

西安交通大学

硕士学位论文

电容型高压电气设备介质损耗检测技术的研究

姓名：刘少宇

申请学位级别：硕士

专业：电气工程

指导教师：严璋

2002.3.8

摘 要

随着电力事业的迅速发展，对电力系统运行可靠性的要求进一步提高，电气设备在线检测技术的发展日益得到重视。高压电容型电气设备在变电站中占有相当大的比例，而介质损耗角正切值（ $\tan \delta$ ）是反映其绝缘状况的重要参数，因此，研究电容型设备 $\tan \delta$ 的在线检测方法具有十分重要的意义。

本文通过理论分析并结合现场实测数据详细分析了介损带电检测值与预试测值间的可对比性。在现场以西林电桥法配以高压标准电容器用以校核现行带电检测方法所测的数据与停电试验数据的相关性；分析同一试品在不同电压、不同环境下 $\tan \delta$ 的变化规律。证明了高压下带电检测较预试试验更能真实地反映被测设备的绝缘情况，且宜对同一设备高压下带电测值的历史数据进行分析，以便有效地消除相间干扰对 $\tan \delta$ 带电测值的影响。

电容型设备 $\tan \delta$ 在线检测中的主要技术难点是如何减小、消除各种干扰、人为测量误差及环境等各种因素的影响，从而提高测量结果的稳定性、降低测量结果的分散性。由此，本文在电容型设备 $\tan \delta$ 在线检测中进一步提出了充分利用“综合相对测量法”的思想来处理此问题。试验及分析证明应用此方法可以有效地解决上述问题。

本文针对国内外在进行该项研究中存在的技术难点，如电网基波频率不稳、高次谐波的存在、现场电磁干扰等问题，提出了采用与数字滤波技术相结合相关分析技术的数字信号处理方法，从而计算出相角差。这种方法与传统的快速傅立叶算法相比，避免了由于基波频率提取不准确造成的频谱泄漏现象，在一定频率变化范围内具有较高的检测准确度。

关键词：电容型设备 介质损耗角正切 带电测试 相关法

数字信号处理 检测技术

Abstract

With the development of electrical engineering and the further demand on the service reliability of power systems, the on-line insulation monitoring technique has been paid much attention. High voltage capacitive-type equipment plays a very important role in power systems, and the dielectric dissipation factor ($\tan\delta$) is an important parameter to reflect the insulation condition of power equipment. Therefore, studying the on-line $\tan\delta$ monitoring methodology is of practical values.

Based on the academic analysis and the actual data measured on site, the contrast of $\tan\delta$ between the data measured during the test of energized equipment and that during the preventive test is carried out. As it had been checked by using the Schering Bridge method with high voltage standard capacitor, and the changing regularity of $\tan\delta$ for the same equipment with different voltage applied or circumstance can be compared. The result proves that the data measured during the test of energized equipment can represent the insulation status better than the data measured during low voltage leave-line test. And the historical data of the same equipment should be analyzed to eliminate the effect of the interference between phases.

The difficulty of successful on-line $\tan\delta$ monitoring of capacitive-type equipment is how to suppress the interference. Therefore, a comprehensive comparative measuring method is presented. The result shows that the problem can be solved effectively after using this method.

Considering the difficulties during developing this technique local and overseas, such as the excursion of the fundamental wave of power system, the existence of the harmonics and the electromagnetic interference, selection of fundamental wave and calculation of phases' difference are completed by the combination of digital filter and correlation. Comparing with the FFT algorithm, with this method the spectrum leakage can be avoided and assure the better accuracy in certain frequency range.

Key Words: Capacitive-type equipment, Dielectric dissipation factor, Test of energized equipment, Correlation, Digital signal processing

第一章 绪论

1.1 高电压设备绝缘在线检测的重要性

变电站中电力设备的绝缘状况直接关系到电力系统能否安全、可靠地运行。电力系统运行中的许多事故是由于高电压设备的绝缘老化引起的，导致设备绝缘老化的因素很多，一些是在设备制造、运输和检修过程中潜伏下来的，另一些是运行中在外界因素影响下逐渐发展起来的。这些外界因素包括工作电压及过电压的作用、机械力损伤、导体发热、化学腐蚀作用以及大气条件（如温度、湿度）的影响等。

为了及早发现电气设备绝缘劣化，在电力系统中定期进行常规的绝缘预防性试验，以便及时发现设备缺陷、减少事故发生。在过去长期运行经验中逐步确立起来的常规预防性试验，曾为确保电气设备安全运行发挥过巨大作用。但近年来愈来愈多的电力工作者从实践中认识到，过去的离线预试方法存在着很多不足之处，已经难以满足电力系统的实际需要，主要表现为以下几点^[1-3]：

(1) 传统预试都是在停电后进行的，对于不少高压设备而言，其试验电压往往远低于运行电压。如按现行《绝缘预防性试验规程》规定，停电预防性试验中，如测量介质损耗角正切 $\tan\delta$ 时，所加的交流试验电压一般不超过 10kV，而大部分变电设备的运行电压超过了 10kV，因此不易发现缺陷，以致于曾多次发生预试合格的电气设备在重新投运后不久便烧坏和爆炸的事故。

(2) 由于传统的停电预试大多执行定期预试及定期维修制，因此难以根据设备的实际状况因地制宜地确定试验周期，也就难于发现设备在两次固定预试周期内发展起来的故障缺陷，很难对设备缺陷做到及时发现、及时跟踪、及时检修；也正因为是“到期必修”，没有充分考虑到设备的实际状态，往往导致不必要的超量维修，造成很大的经济损失及人力、物力的浪费。

(3) 停电试验结果也与电气设备在停电试验时的运行状况、气象条件有很大关系。为了测得准确结果且便于分析比较，预防性试验一般应在相对湿度低于 65%、温度在 20℃左右的条件下进行。因此，预防

性试验的时间太集中，难以一一安排停电进行试验。此外，传统的绝缘预防性试验通常是完全由试验人员人工操作的，自动化水平低、工作量大；试验结果也很容易受人为因素的影响，真实性较差。

目前我国对电力设备的维护大多仍停留在定期检修阶段，但经多年的运行实践表明，定期维修制中的维修计划缺乏针对性，往往容易导致过度维修（也有少数是维修不足）的问题，因此从定期维修到状态维修的转变受到了普遍的关注。而要实现状态检修就要求维修决策者必须及时、准确地掌握设备的绝缘状况及变化趋势，显然现行的完全依赖离线预试的绝缘检测方法已明显不能满足新维修体制的需要。在这种情况下绝缘在线检测技术应运而生，并成为绝缘检测一个主要发展方向。随着人工智能的发展和新型传感器、计算机技术以及信息处理技术的融合，为电力设备在线检测技术的推广应用提供了广阔前景^[4]。

1.2 电容型设备的绝缘特性及反映绝缘状况的特征参量

电力系统中，高压电容型电气设备是指某些绝缘结构可视为一组串联电容的设备，包括高压电容式套管、电流互感器（CT）、电容式电压互感器（CVT）及耦合电容器（CY）等，数量约占变电站设备总台数的40%~50%。电容型设备在变电站中具有重要的地位，它们的绝缘状态是否良好直接关系到整个变电站能否安全运行，因而对其绝缘状况进行监测具有重大的意义^[5]。

各种电介质（绝缘材料）在电压作用下都有能量损耗。介质损耗会使绝缘温度上升，促使材料老化。如果介质温度高达使绝缘体熔化、烧焦，则会使之失去绝缘性能而导致热击穿。电容型设备在运行中发生爆炸事故中不少就是由于绝缘受潮或放电等，聚积大量能量形成热击穿，从而使设备内部压力不断增加、超过外瓷套的强度造成的。由此可见，介质损耗的大小是衡量电容型设备绝缘水平的一项重要指标。

绝缘材料的介质损耗按物理性质分大致有漏导损耗、极化损耗和局部放电损耗三种基本形式^[6]。介质损耗角正切值（又称介质损耗因数） $\tan \delta$ 是反映绝缘介质损耗大小的特征参量，它仅取决于绝缘材料的介

电特性，而与介质的尺寸无关。以往的经验证明，对于体积较小的电容型设备，测量其整体绝缘介质损耗因数 $\tan \delta$ 可较灵敏地发现设备中发展的局部缺陷、设备绝缘整体受潮和劣化变质等，因而测量 $\tan \delta$ 对于判断电容型设备的绝缘状况十分重要。

在交流电压作用下电容型设备的绝缘特性如图 1.1 所示。流过介质的电流可看成由电容电流分量 \dot{I}_C 和有功电流分量 \dot{I}_R 两部分组成。通常 $\dot{I}_C \gg \dot{I}_R$ ， δ 很小。介质中的有功损耗功率为^[7]

$$P = U\dot{I}_R = U\dot{I}_C \tan \delta = U^2 \omega C_x \tan \delta \quad (1-1)$$

在设备绝缘良好的情况下其 $\tan \delta$ 的数值一般均很小，此时，在数值上可以认为 $\tan \delta \approx \delta$ 。当电容型设备中的部分串联层内存在缺陷时，其等值电路如图 1.2(a)所示^[8]。

图中 C 、 R 代表部分串联绝缘层有缺陷， $\tan \delta_p$ 代表此有缺陷部分的介质损耗角正切

值，而以 C_0 代表其它绝缘良好的部分。为了便于分析当缺陷性质变化时整个设备各绝缘参数的变化规律，将无缺陷部分 C_0 近似地看成损耗极小，以致可以忽略；而用电阻 R 来反映有缺陷部分的损耗大小。

当没有缺陷时，
 $R \gg 1/(\omega C)$ ，设备可近似视为两无损电容 C_0 与 C 的串联等值电路。在电压 \dot{U} 的作用下，设备的电流为 \dot{I}_0 ；而出现局部缺陷后，因
 $\tan \delta_p = 1/(\omega CR)$ ，设备的电流变为 \dot{I} ，如图 1.2(b)所示。令 $k = C/C_0$ ，则设备的介质损耗角正切值有一个增量 $\Delta \tan \delta$

$$\Delta \tan \delta = \frac{\tan \delta_p}{k} \cdot \frac{1}{\frac{k+1}{k} + \tan^2 \delta_p} \quad (1-2)$$

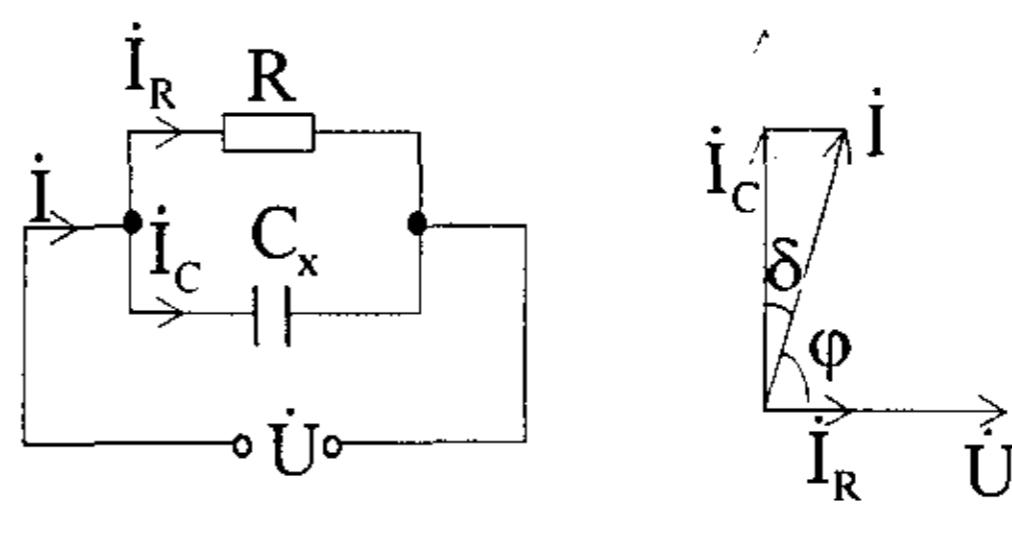


图 1.1 电容型设备的绝缘等值电路和相量图

(a) 等值电路 (b) 相量图

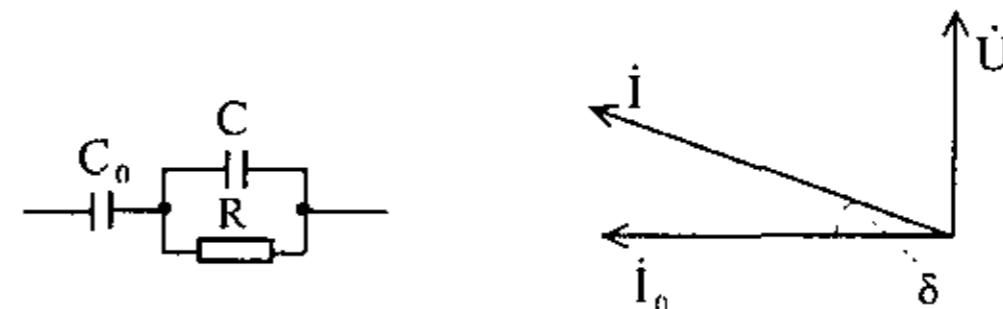


图 1.2 有绝缘缺陷的电容型设备

(a) 等值电路 (b) 相量图

同时，整个设备的电容量也有一个变量 $\Delta C^{[1]}$

$$\left| \frac{\Delta C}{C_0} \right| = \frac{\tan^2 \delta_p}{k} \cdot \frac{1}{\left(\frac{k+1}{k} \right)^2 + \tan^2 \delta_p} \quad (1-3)$$

电流的变化

$$\left| \frac{\Delta I}{I_0} \right| = \frac{\tan \delta_p}{k} \cdot \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{k+1}{k} \right)^2 + \tan^2 \delta_p}} \quad (1-4)$$

可见当发生局部缺陷后，设备整体介质损耗角正切值的变化量（增量） $\Delta \tan \delta$ 便可以比较灵敏地反映设备绝缘状况的变化。

此外，设备的电流及其电容量也是反映电容型设备绝缘状况的重要特征参量，在监测设备介质损耗变化的同时，还应同时注意监测其电流及电容量的变化。

现将一个具有 70 层电容层串联的电容式套管为例^[1]：如其中有一层出现缺陷，其介质损耗角正切值 $\tan \delta'$ 逐渐增大，此时由图 1.3 可清楚地显示此时的 $\left| \frac{\Delta I}{I_0} \right|$ 、 $\left| \frac{\Delta C}{C_0} \right|$ 和 $\Delta \tan \delta$ 的变化情况。

可见当缺陷的介质损耗开始增大时，测 $\left| \frac{\Delta I}{I_0} \right|$ 或 $\tan \delta$ 都比测 $\left| \frac{\Delta C}{C_0} \right|$ 能

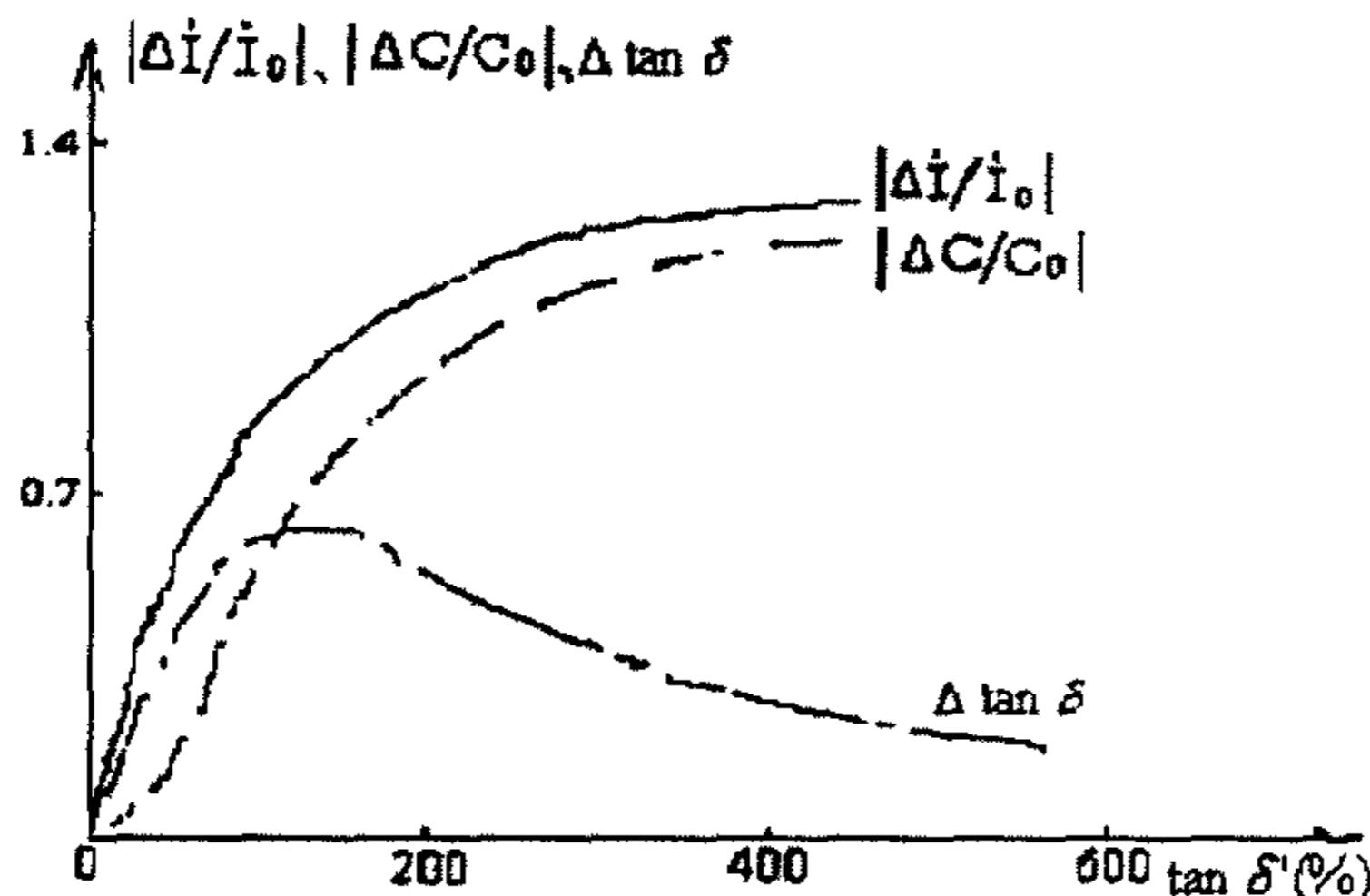


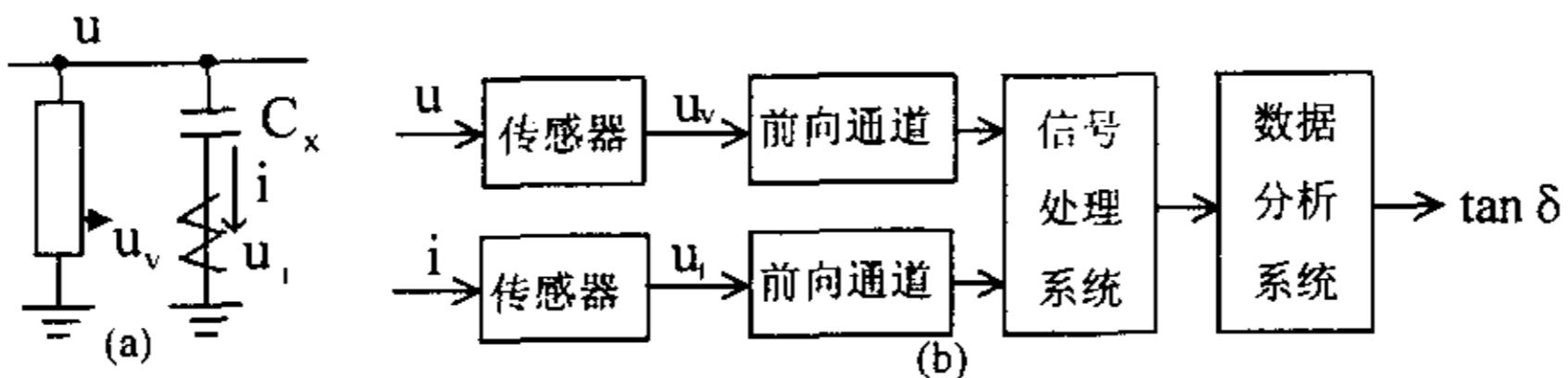
图 1.3 当 70 层串联层中有一层 $\tan \delta'$ 显著增大时，
总体 $|\Delta I / I_0|$ 、 $|\Delta C / C_0|$ 及 $\Delta \tan \delta$ 的变化^[1]

更灵敏地反映出缺陷的变化；但当此局部缺陷已相当严重时，测出的 $\Delta \tan \delta$ 不仅不再随缺陷处的介质损耗的上升而升高，反而可能下降了，此时更宜改用 $|\Delta i/i_0|$ 或 $|\Delta C/C_0|$ 来判断了。这是因为当局部缺陷处的介损很大，相当于该处的绝缘电阻 R 极小，如该层间绝缘接近短接，由于其他的串联绝缘层仍很完好，则测得的整个试品的介损就可能从峰值处下降，而 $|\Delta i/i_0|$ 及 $|\Delta C/C_0|$ 则继续上升。这也就是在对电容型套管等进行诊断时，既要考虑 $\Delta \tan \delta$ 、又要考虑 ΔC 的原因。

1.3 高压电容型设备绝缘在线检测的发展

电容型设备绝缘在线检测是电力系统中开展较早的项目之一，国外在这方面的研究始于六十年代初，国内也于同时期展开了早期研究工作^[9]。

电容型设备绝缘在线检测方法是由离线测试方法演变而来的，如早期普遍采用的带电测量 $\tan \delta$ 和电容的西林电桥法^[10]便沿用了传统停电预试中测量 $\tan \delta$ 的 QS-1 型高压西林电桥的测量原理。但由于必须另配更高耐压的高压标准电容器、并对原有电桥进行改造等原因，难以在现场推广。随着研究的进一步深入，电容型设备绝缘在线检测技术已发展到了一个新的水平。目前，电容型设备 $\tan \delta$ 的在线检测方法基本上采取图 1.4 的原理，所不同的是如何获取数字化测量信号及采用何种信号处理方法，由于对这些数字信号处理和分析等方面的不同而形成了两大分支：一是主要靠“硬件”实现的检测方法，以过零点的相位比较法（也称脉冲计数法）、电压比较器法等为代表^[11-19]，此外还有一些其它方法，如改进的西林电桥法^[20]等；二是主要靠“软件”实现的检测方法，其典型代表是谐波分析法^[21]。

图 1.4 $\tan\delta$ 在线检测的原理图

(a) 信号的获取 (b) 检测过程框图

国外目前对电容型设备 $\tan\delta$ 在线检测技术的研究主要集中在对检测法的改善上。如南非的研究人员则是研究采用比较的方法，如以介质损耗角很小的高压电容器上的电压作为标准电压，将被试品上的电流转换成电压后与此“标准”电压信号进行相位比较，从而对设备的 $\tan\delta$ 实现在线检测^[22]。如果用作标准电压信号的高压电容器本身具有一定的介质损耗角，则测到的设备 $\tan\delta$ 是相对于此标准电容器的“相对”值。当采用介质损耗角近似为零的高压气体电容器充当标准电容时，则如同停电预试时用的西林电桥法一样，可认为测得的是设备介质损耗角正切值的“绝对”值。他们研制的这套系统也已被用于测试套管和电流互感器的 $\tan\delta$ 相对值。

近年来，国内研究和应用较多的方法是脉冲计数法，它是“硬件法”的典型代表。早期是比较反映被试品电流的电压信号 u_i 波形和作为标准电压的信号 u_v 波形之间的过零点相位：如将从传感器获得的两信号波形通过过零转换变成幅值相同的两个方波，再将 u_i 信号和已通过移相 90° 后的 u_v 信号相与，得到的方波宽度可由单片机或计算机内时钟脉冲计数，所得结果便反映了介质损耗角 δ 的大小，继而可以得到 $\tan\delta$ 。

质量正常的电容型设备的介质损耗角 δ 一般很小（通常小于 1° ），因此如何保证其测量精度就十分重要。如果 u_v 或 u_i 信号波形在过零的瞬间稍遇干扰，将直接影响到过零转换后方波的起始位置，妨碍了对 δ 及 $\tan\delta$ 的准确测量。而硬件线路对于外界引入的电磁干扰、谐波干扰等十分敏感，因此脉冲计数法易受零点漂移和信号波形畸变的影响，往往造成较大的误差和分散性^[23]。尽管其中的脉冲计数电路经历了由单板机到单片机、再到计算机的发展过程，使 $\tan\delta$ 的测量精度逐步提高，但现场干扰对测量精度的影响及测量稳定性问题始终是一个亟待

解决的难题。国内不少单位也对此进行了研究，提出了一些相应的改进方法，如采用测试前自校的方法^[24]、采用无相移滤波器^[25]、采用双向过零比较后取平均值的方法及设法增强二次侧信号等，此外还出现了过零点电压比较法和自由矢量法^[26]等。

正因为用硬件法对电容型设备绝缘的 δ 及 $\tan \delta$ 进行在线检测时，易受外界干扰的影响，从而降低了整个测试系统的稳定性和测量精度；而要使测量的性能有所提高，又将增加硬件线路设计的难度和复杂性。鉴于这些难以避免的缺点，促使 $\tan \delta$ 在线检测方法的研究逐渐向软件化方向发展。软件法的研究主要集中在谐波分析法上，其基本原理如图 1.5 所示。

谐波分析法的主要特点是基于傅立叶变换（FFT）对被测电压及电流进行分析，由于三角函数的正交性，傅立叶变换求解

电压、电流信号中的基波时不受高次谐波和仪器电子线路所产生的零漂的影响。同时该方法还充分应用数字化测量方法^[27-29]，克服了传统的模拟测量方法抗干扰能力差的缺点，提高了测量精度及测量结果的稳定性。但在测试现场由于电力系统的工频信号受到电网中各种因素的影响，使得 FFT 算法仍存在着频谱泄漏等问题。

在线检测技术发展到今天，已经在很多方面弥补了定期停电预试的不足，但同时也还存在一些问题：如在线诊断无标准问题、谐波分析法的软件处理误差问题等。对设备绝缘进行在线检测的最终目的是为了及时、准确地掌握运行中设备的绝缘状况，因此仅仅通过在线检测获得设备绝缘参数的结果是远远不够的，还要对这些结果进行综合性的分析与诊断。但是，目前的在线检测方法仍往往局限于将设备的绝缘参数与单一、静态标准进行比较，没有使在线检测的优势得到充分发挥。对于对比分析同一设备高压下在线测值与低压下停电预试值的差距及影响在线检测值的因素及程度也是目前研究工作中一大问题。另外，应用于 $\tan \delta$ 分析的谐波分析法因现场各种原因而存在频谱泄漏的问题，那么如何在软件上进行改进，从而消除由于频谱泄漏而带来

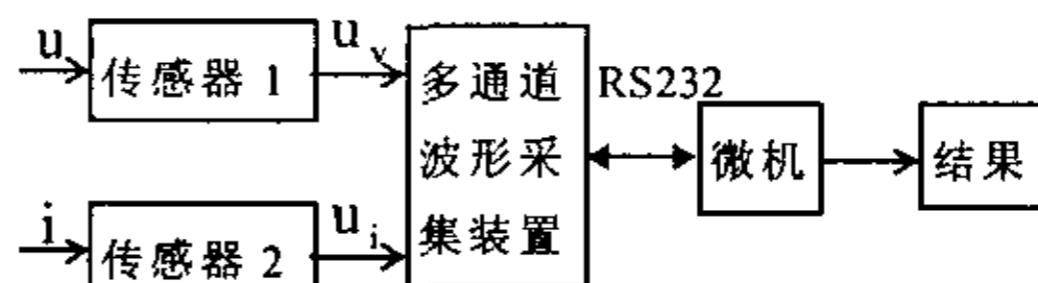


图 1.5 谐波分析法测量原理图

的误差也是目前面临的困难之一。

因此，如何有效结合“在线”的特点对测试结果进行综合性的动态分析甚至故障预测，将成为在线检测今后主要的研究方向之一。

1.4 本文的主要研究内容

近年来，传感器技术、计算机技术及数字信号处理等技术的迅速发展使电气设备绝缘在线检测与诊断技术有了更为广阔的应用与发展前景。就电容型设备绝缘在线检测技术而言，将朝着智能化、数字化的方向发展。如何将数字化分析方法更好地应用于检测系统以改善 $\tan \delta$ 检测结果的稳定性及系统的抗干扰性能是本文的主要研究方向。

本文的主要工作内容如下：

1. 基于在现场模拟高压下带电检测所得电容型设备的介损与停电的预试试验数据进行对比，分析结果及影响因素，最后得出结论。

2. 针对电容型设备 $\tan \delta$ 在线检测的主要技术难点，即如何减小、消除各种干扰、人为产生的误差及环境因素等影响，从而提高测量结果的稳定性、降低测量结果的分散性，进一步采用“综合相对测量法”的思想并研究它在高压电容型设备 $\tan \delta$ 在线检测中的应用。对于相对介损，建议观察、分析其一段时间内的趋势，发现问题，找出规律。同时根据在线检测的具体特点，研究表征电容型设备绝缘状况的综合分析与诊断方法。

3. 提出过去已用于相对测量的基 2-FFT 方法以及存在的问题，引出采用数字滤波技术相关法测量介损的原理，并应用仿真以及现场实测数据进行分析，验证此方法在介损测量中的可行性及有效性。

第二章 带电检测与离线预试数据的相关性分析

对于介质损耗角正切的绝对值测量停电时一般采用低电压下的西林电桥法，所测得介损值与高电压下设备运行时带电检测所得值可能有一定的差别，但其差别及影响因素尚需进一步验证，本章旨在考证这两者所测数据是否均可以有效地反映现场运行设备的绝缘状况。故本章先介绍以传统的西林电桥法配以高压标准电容器进行带电测试 $\tan \delta$ 及电容值的原理，并以现场试验予以观察其结果与预试试验结果的关系及影响因素，且分析同一台电容型试品在不同情况下的读数变化规律。

2.1 用电桥法进行 $\tan \delta$ 带电测试

前已述及，在停电试验中用电桥法测量 $\tan \delta$ 是一种比较有价值的测量方法，如能在运行的高电压下进行检测，则有效性更高。其条件是需有耐压等级比运行电压更高的标准电容器。如现场测试 $\tan \delta$ 时，通常使用 QS1 型西林电桥进行，其接线方式有正、反两种接法。在电力系统中，以采用反接法较为实用。

现场的电场及磁场常会影响电桥的平衡及准确的读数。对于电场的干扰，通常用改变试验电源极性的做法：如进行正、反相两次测量，或用加移相器的方法；近期也有采用 45~55Hz 异频电源的方法，这样可避开 50Hz 频率的干扰，如 AI-6000 测试仪。而磁场干扰往往对电桥检流计回路的影响明显，为此或加极性开关而进行正、反两次测量，或将检流计移出磁场干扰区，或采用更好的磁屏蔽措施。

为了准确测量高压下的介质损耗，本文使用了在现场采用高压标准电容器的方法。因为当以有损耗 $\tan \delta_N$ 的“标准电容器”当作 C_N ，而试品 C_x 的损耗为 $\tan \delta_x$ ；当调节到电桥平衡后，测值为 $\tan \delta_m$ 。

$$\text{可见 } \tan \delta_m = \omega C_4 R_4 = \tan(\delta_x - \delta_N)$$

$$\text{或 } \tan \delta_m = \frac{\tan \delta_x - \tan \delta_N}{1 + \tan \delta_x \tan \delta_N} \quad (2-1)$$

由于 $\tan \delta_N \approx 0$, $\tan \delta_x \ll 1$,
故 $\tan \delta_x \approx \tan \delta_m$

目前有多种在线监测设备或带电检测设备, 如 1.3 节所述。本文在以西林电桥法配以高压标准电容器进行 $\tan \delta$ 带电测试时所采用的是 RCD-1B 带电检测仪, 原理图如图 2.1 所示。测试探头两端分别接高压标准电容器 C_N 和被试品 C_x 。

测得值为

$$\tan \delta_r = \tan \delta_{x1} - \tan \delta_N \quad (2-2)$$

其中 $\tan \delta_{x1}$ 为被测试品的介损、
 $\tan \delta_N$ 为标准电容器的介损、 $\tan \delta_r$ 为由 RCD-1B 带电检测仪所得的高压标准电容器西林电桥法进行 $\tan \delta$ 带电测试值。

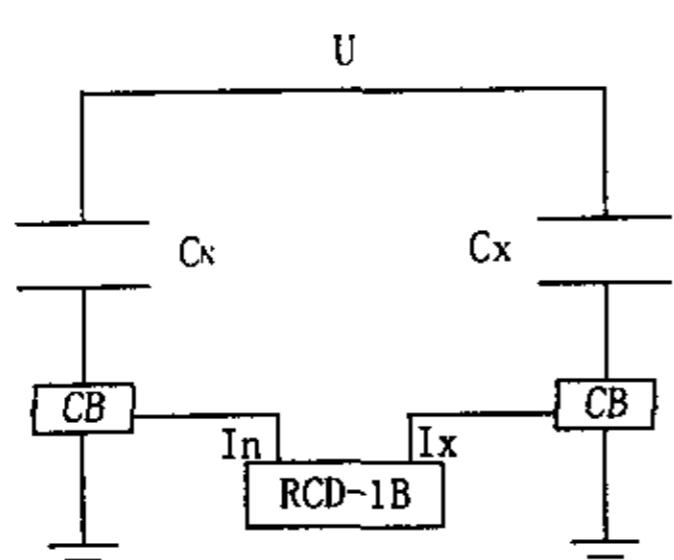


图 2.1 RCD-1B 带电检测仪原理图

2.2 验证带电测值与预试试验数据相关性的现场试验

为了分析带电测值与预试试验数据的相关程度, 在银川供电局新城变电站进行了试验: 以高压标准电容器的西林电桥法用以校核高压下试品的带电测值与停电试验数据的关系; 对比同一试品在不同电压、不同环境下 $\tan \delta$ 及电容值的变化规律。

图 2.2 为现场应用高压西林电桥法测试 CT 介质损耗的接线图。为能在现场产生高压以测量电流互感器的介质损耗, 可利用串联电抗器的电感产生谐振而升高电压, 另加以高压标准电容器作为对比侧。而在线数据结果由便携式电容型试品介电特性测试仪 RCD-1B 测得。

试验之前应对该带电检测设备所检测得到的数据的可靠性进行分析。表 2-1 为现场近几次应用此仪器带电检测 3207#CT 所得的结果。

表 2-1 3207#CT 近几次带电测试结果

试验日期	$\tan \delta$ (%)		
	A 相	B 相	C 相
1999-10-6	0.248	0.302	0.362
2000-8-11	0.231	0.331	0.353
2001-3-20	0.252	0.298	0.351

*带电测试时的电压为 $220/\sqrt{3}$ (kV)

由表 2-1 中数据可见带电检测仪 RCD-1B 所得的 $\tan \delta$ 数据稳定, 变化在 $\pm 0.03\%$ 之内, 可较真实地反映设备情况。

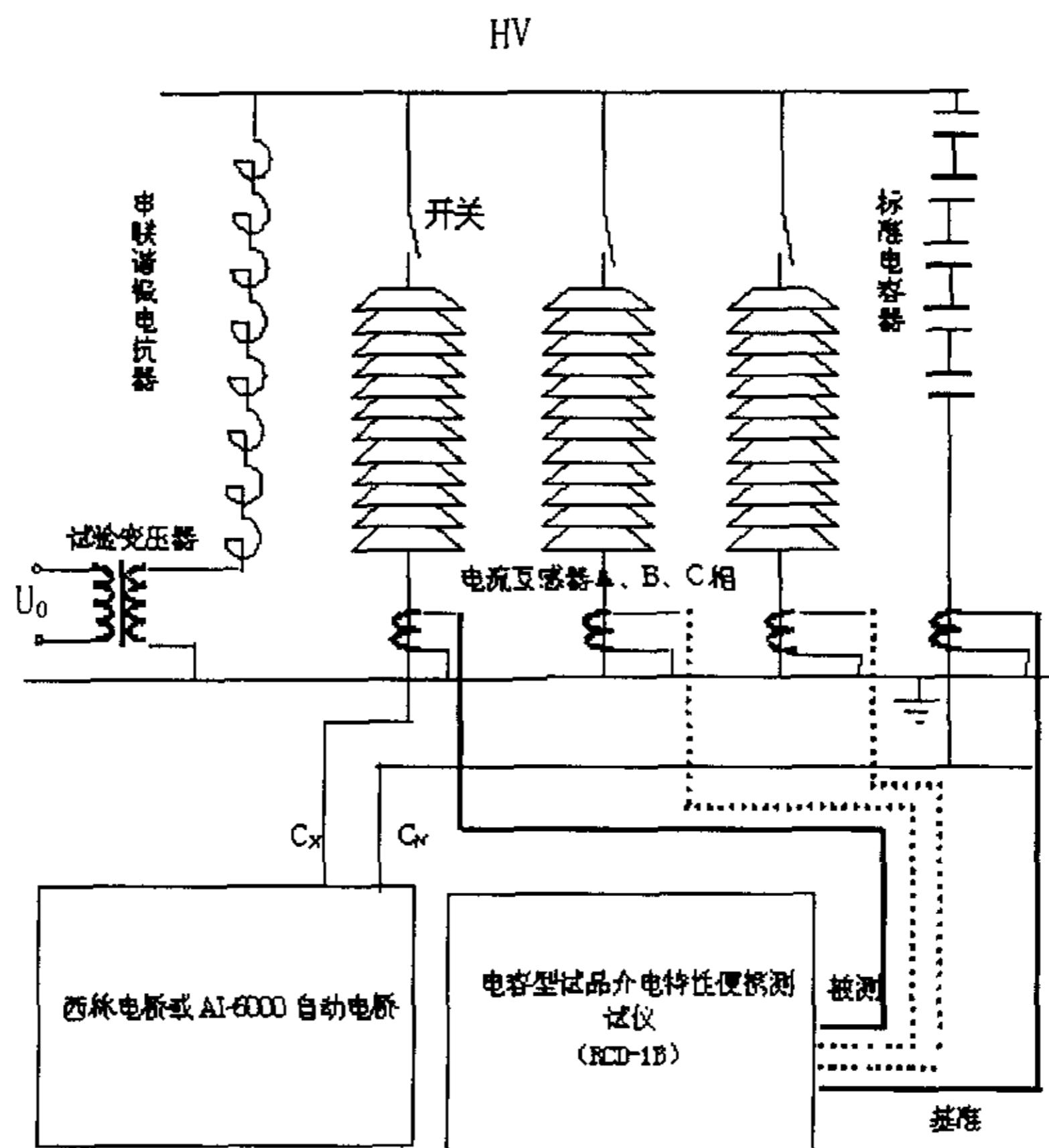


图 2.2 用高压西林电桥法或便携测试仪测试 CT 介质损耗的接线示意图

在得到了由此带电检测仪所测数据稳定的情况下，可进一步作对比试验分析：

如图 2.2 所示，在 220kV 变电站现场，仅 3207#CT 这一路设备停电情况下，用串联谐振的方法依次对 A、B、C 相逐级升高试验电压进行 $\tan \delta$ 与电容值 C_x 的带电测试，其试验结果利用带电测试仪 RCD-1B 测得，如表 2-2 所示。

表 2-2 3207#CT 用西林电桥的试验结果与预试数据对比

试品	带电检测结果（RCD-1B 测得）			*停电预试试验数据	
	电压 (kV)	$\tan \delta$ (%)	C_x (pF)	$\tan \delta$ (%)	C_x (pF)
A 相	$75/\sqrt{3}$	0.257	759.9	0.226	760.7
	$100/\sqrt{3}$	0.252	759.9		
	$175/\sqrt{3}$	0.230	759.7		
	$220/\sqrt{3}$	0.228	760.1		
B 相	$43/\sqrt{3}$	0.337	791.5	0.240	792.1
	$81/\sqrt{3}$	0.317	790.8		
	$166/\sqrt{3}$	0.316	791.3		
	$220/\sqrt{3}$	0.298	790.2		
C 相	$80/\sqrt{3}$	0.383	772.5	0.237	775.3
	$121/\sqrt{3}$	0.370	775.1		
	$151/\sqrt{3}$	0.368	775.1		
	$220/\sqrt{3}$	0.351	775.2		

*上次停电试验情况：试验日期 2001-3-12，16 摄氏度，试验仪器为 AI-6000 电桥

图 2.3 为本次试验现场设备位置示意图。

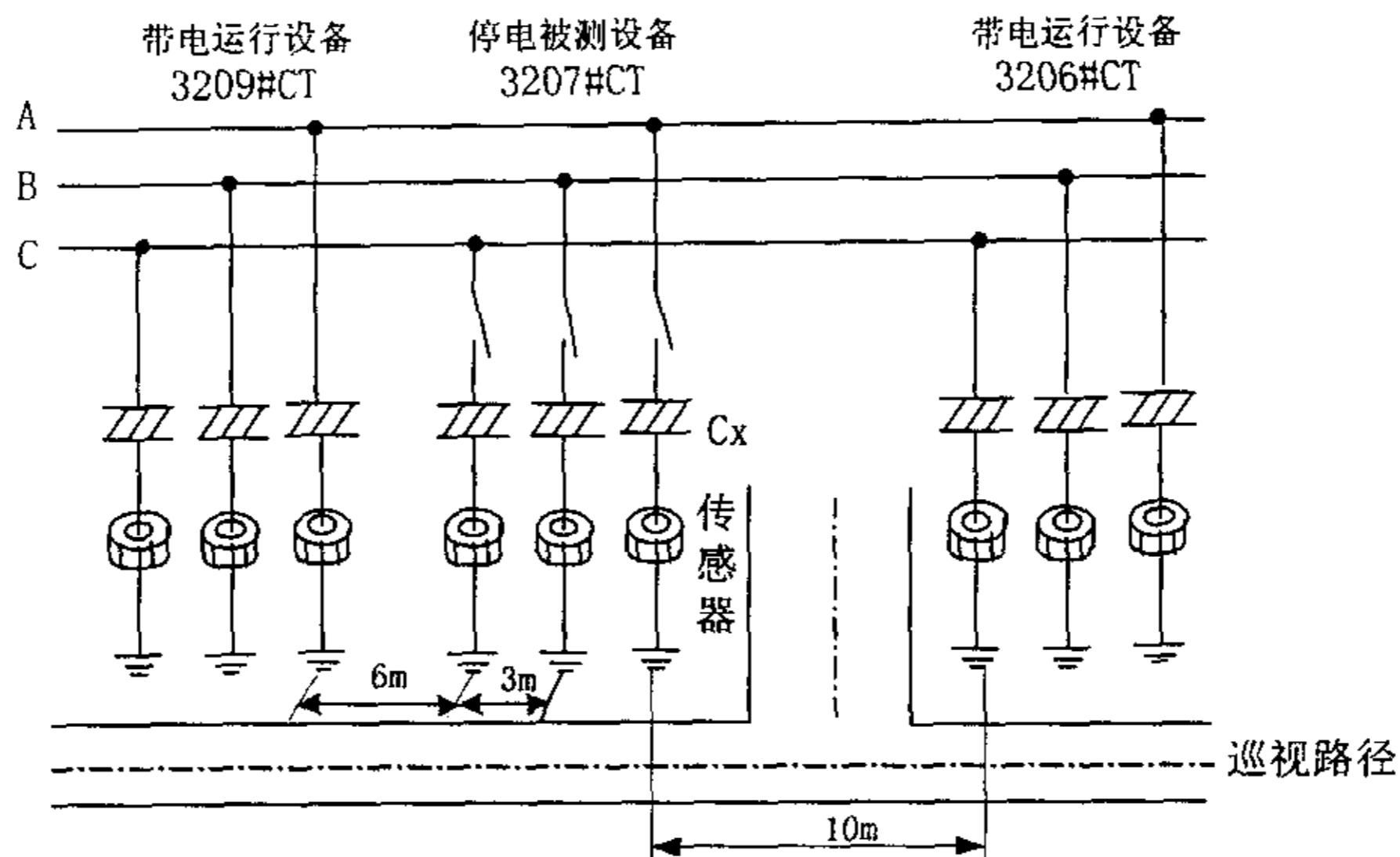


图 2.3 被测试设备现场位置示意图

由表 2-2 中试验数据可见，被测设备电流互感器 3207 的 A、B、C 三相与停电时 10kV 下加标准电容器由 AI-6000 测得的 $\tan \delta$ 数据关系为：A 相很吻合、B 相差别不大、C 相差别稍大（最近一次停电后预试试验值与本次带电检测所得值相比约有 0.11% 的差别）。研究表明，当试品正常时，电容 C_x 的高压带电测值与停电预试时较少变动；而高压下的 $\tan \delta$ 带电测值与停电预试时有的有些差别。由图 2.3 可见 3207A、B 两相与带电运行设备 3206 的 C 相相距较远，其测量值与停电加 10kV 测得值无较大差别；而 3207C 相与另一带电运行设备 3209A 相间距较近，约 6m。因此可认为由于相间干扰导致了 3207C 相在高压下带电测值与原停电时加 10kV 测得值有 0.11% 的差别。

因此，当一变电站的安装、运行条件已定的情况下，如以同一设备高压下带电测值的历史数据纵向比较，更有利于消除相间、跨间干扰对 $\tan \delta$ 在线测值的影响。

而当设备有缺陷后，其高、低压下的 $\tan \delta$ 测值也有很大相差^[7]，因为当绝缘中有放电等缺陷时，高压下 $\tan \delta$ 值将显著增大。这也可作为一个重要的判据，即是在线检测（或带电检测）较预试试验数

据更能真实地反映设备的绝缘情况。

2.3 本章小结

本章基于现场实测数据分析了介损（便携式带电检测仪带电测得）与停电的预试试验数据的可对比性。对试验数据进行理论分析后结果表明：相间干扰是同一设备的在高压下的 $\tan \delta$ 带电测值与停电预试时的数据存在差别一大因素；且对于有缺陷的设备而言，高压下带电测值更能有效地反映设备的真实情况。故可以考虑长期应用在线监测（或带电检测）的方法监测设备的绝缘状态，且对于同一设备高压下带电测值的历史数据应进行纵向比较分析，用以有效地消除相间、跨间等干扰的影响。但本次试验的不足之处在于仅进行了单相高压下用西林电桥法进行验证试验，还不能完全在更加实际的相间干扰下进行高压下的介损测试。

第三章 综合相对比较法在介损测试中的应用

对高压运行设备进行在线检测的根本目的在于准确掌握设备的绝缘状况，及时发现设备中存在的早期缺陷，以实现对电力设备的状态维修。因此，获得真实、准确的试验结果继而对数据进行正确的综合分析、判断，是开展电气设备绝缘在线检测工作的两个重要步骤。本章基于上一章所得结论“可以考虑长期应用在线监测（或带电检测）的方法监测设备的绝缘状态”，并针对目前 $\tan\delta$ 在线检测中存在的影响检测结果的各种因素（如从 PT 取电压信号所带来的误差问题），应用“综合相对测量法”来测量介损的相对值；并基于现场实测数据分析相对介损（在线与停电的预试验数据）的可对比性。

3.1 影响 $\tan\delta$ 在线检测结果的主要因素

在线检测技术发展到今天，已经在很多方面弥补了定期停电预试的不足，但同时也还存在一些尚未解决的问题。例如影响设备绝缘 $\tan\delta$ 在线测量结果的因素较多、也较复杂，其中几个主要因素为：

1. 电流传感器自身的角差

无论采用什么检测方法，最首要的问题是如何真实、可靠地获取被测设备的信号。如第一章图 1.4，电容型设备在线检测中测量信号的获取包括两个方面：一是被测电流信号的获取；二是基准电压信号的获取。电流传感器将电容型设备的被测电流信号转换成电压信号，而电流传感器一般来说都有角差，而且这角差往往并不稳定，可能随电流大小、温度变动等有变化，这将给整个系统 $\tan\delta$ 值测量的准确度带来一定影响，它是 $\tan\delta$ 在线检测的基本误差因素之一。

2. 运行中电压互感器（PT）角差的变化

在对电容型设备进行在线检测时，无论采用“硬件法”还是“软件法”，都需要获得一个基准电压，其获取有多种方式，如从高压标准电容器获得、从变电站中电磁式电压互感器（PT）的二次侧获取

等，甚至有些单位如西宁供电局等已开始尝试从电容式电压互感器（CVT）的二次侧获取基准电压信号。由于测试现场实际环境的限制，因高压标准电容器的体积通常较大，如图 2.2 中的校准那样，而要长期用于现场测试有一定的困难，因此目前各类电容型设备在线检测系统大都从电磁型 PT 的二次侧获取基准电压信号。

在用 PT 提取标准电压信号的检测方法中，PT 低压侧和高压侧之间的相角差是影响 $\tan \delta$ 在线检测精度的另一个主要因素。由于 PT 低压侧和高压侧之间存在一个相角差（如变电站中常用的等级为 0.5 级的 PT，其角差允许变化范围为 $\pm 20'$ ，约为 $5.8\%_{\text{rad}}$ ），而 PT 低压侧通常接有二次仪表，相当于 PT 的负载，它将在 PT 的高压侧和低压侧之间再增加一个相角差。并且 PT 的这些角差随外施电压的幅值、谐波及二次负载的变化而变化，其波动范围可能会超过介质损耗角本身的大小。因此，从 PT 低压侧获取的电压信号并不能完全真实地反映高压侧电压的相位。

3. 现场各种干扰的影响

在线检测过程中，干扰信号有多种，来源和途径亦各不相同。如通过线路直接注入电力设备的电晕信号，相邻设备、母线等的电场干扰，其它电力设备内部的局部放电信号，电力系统内部的高频保护和载波通讯信号，以及系统外的广播通讯信号等。各种干扰信号按波形特征又可分为：①连续的周期干扰信号，主要是包括电力系统内的高频保护、载波通讯信号及电网电压的高次谐波分量，系统外的广播通讯信号；②脉冲型干扰信号，主要是通过线路直接注入电力设备的电晕信号、其它电力设备内的局部放电信号、硅整流信号。其中影响电容型设备 $\tan \delta$ 在线检测的干扰主要是周期性干扰信号，特别是电网运行电压中的高频谐波分量；其次是随机出现的一些脉冲干扰信号。

4. 环境因素的影响

不同温度、湿度等外界环境因素的变化也可能对 $\tan \delta$ 在线检测的结果有很大影响。实测结果证明，一台绝缘良好的设备，其 $\tan \delta$ 的在线检测结果随时间往往呈现周期性的变化趋势，因此很难简单地根据单次测量的结果判定设备的绝缘状况是否良好。图 3.1 为某

电容型设备绝缘状况良好的情况下，其 $\tan \delta$ 的在线测值与外界温度的相关性图。

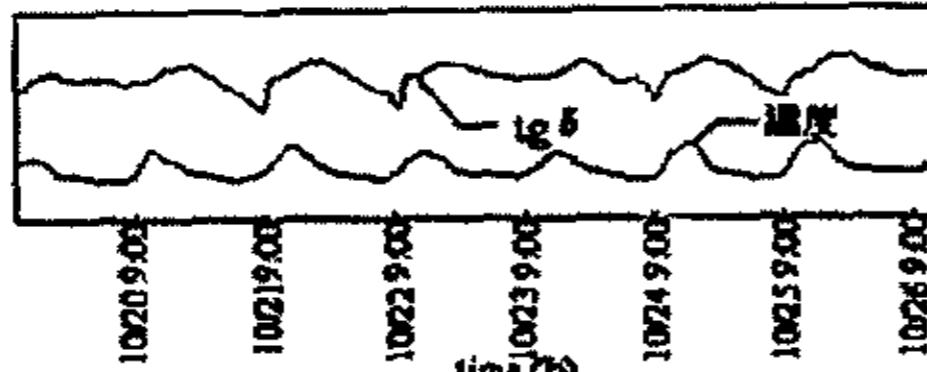


图 3.1 $\tan \delta$ 与温度的相关性图

从测量结果可见，电容型设备的 $\tan \delta$ 在每一天都有周期性的变化，这是由于环境的温、湿度在每一天都有周期性的波动，监测参数

与环境温、湿度显示出一定的相关性，这种相关性是非线性关系。而图 3.1 中为了将数据在一张图中显示出来，数据作了线性处理，因此纵坐标已无实际意义仅为示意作用^[35]。

由于各种因素的影响，使测试结果的稳定性问题成为当前 $\tan \delta$ 在线检测中一个突出的问题，这表现在测量结果有较大的分散性、数据重复性差等方面，这个问题在各种检测方法中都不同程度地存在着。

3.2 $\tan \delta$ 的“综合相对测量法”

如 3.1 节所述，在用 PT 提取标准电压信号的检测方法中，由于 PT 的相角差与很多因素有关，因此从 PT 低压侧获取的电压信号并不能完全真实地反映高压侧电压的相位，这也会导致 $\tan \delta$ 的测量结果通常存在分散性较大、准确性和稳定性较差等问题。

另一方面，由于在线检测具有可连续、实时地对被测设备绝缘参数进行监测的特点，因此现场的各种环境因素，如季节、温度、湿度、降雨、降雾等将对测量结果产生很大的影响，使同一台正常运行的设备的绝缘参数在不同环境下的测量值也可能发生较大变化。由此可见，当环境因素有显著变化时，不能单凭测得绝缘参数一有增大就认定设备存在缺陷。反之，若全归咎于环境异常恶劣，而忽视绝缘参数等的大幅度变化，也有可能忽略设备已趋于劣化的苗头。所以如何正确对待现场环境因素给在线检测带来的影响是值得注意的问题。

针对以上问题，本文应用了 $\tan \delta$ 的“综合相对测量法”^[30]。该

方法的基本思想是不再用 PT 低压侧电压作为基准电压来测量设备 $\tan \delta$ 的“绝对值”(即设备的 $\tan \delta$)，而是选择在相同相别下运行的多台电容型设备，以它们之间的电流信号互为基准信号而进行比较，求出各设备间 $\tan \delta$ 的差值，即“相对介质损耗角正切值”($\Delta \tan \delta$)；并根据此多个相对介质损耗角正切值的变化趋势来综合判断设备的绝缘状况，以及早发现设备中所存在的缺陷。因此“综合相对测量法”不是仅仅依据于被测设备与一台绝缘良好(即本身介质损耗极小)的同类设备进行一次比较，或单纯地将两台同类型、同相别设备相比较进行 $\tan \delta$ 的一次相对测量。

从图 3.2 中所示可以清楚地看到，如将两台电容型设备的电流信号 \dot{I}_{x1} 和 \dot{I}_{x2} 进行相位比较，便可得到两设备介质损耗角 δ 之间的差值 $\Delta\delta_{12}$ 及 $\Delta \tan \delta_{12}$ (当 δ_1 、 δ_2 很小时， $\Delta \tan \delta_{12} \approx \Delta\delta_{12}$)。当相互比较的两台设备绝缘都良好时，其相对介质损耗角 $\Delta\delta$ 及 $\Delta \tan \delta$ 一般是一个很小的数值；如其中一台设备出现故障缺陷，其 $\tan \delta$ 将明显增大，从而导致两台设备间的 $\Delta\delta$ 及 $\Delta \tan \delta$ 也发生明显变化。若要进一

步判断究竟是哪一台设备存在缺陷，则需要在三台以上的同相设备之间进行 $\tan \delta$ 的综合相对测量。在此以三台同相电容型设备之间的相对测量为例，给出“综合相对测量法”相应的故障诊断规则如简表 3-1。

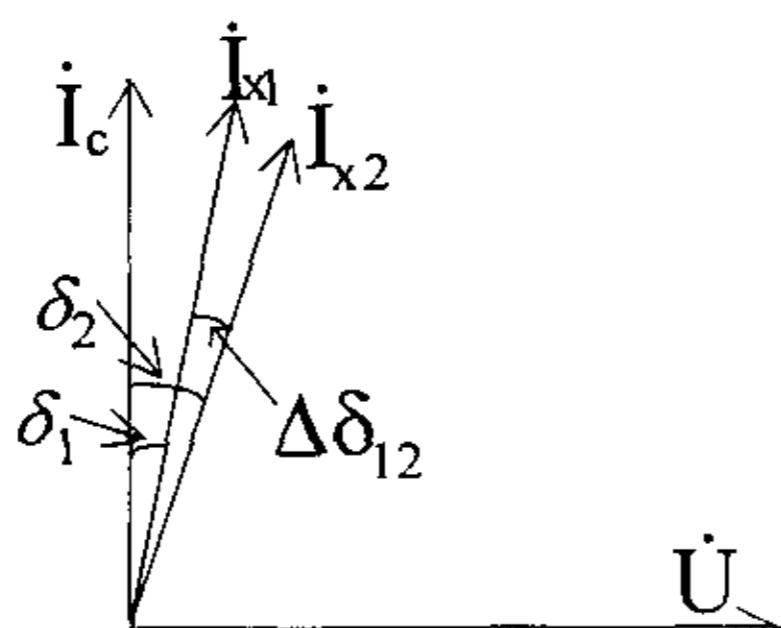


图 3.2 “相对测量法”原理图

表 3-1 中 $\Delta \tan \delta_{12}$ 、

$\Delta \tan \delta_{13}$ 以及 $\Delta \tan \delta_{23}$ 分别代表设备 1 和设备 2、设备 1 和设备 3 以及设备 2 和设备 3 之间的相对介质损耗角正切值。从表 3-1 可知，当三台设备的绝缘都良好时，用“相对测量法”在一段时间内测得三台设备间的相对介质损耗角正切值不会有明显的变化。而当三台设备中的任何一台出现缺陷时，由于其 $\tan \delta$ 明显增大，该设备与其它两台设备之间的相对介质损耗角及其正切值便会发明显变化。

由三台设备间相对介质损耗角正切值测量结果的变化趋势，根据表 3-1 中的规则便可以诊断出存在缺陷的设备。

表 3-1 从“综合相对测量法”结果的变化趋势
判断设备缺陷^[30]

$\Delta \tan \delta_{12}$	$\Delta \tan \delta_{13}$	$\Delta \tan \delta_{23}$	结 论
不变	不变	不变	三台设备均无缺陷
变化	变化	不变	设备 1 有缺陷
变化	不变	变化	设备 2 有缺陷
不变	变化	变化	设备 3 有缺陷
变化	变化	变化	至少两台有缺陷

同时还应注意到，当三台设备中如有两台以上存在缺陷时，三个相对介质损耗角正切值的数值均会变化，这时仅根据 $\Delta \tan \delta_{12}$ 、 $\Delta \tan \delta_{13}$ 和 $\Delta \tan \delta_{23}$ 的变化情况可能又难以判断究竟是哪几台设备存在缺陷。这说明在进行 $\tan \delta$ 的综合相对测量时，相互比较的设备台数越多，越有利于检测出存在缺陷的设备。但设备台数也不宜太多，因为这种几率很小。由此可见，在用“相对测量法”对电容型设备的 $\tan \delta$ 进行在线检测时，每组选择 4~6 台同相设备进行相对测量就足够了。

图 3.3 所示为用“综合相对测量法”测量两个电容型设备之间相对介质损耗角正切值的原理示意图。

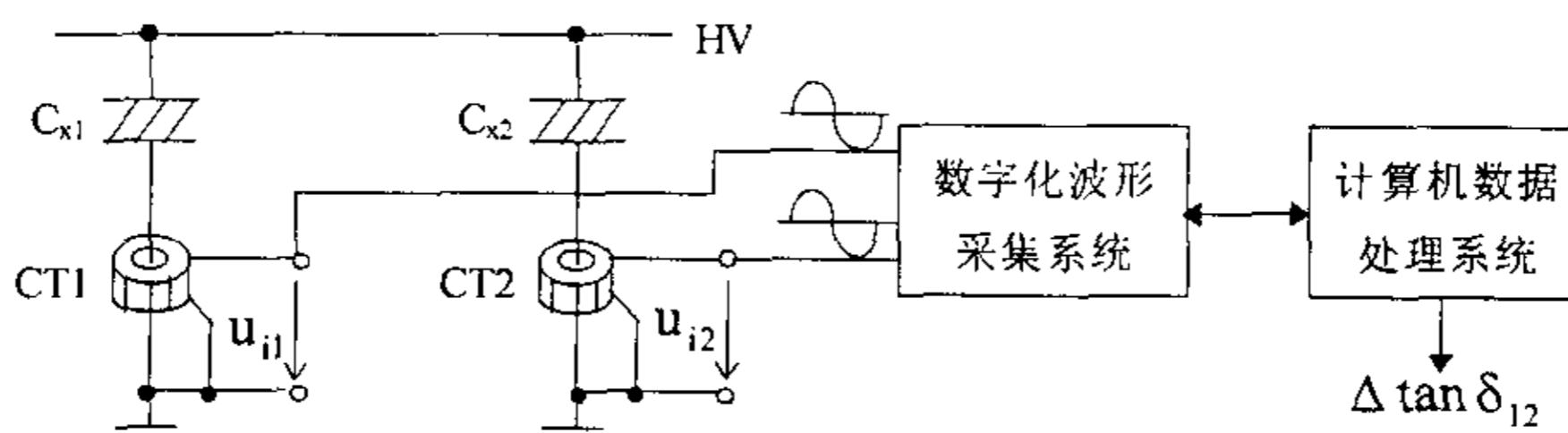


图 3.3 “综合相对测量法”测量原理图^[30]

3.3 $\tan\delta$ 带电检测结果分析

为研究综合相对测量法的有效性,利用交大研制的“可携型绝缘特性带电检测仪”在银川供电局 220kV 新城变电站进行了大量的实例与分析。为对比“可携型绝缘特性带电检测仪”与上一章所用的介损角正切带电测量仪器 RCD-1B 两者所检测数据的一致性,首先在银川新城变对两组电容型设备做数据对比测试,测试数据如表 3-2 所示。结果表明两仪器所测数据接近,且稳定性均较好,说明两仪器均可对现场的数据进行可靠地测量。

表 3-2 两种带电测试仪所测数据对比

相别		相对介损值 (%)	
		(带电测试仪) 交大	(带电测试仪) RCD-1B
A 相	第一次	0.06	0.09
	第二次	0.06	0.08
	第三次	0.08	0.05
B 相	第一次	-0.03	-0.04
	第二次	-0.04	-0.04
	第三次	-0.06	-0.07
C 相	第一次	0.11	0.10
	第二次	0.09	0.04
	第三次	0.06	0.10

* 基准设备: 3207#CT 被测设备: 3209#CT

在现场进行带电检测(相对测试)时,选择几组不同间隔的同相电流互感器,以其中之一作为基准设备,而测试它与其他电流互感器的相对介损。表 3-3 为 6 天里对两组电流互感器(3207、3209)的部分在线检测数据。之所以选择这两个设备,是因为这两个设备上已安装的传感器性能良好,更易于验证试验方法的有效性。

表 3-3 带电测试中的相对介损值*

测试日期	相对介损值 (%)		
	A 相	B 相	C 相
2001/7/20	0.05	-0.06	0.07
2001/7/24	0.1	-0.03	0.03
2001/7/24	0.04	-0.05	0.04
2001/7/26	0.07	-0.06	0.06
2001/7/26	0.07	-0.07	0.04
2001/7/26	0.06	-0.08	0.06
2001/7/26	0.04	-0.06	0.05
2001/7/27	0.07	-0.06	0.03
2001/7/27	0.08	-0.07	0.07
2001/7/30	0.05	-0.07	0.08
2001/7/30	0.04	-0.06	0.07

* 基准设备: 3207#CT 被测设备: 3209#CT

从表 3-3 可以看到, 同一组对比对象 (3207A 与 3209A) 在 6 天里的相对介损值变动很少: 测试结果中 A 相均在 0.04%~0.1% 之间, B 相均在 -0.03%~-0.08% 之间, 而 C 相则均在 0.03%~0.08% 之间。为验证此 $\Delta \tan \delta$ 带电测值, 还分析计算了停电试验所得的 $\tan \delta$ 差值, 如表 3-4 所示。

表 3-4 停电预试验数据

设备	项目	A	B	C	备注
3207	$\tan \delta 1 (\%)$	0.226	0.240	0.237	试验时间: 2001.03.12, 温度: 16°C
	$Cx1 (pF)$	760.7	792.1	775.3	
3209	$\tan \delta 2 (\%)$	0.247	0.238	0.220	试验时间: 2001.03.18, 温度: 15°C
	$Cx2 (pF)$	740.3	736.7	743.6	
3207 相对 3209	$\Delta \tan \delta (\%)$	0.021	-0.002	-0.017	$\Delta \tan \delta = \tan \delta 2 - \tan \delta 1$
	$\Delta Cx (\%)$	-2.76	-7.52	-4.26	$\Delta Cx (\%) = \frac{Cx2 - Cx1}{Cx1} \times 100$

这些测试结果表明，由便携式带电检测仪采用综合相对比较法得到的介损相对测试值与分别停电时预试验数据的差值基本相同。在测试中运用综合相对测量法也发现并解决了一些问题：如 2001 年 7 月 20 日在对 3206#CT 的 B 相进行连续三次的相对测试时，发现数据不稳定，于是利用综合相对测量法对数据进行分析，试验数据如表 3-5 所示。由此数据可见 3206#CT 的 B 相确有问题，通过进一步观察此数据波形发现有毛刺且有直流漂移，故怀疑可能是这台所用传感器本身性能未达标。经多次测试，最终确定为传感器本身性能的问题。从而验证了综合相对测量法既可以有效地判断出存在故障的设备的故障数据，又可以有效地判断出监测设备本身故障所引起异常数据。

表 3-5 应用综合相对测量法分析 3206B 相数据

测试时间	$\Delta \tan\delta_{12}$ (%)	$\Delta \tan\delta_{13}$ (%)	$\Delta \tan\delta_{23}$ (%)	备注
14 时 0 分	0.01	0.04	0.04	$\Delta \tan\delta_{12}$ 中下标 1 代表 3207；2 代表 3206； $\Delta \tan\delta_{13}$ 中下标 3 代表 3209。
14 时 15 分	0.04	0.06	0.09	
14 时 25 分	0.12	0.04	-0.1	

目前，综合相对测量法仅局限于由多个同母线同相设备的 $\tan\delta$ 进行相对比较，然后对存在缺陷的设备进行趋势分析，但这仅是对表征设备绝缘状态的单一参量进行分析，尚没有有效地确定故障类型。本文提出在应用综合相对测量法对 $\tan\delta$ 的相对测量及初步判断后，进一步综合考虑表征该设备绝缘状态的其它参量，如电容值等，最后得到结论。例如，本次试验中利用综合相对测量法也发现 3204A 相 CT 的 $\tan\delta$ 数据不稳定，进一步观察近几次 3204 A 相 CT 的电容值的带电检测值与最近一次的停电预试验数据（如表 3-6 所示），发现其电容值也有较明显的上飘趋势，考虑可能是由于该设备受潮所致。将该设备停电后检查，发现该 CT 确有受潮迹象。这表明，该改进思想可以较有效地确定存在缺陷的设备的故障类型。

表 3-6 3204A 相 CT 电容值近几次带电测值与预试数据比较

带电测试时间	试验结果 Cx (pF)	备注
2000-8-8	785.2	停电时间：2001-4-17 试验结果：Cx = 790.3(pF)
2001-7-20	831.9	
2001-7-30	837.1	

另外，由黄新红等提出的综合相对测量法并没有涉及到该方法的应用范围，此处对其应用范围作了初步的讨论，一是取同相但位于不同母线下的电容型试品之间进行 $\Delta \tan \delta$ 测试；二是取同一台变压器的高、低压侧的位于同一相的电容套管进行 $\Delta \tan \delta$ 测试。如其中分别对主变套管 3#110kV 侧及 220kV 侧，4#110kV 侧及 220kV 侧的带电检测介质损耗值做相对测试，其中 3#主变与 4#主变分别在不同母线下。表 3-7 为主变套管带电测试与停电试验数据的比较：

1. 以 3#110kV 侧为基准，4#110kV 侧为被测量；或以 3#220kV 侧为基准，4#220kV 侧为被测量，分别看这两者的相对测量值；
2. 以 3#110kV 侧为基准，3#220kV 侧为被测量值，看两者之间的相对测量值。

表 3-7 主变套管带电测试与停电试验数据比较

基准	被测	相别					
		A		B		C	
		带电 检 测	停 电 结 果 (%)	带电 检 测	停 电 结 果 (%)	带电 检 测	停 电 结 果 (%)
3# 110kV	4# 110kV	-0.14	0.21	-0.51	0.14	0.04	0.62
3#220kV	4#220kV	-0.08	0.23	-0.45	0.16	0.10	0.26
3# 110kV	3# 220kV	1.6	0.002	1.6	0.087	0.43	0.068

结果表明即使是同一变压器上同一相的中、高压套管，由于 110kV 侧电压为负荷侧电压，而 220kV 侧电压为电源侧电压，由于存

在激磁阻抗而使得高、中压套管相位不完全一致，因而两者间缺乏对比性；而3#与4#主变套管分处于不同的母线上，故带电检测得到的相对测量数据也随两母线的不同期性等而变，因此也无实际意义，不能达到监测设备是否正常的目的。对主变套管而言，欲开展在线监测（或带电检测），也只能对于同一母线的同相设备进行综合相对测量。

由上述试验数据可见：

1. 当传感器等性能正常时综合相对比较法测得的相对介损值比较稳定，在此次试验中，相对介损测值基本上保持在万分位($< 0.1\%$)上，由综合相对比较法可以判别出电容型设备是否有缺陷。
2. 综合相对比较法测得的相对介损值与两电容型设备在作预防性试验时测得的介损差值基本一致。
3. 即使是同一相，主变套管高、低压侧之间或不同母线间也不宜进行相对测量，其数据并无实际意义，只有同相下同母线设备才宜于进行综合相对测量分析。

3.4 本章小结

本章针对目前 $\tan \delta$ 在线检测中存在的基准电压选取及环境因素影响等问题，提出应用“综合相对测量法”来测量介损的相对值；并基于现场实测数据来分析相对介损（带电测得）与停电的预试试验数据的可对比性。结果表明：

1. 采用“综合相对测量法”测得的相对介损值比较稳定；且与两电容型设备分别作预防性试验时测得的介损差值基本一致。
2. 只有对于同母线同相下的电容型设备，对其在线检测相对测试才有意义。
3. 采用“综合相对测量法”将同相设备互为基准，测量设备间的相对介质损耗角及其正切值时，两个被测设备的电流中的随机噪声干扰、测试过程中的系统干扰及外界环境因素的影响都会有一定的相互抵消作用。因此从理论分析及现场的实测数据均表明“综合相对测量法”的效果明显优于“绝对测量法”。

4. 应用综合相对测量法对 $\tan \delta$ 进行相对测量及判断后, 应进一步综合考虑表征该设备绝缘状态的其它参量, 可较有效地确定设备的状态或存在缺陷的设备的故障类型。

第四章 相关分析法应用于介损测试中的软件分析

在 1.3 节已述及,目前国内采用的介损检测的软件法常用 FFT 来进行分析。根据数字信号处理理论,当窗宽等于信号周期或其整数倍时,经过 FFT 频谱分析得到的结果和信号的实际频谱相同,不产生畸变;当窗宽不满足整周期截断条件时,在进行 FFT 谐波分析时将出现“频谱泄漏”现象^[31]。而实际上电力系统的工频信号由于受到电网中各种因素的影响,其基波频率并非理想的 50Hz,而是在其一定范围内波动。此时,采用 FFT 算法进行电容型设备介损的相对测试分析时会由于“频谱泄漏”现象而产生误差。本章针对此问题,在软件处理上有所改进,即应用数字滤波与相关分析相结合的方法进行处理,通过理论分析、仿真试验以及现场试验数据加以验证此改进方法应用于介损相对测试的可行性和有效性。

4.1 FFT 算法频谱泄漏的问题

本节将“频谱泄漏”现象产生的原因进行简要分析。

图 4.1(a)所显示的时域及频域的余弦波是理想的余弦波,其频域线谱反映了该波的幅值与频率。图 4.1(c)中矩形窗所对应的时域显示图如图 4.1(b)所示。规定时域中从 $t = 0$ 到 $t = 10s$ 时幅值保持 1,其余时间段幅值为零。

当对波形进行采样时,实际上是通过模/数转换等手段产生波形,并将其限制在一个有限长的时间窗内。由于在时域上把图 4.1(b)中的矩形窗乘以图 4.1(a)中的余弦波,相应于在频域上把图 4.1(a)中的频域值与图 4.1(b)中的频域值进行卷积。所得的图 4.1(c)中两个 $\sin x/x$ 的主叶的最大值落在余弦波的 0.2Hz 频率处。由于开窗脉冲的性质,开窗的余弦波的频域成为连续频谱。

图 4.1(c)没有转换为数字形式,仍然是一个未经过取样的模拟波形。为完成转换,必须将观察的波形范围限制在幅值为 1 的时间

窗内的一些具体点处。这里，用幅值为 1 的一系列脉冲取样，如图 4.1(d) 所示。图 4.1(d) 在矩形窗内给出了 16 个样本。

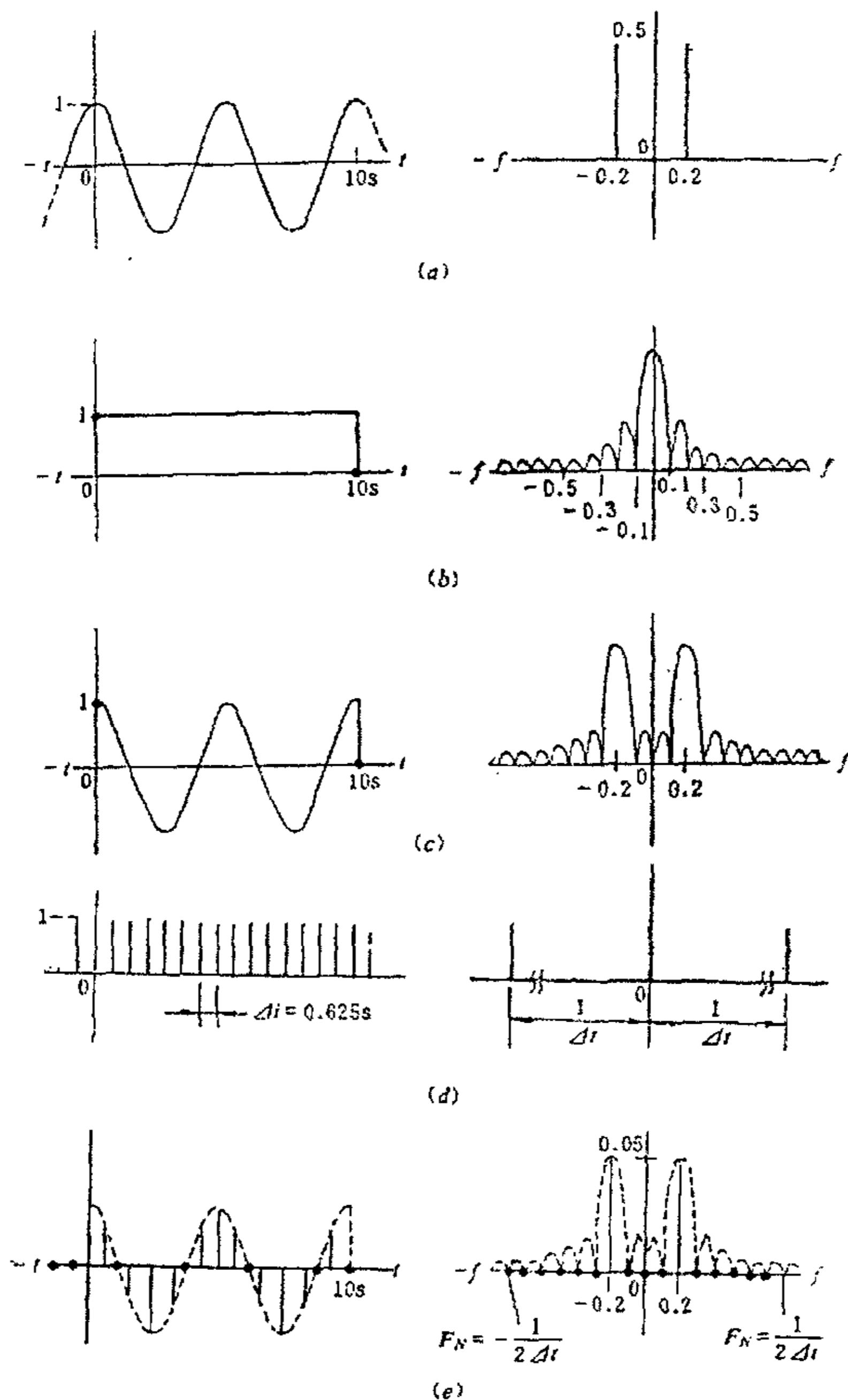


图 4.1 窗中周期的泄漏(I)^[31]

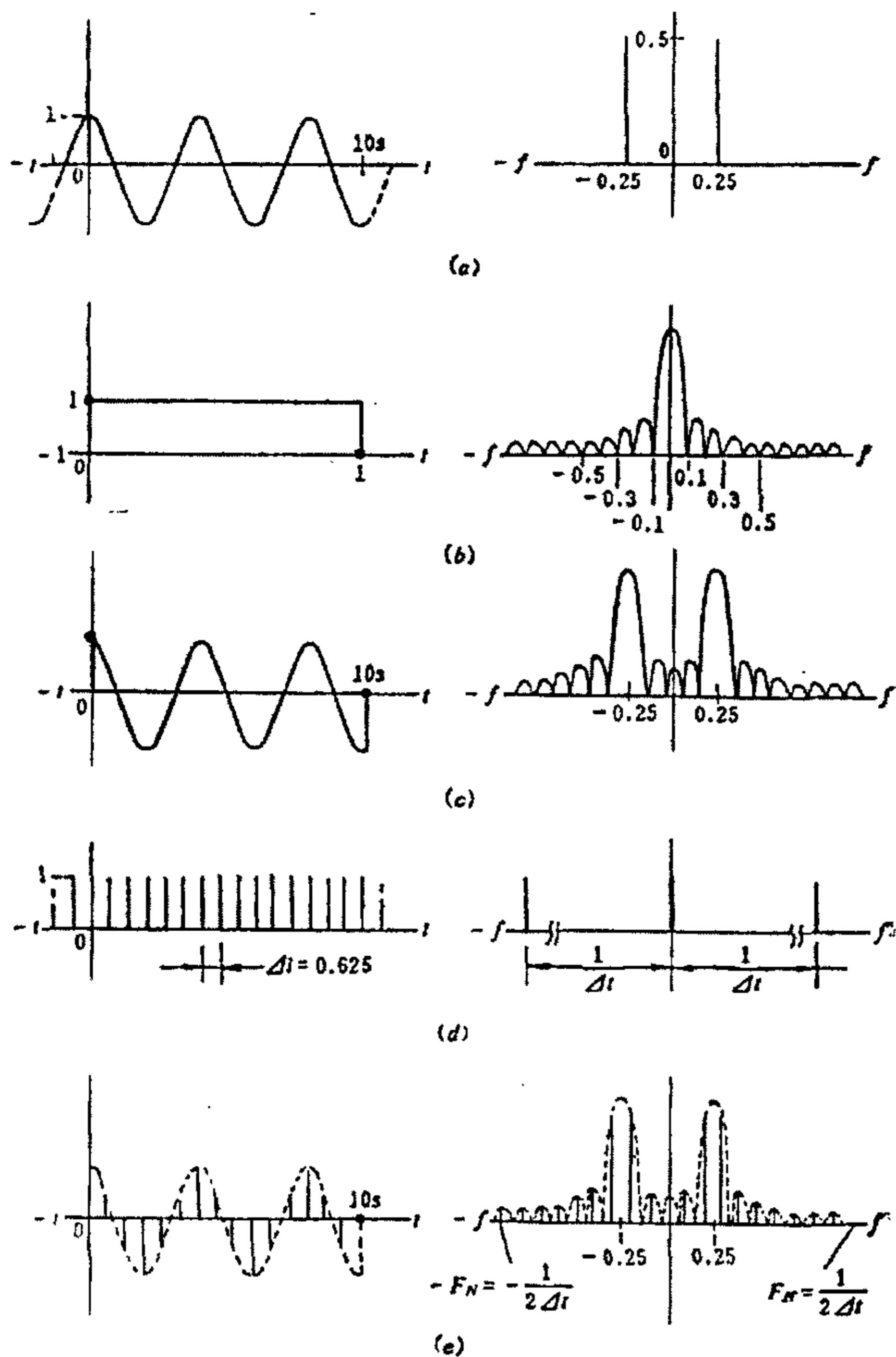


图 4.2 窗中周期的泄漏(2)^[31]

图 4.1(e) 表示取样结果, 其波形包络线用虚线表示。从图中可

以看出，两个包络线的峰值恰好对应于 $\pm 0.2\text{Hz}$ 处样本点，这恰恰是图 4.1(a) 中的余弦波的频率，而其余样本落在包迹值为零的各个点处。实际上，这恰好是余弦波的线谱。图 4.1(e) 中没有出现泄漏，这是因为取样窗所截的余弦波的周数为整数，余弦波的频率恰好落在各个样本点上，所有其它的样本点都只在幅值包络线的各个零点处。

再看图 4.2(e)，当余弦波的频率改变后，结果就有明显的变化。包络线幅值的两个最大值落在了 0.2Hz 与 0.3Hz 之间，这就使得两个样本落在每个主叶最大值的两侧，而其余频域样本则落在侧叶的峰值上。这种现象就是泄漏误差^[32]。频谱泄漏对频域函数的实部与虚部的影响程度相同，既影响幅值也影响相位。

由于泄漏误差是因余弦波周期与窗宽的关系不协调所造成的，理论上只要调节窗的宽度，使窗内波形的周期为整数，就可以消除泄漏误差。采用传统的基-2 FFT 算法所选择的采样频率及采样点数往往不能保证一组采样数据中所包含的工频周期恰好是整数。为满足整周期截断条件，采用混合基 FFT 算法对电力系统工频 50Hz 信号进行频谱分析，理论上可消除频谱泄漏现象。但是，实际上电力系统的工频信号由于受到电网中各种因素的影响，其基波频率并非理想的 50Hz ，而是在其一定范围内波动。这时，如果仍将信号的周期当作 20ms 去处理，就会造成处理结果的误差。虽然可以对周期进行实测后确定采样频率，使之满足整周期截断条件，但是这种方法较为繁琐。实践证明，结果不甚理想。

4.2 相关分析法的应用

4.2.1 引言

基于上述情况，提出了一种新的数字化处理方法：即是将采集到的数据用数字滤波与相关分析相结合的方法进行处理，用以提取出基波信号并计算基波的相位角差^[33]。首先应用数字滤波将两路信

号尽可能限制在基波附近，去除高次谐波，然后应用相关分析技术滤除漏过数字滤波器的噪声信号，并且计算出两个同频信号的相位差。

在带电检测电容型设备的介质损耗角的过程中，电力线上的谐波信号和空间电磁干扰等不可避免地混杂在需要进行后续处理的电压、电流信号中。这些干扰信号的影响对于本来就很小的介质损耗角来说是非常大的，所以，在进行处理之前，第一步要对采集得的信号进行数字滤波。

在设计合适的窄带通 FIR 滤波器对信号滤波之后，建议采用相关法对两路信号进行互相关运算。互相关算法不但能滤除信号中的白噪声，提取出有用的基波分量，并且可以方便地用有关公式直接计算出两路同频信号的相角差。这种方法的突出优点在于不必考虑基波信号的确切频率，只需要满足两路信号是同频信号这一条件就可以了。这给数字处理工作带来了很大的方便。

4.2.2 相关分析定义

在信号处理中，相关是在时域中进行信号分析的常用方法，它对抑制随机干扰、提高信噪比是非常有效的手段。对两个信号作相关分析可以了解它们之间的相似程度，如同频域里的谱分析一样，时域里的相关分析几乎在信号处理的所有领域里都有应用，例如图像处理、卫星遥感、雷达及超声探测、通信及控制工程、医学和生物工程等。

相关函数分为自相关函数与互相关函数。自相关函数描述的是随机信号在时间间隔为 τ 的任意两个时刻 t 与 $(t + \tau)$ 取值 $x(t)$ 与 $x(t + \tau)$ 的相关性，记为 $R_x(\tau)$ 或 $E[x(t)x(t + \tau)]$ 。当记录时间 T 不为 ∞ 时，求得的值是估计值，记为 $\hat{R}_x(\tau)$ 。定义如下：

$$R_x(\tau) = E[x(t)x(t + \tau)] = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{T} \int_0^T x(t)x(t + \tau) dt \quad (4-1)$$

它描述一个随机过程中相隔 τ 的两个不同时刻的取值的相关程度。

两个信号 $x(t)$ 、 $y(t)$ 的互相关函数 $R_{xy}(\tau)$ 的定义式如下：

$$R_{xy}(\tau) = E[x(t)y(t+\tau)] = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{T} \int_0^T x(t)y(t+\tau)dt \quad (4-2)$$

它描述了两个不同的随机过程在相隔 τ 的两个不同时刻取值的相关程度。

其中 T 是平均时间。互相关函数可以理解为两个信号的乘积的时间平均，其中一个信号在时间上移动（超前或滞后） τ 秒， τ 被称为时差。

两个信号的互相关函数是一个有用的统计量，它可以用来了解两个未知（随机的或非随机的）的信号的相似程度，或者两个已知（相似或相同）信号之间的时间关系。例如图 4.3 中的信号 $x(t)$ 和 $y(t)$ ，只需调整它们之间的时差 τ ，就可以求得 $R_{xy}(\tau)$ 的最大值，从而了解它们之间的相似程度，如果已知这两个信号是相似的，则从这个 τ 值就得到它们之间的时间延迟。

在介损测量中，由于系统电压中存在各种脉冲及杂波干扰，要从 50Hz 信号中区别出微小的相差，达到准确测量的目的，必须运用 FFT 数字滤波及相关技术以比较被测的两路信号的相关性。对于相对测量来说，基准与被测信号的波形是相似的，因而由相关技术可求出两路信号的角差。

相关技术是当信号和噪声的频带重叠时，把信号从噪声中提取出来的有力工具。在这里使用相关技术，主要是为了滤除漏过数字滤波器的噪声信号，并且计算出两个同频信号的相位差。

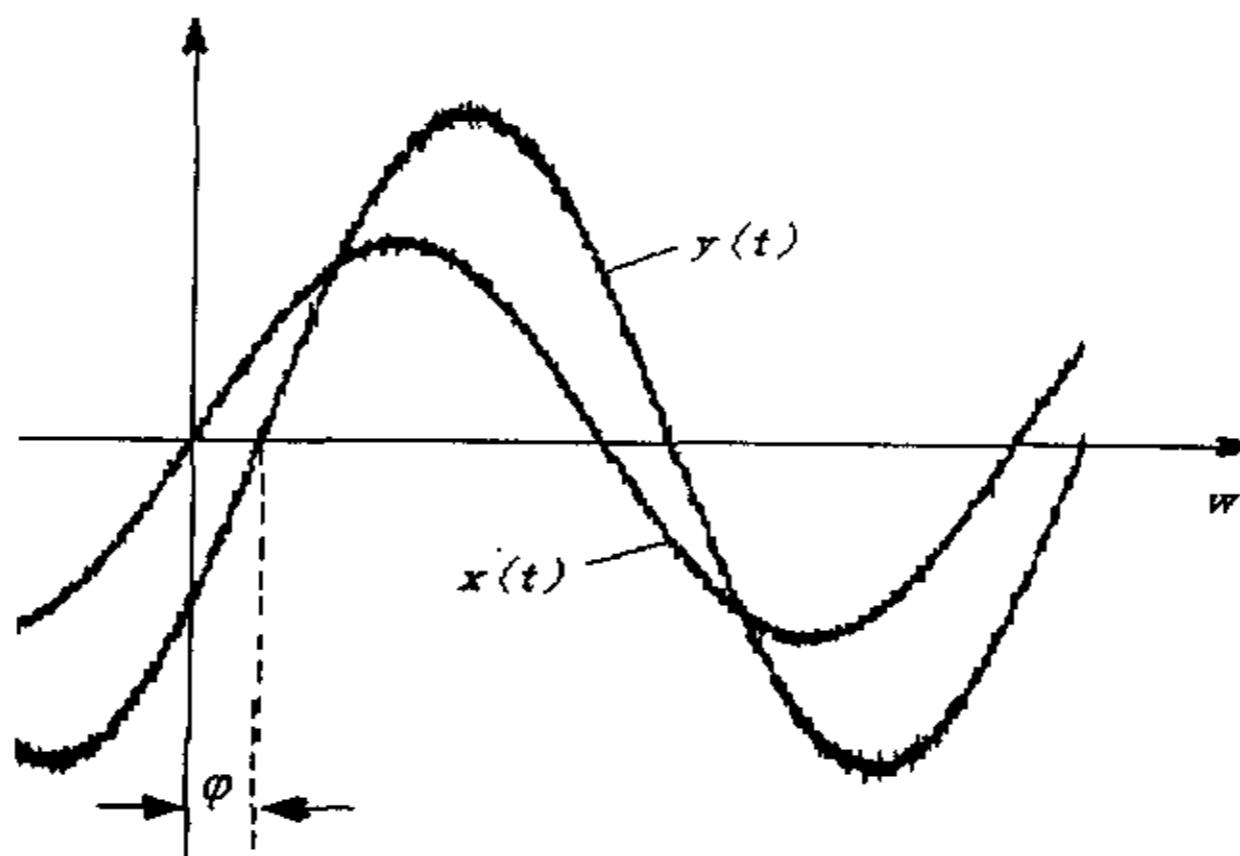
4.2.3 用相关法计算相位差的原理

从高压电容型试品上获得的两路信号（如前图 3.3 中的 u_{i1} 及 u_{i2} ）可以看作相位差为 φ 的两个同频信号 $x(t)$ 、 $y(t)$ ，如图 4.3 所示。它们都存在于噪声的干扰中，即

$$\begin{aligned} x(t) &= A \sin(\omega t + \theta) + N_x(t) \\ y(t) &= B \sin(\omega t + \theta + \varphi) + N_y(t) \end{aligned}$$

式中，A、B 分别为 $x(t)$ 、 $y(t)$ 中确定性信号的幅值；

$N_x(t)$ 、 $N_y(t)$ 分别为 $x(t)$ 、 $y(t)$ 中的噪声。

图 4.3 相位差为 φ 的两个同频信号 $x(t)$ 、 $y(t)$

按前 (4-2) 式, $x(t)$ 与 $y(t)$ 的互相关函数 $R_{xy}(\tau)$ 为

$$\begin{aligned}\hat{R}_{xy}(\tau) &= \frac{1}{T} \int_0^T x(t)y(t+\tau)dt \\ &= \frac{1}{T} \int_0^T [A \sin(\omega t + \theta) + N_x(t)] \{B \sin[\omega(t+\tau) + \theta + \varphi] + N_y(t+\tau)\} dt\end{aligned}$$

当 $\tau = 0$ 时

$$\begin{aligned}\hat{R}_{xy}(0) &= \frac{1}{T} \int_0^T [A \sin(\omega t + \theta) + N_x(t)][B \sin(\omega t + \theta + \varphi) + N_y(t)] dt \\ &= \frac{1}{T} \left[\int_0^T AB \sin(\omega t + \theta) \sin(\omega t + \theta + \varphi) dt + \int_0^T N_x(t)B \sin(\omega t + \theta + \varphi) dt \right. \\ &\quad \left. + \int_0^T N_y(t)A \sin(\omega t + \theta) dt + \int_0^T N_x(t)N_y(t) dt \right]\end{aligned}$$

由于噪声 $N_x(t)$ 、 $N_y(t)$ 与 $\sin(\omega t + \theta)$ 、 $\sin(\omega t + \theta + \varphi)$ 不相关, 而且噪声 $N_x(t)$ 、 $N_y(t)$ 之间也不相关, 故

$$\begin{aligned}\hat{R}_{xy}(0) &= \frac{1}{T} \int_0^T AB \sin(\omega t + \theta) \sin(\omega t + \theta + \varphi) dt \\ &= \frac{1}{T} \int_0^T AB \sin(\omega t + \theta) [\sin(\omega t + \theta) \cos \varphi + \sin \varphi \cos(\omega t + \theta)] dt \\ &= \frac{1}{T} \left[\int_0^T AB \sin^2(\omega t + \theta) \cos \varphi dt + \int_0^T AB \sin(\omega t + \theta) \cos(\omega t + \theta) \sin \varphi dt \right]\end{aligned}$$

因为三角函数的正交性，上式中第二项为零，于是

$$\begin{aligned}\hat{R}_{xy}(0) &= \frac{1}{T} \int_0^T AB \sin^2(\omega t + \theta) \cos \varphi dt \\ &= \frac{AB}{T} \cos \varphi \int_0^T \sin^2(\omega t + \theta) dt \\ &= \frac{AB}{2T} \cos \varphi \int_0^T [1 - \cos 2(\omega t + \theta)] dt \\ &= \frac{AB}{2} \cos \varphi\end{aligned}$$

所以可得

$$\cos \varphi = \frac{2\hat{R}_{xy}(0)}{AB}, \varphi = \arccos \frac{2\hat{R}_{xy}(0)}{AB} \quad (4-3)$$

由式(4-3)可见，计算出两个信号的幅值 A、B 以及它们在延迟 $\tau = 0$ 时的互相关函数值 $\hat{R}_{xy}(0)$ 则可知 $\cos \varphi$ ，进而可得相位差 $\varphi^{[31]}$ 。

4.2.4 幅值 A、B 的求取

用自相关法计算信号 $x(t)$ 、 $y(t)$ 各自的自相关函数 $\hat{R}_x(\tau)$ 、 $\hat{R}_y(\tau)$ 。
信号 $x(t)$ 的自相关函数

$$\hat{R}_x(\tau) = \frac{1}{T} \int_0^T x(t)x(t+\tau) dt \quad (4-4)$$

当 $\tau = 0$ 时

$$\begin{aligned}\hat{R}_x(0) &= \frac{1}{T} \int_0^T x^2(t) dt = \frac{1}{T} \int [A \sin(\omega t + \theta) + N_x(t)]^2 dt \\ &= \frac{1}{T} \int [A^2 \sin^2(\omega t + \theta) + 2AN_x(t) \sin(\omega t + \theta) + N_x^2(t)] dt\end{aligned}$$

当噪声强度小于幅值 A 时，上式第三项可忽略；而其第二项因属不相关性，也将为零。从而排除了干扰噪声的影响，于是有

$$\hat{R}_x(0) = \frac{1}{T} \int_0^T A^2 \sin^2(\omega t + \theta) dt = \frac{A^2}{2}$$

故有

$$A = \sqrt{2\hat{R}_x(0)} \quad (4-5)$$

同理可得

$$B = \sqrt{2\hat{R}_y(0)} \quad (4-6)$$

4.2.5 相关函数的离散时间表达式

若信号 $x(t)$ 的采样序列为 $x(n)$, $n = 0, 1, 2, \dots, k-1$, 信号 $y(t)$ 的采样序列为 $y(n)$, $n = 0, 1, 2, \dots, k-1$, 则

$$\hat{R}_{xy}(0) = \frac{1}{k} \sum_{n=0}^{k-1} x(n)y(n) \quad (4-7)$$

$$\hat{R}_x(0) = \frac{1}{k} \sum_{n=0}^{k-1} x^2(n) \quad (4-8)$$

$$\hat{R}_y(0) = \frac{1}{k} \sum_{n=0}^{k-1} y^2(n) \quad (4-9)$$

其中 k 为采样点数。从而, 计算 $\cos\varphi$ 所需要的各个相关函数值均可由 (4-7) 至 (4-9) 式得出。

用相关法求取两组同频信号的相角差时, 能够在求得相角差的同时过滤掉与基波不同频率的白噪声分量, 并且, 它的突出优势在于克服了快速傅立叶变换计算相角差过程中出现的频谱泄漏现象, 对于任何同频信号都可以精确地求得相对相角差。

4.3 仿真测试

数字滤波技术是数字信号处理中使用得较为广泛的一种线性系统环节。数字滤波包括无限长单位脉冲响应(IIR)滤波器和有限长单位脉冲响应(FIR)滤波器。其中 FIR 滤波器可以在幅度特性随意设定的情况下, 保证相位与频率呈线性关系。

由于测量的对象是相位角, 因此可采用 FIR 滤波器对同时采集来的两路信号进行滤波。设计带通范围为 49~51Hz 的窄带通 FIR 滤波器, 对两路信号进行滤波。由于 FIR 滤波器对幅度特性不敏感, 所以滤波过程引起的两路信号的相位漂移相同, 即相对相移为零, 不会造成附加误差。将原始数据经过滤波后, 用相关法可方便地求出两路信号的相角差。

在仿真分析中, 输入正弦波用来模拟现场实际的基准数据, 而经过延迟后的正弦波可用来模拟现场实际的被测数据。本文所讨论

的角差即是该基准数据与被测数据之间的角差。两波形经过上节所述相关分析公式(4-3)~(4-9)式计算得两波形之间的相位差。在此仿真工作中，通过改变输入正弦波及时间延迟、采样点数等参数来验证相关法应用的效果；且通过整周期采样和非整周期采样所得数据与理论所求得数据相比较，以作为判断相关分析法是否能消除频谱泄漏效应的依据。

仿真时输入两组正弦波，分别是：

$$\begin{aligned} a &= \sin(100\pi t) + 0.1 \cdot \sin(300\pi t) + 0.4 \cdot \sin(500\pi t) \\ b &= \sin(100\pi t + \Delta t) + 0.1 \cdot \sin(300\pi t + \Delta t) \\ &\quad + 0.4 \cdot \sin(500\pi t + \Delta t) \end{aligned}$$

即此时假设仅有3次、5次谐波，而 Δt 为两路波形的时延。

1. 采样率的改变对相关分析法准确度的影响

经过FIR滤波器滤波后，通过改变采样点数或两波形间的时延用以发现其对相关分析法结果的影响，仿真实验结果如表4-1所示。

表4-1 改变采样点数或波形时延对相关分析算法结果的影响

仿真条件		理论值(Δt)	算法误差(相关分析)
改变采样点数	采样点数 (每周期)		
	360	0.0524	0
	400	0.0471	0
	700	0.0269	0
改变两波形时延 (采样率不变)	两波形时延		
	$2\pi * 5/400$	0.0785	0
	$2\pi * 3/400$	0.0471	0
	$2\pi * 11/400$	0.1728	0

由此可见，无论是改变采样点数或改变两路波形时延，对相关分析算法结果并无影响。

2. 整周期采样与非整周期采样对于相关法的区别

经过 FIR 滤波器滤波后，通过改变取样的数据长度来分析基于相关分析的算法与原基 2-FFT 算法对于角差计算的区别。另外，通过在仿真实验中对实验数据是否加 FIR 滤波所得结果的不同进行分析。仿真实验结果如表 4-2 所示：

表 4-2 谐波处理后基于相关分析的算法误差

取 样 的 周 期 (弧 度)	理 论 值 Δt^*	算 法 相 对 误 差	
		基 于 相 关 分 析	基 2-FFT
		$\frac{\text{计 算 值(相 关 法)} - \text{理 论 值}}{\text{理 论 值}} \times 100$	$\frac{\text{计 算 值 (F FT 法)} - \text{理 论 值}}{\text{理 论 值}} \times 100$
2 π	0.0262	0	0
3 π	0.0262	0	-3.1
3.5 π	0.0262	-0.5	-1.1
2.5 π	0.0262	-0.7	-3.0
2.01 π	0.0262	0.3	1.1

*每周期采 720 个点， $\Delta t = 2\pi \times 3/720$

表 4-3 谐波处理前后对于基于相关分析的算法误差的区别

滤 波 状 况	仿 真 条 件	理 论 值	算 法 误 差 (相 关 分 析)
		Δt^*	$= \frac{\text{计 算 值} - \text{理 论 值}}{\text{理 论 值}} \times 100$
滤 波 前	整 周 期 取 400 个 点； $\Delta t = 2\pi \times 3/400$	0.0471	24.9
滤 波 后	$\Delta t = 2\pi \times 3/720$	0.0471	0

*每周期采 400 个点， $\Delta t = 2\pi \times 3/400$

由上述仿真实验结果可见：应用相关分析方法在理论上可以做到对于两相似波形时间延迟的准确计算；因已用数字滤波处理滤去高次谐波，再应用相关分析技术可求得两波形之间的角差。

仿真实验结论如下：

在相关分析前宜应用滤波器滤去高次谐波。

整周期采样与非整周期采样对于应用相关分析法并无区别，而对于应用原先的基 2-FFT 算法，则有较大区别。也即说明了相关分析方法对于介损测量较以前有改进作用。

采样率或两波形间时延的改变对于基于相关分析法的角差测量的准确度基本上无影响。

4.4 现场实测数据分析

以前面第三章所述的银川供电局的实测数据为样本，由工控机传送过来的数据为离散信号。分别应用原来的在线检测相对测量法与基于相关分析的相对测量法对数据进行分析。如前所述，因 3207、3209 传感器的性能相对稳定，设备状态正常，故以它们作为试验样本。即基准信号来自传感器 3207，被测信号来自传感器 3209。

采集数据用的工控机已设定每个周期采集 4290 个点。因硬件设计时基准波采样率与被测波采样率 $4290/20\text{ms}$ ，周期均为 20ms 。采样结束后所得波形如图 4.4 所示，基准波与被测波均延拓 5 个周期。分别进行 FIR 滤波后进行相关分析。

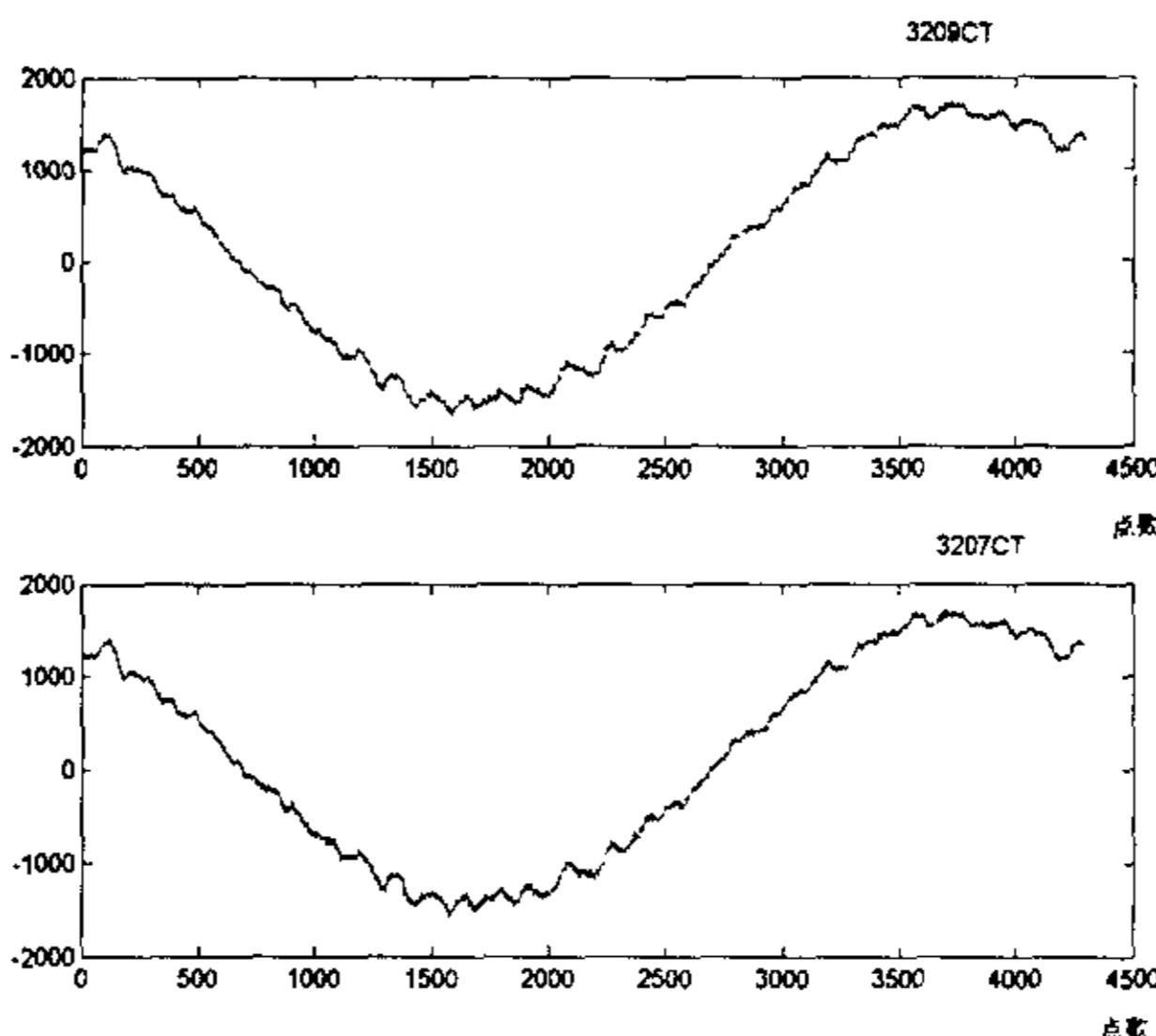


图 4.4 现场实测数据波形图

因硬件采集数据时采用的是便携式设备，先采集基准信号的数据，经过一个时延 T 后再采被测波形的数据；而且两传感器的校正系数不同，还需要减去因传感器校正系数不同而带来的误差。其公式如下：

$$\delta = \tau - T - (k - k_1) / 100 \quad (4-10)$$

对式中符号的解释如下： τ 为这两波形经过滤波处理、再进行相关分析后所计算得到的相角差值， T 为硬件控制的采样间隔， k 、 k_1 分别为被测传感器和基准传感器的校正系数。

在实际测量中，被测量与基准量有着相同的采样率和采样周期。表 4-4 中数据为上一章中表 3-4 中的 3207#CT 与 3209#CT 的差值，用以对照相关分析法与原基 2-FFT 方法在介损相对测试中的区别。表 4-5 中数据为由上述便携式设备采样并处理后的数据分别运用相关分析法或原基 2-FFT 法得到的结果。由表 4-4 及表 4-5 中数据可见，由于基本消除了因为“频谱泄漏”现象所带来的误差，基于相关法测量的相对介损差值远比原基 2-FFT 方法所求的相对介损差值要精确。

在分析中，对信号作相关运算时，为保证因有限记录长度所造成的误差最小，需满足如下条件：

选择记录长度 $T \geq 5T_0$ ， T_0 是信号中最低频率分量的周期，因此在分析时将两数据波形均延拓到了 5 个周期。

两个信号的时差 τ （即重叠区间）应在纪录长度 T 的 20% 以内调整。

如不满足以上条件时，基于相关分析的相对介损值分析就不会得到精确的结果。

表 4-4 最近一次停电试验的测试数据

相别	A 相	B 相	C 相
$\Delta \tan \delta (\%)^*$	0.021	-0.002	-0.02

*基准为 3207#CT，被测为 3209#CT； $\Delta \tan \delta$ 为差值

表 4-5 基于现场实测数据的相关分析法与原基 2-FFT 法的比较

试验条件	被测相	基于相关测量法的结果 $\Delta \tan \delta$ (%)	基于原基 2-FFT 法的结果 $\Delta \tan \delta$ (%)
2001-7-20 晴 (刚下过雨) 17°C~24°C	A 相	0.05	-0.06
	B 相	-0.06	-0.13
	C 相	-0.04	0.05
2001-7-24 晴 (刚下过雨) 17°C~24°C	A 相	1*	0.12
		2	0.05
	B 相	-0.03	-0.06
		-0.03	0.02
	A 相	1	0.07
		2	0.08
		3	0.07
		4	0.04
2001-7-26 阴有时有雨 20°C~27°C	B 相	1	-0.10
		2	-0.07
		3	-0.06
		4	-0.14
	C 相	1	-0.08
		2	-0.14
		3	-0.07
		4	-0.12
2001-7-27 晴 17°C~24°C	A 相	1	0.12
		2	0.11
	B 相	1	-0.11
		2	-0.13
	C 相	1	-0.08
		2	-0.10
2001-7-30 晴 20°C~27°C	A 相	1	0.08
		2	0.09
	B 相	1	-0.15
		2	-0.14
	C 相	1	-0.03
		2	-0.12

*表示同一天内第几次测量所得结果

4.5 测量误差

在实际测量中，测量设备精确度有限，测量方法或测量手段不完善，测量程序不规范及环境因素等的影响，都会导致测量结果或多或少地偏离被测量的真值^[34]。测量结果和被测量真值之差就是测量误差。测量误差的存在是不可能完全避免的。本节将就本文中现场试验时所带来的各种误差进行分类及分析。

在进行各种参量的测量时，测量结果不但要受到所使用的测量方法、测量系统和环境特性的影响，而且在由测量人员进行测量时又加进了个人的因素，这些影响都可能是误差的来源。根据测量误差理论，测量误差按其性质来分，则可分为：系统误差、随机误差和疏失误差。

(1) 系统误差

系统误差是数值及符号固定的或按一定规律变化的误差。这种误差是以测量值的平均值偏离真值的形式出现的，本次现场试验中的系统误差来源于测试设备的基本误差、测量方法理论不够完善等等。如试验所用测量线路及带电检测仪均会带来系统误差。

(2) 随机误差

随机误差也称偶然误差，是数值和符号都不稳定的误差，在大量的重复测试中，它们是以统计学的规律分布的。这种误差往往是由周围环境的影响而产生的，是一种极为复杂而又必然产生的误差，一般来说，它是无法消除的。在本次试验中，随机误差产生于试验条件的微小变化，如现场温、湿度波动、电磁场扰动等。

(3) 疏失误差

疏失误差是在测量中出现不应有的错误而产生的误差。这是由于测试人员在测量操作过程中的读错、写错及测量上的疏忽等引起的误差，或是因仪器的故障及反常引起的误差。测试过程中凡包含了此类误差的测量结果是不可靠的，应当舍弃不用。

在本次现场试验中还有由于两路电流信号的提取和传输过程中所产生的误差：在测试过程中，两路电流信号是经过不同的处理回路进入测试系统的。由于两电路的特性的不完全一致，它们对相角

的影响也不同，这将直接影响到介质损耗角的测量结果。如图 4.5 所示。

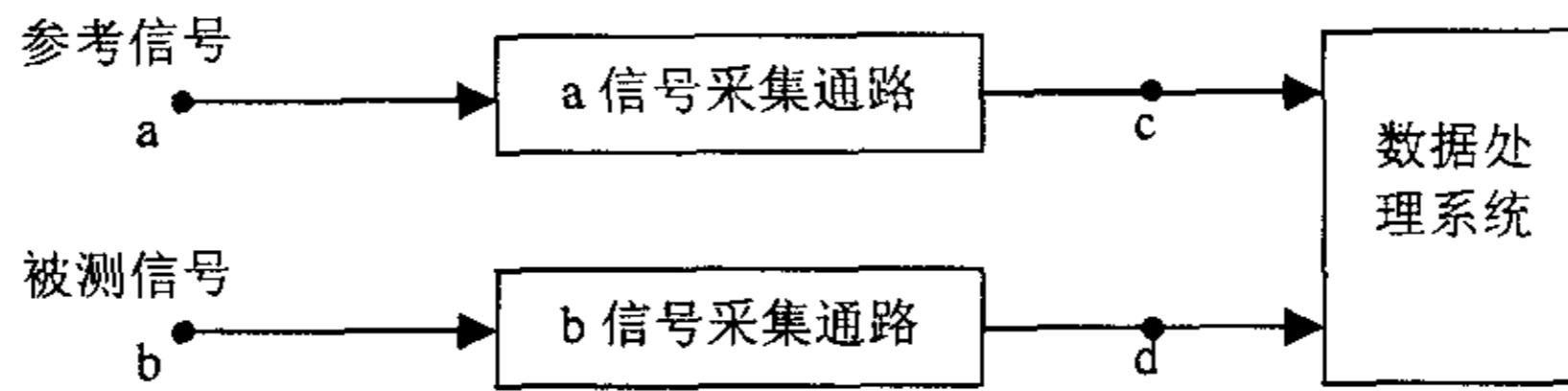


图 4.5 两路电流采集电路的测量误差示意图

图中，如原来两信号的相角差 $\phi_{ab} = \delta$ 。当两路电流信号经过不同的采集通道后，到 cd 处时相角差为： $\phi_{cd} = \delta + \theta$ 。因而由于采集及传输方面的原因造成介质损耗角的测量相对误差为：

$$|\Delta\delta| = \frac{\theta}{\delta} \times 100\%$$

由此可以看出，减小两路电流信号采集通道和传输线路的差异是减小介质损耗角相对测量误差的一项重要措施。本文虽然已采用同样类型的电流传感器以获取两路电流信号的方法，已在很大程度上减小这项误差的影响，但处理时还是需要将各个传感器的校正系数考虑进去，才能使得测量结果更为准确。

而随机噪声信号可看作不同频率的信号的叠加，因此也包括与基波信号同频率的分量。经过数字滤波，与基波同频率的噪声分量也和基波一起通过，这必然造成一定的误差。但此误差往往为随机误差，就单次测量而言，随机误差无规律；其大小和方向不可预知，但当测量次数足够多时，随机误差具有对称性、抵偿性等特点。故当 $n \rightarrow \infty$ 时，随机误差的代数和为零。因此，由随机噪声产生的误差可采用多次测量平均值的方法予以消除。

4.6 本章小结

由于原来对于介质在线相对测值进行分析的原基 2-FFT 的软件分析法存在频谱泄漏效应的问题，本章首先分析了原基 2-FFT 分析方法产生频谱泄漏效应的机理，并基于此提出了应用数字滤波技术与相关分析技术相结合的方法解决之。然后通过数值仿真以及现场的实测数据的对比以分析该改进方法的有效性。本章结论如下：

1. 采用传统的基 2-FFT 算法所选择的采样频率及采样点数往往不能保证一组采样数据中所包含的工频周期恰好是整数。因为实际电力系统的工频信号由于受到电网中各种因素的影响，其基波频率并非理想的 50Hz，而是在其左右一定范围内波动。这时，如果仍将信号的周期当作 20ms 而采用基 2-FFT 算法去处理，就可能造成处理结果的误差。
2. 基于上述情况，应用数字滤波与相关分析相结合的方法进行处理，用以提取出基波信号并计算基波的相位角差。可计算出两个同频信号的相位差。理论分析、数值仿真以及对现场实验数据的分析均表明：相关分析与数字滤波技术相结合能得到较好的结果。
3. 整周期采样与非整周期采样对于应用相关分析法并无区别，而对于应用原先的基于基 2-FFT 算法，则有较大区别。这也说明了相关分析方法基本消除了原方法因为泄漏效应而带来的误差，因此应用此改进方法对于介损在线相对检测将有明显的改进作用。

第五章 结论

本文通过理论分析并结合现场实测数据详细分析了介损在带电检测值与预试测值间的可对比性。针对目前 $\tan \delta$ 在线检测中存在的基准电压选取及环境因素影响等问题，应用“综合相对测量法”来测量 $\tan \delta$ ，并从理论和现场应用的角度验证了它的效果。此外考虑到原来对 $\tan \delta$ 相对测值进行分析的基 2-FFT 的算法在现场实际情况中存在频谱泄漏效应，以致影响测试结果，建议采用数字滤波技术结合的相关分析技术来予以改进。结论如下：

1. 基于现场高压下带电检测与停电预试试验所得数据的对比分析，表明带电检测确实可以较低压下预试试验更真实地反映被测设备的绝缘情况，且宜对该设备高压下 $\tan \delta$ 带电测值的历史数据进行综合比较，以消除相间干扰的影响，及时地反映设备的绝缘变化趋势。
2. 理论分析及现场应用结果均表明，采用对 $\tan \delta$ 的“综合相对测量法”确实能够有效地克服“绝对测量法”中由 PT 引入的不稳定测量误差及现场环境中各种外界因素的影响，在测量稳定性及准确性上有明显的改善，可以较好地满足工程应用的要求。本文在此基础上，提出综合考虑表征该设备绝缘状态的其它参量的思想，可较有效地确定设备的状态或存在缺陷的设备的故障类型。
3. 理论分析、数值仿真以及对现场实验数据的分析均表明，在介损的相对测量中应用相关分析与数字滤波技术相结合可以得到较好的结果。解决了原基 2-FFT 算法处理 $\tan \delta$ 相对测试时在现场所面临的频谱泄漏问题，使得测试结果较原算法所得结果精确很多，这对于介损的准确测量可较以前有明显改进。

因限于条件，本文的在线试验数据还仅限于采用便携式带电检测仪，以致还不能保证同步采样，使相对测量分析时增加了测量误差，希望今后在用集中式检测系统同步测量时对此作进一步验证。

致 谢

本文是作者在西安交通大学电气工程学院高电压技术教研室三年硕士研究生阶段学习、研究工作的总结，是在导师严璋教授的悉心指导下完成的。在这近三年的硕士研究生学习和研究工作中，导师的精心指导和培养使学生在各个方面都受益非浅，分析问题、解决问题及独立工作的能力有很大提高，在此谨向严老师表示衷心的感谢。

在高压教研室学习的三年是我人生中一段非常有意义的经历，在这个学术气氛活跃、团结友爱的集体里，大家互相帮助，彼此探讨学术问题，共同提高。在此要感谢我的师兄尚勇博士生、王晓蓉博士生；我的同窗好友郭宗军硕士生、胡龙龙硕士生以及本课题组的其他硕士生如董明、赵文彬、李辉、周海洋和闫春江等。在本文的课题研究及写作过程中，他们积极合作，提出有益的建议并给予很大帮助。同时要感谢黄新红老师，是她不厌其烦的教诲和帮助使论文的研究工作得以顺利进行。

此外，承蒙董连文老师和张冠军老师审阅了本文初稿并提出了许多宝贵意见，在此向几位老师表示诚挚的感谢。感谢王苗硕士生在我最困难的时候给予我全力的支持和鼓励。最后，感谢我的父母，他们的无私的爱和默默的奉献使我能够全身心地投入学习和工作，最终完成论文的研究与写作。

参 考 文 献

1. 严璋. 电气绝缘在线检测技术. 北京: 水利电力出版社, 1995
2. 陈化钢. 电气设备预防性试验方法. 北京: 水利电力出版社, 1994
3. 王乃庆. 绝缘在线监测技术的实用性、经济性和可靠性. 电网技术, 1995, 19(11): 54~56, 60
4. 杨敏中. 正交滤波算法在电容型设备介损在线检测中的应用: [硕士学位论文]. 西安: 西安交通大学电气工程系, 2001
5. 黄新红, 严璋. 高压电容型设备在线检测方法的研究. 高压电器, 1996, 32(4): 41~45
6. 汪宏正, 何志兴, 张古银. 绝缘介质损耗与带电测试. 合肥: 安徽科学技术出版社, 1988
7. 朱德恒, 严璋. 高电压绝缘. 北京: 清华大学出版社, 1992
8. G.Y. Zhang . Calculation and Analysis of Effectiveness of Measuring Parameters during On-line Diagnosing Capacitive-type Insulation . In: Second Sino-Japanese Conference on Electric Insulation Diagnosis, Shanghai, China, 1992: 129~132
9. 董其国等. 电力设备绝缘在线监测技术专题综述. 江苏: 常州供电局, 江苏省电力试验研究所, 中国电力工业设备诊断技术专业协会, 1996
10. 蔡国雄. 在线监测与诊断技术的特点及发展方向. 高电压技术, 1992, 18(1): 35~39
11. D. M. Allan, M. S. Blundell, K. J. Boyd et al. New Insulation Diagnostic and Monitoring Techniques for In-Service HV Apparatus. Proceedings of the 3rd International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials, Japan, 1991: 448~451
12. D. M. Allan, K. J. Boyd, D. D. Hinde. A Continuous Insulation Monitor for High Voltage Transformer Bushings. 7th International Symposium on High Voltage Engineering, German, 1991: 119~122
13. D. Allan, M. Blundell, K. Boyd et al. New Techniques for Monitoring the Insulation Quality of In-service HV Apparatus. IEEE Trans. on Electrical Insulation, 1992, 27(3): 578~585
14. G.X.Cai. The On-line Dielectric Loss Measurement by Voltage

- Comparator Method. Proceeding of 1994 International Joint Conference, Osaka, Japan, 1994: 127~130
15. 蔡国雄, 胡兆明, 王建民. 介质损耗测量的过零点电压比较法. 电网技术, 1995, 19(10): 1~5
16. 魏新劳, 韩树郁. 过零时间差法介质损失角正切测量技术. 哈尔滨电工学院学报, 1995, 18(3): 298~303
17. 马为民, 吴维韩. $\tg\delta$ 数字测量中过零比较法的应用. 高压电器, 1996, 32(1): 25~28
18. 马为民, 吴维韩. 便携式数字介质损耗测量仪的研究. 高电压技术, 1996, 22(1): 92~94
19. X. L. Wei, S. Ma, J. L. Zhu et al. The Zero-Crossing Time Difference Method for Measurement of Loss Tangent. In: Proceedings of 1996 Asian International Conference on Dielectrics & Electrical Insulation and 4th Japan-China Conference on Electrical Insulation Diagnosis, Xi'an, China, 1996: 441~444
20. Y.Q.Cui. The Study on the Problem of Measuring Dielectric Loss for Large Capacitance Electric Apparatus with Schering Bridge and Shunt. Proceedings of the 3rd International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials, Japan, 1991: 1196~1199
21. 陈鹏云, 贺景亮, 赵生和等. 绝缘介质损耗因数在线监测的研究. 高电压技术, 1994, 20(4): 36~38
22. P Vujovic, R K Fricker. Development of an On-line Continuous Tan(δ) Monitoring System. Conference Record of the 1994 IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Pittsburgh, USA, June 5-8, 1994: 50~53
23. 吕延锋, 钟连宏, 王建华. 电气设备绝缘介质损耗测量方法的研究, 高电压技术, 2000, 26(5): 38~41
24. 郑本旺. 分散式绝缘在线监测. 高电压技术, 1995, 21(1): 44~46
25. 傅宾兰. 电容型电气设备带电及在线监测仪的研制. 电网技术, 1995, 19(5): 29~34
26. 吕延锋, 陈长瑜. 用 MCS—8098 单片机实现的介质损耗测量系统. 高电压技术, 1996, 22(2): 64~66
27. B. L. Fu. Hot-line Monitoring Instrument of Capacitive Apparatus in Power Systems. In: Proceedings of 1996 Asian International

- Conference on Dielectrics & Electrical Insulation and 4th Japan-China Conference on Electrical Insulation Diagnosis, Xi'an, China, 1996: 417~420
- 28. 贺景亮. 无源介损传感器研究总结报告. 武汉: 武汉水利电力大学, 1996
 - 29. P.N. Ding, E.D. Zhao. Digital Measurement Technique of Dielectric Loss Angle Tangent. In: Second Sino-Japanese Conference on Electric Insulation Diagnosis, Shanghai, China, 1992: 133~135
 - 30. 黄新红. 高压电容型设备 $\tan\delta$ 在线检测技术的研究: [博士学位论文]. 西安: 西安交通大学电气工程系, 1998
 - 31. 曹宇亚. 电容型设备介质损耗角带电测试技术的研究: [硕士学位论文]. 西安: 西安交通大学电气工程系, 1998
 - 32. 胡广书. 数字信号处理——理论、算法与实现. 北京: 清华大学出版社, 1996
 - 33. 李建明, 欧杨, 杨薇可, 邓武军. 电容型设备绝缘参数带电测试. 四川工业学院学报, 1999, 21(2): 45~49
 - 34. 刘君华. 现代检测技术与测试系统设计. 西安: 西安交通大学, 1998
 - 35. 杨莉. 知识发现在变电设备状态监测及诊断专家系统中的应用: [博士学位论文]. 西安: 西安交通大学电气工程系, 2001