

国家电网公司



STATE GRID
CORPORATION OF CHINA

供电企业安全性评价 查评依据

国家电网公司 编



中国电力出版社

www.cepp.com.cn

供电企业安全性评价 查评依据

国家电网公司 编



中国电力出版社
www.cepp.com.cn

内 容 提 要

本书为《供电企业安全性评价》(简评《评价》)一书的补充本,是对发电供电企业进行安全性评价的查评依据。本书按《评价》的顺序排序,并给出查评依据的出处和具体条款,以方便广大读者在使用时查阅。本书主要内容包括变电一次设备和电气二次设备、劳动安全和作业环境、安全生产管理等内容,为供电企业提供了较详实的依据。

本书不仅可供供电企业各级生产领导干部和专业人员在安全性评价中阅读使用,也可供开展安全检查和车间、班组技术培训中参考使用。

供电企业安全性评价查评依据

*

中国电力出版社出版、发行

(北京三里河路6号 100044 <http://www.cepp.com.cn>)

北京丰源印刷厂印刷

*

2004年4月第一版 2006年8月北京第六次印刷
787毫米×1092毫米 16开本 37.75印张 930千字
印数 23001—26000册

*

统一书号 155083·1017 定价 82.00元

版 权 专 有 翻 印 必 究

(本书如有印装质量问题,我社发行部负责退换)

编 制 说 明

1. 本书按照国家电网公司《供电企业安全性评价》评价项目的序号编排。
2. 为检索方便，在编排上评价项目序号采用黑体字，引用标准名称或《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》等反事故措施名称用楷体，引用标准内容或反措条目内容一律用宋体。
3. 同一评价项目的依据，按各有关标准和反措内容分别集中编排，且同一标准或反措的有关内容仍按原条文序号编排（但可能有因未选造成空号）。因此，同一标准或反措的有关内容的先后顺序可能与依据不同，使用时请注意对同一评价项目的依据进行全面浏览，以免遗漏。
4. 查评时，若本书引用的标准或反措已经修订或作废，请以新的标准或反措为准。标准之间有矛盾时，一般以颁发日期较后者为准。
5. 本书引用的部分查评依据是根据当时特定的事故或技术条件制定的，在使用时可根据查评时本单位技术水平和安全管理政策具体掌握。
6. 有些评价项目的评价依据，由于无全国统一的反事故措施，本书引用了部分地方性标准或反措，作为有关单位评价时参考。
7. 引用的标准内容中又提出参见其他标准的，一般不再编入本书。

目录

编制说明

1 总则 (略)	1
2 生产设备安全性评价	1
2.1 变电一次设备	1
2.1.1 主变压器和高压并联电抗器	1
2.1.2 高压配电装置	31
2.1.3 变电站(所)内电缆及电缆用构筑物	93
2.1.4 变电站(所)用电系统	100
2.1.5 无功补偿设备	103
2.2 电气二次设备	151
2.2.1 直流系统	151
2.2.2 继电保护及安全自动装置	174
2.2.3 通信	226
2.2.4 调度自动化系统	253
2.2.5 无人值班变电站通信与自动化	261
2.3 调度	265
2.4 输配电设备	301
2.4.1 架空输电线路	301
2.4.2 电力电缆线路	334
2.4.3 中压架空配电线路及设备	368
2.5 城市电网	409
2.5.1 运行管理	409
2.5.2 高压电网	454
2.5.3 中低压配电网	471
3 劳动安全和作业环境评价	498
3.1 劳动安全	498
3.1.1 电气安全	498
3.1.2 高处作业安全	513
3.1.3 起重作业安全	514
3.1.4 焊接安全	522
3.1.5 机械安全	525
3.1.6 小型锅炉及空压机	525

3.1.7	带电作业	525
3.1.8	爆炸压接	529
3.1.9	特种作业及防护用品	529
3.1.10	安全标志及遮栏	530
3.2	作业环境	530
3.2.1	生产区域照明	530
3.2.2	生产区域梯台	532
3.2.3	生产厂房及楼板、地面状况	536
3.2.4	防毒	536
3.3	交通安全	537
3.4	防火、防爆	538
3.5	防汛	552
3.6	抗震	552
4	安全生产管理评价	558
4.1	安全生产指导原则和安全目标管理	558
4.2	安全生产责任制	560
4.3	规程和规章制度	561
4.4	反事故措施与安全技术劳动保护措施	570
4.5	安全生产教育培训	571
4.6	安全例行工作	573
4.7	发包、出租和临时工安全管理	574
4.8	安全监督	575
4.9	事故的应急救援与调查处理	579
4.10	综合管理	587
4.11	安全考核与奖惩	589

1 总则（略）

2 生产设备安全性评价

2.1 变电一次设备

2.1.1 主变压器和高压并联电抗器

2.1.1.1 整体技术状况

2.1.1.1 (1) 本条评价项目（见《供电企业安全性评价》，简称《评价》）的查评依据如下。

【依据 1】《电力设备预防性试验规程》（DL/T 596—1996）表 5。

表 5 电力变压器及电抗器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求		说 明
1	油中溶解气体色谱分析	1) 220kV 及以上的所有变压器、容量 120MVA 及以上的发电厂主变压器和 330kV 及以上的电抗器在投运后的 4、10、30 天（500kV 设备还应增加 1 次在投运后 1 天）； 2) 运行中：a) 330kV 及以上变压器和电抗器为 3 个月；b) 220kV 变压器为 6 个月；c) 120MVA 及以上的发电厂主变压器为 6 个月；d) 其余 8MVA 及以上的变压器为 1 年；e) 8MVA 以下的油浸式变压器自行规定； 3) 大修后； 4) 必要时	1) 运行设备的油中 H ₂ 与烃类气体含量（体积分数）超过下列任何一项值时应引起注意： 总烃含量大于 150×10^{-6} H ₂ 含量大于 150×10^{-6} C ₂ H ₂ 含量大于 5×10^{-6} （500kV 变压器为 1×10^{-6} ）； 2) 烃类气体总和的产气速率大于 0.25ml/h（开放式）和 0.5ml/h（密封式），或相对产气速率大于 10%/月则认为设备有异常； 3) 对 330kV 及以上的电抗器，当出现痕量（小于 5×10^{-6} ）乙炔时也应引起注意；如气体分析虽已出现异常，但判断不至于危及绕组和铁心安全时，可在超过注意值较大的情况下运行		1) 总烃包括 CH ₄ 、C ₂ H ₆ 、C ₂ H ₄ 和 C ₂ H ₂ 四种气体； 2) 溶解气体组分含量有增长趋势时，可结合产气速率判断，必要时缩短周期进行追踪分析； 3) 总烃含量低的设备不宜采用相对产气速率进行判断； 4) 新投运的变压器应有投运前的测试数据； 5) 测试周期中 1) 项的规定适用于大修后的变压器
5	水分mg/L	1) 330kV 及以上为 1 年 2) 220kV 及以下必要时	投入运行前的油	运行油	运行中设备，测量时应注意温度的影响，尽量在顶层油温高于 50℃ 时采样，按 GB 7600 或 GB 7601 进行试验
			66 ~ 110kV ≤ 20 220kV ≤ 15 330 ~ 500kV ≤ 10	66 ~ 110kV ≤ 35 220kV ≤ 25 330 ~ 500kV ≤ 15	
10	油中含气量（体积分数）%	330 ~ 500kV 为 1 年	330kV 500kV ≤ 1	一般不大于 3	按 DL/T 423 或 DL/T 450 进行试验

【依据 2】《电力工业部预防 110 ~ 500kV 变压器事故措施》（电力工业部电安生 [1996] 589 号文附件 2）。

六、防止变压器油劣化

加强油务管理监督工作，定期进行绝缘油的色谱分析和化学监督，保持变压器油质良

好，500kV 变压器的变压器油应严格控制含水量、含气量、油耐压强度和 $\lg\delta$ 四大指标。

【依据 3】《变压器油中溶解气体分析和判断导则》(DL/T 722—2000)。

4 产气原理

4.1 绝缘油的分解

绝缘油是由许多不同分子量的碳氢化合物分子组成的混合物，分子中含有 CH_3^* 、 CH_2^* 和 CH^* 化学基团，并由 C—C 键键合在一起。由电或热故障的结果可以使某些 C—H 键和 C—C 键断裂，伴随生成少量活泼的氢原子和不稳定的碳氢化合物的自由基，这些氢原子或自由基通过复杂的化学反应迅速重新化合，形成氢气和低分子烃类气体，如甲烷、乙烷、乙烯、乙炔等，也可能生成碳的固体颗粒及碳氢聚合物（X-蜡）。故障初期，所形成的气体溶解于油中；当故障能量较大时，也可能聚集成游离气体。碳的固体颗粒及碳氢聚合物可沉积在设备的内部。

低能量故障，如局部放电，通过离子反应促使最弱的键 C—H 键（338kJ/mol）断裂，主要重新化合成氢气而积累。对 C—C 键的断裂需要较高的温度（较多的能量），然后迅速以 C—C 键（607kJ/mol）、C=C 键（720kJ/mol）和 C≡C 键（960kJ/mol）的形式重新化合成烃类气体，依次需要越来越高的温度和越来越多的能量。

乙烯是在高于甲烷和乙烷的温度（大约为 500℃）下生成的（虽然在较低的温度时也有少量生成）。乙炔一般在 800～1200℃ 的温度下生成，而且当温度降低时，反应迅速被抑制，作为重新化合的稳定产物而积累。因此，大量乙炔是在电弧的弧道中产生的。当然在较低的温度下（低于 800℃）也会有少量乙炔生成。

油起氧化反应时，伴随生成少量 CO 和 CO_2 ，并且 CO 和 CO_2 能长期积累，成为数量显著的特征气体。

油碳化生成碳粒的温度在 500～800℃。

哈斯特（Halsterd）用热动力学平衡理论计算出在热平衡状态下形成的气体与温度的关系。热平衡下的气体分压—温度关系见附录 C（提示的附录）。

4.2 固体绝缘材料的分解

纸、层压板或木块等固体绝缘材料分子内含有大量的无水右旋糖环和弱的 C—O 键及葡萄糖甙键，它们的热稳定性比油中的碳氢键要弱，并能在较低的温度下重新化合。聚合物裂解的有效温度高于 105℃，完全裂解和碳化高于 300℃，在生成水的同时，生成大量的 CO 和 CO_2 及少量烃类气体和呋喃化合物，同时油被氧化。CO 和 CO_2 的形成不仅随温度而且随油中氧的含量和纸的湿度增加而增加。

概括上述的要点，不同的故障类型产生的主要特征气体和次要特征气体可归纳为表 1。

分解出的气体形成气泡，在油里经对流、扩散，不断地溶解在油中。这些故障气体的组成和含量与故障的类型及其严重程度有密切关系。因此，分析溶解于油中的气体，就能尽早发现设备内部存在的潜伏性故障，并可随时监视故障的发展状况。

在变压器里，当产气速率大于溶解速率时，会有一部分气体进入气体继电器或储油柜中。当变压器的气体继电器内出现气体时，分析其中的气体，同样有助于对设备的状况做出

判断。

表 1 不同故障类型产生的气体

故障类型	主要气体组分	次要气体组分
油过热	CH ₄ , C ₂ H ₄	H ₂ , C ₂ H ₆
油和纸过热	CH ₄ , C ₂ H ₄ , CO, CO ₂	H ₂ , C ₂ H ₆
油纸绝缘中局部放电	H ₂ , CH ₄ , CO	C ₂ H ₂ , C ₂ H ₆ , CO ₂
油中火花放电	H ₂ , C ₂ H ₂	
油中电弧	H ₂ , C ₂ H ₂	CH ₄ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₆
油和纸中电弧	H ₂ , C ₂ H ₂ , CO, CO ₂	CH ₄ , H ₂ H ₄ , C ₂ H ₆

注 进水受潮或油中气泡可能使氢含量升高 (见 4.3)

4.3 气体的其他来源

在某些情况下,有些气体可能不是设备故障造成的,例如油中含有水,可以与铁作用生成氢。过热的铁心层间油膜裂解也可生成氢。新的不锈钢中也可能在加工过程中或焊接时吸附氢而又慢慢释放到油中。特别是在温度较高、油中有溶解氧时,设备中某些油漆(醇酸树脂),在某些不锈钢的催化下,甚至可能生成大量的氢。某些改型的聚酰亚胺型的绝缘材料也可生成某些气体而溶解于油中。油在阳光照射下也可以生成某些气体。设备检修时,暴露在空气中的油可吸收空气中的 CO₂ 等。这时,如果不真空滤油,则油中 CO₂ 的含量约为 300μL/L (与周围环境的空气有关)。

另外,某些操作也可生成故障气体,例如:有载调压变压器中切换开关油室的油向变压器主油箱渗漏,或选择开关在某个位置动作时,悬浮电位放电的影响;设备曾经有过故障,而故障排除后绝缘油未经彻底脱气,部分残余气体仍留在油中;设备油箱带油补焊;原注入的油就含有某些气体等。

这些气体的存在一般不影响设备的正常运行。但当利用气体分析结果确定设备内部是否存在故障及其严重程度时,要注意加以区分。

5 检测周期

5.1 投运前的检测

按表 2 进行定期检测的新设备及大修后的设备,投运前应至少作一次检测。如果在现场进行感应耐压和局部放电试验,则应在试验后再作一次检测。制造厂规定不取样的全密封互感器不作检测。

5.2 投运时的检测

按表 2 所规定的新的或大修后的变压器和电抗器至少应在投运后 1d (仅对电压 330kV 及以上的变压器和电抗器、容量在 120MVA 及以上的发电厂升压变压器)、4d、10d、30d 各做一次检测,若无异常,可转为定期检测。制造厂规定不取样的全密封互感器不作检测。套管在必要时进行检测。

5.3 运行中的定期检测

运行中设备的定期检测周期按表 2 的规定进行。

5.4 特殊情况下的检测

表 2 运行中设备的定期检测周期

设备名称	设备电压等级和容量	检测周期
变压器和电抗器	电压 330kV 及以上 容量 240MVA 及以上 所有发电厂升压变压器	3 个月一次
	电压 220kV 及以上 容量 120MVA 及以上	6 个月一次
	电压 66kV 及以上 容量 8MVA 及以上	1 年一次
	电压 66kV 及以下 容量 8MVA 及以下	自行规定
互感器	电压 66kV 及以上	1~3 年一次
套管		必要时

注 制造厂规定不取样的全密封互感器，一般在保证期内不做检测。在超过保证期后，应在不破坏密封的情况下取样分析。

9 故障的识别

9.1 概述

正常运行时，充油电气设备内部的绝缘油和有机绝缘材料，在热和电的作用下，会逐渐老化和分解，产生少量的各种低分子烃类气体及一氧化碳、二氧化碳等气体。在热和电故障的情况下，也会产生这些气体。这两种来源的气体在技术上不能分离，在数值上也没有严格的界限，而且与负荷、温度、油中的含水量、油的保护系统和循环系统，以及取样和测试的许多可变因素有关。因此在判断设备是否存在故障及其故障的严重程度时，要根据设备运行的历史状况和设备的特点及外部环境等因素进行综合判断。有时设备内并不存在故障，而由于其他原因，在油中也会出现上述气体，要注意这些可能引起误判断的气体来源（见 4.3）。

此外，还应注意油冷却系统附属设备（如潜油泵）的故障产生的气体也会进入到变压器本体的油中。

9.2 出厂和新投运的设备

对出厂和新投运的变压器和电抗器要求为：出厂试验前后的两次分析结果，以及投运前后的两次分析结果不应有明显的区别。此外，气体含量应符合表 6 的要求。

表 6 对出厂和新投运的设备气体含量的要求

μL/L

气 体	变压器和电抗器	互 感 器	套 管
氢	< 10	< 50	< 150
乙 炔	0	0	0
总 烃	< 20	< 10	< 10

9.3 运行中设备油中溶解气体的注意值

9.3.1 油中溶解气体组分含量注意值

运行中设备内部油中气体含量超过表 7 和表 8 所列数值时，应引起注意。

当设备出现异常情况时（如气体继电器动作，受大电流冲击或过励磁等），或对测试结果有怀疑时，应立即取油样进行检测，并根据检测出的气体含量情况，适当缩短检测周期。

6.1.2 取油样的容器

应使用密封良好的玻璃注射器取油样。当注射器充有油样时，芯子能按油体积随温度的变化自由滑动，使内外压力平衡。

6.2.2 取气样的容器

应使用密封良好的玻璃注射器取气样。取样前应用设备本体油润湿注射器，以保证注射器滑润和密封。

表 7 变压器、电抗器和套管油中溶解气体含量注意值

 $\mu\text{L/L}$

设 备	气体组分	含 量	
		330kV 及以上	220kV 及以下
变压器和电抗器	总 烃	150	150
	乙 炔	1	5
	氢	150	150
	一氧化碳	(见 10.3)	(见 10.3)
	二氧化碳	(见 10.3)	(见 10.3)
套 管	甲 烷	100	100
	乙 炔	1	2
	氢	500	500

注 1. 该表所列数值不适用于从气体继电器放气嘴取出的气样 (见第 11 章)。

2. 关于 330kV 及以上电抗器的判断方法见 9.3.1b)。

表 8 电流互感器和电压互感器油中溶解气体含量的注意值

 $\mu\text{L/L}$

设 备	气体组分	含 量	
		220kV 及以上	110kV 及以下
电流互感器	总 烃	100	100
	乙 炔	1	2
	氢	150	150
电压互感器	总 烃	100	100
	乙 炔	2	3
	氢	150	150

在识别设备是否存在故障时,不仅要考虑油中溶解气体含量的绝对值,还应注意:

a) 注意值不是划分设备有无故障的唯一标准。当气体浓度达到注意值时,应进行追踪分析,查明原因。

b) 对 330kV 及以上的电抗器,当出现痕量 (小于 $1\mu\text{L/L}$) 乙炔时也应引起注意;如气体分析虽已出现异常,但判断不致于危及绕组和铁心安全时,可在超过注意值较大的情况下运行。

c) 影响电流互感器和电容式套管油中氢气含量的因素较多 (见 4.3),有的氢气含量虽低于表中的数值,但有增长趋势,也应引起注意;有的只是氢气含量超过表中数值,若无明显增长趋势,也可判断为正常。

d) 注意区别非故障情况下的气体来源,进行综合分析 (见 4.3)。

9.3.2 设备中气体增长率注意值

仅仅根据分析结果的绝对值是很难对故障的严重性做出正确判断的。因为故障常常以低能量的潜伏性故障开始,若不及时采取相应的措施,可能会发展成较严重的高能量的故障。因此,必须考虑故障的发展趋势,也就是故障点的产气速率。产气速率与故障消耗能量大小、故障部位、故障点的温度等情况有直接关系。

推荐下列两种方式表示产气速率 (未考虑气体损失)。

a) 绝对产气速率，即每运行日产生某种气体的平均值，按下式计算：

$$\gamma_a = \frac{C_{i,2} - C_{i,1}}{\Delta t} \cdot \frac{m}{\rho} \quad (12)$$

式中： γ_a ——绝对产气速率，mL/d；

$C_{i,2}$ ——第二次取样测得油中某气体浓度， $\mu\text{L/L}$ ；

$C_{i,1}$ ——第一次取样测得油中某气体浓度， $\mu\text{L/L}$ ；

Δt ——二次取样时间间隔中的实际运行时间，d；

m ——设备总油量，t；

ρ ——油的密度， t/m^3 。

变压器和电抗器绝对产气速率的注意值如表 9 所示。

表 9 变压器和电抗器绝对产气速率注意值 mL/d

气体组分	开放式	隔膜式
总烃	6	12
乙炔	0.1	0.2
氢	5	10
一氧化碳	50	100
二氧化碳	100	200

注 当产气速率达到注意值时，应缩短检测周期，进行追踪分析。

b) 相对产气速率，即每运行月（或折算到月）某种气体含量增加原有值的百分数的平均值，按下式计算：

$$\gamma_r = \frac{C_{i,2} - C_{i,1}}{C_{i,1}} \times \frac{1}{\Delta t} \times 100\% \quad (13)$$

式中： γ_r ——相对产气速率，%/月；

$C_{i,2}$ ——第二次取样测得油中某气体浓度， $\mu\text{L/L}$ ；

$C_{i,1}$ ——第一次取样测得油中某气体浓度， $\mu\text{L/L}$ ；

Δt ——二次取样时间间隔中的实际运行时间，月。

相对产气速率也可以用来判断充油电气设备内部的情况。总烃的相对产气速率大于 10% 时，应引起注意。对总烃起始含量很低的设备，不宜采用此判据。

产气速率在很大程度上依赖于设备类型、负荷情况、故障类型和所用绝缘材料的体积及其老化程度，应结合这些情况进行综合分析。判断设备状况时，还应考虑到呼吸系统对气体的逸散作用。

对怀疑气体含量有缓慢增长趋势的设备，使用在线监测仪随时监视设备的气体增长情况是有益的，以便监视故障发展趋势。

10 故障类型的判断

10.1 特征气体法

根据第 4 章所述的基本原理和表 1 所列的不同故障类型产生的气体可推断设备的故障类型。

10.2 三比值法

10.2.1 在热动力学和实践的基础上，推荐改良的三比值法（五种气体的三对比值）作为判断充油电气设备故障类型的主要方法。改良三比值法是用不同的编码表示三对比值。编码规则和故障类型判断方法见表 10 和表 11。

利用三对比值的另一种判断故障类型的方法，是溶解气体分析解释表和解释简表。

10.2.2 三比值法的应用原则：

a) 只有根据气体各组分含量的注意值或气体增长率的注意值有理由判断设备可能存在故障时，气体比值才是有效的，并应予计算。对气体含量正常，且无增长趋势的设备，比值没有意义。

表 10 编 码 规 则

气体比值范围	比值范围的编码		
	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6
<0.1	0	1	0
$\geq 0.1 \sim <1$	1	0	0
$\geq 1 \sim <3$	1	2	1
≥ 3	2	2	2

表 11 故障类型判断方法

编 码 组 合			故障类型判断	故 障 实 例 (参 考)
C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6		
0	0	1	低 温 过 热 (低 于 150℃)	绝缘导线过热, 注意 CO 和 CO ₂ 的含量, 以及 CO ₂ /CO 值
	2	0	低 温 过 热 (150 ~ 300)℃	分接开关接触不良, 引线夹件螺丝松动或接头 焊接不良, 涡流引起铜过热, 铁心漏磁, 局部短 路, 层间绝缘不良, 铁心多点接地等
	2	1	中 温 过 热 (300 ~ 700)℃	
	0, 1, 2	2	高 温 过 热 (高 于 700℃)	
	1	0	局部放电	高湿度、高含气量引起油中低能量密度的局部 放电
1	0, 1	0, 1, 2	低能放电	引线对电位未固定的部件之间连续火花放电, 分接抽头引线和油隙闪络, 不同电位之间的油中 火花放电或悬浮电位之间的火花放电
	2	0, 1, 2	低能放电兼过热	
2	0, 1	0, 1, 2	电弧放电	线圈匝间、层间短路, 相间闪络、分接头引线 间油隙闪络、引线对箱壳放电、线圈熔断、分接 开关飞弧、因环路电流引起电弧、引线对其他接 地体放电等
	2	0, 1, 2	电弧放电兼过热	

b) 假如气体的比值与以前的不同, 可能有新的故障重叠在老故障或正常老化上。为了得到仅仅相应于新故障的气体比值, 要从最后一次的分析结果中减去上一次的分析数据, 并重新计算比值 (尤其是在 CO 和 CO₂ 含量较大的情况下)。在进行比较时, 要注意在相同的负荷和温度等情况下和在相同的位置取样。

c) 由于溶解气体分析本身存在的试验误差, 导致气体比值也存在某些不确定性。利用本导则所述的方法分析油中溶解气体结果的重复性和再现性见 8.6。对气体浓度大于 10 μ L/L 的气体, 两次的测试误差不应大于平均值的 10%, 而在计算气体比值时, 误差提高到 20%。当气体浓度低于 10 μ L/L 时, 误差会更大, 使比值的精确度迅速降低。因此在使用比值法判断设备故障性质时, 应注意各种可能降低精确度的因素。尤其是对正常值普遍较低的电压互感器、电流互感器和套管, 更要注意这种情况。

10.3 对一氧化碳和二氧化碳的判断

当故障涉及到固体绝缘时, 会引起 CO 和 CO₂ 含量的明显增长。根据现有的统计资料, 固体绝缘的正常老化过程与故障情况下的劣化分解, 表现在油中 CO 和 CO₂ 的含量上, 一般

没有严格的界限，规律也不明显。这主要是由于从空气中吸收的 CO_2 、固体绝缘老化及油的长期氧化形成 CO 和 CO_2 的基值过高造成的。开放式变压器溶解空气的饱和量为 10%，设备里可以含有来自空气中的 $300\mu\text{L/L}$ 的 CO_2 。在密封设备里，空气也可能经泄漏而进入设备油中，这样，油中的 CO_2 浓度将以空气的比率存在。经验证明，当怀疑设备固体绝缘材料老化时，一般 $\text{CO}_2/\text{CO} > 7$ 。当怀疑故障涉及到固体绝缘材料时（高于 200°C ），可能 $\text{CO}_2/\text{CO} < 3$ ，必要时，应从最后一次的测试结果中减去上一次的测试数据，重新计算比值，以确定故障是否涉及到了固体绝缘。

当怀疑纸或纸板过度老化时，应适当地测试油中糠醛含量，或在可能的情况下测试纸样的聚合度。

10.5 判断故障的步骤

10.5.1 出厂前的设备

按 9.2 的规定进行比较，并注意积累数据。当根据试验结果怀疑有故障时，应结合其他检查性试验进行综合判断。

10.5.2 运行中的设备

a) 将试验结果的几项主要指标（总烃、甲烷、乙炔、氢）与表 7 和表 8 列出的油中溶解气体含量注意值作比较，同时注意产气速率，与表 9 列出的产气速率注意值作比较。短期内各种气体含量迅速增加，但尚未超过表 7 和表 8 中的数值，也可判断为内部有异常状况；有的设备因某种原因使气体含量基值较高，超过表 7 和表 8 的注意值，但增长速率低于表 9 产气速率的注意值，仍可认为是正常设备。

b) 当认为设备内部存在故障时，可用 10.1、10.2 和 10.4 所述的方法并参考附录 C、附录 E 和附录 F，对故障的类型进行判断。

c) 对一氧化碳和二氧化碳的判断按 10.3 进行。

d) 在气体继电器内出现气体的情况下，应将继电器内气样的分析结果按第 11 章所述的方法进行判断。

e) 根据上述结果以及其他检查性试验（如测量绕组直流电阻、空载特性试验、绝缘试验、局部放电试验和测量微量水分等）的结果，并结合该设备的结构、运行、检修等情况进行综合分析，判断故障的性质及部位。根据具体情况对设备采取不同的处理措施（如缩短试验周期，加强监视，限制负荷，近期安排内部检查，立即停止运行等）。

10.6 充油电气设备的典型故障

表 G1 电力变压器的典型故障

故障类型	举 例
局部放电	由不完全浸渍、高湿度的纸、油过饱和，或空腔造成的充气空腔中的局部放电，并导致形成 X-蜡
低能量放电	不良连接形成不同电位或悬浮电位，造成的火花放电或电弧，可发生在屏蔽环、绕组中相邻的线饼间或导体间，以及连线开焊处或铁心的闭合回路中。 夹件间、套管与箱壁、线圈内的高压和地端的放电。 木质绝缘块、绝缘构件胶合处，以及绕组垫块的沿面放电。油击穿、选择开关的切断电流
高能量放电	局部高能量或由短路造成的内络，沿面放电或电弧。 低压对地、接头之间、线圈之间、套管和箱体之间、铜排和箱体之间、绕组和铁心之间的短路。环绕主磁通的两个邻近导体之间的放电。铁心的绝缘螺丝、固定铁心的金属环之间的放电

续表

故障类型	举 例
过热 $t < 300^{\circ}\text{C}$	在救急状态下, 变压器超铭牌运行。 绕组中油流被阻塞。 在铁轭夹件中的杂散磁通量
过热 $300^{\circ}\text{C} < t < 700^{\circ}\text{C}$	螺栓连接处 (特别是铝排)、滑动接触面、选择开关内的接触面 (形成积碳), 以及套管引线和电缆的连接接触不良。 铁轭处夹件和螺栓之间、夹件和铁心叠片之间的环流, 接地线中的环流, 以及磁屏蔽上的不良焊点和夹件的环流。 绕组中平行的相邻导体之间的绝缘磨损
过热 $t > 700^{\circ}\text{C}$	油箱和铁心上的大的环流。 油箱壁未补偿的磁场过高, 形成一定的电流。 铁心叠片之间的短路

表 G2 互感器的典型故障

故障类型	举 例
局部放电	纸不完全浸渍造成充气空腔、纸中水分、油的过饱和, 以及纸的皱纹或重叠处造成局部放电, 生成的 X-蜡沉积, 介损增加。 附近变电站母线系统开关操作导致局部放电 (在电流互感器情况下), 电容器元件边缘上的过电压引起的局部放电 (在电容型电压互感器情况下)
低能量放电	连接松动或悬浮的金属带附近火花放电。 纸上有沿面放电 静电屏蔽中的电弧
高能量放电	电容型均压箔片之间的局部短路, 带有局部高密度电流, 能导致金属箔局部熔化。 短路电流具有很大的破坏性, 结果造成设备击穿或爆炸, 而在事故之后进行油中溶解气体分析一般是不可能的
过 热	X-蜡的污染、受潮或错误地选择绝缘材料, 都可引起纸的介损过高, 从而导致纸绝缘中产生环流, 并造成绝缘过热和热崩溃。 连接点接触不良或焊接不良。 铁磁谐振造成电磁互感器过热。 在铁心片边缘上的环流

表 G3 套管的典型故障

故障类型	举 例
局部放电	纸受潮、不完全浸渍、油的过饱和, 或纸被 X-蜡沉积物污染, 造成充气空腔中的局部放电。也可能在运输期间把松散的绝缘纸弄皱、弄折, 造成局部放电
低能量放电	电容末屏连接不良引起的火花放电。 静电屏蔽连接线中的电弧。 纸上有沿面放电
高能量放电	在电容均压金属箔片间的短路, 局部高电流密度能溶化金属箔片, 但不会导致套管爆炸
热故障 $300^{\circ}\text{C} < t < 700^{\circ}\text{C}$	由于污染或不合理地选择绝缘材料引起的高介损, 从而造成纸绝缘中的环流, 并造成热崩溃。 套管屏蔽间或高压引线接触不良, 温度由套管内的导体传出

2.1.1.1 (2) 本条评价项目 (见《评价》) 的查评依据如下。

【依据】《电力设备预防性试验规程》(DL/T 596—1996)。

13.1 变压器油

13.1.1 新变压器油的验收，应按 GB 2536 或 SH0040 的规定。

13.1.2 运行中变压器油的试验项目和要求见表 36，试验周期如下：

表 36 变压器油的试验项目和要求

序号	项 目	要 求		说 明
		投入运行前的油	运 行 油	
1	外 观	透明、无杂质或悬浮物		将油样注入试管中冷却至 5℃ 在光线充足的地方观察
2	水溶性酸 (pH 值)	≥ 5.4	≥ 4.2	按 GB 7598 进行试验
3	酸值 (mgKOH/g)	≤ 0.03	≤ 0.1	按 GB 264 或 GB 7599 进行试验
4	闪点 (闭口, °C)	≥ 140 (10 号、25 号油) ≥ 135 (45 号油)	1) 不应比左栏要求低 5℃ 2) 不应比上次测定值低 5℃	按 GB 261 进行试验
5	水分 (mg/L)	66 ~ 110kV ≤ 20 220kV ≤ 15 330 ~ 500kV ≤ 10	66 ~ 110kV ≤ 35 220kV ≤ 25 330 ~ 500kV ≤ 15	运行中设备，测量时应注意温度的影响，尽量在顶层油温高于 50℃ 时采样，按 GB 7600 或 GB 7601 进行试验
6	击穿电压 (kV)	15kV 以下 ≥ 30 15 ~ 35kV ≥ 35 66 ~ 220kV ≥ 40 330kV ≥ 50 500kV ≥ 60	15kV 以下 ≥ 25 15 ~ 35kV ≥ 30 66 ~ 220kV ≥ 35 330kV ≥ 45 500kV ≥ 50	按 GB/T 507 和 DL/T 429.9 方法进行试验
7	界面张力 (25℃, mN/m)	≥ 35	≥ 19	按 GB/T 6541 进行试验
8	$\lg \delta$ (90℃, %)	300kV 及以下 ≤ 1 500kV ≤ 0.7	300kV 及以下 ≤ 4 500kV ≤ 2	按 GB 5654 进行试验
9	体积电阻率 (90℃, $\Omega \cdot m$)	$\geq 6 \times 10^{10}$	500kV $\geq 1 \times 10^{10}$ 330kV 及以下 $\geq 3 \times 10^9$	按 DL/T 421 或 GB 5654 进行试验
10	油中含气量 (体积分数, %)	330kV 500kV ≤ 1	一般不大于 3	按 DL/T 423 或 DL/T 450 进行试验
11	油泥与沉淀物 (质量分数, %)	—	一般不大于 0.02	按 GB/T 511 试验，若只测定油泥含量，试验最后采用乙醇—苯 (1:4) 将油泥洗于恒重容器中，称重
12	油中溶解气体 色谱分析	变压器、电抗器 见 DL/T 596—1996 的第 6 章 互感器 见 DL/T 596—1996 的第 7 章 套管 见 DL/T 596—1996 的第 9 章 电力电缆 见 DL/T 596—1996 的第 11 章		取样、试验和判断方法分别按 GB 7597、SD 304 和 GB 7252 的规定进行

注 1. 对全密封式设备如互感器，不易取样或补充油，应根据具体情况决定是否采样。

2. 有载调压开关用的变压器油的试验项目、周期和要求按制造厂规定。

a) 330kV 和 500kV 变压器、电抗器油，试验周期为 1 年的项目有序号 1、2、3、5、6、7、8、9、10；

b) 66 ~ 220kV 变压器、电抗器和 1000kVA 及以上所、厂用变压器油，试验周期为 1 年的项目有序号 1、2、3、6，必要时试验的项目有 5、8、9；

- c) 35kV 及以下变压器油试验周期为 3 年的项目有序号 6；
- d) 新变压器、电抗器投运前、大修后油试验项目有序号 1、2、3、4、5、6、7、8、9 (对 330、500kV 的设备增加序号 10)；
- e) 互感器、套管油的试验结合油中溶解气体色谱分析试验进行，项目按第 7、9 章有关规定；
- f) 序号 11 项目在必要时进行。

13.1.3 设备和运行条件的不同，会导致油质老化速度不同，当主要设备用油的 pH 值接近 4.4 或颜色骤然变深，其他指标接近允许值或不合格时，应缩短试验周期，增加试验项目，必要时采取处理措施。

13.1.4 关于补油或不同牌号油混合使用的规定。

13.1.4.1 补加油品的各项特性指标不应低于设备内的油。如果补加到已接近运行油质量要求下限的设备油中，有时会导致油中迅速析出油泥，故应预先进行混油样品的油泥析出和 $\lg\delta$ 试验。试验结果无沉淀物产生且 $\lg\delta$ 不大于原设备内油的 $\lg\delta$ 值时，才可混合。

13.1.4.2 不同牌号新油或相同质量的运行中油，原则上不宜混合使用。如必须混合时应按混合油实测的凝点决定是否可用。

13.1.4.3 对于国外进口油、来源不明以及所含添加剂的类型并不完全相同的油，如需要与不同牌号油混合时，应预先进行参加混合的油及混合后油样的老化试验。

13.1.4.4 油样的混合比应与实际使用的混合比一致，如实际使用比不详，则采用 1：1 比例混合。

2.1.1.1 (3) 本条评价项目（见《评价》）的查评依据如下。

【依据 1】《电力设备预防性试验规程》(DL/T 596—1996)。

6.1 电力变压器及电抗器的试验项目、周期和要求见表 5。

表 5 电力变压器及电抗器的试验项目、周期和要求

序号	项 目	周 期	要 求	说 明
1	油中溶解气体色谱分析	1) 220kV 及以上的所有变压器、容量 120MVA 及以上的发电厂主变压器和 330kV 及以上的电抗器在投运后的 4、10、30 天 (500kV 设备还应增加 1 次在投运后 1 天)； 2) 运行中：a) 330kV 及以上变压器和电抗器为 3 个月；b) 220kV 变压器为 6 个月；c) 120MVA 及以上的发电厂主变压器为 6 个月；d) 其余 8MVA 及以上的变压器为 1 年；e) 8MVA 以下的油浸式变压器自行规定； 3) 大修后； 4) 必要时	1) 运行设备的油中 H_2 与烃类气体含量（体积分数）超过下列任何一项值时应引起注意： 总烃含量大于 150×10^{-6} H_2 含量大于 150×10^{-6} C_2H_2 含量大于 5×10^{-6} (500kV 变压器为 1×10^{-6})； 2) 烃类气体总和的产气速率大于 0.25ml/h (开放式) 和 0.5ml/h (密封式)，或相对产气速率大于 10%/月则认为设备有异常； 3) 对 330kV 及以上的电抗器，当出现痕量（小于 5×10^{-6} ）乙炔时也应引起注意；如气体分析虽已出现异常，但判断不至于危及绕组和铁心安全时，可在超过注意值较大的情况下运行	1) 总烃包括 CH_4 、 C_2H_6 、 C_2H_4 和 C_2H_2 四种气体； 2) 溶解气体组分含量有增长趋势时，可结合产气速率判断，必要时缩短周期进行追踪分析； 3) 总烃含量低的设备不宜采用相对产气速率进行判断； 4) 新投运的变压器应有投运前的测试数据； 5) 测试周期中 1) 项的规定适用于大修后的变压器