



变压器配件 技术规范书 (2026 年修订版)

编号:

深圳供电局有限公司

2026 年 07 月

目录

1 总则	3
2 工作范围	3
3 投标方其他要求	4
4 应遵循的主要标准	5
5 使用环境要求	8
6 技术要求	9
7 试验	28
8 产品对环境的影响	28
9 技术文件要求	28
10 监造、包装、运输、安装及质量保证	28
11 技术差异表	29
12 投标方需说明的其他问题	29

1 总则

1. 本技术规范书适用于（项目单位填写）工程项目 采购，包括物资供应、现场服务等方面的技术要求。

2. 本技术规范书提出的是最低限度的技术要求。凡本技术规范书中未规定，但在相关设备的行业标准、国家标准或 IEC 标准中有规定的规范条文，投标方应按相应标准的条文进行设备设计、制造、试验和安装。对国家有关安全、环保等强制性标准，必须满足其要求（如压力容器、高电压设备、低压电器元件等）。

3. 如果投标方没有以书面形式对本技术规范书的条文提出异议，则意味着投标方提供的设备完全符合本技术规范书的要求。如有异议，不管是多么微小，都应在报价书中以“对本技术规范书的意见和同技术规范书的差异”为标题的专门章节中加以详细描述。

4. 本技术规范书所使用的标准如遇与投标方所执行的标准不一致时，按较高标准执行。

5. 本技术规范书经买、卖双方确认后作为订货合同的技术附件，与合同正文具有同等的法律效力。本技术规范书未尽事宜，由买、卖双方协商确定。

6. 投标方应在应标技术部分按本技术规范书的要求如实详细的填写应标设备的标准配置表，并在应标商务部分按此标准配置进行报价，如发现二者有矛盾之处，将对评标工作有不同程度的影响。

7. 投标方应充分理解本技术规范书并按本技术规范书的具体条款、格式要求填写应标的技术文件，如发现应标的技术文件条款、格式不符合本技术规范书的要求，则认为应标不严肃，在评标时将有不同程度的扣分。

8. 带★标识的条款为本次采购重点考虑的条款。

2 工作范围

2.1 项目概况

本技术规范书采购的设备适用的工程概况见表 2.1：工程概况一览表。

表 2.1 工程概况一览表（项目单位填写）

序号	名 称	内 容
1	采购设备或项目名称	（项目单位填写）项目
2	项目单位	（项目单位填写）项目
3	项目单位地址	（项目单位填写）项目

2.2 范围和界限

1) 本技术规范书适应于_____ (项目单位填写) _____工程项目变压器套 _____ (项目单位填写) _____。2) 按照原设备技术要求, 采购的配件主要为 110kV 及以上电压等级主变压器配套物资, 包括变压器套管等, 并能够满足维护检修所需的相应辅材、专业工具、专业技术人员及相应的测试设备, 协助完成 (项目单位填写) 工作, 包括更换本次采购的配件, 保证检修后的主变压器性能可靠、试验合格。

3) 配件更换、安装和试验在招标方的技术指导和监督下由投标方完成。

2.3 服务范围

1) 供货范围一览表投标方提供的本技术规范书采购设备及其附件的具体规格、数量见表 2.2: 供货范围及设备技术规格一览表。投标方应如实填写“投标方保证”栏。

表 2.2 供货范围及设备技术规格一览表 (投标方填写)

主要设备材料 及供应要求	物资名称	规格型号 (参数或配置)	单位	数量	供货厂家

3 投标方其他要求

★ 1) 投标方应充分了解主变压器设备信息和运行现状, 提供设备检修所需的物资, 并提供完成全部物资安装及调试的现场服务。在需方发出现场工作通知后 3 天内安排技术人员完成现场技术服务工作。

2) 投标方应按本技术规范书的要求提供全新的、合格可用的配件。投标方应向招标方提供必备的备品备件、专用工具和仪器仪表清单, 要求提供的备品备件、专用工具和仪器仪表应是新品, 并符合相关技术要求。

- 3) 投标方所提供的组件或附件如需向第三方外购时,投标方应对其质量向招标方负责。
- 4) 投标方应协助招标方解决设备运行中出现的问题。
- 5) 如果检修试运行及质保期内技术指标一项或多项不能满足合同技术部分要求,买卖双方共同分析原因,分清责任,如属投标方面的原因,或涉及索赔部分,按商务部分有关条款执行。
- 6) 本技术规范书检修技术服务和现场交接验收和试验合格后方可使用。设备正常使用后,投标方和招标方(业主)双方应根据相关法律、法规和公司管理制度签署合同设备的验收证明书。该证明书共两份,双方各执一份。
- 7) 投标方应按招标方要求免费提供必须的人员培训和技术指导,确保招标方正常使用和维护设备。
- ★ 8) 投标方应根据需方以下实际需求,编制检修方案并在招标时提供,检修方案拟作为招标时技术分考核的要点之一。
- ① 检修方案应有详尽的作业安全管控措施。
- ② 检修方案应根据需方要求包含但不限于以下工序:
- 详细列明各项检修工序的工作内容、作业方法,并体现工艺管控、技术标准等细节。
- ★ 9) 投标方应对(项目单位填写)的现场检修质量负责,如有因检修工艺失当引起的设备缺陷、故障应无偿负责后续消缺、处理工作。
- 10) 检修结束后 30 日内,提供检修工作报告。报告内容应体现已完成的检修内容、开展的试验及检测数据符合相关标准,投标方应对报告所述内容的真实性负责。

4 应遵循的主要标准

除本技术规范书特殊规定外,投标方所提供的设备均按以下规定的标准和规程的最新版本进行检修维护。如果这些标准内容有矛盾时,应按最高标准的条款执行或按双方商定的标准执行。如果投标方选用本技术规范书规定以外的标准时,则需提交这种替换标准供审查和分析。

GB/T 307.1	滚动轴承 向心轴承 公差
GB/T 307.3	滚动轴承 通用技术规则
GB 311.1	绝缘配合 第 1 部分: 定义、原则和规则
GB/T 311.2	绝缘配合 第 2 部分: 高压输变电设备的绝缘配合使用导则
GB/T 321	优先数和优先数系
GB/T 985.1	气焊、焊条电弧焊、气体保护焊和高能束焊的推荐坡口
GB 1094.1	电力变压器 第 1 部分: 总则

GB 1094. 2	电力变压器 第 2 部分：温升
GB 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. 4	电力变压器 第 4 部分：电力变压器和电抗器的雷电冲击波和操作冲击波试验导则
GB 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 1208	电流互感器
GB/T 1231	钢结构用高强度大六角头螺栓、大六角螺母、垫圈技术条件
GB/T 1766	色漆和清漆 涂层老化的评级方法
GB 2536	变压器油
GB/T 2900. 15	电工术语 变压器、互感器、调压器和电抗器
GB/T 4109	交流电压高于 1000V 绝缘套管
GB/T 6451	油浸式电力变压器技术参数和要求
GB/T 7595	运行中变压器油质量
GB/T 7759	硫化橡胶、热塑性橡胶 常温、高温和低温下压缩永久变形测定
GB/T 7762	硫化橡胶或热塑性橡胶 耐臭氧龟裂静态拉伸试验
GB 10230. 1	分接开关 第 1 部分：性能要求和试验方法
GB/T 10230. 2	分接开关 第 2 部分：应用导则
GB/T 19264. 3	电气压纸板和薄纸板第 3 部分：压纸板
GB/T 13499	电力变压器应用导则
GB/T 13912	金属覆盖层 钢铁制件热浸镀锌层技术要求及试验方法
GB/T 26218. 1	污秽条件下使用的高压绝缘子的选择和尺寸确定 第 1 部分：定义、信息和一般原则
GB/T 26218. 2	污秽条件下使用的高压绝缘子的选择和尺寸确定 第 2 部分：交流系统用瓷和玻璃绝缘子
GB 16847	保护用电流互感器暂态特性技术要求
GB/T 16927. 1	高压试验技术第一部分一般试验要求
GB/T 16927. 2	高压试验技术第二部分测量系统

GB/T 17468	电力变压器选用导则
GB/T 17742	中国地震烈度表
GB 20052	电力变压器能效限定值及能效等级
GB/T 50065	交流电气装置的接地设计规范
JB/T 501	电力变压器试验导则
JB/T 3837	变压器类产品型号编制方法
JB/T 5347	变压器用片式散热器
JB/T 6302	变压器用油面温控器
JB/T 7065	变压器用压力释放阀
JB/T 7631	变压器用电子温控器
JB/T 8315	变压器用强迫油循环风冷却器
JB/T 8450	变压器用绕组温控器
JB/T 9647	气体继电器
JB/T 10430	变压器用速动油压继电器
JB/T 10692	变压器用油位计
JB/T 6484	变压器用储油柜
JB/T 8448.1	变压器类产品用密封制品技术条件第 1 部分：橡胶密封制品
DL/T 264	油浸式电力变压器（电抗器）现场密封性试验导则
DL/T 265	变压器有载分接开关现场试验导则
DL/T 1538	电力变压器用真空有载分接开关使用导则
DL/T 272	220kV~750kV 油浸式电力变压器使用技术条件
DL/T 363	超、特高压电力变压器（电抗器）设备监造技术导则
DL/T 586	电力设备监造技术导则
DL/T 620	交流电气装置的过电压保护和绝缘配合
DL/T 1386	电力变压器用吸湿器选用导则
DL/T 5612	容性设备监测装置校准规范
DL/T 1424	电网金属技术监督规程
DL/T 1093	电力变压器绕组变形的电抗法检测判断导则
Q/CSG 10001	变电站安健环设施标准
Q/CSG 10011	35kV~500kV 变电站装备技术导则（变电一次分册）

Q/CSG 1206007	电力设备检修试验规程
ISO 12944 (1-8)	色漆和清漆-防护漆体系对钢结构的防腐蚀保护
ISO 2808	漆膜厚度测定法
ISO 8501	钢材喷涂前表面预处理
IEEE 693	变电站抗震设计推荐规程
IEC 60137	交流电压 1000V 以上的绝缘套管
IEC 60296	变压器与断路器用新绝缘油规范
IEC 60815	污秽条件下绝缘子选用导则
IEC 61462	空心复合绝缘子

5 使用环境要求

本技术规范书技术文件需要采购的设备，其外部使用条件见表 4.1。投标方应对所提供的设备性能参数在外部条件下进行校验、核对，使所供设备满足实际外部条件要求及全工况运行要求。

6.1 设备使用环境要求相应表（项目单位填写）

序号	参数类型	单位	正常使用条件	特殊使用条件	项目需求值或表述	投标人保证值	备注（须说明本工程适用的是正常使用条件或是特殊使用条件）
1	环境温度						
1.1	最高日温度	℃	40		40		
1.2	最低日温度	℃	-25		-25		
1.3	最大日温差	℃	30		30		
1.4	年平均温度	℃	25		25		
2	海拔	m	≤1000m		≤1000m		
3	太阳辐射强度	W/cm ²	≤1000		≤1000		
4	污秽等级		d	e	e		
5	覆冰厚度	mm	≤20		≤20		
6	风速	m/s	≤35		≤35		
7	相对湿度						
7.1	最大日相对湿度	%	100		100		
7.2	最大月平均相对湿度	%	100		100		
8	耐受地震能力（地震烈度 8 度/9 度）	g	8 度		8 度		
9	设备运输条件		陆运		陆运		

10	安装地点		室内/室外		室外		
----	------	--	-------	--	----	--	--

6 技术要求

7.1 冷却装置

冷却装置数量及冷却能力应能散去总损耗及辅助装置中的损耗所产生的热量。

片式散热器表面采用热镀锌处理，壁厚不小于 1.0mm。散热器在运输以及现场储存时，应加强密封，防止散热器受潮锈蚀。制造厂应根据用户需求，采取充干燥空气或干燥氮气方式运输与储存，保证冷却器（散热器）内腔的清洁。

1) 冷却方式

宜采用以下方式：

220kV 及以下电压等级变压器应采用 ONAN，ONAN/ONAF 冷却方式。若采用 ONAN/ONAF 冷却方式，70%及以下负载自然冷却（ONAN），70%以上负载自然油循环风冷（ONAF）。

500kV 变压器宜采用 ONAN/ONAF，ONAN/ONAF/OFAP（ODAF），ODAF 冷却方式。若采用 ONAN/ONAF 冷却方式，70%及以下负载自然冷却（ONAN），70%以上负载自然油循环风冷（ONAF）。若采用 ONAN/ONAF/OFAP（ODAF）冷却方式，60%及以下负载自然冷却（ONAN），80%以上负载强迫油循环风冷（OFAP（ODAF））。

当有多组风扇时，有一只风扇停止运行，变压器应仍能保持满载长期运行。

冷却方式为 ONAN/ONAF 变压器在冷却风扇不同停运组数下的运行情况由投标方提供。

对于具有多种冷却方式的变压器，应根据负荷和油温，制定安全和合理的冷却系统的控制策略，并在控制回路中予以实现。

对于强油循环的变压器，在开启所有油泵后，整个冷却装置上不应出现负压。

强迫油循环变压器的冷却装置必须有两个相互独立的冷却装置电源，并装有自动切换装置，电源切换延时设置为 5s。两个冷却装置电源不应共用一个相序继电器。

强油循环结构的潜油泵启动应逐台启用，延时间隔应在 30s 以上，以防止气体继电器误动。

对同时具有多种冷却方式（ONAN、ONAF、OFAP、ODAF 等）的变压器，当冷却器系统故障切除全部冷却器时应发信号。对具备自冷能力的变压器，应在一个小时内将负荷控制在变压器自冷容量以内。

对冷却方式仅有 OFAP、ODAF 或 ODWF 的变压器，当冷却器系统故障切除全部冷却器时先应发信号，变压器在额定负载下允许运行 20min。20min 后，若油面温度尚未达 75℃，可允许继续运行。达到油面温度升至 75℃或冷却器全停的总时长达 1h 二者中任一条件时，应将变压器退出运行。当全部冷却装置（包括备用）投入运行时，变压器不得因内部油流过快，使变压器油与内部绝缘摩擦产生静电，油中带电发生变压器绝缘事故。

2) 冷却器布置

无自然冷却能力冷却器的布置形式有两种：一种为冷却器固定在变压器的油箱上；另一种为冷却器集中固定在支架上，通过导油管与油箱连接，导油管与油箱之间应配置方便检修的蝶阀。具有自然冷却能力的散热器通常固定在变压器的油箱上。散热器风道不得与防火墙垂直。

3) 风扇电机和油泵

1. 设备的标准应符合中国国家及国际电工委员会及 IEC 相关规定的技术要求。

2. 设备各组成部分的铭牌应标明制造厂家、型号、出厂编号等。

3. 设备应具备详细的中文操作说明书，包括详细的功能说明、使用操作及注意事项等。

4. 设备必须保证测试准确度，其工作电源必须保证测试过程的安全可靠。

5. 设备各组成部分的按钮、接口等应有明显的功能标志。

6. 设备所有组成部分应具有良好、坚固、抗冲压能力好、便于携带的包装箱，包装箱应有良好的防震、防潮措施，且在包装箱外应标明订货方的订货号、发货号以及明显的包装储运图示标志（按 GB 191）。

7. 设备配套的分析软件界面显示和操作说明应采用国际上通用的标准名称。

8. 选用性能优良的原材料及器件，保证产品优良的技术性能及良好的使用性。

9. 提供设备近两年南方电网所属供电系统的供货业绩及反馈意见。

10. 乙方提供的新风机直径需与原风机直径一致，并需满足安装方式便于互换。

11. 本次采购的冷却风机用于户外，需保证长寿命，连续工作时间长，大风量、低噪音等特点。

12. 技术参数要满足原运行风机参数，等同或优于原参数并采用先进节能型免维产品，通过国家质量部门能效认证的节能产品。

13. 乙方需对甲方运行的变压器冷却风机数量、规格、参数，进行有系统统计，对各类型变压器有对应施工方案及应对计划，并作有计划库存。

14. 乙方需满足甲方变电运行要求，对运行冷却风机故障能随时反应，接到用户需求处理信息必需在 8 小时内回应，48 小时内处理，乙方承担因需要到现场处理故障问题所产生的差旅、人工、拆装等费用。

15. 轴流风扇应采用高效节能电机作为动力驱动，风机需要符合国家节能要求，需通过并提供国家质监有关部门的能效认证报告，。电机轴承依重载设计，免维护。电机具备户外使用条件下的防水防尘性能，达到 IP55。电机性能参数符合国家及 IEC 标准。

16. 风扇叶片采用铝合金压铸，叶片整体结构要求可靠，无铆接，无焊接。确保长期运行不松动，不变形。叶片紧固零件为不锈钢材料，外网罩采用热镀锌。

17. 乙方要针对不同个案，提供各风扇改造的技术方案，技术方案必须保证：风扇安装完毕后，不会影响变压器本体及散热片的结构、承重及散热效果。风扇安装支架及附件由乙

方依据现场主变的实际情况进行设计及提供。

18. 考虑到节约成本的因素，替换下来的叶轮、风机经简单处理后作为备件。

19. 乙方必须对原风机参数及安装尺寸作新旧对照，新风机必须满足原安装尺寸要求，并需要配合现场指导及协助。

20. 油泵电机为三相感应式，电机转速不大于 1000 转/分，且不能因油泵扬程过大导致气体继电器误动作，潜油泵轴承应采用 E 级或 D 级标准。

7.2 变压器套管

变压器出线方式应采用架空线出线方式；套管型式应采用油浸电容式、胶浸纸干式（以下简称干式）或纯瓷式；500kV 及以上电压等级应优先选用油纸电容型套管。

鉴于干式套管在防火、防爆等性能上的优势以及在国内外的应用经验，公司范围内可选用 500kV 干式套管，选用的干式套管应是技术成熟、可靠性高、有成熟运行经验的套管。

500kV 干式套管应满足如下 1) ~4) 的要求：

1) 用于新采购变压器、新的干式套管绝缘水平应按照 GB 4109-2008 表 7 中最高序列进行选择，即雷电冲击耐受（峰值）-操作冲击耐受（峰值）-工频 1min 干耐受（有效值）为 1800kV-1300kV-870kV。用于在运变压器新更换的干式套管宜满足上述要求；

2) 500kV 干式套管额定电流 I_r 按变压器高压侧绕组额定电流的 1.2 倍向上选取下列标准值（A）：1600A，2000A，2500A，3150A；

3) 500kV 干式套管应采用胶浸纸（RIP）绝缘型式；

4) 套管的局部放电量：在 U_m 电压下测得的局部放电量应不大于 5pC；

所有电压等级干式套管还应满足如下 1) ~6) 的要求：

1) 在同等条件下应选用阻燃等级更高的绝缘材料，以确保套管在发生对地放电、热击穿等极端故障情况下不着火燃烧。制造方应提供同型号绝缘材料（如电容芯、复合外套）的燃烧性试验报告，说明原材料、组部件的燃烧性等级。燃烧性试验应按照 GB/T 11020、GB/T 5169.16 中规定的 50W 垂直燃烧试验开展；

2) 绝缘填充物密度、介电常数等参数应在套管工作环境温度范围内基本不变，厂家应提供绝缘填充物密度、介电常数等参数随温度变化的曲线，并应采取合适的工艺措施确保绝缘填充物与接触界面结合紧密可靠，确保无负压和局部放电发生；

3) 采用气体填充且填充气体为 SF_6 的，新充 SF_6 气体的性能应满足 GB/T 11022-2011 中 5.2 的规定。套管内部新充 SF_6 气体的水分含量不得大于 $250 \mu\text{L/L}$ （20℃时），运行中的气体绝缘套管内部 SF_6 气体的水分含量不得大于 $500 \mu\text{L/L}$ （20℃时）。厂内绝缘试验后， SF_6 分解气体 $\text{SO}_2 \leq 1 \mu\text{L/L}$ ， $\text{H}_2\text{S} \leq 1 \mu\text{L/L}$ 。 SF_6 气体年泄漏率应不大于 0.5%；

4) 干式套管出厂试验应开展带运输油桶、及不带运输油桶的电容量介损试验；安装在变压器前、后，也应分别开展电容量介损试验；

5) 套管的型式试验和出厂试验中，雷电冲击、操作冲击试验应按照最新 IEC 60137-2017

标准要求开展；

6) 对于填充 SF_6 的套管，应尽量降低允许运行的 SF_6 气压，并应在 0 表压（相对压力）下开展 1 小时 $1.5U_m/\sqrt{3}$ 工频耐压试验验证。

在地震烈度超过 8 度地区，可优先采用复合外护套套管。

复合外绝缘硅橡胶外套应采用高温硫化硅橡胶，宜整体注射成型。空心复合外护套需符合 IEC 61462 标准。

若使用复合外护套套管，当套管安装角度与水平夹角大于 30° 时，复合外护套不宜为螺旋伞结构。

油纸电容芯体外加复合护套的套管应进行复合绝缘材料与绝缘油的耐油性试验。在酸雨和碱性环境运行地区，复合绝缘材料应进行耐酸雨和耐碱性环境试验。

套管的伞形、伞宽、伞距、弧闪距离，应符合 GB/T 4109 《交流电压高于 1000V 的绝缘套管》的要求，外绝缘须按照所处海拔高度及污秽等级进行相应修正。当套管瓷套分段烧制时，宜采用瓷釉粘接方式。

绝缘瓷件应有足够的机械强度和电气强度，颜色为棕色。

1) 套管应有良好的抗污秽能力和运行特性，其有效爬电距离应考虑伞裙直径的影响。详见 GB/T26218.2-2010（10.3）的规定。

a. 两裙伸出之差 $(P2-P1) \geq 20 \text{ mm}$ ；

b. 相邻裙间高 (S) 与裙伸出长度 (P2) 之比应大于 0.9；

c. 相邻裙间高 (S) $\geq 70 \text{ mm}$ ；

d. 500kV 高压套管干弧距离不小于 4.7m。

2) 各侧套管引出线端接线板应能承受专用部分表 1.1 中“套管的弯曲耐受负荷 (kN)”，且安全系数应大于 2.5。

3) 低压套管之间的净距离： U_m 为 40.5kV 时不少于 400mm；安装地高于 1000m 时，按安装地海拔高度进行修正。

4) 投标方选用的套管应与变压器一起进行出厂试验。

5) 各侧套管满足短时耐受电流

500kV 63kA (3s)

220kV 50kA (3s)

110kV 40kA (3s)

35kV 40kA (4s)

10kV 40kA (4s)

6) 套管的介质损耗因数 ($\tan \delta$)： $\tan \delta (20^\circ\text{C}) \leq 0.4\%$ (油浸电容式)， $\tan \delta (20^\circ\text{C}) \leq 0.5\%$ (干式)。电压从 $1.05U_m/\sqrt{3}$ 升高到 U_m 时套管介损增值 ($\Delta \tan \delta$) $\leq 0.05\%$ 。

7) 针对 72.5kV 及以上套管，套管厂家应提供同型号套管介质损耗-温度特性试验曲线，

为后续现场运维提供数据参考；

8) 套管的局部放电量：在 U_m 电压下测得的局部放电量应不大于 10pC。

9) 投标方应提供变压器套管油质色谱分析、水分分析、击穿电压分析等出厂数据。

10) 在 d 级及以上污秽区使用的 500kV 和 220kV 套管应提供在最高工作相电压下，雨中（雨量 2mm/min）和雾中都不闪络的试验报告（盐密不低于 $0.3\text{mg}/\text{cm}^2$ ）。

11) 套管末屏及电压抽头（若有）接地须可靠牢固，套管末屏与地电位之间连接不应采用“螺柱弹簧压紧”结构，并应方便试验。

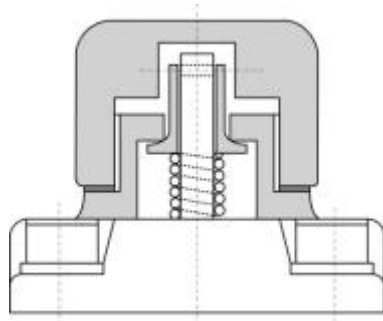


图 7-1 螺柱弹簧压紧结构示意图（不宜采用）

12) 220kV 和 110kV 主变套管可具备电压抽头，方便检修试验及安装在线（带电）监测装置，并带有防开路的保护措施。若安装在线监测，应在电压抽头上实施。套管电压抽头对地工频耐压试验电压为电压抽头额定电压的 2 倍但至少为 10kV。新购置套管监测装置的接入不应改变被监测设备的完整性，不应断开套管末屏接地线串入取样阻抗。在线监测系统安装方式、位置应不影响被监测设备的安全运行和维护。套管介质损耗、电容量、泄漏电流在线监测装置，供应商应提供具有 CNAS 资质的第三方按照 DL/T 5612-2016 要求提供校准报告。套管监测装置、引出延长线有良好的紧固和防护措施，能够满足现场防潮、防雨、防尘等要求。

13) 套管顶部密封应采用可靠密封结构，防止密封老化后雨水进入变压器内部。套管顶部载流导电结构，应采取有效的防松动措施，防止运行过程中载流导电接触不良引起发热，设计时应确保结构搭接面足够，以确保载流能力。套管均压环应独立可靠安装，不应与载流部件、密封部件或其他部件共用螺栓。

14) 套管电流互感器配置

套管电流互感器的配置及技术参数要求详见专用条款。

a. 线圈温度指示器不包括在套管电流互感器内，由投标方确定，次级容量亦由投标方确定。

b. 套管电流互感器二次引出线芯柱必须是一体浇注成形，导电杆直径不小于 8mm，并应有防转动措施。

c. 套管 CT 极性应该为 P1 靠母线侧；中性点 CT 极性应该为 P1 靠主变侧。

15) 套管选型要求

- a. 当套管的额定电压 $>40.5\text{kV}$ 时, 套管的主绝缘结构形式宜为电容式;
- b. 当套管的额定电压为 40.5kV 时, 套管的主绝缘结构形式则根据不同情况既可以为纯瓷式、干式或电容式;
- c. 当套管的额定电压为 40.5kV 以下时, 套管的主绝缘结构形式宜为纯瓷式或干式;
- d. 套管的载流方式应为导杆式; 本项目物资为主变大修工程, 套管型式与原设计匹配, 可采用穿缆式结构。
- e. 套管选型时应充分评估套管中面压接载流、触指载流、螺纹载流等电连接结构在大电流、地震、长期振动等复合工况下的载流能力。供应商应提供套管电连接结构的详细图纸以及电连接结构的相关仿真或试验报告, 用于评估电连接结构的可靠性。

16) 500kV 变压器高压套管油中均压球及引线应有适当厚度的绝缘包覆, 不应采用裸金属长油隙结构。

17) 变压器套管尺寸要求

为了规范变压器套管的尺寸规格，提高互换性，变压器套管的尺寸规范如下。

表 7.1. 变压器套管主要尺寸

					安装法兰				油中尺寸				油中接线端子						均压球接口				
变压器 电压等 级	套管 安装 位置	载流 方式	额定 电压 kV	额定 电流 A	孔中 心距 a1 mm	外径 d mm	孔数 孔径 n1×d1 mm	密封 面直 径 R mm	总长 L1 mm	油中 最大 直径 (Max) d3 mm	接地 长度 (Min) L2 mm	套管 CT 内径 (Min) mm	孔数 孔径 n2× d2 mm	孔距 b2 mm	孔高 h2 mm	板面 h1× b1 mm	板厚 mm	结构 型式	插入 深度 L4 mm	上口 内径 d4 mm	连接 方式	安装卡 柱尺寸 及孔数	安装 孔中 心距
500kV	高压	导杆 式	550	2500	660	720	12×φ 24	500	2060	470	600	500	4×φ 14	40	40	85× 80	25	单板 式	125	230	卡簧 式	4×M12	170
500kV	高压 中性 点	导杆 式	72.5	3150	350	400	6×φ 24	240	955	230	550	250	4×φ 14	40	40	85× 80	25	单板 式	/	/	/	/	/
500kV	中压	导杆 式	252	3150	500	550	12×φ 24	350	1450	270	550	320	4×φ 14	40	40	85× 80	25	单板 式	/	/	/	/	/
500kV	低压	导杆 式	40.5	3150	300	350	6×φ 24	240	810	230	400	250	4×φ 14	40	40	85× 80	25	单板 式	/	/	/	/	/
220kV	高压	导杆 式	252	1250	500	550	12×φ 24	330	1450	270	550	320	2×φ 14	/	40	85× 60	25	单板 式	/	/	/	/	/
220kV	高压 中性 点	导杆 式	126	1250	350	400	6×φ 24	240	1140	200	550	250	2×φ 14	/	40	85× 60	25	单板 式	/	/	/	/	/
220kV	中压	导杆 式	126	2000	350	400	6×φ 24	240	1140	200	550	250	2×φ 14	/	40	85× 60	25	单板 式	/	/	/	/	/

					安装法兰				油中尺寸				油中接线端子						均压球接口				
变压器电压等级	套管安装位置	载流方式	额定电压 kV	额定电流 A	孔中心距 a1 mm	外径 d mm	孔数 孔径 n1×d1 mm	密封面直径 R	总长 L1 mm	油中最大直径 (Max)	接地长度 (Min) L2	套管 CT 内径 (Min)	孔数 孔径 n2×d2	孔距 b2 mm	孔高 h2 mm	板面 h1×b1 mm	板厚 mm	结构型式	插入深度 L4 mm	上口内径 d4 mm	连接方式	安装卡柱尺寸及孔数	安装孔中心距
220kV	中压中性点	导杆式	72.5	1250	350	400	6×φ 24	240	955	200	550	250	2×φ 14	/	40	85×60	25	单板式	/	/	/	/	/
110kV	高压	导杆式	126	630	350	400	6×φ 24	240	1140	200	550	250	2×φ 14	/	40	85×60	25	单板式	/	/	/	/	/
110kV	高压中性点	导杆式	72.5	630	350	400	6×φ 24	240	955	200	550	250	2×φ 14	/	40	85×60	25	单板式	/	/	/	/	/

注：1) 550kV 变压器套管（导杆式）结构的相关参数如图 1 所示，其中包括安装法兰、油中接线端子、均压球安装尺寸及套管油中部分主要尺寸等参数；

2) 变压器套管油中尺寸总长 L1 为套管法兰底部至油中接线端子底部的长度；

3) 油中最大直径 (Max) 为套管主体直径的最大值，即各套管供应商可按该尺寸来设计，其值不超过表中要求值即可；

4) 变压器套管接地长度 (Min) L2 为套管 CT 部分的最小值，即各套管供应商可按该尺寸来设计，其值不小于表中要求值即可；

5) 在保证油中总长满足要求的情况下，各套管供应商可根据自身设计及制造情况，合理调整油中绝缘长度及接地长度；

6) 由于 550kV 的变压器套管其电压等级较高，各变压器厂会对均压球进行特殊的设计及处理，因此在进行 550kV 变压器套管的更换时不对其下瓷套均压球进行更换。为保证更换套管时能与原来的均压球配套使用，因此对均压球的连接方式、安装尺寸等进行了规定。

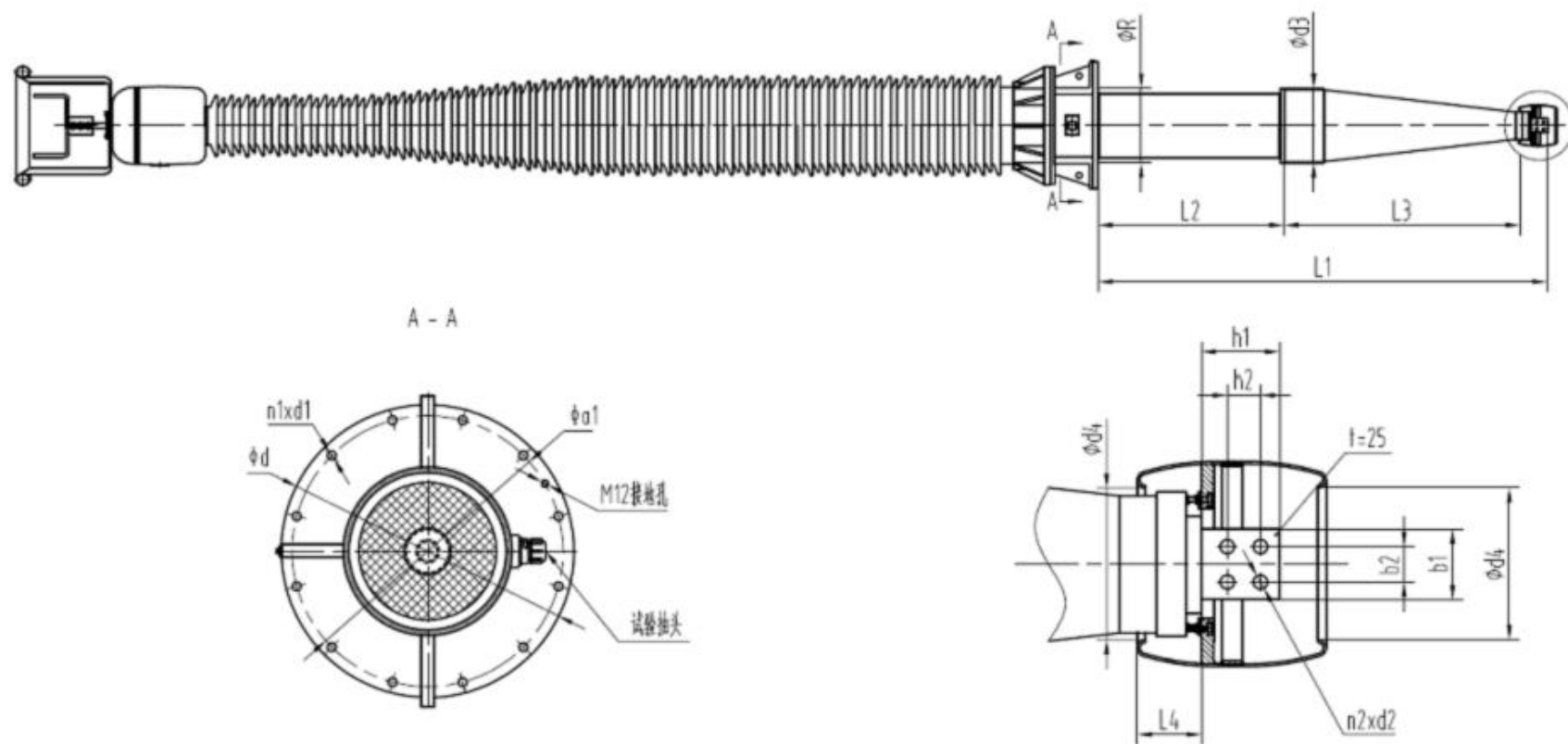


图 1.

图 1 550kV 变压器套管（导杆式）主要尺寸

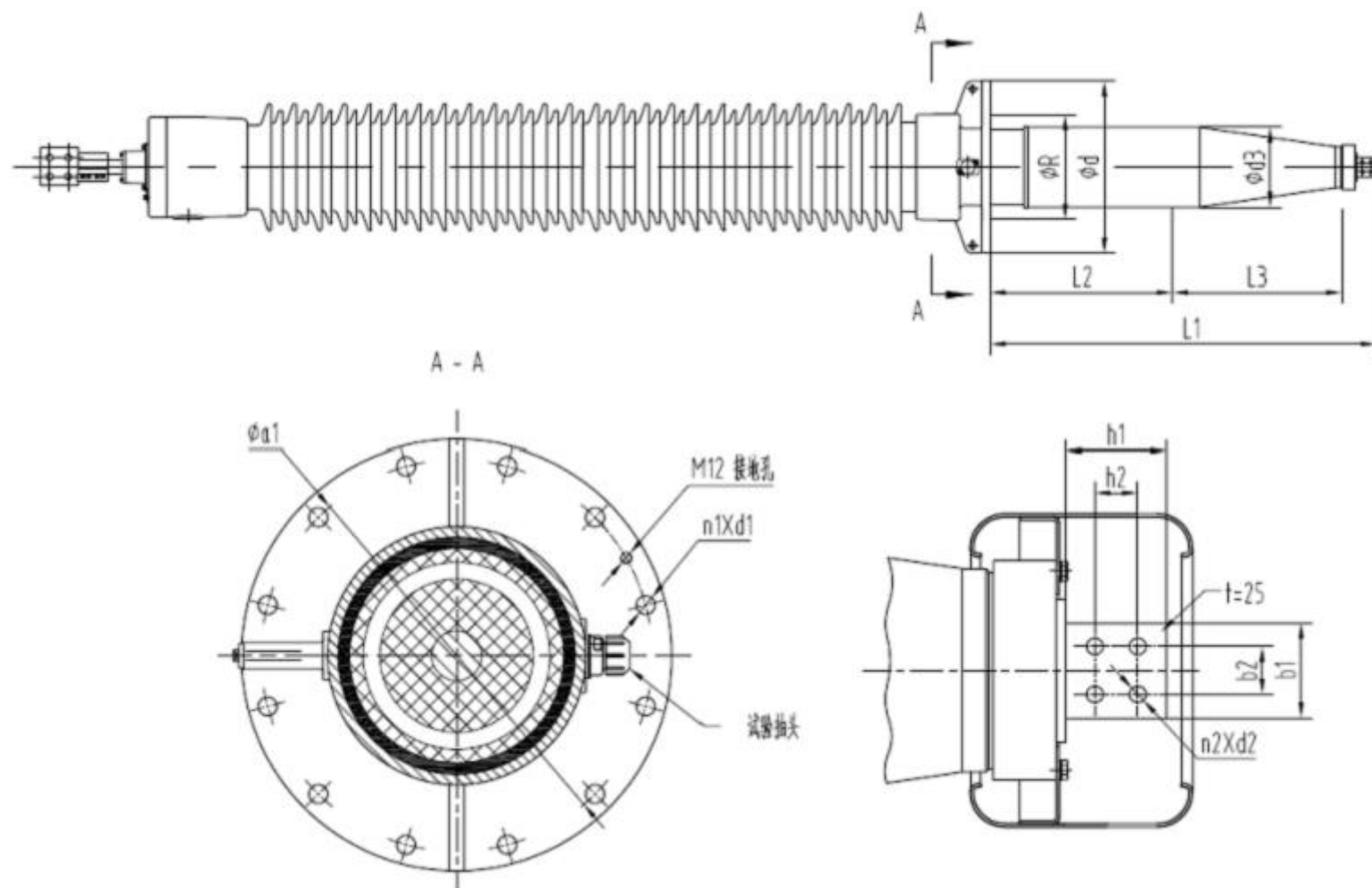


图 2. 252kV 及以下电压等级变压器套管（导杆式）主要尺寸

- 18) 高度超过 1.2m 或采用倾斜安装方式的套管升高座应有方便检修的作业平台（例如把手、踏板、爬梯等），便于末屏接线及设备维护。
- 19) 油纸电容型套管在最低环境温度下不应该出现负压，应避免频繁取油样而造成其负压；
- 20) 瓷套管的上瓷套与法兰连接处宜采取胶装或带有限位装置。
- 21) 其他应符合 GB/T4109《交流电压高压 1000V 的绝缘套管》。

7.3 温度测量

1) 温度测量装置

变压器应装设绕组温度和 2 套独立的油面温度测量装置。就地指示仪表应集中装设便于观察, 户外安装的主变压器, 主变压器绕组温度表及油面温度表应加装防雨装置。投标方应按照用户需求提供安装于在主控制室的油温与绕温显示装置。

油面温度测点应为 2 个, 放于油箱长轴的两端。

温度计传感器应设在油箱顶部, 长度 $\geq 150\text{mm}$, 并深入油内 $120\text{mm} \pm 10\text{mm}$, 安装接口螺纹 M27*2。

测温装置应有 2 对输出信号接点: 低值 $\rightarrow$ 发信号, 高值 $\rightarrow$ 发信号。温度信号就地转换为 4-20mA 的输出电量与监控系统相连, 其带电接点宜为插拔式结构。油面测温装置的准确度等级应不低于 1.5 级, 绕组温度计的准确度等级应不低于 2.0 级, 油面测温装置和绕组测温装置的内置 (4—20) mA 模拟输出模块可在不停电下进行更换。

油温测量装置的报警和跳闸接点应具有防雨防潮措施, 确保正常情况下不发生误动。

2) 绕组测温电流互感器设置

绕组测温电流互感器应设于负荷电流标么值最高的一侧套管, 例如降压变压器设在高压侧, 而升压变压器则设在电源侧。

7.4 分接开关

真空灭弧分接开关最大额定通过电流应不小于变压器额定容量下分接绕组中分接电流最大值的 1.2 倍; 油灭弧分接开关最大额定通过电流应不小于变压器额定容量下分接绕组中的额定分接电流值的 1.2 倍。以上额定电流是指连续负载下的。若变压器在不同工作条件(例如不同冷却方式)下的标称容量值不同时, 则应取其最大值作为额定容量, 因此, 分接开关的额定通过电流也是以此为基准的。

分接开关承受的短路电流应不小于所连接绕组过电流限值, 所有承受连续电流的各种结构触头, 短路电流试验持续时间应不小于 2s。在最严重工况短路电流下, 触头不熔焊、烧伤、无机械变形, 保证可继续运行。分接开关的分接头引线和连线的布线设计应能承受暂态过电压, 且应防止由于引线通过短路电流时产生的电动力使开关受力移动。

分接开关及其油枕管路等相关组部件安装前, 变压器厂应确保无锈蚀和水迹, 储油柜管路内壁漆膜均匀覆盖, 无法观察的部位应使用内窥镜检查。

1) 有载分接开关 (项目单位选择)

a. 有载分接开关应能在变电站控制室、调度中心和集控中心远距离及就地操动并远方档位显示, 指示分接头切换次数的动作记录器和分接位置指示器应为封闭式的 PCB (印刷电路板) 设备, 同时提供 BCD 编码 (二进制编码的十进制代码) 和一对一空端子的输出形式。操动回路应按 RCD (计算机接口) 的要求进行联接。

b. 有载调压装置应由装在与变压器本体油相隔离的密封容器内的切换开关及选择开关

等组成，切换开关芯子可单独吊出检修。切换开关需要定期检查，检查时应易于拆卸而不损坏变压器油的密封。为了防止切换开关严重损坏，有载分接开关的分接选择器应具有机械限位装置和过电流闭锁功能。

c. 有载分接开关的切换开关采用油中灭弧型或者真空灭弧型。

d. 对于真空型有载开关，应优先配置油流继电器或气体继电器。若配置气体继电器，则轻瓦斯用于发信，重瓦斯用于跳闸，继电器动作（带动作记忆）后必须通过手动才能复位。

e. 对于油中灭弧型有载分接开关，应配备油流继电器或者带重瓦斯的气体继电器用于变压器跳闸。继电器动作（带动作记忆）后必须通过手动才能复位。

f. 连接分接开关和储油柜之间的管路与水平面的夹角应大于 3° 。

g. 分接开关油压力继电器（若有）不应作为单一保护设置。

h. 有载分接开关应装配压力释放装置。

i. 油中灭弧型有载分接开关应保证在运行 6 年内或动作 6 万次内不需要检查。切换开关触头的电寿命不应低于 20 万次动作，其机械寿命不小于 80 万次动作无损伤。

j. 当切换开关为油中灭弧时，若开关切换频繁，可装设在线滤油装置（详见专用条款）。分接开关在线滤油装置应具备过滤杂质和水分功能（一个复合滤芯或两个单体滤芯），并便于更换，并具备多种控制方式；分接开关在线滤油装置流量与流速由厂家设置（流量宜小于 15L/分钟，流速宜小于 0.6 米/秒），但厂家应保证滤油过程中不能引起分接开关油流继电器（或重瓦斯）误动作。在线滤油装置应具备滤芯失效报警停机功能。在滤芯的进油侧装设油压力表监视油回路工作情况。在线滤油装置应具备充、补油及排气阀门。控制箱箱体采用合金材料或不锈钢，提供航空插头或端子排一种接线方式，端子应采用优质端子。

k. 投标方应提供有载调压装置的类型试验报告。每个有载调压装置应配备一个用于驱动电机及其附件的防风雨的驱动控制箱，还应设有独立的储油柜、保护继电器（附跳闸触点及隔离阀）、吸湿器和油位计等。

l. 变压器有载调压装置应布置在其驱动控制箱旁，能够站在地面上进行手动操作。

m. 切换开关的独立油室应能经受油压 60kPa 压力及真空试验，历时 24h 无渗漏。

n. 整个电动机构应装有电气的和机械的限位装置。电气限位装置的接点应接入控制线路和电动机线路中。宜安装防止三相电动机旋转方向错误的保护装置。结合运行状况，安装过电流闭锁装置。电动机构应装有防止逐级控制线路发生故障时出现“越级”（跑档）操作的装置。

o. 真空型有载分接开关不应安装在线滤油装置。

p. 真空型有载分接开关满负荷分合的电气寿命应不少于 60 万次（30 万次应进行检修），其机械寿命不小于 120 万次动作无损伤。

q. 制造方应提供有资质的试验机构出具的电气寿命试验报告。真空型有载分接开关应保证在动作 6 万次内不需要检查。

r. 对真空型有载分接开关, 宜提供真空泡 X 光检测, 应提供真空度检测、交流耐压试验等出厂检测试验报告。

s. 真空型有载分接开关的出厂试验推荐增加带负载切换试验, 试验应根据所配变压器容量, 在额定级电压及电流下进行带负载切换试验。

t. 对于真空型有载分接开关, 投运前应开展油色谱测试, 作为后续色谱分析的数据基础。此外, 运行中还应定期开展油色谱分析测试。

u. 真空有载分接开关的每个真空泡应有条形识别码, 以实现产品主要元器件的质量可追溯性。

v. 应选用具有独立分接选择器的组合式有载分接开关。

2) 无励磁分接开关 (项目单位选择)

无励磁分接开关应能在停电情况下方便地进行分接位置变换。无励磁分接开关应能在不吊芯 (盖) 的情况下方便地进行维护和检修, 还应带有外部的操动机构用于手动操作。无励磁分接开关的分接头引线和连线的布线设计应能承受暂态过电压。装置应具有安全闭锁功能, 以防止带电误操作和分接头未合在正确的位置时投运。

此外, 装置应具有位置接口 (远方和就地), 以便操作运行人员能在现场和控制室看到分接头的位置指示。

3) 有载分接开关的储油柜 (油枕) 容积应满足以下要求: 110kV 主变单台分接开关的容积不少于 100L, 220kV 主变单台分接开关的容积不少于 150L, 满足吊检周期内每年油色谱、微水、耐压等测试试验的取样要求。220kV 变压器真空分接开关油色谱测试周期为 6 个月一次; 110kV 电力变压器真空分接开关油色谱测试周期为 1 年一次。

4) 分接开关储油柜应在油枕处设置注油管。

5) 有载分接开关应设置取油样阀, 油阀位置应保证能采集到分接开关油室中的油。取油样阀安装位置应便于操作人站在操作台面上进行取油。取油嘴尺寸与本体保持一致。

7.5 储油柜

1) 储油柜应采用胶囊式或波纹式储油柜。选用波纹储油柜时, 波纹伸缩对变压器油产生的附加压力应不影响变压器压力释放阀和气体继电器参数设定。

2) 变压器储油柜 (胶囊式) 内部应有起油气隔离作用的不渗透油及空气的合成橡胶气囊, 使油与空气相隔离, 并应配有吸湿器, 且吸湿剂重量不低于变压器储油柜油重的千分之一; 波纹式储油柜宜采用立式。当采用内油式波纹式储油柜时, 无需配置吸湿器。

3) 波纹储油柜应采取无轨道设计或采取措施防止轨道、滚轮锈蚀卡涩, 导致瓦斯保护误动作。

4) 储油柜应配有盘形油位计、压力式油位计或拉带式油位计; 主变压器户外安装时储油柜油位计应配置不锈钢或其他耐腐蚀材质防雨罩, 且不妨碍运行观察。当油位高于或低于规定值时, 油位监测装置都应瞬时动作报警。数字化变电站油位信号就地转换为 4-20mA

的输出电量与监控系统相连。油位计装置的内置（4—20）mA 模拟输出模块可在不停电下进行更换。

5) 油位计宜表示变压器未投入运行时，相当于油温为 -10°C 、 $+20^{\circ}\text{C}$ 和 $+40^{\circ}\text{C}$ 三个油面标志。

6) 胶囊式储油柜应能与本体一起抽真空且不发生变形。

7) 储油柜应配有注排油口、排气口（塞）、排污口（塞）、起吊耳、人孔及爬梯（不含金属波纹储油柜）。

8) 各输油联管的引下阀门之间应相隔一定距离，以满足加装临时阀门的要求。

9) 储油柜胶囊宜采用一体成形方式，以防拼接位置失效导致胶囊漏气。

7.6 保护和监测要求

变压器本体保护和监测装置应能检测变压器内部的所有故障，并应在最短时间内隔离设备，并发出报警信号。变压器应有下表所列监测保护装置并提供报警和跳闸接点：

表 5.2.12 保护装置的报警和跳闸接点

序号	接点名称	状态量及接点数	电源电压及接点容量
1	主油箱气体继电器	轻瓦斯报警 1 对 重瓦斯跳闸 3 对	DC 110V/1A 或 DC 220V/0.5A
2	储油柜油位计	低报警 1 对 高报警 1 对	DC 110V/0.6A 或 DC 220V/0.3A
3	主油箱压力释放装置	报警 2 对	DC 110V/0.6A 或 DC 220V/0.3A
4	油温指示器	报警 2 对	DC 110V/1A 或 DC 220V/0.5A
5	风机故障	报警 2 对	DC 110V/2A 或 DC 220V/1A
6	冷却器全停	报警 1 对	DC 110V/2A 或 DC 220V/1A
7	交流电源故障及切换	报警 1 对 跳闸 1 对（电源全停）	DC 110V/2A 或 DC 220V/1A
8	绕组温度指示装置	报警 2 对	DC 110V/1A 或 DC 220V/0.5A
9	（若有）有载分接开关气体继电器	报警 1 对 跳闸 2 对	DC 110V/1A 或 DC 220V/0.5A
10	有载分接开关油流继电器	跳闸 2 对	DC 110V/1A 或 DC 220V/0.5A
11	（若有）有载分接开关的油位计	报警 1 对	DC 110V/0.6A 或 DC 220V/0.3A
12	（若有）有载分接开关的压力释放阀	报警 2 对	DC 110V/0.6A 或 DC 220V/0.3A
13	速动油压继电器	报警 2 对	DC 110V/0.6A 或 DC 220V/0.3A
14	油流继电器	报警 2 对	DC 110V/0.6A 或 DC 220V/0.3A

注：投标方应提供绕组温度转换曲线图表，如用其他测温装置，应提供使用说明书和出厂检测报告。供货方应提供继电器的时间常数、断流容量等参数。以上报警及跳闸接点均要求空接点输出。

变压器本体保护宜采用就地跳闸方式，即将变压器本体保护通过中间继电器的两对触点分别直接接入断路器的两个跳闸回路，减少电缆迂回带来的直流接地、引入干扰及二次回路断线等不可靠因素。

7.7 气体继电器

变压器本体应装设气体继电器。

1) 应采用具有缺油发信功能的双浮筒（球）挡板式结构，有放气孔、流速动作值可调试整定、抗震性能好。

2) 应具有轻瓦斯发信、重瓦斯跳闸功能，一对接点用于轻瓦斯发信、三对接点用于重瓦斯跳闸（挡板与下浮子共用 3 对接点），重瓦斯跳闸逻辑采用“三取二”的原则配置，防止单一回路故障造成误动或拒动。气体继电器安装位置应有 2% 的坡度，采用利于二次接头防水的安装方式（下倾式），并在安装使用说明书中明确指出。

3) 变压器气体继电器应配置不锈钢或其他耐腐蚀材质防雨罩，且不妨碍运行观察。

4) 套管升高座等处积集气体应通过带坡度的集气总管引向气体继电器，再引至储油柜。为便于检修，应在气体继电器安装管道两侧设置阀门，应配置引至地面的集气盒，便于采气。

5) 气体继电器本身不应在最大合闸涌流和穿越短路电流冲击下发生误动。气体继电器重瓦斯触点不应因为气体的积累而误动。对有 2 台及以上油泵的变压器，应采取分时分批启动，防止冷却器油泵全部同时启动时（引起油压突然变化）导致重瓦斯保护误动作。

6) 壳式变压器其重瓦斯跳闸保护应延时 1s 跳闸。

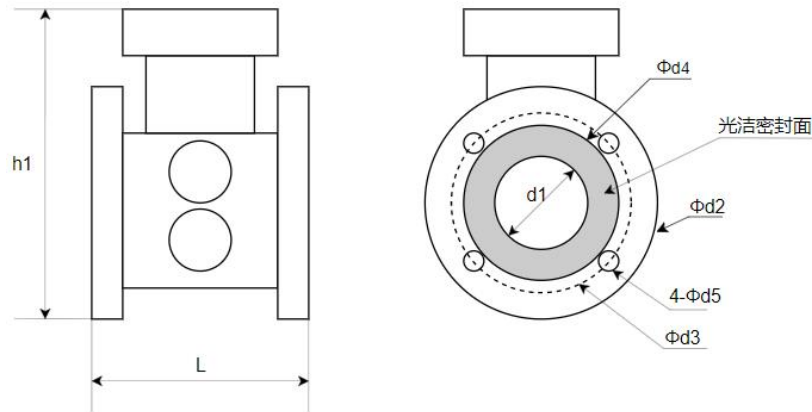
7) 气体继电器应定期校验。当气体继电器发出轻瓦斯动作信号时，应立即检查气体继电器，及时取气样校验，以判明气体成分，同时取油样进行色谱分析，查明原因及时排除。

8) 新安装的气体继电器必须经校验合格后方可使用；气体继电器应在真空注油完毕后再安装；瓦斯保护投运前必须对信号跳闸回路进行保护试验。

9) 选用的气体继电器应通过有资质的机构开展型式试验，并提供型式试验报告。

10) 气体继电器应能在小于 13Pa 的高真空度下持续 72h 不发生渗漏，包括气体继电器内部的干簧触点玻璃管和浮球。

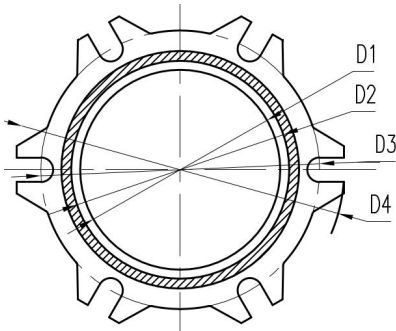
11) 气体继电器接线孔尺寸 M25-1.5，外形及安装尺寸应满足以下要求（2024 年 7 月 1 日之前为过渡期，过渡期期间如尺寸无法满足要求，应以书面方式通知并取得用户确认。）：



管道公称内径	安装法兰尺寸				外形尺寸
d1	d2	d3	d4	d5	L
80	200	160	138	18	195
尺寸单位 mm					

7.8 压力释放阀

- 1) 变压器应装设压力释放阀，压力释放装置可重复动作。
- 2) 应根据变压器油量合理配置压力释放阀数量（500kV 及 220kV 变压器应配置 2 个及以上，110kV 变压器应配置 1-2 个）。
- 3) 每套装置应配有机械式动作指示器及防潮密封的报警接点（一常开及一常闭）。二次电缆不应有二次转接端子盒，应直接接入变压器本体端子箱（控制箱）。
- 4) 压力释放阀指示应手动复位。
- 5) 压力释放阀应有专用释放管道，并不能对准取样位置。
- 6) 压力释放阀与油箱间应装设阀门，并具有明显的常开标识。
- 7) 压力释放阀导引管的管径不应小于压力释放阀管径，管口末端距地面距离宜为 300mm。压力释放阀的释放压力应与油箱机械强度实现良好配合。
- 8) 压力释放装置设置在油箱顶盖上的边沿部位，对有多个压力释放阀的，应合理选择其安装布置位置，以利于变压器内部故障时压力的释放和保护。压力释放装置应设有排油管引向地面附近以引导向下排放油气，并使油远离控制箱等。当变压器通过穿越性短路电流时，压力释放装置不应动作。压力释放阀应采用利于二次接线头防水的安装方式（下倾式）。
- 9) 压力释放装置应有良好的防潮、防水措施，外壳防护等级 IP55。
- 10) 投标方供货的压力释放阀应按照“JB/T 7065《变压器用压力释放阀》”及“JB/T 7069《变压器用压力释放阀试验导则》”进行包括开启时间试验等项目的全套例行试验。
- 11) 压力释放阀接线孔尺寸 M20-1.5，安装法兰尺寸应满足以下要求（2024 年 7 月 1 日之前为过渡期，过渡期期间如尺寸无法满足要求，应以书面方式通知并取得用户确认。）：



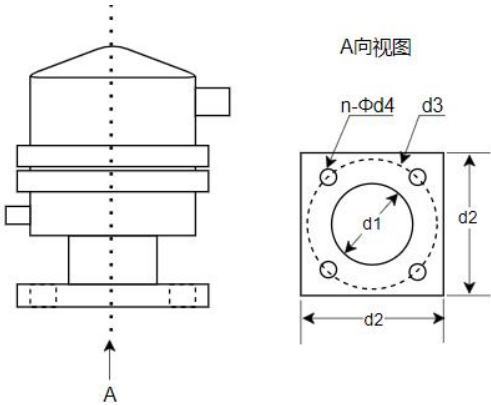
喷油口径	安装法兰尺寸				螺栓规格
DN	d1	d2	d3	d4	/
130	172	181	235	260	6-M16

7.9 速动油压继电器

当内部压力上升速度大于 2kPa/s 时，继电器对应不同的压力上升速度应有不同的保护动作时间；动作时间应满足 JB/T 10430 的要求。继电器整体应能承受 100kPa 正压力的油压试验，历时 1h 无渗漏；应能承受小于 13.3Pa 真空度，持续 10min，结构件不得有永久变形和损伤。外壳防护等级 IP55。

变压器速动油压继电器应配置不锈钢或其他耐腐蚀材质防雨罩。

速动油压继电器接线孔尺寸 M20-1.5，安装法兰尺寸应满足以下要求（2024 年 7 月 1 日之前为过渡期，过渡期期间如尺寸无法满足要求，应以书面方式通知并取得用户确认。）：



名义直径	内径	外径	安装孔 *	螺栓孔径 *	螺栓孔数 *
DN	d1	d2	d3	d4	n
50	50	135	125	18	4

7.10 其他变压器配件

变压器其他零部件（如套管零部件、调压开关零部件等）性能应符合原设备厂家原厂出厂标准，并性能等同于原厂配件性能。具体安装尺寸、额定电压等参数应与现场变压器实际需求相匹配。

7 试验

根据相关国标和行标等有关标准及其补充说明进行各项试验,有关条款的特殊要求和补充应在试验期间遵守并执行,并提供相关试验报告。

8 产品对环境的影响

制造厂应该提供有关设备对环境影响所需要的材料。任何已知的化学危险和环境危害应在手册或使用说明中明确。

制造厂应该对有关设备的不同材料的使用寿命和拆除的程序给予必要的指导,对再循环使用的可能性给予简要说明。

9 技术文件要求

在设备到货时,要求提供资料如下:

- a. 检修零部件清单;
- b. 检修调试报告;
- c. 产品安装说明书或产品使用手册。

10 监造、包装、运输、安装及质量保证

11.1 监造

本技术规范书采购检修备件无监造要求。

11.2 包装

1) 要严格按照制造厂给出的说明书对设备进行包装、运输和储存。制造厂应在交货前的适当时间提供设备的运输和储存说明书。

2) 设备制造完成并通过试验后应及时包装, 否则应得到切实的保护。其包装也应符合铁路、公路和海运部门的有关规定。

3) 包装箱上应有明显的包装储运图示标志, 并应标明招标方的订货号和发货号。

4) 设备的包装应能保证设备各零部件在运输过程中不致遭到脏污、损坏、变形、丢失及受潮。对于其中的绝缘部件及由有机绝缘材料制成的绝缘件应特别加以保护, 以免损坏和受潮。对于外露的接触表面, 应有预防腐蚀的措施。所有运输措施均应经过验证。凡有运输损坏, 应由制造厂负责赔偿。

11.3 运输

1) 设备单独运输的零部件应有标志, 便于用户安装装配。

2) 整体产品或分别运输的部件, 都要适合于运输及装卸的要求。

3) 制造厂应提供按全部解体检修用的备品备件和装用机具, 随同产品发运。

4) 随同运输的产品应附有装箱清单, 产品所需提供的技术资料应完整无缺。

11.4 质量保证

1) 全部设备必须是全新的，持久耐用的，应满足作为一个完整产品所能满足的全部要求。投标方应保证设备在规定的使用条件下运行、并按使用说明书进行安装和维护、预期使用寿命应不少于 3 年。

2) 投标方应对其整组设备在到货后提供不少于 2 年的“三包”质量保证。之后如发生产品损坏，投标方应及时为本组装置提供维修部件，并按最近的投标价提供。

11 技术差异表

投标方应将所供设备与本技术规范书技术文件有差异之处，无论优于或劣于本技术规范书技术文件要求，均汇集至表 12.1。

表 12.1 技术差异表 （投标方填写）

序号	招 标 文 件		投 标 文 件	
	条 目	简 要 内 容	条 目	简 要 内 容

投标方：_____ 盖章：_____

12 投标方需说明的其他问题

如有需说明的其他问题，投标方应通过书面形式提交，并加盖公章。