绝缘层热阻、等效内衬层热阻、等效外护层热阻以及等效外部环境热阻;分别表示这些部位的温度。

以及单位长度的下导体功率、介质、金属屏蔽、铠装损耗因数;Q1 到 Q4 分别代表以下内容:

$$\begin{cases} Q_1 = Q_c + p * Q_1 \\ Q_2 = (1-p) * Q_{cp} \\ Q_3 = (1-p) * Q_s \\ Q_4 = Q_j \\ p = \frac{1}{2 * \ln\left(\frac{D_i}{d_c}\right)} - \frac{1}{\left(\frac{D_i}{d_c}\right)^2 - 1} \\ p = \frac{1}{2 * \ln\left(\frac{D_c}{D_s}\right)} - \frac{1}{\left(\frac{D_i}{D_s}\right)^2 - 1} \end{cases} \quad (1)$$

$Q_c, Q_i, Q_s, Q_{cp}, Q_j$ 分别指的是导体、绝缘层、内衬层、铠装、外护层热容; p 和 p' 分别表示绝缘层和外护层的热容分配比例因数; D_i 指的是绝缘层直径; d_c 指的是导体直径; D_c 指的是电缆外径; D_s 指的是外护层内径^[2]。

综上所述,可以得知,热流与电流相对应,在模型中,热流是恒流源,但有时会发生突然的改变。温度与电压相对应,相当于模型中的恒压源。但不会发生改变。热阻与电阻相对应,对热量的传播起到阻碍作用。热容与电容相对应,能够存储热量。

综合考虑,绝缘层既相当于热源,还能够储存热量,并能够对热量的传播起到阻碍作用。如果将长度一定的介质损耗分为两部分,换言之,就是绝缘层只能对一部分介质损耗热量传播阻碍,其大小为,剩余部分的介质损耗经过绝缘层,职能对外部层面造成影响^[3]。

通过对热路模型的分析,可以得出,当热流增大时对各层的温度都会造成影响。如果电缆外部环境不利于散热通风,可能会引起环境温度的升高。当线芯的温度达到其运行的最高温度时,热流为环境最高温度下电缆所能承受的最大电流。当电缆温度未升高时,对电缆各层温度的计算可以忽略热容。所以,这时热容对热量的吸收和散发是平衡的。在稳态情况下,电力电缆的热路模型见下图 2。

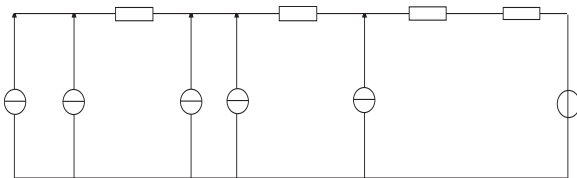


图 2 电力电缆稳态热路模型

结合电力电缆稳态温度,基于以上热路模型以及电磁学中物理量的对应,可得出电力电缆在稳态时的热流、温度以及热阻的关系式:

$$\begin{aligned} \theta_c = \theta_0 + [T_1 + (1 + \lambda_1) * T_2 + (1 + \lambda_1 + \lambda_2) * (T_3 + T_4) * W_c] \\ + (0.5 * T_1 + T_2 + T_3 + T_4) * W_d \end{aligned} \quad (2)$$

同时还可以得到电力电缆其他各层的温度表达式:

$$\begin{cases} \theta_e = \theta_0 + [(1 + \lambda_1 + \lambda_2) * W_c + W_d] * T_4 \\ \theta_s = \theta_e + [(1 + \lambda_1 + \lambda_2) * W_c + W_d] * T_3 \\ \theta_m = \theta_s + [(1 + \lambda_1) * W_c + W_d] * T_2 \end{cases} \quad (3)$$

2 硬件系统设计

硬件系统主要由一台上位监控计算机(上位机)和多台现场无人值守自动测温站点(下位机)组成,构成集散型监控网络。

根据用户使用要求,可以采用较经济的网络结构,本结构中服务器放置于控制室,通过互联网和串口服务器连接,该串口服务器可以将来自于 485 总线温度信号转变为 TCP/IP 信号发送至服务器,多组现场无人值守温度传感器通过电缆连接至多端口的温度采集器,温度采集器中含有处理器将温度值进行 AD 转换装置变换为 485 温度数据信号送至串口服务器。现场温度采集器和中心监控服务器可通过 GPRS 无线公网和公共数据互联网进行沟通,如果条件许可,可扩充温度采集器至多级监控网络。系统构成如图 3 所示。

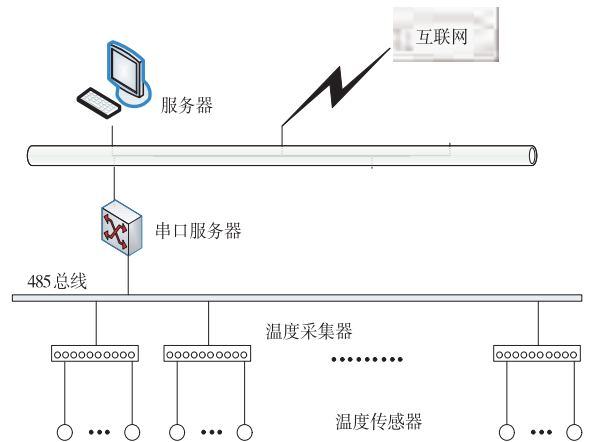


图 3 系统网络结构图

硬件结构采用分层式结构分为前端设备层、传输网络层和中心站级层:

前端设备层——主要包括红外传感器和采集器,主要完成原始数据的采集和数据上传工作;

传输网络层——主要由串口服务器和网络链路组成,串口服务器完成网络接口的转换,如果上位机不止一台,还要对网络进行扩容,加装集线器或者交换机;

中心站级层——为系统核心部分,主要包括温度监控主站和其他需要监测温度的工作站或者 PC

工控机,它的功能主要是完成数据转换、

处理、记录、画面显示、报警分析、打印等功能,同时负责与其他系统的连接通信,如使用多种链路方法上传数据到集控站和远方调度中心。

3 软件系统设计

软件模块的主要功能是接收、处理并保存来自采集器的数据。处理得到的数据以数据报表、实时曲线及现场接线图示例等方式显示给用户,并可控制打印数据报表。对符合条件的情况发出报警提示。安装程序的工作站或工控 pc 机应该专机专用,并放置与厂站监控室内。

软件部分安装模块化结构设计,由前置机、主控程序、系统配置程序、现场图形设计程序、数据库等部分组成,保证了系统现场配置安装和日常监测过程的分离。同时各个部分分开便于系统的更新升级。

软件部分的设计,更注重从用户角度出发,不但使用户界面更为友好,操作过程也变得更为简单。而且充分考虑了系统在使用过程中的变化因素,能根据应用的实际,提供更多的灵活性,更突显出新系统对在线温度检测需求功能量身定做的特点。

4 实验结果

为验证系统可靠性,本文选定了徐州市一段 10 kV 架空线进行了在线温度检测实验,并结合同点用白金电阻温度计测得准确的温度值进行对比分析,表 2 为本次测量结果。

对测量结果进行平均误差分析可得平均误差为:A 相误差为 0.02,B 相误差为 0.01,C 相误差为 0.03。从以上分析可以看出测温绝对误差在 0.05 度以内,完全满足系统性能设计要求。

5 结束语

(上接第 45 页)

表 2 温度测量结果比较

各相温度测量值 /°C			实际温度值(白金法)/°C		
A	B	C	A	B	C
27.13	27.54	27.36	27.38	27.37	27.59
27.23	27.68	27.49	27.44	27.65	27.37
26.86	26.56	26.26	26.64	26.38	26.98
26.88	26.68	26.90	26.98	26.38	26.54
27.67	27.87	27.38	27.35	27.54	27.38
27.68	27.48	27.47	27.26	27.77	27.65
28.24	28.37	28.48	28.37	28.38	28.88

针对目前电力电缆温度监测系统在实际应用中存在的局限,本文设计了使用多点温度传感器组、温度采集器、串口服务器等多种网络连接方式和服务器为硬件框架组成的电力电缆温度在线监测系统。可以由多种监视方法监视电力电缆被监测点的实时温度的状况,对采集器连接的每个传感器的温度监测值都能准确显示给用户。重点实现了系统的核心功能,包括数据采集、处理、转发,系统各项参数的配置,数据存储、报表查看,系统报警等功能的实现。

参考文献:

- [1] 何仰赞,温增银.电力系统分析[M].武汉:华中科技大学出版社,2002.
- [2] 孟祥忠社,北京大学出版社,2006.
- [3] 张晓虹,蒋雄伟,等.分布式光纤温度传感器在交联聚乙烯绝缘地下电缆故障检测中的应用 [J]. 电网技术,1999(23): 36-39.

作者简介:

周同梅(1969),女,江苏徐州人,工程师,主要从事配电运检及工程建设管理工作;

范炜豪(1982),男,江苏徐州人,工程师,主要从事配电运检管理工作;

薛 霜(1989),女,江苏徐州人,助理工程师,主要从事配电运检工作。

Simulation Analysis on Over-Voltage of 35 kV System Caused by Arc Grounding

CHAO Xuchong, SHI Weicheng, ZHU Jiangyu

(Zhenjiang Power Supply Company, Zhenjiang, Jiangsu, 212001)

Abstract: Arc light grounding that make the electrical power equipments exceed their withstand voltage value do much great damage to the isolated neutral system, and cause a fault. At present, due to the diversity and comprehensiveness of faults, there is more difficult to judge whether it is arc grounding over-voltage or not. To analyze the damage that the arc grounding do to the equipments, in this paper, the phenomena and consequences of intermittent arc grounding (namely arc light grounding) are analyzed through a real fault that the over-voltage of equipments caused by a several times of single-phase arc grounding of 35 kV power system of 220 kV substation, which lead to the breakdown of the equipments, and then the simulation analysis and comparison are presented combined with this instance to provide some methods that how to find and deal with the arc grounding short-circuit fault in neutral point ineffectively grounded power system.

Key words: 35 kV non-grounding system; single-phase; arc light short-circuit; over-voltage; simulation analysis

基于零磁通原理的电动汽车充电桩直流电能表检定装置设计

段梅梅, 张 健

(江苏省电力公司电力科学研究院, 江苏 南京 211103)

摘 要: 随着适用于电动汽车充电桩的直流电能表的应用, 以及计量器具用于贸易结算强制检定的需要, 直流电能表检定装置的设计以及精确度的保证尤为重要。由于电动汽车充电时, 直流电流幅值大, 如何设计高精度、大电流输出的标准源是直流电能表检定装置设计的关键及难点。本文在概述了检定装置的原理及结构的基础上, 分别讲述了几种用于直流电流测量方法的应用, 最后对本装置电流源设计所应用的基于“零磁通”原理的电流比较仪式直流电流测量方法进行了介绍。

关键词: 直流电能表; 零磁通; 电流比较仪

中图分类号: TM933.4

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2013)S2-0049-03

随着电力清洁能源利用率的提高, 电动汽车逐步走入千家万户; 为配合电动汽车的兴起, 适用于电动汽车充电桩的、大电流的直流电能表将逐渐用于贸易结算。我国计量法规规定, 用于贸易结算的计量器具必须列入强制检定目录, 为保证直流电能量值传递的准确可靠, 如何保证直流电能检定装置的准确度, 尤其是大电流时的精度也就尤为重要。

1 直流电能表检定装置简介

电能检定方法有标准表法以及标准源法, 该直流电能表检测系统基于标准源法, 采用表源一体式设计。主要部件包括直流标准源、大电流功放模块、标准电能表、误差计算模块、输入输出接口、通讯接口、控制系统和显示单元等, 检测系统图如下图所示。

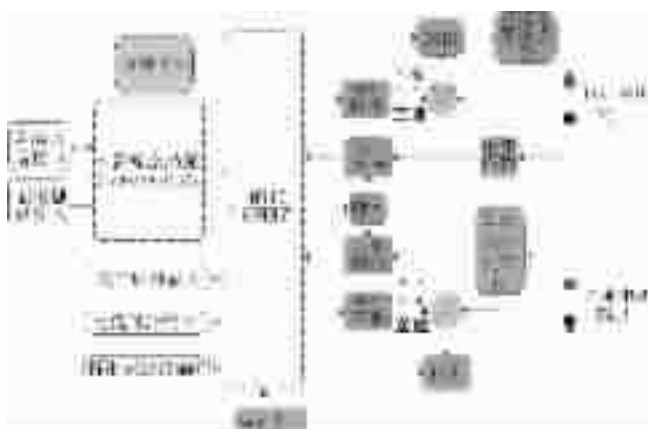


图1 检定装置示意图

在进行电能测量时, 被检电能表的直流电压和直流电流信号经 A/D 转换后输入至 FPGA, 经 FPGA 处理后, 输入至 32 位微处理器, 计算得出直流功率。内置标准表将直流功率转换为电能脉冲输出, 输入给电能误差计算模块。

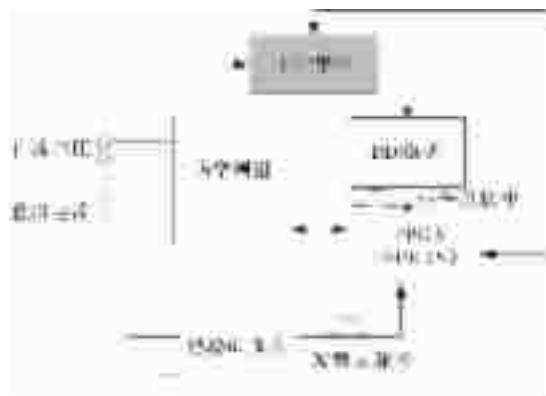


图2 电能表检定原理图

2 直流电能表检定

开始电能测量后, 从检测到被检表脉冲开始对标准表脉冲进行计数。检测到《规程》规定被检表脉冲个数后, 计算电能误差。电能脉冲误差采用标准法进行测量, 被检表的误差计算公式如下:

$$\delta = \frac{E_x - E}{E} \times 100\% \quad (1)$$

式中: E_x 为被检表所指示的电能值, kW·h; E 为标准表所指示的电能值, kW·h。

当用测量标准电能表发出脉冲数的方法检定时, 被检电能表的相对误差计算公式如下:

$$\delta = \frac{m - m_0}{m_0} \times 100\% \quad (2)$$

式中: m 为实测脉冲数; m_0 为算定脉冲数, 即假定被检电能表没有误差时, 标准电能表应发出的脉冲数。为检测电能表的时钟准确度, 本装置可以输出占空比为 50%、频率为 1 Hz 的标准脉冲。

3 标准源设计

标准源作为电能表检定装置的关键模块, 其精度及稳定性一直是决定检定装置性能的主要因素。

本系统采用虚拟负荷的方法,电压及电流回路分开设计,可作为电压、电流及功率标准。直流电压电流标准源主要由直流基准电压信号、直流电流源、功率放大、反馈控制、测量/显示、量限功能切换、控制电源等部分组成。

在标准源设计时,信号输出电路中需有测量反馈电路,以实时校准标准源输出电信号,因此直流电压、直流电流的测量精度也就尤其需要保证。在本文中,主要讲述了标准源中测量模块的设计。

3.1 直流电压源设计

适合电动汽车充电桩的直流电能表检定装置的电压幅值由1 mV(经分流器接入)高达750 V,直流电压测量方法有电阻分压、电容分压等,而且直流电压测量技术较为成熟,大电压时选用精密电阻分压设计,直流电压源精度可达0.01%。

3.2 直流电流源设计

与电压源相比,电流源电流幅值跨度大,而且大电流测量时的精确度以及反应速度难以控制。直流电流尤其是直流大电流输出的稳定性及高精度准确测量是研制本装置的重点和难点,技术关键在于保证测量精度用于反馈控制及监视仪表显示。在本系统中采用了直流电流比较仪来监测电流作为反馈控制及输出显示采样。

3.2.1 直流电流测量概述

测量电流的方法一般分为直接式和非直接式两种。

(1) 直接式一般通过回路中串联电阻,根据欧姆定律电流的大小和电压成正比,通过测量串接在电路中电阻两端的电压信号来计算得到所测的电流的大小;由于电阻受温度影响较大,因此对采样电阻的温漂特性要求较高。众所周知,电阻在大电流下温升较快,因此直接式测量适合小电流测量,测量电流一般不超过十几安培。

在检定装置设计时,直流小电流量程可以采用此方法。

(2) 非直接式测量直流电流的方法一般有霍尔传感器、电流互感器和电流比较器几种,主要通过监控电流产生的磁场得到。按检测原理不同,又可分为基于“零磁通”检测及“非零磁通”检测两种。

其中霍尔电流传感器是根据半导体器件的霍尔效应制成的,能用于测量静态磁场和交变磁场,因此既可以测量直流电流也可测量交流电流。另外霍尔电流传感器有两种工作方式,即直测式和磁平衡式(“零磁通”检测)。直测式是指当电流通过一根长的直导线时,霍尔元件在导线周围磁场作用下产生一与其电流成正比的电压信号,通过电压信号检测可知电

流大小。这一检测方式简单,但是易受外界磁场影响,并且由于是开环检测,精度较低。

直流互感器以理想的铁心直角磁化曲线(图3)为理论基础,实际使用过程中,直流互感器二次线圈所加交流磁势与感应磁势相平衡,通过被测直流改变带有铁心扼制线圈的感抗,间接地改变辅助交流激磁电路的电流,从而反映被测直流电流的大小。

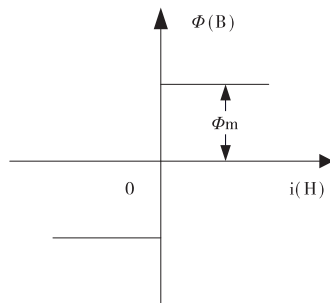


图3 理想直角磁化曲线

由于直流互感器是建立在理想直角磁化曲线的基础上的,若磁化曲线离理想情况愈远,则平均误差就越大;而且由于二次侧漏抗的存在,是副边绕组感生电流波形并非理想矩形,因此整流后的平均电流大小精度也受到影[1]。

3.2.2 基于零磁通原理的电流比较仪用于电流源设计

(1)基于零磁通原理的电流检测有两种实现形式,一种是霍尔效应磁补偿式电流传感器,示意图如下图4所示。

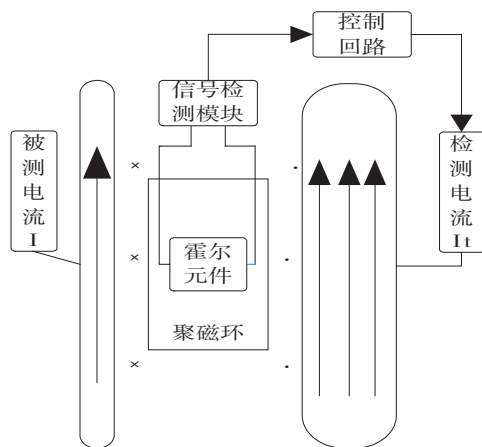


图4 霍尔效应磁补偿式传感器

其实现原理为被测电流I在聚磁环中产生的磁场,通过一个次级线圈的检测电流It产生的磁场进行补偿,使霍尔元件处于检测零磁通的工作状态。当主回路有一电流I通过时,在导线周围产生的磁场被聚磁环聚集,感应霍尔器件使之有一个信号输出,这一信号驱动相应的功率管导通,从而获得检测电流(补偿)It。It通过多匝绕组产生的磁场与被测

电流产生的磁场正好相反,因而补偿了原来的磁场,使霍尔器件的输出逐渐减小,当霍尔元件输出为零时,此时 I 与多匝绕组 I_t 产生磁场平衡。宏观上讲,被测电流与检测电流安匝数相等,即:

$$I \propto N \times I_t \quad (3)$$

其中, N 为检测电流匝数。

当被测电流 I 变化时,平衡受到破坏,霍尔器件就有信号输出,控制检测电流变化对磁场进行补偿,以重新达到平衡状态。基于霍尔元件的磁补偿式传感器响应时间约 1 ms,由于霍尔元件参数易受温度影响,而且本身存在非线性问题,因此需要复杂的补偿电路及恒温措施^[2]。

(2) 电流比较仪是一种能够以高准确度测定两个电流之间比值的磁装置,又称为感应式电流比例器^[3]。它选用高导磁率的铁芯材料,当铁芯上的两个极性相反的绕组安匝数相等时,铁心中感应磁通为零,则检测绕组的感应电势为零^[4]。示意图如下:

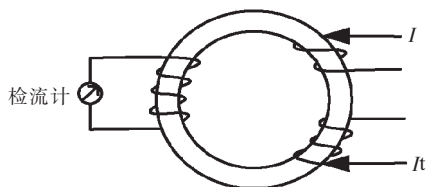


图5 霍尔效应磁补偿式传感器

本系统在检测回路上新增差分电路检测,及状态电路监控;采用零磁通3个电流绕组检测,通过采样电阻采样,实现了宽频 DC~50 kHz,电流最大幅值高达数万安培,并且精度高于 0.001%。

4 结束语

基于零磁通原理的电流比较仪广泛应用于功率标准计量装置、正交电流源、电阻电容测量桥等,并且可以获得较高的稳定性和准确性。本文基于“零磁通”检测电流比较仪设计的直流电流源,解决了直流电能表检定装置一直以来存在的大电流测量时精度不高的问题,有效的保证了直流电能表的检定精度。

参考文献:

- [1] 赵铭凯. 直流电流互感器和电压互感器原理[J]. 山西电力技术, 1994, 14(4): 9-14.
- [2] 张新强, 邱建华, 顾华. 我国直流大电流测量技术的应用现状和发展方向[J]. 铝镁通讯, 2003, 3: 53-55.
- [3] 宗建华, 闫华光, 杨林. 电流比较仪技术在精密测量中的应用[J]. 电测与仪表, 2003, 40(449): 5-10.
- [4] 李维波, 毛承雄, 陆继明. 一种新型自平衡直流比较仪工作特性研究[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(14): 44-48.

作者简介:

段梅梅(1986), 女, 山东德州人, 助理工程师, 从事电能的标准量值传递工作。

江苏年均投百亿元 3年内打造“一流配电网”

记者4日从江苏省电力公司获悉,未来3年该省年均投资百亿元,到2018年全省基本建成“一流配电网”。

配电网是电网的末端,上联电网主网架,下连千家万户,是连接输电网、分布式电源和广大用电客户的重要环节。作为用电大省,江苏电网已迈入特高压时代,但配电网的安全可靠运行仍面临着负荷增长、恶劣天气、新能源快速发展等多种因素考验。

为建设更加安全可靠、经济高效的配电网,让老百姓享受更加优质高效、智能互动的服务,江苏在近三年加大全省配电网建设与改造力度的基础上,2012年6月在扬州率先启动开展“一流配电网”示范区建设,随后扩展到苏州、无锡等地。试点分别在重点城市中心核心区、城市中心区、市区、城镇和农村等五类区域,开展“一流配电网”建设,推动江苏配电网建设和管理水平及供电服务品质全面提升。

率先开展建设的扬州配电网示范区面积88平方公里,截至2013年11月,已经建立了上下联动的城乡抢修一体化平台,使农村享受与城市一样的供电服务;广泛应用配电网自动化和移动信息终端,实现故障自动隔离、即时研判和快速抢修。试点区域内,故障报修平均抵达时间已经由13分钟下降为7分钟,同比下降56%;故障平均抢修时间城市由45分钟下降为32分钟,农村由135分钟下降为61分钟;通过一流配电网建设,扬州示范区线损由2012年的7.25%下降为现在的6.27%,年可节约电量60000 MW·h,相当于减少18.2 kt标准煤燃烧,减排二氧化碳5.04 t。

“发展配电网是解决电网‘两头薄弱’、实现电网转型升级的重要内容,也是我们服务民生改善的有力抓手。”江苏电力有关部门负责人表示,基于一流配电网的供电方案编制辅助系统,就是客户申请用电时可视化的选择所在位置,系统自动分析当地现有的电网情况,即时生成多种供电方案。例如目前在扬州城区试点区域,中小企业客户已经可以享受这一服务。通过这个系统,传统的现场查勘等流程被省去,大大缩短了客户申请用电的等待时间。

摘自《江苏电力信息网》

配网自动化建设模式研究与应用分析

张 剑, 孙 健, 朱卫平, 袁晓冬, 袁宇波

(江苏省电力公司电力科学研究院, 江苏 南京 211103)

摘 要:配网自动化是提高供电可靠性、接纳高渗透率分布式电源、建设一流配电网的重要途径。目前,配网自动化示范工程在全国范围全面铺开,投入十分巨大。配网自动化建设模式对供电可靠性、经济效益、运维管理影响较大,因此对其进行研究分析具有十分重要的理论研究与实际应用价值。本文分析了国内各种配网自动化建设模式的主要特点及其适用范围,对各种模式的经济效益进行了比较,并针对不同供电区域给出了配网自动化工程建设的发展思路;最后根据目前配网自动化建设现状,提出了配网自动化工程建设的实用化建议。

关键词:配网自动化;建设模式;发展思路;实用化建议

中图分类号:TM73

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S2-0052-04

配网自动化是提高供电可靠性、扩大供电能力和实现配电网高效、经济运行的重要手段^[1]。目前,配网自动化工程已在全国范围全面铺开。在江苏省,已经在扬州、南京、无锡、苏州、南通等城市实施了配网自动化示范工程。配网自动化发展模式对配网的供电可靠性、经济效益、运维管理影响较大,因此对其进行深入研究分析具有十分重要的理论研究与实际应用价值。文献[2]研究了含分布式电源配电网的故障定位方法。文献[3]研究了基于重合器和电压-时间型分段器配合的馈线自动化系统的参数整定方法。文献[4]基于 GOOSE 网络提出了一种快速自愈的分布智能馈线自动化系统。文献[5]提出了分布智能型馈线自动化系统快速自愈技术及可靠性保障措施。以上文献针对具体的配网馈线自动化发展模式提出了相应的技术解决方案,但是并没有具体分析各种配网自动化建设模式的特点、适用范围以及存在的问题。本文分析了国内外配网自动化建设模式的特点、适用范围和经济效益,在此基础上,从配网自动化建设实施的多个方面提出了目前配网自动化工程建设的发展思路。最后在详细分析近期配网自动化工程建设情况后,给出了配网自动化实用化建设建议。

1 国内配电网建设的五种推荐模式研究

1.1 配网自动化系统建设的五种模式^[6]

1.1.1 简易型配网自动化系统

如图 1 所示,简易型配网自动化系统是基于就地检测和控制技术的一种系统。它采用故障指示器获取配电线路上的故障信息,由人工现场巡视故障指示器翻牌信号获得故障定位,也可利用 GSM 等无线通信方式将故障指示信号上传到相关主站,由

主站来判断故障区段;在一次设备具备条件的情况下,采用重合器或配电自动开关,通过开关之间的时序配合就地实现故障的隔离和恢复供电。

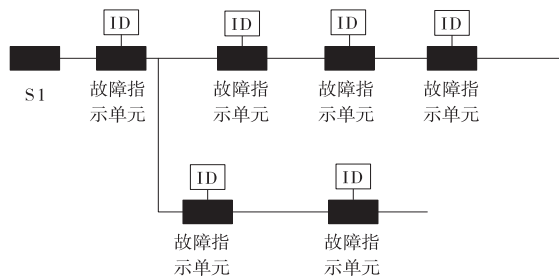


图 1 简易型配网自动化系统示意图

1.1.2 实用型配网自动化系统

如图 2 所示,实用型配网自动化系统是利用多种通信手段(如光纤、载波、无线公网/专网等),以两遥(遥信、遥测)为主,并具备简单遥控功能的实时监测系统。它的主站具备基本的 SCADA 功能,对配电线路、开闭所、环网柜等的开关、断路器以及重要的配变等实现数据采集和监测,对部分具备条件的一次设备可实行遥控。根据配电终端数量或通信方式的需要,该系统可以增加配电子站(或通信汇接站)。在一些没有条件或没有必要实时监测的线路,依然可以采用简易型的配网自动化模式。该系统既可以是独立的配网监控系统,在有配调机构情况下也可做成调度和配网监控一体化的系统。

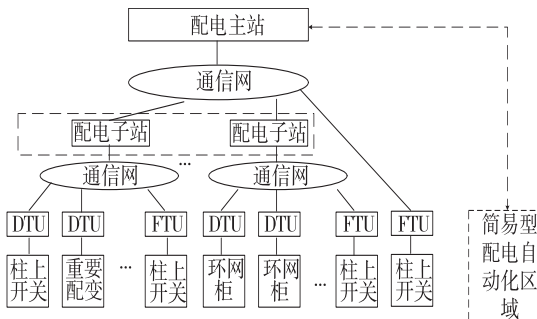


图 2 实用型配网自动化系统示意图

表 1 配电自动化系统建设五种模式比较

	特点	适用范围	效益分析
简易型	1、基于就地检测和控制技术。 2、采用故障指示器 3、由人工现场巡视;或采用 GSM 等无线通信方式,由主站来判断故障区段; 4、可采用重合器或配电自动开关,通过时序配合就地实现故障的隔离和恢复供电。	适用于农村单辐射配电线路和城市无专门通信条件区域的配电线路	不需要通信系统和主站而独立工作,结构简单,成本低、易于实施
实用型	1、利用多种通信手段(如光纤、载波、无线公网/专网等) 2、以两遥(遥信、遥测)为主,并具备简单遥控功能的实时监测系统。	适用于中等规模配电网且已设立的控制功能,对通信系统要求不高,投资或准备设立配网调度机构的供电企业。	结构比较简单、以监测为主、具备简单的控制功能,对通信系统要求不高,投资比较节约、实用性强。 主要为配电运行管理部门和配网调度服务。
标准型	1、在实用型的基础上增加基于主站控制的馈线自动化功能(即 FA;故障定位、隔离、恢复非故障区供电),有条件区域还可实现网络重构。 2、采用光纤通信,3、比较完善的配电一次网架且相关的配电设备具备电动操作机构和受控功能。 4、主站具备完整的 SCADA 功能和 FA 功能。	适用于多电源、多分段的城市配网自动化建设,其中馈线自动化系统建议在新区或电缆化程度较高的区域里实施。	结构完整、自动化程度较高,成本较高
集成型	1、在标准型的基础上扩展配电管理功能和综合应用功能,实现与各类相关实时系统和管理系统(如:生产管理系统、营销管理系统以及 ERP 系统)的接口 2、具有配电网的高级应用分析软件功能	适用于大中型城市较大规模、结构复杂的配网自动化建设;供电企业内部各类相关系统已经建立且应用比较成熟。	结构完整、自动化程度高、管理功能完善、运行方式灵活,投资较大
智能型	1、在集成型配电自动化系统基础上扩展对于分布式电源、微网以及储能装置等设备的接入功能, 2、智能自愈的馈线自动化功能 3、与智能用电系统的互动功能, 4、并具有与输电网的协同调度功能,以及多能源互补的智能能量管理网分析软件功能	适用于配电一次网架结构完善、已完成集成型配电自动化系统建设的供电企业,且已开展分布式电源或微电网及储能建设、智能化用电营销系统建设等。	系统结构完整、功能完善、智能化程度高、运行方式灵活,管理相对复杂、投资大,建成后综合效益好

表 2 供电区域与行政级别的对应关系表

供电区域	A+	A	B	C	D	E
省会城市或较大规模地级市	市中心区	市中心区、市区	市区或城镇	城镇或农村	农村	-
一般地级市	-	市中心区	市中心区、市区或城镇	市区或城镇	农村	农牧区
经济发达县级市	-	-	市区或城镇	城镇	农村	-
经济欠发达县级市、县	-	-	-	城镇	农村	农牧区

(3) 未来智能型的部分特征虽有涉及,如分布式电源等设备的接入、配网自愈分析,具体实现方式还不明确,功能也基本上都未投入使用。

3.2 配电网自动化工程实用化建设建议

(1) 继续在试点建设中推进配电自动化的覆盖范围,在实现方式上对中心城市区域采用三遥的方式,而对于偏远的地区采用两遥的方式来实现,但需要提高各种二次设备的可靠性,从而保证工程的应用成果。

(2) 在试点建设中注意将配电自动化建设与配电网规划和改造相结合,开展配网规划方面的探索研究,对国内外配电网的接线方式和网架结构进行研究,在设计阶段就考虑到降低线路损耗、解决低电压和过负荷等问题。

(3) 开展基于 IEC61968 标准的应用,推进试

点工程配电信息交互总线建设,实现与 GIS、EMS 和 PMS 等相关系统的信息集成应用,从而试点工程逐步完善并过渡到集成型阶段。

(4) 通过技术手段深化配网自动化的高级应用,如可以引入离线的第三方准实时配电网运行辅助应用系统,可考虑建立配电网运行与控制优化平台,实现配电网网络优化、无功电压优化等功能,从而迫使相应的实时功能得到完善和应用。

(5) 积极推进新技术的应用,不断丰富配电自动化系统高级应用功能,可以在新试点的工程中增加智能化功能,从而提高配电网工程的智能化水平。扩大智能分布式馈线自动化的试点应用范围,并可以考虑采用综合型配电自动化终端,提高配电网故障快速自愈能力;完善分布式电源接入与控制功能,提高配电网对分布式电源的控制和接纳能力;完善

表 3 供电区域与配网自动化建设实施的对应关系表

供电区域类型 配网自动化建设	A+	A	B	C	D	E
电网结构	三双、双环式、多分段适度联络	双环式、单环式、多分段适度联络		多分段适度联络、单环式	多分段适度联络、单环式	辐射状
一次设备	全网一次设备具备电动操作机构和直流电源、CT、PT	部分网架一次设备具备电动操作机构和直流电源、CT、PT	无	重合器及分段器或无		无
馈线自动化方式	全网集中式或智能分布式	部分网架实现集中式或智能分布式	无	就地型重合器或无		无
主站功能	配电主站基本功能: 配电主站基本功能: 配电 SCADA, 具备三遥(遥测、遥信和遥控); 配电主站扩展功能: 馈线故障处理, 电网高级分析应用, 智能化功能 部分网架实现配电主站扩展功能: 馈线故障处理, 电网高级分析应用 配电 SCADA, 具备二遥(遥测和遥信); 配电主站基本功能: 配电 SCADA, 具备二遥(遥测和遥信)					
终端配置	配电自动化终端		配电自动化终端或故障指示器		故障指示器	
通信方式	光纤专网(以太网无源光网络、工业以太网)			光纤通信与无线公网或专网相结合		无线公网或无

配电网快速仿真与模拟功能,实时短期负荷预测、应急分析、动态安全分析、聚合分析等能力,提高配电网自愈控制的能力。

4 结论

国内外配网自动化工程主要经历了简易型、实用型、标准型、集成型、智能型五种建设模式,五种模式各有其技术特点和适用范围。考虑到实际需要,需针对不同类型的供电区域实施不同的配网自动化工程建设发展路径。从目前配网自动化工程建设情况来看,在技术发展阶段上大都处于标准型模式过渡到集成型和智能型模式的阶段,许多配网自动化的高级功能还不完善,甚至没有投入使用。针对配网自动化工程建设现状提出了如下建议。

(1) 继续推进配电自动化的覆盖范围,提高二次设备可靠性。

(2) 在试点建设中注意将配电自动化建设与配电网规划和改造相结合,开展配网规划方面的探索研究。

(3) 开展基于 IEC61968 标准的应用,推进试点工程配电信息交互总线建设,实现与 GIS、EMS 和 PMS 等相关系统的信息集成应用。

(4) 通过技术手段深化配网自动化的高级应用,如可以引入离线的第三方准实时配电网运行辅

助应用系统。

(5) 积极推进新技术的应用,不断丰富配网自动化系统高级应用功能。

参考文献:

- [1] 陈 堂,赵祖康,陈星莺,等.配电系统及其自动化技术[M].北京:中国电力出版社,2002.
- [2] 刘 健,张小庆,同向前,等.含分布式电源配电网的故障定位[J].电力系统自动化,2013,37(2):36-42.
- [3] 刘 健,张 伟,程红丽.重合器和电压-时间型分段器配合的馈线自动化系统的参数整定[J].电网技术,2006,30(16):45-49.
- [4] 刘 健,负保记,崔 琪,等.一种快速自愈的分布智能馈线自动化系统[J].电力系统自动化,2010,34(10):62-66.
- [5] 刘 健,赵树仁,负保记,等.分布智能型馈线自动化系统快速自愈技术及可靠性保障措施[J].电力系统自动化,2011,35(17):67-71.
- [6] 国家电网公司科技部.配电自动化技术现状及发展分析报告[R].2009.7.

作者简介:

张 剑(1983),男,湖北咸宁人,工程师,从事配网自动化研究工作;

孙 健(1978),男,安徽无为,高级工程师,从事配网自动化研究工作;

朱卫平(1983),男,江苏常熟人,工程师,从事配网自动化研究工作。

配电网自治式故障隔离系统研究

孙健¹, 袁晓冬¹, 袁宇波¹, 王朝明^{2,3}, 马春生³

(1.江苏电力公司电力科学研究院,江苏南京 211103;2.东南大学电气工程学院,江苏南京 210096;
3.南京软核科技有限公司,江苏南京 210019)

摘要:分析集中型馈线自动化终端和“电压-时间”型馈线自动化终端存在的弊端,提出了智能馈线终端(FTU)的改进方案。基于通讯的“自治式 10kV 配网馈线自动化保护系统”,可视为智能配电网技术的一个重要组成部分,它能够完成对馈线实时数据的有效传输、配网结构的监控以及故障的快速隔离与重构功能。FTU 在没有主站参与下独立地、快速地切除故障恢复供电,提高了系统的安全性,供电可靠性得到提高。在通讯出现故障时,可使系统退化成“电压-时间”型馈线自动化系统,从而提高了系统的可靠性。

关键词:配电自动化;馈线自动化;智能馈线终端单元

中图分类号:TM727

文献标志码:A

文章编号:1009-0665(2013)S2-0056-04

配电自动化(DA, Distribution Automation)是80年代末期首先由美国而后到其他工业发达国家逐步发展起来的,其内容也是在不断变化。配电是电力系统发电、输电和供电过程中直接面向电力用户的重要部分,由配电设备、通信和控制设备构成一个配电系统,按一定的规则运行,持续供应高质量的电能,满足广大电力用户需求^[1]。实施配电自动化的目的是采用现代电子、通信、计算机、网络和图形等技术对配电网和电力用户在正常运行下和突发事故下实行检测、保护、控制和管理。配电自动化发展到今天,其内容可以大致分为四个方面:一是用户需求侧管理自动化;二是馈线自动化,即配电线路自动化;三是变电站综合自动化;四是配电管理自动化。在这四个层次中,馈线自动化对于提高供电的可靠性,改善供电质量起着重要作用^[2]。

在配电网中,若发生永久性故障,通过开关设备的顺序动作实现故障隔离;在环网运行或环网结构中,开环运行的配电网中实现负荷转供,恢复供电,这一过程是自动进行的。在发生瞬时性故障时,通常切断故障电流后,故障自动消失,可以由开关自动重合而恢复对负荷的供电。一般可以利用分布安装于10 kV 馈线线路各节点上的馈线终端单元(FTU),对线路电压、电流等进行实时采集,并通过光纤、无线、载波等通信方法将检测的各种接地特征电气量上送到配电自动化子站或主站。在子站/主站上,综合应用整个配电线路各节点的特征量,通过模糊技术、人工智能技术、小波技术等方法寻找故障点,并通过通信方法控制开关,隔离故障区域。这种方法可提高对配电线路的接地故障特别是小电流接

地故障检测的精确性^[3-5]。但是随着控制技术的发展,配电终端 FTU 的硬件性能足以完成更多的功能,包括 RTU 功能、保护功能、滤波功能、开关的状态监测和智能维护功能等^[6,7]。本文提出的智能型 FTU 包含了传统 FTU 的功能,在自动化和智能化方面更加完善,可替代传统馈线自动化中主站和子站的基本功能。本文着重研究基于新型智能 FTU 的网络故障隔离与自愈技术,包括研发智能型 FTU 及其后台管理系统。新型智能 FTU 系统装设在馈线线路,可以使整个 FTU 系统具有相对独立性;而且后台管理系统可运行在专用的服务器上,或直接嵌入配网自动化系统。

1 配电网馈线自动化系统的主要问题

目前常见的馈线自动化系统有两种模式:集中型馈线自动化终端,电压-时间型馈线自动化终端。集中型的馈线自动化终端,在出现故障时需要主站协调,但是随着配电网数据规模的日益增大,主站对故障的处理响应速度迟缓,另外可能存在由于网络通讯中断,导致功能失效,不能满足需求。依赖于主站协调的馈线自动化终端已经不能满足对故障迅速处理的要求。

虽然电压-时间型 FTU 无需主站协调即可实现故障的隔离与供电的恢复,但是供电恢复需要多次重合闸,对系统及用户造成冲击,不利于设备的安全运行^[6],且供电恢复时间过长,另外,这种电压-时间型 FTU 是通过重合来实现故障隔离和规范,不适合电缆型线路的故障隔离和恢复。

2 解决方案

随着硬件技术、通讯技术的发展,将原本由主站

进行的线路故障处理逻辑下移到智能 FTU 终端上,不仅能减轻主站的负担,提高对线路故障的响应速度,亦能使调度及变电站没有直接关联,减少原先的部门权限冲突。

为此在软件设计时将智能 FTU 的工作模式分为主控 FTU 模式和普通 FTU 模式。主控模式运行状态下的 FTU 能够对整条馈线的节点的拓扑结构进行管理,并且能够管理自身及其其他节点的重合、重构等过程。

通常的馈线自动化系统如果设置了主控 FTU,则主控 FTU 是固定不变的,这种方式有着明显的缺点:当主控 FTU 出现故障时,则整个馈线自动化系统中主控功能全部失效。为解决该问题,在该项目中主控 FTU 是动态的,当原主控 FTU 出现故障时,在当前所有正常的 FTU 中,编号最小一台自动由普通 FTU 模式切换为主控 FTU 模式。当系统中的通讯全部中断时,该系统退化为常规的“电压-时间”型馈线自动化系统。

2.1 改进短路隔离方法

电网是各种电力元件构成的网络结构。目前配电网中最为常见的两种馈线结构为环网和手拉手馈线,采用负荷开关或断路器进行分段。如果忽略电网其它元件,便可以将配电网从结构上简化为以开关作节点的网络^[7]。将试验所采用的一条 10 kV 手拉手馈线,简化为如图 1 所示结构(QF1、QF2:出口断路器;S1—S4:分段断路器;L 为联络断路器)。

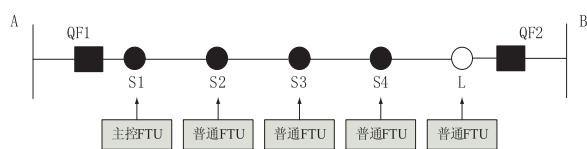


图 1 网络结构

为了实现五台 FTU 之间任意两者之间能快速通信,FTU 之间架设了光纤 EPON 通信,构成局域网。当在 S3、S4 之间发生短路故障时,如图 2 所示。

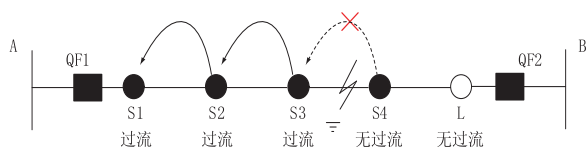


图 2 短路后的状态

有过流的下流的 FTU 会向前方的 FTU 发送过流闭锁信号,防止上游的断路器跳闸,从而减小停电范围。由于 S4 无过流不向 S3 发送过流闭锁信号所以 S3 跳闸。

为避免短路故障发生时,所有信息均需主控 FTU 协调,从而导致主控 FTU 瘫痪。过流闭锁信号

不经主控 FTU 转发,采用点对点方式通信,不仅可减轻主控压力,同时也可提高闭锁信息的传递速度。

2.2 改进保护判据

目前可将常规的 FTU 划分为电流型和电压型两种类型。通常电流型 FTU 只配置电流互感器,电压型 FTU 仅配置电压互感器。

为使在通讯中断时该新型馈线自动化系统能退化为“电压-时间”型 FTU,以提高系统的可靠性。区别于电流型和电压型 FTU,本系统为每台 FTU 均配置电流互感器和两路电压互感器(测量断路器前后的线电压)。

馈线自动化系统主要是对馈线短路进行保护。故采用电流作为主判据,电流的整定值可按照最小运行方式整定 $I_d = \min(I_{A_{\min}}, I_{B_{\min}})$,其中 $I_{A_{\min}}$ 表示最小方式运行下 A 端供电时短路电流, $I_{B_{\min}}$ 表示最小方式运行下 B 端供电时短路电流。由于对手拉手线路既可以 A 端供电亦可 B 端供电,所以五台 FTU 的电流整定值均为 I_d 。电压作为辅助判据,主要用于解列,重合闸等操作。在通讯中断时,系统退化为“电压-时间”型 FTU,根据电压条件进行供电恢复。

2.3 主控 FTU 的动态改变

在系统的运行中很有可能出现主控 FTU 出现故障,或者通信中断的情况,所以为了提高系统的可靠性,在该系统设计时,本系统采取了主控的动态设定,即原主控 FTU 出现故障时,系统在剩余的 FTU 中会自动推举出一台 FTU 作为主控 FTU。结构变成如图 3 所示。

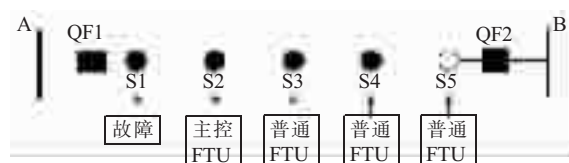


图 3 网络状态

主控 FTU 的选择:FTU 投入运行后,各 FTU 会定时自动地向其他 FTU 传送自身的状态(称之为“心跳”)。每台 FTU 均能获取其他 FTU 的运行状态,随后 FTU 根据特定的算法自动推举编号最小的 FTU 作为主控 FTU,并将自身设定为普通 FTU 模式运行。若原有的 FTU 出现故障时,其他 FTU 再通过上述方式,自动推举出一台普通模式的 FTU 转变为主控模式,接替原有的主控 FTU。从而在系统运行过程中,任何时刻最多只有一台 FTU 运行于主控模式下。

由于每台 FTU 均能通过心跳获取其他 FTU 的状态,所以每台 FTU 均能识别供电方向,动态识别 FTU 逻辑上的前后节点。为故障的隔离定位与供电

恢复提供联络开关位置,网络拓扑等信息。从而使一条安装智能 FTU 的手拉手馈线构成一个小型自治式控制系统,使控制权限清晰明了。

该系统的特点为:

(1) 本系统具备三重保护:智能 FTU 的速断保护和限时电流速断保护;出线断路器保护;主变压器低压侧开关保护。发生故障时,由线路电流保护 I 段配合 FTU 系统对故障进行隔离,此方法可进行较精确的故障定位,减少停电范围;出口断路器保护,主变压器低压侧开关保护作为后备保护,提高可靠性。

(2) 各分段断路器的重合过程即可由主控 FTU 指挥完成,速度较快;通讯中断时可由各 FTU 按“电压-时间”型逻辑配合就地完成。

(3) 减少了停电范围,缩短了停电时间。

(4) 减少了开关动作次数。

(5) 鲁棒性好,通讯故障时,仍可正常动作。智能 FTU 的配电网馈线保护与重构工作原理。

线路正常运行时,终端设备相互间通过光纤通信网络交换 FTU 运行状态、标志位及开关位置等信息。当线路发生短路故障时,在故障点电源侧的配电终端检测到故障信号,负荷侧的配电终端检测不到故障信号。故障点两侧配电终端通过对等通信,在获得线路故障信号后,进行故障区段就地判断,完成故障区段有选择隔离。故障隔离完毕,智能 FTU 装置,通过点对点通讯(主控模式或对等模式),将各节点的状态上报至主控 FTU,主控 FTU 根据网络的拓扑状态信息来恢复非故障段的供电。

(a) 馈线发生瞬时性故障

当 K 点发生瞬时短路故障时,系统的控制策略如下。

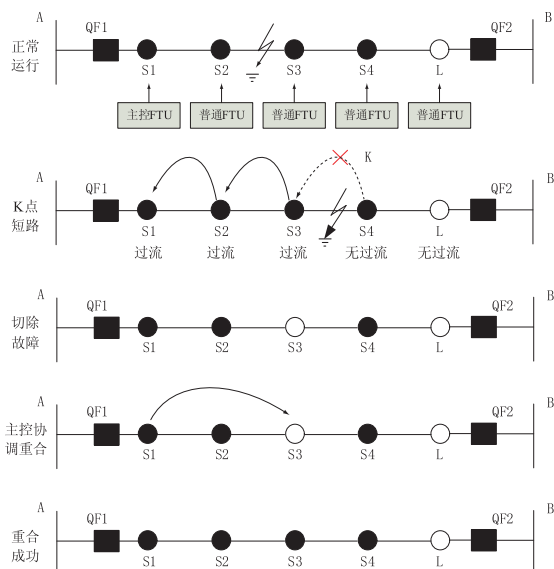


图 4 瞬时故障的动作过程

由图 4 可看出,采用改进的短路故障隔离方式停电范围仅为 S3 至 L 段,优于出口断路器跳闸。

该系统的保护分为三重:(1)电流速断保护;(2)出口断路器保护;(3)主变压器低压侧开关保护。同时提供了过负荷保护。

在该项目中,电流速断保护整定时间为 60 ms,通常可在 160 ms 以内切除短路故障;出口断路器保护整定时间为 200 ms;过负荷保护整定时间为 350 ms。

在运行中当 S3 发生拒动时,出口断路器保护起到后备保护的作用。

(b) 馈线发生永久性故障

当 K 点发生永久短路故障时,系统的控制策略如图 5 所示。

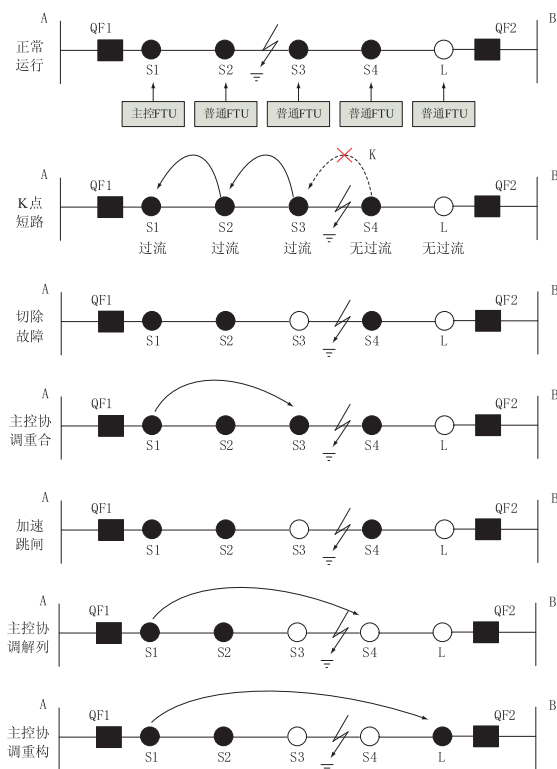


图 5 永久故障的动作过程

发生永久故障后,经主控协调,可快速将故障隔离在 S3、S4 区段内。

在发生永久故障时采取主控 FTU 去协调故障区域的隔离,可有效的避免“电压-时间”型 FTU 盲目重合对变电站造成的冲击。

3 结论

对比配电网中各种故障隔离方案,分析其优劣性。采用智能 FTU 做主控的系统具有快速、准确切除故障与恢复供电,三重保护的特点。其中本方案还拥有以下特点:

(1) 本方案区别于常规配电网馈线自动化系

统,方案中将智能 FTU 内部联网实现智能控制系统,不需要变电站配网主站和配电自动化主站系统参与,就可自治实现配网的故障隔离及重合、故障恢复功能。本文与调度及变电站没有直接关联,减少原先的部门权限冲突。在主站只需配置相对简单的后台管理功能对智能 FTU 实现配置管理,在不具备配网自动化主站系统的情况下也能提高馈线自动化水平,因此本系统具备安装维护简单,便于推广使用的特点。

(2) 本方案实现了智能馈线自动化系统,能够实现馈线保护的选择性。发生短路故障时,常规馈线自动化系统通过馈线出口保护,切除整条馈线;智能馈线自动化系统根据前后智能 FTU 装置间的通讯,变电站出口保护作为后备保护没有动作,不用整条线路切除,实现有选择的切除故障段,最大限度的减少停电范围,提高供电可靠性。

(3) 本方案具备高可靠性的特点。通过对智能 FTU 的运行模式的设定,使智能馈线自动化系统基于高速通讯平台,又不完全依赖于通讯。有光纤通讯的情况下,可以通过高速的光纤通讯,实现保护的选择性。当通讯中断或无通讯情况下,智能馈线自动化系统能够自动退化成“电压-时间”型^[8-9]的常规馈线自动化系统,通过时间配合,实现故障的自动恢复。

(4) 本系统恢复供电速度快。由于在恢复供电的过程中,都是通过主控 FTU 中预置好的恢复策略来进行恢复,不需要主站、子站的配合,因此恢复时间大大缩短,尤其是当配电网网络庞大的情况下。

基于智能 FTU 的配电网馈线保护与重构系统,可视为智能配电网技术的一个重要组成部分,它能够完成对馈线实时数据的有效传输、配网结构的监

控以及故障的快速隔离与重构功能,并配置相对简单的后台管理机,完成原先配置主站和子站的系统相应的功能。使 FTU 的独立性、故障切除的快速性、系统的安全性等性能得到提高。

参考文献:

- [1] 陈 堂,赵祖康,陈星莺,等. 配电系统及其自动化技术[M]. 北京:中国电力出版社,2002.
- [2] 林功平. 配电网馈线自动化解决方案的技术策略[J]. 应用研究及成果,2001,(10)4:52-55.
- [3] Gong Jing. Based on FTU with Wavelet Decomposition Waveform Adaptive Area Calculation for Single-phase Ground Fault Line Selection in Distribution Network [C]. 2010 International Conference on Measuring Technology and Mechatronics Automation, 2010.
- [4] 郭上华,肖武勇,陈 勇,等. 一种实用的馈线单相接地故障区段定位与隔离方法 [J]. 电力系统自动化,2005,(10),10:79-81.
- [5] 董莉娜. 10 kV 配网单相接地故障小波选线方法研究[D]. 重庆大学,2009.
- [6] 邹云晓. 馈线自动化技术和 FTU 的研制 [D]. 浙江大学,2002.
- [7] 周羽生,周有庆,戴正志. 基于 FTU 的配电网故障区段判断算法[J]. 电力自动化设备,2000,(20)4:25.
- [8] 张系中,罗少威,戴南洲. 10 kV 电缆网馈线自动化的关键技术问题的探讨[J]. 继电器,2007,(16)4:74-75,79.
- [9] 刘 健,张志华,张小庆,等. 继电保护与配电自动化配合的配电网故障处理 [J]. 电力系统保护与控制,2011,(16)8:53-57.

作者简介:

孙 健(1978),男,安徽无为人,高级工程师,研究方向为智能配电网,智能变电站等;
袁晓冬(1979),男,江苏无锡人,高级工程师,研究方向为智能配电网,电能质量等。

The Study of Autonomous Protection and Reconstruction System in Distribution Network

Sun Jian¹, Yuan Xiaodong¹, Yuan Yubo¹, Wang Chaoming^{2,3}, Ma Chunsheng³

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

2. Southeast University, school of EE. Jiangsu, Nanjing 210096;

3. Nanjing Softcore Corporation, Jiangsu, Nanjing 210096)

Abstract: After analyzing the drawbacks of the centralized feeder automation terminal and the "voltage - time" type feeder automation terminal, we proposed a new intelligent FTU prototype. The new autonomous 10kV distribution feeder automation protection system based on communication is an important part of smart distribution grid technology. It is able to effectively transport the real-time data of the feeder, monitor the structure of the distribution network and rapidly isolate and reconfigure of system fault. FTU can operate independently and quickly, without the participation of the master server, fast clear fault and recover power, thereby improving the security and the reliability of power networks. When the communication suspended, the FTU will degrade into a "voltage - time" FTU, it can improve the reliability of the system.

Key words: Distribution automation; Feeder automation; Intelligent feeder terminal unit

配电网智能调度模式及关键技术研究

陈星莺,余 昆

(河海大学能源与电气学院,江苏 南京 211100)

摘 要:分布式电源、微电网、储能装置、电动汽车充放电设施接入配电网运行改变了配电网能量平衡的模式,为了推进智能电网建设,在分析配电网及其调度控制特点基础上给出了配电网智能调度的目标和调度对象。为实现配电网的高效运行,提出基于网源荷互动的多维多阶段递进式配电网智能调度模式,给出配电网智能调度系统的功能结构。提出为实现配电网智能调度系统必须解决的关键技术,探索了配电网调度的发展趋势,给出了相关的研究方向。

关键词:配电网;智能调度;网源荷互动;调度模式;关键技术

中图分类号:TM73

文献标志码:A

文章编号:1009-0665(2013)S2-0060-04

智能电网是世界电力工业的发展方向^[1-2],虽然电网结构、运营模式等因素各异造成各国智能电网建设的重点不同,但是,各国电网都具有数字化、信息化、自动化、互动化和智能化等发展趋势^[3-6]。

配电网是联系电力负荷与大电网的中间环节,通过配电网智能调度实现各种资源的优化配置是建设智能电网的关键内容。随着分布式发电技术的发展和推广应用,配电网中存在各种分布式电源以及冷、热、电联产等多种供能方式,小容量分布式电源则直接与用户相连构成微电网,然后再以不同的并网方式接入配电网运行^[7]。分布式电源和各种大容量冲击负荷如电铁、电动汽车充放电设施等接入到配电网,大型电动机、空调等大容量动态负荷越来越多,这些都改变了配电网的运行特性,使其运行状态变化频繁,供电可靠性和电能质量下降^[8-10],甚至会发生电压不稳定现象^[11]。因此,有条件、有必要通过各种分布式电源及负荷资源的调度优化配电网,实现其高效运行与节能减排目标。

近几年来,国内外学者开始了电力系统智能调度的研究,但主要集中在输电网,关注安全稳定运行、风险防御等内容^[12,13]。配电网结构、运行特性以及运营管理均与输电网有较大差异,不能直接引用大电网的调度策略和方法。配电网调度也受到了关注^[14,15],但由于配电网量测信息少、信息质量不高,实际中难以实现智能调度,目前

大多借助经验进行调度,或处于“盲调”状态。

配电网结构和运行特性的变化对其调度与控制提出了新要求,需考虑以下几点:(1) 可以通过调度分布式电源出力、改变负荷的用电特性和优化供电路径多种手段实现配电网功率潮流的最佳分布;(2) 运行参数允许在一段时间内轻微越限;(3) 在遭受自然灾害等紧急情况下可通过分布式电源和微电网孤立供电;(4) 配电网的改造频繁,调度

策略需要综合考虑配电网的规划、检修与控制。本文根据智能电网建设要求,针对配电网的特点、调度目标和对象提出智能调度模式和关键技术,为实现配电网、电源、负荷的互动协调调度指出研究方向。

1 配电网智能调度目标及模式

1.1 配电网智能调度目标

传统配电网是单电源供电的弱环状网络,其调度措施仅限于网络重构和无功电压优化控制。随着各种分布式电源、微电网、储能装置、电动汽车充放电设施等接入到配电网运行,这些均可作为调度对象进行控制,也就是说,配电网智能调度要实现网络、电源、负荷三类对象的协调。

为负荷提供足够的电力需求是配电网的基本要求,因此配电网的智能调度首先需要考虑满足配电网负荷的供电量需求,即在调度周期内的负荷水平及检修需求条件下,配电网应能够为所有负荷提供充足的电力。配电网调度的第二个目标是满足供电质量要求,包括配电网运行在额定电压附近,且不超出电压上下限,保持功率因数在规定范围内等。

在调度周期内,既要通过运行方式的调整保持配电网总体运行成本最小,又要减少调度过程中付出的操作代价,即调度方案需要保证设备动作次数最少。电力负荷是时变量,并且运行中配电网不可避免地会遭受一定的扰动,因此,智能调度不能只考虑当前状态,而需要计及调度周期内多个时段的供电安全裕度。

综上所述,本文认为配电网的智能调度是对含分布式电源、微电网、储能装置、电动汽车充放电设施等对象的复杂配电网进行调度,通过运行信息的全景化、配电网评估的定量化、调度决策的精细化、运行控制的自动化,实现配电网中网络、电源、负荷的协调运行,保证配电网持续安全可靠、优质高效运行。

1.2 配电网智能调度模式

由上可知,配电网智能调度包括电力电量需求、供电质量要求和调度操作要求三类调度目标。为实现这些目标,需要多个部门在不同时间采用多种调度控制方法,而各种调度方法所需获取的配电网信息各不相同,并且具有不同的信息不确定性。配电网智能调度信息和方法的时间相关性如图1所示,也就是说,配电网智能调度是一个多阶段、多目标协调优化问题。根据上述分析,本文提出图2所示的网-源-荷互动配电网智能调度模式。

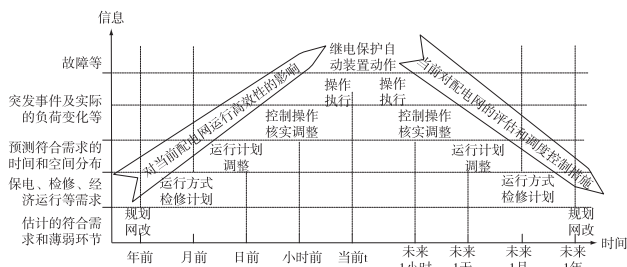


图1 配电网智能调度信息和方法的时间相关性

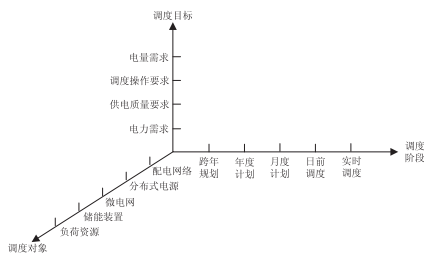


图2 配电网智能调度模式

智能电网的互动化要求配电网的智能调度能够实现各种电源、充放电设施及可控负荷等与配电网之间进行互动,因此,由配电网、电源、负荷三者组成的系统由单向的能量流演变为能量流和信息流的双向互动模式,而各种新材料和新设备的应用必将提升配电网控制的灵活性、加大配电网运行方式的优化空间,这为网-源-荷互动提供了基础条件。如图2所示,配电网的智能调度需要在空间尺度上,根据分布式电源、微电网、储能装置、可控负荷等调度对象的分布,形成“局部平衡—分区协调—整体吸纳”的调度机制。

如图2所示,配电网的调度包括跨年规划(一般为3-5年)、年度计划、月度计划、日前调度和实时调度多个阶段。各个时间阶段具有不同的调度目标,通过协调配电网规划、改造计划、检修计划、运行方式、设备运行状态、分布式电源出力和负荷的变化趋势,实现电力电量、供电质量和调度操作三类调度目标。因此,配电网的智能调度需要在时间尺度上,形成网、源、荷互动环境下“中长期规划—短期运行计划—超短期调度与控制方案”的多阶段递进式调度策略。

2 配电网智能调度系统功能

由上述分析可知,配电网智能调度是在满足提供持续可靠安全和质量符合要求的电能前提下,通过对配电网、电源和负荷进行资源优化配置,提高配电网的安全性、可靠性、优质性、经济性、友好性指标,实现配电网高效运行。为达到该目标,配电网智能调度系统须包含以下基本应用功能:配电网运行分析与仿真,设备状态管理,风险预警,配电网规划,配电网发电计划、检修计划、负荷用能计划、网络方式计划,配电网电价策略,多维时空信息可视化等。以基本应用功能为基础,通过配电网运行高效性评估,找到影响当前运行高效性的主要原因和可能采取的措施,分别进行中长期调度、短期调度和超短期调度,使其逐步趋向高效运行的目标。此外系统还包括配电网智能调度技术支持基础平台、配电网综合数据平台、多元混合通信组网、配电网智能设备和智能测控终端等系统支撑功能。各功能模块之间的关系如图3所示。

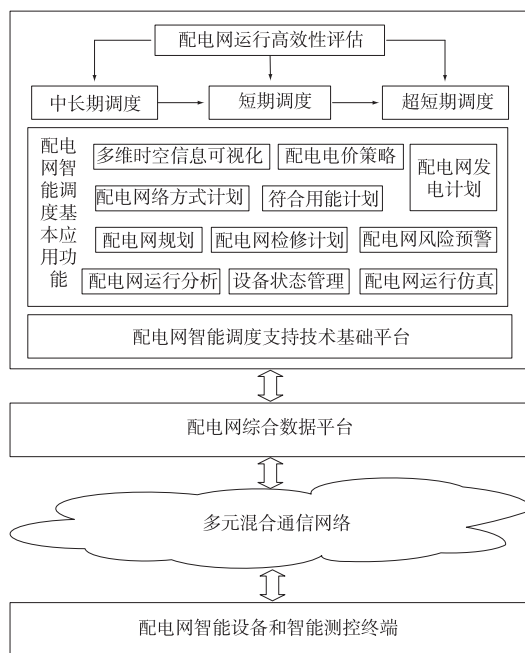


图3 配电网智能调度功能结构

3 配电网智能调度关键技术

如上所述,配电网智能调度包括配电网的数据采集、调度决策、控制执行等多个环节,涉及多个时间阶段的网-源-荷互动。限于篇幅,整个智能调度系统的具体设计,调度策略、模型和算法在后续文章中介绍,下面重点分析配电网智能调度需要突破的关键技术。为了实现上述的配电网智能调度系统,需要重点突破配电网运行评估、网-源-荷互动协调、面向过程的信息集成与自动建模、多阶段一体化调

度决策、运行风险预警、多维时空信息可视化、智能配电终端与一次设备融合、基于物联网的多元混合通信等关键技术,这也是未来配电网智能调度的研究方向。

3.1 配电网运行评估技术

各个阶段的调度方案都会影响配电网运行的高效性,智能调度要求对不同配电网提出相适应的信息化、自动化和互动化目标,因此,正确评估配电网是智能调度的关键。配电网运行评估包括其运行的安全性、可靠性、优质性、经济性、友好性指标,各类指标之间相互依赖、相互影响,所以首先研究反映配电网运行特性的指标,然后建立各项指标与配电网运行状态参数及其变化趋势之间的具体泛函关系,形成多目标、多层次、多属性指标协同量化的配电网运行评估指标模型。针对配电网调度不同阶段之间的相互作用,采用所建立的量化评估指标模型建立配电网评估与后评估方法。

3.2 网-源-荷互动协调技术

配电网重构和无功电压优化控制通过电气通路的改变可实现一定程度的潮流调度。随着不同运行特性和发电成本的分布式电源并网运行,配电网成为多种供能方式协调的多电源供电网。因此,通过分布式电源及其与输电网之间的互补能够增大潮流调度的空间,同时,一些不可控、间歇式电源与储能装置的存在,改变了配电网能量平衡的模式。传统负荷用户参与配电网调节、通过能效电厂等提高终端用能效率,再加上并网运行的微电网控制、电动汽车充放电设施的有序充放电,可为智能电网的消峰填谷和节能减排起到显著效果。综上所述,考虑配电网、分布式电源和负荷的特点,进行网-源-荷互动协调优化以整合所有配用电资源是实现配电网智能调度的核心。

3.3 面向过程的信息集成与自动建模技术

配电网智能调度支持技术基础平台交互的数据包括配电网结构数据、空间信息、实时和历史运行数据、预测数据、音视频数据等,分布在配电网生产管理系统、地理信息系统、营销系统、调度自动化系统、配电自动化系统、故障信息系统等多个系统中,分属于不同的安全分区。上述数据的时间尺度跨越智能调度的多个阶段,涉及离散型时变量、连续型时变量和非时变量,为了进行有效调度,需要将多个系统多个时段的数据进行综合,通过模型重建生成准确的全网运行过程信息模型,这是实施配电网智能调度的基础。配电网的规模庞大、网络改造频繁、数据更新量大,日常的运行维护工作量巨大,基于面向过程的信息集成,自动完成配电网模型的建立是智能调

度实用化的基础。

3.4 多阶段一体化调度决策技术

配电网智能调度的时间跨度较大,在跨年规划和年度计划阶段,为了满足高峰负荷的供电需求,配变及配电网络需要设计足够大的容量。负荷的变化与负荷性质、社会生产生活息息相关,通常实际负荷与设计值相差较大,并且高峰负荷持续的时间非常短,造成配电网容量的巨大浪费。在检修计划、日前调度计划和实时调度阶段,则受网络接线模式的限制,无法形成最佳的调度方案。随着分布式电源、微电网、储能装置、电动汽车充放电设施等接入,配电网成为多种供能方式进行能量平衡的多电源网络,各种对象之间相互依赖和作用,且具有不确定性。综上所述,对配电网络、电源、负荷之间的多阶段能量平衡进行一体化决策是配电网智能调度实用化的关键。

配电网的多阶段一体化调度决策要求研究各个调度阶段网络结构、配电设备、分布式电源、负荷资源之间的相互作用和约束关系,及其对配电网的安全性、可靠性、优质性、经济性、友好性等运行指标的影响,建立节能减排条件下满足多阶段能量平衡的一体化优化调度模型和算法,实现配电网供电方式和运行方式的自动化。

3.5 运行风险预警技术

风力发电和太阳能光伏发电系统出力受自然环境的影响具有较大随机性^[16-17],小容量分布式电源通过微电网并网运行,虽然可以控制微电网接入点的功率,但仍然具有一定的不可预见性,使得配电网负荷的不确定性增加。由于上述不确定性因素的存在,配电网潮流分布也具有随机性,从而影响配电网运行的各项性能指标,增加了运行风险,降低了供电可靠性和供电质量。故研究建立分布式电源、微电网、储能装置、电动汽车充放电设施等与自然环境相依的时变模糊随机模型,同时考虑其运行模糊特性和概率特性,建立动态配电网运行风险预警方案,这是智能调度的高级应用关键技术。

3.6 多维时空信息可视化技术

配电网智能调度要求网-源-荷互动,在空间尺度上不同调度对象之间互相作用,在时间尺度上各个调度阶段的决策需要相互协调,如果不借助工具,调度员很难针对多维多时间尺度的调度策略进行评判。因此,研究多维时空信息的可视化技术,客观直接地反映配电网状态,这是智能调度实用化的又一关键技术。

3.7 智能配电终端与一次设备融合技术

真实可靠的数据准确反映配电网运行状态是智

能调度的基石,调度方案的正常执行才能真正发挥智能调度的作用。配电网运行数据的最终来源和调度方案的执行都依赖智能配电终端与配电一次设备,由于配电网设备量多面广、种类繁多,并且要求能够适应户外环境,因此,可靠、耐用、智能化的配电终端设备及其与一次设备的融合是实施配电网智能调度的关键技术。

智能配电终端与一次设备融合要求针对配电网中配电变压器、各种开关、分布式电源、微电网、储能装置、电动汽车充放电设施等特点,研究配电网遥测、遥信、保护、控制、通信、状态监测等功能对设备的要求,研制适用于上述对象的测控终端。研究解决在配电一次设备强电磁场环境下可靠工作,低功耗采集、多方式取电、时钟同步、高精度采集等问题,并将部分功能融合到相应一次设备中,形成智能配电终端设备或智能配电设备,最终实现感知配电网信息和执行智能调度、控制的目标。

3.8 基于物联网的多元混合通信技术

配电网设备分散分布在广域空间中,智能调度需要配电终端设备及其与调度中心之间进行相互通信。由上述分析可知,为适应各种对象的需要,目前配电终端设备种类繁多,采用相对专用的通信协议,难以实现统一的数据采集和信息交互,所以,采用物联网技术融合多种通信手段,建立多元混合通信平台,实现标准化、统一化、自动化的配电终端设备接入,这是配电网智能调度的重要保障,也是配电网通信的发展方向。

4 结束语

配电网智能调度应该能够对配电网、各种电源和负荷资源进行优化配置,能够满足不同时间周期范围内配电网的运行要求。通过面向过程的信息集成与自动建模,系统可为配电网调度中心提供信息支持;通过配电网运行评估,系统可提供调度控制需求信息;通过运行风险预警,系统可提供不同调度阶段配电网的隐患信息,并通过网-源-荷互动协调和多阶段一体化调度决策为配电网智能调度提供技术保障。另外,多维时空信息可视化、智能配电终端与一次设备融合、基于物联网的多元混合通信等技术为配电网智能调度实用化提供技术支撑。配电网智能调度是智能电网建设的重要内容,本文分析了配电网智能调度的目标、模式、系统功能结构和关键技术,希望能引起广大学者和技术工作者的关注。

参考文献:

[1] Chen-Ching Liu, Juhwan Jung, Heydt G. T., et al, The Strategic Power Infrastructure Defense (SPID) System. A Conceptual

- Design, IEEE Control Systems Magazine, 2000, 20(4):40-52.
- [2] 余贻鑫, 栾文鹏. 智能电网. 电网与清洁能源, 2009, 25(1): 7-11.
- [3] 陈星莺, 顾欣欣, 余昆, 等. 城市电网自愈控制体系结构电力系统自动化, 2009, 33(24): 38-42.
- [4] 常康, 薛峰, 杨卫东. 中国智能电网基本特征及其技术发展评述. 电力系统自动化, 2009, 33(17): 10-15.
- [5] 陈树勇, 宋书芳, 李兰欣, 等. 智能电网技术综述. 电网技术, 2009, 33(8): 1-7.
- [6] 李威, 丁杰, 姚建国. 智能电网发展形态探讨. 电力系统自动化, 2010, 34(2): 24-28.
- [7] 余昆, 曹一家, 倪以信, 等. 分布式发电技术及其并网运行研究综述. 河海大学学报, 2009, 37(6): 741-748.
- [8] Freitas W., Dasilva L. C. P., Morelato A.. Small-Disturbance Voltage Stability of Distribution Systems With Induction Generators[J]. IEEE Transactions on Power System, 2005, 20(3): 1653-1654
- [9] Freitas W, Vieira J C M, Morelato A, et al. Influence of excitation system control modes on the allowable penetration level of distributed synchronous generators[J]. IEEE Transaction on Energy Conversion, 2005, 20(2): 474-480.
- [10] 王蓓蓓, 李扬. 冰蓄冷空调技术对南京地区电网调峰的影响. 能源技术, 2002, 23(6): 271-273.
- [11] Prada R B, Souza L J. Voltage stability and thermal limit constraints on the maximum loading of electrical energy distribution feeders[J]. IEE Proceedings Generation Transmission & Distribution, 1998, 145(5): 573-577.
- [12] 张伯明, 孙宏斌, 吴文传. 3 维协调的新一代电网能量管理系统. 电力系统自动化, 2007, 31(13): 1-6, 22.
- [13] 宋卓然, 刘东, 尤毅, 等. 考虑设备健康状态的智能调度策略. 电力系统保护与控制, 2011, 39(20): 43-47.
- [14] 夏叶, 康重庆, 宁波, 等. 用户侧互动模式下发用电一体化调度计划. 电力系统自动化, 2012, 36(1): 17-23.
- [15] 金勇, 刘俊勇, 魏震波, 等. 特大 / 超大型城市智能配电网调度高层应用. 供用电, 2011, 28(2): 18-22.
- [16] Zhu Y, Tomsovic K. Adaptive Power Flow Method for Distribution Systems With Dispersed Generation [J]. IEEE Transaction on Power Delivery, 2002, 17(3): 822-827.
- [17] Ciric R. M., Padilha A., Denis I. F. E. D., Discussion of Adaptive Power Flow Method for Distribution Systems With Dispersed Generation[J]. IEEE Transaction on Power Delivery, 2003, 18(2): 647-648.

作者简介:

陈星莺(1964),女,博士,教授,博士生导师,主要研究方向为智能配电网运行分析与控制、配用电自动化及其高级应用、智能用电与需求管理、能效与节能、新能源与为电网、电力市场与电力经济;

余昆(1978),男,博士,副教授,主要研究方向为智能配电网运行分析与控制、配用电自动化及其高级应用、能效与节能。

ASON 技术在常州地区智能电网建设中的应用

陆晓炫

(常州电力设计研究院,江苏 常州 213000)

摘要:本文通过分析当前常州地区的光通信网络系统的现状,公司信息数据业务的需求,存在的问题,结合智能化电网的发展趋势,总结通信网的合理发展方向;同时探讨 ASON 技术在本地地区应用的可行性。

关键词:电力系统;智能化;光通信;ASON

中图分类号:TM73;TN929.1

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S2-0064-04

随着社会的发展,新能源的变革也在快速发展,而新能源利用绝大部分要通过转化为电能来实现。因此,电网的重要性日益突出,电力供需调配的压力也骤然上升。随着国家在“十二五”的规划中明确了电网的两大发展主题——“特高压”和“智能电网”,以此来破解能源发展的难题和瓶颈。国家电网公司也随之加快了这两大领域的建设步伐。

常州地区地处长江中下游经济圈的中心位置,其地位在全国的电网中是重要的受电端和电能调配枢纽中心之一。由此显而易见,本地地区的智能电网建设就显得尤为重要。而随着智能化的要求和业务量的提高,对电力通信网络的容量、交换速度以及实时控制等技术也提出了更高的要求。当前传统运行的 SDH 光纤通信网显然会大大限制智能化电网推进的步伐,从通信技术的发展角度来看,日渐成熟的 ASON 智能网络技术正成为目前的主流发展方向,该技术也在今后必然成为智能化通信网络的主要应用技术,为智能化电网承担起保驾护航的重要作用。

1 常州地区电力通信网现状

1.1 光纤通信网络结构

常州地区电力通信网目前已形成 21 个环网,覆盖本地区 4 个 500 kV 换/变电站、37 个 220 kV 变电站、124 个 110 kV 变电站以及 89 个与公司相关的站点。共建有光纤通信站点、机房 254 个,各类光纤缆路 560 条,光缆总长 4119.47 公里。

1.2 通信设备现状

经过多年建设和不断调整改造,本网光纤通信设备使用基本统一为两种,市区均采用中兴公司 ZXMP 系列 SDH 设备组网,下属溧阳和金坛两县市均采用华为公司 Metro/OSN 系列 SDH 设备组网,目前 SDH 设备共有 260 余套。

1.3 通信信息业务需求

目前常州电力通信网为公司各类调度、生产业务提供各类通道条,其中电网调度业务包括调度电话、自动化信息、继电保护及安全自动装置等;生产管理业务包括行政电话、信息广域网、电视/电话会议、应急指挥、MIS 系统以及视频系统等业务。

1.4 现有通信的特点和问题

当前,SDH 作为一种重要的技术以其稳定、可靠的特性在电力通信网中被广泛应用,可以说,SDH 光通信网已经成为电力通信网中的基石。其传输通信业务质量稳定,抗干扰性和保密性较强,网管功能强大等特点在电力通信中均得到了很好的体现。

但是随着电网建设的发展,一些问题也在电力通信网的运维过程中逐渐显现出来,还有一些在电网发展中今后将要面对的情况,我们也不得不进行预想排扰。

1.4.1 保护存在隐忧

SDH 环网面临多点失效或多线路区段中断情况下,保护和恢复存在问题,且在人工干预的情况下网络恢复时间也会比较长。跨环节节点的安全性方面也存在一定隐患,各环网之间虽均有两点以上的跨环节节点,但由于前期市区和县域规划、建设、设备选型不同步,跨环节节点业务负担不均衡,且无法实现双节点间跨环保护。

1.4.2 业务模式单一

由于 SDH 环网电路均采用 1:1 或 1+1 保护,无法实现流量工程控制,难以实现业务差异化服务,网络保护方式单一,重要变电站点和重要业务的优先保护和恢复实施困难,网络服务难以满足对于非标准速率用户需求,网络资源利用率偏低且资源利用不均衡,存在资源闲置现象。

1.4.3 运维灵活性差

传输设备的品牌差异以及综合网管的实现难度导致设备互操作性和网络可扩展性差,缺乏统一的标准接口,造成了维护工作的难度增加,无法真正实

现端到端业务的快速自动生成。环网数量的增加也更容易形成资源瓶颈,信息数据的疏导和汇聚就容易出现阻塞现象;再者,SDH本身具有强大的网管功能,但同时设备对网管的依赖性太强也造成风险,过多的人工参与,也加大了出错几率,一旦网管出现误操作,后果将不堪设想。

2 ASON 网络技术及其特点

2.1 引入 ASON 技术的原因

随着电力通信技术的发展,电力通信网已呈现向复杂化、多业务化的方向发展的趋势。如何更大程度的提高SDH网的生存性、易维护性以及组网的灵活性,使电力通信网更好地服务于电力安全生产。同时智能化时代逐步来临,现有SDH网络面对海量的信息需求时,越来越变的捉襟见肘。ASON技术作为SDH技术的升华,有着许多传统SDH技术所不具备的优点,它能够更好的解决以上的问题。ASON的出现使光网络向着智能化、快速化的发展道路迈出了坚定的一步,从而为整个通信网络的不断发展奠定了可靠的基石。

2.2 ASON 技术简介

以光传送网OTN(Optical Transport Network)为基础的自动交换传送网ASTN(Automatic Switched Transport Network)被称为自动交换光网络ASON(Automatic Switched Optical Network)。ASON是指在ASON信令网控制之下完成光传送网内光网络连接、自动交换的新型网络,其基本思想是在光传送网络中引入控制平面以实现网络资源的实时按需分配,从而实现光网络的智能化,以满足网络各站点的业务需求,向支持多信道、大容量、可配置、智能型的网络演化发展。作为构建新一代光网络的核心技术,ASON以可兼容、可扩展的硬件系统为支撑,将先进的软件系统融入硬件平台,形成一个更具伸缩性、以数据为中心的基础平台,把光层从一种静态的传输媒体变成一种动态的、智能的光网络结构,并直接从光域提供各种灵活的高速传输业务,全面提升传送效率。

2.3 ASON 技术的特点和优势

作为一种新兴的通信技术,ASON通过在传统的静态光网络中引入动态交换和智能控制能力,完成“光传送网+智能化”,从而使光网络从传统的“承载网络”向“业务网络”演进,从被动的网络管理(监控)向主动的控制网络演进。这种演进以现有传送网的光层网络为基础,是一个无缝融合的革新过程。与传统的SDH网络比较,它有着相当明显的优势。

2.3.1 智能化程度高

ASON在传统的传输网络上引入了控制平面,实现了对传输平面的实时控制,实现了资源管理、连接、保护恢复等方面的智能化。同时ASON网络的升级扩容还可以根据实际情况,在一些节点之间增加光纤连接,改变ASON的网络拓扑来实现。可快速提供网络业务,同时可以进行实时的流量工程控制,根据业务需求实时动态调整网络的逻辑拓扑结构和实现资源的最佳配置;

2.3.2 兼容各类标准

目前,ASON技术采用标准化协议和接口实现多厂商,多运营商环境下的网络互操作。目前,对ASON技术进行研究跟踪的主要国际标准化组织包括国际电信联盟电信工作组(ITU-T)、因特网工程工作组(IETF)、光因特网论坛(OIF)和电信管理论坛(TMF),各标准化组织之间既有重叠,又互为补充。

2.3.3 业务灵活机动

ASON网络对不同等级的站点和用户可以提供不同的保护恢复方式,可以提供更加灵活完善的端到端的保护和恢复能力;同时为网内提供差异化的、可选择的业务服务,满足目前迅速发展的同网络差异化服务的需要,以及提供各种带宽的服务与新型应用,而且还可以将光网络资源与数据业务分布自动联系在一起,形成一个响应快速且成本低的光传送网。

2.3.4 节约投资成本

资本支出和运营支出都会有所降低。现有网络一般都是SDH环形相交、相割和重叠的模式,升级扩容投资大,给运维也带来很大的压力。ASON网络的一次性投资可能比较大,但是我们现有电力通信网可实现从SDH平滑升级建设ASON网,大大减少了重复投资,而且ASON的智能特性也会大大降低今后的运维成本。

3 ASON 技术在智能电网中的应用

3.1 智能电网对电力通信的要求

智能电网的建设,也就意味着信息的采集和控制将更加精细,数据链路不断前移,处理环节、安全要求以及数据量将成倍提升。这一切就要求必须先建成一个传输高速、智能集成、双向畅通的通信网络来进行支撑。然后通过先进的数据采集、测量、传感、分析等装置,使用先进的智能设备、自动化控制系统和决策系统来实现智能电网的正常运行。

在通信系统满足智能电网的需求前提下,智能电网不断进行自我监测并实时校正,真正实现其强大的自愈功能,确保数据的正确采集、可靠传输和全

网共享,在共享信息模式的基础上,建立信息业务的整合交换体系、数据的收集体系和管理体系。使通信系统真正实现智能电网的智能化成为其有力的技术保障。

3.2 ASON 在智能电网应用中的特点

智能电网的建立,必然带来信息的数据量发生井喷,对其使用传输的电力通信网也必然要求是高带宽、高速率、高可靠性。此外,从电力系统 SDH 传输网络中传送的业务来看,尽管业务类型比较复杂,不同网络规模的传输网络间差别也较大,但基本上核心层业务为分布型,汇聚和接入层业务为汇聚型。传输网主要承载保护、语音、数据等业务,这些业务基本都是以 2 Mbit/s 和 155 Mbit/s 为主。ASON 技术已经完全满足这些业务的传输要求,它作为当前已相对成熟的网络传输技术,不仅具备了满足智能电网的运行要求,同时其一些智能化功能还解决了以前 SDH 光网的弊端和问题,象设备接口不一、资源利用率低等在 ASON 网络中均较好地得到化解。

3.2.1 网络保护安全可靠

ASON 的智能化保护支持不同类型的保护,基于传输平面的保护和基于控制平面的保护在 ASON 网上均可实现。同时其强大的自愈恢复功能是其普通通信网所不具备的,而且 ASON 网提供多种恢复方案可选,包括选择恢复机制、保护业务的类型及保护业务的颗粒等。该功能有效地加强了对网络的控制。

ASON 网络在运行中难免出现故障,一旦网络中发生故障或断路,只要存在物理连接,还有可通的空余路径,ASON 网就可以对数据业务实施保护。这一功能可以大大提高智能电网的安全性。

3.2.2 网络资源利用率高

ASON 网络支持 MESH(无线网格多跳网络)技术组网方式。所以在整个 ASON 网中,各个站点、路由均实现了自动融合,数据资源可在整个网络中智能分配、智能共享。这一特点与 SDH 网络的专用保护方式不同,大大释放了网络的利用效率。而且,ASON 网络可以按照需要为各站点在网络中选择最佳路径方案,且可以采用保护资源共享的办法,无须在网络中预留大量的备用带宽。使得这个智能电网的业务传递保持畅通无阻。

4 常州地区 ASON 通信网建设策略

从 SDH 通信网升级到 ASON 网,就要求在不影响通信网正常运行的前提下,能够实现业务的平滑过渡,首先要保证设备与原有通信网的兼容和可升级。在此基础上,结合常州地区现有的实际情

况,通信网升级策略应考虑先独立组网,再兼并融合到整体通信网络中,从核心层环网入手,再延伸到汇聚层,再接入层主环、支环的建设顺序原则。

4.1 核心网的规划建设

现有常州地区电力核心环网(汇聚层主环网)主要有常州调度中心站、金坛调度中心站、溧阳调度中心站、500 kV 武南变电站、500 kV 晋陵变电站、500 kV 茅山变电站。考虑地区重要站点和今后五年内规划,可把 500 kV 政平直流换电站纳入核心环,预留 500 kV 溧阳变电站和 500 kV 常州南变电站。上述已建站点的光缆网络拓扑结构目前已基本具备网状结构。根据重要性,本地区拟把常州调度中心站作为该网的核心站点,然后在所有站点新增一套具备智能控制的 10 Gbit/s 网络设备,并且增加控制单元,引入控制平面,这样就能把本地区的 ASON 核心通信网搭建完成。在路由选择上,500 kV 变电站之间均可选取安全性较高的 OPGW 光缆路径,城区中心站的路径也应尽量选择曲折少,距离短,沿沿线情况简捷,安全性好的管沟光缆路径。

在保留原由环网保护方式的同时,对于核心网及核心业务规划多重保护路由。在建设运行核心 ASON 网后,可以尝试将原 SDH 网的业务进行分割,重要的业务和大容量数据可交由 ASON 网传输,如有必要可在业务集中区的核心站点间单独组建 ASON 网,独立于现有 SDH 网络以外,构建新的传输平面,两者还可互为备用,确保网络的安全性。

4.2 完善本地区网状网络结构

目前,常州地区光缆网络已经基本成型,汇聚层和接入层环网结构也较为合理,但也存在部分早期建设的光缆预留不足,边远站点路径选择少等问题。再者,光缆建设受线路架设限制,为满足 ASON 智能网络的需求,光缆网络的建设需提前规划,结合电网的线路改造和

新建规划,制定网络建设计划,以满足 ASON 业务需求为前提,合理投入,在网络布局上可采用较为灵活扩展性的 MESH 网络布局,逐步实现过渡所需的光缆路径资源。

在通信设备的选型上,现有 SDH 设备可进行筛选可升级的设备,不具备升级实现 ASON 功能的设备计划进行改造,本地区目前在运行的大部分 SDH 设备应该可以在加载配套智能软件和更换光板后实现 ASON 功能。新建变电站点应考虑选择可升级 ASON 功能的 SDH 通信设备。

5 结束语

随着智能化时代的来临,特别是各种通信信息

业务急剧增长,以及动态的数据业务特性带来新的需求,也随着第三代电网的不断建设发展,电力光缆应用的规模也越来越大。ASON 技术的出现也支撑和促进了智能化建设的步伐。可以预见,这种先进的技术在今后一段时间内将成为主流通信技术。它将引领我们的智能电网发展到前所未有的新高度,并迈进电网智能化的全新领域。我们也必须在实际工作中加大 ASON 技术在电力通信中的研究和应用,根据电网建设的实时情况来合理规划,同时注重好运维人员的知识普及和操作培训,真正打

造出坚强可靠的现代化智能电力通信网,为服务电网稳定而作出贡献。

参考文献:

- [1] 姚 灏.ASON 在智能电网中的应用[J].广东输电与变电技术, 2010,(4):34-35.
[2] 范俊成.ASON 在电力系统的应用分析[J].中国新通信,2010,(19):5-7.

作者简介:

陆晓炫(1972),男,江苏常州人,大学本科,工程师,通信技术,通信设计。

(上接第 63 页)

Studies on Intelligent Dispatching model and its Key Technology on Distribution Network

CHEN Xingying, YU Kun

(College of Energy & Electrical Engineering, Hohai University, Nanjing 211100, China)

Abstract: The energy balance model in distribution network is changed after distributed generation, micro grid, energy storing device and charge-discharge device of electric vehicle are combined to the grid. For these changes and the needs to build smart grid, the objectives and devices to the intelligent dispatch of distribution network are presented, based on the characteristic of distribution network and its dispatching and control is analyzed. Multi dimensional and multi stage dill-down intelligent dispatching model of distribution network based on interaction of network, power supply and loads is proposed to achieve the goal of efficient operation of distribution network. And the functional structure on intelligent dispatching of distribution network is provided. The key technologies to be solved are presented to complete the intelligent dispatching system of distribution network. The developing direction on the intelligent dispatching of distribution network is explored which points out the research direction.

Key words: distribution network; intelligent dispatching; interaction of network-power supply-loads; dispatching model; key technology

江苏变电设备状态检测系统实用化 是服务"大检修"体系的一项创新性装备

2013 年 11 月 11 日,江苏省电力公司电力科学研究院专业人员再次对 110 kV 竹辉变的 GIS 局部放电监测数据进行实时、远程分析,至此持续近 6 个月的变电设备重症监护系统试点应用工作结束。这标志着该电科院设备状态评价中心自主研发的变电设备重症监护系统成功进入工程实用阶段。变电设备重症监护系统是江苏电科院进一步提升技术支撑能力、服务"大检修"体系的一项创新性实用装备。

"重症监护系统是对存在疑似缺陷的设备,综合运用多种先进的状态检(监)测技术,通过专业人员实时、长期监测其缺陷发展过程,防范故障发生的一种新型状态检(监)测装备。"江苏电科院相关负责人说,区别于传统的在线监测系统,变电设备重症监护系统具有综合性、灵活性及便捷性等突出特点,其不依附于被监护的一次设备,可根据需要随时进行安装或拆卸。据介绍,该系统集成了超声波检测、特高频检测及高频电流检测等 3 种局部放电检测手段,由共计 80 个信号通道组成,可对组合电器、开关柜、变压器等变电设备开展疑似缺陷定期状态监测。通过在变电站现场安装监测单元,该系统可将监测数据通过 3G 移动网络实时传输至省电科院设备状态监测系统,实现被监护设备运行状态的实时、远程监测,大幅提升了监测系统的应用便捷性。

自 2013 年 6 月样机研制完成后,重症监护系统已先后在 500 kV 张家港变、110 kV 竹辉变、110 kV 城中变、500 kV 西津渡变等变电站进行试点应用,通过对存在疑似缺陷的设备进行长时间状态监测,为设备状态评估及检修决策的制定提供了重要支撑依据。变电设备重症监护系统将变革当前"以跟踪检测方式应对设备疑似缺陷"的现状,彻底解决"跟踪检测"存在的工作量大、操作复杂、时效性低的不足。该创新装备将广泛应用于变电设备疑似缺陷、非紧急缺陷的跟踪监测,实时跟踪缺陷发展情况,降低电网生产成本,提高检修效率,保障设备运行安全。

摘自《江苏电力信息网》

并网光伏电站保护配置方案研究

王哲, 黄俊辉, 赵宏大

(江苏省电力公司电力经济技术研究院, 江苏 南京 210008)

摘要:介绍了光伏并网发电技术特点及配电网保护配置情况, 详细分析光伏发电对配电网保护的影响, 并根据光伏电站典型接入方式提出了保护配置方案。

关键词:光伏发电; 配电网保护; 保护配置

中图分类号: TM774

文献标志码: B

文章编号: 1009-0665(2013)S2-0068-03

在能源形势日益严峻的今天, 光伏发电作为可再生能源的作用与应用前景正日益得到社会的普遍认同, 其应用推广也更具有现实意义^[1]。光伏并网系统作为新能源发电的一种, 根据设计容量的大小, 一般选择 110 kV 及以下电压等级并网。目前, 110 kV 及以下电压等级的配电网保护还只是针对于单端电源网络配置, 光伏电源的大量接入和高度渗透, 使配电网变成一个功率双向流动的有源网络, 故障电流的特性也发生很大的变化, 原有的配电网保护配置方案不能完全适应^[2]。本文主要研究分析了光伏电站接入对保护的影响, 讨论并提出了相应的配置方案对策。

1 光伏电站并网技术概述

光伏并网发电系统由光伏阵列、逆变器和控制器组成。逆变器将光伏电池所发之电能逆变成正弦电流注入电网中; 控制器控制光伏电池最大功率点跟踪, 控制逆变器并网电流的波形, 使向电网转送的功率与光伏阵列所发的最大功率电能相平衡。控制器一般是由单片机或数字信号处理芯片作为核心器件构成; 电压源型逆变器主要是由电力电子开关器件连接电感构成, 以脉宽调制形式向电网送电。典型的光伏并网系统的结构图如图 1 所示, 包括: 光伏阵列、逆变器和集成的控制保护装置。

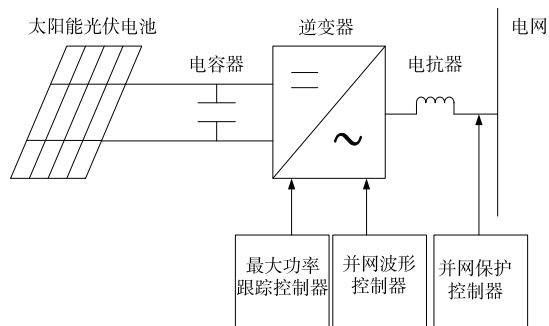


图 1 光伏并网发电系统结构图

逆变器是光伏发电并网系统的核心, 光伏系统的故障特性取决于逆变器的控制特性, 需要各种完善的保护措施, 除了应具有基本的保护功能 (如短路、过压、过流、欠频、过频、过热等) 以外, 还应具有预防孤岛效应的特殊功能。为了保护逆变器要保证在电力系统发生短路时的短路电流不能超过逆变器的限定值, 通常在逆变器控制回路中的电流内环加入饱和模块。当发生故障时, 内环参考电流将受到限制, 通过设置饱和模块的上限, 从而使故障电流限制在允许的范围内。根据厂家资料, 光伏系统最大峰值故障电流约为故障前稳态电流的 2~5 倍, 持续时间大约为 1.1~4.25 ms, 约为 0.1~0.2 Hz, 几个毫秒后电流便能够达到稳态值。而光伏发电系统能够提供的短路电流稳态值大约是额定电流的 1.2~1.5 倍, 视具体逆变器控制策略而定。

继电保护中短路电流的计算往往采用基波电流分量, 在快速保护中从算法启动到发送跳闸指令大概需要 20 ms, 约为 1 Hz 的时间。因此, 光伏发电系统提供的峰值故障电流对保护的影响可以忽略, 在短路电流计算分析时可以将光伏系统做适当简化处理, 将其等效为电流源^[3]。

2 配电网保护配置现状

相对于高压大电网的继电保护而言, 配电网的保护不是很复杂。在配电网中常用的继电保护有电流保护、电压保护和距离保护等。由于放射式配电网的潮流是单向流动的, 且考虑到 80%~90% 的故障都是瞬时性故障, 所以为了简化保护配置, 传统配电网主馈线保护一般采用电流速断保护和过电流保护组成的两段式保护, 并配置三相重合闸装置。传统的配电网电流保护依赖于当地信息及预设整定值, 以时限配合来完成主、后备保护功能, 其中电流速断保护按照最大运行方式下躲开本线路末端发生短路时的最大短路电流的方法整定, 不能保护线路全长;

过电流保护不仅可以保护本线路的全长,而且可以保护相邻线路的全长,起到远后备保护的作用。

3 光伏电站接入对配电网保护的影响分析

光伏电源的接入对配电网的故障电流以及故障切除时间产生影响,其主要与光伏电源的容量和接入地点有关。与同步发电机的故障电流不同,光伏电源提供故障电流取决于光伏逆变器的最大电流和持续时间限制,其大小一般为 1.2 到 1.5 倍的逆变器额定负载电流,故障电流持续时间与逆变器的换流方式相关,采用自换流的光伏逆变器其故障电流持续时间长于电网换流光伏逆变器。

受光照强度和温度的影响,光伏电源的输出功率并不是始终恒定的,而是随时变化的^[4]。光伏电站的输出功率随机变化,外部故障时其提供的故障电流,故障电流大小都被限制在 1.5 倍的额定电流以内。对常规保护而言,因保护整定值必须躲过正常的负荷电流,一般很难保证保护动作的准确性。如将整定值人为放大,一方面由于光伏电站出力减小时(如若干组逆变器停运)发生故障后故障电流值仍低于预期,保护不能正常启动;另一方面在相邻线路等故障情况下也会导致光伏电站提供的短路电流大于整定值导致保护误动。必须考虑基于通信的纵差保护等其他保护原理,从而有效地判别电网故障。

另外需要注意的是,与光伏接入相关的规程规范对防孤岛保护都有明确的要求,除分布式光伏(容量小于 6 MW)明确光伏应具备防孤岛保护功能外,对大中型光伏电站(容量大于 6 MW)的防孤岛保护配置方案存在差异,具体详见表 1。

表 1 防孤岛保护要求差异表

规范名称	相关要求
《光伏电站接入电网技术规范》(Q/GDW617-2011)	对于小型光伏电站,应具备快速监测孤岛且立即断开与电网连接的能力。对于大中型光伏电站,公用电网继电保护装置必须保障公用电网故障时切除光伏电站,光伏电站可不设置防孤岛保护。
《光伏发电站接入配电网技术规范》(GB/T29319-2012)	光伏发电系统应具备快速监测孤岛且立即断开与电网连接的能力。防孤岛保护动作时间不大于 2s,且防孤岛保护还应与电网侧线路保护相配合。
《光伏发电站接入配电网设计规范》(即将发布)	光伏发电系统应配置防孤岛保护,应设置至少各一种主动和被动防孤岛保护。检测到孤岛时,断开与配电网的连接。防孤岛保护应与线路保护相配合,当有线路重合闸时,还应与其相配合。
《光伏发电站接入电力系统技术规范》(GB/T 19964-2012)	光伏发电站应配置独立的防孤岛保护装置,动作时间应不大于 2s。防孤岛保护还应与电网侧线路保护相配合。

存在差异的原因主要在于:

(1) 大中型光伏电站防孤岛保护依靠光伏电站内多个并联逆变器的控制存在技术问题,个别逆变器厂商在同时实现低电压穿越和防孤岛保护要求时存在技术困难。因此在《光伏电站接入电网技术规范》(Q/GDW 617-2011)中要求^[4]:对于大中型光伏电站,要求公用电网继电保护装置必须保障公用电网故障时合理切除光伏电站。但对于 110 千伏和 10 千伏电网的目前保护配置水平而言,在系统侧各类可能导致光伏电站的故障发生后并未考虑光伏电站脱离电网,技术方案也很难实现,没有实现防孤岛保护的功能。《光伏电站接入电力系统技术规范》(GB/T 19964-2012)同样是基于逆变器控制技术问题,希望在光伏电站通过配置独立的防孤岛保护实现自己脱离电网的目的,但目前该装置还未出现。

(2) 防孤岛保护跳闸对象存在差异。逆变器的防孤岛保护只是将逆变器工作状态由导通调为截止,并不能跳开并网开关,不能满足电网检修要求电厂与电网有明显断开点的要求;规程中的防孤岛保护动作要求则是要跳开并网开关,保证明显的断开点,避免影响其它线路的供电可靠性以及对检修人员的人身安全制造威胁。这也是《分布式电源接入配电网相关技术规范》(GB/T 29319-2012)中要求在并网点应安装易操作、可闭锁、具有明显开断点、带接地功能、可开断故障电流的开断设备的原因。

4 光伏电站接入方式及相应的保护配置方案

以江苏电网目前通用的接入方案为例,省内光伏电站接入系统应根据总装机容量、当地电网的实际情况、电能质量等技术要求选择合适的接入电压等级,接入方式以专线接入或 T 接方式为主,一般应符合表 2 规定。

表 2 光伏电站接入电压等级表

总装机容量 G	电压等级
6 MWp < G ≤ 10 MWp	10 kV 或 20 kV
10 MWp < G ≤ 20 MWp	20 kV ~ 110 kV
G > 20 MWp	110 kV

注:容量小于 6 MWp 的光伏电站为分布式电源,不在本文考虑范围之内。

光伏电站接入后,保护主要考虑以下几个问题:一是光伏电站的接入不能影响局部电网的供电可靠性,对系统故障后导致光伏电站可能会孤岛运行后实施有效切除,保证后续电网系统的有序恢复供电;二是尽量使系统故障对光伏电站的运行影响降到最小,提高光伏电站的运行效率。下面按照专线接入或 T 接方式两种典型接入方案分别进行介绍。

4.1 继电保护配置方案

以光伏电站 10 kV 专线接入 110 kV 变电站的 10 kV 母线为例,采用专线接入方式的,线路两侧各配置一套线路光纤电流差动保护装置;采用 T 接方式的,系统变电站侧线路保护装置整定范围延伸到光伏电站,并结合防孤岛保护配置方案要求远跳光伏电站的并网开关。若该变电站不能完全消纳光伏出力继续向上一级电网倒送潮流,则对上一级线路保护进行加强,将单端保护更换为纵差保护。两种接入方案的保护配置图详见图 2、图 3。

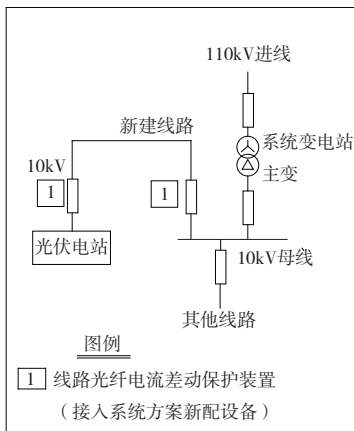


图 2 专线接入方式保护配置图

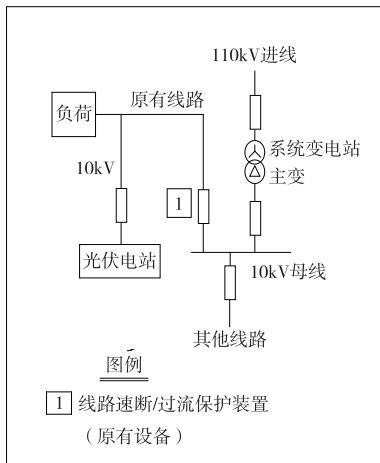


图 3 T 接接入方式保护配置图

4.2 防孤岛配置方案

防孤岛保护功能通过安全自动装置实现。当光伏电站发生非计划性孤岛时,由系统变电站侧安全自动装置根据系统变电站侧进线电源线路、主变高压母线以及主变模拟量、开关量输入等做出判断,跳开光伏电站侧线路断路器。

具体措施如图 4 所示,光伏电站接入变电站 10 kV II 段母线,当断面 1 到断面 5 任何一个断面断开均会导致光伏孤岛运行,此时需要解列光伏进线,具体包括:

(1) 断面 1 跳闸联切光伏进线;

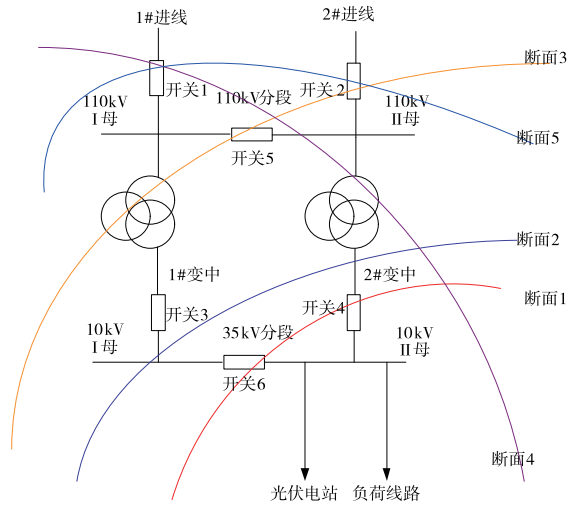


图 4 光伏电站孤岛运行判断断面图

(2) 当断面 1 投运时,断面 2 跳闸,联切光伏进线;

(3) 当断面 1 投运且断面 2 投运时,断面 3 跳闸,联切光伏进线;

(4) 当断面 1 投运且断面 2 投运时,断面 4 跳闸,联切光伏进线;

(5) 当断面 1 投运且断面 2 投运且断面 3 或断面 4 投运时,断面 5 跳闸,联切光伏进线;

T 接接入的光伏电站,防孤岛功能实现基本相同,另外光伏电站侧也需配置安全自动装置,接收到系统侧的安全自动装置的跳闸命令后,跳开光伏电站并网开关,因此需要为两侧的安全自动装置开辟通信。

5 结论及建议

光伏电站的接入使配电网故障电流的特征发生了改变,增加了配电网保护配置方案和动作行为的复杂性。对保护专业而言,光伏电站的接入应重点解决以下两个问题:一是光伏电站不能影响所接入电网的供电可靠性,电网内具备识别光伏电站运行状态和可靠切除光伏电站的措施;二是尽量降低系统故障对光伏电站的影响,提高光伏电站的运行效率。目前,各类规程对光伏电站防孤岛保护功能实现要求存在不一致,安全自动装置的配置虽然能有效实现防孤岛保护的功能,但控制策略较为复杂,且不具备通用性,还有待新原理和新观念的保护装置的出现。另外,光伏电站的光伏逆变器本身的防孤岛保护功能在并网发电的过程中具有很重要的作用,在光伏电站并网运行前应加强监测准入工作。

参考文献:

[1] 张军军,商振,吴福保.太阳能光伏发电的并网技术[J].电力与能源,2011(8):313-316.

(下转第 74 页)

分布式光伏逆变器对配网继电保护的影响

张 剑

(江苏省电力公司电力科学研究院,江苏 南京 211103)

摘 要:智能配电网的重要特征之一是能够友好接入高渗透率的分布式电源,分布式光伏发电在配网的大量接入对现有继电保护的影响是值得研究的课题。本文基于 MATLAB/SIMULINK 以及 Digsilent 仿真软件建立了三相单级光伏并网系统的详细模型。通过对合肥阳光电源生产的 30kW 光伏逆变器出口三相短路试验与对一个光伏发电渗透率为 20% 的实际配电网仿真研究分布式光伏逆变器对短路电流的贡献,进而研究对配网继电保护的影响。研究结果表明,由于光伏逆变器电流内环采用了限幅环节,光伏发电提供的短路电流在 1.2 倍的额定电流以内,对继电保护的影响很小,不需要改变配网现有继电保护配置及修改定值。

关键词:电力系统;分布式发电;三相单级光伏并网系统;短路电流;继电保护

中图分类号:TM774

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S2-0071-04

0 引言

随着分布式光伏发电在配电网的大量接入,从目前的文献资料来看,对配电网的运行、控制及保护都产生一定的影响。本文在分析国内外相关文献的基础上,通过对实际逆变器短路试验的实测数据分析以及一个含有光伏并网逆变器(20%变压器额定容量)的配电网进行短路仿真分析,研究分布式光伏并网逆变器对继电保护的影响。

文献[1]指出分布式电源接入后接入点下游短路电流增大,上游短路电流减小。文献[2]指出,仅由经逆变器接口的分布式电源组成的微网并网后,在限流器正常工作的情况下,对配电网故障线路的短路电流影响很小。文献[3]指出,光伏电源提供的短路电流主要和光伏电源的容量及接入位置有关。文献[4]指出基于同步发电机与基于逆变器的分布式电源对继电保护具有较大的影响,其逆变器的控制方式是恒有功恒交流侧电压控制方式,而且没有考虑逆变器电流内环的限幅环节,但是实际光伏逆变器采用的都是恒定功率因数为 1 且恒定直流侧电压的控制方式。大部分文章,只是指出光伏发电对继电保护可能存在影响,但是并没有给出定量的分析结果,结论模棱两可,不明确。本题目的关键点是电网侧短路时,分布式光伏逆变器给系统各支路提供了多大的短路电流。本文结合实际光伏逆变器短路试验及仿真分析,定量分析光伏逆变器对短路电流的影响进而分析对继电保护的影响,并得到了初步结论。

1 三相单级光伏并网系统的模型

三相单级光伏并网系统的示意图如图 1 所示^[9],

一次系统元件主要包括光伏阵列、缓冲电容器、逆变器、升压变压器、耦合电感、滤波器等。二次系统元件主要包括最大功率点追踪器 MPPT、交直流侧电压、电流的测量元件、锁相环 PLL、电压控制器、电流控制器、abc-dq0 的变换及反变换元件、PWM 与门极驱动元件等。

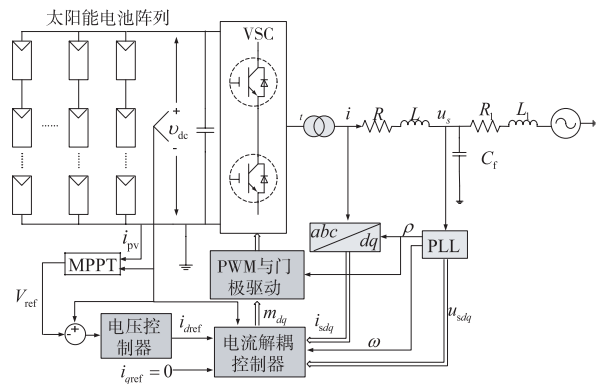


图 1 三相单级光伏并网系统示意图

光伏阵列的模型是一个电流受电压控制的受控直流电流源,其等值电路如图 2 所示。其电流-电压特性方程如(1)所示^[5-10]。

$$i_{pv} = n_p I_{ph} - n_p I_0 \left[\exp \left(\frac{q}{kTA} \frac{u_{pv}}{n_s} \right) - 1 \right] \quad (1)$$

式中, i_{pv} 为光伏阵列发出的直流电流; u_{pv} 为光伏阵列等值 PN 节电压; I_0 为 PN 节的反向饱和电流; q 为电子电荷量,等于 $1.602 \times 10^{-19} \text{C}$ 。 k 为波尔兹曼常数,等于 $1.38 \times 10^{-23} \text{J/K}$; T 为 PN 节的温度,单位为 K; A 为理想因子; n_s 为光伏阵列中太阳能电池组件的串联个数; n_p 为光伏阵列串数; I_{ph} 为单个电池组件的短路电流,与光照强度及 PN 节温度的关系如(2)所示,其中, T_r 为参考温度, I_{sc} 为单个太阳能电

池组件在参考温度与参考光照强度下的短路电流值, k_T 为温度系数。 R_s 为等值串联电阻, 由光伏阵列的体电阻、表面电阻、电极导电与硅表面间接触电阻组成; R_p 为旁漏电阻, 它是由硅片的边沿不清洁或体内的缺陷引起; G 为光照强度, G_n 为标准测试条件下的光照强度, 单位为 Lux。

$$I_{ph} = [I_{sc} + k_T (T - T_r)] \frac{G}{G_n} \quad (2)$$

由于光伏电池板厂家一般不提供 PN 节的反向饱和电流 I_0 , 但是可以通过电池板开路电压 V_{oc} 计算得到, 计算方法如(3)所示。

$$I_0 = \frac{I_{sc} + k_T (T - T_r) \frac{G}{G_n}}{\exp\left([V_{oc} + K_v (T - T_r)] * \frac{q}{kTA n_s}\right) - 1} \quad (3)$$

由图 2 可得光伏阵列端口的电压电流关系如(4)所示。

对于任意 U_{pv} , 可以采用牛顿拉夫逊方法迭代解得。

$$I_{pv} = n_p [I_{sc} + k_T (T - T_r)] \frac{G}{G_n} - n_p I_0 \left[\exp\left(\frac{U_{pv} + R_s I_{pv}}{kTA n_s}\right) - 1 \right] - \frac{U_{pv} + R_s I_{pv}}{R_p} \quad (4)$$

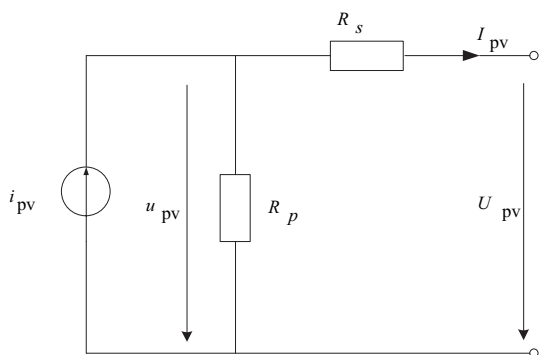


图 2 光伏阵列模型

(2) MPPT 的模型

为了使光伏阵列发出最大有功, 通常通过 MPPT 动态跟踪光伏阵列的电压, MPPT 输出电压提供给电压控制器, 通过电压控制器使缓冲电容器电压稳定在不同光照水平下最大功率点对应的电压。MPPT 算法主要有扰动观察法及电导增量法^[12-14]。本文 MPPT 采用扰动观察法。

(3) 控制系统的模型

三相单级光伏并网系统的控制系统主要由一个电压外环控制器以及一个电流内环控制器组成。MPPT 主要用于输出电压控制器的参考电压 V_{ref} 。 V_{ref} 的值只受光照强度 G 及 PN 节温度的影响。电压外环用于控制电容器的电压, 使其稳定在最大

功率点对应的电压。电流内环的作用是使得逆变器注入系统的电流为正弦以及实现单位功率因数控制。为了避免电力电子器件由于过电流而损坏, 电流内环采用了限幅环节。根据国家电网公司企业技术标准 Q/GDW617-2011 《光伏电站接入电网技术规范》, 当逆变器输出电流超过 120% 额定电流时, 逆变器自动保护, 关闭输出, 即电流限幅于 1.2 倍额定电流。整个电流内环的传递函数框图如图 3 所示^[7], 电压外环传递函数框图如图 4 所示^[5]。

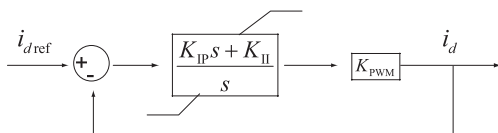


图 3 电流内环的传递函数框图

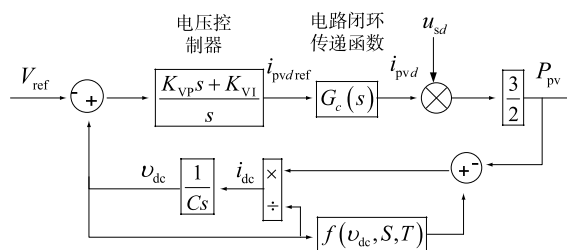


图 4 三相单级光伏并网系统传递函数框图

2 仿真算例

2.1 MATLAB/SIMULINK 仿真算例

仿真系统的接线图如图 5 所示, 光伏发电有功 $P=12$ MW, 有功负荷 $P=12$ MW, 无功负荷 $Q=0$ MVar。线路 L1、L2、L3 的长度分别为 2、2、0.5 km。变压器的额定容量为 60 MV·A, 短路阻抗标么值为 0.3, 系统侧短路容量为 800 MV·A。三相短路点为 L2 线路末端, 如图 6 中的 f 点所示。本算例中, 没有对逆变器施加电流限幅环节。

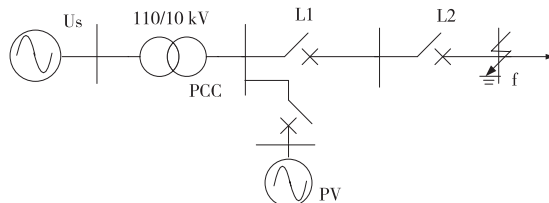


图 5 仿真系统接线图

f 点三相短路时, 光伏接入点 (PCC 点) 上、下游的 A 相短路电流瞬时值分别如图 6、7 所示, 稳态有效值如表 1 所示。由图 6、7 及表 1 可以看出, 光伏系统接入前后接入点上、下游短路电流变化很小。

2.2 DigSILENT 仿真算例

在 DigSILENT 中建立的光伏逆变器电流内环采用了限幅环节, 限幅为 1.2 倍的额定电流。光伏

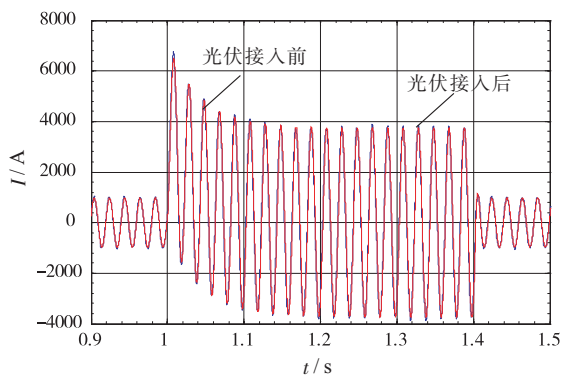


图 6 光伏接入点下游短路电流波形(A相)

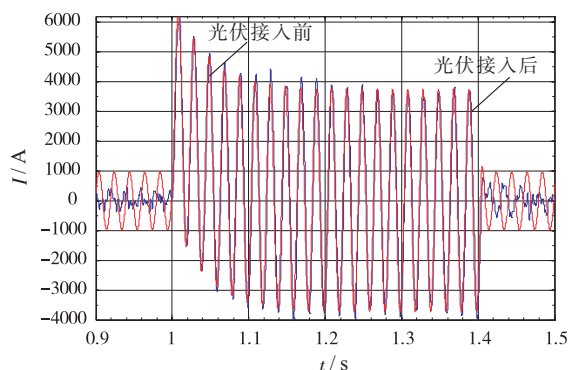
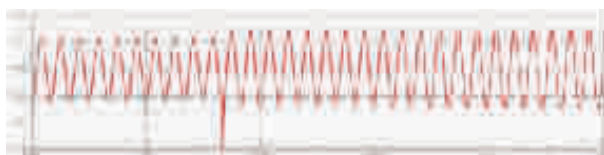


图 7 光伏接入点上游短路电流波形(A相)

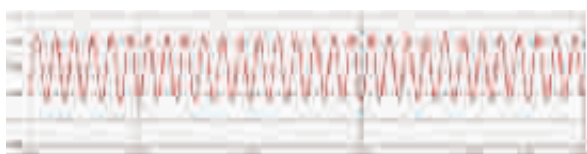
表 1 光伏系统接入前后的短路电流

光伏接入前	光伏接入后
上游短路电流 2650 A	上游短路电流 2646 A
下游短路电流 2650 A	上游短路电流 2686 A

逆变器出口短路仿真电流波形如图 8 所示,由图 8 可以看出,在三相、两相相间短路瞬间将产生一个电流尖峰,持续时间很短,为几毫秒;由于电流限幅的存在,稳态短路电流为 1.2 倍的额定电流。对于单相接地、两相接地故障,由于配网中性点不接地,所以短路电流等于额定电流。



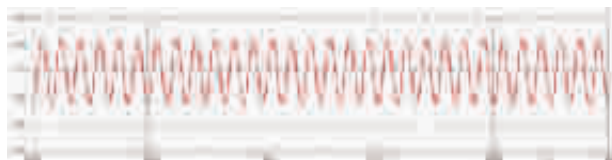
(a) 光伏逆变器出口 A 相短路电流标么值(三相短路)



(b) 光伏逆变器出口 A 相短路电流标么值(单相接地)



(c) 光伏逆变器出口 AB 相间短路电流标么值(两相短路)

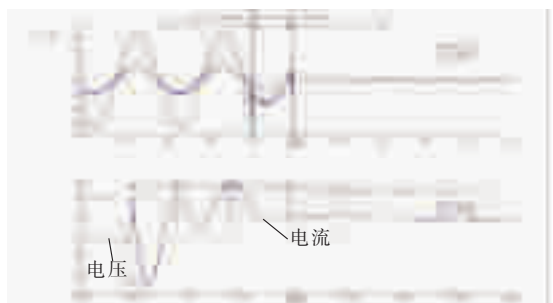


(d) 光伏逆变器出口 A、B 相接地短路电流标么值(两相接地)

图 8 DigSILENT 仿真电流波形

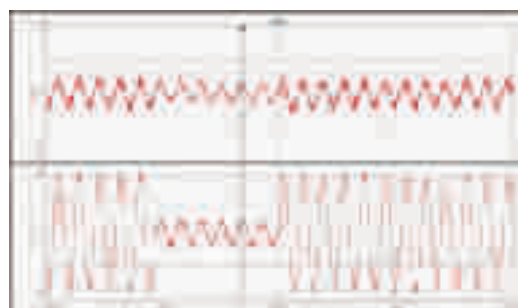
3 实际光伏逆变器短路试验

对合肥阳光电源 30kW 光伏逆变器出口三相短路试验实测的电压、电流波形如图 9 所示。由图 9 可以看出,光伏逆变器出口短路电流约为稳态短路电流的 1.5 倍,(之所以是 1.5 倍而不是 1.2 倍是因为逆变器生产时间较早,符合 2009 版《光伏电站接入电网技术规定》,不符合 2011 版)。短路瞬间产生一个 4 倍左右的高频电流尖峰,持续时间为几个毫秒。采用电压暂降分析仪使得光伏逆变器出口电压降至额定电压的 20%,实测电压电流波形如图 10 所示(图 10 下半部分为电压波形,上半部分为电流波形),由于光伏逆变器注入系统的电流谐波含量较高,所以电流波形不光滑。由图 10 可以看出,短路电流较稳态电流有所减小。



横坐标时间 t/s;纵坐标电压 u/10 V、电流 i/A

图 9 光伏逆变器出口三相短路实测波形



横坐标时间 t/s;纵坐标电压 u/V、电流 i/A

图 10 电压跌落至 20%时光伏逆变器出口实测电压、电流波形

4 对短路瞬间尖峰电流产生机理的分析

光伏逆变器中集成了 LC 滤波器。在线路发生三相短路故障时,滤波电容 C 经过故障线路对地形

成放电通道,其放电电流的特征为高频、衰减的。图 11 为基于 MATLAB/SIMULINK 仿真得到的波形特征,可以看出与实测波形图 9 相似。仿真发现,去除滤波电容,只采用耦合电感滤波时,尖峰电流不复存在;在 DIGSILENT 中的仿真也表明当去除滤波电容时,尖峰电流并不明显,当加大滤波电容时,尖峰电流显著变大,从而证明了尖峰电流主要是由滤波电容放电所引起。

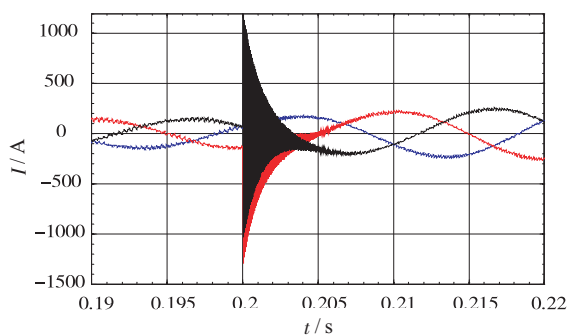


图 11 尖峰电流波形

由于短路瞬间电流尖峰为高频分量,持续时间很短,只有几毫秒,一般会被微机保护装置中的前置低通滤波器滤除,微机保护中的数字滤波算法也能滤除一部分干扰,因此对继电保护性能没有影响。

5 结论

本文建立了三相单级光伏并网系统的详细模型。通过仿真算例与对一个 30 kW 光伏逆变器实际三相及单相短路试验研究分布式光伏逆变器对短路电流的贡献进而研究其对继电保护的影响。研究结果表明:由于光伏逆变器电流内环采用了限幅环节,三相短路电流在 1.2 倍的额定电流以内,对继电保护的影响很小,不需要更改配网保护配置,不需要修改保护定值。

参考文献:

- [1] 孙景钊,李永丽,李盛伟,等.含分布式电源配电网保护方案[J].电力系统自动化,2009,33(1):81-89.
- [2] 韩奕.分布式电源及微网接入对配电网继电保护的影响分析[D].北京:中国电力科学研究院博士论文,2011.
- [3] 张泽云.含光伏电源的配电网保护研究[D].北京:华北电力大学,2010.
- [4] Natthaphob Nimpitiwan, Gerald Thomas Heydt, Raja Ayyanar, Siddharth Suryanarayanan. Fault Current Contribution From

Synchronous Machine and Inverter Based Distribution Generators [J]. IEEE Trans on Power Delivery, 2007, 22(1): 634-641.

- [5] 张剑,孙元章.三相单级光伏并网系统对配网侧负荷建模的影响[J].电力系统自动化,2011,35(2):73-78.
- [6] Frede Blaabjerg, Remus Teodorescu, Marco Liserre and Adrian V.Timbus. Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2006, 53(5): 1398-1409.
- [7] 张兴,曹仁贤.太阳能光伏并网发电及其逆变控制[D].北京:机械工业出版社,2011.
- [8] Amirnaser Yazdani, and Prajna Paramita Dash. A Control Methodology and Characterization of Dynamics for a Photovoltaic (PV) System Interfaced with a Distribution Network [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2009, 24(3): 1538-1551.
- [9] Michael E.Ropp, Sigifredo Gonzalez. Development of a MATLAB/Simulink Model of a Single Phase Grid Connected Photovoltaic System [J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2008, 23(3): 195-202.
- [10] Seu-Kim, Jin-Hong Jeon, Chang-Hee Cho, Eung-Sang Kim, Jong-Bo Ahn. Modeling and Simulation of a Grid-Connected PV Generation System for Electromagnetic Transient Analysis. Solar Energy [J]. 2009, 83(5): 664-678.
- [11] Marcelo Gradella Villalva, Jonas Rafael Gazoli, and Ernesto Ruppert Filho. Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2009, 24(5): 1198-1208.
- [12] 梁宏晖.小功率光伏发电及最大功率跟踪控制的研究[D].天津:天津大学硕士学位论文,2008.
- [13] Fangrui Liu, Shanxu Duan, and Yong Kang. A Variable Step Size INC MPPT Method for PV Systems [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2008, 55 (7): 2622-2628.
- [14] Wu Libo, Zhao Zhengming, and Liu Jianzheng. A Single-Stage Three-Phase Grid-Connected Photovoltaic System with Modified MPPT Method and Reactive Power Compensation [J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2007, 22(4): 881-886.

作者简介:

张剑(1983),男,博士,工程师,主要研究方向为负荷建模、新能源及配电自动化等功能。

(上接第 70 页)

- [2] 张泽云,黄家栋,段晓波.光伏发电系统并网时对配电网保护的影响[J].河北电力技术,2010,29(3):17-19.
- [3] 国家电网公司.分布式光伏发电接入系统典型设计[R].2012,12.
- [4] 张琪祁.大型光伏电站接入电网的技术和特性研究[D].浙江大学硕士学位论文.2011.

作者简介:

王哲(1977),男,高级工程师,从事电力系统二次规划工作;黄俊辉(1966),男,高级工程师,从事电网规划工作;赵宏大(1980),男,高级工程师,从事电力系统通信规划工作。

一起备自投装置误动引起的思考

孙东杰

(镇江供电公司,江苏 镇江 212001)

摘要:随着电力系统的逐步完善和用户对供电可靠性的要求逐渐提高,备用电源自动投入装置越来越普及,然而备自投装置误动或拒动的现象却时有发生,本文叙述了一起备自投装置误动事故,分析了事故的经过和保护动情况,得出了事故的起因和整改措施。原理分析和整改措施对调度操作和预防此类故障具有指导意义。

关键词:备自投误动;安全自动装置;电磁环

中图分类号:TM762

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S2-0075-03

0 引言

备用电源自动投入装置(简称备自投装置)是指:当工作电源因故障被断开后,能自动而迅速地将备用电源投入工作,保证用户连续供电的装置。备自投装置主要应用于110 kV以下的中、低压配电系统中,是保证电力系统连续可靠供电的重要设备之一^[1-3]。

为了保证备自投装置运行的合理性与有效性,根据有关规程,备自投装置在使用过程中应满足以下要求:

(1) 应保证工作电源断开后,备用电源才能投入。这一要求的目的是防止将备用电源投入到故障设备上,造成备自投动作失败,甚至扩大故障范围,加重设备损坏。

(2) 工作母线不论任何原因电压消失,备用电源均应投入。

(3) 备用电源投入故障时,继电保护应加速动作。

(4) 备用电源只能投一次。备自投动作,如果合闸于持续性故障,则备用电源或备用设备的继电保护会加速将备用电源或备用设备断开。此时再投入一次,不但不会成功,而且会使备用电源或设备再次遭受冲击,可能造成扩大事故、损坏设备等严重后果。

(5) PT二次断线时装置不应动作。工作母线失压时备自投装置均应动作,而备自投是通过PT测量母线电压的。当PT二次断线时,备自投误判为母线失压,但此时实际母线电压正常,因此备自投不应动作。

(6) 备自投动作的时间应以负荷停电时间尽可能短为原则,以减少电动机的自启动时间。但是故障点应有一定的去游离和恢复绝缘时间,以保证

备自投的动作成功^[4]。

1 备自投误动经过

1.1 事故前的运行方式

事故前甲站运行方式如图1所示:甲站110 kV为单母线接线,两路电源:进线1和进线2分别来自220 kV乙站和220 kV丙站。110 kV备自投为进线备投方式。进线1为主供电源,带1、2号主变,进线2处于热备用状态。当进线1失电,在进线2有压的情况下跳开1QF合上2QF。若甲站1QF开关偷跳即合上备用电源2QF开关。为防止PT断线时备自投误动,取进线电流作为线路失压的闭锁判据^[5]。此备自投方式的逻辑框图如图2所示。具体动作逻辑为:1、充电条件:1QF合位;2QF分位;I母有压;进线2有压。2、启动条件:I母无压;进线1无流;进线2有压,备自投启动后经延时跳开1QF合上2QF。

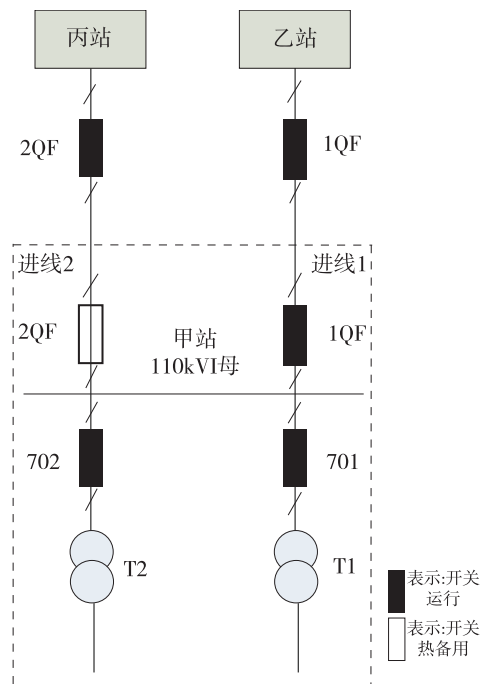


图1 事故前甲站运行方式

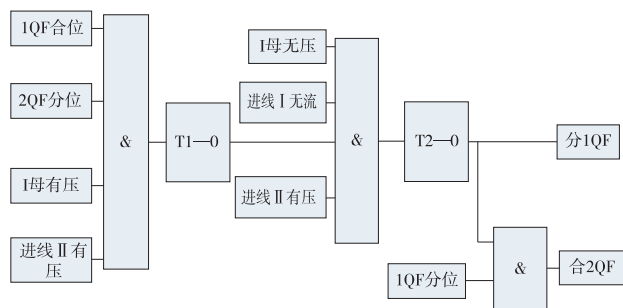


图2 进线备自投逻辑框图

1.2 事故经过及保护动作情况

2012年2月26日06时33分,监控收到甲站110kV备自投动作信息,发现甲站原运行中的1QF开关分闸,原热备用开关2QF合闸,而此时220kV乙站1QF开关未发生故障跳闸,甲站110kV母线未失电,初步判断甲站备自投异常动作。

现场调取110kV备自投、1QF和2QF开关测控装置的动作报告如下:

2012年2月26日07时07分07秒333 1QF开关分闸

2012年2月26日07时07分09秒091 110kV备自投动作

2012年2月26日07时07分09秒180 2QF开关合闸

调取备自投装置波形如下:

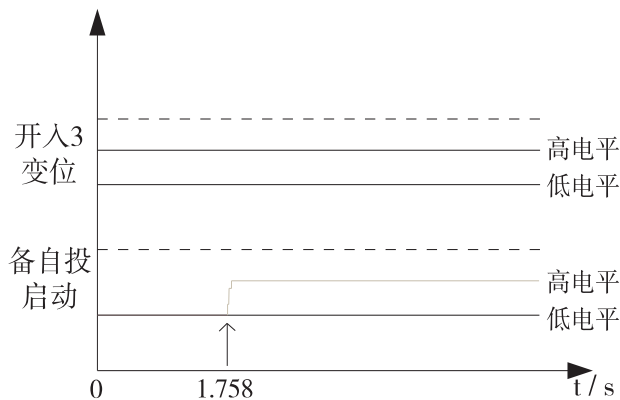


图3 备自投装置波形图

开入3表示1QF开关分位信号,从图3中可看出1QF分闸先于备自投启动。检修人员对备自投装置做了保护功能试验,未发现异常。根据现场检查情况认真分析得出初步结论:备自投的动作是由1QF开关偷跳引起的,当1QF开关偷跳之后,甲站备自投装置监测到110kV母线失压,判断1QF开关确已跳开后合上2QF,恢复对甲站的供电。由此判断备自投的动作逻辑是正确的。

3月1日,开关厂家到现场,将1QF开关改为冷备用,并进行了检查,未发现异常;检修人员检查了1QF开关的控制回路、二次回路,发现接线正确,回

路绝缘测试结果也无异常。3月1日13时44分甲站恢复为1QF开关主供,2QF开关热备用的运行方式。

然而该起事故到此并未结束,3月1日20时24分29秒1QF开关再次分闸,备自投动作,将2QF开关合上。3月2日再次将1QF开关停电检查。此时甲站运行方式调整为2QF开关主供,1QF开关热备用。之后又发生了1QF开关自动偷合的现象:

2012年3月3日00时03分18秒1QF开关合上,此时1QF、2QF开关均已合上,110kV系统形成电磁环网。本地区110kV线路由于距离较短,相间I、II段保护均按伸入下一级变电所主变整定,即形成电磁环网时,110kV线路保护有可能失去选择性。电磁环网时系统的运行方式如图4所示:甲站1QF、2QF开关均运行,若进线2图中所示位置发生故障,乙站1QF开关的保护范围可能涵盖此位置(图中虚线箭头所示),而故障点也在丙站2QF开关保护范围之内,此时若发生故障,则乙站1QF可能跳闸,丙站2QF跳闸,造成甲站全所失电的严重后果。

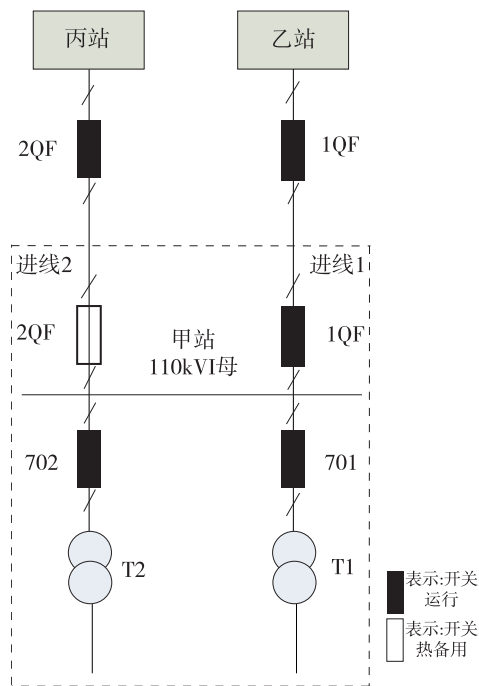


图4 电磁环网时系统运行方式

此时当班调度员果断下令将1QF开关手动分闸,将其改为非自动,并将110kV备自投停用。运行人员检查后发现备自投无启动、动作报告,1QF保护装置只有开关变位报告,并无保护启动报告。

3月4日,调度将1QF开关停电后,检修人员重点检查了多次偷合、偷跳的1QF开关及相关二次设备,对1QF进行详细监测后排除了开关本体发生故障的可能性,检修人员重点检查1QF开关控制回

路,经过详细排查后发现备自投装置出口板 5X7-5X12 接点之间有污损痕迹(图 5 圆圈内接线柱之间的黑色部分),未发现其它异常。备自投装置在更换了出口板后运行正常,再未发生异常。



图 5 备自投装置出口板

2 事故思考

2.1 事故原因分析

检修人员将原出口板带回检测后发现污损的端子之间绝缘不稳定。备自投装置的 5X7 至 5X12 接点为备自投出口板的开出接点,联系 1QF 开关和 2QF 开关的控制回路,沟通 1QF 开关和 2QF 开关的分合闸回路。接点输出端子排如图 6 所示,从图中可以看出,5X7 和 5X8 端子对应出口 5,沟通 1QF 合闸回路;而 5X9 和 5X10 端子对应出口 6,沟通 1QF 跳闸回路。若 5X7 和 5X8 端子之间有污染,由于昼夜温差,很可能造成 5X7 和 5X8 端子之间在温度低时结露(与凌晨发生偷跳、偷合现象相吻合),使端子间绝缘降低,将出口 5 短路,从而造成 1QF 合闸回路接通,偷合 1QF 开关的情况,同理,若 5X9 和 5X10 端子之间有污染也会造成 1QF 偷跳的现象。这样即从原理上解释了甲站 1QF 开关多次偷跳、偷合的原因。

2.2 预防措施

为了查出此次备自投装置误动事故的原因,检修人员花费了大量的时间和精力,从开关本体机构,到备自投装置动作逻辑分析,再到 1QF 开关的控制回路和二次回路接线,真可谓煞费苦心。最终发现问题出在备自投装置出口板上,原来端子排上的灰尘竟是本次事故的根源。为了消除此类事故的隐患,避免同类事故的再度出现,笔者提出了以下几点整改措施。

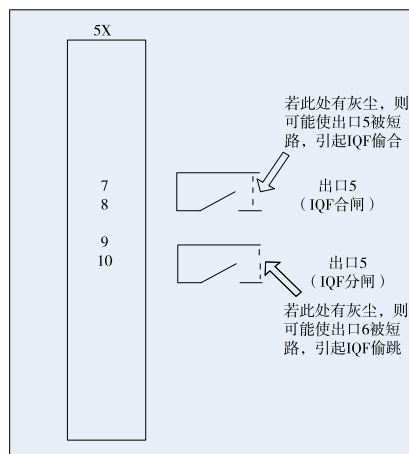


图 6 接点输出端子示意图

(1)加强设备巡视,使保护屏端子排,开关端子排,端子箱保持清洁,干燥的运行环境,并对相关设备定期进行检测,保证设备的良好运行状态。

(2)结合日常检修工作,定期清除端子箱内部的灰尘,避免由于灰尘积累造成内部污染、绝缘下降的情况,确保设备健康运行。

(3)针对同型号装置端子箱密封不严的缺陷,建议相关部门进行整改。

3 结论

本文叙述了一起备自投装置误动事故的经过,在详细分析进线备自投方式的动作逻辑,认真研究此次事故误动开关的动作报告和备自投波形图,并对开关设备的本体、二次回路和控制回路进行详细排查后找出了本次事故的原因,并提出了预防措施。

参考文献:

- [1] 贺家礼,宋从矩.电力系统继电保护原理[M].北京:中国电力出版社,1994:153-169.
- [2] 张宝会.电力系统继电保护[M].北京:中国电力出版社,2008:55-57.
- [3] 刘少雷.变电站典型备自投方式闭锁条件的探讨[J].湖北电力,2012;36(3):15-17.
- [4] 张燕敏.电工进网作业许可考试参考材料—特种类继电保护专业[M].北京:中国电力出版社,2007:102-103.
- [5] 国家电力调度通信中心.继电保护培训教材[M].北京:中国电力出版社,2009:482-483.

作者简介:

孙东杰(1985)男,江苏镇江人,研究生毕业,助理工程师,从事电网运行管理工作。

智能可靠 绿色友好

国外分布式电源发展对我国新能源定价的启示

袁亚云¹,王磊¹,刘建坤²,李强²

(1.东南大学电气工程学院,江苏南京 211189;2.江苏省电力公司电力科学研究院,江苏南京 211103)

摘要:我国分布式发电正处于蓬勃发展的初始阶段,相较于国外的分布式电源还存在一定的差距。本文主要对国外促进分布式电源发展的措施及费用分摊进行了介绍,并结合我国新能源目前存在的问题和发展特点,借鉴国外的经验,提出了相应的建议。

关键词:分布式电源;政策;综述;建议

中图分类号:TM715

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S2-0078-06

为认真贯彻落实国家能源发展战略,积极支持分布式电源加快发展,2012年10月国家电网公司正式向社会发布了《关于做好分布式光伏发电并网服务工作的意见》。随后又按照优化并网流程、简化并网手续、提高服务效率原则,制订了《关于做好分布式电源并网服务工作的意见》。此意见适用范围为位于用户附近,所发电能就地利用,以10kV及以下电压等级接入电网,且单个并网点总装机容量不超过6MW的发电项目,包括太阳能、天然气、生物质能、风能、地热能、资源综合利用发电等类型,并提到国网公司积极为分布式电源项目接入电网提供便利条件,为接入系统工程建设开辟绿色通道。

《关于做好分布式电源并网服务工作的意见》为分布式电源项目接入电网提供便利条件,同时目前国家又相继出台了很多对分布式电源补贴扶持政策,这势必会加快我国分布式电源的发展。但是由于我国分布式电源的发展还处在初始摸索阶段,执行的政策和法规并不完善。而美国、德国等国家分布式电源的发展相对更加完善,所以依据我国的实际运行情况,汲取国外的成功经验,有利于更好地促进我国分布式电源的发展。

1 国外分布式电源的政策和补贴

分布式发电主要分为天然气分布式发电和分布式可再生能源发电两种。欧洲及美国等国家经过长期的发展,积累了很多有益的经验。

1.1 分布式天然气

德国的以天然气为燃料的mCHP(主要用于家庭和小型商业设施)在欧洲占有领先的地位,其主要得利于德国所执行的一系列mCHP政策:一是mCHP向公共电网售电实行“优先价格法”,小型热电联供设备(<50kW)在投入运行后的10年内,每度电依法享受5.11欧分的补贴,另由于mCHP节省

输电费用,每度电奖励0.15~0.55欧分;二是若mCHP每年能效超过70%,即可享受退税优惠;三是为加快市场引入相应设备,环境部将在10年期间提供400万欧元的财政支持,该计划采取分级基础性资助方法,不同容量等级资助水平不同^[1]。

意大利政府鼓励mCHP和工业CHP的机制为白皮证书,其规定了分布式能源(DG)/mCHP设备安装计划,旨在提高能源效率。通过白色证书这种工具,可对节能情况进行核实、认证,相关主体可从市场上购买白色证书,且当顺利履行义务之后,他们会得到奖励。其中DG/mCHP计划包括:向公共电网回送电量享受优惠价格,上网电价比居民零售电价高出50%;对分布式能源项目在能源税和信贷方面提供优惠条件,并向使用mCHP的用户提供补贴;如果相关公司提供资金支持用户安装更高效的分布式能源设备,可以通过对设备本身的管理收回投资。

荷兰政府建立热电联产促进机构,通过SmartGas能源公司推动mCHP实施,公司与政府签定意向书,计划并能得到政府提供的资金;同时热电联产的发电量优先上网;此外,荷兰还开展了mCHP能源标签、大规模mCHP实地测试、确定mCHP电网效应等。

英国采取的推动mCHP设备发展的措施:一是碳减排目标(CERT):政府要求所有的能源公司必须承担CERT义务,减少碳排放和能耗;二是开发mCHP效率测量程序(PAS67),如果采用mCHP技术提高节能50%,企业可以获得政府信贷;三是对mCHP设备的安装降低5%的增值税;四是政府制定了智能计量的计划,支持家庭采用mCHP设备发电,并可向电力公司销售电量。

美国目前的CHP系统已逾6000座。政府还规定电力公司必须收购热电联产的电力产品,其电价和收购电量以长期合同形式固定,为热电联产系统提供税收减免和简化审批等优惠政策^[2]。美国支持分布式发电的相关政策主要有:减免项目部分投资

税、缩短项目资产的折旧年限、简化发电项目经营许可证审批程序。

日本同样制定了相关的法令和优惠政策保证该项事业的发展,有条件、有限度的允许这些分布式发电系统上网,通过优惠的环保资金支持分布式发电系统的建设^[3]。

(1) 进行减税或免税。建成分布式发电的项目第一年可享受30%安装成本折旧率或7%免税;总投资的40%至70%部分可享受低息贷款(每年利率2.3%);免除供热设施占地的特别土地保有税和设施有关的事业所得税;区域供热工程费用、供热的固定资产税、区域供热用折旧资产税等给予优惠。

(2) 鼓励银行、财团对分布式发电系统出资、融资。针对区域供热系统需要大规模投资,日本有关金融机构长期施行通融资金、低利息等制度。

(3) 修订《电力事业法》在内的一系列放宽管制的办法出台,允许非公共事业类的供应商对需求大的用户售电。

针对国外目前分布式天然气的发展情况可见,各国政策有相似点,同时有依据各自国情有其独特之处,所以中国在制定政策时,也需结合实际情况,促进其最优发展。

1.2 可再生能源

1.2.1 可再生能源的上网制度

由于目前新能源的成本高于常规成本,新能源入网必定存在着一定的阻碍,所以各国都采取了相应的措施来保证新能源的入网。目前世界主要的制度主要有两种:配额制和固定电价制度。

可再生能源配额制(Renewable Portfolio Standard,简称RPS)是指一个国家(或者地区)用法律的形式对可再生能源发电在电力供给总量中所占的份额进行强制性规定,电价由市场决定,以推动可再生能源发展^[4]。配额制的明显优势在于,确定了具体的可再生能源发展目标,有利于可再生能源的快速成长与发展;充分运用市场机制,降低可再生能源开发利用的成本;符合市场机制,较好地与市场机制相融,因而与政策的稳定与否关系不大,容易与传统的能源市场整合。但其也存在着不可避免的缺陷:(1)不能最大限度地开发利用可再生能源,“配额”相当于设定了可再生能源电力发展的上限,不符合可再生能源未来发展的方向;(2)在配额制下,由于可再生能源的价格完全取决于市场,而市场的不确定性使得可再生能源电力的市场价格亦不确定,这将会大大增加可再生能源生产者的投资风险;(3)由于配额制采取市场机制,因而从一开始就使大型企业在竞争在处于优势地位,难以真正实现促进可

再生能源市场发展的目的;(4)配额制不考虑各种可再生能源发电的技术差异,不利于可再生能源的多样化发展。

目前,英国的地区电力公司有义务或责任保证在其所供应的电力中,有一部分来自于非化石燃料资源,其通过招标和投标选择可再生能源项目开发,竞标成功者将与项目所在地的主管电力公司按中标价格签订购电合同,合同期限在每次非化石燃料公约中都有明确规定。由于部分地区可再生能源较为缺乏,荷兰创建了绿色标签颁发系统^[5]。这样使得可再生能源贫乏地区的能源公司可以通过从其他地区的厂商或任何持有绿色标签的机构中购买绿色标签来完成其指标,使得其为达标而不需要自己开发绿色电力项目,可以直接购买绿色证书来实现。绿色证书以其交易灵活性和流通性而得以快速发展。

固定电价制度(也称强制购电法),是指国家根据各种可再生能源发电技术的实际发电成本,或者根据电力平均价格,确定可再生能源电力上网电价,并要求电网企业必须购买可再生能源开发商生产的可再生能源电力的制度^[6]。其优势在于:在明确的固定电价下,可再生能源发电商能够预期收益与成本,提高了新能源发电商的积极性;针对不同的可再生能源技术制定不同的电价,可以成功地刺激各种可再生能源技术的发展,有利于可再生能源的多样化;固定电价简单明了,其管理、操作十分方便;在固定电价制度下,由于国家给予高电价扶持的保证,比较有利于可再生能源技术、设备的国产化发展,从而有利于增强国家的可再生能源生产能力特别是竞争力的储备。但是固定电价制度也有自身的弊端:(1)在固定电价制度下,没有对供电企业清洁能源生产量的要求,使得国家可再生能源的发展目标具有不确定性;(2)市场机制的摒弃导致最大限度地降低可再生能源价格机制的匮乏;(3)在固定电价制度下,可再生能源的发展在很大程度上依赖于政府政策的持续性而不是市场机制,而政府政策可能因人、因事而具有不稳定。

德国固定电价以各种可再生能源的发电成本为基础确定,其实施优先但有条件收购,强制要求公用电力公司购买可再生能源电力,而且必须优先购买,但也设定了电力公司收购可再生能源电量的上限:电网覆盖区的可再生能源电量不超过该地区总电力消费的5%。此项规定保证了德国电网的安全稳定运行,有效减少了由于可再生能源接入而产生的电网事故发生率。可见,德国的固定电价制度已经越来越完善,能够使新能源更好地入网和发展,同时也使得固定电价制度得到了最好的利用。

1.2.2 分布式光伏

分布式光伏虽作为一种可再生能源,但由于其有部分来自于居民用户,配额制并不能够完全实现其功能,所以目前国际上均是使用上网电价这一杠杆来调节分布式光伏的发展趋势。

德国是目前分布式光伏发展最好的国家,其政策的独特之处主要有:

(1) 德国光伏发电补贴政策采用差异性、逐年递减的固定上网电价。一方面,差异性上网电价可保证分布式光伏发电投资者合理的投资回报率;另一方面,逐年递减上网电价有利于降低发电成本,并激励新建项目尽快投产。德国充分地采取经济杠杆保证光伏发电装机容量持续稳定增长,其可再生能源法规定了光伏发电的补贴方式,对于屋顶光伏和地面光伏等各类光伏发电的应用模式,其规模不同,补贴力度不同。德国光伏上网电价水平的调整也是围绕实现年度计划而确定的,根据上一年度新增装机规模与年度计划的匹配度,确定下一年上网电价的调整幅度。若上一年度新增规模超出年度计划,则增加上网电价下调比例,反之则适当减小下调比例^[7]。2012年最新修改的法律法规规定,光伏发电的上网电价从17.94欧分每千瓦时到24.43欧分每千瓦时;未来12个月内如果安装容量超过3.5GW,上网电价下降3%;如果超过7.5GW,上网电价下降15%。

(2) 德国从2009年开始鼓励用户自发自用,对自用电量进行额外补贴,自用电量比例越大,补贴程度越高,即让用户合理确定自家光伏发电的装机容量,尽量减少余电上网,降低配电网改造费用的投入^[8]。西班牙也是要求某一区域安装的分布式电源的容量为该区域的峰负荷的50%以下,尽量避免分布式电源反送电。

(3) 在德国每个镇一般都会会有一个光伏基金,基金来源全是镇内居民自发投入,可以用来租用镇里空闲的屋顶做更大光伏电站。所以若自家屋顶很大,自家经济能力有限又建不了太大的电站,可以出租屋顶来充分利用所存在的资源。

(4) 分布式电源的大规模发展,需要投入大量资金升级电网。目前,德国已经开始采取一些间接措施来满足分布式电源接入配电网的要求,如升级改造接入点的上级变压器,重新配置馈线的电压条件和控制设备等^[9]。目前德国复兴银行(KfW)联合德国联邦环境、自然保护和核反应堆安全部(BMU)支持分布式光伏储能的新政也已于2013年5月1日生效,标志着德国的分布式光伏政策从仅补贴发电单元扩大到了补贴保障光伏发电的储能单元。

(5) 德国的流程非常简单。一旦申报,保险公司就上门为发电量做评估,确定补贴价格和补贴年限,并为光伏电站日后的运维做风险保障。因此,德国的分布式光伏电站成功的根本在于良好的运作体系形成光伏发电的商业氛围,让人人都成为光伏发电的投资者和使用者。

(6) 明确严格的并网技术标准,确保公共电网安全稳定。德国技术标准非常明确且非常严格,各项指标均有详细规定,譬如规定了孤岛保护、短路电流等方面的详细技术要求,针对不同装机容量的光伏发电系统提出了详细的调度方式规定,明确了详细的并网调试程序和内容^[10]。这有利于分布式电源项目业主在前期规划和设计过程中有据可依,遵循并网技术标准的具体要求进行项目建设,实现分布式电源的快速并网,确保电网的安全稳定运行。

美国光伏市场稳步增长得益于联邦和各州多元化及创新的政策和法规支持,致力于创建和实行根据本地条件和要求量身定做的补贴政策,以求在美国光伏行业的增长、电力用户和纳税人的支持水平、以及最重要的推动美国光伏行业达到自我持续状态的最终目标之间求得平衡。

美国加州是美国分布式光伏发展最优的地区,加州的“净计量”体系为可再生能源争取到了大量客户,而“净计量”体系是目前客户从他们的太阳能系统获取利益的唯一方式。加州实施的太阳能先导项目采用两种激励政策:一种是基于预期发电量的一次性补贴政策(EPBB),项目规模应当小于30kW光伏发电“自发自用”;第二种是基于实际发电量的补贴政策(PBI),项目规模不小于30kW,初始投资自付,享受固定电价补贴5年。

加州的分布式光伏的独特特点促进了加州光伏的迅猛发展^[11]:

(1) 加州将自发自用型光伏系统视为用户侧节能措施,将能效审查作为补贴政策的重要前提条件之一。用户在考虑参加太阳能先导计划之前,必须进行能效自查或委托第三方开展能效审查,只有确认已经充分采取了节能措施后,用户才有资格享受光伏补贴政策。

(2) 加州实施严格的预算管理,政策框架清晰。加州预算总额为21.67亿美元,实施期从2007-2016年。预算总额按照供电负荷细分到三大电力公司经营区,对不同类型用户申报的总装机容量也在事前明确。预算用尽、总装机容量达到或者十年到期,这三个节点都可以作为该计划终结的依据。

(3) 加州补贴标准以补贴总规模为指引,实行“阶段式梯级递减”,实现对补贴节奏和发展规模的

总体把控。加州将补贴分为十个阶段,每个阶段对应着一定的补贴总容量和补贴标准,越往后规模越大,而补贴越低。当上一阶段补贴容量规模达到后,将启动下一阶段的补贴标准,以此类推。在太平洋天然气与电力公司(PG&E,加州北部的私有电力公司)的辖区,住宅和非住宅项目的补贴水平都已经下降到第10阶段,也就是最后一个阶段。在圣地亚哥天然气与电力公司辖区内的住宅项目也是如此。最后一个阶段提供\$0.20/W的初投资补贴或者为期5年的US\$0.025/kW·h的上网电价。

(4) 加州要求享受补贴政策的光伏发电项目要具有足够的透明度。项目基本信息特别是项目的真实成本要报送至相关管理部门。政府会在网站公布并及时更新光伏发电的安装成本区间,原则上申请补贴的项目成本不能超过这个区间,如果超过这个区间,项目业主必须说明具体原因。

(5) 加州在管理流程上确保享受补贴的光伏项目能够建成投运。根据加州补贴资金申请流程,只有在项目投运后,政府补贴资金才能达到项目业主手中,这就避免出现补贴资金拿到后故意拖延工期。

(6) 加州补贴标准并不是一刀切,而是对每个具体项目的补贴标准进行“量身定制”。加州引入了一个所谓的“设计系数”(Design Factor),也就是实际项目与参考项目发电能力的比例关系,初始投资补贴总额=相应阶段的补贴标准*项目额定容量*设计系数。项目设计(安装位置、角度等)越合理,设计系数越高,该项目所能获得的补贴额也就越大。

(7) 加州在政策执行过程中广泛征求和听取各方意见,不断完善补贴机制设计。加州公用事业委员会和作为项目管理主体的电力公司,在每个季度都要召开一次任何利益相关方都可以参加的“公共项目论坛”,及时了解各方对于该补贴政策的评论和观点,许多意见和建议都已经纳入了政策的修订过程中,各种问题得到及时解决。

所以加州太阳能计划的成功则强调,即使在补贴下降的大背景下,只要补贴削减的方式可预期并且透明,市场仍能持续增长。

此外,尽管近年来美国太阳能光伏系统成本持续下降,但“非组件成本”(包括劳动力成本、逆变器)仍制约着光伏系统的大规模普及应用。近日,美国能源部拟推出支持科研机构开发即插即用式光伏系统技术,提高用户自主安装和使用能力,降低住宅和商业设施光伏系统的“非组件成本”,加快分布式光伏系统应用^[12]。

目前美国、德国等分布式电源发展较好的国家在这些政策的引导之下,分布式电源发展较快,且已

经达到一定规模,正逐步向无补贴、无特殊待遇的状态下发展。所以,我国应该积极探索国外的先进经验来促进我国的分布式电源的发展。

2 费用分摊

分布式发电所增加的费用必须有一定的分摊规则,此规则一要有利于分布式发电的开发,与分布式发展规划相协调,在“分摊”资金的征收和分配上,应有助于广泛调动各方面投资于分布式发电项目的积极性;二要促进“分摊”资金使用效率的最大化,目前我国已实行的通过电力销售价格“分摊”,也无非是通过电价附加的形式向电力消费者征收一笔公共资金,然后再将这笔公共资金补贴给发电业主;三要便于操作,政府任何一项政策的执行,不仅仅是带来社会收益,同时也要社会为之付出成本。

分布式发电所增加的费用主要可以分为入网费用的分摊和电网运行成本(含分摊给电网的线路建设成本)及入网电价的分摊。

2.1 入网费用分摊

对于入网费用上的分摊的主要矛盾在于发电业主和输电商之间所承担责任的协调关系。不同国家的做法也不尽相同。

美国联邦能源管理委员会2003年法令概述了新能源接入和电网扩建费用应如何分配,有助于在输电运营商和发电开发商之间分配各自的成本责任。新建线路设施包括将新发电设施连接到输电网接入点的所有设备,线路扩建包括加强现有输电系统以适应新的发电项目建设所需要的所有设备。对于新建线路而言,发电商负责支付所有并网研究费用和所有该发电厂与电网的连接设施的费用,但是如何分摊电网扩建费用是一个长期有争议的话题,主要存在两方观点:一方认为需要电网扩建的发电商应该支付电网升级的所有费用;另一方声称电网扩建将提高整个电网的可靠性,因此应当由所有发电商支付。折中的方法是将费用按比例分配给电网扩建的受益者,但是这些受益者很难加以确定,因为它们会随着时间而改变。

德国《可再生能源法》不仅规定了电网运营商对可再生能源具有“购买和偿付义务”,而且对由此产生的接网费用做了界定。其中与技术上最有利的电网连接点相连接的必要费用由发电商承担,但因重新连接、重新启用或扩建发电设施而进行的电网优化和扩建工程产生的必要费用,由电网运营商承担^[13]。另外安装确定输入和接收电力所需的测量设备产生的必要费用由发电商承担。对于扩建电网所产生的费用,电网运营商必须说明具体所需要的投资,可以将其所承担的费用在确定网络使用费

时纳入计算。

所以各国对其接入费用均有不同的规定,既要符合国家电源的发展形势,同时又要促进新能源往更好的方向发展。

2.2 电网运行成本及入网电价的分摊

在国外,电网运行成本(含分摊给电网的线路建设成本)及入网电价的分摊主要有以下几类:

(1) 固定价格下的均衡分摊。由于分布式发电的价格是由政府决定的,因而政府在发展资金分摊机制中的主导作用也较强。如德国采用的是电网公司先按照政府所定的电价向发电业主支付费用,年终根据各电网企业支付可再生能源发电费用以及全网销售电量的情况,各个电网公司一起进行网间的费用平衡和结算。同时,德国在落实平衡机制方面做出了新的规定,即由联邦政府授权各输电电网运营商建立全国性的专用账户,由能源监管机构实行统一核算,以确定各输电电网之间可再生能源额外成本的转移支付额度^[4]。

(2) 配额制下的非均衡费用分摊。电网企业为收购可再生能源电力或购买交易证书付出了高成本,最终由电网企业在给电力用户的销售电价中消化,由于配额制是存在于电力市场之下,所以费用的分摊与电力市场的运行机制相关,且具体承担范围、标准由电网企业自行决定。因此,承担对象为电力用户,为非均衡分摊。

(3) 利用公共财政支出补贴。增加公共支出引导产业发展和消费者选择,在财政支出中设立专项资金用以支付分布式发电的高成本,等同于政府采购。西班牙采用的这种成本分摊模式,电价高出常规电价的部分由政府财政支出直接补贴,电网企业只向分布式发电企业按照正常的上网竞价支付购买费用。这种模式的政策执行监管成本最低,财政部门只需按照相关立法部门规定的优惠电价额度向符合条件的发电厂商发放电价补贴,不需要复杂的核算和监管程序。

(4) 设立绿色环境税收,建立支持分布式发电技术的专项资金。绿色税收体系提倡依靠功能完善的市场机制,即应用适当价格机制和环境税费等经济调控政策,达到保护环境 and 可持续发展的目标。与传统的税收体系不同之处在于:第一,绿色税收体系引导投资者选择先进技术,使每单位的产品或者劳动消耗更少的资源,并提高资源的使用效率,促进产业结构从能源密集型向高能源生产率、高附加值转换;第二,激励消费者减少物质消费,使消费更加依赖服务业。

(5) 电力机制下的自愿行为。绿色电力机制是

由政府提出可再生能源电力的价格,由能源消费者按照规定价格自愿认购,认购后的证书一般不用于以盈利为目的的交易。因此,承担费用的是少部分自愿行动的电力用户,分摊的水平也可以有很大的差异。随着世界范围内可持续发展行动的开展和公众环保意识的增强,自愿性在能源行业越来越广泛,突出表现在可再生能源发电政策中。例如,荷兰实施的绿色电价制度,其用户自愿以高于传统电力的价格购买绿色电力。

3 建议

我国分布式的发电的发展尚处于初始阶段,借鉴国外的成熟经验,能够更好、更快地推动我国的分布式电源的发展。通过对分布式发电发展较好的国家的分析,给出以下建议:

(1) 尽快出台具有可操作性的鼓励和补贴政策。欧盟、美国等的激励政策,享受补贴的企业、消费者,补贴的额度、期限都有明确的规定。反观我国近年来也相继出台了一些有关分布式能源发展的政策法规,但其中条款大多只是做了一些原则性的规定,配套的鼓励和补贴政策很少,可操作性不强。

(2) 对分布式发电的补贴应贴合社会和分布式发电的发展,能够引导分布式发电更优发展。我国目前急于挽救国内的光伏企业,迅速启动光伏市场;同时其他分布式发电也是处于一个大力推动的阶段。但更应该考虑未来如何采取合理的策略保证其稳步发展,制定合理的分布式发电管理方式,保证电网的安全稳定。应根据技术进步和成本变化情况确定收购价格的逐年递减率,以此使分布式发电商获得稳定的投资收益预期。建议我国在现有标杆电价的基础上,出台中短期价格调整方案,使投资者获得稳定收益预期。

(3) 加大技术投入,降低成本,提高用户自主安装和使用能力。我国引入分布式能源技术,开展项目建设时间不长,几乎没有核心技术。因此,必须加大技术投入,建立有效的研制和发展机制,紧密跟踪世界前沿技术发展,提升技术创新能力。其中对于分布式发电,提供用户的安装和使用能力对于成本的降低和技术管理是极其重要的。

(4) 培育高度专业化的行业咨询设计队伍。分布式能源属于技术密集型行业。若要迅速赶上发达国家的技术水平,就必须建设一支高度专业化的行业咨询设计队伍。另外,在为了保证分布式能源系统的经济性,往往需要设计人员充分了解现场周边的市政条件,目前国内的很多设计部门还不能达到这一要求,建议各级政府应大力支持发展具有专业

人才的能源服务公司、工程公司或设计咨询公司,制定相关的规程标准等。

由于我国的分布式电源发展处于初级阶段,需要大量的建设投入和运行成本,对这些费用较好地分摊也具有很大的意义。目前,我国的费用分摊主要是通过电价附加来实现的,相较于国际上的做法,存在着一定的问题^[15]:

(1) 从消费者支出的角度看,目前的清洁能源电价附加类似于电价涨价,但从资金的所有权和用途的角度看,“附加”与电价具有截然不同的性质。随电价征收的可再生能源附加,用于公共利益目标,属政府收入,具有准税收性质。而电价用于企业的个体目标,属企业收入。但由于可再生能源电价附加在价内征收,因此性质混沌不清。

(2) 征税问题造成资金征收与实际可用数量不符。虽然明确规定清洁能源电价附加为单独记账、专款专用,但由于电价附加在价内征收,因而这部分资金不可避免地计入电网企业的销售收入,导致可用资金量的“缩水”。且对于电价附加收入大于可再生能源补贴支出,该项余额留存的省级电网公司,必须缴纳25%的企业所得税。

(3) 资金的调配层次多时效差。电价附加本质上归政府所有,而我国有几十家省级电网公司,为了平衡费用,政府之间必须介入几十个企业间的资金往来过程,企业由此增加了管理成本,政府与企业、中央与地方政府之间的协调成本也随之增加。

(4) 可再生能源发电迅猛发展,现有来自于电价附加的资金不能满足可再生能源电价补贴的需要。在电价政策和费用分摊机制的推动下,分布式发电势必会迅猛发展,这符合我国政府大力倡导的节能减排、优化能源结构等宏观目标。但由于单位电量的补贴标准没有大的变化,造成所需的资金成倍增加,造成了征收的电价附加资金远远不能满足电价补贴。

针对存在的问题,提出一些建议:

(1) 将电价附加的资金以基金方式进行管理。首先是程序简便,效率高,行政成本可以大大降低;其二,基金方式可以做到“统一收取、统一发放”,可以激励可再生能源资源丰富地区发展可再生能源电力的积极性;其三,税收问题和财务问题都会迎刃而解;其四,在国家价格政策的有力支持下,发电市场规模将不断扩大,如果按照我国可再生能源中长期发展规划中提出的目标规模,将可能涉及几百个可再生能源发电企业的利益,并且作为一项长期的任务,需要国家对此进行统一标准规范的管理。

(2) 设立绿色税收。对于会产生环境问题的发

电征收部分税费,不仅能够提高发电商对清洁能源的环保积极性;而且能够更大地利用资源,减少资源的浪费。

(3) 提高居民用户的环保意识,促进居民的自愿行为的产生。随着生活水平的提高,人们对生活质量的要求也越来越高,所以在这样的生活理念下倡导绿色资源行为的可行性是很大的。

我国分布式发电和清洁能源的发展均处于初始阶段,还存在一定的问题和矛盾,但随着技术和经济的发展,其势必会成为发电的主力。由于欧盟和美国一些国家的发展早于我国,所以借鉴他们的经验尤其重要,这可以避免少走弯路,更快地达到目标。

参考文献:

- [1] 欧盟的分布式能源应用. 中国燃气网,2012-08-08. <http://www.chinagas.org.cn/fbsny/>.
- [2] 美国的分布式能源应用. 中国燃气网,2012-08-08. <http://www.chinagas.org.cn/fbsny/>.
- [3] 日本的分布式能源应用. 中国燃气网,2012-08-08. <http://www.chinagas.org.cn/fbsny/>.
- [4] 王白羽. 可再生能源配额制(RPS)在中国应用探讨[J]. 清洁电力行动,2004(4):24-28.
- [5] 曾鸣,孙晓菲,李娜,等. 电力市场环境下可再生能源政策制定[J]. 科技和产业,2012(4):14-17.
- [6] 赵会茹,符力文. 国外清洁能源电价形成机制研究[J]. 华北电力大学学报(社会科学版),2011(8):7-13.
- [7] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien 2012[R]. 2011.
- [8] 黄碧斌,李琼慧,蒋丽萍. 德国分布式电源的发展经验及其启示[J]. 中外能源,2013(18):26-30.
- [9] 王乾坤,周原冰,宋卫东,等. 德国可再生能源发电政策法规体系及其启示[J]. 能源技术经济,2010(22):50-54.
- [10] FNN. Power generation systems connected to the low-voltage distribution network[S]. 2011.
- [11] 韦青. “金太阳”与美国加州“太阳能先导计划”的对比分析. 2013-09-06. http://www.chinaelc.cn/ch_hangye/zspl/2013090681504.html.
- [12] 国家能源局. 美国拟开发即插即用式光伏系统推进分布式太阳能应用[R].
- [13] Corinna Klessmann, Christian Nabe, Karsten Burges. Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks—A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK [J]. Energy Policy,2008,36:3646-3661.
- [14] 时璟丽,王仲颖. 可再生能源电力费用分摊方式分析[J]. 可再生能源,2008(6):13-16.
- [15] 陈荣,张希良,岳立. 可再生能源购电法成本分摊机制的国际经验比较[J]. 国际瞭望,2008(18):66-68.

作者简介:

袁亚云(1990),女,江苏南通人,硕士研究生,研究方向为电力系统优化运行。

采用双馈风力发电机的风电场谐波和间谐波变化特性分析

顾文, 范立新, 蒋一泉

(江苏方天电力技术有限公司, 江苏南京 211102)

摘要:通过实测和仿真,对采用双馈风力发电机的风电场谐波和间谐波变化特性进行了分析。分析表明,采用双馈风力发电机的风电场谐波的影响主要集中在低功率段,随着输出功率的增加谐波的影响迅速减小,而间谐波电压较大的情况主要出现在风电场零功率和满功率附近。研究结果对于风电场电能质量测试和风电场无功补偿装置容量、参数的配置具有重要意义。

关键词:双馈风力;发电机;风电场;谐波;间谐波

中图分类号:TM315

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S2-0084-03

0 引言

对于风电场,目前关注较多的是电压暂降引起的低电压穿越问题,对风电机组及风电场谐波特别是对其谐波幅值变化特性的研究较少,有些文献认为变速恒频风电机组的谐波电流大小与输出功率基本呈线性关系。也就是与风速大小有关^[1,2],而文献[3]针对华锐风电 FL1500/77 型风力发电机分析认为变频器产生的谐波电流含量随着功率的不同而变化,功率越大则谐波含量百分比越小。

由于风电并网规模越来越大,风电场产生的谐波对电网的影响也越来越大;根据国家能源局和电网公司的要求,风电场也普遍开始安装运行 SVC 或 SVG 等动态无功补偿装置,由于技术和经济的原因,风电场 SVC 或 SVG 装置通常配置 2、3 个固定滤波兼无功补偿支路(FC),在提供无功补偿和滤除部分次数谐波的同时,存在对其他次数谐波放大的可能;此外,NB/T 31005-2011《风电场电能质量测试方法》^[4]要求在风电场电能质量测试时将风电场功率按 10%额定功率分为 10 个功率段,测试需覆盖全部功率段并有测试数量要求,给风电场现场电能质量测试带来较大困难,因此对风电场谐波变化特性进行研究是有意义的。

采用双 PWM 变流器的双馈风力发电机不但会产生谐波而且还会产生间谐波,本文通过实测和仿真,对采用双馈风力发电机的风电场谐波和间谐波变化特性进行了分析。

1 双馈风力发电机的谐波和间谐波

一般认为对于风电机组来说,发电机本身产生的谐波是可以忽略的,但实际发电机本身仍产生一定量的 2、3、5、7 次谐波。对于采用变速技术的双馈

异步发电机而言,定子绕组直接接入交流电网,转子绕组端接线由三只滑环引出接至双 PWM 变流器,因风电机组并网后变流器将始终处于工作状态,且变流器的开关频率不固定,采用强制换流变流器的双馈风力发电机组不但会产生谐波而且还会产生间谐波。双 PWM 变流器主结构如下。

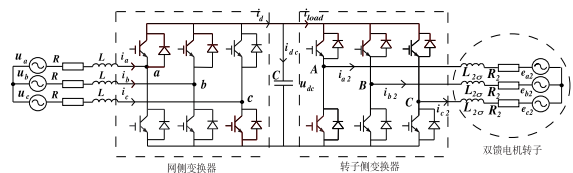


图1 双馈风机的双 PWM 变流器主结构图

网侧电源与定子直接相连,定子侧的谐波会通过变流器输入到转子侧,变流器输出的谐波经过定子放大输入到电网,且定、转子电流的频率不同,相互之间存在耦合,因此使得双馈风机的输出谐波变得十分复杂。

文献[5,6]对双馈风力发电机谐波进行了比较详细的分析,依据形成原理的不同主要分为三类:高次谐波、间谐波与低次谐波。

1.1 高次谐波产生原理

由于双馈风电机组变频器采用双 IGBT 电桥,采用 SPWM 调制,会产生次数非常高的高次谐波。理想情况下,采用 PWM 调制的变频器,其输出电压中不含有低次谐波,只含有载波角频率 ω_c 附近的谐波,其中幅值较大的是 $\omega_c + 2\omega_r$ 和 $2\omega_c + \omega_r$, ω_r 为调制信号角频率(rad/s),由于开关频率通常很高在 2 kHz 左右,因此理想情况下采用 PWM 调制的变频器所产生的谐波为高次谐波。

1.2 间谐波产生原理

定子侧的谐波为转子整数次谐波感应所得,为电机谐波的空间分量,定子侧感应谐波为非整数次谐波,又称间谐波。由转子正序 n 次谐波在定子侧感应的谐波次数为:

$$n_s = \frac{f_s}{f_N} = |ns + l - s| \quad (1)$$

式中, n 为转子回路谐波次数, f_N 为双馈电机额定工作频率(Hz); s 为双馈电机运行时的转差率。

由转子负序 n 次谐波定子侧感应的谐波次数为:

$$n_s = \frac{f_s}{f_N} = |-ns + l - s| \quad (2)$$

3 的整数倍谐波磁场为零序磁场, 当三相电流完全对称时, 其在空间中产生磁场的合成为零, 因此转子上 3 的整数倍谐波在定子上无谐波电动势。

1.3 低次谐波产生原理

理想双馈风电机组发电机不会产生低次谐波。但由于电机的非线性以及各种设备的非理想情况, 都会在双馈电机回路产生低次谐波, 其中由于双馈电机绕组非连续分布造成空间磁场非正弦分布而产生的低次谐波尤其明显。发电机本身产生的谐波由电机设计决定, 气隙磁场的产生的高次谐波主要有 5、7、11、13 等奇数次谐波。其中包含齿谐波, 而齿谐波与电机转速相关, 转速越高, 齿谐波的次数越高。由于双馈风机转速随时变化, 使得齿谐波的次数也是相应的变化, 在低风速时, 转速低使得电机产生的齿谐波的次数也低, 而在高风速区段情况下, 产生更高次齿谐波。文献[7]对电网低次谐波电压下双馈风电机组定子谐波电流进行了研究, 由于电力系统中存在一定含量的低次谐波, 这些谐波会在双馈电机内产生相互作用, 产生新的谐波分量; 文献[8]认为当风机出口侧的三相电压不平衡使变频器触发角不对称时, 变频器除产生一定的奇次谐波外还会向系统注入一些非特征谐波。

2 实测采用双馈风力发电机风电场的谐波和间谐波变化特性

实测采用双馈风力发电机的风电场, 测试周期 1 周, 期间风电场出力在小出力和满出力间多次变化, 风电场无功补偿装置未投运, 因此可不考虑无功补偿装置对于谐波的放大或吸收作用, 实测结果反映了风电场风电机组的谐波与输出功率或风速的关系。实测主导谐波为 5、7、11、13、37、39 次, 2、3 次低次谐波成分也普遍存在; 2、3 次等低次谐波变化平稳, 而 5、7、11、13、37、39 等次谐波随风电机组或风电场出力的不同变化剧烈, 高功率区间风电机组的谐波电流含量较小, 而低功率区间谐波电流含量很大, 风电场低出力时的谐波电流值和谐波电压畸变大于风电场高出力时的情况, 即风电场谐波与风电场的出力反向变化(图 2~4), 此与文献[1, 2]的观点相反, 而与文献[3]的观点比较吻合。

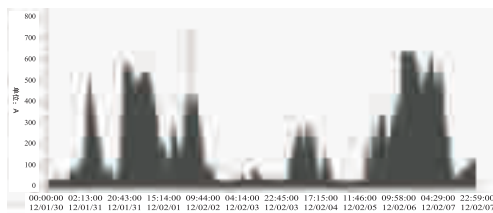


图 2 风电场 220 kV 出线电流变化趋势图(A)

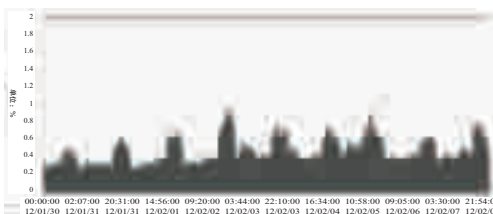


图 3 风电场接入 220kV 系统 PCC 点电压总谐波畸变率(%)

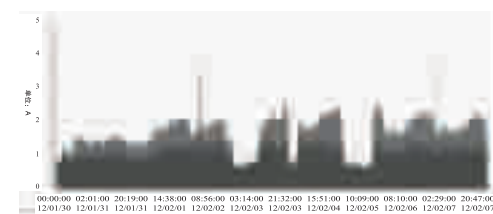


图 4 风电场 220 kV 出线 3 次谐波电流变化趋势图(A)

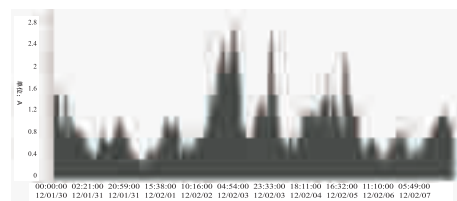


图 5 某风电场 220kV 出线 13 次谐波电流变化趋势图(A)

风电场的汇集系统的 13.5、14.5、15.5、16.5 次间谐波电压含有率较大。间谐波电压含有率与风机出力状况有关, 当风机发电出力较小接近零功率、出力较大接近满功率或功率快速变化时, 间谐波电压含有率均较大, 并以“脉冲状”出现, 一些风电场汇集系统间谐波电压含有率已超过允许值。

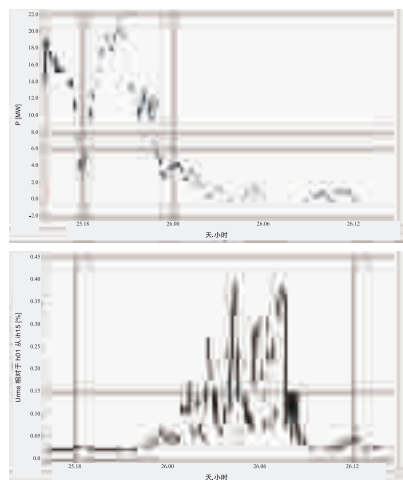


图 6 风电场汇集系统接近零功率时, 15.5 次间谐波电压变化

需要注意的是,实测很多风电场谐波和间谐波分量较大的频率区间在 36~40 次,但目前国标间谐波限值规定的频率范围在 800 Hz 内,谐波国标也未规定 25 次以上谐波的限值,对于高次谐波和间谐波需要给予关注。

3 风电场谐波和间谐波仿真分析

在 matlab 中搭建一台 1.5 MW 的双馈风机,仿真时间为 5 s,仿真步长设为 $T_s=1e^{-5}$,风机维持功率因数为 1。

3.1 风电场谐波与风速关系仿真分析

只考虑风速变化或风机功率变化因素,仿真得到不同风速情况下总谐波电流含有率与风机出力关系如下表,双馈风机谐波电流总畸变率随输出功率变化趋势如图 7。

表 1 总谐波电流畸变率随功率变化情况
(相对于风电机额定电流值)

风速 / (m·s ⁻¹)	3.5	5	9	13	15	18
有功 / MW	0.15	0.23	0.7	1.5	1.5	1.5
THD / %	9.15	6.45	3.37	1.21	1.2	1.13

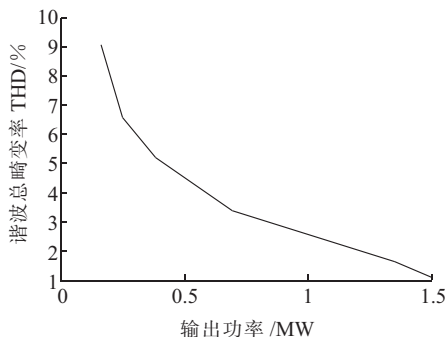


图 7 双馈风机谐波电流总畸变率随输出功率变化趋势

对风机产生的谐波电流与输出功率的关系分析如下:风机的电磁功率为 P_{em} ,当双馈风机处于亚同步运行时,转差率 $s>0$,转子从电网侧吸收功率 $P_2=sP_{em}$;当双馈风机处于超同步运行时,转差率 $s<0$,转子输出功率 $P_2=|s|P_{em}$;不计定、转子铜耗和铁耗,定子输出功率 $P_1=P_{em}$,则双馈风机输出总功率为 $P=(1-s)P_{em}$;变流器的端电压为定子电压,变流器的端电压为定子电压,定子和转子电流有效值为 I_1 和 I_2 ,有 $P_2/P_1=I_2/I_1=s$,低风速时,转差率 s 大,转子从电网侧吸收功率占总功率的比例较大;转子电流中频率丰富,通过定子侧放大后变流器在网侧吸收的功率中畸变变大,经逆变器输出到转子侧的交流将含有更加丰富的谐波及间谐波分量,这样的相互耦合作用引起网侧谐波畸变更大,所以风机在低风速运行工况下谐波电流的畸变率较大。

3.2 风电场间谐波仿真分析

从网侧变流器来讲,输出的谐波幅值大小也与直流侧的电流有关,当直流侧电流存在脉动或换相过程中,谐波电流会变化。图 8 给出启动过程中变流器直流侧的电压情况,在启动过程中直流侧电压的脉动较大,产生的较大的脉动电流,逆变后含丰富谐波电流的励磁电流输入风机转子中,通过定子放大使得网侧谐波含量大幅增加;基于这种原因,在零功率附近,由于风电机组的启动过程中变流器的直流侧脉动较大,网侧的谐波电流也较大。



图 8 启动过程中变流器的直流侧的电压

对风机在 3.5 m/s 的切入风速下启动并达到平稳状态运行的谐波、间谐波分别进行仿真,谐波、间谐波畸变率如图 9、图 10 所示。

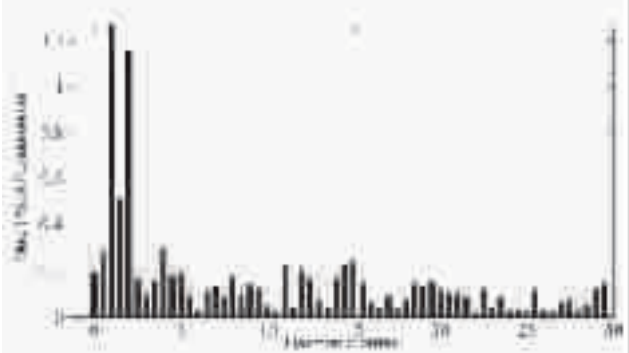


图 9 风机启动过程的电压谐波及间谐波频谱图

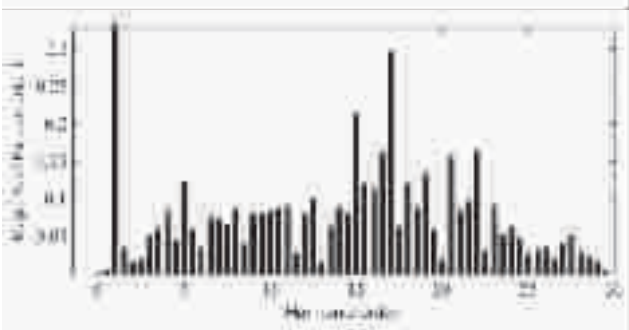


图 10 风机启动后平稳时电压谐波及间谐波频谱图

从仿真结果可知双馈风机启动过程中电压间谐波畸变率明显大于平稳时期的间谐波畸变率。对于双馈风电机组,由于允许运行的转速变化范围较宽,在并网时允许在一个较长的时间段内来完成整个操作;从启动达到平稳需要一段时间,这段时间中间谐波畸变率大,而在低风速段和高风速段,风速的快速变化引起双馈风机的频繁启停或进行变速、变桨调整有关,造成期间其间谐波时大时小呈“脉冲状”。

分布式电源并网对电网运行和管理制度的影响及思考

胡海安,张纳川,陈兆骅
(苏州供电公司,江苏苏州 215004)

摘要:结合苏州当前分布式电源接入电网项目的情况,总结了分布式电源发展的一些态势和规律,从继电保护、短路电流、谐波污染、无功平衡、经济运行等方面分析了光伏发电并网对电网的影响,分析了分布式电源并网运行后对原有电网的管理制度带来的冲击,提出了在分布式电源并网利用中,电网公司作为重要的参与者和“补贴”方,应思考参与各方合作共赢的机制,确保分布式电源并网利用的高效安全以及可持续性。

关键词:分布式电源;新能源;并网;电网安全

中图分类号:TM715

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S2-0087-04

自从2012年10月26日,国家电网公司印发了《分布式光伏发电并网方面相关意见和规定的通知》以后,苏州供电公司逐步开始了容量在6 MW以下,10 kV及以下电压等级的光伏发电项目并网方案的制定。2013年2月27日,国家电网公司又印发了《关于分布式电源并网相关意见和规范的通知》,明确将位于客户附近,所发电能就地利用,以10 kV及以下电压等级接入电网,且单个并网点总装机容量不超过6 MW的太阳能、天然气、生物质能、风能、地热能、海洋能、资源综合利用发电等类型的发电项目全部纳入到分布式电源的范围。

截至2013年7月底,苏州供电公司参与编制的分布式电源并网项目方案共48项,总容量约为77.1 MW。其中以380 V(包含220V,下同)接入电网的有30项,以10 kV电压等级(包括20 kV、6.6 kV,下同)接入电网的共有18项,还包含了一项天然气发电并网项目、一项余热发电项目。经过了一段时间的现场查勘以及方案编制,有必要结合苏州电网的一些实际情况,将分布式电源并网的一些关键因素进行了较为全面的梳理,以为今后的工作提供借鉴和参考。

1 并网项目总体情况说明

根据截至2013年7月底的数据,得到分布式电源并网按电压等级的分布情况如表1所示。

表1 分布式电源并网按电压等级的分布情况

电压等级/kV	项目/个	占比/%	容量/MW	占比/%
10	18	37.5	51.57	66.9
0.38	30	62.5	25.53	33.1

从表1中可看出,分布式电源并网项目以380 V电压等级居多,但容量仍以10 kV电压等级接入为主。该特点与分布式电源的特点较为一致,总体上反映了在分布式电源并网的政策出台后,企业及

收稿日期:2013-09-18;修回日期:2013-10-28

居民对新能源应用的积极响应。苏州市区及各县级市电网的分布式电源项目分布情况如表2所示。

表2 苏州市区及各县级市电网的分布式电源项目分布情况

区域	项目/个	占比/%	容量/MW	占比/%
市区	30	62.50	36.40	47.20
昆山	8	16.67	25.70	33.33
吴江	5	10.42	12.20	15.82
常熟	3	6.25	2.80	3.63
张家港	1	2.08	0.005	0.01
太仓	1	2.08	0.0016	0.01

从表2中可以看出,苏州的分布式电源并网项目从个数和接入容量看,主要是集中在市区(包括吴江)和昆山市。主要反映出这些区域对分布式电源并网利用政策的敏感性和地方投资的意愿,同时由于这些区域制造业相对发达、工业厂房较多,在新的宏观经济形势下,也有降低成本、转型发展的需要。分布式电源并网形式情况如表3所示。

表3 分布式电源并网形式情况

并网形式	项目/个	占比/%	容量/MW	占比/%
统购统销	6	12.50	17.05	22.13
自发自用	33	68.75	49.00	63.59
自发自用余电上网	6	18.75	11.01	14.29

从表3可知,在国家电网公司允许的3种分布式电源并网利用形式中,自发自用的并网形式占了近70%,自发自用余电上网和统购统销的并网方式均不超过20%。其原因主要与电网公司的政策引导有关,希望客户对电网造成的负面影响要尽量的小;也与客户及其设计方对政策理解有一定偏差有关,除了部分因现行法规规定必须并入公网的统购统销部分以外,有些具备余电上网的方案也因客户的保守和担心而没有选择采用。当然,由于国家关于光伏发电的补贴方式还没有正式出台,也为客户的选择造成一定影响。

2 分布式电源并网对继电保护的影响

从苏州分布式电源接入电网方案的统计中可见,目前仍以光伏发电接入为主。光伏发电并网的方式目前主要有自发自用、自发自用余电上网、所发电量全部上网3种方式。在上述需要向电网输送电能的一类光伏发电并网项目中(即除了自发自用以外的2种方式),由于新电源点的出现,一般会改变电网潮流的分布,对原有10 kV配电线路的继电保护整定方案有可能造成影响^[1,2]。光伏发电并网的一般典型接线方式如图1所示。

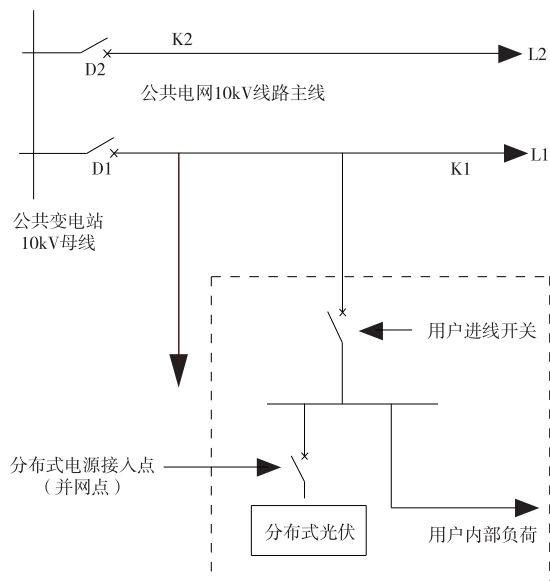


图1 10 kV 光伏发电并网的典型接线

光伏发电并网对苏州电网继电保护的影响主要如下。(1)本线路保护灵敏性降低或者保护拒动。在图1中,如果短路发生在K1处,原来只由公网10 kV母线系统侧提供短路电流的情况发生了改变,光伏电站也会根据自身容量的大小,提供相应的短路电流。最主要的是,由于光伏电站支路的接入,导致系统对于故障点的实际等效转移电抗值增大,使得原L1线路保护检测的故障电流值减小,根据光伏电站支路等效阻抗的不同,有可能减小本线路的保护动作灵敏性甚至产生保护拒动。(2)相邻线路保护误动,失去选择性。在图1中,如果故障发生在K2处,光伏电站能够向故障点提供故障电流,考虑极端情况,在逆变器的限制下,6 MW的光伏电站最大能够提供495 A的短路电流,足以使得D1处不设置方向保护的三段式电流保护产生误动的可能,使得断路器D1、D2的保护失去选择性。(3)导致重合闸不成功。原来设置重合闸的10 kV线路(20 kV或6.6 kV等同),对于原有的无源线路一般不考虑设置检无压功能,但是由于分布式电源的出现,配合光伏电站的逆变器的防孤岛功能,为了配

电网设备的安全,应重新考虑重合闸动作前的检无压功能。主要涉及到重合闸装置的改动和配电网检无压设备的增加。

3 分布式电源并网对短路电流的影响

光伏发电并网必然会引起电网短路电流的重新分布^[3],具体来说,部分支路上的短路电流将因为叠加了光伏电源提供的短路电流而增加。随着短路电流的增加,对系统及客户原有的电气设备(主要是断路器的)短路耐受水平是一个考验,也是光伏发电并关注焦点之一。图2中表示的是光伏发电并网后,当电网中L1线路的K1处发生短路故障时,短路电流在系统中的分布示意图。

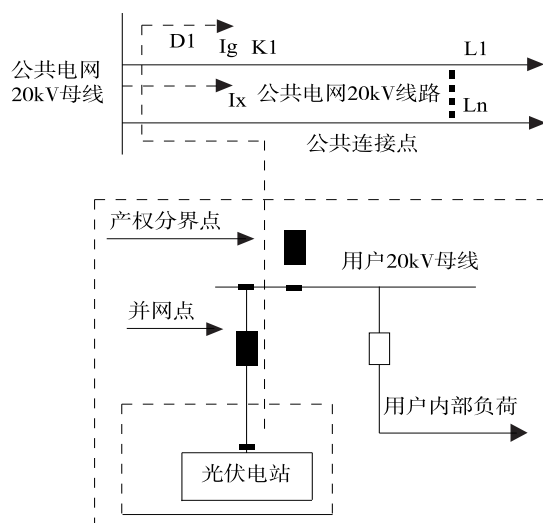


图2 某光伏电站并网时电网故障短路电流分布图

由图2可知,K1处的短路电流 I_d 应等于系统提供的短路电流 I_x 与光伏发电系统提供的短路电流 I_g 之和。10 kV母线在最大运行方式下的短路容量为250~330 MV·A。经计算,这部分电网受单个光伏电站并网增加的短路电流影响较小,但是对于个别短路容量较大,且多条10 kV支线上有光伏电站并网时,将有可能因短路电流超标而使系统原有10 kV断路器设备的运行存在隐患^[3]。

4 光伏发电并网对电网运行的其他影响

光伏发电并网对电网运行的其他影响主要在谐波污染、无功平衡和电网的经济运行等方面。

(1)谐波污染方面。光伏电站中逆变器的大量使用会对电网谐波造成影响^[4]。在光伏发电并网的实践中,光伏发电并网的项目方都能出示由具有资质单位提供的逆变器检测报告,一般也认为光伏发电系统并网符合国家对于公网谐波的要求,不会对电网谐波造成明显影响。但是,由于逆变器对电网的谐波有一定的放大功能,在光伏发电采用自发自用

和余电上网的并网用电模式下,还需要结合客户的协议用电容量及其变化,重新考虑和验算其允许向电网公共连接点注入的谐波电流值。

(2) 无功平衡方面。光伏发电并网过程中,由于升压变压器的使用、并网线路的增加和并网逆变器的特殊性等原因都会增加电网或者客户内部的无功损耗,有可能使电网原有的无功平衡遭到破坏,从而明显影响到配电网的电压。但是容易忽略的是光伏逆变器产生的新的无功需求。由于逆变器产品种类多,功能不一致,分析较为复杂,因此需要结合实际情况在制定并网方案时进行综合考虑和判断。

(3) 电网经济运行方面。一般地,公共电网变电所的 10 kV (20 kV) 每一段母线上一般有 8~10 回出线,承担 40~60 MV·A 变电容量的输送。随着光伏发电并网客户的增加,假设每条线路上平均有 2 MV·A 的并网容量,理论上会减少 16~20 MV·A 电网容量的输出,约占变电容量的 25% 以上。此时,势必减小了电网设备的使用效率,导致变压器的轻载而增加了变压器的运行损耗。特别地,在当前智能电网技术还不能做到实时采集、实时分析配电网分布式电源的上网及使用的情况下,也就无法及时改变电网的运行方式,使得在光伏电能大量使用时,电网供电负荷会出现较大的波动性和峰谷差。这对电网的经济运行甚至安全运行均有不利的影响。

5 分布式电源并网运行后应注意的问题

在制定分布式电源接入系统方案时,除了以上对电网的影响需要在制定方案前收集、计算后进行判断,并在方案中利用一些技术措施将部分的影响消除或者提出校核意见以外,一旦分布式电源并网使用后,还有一些需要在运行和管理过程中应予以重视的地方,来进一步减小对电网运行的影响。

(1) 相客户接入的三相不平衡问题。在 220 V 客户单相接入的情况下,会使低压配电网公共连接点的三相不平衡状况发生变化,特别是在同一配电变压器台区内接入的单相分布式电源情况有一定规模之后,该台区的三相不平衡问题可能会变得比较突出,进而影响该台区的供电电能质量,影响配电变压器的效率和寿命。

(2) 每条线路所接分布式电源的最大容量问题。根据国家电网公司的规定,单个分布式电源并网的容量不应超过 6 MW (包含 3 种并网方式),其中所发电量全部上公网的情况应该是向公网送电最多的一种方式。这其中也隐含了每条向电网送电的 10 kV 线路最大不应有超过 6 WM 的分布式电源反向潮流。但由于同一条 10 kV 线路有干线和若干分支

线路,在各分支线路单点接入都满足接入容量限额的情况下,主干线路仍有可能超过 6 WM 的限值。另一方面,在各条线路都满足容量限额要求的情况,可能在 10 kV 母线处产生大于实际负荷的情况,导致电能通过变压器向 10 kV 以上电网升压送电的情况发生,将对更高电压等级电网造成影响。

(3) 并网点接入开关站的问题。公网的开关站母线及其 10 kV 出线一般属于公网供电设备。在分布式发电接入电网时,通过余电上网或者统购统销上公网的情况,为了方便接入,不少接入点或者电能上公网的注入点实际上就是开关站的母线或者其出线。由于开关站母联开关的操作,会导致短时内局部配电网的电力潮流发生较大的变化,因此对继电保护、线路重合闸的影响都应该予以重视。

(4) 对系统消弧线圈运行的影响。在分布式电源所接入的 10 kV 电压等级中,一般都属于中性点不接地系统。为防止单相接地时间歇电弧产生的高电压对电网设备运行安全的影响,一般在此类接地方式中,安装了大量的消弧线圈。但是由于新增并网线路和升压变压器的使用,必然增加了 10 kV 系统的容性电流,对消弧线圈的补偿能力也是一个考验。

(5) 对低压配电网正常运行方式的影响。分布式电源接入系统的一大特点在于其分散性和出力的不确定性,会对原有配电网中单端电源情况下形成的运行维护管理制度带来一定的影响。再加上配电网中运行方式的不确定,以及缺乏传统上类似于高压电网固定运行方式的概念,导致分布式电源并网对配电网供电安全的影响将进一步凸现出来。另外,从电网安全运行,分布式电源高效利用的角度出发,也应该逐步考虑分布式电源的并网利用从随意分散的零星接入向有一定规模控制的、较为集中的接入过渡。

6 关于分布式电源并网利用的一些思考

当前在分布式电源接入电网,特别是光伏发电并网使用过程中,政府补贴对工程投资建设方仍然是比较重要的经济支持,有了政府补贴,部分工程项目才有了盈利的可能。在一些极端的分布式发电工程实例中,较少考虑发电利用的持续性和发电量的多少,在有国家补贴的情况下就能保证投资收益。当前电网公司还承担因光伏发电并网引起的公共电网改造部分的设计、施工、设备费用,以及免费承担的接入电网方案制定、客户设计图评审、工程验收、计量表及客户端部分通讯信设备的免费安装维护,应该说这些也应算作补贴的一部分。经过了诸多国家及电网企业的补贴后,该类工程项目全过程、全产业

链是否仍具有较大的经济性和社会性值得再思考。

目前,有些投资方和工程建设方已经在思考光伏发电的市场化发展新模式,以及补贴退出后的市场化盈利模式。但只要光伏发电等新能源发电没有跳出并网使用的方式,都会涉及电网公司的参与,甚至某种意义上可以说没有电网公司认真高效的参与,就没有分布式电源的安全高效的利用。当分布式电源并网的政府财政补贴退出后,电网公司的“补贴”有可能仍然存在。电网建设投资的增加、电网设备利用率的降低、电费营收的下降将成为一个现实。能源问题一向是重要的国家战略问题,也是重要的民生问题,应该纳入电网公司的发展战略中,思考电网公司通过积极高效参与,并和其他分布式电源的受益方一起实现共赢的方式具有重要意义。

7 结论

(1) 自从国家及电网公司关于支持分布式电源并网政策出台后,充分调动了广大投资建设方的热情,分布式发电将迎来较为快速的发展时期。

(2) 分布式电源并网运行势必对原有电网的安全稳定经济运行造成影响,特别是一些技术上的影响,可以通过技术措施和设计校核的方式予以控制。

(3) 分布式电源并网运行后,还会逐步对电网原有的运行管理制度造成影响,也需要电网公司根据分布式电源本身的运行特性、并网性质和特点予以研究分析和解决。

(4) 在分布式电源并网运行后,电网公司不仅是重要的参与者,甚至是重要的实际“补贴”方,电网公司担负了重大的社会责任。但是只有参与各方的合作共赢才能确保分布式电源并网利用的高效安全可持续地发展。

参考文献:

- [1] 柳 睿,杨镜非,等.分布式电源并网的综合评价[J].电力系统及其自动化学报,2013,25(1):34-39.
- [2] 陆志刚,王 科,等.分布式发电对配电网影响分析[J].电力系统及其自动化学报,2012,24(6):100-105.
- [3] 王成山,孙晓倩.含分布式电源配电网短路计算的改进方法[J].电力系统自动化,2012,36(23):54-58.
- [4] 谢秉鑫.分布式电源对配电网谐波特性的影响[J].电力系统保护与控制,2012,40(2):117-119.

作者简介:

胡海安,男,高级工程师,主要从事智能电网规划及新能源接入电网应用工作;
张纳川,男,工程师,主要从事电网规划设计工作;
陈兆骅,男,工程师,主要从事配电网规划及新能源应用工作。

(上接第 86 页)

4 结语

从实测和仿真分析看到,采用双馈风力发电机的风电场谐波的影响主要集中在低功率段,随着输出功率的增加谐波的影响迅速减小;而间谐波电压较大的情况主要出现在风电场零功率和满功率附近。

NB/T 31005-2011《风电场电能质量测试方法》参照风电机组型式试验的测试方法,要求在风电场电能质量测试时需覆盖风电场全部功率范围并且有功率段数据数量要求;实际采用双馈风力发电机的风电场,40%以下功率范围的谐波远大于高功率范围的谐波,而间谐波电压较大值主要出现风电场零功率和满功率附近,因此只需要测试较小功率范围的数据,而不需覆盖风电场全部功率范围,这将大大降低风能资源较差地区风电场的电能质量测试难度。

采用双馈风力发电机的风电场谐波特性研究对于风电场无功补偿装置的容量和参数配置也具有参考意义。

参考文献:

- [1] 吴 琼.风电场对电网电能质量影响的研究[D].南昌大学硕

士学位论文.

- [2] 姚龙华.风电场接入系统谐波叠加计算方法的研究[J].江苏电机工程,2012,31(2):22-25.
- [3] 白雪松,于海洋,吕飞孔,等.风电场电能质量的评估[J].黑龙江电力,2011,33(1):46-49.
- [4] NB/T 31005-2011 风电场电能质量测试方法[S].国家能源局.
- [5] 王 中,孙元章,李国杰,等.双馈风力发电机定子电流谐波分析[J].电力自动化设备,2010,30(6):1-5.
- [6] 刘志仁,黄学良,王朝明,等.基于双馈发电机的风力发电机组谐波分析 [C]// 全国电工理论与新技术学术年会 07 论文集,2007:417-420.
- [7] 徐 君,陈文杰,徐德鸿,等.电网低次谐波电压下双馈风电系统定子谐波电流抑制[J].电力系统自动化,2011,35(8):87-92.
- [8] 周喜超,郑 伟,刘 峻,等.电网电流不对称引起大规模风机跳闸原因分析[J].中国电力,2010,43(3):63-67.

作者简介:

顾 文(1969),男,江苏南京人,高级工程师,从事发电侧电能质量技术监督工作;
范立新(1966),男,安徽人,高级工程师,从事发电侧电气技术管理工作;
蒋一泉(1978),男,江苏盐城人,高级工程师,从事发电侧电气技术管理工作。

分布式电源对电压暂降的影响研究

沈培锋¹, 徐青山², 许洪华¹

(1 南京供电公司, 江苏 南京, 210019; 2 东南大学, 江苏 南京, 210096)

摘要:随着分布式电源(Distributed generation, DG)的大量接入,可能会引起配电网潮流大小和方向发生巨大的改变,使得配电网的电压暂降特性也会发生变化,研究含分布式电源配电网的电压暂降特性具有重要意义。本文结合多个仿真算例分析了DG的类型、控制策略、出力和接入位置对电压暂降的影响,得出的结论可为配置分布式电源和缓解电压暂降问题提供参考。

关键词:电压暂降,分布式电源,配电网,影响

中图分类号:TM715

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S2-0091-03

分布式电源(DG)因具有投资省、发电方式灵活、对环境友好等优点日益受到人们的关注。目前DG多以接入配电网运行为主,DG的接入使配电网从放射状结构变为多电源结构,可能会引起配电网潮流大小和方向发生巨大的改变,使得配电网的稳态电压也会发生变化。这将对配电网的电能质量、供电可靠性和继电保护等产生重要影响^[1-3]。另一方面,随着现代敏感电力设备的广泛应用,电压暂降已成为电力系统中最突出的电能质量问题,引起了工业用户和供电企业的高度重视。因此研究含分布式电源的配电网电压暂降评估成为目前面临的一个新课题。

1 分布式电源模型

主要为以下2种类型的分布式电源:同步机型和逆变器型。同步机型DG通过同步发电机并入电网,逆变器型DG采用逆变器通过变压器并入电网。

针对低电压穿越技术要求^[4],主要考虑以下2种控制策略:(1)定PQ控制,指系统故障时将DG发出的有功功率和无功功率维持在相应的参考值不变。(2)定PV控制,指系统故障时将DG发出的有功功率和接入点的电压维持在相应的参考值不变。

在电压暂降评估仿真中,对于同步机型的DG,采用同步发电机作为并网接口,保持其机械转矩和励磁电压不变即可实现定PQ控制;采用励磁控制系统,并设定其电压参考值以实现定PV控制。对于逆变器型DG,以三相电压型逆变电路作为并网接口,采用正弦脉宽调制技术控制产生驱动信号,控制系统框图如图1所示。M和 δ 分别为SPWM控制中调制正弦波的幅值和相位。

2 系统平均均方根值变化频率指标

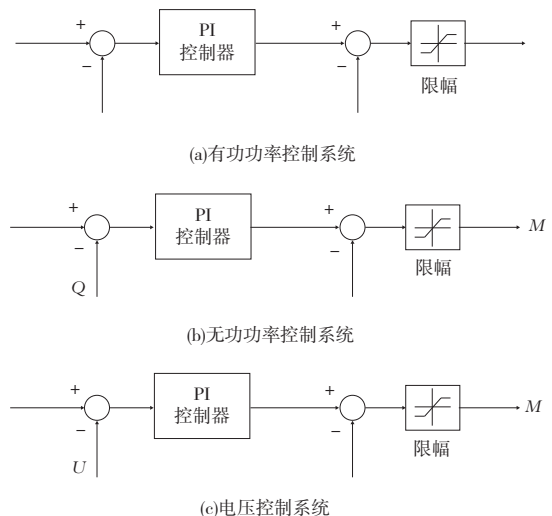


图1 逆变器型DG的控制系统框图

文献[5]提出了系统平均均方根值变化频率指标来反映电力公司在电压有效值变动方面的供电服务质量,目前已被美国等部分电力公司广泛采用。它有2种形式:一种是针对某一阈值电压的统计指标SARFI_x,另一种是针对某一设备敏感曲线的统计指标SARFI-Curve。这里采用SARFI_x指标作为评价各节点电压暂降的指标。

SARFI_x指标表示发生在监测期内(通常为1a)各个用户特定有效值变化测量事件的平均次数,定义如下:

$$\eta_{SARFI_x} = \sum N_i / N_T \quad (1)$$

式中: x 为电压暂降幅值的阈值,可以取90%、80%、70%、50%、10%; N_i 为事件 i 造成短时间电压幅值低于 x 的用户数; N_T 为总的用户数。

3 配电系统模型

本文采用27节点中压配电系统,如图2所示,

该配电系统由 2 条馈线组成。假设节点 3、8、13、14、19、27 为敏感负荷接入点。

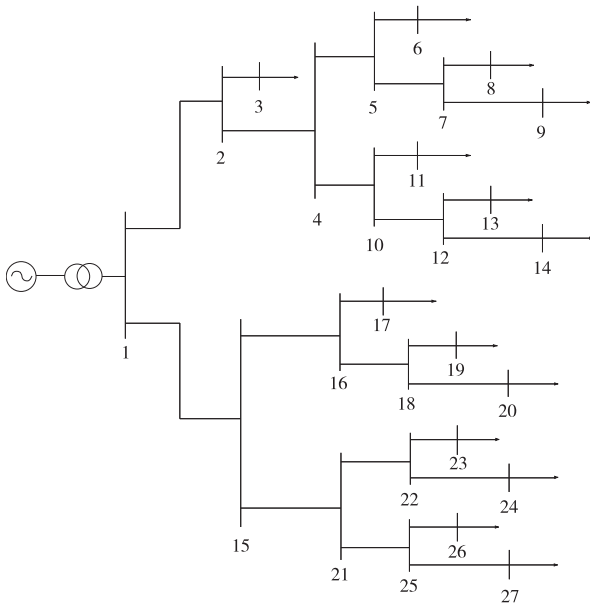


图 2 典型配电系统

4 分布式电源对配电网电压暂降的影响

4.1 DG 的类型及控制策略对电压暂降的影响

分别对表 1 所示的 4 种并网方案下该配电网的电压暂降情况进行分析。表 1 给出了各种方案下 DG 的并网类型、控制策略和控制参数,其中 Pref、Qref、Uref 分别为有功功率、无功功率和电压的参考值、假定 DG 在节点 13 处接入配电网,表 2 为不同并网方案时各节点的 $\eta_{\text{SARFI70\%}}$ 指标。

表 1 DG 的并网方案

项目	方案 1	方案 2	方案 3	方案 4
并网类型	同步机型	同步机型	逆变器型	逆变器型
控制策略	定 PQ	定 PV	定 PQ	定 PV
Pref/MW	1.0	1.0	1.0	1.0
Qref/Mvar	0.1	—	0.0	—
Uref/pu	—	1.0	—	1.0

表 2 不同并网方案时各节点的 $\eta_{\text{SARFI70\%}}$ 指标

方案	$\eta_{\text{SARFI70\%}}$					
	节点 3	节点 8	节点 13	节点 14	节点 19	节点 27
无 DG	1.400	1.648	1.648	1.550	1.550	1.606
1	1.400	1.634	1.625	1.550	1.550	1.606
2	1.400	1.634	1.629	1.550	1.550	1.606
3	0.197	0.628	0.384	0.637	0.637	0.852
4	0.141	0.525	0.262	0.548	0.548	0.782

分析表 2 的数据,可以得到如下结论:(1) DG 采用方案 1 和 2 并网时,各节点的 η_{SARFI} 指标与没有 DG 并网时的指标基本相同,这表明不论采用定 PQ

控制还是定 PV 控制,同步机型分布式电源的接入对配电网电压暂降基本没有影响。(2) DG 采用方案 3 和 4 并网时,节点的 η_{SARFI} 指标均小于没有 DG 并网时相应的指标,如当 DG 采用方案 3 并网时,节点 3 的 $\eta_{\text{SARFI70\%}}$ 从 1.4 次/a 降低到 0.2 次/a,这表明逆变器型分布式电源的接入能降低电压暂降的反生频次,缓解配网电压暂降问题。(3) 对于逆变器型 DG,定 PV 控制时节点的 η_{SARFI} 指标均小于定 PQ 控制时相应的指标,这说明逆变器型分布式电源采用定 PV 控制能更有效缓解电压暂降问题。

比较 4 种方案下 DG 输出的无功功率,可以发现:虽然同步机型 DG 的励磁控制在故障时大幅提高励磁电压幅值,但是其输出的无功功率变化不大,因此对电压暂降基本没有影响。而逆变器型 DG,特别是采用定 PV 控制的逆变器型 DG 在系统故障时能够发出更多的无功功率来支撑系统电压,因此能够有效缓解电压暂降问题。

4.2 DG 出力对电压暂降的影响

假定 DG 采用并网方案 3 接入配电网,只改变其出力,其他条件保持不变,以研究 DG 的出力对电压暂降的影响。分别设定有功功率参考值 Pref 为 0.5、0.75、1 MW,各节点的 $\eta_{\text{SARFI70\%}}$ 指标如图 3 所示。

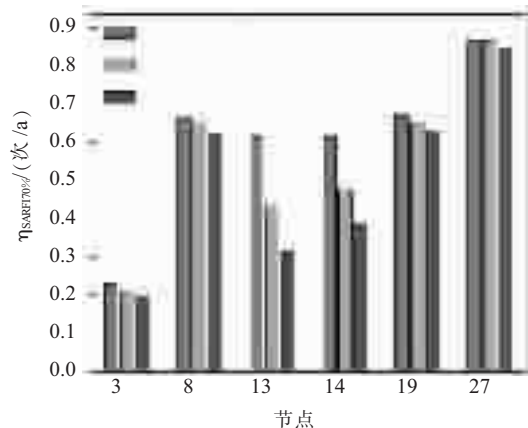


图 3 不同出力时各节点的 $\eta_{\text{SARFI70\%}}$ 指标

从图 3 中可以看出:DG 的出力越大,各节点的 $\eta_{\text{SARFI70\%}}$ 指标越低,电压暂降的发生频次越低。因此增加分布式电源的出力可以更好地缓解电压暂降问题。

4.3 DG 的接入位置对电压暂降的影响

假定分布式电源采用并网方案 3 接入电网。为了研究 DG 的接入位置对电压暂降的影响,只改变 DG 的接入位置,其他仿真条件不变。分别研究 DG 在节点 13、8 处接入系统时配电网的电压暂降情况,表 3 给出了各节点的 $\eta_{\text{SARFI70\%}}$ 指标。

由表 3 可知,当 DG 在节点 13 处接入系统时,节点 13 的 $\eta_{\text{SARFI70\%}}$ 指标下降得最多,其 $\eta_{\text{SARFI70\%}}$ 指标

从 1.648 次/a 下降到 0.314 次/a,其次是节点 14 的 $\eta_{\text{SARFI70\%}}$ 的指标下降的最多,而节点 19 和 27 的 $\eta_{\text{SARFI70\%}}$ 指标基本不变。当 DG 在节点 8 处接入系统时,节点 8 和 3 的 $\eta_{\text{SARFI70\%}}$ 下降得较多,而节点 19 和 27 的 $\eta_{\text{SARFI70\%}}$ 指标基本不变。这表明分布式电源的接入只能对接入点及其附近节点的电压暂降产生影响,因此选择敏感负荷节点时应尽量选择靠近分布式电源接入点的位置。

表 3 不同接入位置时各节点的 $\eta_{\text{SARFI70\%}}$ 指标

DG 接入情况	$\eta_{\text{SARFI70\%}}$					
	节点 3	节点 8	节点 13	节点 14	节点 19	节点 27
无 DG	1.400	1.648	1.648	1.648	1.550	1.606
节点 8	0.187	0.342	0.562	0.562	0.581	0.801
节点 13	0.197	0.628	0.314	0.384	0.637	0.852

5 结论

(1) 配电网某节点的电压暂降主要取决于该点与电源节点的电气距离,距离电源节点越近,电压暂降的发生频次越少。

(2) 同步机型分布式电源的接入对电压暂降基本没有影响。逆变器型分布式电源的接入能够降低电压暂降的发生频次。

(3) 分布式电源出力越大,电压暂降的发生频率越低。因此增加分布式电源的出力可以有效环境

电压暂降问题。

(4) 分布式电源的接入只能对接入点及其附近节点的电压暂降产生影响,因此选择敏感负荷接入点时应尽量选择靠近分布式电源接入点的位置。

参考文献:

- [1] 裴玮,盛 鹏,孔 力,等.分布式电源对配网供电电压质量的影响与改善[J].中国电机工程学报,2008,28(13):152-157.
- [2] 梁才浩,段献忠.分布式发电及其对电力系统的影响[J].电力系统自动化,2001,25(12):53-56.
- [3] 孙 瑜,Math B,Graham A.孤岛状态下含分布式电源的配电系统可靠性分析[J].电网技术,2008,32(23):77-81.
- [4] IEEE Std 1547TM—2003 Standard for interconnecting distributed resources with electric power systems [S].New York:IEEE,2003.
- [5] Brooks DL,Roger CD,Marek W,et al. Indices for assessing utility distribution system RMS variation performance [J].IEEE Trans on Power Delivery,1988,13(1):254-259.

作者简介:

沈培锋(1971),男,江苏人,高级工程师,主要研究方向为电网运行技术管理、智能电网等;

徐青山(1979),男,江苏南京人,教授,主要研究方向为电网运行、分布式能源等;

许洪华(1981),男,山东临沂人,工程师,主要研究方向为电网运行技术、分布式能源等。

Research on Impact of Distributed Generation on Voltage Sag

SHEN Peifeng¹, XU Qingshan², XU Honghua¹

(1 Nanjing Power Supply Company, Nanjing, Jiangsu, 210019;

2 Southeast University, Nanjing, Jiangsu, 210000)

Abstract: With a large number of the distributed power (Distributed generation, DG) access, distribution power flow the size and orientation may change dramatically, making the distribution grid voltage sag characteristics change. It is of great significance to research voltage sag characteristics of distribution grid with DGs. Based on a lot of simulation examples, the influences of the types, control strategies, output power and grid-connected positions of DGs on voltage sag are analyzed. The conclusion is available for reference in the configuration of DGs and the mitigation of voltage sag.

Key words: voltage sag; distributed generation (DG); distribution network; influence

两部门要求各地纠正变相让利 禁行政干涉电力直接交易

国家能源局、工业和信息化部日前联合下发通知,要求各地开展规范的电力用户与发电企业直接交易,不得通过行政手段指定直接交易的对象、电量和电价,不得指定交易的降价优惠幅度。

通知称,最近发现,部分省(区)以电力用户与发电企业直接交易为名,利用行政手段,强制指定交易对象、交易电量和交易价格,违背市场原则,不利于经济可持续发展,也不符合国务院关于简政放权的总体要求。各地要在资源优化配置和产业结构调整的基础上,按照市场的原则开展直接交易。参与交易的标准和政策确定后,对符合条件的企业应一视同仁,科学制定工作方案和交易规则,在平等自愿的基础上开展电力直接交易。电力用户与发电企业直接交易的工作方案、交易规则、输配电价以及参与的标准、企业名单应予公布。

通知要求按照国家关于电力用户与发电企业直接交易的政策开展自查,凡是存在用行政方式指定交易对象、交易电量、交易价格,以及指定向特定企业降价让利的,应立即纠正;已出台有关“政策”但尚未组织实施的,应予以停止,重新按要求制定公平、规范的电力用户发电企业直接交易的工作方案。

摘自《江苏电力信息网》

分布式光伏发电项目成本效益分析

孙为兵

(扬州供电公司,江苏扬州 225009)

摘要:通过建立分布式光伏发电项目的成本电价数学模型,分析项目的成本构成、投资收益、社会效益和环境效益,讨论了影响成本电价的因素,如装机成本、日照时间、贷款状况、运营费用以及预期的投资回收期等。以普通居民用户屋顶光伏发电项目(BAPV)为例,分析了不同地区的成本电价和投资回收期,并给出电费补贴政策建议。计算结果表明,在现行电费政策下,普通居民用户投资屋顶光伏发电项目(BAPV)有着较好的社会效益和环境效益,但投资回收期较长,投资收益一般。

关键词:分布式光伏发电;屋顶光伏发电项目(BAPV);成本效益;成本电价

中图分类号:TM715

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S2-0094-03

0 引言

光伏发电资源开发,对优化我国能源结构、应对保护生态环境、促进经济社会可持续发展,具有十分重要的作用。我国西部地区地域广阔,便于集中式光伏的开发利用;在中东部广大地区,受到环境条件限制,分布式光伏发电成为光伏发电发展的重点。分布式光伏发电是指位于用户附近,所发电能就地利用,以10(20)kV及以下电压等级接入电网,且单个并网点总装机容量不超过6MW的光伏发电项目。

分布式光伏发电系统多采用与建筑结合的形式,主要就是所谓的“屋顶计划”。我国宣布到2020年,全国建成2万个屋顶光伏发电项目,总容量100万kW。与建筑结合的并网光伏发电系统又分为:将光伏电池直接作为建筑材料的光伏建筑一体化项目(BIPV);在已建成的建筑屋顶上安装光伏发电组件的屋顶光伏发电项目(BAPV)。由于造价较高和综合发电效率较低等因素,BIPV项目的应用规模较小。与建筑结合的并网光伏发电项目的主要应用形式是屋顶光伏发电(BAPV)。

本文建立了屋顶光伏发电项目(BAPV)的成本电价数学模型,分析项目的成本构成、投资收益、社会效益和环境效益,讨论了影响成本电价的因素,并给出电费补贴政策建议。

1 成本电价数学模型

1.1 发电成本构成

分布式光伏发电项目的发电成本由装机成本 C_{inv} 、运营管理成本 C_{op} 和财务成本 C_{fn} 三部分组成。

装机成本 C_{inv} :是指光伏电站的初始建设费用,为一次性投资费用,对应于光伏电站的固定资产。

主要由项目前期费用、系统设计费用、设备购置费、材料费、安装施工费以及外线接入费等组成。

$$C_{inv} = C_{qq} + C_{sj} + C_{sb} + C_{cl} + C_{sg} + C_{jr} \quad (1)$$

其中, C_{qq} 为项目前期费用; C_{sj} 为系统设计费用; C_{sb} 为设备购置费; C_{cl} 为材料费; C_{sg} 为安装施工费; C_{jr} 为外线接入费。

运营管理成本 C_{op} :是指光伏电站的日常维护和管理费用。由于光伏电站在运营过程中,不需要原材料,也没有运动磨损部件,因此维护费用很低,也完全可以预见。通常,维护费用除了人员工资外,主要是备件费用。光伏电站可以按照总体固定投资提取某一比例进行估算。根据现有光伏电站经验,年运营费率通常在1%~3%之间。装机容量越大的电站,年运营费率越低。

$$C_{op} = C_{inv} \times k_{op} \quad (2)$$

其中, k_{op} 为年运营费率。

财务成本 C_{fn} :是指贷款年利息。如果项目资金全部为自有资金,则财务成本为零。

分布式光伏发电项目总的发电成本为:

$$C = C_{inv} + \sum_{i=1}^n C_{op} + \sum_{i=1}^n C_{fn} \quad (3)$$

其中, n 为项目全寿命周期。考虑到光伏组件的使用寿命大约是25年,因此设定 n 为25年。

1.2 发电收入构成

分布式光伏发电项目的发电收入由售电收入 F_p 和财政补贴 F_b 两部分组成。

售电收入 F_p :是指年发电量按上网电价出售给公用电网所获得的电费收入。

$$F_p = W \times P_{arif} \quad (4)$$

$$W = (R \times S \times \eta) \times (1 - \lambda) \quad (5)$$

其中, P_{arif} 为上网电价, W 为光伏电站年发电量, R 为单位面积年平均太阳辐射总量, S 为电池板

总面积, η 为光电转换效率, λ 为年递进衰减率。

按照国际光伏产业通用标准的要求,光伏组件每年的衰减不得高于 1%,或者 25 年不得小于 20% (递进衰减)。目前大多数厂家实际给出的数据是每年的衰减不超过 0.5%。

财政补贴 F_b :是指政府为鼓励光伏发电产业发展而进行的专项财政补贴或其他补贴,补贴可考虑按发电量或系统容量进行补偿。

分布式光伏发电项目总的发电收入为:

$$F = \sum_{i=1}^n F_p + \sum_{i=1}^n F_b \quad (6)$$

其中, n 为项目全寿命周期。

1.3 成本电价模型

分布式光伏发电项目的成本电价是指在预定的投资回报期内能够收回光伏电站总发电成本的最低电价。假设预期投资回报期为 N 年,成本电价的公式为:

$$P_{cost} = \frac{C_{inv} + \sum_{i=1}^N C_{op} + \sum_{i=1}^N C_{fn}}{\sum_{i=1}^N W} \quad (7)$$

式中, P_{cost} 为成本电价。

在不考虑财政补贴或其他补贴的情况下,当时,项目能够确保在预期投资回报期内收回成本。

对于普通居民用户实施的屋顶光伏发电项目(BAPV)而言,装机规模较小,对应投资规模也相对较小,全部为自有资金,且日常维护费用相对于装机成本也可忽略不计。通过对成本电价数据模型进行简化,可得出普通居民用户 BAPV 的成本电价公式为:

$$P_{cost} = \frac{C_{inv}}{\sum_{i=1}^N W} \quad (8)$$

2 成本电价影响因素

2.1 装机成本

光伏发电系统的装机成本是由技术发展现状、产业发展规模、市场供需情况所决定的。总体来说,光伏发电装机成本近年不断下降,尤其受 2011 年光伏市场不理想造成光伏设备供大于求的现状,加速了光伏装机成本的下降。今年受欧盟启动“双反”政策的影响,光伏装机成本已降到 10000 元/kW 的水平。随着太阳能电池组件等设备价格的继续下跌及一次装机容量的增加,光伏发电装机成本仍有很大的下降空间。以普通居民用户实施的屋顶光伏发电项目(BAPV)为例,装机容量 5 kW,所发电量全部上

网,采用自有资金,项目周期 25 年,每年的衰减为 0.5%,对应于 10 元/W 的装机成本水平,成本电价为 0.35 元/(kW·h)。目前,上网电价执行脱硫电价 0.46 元/(kW·h),明显大于项目成本电价。

2.2 年发电量

光伏发电系统的年发电量取决于所在地区单位面积年平均太阳辐射总量、电池板总面积、电池板光电转换效率和电池板年递进衰减率。

电池板光电转换效率取决于太阳能电池板所选择的光伏材料。光伏材料能产生电流是因为光生伏特效应,即如果光线照射在太阳能电池上并且光在界面层被吸收,具有足够能量的光子能够在 P 型硅和 N 型硅中将电子从共价键中激发,以致产生电子-空穴对。界面层附近的电子和空穴在复合之前,将通过空间电荷的电场作用被相互分离。电子向带正电的 N 区和空穴向带负电的 P 区运动。通过界面层的电荷分离,将在 P 区和 N 区之间产生一个向外的可测试的电压。通过光照在界面层产生的电子-空穴对越多,电流越大。界面层吸收的光能越多,界面层即电池面积越大,在太阳能电池中形成的电流也越大。常用光伏材料有:单晶硅、多晶硅、非晶硅(薄膜式太阳电池),对应光电转换效率如表 1 所示。

表 1 光伏材料光电转换效率

光伏材料	光电转换效率
单晶硅	15%~24%
多晶硅	12%~14.8%
非晶硅	10%左右

单位面积年平均太阳辐射总量取决于项目所处地区。目前,我国太阳辐射总量地区分为五类地区。一类地区:全年日照时数为 3200-3300 小时,年辐射量在 1860-2330 (kW·h)/m²。主要包括:青藏高原、甘肃北部、宁夏北部和新疆南部等地。太阳能资源丰富地区。二类地区:全年日照时数为 3000-3200 小时,年辐射量在 1630-1860 (kW·h)/m²。主要包括河北西北部、山西北部、内蒙古南部、宁夏南部、甘肃中部、青海东部、西藏东南部和新疆南部等地。此区为我国太阳能资源较丰富地区。三类地区:全年日照时数为 2200-3000 小时,年辐射量在 1390-1630 (kW·h)/m²。主要包括山东、河南、河北东南部,山西南部、新疆北部、吉林、辽宁、云南、陕西北部、甘肃东南部、广东南部、福建南部、江苏北部和安徽北部等地。四类地区:全年日照时数为 1400-2200 小时,年辐射量在 1160-1390 (kW·h)/m²,主要是长江中下游、福建、浙江和广东的一部分地区,春夏多阴雨,秋冬季太阳能资源较好。五类地区:全年日照时数约

1000~1400 小时,年辐射量在 933~1160 (kW·h)/m²,主要包括四川、贵州两省。

以采用单晶硅太阳能电池板、装机容量 1kW、屋顶 25° 倾斜角安装的屋顶光伏发电项目(BAPV)为例,不同地区年发电量估算值如表 2 所示。

表 2 不同地区年发电量估算值

地区	年发电量估算值(kW·h)
东部地区	1200~1400
中部地区	1400~1600
西部地区	1600~1800

3 BAPV 项目实例效益分析

以本地区已实施且并网发电的某一普通居民屋顶光伏发电项目(BAPV)为例,装机容量 5 kW,采用自有资金,装机总成本 5 万元,接入电压等级 380 V,用户侧并网点 1 个,发电量消纳方式为全部上网,上网电价执行脱硫电价 0.46 元/(kW·h)。

3.1 社会效益

屋顶光伏并网发电系统与其它光伏发电形式相比,具有突出的优点,尤其适合在工商业发达,缺乏可供开发利用空地的地区大规模推广应该,其主要特点如下:

(1) 利用现有建筑的闲置屋顶,不占用专门的用地面积,符合建设条件的建筑量大,可大规模推广应用;

(2) 建设改造成本低,可选光伏组件种类较多;

(3) 建筑物多位于城镇,并网条件好,接入系统成本低;

(4) 光伏组件安装方式比较自由,系统效率高,可实现大规模装机;

(5) 维护方便,可实现无人值守等。

利用自然屋顶光伏发电系统形式具有突出的优点,是目前全世界应用最广泛的光伏发电形式,适合大规模推广。我国尚处于太阳能光伏发电上网项目的起步阶段,而欧美及日本在此领域已经发展相对成熟。结合我国电网特点,在有优势的地区建设更多示范性屋顶光伏项目,以推动我国在该领域的成功运作。

3.2 经济效益

低压集中抄表终端显示该项目 2013 年 6 月上网电量为 641.5 kW·h,按照脱硫电价 0.46 元/(kW·h)计算,当月售电收入为 295.09 元。年发电量约 6500 kW·h,年售电收入约为 2990 元。

以目前上网电价推算,不考虑光伏发电组件衰减率的情况下,项目投资回收期为 16~17 年;若每年的衰减为 0.5%,则项目投资回收年限为 17~18 年。单纯以经济效益来看,投资回收期较长,投资收益一般。

3.3 环境效益

火电厂每上网发电 1 kW·h,需消耗标准煤 305 g,约产生 814 g CO₂、6.2 g 的硫氧化物(SO_x)和 2.1 g 的氮氧化物(NO_x),对环境和生态造成不利的影。该项目利用自然太阳能转变为电能,在生产过程中不直接消耗矿物燃料,不产生污染物,其全寿命周期总的发电量为 15.3 万 kW·h。与同容量的燃煤电厂相比较,减少排放温室效应性气体 CO₂ 约 124.5 t,减少排放大气污染气体 SO₂ 约 0.95 t、NO_x 约 0.32 t。

到 2020 年,以全国建成 2 万个屋顶光伏发电项目、总容量 100 万 kW 推算,每年可减少排放温室效应性气体 CO₂ 约 113.96 万吨,减少排放大气污染气体 SO₂ 约 0.87 万吨、NO_x 约 0.29 万吨。

由此可见,随着屋顶光伏发电项目大规模的推广和实施,对于全社会环境和生态而言,有着显著的环境效益。

4 结论

在现行电费政策下,普通居民用户投资屋顶光伏发电项目(BAPV)有着较好的社会效益和显著的环境效益,但投资回收期为 17 年左右,投资收益一般。为进一步促进分布式光伏发电项目的推广和应用,同时切实提高项目投资收益,建议出台相关财政补贴政策。若采用度电直补措施,每度电直接补贴 0.45 元,普通居民投资屋顶光伏发电项目的投资回收期将缩短至 8 年左右,显著提升项目的经济效益的同时,从而撬动国内光伏大市场。

作者简介:

孙为兵(1980),男,江苏建湖人,工程师,研究方向为电力市场、智能变电站设计、配电网规划。

努力超越 追求卓越

新能源与电动汽车充换储一体化站协调运行模式探讨

薛钟兵, 彭程

(国网扬州供电公司, 江苏扬州 225009)

摘要:作为智能电网建设的重要组成部分,一流配网其发展直接关系到新能源的接入与电动汽车的推广应用。本文结合当前一流配网的发展实际,开展了新能源与电动汽车充换储一体化站协调运行的探讨。文章首先分别分析了新能源发电和电动汽车能量补给的协调运行适应性;在此基础上,对比已有示范工程,提出了新能源与电动汽车充电站协调运行的模式,即新能源依靠充换储一体化站提高消纳能力,实现整体效益最大化;最后,结合新能源、电动汽车充电站和一流配网发展现状,提出了相关建议。

关键词:新能源;充换储一体化站;一流配网

中图分类号:TM76;U469.72

文献标志码:B

文章编号:1009-0665(2013)S2-0097-03

随着能源危机和环境污染问题的加剧,全球各国对新能源的开发推广日益重视。近年来,我国也针对新能源发电频频出台相关扶持政策,使得国内光伏发电、风力发电等得到积极发展。但由于光伏和风电的间歇式和随机性特点,使得其一直面临并网难的困扰,这在一定程度很大制约了新能源的发展^[1,2]。

另外,同样受能源和环境问题的影响,节能减排和电能替代战略被逐渐提上议程,电动汽车因此获得极大关注,其被认为是新一轮经济增长突破口和实现交通能源转型的根本途径。然而,传统电网难以满足电动汽车快速有序的充电需求,加上续航里程有限,因此一直发展缓慢。但不容忽视的是,电动汽车动力电池储能潜力巨大,一旦规模化应用后将对电力系统产生革命性影响^[3]。

而如今,电网发展正处于传统电网向智能电网的转型期,一流配网建设逐步展开,这为电动汽车友好接入、有序充电提供了重要的技术支撑。本文即考虑在一流配网环境下,电动汽车通过充换储一体化站集中有序充电、换电,并充分利用站内电池的储能潜力为新能源接入电网服务,以平抑新能源发电功率波动,实现新能源发电、电动汽车和电网运行效益最大化^[4]。

论文首先分析了新能源发电和电动汽车能源补给方式的协调运行适应性,在此基础上,对比已有示范工程建设,提出了一流配网下新能源与电动汽车充换储一体化站协调运行的网络结构,分析了站内协调运行模式,最后提出了相关建议。

1 协调运行适应性分析

1.1 新能源发电特点

新能源,又称非常规能源,具体包括太阳能、风能、地热能、海洋能等,这其中最具规模开发前景和较大经济效益的当属太阳能和风能,而应用这两种能源发电最典型的形式即为光伏发电和风力发电。通常,风力发电受自身结构特点及发电成本限制一般选址于风力资源较丰富的西部草原或东部沿海等地区,且大多采取建立风电场集中开发、统一并网的形式,至于小规模的开发利用基本以离网运行为主。相对而言,光伏发电虽也受地域光强影响,但因其建造灵活、维护方便等特点而具有更广泛的适用性,因此目前不仅有集中开发应用,而且居民用户也开始有应用甚至实现了家庭并网^[5]。

然太阳能受光强、温度等因素影响较为明显,因而光伏发电具有很大的随机性和间歇性;同样,风能也受自然因素影响较大,风力发电也具有很大的不稳定性^[6,7]。而这种随机波动和不稳定特点势必造成其并网运行时难以控制,针对这一问题,目前解决方案是依靠增设储能环节平抑功率波动、减少对电网冲击。但储能单元规模化应用成本高昂,因此,目前风力发电和光伏发电并网容量相对不大,储能技术成为制约当前其大规模开发利用的一大瓶颈。

1.2 电动汽车能源补给特点

电动汽车一般而言可大致分为三种:纯电动车、混合动力电动车和燃料电池电动车。纯电动车完全依靠电池电能提供动力,可实现完全零排放无污染,但受电池储能技术限制,续航里程短;燃料电池电动车则依靠氢燃料和动力电池两种动力源提供动力,也可实现零排放,但氢燃料成本太高且供应不便;因此现阶段应用最广泛的还是混合动力电动车,其特点在于采用至少包括常规能源汽油和电池两种动力

驱动,可有效解决纯电动续航里程短的问题,虽然会产生一些污染,但相比传统内燃机汽车环保低碳很多。

但纵观电动汽车发展史可以看出,电动汽车发展道路很是崎岖。除了高性能电机和电池储能技术两大历史制约因素外,电动汽车能源补给技术无疑是影响当今电动汽车发展的关键原因。一方面,能源补给设施尚不完善,通常,电动汽车的能源补给方式有以下三种^[8-10]:

(1)通过分散式充电桩充电。这种即插即用类充电方式一般分散设置于小区、单位内等集中生活、办公场所。其特点为多采取慢充模式,能源补给时间较长。

(2)通过大型充电站充电。这种方式类似于常规的加油站,一般设立于市内商业区、办公区、高速公路边等,用于能源的较快速补给。

(3)通过换电站更换电池。其直接利用站内已充满的电池更换,能源补给速度更快。另外,这种方式下可采取电池租赁模式,这也很大程度节约了用户电池成本支出。

另一方面,电动汽车能源补给时对电网运行也有很大影响。一旦电动汽车规模接入电网,如果能源补给随机无序,将加剧负荷侧的功率波动,影响安全性和电能质量,其高功率、低电量的特点,给电网运行的经济性带来很大影响。

1.3 协调运行适应性

根据上述不难发现,电动汽车换电站由于其能源补给方式的特点决定了站内必然储备有大量电池资源,而这些电池资源如果闲置势必造成浪费。考虑到新能源发电并网对储能介质的需求,如能将换电站闲置电池结合新能源发电加以充分利用,必会对新能源发电的发展起到很大促进作用^[11,12]。一方面,可以充分利用新能源发电为电池充电;另一方面,可以利用闲置电池为新能源发电储能、并网。另外,随着一流配网工程的推进,电动汽车电池集中有序充电也可得到保证^[13],依靠一流配网,新能源发电接入也更为可靠。因此,本文考虑电动汽车充换储一体化站结合新能源发电协调运行具有一定的适用性^[14]。

2 基于一流配网的现有示范工程运行模式

目前,一流配网工程建设在全国范围内尚未大面积推广,只在江苏等地区示范建设,其中以扬州经济开发区智能电网综合示范工程最为典型。该工程依靠先进的配电自动化技术实现了新能源发电的并网和电动汽车充电站的友好接入。新能源发电主要考虑接入扬州晶澳太阳能有限公司的屋顶光伏,装机容量为 1107.6 千瓦。考虑到平滑光伏发电出力及

满足微电网孤岛运行时的负荷需求,同时配置了总容量为 250kW× 2h 的卷绕式铅酸蓄电池作为储能系统。光伏发电和储能系统接入低压母线,经过升压变压器后统一并入 10kV 的配网。而电动汽车充电站作为江苏省首家智能站,未来考虑升级改造成应用基于主动削峰填谷、用户需求侧响应的充电设施负荷自适应控制策略的综合智能运行管理系统并实现其与配电调度自动化系统、用电信息采集系统及营销系统的互联。虽然该工程作为一种模式对于新能源发电的开发和电动汽车推广具有很强的示范引领作用,但新能源发电和电动汽车充电站独立运行,没有充分发挥它们的互补经济性。

3 基于一流配网的协调运行模式

3.1 基于一流配网的协调运行网络模型

基于新能源发电与电动汽车充电站独立运行的不足,并考虑一流配网下它们协调运行的适应性,本文提出了新能源发电与电动汽车充换储一体化站协调运行,其网络拓扑模型如图 1 所示。

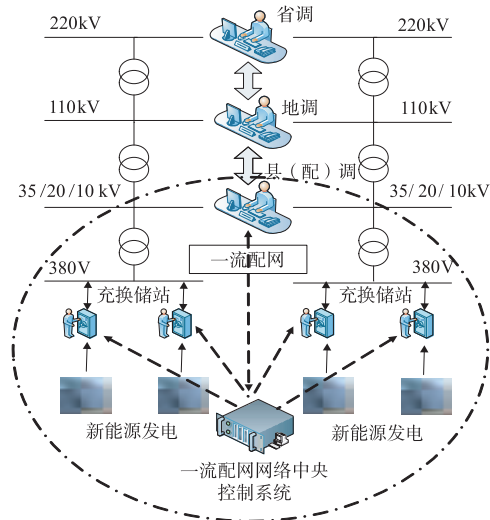


图 1 新能源与充换储一体化站在一流配网中的协调运行网络模型

图 1 中示出了现行调度模式下新能源发电与电动汽车充电站在一流配网中的协调运作架构。由图知,新能源发电依靠电动汽车充换储一体化站这一 3 媒介实现向电网传输能量,该过程通过一流配网网络中央控制系统由调度部门掌握指挥。一流配网网络中央控制系统主要负责各站间协调控制,起桥梁纽带作用。

具体运行模式为:新能源发电通过充换储一体化站为站内电池充电,当电动汽车需要进站补给能源时,可直接更换电池。至于站内闲置的电池,用作新能源发电并网的储能单元,其并网情况由一流配网网络中央控制系统向调度部门申请,由调度部门

决策发令,中央控制系统负责协调执行。

另外,对于少数电动汽车需进站即时充电,也优先考虑使用新能源发电充电,只有当新能源发电不足时才考虑接入电网。

3.2 站内协调运行模式

为进一步说明新能源发电与电动汽车充换储一体化站协调运行工作原理,以下从站内加以阐述。图2所示即为充换储一体化站与新能源发电站内协调运行模式图。

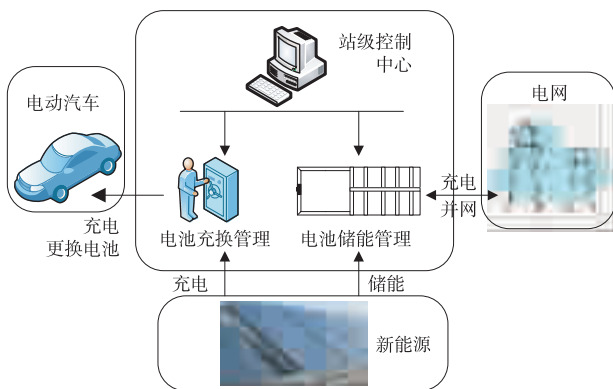


图2 充换储一体化站与新能源发电站内协调运行模式

由图2可看出,充换储一体化站通过站级控制中心控制整个站内运行,包括电池充换管理和电池储能管理两方面。电池充换管理主要针对电动汽车的充电和更换电池,其中,充电包括利用新能源发电对电池的充电及利用电网对电池的充电。而电池储能管理则指利用新能源发电对闲置电池储能以及通过此类电池并网。当然,并网和充电非随机进行,而是由站级控制中心与前述的一流配网网络中央控制系统协调沟通,从而进行有序充电、并网。

4 相关发展建议

(1) 综合考虑日常电动汽车更换电池需求和新能源发电并网储能需求,合理设计充换储一体化站电池容量和数量,保证基本不发生电池过剩或电池不够用,使整体效益最大化。

(2) 进行站内电池日常利用率评估,及时做好站间电池调配协调。由于各站站内电池利用率以及新能源发电电量并不同,为了充分利用新能源发电,可及时做好站间协调以尽可能提供足够电池储能及并网。

(3) 加强电池梯次管理。电池长期使用容易老化,虽然不能作为电动汽车动力电池使用,但仍具有一定储能价值。因此,可以进行电池梯次管理,充分挖掘这部分电池潜力,用于新能源发电并网时的储能单元。

5 结论

可再生能源发电和电能替代是当前倡导环保、实现可持续发展的两大重要举措。长期以来,新能源发电虽受国家政策大力支持,但受传统电网吸纳能力和发电成本(新能源发电建设投资成本)限制,新能源发电并未规模化应用。同样,电动汽车也因电网接入问题及电池成本过高而未市场化运行。本文从实际出发,结合当前电网发展的新阶段——一流配网的开展,在分析新能源发电与电动汽车能源补给协调运行适应性的基础上,提出并探讨了新能源发电与电动汽车充换储一体化站协调运行的模式,最后,针对该模式具体的实现细节,提出了一些建议。当然,与已有示范工程相比,该方案只能作为另一种新能源利用模式,具体经济效益需进一步评估研究。

参考文献:

- [1] 邢运民,张文娟. 新能源与可再生能源发电技术的发展[J]. 西华大学学报(自然科学版), 2007, 26(1): 50-52.
- [2] 赵异波,何湘宁. 新能源发电技术的最新进展[J]. 电子技术杂志, 2002, 2: 1-4.
- [3] 胡泽春,宋永华,徐智威,等. 电动汽车接入电网的影响与利用[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(4): 1-10.
- [4] 马玲玲,杨军,付聪,等. 电动汽车充放电对电网影响研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(3): 140-148.
- [5] 李碧君,方勇杰,杨卫东,等. 光伏发电并网大电网面临的问题与对策[J]. 电网与清洁能源, 2010, 26(4): 52-59.
- [6] 朱雪凌,刘林飞,周伦燕. 风力发电并网对电网的影响[J]. 华北水利水电学院学报, 2010, 31(6): 94-97.
- [7] 刘伟,彭冬,广全,等. 光伏发电接入智能配电网后的系统问题综述[J]. 电网技术, 2009, 33(19): 1-6.
- [8] 高赐威,吴茜. 电动汽车换电模式研究综述[J]. 电网技术, 2013, 37(4): 891-898.
- [9] 陈良亮,张浩,倪峰,等. 电动汽车能源供给设施建设现状与发展探讨[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(14): 11-17.
- [10] 张文亮,武斌,李武峰,等. 我国纯电动汽车的发展方向及能源供给模式的探讨[J]. 电网技术, 2009, 33(4): 1-5.
- [11] 张学清,梁军,张利,等. 计及风光电源的一种地区电网电动汽车充电调度方法[J]. 电工技术学报, 2013, 28(2): 28-35.
- [12] 郭美琴,孙树娟,苏建徽. 包含电动汽车的风/光/储微电网经济性分析[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(14): 30-35.
- [13] 徐智威,胡泽春,宋永华,等. 充电站内电动汽车有序充电策略[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(11): 38-43.
- [14] 杨敏霞,刘高维,房新雨,等. 计及电网状态的充放储一体化站运行模式探讨[J]. 电网技术, 2013, 37(5): 1202-1208.

作者简介:

薛钟兵(1987),男,安徽桐城人,助理工程师,从事地区电网调度运行与控制;

彭程(1977),男,江苏扬州人,工程师,从事地区电网调度运行与控制。

江苏省电力公司电力科学研究院新能源及智能配网实验室介绍

江苏省电力科学研究院建设的新能源及智能配网实验室主要定位于开展新能源并网和控制、微电网运行、高级配电自动化及电动汽车电池检测等技术的研究和相关的检测试验,并进行相关的技术培训。

实验室配备了光伏发电、风力发电、电池储能、模拟柴油机、电动汽车充电系统等分布式发电及智能用电设备,并建成了风光储一体化发电系统,可分别开展单类分布式电源的并网性能检测及包含各类分布式电源的微电网运行性能试验,为进一步研究光伏发电、风力发电等大规模分布式电源接入电网的可靠性和稳定性奠定了基础,同时为深入开展微电网的运行特性和数字仿真、微电网能量管理、微网并网应用和经济运行等方面的研究创造了条件。实验室能力达到国内领先水平。

目前,实验室正在大力开展针对性的试验研究,包括分布式并网技术研究、微电网能量管理技术研究、高级配电网自动化技术研究等。在一流智能配电网建设中,实验室将扮演越来越关键的角色,为促进新能源及微电网在江苏电网的发展以及江苏电网的智能化水平发挥重要的作用。

江苏省电力公司电力科学研究院特高压试验大厅介绍

特高压试验大厅于2008年建成投运,总建筑面积超3000 m²,主要由高压设备综合实验室、GIS设备运行性能分析实验室、绝缘子实验室、RTV性能检测实验室、在线监测设备校验实验室、高压计量实验室等组成。

高压设备综合实验室配置3000 kV冲击试验系统、1650 kV工频试验系统等设备,主要开展1000 kV及以下输变电设备冲击、耐压等电气性能考核及检测分析。GIS设备运行性能分析实验室配置110 kV GIS真型间隔设备和250 kV工频试验电源,主要开展GIS设备关键部件检测分析、局放在线监测及GIS状态评估研究工作。绝缘子实验室配置600 kV污秽试验变压器和1000 kN拉力试验装置等设备,主要开展瓷、玻璃、复合绝缘子污耐压和导线、金具、绝缘子的机械试验。RTV性能检测实验室配置接触角测试仪、粘度计和附着力测试仪等,主要开展RTV入网质量检测、运行性能跟踪评估和失效后处理方法措施等方面研究。在线监测设备校验实验室配置多因子综合环境试验箱、导线测温、风洞、雨量精度检测仪等标准源设备,主要开展各类输变电在线监测终端装置信号采集、数据处理等性能比对校验。高压计量实验室配置绕组变形测试仪校验装置、电缆故障测试仪校验装置、断路器机械特性测试仪校验装置等,主要开展高压试验仪器仪表的比对校验等工作。

特高压试验大厅承担了电网生产和科研试验、设备解体、物资检测、专业培训等重要工作,为电网安全稳定运行发挥着重要支撑作用。

