



中华人民共和国国家标准

GB/T 6451—2023

代替 GB/T 6451—2015, GB/T 25289—2010

油浸式电力变压器技术参数和要求

Technical parameters and requirements for oil-immersed power transformers

2023-09-07 发布

2024-04-01 实施

国家市场监督管理总局
国家标准化管理委员会 发布

目 次

前言 V

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 1

4 6 kV、10 kV 电压等级 2

5 20 kV 电压等级 9

6 35 kV 电压等级 16

7 66 kV 电压等级 23

8 110 kV 电压等级 29

9 220 kV 电压等级 36

10 330 kV 电压等级 44

11 500 kV 电压等级 52

12 750 kV 电压等级 59

13 1 000 kV 电压等级 64

附录 A (资料性) 典型 1 000 kV 级单相三绕组自耦电力变压器接线原理 75

附录 B (规范性) 20 kV 级高压为双电压的变压器试验 76

附录 C (规范性) 用户与制造方协商的试验 77

附录 D (资料性) 1 000 kV 级单相自耦电力变压器高压线端带有局部放电测量的感应电压试验
(IVPD)和中压线端交流耐压试验(LTAC)说明 78

图 1 6 kV、10 kV 级变压器的箱底支架位置(面对长轴方向) 5

图 2 6 kV、10 kV 级单相变压器圆柱型油箱的支架位置 6

图 3 6 kV、10 kV 级低压两端子顶出单相变压器的套管排列 8

图 4 6 kV、10 kV 级低压三端子顶出单相变压器的套管排列 8

图 5 6 kV、10 kV 级低压端子侧出单相变压器的套管排列(长圆型油箱) 8

图 6 6 kV、10 kV 级低压端子侧出单相变压器的套管排列(圆柱型油箱) 8

图 7 6 kV、10 kV 级联结组标号为 Dyn11、Yzn11、Yyn0 的三相变压器的套管排列 9

图 8 6 kV、10 kV 级联结组标号为 Yd11 或 Dy11 的三相变压器的套管排列 9

图 9 20 kV 级变压器的箱底支架位置(面对长轴方向) 12

图 10 20 kV 级单相变压器圆柱型油箱的支架位置 13

图 11 20 kV 级低压两端子顶出单相变压器的套管排列 15

图 12 20 kV 级低压三端子顶出单相变压器的套管排列 15

图 13 20 kV 级低压端子侧出单相变压器的套管排列(长圆型油箱) 15

图 14	20 kV 级低压端子侧出单相变压器的套管排列(圆柱型油箱)	15
图 15	20 kV 级三相变压器的套管排列	16
图 16	35 kV 级变压器的箱底支架位置一(面对长轴方向)	19
图 17	35 kV 级变压器的箱底支架位置二(面对长轴方向)	20
图 18	35 kV 级联结组标号为 Dyn11、Yyn0 的双绕组变压器的套管排列	22
图 19	35 kV 级联结组标号为 Yd11 的双绕组变压器的套管排列	22
图 20	35 kV 级联结组标号为 YNd11 的双绕组变压器的套管排列	23
图 21	66 kV 级变压器的箱底支架位置一(面对长轴方向)	26
图 22	66 kV 级变压器的箱底支架位置二(面对长轴方向)	26
图 23	66 kV 级联结组标号为 YNd11 的双绕组变压器的套管排列	28
图 24	66 kV 级联结组标号为 Yd11 的双绕组变压器的套管排列	28
图 25	110 kV 级变压器的箱底支架位置一(面对长轴方向)	33
图 26	110 kV 级变压器的箱底支架位置二(面对长轴方向)	34
图 27	110 kV 级联结组标号为 YNd11 的双绕组变压器的套管排列	35
图 28	110 kV 级联结组标号为 YNyn0d11 的三绕组变压器的套管排列	35
图 29	220 kV 级低压为 6.3 kV~20 kV、联结组标号为 YNd11 的双绕组变压器的套管排列	43
图 30	220 kV 级低压为 35 kV~69 kV、联结组标号为 YNd11 的双绕组变压器的套管排列	43
图 31	220 kV 级联结组标号为 YNyn0d11 的三绕组变压器的套管排列	44
图 32	220 kV 级联结组标号为 YNa0d11 的三绕组自耦变压器的套管排列	44
图 33	330 kV 级联结组标号为 YNd11 的双绕组变压器的套管排列	51
图 34	330 kV 级联结组标号为 YNa0d11 的三绕组自耦变压器的套管排列	51
图 35	330 kV 级联结组标号为 YNyn0d11 的三绕组变压器的套管排列	52
图 A.1	典型 1 000 kV 级单相三绕组自耦电力变压器接线原理示意图	75
图 D.1	1 000 kV 级单相自耦电力变压器中压线端交流耐压试验(LTAC)接线图	78
表 1	6 kV、10 kV 级 30 kVA~2 500 kVA 三相双绕组无励磁调压配电变压器	2
表 2	6 kV、10 kV 级 630 kVA~6 300 kVA 三相双绕组无励磁调压电力变压器	3
表 3	6 kV、10 kV 级 200 kVA~2 500 kVA 三相双绕组有载调压配电变压器	3
表 4	6 kV、10 kV 级 5 kVA~160 kVA 单相双绕组无励磁调压配电变压器	4
表 5	20 kV 级 30 kVA~2 500 kVA 三相双绕组无励磁调压配电变压器	10
表 6	20 kV 级 5 kVA~160 kVA 单相双绕组无励磁调压配电变压器	10
表 7	35 kV 级 50 kVA~2 500 kVA 三相双绕组无励磁调压配电变压器	16
表 8	35 kV 级 630 kVA~31 500 kVA 三相双绕组无励磁调压电力变压器	17
表 9	35 kV 级 2 000 kVA~31 500 kVA 三相双绕组有载调压电力变压器	18
表 10	35 kV 级变压器油箱真空度和正压力值	20
表 11	66 kV 级 630 kVA~63 000 kVA 三相双绕组无励磁调压电力变压器	23
表 12	66 kV 级 6 300 kVA~63 000 kVA 三相双绕组有载调压电力变压器	24
表 13	66 kV 级变压器油箱真空度和正压力值	27

表 14	110 kV 级 6 300 kVA~180 000 kVA 三相双绕组无励磁调压电力变压器	29
表 15	110 kV 级 6 300 kVA~63 000 kVA 三相三绕组无励磁调压电力变压器	30
表 16	110 kV 级 6 300 kVA~63 000 kVA 三相双绕组有载调压电力变压器	30
表 17	110 kV 级 6 300 kVA~63 000 kVA 三相三绕组有载调压电力变压器	31
表 18	110 kV 级 6 300 kVA~63 000 kVA 三相双绕组低压为 35 kV 级无励磁调压电力变压器	31
表 19	220 kV 级 31 500 kVA~420 000 kVA 三相双绕组无励磁调压电力变压器	36
表 20	220 kV 级 31 500 kVA~300 000 kVA 三相三绕组无励磁调压电力变压器	37
表 21	220 kV 级 31 500 kVA~240 000 kVA 低压为 66 kV 级三相双绕组无励磁调压电力变压器	38
表 22	220 kV 级 31 500 kVA~240 000 kVA 三相三绕组无励磁调压自耦电力变压器	38
表 23	220 kV 级 31 500 kVA~240 000 kVA 三相双绕组有载调压电力变压器	39
表 24	220 kV 级 31 500 kVA~240 000 kVA 三相三绕组有载调压电力变压器	39
表 25	220 kV 级 31 500 kVA~240 000 kVA 三相三绕组有载调压自耦电力变压器	40
表 26	330 kV 级 90 000 kVA~720 000 kVA 三相双绕组无励磁调压电力变压器	45
表 27	330 kV 级 90 000 kVA~240 000 kVA 三相三绕组无励磁调压电力变压器	45
表 28	330 kV 级 90 000 kVA~360 000 kVA 三相三绕组无励磁调压自耦电力变压器(串联绕组调压)	46
表 29	330 kV 级 90 000 kVA~360 000 kVA 三相三绕组有载调压自耦电力变压器(串联绕组末端调压)	46
表 30	330 kV 级 90 000 kVA~360 000 kVA 三相三绕组无励磁调压自耦电力变压器(中压线端调压)	47
表 31	330 kV 级 90 000 kVA~360 000 kVA 三相三绕组有载调压自耦电力变压器(中压线端调压一)	47
表 32	330 kV 级 90 000 kVA~360 000 kVA 三相三绕组有载调压自耦电力变压器(中压线端调压二)	48
表 33	500 kV 级 100 MVA~484 MVA 单相双绕组电力变压器	53
表 34	500 kV 级 120 MVA~1 170 MVA 三相双绕组电力变压器	53
表 35	500 kV 级 120 MVA~400 MVA 单相三绕组无励磁调压自耦电力变压器(中压线端调压)	54
表 36	500 kV 级 120 MVA~400 MVA 单相三绕组有载调压自耦电力变压器(中压线端调压)	55
表 37	750 kV 级 260 MVA~380 MVA 单相双绕组电力变压器	59
表 38	750 kV 级 750 MVA~1 140 MVA 三相双绕组电力变压器	59
表 39	750 kV 级 500 MVA~700 MVA 单相三绕组自耦电力变压器	60
表 40	1 000 kV 级 270 MVA~400 MVA 单相双绕组电力变压器	64
表 41	1 000 kV 级 1 000 MVA~1 500 MVA 单相三绕组自耦电力变压器	64
表 42	1 000 kV 级 1 000 MVA 单相三绕组有载调压自耦电力变压器(中性点调压)	65
表 43	1 000 kV 级变压器工频电压升高时的允许运行持续时间	66
表 44	1 000 kV 套管的额定绝缘水平	68
表 45	1 000 kV 套管的端子允许载荷	69

前 言

本文件按照 GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

本文件代替 GB/T 6451—2015《油浸式电力变压器技术参数和要求》和 GB/T 25289—2010《20 kV 油浸式配电变压器技术参数和要求》。本文件以 GB/T 6451—2015 为主，整合了 GB/T 25289—2010 的内容。与 GB/T 6451—2015 相比，除结构调整和编辑性改动外，主要技术变化如下。

- 6 kV 级、10 kV 级无励磁调压配电变压器的空载损耗平均下降约 28%，空载电流平均下降约 20%。6 kV 级、10 kV 级无励磁调压电力变压器和有载调压配电变压器的空载损耗平均下降约 20%，空载电流平均下降约 20%（见表 1～表 3，GB/T 6451—2015 的表 1～表 3）。
 - 增加了 6 kV 级和 10 kV 级单相无励磁调压配电变压器的相关技术内容（见第 4 章）。
 - 增加了 20 kV 级变压器的相关技术内容（见第 5 章和附录 B）。
 - 35 kV 级变压器的空载损耗平均下降约 20%，负载损耗平均下降约 5%，空载电流平均下降约 20%（见表 7～表 9，GB/T 6451—2015 的表 4～表 6）。
 - 66 kV 级变压器的空载损耗平均下降约 20%，负载损耗平均下降约 5%，空载电流平均下降约 20%（见表 11 和表 12，GB/T 6451—2015 的表 8 和表 9）。
 - 110 kV 级变压器的空载损耗平均下降约 20%，负载损耗平均下降约 5%，空载电流平均下降约 20%（见表 14～表 18，GB/T 6451—2015 的表 11～表 15）。
 - 220 kV 级变压器的空载损耗平均下降约 20%，负载损耗平均下降约 5%，空载电流平均下降约 20%（见表 19～表 25，GB/T 6451—2015 的表 16～表 22）。
 - 330 kV 级变压器的空载损耗平均下降约 20%，负载损耗平均下降约 5%，空载电流平均下降约 20%（见表 26～表 32，GB/T 6451—2015 的表 23～表 29）。
 - 500 kV 级变压器的空载损耗平均下降约 20%，负载损耗平均下降约 5%，空载电流平均下降约 20%（见表 33～表 36，GB/T 6451—2015 的表 30～表 33）。
 - 增加了 750 kV 级和 1 000 kV 级变压器的相关技术内容（见第 12 章、第 13 章、附录 A 和附录 D）。
- 请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由中国电器工业协会提出。

本文件由全国变压器标准化技术委员会(SAC/TC 44)归口。

本文件起草单位：沈阳变压器研究院有限公司、保定天威保变电气股份有限公司、明珠电气股份有限公司、特变电工沈阳变压器集团有限公司、吴江变压器有限公司、正泰电气股份有限公司、中国电力科学研究院有限公司、特变电工衡阳变压器有限公司、海鸿电气有限公司、西安西电变压器有限责任公司、西安高压电器研究院股份有限公司、山东电力设备有限公司、常州西电变压器有限责任公司、广东电网有限责任公司电力科学研究院、海南威特电气集团有限公司、特变电工股份有限公司新疆变压器厂、江苏华鹏变压器有限公司、广东康德威电气股份有限公司、保定天威集团特变电气有限公司、江苏亚威变压器有限公司、中国南方电网有限责任公司超高压输电公司检修试验中心、湘潭华夏特种变压器有限公司、成来电气科技有限公司、浙江德通变压器有限公司、天津市特变电工变压器有限公司、卧龙电气银川变压器有限公司、浙江江山变压器股份有限公司、芜湖金牛电气股份有限公司、合肥元贞电力科技股份有限公司、天晟电气股份有限公司、重庆望变电气(集团)股份有限公司、河北高晶电器设备有限公司、申达电气集团有限公司、山东达驰电气有限公司、江苏天华变压器有限公司、冀昌电气集团有限公司、大庆华谊电气工程自动化有限公司、特变电工京津冀智能科技有限公司、国网陕西省电力公司电力科学研究院。

本文件主要起草人：章忠国、张栋、蔡定国、高敏华、车力、林灿华、李锦彪、付超、孙继成、刘金波、梁庆宁、聂三元、郝宇亮、郭鹏鸿、李子兴、林春耀、朱燕春、董宏林、蔡胜伟、孟杰、陈琪、王文光、张亚杰、田正稳、邓军、张喜明、郑国培、钱国锋、赵文忠、鲁玮、姜振军、刘朝锋、熊世锋、武天佑、邹红、曹剑飞、郑军、孔非凡、周辉、郭彦良、付井新、李强德、祁颖矢、刘孝为。

本文件及其所代替文件的历次版本发布情况为：

- 1986 年首次发布为 GB/T 6451—1986, 1995 年第一次修订, 1999 年第二次修订, 2008 年第三次修订, 2015 年第四次修订；
- 本次为第五次修订, 并入了 GB/T 25289—2010《20 kV 油浸式配电变压器技术参数和要求》。



油浸式电力变压器技术参数和要求

1 范围

本文件规定了油浸式电力变压器的性能参数、技术要求、检验规则及方法、标志、起吊、包装、运输和贮存。

本文件适用于额定频率为 50 Hz、额定容量为 30 kVA 及以上、电压等级为 6 kV、10 kV、20 kV、35 kV、66 kV、110 kV、220 kV、330 kV、500 kV、750 kV 的三相油浸式电力变压器和额定容量为 5 kVA 及以上、电压等级为 10 kV、20 kV、500 kV、750 kV 和 1 000 kV 的单相油浸式电力变压器。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

- GB/T 1094.1 电力变压器 第 1 部分：总则
- GB/T 1094.2 电力变压器 第 2 部分：液浸式变压器的温升
- GB/T 1094.3 电力变压器 第 3 部分：绝缘水平、绝缘试验和外绝缘空气间隙
- GB/T 1094.3—2017 电力变压器 第 3 部分：绝缘水平、绝缘试验和外绝缘空气间隙
- GB/T 1094.5 电力变压器 第 5 部分：承受短路的能力
- GB/T 1094.7 电力变压器 第 7 部分：油浸式电力变压器负载导则
- GB/T 1094.10 电力变压器 第 10 部分：声级测定
- GB/T 1094.18 电力变压器 第 18 部分：频率响应测量
- GB/T 2900.95 电工术语 变压器、调压器和电抗器
- GB/T 4109 交流电压高于 1 000 V 的绝缘套管
- GB/T 11604 高压电气设备无线电干扰测试方法
- JB/T 501 电力变压器试验导则
- JB/T 10088 6 kV~1 000 kV 级电力变压器声级

3 术语和定义

GB/T 1094.1 和 GB/T 2900.95 界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

3.1

主体变压器 **main part of transformer**

当 1 000 kV 单相油浸式自耦电力变压器采用变压器本体部分与调压补偿部分分箱布置时变压器的本体部分。

注：接线原理参见附录 A。

3.2

调压补偿变压器 **voltage regulating and compensating part of the transformer**

与主体变压器分箱布置的变压器的调压补偿部分。

注：调压补偿变压器的作用是在中性点调压过程中减小变压器低压绕组的电压波动，接线原理参见附录 A。

3.3

整体试验 integrated test

将主体变压器和调压补偿变压器连接后进行的试验。

3.4

主体变压器试验 test of main part of transformer

单独对主体变压器进行的试验。

3.5

调压补偿变压器试验 test of voltage regulating and compensating part of the transformer

单独对调压补偿变压器进行的试验。

4 6 kV、10 kV 电压等级

4.1 性能参数

额定容量、电压组合及分接范围、联结组标号、空载损耗、负载损耗、空载电流及短路阻抗应符合表 1～表 4 的规定。

表 1 6 kV、10 kV 级 30 kVA～2 500 kVA 三相双绕组无励磁调压配电变压器

额定容量 kVA	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路 阻抗 %
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV					
30	6 6.3 10 10.5	$\pm 2 \times 2.5$ ± 5	0.4	Dyn11 Yzn11 Yyn0	0.080	0.630/0.600	1.20	4.0
50					0.100	0.910/0.870	1.04	
63					0.110	1.09/1.04	0.96	
80					0.130	1.31/1.25	0.96	
100					0.150	1.58/1.50	0.88	
125					0.170	1.89/1.80	0.88	
160					0.200	2.31/2.20	0.80	
200					0.240	2.73/2.60	0.80	
250					0.290	3.20/3.05	0.72	
315					0.340	3.83/3.65	0.72	
400					0.410	4.52/4.30	0.64	
500					0.480	5.41/5.15	0.64	
630					0.570	6.20	0.48	4.5
800					0.700	7.50	0.48	
1 000					0.830	10.3	0.48	
1 250					0.970	12.0	0.40	
1 600					1.17	14.5	0.40	
2 000	1.36	18.3	0.32	5.0				
2 500	1.60	21.2	0.32					
注：对于额定容量为 500 kVA 及以下的变压器，表中斜线上方的负载损耗值适用于 Dyn11、Yzn11 联结组，斜线下方的负载损耗值适用于 Yyn0 联结组。								

表 2 6 kV、10 kV 级 630 kVA~6 300 kVA 三相双绕组无励磁调压电力变压器

额定容量 kVA	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路 阻抗 %
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV					
630	6 6.3 10 10.5	±2×2.5 ±5	3 3.15 6.3	Yd11 Dy11	0.655	6.92	0.48	5.5
800					0.800	8.46	0.48	
1 000					0.945	9.91	0.48	
1 250					1.12	11.7	0.40	
1 600					1.34	14.1	0.32	
2 000					1.61	16.9	0.32	
2 500					1.90	19.6	0.32	
3 150					2.24	23.0	0.32	
4 000	10 10.5		3.15 6.3		2.76	27.3	0.32	
5 000					3.28	31.3	0.32	
6 300					3.91	35.0	0.32	

表 3 6 kV、10 kV 级 200 kVA~2 500 kVA 三相双绕组有载调压配电变压器

额定容量 kVA	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路 阻抗 %
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV					
200	6 6.3 10 10.5	$\pm 4 \times 2.5$	0.4	Dyn11 Yyn0	0.305	2.90	0.80	4.0
250					0.350	3.42	0.72	
315					0.425	4.10	0.72	
400					0.510	4.95	0.64	
500					0.610	5.89	0.64	
630					0.770	7.26	0.48	4.5
800					0.895	8.89	0.48	
1 000					1.09	10.4	0.48	
1 250					1.25	12.3	0.40	
1 600					1.54	14.7	0.40	
2 000					1.82	18.6	0.32	5.0
2 500					2.14	21.6	0.32	

表 4 6 kV、10 kV 级 5 kVA~160 kVA 单相双绕组无励磁调压配电变压器

额定容量 kVA	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载 电流 %	短路 阻抗 %
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV					
5	6 6.3 10 10.5 11	±5 ±2×2.5	0.22~0.24 2×(0.22~0.24)	Ii0 Ii6	0.025	0.130	0.96	3.5
10					0.035	0.235	0.88	
16					0.045	0.330	0.80	
20					0.050	0.385	0.72	
30					0.065	0.560	0.64	
40					0.080	0.700	0.64	
50					0.095	0.855	0.56	
63					0.115	1.02	0.48	
80					0.130	1.26	0.48	
100					0.150	1.48	0.48	
125					0.185	1.75	0.4	
160	0.230	2.13	0.4					
其他容量产品的性能参数由制造方与用户协商确定。 其他的短路阻抗值由制造方与用户协商确定。 注：对于低压为 2×(0.22~0.24)kV 组合的变压器，当低压为(0.22~0.24)kV 时，容量减半(并联使用时除外)。								

4.2 技术要求

4.2.1 通用要求

变压器除应符合 GB/T 1094.1、GB/T 1094.2、GB/T 1094.3、GB/T 1094.5、GB/T 1094.7 和 JB/T 10088 的规定外，还应符合本文件的规定。

4.2.2 安全保护装置

800 kVA 及以上的变压器宜装有气体继电器。

气体继电器的接点容量在交流 220 V 或 110 V 时应不小于 66 VA，直流有感负载时应不小于 15 W。当积聚在气体继电器内的气体数量达到规定范围或油速达到整定值时，应分别接通相应的接点。气体继电器的安装位置及其结构应能观察到分解气体的数量和油速标尺，而且应便于取气体。

根据用户与制造方协商，800 kVA 以下的变压器也可供应气体继电器。

波纹油箱、带有弹性片式散热器或油箱内部充有气体的密封式变压器一般不装气体继电器。

三相变压器和密封式单相变压器均应装有压力保护装置，当变压器油箱内压力达到安全限值时，压力保护装置应可靠地释放压力。

非密封式单相变压器一般不安装压力保护装置。但对于额定容量较大的非密封式单相变压器，根据用户需求，也可安装。

对于装有压力保护装置的变压器，应保证在最高环境温度与允许过负载状态下，压力保护装置不动作，在最低环境温度与空载状态下能正常运行。

4.2.3 油保护装置

4.2.3.1 变压器应装有储油柜(波纹式油箱、带有弹性片式散热器或油箱内部充有气体的密封式变压器除外),其结构应便于清理内部。储油柜应具有油位显示功能,储油柜的容积应保证在最高环境温度与允许的过负载状态下油位不超过上限,在最低环境温度与变压器未投入运行时,应能观察到油位指示。

4.2.3.2 储油柜应装有注油和放油装置。

4.2.3.3 储油柜上一般宜加装带有油封的吸湿器。

4.2.4 油温测量装置

4.2.4.1 三相变压器应有供温度计用的管座。管座应设在油箱的顶部,避开漏磁较强区域,并伸入油内 120 mm±10 mm。

单相变压器一般不设温度计用的管座。如果需要,则可设在油箱的上部或侧面,并伸入油内 120 mm±10 mm。

4.2.4.2 1 000 kVA 及以上的三相变压器应装设户外测温装置,其接点容量在交流 220 V 时应不低于 50 VA,直流有感负载时应不低于 15 W。测温装置的安装位置应便于观察。

根据用户与制造方协商,1 000 kVA 以下的变压器也可装设户外测温装置。

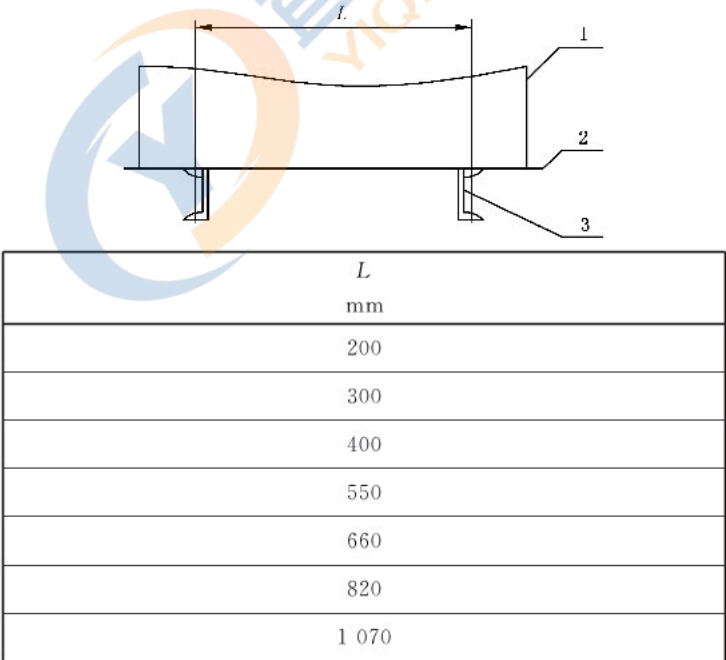
4.2.5 变压器油箱及其附件

4.2.5.1 变压器一般不供给小车,如果箱底焊有支架,则其焊接位置应符合图 1 的规定。

根据用户需要也可供给小车。

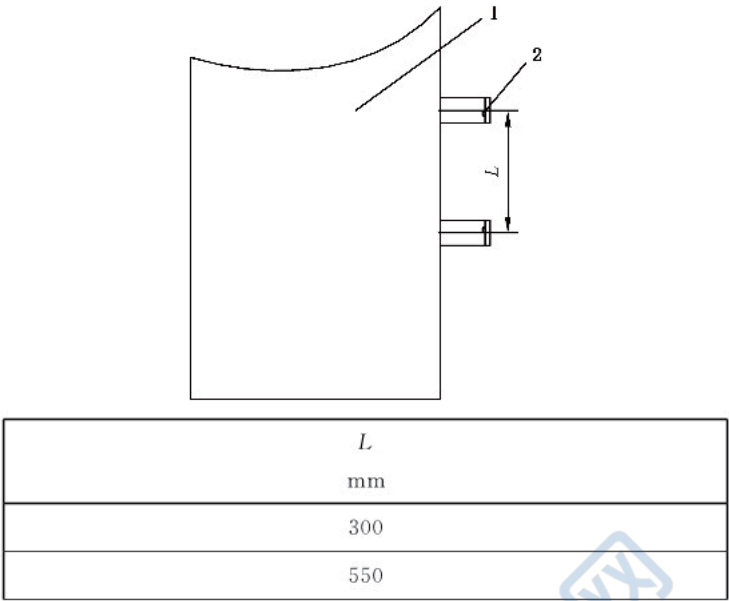
4.2.5.2 单相变压器也可采用箱壁支架的安装方式。当油箱为圆柱型时变压器可直接挂在支架上;当油箱为长圆型时,箱底还可有角型支撑平台。

圆柱型油箱的安装示意图一般如图 2 所示。



标引序号说明:
1 —— 箱壁;
2 —— 箱底;
3 —— 支架;
 L —— 支架中心距。

图 1 6 kV、10 kV 级变压器的箱底支架位置(面对长轴方向)



标引序号说明：
1 —— 箱壁；
2 —— 支架；
 L —— 支架中心距。

图 2 6 kV、10 kV 级单相变压器圆柱型油箱的支架位置

- 4.2.5.3 在变压器油箱的下部壁上可装有放油用阀门。
- 4.2.5.4 套管接线端子连接处，在环境空气中对空气的温升不应大于 55 K，在油中对油的温升不应大于 15 K。
- 4.2.5.5 套管的安装位置和相互距离应便于接线，且其带电部分的空气间隙应符合 GB/T 1094.3 的规定。
- 4.2.5.6 油箱内部充有气体的密封式变压器在最低油位条件下应满足绝缘要求。
- 4.2.5.7 变压器结构应便于拆卸和更换套管、瓷件或电缆接头。
- 4.2.5.8 变压器铁芯应单点接地，金属结构件均应通过油箱可靠接地。接地处应有明显的接地符号“⊥”或“接地”字样。

4.3 检验规则及方法

- 4.3.1 变压器的试验项目、试验要求及试验方法除应符合 GB/T 1094.1 和 JB/T 501 的规定外，还应符合 4.3.2~4.3.10 的规定。
- 4.3.2 绕组电阻测量结束后，应计算三相变压器绕组电阻不平衡率。对于配电变压器：相电阻不平衡率不应大于 4%，线电阻不平衡率不应大于 2%；对于除配电变压器以外的电力变压器：相电阻不平衡率（有中性点引出时）不应大于 2%，线电阻不平衡率（无中性点引出时）不应大于 1%。如果由于线材及引线结构等原因而使绕组电阻不平衡率超过上述值时，除应在例行试验记录中记录实测值外，还应写明引起这一偏差的原因。用户应与同温度下的例行试验实测值进行比较，其偏差不应大于 2%。

绕组电阻不平衡率应以三相实测最大值减最小值作分子，三相实测平均值作分母计算。

对所有引出的相应端子间的电阻值均应进行测量比较。

- 4.3.3 应提供绕组对地及绕组间直流绝缘电阻的实测值，测试通常在 5℃~40℃ 和相对湿度小于 85% 时进行。当测量温度不同时，绝缘电阻可按式(1)换算：

$$R_2 = R_1 \times 1.5^{(t_1 - t_2)/10} \dots\dots\dots (1)$$

式中:

R_1, R_2 ——分别为温度 t_1, t_2 时的绝缘电阻值。

4.3.4 对于压力密封试验,试验要求如下:

- 一般结构油箱的变压器(包括储油柜带隔膜的密封式变压器),按 GB/T 1094.1 的规定;
- 波纹式油箱(包括带有弹性片式散热器油箱)的变压器,315 kVA 及以下者应承受 20 kPa 的试验压力,400 kVA 及以上者应承受 15 kPa 的试验压力,历经 12 h 应无泄漏;
- 油箱内部充有气体的密封式变压器,油面上部应承受 60 kPa 的试验压力(波纹式油箱除外),历经 12 h 应无泄漏。

4.3.5 有载分接开关试验合格后,应将分接开关装入变压器中,对分接开关油室进行密封试验,应无渗漏现象。本试验为例行试验。

4.3.6 对于油箱内部充有气体的密封式变压器,应进行最低油位条件下的绝缘试验,试验应满足 GB/T 1094.3 的要求。本试验为型式试验。

4.3.7 变压器应进行短时过负载能力试验,试验时的环境温度应为 $5\text{ }^{\circ}\text{C}\sim 40\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。本试验为型式试验。

在最高运行油位下完成温升试验后再施加 1.5 倍额定电流,持续运行 2 h 后应满足下列要求:

- 压力保护装置不动作;
- 无渗漏现象;
- 油箱波纹及片式散热器的变形量在规定范围内;
- 油箱外壳及套管的温升不大于 85 K。

4.3.8 对于压力变形试验,试验要求如下:

- 一般结构油箱的变压器(包括储油柜带隔膜的密封式变压器),按 GB/T 1094.1 的规定;
- 波纹式油箱(包括带有弹性片式散热器油箱)的变压器,315 kVA 及以下者应承受 25 kPa 的试验压力,400 kVA 及以上者应承受 20 kPa 的试验压力,历经 5 min 应无损伤及不应出现不允许的永久变形;
- 油箱内部充有气体的密封式变压器,油面上部应承受 70 kPa 的试验压力(波纹式油箱除外),历经 5 min 应无损伤及不应出现不允许的永久变形。

4.3.9 根据用户与制造方协商,可对变压器进行油箱开裂试验。在系列产品中抽取一台变压器油箱,对其施加 103 kPa 正压力(液压),历经 10 min 后,不应出现开裂现象。本试验为特殊试验。

4.3.10 根据用户与制造方协商,可对变压器进行运输颠簸试验。试验方法及要求由用户与制造方协商。本试验为特殊试验。

4.4 标志、起吊、包装、运输和贮存

4.4.1 变压器应有接线端子、运输及起吊标志,标志内容应正确、清晰。

4.4.2 对于低压为 $2\times(0.22\sim 0.24)\text{ kV}$ 组合的单相变压器,其低压绕组内部接线图应在铭牌中表示出。当低压出线为 4 个或 3 个时,应在使用说明书中表明不同接线时对应的电压值。

4.4.3 单相变压器高、低压套管排列顺序从左向右依次为 A、X、a、x 或 A、X、a1、x、a2(面向高压侧)。对于油箱内部充有气体的密封式单相变压器,低压接线端子一般应在箱壁引出。一般如图 3~图 6 所示。

4.4.4 三相变压器的套管排列顺序位置一般如图 7 或图 8 所示。

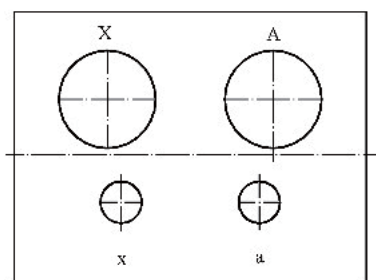


图 3 6 kV、10 kV 级低压两端子顶出单相变压器的套管排列

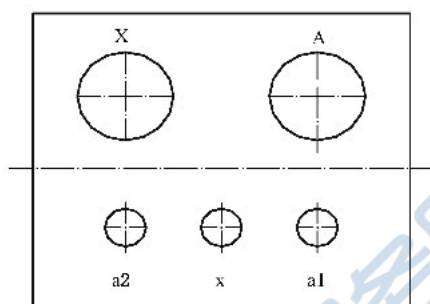


图 4 6 kV、10 kV 级低压三端子顶出单相变压器的套管排列

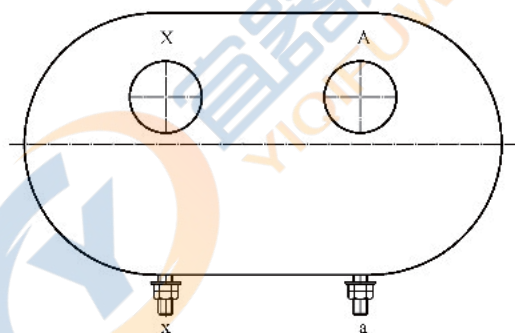


图 5 6 kV、10 kV 级低压端子侧出单相变压器的套管排列(长圆型油箱)

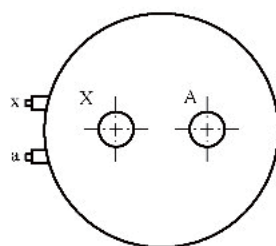


图 6 6 kV、10 kV 级低压端子侧出单相变压器的套管排列(圆柱型油箱)

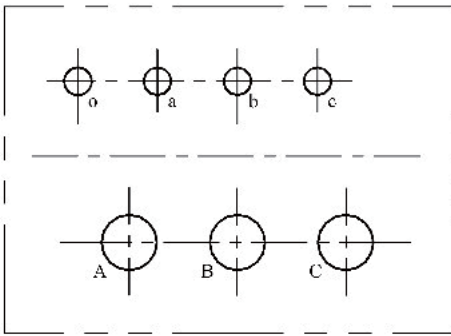


图 7 6 kV、10 kV 级联结组标号为 Dyn11、Yzn11、Yyn0 的三相变压器的套管排列

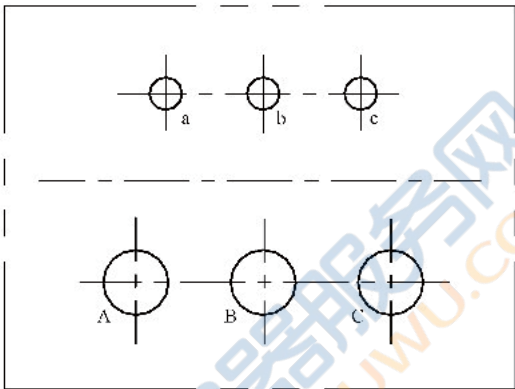


图 8 6 kV、10 kV 级联结组标号为 Yd11 或 Dy11 的三相变压器的套管排列

- 4.4.5 变压器应具有承受其总质量的起吊装置。变压器器身、油箱、可拆卸结构的储油柜(如果有)和散热器等均应有起吊装置。
- 4.4.6 成套拆卸的组件和零件(如气体继电器、套管、测温装置及紧固件等)的包装,应保证经过运输、贮存直到安装前不损坏和不受潮。
- 4.4.7 整体运输时,应保护变压器的所有组、部件[如储油柜(如果有)、套管、及散热器等]不损伤和不受潮。
- 4.4.8 变压器内部结构应在经过正常的铁路、公路及水路运输后相互位置不变,紧固件不松动。变压器的组件、部件[如套管、散热器、阀门和储油柜(如果有)等]的结构及布置位置应不妨碍吊装、运输及运输中紧固定位。
- 4.4.9 在拆卸、运输、贮存直至安装前,应保证变压器本体及其所有组件、部件[如储油柜(如果有)、套管、阀门及散热器等]不损坏和不受潮。

5 20 kV 电压等级

5.1 性能参数

额定容量、电压组合及分接范围、联结组标号、空载损耗、负载损耗、空载电流及短路阻抗应符合表 5~表 6 的规定。

表 5 20 kV 级 30 kVA~2 500 kVA 三相双绕组无励磁调压配电变压器

额定容量 kVA	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路 阻抗 %
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV					
30	20	$\pm 2 \times 2.5$ ± 5	0.4	Dyn11 Yzn11 Yyn0	0.080	0.660/0.630	1.7	5.5
50					0.100	0.960/0.910	1.6	
63					0.120	1.14/1.09	1.5	
80					0.140	1.37/1.30	1.4	
100					0.160	1.64/1.57	1.3	
125					0.190	1.98/1.88	1.2	
160					0.230	2.41/2.30	1.1	
200					0.270	2.85/2.72	1.0	
250					0.320	3.34/3.18	0.96	
315					0.380	4.00/3.81	0.88	
400					0.460	4.72/4.49	0.80	
500					0.540	5.64/5.38	0.80	
630					0.650	6.48	0.72	6.0
800					0.780	7.84	0.64	
1 000					0.920	10.7	0.56	
1 250					1.10	12.5	0.56	
1 600	1.33	15.1	0.48					
2 000	1.56	19.1	0.48					
2 500	1.87	22.2	0.40					
注 1：对于额定容量为 500 kVA 及以下的变压器，表中斜线上方的负载损耗值适用于 Dyn11、Yzn11 联结组，斜线下方的负载损耗值适用于 Yyn0 联结组。 注 2：表中的性能参数也适用于高压为双电压 20(10) kV 的变压器。								

表 6 20 kV 级 5 kVA~160 kVA 单相双绕组无励磁调压配电变压器

额定容量 kVA	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路 阻抗 %
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV					
5	20 21 22	$\pm 2 \times 2.5$ ± 5	0.22~0.24 $2 \times (0.22 \sim 0.24)$	Ii0 Ii6	0.025	0.135	1.76	3.5
10					0.035	0.245	1.60	
16					0.045	0.345	1.52	
20					0.050	0.405	1.44	
30					0.065	0.585	1.36	

表 6 20 kV 级 5 kVA~160 kVA 单相双绕组无励磁调压配电变压器 (续)

额定容量 kVA	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路 阻抗 %
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV					
40	20 21 22	$\pm 2 \times 2.5$ ± 5	0.22~0.24 $2 \times (0.22 \sim 0.24)$	Ii0 Ii6	0.080	0.735	1.28	3.5
50					0.095	0.900	1.20	
63					0.115	1.07	1.12	
80					0.130	1.32	1.12	
100					0.150	1.56	1.04	
125					0.185	1.84	0.96	
160					0.230	2.23	0.80	
其他容量产品的性能参数由制造方与用户协商确定。 其他的短路阻抗值由制造方与用户协商确定。 注 1：对于低压为 $2 \times (0.22 \sim 0.24)$ kV 组合的变压器,当低压为 $(0.22 \sim 0.24)$ kV 时,容量减半(并联使用时除外)。 注 2：表中的性能参数也适用于高压为双电压 20(10)kV 的变压器								

5.2 技术要求

5.2.1 通用要求

变压器除应符合 GB/T 1094.1、GB/T 1094.2、GB/T 1094.3、GB/T 1094.5、GB/T 1094.7 和 JB/T 10088 的规定外,还应符合本文件的规定。

5.2.2 安全保护装置

800 kVA 及以上的变压器宜装有气体继电器。

气体继电器的接点容量在交流 220 V 或 110 V 时应不小于 66 VA,直流有感负载时应不小于 15 W。当积聚在气体继电器内的气体数量达到规定范围或油速达到整定值时,应分别接通相应的接点。气体继电器的安装位置及其结构应能观察到分解气体的数量和油速标尺,而且应便于取气体。

根据用户与制造方协商,800 kVA 以下的变压器也可供应气体继电器。

波纹油箱、带有弹性片式散热器或油箱内部充有气体的密封式变压器一般不装气体继电器。

三相变压器和密封式单相变压器均应装有压力保护装置,当变压器油箱内压力达到安全限值时,压力保护装置应可靠地释放压力。

非密封式单相变压器一般不安装压力保护装置。但对于额定容量较大的非密封式单相变压器,根据用户需求,也可安装。

对于装有压力保护装置的变压器,应保证在最高环境温度与允许过负载状态下,压力保护装置不动作,在最低环境温度与变压器空载状态下,变压器能正常运行。

5.2.3 油保护装置

5.2.3.1 变压器应装有储油柜(波纹式油箱、带有弹性片式散热器或油箱内部充有气体的密封式变压器除外),其结构应便于清理内部。储油柜应具有油位显示功能,储油柜的容积应保证在最高环境温度与允许的过负载状态下油位不超过上限,在最低环境温度与变压器未投入运行时,应能观察到油位指示。

5.2.3.2 储油柜应有注油、放油和排污油装置。

5.2.3.3 储油柜上一般宜加装带有油封的吸湿器。

5.2.4 油温测量装置

5.2.4.1 三相变压器应有供温度计用的管座。管座应设在油箱的顶部，避开漏磁较强区域，并伸入油内 $120\text{ mm}\pm 10\text{ mm}$ 。

单相变压器一般不设温度计用的管座。如果需要，则可设在油箱的上部或侧面，并伸入油内 $120\text{ mm}\pm 10\text{ mm}$ 。

5.2.4.2 1 000 kVA 及以上的三相变压器应装设户外测温装置，其接点容量在交流 220 V 时应不低于 50 VA，直流有感负载时应不低于 15 W。测温装置的安装位置应便于观察。

根据用户与制造方协商，1 000 kVA 以下的变压器也可装设户外测温装置。

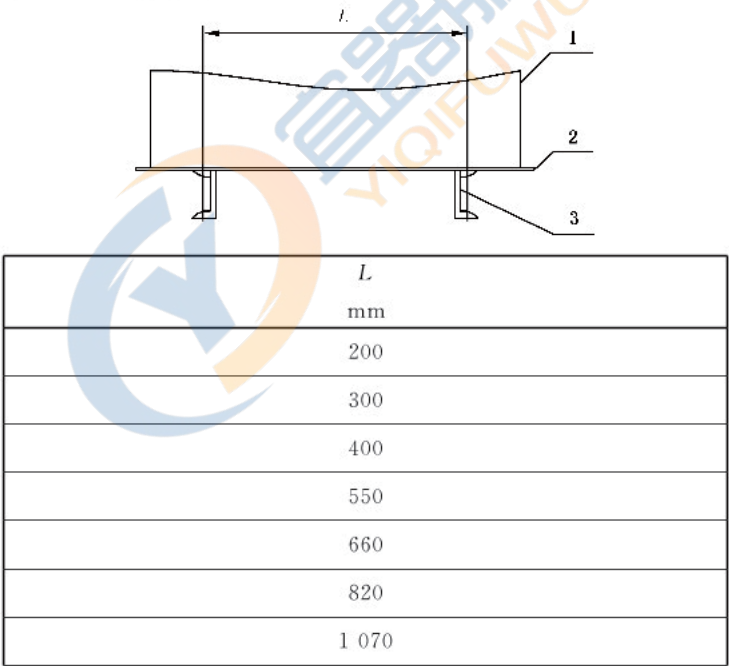
5.2.5 变压器油箱及其附件

5.2.5.1 变压器一般不供给小车，如果箱底焊有支架，则其支架焊接位置应符合图 9 的规定。

根据用户需要也可供给小车。

5.2.5.2 单相变压器也可采用箱壁支架的安装方式。当油箱为圆柱型时变压器可直接挂在支架上；当油箱为长圆型时，箱底还可有角型支撑平台。

圆柱型油箱的安装示意图一般如图 10 所示。



标引序号说明：

1 —— 箱壁；

2 —— 箱底；

3 —— 支架；

L —— 支架中心距。

图 9 20 kV 级变压器的箱底支架位置(面对长轴方向)

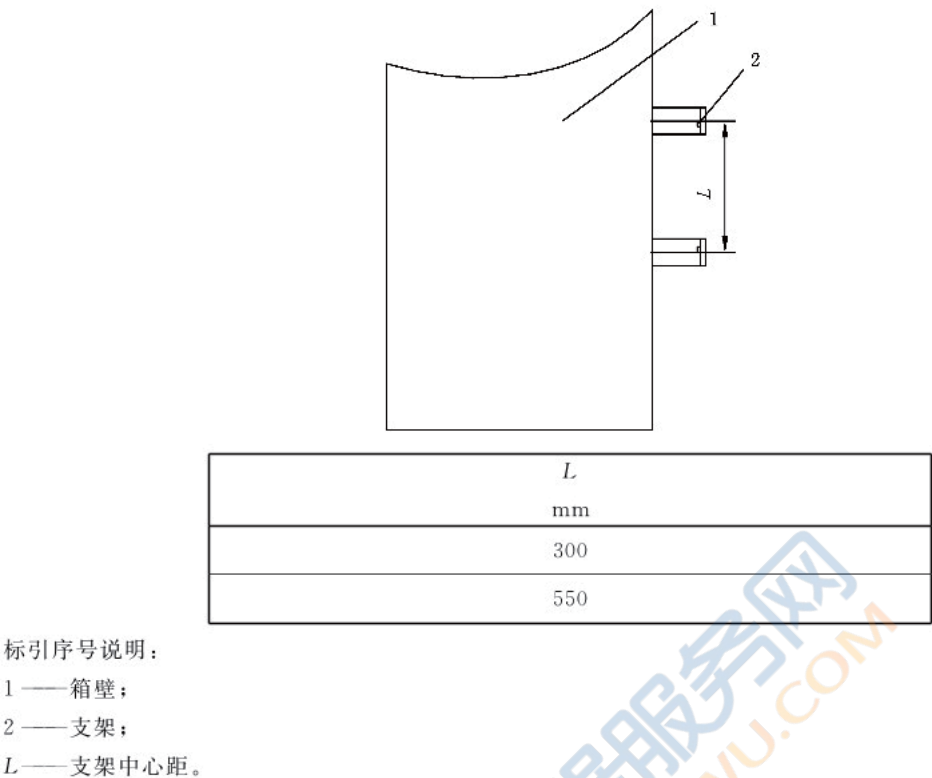


图 10 20 kV 级单相变压器圆柱型油箱的支架位置

- 5.2.5.3 在变压器油箱的下部壁上应装有取油样或放油用阀门。
- 5.2.5.4 套管接线端子连接处,在环境空气中对空气的温升不应大于 55 K,在油中对油的温升不应大于 15 K。
- 5.2.5.5 套管的安装位置和相互距离应便于接线,且其带电部分的空气间隙应符合 GB/T 1094.3 的规定。
- 5.2.5.6 油箱内部充有气体的密封式变压器在最低油位条件下应满足绝缘要求。
- 5.2.5.7 变压器结构应便于拆卸和更换套管、瓷件或电缆接头。
- 5.2.5.8 变压器铁芯应单点接地,金属结构件均应通过油箱可靠接地。接地处应有明显的接地符号“ $\perp$ ”或“接地”字样。
- 5.2.5.9 对于高压为双电压(如为 20 kV 和 10 kV 或其他电压)的变压器,如果需要,则可装有双电压切换装置。

5.3 检验规则及方法

- 5.3.1 变压器的试验项目、试验要求及试验方法除应符合 GB/T 1094.1 和 JB/T 501 的规定外,还应符合 5.3.2~5.3.9 的规定(高压为双电压的变压器试验项目,应按照附录 B 的规定)。
- 5.3.2 绕组电阻测量结束后,应计算三相变压器绕组电阻不平衡率。相电阻不平衡率不应大于 4%,线电阻不平衡率不应大于 2%。如果由于线材及引线结构等原因而使绕组电阻不平衡率超过上述值时,除应在例行试验记录中记录实测值外,还应写明引起这一偏差的原因。用户应与同温度下的例行试验实测值进行比较,其偏差不应大于 2%。

绕组电阻不平衡率应以三相实测最大值减最小值作分子,三相实测平均值作分母计算。

对所有引出的相应端子间的电阻值均应进行测量比较。

- 5.3.3 应提供绕组对地及绕组间直流绝缘电阻的实测值,测试通常在 5 ℃~40 ℃和相对湿度小于

85%时进行。当测量温度不同时,绝缘电阻可按式(2)换算:

$$R_2 = R_1 \times 1.5^{(t_1 - t_2)/10} \quad \dots\dots\dots (2)$$

式中:

R_1 、 R_2 ——分别为温度 t_1 、 t_2 时的绝缘电阻值。

5.3.4 对于压力密封试验,试验要求如下:

- 一般结构油箱的变压器(包括储油柜带隔膜的密封式变压器),按 GB/T 1094.1 的规定;
- 波纹式油箱(包括带有弹性片式散热器油箱)的变压器,315 kVA 及以下者应承受 20 kPa 的试验压力,400 kVA 及以上者应承受 15 kPa 的试验压力,历经 12 h 应无泄漏;
- 油箱内部充有气体的密封式变压器,油面上部应承受 60 kPa 的试验压力(波纹式油箱除外),历经 12 h 应无泄漏。

5.3.5 对于油箱内部充有气体的密封式变压器,应进行最低油位条件下的绝缘试验,试验应满足 GB/T 1094.3 的要求。本试验为型式试验。

5.3.6 变压器应进行短时过负载能力试验,试验时的环境温度应为 5℃~40℃。本试验为型式试验。

在最高运行油位条件下完成温升试验后再施加 1.5 倍额定电流,持续运行 2 h 后应满足下列要求:

- 压力保护装置不动作;
- 无渗漏现象;
- 油箱波纹及片式散热器的变形量在规定范围内;
- 油箱外壳及套管的温升不大于 85 K。

5.3.7 对于压力变形试验,试验要求如下:

- 一般结构油箱的变压器(包括储油柜带隔膜的密封式变压器),按 GB/T 1094.1 的规定;
- 波纹式油箱(包括带有弹性片式散热器油箱)的变压器,315 kVA 及以下者应承受 25 kPa 的试验压力,400 kVA 及以上者应承受 20 kPa 的试验压力,历经 5 min 应无损伤及不应出现不允许的永久变形;
- 油箱内部充有气体的密封式变压器,油面上部应承受 70 kPa 的试验压力(波纹式油箱除外),历经 5 min 应无损伤及不应出现不允许的永久变形。

5.3.8 根据用户与制造方协商,可对变压器进行油箱开裂试验。在系列产品中抽取一台变压器油箱,对其施加 103 kPa 正压力(液压),历经 10 min 后,不应出现开裂现象。本试验为特殊试验。

5.3.9 根据用户与制造方协商,可对变压器进行运输颠簸试验。试验方法及要求由用户与制造方协商。本试验为特殊试验。

5.4 标志、起吊、包装、运输和贮存

5.4.1 变压器应有接线端子、运输及起吊标志,标志内容应正确、清晰。

5.4.2 对于低压为 $2 \times (0.22 \sim 0.24)$ kV 组合的单相变压器,其低压绕组内部接线图应在铭牌中表示出。

5.4.3 单相变压器高、低压套管排列顺序从左向右依次为 A、X、a、x 或 A、X、a1、x、a2(面向高压侧),对于油箱内部充有气体的密封式单相变压器,低压接线端子一般应在箱壁引出。一般如图 11~图 14 所示。

5.4.4 三相变压器的套管排列顺序位置一般如图 15 所示。

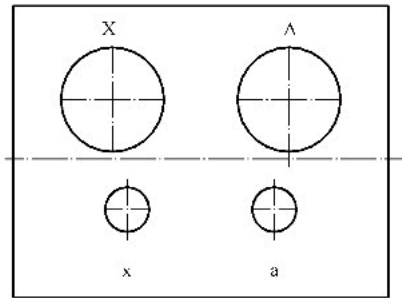


图 11 20 kV 级低压两端子顶出单相变压器的套管排列

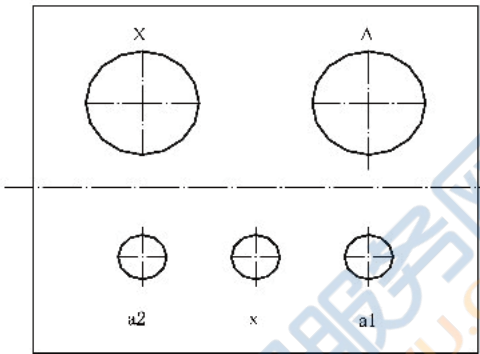


图 12 20 kV 级低压三端子顶出单相变压器的套管排列

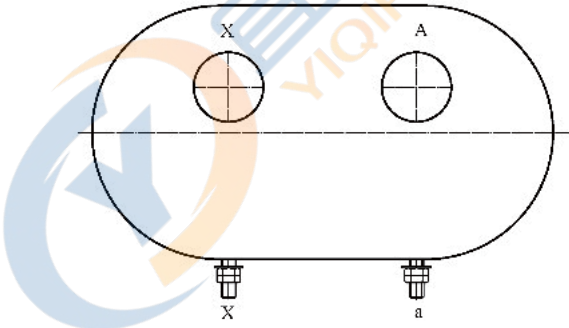


图 13 20 kV 级低压端子侧出单相变压器的套管排列(长圆型油箱)

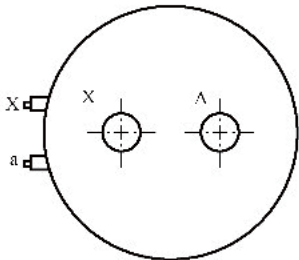


图 14 20 kV 级低压端子侧出单相变压器的套管排列(圆柱型油箱)

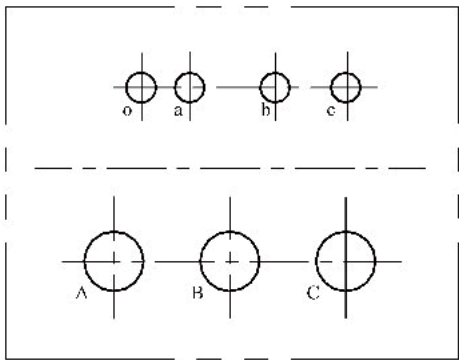


图 15 20 kV 级三相变压器的套管排列

- 5.4.5 变压器应具有承受其总质量的起吊装置。变压器器身、油箱、可拆卸结构的储油柜(如果有)和散热器等均应有起吊装置。
- 5.4.6 成套拆卸的组件和零件(如气体继电器、套管、测温装置及紧固件等)的包装应保证经过运输、贮存直到安装前不损伤和不受潮。
- 5.4.7 整体运输时,应保护变压器的所有组、部件[如储油柜(如果有)、套管、及散热器等]不损伤和不受潮。
- 5.4.8 变压器内部结构应在经过正常的铁路、公路及水路运输后相互位置不变,紧固件不松动。变压器的组件、部件[如套管、散热器、阀门和储油柜(如果有)等]的结构及布置位置应不妨碍吊装、运输及运输中紧固定位。
- 5.4.9 在拆卸、运输、贮存直至安装前,应保证变压器本体及其所有的组件、部件[如储油柜(如果有)、套管、阀门及散热器等]不损坏和不受潮。

6 35 kV 电压等级

6.1 性能参数

- 6.1.1 额定容量、电压组合及分接范围、联结组标号、空载损耗、负载损耗、空载电流及短路阻抗应符合表 7~表 9 的规定。
- 6.1.2 在分接级数和级电压不变的情况下,可增加负分接级数,减少正分接级数,或增加正分接级数,减少负分接级数,如: $35^{+1\times 2.5\%}_{-3\times 2.5\%}$ 、 $35^{+3\times 2.5\%}_{-1\times 2.5\%}$ 等。

表 7 35 kV 级 50 kVA~2 500 kVA 三相双绕组无励磁调压配电变压器

额定容量 kVA	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路 阻抗 %
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV					
50	35	$\pm 2\times 2.5$ ± 5	0.4	Dyn11 Yyn0	0.130	1.14/1.08	1.0	6.5
100					0.185	1.91/1.81	0.88	
125					0.215	2.25/2.15	0.88	
160					0.225	2.68/2.55	0.80	
200					0.270	3.15/3.00	0.80	
250					0.320	3.75/3.57	0.76	
315					0.385	4.51/4.30	0.76	

表 7 35 kV 级 50 kVA~2 500 kVA 三相双绕组无励磁调压配电变压器 (续)

额定容量 kVA	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路 阻抗 %
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV					
400	35	$\pm 2 \times 2.5$ ± 5	0.4	Dyn11 Yyn0	0.465	5.45/5.20	0.68	6.5
500					0.545	6.56/6.25	0.68	
630					0.665	7.47	0.52	
800					0.785	8.93	0.52	
1 000					0.920	10.9	0.52	
1 250					1.12	13.2	0.48	
1 600					1.35	15.8	0.48	
2 000					1.59	19.7	0.44	
2 500					1.89	23.2	0.44	
注：对于额定容量为 500 kVA 及以下的变压器，表中斜线上方的负载损耗值适用于 Dyn11 联结组，斜线下方的负载损耗值适用于 Yyn0 联结组。								

表 8 35 kV 级 630 kVA~31 500 kVA 三相双绕组无励磁调压电力变压器

额定容量 kVA	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路 阻抗 %				
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV									
630	35	$\pm 2 \times 2.5$ ± 5	3.15 6.3 10.5	Yd11	0.660	7.47	0.52	6.5				
800					0.780	8.93	0.52					
1 000					0.920	10.9	0.52					
1 250					1.12	13.2	0.44					
1 600					1.35	15.8	0.36					
2 000					1.74	17.4	0.36					
2 500					2.05	18.6	0.36					
3 150					35~38.5	$\pm 2 \times 2.5$	3.15 3.3 6.3 6.6 10.5		YNd11	2.40	21.9	0.36
4 000	2.90	25.9	0.36									
5 000	3.50	29.7	0.36									
6 300	4.20	33.3	0.36									
8 000	35~38.5	$\pm 2 \times 2.5$	3.15 3.3 6.3 6.6 10.5	YNd11				5.80		36.5	0.28	8.0
10 000								7.00		43.0	0.28	
12 500								8.00		51.1	0.24	
16 000								9.70		62.5	0.24	
20 000					11.5	75.5	0.24	10.0				
25 000					13.6	89.3	0.20					
31 500	16.2	106.4	0.20									
对于低压电压为 10.5 kV 的变压器,联结组标号也可为 Dyn11。												

表 9 35 kV 级 2 000 kVA~31 500 kVA 三相双绕组有载调压电力变压器

额定容量 kVA	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路 阻抗 %		
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV							
2 000	35	$\pm 3 \times 2.5$	6.3 10.5	Yd11	1.84	18.2	0.40	6.5		
2 500					2.18	19.6	0.40			
3 150	35~38.5				6.3 6.6 10.5	YNd11	2.60	23.5	0.40	7.0
4 000							3.10	27.6	0.40	
5 000							3.70	32.5	0.40	
6 300							4.50	34.9	0.40	
8 000			6.30	38.6			0.32	7.5 或 8.0		
10 000			7.40	45.6			0.32			
12 500			8.70	54.0			0.28			
16 000			10.5	66.8			0.28			
20 000	12.4		78.6	0.28	10.0					
25 000	14.6		92.9	0.24						
31 500	17.4		110.2	0.24						
对于低压电压为 10.5 kV 的变压器,联结组标号也可为 Dyn11。										

6.2 技术要求

6.2.1 通用要求

变压器除应符合 GB/T 1094.1、GB/T 1094.2、GB/T 1094.3、GB/T 1094.5、GB/T 1094.7 和 JB/T 10088 的规定外,还应符合本文件的规定。

6.2.2 安全保护装置

800 kVA 及以上的变压器宜装有气体继电器。

气体继电器的接点容量在交流 220 V 或 110 V 时应不小于 66 VA,直流有感负载时应不小于 15 W。当积聚在气体继电器内的气体数量达到规定范围或油速达到整定值时,应分别接通相应的接点。气体继电器的安装位置及其结构应能观察到分解气体的数量和油速标尺,而且应便于取气体。

根据用户与制造方协商,800 kVA 以下的变压器也可供应气体继电器。

波纹油箱、带有弹性片式散热器或油箱内部充有气体的密封式变压器一般不装气体继电器。

变压器均应装有压力保护装置,当变压器油箱内压力达到安全限值时,压力保护装置应可靠地释放压力。

对于密封式变压器,应保证在最高环境温度与允许过负载状态下,压力保护装置不动作,在最低环境温度与空载状态下能正常运行。

6.2.3 油浸风冷却系统

对于油浸风冷变压器,应供给全套风冷却装置(如散热器、风扇电动机和控制装置等)。

风扇电动机的动力电源电压应为三相、380 V、50 Hz,风扇电动机应有短路保护和缺相保护。

6.2.4 油保护装置

6.2.4.1 变压器应装有储油柜(波纹式油箱、带有弹性片式散热器或油箱内部充有气体的密封式变压器除外),其结构应便于清理内部。储油柜应具有油位显示功能,储油柜的容积应保证在最高环境温度与允许的过负载状态下油位不超过上限,在最低环境温度与变压器未投入运行时,应能观察到油位指示。

6.2.4.2 储油柜应有注油、放油和排污油装置。

6.2.4.3 储油柜上一般宜加装带有油封的吸湿器。

6.2.5 油温测量装置

6.2.5.1 变压器应有供温度计用的管座。管座应设在油箱的顶部,避开漏磁较强区域,并伸入油内 120 mm±10 mm。

6.2.5.2 1 000 kVA 及以上的变压器应装设户外测温装置,其接点容量在交流 220 V 时应不低于 50 VA,直流有感负载时应不低于 15 W。测温装置的安装位置应便于观察。

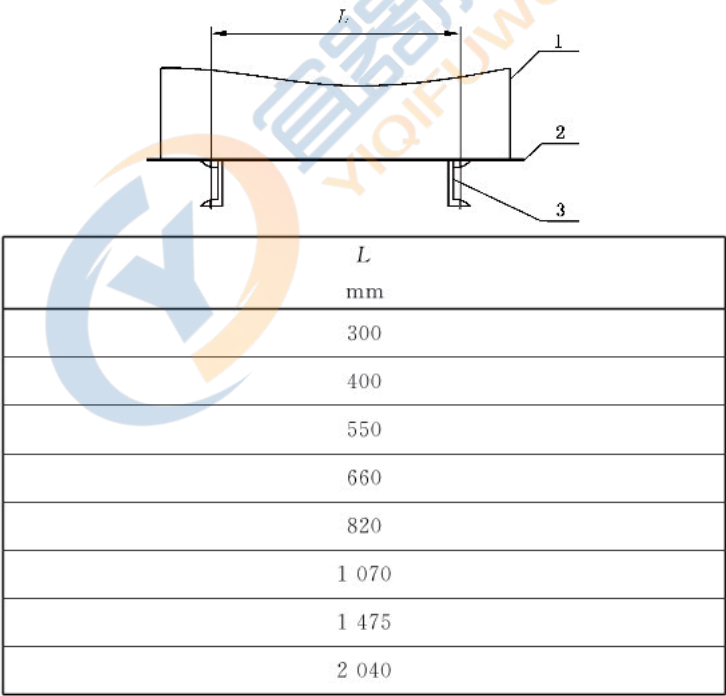
根据用户与制造方协商,1 000 kVA 以下的变压器也可装设户外测温装置。

6.2.5.3 8 000 kVA 及以上的变压器应装有远距离测温用的测温元件。

6.2.6 变压器油箱及其附件

6.2.6.1 变压器一般不供给小车,如果箱底焊有支架,则其支架焊接位置应符合图 16 或图 17 的规定。

根据用户需要也可供给小车。



标引序号说明：
1 —— 箱壁；
2 —— 箱底；
3 —— 支架；
 L —— 支架中心距。

图 16 35 kV 级变压器的箱底支架位置一(面对长轴方向)

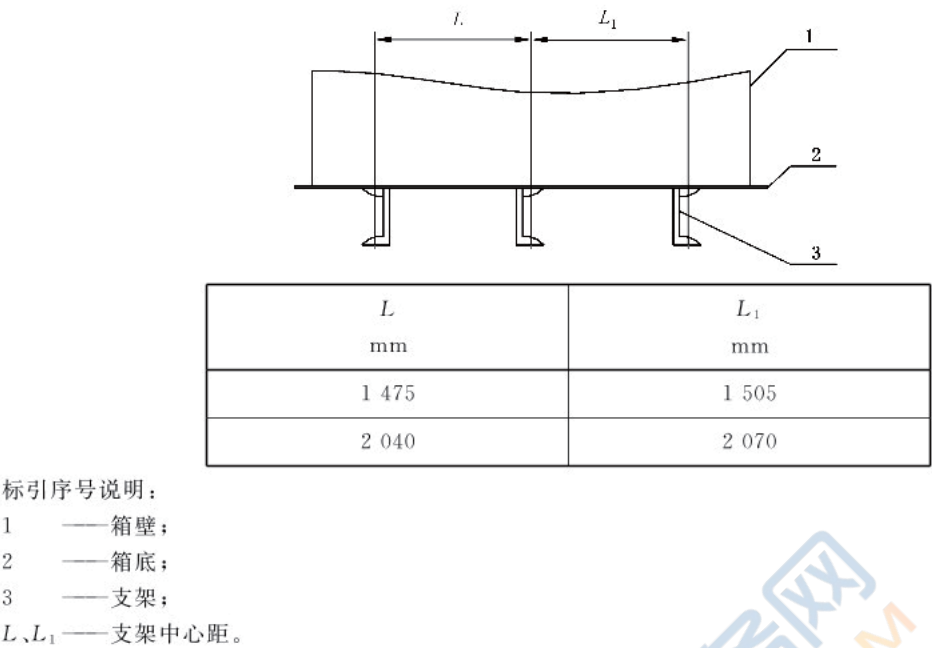


图 17 35 kV 级变压器的箱底支架位置二(面对长轴方向)

- 6.2.6.2 在变压器油箱的下部壁上应装有取油样或放油用阀门。
- 6.2.6.3 套管接线端子连接处,在环境空气中对空气的温升不应大于 55 K,在油中对油的温升不应大于 15 K。
- 6.2.6.4 变压器油箱应具有能承受住表 10 中规定的真空度和正压力的机械强度的能力,不应有损伤和不允许的永久变形。

表 10 35 kV 级变压器油箱真空度和正压力值

油箱型式	容量范围 kVA	真空度 kPa	正压力 kPa
一般结构	4 000 及以上	50	60
	4 000 以下	—	
波纹式	400 及以上	—	20
	400 以下	—	25
充有气体的密封式	—	—	70

- 6.2.6.5 8 000 kVA 及以上变压器油箱下部应有供千斤顶顶起变压器的装置。根据需要,可提供牵引装置。
- 6.2.6.6 可根据需要在变压器油箱壁上设置适当高度的梯子,以便于取油样及观察气体继电器。
- 6.2.6.7 套管的安装位置和相互距离应便于接线,且其带电部分的空气间隙应符合 GB/T 1094.3 的规定。
- 6.2.6.8 油箱内部充有气体的密封式变压器在最低油位条件下应满足绝缘要求。
- 6.2.6.9 变压器结构应便于拆卸和更换套管或瓷件。
- 6.2.6.10 变压器铁芯应单点接地,金属结构件均应通过油箱可靠接地。16 000 kVA 及以上的变压器,铁芯应单独引出并可靠接地。接地处应有明显的接地符号“≡”或“接地”字样。

6.3 检验规则及方法

6.3.1 变压器的试验项目、试验要求及试验方法除应符合 GB/T 1094.1 和 JB/T 501 的规定外,还应符合 6.3.2~6.3.12 的规定。

6.3.2 绕组电阻测量结束后,应计算绕组电阻不平衡率。对于配电变压器:相电阻不平衡率不应大于 4%,线电阻不平衡率不应大于 2%;对于除配电变压器以外的电力变压器:相电阻不平衡率(有中性点引出时)不应大于 2%,线电阻不平衡率(无中性点引出时)不应大于 1%。如果由于线材及引线结构等原因而使绕组电阻不平衡率超过上述值时,除应在例行试验记录中记录实测值外,还应写明引起这一偏差的原因。用户应与同温度下的例行试验实测值进行比较,其偏差不应大于 2%。

绕组电阻不平衡率应以三相实测最大值减最小值作分子,三相实测平均值作分母计算。

对所有引出的相应端子间的电阻值均应进行测量比较。

6.3.3 应提供绕组对地及绕组间直流绝缘电阻[额定容量为 4 000 kVA 及以上的变压器还应提供吸收比(R_{60}/R_{15})]的实测值,测试通常在 5℃~40℃和相对湿度小于 85%时进行。当测量温度不同时,绝缘电阻可按式(3)换算:

$$R_2 = R_1 \times 1.5^{(t_1 - t_2)/10} \quad \dots\dots\dots (3)$$

式中:

R_1 、 R_2 ——分别为温度 t_1 、 t_2 时的绝缘电阻值。

6.3.4 额定容量为 8 000 kVA 及以上的变压器应提供绝缘系统电容的介质损耗因数($\tan\delta$)值,测试通常在平均油温为 5℃~40℃下进行。本试验为例行试验。不同温度下的 $\tan\delta$ 值一般可按式(4)换算:

$$\tan\delta_2 = \tan\delta_1 \times 1.3^{(t_2 - t_1)/10} \quad \dots\dots\dots (4)$$

式中:

$\tan\delta_1$ 、 $\tan\delta_2$ ——分别为温度 t_1 、 t_2 时的 $\tan\delta$ 值。

6.3.5 额定容量为 16 000 kVA 及以上的变压器,应提供铁芯对地和夹件的绝缘电阻值,其值不应小于 500 M Ω (20℃)。当测量温度不同时,绝缘电阻可按式(3)进行换算。

6.3.6 对于压力密封试验,试验要求如下:

- 一般结构油箱的变压器(包括储油柜带隔膜的密封式变压器),按 GB/T 1094.1 的规定;
- 波纹式油箱(包括带有弹性片式散热器油箱)的变压器,400 kVA 以下者应承受 20 kPa 的试验压力,400 kVA 及以上者应承受 15 kPa 的试验压力,历经 24 h 应无泄漏;
- 油箱内部充有气体的密封式变压器,油面上部应承受 60 kPa 的试验压力(波纹式油箱除外),历经 24 h 应无泄漏。

6.3.7 油箱内部充有气体的密封式变压器应进行最低油位条件下的绝缘试验,试验应满足 GB/T 1094.3 的要求。本试验为型式试验。

6.3.8 有载分接开关试验合格后,应将分接开关装入变压器中,对分接开关油室进行密封试验,应无渗漏现象。本试验为例行试验。

6.3.9 对于配电变压器,应进行短时过负载能力试验,试验时的环境温度应为 5℃~40℃。本试验为型式试验。

在最高运行油位条件下完成温升试验后再施加 1.5 倍额定电流,持续运行 2 h 后应满足下列要求:

- 压力保护装置不动作;
- 无渗漏现象;
- 油箱波纹及片式散热器的变形量在规定范围内;
- 油箱外壳及套管的温升不大于 85 K。

6.3.10 额定容量为 8 000 kVA 及以上的变压器进行温升试验或过电流(施加 1.1 倍额定电流,持续时间不少于 4 h)试验前后,应取油样进行溶解气体气相色谱分析。

6.3.11 对于压力变形试验,试验要求如下:

- 一般结构油箱的变压器(包括储油柜带隔膜的密封式变压器),按 GB/T 1094.1 的规定;

- 波纹式油箱(包括带有弹性片式散热器油箱)的变压器,400 kVA 以下者应承受 25 kPa 的试验压力,400 kVA 及以上者应承受 20 kPa 的试验压力,历经 5 min 应无损伤及不应出现不允许的永久变形;
- 油箱内部充有气体的密封式变压器,油面上部应承受 70 kPa 的试验压力(波纹式油箱除外),历经 5 min 应无损伤及不应出现不允许的永久变形。

6.3.12 根据用户与制造方协商,可对配电变压器进行运输颠簸试验。试验方法及要求由用户与制造方协商。本试验为特殊试验。

6.4 标志、起吊、包装、运输和贮存

6.4.1 变压器应有接线端子、运输及起吊标志,标志内容应正确、清晰。

6.4.2 变压器的套管排列顺序位置一般如图 18~图 20 所示。

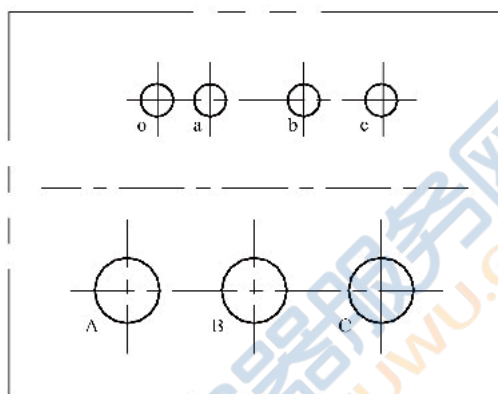


图 18 35 kV 级联结组标号为 Dyn11、Yyn0 的双绕组变压器的套管排列

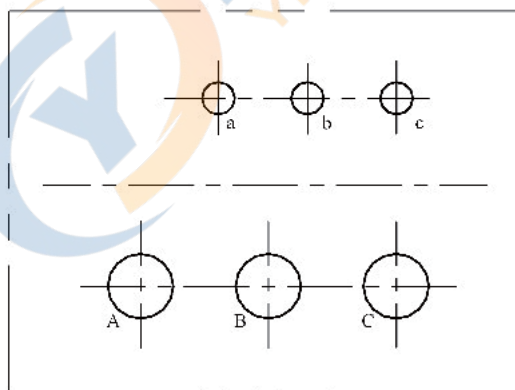


图 19 35 kV 级联结组标号为 Yd11 的双绕组变压器的套管排列

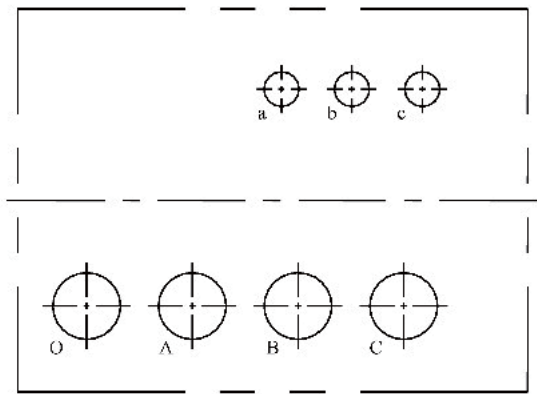


图 20 35 kV 级联结组标号为 YNd11 的双绕组变压器的套管排列

- 6.4.3 变压器应具有承受其总质量的起吊装置。变压器器身、油箱、可拆卸结构的储油柜(如果有)和散热器等均应有起吊装置。
- 6.4.4 成套拆卸的组件和零件(如气体继电器、套管、测温装置及紧固件等)的包装应保证经过运输、贮存直到安装前不损伤和不受潮。
- 6.4.5 变压器内部结构应在经过正常的铁路、公路及水路运输后相互位置不变,紧固件不松动。变压器的组件、部件[如套管、散热器、阀门和储油柜(如果有)等]的结构及布置位置应不妨碍吊装、运输及运输中紧固定位。
- 6.4.6 在拆卸、运输、贮存直至安装前,应保证变压器本体及其所有的组件、部件[如储油柜(如果有)、套管、阀门及散热器等]不损坏和不受潮。

7 66 kV 电压等级

7.1 性能参数

- 7.1.1 额定容量、电压组合及分接范围、联结组标号、空载损耗、负载损耗、空载电流及短路阻抗应符合表 11 或表 12 的规定。
- 7.1.2 在分接级数和级电压不变的情况下,可增加负分接级数,减少正分接级数,或增加正分接级数,减少负分接级数,如: $66\frac{+1\times2.5\%}{-3\times2.5\%}$ 、 $66\frac{+3\times2.5\%}{-1\times2.5\%}$ 等。
- 7.1.3 当用户需要不同于表中规定短路阻抗值的变压器时,其损耗等性能参数应与制造方协商,并在合同中规定。

表 11 66 kV 级 630 kVA~63 000 kVA 三相双绕组无励磁调压电力变压器

额定容量 kVA	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路 阻抗 %
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV					
630	63 66 69	±5	6.3 6.6 10.5	Yd11	0.96	6.75	0.90	8
800					1.20	8.08	0.85	
1 000					1.36	9.31	0.80	
1 250					1.60	11.3	0.80	
1 600					1.92	13.3	0.80	
2 000					2.24	15.8	0.75	

表 11 66 kV 级 630 kVA~63 000 kVA 三相双绕组无励磁调压电力变压器 (续)

额定容量 kVA	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路 阻抗 %
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV					
2 500	63 66 69	±5	6.3 6.6 10.5	Yd11	2.72	18.6	0.75	8
3 150				YNd11	3.20	21.9	0.70	
4 000					3.80	25.9	0.64	
5 000					4.60	29.2	0.54	
6 300		5.80			32.5	0.48	9	
8 000		7.10			38.5	0.48		
10 000		8.40			45.4	0.45		
12 500		9.90			54.0	0.45		
16 000		12.0			66.3	0.42		
20 000		14.1			80.4	0.42		
25 000		16.6			95.0	0.38		
31 500		19.7			114	0.35		
40 000		23.5		134	0.35			
50 000		28.2		158	0.32			
63 000		33.3		188	0.29			

表 12 66 kV 级 6 300 kVA~63 000 kVA 三相双绕组有载调压电力变压器

额定容量 kVA	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路 阻抗 %
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV					
6 300	63 66 69	$\pm 4 \times 1.25$ $\pm 6 \times 1.25$ $\pm 8 \times 1.25$	6.3 6.6 10.5	YNd11	6.40	32.5	0.48	9
8 000					7.70	38.5	0.48	
10 000					9.00	45.4	0.45	
12 500					10.7	54.0	0.45	
16 000					12.9	66.3	0.42	
20 000					15.4	80.4	0.42	
25 000					18.2	95.0	0.38	
31 500					21.5	114	0.35	
40 000					25.8	134	0.35	
50 000					30.4	158	0.32	10~12
63 000					35.9	188	0.29	

7.2 技术要求

7.2.1 通用要求

变压器除应符合 GB/T 1094.1、GB/T 1094.2、GB/T 1094.3、GB/T 1094.5、GB/T 1094.7 和 JB/T 10088 的规定外,还应符合本文件的规定。

7.2.2 安全保护装置

7.2.2.1 变压器应装有气体继电器。

气体继电器的接点容量在交流 220 V 或 110 V 时应不小于 66 VA,直流有感负载时应不小于 15 W。变压器油箱和联管的设计应使气体易于汇集在气体继电器内,变压器不应有存气现象。当积聚在气体继电器内的气体数量达到规定范围或油速达到整定值时,应分别接通相应的接点。气体继电器的安装位置及其结构应能观察到分解气体的数量和油速标尺,而且应便于取气体。

7.2.2.2 变压器应装有压力保护装置,当变压器油箱内压力达到安全限值时,压力保护装置应可靠地释放压力。

7.2.2.3 变压器宜供给信号测量和保护装置辅助回路用的端子箱。

7.2.2.4 变压器所有管道最高处或容易窝气处应设置集气通道或放气塞。

7.2.2.5 有载调压变压器的有载分接开关应有自己的安全保护装置。

7.2.3 油浸风冷却系统

对于油浸风冷变压器,应供给全套风冷却装置(如散热器、风扇电动机和控制装置等)。

风扇电动机的动力电源电压应为三相、380 V、50 Hz,风扇电动机应有短路、过载和缺相保护。

7.2.4 油保护装置

7.2.4.1 变压器均应装有储油柜,其结构应便于清理内部。储油柜应具有油位显示功能,储油柜的容积应保证在最高环境温度与允许的过负载状态下油位不超过上限,在最低环境温度与变压器未投入运行时,应能观察到油位指示。

7.2.4.2 储油柜应有注油、放油和排污油装置。

7.2.4.3 储油柜上一般宜装有带有油封的吸湿器。

7.2.4.4 变压器应采取防油老化措施,以确保变压器油不与大气相接触,如:在储油柜内部加装胶囊、隔膜或采用金属波纹密封式储油柜。

7.2.5 油温测量装置

7.2.5.1 变压器应有供温度计用的管座。管座应设在油箱的顶部,避开漏磁较强区域,并伸入油内 $120\text{ mm} \pm 10\text{ mm}$ 。

7.2.5.2 1 000 kVA 及以上的变压器应装设户外测温装置,其接点容量在交流 220 V 时应不低于 50 VA,直流有感负载时应不低于 15 W。对于强油循环的变压器应装设两个测温装置。测温装置的安装位置应便于观察。

7.2.5.3 根据用户与制造方协商,1 000 kVA 以下的变压器也可装设户外测温装置。

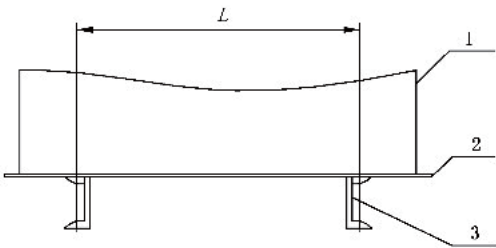
7.2.5.4 8 000 kVA 及以上的变压器应装有远距离测温用的测温元件。

7.2.6 变压器油箱及其附件

7.2.6.1 变压器一般不供给小车,如果箱底焊有支架,则其支架焊接位置应符合图 21 或图 22 的规定。

根据用户需要也可供给小车。

注：纵向轨距为 1 435 mm，横向轨距为 1 435 mm、2 000 mm。



L mm
550
660
820
1 070
1 475
2 040

标引序号说明：

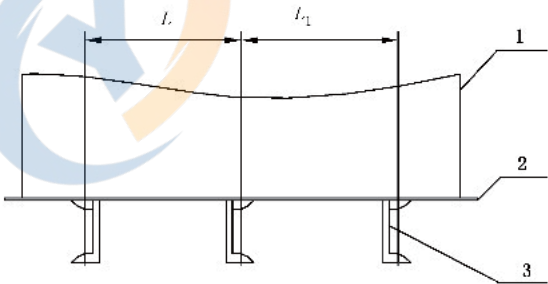
1 —— 箱壁；

2 —— 箱底；

3 —— 支架；

L —— 支架中心距。

图 21 66 kV 级变压器的箱底支架位置一（面对长轴方向）



L mm	L_1 mm
1 475	1 505
2 040	2 070

标引序号说明：

1 —— 箱壁；

2 —— 箱底；

3 —— 支架；

L 、 L_1 —— 支架中心距。

图 22 66 kV 级变压器的箱底支架位置二（面对长轴方向）

7.2.6.2 在变压器油箱的下部壁上应装有油样阀门，油箱下部还应装有放油阀。

7.2.6.3 套管接线端子连接处,在环境空气中对空气的温升不应大于 55 K,在油中对油的温升不应大于 15 K。

7.2.6.4 变压器油箱应具有能承受住表 13 中规定的真空度和正压力的机械强度的能力,不应有损伤和不允许的永久变形。

表 13 66 kV 级变压器油箱真空度和正压力值

容量范围 kVA	真空度 kPa	正压力 kPa
20 000 及以上	20	80
20 000 以下	50	60

7.2.6.5 6 300 kVA 及以上变压器油箱下部应有供千斤顶顶起变压器的装置。根据需要,可提供牵引装置。

7.2.6.6 可根据需要在变压器油箱壁上设置适当高度的梯子,以便于取油样及观察气体继电器。

7.2.6.7 套管的安装位置和相互距离应便于接线,且其带电部分的空气间隙应符合 GB/T 1094.3 的规定。

7.2.6.8 变压器结构应便于拆卸和更换套管。

7.2.6.9 变压器铁芯和金属结构件均应通过油箱可靠接地。20 000 kVA 及以上的变压器,铁芯应单独引出并可靠接地。变压器油箱应提供两处接地点(分别位于油箱长轴或短轴两侧),但在接地时应保证仅一点接地。接地处应有明显的接地符号“⊥”或“接地”字样。

7.2.6.10 根据需要,可提供一定数量的套管式电流互感器。

7.3 检验规则及方法

7.3.1 变压器的试验项目、试验要求及试验方法除应符合 GB/T 1094.1 和 JB/T 501 的规定外,还应符合 7.3.2~7.3.7 的规定。

7.3.2 绕组电阻测量结束后,应计算绕组电阻不平衡率。相电阻不平衡率(有中性点引出时)不应大于 2%,线电阻不平衡率(无中性点引出时)不应大于 1%。如果由于线材及引线结构等原因而使绕组电阻不平衡率超过上述值时,除应在例行试验记录中记录实测值外,还应写明引起这一偏差的原因。用户应与同温度下的例行试验实测值进行比较,其偏差不应大于 2%。

绕组电阻不平衡率应以三相实测最大值减最小值作分子,三相实测平均值作分母计算。

对所有引出的相应端子间的电阻值均应进行测量比较。

7.3.3 应提供绕组对地及绕组间直流绝缘电阻和吸收比(R_{60}/R_{15})的实测值,测试通常在 5℃~40℃和相对湿度小于 85% 时进行。本试验为例行试验。当测量温度不同时,绝缘电阻可按式(5)换算:

$$R_2 = R_1 \times 1.5^{(t_1 - t_2)/10} \dots\dots\dots (5)$$

式中:

R_1, R_2 ——分别为温度 t_1, t_2 时的绝缘电阻值。

7.3.4 应提供绝缘系统电容的介质损耗因数($\tan\delta$)值,测试通常在平均油温为 5℃~40℃下进行。本试验为例行试验。不同温度下的 $\tan\delta$ 值一般可按式(6)换算:

$$\tan\delta_2 = \tan\delta_1 \times 1.3^{(t_2 - t_1)/10} \dots\dots\dots (6)$$

式中:

$\tan\delta_1, \tan\delta_2$ ——分别为温度 t_1, t_2 时的 $\tan\delta$ 值。

7.3.5 额定容量为 20 000 kVA 及以上的变压器应提供铁芯对地和夹件的绝缘电阻值,其值不应小于 500 MΩ(20℃)。当测量温度不同时,绝缘电阻可按式(5)进行换算。

7.3.6 有载分接开关试验合格后,应将分接开关装入变压器中,对分接开关油室进行密封试验,应无渗漏现象。本试验为例行试验。

7.3.7 变压器进行温升试验或过电流(施加 1.1 倍额定电流,持续时间不少于 4 h)试验前后,应取油样进行溶解气体气相色谱分析。

7.4 标志、起吊、包装、运输和贮存

7.4.1 变压器应有接线端子、运输及起吊标志,标志内容应正确、清晰。

7.4.2 变压器的套管排列顺序位置一般如图 23 或图 24 所示。

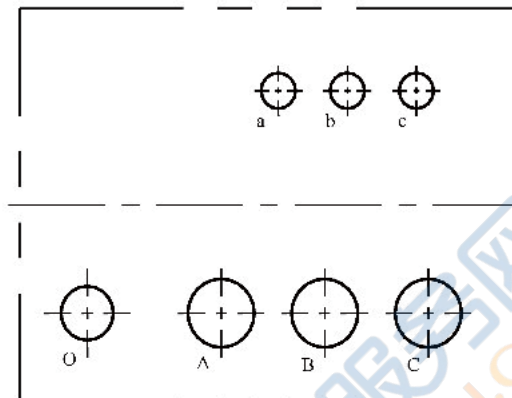


图 23 66 kV 级联结组标号为 YNd11 的双绕组变压器的套管排列

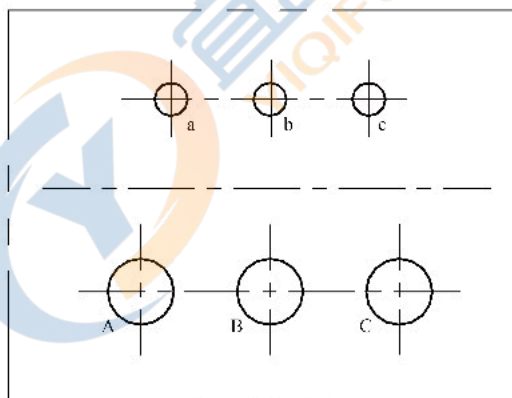


图 24 66 kV 级联结组标号为 Yd11 的双绕组变压器的套管排列

7.4.3 变压器应具有承受其总质量的起吊装置。变压器器身、油箱、可拆卸结构的储油柜和散热器或冷却器等均应有起吊装置。

7.4.4 成套拆卸的组件和零件(如气体继电器、套管、测温装置及紧固件等)的包装,应保证经过运输、贮存直到安装前不损伤和不受潮。

7.4.5 变压器内部结构应在经过正常的铁路、公路及水路运输后相互位置不变,紧固件不松动。变压器的组件、部件(如套管、散热器、阀门和储油柜等)的结构及布置位置应不妨碍吊装、运输及运输中紧固定位。

7.4.6 31 500 kVA 及以上的变压器在运输中应装三维冲撞记录仪。

7.4.7 在拆卸、运输、贮存直至安装前,应保证变压器本体及其所有的组件、部件(如储油柜、套管、阀门及散热器或冷却器等)不损坏和不受潮。

8 110 kV 电压等级

8.1 性能参数

8.1.1 额定容量、电压组合及分接范围、联结组标号、空载损耗、负载损耗、空载电流及短路阻抗应符合表 14～表 18 的规定。

注 1：对于多绕组变压器，表中所给出的损耗值适用于 GB/T 1094.1 中定义的第一对绕组。

注 2：表 14～表 18 适用于高压绕组为分级绝缘的变压器（中性点端子的额定绝缘水平为：额定外施耐受电压方均根值 95 kV，额定雷电冲击耐受电压峰值 250 kV）。

8.1.2 在分接级数和级电压不变的情况下，可增加负分接级数，减少正分接级数，或增加正分接级数，减少负分接级数，如： $110^{+1\times 2.5\%}_{-3\times 2.5\%}$ 、 $110^{+3\times 2.5\%}_{-1\times 2.5\%}$ 等。

8.1.3 当用户需要不同于表中规定短路阻抗值的变压器时，其损耗等性能参数应与制造方协商，并在合同中规定。

表 14 110 kV 级 6 300 kVA～180 000 kVA 三相双绕组无励磁调压电力变压器

额定容量 kVA	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路 阻抗 %
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV					
6 300	110 115 121	±2×2.5	6.3 6.6 10.5	YNd11	5.90	33.0	0.50	10.5
8 000					7.10	40.0	0.50	
10 000					8.40	48.0	0.46	
12 500					9.90	56.0	0.46	
16 000					12.0	69.0	0.43	
20 000					14.1	84.0	0.43	
25 000					16.6	99.0	0.40	
31 500					19.7	117	0.38	
40 000			23.5		141	0.36	12~14	
50 000			28.2		166	0.34		
63 000			33.3		198	0.30		
75 000			37.8		224	0.26		
90 000			43.5		258	0.24		
120 000			54.2		320	0.22		
150 000			64.1		379	0.19		
180 000			72.0		434	0.16		

对于升压变压器，宜采用无分接结构。如果运行有要求，则可设置分接头。
根据用户要求，低压可选用不同于表中的电压值。

表 15 110 kV 级 6 300 kVA~63 000 kVA 三相三绕组无励磁调压电力变压器

额定容量 kVA	电压组合及分接范围				联结组 标号	空载 损耗 kW	负载 损耗 kW	空载 电流 %	短路阻抗 %	
	高压 kV	高压分接范围 %	中压 kV	低压 kV					升压	降压
6 300	110	±2×2.5	36	6.3	YNyn0d11	7.10	42.0	0.53	高一中 17.5~18.5 高一低 10.5 中—低 6.5	高一中 10.5 高一低 17.5~19 中—低 6.5
8 000						8.50	50.0	0.50		
10 000						10.1	59.0	0.47		
12 500						11.8	70.0	0.45		
16 000						14.3	86.0	0.42		
20 000						16.9	101	0.42		
25 000						19.7	120	0.38		
31 500						23.5	142	0.38		
40 000						27.8	170	0.35		
50 000						33.3	202	0.35		
63 000	121	38.5	21		39.4	243	0.32			
高、中、低压绕组容量分配为(100/100/100)%。 根据用户要求,联结组标号也可为 YNd11y10。 根据用户要求,中压可选用不同于表中的电压值或设分接头。 对于升压变压器,宜采用无分接结构。如果运行有要求,则可设置分接头。										

表 16 110 kV 级 6 300 kVA~63 000 kVA 三相双绕组有载调压电力变压器

额定容量 kVA	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路 阻抗 %
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV					
6 300	110	$\pm 4 \times 1.25$ $\pm 6 \times 1.25$ $\pm 8 \times 1.25$	6.3 6.6 10.5 21	YNd11	6.40	33.0	0.51	10.5
8 000					7.70	40.0	0.51	
10 000					9.00	48.0	0.47	
12 500					10.7	56.0	0.47	
16 000					12.9	69.0	0.44	
20 000					15.4	84.0	0.44	
25 000					18.2	99.0	0.41	
31 500					21.6	117	0.41	
40 000					25.8	148	0.37	10.5~18
50 000					30.6	184	0.37	
63 000					36.3	220	0.34	
暂提供降压结构产品。根据用户要求,也可提供其他电压组合的产品。 在满足运行条件下,分接级数越少越好。								

表 17 110 kV 级 6 300 kVA~63 000 kVA 三相三绕组有载调压电力变压器

额定容量 kVA	电压组合及分接范围				联结组 标号	空载 损耗 kW	负载 损耗 kW	空载 电流 %	短路阻抗 %
	高压 kV	高压分接范围 %	中压 kV	低压 kV					
6 300	110	$\pm 4 \times 1.25$ $\pm 6 \times 1.25$ $\pm 8 \times 1.25$	36 37 38.5	6.3 6.6 10.5 21	YNyn0d11	7.70	42.0	0.61	高一中 10.5 高一低 17.5~19 中—低 6.5
8 000						9.20	50.0	0.61	
10 000						10.9	59.0	0.57	
12 500						12.9	70.0	0.57	
16 000						15.4	86.0	0.54	
20 000						18.2	101	0.54	
25 000						21.6	120	0.50	
31 500						25.7	142	0.50	
40 000						30.8	170	0.46	
50 000						36.4	202	0.46	
63 000						43.3	243	0.42	
暂提供降压结构产品。根据用户要求,也可提供其他电压组合的产品。 高、中、低压绕组容量分配为(100/100/100)%。 根据用户要求,联结组标号也可为 YNd11y10。 根据用户要求,中压可选用不同于表中的电压值或设分接头。 在满足运行条件下,分接级数越少越好。									

表 18 110 kV 级 6 300 kVA~63 000 kVA 三相双绕组低压为 35 kV 级无励磁调压电力变压器

额定容量 kVA	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路 阻抗 %
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV					
6 300	110 115 121	±2×2.5	36 37 38.5	YNd11	6.40	35.0	0.54	10.5
8 000					7.70	42.0	0.54	
10 000					9.0	49.0	0.50	
12 500					10.5	59.0	0.50	
16 000					12.5	72.0	0.46	
20 000					14.8	89.0	0.46	
25 000					17.5	105	0.42	
31 500					20.7	126	0.42	
40 000					24.6	147	0.39	
50 000					29.5	183	0.39	
63 000					34.9	220	0.36	
对于升压变压器,宜采用无分接结构。如果运行有要求,则可设置分接头。 根据用户要求,低压可选用不同于表中的电压值。								

8.2 技术要求

8.2.1 通用要求

变压器除应符合 GB/T 1094.1、GB/T 1094.2、GB/T 1094.3、GB/T 1094.5、GB/T 1094.7 和 JB/T 10088 的规定外,还应符合本文件的规定。

8.2.2 安全保护装置

8.2.2.1 变压器应装有气体继电器。

气体继电器的接点容量在交流 220 V 或 110 V 时应不小于 66 VA,直流有感负载时应不小于 15 W。变压器油箱和联管的设计应使气体易于汇集在气体继电器内,变压器不应有存气现象。当积聚在气体继电器内的气体数量达到规定范围或油速达到整定值时,应分别接通相应的接点。气体继电器的安装位置及其结构应能观察到分解气体的数量和油速标尺,而且应便于取气体。

8.2.2.2 变压器应装有压力保护装置,当变压器油箱内压力达到安全限值时,压力保护装置应可靠地快速释放压力。压力保护装置的安装应位于最危险的区域(一般为高压、中压出线位置)。

8.2.2.3 变压器宜供给信号测量和保护装置辅助回路用的端子箱。

8.2.2.4 有载分接开关应有自己的安全保护装置。

8.2.2.5 变压器本体、升高座、油路管道最高处或容易窝气处应设置集气通道或放气塞。

8.2.3 冷却系统及控制箱

8.2.3.1 应根据冷却方式供给全套冷却装置,但如果为水冷却方式,则不供给水路装置(如水泵、水箱、管路、阀门及控制箱等)。

8.2.3.2 对于水冷变压器,如果冷却水是循环中间介质,则水的入口温度为最高环境温度加上 8℃;如果冷却水是最终取之不尽的冷却介质(即水热容量无穷大,如水电厂水库水),则水的入口温度为 25℃。

8.2.3.3 对于采用散热器冷却的变压器,其冷却方式可能存在多种组合方式(如 OFAF 变压器,另外还可产生 ONAN、ONAF、OFAN 三种方式),各种冷却方式下的容量分配及控制程序由用户与制造方协商。

8.2.3.4 对于采用散热器冷却的风冷变压器,应供给吹风装置控制箱。当负载电流达到额定电流的 2/3 或油面温度达到 65℃时,应投入吹风装置。当负载电流低于额定电流的 1/2 或油面温度低于 50℃时,可切除风扇电动机。

8.2.3.5 对于采用冷却器冷却的变压器,应供给冷却系统控制箱。

控制箱的控制线路应满足下列要求:

- 变压器在运行中,其冷却系统应按负载和温度情况自动投入或切除相应数量的冷却器;
- 当切除故障冷却器时,作为备用的冷却器应自动投入运行;
- 当冷却系统的电源发生故障或电压降低时,应自动投入备用电源;
- 当投入备用电源、备用冷却器或切除冷却器、电动机损坏时,均应发出相应的信号。

8.2.3.6 对于采用冷却器冷却的变压器,当冷却系统发生故障切除全部冷却器时,在额定负载下允许运行 30 min。当油面温度尚未达到 75℃时,允许上升到 75℃,但切除冷却器后的最长运行时间不应超过 1 h。

8.2.3.7 对于采用强迫油循环冷却方式的变压器,其冷却油流系统中不应出现负压。

8.2.3.8 油泵电动机及风扇电动机的动力电源电压应为三相、380 V、50 Hz。

8.2.3.9 油泵电动机及风扇电动机应分别有短路、过载和断相保护。

8.2.4 油保护装置

- 8.2.4.1 变压器均应装有储油柜,其结构应便于清理内部。储油柜应具有油位显示功能,储油柜的容积应保证在最高环境温度与允许的过负载状态下油位不超过上限,在最低环境温度与变压器未投入运行时,应能观察到油位指示。
- 8.2.4.2 储油柜应有注油、放油和排污油装置。
- 8.2.4.3 储油柜上一般宜装有带有油封的吸湿器。
- 8.2.4.4 变压器应采取防油老化措施,以确保变压器油不与大气相接触,如:在储油柜内部加装胶囊、隔膜或采用金属波纹密封式储油柜。

8.2.5 油温测量装置

- 8.2.5.1 变压器应有供温度计用的管座。管座应设在油箱的顶部,避开漏磁较强区域,并伸入油内 120 mm±10 mm。
- 8.2.5.2 变压器应装设户外测温装置,其接点容量在交流 220 V 时应不低于 50 VA,直流有感负载时应不低于 15 W。对于强油循环的变压器应装设两个测温装置。测温装置的安装位置应便于观察。
- 8.2.5.3 8 000 kVA 及以上的变压器应装有远距离测温用的测温元件。对于强油循环的变压器应装有两个远距离测温元件,且应放于油箱长轴的两端,其放置位置应便于检修、更换。
- 8.2.5.4 当变压器采用集中(两组以上冷却器或三组以上片式散热器)冷却方式时,应在靠油箱进出口总管路处装测油温用的温度计管座。

8.2.6 变压器油箱及其附件

- 8.2.6.1 变压器一般不供给小车,如果箱底焊有支架,则其支架焊接位置应符合图 25 或图 26 的规定。根据用户需要也可供给小车。

注:纵向轨距为 1 435 mm,横向轨距为 1 435 mm、2 000 mm(2×2 000 mm、3×2 000 mm)。

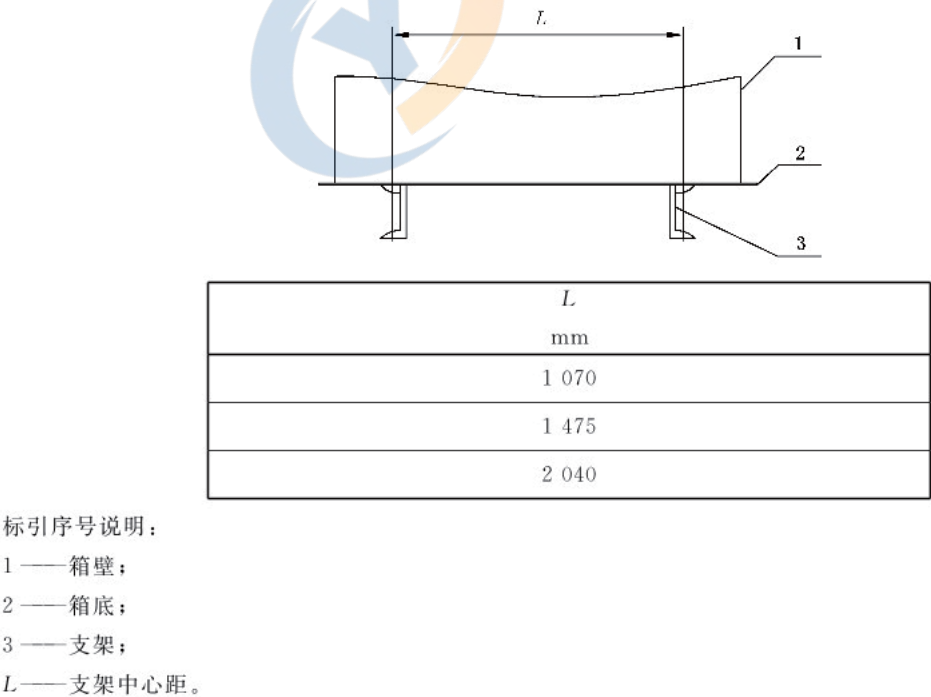


图 25 110 kV 级变压器的箱底支架位置一(面对长轴方向)

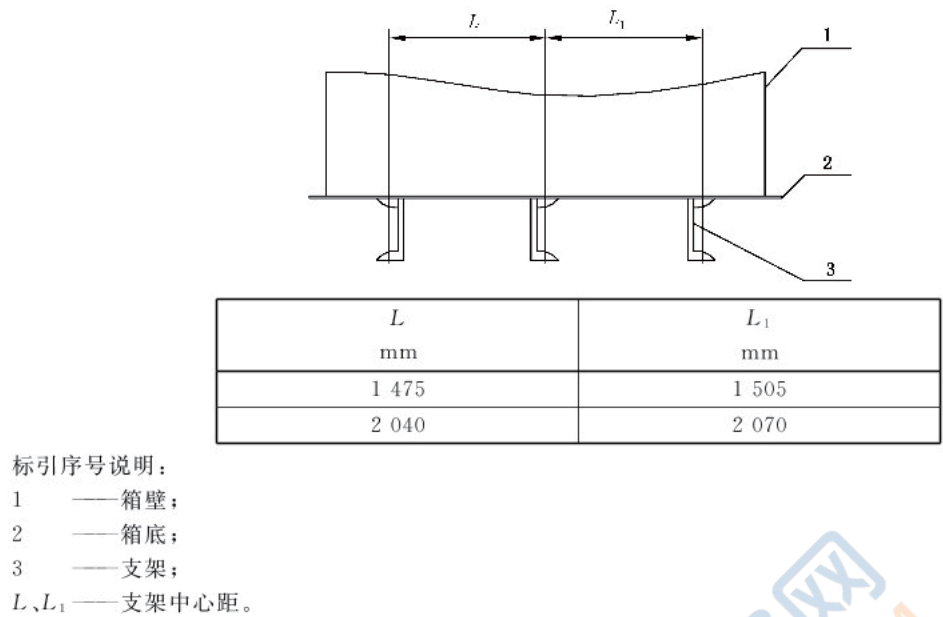


图 26 110 kV 级变压器的箱底支架位置二(面对长轴方向)

- 8.2.6.2 40 000 kVA 及以上的变压器在油箱的中部和下部壁上均应装有油样阀门。31 500 kVA 及以下的变压器在油箱下部壁上应装有油样阀门。变压器油箱下部还应装有放油阀。
- 8.2.6.3 套管接线端子连接处,在环境空气中对空气的温升不应大于 55 K(封闭母线除外),在油中对油的温升不应大于 15 K。
- 8.2.6.4 变压器油箱应具有能承受住真空度为 133 Pa 和正压力为 100 kPa 的机械强度的能力,不应有损伤和不允许的永久变形。
- 8.2.6.5 变压器油箱下部应有供千斤顶顶起变压器的装置。根据需要,可提供牵引装置。
- 8.2.6.6 应在变压器油箱壁上设置适当高度的梯子,以便于取油样及观察气体继电器。
- 8.2.6.7 套管的安装位置和相互距离应便于接线,且其带电部分的空气间隙应符合 GB/T 1094.3 的规定。
- 8.2.6.8 变压器结构应便于拆卸和更换套管。
- 8.2.6.9 变压器铁芯及夹件应单独引出并可靠接地,其他金属结构件均应通过油箱可靠接地。变压器油箱应提供两处接地点(分别位于油箱长轴或短轴两侧),但在接地时应保证仅一点接地。接地处应有明显的接地符号“⊥”或“接地”字样。
- 8.2.6.10 根据需要,可提供一定数量的套管式电流互感器。
- 8.2.6.11 变压器整体(包括气体继电器等所有充油附件)应能承受 133 Pa 的真空度。

8.3 检测规则及方法

- 8.3.1 变压器的试验项目、试验要求及试验方法除应符合 GB/T 1094.1 和 JB/T 501 的规定外,还应符合 8.3.2~8.3.8 的规定。
- 8.3.2 绕组电阻测量时,应对所有绕组线端和分接档位的电阻均进行测量,并计算绕组电阻不平衡率。相电阻不平衡率(有中性点引出时)不应大于 2%,线电阻不平衡率(无中性点引出时)不应大于 1%。如果由于线材及引线结构等原因而使绕组电阻不平衡率超过上述值时,除应在例行试验记录中记录实测值外,还应写明引起这一偏差的原因。用户应与同温度下的例行试验实测值进行比较,其偏差不应大于 2%。

绕组电阻不平衡率应以三相实测最大值减最小值作分子,三相实测平均值作分母计算。

- 8.3.3 应提供绕组对地及绕组间直流绝缘电阻和吸收比(R_{60}/R_{15})的实测值,测试通常在 5℃~40℃和相对湿度小于 85% 时进行。本试验为例行试验。当测量温度不同时,绝缘电阻可按式(7)换算:

$$R_2 = R_1 \times 1.5^{(t_1 - t_2)/10} \dots\dots\dots (7)$$

式中：
 $R_1、R_2$ ——分别为温度 $t_1、t_2$ 时的绝缘电阻值。

8.3.4 应提供绝缘系统电容的介质损耗因数($\tan\delta$)值,测试通常在平均油温为 5℃~40℃下进行。不同温度下的 $\tan\delta$ 值一般可按式(8)换算：

$$\tan\delta_2 = \tan\delta_1 \times 1.3^{(t_2-t_1)/10} \dots\dots\dots (8)$$

式中：
 $\tan\delta_1、\tan\delta_2$ ——分别为温度 $t_1、t_2$ 时的 $\tan\delta$ 值。

8.3.5 应提供铁芯对地和夹件的绝缘电阻值,其值不应小于 500 MΩ(20℃)。当测量温度不同时,绝缘电阻可按式(7)进行换算。

8.3.6 有载分接开关试验合格后,应将 有载分接开关装入变压器中,对分接开关油室进行密封试验,应无渗漏现象。本试验为例行试验。

8.3.7 变压器进行温升试验或过电流(施加 1.1 倍额定电流,持续时间不少于 4 h)试验前后,应取油样进行溶解气体气相色谱分析试验。

8.3.8 应对强迫油循环变压器的冷却油流系统进行负压测试,以监测冷却油流系统的进油端是否存在负压。测试时,通常在进油端的放气处安装真空压力表,在开启所有的油泵后,不应出现负压。本试验为型式试验。

8.4 标志、起吊、包装、运输和贮存

8.4.1 变压器应有接线端子、运输及起吊标志,标志内容应正确、清晰。

8.4.2 变压器的套管排列顺序位置一般如图 27 或图 28 所示。

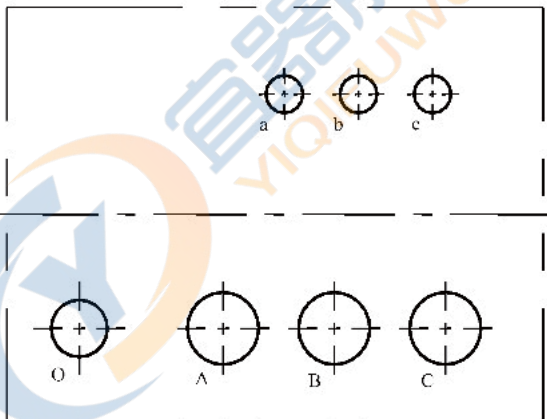


图 27 110 kV 级联结组标号为 YNd11 的双绕组变压器的套管排列

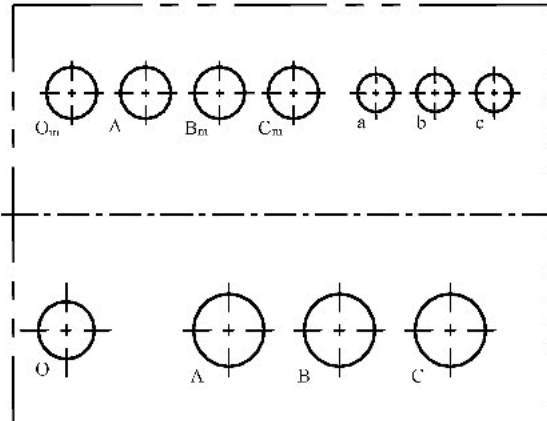


图 28 110 kV 级联结组标号为 YNyn0d11 的三绕组变压器的套管排列

- 8.4.3 变压器应具有承受其总质量的起吊装置。变压器器身、油箱、可拆卸结构的储油柜和散热器或冷却器等均应有起吊装置。
- 8.4.4 成套拆卸的组件和零件(如气体继电器、套管、测温装置及紧固件等)的包装应保证经过运输、贮存直到安装前不损伤和不受潮。
- 8.4.5 变压器内部结构应在经过正常的铁路、公路及水路运输后相互位置不变,紧固件不松动。变压器的组件、部件(如套管、散热器或冷却器、阀门和储油柜等)的结构及布置位置应不妨碍吊装、运输及运输中紧固定位。
- 8.4.6 变压器如果不带油运输,则应充以干燥的气体(露点低于 $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$)。运输前应进行密封试验,以确保在充以 $20\text{ kPa}\sim 30\text{ kPa}$ 压力的气体时密封良好。变压器主体在运输中及到达现场后,油箱内的气体压力应保持正压,并有压力表进行监视。在现场贮存期间应维持正压,并有压力表进行监视。
- 8.4.7 $31\ 500\text{ kVA}$ 及以上的变压器在运输中应装三维冲撞记录仪。
- 8.4.8 在拆卸、运输、贮存直至安装前,应保证变压器本体及其所有的组件、部件(如储油柜、套管、阀门及散热器或冷却器等)不损坏和不受潮。

9 220 kV 电压等级

9.1 性能参数

- 9.1.1 额定容量、电压组合及分接范围、联结组标号、空载损耗、负载损耗、空载电流及短路阻抗应符合表 19~表 25 的规定。
- 注 1: 对于多绕组变压器,表中所给出的损耗值适用于 GB/T 1094.1 中定义的第一对绕组。
- 注 2: 表 19~表 21、表 23 及表 24 的高压绕组中性点为不直接接地,表 22 及表 25 的高压绕组中性点为直接接地。
- 9.1.2 在分接级数和级电压不变的情况下,可增加负分接级数,减少正分接级数,或增加正分接级数,减少负分接级数,如: $220\pm\frac{1\times 2.5\%}{3\times 2.5\%}$ 、 $220\pm\frac{3\times 2.5\%}{1\times 2.5\%}$ 等。
- 9.1.3 当用户需要不同于表中规定短路阻抗值的变压器时,其损耗等性能参数应与制造方协商,并在合同中规定。

表 19 220 kV 级 31 500 kVA~420 000 kVA 三相双绕组无励磁调压电力变压器

额定容量 kVA	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路阻抗 %	
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV						
31 500	220 242	±2×2.5	6.3 6.6 10.5	YNd11	22.0	122	0.45	12~14	
40 000					26.0	142	0.45		
50 000					31.0	170	0.42		
63 000					37.0	199	0.42		
75 000			10.5 13.8		42.0	225	0.38		
90 000					49.0	259	0.35		
120 000			10.5 13.8 15.75 18 20		60.0	321	0.35		
150 000					71.0	380	0.32		
160 000					74.0	399	0.31		
180 000					82.0	436	0.29		
240 000					102	511	0.26		

表 19 220 kV 级 31 500 kVA~420 000 kVA 三相双绕组无励磁调压电力变压器 (续)

额定容量 kVA	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路阻抗 %
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV					
300 000	220 242	±2×2.5	15.75 18 20	YNd11	121	609	0.24	12~14
360 000					138	698	0.24	
370 000					141	713	0.24	
400 000					150	755	0.22	
420 000					154	783	0.22	
根据用户要求,可选用额定容量小于 31 500 kVA 的变压器或其他电压组合的变压器。 如果能满足运行要求,则高压可选用无分接结构。 根据用户要求,低压可选用不同于表中的电压值。								

表 20 220 kV 级 31 500 kVA~300 000 kVA 三相三绕组无励磁调压电力变压器

额定容量 kVA	电压组合及分接范围				联结组 标号	空载 损耗 kW	负载 损耗 kW	空载 电流 %	短路阻抗 %	
	高压 kV	高压分接范围 %	中压 kV	低压 kV					升压	降压
31 500	220 230 242	±2×2.5	69 115 121	6.3	YNyn0d11	26.0	145	0.45	高一中 22~24 高一低 12~14 中一低 7~9	高一中 12~14 高一低 22~24 中一低 7~9
40 000				6.6		30.0	174	0.40		
50 000				10.5		35.0	205	0.35		
63 000				21		42.0	244	0.35		
90 000				36		54.0	316	0.31		
120 000				37		67.0	390	0.31		
150 000				38.5		80.0	463	0.26		
180 000				10.5		90.0	527	0.26		
240 000				13.8		112	650	0.22		
300 000				15.75		133	767	0.19		
				21						
				36						
				37						
				38.5						

高、中、低压绕组容量分配为(100/100/100)%。升压结构的容量分配可为(100/50/100)%,降压结构的容量分配可为(100/100/50)%或(100/50/100)%。

根据用户要求,可选用额定容量小于 31 500 kVA 的变压器及其他电压组合的变压器。

根据用户要求,可选用低压为 35 kV 的变压器。

如果满足运行要求,则高压可选用无分接结构。

表 21 220 kV 级 31 500 kVA~240 000 kVA 低压为 66 kV 级三相双绕组无励磁调压电力变压器

额定容量 kVA	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路 阻抗 %
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV					
31 500	220 230	±2×2.5	63 66 69	YNd11	24.0	136	0.57	12~16
40 000					29.0	159	0.57	
50 000					34.0	190	0.52	
63 000					40.0	222	0.52	
90 000					53.0	291	0.48	
120 000					65.0	349	0.48	
150 000					77.0	409	0.43	
180 000					88.0	463	0.43	
240 000					109	573	0.38	
如果满足运行要求,则高压可选用无分接结构。								

表 22 220 kV 级 31 500 kVA~240 000 kVA 三相三绕组无励磁调压自耦电力变压器

额定容量 kVA	电压组合及分接范围				联结组 标号	升压组合			降压组合			短路阻抗 %	
	高压 kV	高压分接 范围 %	中压 kV	低压 kV		空载 损耗 kW	负载 损耗 kW	空载 电流 %	空载 损耗 kW	负载 损耗 kW	空载 电流 %	升压	降压
31 500	220 230 242	$\pm 2 \times 2.5$	115 121	6.6	YNa0d11	16.0	105	0.36	14.0	89.0	0.32	高一中 12~14 高一低 8~12 中一低 14~18	高一中 8~10 高一低 28~34 中一低 18~24
40 000				10.5		18.0	129	0.36	16.0	108	0.32		
50 000				21		22.0	153	0.32	19.0	129	0.27		
63 000				36		26.0	181	0.32	22.0	154	0.27		
90 000				37		32.0	249	0.27	29.0	211	0.22		
120 000				38.5		39.0	307	0.27	35.0	259	0.22		
150 000				10.5		46.0	365	0.22	42.0	308	0.21		
180 000				13.8		54.0	417	0.22	48.0	349	0.21		
240 000				15.75		63.0	518	0.21	57.0	454	0.16		
				18									
				21									
				36									
				37									
				38.5									
升压结构的容量分配为(100/50/100)%,降压结构的容量分配为(100/100/50)%。													
短路阻抗为 100%额定容量时的数值。													
根据用户要求,可选用低压为 35 kV 的变压器。													
如果满足运行要求,则高压可选用无分接结构。													

表 23 220 kV 级 31 500 kVA~240 000 kVA 三相双绕组有载调压电力变压器

额定容量 kVA	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路阻抗 %
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV					
31 500	220 230	$\pm 4 \times 1.25$ $\pm 6 \times 1.25$ $\pm 8 \times 1.25$	6.3	YNd11	24.0	122	0.46	12~14
40 000			6.6		29.0	142	0.46	
50 000			10.5		34.0	170	0.42	
63 000			21		40.0	199	0.42	
90 000			36		51.0	259	0.36	
120 000			37		63.0	321	0.36	
150 000			38.5		74.0	380	0.33	
180 000					86.0	436	0.30	
120 000			10.5		65.0	320	0.36	
150 000			21		77.0	374	0.33	
180 000			36		90.0	428	0.30	
240 000			37		112	532	0.24	
根据用户要求,可选用低压为 35 kV 的变压器。 在满足运行条件下,分接级数越少越好。								

表 24 220 kV 级 31 500 kVA~240 000 kVA 三相三绕组有载调压电力变压器

额定容量 kVA	电压组合及分接范围				联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路阻抗 %
	高压 kV	高压分接范围 %	中压 kV	低压 kV					
31 500	220 230	±4×1.25 ±6×1.25 ±8×1.25	69 115 121	6.3	YNyn0d11	28.0	145	0.50	高一中 12~14 高一低 22~24 中一低 7~9
40 000				6.6		33.0	174	0.48	
50 000				10.5		38.0	205	0.48	
63 000				21		45.0	244	0.44	
90 000				36		58.0	316	0.35	
120 000				37		74.0	390	0.35	
150 000				38.5		86.0	463	0.31	
180 000						99.0	568	0.31	
240 000						123	704	0.28	
高、中、低压绕组容量分配为(100/100/100)% ,也可为(100/100/50)% 或(100/50/100)% 。 所列数据适用于降压结构产品。根据用户要求,也可提供升压结构产品。 根据用户要求,可选用低压为 35 kV 的变压器。 在满足运行条件下,分接级数越少越好。									

表 25 220 kV 级 31 500 kVA~240 000 kVA 三相三绕组有载调压自耦电力变压器

额定容量 kVA	电压组合及分接范围				联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路阻抗 %
	高压 kV	高压分接范围 %	中压 kV	低压 kV					
31 500	220 230	$\pm 4 \times 1.25$ $\pm 6 \times 1.25$ $\pm 8 \times 1.25$	115 121	6.3	YNa0d11	16.0	97.0	0.35	高一中 8~11 高一低 28~34 中一低 18~24
40 000				6.6		19.0	119	0.35	
50 000				10.5		22.0	142	0.31	
63 000				21		26.0	170	0.31	
90 000				36		32.0	222	0.26	
120 000				37		41.0	277	0.26	
150 000				38.5		48.0	329	0.22	
180 000				10.5		54.0	378	0.22	
240 000				21		66.0	487	0.19	
所列数据适用于降压结构产品,容量分配为(100/100/50)%。 根据用户要求,可选用低压为 35 kV 的变压器。 在满足运行条件下,分接级数越少越好。									

9.2 技术要求

9.2.1 通用要求

变压器除应符合 GB/T 1094.1、GB/T 1094.2、GB/T 1094.3、GB/T 1094.5、GB/T 1094.7 和 JB/T 10088 的规定外,还应符合本文件的规定。

9.2.2 安全保护装置

9.2.2.1 变压器应装有气体继电器。

气体继电器的接点容量在交流 220 V 或 110 V 时应不小于 66 VA,直流有感负载时应不小于 15 W。变压器油箱和联管的设计应使气体易于汇集在气体继电器内,变压器不应有存气现象。当积聚在气体继电器内的气体数量达到规定范围或油速达到整定值时,应分别接通相应的接点。气体继电器的安装位置及其结构应能观察到分解气体的数量和油速标尺,而且应便于取气体。

9.2.2.2 变压器应装有压力保护装置,当变压器油箱内压力达到安全限值时,压力保护装置应可靠地快速释放压力。压力保护装置的安装应位于最危险的区域(一般为高压、中压出线位置)。

9.2.2.3 变压器宜供给信号测量和保护装置辅助回路用的端子箱。

9.2.2.4 有载分接开关应有自己的安全保护装置。

9.2.2.5 变压器本体、升高座、油路管道最高处或容易窝气处应设置集气通道或放气塞。

9.2.3 冷却系统及控制箱

9.2.3.1 应根据冷却方式供给全套冷却装置,但如果为水冷却方式,则不供给水路装置(如水泵、水箱、管路、阀门及控制箱等)。

9.2.3.2 对于水冷变压器,如果冷却水是循环中间介质,则水的入口温度为最高环境温度加上 8℃;如果冷却水是最终取之不尽的冷却介质(即水热容量无穷大,如水电厂水库水),则水的入口温度为 25℃。

抽水蓄能用变压器冷却水的入口温度一般不超过 30℃。

9.2.3.3 对于采用散热器冷却的变压器,其冷却方式可能存在多种组合方式(如 OFAF 变压器,另外还可产生 ONAN、ONAF、OFAN 三种方式),各种冷却方式下的容量分配及控制程序由用户与制造方协商。

9.2.3.4 对于采用散热器冷却的风冷变压器,应供给吹风装置控制箱。当负载电流达到额定电流的 2/3 或油面温度达到 65℃时,应投入吹风装置。当负载电流低于额定电流的 1/2 或油面温度低于 50℃时,可切除风扇电动机。

9.2.3.5 对于采用冷却器冷却的变压器,应供给冷却系统控制箱。

控制箱的控制线路要求如下:

- 变压器在运行中,其冷却系统应按负载和温度情况自动投入或切除相应数量的冷却器;
- 当切除故障冷却器时,作为备用的冷却器应自动投入运行;
- 当冷却系统的电源发生故障或电压降低时,应自动投入备用电源;
- 当投入备用电源、备用冷却器或切除冷却器、电动机损坏时,均应发出相应的信号。

9.2.3.6 对于采用冷却器冷却的变压器,当冷却系统发生故障切除全部冷却器时,在额定负载下允许运行 30 min。当油面温度尚未达到 75℃时,允许上升到 75℃,但切除冷却器后的最长运行时间不应超过 1 h。

9.2.3.7 对于采用强迫油循环冷却方式的变压器,其冷却油流系统中不应出现负压。

9.2.3.8 油泵电动机及风扇电动机的动力电源电压应为三相、380 V、50 Hz。

9.2.3.9 油泵电动机及风扇电动机应分别有短路、过载和断相保护。

9.2.4 油保护装置

9.2.4.1 变压器均应装有储油柜,其结构应便于清理内部。储油柜应具有油位显示功能,储油柜的容积应保证在最高环境温度与允许的过负载状态下油位不超过上限,在最低环境温度与变压器未投入运行时,应能观察到油位指示。

9.2.4.2 储油柜应有注油、放油和排污油装置。

9.2.4.3 储油柜上一般宜装有带有油封的吸湿器。

9.2.4.4 变压器应采取防油老化措施,以确保变压器油不与大气相接触,如:在储油柜内部加装胶囊、隔膜或采用金属波纹密封式储油柜。

9.2.5 油温测量装置

9.2.5.1 变压器应有供温度计用的管座。管座应设在油箱的顶部,避开漏磁较强区域,并伸入油内 120 mm±10 mm。

9.2.5.2 变压器应装设户外测温装置,其接点容量在交流 220 V 时应不低于 50 VA,直流有感负载时不应低于 15 W。对于强油循环的变压器应装设两个测温装置。测温装置的安装位置应便于观察。

9.2.5.3 变压器应装有两个远距离测温元件,且应放于油箱长轴的两端,放置位置应便于检修、更换。

9.2.5.4 当变压器采用集中(两组以上冷却器或三组以上片式散热器)冷却方式时,应在靠油箱进出口总管路处装测油温用的温度计管座。

9.2.6 变压器油箱及其附件

9.2.6.1 变压器一般不供给小车,如果箱底焊有支架,则其支架焊接位置应符合轨距的要求。

根据用户需要也可供给小车。

注:纵向轨距为 1 435 mm,横向轨距为 1 435 mm、2 000 mm(2×2 000 mm、3×2 000 mm)。

9.2.6.2 在变压器油箱的上部和下部壁上均应设有油样阀门,下部还应装有放油阀。

9.2.6.3 套管接线端子连接处,在环境空气对空气的温升不应大于 55 K(封闭母线除外),在油中对油的温升不应大于 15 K。

9.2.6.4 变压器油箱应具有能承受住真空度为 133 Pa 和正压力为 100 kPa 的机械强度的能力,不应有损伤和不允许的永久变形。

9.2.6.5 变压器油箱下部应有供千斤顶顶起变压器的装置,并应设置水平牵引装置。

9.2.6.6 在变压器油箱壁上应设置适当高度的梯子,以便于取油样及观察气体继电器。

9.2.6.7 套管的安装位置和相互距离应便于接线,且其带电部分的空气间隙应符合 GB/T 1094.3 的规定。

9.2.6.8 变压器结构应便于拆卸和更换套管。

9.2.6.9 变压器铁芯及夹件应单独引出并可靠接地,其他金属结构件均应通过油箱可靠接地。变压器油箱应提供两处接地点(分别位于油箱长轴或短轴两侧),但在接地时应保证仅一点接地。接地处应有明显的接地符号“⊥”或“接地”字样。

9.2.6.10 根据需要,可提供一定数量的套管式电流互感器。

9.2.6.11 在变压器油箱上部、下部均应装有滤油阀接口(成对角线放置)。

9.2.6.12 变压器整体(包括气体继电器等所有充油附件)应能承受 133 Pa 的真空度。

9.3 检验规则及方法

9.3.1 变压器的试验项目、试验要求及试验方法除应符合 GB/T 1094.1 和 JB/T 501 的规定外,还应符合 9.3.2~9.3.9 的规定。

9.3.2 绕组电阻测量时,应对所有绕组线端和分接档位的电阻均进行测量,并计算绕组电阻不平衡率。相电阻不平衡率(有中性点引出时)不应大于 2%,线电阻不平衡率(无中性点引出时)不应大于 1%。如果由于线材及引线结构等原因而使绕组电阻不平衡率超过上述值时,除应在例行试验记录中记录实测值外,还应写明引起这一偏差的原因。用户应与同温度下的例行试验实测值进行比较,其偏差不应大于 2%。

绕组电阻不平衡率应以三相实测最大值减最小值作分子,三相实测平均值作分母计算。

9.3.3 应提供绕组对地及绕组间直流绝缘电阻、吸收比(R_{60}/R_{15})和极化指数($R_{10\min}/R_{1\min}$)的实测值,测试通常在 5℃~40℃和相对湿度小于 85%时进行。本试验为例行试验。当测量温度不同时,绝缘电阻可按式(9)换算:

$$R_2 = R_1 \times 1.5^{(t_1 - t_2)/10} \quad \dots\dots\dots (9)$$

式中:

R_1 、 R_2 ——分别为温度 t_1 、 t_2 时的绝缘电阻值。

9.3.4 应提供绝缘系统电容的介质损耗因数($\tan\delta$)值,测试通常在平均油温为 5℃~40℃下进行。不同温度下的 $\tan\delta$ 值一般可按式(10)换算:

$$\tan\delta_2 = \tan\delta_1 \times 1.3^{(t_2 - t_1)/10} \quad \dots\dots\dots (10)$$

式中:

$\tan\delta_1$ 、 $\tan\delta_2$ ——分别为温度 t_1 、 t_2 时的 $\tan\delta$ 值。

9.3.5 应提供铁芯对地和夹件的绝缘电阻值,其值不应小于 500 MΩ(20℃)。当测量温度不同时,绝缘电阻可按式(9)进行换算。

9.3.6 有载分接开关试验合格后,应将分接开关装入变压器中,对分接开关油室进行密封试验,应无渗漏现象。本试验为例行试验。

9.3.7 变压器进行温升试验或过电流(施加 1.1 倍额定电流,持续时间不少于 4 h)试验前后,应取油样进行溶解气体气相色谱分析。

9.3.8 应对强迫油循环变压器的冷却油流系统进行负压测试,以监测冷却油流系统的进油端是否存在

负压。测试时,通常在进油端的放气处安装真空压力表,在开启所有的油泵后,不应出现负压。本试验为型式试验。

9.3.9 经用户与制造方协商可进行下列试验(均为特殊试验),试验要求应按照附录 C 的规定:

- 长时间空载试验;
- 油流静电试验;
- 转动油泵时的局部放电测量。

9.4 标志、起吊、包装、运输和贮存

9.4.1 变压器应有接线端子、运输及起吊标志,标志内容应正确、清晰。

9.4.2 变压器的套管排列顺序位置一般如图 29~图 32 所示。

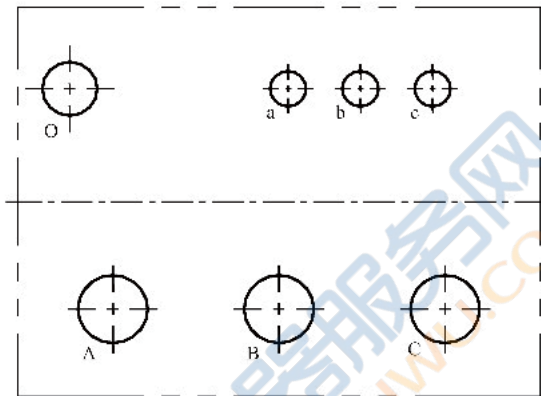


图 29 220 kV 级低压为 6.3 kV~20 kV、联结组标号为 YNd11 的双绕组变压器的套管排列

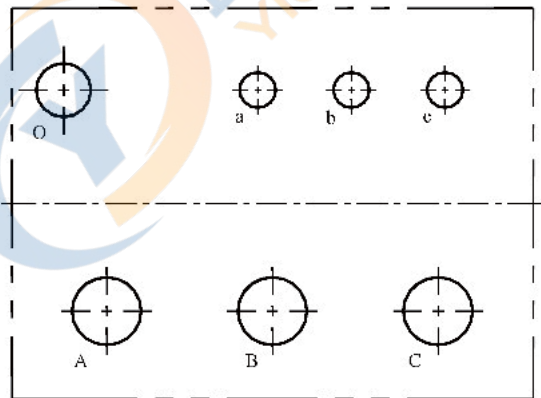


图 30 220 kV 级低压为 35 kV~69 kV、联结组标号为 YNd11 的双绕组变压器的套管排列

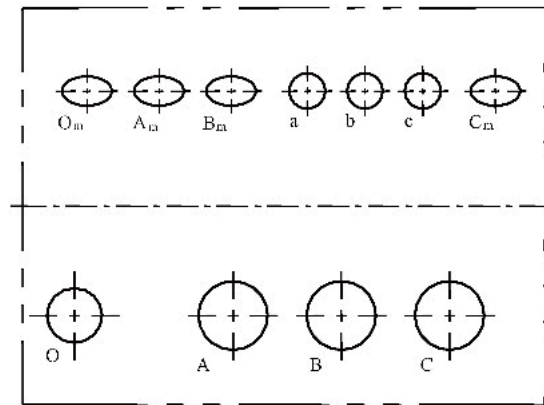


图 31 220 kV 级联结组标号为 YNyn0d11 的三绕组变压器的套管排列

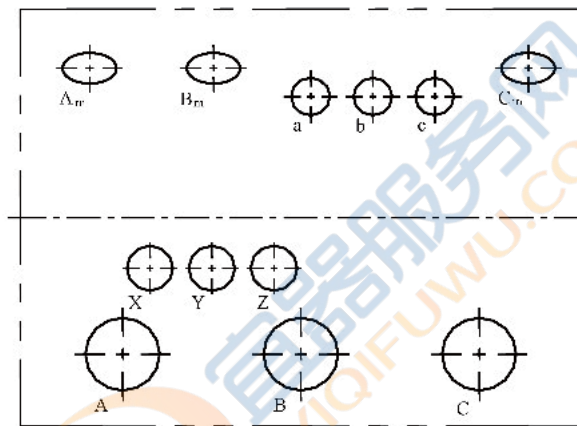


图 32 220 kV 级联结组标号为 YNa0d11 的三绕组自耦变压器的套管排列

9.4.3 变压器应具有承受其总质量的起吊装置。变压器器身、油箱、储油柜和散热器或冷却器等均应有起吊装置。

9.4.4 成套拆卸的组件和零件(如气体继电器、套管、测温装置及紧固件等)的包装应保证经过运输、贮存直到安装前不损伤和不受潮。

9.4.5 变压器内部结构应在经过正常的铁路、公路及水路运输后相互位置不变,紧固件不松动。变压器的组、部件(如套管、散热器或冷却器、阀门和储油柜等)的结构及布置位置应不妨碍吊装、运输及运输中紧固定位。

9.4.6 变压器如果不带油运输,则应充以干燥的气体(露点低于 $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$)。运输前应进行密封试验,以确保在充以 $20\text{ kPa}\sim 30\text{ kPa}$ 压力的气体时密封良好。变压器主体在运输中及到达现场后,油箱内的气体压力应保持正压,并有压力表进行监视。在现场贮存期间应维持正压,并有压力表进行监视。

9.4.7 变压器在运输中应装三维冲撞记录仪。

9.4.8 在拆卸、运输、贮存直至安装前,应保证变压器本体及其所有的组件、部件(如储油柜、套管、阀门及散热器或冷却器等)不损坏和不受潮。

10 330 kV 电压等级

10.1 性能参数

10.1.1 额定容量、电压组合及分接范围、联结组标号、空载损耗、负载损耗、空载电流及短路阻抗应符合

合表 26～表 32 的规定。

注 1：对于多绕组变压器，表中所给出的损耗值适用于 GB/T 1094.1 中定义的第一对绕组。

注 2：表 26 及表 27 的高压绕组中性点为不直接接地，表 28～表 32 的高压绕组中性点为直接接地。

10.1.2 在分接级数和级电压不变的情况下，可增加负分接级数，减少正分接级数，或增加正分接级数，减少负分接级数，如： $330\pm\frac{1\times2.5\%}{3\times2.5\%}$ 、 $330\pm\frac{3\times2.5\%}{1\times2.5\%}$ 等。

10.1.3 当用户需要不同于表中规定短路阻抗值的变压器时，其损耗等性能参数应与制造方协商，并在合同中规定。

表 26 330 kV 级 90 000 kVA～720 000 kVA 三相双绕组无励磁调压电力变压器

额定容量 kVA	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路 阻抗 %
	高压 kV	高压分接范围 %	低压 kV					
90 000	345 363	±2×2.5	10.5 13.8 15.75 18 20	YNd11	54.0	260	0.35	14～15
120 000					68.0	323	0.35	
150 000					81.0	382	0.33	
180 000					93.0	438	0.30	
240 000					116	543	0.27	
360 000					158	762	0.27	
370 000					162	777	0.24	
400 000					171	824	0.24	
720 000					266	1280	0.16	
根据用户要求,低压可选用不同于表中的电压值。 如果能满足运行要求,则高压可选用无分接结构。								

表 27 330 kV 级 90 000 kVA～240 000 kVA 三相三绕组无励磁调压电力变压器

额定容量 kVA	电压组合及分接范围				联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路阻抗 %
	高压 kV	高压分接范围 %	中压 kV	低压 kV					
90 000	330 345	±2×2.5	121	10.5 13.8 15.75	YNyn0d11	62.0	318	0.37	高一中 24~26 高一低 14~15 中一低 8~9
120 000						77.0	394	0.37	
150 000						91.0	466	0.34	
180 000						104	535	0.34	
240 000						130	664	0.32	
所列数据适用于升压结构产品。容量分配为(100/100/100)%或(100/50/100)%。 根据用户要求,可提供降压结构产品,其短路阻抗:高一低为 24%~26%;高一中为 14%~15%;中一低为 8%~9%。 其容量分配可为(100/100/50)%或(100/50/100)%。 短路阻抗为 100%额定容量时的数值。 如果能满足运行要求,则高压可选用无分接结构。									

表 28 330 kV 级 90 000 kVA~360 000 kVA 三相三绕组无励磁调压自耦电力变压器(串联绕组调压)

额定容量 kVA	电压组合及分接范围				联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路阻抗 %
	高压 kV	高压分接范围 %	中压 kV	低压 kV					
90 000	330	±2×2.5	121	10.5 11 35 38.5	YNa0d11	36.0	250	0.29	高一中 10~11 高一低 24~26 中一低 12~14
120 000						45.0	308	0.29	
150 000						54.0	366	0.26	
180 000						62.0	418	0.26	
240 000						77.0	520	0.22	
360 000						104	705	0.22	
所列数据适用于降压结构产品。容量分配为(100/100/30)%。 根据用户要求,可提供升压结构产品,其短路阻抗:高一低为 10%~11%;高一中为 24%~26%;中一低为 12%~14%。 短路阻抗为 100%额定容量时的数值。 如果能满足运行要求,则高压可选用无分接结构。									

表 29 330 kV 级 90 000 kVA~360 000 kVA 三相三绕组有载调压自耦电力变压器(串联绕组末端调压)

额定容量 kVA	电压组合及分接范围				联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路阻抗 %
	高压 kV	高压分接范围 %	中压 kV	低压 kV					
90 000	330 345	$\pm 4 \times 1.25$ $\pm 6 \times 1.25$ $\pm 8 \times 1.25$	121	10.5 11 35 38.5	YNa0d11	38.0	248	0.32	高一中 10~11 高一低 24~26 中一低 12~14
120 000						47.0	308	0.32	
150 000						55.0	364	0.29	
180 000						63.0	418	0.29	
240 000						79.0	520	0.26	
360 000						107	705	0.26	
所列数据适用于降压结构产品,容量分配为(100/100/30)%。根据用户要求,也可提供升压结构产品。 短路阻抗为 100%额定容量时的数值。 在满足运行条件下,分接级数越少越好。									

表 30 330 kV 级 90 000 kVA~360 000 kVA 三相三绕组无励磁调压自耦电力变压器(中压线端调压)

额定容量 kVA	电压组合及分接范围				联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路阻抗 %
	高压 kV	中压 kV	中压分接范围	低压 kV					
90 000	330 345	230 242	$\pm 2 \times 2.5$ $\pm 3 \times 2.5$	10.5 11 35 38.5	YNa0d11	18.0	278	0.26	高一中 10~11
120 000						23.0	345	0.22	
150 000						27.0	409	0.19	
180 000						31.0	469	0.19	
240 000						39.0	582	0.16	
360 000						54.0	794	0.16	
所列数据适用于降压结构产品,容量分配为(100/100/30)%。根据用户要求,也可提供升压结构产品。 短路阻抗为 100%额定容量时的数值。 “高一低”和“中—低”的短路阻抗由制造方与用户协商确定。 如果能满足运行要求,则中压可选用无分接结构。									

表 31 330 kV 级 90 000 kVA~360 000 kVA 三相三绕组有载调压自耦电力变压器(中压线端调压一)

额定容量 kVA	电压组合及分接范围				联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路阻抗 %
	高压 kV	中压 kV	中压分接范围 %	低压 kV					
90 000	330 345	121	$\pm 4 \times 1.25$ $\pm 6 \times 1.25$ $\pm 8 \times 1.25$	10.5 11 35 38.5	YNa0d11	39.0	265	0.32	高一中 10~11 高一低 26~28 中一低 16~17
120 000						49.0	329	0.32	
150 000						58.0	390	0.29	
180 000						66.0	447	0.29	
240 000						82.0	555	0.26	
360 000						111	752	0.26	
所列数据适用于降压结构产品,容量分配为(100/100/30)%。根据用户要求,也可提供升压结构产品。 短路阻抗为 100%额定容量时的数值。 在满足运行条件下,分接级数越少越好。									

表 32 330 kV 级 90 000 kVA~360 000 kVA 三相三绕组有载调压自耦电力变压器(中压线端调压二)

额定容量 kVA	电压组合及分接范围				联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路阻抗 %
	高压 kV	中压 kV	中压分接范围	低压 kV					
90 000	330 345 363	230 242	$\pm 4 \times 1.25$ $\pm 6 \times 1.25$ $\pm 8 \times 1.25$	10.5 11 35 38.5	YNa0d11	20.0	278	0.26	高一中 10~11
120 000						25.0	345	0.22	
150 000						30.0	409	0.19	
180 000						34.0	469	0.19	
240 000						42.0	582	0.16	
360 000						58.0	795	0.16	
所列数据适用于降压结构产品,容量分配为(100/100/30)%。根据用户要求,也可提供升压结构产品。 短路阻抗为 100%额定容量时的数值。 “高一低”和“中—低”的短路阻抗由制造方与用户协商确定。 在满足运行条件下,分接级数越少越好。									

10.2 技术要求

10.2.1 通用要求

变压器除应符合 GB/T 1094.1、GB/T 1094.2、GB/T 1094.3、GB/T 1094.5、GB/T 1094.7 和 JB/T 10088 的规定外,还应符合本文件的规定。

10.2.2 安全保护装置

10.2.2.1 变压器应装有气体继电器。

气体继电器的接点容量在交流 220 V 或 110 V 时应不小于 66 VA,直流有感负载时应不小于 15 W。变压器油箱和联管的设计应使气体易于汇集在气体继电器内,变压器不应有存气现象。当积聚在气体继电器内的气体数量达到规定范围或油速达到整定值时,应分别接通相应的接点。气体继电器的安装位置及其结构应能观察到分解气体的数量和油速标尺,而且应便于取气体。

10.2.2.2 变压器应装有压力保护装置,当变压器油箱内压力达到安全限值时,压力保护装置应可靠地快速释放压力。压力保护装置的安装应位于最危险的区域(一般为高压、中压出线位置)。

10.2.2.3 变压器宜供给信号测量和保护装置辅助回路用的端子箱。

10.2.2.4 有载分接开关应有自己的安全保护装置。

10.2.2.5 变压器本体、升高座、油路管道最高处或容易窝气处应设置集气通道或放气塞。

10.2.3 冷却系统及控制箱

10.2.3.1 应根据冷却方式供给全套冷却装置,但如果为水冷却方式,则不供给水路装置(如水泵、水箱、管路和阀门及控制箱等)。

10.2.3.2 对于水冷变压器,如果冷却水是循环中间介质,则水的入口温度为最高环境温度加上 8℃;如果冷却水是最终取之不尽的冷却介质(即水热容量无穷大,如水电厂水库水),则水的入口温度为 25℃。抽水蓄能用变压器冷却水的入口温度一般不超过 30℃。

10.2.3.3 对于采用散热器散热的变压器,其冷却方式可能存在多种组合方式(如 OFAF 变压器,另外还可产生 ONAN、ONAF、OFAN 三种方式),各种冷却方式下的容量分配及控制程序由用户与制造方

协商。

10.2.3.4 对于采用散热器冷却的风冷变压器,应供给吹风装置控制箱。当负载电流达到额定电流的 $2/3$ 或油面温度达到 $65\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时,应投入吹风装置。当负载电流低于额定电流的 $1/2$ 或油面温度低于 $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时,可切除风扇电动机。

10.2.3.5 对于采用冷却器冷却的变压器,应供给冷却系统控制箱。

控制箱的控制线路要求如下:

- 变压器在运行中,其冷却系统应按负载和温度情况自动投入或切除相应数量的冷却器;
- 当切除故障冷却器时,作为备用的冷却器应自动投入运行;
- 当冷却系统的电源发生故障或电压降低时,应自动投入备用电源;
- 当投入备用电源、备用冷却器或切除冷却器、电动机损坏时,均应发出相应的信号。

10.2.3.6 对于采用冷却器冷却的变压器,当冷却系统发生故障切除全部冷却器时,在额定负载下允许运行 30 min 。当油面温度尚未达到 $75\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时,允许上升到 $75\text{ }^{\circ}\text{C}$,但切除冷却器后的最长运行时间不应超过 1 h 。

10.2.3.7 对于采用强迫油循环冷却方式的变压器,其冷却油流系统中不应出现负压。

10.2.3.8 油泵电动机及风扇电动机的动力电源电压应为三相、 380 V 、 50 Hz 。

10.2.3.9 油泵电动机及风扇电动机应分别有短路、过载和断相保护。

10.2.4 油保护装置

10.2.4.1 变压器均应装有储油柜,其结构应便于清理内部。储油柜应具有油位显示功能,储油柜的容积应保证在最高环境温度与允许的过负载状态下油位不超过上限,在最低环境温度与变压器未投入运行时,应能观察到油位指示。

10.2.4.2 储油柜应有注油、放油和排污油装置。

10.2.4.3 变压器储油柜上一般宜装有带有油封的吸湿器。

10.2.4.4 变压器应采取防油老化措施,以确保变压器油不与大气相接触,如:在储油柜内部加装胶囊、隔膜或采用金属波纹密封式储油柜。

10.2.5 油温测量装置

10.2.5.1 变压器应有供温度计用的管座。管座应设在油箱的顶部,避开漏磁较强区域,并伸入油内 $120\text{ mm}\pm 10\text{ mm}$ 。

10.2.5.2 变压器应装设户外测温装置,其接点容量在交流 220 V 时应不低于 50 VA ,直流有感负载时应不低于 15 W 。对于强油循环的变压器应装设两个测温装置。测温装置的安装位置应便于观察。

10.2.5.3 变压器应装有两个远距离测温元件,且应放于油箱长轴的两端,其放置位置应便于检修、更换。

10.2.5.4 当变压器采用集中(两组以上冷却器或三组以上片式散热器)冷却方式时,应在靠油箱进出口总管路处装测油温用的温度计管座。

10.2.6 变压器油箱及其附件

10.2.6.1 变压器一般不供给小车。如果供给小车,则应带小车固定装置。其箱底底座或小车支架焊接位置应符合轨距的要求。

注:纵向轨距为 $1\,435\text{ mm}$,横向轨距为 $1\,435\text{ mm}$ 、 $2\,000\text{ mm}$ ($2\times 2\,000\text{ mm}$ 、 $3\times 2\,000\text{ mm}$)。

10.2.6.2 在变压器油箱的上部、中部和下部壁上均应设有油样阀门,下部还应装有放油阀。

10.2.6.3 套管接线端子连接处,在环境空气对空气的温升不应大于 55 K (封闭母线除外),在油中对油的温升不应大于 15 K 。

10.2.6.4 变压器油箱应具有能承受住真空度为 133 Pa 和正压力为 100 kPa 的机械强度的能力,不应有损伤和不允许的永久变形。

10.2.6.5 变压器油箱下部应有供千斤顶顶起变压器的装置,并应设置水平牵引装置。

10.2.6.6 应在变压器油箱壁上设置适当高度的梯子,以便于取油样及观察气体继电器。

10.2.6.7 套管的安装位置和相互距离应便于接线,且其带电部分的空气间隙应符合 GB/T 1094.3 的规定。

10.2.6.8 变压器结构应便于拆卸和更换套管。

10.2.6.9 变压器铁芯及夹件应单独引出并可靠接地,其他金属结构件均应通过油箱可靠接地。变压器油箱应提供两处接地点(分别位于油箱长轴或短轴两侧),但在接地时应保证仅一点接地。接地处应有明显的接地符号“ $\perp$ ”或“接地”字样。

10.2.6.10 根据需要,可提供一定数量的套管式电流互感器。

10.2.6.11 在变压器油箱上部、下部均应装有滤油阀接口(成对角线放置)。

10.2.6.12 变压器整体(包括气体继电器等所有充油附件)应能承受 133 Pa 的真空度。

10.3 检测规则及方法

10.3.1 变压器的试验项目、试验要求及试验方法除应符合 GB/T 1094.1、GB/T 4109 和 JB/T 501 的规定外,还应符合下列 10.3.2~10.3.10 的规定。

10.3.2 绕组电阻测量时,应对所有绕组线端和分接档位的电阻均进行测量,并计算绕组电阻不平衡率。相电阻不平衡率(有中性点引出时)不应大于 2%,线电阻不平衡率(无中性点引出时)不应大于 1%。如果由于线材及引线结构等原因而使绕组电阻不平衡率超过上述值时,除应在例行试验记录中记录实测值外,尚应写明引起这一偏差的原因。用户应与同温度下的例行试验实测值进行比较,其偏差不应大于 2%。

绕组电阻不平衡率应以三相实测最大值减最小值作分子,三相实测平均值作分母计算。

10.3.3 应提供绕组对地及绕组间直流绝缘电阻、吸收比(R_{60}/R_{15})和极化指数($R_{10\min}/R_{1\min}$)的实测值,测试通常在 5℃~40℃和相对湿度小于 85%时进行。本试验为例行试验。当测量温度不同时,绝缘电阻可按式(11)换算:

$$R_2 = R_1 \times 1.5^{(t_1 - t_2)/10} \quad \dots\dots\dots (11)$$

式中:

R_1 、 R_2 ——分别为温度 t_1 、 t_2 时的绝缘电阻值。

10.3.4 应提供绝缘系统电容的介质损耗因数($\tan\delta$)值,测试通常在平均油温为 5℃~40℃下进行。不同温度下的 $\tan\delta$ 值一般可按式(12)换算:

$$\tan\delta_2 = \tan\delta_1 \times 1.3^{(t_2 - t_1)/10} \quad \dots\dots\dots (12)$$

式中:

$\tan\delta_1$ 、 $\tan\delta_2$ ——分别为温度 t_1 、 t_2 时的 $\tan\delta$ 值。

10.3.5 应提供铁芯对地和夹件的绝缘电阻值,其值不应小于 500 M Ω (20℃)。当测量温度不同时,绝缘电阻可按式(11)进行换算。

10.3.6 有载分接开关试验合格后,应将有关分接开关装入变压器中,对分接开关油室进行密封试验,应无渗漏现象。本试验为例行试验。

10.3.7 变压器进行温升试验或过电流(施加 1.1 倍额定电流,持续时间不少于 4 h)试验前后,应取油样进行溶解气体气相色谱分析。

10.3.8 应对强迫油循环变压器的冷却油流系统进行负压测试,以监测冷却油流系统的进油端是否存在负压。测试时,通常在进油端的放气处安装真空压力表,在开启所有的油泵后,不应出现负压。本试验为型式试验。

10.3.9 变压器全部试验合格后,如果结构允许且用户要求,则可对 330 kV 油纸绝缘套管取油样进行溶解气体气相色谱分析,试验结果应符合 GB/T 4109 的规定。本试验为特殊试验。

10.3.10 经用户与制造方协商可进行下列试验(均为特殊试验),试验要求应按照附录 C 的规定:

- 长时间空载试验;
- 油流静电试验;
- 转动油泵时的局部放电测量。

10.4 标志、起吊、包装、运输和贮存

10.4.1 变压器应有接线端子、运输及起吊标志,标志内容应正确、清晰。

10.4.2 变压器的套管排列顺序位置一般如图 33~图 35 所示。

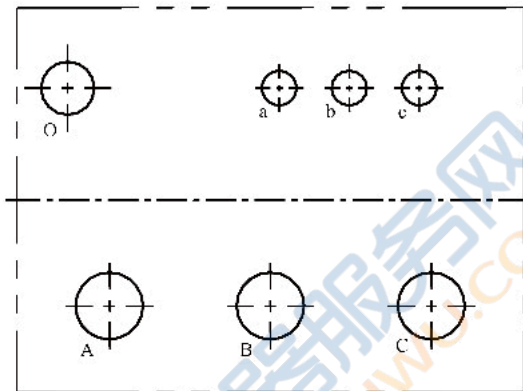


图 33 330 kV 级联结组标号为 YNd11 的双绕组变压器的套管排列

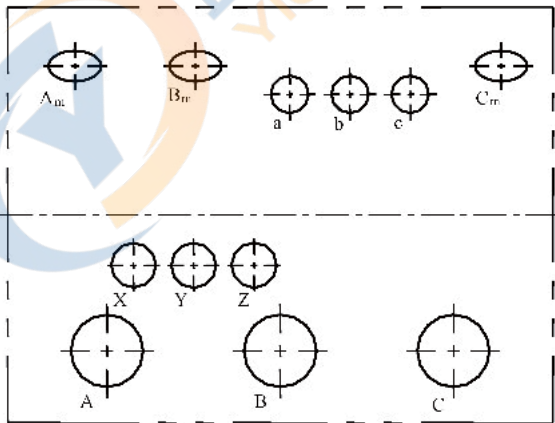


图 34 330 kV 级联结组标号为 YNa0d11 的三绕组自耦变压器的套管排列

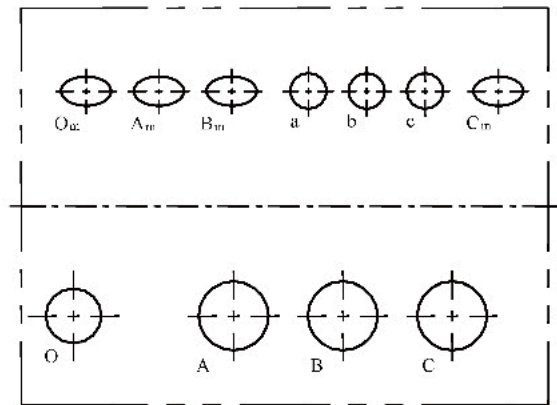


图 35 330 kV 级联结组标号为 YNyn0d11 的三绕组变压器的套管排列

10.4.3 变压器应具有承受其总质量的起吊装置。变压器器身、油箱、储油柜和散热器或冷却器等均应有起吊装置。

10.4.4 成套拆卸的组件和零件(如气体继电器、套管、测温装置及紧固件等)的包装应保证经过运输、贮存直到安装前不损伤和不受潮。

10.4.5 变压器内部结构应在经过正常的铁路、公路及水路运输后相互位置不变,紧固件不松动。变压器的组件、部件(如套管、散热器或冷却器、阀门和储油柜等)的结构及布置位置应不妨碍吊装、运输及运输中紧固定位。

10.4.6 变压器如果不带油运输,则应充以干燥的气体(露点低于 $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$)。运输前应进行密封试验,以确保在充以 $20\text{ kPa}\sim 30\text{ kPa}$ 压力的气体时密封良好。变压器主体在运输中及到达现场后,油箱内的气体压力应保持正压,并有压力表进行监视。在现场贮存期间应维持正压,并有压力表进行监视。

10.4.7 变压器在运输中应装三维冲撞记录仪。

10.4.8 在拆卸、运输、贮存直至安装前,应保证变压器本体及其所有的组件、部件(如储油柜、套管、阀门及散热器或冷却器等)不损坏和不受潮。

11 500 kV 电压等级

11.1 性能参数

11.1.1 额定容量、电压组合及分接范围、联结组标号、空载损耗、负载损耗、空载电流及短路阻抗应符合表 33~表 36 的规定。

注 1: 对于多绕组变压器,表中所给出的损耗值适用于 GB/T 1094.1 中定义的第一对绕组。

注 2: 表 33 及表 34 的高压绕组中性点为经小电抗接地,表 35 及表 36 的高压绕组中性点为直接接地。

如果受运输条件限制,则经制造方与用户协商,表中的损耗值可适当增加。

11.1.2 在分接级数和级电压不变的情况下,可增加负分接级数,减少正分接级数,或增加正分接级数,减少负分接级数,如: $242^{+1\times 2.5\%}_{-3\times 2.5\%}$ 、 $242^{+3\times 2.5\%}_{-1\times 2.5\%}$ 等。

11.1.3 当用户需要不同于表中规定短路阻抗值的变压器时,其损耗等性能参数应与制造方协商,并在合同中规定。

表 33 500 kV 级 100 MVA~484 MVA 单相双绕组电力变压器

额定容量 MVA	电压组合		联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路阻抗 %	
	高压 kV	低压 kV						
100	500/ $\sqrt{3}$ 525/ $\sqrt{3}$ 535/ $\sqrt{3}$ 550/ $\sqrt{3}$	13,8、15,75	Ii0	49,0	214	0,16	14	
120		15,75、18、20		56,0	247	0,16		
200		15,75、18、20、24		91,0	361	0,12		
223		18		99,0	391	0,12		
240		18、20、24		105	413	0,12		
260		18、20		112	437	0,12		
380		24、27			149	580	0,12	16 或 18
400					154	601	0,12	
410					158	613	0,12	
484					178	694	0,12	
如果需要带分接，分接范围宜为±2×2.5%，分接范围也可由用户与制造方协商确定。								

表 34 500 kV 级 120 MVA~1 170 MVA 三相双绕组电力变压器

额定容量 MVA	电压组合		联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路阻抗 %
	高压 kV	低压 kV					
120	500 525 550	13.8、15.75	YNd11	60.0	375	0.20	14
160				72.0	466	0.16	
240				100	632	0.16	
300				116	746	0.16	
370				136	855	0.12	
400				140	903	0.12	
420		15.75、18、20		148	907	0.12	14 或 16
480		15.75、18、20		160	1 007	0.12	
600		15.75、18、20、24		208	1 268	0.12	
720		18、20、24		244	1 458	0.080	
750		20、22		252	1 501	0.080	16 或 18
780		22		256	1 549	0.080	
860				276	1 663	0.080	
1 140		27		344	2 057	0.080	
1 170				352	2 090	0.080	
如果需要带分接,分接范围宜为±2×2.5%,分接范围也可由用户与制造方协商确定。							

表 35 500 kV 级 120 MVA~400 MVA 单相三绕组无励磁调压自耦电力变压器(中压线端调压)

额定容量 MVA	电压组合及分接范围				联结组 标号	空载 损耗 kW	负载 损耗 kW	空载 电流 %	短路 阻抗 %	容量分配 MVA
	高压 kV	中压 kV	中压分接 范围 %	低压 kV						
120	505/ $\sqrt{3}$ 515/ $\sqrt{3}$ 525/ $\sqrt{3}$	230/ $\sqrt{3}$ 242/ $\sqrt{3}$	$\pm 2 \times 2.5$	35 36 37 38.5 63 66	Ia0i0	40.0	219	0.16	高一中 12 高一低 34~38 中一低 20~22	120/120/40
167						48.0	261	0.16		167/167/40
										167/167/60
250						68.0	352	0.12		250/250/60
										250/250/80
334						84.0	451	0.080		334/334/100
400						96.0	518	0.080		400/400/120
120						40.0	233	0.16	高一中 12 高一低 42~46 中一低 28~30	120/120/40
167						48.0	276	0.16		167/167/60
250						68.0	375	0.12		250/250/60
										250/250/80
334						84.0	485	0.080		334/334/80
										334/334/100
400						96.0	551	0.08		400/400/120
120						40.0	233	0.16	高一中 14~15 高一低 42~46 中一低 28~30	120/120/40
167						48.0	276	0.16		167/167/60
250						68.0	375	0.12		250/250/80
										334/334/80
334						84.0	485	0.080		334/334/100
										400/400/120
400						96.0	551	0.080		400/400/120

短路阻抗为 100% 额定容量时的数值。

表 36 500 kV 级 120 MVA~400 MVA 单相三绕组有载调压自耦电力变压器(中压线端调压)

额定容量 MVA	电压组合及分接范围				联结组 标号	空载损耗 kW	负载 损耗 kW	空载 电流 %	短路 阻抗 %	容量分配 MVA
	高压 kV	中压 kV	中压分接 范围 %	低压 kV						
120	500/ $\sqrt{3}$ 525/ $\sqrt{3}$ 550/ $\sqrt{3}$	230/ $\sqrt{3}$	$\pm 4 \times 1.25$ $\pm 6 \times 1.25$ $\pm 8 \times 1.25$	35 36 37 38.5 63 66	Ia0i0	40.0	223	0.16	高一中 12 高一低 34~38 中一低 20~22	120/120/40
167						48.0	271	0.16		167/167/40
250						68.0	361	0.12		167/167/60
										250/250/40
334						88.0	466	0.080		250/250/80
400						104	532	0.080		334/334/100
120						40.0	238	0.16	高一中 12 高一低 42~46 中一低 28~30	400/400/120
167						48.0	285	0.16		120/120/40
250						68.0	385	0.12		167/167/60
										250/250/60
334						88.0	504	0.080		250/250/80
400						104	580	0.080		334/334/80
120						40.0	238	0.16	高一中 14~15 高一低 42~48 中一低 28~30	334/334/100
167						48.0	285	0.16		400/400/120
250						68.0	385	0.12		120/120/40
										167/167/60
334						88.0	504	0.080		250/250/80
400						104	580	0.080		334/334/80
短路阻抗为 100%额定容量时的数值。 在满足运行条件下,分接级数越少越好。										

11.2 技术要求

11.2.1 通用要求

变压器除应符合 GB/T 1094.1、GB/T 1094.2、GB/T 1094.3、GB/T 1094.5、GB/T 1094.7 和 JB/T 10088 的规定外,还应符合本文件的规定。

11.2.2 安全保护装置

11.2.2.1 变压器应装有气体继电器。

气体继电器的接点容量在交流 220 V 或 110 V 时应不小于 66 VA,直流有感负载时应不小于 15 W。变压器油箱和联管的设计应使气体易于汇集在气体继电器内,变压器不应有存气现象。当积聚在气体继电器内的气体数量达到规定范围或油速达到整定值时,应分别接通相应的接点。气体继电器

的安装位置及其结构应能观察到分解气体的数量和油速标尺,而且应便于取气体。

11.2.2.2 变压器应装有压力保护装置,当变压器油箱内压力达到安全限值时,压力保护装置应可靠地快速释放压力。至少应在变压器油箱长轴两端各设置一个压力保护装置。压力保护装置的安装应位于最危险的区域(一般为高压、中压出线位置)。

11.2.2.3 变压器宜供给信号测量和保护装置辅助回路用的端子箱。

11.2.2.4 有载分接开关应有自己的安全保护装置。

11.2.2.5 变压器本体、升高座、油路管道最高处或容易窝气处应设置集气通道或放气塞。

11.2.3 冷却系统及控制箱

11.2.3.1 应根据冷却方式供给全套冷却装置,但如果为水冷却方式,则不供给水路装置(如水泵、水箱、管路、阀门及控制箱等)。

11.2.3.2 对于水冷变压器,如果冷却水是循环中间介质,则水的入口温度为最高环境温度加上 8℃;如果冷却水是最终取之不尽的冷却介质(即水热容量无穷大,如水电厂水库水),则水的入口温度为 25℃。抽水蓄能用变压器冷却水的入口温度一般不超过 30℃。

11.2.3.3 对于采用散热器冷却的变压器,其冷却方式可能存在多种组合方式(如 OFAF 变压器,另外还可产生 ONAN、ONAF、OFAN 三种方式),各种冷却方式下的容量分配及控制程序由用户与制造方协商。

11.2.3.4 对于采用散热器冷却的风冷变压器,应供给吹风装置控制箱。当负载电流达到额定电流的 2/3 或油面温度达到 65℃时,应投入吹风装置。当负载电流低于额定电流的 1/2 或油面温度低于 50℃时,可切除风扇电动机。

11.2.3.5 对于采用冷却器冷却的变压器,应供给冷却系统控制箱。

控制箱的控制线路要求如下:

- 变压器在运行中,其冷却系统应按负载和温度情况自动投入或切除相应数量的冷却器;
- 当切除故障冷却器时,作为备用的冷却器应自动投入运行;
- 当冷却系统的电源发生故障或电压降低时,应自动投入备用电源;
- 当投入备用电源、备用冷却器或切除冷却器、电动机损坏时,均应发出相应的信号。

11.2.3.6 对于采用冷却器冷却的变压器,当冷却系统发生故障切除全部冷却器时,在额定负载下允许运行 30 min。当油面温度尚未达到 75℃时,允许上升到 75℃,但切除冷却器后的最长运行时间不应超过 1 h。

11.2.3.7 对于采用强迫油循环冷却方式的变压器,其冷却油流系统中不应出现负压。

11.2.3.8 油泵电动机及风扇电动机的动力电源电压应为三相、380 V、50 Hz。

11.2.3.9 油泵电动机及风扇电动机应分别有短路、过载和断相保护。

11.2.4 油保护装置

11.2.4.1 变压器均应装有储油柜,其结构应便于清理内部。储油柜应具有油位显示功能,储油柜的容积应保证在最高环境温度与允许的过负载状态下油位不超过上限,在最低环境温度与变压器未投入运行时,应能观察到油位指示。

11.2.4.2 储油柜应有注油、放油、放气和排污油装置。

11.2.4.3 变压器储油柜上一般宜装有带有油封的吸湿器。吸湿器不应采用两个及以上的并联结构。

11.2.4.4 变压器应采取防油老化措施,以确保变压器油不与大气相接触,如:在储油柜内部加装胶囊、隔膜或采用金属波纹密封式储油柜。

11.2.5 油温测量装置

11.2.5.1 变压器应有供温度计用的管座。管座应设在油箱的顶部,避开漏磁较强区域,并伸入油内

120 mm±10 mm。

11.2.5.2 变压器应装设户外测温装置,其接点容量在交流 220 V 时应不低于 50 VA,直流有感负载时应不低于 15 W。对于强油循环的变压器应装设两个测温装置。测温装置的安装位置应便于观察。

11.2.5.3 变压器应装有两个远距离测温元件,且应放于油箱长轴的两端,其放置位置应便于检修、更换。

11.2.5.4 当变压器采用集中(两组以上冷却器或三组以上片式散热器)冷却方式时,应在靠油箱进出油口总管路处装测油温用的温度计管座。

11.2.6 变压器油箱及其附件

11.2.6.1 变压器一般不供给小车。如果供给小车,则应带小车固定装置。其箱底底座或小车支架焊装位置应符合轨距的要求。

注:纵向轨距为 1 435 mm,横向轨距为 1 435 mm、2 000 mm(2×2 000 mm、3×2 000 mm)。

11.2.6.2 在油箱的上部、中部和下部壁上应设有油样阀门,下部还应装有放油阀。

11.2.6.3 套管接线端子连接处,在环境空气对空气的温升不应大于 55 K(封闭母线除外),在油中对油的温升不应大于 15 K。在套管法兰处,应设置集气通道。

11.2.6.4 变压器油箱应具有能承受住真空度为 133 Pa 和正压力为 100 kPa 的机械强度的能力,不应有损伤和不允许的永久变形。

11.2.6.5 变压器油箱下部应有供千斤顶顶起变压器的装置,并应设置水平牵引装置。

11.2.6.6 应在变压器油箱壁上设置适当高度的梯子,以便于取油样及观察气体继电器。

11.2.6.7 套管的安装位置和相互距离应便于接线,而且其带电部分的空气间隙应符合 GB/T 1094.3 的规定。

11.2.6.8 变压器结构应便于拆卸和更换套管。

11.2.6.9 变压器铁芯及夹件应单独引出并可靠接地,其他金属结构件均应通过油箱可靠接地。变压器油箱应提供两处接地点(分别位于油箱长轴或短轴两侧),但在接地时应保证仅一点接地。接地处应有明显的接地符号“≡”或“接地”字样。

11.2.6.10 根据需要,可提供一定数量的套管式电流互感器。

11.2.6.11 在变压器油箱上部、下部均应装有滤油阀接口(成对角线放置)。

11.2.6.12 变压器整体(包括气体继电器等所有充油附件)应能承受 133 Pa 的真空度。

11.3 检测规则及方法

11.3.1 变压器的试验项目、试验要求及试验方法除应符合 GB/T 1094.1、GB/T 4109 和 JB/T 501 的规定外,还应符合 11.3.2~11.3.10 的规定。

11.3.2 绕组电阻测量时,应对所有绕组线端和分接档位的电阻均进行测量,并计算绕组电阻不平衡率。对于三相变压器:相电阻不平衡率(有中性点引出时)不应大于 2%,线电阻不平衡率(无中性点引出时)不应大于 1%。对于联结成三相组的三台单相变压器,各相彼此间的电阻不平衡率不应大于 2%。如果由于线材及引线结构等原因而使绕组电阻不平衡率超过上述值时,除应在例行试验记录中记录实测值外,尚应写明引起这一偏差的原因。用户应与同温度下的例行试验实测值进行比较,其偏差不应大于 2%。

绕组电阻不平衡率应以三相或三台单相实测最大值减最小值作分子,三相或三台单相实测平均值作分母计算。

11.3.3 应提供绕组对地及绕组间直流绝缘电阻、吸收比(R_{60}/R_{15})和极化指数($R_{10\text{ min}}/R_{1\text{ min}}$)的实测值,测试通常在 5℃~40℃和相对湿度小于 85%时进行。本试验为例行试验。当测量温度不同时,绝缘电阻可按式(13)换算:

$$R_2 = R_1 \times 1.5^{(t_1 - t_2)/10} \quad \dots\dots\dots (13)$$

式中：

R_1 、 R_2 ——分别为温度 t_1 、 t_2 时的绝缘电阻值。

11.3.4 应提供绝缘系统电容的介质损耗因数($\tan\delta$)值,测试通常在平均油温为 5℃~40℃下进行。不同温度下的 $\tan\delta$ 值一般可按式(14)换算：

$$\tan\delta_2 = \tan\delta_1 \times 1.3^{(t_2 - t_1)/10} \quad \dots\dots\dots (14)$$

式中：

$\tan\delta_1$ 、 $\tan\delta_2$ ——分别为温度 t_1 、 t_2 时的 $\tan\delta$ 值。

11.3.5 应提供铁芯对地和夹件的绝缘电阻值,其值不应小于 500 MΩ(20℃)。当测量温度不同时,绝缘电阻可按式(13)进行换算。

11.3.6 有载分接开关试验合格后,应将分接开关装入变压器中,对分接开关油室进行密封试验,应无渗漏现象。本试验为例行试验。

11.3.7 变压器进行温升试验或过电流(施加 1.1 倍额定电流,持续时间不少于 4 h)试验前后,应取油样进行溶解气体气相色谱分析。

11.3.8 应对强迫油循环变压器的冷却油流系统进行负压测试,以监测冷却油流系统的进油端是否存在负压。测试时,通常在进油端的放气处安装真空压力表,在开启所有的油泵后,不应出现负压。本试验为型式试验。

11.3.9 变压器全部试验合格后,如果结构允许且用户要求,则可对 500 kV 油纸绝缘套管取油样进行溶解气体气相色谱分析,试验结果应符合 GB/T 4109 的规定。本试验为特殊试验。

11.3.10 经用户与制造方协商可进行下列试验(均为特殊试验),试验要求应按照附录 C 的规定：

- 长时间空载试验；
- 油流静电试验；
- 转动油泵时的局部放电测量。

11.4 标志、起吊、安装、运输和贮存

11.4.1 变压器应有接线端子、运输及起吊标志,标志内容应正确、清晰。

11.4.2 变压器应具有承受其总质量的起吊装置。变压器器身、油箱、储油柜和散热器或冷却器等均应有起吊装置。

11.4.3 成套拆卸的组件和零件(如气体继电器、套管、测温装置及紧固件等)的包装应保证经过运输、贮存直到安装前不损伤和不受潮。

11.4.4 变压器内部结构应在经过正常的铁路、公路及水路运输后相互位置不变,紧固件不松动。变压器的组件、部件(如套管、散热器或冷却器、阀门和储油柜等)的结构及布置位置应不妨碍吊装、运输及运输中紧固定位。

11.4.5 变压器如果不带油运输,则应充以干燥的气体(露点低于-40℃)。运输前应进行密封试验,以确保在充以 20 kPa~30 kPa 压力的气体时密封良好。变压器主体在运输中及到达现场后,油箱内的气体压力应保持正压,并有压力表进行监视。在现场贮存期间应维持正压,并有压力表进行监视。

11.4.6 变压器在运输中应装三维冲撞记录仪。

11.4.7 在拆卸、运输、贮存直至安装前,应保证变压器本体及其所有的组件、部件(如储油柜、套管、阀门及散热器或冷却器等)不损坏和不受潮。

12 750 kV 电压等级

12.1 性能参数

12.1.1 基本参数

12.1.1.1 额定容量、电压组合、联结组标号、空载损耗、负载损耗、空载电流及短路阻抗应符合表 37～表 39 的规定。

注：对于多绕组变压器，表中所给出的损耗值适用于 GB/T 1094.1 中定义的第一对绕组。

如果受运输条件限制，则经制造方与用户协商，表中的损耗值可适当增加。

12.1.1.2 当用户需要不同于表中规定短路阻抗值的变压器时，其损耗等性能参数应与制造方协商，并在合同中规定。

表 37 750 kV 级 260 MVA～380 MVA 单相双绕组电力变压器

额定容量 MVA	电压组合		联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路阻抗 %
	高压 kV	低压 kV					
260	$800/\sqrt{3}$	18.0、20.0、22.0	Ii0	120	545	0.10	15 或 18
380	$750/\sqrt{3}$	24.0、27.0		140	810	0.10	
如果运行有要求，则可设置分接头。							
根据用户的特殊要求，高压 $800/\sqrt{3}$ kV 可选 $\pm 2\times 2.5\%$ 、 $\pm 1\times 2.5\%$ 或 $-2\times 2.5\%$ 分接；高压 $750/\sqrt{3}$ kV 可选 $\pm 1\times 2.5\%$ 或 $-2\times 2.5\%$ 分接。							

表 38 750 kV 级 750 MVA～1 140 MVA 三相双绕组电力变压器

额定容量 MVA	电压组合		联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路阻抗 %
	高压 kV	低压 kV					
750	800	20	YNd11	245	1 400	0.10	25
1 140	750	20、22、24、27		370	2 135	0.10	19~20
如果运行有要求，则可设置分接头。							
根据用户的特殊要求，高压 800 kV 可选±2×2.5%或－2×2.5%分接；高压 750 kV 可选±2×2.5%或－2×2.5%分接。							

表 39 750 kV 级 500 MVA~700 MVA 单相三绕组自耦电力变压器

额定容量 MVA	电压组合			联结组 标号	空载 损耗 kW	负载 损耗 kW	空载 电流 %	短路阻抗 %	容量分配 MVA
	高压 kV	中压 kV	低压 kV						
500	800/ $\sqrt{3}$ 750/ $\sqrt{3}$	242/ $\sqrt{3}$	63 66	Ia0i0	110	860	0.15	高一中 19 高一低 46 中一低 24	500/500/150
500		345/ $\sqrt{3}$			125	860	0.15	高一中 14 高一低 50 中一低 33	500/500/150
700					130	1 225	0.15	高一中 18 高一低 56 中一低 36	700/700/233
短路阻抗为 100%额定容量时的数值。 如果运行有要求,则中压线端可设置分接头。									

12.1.2 温升限值

在 GB/T 1094.1 规定的正常使用条件下,变压器各部位的温升限值应符合如下规定。

- 顶层油温升:55 K。
- 绕组平均温升(用电阻法测量):65 K。
- 绕组热点温升:78 K。
- 油箱壁表面温升:80 K。

对于铁芯、绕组外部的电气连接线及油箱中的其他结构件,不规定温升限值,但仍要求温升不能过高,通常不超过 80 K,以免使与其相邻的部件受到热损坏或使油过度老化。

在特殊使用条件下,变压器的温升限值应按 GB/T 1094.2 的规定进行修正。

12.1.3 无线电干扰水平及可见电晕

变压器在 1.1 倍设备最高相电压下的无线电干扰电压不应大于 500 μ V,并应在晴天夜晚无可见电晕。

12.2 技术要求

12.2.1 通用要求

变压器除应符合 GB/T 1094.1、GB/T 1094.2、GB/T 1094.3、GB/T 1094.5、GB/T 1094.7 和 JB/T 10088 的规定外,还应符合本文件的规定。

12.2.2 安全保护装置

12.2.2.1 变压器应装有气体继电器。

气体继电器的接点容量在交流 220 V 或 110 V 时应不小于 66 VA,直流有感负载时应不小于 15 W。变压器油箱和联管的设计应使气体易于汇集在气体继电器内,变压器不应有存气现象。当积聚在气体继电器内的气体数量达到规定范围或油速达到整定值时,应分别接通相应的接点。气体继电器

的安装位置及其结构应能观察到分解气体的数量和油速标尺,而且应便于取气体。

12.2.2.2 变压器应装有压力保护装置,当变压器油箱内压力达到安全限值时,压力保护装置应可靠地快速释放压力。至少应在变压器油箱长轴两端各设置一个压力保护装置。压力保护装置的安装应位于最危险的区域(一般为高压、中压出线位置)。

12.2.2.3 变压器宜供给信号测量和保护装置辅助回路用的端子箱。

12.2.2.4 有载分接开关应有自己的安全保护装置。

12.2.2.5 变压器本体、升高座、油路管道最高处或容易窝气处应设置集气通道或放气塞。

12.2.3 冷却系统及控制箱

12.2.3.1 应根据冷却方式供给全套冷却装置,但如果为水冷却方式,则不供给水路装置(如水泵、水箱、管路、阀门及控制箱等)。

12.2.3.2 对于水冷变压器,如果冷却水是循环中间介质,则水的入口温度为最高环境温度加上 8℃;如果冷却水是最终取之不尽的冷却介质(即水热容量无穷大,如水电厂水库水),则水的入口温度为 25℃。抽水蓄能用变压器冷却水的入口温度一般为 30℃。

12.2.3.3 对于采用冷却器冷却的变压器,应供给冷却系统控制箱。

控制箱的控制线路要求如下:

- 变压器在运行中,其冷却系统应按负载和温度情况自动投入或切除相应数量的冷却器;
- 当切除故障冷却器时,作为备用的冷却器应自动投入运行;
- 当冷却系统的电源发生故障或电压降低时,应自动投入备用电源;
- 当投入备用电源、备用冷却器或切除冷却器、电动机损坏时,均应发出相应的信号。

12.2.3.4 对于采用冷却器冷却的变压器,当冷却系统发生故障切除全部冷却器时,在额定负载下允许运行 20 min。当油面温度尚未达到 75℃时,允许上升到 75℃,但切除冷却器后的最长运行时间不应超过 1 h。

12.2.3.5 对于采用强迫油循环冷却方式的变压器,其冷却油流系统中不应出现负压。

12.2.3.6 油泵电动机及风扇电动机的动力电源电压应为三相、380 V、50 Hz。

12.2.3.7 油泵电动机及风扇电动机应分别有短路、过载和缺相保护。

12.2.4 油保护装置

12.2.4.1 变压器均应装有储油柜,其结构应便于清理内部。储油柜应具有油位显示功能,储油柜的容积应保证在最高环境温度与允许的过负载状态下油位不超过上限,在最低环境温度与变压器未投入运行时,应能观察到油位指示。

12.2.4.2 储油柜应有注油、放油、放气和排污油装置。

12.2.4.3 变压器储油柜上一般宜装有带有油封的吸湿器。吸湿器不应采用两个及以上的并联结构。

12.2.4.4 变压器应采取防油老化措施,以确保变压器油不与大气相接触,如:在储油柜内部加装胶囊、隔膜或采用金属波纹密封式储油柜。

12.2.5 油温测量装置

12.2.5.1 变压器应有供温度计用的管座。管座应设在油箱的顶部,避开漏磁较强区域,并伸入油内不少于 110 mm。

12.2.5.2 变压器应装设户外测温装置,其接点容量在交流电压 220 V 时应不低于 50 VA,直流有感负载时应不低于 15 W。对于强油循环的变压器应装设两个测温装置。测温装置的安装位置应便于观察。

12.2.5.3 变压器应装有两个远距离测温元件,且应放于油箱长轴的两端,其放置位置应便于检修、更换。

12.2.5.4 当变压器采用集中冷却结构时,应在靠油箱进出油口总管路处装测油温用的温度计管座。

12.2.6 变压器油箱及其附件

12.2.6.1 变压器一般不供给小车。如果供给小车,则应带小车固定装置。其箱底底座或小车支架焊接位置应符合轨距的要求。

注:纵向轨距为 1 435 mm,横向轨距为 1 435 mm、2 000 mm(2×2 000 mm、3×2 000 mm)。

12.2.6.2 在油箱的上部、中部和下部壁上应设有油样阀门,下部还应装有放油阀。

12.2.6.3 套管接线端子连接处,在环境空气对空气的温升不应大于 55 K(封闭母线除外),在油中对油的温升不应大于 15 K。在套管法兰处,应设置集气通道。

12.2.6.4 变压器油箱应具有能承受住真空度为 13 Pa 和正压力为 110 kPa 的机械强度的能力,不应有损伤和不允许的永久变形。

12.2.6.5 变压器油箱下部应有供千斤顶顶起变压器的装置,并应设置水平牵引装置。

12.2.6.6 应在变压器油箱壁上设置适当高度的梯子,以便于取油样及观察气体继电器。

12.2.6.7 套管的安装位置和相互距离应便于接线,而且其带电部分的空气间隙应符合 GB/T 1094.3 的规定。

12.2.6.8 变压器结构应便于拆卸和更换套管。

12.2.6.9 变压器铁芯及夹件应单独引出并可靠接地,其他金属结构件均应通过油箱可靠接地。变压器油箱应提供两处接地点(分别位于油箱长轴或短轴两侧),但在接地时应保证仅一点接地。接地处应有明显的接地符号“⏏”或“接地”字样。

12.2.6.10 根据需要,可提供一定数量的套管式电流互感器。

12.2.6.11 在变压器油箱上部、下部均应装有滤油阀接口(成对角线放置)。

12.2.6.12 变压器整体(包括气体继电器等所有充油附件)应能承受 13 Pa 的真空度。

12.3 检测规则及方法

12.3.1 变压器的试验项目、试验要求及试验方法除应符合 GB/T 1094.1、GB/T 1094.18、GB/T 4109、GB/T 11604 和 JB/T 501 的规定外,还应符合 12.3.2~12.3.12 的规定。

12.3.2 绕组电阻测量时,应对所有绕组线端和分接档位的电阻均进行测量,并计算绕组电阻不平衡率。对于三相变压器:相电阻不平衡率(有中性点引出时)不应大于 2%,线电阻不平衡率(无中性点引出时)不应大于 1%;对于联结成三相组的三台单相变压器,各相彼此间的电阻不平衡率不应大于 2%。如果由于线材及引线结构等原因而使绕组电阻不平衡率超过上述值时,除应在例行试验记录中记录实测值外,尚应写明引起这一偏差的原因。用户应与同温度下的例行试验实测值进行比较,其偏差不应大于 2%。

绕组电阻不平衡率应以三相或三台单相实测最大值减最小值作分子,三相或三台单相实测平均值作分母计算。

12.3.3 应提供绕组对地及绕组间直流绝缘电阻、吸收比(R_{60}/R_{15})和极化指数($R_{10\min}/R_{1\min}$)的实测值,测试通常在 5℃~40℃和相对湿度小于 85%时进行。当测量温度不同时,绝缘电阻可按式(15)换算:

$$R_2 = R_1 \times 1.5^{(t_1 - t_2)/10} \quad \dots\dots\dots (15)$$

式中：

R_1, R_2 ——分别为温度 t_1, t_2 时的绝缘电阻值。

12.3.4 应提供绝缘系统电容的介质损耗因数($\tan\delta$)值,测试通常在平均油温为 5℃~40℃下进行。不同温度下的 $\tan\delta$ 值一般可按式(16)换算：

$$\tan\delta_2 = \tan\delta_1 \times 1.3^{(t_2 - t_1)/10} \dots\dots\dots (16)$$

式中：

$\tan\delta_1, \tan\delta_2$ ——分别为温度 t_1, t_2 时的 $\tan\delta$ 值。

12.3.5 应提供铁芯对地和夹件的绝缘电阻值,其值不应小于 500 M Ω (20℃)。当测量温度不同时,绝缘电阻可按式(15)进行换算。

12.3.6 有载分接开关试验合格后,应将分接开关装入变压器中,对分接开关油室进行密封试验,应无渗漏现象。本试验为例行试验。

12.3.7 对于不进行温升试验的变压器,应进行 1.1 倍额定电流、持续时间不少于 4 h 的过电流试验。试验前后,应取油样进行溶解气体气相色谱分析。本试验为例行试验。

12.3.8 应对变压器进行无线电干扰水平及可见电晕测量,试验结果应符合 12.1.3 的规定。本试验为型式试验。

12.3.9 变压器应进行频率响应测量。本试验为例行试验。

12.3.10 应对强迫油循环变压器的冷却油流系统进行负压测试,以监测冷却油流系统的进油端是否存在负压。测试时,通常在进油端的放气处安装真空压力表,在开启所有的油泵后,不应出现负压。本试验为型式试验。

12.3.11 变压器全部试验合格后,如果结构允许且用户要求,则可对 330 kV 及以上电压等级的油纸绝缘套管取油样进行溶解气体气相色谱分析,试验结果应符合 GB/T 4109 的规定。本试验为特殊试验。

12.3.12 经用户与制造方协商可进行下列试验(均为特殊试验),试验要求应按照附录 C 的规定：

- 长时间空载试验；
- 油流静电试验；
- 转动油泵时的局部放电测量。

12.4 标志、起吊、安装、运输和贮存

12.4.1 变压器应有接线端子、运输及起吊标志,标志内容应正确、清晰。

12.4.2 变压器需具有承受其总质量的起吊装置。变压器器身、油箱、储油柜和散热器或冷却器等均应有起吊装置。

12.4.3 成套拆卸的组件和零件(如气体继电器、套管、测温装置及紧固件等)的包装应保证经过运输、贮存直到安装前不损伤和不受潮。

12.4.4 变压器内部结构应在经过正常的铁路、公路及水路运输后相互位置不变,紧固件不松动。变压器的组件、部件(如套管、散热器或冷却器、阀门和储油柜等)的结构及布置位置应不妨碍吊装、运输及运输中紧固定位。

12.4.5 变压器如果不带油运输,则应充以干燥的气体(露点低于-40℃)。运输前应进行密封试验,以确保在充以 20 kPa~30 kPa 压力的气体时密封良好。变压器主体在运输中及到达现场后,油箱内的气体压力应保持正压,并有压力表进行监视。在现场贮存期间应维持正压,并有压力表进行监视。

12.4.6 变压器在运输中应装三维冲撞记录仪。

12.4.7 在拆卸、运输、贮存直至安装前,应保证变压器本体及其所有的组件、部件(如储油柜、套管、阀门及散热器或冷却器等)不损坏和不受潮。

13 1 000 kV 电压等级

13.1 性能参数

13.1.1 基本参数

13.1.1.1 额定容量、电压组合、联结组标号、空载损耗、负载损耗、空载电流及短路阻抗应符合表 40～表 42 的规定。

注：对于多绕组变压器，表中所给出的损耗值适用于 GB/T 1094.1 中定义的第一对绕组。

如果受运输条件限制，则经制造方与用户协商，表中的损耗值可适当增加。

13.1.1.2 当用户需要不同于表中规定短路阻抗值的变压器时，其损耗等性能参数应与制造方协商，并在合同中规定。

表 40 1 000 kV 级 270 MVA～400 MVA 单相双绕组电力变压器

额定容量 MVA	电压组合		联结组 标号	空载损耗 kW	负载损耗 kW	空载电流 %	短路阻抗 %
	高压 kV	低压 kV					
270	1 100/ $\sqrt{3}$	27	Ii0	130	430	0.20	18~20
400				170	660	0.15	20
如果运行有要求,则可设置分接头。 根据用户要求,高压可选—4×1.25%分接。							

表 41 1 000 kV 级 1 000 MVA～1 500 MVA 单相三绕组自耦电力变压器

额定容量 MVA	电压组合			联结组 标号	空载 损耗 kW	负载 损耗 kW	空载 电流 %	短路阻抗 %	容量分配 MVA
	高压 kV	中压 kV	低压 kV						
1 000	1 050/√3	515/√3	110	Ia0i0	175	1 400	0.10	高—中 18 高—低 62 中—低 40	1 000/1 000/334
1 500		520/√3 525/√3			235	2 200	0.10		1 500/1 500/500
短路阻抗为 100%额定容量时的数值。 如果运行有要求,则可设置分接头。 根据用户要求,中压中性点端可选±4×1.25%分接。									

表 42 1 000 kV 级 1 000 MVA 单相三绕组有载调压自耦电力变压器(中性点调压)

额定容量 MVA	电压组合及分接范围				联结组 标号	空载 损耗 kW	负载 损耗 kW	空载 电流 %	短路 阻抗 %	容量分配 MVA
	高压 kV	中压 kV	中压分接范围 %	低压 kV						
1 000	1 050/ $\sqrt{3}$	515/ $\sqrt{3}$ 520/ $\sqrt{3}$ 525/ $\sqrt{3}$	$\pm 10 \times 0.5$	110	Ia0i0	175	1 400	0.10	高—中 18 高—低 62 中—低 40	1 000/1 000/334
短路阻抗为 100% 额定容量时的数值。										

13.1.2 温升限值

在 GB/T 1094.1 规定的正常使用条件下,变压器的温升限值应符合如下规定。

- 顶层油温升:55 K。
- 绕组平均温升(用电阻法测量):65 K。
- 绕组热点温升:78 K。
- 铁芯和金属结构件温升:78 K。
- 油箱表面温升:80 K。

在特殊使用条件下,变压器的温升限值应按 GB/T 1094.2 的规定进行修正。

13.1.3 局部放电水平

在规定的试验电压下,各绕组线端的视在放电量应满足:高压不大于 100 pC,中压不大于 200 pC,低压不大于 300 pC。

当实测的局部放电水平超过规定限值时,制造方与用户宜参考 GB/T 1094.3—2017 的附录 F 进行协商。

13.1.4 特快速暂态过电压(VFTO)

当变压器与气体绝缘组合器(GIS)直接连接时,宜考虑特快速暂态过电压(VFTO)对变压器绝缘的影响。

13.1.5 无线电干扰电压水平及可见电晕

变压器在 1.1 倍设备最高相电压下的无线电干扰电压不应大于 500 μ V,并应在晴天夜晚无可见电晕。

13.1.6 过负载能力

13.1.6.1 负载能力计算

变压器负载能力计算方法按照 GB/T 1094.7 的要求进行,同时计算条件应满足如下要求:

- 环境温度按 40 $^{\circ}$ C,且认为在过负载期间环境温度不变,线圈热点温度不超过 140 $^{\circ}$ C;
- 起始负载为额定负载,且各部位温升已达到稳定值;

- 每一个过负载状况均是单独出现的,不考虑一种过负载状况与另一种过负载状况的叠加;
- 其余热特性参数符合 GB/T 1094.7 的规定。

13.1.6.2 冷却器运行工况

制造方应提供变压器允许持续载荷与运行冷却装置数量间关系的计算报告,计算条件为:各绕组满负载联合运行、最小分接。

13.1.7 承受短路的能力

变压器及其组件和附件应设计制造成能够承受外部短路的热和动稳定效应而无损伤,并应符合 GB/T 1094.5 的规定。

13.1.8 工频电压升高时的运行持续时间

变压器在额定频率下工频电压升高时的允许运行持续时间应符合表 43 的要求。

表 43 1 000 kV 级变压器工频电压升高时的允许运行持续时间

工频电压升高倍数(相-地) ^a	允许运行持续时间
1.05	持续
1.10	80%额定容量下持续,100%额定容量下 20 min
1.25	20 s
^a 工频电压升高倍数为实际承受电压与运行分接头的额定电压之比乘以额定频率与实际频率之比。	

13.1.9 励磁特性

制造方应提供 100%、105%、110%额定电压下激磁电流的各次谐波分量,并按 50%~115%额定电压下的空载电流测量结果提供励磁特性曲线。

13.1.10 声级水平

在 GB/T 1094.10 规定的测量条件下,变压器的声级水平(声压级)不应超过 75 dB(A),并按 GB/T 1094.10 的规定进行换算,给出声功率级。

13.2 技术要求

13.2.1 通用要求

变压器除应符合 GB/T 1094.1、GB/T 1094.2、GB/T 1094.3、GB/T 1094.5 和 GB/T 1094.7 的规定外,还应符合本文件的规定。

13.2.2 安全保护装置

13.2.2.1 变压器应装有气体继电器。

气体继电器的接点容量在交流 220 V 或 110 V 时应不小于 66 VA,直流有感负载时应不小于 15 W。变压器油箱和联管的设计应使气体易于汇集在气体继电器内,变压器不应有存气现象。当积聚在气体继电器内的气体数量达到规定范围或油速达到整定值时,应分别接通相应的接点。气体继电器

的安装位置及其结构应能观察到分解气体的数量和油速标尺,气体继电器的集气应引至地面采集。

13.2.2.2 变压器应装有压力保护装置,当变压器油箱内压力达到安全限值时,压力保护装置应可靠地快速释放压力。至少应在变压器油箱长轴两端各设置一个压力保护装置。压力保护装置的安装应位于最危险的区域(一般为高压、中压出线位置)。

13.2.2.3 变压器宜供给信号测量和保护装置辅助回路用的端子箱。

13.2.2.4 有载分接开关应有自己的安全保护装置。

13.2.2.5 变压器本体、升高座、油路管道最高处或容易窝气处应设置集气通道或放气塞。

13.2.3 冷却系统及控制箱

13.2.3.1 应根据冷却方式供给全套冷却装置。

13.2.3.2 对于采用冷却器冷却的变压器需供给冷却系统控制箱。

控制箱的控制线路应满足下列要求:

- 变压器在运行中,其冷却系统应按负载和温度情况自动投入或切除相应数量的冷却器;
- 当切除故障冷却器时,作为备用的冷却器应自动投入运行;
- 当冷却系统的电源发生故障或电压降低时,应自动投入备用电源;
- 当投入备用电源、备用冷却器或切除冷却器、电动机损坏时,均应发出相应的信号。

13.2.3.3 对于采用冷却器冷却的变压器,当冷却系统发生故障切除全部冷却器时,在额定负载下允许运行 20 min。当油面温度尚未达到 75 °C 时,允许上升到 75 °C,但切除冷却器后的最长运行时间不应超过 1 h。

13.2.3.4 对于采用强迫油循环冷却方式的变压器,其冷却油流系统中不应出现负压。

13.2.3.5 油泵电动机及风扇电动机的动力电源电压应为三相、380 V、50 Hz。

13.2.3.6 油泵电动机及风扇电动机应分别有短路、过载和缺相保护。

13.2.4 油保护装置

13.2.4.1 变压器均应装有储油柜,其结构应便于清理内部。储油柜应具有油位显示功能,储油柜的容积应保证在最高环境温度与允许的过负载状态下油位不超过上限,在最低环境温度与变压器未投入运行时,应能观察到油位指示。

13.2.4.2 储油柜应有注油、放油、放气和排污油装置。

13.2.4.3 变压器储油柜上一般宜装有带有油封的吸湿器。吸湿器不应采用两个及以上的并联结构。

13.2.4.4 变压器应采取防油老化措施,以确保变压器油不与大气相接触,如:在储油柜内部加装胶囊、隔膜或采用金属波纹密封式储油柜。

13.2.5 油温测量装置

13.2.5.1 变压器应有供温度计用的管座。管座应设在油箱的顶部,避开漏磁较强区域,并伸入油内不少于 110 mm。

13.2.5.2 变压器应装设户外测温装置,其接点容量在交流 220 V 时应不低于 50 VA,直流有感负载时应不低于 15 W。对于强油循环的变压器应装设两个测温装置。测温装置的安装位置应便于观察。

13.2.5.3 变压器应装有两个远距离测温元件,且应放于油箱长轴的两端,其放置位置应便于检修、更换。

13.2.5.4 当变压器采用集中(两组以上冷却器或三组以上片式散热器)冷却方式时,应在靠油箱进出口总管路处装测油温用的温度计管座。

13.2.6 变压器油箱及其附件

13.2.6.1 变压器一般不供给小车。如果供给小车，则应带小车固定装置。其箱底底座或小车支架焊装位置应符合轨距的要求。

注：纵向轨距为 1 435 mm，横向轨距为 1 435 mm、2 000 mm(2×2 000 mm、3×2 000 mm)。

13.2.6.2 在油箱的上部、中部和下部壁上应设有油样阀门，下部还应装有放油阀。

13.2.6.3 套管接线端子连接处，在环境空气中对空气的温升不应大于 55 K(封闭母线除外)，在油中对油的温升不应大于 15 K。在套管法兰处，应设置集气通道。

13.2.6.4 变压器主体油箱应具有能承受住真空度为 13 Pa 和正压力为 120 kPa 的机械强度的能力，不应有损伤和不允许的永久变形。

13.2.6.5 变压器油箱下部应有供千斤顶顶起变压器的装置，并应设置水平牵引装置。

13.2.6.6 应在变压器油箱壁上设置适当高度的梯子，以便于观察气体继电器。

13.2.6.7 套管的安装位置和相互距离应便于接线，而且其带电部分的空气间隙应符合 GB/T 1094.3 的规定。

13.2.6.8 变压器结构应便于拆卸和更换套管。油箱高压出线结构与地之间应有机械支撑点。

13.2.6.9 变压器铁芯及夹件应单独引出并可靠接地，其他金属结构件均应通过油箱可靠接地。变压器油箱应提供两处接地点(分别位于油箱长轴或短轴两侧)，但在接地时应保证仅一点接地。接地处应有明显的接地符号“≡”或“接地”字样。油箱与组部件之间应有专用电位连接线。

13.2.6.10 根据需要，可提供一定数量的套管式电流互感器。

13.2.6.11 在变压器油箱上部、下部均应装有滤油阀接口(成对角线放置)。

13.2.6.12 变压器整体(包括气体继电器等所有充油附件)应能承受 13 Pa 的真空度。

13.2.7 1 000 kV 套管

13.2.7.1 型式及绝缘水平

应采用油浸纸电容式套管，其额定绝缘水平可参考表 44 确定。

表 44 1 000 kV 套管的额定绝缘水平

单位为千伏

设备最高电压 U_m (方均根值)	雷电冲击耐受电压 (峰值)		操作冲击耐受电压 (峰值)	工频耐受电压 (方均根值)
	全波	截波		
1 100	2 400	2 760	1 950	1 200(5 min)

13.2.7.2 局部放电水平

局部放电测量应在套管出厂时单独进行，套管的视在放电量在 $1.5U_m/\sqrt{3}$ 电压下不应大于 10 pC，在 $1.05U_m/\sqrt{3}$ 电压下不应大于 5 pC。

在局部放电测量电压下不应有电晕现象。

13.2.7.3 爬电比距

爬电比距不应小于 25 mm/kV。

13.2.7.4 端子的允许载荷

套管端子的允许载荷不应小于表 45 中的规定值。

表 45 1 000 kV 套管的端子允许载荷

单位为牛顿

横向水平方向	轴向水平方向	垂直方向
2 500	4 000	2 500

静态下的安全系数不应小于 2.75,动态下的安全系数不应小于 1.67。

13.2.8 铭牌

铭牌应符合 GB/T 1094.1 的规定。对于自耦变压器,铭牌标志内容应有主体变压器与调压补偿变压器的连接图。

13.3 检验规则及方法

13.3.1 试验的一般要求

试验的一般要求应符合 GB/T 1094.1 的规定。

对于自耦变压器,应分别在主体变压器试验和调压补偿变压器试验完成后,再将主体变压器与调压补偿变压器相连,进行变压器整体试验。对于现场组装式变压器,应在完成所有出厂试验后方可解体、运输,且现场组装环境应满足变压器现场组装的要求。

13.3.2 自耦变压器试验项目

13.3.2.1 主体变压器试验

13.3.2.1.1 例行试验

主体变压器例行试验项目如下:

- 绕组电阻测量;
- 电压比测量和联接组标号检定;
- 短路阻抗和负载损耗测量;
- 空载损耗和空载电流测量;
- 绕组对地和绕组间的电容测量;
- 绕组绝缘系统电容的介质损耗因数($\tan\delta$)测量;
- 套管的介质损耗因数($\tan\delta$)和电容量测量;
- 绕组对地及绕组间直流绝缘电阻、吸收比和极化指数测量;
- 铁芯和夹件绝缘检查;
- 低压绕组雷电全波冲击试验;
- 中压线端交流耐压试验(LTAC);
- 带有局部放电测量的感应电压试验(IVPD,对 1 100 kV 试验电压,5 min 试验时间进行频率换算);
- 带有局部放电测量的低压绕组外施耐压试验;
- 中性点外施耐压试验;

- 频率响应测量；
- 空载电流谐波测量；
- 长时间空载试验；
- 1.1 倍过电流试验(适用于不进行温升试验的产品)；
- 风扇和油泵电机功率测量；
- 压力密封试验；
- 绝缘油试验；
- 油中溶解气体测量；
- 内装电流互感器变比和极性试验；
- 在 90% 和 110% 额定电压下的空载损耗和空载电流测量。

13.3.2.1.2 主体变压器型式试验

主体变压器型式试验项目如下：

- 压力变形试验；
- 真空变形试验；
- 温升试验；
- 低压绕组雷电截波冲击试验；
- 带有局部放电测量的感应电压试验(IVPD, 对 1 100 kV 试验电压, 5 min 试验时间不进行频率换算)；
- 强迫油循环变压器冷却油流系统的负压测试；
- 油流静电试验(冷却方式为 ODAF 时)。

13.3.2.2 调压补偿变压器试验

13.3.2.2.1 例行试验

调压补偿变压器例行试验项目如下：

- 绕组电阻测量；
- 电压比测量和联接组标号检定；
- 短路阻抗和负载损耗测量；
- 空载损耗和空载电流测量；
- 绕组对地和绕组间的电容测量；
- 绕组绝缘系统电容的介质损耗因数($\tan\delta$)测量；
- 套管的介质损耗因数($\tan\delta$)和电容量测量；
- 绕组对地及绕组间直流绝缘电阻、吸收比及极化指数测量；
- 铁芯和夹件绝缘检查；
- 低压绕组雷电全波冲击试验；
- 带有局部放电测量的低压绕组外施耐压试验；
- 外施耐压试验；
- 带有局部放电测量的感应电压试验(IVPD)；
- 1.1 倍过电流试验(适用于不进行温升试验的产品)；
- 分接开关试验；
- 频率响应测量；

- 压力密封试验；
- 绝缘油试验；
- 油中溶解气体测量；
- 在 90% 和 110% 额定电压下的空载损耗和空载电流测量；
- 内装电流互感器变比和极性试验。

13.3.2.2.2 型式试验

调压补偿变压器型式试验项目如下：

- 压力变形试验；
- 真空变形试验；
- 低压绕组雷电截波冲击试验；
- 温升试验。

13.3.2.2.3 变压器整体试验

13.3.2.2.3.1 例行试验

变压器整体例行试验项目如下：

- 电压比测量和联结组标号检定；
- 短路阻抗和负载损耗测量；
- 空载损耗和空载电流测量；
- 高、中压绕组线端雷电全波冲击试验；
- 高压绕组线端操作冲击试验；
- 外施耐压试验；
- 空载电流谐波测量；
- 绝缘油试验；
- 油中溶解气体测量；
- 在 90% 和 110% 额定电压下的空载损耗和空载电流测量。

13.3.2.2.3.2 型式试验

变压器整体型式试验项目如下：

- 高、中压绕组线端雷电截波冲击试验；
- 中性点端子雷电全波冲击试验；
- 无线电干扰水平测量；
- 声级测定。

13.3.2.3 特殊试验

变压器特殊试验项目如下：

- 330 kV 及以上电压等级的油纸绝缘套管中的绝缘油溶解气体气相色谱分析(结构允许时)；
- 转动油泵时的局部放电测量；
- GB/T 1094.1 中规定的其他特殊试验项目。

13.3.3 独立绕组变压器试验项目

13.3.3.1 例行试验

例行试验项目如下：

- 绕组电阻测量；
- 电压比测量和联结组标号检定；
- 短路阻抗和负载损耗测量；
- 空载损耗和空载电流测量；
- 绕组对地和绕组间的电容测量；
- 绕组绝缘系统电容的介质损耗因数($\tan\delta$)测量；
- 套管的介质损耗因数($\tan\delta$)和电容量测量；
- 绕组对地及绕组间直流绝缘电阻、吸收比及极化指数测量；
- 铁芯和夹件绝缘检查；
- 线端雷电全波冲击试验；
- 线端操作冲击试验；
- 外施耐压试验；
- 带有局部放电测量的感应电压试验(IVPD,对 1 100 kV 试验电压,5 min 试验时间进行频率换算)；
- 频率响应测量；
- 空载电流谐波测量；
- 长时间空载试验；
- 1.1 倍过电流试验(适用于不进行温升试验的产品)；
- 风扇和油泵电机功率测量；
- 压力密封试验；
- 绝缘油试验；
- 油中溶解气体测量；
- 内装电流互感器变比和极性试验；
- 在 90% 和 110% 额定电压下的空载损耗和空载电流测量。

13.3.3.2 型式试验

型式试验项目如下：

- 压力变形试验；
- 真空变形试验；
- 温升试验；
- 线端雷电截波冲击试验；
- 带有局部放电测量的感应电压试验(IVPD,对 1 100 kV 试验电压,5 min 试验时间不进行频率换算)；
- 中性点端子雷电全波冲击试验；
- 无线电干扰水平测量；
- 强迫油循环变压器冷却油流系统的负压测试；
- 油流静电试验(冷却方式为 ODAF 时)；
- 声级测定。

13.3.3.3 特殊试验

特殊试验项目见 13.3.2.4。

13.3.4 试验要求及方法

13.3.4.1 变压器的试验要求及试验方法除应符合 GB/T 1094.1、GB/T 4109、GB/T 11604 和 JB/T 501 的规定外,还应符合 13.3.4.2~13.3.4.12 及附录 C 的规定。未规定的试验要求及试验方法由制造方与用户在订货时协商确定。

13.3.4.2 绕组电阻测量时,应对所有绕组线端和分接档位的电阻均进行测量,并计算绕组电阻不平衡率。对于联结成三相组的三台单相变压器,各相彼此间的绕组直流电阻不平衡率不应大于 2%。如果由于线材及引线结构等原因而使绕组直流电阻不平衡率超过上述值时,除应在例行试验记录中记录实测值外,还应写明引起这一偏差的原因。用户应与同温度下的例行试验实测值进行比较,其偏差不应大于 2%。

绕组直流电阻不平衡率应以三台单相实测最大值减最小值作分子,三相实测平均值作分母计算。

13.3.4.3 测量绝缘电阻、吸收比(R_{60}/R_{15})和极化指数($R_{10\min}/R_{1\min}$)时,通常在 5℃~40℃ 和相对湿度小于 85% 时进行。当测量温度不同时,绝缘电阻可按式(17)换算:

$$R_2 = R_1 \times 1.5^{(t_1 - t_2)/10} \quad \dots\dots\dots (17)$$

式中:

R_1 、 R_2 ——分别为温度 t_1 、 t_2 时的绝缘电阻值。

13.3.4.4 测量变压器介质损耗因数($\tan\delta$)值时,通常在平均油温为 5℃~40℃ 温度下进行。不同温度下的 $\tan\delta$ 值一般可按式(18)换算:

$$\tan\delta_2 = \tan\delta_1 \times 1.3^{(t_2 - t_1)/10} \quad \dots\dots\dots (18)$$

式中:

$\tan\delta_1$ 、 $\tan\delta_2$ ——分别为温度 t_1 、 t_2 时的 $\tan\delta$ 值。

13.3.4.5 测量铁芯对地和夹件的绝缘电阻值时,其值不应小于 500 MΩ(20℃)。当测量温度不同时,绝缘电阻可按式(17)进行换算。

13.3.4.6 进行带有局部放电测量的感应电压试验(IVPD)时,除应符合 GB/T 1094.3 的规定外,还应符合下列规定。

——增强电压(相对地)为 $(\sqrt{3} \times U_m)/\sqrt{3}$,测量电压为 $(1.5 \times U_m)/\sqrt{3}$, U_m 为设备最高电压。

——试验持续时间和频率。

- 对于型式试验,增强电压下的试验时间应为 300 s,不进行频率时间换算。
- 对于例行试验,增强电压下的试验时间应为 300 s。当试验频率超过两倍额定频率时,试验

时间为: $600 \times \frac{\text{额定频率}}{\text{试验频率}}$ (s),但不少于 75 s,试验频率不高于 400 Hz。

——局部放电测量结果应满足 13.1.3 的要求。

13.3.4.7 长时间空载试验应在绝缘试验后进行。对变压器施加额定电压,启动正常运行时的全部油泵,运行 24 h;或对变压器施加 1.1 倍额定电压,启动正常运行时的全部油泵,运行 12 h。必要时宜进行线端的局部放电信号监测。试验过程中应无明显的局部放电信号。然后进行与初次测量条件相同的 100% 和 110% 额定电压下的空载损耗和空载电流的测量,测量结果应与初次测量值基本相同。试验前后应进行油中溶解气体分析,油中应无乙炔,总烃含量应无明显变化。

13.3.4.8 对于不进行温升试验的变压器,应进行 1.1 倍额定电流、持续时间不少于 8 h 的过电流试验。试验前后,应取油样进行溶解气体气相色谱分析。

13.3.4.9 有载分接开关试验合格后,应将带载分接开关装入变压器中,对分接开关油室进行密封试验,应无渗漏现象。

13.3.4.10 由于自耦变压器中压侧不能按规定的操作冲击试验电压进行试验,因此用线端交流耐压试验(LTAC)来替代操作冲击试验(SI)。附录 D 中给出了有关说明。

13.3.4.11 变压器在按照 GB/T 1094.3 的规定进行雷电冲击试验时,由于绕组电感小和入口电容大,标准冲击波形不容易得到,波前时间会有较大偏差,因此在采取相应措施的基础上,可由制造方与用户协商确定可接受的波前时间。

试验时,由于试品电容量大、试验电流大,因此应采取措施,以防止对测量的干扰。

13.3.4.12 变压器全部试验合格后,如果结构允许且用户要求,则可对 500 kV 及以上电压等级的油纸绝缘套管取油样进行溶解气体气相色谱分析,试验结果应符合 GB/T 4109 的规定。

13.3.5 标志、起吊、安装、运输和贮存

13.3.5.1 变压器应有接线端子、运输及起吊标志,标志内容应正确、清晰。

13.3.5.2 变压器应具有承受其总质量的起吊装置。变压器器身、油箱、储油柜和散热器或冷却器等均应有起吊装置。

13.3.5.3 成套拆卸的组件和零件(如气体继电器、套管、测温装置及紧固件等)的包装应保证经过运输、贮存直到安装前不损伤和不受潮。

13.3.5.4 变压器内部结构应在经过正常的铁路、公路及水路运输后相互位置不变,紧固件不松动。变压器的组件、部件(如套管、散热器或冷却器、阀门和储油柜等)的结构及布置位置应不妨碍吊装、运输及运输中紧固定位。

13.3.5.5 变压器如果不带油运输,则应充以干燥的气体(露点低于 -40°C)。运输前应进行密封试验,以确保在充以 20 kPa~30 kPa 压力的气体时密封良好。变压器主体在运输中及到达现场后,油箱内的气体压力应保持正压,并有压力表进行监视。在现场贮存期间应维持正压,并有压力表进行监视。

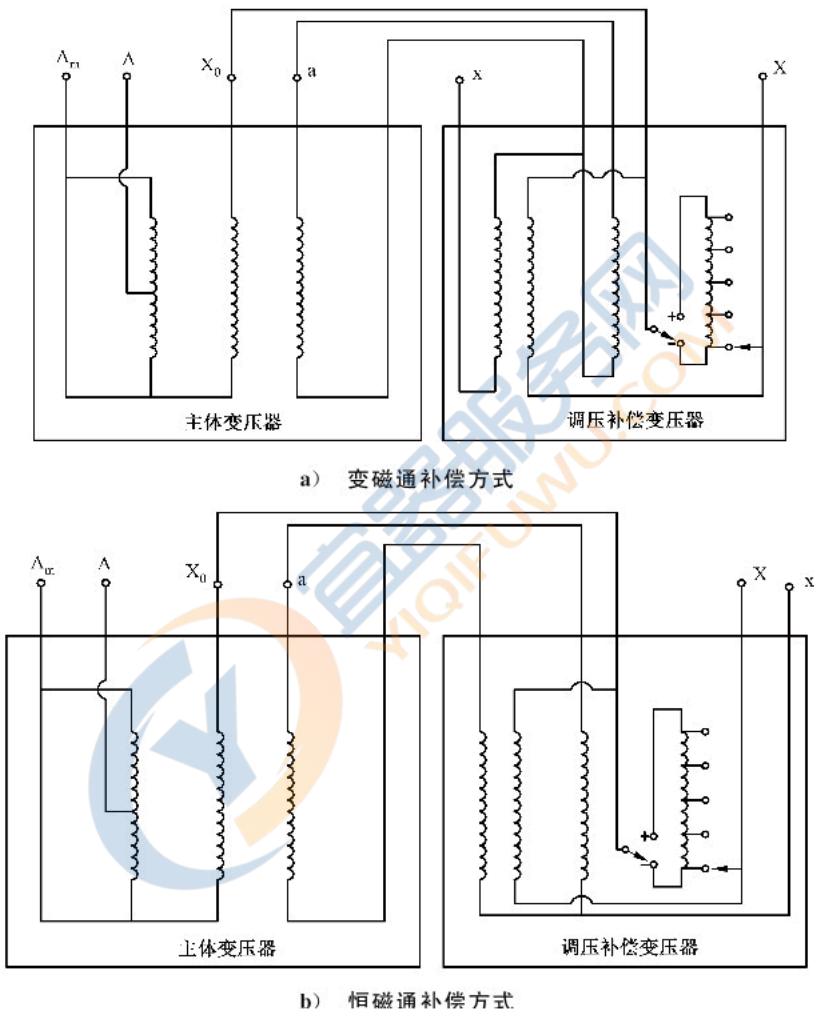
13.3.5.6 变压器在运输中应装三维冲撞记录仪。

13.3.5.7 在拆卸、运输、贮存直至安装前,应保证变压器本体及其所有的组件、部件(如储油柜、套管、阀门及散热器或冷却器等)不损坏和不受潮。

附录 A
(资料性)

典型 1 000 kV 级单相三绕组自耦电力变压器接线原理

本附录给出了两种典型的 1 000 kV 级单相三绕组自耦电力变压器的接线原理示意图,见图 A.1 所示。



标引序号说明:

- A —— 串联线圈首端;
- A_m —— 公共线圈首端;
- X_0 —— 调压线圈末端;
- a、x —— 低压线圈首、末端;
- X —— 公共中性点。

图 A.1 典型 1 000 kV 级单相三绕组自耦电力变压器接线原理示意图

附录 B

(规范性)

20 kV 级高压为双电压的变压器试验

B.1 例行试验

例行试验项目如下：

- 绕组电阻测量(10 kV 和 20 kV)；
- 电压比测量和联接组标号检定(10 kV 和 20 kV)；
- 短路阻抗和负载损耗测量(10 kV 和 20 kV)；
- 空载电流和空载损耗测量(10 kV 和 20 kV)；
- 绕组对地及绕组间直流绝缘电阻测量(10 kV 和 20 kV)；
- 绝缘例行试验(10 kV 和 20 kV)；
- 绝缘油试验(20 kV)；
- 压力密封试验(20 kV)。

B.2 型式试验

型式试验项目如下：

- 温升试验(20 kV)；
- 绝缘型式试验(10 kV 和 20 kV)；
- 声级测定(20 kV)；
- 在 90% 和 110% 额定电压下的空载损耗和空载电流测量(10 kV 和 20 kV)。

B.3 特殊试验

特殊试验项目如下：

- 绝缘特殊试验(20 kV)；
- 三相变压器零序阻抗测量(20 kV)；
- 短路承受能力试验(20 kV)；
- 压力变形试验(20 kV)。

附 录 C
(规范性)
用户与制造方协商的试验

C.1 长时间空载试验

对变压器施加 1.1 倍额定电压,开启正常运行时的全部油泵,运行 12 h。试验过程中,应无明显的局部放电的声、电信号。试验前、后油中应无乙炔,总烃含量应无明显变化。

C.2 油流静电试验

断开电源,开启所有油泵,历时 4h 后,测量各绕组及铁芯对地的泄漏电流,直至电流达到稳定值。试验中应无放电信号。

C.3 转动油泵时的局部放电测量

启动全部油泵运行 4 h,其间连续测量中性点、铁芯对地的泄漏电流,并监视有无放电信号。然后在不停油泵的情况下进行局部放电试验[对低压线端施加电压,使高压绕组线端电压为 $(1.58 \times U_r)/\sqrt{3}$ 或 $(1.5 \times U_m)/\sqrt{3}$,并维持 60 min,其间连续观察测量局部放电量],与油泵不运转时的试验相比,内部放电量应无明显变化,同时油中应无乙炔。

附 录 D
(资料性)

1 000 kV 级单相自耦电力变压器高压线端带有局部放电测量的感应电压试验(IVPD)和
中压线端交流耐压试验(LTAC)说明

根据 1 000 kV 交流特高压系统过电压及绝缘配合的研究,变电站相对地操作过电压水平为 1.6 p.u. (1.0 p.u.= $1\,100\times\sqrt{2}/\sqrt{3}$)以下,而 500 kV 系统相对地操作过电压水平为 2.0 p.u. (1.0 p.u.= $550\times\sqrt{2}/\sqrt{3}$)。因此,特高压系统的绝缘水平不是 500 kV 系统的简单放大。

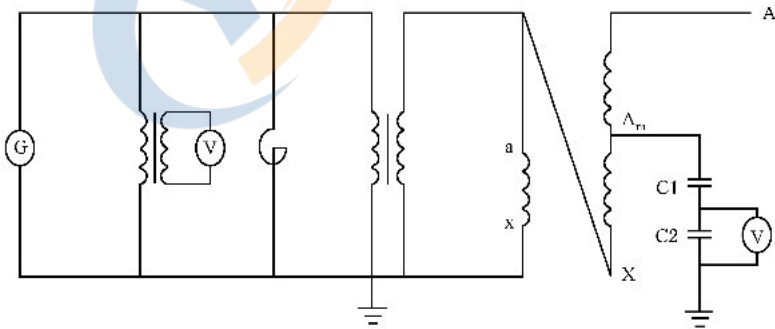
1 000 kV 单相油浸式自耦变压器高压绕组绝缘水平中的线端交流耐压试验由操作冲击试验来代替。

特高压变压器在长期运行电压下的绝缘性能主要取决于其内绝缘的局部放电水平。交流电压试验的目的是确认有无局部放电并验证其绝缘强度。变压器的局部放电概率由韦伯尔(Welbull)分布方程描述,而特高压变压器的局部放电概率要求控制在 0.1%~0.2% 的水平。根据变压器绝缘模型的伏秒特性试验,变压器交流耐压试验时,在 U_m 电压下的持续时间,5 min 更能反映其特点。因此,1 100 kV、5 min 作为带有局部放电测量的感应电压试验(IVPD)时的局部放电激发电压及其持续时间是合适的。

1 000 kV 单相油浸式自耦变压器高压线端操作冲击试验电压为 1 800 kV,中压线端为 1 175 kV。一般来说,操作波试验电压在变压器的绕组中是按变比传递的。由于特高压变压器三个绕组的绝缘配合原则不同,如果满足高压绕组线端的操作冲击试验电压,则 500 kV 中压绕组线端的试验电压偏低;而如果满足 500 kV 中压绕组的线端的操作冲击试验电压,则高压绕组线端就会超出规定的试验电压。因此,不能用操作冲击试验来验证 500 kV 中压绕组线端的绝缘设计。为此,采用中性点支撑的线端交流耐压试验来替代操作冲击试验。

同时,中性点试验电压将高于其外施耐压水平 140 kV,因此,产品中性点是按照满足承受额定外施耐受电压 185 kV、1 min 进行设计的。

试验接线参见图 D.1 所示。



标引序号说明:

- A —— 高压线圈首端;
- A_m —— 中压线圈首端;
- a、x —— 低压线圈首、末端;
- X —— 公共中性点。

图 D.1 1 000 kV 级单相自耦电力变压器中压线端交流耐压试验(LTAC)接线图