

177188

T-652.2

5432

中华人民共和国电力行业标准

---

# 电力设备预防性试验规程

DL/T 596—1996

## 修 订 说 明

中国电力出版社

傅锡年（武汉高压研究所）

凌 愨（电力科学研究院）

孟玉婵（西安热工研究院）

这次《规程》修订的原则是：

(1) 修订工作采取广泛征求群众意见和依靠专业人员深入细致修编相结合的方式进行，吸收了有关科研院所及广大生产、试验人员积极参加这一工作。

(2) 修订工作体现改革和科技进步精神。原规程中标准明确，方法简明、行之有效的试验项目给予了保留；实践证明效果不大的项目进行了删减；近年来新出现的试验项目和诊断技术，在实践中效果显著者增补到《规程》中。总之，修订工作中体现了尊重科学、注意实效的原则。

(3) 新修订的《规程》延伸到 500kV 电压等级。修订工作注意了和其他标准、规范的协调。

从 1991 年 4 月进行研讨会开始，修订工作就按照提出修订初稿、征求意见稿、送审稿，最后形成报批稿这几个步骤进行，修订工作认真踏实，体现了各行专家和广大工程技术人员以及广大电力职工的智慧和经验。1995 年 2 月下旬，由电力部安生司和国调中心在北京召集全国各方面专家进行了审定。

《规程》中极个别条文，在修订及形成报批稿过程中有分歧，几经协调未能取得完全一致，是标准提出单位考虑了修订过程中历次讨论意见裁定的。不同意见的争论有利于促进技术的发展和认识的交流，需在科学实践中检验、总结。

《规程》涉及 20 多种电气设备，修订工作按章节进行了分工，直接参与修订、起草、汇总、编审的人员达 80 多人，《规程》中所列主要起草人，仅仅是他们中的代表，秘书组成

# 前 言

《电力设备预防性试验规程》(以下简称《规程》)是电力生产实践及科学试验中一本重要的常用标准。1985年版本的《规程》内容反映的是70年代末、80年代初电力工业的技术状况和外部条件,80年代以后,我国电力工业发展迅速,大机组、超高压设备大量投运,在绝缘监督工作中积累了丰富的经验,开发了新技术,也遇到一些问题需要协调、明确,电力生产、试验等单位纷纷反映,要求部组织力量进行修订。

1991年上半年,能源部电力司开始对此工作进行研讨、协调,为了搞好这次修订工作,成立了修订工作协调小组和秘书组(负责资料汇总、工作协调等日常工作)。

协调小组成员有:

组长:金文龙(国家电力调度通信中心,原能源部电力司)

副组长:王蔚林(武汉高压研究所)

王乃庆(电力科学研究院)

成员:孙桂兰(西安热工研究院)

田景林(东北电力科学研究院)

汪启槐(华北电力科学研究院)

刘正操(华中电力试验研究所)

黄湘嶽(华东电力试验研究院)

柳星旭(西北电力试验研究院)

秘书组成员有:

王厚义(国家电力调度通信中心)

# 目 录

## 前 言

1	范围	( 1 )
2	引用标准	( 1 )
3	定义、符号	( 1 )
4	总则	( 2 )
5	旋转电机	( 12 )
6	电力变压器及电抗器	( 31 )
7	互感器	( 62 )
8	开关设备	( 68 )
9	套管	( 74 )
10	支柱绝缘子和悬式绝缘子	( 78 )
11	电力电缆线路	( 79 )
12	电容器	( 88 )
13	绝缘油和六氟化硫气体	( 97 )
14	避雷器	( 108 )
15	母线	( 117 )
16	二次回路	( 118 )
17	1kV 及以下的配电装置和电力布线	( 118 )
18	1kV 以上的架空电力线路	( 118 )
19	接地装置	( 119 )
20	电除尘器	( 126 )

## 1 范围

### 1.1 关于本《规程》的名称

本《规程》的内容实际上超出了预防性试验的范围，例如大修、小修后的试验及新设备投运前的试验。从应用场合上划分，它有别于工厂试验和现场新安装后的交接试验，是属于运行维护的范畴，因此曾考虑使用“电力设备维护试验规程”，这里用的维护（Maintenance）包含了预防性维护，预知性维护和消缺性维护，与规程的实际内容比较相符，但考虑到通常习惯上对“维护”一词理解较窄，“预防性试验”已用惯了，仍保留它作为整个规程的名字。

### 1.2 关于进口设备的适用性问题

本《规程》作为保证设备安全运行的试验标准，原则上进口设备均应满足，而且在对引进设备制定技术条件时，应符合我国的有关标准，其中包括本《规程》。但是，各国产品有自身的计算和运行经验，某些试验项目可能与我国的习惯做法不一致，因此对已安装的设备，只能以设备技术条件为依据来制定预防性试验方法和要求，以免造成不良的后果。

## 2 引用标准

本《规程》涉及到的标准很多，大致可以分为两种，一种是所涉及设备的基本标准；另一种是有关试验方法的标准。在正文中列入的标准是正文章节中引用到的标准，在附录中列入了相关的标准，供使用者参考。

## 3 定义、符号

本《规程》涉及各种电力设备，对各自所用的名词术语

都有标准规定。根据 GB1.1 标准化工作导则，标准编写的基本规定，“标准中采用的术语、符号、代号，在现行的国家标准、专业标准（部标准）中尚无规定时，应在该标准中给出定义或说明”。因此本《规程》仅选取个别需规定的名词、术语加以定义。

## 4 总则

### 4.1 关于如何根据设备的试验结果进行综合分析和判断绝缘状况的问题

由于全国各地气象条件、设备绝缘状态及运行维护水平不同。本规程中对设备绝缘的非破坏性试验项目（如绝缘电阻、泄漏电流、 $\text{tg}\delta$  等），只规定了较普遍适用的要求，作为检验设备绝缘的基本规定；对不易统一的要求，则多为“不作规定”或“自行规定”。因此，在执行中，对某些设备，感到要求较严；对某些设备，感到要求较宽；对某些设备，感到要求不够明确，难以正确执行，甚至会发生误判断。

表 4-1 为根据试验结果进行分析和判断几台设备绝缘状况的实例。其中有的设备（序号 1~2），由于正确进行分析判断，使绝缘缺陷得到及时检修，避免了设备损坏；有的设备（序号 3~5），由于分析不当的误判断，在运行中发生了损坏。

为了便于执行《规程》中的有关规定，总结各地运行经验，推荐出如何根据试验结果对设备绝缘状况进行分析和判断的一种办法，称此为“综合分析和判断”，即“与设备历年（年）的试验结果相比较；与同类型设备的试验结果相比较；与规程的要求值比较”，并参照相关的试验结果，根据绝缘变化的规律或趋势，进行分析和判断。从表 4-1 中还可看出：对设备绝缘的试验结果进行综合分析和判断时，不仅能区别设

表 4-1 电气设备绝缘试验结果的综合分析和判断实例

序号	设备名称	绝缘特性			规程要求值	绝缘油介电强度 kV	绝缘变化趋势	综合分析结论	原因分析及检查情况	
		绝缘电阻 MΩ	泄漏电流 μA	tgδ (%)						
				上年						本年
1	66kV 电流互感器	A 10000		0.213	0.96	A 相互感器的 tgδ 值为 0.96%，比上年增长 4.1 倍，比同类型的 B、C 相约增长 7.4 倍	绝缘不合格	1. A 相互感器的 tgδ 值，虽未超过要求值，但增长速度异常 2. 经打开 A 相互感器端盖检查，上端盖内明显有水锈迹说明已进水		
		B 10000		0.128	0.125					
		C 10000		0.152	0.173					
2	SW2—60 型少油断路器	A 800	7		泄漏电流不大于 10μA	A 相断路电器的绝缘电阻值较低，且泄漏电流异常，比 B、C 相明显增大	绝缘不合格	1. 采取缩短试验周期的措施，运行 5 个月，秋检时，再次测试为 42μA，说明绝缘继续劣化 2. 解体检查发现油中有水，经干燥处理绝缘拉杆并换油后，绝缘正常		
		B 5000	1							
		C 5000	1							

续表

序号	设备名称	绝缘特性				规程要求值	绝缘介电强度 kV	绝缘变化趋势	综合分析结论	原因分析及检查情况
		绝缘电阻 MΩ	泄漏电流 μA	tgδ (%)						
				上年	本年					
3	SW6—220 型少油 油路器	A	10000	2				B相绝缘 电阻值较低, 泄漏电流值 异常,较A、C 相明显增大。 油的电气强度 降低至18.8kV,且 油中有水,说明密封 不良	绝缘不合格	1. 认为未超过要求 值,投入运行10 个月后,B相断路器 发生爆炸 2. 油的电气强度 降低至18.8kV,且 油中有水,说明密封 不良
		B	5000	7						
		C	10000	2						
4	66kV 电流互 感器	A	10000		0.58	2.98	50	tgδ值比上 年测值增长 约4.1倍	绝缘不合格	1. tgδ值虽未超过 规定值,判断合格, 投运10个月后互感 器爆炸 2. 绝缘受潮
		C	10000		0.58	7.4				



续表

序号	设备名称	绝缘特性			规程要求值	绝缘油介电强度 kV	绝缘变化趋势	综合分析结论	原因分析及检查情况
		绝缘电阻 MΩ	泄漏电流 μA	tgδ (%)					
5	LCLWD 3—220型电 流互感器	10000		0.41	1.4				
							1. tgδ 值比 上年约增长 2.4 倍 2. C <sub>x</sub> 值比 上年相对增 长率为 10% 3. 油色谱 不合格, 乙炔 为 34ppm (要 求为 3ppm)	绝缘不合格	1. tgδ 值虽未超过 要求值, 判断为合 格, 投运 10h 后, 互 感器发生爆炸 2. 原因分析 1) 互感器端部的 密封设计结构不良, 进水 2) C <sub>x</sub> 值相对增长 率为 10%, 说明电容 芯棒中有一对电容 屏间绝缘击穿

备绝缘的不同情况（如新、旧程度），还可因地制宜（如绝缘正常时，在相同温度或相同湿度下，绝缘不应有显著差别），严格而正确地执行规程要求。

充油设备中，油是设备的主要绝缘材料，综合分析和判断设备绝缘状况时，应对设备的电气试验和油试验结果全面进行考虑，作出正确结论。

应该指出：设备的设计结构和尺寸确定后，绝缘的电容量与充填绝缘介质密切相关。当电容量变化时，说明设备绝缘中存在不同程度的缺陷，如表 4-2 所示。又如表 4-1 序号 5 设备（电容式结构），电容量约增长 10%（该电容式电流互感器的电容芯棒为 10 个主电容屏组成），说明其中一对电容屏间击穿短路。因此综合分析和判断绝缘状况时，应考虑设备绝缘的电容量与上年（次）测值比较的相对增长率问题。

根据综合分析一般可对设备作出下述判断结论：绝缘合格、绝缘不合格和对绝缘有怀疑。对绝缘不合格者，应及时进行检修。为能做到有重点或加速对缺陷的处理，应根据设备绝缘结构的特点，尽量做部件的分解试验，进一步查明缺陷部位或范围；对绝缘有怀疑或异常、一时不易确定绝缘是否不合格的设备，应采取缩短试验周期的措施，监视绝缘变化趋势。

#### 4.2 关于特殊情况对设备绝缘试验应如何处理的问题

在执行本《规程》中，可能会遇到特殊情况，如事故抢修、设备绝缘老化、备品不足以及新技术试用等，影响该台设备的试验项目、周期或要求达不到规定时，需要改变规定或确定能否暂时投入运行时，应组织试验、运行和检修部门等有关人员进行研究分析，制订相应的技术措施和组织措施，经本单位领导批准执行。对影响面较广的主要设备，如发电

表 4-2 电气设备绝缘的电容量变化进行综合分析和判断实例

序号	设备名称	绝缘特性						《规程》要求值	绝缘变化趋势	综合分析结论	原因分析及检查情况
		绝缘电阻 MΩ		tgδ (%)		Cx (pF)					
		上年	本年	上年	本年	上年	本年				
1	66kV 电流互感器	A	25	3.27		1670	1. tgδ 值不大于 3% 2. Cx 值与上年相比, 相对增长率一般不大于 10%	1. 绝缘电阻低, 明显降低为 25MΩ 2. tgδ 值增长, 且 Cx 值较正常值 (100pF 左右) 增长 16 倍多	绝缘不合格	1. 油的介电常数 ε 为 2.2~2.5, 水的介电常数为 81. 互感器的电容量明显增大, 说明内部有积水 2. 检修中, 从互感器内部放出大量积水的原因是端部结构密封不良	
		C	25	3.27		1695					
2	66kV 油纸电容套管	A		0.81	179.3	162.4	1. tgδ 值不大于 1.5% 2. Cx 值与上年相比, 相对增长率一般不大于 10%; 超过 ±5% 时, 应引起注意	套管的电容量 Cx 与上年比较, 相对增长率为 A: -9.43% B: -9.44%	绝缘不合格	1. 油的介电常数 ε 为 2.2~2.5, 空气的介电常数为 1. 套管的电容量明显减小, 说明内部有空气 2. 检查中, 发现内部严重缺油, 因为为下端部密封不良, 渗漏油	
		C		0.7	183.2	165.9					

机、主变压器等，应经上一级主管局（如省电力局、网电管局）审批后执行。

#### 4.3 关于设备绝缘的耐压试验问题

耐压试验，是检验设备大修安装后或搬运过程中，绝缘是否完好的主要试验项目，属于破坏性试验。因此，应经非破坏性试验判断合格后，方可进行，避免造成人为损坏。

“110kV 及以下的设备，应按本《规程》进行耐压试验（有特殊规定者除外）。110kV 及以上的设备，在必要时应进行耐压试验”。“必要时”，一般是指对设备在安装（运输）过程中发现异常或设备绝缘有怀疑时，应创造条件进行耐压试验，较过去规定“对 110kV 及以上设备，一般可不进行耐压试验”，更为具体，并切合实际。

“对电力变压器和互感器，在局部和全部更换绕组后，应进行耐压试验”的规定，目的是检验结构设计、制造工艺及安装质量，相当于制造厂的出厂试验。

为了便于在现场创造试验条件，本《规程》中允许采用“倍频感应耐压、操作波耐压和外加耐压法”进行，各单位可根据具体情况选用。

充油设备，如电力变压器、电抗器等，在现场安装后，虽经真空脱气处理，但在油中还可能残留极少气泡（如残留在油中的气泡、残留在油浸纸中的气泡）。由于这些气泡存在，在交流试验电压的作用下，气泡上的场强较高，将产生游离放电击穿，易造成误判断。因此，根据运行经验规定：充油设备在注油后，应有足够静置时间，待气泡消失后（此时，应对套管、升高座、冷却装置、气体继电器及压力释放装置等有关部位进行放气），才可进行耐压试验。静置时间，如无制造厂规定，则应依据设备额定电压满足以下要求：对 500kV

电压级，须静置 72h 以上；220kV 及 330kV 电压级，须静置 48h 以上，110kV 及以下电压级，须静置 24h 以上。

#### 4.4 关于绝缘试验时的温度、湿度规定问题(《规程》中 4.4 条)

##### 1. 关于温度问题

温度较低时，设备绝缘试验结果的准确度较差，不易作出正确判断。表 4-3 统计了某电业局。在低温下 ( $< +5^{\circ}\text{C}$ ) 进行 106 件互感器及套管的  $\text{tg}\delta$  值测试情况，并在较高温度 ( $10 \sim 20^{\circ}\text{C}$ ) 下进行复试可以看出：约有 60% 的设备绝缘情况，难以根据低温下测试结果作出结论。据了解，吉林、北京、山西等地区过去在低温下试验结果中，也曾发现类似情况。

表 4-3 低温下设备的绝缘试验结果分析

试验数量		高低温均良好	不能正确分析判断情况				
			低温不良 高温良好	低温良好 高温不良	低温良好 高温可运行	低温不良 高温可运行	低温不能 下结论
件	106	44	14	8	4	2	34
%	100.0	41.5	13.2	7.53	3.77	1.89	32.1

注 高低温间未作任何检修处理。

又某电业局曾先后发生两次国产 66kV 油纸电容式套管爆炸，事故后发现套管内有冰渣。某电业局发现国产 SW6—220 型少油断路器 B 相油的介电强度为 18.8kV，且油中有水(表 4-1 中序号 3 设备)，但到冬季 12 月再次取油样试验(此时油中水分已结成冰)就合格了(其间未作任何处理)，次年 4 月初(化冻季节)该相断路器即发生爆炸。说明在低温下测试绝缘合格，并不能代表真实情况。

为了提高设备绝缘诊断的可靠性，应尽量避免在低温下进行绝缘试验。因此《规程》中规定“绝缘试验时，被试品及环境温度不应低于+5℃”。GB50150—91《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》中也作了相应规定。

## 2. 关于空气相对湿度问题

空气相对湿度变化时，对设备绝缘测试结果影响较大，甚至会发生误判断。表 4-4（用 M 型试验器测试）、表 4-5（用 QS1 型电桥测试）为在不同空气相对湿度下，测试电流互感器的  $\text{tg}\delta$  值情况。可以看出：当空气相对湿度增大时，由于瓷套表面泄漏电流的影响，测试结果难以置信，且易发生误判断。

表 4-4 不同空气相对湿度下测试 220kV 电流互感器的  $\text{tg}\delta$  值 %

相别	空气相对湿度 70%~80% (1982.7.30. 32℃, 晴)		空气相对湿度 36% (1982.10.2 19℃, 晴)
	瓷套表面未屏蔽时	瓷套表面屏蔽时	
A	1.255	1.198	0.44
B	1.525	1.424	0.525
C	1.215	1.215	0.527

注 两次试验间，对电流互感器未作检修处理。

表 4-5 不同空气相对湿度下测试 110kV 电流互感器的绝缘情况

相	下列试验条件下的测试值							
	空气相对湿度 28%, $t=26^\circ\text{C}$				空气相对湿度 95%, $t=26^\circ\text{C}$			
	反接线		正接线		反接线		正接线	
	$C_x(\text{pF})$	$\text{tg}\delta(\%)$	$C_x(\text{pF})$	$\text{tg}\delta(\%)$	$C_x(\text{pF})$	$\text{tg}\delta(\%)$	$C_x(\text{pF})$	$\text{tg}\delta(\%)$
A	75	1.6	50	2.5	78	6.5	50	-1.2
B	74	1.7	49	2.6	77	7.2	49	-2.3
C	72	1.9	49	2.6	76	7.4	49	-3.1

综上所述，绝缘试验应在天气良好、干燥并在瓷套管表面清洁状态下进行。鉴于目前尚缺乏经验，本《规程》及GB50150—91中，均规定“空气相对湿度一般不高于80%”。

在设备绝缘的 $\text{tg}\delta$ 值测试中，为了消除表面泄漏电流的影响，根据国内、外在现场测试套管、互感器等设备的经验，多采用以下措施：

- a. 在瓷套中的部分瓷裙表面涂有机硅油或硅脂；
- b. 在瓷套中的部分瓷裙表面涂石蜡，并用布擦匀；
- c. 用电热风将瓷套中的部分瓷裙表面吹干。

上述措施中，硅油、石蜡具有憎水性能，由于水的界面张力，使水膜在瓷套表面凝成不相连的水珠，起到隔离表面泄漏电流通道作用。如安徽省等地区，空气相对湿度一般在80%左右，采取上述措施后，能测得较正确的 $\text{tg}\delta$ 值，见表4-6。另外，还对套管用电热风吹干四个瓷裙表面，在吹干5min内测试结果与涂硅油或石蜡后测试结果基本相同。

表 4-6 套管的瓷套表面涂硅油和涂石蜡时测试的 $\text{tg}\delta$

套管型式		试验条件		$\text{tg}\delta$ 值(%)		
		温度(°C)	相对湿度(%)	未涂时	涂硅油(四裙)	涂石蜡(四裙)
110kV 油 纸 电容器	A	26	81	-6.0	0.4	0.5
	B			-6.5	0.3	0.4
	C			-7.2	0.5	0.5

### 3. 试验时设备温度的取值问题

在绝缘试验中，根据习惯，对发电机，一般以定子绕组的平均温度（一般测取3~4个位置）为准；对电力变压器绕组，一般以上层油温为准；对断路器、互感器等，一般以环境温度为准。对变压器上的套管，上半部位于空气中，下半部位于变压器的上层油温中，过去曾提出按“变压器上层油

温”加“周围环境温度”的一半计算，实践证明，此式只有当变压器的上层油温低于环境温度时才成立，它在变压器运行中是不可能的。根据国内、外运行经验，较准确的套管试验温度计算办法为：变压器的上层油温约占 2/3，周围环境温度约占 1/3。

#### 4.5 关于设备绕组绝缘电阻测试中增加极化指数要求的问题

《规程》中规定设备绕组的绝缘电阻值 ( $R_{60}$ ) 及吸收比值 ( $R_{60}/R_{15}$ )，对判断绕组绝缘是否受潮起到一定作用。但是，近年来的统计情况表明，大型变压器的绝缘电阻绝对值大时，往往吸收比较小，反之，绝对值小时，则吸收比可达 1.3 以上，给判断绝缘状况带来困难。初步认为：由于制造厂对产品干燥方法有了改进，使绝缘电阻值明显提高，且由于设备容量较大，绝缘结构也因之不同，使测试的吸收时间常数延长，稳态时一般可达 10min 或以上。另外，在发电机定子绕组的绝缘电阻测试中，也曾发生类似情况。

为更好发挥绝缘电阻项目的作用，根据目前我国已大量生产并广泛采用晶体管兆欧表测试的情况，在发电机定子绕组和电力变压器（包括充油电抗器）绕组的测试中，推荐“极化指数 (PI)”作为另一判断绕组绝缘是否受潮的依据。极化指数是指测试读取 10min 时的绝缘电阻值 ( $R_{600}$ ) 与读取 1min 时绝缘电阻值 ( $R_{60}$ ) 之比。

## 5 旋转电机

### 5.1 同步发电机和调相机

1. 定子绕组绝缘电阻和吸收比（《规程》中表 1 中序号 1）



影响发电机定子绕组绝缘电阻的因素较多,数值分散,故《规程》中仍未对绝缘电阻最低允许值作出规定。原《规程》吸收比采用  $R_{60}/R_{15}$  比值,但由于发电机定子绕组电容及介质初始极化状况的差异等,有时对试验值会带来一定影响。本《规程》推荐用极化指数 ( $R_{600}/R_{60}$ ) 判断定子绕组的绝缘性能更为准确有效,此外,极化指数在较大范围内与定子绕组温度无关。

鉴于目前国内已具备该类试验仪器、仪表的制造能力,在《规程》中补充了当有条件时要测量的过渡规定。

本次《规程》修改中,不少电厂要求补充定子绕组在不同温度下绝缘电阻的换算公式,而绝缘电阻换算因数受采用绝缘材料及运行条件等的影响,相差又较大。下面推荐几种换算公式,现场可以根据具体条件验证选择。

(1) 定子绕组绝缘电阻按常用 IEEE Std43—1974 推荐公式换算

$$R_c = k_t R_t$$

式中:  $R_c$ ——换算至 75℃ 或 40℃ 时的绝缘电阻值, MΩ;

$R_t$ ——试验温度为  $t$  时的绝缘电阻值, MΩ;

$k_t$ ——绝缘电阻温度换算因数。

绝缘电阻温度换算因数 ( $k_t$ ) 按下列公式换算

$$k_t = 10^{\alpha(t-t_1)}$$

式中:  $t$ ——试验时的温度,℃;

$t_1$ ——换算温度值 (75℃、40℃ 或其他温度),℃;

$\alpha$ ——温度系数、 $^{\circ}\text{C}^{-1}$ 。此值与绝缘材料的类别有关,如对于 A 级绝缘为 0.025; B 级绝缘为 0.030,按上述公式计算的,换算温度为 75℃ 和 40℃ 的  $k_t$  值,见表 5-1 和图 5-1、图 5-2。