变压器故障的检测技术是准确诊断故障的主要手段，根据DL／T596—1996电力设备预防性试验规程规定的试验项目及试验顺序，主要包括油中气体的色谱分析、直流电阻检测、绝缘电阻及吸收比、极化指数检测、绝缘介质损失角正切检测、油质检测、局部放电检测及绝缘耐压试验等。

　　在变压器故障诊断中应综合各种有效的检测手段和方法，对得到的各种检测结果要进行综合分析和评判。因为不可能具有一种包罗万象的检测方法，也不可能存在一种面面俱到的检测仪器，只有通过各种有效的途径和利用各种有效的技术手段，包括离线检测的方法、在线检测的方法；包括电气检测、化学检测、甚至超声波检测、红外成像检测等等，只要是有效的，在可能条件下都应该进行相互补充、验证和综合分析判断，才能取得较好的故障诊断效果。

**第一节变压器故障的油中气体色谱检测**

　　目前，在变压器故障诊断中，单靠电气试验方法往往很难发现某些局部故障和发热缺陷，而通过变压器油中气体的色谱分析这种化学检测的方法，对发现变压器内部的某些潜伏性故障及其发展程度的早期诊断非常灵敏而有效，这已为大量故障诊断的实践所证明。

　　油色谱分析的原理是基于任何一种特定的烃类气体的产生速率随温度而变化，在特定温度下，往往有某一种气体的产气率会出现最大值；随着温度升高，产气率最大的气体依次为CH4、C2H6、C2H4、C2H2。这也证明在故障温度与溶解气体含量之间存在着对应的关系。而局部过热、电晕和电弧是导致油浸纸绝缘中产生故障特征气体的主要原因。

　　变压器在正常运行状态下，由于油和固体绝缘会逐渐老化、变质，并分解出极少量的气体(主要包括氢H2、甲烷CH4、乙烷C2H6、乙烯C2H4、乙炔C2H2、一氧化碳CO、二氧化碳CO2等多种气体)。当变压器内部发生过热性故障、放电性故障或内部绝缘受潮时，这些气体的含量会迅速增加。

　　这些气体大部分溶解在绝缘油中，少部分上升至绝缘油的表面，并进入气体继电器。经验证明，油中气体的各种成分含量的多少和故障的性质及程度直接有关。因此在设备运行过程中，定期测量溶解于油中的气体成分和含量，对于及早发现充油电力设备内部存在的潜伏性故障有非常重要的意义和现实的成效，在1997年颁布执行的电力设备预防性试验规程中，已将变压器油的气体色谱分析放到了首要的位置，并通过近些年的普遍推广应用和经验积累取得了显著的成效。

　　电力变压器的内部故障主要有过热性故障、放电性故障及绝缘受潮等多种类型。据有关资料介绍，在对359台故障变压器的统计表明：过热性故障占63％；高能量放电故障占18．1％；过热兼高能量放电故障占10％；火花放电故障占7％；受潮或局部放电故障占1．9％。而在过热性故障中，分接开关接触不良占50％；铁心多点接地和局部短路或漏磁环流约占33％；导线过热和接头不良或紧固件松动引起过热约占14．4％；其余2．1％为其他故障，如硅胶进入本体引起的局部油道堵塞，致使局部散热不良而造成的过热性故障。而电弧放电以绕组匝、层间绝缘击穿为主，其次为引线断裂或对地闪络和分接开关飞弧等故障。火花放电常见于套管引线对电位末固定的套管导电管、均压圈等的放电；引线局部接触不良或铁心接地片接触不良而引起的放电；分接开关拨叉或金属螺丝电位悬浮而引起的放电等。

　　针对上述故障，根据色谱分析数据进行变压器内部故障诊断时，应包括：

　　(1)分析气体产生的原因及变化。

　　(2)判定有无故障及故障的类型。如过热、电弧放电、火花放电和局部放电等。

　　(3)判断故障的状况。如热点温度、故障回路严重程度以及发展趋势等。

　　(4)提出相应的处理措施。如能否继续运行，以及运行期间的技术安全措施和监视手或是否需要吊心检修等。若需加强监视，则应缩短下次试验的周期。

　　特征气体产生的原因

在一般情况下，变压器油中是含有溶解气体的，新油含有的气体最大值约为CO—100uL／L，CO2—35uL／L，H2—15uL／L，CH4—2．5uL／L。运行油中有少量的CO和烃类气体。但是，当变压器有内部故障时油中溶解气体的含量就大不相同了。变压器内部故障时产生的气体及其产生的原因如表2—3所示。

**表2—3特征气体产生的原因**

气体

产生的原因

气体

产生的原因

H2

电晕放电、油和固体绝缘热分解、水分

CH4

油和固体绝缘热分解、放电

CO

固体绝缘受热及热分解

C2H6

固体绝缘热分解、放电

CO2

固体绝缘受热及热分解

C2H4

高温热点下油和固体绝缘热分解、放电

烃类气体

C2H2

强弧光放电、油和固体绝缘热分解

　　油中各种气体成分可以从变压器中取油样经脱气后用气相色谱分析仪分析得出。根据这些气体的含量、特征、成分比值(如三比值)和产气速率等方法判断变压器内部故障。

但在实际应用中不能仅根据油中气体含量简单作为划分设备有无故障的唯一标准，而应结合各种可能的因素进行综合判断。因此，电力设备预防性试验规程DL／T596—1996专门列出油中溶气含量的注意值，这些注意值是根据对国内19个省市6000多台次变压器的实地统计而制定的，如表2—4所示。

**表2—4规程中对油中溶解气体含量的注意值及统计依据**

设备

气体组分

注意值uL／L

6000台·次中超过注意值的比例

变压器和电抗器

总烃

乙炔

氢气

150

5

150

5.6

5.73.6

\*(500KV变压器为1)规程要求，对运行设备的油中H2与烃类气体含量(体积分数)超过表2—4数值时应引起主意。

**第二节特征气体变化与变压器内部故障的关系**

**1．根据气体含量变化分析判断**

(1)氢气H2变化。变压器在高、中温过热时，H2一般占氢烃总量的27％以下，而且随温度升高，H2的绝对含量有所增长，但其所占比例却相对下降。变压器无论是热故障还是电故障，最终都将导致绝缘介质裂解产生各种特征气体。由于碳氢键之间的键能低，生成热小，在绝缘的分解过程中，一般总是先生成H2，因此H2是各种故障特征气体的主要组成成分之一。变压器内部进水受潮是一种内部潜伏性故障，其特征气体H2含量很高。客观上如果色谱分析发现H2含量超标，而其他成分并没有增加时，可大致先判断为设备含有水分，为进一步判别，可加做微水分析。导致水分分解出H2有两种可能：一是水分和铁产生化学反应；二是在高电场作用下水本身分子分解。设备受潮时固体绝缘材料含水量比油中含水量要大100多倍，而H2含量高，大多是由于油、纸绝缘内含有气体和水分，所以在现场处理设备受潮时，仅靠采用真空滤油法不能持久地降低设备中的含水量，原因在于真空滤油对于设备整体的水分影响不大。

另外，还有一种误判断的情况，如某变压器厂的产品一阶段曾连续十几台变压器油色谱中H2高达1000t2L／L以上。而取相同油样分送三处外单位测试，H2含量却均正常。于是对标气进行分析，氢气峰高竟达216mm，而正常情况仅13mm左右。以上分析说明是气相色谱仪发生异常，经检查与分离柱有关，因分离柱长期使用，特别是用振荡脱气法脱气吸附了油，当吸附达到一定程度，便在一定条件下释放出来，使分析发生误差，经更换分离柱后恢复正常。

(2)乙炔C2H2变化。C2H2的产生与放电性故障有关，当变压器内部发生电弧放电时，C2H2一般占总烃的20％--70％，H2占氢烃总量的30％～90％，并且在绝大多数情况下，C2H4＼含量高于CH4。当C2H2含量占主要成分且超标时，则很可能是设备绕组短路或分接开关切换产生弧光放电所致。如果其他成分没超标，而C2H2超标且增长速率较快，则可能是设备内部存在高能量放电故障。

(3)甲烷CH4和乙烯C2H4变化。在过热性故障中，当只有热源处的绝缘油分解时，特征气体CH4和C2H4两者之和一般可占总烃的80％以上，且随着故障点温度的升高，C2H4所占比例也增加。

另外，丁腈橡胶材料在变压器油中将可能产生大量的CH4，丁青在变压器油中产生甲烷的本质是橡胶将本身所含的CH4释放到油中，而不是将油催化裂介为CH4。硫化丁腈橡胶在油中释放CH4的主要成分是硫化剂，其次是增塑剂、硬脂酸等含甲基的物质，而释放量取决于硫化条件。

　　(4)一氧化碳CO和二氧化碳CO2变化。无论何种放电形式，除了产生氢烃类气体外，与过热故障一样，只要有固体绝缘介入，都会产生CO和CO2。但从总体上来说，过热性故障的产气速率比放电性故障慢。

　　在《电力设备预防性试验规程》DL／T596—1996中对CO、CO2的含量没有作出具体要求。《变压器油中溶解气体分析和判断导则》中也只对CO含量正常值提出了参考意见。

　　具体内容是：开放式变压器CO含量的正常值一般应在300F．L／L以下，若总烃含量超过150uL／L，CO含量超过300uL／L，则设备有可能存在固体绝缘过热性故障；若CO含量虽超过300uL／L，但总烃含量在正常范围，可认为正常。密封式变压器，溶于油中的CO含量一般均高于开放式变压器，其正常值约800uL／L，但在突发性绝缘击穿故障中，CO、CO2含量不一定高，因此其含量变化常被人们忽视。

由于CO、CO2气体含量的变化反映了设备内部绝缘材料老化或故障，而固体绝缘材料决定了充油设备的寿命。因此必须重视绝缘油中CD、CO2含量的变化。

1)绝缘老化时产生的CO、CO2；正常运行中的设备内部绝缘油和固体绝缘材料由于受到电场、热度、湿度及氧的作用，随运行时间而发生速度缓慢的老化现象，除产生一些怍气态的劣化产物外，还会产生少量的氧、低分子烃类气体和碳的氧化物等，其中碳的氧比物CO、CO2含量最高。

　　上述与变压器运行年限有关的经验公式，适用于一般密封式变压器。CO2含量变化的见律性不强，除与运行年限有关外，还与变压器结构、绝缘材料性质、运行负荷以及油保户方式等有密切关系。

变压器正常运行下产生的CO、CO2含量随设备的运行年限的增加而上升，这种变化自势较缓慢，说明变压器内固体绝缘材料逐渐老化，随着老化程度的加剧，一方面绝缘材的强度不断降低，有被击穿的可能；另——方面绝缘材料老化产生沉积物，降低绝缘油的性能，易造成局部过热或其它故障。这说明设备内部绝缘材料老化发展到一定程度有可能产生剧烈变化，容易形成设备故障或损坏事故。因此在进行色谱分析判断设备状况时，CO、CO2作为固体绝缘材料有关的特征气体，当其含量上升到——定程度或其含量变化幅度较大时，都应引起警惕，尽早将绝缘老化严重的设备退出运行，以防发生击穿短路事故。

2)故障过热时产生的CD、CO2。固体绝缘材料在高能量电弧放电时产生较多的CO、CO2。由于电弧放电的能量密度高，在电应力作用下会产生高速电子流，固体绝缘材料遭到这些电子轰击后，将受到严重破坏，同时，产生的大量气体一方面会进一步降低绝缘，另一方面还含有较多的可燃气体，因此若不及时处理，严重时有可能造成设备的重大损坏或爆炸事故。

　　当设备内部发生各种过热性故障时，由于局部温度较高，可导致热点附近的绝缘物发生热分解而析出气体，变压器内油浸绝缘纸开始热解时产生的主要气体是CO2，随温度的升高，产生的CO含量也增多，使CO与CO2比值升高，至800''C时，比值可高达2．5。局部过热危害不如放电故障那样严重，但从发展的后果分析，热点可加速绝缘物的老化、分解，产生各种气体，低温热点发展成为高温热点，附近的绝缘物被破坏，导致故障扩大。

　　充油设备中固体绝缘受热分解时，变压器油中所溶解的CO、CO2浓度就会偏高。试验证明．在电弧作用下，纯油中CO占总量的0--1％，002占0-3％；纸板和油中CO占总量的13％一24％，002占1％一2％；酚醛树脂和油中CO占总量的24％一35％，CO2占0一2％。230-60012局部过热时，绝缘油中产生的气体CO2含量很低，为0．017一0.028mg/g，CO不能明显测到。局部放电、火花放电同时作用下，纯油中CO不能明显测到。CO2约占5％左右；纸和油中CO约占总量的2％，CO2约占7.1％；油和纤维中CO约占总量的10．5％，CO2约占9．5％。

因此，CO、CO2的产生与设备内部固体绝缘材料的老化或故障有明显的关系，反映了设备的绝缘状况。在色谱分析中，应关注CO、CO2的含量变化情况，同时结合烃类气体和H2，含量变化进行全面分析。

（5）气体成分变化。由于在实际情况下，往往是多种故障类型并存，多种气体成分同时变化。且各种特征气体所占的比例难以确定。如当变压器内部发生火花放电，有时总烃含量不高；但C2H2在总烃中所占的比例可达25％一90％，C2H2含量约占总烃的20％以下，H，占氢烃总量的30％以上。当发生局部放电时，一般总烃不高，其主要成分是H2，其次是CH4，与总烃之比大于90％。当放电能量密度增高时也出现C2H2，但它在总烃中所占的比例一般不超过2％。

　　当C2H2含量较大时，往往表现为绝缘介质内部存在严重的局部放电故障，同时常伴有电弧烧伤与过热，因此会出现C2H2含量明显增大，且占总烃较大比例的情况。

应注意，不能忽视H2和CH4增长的同时，接着又出现C2H2，即使未达到注意值也应给予高度重视。因为这可能存在着由低能放电发展成高能放电的危险。

过热涉及固体绝缘时，除了产生上述气体之外，还会产生大量的CO和CO2。当电气设备内部存在接触不良时，如分接开关接触不良、连接部分松动、绝缘不良，特征气体会明显增加。超过正常值时，一般占总烃含气量的80％以上，随着运行时间的增加，C2H4所占比例也增加。

受潮与局部放电的特征气体有时比较相似，也可能两种异常现象同时存在，目前仅从油中气体分析结果还很难加以区分，而应辅助以局部放电测量和油中微水分析等来判断。

**第三节绕组直流电阻检测**

变压器绕组直流电阻的检测是一项很重要的试验项目，DL／T596--1996预试规程的试验次序排在变压器试验项目的第二位。规程规定它是变压器大修时、无载开关调级后、变压器出口短路后和1～3年1次等必试项目。在变压器的所有试验项目中是一项较为方便而有效的考核绕组纵绝缘和电流回路连接状况的试验，它能够反映绕组匝间短路、绕组断股、分接开关接触状态以及导线电阻的差异和接头接触不良等缺陷故障，也是判断各相绕组直流电阻是否平衡、调压开关档位是否正确的有效手段。长期以来，绕组直流电阻的测量一直被认为是考查变压器纵绝缘的主要手段之一，有时甚至是判断电流回路连接状况的唯一办法。从1985年原水电部制订的《电气设备预防性试验规程》，到1996年电力部制订的《电力设备预防性试验规程》，该项内容没有变化，也说明这一判断标准符合实际情况的要求。

**1．DL／T596--1996预试规程的试验周期和要求**

(1)试验周期。变压器绕组直流电阻正常情况下1～3年检测一次。但有如下情况必须检测：

　　1)对无励磁调压变压器变换分接位置后必须进行检测(对使用的分接锁定后检测)

　　2)有载调压变压器在分接开关检修后必须对所有分接进行检测。

　　3)变压器大修后必须进行检测。

　　4)必要时进行检测。如变压器经出口短路后必须进行检测。

　　(2)试验要求。

　　1)变压器容量在1．6MVA及以上，绕组直流电阻相互间差别不应大于2％；无中性点引出的绕组线间差别不应大于三相平均值的1％。

　　R1、R2——分别为温度t1、t2时的电阻值；

　　T——常数，其中铜导线为235，铝导线为225。

**2．减少测量时间提高检测准确度的措施**

　　变压器绕组是由分布电感、电阻及电容组成的复杂电路。测直流电阻是在绕组的被试端子间通以直流，待瞬变过程结束、电流达到稳定后，记录电阻值及绕组温度。随着变压器容量的增大，特别是五柱铁心和低压绕组为三角形连接的大型变压器，如果仍如中小型变压器那样，用几伏电压的小容量电池作为测量电源，则电流达到稳定的时间长达数小时至十多小时，这不仅太费时间，而且不能保证测量准确度。测直流电阻的关键问题是将自感效应降低到最小程度。为解决这个问题分为以下两种方法。

(1)助磁法。助磁法是迫使铁心磁通迅速趋于饱和，从而降低自感效应归纳起来可缩短时间常

1)用大容量蓄电池或稳流源通大电流测量。

2)把高、低压绕组串联起来通电流测量，采用同相位和同极性的高压绕组助磁。由于高压绕组的匝数远比低压的多，借助于高压绕组的安匝数，用较小的电流就可使铁心饱和。

3)采用恒压恒流源法的直阻测量仪。使用时可把高、低压绕组串联起来，应用双通道对高、低压绕组同时测量，较好地解决了三相五柱式大容量变压器直流电阻测试的困难。一般测试一台360MVA，500kV或220kV变压器绕组直流电阻月需30～40min，测量接线如图2－4所示。

**图2－4助磁法同时测量高、低压绕组电阻的接线图**

　　(2)消磁法。消磁法与助磁法相反，力求使通过铁心的磁通为零。使用的方法有两种。

1)零序阻抗法。该方法仅适用于三柱铁心YN连接的变压器。它是将三相绕组并联起来同时通电，由于磁通需经气隙闭合，磁路的磁阳大大增加，绕组的电感随之减小，为此使测量电阻的时间缩短。

2)磁通势抵消法。试验时除在被测绕组通电流外，还在非被测绕组中通电流，使两者产生在磁通势大小相等、方向相反而互相抵消，保持铁心中磁通趋近于零，将绕组的电感降到最低限度，达到缩短测量时间的目的。它比仅用恒流法缩短充电时间10倍以上。其测量接线如图2—5所示

**3.直流电阻检测与故障诊断实例**

　　(1)绕组断股故障的诊断，某变压器低压侧lOkV线间直流电阻不平衡率为2．17％，超过部颁标准值1％的一倍还多。发现缺陷后，先后对各引线与导线电杆连接点进行紧固处理，又对其进行几次跟踪试验，但缺陷仍存在。

　　1)色谱分析。色谱分析结果该主变压器C2H2超标，从0．2上升至7．23／tL／I·，说明存在放电性故障。但从该主变压器的检修记录中得知，在发现该变压器QH：变化前曾补焊过2次，而且未进行脱气处理：其它气体的含量基本正常，用三比值法分析，不存在过热故障，且历年预试数据反映除直流电阻不平衡率超标外，其他项目均正常。

　　2)直流电阻超标分析。经换算确定C相电阻值较大，怀疑是否由于断股引起，经与制造厂了解该绕组股数为24股，据此计算若断一股造成的误差与实际测量误差一致，判断故障为C相绕组内部有断股问题。经吊罩检查，打开绕组三角接线的端子，用万用表测量，验证厂C相有一股开断。

　　(2)有载调压切换开关故障的诊断。某变压器llOkV侧直流电阻不平衡，其中C相直流电阻和各个分接之间电阻值相差较大。A、B相的每个分接之间直流电阻相差约为10～11．7u欧，而C相每个分接之间直流电阻相差为4．9—6．4u欧和14．1～16．4u欧，初步判断C相回路不正常。通过其直流电阻数据CO(C端到中性点O端)的直流回路进行分析，确定绕组本身缺陷的可能性小，有载调压装置的极性开关和选择开关缺陷的可能性也极小，所以，缺陷可能在切换开关上。经对切换开关吊盖检查发现，有一个固定切换开关的一个极性到选择开关的固定螺丝拧断，致使零点的接触电阻增大，而出现直流电阻规律性不正常的现象。

　　(3)无载调压开关故障的诊断。在对某电力修造厂改造的变压器交接验收试验时，发现其中压绕组Am、马n、Cm三相无载磁分接开关的直流电阻数据混乱、无规律，分接位置与所测直流电阻的数值不对应。

　　经吊罩检查，发现三相开关位置与指示位置不符，且没有空档位置，经重新调整组装后恢复正常。

　　(4)绕组引线连接不良故障的诊断。某SFSLBl31500A10型变压器，预防性试验时发现35kV侧运行Ⅲ分接头直流电阻不平衡率超标。

测试结果如表2—15所示

测试时间

直流电组（欧）

最大不平衡率（％）

Aom

Bom

Com

预示

0.116

0.103

0.103

12.1

复试（转动分接开关后）

0.1167

0.1038

0.1039

11.9

　　该变压器35kv侧直流电阻不平衡率远大于2％，怀疑分接开关有问题，所以转动分接开关后复测，其不平衡率仍然很大，又分别测其他几个分接位置的直流电阻，其不平衡率都在11％以上，而且规律都是A相直流电阻偏大，好似在A相绕组中已串入一个电阻，这一电阻的产生可能出现在A相绕组的首端或套管的引线连接处，是否为连接不良造成。经分析确认后，停电打开A相套管下部的手孔门检查，发现引线与套管连接松动(螺丝连接)，主要由于安装时未装紧，且无垫圈而引起，经紧固后恢复正常。

　　通过上述案例可见，变压器绕组直流电阻的测量能发现回路中某些重大缺陷，判断的灵敏度和准确性亦较高，但现场测试中应遵循如下相关要求，才能得到准确的诊断效果。

　　1)通过对变压器直流电阻进行测量分析时，其电感较大，一定要充电到位，将自感效应降低到最小程度，待仪表指针基本稳定后读取电阻值，提高一次回路直流电阻测量的正确性和准确性。

　　2)测量的数据要进行横向和纵向的比较，对温度、湿度、测量仪器、测量方法、测量过程和测量设备进行分析。

　　3)分析数据时，要综合考虑相关的因素和判据，不能单搬规程的标准数值，而要根据规程的思路、现场的具体情况，具体分析设备测量数据的发展和变化过程。

　　4)要结合设备的具体结构，分析设备内部的具体情况，根据不同情况进行直流电阻的测量，以得到正确判断结论。

　　5)重视综合方法的分析判断与验证。如有些案例中通过绕组分接头电压比试验，能够有效验证分接相关的档位，而且还能检验出变压器绕组的连接组别是否正确。同时对于匝间短路等故障也能灵敏地反映出来，实际上电压比试验，也是一种常规的带有检验和验证性质的试验手段。进行综合分析可进一步提高故障诊断的可靠性。

**第四节绝缘电阻及吸收比、极化指数检测**

　　绝缘电阻试验是对变压器主绝缘性能的试验，主要诊断变压器由于机械、电场、温度、化学等作用及潮湿污秽等影响程度，能灵敏反映变压器绝缘整体受潮、整体劣化和绝缘贯穿性缺陷，是变压器能否投运的主要参考判据之一。

**1．绝缘电阻的试验原理**

　　变压器的绝缘电阻对双绕组结构而言是表征变压器高压对低压及地、低压对高压及地、高压和低压对地等绝缘在直流电压作用下的特性。它与上述绝缘结构在直流电压作用下所产生的充电电流、吸收电流和泄漏电流有关。变压器的绝缘结构及产这三种电流的等效电路

如图2—6所示。

图2—6绝缘介质的等效电路

　　U-一外施直流电压；C1一等值几何电容；C、R一表征不均匀程度和脏污等的等值电容、电阻；Rl一绝缘电阻；iC1－电电流；iCR一吸收电流；iRi一泄漏电流；i一总电流

　　(1)充电电流是当直流电压加到被试晶上时，对绝缘结构的几何电容进行充电形成的电流，其值决定于两极之间的几何尺寸和结构形式，并随施加电压的时间衰减很快。当去掉直流电压时相反的放电电流。电路中便会产生与充电电流极性

　　(2)吸收电流是当直流电压加到被试品上时，绝缘介质的原子核与电子负荷的中心产生偏移，或偶极于缓慢转动并调整其排列方向等而产生的电流，此电流随施加电压的时间衰减较慢。

　　(3)泄漏电流是当直流电压加到被试品上时，绝缘内部或表面移动的带电粒子、离子和自由电子形成的电流，此电流与施加电压的时间无关，而只决定于施加的直流电压的大小。总电流为上述三种电流的合成电流。几种电流的时间特性曲线如图2—7所示。

图2—7直流电压作用下绝缘介质中的等值电流

i－总电流；i1－吸收电流；i2充电电流；i3泄漏电流

　　变压器的绝缘电阻是表征同一直流电压下，不同加压时间所呈现的绝缘特性变化。绝缘电阻的变化决定于电流i的变化，它直接与施加直流电压的时间有关，一般均统一规定绝缘电阻的测定时间为一分钟。因为，对于中小型变压器，绝缘电阻值一分钟即可基本稳定；对于大型变压器则需要较长时间才能稳定。产品不同，绝缘电阻随时间的变化曲线也不同，但曲线形状大致相同，如图2—8所示。

**图2—8绝缘电阻与时间曲线**

**2．绝缘电阻的试验类型**

电力变压器绝缘电阻试验，过去采用测量绝缘电阻的R60。(一分钟的绝缘电阻值)，同时对大中型变压器测量吸收比值(R60／R15)。这对判断绕组绝缘是否受潮起到过一定作用。但近几年来，随着大容量电力变压器的广泛使用，且其干燥工艺有所改进，出现绝缘电阻绝对值较大时，往往吸收比偏小的结果，造成判断困难。吸取国外经验，采用极化指数户、／，即10rain(600s)与1rain(60s)的比值(R600／R60)。有助于解决正确判断所遇到的问题。

为了比较不同温度厂的绝缘电阻值。GB／6451—86国家标准规定了不同温度，下测量的绝缘电阻值R60换算到标准温度2叭：时的换算公式。

当t>20℃时

当t<20℃时

**表2－16测绝缘电阻值时换算系数表**

温度差

5

10

15

20

25

30

35

40

45

50

55

60

换算系数

1.2

1.5

1.8

2.3

2.8

3.4

4.1

5.1

6.2

7.5

9.2

11.2

**注中间温度差值的换算系数可用插值法求取**。

　　DL／T596—1996规程规定吸收比(10—30℃范围)不低于1．3或极化指数不低于1．5，且对吸收比和极化指数不进行温度换算。在判断时，新的预试规程规定吸收比或极化指数中任——项，达到上述相应的要求都作为符合标准。国外按极化指数判断变压器绝缘状况的参**考标准如表2—17所示**

状态

极化指数

良好

>2

较好

1.25－2

一般

1.1－1.25

不良

1－1.1

危险

<1

**3．绝缘电阻的试验方法**

(1)测量部位。

　　1)对于双绕组变压器，应分别测量高压绕组对低压绕组及地；低压绕组对高压绕组及地；高、低绕组对地，共三次测量。

　　2)对于三绕组变压器，应分别测量高压绕组对中、低压绕组及地；中／k绕组对高、低压绕组及地；低压绕组对高、中压绕组及地；高、中压绕组对低压绕组及地；高、低压绕组对中压绕组及地；十、低压绕组对高压绕组及地；高、中、低压绕组对地，共七次测量。确定测量部位是因为测量变压器绝缘电阻时，无论绕组对外壳还是绕组间的分布电容均被充电，当按不同顺序测量高压绕组和低压绕组绝缘电阻时，绕组间的电容重新充电过程不同而影响测量结果，因此为消除测量方法上造成的误差，在不同测量接线时测量绝缘电阻必须有一定的／顷序，且一经确定，每次试验均应按确定的顺序进行，便于对测量结果进行合理的比较。

(2)操作方法。

　　1)检查兆欧表或绝缘测定器本身及测量线的绝缘是否良好。检查方法是将兆欧表或绝缘测定器的接地端子与地线相连，测量端子与测量线一端相连，测量线另一端悬空，接通绝缘测定器的输出开关(或摇动兆欧表至额定转速)，绝缘电阻的读数接近无穷大，瞬时短接的绝缘电阻的读数为零。

　　2)将被试变压器高、中、低各绕组的所有端子分别用导线短接，测量前对被测量绕组对地和其余绕组进行放电。

　　3)接通绝缘测定器的输出开关(或摇动兆欧表至额定转速)，将测量绕组绝缘电阻的回路迅速接通，同时记录接通的时间。

　　4)当时间达到15s时，立即读取绝缘R15电阻值，60s时再读取R60值。如需要测量极化指数时，则应继续延长试验时间至10min，并应每隔一分钟读取一个值，同时准确作好记录。

　　5)到达结束时间，从变压器绕组上取下测量线，并将测量线与地线相连进行放电。

　　6)改变接线，分别完成上述程序对各绕组绝缘电阻的测量。

(3)注意事项。

　　1)绕组绝缘电阻的测量应采用2500V或5000V兆欧表。

2)测量前被测绕组应充分放电。

3)测量温度以顶层油温为准，并注意尽量使每次测量的温度相近，并最好在油温低于50C时测量。

4)绝缘电阻试验时要同时记录仪表读数、试验时间、上层油温，决不能随意估计这三个数据。

5)按要求进行统一温度换算。电力设备预防性试验规程DL／T596--1996规定，电力变压器的绝缘电阻值R60换算至同一温度下，与前一次测试结果相比应无明显变化。换算公式为

(2-24)

式中R1、R2--分别为温度t1、t2时的绝缘电阻值。

**4．绝缘电阻的测试分析**

(1)与测试时间的关系。对不同容量、不同电压等级的变压器的绝缘电阻随加压时间变化的趋势也有些不同，一般是60s之内随加压时间上升很快，60s到120s上升也较快，120s之后上升速度逐渐减慢。从绝对值来看，产品容量越大的电压等级愈高，尤其是220kV及以上电压等级的产品，60s之前的绝缘电阻值越小、60s之后达到稳定的时间越长，一般约要8rain以后才能基本稳定。这是由于在测量绝缘电阻时，兆欧表施加直流电压，在试品复合介质的交界面上会逐渐聚集电荷，这个过程的现象称为吸收现象，或称界面极化现象。通常吸收电荷的整个过程需经很长时间才能达到稳定。吸收比(R60／R15)反映测量刚开始时的数据，不能或来不及反映介质的全部吸收过程。而极化指数／~600／R60)时间较长，在更大程度上反映了介质吸收过程，因此极化指数在判断大型设备绝缘受潮问题上比吸收比更为准确。由此可见，220kV及以上电压等级的变压器应该测量极化指数。

(2)与测试温度的关系。当变压器的温度不超过30℃时，吸收比随温度的上升而增大，约30℃时吸收比达到最大极限值，超过30C时吸收比则从最大极限值开始下降。但220kV、500kV产品的吸收比和极化指数达到最大极限值的温度则为40℃以上。

(3)与变压器油中含水量的关系。变压器油中含水量对绝缘电阻的影响比较显著，反映在含水量增大，绝缘电阻减小、绝缘电阻吸收比降低，因此变压器油的品质是影响变压器绝缘系统绝缘电阻高低的重要因素之一。

(4)与变压器容量和电压等级的关系。在变压器容量相同的情况下，绝缘电阻常随电压等级的升高而升高，这是因为电压等级越高，绝缘距离越大的缘故。在变压器电压等级相同的情况下，绝缘电阻值常随容量的增大而降低，这是因为容量越大，等效电容的极板面积也增大，在电阻系数不变的情况下，绝缘电阻必然降低。

吸收比或极化指数能够有效反映绝缘受潮，是对变压器诊断受潮故障的重要手段。相对来讲，单纯依靠绝缘电阻绝对值的大小，对绕组绝缘作出判断，其灵敏度、有效性比较低。这一方面是因为测量时试验电压太低难以暴露缺陷；另一方面也是因为绝缘电阻值与绕组绝缘的结构尺寸、绝缘材料的品种、绕组温度等有关。但是，对于铁心、夹件、穿心螺栓等部件，测量绝缘电阻往往能反映故障。主要是因为这些部件的绝缘结构比较简单，绝缘介质单一。

**5．绝缘电阻检测与诊断实例**

(1)变压器充油循环后测绝缘电阻大幅下降。某2500kVA、l10kV变压器充油循环后测绝缘电阻比循环前大幅降低，以低一高中地为例，充油循环前只R15=5000M欧、R60＝10000M欧,、R60／R15＝2、tg8％＝0．25。充油循环后7．5h测量，R15＝250M欧、R60=300M欧、R60／Ri5＝1．2、tg8％＝1．15。充油循环后34h测量，R15＝7000M欧、R60＝10000M欧、R60／R15＝1．43。

造成上述原因可能是充油循环后油中产生的气泡对绝缘电阻的影响，因此要待油中气泡充分逸出，再测绝缘电阻才能真实反映变压器的绝缘状况，通常，对8000kVA及以上变压器需静置20h以上，小型配电变压器也要静置5h以上才能进行绝缘试验。

(2)油中含水量对变压器绝缘电阻的影响。某变压器绝缘电阻R60为750M欧，吸收比为1．12，油中含水量的微水分析超标，与二年前相近温度条件下R60>2500而R60／R15>1，5相比变化很大。经油处理，微水正常，绝缘电阻R60为2500M欧，吸收比为1．47。但运行一年后，预试又发现反复，绝缘电阻R60为800M欧、吸收比为1．16。再次进行微水检测发现超标。再次进行油过滤绝缘电阻又恢复正常。

　　分析认为油中含水量是对变压器绝缘电阻影响的主要因素，油中微水经油处理合格后，绝缘电阻亦正常，所以运行一阶段，油中微水又超标，应解释为纸绝缘材料中的水分并未全部烘干排除，并缓慢向油中析出而影响油的含水量，同时影响变压器的绝缘电阻值。

　　（3）吸收比和极化比指数随温度变化无规率可循。