Q/CSG

中国南方电网有限责任公司企业标准

Q/CSG1206007-2017

代替 Q/CSG114002-2011，Q/CSG1205001-2014

电力设备检修试验规程

杭州高电
专业高试铸典范
Professional high voltage test
高压测量仪器智造|电力试验工程服务

2017-06-01 发布　　2018-01-01 实施

中国南方电网有限责任公司　发布

目　次

前　言 III
1　范围 1
2　规范性引用文件 1
3　术语和定义 5
4　总则 9
5　检修策略制定 11
6　电力变压器及电抗器 15
7　互感器 53
8　敞开式断路器 67
9　敞开式隔离开关 84
10　GIS（含 HGIS） 90
11　高压开关柜 103
12　避雷器 111
13　电容器 116
14　电力电缆 126
15　35KV 及以上的架空输电线路 131
16　母线 135
17　绝缘子 137
18　接地网 139
19　中性点接地装置 144
20 套管（穿墙套管） 148
21　站用电源 151
22　直流设备 154
23　串补装置 220
24　固定式直流融冰装置 226
25　发电设备 230
26　绝缘油 247
27　SF_6 气体 250
附录 A(资料性附录)干式空心电抗器匝间绝缘检测试验方法 252
附录 B(规范性附录) 绝缘子的交流耐压试验电压标准 255

附录 C(资料性附录) 污秽等级与现场污秽度 256
附录 D(资料性附录)有效接地系统接地网安全性状态评估的条件、项目和周期 257
附录 E(资料性附录) 消弧线圈模拟测量电容电流操作方法 259
附录 F(资料性附录)蓄电池检测维护指标 261
附录 G(规范性附录) 同步发电机和调相机定子绕组的交流试验电压、老化鉴定和硅钢片单位损耗 263
附录 H(资料性附录) 其他发电设备的检修项目、周期、要求和负责专业 267
H.1 直流电机 267
H.2 交流电动机 268
H.3 主进水阀 270
H.4 尾闸 271
H.5 调速系统 273
H.6 励磁系统 276
H.7 静止变频器 277
H.8 发电机出口母线设备 279
H.9 机组监控系统 283
H.10 厂用电系统 284
H.11 电厂直流电源系统 285
H.12 UPS 系统 285
H.13 水工建筑物 286
H.14 水工观测系统 289
H.15 水情测报系统 290
H.16 公用油系统 293
H.17 压缩空气系统 294
H.18 厂房水系统 296
H.19 水工机械设备（常规电厂） 297
H.20 水工机械设备（蓄能电厂） 300
H.21 厂房通风空调系统 304
H.22 厂房消防系统 311
H.23 机组振动系统 314
H.24 时间同步设备 315
H.25 同期装置 316
H.26 桥式起重机 317

前　言

公司 2011 年 11 月 14 日修订颁布了 Q/CSG　114002-2011《电力设备预防性试验规程》（南方电网生〔2011〕49 号文），2014 年 9 月 22 日颁布了 Q/CSG　1205001-2014《电力设备检修规程》（南方电网设备〔2014〕23 号文），上述两规程自颁布以来为公司电网安全运行发挥了重要作用。为全面实施精益管理，落实“总部抓总、省公司做实、基层强基”的管控思路，逐步实现由周期性检修向状态检修过渡的目标，公司将上述两规程合编为新的《电力设备检修试验规程》（以下简称本标准）。本标准通过总结规范化检修的执行情况，应用规范化检修的研究成果，对运维巡检、检修、试验等多专业的工作内容进行全面的优化融合，旨在减少传统不同工种因执行不同规程而产生的矛盾，减少设备重复停电，提高生产效率，提高供电可靠性，同时也使相关生产管理部门更方便、更全面掌握设备健康信息，从而更有利于保障设备安全运行。

本标准与 Q/CSG　114002-2011 和 Q/CSG　1205001-2014 相比，主要变化如下：

——增加了相关的术语、定义（见 3）；

——增加了变压器中性点保护间隙（见 6.3）；

——增加了变压器中性点隔直装置（见 6.4）；

——增加了输电线路用无间隙金属氧化物避雷器（见 12.3）；

——增加了静止无功补偿装置（见 13.3）；

——增加了接地网巡维相关内容(见 18)；

——完善了中性点接地装置相关内容，并增加了故障相接地装置(见 19)；

——增加了站用交流电源（见 21.3）；

——增加了交流滤波器 SF_6 断路器（见 22.12）；

——增加了直流输电接地极（见 22.15）；

——增加了固定式直流融冰装置（见 24）；

——增加了发电设备和设施(见规范性附录 H)；

——增加了根据Ⅰ、Ⅱ管控级别设备需要关注的运维和检测内容；

——完善了电力电缆部分的相关内容 (见 14 章)。

本标准由中国南方电网有限责任公司生产技术部提出、归口并解释。

本标准主要起草单位：广东电网有限责任公司、中国南方电网超高压输电公司、中国南方电网调峰调频发电公司

本标准主要起草人：梁文进、李志强、陈曦、欧阳旭东、杨贤、吕鸿、王锐、郝志杰、杨小龙、樊灵孟、喇元、李战鹰、刘昌、李谦、欧小波、赵东生、钱艺华、黎晓淀、余欣、王伟平、龙启、黄小凤、周海滨、马志钦、梅成林、马明、黄杨珏、黄振、王流火、万四维、盛康、伍衡、李德华、梁莉雪、王晓翼、姚远、苏贲、郭杏、阙陡博

本标准参与起草人：

广东电网有限责任公司：胡卫、魏俊涛、肖磊石、冉旺、黄成吉、陈锐、涂小涛、付强、张英、姚

积坤、张乾良、谢志杨、金向朝、何满棠、邓岳华、张云、寨战争、蔡仲宁、林悦德、陈权、张贤超、魏东亮、何文、孙剑平、廖雁群、杨震洋、袁智斌、陈剑平

中国南方电网超高压输电公司：梁家豪、侯明春、何平、黎建平、梁秉岗、石延辉、陆春玉、崔鹏飞、王竣、隆世锋、楚金伟、瞿少君、梁晨、朱旭东、陈伟民、韦晓星、郭树永、叶建铸、钟红乐、张富春、李成、余海翔

中国南网电网调峰调频发电公司：冯焕、彭铖、高彦明、蔡进高、陈龙骧、杨伟坡、冯时、王乐、梁尧昌、黄果芳、金垚、陈强、孙玉明、王晶喆、李燚、千鑫、周海荣、曾勇滔、张鑫、刘军、姚永博、莫理、彭纬伟、张彬、余传宽、雍学模、李奇罡、郑方航、周密、李应启、胡道平

广西电网有限责任公司：于荣华、朱立平、蒲金雨、范彬、刘陈瑶、黄静雯、林瑞强、郭剑、钟红乐

贵州电网有限责任公司：邢懿、陈林、陈东、朱凡、刘浩凡、韦远武、王富林

云南电网有限责任公司：孙海斌、王建伟、李骞、程志万、高振宇、杨春欢、朱劲松

海南电网有限责任公司：郑鸿彦、卢家祥、符显伟、程范贤、马前、符国柄、张健全、蓝志晖

广州供电局有限公司：熊俊、夏永强、李广茂、周哲、洪海程、乔亚军、蔡蒂、邹志良、商国东、黄丹青、罗红、黄嘉盛、陈文教、黄晓天、易鹭

深圳供电局有限公司：刘昕鹤、廖伟兴、江韬、骆思佳、黄炜昭、罗智奕

南方电网科学研究院有限责任公司：张曦、彭在兴、张巍、王颂

本标准主要审查人：牛保红、马辉、李林发、何宏明、陈剑光、夏谷林、巩宇、谢植飚、肖宁、陈宇民、邢锋、林李波、伍国兴

本标准由中国南方电网有限责任公司标准化委员会批准。

本标准自 2018 年 1 月 1 日起实施。

本标准自实施之日起，原 Q/CSG 114002-2011《电力设备预防性试验规程》和 Q/CSG 1205001-2014《电力设备检修规程》即行废止。凡公司执行的其他标准（包括企业标准、行业标准、国家标准）涉及电力设备预防性试验和检修的项目、内容、要求等与本标准有不相符的，以本标准为准（强制性条款除外）。

执行中如有问题和意见，请及时反馈中国南方电网有限责任公司生产技术部。

电力设备检修试验规程

1 范围

本标准规定了各种电力设备预防性试验及检修的项目、周期和要求，用以判断设备是否符合运行条件以及指导运维人员开展设备的维护、检修、试验工作。

本标准适用于中国南方电网 800kV 及以下的交直流发输变电设备。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件。凡是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 311.1 绝缘配合 第 1 部分：定义、原则和规则

GB/T 507 绝缘油 击穿电压测定法

GB/T 1032 三相异步电动机试验方法

GB/T 1094.1～.12 电力变压器

GB 1984 高压交流断路器

GB 1985 高压交流隔离开关和接地开关

GB 2536 电工流体变压器和开关用的未使用过的矿物绝缘油

GB/T 3048.12 电线电缆电性能试验方法 第 12 部分：局部放电试验

GB 3906 3.6kV～40.5kV 交流金属封闭式开关设备和控制设备

GB 5273 变压器、高压电器和套管的接线端子

GB/T 6451 油浸式电力变压器技术参数和要求

GB/T 7252 变压器油中溶解气体分析和判断导则

GB/T 7354 局部放电测量

GB/T 7595 运行中变压器油质量

GB/T 7597 电力用油（变压器油、汽轮机油）取样方法

GB/T 7894 水轮发电机基本技术条件

GB/T 8349 金属封闭母线

GB/T 8564 水轮发电机组安装技术规范

GB/T 8905 六氟化硫电气设备中气体管理和检验导则

GB/T 8926 在用的润滑油不溶物测定法

GB 9326.1 交流 500kV 及以下纸或聚丙烯复合纸绝缘金属套充油电缆及附件 第 1 部分：试验

GB 9326.5 交流 500kV 及以下纸或聚丙烯复合纸绝缘金属套充油电缆及附件 第 5 部分：压力供油箱

GB 10230.1～.2 分接开关

GB/T 11022 高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求

GB 11023 高压开关设备六氟化硫气体密封试验方法

GB/T 11024.1 标称电压 1000V 以上交流电力系统用并联电容器 第 1 部分：总则

GB 11032 交流无间隙金属氧化物避雷器

GB 11120 涡轮机油

GB 12022 工业六氟化硫

GB/T 14478 大中型水轮机进水阀门基本技术条件

GB/T 18494.2 变流变压器 第 2 部分：高压直流输电用换流变压器

GB 20840.1～.8 互感器

GB/T 20990.1 高压直流输电晶闸管阀 第 1 部分：电气试验

GB/T 20992 高压直流输电用普通晶闸管的一般要求

GB/T 21420 高压直流输电用光控晶闸管的一般要求

GB/T 25091 高压直流隔离开关和接地开关

GB/T 25092 高压直流输电用干式空心平波电抗器

GB/T 26166 ±800kV 直流系统用穿墙套管

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

GB/T 26218.3 污秽条件下使用的高压绝缘子的选择和尺寸确定 第 3 部分：交流系统用复合绝缘子

GB/T 32508 绝缘油中腐蚀性硫(二苄基二硫醚)定量检测方法

GB/T 50065 交流电气装置的接地设计规范

GB 50150 电气装置安装工程电气设备交接试验标准

GB 50169 电气装置安装工程接地装置施工及验收规范

GB 50545 110kV～750kV 架空输电线路设计规范

DL/T 253 直流接地极接地电阻、地电位分布、跨步电压和分流的测量方法

DL/T 263 变压器油中金属元素的测定方法

DL/T 345 带电设备紫外诊断技术应用导则

DL/T 352 直流断路器检修导则

DL/T 354 换流变压器、平波电抗器检修导则

DL/T 355 滤波器及并联电容器装置检修导则

DL/T 417 电力设备局部放电现场测量导则

DL/T 429.6 电力系统油质试验方法-运行油开口杯老化测定法

DL/T 429.7 电力系统油质试验方法-油泥析出测定法

DL/T 432 电力用油中颗粒污染度测量方法

DL/T 437 高压直流接地极技术导则

DL/T 475 接地装置特性参数测量导则

DL/T 486 高压交流隔离开关和接地开关订货技术条件

DL/T 506 六氟化硫电气设备中绝缘气体湿度测量方法

DL/T 507 水轮发电机组启动试验规程

DL/T 540 气体继电器检验规程

DL/T 572 电力变压器运行规程

DL/T 573 电力变压器检修导则

DL/T 574 变压器分接开关运行维修导则

DL/T 593 高压开关设备和控制标准的共用技术条件

DL/T 596 电力设备预防性试验规程

DL/T 617 气体绝缘金属封闭开关设备技术条件

DL/T 626 劣化盘形悬式绝缘子检测规程

DL/T 627 绝缘子用常温固化硅橡胶防污闪涂料

DL/T 664 带电设备红外诊断应用规范

DL/T 722 变压器油中溶解气体分析和判断导则

DL/T 727 互感器运行检修导则

DL/T 741 架空输电线路运行规程

DL/T 780 配电系统中性点接地电阻器

DL/T 817 立式水轮发电机检修技术规程

DL/T 835 水工钢闸门和启闭机安全检测技术规程

DL/T 840 高压并联电容器技术条件

DL/T 862 水电厂非电量变送器、传感器运行管理与检验规程

DL/T 887 杆塔工频接地电阻测量

DL/T 911 电力变压器绕组变形的频率响应分析法

DL/T 915 六氟化硫气体湿度测定法(电解法)

DL/T 941 运行中变压器用六氟化硫质量标准

DL/T 984 油浸式变压器绝缘老化判断导则

DL/T 1000.3 标称电压高于 1000V 交流架空线路用绝缘子使用导则

DL/T 1009 水电厂计算机监控系统运行及维护规程

DL/T 1014 水情自动测报系统运行维护规程

DL/T 1057 自动跟踪补偿消弧线圈成套装置技术条件

DL/T 1093 电力变压器绕组变形的电抗法检测判断导则

DL/T 1096 变压器油中颗粒度限值

DL/T 1205 六氟化硫电气设备分解产物试验方法

DL/T 1218 固定式直流融冰装置通用技术条件

DL/T 1253 电力电缆线路运行规程

DL/T 1278 海底电力电缆运行规程

DL/T 1299 直流融冰装置试验导则

DL/T 1359 六氟化硫电气设备故障气体分析和判断方法

DL/T 1366 电力设备用六氟化硫气体

DL/T 1459 矿物绝缘油中金属钝化剂含量的测定 高效液相色谱法

DL/T 1532 接地网腐蚀诊断技术导则

DL/T 1554 接地网土壤腐蚀性评价导则

DL/T 1568 换流阀现场试验导则

DL/T　1582　直流输电阀冷系统仪表检测导则

DL/T　25093　高压直流系统交流滤波器

DL/T　25308　高压直流输电系统直流滤波器

JB/T　4730　承压设备无损检测

JB/T　7490　霍尔电流传感器

JB/T　8168　脉冲电容器及直流电容器

SL　105　水工金属结构防腐蚀规范

防止电力生产事故的二十五项重点要求（国能安全[2014]161 号）

Q/CSG　1203003-2013　变电站直流电源系统技术规范

南方电网公司变电站充电机、蓄电池维护检修手册（试行）(设备[2014]3 号文)

3　术语和定义

3.1　检修（A、B、C）：

检修是指为保障设备的健康运行，对其进行检查、检测、维护和修理的工作，设备的检修分为 A，B，C 三类。 原则上 A 类检修应包括所有 B 类检修项目，B 类检修应包含 C 类检修项目。

A 类检修是指设备需要停电进行的整体检查、维修、更换、试验工作。

B 类检修是指设备需要停电进行的局部检查、维修、更换、试验工作；需要停电或不停电进行周期性的试验工作。

B1 检修是指设备需要停电进行的局部检查、维修、更换、试验工作。

B2 检修是指设备需要停电或不停电进行的周期性试验工作。

C 类检修是指设备不需要停电进行的检查、维修、更换、试验工作。

C1 检修是指一般巡维，即日常巡视过程中需对设备开展的检查、试验、维护工作。

C2 检修是指专业巡维和动态巡维，即特定条件下，针对设备开展的诊断性检查、特巡、维修、更换、试验工作。

3.2　管控级别

供电局根据设备健康度和重要度评价结果，按照设备风险矩阵（见图 1）确定设备的管控级别，设备管控级别从高到低划分为“Ⅰ级、Ⅱ级、Ⅲ级和Ⅳ级”。

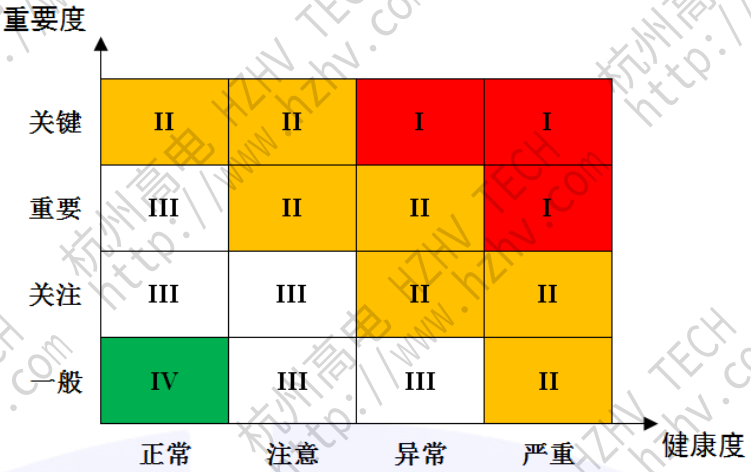


图 1　设备风险矩阵

3.3　预防性试验

为了发现运行中设备的隐患，预防发生事故或设备损坏，对设备进行的检查、试验或监测，也包括取油样或气样进行的试验。

3.4　在线监测

在不影响设备运行的条件下，对设备状况连续或定时进行的监测，通常是自动进行的。

3.5　带电测试

对在运行电压下的设备，采用专用仪器，由人员参与进行的测试。

3.6　红外检测

利用红外技术对电力系统中具有电流、电压致热效应或其他致热效应的带电设备进行检测和诊断。

3.7　绕组变形测试

利用频率响应分析及电抗法对变压器绕组的特性进行测试，判断其是否存在扭曲、断股、移位、松脱等变形现象。

3.8　局部放电带电测试

利用特高频、超声波、地电波等技术对运行中的电气设备（如 GIS、变压器、电缆系统、开关柜等）进行局部放电带电测试，判断其是否存在绝缘缺陷。

3.9　电容隔直装置

一种串接在变压器中性点与大地之间、使用电容器隔离直流偏磁流入变压器绕组的电气装置。

3.10　接地网安全性状态评估

对表征变电站接地网状态的接地阻抗、地线分流系数、接触电压、跨步电压、地网电位分布等参

数进行实测和数值分析，结合接地网完整性和腐蚀性检查与诊断，综合评价变电站发生短路故障情况下，地网电位升高、网内电位差、跨步电位差和接触电位差等指标是否满足一、二次设备安全和人员安全的要求。

3.11 现场污秽度(SPS)

在经过适当的积污时间后记录到 ESDD/NSDD 的最大值。

3.12 等值盐密（简称“盐密”，ESDD)

溶解在给定的去离子水中时与从绝缘子一个给定表面清洗下的自然沉积物有相同体积电导率的氯化钠（NaCl）的量除以该表面的面积，一般用 mg/cm^2 表示。

3.13 不溶沉积物密度（简称“灰密”，NSDD）

从绝缘子一个给定表面上清洗下的不溶残留物的量除以该表面的面积，一般用 mg/cm^2 表示。

3.14 固定串联电容器补偿装置

将电容器串接于输电线路中，并配有旁路断路器、隔离开关、串补平台、支撑绝缘子、控制保护系统等附属设备组成的装置（简称“固定串补”)。

3.15 晶闸管控制串联电容器补偿装置

将并联有晶闸管阀及其电抗器的电容器串接于输电线路中，并配有旁路断路器、隔离开关、串补平台、支撑绝缘子、控制保护系统等附属设备组成的装置（简称“可控串补”)。

3.16 金属氧化物限压器

由电阻值与电压呈非线性关系的电阻组成的电容器组过电压保护设备。

3.17 触发型间隙

在规定时间内承载被保护部分的负载电流或（和）故障电流，以防止电容器过电压或金属氧化物限压器过负荷的受控触发间隙。

3.18 阻尼装置

用来限制电容器相组保护设备旁路操作时产生的电容器放电电流的幅值和频率，并使之快速衰减的设备。阻尼装置有阻尼电阻和阻尼电抗器。

3.19 旁路断路器

旁路断路器是一种专用的断路器，要求其具有快速合闸能力，用来旁路串联补偿设备，是串联补偿装置投入和退出运行的主要操作设备。

3.20 电阻分压器

利用串联电阻对高电压进行分压的分压器。

3.21 消弧线圈

调匝式消弧线圈 采用有载调节开关改变工作绕组的匝数，达到调节电感的目的。

高短路阻抗式消弧线圈 是把高短路阻抗变压器的一次绕组作为工作绕组接入配电网中性点，二次绕组作为控制绕组由两个反向连接的可控硅短接，调节可控硅的导通角由 0～180 °之间变化，使可控硅的等效阻抗在无穷大至零之间变化，进而实现电感连续可调。

调容式消弧线圈 是在消弧线圈的二次侧并联若干组用可控硅(或真空开关)通断的电容器，用来调节二次侧电容的容抗值，从而实现一次侧电感的调节。

调气隙式消弧线圈 通过移动铁心改变磁路磁阻实现电感连续可调。

直流偏磁式消弧线圈 采用交流线圈内布置一个磁化铁心段，通过施加直流励磁电流改变铁心的磁导，从而实现电感的连续可调。

磁阀式消弧线圈 利用可控硅轮流导通在消弧线圈回路中形成直流励磁电流，改变铁心的磁饱和程度，从而改变消弧线圈电抗值的目的。

3.22 换流阀

换流阀是将交流电变成直流电（称为“整流”），或者把直流电变换为交流电（称为“逆变”）的电气设备，通常包括六脉动换流阀和十二脉动换流阀。

3.23 内冷却水

在换流阀冷却系统管路内循环流动，用来作为换流阀热转移介质的纯水，一般指阀内一次冷却水。

3.24 外冷却水

通过热交换器与阀内冷却水进行热交换，将热量带出室外的冷却水，一般指对阀冷却水进行冷却的二次冷却水。

3.25 风冷却器

使用空气作为媒介与阀内冷却水进行热交换，将热量带出室外的冷却装置。

3.26 交流滤波器

为降低交流母线上的谐波电压和注入相连的交流系统的谐波电流而设计的滤波器。

3.27 平波电抗器

在直流侧与换流器单元或换流器单元组串联的，主要用于平滑直流电流和降低暂态电流的电抗器。

3.28 直流滤波器

与平波电抗器和直流冲击电容器（如有）配合，主要功能是降低高压直流输电线和（或）接地极线路电流或电压波动的滤波器。

3.29 **接地极**

可持续地为直流系统传递直流电流的接地装置，由若干组接地导体和活性填充材料组成。

3.30 **发电设备**

主要包括机组及其附属设备，含（水泵）水轮机、（电动）发电机、进水阀、发电机出口母线设备、励磁系统、静止变频器系统、调速器、直流及 UPS、尾闸以及主要水工设施和建筑物（大坝、闸门、压力水管道、调压井等）等。

3.31 **符号**

U_n 设备额定电压

U_m 设备最高电压

U_0/U 电缆额定电压(其中 U_0 为电缆导体与金属套或金属屏蔽之间的设计电压，U 为导体与导体之间的设计电压)

U_{1mA} 避雷器直流 lmA 下的参考电压

tanδ 介质损耗因数

RTV 泛指常温固化硅橡胶防污闪涂料（Room temperature vulcanized silicone rubber anti-pollution coating），RTV 依照 DL/T 627 分为普通 RTV-Ⅰ型和加强 RTV-Ⅱ型

MSC 多模星形耦合器（Multimode Star Coupler）

RPU 恢复保护单元（Recovery Protection Unit）

SER 事件记录顺序（Sequence of Events Recording）

TVM 晶闸管电压监测（板）（Thyristor Voltage Monitoring）

3.32 **常温**

本标准中使用常温为 10℃～40℃。

4 总则

4.1 本标准是发输变电设备预防性试验和维护检修应遵守的基本原则，中国南方电网有限责任公司所辖相关设备均应按本标准的要求进行维护检修工作。本标准所规定的各项试验和检修标准，是电力设备技术监督工作的基本要求，是电力设备全过程管理工作的重要组成部分。在设备的维护检修工作中必须坚持预防为主，积极地对设备进行维护，使其能长期安全、经济运行。

4.2 预试检修工作应以发现、消除隐患和缺陷为重点，恢复设备性能和延长设备使用寿命为目标，坚持“应试必试、试必试全，应修必修、修必修好”的原则，在充分开展综合状态评价的基础上，合理制定

检修策略，实现由周期性检修逐步向状态检修过渡的目标。（具体要求详见第 5 章）。

4.3　本标准未包含的电力设备或检修试验项目，其检修试验要求可参照厂家说明书（维护检修手册）执行。

4.4　本标准给出的设备检修试验项目的周期为基准周期，对一些特定设备（如：担负为重要用户供电的设备;存在家族性缺陷需要采取一定反事故措施的设备等)进行的带电检测与停电试验,其试验项目、要求和安排可另行规定。

4.5　特殊情况需要改变设备的试验方法、增删试验项目、降低试验标准时，由各供电局（电厂）负责生产的总工或副局长（副厂长）批准执行，发电厂主设备、220kV 及以上电气设备应报分（子）公司生产技术部、电力科学研究院（试验中心）备案。对老旧设备（运行 20 年以上），可根据设备状态适当缩短试验周期或增加试验项目。

4.6　在试验检修周期的安排上应尽量将同间隔设备调整为相同周期，需停电取油样或气样的化学试验周期调整到与电气试验周期相同。

4.7 对于新投运的设备，在投运后一年内及时进行首次预防性试验和机构检查，可以及早获取设备运行后的重要状态信息。预防性试验和检修周期在首检完成后开始计算。

4.8　110kV 及以上设备经交接试验后超过 6 个月未投入运行、或运行中设备停运超过 6 个月的，35kV 及以下设备经交接试验后超过 12 个月未投入运行、或运行中设备停运超过 12 个月的，在投运前应进行测量绝缘电阻、tanδ、绝缘油的水分和击穿电压、绝缘气体湿度等非破坏性试验，其中对于 GIS 完整备用间隔经交接试验后未超 1 年投入运行,或运行中设备停运未满 1 年的,在投运前,若其绝缘气体组分、湿度等测试结果合格者，可不进行耐压试验或采取空充替代常规耐压。

4.9　进行耐压试验时,应尽量将连在一起的各种设备分开来单独试验(制造厂装配的成套设备不在此限)。同一试验电压的设备可连在一起进行试验。已有单独试验记录的若干不同试验电压的电力设备，在单独试验有困难时，也可以连在一起进行试验，此时，试验电压应采用所连设备中的最低试验电压。

4.10　当电力设备的额定电压与实际使用的额定电压不同时，应根据以下原则确定试验电压：

a) 当采用额定电压较高的设备以加强绝缘时，应按照设备的额定电压确定其试验电压；

b) 当采用额定电压较高的设备作为代用时，应按照实际使用的额定电压确定其试验电压；

c) 为满足高海拔地区的要求而采用较高电压等级的设备时，应在安装地点按实际使用的额定工作电压确定其试验电压。

4.11　在进行与温度和湿度有关的各种试验(如测量直流电阻、绝缘电阻、tanδ、泄漏电流等)时，应同时测量被试品的温度和周围空气的温度和湿度。进行绝缘试验时，被试品温度不应低于+5℃，户外试验应在良好的天气下进行，且空气相对湿度一般不高于 80%。

4.12　有条件进行带电测试或在线监测的设备应积极开展带电测试或在线监测，当带电测试或在线监测发现问题时应进行停电试验进一步核实。如经实际应用证明利用带电测试或在线监测技术能达到停电试验的效果，可以延长停电试验周期或不做停电试验，同时报分（子）公司生产技术部、电力科学研究院

（试验中心）备案。

4.13 检修试验用仪器、仪表及工器具的准确级及技术特性应符合国家、行业等要求，并在检验合格有效期内。

4.14 如不拆引线不影响对试验结果的相对判断时，宜采用不拆引线试验的方法进行。

4.15 设备进行维护检修时，检查结果应与该设备历次检查结果和同类设备的检查结果相比较，进行全面分析和判断，根据变化规律和趋势，做出正确结论。

4.16 因产品结构原因无法实施的项目，应提出替代的试验检修项目和要求，报分（子）公司审批。

5 检修策略制定

5.1 总体要求

检修试验工作要以消除隐患和缺陷为重点，恢复设备性能和延长设备使用寿命为目标，坚持“应试必试、试必试全，应修必修、修必修好”的原则。“应”就是指要通过综合状态评价，全面准确的掌握设备的健康状态，根据设备状态评价的结果合理制定检修策略，明确设备检修试验的周期及项目，最终形成可执行的检修计划。

检修策略的制定是指在确定检修试验需求的基础上，根据设备运行的状态，确定每台设备检修试验的周期及项目，即明确每台设备何时修，如何修的过程。应按照以下要求顺序进行。

5.2 **设备状态评价**

5.2.1 状态评价是指通过收集获取直接或间接表征设备运行状态的各类信息数据，准确评估设备运行健康状态的过程。状态评价是设备检修工作开展的基础，分为基准状态评价及综合状态评价。

5.2.1.1 基准状态评价：是对设备运行健康状态的预评价，即按照公司相关评价导则对设备健康状态进行扣分式评估。

5.2.1.2 综合状态评价：是指在基准状态评价的基础上，综合设备运行的多维度数据信息，全面准确的对设备的健康状态进行综合评估，应包含以下维度（不限于此）：

- 设备巡视检查信息；
- 离线试验数据（包括出厂、交接及历次试验结果等）；
- 在线监测及带电检测的数据（包括趋势分析结果等）；
- 运行工况信息（如开关累积开断电流、变压器遭受短路冲击次数、变压器运行负荷等）；
- 设备关键信息（有无家族批次性缺陷、同类设备隐患，设备历次检修情况、消缺情况等）；
- 设备故障风险；
- 全生命周期综合成本。

综合状态评价应由具备综合多维度数据分析能力，熟悉设备状态评价原则要求及设备结构特性的专业人员开展。

应以综合状态评价结果为依据开展检修策略制定。

5.2 梳理检修需要

制定相关设备的检修试验需求，形成设备检修需求计划。其依据来源主要包括：

- 本标准规定的检修试验项目、周期及要求，
- 厂家说明书（维护检修手册）中规定的检修试验项目、周期及要求；

5.3 确定检修策略

5.3.1 检修策略的来源

确定设备的检修策略，其依据来源主要包括：

- 设备综合状态评价的结果
- 设备检修需求计划；

5.3.2 检修试验项目根据其开展周期的特性，可分为定期检修试验项目及非定期检修试验项目。针对不同周期特性要求的项目，其检修策略制定原则要求分别如下：

5.3.2.1 定期检修策略制定要求

5.3.2.1.1 定期检修试验项目指本标准中规定了检修试验周期的项目（含 A 修、B1 修、B2 修、C1 修及 C2 修）。根据设备综合状态评价的结果，其检修策略制定要求（如表 1、图 1）所示。

表 1 定期检修策略制定要求

设备状态	正常状态	注意状态	异常状态	严重状态
定期检修试验周期调整要求	详见 5.3.2.1.2	不大于基准周期	适时开展（1 年内）	尽快开展

说明如下：

ⅰ.当设备综合状态评价为“严重状态”时，应根据状态评价的结果，以问题为导向，确定检修试验类型、内容及方案，尽快安排检修试验工作。实施前应加强设备巡视和监视。

ⅱ.当设备综合状态评价为“异常状态”时，应根据状态评价结果，以问题为导向，确定检修试验类型、内容及方案，适时安排检修试验工作（1 年以内）。实施前应加强设备巡视和监视。

ⅲ.当设备综合状态评价为“注意状态”时，应首先考虑加强设备巡视和监视，检修试验周期不得超过基准周期。

ⅳ.当设备综合状态评价为“正常状态”时，其固定周期（基准周期）可酌情延长，具体要求见 5.3.1.2。

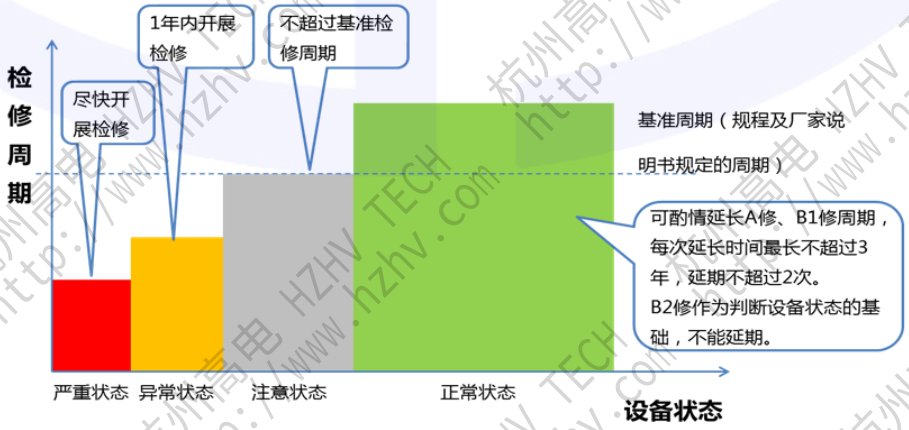


图 1 定期检修策略制定要求

5.3.2.1.2 当设备综合状态评价为“正常状态”时，检修策略制定应按如下要求执行：

- B2 修项目属于获取表征设备健康状态量的基础，其固定周期不得延长。
- C1、C2 修项目，本标准中规定的固定周期为开展此类项目的基准周期，其具体实施周期可按差异化运维策略的制定情况进行调整。
- A、B1 修项目，本标准中规定的固定周期为开展此类项目的基准周期，根据不同设备类型及特点，检修周期调整要求如表 2 所示。每次延期最长不能超过 3 年，延期不超过 2 次，累积延期最长不超过 6 年。

表 2 输变电一次主设备定期检修试验周期调整规定表（正常状态下）

序号	设备类型		检修类别	延期条件	延期要求	说明
1	电力变压器及电抗器		B1 修	综合状态评价无异常	最多延期一次	无定期 A 修项目
2	瓷柱式断路器本体		A、B1 修	综合状态评价无异常	累积最长不超过 6 年	/
3	瓷柱式断路器机构		A、B1 修	/	不得延期	/
4	瓷柱式隔离开关		A、B1 修	综合状态评价无异常	最多延期一次	/
5	GIS 本体		B1 修	综合状态评价无异常	累积最长不超过 6 年	无定期 A 修项目
			A 修		见“注 1”	/
6	GIS 机构		A、B1 修	/	不得延期	/
7	高压开关柜		B1 修	综合状态评价无异常	累积最长不超过 6 年	无定期 A 修项目
8	互感器		B1 修	综合状态评价无异常	最多延期一次	无定期 A 修项目
9	避雷器		B1 修	综合状态评价无异常	最多延期一次	无 A 修项目
10	电容器		B1 修	综合状态评价无异常	最多延期一次	无 A 修项目
11	电力电缆线路		B1 修	综合状态评价无异常	最多延期一次	无定期 A 修项目
12	架空线路		B1 修	综合状态评价无异常	最多延期一次	无 A 修项目
13	接地装置		A 修	综合状态评价无异常	累积最长不超过 6 年	B 修项目不得延期
14	蓄电池		B1 修	/	不得延期	无定期 A 修项目
15	直流设备	直流断路器本体	A、B1 修	综合状态评价无异常	累积最长不超过 6 年	/
		其他直流设备	A、B1 修	/	不得延期	/
16	串补装置		B1 修	综合状态评价无异常	最多延期一次	无 A 修项目
17	发电设备		A、B1 修	/	不得延期	/

注 1：对于 GIS 设备当达到厂家规定的 A 修周期或运行达到 24 年（厂家无明确规定），可抽取同厂家、同型号、同批次产品中运行状况最差的 2-3 个间隔进行解体检查（以分子公司为单位）。如解体检查确认设备状况良好，则应与厂家沟通协商后明确下一次抽检的周期；如解体检查发现存在问题，则应与厂家共同对发现的问题进行深入分析，并需增加抽检 2-3 个间隔，以确定是否为批次性问题。若确认为批次性问题，则应安排对该批次设备全部进行解体检修。

5.3.2.1.3 经研判需延长设备检修周期时，应执行以下管理及技术措施：

（1）属于 III 级、IV 级管控级别的设备，应由各供电局（电厂）负责生产的副局长（副厂长）批准执行、并报分（子）公司生产技术部备案；属于 I 级、II 级管控级别的设备，应由各供电局（电厂）安全生产第一责任人批准执行、并报分（子）公司生产技术部备案。坚持“谁签字，谁负责”的原则，严格把控检修试验工作质量。

注：I 级、II 级、III 级、IV 级管控级别是指根据设备的健康度及重要度情况，按照差异化运维策略的要求明确的设备管控级别。

（2）提交延长检修试验周期申请时，需认真分析评估设备的状态，并提交设备状态评估分析报告。

（3）各分（子）公司应对报备的延长检修试验周期设备的评审情况进行复核抽查，抽查比例额不小于 5%。

（4）设备定期检修试验周期延长后，应加强设备风险管控，增加设备巡视、检测的频次，必要时可提高设备管控级别。

（5）当已延期的设备状态在一个状态评价周期内发生变化时，其检修试验周期应按设备所处状态等级及时进行调整。

（6）对已批准延期的母线上连接设备（如：母线隔离开关等），在延长周期内，如果遇到母线停电工作时，应结合母线停电工作开展相关设备的停电检修工作。

（7）对已批准延期的其他设备，在延长周期内，如果遇到间隔停电工作时，应结合间隔停电开展相关设备的停电检修工作。

5.3.2.2 非定期检修策略制定要求

非定期检修试验项目指本标准中规定的检修试验周期不固定的项目（包括 A 修、B1 修、B2 修、C1 修及 C2 修），一般要求在“必要时”（本标准对各类设备不同检修试验项目要求的“必要时”均进行了解释）开展，即要求当达到“必要时”的触发条件时，应尽快开展相关检修试验项目。非定期检修试验项目策略制定整体原则如表 3 所示。

表 3 非定期检修策略制定原则

设备状态	正常状态	注意状态	异常状态	严重状态
非定期检修试验周期要求	尽快开展			

5.4 检修试验策略的实施

5.4.1 按照 5.3 中的原则要求明确检修策略后，应依据策略制定年度检修试验计划，并分解落实到月度和周工作计划中，确保策略的落实到位。

5.4.2 当因停电等原因而导致检修计划变更时，要及时分析制定并落实设备风险防控措施，加强设备运行监视及风险防控，制定设备故障风险的应急预案，做好相关应急物资准备。确保不发生因设备维护不到位而导致的电网安全事故事件。

6 电力变压器及电抗器

6.1 电力变压器

6.1.1 油浸式电力变压器

油浸式电力变压器的检修项目、周期、要求和负责专业（见表1）。

表1 油浸式电力变压器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
1	红外检测		C1	1个月	1）具体按DL/T 664执行。 2）检查引线接头、等电位连接片等导电部位。 3）检查本体温度分布，红外检查油面无异常，记录温度及负荷电流，温度异常时保存红外成像谱图。	运行	运行人员红外测试结果怀疑有异常时，高压试验人员开展复测。
			C2	I、II级管控下触发	1）具体按DL/T 664执行。 2）检查引线接头、等电位连接片等导电部位 3）检查本体温度分布，记录温度及负荷电流，并保存红外成像谱图。	试验	
			B2	1年			
2	变压器本体	温度检查	C1	1个月	1）顶层温度计、绕组温度计外观应完整，表盘密封良好，无进水、凝露现象。 2）温度指示正常。依照DL/T 572要求，现场温度计指示的温度、控制室温度指示装置、监控系统的温度基本保持一致，误差一般不超过5℃。	运行	运行巡视中（特别是在雨季及气温变化较大的天气时）要加强对110kV及以上主变油面温度计、绕组温度计等内部是否存在凝露情况的检查。防止由于凝露导致接点短路而引起变压器跳闸。
		油位检查	C1	1个月	1）油位计外观完整，密封良好，无进水、凝露现象 2）对照油温与油位的标准曲线检查油位指示在正常范围内。	运行	
		渗漏油检查	C1	1个月	1）法兰、阀门、冷却装置、油箱、油管路等密封连接处应密封良好，无渗漏痕迹。 2）油箱、升高座等焊接部位质量良好，无渗漏油迹象。	运行	
		声响和振动检查	C1	1个月	无异常振动声响	运行	
		铁心接地检查	C1	3个月	铁心、夹件外引接地应良好，测试接地电流在100mA以下（接地线引下至下部，具备运行中测量的条件时开展）。	运行	1）接地线引下至下部，具备运行中测量的条件时开展。 2)当油色谱试验判断铁心多点接地时，可首先进行该项目。
		温升对比检查	C2	I、II级管控下触发	根据主变负荷电流、环境温度、上层油温、绕组温度、油位指示，对比以前类似运行条件下的温升无明显异常，油温限值参照DL/T 572执行。	运行	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
	整体密封检查	B1	1）A 修后 2）必要时	1）35kV 及以下管状和平面油箱变压器采用超过油枕顶部 0.6m 油柱试验(约 5kPa 压力)，对于波纹油箱和有散热器的油箱采用超过油枕顶部 0.3m 油柱试验(约 2.5kPa 压力)，试验时间 12h 无渗漏。 2）110kV 及以上变压器在油枕顶部施加 0.035MPa 压力，试验持续时间 24h 无渗漏。	检修	1）试验时带冷却器，不带压力释放装置。 2）必要时，如： 怀疑密封不良时。
	全电压下空载合闸	B1	1）更换绕组后 2）必要时	1）全部更换绕组，空载合闸 5 次，每次间隔 5min。 2）部分更换绕组，空载合闸 3 次，每次间隔 5min。 3）记录励磁涌流幅值，对 220kV 及以上变压器需保存励磁涌流波形图。	运行	1）在运行分接上进行 2）由变压器高压侧或中压侧加压。 3）110kV 及以上的变压器中性点接地。 4）发电机变压器组的中间连接无断开点的变压器，可不进行。 5）必要时，如：新主变投运。
	油中溶解气体色谱分析	B2	1）新投运及 A 修后投运新的或 A 修后的 66kV 及以上的变压器和电抗器至少应在投运后 1 天、4 天、10 天、30 天各做一次检测。 2）运行中 500kV：3 个月； 220kV：6 个月； 35kV～110kV：1 年 3）必要时	1）根据 DL/T 722 投运前变压器油中溶解气体含量(μL/L)应小于以下数值。 500kV 及以上：总烃：10；H_2：10；C_2H_2：0.1 220kV 及以下：总烃：20；H_2：30；C_2H_2：0.1 2）运行变压器油中溶解气体含量(μL/L)超过以下数值时应引起注意。 总烃：150； H_2：150； C_2H_2：5 (35kV～220kV)，1 (500kV 及以上) 3）烃类气体总和的产气速率大于 6mL/d(开放式)和 12mL/d(密封式)，或相对产气速率大于 10%/月则认为设备有异常。	试验	1）总烃包括 CH_4、C_2H_4、C_2H_6 和 C_2H_2 4 种气体 2）溶解气体组份含量有异常时，可结合产气速率判断，必要时缩短周期进行跟踪分析，具体检测要求按照 DL/T 722 标准执行。 3）总烃含量低于注意值的设备不宜采用相对产气速率进行判断。 4）新投运的变压器应有投运前的测试数据。 5）必要时，如： —出口(或近区)短路后 —巡视发现异常； —在线监测系统告警等。 6）变压器油中溶解气体含 C_2H_2 且缓慢增长时，应缩短预防性试验周期，其中缩短色谱分析试验周期（500kV 变压器应安排专人每天分析在线监测数据，220kV 变压器缩短为 3 个月 1 次，110kV 变压器缩短为 6 个月 1 次），同时关注产气速率是否超过“规程”注意值。连续两年 C_2H_2 含量稳定，可恢复正常试验周期。 7）变压器油中总烃或 H_2 超注意值（150μL/L）时，应查明超注意值原因，同时关注气体产气速率是否超过“规程”

<table>
<tr><th>序号</th><th colspan="2">项目</th><th>类别</th><th>周期</th><th colspan="2">要求</th><th>负责专业</th><th>说明</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td colspan="2"></td><td></td><td>注意值。如果产气速率超过“规程”注意值应安排停电检查检修；如果产气速率未超过“规程”注意值，应缩短色谱分析试验周期（500kV 变压器应安排专人每天分析在线监测数据，220kV 变压器缩短为 3 个月 1 次，110kV 变压器缩短为 6 个月 1 次）。连续两年试验结果稳定，可恢复正常试验周期。</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td>油中水分，mg/L</td><td>B2</td><td>1）准备注入 35kV 及以上变压器的新油
2）投运前
3）35kV 及以上：运行中 1 年
4）必要时</td><td>投运前
110kV 及以下 ≤20
220kV ≤15
500kV ≤10</td><td>运行中
110kV 及以下≤35
220kV ≤25
500kV ≤15</td><td>试验</td><td>1）运行中设备，测量时应注意温度的影响，尽量在顶层油温高于 50℃时取样。
2）必要时，如：
—绕组绝缘电阻(吸收比、极化指数)测量异常时；
—渗漏油等。</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td>油中含气量，%(体积分数)</td><td>B2</td><td>500kV
1）新油注入前后
2）运行中：1 年
3）必要时</td><td colspan="2">投运前：≤1
运行中：≤3</td><td>试验</td><td>1）限值规定依据：GB/T 7595。
2）必要时，如：
—变压器需要补油时；
—渗漏油.</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td>油中糠醛含量，mg/L</td><td>B2</td><td>必要时</td><td colspan="2">1）含量超过下表值时，一般为非正常老化，需跟踪检测。
<table><tr><td>运行年限</td><td>1～5</td><td>5～10</td><td>10～15</td><td>15～20</td></tr><tr><td>糠醛含量</td><td>0.1</td><td>0.2</td><td>0.4</td><td>0.75</td></tr></table>2）跟踪检测时，注意增长率。
3）测试值大于 4mg/L 时，认为绝缘老化已比较严重。</td><td>试验</td><td>1）变压器油经过处理后，油中糠醛含量会不同程度的降低，在作出判断时一定要注意这一情况。
2）必要时，如：
—油中气体总烃超标或 CO、CO_2 过高；
—需了解绝缘老化情况时，如长期过载运行后、温升超标后等。</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td>油中颗粒度测试</td><td>B2</td><td>500kV
1）投运前
2）A 修后
3）必要</td><td colspan="2">1）投运前(热循环后)100mL 油中大于 5μm 的颗粒数≤2000 个。
2）运行时(含 A 修后)100mL 油中大于 5μm 的颗粒数≤3000 个。</td><td>试验</td><td>1）限值规定依据：DL/T 1096。
2）检验方法参考：DL/T 432。
3）必要时，如：
—变压器需要补油时；</td></tr>
</table>

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
			时			—变压器油污染时。
	绝缘油试验	B2	见26.1节			
	绕组直流电阻	B2	1）110kV及以下：6 年；220kV、500kV：3年 2）A 修后 3）无载分接开关变换分接位置 4）有载分接开关检修后 5）必要时	直流电阻测量结果应符合 GB/T 6451 的要求。 1）1600kVA 以上变压器，各相绕组电阻相互间的差别不应大于三相平均值的 2%，无中性点引出的绕组，线间差别不应大于三相平均值的 1%。 2）1600kVA 及以下的变压器，相间差别一般不大于三相平均值的 4%，线间差别一般不大于三相平均值的 2%。 3）与以前相同部位测得值比较，其变化不应大于 2%。	试验	1）如电阻相间差在出厂时超过规定，制造厂已说明了这种偏差的原因，则与以前相同部位测得值比较，其变化不应大于 2%。 2）有载分接开关应在所有分接处测量，无载分接开关在运行分接测量。 3）不同温度下电阻值按下式换算： $R_2=R_1(T+t_2)/(T+t_1)$，式中 R_1、R_2 分别为在温度 t_1、t_2 下的电阻值；T 为电阻温度常数，铜导线取 235，铝导线取 225 4）封闭式电缆出线或 GIS 出线的变压器，电缆、GIS 侧绕组可不进行定期试验。 5）必要时，如： —本体油色谱判断有热故障； —红外检测判断套管接头或引线过热。
	绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数	B2	1）110kV及以下：6 年；220kV、500kV：3年 2）A 修后 3）必要时	1）绝缘电阻换算至同一温度下，与前一次测试结果相比应无显著变化，一般不低于上次值的 70%。 2）35kV 及以上变压器应测量吸收比，吸收比在常温下不低于 1.3；吸收比偏低时可测量极化指数，应不低于 1.5。 3）绝缘电阻大于 10000 MΩ 时，吸收比不低于 1.1 或极化指数不低于 1.3。	试验	1）使用 2500V 或 5000V 兆欧表，对 220kV 及以上变压器，兆欧表容量一般要求输出电流不小于 3mA。 2）测量前被试绕组应充分放电。 3）测量温度以顶层油温为准，各次测量时的温度应尽量接近。 4）尽量在油温低于 50℃时测量，不同温度下的绝缘电阻值按下式换算： $R_2=R_1\times1.5^{(t_1-t_2)/10}$ 式中 R_1、R_2 分别为温度 t_1、t_2 时的绝缘电阻值。 5）吸收比和极化指数不进行温度换算。 6）封闭式电缆出线或 GIS 出线的变压器，电缆、GIS 侧绕组可在中性点测量。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
						7）鉴于不拆高、中、低压侧引线的试验方法能够提高供电可靠性，增进工作效率，并已在一些地区成功应用，因此鼓励开展不拆线试验方法的研究，积累经验，条件成熟者按规定程序批准后可采用不拆线的试验方法。 8）必要时，如： —运行中油介损不合格或油中水分超标； —渗漏油等可能引起变压器受潮的情况。
	绕组连同套管的tanδ	B2	1）A 修后 2）必要时	1）20℃时不大于下列数值： 500kV 0.6% 110kV～220kV 0.8% 35kV 1.5% 2）tanδ 值与出厂试验值或历年的数值比较不应有显著变化(增量一般不大于 30%)。 3）试验电压： 绕组电压 10kV 及以上：10kV。 绕组电压 10kV 以下：U_n。	试验	1）非被试绕组应短路接地或屏蔽。 2）同一变压器各绕组 tanδ 的要求值相同。 3）测量温度以顶层油温为准，各次测量时的温度尽量相近。 4）尽量在油温低于 50℃时测量，不同温度下的 tanδ 值一般按下式换算： $\tan\delta_2 = \tan\delta_1 \times 1.3^{(t_2-t_1)/10}$ 式中 $\tan\delta_1$、$\tan\delta_2$ 分别为温度 t_1、t_2 时的 tanδ 值。 5）封闭式电缆出线或 GIS 出线的变压器，电缆、GIS 侧绕组可在中性点加压测量。 6）必要时，如： —绕组绝缘电阻、吸收比或极化指数异常时； —油介损不合格或油中水分超标； —渗漏油等。
	绕组连同套管的交流耐压试验	B2	1）35kV 及以下站用变：6 年 2）更换绕组后	全部更换绕组时，按出厂试验电压值；部分更换绕组时，按出厂试验电压值的 0.8 倍。	试验	1）110kV 及以上进行感应耐压试验。 2）各电压等级绕组的出厂试验电压值按其所连接出线端的最小绝缘水平进行。绕组绝缘水平参见 GB 1094.3。 3）额定电压低于 1000V 的绕组可用 2500V 兆欧表测量绝缘电阻代替。
	铁心及夹件绝缘电	B2	1）110kV：6 年；220kV、	与以前测试结果相比无显著差别	试验	1）采用 2500V 兆欧表(对运行年久的变压器可用 1000V 兆欧表)。 2）只对有外引接地线的

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
	阻		500kV：3年 2）A 修后 3）必要时			铁心、夹件进行测量。 3）必要时，如：油色谱试验判断铁心多点接地时。
	穿心螺栓、铁轭夹件、绑扎钢带、铁心、绕组压环及屏蔽等的绝缘电阻	B2	A 修中	220kV 及以上：一般不低于 500MΩ 110kV 及以下：一般不低于 100MΩ	试验	1）用 2500V 兆欧表。 2）连接片不能拆开可不进行。
	局部放电试验	B2	220kV 及以上： 1）A 修更换绝缘部件或部分绕组后 2）必要时	在线端电压为 $1.5U_m/\sqrt{3}$时，放电量一般不大于 500pC 在线端电压为 $1.3U_m/\sqrt{3}$时，放电量一般不大于 300pC。	试验	1）110kV 电压等级的变压器大修后，可参照执行。 2）必要时，如：运行中变压器油色谱异常，怀疑存在放电性故障时。 3）试验方法按照 GB/T 7354 执行，试验电压和加压程序按照 GB 1094.3 执行。
	绕组所有分接的电压比	B2	1）分接开关引线拆装后 2）更换绕组后	1）各分接的电压比与铭牌值相比应无明显差别，且符合规律。 2）35kV 以下，电压比小于 3 的变压器电压比允许偏差为±1%；其他所有变压器：额定分接电压比允许偏差为±0.5%，其他分接的电压比应在变压器阻抗电压值(%)的 1/10 以内，但偏差不得超过±1%。	试验	
	校核三相变压器的组别或单相变压器极性	B2	更换绕组后	必须与变压器铭牌和顶盖上的端子标志相一致	试验	

<table>
<tr><th>序号</th><th colspan="2">项目</th><th>类别</th><th>周期</th><th>要求</th><th>负责专业</th><th>说明</th></tr>
<tr><td rowspan="5"></td><td rowspan="5"></td><td>空载电流和空载损耗</td><td>B2</td><td>1）更换绕组后
2）必要时</td><td>与前次试验值相比无明显变化</td><td>试验</td><td>1）试验电源可用三相或单相；试验电压可用额定电压或较低电压（如制造厂提供了较低电压下的测量值，可在相同电压下进行比较）。
2）必要时，如：怀疑磁路有缺陷等。</td></tr>
<tr><td>短路阻抗和负载损耗</td><td>B2</td><td>1）更换绕组后
2）必要时</td><td>与前次试验值相比无明显变化</td><td>试验</td><td>1）试验电源可用三相或单相；试验电流可用额定值或较低电流（如制造厂提供了较低电流下的测量值，可在相同电流下进行比较）。
2）必要时，如：出口短路后的变压器，，或绕组变形测得相关系数较低，对绕组变形有怀疑时。</td></tr>
<tr><td>绕组变形测试</td><td>B2</td><td>1）投运年限达15年时，110kV：6年一次；220kV、500kV：3年一次
2）更换绕组后
3）必要时</td><td>1）采用频率响应分析法与初始结果相比，或三相之间结果相比无明显差别，无初始记录时可与同型号同厂家对比。典型曲线见 DL/T 911。
2）采用电抗法分析判断同一参数的三个单相值的互差（横比）和同一参数值与原始数据及上一次测试值相比之差（纵比），其差值不应超过注意值，注意值参见 DL/T 1093。</td><td>试验</td><td>1）每次测试时，宜采用同一种仪器，接线方式应相同。
2）对有载开关应在最大分接下测试，对无载开关应在同一运行分接下测试以便比较。
3）发电厂厂高变可参照执行。
4）必要时，如：发生近区短路后,近区短路电流值按 DL/T 1093 标准执行。</td></tr>
<tr><td>绝缘纸(板)聚合度</td><td>B2</td><td>必要时</td><td>依据 DL/T 984 标准进行判断，判据见下表：
<table><tr><th>样品聚合度 DPv</th><th>诊断意见</th></tr><tr><td>＞500</td><td>良好</td></tr><tr><td>500~250</td><td>可以运行</td></tr><tr><td>250~150</td><td>注意（根据情况做决定）</td></tr><tr><td>＜150</td><td>退出运行</td></tr></table></td><td>试验</td><td>1）变压器有吊检机会时，在下述情况之一取纸样分析：
a) 油中糠醛含量超过注意值；
b) 负载率较高的变压器运行 25 年左右；
c) 变压器运行超过 30 年；
d) 变压器准备退役前。
2）取样部位包括线圈上下部位的垫块、绝缘纸板、引线纸绝缘、散落在油箱内的纸片等，各不同部位的取样量应大于 2g。
3）必要时，如：怀疑纸(板)老化时。</td></tr>
<tr><td>绝缘</td><td>B2</td><td>必要时</td><td>水分(质量分数)一般不大于以下值：</td><td>试验</td><td>1）可用所测绕组的 tanδ</td></tr>
</table>

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
		纸(板)含水量			500kV：1% 220kV：3%		值推算或取纸样直接测量。 2）必要时，如：怀疑纸(板)受潮时。
		噪声测量	B2	必要时	与出厂值比较无明显变化	试验	1）按 GB/T 1094.10 要求进行。 2）必要时，如：发现噪音异常时。
		箱壳振动	B2	必要时	结合噪声情况综合分析	试验	必要时，如：发现箱壳振动异常时，或噪声异常时。
		变压器油的处理	A	必要时	1）过滤后或更换新油准备注入变压器的油质量要求应达到 GB/T 7595 运行油质量标准。 2）110kV 及以上的变压器必须采用真空注油，真空度、真空保持时间等处理工艺符合厂家技术要求。 3）按厂家技术要求，补油至标准油位。 4）热油循环，按照厂家技术要求执行。 5）真空注油后及热油循环后，分别取样进行油化验与色谱分析，质量标准符合 24.1 节要求。 6）若滤油无效须更换新油。	检修/试验	必要时：如 —怀疑变压器内部存在缺陷或隐患时； —承受出口短路后且经绕组变形测试等综合手段判断绕组存在严重变形或加重时； —存在变压器内部家族性缺陷时； —运行 20 年以上者，对设备进行状态评价、风险评估及经济效益的综合分析判断，需要开展时。
3	冷却装置	运行状况检查	C1	1 个月	1）运行中的风扇和油泵的运转平稳，无异常声音和振动。 2）油泵油流指示器密封良好，指示正确，无抖动现象。 3）水冷却器压差继电器和压力表的指示正常。	运行	
		渗漏油检查	C1	1 个月	冷却装置及阀门、油泵、油路等无渗漏	运行	
		散热情况检查	C1	1 个月	气道无堵塞、气流不畅等情况	运行	
		风冷控制箱和端子箱检查	C1	1 个月	1）应密封、封堵良好，无雨水进入、潮气凝露。 2）控制元件及端子无烧蚀发热现象，指示灯显示正常。 3）电气元件完整无破损。 4）投切温湿度控制器及加热器，应工作正常。	运行	
		冷却效率检查	C2	I、II 级管控下触发	冷却器散热管束无明显脏污、堵塞；用手触摸运行的冷却器散热管束，应明显感觉有风，并与其他冷却器对比无明显异常。可综合温升对比检查和红外检测项目进行判断冷却器脏污情况。	运行	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
	冷却器、散热器带电冲洗	C2	I、II 级管控下触发	冲洗后无明显脏污、堵塞	运行	
	风扇电机检修	B1	500kV、220kV：3年；110kV及以下：6年	1）开启冷却装置，检查风扇电机转向正确、运转平稳，无明显振动，无摩擦、撞击、转子扫膛、叶轮碰壳等异响，有异常时，应解体检修或更换电机。 2）用 500V 或 1000V 绝缘电阻表测量电机绕组绝缘电阻，绝缘电阻值应在 1MΩ 以上或符合厂家要求。 3）电机接线盒等密封良好。 4）清扫叶片，检查叶片装配牢固，转动平稳灵活。 5）必要时，更换所有风扇电机的轴承。	检修	必要时：如一年内连续出现两起电机轴承损坏缺陷。
	油泵维护	B1	500kV、220kV：3年；110kV及以下：6年	1）开启冷却装置，检查油泵转向正确、运转平稳，无明显振动，无摩擦、撞击、转子扫膛、叶轮碰壳等异响，有异常时，应解体检修或更换油泵。 2）用 500V 或 1000V 绝缘电阻表测量电机绕组绝缘电阻，绝缘电阻值应在 1MΩ 以上或符合厂家要求。 3）油泵接线盒等密封良好。 4）必要时，更换所有油泵的轴承。 5）检查油泵密封良好，应无渗漏油痕迹。	检修	必要时：如一年内连续出现两起油泵轴承损坏缺陷。
	油流指示器检修	B1	500kV、220kV：3年；110kV及以下：6年	1）检查表盘内无进水、凝露现象，无渗漏油。 2）开启冷却装置，指示正确无抖动现象，常开、常闭接点动作正确。	检修	
	冷却装置控制箱检查	B1	500kV、220kV：3年；110kV及以下：6年	1）检查箱体密封良好，无进水凝露现象。 2）清扫控制箱内、外部灰尘及杂物，有锈蚀应除锈并进行防腐处理。 3）紧固接线端子，检查端子无发热、放电痕迹。 4)检查交流接触器等电气元件外观完好，开启冷却装置，各元件动作准确。 5）采用 1000V 绝缘电阻表测量电气部件绝缘电阻，绝缘电阻值应在 1MΩ 以上或符合厂家要求。 6）保险及底座紧固接触良好，用万用表测量保险应导通良好，保险(包括热耦）电流整定值选择正确。 7）投切检查温湿度控制器及加热器，应工作正常。 8）检查控制箱接地应良好可靠。	检修/继保	
	散热器（冷却器）检修	B1	500kV、220kV：3年；110kV及以下：6年	1）冲洗或吹扫冷却器散热管束。 2）检查无渗油、锈蚀现象，必要时，对支架外壳等进行防腐处理。	检修	必要时：存在大面积锈蚀、脱漆现象。

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
		水冷却器	B1	500kV、220kV：3年；110kV及以下：6年	1）压差继电器和压力表的指示是否正常。 2）冷却水中应无油花。 3）运行压力应符合制造厂的规定。 4）管式冷却器内部水管清洁（运行3年时首检，之后根据历史检查结果确定下次清洁时间）。	检修	
		冷却装置操作检查	B1	500kV、220kV：3年；110kV及以下：6年	1）开启冷却装置，试运转5min，各元件运转正常，信号正确，电机及电气元件无过热现象。 2）进行联动性能检查，双电源应能自动可靠切换。 3）工作冷却器、备用冷却器、辅助冷却器能正确动作。	检修/继保	
		冷却装置及其二次回路检查试验	B1	1）110kV及以下：6年(二次回路）；220kV、500kV：3年(二次回路) 2）A修后 3）必要时	1）投运后，流向、温升和声响正常，无渗漏油。 2）强油水冷装置的检查和试验，按制造厂规定。 3）绝缘电阻一般不低于1MΩ。	检修/继保	1）采用1000V兆欧表 2）必要时，如：怀疑有故障时。
		风冷二次元件更换	B1	12年	更换风扇，电源电缆有条件可进行更换	检修/继保	
4	套管	外观检查	C1	1个月	1）瓷套完好无脏污、破损，无放电现象。 2）油位指示在正常范围内。 3）末屏接地无放电发热（仅针对老式外露末屏的套管进行）。 4）复合绝缘套管伞裙无龟裂老化现象。	运行	6.0级以上地震危险区域内的主变压器，要求各侧套管及中性点套管接线应采用带缓冲的软连接或软导线。
		渗漏油检查	C1	1个月	各部密封处应无渗漏	运行	
		瓷套检查	B1	500kV、220kV：3年；110kV及以下：6年	1)清扫瓷套，检查瓷套完好、无裂纹、无破损。 2）增爬裙（如有）粘着牢固，无龟裂老化现象，否则应更换增爬裙。 3）检查防污涂层（如有）无龟裂老化、起壳现象，否则应重新喷涂。	检修	
		复合绝缘外套检查	B1	500kV、220kV：3年；110kV及以下：6年	1）清扫复合套管，检查应无积污，套管完整，无龟裂老化迹象。 2）必要时做修复处理。	检修	必要时：如复合绝缘有龟裂老化现象。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
	末屏检查	B1	500kV、220kV：3年；110kV及以下：6年	1）套管末屏无渗漏油，可靠接地，密封良好，无受潮、浸水、放电、过热痕迹。 2）必要时更换末屏封盖的密封胶圈。	检修	必要时：如密封圈老化时。
	CT二次接线盒检查	B1	500kV、220kV：3年，110kV及以下：6年	1）二次接线盒盖板封闭严密，内部无受潮渗水。 2）二次接线端子牢固无渗漏油。	检修	
	密封及油位检查	B1	500kV、220kV：3年；110kV及以下：6年	1）套管本体及与箱体连接密封应良好、无渗漏。 2）目视检查油色正常、油位正常，若有异常应查明原因。	检修	
	导电连接部位检修	B1	500kV、220kV：3年；110kV及以下：6年	1）检查接线端子连接部位，金具应完好、无变形、锈蚀，若有过热变色等异常应拆开连接部位检查处理接触面，并按标准力矩紧固螺栓，力矩符合GB 5273 和厂家指导文件的要求。 2）必要时检查套管将军帽内部接头连接可靠，无过热现象。 3）引线长度应适中，套管接线柱不应承受额外应力。 4）引流线无扭结、松股、断股或其他明显的损伤或严重腐蚀等缺陷。	检修	必要时：如怀疑套管连接有发热缺陷时。
	相色标志检修	B1	500kV、220kV：3年；110kV及以下：6年	相色标志正确、清晰，标志不清晰时补漆	检修	
	套管更换	B1	必要时	更换套管及密封圈，套管及与器身法兰处应密封良好，导电部位连接接触良好	检修	必要时：如怀疑套管内有缺陷或外绝缘大面积破损时。
	主绝缘及电容型套管末屏对地绝缘电阻	B2	1）500kV、220kV：3年；110kV及以下：6年 2）变压器套管、电抗器套管在变压器、电抗器A修后 3）必要	1）主绝缘的绝缘电阻值一般不应低于下列数值： 110kV及以上：10000MΩ； 35kV：5000MΩ。 2）末屏对地的绝缘电阻不应低于1000MΩ。	试验	1）采用2500V兆欧表 2）变压器套管、电抗器套管的试验周期跟随变压器、电抗器。 3）必要时，如： —红外检测发现套管发热； —套管油位不正常或气体压力不正常。

<table>
<tr><th>序号</th><th colspan="2">项目</th><th>类别</th><th>周期</th><th>要求</th><th>负责专业</th><th>说明</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td>时</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td></td><td></td><td>主绝缘及电容型套管对地末屏tanδ与电容量</td><td>B2</td><td>1）500kV、220kV：3年；110kV及以下：6年
2）变压器套管、电抗器套管在变压器、电抗器A修后
3）必要时</td><td>1）20℃时的tanδ(%)值应不大于下表中数值：
<table><tr><th colspan="2">电压等级，kV</th><th>20、35</th><th>110</th><th>220、500</th></tr><tr><td rowspan="4">电容型</td><td>油纸</td><td>1.0</td><td>1.0</td><td>0.8</td></tr><tr><td>胶纸</td><td>3.0</td><td>1.5</td><td>1.0</td></tr><tr><td>气体</td><td>—</td><td>1.0</td><td>1.0</td></tr><tr><td>干式</td><td>—</td><td>1.0</td><td>1.0</td></tr><tr><td rowspan="3">非电容型</td><td>充油</td><td>3.5</td><td>1.5</td><td>—</td></tr><tr><td>充胶</td><td>3.5</td><td>2.0</td><td>—</td></tr><tr><td>胶纸</td><td>3.5</td><td>2.0</td><td>—</td></tr></table>2）电容型套管的电容值与出厂值或上一次试验值的差别超出±5%时，应查明原因。
3）当电容型套管末屏对地绝缘电阻小于1000MΩ时，应测量末屏对地tanδ，其值不大于2%。</td><td>试验</td><td>1）油纸电容型套管的tanδ一般不进行温度换算，当tanδ与出厂值或上一次试验值比较有明显增长(超过30%)或接近左表数值时，应综合分析tanδ与温度、电压的关系。当tanδ随温度增加明显增大或试验电压由10kV升到$U_m/\sqrt{3}$时，tanδ（%）增量超过±0.3%，不应继续运行。
2）测量变压器套管tanδ时，与被试套管相连的所有绕组端子连在一起加压，其余绕组端子均接地，末屏接电桥，正接线测量。
3）测量时记录环境温度及变压器顶层油温。
4）只测量有末屏引出的套管tanδ和电容值，封闭式电缆出线或GIS出线的变压器，电缆、GIS侧套管从中性点加压，非被试侧短路接地。
5）对具备测试条件的电容型套管可以用带电测试电容量及tanδ代替。
6）必要时，如：
—红外检测发现套管异常；
—套管油位不正常。</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td>带电测试tanδ及电容量</td><td>B2</td><td>1）投产后半年内
2）一年
3）A修后
4）必要时</td><td>1）可采用同相比较法，判断标准为：
— 同相设备介损测量值差值($\tan\delta_X$- $\tan\delta_N$)与初始测量值差值比较，变化范围绝对值不超过±0.3%，电容量比值(C_X/C_N)与初始测量电容量比值比较，变化范围不超过±5%；
— 同相同型号设备介损测量值($\tan\delta_X$- $\tan\delta_N$)不超过±0.3%。
2）采用其他测试方法时，可根据实际制定操作细则。</td><td>试验</td><td>1）对已安装了带电测试信号取样单元的电容型套管进行，超出要求时应：
—原因；
—试验周期；
—时停电复试。
2）对电容型套管，每年定期进行运行电压下带电测试tanδ及电容量的，主绝缘及电容型套管末屏对地绝缘电阻、主绝缘及电容型套管对地末屏tanδ与电容量的周期可调整为6年。</td></tr>
</table>

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
		油中溶解气体色谱分析	B2	必要时	1）根据 DL/T 722 新装套管油中 H_2 与烃类气体含量(μL/L)任一项不宜超过下列数值： 500kV：总烃：10；H_2：50；C_2H_2：0.1 220kV 及以下：总烃：10；H_2：150；C_2H_2：0.1 2）运行中油中溶解气体组份含量(μL/L)超过下列任一值时应引起注意，停电检查： H_2：500 总烃：150 C_2H_2：1 (500kV)， 2（220kV 及以下）	试验	必要时，如： —红外检测发现套管发热； —套管油位不正常； —套管介损超标等。
		油中水分 mg/L	B2	必要时	投运前 500kV：≤10 220kV：≤15 110kV 及以下：≤20 运行中 500kV：≤15 220kV：≤25 110kV 及以下： ≤35	试验	必要时，如：怀疑套管有缺陷时。
		局部放电测量	B2	110kV 及以上：必要时	1）变压器及电抗器套管的试验电压为 $1.5U_m/\sqrt{3}$，对油式及胶浸纸式要求局放量不大于 20pC，对胶粘纸式可由供需双方协议确定。具体试验方法参照 GB/T 7354 和 DL/T 417。 2）其他套管的试验电压为 $1.05U_m/\sqrt{3}$，对油浸纸式及胶浸纸式要求局放量不大于 20pC，对胶粘纸式可由供需双方协议确定 。	试验	1）垂直安装的套管水平存放 1 年以上投运前宜进行本项目试验。 2）必要时，如： —怀疑套管存在绝缘缺陷时。
		套管中的电流互感器试验	A	A 修时	1）绝缘电阻测试。 2）变比测试。 3）极性测试。 4）伏安特性测试。	继保/试验	见第 7 章和 GB 20840.2
5	排油充氮灭火装置	外观检查	C1	1 个月	1）检查控制屏直流控制电源送上，“系统投入”“油阀关闭”“氮阀关闭”绿灯亮、其他灯熄灭。 2）检查气瓶压力表压力值在范围内。 3）氮气观察口检查无气体。 4）检查变压器本体上排油阀、断流阀无渗漏油现象，断流阀指示“运行”位置。 5）检查消防柜内，油阀、氮阀机构机械闭锁退出。	运行	
6	吸湿器	吸湿器检查	C1	1 个月	1）外观无破损，干燥剂变色部分不超过 2/3，否则应更换干燥剂及油封内变压器油。 2）油杯的油位在油位线范围内，且杯底无积水。 3）呼吸正常，并随着油温的变化油杯中有气泡产生。	运行	
7	无励磁分接开关	无励磁分接开关检查	C1	1 个月	1）无渗漏油。 2）档位指示器清晰、指示正确。 3）机械操作装置应无锈蚀。	运行	第 2）、3）条仅针对调压机构在变压器下部时进行。
		无载分接开关检修	B1	500kV、220kV：3 年； 110kV 及以下：6 年	1）指示正确、三相一致。 2）密封良好、无渗漏。 3）操作机构无进水、锈蚀。	检修	

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
		无励磁分接开关检修	A	必要时	对无励磁分接开关的本体、操动手柄、触头、触头分接线等部件的绝缘状况、紧固情况、功能性、完整性及清洁度等进行检查试验，更换不符合厂家要求的部件。按照 GB 10230.1 和 DL/T 574 的标准执行。	检修	必要时：如 —怀疑变压器内部存在缺陷或隐患时； —承受出口短路后且经绕组变形测试等综合手段判断绕组存在严重变形或加重时； —存在变压器内部家族性缺陷时； —运行 20 年以上者，对设备进行状态评价、风险评估及经济效益的综合分析判断，需要开展时。
8	有载分接开关	机构箱检查	C1	1 个月	1）应密封良好，无雨水进入、潮气凝露。 2）档位指示正确，指针停止在规定区域内。 3）控制元件及端子无烧蚀发热现象，指示灯显示正常。 4）操作齿轮机构无渗漏油现象。 5）投切加热器，加热器运行正常。	运行	
		渗漏油检查	C1	1 个月	开关密封部分、管道及其法兰无渗漏油现象	运行	
		油位检查	C1	1 个月	储油柜油位指示在正常范围内	运行	
		油流（气体）继电器检查	C1	1 个月	1）应密封良好。	运行	
		有载分接开关在线滤油装置检查	C1	1 个月	1）在滤油时无渗漏，检查压力表指示在标准压力以下，无异常噪声和振动。 2）控制元件及端子无烧蚀发热现象，指示灯显示正常。 3）滤油装置应运转正常无卡阻现象。	运行	
		有载分接开关机构箱检修	B1	500kV、220kV：3 年；110kV 及以下：6 年	1）检查箱体密封良好，无进水凝露现象。 2）清扫机构箱内、外部灰尘及杂物，有锈蚀应除锈并进行防腐处理。 3）机油润滑的齿轮箱无渗漏油，添加或更换机油。 4）调档时，电机运转平稳，无摩擦、撞击等杂音。 5）紧固接线端子，检查端子无发热、放电痕迹。 6）检查交流接触器等电气元件外观完好。 7）采用 500V 或 1000V 绝缘电阻表测量电气部件绝缘电阻，绝缘电阻值应在 1MΩ 以上或符合厂家要求。 8）检查信号传送盘触点、弹簧应无锈蚀。 9）投切检查温湿度控制器及加热器，应工作正常。	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
	有载分接开关在线滤油装置检查	B1	500kV、220kV：3年；110kV及以下：6年	1）阀门正确开启，运转正常。 2）滤芯压力报警应更换 3）开启滤油装置，运转20min后，有载瓦斯、顶盖、滤油装置等各个排气孔排气检查。 4）渗漏油处理。	检修	
	有载分接开关机械传动部位检修	B1	500kV、220kV：3年；110kV及以下：6年	1)紧固检查机械传动部位螺栓，传动轴锁定片（如有）应锁定正确。 2）检查传动齿轮盒，加油润滑。	检修	
	有载分接开关操作检查	B1	500kV、220kV：3年；110kV及以下：6年	正、反两个方向各操作至少 2 个循环分接变换，各元件运转正常，接点动作正确，档位显示上、下及主控室显示一致；分接变换停止时位置指示应在规定区域内，否则应进行机构和本体连结校验与调试。	检修	
	有载分接开关（真空开关除外）吊芯检修	B1	1）15年 2）切换次数达到厂家规定次数	1）清洗分接开关油室，检查无内漏现象。 2）清洗切换开关芯体。 3）紧固检查螺栓，各紧固件无松动。 4）检查快速机构的主弹簧、复位弹簧、爪卡无变形或断裂。 5）检查各触头编织软连接无断股起毛，分接变换达10万次必须更换。 6）检查动静触头烧蚀量，达到厂家规定须更换；检查载流触头应无过热及电弧烧伤痕迹。 7）测量过渡电阻值，与铭牌数据相比，其偏差值不大于±10%。 8）必要时解体拆开切换开关芯体，清洗、检查和更换零部件。 9）更换顶盖密封圈，渗漏油处理。 10)具体操作及试验要求按照 GB 10230.1 和 DL/T 574 的标准执行。	检修	必要时：如怀疑切换开关部件有缺陷须检查或更换时。
	油中溶解气体色谱分析	B2	新投运前	根据DL/T 722投运前变压器油中溶解气体含量(μL/L)应小于以下列数值： 500kV及以上：总烃：10；H_2：10；C_2H_2：0.1 220kV及以下：总烃：20；H_2：30；C_2H_2：0.1	试验	
	有载分接开关的试验和检查	B2	1）A修后 2）必要时	按 DL/T 574 执行，有载分接开关绝缘油试验和要求见第 26 章，	试验	1)应在整个操作循环内进行。 2)必要时应检查开关切换程序及时间、动作顺序、过渡电阻及触头的接触电阻等结果。 3）必要时，如：怀疑有故障时。
	有载分接开关	A	必要时	对有载分接开关的切换开关、选择开关、范围开关、操作机构箱等部件的绝缘状况、功能性、紧固情况、完整性及清洁度等进行检查试验，更换	检修	必要时：如 —怀疑变压器内部存在缺陷或隐患时；

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
		检修			不符合厂家要求的部件。按照 DL/T 574 的标准执行。		—承受出口短路后且经绕组变形测试等综合手段判断绕组存在严重变形或加重时； —存在变压器内部家族性缺陷时； —运行 20 年以上者，对设备进行状态评价、风险评估及经济效益的综合分析判断，需要开展时。
9	低压母排	低压母排检查	C1	1 个月	1）低压母排热缩包裹及接头盒应无缺损、脱落。 2）母排支柱瓷瓶无脏污、破损，无放电痕迹。	运行	
		变低侧母排热缩包裹检修	B1	1）500kV、220kV：3 年；110kV 及以下：6 年 2）必要时	1）清扫低压母排及支持瓷瓶，检查瓷瓶无破损、放电痕迹，检查低压母排热缩包裹应无缺损，无明显老化、龟裂、硬化现象，必要时进行更换。 2）母排为管母形式的,其接头包裹处应无积水,锈蚀等异常现象。	检修	必要时：如当热缩材料存在明显老化、龟裂、硬化或接头盒破损时。
10	油箱	阀门位置检查	B1	500kV、220kV：3 年；110kV 及以下：6 年	1）各阀门应处于正确的开启、关闭位置。 2）密封良好，无渗漏。	检修	
		渗漏油检查处理	B1	500kV、220kV：3 年；110kV 及以下：6 年	1）查找渗漏点，明确渗漏部位，根据渗漏情况，采取更换密封件、紧固螺栓、补焊等工艺进行处理，处理后应无渗漏迹象。 2）必要时进行加压检漏。	检修	必要时：如有多处渗油或怀疑密封件老化时。
		油箱清洁、螺栓紧固	B1	500kV、220kV：3 年；110kV 及以下：6 年	1）清扫油箱，清扫后应清洁无油污。 2）无大面积脱漆，否则应进行补漆。 3）必要时按厂家规定力矩进行紧固检查油箱钟罩螺栓。 4）必要时，打磨处理上、下钟罩连接片接触面，按厂家规定力矩紧固螺栓，装复后应保证接触良好。	检修	必要时：如怀疑漏磁导致油箱钟罩螺栓发热等故障时。
		油箱检修	A	必要时	对油箱的内外表面、管道等部件的密封状况、紧固情况、完整性及清洁度等进行检查，更换不符合厂家要求的部件。按 DL/T 573 要求执行。	检修	必要时：如 —怀疑变压器内部存在缺陷或隐患时； —承受出口短路后且经绕组变形测试等综合手段判断绕组存在严重变形或加重时； —存在变压器内部家族性缺陷时； —运行 20 年以上者，对

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
							设备进行状态评价、风险评估及经济效益的综合分析判断，需要开展时。
11	油枕	油位计检修	B1	500kV、220kV：3年；110kV及以下：6年	1）核对油位指示是否在标准范围内，是否与温度校正曲线相符。 2）必要时，用连通管对实际油位进行复核，应与油位指示一致，否则应查明原因。 3）用 1000V 绝缘电阻表测量油位计电缆绝缘电阻，绝缘电阻应在 1MΩ 以上或符合厂家要求。 4）油位计带油位异常报警的应检查回路。	检修/继保/试验	1）必要时：如怀疑有假油位时。 2）油位油温同步变化观察方法：观察记录变压器检修停电前油温和油位指示，停电油温明显下降后观察记录油温和油位指示，前后油温变化和油位指示变化应同步动作。
		渗漏油检查处理	B1	500kV、220kV：3年；110kV及以下：6年	1）根据渗漏情况，采取更换密封件、紧固螺栓、补焊等工艺进行处理，处理后应无渗漏迹象。 2）必要时进行加压检漏。	检修	必要时：如有渗油或怀疑密封件老化。
		油枕外观检查、清洁	B1	500kV、220kV：3年；110kV及以下：6年	1）清扫油枕，清扫后应清洁无油污。 2）检查无大面积脱漆，否则应进行补漆。	检修	
		油枕胶囊和隔膜更换	B1	15年	更换胶囊、隔膜	检修	
		金属波纹式储油柜检修	B1	500kV、220kV：3年；110kV及以下：6年	1）目视观察金属波纹节，应无渗油、锈蚀现象。 2）清理滑槽，滚轮转动应灵活无卡涩。 3）观察油位指示应随油温变化同步动作（观察方法：观察记录变压器检修停电前油温和油位指示，停电油温明显下降后观察记录油温和油位指示，前后油温变化和油位指示变化应同步动作）。 4）油位报警微动开关外观完好，正常动作。	检修	
12	接地装置	接地装置检查	B1	500kV、220kV：3年；110kV及以下：6年	铁心、夹件、外壳接地良好，铁心、夹件引出套管等位置螺栓等无松动，变色痕迹。	检修	
13	非电量保护装置	气体继电器检查	C1	1个月	1）应密封良好、无渗漏。 2）无集聚气体。 3）防雨罩无脱落、偏斜。 4）瓦斯继电器内应充满油，油色无浑浊变黑现象。	运行	变压器气体继电器应配置耐腐蚀材质防雨罩，避免接点受潮误动。
		压力释放阀检	C1	1个月	应无喷油及渗漏现象	运行	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
	查					
	突发压力继电器检查及其二次回路试验	C1	1 个月	无渗漏油	运行	
		B1	500kV、220kV：3 年；110kV 及以下：6 年	1）密封良好，无漏油、漏水现象。 2）必要时进行校验，检验不合格的应及时更换。 3）绝缘电阻一般不低于 1MΩ。。	检修	必要时：如怀疑有故障时。
	温度计	B1	500kV、220kV：3 年；110kV 及以下：6 年	1）温度计内应无潮气凝露。 2）必要时进行校验，检验不合格的应及时更换。	试验/检修	必要时：如怀疑有故障时。
	本体、有载气体继电器	B1	500kV、220kV：3 年；110kV 及以下：6 年	1）无残留气体，无渗漏油。 2）必要时进行校验，检验不合格的应及时更换。 3）继电器防雨罩应完好无锈蚀，必要时除锈修复。	检修	必要时：如开展主变本体 A 修（大修）时，或怀疑有故障时。
	压力释放阀（安全气道）检查	B1	500kV、220kV：3 年；110kV 及以下：6 年	1）无阻塞，无喷油、渗油现象，接点位置正确。 2）必要时进行校验，检验不合格的应及时更换。 3）安全气道结合 B 修更换为压力释放阀。	检修	必要时：如怀疑有故障时。
	温度测量装置校验及其二次回路试验	B2	1）110kV 及以下：6 年（二次回路）；220kV、500kV：3 年（二次回路） 2）A 修后 3）必要时	1）按制造厂的技术要求。 2）密封良好，指示正确，测温电阻值应和出厂值相符。 3）绝缘电阻一般不低于 1 MΩ。	继保/试验	1）采用 1000V 兆欧表。 2）必要时，如：怀疑有故障时。
	气体继电器校验及其二次回路试验	B2	1）110kV 及以下：6 年（二次回路）；220kV、500kV：3 年（二次回路） 2）A 修	1）按 DL/T 540 规定。 2）整定值符合运行规程要求，动作正确。 3）绝缘电阻一般不低于 1MΩ。	继保/试验	1）采用 1000V 兆欧表 2）必要时，如：怀疑有故障时。

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
				后 3）必要时			
		压力释放阀校验及其二次回路试验	B2	1）110kV及以下：6年(二次回路)；220kV、500kV：3年(二次回路) 2）必要时	1）动作值与铭牌值相差应在±10%范围内或符合制造厂规定。 2）绝缘电阻一般不低于1MΩ。	检修/继保/试验	1）采用1000V兆欧表。 2）必要时，如：怀疑有故障时。 3）变压器压力释放阀的动作接点应接入信号回路，不得接入跳闸回路（无人值班水电站除外）。
14	器身	绕组检修	A	必要时	对绕组隔板、围屏、垫块等部件的紧固情况、完整性及清洁度等进行检查，更换不符合要求的部件。按DL/T 573要求执行。	检修	必要时：如 —怀疑变压器内部存在缺陷或隐患时； —承受出口短路后且经绕组变形测试等综合手段判断绕组存在严重变形或加重时； —存在变压器内部家族性缺陷时； —运行20年以上者，对设备进行状态评价、风险评估及经济效益的综合分析判断，需要开展时。
		引线及绝缘支架检修	A	必要时	对引线及绝缘支架等部件的紧固情况、完整性及清洁度等进行检查，更换不符合厂家要求的部件。按DL/T 573的检修要求执行。	检修	
		铁心检修	A	必要时	对铁心、紧固件、压钉、压板及接地片等部件的绝缘情况、紧固情况、电磁屏蔽情况、过热放电情况、完整性及清洁度等进行检查，更换不符合厂家要求的部件。按DL/T 573要求执行。	检修	
		器身绝缘干燥处理	A	必要时	器身干燥标准符合厂家技术要求	检修	
15	其他附件	升高座检修	A	必要时	对套管型电流互感器、连接端子的密封状况、紧固情况、过热放电情况、完整性及清洁度等进行检查试验，更换不符合厂家要求的部件。按DL/T573要求执行。	检修	
		净油器检修	A	必要时	1）对净油器的密封状况、吸附剂变色情况、完整性及清洁度等进行检查，更换不符合厂家要求的部件。按DL/T 573要求执行。 2）全密封变压器可将净油器拆除。	检修	
		阀门及塞子检修	A	必要时	对阀门及塞子的密封状况、完整性及清洁度等进行检查，更换不符合厂家要求的部件。按DL/T 573要求执行。	检修	
		密封胶垫的更换	A	必要时	更换全部密封胶垫	检修	

注1：变压器A修应根据变压器存在问题，与厂家协商确定检修项目，制定详细的检修方案。具体的检修项目以检修方案为准，但必须包含本规程所列的A修项目和B修项目。

注2：油浸式接地变压器参照本表执行。

注3：电压等级未特殊注明的均指主变电压等级。

6.1.2 SF_6气体电力变压器

SF_6气体电力变压器的检修项目、周期、要求和负责专业见表5。

表5 SF_6气体电力变压器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
1	红外检测		C1	1个月	1）具体按DL/T 664执行。 2）检查引线接头、等电位连接片等导电部位。 3）检查本体温度分布，红外检查无异常，记录温度及负荷电流，温度异常时保存红外成像谱图。	运行	运行人员红外测试结果怀疑有异常时，高压试验人员开展复测。
			C2	I、II级管控下触发	1）具体按DL/T 664执行。 2）检查引线接头、等电位连接片等导电部位。 3）检查本体温度分布，记录温度及负荷电流，并保存红外成像谱图。	试验	
			B2	1年			
2	变压器本体	温度检查	C1	1个月	1）温度计外观应完整，表盘密封良好，无进水、凝露现象。 2）温度指示正常，与远方温度显示比较，相差不超过3℃。	运行	
		SF_6气室压力检查	C1	1个月	1）压力表外观完整，密封良好，无进水、凝露现象。 2）对照温度与压力的标准曲线检查SF_6压力值在合格范围内。	运行	
		声响和振动检查	C1	1个月	无异常振动声响	运行	
		铁心接地检查	C1	3个月	铁心、夹件外引接地应良好，测试接地电流在100mA以下。	运行	1）接地线引下至下部，具备运行中测量的条件时开展。 2）当怀疑铁芯多点接地时，可首先进行该项目。
		温升对比检查	C2	I、II级管控下触发	根据主变负荷电流、环境温度、运行温度、压力指示，对比以前类似运行条件下的温升无明显异常。	运行	
		SF_6气体的湿度(20℃的体积分数)	B2	1）投运前新充气24h后 2）1年 3）必要时	运行中：≤500μL/L A修后：≤250μL/L	试验	1）按DL/T 1366、DL/T 915和DL/T 506进行。 2）必要时，如： —新装及A修后1年内复测湿度不符合要求； —漏气超过SF_6气

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
						体泄漏试验的要求； —设备异常时。
	SF_6气体泄漏试验	B2	1）A修后 2）必要时	应无明显漏点	试验	1）按DL/T 596、DL/T 941、GB 11023进行。 2）对检测到的漏点可采用局部包扎法检漏，每个密封部位包扎后历时5h，测得的SF_6气体含量（体积分数）不大于15μL/L。
	现场分解产物测试	B2	1）投运前新充气24h后 2）1年 3）必要时	SO_2：≤1μL/L H_2S：≤1μL/L CO：≤300μL/L（注意值）	试验	1）建议结合现场湿度测试进行，参考DL/T 1359。 2）必要时，如：怀疑有故障时。
	实验室分解产物测试	B2	必要时	检测组分：SO_2、SOF_2、SO_2F_2、CO、CO_2、CS_2、CF_4、S_2OF_{10}	试验	必要时，如： 现场分解产物测试异常时。
	绕组直流电阻	B2	1）6年 2）A修后 3）必要时	1）1600kVA以上变压器，各相绕组电阻相互间的差别不应大于平均值的2%，无中性点引出的绕组，线间差别不应大于平均值的1%。 2）1600kVA及以下的变压器，相间差别一般不大于平均值的4%，线间差别一般不大于平均值的2%。 3）与以前相同部位测得值比较，其变化不应大于2%。	试验	1）如电阻相间差在出厂时超过规定，制造厂已说明了这种偏差的原因，则与以前相同部位测得值比较，其变化不应大于2%。 2）预试时有载分接开关宜在所有分接处测量，无载分接开关在运行分接测量。 3）不同温度下电阻值按下式换算：$R_2=R_1(T+t_2)/(T+t_1)$，式中R_1、R_2分别为在温度t_1、t_2下的电阻值；T为电阻温度常数，铜导线取235。 4）封闭式电缆出线或GIS出线的变压器，电缆、GIS侧绕组可不进行定期试验。 5）必要时，如：红外检测判断套管接头或引线过热时。

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
		绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数	B2	1）220kV：3 年，110kV：6 年 2）A 修后 3）必要时	1）绝缘电阻换算至同一温度下，与前一次测试结果相比应无显著变化，一般不低于上次值的 70%。 2）35kV 及以上变压器应测量吸收比，吸收比在常温下不低于 1.3；吸收比偏低时可测量极化指数，应不低于 1.5 。 3）绝缘电阻大于 10000 MΩ 时，吸收比不低于 1.1，或极化指数不低于 1.3。	试验	1）采用 2500V 或 5000V 兆欧表，兆欧表容量一般要求输出电流不小于 3mA。 2)测量前被试绕组应充分放电。 3）必要时，如：SF_6 气体试验异常时。
		绕组连同套管的 tanδ	B2	35kV 及以上： 1）A 修后 2）必要时	1）20℃时不大于下列数值： 110kV：　　0.8% 35kV：　　1.5% 2）tanδ 值与出厂试验值或历年的数值比较不应有显著变化，增量一般不大于 30% 3）试验电压： 绕组电压 10kV 及以上：10kV 绕组电压 10kV 以下：　U_n	试验	1)非被试绕组应短路接地或屏蔽。 2)同一变压器各绕组 tanδ 的要求值相同。 3)封闭式电缆出线或 GIS 出线的变压器，电缆、GIS 侧绕组可在中性点加压测量。 4）必要时，如：绕组绝缘电阻、吸收比或极化指数异常时。
		铁心及夹件绝缘电阻	B2	1）6 年 2）A 修后	与以前测试结果相比无显著差别	试验	1）采用 2500V 兆欧表。 2)只对有外引接地线的铁心、夹件进行测量。
		交流耐压试验	B2	1）A 修后 2）必要时	全部更换绕组时，按出厂试验电压值；部分更换绕组时，按出厂试验电压值的 0.8 倍。	试验	110kV 变压器采用感应耐压。 必要时，如：SF_6 气体试验异常时。
3	冷却装置	运行状况检查	C1	1 个月	1）运行中的风扇和气泵的运转平稳，无异常声音和振动。 2)气泵的气流继电器密封良好，指示正确，无抖动现象。	运行	
		散热情况检查	C1	1 个月	气道无堵塞、气流不畅等情况	运行	
		风冷控制箱和端子箱检查	C1	1 个月	1）应密封、封堵良好，无雨水进入、潮气凝露。 2）控制元件及端子无烧蚀发热现象，指示灯显示正常。 3）电气元件完整无破损。 4）投切温湿度控制器及加热器，应工作正常。	运行	
		强迫气循环冷却器冷却效率检查	C2	I、II 级管控下触发	冷却器散热管束无明显脏污、堵塞；用手触摸运行的冷却器散热管束，应明显感觉有风，并与其他冷却器对比无明显异常。可综合温升对比检查和红外检测项目进行	运行	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
				判断冷却器脏污情况。		
	冷却器、散热器带电冲洗	C2	I、II 级管控下触发	冲洗后无明显脏污、堵塞	运行	
	风扇电机检修	B1	6 年	1）开启冷却装置，检查风扇电机转向正确、运转平稳，无明显振动，无摩擦、撞击、转子扫膛、叶轮碰壳等异响，有异常时，应解体检修或更换电机。 2）必要时，用 500V 或 1000V 绝缘电阻表测量电机绕组绝缘电阻，绝缘电阻值应在 1MΩ 以上或符合厂家要求。 3）电机接线盒等密封良好。 4）清扫叶片，检查叶片装配牢固，转动平稳灵活。 5）必要时，更换所有风扇电机的轴承。	检修	必要时：如一年内连续出现两起电机轴承损坏缺陷。
	气泵维护	B1	6 年	1）开启冷却装置，检查气泵转向正确、运转平稳，无明显振动，无摩擦、撞击、转子扫膛、叶轮碰壳等异响，有异常时，应解体检修或更换油泵。 2）用 500V 或 1000V 绝缘电阻表测量电机绕组绝缘电阻，绝缘电阻值应在 1MΩ 以上或符合厂家要求。 3）气泵接线盒等密封良好。 4）必要时，更换所有气泵的轴承。 5）检查气泵密封良好，应无渗漏现象。	检修	必要时：如一年内连续出现两起气泵轴承损坏缺陷。
	冷却装置控制箱检查	B1	6 年	1）检查箱体密封良好，无进水凝露现象。 2）清扫控制箱内、外部灰尘及杂物，有锈蚀应除锈并进行防腐处理。 3）紧固接线端子，检查端子无发热、放电痕迹。 4) 检查交流接触器等电气元件外观完好，开启冷却装置，各元件动作准确。 5）采用 1000V 绝缘电阻表测量电气部件绝缘电阻，绝缘电阻值应在 1MΩ 以上或符合厂家要求。 6）保险及底座紧固接触良好，用万用表测量保险应导通良好，保险(包括热耦）电流整定值选择正确。 7）投切检查温湿度控制器及加热器，应工作正常。 8）检查接地应良好可靠。	检修/继保	
	散热器（冷却器）检修	B1	6 年	1）冲洗或吹扫冷却器散热管束。 2）检查无渗漏、锈蚀现象，必要时，对支架外壳等进行防腐处理。	检修	必要时：如存在大面积锈蚀、脱漆现象。
	冷却装置操作检查	B1	6 年	1）开启冷却装置，试运转 5min，各元件运转正常，信号正确，电机及电气元件无过热现象。 2）进行联动性能检查，双电源应能自动可	检修/继保	

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
					靠切换，。 3）工作冷却器、备用冷却器、辅助冷却器能正确动作。		
		风冷二次元件更换	B1	12 年	更换风扇，电源电缆有条件可进行更换	检修/继保	
4	套管	外观检查	C1	1 个月	1）瓷套清洁完好无放电现象。 2）复合绝缘套管伞裙无龟裂现象。	运行	
		外绝缘检修	B1	6 年	1)清扫瓷套,检查瓷套无破损,无放电痕迹。 2）清扫硅橡胶伞裙，检查无老化、龟裂等现象，并进行憎水性试验，试验结果符合 DL/T 1000.3 技术要求。 3）硅橡胶有明显的龟裂老化现象时，应喷涂加强 RTV-Ⅱ型涂料。	检修	
		密封检查	B1	6 年	检查各密封面应无渗漏情况	检修	
		导电连接部位检修	B1	6 年	1）检查接线端子连接部位，金具应完好、无变形、锈蚀，若有过热变色等异常应拆开连接部位检查处理接触面，并按标准力矩紧固螺栓。 2）引线长度应适中，套管接线柱不应承受额外应力。 3）引流线无扭结、松股、断股或其他明显的损伤或严重腐蚀等缺陷。	检修	
		相色标志检修	B1	6 年	相色标志正确、清晰，标志不清晰时补漆	检修	
5	无励磁分接开关	无励磁分接开关检查	C1	1 个月	1）档位指示器清晰、指示正确。 2）机械操作装置应无锈蚀。 （仅针对调压机构在变压器下部时进行）	运行	
		无载分接开关检修	B1	6 年	1）指示正确、三相一致，闭锁可靠。 2）密封良好，无渗漏。 3）操作机构无进水、锈蚀。	检修	
		无励磁分接开关检修	A	必要时	对无励磁分接开关的本体、操动手柄、触头、触头分接线等部件的绝缘状况、紧固情况、功能性、完整性及清洁度等进行检查试验，更换不符合厂家要求的部件。详细标准见 DL/T 573。	检修	必要时：如变压器吊罩时。
6	有载分接开关	机构箱检查	C1	1 个月	1）应密封良好，无潮气凝露。 2）档位指示正确，指针停止在规定区域内。 3）控制元件及端子无烧蚀发热现象，指示灯显示正常。 4）操作齿轮机构无卡滞。 5）投切加热器，加热器运行正常。	运行	
		有载分接开关机构箱检修	B1	6 年	1）检查箱体密封良好，无进水凝露现象。 2）清扫机构箱内、外部灰尘及杂物，有锈蚀应除锈并进行防腐处理。 3）调档时，电机运转平稳，无摩擦、撞击	检修	

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
					等杂音。 4）紧固接线端子，检查端子无发热、放电痕迹。 5) 检查交流接触器等电气元件外观完好。 6）采用 500V 或 1000V 绝缘电阻表测量电气部件绝缘电阻，绝缘电阻值应在 1MΩ 以上或符合厂家要求。 7）投切检查温湿度控制器及加热器，应工作正常。		
		有载分接开关机械传动部位检修	B1	6 年	1）紧固检查机械传动部位螺栓，传动轴锁定片（如有）应锁定正确。 2）检查传动齿轮盒，加油润滑。	检修	
		有载分接开关操作检查	B1	6 年	正、反两个方向各操作至少 2 个循环分接变换，各元件运转正常，接点动作正确，档位显示上、下及主控室显示一致；分接变换停止时位置指示应在规定区域内，否则应进行机构和本体连结校验与调试。	检修	
		现场分解产物测试	B2	1）1 年 2）投运后 10 天内 3）必要时	SO_2：≤1μL/L H_2S：≤1μL/L CO：≤300μL/L（注意值）	试验	1)建议结合现场湿度测试进行，参考 DL/T 1359。 2）必要时，如：怀疑有故障时。
		SF_6 气体的湿度(20℃的体积分数)	B2	1）投运前新充气 24h 后 2）1 年 3）必要时	运行中：≤500μL/L A修后：≤250μL/L	试验	1）按 DL/T 1366、DL/T 915 和 DL/T 506 进行。 2）必要时，如： —新装及大修后 1 年内复测湿度不符合要求； —漏气超过表 3 中序号 2 的要求； —设备异常时。
		有载分接开关检修	A	必要时	对有载分接开关的切换开关、选择开关、范围开关、操作机构箱等部件的绝缘状况、功能性、紧固情况、完整性及清洁度等进行检查试验，更换不符合厂家要求的部件。按照 DL/T 574 的标准执行。	检修	必要时：如变压器吊罩时。
7	低压母排	低压母排检查	C1	1 个月	1）低压母排热缩包裹及接头盒应无缺损、脱落。 2）母排支柱瓷瓶无脏污、破损，无放电痕迹。	运行	
		变低侧母排热缩包裹检修	B1	6 年	清扫低压母排及支持瓷瓶，检查瓷瓶无破损、放电痕迹，检查低压母排热缩包裹应无缺损，无明显老化、龟裂、硬化现象，必要时进行更换。	检修	必要时：如当热缩材料存在明显老化、龟裂或接头盒破损时。
8	箱壳	阀门位置检查	B1	6 年	1）各阀门应处于正确的开启、关闭位置 2）密封良好，无渗漏。	检修	

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
		SF_6 气体渗漏检查处理	B1	6 年	1）查找渗漏点，明确渗漏部位，根据渗漏情况，采取更换密封件、紧固螺栓等工艺进行处理，处理后应无渗漏。	检修	
		箱壳清洁、螺栓紧固	B1	6 年	1）清扫箱壳，清扫后应清洁。 2）无大面积脱漆，否则应进行补漆。 3）必要时按厂家规定力矩进行紧固检查油箱钟罩螺栓。 4）必要时，打磨处理上、下钟罩连接片接触面，按厂家规定力矩紧固螺栓，装复后应保证接触良好。	检修	必要时：如怀疑漏磁导致油箱钟罩螺栓发热等故障时。
		箱壳检修	A	必要时	对箱壳的内外表面、管道等部件的密封状况、紧固情况、完整性及清洁度等进行检查，更换不符合厂家要求的部件。详细标准见 DL/T 573。	检修	必要时：如变压器吊罩时。
9	本体、有载调压开关、出线电缆气体压力指示计检查	压力计检修	B1	6 年	1）气体压力指示正常，与温度校正曲线相符。 2）气体压力指示与实际压力一致。 3）气体压力指示应随温度变化同步动作。 4）气体压力计外观良好，无潮气凝露，500V 或 1000V 绝缘电阻表测量绝缘电阻应在 1MΩ 以上测量或符合厂家要求。	检修	
10	接地装置	接地装置检查	B1	6 年	铁心、夹件、外壳接地良好	检修	
11	非电量保护装置	突发压力继电器检查及其二次回路试验	C1	1 个月	无渗漏声响	运行	
			B1	6 年	1）密封良好，无渗漏现象。 2）必要时进行校验，检验不合格的应及时更换。 3）绝缘电阻一般不低于 1MΩ。	检修/继保	必要时：如怀疑有故障时。
		温度计	B1	6 年	1）温度计内应无潮气凝露。 2）必要时进行校验，检验不合格的应及时更换。	试验/检修	必要时：如怀疑有故障时。
		测温装置的校验及其二次回路试验	B2	1）6 年 2）A 修后 3）必要时	1）按制造厂的技术要求。 2）密封良好，指示正确，测温电阻值应和出厂值相符。 3）绝缘电阻一般不低于 1 MΩ。	继保/试验	1）采用 1000V 兆欧表。 2）必要时，如：怀疑有故障时。
12	器身	绕组检修	A	必要时	对绕组隔板、围屏、垫块等部件的紧固情况、完整性及清洁度等进行检查，更换不符合要求的部件。详细标准参见 DL/T 573。	检修	必要时：如变压器吊罩时。
		引线及绝缘支架检修	A	必要时	对引线及绝缘支架等部件的紧固情况、完整性及清洁度等进行检查，更换不符合厂家要求的部件。详细标准见 DL/T573。	检修	必要时：如变压器吊罩时。

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
		铁心检修	A	必要时	对铁心、紧固件、压钉、压板及接地片等部件的绝缘情况、紧固情况、电磁屏蔽情况、过热放电情况、完整性及清洁度等进行检查，更换不符合厂家要求的部件。详细标准见 DL/T 573。	检修	必要时：如变压器吊罩时。
		器身绝缘干燥处理	A	必要时	器身干燥标准符合厂家技术要求	检修	必要时：如变压器吊罩时。
13	其他附件	套管检修	A	必要时	对纯瓷套管的密封状况、紧固情况、完整性及清洁度等进行检查，更换不符合厂家要求的部件。详细标准见 DL/T 573。	检修	必要时：如变压器吊罩时。
		套管型电流互感器检修	A	必要时	对套管型电流互感器、连接端子的密封状况、紧固情况、过热放电情况、完整性及清洁度等进行检查试验，更换不符合厂家要求的部件。详细标准见 DL/T 573。	检修	必要时：如变压器吊罩时。
		阀门检修	A	必要时	对阀门的密封状况、完整性及清洁度等进行检查，更换不符合厂家要求的部件。详细标准见 DL/T 573。	检修	必要时：如变压器吊罩时。
14	密封胶垫	密封胶垫的更换	A	必要时	更换全部密封胶垫	检修	必要时：如变压器吊罩时。
15		变压器气体的处理	A	必要时	1）A 修后准备注入变压器的 SF_6 质量要求应符合国标要求。 2）变压器必须采用抽真空后注入 SF_6 气体，真空度、真空保持时间等处理工艺符合国标要求。 3）按厂家技术要求，补气至标准压力。 4）真空注气前后，分别取气样进行气样特性分析，质量标准符合国标要求。	检修	必要时：如变压器吊罩时。
注1：变压器A修应根据变压器存在问题，与厂家协商确定检修项目，制定详细的检修方案。具体的检修项目以检修方案为准，但必须包含本规程所列的A修项目和B修项目。 注2：气体含量达到注意值时，应进行追踪分析查明原因。							

6.1.3 干式电力变压器

干式电力变压器的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 6）。

表 6 干式电力变压器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	红外检测	C1	1 个月	1）具体按 DL/T 664 执行。 2）检查引线接头、等电位连接片等导电部位。 3）检查本体温度分布，红外检查无异常，记录温度及负荷电流，温度异常时保存红外成像谱图。	运行	运行人员红外测试结果怀疑有异常时，高压试验人员开展复测。

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
			B2	1 年	1）具体按 DL/T 664 执行。 2）检查引线接头、等电位连接片等导电部位。 3）检查本体温度分布，记录温度及负荷电流，并保存红外成像谱图。	试验	
2	变压器本体	外观巡视	C1	1 个月	1）设备外观完整无损，无异物。 2）导电连接接头无发热变色现象。	运行	
		外绝缘检查	C1	1 个月	1）套管、瓷瓶无破损、裂纹、爬电现象。 2）外绝缘表面清洁、无裂纹，无爬电痕迹。	运行	
		振动噪音检查	C1	1 个月	无异常振动和声响	运行	
		铁心检查	B1	6 年	1)铁心应平整、清洁，无片间短路或变色、放电烧伤痕迹，无卷边、翘角、缺角现象。 2)接地引出点连接片连接可靠，无发热、断裂现象。 3）检查垫块应无位移、松动。	检修	
		绕组直流电阻	B2	1） 6 年 2）必要时	1）1600kVA 以上变压器，各相绕组电阻相互间的差别不应大于三相平均值的 2%，无中性点引出的绕组，线间差别不应大于三相平均值的 1%。 2）1600kVA 及以下的变压器，相间差别一般不大于三相平均值的 4%，线间差别一般不大于三相平均值的 2%。 3）与以前相同部位测得值比较，其变化不应大于 2%。	试验	1）不同温度下电阻值按下式换算: $R_2=R_1(T+t_2)/(T+t_1)$，式中 R_1、R_2 分别为在温度 t_1、t_2 下的电阻值；T 为电阻温度常数，铜导线取 235。 2）必要时，如：红外检测异常时。
		绕组、铁心绝缘电阻	B2	1） 6 年 2）必要时	绝缘电阻换算至同一温度下，与前一次测试结果相比应无显著变化，一般不低于上次值的 70%。	试验	1)采用 2500V 或 5000V 兆欧表。 2）必要时，如：红外检测异常时。
		交流耐压试验	B2	必要时	一次绕组按出厂试验电压值的 0.8 倍	试验	1）10kV 变压器高压绕组按 35kV×0.8=28kV 进行。 2）额定电压低于 1000V 的绕组可用 2500V 兆欧表测量绝缘电阻代替。 3）必要时，如：红外检测异常时。
		阻抗测量	B2	必要时	与出厂值相差在±5%范围内	试验	如受试验条件限制可在低电压下测量。 必要时，如：怀疑存在匝间短路时。
		噪声测试	B2	必要时	与出厂值比较无明显变化	试验	1）按 GB/T 1094.10 要求进行。 2）必要时，如：发现噪声异常时。

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
		绕组更换	A	必要时	应符合制造厂出厂技术要求规定	检修	必要时：如怀疑绕组有缺陷时。
3	器身	器身清扫	B1	6 年	清扫器身，无脏污落尘；检查外绝缘无破损、无裂纹、无放电痕迹。	检修	
		紧固处理	B1	6 年	检查器身各部位紧固情况，并按厂家规定力矩对铁心、夹件等部位螺栓进行紧固。	检修	
4	引流线连接部位	引流线连接部位检查	B1	6 年	1）检查接线端子连接部位，金具应完好、无变形、锈蚀，若有过热变色等异常应拆开连接部位检查处理接触面，并按标准力矩紧固螺栓。 2）引线长度应适中，接线柱不应承受额外应力。 3）引流线无扭结、松股、断股或其他明显的损伤或严重腐蚀等缺陷。	检修	
5	冷却装置	干式变压器风机检查	B1	6 年	1）运转正常，无异响，有异常应进行更换。 2）控制元件动作灵活无卡涩、二次端子紧固。	检修	
		风道检查及清理	B1	6 年	清扫风道，清除异物，保证风道清洁无堵塞。	检修	
		风冷二次元件更换	B1	12 年	更换风扇，电源电缆有条件可进行更换	检修/继保	
6	有载分接开关	干式变压器有载调压装置检查	B1	6 年	1）进行调档操作至少两个循环，检查档位指示正确，无滑档、拒动、异响。 2）对于开放式结构的有载分接开关，检查触头及过渡电阻无过热变色、松动、烧蚀。 3）对机械传动部位进行润滑。 4）控制元件动作灵活无卡涩、紧固二次端子。	检修	
		干式变压器有载分接开关更换	A	必要时	应符合制造厂出厂技术要求规定	检修	必要时：如有载分接开关不满足运行要求时。
7	接地装置	接地检查	B1	6 年	检查连接可靠，无严重锈蚀	检修	
8	测温装置及其二次回	测温装置的校验及其二次	B2	1）6 年 2）A 修后 3）必要	1）按制造厂的技术要求。 2）密封良好，指示正确，测温电阻值应和出厂值相符。 3）绝缘电阻一般不低于 1 MΩ。	继保/试验	1）采用 1000V 兆欧表。 2）必要时，如：怀疑有故障时。

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
	路	回路试验		时			
注1：变压器A修应根据变压器存在问题，与厂家协商确定检修项目，制定详细的检修方案。具体的检修项目以检修方案为准，但必须包含本规程所列的A修项目和B修项目。 注2：干式接地变压器参照本表执行。							

6.2 电抗器

6.2.1 油浸式电抗器

6.2.1.1 500kV 油浸式电抗器（含中性点电抗器）

500kV 油浸式电抗器（含中性点电抗器）的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 7）。

表 7 500kV 油浸式电抗器（含中性点电抗器）的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	整体密封检查	B1	1）A 修后 2）必要时	在油枕顶部施加 0.035MPa 压力，试验持续时间 24h 无渗漏。	检修	1）试验时带冷却器，不带压力释放装置。 2）必要时，如：怀疑密封不良时。
2	温度计	B1	3 年	1）温度计内应无潮气凝露。 2）必要时进行校验，检验不合格的应及时更换。	试验/检修	必要时：如怀疑有故障时。
3	油中溶解气体色谱分析	B2	1）新投运及 A 修投运后：1,4,10,30 天 2）运行中：3 个月 3）必要时	1）根据 DL/T 722 投运前油中溶解气体含量(μL/L)不应超过以下数值： 总烃：10；H_2：10；C_2H_2：0.1 2)运行油中溶解气体含量(μL/L)超过以下数值时应引起注意： 总烃：150；H_2：150；C_2H_2：1 3）烃类气体总和的产气速率大于 6mL/d(开放式)和 12mL/d(密封式)，或相对产气速率大于 10%/月则认为设备有异常。	试验	1）总烃包括 CH_4、C_2H_4、C_2H_6 和 C_2H_2 4 种气体。 2）溶解气体组份含量有异常时，可结合产气速率判断，必要时缩短周期进行跟踪分析，具体检测要求按照 DL/T 722 标准执行。 3）总烃含量低于注意值的设备不宜采用相对产气速率进行判断。 4）新投运的变压器应有投运前的测试数据。 5）必要时，如： —巡视发现异常； 变压器油中溶解气体含 C_2H_2 且缓慢增长时，应缩短预防性试验周期，其中缩短色谱分析试验周期（应安排专人每天分析在线监测数据），同时关注产气速率是否超过“规程”注意值。连续两年 C_2H_2 含量稳定，可恢复正常试验周期。 6)油中总烃或 H_2 超注意值（150μL/L）时，应查明超注意值原因，同时关注气体

<table>
<tr><th>序号</th><th>项目</th><th>类别</th><th>周期</th><th colspan="2">要求</th><th>负责专业</th><th>说明</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td colspan="2"></td><td></td><td>产气速率是否超过“规程”注意值。如果产气速率超过“规程”注意值应安排停电检查检修；如果产气速率未超过“规程”注意值，应缩短色谱分析试验周期（应安排专人每天分析在线监测数据）。连续两年试验结果稳定，可恢复正常试验周期。</td></tr>
<tr><td>4</td><td>油中水分，mg/L</td><td>B2</td><td>1）注入电抗器前后的新油
2）运行中1年
3）必要时</td><td>投运前：≤10</td><td>运行中：≤15</td><td>试验</td><td>1)运行中设备，测量时应注意温度的影响，尽量在顶层油温高于 50℃时取样。
2)必要时，如：
—绕组绝缘电阻、吸收比或极化指数异常时；
—渗漏油等。</td></tr>
<tr><td>5</td><td>油中含气量，%(体积分数)</td><td>B2</td><td>1）注入电抗器前后的新油
2）运行中：1年
3）必要时</td><td>投运前：≤1</td><td>运行中：≤5</td><td>试验</td><td>1）限值规定参考：GB/T 7595
2）必要时，如：
—需要补油时；
—渗漏油时。</td></tr>
<tr><td>6</td><td>油中糠醛含量，mg/L</td><td>B2</td><td>必要时</td><td colspan="2">1）超过下表值时，一般为非正常老化，需跟踪检测：<table><tr><td>运行年限</td><td>1~5</td><td>5~10</td><td>10~15</td><td>15~20</td></tr><tr><td>糠醛含量</td><td>0.1</td><td>0.2</td><td>0.4</td><td>0.75</td></tr></table>2）跟踪检测时，注意增长率。
3）测试值大于 4mg/L 时，认为绝缘老化已比较严重。</td><td>试验</td><td>必要时，如：
—油中气体总烃超标或 CO、CO_2 过高；
—需了解绝缘老化情况时；
—长期过载运行后，温升超标后等。</td></tr>
<tr><td>7</td><td>绝缘油试验</td><td colspan="6">见第 26.1 节</td></tr>
<tr><td>8</td><td>阻抗测量</td><td>B2</td><td>必要时</td><td colspan="2">与出厂值相差在±5%范围内，与三相或三相组平均值相差在±2%范围内。</td><td>试验</td><td>如受试验条件限制可在低电压下测量。</td></tr>
<tr><td>9</td><td>绕组直流电阻</td><td>B2</td><td>1）3 年
2）A 修后
3）必要时</td><td colspan="2">1）各相绕组电阻相互间的差别不应大于三相平均值的 2%，无中性点引出的绕组，线间差别不应大于三相平均值的 1%。
2）与以前数值比较，其变化不应大于 2%。</td><td>试验</td><td>1）如电阻相间差在出厂时超过规定，制造厂已说明了这种偏差的原因，则与以前数值比较，其变化不应大于 2%。
2）不同温度下电阻值按下式换算。
$R_2=R_1(T+t_2)/(T+t_1)$，式中 R_1、R_2 分别为在温度 t_1、t_2 下的电阻值；T 为电阻温度常数，铜绕组取 235。
3）必要时，如：
—本体油色谱判断有热故障；
—红外检测判断套管接头</td></tr>
</table>

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
						或引线过热。
10	绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数	B2	1）3 年 2）A 修后 3）必要时	1）绝缘电阻换算至同一温度下，与前一次测试结果相比应无显著变化，一般不低于上次值的 70%。 2）吸收比在常温下不低于 1.3，吸收比偏低时可测量极化指数，应不低于 1.5。 3）绝缘电阻大于 10000MΩ 时，吸收比不低于 1.1，或极化指数不低于 1.3 即可。	试验	1）采用 2500V 或 5000V 兆欧表，兆欧表容量一般要求输出电流不小于 3mA。 2）测量前被试绕组应充分放电。 3）测量温度以顶层油温为准，各次测量时的温度应尽量接近。 4）尽量在油温低于 50℃时测量，不同温度下的绝缘电阻值按下式换算： $R_2 = R_1 \times 1.5^{(t_1-t_2)/10}$ 式中 R_1、R_2 分别为温度 t_1、t_2 时的绝缘电阻值 5）吸收比和极化指数不进行温度换算。 6）必要时，如： —运行中油介损不合格或油中水分超标； —渗漏油等。
11	绕组连同套管的 tanδ	B2	1）A 修后 2）必要时	1）20℃时不大于 0.6%。 2）tanδ 值与出厂试验值或历年的数值比较不应有显著变化(一般不大于 30%)。 3）试验电压 10kV。	试验	1）测量温度以顶层油温为准，各次测量时的温度尽量相近，尽量在油温低于 50℃时测量，不同温度下的 tanδ 值一般按下式换算。 $\tan\delta_2 = \tan\delta_1 \times 1.3^{(t_2-t_1)/10}$ 式中 $\tan\delta_1$、$\tan\delta_2$ 分别为温度 t_1、t_2 时的 tanδ 值。 2）必要时，如： —绕组绝缘电阻、吸收比或极化指数测量异常时； —油介损不合格或油中水分超标； —渗漏油等。
12	电容型套管的 tanδ 和电容值	B2	见第 20 章		试验	1）用正接法测量。 2）测量时记录环境温度及电抗器顶层油温。
13	绕组连同套管的交流耐压试验	B2	A 修后	全部更换绕组时，按出厂试验电压值；部分更换绕组时，按出厂试验电压值的 0.8 倍。	试验	
14	铁心及夹件的绝缘电阻	B2	1）3 年 2）必要时	1）与以前测试结果相比无显著差别。 2）运行中铁心接地电流一般不应大于 0.1A。	试验	1）采用 2500V 兆欧表。 2）夹件引出接地的可单独对夹件进行测量。 3）必要时，如：油色谱分析怀疑铁心多点接地时。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
15	穿心螺栓、铁轭夹件、绑扎钢带、铁心、绕组压环及屏蔽等的绝缘电阻	B2	A 修中	一般不低于 500MΩ	试验	1）采用 2500V 兆欧表。 2）连接片不能拆开者可不进行。
16	气体继电器校验及其二次回路试验	B2	1）3 年(二次回路) 2）A 修后 3）必要时	1）按制造厂的技术要求。 2）整定值符合运行规程要求，动作正确 3）绝缘电阻一般不低于 1MΩ。	试验/继保	1）采用 1000V 兆欧表。 2）必要时，如：怀疑有故障时。
17	压力释放阀校验及其二次回路试验	B2	1）3 年(二次回路) 2）必要时	1）动作值与铭牌值相差应在±10%范围内或符合制造厂规定。 2）绝缘电阻一般不低于 1MΩ。	检修/继保/试验	1）采用 1000V 兆欧表 2）必要时，如：怀疑有故障时。
18	冷却装置及其二次回路试验	B2	1）3 年(二次回路) 2）A 修后 3）必要时	1）投运后，流向、温升和声响正常，无渗。 2）冷却装置的检查和试验满足制造厂要求。 3）绝缘电阻一般不低于 1MΩ。	继保/检修	1）采用 1000V 兆欧表。 2）必要时，如：怀疑有故障时。
19	箱壳振动	B2	必要时	结合噪声情况综合分析	试验	必要时，如：发现箱壳振动异常时，或噪声异常时。
20	噪声测量	B2	必要时	与出厂值比不应有明显差别	试验	1）按 GB/T 1094.10 要求进行。 2）必要时，如：发现噪声异常时。
注：500kV油浸式电抗器运行巡视、检修相关项目，参照5.1.1油浸式电力变压器相关要求执行。						

6.2.1.2 6kV～35kV 油浸式电抗器

6kV～35kV 油浸式电抗器的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 8）。

表 8 6kV～35kV 油浸式电抗器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	温度计	B1	6年	1）温度计内应无潮气凝露。 2）必要时进行校验，检验不合格的应及时更换。	试验/检修	必要时：如怀疑有故障时。
2	绕组绝缘电阻	B2	1） 6年 2）A修后 3）必要时	一般不低于1000 MΩ(20℃)	试验	1）采用2500V兆欧表。 2）必要时，如：红外检测异常时。
3	绕组直流电阻	B2	1） 6年 2）A修后 3）必要时	1）三相绕组间的差别不应大于三相平均值的4%。 2）与上次测量值相差不大于2%。	试验	必要时，如：红外检测异常时。

序号	项目	类别	周期	要求		负责专业	说明
4	阻抗测量	B2	1）A修后 2）必要时	与出厂值相差在±5%范围内。		试验	必要时，如：红外检测异常时。
5	绝缘油击穿电压,kV	B2	1） 6年 2）A修后 3）必要时	投运前 35kV及以下≥40	运行中 35kV 及以下≥35	试验	1)试验方法参照 GB/T 507 执行。 2）必要时，如：红外检测异常时。
6	绕组tanδ	B2	1）A修后 2）必要时	20℃下的tanδ值不大于3.5%		试验	1)仅对800kVar以上的油浸铁心电抗器进行。 2）必要时，如：红外检测异常时。
7	绕组对铁芯和外壳交流耐压及相间交流耐压	B2	1）A修后 2）必要时	试验电压为出厂试验电压的0.8倍		试验	必要时，如：红外检测异常时。
8	轭铁梁和穿心螺栓(可接触到)的绝缘电阻	B2	A修时	1）与历次试验结果相比无显著差别。 2）一般不小于10 MΩ。		试验	采用2500V兆欧表
9	红外检测	C1	1 个月	1）具体按 DL/T 664 执行。 2）检查引线接头、等电位连接片等导电部位。 3）检查本体温度分布，红外检查油面无异常，记录温度及负荷电流，温度异常时保存红外成像谱图。		运行	运行人员红外测试结果怀疑有异常时，高压试验人员开展复测。
		B2	1 年	1）具体按 DL/T 664 执行 2）检查引线接头、等电位连接片等导电部位。 3）检查本体温度分布，记录温度及负荷电流，并保存红外成像谱图		试验	
注：6kV～35kV油浸式电抗器C1、B1类相关项目参照6.1.1油浸式电力变压器相关要求执行。							

6.2.2 干式电抗器

6.2.2.1 干式空心电抗器

干式空心电抗器的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 9）。

表 9 干式空心电抗器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	外观巡视	C1	1 个月	1）设备外观完整无损，防雨罩完好。 2）接头无发热、变色现象。	运行	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
2	外绝缘检查	C1	1 个月	1）支柱绝缘子瓷瓶应无破损、裂纹、爬电现象。 2）外包封表面应清洁、无裂纹，无爬电痕迹，无涂层脱落现象，无发热变色现象。	运行	
3	撑条（引拔棒）检查	C1	1 个月	无错位脱落	运行	
4	振动噪音检查	C1	1 个月	无异常振动和声响	运行	
5	红外检测	C1	1 个月	1）具体按 DL/T 664 执行。 2）检查引线接头、等电位连接片等导电部位。 3）检查本体温度分布，红外检查无异常，记录温度及负荷电流，温度异常时保存红外成像谱图。	运行	1）应注意测量干式电抗器支持瓷瓶及引线接头、接地引下线等部位。 2）运行人员红外测试结果怀疑有异常时，高压试验人员开展复测。
		B2	1 年	1）具体按 DL/T 664 执行。 2）检查引线接头、等电位连接片等导电部位。 3）检查本体温度分布，记录温度及负荷电流，并保存红外成像谱图。	试验	
6	器身检查	B1	6 年	1）清扫器身，无脏污落尘。 2）检查表面涂层应无龟裂、脱落、变色现象，包封表面进行憎水性试验，无浸润现象。 3）检查包封表面无发热、变色痕迹。	检修	
7	支座绝缘子检查	B1	1）6 年 2）必要时	清扫瓷瓶，检查绝缘子清洁、无破损	检修	
8	引流线连接部位检查	B1	6 年	1）检查接线端子连接部位，金具应完好、无变形、锈蚀，若有过热变色等异常应拆开连接部位检查处理接触面，并按标准力矩紧固螺栓。 2)引线长度应适中,接线柱不应承受额外应力。 3）引流线无扭结、松股、断股或其他明显的损伤或严重腐蚀等缺陷。	检修	
9	包封引线和汇流排检查	B1	6 年	1）包封至汇流排引线应无断裂、松焊现象，否则应进行焊接处理。 2）汇流排应无变形裂纹现象。	检修	
10	防雨罩检查	B1	6 年	防雨罩及防雨隔栅应无破损、无松动	检修	
11	通风道检查及清理	B1	6 年	清扫通风道，清除异物，保证通风道清洁、无堵塞。	检修	
12	包封与撑条（引拔棒）检查	B1	6 年	1) 包封与支架间紧固带应无松动、断裂现象。 2) 包封间撑条无错位、脱落现象。	检修	
13	接地检查	B1	6 年	连接可靠，无严重锈蚀	检修	
14	RTV 涂料喷涂	B1	必要时	对运行时间超过 5 年的 35kV 及 66kV 干式电抗器，其外表面有龟裂或爬电痕迹应喷涂 RTV 涂料。	检修	1）建议喷涂 RTV-II 涂料。 2）必要时：如外表

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
						面有龟裂或爬电痕迹时。
15	绕组直流电阻	B2	6 年	与出厂值比较偏差不大于 1%	试验	
16	阻抗测量	B2	必要时	与出厂值相差在±5%范围内	试验	1）如受试验条件限制可在低电压下测量。 2）必要时，如怀疑存在匝间短路时
17	匝间绝缘耐压试验	B2	必要时	全电压和标定电压振荡周期变化率不超过5%。全电压不超过出厂值 80%。	试验	必要时，如：怀疑存在匝间短路时，或运行八年以上的设备。
注：干式阻波器B1和B2类相关项目参照本表执行。						

6.2.2.2 干式铁心电抗器

干式铁心电抗器检修和预试项目参照 6.1.3 节干式电力变压器执行，其中预试项目只包括阻抗测量、红外检测。

6.3 变压器中性点保护间隙

变压器中性点保护间隙的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 10）。

表 10 变压器中性点保护间隙的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	外观检查	C1	1 个月	1）外观无异常。 2）无明显破损。 3）无歪斜。	运行	
2	间隙距离测量	B1	1 ） 220kV 、500kV：3 年 2）110kV：6 年 3）必要时	1）满足设计距离，且无明显偏差。110kV 中性点间隙：110mm～135mm；220kV 中性点间隙：260mm～295mm（设备中性点绝缘水平较高，高海拔、沿海、高湿度地区取大者；反之，取小者）。 2）间隙在同一水平轴线上。	检修	必要时：因雷雨天气或其他原因引起间隙放电过后。
3	间隙调整	B1	必要时	1) 间隙材料材质和截面符合设计要求。 2)对烧蚀部分进行处理，满足设计外形要求。 3）满足设计距离要求（同本表项目 2）。	检修	结合间隙距离测量进行。
4	间隙过流和过压保护检查和整定	B2	1 ） 220kV 、500kV：3 年 2）110kV：6 年 3）必要时	1）满足定值要求。 2）正常可靠动作。	继保	

6.4 变压器隔直装置

变压器隔直装置的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 11）。

表 11 变压器隔直装置的检修项目、周期、要求和负责专业

<table>
<tr><th>序号</th><th colspan="2">项目</th><th>类别</th><th>周期</th><th>要求</th><th>负责专业</th><th>说明</th></tr>
<tr><td>1</td><td colspan="2">柜体检查</td><td>C1</td><td>1个月</td><td>1）检查箱体是否有老化、破损情况。
2）检查数字控制器面板是否显示正常。
3）检查控制面板旁路机械开关指示灯与开关实际是否相符、指示是否正常。</td><td>运行</td><td></td></tr>
<tr><td>2</td><td colspan="2">接地检查</td><td>C1</td><td>1个月</td><td>1）检查一次电缆与地网连接点是否接触良好，有无腐蚀、锈蚀情况。
2）检查装置外壳与地网连接是否可靠，焊接点是否牢固，有无松动或锈蚀情况。
3）检查变压器中性点接地刀闸、隔直装置接入刀闸位置状态。</td><td>运行</td><td></td></tr>
<tr><td>3</td><td colspan="2">上位机检查</td><td>C1</td><td>1个月</td><td>1）检查上位机及相应监控软件是否开启。
2）检查有无通信中断提示或告警信号。
3）检查是否处于远方/自动模式，如果不是，切换至远方/自动模式。
4）检查旁路机械开关的状态位置与现场是否一致。
5）检查旁路机械开关、变压器中性点接地刀闸、隔直装置接入刀闸状态与实际位置是否一致。</td><td>运行</td><td></td></tr>
<tr><td>4</td><td colspan="2">综自后台检查</td><td>C1</td><td>1个月</td><td>1）检查有无告警信号。
2）检查旁路机械开关、变压器中性点接地刀闸、隔直装置接入刀闸状态与实际位置是否一致。</td><td>运行</td><td></td></tr>
<tr><td>5</td><td colspan="2">整体功能检查</td><td>C2</td><td>具备条件时</td><td>在发生直流输电系统单极大地运行工况下，变压器中性点直流电流达到设定值，电容隔直装置可正常进行状态转换。</td><td>运行</td><td></td></tr>
<tr><td>6</td><td rowspan="2">成套装置</td><td>绝缘电阻测量</td><td>B2</td><td>1）3年
2）必要时</td><td><table><tr><th>测量位置</th><th>绝缘电阻（MΩ）</th></tr><tr><td>主回路对柜壳</td><td>≥50</td></tr><tr><td>直流控制电源回路对柜壳</td><td>≥10</td></tr><tr><td>交流控制电源回路对柜壳</td><td>≥10</td></tr><tr><td>交流电流互感器二次回路对柜壳</td><td>≥10</td></tr></table></td><td>试验</td><td>第一项采用1000V兆欧表，其他使用500V兆欧表。</td></tr>
<tr><td>7</td><td>主回路对地工频耐压试验</td><td>B2</td><td>1）3年
2）必要时</td><td>试验电压按80%出厂值</td><td>试验</td><td></td></tr>
<tr><td>8</td><td>电容器</td><td>电容值测量</td><td>B2</td><td>1）3年
2）必要时</td><td>按JB/T 8168规定的试验方法，电容值偏差不超过出厂值的±10%。</td><td>试验</td><td>试验时与其他电气</td></tr>
</table>

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
9		极壳工频耐压试验	B2	1）3年 2）必要时	试验电压按80%出厂值	试验	元件断开连接。
10	旁路机械开关	断口工频耐压试验	B2	1）3年 2）必要时	试验电压按80%出厂值	试验	试验时与其他电气元件断开连接。
11		导电回路电阻测量	B2	1）3年 2）必要时	按GB/T 11022规定的试验方法，测量值不大于出厂值的1.2倍。	试验	
12		分合闸时间测量	B2	1）3年 2）必要时	分、合闸时间不超过100ms	试验/继保	
13	传感器/互感器误差试验		B2	1）3年 2）必要时	1）按JB/T 7490规定的试验方法，在直流电流传感器、直流电压传感器的额定量程内各取至少10个测试点（测试点应包含量程的上限值和下限值）进行误差试验，基本误差不超过±2%。 2）按GB 20840.2规定的试验方法，进行交流电流互感器复合误差试验，满足10P20要求。	试验/继保	
14	状态切换功能试验		B2	1）3年 2）必要时	1）将电容隔直装置设置为手动控制模式，分别在就地和远方，向旁路机械开关发分、合闸指令，旁路机械开关正确动作。 2）将电容隔直装置设置为自动控制模式。使用功率源在直流电流采集单元一次侧施加直流电流达到整定值和延时，旁路机械开关应分闸，电容隔直装置转为隔直状态；使用功率源在电容器两端施加直流电压并逐渐降低，达到设定的整定值和延时，旁路机械开关合闸，电容隔直装置转为直接接地状态。	试验/继保	
15	旁路保护功能试验		B2	1）3年 2）必要时	根据快速旁路支路的动作原理，施加相应的出发条件，快速旁路支路应能导通，响应时间小于1ms、旁路机械开关合闸，响应时间小于100ms。	试验/继保	需要厂家提供快速旁路原理及导通试验方法。
16	控制模式转换试验		B2	1）3年 2）必要时	1）将电容隔直装置控制模式设置为“自动”，远方或就地手动向旁路机械开关发分合闸指令无效。 2）将电容隔直装置控制模式设置为“手动/就地”，在上位机远方向旁路机械开关发分合闸指令无效；设置为“手动/远方”，就地向旁路机械开关发分合闸指令无效。 3）分别在自动、手动模式下，操作硬件开关进行强制合闸，旁路机械开关应合闸。	试验/继保	
17	远方监控功能试验		B2	1）3年 2）必要时	在上位机进行如下检查： 1）实时查询旁路机械开关位置状态，与实际位置状态相符。 2）实时查询显示变压器中性点直流电流和交流电流、电容器两端直流电压。 3）调取历史运行数据，可显示历史曲线（变压器中性点直流电流和交流电流、电容器两端直流电压）、故障录波。 4）调取运行日志，可显示动作记录和装置故障记录信息。	试验/继保	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
18	“二遥”功能试验	B2	1）3年 2）必要时	1）旁路机械开关合闸 合上旁路机械开关，就地控制面板“合闸指示灯”亮，旁路开关处于合闸位置。综自后台有“旁路开关合闸”指示信号。 2）旁路机械开关分闸 手动/自动分开旁路开关，就地控制面板“分闸指示灯”亮，旁路开关处于分闸位置。综自后台有“旁路开关分闸”指示信号。 3）数字控制器故障 将数字控制器工作电源断开。综自后台有“控制器故障”告警信号。 4）就地状态 将旁路开关控制模式切换到“就地”，综自后台有“就地状态”指示信号。 当旁路开关控制模式切换到“远方”时，综自后台“就地状态”指示信号消失。 5）温度超限告警 将温度控制器的定值整定至小于试验时的箱体内实际环境温度。综自后台有“温度超限告警”告警信号。 6）旁路机械开关故障告警 将旁路机械开关的控制电源断开，综自后台有“旁路开关故障”告警信号。 7）交流工作电源故障 将电容隔直装置的交流工作电源断开，综自后台有“交流工作电源故障”告警信号。 8）直流工作电源故障 将电容隔直装置的直流工作电源断开，综自后台有“直流工作电源故障”告警信号。 9）检查综自后台能否正确接收并显示中性点直流偏磁电流分量、交流电流分量。	试验/继保	

7 互感器

7.1 油浸式电流互感器

油浸式电流互感器的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 12）。

表 12 油浸式电流互感器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	外观检查	C1	1 个月	1）外绝缘表面应无脏污，无破损、裂纹及放电现象。 2）金属部位应无锈蚀，底座、支架牢固，无倾斜变形。 3）设备外涂漆层清洁、无大面积掉漆。 4）油位指示在标准范围内。	运行	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
2	红外检测	C1	1 个月	1）具体按 DL/T 664 执行。 2)检查引线接头、等电位连接片等导电部位。 3）检查本体温度分布，本体温差不大于 2～3K，红外检查无异常，记录温度及负荷电流，温度异常时保存红外成像谱图。	运行	运行人员红外测试结果怀疑有异常时，高压试验人员开展复测。
		C2	I、II 级管控下触发	1）具体按 DL/T 664 执行。 2)检查引线接头、等电位连接片等导电部位。 3）检查本体温度分布，本体温差不大于 2～3K，红外检查无异常，记录温度及负荷电流，并保存红外成像谱图。	试验	
		B2	1 年			
3	渗漏油检查	C1	1 个月	瓷套、底座、阀门和密封法兰等部位应无渗漏	运行	
4	声响和振动检查	C1	1 个月	无异常声响、振动	运行	
5	接地引下线检查	C1	1 个月	连接可靠、无锈蚀	运行	
6	金属膨胀器检查	B1	6 年	1）膨胀器无渗漏、无变形，否则应更换。 2）放气阀内无残存气体，油位指示正确。 3）盒式膨胀器的压力释放装置完好正常，波纹膨胀器无锈蚀、卡涩。 4）紧固检查各部螺丝。	检修	
7	储油柜检查	B1	6 年	1）油位计完好、油位正常。 2)清扫外表面油污，检查应无渗漏、无锈蚀，漆膜完好。 3）隔膜完好，无外渗油渍。 4)吸湿器完好无损，硅胶三分之一部分变色应更换，更换油杯中变压器油，油量正常。	检修	
8	瓷套检查	B1	6 年	1）清扫瓷套，检查瓷套完好、清洁、无破损、无裂纹。 2）增爬裙粘着牢固，无龟裂老化现象。 3）检查防污涂层无龟裂老化、起壳现象。	检修	
9	复合绝缘套管检查	B1	6 年	1）清洁复合套管，检查应完整，无龟裂老化迹象。 2）必要时做修复处理。	检修	必要时：如复合绝缘有龟裂老化时。
10	油箱、二次接线盒检查	B1	1）6 年 2）必要时	1）外表清洁，检查无锈蚀，漆膜完好，必要时补漆。 2）紧固密封面螺栓。 3）检查二次接线盒应密封良好，无进水、凝露现象。 4）检查二次接线板应完整，标志清晰，无裂纹、起皮、放电、发热痕迹。 5）二次接线柱应清洁，无破损、渗漏，无放电烧伤痕迹。 6）检查油浸式电流互感器末屏、电压互感器的 N(X)端引出线及互感器二次引线的接地端，应与接地端子可靠连接。	检修/继保	必要时：如有大面积锈蚀脱漆时。

<table>
<tr><th>序号</th><th>项目</th><th>类别</th><th>周期</th><th>要求</th><th>负责专业</th><th>说明</th></tr>
<tr><td>11</td><td>导电连接部位检查</td><td>B1</td><td>6 年</td><td>1）检查接线板及金具应无裂纹、破损、锈蚀现象，紧固接线板螺栓，接线板应接触良好，无烧伤痕迹。
2）检查引流线应长度适中，接线端不应承受额外应力。
3）检查紧固等电位片螺栓。
4）引流线无扭结、松股、断股或其他明显的损伤或严重腐蚀等缺陷。</td><td>检修</td><td></td></tr>
<tr><td>12</td><td>绕组及末屏的绝缘电阻</td><td>B2</td><td>1）500kV、220kV：3年；110kV及以下：6年
2）A 修后
3）必要时</td><td>1）一次绕组对二次绕组及地的绝缘电阻与出厂
值及历次数据比较，不应有显著变化。一般不
低于出厂值或初始值的70%。
2）电容型电流互感器末屏绝缘电阻不宜小于1000MΩ。</td><td>试验</td><td>1）有投运前数据。
2)用 2500V 兆欧表。
3）必要时，如：怀疑有故障时。
4）必要时，进行二次绕组间及其对地绝缘电阻试验，与出厂值及历次数据比较，不应有显著变化。一般不低于出厂值或初始值的 70%。</td></tr>
<tr><td>13</td><td>tanδ及电容量</td><td>B2</td><td>1）500kV、220kV：3年；110kV：6年
2）A 修后
3）必要时</td><td>1）主绝缘tanδ(%)不应大于下表中的数值，且与历次数据比较，不应有显著变化。
<table>
<tr><th colspan="2">电压等级,kV</th><th>35</th><th>110</th><th>220</th><th>500</th></tr>
<tr><td rowspan="4">A 修后</td><td>油纸电容型</td><td>1.0</td><td>1.0</td><td>0.7</td><td>0.6</td></tr>
<tr><td>充油型</td><td>3.0</td><td>2.0</td><td>—</td><td>—</td></tr>
<tr><td>胶纸电容型</td><td>2.5</td><td>2.0</td><td>—</td><td>—</td></tr>
<tr><td>充胶式</td><td>2.0</td><td>2.0</td><td>2.0</td><td>—</td></tr>
<tr><td rowspan="4">运行中</td><td>油纸电容型</td><td>1.0</td><td>1.0</td><td>0.8</td><td>0.7</td></tr>
<tr><td>充油型</td><td>3.5</td><td>2.5</td><td>—</td><td>—</td></tr>
<tr><td>胶纸电容型</td><td>3.0</td><td>2.5</td><td>—</td><td>—</td></tr>
<tr><td>充胶式</td><td>2.5</td><td>2.5</td><td>2.5</td><td>—</td></tr>
</table>
2）电容型电流互感器主绝缘电容量与初始值或
出厂值差别超过±5%时应查明原因。
3）当电容型电流互感器末屏对地绝缘电阻小于 1000MΩ 时，应测量末屏对地 tanδ，其值不大于 2%。</td><td>试验</td><td>1）当tanδ值与出厂值或上一次试验值比较有明显增长时，应综合分析tanδ与温度、电压的关系，当tanδ随温度明显变化或试验电压由 10kV 到 $U_m/\sqrt{3}$，tanδ(%)变化绝对量超过±0.3，不应继续运行。
2）必要时，如：怀疑有故障时
3）66kV 电压等级试验参照 110kV 要求执行。</td></tr>
</table>

<table>
<tr><th>序号</th><th>项目</th><th>类别</th><th>周期</th><th>要求</th><th>负责专业</th><th>说明</th></tr>
<tr><td>14</td><td>带电测试 tanδ 及电容量</td><td>B2</td><td>1）投产后半年内
2）一年
3）A 修后
4）必要时</td><td>1）可采用同相比较法，判断标准为：
—同相设备介损测量值差值($\tan\delta_X$- $\tan\delta_N$)与初始测量值差值比较，变化范围绝对值不超过 ±0.3%，电容量比值(C_X/C_N)与初始测量电容量比值比较，变化范围不超过 ±5%。
—同相同型号设备介损测量值($\tan\delta_X$- $\tan\delta_N$)不超过 ±0.3%。
2）采用其他测试方法时，可根据实际制定操作细则。</td><td>试验</td><td>对已安装了带电测试信号取样单元的电容型电流互感器进行，超出要求时应：
1）查明原因；
2）缩短试验周期；
3）必要时停电复试。</td></tr>
<tr><td>15</td><td>油中溶解气体色谱分析及油中水分含量测定</td><td>B2</td><td>1）35kV 及以上：必要时
2）A 修后</td><td>1)根据 DL/T 722 互感器投运前油中溶解气体含量(μL/L)不应超过下列数值：
500kV 及以上：总烃：10；H_2：50；C_2H_2：0.1
220kV 及以下：总烃：10；H_2：100；C_2H_2：0.1
2）油中溶解气体组份含量(μL/L)超过下列任一值时应引起注意：
总烃：100
H_2：150 (500kV)
300 (220kV 及以下)
C_2H_2：1 (500kV)
2 (220kV 及以下)
3）油中水分含量(mg/L)超过下列任一值时应引起注意：
<table>
<tr><th>电压等级,kV</th><th>投运前</th><th>运行中</th></tr>
<tr><td>110</td><td>20</td><td>35</td></tr>
<tr><td>220</td><td>15</td><td>25</td></tr>
<tr><td>500</td><td>10</td><td>15</td></tr>
</table></td><td>试验</td><td>1）制造厂明确要求不能取油样进行色谱分析时可不进行。
2）对于 H_2 单值升高的，或出现 C_2H_2，但未超注意值可以考虑缩短周期； C_2H_2 含量超过注意值时，应考虑更换。
3)500kV 站 35kV 电流互感器具体要求参考 110kV 规定执行。</td></tr>
<tr><td>16</td><td>绝缘油击穿电压， kV</td><td>B2</td><td>1）A 修后
2）必要时</td><td>投运前
35kV ：≥40
110kV、220kV：≥45
500kV ：≥65
运行中
35kV ：≥35
110 kV、220kV：≥40
500kV：≥55</td><td>试验</td><td>1）全密封电流互感器按制造厂要求进行。
2）电极形状应严格按相应试验方法的规定执行参考 GB/T 507。
3）必要时，如：怀疑有绝缘故障时。</td></tr>
<tr><td>17</td><td>局部放电试验</td><td>B2</td><td>110kV 及以上：必要时</td><td>在电压为 $1.2U_m/\sqrt{3}$ 时，视在放电量不大于 20pC。</td><td>试验</td><td>必要时，如：对绝缘性能有怀疑时。</td></tr>
<tr><td>18</td><td>极性检查</td><td>B2</td><td>1)A 修后；
2）更换绕组后</td><td>与铭牌和端子标志相符合</td><td>试验</td><td></td></tr>
<tr><td>19</td><td>交流耐压试验</td><td>B2</td><td>1）A 修后
2）必要时</td><td>1）一次绕组按出厂值的 0.8 倍进行。
2）二次绕组之间及末屏对地的工频耐压试验电压为 2kV，可用 2500V 兆欧表代替。</td><td>试验</td><td>必要时，如：对绝缘性能有怀疑时。</td></tr>
</table>

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
20	各分接头的变比检查	B2	1）A 修后 2）必要时	1）与铭牌标志相符合。 2）对于电流互感器，比值差和相位差与制造厂试验值比较应无明显变化，并符合等级规定。	试验	1）对于计量计费用绕组应测量比值差和相位差。 2）必要时，如：改变变比分接头运行时。
21	校核励磁特性曲线	B2	必要时	1）与同类互感器特性曲线或制造厂提供的特性曲线相比较，应无明显差别。 2）多抽头电流互感器可在使用抽头或最大抽头测量。	试验/继保	必要时，如：怀疑有故障时。
22	绕组直流电阻	B2	必要时	与出厂值或初始值比较，应无明显差别	试验	1）包括一次及二次绕组。 2）必要时，如：怀疑有故障时。
23	密封垫更换	A	必要时	更换所有密封件	检修	必要时：如互感器漏油（密封圈老化）无法通过紧固消除，或怀疑互感器受潮或有内部缺陷时。
24	真空注油	A	必要时	1）装配完毕后，进行预抽真空、真空注油、真空浸渍脱气、补充油至规定油位指示。真空度及真空保持时间按厂家要求。 2）处理或更换后绝缘油质量标准达到 GB/T 7595 质量要求。	检修/试验	
注：每年定期进行运行电压下带电测试tanδ及电容量的，对序号12、13的项目可调整为6年。						

7.2 SF_6 电流互感器

SF_6 电流互感器的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 13）。

表 13 SF_6 电流互感器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	外观检查	C1	1 个月	1）外绝缘表面无脏污、无破损、无裂纹及放电现象。 2）金属部位无锈蚀，底座、支架牢固，无倾斜变形。 3）设备外涂漆层清洁、无大面积掉漆。 4）二次端子箱门关闭良好，无松脱、移位。	运行	
2	红外检测	C1	1 个月	1）具体按 DL/T 664 执行。 2）检查引线接头、等电位连接片等导电部位。 3）检查本体温度分布，本体温差不大于 2～3K，红外检查无异常，记录温度及负荷电流，温度异常时保存红外成像谱图。	运行	运行人员红外测试结果怀疑有异常时，高压试验人员开展复测。
		C2	I、II 级管控下触发	1）具体按 DL/T 664 执行。 2）检查引线接头、等电位连接片等导电部位。	试验	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
		B2	1 年	3）检查本体温度分布，本体温差不大于 2～3K，红外检查无异常，记录温度及负荷电流，并保存红外成像谱图。		
3	振动噪音检查	C1	1 个月	无异常声响、振动	运行	
4	SF_6 气体泄漏检查	C1	1 个月	压力表指示正常	运行	
5	法兰密封检查	B1	1）6 年 2）必要时	1）检查各密封法兰无变形，法兰紧固件齐全、紧固。 2）必要时进行 SF_6 渗漏检漏。	检修	必要时：如怀疑有 SF_6 气体渗漏时。
6	一次引线连接检查	B1	6 年	1）检查接线端子连接部位，金具应完好、无变形、锈蚀，若有过热变色等异常应拆开连接部位检查处理接触面，并按标准力矩紧固螺栓。 2）引线长度应适中，接线柱不应承受额外应力。 3）引流线无扭结、松股、断股或其他明显的损伤或严重腐蚀等缺陷。	检修	
7	防爆片检查	B1	6 年	检查防爆片应完好无锈蚀、变形，安装正确	检修	
8	复合绝缘套管检查	B1	6 年	1）清洁复合套管，检查应完整，无龟裂老化迹象。 2）必要时做修复处理。	检修	必要时：如复合绝缘有龟裂老化时。
9	瓷套检查	B1	6 年	1) 清扫瓷套，检查瓷套完好、无裂纹、无破损。 2）增爬裙如有粘着牢固，无龟裂老化现象。 3）检查防污涂层无龟裂老化、起壳现象。 4）检查无渗漏。	检修	
10	气体压力表和 SF_6 密度继电器检查及动作值测试	B1	6 年	1）压力表和 SF_6 密度继电器外观完好，无凝露现象，接线盒无进水受潮现象。 2）压力指示在允许范围。 3）测试不合格应及时更换。	检修/试验	满足现场测试条件开展。
11	二次接线盒检查	B1	6 年	1）检查二次接线盒应密封良好，无进水。 2）检查二次接线板及接线柱应完整，标志清晰，无裂纹、起皮、放电、发热痕迹。	检修/继保	
12	金属件补漆	B1	6 年	必要时金属件补漆，保证金属件表面漆膜完好。	检修	
13	接地检查	B1	6 年	连接可靠，无锈蚀	检修	
14	SF_6 气体湿度(20℃的体积分数),μL/L	B2	1）投运前新充气 24h 后 2）投产及 A 修后满 1 年 1 次，如无异常，其	运行中：≤1000μL/L A 修后：≤250μL/L	试验	1）按 DL/T 1366、DL/T 915 和 DL/T 506 进行。 2）必要时，如： —新装及 A 修后 1 年内复测湿度不符合要

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
			后3年1次 3）必要时			求； —漏气超过 SF_6 气体泄漏要求； —设备异常时。
15	SF_6 气体泄漏试验	B2	1）A 修后 2）必要时	应无明显漏点	检修/试验	1）按 DL/T 596、DL/T 941、GB 11023 进行。 2）对检测到的漏点可采用局部包扎法检漏，每个密封部位包扎后历时 5 h，测得 SF_6 气体含量（体积分数）不大于 15μL/L。
16	现场分解产物测试，μL/L	B2	1）投运前新充气 24h 后 2）投产及 A 修后满 1 年 1 次，如无异常，其后 3 年 1 次 3）必要时	SO_2：≤1μL/L H_2S：≤1μL/L CO：≤300μL/L（注意值）	试验	1）建议结合现场湿度测试进行，参考 DL/T 1359，按 DL/T 1205 进行。 2）必要时，如：设备异常时。
17	实验室分解产物测试	B2	必要时	检测组分：SO_2、SOF_2、SO_2F_2、CO、CO_2、CS_2、CF_4、S_2OF_{10}	试验	1）必要时，如：现场分解产物测试超参考值或有增长时。 2）参考 DL/T 1359。
18	绕组的绝缘电阻	B2	1）A 修后 2）必要时	一次绕组对地、各二次绕组间及其对地的绝缘电阻与出厂值及历次数据比较，不应有显著变化。一般不低于出厂值或初始值的 70%。	试验	1）采用 2500V 兆欧表。 2）必要时，如：怀疑有故障时。
19	极性检查	B2	A 修后	与铭牌标志相符合	试验	
20	交流耐压试验	B2	1）A 修后 2）必要时	1）一次绕组按出厂值的 0.8 倍进行。 2）二次绕组之间及对地的工频耐压试验电压为 2kV，可用 2500V 兆欧表代替。 3）老练试验电压为运行电压。	试验	必要时，如： —怀疑有绝缘故障； —补气较多时(表压小于 0.2MPa)； —卧倒运输后。
21	各分接头的变比检查	B2	1）A 修后 2）必要时	1）与铭牌标志相符合。 2）比值差和相位差与制造厂试验值比较应无明显变化，并符合等级规定。	试验	1）对于计量计费用绕组应测量比值差和相位差。 2）必要时，如：改变变比分接头运行时。
22	校核励磁特性曲线	B2	必要时	1）与同类互感器特性曲线或制造厂提供的特性曲线相比较，应无明显差别。 2）多抽头电流互感器可在使用抽头或最大抽头测量。	试验/继保	必要时，如：怀疑有故障时
25	防爆片检修	A	必要时	1）回收 SF_6 气体。 2）更换防爆片及其密封圈。 3）抽真空注 SF_6 气体，真空度及真空保持时间等技术要求应符合制造厂规定。 4）密封处检查应无渗漏。	检修	必要时：如怀疑防爆片锈蚀或变形时。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
26	吸附剂更换	A	必要时	1）回收 SF_6 气体。 2）更换吸附剂及开孔处密封圈。 3）抽真空注 SF_6 气体，真空度及真空保持时间等技术要求应符合制造厂规定。 4）检查密封处应无渗漏。	检修	必要时：如怀疑吸附剂受潮或失效时。
27	SF_6 气体微水处理	A	必要时	1）回收 SF_6 气体。 2）抽真空注 SF_6 气体，真空度及真空保持时间等技术要求应符合制造厂规定。 3）检查密封处应无渗漏。	检修	必要时：如 SF_6 气体湿度测试不满足运行要求时。

7.3 干式电流互感器

干式电流互感器的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 14）。

表 14 干式电流互感器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	外观检查	C1	1 个月	1）外绝缘表面清洁、无裂纹及放电痕迹。 2）金属部位无锈蚀，底座、支架牢固，无倾斜变形。 3）设备外涂漆层清洁、无大面积掉漆。	运行	
2	红外检测	C1	1 个月	1）具体按 DL/T 664 执行。 2）检查引线接头、等电位连接片等导电部位。 3）检查本体温度分布，本体温差不大于 2～3K，红外检查无异常，记录温度及负荷电流，温度异常时保存红外成像谱图。	运行	运行人员红外测试结果怀疑有异常时，高压试验人员开展复测。
		B2	1 年	1）具体按 DL/T 664 执行。 2）检查引线接头、等电位连接片等导电部位。 3）检查本体温度分布，本体温差不大于 2～3K，红外检查无异常，记录温度及负荷电流，并保存红外成像谱图。	试验	
3	声响和振动检查	C1	1 个月	无异常声响、振动	运行	
4	复合绝缘外套检查	B1	6 年	1）清洁复合套管，检查应完整，无龟裂老化迹象。 2）必要时做修复处理。	检修	必要时：如复合绝缘有龟裂老化时。
5	树脂绝缘检查	B1	6 年	1）清扫固体绝缘表面，无脏污。 2）树脂绝缘表面无碳化物、无裂纹，绝缘涂层、半导体涂层完好。	检修	
6	一次引线连接检查	B1	6 年	1）检查接线端子连接部位，金具应完好、无变形、锈蚀，若有过热变色等异常应拆开连接部位检查处理接触面，并按标准力矩紧固螺栓。 2）引线长度应适中，接线柱不应承受额外应力。 3）引流线无扭结、松股、断股或其他明显的损伤或严重腐蚀等缺陷。	检修	
7	接地检查	B1	6 年	连接可靠，无严重锈蚀	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
8	二次接线盒检查	B1	6 年	1）检查二次接线盒应密封良好，无进水。 2)检查二次接线板及接线柱应完整,标志清晰，无裂纹、起皮、放电、发热痕迹。	检修/继保	
9	绕组的绝缘电阻	B2	1）220kV，3 年；110kV 及以下，6 年 2）A 修后 3）必要时	一次绕组对二次绕组及地的绝缘电阻与出厂值及历次数据比较，不应有显著变化。一般不低于出厂值或初始值的 70%。	试验	1）采用 2500V 兆欧表。 2）必要时，如：怀疑有故障时。 3）必要时，进行二次绕组间及其对地绝缘电阻试验，与出厂值及历次数据比较，不应有显著变化。一般不低于出厂值或初始值的 70%。
10	tanδ 及电容量	B2	1）220kV，3 年；35kV~110kV，6 年 2）A 修后 3）必要时	1）主绝缘电容量与初始值或出厂值差别超过±5%时应查明原因。 2）参考厂家技术条件进行，无厂家技术条件时主绝缘 tanδ 不应大于 0.5%，且与历年数据比较，不应有显著变化。	试验	1）只对 35kV 及以上电容型互感器进行。 2）当 tanδ 值与出厂值或上一次试验值比较有明显增长时，应综合分析 tanδ 与温度、电压的关系，当 tanδ 随温度明显变化，或试验电压由 10kV 到 $U_m/\sqrt{3}$，tanδ 变化量绝对值超过±0.3%，不应继续运行。 3）必要时，如：怀疑有故障时。
11	带电测试 tanδ及电容量	B2	1）投产后半年内 2）一年 3）A 修后 4）必要时	1）可采用同相比较法，判断标准为： — 同相设备介损测量值差值($\tan\delta_X$- $\tan\delta_N$)与初始测量值差值比较，变化范围绝对值不超过±0.3%，电容量比值(C_X/C_N)与初始测量电容量比值比较，变化范围不超过±5%； — 同相同型号设备介损测量值($\tan\delta_X$- $\tan\delta_N$)不超过±0.3%。 2）采用其他测试方法时，可根据实际制定操作细则。	试验	只对已安装了带电测试信号取样单元的电容型电流互感器进行，当超出要求时应： 1）查明原因； 2）缩短试验周期； 3）必要时停电复试。
12	交流耐压试验	B2	必要时	1)一次绕组按出厂值的 0.8 倍进行（开关柜内）。 2）二次绕组之间及末屏对地的工频耐压试验电压为 2kV，可用 2500V 兆欧表代替。	试验	必要时，如：怀疑有绝缘故障时。
13	局部放电试验	B2	110kV 及以上：必要时	在电压为 $1.2U_m/\sqrt{3}$ 时，视在放电量不大于 50pC。	试验	必要时，如：对绝缘性能有怀疑时。
14	各分接头的变比检查	B2	必要时	1）与铭牌标志相符合。 2）比值差和相位差与制造厂试验值比较应无明显变化，并符合等级规定。	试验	1)对于计量计费用绕组应测量比值差和相位差。 2）必要时，如：改变变比分接头运行时。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
15	校核励磁特性曲线	B2	必要时	1）与同类互感器特性曲线或制造厂提供的特性曲线相比较，应无明显差别。 2）多抽头电流互感器可在使用抽头或最大抽头测量。	试验/继保	必要时，如：继保有要求时。
注：每年定期进行运行电压下带电测试tanδ及电容量的，对序号9、10的项目可取消。						

7.4 电磁式电压互感器

7.4.1 油浸电磁式电压互感器

油浸电磁式电压互感器的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 15）。

表 15 油浸电磁式电压互感器的检修项目、周期、要求和负责专业

<table>
<tr><th>序号</th><th>项目</th><th>类别</th><th>周期</th><th>要求</th><th>负责专业</th><th>说明</th></tr>
<tr><td>1</td><td>绝缘电阻</td><td>B2</td><td>1）
220kV：
3 年；
110kV 及以下：
6 年
2）A 修后
3）必要时</td><td>不应低于出厂值或初始值的 70%</td><td>试验</td><td>1）有投运前数据。
2)用 2500V 兆欧表。
3）必要时如：怀疑有故障时。</td></tr>
<tr><td>2</td><td>Tanδ
(35kV 及以上)</td><td>B2</td><td>1）绕组绝缘：
— 35kV、110kV：
6 年；
220kV：
3 年
—A 修后
—必要时
2）110 kV 及以上串级式电压互感器支架
—必要时</td><td>1）tanδ(%)不应大于下表中数值:
<table>
<tr><td colspan="2">温度,℃</td><td>5</td><td>10</td><td>20</td><td>30</td><td>40</td></tr>
<tr><td rowspan="2">35kV</td><td>A修后</td><td>1.5</td><td>2.5</td><td>3.0</td><td>5.0</td><td>7.0</td></tr>
<tr><td>运行中</td><td>2.0</td><td>2.5</td><td>3.5</td><td>5.5</td><td>8.0</td></tr>
<tr><td rowspan="2">110kV及以上</td><td>A修后</td><td>1.0</td><td>1.5</td><td>2.0</td><td>3.5</td><td>5.0</td></tr>
<tr><td>运行中</td><td>1.5</td><td>2.0</td><td>2.5</td><td>4.0</td><td>5.5</td></tr>
</table>
2）与历次试验结果相比无明显变化。
3）支架绝缘 tanδ 一般不大于 6%。</td><td>试验</td><td>前后对比宜采用同一试验方法。</td></tr>
<tr><td>3</td><td>油中溶解气体色谱分析及油中水分含量测定</td><td>B2</td><td>1 ） 35kV 及以上：必要时
2）A 修后</td><td>1） 根据 DL/T 722，220kV 及以下互感器油中溶解气体含量(μL/L)不应超过下列数值：
<table>
<tr><td></td><td>总烃</td><td>H_2</td><td>C_2H_2</td></tr>
<tr><td>投运前</td><td>10</td><td>100</td><td>0.1</td></tr>
<tr><td>运行中</td><td>100</td><td>150</td><td>3</td></tr>
</table>
2） 油中水分含量(mg/L)超过下列任一值时应引起注意：</td><td>试验</td><td>1）制造厂明确要求不能取油样进行色谱分析时可不进行。
2）出现 C_2H_2，但未超注意值可以考虑缩短周期； C_2H_2 含量超过注意值时，应考虑更换。
3）全密封电压互感器按制造厂要求执</td></tr>
</table>

<table>
<tr><th>序号</th><th>项目</th><th>类别</th><th>周期</th><th>要求</th><th>负责专业</th><th>说明</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td><table><tr><th>电压等级,kV</th><th>投运前</th><th>运行中</th></tr><tr><td>110</td><td>20</td><td>35</td></tr><tr><td>220</td><td>15</td><td>25</td></tr></table></td><td></td><td>行。
4）必要时，如：怀疑有内部放电时。</td></tr>
<tr><td>4</td><td>绝缘油击穿电压,kV</td><td>B2</td><td>1）A 修后
2）必要时</td><td><table><tr><td>电压等级</td><td>35kV</td><td>110~220kV</td></tr><tr><td>投运前</td><td>≥40</td><td>≥45</td></tr><tr><td>运行中</td><td>≥35</td><td>≥40</td></tr></table></td><td>试验</td><td>1）电极形状应严格按相应试验方法的规定执行参考 GB/T 507。
3）必要时，如：怀疑有绝缘故障时。</td></tr>
<tr><td>5</td><td>局部放电试验</td><td>B2</td><td>110kV 及以上：必要时</td><td>在电压为$1.2U_m/\sqrt{3}$时，视在放电量不大于20pC</td><td>试验</td><td>必要时，如：对绝缘性能有怀疑时。</td></tr>
<tr><td>6</td><td>联接组别和极性检查</td><td>B2</td><td>1)A修后；
2）更换绕组后</td><td>与铭牌和端子标志相符合</td><td>试验</td><td></td></tr>
<tr><td>7</td><td>交流耐压试验</td><td>B2</td><td>1）A 修后
2）必要时</td><td>1）一次绕组按出厂值的 0.8 倍进行。
2)二次绕组之间及末屏对地的工频耐压试验电压为 2kV，可用 2500V 兆欧表代替。</td><td>试验</td><td>1）串级式或分级绝缘式的电压互感器用倍频感应耐压试验，同时应考虑互感器的容升电压(频率$150H_z$时，110kV 为 5%， 220kV 为 10%)。
2）耐压试验前后，应检查绝缘情况。
3）必要时，如：对绝缘性能有怀疑时。</td></tr>
<tr><td>8</td><td>电压比</td><td>B2</td><td>1）A 修后
2）必要时</td><td>与铭牌标志相符合</td><td>试验</td><td>1）对于计量计费用绕组应测量比值差和相位差。
2）必要时，如：改变变比分接头运行时。</td></tr>
<tr><td>9</td><td>空载电流和励磁特性</td><td>B2</td><td>必要时</td><td>1）在额定电压下，空载电流与出厂值比较无明显差别。
2）在下列试验电压下，空载电流不应大于最大允许电流：
中性点非有效接地系统 $1.9U_n/\sqrt{3}$
中性点接地系统 $1.5U_n/\sqrt{3}$</td><td>试验</td><td>必要时，如：怀疑有故障时。</td></tr>
<tr><td>10</td><td>绕组直流电阻</td><td>B2</td><td>必要时</td><td>与出厂值或初始值比较，应无明显差别</td><td>试验</td><td>1）包括一次及二次绕组。
2）必要时，如：怀疑有故障时。</td></tr>
<tr><td colspan="7">注：油浸电磁式电压互感器（油浸式绝缘）C1、C2、B1、A类项目参照7.1油浸式电流互感器相关要求执行。</td></tr>
</table>

7.4.2 SF_6 气体电磁式电压互感器

SF_6 气体绝缘电磁式电压互感器的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 16）。

表 16　SF_6 气体绝缘电磁式电压互感器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	SF_6 气体湿度 (20 ℃ 的体积分数),μL/L	B2	1）投运前新充气 24h 后 2）投产及 A 修后满 1 年 1 次，如无异常，其后 3 年 1 次 3）必要时	运行中：≤1000μL/L A 修后：≤250μL/L	试验	1)按 DL/T 1366、DL/T 915 和 DL/T 506 进行。 2）必要时，如： —新装及 A 修后 1 年内复测湿度不符合要求； —漏气超过 SF_6 气体泄漏要求； —设备异常时。
2	SF_6 气体泄漏试验	B2	1）A 修后 2）必要时	应无明显漏点	检修/试验	1)按 DL/T 596、DL/T 941、GB 11023 进行。 2)对检测到的漏点可采用局部包扎法检漏，每个密封部位包扎后历时 5h，测得的 SF_6 气体含量（体积分数）不大于 15μL/L。
3	现场分解产物测试 μL/L	B2	1）投运前新充气 24h 后 2）投产及 A 修后满 1 年 1 次，如无异常，其后 3 年 1 次 3）必要时	SO_2：≤1μL/L H_2S：≤1μL/L CO：≤300μL/L（注意值）	试验	1)建议结合现场湿度测试进行，参考 DL/T 1359，按 DL/T 1205 进行。 2）必要时，如：设备异常时。
4	实验室分解产物测试	B2	必要时	检测组分：SO_2、SOF_2、SO_2F_2、CO、CO_2、CS_2、CF_4、S_2OF_{10}	试验	1）必要时，如：现场分解产物测试超参考值或有增长时。 2）参考 DL/T 1359。
5	绝缘电阻	B2	1）A 修后 2）必要时	不应低于出厂值或初始值的 70%	试验	1）采用 2500V 兆欧表。 2）必要时，如：怀疑有故障时。
6	联接组别和极性检查	B2	A 修后	与铭牌和端子标志相符合	试验	
7	交流耐压试验	B2	1）A 修后 2）必要时	1）一次绕组按出厂值的 0.8 倍进行。 2）二次绕组之间及对地的工频耐压试验电压为 2kV，可用 2500V 兆欧表代替。	试验	必要时，如： —怀疑有绝缘故障； —补气较多时(表压小于 0.2MPa)； —卧倒运输后； —用倍频感应耐压试验时，应考虑互感器的容升电压。
8	电压比	B2	1）A 修后 2）必要时	与铭牌标志相符合	试验	1)对于计量计费用绕组应测量比值差和相位差。 2）必要时，如：改变变比分接头运行时。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
9	空载电流和励磁特性	B2	必要时	1）在额定电压下，空载电流与出厂值比较无明显差别。 2）在下列试验电压下，空载电流不应大于最大允许电流： 中性点非有效接地系统 $1.9U_n/\sqrt{3}$ 中性点接地系统 $1.5U_n/\sqrt{3}$	试验	必要时：如怀疑有故障时。
10	绕组直流电阻	B2	必要时	与初始值或出厂值比较，应无明显差别	试验	必要时：如怀疑有故障时。
注1：当气体含量达到注意值时，应进行追踪分析查明原因。 注2：SF_6气体绝缘电磁式电压互感器C1、C2、B1、A类项目参照7.2 SF_6电流互感器相关要求执行。						

7.4.3 固体绝缘电磁式电压互感器

固体绝缘电磁式电压互感器的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 17）。

表 17 固体绝缘电磁式电压互感器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	绝缘电阻	B2	1）220kV，3年；110kV 及以下，6 年 2）A 修后 3）必要时	不应低于出厂值或初始值的 70%	试验	1）采用 2500V 兆欧表。 2）必要时，如：怀疑有故障时。
2	交流耐压试验	B2	必要时	1）一次绕组按出厂值的 0.8 倍进行。 2）二次绕组之间及末屏对地的工频耐压试验电压为 2kV，可用 2500V 兆欧表代替。	试验	必要时，如：怀疑有绝缘故障时。
3	局部放电试验	B2	110kV 及以上：必要时	在电压为 $1.2U_m/\sqrt{3}$ 时，视在放电量不大于 50pC。	试验	必要时，如：对绝缘性能有怀疑时。
4	电压比	B2	必要时	与铭牌标志相符合	试验	必要时，如：改变变比分接头运行时。
5	空载电流和励磁特性	B2	必要时	1）在额定电压下，空载电流与出厂值比较无明显差别。 2）在下列试验电压下，空载电流不应大于最大允许电流： 中性点非有效接地系统 $1.9U_n/\sqrt{3}$ 中性点接地系统 $1.5U_n/\sqrt{3}$	试验	必要时，如：怀疑内部有故障时。
6	联结组别和极性	B2	必要时	与铭牌和端子标志相符合	试验	必要时，如：怀疑内部有故障时。
7	绕组直流电阻	B2	必要时	与初始值或出厂值比较，应无明显差别	试验	必要时，如：怀疑内部有故障时。
注：固体绝缘电磁式电压互感器C1、和B1类项目参照7.3干式电流互感器相关要求执行。						

7.5 电容式电压互感器

电容分压器部分的检修项目、周期、要求和负责专业见第 13.4 节，其他部分不作要求。

7.6 电子式电流互感器、电子式电压互感器

电子式电流互感器、电子式电压互感器的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 18）。

表 18 电子式电流互感器、电子式电压互感器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	外观检查	C1	1 个月	1）外绝缘表面应无脏污，无破损、裂纹及放电现象。 2）金属部位应无锈蚀，底座、支架牢固，无倾斜变形。 3）设备外涂漆层清洁、无大面积掉漆。	运行	
2	红外检测	C1	1 个月	1）具体按 DL/T 664 执行。 2）检查引线接头、等电位连接片等导电部位。 3)检查本体温度分布，本体温差不大于 2～3K，红外检查无异常，记录温度及负荷电流，温度异常时保存红外成像谱图。	运行	运行人员红外测试结果怀疑有异常时，高压试验人员开展复测。
		B2	1 年	1）具体按 DL/T 664 执行。 2）检查引线接头、等电位连接片等导电部位。 3)检查本体温度分布，本体温差不大于 2～3K，红外检查无异常，记录温度及负荷电流，并保存红外成像谱图。	试验	
3	一次引线连接检查	B1	6 年	1）检查接线端子连接部位，金具应完好、无变形、锈蚀，若有过热变色等异常应拆开连接部位检查处理接触面，并按标准力矩紧固螺栓。 2)引线长度应适中，接线柱不应承受额外应力。 3）引流线无扭结、松股、断股或其他明显的损伤或严重腐蚀等缺陷。	检修	
4	测量引线检查	B1	6 年	连接可靠，外观无机械损伤	检修	
5	接地检查	B1	6 年	连接可靠，无严重锈蚀	检修	
6	各分接头的变比检查	B1	必要时	1）与铭牌标志相符合 2)比值差和相位差与制造厂试验值比较应无明显变化，并符合等级规定	继保	1）对于计量计费用绕组应测量比值差和相位差。 2）必要时，如：改变变比分接头运行时。

8 敞开式断路器

8.1 SF_6 断路器

SF_6 断路器的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 19）。

表 19 SF_6 断路器的检修试验项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	构架检查（支架、横梁、基础、接地）	C1	1 个月	1）构架接地良好、紧固，无松动、锈蚀。 2）基础无裂纹、沉降或移位。 3) 支架、横梁所有螺栓应无松动、锈蚀。	运行	
2	瓷套检查	C1	1 个月	1）瓷套清洁、无损伤、裂纹、放电闪络或严重污垢。 2）法兰处应无裂纹、闪络痕迹。 3）本体无异响、异味。	运行	
3	SF_6 压力值及密度继电器检查	C1	1 个月	1）SF_6 气压指示应清晰可见，SF_6 密度继电器外观无污物、损伤痕迹。 2）SF_6 密度表与本体连接可靠，无渗漏油。如果发现密度表渗漏油应对密度表进行更换 3）SF_6 气体压力值应在厂家规定正常范围内。	运行	
4	相间连杆检查	C1	1 个月	检查（三相）操动连杆及部件无开焊、变形、锈蚀或松脱。	运行	
5	引线检查	C1	1 年	引线应连接可靠，自然下垂，三相松弛度一致，无断股、散股现象。	运行	
6	红外检测	C1	1）新投运 48h； 2）1 个月	1）用红外热成像仪，按 DL/T 664-执行。 2）断路器与进出线连接部位及灭弧室瓷套表面温度应无异常。	运行	1）敞开式断路器在热备用状态下，应对断口并联电容器进行测量。 2）运行人员红外测试结果怀疑有异常时，高压试验人员开展复测。 3）必要时，如：怀疑有过热缺陷时，负荷增加时。 4）红外检测异常发热时，应记录发热情况并提供红外图谱及发热处照片。
		C2	在 I、II 级管控级别下触发	1）用红外热成像仪，按 DL/T 664-执行。 2）采用红外成像仪进行检查。重点检查断路器本体和接线板有无过热、瓷套表面是否局部过热，瓷瓶有无闪络爬电。 3）对红外检测数据进行横向、纵向比较，判断断路器是否存在发热发展的趋势。	试验/检修	
		B2	1）1 年 2）必要时	用红外热像仪测量，按 DL/T 664/执行	试验	
7	机构箱及汇控箱电器元件检查	C1	1 个月	1）电器元件及二次线应无锈蚀、破损、松脱，机构箱内应无烧焦的糊味或其他异味。 2）分合闸指示灯、储能指示灯及照明应完好。分合闸指示灯能正确指示断路器位置状态。 3）“就地/远方”切换开关应打在“远方”。 4）储能电源空气开关应处于合闸位置。 5）动作计数器读数应正常工作。	运行	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
8	液压机构检查	C1	1 个月	1）读取高压油压表指示值，应在厂家规定正常范围内。 2）液压系统各管路接头及阀门应无渗漏现象，各阀门位置、状态正确。 3）观察低压油箱的油位是否正常（液压系统储能到额定油压后，通过油箱上的油标观察油箱内的油位，应在最高与最低油位标识线之间）。 4）记录油泵电机打压次数。	运行	包括液压碟簧机构
9	弹簧机构检查	C1	1 个月	1）检查机构外观，机构传动部件无锈蚀、裂纹。机构内轴、销无碎裂、变形，锁紧垫片有无松动。 2）检查缓冲器应无漏油痕迹，缓冲器的固定轴正常。 3）分、合闸弹簧外观无裂纹、断裂、锈蚀等异常。 4）机构储能指示应处于“储满能”状态。	运行	
10	气动机构检查	C1	1 个月	1）检查气压表的压力值应无异常。 2）空压系统各管路接头及阀门应无渗漏现象，各阀门位置、状态正确。 3）空压系统储气罐排水：储气罐排水应排至排水口无水雾喷出为止。如排水过程中出现气压下降至气泵启动时，应停止排水，待气泵停止后再继续。	运行	
11	机构箱及汇控箱密封情况检查	C1	1 个月	1）密封应良好，达到防潮、防尘要求。密封胶条无脱落、破损、变形、失去弹性等异常。 2）柜门无变形情况，能正常关闭。 3）箱内应无进水、受潮现象。 4）箱底应清洁无杂物，二次电缆封堵良好。	运行	
12	分合闸指示牌检查	C1	1 个月	1）分、合闸指示牌指示到位，无歪斜、松动、脱落现象。 2）分、合闸指示牌的指示与断路器拐臂机械位置、分合闸指示灯及后台状态显示应一致。	运行	
13	加热器检查	C1	1 个月	1）对于应长期投入的加热器（驱潮装置），应检查加热器空开在合闸位置，日常巡视时应利用红外或手触摸等手段检测应处于加热状态。 2）对于由环境温湿度控制的加热器，也应检查加热器空开在合闸位置，同时检查温湿度控制器的设定值是否满足厂家要求。厂家无明确要求时，温度控制器动作值一般不应低于 10℃，湿度控制器动作值一般不应大于 80%。	运行	
14	传动部件外观检查	C2	在 I、II 级管控级别下触发	1）拐臂、掣子、缓冲器等机构传动部件外观应正常，无松动、锈蚀、漏油等现象。 2）螺栓、锁片、卡圈及轴销等传动连接件应正常，无松脱、缺失、锈蚀等现象。	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
15	空气压缩机机油检查	C2	在I、II级管控级别下触发	1）压缩机油无乳化、缺失现象，必要时清洁更换压缩机油。 2）压缩机油位应符合厂家要求。	检修	
16	运行中局部放电测试	C2	在I、II级管控级别下触发	应无明显局部放电信号	试验	只适用于罐式断路器
17	SF_6气体压力数据分析	C2	在I、II级管控级别下触发	通过运行记录、补气周期对断路器SF_6气体压力值进行横向、纵向比较，对断路器是否存在泄漏进行判断，必要时进行红外定性检漏，查找漏点。	检修	
18	打压次数数据分析	C2	在I、II级管控级别下触发	通过运行记录的液压（包括液压碟簧）、气动操作机构的打压次数及操作机构压力值进行比较，进行操作机构是否存在泄漏的早期判断，如果发现打压次数出现增加，应结合专业巡视对相关高压管路进行重点关注。	检修	适用于液压（液压碟簧）机构。
19	外露金属部件检查	B1	6年	各部件应无锈蚀、变形，螺栓应紧固、油漆（相色）应完好，补漆前应彻底除锈并刷防锈漆。	检修	
20	螺栓检查	B1	6年	目测螺栓紧固标识线应无移位，螺栓应紧固	检修	
21	SF_6气体密度继电器功能检查	B1	6年	对SF_6气体密度继电器进行功能检查：压力告警/闭锁功能应正常。	检修/继保	
22	瓷套清洁	B1	6年	如有污物需冲洗和擦拭以清洁瓷套表面	检修	积污严重的可考虑开展带电水冲洗。
23	接线板检查	B1	6年	检查引线接头、接线板不存在开裂情况，过热痕迹。	检修	
24	接地检查	B1	6年	接地连接应牢固，接地片应无锈蚀，否则应重新进行清洁并紧固。	检修	
25	断口均压电容、合闸电阻检查	B1	6年	1）安装应牢固，接点应无锈蚀，接线应可靠，应对接头进行紧固。 2）均压电容无渗漏油、合闸电阻无漏气，外绝缘无污秽、损坏或裂纹。	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
26	机构检查	B1	6 年	1）检查机构内所做标记位置应无变化；各连杆、拐臂、联板、轴销、螺栓进行检查，无松动、弯曲、变形或断裂现象；对轴销、轴承、齿轮、弹簧筒等转动和直动产生相互摩擦的地方涂敷润滑脂，应润滑良好、无卡涩；各截止阀门应完好。 2）储能电机应无异响、异味，建压时间应满足设计要求。 3）对各电器元件（转换开关、中间继电器、时间继电器、接触器、温控器等）进行功能检查，应正常工作。 4）按机构类型划分： a)液压机构：压力控制值应正常，若有异常则需要重新调整压力控制单元；主油箱油位不足时应补充液压油；机构的各操作压力指示应正常；油泵工作应正常，无单边工作或进气现象；如有防慢分装置，应检查防慢分装置无异常、无锈蚀，功能是否正常； b)弹簧机构：传动齿轮应无卡阻、锈蚀现象； c)气动机构：压力控制值应正常，若有异常则需要重新调整压力控制单元；传动皮带应完好，若有异常则进行更换。空气过滤器应洁净，无积尘、污秽、堵塞现象。	检修/继保	
27	分、合闸掣子检查	B1	6 年	1）分合闸滚子与掣子接触面表面应平整光滑，无裂痕、锈蚀及凹凸现象，若有异常则重新进行调整。 2）分合闸滚子转动时无卡涩和偏心现象，扣接时扣入深度应符合设计要求。	检修	适用于弹簧操动机构和气动操动机构。
28	分、合闸电磁铁检查	B1	6 年	1）分、合闸线圈安装应牢固、接点无锈蚀、接线应可靠。 2）分、合闸线圈铁心应灵活、无卡涩现象，间隙应符合厂家要求。 3)分、合闸线圈直流电阻值应满足厂家要求。	检修	
29	缓冲器检查	B1	6 年	缓冲压缩行程应符合要求；无变形、损坏或漏油现象，补油时应注意使用相同型号的液压油。	检修	
30	预充压力检查	B1	6 年	如发现液压操作机构预充压力值异常升高或降低时，应对储压筒进行检查，并制定相应的检修方案。	检修	适用于液压机构
31	液压油过滤	B1	12 年	油箱、过滤器应洁净，液压油无水份及杂质，应对液压油进行过滤，补油时宜使用真空滤油机进行补油。如发现杂质应制定相应的检修方案。	检修	适用于液压（液压碟簧）机构。
32	储能电机检查	B1	6 年	储能电机（直流）碳刷无磨损，电机运行应无异响、异味、过热等现象，若有异常情况应进行检修或更换。	检修	
33	辅助开关检查	B1	6 年	1）辅助开关必须安装牢固、转动灵活、切换可靠、接触良好。 2）断路器进行分合闸试验时，检查转换断路器接点是否正确切换。	检修/继保	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
34	二次端子检查	B1	6 年	1）检查接线是否牢固，是否存在锈蚀，对端子进行紧固。清扫控制元件、端子排。 2）储能回路、控制回路、加热和驱潮回路，应正常工作，测量各对节点通断是否正常。	检修/继保	
35	加热器检查	B1	6 年	加热器安装应牢固并正常工作，测量加热器电阻值，并对加热器的状态进行评估，并根据结果进行维护或更换。	检修	
36	SF_6 气体的湿度(20℃的体积分数) μL/L	B2	1）投运前新充气 24h 后； 2）投产及 A 修后 1 年 1 次，如无异常，其后 3 年 1 次 3）必要时	A 修后： ≤150 运行中： ≤300	试验	1)按 DL/T 1366、DL/T 915 和 DL/T 506 进行。 2）必要时，如： —新装及 A 修后 1 年内复测湿度不符合要求； —漏气超过SF_6气体泄漏试验的要求； —设备异常时。
37	SF_6 气体泄漏试验	B2	1）A 修后 2）必要时	应无明显漏点	试验/检修	1）参考 GB 11023 进行。 2）对检测到的漏点可采用局部包扎法检漏，每个密封部位包扎后历时 5h，测得的 SF_6 气体含量（体积分数）不大于 15μL/L。 3）必要时，如：怀疑密封不良时。
38	现场分解产物测试，μL/L	B2	1）投运前新充气 24h 后； 2）投产及 A 修后 1 年 1 次，如无异常，其后 3 年 1 次 3）必要时	SO_2≤3（注意值），H_2S≤2（注意值），CO≤300（注意值）	试验	1）建议结合现场湿度测试进行，参考 DL/T 1359。 2）必要时，如：设备运行有异响，异常跳闸，开断短路电流异常时，局部放电监测发现异常，外壳温度异常，耐压击穿后。 3）罐式断路器分解产物检测异常时，应结合局部放电检测结果进行综合判断。 4）注意值不是判断断路器有无故障的唯一指标，当气体含量达到注意值时，应进行追踪分析查明原因。 5）当发生近区短路故障引起断路器跳闸时，断路器气室的检测结果应包括开断 48h 后的检测数据。 6）当连续切除短路电

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
						流（台风等特殊条件下），分解产物检测异常时，应结合回路电阻测试值及厂家意见确定跟踪试验周期。
39	实验室分解产物测试	B2	必要时	检测组分：SO_2、SOF_2、SO_2F_2、CO、CO_2、CS_2、CF_4、S_2OF_{10}	试验	必要时，如：现场分解产物测试超参考值或有增长时。
40	耐压试验	B2	1）本体 A 修后 2）必要时	（1）按照 GB/T 11022 要求执行。 （2）交流耐压或操作冲击耐压的试验电压为出厂试验电压的 0.8 倍。	试验	1）试验在 SF_6 气体额定压力下进行。 2）罐式断路器的耐压试验方式：合闸对地；分闸状态两端轮流加压，另一端接地。 3）对瓷柱式定开距型断路器只作断口间耐压试验。 4）耐压试验后的绝缘电阻值不应降低。 5）必要时，如： 对绝缘性能有怀疑时。
41	辅助回路和控制回路绝缘电阻	B2	1）110kV 及以下：6 年； 220kV 、500kV：3 年； 35kV 及 66kV 补偿电容器/电抗器组断路器：3 年 2）B1 修后	不低于 2MΩ	试验/继保/检修	1）采用 500V 或 1000V 兆欧表。 2）35kV 及 66kV 补偿电容器/电抗器组断路器适用于 500kV 变电站变低侧无功补偿用断路器。
42	辅助回路和控制回路交流耐压试验	B2	1）110kV 及以下：6 年； 220kV 、500kV：3 年； 35kV 及 66kV 补偿电容器/电抗器组断路器：3 年 2）B1 修后	试验电压为 2kV	试验/继保/检修	可用 2500V 兆欧表测量代替。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
43	断口间并联电容器的绝缘电阻、电容量和 tanδ	B2	1）110kV：6 年； 220kV 、500kV：3 年 2）A 修后 3）必要时	1）对瓷柱式断路器，与断口同时测量，测得的电容值偏差应在初始值的 ±5%范围内，10kV 试验电压下 tanδ(%)值不大于下列数值： 油纸绝缘 0.5% 膜纸复合绝缘 0.4% 2）罐式断路器按制造厂规定。 3）单节电容器见第 13.5 节规定。	试验	1）A 修时，对瓷柱式断路器应测量电容器和断口并联后整体的电容值和 tanδ 作为原始数据。 2）如有明显变化时，应解开断口单独对电容器进行试验。 3）对罐式断路器必要时进行试验，试验方法按制造厂规定。 4）必要时，如：对绝缘性能有怀疑时。
44	合闸电阻值和合闸电阻的投入时间	B2	1）3 年 2）A 修后	1）除制造厂另有规定外，阻值变化允许范围不得大于 ±5%。 2）合闸电阻的有效接入时间按制造厂规定校核。	试验	罐式断路器的合闸电阻布置在罐体内部，只在解体 A 修时测量。
45	断路器的速度特性	B2	6 年	测量方法和测量结果应符合制造厂规定	试验/检修	1）在额定操作电压(气压、液压)下进行。 2）速度定义应根据厂家规定。
46	断路器的时间参量	B2	6 年	1）断路器的分、合闸时间，主、辅触头的配合时间应符合制造厂规定。 2）断路器的合-分闸时间应符合制造厂规定。 3）除制造厂另有规定外，断路器的分、合闸同期性应满足下列要求： —相间合闸不同期不大于 5ms； —相间分闸不同期不大于 3ms； —同相各断口间合闸不同期不大于 3ms； —同相各断口间分闸不同期不大于 2ms。	试验/检修	按照 GB 1984 要求在额定操作电压(气压、液压)下进行。
47	分、合闸电磁铁的动作电压	B2	110kV 及以下：6 年； 220kV 、500kV：3 年； 35kV 、66kV 补偿电容器/电抗器组断路器：3 年 2)B1 修后	1）并联合闸脱扣器应能在其交流额定电压的 85%～110%范围或直流额定电压的 80%～110%范围内可靠动作；并联分闸脱扣器应能在其额定电源电压的 65%～120%范围内可靠动作，当电源电压低至额定值的 30%或更低时不应脱扣。 2）在使用电磁机构时，合闸电磁铁线圈通流时的端电压为操作电压额定值的 80%(关合电流峰值等于及大于 50kA 时为 85%)时应可靠动作。 3）或按制造厂规定。	试验/检修	分合闸脱扣器均应记录最低可靠脱扣动作电压值

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
48	导电回路电阻	B2	1）110kV及以下：6年； 220kV、500kV：3年； 35kV、66kV补偿电容器/电抗器组断路器：1年 2)B1修后 3）必要时	敞开式断路器的测量值不大于制造厂规定值的120%。	试验/检修	1)用直流压降法测量，电流不小于100A。 2）35kV及66kV补偿电容器/电抗器组断路器适用于500kV变电站变低侧无功补偿用。 3）必要时，如：怀疑接触不良时。
49	分、合闸线圈直流电阻	B2	1）6年 2)B1修后 3）更换线圈后	试验结果应符合制造厂规定	试验/检修/继保	
50	SF_6气体密度继电器(包括整定值)检验	B2	1）A修后 2）必要时	试验结果应符合制造厂规定	试验	必要时，如： 怀疑设备有异常时。
51	压力表校验(或调整)，机构操作压力(气压、液压)整定值校验	B2	1）A修后 2）必要时	试验结果按制造厂规定要求	试验	1）对气动机构应校验各级气压的整定值(减压阀及机械安全阀)。 2）必要时，如：怀疑压力表有问题或压力值不准确时。
52	操作机构在分闸、合闸、重合闸操作下的压力(气压、液压)下降值	B2	6年	试验结果应符合制造厂规定	检修	
53	液(气)压操作机构的泄漏试验	B2	1）A修后 2）必要时	试验结果按制造厂规定要求	检修	1）应在分、合闸位置下分别试验 2）必要时，如：怀疑操作机构液(气)压回路密封不良时。
54	油(气)泵补压及零起打压的运转时间	B2	1）6年 2）必要时	试验结果应符合制造厂规定	检修	必要时，如：怀疑操作机构液(气)压回路密封不良时。
55	液压机构及采用差压原理的气动机构的防失压慢分试验	B2	6年	试验结果按制造厂规定要求	检修	
56	闭锁、防跳跃及防止非全相合闸等辅助控制装置的动作性能	B2	6年	试验结果按制造厂规定要求	检修/继保	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
57	触头磨损量测量	B2	必要时	试验结果按制造厂规定要求	检修	必要时，如：投切频繁时，投切次数接近电寿命时，开断故障电流次数较多时。
58	运行中局部放电测试	B2	必要时	应无明显局部放电信号	试验	1）只对运行中的罐式断路器进行测量。 2）必要时，如：对绝缘性能有怀疑时，巡检发现异常或 SF_6 气体成分分析结果异常时。
59	灭弧室解体检修	A	1）24 年； 2）必要时	1）对弧触指进行清洁打磨；弧触头磨损量超过制造厂规定要求应予更换。 2）清洁主触头并检查镀银层完好，触指压紧弹簧应无疲劳、松脱、断裂等现象。 3）压气缸检查正常。 4）喷口应无破损、堵塞等现象。 5）必要时更换新的相应零部件。	检修	1）因受现场条件限制时，原则上采用整体轮换的方式送检修车间完成大修。 2）必要时：如操作次数每达到 3000 次，或 35kV 及 66kV 补偿电容器/电抗器组断路器操作次数达到厂家规定值，或累计开断电流达到厂家规定值。 3）35kV 断路器检修周期按必要时执行。
60	更换密封	A	1）24 年 2）必要时	1）清理密封面，更换 O 型密封圈及操动杆处直动轴密封。 2）法兰对接紧固螺栓应全部更换。	检修	1）必要时：如操作次数每达到 3000 次，或 35kV 及 66kV 补偿电容器/电抗器组断路器操作次数达到厂家规定值，或累计开断电流达到厂家规定值 。 2）35kV 断路器检修周期按必要时执行。
61	绝缘件检查	A	1）24 年 2）必要时	1）检查绝缘拉杆、支持绝缘台等外表无破损、变形，清洁绝缘件表面。 2）绝缘拉杆两头金属固定件应无松脱、磨损、锈蚀现象，绝缘电阻符合厂家技术要求。 3）必要时应进行干燥处理或更换。	检修	1）因受现场条件限制时，原则上采用整体轮换的方式送检修车间完成大修。 2）必要时：如操作次数每达到 3000 次，或 35kV 及 66kV 补偿电容器/电抗器组断路器操作次数达到厂家规定值，或累计开断电流达到厂家规定值。 3）35kV 断路器检修周期按必要时执行。
62	更换吸附剂	A	1）24 年 2）必要时	1）检查吸附剂盒有无破损、变形，安装应牢固。 2）更换经高温烘焙后或真空包装的全新吸附剂。	检修	1）因受现场条件限制时，送检修车间处理。 2）必要时：如操作次数每达到 3000 次，或 35kV 及 66kV 补偿电容器/电抗器组断路器操作次数达到厂家规

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
						定值，或累计开断电流达到厂家规定值。 3）35kV 断路器检修周期按必要时执行。
63	瓷套检查	A	24 年	1）清洁瓷套的内外表面，应无破损伤痕或电弧分解物。 2）法兰处应无裂纹，与瓷瓶胶装良好；应采用上砂水泥胶装，胶装处胶合剂外露表面应平整，无水泥残渣及露缝等缺陷，胶装后露砂高度 10～20mm，且不得小于 10mm，胶装处应均匀涂以防水密封胶。 3）瓷套有异常或爬电比距不符合污秽等级要求的应更换。	检修	1）因受现场条件限制时，送检修车间处理。 2）35kV 断路器检修周期按必要时执行。
64	SF_6 气体管路检修	A	24 年	1）检查各气管无渗漏、锈蚀等现象。 2）更换各气管、逆止阀、充放气接头的密封件。	检修	1）因受现场条件限制时，送检修车间处理。 2）35kV 断路器检修周期按必要时执行。
65	更换电器元件	A	必要时	更换断路器机构箱、汇控箱内继电器、接触器、加热器等低压电器元件	检修/继保	必要时：机构箱及汇控柜内电器元件功能检查有异常或损坏时。
66	液压机构大修	A	24 年	1）控制阀、供排油阀、信号缸、工作缸的检查：阀内各金属接口，应密封良好；球阀、锥阀密封面应无划伤；各复位弹簧无疲劳、断裂、锈蚀；更换新的密封垫。 2）油泵检查：逆止阀、密封垫、柱塞、偏转轮、高压管接口等应密封良好、无异响、无异常温升；更换新的密封垫。 3）电机检查：电机绝缘、碳刷、轴承、联轴器等应无磨损、工作正常。 4）氮气缸检查：罐体无锈蚀、渗漏；管接头密封情况良好；漏氮报警装置完好；更换新的密封圈；活塞缸、活塞密封应良好，应无划痕、锈蚀；更换新的氮气。 5）油缓冲器检查：油缓冲器弹簧应无疲劳、断裂、锈蚀，必要时进行更换；更换新的密封圈；活塞缸、活塞密封应良好，无划痕、锈蚀，更换新的液压油。 6）检查液压机构分、合闸阀的阀针是否松动或变形，防止由于阀针松动或变形造成断路器拒动。 7）对所有转动轴、销等进行更换。 8）更换液压油。 9）必要时更换新的相应零部件或整体机构。	检修	1）因受现场条件限制时，原则上采用整体轮换的方式送检修车间完成大修。 2）根据运行状态及小修检查结果可缩短检修周期。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
67	气动机构大修	A	12 年	1）检查压缩机曲轴无变形、断裂。 2）电机检查：电机绝缘、碳刷、轴承、联轴器等应无磨损、工作正常。 3）曲轴箱密封完好无渗漏。 4）活塞缸、活塞密封情况，应无划痕、锈蚀。 5）逆止阀、安全阀密封情况良好。 6）空气滤清器清洁无损坏。 7）缓冲器检查：合闸缓冲器和分闸缓冲器的外部、缓冲器下方固定区域应无漏油痕迹，缓冲器应无松动、锈蚀现象，弹簧无疲断裂、锈蚀，活塞缸、活塞密封圈应密封良好。 8）传动皮带（齿轮）无老化、变形、损坏 9）储气罐罐体无锈蚀、渗漏；气水分离装置、自动排污装置工作正常；排水阀密封良好；气罐进出逆止阀、截止阀、管接头密封情况良好；储气罐内壁无锈蚀；防爆片完好无锈蚀。 10）更换新的压缩机机油。 11）检查气动机构分、合闸阀的阀针是否松动或变形，防止由于阀针松动或变形造成断路器拒动。 12）对所有转动轴、销等进行更换。 13）必要时更换新的相应零部件或整体机构。	检修	1）因受现场条件限制时，原则上采用整体轮换的方式送检修车间完成大修。 2）根据运行状态及小修检查结果可缩短检修周期。
68	弹簧机构大修	A	12 年	1）分合闸弹簧检查：分合闸弹簧应无损伤、变形；对分、合闸弹簧进行力学性能试验，应无疲劳，力学性能符合要求。 2）分合闸滚子检查：分合闸滚子转动时无卡涩和偏心现象，与掣子接触面表面应平整光滑，无裂痕、锈蚀及凹凸现象。 3）电机检查：电机绝缘、碳刷、轴承等应无磨损、工作正常。 4）减速齿轮检查：减速齿轮无卡阻、损坏、锈蚀现象，润滑应良好。 5）缓冲器检查：合闸缓冲器和分闸缓冲器的外部、缓冲器下方固定区域应无漏油痕迹，缓冲器应无松动、锈蚀现象，弹簧无疲断裂、锈蚀，活塞缸、活塞密封圈应密封良好。 6）对所有转动轴、销等进行更换。 7）必要时更换新的相应零部件或整体机构。	检修	1）因受现场条件限制时，原则上采用整体轮换的方式送检修车间完成大修。 2）根据运行状态及小修检查结果可缩短检修周期。 3)35kV 断路器检修周期按必要时执行。
注1：B1类检修试验项目应包括除所列之外的所有C类检修项目； A类检修试验项目应包括除所列之外的所有B类检修项目。 注2：注意值不是判断断路器有无故障的唯一指标，当气体含量达到注意值时，应进行追踪分析查明原因。						

8.2 真空断路器

真空断路器的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 20）。

表 20 真空断路器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	构架检查（支架、横	C1	1 个月	1）构架接地良好、紧固，无松动、锈蚀。 2）基础无裂纹、沉降或移位。	运行	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
	梁、基础、接地）			3) 支架、横梁所有螺栓应无松动、锈蚀。		
2	瓷套检查	C1	1 个月	1）瓷套清洁、无损伤、裂纹、放电闪络或严重污垢。 2）法兰处应无裂纹、闪络痕迹。 3）本体无异响、异味。	运行	
3	相间连杆检查	C1	1 个月	检查（三相）操动连杆及部件无开焊、变形、锈蚀或松脱。	运行	
4	引线检查	C1	1 年	引线应连接可靠，自然下垂，三相松弛度一致，无断股、散股现象。	运行	
5	红外检测	C1	1）新投运 48h； 2）1 个月	1）用红外热成像仪，按 DL/T 664 执行。 2）断路器与进出线连接部位及灭弧室瓷套表面温度应无异常。	运行	1)运行人员红外测试结果怀疑有异常时，高压试验人员开展复测。 2)红外检测异常发热时，应记录发热情况并提供红外图谱及发热处照片。 3）必要时，如：怀疑有过热缺陷或异常时。
		C2	在 I、II 级管控级别下触发	1）用红外热成像仪，按 DL/T 664 执行 2）采用红外成像仪进行检查。重点检查断路器本体和接线板有无过热、瓷套表面是否局部过热，瓷瓶有无闪络爬电。 3）对红外检测数据进行横向、纵向比较，判断断路器是否存在发热发展的趋势	试验/检修	
		B2	1）1 年 2）必要时		试验	
6	机构箱及汇控箱电器元件检查	C1	1 个月	1）电器元件及二次线应无锈蚀、破损、松脱，机构箱内应无烧焦的糊味或其他异味。 2）分合闸指示灯、储能指示灯及照明应完好；分合闸指示灯能正确指示断路器位置状态。 3）“就地/远方”切换开关应打在“远方”。 4）储能电源空气开关应处于合闸位置。 5）动作计数器读数应正常工作。	运行	
7	弹簧机构检查	C1	1 个月	1）检查机构外观，机构传动部件无锈蚀、裂纹。机构内轴、销无碎裂、变形，锁紧垫片有无松动。 2）检查缓冲器应无漏油痕迹，缓冲器的固定轴正常。 3）分、合闸弹簧外观无裂纹、断裂、锈蚀等异常。 4）机构储能指示应处于“储满能”状态。	运行	
8	机构箱及汇控箱密封情况检查	C1	1 个月	1）密封应良好，达到防潮、防尘要求。密封胶条无脱落、破损、变形、失去弹性等异常 2）柜门无变形情况，能正常关闭。 3）箱内应无进水、受潮现象。 4）箱底应清洁无杂物，二次电缆封堵良好。	运行	
9	分合闸指示牌检查	C1	1 个月	1）分、合闸指示牌指示到位，无歪斜、松动、脱落现象。 2）分、合闸指示牌的指示与断路器拐臂机械位置、分合闸指示灯及后台状态显示应一致。	运行	
10	加热器检查	C1	1 个月	1）对于应长期投入的加热器（驱潮装置），应检查加热器空开在合闸位置，日常巡视时应利用红外或手触摸等手段检测应处于加热状态。	运行	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
				2）对于由环境温湿度控制的加热器，也应检查加热器空开在合闸位置，同时检查温湿度控制器的设定值是否满足厂家要求。厂家无明确要求时，温度控制器动作值一般不应低于10℃，湿度控制器动作值一般不应大于80%。		
11	传动部件外观检查	C2	在I、II级管控级别下触发	1）拐臂、掣子、缓冲器等机构传动部件外观应正常，无松动、锈蚀、漏油等现象。 2）螺栓、锁片、卡圈及轴销等传动连接件应正常，无松脱、缺失、锈蚀等现象。	检修	
12	外露金属部件检查	B1	6年	各部件应无锈蚀、变形，螺栓应紧固、油漆（相色）应完好，补漆前应彻底除锈并刷防锈漆。	检修	
13	螺栓检查	B1	6年	目测螺栓紧固标识线应无移位，螺栓应紧固	检修	
14	瓷套清洁	B1	6年	如有污物需冲洗和擦拭以清洁瓷套表面	检修	积污严重的可考虑开展带电水冲洗。
15	接线板检查	B1	6年	检查引线接头、接线板不存在开裂情况，过热痕迹。	检修	
16	接地检查	B1	6年	接地连接应牢固，接地片应无锈蚀，否则应重新进行清洁并紧固。	检修	
17	机构检查	B1	6年	1）检查机构内所做标记位置应无变化；各连杆、拐臂、联板、轴销、螺栓进行检查，无松动、弯曲、变形或断裂现象；对轴销、轴承、齿轮、弹簧筒等转动和直动产生相互摩擦的地方涂敷润滑脂，应润滑良好、无卡涩；各截止阀门应完好。 2）储能电机应无异响、异味，建压时间应满足设计要求。 3）对各电器元件（转换开关、中间继电器、时间继电器、接触器、温控器等）进行功能检查，应正常工作。 4）传动齿轮应无卡阻、锈蚀现象。	检修/继保	
18	分、合闸掣子检查	B1	6年	1）分合闸滚子与掣子接触面表面应平整光滑，无裂痕、锈蚀及凹凸现象，若有异常则重新进行调整。 2）分合闸滚子转动时无卡涩和偏心现象，扣接时扣入深度应符合设计要求。	检修	
19	分、合闸电磁铁检查	B1	6年	1）分、合闸线圈安装应牢固、接点无锈蚀、接线应可靠。 2）分、合闸线圈铁心应灵活、无卡涩现象，间隙应符合厂家要求。 3)分、合闸线圈直流电阻值应满足厂家要求。	检修	
20	缓冲器检查	B1	6年	缓冲压缩行程应符合要求；无变形、损坏或漏油现象，补油时应注意使用相同型号的液压油。	检修	
21	储能电机检查	B1	6年	储能电机（直流）碳刷无磨损，电机运行应无异响、异味、过热等现象，若有异常情况应进行检修或更换。	检修	

<table>
<tr><th>序号</th><th>项目</th><th>类别</th><th>周期</th><th>要求</th><th>负责专业</th><th>说明</th></tr>
<tr><td>22</td><td>辅助开关检查</td><td>B1</td><td>6 年</td><td>1）辅助开关必须安装牢固、转动灵活、切换可靠、接触良好。
2）断路器进行分合闸试验时，检查转换断路器接点是否正确切换。</td><td>检修/继保</td><td></td></tr>
<tr><td>23</td><td>二次端子检查</td><td>B1</td><td>6 年</td><td>1）检查接线是否牢固，是否存在锈蚀，对端子进行紧固。清扫控制元件、端子排。
2）储能回路、控制回路、加热和驱潮回路，应正常工作，测量各对节点通断是否正常。</td><td>检修/继保</td><td></td></tr>
<tr><td>24</td><td>加热器检查</td><td>B1</td><td>6 年</td><td>加热器安装应牢固并正常工作，测量加热器电阻值，并对加热器的状态进行评估，并根据结果进行维护或更换。</td><td>检修</td><td></td></tr>
<tr><td>25</td><td>绝缘电阻</td><td>B2</td><td>1）母线联络断路器、主变低压侧断路器、电容器组断路器每3年1次，其余6年1次
2）必要时</td><td>1）整体绝缘电阻按制造厂规定或自行规定。
2）断口和有机物制成的提升杆的绝缘电阻不应低于下表中数值: MΩ。
<table><tr><td rowspan="2">试验类别</td><td colspan="2">额定电压/kV</td></tr><tr><td><24</td><td>24～40.5</td></tr><tr><td>大修后</td><td>1000</td><td>2500</td></tr><tr><td>运行中</td><td>300</td><td>1000</td></tr></table></td><td>试验</td><td>1）采用2500V兆欧表。
2）必要时，如：当带电局部放电测试检测到有异常信号时或怀疑有绝缘缺陷时。</td></tr>
<tr><td>26</td><td>交流耐压试验(断路器主回路对地、相间及断口）</td><td>B2</td><td>1）母线联络断路器、主变低压侧断路器、电容器组断路器每3年1次，其余6年1次
2）必要时</td><td>试验电压值按DL/T 593规定值的0.8倍</td><td>试验</td><td>1)更换或干燥后的绝缘提升杆必须进行耐压试验。
2）相间、相对地及断口的耐压值相同。
3）必要时，如：当带电放电检测有异常信号时或怀疑有绝缘缺陷时。</td></tr>
<tr><td>27</td><td>辅助回路和控制回路交流耐压试验</td><td>B2</td><td>1）母线联络断路器、主变低压侧断路器、电容器组断路器每3年1次，其余6年1次
2）必要时</td><td>试验电压为 2kV</td><td>试验/继保/检修</td><td>可用2500V兆欧表代替。</td></tr>
<tr><td>28</td><td>导电回路电阻</td><td>B2</td><td>1）母线联络断路器、主变低压侧断路器、电容器组断路器每3年1次，其余6年1次
2）必要时</td><td>1）大修后应符合制造厂规定。
2）运行中根据实际情况规定，建议不大于1.2 倍出厂值。</td><td>试验/检修</td><td>1）用直流压降法测量，电流不小于100A。
2）必要时，如：怀疑接触不良时。</td></tr>
</table>

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
29	断路器的合闸时间和分闸时间，分、合闸的同期性，合闸时的弹跳过程	B2	B1修后	1）分、合闸时间，分、合闸同期性和触头开距应符合制造厂规定。 2）合闸时触头的弹跳时间不应大于2ms。	试验/检修	额定操作电压下进行。
30	操作机构合闸接触器和分、合闸电磁铁的动作电压	B2	1）母线联络断路器、主变低压侧断路器、电容器组断路器每3年1次，其余6年1次 2）必要时	1）并联合闸脱扣器应能在其交流额定电压的85%～110%范围或直流额定电压的80%～110%范围内可靠动作；并联分闸脱扣器应能在其额定电源电压的65%～120%范围内可靠动作，当电源电压低至额定值的30%或更低时不应脱扣。 2）在使用电磁机构时，合闸电磁铁线圈通流时的端电压为额定值的80%(关合峰值电流等于或大于50kA时为85%)时应可靠动作。	试验/检修	分合闸脱扣器均应记录最低可靠脱扣动作电压值
31	合闸接触器和分合闸电磁铁线圈的绝缘电阻和直流电阻	B2	1）6年； 2）B1修后 3）更换线圈后	1） 绝缘电阻：大修后应不小于10MΩ，运行中应不小于2MΩ。 2）直流电阻应符合制造厂规定。	试验/检修/继保	采用500V或1000V兆欧表
32	真空灭弧室真空度的测量	B2	1）母线联络断路器、主变低压侧断路器、电容器组断路器每3年1次，其余6年1次 2）必要时	应符合制造厂规定	试验	优先使用真空度测试仪进行真空度测量；可以用断口耐压代替。
33	灭弧室的触头开距及超行程	B2	B1修后	应符合制造厂规定	试验	
34	触头磨损量测量	B2	必要时	按制造厂技术要求,一般要求触头磨损量不超过2mm。	检修	必要时，如： —投切频繁； —开断故障电流接近其型式试验开断次数； —开断负荷电流次数较多。
35	更换密封圈	A	必要时	1）清理密封面，更换O型密封圈及操动杆处直动轴密封。 2）法兰对接紧固螺栓应全部更换。	检修	必要时；如操作次数每达到3000次或厂家规定值，或累计开断电流达到厂家规定值。
36	绝缘件检查	A	必要时	1)检查绝缘拉杆、支持绝缘台等外表无破损、变形，清洁绝缘件表面。 2)绝缘拉杆两头金属固定件应无松脱、磨损、锈蚀现象，绝缘电阻符合厂家技术要求 3）必要时应进行干燥处理或更换。	检修	1)因受现场条件限制时，原则上采用整体轮换的方式送检修车间完成大修。 2）必要时：如操作次数每达到3000次或厂家规定值，或累计开断电流达到厂家规定值。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
37	瓷套检查	A	必要时	1）清洁瓷套的内外表面，应无破损伤痕或电弧分解物。 2）法兰处应无裂纹，与瓷瓶胶装良好；应采用上砂水泥胶装，胶装处胶合剂外露表面应平整，无水泥残渣及露缝等缺陷，胶装后露砂高度 10～20mm，且不得小于 10mm，胶装处应均匀涂以防水密封胶。 3）瓷套有异常或爬电比距不符合污秽等级要求的应更换。	检修	1)因受现场条件限制时，送检修车间处理。 2）必要时：如操作次数每达到 3000 次或厂家规定值，或累计开断电流达到厂家规定值。
38	更换电器元件	A	必要时	更换断路器机构箱、汇控箱内继电器、接触器、加热器等低压电器元件	检修/继保	必要时：机构箱及汇控柜内电器元件功能检查有异常或损坏时。
39	弹簧机构大修	A	必要时	1）分合闸弹簧检查：分合闸弹簧应无损伤、变形；对分、合闸弹簧进行力学性能试验，应无疲劳，力学性能符合要求。 2）分合闸滚子检查：分合闸滚子转动时无卡涩和偏心现象，与掣子接触面表面应平整光滑，无裂痕、锈蚀及凹凸现象。 3）电机检查：电机绝缘、碳刷、轴承等应无磨损、工作正常。 4）减速齿轮检查：减速齿轮无卡阻、损坏、锈蚀现象，润滑应良好。 5）缓冲器检查：合闸缓冲器和分闸缓冲器的外部、缓冲器下方固定区域应无漏油痕迹，缓冲器应无松动、锈蚀现象，弹簧无疲断裂、锈蚀，活塞缸、活塞密封圈应密封良好。 6）对所有转动轴、销等进行更换。 7）必要时更换新的相应零部件或整体机构。	检修	1)因受现场条件限制时，原则上采用整体轮换的方式送检修车间完成大修。 2)根据运行状态及小修检查结果可缩短检修周期。

8.3 多油断路器和少油断路器

多油断路器和少油断路器的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 21）。

表 21 多油断路器和少油断路器的检修项目、周期、要求和负责专业

<table>
<tr><th>序号</th><th>项目</th><th>类别</th><th>周期</th><th colspan="4">要求</th><th>负责专业</th><th>说明</th></tr>
<tr><td rowspan="4">1</td><td rowspan="4">绝缘电阻</td><td rowspan="4">B2</td><td rowspan="4">1）1 年
2）A 修后
3）必要时</td><td colspan="4">1）整体绝缘电阻自行规定。
2）断口和有机物制成的提升杆的绝缘电阻在常温下不低于下表数值：
MΩ</td><td rowspan="4">试验</td><td rowspan="4">1）采用 2500V 兆欧表。
2）必要时，如：怀疑绝缘不良时。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">试验类别</td><td colspan="3">额定电压 kV</td></tr>
<tr><td><24</td><td>24～40.5</td><td>72.5～252</td></tr>
<tr><td>大修后</td><td>1000</td><td>2500</td><td>5000</td></tr>
<tr><td>运行中</td><td>300</td><td>1000</td><td>3000</td></tr>
</table>

<table>
<tr><th>序号</th><th>项目</th><th>类别</th><th>周期</th><th>要求</th><th>负责专业</th><th>说明</th></tr>
<tr><td>2</td><td>40.5kV 及以上非纯瓷套管和多油断路器的 tanδ</td><td>B2</td><td>1）1 年
2）A 修后</td><td>1）20℃时多油断路器的非纯瓷套管的 tanδ(%)值见表 20。
2）20℃时非纯瓷套管断路器的 tanδ(%)值，可比第 20 章表 57 中相应的 tanδ(%)值增加下列数值：
额定电压,kV | 126 | 40.5 (DW1—35,DW1—35D)
tanδ(%)值的增加数 | 1 | 3</td><td>试验</td><td>1）在分闸状态下按每支套管进行测量。测量的 tanδ(%)超过规定值或有显著增大时，必须落下油箱进行分解试验。对不能落下油箱的断路器，则应将油放出，使套管下部及灭弧室露出油面，然后进行分解试验。
2）断路器大修而套管不大修时，应按套管运行中规定的相应数值增加。
3）带并联电阻断路器的整体 tanδ(%)可相应增加 1。</td></tr>
<tr><td>3</td><td>40.5kV 及以上少油断路器的直流泄漏电流</td><td>B2</td><td>1）1 年
2）A 修后</td><td>1）每一元件试验电压如下：
额定电压,kV | 40.5 | 72.5～252
试验电压,kV | 20 | 40
2） 126 kV 及以下大修后泄漏电流要求不应大于 10μA；预试时一般不大于 10μA。</td><td>试验</td><td></td></tr>
<tr><td>4</td><td>断路器对地、断口及相间交流耐压试验</td><td>B2</td><td>1）1 年(指 12kV 及以下)
2）A 修后
3） 必要时</td><td>1）断路器在分、合闸状态下分别进行。
2）试验电压值按 DL/T 593 规定值的 0.8 倍。</td><td>试验</td><td>1）对于三相共箱式的油断路器应作相间耐压，其试验电压值与对地耐压值相同。
2）必要时，如：对断路器绝缘性能有怀疑时。</td></tr>
<tr><td>5</td><td>126kV 及以上油断路器提升杆的交流耐压试验</td><td>B2</td><td>A 修后</td><td>试验电压按DL/T 593规定值的0.8倍。</td><td>试验</td><td>1）耐压设备不能满足要求时分段进行，分段数不应超过 6 段(252kV)，或 3 段(126kV)，耐压时间为 5min。
2）每段试验电压可取整段试验电压值除以分段数所得值的 1.2 倍或自行规定。</td></tr>
<tr><td>6</td><td>辅助回路和控制回路交流耐压试验</td><td>B2</td><td>1）1 年
2）B1 修后</td><td>试验电压为2kV</td><td>试验/继保/检修</td><td>可用 2500V 兆欧表代替 。</td></tr>
<tr><td>7</td><td>导电回路电阻</td><td>B2</td><td>1）1 年
2）B1 修后</td><td>1）大修后应符合制造厂规定。
2）运行中根据实际情况规定(可以考虑不大于制造厂规定值的2倍)。</td><td>试验/检修</td><td>用直流压降法测量，电流不小于 100A。</td></tr>
<tr><td>8</td><td>灭弧室并联电阻值，并联电容器的电容量和 tanδ</td><td>B2</td><td>1）1 年
2）A 修后</td><td>1）并联电阻值应符合制造厂规定。
2）并联电容器与断口同时测量，测得的电容值偏差应在初始值的±5%范围内,tanδ(%)一般不大于 0.5。
3）单节并联电容器试验见第13.5节。</td><td>试验</td><td>1）大修时，应测量电容器和断口并联后整体的电容值和 tanδ，作为该设备的原始数据。
2）如有明显变化时，应解开断口单独对电容器进行试验。</td></tr>
</table>

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
9	断路器的合闸时间和分闸时间	B2	A 修后	应符合制造厂规定	试验/检修	在额定操作电压(气压、液压)下进行。
10	断路器的分、合闸速度	B2	A 修后	应符合制造厂规定	试验/检修	在额定操作电压(气压、液压)下进行。
11	断路器主触头三相或同相各断口分、合闸的同期性	B2	A 修后	应符合制造厂规定	试验/检修	在额定操作电压(气压、液压)下进行。
12	操作机构合闸接触器和分、合闸电磁铁的动作电压	B2	1）B1 修后 2）必要时	1）并联合闸脱扣器应能在其交流额定电压的 85%～110%范围或直流额定电压的 80%～110%范围内可靠动作；并联分闸脱扣器应能在其额定电源电压的 65%～120%范围内可靠动作，当电源电压低至额定值的 30%或更低时不应脱扣。 2）在使用电磁机构时，合闸电磁铁线圈通流时的端电压为操作电压额定值的 80%(关合电流峰值等于及大于 50kA 时为 85%)时应可靠动作。	试验/检修	分合闸脱扣器均应记录最低可靠脱扣动作电压值
13	合闸接触器和分、合闸电磁铁线圈的直流电阻	B2	更换线圈后	应符合制造厂规定	试验/检修/继保	
14	断路器的电流互感器	B2	A 修后	按 7.3 节表 14 部分内容执行	试验	
15	红外检测	B2	1）1 年 2）必要时	按 DL/T 664 执行	试验	1）敞开式断路器在热备用状态下，应对断口并联电容器进行测量。 2）用红外热像仪测量。 3）必要时，如：怀疑有过热缺陷时。 4）红外检测异常发热时，应记录发热情况并提供红外图谱及发热处照片。
注1：断路器中绝缘油的试验项目、周期和要求目按本标准第26章规定执行。 注2：多油断路器和少油断路器的A、B1、C1及C2类项目按照厂家说明书要求由各单位制定执行。						

9 敞开式隔离开关

敞开式隔离开关的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 22）。

表 22　敞开式隔离开关的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	导电回路检查	C1	1 个月	1）三相引线松弛度一致，导线无散股、断股；线夹无裂纹、变形。 2）隔离开关处于合闸位置时，合闸应到位（导电杆无欠位或过位）。 3）隔离开关处于分闸位置时，触头、触指无烧蚀、损伤。 4）导电臂无变形、损伤、镀层无脱落；导电软连接带无断裂、损伤。 5）防雨罩、引弧角、均压环等无锈蚀、裂纹、变形或脱落。 6）螺栓、接线座及各可见连接件无锈蚀、断裂、变形。	运行	
2	绝缘子检查	C1	1 个月	1）绝缘子表面应无较严重脏污，无破损、伤痕。 2）法兰处应无裂纹，与瓷瓶胶装良好。 3）夜间巡视时应注意瓷件无异常电晕现象。	运行	
3	底座及传动部位检查	C1	1 个月	1）瓷瓶底座的接地良好，无裂纹、锈蚀。 2）垂直连杆、水平连杆无弯曲变形，无严重锈蚀现象。 3）螺栓及插销无松动、脱落、变形、锈蚀。	运行	
4	机构箱检查	C1	1 个月	1）机构箱无锈蚀、变形，密封良好，密封胶条无脱落、破损、变形、失去弹性等异常，箱内无渗水，无异味、异物。 2）端子排编号清晰，端子无锈蚀、松脱、无烧焦打火现象。 3）各电器元件无破损、脱落，安健环标识完整。 4）加热器（驱潮装置）正常工作：按要求应长期投入的加热器，在日常巡视时应利用红外或其他手段检测是否在工作状态；对于由环境温度或湿度控制的加热器，应检查温湿度控制器的设定值是否满足厂家要求，厂家无明确要求时，温度控制器动作值不应低于 10℃，湿度控制器动作值不应大于 80%。 5）垂直连杆抱箍紧固螺栓无松动，抱夹铸件无损伤、裂纹。 6）分合闸机械指示正确，现场分合指示与后台一致。	运行	
5	红外检测	C1	1）新投运 48h；2）1 个月	1）用红外热成像仪，按DL/T 664执行。 2）隔离开关触头及接线端子温度应无异常。	运行	1）运行人员红外测试结果怀疑有异常时，高压试验人员开展复测。 2）红外检测异常发热时，应记录发热情况并提供红外图谱及发热处照片。 3）必要时，如：怀疑有过热缺陷时，负荷增加时。
		C2	在 I、II 级管控级别下触发	1）按 DL/T 664 执行。 2）发现温度异常时应停电检修，并应测量检修前后的导电回路电阻。 3）对红外检测数据进行横向、纵向比较，判断隔离开关是否存在发热发展的趋势。 4）重点检查隔离开关触头和接线端子有无过热。	试验/检修	
		B2	1）1 年 2）必要时		试验	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
6	接地开关检查	C1	1个月	1）触指无变形、锈蚀。 2）导电臂无变形、损伤。 3）防雨罩无锈蚀、裂纹。 4）接地软铜带无断裂。 5）各连接件及螺栓无断裂、锈蚀。 6）正常运行时接地开关处于分闸位置，分闸应到位（通过角度或距离判断），分闸时刀头不高于瓷瓶最低的伞裙。 7）闭锁良好，地刀出轴锁销位于锁板缺口内。	运行	
7	基础支架检查	C1	1个月	1）基础无裂纹、沉降。 2）支架无松动、锈蚀、变形，接地良好。 3）地脚螺栓无松动、锈蚀。	运行	
8	瓷瓶无损探伤	C2	必要时	优先使用振动声学测试仪和紫外仪进行带电测试	试验	1）必要时，如：瓷瓶在运行或操作过程中怀疑受到外力破坏时； 2）发现缺陷时停电用超声波探伤。
9	导电回路检修	B1	6年	1）检查触头及触指无过热或烧损。烧损深度不大于0.5mm 2）触指弹簧无锈蚀、变形、断裂，触指压紧力符合厂家要求。 3）清洁动、静触头，必要时进行打磨，涂抹中性凡士林或符合厂家要求的导电膏。 3）检查导电臂无变形、严重锈蚀或腐蚀情况。 4）按力矩要求拿力矩扳手对各螺栓进行紧固。 5）软连接无断裂、损伤现象，如有损坏需更换软连接，更换时导电接触面需打磨光滑平整，连接螺栓按力矩要求进行紧固。 6）对折叠式隔离开关，应检查并确认刀闸主拐臂过死点；检查平衡弹簧的张力应合适；确认分、合闸到位、夹钳位置接触良好。	检修	
10	绝缘子检查	B1	6年	1）法兰固定螺栓无锈蚀、断裂、变形。 2）清洁绝缘子。	检修	
11	接地开关检修	B1	6年	1）检查动、静触头及触指无异常烧损。清洁动、静触头，必要时进行打磨。 2）检查接地刀杆有无锈蚀或腐蚀。 3）按力矩要求拿力矩扳手对各螺栓进行紧固。 4）接地软连接无断裂、损坏现象，如有损坏需更换接地软连接，更换时导电接触面需打磨光滑平整，连接螺栓按力矩要求进行紧固。 5）分合接地开关，确认分合到位并能有效接地。 6）带真空灭弧室的真空断路器应动作灵活、切换正确，回路电阻符合厂家要求。	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
12	底座及传动部件检修	B1	6年	1）底座及传动部位无裂纹、锈蚀，轴承座及其他传动部件转动灵活，无卡滞。 2）拐臂、轴承座及可见轴类零部件无变形、锈蚀。 3）拉杆及连接头无损伤、锈蚀、变形，螺纹无锈蚀、滑扣。 4）各相间轴承转动应在同一水平面。 5）可见齿轮无锈蚀，丝扣完整，无严重磨损；齿条平直，无变形、断齿。 6）各传动部件锁销齐全、无变形、脱落，中间齿轮箱无渗漏油、润滑良好。 7）对锈蚀部位进行除锈刷漆处理。 8）对螺栓存在松动或锈蚀的，应进行紧固或更换处理。 9）对各运动部位应用润滑脂润滑，润滑脂宜采用性能良好的二硫化钼锂基润滑脂。	检修	
13	机构箱检修	B1	6年	电器元件： 1）对各电器元件（继电器、接触器等）进行功能检查，更换损坏失效电气元件。 2）二次接线紧固检查。 3）加热器（驱潮装置）功能正常，加热板阻值符合厂家要求。 4）驱动电机阻值符合厂家要求，电机壳无裂纹、锈蚀。 5）转换开关、辅助开关动作应正确，无卡滞，触点无锈蚀，用万用表测量每对接点通断情况是否正常。 6）检查电机回路、控制回路、照明回路、驱潮回路，功能应正常。 机械元件： 1）变速箱壳体无变形，无裂纹，可见轴承及轴类灵活、无卡滞；蜗轮、蜗杆动作平稳、灵活，无卡滞；检查涡轮、蜗杆的啮合情况，确认没有倒转现象。 2）机械限位装置无裂纹、变形。 3）垂直连杆抱箍紧固螺栓无松动，抱箍铸件无裂纹；操作时垂直连杆无打滑现象。 4）机构转动灵活，无卡滞。 5）各连接、固定螺栓（钉）无松动。 6）对机构箱进行清洁；对各转动部分进行润滑，润滑脂宜采用性能良好的二硫化钼锂基润滑脂；存在锈蚀的进行除锈处理，对机构箱密封进行检查。	检修	
14	闭锁检查	B1	6年	进行操作试验，检查主刀闸与相应接地开关的机械闭锁以及电气闭锁情况。	运行	
15	基础支架检查	B1	6年	1）对支架、螺栓等存在松动或锈蚀的，应进行紧固或更换处理。 2）如基础有裂纹或发生沉降需对产生后果进行评估，并做相应处理。	检修	
16	交流耐压试验	B2	A修后	试验电压值按DL/T 593规定值的0.8	试验	当隔离开关和接地开关的绝缘仅由固体实心绝缘子及常温大气压力下的空气组成，可校核其绝缘净空间距（带电体之间、带电体对地等）以确定其绝缘是否满足1min工频耐压的要求，从

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
						而省去 1min 工频耐压试验。这些绝缘尺寸及其偏差范围应由制造厂作出规定。
17	二次回路的绝缘电阻	B2	1）6年 2）B1修后	不应低于 2MΩ	继保/试验	采用 500V 或 1000V 兆欧表。
18	二次回路交流耐压试验	B2	1）6年 2）B1修后	试验电压为 2kV	继保/试验	可用 2500V 兆欧表代替
19	操动机构的动作电压试验	B2	B1 修后	电动机操动机构在其额定操作电压的 80%～110%范围内分、合闸动作应可靠。	检修/试验	
20	操动机构的动作情况	B2	B1 修后	1）电动机构在额定操作电压下分、合闸 5 次，动作应正常。 2）手动操作机构操作时灵活，无卡涩。 3）闭锁装置应可靠。	检修	按 DL/T 486 进行。
21	导电回路电阻测量	B2	1）B1修后 2）必要时	应符合制造厂规定	试验/检修	1）用直流压降法测量，电流值不小于100A。 2）必要时，如：怀疑接触不良时。
22	触头夹紧程度测试	B2	A 修后	应符合制造厂规定	检修	
23	导电回路大修	A	110kV及以下：18年 220kV及以上：12年	1）拆卸并检查动、静触头和其他所有导电接触面的过热、烧损、磨损情况，用百洁布和酒精进行清洁。如有轻微烧损或氧化，可用砂纸打磨修复，如有严重烧损应更换。涂抹中性凡士林或符合厂家要求的导电膏。 2）拆卸检查触指弹簧的变形、锈蚀或弹力下降情况，如存在异常均应予更换；触指弹簧带绝缘套的应更换绝缘套 3）检查均压环表面是否有裂纹、烧伤、损伤现象，严重的应及时更换。 4）检查引弧角烧蚀情况，如有严重烧蚀应更换。 5）拆卸检查复位弹簧、夹紧弹簧、平衡弹簧的锈蚀、弹性情况，锈蚀轻微的应刷除铁锈，涂黄油防锈；若变形严重者应更换。 6）拆卸检查齿轮箱的损伤和开裂变形情况，如有开裂或变形严重应更换。 7）检查软连接是否完好，应检查导电带的接触面是否有过热、烧伤、折断现象，如有烧伤、严重过热或断裂，应更换，对接触面用砂纸除去氧化层。 8）检查接线夹有无变形、开裂。与导线接触面有无烧损或氧化，如有则用细砂纸修理，严重者则应更换。检查接线座内部导电带有无折断，氧化，烧损，如有折断痕迹，当及时更换。 9）更换易损件及易老化件，如圆柱销、开口销、限位销钉、复合轴套、橡胶防雨罩等。 10）螺栓及各可见连接件无锈蚀、松动、脱落，各连接螺栓规格及力矩符合厂家要求。	检修	对于 2000 年以前隔离开关，结合运行质量情况，必要时将主导电回路更换为隔离开关完善化改造后产品。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
				11）必要时进行隔离开关完善化改造。		
24	绝缘子检查	A	110kV及以下：18年 220kV及以上：12年	1）检查绝缘子有无较大裂纹或破损，如有则应更换。 2）检查瓷绝缘子与法兰的浇装情况，如有脱块应及时修补，瓷件松动或法兰有较大裂纹应更换。 3）绝缘子爬距符合污秽等级要求，否则应更换。 4）运行超过18年的普通瓷绝缘子需更换成采用干法成形的高强瓷。	检修	
25	接地开关大修	A	110kV及以下：18年 220kV及以上：12年	1）检查接地刀杆有无变形，变形应校正。 2）拆卸检查动、静触头和其他接触面的磨损和烧蚀情况。镀银层接触面用清洗剂清除污垢，非镀层接触面用砂纸清除氧化层。 3）拆卸检查触指弹簧的变形、锈蚀或弹力下降情况，如存在异常均应予更换。	检修	
26	底座及传动部件大修	A	110kV及以下：18年 220kV及以上：12年	1）检查所有转动轴和轴套，变形应校正，并用砂纸清除锈蚀，涂黄油。 2）检查接地软连接是否有折断，如有断裂应更换，对接触面用砂纸除去氧化层。 3）检查抱箍或夹件有无开裂，如有裂纹应更换。 4）检查各传动连杆是否有变形、损伤、断裂，焊接处是否有裂纹，存在异常的应更换。 5）各运动部位应用润滑脂润滑，润滑脂宜采用性能良好的二硫化钼锂基润滑脂。 6）更换易损件及易老化件，如圆柱销、开口销、限位销钉、复合轴套等。 7）检查机械闭锁板，如变形应校正或更换。	检修	
27	操动机构大修	A	110kV及以下：18年 220kV及以上：12年	对齿轮、涡轮、蜗杆等机械部件，进行检查、清洁、打磨、润滑并复装。	检修	
注1：B1类检修项目应包括除所列之外的所有C类检修项目，A类检修项目应包括除所列之外的所有B类检修项目。 注2：独立接地刀闸参照执行。						

10 GIS（含 HGIS）

GIS（含 HGIS）的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 23）。

表 23 GIS（含 HGIS）的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	引线检查	C1	1 个月	引线应连接可靠，自然下垂，三相松弛度一致，无断股、散股现象。	运行	
2	套管检查	C1	1 个月	1）瓷套表面应无严重污垢沉积、破损伤痕 2）法兰处应无裂纹、闪络痕迹。	运行	
3	外壳检查	C1	1 个月	1）检查 GIS 外壳表面无生锈、腐蚀、变形、松动等异常，油漆完整、清洁。 2）外壳接地良好。 3）运行过程 GIS 应无异响、异味等现象。 4）伸缩节无生锈、腐蚀、变形、松动等异常。	运行	
4	支架及基础检查	C1	1 个月	1）构架接地良好、紧固，无松动、锈蚀。 2）基础应无裂纹、沉降。 3）支架所有螺栓应无松动、锈蚀。	运行	
5	SF_6 压力值及密度继电器检查	C1	1 个月	1）检查 SF_6 密度继电器观察窗面清洁情况，气压指示应清晰可见。检查外观无污物、损伤痕迹。 2）SF_6 密度表与本体连接可靠，无渗漏油。如果发现密度表渗漏油应对密度表进行更换。 3）记录各气室的 SF_6 气体压力值，应符合铭牌要求，压力指示正常，在温度曲线合格范围内。并与上次记录的气室压力值进行比对，以提前发现 SF_6 是否存在泄漏。	运行	
6	电流互感器及电压互感器检查	C1	1 个月	1）二次接线盒表面无严重锈蚀和涂层脱落。 2）二次接线盒应密封良好，无水迹。 3）外置式电流互感器应密封良好，无水迹。	运行	外置式电流互感器指二次线圈不在 SF_6 气体内的电流互感器。
7	避雷器检查	C1	1 个月	检查避雷器动作次数、泄漏电流，泄漏电流符合厂家要求。	运行	
8	红外检测	C1	1）新投运 48h； 2）1 个月	1）用红外热成像仪，按 DL/T 664 执行。 2）外壳、套管出线及汇流排接头表面温度应无异常。	运行	1）运行人员红外测试结果怀疑有异常时，高压试验人员开展复测。 2）红外检测异常发热时，应记录发热情况并提供红外图
		C2	在 I、II 级管控级别下触发	1）按 DL/T 664 执行。 2）户外安装 GIS 要求在夜间进行测量。 3）重点测量母线、分支母线、合闸位置的隔离开	试验/检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
		B2	1）1 年 2）必要时	关等部位。 4）如发现同一站点同一间隔同一功能位置的三相共箱罐体表面或三相分箱相间罐体表面存在 2K 以上温差时应引起重视，并采用外因排除、X 光透视、带电局部放电测试、气体组分分析、空负载红外对比测试、回路电阻测试等手段对异常部位进行综合分析判断。对于经综合分析判断确定存在问题的 GIS 设备应进行解体检查确认，进一步确定问题原因并及时处理。 5）对红外检测数据进行横向、纵向比较，判断是否存在发热发展的趋势。	试验	谱及发热处照片。 3）必要时，如：怀疑有过热缺陷时，负荷增加时。
9	分合闸指示检查	C1	1 个月	1）各开关装置的分合闸指示牌应到位且与本体实际位置和分合闸指示灯显示一致，若分合闸指示牌倾斜过大，应查明原因。 2）检查确认隔离/接地开关分合闸到位标识清晰可见，通过分合闸到位标识判断刀闸操作到位。	运行	开关装置包括断路器、隔离开关和接地开关。下同。
10	动作次数检查	C1	1 个月	记录各开关装置的动作次数	运行	
11	机构箱及汇控柜检查	C1	1 个月	检查各开关装置的机构箱及汇控柜： 1）电器元件及其二次线应无锈蚀、破损、松脱，机构箱内无烧糊或异味。 2）分合闸指示灯、储能指示灯及照明应完好；分合闸指示灯能正确指示各开关装置的位置状态。 3）机构箱底部应无碎片、异物；二次电缆穿孔封堵应完好。 4）呼吸孔无明显积污现象。 5）动作计数器应正常工作。 6）“就地/远方”切换开关应打在“远方”。 7）储能电源空气开关应处于合闸位置。 8）密封应良好，达到防潮、防尘要求。密封条无脱落、破损、变形、失去弹性等异常。 9）柜门无变形情况，能正常关闭。 10）箱内应无水渍或凝露。 11）箱体底部应清洁无杂物；二次电缆封堵良好。 12）加热器（驱潮装置）、温控器应能正常工作：按要求应长期投入的加热器，在日常巡视时应利用红外或其他手段检测是否在工作状态；对于由环境控制的加热器，应检查温湿度控制器的设定值是否满足厂家要求，厂家无明确要求时，温度控制器动作值不应低于 10℃，湿度控制器动作值不应大于 80%。	运行	因设备结构原因无法触及机构箱的情况下可不检查机构箱内部。
12	传动连杆检查	C1	1 个月	1）各开关装置的外部传动连杆外观正常，无变形、裂纹、锈蚀现象。 2）连接螺栓无松动、锈蚀现象。各轴销外观检查正常。 3）如果发现传动部件外观异常应查明原因。	运行	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
13	液压机构检查	C1	1 个月	1）读取油压表油压指示值，应满足技术参数要求。 2）液压系统各管路接头及阀门应无渗漏现象，各阀门位置、状态正确。 3）观察油箱油位是否正常。液压系统储能到额定油压后，通过油箱上的油标观察油箱内的油位，应在最高与最低油位标识线之间。 4）记录油泵电机打压次数。	运行	包括液压碟簧机构。
14	弹簧机构检查	C1	1 个月	1）检查机构外观，机构传动部件无锈蚀、裂纹。机构内轴、销无碎裂、变形，锁紧垫片有无松动，机构内所做标记位置无变化。 2）检查缓冲器应无漏油痕迹，缓冲器的固定轴正常。 3）分、合闸弹簧外观无裂纹、断裂、锈蚀等异常。 4）机构储能指示应处于“储满能”状态。	运行	
15	气动机构检查	C1	1 个月	1）检查压力值应无异常。 2）空压系统各管路接头及阀门应无渗漏现象，各阀门位置、状态正确。 3）空压系统储气罐排水：储气罐排水应排至排水口无水雾喷出为止。如排水过程中出现气压下降至气泵启动时，应停止排水，待气泵停止后再继续。	运行	
16	伸缩节检查	C2	在 I、II 级管控级别下触发	伸缩节功能应无异常：安装调整用伸缩节连杆螺栓应紧固；温度补偿用伸缩节的调整螺栓应松开到制造厂规定位置。	检修	
17	运行中局部放电测试	C2	在 I、II 级管控级别下触发	应无明显局部放电信号	试验	
18	SF_6 气体压力数据分析	C2	在 I、II 级管控级别下触发	通过运行记录、补气周期对 GIS 各气室 SF_6 气体压力值进行横向、纵向比较，对气室是否存在泄漏进行判断，必要时进行检漏，查找漏点。	检修	
19	打压次数数据分析	C2	在 I、II 级管控级别下触发	1）通过断路器运行记录的液压（包括液压碟簧）、气动操作机构的打压次数及操作机构压力值进行比较，进行操作机构是否存在泄漏的早期判断。 2）如果发现打压次数出现增加，应结合专业巡视对相关高压管路进行重点关注。	检修	
20	外壳补漆	B1	6 年	GIS 壳体应无锈蚀、变形，油漆应完好，补漆前应彻底除锈并刷防锈漆。	检修	
21	螺栓检查	B1	6 年	目测 GIS 壳体螺栓紧固标识线应无移位，螺栓应紧固。	检修	
22	套管清洁	B1	6 年	1）接线板固定螺栓无锈蚀、松动，无过热现象。 2）开展套管外表面清洁工作。	运行	积污严重的可考虑带电水冲洗。
23	防爆膜检查	B1	6 年	防爆膜应无严重锈蚀、氧化、裂纹及变形等异常现象。	检修	
24	电流互感器及电压互感器二次端子紧固	B1	6 年	检查并紧固电压互感器及电流互感器接线端子盒内的二次接线端子。	检修/继保	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
25	SF_6密度继电器检查	B1	1）6 年 2）必要时	对 SF_6 气体密度继电器进行功能检查：压力告警、闭锁功能应能正常工作。	检修/继保	必要时，如：怀疑 SF_6 密度继电器有缺陷时。
26	断路器机构检查	B1	6 年	1）检查机构内所做标记位置应无变化；各连杆、拐臂、联板、轴、销进行检查，无弯曲、变形或断裂现象；对轴销、轴承、齿轮、弹簧筒等转动和直动产生相互摩擦的地方涂敷润滑脂，应润滑良好、无卡涩；各截止阀门应完好。 2）储能电机应无异响、异味，建压时间应满足设计要求。 3）对各电器元件（转换开关、中间继电器、时间继电器、接触器、温控器等）进行功能检查，应正常工作。 4）按机构类型划分： a)液压机构：压力控制值应正常，若有异常则需要重新调整压力控制单元；主油箱油位不足时应补充液压油；机构的各操作压力指示应正常；油泵工作应正常，无单边工作或进气现象；如有防慢分装置，应检查防慢分装置无异常、无锈蚀，功能是否正常； b)弹簧机构：传动齿轮应无卡阻、锈蚀现象； c)气动机构：压力控制值应正常，若有异常则需要重新调整压力控制单元；传动皮带应完好，若有异常则进行更换。空气过滤器应洁净，无积尘、污秽、堵塞现象。	检修/继保	
27	分、合闸掣子检查	B1	6 年	1）分合闸滚子与掣子接触面表面应平整光滑，无裂痕、锈蚀及凹凸现象，若有异常则重新进行调整。 2）分合闸滚子转动时无卡涩和偏心现象，扣接时扣入深度应符合设计要求。	检修	适用于弹簧操动机构和气动操动机构。
28	分、合闸电磁铁检查	B1	6 年	1）分、合闸线圈安装应牢固、接点无锈蚀、接线应可靠。 2）分、合闸线圈铁心应灵活、无卡涩现象，间隙应符合厂家要求。 3）分、合闸线圈直流电阻值应满足厂家要求。	检修	
29	缓冲器检查	B1	6 年	缓冲压缩行程应符合要求；无变形、损坏或漏油现象，补油时应注意使用相同型号的液压油	检修	
30	液压油过滤	B1	12 年	油箱、过滤器应洁净，液压油无水份及杂质，应对液压油进行过滤，补油时应使用滤油机进行补油。如发现杂质应制定相应的检修方案。	检修	
31	储能电机检查	B1	6 年	断路器操作机构储能电机（直流）碳刷无磨损，电机运行应无异响、异味、过热等现象，若有异常情况应进行检修或更换。	检修	
32	辅助开关检查	B1	6 年	1）辅助开关传动机构中的连杆联接、辅助开关切换应无异常。 2）辅助开关应安装牢固、转动灵活、切换可靠、接触良好，并进行除尘清洁工作。	检修/继保	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
33	二次端子检查	B1	6 年	1）检查并紧固接线螺丝，清扫控制元件、端子排。 2）储能回路、控制回路、加热和驱潮回路，应正常工作，测量各对节点通断是否正常。 3）二次元器件应正常工作，接线牢固，无锈蚀。	检修/继保	
34	加热器检查	B1	6 年	加热器安装应牢固并正常工作，测量加热器电阻值，并对加热器的状态进行评估，并根据结果进行维护或更换。	检修	
35	隔离/接地开关机构检查	B1	6 年	电器元件： 1）对各电器元件（继电器、接触器等）进行功能检查，更换损坏失效电气元件。 2）二次接线紧固检查。 3）加热器（驱潮装置）功能正常，加热板阻值符合厂家要求。 4）驱动电机阻值符合厂家要求。 5）转换开关、辅助开关动作应正确，无卡滞，触点无锈蚀，用万用表测量每对接点通断情况是否正常。 6）检查电机回路、控制回路、照明回路、驱潮回路；各回路功能应正常。 机械元件： 1）变速箱壳体无变形，无裂纹，可见轴承及轴类灵活、无卡滞；蜗轮、蜗杆动作平稳、灵活，无卡滞；检查涡轮、蜗杆的啮合情况，确认没有倒转现象； 2）机械限位装置无裂纹、变形； 3）抱箍紧固螺栓无松动，抱箍铸件无裂纹； 4）机构转动灵活，无卡滞； 5）各连接、固定螺栓（钉）无松动； 6）对机构箱进行清洁；对各转动部分进行润滑，润滑脂宜采用性能良好的二硫化钼锂基润滑脂；存在锈蚀的进行除锈处理，对机构箱密封进行检查。	检修	
36	对开关装置的各连接拐臂、联板、轴、销进行检查	B1	6 年	1）检查各开关装置及机构机械传动部分正常 2）对拐臂、联板、轴、销逐一检查位置及状态无异常，其固定的卡簧、卡销均稳固。 3）检查机构所做标记位置应无变化。 4）对联杆的紧固螺母检查无松动，划线标识无偏移。 5）对各传动部位进行清洁及润滑，尤其是外露连杆部位。 6）所使用的清洁剂和润滑剂必须符合厂家要求。	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
37	外传动部件检查	B1	6 年	1）各传动、转动部位应进行润滑。 2）拐臂、轴承座及可见轴类零部件无变形、锈蚀。 3）拉杆及连接头无损伤、锈蚀、变形，螺纹无锈蚀、滑扣。 4）各相间轴承转动应在同一水平面。 5）可见齿轮无锈蚀，丝扣完整，无严重磨损；齿条平直，无变形、断齿。 6）各传动部件锁销齐全、无变形、脱落 7）螺栓无锈蚀、断裂、变形，各连接螺栓规格及力矩符合厂家要求。	检修	
38	SF_6 气体的湿度(20 ℃的体积分数) μL/L	B2	1）投运前新充气 24h 后 2）投产及 A 修后 1 年 1 次，如无异常，其后 3 年 1 次 3）必要时	1）断路器灭弧室气室 大修后： ≤150 运行中： ≤300 2）其他气室 大修后： ≤250 运行中： ≤1000	试验	1）按 DL/T 1366、DL/T 915 和 DL/T 506 进行。 2）必要时，如：—新装及大修后 1 年内复测湿度不符合要求 —漏气超过 SF_6 气体泄漏试验的要求 —设备异常时。
39	SF_6 气体泄漏试验	B2	1）A 修后 2）必要时	应无明显漏点	试验/检修	1）参考 GB 11023 进行。 2）对检测到的漏点可采用局部包扎法检漏，每个密封部位包扎后历时 5h，测得的 SF_6 气体含量（体积分数）不大于 15μL/L。 3）必要时，如：怀疑密封不良时。
40	现场分解产物测试，μL/L	B2	1）投运前新充气 24h 后 2）投产及 A 修后 1 年 1 次，如无异常，其后 3 年 1 次 3）必要时	1）断路器灭弧室气室 SO_2≤3（注意值），H_2S≤2（注意值），CO≤300（注意值）。 2）其他气室 SO_2≤1，H_2S≤1，CO≤300（注意值）。	试验	1）建议结合现场湿度测试进行，参考 DL/T 1359。 2）必要时，如：设备运行有异响，异常跳闸，开断短路电流异常时,局部放电监测发现异常，外壳温度异常，耐压击穿后。 3）当发生近区短路故障引起断路器跳闸时，断路器气室的检测结果应包括开断 48h 后的检测数据。 4）GIS 气室分解产物检测异常时，应结合局部放电检测结果进行综合判断。 5）注意值不是判断

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
						断路器有无故障的唯一指标，当气体含量达到注意值时，应进行追踪分析查明原因。 6）当连续切除短路电流（台风等特殊条件下），分解产物检测异常时，应结合回路电阻测试值及厂家意见确定跟踪试验周期。
41	实验室分解产物测试	B2	必要时	检测组分：SO_2、SOF_2、SO_2F_2、CO、CO_2、CS_2、CF_4、S_2OF_{10}。	试验	必要时，如： 现场分解产物测试超参考值或有增长时。
42	耐压试验	B2	1）本体 A 修后 2）必要时	交流耐压或操作冲击耐压的试验电压为出厂试验电压的 0.8 倍。	试验	1）试验在 SF_6 气体额定压力下进行。 2）对 GIS 交流耐压试验时不包括其中的电磁式电压互感器及避雷器，但在投运前应对它们进行试验电压为 U_m/5min 的耐压试验。 3）耐压试验后的绝缘电阻值不应降低。 4）必要时，如：对绝缘性能有怀疑时。
43	辅助回路和控制回路绝缘电阻	B2	1）110kV 及以下：6 年； 220kV、500kV：3 年； 35kV 及 66kV 补偿电容器/电抗器组断路器 3 年 2）B1 修后	不低于 2MΩ	试验/继保/检修	1）采用 500V 或 1000V 兆欧表。 2）35kV 及 66kV 补偿电容器/电抗器组断路器适用于 500kV 变电站变低侧无功补偿用断路器。
44	辅助回路和控制回路交流耐压试验	B2	1）110kV 及以下：6 年； 220kV、500kV：3 年； 35kV 及 66kV 补偿电容器/电抗器组断路器 3 年 2）B1 修后	试验电压为 2kV	试验/继保/检修	可用 2500V 兆欧表测量代替
45	断口间并	B2	1）A 修后	按制造厂规定	试验	1）试验方法按制造

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
	联电容器的绝缘电阻、电容量和 tanδ		2）必要时			厂规定。 2）必要时，如：对绝缘性能有怀疑时。
46	合闸电阻值和合闸电阻的投入时间	B2	A 修后	1）除制造厂另有规定外，阻值变化允许范围不得大于±5%。 2）合闸电阻的有效接入时间按制造厂规定校核。	试验	GIS 的合闸电阻只在解体 A 修时测量。
47	断路器的速度特性	B2	6 年	测量方法和测量结果应符合制造厂规定	试验/检修	1）在额定操作电压(气压、液压)下进行。 2）速度定义应根据厂家规定。
48	断路器的时间参量	B2	6 年	1）断路器的分、合闸时间，主、辅触头的配合时间应符合制造厂规定。 2）断路器的合-分闸时间应符合制造厂规定。 3）除制造厂另有规定外，断路器的分、合闸同期性应满足下列要求： —相间合闸不同期不大于 5ms； —相间分闸不同期不大于 3ms； —同相各断口间合闸不同期不大于 3ms； —同相各断口间分闸不同期不大于 2ms。	试验	在额定操作电压(气压、液压)下进行。
49	分、合闸电磁铁的动作电压	B2	1）110kV 及以下：6 年； 220kV、500kV：3 年； 35kV 及 66kV 补偿电容器/电抗器组断路器 3 年 2）B1 修后	1）并联合闸脱扣器应能在其交流额定电压的 85%～110%范围或直流额定电压的 80%～110%范围内可靠动作；并联分闸脱扣器应能在其额定电源电压的 65%～120%范围内可靠动作，当电源电压低至额定值的 30%或更低时不应脱扣。 2）在使用电磁机构时，合闸电磁铁线圈通流时的端电压为操作电压额定值的 80%(关合电流峰值等于及大于 50kA 时为 85%)时应可靠动作。 3）或按制造厂规定。	试验/检修	
50	断路器导电回路电阻	B2	1）110kV：6 年； 220kV、500kV：3 年；35kV、66kV 补偿电容器/电抗器组断路器 1 年 2）B1 修后 3）必要时	试验结果应符合制造厂规定	试验/检修	1）用直流压降法测量，电流不小于 100A。 2）35kV 及 66kV 补偿电容器/电抗器组断路器适用于 500kV 变电站变低侧无功补偿用。 3）必要时，如：怀疑接触不良时。
51	GIS 间隔及母线导电回路电阻	B2	12 年	试验结果应符合制造厂规定	试验/检修	间隔及母线导电回路电阻需按其回路布置明确并固定测量点，记录实测值作为后续比对的基准值。
52	分、合闸线圈直流电阻	B2	1)110kV:6 年； 220kV、500kV：3 年；35kV、	试验结果应符合制造厂规定	试验/检修/继保	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
			66kV 补偿电容器/电抗器组断路器 3 年 2）B1 修后 3) 更换线圈后			
53	SF_6 气体密度继电器(包括整定值)检验	B2	1）A 修后 2）必要时	试验结果应符合制造厂规定	试验	必要时，如：怀疑设备有异常时
54	压力表校验(或调整)，机构操作压力(气压、液压)整定值校验	B2	1）A 修后 2）必要时	试验结果应符合制造厂规定	试验	1）对气动机构应校验各级气压的整定值(减压阀及机械安全阀)。 2）必要时，如：怀疑压力表有问题或压力值不准确时。
55	操作机构在分闸、合闸、重合闸操作下的压力(气压、液压)下降值	B2	6 年	试验结果应符合制造厂规定	检修	
56	液(气)压操作机构的泄漏试验	B2	1）A 修后 2）必要时	试验结果应符合制造厂规定	检修	1）应在分、合闸位置下分别试验。 2）必要时，如：怀疑操作机构液(气)压回路密封不良时。
57	油(气)泵补压及零起打压的运转时间	B2	1）6 年 2）必要时	试验结果应符合制造厂规定	检修	必要时，如：怀疑操作机构液(气)压回路密封不良时。
58	液压机构及采用差压原理的气动机构的防失压慢分试验	B2	6 年	试验结果应符合制造厂规定	检修	
59	闭锁、防跳跃及防止非全相合闸等辅助控制装置的动作性能	B2	6 年	试验结果应符合制造厂规定	检修/继保	
60	GIS 中的联锁和闭锁性能试验	B2	6 年	动作应准确可靠	检修	具备条件时，检查 GIS 的电动、气动联锁和闭锁性能，以防止拒动或失效。
61	GIS 电流互感器绕	B2	1）A 修后 2）必要时	一次绕组对地、各二次绕组间及其对地的绝缘电阻与出厂值及历次数据比较，不应有显著变化。	试验	1）采用 2500V 兆欧表。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
	组的绝缘电阻			一般不低于出厂值或初始值的 70%。		2）必要时，如：怀疑有故障时。
62	GIS 电流互感器极性检查	B2	A 修后	与铭牌标志相符合	试验	
63	GIS 电流互感器交流耐压试验	B2	1）A 修后 2）必要时	1）一次绕组按出厂值的 0.8 倍进行。 2）二次绕组之间及对地的工频耐压试验电压为 2kV，可用 2500V 兆欧表代替。 3）老练试验电压为运行电压。	试验	必要时，如： —怀疑有绝缘故障； —补气较多时（表压小于 0.2MPa）； —卧倒运输后。
64	GIS 电流互感器各分接头的变比试验	B2	1）A 修后 2）必要时	1）与铭牌标志相符合。 2）比值差和相位差与制造厂试验值比较应无明显变化，并符合等级规定 。	试验	1）对于计量计费用绕组应测量比值差和相位差。 2）必要时，如：改变变比分接头运行时。
65	GIS 电流互感器校核励磁特性曲线	B2	必要时	1）与同类互感器特性曲线或制造厂提供的特性曲线相比较，应无明显差别 2）多抽头电流互感器可在使用抽头或最大抽头测量	试验	
66	GIS 电压互感器绝缘电阻	B2	1）A 修后 2）必要时	不应低于出厂值或初始值的 70%	试验	1）采用 2500V 兆欧表。 2）必要时，如：怀疑有故障时。
67	GIS 电压互感器交流耐压试验	B2	1）A 修后 2）必要时	1）一次绕组按出厂值的 0.8 倍进行。 2）二次绕组之间及末屏对地的工频耐压试验电压为 2kV，可用 2500V 兆欧表代替。	试验	1）用倍频感应耐压试验时，应考虑互感器的容升电压。 必要时，如： —怀疑有绝缘故障； —补气较多时（表压小于 0.2MPa）。
68	GIS 电压互感器空载电流和励磁特性	B2	A 修后	1）在额定电压下，空载电流与出厂值比较无明显差别。 2）在下列试验电压下，空载电流不应大于最大允许电流： 中性点非有效接地系统 $1.9U_n/\sqrt{3}$； 中性点接地系统 $1.5U_n/\sqrt{3}$。	试验	
69	GIS 电压互感器联结组别和极性	B2	更换绕组后	与铭牌和端子标志相符	试验	
70	GIS 电压互感器电压比	B2	更换绕组后	与铭牌标志相符	试验	
71	GIS 电压互感器绕组直流电阻	B2	A 修后	与初始值或出厂值比较，应无明显差别	试验	
72	GIS 用金属氧化物避雷器运行电压的交流泄漏	B2	1）新投运后半年内测量一次，运行一年后每年雷	1）测量全电流、阻性电流或功率损耗，测量值与初始值比较，不应有明显变化。 2）当阻性电流增加 50%时应分析原因，加强监测、缩短检测周期；当阻性电流增加 1 倍时必须停电检查。	试验	1）采用带电测量方式，测量时应记录运行电压。 2）避雷器（放电计数器）带有全电流

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
	电流		雨季前 1 次 2）怀疑有缺陷时			在线检测装置的不能替代本项目试验，应定期记录读数（至少每。3 个月 1 次），发现异常应及时进行阻性电流测试。
73	GIS 用金属氧化物避雷器检查放电计数器动作情况	B2	怀疑有缺陷时	测试 3～5 次，均应正常动作	试验	
74	GIS 隔离/接地开关操动机构的动作电压试验	B2	A 修后	电动机操动机构在其额定操作电压的 80%～110%范围内分、合闸动作应可靠。	试验/检修	
75	GIS 隔离/接地开关操动机构的动作情况	B2	A 修后	1）电动、气动或液压操动机构在额定操作电压(液压、气压）下分、合闸 5 次，动作应正常。 2）手动操作机构操作时灵活，无卡涩。 3）闭锁装置应可靠。	检修	
76	触头磨损量测量	B2	必要时	试验结果按制造厂规定要求	试验	必要时，如： —投切频繁时； —投切次数接近电寿命时； —开断故障电流次数较多时。
77	运行中局部放电测试	B2	1）投产 1 年内每 3 个月 1 次；如无异常其后，1 年 1 次 2）必要时	应无明显局部放电信号	试验	1）只对运行中的 GIS 进行测量。 2）必要时，如： —对绝缘性能有怀疑时； —巡检发现异常或 SF_6 气体成分分析结果异常时。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
78	断路器大修	A	1）24 年 2）必要时	1）对灭弧室进行解体检修： a）对弧触指进行清洁打磨；弧触头磨损量超过制造厂规定要求应予更换； b）清洁主触头并检查镀银层完好，触指压紧弹簧应无疲劳、松脱、断裂等现象； c）压气缸检查正常； d）喷口应无破损、堵塞等现象。 2）绝缘件检查： a）检查绝缘拉杆、盆式绝缘子、支持绝缘台等外表无破损、变形，清洁绝缘件表面； b）绝缘拉杆两头金属固定件应无松脱、磨损、锈蚀现象，绝缘电阻符合厂家技术要求； c）必要时进行干燥处理或更换。 3）更换密封圈： a）清理密封面，更换 O 型密封圈及操动杆处直动轴密封； b）法兰对接紧固螺栓应全部更换。 4）更换吸附剂： a）检查吸附剂罩有无破损、变形，安装应牢固； b）更换经高温烘焙后或真空包装的全新吸附剂； 5）更换不符合厂家要求的部件。	检修	1）抽检+状态评估：每隔 24 年变电站同一批次中找运行状况最不良的一个间隔进行 A 修，根据其评估情况确定最终方案，该批次是否开展全部 A 修。 2）必要时，如：综合上一次 B 修结果与最近一次设备状态评估结果，由厂家制定本体 A 修方案，经运维单位综合评估后开展 A 修； 设备本体故障后。
79	其他气室检修	A	必要时	1）对导体、开关装置的动静触头进行检查和清洁，检查螺栓力矩，更换不符合厂家要求的部件。 2）对盆式绝缘子、绝缘拉杆等绝缘件进行检查和清洁，更换不符合厂家要求的部件。 3）更换吸附剂和防爆膜；更换新的 O 形密封圈和全部法兰螺栓。按规定的拧紧力矩。	检修	必要时，如： —综合上一次 B 修结果与最近一次设备状态评估结果，由厂家制定本体 A 修方案，经运维单位综合评估后开展 A 修； —设备本体故障后。
80	更换电器元件	A	必要时	更换 GIS 断路器、隔离开关、接地刀闸的机构箱、汇控箱内继电器、接触器、加热器等低压电气元件。	检修/继保	必要时：机构箱及汇控柜内电器元件功能检查有异常或损坏时。
81	隔离/接地开关外传动机构大修	A	12 年	拆卸传动连杆，清洁打磨，更换所有的轴、销、轴承等易损件。	检修	隔离/接地开关外传动机构大修。
82	隔离/接地开关操动机构大修	A	1）12 年 2）必要时	拆卸齿轮、涡轮、蜗杆等机械部件，进行检查、清洁、打磨、润滑并复装。	检修	1）因受现场条件限制时，送检修车间处理。根据运行状态及小修检查结果可缩短检修周期。 2）必要时，如：机构发生故障后。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
83	液压机构大修	A	24 年	1）控制阀、供排油阀、信号缸、工作缸的检查：阀内各金属接口，应密封良好；球阀、锥阀密封面应无划伤；各复位弹簧无疲劳、断裂、锈蚀；更换新的密封垫。 2）油泵检查：逆止阀、密封垫、柱塞、偏转轮、高压管接口等应密封良好、无异响、无异常温升；更换新的密封垫。 3）电机检查：电机绝缘、碳刷、轴承、联轴器等应无磨损、工作正常。 4）氮气缸检查：罐体无锈蚀、渗漏；管接头密封情况良好；漏氮报警装置完好；更换新的密封圈；活塞缸、活塞密封应良好，应无划痕、锈蚀；更换新的氮气。 5）油缓冲器检查：油缓冲器弹簧应无疲劳、断裂、锈蚀，必要时进行更换；更换新的密封圈；活塞缸、活塞密封应良好，无划痕、锈蚀，更换新的液压油。 6）检查液压机构分、合闸阀的阀针脱机装置是否松动或变形，防止由于阀针松动或变形造成断路器拒动。 7）对所有转动轴、销等进行更换。 8）更换液压油。 9）必要时更换新的相应零部件或整体机构。	检修	1）因受现场条件限制时，原则上采用整体轮换的方式送检修车间完成大修。 2）根据运行状态及小修检查结果可缩短检修周期。
84	气动机构大修	A	12 年	1）检查压缩机曲轴无变形、断裂。 2）电机检查：电机绝缘、碳刷、轴承、联轴器等应无磨损、工作正常。 3）曲轴箱密封完好无渗漏。 4）活塞缸、活塞密封情况，应无划痕、锈蚀 5）逆止阀、安全阀密封情况良好。 6）空气滤清器清洁无损坏。 7）缓冲器检查：合闸缓冲器和分闸缓冲器的外部、缓冲器下方固定区域应无漏油痕迹，缓冲器应无松动、锈蚀现象，弹簧无疲断裂、锈蚀，活塞缸、活塞密封圈应密封良好。 8）传动皮带（齿轮）无老化、变形、损坏。 9）储气罐罐体无锈蚀、渗漏；排水阀密封良好；气罐进出逆止阀、截止阀、管接头密封情况良好；储气罐内壁无锈蚀；防爆片完好无锈蚀。 10）更换新的压缩机机油。 11）检查气动机构分、合闸阀的阀针脱机装置是否松动或变形，防止由于阀针松动或变形造成断路器拒动。 12）对所有转动轴、销等进行更换。 13）必要时更换新的相应零部件或整体机构。	检修	1）因受现场条件限制时，原则上采用整体轮换的方式送检修车间完成大修。 2）根据运行状态及小修检查结果可缩短检修周期。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
85	弹簧机构大修	A	12 年	1）分合闸弹簧检查：分合闸弹簧应无损伤、变形；对分、合闸弹簧进行力学性能试验，应无疲劳，力学性能符合要求。 2）分合闸滚子检查：分合闸滚子转动时无卡涩和偏心现象，与掣子接触面表面应平整光滑，无裂痕、锈蚀及凹凸现象。 3）电机检查：电机绝缘、碳刷、轴承等应无磨损、工作正常。 4）减速齿轮检查：减速齿轮无卡阻、损坏、锈蚀现象，润滑应良好。 5）缓冲器检查：合闸缓冲器和分闸缓冲器的外部、缓冲器下方固定区域应无漏油痕迹，缓冲器应无松动、锈蚀现象，弹簧无疲断裂、锈蚀，活塞缸、活塞密封圈应密封良好。 6）对所有转动轴、销等进行更换。 7）必要时更换新的相应零部件或整体机构。	检修	1）因受现场条件限制时，原则上采用整体轮换的方式送检修车间完成大修。 2）根据运行状态及小修检查结果可缩短检修周期。
注1：B1类检修试验项目应包括除所列之外的所有C类检修项目；A类检修试验项目应包括除所列之外的所有B类检修项目。 注2：注意值不是判断GIS有无故障的唯一指标，当气体含量达到注意值时，应进行追踪分析查明原因。						

11 高压开关柜

高压开关柜的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 24）。

表 24 高压开关柜的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	外观检查	C1	1 个月	1）柜体外观无变形、破损、锈蚀、掉漆。 2）外壳及面板各螺栓齐全，无松动、锈蚀，柜体封闭性能完好。 3）正常运行时带电显示指示灯应闪烁。 4）无放电声、异味和不均匀的机械噪声。	运行	
2	照明检查	C1	1 个月	照明灯工作应正常	运行	
3	仪表室检查	C1	1 个月	1）二次线应无锈蚀、破损、松脱。 2）电器元件无损坏、脱落。 3)开关柜面板上分合闸指示灯应能正确指示断路器位置状态；电流，电压表记与实际负荷显示一致。	运行	
4	电缆室检查	C1	1 个月	通过观察窗、打开照明灯观察： 1）热缩套应紧贴铜排，无脱落、高温烧灼现象。 2）内部无受潮锈蚀，裸露的铜导体无铜绿。 3）绝缘子、互感器、避雷器可视部分应完好，无异常。 4）电缆终端头连接良好，无过热现象，温度蜡无熔化。 5）电缆室封堵应完好，绝缘挡板无脱落、凝露或放电痕迹。 6）接地开关状态指示与接地开关实际状态一致。	运行	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
5	断路器检查	C1	1 个月	透过断路器室门板的观察窗观察： 1）断路器分合闸指示与断路器实际状态及分合闸指示灯一致。 2）储能指示位于“已储能”位置。 3）动作计数器应正常显示。 4）XGN 柜断路器真空泡能够看到的，真空泡应运行正常，色泽光亮，无烧灼痕迹。	运行	
6	红外检测	C1	1）新投运 48h； 2）1 个月	1）按 DL/T 664 执行。 2）开关柜各部位表面温度应无异常。	运行	1）运行人员红外测试结果怀疑有异常时，高压试验人员开展复测。 2）红外检测异常发热时，应记录发热情况并提供红外图谱及发热处照片。 3）必要时，如：怀疑有过热缺陷或异常时。
		C2	在 I、II 级管控级别下触发	1）按 GB 3906、DL/T 664 执行。 2）可直接测温时：检测断路器连接铜排、刀闸温度无异常。 3）无法直接测温时：检测开关柜柜面温度和散热孔温度应正常。 4）对红外检测数据进行横向、纵向比较，判断高压开关柜是否存在发热发展的趋势。	试验/检修	
		B2	1）1 年 2）必要时		试验	
7	隔离开关检查	C1	1 个月	通过门板的观察窗观察： 1）连杆无变形现象，刀闸触头有无烧灼变色痕迹； 2）瓷瓶应无裂纹、破损或脱落； 3）隔离开关状态指示与本体实际状态一致。	运行	
8	冷却风机检查	C1	1 个月	1）强制风冷风机，空气开关投入后，风机应正常启动，无异响。 2）温控或负荷控制风机，达到启动条件时，应正常启动，无异响。	运行	
9	运行中局部放电带电测试	C2	在 I、II 级管控级别下触发	无明显局部放电信号	试验/运行	具备条件者可采用特高频法、超声波法、地电波法等方法进行。
10	冷却风机检查	B1	6 年	1）清扫风机，应无积尘，运行无异响，转速风量正常。 2）必要时更换风机。	检修	
11	仪表室检查	B1	6 年	电器元件无损坏、脱落，清扫室内各元器件灰尘；检查并确认二次接线无松动，线号应清晰准确并与图纸标示相符。	检修	
12	母线室检查	B1	6 年	1）热缩套应紧贴铜排，无脱落、高温烧灼现象。 2）母排搭接面应平整紧密，无发热变色；螺栓及垫片应齐全，用力矩扳手检查螺栓紧固是否达到力矩要求。 3）清扫母线室，尤其是穿柜套管、触头盒和支持绝缘子，绝缘件表面应整洁，无裂痕和放电痕迹。 4）对 35kV 开关柜，将无屏蔽结构的穿柜套管和触头盒更换为带屏蔽设计的套管和触头盒。	检修	如高压室内安装空调周期可延长至 12 年 1 次。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
13	电缆室检查	B1	6 年	1）电流互感器、电压互感器的一次引线接头接触良好、无过热现象，接地线完好牢固，二次线无锈蚀、破损、松脱。 2）避雷器或过电压保护装置引线接头接触良好，无过热现象，螺栓无松动。 3）清洁接地开关动、静触头，确认接地开关能够分、合到位，铜排螺栓应无松动，连杆各部位灵活。 4）电缆终端头与分支母排的连接螺栓无松动。螺栓紧固力矩满足要求。 5）一次电缆孔、二次电缆孔处于密封状态。 6）检查加热器及温湿度传感器功能是否正常，长投加热器应始终处于加热状态。 7）清扫电缆室，尤其是绝缘子、绝缘挡板、电流互感器、避雷器、电压互感器等，表面应整洁，无裂痕和放电痕迹。	检修	如高压室内安装空调周期可延长至 12 年 1 次。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
14	断路器检查	B1	6年	1）断路器本体的绝缘筒、固封极柱、触头盒等表面无水滴、尘埃附着，无裂纹、破损或放电痕迹。 2）梅花触头、静触头及其他导电接触面表面无腐蚀严重、损伤、过热发黑、镀银层磨损、触头弹簧变形等。 3）移开式小车触头插入深度符合厂家要求。 4）真空泡（适用时）外观完整，无裂纹、外部损伤及放电痕迹。 5）检查移开式小车导轨是否变形，活门开启、关闭是否正常，小车推进推出应顺畅。 6）断路器机构底部应无碎片、异物，清扫断路器室。 7）辅助开关必须安装牢固、转动灵活、切换可靠、接触良好。断路器进行分合闸试验时，检查转换断路器接点是否正确切换。 8）电线绝缘层无变色、老化或损坏；储能、联锁销等微动开关无失灵或不能联锁；端子排无缺针、插针变形、损坏。 9）分、合闸铁芯应在任意位置动作均灵活，无卡涩现象，以防拒分和拒合。。 10）检查分、合闸线圈固定座是否存在开裂情况，衔铁活动是否顺畅。。 11）储能电机工作正常。 12）按照厂家对相关电气元件更换质量要求，对机构箱内相关电气元件进行更换。 13）油缓冲器无漏油，橡胶缓冲器无破损。 14）分合闸弹簧固定良好、无生锈裂纹。 15）分合闸半轴应转动灵活、无锈蚀，半轴扣接量应满足厂家要求。 16）分合闸滚子转动时应无卡涩和偏心现象，扣接时扣入深度应符合厂家技术条件要求。分合闸滚子与掣子接触面表面应平整光滑，无裂痕、锈蚀及凹凸现象。 17）各紧固螺栓、轴销及挡圈检查，无断裂、松动、松脱现象。 18）对断路器机构进行清洁，对各传动部分存在锈蚀的进行除锈处理，对轴承、转轴等处添加润滑油进行润滑。 19）检查断路器室加热器及温湿度传感器功能是否正常，长投加热器应始终处于加热状态。	检修	

<table>
<tr><th>序号</th><th>项目</th><th>类别</th><th>周期</th><th>要求</th><th>负责专业</th><th>说明</th></tr>
<tr><td>15</td><td>隔离开关检修</td><td>B1</td><td>6 年</td><td>1）螺栓无锈蚀、松动；支持瓷瓶和动触头瓷套（GN30）外表无污垢，无破损；动、静触头接触良好，无过热、烧蚀痕迹；触头压紧弹簧无松动、断裂，无卡死、歪曲等现象。
2）绝缘拉杆、操作拉杆无裂痕，保持清洁；各传动部件无生锈、卡死现象，各转动部位转动灵活，各轴、轴销无弯曲、变形、损伤，进行润滑；各焊接处牢固，紧固处无松动。
3）隔离开关触头开距应符合厂家要求，操作灵活，无卡涩现象，触头插入深度符合要求，保证刀片与触头完全接触。
4）隔离开关操作机构检修：检查分合闸指示牌及连杆应正常，机构可视部分螺丝、轴销、卡圈等应正常，无卡涩、松动，卡圈应在卡槽内，无松动脱出现象。对机构进行清洁、除锈和螺栓紧固。</td><td>检修</td><td></td></tr>
<tr><td>16</td><td>手动操作及五防联锁检查</td><td>B1</td><td>6 年</td><td>1）操作手柄齐全，手动操作正常。
2）操作机构及五防联锁零件应完好。
3）检查五防联锁功能应正常。
4）解锁功能正常。</td><td>检修</td><td></td></tr>
<tr><td>17</td><td>带电显示闭锁装置检查</td><td>B1</td><td>6 年</td><td>检查防误操作闭锁装置或带电显示装置无失灵</td><td>检修</td><td></td></tr>
<tr><td>18</td><td>运行中局部放电带电测试</td><td>B2</td><td>1）每半年1次或以上
2）必要时</td><td>无明显局部放电信号</td><td>试验/运行</td><td>1）具备条件者可采用特高频法、超声波法、地电波法等方法进行。
2)结合运行巡视进行。
3）必要时，如：怀疑内部有绝缘缺陷时。
4)根据历史测量数据，运行情况良好的可适当延长至 1 年 1 次。</td></tr>
<tr><td>19</td><td>真空断路器绝缘电阻</td><td>B2</td><td>1）母线联络断路器、主变低压侧断路器、电容器组断路器每 3 年 1 次，其余 6 年 1 次
2）必要时</td><td>1）整体绝缘电阻按制造厂规定或自行规定。
2)断口和有机物制成的提升杆的绝缘电阻不应低于下表中数值：
MΩ
<table><tr><th rowspan="2">试验类别</th><th colspan="2">额定电压,kV</th></tr><tr><th>3～15</th><th>20～40.5</th></tr><tr><td>大修后</td><td>1000</td><td>2500</td></tr><tr><td>运行中</td><td>300</td><td>1000</td></tr></table></td><td>试验</td><td>1)采用 2500V 兆欧表。
2）必要时，如：当带电局部放电测试检测到有异常信号时或怀疑有绝缘缺陷。</td></tr>
<tr><td>20</td><td>真空断路器交流耐压试验（断路器主回路对地、相间及断口）</td><td>B2</td><td>1）母线联络断路器、主变低压侧断路器、电容器组断路器每 3 年 1 次，其余 6 年</td><td>试验电压值按 DL/T593 规定值的 0.8 倍</td><td>试验</td><td>1）更换或干燥后的绝缘提升杆必须进行耐压试验。
2）相间、相对地及断口的耐压值相同。
3）12kV 等级运行中有如下情况的,耐压值为 28kV。
—中性点有效接地系统</td></tr>
</table>

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
			1次 2）必要时			—进口开关设备其绝缘水平低于42kV。 4）必要时，如： —当带电放电检测有异常信号时 —怀疑有绝缘缺陷时。
21	断路器的合闸时间和分闸时间，分、合闸的同期性，合闸时的弹跳过程	B2	6年	1）分、合闸时间，分、合闸同期性和触头开距应符合制造厂规定。 2）合闸时触头的弹跳时间不应大于2ms。	试验、检修	在额定操作电压下进行。
22	操作机构合闸接触器和分、合闸电磁铁的动作电压	B2	母线联络断路器、主变低压侧断路器、电容器组断路器每3年1次，其余6年1次	1）并联合闸脱扣器应能在其交流额定电压的85%～110%范围或直流额定电压的80%～110%范围内可靠动作；并联分闸脱扣器应能在其额定电源电压的65%～120%范围内可靠动作，当电源电压低至额定值的30%或更低时不应脱扣。 2）在使用电磁机构时，合闸电磁铁线圈通流时的端电压为额定值的80%(关合峰值电流等于或大于50kA时为85%)时应可靠动作。	试验/检修	
23	合闸接触器和分合闸电磁铁线圈的绝缘电阻和直流电阻	B2	母线联络断路器、主变低压侧断路器、电容器组断路器每3年1次，其余6年1次	1）绝缘电阻：大修后应不小于10MΩ，运行中应不小于2MΩ。 2）直流电阻应符合制造厂规定。	试验/检修/继保	采用500V或1000V兆欧表。
24	真空灭弧室真空度的测量	B2	1）母线联络断路器、主变低压侧断路器、电容器组断路器每3年1次，其余6年1次 2）必要时	应符合制造厂规定	试验	优先使用真空度测试仪进行真空度测量；可以用断口耐压代替。
25	检查动触头上的软连接夹片有无松动	B2	必要时	应无松动	检修	
26	灭弧室的触头开距及超行程	B2	必要时	应符合制造厂规定	检修	

<table>
<tr><th>序号</th><th>项目</th><th>类别</th><th>周期</th><th>要求</th><th>负责专业</th><th>说明</th></tr>
<tr><td>27</td><td>触头磨损量测量</td><td>B2</td><td>必要时</td><td>按制造厂技术要求，一般要求触头磨损量不超过 2mm。</td><td>检修</td><td>必要时，如：
—投切频繁；
—开断故障电流接近其型式试验开断次数；
—开断负荷电流次数较多。</td></tr>
<tr><td>28</td><td>有机材料支持绝缘子及提升杆的绝缘电阻</td><td>B2</td><td>1) 6 年
2) A 修后</td><td>有机材料传动提升杆的绝缘电阻不得低于下表数值：
MΩ
<table><tr><td rowspan="2">试验类别</td><td colspan="2">额定电压, kV</td></tr><tr><td>3～1</td><td>20～40.5</td></tr><tr><td>大修后</td><td>1000</td><td>2500</td></tr><tr><td>运行中</td><td>300</td><td>1000</td></tr></table></td><td>试验</td><td>采用 2500V 兆欧表。</td></tr>
<tr><td>29</td><td>隔离开关操动机构的动作电压试验</td><td>B2</td><td>A 修后</td><td>电动机操动机构在其额定操作电压的 80%～110%范围内分、合闸动作应可靠。</td><td>试验/检修</td><td></td></tr>
<tr><td>30</td><td>隔离开关操动机构的动作情况</td><td>B2</td><td>6 年</td><td>1）电动操动机构在额定操作电压下分、合闸 5 次，动作应正常。
2）手动操作机构操作时灵活，无卡涩。
3）闭锁装置应可靠。</td><td>检修</td><td></td></tr>
<tr><td>31</td><td>绝缘电阻</td><td>B2</td><td>1）母线联络断路器柜、主变低压侧断路器柜、电容器组断路器柜每 3 年 1 次，其余 6 年 1 次
2）必要时</td><td>1）一般不低于 50 MΩ。
2）交流耐压前后应对高压开关柜进行绝缘电阻试验，绝缘电阻值在耐压前后不应有显著变化。</td><td>试验</td><td>1）采用 2500V 兆欧表。
2）必要时，如：怀疑绝缘不良时。</td></tr>
<tr><td>32</td><td>交流耐压</td><td>B2</td><td>1）母线联络断路器柜、主变低压侧断路器柜、电容器组断路器柜每 3 年 1 次，其余 6 年 1 次
2）必要时</td><td>1）大修后：试验电压值按 DL/T 593 规定值
2）运行中：试验电压值按 DL/T 593 规定值的 0.8，如：
<table><tr><td>额定电压,kV</td><td>1min 工频耐受电压,kV</td></tr><tr><td>7.2</td><td>26</td></tr><tr><td>12</td><td>35</td></tr><tr><td>40.5</td><td>76</td></tr></table></td><td>试验</td><td>1）试验电压施加方式：合闸时各相对地及相间；分闸时各相断口。
2）相间、相对地及断口的试验电压相同。
3）必要时，如：怀疑绝缘不良时。</td></tr>
</table>

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
33	断路器、隔离开关及隔离插头的导电回路电阻	B2	1）母线联络断路器柜、主变低压侧断路器柜、电容器组断路器柜每3年1次，其余6年1次 2）必要时	1）大修后应符合制造厂规定。 2）运行中一般不大于制造厂规定值的1.5倍。 3）对于变压器进线断路器柜，如实际运行电流大于额定电流的80%，则测量值不应大于制造厂规定值的1.2倍。	试验/检修	1）隔离开关和隔离插头回路电阻的测量在有条件时进行。 2）必要时，如：怀疑接触不良时。
34	辅助回路和控制回路绝缘电阻	B2	1）母线联络断路器柜、主变低压侧断路器柜、电容器组断路器柜每3年1次，其余6年1次 2）必要时	不应低于2MΩ	试验/继保/检修	采用500V或1000V兆欧表。
35	辅助回路和控制回路交流耐压试验	B2	1）母线联络断路器柜、主变低压侧断路器柜、电容器组断路器柜每3年1次，其余6年1次 2）必要时	试验电压为交流2kV	试验/继保/检修	可用2500V兆欧表代替。
36	防误操作性能检查	B2	必要时	应符合制造厂规定	检修、运行	必要时，如：对开关柜防误操作性能可靠性有怀疑时。
37	柜体全面检修	A	必要时	对开关柜柜体及所有一次、二次零部件进行全面检查，如有异常进行更换。	检修	高压开关柜大修工作建议由厂家协助完成。
38	拆装断路器	A	1）24年 2）必要时	1）拆装断路器本体 2）拆装断路器绝缘拉杆。 3)测量真空泡的真空度,如不合格更换真空泡。	检修	必要时，如：操作次数达到5000次（投切电容器的断路器的操作次数达到厂家规定值）；累积短路电流或额定电流开断达到厂家规定值。
39	断路器机构维修	A	1）24年 2）必要	1）对所有转动轴、销、运动部件进行更换。 2）螺栓、螺母紧固检查。	检修	必要时，如： 操作次数达到5000次

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
			时	3）润滑。		（投切电容器的断路器的操作次数达到厂家规定值）。

注1：B1类检修试验项目应包括除所列之外的所有C类检修项目；A类检修试验项目应包括除所列之外的所有B类检修项目。

注2：对高压开关柜进行运行中局部放电带电测试的，对馈线断路器柜序号19~35的项目可不做定期试验；对110kV及以下变电站母线联络断路器柜、主变低压侧断路器柜序号19～35的项目定期试验周期可调整为6年1次。

注3：其他型式开关柜，如计量柜、电压互感器柜和电容器柜等的试验项目、周期和要求可参照表中有关序号进行。柜内主要元件（如互感器、电容器、避雷器等）的试验项目按本标准有关章节规定。

注4：35kV开关柜配SF_6断路器的项目可参照表中有关序号进行。

12 避雷器

12.1 金属氧化物避雷器

金属氧化物避雷器的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 25）。

表 25 金属氧化物避雷器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	外观检查	C1	1 个月	1）瓷套表面无脏污、无放电现象，瓷套、法兰无裂纹、破损。 2）复合绝缘外套表面无脏污，无龟裂老化现象。 3）与避雷器、计数器连接的导线及接地引下线无烧伤痕迹或断股现象。 4）避雷器均压环无歪斜。	运行	结合设备巡视进行。
2	避雷器放电计数器或在线监测仪检查	C1	1）1个月 2）必要时	1）记录避雷器放电计数器指示数和泄漏电流。 2）放电计数器外观完好，连接线牢固，内部无积水现象。	运行	1）结合设备巡视周期进行。 2）线路和变电站雷雨过后。 3）事故后。
3	瓷套检查	B1	必要时	1）清扫瓷套，检查瓷套完好、无裂纹、无破损。 2）增爬裙粘着牢固，无龟裂老化现象。 3）检查防污涂层无龟裂老化、起壳现象。 4）压力释放装置紧固螺栓无锈蚀，密封完整。	检修	必要时，如：目测、红外测温及带电检测发现异常时。
4	复合绝缘外套检查	B1	必要时	1）清洁复合套管，检查应完整，无龟裂老化迹象。 2）必要时做修复处理。	检修	必要时：如复合绝缘有龟裂老化时。目测、红外测温及带电检测发现异常时。
5	避雷器底座的检查	B1	必要时	无积水和锈蚀，瓷套清洁、完好	检修	必要时，如：目测、红外测温及带电检测发现异常时。
6	避雷器引流线检查	B1	必要时	1）检查接线端子连接部位，金具应完好、无变形、锈蚀，若有过热变色等异常应拆开连接部位检查处理接触面，并按标准力	检修	必要时：台风或异常天气现象过后。目测、红外测温及带电检测发现异常

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
				矩紧固螺栓。 2）引线长度应适中，接线柱不应承受额外应力。 3）引流线无扭结、松股、断股或其他明显的损伤或严重腐蚀等缺陷。		时。
7	均压环检查	B1	必要时	紧固螺栓，检查均压环无偏斜	检修	必要时，如：目测、红外测温及带电检测发现异常时。
8	红外检测	C1	1）1 个月 2）必要时	1）具体按 DL/T 664 执行。 2）重点检查避雷器本体，尤其是三相避雷器本体同一部位的温差。	运行	1）采用红外热像仪。 2）发现热像图异常时应结合带电测试综合分析，再决定是否进行停电试验和检查。 3）结合运行巡视进行。
		B2	1）1 年 2）必要时	1）具体按 DL/T 664 执行。 2）重点检查避雷器本体，尤其是三相避雷器本体同一部位的温差。 3）记录红外图谱。	试验	
9	运行电压下的交流泄漏电流带电测试	B2	1）35kV及以上：新投运后半年内测量一次，运行一年后每年雷雨季前1次 2）怀疑有缺陷时	1）测量运行电压下全电流、阻性电流或功率损耗，测量值与初始值比较不应有明显变化。 2）测量值与初始值比较，当阻性电流增加 50%时应该分析原因，加强监测、适当缩短检测周期；当阻性电流增加 1 倍时应停电检查。	试验	1）35kV及以上运行中避雷器应采用带电(或在线)测量方式，如避雷器不具备带电测试条件时(如变压器中性点避雷器、500kV主变变低35kV避雷器等)，应结合变压器停电周期安排停电测试。 2）应记录测量时的环境温度、相对湿度和运行电压。 3）带电测量宜在避雷器外套表面干燥时进行；应注意相间干扰的影响。 4）避雷器(放电计数器)带有全电流在线检测装置的不能替代本项目试验，应定期记录读数(至少每1个月一次)，发现异常应及时带电或停电进行阻性电流测试。
10	绝缘电阻	B2	1）220kV、500kV：3 年 2）110kV 及以下：6 年 3）必要时	1）35kV以上：不小于2500MΩ 2）35kV 及以下：不小于 1000MΩ	试验	采用2500V及以上兆欧表。
11	底座绝缘电阻	B2	1）220kV、500kV：3 年 2）110kV 及以下：6 年 3）必要时	不小于 5MΩ	试验	采用 2500V 及以上兆欧表。
12	直流 1mA 电压 U_{1mA} 及 $0.75U_{1mA}$ 下的泄漏电流	B2	1）220kV、500kV：3 年 2）110kV 及以下：6 年 3）必要时	1）不低于GB 11032规定值。 2）U_{1mA}实测值与初始值或制造厂规定值比较，变化的绝对值不应大于5%，对于多支并联结构的避雷器，直流参考电压实测值不应超过测量平均值的2%。	试验	1）要记录环境温度和相对湿度，测量电流的导线应使用屏蔽线。 2）初始值系指交接试验或投产试验时的测量值。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
				3）0.75U_{1mA}下的泄漏电流不应大于50μA。		3）避雷器怀疑有缺陷时应同时进行交流试验。 4）若为多柱并联结构的避雷器，参考泄漏电流应依据厂家出厂规定。
13	工频参考电流下的工频参考电压	B2	35kV及以上：怀疑有缺陷时	应符合GB 11032或制造厂的规定	试验	1）测量环境温度(20±15)℃。 2）测量应每节单独进行，整相避雷器有一节不合格，宜整相更换。
14	避雷器放电计数器及在线监测仪试验	B2	1）每年雷雨季前 2）怀疑有缺陷时	1）测试3～5次，均应正常动作 2）泄漏电流指示无异常	试验	安全条件不满足要求或不具备带电测试条件时，应结合停电试验周期进行。
注1：每年定期进行运行电压下全电流及阻性电流带电测量的，对序号10～14的项目可不做定期试验，但对500kV金属氧化物避雷器应3年进行一次停电试验。 注2：安装在变电站终端塔上的无间隙金属氧化物避雷器的预防性试验周期和要求等同于变电站内金属氧化物避雷器，如进行交流阻性电流带电测试有困难时可加强红外检测、全电流监测和巡视频度，或采取抽检的方式，也可结合线路停电安排停电试验。						

12.2 输电线路用带串联间隙金属氧化物避雷器

输电线路用带串联间隙金属氧化物避雷器的检修项目、周期、要求和负责专业（见表26）。

表26 输电线路用带串联间隙金属氧化物避雷器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	外观检查	C1	结合线路巡视进行	1）复合绝缘外套表面无脏污，无龟裂老化现象。 2）与避雷器、计数器连接的导线及接地引下线无烧伤痕迹或断股现象。 3）避雷器均压环无歪斜。 4）复合外套及支撑件表面不应有明显或较大面积的缺陷（如破损、开裂等）。 5）串联间隙不应有明显的变形。 6）引流线无扭结、松股、断股或其他明显的损伤或严重腐蚀等缺陷；引流线长度应适中，接线柱不应承受额外应力；接线端子连接部位，金具应完好、无变形或锈蚀。	运行	
2	避雷器放电计数器或在线监测仪检查	C1	结合线路巡视进行	1）雷雨季节前至少记录一次避雷器放电计数器指示数。 2）放电计数器外观完好，连接线牢固，内部无积水现象。	运行	
3	红外检测	C1	结合线路红外检测进行	仅对带复合绝缘子间隙的线路避雷器开展红外检测，重点检查绝缘子及导电连接部位，具体按DL/T 664执行。	运行	1）采用红外热像仪。 2）发现热像图异常时应综合分析，再决定是否进行停电试验和检查。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
4	本体和（或）支撑件绝缘电阻	B2	必要时	不小于2500MΩ	检修	针对抽检的避雷器
5	本体直流1mA电压U_{1mA}及0.75U_{1mA}下的泄漏电流	B2	必要时	1）不低于GB 11032规定值。 2）U_{1mA}实测值与初始值或制造厂规定值比较，变化的绝对值不应大于5%。 3）0.75U_{1mA}下的泄漏电流不应大于50μA。	检修	针对抽检的避雷器
6	本体运行电压下的交流泄漏电流测试	B2	必要时	1）测量运行电压下全电流、阻性电流或功率损耗，测量值与初始值比较不应有明显变化。 2）测量值与初始值比较，当阻性电流增加50%时应该分析原因；当阻性电流增加1倍时应退出运行。	检修	针对抽检的避雷器
7	本体工频参考电流下的工频参考电压	B2	必要时	应符合GB 11032或制造厂的规定	检修	针对抽检的避雷器
8	避雷器放电计数器试验	B2	怀疑有缺陷时	测试3～5次，均应正常动作	检修	
注：线路用带串联间隙金属氧化物避雷器主要强调抽样试验，必要时指：1）每年根据运行年限和放电动作次数等因素确定抽样比例，将运行时间比较长或动作次数比较多的避雷器拆下进行预防性试验,试验合格、状态完好的避雷器宜作为备品；2）怀疑避雷器有缺陷时。						

12.3 输电线路用无间隙金属氧化物避雷器

输电线路用无间隙避雷器（指安装于电缆终端及杆塔上的避雷器）的检修项目、周期、要求和负责专业（见表27）。

表27 输电线路用无间隙金属氧化物避雷器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	外观检查	C1	结合巡视开展	1）复合绝缘外套表面无脏污，无龟裂老化现象。 2）与避雷器、计数器连接的导线及接地引下线无烧伤痕迹或断股现象。 3）避雷器均压环无歪斜。 4）复合外套及支撑件表面不应有明显或较大面积的缺陷（如破损、开裂等）。	运行	
2	检查泄漏电流表读数	C1	结合巡视开展	读取并记录数据，如数值出现异常应及时处理。	运行	
3	运行电压下的交流泄漏电流带电测试	B2	1）35kV及以上：新投运后半年内测量一次，运行一年后每年雷雨季前1次	1）测量运行电压下全电流、阻性电流或功率损耗，测量值与初始值比较不应有明显变化。 2）测量值与初始值比较，当阻性电流增加50%时应该分析原因，加强监测、适当缩短检测周期；当阻性电流增加1倍时应停电	检修	1）安装在电缆终端杆塔平台、线路杆塔上的避雷器如不具备测试条件可不进行。 2）避雷器(放电计数

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
			2）怀疑有缺陷时	检查。		器)带有全电流在线检测装置的不能替代本项目试验，巡视时记录读数，数据异常应及时带电或停电进行阻性电流测试 。
4	红外检测	C1	1）110kV 6个月 2）220kV 3个月 3）500kV 1个月	1）具体按 DL/T 664 执行。 2)测温周期可根据实际或运维策略动态调整。	运行	1)采用红外热像仪。 2）发现热像图异常时应结合带电测试综合分析，再决定是否进行停电试验和检查。
5	检查放电计数器动作情况	B1	必要时	测试3～5次，均应正常动作	检修	必要时：1）怀疑有缺陷时；2）停电检修时
6	工频参考电流下的工频参考电压	B1	必要时	应符合GB 11032或制造厂的规定	检修	1）测量环境温度(20±15)℃。 2）测量应每节单独进行，整相避雷器有一节不合格，宜整相更换。 3）必要时：怀疑有缺陷时
7	绝缘电阻	B2	1）35kV、110kV：6年；220kV、500kV：3年 2）必要时	1）35kV以上:不小于2500MΩ 2）35kV及以下:不小于1000MΩ	检修	1）采用2500V及以上兆欧表。 2）必要时：怀疑有缺陷时
8	直流1mA电压U_{1mA}及0.75U_{1mA}下的泄漏电流	B2	1）35kV、110kV：6年；220kV、500kV：3年 2）必要时	1）不低于GB 11032规定值。 2）U_{1mA}实测值与初始值或制造厂规定值比较，变化的绝对值不应大于5%。 3）0.75U_{1mA}下的泄漏电流不应大于50μA。	检修	1）要记录环境温度和相对湿度，测量电流的导线应使用屏蔽线。 2）初始值系指交接试验或投产试验时的测量值。 3）避雷器怀疑有缺陷时应同时进行交流试验。 4）必要时：怀疑有缺陷时
9	底座绝缘电阻	B2	1）35kV、110kV：6年；220kV、500kV：3年 2）必要时	不小于5MΩ	检修	1）采用2500V及以上兆欧表。 2）必要时：怀疑有缺陷时
注1：每年定期进行运行电压下全电流及阻性电流带电测量的，对序号6～9的项目可不做定期试验。 注2：进行交流阻性电流带电测试有困难时，应加强红外检测、全电流监视，并结合线路停电采取抽检的方式进行序号6～9项目停电试验。						

13 电容器

13.1 框架式并联电容器成套装置

框架式并联电容器成套装置的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 28）。

表 28 框架式并联电容器成套装置的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	外观检查	C1	1 个月	1）检查瓷绝缘无脏污、无破损裂纹、放电痕迹。 2）外部涂漆无变色、外壳无鼓肚、膨胀变形，接缝开裂、渗漏油现象。	运行	框架式电容器渗漏时停止使用。
2	引线检查	C1	1 个月	母线及引线松紧适度，设备连接处无过热变色现象。	运行	
3	接地检查	C1	1 个月	接地引线无严重锈蚀、松动	运行	
4	红外检测	C1	1 个月	1）具体按 DL/T 664 执行。 2）检查引线接头、等电位连接片等导电部位。 3）检查本体温度分布，本体温差不大于 2~3K，红外检查无异常，记录温度及负荷电流，温度异常时保存红外成像谱图。	运行	运行人员红外测试结果怀疑有异常时，高压试验人员开展复测。
		B2	1 年	1）具体按 DL/T 664 执行。 2）检查本体温度分布，本体温差不大于 2~3K，红外检查无异常，记录温度及负荷电流，并保存红外成像谱图。	试验	
5	熔断器检查	C1	1 个月	熔断器外观完好无锈蚀；弹簧完好无锈蚀、断裂。	运行	
		B1	6 年	熔断器外观完好无锈蚀、破损或裂纹；弹簧完好无锈蚀、断裂。必要时熔断器更换。	检修	
6	电容器检查	B1	6 年	1）清扫瓷套，应清洁完好，无鼓肚、渗漏油 2）接线端头螺母、垫圈齐全，无烧伤、损坏。连接紧固可靠。 3）对外壳锈蚀的电容器进行除锈喷漆。 4）必要时按照 DL/T 355 规定进行电容器更换。	检修	
7	放电线圈检查	B1	6 年	放电线圈外壳无锈蚀，无漏油现象，必要时更换放电线圈。	检修	
8	支柱瓷瓶检查	B1	6 年	清扫瓷瓶，检查瓷件清洁完好应完好无破损、金具齐全，无锈蚀、变形。	检修	
9	联接母排接头及引线检查	B1	6 年	母线应平整无弯曲，引线接头紧固良好，螺栓齐全无锈蚀。连线导线无锈蚀、无断股。	检修	紧固力矩应符合 GB 5273 和厂家的指导技术文件要求。
10	极对壳绝缘电阻	B2	1）6年 2）必要时	不低于2000MΩ	试验	1）串联电容器用 1000V兆欧表，其他用 2500V 兆欧表。 2）单套管电容器不测。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
						3）可以整组进行。 4）必要时，如：保险熔断或保护跳闸时。
11	电容值	B2	1）6年 2）必要时	根据DL/T 840的要求，电容值应符合以下规定： 1）电容值偏差不超过额定值的-5%～+5%范围； 2）电容值不应小于出厂值的95%。	试验	
12	并联电阻值测量	B2	必要时	电阻值与出厂值的偏差应在±10%之内	试验	1）自放电法测量。 2）必要时，如：巡视时发现有渗漏油或温度异常等。
13	放电线圈绝缘电阻	B2	6年	不低于1000MΩ	试验	一次绕组采用2500V兆欧表，二次绕组采用1000V兆欧表。
14	放电线圈一次绕组直流电阻	B2	6年	与上次测量值相比无明显差异	试验	可采用万用表测量。
15	放电线圈交流耐压试验	B2	必要时	试验电压为出厂试验电压的0.8倍	试验	1)对全绝缘者采用外施交流耐压法；对分级绝缘者采用倍频感应耐压法，试验时间参照电压互感器要求进行折算。 2）必要时，如：怀疑有缺陷时。
注：保护用电流互感器、避雷器等按照各自对应章节进行B1和B2类项目。						

13.2 集合式并联电容器成套装置

集合式并联电容器成套装置的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 29）。

表 29 集合式并联电容器成套装置的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	外观检查	C1	1 个月	1）检查瓷绝缘无脏污、无破损裂纹、放电痕迹。 2）外部涂漆无变色、外壳无鼓肚、膨胀变形，接缝开裂、渗漏油现象。	运行	
2	引线检查	C1	1 个月	母线及引线松紧适度，设备连接处无过热变色现象。	运行	
3	接地检查	C1	1 个月	接地引线无严重锈蚀、松动	运行	
4	红外检测	C1	1 个月	1）具体按 DL/T 664 执行。 2）检查引线接头、等电位连接片等导电部位。	运行	运行人员红外测试结果怀疑有异常

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
				3）检查本体温度分布，本体温差不大于 2~3K，红外检查无异常，记录温度及负荷电流，温度异常时保存红外成像谱图。		时，高压试验人员开展复测。
		B2	1 年	1）具体按 DL/T 664 执行 2）检查本体温度分布，本体温差不大于 2~3K，红外检查无异常，记录温度及负荷电流，并保存红外成像谱图。	试验	
5	集合式电容器油枕检查	C1	1 个月	1）油位指示在标准范围内。 2）吸湿器外观无破损，干燥剂变色部分不超过 2/3，否则应更换干燥剂硅胶无变色。	运行	
6	电容器检查	B1	6 年	1）清扫瓷套，应清洁完好，无鼓肚、渗漏油。 2）接线端头螺母、垫圈齐全，无烧伤、损坏。连接紧固可靠。 3）对外壳锈蚀的电容器进行除锈喷漆。	检修	
7	放电线圈检查	B1	6 年	放电线圈外壳无锈蚀，无漏油现象，必要时更换放电线圈。	检修	
8	绝缘子检查	B1	6 年	清扫绝缘子表面，应完好无破损或放电痕迹；金具齐全，无锈蚀、变形。	检修	
9	联接母排接头及引线检查	B1	6 年	母线应平整无弯曲，引线接头紧固良好，螺栓齐全无锈蚀。连线导线无锈蚀、无断股。	检修	
10	渗漏油检查	B1	6 年	集合式电容器无渗漏油	检修	
11	相间和极对壳绝缘电阻	B2	6年	不小于1000 MΩ	试验	1）采用2500V兆欧表。 2）试验时极间应用短路线短接。 3）必要时，如：不平衡保护跳闸时。
12	电容值	B2	6年	电容值应符合GB/T 11024.1和如下要求： 1）每相电容值偏差应在额定值的-5%～+10%的范围内，且不小于出厂值的96%。 2）三相中每两线路端子间测得的电容值。的最大值与最小值之比不大于1.06。 3）每相用三个套管引出的电容器组，应测量每两个套管之间的电容量，其值与出厂值相差在±5%范围内。	试验	必要时，如：不平衡保护跳闸时。
13	绝缘油击穿电压	B2	必要时	15kV 以下≥25kV 15～35kV≥30kV	试验	必要时，如：同类设备缺陷、故障率高时。
14	油中溶解气体组份含量色谱分析	B2	必要时	参照 110kV 变压器规定执行	试验	必要时，如：同类设备缺陷、故障率高时。
注：保护用电流互感器、避雷器等按照各自对应章节进行检修。						

13.3 静止无功补偿装置（SVG）

静止无功补偿装置（SVG）的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 30）。

表 30 静止无功补偿装置（SVG）的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	设备外观、设备设施的标识、划线及接地检查	C1	1 周	1）检查集装箱或柜体外观正常，无掉漆，生锈情况。 2）检查集装箱或柜体各螺栓齐全，无松动、锈蚀，封闭性能完好，无漏水情况。 3）标识、划线正常及完整。 4）检查集装箱或柜体接地可靠。	运行	
2	换流链检查	C1	1 周	1）通过SVG监控系统观察换流链运行状态，无故障告警信息。 2）检查换流链室内温度范围在10～35℃。 3）通过SVG视频监控系统摄像头观察换流链室内的情况。换流链室内照明应正常，地面无积水和异物，设备无放电、冒烟、过热变色。 4）在换流链室外，有无异常的振动，声响，异味，冒烟。	运行	
3	水冷系统检查	C1	1 周	1）水泵及风机运行时的噪声正常，水冷系统是否有泄漏的地方，是否有渗水现象。现场检查氮气瓶压力符合厂家要求。 2）通过SVG监控系统观察换流链对应的水冷系统的故障信息和进阀压力、主泵进口水压力、水位、电导率以及流量等应符合数值应符合SVG后台监控机标注的水冷系统设计标准数值。	运行	
4	系统监控屏、系统控制屏、装置控制屏、故障录波屏、远动屏和后台监控检查	C1	1 周	1）系统监控屏、系统控制屏和装置控制屏的交直流电源指示灯正常。 2）系统控制屏和装置控制屏的表计显示电压电流与SVG监控系统相符 。 3）系统控制屏和装置控制屏的控制器I和控制器II状态指示灯正常。 4）系统控制屏高压合指示灯正常。 5）系统控制屏的压板投退正常。 6）故障录波屏运行灯正常，故障指示灯不亮。 7）SVG控制柜检查： a）门应关好，装置平台无杂物、无积水； b)控制柜无异常声响，室内温度0℃～40℃； c)控制柜的保护屏状态指示灯和表计显示正常，压板投退状态正确； d)系统控制屏、装置控制屏内装置无报警信号，运行灯正常。 8）SVG后台监控系统无告警信息报文。 9）继保室远动屏的背板路由器运行灯正常。	运行	
5	水冷系统检查	C2	3 个月	1）水冷系统室水路管道连接部位密封无渗漏。 2）氮气瓶压力不低于厂家要求。 3）主循环泵、风机无异响。 4) 压力、流量、温度、液位等参数符合水冷系统运行标准。 5) 主泵出口止回阀无反转、无回流，无水流冲击挡板或金属碰撞等异响。 6) CPU、通讯模块、输入输出模块无红灯亮起、指示灯异常闪烁或停机等情况。 7) 按产品说明书要求更换润滑油。	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
6	集装箱检查	C2	3 个月	集装箱外观完好，无积水、漏水、沉降等异常情况。箱体外表密封良好。	检修	
7	运行状况检查	C2	3 个月	1）查看监控后台近3个月的事故事件报文的历史记录，重点梳理近3个月SVG进入暂态、故障、告警的报文。 2）查看SVG专用录波装置近3个月的录波数据，重点检查与监控后台报文中暂态、故障、告警时刻对应的录波。若存在进入暂态、脉冲闭锁、开关跳闸或其他异常波形，拷贝录波，并分析原因。 3）SVG保护装置运行指示灯正确，无告警及异常灯，液晶显示无异常，对异常情况进行现场分析并记录。 4）检查SVG输出无功正常，电流值与无功相对应。监控后台显示的换流链的状态有无报警和故障。系统后台监控机信号、位置指示应正确；控制系统无报警信号。 5）在系统控制栏检查当前系统运行方式，控制策略运行情况，故障报警以及冗余控制器运行情况，单元状态和直流侧电压情况。 6）单元监控界面，显示每单元的运行状态。注意检查每单元是否存在告警信号。检查三相各级直流电压的值正常。 7）数据采集监控界面，检查主要采集点的电压、电流有效值正常。 8）检查二次回路端子中间连接片位置是否正确，端子接线有无松动现象，端子有无锈蚀、放电的情况，特别要认真检查公共屏上的二次回路，检查时以目测为主。检查有无因地基下沉等原因造成二次接线产生应力而变形。 9）检查保护通信通道连接正常。网络交换机电源灯，数据收、发灯正常。远动机主、备机指示灯、运行灯、MODEM收发信号灯正常。 10）检查装置定值区、指示灯、压板、空开标识正确。 11）检查装置监控后台采样模拟量电流、电压，开关量开入正确。 12）检查装置定值与定值单一致无误。系统控制柜的压板投退正确。 13）检查GPS时间显示正常，运行正常。 14）检查蓄电池室内空调运行情况是否正常、照明完好，蓄电池有无漏液、发热情况。 15）检查充电机运行状态是否良好。	继保	
8	水冷系统检查	B1	1 年	1）连接螺丝无松动，紧固牢靠。 2）风机、水泵无卡阻、无异响。 3）散热器无锈蚀无渗水，散热器板翅清洗及表面无遮挡物覆盖。 4）管路密封良好，无渗水。 5）阀组水路快速接头无松动。 6）缓冲罐自动排气阀功能正常。 7）控制柜指示灯正确显示，人机界面参数各参数符合水冷系统运行规范，并确保水泵、风机切换及启停等功能正常； 8）控制柜各电气元件接线端子无松动。 9）重启水冷控制系统柜中的CPU、通讯模块、输入输出模块，各模块无红灯亮起、指示灯异常闪烁或停机等情况。 10）氮气瓶压力是否正常，是否存在漏气，若接近报警限值时尽快更换新氮气瓶。	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
				11）清洗主过滤器滤芯或更换滤芯；检查主泵出口止回阀完整、无反转、无回流，无水流冲击挡板或金属碰撞等异响。 12）按产品说明书要求更换润滑油。 13）水冷室电源柜隔离变压器无异响、无松动。 14）水冷室电源元件有没锈蚀、裂纹、压痕等机械性损伤。		
9	装置元件检查	B1	1 年	检查阀组元件外观无异常，各紧固件完好无异常。绝缘子表面无异常。	检修	
10	阀组集装箱内部检查	B1	1 年	集装箱内无异味，板卡表面无明显烧焦痕迹，连接各板卡的光纤和电缆接线无脱落，地面上无掉落物。	继保	
11	阀组整组通电试验	B1	1 年	每个阀组先用一路电源供电，在监控屏查看单元状态良好；退出第一路电源，在用第二路电源供电，在监控屏查看单元状态良好。	继保	
12	蓄电池检测（含直流屏和 UPS）	B1	1 年	1）蓄电池外壳无异常变形、裂纹及污迹，上盖及端子无损伤，正常工作时无酸雾逸出。 2）用万用表测量电池的端电压符合要求。 3）浮充运行中的电压偏差值，开路电压最大最小电压差值, 10h 放电率终止电压值符合要求。 4）具有自动/手动进行均衡充电/浮充电切换功能；停电时间超过一定时间或蓄电池放电容量超过设定值时，应能自动转为均衡充电；根据整定时间监控单元应能自动控制充电装置定期对蓄电池组进行均衡充电，确保蓄电池组随时具有额定的容量。 5）内阻值符合厂家要求。	继保	
13	空调检查维护	B1	1 年	检查每台空调能否正常启动、检查是否需要增加制冷剂、检查空调排水是否正常，并对每台空调过滤网进行清洁。	运行	
14	消防系统检查维护	B1	1 年	检查消防报警系统的指示正常，自检、报警、消音、复位、记忆等功能正常，主电源、备用电源正常工作。	运行	
15	集装箱地面及阀组室瓷瓶清洁	B1	1 年	对水冷室、阀组室、控制室的地面进行清洁、对阀组室支持瓷瓶清洁，同时应防止误碰阀组等其他设备。	运行	
16	视频监控系统检查维护	B1	1 年	检查摄像机、视频系统的运行工况，视频监控摄象机应能够正常显示，无黑屏、花屏等异常情况，各摄象机名称与实际安装位置相符，摄象机镜头指示方向合理，图象镜头基本清晰，无因摄象机镜头灰尘影响显示效果的情况；摄象机上下左右方向转动正常且速度均匀。硬盘录象机、显示器等无明显灰尘；机柜内电源板及插座摆放整齐；视频监控系统运行良好；变电站内部视频网络设备运行正常。	运行	
17	交流配电屏测试	B2	3 年	ATS测试。切换380V电源，查看设备是否正常切换切换时间满足产品说明书要求。	继保	
18	故障录波仪	B2	3 年	1）通道检查。在电压通道和电流通道分别加上额定电压，额定电流，使后台进入定时监测界面，检查各通道幅值和相位是否正常。对干接点,通道检测应先短接干接点，设备应启动。	继保	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
				2）高频通道检查。在高频端子上方加 50Hz 电压电流发录波信号，检查各高频通道录波波形是否正常。		
19	蓄电池性能检查（含直流屏和 UPS）	B2	3 年	1）输入过电压保护试验正常。 2）流失电告警检测正常。 3）直流输出电压检测满足产品说明书要求。 4）进行一次电池充放电。先放电至关机后再重启，充电电流满足产品说明书要求。 5）关机时UPS检查能否转为旁路供电。	继保	
20	失灵保护回路	B2	3 年	1）在满足SVG跳闸逻辑后，保护无法跳开本级开关时，启动失灵保护跳上一级开关。 2）SVG 监控后台失灵报文检查。监控后台正确报送失灵动作原因和失灵动作时间。 3）失灵保护GPS 对时功能正确。	继保	
21	控制保护监测系统功能试验	B2	6 年	控制保护监测系统功能符合厂家要求。	继保	
22	换流流链绝缘	B2	6 年	1）换流链对地绝缘电阻测量，用2500V 绝缘电阻表测量，应不小于500MΩ。 2) 换流链对地的交流耐压试验，按出厂试验要求值的80%进行。 3) 换流链端间的交流耐压试验，换流链端间的交流耐压试验按出厂试验要求值的80%进行。 4）换流链支柱绝缘子的绝缘电阻测量，绝缘电阻应大于2000MΩ，采用2500V及以上绝缘电阻表。	试验	
23	电源柜隔离变压器	B2	6 年	参考变压器预试项目	试验	
24	阀组检查	B2	必要时	1）电容检查。外观正常，电容值满足产品说明书要求，充放电试验正常。 2）相模块检查。相模块与电容接触母排无放电痕迹，相模块后面触桥无损烧坏痕迹。 3）旁路接触器检查。手动吸合旁路接触器，接触器工作正常。 4）耐压试验。	检修	耐压试验采用 2500V 绝缘电阻表代替。

13.4 耦合电容器和电容式电压互感器的电容分压器

耦合电容器和电容式电压互感器的电容分压器的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 31）。

表 31　耦合电容器和电容式电压互感器的电容分压器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	外观检查	C1	1 个月	1）外绝缘表面无脏污、无破损 、无裂纹及放电现象。 2）金属部位无锈蚀，底座、支架牢固，无倾斜变形。 3）设备外涂漆层清洁、无大面积掉漆。	运行	
2	红外检测	C1	1 个月	1）具体按 DL/T 664 执行。 2）检查引线接头、等电位连接片等导电部位。 3）检查本体温度分布，本体温差不大于 2~3K，红外检查无异常，记录温度，温度异常时保存红外成像谱图。	运行	运行人员红外测试结果怀疑有异常时，高压试验人员开展复测。
		C2	I、II 级管控下触发	1）具体按 DL/T 664 执行。 2）检查本体温度分布，本体温差不大于 2~3K，红外检查无异常，记录温度，并保存红外成像谱图。	试验	
		B2	1 年			
3	油位检查	C1	1 个月	油位正常	运行	
4	渗漏油检查	C1	1 个月	分压电容器及电磁单元无渗漏油	运行	
5	声响和振动检查	C1	1 个月	无异常声响、振动	运行	
6	瓷套检查	B1	6 年	1) 清扫瓷套，检查瓷套完好、无裂纹、无破损。 2）增爬裙粘着牢固，无龟裂老化现象。 3）检查防污涂层应无龟裂老化、起壳现象。 4）检查无渗漏油。	检修	
7	复合绝缘外套检查	B1	6 年	1）清洁复合套管，检查应完整，无龟裂老化迹象。 2）必要时做修复处理。	检修	必要时：如复合绝缘有龟裂老化时。
8	电磁单元油箱和底座检查	B1	6 年	1）油箱与底座的接缝焊接可靠，无渗漏油。 2）油箱油位正常。 3）清扫油箱，检查无锈蚀，漆膜完整。	检修	
9	二次接线盒检查	B1	6 年	1）检查二次接线盒应密封良好，无进水、凝露现象。 2）检查二次接线板应完整，标志清晰，无裂纹、起皮、放电、发热痕迹。 3）二次接线柱应清洁，无破损、渗漏，无放电烧伤痕迹。 4）电容分压器低压端子(N、J)必须通过载波回路线圈接地或直接接地。	检修/继保	
10	电压抽头接线盒检查	B1	6 年	1）检查电压抽头接线盒应密封良好，无进水、凝露现象。 2）清扫接线柱，应无破损、渗漏，无放电烧伤痕迹。	检修	适用于不解体检查类型。
11	单独配置的阻尼器检查	B1	6 年	阻尼器外观完好，接线牢靠	检修	适用于不解体检查类型。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
12	引流线检修	B1	6 年	1）检查接线端子连接部位，金具应完好、无变形、锈蚀，若有过热变色等异常应拆开连接部位检查处理接触面，并按标准力矩紧固螺栓。 2）引线长度应适中，接线柱不应承受额外应力。 3）引流线无扭结、松股、断股或其他明显的损伤或严重腐蚀等缺陷。	检修	
13	接地检查	B1	6 年	连接可靠，无严重锈蚀	检修	
14	极间绝缘电阻	B2	110kV 及以下：6 年；220kV 及以上：3 年	一般不低于5000MΩ	试验	采用2500V兆欧表
15	电容值	B2	110kV 及以下：6 年；220kV 及以上：3 年	1）每节电容值偏差不超出额定值的-5%～+10%范围。 2）电容值与出厂值相比，增加量超过+2%时，应缩短试验周期。 3）由多节电容器组成的同一相，任何两节电容器的实测电容值相差不超过5%。	试验	1）当采用电磁单元作为电源测量电容式电压互感器的电容分压器C_1和C_2的电容量及tanδ时，应按制造厂规定进行。 2）建议测量C1和C2，并分析电容量变化。
16	tanδ	B2	110kV 及以下：6 年；220kV 及以上：3 年	10kV试验电压下的tanδ值不大于下列数值： 油纸绝缘　　0.5% 膜纸复合绝缘　　0.2%	试验	当tanδ值不符合要求时，应综合分析tanδ与电压的关系，并查明原因。
17	低压端对地绝缘电阻	B2	110kV 及以下：6 年；220kV 及以上：3 年	一般不低于100MΩ	试验	采用1000V兆欧表
18	中间变压器一次对二次及地绝缘电阻	B2	110kV 及以下：6 年；220kV 及以上：3 年	>1000MΩ	试验	采用2500V兆欧表
19	局部放电试验	B2	必要时	预加电压$0.8\times1.3U_m$，持续时间不小于10s，然后在测量电压$1.1U_m/\sqrt{3}$下保持1min，局部放电量一般不大于10pC。试验方法应符合GB/T 7354和GB/T 19749的要求。	试验	1）多节组合的耦合电容器可分节试验。 2）必要时，如： —对绝缘性能或密封有怀疑时。
20	工频交流耐压试验	B2	必要时	试验电压为出厂试验电压的0.8倍	试验	1）多节组合的耦合电容器可分节试验。 2）必要时，如： —对绝缘性能有怀疑时。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
21	带电测试电容量	B2	1）投产后半年内 2）一年 3)A 修后 4）必要时	1）可采用同相比较法，判断标准为： — 同相电容器的电容量比值(C_X/C_N)与初始测量电容量比值比较，变化范围不超过±2%。 2）采用其他测试方法时，可根据实际制定操作细则。	试验	对已安装了带电测试信号取样单元的电容器进行，超出要求时应： 1）查明原因； 2）缩短试验周期； 3）必要时停电复试。
22	电磁单元检查	A	必要时	1）阻尼器各部件外观完好，无放电或过热烧损痕迹。 2）避雷器表面无放电痕迹，放电间隙无烧蚀 3）补偿电抗器绕组表面清洁、无变色，无放电过热痕迹，铁心无松动。 4）中间变压器绕组表面清洁，无变形、位移，引线长短适宜，无扭曲，接头表面平整、清洁、光滑无毛刺。	检修	必要时：如怀疑电磁单元有缺陷或吊开电磁单元。
23	电磁单元绝缘干燥	A	必要时	器身干燥标准，如干燥温度、干燥时间等应符合厂家技术要求。	检修	必要时：如怀疑电磁单元受潮时。
24	电磁单元绝缘油处理	A	必要时	过滤油或更换新油，注入互感器的绝缘油应符合 24.1 节规定。	检修/试验	必要时：如怀疑绝缘油有缺陷时。

注1：每年定期进行运行电压下带电测试和在线监测tanδ及电容量的,对序号14-18的项目可取消。

注2：电容式电压互感器的电容分压器的电容值与出厂值相差超出±2%范围时，或电容分压器分压比与出厂试验实测分压比相差超过2%时，对准确度0.5级及0.2级的互感器应进行准确度试验。

注3：局部放电试验可在其他试验项目判断电容器绝缘有疑问时进行。放电量超过规定时，应综合判断。局部放电量无明显增长时一般仍可用，但应加强监视。

13.5 断路器电容器

断路器电容器的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 32）。

表 32 断路器电容器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	渗漏油检查	C1	1 个月	漏油时停止使用	运行	用观察法
2	极间绝缘电阻	B2	1）110kV：6 年； 220kV、500kV：3 年 2）A 修后 3）必要时	不小于 5000MΩ	试验	1）采用 2500V 兆欧表。 2）必要时，如：对绝缘性能有怀疑时。
3	电容值	B2	1）110kV：6 年； 220kV、500kV：3 年 2）A 修后 3）必要时	电容值偏差在额定值的±5%范围内。	试验	1）用交流电桥法。 2）必要时，如：对绝缘性能有怀疑时。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
4	tanδ	B2	1）110kV：6 年；220kV、500kV：3 年 2）A 修后 3）必要时	10kV试验电压下的tanδ值不大于下列数值： 油纸绝缘 0.5% 膜纸复合绝缘 0.2%	试验	1）当 tanδ 值大于要求值后应解开断口单独对电容器进行测量，油纸绝缘电容器 tanδ 值应不大于 0.5%，膜纸复合绝缘电容器 tanδ 值应不大于 0.2%。当 tanδ 值不符合要求时，应综合分析 tanδ 与电压的关系，查明原因。 2）必要时，如：对绝缘性能有怀疑时。

14 电力电缆

14.1 电缆通道

14.1.1 陆地电缆系统

陆地电缆系统的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 33）。

表 33 陆地电缆系统的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	路径检查	C1	15 天	1）电缆通过路径检查，主要包括对沿线各部件及通道环境进行检查。 2）检查周期可根据实际或运维策略动态调整。	运行	
2	电力隧道检查	C1	1）35kV、110kV 6 个月 2）220kV 3 个月 3）500kV 1 个月	1）电缆隧道对电缆及附件进行检查。 2）电缆隧道排水、照明、通风等附属设施进行检查。 3）安装巡视机器人的隧道可适当降低人员巡视的频率。 4）检查周期可根据实际或运维策略动态调整。	运行	同隧道内不同电压等级电缆应同时进行检查。
3	污秽区检查	C2	必要时	1）污闪季节来临前，完成清污等工作。 2）结合线路停电对爬距不足的电缆终端、避雷器进行清扫，停电难度较大的可开展带电水冲洗。 3) 电缆终端和避雷器已喷涂防污闪涂料的可不清扫，但巡视需注意表面涂料有无脱落，防污闪涂料运行维护要求，参照 DL/T 627 执行。	运行	根据地域气候特征开展。
4	防外力破坏检查	C2	必要时	1）杜绝发生因外力破坏导致运行线路二级及以上电力事件。 2） 严防同一隐患点重复发生外力破坏事故事件。 3）严防因外力破坏导致运维单位负有责任的电力事故事件。	运行	针对存在外力破坏隐患区段，必要时派人值守或安装在线监测装置。
5	防风防汛检查	C2	必要时	1）雨季、台风来临之前，完成已发现隐患点的治理工作，开展对电缆桥、终端场、隧道等进行隐患排查工作，对存在隐患的危险点，制定提前采取防控措施。 2）进入汛期后，每次强降雨或连续阴雨后对隐患点开展特巡，发现问题及时处理。	运行	根据地域气候特征开展。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
6	电缆工井修缮	C2	必要时	根据巡视结果随时进行	运行	
7	电缆隧道修缮	C2	必要时	根据巡视结果随时进行	运行	
8	通道清理	C2	必要时	根据巡视结果随时进行	运行	
注：陆地电力电缆系统的巡视检查具体要求可参照DL/T 1253执行。						

14.1.2 海底电缆系统

海底电缆系统的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 34）。

表 34 海底电缆系统的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	海缆路由巡视	C1	7 天	1）检查海缆路由区域内无船只抛锚、施工、捕捞等，无养殖作业等。 2）检查周期可根据实际或运维策略动态调整，有船舶自动识别监视系统（AIS）、船舶交通管理系统（VTS）等监控系统的可适当放宽周期。	运行	1)有条件的运维单位应采用出海定期巡视。 2）可采用无人机、视频监控等方式代替。
2	海底电缆埋深检测	C2	1）新建线路投运 2 年以内开展一次 2）必要时，	1）海底电缆路由坐标（含两侧登陆段）测量。 2）海底电缆埋设深度检测。 3）海底电缆路由障碍物检查。 4）海底电缆裸露、悬空检测。 5）海底电缆路由地形地貌测量。 6）石坝外观检测。 7）石坝保护深度。	运行/试验	1）必要时，如怀疑路由情况有变动时 2)使用专门的海缆路由检测设备，必要时停电开展。
注：海底电力电缆系统的巡视检查具体要求可参照DL/T 1278执行，海缆终端和供油系统巡视周期不小于15天						

14.2 电缆本体及附件

14.2.1 纸绝缘电力电缆及附件

纸绝缘电力电缆及附件的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 35）。

表 35　纸绝缘电力电缆及附件的检修项目、周期、要求和负责专业

<table>
<tr><th>序号</th><th>项目</th><th>类别</th><th>周期</th><th>要求</th><th>负责专业</th><th>说明</th></tr>
<tr><td>1</td><td>红外检测</td><td>C1</td><td>1）35kV、110kV 6 个月
2）220kV 3 个月
3）500kV 1 个月</td><td>1）具体按 DL/T 664 执行。
2）测温周期可根据实际或运维策略动态调整。</td><td>运行</td><td>1）用红外热像仪测量，对电缆终端接头和非直埋式中间接头进行。
2）结合运行巡视进行，并记录红外成像谱图。
3）已采取防火防爆措施不具备测试条件的中间接头可不进行。
4）同隧道内不同电压等级电缆应同时进行检测。</td></tr>
<tr><td>2</td><td>绝缘电阻</td><td>B2</td><td>6 年</td><td>陆地电缆：一般应大于 1000MΩ
海底电缆：35kV 应不小于 50MΩ，110kV 及以上应大于 500 MΩ</td><td>试验</td><td>使用 2500V 及以上兆欧表</td></tr>
<tr><td>3</td><td>直流耐压试验</td><td>B2</td><td>1）6 年；
2）大修新做终端或接头后</td><td>1）试验电压值（kV）按下表规定，加压时间 5min，不击穿。
<table><tr><th>额定电压 U_0/U，kV</th><th>粘性油纸绝缘</th><th>不滴流油纸绝缘</th></tr><tr><td>21/35</td><td>105</td><td>—</td></tr><tr><td>26/35</td><td>130</td><td>—</td></tr></table>2）耐压结束时的泄漏电流值不应大于耐压 lmin 时的泄漏电流值
3）三相之间的泄漏电流不平衡系数不应大于 2。</td><td>试验</td><td></td></tr>
</table>

14.2.2　橡塑绝缘电力电缆及附件

橡塑绝缘电力电缆及附件的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 36）。

表 36　橡塑绝缘电力电缆及附件的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	红外检测	C2	1）35kV、110kV： 6 个月 2）220kV：3 个月 3）500kV：1 个月	1）具体按 DL/T 664 执行。 2）测温周期可根据实际或运维策略动态调整。	运行/试验	1）用红外热像仪测量，对电缆终端接头和非直埋式中间接头进行。 2）结合运行巡视进行，并记录红外成像谱图。 3）已采取防火防爆措施不具备测试条件的中间接头可不进行。 4）同隧道内不同电压等级电缆。应同时进行检测
2	主绝缘绝缘电阻	B1	新作终端或接头后	陆地电缆：一般应大于1000MΩ。 海底电缆：35kV应不小于100MΩ，110kV及以上应大于500 MΩ。	运行/试验	1）使用2500V及以上兆欧表。 2）通过GIS地刀连板测试的不适用。

<table>
<tr><th>序号</th><th>项目</th><th>类别</th><th>周期</th><th>要求</th><th>负责专业</th><th>说明</th></tr>
<tr><td>3</td><td>主绝缘交流耐压试验</td><td>B1</td><td>1）A 修新作终端或接头后
2）必要时</td><td>1）陆地电缆：推荐使用频率 20Hz～300Hz 谐振耐压试验。
<table><tr><th>电压等级</th><th>试验电压</th><th>时间</th></tr><tr><td>35kV</td><td>$1.6U_0$</td><td>60min</td></tr><tr><td>110kV</td><td>$1.6U_0$</td><td>60min</td></tr><tr><td>220kV 及以上</td><td>$1.36U_0$</td><td>60min</td></tr></table>2）海底电缆：具体要求应按照 DL/T 1278 执行。</td><td>运行/试验</td><td>1）不具备试验条件或运行超过设计寿命时可用施加正常系统相对地电压 24h 方法替代。
2）耐压试验前后应进行绝缘电阻测试，测得值应无明显变化。
3）有条件时同步开展局部放电检测。
4）必要时，如：怀疑有故障时。</td></tr>
<tr><td>4</td><td>外护套绝缘电阻</td><td>B2</td><td>6年</td><td>每千米绝缘电阻值不低于0.5MΩ</td><td>运行/试验</td><td>1）采用500V兆欧表
2）35kV电缆可不进行。</td></tr>
<tr><td>5</td><td>局部放电测试</td><td>B2</td><td>1）110kV 电缆线路投运后 3 年内 1 次，运行 20 年后每 6 年 1 次
2）220kV 电缆线路投运后 3 年内 1 次，之后每 6 年 1 次
3）500kV 电缆线路每 3 年 1 次</td><td>1）按 GB/T 3048.12 的要求进行局部放电检测，应无明显局部放电信号。
2）110kV、220kV 电缆带电局放检测如发现疑似信号应跟踪复测，有条件宜安排停电检测，必要时更换。
3）当电缆线路负荷较重期间应适当调整检测周期。
4）对运行环境差、设备陈旧及缺陷设备，要增加检测次数。
5）测试周期可根据实际或运维策略动态调整。</td><td>运行/试验</td><td>1）可在带电或停电状态下进行，可采用：高频电流、振荡波、超声波、超高频等检测方法。
2）安装高频局部放电在线监测系统的可适当延长检测周期。</td></tr>
<tr><td colspan="7">注：针对运行超过设计寿命的电缆线路，应结合迁改、技改项目及故障抢修，取样电缆（含接头）开展寿命评估，根据评估结论采取措施，同时应加强设备状态评价，缩短局部放电、红外检测和接地环流测试项目周期。</td></tr>
</table>

14.2.3 自容式充油电缆及附件

自容式充油电缆及附件的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 37）。

表 37 自容式充油电缆及附件的检修项目、周期、要求和负责专业

<table>
<tr><th>序号</th><th>项目</th><th>类别</th><th>周期</th><th>要求</th><th>负责专业</th><th>说明</th></tr>
<tr><td>1</td><td>红外检测</td><td>C2</td><td>1）35kV、110kV： 6 个月
2）220kV ：3 个月
3）500kV：1 个月</td><td>1）具体按 DL/T 664 执行。
2）测温周期可根据实际或运维策略动态调整。</td><td>运行</td><td>1）用红外热像仪测量，对电缆终端接头和非直埋式中间接头进行。
2）结合运行巡视进行，并记录红外成像谱图。
3）已采取防火防爆措施不具备测试条件的中间接头可不进行。
4）同隧道内不同电压等级电缆应同时进行检测。</td></tr>
<tr><td>2</td><td>压力箱供油特性、电</td><td>B1</td><td>新接入系统的压力箱进</td><td>1）压力箱的供油量不应小于压力箱供油特性曲线所代表的标称供油量的 90%。</td><td>试验</td><td>1）压力箱供油特性的试验按</td></tr>
</table>

<table>
<tr><th>序号</th><th>项目</th><th>类别</th><th>周期</th><th>要求</th><th>负责专业</th><th>说明</th></tr>
<tr><td></td><td>缆油击穿电压和电缆油的tanδ</td><td></td><td>行</td><td>2）电缆油击穿电压不低于50kV。
3）100℃时电缆油的 tanδ 不大于：220kV 及以下：0.5%，500kV：0.28%。</td><td></td><td>GB 9326.5-2008 中 6.3 进行。
2）电缆油击穿电压试验按 GB/T 507 规定在室温下测量油的击穿电压。
3）tanδ 测量按照 GB/T 9326.1 的规定。</td></tr>
<tr><td>3</td><td>电缆及附件内的电缆油击穿电压、tanδ及油中溶解气体</td><td>B2</td><td>1)测量击穿电压和tanδ：3年
2）必要时,</td><td>1）击穿电压不低于45kV。
2)电缆油在温度100±1℃和场强1MV/m下的tanδ不应大于下列数值：
投运前：220kV及以下：0.5%，500kV：0.35%；
运行后：3%。
3）油中溶解气体组份含量的注意值见下表：
μL/L
<table>
<tr><th>气体组份</th><th>注意值</th><th>气体组份</th><th>注意值</th></tr>
<tr><td>可燃气体总量</td><td>1500</td><td>CO_2</td><td>1000</td></tr>
<tr><td>H_2</td><td>500</td><td>CH_4</td><td>200</td></tr>
<tr><td>C_2H_2</td><td>痕量</td><td>C_2H_6</td><td>200</td></tr>
<tr><td>CO</td><td>100</td><td>C_2H_4</td><td>200</td></tr>
</table></td><td>试验</td><td>1）电缆油击穿电压试验按 GB/T 507 规定在室温下测量油的击穿电压。
2）tanδ 测量按照 GB/T 9326.1 的规定。
3）必要时，如：怀疑电缆绝缘过热老化，或终端或塞止接头存在严重局部放电时。</td></tr>
<tr><td>4</td><td>油压示警系统信号指示及控制电缆线芯对地绝缘电阻</td><td>B2</td><td>1) 信号指示：6个月
2)控制电缆线芯对地绝缘：3年</td><td>1）信号指示能正确发出相应的示警信号
2）控制电缆线芯对地绝缘每千米绝缘电阻不小于1MΩ。</td><td>试验</td><td>1）合上示警信号装置的试验开关应能正确发出相应的声、光示警信号。
2）绝缘电阻采用 100V 或 250V 兆欧表测量。</td></tr>
<tr><td>5</td><td>主绝缘直流耐压试验</td><td>B2</td><td>1）A 修新作终端或接头后
2）电缆失去油压并导致受潮或进气经修复后
3）怀疑电缆有故障时</td><td>试验电压值按下表规定，加压时间5min，不击穿。
<table>
<tr><th>电缆额定电压,U_0/U</th><th>GB/T 311.1 规定的雷电冲击耐受电压,kV</th><th>修复、作头后试验电压,kV</th></tr>
<tr><td>64/110</td><td>450
550</td><td>225
275</td></tr>
<tr><td>127/220</td><td>850
950
1050</td><td>425
475
510</td></tr>
<tr><td>290/500</td><td>1425
1550
1675</td><td>715
775
840</td></tr>
</table></td><td>试验</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="7">注:油中溶解气体分析的试验方法和要求按GB/T 7252(或DL/T 722)规定；注意值不是判断充油电缆有无故障的唯一指标，当气体含量达到注意值时，应进行追踪分析查明原因。</td></tr>
</table>

14.3 接地系统（含交叉互联系统）

接地系统（含交叉互联系统）的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 38）。

表 38 接地系统（含交叉互联系统）的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	带电测试外护套接地电流	C1	6 个月	单回路敷设电缆线路，一般不大于电缆负荷电流值的 10%，多回路同沟敷设电缆线路，应注意外护套接地电流变化趋势，如有异常变化应加强监测并查找原因	运行	1）用钳型电流表测量，也可使用电缆护套环流在线监测系统监测数据。 2）可根据实际调整运维策略。
2	电缆外护套、绝缘接头外护套与绝缘夹板的直流耐压试验	B1	护套缺陷修复后	在每段电缆金属屏蔽或金属套与地之间施加直流电压 5kV，加压时间 1min，不应击穿。	运行/试验	试验时必须将护层过电压保护器断开，在互联箱中将另一侧的三段电缆金属套都接地。
3	互联箱闸刀(或连接片)接触电阻和连接位置的检查	B1	110kV 及以上：怀疑有缺陷时	1）在正常工作位置进行测量，接触电阻不应大于 20μΩ。 2）连接位置应正确无误。	运行/试验	1）用双臂电桥或回路电阻测试仪。 2）在交叉互联系统的试验合格后密封互联箱之前进行。如发现连接错误重新连接后必须重测闸刀(或连接片)的接触电阻。
4	接地电阻	B1	怀疑有缺陷时进行	电缆接头井、终端场的接地电阻应满足设计要求。	运行/试验	用三极法进行测试
5	护层过电压保护器的绝缘电阻或直流伏安特性	B2	6 年	1）伏安特性或参考电压应符合制造厂的规定。 2）用 1000V 兆欧表测量引线与外壳之间的绝缘电阻，其值不应小于 10MΩ。	运行/试验	
注：接地箱、保护器和闸刀(或连接片)的具体试验方法可参照GB 50150以及DL/T 596执行。						

15 35kV 及以上的架空输电线路

35kV 及以上的架空输电线路的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 39）。

表 36 35kV 及以上的架空输电线路的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
1	日常巡维	日常巡视	C1	6个月	1）架空线路常规检查主要包括对线路设备（本体、附属设施）及通道环境的检查。 2）检查周期根据设备管控级别进行动态调整。 3）主要采用直升机、无人机、在线监测等机巡手段，辅助开展人工巡维。	运行	1）参照 DL/T 741 执行。 2）新投运线路 1 年内人工日常巡视周期不超过 2 个月，可机巡区段，机巡周期为半年，并及时更新台账和划分特殊区段。

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
		防护及附属设施维护	C1	必要时	含排水沟清理、挡土墙、防撞桩喷涂、安健环标志、在线监测装置。	运行	
		巡视便道修缮	C1	必要时	根据巡视结果随时进行	运行	
		镀锌铁塔、混凝土杆各部螺栓紧固	C1	必要时	重要交叉跨越区段、中重冰区和沿海强风区线路，投运3年内，验收阶段未进行杆塔螺栓紧固的，应紧固1次，投运后每10年宜开展1次登塔检查，重点检查杆塔螺栓紧固及绝缘子销钉等情况，带电或结合停电检修进行，根据检查结果必要时进行紧固。	运行	必要时：如螺栓连接的构件有松动时。
2	动态巡维	风险变化	C2	必要时	根据不同风险变化，合理调整管控级别和采取相应管控措施。	运行	
		保供电	C2	必要时	根据不同保供电工作级别，制定相应的保供电方案，明确保供电工作要求。	运行	
		灾情巡视	C2	必要时	台风、大面积冰灾等灾情巡视，在空域和天气允许条件下以直升机、固定翼无人机巡视为主，多旋翼无人机、人工巡视为辅。	运行	
		防雷击	C2	必要时	雷雨季节前按计划完成杆塔接地电阻检测和防雷修理改造项目。	运行	雷雨季节 4～9 月。
		防鸟害	C2	必要时	1）鸟类活动频繁季节前，对安装的防鸟设施完好情况和防鸟效果进行检查，确保防鸟设施的完好可用。 2）根据实际情况开展巡视，及时发现和消除危及线路运行的鸟巢隐患，及时调整鸟害特殊区段。	运行	重点 1～4 月，根据各地情况调整。
		防污闪	C2	必要时	1）污闪季节来临前，完成绝缘子调爬、清污等工作，确保设备外绝缘水平满足要求，按照 GB/T 26218.1、GB/T 26218.2 和 GB/T 26218.3 执行。 2）根据天气情况，科学适时安排巡视，针对发现的污闪隐患，应及时分析并采取措施。	运行	重点 10 月～次年 2 月，根据各地情况调整。
		防树障	C2	必要时	1）杜绝因树障造成线路事故和二级及以上电力安全、设备事件。 2）严防因树障管控不到位导致电力安全、设备事件。 3）严防同一树障缺陷导致线路重复跳闸。	运行	全年
		防外力破坏	C2	必要时	1）杜绝发生因外力破坏导致运行线路二级及以上电力事件。 2）严防同一隐患点重复发生外力破坏事故事件。 3）严防因外力破坏导致运维单位负有责任的电力事故事件。	运行	全年
		防山火	C2	必要时	1）杜绝在森林火灾现场处置过程中发生人身死亡事故。 2）杜绝因树木对导线距离不够放电、线路运维施工违章用火造成森林火灾。 3）严防因森林火灾造成影响系统稳定的事	运行	重点 11 月～次年 4 月。

序号	项目			类别	周期	要求	负责专业	说明
						件或电网事故，尽最大限度降低对电网稳定及用户的影响。 4）严防计划炼山造成线路故障。		
			防风防汛	C2	必要时	1）规范新建输电线路防风防汛设计标准，适当提高现有输电线路防风防汛能力，防止台风、暴雨等恶劣天气引起输电线路倒塔、断线。 2）杜绝发生因防风、防汛运维工作不到位导致的事故/事件。	运行	重点 5～10 月
			防覆冰	C2	必要时	保证主干电网安全稳定，保证涉及民生的重要用户安全供电，保证所有地级市和县城安全供电，220kV 及以上线路不发生倒塔。	运行	重点 12 月～次年 2 月。
			重要交叉跨越和大跨越区段	C2	必要时	1）做好设计审查、施工验收等工作，把好入口关。 2）加强运行维护，编制完善绝缘子掉串、导地线断线等现场处置方案，建立相关联动机制。 3）怀疑导地线存在异常振动时，应进行振动测量，根据测量结果必要时采取措施。	运行	全年
			故障巡视	C2	必要时	1）以多旋翼无人机为主，人工登塔为辅。 2）线路跳闸且重合不成功时，线路专业人员应立即开展故障巡视，并及时汇报故障查找信息。	运行	
3	专业巡维	导地线	导线连接管的连接情况检查	C2	必要时	外观检查无异常	运行	必要时：出现同一线路连接管压接缺陷以及大风、覆冰等灾害发生后。
			导线、绝缘地线连接金具（导线压接管、跳线连接板等）红外检测	C2	1 年	宜在线路负荷较大时检测	运行	1）参照 DL/T 664 执行。 2）利用直升机、无人机或人工检测。
			导线弧垂、对地距离、交叉跨越距离测量	C2	必要时	1）线路投入运行 1 年后测量 1 次，以后根据巡视结果决定。 2）距离要求，满足 GB 50545 的规定。	运行	1）必要时：如当导线下方有电力线路或者建筑物穿越时。 2）利用直升机、无人机或人工检测。
			导线、地线（不含 OPGW）线夹开夹检查	B1	必要时	1）雷击跳闸后的杆塔应结合线路停电检修打开导地线线夹进行检查。 2）投运年限达 10 年及以上的线路，每 5 年对重要交叉跨越区段、大高差、大档距的杆塔进行抽查。	运行	针对普通悬垂线夹进行，采用预绞式金具或缠绕预绞线护线条的不作要求。

序号	项目			类别	周期	要求	负责专业	说明
		金具	金具锈蚀、磨损、裂纹、变形检查	C2	必要时	1）外观难以看到的部位，要打开螺栓、垫圈检查或用仪器检查。 2）对绝缘子插销、金具插销重点检查。 3）重点针对老旧线路、污秽严重区段、覆冰严重区段及大档距、大高差区段。	运行	利用直升机、无人机或人工登塔检查。
			间隔棒检查	C2	1）必要时 2）线路检修时	1）状态完好，无松动、无胶垫脱落等情况。 2）500kV 及以上线路投运 1 年内（含竣工验收阶段），检查紧固情况，以后进行抽查。	运行	
			阻尼设施（防振金具）的检查	C2	1）必要时 2）线路检修时	无磨损、松动及移位等情况	运行	
		杆塔	杆塔倾斜、挠度测量	C2	必要时	1）根据实际情况选点测量。 2）新投运线路所有转角塔应在 2 年内测量一次。	运行	必要时：如有杆塔基础周边有填土、冲刷等。
			铁塔防腐处理	C2	必要时	根据铁塔锈蚀情况进行	运行	必要时：如杆塔构件有严重锈蚀时。
		基础	基础堆积物、杂草清理	C2	必要时	根据巡视结果随时进行	运行	必要时：如杆塔基础有堆积物、杂草。
			基础沉降测量	C2	必要时	根据实际情况选点测量	运行	必要时：如有杆塔基础冲刷。
		边坡	排水设施、挡土墙	C2	必要时	检查边坡排水设施有无堵塞、挡土墙有无积水或变形，根据检查结果必要时采取措施。	运行	必要时：发生地质灾害时或边坡有明显异常。
		防雷装置及接地装置	外观检查	C1	1）结合巡视周期 2）必要时	1）检查接地网或接地极外露和锈蚀情况。 2）检查接地引下线与杆塔连接情况。 3）检查钢筋混凝土杆铁横担、地线支架与接地线连接情况。 4）对外露的接地极实施掩埋、作防腐处理。 5）对于螺栓松动的接地引下线，需紧固或更换连接螺栓、压接件，加防松垫片。	运行	
			接地电阻测量	C1	1）进线段杆塔2年 2）其他线路杆塔不超过5年 3）必要时（如线路雷击跳闸、绝缘子闪络等故障后）	1）杆塔接地电阻测量结果满足企业标准要求，对于不满足接地电阻要求的接地网，以及对防雷要求较高的杆塔接地网，实施改造。 2）高度 40m 以下的杆塔，如土壤电阻率很高，接地电阻难以降到 30Ω，可采用 6～8 根总长不超过 500m 的放射形接地体或连续伸长接地体（参照 GB/T 50065 执行），其接地电阻可不受限。但对于高度达到或超过 40m 的杆塔，其接地电阻也不宜超过 20Ω。	运行	1）基建工程交接验收时必须采用三极法布线测量，并用钳表法测量比对，如果两者结果一致，预防性试验才能用钳表法直接测量，测量方法和要求，参照DL/T 475和DL/T 887执行。 2）线路杆塔改造后的测量程序和要求同交接验收。 3）必要时，如： —巡检时怀疑杆塔地网； —放射延长线存在人

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
						为偷盗和雨水冲刷等外力因素破坏时。
	开挖检查和维修	C2	必要时	1）根据巡视、测试结果进行抽检。 2）对于运行 30 年以上的老旧线路，埋入地下的拉线、接地网等金属部件开挖抽查比例不宜低于 10%。 3）对焊接点及虚焊部位加强焊接、增加搭接长度。 4）对腐蚀状况较为严重的杆塔接地引下线导体进行更换或补强。	运行	必要时：测量发现接地电阻相对上次测量变化明显时。
4	线路的绝缘电阻(有带电的平行线路时不测)	B1	必要时	根据实际情况综合判断，例如绝缘电阻在 MΩ 级则合格。	运行/试验	必要时：导地线、绝缘子大规模检修改造等。 采用 2500V 及以上的兆欧表。
5	检查相位	B1	线路连接有变动时	线路两端相位应一致	运行/试验	
注1：针对运行时间超过设计寿命的线路，应及时开展状态评价和风险评估，重点加强对地距离的测量和金具、地线的锈蚀检查，同时合理制定老旧线路杆塔巡视计划和设备退役策略。 注2：应积极开展带电作业，统筹开展直升机带电水冲洗、带电检修等项目，推广无人机拆除飘浮物、鸟巢等项目。						

16 母线

16.1 封闭母线

封闭母线的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 40）。

表 40 封闭母线的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	红外检测	C1	1 个月	1）具体按 DL/T 664 执行。 2）检查引线及接头部位。 3）检查本体温度分布，本体温差不大于 2~3K，红外检查无异常，记录温度及负荷电流，温度异常时保存红外成像谱图。	运行	运行人员红外测试结果怀疑有异常时，高压试验人员开展复测。
		C2	I、II级管控下触发	1）具体按 DL/T 664 执行。 2）检查引线及接头部位。 3）检查本体温度分布，本体温差不大于2~3K，红外检查无异常，记录温度及负荷电流，并保存红外成像谱图。	试验	
2	绝缘电阻	B2	必要时	1）额定电压为15kV及以上全连式离相封闭母线在常温下分相绝缘电阻值不小于50MΩ。 2）6kV共箱封闭母线在常温下分相绝缘电阻值不小于6MΩ。	试验	1）采用 2500V 兆欧表。 2）必要时：A 修时

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
3	交流耐压试验	B2	必要时	试验电压的选取参照 GB/T 8349 标准执行	试验	必要时：A修时

16.2 一般母线

一般母线的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 41）。

表 41 一般母线的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	红外检测	C1	1 个月	1）具体按 DL/T 664 执行。 2）检查引线接头部位。 3）检查本体温度分布，本体温差不大于 2~3K，红外检查无异常，记录温度及负荷电流，温度异常时保存红外成像谱图。	运行	运行人员红外测试结果怀疑有异常时，高压试验人员开展复测。
		C2	I、II级管控下触发	1）具体按 DL/T 664 执行。 2）检查引线接头部位。 3）检查本体温度分布，本体温差不大于2~3K，红外检查无异常，记录温度及负荷电流，并保存红外成像谱图。	试验	
2	绝缘电阻	B2	必要时	不应低于1MΩ/kV	试验	采用 2500V 兆欧表。
3	交流耐压试验	B2	必要时	试验电压的选取参照附录B要求执行	试验	必要时，如：更换支持绝缘子等

16.3 绝缘管型母线

绝缘管型母线的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 42）。

表 42 绝缘管型母线的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项 目	类别	周 期	要 求	负责专业	说明
1	红外检测	C1	1 个月	1）具体按 DL/T 664 执行。 2）检查引线及接头部位。 3)检查本体温度分布,本体温差不大于2~3K，红外检查无异常，记录温度及负荷电流，温度异常时保存红外成像谱图。	运行	运行人员红外测试结果怀疑有异常时，高压试验人员开展复测。测试时应关注接地引出点位置的温度，若该处温度高出管母本体 5℃以上，应安排停电检查
		C2	I、II级管控下触发	1）具体按 DL/T 664 执行。 2）检查引线及接头部位。 3)检查本体温度分布,本体温差不大于2~3K，红外检查无异常，记录温度及负荷电流，并保存红外成像谱图。	试验	
2	局部放电试验	B2	必要时	1）按相关检测设备要求，或无明显局部放电信号。 2）发现局放疑似信号应跟踪复测，分析局放	试验	1）可采用：超声波、超高频（带电检测）和振荡波(停电检

序号	项　目	类别	周　期	要　求	负责专业	说明
				信号变化趋势，必要时停电处理。		测)等检测方法。 2）必要时，如：怀疑设备有故障时。
3	绝缘电阻	B2	1）结合主变停电周期开展； 2）必要时	大于2000MΩ	试验	采用2500V兆欧表。
4	介质损耗因数（tanδ）	B2	1）结合主变停电周期开展； 2）必要时	测量电压1.1U_m/下，tanδ≤1%且无明显增长	试验	必要时，如：怀疑设备有故障时。
5	交流耐压试验	B2	1）结合主变停电周期开展； 2）必要时	试验电压为出厂试验值的0.8倍，耐受时间1min，无击穿或闪络。	试验	必要时，如：怀疑设备有故障时。

17　绝缘子

17.1　盘形悬式绝缘子

盘形悬式绝缘子的检修项目、周期、要求和负责专业（见表43）。

表43　盘形悬式绝缘子的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	瓷质绝缘子红外检测	C1	1）500kV变电站：1年2次，110kV、220kV变电站：1年1次 2）110kV及以上线路：每年按照不低于5%的数量抽检	用红外热像仪测量，采用直升机、无人机或人工检测。	运行	检测和分析方法按DL/T 664执行。
2	防污闪涂料检查	C2	1）投运后3年内检测一次，根据检测结果确定后续检测周期 2）必要时	1）需注意表面涂料有无脱落，防污闪涂料运行维护要求，参照DL/T 627执行。 2）结合检修进行人工登塔抽检，也可通过直升机或无人机进行。	运行	
3	绝缘子表面清扫	B1	必要时	1)根据污秽情况、积污期、盐密灰密测量、运行经验开展。 2)已喷涂防污闪涂料的可不清扫。	运行	
4	瓷质绝缘子零值检测	B2	1）110kV及以上变电站3年1次 2）110kV以上线路投运3年内普测1次，然	对于投运3年内年均劣化率大于0.04%、2年后检测周期内年均劣化率大于0.02%，或年劣化率大于0.1%，应分析原因，并采取相应的措施。	运行	1）参照DL/T 626执行。 2）在运行电压下测量电压分布（或火花间隙），有争议时，以绝缘电阻法为准。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
			后500kV线路每6年1次，220kV及以下线路每9年1次			3）对多元件针式绝缘子应检测每一元件。
5	绝缘子表面的污秽度(ESDD和NSDD)	B2	1）模拟绝缘子串：1年 2）运行绝缘子串：3年	当爬距配置不满足所测污秽度要求时，应根据情况采取调爬、清扫、防污闪涂料等措施。	运行/试验	1）应分别在户外线路每5～30km能代表当地污秽程度的至少一串悬垂绝缘子(或悬挂试验串)上取样，测量应在当地积污最重的时期进行。 2)模拟绝缘子取样可带电进行。 3）污秽等级划分参见附录C。
6	绝缘电阻	B2	1）110kV及以上变电站3年1次 2）110kV以上线路投运3年内普测1次，然后500kV线路每6年1次，220kV及以下线路每9年1次	1）220kV以下电压等级悬式绝缘子的绝缘电阻不应低于300 MΩ，500kV及以上电压等级悬式绝缘子不应低于500 MΩ。 2）半导体釉绝缘子的绝缘电阻自行规定。	运行	采用2500V兆欧表
7	交流耐压试验	B2	1）随主设备 2）更换绝缘子时	对机械破坏负荷为60kN~530kN级的绝缘子，施加60kV干工频耐受电压1min，应无闪络或击穿。	试验	
注：运行中瓷质盘形悬式绝缘子的试验项目可在检查零值、绝缘电阻及交流耐压试验中任选一项。玻璃绝缘子不进行1、4、6、7项中的试验，运行中自爆的绝缘子应及时更换。						

17.2 复合绝缘子

复合绝缘子的检修项目、周期、要求和负责专业（见表44）。

表44 复合绝缘子的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	红外检测	C1	1年	1）利用直升机、无人机开展，直升机、无人机未覆盖则人工登塔抽检5%。 2）对于检测发现问题复合绝缘子，应对同批次（同厂家同年份生产同电压等级）产品扩大测量范围。	运行	检测和分析方法按DL/T 664执行。
2	外观和憎水性检查	B1	必要时	结合检修进行人工登塔抽检，也可通过直升机或无人机进行。	运行	外观和憎水性检查按照DL/T 1000.3执行。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
3	紫外检测	B1	必要时	条件具备单位针对 220kV 及以上线路开展，伞裙和护套发现明显放电信号时应进行抽检（按本表项目 4 执行）。	运行	参照 DL/T 345 执行。
4	复合绝缘子检测	B2	1）10 年 2）必要时	1）110kV 及以上线路同批次（同厂家同年份生产同电压等级）复合绝缘子投运第 10 年抽查，以后至少每 6 年抽查 1 次。 2）经检测后不满足安全运行要求的复合绝缘子进行更换，并对同批次（同厂家同年份生产同电压等级）产品扩大抽检范围	运行	抽检比例和试验项目按 DL/T 1000.3 执行。

17.3 支柱绝缘子

支柱绝缘子的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 45）。

表 45 支柱绝缘子的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	红外检测	C1	500kV 变电站：1 年 2 次，110kV、220kV 变电站：1 年 1 次	按 DL/T 664 执行	运行	用红外热像仪测量
2	绝缘子表面的污秽度(ESDD 和 NSDD)	B1	必要时	变电站发生污秽放电或污闪跳闸后	试验	测量办法参照盘形悬式绝缘子。
3	交流耐压试验	B2	1）随主设备 2）更换绝缘子时	交流耐压试验电压值参见附录 B	检修	

18 接地网

18.1 有效接地系统

有效接地系统（指 35kV 及以上变电站、发电厂）接地网的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 46）。

表 46 有效接地系统接地网的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	电气装置或设施指定的金属部分接地运行状态检查	C1	1）1 年 2）必要时	电气装置或设施指定的金属部分不能失地运行；电气装置指定部位应采用专设接地线接地。	运行	
2	接地极状态检查	C1	1）1 年 2）必要时	接地极不能外露，外露接地极的规格尺寸和防腐措施应满足要求。	运行	变电站内

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
3	接地测量井状况检查	C1	必要时	两接地网间测量井维护良好，连接点接触情况及防腐措施完好。	运行	
4	地网边缘走道状况检查	C1	必要时	接地网边缘走道处应铺设碎石、沥青或采取接地均压措施。	运行	
5	架空避雷线在出线构架处与地网连接状况检查	C1	必要时	架空避雷线在出线构架处与地网连接可靠且有便于分开的连接点，检查连接处是否存在放电痕迹。	运行	
6	设备非专设接地线状况检查	C1	必要时	设备非专设接地线符合要求，电气通路完好且焊接可靠。	运行	
7	设备专设接地线检查	B1	必要时	专设接地线连接可靠，设计规定的断开点采取镀锌螺栓连接，其余连接为焊接或火泥熔接，焊接的搭接长度满足要求；材料规格和截面满足热稳定、防腐和机械强度要求。	检修	
8	钢绞线、铜绞线的压接牢靠性检查	B1	1）1 年 2）必要时	螺栓连接要有防松螺帽或垫片，钢绞线、铜绞线的压接牢靠。	检修	
9	有色金属接地线及不同金属接地线的连接方式检查	B1	必要时	有色金属接地线及不同金属接地线的连接方式符合要求，焊接、螺栓连接、压接或火泥熔接有效。	检修	
10	接地线防腐层状况检查	B1	1）1 年 2）必要时	接地线防腐层完好，连接点或焊接点经过防腐处理。	检修	
11	在公路及其他易遭受外力破坏处接地线防护措施检查	B1	必要时	在公路及其他易遭受外力破坏处接地线采取防止机械损伤措施	检修	
12	明敷接地线表面绿、黄条纹标记或设计的其他标志状况检查	B1	必要时	明敷接地线表面绿、黄条纹标记或设计的其他标志明显和一致。	检修	
13	接地线安装状况检查	B1	必要时	接地线安装位置合理，不妨碍设备检修和人员通行，接地线弯曲位顺畅、支持件及其间距符合要求。	检修	
14	明敷接地线状况检查	B1	必要时	明敷接地线采取水平或垂直敷设方式、直线段平直，沿建筑物墙壁敷设的接地线离地面距离及与建筑物墙壁间隙满足要求。	检修	
15	专设接地线与接地网连接情况检查	B1	必要时	每根专设接地线应单独与接地网或接地母相连接，接地母线至少在不同的两点与接地网相连接。	检修	
16	接地装置（包括设备接地引下线）的热稳定容量校核	B2	必要时	对于已投运的接地装置，应根据变电站短路容量的变化，校核接地装置（包括设备接地引下线）的热稳定容量。对于变电站中的不接地、经消弧线圈接地、经低阻或高阻接地系统，必须按异点两	试验	变电站扩容或短路电流水平明显增大时。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
				相接地校核接地装置的热稳定容量。		
17	电力设备接地引下线与接地网连接情况检查（导通性测试）	B2	1）6年 2）必要时	不得有开断、松脱或严重腐蚀等现象。状况良好设备的回路电阻测试值应在50mΩ以下；50～200mΩ者，宜关注其变化，重要设备宜在适当时候检查处理；200mΩ～1Ω者，对重要设备应尽快检查处理，其他设备宜在适当时候检查处理；1Ω以上者，设备与主地网未连接，应尽快检查处理。	试验	1）采用测量接地引下线与接地网（或相邻设备）之间的回路电阻值来检查其连接情况，可将所测数据与历次数据比较和相互比较，通过分析决定是否进行挖开检查。 2）应采用通以不小于5A的直流电流测量回路电阻的方法来检查地网的完整性和接地引下线的连接情况。 3） 必要时，如：怀疑连接线松脱或被腐蚀时。
18	发电厂、变电站接地网的腐蚀诊断检查	B2	1）10年 2）位于海边、潮湿地区或有地下污染源地区的变电站，可视情况缩短开挖周期 3）怀疑地网腐蚀情况严重时	不得有开断、松脱或严重腐蚀等现象，当外观检查或根据腐蚀量化指标得出接地网已严重腐蚀的结论时，应安排大修或因地制宜的采用成熟的防腐措施。	试验	1）传统的方法是抽样开挖检查，根据电气设备重要性和施工安全性，选择5～8点沿接地引下线开挖检查，采用外观检查、取样进行腐蚀率和腐蚀速度等量化指标判断变电站接地网的腐蚀情况，如有疑问还应扩大开挖范围。 2）判断主网导体腐蚀程度的方法有直观法（肉眼观察腐蚀情况，拍照记录）、取样量直径法、取样失重法（相对失重法、自然失重法）和针孔法（以腐蚀深度反映腐蚀率）等，以相对失重法为例，腐蚀率小于10%的，腐蚀程度为一般；腐蚀率大于等于25%的，腐蚀程度为严重。 3）推荐应用成熟的基于电气特性和土壤理化特性的接地网腐蚀诊断技术及相应的专家系统与开挖检查相结合的方法，减少抽样开挖检查的盲目性，详见DL/T 1532和DL/T 1554。
19	接地网安全性状态评估	B2	必要时	接地网安全性状态评估的条件、项目和周期详见附录D。 接地阻抗测试方法满足DL/T 475的要求。	试验	220kV及以上变电站和200MW以上的电厂接地网不宜超过10年，其他的根据其重要性和运行状态而定，遇到以下情况可适当缩短评估周期： 1）厂、站扩容或负荷增加导致接地短路电流明显提高； 2）接地网（尤其是外扩接地网）遭到局部破坏；

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
						3）接地网或接地引下线导体腐蚀严重； 4）运行中发生与接地网有关的设备故障； 5）怀疑接地网的在雷击或工频接地短路状态下性能不满足要求； 6）接地网整体改造前后。
20	接地线表面涂刷标志	B1	必要时	接地线表面涂刷条纹标记或其他统一标志，符合安健环要求。	检修	根据巡视结果进行
21	连接螺栓、压接件紧固	B1	必要时	紧固或更换连接螺栓、压接件，加防松垫片。	检修	根据巡视结果进行
22	接地线支撑件、夹件紧固	B1	必要时	紧固或更换接地线支撑件、夹件	检修	根据巡视结果进行
23	接地线加设保护	B1	必要时	在公路及其他易遭受外力破坏处接地线采取防止机械损伤措施	检修	根据巡视结果进行
24	焊接点补强	B1	必要时	对焊接点及虚焊部位加强焊接、增加搭接长度。	检修	根据巡视结果进行
25	接地线及其连接点除锈	B1	必要时	接地线及其连接点除锈、清除渣滓，确保连接情况良好。	检修	根据巡视结果进行
26	防腐处理	B1	必要时	涂防腐层如油漆、沥青或作其他防腐处理，确保良好的防腐性能。	检修	根据巡视结果进行
27	外露接地极处理	B1	必要时	对外露的接地极实施掩埋、作防腐处理	检修	根据巡视结果进行
28	设备接地引下线导体补强	A	必要时	对腐蚀状况较为严重的设备接地引下线导体进行更换或补强，建议结合短路容量变化情况和接地装置的腐蚀程度有针对性地对接地装置进行改造。	检修	1)根据巡视、检测结果进行。 2）根据接地网腐蚀性诊断检查结果。 3）选用的接地体截面满足考虑腐蚀状况的热稳定校核要求。
29	地网边缘均压措施	A	必要时	地网边缘采取均压措施如铺碎石、沥青路面等，确保跨步电位差和接触电位差均满足安全限值要求。	检修	1）根据接地网安全性状态评估结果。 2）根据巡视、检测结果进行。
30	高电位外引隔离措施	A	必要时	根据核算工频接地故障时的地网电位升高水平，做好引外的水管、电源或通信线路采取放高电位外引的隔离措施。	检修	根据接地网安全性状态评估结果。
31	增设接地极	A	必要时	在站内避雷针或出线构架处，增设个别垂直、水平接地极或集中接地极，改善雷电流的泄流，降低直击雷引起的地网点为升高水平。	检修	根据接地网安全性状态评估结果。
32	增设两个地网连接导体	A	必要时	必要时增设两个地网间连接的接地导体，以增强地网的完整性。	检修	根据检测、开挖结果进行
33	接地网大修改造	A	必要时	对于接地网腐蚀性诊断检查结果，腐蚀性状况属于较为严重者，实施全站或局部水平接地网更换大修改造，对个别水平导体腐蚀较为严重者，进行有针对性	检修	1）根据接地网腐蚀性诊断检查结果。 2）选用的接地体截面满足考虑腐蚀状况的热稳定校

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
				的更换或补强；更换、补强腐蚀接地极或重新铺设接地极。		核要求。
34	局部接地网的加密或者采取提高接触电位差安全限制的措施	A	必要时	对于局部跨步电位差或接触电位差的场区，因地制宜采取局部接地网的加密措施，或者地表假设高阻绝缘层、设备表面喷涂高阻层等提高接触电位差安全限制的措施。	检修	根据接地网安全性状态评估结果。
35	接地网降阻改造	A	必要时	对于核算工频接地故障时的地网电位升高超过安全限值，以及接地阻抗超过设计值或运行值的接地网，实施降阻改造，使得接地阻抗满足安全性指标要求接地网大修改造施工和交接验收按照GB 50169和GB 50150进行。	检修	1)根据接地网安全性状态评估结果。 2)降阻改造应在技术经济合理的前提下，因地制宜进行，可考虑增设引外接地极、深井接地极、斜井接地极或水下接地极，以及增施降阻材料等，慎重采用外扩接地网措施。
注：本表主要针对钢材质接地网，对耐腐蚀性能好、开挖检查存在困难的铜质材料(纯铜、铜包钢、铜镀钢等)接地网的试验项目、周期和要求可结合实际情况参照本表执行。						

18.2 非有效接地系统

非有效接地系统接地网的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 47），其他内容参考第 18.1 有效接地系统部分。

表 47 非有效接地系统接地网的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	非有效接地系统电力设备的接地电阻	B2	必要时	1）当接地网与1kV及以下设备共用接地时，接地电阻R≤120/I，且不应大于4Ω。 2）当接地网仅用于1kV以上设备时，接地电阻R≤250/I，且不应大于10Ω。 式中： I－经接地网流入地中的短路电流(A)， R－考虑到季节变化最大接地电阻(Ω)。	试验	必要时，如 —怀疑地网被腐蚀时； —地网改造后。
2	1kV以下电力设备的接地电阻	B2	必要时	使用同一接地装置的所有这类电力设备，当总容量达到或超过100kVA时，其接地电阻不宜大于4Ω。如总容量小于100kVA时，则接地电阻允许大于4Ω，但不超过10Ω。	试验	对于在电源处接地的低压电力网(包括孤立运行的低压电力网)中的用电设备，只进行接零不作接地。所用零线的接地电阻就是电源设备的接地电阻，其要求按序号2确定，但不得大于相同容量的低压设备的接地电阻。

18.3 其他设备

其他设备接地网的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 48），其他内容参考第 18.1 有效接地系统部分。

表 48 其他设备接地网的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	独立避雷针(线)的接地电阻	B2	6 年	不宜大于10Ω	试验	在高土壤电阻率地区接地电阻难以降到10Ω时，允许有较大数值，但应符合防止避雷针(线)对被保护对象及其他物体反击的要求。
2	独立微波站的接地电阻	B2	6年	不宜大于5Ω	试验	
3	独立贮油、贮气罐及其管道的接地电阻	B2	6年	不宜大于30Ω	试验	
4	发电厂专用设施集中接地装置的接地电阻	B2	6年	不宜大于10Ω	试验	与主接地网连在一起的可不测量，但应检查与接地网的连接情况（导通性测试）。
5	露天配电装置避雷针的集中接地电阻	B2	6 年	不宜大于10Ω	试验	与主接地网连在一起的可不测量，但应检查与接地网的连接情况（导通性测试）。
6	设备接地引下线导体的更换和补强	A	1）定期或根据巡视、检测结果进行 2）根据接地网腐蚀性诊断检查结果	对腐蚀状况较为严重的设备接地引下线导体进行更换或补强，建议结合短路容量变化情况和接地装置的腐蚀程度有针对性地对接地装置进行改造。	检修	
7	对整个接地网进行降阻改造	A	根据试验测量结果	对于不满足接地电阻要求的接地网，以及对防雷要求较高的杆塔接地网，实施降阻改造，使得接地电阻满足安全性指标要求。	检修	

19 中性点接地装置

19.1 消弧装置

19.1.1 补偿原理消弧装置一般要求

补偿原理消弧装置的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 49）。

表 49　补偿原理消弧装置的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	控制器参数记录（脱谐度、电容电流/系统电容、中性点电流、中性点电压）	C1	1 个月	1）脱谐度显示在脱谐度设定范围内。 2）电容电流能够准确显示。 3）中性点电流通常小于 5A。 4）中性点电压小于 15%相电压。	运行	
2	接地变、消弧线圈外观检查	C1	1 个月	1）运行无杂音。 2）油位正常，无渗漏油。 3）套管清洁、无破损和裂纹。 4）表计指示正确。	运行	
3	控制器的定期检查	B2	3 年	1）检查各紧固件是否松动，并重新紧固。 2）检查接线是否松动，并紧固接线端子。 3）控制器内继电器的灰尘进行清除。	继保	
4	接地变定期维护	B1	6 年	1）检查各紧固件是否松动，并重新紧固。 2）检查接线是否松动，并紧固接线端子。 3）外表面清扫积尘。	检修	
5	消弧线圈定期维护	B1	6 年	1）检查各紧固件是否松动，并重新紧固。 2）检查接线是否松动，并紧固接线端子。 3）外表面清扫积尘。	检修	
注1：以上项目适用于所有补偿原理的消弧装置。 注2：其他附件（中性点电压互感器，隔离开关，电流互感器，避雷器）的预试及检修参照相关章节。 注3：接地变压器的B1和B2类项目参照6.1电力变压器相关要求执行。 注4：干式消弧线圈的B1和B2类项目参照6.2.2.2干式铁心电抗器执行；油浸式消弧线圈的B1和B2类项目参照6.2.1.2油浸式电抗器执行。						

19.1.2　消弧装置（调匝式）

消弧装置（调匝式）的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 50）。

表 50　消弧装置（调匝式）的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	有载开关调节次数检查	C1	1 个月	记录有载开关动作次数，与上月相比次数增加不大于 100 次；若超过，需要对有载开关检查	运行	
2	阻尼电阻定期维护检查	B1	6 年	1）检查各紧固件是否松动，并重新紧固。 2）检查接线是否松动，并紧固接线端子。 3）测量阻尼电阻值。	检修	
3	有载开关	B1	1）6 年 2）必要时	1）在消弧控制器上手动操作对有载开关进行调节，所有档位需要调节一遍，操作机构和快速机构应动作灵活，无异常响动。 2）外表面、内部清扫积尘。 3）用硅脂润滑传动部位，更换油杯、油沟及油孔内的润滑脂。	检修	
4	电容电流模拟测量	B2	必要时	参照附录 E 电容电流模拟测量方法，控制器界面显示电容电流或系统电容值正确。	试验/继保	必要时，如：检修后。

19.1.3　消弧装置（高短路阻抗变压器式）

消弧装置（高短路阻抗变压器式）的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 51）。

表 51　消弧装置（高短路阻抗变压器式）的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	电容电流模拟测量	B2	检修后或必要时	参照附录 E 电容电流模拟测量方法，控制器界面显示电容电流或系统电容值正确。	试验/继保	
2	电容值测量	B2	6 年	测量控制柜内滤波回路电容值，电容值和标称值误差小于 3%。	继保	
3	控制柜检查	B1	6 年或必要时	检查控制柜内接线端子紧固程度，查看柜内元器件是否存在放电痕迹。	检修	

19.1.4　消弧装置（调容式）

消弧装置（调容式）的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 52）。

表 52　消弧装置（调容式）的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	电容值测量	B2	6 年	测量控制柜内滤波回路电容值，应与电容铭牌标示一致。电容值和标称值误差小于 3%。	试验	
2	阻尼电阻定期维护检查	B1	6 年	1）检查各紧固件是否松动，并重新紧固。 2）检查接线是否松动，并紧固接线端子。 3）测量阻尼电阻值，变化与标称值相比不超过±5%。	检修	
3	电容投切开关检查	B2	6 年	电容投切开关表面清洁，无放电痕迹及其他异常。	检修	
4	电容电流模拟测量	B2	必要时	参照附录 E 电容电流模拟测量方法，控制器界面显示电容电流或系统电容值正确。	试验/继保	必要时，如：检修后。

19.1.5　消弧装置（调气隙式）

消弧装置（调气隙式）的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 53）。

表 53　消弧装置（调气隙式）的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	动铁芯驱动电机检查	B1	6 年	在控制器上手动操作调节动铁芯位置，动铁芯应动作方向正确。	检修	
2	阻尼电阻定期维护检查	B1	6 年	1）检查各紧固件是否松动，并重新紧固。 2）检查接线是否松动，并紧固接线端子。 3）测量阻尼电阻值，变化与标称值相比不超过±5%。	检修	
3	电容电流模拟测量	B2	必要时	参照附录 E 电容电流模拟测量方法，控制器界面显示电容电流或系统电容值正确。	试验/继保	必要时，如：检修后。

19.1.6 消弧装置（直流偏磁式，磁阀式）

消弧装置（直流偏磁式，磁阀式）的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 54）。

表 54 消弧装置（直流偏磁式，磁阀式）的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	可控硅外观检查	B1	6 年	可控硅外观及附属器件表面清洁，无异常。	检修	
2	电容电流模拟测量	B2	检修后或必要时	参照附录 E 电容电流模拟测量方法，控制器界面显示电容电流或系统电容值正确。	试验/继保	

19.2 中性点接地电阻器

中性点接地电阻器的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 55）。

表 55 中性点接地电阻器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	清洁处理	B1	1）6 年 2）必要时	清洁绝缘子、电阻元件	检修	
2	接地电阻器检查测试	B2	1）6 年 2）必要时	检查有无破损的绝缘子和套管，使用 2500V 兆欧表测量绝缘电阻不小于 100MΩ。	试验	
3	电阻值测量	B2	6 年	电阻值应与铭牌标示一致，电阻值在 25℃时误差不超过 5%。不同温度下电阻折算方法按照 DL/T 780 执行。	试验	电阻器随温度变化电阻值在一定范围内变化，参照 DL/T 780 进行计算：R2=R1[1+α（θ2-θ1）]，R2，R1 分别为温度在 θ2 和 θ1 时候的电阻值，α 为电阻率温度系数（厂家提供）。

19.3 故障相接地装置

故障相接地装置的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 56）。

表 56 故障相接地装置的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	真空接触器	B2	必要时	1）合闸时间≤100ms。 2）分闸时间≤100ms。 3）工频耐压 42kV/min。	试验	
2	接地柜内元器件外观检查	B1	6 年	元器件表面清洁，无放电痕迹，接线端子紧固。	检修	
3	操作检查	B1	3 年	1) 操作隔离开关/断路器/隔离小车手动/自动分、合闸，面板上相应指示灯指示应正常。 2) 调节温湿度控制器加热器工作正常加热。 3) 控制器开出调试真空接触器，应动作正确。	继保	
4	电抗器直流电阻	B2	必要时	≤0.02Ω	试验	
5	电抗器绝缘电阻	B2	必要时	≥5000MΩ	试验	
6	电抗器工频耐压	B2	必要时	符合出厂规定值	试验	

20 套管（穿墙套管）

套管（穿墙套管）的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 57）。

表 57　套管（穿墙套管）的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	外观检查	C1	1 个月	1）瓷套完好无脏污、破损，无放电现象。 2）油位指示在正常范围内。 3）末屏接地无放电发热（仅针对老式外露末屏的套管进行）。 4）复合绝缘套管伞裙无龟裂老化现象。	运行	6.0 级以上地震危险区域内的主变压器，要求各侧套管及中性点套管接线应采用带缓冲的软连接或软导线。
2	渗漏油检查	C1	1 个月	各部密封处应无渗漏	运行	
3	红外检测	C1	1 个月	1）具体按 DL/T 664 执行。 2）检查套管及接头部位。 3）检查本体温度分布，本体温差不大于 2~3K，红外检查无异常，记录温度及负荷电流，温度异常时保存红外成像谱图。	运行	运行人员红外测试结果怀疑有异常时，高压试验人员开展复测。
		B2	1 年	1）具体按 DL/T 664 执行。 2）检查套管及接头部位。 3）检查本体温度分布，本体温差不大于 2~3K，红外检查无异常，记录温度及负荷电流，并保存红外成像谱图。	试验	
4	瓷套检查	B1	500kV、220kV：3 年；110kV：6 年	1) 清扫瓷套，检查瓷套完好、无裂纹、无破损。 2）增爬裙（如有）粘着牢固，无龟裂老化现象，否则应更换增爬裙。 3）检查防污涂层（如有）无龟裂老化、起壳现象，否则应重新喷涂。	检修	

<table>
<tr><th>序号</th><th>项目</th><th>类别</th><th>周期</th><th>要求</th><th>负责专业</th><th>说明</th></tr>
<tr><td>5</td><td>复合绝缘外套检查</td><td>B1</td><td>500kV、220kV：3年；110kV：6年</td><td>1）清扫复合套管，检查应无积污，套管完整，无龟裂老化迹象。
2）必要时做修复处理。</td><td>检修</td><td>必要时：如复合绝缘有龟裂老化现象。</td></tr>
<tr><td>6</td><td>末屏检查</td><td>B1</td><td>500kV、220kV：3年；110kV：6年</td><td>1）套管末屏无渗漏油，可靠接地，密封良好，无受潮、浸水、放电、过热痕迹。
2）必要时更换末屏封盖的密封胶圈。</td><td>检修</td><td>必要时：如密封圈老化时。</td></tr>
<tr><td>7</td><td>CT二次接线盒检查</td><td>B1</td><td>500kV、220kV：3年，110kV：6年</td><td>1）二次接线盒盖板封闭严密，内部无受潮渗水。
2）二次接线端子牢固无渗漏油。</td><td>检修</td><td></td></tr>
<tr><td>8</td><td>密封及油位检查</td><td>B1</td><td>500kV、220kV：3年；110kV：6年</td><td>1）套管本体及与箱体连接密封应良好、无渗漏。
2）目视检查油色正常、油位正常，若有异常应查明原因。</td><td>检修</td><td></td></tr>
<tr><td>9</td><td>导电连接部位检修</td><td>B1</td><td>500kV、220kV：3年；110kV：6年</td><td>1）检查接线端子连接部位，金具应完好、无变形、锈蚀，若有过热变色等异常应拆开连接部位检查处理接触面，并按标准力矩紧固螺栓。
2）必要时检查套管将军帽内部接头连接可靠，无过热现象。
3）引线长度应适中，套管接线柱不应承受额外应力。
4）引流线无扭结、松股、断股或其他明显的损伤或严重腐蚀等缺陷。</td><td>检修</td><td>必要时：如怀疑套管连接有发热缺陷时。</td></tr>
<tr><td>10</td><td>相色标志检修</td><td>B1</td><td>500kV、220kV：3年；110kV：6年</td><td>相色标志正确、清晰，标志不清晰时补漆</td><td>检修</td><td></td></tr>
<tr><td>11</td><td>套管更换</td><td>B1</td><td>必要时</td><td>更换套管及密封圈，套管及与器身法兰处应密封良好，导电部位连接接触良好。</td><td>检修</td><td>必要时：如怀疑套管内有缺陷或外绝缘大面积破损时。</td></tr>
<tr><td>12</td><td>主绝缘及电容型套管末屏对地绝缘电阻</td><td>B2</td><td>1）500kV、220kV：3年；110kV：6年
2）必要时</td><td>1）主绝缘的绝缘电阻值一般不应低于下列数值：
110kV及以上：10000MΩ；
35kV：5000MΩ；
2）末屏对地的绝缘电阻不应低于1000MΩ。</td><td>试验</td><td>1）采用2500V兆欧表。
2）必要时，如：
—红外检测发现套管发热；
—套管油位不正常或气体压力不正常</td></tr>
<tr><td>13</td><td>主绝缘及电容型套管对地末屏tanδ与电容量</td><td>B2</td><td>1）500kV、220kV：3年；110kV：6年
2）必要时</td><td>1）20℃时的tanδ(%)值应不大于下表中数值：
<table>
<tr><td colspan="2">电压等级,kV</td><td>20、35</td><td>110</td><td>220、500</td></tr>
<tr><td rowspan="4">电容型</td><td>油纸</td><td>1.0</td><td>1.0</td><td>0.8</td></tr>
<tr><td>胶纸</td><td>3.0</td><td>1.5</td><td>1.0</td></tr>
<tr><td>气体</td><td>—</td><td>1.0</td><td>1.0</td></tr>
<tr><td>干式</td><td>—</td><td>1.0</td><td>1.0</td></tr>
<tr><td>非电</td><td>充油</td><td>3.5</td><td>1.5</td><td>—</td></tr>
</table></td><td>试验</td><td>1）油纸电容型套管的tanδ一般不进行温度换算，当tanδ与出厂值或上一次试验值比较有明显增长或接近左表数值时，应综合分析tanδ与温度、电压的关系。当tanδ随温度增加明显增大或试验电压由10kV升</td></tr>
</table>

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
				容型 | 充胶 | 3.5 | 2.0 | — 胶纸 | 3.5 | 2.0 | — 2）电容型套管的电容值与出厂值或上一次试验值的差别超出±5%时，应查明原因。 3）当电容型套管末屏对地绝缘电阻小于1000MΩ时，应测量末屏对地tanδ，其值不大于2%。		到 $U_m/\sqrt{3}$ 时，tanδ 增量超过±0.3%，不应继续运行。 2)测量时记录环境温度。 3）只测量有末屏引出的套管 tanδ 和电容值，封闭式电缆出线或 GIS 出线的变压器，电缆、GIS侧套管从中性点加压，非被试侧短路接地。 4）对具备测试条件的电容型套管可以用带电测试电容量及 tanδ 代替。 5）必要时，如： —红外检测发现套管异常 —套管油位不正常
14	带电测试tanδ及电容量	B2	1）投产后半年内 2）1 年 3）A 修后 4）必要时	1）可采用同相比较法，判断标准为： — 同相设备介损测量值差值($\tan\delta_X$- $\tan\delta_N$)与初始测量值差值比较，变化范围绝对值不超过±0.3%，电容量比值(C_X/C_N)与初始测量电容量比值比较，变化范围不超过±5% — 同相同型号设备介损测量值($\tan\delta_X$-$\tan\delta_N$)不超过±0.3%。 2）采用其他测试方法时，可根据实际制定操作细则。	试验	1）对已安装了带电测试信号取样单元的电容型套管进行，超出要求时应： —查明原因； —缩短试验周期； —必要时停电复试。 2）对电容型套管，每年定期进行运行电压下带电测试 tanδ 及电容量的，主绝缘及电容型套管末屏对地绝缘电阻、主绝缘及电容型套管对地末屏 tanδ 与电容量的周期可调整为 6 年。
15	油中溶解气体色谱分析	B2	必要时	油中溶解气体组份含量(μL/L)超过下列任一值时应引起注意，停电检查： H_2：500 CH_4：100 C_2H_2：1 (500kV) 2 (220kV、110kV)	试验	必要时，如： —红外检测发现套管发热； —套管油位不正常； —套管介损超标等。
16	局部放电测量	B2	110kV 及以上：必要时	1）变压器及电抗器套管的试验电压为 $1.05U_m/\sqrt{3}$，对油浸纸式及胶浸纸式要求局放量不大于 20pC，对胶粘纸式可由供需双方协议确定。 2）其他套管的试验电压为 $1.05U_m/\sqrt{3}$，对油浸纸式及胶浸纸式要求局放量不大于20pC，对胶粘纸式可由供需双方协议确定。	试验	1）垂直安装的套管水平存放 1 年以上投运前宜进行本项目试验。 2）必要时，如： —怀疑套管存在绝缘缺陷时
注：穿墙套管仅用于电容型套管。						

21 站用电源

21.1 蓄电池

蓄电池的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 58）。

表 58 蓄电池的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	专业	说明
1	外观检查	C1	1 个月	外观良好	运行	应无变形、裂纹、损伤、灰尘，密封良好、无渗液、爬酸，无异物、腐蚀。
2	连接件检查	C1	1 个月	连接无变形腐蚀	运行	应无变形、裂纹、损伤、灰尘、腐蚀等现象。
3	每节蓄电池浮充电压检查	C1	1 个月	浮充电压在一定范围之内	运行	参考生产厂家说明书，如无，每节单体电压为 2.23～2.28。
4	浮充电流检查	C1	1 个月	浮充电流应小于 $0.003C_{10}$	运行	参考 Q/CSG1203003 要求：$0.003C_{10}$。
5	蓄电池室检查	C1	1 个月	蓄电池室环境应良好	运行	通风良好、空调正常，照明及消防设备完好，蓄电池室温度不超过厂家要求。
6	蓄电池组总电压检查	C1	1 个月	蓄电池组电压应小于 2.40V 乘以电池节数。	运行	用精度为 1.0 级或更高精度的电压表测量蓄电池组出口处的电压。
7	清除蓄电池表面污垢	C2	必要时	清除蓄电池表面污垢时，对塑料制作的外壳应用清水或弱碱性溶剂擦拭，不得用有机溶剂清洗。	运行	必要时：如发现蓄电池表面有污垢时。
8	内阻检查	B2	必要时	内阻在不同运行时期参考《南方电网公司变电站充电机、蓄电池维护检修手册（试行）》中附录 F 检修维护指标的要求。	继保/检修	
9	蓄电池容量检查	B2	前 4 年每 2 年 1 次；4 年以后每年 1 次	采用 I_{10} 电流进行恒定电流放电，蓄电池容量应为标称容量的 80%及以上。	继保/检修	I_{10}：10h 率放电电流；满足《防止电力生产事故的二十五项重点要求 2014》中 22.2.3.19 的要求。
10	单节蓄电池活化	B2	必要时	容量达到标称容量的 80%	继保/检修	采用单节蓄电池充放电仪。
11	更换单节蓄电池	B2	必要时	同厂家、同型号（宜用同批次），且内阻水平与原蓄电池组内阻水平相当的蓄电池。	继保/检修	一般建议直接解除废旧电池，不建议更换。
12	整组蓄电池修复	B2	必要时	容量达到标称容量的 80%	继保/检修	添加修复液进行修复或者其他方式进行修复。
13	整组蓄电池更换	A	必要时	经过 3 次全核对性放充电，蓄电池组容量应达到额定容量的 80%以上。	继保/检修	必要时：容量不满足 80%以上时更换。

21.2 充电机

充电机的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 59）。

表 59　充电机的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目		类别	周期	要求	专业	说明
1	外观检查		C1	1 个月	屏柜应无锈蚀、破损，接地线连接良好，各部件表面清洁，指示灯正常，电压、电流表计显示正常。	运行	
2	充电模块检查		C1	1 个月	充电模块工作正常，无告警	运行	
3	空开位置检查		C1	1 个月	检查空开位置与运行方式相符	运行	
4	充电机输出检查		B2	与蓄电池统一周期	输出电压应满足 Q/CSG1203003-2013 5.4 要求	继保/检修	
5	充电模块电流检查		B2	与蓄电池统一周期	模块电流正常、均流特性良好，应满足 DL/T 724-2000 表 2 规定。	继保/检修	
6	控制母线输出检查		B2	与蓄电池统一周期	输出电压应满足 Q/CSG1203003-2013　的 5.4 要求	继保/检修	
7	辅助元器件检查		B2	与蓄电池统一周期	参照南方电网《变电站充电机、蓄电池维护检修手册》。	继保/检修	
8	通信功能检查		B2	与蓄电池统一周期	检查电压巡检仪、绝缘监测装置与监控单元能正常通信；检查监控单元与综自后台能正常通信。	继保/检修	
9	定值核对		B2	与蓄电池统一周期	限流、限压特性，均冲时间等定值设定应与定值单一致。	继保/检修	
10	性能测试	稳压精度	B2	与蓄电池统一周期	稳压精度小于0.5%（在0%～100% 输出额定电流时）； 稳流精度小于 1%（在 20%～100% 输出额定电流时）； 均流不平衡度小于 5%（在总输出 30%～100%额定电流条件下）； 纹波系数≤0.5%（30%～100%额定电流条件下）。	继保/检修	
		稳流精度	B2	与蓄电池统一周期		继保/检修	
		均流不平衡度	B2	与蓄电池统一周期		继保/检修	
		纹波系数	B2	与蓄电池统一周期		继保/检修	
11	绝缘监察装置检查		B2	与蓄电池统一周期	1） 绝缘监察装置能正常告警。 2） CT 测量功能准确。 3） 测量电压正确。 4） 支路接地选线及测量功能正常。 5） 不存在直流环网和交流窜入。	继保/检修	
12	充电模块更换		A	必要时	更换异常充电模块	继保/检修	

21.3　站用交流电源

站用交流电源的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 60）。

表 60　站用交流电源的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	专业	说明
1	外观检查	C1	1个月	屏柜外观是否生锈、破损，屏柜接地线是否连接良好，各元器件是否清洁。	运行	参考南方电网设备[2013]29号文《变电站交流电源系统技术规范》的要求 。
2	一二次线缆	C1	1个月	一、二次导线有无损伤、破裂	运行	
3	表计	C1	1个月	设备进线和母线电流电压数据，表计读数是否和实测值一致。	运行	
4	指示灯	C1	1个月	指示灯指示正常，没有闪烁，熄灭现象	运行	
5	面板按键	C1	1个月	按键正常、无损坏、操作灵活	运行	
6	标签	C1	1个月	清晰、无磨损	运行	
7	各部件工作情况	C1	1个月	监控单元，开关量检测模块是否工作正常，是否告警，设备是否有明显的异常声音。	运行	
8	测温	C1	1个月	用红外成像仪进行测温，关键点（进线开关、汇流母排、馈线电缆接线处）的温度是否异常。	运行	
9	外观及物理性检查	B2	1年	交流屏各操作开关、馈线断路器应固定良好、无松动现象；标签标注清晰、正确；屏内端子排接线应无松动现象；装置外形应端正，无明显损坏及变形现象；交流进线屏、馈线屏电缆进线孔应封堵严密；各部件应清洁良好；操作灵活，指示灯指示正确。	继保/检修	
10	振动及异常噪音	B2	1年	无较大振动和异常噪声	继保/检修	
11	表计检查	B2	1年	交流进线与母线电压表等相关表计与实测值的电压电流值是否一致。	继保/检修	
12	主接线回路检查	B2	1年	主接线回路温升试验结果是否符合要求，接线螺丝是否有松动。	继保/检修	
13	馈线开关检查	B2	1年	馈线空开投退状态与空开投退表相关要求相符，不存在环网现象。	继保/检修	
14	交流监控单元检验	B2	1年	监控单元定值进行核对，检查监控单元检测值是否有误差，交流系统内的故障是否与后台故障信号一致。	继保/检修	
15	空开级差配合检查	B2	1年	各级空开级差配置是否符合技术规范要求	继保/检修	
16	防雷器检查	B2	1年	检查防雷器的工作是否正常	继保/检修	
17	电缆检查	B2	1年	检查电缆有无损伤、破裂以及工艺处理（不应靠近门锁把手，防止开多次开关门损伤绝缘皮），检查导线连接螺丝有无松动、脱落等。	继保/检修	

18	四遥功能检查	B2	1年	检测系统遥信、遥测、遥调、遥控及后台通讯是否正常。	继保/检修	
19	标识检查	B2	1年	电源设备标识清晰，无脱落	继保/检修	
20	交流切换装置自动切换试验	B2	1年	模拟一路交流失电，交流切换装置能自动切换到另外一路供电并报警，动作逻辑是否正常；如无切换装置，则忽略。	继保/检修	
21	站用 380V 备自投装置定检	B2	3年	模拟输入电压电流，检验备自投装置过压、低压、过流、小电流接地、零序保护、切换动作时间、动作及闭锁逻辑是否正确；如无备自投装置，则忽略。	继保/检修	
22	380V 断路器电阻检查	B2	3年	检查 380V 进线开关和 380V 母联开关的电阻是否正常；对于 ATS，处于 I 位、II 位和中间位时，断路器的进出线之间的电阻；对于非 ATS，合位和分位时断路器进出线之间的电阻	继保/检修	
23	站用交流系统绝缘电阻检测	B2	3年	检验 380V 配电屏 ABCN 对地、ABC 相间、ABC 与 N 之间的绝缘电阻是否正常。	继保/检修	

22 直流设备

22.1 换流变压器

换流变压器的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 61）。

表 61 换流变压器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
1	红外检测		C1	1 个月	1）具体按 DL/T 664 执行。 2）检查引线接头、等电位连接片等导电部位。 3）重点检查换流变套管与引流线连接部位、套管将军帽、油箱表面、阀侧套管穿墙法兰、阀侧套管封板等温度无异常。	运行	运行人员红外测试结果怀疑有异常时，检修试验人员开展复测。
			C2	I、II 级管控下触发	具体按 DL/T 664 执行	检修	
			B1	1 年			
2	换流变本体	温度检查	C1	1 个月	1）顶层温度计、绕组温度计外观应完整，表盘密封良好，无进水、凝露现象。 2）温度指示正常。与远方温度显示比较，相差不超过 5℃。 3)相近工况下，三相换流变油温、线温应进行横纵向对比，应无明显差别。	运行	运行巡视中(特别是在雨季及气温变化较大的天气时)要加强对换流变油面温度计、绕组温度计等内部是否存在凝露情况的检查。防止由于凝露导致接点短路而引起换流变跳闸。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
	本体及有载调压开关油位检查	C1	1 个月	1）油位计外观完整，密封良好，无进水、凝露现象。 2）对照油温与油位的标准曲线检查油位指示在正常范围内。 3)后台油位信号与油位计指针指示油位一致。	运行	
	渗漏油检查	C1	1 个月	1）法兰、阀门、冷却装置、油箱、油管路等密封连接处应密封良好，无渗漏痕迹。 2）油箱、升高座等焊接部位质量良好，无渗漏油迹象。	运行	
	声响和振动检查	C1	1 个月	无异常振动声响	运行	
	铁心接地检查	C1	1）3 个月 2)必要时	铁心、夹件外引接地应良好，测试接地电流在 300mA 以下（接地线引下至下部，具备运行中测量的条件时开展）。	运行	1)接地线引下至下部，具备运行中测量的条件时开展。 2）必要时，如：怀疑铁心多点接地，或铁心对地、铁心对夹件绝缘电阻小于 500MΩ 时，试验周期应缩短。
	温升对比检查	C2	I、II 级管控下触发	根据换流变负荷电流、环境温度、上层油温、绕组温度、油位指示，对比以前类似运行条件下的温升无明显异常。油温限值参照 DL/T572 执行。	运行	
	整体密封检查	B1	1）A 修后 2）必要时	在油枕顶部施加 0.035MPa 压力，试验持续时间 24h 无渗漏。	检修	1）试验时带冷却器，不带压力释放装置。 2）必要时，如：怀疑密封不良时。
	全电压下空载合闸	B1	1）更换绕组后 2）必要时	1）全部更换绕组，空载合闸 5 次，每次间隔 5min。 2）部分更换绕组，空载合闸 3 次，每次间隔 5min。	运行、检修	1）在最大分接上进行 2）由换流变网侧充电 3）必要时，如：新换流变投运。
	绕组直流电阻测试	B2	1）网侧绕组：3年 2）阀侧绕组：必要时 3）分接开关吊芯检修后 4）必要时	1）直流电阻的变化符合规律。 2）与交接值进行比较，其变化不应大于±2%。	试验	1）网侧绕组应在所有分接位置测量。 2）测量时应记录顶层油温，不同温度下电阻值按下式换算：$R_2=R_1(T+t_2)/(T+t_1)$，式中 R_1、R_2 分别为在温度 t_1、t_2 下的电阻值，T 为电阻温度常数，铜导线取 235。 3）必要时，如： —本体油色谱判断有热故障； —红外检测判断套管接头或引线过热。

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
		绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数	B2	1）3年 2）A 修后 3）必要时	1）绝缘电阻换算至同一温度下，与前一次测试结果相比应无明显变化，一般不低于上次值的70%。 2）吸收比在常温下不低于 1.3，吸收比偏低时可测量极化指数，应不低于 1.5。 3）绝缘电阻大于 10000MΩ 时，吸收比不低于 1.1 或极化指数不低于 1.3。	试验	1）使用5000V兆欧表。 2）测量前绕组应充分放电。 3）测量时以换流变顶层油温为准，不同温度下的绝缘电阻值按下式换算。 $R_2=R_1\times1.5^{(t_1-t_2)/10}$ 式中 R_1、R_2 分别为在温度 t_1、t_2 下的绝缘电阻值。 4）必要时，如： —运行中油介损不合格或油中水分超标 —渗漏油等可能引起换流变压器受潮。
		绕组连同套管的介质损耗因数（tanδ）	B2	1）A 修后 2）必要时	1）20℃时不大于0.6%。 2）tanδ 值与历年的数值比较不应有显著变化（一般不大于 30%）。	试验	1）非被试绕组接地或屏蔽。 2）试验电压 10kV。 3）测量温度以顶层油温为准，各次测量温度应尽量相近。 4）尽量在油温低于 50℃时测量，不同温度下的 tanδ 值按下式换算： $\tan\delta_2=\tan\delta_1\times1.3^{(t_2-t_1)/10}$ 式中 $\tan\delta_1$、$\tan\delta_2$ 分别为温度 t_1、t_2 下的 tanδ 值。 5）必要时，如： —绕组绝缘电阻、吸收比或极化指数异常 —油介损不合格或油中水分超标 —渗漏油等。
		铁心及夹件绝缘电阻	B2	1）3年 2）必要时	1）铁心和夹件的绝缘电阻结果，与前次结果相比较应无明显变化。 2）铁心和夹件的绝缘电阻，测量值不宜小于 500MΩ。	试验	1）宜采用1000V兆欧表或按照制造厂标准执行。 2）只对有外引接地线的铁心、夹件进行测量。 3）对于绝缘电阻小于 500MΩ 的应进行评估。 4）必要时，如：油色谱试验判断铁心多点接地时。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
	绕组频率响应测量	B2	1）更换绕组后 2）必要时	与初始结果相比，或三相之间结果相比无明显差别，无初始记录时可与同型号同厂家对比。典型曲线见DL/T 911。	试验	1）每次测试前宜对换流变进行去磁，宜采用同一种仪器，接线方式应相同。 2）对有载分接开关应在最大分接下测量。 3）必要时，如：怀疑绕组有变形或位移时。
	阻抗测量	B2	必要时	按照DL/T 1093开展，与前次试验值相比，阻抗值变化不应大于±1%。	试验	必要时，如：怀疑绕组有变形或位移时。
	穿心螺栓、铁轭夹件、绑扎钢带、铁心、绕组压环及屏蔽等的绝缘电阻	B2	A修中	一般不低于500MΩ	试验	1）用2500V兆欧表。 2）连接片不能拆开可不进行。
	校核三相变压器的组别或单相变压器极性	B2	更换绕组后	必须与变压器铭牌和顶盖上的端子标志相一致。	试验	
	绕组所有分接的电压比	B2	1）更换绕组后 2）必要时	1）各分接位置的电压比与铭牌值相比不应有显著差异且符合规律。 2）额定分接位置偏差不大于±0.5%，其余分接位置偏差不大于±1%。	试验	必要时，如：分接引线变动后。
	空载电流和空载损耗	B2	1）更换绕组后 2）必要时	与前次试验值相比无明显变化	试验	1）试验电源可用三相或单相；试验电压可用额定电压或较低电压（如制造厂提供了较低电压下的测量值，可在相同电压下进行比较）。 2）必要时，如：怀疑磁路有缺陷等。
	短路阻抗和负载损耗	B2	1）更换绕组后 2）必要时	与前次试验值相比无明显变化	试验	1）试验电源可用三相或单相；试验电流可用额定值或较低电流（如制造厂提供了较低电流下的测量值，可在相同电流下进行比较）。 2）必要时，如：绕组变形测得相关系数较低，对绕组变形有怀疑时。
	长时感应电压及局部放电测量	B2	必要时	在线端电压为$1.5U_m/\sqrt{3}$时，放电量一般不大于500pC；在线端电压为$1.3U_m/\sqrt{3}$时，放电量一般不大于300pC；或根据技术协议开	试验	1）新建直流工程换流变压器投运前应逐台进行该项试验。 2）必要时，如：

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
				展。		—更换换流变绕组后 —运行中换流变油色谱异常，怀疑换流变存在放电性故障时。
	阀侧绕组连同套管直流耐压	B2	必要时	试验电压为出厂试验电压的80%，持续时间60min。	试验	1）按照GB/T 18494.2-2007第2部分：高压直流输电用换流变压器要求，使用正极性电压开展。 2）必要时，如：更换阀侧线圈或套管后。
	网侧绕组中性点工频交流外施耐压	B2	必要时	试验电压为出厂试验电压的80%，持续时间60s。	试验	如更换绕组、更换分接开关时。
	油中溶解气体色谱分析	B2	1）投运前和投运时冲击合闸试验及大负荷试验后 2）新装、A修后运行时间累积1、4、10、30天 3）运行中：3个月 4）必要时	1）新装换流变压器的油中H_2与烃类气体含量（μL/L）任一项不宜超过下列数值。 总烃：20，H_2：10，C_2H_2：0 2）A修后换流变压器的油中H_2与烃类气体含量（μL/L）任一项不宜超过下列数值： 总烃：50，H_2：50，C_2H_2：0.1 3）运行中换流变压器的油中H_2与烃类气体含量（μL/L）超过下列一项值时应引起注意： 总烃：150，H_2：150，C_2H_2：1 4）烃类气体总和的产气速率大于6mL/d(开放式)和12mL/d(密封式)，或相对产气速率大于10%/月则认为设备有异常。	试验	1）总烃包括CH_4、C_2H_4、C_2H_6和$C_2H_2$4种气体。 2）溶解气体组分含量有增长趋势时，可结合产气速率判断，必要时缩短周期进行跟踪分析。 3）总烃含量低的设备不宜采用相对产气速率进行判断。 4）新投运、A修后的换流变压器应有投运前的测试数据。 5）油中首次出现C_2H_2组分时，应引起注意，缩短分析周期，监视C_2H_2及其他组分的增长情况，根据具体情况决定是否继续追踪分析或停电检查。 6）必要时，如：瓦斯继电器告警、在线油色谱装置出现告警。 7）变压器油中溶解气体含C_2H_2且缓慢增长时，应查明超注意值原因，并适当调整预防性试验周期。 8）变压器油中总烃或H_2超注意值（150μL/L）时，应查明超注意值原因，同时关注气体产气速率是否超过“规程”注意值，并适当调整预防性试验周期。

<table>
<tr><th>序号</th><th colspan="2">项目</th><th>类别</th><th>周期</th><th>要求</th><th>负责专业</th><th>说明</th></tr>
<tr><td rowspan="5"></td><td rowspan="5"></td><td>油中水分，mg/L</td><td>B2</td><td>1）新油注入前
2）投运前
3）运行中：1年
4）必要时</td><td>1）投运前 ≤10
2）运行中 ≤15</td><td>试验</td><td>1）运行中设备，测量时应注意温度的影响，尽量在顶层油温高于50℃时取样。
2）必要时，如：
—绕组绝缘电阻(吸收比、极化指数)测量异常时；
—渗漏油等。</td></tr>
<tr><td>油中含气量，%(体积分数)</td><td>B2</td><td>1）新油注入前后
2）运行中：1年
3）必要时</td><td>1）投运前：≤1
2）运行中：≤3</td><td>试验</td><td>1）限值规定依据：GB/T 7595。
2）必要时，如：
—换流变需要补油时
—渗漏油。</td></tr>
<tr><td>油中颗粒度测试</td><td>B2</td><td>1）投运前
2）A修后
3）必要时</td><td>1）新换流变压器投运前（热油循环后）100mL油中大于5μm的颗粒数≤2000个。
2）运行时（含A修后）100mL油中大于5μm的颗粒数≤3000个。
3）投运后颗粒度应无明显增加趋势。</td><td>试验</td><td>1）检测方法参考DL/T 432-2007。
2）如果颗粒度有明显的增长趋势，应缩短检测周期，加强监视。</td></tr>
<tr><td>油中糠醛含量测试</td><td>B2</td><td>1）运行超过10年，开展1次
2）必要时</td><td>1）含量超过以下值时，怀疑为非正常老化，需要跟踪检测：
<table>
<tr><td>运行年限</td><td>1～5</td><td>5～10</td><td>10～15</td><td>15～20</td></tr>
<tr><td>糠醛量mg/L</td><td>0.1</td><td>0.2</td><td>0 4</td><td>0.5</td></tr>
</table>
2）跟踪检测时，注意增长率。
3）测试值大于4mg/L认为绝缘老化已较严重。</td><td>试验</td><td>1）换流变压器油经过处理后，油中糠醛含量会不同程度的降低，在作出判断时一定要注意这一情况。
2）必要时，如：
—油中气体总烃超标或CO、CO_2过高
—需了解绝缘老化情况时。</td></tr>
<tr><td>绝缘纸（板）聚合度</td><td>B2</td><td>必要时</td><td>依据DL/T 984标准进行判断，判据见下表：
<table>
<tr><th>样品聚合度DPv</th><th>诊断意见</th></tr>
<tr><td>＞500</td><td>良好</td></tr>
<tr><td>500 250</td><td>可以运行</td></tr>
<tr><td>250~150</td><td>注意（根据情况做决定）</td></tr>
<tr><td>＜150</td><td>退出运行</td></tr>
</table></td><td>试验</td><td>1）换流变有吊检机会时，在下述情况之一取纸样分析：
a) 油中糠醛含量超过注意值；
b) 负载率较高的变压器运行25年左右；
c) 换流变运行超过30年；
d) 换流变准备退役前。
2）取样部位包括线圈上下部位的垫块、绝缘纸板、引线纸绝缘、散落在油箱内的纸片等，各不同部位的取样量应大于2g。
3）必要时，如：怀疑纸(板)老化时。</td></tr>
</table>

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
		绝缘纸（板）含水量	B2	必要时	水分（质量分数）一般不大于1%	试验	1）可用所测绕组的tanδ值推算或取纸样直接测量。 2）必要时，如：怀疑纸（板）受潮时。
		噪声测量	B2	必要时	与出厂值比较无明显变化	试验	1）按 GB/T 1094.10 要求进行。 2）必要时，如：发现噪音异常时。
		箱壳振动	B2	必要时	结合噪声情况综合分析	试验	必要时，如：发现箱壳振动异常时，或噪声异常时。
		变压器油的处理	A	必要时	1）过滤后或更换新油准备注入变压器的油质量要求应达到 GB/T 7595 运行油质量标准。 2）必须采用真空注油，真空度、真空保持时间等处理工艺符合厂家技术要求。 3）按厂家技术要求，补油至标准油位。 4）热油循环，按照厂家技术要求执行。 5）真空注油后及热油循环后，分别取样进行油化验与色谱分析，质量标准符合 24.1 节要求。 6）若滤油无效须更换新油。	检修、试验	必要时：如 —怀疑换流变压器内部存在缺陷或隐患时； —运行 20 年以上者，对设备进行状态评价、风险评估及经济效益的综合分析判断，需要开展时。
3	冷却装置	运行状况检查	C1	1 个月	1）运行中的风扇和油泵的运转平稳，无异常声音和振动。 2）油泵油流指示器密封良好，指示正确，无抖动现象。	运行	
		渗漏油检查	C1	1 个月	冷却装置及阀门、油泵、油路等无渗漏	运行	
		散热情况检查	C1	1 个月	气道无堵塞、气流不畅等情况	运行	
		控制箱和端子箱检查	C1	1 个月	1）应密封、封堵良好，无雨水进入、潮气凝露。 2）控制元件及端子无烧蚀发热现象，指示灯显示正常。 3）电气元件完整无破损。 4）投切温湿度控制器及加热器，应工作正常。	运行	
		冷却效率检查	C2	I、II 级管控下触发	冷却器散热管束无明显脏污、堵塞；用手触摸运行的冷却器散热管束，应明显感觉有风，并与其他冷却器对比无明显异常。可综合温升对比检查和红外检测项目进行判断冷却器脏污情况。	运行	
		风扇电机检查	B1	1 年	1）开启冷却装置，检查风扇电机转向正确、运转平稳，无明显振动，无摩擦、撞击、转子扫膛、叶轮碰壳等异响，必要时可测量电机电流。有异常时，应解体检修或更换电机。 2）冷却器风扇护罩紧固无松动。 3）电机接线盒等密封良好。	检修	

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
					4）必要时，更换所有风扇电机的轴承。		
		变频冷却器风扇控制参数核查	B1	更换后	核查变频风机的控制参数	检修	
		油泵维护	B1	1 年	1）开启冷却装置，检查油泵转向正确、运转平稳，无明显振动，无摩擦、撞击、转子扫膛、叶轮碰壳等异响，必要时可测量电机电流。有异常时，应解体检修或更换油泵。 2）油泵接线盒等密封良好。 3）必要时，更换所有油泵的轴承。 4）检查油泵密封良好，应无渗漏油痕迹。 5)每 3 年用 500V 绝缘电阻表测量电机绕组绝缘电阻，绝缘电阻值应在 1MΩ 以上或符合厂家要求。	检修	
		冷却器清洗	B1	1 年	1）冲洗冷却器散热管束。 2）检查无渗油、锈蚀现象，必要时，对支架外壳等进行防腐处理。	运行、检修	
		油流指示器检修	B1	1 年	1）检查表盘内无进水、凝露现象，无渗漏油。 2）开启冷却装置，指示正确无抖动现象，常开、常闭接点动作正确。	检修	
		冷却装置操作检查	B1	1 年	1）开启冷却装置，试运转 5min，各元件运转正常，信号正确，电机及电气元件无过热现象。 2）进行联动性能检查，双电源应能自动可靠切换。 3）工作冷却器、备用冷却器、辅助冷却器能正确动作。	检修	
		冷却装置及其二次回路检查试验	B1	1）6 年 2）A 修后 3）必要时	1）投运后，流向、温升和声响正常，无渗漏油。 2）强油水冷装置的检查和试验，按制造厂规定。 3）用 500V 或 1000V 绝缘电阻表测量，绝缘电阻一般不低于 1MΩ。	检修、继保	必要时，如：怀疑有故障时。
		二次元件更换	B1	必要时	更换风扇，电源电缆有条件可进行更换	检修、继保	必要时：经评估，二次元件老化严重或故障率较高时。
4	网侧套管	外观检查	C1	1 个月	1）瓷套完好无脏污、破损，无放电现象。 2）油位指示在正常范围内。 3）复合绝缘套管伞裙无龟裂老化现象。	运行	
		渗漏油检查	C1	1 个月	各部密封处应无渗漏	运行	
		瓷套检查	B1	1 年	1）清扫瓷套，检查瓷套完好、无裂纹、无破损。 2）增爬裙（如有）粘着牢固，无龟裂老化现象，否则应更换增爬裙。	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
				3）检查防污涂层（如有）无龟裂老化、起壳现象，否则应重新喷涂。		
	复合绝缘外套检查	B1	1 年	1）复合绝缘套管应检查外观颜色是否正常，是否存在龟裂、粉化、蚀损 ，指压无明显裂纹，用手弯曲伞裙，不应出现破损、撕裂现象。 2) 采用喷水分级法（HC）检查硅橡胶伞套上、中、下部的憎水性，憎水性应不低于HC4 级。 3) 检查硅橡胶伞套上、中、下部的硬度变化情况，硬度应满足制造厂要求 4）必要时做修复处理。	检修	必要时：如复合绝缘有龟裂老化现象。
	末屏检查	B1	1 年	1）套管末屏无渗漏油，可靠接地，密封良好，无受潮、浸水、放电、过热痕迹。 2）必要时更换末屏封盖的密封胶圈。	检修	必要时：如密封圈老化时。
	CT 二次接线盒检查	B1	3 年	1）二次接线盒盖板封闭严密，内部无受潮渗水。 2）二次接线端子牢固无渗漏油。	检修	
	密封及油位检查	B1	1 年	1）套管本体及与箱体连接密封应良好、无渗漏。 2）目视检查油色正常、油位正常，若有异常应查明原因。	检修	
	导电连接部位检修	B1	1 年	1）检查接线端子连接部位，金具应完好、无变形、锈蚀，若有过热变色等异常应拆开连接部位检查处理接触面，并按标准力矩紧固螺栓，力矩符合 GB 5273 和厂家指导文件的要求。 2）必要时检查套管将军帽内部接头连接可靠，无过热现象。 3）引线长度应适中，套管接线柱不应承受额外应力。 4）引流线无扭结、松股、断股或其他明显的损伤或严重腐蚀等缺陷。	检修	必要时：如怀疑套管连接有发热缺陷时。
	相色标志检修	B1	6 年	相色标志正确、清晰，标志不清晰时补漆	检修	
	套管更换	B1	必要时	更换套管及密封圈，套管及与器身法兰处应密封良好，导电部位连接接触良好。	检修	必要时：如怀疑套管内有缺陷或外绝缘大面积破损时。
	套管主绝缘及电容型套管末屏对地绝缘电阻测量	B2	1）油纸绝缘：3年 2）胶纸电容绝缘：按制造厂规定	1)主绝缘的绝缘电阻不小于出厂值的70%。 2）末屏对地绝缘电阻不应小于 1000MΩ 3）当电容型套管末屏对地绝缘电阻小于1000MΩ 时，应测量末屏对地 tanδ，其值不大于 2%。	试验	套管主绝缘试验电压应为2500V，末屏对地绝缘电阻试验电压应不大于1000V。
	套管的电容量及tanδ测量	B2	1）油纸绝缘：3年 2）胶纸绝缘：按制造厂规定	1）油纸电容型：20℃时的tanδ应不大于0.5%。 2）胶纸电容型：20℃时的 tanδ 应不大于0.6%。 3）电容型套管的电容值与出厂值或上一次	试验	油纸电容型套管tanδ（%）一般不进行温度换算，当tanδ与上一次试验值比较有明显增长或接近0.8时，应综

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
					试验值的差别超出±5%时，应查明原因。		合分析tanδ与温度、电压的关系。当tanδ随温度增加明显增大或随试验电压的增加时，tanδ变化量超过0.003时，不应继续运行。
		套管中的电流互感器	B2	必要时	1）绝缘电阻测试。 2）变比测试。 3）极性测试。 4）伏安特性测试。	试验	必要时，如：拆卸或安装套管升高座，宜单独进行。
5	阀侧套管	外观检查	C1	1 个月	1）瓷套完好无脏污、破损，无放电现象 2）复合绝缘套管伞裙无明显老化放电现象。	运行	
		套管 SF_6 气体压力检查	C1	1 个月	1）压力表观察窗面清洁，气压指示清晰可见。 2）压力表保护箱密封良好。 3）压力值应符合厂家要求，并对历次数据进行比对，以提前发现 SF_6 是否存在泄漏。 4）数字式指示清晰，指示值正常。	运行	
		CT 二次接线盒检查	B1	3 年	1）二次接线盒盖板封闭严密，内部无受潮渗水。 2）二次接线端子牢固无渗漏油。	检修	
		复合绝缘外套检查	B1	3 年	1）复合绝缘套管应检查外观颜色是否正常，是否存在龟裂、粉化、蚀损 ，指压无明显裂纹，用手弯曲伞裙，不应出现破损、撕裂现象。 2) 采用喷水分级法（HC）检查硅橡胶伞套上、中、下部的憎水性，憎水性应不低于HC4 级。 3) 检查硅橡胶伞套上、中、下部的硬度变化情况，硬度应满足制造厂要求。	检修	
		套管主绝缘及电容型套管末屏对地绝缘电阻测量	B2	1）油纸绝缘：3年 2）胶纸电容绝缘：按制造厂规定	1)主绝缘的绝缘电阻不小于出厂值的70%。 2）末屏对地绝缘电阻不应小于 1000MΩ 3）当电容型套管末屏对地绝缘电阻小于1000MΩ 时，应测量末屏对地 tanδ，其值不大于 2%。	试验	套管主绝缘试验电压应为2500V，末屏对地绝缘电阻试验电压应不大于1000V。
		套管的电容量及tanδ测量	B2	1）油纸绝缘：3年 2）胶纸绝缘：按制造厂规定	1）油纸电容型：20℃时的tanδ应不大于0.5%。 2）胶纸电容型：20℃时的 tanδ 应不大于0.6%。 3）电容型套管的电容值与出厂值或上一次试验值的差别超出±5%时，应查明原因。	试验	油纸电容型套管tanδ（%）一般不进行温度换算，当tanδ与上一次试验值比较有明显增长或接近0.8时，应综合分析tanδ与温度、电压的关系。当tanδ随温度增加明显增大或随试验电压的增加时，tanδ变化量超过0.003时，不应继续运行。

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
		SF_6气体的微水含量	B2	1）投运后1年 2）以后3年	1）A修后≤250μL/L/。 2）运行中≤500μL/L/。	试验	针对充气式阀侧套管
		SF_6气体测试	B2	必要时	见25章SF_6气体	试验	1）针对充气式阀侧套管。 2）必要时，如：怀疑套管绝缘出现异常时。
		套管中的电流互感器	B2	必要时	1）绝缘电阻测试。 2）变比测试。 3）极性测试。 4）伏安特性测试。	试验	必要时，如：拆卸或安装套管升高座，宜单独进行。
6	吸湿器	吸湿器检查	C1	1个月	1）外观无破损，干燥剂变色部分不超过2/3，否则应更换干燥剂及油封内变压器油 2）油杯的油位在油位线范围内，且杯底无积水。 3）呼吸正常，并随着油温的变化油杯中有气泡产生。	运行	
7	有载分接开关	机构箱检查	C1	1个月	1）应密封良好，无雨水进入、潮气凝露。 2）档位指示正确，指针停止在规定区域内 3）控制元件及端子无烧蚀发热现象，指示灯显示正常。 4）操作齿轮机构无渗漏油现象。 5）投切加热器，加热器运行正常。	运行	
		渗漏油检查	C1	1个月	开关密封部分、管道及其法兰无渗漏油现象。	运行	
		油位检查	C1	1个月	储油柜油位指示在正常范围内	运行	
		油流（气体）继电器检查	C1	1个月	1）应密封良好。 2）无集聚气体。	运行	
		有载分接开关在线滤油装置检查	C1	1个月	1）在滤油时无渗漏，检查压力表指示在标准压力以下，无异常噪声和振动。 2）控制元件及端子无烧蚀发热现象，指示灯显示正常。 3）滤油装置应运转正常无卡阻现象。	运行	
		有载分接开关机构箱检修	B1	3年	1）检查箱体密封良好，无进水凝露现象 2）清扫机构箱内、外部灰尘及杂物，有锈蚀应除锈并进行防腐处理。 3）机油润滑的齿轮箱无渗漏油，添加或更换机油。 4）调档时，电机运转平稳，无摩擦、撞击等杂音。 5）紧固接线端子，检查端子无发热、放电痕迹。 6）检查交流接触器等电气元件外观完好 7）采用500V或1000V绝缘电阻表测量电气部件绝缘电阻，绝缘电阻值应在1MΩ以	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
				上或符合厂家要求。 8）检查信号传送盘触点、弹簧应无锈蚀。 9）投切检查温湿度控制器及加热器，应工作正常。		
	有载分接开关在线滤油装置检查	B1	3 年	1）阀门正确开启，运转正常。 2）滤芯压力报警应更换。 3）开启滤油装置，运转 20min 后，有载瓦斯、顶盖、滤油装置等各个排气孔排气检查。 4）渗漏油处理。	检修	
	有载分接开关机械传动部位检修	B1	3 年	1）紧固检查机械传动部位螺栓，传动轴锁定片（如有）应锁定正确。 2）联接叉、联轴器和万向接头的连接轴销、螺栓连接牢固，根据需要重新加润滑脂。 3）检查有载开关传动部分的轴承不应漏油。	检修	
	有载分接开关操作检查	B1	3 年	正、反两个方向各操作至少 2 个循环分接变换，各元件运转正常，接点动作正确，档位显示上、下及主控室显示一致；分接变换停止时位置指示应在规定区域内，否则应进行机构和本体连结校验与调试。	检修	
	有载分接开关（真空开关除外）吊芯检修	B1	1）按照厂家规定 2）必要时	1）清洗分接开关油室，检查无内漏现象 2）清洗切换开关芯体。 3）紧固检查螺栓，各紧固件无松动。 4）检查快速机构的主弹簧、复位弹簧、爪卡无变形或断裂。 5）检查各触头编织软连接无断股起毛，分接变换达 10 万次必须更换。 6）检查动静触头烧蚀量，达到厂家规定须更换；检查载流触头应无过热及电弧烧伤痕迹。 7）测量过渡电阻值，与铭牌数据相比，其偏差值不大于±10%。 8）必要时解体拆开切换开关芯体，清洗、检查和更换零部件。 9）更换顶盖密封圈，渗漏油处理。 10）具体操作及试验要求按照 GB 10230.1-2007 和 DL/T 574 的标准执行。	检修	必要时：如怀疑切换开关部件有缺陷须检查或更换时。
	真空有载分接开关油中溶解气体色谱分析	B2	1）新投运 2）必要时	根据 DL/T 722，投运前换流变油中溶解气体含量(μL/L)应小于以下列数值： 总烃：10；H_2：10；C_2H_2：0.1	试验	必要时，如：怀疑有载分接开关异常时。
	有载分接开关操作检查和试验	B2	1）A修后 2）必要时	1）按 DL/T 574 执行 2）应符合制造厂的技术条件	试验	检查和测试切换开关： 1）测量过渡电阻的电阻值。 2）检查插入触头、动静触头的接触情况和电气回路的连接情况。 3）单、双数触头间非线性电阻的试验。 4）测量触头接触电

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
							阻。 5）测量分接开关切换波形。
		有载分接开关检修	A	必要时	对有载分接开关的切换开关、选择开关、操作机构箱等部件的绝缘状况、功能性、紧固情况、完整性及清洁度等进行检查试验，更换不符合厂家要求的部件。按照 DL/T 574 的标准执行。	检修	必要时：如 —怀疑换流变内部存在缺陷或隐患时。
8	油箱	阀门位置检查	B1	3 年	1）各阀门应处于正确的开启、关闭位置 2）密封良好，无渗漏。	检修	
		渗漏油检查处理	B1	必要时	1）查找渗漏点，明确渗漏部位，根据渗漏情况，采取更换密封件、紧固螺栓、补焊等工艺进行处理，处理后应无渗漏迹象 2）必要时进行加压检漏。	检修	必要时：如有多处渗油或怀疑密封件老化时。
		油箱清洁、螺栓紧固	B1	3 年	1）清扫油箱，清扫后应清洁无油污。 2）无大面积脱漆，否则应进行补漆。 3）必要时按厂家规定力矩进行紧固检查油箱钟罩螺栓。 4）必要时，打磨处理上、下钟罩连接片接触面，按厂家规定力矩紧固螺栓，装复后应保证接触良好。	检修	必要时：如怀疑漏磁导致油箱钟罩螺栓发热等故障时。
		油箱检修	A	必要时	对油箱的内外表面、管道等部件的密封状况、紧固情况、完整性及清洁度等进行检查，更换不符合厂家要求的部件。按 DL/T 573-2010 “11.5 油箱的检修要求”执行。	检修	必要时：如 —怀疑变压器内部存在缺陷或隐患时。
9	油枕	油位计检修	B1	3 年	1）核对油位指示是否在标准范围内，是否与温度校正曲线相符。 2）必要时，用连通管对实际油位进行复核，应与油位指示一致，否则应查明原因 3）油位计带油位异常报警的应检查回路。	检修/继保、试验	1）必要时：如怀疑有假油位时。 2）油位油温同步变化观察方法：观察记录变压器检修停电前油温和油位指示，停电油温明显下降后观察记录油温和油位指示，前后油温变化和油位指示变化应同步动作。
		渗漏油检查处理	B1	3 年	1）根据渗漏情况，采取更换密封件、紧固螺栓、补焊等工艺进行处理，处理后应无渗漏迹象。 2）必要时进行加压检漏。	检修	必要时：如有渗油或怀疑密封件老化。
		油枕外观检查、清洁	B1	3 年	1）清扫油枕，清扫后应清洁无油污。 2）检查无大面积脱漆，否则应进行补漆。	检修	
		油枕胶囊和隔膜检查	B1	3 年	1）检查胶囊无漏气、漏油。 2）检查胶囊内无漏水、脏污。	检修	
		油枕胶囊和隔膜更换	B1	15 年	更换胶囊、隔膜	检修	
10	接地装置	接地装置检查	B1	3 年	铁心、夹件、外壳接地良好，铁心、夹件引出套管等位置螺栓等无松动，无变色痕迹。	检修	按照DL/T 354开展

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
11	非电量保护装置	气体继电器检查	C1	1 个月	1）应密封良好、无渗漏。 2）防雨罩无脱落、偏斜。	运行	变压器气体继电器应配置耐腐蚀材质防雨罩，避免接点受潮误动
		压力释放阀检查	C1	1 个月	应无喷油及渗漏现象	运行	
		油压速动继电器检查	C1	1 个月	无渗漏油	运行	
			B1	3 年	1）密封良好，无漏油、漏水现象。 2）必要时进行校验，检验不合格的应及时更换。	检修	必要时：如怀疑有故障时。
		温度计	B1	3 年	1）温度计内应无潮气凝露。 2）必要时进行校验，检验不合格的应及时更换。	试验、检修	必要时：如怀疑有故障时。
		本体、有载气体继电器	B1	1 年	1)瓦斯继电器观察窗内油面不低于油管道口，应密封良好，无渗漏油。 2)瓦斯继电器防雨罩无脱落。 3)集气盒无聚集气体。 4）集气管管路无破损锈蚀，固定良好。	检修	
				3 年	1）告警、跳闸信号试验正常。 2)绝缘电阻一般不低于 1MΩ（采用 1000V 兆欧表）。	继保	
		压力释放阀	B1	3 年	1）无阻塞，无喷油、渗油现象，接点位置正确。 2）必要时进行校验，检验不合格的应及时更换。	检修	必要时：如怀疑有故障时。
12	器身	绕组检修	A	必要时	对绕组隔板、围屏、垫块等部件的紧固情况、完整性及清洁度等进行检查，更换不符合要求的部件。按 DL/T 573-2010 “11.2 绕组”的检修要求执行。	检修	必要时：如—怀疑换流变内部存在缺陷或隐患时。
		引线及绝缘支架检修	A	必要时	对引线及绝缘支架等部件的紧固情况、完整性及清洁度等进行检查，更换不符合厂家要求的部件。按 DL/T 573-2010 “11.3 引线及绝缘支架的检修要求”执行。	检修	
		铁心检修	A	必要时	对铁心、紧固件、压钉、压板及接地片等部件的绝缘情况、紧固情况、电磁屏蔽情况、过热放电情况、完整性及清洁度等进行检查，更换不符合厂家要求的部件。按 DL/T 573-2010 “11.4 铁心的检修要求”执行	检修	
		器身绝缘干燥处理	A	必要时	器身干燥标准符合厂家技术要求	检修	
13	其他附件	端子箱/就地控制柜	C1	1 个月	1) 检查密封是否良好，有无进水受潮，加热器运行正常。 2) 箱体内无放电痕迹，电缆进出口的防小动物措施良好。 3) 接线端子应无松动和锈蚀，接触良好无发热。 4) 冷却器控制箱中冷却器电源状态正常、各选择/控制开关的位置正常。 5）箱内照明正常。	运行	

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
			B1	3 年/1 年	端子无松动，检查端子无发热、放电痕迹	检修	与本体脱离的端子箱适用 3 年周期，安装于本体上的端子箱受本体振动影响较大，适用 1 年周期。
			B1	3 年	1）检查箱体密封良好，无进水凝露现象，清扫控制箱内、外部灰尘及杂物，有锈蚀应除锈并进行防腐处理。 2）检查交、直流接触器等电气元件外观完好，开启冷却装置，各元件动作准确。 3)电磁开关和热继电器触点无烧损或接触不良，必要时进行更换。 4)各部触点及端子板连接螺栓无松动或丢失。 5)控制箱密封良好，并更换密封衬垫。 6）保险（包括热耦）电流整定值选择正确。 7）投切检查温湿度控制器及加热器，应工作正常。 8）检查控制箱接地应良好可靠。	检修	
			B1	必要时	更换二次元件	检修、继保	必要时：经评估，二次元件老化严重或故障率较高时。
		升高座检修	B1	必要时	对套管型电流互感器、连接端子的密封状况、紧固情况、过热放电情况、完整性及清洁度等进行检查试验，更换不符合厂家要求的部件。按 DL/T 573-2010 “10.1.3 升高座的检修要求”执行。	检修	
		阀门及塞子检修	B1	必要时	对阀门及塞子的密封状况、完整性及清洁度等进行检查，更换不符合厂家要求的部件。按 DL/T 573-2010 “10.6.2 阀门及塞子的检修要求”执行。	检修	
		密封胶垫的更换	A	必要时	更换全部密封胶垫	检修	

22.2 直流穿墙套管

直流穿墙套管的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 62）。

表 62 直流穿墙套管的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	外观检查	C1	1 个月	1）复合伞套完好无脏污、破损，无放电现象。 2）复合伞套伞裙无龟裂老化现象。	运行	
2	红外检测	C1	1 个月	套管内部及顶部接头连接部位温度正常，符合 DL/T 664。	运行	
3	紫外巡视	C1	1 年	套管本体及两端连接处明显无放电点	运行	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
4	SF_6气体及压力表检查	C1	1 个月	1）SF_6压力表观察窗面清洁，气压指示清晰可见外观无污物，无损伤痕迹。 2）SF_6压力表保护箱密封良好 3）压力值应在额定值范围内，并与上次记录的压力值进行比对，压力无明显降低趋势。	运行	
5	绝缘子憎水性检查	B1	3 年	采用喷水分级法（HC）检查硅橡胶伞套上、中、下部的憎水性，憎水性应不低于 HC4 级。	检修	若因积污严重导致憎水性低于HC4级，应及时采取污秽清扫等措施。
6	复合伞套外观检查	B1	3年	1) 复合绝缘套管应检查外观颜色是否正常，是否存在龟裂、粉化、蚀损，指压无明显裂纹，用手弯曲伞裙，不应出现破损、撕裂现象。 2) 检查硅橡胶伞套上、中、下部的硬度变化情况，硬度应满足制造厂要求。 3）必要时进行修复处理。	检修	必要时，如：复合伞套有龟裂、老化现象，经评估影响运行时。
7	SF_6密度继电器节点检查	B1	3 年	1）SF_6压力表指示准确，误差正常范围内。 2）告警、跳闸压力准确，防止出现误跳闸。	检修	
8	CT 二次接线盒检查	B1	3 年	1）二次接线盒盖板封闭严密，内部无受潮渗水。 2）二次接线端子牢固无渗漏油。	检修	
9	补气	B1	必要时	压力明显降低需要补气时及时补气，充入合格气体，补气后气体试验合格。	检修	必要时：如压力低时
10	主绝缘及电容型套管末屏对地绝缘电阻测量	B2	3 年	1）主绝缘的绝缘电阻不小于出厂值的 70%。 2)末屏对地绝缘电阻不应小于 1000MΩ。 3）当电容型套管末屏对地绝缘电阻小于 1000MΩ 时，应测量末屏对地 tanδ，其值不大于 2%。	试验	套管主绝缘试验电压应为 2500V，末屏对地绝缘电阻试验电压应不大于 1000V。
11	套管的电容量及 tanδ 测量	B2	3 年	1）20℃时的 tanδ 应不大于 0.8%。 2）电容型套管的电容值与出厂值或上一次试验值的差别超出 ±5%时，应查明原因。	试验	按照 GB/T 26166 要求，在 10kV 电压下开展试验。
12	SF_6气体的微水含量	B2	3 年	1）A 修后≤250μL/L。 2）运行中≤500μL/L。	试验	当套管 SF_6气体微水含量异常时可适当缩短预试周期。
13	SF_6气体现场分解产物测试	B2	1）3 年 2）必要时	1）超过以下参考值需引起注意（μL/L）： SO2：不大于 3μL/L H2S：不大于 2μL/L CO：不大于 300μL/L 2）当怀疑有隐患时，取气进行实验室全组份色谱分析，测试结果与前次值应无明显差异。	试验	1)当套管 SF_6气体现场分解产物测试结果异常时可适当缩短预试周期 2)建议结合现场湿度测试进行，参考 GB 8905 执行。 3)必要时，如：电容量变化超过 2%、套管在线监测装置告警等。
14	SF_6气体组分测试	B2	必要时	见 25 章 SF_6气体	试验	必要时，如：怀疑套管绝缘出现异常时。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
15	直流穿墙套管回路电阻测试	B2	1）3 年 2）必要时	1）与出厂值比较无明显差异。 2）与上次测试值比较无明显差异。	试验	1）必要时，如：红外检测或气体组分测试异常时。 2）如发现回阻值异常时，可视情况调整测试周期。

22.3 直流断路器

直流断路器的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 63）。

表 63 直流断路器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	构架检查(支架、横梁、基础、接地)	C1	1 个月	1）构架接地良好、紧固，无松动、锈蚀。 2）基础无裂纹、沉降或移位。 3) 支架、横梁所有螺栓应无松动、锈蚀。	运行	
2	瓷套检查	C1	1 个月	1）瓷套清洁、无损伤、裂纹、放电闪络或严重污垢。 2）法兰处应无裂纹、闪络痕迹。 3）本体无异响、异味。	运行	
3	SF_6 压力值及密度继电器检查	C1	1 个月	1）SF_6 气压指示应清晰可见，SF_6 密度继电器外观无污物、损伤痕迹。 2）SF_6 密度表与本体连接可靠，无渗漏油。如果发现密度表渗漏油应对密度表进行更换。 3）SF_6 气体压力值应在厂家规定正常范围内。	运行	
4	红外检测	C1	1）新投运 48h 2）1 个月	1）用红外热成像仪，按 DL/T 664 执行。 2)重点检查断路器本体和接线板有无过热、瓷套表面是否局部过热。 3)对红外检测数据进行横向、纵向比较，判断断路器是否存在发热发展的趋势。	运行	1）敞开式断路器在热备用状态下，应对断口并联电容器进行测量。 2）红外检测异常发热时，应记录发热情况并保存全部红外图谱。
5	机构箱及汇控箱电器元件检查	C1	1 个月	1）电器元件及二次线应无锈蚀、破损、松脱，机构箱内应无烧焦的糊味或其他异味。 2）分合闸指示灯、储能指示灯及照明应完好；分合闸指示灯能正确指示断路器位置状态。 3）“就地/远方”切换开关应打在“远方”。 4）储能电源空气开关应处于合闸位置。 5）动作计数器读数应正常工作。	运行	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
6	液压机构检查	C1	1 个月	1）读取高压油压表指示值，应在厂家规定正常范围内。 2)液压系统各管路接头及阀门应无渗漏现象，各阀门位置、状态正确。 3）观察低压油箱的油位是否正常（液压系统储能到额定油压后，通过油箱上的油标观察油箱内的油位，应在最高与最低油位标识线之间）。 4）记录油泵电机打压次数。	运行	包括液压碟簧机构
7	弹簧机构检查	C1	1 个月	1)检查机构外观,机构传动部件无锈蚀、裂纹。机构内轴、销无碎裂、变形，锁紧垫片有无松动。 2）检查缓冲器应无漏油痕迹，缓冲器的固定轴正常。 3）分、合闸弹簧外观无裂纹、断裂、锈蚀等异常。 4）机构储能指示应处于“储满能”状态。	运行	
8	机构箱及汇控箱密封情况检查	C1	1 个月	1）密封应良好，达到防潮、防尘要求。密封胶条无脱落、破损、变形、失去弹性等异常。 2）柜门无变形情况，能正常关闭。 3）箱内应无进水、受潮现象。 4）箱底应清洁无杂物，二次电缆封堵良好。	运行	
9	分合闸指示牌检查	C1	1 个月	1）分、合闸指示牌指示到位，无歪斜、松动、脱落现象。 2）分、合闸指示牌的指示与断路器拐臂机械位置、分合闸指示灯及后台状态显示应一致。	运行	
10	加热器检查	C1	1 个月	1）对于应长期投入的加热器（驱潮装置），应检查加热器空开在合闸位置，日常巡视时应利用红外或手触摸等手段检测应处于加热状态。 2）对于由环境温湿度控制的加热器，也应检查加热器空开在合闸位置，同时检查温湿度控制器的设定值是否满足厂家要求。厂家无明确要求时，温度控制器动作值一般不应低于 10℃，湿度控制器动作值一般不应大于 80%。	运行	
11	SF_6 气体压力数据分析	C1	1 个月	通过运行记录、补气周期对断路器 SF_6 气体压力值进行横向、纵向比较，对断路器是否存在泄漏进行判断，必要时进行红外定性检漏，查找漏点。	运行	
12	打压次数数据分析	C1	1 个月	通过运行记录的液压（包括液压碟簧）、气动操作机构的打压次数及操作机构压力值进行比较，进行操作机构是否存在泄漏的早期判断，如果发现打压次数出现增加，应结合专业巡视对相关高压管路进行重点关注。	运行	适用于液压（液压碟簧）机构。
13	传动部件外观检查	C2	1 个月	1）拐臂、掣子、缓冲器等机构传动部件外观应正常，无松动、锈蚀、漏油等现象。 2）螺栓、锁片、卡圈及轴销等传动连接件应正常，无松脱、缺失、锈蚀等现象。	检修	按照 DL/T 352 要求开展。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
14	外露金属部件检查	B1	3 年	各部件应无锈蚀、变形，螺栓应紧固、油漆（相色）应完好，补漆前应彻底除锈并刷防锈漆。	检修	
15	螺栓检查	B1	3 年	本体所有螺栓用力矩扳手检查是否紧固，将锈蚀螺栓（螺母）逐个更换	检修	
16	SF_6 气体密度继电器功能检查	B1	6 年	对 SF_6 气体密度继电器进行功能检查：压力告警/闭锁功能应正常。	检修	
17	瓷套检查	B1	1 年	1）清扫瓷套，检查瓷套完好、无裂纹、无破损。 2）检查防污涂层（如有）无龟裂老化、起壳现象，否则应重新喷涂。 3）采用喷水分级法（HC）检查防污涂层（如有）的憎水性，如为 HC5 级可继续运行，但需跟踪检查，必要时应重新喷涂；如为 HC6 级及以下应及时重新喷涂。	检修	
18	接线板检查	B1	3 年	检查引线接头、接线板不存在开裂情况，过热痕迹。	检修	
19	接地检查	B1	3 年	接地连接应牢固，接地片应无锈蚀，否则应重新进行清洁并紧固。	检修	
20	断口均压电容、电阻检查	B1	3 年	1）安装应牢固，接点应无锈蚀，接线应可靠，应对接头进行紧固。 2）均压电容、电阻无渗漏，外绝缘无污秽、损坏或裂纹。	检修	
21	机构检查	B1	3 年	1）检查机构内所做标记位置应无变化；各连杆、拐臂、联板、轴销、螺栓进行检查，无松动、弯曲、变形或断裂现象；对轴销、轴承、齿轮、弹簧筒等转动和直动产生相互摩擦的地方涂敷润滑脂，应润滑良好、无卡涩；各截止阀门应完好。 2）储能电机应无异响、异味，建压时间应满足设计要求。 3）对各电器元件（转换开关、中间继电器、时间继电器、接触器、温控器等）进行功能检查，应正常工作。 4）液压机构检查：压力控制值应正常，若有异常则需要重新调整压力控制单元；主油箱油位不足时应补充液压油；机构的各操作压力指示应正常；油泵工作应正常，无单边工作或进气现象；如有防慢分装置，应检查防慢分装置无异常、无锈蚀，功能是否正常。	检修	注意：1、直流断路器液压储能机构必须在释能状态。2、断开交直流电源。
22	分、合闸掣子检查	B1	3 年	1)分合闸滚子与掣子接触面表面应平整光滑，无裂痕、锈蚀及凹凸现象，若有异常则重新进行调整。 2）扣接时扣入深度应符合要求。	检修	分合闸滚子转动时无卡涩和偏心现象，扣接时扣入深度应符合设计要求（适用于弹簧操动机构和气动操动机构）。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
23	分、合闸电磁铁检查	B1	3 年	1）分、合闸线圈安装应牢固、接点无锈蚀、接线应可靠。 2）分、合闸线圈铁心应灵活、无卡涩现象，间隙应符合厂家要求。 3）分、合闸线圈直流电阻值应满足厂家要求。	检修	
24	缓冲器检查	B1	3 年	缓冲压缩行程应符合要求；无变形、损坏或漏油现象，补油时应注意使用相同型号的液压油。	检修	
25	预充压力检查	B1	3 年	如发现液压操作机构预充压力值异常升高或降低时，应对储压筒进行检查，并制定相应的检修方案。	检修	适用于液压机构
26	液压油检查	B1	6 年	检查油箱、过滤器是否洁净。必要时对液压油进行过滤，补油时应使用真空滤油机进行补油。	检修	适用于液压（液压碟簧）机构。
27	储能电机检查	B1	3 年	储能电机（直流）碳刷无磨损，电机运行应无异响、异味、过热等现象，若有异常情况应进行检修或更换。	检修	
28	辅助开关检查	B1	3 年	1）辅助开关必须安装牢固、转动灵活、切换可靠、接触良好。 2）断路器进行分合闸试验时，检查转换断路器接点是否正确切换。	检修	
29	二次端子检查	B1	3 年	1）检查接线是否牢固，是否存在锈蚀，对端子进行紧固。清扫控制元件、端子排。 2）储能回路、控制回路、加热和驱潮回路，应正常工作，测量各对节点通断是否正常。	检修	
30	加热器检查	B1	3 年	加热器安装应牢固并正常工作，并对加热器的状态进行评估，并根据结果进行维护或更换。	检修	
31	更换液压油	B1	12 年	更换液压油，宜使用真空注油	检修	适用于液压（液压碟簧）机构。
32	油(气)泵补压及零起打压的运转时间	B1	1）6年 2）A 修后 3）必要时	试验结果按制造厂规定要求	检修	必要时，如：怀疑操作机构液(气)压回路密封不良时。
33	闭锁、防跳跃及防止非全相合闸等辅助控制装置的动作性能	B1	1)6年 2)A 修后	试验结果按制造厂规定要求	检修	
34	电器元件评估	B1	12 年	对断路器机构箱、汇控箱内继电器、接触器、加热器等低压电器元件进行老化评估，根据评估结果针对性更换	检修、继保	
35	SF_6气体微水测量(20℃的体积分数)	B2	3 年	交接和A修后不大于150μL/L，运行中不大于300μL/L。	试验	按GB 12022、DL/T 915和DL/T 506进行。
36	SF_6气体密封性试验	B2	1）A修后 2）必要	年漏气率不大于0.5%或符合制造厂规定。	试验	必要时：怀疑存在泄漏时。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
			时			
37	现场分解产物测试，μL/L	B2	3年	超过以下参考值需引起注意： SO_2：不大于 3μL/L H_2S：不大于 2μL/L CO：不大于 100μL/L	试验	建议结合现场湿度测试进行，参考GB 8905-2008。
38	实验室分解产物测试	B2	必要时	检测组分：SO_2、SOF_2、SO_2F_2、CO、CO_2、CS_2、CF_4、S_2OF_{10}	试验	必要时，如：现场分解产物测试超参考值或有增长时。
39	导电回路的电阻测量	B2	3年	测量值不大于制造厂控制值的120%	试验	用直流压降法测量，电流不小于100A。
40	分、合闸电磁铁的动作电压	B2	3年	并联合闸脱扣器应能在其交流额定电压的85%～110%范围或直流额定电压的80%～110%范围内可靠动作；并联分闸脱扣器应能在其额定电源电压的65%～120%范围内可靠动作，当电源电压低至额定值的30％或更低时不应脱扣。	试验	1)在进行动作电压试验时，需通过断路器辅助接点，保证跳闸线圈通电时间不大于500ms。 2)检查时不能采用电压缓慢增加的方式，应设置试验仪输出 80%额定电压的持续时间为100~350ms，试验断路器动作情况。 3)试验回路需串接开关辅助接点，不能直接在跳合闸线圈两端施加电压，防止线圈通电时间过长而造成损坏。
41	开关分合闸时间	B2	1)3年 2)A 修后	分合闸同期性应满足下列要求： 1）各断口合闸不同期不大于 3ms。 2）各断口分闸不同期不大于 2ms。	试验	
42	测量分、合闸线圈直流电阻	B2	3年	试验结果应符合制造厂规定	试验	不同温度下电阻值按下式换算： R2=R1（T+t2）/（T+t1） 式中 R1、R2 分别为在温度 t1、t2 下的电阻值，T 为电阻温度常数，铜导线取 235。
43	辅助回路和控制回路绝缘电阻	B2	3年	绝缘电阻不低于2MΩ	继保、试验	采用500V或1000V兆欧表。
44	辅助回路和控制回路交流耐压试验	B2	必要时	直流2.5kV或交流2kV试验电压下1min内不发生击穿。	继保、试验	可用2500V兆欧表代替
45	振荡回路电容、电感测量	B2	3年	电感变化不超过±2%，电容变化不超过±5%。	试验	
46	机械操作试验	B2	3年	操作灵活，合分指示及转换开关正确。	试验、检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
47	阻容型均压电容的绝缘电阻、电容量	B2	1）3年 2）A修后 3）必要时	电容值与出厂值相比变化不超过±5%，电阻值与出厂值相比变化不超过±5%。	试验	
48	直流耐压试验	B2	A修后	仅对旁路开关进行直流耐压试验，包括断口直流耐压试验和对地直流耐压试验，试验电压取出厂试验电压的80%。	试验	
49	断路器的速度特性	B2	1）12年 2）A修后	测量方法和测量结果应符合制造厂规定。	试验	
50	灭弧室解体检修	A	1）24年 2）必要时	1）对弧触指进行清洁打磨；弧触头磨损量超过制造厂规定要求应予更换。 2）清洁主触头并检查镀银层完好，触指压紧弹簧应无疲劳、松脱、断裂等现象。 3）压气缸检查正常。 4）喷口应无破损、堵塞等现象。 5）必要时更换新的相应零部件。	检修	1）因受现场条件限制时，原则上采用整体轮换的方式送检修车间完成大修。 2）必要时：如操作次数每达到3000次或累计开断电流达到厂家规定值。
51	更换密封	A	1）24年 2）必要时	1）清理密封面，更换O型密封圈及操动杆处直动轴密封。 2）法兰对接紧固螺栓应全部更换。	检修	必要时：如操作次数每达到3000次或累计开断电流达到厂家规定值。
52	绝缘件检查	A	1）24年 2）必要时	1）检查绝缘拉杆、支持绝缘台等外表无破损、变形，清洁绝缘件表面。 2）绝缘拉杆两头金属固定件应无松脱、磨损、锈蚀现象，绝缘电阻符合厂家技术要求。 3）必要时应进行干燥处理或更换。	检修	1）因受现场条件限制时，原则上采用整体轮换的方式送检修车间完成大修。 2）必要时：如操作次数每达到3000次或累计开断电流达到厂家规定值。
53	更换吸附剂	A	1）24年 2）必要时	1）检查吸附剂盒有无破损、变形，安装应牢固。 2）更换经高温烘焙后或真空包装的全新吸附剂。	检修	1）因受现场条件限制时，送检修车间处理。 2）必要时：如操作次数每达到3000次或累计开断电流达到厂家规定值。
54	瓷套检查	A	1）24年 2）必要时	1）清洁瓷套的内外表面，应无破损伤痕或电弧分解物。 2）法兰处应无裂纹，与瓷瓶胶装良好；应采用上砂水泥胶装，胶装处胶合剂外露表面应平整，无水泥残渣及露缝等缺陷，胶装后露砂高度10～20mm，且不得小于10mm，胶装处应均匀涂以防水密封胶。 3）瓷套有异常或爬电比距不符合污秽等级要求的应更换。	检修	1）因受现场条件限制时，送检修车间处理。 2）必要时：如操作次数每达到3000次或累计开断电流达到厂家规定值。
55	SF_6气体管路检修	A	24年 2）必要时	1）检查各气管无渗漏、锈蚀等现象 2）更换各气管、逆止阀、充放气接头的密封件。	检修	因受现场条件限制时，送检修车间处理。
56	液压机构大修	A	24年	1）控制阀、供排油阀、信号缸、工作缸的检查：阀内各金属接口，应密封良好；球阀、锥阀密封面应无划伤；各复位弹簧无疲劳、断裂、锈蚀；更换新的密封垫。 2）油泵检查：逆止阀、密封垫、柱塞、偏转轮、高压管接口等应密封良好、无异响、无异常温升；更换新的密封垫。	检修	1）因受现场条件限制时，原则上采用整体轮换的方式送检修车间完成大修。 2）根据运行状态及小修检查结果可缩短检修周期。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
				3）电机检查：电机绝缘、碳刷、轴承、联轴器等应无磨损、工作正常 4）氮气缸检查：罐体无锈蚀、渗漏；管接头密封情况良好;漏氮报警装置完好；更换新的密封圈；活塞缸、活塞密封应良好，应无划痕、锈蚀；更换新的氮气。 5）油缓冲器检查：油缓冲器弹簧应无疲劳、断裂、锈蚀，必要时进行更换；更换新的密封圈；活塞缸、活塞密封应良好，无划痕、锈蚀，更换新的液压油。 6）检查液压机构分、合闸阀的阀针是否松动或变形，防止由于阀针松动或变形造成断路器拒动。 7）对所有转动轴、销等进行更换。 8)必要时更换新的相应零部件或整体机构。		

22.4 直流隔离开关

直流隔离开关的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 64）。

表 64 直流隔离开关的检修项目、周期、要求和负责专业见表

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	导电回路检查	C1	1 个月	1）导线无散股、断股；线夹无裂纹、变形。 2）隔离开关处于合闸位置时，合闸应到位（导电杆无欠位或过位）。 3）隔离开关处于分闸位置时，触头、触指无烧蚀、损伤。 4）导电臂无变形、损伤、镀层无脱落；导电软连接带无断裂、损伤。 5）防雨罩、引弧角、均压环等无锈蚀、裂纹、变形或脱落。 6）螺栓、接线座及各可见连接件无锈蚀、断裂、变形。	运行	
2	绝缘子检查	C1	1 个月	1）绝缘子表面应无较严重脏污，无破损、伤痕。 2）法兰处应无裂纹，与瓷瓶胶装良好 3）夜间巡视时应注意瓷件无异常电晕现象。 4）气体绝缘的应检查气压正常。	运行	
3	底座及传动部位检查	C1	1 个月	1）瓷瓶底座的接地良好，无裂纹、锈蚀。 2）垂直连杆、水平连杆无弯曲变形，无严重锈蚀现象。 3）螺栓及插销无松动、脱落、变形、锈蚀。	运行	
4	机构箱检查	C1	1 个月	1）机构箱无锈蚀、变形，密封良好，密封胶条无脱落、破损、变形、失去弹性等异常，箱内无渗水，无异味、异物。 2）端子排编号清晰，端子无锈蚀。 3）各电器元件无破损、脱落，安健环标识完整。 4）加热器（驱潮装置）正常工作：按要求应长期投入的加热器，在日常巡视时应利用红外或其他手段检测是否在工作状态；对于由环境温度或湿度控制的加热器，应检查温湿度控制器的设定值是否满足厂家要求，厂家无明确要求时，温度控制器动作值不应低于 10℃，湿度控制器动作值不应大于 80%。 5）垂直连杆抱箍紧固螺栓无松动，抱夹铸件无	运行	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
				损伤、裂纹。 6）分合闸机械指示正确，现场分合指示与后台一致。		
5	红外检测	C1	1）新投运 48h； 2）1 个月	1）用红外热成像仪，按 DL/T 664 执行。 2）隔离开关出头及接线端子温度应无异常。 3）对红外检测数据进行横向、纵向比较，判断隔离开关是否存在发热发展的趋势。 4）重点检查隔离开关触头和接线端子有无过热。	运行	红外检测异常发热时，应记录发热情况并记录全部红外图谱
		C2	在 I、II 级管控级别下触发			
6	接地刀闸检查	C1	1 个月	1）触指无变形、锈蚀。 2）导电臂无变形、损伤。 3）接地软铜带无断裂。 4）各连接件及螺栓无断裂、锈蚀。 5）正常运行时接地开关处于分闸位置，分闸应到位（通过角度或距离判断），分闸时刀头不高于瓷瓶最低的伞裙。 6）闭锁良好，地刀出轴锁销位于锁板缺口内。	运行	
7	基础支架检查	C1	1 个月	1）基础无裂纹、沉降。 2）支架无松动、锈蚀、变形，接地良好。 3）地脚螺栓无松动、锈蚀。	运行	
8	导电回路检修	B1	6 年	1）检查触头及触指无过热或明显烧损。 2）触指弹簧无锈蚀、变形、断裂，触指压紧力符合厂家要求。 3）清洁动、静触头，必要时进行打磨，涂抹中性凡士林或符合厂家要求的导电膏。 4）检查导电臂无变形、严重锈蚀或腐蚀情况。 5）按力矩要求拿力矩扳手对各螺栓进行紧固。 6）软连接无断裂、损伤现象，如有损坏需更换软连接，更换时导电接触面需打磨光滑平整，连接螺栓按力矩要求进行紧固。 7）对折叠式隔离开关，应检查并确认刀闸主拐臂过死点；检查平衡弹簧的张力应合适；确认分、合闸到位、夹钳位置接触良好。	检修	
9	绝缘子检查	B1	3 年	1）法兰固定螺栓无锈蚀、断裂、变形 2）清洁绝缘子。 3）复合绝缘子应检查外观颜色是否正常，是否存在龟裂、粉化、蚀损 ，指压无明显裂纹，用手弯曲伞裙，不应出现破损、撕裂现象。 4）采用喷水分级法（HC）检查硅橡胶伞套上、中、下部的憎水性，憎水性应不低于 HC4 级。 5）检查硅橡胶伞套上、中、下部的硬度变化情况，硬度应满足制造厂要求。	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
10	接地刀闸检修	B1	6 年	1）检查动、静触头及触指无异常烧损。清洁动、静触头，必要时进行打磨。 2）动静触头应无损坏并清除污垢，静触头安装板应除锈刷漆。 3）检查接地刀杆有无锈蚀或腐蚀。 4）按力矩要求拿力矩扳手对各螺栓进行紧固。 5）接地软连接无断裂、损坏现象，如有损坏需更换接地软连接，更换时导电接触面需打磨光滑平整，连接螺栓按力矩要求进行紧固。 6）分合接地开关，确认分合到位并能有效接地。	检修	
11	底座及传动部件检修	B1	6 年	1）底座及传动部位无裂纹、锈蚀，轴承座及其他传动部件转动灵活，无卡滞 2）拐臂、轴承座及可见轴类零部件无变形、锈蚀。 3）拉杆及连接头无损伤、锈蚀、变形，螺纹无锈蚀、滑扣。 4）垂直连杆抱箍紧固螺栓及止动螺钉无松动，抱箍铸件无裂纹，带孔圆柱销无弯曲现象操作时垂直连杆无打滑现象。 5）可见齿轮无锈蚀，丝扣完整，无严重磨损；齿条平直，无变形、断齿。 6）各传动部件锁销齐全、无变形、脱落，中间齿轮箱无渗漏油、润滑良好。 7）对锈蚀部位进行除锈刷漆处理。 8）对螺栓存在松动或锈蚀的，应进行紧固或更换处理。 9）对各运动部位应用润滑脂润滑。	检修	
12	机构箱检修	B1	6 年	电器元件： 1）对各电器元件（继电器、接触器等）进行功能检查，更换损坏失效电气元件 2）二次接线紧固检查。 3）加热器（驱潮装置）功能正常，加热板阻值符合厂家要求。 4）驱动电机阻值符合厂家要求，电机壳无裂纹、锈蚀。 5）转换开关、辅助开关动作应正确，无卡滞，触点无锈蚀，用万用表测量每对接点通断情况是否正常。 6）检查电机回路、控制回路、照明回路、驱潮回路，功能应正常。	检修	
13	闭锁检查	B1	6 年	进行操作试验，检查主刀闸与相应接地开关的机械闭锁以及电气闭锁情况。	检修	
14	基础支架检查	B1	6 年	1）对支架、螺栓等存在松动或锈蚀的，应进行紧固或更换处理。 2）如基础有裂纹或发生沉降需对产生后果进行评估，并做相应处理。	检修	
15	电器元件评估	B1	12 年	对断路器机构箱、汇控箱内继电器、接触器、加热器等低压电器元件进行老化评估，根据评估结果针对性更换。	检修、继保	
16	二次回路绝缘电阻	B2	1) 6年 2) A 修后	不低于2MΩ	试验	按照GB/T 25091要求采用500V兆欧表测试。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
17	二次回路交流耐压试验	B2	必要时	直流2.5kV或交流2kV试验电压下1min内不发生击穿。	试验	采用2500V兆欧表测试。
18	操动机构试验	B2	1）A修后 2）必要时	在80%和110%额定操作电压下进行合闸和分闸操作： 1）隔离开关的主刀闸和接地刀闸能可靠地合闸和分闸； 2）分、合闸位置正确； 3）分、合闸时间要符合产品技术条件； 4）机械或电气闭锁装置准确可靠。	试验	必要时：怀疑操作机构有异常时。
19	气体含水量测试	B2	必要时	1）符合厂家规定。 2）不超过 500μL/L。	试验	该试验适用范围：800kV隔离开关。
20	直流耐压试验	B2	必要时	试验电压值按 DL/T 593 规定值的 0.8	试验	1）当隔离开关和接地开关的绝缘仅由固体实心绝缘子及常温大气压力下的空气组成，可校核其绝缘净空间距（带电体之间、带电体对地等）以确定其绝缘是否满足 1min 工频耐压的要求，从而省去 1min 工频耐压试验。这些绝缘尺寸及其偏差范围应由制造厂作出规定。 2）必要时：如更换支柱绝缘子时。
21	电动操动机构检修	A	12 年	1）机构箱无锈蚀，密封良好，安装牢固。 2）各电气元件完整、无损、接触可靠。 3）辅助开关触点光滑，通、断位置正确，转动灵活。 4）限位开关动作准确，到达规定分、合闸极限位置可靠切断电源。 5）各转动部件完好，蜗轮与蜗杆及齿轮转动灵活。 6）电机辅助工作面无裂纹和锈蚀，接触面良好转动灵活，引出线焊接良好，电机转动正常。 7）二次回路接线端子无锈蚀，标记清晰，接线正确，辅助开关切换可靠，电机绝缘电阻不小于 2MΩ。	检修	
22	手动操动机构检修	A	12 年	1）各连接固定螺栓牢固。 2）辅助开关触点光滑、接触良好，通、断位置正确，转动灵活。 3）蜗轮、蜗杆无磨损，蜗杆轴与轴套完好无变形蜗轮中心线与蜗杆轴线在同一水平面，其轴向串动量不大于0.5mm,机构动作灵活，无卡涩。 4）机构与辅助开关接点位置切换正确，二次回路绝缘电阻大于 2 MΩ，各转动部分涂适合当地的润滑脂。	检修	
23	导电回路大修	A	12 年	1）拆卸并检查动、静触头和其他所有导电接触面的过热、烧损、磨损情况，用百洁布和酒精进行清洁。如有轻微烧损或氧化，可用砂纸打磨修复，如有严重烧损应更换。涂抹符合厂家	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
				要求的导电膏。 2）拆卸检查触指弹簧的变形、锈蚀或弹力下降情况，如存在异常均应予更换；触指弹簧带绝缘套的应更换绝缘套 3）检查均压环表面是否有裂纹、烧伤、损伤现象，严重的应及时更换。 4）检查引弧角烧蚀情况，如有严重烧蚀应更换。 5）拆卸检查复位弹簧、夹紧弹簧、平衡弹簧的锈蚀、弹性情况，锈蚀轻微的应刷除铁锈，涂黄油防锈；若变形严重者应更换。 6）拆卸检查齿轮箱的损伤和开裂变形情况，如有开裂或变形严重应更换。 7）检查软连接是否完好，应检查导电带的接触面是否有过热、烧伤、折断现象，如有烧伤、严重过热或断裂，应更换，对接触面用砂纸除去氧化层。 8）检查接线夹有无变形、开裂。与导线接触面有无烧损或氧化，如有则用细砂纸修理，严重者则应更换。检查接线座内部导电带有无折断、氧化、烧损，如有折断痕迹，当及时更换。 9）更换易损件及易老化件，如圆柱销、开口销、限位销钉、复合轴套、橡胶防雨罩等。 10）螺栓及各可见连接件无锈蚀、松动、脱落，各连接螺栓规格及力矩符合厂家要求。 11）必要时进行隔离开关完善化改造。		
24	绝缘子检查	A	12 年	1）检查绝缘子有无裂纹、破损，复合绝缘子表面检查合格，如有则应更换。 2）检查绝缘子瓷件与法兰的浇装情况，如有脱块应及时修补，瓷件松动及铁法兰有裂纹则应更换。	检修	
25	接地开关大修	A	12 年	1）检查接地刀杆有无变形，变形应校正。 2）拆卸检查动、静触头和其他接触面的磨损和烧蚀情况。镀银层接触面用清洗剂清除污垢，非镀层接触面用砂纸清除氧化层。 3）拆卸检查触指弹簧的变形、锈蚀或弹力下降情况，如存在异常均应予更换。	检修	
26	底座及传动部件大修	A	12 年	1）检查所有转动轴和轴套，变形应校正，并用砂纸清除锈蚀，涂黄油。 2）检查接地软连接是否有折断，如有断裂应更换，对接触面用砂纸除去氧化层。 3）检查抱箍或夹件有无开裂，如有裂纹应更换。 4）检查各传动连杆是否有变形、损伤、断裂，焊接处是否有裂纹，存在异常的应更换。 5）各运动部位应用润滑脂润滑。 6）更换易损件及易老化件，如圆柱销、开口销、限位销钉、复合轴套等。 7）检查机械闭锁板，如变形应校正或更换。	检修	
27	操动机构大修	A	12 年	对齿轮、涡轮、蜗杆等机械部件，进行检查、清洁、打磨、润滑并复装	检修	
注：独立接地刀闸参照执行。						

22.5 平波电抗器

22.5.1 干式平波电抗器

干式平波电抗器的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 65）。

表 65 干式平波电抗器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	红外巡视	C1	1 个月	接头无明显发热现象，符合 DL/T 664。	运行	
2	紫外巡视	C1	1 年	紫外巡视本体及各导线连接处明显无放电点。	运行	
3	外观检查	C1	1 个月	1）利用望远镜等设备观察外表面无明显放电痕迹，无明显不正常变色情况，防雨罩完好。 2）RTV 涂层应无龟裂、起皮、脱落等现象。	运行	
4	声音及本体检查	C1	1 个月	平抗运行本体发声正常，无明显异常声响，本体下方无异物或本体附件掉落，内部通风道无封堵，若风道落尘情况严重或存在异物应及时清理。	运行	
5	均压环检查	B1	3 年	均压环无松动移位，若存在松动或位移必须及时进行紧固调整。	检修	
6	电抗器外表面检查	B1	1 年	外包封表面清洁、无裂纹，无爬电痕迹，无油漆脱落现象。	检修	
7	RTV 涂层检查	B1	3 年	1）RTV 涂层无龟裂、起皮、脱落现象 2）采用喷水分级法（HC）检查 RTV 涂层的憎水性，应不低于 HC4 级。	检修	
8	本体内部检查	B1	1 年	1）电抗器内部及支架上无异物。 2）内部通风道无封堵，若风道落尘情况严重或存在异物应及时清理。 3）引拔棒紧固牢靠。	检修	
9	线圈上下出线头检查	B1	1 年	线圈上下出线头无松动	检修	
10	支柱绝缘子检查	B1	3 年	1）支柱绝缘子表面清洁，无裂纹、破损。 2）对复合绝缘支柱，采用喷水分级法检查憎水性，应不低于 HC4 级。	检修	
11	隔声罩检查	B1	3 年	隔声罩安装牢靠，泄水孔畅通	检修	
12	整体螺栓检查	B1	3 年	无松动、锈蚀现象	检修	
13	接地检查	B1	3 年	连接可靠，无严重锈蚀	检修	
14	喷涂 RTV	B1	必要时	对运行时间超过 5 年的干式平波电抗器，应根据其外表面（包括其防护罩）是否有龟裂或爬电痕迹喷涂 RTV	检修	必要时：如有龟裂

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
15	直流电阻测量	B2	3 年	与出厂值比较，变化不应大于2%	试验	测量时应注明绕组温度不同温度下电阻值按下式换算： $R_2=R_1（T+t_2）/（T+t_1）$ 式中 R_1、R_2 分别为在温度 t_1、t_2 下的电阻值，T 为电阻温度常数，铜导线取 235，铝导线取 225。
16	电感量测量	B2	3 年	与出厂值比较，变化不应大于2%	试验	按照GB/T 25092要求开展测试，如受条件限制可在低电压下进行测量。

22.5.2 油浸式平波电抗器

油浸式平波电抗器的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 66）。

表 66 油浸式平波电抗器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
1	红外检测		C1	1 个月	1）具体按 DL/T 664 执行 2)检查引线接头、等电位连接片等导电部位。 3）重点检查平抗套管与引流线连接部位、油箱表面、套管穿墙法兰及封板等温度无异常。	运行	运行人员红外测试结果怀疑有异常时，检修试验人员开展复测。
			C2	I、II 级管控下触发	具体按 DL/T 664 执行	检修	
			C2	1年			
2	平波电抗器本体	温度检查	C1	1 个月	1）顶层温度计、绕组温度计外观应完整，表盘密封良好，无进水、凝露现象。 2）温度指示正常。与远方温度显示比较，相差不超过 5℃。	运行	
		油位检查	C1	1 个月	1）油位计外观完整，密封良好，无进水、凝露现象。 2）对照油温与油位的标准曲线检查油位指示在正常范围内。 3)后台油位信号与油位计指针指示油位一致。	运行	
		渗漏油检查	C1	1 个月	1）法兰、阀门、冷却装置、油箱、油管路等密封连接处应密封良好，无渗漏痕迹。 2）油箱、升高座等焊接部位质量良好，无渗漏油迹象。	运行	
		声响和振动检查	C1	1 个月	无异常振动声响	运行	
		铁心接地检查	C1	1）3 个月	铁心、夹件外引接地应良好，测试接地电流在300mA 以下（接地线引下至下部，具备运行	运行	必要时，如：怀疑铁心多点接地，或铁心对地、

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
			2) 必要时	中测量的条件时开展）。		铁心对夹件绝缘电阻小于 500MΩ 时，试验周期应缩短。
	温升对比检查	C1	I、II 级管控下触发	根据平抗负荷电流、环境温度、上层油温、绕组温度、油位指示，对比以前类似运行条件下的温升无明显异常。油温限值参照 DL/T 572 执行。	运行	
	整体密封检查	B1	1）A 修后 2）必要时	在油枕顶部施加 0.035MPa 压力，试验持续时间 24h 无渗漏。	检修	1）试验时带冷却器，不带压力释放装置。 2）必要时，如：怀疑密封不良时。
	绕组直流电阻测试	B2	3 年	与交接值进行比较，其变化不应大于±2%	试验	测量时应注明绕组温度 不同温度下电阻值按下式换算： $R_2=R_1（T+t_2）/（T+t_1）$ 式中 R_1、R_2 分别为在温度 t_1、t_2 下的电阻值，T 为电阻温度常数，铜导线取 235。
	绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数	B2	3 年	1）绝缘电阻换算至同一温度下，与前一次测试结果相比应无明显变化，一般不低于上次值的70%。 2）吸收比在常温下不低于 1.3，吸收比偏低时可测量极化指数，应不低于 1.5。 3）绝缘电阻大于 10000MΩ 时，吸收比不低于 1.1 或极化指数不低于 1.3。	试验	1）使用5000V兆欧表。 2）测量前绕组应充分放电。 3）测量时以电抗器顶层油温为准，不同温度下的绝缘电阻值按下式换算： $R_2=R_1×1.5（t_1-t_2）/10$ 式中 R_1、R_2 分别为在温度 t_1、t_2 下的绝缘电阻值。
	绕组连同套管的介质损耗因数（tanδ）	B2	必要时	1）20℃时不大于0.6%。 2）tanδ 值与历年的数值比较不应有显著变化（一般不大于 30%）。	试验	1）非被试绕组接地或屏蔽。 2）试验电压 10kV。 3）测量温度以顶层油温为准，各次测量温度应尽量相近。 4）尽量在油温低于 50℃时测量，不同温度下的 tanδ 值按下式换算： $tanδ_2=tanδ_1×1.3（t_1-t_2）/10$ 式中 $tanδ_1$、$tanδ_2$ 分别为温度 t_1、t_2 下的 tanδ 值。 5）必要时，如： —绕组绝缘电阻、吸收比或极化指数异常 —油介损不合格或油中水分超标 —渗漏油等。
	铁心及夹件绝缘电阻	B2	3年	1）铁心和夹件的绝缘电阻结果，与前次结果相比较应无明显变化。 2）铁心和夹件的绝缘电阻，测量值应不小于	试验	1）采用500V兆欧表或按照制造厂标准执行。 2）只对有外引接地线的

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
				500MΩ。		铁心、夹件进行测量。 3）必要时，如：油色谱试验判断铁心多点接地时。
	穿心螺栓、铁轭夹件、绑扎钢带、铁心、绕组压环及屏蔽等的绝缘电阻	B2	A修中	一般不低于500MΩ	试验	1）采用2500V兆欧表 2）连接片不能拆开者可不进行。
	阻抗测量	B2	必要时	与前次试验值相比，阻抗值变化不应大于±2%。	试验	必要时，如：怀疑绕组有变形或位移时。
	油中溶解气体色谱分析	B2	1）投运前和投运时冲击合闸试验及大负荷试验后 2）新装、A修后运行时间累积1、4、10、30天 3）运行中：3个月， 4）必要时	1）新装平波电抗器的油中H_2与烃类气体含量（μL/L）任一项不宜超过下列数值： 总烃：20，H_2：10，C_2H_2：0。 2）A修后平波电抗器的油中H_2与烃类气体含量（μL/L）任一项不宜超过下列数值： 总烃：50，H_2：50，C_2H_2：0。 3）运行中平波电抗器的油中H_2与烃类气体含量（μL/L）超过下列一项值时应引起注意： 总烃：150，H_2：150，C_2H_2：1。 4）烃类气体总和的产气速率大于6mL/d(开放式)和12mL/d(密封式)，或相对产气速率大于10%/月则认为设备有异常。	试验	1）总烃包括CH_4、C_2H_4、C_2H_6和C_2H_2 4种气体。 2）溶解气体组分含量有增长趋势时，可结合产气速率判断，必要时缩短周期进行跟踪分析。 3）总烃含量低的设备不宜采用相对产气速率进行判断。 4）新投运、A修后的平波电抗器应有投运前的测试数据。 5）油中首次出现C_2H_2组分时，应引起注意，缩短分析周期，监视C_2H_2及其他组分的增长情况，根据具体情况决定是否继续追踪分析或停电检查。 6）必要时，如：瓦斯继电器告警，在线油色谱装置出现告警。
	油中水分，mg/L	B2	1）注入电抗器前后的新油 2）运行中1年 3）必要时	投运前：≤10 运行中：≤15	试验	
	油中含气量，%(体积分数)	B2	1）注入电抗器前后的新油 2）运行中：1年	投运前：≤1 运行中：≤5	试验	必要时，如： —电抗器需要补油时； —渗漏油。

<table>
<tr><th>序号</th><th colspan="2">项目</th><th>类别</th><th>周期</th><th>要求</th><th>负责专业</th><th>说明</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td>3）必要时</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td></td><td></td><td>油中颗粒度测试</td><td>B2</td><td>1）投运前和投运 1 个月
2）A 修后
3）必要时</td><td>1）平波电抗器器投运前（热油循环后）100mL 油中大于5μm的颗粒数≤1000个。
2）运行时（含 A 修后）100mL 油中大于 5μm 的颗粒数≤2000 个。
3）投运后颗粒度应无明显增加趋势。</td><td>试验</td><td>1）检测方法参考DL/T 432。
2）如果颗粒度有明显的增长趋势，应缩短检测周期，加强监视。</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td>油中糠醛含量测试</td><td>B2</td><td>必要时</td><td>1）含量超过以下值时，怀疑为非正常老化，需要跟踪检测：
<table><tr><td>运行年限</td><td>1～5</td><td>5～10</td><td>10～15</td><td>15～20</td></tr><tr><td>糠醛量 mg/L</td><td>0.1</td><td>0.2</td><td>0.4</td><td>0.75</td></tr></table>2）跟踪检测时，注意增长率。
3）测试值大于 4mg/L 认为绝缘老化已较严重。</td><td>试验</td><td>1）平波电抗器油经过处理后，油中糠醛含量会不同程度的降低，在作出判断时一定要注意这一情况。
2）必要时，如：油中气体总烃超标或CO、CO_2过高。
—需了解绝缘老化情况时。</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td>绝缘纸（板）聚合度</td><td>B2</td><td>必要时</td><td>当聚合度小于250时，应引起注意</td><td>试验</td><td>1）试样可取自引线上绝缘纸、垫块、绝缘板等数克。
2）对运行时间较长（如 20 年）的电抗器应尽量利用吊检的机会取样。
3）必要时，如：怀疑纸（板）老化时。</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td>绝缘纸（板）含水量</td><td>B2</td><td>必要时</td><td>水分（质量分数）一般不大于1%</td><td>试验</td><td>1）可用所测绕组的tanδ值推算或取纸样直接测量。
2）必要时，如：怀疑纸（板）受潮时。</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td>箱壳振动</td><td>B2</td><td>必要时</td><td>结合噪声情况综合分析</td><td>试验</td><td>必要时，如：发现箱壳振动异常时，或噪声异常时。</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td>噪声测量</td><td>B2</td><td>必要时</td><td>与出厂值比不应有明显差别</td><td>试验</td><td>1）按 GB/T 1094.10 要求进行。
2）必要时，如：发现噪声异常时。</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td>平抗油的处理</td><td>A</td><td>必要时</td><td>1）过滤后或更换新油准备注入变压器的油质量要求应达到 GB/T 7595 运行油质量标准。
2）必须采用真空注油，真空度、真空保持时间等处理工艺符合厂家技术要求。
3）按厂家技术要求，补油至标准油位。。
4）热油循环，按照厂家技术要求执行
5）真空注油后及热油循环后，分别取样进行油化验与色谱分析，质量标准符合 24.1 节要求。
6）若滤油无效须更换新油。</td><td>检修、试验</td><td>必要时：如
—怀疑平抗内部存在缺陷或隐患时；
—存在平抗内部家族性缺陷时。</td></tr>
</table>

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
3	冷却装置	运行状况检查	C1	1 个月	1）运行中的风扇和油泵的运转平稳，无异常声音和振动。 2）油泵油流指示器密封良好，指示正确，无抖动现象。	运行	
		渗漏油检查	C1	1 个月	冷却装置及阀门、油泵、油路等无渗漏	运行	
		散热情况检查	C1	1 个月	气道无堵塞、气流不畅等情况	运行	
		控制箱和端子箱检查	C1	1 个月	1）应密封、封堵良好，无雨水进入、潮气凝露。 2）控制元件及端子无烧蚀发热现象，指示灯显示正常。 3）电气元件完整无破损。 4）投切温湿度控制器及加热器，应工作正常。	运行	
		冷却效率检查	C2	I、II 级管控下触发	冷却器散热管束无明显脏污、堵塞；用手触摸运行的冷却器散热管束，应明显感觉有风，并与其他冷却器对比无明显异常。可综合温升对比检查和红外检测项目进行判断冷却器脏污情况。	运行	
		风扇电机检修	B1	1 年	1）开启冷却装置，检查风扇电机转向正确、运转平稳，无明显振动，无摩擦、撞击、转子扫膛、叶轮碰壳等异响，必要时可测量电机电流。有异常时，应解体检修或更换电机。 2）冷却器风扇护罩紧固无松动。 3）电机接线盒等密封良好。 4）必要时，更换所有风扇电机的轴承。	检修	
		油泵维护	B1	1 年	1）开启冷却装置，检查油泵转向正确、运转平稳，无明显振动，无摩擦、撞击、转子扫膛、叶轮碰壳等异响，必要时可测量电机电流。有异常时，应解体检修或更换油泵。 2）油泵接线盒等密封良好。 3）必要时，更换所有油泵的轴承。 4）检查油泵密封良好，应无渗漏油痕迹。 5）每 3 年用 500V 绝缘电阻表测量电机绕组绝缘电阻，绝缘电阻值应在 1MΩ 以上或符合厂家要求。	检修	
		冷却器清洗	B1	1 年	通风道无封堵，散热片干净清洁	运行、检修	
		油流指示器检修	B1	1 年	1）检查表盘内无进水、凝露现象，无渗漏油。 2）开启冷却装置，指示正确无抖动现象，常开、常闭接点动作正确。	检修	
		散热器（冷却器）检修	B1	必要时	1）冲洗或吹扫冷却器散热管束。 2）检查无渗油、锈蚀现象，必要时，对支架外壳等进行防腐处理。	检修	必要时：存在大面积锈蚀、脱漆现象。
		冷却装置操作检查	B1	1 年	1）开启冷却装置，试运转 5min，各元件运转正常，信号正确，电机及电气元件无过热现象。 2）进行联动性能检查，双电源应能自动可靠	检修	

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
					切换。 3）工作冷却器、备用冷却器、辅助冷却器能正确动作。		
		冷却装置及其二次回路检查试验	B1	1）6 年 2）A 修后 3）必要时	1）投运后，流向、温升和声响正常，无渗漏油。 2）强油水冷装置的检查和试验，按制造厂规定。 3）用 500V 或 1000V 绝缘电阻表测量，绝缘电阻一般不低于 1MΩ。	检修、继保	必要时，如：怀疑有故障时。
		二次元件更换	B1	必要时	更换风扇，电源电缆有条件可进行更换	检修、继保	必要时：经评估，二次元件老化严重或故障率较高时。
4	套管	外观检查	C1	1 个月	1）瓷套完好无脏污、破损，无放电现象。 2）油位指示在正常范围内。 3）复合绝缘套管伞裙无龟裂老化现象。	运行	6.0 级以上地震危险区域内的主变压器，要求各侧套管接线应采用带缓冲的软连接或软导线。
		套管 SF_6 气体压力检查	C1	1 个月	1) 压力表观察窗面清洁，气压指示清晰可见。 2) 压力表保护箱密封良好。 3) 压力值应符合厂家要求，并对历次数据进行比对，以提前发现 SF_6 是否存在泄漏 4）数字式指示清晰，指示值正常。	运行	
		末屏检查	B1	1 年	1）套管末屏无渗漏油，可靠接地，密封良好，无受潮、浸水、放电、过热痕迹。 2）必要时更换末屏封盖的密封胶圈。	检修	必要时：如密封圈老化时。
		复合绝缘外套检查	B1	3 年	1）复合绝缘套管应检查外观颜色是否正常，是否存在龟裂、粉化、蚀损 ，指压无明显裂纹，用手弯曲伞裙，不应出现破损、撕裂现象。 2) 采用喷水分级法（HC）检查硅橡胶伞套上、中、下部的憎水性，憎水性应不低于 HC4 级。 3) 检查硅橡胶伞套上、中、下部的硬度变化情况，硬度应满足制造厂要求。 4）必要时做修复处理。	检修	必要时用专用清洗剂对伞群进行清洗。
		导电连接部位检修	B1	1 年	1）检查接线端子连接部位，金具应完好、无变形、锈蚀，若有过热变色等异常应拆开连接部位检查处理接触面，并按标准力矩紧固螺栓，力矩符合 GB 5273 和厂家指导文件的要求。 2)必要时检查套管将军帽内部接头连接可靠，无过热现象。 3）引线长度应适中，套管接线柱不应承受额外应力。 4）引流线无扭结、松股、断股或其他明显的损伤或严重腐蚀等缺陷。	检修	必要时：如怀疑套管连接有发热缺陷时。
		套管主绝缘及电容型套管末屏对地	B2	3年	1）主绝缘的绝缘电阻不小于出厂值的70% 2）末屏对地绝缘电阻不应小于 1000MΩ。 3）当电容型套管末屏对地绝缘电阻小于 1000MΩ 时，应测量末屏对地 tanδ，其值不大于 2%。	试验	套管主绝缘试验电压应为2500V，末屏对地绝缘电阻试验电压应不大于1000V。

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
		绝缘电阻测量					
		套管的电容量及tanδ测量	B2	3年	1）胶纸电容型：20℃时的tanδ应不大于0.6%。 2）电容型套管的电容值与出厂值或上一次试验值的差别超出±5%时，应查明原因。	试验	
		套管SF_6气体的微水含量	B2	3 年	1）A修后≤250μL/L。 2）运行中≤500μL/L。	试验	
		套管SF_6气体现场分解产物测试	B2	1）3 年 2）必要时	1）超过以下参考值需引起注意（μL/L）： SO_2：不大于 3μL/L H_2S：不大于 2μL/L CO：不大于 100μL/L 2）当怀疑有隐患时，取气进行实验室全组份色谱分析，测试结果与前次值应无明显差异。	试验	1)建议结合现场湿度测试进行，参考GB 8905执行。 2)必要时，如：电容量变化超过 10%，套管在线监测装置告警等。
		套管SF_6气体组分测试	B2	必要时	见25章SF_6气体	试验	必要时，如：怀疑套管绝缘出现异常时。
		套管中的电流互感器	B2	必要时	1）绝缘电阻测试。 2）变比测试。 3）极性测试。 4）伏安特性测试。	试验	必要时，如：拆卸或安装套管升高座，宜单独进行。
5	吸湿器	吸湿器检查	C1	1 个月	1）外观无破损，干燥剂变色部分不超过 2/3，否则应更换干燥剂及油封内变压器油。 2）油杯的油位在油位线范围内，且杯底无积水。 3）呼吸正常，并随着油温的变化油杯中有气泡产生。	运行	
6	油箱	阀门位置检查	B1	3 年	1）各阀门应处于正确的开启、关闭位置。 2）密封良好，无渗漏。	检修	
		渗漏油检查处理	B1	3 年	1）查找渗漏点，明确渗漏部位，根据渗漏情况，采取更换密封件、紧固螺栓、补焊等工艺进行处理，处理后应无渗漏迹象。 2）必要时进行加压检漏。	检修	必要时：如有多处渗油或怀疑密封件老化时。
		油箱清洁、螺栓紧固	B1	3 年	1）清扫油箱，清扫后应清洁无油污。 2）无大面积脱漆，否则应进行补漆。 3）必要时按厂家规定力矩进行紧固检查油箱钟罩螺栓。 4）必要时，打磨处理上、下箱沿连接片接触面，按厂家规定力矩紧固螺栓，装复后应保证接触良好。	检修	必要时：如怀疑漏磁导致油箱箱沿螺栓发热等故障时。
		油箱检修	A	必要时	对油箱的内外表面、管道等部件的密封状况、紧固情况、完整性及清洁度等进行检查，更换不符合厂家要求的部件。	检修	必要时：如 —怀疑平抗内部存在缺陷或隐患时。 —存在平抗内部家族性

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
							缺陷时。 —运行 20 年以上者，对设备进行状态评价、风险评估及经济效益的综合分析判断，需要开展时。
7	油枕	油位计检修	B1	3 年	1）核对油位指示是否在标准范围内，是否与温度校正曲线相符。 2）必要时，用连通管对实际油位进行复核，应与油位指示一致，否则应查明原因。 3）油位计带油位异常报警的应检查回路。	检修	1）必要时：如怀疑有假油位时。 2）油位油温同步变化观察方法：观察记录平抗检修停电前油温和油位指示，停电油温明显下降后观察记录油温和油位指示，前后油温变化和油位指示变化应同步动作。
		渗漏油检查处理	B1	3 年	1）根据渗漏情况，采取更换密封件、紧固。螺栓、补焊等工艺进行处理，处理后应无渗漏迹象。 2）必要时进行加压检漏。	检修	必要时：如有渗油或怀疑密封件老化。
		油枕外观检查、清洁	B1	3 年	1）清扫油枕，清扫后应清洁无油污。 2）检查无大面积脱漆，否则应进行补漆。	检修	
		油枕胶囊和隔膜检查	B1	3 年	1）检查胶囊无漏气、漏油。 2）检查胶囊内无漏水、脏污。	检修	
		油枕胶囊和隔膜更换	B1	15 年	更换胶囊、隔膜	检修	
8	接地装置	接地装置检查	B1	3 年	铁心、夹件、外壳接地良好，铁心、夹件引出套管等位置螺栓等无松动，变色痕迹。	检修	
9	非电量保护装置	瓦斯继电器检查	C1	1 个月	1）应密封良好、无渗漏。 2）无集聚气体。 3）防雨罩无脱落、偏斜。	运行	平抗气体继电器应配置耐腐蚀材质防雨罩，避免接点受潮误动。
		压力释放阀检查	C1	1 个月	应无喷油及渗漏现象	运行	
		温度计	B1	3 年	1）温度计内应无潮气凝露。 2）必要时进行校验，检验不合格的应及时更换。	检修	必要时：如怀疑有故障时。
		本体瓦斯继电器	B1	1 年	1) 瓦斯继电器观察窗内油面不低于油管道口，应密封良好，无渗漏油。 2) 瓦斯继电器防雨罩无脱落。 3) 集气盒无聚集气体。 4）集气管管路无破损锈蚀，固定良好。	检修	必要时：如开展平抗本体 A 修（大修）时，或怀疑有故障时。
			B1	3 年	1）告警、跳闸信号试验正常。 2) 绝缘电阻一般不低于 1MΩ（采用 1000V	继保	

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
					兆欧表）。		
		压力释放阀	B1	3 年	1）无阻塞，无喷油、渗油现象，接点位置正确。 2）必要时进行校验，检验不合格的应及时更换。	检修	必要时：如怀疑有故障时。
		气体继电器校验及其二次回路试验	B2	1）3 年(二次回路) 2）A 修后 3）必要时	1）按制造厂的技术要求。 2）整定值符合运行规程要求，动作正确。 3）绝缘电阻一般不低于1MΩ。	试验、继保	1）采用 1000V 兆欧表 2）必要时，如： 怀疑有故障时。
10	器身	绕组检修	A	必要时	对绕组隔板、围屏、垫块等部件的紧固情况、完整性及清洁度等进行检查，更换不符合要求的部件。按 DL/T 573-2010 “11.2 绕组”的检修要求执行。	检修	必要时：如 —怀疑平抗内部存在缺陷或隐患时。 —存在平抗内部家族性缺陷时。 —运行 20 年以上者，对设备进行状态评价、风险评估及经济效益的综合分析判断，需要开展时。
		引线及绝缘支架检修	A	必要时	对引线及绝缘支架等部件的紧固情况、完整性及清洁度等进行检查，更换不符合厂家要求的部件。	检修	
		铁心检修	A	必要时	对铁心、紧固件、压钉、压板及接地片等部件的绝缘情况、紧固情况、电磁屏蔽情况、过热放电情况、完整性及清洁度等进行检查，更换不符合厂家要求的部件。	检修	
		器身绝缘干燥处理	A	必要时	器身干燥标准符合厂家技术要求	检修	
11	其他附件	端子箱/就地控制柜	C1	1 个月	1) 检查密封是否良好，有无进水受潮，加热器运行正常。 2) 箱体内无放电痕迹，电缆进出口的防小动物措施良好。 3) 接线端子应无松动和锈蚀，接触良好无发热。 4)冷却器控制箱中冷却器电源状态正常、各选择/控制开关的位置正常。 5）箱内照明正常。	运行	
			B1	3 年/1 年	端子无松动，检查端子无发热、放电痕迹	检修	与本体脱离的端子箱适用 3 年周期，安装于本体上的端子箱受本体振动影响较大，适用 1 年周期。
			B1	3 年	1）检查箱体密封良好，无进水凝露现象，清扫控制箱内、外部灰尘及杂物，有锈蚀应除锈并进行防腐处理。 2）检查交、直流接触器等电气元件外观完好，开启冷却装置，各元件动作准确。 3)电磁开关和热继电器触点无烧损或接触不良，必要时进行更换。 4) 各部触点及端子板连接螺栓无松动或丢失。	检修	

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
					5)控制箱密封良好，并更换密封衬垫。 6）保险(包括热耦）电流整定值选择正确 7）投切检查温湿度控制器及加热器，应工作正常。 8）检查控制箱接地应良好可靠。		
			B1	必要时	更换二次元件	检修、继保	
		阀门及塞子检修	B1	必要时	对阀门及塞子的密封状况、完整性及清洁度等进行检查，更换不符合厂家要求的部件。	检修	
		密封胶垫的更换	A	必要时	更换全部密封胶垫	检修	

22.6 直流电流分流器（光纤传输方式）

直流电流分流器的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 67）。

表 67 直流电流分流器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	红外检测	C1	1 个月	按 DL/T 664 执行，同类设备同类条件温度相差不大于 10K。	运行	
2	紫外巡视	C1	1 年	紫外巡视本体及各导线连接处明显无放电点。	运行	
3	绝缘子检查	C1	1 个月	绝缘子伞群无明显污垢，无放电闪络痕迹，无明显损伤、丝状裂纹。	运行	
4	复合绝缘子检查维护	B1	3 年	1)复合绝缘套管应检查外观颜色是否正常，是否存在龟裂、粉化、蚀损 ，指压无明显裂纹，用手弯曲伞裙，不应出现破损、撕裂现象。 2) 采用喷水分级法（HC）检查硅橡胶伞套上、中、下部的憎水性，憎水性应不低于 HC4 级。 3)检查硅橡胶伞套上、中、下部的硬度变化情况，硬度应满足制造厂要求。	检修	
5	二次光纤槽盒开盖检查	B1	3 年	1）检查传感盒、接线盒内部清洁、干燥、无虫，密封良好。 2）光纤连接正常，无松动脱落。 3）更换传感箱内部干燥剂，更换传感箱密封胶垫。	检修	
6	分流器导电回路检查	B1	必要时	检查螺栓是否紧固，导流接触面无老化、烧灼痕迹。	检修	必要时：如发热严重。
7	激光的功率或电流测量	B1	必要时	符合产品技术条件的规定	检修	
8	光纤系统的衰减	B1	必要时	1）总衰减不大于6dB。 2）传感器到端子箱之间衰减不大于 2dB。	检修	
9	一次回路注流试验	B2	必要时	一次侧注入电流（应不小于10%的额定电流或按制造厂的规定），检查控制保护的二次电流，应符合设计要求。	试验	
10	一次回路直	B2	必要时	符合产品技术条件的规定	试验	仅适用于有取样电

	流电阻					阻和罗可夫斯基绕圈者。

22.7 直流电压分压器（光纤传输方式）

直流电压分压器的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 68）。

表 68 直流电压分压器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	红外检测	C1	1 个月	按 DL/T 664 执行，同类设备同类条件温度相差不大于 3K。	运行	
2	紫外巡视	C1	1 年	紫外巡视本体及各导线连接处明显无放电点。	运行	
3	底座及传动部位检查	C1	1 个月	1）瓷瓶底座的接地良好，无裂纹、锈蚀。 2）螺栓及插销无松动、脱落、变形、锈蚀	运行	
4	绝缘子检查	C1	1 个月	绝缘子伞群无明显污垢，无放电闪络痕迹，无明显损伤、丝状裂纹。	运行	
5	气体压力检查	C1	1 个月	检查直流电压分压器气体压力表指示正常，指示值在规定范围内。	运行	SF_6 气体绝缘
6	油位检查	C1	1 个月	检查直流电压分压器油位计指示正常，指示值在规定范围内。	运行	油绝缘
7	复合绝缘子检查	B1	3 年	1) 复合绝缘套管应检查外观颜色是否正常，是否存在龟裂、粉化、蚀损 ，指压无明显裂纹，用手弯曲伞裙，不应出现破损、撕裂现象。 2) 采用喷水分级法（HC）检查硅橡胶伞套上、中、下部的憎水性，憎水性应不低于 HC4 级。 3) 检查硅橡胶伞套上、中、下部的硬度变化情况，硬度应满足制造厂要求。 4) 若安装有辅助伞裙，应检查其无老化、开裂、变形等现象。	检修	
8	外绝缘表面清污	B1	1 年	对外绝缘伞群进行清洗	检修、运行	
9	二次分压盒开盖检查	B1	1 年	1）检查传感盒、接线盒内部清洁、干燥、无虫、密封良好。 2）更换二次分压盒内干燥剂。 3）检查二次分压盒的接地是否良好。 4）检查二次分压盒内的电光转换模块是否正常，光纤连接正常，无松动脱落。	检修	
10	高、低压臂直流电阻阻值测量	B2	必要时	与出厂值或交接值比较，误差不大于±1%	试验	必要时：如怀疑分压比异常时。
11	低压臂电容量测量	B2	必要时	与出厂值或交接值比较，误差不大于±5%	试验	必要时：如怀疑分压比异常时。
12	分压比测量	B2	投运后 1 年，以后每 3 年	符合制造厂规定	试验	
13	绝缘油油中溶解气体色谱分析及含水量检测	B2	必要时	1）油中溶解气体组分含量（(μL/L)）超过下列任一值应引起注意： 总烃 100 H_2 150 C_2H_2 2 2）含水量不大于 15mg/L。	试验	适用于充油直流电压分压器。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
14	SF_6气体的微水含量	B2	1）3年 2）必要时	1）A修后≤250μL/L 2）运行中≤1000μL/L	试验	适用于充SF_6气体直流电压分压器。
15	SF_6气体现场分解产物测试	B2	1）3年 2）必要时	1）超过以下参考值需引起注意（μL/L）： SO_2：不大于3μL/L H_2S：不大于2μL/L CO：不大于100μL/L 2）当怀疑有隐患时，取气进行实验室全组份色谱分析，测试结果与前次值应无明显差异。	试验	1）建议结合现场湿度测试进行，参考GB 8905执行。 2）必要时，如：怀疑内部有故障。
16	SF_6气体密度继电器校验	B2	6年	符合制造厂技术要求	试验	适用于充SF_6气体直流电压分压器。
17	电压限制装置功能验证	B2	必要时	正常工作	试验	有短路故障时，进行本项试验。试验方法和要求参见设备技术文件。一般用不超过1000V绝缘电阻表施加于电压限制装置的两个端子上，应能识别出电压限制装置内部放电。

22.8 直流氧化锌避雷器

直流氧化锌避雷器的检修项目、周期、要求和负责专业（见表69）。

表69 直流氧化锌避雷器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	外观检查	C1	1个月	1）瓷套表面无脏污、无放电现象，瓷套、法兰无裂纹、破损。 2）复合绝缘外套表面无脏污，无龟裂老化现象。 3）与避雷器、计数器连接的导线及接地引下线无烧伤痕迹或断股现象。 4）避雷器均压环无歪斜。	运行	结合设备巡视进行。
2	红外检测	C1	1）1个月 2）必要时	1）具体按DL/T 664执行。 2）重点检查导电连接部位，记录红外图谱。	运行	1）采用红外热像仪。 2）发现热像图异常时应结合带电测试综合分析，再决定是否进行停电试验和检查。 3）结合运行巡视进行。
3	避雷器放电计数器或在线监测仪检查	C1	1）1个月 2）必要时	1）记录避雷器放电计数器指示数和泄漏电流。 2）放电计数器外观完好，连接线牢固，内部无积水现象。	运行	1）结合设备巡视周期进行。 2）必要时，如 —闭锁后 —事故后
4	复合绝缘外套检查	B1	1）3年 2）必要时	1）复合绝缘套管应检查外观颜色是否正常，是否存在龟裂、粉化、蚀损，指压无明显裂纹，用手弯曲伞裙，不应出现破损、撕裂现象。 2）采用喷水分级法（HC）检查硅橡胶伞套上、中、下部的憎水性，憎水性应不低于HC4级。 3）检查硅橡胶伞套上、中、下部的硬度	检修	必要时：如复合绝缘有龟裂老化时。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
				变化情况，硬度应满足制造厂要求。 4）压力释放装置紧固螺栓无锈蚀，密封完整。		
5	避雷器底座的检查	B1	3年	无积水和锈蚀，瓷套清洁、完好	检修	
6	本体密封检查	B1	3年	避雷器顶盖和下部引线的密封良好	检修	
7	均压环检查	B1	3年	紧固螺栓，检查均压环无偏斜	检修	
8	避雷器清污	B1	1）1年 2）必要时	避雷器本体外绝缘清洁	检修	必要时：当憎水性出现下降时 。
9	检查放电计数器动作情况	B2	3年	测试3～5次，均应正常动作	试验	只针对具备计数器单元的避雷器开展此项目。
10	绝缘电阻	B2	3年	不小于2500MΩ	试验	采用2500V及以上兆欧表。
11	直流1mA电压U_{1mA}及0.75 U_{1mA}下的泄漏电流	B2	3年	1）U_{1mA}实测值与初始值或制造厂规定值比较，变化不应大于±5%。对于直流场中性母线、直流断路器震荡装置的多支并联结构的避雷器，直流参考电压实测值与平均值的偏差不应超过2%。 2）0.75U_{1mA}下的泄漏电流不应大于50μA 3）对于内部多柱避雷器应根据并联柱的数量，按每柱1mA开展相应的参考电压和泄漏电流试验。	试验	1）要记录环境温度和相对湿度，测量电流的导线应使用屏蔽线。 2）初始值系指交接试验或投产试验时的测量值。 3）避雷器怀疑有缺陷时应同时进行交流试验。
12	底座绝缘电阻	B2	3年	1）不小于5MΩ。 2）与历次试验相比无明显下降。	试验	采用2500V及以上兆欧表。
13	工频参考电流下的工频参考电压	B2	必要时	应符合GB 11032或制造厂的规定	试验	1）测量环境温度(20±15)℃。 2）测量应每节单独进行，避雷器有一节不合格，宜整台更换。 3）必要时，如怀疑避雷器内部存在缺陷时。

22.9 直流耦合电容器

直流耦合电容器的检修项目、周期、要求和负责专业（见表70）。

表70 直流耦合电容器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	外观检查	C1	1个月	1）外观清洁、绝缘子套管完整、无裂纹、无破损、无放电痕迹、无渗漏油现象。 2）安装基础应水平、安装牢固、排列整齐，底座与基础的安装螺丝紧固。 3）引线无松动、断线或断股现象。 4）接地引线应可靠、规范。	运行	
2	红外检测	C1	1个月	直流耦合电容器顶部线路端子无发热现象，符合DL/T 664。	运行	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
3	复合绝缘子检查	B1	3 年	1)复合绝缘套管应检查外观颜色是否正常，是否存在龟裂、粉化、蚀损，指压无明显裂纹，用手弯曲伞裙，不应出现破损、撕裂现象。 2)采用喷水分级法（HC）检查硅橡胶伞套上、中、下部的憎水性，憎水性应不低于 HC4 级。 3)检查硅橡胶伞套上、中、下部的硬度变化情况，硬度应满足制造厂要求。	检修	抽检
4	绝缘子清污	B1	必要时	绝缘子清洁干净，无污垢	检修	必要时：如脏污严重。
5	二次接线盒检查	B1	1）3 年 2）必要时	1）接线盒内部无受潮、进水情况，干燥剂颜色正常。 2）接线端子紧固，无松动、脱落或锈蚀现象。	检修	必要时：如怀疑受潮。
6	绝缘电阻测量	B2	3 年	1）极间绝缘电阻不低于 5000MΩ，低压端对地绝缘电阻一般不低于 100MΩ。 2）耦合电容器内部接入并联电阻，其极间绝缘电阻测试结果实为并联电阻阻值，与出厂值相比无明显变化。	试验	
7	介损及电容量测量	B2	3 年	1）每节电容值偏差不超出额定值的-5%～+10%范围；由多节电容组成的同一相，任何两节电容器的实测电容值相差不超过 5%。 2）tanδ 不应大于 0.4%。	试验	电容值与出厂值相比，增加超过+2%时，应缩短试验周期。

22.10 交直流滤波器

交直流滤波器的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 71～72）。

表 71 交流滤波器检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	外观检查	C1	1 个月	1）瓷绝缘无破损裂纹、放电痕迹，表面清洁。 2）外部涂漆无变色、外壳无鼓肚、膨胀变形，接缝开裂、渗漏油现象。	运行	
2	引线检查	C1	1 个月	1）电容器各连接线、等电位线、接地线无松脱、断股、明显锈蚀现象。 2）母线及引线松紧适度，设备连接处无松动。	运行	
3	接地检查	C1	1 个月	接地引线无严重锈蚀、松动	运行	
4	红外检测	C1	1 个月	电容器外壳及接头无明显发热，符合 DL/T 664。	运行	
5	电阻器引流线检查	C1	1 个月	引流线外观完好	运行	
6	电阻器瓷套检查	C1	1 个月	瓷套表面应无严重污垢沉积，无破损裂纹，无闪络痕迹。	运行	
7	电阻器壳体外部状态检查	C1	1 个月	检查壳体盖板是否存在生锈、腐蚀、变形等异常。	运行	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
8	电阻器红外检测	C1	1 个月	电阻器外壳及接头无明显发热，符合 DL/T 664。	运行	
9	电容器检查	B1	1 年	外观完好，无变形、鼓胀、渗油、喷油现象，若本体损坏或存在鼓胀、渗油、喷油现象，则需进行处理或更换，引线瓷套无损坏、放电痕迹，表面无污垢沉积，必要时进行清污。	检修	
			3 年	接线端头螺母、垫圈齐全，无烧伤、损坏连接紧固可靠。	检修	
10	支柱绝缘子检查	B1	1 年	1）瓷瓶无损坏、放电痕迹，表面无污垢沉积，必要时进行清污。 2) 复合绝缘支柱应检查外观颜色是否正常，是否存在龟裂、粉化、蚀损 ，指压无明显裂纹，用手弯曲伞裙，不应出现破损、撕裂现象。 3) 采用喷水分级法（HC）检查硅橡胶伞套上、中、下部的憎水性，憎水性应不低于 HC4 级。 4) 检查硅橡胶伞套上、中、下部的硬度变化情况，硬度应满足制造厂要求。	检修	
11	联接母排接头及引线检查	B1	1 年	母线应平整无弯曲，引线接头紧固良好，螺栓齐全无锈蚀连线导线无锈蚀、无断股、无发热、变色、变形现象。	检修	
12	电阻器支柱绝缘子检查	B1	1 年	瓷瓶无损坏、放电痕迹，表面无污垢沉积，必要时进行清污。	检修	
13	电阻器元件检查	B1	1）6 年 2）必要时	检查电阻元件无断裂、腐蚀、放电等异常现象，电阻箱内无异物。	检修	
14	极对壳绝缘电阻	B2	必要时	1）不低于 2000MΩ。 2）与上一次数据比较进行判断。	试验	1）采用 2500V 兆欧表。 2）必要时，如更换电容器时，对新电容器测量极对壳绝缘电阻。
15	各臂等效电容值测量	B2	1）3 年 2）必要时	1）符合制造厂规定。 2）相同两臂间电容量偏差≤±0.5%。	试验	必要时，如：保护报警及动作或者是更换电容后。
16	单只电容器电容值测量	B2	1）投运前 2）异常时	1）电容偏差不超过额定值的-5%～+10%。 2）电容值与出厂值偏差不超过 ±5%。	试验	异常时，如：滤波器和电容器组的不平衡电流保护报警时。
17	电阻器直流电阻测量	B2	1）3 年 2）必要时	与出厂值比较偏差不大于 ±5%	试验	必要时：红外检测发现异常时。
18	电抗器的直流电阻和电感测量	B2	3 年	与铭牌值比较，偏差不超过 ±2%	试验	必要时，如：红外检测发现异常时。
19	调谐特性测量	B2	必要时	按照 DL/T 25093 要求开展调谐，25℃时，调谐频率与设计值相比不超过 ±1%，除 C 型交流滤波器外。	试验	1）更换电阻器，或电抗器，或一相电容器超过 10%时，应进行调谐点测量。 2）在其他温度测量时应按 DL/T25093 要求折算到 25℃时进行比较

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
注：交流滤波器电流互感器参照“7互感器”章节执行；避雷器参照“12.1金属氧化物避雷器”章节执行，但由于交流滤波器避雷器处于围栏内，不开展“避雷器放电计数器或在线监测仪检查”、“运行电压下的交流泄漏电流带电测试”。						

表 72 直流滤波器检修项目和周期

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	外观检查	C1	1 个月	1）瓷绝缘无破损裂纹、放电痕迹，表面清洁。 2）外部涂漆无变色、外壳无鼓肚、膨胀变形，接缝开裂、渗漏油现象。	运行	
2	引线检查	C1	1 个月	1）电容器各连接线、等电位线、接地线无松脱、断股、明显锈蚀现象。 2）母线及引线松紧适度，设备连接处无松动。	运行	
3	接地检查	C1	1 个月	接地引线无严重锈蚀、松动	运行	
4	红外检测	C1	1 个月	电容器外壳及接头无明显发热，符合 DL/T 664。	运行	
5	电容器检查	B1	1 年	外观完好，无变形、鼓胀、渗油、喷油现象若本体损坏或存在鼓胀、渗油、喷油现象，则需进行处理或更换，引线瓷套无损坏、放电痕迹，表面无污垢沉积，必要时进行清污。	检修	
			3 年	接线端头螺母、垫圈齐全，无烧伤、损坏连接紧固可靠。	检修	
6	支柱绝缘子检查及清污	B1	1）3 年 2）必要时	瓷瓶无损坏、放电痕迹，表面无污垢沉积，进行清污。	检修	
7	联接母排接头及引线检查	B1	1 年	母线应平整无弯曲，引线接头紧固良好，螺栓齐全无锈蚀连线导线无锈蚀、无断股、无发热、变色、变形现象。	检修	
8	悬挂绝缘子拉力指示检查	B1	1 年	对悬挂式直流滤波器，各悬挂绝缘子拉力指示值符合制造厂技术要求。	检修	悬挂式电容器组
9	调谐特性测量	B2	必要时	按照 DL/T 25308 要求开展调谐，25℃时，调谐频率与设计值相比不超过±1% 。	试验	1）更换电阻器，或电抗器，或一相电容器超过 10%时，应进行调谐点测量。 2)在其他温度测量时应折算到 25℃时的数据。
注1：直流滤波器电容器B2类项目参照交流滤波器电容器，电阻器B1和B2类项目参照交流滤波器电阻器。 注2：直流滤波器电流电流互感器参照“7互感器”章节执行；避雷器参照“12.1金属氧化物避雷器”章节执行，但由于交流滤波器避雷器处于围栏内，不开展“避雷器放电计数器或在线监测仪检查”、“运行电压下的交流泄漏电流带电测试”。						

22.11 交直流噪声滤波器

交直流噪声滤波器的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 73）。

表 73　交直流噪声滤波器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	电抗器与绝缘支架检查	C1	1 个月	电抗器表面及支架上无异物，且本体下方无大量动物粪便、稻草枝条等筑巢痕迹。	运行	
2	外观声响检查	C1	1 个月	1）本体运行无明显异常声响，本体下方无掉落螺栓。 2)电容器、电抗器外表面是否有放电痕迹出现。 3）RTV 涂层无脱落迹象，外观无明显变色情况。 4）整体电晕环无松动或发生位移。 5）电容器有无渗漏油。	运行	
3	红外检测	C1	1 个月	按 DL/T 664 执行，电容器、电抗器无过热点产生。	运行	
4	电抗器风道检查	B1	1 年	风道通风正常，无封堵，若风道落尘情况严重或存在异物应及时清理。	检修	
5	绝缘子检查	B1	3 年	绝缘子无裂纹、破损，必要时进行清洗	检修	
6	电抗器外表面检查	B1	1 年	外包封表面清洁、无裂纹，无爬电痕迹，无油漆脱落现象。	检修	
7	电容器检查	B1	3 年	1）外观完好，无变形、鼓胀、渗油、喷油现象若本体损坏或存在鼓胀、渗油、喷油现象，则需进行处理或更换，引线瓷套无损坏、放电痕迹，表面无污垢沉积，必要时进行清污。 2）接线端头螺母、垫圈齐全，无烧伤、损坏连接紧固可靠。	检修	塔架式电容器
8	电容器与电抗器螺栓检查	B1	3 年	螺栓无松动、锈蚀现象	检修	
9	电容器与电抗器接地检查	B1	1 年	接地构建良好	检修	
10	电抗器线圈上下出线头检查	B1	1 年	电抗器线圈上下出线头无松动	检修	
11	耦合电容器绝缘电阻测量	B2	3 年	1）不低于 5000MΩ。 2）带并联电阻的按照制造厂标准。	试验	1）应对每节电容器测试。 2）采用 2500V 兆欧表。
12	耦合电容器的电容测量	B2	3 年	1)每一节电容值偏差不超出额定值的-5%～+10%范围。 2)电容值与出厂值相比，增加量超过+2%时，应缩短试验周期。 3)由多节电容器组成的同一相，任何两节电容器的实测电容值相差不超过 5%。	试验	
13	耦合电容器的介损 tanδ 测量	B2	3 年	1）10kV 下的 tanδ 值不大于下列数值： 油纸绝缘：0.5% 膜式复合绝缘：0.4% 2）带并联电阻的按照制造厂标准 。	试验	
14	电抗器的电感测量	B2	3 年	与前次试验值比较，偏差小于±2%	试验	如受条件限制可在低电压下进行测量
15	电抗器的直流电阻测量	B2	3 年	与前次试验值比较，偏差小于±2%	试验	测量时应注明绕组温度不同温度下电

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	电抗器与绝缘支架检查	C1	1 个月	电抗器表面及支架上无异物，且本体下方无大量动物粪便、稻草枝条等筑巢痕迹。	运行	
						阻值按下式换算：$R_2=R_1(T+t_2)/(T+t_1)$ 式中 R_1、R_2 分别为在温度 t_1、t_2 下的电阻值，T 为电阻温度常数，铜导线取 235。
16	喷涂 RTV	A	必要时	对运行时间超过 5 年的干式电抗器，应根据其外表面是否有龟裂或爬电痕迹喷涂 RTV。	检修	必要时：如有龟裂或爬电痕迹。

22.12 交流滤波器 SF_6 断路器

交流滤波器 SF_6 断路器的试验项目、周期、要求和负责专业（见表 74），交流滤波器 SF_6 断路器的检修同普通交流 SF_6 断路器。

表 74 交流滤波器 SF_6 断路器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	构架检查（支架、横梁、基础、接地）	C1	1 个月	1）构架接地良好、紧固，无松动、锈蚀。 2）基础无裂纹、沉降或移位。 3) 支架、横梁所有螺栓应无松动、锈蚀。	运行	
2	瓷套检查	C1	1 个月	1）瓷套清洁、无损伤、裂纹、放电闪络或严重污垢。 2）法兰处应无裂纹、闪络痕迹。	运行	
3	SF_6 压力值及密度继电器检查	C1	1 个月	1）SF_6 气压指示应清晰可见，SF_6 密度继电器外观无污物、损伤痕迹。 2）SF_6 密度表与本体连接可靠，无渗漏油 3）SF_6 气体压力值应在厂家规定正常范围内。	运行	
4	引线检查	C1	1 年	引线应连接可靠，自然下垂，三相松弛度一致。	运行	
5	红外检测	C1	1）新投运； 2）1 个月	1）用红外热成像仪，按 DL/T 664 执行 2）断路器与进出线连接部位及灭弧室瓷套表面温度应无异常。	运行	1）敞开式断路器在热备用状态下，应对断口并联电容器进行测量。 2）红外检测异常发热时，应记录发热情况并提供红外图谱。
		C1	必要时	对红外检测数据进行横向、纵向比较，判断断路器是否存在发热发展的趋势。		
6	机构箱及汇控箱电器元件检查	C1	1 个月	1）电器元件及二次线应无锈蚀、破损、松脱，机构箱内应无烧焦的糊味或其他异味。 2）分合闸指示灯、储能指示灯及照明应完好；分合闸指示灯能正确指示断路器位置状态。 3）“就地/远方”切换开关应打在“远方”。 4）储能电源空气开关应处于合闸位置。 5）动作计数器读数应正常工作。	运行	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
7	液压机构检查	C1	1 个月	1）读取高压油压表指示值或碟簧位置，应在厂家规定正常范围内。 2）液压系统各管路接头及阀门应无渗漏现象，各阀门位置、状态正确。 3）观察低压油箱的油位是否正常（液压系统储能到额定油压后，通过油箱上的油标观察油箱内的油位，应在最高与最低油位标识线之间）。 4）记录油泵电机打压次数。	运行	包括液压碟簧机构
8	弹簧机构检查	C1	1 个月	1）检查机构外观，机构传动部件无锈蚀、裂纹。机构内轴、销无碎裂、变形，锁紧垫片有无松动。 2）检查缓冲器应无漏油痕迹，缓冲器的固定轴正常。 3）分、合闸弹簧外观无裂纹、断裂、锈蚀等异常。 4）机构储能指示应处于“储满能”状态。	运行	
9	机构箱及汇控箱密封情况检查	C1	1 个月	1）密封应良好，达到防潮、防尘要求。密封胶条无脱落、破损、变形、失去弹性等异常。 2）柜门无变形情况，能正常关闭。 3）箱内应无进水、受潮现象。 4）箱底应清洁无杂物，二次电缆封堵良好。	运行	
10	分合闸指示牌检查	C1	1 个月	1）分、合闸指示牌指示到位，无歪斜、松动、脱落现象。 2）分、合闸指示牌的指示与断路器拐臂机械位置、分合闸指示灯及后台状态显示应一致。	运行	
11	加热器检查	C1	1 个月	1）对于应长期投入的加热器（驱潮装置），应检查加热器空开在合闸位置，日常巡视时应利用红外或手触摸等手段检测应处于加热状态。 2）对于由环境温湿度控制的加热器，也应检查加热器空开在合闸位置，同时检查温湿度控制器的设定值是否满足厂家要求。厂家无明确要求时，温度控制器动作值一般不应低于 10℃，湿度控制器动作值一般不应大于 80%。	运行	
12	选相分合闸装置检查	C1	1 个月	检查选相分合闸装置位置传感器（如有）是否存在松动、锈蚀。	运行	
13	SF_6 气体压力数据分析	C1	1 个月	通过运行记录、补气周期对断路器 SF_6 气体压力值进行横向、纵向比较，对断路器是否存在泄漏进行判断，必要时进行红外定性检漏，查找漏点。	运行	
14	打压次数数据分析	C1	1 个月	通过运行记录的液压（包括液压碟簧）、气动操作机构的打压次数及操作机构压力值进行比较，进行操作机构是否存在泄漏的早期判断，如果发现打压次数出现增加，应结合专业巡视对相关高压管路进行重点关注。	运行	适用于液压（液压碟簧）机构。
15	外露金属部件检查	B1	6 年	各部件应无锈蚀、变形，螺栓应紧固、油漆（相色）应完好，补漆前应彻底除锈并刷防锈漆。	检修	
16	螺栓检查	B1	6 年	本体所有螺栓用力矩扳手检查是否紧固，将锈蚀螺栓（螺母）逐个更换。	检修	
17	SF_6 气体密度继电器功	B1	6 年	对 SF_6 气体密度继电器进行功能检查：压力告警/闭锁功能应正常。	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
	能检查					
18	瓷套清洁	B1	6 年	如有污物需冲洗和擦拭以清洁瓷套表面	检修	积污严重的可考虑开展带电水冲洗。
19	接线板检查	B1	6 年	检查引线接头、接线板不存在开裂情况，过热痕迹。	检修	
20	接地检查	B1	6 年	接地连接应牢固，接地片应无锈蚀，否则应重新进行清洁并紧固。	检修	
21	断口均压电容检查	B1	6 年	1）安装应牢固，接点应无锈蚀，接线应可靠，应对接头进行紧固。 2）均压电容无渗漏油，外绝缘无污秽、损坏或裂纹。	检修	
22	机构检查	B1	6 年	1)检查机构内所做标记位置应无变化；各连杆、拐臂、联板、轴销、螺栓进行检查，无松动、弯曲、变形或断裂现象；对轴销、轴承、齿轮、弹簧筒等转动和直动产生相互摩擦的地方涂敷润滑脂，应润滑良好、无卡涩；各截止阀门应完好。 2）储能电机应无异响、异味，建压时间应满足设计要求。 3）对各电器元件（转换开关、中间继电器、时间继电器、接触器、温控器等）进行功能检查，应正常工作。 4）液压机构检查：压力控制值应正常，若有异常则需要重新调整压力控制单元；主油箱油位不足时应补充液压油；机构的各操作压力指示应正常；油泵工作应正常，无单边工作或进气现象；如有防慢分装置，应检查防慢分装置无异常、无锈蚀，功能是否正常。	检修	注意：1、液压储能机构必须在释能状态。 2、断开交直流电源。
23	分、合闸掣子检查	B1	6 年	1）分合闸滚子与掣子接触面表面应平整光滑，无裂痕、锈蚀及凹凸现象，若有异常则重新进行调整 2）扣接时扣入深度应符合要求	检修	分合闸滚子转动时无卡涩和偏心现象，扣接时扣入深度应符合设计要求（适用于弹簧操动机构）。
24	分、合闸电磁铁检查	B1	6 年	1）分、合闸线圈安装应牢固、接点无锈蚀、接线应可靠。 2）分、合闸线圈铁心应灵活、无卡涩现象，间隙应符合厂家要求。 3）分、合闸线圈直流电阻值应满足厂家要求。	检修	
25	缓冲器检查	B1	6 年	缓冲压缩行程应符合要求；无变形、损坏或漏油现象，补油时应注意使用相同型号的液压油。	检修	
26	预充压力检查	B1	6 年	如发现液压操作机构预充压力值异常升高或降低时，应对储压筒进行检查，并制定相应的检修方案。	检修	适用于液压机构
27	液压油检查	B1	6 年	检查油箱、过滤器是否洁净。必要时对液压油进行过滤，补油时宜使用真空补油。	检修	适用于液压（液压碟簧）机构。
28	储能电机检查	B1	6 年	储能电机（直流）碳刷长度符合厂家规定值，电机运行应无异响、异味、过热等现象，若有异常情况应进行检修或更换。	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
29	辅助开关检查	B1	6 年	1）辅助开关必须安装牢固、转动灵活、切换可靠、接触良好，转轴螺栓紧固无松动。 2）断路器进行分合闸试验时，检查转换断路器接点是否正确切换。	检修	
30	二次端子检查	B1	6 年	1）检查接线是否牢固，是否存在锈蚀，对端子进行紧固，清扫控制元件、端子排。 2）储能回路、控制回路、加热和驱潮回路，应正常工作，测量各对节点通断是否正常。	检修	
31	加热器检查	B1	6 年	加热器安装应牢固并正常工作，并对加热器的状态进行评估，并根据结果进行维护或更换。	检修	
32	更换液压油	B1	12 年	更换液压油，宜使用真空注油	检修	适用于液压（液压碟簧）机构。
33	选相分合闸装置检查	B1	3 年	检查选相分合闸装置位置传感器（如有）是否存在松动、锈蚀。	检修	
34	操作机构在分闸、合闸、重合闸操作下的压力变化值	B1	1) 6年 2) A 修后	试验结果按制造厂规定要求	检修	针对液压操作机构
35	液压操作机构的泄漏试验	B1	1)A修后 2)必要时	试验结果按制造厂规定要求	检修	1)应在分、合闸位置下分别试验。 2)必要时，如：怀疑操作机构液(气)压回路密封不良时
36	油(气)泵补压及零起打压的运转时间	B1	1)6年 2)A 修后 3)必要时	试验结果按制造厂规定要求	检修	必要时，如：怀疑操作机构液(气)压回路密封不良时。
37	液压机构的防失压慢分试验	B1	1)6年 2)机构 A 修后	试验结果按制造厂规定要求	检修	
38	闭锁、防跳跃及防止非全相合闸等辅助控制装置的动作性能	B1	1)6年 2)A 修后	试验结果按制造厂规定要求	检修	
39	SF_6 气体的湿度(20℃的体积分数) μL/L	B2	1）投运前新充气24 h后； 2）投产及A修后1年1次，如无异	交接和A修后不大于150μL/L，运行中不大于300μL/L。	试验	1）按DL/T 1366、DL/T 915和DL/T 506进行。 2）必要时，如： —新装及A修后1年内复测湿度不符合要求。 —漏气超过SF_6气体泄漏试验的要求 —设备异常时。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
			常，其后3年1次 3）必要时			
40	SF_6气体泄漏试验	B2	1）A修后 2）必要时	年漏气率不大于0.5%或符合制造厂规定	试验	1）参考GB 11023进行。 2）对检测到的漏点可采用局部包扎法检漏，每个密封部位包扎后历时5h，测得SF_6气体含量（体积分数）不大于15μL/L。 3）必要时，如：怀疑密封不良时。
41	现场分解产物测试，μL/L	B2	1）投运前新充气24h后； 2）投产及A修后1年1次，如无异常，其后3年1次 3）必要时	断路器灭弧室气室： SO_2≤3（注意值） H_2S≤2（注意值） CO≤300（注意值）	试验	1）建议结合现场湿度测试进行，参考DL/T 1359。 2）必要时，如：设备运行有异响，异常跳闸，开断短路电流异常时,局部放电监测发现异常，外壳温度异常，耐压击穿后。 3）当发生近区短路故障引起断路器跳闸时，断路器气室的检测结果应包括开断48h后的检测数据。 4）罐式断路器分解产物检测异常时，应结合局部放电检测结果进行综合判断。
42	实验室分解产物测试	B2	必要时	检测组分：SO_2、SOF_2、SO_2F_2、CO、CO_2、CS_2、CF_4、S_2OF_{10}。	试验	必要时，如：现场分解产物测试超参考值或有增长时。
43	导电回路电阻测量	B2	1年	应符合制造厂规定	试验	用直流压降法测量，电流不小于100A。
44	分、合闸电磁铁的动作电压	B2	3年	并联合闸脱扣器应能在其交流额定电压的85%～110%范围或直流额定电压的80%～110%范围内可靠动作；并联分闸脱扣器应能在其额定电源电压的65%～120%范围内可靠动作，当电源电压低至额定值的30%或更低时不应脱扣。	试验	1）在80%额定电压下保护装置能正确出口，断路器能正常动作。 2）在进行动作电压试验时，需通过断路器辅助接点，保证跳闸线圈通电时间不大于500ms。 3）检查时不能采用电压缓慢增加的方式，应设置试验仪输出80%额定电压的持续时间为100~350ms，

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
						试验断路器动作情况。 4）试验回路需串接开关辅助接点，不能直接在跳合闸线圈两端施加电压，防止线圈通电时间过长而造成损坏。
45	开关分合闸时间	B2	1）6年 2）A 修后	1）断路器的分、合闸时间应符合制造厂规定。 2）除制造厂另有规定外，断路器的分、合闸同期性应满足下列要求： —相间合闸不同期不大于 5ms； —相间分闸不同期不大于 3ms； —同相各断口间合闸不同期不大于 3ms； —同相各断口间分闸不同期不大于 2ms。	试验	
46	测量分、合闸线圈的直流电阻	B2	3年	试验结果应符合制造厂规定	试验	不同温度下电阻值按下式换算： $R_2=R_1(T+t_2)/(T+t_1)$ 式中 R_1、R_2 分别为在温度 t_1、t_2 下的电阻值，T 为电阻温度常数，铜导线取 235。
47	辅助回路和控制回路绝缘电阻	B2	3年	绝缘电阻不低于2MΩ	试验	采用500V或1000V兆欧表。
48	辅助回路和控制回路交流耐压试验	B2	必要时	试验电压为2kV	试验	可用2500V兆欧表代替。
49	断路器的速度特性	B2	A修后	测量方法和测量结果应符合制造厂规定	试验	制造厂无要求时不测量。
50	SF_6密度继电器校验	B2	1) 必要时 2)A 修后	校验结果符合制造厂规定	试验	必要时，如：怀疑设备有异常时。
51	机械操作试验	B2	运行1年，以后3年	操作灵活，合分指示及转换开关正确	试验	1)对气动机构应校验各级气压的整定值(减压阀及机械安全阀) 。 2)必要时，如：怀疑压力表有问题或压力值不准确时。
52	压力表校验(或调整)，机构操作压力(气压、液压)整定值校验	B2	1) 必要时 2)A 修后	试验结果按制造厂规定要求	试验	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
53	断口间并联电容器的绝缘电阻、电容量和tanδ	B2	1）3年 2）A 修后 3）必要时	1)绝缘电阻不小于5000MΩ。 2)与断口同时测量，测得的电容值偏差应在初始值的±5%范围内，10kV 试验电压下的 tanδ（%）值不大于下列数值： 油纸电容型：0.5% 膜纸电容型：0.4%	试验	1)采用2500V兆欧表。 2)大修时，对断路器应测量电容器和断口并联后整体的电容值和 tanδ 作为原始数据。 3)如有明显变化时，应单独对电容器进行试验。 4)必要时，对绝缘性能有怀疑时。
54	耐压试验	B2	1）A修后 2）必要时	交流耐压或操作冲击耐压的试验电压为出厂试验电压的0.8倍。	试验	1)试验在SF_6气体额定压力下进行。 2)断路器的耐压试验方式：合闸对地；分闸状态两端轮流加压，另一端接地。 3)耐压试验后的绝缘电阻值不应有明显变化。 4)必要时，如：对绝缘性能有怀疑时。
55	断口分合闸时间分散性测试	B2	必要时	按照GB/T 30846执行，分合闸时间偏差不超过±1ms。	试验	建议分合闸20次以上，取最大值与最小值的差值作为分散性测试值。 必要时：更换机构或灭弧室以及A修后。
56	灭弧室解体检修	A	1）24年 2）必要时	1）对弧触指进行清洁打磨；弧触头磨损量超过制造厂规定要求应予更换。 2）清洁主触头并检查镀银层完好，触指压紧弹簧应无疲劳、松脱、断裂等现象。 3）压气缸检查正常。 4）喷口应无破损、堵塞等现象。 5）必要时更换新的相应零部件。	检修	1)因受现场条件限制时，原则上采用整体轮换的方式送检修车间完成大修 2）必要时：如操作次数每达到 3000 次（如厂家规定次数小于3000 次则按照厂家规定执行）或电寿命达到厂家规定值。
57	更换密封	A	1）24年 2）必要时	1）清理密封面，更换 O 型密封圈及操动杆处直动轴密封。 2）法兰对接紧固螺栓应全部更换。	检修	必要时：如灭弧室解体检修时。
58	绝缘件检查	A	1）24年 2）必要时	1）检查绝缘拉杆、支持绝缘台等外表无破损、变形，清洁绝缘件表面。 2）绝缘拉杆两头金属固定件应无松脱、磨损、锈蚀现象，绝缘电阻符合厂家技术要求。 3）必要时应进行干燥处理或更换。	检修	1)因受现场条件限制时，原则上采用整体轮换的方式送检修车间完成大修 必要时：如灭弧室解体检修时。
59	更换吸附剂	A	1）24年 2）必要时	1）检查吸附剂盒有无破损、变形，安装应牢固。 2）更换经高温烘焙后或真空包装的全新吸附剂。	检修	1)因受现场条件限制时，送检修车间处理。 2）必要时：如灭弧室解体检修时。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
60	瓷套检查	A	1）24年 2）必要时	1）清洁瓷套的内外表面，应无破损伤痕或电弧分解物。 2）法兰处应无裂纹，与瓷瓶胶装良好；应采用上砂水泥胶装，胶装处胶合剂外露表面应平整，无水泥残渣及露缝等缺陷，胶装后露砂高度10～20mm，且不得小于10mm，胶装处应均匀涂以防水密封胶。 3）瓷套有异常或爬电比距不符合污秽等级要求的应更换。	检修	1)因受现场条件限制时，送检修车间处理。 2）必要时：如灭弧室解体检修时。
61	SF_6气体管路检修	A	1）24年 2）必要时	1）检查各气管无渗漏、锈蚀等现象。 2）更换各气管、逆止阀、充放气接头的密封件。	检修	1)因受现场条件限制时，送检修车间处理。 2）必要时：如灭弧室解体检修时。
62	电器元件评估	A	12年	对断路器机构箱、汇控箱内继电器、接触器、加热器等低压电器元件进行老化评估，根据评估结果针对性更换。	检修、继保	
63	液压机构大修	A	24年	1）控制阀、供排油阀、信号缸、工作缸的检查：阀内各金属接口，应密封良好；球阀、锥阀密封面应无划伤；各复位弹簧无疲劳、断裂、锈蚀；更换新的密封垫。 2）油泵检查：逆止阀、密封垫、柱塞、偏转轮、高压管接口等应密封良好、无异响、无异常温升；更换新的密封垫。 3）电机检查：电机绝缘、碳刷、轴承、联轴器等应正常。 4）氮气缸检查：罐体无锈蚀、渗漏；管接头密封情况良好；漏氮报警装置完好；更换新的密封圈；活塞缸、活塞密封应良好，应无划痕、锈蚀；更换新的氮气。 5）油缓冲器检查：油缓冲器弹簧应无疲劳、断裂、锈蚀，必要时进行更换；更换新的密封圈；活塞缸、活塞密封应良好，无划痕、锈蚀，更换新的液压油。 6）检查液压机构分、合闸阀的阀针是否松动或变形，防止由于阀针松动或变形造成断路器拒动。 7）对所有转动轴、销等进行更换。 8）必要时更换新的相应零部件或整体机构	检修	1)因受现场条件限制时，原则上采用整体轮换的方式送检修车间完成大修。 2)根据运行状态及小修检查结果可缩短检修周期。
64	气动机构大修	A	12年	1）检查压缩机曲轴无变形、断裂。 2）电机检查：电机绝缘、碳刷、轴承、联轴器等应无磨损、工作正常。 3）曲轴箱密封完好无渗漏。 4）活塞缸、活塞密封情况，应无划痕、锈蚀。 5）逆止阀、安全阀密封情况良好。 6）空气滤清器清洁无损坏。 7）缓冲器检查：合闸缓冲器和分闸缓冲器的外部、缓冲器下方固定区域应无漏油痕迹，缓冲器应无松动、锈蚀现象，弹簧无疲断裂、锈蚀，活塞缸、活塞密封圈应密封良好。 8）传动皮带（齿轮）无老化、变形、损坏。 9）储气罐罐体无锈蚀、渗漏；气水分离装置、自动排污装置工作正常；排水阀密封良好；气罐进出逆止阀、截止阀、管接头密封情况良好；储气罐内壁无锈蚀；防爆片完好无锈蚀。	检修	1)因受现场条件限制时，原则上采用整体轮换的方式送检修车间完成大修。 2)根据运行状态及小修检查结果可缩短检修周期。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
				10）更换新的压缩机机油。 11）检查液压机构分、合闸阀的阀针是否松动或变形，防止由于阀针松动或变形造成断路器拒动。 12）对所有转动轴、销等进行更换。 13）必要时更换新的相应零部件或整体机构。		
65	弹簧机构大修	A	12 年	1）分合闸弹簧检查：分合闸弹簧应无损伤、变形；对分、合闸弹簧进行力学性能试验，应无疲劳，力学性能符合要求。 2）分合闸滚子检查：分合闸滚子转动时无卡涩和偏心现象，与掣子接触面表面应平整光滑，无裂痕、锈蚀及凹凸现象。 3）电机检查：电机绝缘、碳刷、轴承等应无磨损、工作正常。 4）减速齿轮检查：减速齿轮无卡阻、损坏、锈蚀现象，润滑应良好。 5）缓冲器检查：合闸缓冲器和分闸缓冲器的外部、缓冲器下方固定区域应无漏油痕迹，缓冲器应无松动、锈蚀现象，弹簧无疲断裂、锈蚀，活塞缸、活塞密封圈应密封良好。 6）对所有转动轴、销等进行更换。 7）必要时更换新的相应零部件或整体机构。	检修	1)因受现场条件限制时，原则上采用整体轮换的方式送检修车间完成大修。 2)根据运行状态及小修检查结果可缩短检修周期。

22.13 换流阀设备

换流阀设备的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 75）。

表 75 换流阀设备的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	阀塔构件检查	C1	4 天	检查阀塔构件连接正常，无倾斜、脱落	运行	
2	阀塔水管检查	C1	4 天	检查阀塔水管连接正常，无脱落、漏水	运行	
3	阀塔组件检查	C1	4 天	检查阀塔组件无放电，无异常声音无焦糊味，无明显摆动现象。	运行	
4	温湿度抄录	C1	4 天	对阀厅温湿度进行一次抄录	运行	
5	红外巡视	C1	1 周	开展设备红外巡视并对异常发热点拍摄照片留存比对。	运行	
6	阀塔压差抄录	C1	1 周	对阀塔压差进行一次抄录	运行	
7	悬吊、支撑系统外观检查	B1	1 年	1）悬吊系统连接良好、垂直，元件无变形、开裂、松动及脱落情况。悬吊系统绝缘子形态完整，裙边无破损。悬吊元件螺栓销子位置正常，无偏移、脱落。 2）支撑元件（电抗器支撑绝缘子、组件支撑绝缘板等）形态完好，无变形、弯曲、过度拉伸或压缩。无裂纹、裂痕，无放电痕迹。	检修	按照 GB/T 20992 进行检查。
8	悬吊陶瓷绝缘子检测	B1	4 年及地震后	悬吊系统陶瓷绝缘子每 4 年，抽取顶部两层的 25%进行超声波检测，如检测中发现裂纹，则需对同型号全部陶瓷绝缘子进行超声波检测；地震后也需对顶部两层全部悬吊陶瓷绝缘子进行超	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
				声波检测。存在缺陷的绝缘子须进行更换。		
9	光纤槽外观检查	B1	1 年	1）形态完好，无破损，无光纤脱出，无放电痕迹。 2）防火封堵严密可靠，各点扎带双重配置且紧固良好。	检修	按照 GB/T 21420 进行检查。
10	晶闸管外观检查	B1	1 年	确保晶闸管、散热块、阻尼电阻、阻尼电容、TVM 板（TE 板）形态完好，无变形、变色痕迹，电气连接正确、完好，晶闸管级导线形态一致，与其他元件保持安全距离，严禁触碰元件。用硅堆钢叉检查阀段安装压力，阀段安装压力正常，对偏松的进行紧固。	检修	
11	晶闸管力矩校验	B1	2 年	每 2 年校验总量的三分之一，滚动进行，确保元件螺栓力矩满足要求，软连接线固定可靠且不会触碰无关元件。	检修	
12	晶闸管污秽测试	B1	2 年	抽取不同阀塔污秽相对较重的 3 个阀组件，抽样测试阀控板卡、晶闸管、阻尼电容、均压电容承压部位的污秽程度。元件污秽不应超过 D 级，否则应开展清污，污秽测试方法可参照线路绝缘子污秽测试方式，污秽等级划分参照 GB/T 26218.1-2010 第 1 部分：定义、信息和一般原则。清污工作要求见 3.14。	检修	
13	阳极电抗器外观检查	B1	1 年	1）阳极电抗器本体形态完好，环氧树脂无裂纹或变色。 2）绝缘子形态完好，无裂纹、破损。 3）载流母线排形态完好，接头处无氧化、变色现象。 4）冷却水管连接完好，无松动；水管间及与其他元件保持足够距离，确保无自由触碰风险。 5）水管上的螺旋包裹带、固定件（扎带、扣箍等）安装形态正常，无裂纹、破损，与水管无磨损痕迹（须打开螺旋包裹带等查看），发现水管受损时应更换水管，调整或更换造成磨损的元件。 6）水管内无异物，无渗漏。 7）检查阳极电抗器载流母线螺栓标记线，标记线清晰、连贯、无错位，对松动螺栓按安装力矩进行紧固。 8）牛从直流专项检查：a)铁心未发生垂直方向位移（须对铁心与框架结合处进行标记，通过检测标记形态判断有无发生位移），不得因位移造成元件（水管、紧固连杆等）异常接近或触碰，对于异常电抗器须进行更换；b)等电位连接母排或导线形态完好，无松动，无锈蚀，无断裂。	检修	
14	阳极电抗器螺栓校验	B1	2 年	对载流母线全部连接螺栓按 80%安装力矩进行紧固校验，对存在松动的按安装力矩紧固，并重新打标记线。	检修	
15	均压电容器外观检查	B1	1 年	1）均压电容器形态完好，绝缘子无裂纹、破损，无变色痕迹。表面清洁，无积污。 2）连接铜板完好、无变形，连接铜板接头处无氧化、变色现象。 3）电气连接螺栓及安装固定螺栓紧固标记线清晰、完整，无错位现象，发现标记线缺失或错位应重新校核力矩后作好标记线。螺栓力矩符合设备技术文件要求。 4）均压电容正常。	检修	
16	MSC、RPU、	B1	1 年	1）MSC、RPU 形态完好，无变色。	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
	光纤外观检查			2）光纤排列整齐，固定完好，无拗折。光纤及光纤束弯曲部分宽松流畅，半径不得小于设备规范要求。		
17	光纤测试	B1	2 年	光纤衰耗在正常范围内，光纤衰耗增速正常，无加速老化或突变。	检修	换流阀设备中光纤数量多，可采用抽检方式，抽检方式： A）每种长光纤固定 1 根测试衰耗，长期跟踪； B）每种长光纤随机选 2 根测试衰耗。”
18	载流母线外观检查	B1	1 年	载流母线形态完好，无变形，排列一致。连接接头处无氧化、变色痕迹。螺栓紧固标记线清晰、连贯，无错位现象。	检修	
19	载流母线螺栓校验	B1	2 年	对载流母线全部连接螺栓按 80%安装力矩进行紧固校验，对存在松动的按安装力矩紧固，并重新打标记线。	检修	换流阀设备中载流母线螺栓数量多，可采用抽检方式，抽检方式：连接螺栓紧固校验，每两年校验总量的三分之一，滚动进行。
20	阀组件外罩及屏蔽层外观检查	B1	1 年	阀组件外罩及屏蔽层表面光洁，无积污。阀组件屏蔽层上无渗漏水痕迹、无杂物。	检修	
21	阀组件外罩及屏蔽层水平度检查	B1	4 年	用水平尺检测阀层各方向的水平度正常，对于水平度存在异常的情况须查明原因，更换缺陷元件，并排查消除同类隐患。	检修	
22	均压电极外观检查	B1	1 年	1)均压电极抽检应包含各类安装位置均压电极。均压电极探针表面光洁，无结垢和腐蚀，均压电极探针表面结垢厚度不大于 0.4mm；电极探针长度不低于原长的 60%。电极螺纹完好，无腐蚀痕迹。电极安装力矩需符合要求。均压电极密封圈形态完好，弹性正常，无腐蚀。对于异常的电极进行更换，电极拆除检查后须更换垫圈，垫圈在使用前应使用纯净水浸泡不少于 5min。 2)均压电极连接线接头插入良好且紧固无松动。均压电极线连接线完好，无硬化、变色现象。均压电极连接线固定良好，且不得触碰内冷水管及其他元件；S 型水管上的均压电极连接线严禁触碰均压罩边缘（考虑运行振动情况下）。	检修	
23	均压电极密封垫圈更换	B1	4 年	均压电极密封圈用全新垫圈进行更换，更换时如发现电极探针腐蚀超标或螺杆腐蚀，须一并更换电极。	检修	持续监测状态良好的情况，可延期至 6 年。
24	阀塔漏水检测功能外观检查	B1	1 年	1）漏水检测装置外观无异常，光纤紧固，泄流孔畅通无堵塞。 2）阀塔底部积水层清洁，无杂物，漏水检测装置内无积水。	检修	
25	阀塔冷却水管道外观检查	B1	1 年	1）水管安装牢固、排列整齐，表面洁净、无污染、无变色、无裂纹或破损，S 型水管、汇流管、分支水管等内无异物，无气泡。 2）对于使用扎带固定水管，每个固定点的扎带应冗余配置，扎带无破损，无缺失。 3）水管及阀门连接处无渗漏水；分支水管接头处无渗漏水。 4）阀门位置正确。水管流向标识清晰正确。	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
				5）S 水管法兰连接螺栓紧固标记线清晰、完整，无错位，发现异常须重新校核力矩。		
26	阀塔冷却水管道螺栓校验	B1	1）S 水管法兰螺栓：2 年；2）（金属）主水管及管路元件（阀门、排气阀、膨胀水箱、压差表等）：4 年	1）S 型水管法兰盘连接螺栓应每 2 年校核螺栓力矩（检查力矩为 80%安装力矩，如发现松动应按安装力矩紧固）。 2）主水管及管路元件紧固螺栓（含元件本体螺栓）应每四年校核螺栓力矩，防止长期振动中紧固松动。	检修	
27	阀塔冷却水管道管路排气检查	B1	阀塔（含管路）放水 A 修后	1）管路内空气排出，主水压力保持正常且稳定。 2）排气阀工作正常，无渗漏水。	检修	
28	换流阀设备清污	B1	8 年或测试发现积污严重（污秽等级为 d 级或以上）时。	阀塔设备、元件表面清洁，无积污，清污后污秽等级不得超过 b 级；不同设备、元件应按作业标准采用正确方法清污，防止损伤设备、元件。	检修	污秽等级划分参照 GB/T 26218.1-2010 第 1 部分：定义、信息和一般原则。
29	漏水检测装置功能试验	B2	2 年	1）用注水方式分段检测 I 段漏水告警和 II 段漏水跳闸功能，浮子运动平顺、无卡涩，I 段、II 段光栅与光纤对应正确。 2）试验中漏水告警及跳闸 SER 信号正确。	试验	
30	内冷水加压试验	B2	内冷水系统大修（拆除检查或更换 20 个以上水路元件）后	内冷水路 A 修后应按 1.1 倍运行压力进行加压试验，优先采用静态加压方式，压力须在试验值稳定保持 15min。试验过程中应对阀塔元件进行全面细致检查，确保管路无渗漏水。	试验	按照 GB/T 20990.1-2007 第 1 部分：电气试验要求开展。
31	阀避雷器监测装置动作信号功能试验	B2	4 年	采用模拟加压（或注流）方式，模拟避雷器装置动作，避雷器监测装置能够正确发出光信号，工作站正确发出相应避雷器动作报文。	试验	按照 DL/T 1568 要求开展。
32	阻尼元件测试	B2	4 年	抽测不同位置 10 个阀片级的阻尼元件参数，测量阻尼电阻、电容值，与出厂值偏差不应超过 5%，或符合厂家技术规范要求，如发现异常须扩大测试范围。	试验	
33	阀组件均压试验	B2	4 年	测量全部阀组件的阀片级均压特性，各阀片级承压一致，其电压偏差小于 5%。	试验	
34	均压电容器试验	B2	8 年	抽测不同位置的 10 个均压电容值，电容值与出厂值偏差不应超过 5%，或符合厂家技术规范要求，如发现异常须扩大测试范围。	试验	
35	阀电抗器试验	B2	8 年	抽测不同位置的 10 个阳极电抗器电抗值，电感值与出厂值偏差不应超过 5%，或符合厂家技术规范要求，如发现异常须扩大测试范围。	试验	

22.14 阀冷设备

阀冷系统的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 76）。

表 76　阀冷系统的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	工作站监盘	C1	两天	1）监盘并抄录一次数据，判断阀冷运行状态是否正常，发现异常及时处理。 2）现场巡视外冷水池，查看水位有无异常。 3）结合每日膨胀水箱水位监测、对比分析，及时发现渗漏。	运行	
2	渗漏水检查	C1	两天	1）巡视阀冷内冷水回路，检查主泵、管道法兰等是否存在渗漏水。 2）巡视喷淋泵坑，观察泵坑设备有无渗漏水。	运行	
3	传感器检查	C1	两天	1）进行现场巡视，对比分析现场、后台传感器数据有无异常，关键传感器数据每周抄录 1 次，如出现异常适当缩短周期。 2）现场巡视离子交换支路电导率传感器、流量计等，分析电导率和支路流量有无异常。 3）巡视检查主过滤器，确认主过滤器压差正常。	运行	
4	主泵检查	C1	两天	开展主泵巡视和红外检测（每周记录 1 次），检查主泵及电机振动、声音正常，无漏水，温度正常。	运行	
5	冷却塔检查	C1	两天	现场巡视冷却塔及变频器工作状况，检查设备运行有无异常。	运行	
6	红外检测	C1	两天	开展阀冷载流元件与回路红外检测（每周记录 1 次），分析测温历史数据，及时发现过热隐患。	运行	
7	回路检查	C1	两天	检查各空开、继电器是否在正确位置，检查跳闸回路继电器状态是否正确。	运行	
8	主泵切换检查	C1	两周	1）主泵定期切换前与手动切换前进行阀冷设备特巡，确认阀冷主设备及传感器运行无异常。 2）主泵切换后 2h 内进行测温特巡，确认新投入主泵及其电源回路运行正常。	运行	根据切换周期定
9	泵坑排水检查	C1	1 个月	每月巡视泵坑排污竖井，查看设备及排水功能完好。	运行	
10	主循环泵与电机维护	B1	3 个月	1）定期添加的润滑脂或润滑油型号应与设备技术文件的要求一致，在添加润滑油时油位应符合设备技术文件，润滑脂应在主泵轴承运行时添加。 2）主循环泵泵体外表清洁，无灰尘、油渍及杂物。 3）水泵和电机运行时轴承无尖锐刺耳声音，正常运行的轴承应具有浑厚、连续的声音。主泵运行震动明显时，可对水泵和电机进行震动进行检测，检测结果应满足设备技术文件的要求。 4）水泵和电机温度持续稳定，运行温度范围符合设备技术文件的要求。	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
				5）电机和水泵各密封面无渗漏水或渗漏油现象。		
11	离子交换器维护	B1	3 个月	1）离子交换器各连接处无渗漏水现象； 2）主泵启动后离子交换器回路流量计和电导率传感器读数正常，符合设备技术文件要求。	检修	
12	离子交换器检修	B1	当离子交换器出口电导率和主水管电导率相等，或离子交换器出水电导率接近告警定值时	1）更换前应确认新树脂外观、性能指标满足《阀冷系统辅助材料管理办法》要求，潮解、开裂及霉变等树脂不得使用。 2）全部重新更换树脂，更换的树脂应是同品牌、型号。 3）更换安装后检查所有连接处无渗漏。更换树脂后，离子交换器出水电导率测量值小于 0.2 μs/cm。	检修	
13	泵坑排水竖井及集水井维护	B1	3 个月	1）竖井及集水井内水位无异常，无积污。 2）排水管道连接正常，无松动，无堵塞现象。 3）排污泵运转正常。	检修	
14	喷淋泵维护	B1	3 个月	1）定期添加的润滑脂或润滑油型号应与设备技术文件的要求一致；在添加润滑油时油位应符合设备技术文件的要求。 2）喷淋泵泵体外表清洁，无灰尘、油渍及杂物。 3）水泵和电机声音无明显异常；对水泵和电机的震动进行测量，结果符合设备技术文件的要求。 4）水泵和电机温度正常，符合设备技术文件的要求； 5）电机和水泵各密封面无渗漏水或渗漏油现象。	检修	
15	外冷水循环砂过滤器维护	B1	3 个月	1）砂过滤泵无渗漏水；过滤器压差正常，符合设备技术文档要求；过滤器罐体表面清洁，无积污。 2）温度正常、声音无明显异常，符合设备技术文档要求。 3）自动、手动反冲洗功能正常，符合设备技术文件要求。	检修	
16	外冷水进水系统维护	B1	3 个月	1）进水过滤器压差正常，无堵塞现象；若过滤器堵塞严重须进行清洗。 2）软水装置工作正常，软水装置接头处无渗漏。 3）盐箱盐能满足正常需要。	检修	
17	动力电源系统维护	B1	3 个月	元件及导线连接处温度正常，无氧化及过热变色等现象。	检修	
18	传感器、表计检查	B1	3 个月	1）传感器、表计外观清洁，连接处无渗漏水。 2）传感器、表计读数正常，冗余传感器及同位置表计的读数一致。 3）在工作站上对传感器历史数据变化趋势进行专业分析，确认历史数据趋势符合定值及实际情况。	检修	按照DL/T 1582要求开展。
19	补水箱维护	B1	6 个月	补水箱内补充水电导率应小于 10μs/cm，否则应更换补充水。新补充水应纯净无杂质，PH 值介于 6.5 到 8.5，电导率小于 10μs/cm，更换陈水时严禁异物进入补水箱内。	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
20	主循环泵与电机小修	B1	1年	1）对轴承的润滑脂或润滑油进行更换（免维护轴承除外），更换的润滑脂或润滑油型号应与设备技术文件的要求一致；更换润滑油时油位应符合设备技术文件的要求。 2）打开电机接线盒检查，电机电源线接线绝缘良好，无老化和过热损伤的迹象；接线端子及连接片紧固良好，无氧化变色；接线盒密封良好，盒内清洁无异物。 3）用 1000V 摇表对电机绝缘进行测量，绝缘电阻要求大于 0.5MΩ。 4）对电机运转时的三相电流、电压进行测量，三相电流电压应平衡。不平衡度按[（最大值-最小值）/最小值]计算，电压不平衡度≤2%，电流不平衡度≤10%。 5）对联轴器同心度进行测量，应符合设备技术文件的要求。	检修	
21	补水箱检修	B1	1年	1）利用干净的自来水对水箱外壁进行清污，要求清污后外壁洁净无污痕。 2）利用补充水对敞开式水箱箱体内壁进行清污，要求清污后内壁洁净无污痕，无杂物遗留在水箱中。 3）封闭式水箱由运行单位根据设备手册要求进行清污作业。	检修	
22	主过滤器检修	B1	1年	1）滤网、滤芯完好，无破损腐蚀现象；主过滤器滤芯无杂物堵塞现象。如发现异物须验明异物成份，确定异物来源并彻底清除水路异物。 2）检修后内冷水主回路压力及主过滤器压差值正常，符合设备技术文件规定。	检修	
23	离子交换器回路过滤器检修	B1	1年	对于棉质滤芯必须更换，金属材质的滤网可冲洗干净后再使用；清洗后的滤网应清洁无破损、腐蚀及堵塞现象，处理后离子交换器回路流量正常，符合设备技术文件要求。	检修	
24	水管小修	B1	1年	1）外观及渗漏检查： 水管安装牢固、排列整齐、表面洁净，无裂纹或破损、无杂物、无污染；水管中无异物。 水管及阀门连接处无渗漏水，阀门位置正确，水管流向标识清晰正确。 2）螺栓紧固检查：主水管道连接螺栓紧固标记线清晰、完整，无错位现象，发现标记线缺失或错位应重新校核力矩后作好标记线。 3）注水与排水 内冷水注水时注意排气，管道内不得残留空气，如进行冷却塔或多个阀塔等大规模换水，应通过间歇式反复启停或切换主泵进行排气，且循环运行排气时间不少于 12h。 内冷水管道的排气操作，应按照“哪里产气，哪里排气”的原则进行。 内冷水循环启动后主水道压力应在正常值并稳定，符合设备技术文件要求。 膨胀水箱水位在安全水位，符合设备技术文件要求。	检修	
25	膨胀水箱检修	B1	1年	1) 箱体固定良好。 2) 水箱外壁清洁无污秽、无残水。	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
				3) 水箱无渗漏水。 4) 水位传感器读数与本体液位指示一致，冗余传感器读数在允许范围内。 5) 进出水阀门位置正确，功能正常。 6) 进出水连接管连接牢固，无松动现象；如使用软管连接，软管应无变质硬化现象，否则应进行更换。 7) 二氧化碳吸附剂应无受潮或变色现象，否则应进行更换。		
26	喷淋水池检修	B1	1 年	喷淋水池内清洁，无污秽，无结垢、藻类等附着物。	检修	
27	冷却塔本体检修	B1	1 年	1) 冷却塔无生锈现象，必要时进行防锈处理；冷却盘管、冷却塔壁、积水盘无腐蚀、无损伤、无污秽、无积垢，必要时进行无损除垢。冷却塔进出水阀门、风挡机构工作正常，顶部通风口清洁无污秽。 2) 冷却塔水路无渗漏。 3) 所有喷嘴无堵塞，喷淋正常。	检修	
28	冷却塔风机维护	B1	1 年	1) 定期添加的润滑脂型号应与设备技术文件的要求一致；在添加润滑油时油位应符合设备技术文件的要求（若添加润滑脂工作无法在冷却塔运行中进行，则在直流停电期间进行）。 2) 电机、皮带震动和声音无明显异常。 3) 电机温度正常，符合设备技术文件的要求。	检修	
29	冷却塔风机小修	B1	1 年	1) 电机外表清洁，无灰尘、油渍及杂物。 2) 打开电机接线盒检查，电机电源线接线绝缘良好，不存在老化和过热损伤的迹象。接线端子及连接片紧固良好，无氧化变色；接线盒密封良好，盒内清洁无异物。 3) 用 1000V 摇表对电机绝缘进行测量，绝缘电阻要求大于 0.5MΩ。 4) 对电机运转时的三相电流、电压进行测量，三相电流电压应平衡。不平衡度按[（最大值-最小值）/最小值]计算，电压不平衡度≤2%，电流不平衡度≤10%。 5) 风扇皮带松紧度适中，符合设备技术文件要求。 6) 电机外壳无生锈现象，必要时进行防锈处理。	检修	
30	外冷水泄水系统检修	B1	1 年	1) 设备表面清洁无渗漏水；泄水系统排水正常，管路无堵塞；流量计内壁无水垢，防腐探针无腐蚀现象。 2) 泄水系统弃水控制功能正常，启动与停止符合设定条件，满足设备技术文件要求。	检修	
31	加药（软化水及杀菌）装置检修	B1	1 年	1) 药箱内壁和加药管路洁净、无异物，药剂液位正常。 2) 装置加药功能正常。	检修	药剂液位低告警时应补充药剂，补充药剂应为符合厂家技术要求的合格药剂。
32	外冷水循环砂过滤器大修	B1	1 年	1) 连接管内壁无结垢、堵塞现象。 2) 自动调节阀无积污，调节功能正常，符合设备技术文档要求。	检修	
33	动力电源	B1	1 年	1) 各元器件标识、电缆标号应正确、完整、清	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
	系统检修			晰；元器件清洁无积灰；变频器运行平稳，声音无异常；电缆进线孔封堵严实。 2) 端子应紧固，接线应连接应可靠，不存在虚接及松动现象。 3) 使用 1000V 摇表测量动力电缆芯线对地的绝缘电阻，结果应大于 10MΩ。 4) 软启动器、电动机断路器定值与设备技术文件一致。 5) 断开交流电源电源侧开关，检查交流电源正常切换至备用电源。 6) 模拟变频器短时断电（小于故障判定延时）后复电，检查变频器自启动正常；模拟变频器故障，手动及自动（具备自动功能）投入旁路电源开关，风机启动运行正常。		
34	控制器检修	B1	1 年	1) 控制器标识应正确、完整、清晰；操作面板显示清晰，文字清楚。 2) 保护定值与保护定值单一致。 3) 对控制器的软件进行备份，一式两份分开独立存放，注明备份时间及说明。	检修	
35	二次回路常规检修	B1	1 年	1) 元器件标识、电缆标号应正确、完整、清晰；按钮、把手及开关良好；继电器、开关辅助节点连接可靠。 2) 端子应紧固，接线连接可靠，不存在虚接及松动现象。 3) 传动试验应确保阀冷控制系统跳闸出口回路正确，跳闸出口回路校验可以通过保护接口屏压板电压测量、出口继电器核对、阀冷接口屏端子电压测量等方式开展。传动试验完成后，不能在阀冷控制系统跳闸回路上开展任何工作。	检修	
36	主循环泵与电机大修	B1	2 年或小修中发现异常	1) 对电机和水泵的所有轴承进行更换。 2) 检查新安装轴承外圈与机座及内圈与轴的配合，应紧固无松动现象。 3) 水泵机械密封密封面应光滑平整,若出现密封面磨损时，需对机械密封进行更换。 4) 对水泵机械密封垫圈进行更换。 5) 水泵叶轮无碰撞痕迹，无锈蚀。 6) 电机铁心漆皮无脱皮锈蚀，风道畅通无阻塞，转子平衡块紧固可靠，槽楔装配紧固，每根槽楔的空响长度小于三分之一槽楔长（或按制造厂规定）；鼠笼端环与铜（铝）条连接良好无断裂，端环无裂纹，绝缘层清洁无破损；绕组绑扎锁紧固，引线连接牢固。 7) 检查逆止阀内部，特别是两个阀片之间的限位杆和回力弹簧。回力弹簧应无锈蚀，限位杆应无明显磨损，对于弹簧存在锈蚀或限位杆明显磨损的逆止阀需进行更换。 8) 电机前后端盖面形态完好，无龟裂。塑料型磨损环无老化、龟裂，金属型磨损环无变形磨损。 9) 检查电机风扇无老化，无裂纹，无卡涩； 对定子冷态直流电阻进行测量，三相直流电阻应平衡。不平衡度按 [（最大值-最小值）/最小值]计算，三相绕组电阻相间不平衡度≤1%，线间不平衡度≤2%。	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
37	水管中修	B1	2 年	1) 对主水管连接补水回路逆止阀、去离子支路逆止阀、补水支路逆止阀等逆止阀进行解体检查。检查逆止阀内部机构形态是否完好，限位杆等元件有无磨损，弹簧等元件有无锈蚀，对于存在锈蚀或磨损的逆止阀需进行更换。 2) 加压试验：必要时（拆除检查或更换 20 个以上水路元件）：内冷水路 A 修后应进行压力试验，测试中按 1.1 倍压力运行至少 15min，压力稳定，检查管路无渗漏水。	检修	
38	冷却塔风机大修	B1	2 年	对定子冷态直流电阻进行测量，三相直流电阻应平衡。不平衡度按 [（最大值-最小值）/最小值]计算，三相绕组电阻相间不平衡度≤1%，线间不平衡度≤2%。	检修	
39	喷淋泵小修	B1	2 年	1) 打开电机接线盒检查，电机电源线接线绝缘良好，不存在老化和过热损伤的迹象；接线端子及连接片紧固良好，无氧化变色；接线盒密封良好，盒内清洁无异物。 2) 用 1000V 摇表对电机绝缘进行测量，绝缘电阻要求大于 0.5MΩ。 3) 对电机正常运行时的三相电流、电压进行测量，三相电流电压应平衡。不平衡度按 [（最大值-最小值）/最小值]计算，电压不平衡度≤2%，电流不平衡度≤10%。 4) 对叶轮和逆止阀结垢情况抽检，若发现结垢情况严重，影响后续运行，则需对全部设备进行除垢。	检修	
40	外冷水进水系统	B1	2 年	1) 进水电动阀门分合功能正常，阀门启停动作符合设定条件。 2) 进水过滤器滤芯清洗（棉质的进行更换）。 3) 软水装置各个接头检查，吸液功能正常。罐体无锈蚀，多路阀工作正常；罐体控 4) 制系统能正常切换；盐箱清洁检查，箱内无杂质，吸盐路无堵塞；混床树脂功能正常。 5) 进水电导率高于出水电导率，若进水电导率等于出水电导率则按标准进行树脂的更换。	检修	
41	二次回路继电器校验与绝缘检查	B1	4 年	1) 软启动器参数与设备技术文件一致。 2) 交直流电压监视继电器设置定值与批准定值一致。试验验证低压动作定值与延时准确，继电器性能完好。 3) 用 500V 或 1000V 摇表测量跳闸回路电缆每芯对地及各芯间的绝缘电阻，其绝缘电阻应不小于 2MΩ。	检修	
42	补水泵与电机检修	B1	4 年	1) 定期添加的润滑脂或润滑油型号应符合设备技术文件要求；在添加润滑油时油位应符合设备技术文件要求。 2) 水泵泵体外表清洁，无灰尘、油渍及杂物； 3) 水泵和电机声音无明显异常，对水泵和电机的震动进行测量，测量结果符合设备技术文件要求。 4) 水泵和电机温度持续稳定，运行温度范围符合设备技术文件的要求。 5) 补水泵启停和切换功能正常。 6) 对电机运转时的三相电流、电压进行测量，	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
				三相电流电压应平衡。不平衡度按 [（最大值-最小值）/最小值]计算，电压不平衡度≤2%，电流不平衡度≤10%。		
43	喷淋泵大修	B1	4 年	1) 水泵叶轮无碰撞痕迹，无锈蚀，无结垢现象。 2) 检查逆止阀内部，特别是两个阀片之间的限位杆和回力弹簧。回力弹簧应无锈蚀，限位杆应无明显磨损，对于弹簧存在锈蚀或限位杆明显磨损的逆止阀需进行更换。 3) 对定子冷态直流电阻进行测量，三相直流电阻应平衡。不平衡度按 [（最大值-最小值）/最小值]计算，三相绕组电阻相间不平衡度≤1%，线间不平衡度≤2%。	检修	
44	外冷水专业检测	B2	6 个月	外冷水水质检测内容包括：外冷水电导率、PH 值、杂质和离子成分及含量，并由检测分析机构出具水质检测报告。	试验	
45	内冷水专业检测	B2	1 年	所取内冷水水样应纯净无杂质，取水样时应缓慢开启阀门，防止膨胀水箱水位低跳闸。内冷水水质检测内容包括：内冷水电导率、PH 值、离子成分及含量，并由检测分析机构出具水质检测报告。	试验	
46	泵坑排水竖井及集水井检修	B2	1 年	1) 排污泵泵体外表清洁，无油渍及杂物。 2) 水泵和电机声音无明显异常。 3) 排污泵自动启停功能正常。	试验	
47	控制器常规试验	B2	1 年	1) 交流电源切换试验应无异常信号，结果正常。 2) 主泵切换试验须包含面板控制切换、断开主泵电源切换的试验，切换过程平滑，无异常信号。 3) 喷淋泵切换试验须包含面板控制切换、断开喷淋泵电源切换的试验，切换过程平滑，无异常信号。 4) 控制器切换试验必须在阀冷系统正常运行情况下开展，项目包含断开 PS 电源模块开关切换、模式转换切换、断开控制器电源空开切换等三种模式，切换过程平滑，无异常信号。 5) 补水泵启停试验必须在阀冷系统正常运行情况下开展，包含补水泵“自动/手动”模式转换以相应模式下的起停，试验结果正常，试验过程无异常信号。 6) 外冷水自动补水功能应包含“自动/手动”模式转换以相应模式下的起停，试验结果正常，试验过程无异常信号。	试验	
48	传感器、表计检查	B2	1）1 年 2）4 年（专业校验）	1) 喷淋水池水位计指示正确，连接可靠，无污秽，无结垢、藻类等附着物。 2) 自行校验可采用自购仪器校验、同类传感器数据对比分析、本传感器历史数据对比分析等方式进行，传感器自行校验工作完成后，应编制校验报告并存档。 3) 传感器具备拆卸条件的应开展专业校验。拆卸或运输难度较大，或存在其他严重风险的可开展自行校验。专业校验须将传感器、表计送到有资质的校验单位或由有资质的校验单位来现场开展性能和精度校验，出具校验报告并存档。	试验	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
49	控制器采样值检验、保护功能检验及特殊试验	B2	采样值检验：4年； 保护功能检验：保护功能修改后或新装置投运后； 特殊试验1：备自投站用电备自投定值修改后、阀冷控制系统与交流电源切换相关的定值修改后以及阀冷控制系统初次投运前； 特殊试验2：4年。	1、采样值检验： 在模拟量输入回路中加入电流/电压量，装置得到的采样值应与输入量一致（偏差不高于设备允许误差）。采样值检查应包含0%、20%、40%、60%、80%、100%的电流/电压值。 2、保护功能检验： 1) 保护功能检验时，应按照上述阀冷系统保护项目，逐一检查报警、动作、复归特性。检验跳闸动作特性时，当输入量为整定值的1.05倍（反映过定值条件动作者）\0.95 倍（反映低定值条件动作者）时保护功能可靠动作；当输入量为整定值的 0.95 倍（反映过定值条件动作者）\1.05倍（反映低定值条件动作者）时该保护功能可靠不动作。保护动作后跳闸回路动作正常，工作站信号正常。 2) 开展保护功能检验和采样值检查前，应将传感器与装置采样回路隔离。 3、特殊试验1。 当站用电电源自动切换时，保证阀冷系统在以下4种运行方式下应能安全可靠运行: 交流电源两路均正常；主循环泵两台均正常 交流电源一路正常，一路故障；主循环泵两台均正常。 交流电源两路均正常；主循环泵1台正常，1台故障。 交流电源1路正常，1路故障；主循环泵1台正常，1台故障。 4、特殊试验2: 模拟运行主泵切换到故障泵，切换不成功后能及时自动回切至正常泵运行，切换过程无异常，无保护动作。	试验	

22.15 直流输电接地极

直流输电接地极的检修项目、周期、要求和负责专业（见表77）。

表77 直流输电接地极的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	日常巡维	C1	3个月	1）主要包括对极址土壤、防护标志、入地电缆及接头等连接点、渗水井、探测井、极址设备（本体、附属设施）及周边环境的检查。 2）检查周期根据需求进行动态调整。 3）抽查检测装置和渗水孔，防止淤泥堵塞管子和渗水孔。 4）积极采用在线监测等巡视手段，辅助开展人工巡维。	运行	1）参照DL/T 437执行。 2）新投运1年内人工日常定期巡视周期不超过2个月。
2	动态巡维	C2	必要时	严禁在电极埋设处开挖沟道和取土，对于自然破坏（冲刷等）应立即进行修复。	运行	
3	专业 检测 温度测量	C2	3个月	1)将温度计或热敏电阻插头插入插孔或伸到管子的底部测量接地极温度及其变化，可以判断	运行	1）参照DL/T 437执行。

序号	项目			类别	周期	要求	负责专业	说明
	巡维	井				接地极电流密度是否均匀，是否可以以大地放回方式运行，或是否给接地极注水。 2）在正常额定电流持续作用下，接地极任意部位最高温度不超过 90℃。		2）主要采用在线监测手段。
			湿度（水位）检测	C2	3个月	1）接地极以大地返回方式运行到50%额定持续运行时间时或旱季需检测水位或湿度。 2）若电极处于水饱和土壤中，可直接测出地下水位，可不考虑人工注水。 3）饱和土壤需使用湿敏电阻或探针测量，易干燥地段，须经常注意土壤湿度变化情况，必要时通过渗水孔人工注水保持土壤湿度。	运行	1）参照DL/T 437执行。 2）主要采用在线监测手段。
		馈电电缆	电流分布检测	C2	3年	检测流过各导流线和引流电缆的电流	运行	1）参照DL/T 437执行。 2）有在线监测装置的可不进行人工测试。
			红外检测	C2	1年	单极大地方式运行时对接头，绝缘子（含支柱绝缘子）进行红外检测。	运行	
		极址土壤	跨步电压及转移电势测量	C2	6年	跨步电压和最大转移电势符合设计要求	检修	与接地电阻测量同时进行。
			接地电阻测量	C2	6年	符合设计要求	检修	参照 DL/T 253 要求开展。
			电位分布和电位梯度检测	C2	6年	符合设计要求	检修	与接地电阻测量同时进行。
			开挖检查	C2	必要时	在设计寿命内每10年、寿命外每5年双极停运时选择2～3段电流较大处开挖，以确定腐蚀程度，或接地电阻、电流分布不符合设计要求、怀疑腐蚀严重时。	检修	
注：针对超过设计寿命的极址，应及时开展状态评价和风险评估，重点加强对馈电电流分布、跨步电压、最高温升监测及连接部位锈蚀检查，同时，合理调制定老旧极址巡视计划和设备退役策略。								

23 串补装置

23.1 串补电容器

串补电容器的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 78）。

表 78 串补电容器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	红外检测	C1	1 个月	按 DL/T 664 执行	运行	
2	不平衡电流检查	C1	1 个月	电容器不平衡电流在正常范围内，无越限告警或突变现象。	运行	
3	渗漏油、膨胀、接线端发热检查	B1	1）每 3 年 2）必要时	发现异常时，停止使用	检修	观察法
4	电容器组配平	B1	必要时	重新调整各桥臂电容量，使各桥臂电容量偏差在保护整定值范围内。	检修	必要时：如电容器不平衡电流接近告警值或越限告警时。
5	支柱瓷瓶检查	B1	6 年	清扫瓷瓶，检查瓷件清洁完好应完好无破损、金具齐全，无锈蚀、变形。	检修	
6	联接母排接头及引线检查	B1	6 年	母线应平整无弯曲，引线接头紧固良好，螺栓齐全无锈蚀。连线导线无锈蚀、无断股。	检修	紧固力矩应符合 GB 5273 和厂家的指导技术文件要求。
7	极对壳绝缘电阻	B2	1）6年 2）必要时	不低于2000MΩ	试验	1）串联电容器用1000V兆欧表，其他用2500V兆欧表。 2）单套管电容器不测。 3）可以整组进行。 4）必要时，如：保险熔断或保护跳闸时。
8	电容器组桥臂电容量测量	B2	1）投运后1年，以后每 3 年 2）必要时	每臂电容值偏差不超过不平衡电流初始整定值要求。	试验	1）用电桥法或其他专用仪器测量。 2）必要时：如串部电容器更换后或串补电容桥臂电容发生变化后。
9	电容器单元电容值测量	B2	1）投运后1年，以后每 6 年 3）必要时	电容值偏差不超出额定值的 ±3% 范围。	试验	1）用电桥法或其他专用仪器测量。 2）必要时：如串部电容单元更换后。
12	并联电阻值测量	B2	必要时	电阻值与出厂值的偏差应在 ±10%之内。	试验	1）自放电法测量。 2）必要时，如：巡视时发现有渗漏油或温度异常等。

23.2 串补 MOV

串补 MOV 的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 79）。

表 79 串补 MOV 的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	红外检测	C1	1）1 个月 2）必要时	1）按 DL/T 664 执行。 2）重点测量 MOV 本体表面以及引流线连接部位表面温度，应无异常过热现象。	运行	必要时：如 MOV 动作后
2	支路电流对比检查	C2	必要时	比较串补故障录波中两组 MOV 支路电流波形、峰值，当波形有偏差或峰值偏差达 50%时，应停电进行 MOV 泄漏电流试验和外观检查。	运行	必要时：如串补线路发生短路故障后。
3	复合绝缘外套憎水性检查	B1	1）6 年 2）必要时	采取抽检的方式，憎水性分级（HC 值）要求达到 HC-4 级及以上。	检修	必要时：如怀疑憎水性下降时。
4	瓷套探伤	B1	必要时	无裂痕或裂缝	检修	必要时：如受到剧裂震动或邻近 MOV 发生爆炸后。
5	复合绝缘外套喷涂 RTV 涂料	B1	必要时	憎水性分级（HC 值）要求达到 HC-1-HC-2 级。	检修	必要时：如复合绝缘外套有龟裂老化现象或憎水性为 HC5-HC6 级时。建议喷涂加强 RTV-II 型涂料
6	绝缘电阻测量	B2	1）投运后 1 年，以后每 3 年 2）必要时	1）35kV 以上：不小于 2500MΩ 2）35kV 及以下：不小于 1000MΩ	试验	采用 2500V 兆欧表测量
7	底座绝缘电阻测量	B2	1）3 年 2）必要时	绝缘电阻不应低于 5MΩ	试验	采用 2500V 兆欧表测量
8	工频参考电流下的工频参考电压测量	B2	必要时	符合制造厂规定	试验	1）测量时宜将试品的一端与其并联在一起的 MOV 解开，如果电压较高，则还需要在施加高电压端周围采取绝缘隔离措施（如使用环氧板隔离等）。 2）因 MOV 设计原因无法进行直流参考电压及 0.75 倍参考电压下的泄漏电流测量，可用工频参考电流下的工频参考电压测量代替。
9	直流参考电压及 0.75 倍参考电压下的泄漏电流测量	B2	1）3 年 2）必要时	1）参考电压实测值与出厂试验值比较，变化不大于±5%。 2）0.75 倍参考电压下的泄漏电流不大于制造商规定值。 3）同一平台直流参考电流下的参考电压的偏差不得大于参考电压规定值的 2%。 4）可以根据厂家建议选择试验电流，如单只 MOV 内部为 4 柱并联，则该电流宜选为 4mA。	试验	

23.3 火花间隙

火花间隙的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 80）。

表 80 火花间隙的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	外观检查	C1	1 个月	1）火花间隙房表面无污垢沉积、无放电痕迹，间隙房上无杂物，防小动物栅栏完整。 2）套管、斜拉绝缘子及支柱瓷瓶清洁、完整，穿墙套管无渗油、无放电现象，充油套管油位正常。 3）阻尼电阻、放电电阻表面清洁、完整，安装牢固。 4）接线端子连接牢固可靠，无松动、锈蚀现象。	运行	对地面可见部分用望远镜进行检查。
2	红外检测	C1	1）1 个月 2）必要时	按 DL/T 664 执行	运行	必要时：如怀疑有过热缺陷时。
3	间隙房检修	B1	3 年	1）清扫间隙房、套管、支柱绝缘子，表面无明显污垢沉积、无放电痕迹，防小动物栅栏完整。 2）复合套管绝缘伞裙完整无放电痕迹，套管法兰处与复合材料胶合完好，无裂纹。 3）接线端子连接牢固可靠，螺栓无松动和锈蚀现象，必要时按力矩要求对导电连接部位螺栓进行紧固。	检修	
4	间隙电极检修	B1	3 年	1）清扫主间隙、精密放电间隙电极，表面保持光洁，无烧蚀痕迹、灰尘和毛刺，必要时打磨电极烧痕。 2）电极和套管安装牢固，无变形、移位。 3）测量放电间隙距离应符合制造厂规定，必要时重新调整间隙距离。	检修	
5	触发回路检修	B1	3 年	1）清扫分压电容器、触发管瓷套及高压脉冲变压器伞裙，表面应无污垢沉积、无裂纹，无闪络放电痕迹。 2）分压电容器密封良好、无渗漏油现象。 3）阻尼电阻、放电电阻表面无掉漆、无积污、无破损，本体无变形、闪络放电痕迹。	检修	
6	分压电容器电容值测量及其渗漏油检查	B2	1）3 年 2）必要时	通过测量电容值，计算均压电容器的分压比，并与原计算值对比，若变化超过 5%，则应重新调整间隙距离。	试验	用电桥法或其他专用仪器测量。
7	触发管绝缘电阻测量	B2	1）3 年 2）必要时	绝缘电阻不应低于 2500MΩ	试验	采用 2500V 兆欧表测量。
8	触发管闪络放电电压检测	B2	必要时	触发管闪络放电电压符合制造厂规定	试验	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
9	放电间隙距离检查	B2	1）3 年 2）必要时	按照制造厂规定执行	试验	如有需要，打磨电极烧痕。
10	绝缘电阻测量	B2	1）3 年 2）必要时	绝缘支柱和绝缘套管的绝缘电阻不应低于 500MΩ。	试验	采用 2500V 兆欧表测量。
11	限流电阻测量	B2	1）3 年 2）必要时	按照制造厂规定执行	试验	
12	触发回路试验	B2	1）3 年 2）必要时	可靠触发	试验	从保护出口到脉冲变出口。
13	电压同步回路检查	B2	1）3 年 2）必要时	按照制造厂规定执行	试验	
14	套管电容量及介损测量	B2	1）3 年 2）必要时	按照制造厂规定执行	试验	
注：利用交流电压发生器或直流电压发生器，对触发管进行闪络放电电压检测。检测时，应将触发管与其他部件的电气连接解开。						

23.4 阻尼装置

阻尼电阻的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 81）。

串补阻尼电抗器、补偿电抗器参照 6.2.2.1 干式空心电抗器检修和试验要求执行。

表 81 阻尼电阻的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	外观检查	B1	1）3 年 2）必要时	外观完好无损伤	检修	
2	电阻值测量	B2	1）3 年 2）必要时	与出厂值比较偏差在±5%范围内	试验	针对间隙串电阻型阻尼支路。
3	阻尼电阻器间隙距离测量	B2	1）3 年 2）必要时	外观无烧蚀，距离变化不超过±5%	试验	1）针对间隙串电阻型阻尼支路。 2）如有需要，打磨电极烧痕。
4	绝缘电阻测量	B2	1）3 年 2）必要时	不应低于 500MΩ	试验	1）针对 MOV 串电阻型阻尼支路。 2）采用 2500V 兆欧表测量。
注：MOV串电阻型阻尼装置中MOV的直流1mA下参考电压及0.75倍参考电压下的泄漏电流的试验仪器和方法参考金属氧化物限压器的试验执行。						

23.5 串补干式电流互感器

串补干式电流互感器参照 7.3 干式电流互感器检修要求执行。

23.6 串补平台设备

串补平台设备的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 82）。

表 82 串补平台设备的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	外观检查	C1	1 个月	1）串补平台应无异响、无杂物、无腐蚀现象，围栏大门关闭良好。 2）瓷质绝缘子表面应无污垢沉积，无破损伤痕，无闪络痕迹，螺丝无松动脱落。 3）复合绝缘外套伞裙无变形、无电灼伤现象，均压环安装牢固、无变形。 4）绝缘子、光纤柱接地良好，无松动、锈蚀或变形现象。	运行	
2	红外检测	C1	1）1 个月 2）必要时	1）按 DL/T 664 执行。 2）重点测量复合绝缘外套及瓷瓶表面温度，应无异常过热现象。	运行	必要时：如怀疑有过热缺陷时。
3	平台检修	B1	3 年	1）清扫绝缘子，瓷质绝缘子表面应无污垢沉积，无破损伤痕，无闪络痕迹，螺丝无松动脱落。 2）复合绝缘子、光纤柱伞裙应无脆化、变形、电灼伤、无裂痕或裂缝。 3）对平台、绝缘子、围栏等锈蚀部位进行防腐处理。	检修	
4	光纤柱松紧度检查	B1	3 年	光纤柱除承受自身重力外，不应承受其他拉力。	检修	
5	复合绝缘外套憎水性检查	B1	1）6 年 2）必要时	采取抽检的方式，憎水性分级（HC 值）要求达到 HC-4 级及以上。	检修	必要时：如怀疑憎水性下降时。
6	复合绝缘外套喷涂 RTV 涂料	B1	必要时	憎水性分级（HC 值）要求达到 HC-1~HC-2 级。	检修	必要时：憎水性分级（HC 值）为 HC5-HC6 级时。建议喷涂加强 RTV-Ⅱ型涂料
7	斜拉绝缘子预紧力检查	B1	必要时	应符合制造厂规定，若预拉力超标，需重新调整平台结构连接件。	检修	必要时：怀疑平台倾斜时或弹簧紧力下降时。
8	支撑绝缘子垂直度检查	B1	必要时	应符合制造厂规定，若偏差超标，需要重新调整平台结构连接件。	检修	必要时：怀疑平台倾斜时。
9	光纤完好性检查	B2	1）3 年 2）必要时	使用光功率计，应符合制造厂要求	试验	
10	光纤柱绝缘电阻测量	B2	1）3 年 2）必要时	绝缘电阻不应低于 500MΩ	试验	采用 2500V 兆欧表
11	绝缘子交流耐压试验	B2	必要时	按照 DL/T596-2015 执行	试验	必要时：随主设备更换绝缘子时。

23.7 可控硅阀组

可控硅阀组的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 83）。

表 83　可控硅阀组的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	可控硅阀厅检查	C1	1 个月	1）阀厅门关闭严紧，无明显损坏现象。 2）阀厅无沉积物、渗漏、闪络放电痕迹。	运行	
2	可控硅阀检查	B1	1 年	1）阀体完好，无明显损坏。 2）夹板紧固螺栓无松动。	检修	
3	冷却回路检查	B1	1 年	1）水冷却水管道无漏水和渗水点，管道无裂纹，紧固螺栓无松动。 2）冷却水管道无裂纹、无渗水和漏水。	检修	
4	光纤电缆检查	B1	1 年	1）光纤电缆管无破损及裂纹。 2）光纤电缆接头无松动，光纤无纽结或折断。	检修	
5	TVM 卡检查	B1	1 年	1）缓冲电阻器和电容器的支架无损坏，紧固螺栓无松动。 2）TVM 卡无污垢沉积，电子元件无明显缺陷。	检修	
6	缓冲电容、电阻检查	B1	1 年	安装牢固，无松动或脱落现象	检修	
7	引线检查	B1	1 年	引线连接良好，螺栓无松动现象	检修	
8	绝缘子检查	B1	1 年	清扫绝缘子，表面应无破损及裂纹，无闪络放电痕迹。	检修	
9	均压电路的电阻值、电容值	B2	必要时	与出厂值偏差超过±5%时需更换	试验	

23.8　水冷系统

水冷系统的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 84）。

表 84　水冷系统的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	监控后台检查	C1	1 个月	监控后台显示与就地参数相符	运行	
2	电导率检查	C1	1 个月	电导率传感器完好，读数在正常范围内	运行	
3	水位检查	C1	1 个月	1）膨胀水箱指示器工作正常，读数在 30%～80%之间。 2）补水箱无漏水，水位在 80%以上。	运行	
4	水泵、电机检查	C1	1 个月	水泵无渗水，电机完整，无过热、无异常响声和振动。	运行	
5	仪表检查	C1	1 个月	各仪表指示正常，表面无污物附着，接口无泄漏现象。	运行	
6	传感器检查	C1	1 个月	电导率传感器、温度传感器、压力表、流量计等表计指示正确，示值在正常范围内。	运行	
7	管路检查	C1	1 个月	管路及支架清洁、无锈蚀、无损坏，接头无渗漏现象，阀门位置指示正确。	运行	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
8	水冷系统电压及电流检查	C1	1 个月	查看 EPS 电压无异常	运行	
9	水冷系统屏柜检查	C1	1 个月	1）阀冷系统屏柜门无告警信息和告警指示灯，指示灯信号正常。 2）变频器指示灯信号正常，无告警信息。 3）控制器指示灯信号正常，无告警信号。 4）屏柜空开、接触器、继电器、按钮在正确位置。	运行	
10	过滤器检查	B1	1 年	滤芯过滤能力符合要求	检修	
11	气路密闭性检查	B1	1 年	无泄漏现象	检修	
12	阀门检查	B1	1 年	各阀门位置正确，安全阀、减压阀、自动排气阀功能正常。	检修	
13	交流动力双电源切换情况	B1	1 年	切换正常	检修	
14	水泵和电机各密封面密封状态检查	B1	1 年	电机和水泵各密封面无渗漏水或渗漏油现象，若出现漏水情况且较严重，则需申请停电更换水泵机械密封。	检修	
15	水泵检查	B1	1 年	1）电机、水泵无异常声响和震动。 2）电机、水泵温度正常，无过热现象。 3）电机、水泵添加润滑脂或润滑油。 4）清扫电机、水泵，外表应清洁，无灰尘、油渍及杂物。	检修	
16	补水箱检查	B1	1 年	补水箱水位在 80%以上，若不足，则需加入蒸馏水补满。	检修	
17	螺栓紧固检查	B1	1 年	螺栓无松动、脱落现象	检修	
18	接地检查	B1	1 年	接地可靠，接地线无变形、锈蚀或破损。	检修	
19	冷却水绝缘子外观检查	B1	必要时	不应有渗水、漏水现象	检修	
20	仪表校验	B2	3 年	传感器性能和精度校验（适用于压力、温度、电导率等传感器），参照 DL/T 862 执行。	试验	
21	冷却水绝缘子绝缘电阻测量	B2	1）3 年 2）必要时	绝缘电阻不应低于 500MΩ	试验	

24 固定式直流融冰装置

24.1 整流变压器

整流变压器检修项目、周期、要求和负责专业（见表 85）。

表 85　整流变压器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数	B2	3 年	绕组连同套管的绝缘电阻换算到同一温度下，与前一次无明显变化，一般不低于上次值的 70%；吸收比在常温下不低于 1.3 或极化指数不低于 1.5；绝缘电阻大于 10000MΩ 时吸收比不低于 1.1 或极化指数不低于 1.3。	试验	
2	套管连同绕组的tanδ和电容值	B2	3 年	照对应电压等级参照换流变压器套管标准	试验	
3	电容型套管的电容量和介损	B2	3 年	对应电压等级参照换流变压器套管标准	试验	
4	绕组直流电阻测试	B2	3 年	相间差别不大于三相平均值的 2%，与以前相同部位测量值比较变化不大于 2%。	试验	
5	铁心及夹件的绝缘电阻	B2	3 年	铁心及夹件绝缘电阻与以前测试结果相比无显著差别。	试验	
6	绝缘油试验	B2	1 年	参照换流变压器绝缘油试验	试验	覆冰期前后各开展 1 次。
注：B1 类项目可参考“22.1 换流变压器”。						

24.2　平波电抗器

平波电抗器检修项目、周期、要求和负责专业（见表 86）。

表 86　平波电抗器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	直流电阻	B2	3 年	与出厂值相差在±2%范围内	试验	
2	电感	B2	3 年	与出厂值相差在±2%范围内	试验	
注：B1 类项目可参考换“22.5 平波电抗器”。						

24.3　交、直流滤波器

交、直流滤波器检修项目、周期、要求和负责专业（见表 87）。

表 87　交、直流滤波器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明

1	电容器单只电容量测量	B2	必要时	电容值偏差不超过额定值的-5%～+10%	试验	
2	极对壳绝缘电阻	B2	3 年	不低于 2000MΩ	试验	
3	电抗器直流电阻	B2	3 年	与出厂值相差在±5%范围内	试验	
4	电抗器电感量测量	B2	3 年	与出厂值相差在±5%范围内	试验	
注：B1 类项目可参考“22.10 交直流滤波器”。						

24.4 交流断路器

交流断路器检修项目、周期、要求和负责专业（见表 88）。

表 88 交流断路器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	导电回路电阻	B2	3 年	不大于制造厂规定值的 120%	试验	
2	辅助和控制回路绝缘电阻	B2	3 年	不小于 2MΩ	试验	
3	分、合闸电磁铁的动作电压	B2	3 年	合闸：并联合闸脱扣器应能在其直流额定电压的 80%～100%范围内可靠动作；分闸：并联分闸脱扣器应能在其额定电源电压的 65%～120%范围内可靠动作，当电源电压低至额定值的 30%或更低时不应脱扣。	试验	
4	S_{F6}气体湿度测试	B2	3 年	运行中断路器灭弧室气室应小于 300μL/L，A 修后应小于 150μL/L。	试验	
5	SF_6气体现场分解产物测试	B2	3 年	1）超过以下参考值需引起注意（μL/L）： SO_2 不大于 3μL/L， H_2S 不大于 2μL/L， CO 不大于 100μL/L。	试验	
6	分、合闸时间	B2	3 年	应符合制造厂规定	试验	
注：B1 类项目可参考“8.1 SF_6断路器”。						

24.5 隔离（接地）开关

隔离（接地）开关检修项目、周期、要求和负责专业（见表 89）。

表 89 隔离（接地）开关的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	导电回路电阻测量	B2	1）6 年 2）必要时	应符合制造厂规定	试验	1)用直流压降法测量，电流值不小于100A。 2）必要时，如：怀疑接触不良时。
2	二次回路的绝缘电阻	B2	6 年	不应低于 2MΩ	继保	采用 500V 或 1000V 兆欧表。
3	二次回路交流耐压试验	B2	6 年	试验电压为 2kV	继保	可用 2500V 兆欧表代替。
4	操动机构的动作情况	B2	6 年	1）电动、气动或液压操动机构在额定操作电压(液压、气压）下分、合闸 5 次，动作应正常。 2）手动操作机构操作时灵活，无卡涩。 3）闭锁装置应可靠。	试验	
注：B1 类项目可参考“9 敞开式隔离开关”。						

24.6 装置融冰模拟试验

装置融冰模拟试验检修项目、周期、要求和负责专业（见表 90）。

表 90 装置融冰模拟试验项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	空载升压试验	B2	1 年	按照 DL/T 1299-2013 6.7 的规定进行	试验/运行	1）按照 DL/T 1218 开展。 2）每年冰期来临前开展。
2	零功率试验	B2	1 年	按照 DL/T 1299-20136.8.1、6.8.4 的规定进行，直流电流宜不低于 0.3p.u.，保持时间不少于 30min。	试验/运行	1）按照 DL/T 1218 开展。 2）每年冰期。来临前开展。
3	融冰选线试验	B2	1 年	融冰装置不带电状态下，自动完成全部“一去一回”和“一去两回”融冰方式隔离开关切换功能试验。	试验/运行	1）按照 DL/T 1299 开展。 2）每年冰期来临前开展。
4	融冰自动接线装置	B2	1 年	在线路处于检修状态时，对融冰自动接线装置的投切功能通过自动、手动两种方式开展一次功能测试。	试验/运行	覆冰季节来临前
5	带负载升流试验	B2	必要时	可带实际线路或模拟负载进行	试验	1）每年冰期来临前开展。 2）必要时：线路进行大型改造后。

24.7 其他设备

固定式直流融冰装置中交流电流互感器、交流电压互感器、交流避雷器、绝缘子和套管、电缆的试验项目按照对应电压等级交流设备标准执行，直流避雷器的的试验项目按照“22.8 直流氧化锌避雷器”。

25 发电设备

25.1 （水泵）水轮机

（水泵）水轮机的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 91）。

表 91 （水泵）水轮机的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	主轴密封及其供水系统检查	C1/C2	1 个月	主轴密封工作正常，供水管路无漏水，过滤器无堵塞，管路及其支架无松动；主轴密封磨损量信号的检查合格。	运行/检修	
2	水导轴承检查	C1/C2	1 个月	油盆盖无渗油，油位合格无异常，瓦温油温无异常。	运行/检修	
3	水导轴承外循环油系统检查	C1/C2	1 个月	过滤器无堵塞，冷却器、过滤器和管路系统无异常漏油，冷却器无漏水，管路支架无松动。运行时，无异常噪声。	运行/检修	
4	水轮机坑、导水机构及顶盖检查	C1/C2	1 个月	水车室无异常积油，导叶接力器及其油管无异常漏油，导叶轴套无异常漏水，导水机构及顶盖机构牢固、螺栓无松动，导叶止推机构无损坏，控制环与剪断销正常。	运行/检修	
5	蜗壳进人门检查	C1/C2	1 个月	无漏水，螺栓无松动	运行/检修	
6	尾水进人门检查	C1/C2	1 个月	无漏水，螺栓无松动	运行/检修	
7	压水回水系统阀门和管路检查	C1/C2	1 个月	阀门无漏油、无漏水，管路及其支撑无松动	运行/检修	蓄能机组
8	转轮止漏环间隙测量	B1	3 年	间隙符合设计要求	检修	
9	转轮外观检查，包括空蚀、磨损与裂纹等情况检查	B1	1 年	空蚀符合 GB/T 15469 相关要求，表面光滑、无气孔等缺陷。	检修	
10	水轮机轴孔堵板紧固检查	B1	1 年	无渗漏、无锈蚀、螺栓无松动及锁紧完好	检修	
11	座环、固定与活动导叶、底环、泄流环等过流部件空蚀检查	B1	1 年	表面平滑，如有空蚀应进行修补处理	检修	
12	顶盖和底环导叶抗磨板检查	B1	1 年	抗磨板存在刮擦和变形时，评估影响并决定是否进行处理。	检修	
13	导叶端面和立面间隙测量与调整	B1	1 年	导叶端、立面间隙应符合设计要求	检修	
14	导叶各套筒外观检查	B1	1 年	轴套无漏水，轴套和密封若损坏或达到使用寿命进行更换，轴套更换后导叶各轴套间隙符合要求。	检修	
15	导叶止推轴承检查	B1	1 年	外观检查止推垫无松动、无断裂、无异常磨损；必要时检查止推间隙，不符合设计要求的按厂家要求进行处理。	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
16	导叶控制环立面和端面滑动轴承及其支承机构检查	B1	1 年	外观检查固定良好，无异常磨损，否则进行更换或处理。	检修	有控制环的机组
17	导叶剪断销、导叶摩擦装置检查	B1	1 年	外观检查各零件无损坏，整体功能正常	检修	有控制环的机组
18	导叶接力器、控制环、拐臂、连扳等连接螺栓、轴销和轴承外观检查	B1	1 年	螺栓应无松动、螺母锁片完好、焊点无裂纹，各部件无异常磨损。	检修	
19	导叶接力器及其供油管路检查	B1	1 年	接力器及其基础螺栓无松动，建压后检查各部无漏油。	检修	
20	顶盖、底环各管路检查	B1	1 年	管路及其接头无裂纹、支架无松动，充水后无漏水。	检修	
21	顶盖排水设备检查	B1	1 年	水泵及自动装置动作正常，管路无堵塞	检修	
22	水导轴承油油位检查及油化验	B1	1 年	油位满足要求，油化验结果符合 GB/T 7596 要求	检修	
23	水导轴承本体检查	B1	1 年	外观检查无异常，导轴承瓦间隙调整件无松动。当机组在运行时摆度值发生明显变化、超过设计值或瓦温异常时，应进行轴瓦及其间隙检查与调整。	检修	适用分块瓦式导轴承
24	水导轴承外循环油泵检查	B1	1 年	油泵旋转部件无卡涩、无异音；联轴节无损害	检修	
25	水导轴承油过滤器清洗、检查	B1	1 年	无堵塞、无渗漏、无损坏	检修	
26	水导轴承外循环系统阀门、管路检查	B1	1 年	无堵塞、无渗漏，螺栓无松动、无锈蚀	检修	
27	水导轴承油盆检查	B1	1 年	各部螺栓无松动、无锈蚀，无渗漏	检修	
28	水导轴承冷却器检查	B1	1 年	外观检查无堵塞、无渗漏，螺栓无松动，必要时进行清洗。	检修	
29	主轴密封供水过滤器清洗与检查	B1	1 年	无堵塞、无渗漏、无损坏	检修	
30	主轴密封供水管路及阀门检查	B1	1 年	无堵塞、无渗漏、无松动	检修	
31	主轴密封外观检查	B1	1 年	部件无松动、密封完好，磨损量满足设计要求	检修	
32	水车室清扫	B1	1 年	水车室内导水机构、机坑里衬等清洁干净，无油污、无粉尘。	检修	
33	蜗壳、座环和尾水管外观及防腐检查	B1	1 年	1） 外观无空鼓等变形。 2） 表面无异物、无损伤、无锈蚀。 3） 防腐涂层均匀、无起泡、无皱纹。	检修	
34	蜗壳、尾水管进人孔门检查	B1	1 年	无渗漏、螺栓无松动，并更换密封	检修	
35	尾水管放空盘形阀管路、阀门检查	B1	1 年	管路无堵塞、阀门动作值符合要求、无渗漏	检修	常规机组

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
36	尾水管盘形阀机械锁定装置检查	B1	1 年	无变形、动作灵活	检修	常规机组
37	尾水管水位测量装置检查	B1	1 年	工作正常，无渗漏	检修	蓄能机组
38	压水回水系统阀门与管路检查	B1	1 年	工作正常，无渗漏	检修	蓄能机组
39	调相压水气罐安全阀、压力表校验	B1	1 年	由资质部门进行检测，并挂检验合格证	检修	蓄能机组
40	调相压水系统气罐检测	B1	1 年	由资质部门进行检测，并挂检验合格证	检修	蓄能机组
41	水轮机测量设备与装置的检查与检测	B1	1 年	包括压力、温度、液位、位置、速度振动和摆度等各种传感器及其测量装置的检查与测量，不合格和损坏的应更换。	检修	
42	转轮及转轮室空蚀、磨损和裂纹检查与处理	A	10 年	转轮叶片无损探伤检查，对空蚀、磨损和裂纹按厂家和图纸要求修复，空蚀符合 GB/T 15469 相关要求。	检修	
43	转轮叶片开口测量及叶形检查	A	10 年	检查叶片开口及叶形时候符合设计要求，有条件应使用转轮叶片模板检查。	检修	
44	转轮止漏环外观检查	A	10 年	无裂纹、变形，无异常磨损，否则进行修复	检修	
45	转轮止漏环尺寸检查	A	10 年	检查止漏环尺寸并与设计设计对比	检修	
46	转轮泄水锥检查与处理	A	10 年	紧固螺栓无松动、无损检测无裂纹，对磨损和汽蚀进行修复。	检修	
47	转轮与水轮机轴联轴螺栓拆卸检查	A	10 年	1）螺栓的预紧力符合设计要求。 2）螺栓无损检测应无缺陷。 3）螺栓可以根据评估结果实行全部检查或部分抽查。	检修	
48	水轮机轴颈外观检查	A	10 年	无锈蚀，表面光洁，局部划痕研磨抛光处理	检修	
49	水轮机轴及其法兰检查	A	10 年	清扫干净、无锈蚀、探伤合格，回装检查大轴法兰平面度合格。	检修	
50	固定止漏环尺寸与外观检查	A	10 年	1） 无裂纹、变形。 2） 尺寸测量记录并与设计尺寸进行对比。 3） 磨损和变形不能修复时更换。	检修	
51	转轮测量孔清扫	A	10 年	测量孔无堵塞、无锈蚀	检修	
52	导叶尺寸、叶形与密封面检查	A	10 年	检查导叶主要尺寸，叶形对照叶片模板（如有）和图纸及性能检查，特别是叶片立面密封面。	检修	
53	导叶各轴颈检查	A	10 年	各轴颈表面光滑、无磨损，否则进行修补及研磨处理。	检修	
54	导水机构过流部件空蚀、磨损情况检查，含蜗壳与座环、固定与活动导叶、顶盖与底环等过流部件	A	10 年	1）表面应平滑、光洁，如有空蚀和锈蚀应进行修补或防腐处理。 2）变形、锈蚀或空蚀严重的部件可以进行更换。	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
55	导叶止推轴承检查与处理	A	10 年	磨损止推垫及其紧固螺丝应进行更换，磨损的偶合止推环打磨或研磨合格，安装调整止推间隙合格。	检修	
56	导叶剪断销、导叶摩擦装置检查	A	10 年	剪断销无损伤，摩擦装置无损坏	检修	控制环结构机组
57	导叶接力器活塞杆、推拉杆、控制环、连杆、连接板等处的轴销与轴承检查	A	10 年	1）无变形、裂纹和损坏。 2）磨损的轴销与轴承等部件进行修复或更换。	检修	
58	导叶控制环及其滑动轴承检查	A	10 年	控制环无变形、损坏，控制环立面、端面滑动轴承损坏时应更换。	检修	
59	顶盖和底环的导叶抗磨板检查处理	A	10 年	1） 表面应光滑、平整、无变形。 2） 如抗磨板有空蚀和刮伤应修补或更换。	检修	
60	顶盖分瓣组合螺栓、顶盖与座环把合螺栓、座环与底环连接螺栓、底环分瓣组合螺栓检查	A	10 年	无损检测应无缺陷和损坏，安装时按厂家要求和方法拉紧。	检修	
61	导叶接力器解体检查，进行耐压及动作试验	A	10 年	更换各部密封和活塞环等磨损件，耐压试验符合厂家要求，动作试验正常、无卡阻。	检修	
62	导叶接力器锁定装置解体、检查及动作试验	A	10 年	更换磨损件，试验动作正常	检修	
63	顶盖排水设备检查	A	10 年	设备或部件损坏时进行修复和更换	检修	
64	导叶压紧行程测量与调整	A	10 年	压紧行程符合安装要求	检修	
65	蜗壳、座环与尾水管外观与防腐检查	A	10 年	无空鼓等变形，对表面损坏和锈蚀修复并进行防腐处理，防腐涂层均匀、无起泡、无皱纹。	检修	
66	水导轴承瓦清扫、检查与修整	A	10 年	瓦面应无变形、密集气孔、裂纹、硬点、脱壳、磨损等缺陷，瓦面接触均匀，否则进行修复或更换。	检修	
67	水导轴承瓦间隙调整部件检查	A	10 年	进行无损探伤检查，无裂纹、变形，否则进行修复。	检修	
68	水导轴承瓦支撑部件检查	A	10 年	部件无松动、变形和裂纹	检修	
69	水导轴承油盆密封检查及渗漏试验	A	10 年	1）油盆无变形、更换各部密封。 2）煤油渗漏试验应无渗漏。	检修	
70	水导轴承轴瓦间隙调整	A	10 年	间隙应符合设计要求	检修	
71	水导轴承油冷却器清洗、检查及耐压试验	A	10 年	各部检查合格，更换老化及易损部件，压力试验符合厂家要求。	检修	
72	水导轴承外循环油泵与电机检查和修理	A	10 年	1）更换轴承、轴封和缓冲器等易磨易损件。 2）油泵回装后泵旋转部件无卡涩、无异音。	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
73	主轴密封解体检查与修理	A	10 年	更换各部密封等易磨易损件，按照图纸和安装要求回装。	检修	
74	主轴密封密封环检查与处理	A	10 年	无裂纹、无变形；磨损量满足设计要求，当密封块厚度小于最小磨损量时应进行更换。	检修	
75	主轴密封抗磨环（抗磨板）检查、安装及调整	A	10 年	无裂纹、无变形，否则进行更换。安装后平面度和表面光洁度度应满足设计要求。	检修	
76	主轴密封供水压力软管更换	A	10 年	无渗漏、无鼓包	检修	
77	压水回水液压与电动阀门检查	A	10 年	更换各部易磨易损件，回装后动作正常、无渗漏	检修	蓄能机组
78	调相压水气罐清扫检查及防腐处理	A	10 年	气罐内部防腐层无锈蚀，防腐涂层均匀、无鼓包、无皱纹。	检修	蓄能机组
79	调相压水系统气罐管路检查	A	10 年	无渗漏、无裂纹	检修	蓄能机组
注：（水泵）水轮机大修周期可根据机组的技术性能、实际运行小时数、状态评价等结果适当调整。						

25.2 同步（电动）发电机

25.2.1 容量为 6000kW 及以上的同步（电动）发电机的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 92），6000kW 以下者可参照执行。

表 92 同步（电动）发电机的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	机组碳刷与滑环外观检查	C1/C2	1 个月	目视 检查碳刷长度合适、滑环与刷握无异常、碳粉无异常堆积等。	运行/检修	
2	机组高压注油系统检查	C1/C2	1 个月	无异常漏油，过滤器无堵塞，运行无异常噪声。	运行/检修	
3	上下导轴承外循环油冷却系统检查	C1/C2	1 个月	过滤器无堵塞，冷却器、过滤器和管路系统无异常漏油，冷却器无漏水，管路支架无松动。运行时，无异常噪声。	运行/检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
4	机械刹车系统设备检查	C1/C2	1 个月	过滤器无堵塞，管路系统无异常漏油或漏气，管路支架无松动。	运行/检修	
5	轴承抽油雾系统检查	C1/C2	1 个月	滤芯无堵塞，积油符合要求，管路支架正常。	运行/检修	
6	定子线棒、上下端部绝缘盒、汇流排和引线检查与清扫	B1	1 年	1）绕组绝缘良好、无电腐蚀，绝缘漆无破损、脱落。 2）端箍与线棒间绝缘良好，无放电痕迹。 3）绕组接头绝缘盒及填充物应饱满，无流蚀、裂纹、变软、松脱。 4)汇流排及引线表面清洁，绝缘完整，无损伤、过热及放电痕迹。 5）绝缘外层及绑带无松脱、无破损。	检修	
7	定子线棒端箍、垫块及绑线、支撑检查	B1	1 年	1）线棒端箍绝缘应清洁、包扎密实，无过热及损伤，表面漆层应无裂纹、脱落。 2）绕组各处绑绳及绝缘垫块应紧固，无松动与断裂，绑扎处无磨损。 3）绕组支撑无松动。	检修	
8	定子线棒槽口槽楔及槽口检查	B1	1 年	槽口槽楔无松动和损坏，槽口绑扎牢固，无电腐蚀。	检修	
9	定子机座及基础螺栓检查与清扫	B1	1 年	1）表面无裂纹，无开焊，油漆无脱落。 2）螺栓紧固完好，止锁装置正常无变形、裂纹，定位销（键）无窜位。	检修	
10	发电机空气间隙测量	B1	1 年	符合厂家设计与安装要求	检修	常规电厂为 3 年
11	定子上下挡风板、支架及螺栓检查	B1	1 年	1）挡风板无破损，与定子间隙符合要求。 2）各螺栓紧固并锁定牢固，各焊缝无开裂。	检修	
12	发电机集电环碳刷装置清扫检查与碳刷更换	B1	1 年	1）清洁干净、无异物。 2）弹簧的压紧力、碳刷长度符合厂家要求。	检修	
13	转子各部位清扫	B1	1 年	清扫干净，无异物，油漆完好	检修	
14	转子磁极铁心、线圈、引线接头清扫与检查	B1	1 年	1）磁极铁心表面油漆无脱落、无锈蚀现象。 2)线圈匝间无开裂现象、主绝缘良好、线圈表面绝缘良好。 3）绝缘板无脱位和开裂。 4）引线接头螺栓无松动、止锁装置完好。	检修	
15	转子阻尼环及接头清扫与检查	B1	1 年	1）清洁干净、无异物。 2）螺栓无松动、止锁装置完好。 3）无开裂、无变形、无磨损。	检修	
16	转子磁极间支撑挡块检查	B1	1 年	支撑挡块组件无异常，紧固牢固	检修	
17	发电机空冷系统（风机或转子风扇）检查	B1	1 年	风扇叶片无裂纹、转动顺畅、振动无异常、基座固定牢固。	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
18	推力轴承检查	B1	3 年	外观检查推力轴承无渗漏，各部件无松动和损坏，排空油盆有进行滤油或换油。对有条件的电厂，机组年度检修排油后应打开油盆后，检查推力瓦、瓦支承、镜板、推力头及其附件无位移、无损坏、无松动。	检修	有条件或必要检查的电厂，应每年打开油盆检查推力轴承。
19	推力轴承循环油泵检查	B1	1 年	油泵旋转部件无卡涩、无异音，电机接线柱良好，联轴节无损坏。	检修	
20	推力轴承油循环管路过滤器清扫及检查	B1	1 年	清扫干净、无堵塞，无渗漏、无损坏	检修	
21	导轴承检查	B1	1 年	外观及内部检查无异常，瓦间隙调整与支撑件件无异常。当机组在运行时摆度值超过设计值或瓦温异常时，应进行轴瓦及其间隙检查与调整。	检修	
22	导轴承及其油盆螺栓检查	B1	1 年	螺栓无松动、无锈蚀	检修	
23	导轴承循环油泵检查	B1	1 年	油泵旋转部件无卡涩、无异音，电机接线柱良好，联轴节无损坏。	检修	
24	导轴承循环油过滤器清洗与检查	B1	1 年	清扫干净、无堵塞，无渗漏、无损坏	检修	
25	导轴承外循环系统阀门、管路检查	B1	1 年	无堵塞、无渗漏，螺栓无松动、无锈蚀。	检修	
26	推力高压顶起交直流注油泵检查	B1	1 年	油泵旋转部件无卡涩、无异音、电机接线柱良好。	检修	
27	推力高压油顶起装置油过滤器清洗与检查	B1	1 年	清扫干净、无堵塞，无渗漏、无损坏	检修	
28	推力和导轴承油冷却器检查	B1	1 年	无水垢、无堵塞、无渗漏，必要时进行清洗。	检修	
29	推力轴承、导轴承油位检查与化验	B1	1 年	油位满足设计要求，油化验结果符合 GB/T 7596 要求。	检修	
30	导轴承油盆气密封间隙检查	B1	1 年	气密封间隙检查符合要求	检修	
31	发电机轴承绝缘检查与处理	B1	3 年	发电机轴承绝缘检查测试合格	检修	
32	发电机制动闸板磨损量检查	B1	1 年	制动闸板磨损满足设计要求	检修	
33	发电机轴电流互感器检查	B1	1 年	本体端子固定及压接牢固，CT 本体无开裂。	检修	
34	上、下机架清扫与检查	B1	1 年	清扫干净、各焊缝无裂纹	检修	
35	上、下机架固定螺栓检查	B1	1 年	螺栓紧固无松动	检修	
36	机组轴承抽油雾装置清扫与	B1	1 年	清扫干净，功能正常	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
	检查					
37	发电机空冷器管路渗漏检查	B1	1 年	正常充压后无渗漏，排气阀无漏水	检修	
38	发电机空冷器紧固螺栓检查	B1	1 年	螺栓紧固符合要求，无松动	检修	
39	发电机风洞盖板和挡风板清扫与检查	B1	1 年	盖板、挡风板无破损，螺栓紧固、止锁装置完好。	检修	
40	发电机制动系统泵检查	B1	1 年	泵旋转部件无卡涩、无异音、电机接线柱良好。	检修	
41	发电机制动系统油泵出口过滤器清洗与检查	B1	1 年	无堵塞、无渗漏、无损坏	检修	
42	转子顶起装置检查与清扫	B1	1 年	无堵塞、无渗漏、无损坏，装置位置正常。	检修	
43	发电机机坑加热器检查	B1	1 年	清扫干净、电阻符合设计要求	检修	
44	发电机灭火系统检查	B1	1 年	清扫干净、灭火系统完好，整体功能正常。	检修	
45	发电机机坑清扫	B1	1 年	风洞地面、各机架和部件的油污、粉尘等清洁干净。	检修	
46	发电机测量设备与装置的检查与检测	B1	1 年	包括压力、温度、液位、位置等各种传感器及其测量装置的检查与测量，更换不合格部件。	检修	
47	定子绕组的绝缘电阻、吸收比或极化指数	B2	1）1年或小修时 2）大修前、后	1）绝缘电阻值自行规定。若在相近试验条件(温度、湿度)下，绝缘电阻值降低到历年正常值的三分之一以下时，应查明原因。 2）各相或各分支绝缘电阻值的差值不应大于最小值的100%。 3）吸收比或极化指数：沥青浸胶及烘卷云母绝缘吸收比不应小于1.3或极化指数不应小于 1.5；环氧粉云母绝缘吸收比不应小于1.6或极化指数不应小于2.0 。	试验	1）采用5000V兆欧表，量程一般不低于10000MΩ。 2）200MW及以上机组推荐测量极化指数。 3）水内冷定子绕组应在消除剩水的影响下进行，否则自行规定。 4）水内冷定子绕组在通水情况下用专用兆欧表,同时测量汇水管及绝缘引水管的绝缘电阻。

<table>
<tr><th>序号</th><th>项目</th><th>类别</th><th>周期</th><th>要求</th><th>负责专业</th><th>说明</th></tr>
<tr><td>48</td><td>定子绕组的直流电阻</td><td>B2</td><td>1）大修时
2）必要时</td><td>透平型发电机各相或各分支的直流电阻值，在校正了由于引线长度不同而引起的误差后相互间差别以及与初次(出厂或交接时)测量值比较，相差不得大于最小值的 1.5%(水轮发电机为 1%)。超出要求者，应查明原因。</td><td>试验</td><td>1）在冷态下测量，绕组表面温度与周围空气温度之差不应大于±3℃。
2）透平型发电机相间(或分支间)差别及其历年的相对变化大于1% 时，应引起注意。
3）必要时，如：
—出现差动保护动作又不能完全排除定子故障时
—出口短路后。</td></tr>
<tr><td>49</td><td>定子绕组泄漏电流和直流耐压试验</td><td>B2</td><td>1）1年或小修时
2）大修前、后
3）更换绕组后
4）必要时</td><td>1）试验电压如下：
<table>
<tr><td colspan="2">全部更换定子绕组并修好后。</td><td>3.0U_n</td></tr>
<tr><td colspan="2">局部更换定子绕组并修好后。</td><td>2.5U_n</td></tr>
<tr><td rowspan="3">大修前</td><td>运行 20 年及以下者。</td><td>2.5U_n</td></tr>
<tr><td>运行 20 年以上与架空线直接连接者。</td><td>2.5U_n</td></tr>
<tr><td>运行 20 年以上不与架空线直接连接者。</td><td>(2.0～2.5)U_n</td></tr>
<tr><td colspan="2">小修时和大修后</td><td>2.0U_n</td></tr>
</table>
2）在规定试验电压下，各相泄漏电流的差别不应大于最小值的100%；最大泄漏电流在20μA以下者，相间差值与历次试验结果比较，不应有显著的变化。
3）泄漏电流不随时间的延长而增大。</td><td>试验</td><td>1）应在停机后清除污秽前热状态下进行。处于备用状态时，可在冷态下进行。氢冷发电机应在充氢后氢纯度为96%以上或排氢后含氢量在3%以下时进行，严禁在置换过程中进行试验。
2）试验电压按每级0.5U_n分阶段升高，每阶段停留1min。
3）不符合要求的三分之一者，应尽可能找出原因并消除，但并非不能运行。
4）泄漏电流随电压不成比例显著增长时，应注意分析。
5）试验时，微安表应接在高压侧，并对出线套管表面加以屏蔽。水内冷发电机汇水管有绝缘者，应采用低压屏蔽法接线；汇水管直接接地者，应在不通水和引水管吹净条件下进行试验。冷却水质应透明纯净，无机械混杂物，导电率在水温25℃时要求：对于开启式水系统不大于5.0×102μs/m；对于独立的密闭循环水系统为1.5×102μs/m。
6）必要时，如：出现定子绕组单相接地或差动保护动作又不能完全排除定子故障时。</td></tr>
</table>

<table>
<tr><th>序号</th><th>项目</th><th>类别</th><th>周期</th><th colspan="2">要求</th><th>负责专业</th><th>说明</th></tr>
<tr><td>50</td><td>定子电晕试验</td><td>B2</td><td>1）大修时
2）更换绕组后</td><td colspan="2">参照DL/T 298要求</td><td>试验</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="6">51</td><td rowspan="6">定子绕组交流耐压试验</td><td rowspan="6">B2</td><td rowspan="6">1）大修前
2）更换绕组后</td><td colspan="2">1）全部更换定子绕组并修好后的试验电压如下：</td><td rowspan="6">试验</td><td rowspan="6">1）应在停机后清除污秽前热状态下进行。处于备用状态时，可在冷状态下进行。氢冷发电机试验条件同本表序号49说明1)。
2）水内冷电机一般应在通水的情况下进行试验，进口机组按厂家规定，水质要求同本表序号49说明5)。
3）全部或局部更换定子绕组的工艺过程中的试验电压见附录 G。</td></tr>
<tr><td>额定电压,V</td><td>试验电压,V</td></tr>
<tr><td>6000～18000</td><td>2 U_n +3000</td></tr>
<tr><td>18000以上</td><td>按专门协议</td></tr>
<tr><td colspan="2">2）大修前或局部更换定子绕组并修好后试验电压为：</td></tr>
<tr><td>运行20年及以下者</td><td>1.5 U_n</td></tr>
<tr><td>运行20年以上与架空线路直接连接者</td><td>1.5 U_n</td><td></td></tr>
<tr><td>运行20年以上不与架空线路直接连接者</td><td>(1.3～1.5) U_n</td><td></td></tr>
<tr><td>52</td><td>转子绕组的绝缘电阻</td><td>B2</td><td>1）小修时
2）大修中转子清 扫前、后
3）必要时</td><td colspan="2">1）在室温时一般不小于0.5MΩ。
2）水内冷转子绕组在室温时一般不应小于5kΩ。</td><td>试验</td><td>1）采用1000V兆欧表测量。水内冷转子用500V及以下兆欧表或其他测量仪器。
2）对于300MW以下的隐极式电机，当定子绕组已干燥完毕而转子绕组未干燥完毕，如果转子绕组的绝缘电阻值在75℃时不小于2kΩ，或在20℃时不小于20kΩ，允许投入运行。
3）对于300MW及以上的隐极式电机，转子绕组的绝缘电阻值在10～30℃时不小于0.5MΩ。
4）必要时，如：出口短路后 。</td></tr>
<tr><td>53</td><td>转子绕组的直流电阻</td><td>B2</td><td>1）大、小修时
2）必要时</td><td colspan="2">与初次(交接或大修)所测结果比较，在相同温度下，其差别一般不超过2%。</td><td>试验</td><td>1）在冷态下进行测量
2）必要时，显极式转子绕组还应对各磁极线圈间的连接点进行测量。
3）必要时，如：出口短路后。</td></tr>
<tr><td>54</td><td>转子绕组交流耐压试验</td><td>B2</td><td>1）显极式转子大修时和更换</td><td colspan="2">试验电压如下：</td><td>试验</td><td>1）隐极式转子拆卸套箍只修理端部绝缘时，可用2500V兆欧表测绝缘电阻代替。</td></tr>
</table>

序号	项目	类别	周期	要求		负责专业	说明
			绕组后2）隐极式转子拆卸套箍后，局部修理槽内绝缘和更换绕组后	显极式和隐极式转子全部更换绕组并修好后。	额定励磁电压500V及以下者为$10U_n$，但不低于1500V；500V以上者为$2U_n$+4000V		2）隐极式转子若在端部有铝鞍，则在拆卸套箍后作绕组对铝鞍的耐压试验。试验时将转子绕组与轴连接，在铝鞍上加电压2000V。 3）全部更换转子绕组工艺过程中的试验电压值按制造厂规定。
				显极式转子大修时及局部更换绕组并修好后	$5U_n$,但不低于1000V，不大于2000V		
				隐极式转子局部修理槽内绝缘后及局部更换绕组并修好后	$5U_n$,但不低于1000V，不大于2000V		
55	发电机和励磁机的励磁回路所连接的设备(不包括发电机转子和励磁机电枢)的绝缘电阻	B2	1）小修时 2）大修时	绝缘电阻值不应低于0.5MΩ，否则应查明原因并消除。		试验	1）小修时用1000V兆欧表。 2）大修时用2500V兆欧表。
56	发电机和励磁机的励磁回路所连接的设备(不包括发电机转子和励磁机电枢)的交流耐压试验	B2	大修时	试验电压为1kV		试验	可用2500V兆欧表测绝缘电阻代替。
57	定子铁心试验	B2	1）重新组装或更换、修理硅钢片后 2）必要时 3）大修时	1）在规定的磁通密度下，试验经过规定时间后，铁心的最高温升不大于15K，相同部位（齿或槽）的最大温差不大于10K。。 2）单位损耗不大于1.3倍参考值，单位损耗参考值见附录G。		试验	1）用红外热像仪测温。 2）在磁密为1.0T下持续试验时间为90min,在磁密为1.4T下持续时间为45min。对直径较大的水轮发电机试验时应注意校正由于磁通密度分布不均匀所引起的误差 3）200MW及以上透平型发电机，试验时磁通密度宜为1.4T或不小于80%设计磁密。 4）必要时，如： —对定子铁心测点温度有怀疑时； —第一次大修，抽出转子后； —更换定子线棒或槽锲后。
58	发电机组和励磁机轴承的绝缘电阻	B2	大修时	1）透平型发电机组的轴承不得低于0.5MΩ。 2）立式水轮发电机组的推力轴承每一轴瓦不得低于100MΩ；油槽充油并顶起转子时，不得低于0.3MΩ。 3）所有类型的水轮发电机，凡有绝缘的导轴承，油槽充油前，每一轴瓦不得低于100MΩ。		试验	透平型发电机组的轴承绝缘，用1000V兆欧表在安装好油管后进行测量。
59	灭磁电阻器(或自同期电阻器)的直流电阻	B2	大修时	相同温度下，与铭牌或最初测得的数据比较，其差别不应超过10%。		试验	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
60	灭磁开关的并联电阻	B2	大修时	与初始值比较应无显著差别	试验	电阻值应分段测量
61	转子绕组的交流阻抗和功率损耗	B2	大修时	阻抗和功率损耗值自行规定。在相同试验条件下与历年数值比较，不应有显著变化。	试验	1）隐极式转子在膛外或膛内以及不同转速下测量。显极式转子对每一个转子绕组测量。 2）每次试验应在相同条件、相同电压下进行，试验电压峰值不超过额定励磁电压(显极式转子自行规定)。 3）本试验可用动态匝间短路监测法代替。
62	检温计绝缘电阻和温度误差检验	B2	大修时	1）绝缘电阻值自行规定。 2）检温计指示值或电阻值误差不应超过制造厂规定。	试验	1）用250V及以下的兆欧表。 2）检温计除埋入式外还包括水内冷定子绕组引水管出水温度计。 3）对电阻式检温计应测量电阻值。
63	定子槽部线圈防晕层对地电位	B2	必要时	不大于10V	试验	1）必要时，如： —运行中检温元件电位升高； —槽楔松动； —防晕层损坏时。 2）试验时对定子绕组施加额定交流相电压值，用高内阻电压表测量绕组表面对地电压值。 3）有条件时可采用超声法探测槽放电。
65	定子绕组端部手包绝缘施加直流电压测量	B2	1）大修时 2）必要时	1）直流试验电压值为*U*n 2）测试结果一般不大于下表中的值 手包绝缘引线接头，汽机侧隔相接头。：20μA；100MΩ电阻上的电压降值为2000V。 端部接头(包括引水管锥体绝缘)和过渡引线并联块。：30μA；100MΩ电阻上的电压降值为3000V。	试验	1）本项试验适用于200MW 及以上的国产水氢氢透平型发电机。 2）应在通水条件下进行试验，以发现定子接头漏水缺陷。 3）宜用反向加压法。 4）必要时，如：水轮发电机和200MW及以下透平型发电机在出现三相直流泄漏电流不符合序号49要求2)、3)的规定时，可利用此方法查找缺陷。
66	轴电压	B2	大修后	1)透平型发电机的轴承油膜被短路时，转子两端轴上的电压一般应等于轴承与机座间的电压。 2）透平型发电机大轴对地电压一般小于10V。 3)水轮发电机不作规定。	试验	测量时采用高内阻(不小于100kΩ/V) 的交流电压表。
67	定子绕组绝缘老化鉴定	B2	累计运行时间20年以	见附录G	试验	新机投产后第一次大修有条件时可对定子绕组做试验，取得初始

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
			上且运行或预防性试验中绝缘频繁击穿时			值。
68	空载特性曲线	B2	1）大修后 2）更换绕组后	1）与制造厂(或以前测得的)数据比较，应在测量误差的范围以内 2）在额定转速下的定子电压最高值： —水轮发电机为1.5 U_n(以不超过额定励磁电流为限) —透平型发电机为1.3 U_n(带变压器时为1.1U_n)。 3）对于有匝间绝缘的电机，施加最高电压时的持续时间为5min。	试验	1）一般性大修时可以带主变压器试验。 2）新机交接未进行本项试验时，应在1年内不带变压器做本项试验，试验电压为1.3U_n。
69	三相稳定短路特性曲线	B2	1）更换绕组后 2）必要时	与制造厂出厂(或以前测得)数据比较，其差别应在测量误差的范围以内。	试验	必要时，如： —新机交接未进行本项试验时，应在1年内不带变压器做本项试验。
70	发电机定子开路时的灭磁时间常数	B2	更换灭磁开关后	时间常数与出厂试验或更换前相比较应无明显差异。	试验	
71	检查相序	B2	改动接线时	应与电网的相序一致	试验	
72	温升试验	B2	1）定、转子绕组更换后 2）冷却系统改进后 3）必要时	应符合制造厂规定	试验	必要时，如： —对埋入式温度计测量值有怀疑时，用带电测平均温度的方法进行校核。
73	定、转子线棒水流量试验	B2	1）大修时 2）必要时	参照JB/T6228-1992《汽轮发电机绕组内部水系统检验方法及评定》。	试验	1）同时测试总进水或总出水的流量。 2）必要时，如： —怀疑内冷水系统有堵塞时。
74	定子铁心上下齿压板检查	A	10年	1）螺栓锁定完好，焊缝无裂纹，无异常变形。 2）齿压板压指与定子铁心间应无间隙。	检修	
75	定子线棒槽部部位检查	A	10年	线棒槽部部位。 电晕放电、无电腐蚀现象。 绝缘漆无破损、脱落。	检修	
76	定子槽楔检查	A	10年	槽楔紧度符合设计要求，干净无脱落、无窜动、无松动、无断裂，否则评估进行更换。	检修	
77	定子线棒端部防晕检查	A	10年	无磨损、无电腐蚀，防晕层符合设计要求，结合防晕试验结果进行防晕处理。	检修	
78	定子铁心拉紧螺杆检查	A	10年	绝缘电阻值、紧固力矩符合设计要求；螺母及其垫片无松动和损坏。	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
79	定子铁心、通风槽检查与清扫	A	10年	1）线棒槽口处绕组绝缘无被硅钢片割破磨损。 2)通风槽处绕组绝缘无电晕痕迹产生。 3）外表及槽内清洁干净，无污物。 4）硅钢片无过热、松动、变形、错位。 5）绝缘漆无破损、脱落。	检修	
80	定子铁心、线棒和压板测温回路校验	A	10年	电阻值符合设计要求，并与监控系统显示温度对比，无明显差别。	检修	
81	定子出线、中性点连接检查	A	10年	1）软连接无开裂、断条。 2）接触面无过热。 3）力矩紧固符合设计要求，螺栓无松动。	检修	
82	分瓣定子机组合缝检查	A	10年	1）全焊接定子机座各组合焊缝检查无开裂，必要时进行探伤试验。 2）螺栓组合机座应紧固，螺母点焊无开裂，销钉无窜位，组合缝间隙符合要求。	检修	
83	定子铁心定位筋及其焊缝检查	A	10年	1）定子铁心衬条、定位筋及其限位板应无松动、无裂纹。 2）定位筋焊缝无开裂，必要时进行探伤试验。	检修	
84	定子圆度测量	A	必要时	定子圆度符合厂家设计与安装要求	检修	
85	定子中心与高程测量	A	必要时	符合厂家设计与安装要求	检修	
86	转子磁极连接引线检查	A	10年	外观检查无变形和裂纹，必要时进行无探伤。	检修	
87	转子磁极键检查	A	10年	1）打入情况完好、无松动。 2）焊缝无开裂，螺栓锁紧完好。	检修	
88	转子支架焊缝检查，组合螺栓、磁轭键、磁轭卡键检查	A	10年	焊缝无裂纹，螺栓紧固，磁轭键、磁轭卡键无松动。	检修	
89	转子中心体及焊缝检查	A	10年	表面无锈蚀，焊缝无开裂	检修	
90	转子磁轭及其拉紧螺杆检查	A	10年	螺母紧固，焊缝无开裂	检修	
91	转子圆度测量	A	必要时	符合厂家及 GB/T 8564 要求	检修	
92	转子磁极标高测定	A	10年	符合厂家及 GB/T 8564 相关要求	检修	
93	上、下机架承载焊缝无损检测	A	10年	无损检测应无缺陷	检修	
94	上、下机架销钉检查	A	10年	销钉无窜动	检修	
95	上、下机架高程、水平和中心测量与调整	A	10年	机架的高程、中心与水平符合厂家及标准 DL/T817 要求。	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
96	推力轴承解体、清扫与检查	A	10年	清扫干净，更换易磨易损件，修复损伤部件，按厂家要求回装。	检修	
97	推力头、卡环检查	A	10年	推力头工作面光洁度满足设计要求，卡环无毛刺，回装后符合厂家标准和DL/T817相关要求。	检修	
98	推力油盆及其挡油环板检查与清扫	A	10年	1）更换易磨易损件。 2）回装清扫干净、无遗留物。 3）挡油环间隙符合设计要求。 4）充油后无渗漏。	检修	
99	推力轴承镜板检查与处理	A	10年	表面光洁度、安装水平要求等符合厂家及GB/T 7894相关要求。	检修	
100	推力瓦检查及处理	A	10年	推力瓦厚度测量值符合设计要求，瓦面符合厂家及DL/T 817相关要求。	检修	
101	推力瓦支承部件检查及受力调整	A	10年	1）瓦支承部件检查无裂纹、变形和磨损。 2）弹性支承装置测量值符合设计要求 3）回装受力调整符合厂家要求。	检修	
102	推力瓦高压注油软管检查与更换	A	10年	检查无破损，压力试验无渗漏，达到老化寿命的软管进行更换。	检修	
103	发电机轴承绝缘检查与处理	A	10年	轴承绝缘检查测试符合设计要求	检修	
104	推力轴承油冷却器解体清洗、检查及耐压试验	A	10年	更换易磨易损件，各部检查合格，压力试验符合厂家要求。	检修	
105	推力轴承外循环油泵与电机检查和修理	A	10年	1）更换轴承、轴封和缓冲器等易磨易损件。 2）泵油回装后泵旋转部件无卡涩、无异音。 3）螺杆泵单侧间隙或合成间隙满足设计要求。	检修	
106	导轴承瓦清扫、检查与修整	A	10年	瓦面应无变形、密集气孔、裂纹、硬点、脱壳、磨损等缺陷，瓦面接触均匀，否则进行修复或更换。	检修	
107	导轴承瓦间隙调整部件检查	A	10年	进行无损探伤检查，无裂纹、变形，否则进行修复或更换。	检修	
108	导轴承瓦支撑部件检查	A	10年	部件无松动、变形和裂纹	检修	
109	导轴承油盆密封检查及渗漏试验	A	10年	油盆无变形、更换各部密封；煤油渗漏试验4h无渗漏。	检修	
110	导轴承轴瓦间隙调整	A	10年	间隙应符合设计要求	检修	
111	导轴承油冷却器解体清洗、检查及耐压试验	A	10年	更换易磨易损件，各部检查合格，压力试验符合厂家要求。	检修	
112	导轴承外循环油泵与电机检查和修理	A	10年	1）更换轴承、轴封和缓冲器等易磨易损件。 2）油回装后泵旋转部件无卡涩、无异音。 3）螺杆泵单侧间隙或合成间隙满足设	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
				计要求。		
113	轴承油和水管路及其支架清扫、检查与处理	A	10年	清扫干净、防腐层合格，对锈蚀的管路和支架进行更换。	检修	
114	发电机空冷器清扫、检查与耐压试验	A	10年	1）清洗干净、无水垢、无堵塞。 2）对易损和老化部件进行更换。 3）耐压试验符合厂家要求。	检修	
115	发电机空冷器伸缩节、阀门与管路检查与处理	A	10年	无裂纹和异常变形，对达到老化寿命的伸缩节更换，阀门与管路无渗漏。	检修	
116	制动闸板检查或更换	A	10年	闸板紧固可靠，无开裂，更换超过厂家规定磨损量的制动闸板。	检修	
117	制动环或刹车盘磨损测量与探伤检查	A	10年	制动环或刹车盘表面检查符合厂家要求，磨损检测满足设计要求，无损探伤无裂纹。	检修	
118	制动系统检查、处理和试验	A	10年	更换制动系统各老化部件，修复后耐压试验符合要求，动作试验合格。	检修	
119	转子顶起装置检查	A	10年	更换老化和易损部件，清扫干净、通油建压无堵塞和渗漏。	检修	
注：同步（电动）发电机大修周期可根据机组的技术性能、实际运行小时数、状态评价等结果适当调整。						

25.2.2　有关定子绕组干燥问题的规定

25.2.2.1 发电机大修中更换绕组时，容量为 10MW(MVA)以上的定子绕组绝缘状况应满足下列条件，才可以不经干燥投入运行：

a) 沥青浸胶及烘卷云母绝缘分相测得的吸收比不小于 1.3 或极化指数不小于 1.5，对于环氧粉云母绝缘吸收比不小于 1.6 或极化指数不小于 2.0。水内冷发电机的吸收比和极化指数自行规定。

b) 在 40℃时三相绕组并联对地绝缘电阻值不小于(U_n+1)MΩ　(取 U_n 的千伏数，下同)，分相试验时，不小于 2(U_n+1)MΩ。若定子绕组温度不是 40℃，绝缘电阻值应进行换算。

25.2.2.2　运行中的发电机，在大修中未更换绕组时，除在绕组中有明显进水或严重油污(特别是含水的油)外，满足上述条件时，一般可不经干燥投入运行。

25.3　**水轮发电机组整体项目**

水轮发电机组整体检修项目、周期、要求和负责专业（见表 93）

表 93　水轮发电机组整体检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	机组检修完工后与启动前检查	B1	1 年	按顺序完成机组设备启动运行前的各项检查，并要求满足转机条件。	检修	
2	机组充水试验	B1	1 年	机组尾水管、蜗壳、进水阀和发电机冷却器等充水试验，检查无渗漏。	检修	
3	机组各轴承外循环油泵启动试验	B1	1 年	油泵启动和切换正常，无异常噪声和发热，停泵后油位正常。	检修	
4	机组机械制动静态试验	B1	1 年	机械制动投退正常，压力等信号正常	检修	
5	手动开停机与空载运行试验	B1	1 年	即现地控制启动机组，检验机组设备是否恢复正常，检验机组各设备起停程序的正常、检验机组轴承的油位、温度和振摆。	检修	
6	发电工况自动开机与带负荷试验	B1	1 年	同期装置工作正常、各项运行参数正常，带负荷正常。	检修	
7	机组调相工况试验	B1	1 年	调相运行试验、调相停机试验正常	检修	蓄能机组
8	机组大修前试验	A	10 年	机组各工况开机运行试验，检查并机组机组的温度、振动和摆度等数据。	检修	
9	机组整体盘车与轴线调整	A	10 年	机组连轴后盘车，摆度等符合厂家要求	检修	
10	机组干调试	A	10 年	按厂家和启动要求完成机组有关设备的干调试。	检修	
11	机组启动运行前检查	A	10 年	按设备分类和顺序完成机组启动运行前的各项检查，并要求满足转机条件。	检修	
12	机组初次转动试验	A	10 年	机组各部无异常，转动部分无机械摩擦和撞击声。	检修	
13	机组动平衡试验	A	10 年	机组振动和轴系摆度符合厂家要求	检修	
14	机组发电工况空载与停机试验	A	10 年	升速试验，从静止逐步升至 25%，50%,75%和 100%额定转速时，机组的振动与摆度正常。	检修	
15	机组机械过速试验	A	10 年	过速保护动作正常；转动部分各紧固螺栓无松动，止锁装置完好；过速后进行机组检查。	检修	
16	水轮发电机升流试验	A	10 年	满足厂家设计要求	检修	
17	发电机短路试验	A	10 年	满足厂家设计要求	检修	
18	发电机升压试验	A	10 年	满足厂家设计要求，按标准 DL/T 817 进行	检修	
19	发电机空载下励磁调节器的调整和试验	A	10 年	满足厂家设计要求	检修	
20	发电机空载特性试验	A	10 年	满足厂家设计要求	检修	
21	发电工况并网带负荷及热稳定运行试验	A	10 年	在额定出力下运行时间 1h 以上直到各轴承温度稳定；机组各部温升、振动、摆度、有功和无功功率值正常。	检修	
22	SFC 水泵工况启动试验	A	10 年	SFC 启动机组至 P 工况稳态	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
23	水泵工况温升试验	A	10 年	机组在抽水工况稳定运行 1h 以上直至各轴承温度数据稳定；机组各部温升、振动、摆度、有功和无功功率值正常。	检修	蓄能机组
24	机组甩负荷试验	A	10 年	发电甩负荷试验在 25%、50%、75%和 100%机组额定功率的情况下进行。泵工况下甩负荷试验在泵 100%负荷下进行。机组转速、振动、摆度、有功、无功、导叶开度，计算接力器不动时间、转速上升率、钢管压力上升率等数据正常。每次甩负荷后进行机组全面检查。	检修	
25	工况转换试验	A	10 年	试验包括 G 转发 CG、CG 转 C、P 转 CP、CP 转 P、CP 转 G 和其他设计工况转换试验，试验正常。	检修	蓄能机组
26	背靠背（B.T.B）试验	A	10 年	拖动和被拖动至 CP 工况的试验	检修	蓄能机组
27	机组 24h 连续带负荷运行试验	A	10 年	检验机组的温升情况及机组的稳定性等	检修	常规机组
注：（电动）发电机大修周期可根据机组的技术性能、实际运行小时数、状态评价等结果适当调整。						

25.4 发电厂其他设备

发电厂其他设备参见附录H

26 绝缘油

26.1 变压器油

变压器油(包含变压器、电抗器、互感器、套管等设备中的绝缘油)的试验项目、周期和要求（见表94）。如试验周期与设备电气试验周期有不同时，应按设备电气试验周期进行。运行设备中取样、取样容器及取样方法按照GB/T 7597的规定执行。各项目测定方法按照GB/T 7595规定执行。

表 94 变压器油的试验项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求		负责专业	说明
				投运前	运行中		
1	外观	B2	1 年	透明、无沉淀物和悬浮物		试验	
2	水分，mg/L	B2	1 年	500kV：≤10 220kV：≤15 110kV 及以下：≤20	500kV：≤15 220kV：≤25 110kV 及以下：≤35	试验	
3	击穿电压，kV	B2	3 年	500kV： ≥65 110kV、220kV：≥45 35kV 及以下：≥40	500kV： ≥55 110kV、220kV：≥40 35kV 及以下：≥35	试验	
4	介质损耗因素(90℃)%	B2	3 年	500kV：≤0.5 220kV 及以下：≤1.0	500kV：≤2.0 220kV 及以下：≤4.0	试验	
5	油中含气量，	B2	500kV：	≤1	500kV：≤3	试验	

序号	项目	类别	周期	要求		负责专业	说明
				投运前	运行中		
	% (体积分数)		1）投运前或大修后 2）运行中：1 年 3）必要时		(电抗器)：≤5		
6	油中溶解气体组份含量分析	B2	变压器（含变压器油套管）、电抗器见第 6 章 互感器见第 7 章 电力电缆见第 14 章 套管（穿墙套管）见第 20 章			试验	
7	酸值，mgKOH/g	B2	必要时	≤0.03	≤0.10	试验	
8	抗氧化剂含量（质量分数），% 含抗氧化剂油	B2	必要时	—	大于新油原始值 60 %	试验	
10	水溶性酸(pH 值)	B2	必要时	>5.4	≥4.2	试验	
11	闪点(闭口)，℃	B2	必要时	≥135	≥135	试验	
12	界面张力(25℃)，mN/m	B2	必要时	≥35	≥25	试验	
13	体积电阻率(90℃)，Ω·m	B2	必要时	≥6×1010	500kV：$\geqslant 1\times10^{10}$ 500kV 以下：$\geqslant 5\times10^{9}$	试验	
14	油泥与沉淀物，%(质量分数)	B2	必要时	≤0.02(以下可忽略不计)		试验	
15	腐蚀性硫	B2	必要时	非腐蚀性		试验	
16	析气性	B2	500kV：必要时	报告		试验	
17	带电倾向，pC/mL	B2	必要时	报告		试验	
18	油中颗粒度	B2	500kV： 1）投运前或 A 修后； 2）必要时	1）注油前 100mL 油中大于 5μm 的颗粒数≤2000 个。 2）热油循环后（含 A 修后）100mL 油中大于 5μm 的颗粒数≤3000 个。		试验	
19	二苄基二硫醚，mg/kg	B2	必要时	≤5		试验	测定方法也可参照 GB/T 32508
20	苯并三氮唑金属钝化剂含量，mg/kg*	B2	必要时	≥5		试验	1.测定方法参照 DL/T 1459。 2.对于添加了金属钝化剂的含腐蚀性硫变压器油，应检测其含量，保证油中有一定量钝化剂存在。
21	铜金属含量，mg/kg	B2	必要时	报告		试验	1.测定方法参照 DL/T 263。

序号	项目	类别	周期	要求		负责专业	说明
				投运前	运行中		
							2.当发现介损和绝缘油明显劣化时，进行本项目。
注1：本表适用于500kV及以下交流变压器绝缘油试验 注2：互感器、套管油的试验应结合油中溶解气体色谱分析进行，项目、周期见相关章节，对全密封式的互感器和套管，不易取样或补充油，按照制造厂规定执行。 注3：对变压器及电抗器，取样油温为40℃～60℃。							

26.2 关于补充油和混油的规定

26.2.1 油品需要混合使用时，混合的油品应符合各自的质量标准（新油应满足新油质量标准，运行油应满足运行油质量标准）。

26.2.2 电气设备充油不足需要补油时，应补加同一油基、同一牌号及同一添加剂类型的油品。应选用符合 GB 2536 标准的未使用过的变压器油或符合 GB/T 7595 运行油质量标准的已使用过的变压器油，且补加油品的各项特性指标都应不低于设备内的油。

26.2.3 不同油基、牌号、添加剂类型的油原则上不宜混合使用。特殊情况下，如需将不同牌号的新油混合使用，除应事先按混合油的实测倾点（倾点需参考 GB 2536 新变压器油的倾点指标）决定是否适于该地区使用，然后再按 DL/T 429.6 方法进行开口杯老化试验。老化后混合油应无油泥析出，且混合油的酸值及介质损耗因数应不比最差的单个油样差。

26.2.4 如在运行油中混入不同牌号的新油或已使用过的油，除应事先测定混合油的倾点（倾点需参考 GB 2536 新变压器油的倾点指标）以外，还应满足下列要求：

a）补加油品的各项特性指标都应不低于设备内的油，且混合油的质量应不低于运行油；

b）应对运行油、补充油和混合油按照 DL/T 429.6 方法进行开口杯老化试验，老化后混合油应无油泥析出，且混合油及补充油的酸值及介质损耗因数应不大于运行油老化后的测定结果。

26.2.5 在进行混油试验时，油样的混合比应与实际使用的比例相同；如果混油比无法确定时，则采用 1:1 质量比例混合进行试验。

26.2.6 油泥析出试验按照 DL/T 429.7 或 GB/T 8926（方法 A）进行测试。当无法用 DL/T 429.7 方法观察并对比不同油样的油泥析出情况时，则应按照 GB/T 8926 方法（方法 A）进行油泥含量的测试及对比。

26.3 断路器、有载调压开关用油

投运前、大修后和运行中断路器、有载调压开关用油的试验项目、周期和要求（见表 95）。试验周期如与设备试验周期有不同时，应按设备试验周期进行。

表 95　投运前、大修后和运行中断路器、有载调压开关用油的试验项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	水分，mg/L	B2	1）3 年。. 2）投运前或 A 修后。 3）必要时。	投运前或 A 修后 ≤35. 运行中≤30。	试验	GB/T 7598
2	击穿电压，kV	B2	1）3 年。 2）投运前或 A 修后. 3）油量为 60kg 以下的少油断路器 3 年或以换油代替。	110kV 以上： 投运前或 A 修后 ≥45 运行中 ≥40。 110kV 及以下： 投运前或 A 修后 ≥40 运行中 ≥35。	试验	GB/T 507

27　SF_6 气体

27.1　SF_6 新气到货后，充入设备前按 DL/T 1366 电力设备用六氟化硫气体、GB 12022 工业六氟化硫验收。抽检率按 GB 12022 工业六氟化硫进行。其他每瓶只测定含水量。

27.2　SF_6气体在充入电气设备24h后方可进行试验。

27.3　关于补气和气体混合使用的规定：

a) 补气体必须符合新气质量标准，补气时应注意接头及管路的干燥；

b）符合新气质量标准的气体均可混合使用。

27.4　设备检修及解体前应通过气体回收装置将 SF_6 气体全部回收，气体回收处理按 GB/T 8905 六氟化硫电气设备中气体管理和检验导则进行。

27.5　A 修后及运行中 SF_6 气体的试验项目、周期和要求（见表 96）。试验周期与设备试验周期有不同时，应按设备试验周期进行。

表 96　SF_6 气体的试验项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	湿度(20℃体积分数)，μL/L	B2	1）投运前新充气 24h 后 2）投产及 A 修后满 1 年 1 次，如无异常，其后 3 年 1 次 3）必要时	1）断路器灭弧室气室 A 修后≤150，运行中≤300 2）其他气室 A 修后≤250，运行中：≤1000 3）SF_6 变压器 A 修后≤250，运行中≤500	试验	1）按 DL/T 1366、DL/T 915 和 DL/T 506 进行 2）必要时，如： —新装及 A 修后 1 年内复测湿度不符合要求 —漏气超过 SF_6 气体泄漏试验的要求 —设备异常时

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
2	现场分解产物测试，μL/L	B2	1）投运前新充气24h后2）投产及A修后满1年1次，如无异常，其后3年1次 3）必要时	1）断路器灭弧室气室 SO_2≤3（注意值），H_2S≤2（注意值），CO≤300（注意值）。 2）其他气室 SO_2≤1，H_2S≤1，CO≤300（注意值）。	试验	1）建议结合现场湿度测试进行，参考DL/T 1359 按DL/T 1205进行。 2）必要时，如：设备运行有异响，异常跳闸，开断短路电流异常时,局部放电监测发现异常，外壳温度异常，耐压击穿后。 3）当发生近区短路故障引起断路器跳闸时，断路器气室的检测结果应包括开断48h后的检测数据。 4）GIS气室分解产物检测异常时，应结合局部放电检测结果进行综合判断。
3	实验室分解产物测试	B2	必要时	检测组分：SO_2、SOF_2、SO_2F_2、CO、CO_2、CS_2、CF_4、S_2OF_{10}等。	试验	必要时，如：现场分解产物测试超参考值或有增长，结合现场分解产物测试结果进行综合判断 参考 DL/T 1359
4	毒性	B2	必要时	无毒	试验	按GB 12022 进行
5	酸度，（质量分数）10^{-6}			≤0.2		按GB 12022 进行
6	四氟化碳(质量分数)，10^{-6}			1）新充气≤100 2）运行中≤400		按GB 12022 进行
7	空气(质量分数)，10^{-6}			1）新充气≤300 2）运行中≤2000		按 GB 12022 进行
8	可水解氟化物(质量分数)，10^{-6}			≤1.0		按GB 12022 进行
9	矿物油(质量分数)10^{-6}			≤10		按GB 12022 进行
10	纯度(质量分数)10^{-2}			≥99.8		按GB 12022、DL/T 1366电力设备用六氟化硫气体进行。
11	六氟乙烷(质量分数)，10^{-6}			新充气≤200		按 GB 12022 进行。
12	八氟丙烷(质量分数)，10^{-6}			新充气≤50		按 GB 12022 进行。

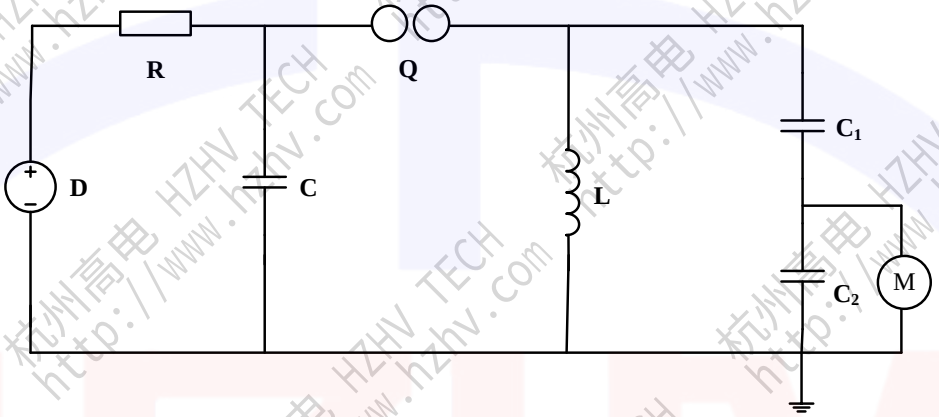
附录 A(资料性附录)干式空心电抗器匝间绝缘检测试验方法

(资料性附录)

干式空心电抗器匝间绝缘检测试验方法

A.1 试验基本电路

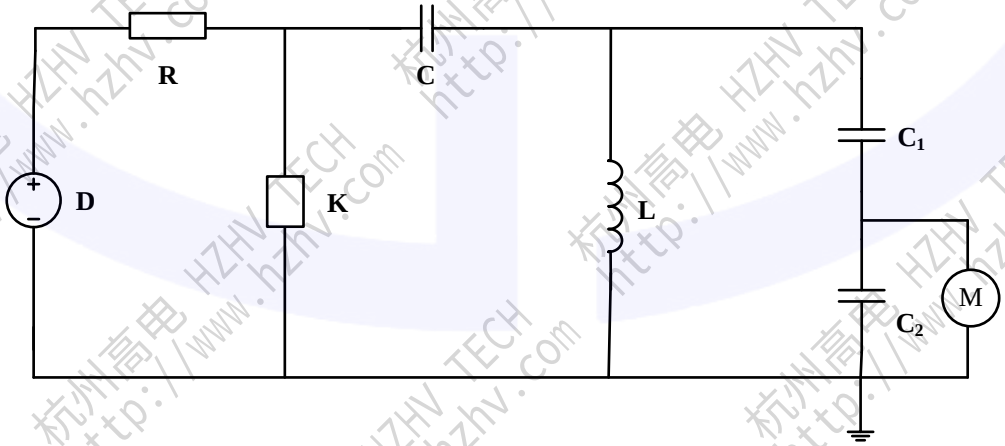
干式空心电抗器的匝间过电压试验电路，根据放电开关位置的不同，分为图 A.1、图 A.2 所示的两种。



D—直流电源；R—充电电阻；C—充电电容器；Q—点火球隙；L—被试电抗器；

C_1、C_2—分压器；M—测量系统

图 A.1 充电电容器接地的试验电路图



D—直流电源；R—充电电阻；C—充电电容器；Q—点火球隙；L—被试电抗器；

C_1、C_2—分压器；M—测量系统

图 A.2 放电开关接地的试验电路图

A.2 试验设备

A.2.1 直流电源

直流电源应能输出试验设备的额定电压，保证每次放电波形的初始电压峰值能达到 100%试验电压值。

A.2.2 充电电容器

充电电容器应采用脉冲电容器，电容值应满足与被试电抗器电感形成阻尼振荡放电时，放电电压振荡频率不大于 100kHz。充电电容器应能能承受 1.1 倍试验设备额定电压 1min，不发生击穿或闪络。

A.2.3 放电开关

放电开关可根据试验设备的原理不同采用电子开关或可控点火球隙等。放电开关应能承受 1.1 倍试验设备额定电压大小的直流耐压。

A.2.4 分压器

分压器宜采用弱阻尼分压器。分压器应具有良好的线性度和频率响应特性，线性度误差不大于 1%，方波响应在 80ns~100ns 的范围内。高压臂应能承受 1.1 倍试验设备额定电压 1min，不发生击穿或闪络。

A.2.5 测量系统

测量系统应具有抗电磁干扰能力，能清晰记录振荡电压波形，测量波形振荡频率和包络线衰减速度。系统测量频带应包含 10kHz~100kHz 的范围，采样率不低于 1MS/s，测量系统及分压器对电压峰值的测量不确定度应不大于 3%。

A.2 试验电压

A.2.1 电压值要求

a) 出厂试验电压值应要求如表 A.1 所示。

表 A.1 出厂试验要求 单位：kV

系统标称电压（方均根值）	设备最高电压（方均根值）	外施耐受电压（方均根值）	试验电压（峰值）	
			户外设备	
6	7.2	25	47	35
10	12	35	66	50
20	24	55	103	78
35	40.5	85	160	120
注：试验电压允许偏差±3%。				

b) 现场试验全电压按照出厂试验值的 80%施加。

A.3 现场准备

A.3.1 准备满足要求的试验电源。

A.3.2 解开被试电抗器高压端连接导线，使连接导线与被试电抗器本体保持足够安全距离，被试电抗

器另一端直接接地。与电容器组连接的电抗器，在拆线前应确保电容器放电完毕并可靠接地。

A.3.3 拆除与被试电抗器本体连接的避雷器、过电压保护装置等设备。

A.3.4 被试电抗器接地端和试验装置的接地端应采用同一点接地，接地线应尽可能短。

A.4 测试步骤

A.4.1 按照图 A.1 或图 A.2 进行接线，使连接导线与被试电抗器本体及周围设备保持足够安全距离。

A.4.2 在被试电抗器两端施加不高于 20%的试验电压作为标定电压，记录电压波形；然后施加 100%试验电压，持续时间 1min，试验过程中记录电压波形。若试验过程中出现异常，应立即停止加压，迅速将试验电压降为零，并查明原因。

A.4.3 试验结束，切断电源后，对试验设备充分放电后，方可更换试验接线。

A.4.4 应逐相对电抗器进行试验。

A.5 试验结果判断

试验过程若满足以下要求，则认为试验通过。

a) 被试电抗器绕组未出现明显增大的噪声、无可见烟雾或火花放电；

b) 比较全电压和标定电压下的电压波形（见图 A.3），波形振荡频率不大于 5%或包络线衰减速度不大于 10%。



a)通过电抗器匝间过电压试验的典型波形　　b)未通过匝间过电压试验的典型波形

图 A.3 电抗器匝间过电压试验的典型波形

附录 B(规范性附录) 绝缘子的交流耐压试验电压标准

(规范性附录)

绝缘子的交流耐压试验电压标准

绝缘子的交流耐压试验电压标准（见表 B.1）。

表 B.1　支柱绝缘子的交流耐压试验电压

额定电压,kV	最高工作电压,kV	交流耐压试验电压,kV			
		纯瓷绝缘		固体有机绝缘	
		出厂	大修后	出厂	大修后
3	3.5	25	25	25	22
6	6.9	32	32	32	26
10	11.5	42	42	42	38
15	17.5	57	57	57	50
20	23.0	68	68	68	59
35	40.5	100	100	100	90
44	50.6	—	125	—	110
60	69.0	165	165	165	150
110	126.0	265	265 (305)	265	240 (280)
154	177.0	—	330	—	360
220	252.0	490	490	490	440
330	363.0	630	630	—	—

附录 C(资料性附录) 污秽等级与现场污秽度

(资料性附录)

污秽等级与现场污秽度

从标准化考虑，现场污秽度从非常轻到非常重分为5个等级：

a 级— 非常轻

b 级— 轻

c 级— 中等

d 级— 重

e 级— 非常重

注 1：该字母表示的污秽等级与GB/T 16434-1996中以数字表示的污秽等级不一一对应，但无本质差异。

注 2：选择绝缘子时，需考虑现场污秽度的具体数值，并应满足GB/T 26218.1-2010和GB/T 26218.2-2010要求。

图C.1给出了普通盘形悬式绝缘子与每一现场污秽度等级相对应的等值盐密/灰密值的范围，该值是根据现场测量、经验和污秽试验确定的，是3年至5年积污的测量结果。

图C.1中数值是基于我国电网参照绝缘子表面自然积污实测结果和IEC60815“第2部分”规定的各级污区所用统一爬电比距并计及自然污秽与人工污秽的差别计算而得，而不是简单由人工污秽试验所得。现场污秽度从一级转变到另一级不是突变的。

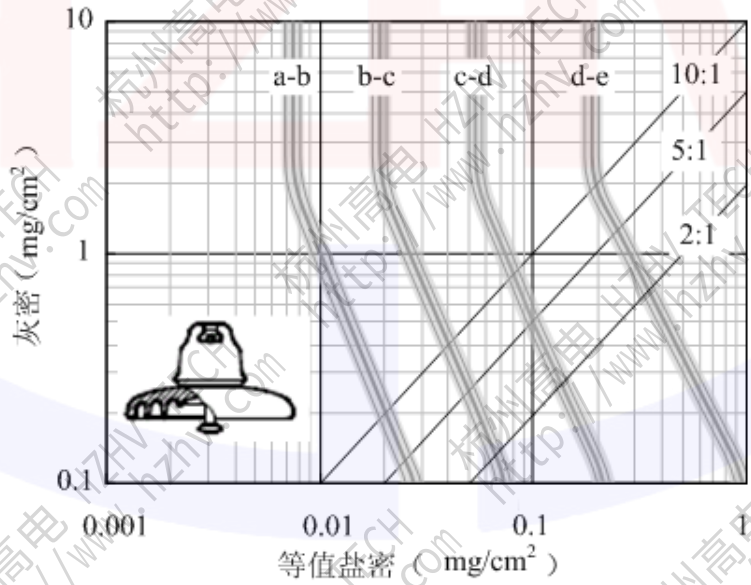


图 C.1 普通盘形绝缘子现场污秽度与等值盐密/灰密的关系

注：a-b、b-c、c-d、d-e为各级污区的分界线。三条直线分别为灰密盐密比值为10:1、5:1、2:1的等灰盐比线

变电站的现场污秽度，同样由盘形绝缘子的等值盐密和灰密来确定，污闪后支柱绝缘子的测量值参考IEC60815进行评估。

附录 D(资料性附录)有效接地系统接地网安全性状态评估的条件、项目和周期

(资料性附录)

有效接地系统接地网安全性状态评估的条件、项目和周期

D.1 有效接地系统接地网状态评估的基本条件和要求

D.1.1 资料要求

（1）需具备接地网竣工图纸，或最近一次改造或扩建后的接地网图纸。

（2）通过现场实测得到一组不同间距站址和站址附近视在土壤电阻率。

（3）待评估的发电厂、变电站出线和杆塔相关参数，包括：（a）架空出线回路数量、长度和档距；（b）导线和地线型号；（c）杆塔数量、型式、几何尺寸和接地阻抗；（d）出线电缆长度和型号；（e）对侧变电站的接地阻抗。

（4）系统最大接地短路电流，通常取最大单相接地短路电流。运行变电站由调度部门根据年度或远景规划系统最大运行方式计算得到，新建变电站则由设计部门提供。

D.1.2 接地网状态评估数值仿真计算软件要求

（1）以多层土壤的电磁场理论为基础，包含土壤电阻率分析、接地网电流分布分析和地中电位分析等基本功能单元。

（2）具备建立分层土壤模型功能，能反演得到土壤分层数、各层的电阻率和厚度。

（3）具备架空地线和电缆外护套分流计算功能，得到通过接地网入地短路故障电流。

（4）接地网数值计算采用矩量法、边界元法、有限元法等，通过叠加方法求得电流注入点的地电位升，从而求得接地阻抗、地表电位分布、接触电位差和跨步电位差等。

（5）有代表性的接地分析软件有加拿大SES公司CDEGS软件、国内开发的地网安全评估系统软件包（PSGA）和接地仿真分析软件包（GASP）。

D.2 接地网状态评估周期

主要根据接地网运行年限、运行情况，以及运行单位的运行经验确定。220kV及以上变电站和200MW以上的电厂接地网不宜超过10年，其他的根据其重要性和运行状态而定，遇到以下情况可适当缩短评估周期：

（1）厂、站扩容或负荷增加导致接地短路电流明显提高；

（2）接地网（尤其是外扩接地网）遭到局部破坏；

（3）接地网或接地引下线导体腐蚀严重；

（4）运行中发生与接地网有关的设备故障；

（5）怀疑接地网在雷击或工频接地短路状态下性能不满足要求；

（6）接地网整体改造前后。

D.3 接地网状态评估项目

（1）站址视在土壤电阻率测试和土壤结构分析

通过变电站站址土壤电阻率测试，结合相关软件完成土壤分层结构分析，为接地网状态的数值评估提供依据。

对土壤电阻率测量要求：（a）测量的分层土壤深度应与接地网最大对角线长度相当；（b）注意测量线之间的互感对土壤电阻率测量结果的影响。

（2）接地网特性参数（接地阻抗、避雷线的分流、跨步电压和接触电压）测试、接地网电气完整性测试和接地网接地引下线导体腐蚀诊断检查

测量接地阻抗时，采用远离法（夹角法）进行测量，电压线和电流线与接地网边缘的直线距离应至少是接地网最大对角线的4倍，以避免土壤结构不均匀和电流、电压线间互感的影响。如变电站周围土壤电阻率比较均匀，可采用30°夹角法进行测量，此时电压线和电流线与接地网边缘的距离为接地网最大对角线的2倍。

慎用直线法，对于110kV及以上的大型地网，不宜采用直线法进行测量。

电压线和电流线布线前，应用GPS对接地网边缘、电压极和电流极进行精确定位，确保电压极、电流极与接地网边缘的直线距离满足要求，并根据GPS实测的电压线和电流线夹角按照DL/T 475-2006《接地装置特性参数测量导则》的有关公式对测量结果进行修正。

应采用柔性电流钳表（罗哥夫斯基线圈）测量出线构架的避雷线（普通地线和OPGW光纤地线）对测试电流的分流，得到分流系数，结合接地电阻实测值来推算接地网真实的接地阻抗值。

（3）接地网和接地引下线导体热稳定校验。

（4）接地网安全性指标数值仿真计算

基于接地软件的接地网状态数值评估内容包括：（a）变电站出线架空地线分流系数和入地最大短路故障电流计算；（b）地网接地阻抗；（c）实际单相接地短路故障情况下，地网接地导体的电位升高和变电站场区电压差，是否满足一次设备、二次设备（或二次回路）和弱电子设备的运行安全要求；（c）计算变电站跨步电压U_S和接触电压U_T分布情况，对比测试结果以及跨步电压U_S和接触电压U_T的限值，分析和评估接触电压和跨步电压是否满足人身安全要求。通过对地网导体电位升高、场区电压差、跨步电位差和接触电位差这几个安全性指标的评价，完成接地网的安全性状态评估。

附录 E(资料性附录) 消弧线圈模拟测量电容电流操作方法

(资料性附录)

消弧线圈模拟测量电容电流操作方法

E.1 电压电流测量

将接地变中性点至消弧线圈的连接解开，在消弧线圈一次侧A端和地之间加入电压，观察消弧控制器的电压、电流测量是否正确。注意为防止试验AC220V电源漏电保护动作，需要用小隔离变压器进行隔离(或直接用带隔离的保护测试仪输出电压，代替调压器、隔离变回路)。

E.2 测量电容值

将试验电容器*C*如图E.1接入回路，加入电压60V（10kV及6kV设备60V、35kV设备120V），消弧系统将（消弧控制器上需要设置成自动控制）自动测量该电容，显示电容电流或电容值。

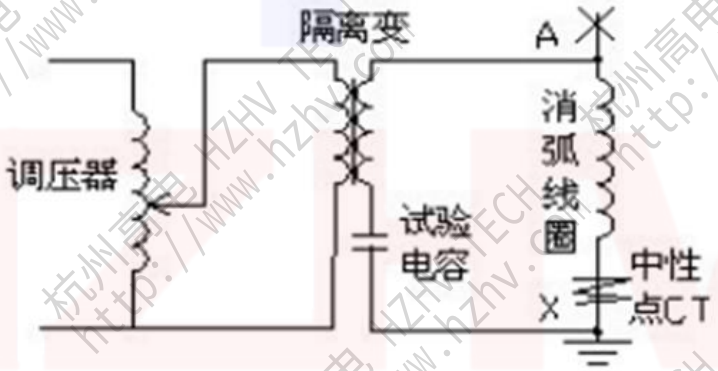


图 E.1 消弧线圈模拟测量电容电流接线示意图

测量误差（|显示电容电流值-314CU_m|）应满足如下要求:

a) 电容电流≤30A 时，误差不大于 1A

b) 30A＜电容电流≤30A，误差不大于 3%*314CU_m

E.3 试验电容值选取方法

试验电容值 C 选取的上下限计算公式：

$$C_{\max}=\frac{\sqrt{3}I_{max}}{314U_m}$$

$$C_{\min}=\frac{\sqrt{3}I_{min}}{314U_m}$$

其中 I_{max}，I_{min} 分别为消弧线圈所能输出的补偿电流的最大值和最小值；U_m 为系统额定电压。

附录 F(资料性附录)蓄电池检测维护指标

(资料性附录)

蓄电池检测维护指标

F.1 贫液式检测维护指标

贫液式检测维护指标（见表 F.1）。

表 F.1 贫液式检测维护指标

安装运行时间	周期	内阻、电压技术指标	蓄电池放电容量指标
电池组初装～3 个月	一周至三月一次对内阻和浮充电压自动巡检	初装时内阻差异应小于 20%，单只电池浮充压差≤150mV(2V)，450mV(6V)、≤0.8V（12V)。	变电站只有一组蓄电池：用 1I10 放电 5h，平均单体电池电压应≥2V 或 1I10 放电 10h 单节电池电压≥1.8V。 变电站有两组蓄电池：1I10 恒流放电 10h 终止电压≥1.8V 每单格。
第 4～6 个月	一周至三月一次对内阻和浮充电压自动巡检	内阻≤初装时的 120%±10μΩ,单只电池浮充压差≤120mv(2V)、360mV(6V)、≤0.8V（12V)。	
第 7～12 个月	一周至三月一次对内阻和浮充电压自动巡检	内阻≤初装时的 120%±10μΩ,单只电池浮充压差≤100mv(2V)、300mV(6V)、≤0.6V（12V)。	
第 2～3 年	一周至三月一次对内阻和浮充电压自动巡检		
第 4～5 年	一周至三月一次对内阻和浮充电压自动巡检	内阻≤初装时的 150%，单只电池浮充压差≤120mV(2V)、360mV(6V)、≤0.6V（12V)。	
第 6~8 年	一周至二月一次对内阻和浮充电压自动巡检	内阻≤初装时的 150%，单只电池浮充压差≤150mV(2V)、450 mV(6V)、≤0.8V（12V)。	
第 9 年及以上	一周至一月一次对内阻和浮充电压自动巡检	内阻≤初装时的 150%，单只电池浮充压差≤150mV(2V)、450 mV(6V)、≤0.8 V（12V)。	

注：环境温度对电池的容量影响较大，随着环境温度的降低容量减小。环境温度变化1℃时的电池容量变化称为容量的温度系数。根据国家标准，如环境温度不是25℃，则需将实测容量按以下公式换算成25℃基准温度时的实际容量Ce。

Ce=Ct/［1+K（t-25℃）］

公式中：t是放电时的环境温度　K是温度系数

10hr的容量实验时　K=0.006/℃　3hr的容量实验时 K=0.008/℃　1hr的容量实验时　K=0.01/℃

F.2 胶体式检测维护指标

胶体式检测维护指标（见表 F.2）：

表 F.2 胶体式检测维护指标

胶体式检测维护指标			
安装运行时间	周期	内阻、电压技术指标	蓄电池放电容量指标
电池组初装～3 个月	一周至三月一次对内阻和浮充电压自动巡检	初装时内阻差异应小于 20%，单只电池浮充压差≤200mV(2V)、450mV(6V)、≤0.8V（12V)。	变电站只有一组蓄电池：用 1I10 放电 5h，平均单体电池电压应≥2V 或 1I10 放电 10h 单节电池电压≥1.8V。 变电站有两组蓄电池：1I10 恒流放电 10h 终止电压≥1.8V 每单格。
第 4～6 个月	一周至三月一次对内阻和浮充电压自动巡检	内阻≤初装时的 120%±10μΩ,单只电池浮充压差≤150mV(2V)、360mV(6V) 、≤0.8V（12V)。	
第 7～12 个月	一周至三月一次对内阻和浮充电压自动巡检	内阻≤初装时的 120%±10μΩ,单只电池浮充压差≤150mV(2V)、300mV(6V)、≤0.6V（12V)。	
第 2～3 年	一周至三月一次对内阻和浮充电压自动巡检		
第 4～5 年	一周至三月一次对内阻和浮充电压自动巡检	内阻≤初装时的 150%，单只电池浮充压差≤180mV(2V)、360mV(6V)、≤0.6V（12V)。	
第 6~8 年	一周至二月一次对内阻和浮充电压自动巡检	内阻≤初装时的 150%，单只电池浮充压差≤180mV(2V)、450 mV(6V)、≤0.8V（12V)。	
第 9 年及以上	一周至一月一次对内阻和浮充电压自动巡检	内阻≤初装时的 150%，单只电池浮充压差≤180mV(2V)、450 mV(6V)、≤0.8V（12V)。	

注：环境温度对电池的容量影响较大，随着环境温度的降低容量减小。环境温度变化1℃时的电池容量变化称为容量的温度系数。根据国家标准，如环境温度不是25℃，则需将实测容量按以下公式换算成25℃基准温度时的实际容量Ce。

Ce=Ct/［1+K（t-25℃）］

公式中：t 是放电时的环境温度　K 是温度系数

10hr 的容量实验时　K=0.006/℃　3hr 的容量实验时 K=0.008/℃　1hr 的容量实验时　K=0.01/℃

附录 G(规范性附录) 同步发电机和调相机定子绕组的交流试验电压、老化鉴定和硅钢片单位损耗

(规范性附录)

同步发电机和调相机定子绕组的交流试验电压、老化鉴定和硅钢片单位损耗

G.1 交流电机全部更换定子绕组时的交流试验电压

交流电机全部更换定子绕组时的交流试验电压（见表 G.1、表 G.2）。

表 G.1 不分瓣定子圈式线圈的试验电压 kV

序号	试验阶段	试验形式	＜10MW(MVA)	≥10MW(MVA)	
			≥2	2～6	10.5～18
1	线圈绝缘后，下线前	—	$2.75U_n+4.5$	$2.75U_n+4.5$	$2.75U_n+6.5$
2	下线打槽楔后	—	$2.5U_n+2.5$	$2.5U_n+2.5$	$2.5U_n+4.5$
3	并头、连接绝缘后	分相	$2.25U_n+2.0$	$2.25U_n+2.0$	$2.25U_n+4.0$
4	电机装配后	分相	$2.0U_n+1.0$	$2.5U_n$	$2.0U_n+3.0$

表 G.2 不分瓣定子条式线圈的试验电压 kV

序号	试验阶段	试验形式	＜10MW(MVA)	≥10MW(MVA)	
			≥2	2～6	10.5～18
1	线圈绝缘后，下线前	—	$2.75U_n+4.5$	$2.75U_n+4.5$	$2.75U_n+6.5$
2	下层线圈下线后	—	$2.5U_n+2.5$	$2.5U_n+2.5$	$2.5U_n+4.5$
3	上层线圈下线后打完槽楔与下层线圈同试	—	$2.5U_n+1.5$	$2.5U_n+1.5$	$2.5U_n+4.0$
4	焊好并头，装好连线、引线，包好绝缘	分相	$2.25U_n+2.0$	$2.25U_n+2.0$	$2.25U_n+4.0$
5	电机装配后	分相	$2.0U_n+1.0$	$2.5U_n$	$2.0U_n+3.0$

G.2 交流电机局部更换定子绕组时的交流试验电压

交流电机局部更换定子绕组时的交流试验电压（见表 G.3、表 G.4）。

表 G.3　整台圈式线圈(在电厂修理)的试验电压　　kV

序号	试验阶段	试验形式	＜10MW(MVA)	≥10MW(MVA)	
			≥2	2～6	10.5～18
1	拆除故障线圈后，留在槽中的老线圈	—	$0.8(2.0U_n+1.0)$	$0.8(2.0U_n+3.0)$	$0.8(2.0U_n+3.0)$
2	线圈下线前	—	$2.75U_n$	$2.75\ U_n$	$2.75U_n+2.5$
3	下线后打完槽楔	—	$0.75\times2.5U_n$	$0.75(2.5\ U_n+0.5)$	$0.75(2.5U_n+2.5)$
4	并头、连接绝缘后，定子完成	分相	$0.75(2.0U_n+1.0)$	$0.75\times2.5U_n$	$0.75(2.0U_n+3.0)$
5	电机装配后	分相	$1.5U_n$	$1.5\ U_n$	$1.5U_n$

注1：对于运行年久的电机，序号1，4，5项试验电压值可根据具体条件适当降低。
注2：20kV电压等级可参照10.5～18kV电压等级的有关规定。

表 G.4　整台条式线圈(在电厂修理)的试验电压　　kV

序号	试验阶段	试验形式	＜10MW(MVA)	≥10MW(MVA)	
			≥2	2～6	10.5～18
1	拆除故障线圈后，留在槽中的老线圈	—	$0.8(2.0\ U_n+1.0)$	$0.8(2.0\ U_n+3.0)$	$0.8(2.0\ U_n+3.0)$
2	线圈下线前	—	$2.75\ U_n$	$2.75\ U_n$	$2.75\ U_n+2.5$
3	下层线圈下线后	—	$0.75(2.5\ U_n+0.5)$	$0.75(2.5\ U_n+1.0)$	$0.75(2.5\ U_n+2.0)$
4	上层线圈下线后，打完槽楔与下层线圈同试	—	$0.75\times2.5\ U_n$	$0.75(2.5U_n+0.5)$	$0.75(2.5\ U_n+1.0)$
5	焊好并头，装好接线，引线包好绝缘，定子完成	分相	$0.75(2.0U_n+1.0)$	$0.75\times2.5\ U_n$	$0.75(2.0\ U_n+3.0)$
6	电机装配后	分相	$1.5U_n$	$1.5\ U_n$	$1.5\ U_n$

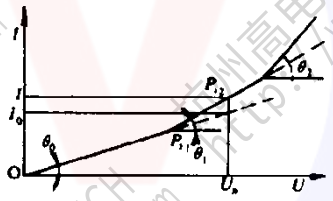
注1：对于运行年久的电机，试验电压值可根据具体条件适当降低；
注2：20kV电压等级可参照10.5～18kV电压等级的有关规定。

G.3　同步发电机转子绕组全部更换绝缘时的交流试验电压按制造厂规定

G.4　同步发电机、调相机定子绕组沥青云母和烘卷云母绝缘老化鉴定试验项目和要求

同步发电机、调相机定子绕组沥青云母和烘卷云母绝缘老化鉴定试验项目和要求（见表 G.5）。

表 G.5　同步发电机、调相机定子绕组沥青云母和烘卷云母绝缘老化鉴定试验项目和要求

<table>
<tr><th>序号</th><th>项目</th><th>要求</th><th>说明</th></tr>
<tr><td>1</td><td>整相绕组(或分支)及单根线棒的 tanδ 增量(Δtanδ)</td><td>1) 整相绕组(或分支)的 Δtanδ 值不大于下列值：
<table>
<tr><td>定子电压等级 kV</td><td>Δtanδ%</td></tr>
<tr><td>6</td><td>6.5</td></tr>
<tr><td>10</td><td>6.5</td></tr>
</table>
Δtanδ(%)值指额定电压下和起始游离电压下 tanδ(%)之差值。对于 6kV 及 10kV 电压等级，起始游离电压分别取 3kV 和 4kV。
2) 定子电压为 6kV 和 10kV 的单根线棒在两个不同电压下的 Δtanδ(%)值不大于下列值：
<table>
<tr><td>$1.5U_n$ 和 $0.5U_n$</td><td>相邻 $0.2U_n$ 电压间隔</td><td>$0.8U_n$ 和 $0.2U_n$</td></tr>
<tr><td>11</td><td>2.5</td><td>3.5</td></tr>
</table>
凡现场条件具备者，最高试验电压可选择 $1.5U_n$；否则也可选择$(0.8\sim1.0)U_n$。相邻 $0.2U_n$ 电压间隔值，即指 $1.0U_n$ 和 $0.8U_n$、$0.8U_n$ 和 $0.6U_n$，$0.6U_n$ 和 $0.4U_n$、$0.4U_n$ 和 $0.2U_n$ 。</td><td>1) 在绝缘不受潮的状态下进行试验。
2) 槽外测量单根线棒 tanδ 时，线棒两端应加屏蔽环。
3) 可在环境温度下试验。</td></tr>
<tr><td>2</td><td>整相绕组(或分支)及单根线棒的第二电流增加率 ΔI(%)</td><td>1) 整相绕组(或分支)P_{i2} 在额定电压 Un 以内明显出现者(电流增加倾向倍数 m_2>1.6)，属于有老化特征。绝缘良好者，Pi2 不出现或在 U_n 以上不明显出现。
2) 单根线棒实测或由 P_{i2} 预测的平均击穿电压，不小于$(2.5\sim3)U_n$。
3) 整相绕组电流增加率不大于下列值：
<table>
<tr><td>定子电压等级 kV</td><td>6</td><td>10</td></tr>
<tr><td>试验电压 kV</td><td>6</td><td>10</td></tr>
<tr><td>额定电压下电流增加率%</td><td>8.5</td><td>12</td></tr>
</table></td><td>1)在绝缘不受潮的状态下进行试验。
2)按下图作出电流电压特性曲线。
 
3)电流增加率。
$$\Delta I=\frac{I-I_0}{I_0}\times100\%$$
式中 I—在 U_n 下的实际电容电流；
I_0—在 U_n 下 $I=f(U)$曲线中按线性关系求得的电容电流
4)电流增加倾向倍数。
$$m_2=\tan\theta_2/\tan\theta_0$$
式中 $\tan\theta_2$—$I=f(U)$特性曲线出现 P_{i2} 点之斜率；
$\tan\theta_0$—$I=f(U)$特性曲线中出现 P_{i1} 点以下之斜率。</td></tr>
<tr><td>3</td><td>整相绕组(或分支)及单根线棒局部放电量</td><td>1)整相绕组(或分支)之局部放电量不大于下列值：
<table>
<tr><td>定子电压等级 kV</td><td>6</td><td>10</td></tr>
<tr><td>最高试验电压 kV</td><td>6</td><td>10</td></tr>
<tr><td>局部放电试验电压 kV</td><td>4</td><td>6</td></tr>
<tr><td>最大放电量 C</td><td>1.5×10^{-8}</td><td>1.5×10^{-8}</td></tr>
</table>
2)单根线棒参照整相绕组要求执行</td><td></td></tr>
</table>

序号	项目	要求	说明
4	整相绕组(或分支)交、直流耐压试验	应符合表 92 中序号 49、51 有关规定	

注1：进行绝缘老化鉴定时，应对发电机的过负荷及超温运行时间、历次事故原因及处理情况、历次检修中发现的问题以及试验情况进行综合分析，对绝缘运行状况作出评定。

注2：当发电机定子绕组绝缘老化程度达到如下各项状况时，应考虑处理或更换绝缘，其采用方式包括局部绝缘处理、局部绝缘更换及全部线棒更换。

a) 累计运行时间超过 30 年(对于沥青云母和烘卷云母绝缘为 20 年)，制造工艺不良者，可以适当提前；

b) 运行中或预防性试验中，多次发生绝缘击穿事故；

c) 外观和解剖检查时，发现绝缘严重分层发空、固化不良、失去整体性、局部放电严重及股间绝缘破坏等老化现象；

d) 鉴定试验结果与历次试验结果相比，出现异常并超出表中规定。

注3：鉴定试验时，应首先做整相绕组绝缘试验，一般可在停机后热状态下进行，若运行或试验中出现绝缘击穿，同时整相绕组试验不合格者，应做单根线棒的抽样试验，抽样部位以上层线棒为主，并考虑不同电位下运行的线棒，抽样量不作规定。

G.5 同步发电机、调相机定子绕组环氧粉云母绝缘老化鉴定试验见 DL/T 492。

G.6 硅钢片的单位损耗见表 G.6。

表 G.6 硅钢片的单位损耗

硅钢片品种		代 号	厚 度 mm	单位损耗 W/kg	
				1T 下	1.5T 下
热轧硅钢片		D21	0.5	2.5	6.1
		D22	0.5	2.2	5.3
		D23	0.5	2.1	5.1
		D32	0.5	1.8	4.0
		D32	0.35	1.4	3.2
		D41	0.5	1.6	3.6
		D42	0.5	1.35	3.15
		D43	0.5	1.2	2.90
		D42	0.35	1.15	2.80
		D43	0.35	1.05	2.50
冷轧硅钢片	无取向	W21	0.5	2.3	5.3
		W22	0.5	2.0	4.7
		W32	0.5	1.6	3.6
		W33	0.5	1.4	3.3
		W32	0.35	1.25	3.1
		W33	0.35	1.05	2.7
	单取向	Q3	0.35	0.7	1.6
		Q4	0.35	0.6	1.4
		Q5	0.35	0.55	1.2
		Q6	0.35	0.44	1.1

附录 H(资料性附录) 其他发电设备的检修项目、周期、要求和负责专业

(资料性附录)

其他发电设备的检修项目、周期、要求和负责专业

H.1 直流电机

直流电机的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.1）。

表 H.1 直流电机的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	绕组的绝缘电阻	B2	1）小修时 2）A 修时	绝缘电阻值一般不低于 0.5MΩ	试验	1）用 1000V 兆欧表。 2）对励磁机应测量电枢绕组对轴和金属绑线的绝缘电阻。
2	绕组的直流电阻	B2	A 修时	1）与制造厂试验数据或以前测得值比较，相差一般不大于 2%；补偿绕组自行规定。 2）100kW 以下的不重要的电机根据实际情况规定。	试验	
3	电枢绕组片间的直流电阻	B2	A 修时	相互间的差值不应超过正常最小值的 10%。	试验	1）由于均压线产生的有规律变化，应在各相应的片间进行比较判断。 2）对波绕组或蛙绕组应根据在整流子上实际节距测量电阻值。
4	绕组的交流耐压试验	B2	A 修时	磁场绕组对机壳和电枢对轴的试验电压为 1000V。	试验	100kW 以下不重要的直流电机电枢绕组对轴的交流耐压可用 2500V 兆欧表试验代替。
5	磁场可变电阻器的直流电阻	B2	A 修时	与铭牌数据或最初测量值比较相差不应大于 10%。	试验	应在不同分接头位置测量，电阻值变化应有规律性。
6	磁场可变电阻器的绝缘电阻	B2	A 修时	绝缘电阻值一般不低于 0.5MΩ	试验	1）磁场可变电阻器可随同励磁回路进行。 2）用 2500V 兆欧表。
7	调整碳刷的中心位置	B2	A 修时	核对位置是否正确，应满足良好换向要求。	试验	必要时可做无火花换向试验。
8	检查绕组的极性及其连接的正确性	B2	接线变动时	极性和连接均应正确	试验	
9	测量电枢及磁极间的空气间隙	B2	A 修时	各点气隙与平均值的相对偏差应在下列范围： 3mm 以下气隙±10% 3mm 及以上气隙±5%	试验	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
10	直流发电机的特性试验	B2	1)更换绕组后 2）必要时	与制造厂试验数据比较，应在测量误差范围内。	试验	1）空载特性：测录至最大励磁电压值。 2）负载特性：仅测录励磁机负载特性，测量时，以同步发电机的励磁绕组作为负载。 3）外特性：必要时进行。 4)励磁电压的增长速度：在励磁机空载额定电压下进行。
11	直流电动机的空转检查	B2	1）A 修后 2)更换绕组后	1）转动正常。 2）调速范围合乎要求。	试验	空转检查的时间一般不小于 1h。

H.2 交流电动机

交流电动机的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.2）。

表 H.2 交流电动机的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	绕组的绝缘电阻和吸收比	B2	1)小修时 2)A 修时	1）绝缘电阻值： a）额定电压 3000V 以下者，室温下不应低于 0.5MΩ； b）额定电压 3000V 及以上者，交流耐压前，定子绕组在接近运行温度时的绝缘电阻值不应低于 UnMΩ(取 U_n 的千伏数，下同)；投运前室温下(包括电缆)不应低于 U_nMΩ； c）转子绕组不应低于 0.5MΩ。 2）吸收比根据实际情况规定。	试验	1）500kW 及以上的电动机，应测量吸收比(或极化指数)，参照表 18.1 序号 1。 2）3kV 以下的电动机使用 1000V 兆欧表；3kV 及以上者使用 2500V 兆欧表。 3）小修时定子绕组可与其所连接的电缆一起测量，转子绕组可与起动设备一起测量。 4）有条件时可分相测量。
2	绕组的直流电阻	B2	1）1 年(3kV 及以上或 100kW 及以上) 2)A 时 3)必要时	1）3kV 及以上或 100kW 及以上的电动机各相绕组直流电阻值的相互差别不应超过最小值的 2%；中性点未引出者，可测量线间电阻，其相互差别不应超过 1%。 2）其余电动机根据实际情况规定。 3）应注意相互间差别的历年相对变化。	试验	必要时，如：—怀疑有匝间短路时。
3	定子绕组泄漏电流和直流耐压试验	B2	1)A 时 2)更换绕组后	1）试验电压：全部更换绕组时为 $3U_n$；大修或局部更换绕组时为 $2.5U_n$。 2）泄漏电流相间差别一般不大于最小值的 100%，泄漏电流为 20μA 以下者不作规定。 3)500kW 以下的电动机根据实际情况规定。	试验	有条件时可分相进行

<table>
<tr><th>序号</th><th>项目</th><th>类别</th><th>周期</th><th>要求</th><th>负责专业</th><th>说明</th></tr>
<tr><td>4</td><td>定子绕组的交流耐压试验</td><td>B2</td><td>1)A 修后
2)更换绕组后</td><td>1）A 修时不更换或局部更换定子绕组后试验电压为 1.5U_n，但不低于 1000V。
2）全部更换定子绕组后试验电压为(2U_n+1000)V，但不低于 1500V。</td><td>试验</td><td>1）低压和 100kW 以下不重要的电动机，交流耐压试验可用 2500V 兆欧表测量代替。
2）更换定子绕组时工艺过程中的交流耐压试验按制造厂规定。</td></tr>
<tr><td>5</td><td>绕线式电动机转子绕组的交流耐压试验</td><td>B2</td><td>1）A 修后
2）更换绕组后</td><td>试验电压如下：<table><tr><td></td><td>不可逆式</td><td>可逆式</td></tr><tr><td>A 修不更换转子绕组或局部更换转子绕组后</td><td>1.5U_k，但不小于 1000V</td><td>3.0U_k，但不小于 2000V</td></tr><tr><td>全部更换转子绕组后</td><td>2U_k+1000V</td><td>4U_k+1000V</td></tr></table></td><td>试验</td><td>1）绕线式电机已改为直接短路启动者，可不做交流耐压试验。
2）U_k 为转子静止时在定子绕组上加额定电压于滑环上测得的电压。</td></tr>
<tr><td>6</td><td>同步电动机转子绕组交流耐压试验</td><td>B2</td><td>A 修时</td><td>试验电压为 1000V</td><td>试验</td><td>可用 2500V 兆欧表测量代替</td></tr>
<tr><td>7</td><td>可变电阻器或起动电阻器的直流电阻</td><td>B2</td><td>A 修时</td><td>与制造厂数值或最初测得结果比较，相差不应超过 10%。</td><td>试验</td><td>3kV 及以上的电动机应在所有分接头上测量。</td></tr>
<tr><td>8</td><td>可变电阻器与同步电动机灭磁电阻器的交流耐压试验</td><td>B2</td><td>A 修时</td><td>试验电压为 1000V</td><td>试验</td><td>可用 2500V 兆欧表测量代替</td></tr>
<tr><td>9</td><td>同步电动机及其励磁机轴承的绝缘电阻</td><td>B2</td><td>A 修时</td><td>绝缘电阻不应低于 0.5MΩ</td><td>试验</td><td>在油管安装完毕后，用 1000V 兆欧表测量。</td></tr>
<tr><td>10</td><td>转子金属绑线的交流耐压</td><td>B2</td><td>A 修时</td><td>试验电压为 1000V</td><td>试验</td><td>可用 2500V 兆欧表测量代替</td></tr>
<tr><td>11</td><td>检查定子绕组的极性</td><td>B2</td><td>接线变动时</td><td>定子绕组的极性与连接应正确</td><td>试验</td><td>1）对双绕组的电动机，应检查两分支间连接的正确性。
2）中性点无引出者可不检查极性。</td></tr>
<tr><td>12</td><td>定子铁心试验</td><td>B2</td><td>1）全部更换绕组时或修理铁心后
2）必要时</td><td>参照 25.2 同步（电动）发电机表 92 中序号 57</td><td>试验</td><td>1）3kV 或 500kW 及以上电动机应做此项试验。
2）如果电动机定子铁心没有局部缺陷，只为检查整体叠片状况，可仅测量空载损耗值。</td></tr>
<tr><td>13</td><td>电动机空转并测空载电流和空载损耗</td><td>B2</td><td>必要时</td><td>1）转动正常，空载电流根据实际情况规定。
2）额定电压下的空载损耗值不得超过原来值的 50%。</td><td>试验</td><td>1）空转检查的时间一般不小于 1h。
2）测定空载电流仅在对电动机有怀疑时进行。
3）3kV 以下电动机仅测空载电流不测空载损耗。</td></tr>
<tr><td>14</td><td>双电动机拖动时测量转矩—转速特性</td><td>B2</td><td>必要时</td><td>两台电动机的转矩—转速特性曲线上各点相差不得大于 10%。</td><td>试验</td><td>1）应使用同型号、同制造厂、同期出厂的电动机。
2）更换时，应选择两台转矩—转速特性相近似的电动机。</td></tr>
<tr><td>15</td><td>运行中故障检测</td><td>B2</td><td>每年 2 次</td><td>检测内容：
—鼠笼断条；
—气隙偏心；
—定子绕组匝间短路。</td><td>试验</td><td></td></tr>
</table>

H.3 主进水阀

主进水阀的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.3）。

表 H.3 主进水阀的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
1	进水阀本体	拐臂密封检查	C1/C2	1 周	检查两侧拐臂密封无漏水	检修/运行	
2		进水阀本体外观检查	C1/C2	1 周	进水阀本体、上下游密封、阀门与管路等检查，无渗漏，无锈蚀，部件无松动。上下游密封漏水观察孔无漏水。	检修/运行	
3		检修密封漏水量检查	B1	5 年	漏水量少于设计值或者满足国标 GB/T 14478。	检修	
4		工作密封检查	B1	1 年	检查下游工作密封的气蚀和磨损情况，检查工作密封投退操作机构是否正常。工作密封漏水观察孔无漏水。	检修	
5		拐臂密封检修	A	10 年	检查拐臂无漏水，拐臂密封损坏或达到 10 年试用期限时进行更换。	检修	
6		活门止推机构检查	A	10 年	检查止推间隙是否合格。止推部件存在异常磨损时应进行更换。	检修	
7		枢轴轴套检查	A	10 年	枢轴轴套内外无漏水，轴套四周间隙均匀，两者间未见异物堵塞或流出。当枢轴间隙扩大时，应考虑枢轴轴套及其密封的更换。	检修	
8		工作密封检修	A	10 年	检查工作密封活动环和固定环整体完好无变形，密封投入时间隙符合要求，密封面光滑，无明显划痕与汽蚀。固定环锁片和螺丝无松动。检查不合格应进行修复或更换。达到 10 年使用期限的活动环密封应更换。	检修	
9		检修密封及机械锁定检修	A	20 年	检查检修密封活动环和固定环整体完好，密封投入时间隙符合要求，密封面光滑，无明显划痕与汽蚀。检查不合格应进行修复或更换。活动环密封应更换，并进行打压试验。检修密封锁定装置磨损部件应进行更换。	检修	
10	进水阀基础	进水阀基础检查	B1	1 年	进水阀底座、基础板及其螺栓无锈蚀，无松动，无破损。	检修	
11	进水阀伸缩节进水阀接力器	伸缩节检查	C1/C2	1 周	检查伸缩节无漏水，无锈蚀等异常	检修/运行	
12		进水阀伸缩节大修	A	10 年	更换各部老化与损坏密封，对锈蚀部件进行修复或更换。安装时法兰紧固螺栓按规定力矩打紧。	检修	
13		进水阀接力器大修	A	10 年	解体检查接力器，更换活塞、上下端盖及进出口接头的密封件。缸体存在刮蚀、水垢并影响活塞密封时应进行修复处理。	检修	
14		接力器活塞密封渗漏量检查	A	10 年	接力器渗漏量少于设计值	检修	
15		接力器锁定检修	A	10 年	检查、清洗接力器锁定装置，并进行密封更换。锁定销锈蚀时也应进行更换。	检修	
16	进水阀操作系	操作系统管路与阀门检查	C1/C2	1 周	检查进水阀操作系统的阀门、油管路及其管架有无松动和渗漏，有无锈蚀等。	检修/运行	

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
17	统	进水阀操作水/油开关切换阀检查	B1	1 年	阀门动作正常，无卡塞。存在漏水或串水等异常时进行解体检查，更换密封和其他易磨易损件。	检修	
18		控制回路液压电磁阀检查	B1	1 年	动作正常、阀芯无卡塞，无渗漏	检修	
19		操作水/油过滤器检查	B1	1 年	检查过滤器及滤芯，按要求清洗并保持滤网干净、无破损。过滤器自动清洗功能正常。	检修	
20	进水阀控制设备	工作和检修密封位置传感器调整	B1	1 年	对密封位置传感器进行检查和检验，确保控制可靠。	检修	
21		阀门开关位置传感器检查	B1	1 年	对进水阀开关位置传感器/位置开关进行检查和检验，确保控制可靠。	检修	
22		其他表计检查	B1	1 年	对进水阀其他压力表、压力传感器等进行定期检查和检查，确保控制可靠。	检修	
23	球阀尾闸闭锁功能	进水主阀与尾闸闭锁试验	B1	1 年	分别进行电气和机械闭锁试验，闭锁功能满足设计要求；如果闭锁管路与设备发生变动，尾闸油箱排空，必须开展该试验。	检修	适用有闭锁装置的电厂
24	进水主阀开关试验	进水阀开关试验	B1	1 年	检查开关动作是否顺畅正常，测量开关时间符合设计要求。分段关闭的球阀时间还需符合调保计算要求。否则应进行调整。	检修	

H.4 尾闸

尾闸的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.4）。

表 H.4 尾闸的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
1	闸门本体	尾闸门叶外观检查	B1	1 年	门叶滚轮及其螺栓等固定件无松动，门叶外观无缺陷，焊缝无开裂与渗漏现象。	检修	
2		尾闸门叶密封检查	B1	1 年	密封无老化破损，安装螺栓无松脱，紧固牢靠；闸门漏水量合格，否则考虑安排处理。	检修	
3		闸门大修	A	20 年或必要时	1）更换达到老化寿命的门叶密封及其损坏的紧固螺栓。 2）根据拆卸检查情况，更换门叶上滚轮的轴承和密封，更换门叶的侧轮和背轮。 3）门叶、门槽、底坎、门楣、顶盖等部件进行除锈、修复和防腐。 4）更换顶盖、排气阀与进人门密封件，新密封件应采用优质且长寿命的密封。 5）根据设备状态评估、改造或厂家要求需要开展的其他项目。 6）闸门大修后在冲水前完成干调试并验收合格。	检修	蓄能电厂需要排空下游水道
4	闸门外观检查		C1	1 周	闸门排气阀、顶盖各处检查无漏水，无锈蚀等异常。	运行	

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
5	尾闸液压系统	液压系统外观检查	C1	1 周	各部件外观检查无渗漏，无松动	运行	蓄能电厂
6		液压储气罐压力检查	B1	5 年	储气罐油压泄压到零，专用工具检测气囊气体压力值符合要求，否则进行充气。检查储气罐无漏气。	检修	蓄能电厂
7		尾闸油泵检查	B1	1 年	外观检查无异常，电机绝缘测量合格。	检修	蓄能电厂
8		系统液压阀门、管路等部件检查	B1	1 年	在液压系统带压情况下检查液压系统阀门、管路、接头等各部件，无渗漏，无松动。	检修	蓄能电厂
9		尾闸油化验	B1	1 年	油样化验符合要求，否则更换新油或进行油处理并清理油箱。	检修	蓄能电厂
10		尾闸油泵检修	A	必要时	尾闸大修时或根据油泵厂家说明书要求进行检修，更换易磨易损部。	检修	蓄能电厂
11	顶起与挂钩装置	顶起与挂钩装置检查	C1	1 年	检查无漏水和锈蚀等异常。	运行	蓄能电厂
12		顶起装置大修	A	20 年	更换严重锈蚀与易磨易损件，注意更换新密封的质量与寿命。对部件进行清洁和防腐。	检修	蓄能电厂
13		挂钩装置大修	A	20 年	更换挂钩及其接力器的严重锈蚀与易磨易损件，注意更换新密封的质量与寿命。对部件进行清洁和防腐。	检修	蓄能电厂
14	尾闸接力器	接力器外观检查	C1	1 周	接力器及其管路等不漏油	运行	蓄能电厂
15		尾闸接力器大修	A	20 年	更换接力器活塞密封、上下端盖密封。检查缸体内壁及活塞外表有无异常刮擦。	检修	蓄能电厂
16		尾闸接力器下腔泄压阀整定	A	必要时	到尾闸接力器下腔泄压阀出现泄漏或进行修理是应进行整定。	检修	蓄能电厂
17		尾闸接力器与闸门顶盖水封检查	A	20 年	检查并更换尾闸接力器与闸门顶盖水封。	检修	蓄能电厂
18		尾闸接力器与门叶铰链检查	A	20 年	检查铰链与轴套，若存在异常磨损则进行更换。	检修	蓄能电厂
19	尾闸旁通管	尾闸旁通管阀门检查	B1	1 年	阀门无渗漏和部件松动	检修	蓄能电厂
20	尾闸 PLC	尾闸 PLC 功能检查	B1	1 年	1）PLC 供电正常，开关在正常位置。 2）PLC 信号灯指示正常，无异常报警。	检修	蓄能电厂
		尾闸控制回路输入、输出继电器检测	B1	1 年	继电器外观良好、标识清晰	检修	蓄能电厂
21	尾闸电磁阀	尾闸电磁阀检查	B1	1 年	1）电磁阀的外观良好，接头内无油污。 2）电磁阀线圈电阻在正常范围。	检修	蓄能电厂
22	尾闸传感器	压力传感器/压力开关检查	B1	1 年	1）各传感器外观良好，接线无破损，无漏水漏油。 2）校验传感器定值在要求范围内。 3）模拟传感器动作时，信号正常上送。	检修	蓄能电厂
		行程开关检查	B1	1 年	1）各传感器外观良好，接线无破损，无漏水漏油。 2）模拟传感器动作时，信号正常上送。	检修	蓄能电厂
		涡流探头检查	B1	1 年	1)各传感器外观良好，接线无破损，无漏水漏油。 2)测量传感器输出在正常范围。 3）条件允许时，模拟传感器动作，信号正常上送。	检修	蓄能电厂

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
23	尾闸盘柜清洁	紧固盘柜内端子	B1	1 年	紧固盘柜内端子，端子无松动	检修	蓄能电厂
		盘柜清洁	B1	1 年	盘柜除尘，清洁控制盘柜内的灰尘	检修	蓄能电厂
24	尾闸系统控制检查	PLC 检查	C1	3 个月	检查 PLC 的 CPU 有无故障灯亮起	运行	蓄能电厂
		压力开关检查	C1	3 个月	检查尾闸压力传感器有无漏水漏油	运行	蓄能电厂
		行程开关检查	C1	3 个月	检查尾闸各行程开关外观是否正常	运行	蓄能电厂
25	尾闸试验	尾闸开关试验	B1	1 年	液压系统自动起落尾闸，各动作及信号正常，尾闸开关时间符合要求。	检修	蓄能电厂
26		球阀尾闸闭锁试验	B1	1 年	检修后进行闭锁试验，电气和机械球阀尾闸闭锁逻辑正常，闭锁试验成功。闭锁管路和阀门有过拆卸或排油的，必须进行闭锁试验。	检修	蓄能电厂
27		尾闸重提功能测试	B1	1 年	模似尾闸液压系统失压落下，液压恢复后自动重提功能。	检修	蓄能电厂
28		尾闸控制系统电源丢失跳闸出口试验	A	必要时	模拟尾闸控制系统电源丢失跳闸出口试验	检修	蓄能电厂

H.5 调速系统

调速系统的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.5）。

表 H.5 调速系统的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
1	调速器系统专业特巡		C2	1 周	1）调速器工作正常，无异常报警。 2）调速器显示运行状态与实际一致。 3）调速器导叶开度偏差在 1%以内（依厂内标准）。 4）调速器配压阀位置在正常范围内。 5）调速器工作环境（温度湿度）在正常范围内。	检修	
2	调速器油压系统	调速器油压系统外观检查	C1/C2	1 个月	检查油槽、各液压部件、各阀门管路及接头等，无松动、无渗漏，各表计指示正常。	检修/运行	
3		调速器油泵检查调整	B1	1 年	油泵及电机外观检查；电机绝缘检测合格；电机轴承按期加注润滑油脂；油泵手动盘车无卡涩、无异音。	检修	
4		调速器油泵出口卸载阀检查调整	B1	1 年	启动油泵，检查油泵出口卸载阀动作值，整定值检查调整符合要求。	检修	
5		油系统过滤器检查处理	B1	1 年	打开过滤器检查滤芯，根据滤芯状况进行清洁或更换。	检修	
6		调速器油检查	B1	1 年	取油样化验，结果符合 GB11120 规定。否则进行去杂质和水分过滤处理，情况严重	检修	

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
					的更换新油。		
7		调速器油槽检查处理	B1	1 年	清扫、检查调试各油槽；油槽内管路无松脱、无裂纹；油槽内油漆无鼓包脱落；充油后油槽无渗油漏油现象。	检修	
8		油槽呼吸器检查	B1	1 年	外观检查无污物渗漏；按厂家要求进行定期更换。	检修	
9		调速器冷却器检查	B1	1 年	检查冷却器及其接头与阀门无渗漏，按厂家要求与周期进行清洗，必要时进行耐压试验，损坏或达到使用寿命的进行更换。	检修	
10		调速器各处液压阀门检查	B1	1 年	外观检查无异常，对操作或动作异常的阀门进行解体检查。	检修	
11		调速器油泵检修	A	10 年	调速器油泵解体检修，更换轴承、轴封等老化及易磨易损件；检查电机绝缘及线圈情况；更换达到使用寿命的软管等。	检修	
12	调速器压力油罐	压力油罐外观检查	C1/C2	1 个月	压力油罐地脚螺栓无松动、无锈蚀，外表油漆无脱落；油位指示正常；油罐连接管路和阀门无松动和渗漏；油罐进人门螺栓紧固无渗漏。	检修/运行	
13		调速器压力油罐检查处理	B1	1 年	打开压力油罐清扫干净；检查油罐内油漆无锈蚀，无鼓包脱落，必要时重新补漆。	检修	
14		压力油罐补气装置检查	B1	1 年	补气管路和阀门无松松、无锈蚀、无渗漏；自动补气功能正常。	检修	蓄能电厂
15		压力油罐安全阀和压力表检查	B1	1 年	油罐安全阀与压力表无泄漏，铅封完好；达到检验周期的应提前外送检验。	检修	部分压力表检验周期为半年
16		调速器油罐油位指示传感器检查	B1	1 年	模拟传感器动作，油位显示与实际一致；在各报警位置，信号正常动作	检修	
17	机械过速保护装置	机械过速装置检修	A	10 年	检查各部件情况，更换密封等老化部件。机组试验时进行过速或甩符合试验，机组过速动作值调整到设计要求。	检修	适用于包含机械过速的调速器
18		机械过速装置外观检查	B1	1 年	调速器建压后，外观检查各部件无锈蚀、无松动、无渗漏。	检修	仅适用于包含机械过速的调速器
19		转速测量元件及装置校验	B1	1 年	转速测量元件及装置校验合格，必要时更换。	检修	仅适用于包含机械过速的调速器
20		机械过速装置手动模拟试验	B1	1 年	调速器建压后，模拟机械过速装置试验，各管路无堵塞，信号正确。	检修	仅适用于包含机械过速的调速器
21	调速器控制盘柜检查与清洁		B1	1 年	1)清洁盘柜本体与柜内设备。 2)盘柜内接线牢固。	检修	

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
22	调速器控制系统电源检查		B1	1 年	调速器控制系统供电电压测量正常；冗余电源切换正常。	检修	
23	调速器控制系统传感器	行程开关、压力压差传感器、温度传感器、流量传感器、液位传感器检查	B1	1 年	1）各传感器外观良好，接线无破损，无漏水漏油。 2）条件允许时，模拟传感器动作，信号正常上送并在监控系统显示。	检修	
		涡流探头检查	B1	1 年	1）各传感器外观良好，接线无破损，无漏水漏油。 2）测量传感器输出在正常范围。 3）条件允许时，模拟传感器动作，信号正常上送并显示。	检修	
24	调速器继电器检查		B1	1 年	1）继电器外观正常。 2）强制输入继电器动作，PLC 对应正常显示。 3）PLC 内强制继电器状态，继电器正常动作。 4）测量继电器各节点电阻，宜小于 1Ω。	检修	
25	调速器系统功率变送器校验		B1	1 年	调速器系统功率变送器校验合格	检修	
26	调速器各电磁阀检查		B1	1 年	1）电磁阀的外观良好，接头内无油污。 2）电磁阀线圈电阻在正常范围。	检修	
27	调速器导叶静态反应试验		B1	必要时	1）导叶反馈与设定值偏差在规定范围内。 2）导叶全开全关时间与标准值在。规定范围内 3）调速器输出的导叶控制信号在规定范围内。	检修	
28	调速器静态特性试验		B1	必要时	按照相关规程完成调速器静态特性试验，编写静特性试验报告。	检修	
29	调速器一次调频试验		B1	必要时	按照相关规程完成调速器一次调频试验，编写一次调频功能测试报告。	检修	
30	调速器控制参数整定		B1	必要时	进行调速器控制参数整定，如根据响应性能指标整定 PID 控制参数，整定完成后进行记录并存档。	检修	机组响应性能不满足要求时进行
31	调速器系统建模		B1	必要时	对调速系统进行相关试验，并进行数学建模	检修	机组状态发生较大变化后建议进行
32	调速器各控制参数检查		B1	必要时	检查调速器系统各控制参数，并与上一次检修时记录进行核对，如有偏差，进行原因分析。工作结束后记录本次检查的参数数据并存档以备下次检查时对比。	检修	

H.6 励磁系统

H.6.1 控制盘柜

控制盘柜的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.6）。

表 H.6 控制盘柜的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
1	外观检查		C1/C2	1 周	1） 盘柜外观完整无损，无异物。 2） 盘柜控制面板无报警。	检 修 / 运行	
2	状态检查		C1/C2	1 周	1）运行表计读数无异常。 2）现地控制面板无异常信息，运行参数无异常。 3）调节模式与相应工况匹配。	检 修 / 运行	
3	外观检查、清扫		B1	1 年	1）柜体内各元器件无积尘，清洁状况良好。 2）更换滤网。 3）电缆封堵良好。	检修	
4	电气连接检查		B1	1 年	1）电气一次连接螺母和接线端子紧固正常，导体表面无氧化、过热现象。 2）电气二次连接螺母和接线端子紧固正常	检修	
5	继电器等二次元器件校验		B1	1 年	继电器、接触器、光隔等二次元器件工作正常，输入输出等特性满足要求。	检修	
6	交流开关	机构及动作情况检查	B1	1 年	1） 操作机构无卡涩，储能正常。 2） 手动分合无异常。	检修	
		导电性能检查	B1	3 年	开关通以 100A 以上电流连续接通和分断 3 次，测量触头的直流电阻。	检修	
		操作性能试验	B1	3 年	在合闸回路及分闸回路分别施加 80%、65%额定操作电压，进行 3 次开关的分合闸操作，开关动作应正确、可靠。	检修	
		同步性能测试	B1	3 年	各断口同期性满足要求	检修	
7	直流开关	机构及动作情况检查	B1	1 年	1） 操作机构无卡涩，储能正常。 2） 手动分合无异常。	检修	
		导电性能检查	B1	3 年	灭磁开关通以 100A 以上电流连续接通和分断 3 次，测量各触头的直流电阻。	检修	
		操作性能试验	B1	3 年	在合闸回路及分闸回路分别施加 80%、65%额定操作电压，进行 3 次灭磁开关的分合闸操作，灭磁开关动作应正确、可靠。	检修	
		同步性能测试	B1	3 年	1）测量开关各断口的动作同期性能。 2）主、辅(灭磁)断口间的分、合闸时间配合均应符合规程要求。	检修	
8	可控硅整	风机检查	B1	1 年	风机叶片无损坏，电机绝缘良好，运行正常	检修	

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
		风机切换试验	B1	1 年	风机切换逻辑正确， 风量传感器工作正常（如有）。	检修	
9	励磁调节器	调节器采样	A	10 年	通入标准电压电流值，误差符合要求	检修	
		参数核对	A	10 年	参数与定值单一致	检修	
		励磁系统控制、信号回路检查	A	10 年	模拟励磁系统控制和信号回路，动作正确	检修	
		工作电源切换	B1	1 年	电源切换试验结果正常	检修	
		操作回路联动试验	B1	1 年	联动试验及信号检查正确	检修	
10	灭磁电阻	外观检查	B1	1 年	1）电阻表面清洁、无明显发热痕迹。 2）连接线无松动。	检修	
11	励磁系统保护功能模拟试验		B1	3 年	1）转子过电压保护功能校验正常。 2）转子过流保护功能校验正常。 3）转子一点接地保护功能校验正常。	检修	
12	起励回路及起励设备的检查		B1	1 年	1）外壳应无损伤或变形，螺栓紧固。 2）起励回路导线绝缘良好、无损伤。	检修	
13	各回路之间绝缘电阻的测定		A	10 年	励磁系统不同带电回路之间、各带电回路与金属支架底板之间绝缘电阻的测定。	检修	
14	零起升压，自动升压试验		A	10 年	发电机机端电压上升过程应平稳、无波动	检修	
15	升降压及逆变灭磁特性试验		A	10 年	机端电压变化应平稳，励磁系统应可靠灭磁，无逆变颠覆现象。	检修	
16	自动/手动及两套调节器通道相互切换试验		A	10 年	1）切换时发电机机端电压或无功功率无明显波动。 2）可快速正确跟踪并能够实现无扰动切换。	检修	
17	空载状态下 10%阶跃响应试验		A	10 年	电压超调量不大于额定电压的 10%，振荡次数不大于 3 次，调节时间不大于 5s。	检修	
18	发电机在空载和额定工况下的灭磁试验		A	10 年	灭磁时间和磁场电压控制值应满足厂家技术要求。	检修	
注：励磁变检修项目、周期和要求参照6.1.3“干式电力变压器”执行。							

H.7 静止变频器

H.7.1 SFC 控制柜

SFC 控制柜的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.7）。

表 H.7 SFC 控制柜的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	外观巡视	C1/C2	1 周	设备外观完整无损，无异物，现地无报警。	检修/运行	
2	控制器状态检查	C1/C2	1 周	1）控制器工作正常，无报警信号 。 2）现地记录电脑工作正常，录波功能正常。	检修/运行	
3	SFC 控制盘柜检查及清扫	B1	3 年	1）盘柜进行清扫，清扫后应清洁无异物。 2）对控制器及相关卡件进行清洁，清洁后应无灰尘无异物。 3）紧固接线端子，检查端子无发热、放电痕迹。 4)检查交流接触器等电气元件外观完好，无放电痕迹。	检修	
4	继电器等二次元器件校验	B1	3 年	继电器、接触器、光隔等二次元器件工作正常，输入输出等特性满足要求。	检修	
5	SFC 系统辅助电源检查	B1	3 年	1）检查交流电源电压，切换正常。 2）检查直流电压正常。	检修	
6	可控硅及阻容回路检查	B1	3 年	1）检查可控硅外观无异常。 2）测量阻容回路电阻值正常。 3）测量阻容回路电容值正常。	检修	
7	互感器检查	B1	3 年	1）检查互感器外观无异常。 2）根据互感器的不同型式对应第 7 章执行。	检修	
8	控制器或卡件更换	A	必要时	应符合制造厂出厂技术要求规定	检修	必要时：如怀疑控制器或卡件内部存在缺陷或隐患时。
9	可控硅更换	A	必要时	应符合制造厂出厂技术要求规定	检修	必要时：如可控硅本体导通故障。
10	电流互感器更换	A	必要时	应符合制造厂出厂技术要求规定	检修	
11	控制程序升级	A	必要时	应符合制造厂出厂技术要求规定	检修	

H.7.2 SFC 冷却系统

SFC 冷却系统的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.8）。

表 H.8 SFC 冷却系统的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
1	冷却系统检查	外观巡视	C1/C2	1 周	1）冷却系统无漏水现象。 2）去离子水压、电导率、温度、流量、水位等参数正常。 3）冷却水电动阀门位置正确。 4）循环水泵工作声音正常。	检修/运行	适用于水冷式 SFC

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
		冷却水泵检查	B1	3 年	1）主、备用冷却水泵切换功能正常。 2）测量主、备用冷却水泵直阻、绝缘电阻正常。	检修	
		冷却水回路阀门检查	B1	3 年	1）阀门电机直阻、绝缘电阻值正常。 2）阀门开启正常，无漏水现象。	检修	
		冷却系统水回路检查	B1	3 年	1）冷却系统水回路无漏水。 2）冷却水压力、水温、水位、电导率等传感器工作正常，输出特性满足要求。	检修	
2	冷却系统检查	外观巡视	C1/C2	1 周	冷却风机运行正常，无异常声响	检修/运行	适用于风冷式SFC
		风机检查	B1	3 年	风机叶片无损坏，电机绝缘良好，运行正常无异音。	检修	
		风机切换试验	B1	3 年	风机切换逻辑正确，风量传感器工作正常（如有）。	检修	
3	冷却水管更换		A	必要时	应符合制造厂出厂技术要求规定	检修	
4	热交换器更换或清洗		A	必要时	应符合制造厂出厂技术要求规定	检修	必要时：冷却效率偏低，不能满足冷却要求
5	树脂罐更换		A	必要时	应符合制造厂出厂技术要求规定	检修	必要时：去离子水电导率偏高，树脂罐功能失效
6	压力保持装置更换		A	必要时	应符合制造厂出厂技术要求规定	检修	

注1：SFC输入/输出变压器、隔离变（干式）检修项目、周期和要求参照6.1.3“干式变压器”执行。
注2：SFC输入/输出变压器（油浸式）检修项目、周期和要求参照6.1.1“油浸式变压器”执行。
注3：SFC输入/输出断路器检修项目、周期和要求参照第11章“高压开关柜”中对应断路器部分执行。
注4：SFC电抗器检修项目、周期和要求参照6.2.2“干式电抗器”执行。
注5：SFC刀闸检修项目、周期和要求参照附录H.8.3“刀闸”执行，其中B1项目周期为3年。

H.8 发电机出口母线设备

H.8.1 离相封闭母线

离相封闭母线的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.9）。

表 H.9 离相封闭母线的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	母线外观检查	C1/C2	1 周	1）检查壳体表面各部件无生锈、腐蚀、变形、松动等异常；外壳接地良好。 2）运行过程无异响。	检修/运行	
2	支架及基础检查	C1/C2	1 周	1）构架接地应良好、紧固，无松动、锈蚀。 2）基础应无裂纹、沉降。 3）构架螺栓应紧固。	检修/运行	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
3	呼吸器检查	C1/C2	1 周	外观无破损，干燥剂变色部分不超过 2/3，否则应更换干燥剂。	检修/运行	
4	母线与断路器、刀闸等设备连接部分检查、紧固	B1	1 年	连接牢固，无松动，螺栓紧固力矩符合设备技术文件要求。	检修	
5	母线内部支撑绝缘子清扫、检查	A	必要时	清洁，无损伤	检修	必要时：可结合发电机大修进行。
6	母线外壳防腐处理	A	必要时	符合设备技术文件要求	检修	必要时:母线外壳腐蚀严重时。
注1：离相封闭母线预防性试验B2项目参照16.1“封闭母线”B2项目执行。 注2：环氧树脂封闭母线检修项目、周期、要求和负责专责参照16.3“绝缘管型母线”项目执行。						

H.8.2 断路器

断路器的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.10）。

表 H.10 断路器的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	SF_6 压力记录	C1/C2	1 周	SF_6 压力指示正常，压力值应在正常范围内	检修/运行	适用于装有压力表的 SF_6 断路器。
2	分合闸指示牌检查	C1/C2	1 周	分、合闸指示牌指示到位，与断路器实际位置及分、合闸指示灯显示应一致，指示牌无歪斜、松动、脱落现象。	检修/运行	
3	动作次数记录	C1/C2	1 周	记录开关动作次数	检修/运行	
4	液压系统检查	C1/C2	1 周	1)读取油压表油压指示值，应满足技术参数要求。 2)液压系统各管路接头及阀门应无渗漏现象。 3)观察油箱内的液位应处于最高与最低标识线之间。	检修/运行	适用于液压机构。
5	空压系统检查	C1/C2	1 周	1）读取气压表气压指示值，应满足技术参数要求。 2）读取压缩机运行时间，压缩机运行时间无明显增加。 3)机构各管路接头及阀门应无渗漏现象。	检修/运行	适用于气动机构。
6	机构传动部件外观检查	C1/C2	1 周	1）操作连杆无断裂、弯曲或变形。 2）固定螺栓、锁片、销钉应正常，无松脱、缺失、锈蚀等现象。 3）开关位置接点连杆无断裂、弯曲或变形。	检修/运行	适用于 SF_6 断路器。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
7	绝缘子检查、清扫	B1	1 年	清洁断路器本体和支撑绝缘子，检查绝缘子无损伤	检修	
8	断路器连接检查	B1	1 年	1）断路器与母线连接牢固，无松动，螺栓紧固力矩符合设备技术文件要求。 2）接触部位无过热，灼伤现象。	检修	断路器与刀闸一体的设备可结合主变停电周期开展。
9	二次控制箱清扫、检查	B1	1 年	1）清洁，端子紧固。 2）加热器、温控器应能正常工作。 3）电器元件及其二次线应无锈蚀、破损、松脱，电器元件校验正常。	检修	
10	机构检查	B1	1 年	操作连杆无断裂、弯曲或变形；固定螺栓、锁片、销钉应正常，无松脱、缺失、锈蚀等现象；开关位置接点连杆无断裂、弯曲或变形；机构做标记位置应无变化；各紧固锁死件应完好。 按机构类型划分： 1) 液压机构：管路的各连接头，各压力元件应无渗漏现象，压力控制值应正常，若有异常则需要重新调整压力控制单元；主油箱油位应正常、真实，不足时应补充液压油；机构的各操作压力指示应正常；油泵工作应正常。 2) 弹簧机构：分合闸弹簧应无损伤、疲劳、变形；分合闸时应无卡涩和偏心现象，对轴销、轴承、齿轮、弹簧筒等转动和直动产生相互摩擦的地方涂敷润滑脂；（适用于真空断路器）。 3) 气动机构：各工作阀体应完好，无渗漏现象；压力控制值应正常，若有异常则需要重新调整压力控制单元；储能打压电机应无异响、异味，建压时间应满足设计要求。	检修	
11	分、合闸线圈检查	B1	1 年	分、合闸线圈安装应牢固、接点无锈蚀、接线应可靠；分、合闸线圈直流电阻值应满足厂家要求。	检修	
12	操作机构在分闸、合闸操作时压力下降值及压力告警、闭锁功能检查（液压、气压）	B1	1 年	1）记录断路器操作完成后的断路器操作机构压力下降值，应满足厂家要求。 2）压力分别降到报警值和分合闸闭锁值时，报警信号应能正确上传，闭锁信号应正确闭锁断路器的分、合闸操作。	检修	适用于液压、气动机构。
13	操作机构储能电机检查	B1	1 年	检查操作机构储能电机（直流）碳刷磨损情况，电机运行应无异响、异味、过热等现象，若有异常情况应进行检修或更换。	检修	适用于弹簧机构.
14	断路器分合闸试验	B1	1 年	现地电动分合闸断路器正常	检修	
15	断路器动态电阻测试	B2	必要时	符合设备技术文件要求。必要时：断路器开断较大的短路电流时。	试验	适用于 SF_6 断路器。

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
16	灭弧室大修	A	必要时	对灭弧室进行解体检修，更换易磨损部件	检修	适用于 SF_6 断路器。 必要时：1.动作次数达到厂家要求；2.累积开断电流达到厂家要求。
17	操作机构大修	A	必要时	对操作机构进行解体检修，更换易磨损部件	检修	必要时：动作次数达到厂家要求。
注1：SF_6断路器其他预防性试验B2项目参照第8.1“SF_6断路器”中B2项3且执行。 注2：真空断路器检修项目、周期、要求和负责专业参照8.2“真空断路器”项目执行。						

H.8.3 刀闸

刀闸的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.11）。

表 H.11 刀闸的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	位置指示检查	C1/C2	1 周	刀闸位置指示牌工作正常，刀闸实际位置与指示位置一致。	检修/运行	
2	绝缘子检查、清扫	B1	1 年	清洁刀闸本体和支撑绝缘子，检查绝缘子无损伤	检修	换向刀闸周期为 3 年。
3	连接检查	B1	1 年	刀闸与母线连接牢固，无松动，螺栓紧固力矩符合设备技术文件要求。	检修	换向刀闸周期为 3 年。
4	触头检查	B1	1 年	刀闸触头无灼伤现象，触指无变形、损坏、脱落	检修	换向刀闸周期为 3 年。
5	操作机构检查	B1	1 年	1）机构箱应密封。 2）传动杆无弯曲、变形、位移，锈蚀；螺丝、销钉无松动、断裂；齿轮箱内齿轮油充足，齿轮无损坏、卡塞。 3）刀闸试分合到位，无卡涩。	检修	换向刀闸周期为 3 年。
6	电机检查	B1	1 年	电机线圈无过热、烧损，绝缘电阻合格，碳刷长度满足要求。	检修	换向刀闸周期为 3 年。
7	刀闸位置节点检查	B1	1 年	检查位置节点动作情况和刀闸位置一致	检修	换向刀闸周期为 3 年。
8	位置指示检查	B1	1 年	刀闸位置指示正确，刀闸实际状态与远方指示一致。	检修	换向刀闸周期为 3 年。
9	二次控制回路检查	B1	1 年	1）清洁，端子紧固。 2）加热器、温控器应能正常工作。 3）电器元件及其二次线应无锈蚀、破损、松脱，电器元件校验正常。 4）刀闸远方操作正常，电气闭锁功能正常。	检修	换向刀闸周期为 3 年。
10	刀闸大修	A	必要时	进行刀闸解体大修，整体清洁并更换触指等易损部件。	检修	必要时：刀闸运行时间达到厂家大修要求或者触头磨损情况严重影响刀

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
						闸安全运行。
注1：刀闸预防性试验B2项目参照第9章“敞开式隔离开关”中B2项16至22执行。 注2：电压互感器、电流互感器、电容器、避雷器检修项目、周期和要求参照第11章“高压开关柜”中注3要求。						

H.9 机组监控系统

机组监控系统的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.12）。

表 H.12 机组监控系统的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
1	监控系统上位机检查		C1/C2	1 周	1）上位机各工作站工作正常，无异常报警。 2）上位机各工作站各进程正常运行。 3）上位机与现地控制单元通讯正常。 4）上位机与调度通讯正常。	检修/运行	
2	现地控制单元机组 RTU 检查	检查与清洁	B1	1 年	1) 清洁盘柜本体与柜内设备。 2) 盘柜内接线牢固。	检修	
		电源检查	B1	1 年	1）现地控制单元供电电压测量正常。 2）冗余电源切换正常。	检修	
		PLC 功能检查	B1	1 年	1）PLC 供电正常，开关在正常位置。 2）PLC 信号灯指示正常，无异常报警。	检修	
		控制回路输入、输出继电器检测	B1	1 年	1）继电器外观良好、标识清晰。 2）继电器校验合格，动作电压满足要求、。节点电阻小于 1Ω。	检修	
3	现地控制单元公用 RTU 检查	检查与清洁	B1	1 年	1)清洁盘柜本体与柜内设备。 2)盘柜内接线牢固。	检修	
		电源检查	B1	1 年	1）现地控制单元供电电压测量正常。 2）冗余电源切换正常。	检修	
		PLC 功能检查	B1	1 年	1）PLC 供电正常，开关在正常位置。 2）PLC 信号灯指示正常，无异常报警。	检修	
		控制回路输入、输出继电器检测	B1	1 年	1）继电器外观良好、标识清晰。 2）继电器校验合格。	检修	
4	现地控制单元厂用电 RTU 检查	检查与清洁	B1	1 年	1) 清洁盘柜本体与柜内设备。 2) 盘柜内接线牢固。	检修	
		电源检查	B1	1 年	1）现地控制单元供电电压测量正常。 2）冗余电源切换正常。	检修	
		PLC 功能检查	B1	1 年	1）PLC 供电正常，开关在正常位置。 2）PLC 信号灯指示正常，无异常报警。	检修	
		控制回路输入、输出继电器检测	B1	1 年	1）继电器外观良好、标识清晰。 2）继电器校验合格。	检修	
5	现地控制单元上下库 RTU 检查	检查与清洁	B1	1 年	1)清洁盘柜本体与柜内设备。 2)盘柜内接线牢固。	检修	
		电源检查	B1	1 年	1）现地控制单元供电电压测量正常。 2）冗余电源切换正常。	检修	
		PLC 功能检查	B1	1 年	1）PLC 供电正常，开关在正常位置。 2）PLC 信号灯指示正常，无异常报警。	检修	
		控制回路输入、输出继电器检测	B1	1 年	1）继电器外观良好、标识清晰。 2）继电器校验合格。	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
6	监控系统工作站清扫、检查	B1	3 年	1）清扫监控系统工作站及其模块。 2）必要时更换备件。	检修	
7	监控系统同步时钟清扫、检查	B1	3 年	1）清扫监控系统同步时钟。 2）必要时更换备件。	检修	
8	AGC、AVC 功能试验	B1	3 年	1）试验监控系统自动发电控制（AGC）、自动电压控制（AVC），满足南方电网技术规范要求。 2）必要时进行参数调整。	检修	
9	监控系统重要参数核对	B1	1 年	1）对各通信远动 104 参数配置进行核对、备份。 2）对 AGC、AVC 参数配置进行核对、备份。	检修	
10	检测、试验监控系统 I/O 接点及元件动作特性	B1	必要时	1）检测、试验监控系统 I/O 接点及元件动作特性。 2）必要时调整。	检修	
11	监控系统上位机工作站数据备份	B1	1 年	上位机系统数据备份完整，存放合理	检修	
12	水位测量系统检查	B1	1 年	1）水位测量系统控制器运行正常，无异常报警。 2）监控系统中显示水位与现地指示水位一致。	检修	

H.10 厂用电系统

H.10.1 低压开关柜（各动力盘）

低压开关柜的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.13）。

表 H.13 低压开关柜的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	外观检查	C1/C2	每周	1）主开关、母联开关位置正常，现地指示正确 2）电压、电流指示正常，各相电压平衡，无异常信号。 3）各负荷开关状态符合当前运行方式，控制方式正确。	检修/运行	
2	静触头检查	B1	6 年	检查各间隔静触头应无毛刺和明显的变形、松动、放电、过热、氧化现象。	检修	机组动力盘检修周期为 1 年。
3	间隔挡板的检修	B1	6 年	检查挡板无变形、破损，动作灵活无卡滞，导向片及轴销齐全。否则应更换或修理。	检修	
4	间隔开关滑道的检修	B1	6 年	检查清扫开关滑道，无变形、松动、锈蚀。若发生变形，则应进行调整。	检修	
5	内部元器件的检查	B1	6 年	1) 检查并紧固内部空开、电缆、动触头连接螺丝。 2) 检查并紧固位置指示灯、电压表、电流表接线端子。	检修	
6	二次端子插头的检查	B1	6 年	二次端子插头无松动、损伤，松动应紧固，破损需更换，端子接头无折断、弯曲、氧化现象，否则应处理。	检修	
7	闭锁及传动机构的检查	B1	6 年	闭锁及传动机构无卡涩，操作灵活	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
8	外观检查、清扫	B1	6 年	清洁无尘，紧固件无松动，无变形、磨损及损坏	检修	
9	灭弧罩、灭弧栅片检查	B1	6 年	灭弧罩和灭弧栅片完好，无电弧痕迹	检修	
10	主触头的检查处理	B1	6 年	断路器触头无过热、变形、发热现象；若有拉弧点或损伤，用砂布打磨除去或更换。	检修	
11	分合闸线圈检查	B1	6 年	分合闸线圈无过度磨损、过热、破裂等现象，测量分、合闸线圈电阻值满足要求。	检修	
12	辅助接点检查	B1	6 年	断路器辅助接点转换正常，辅助接点转换连杆无拉脱现象。	检修	
13	二次回路的检查	B1	6 年	二次接线端子连接良好紧固，。无松动、虚接、污秽、锈蚀、烧熔等现象。	检修	
14	储能电机检查	B1	6 年	储能电机无过度磨损、过热、破裂、螺丝松动等现象，储能电机运转正常，无杂音。	检修	
15	操作机构的检查	B1	6 年	1）操作机构应无卡涩、变形、锈蚀、润滑油脂干涩、材料开裂破损、卡销松脱等现象。 2）清除机构内部灰尘，紧固螺丝，螺母。	检修	
16	分合闸动作试验	B1	6 年	1）开关动作可靠，分合闸位置指示正确，储能机构动作可靠，指示牌指示正确。 2）各种脱扣器工作正常。	检修	
17	主母排及分支母排的检查	B1	6 年	检查主母排及分支母排，应无锈蚀现象。连接螺栓紧固符合力矩要求，螺栓应无锈蚀现象。	检修	
18	检查绝缘支撑柱	B1	6 年	绝缘支撑柱无开裂、松动	检修	
注1：厂变检修项目、周期和要求参照第6章“变压器”对应变压器型式的项目执行。对于厂用SF_6变压器的项目执行，运行单位可根据设备的重要度、运行环境、运行经验等实际情况合理制定检修试验周期。 注2：开关柜检修项目、周期和要求参照第11章“高压开关柜”对应项目执行。						

H.11 电厂直流电源系统

电厂直流电源系统，包括蓄电池和充电机检修项目、周期和要求参照第 21 章“站用电源”项目执行。

H.12 UPS 系统

UPS 配电柜的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.14）。

表 H.14 UPS 配电柜的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	外观检查	C1/C2	每周	设备面板指示灯工作正常，运行参数正常，无异常告警信号。	检修/运行	
2	状态检查	C1/C2	每周	1）母线和母联开关位置与实际运行方式相符。 2）电压、电流等运行参数与实际相符。	检修/运行	
3	设备清洁	B1	3 年	机柜内继电器等设备清洁干净，无尘土	检修	
4	二次回路检查	B1	3 年	1)检查各配电负荷标识与实际一致，容量满足运行要求。 2）各继电器工作正常，动作可靠，参数整定正确。	检修	
注：UPS蓄电池组、整流及逆变模块检修项目、周期和要求参照第21章“站用电源”项目执行。						

H.13 水工建筑物

水工建筑物的检修项目、周期、要求和负责专业见（表 H.15）。

表 H.15 水工建筑物的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
1	水工建筑物日常巡视检查	混凝土坝坝体检查	C2	1 个月	1)相邻坝段之间的错动。 2)伸缩缝开合情况和止水的工作状况。 3)上下游坝面、宽缝内及廊道壁上有无裂缝，裂缝中漏水情况。 4)混凝土有无破损。 5)混凝土有无溶蚀、水流侵蚀或冻融现象。 6)坝体排水孔的工作状态，渗漏水的漏水量和水质有无显 著变化。 7)坝顶防浪墙有无开裂损坏情况。	水工	
		混凝土坝坝基和坝肩检查	C2	1 个月	1)基础岩体有无挤压、错动、松动和鼓出。 2)坝体与基岩（或岸坡）结合处有无错动、开裂、脱离及渗水等情况。 3)两岸坝肩区有无裂缝、滑坡、溶蚀及绕渗等情况。基础排水及渗流监测设施的工作状况、渗漏水的漏 4 水量及浑浊度有无变化。	水工	
		土石坝坝体检查	C2	1 个月	1)坝顶有无裂缝、异常变形、积水和植物滋生现象。 2)防浪墙有无开裂、挤碎、架空、错断、倾斜等情况。 3)迎水坡护面或护坡有无裂缝、剥落、滑动、隆起、塌坑、冲刷或植物滋生等现象。 4)近坝水面有无冒泡、变浑或漩涡等现象。 5)背水坡及坝趾有无裂缝、剥落、滑动、隆起、塌坑、雨淋沟、散浸、积雪不均匀融化、冒水、渗水坑或流土、管涌等现象；排水系统是否通畅；草皮护坡植被是否完好；有无兽洞、蚁穴等隐患；滤水坝趾、减压井（或沟）等导流降压设施有无异常或破坏现象。	水工	
		土石坝坝基和坝区检查	C2	1 个月	1)坝基基础排水设施的工况是否正常，渗漏水的水量、颜色、气味及浑浊度有无变化，基础廊道是否有裂缝、渗水等现象。 2)坝体与基岩（或岸坡）结合处有无错动、开裂及渗水等情况。两坝端区有无裂缝、滑动、崩塌、溶蚀、隆起、塌坑、异常渗水、兽洞、蚁穴等。 3)坝趾区有无阴湿、渗水、管涌、流土和隆起等现象，基础排水及渗流监测设施的工作状况、渗漏水的漏水量及浑浊度有无变化。	水工	
		近坝区岸坡检查	C2	1 个月	1)地下水露头及绕坝渗流情况是否正常、 2)岸坡有无冲刷、塌陷、裂缝及滑动迹象。 3)护坡有无隆起、塌陷和其他损坏现象。	水工	
		引水建筑物检查	C2	1 个月	1)进/出水口和引水渠道有无堵淤、裂缝及损伤。 2 控制建筑物及进水口拦污设施状况、水流流态。	水工	
		泄水建筑物检查	C2	1 个月	1)溢洪道（泄水洞）的闸墩、边墙、胸墙、溢流面（洞身）、底板、工作桥等处有无裂缝和损伤。 2)消能设施有无磨损冲蚀和淤积情况。 3)下游河床及岸坡的冲刷和淤积情况。	水工	

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
					4)水流流态。 上游拦污设施的情况。		
		引水隧洞检查	C2	排空时	检查隧洞各部位的衬砌情况、裂缝、接缝、冲刷、空蚀、渗漏、侵蚀和其他损坏现象等。	水工	
		调压井日常检查	C2	1 个月	1)上室底板、边墙砼有无裂缝、塌陷和其他损坏现象。 2)边坡有无隆起、塌陷和其他损坏现象。。 3)其他	水工	
		公路、边坡检查	C2	1 个月	1)检查边坡稳定状况。 检查路面稳定状况。 3）检查涵管、排水沟是否通畅，有无损坏等现象。	水工	
		桥梁检查	C2	1 个月	1）桥面板排水结构、护栏情况。 2）桥梁支承结构情况。 3）桥面排水情况。 4）其他。	水工	
		交通洞检查	C2	1 个月	1）边墙/拱腰、顶拱有无砼裂缝、脱落。 2）顶面、洞壁渗漏水情况。 3）路面有无开裂、沉陷。 4）排水沟是否通畅，有无损坏等现象。	水工	
		施工洞检查	C2	1 个月	1）边墙/拱腰、顶拱有无砼裂缝、脱落。 2）顶面、洞壁渗漏水情况。 3）底板有无开裂。 4）排水沟是否通畅，有无损坏等现象。	水工	
		主厂房检查	C2	1 个月	1）边墙、顶拱有无砼裂缝、脱落。 2）顶面、边墙渗漏水情况。 3）岩壁吊车梁及梁柱钢筋保护层情况、有无裂缝。 4）梁板柱有无开裂、变形。 5）排水系统是否通畅，有无损坏等现象。 6）其他。	水工	
		主变开关室检查	C2	1 个月	1）边墙、顶拱有无砼裂缝、脱落。 2）渗漏水情况。 3）排水沟是否通畅，有无损坏等现象。 4）其他。	水工	
		排水廊道检查	C2	1 个月	渗漏情况，有无阻塞和其他异常现象	水工	
		排风洞检查	C2	1 个月	洞内有无坍塌、阻塞和其他异常情况	水工	
		集水井检查	C2	1 个月	1）井口、井壁、井底有无破坏或其他异常，井底淤积物状况。 2）水面有无漂浮物或其他异常。 3）抽水泵运行状况。	水工	
		尾水闸门室检查	C2	1 个月	1）边墙、顶拱有无砼裂缝、脱落。 2）渗漏水情况。 3）岩壁吊车梁及梁柱钢筋保护层情况、有无裂缝。 4）其他。	水工	
		尾水出口、下游边坡检查	C2	1 个月	1）危岩崩塌情况。 2）边坡坍塌情况。 3）护坡稳定情况。	水工	
2	年度巡视	土石坝	C2	汛前、汛后或枯水期及高水位时	对大坝进行全面巡视检查。年度巡视检查除按规定程序对大坝各种设施进行外观检查外，还应审阅大坝运行、维护记录和监测数据等资料档案，每年不少于 2 次。	水工	

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
	检查	混凝土坝	C2	汛前、汛后或枯水期及高水位低气温时	对大坝进行较为全面的巡视检查。年度巡视检查除按规定程序对大坝各种设施进行外观检查外，还应审阅大坝运行、维护记录和监测数据等资料档案，每年不少于 2 次。	水工	
3	大坝定期检查		C2	C2	按照《水电站大坝运行安全监督管理规定》（国家发展和改革委员会令第 23 号）和《水电站大坝安全定期检查监督管理办法》（国能安全〔2015〕145 号）执行。	水工	
4	大坝注册登记		C2	C2	具体按照《水电站大坝运行安全监督管理规定》（国家发展和改革委员会令第 23 号）和《水电站大坝安全注册登记监督管理办法》（国能安全〔2015〕146 号）执行。	水工	
5	水库巡检	水库水面检查	C2	汛前、汛后、汛中需要时	检查水库水面漂浮物情况	水工	
		水库养殖情况检查	C2	汛前、汛后、汛中需要时	检查水库养殖情况	水工	
		库岸边坡检查	C2	汛前、汛后、汛中需要时	检查库岸边坡稳定状况	水工	
		农作物种植情况检查	C2	汛前、汛后、汛中需要时	检查农作物种植情况	水工	
		下游河道行洪能力检查	C2	汛前、汛后、汛中需要时	检查下游河道养鱼网箱分布及人员活动情况，通报汛情信息，开展防汛宣传。	水工	
		其他情况	C2	汛前、汛后、汛中需要时	检查可能对水库安全带来危害的其他情况。	水工	
6	土石坝监测项目		B1	按规程	按照《土石坝安全监测技术规范》（DL/T 5259-2010）规定的项目、周期和有关要求开展。	水工	
7	混凝土坝监测项目		B1	按规程	按照《混凝土坝安全监测技术规范》(DL/T 5178-2003）规定的项目、周期和有关要求开展。。	水工	
8	环境量监测项目		B1	按规程	按照《土石坝安全监测技术规范》（DL/T 5259-2010）和《混凝土坝安全监测技术规范》（DL/T 5178-2003）“6 环境量监测”及“11 监测资料的整理整编和分析”等规定的项目、周期和有关要求开展。	水工	
9	大修	水工建筑物大修	A	必要时	水工建筑物受到较大破坏，其结构功能受到影响，按《水工混凝土建筑物缺陷检测和评估技术规程》（DL/T 5251-2010）、《水工混凝土建筑物修补加固技术规程》(DL/T 5315-2014）及 《水电站大坝除险加固管理办法》（电监安全[2010]30 号）等规程执行。	水工	

H.14 水工观测系统

水工观测系统的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.16）。

表 H.16 水工观测系统的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
1	监测自动化系统	汛前专门性检查维护	C2	1 年	每年汛前应进行一次全面检查。对检查中发现的问题进行消缺处理，对故障仪器进行更换，对设备进行必要的除锈防腐处理，清洗结垢水标尺、对仪器电缆管进行固定。	水工	
		监测数据的备份	C2	3 个月	监测数据库至少每 3 月作 1 次备份，备份文件保存在不同的载体上（U 盘），防止移动硬盘损坏，保留备份记录备查。	水工	
		量水堰维护	B1	半年	对量水堰的水槽、堰板、取水管、浮子等进行清理。确保量水堰运行稳定、可靠，浮子无卡阻，各部位无结垢物堵塞。	水工	
		系统数据缺失率统计	C2	1 年	每年对系统的可靠性进行评价，统计系统数据缺失率。确保监测系统自动采集数据的缺失率应不大于 3%。	水工	
		系统平均无故障工作时间（MTCF）统计	C2	1 年	每年对系统的可靠性进行评价，计算系统平均无故障工作时间（MTCF）。确保数据采集装置 MTCF 不小于 6300h。	水工	
		人工校核系统时钟	C2	1 个月	每一月校正一次系统时钟，确保模块时钟与采集服务器时钟保持一致。确保监测系统设备月最大计时误差小于 3min。	水工	
		人工比测	C2	6 个月	宜每半年对自动化系统的部分或全部测点进行 1 次人工比测。系统实测数据于同时同条件人工比测数据偏差保持基本稳定，无趋势性漂移。	水工	
		人工常规巡视检查	C2	3 个月	每 3 个月对主要自动化监测设施进行 1 次巡视检查。	水工	
		系统防雷接地电阻测试	C2	5 年	对监测自动化系统的防雷接地电阻进行测试，更换或修复损坏接地系统。	水工	
		数据检查	C2	1 周	每周对系统监测数据检查一遍，及时发现异常或故障仪器。	水工	
		供电模块蓄电池更换	C2	4 年	间隔 4 年需对 DAU 内供电模块老化失效的蓄电池进行更换。	水工	
		自动化传感器可靠性评价	C2	5 年	结合大坝定检，组织专家对系统安装自动化仪器传感器的可靠性、稳定性进行评价，及时更新、改造异常故障仪器。	水工	
2	人工观测仪器	定期校验	C2	1 年	对常规观测仪器（全站仪、垂线观测仪器、水准仪、经纬仪、振弦式读数仪、电阻比指示仪、电光天平等）进行检验，对损坏的仪器进行维修、校验、更换，确保仪器精度满足观测规范要求。	水工	
3	监测设施	监测设施日常巡视检查	C2	每月	1）各类监测仪器。 2）各测点的保护装置及接地防雷装置。 3）监测仪器电缆、监测自动化系统网络电缆、电源电缆。 4）其他监测设施。	水工	

H.15 水情测报系统

H.15.1 中心站设备

中心站设备的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.17）。

表 H.17 中心站设备的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	Ⅱ区工作站检查	C2	1 个月	工作正常	水工	常规电厂
2	Ⅱ区交换机检查	C2	1 个月	工作正常	水工	常规电厂
3	网络安全隔离装置检查	C2	1 个月	工作正常	水工	常规电厂
4	采集服务器检查	C2	1 个月	工作正常	水工	常规电厂
5	南网通信服务器检查	C2	1 个月	工作正常	水工	常规电厂
6	外网数据库服务器检查	C2	1 个月	工作正常	水工	常规电厂
7	WEB 服务器检查	C2	1 个月	工作正常	水工	常规电厂
8	Ⅲ区交换机检查	C2	1 个月	工作正常	水工	常规电厂
9	Ⅱ区维护工作站检查	C2	1 个月	工作正常	水工	常规电厂
10	备用采集服务器检查	C2	1 个月	工作正常	水工	常规电厂
11	主数据库服务器检查	C2	1 个月	工作正常	水工	常规电厂
12	后备数据库服务器检查	C2	1 个月	工作正常	水工	常规电厂
13	Ⅲ区防火墙检查	C2	1 个月	工作正常	水工	常规电厂
14	磁盘阵列检查	C2	1 个月	工作正常	水工	常规电厂
15	KVM 切换器检查	C2	1 个月	工作正常	水工	常规电厂
16	水调工作站检查	C2	1 个月	工作正常	水工	常规电厂
17	Ⅲ区工作站检查	C2	1 个月	工作正常	水工	常规电厂
18	多功能激光打印机检查	C2	1 个月	工作正常	水工	常规电厂

H.15.2 中心站传输设备

中心站传输设备的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.18）。

表 H.18 中心站传输设备的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	传输设备工作性能检查	B1	汛前、汛后	工作正常	水工	常规电厂
2	主备串口服务器检查	B1	汛前、汛后	工作正常	水工	常规电厂

H.15.3 雨量站

雨量站的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.19）。

表 H.19 雨量站的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	雨量筒检查	B1	汛前、汛后	应无变形、裂纹、损伤、杂物堵塞，密封良好、无渗漏、锈蚀。	水工	常规电厂
2	雨量线	B1	汛前、汛后	接线端接触良好、雨量线应无裂纹、损伤等现象。	水工	常规电厂
3	雨量筒水平检查调整	B1	汛前、汛后	检查雨量筒水平度应满足厂家要求	水工	常规电厂
4	雨量计数检查	B1	汛前、汛后	翻一斗，终端查看 1mm	水工	常规电厂
5	太阳能板支架、法拉利筒检查	B1	汛前、汛后	应无锈蚀、变形	水工	常规电厂
6	太阳能板检查	B1	汛前、汛后	应无杂物、灰尘，接线端无锈蚀、接触良好	水工	常规电厂
7	充电控制检查	B1	汛前、汛后	检查太阳能板对电池正常充电	水工	常规电厂
8	供电性能检查	B1	汛前、汛后	检查蓄电池供电应满足厂家要求	水工	常规电厂
9	传输设备工作性能检查	B1	汛前、汛后	工作正常	水工	常规电厂
10	主备传输设备切换检查	B1	汛前、汛后	工作正常	水工	常规电厂
11	雨量模块检查	B1	汛前、汛后	工作正常	水工	常规电厂
12	主模块检查	B1	汛前、汛后	工作正常	水工	常规电厂
13	定值核对	B1	1 年	系统参数、雨量参数等定值设定应与定值单一致。	水工	常规电厂
14	站点数传设备的工作性能、状态检查	B1	汛前、汛后	工作正常	水工	常规电厂
15	测量实时传输数据检查	B1	汛前、汛后	检查站号、雨量、电压、收发数间隔等检查。	水工	常规电厂

H.15.4 水位站

水位站的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.20）。

表 H.20 水位站的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	站房检查	B1	汛前、汛后	站房、门窗、测井等安全情况	水工	常规电厂
2	水位测量井检查	B1	汛前、汛后	应无淤泥、杂物堵塞	水工	常规电厂
3	水位计检查	B1	汛前、汛后	重锤、浮子、钢丝绳、转盘连接正常、接线端接触良好、水位线应无裂纹、损伤等现象。	水工	常规电厂
4	水位计数检查	B1	汛前、汛后	上升或下降 10cm，终端查看计数	水工	常规电厂
5	阳能板支架检查	B1	汛前、汛后	应无锈蚀、变形	水工	常规电厂
6	太阳能板检查	B1	汛前、汛后	应无破损、杂物、灰尘，接线端无锈蚀、接触良好。	水工	常规电厂
7	充电控制检查	B1	汛前、汛后	检查太阳能板对电池正常充电	水工	常规电厂
8	供电性能检查	B1	汛前、汛后	检查蓄电池供电应满足厂家要求	水工	常规电厂
9	传输设备工作性能检查	B1	汛前、汛后	工作正常	水工	常规电厂
10	主备传输设备切换检查	B1	汛前、汛后	工作正常	水工	常规电厂
11	水位模块检查	B1	汛前、汛后	工作正常	水工	常规电厂
12	主模块检查	B1	汛前、汛后	工作正常	水工	常规电厂
13	定值核对	B1	1 年	系统参数、雨量参数等定值设定应与定值单一致。	水工	常规电厂
14	站点数据传输设备的工作性能、状态检查	B1	汛前、汛后	工作正常	水工	常规电厂
15	测量实时传输数据检查	B1	汛前、汛后	检查站号、水位、电压、收发数间隔等检查	水工	常规电厂

H.15.5 雨量水位站

雨量水位站的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.21）。

表 H.21 雨量水位站的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	站房检查	B1	汛前、汛后	站房、门窗、测井等安全情况	水工	常规电厂
2	雨量筒检查	B1	汛前、汛后	应无变形、裂纹、损伤、杂物堵塞，密封良好、无渗漏、锈蚀。	水工	常规电厂
3	雨量线	B1	汛前、汛后	接线端接触良好、雨量线应无裂纹、损伤等现象。	水工	常规电厂
4	雨量筒水平检查调整	B1	汛前、汛后	检查雨量筒水平度应满足厂家要求	水工	常规电厂

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
5	雨量计数检查	B1	汛前、汛后	翻一斗，终端查看 1mm	水工	常规电厂
6	水位测量井检查	B1	汛前、汛后	应无淤泥、杂物堵塞	水工	常规电厂
7	水位计检查	B1	汛前、汛后	重锤、浮子、钢丝绳、转盘连接正常、接线端接触良好、水位线应无裂纹、损伤等现象。	水工	常规电厂
8	水位计数检查	B1	汛前、汛后	上升或下降 10cm，终端查看计数	水工	常规电厂
9	阳能板支架检查	B1	汛前、汛后	应无锈蚀、变形	水工	常规电厂
10	太阳能板检查	B1	汛前、汛后	应无破损、杂物、灰尘，接线端无锈蚀、接触良好。	水工	常规电厂
11	充电控制检查	B1	汛前、汛后	检查太阳能板对电池正常充电	水工	常规电厂
12	供电性能检查	B1	汛前、汛后	检查蓄电池供电应满足厂家要求	水工	常规电厂
13	传输设备工作性能检查	B1	汛前、汛后	工作正常	水工	常规电厂
14	主备传输设备切换检查	B1	汛前、汛后	工作正常	水工	常规电厂
15	雨量模块检查	B1	汛前、汛后	工作正常	水工	常规电厂
16	水位模块检查	B1	汛前、汛后	工作正常	水工	常规电厂
17	主模块检查	B1	汛前、汛后	工作正常	水工	常规电厂
18	定值核对	B1	1 年	系统参数、雨量参数等定值设定应与定值单一致。	水工	常规电厂
19	站点数据传输设备的工作性能、状态检查，	B1	汛前、汛后	工作正常	水工	常规电厂
20	测量实时传输数据检查	B1	汛前、汛后	检查站号、水位、电压、收发数间隔等检查	水工	常规电厂

H.16 公用油系统

公用油系统的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.22）。

表 H.22 公用油系统的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	油罐外观检查	B1	1 年	油罐外观无损伤、裂缝，防腐良好	检修	
2	油罐清洁及内部检查	B1	1 年	大量油处理后进行清洁，清除内部污垢，检查内壁油漆有无脱离。	检修	
3	油罐接地电阻测量	B1	1 年	电阻值小于 1Ω，接地扁铁无锈蚀	检修	
4	过滤器滤芯清洁或更换	B1	1 年	滤芯按照使用要求定期清洁或更换，无堵塞、无缺陷。	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
5	过滤器接地、过载保护装置校验	B1	1 年	保护元件无损坏，保护正确动作	检修	
6	油系统管路检查	B1	1 年	油管路无渗漏，管路及其螺栓等无生锈和腐蚀，管架无松动，否则进行修复处理。	检修	
7	位置开关、压力表计等自动化元件校验	B1	1 年	指示正确，量程满足要求，灵敏度符合要求，量值正确。	检修	
8	油泵大修	A	10 年	拆卸油泵与电机，更换磨损和老化的轴承及轴封等密封件和易损件，回装轴线调整合格，电机绝缘、接地测量合格，启动电流、电压、流量正常，各项试验合格。	检修	
9	油罐焊缝探伤	A	10 年	焊缝探伤合格，探伤方法及标准参考 GB 150 的规定。	检修	
10	板式加压滤油机试验	A	10 年	试验项目及标准参考 JB/T 5153 的相关规定	检修	
11	真空净油机试验	A	10 年	试验项目及标准参考 JB/T 5285 的相关规定	检修	

H.17 压缩空气系统

压缩空气系统的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.23）。

表 H.23 压缩空气系统的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	气机外观检查	C1/C2	1 周	气机无漏油漏水漏气现象，气机本体螺栓及接头无松动，气机基础及其地脚螺栓无松动，润滑油位及颜色正常。	检修/运行	
2	气罐外观检查	C1/C2	1 周	气罐各处螺栓与接头无松动和漏气，地脚螺栓无松动，压力数值正常。气罐定期排除底部积水。	检修/运行	
3	气系统管路检查	C1/C2	1 周	管路无油漆脱落，无生锈，无漏气漏水，管架无松动。	检修/运行	
4	气罐年度检查	B1	1 年	质监部门对气罐本体、附件及其运行管理情况进行检查，检查方法及标准符合 GB 150、TSG R7001 的规定。	检修	
5	气罐月度检查	B1	1 个月	使用单位按规定制定月度检查项目清单，每月进行现场检查。	检修	
6	压力管路与气罐安全阀及压力表校验	B1	1 年	依照质量监督局要求定期校验，试验方法及标准符合 GB 150 的规定。	检修	
7	气机电机轴承与联轴器检查	B1	1 年	外观检查正常，运行正常，无异音；连接可靠、无松动。	检修	
8	气机电机轴承润滑油脂加注	B1	按要求	根据厂家要求对电机轴承按运行时间或定期加注规定的润滑油脂。	检修	
9	气机电机绝缘测试	B1	1 年	电机绝缘电阻、接地电阻测试符合 DL/T 596 中的相关规定，三相接线按原标记接回。	检修	
10	气机冷却器检查	B1	1 年	冷却器无渗漏，运行温度正常	检修	
11	气机油过滤器检查	B1	1 年	过滤器无堵塞，滤芯清洁或更换	检修	
12	气机空气过滤器检查	B1	1 年	过滤器无堵塞，滤芯清洁或更换	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
13	气机润滑油检查及更换	B1	1 年	油位正常，油色正常，对不符合要求的油及时取样进行化验分析或更换。	检修	
14	气机传动皮带检查	B1	1 年	检查有弹性，无拉毛现象	检修	
15	气机风扇叶片检查	B1	1 年	检查无裂纹等缺陷，无脏污	检修	
16	气机压力控制装置检查	B1	1 年	动作可靠、准确，动作压力符合设计要求	检修	
17	气水分离器检查	B1	1 年	滤芯定期更换、排污功能正常	检修	
18	控制柜继电器校验	B1	1 年	动作值正确、可靠、灵敏	检修	
19	控制柜软启动器参数校核	B1	1 年	参数设置正确	检修	
20	控制柜通讯装置检查	B1	1 年	通讯正确、无中断	检修	
21	控制柜端子紧固	B1	1 年	端子紧固无松动	检修	
22	流量计、压力表计等自动化元件校验	B1	1 年	指示正确，量程满足要求，灵敏度符合要求	检修	
23	控制电磁阀校验	B1	1 年	动作执行正确，功能测试合格	检修	
24	气机整体大修	A	10 年	按照气机运行小时数或厂家要求结合气机与电机的运行状况评估开展大修，一般周期不应大于 10 年。	检修	包含 2 到 11 项
25	气机冷却器检查	A	10 年	冷却器检查清洗，运行温度正常，大修后进行泄漏试验和耐压试验，符合设备技术文件要求。	检修	大修项目
26	气机活塞检查、清扫	A	10 年	活塞无划痕、变形等缺陷，否则进行修复或更换	检修	大修项目
27	气机阀组检查	A	10 年	阀组密封良好，无缺陷，功能正常	检修	大修项目
28	气缸及阀片组检查	A	10 年	检查无裂纹等缺陷，无积炭，检查气缸及阀片组密封完好。	检修	大修项目
29	气机齿轮箱检查	A	10 年	齿轮咬合顺畅、无卡塞、无缺陷	检修	大修项目，可选
30	气机紧固件检查	A	10 年	检查、紧固所有接头、螺丝	检修	大修项目
31	电机轴承检查	A	10 年	电机轴承达到运行时间上限或有磨损、运行异常等情况应进行更换。	检修	大修项目
32	气机与电机联轴节检查	A	10 年	联轴器无开裂和磨损，否则进行更换；联轴器轴线对中合格，连接可靠、无松动。	检修	大修项目
33	气机噪音测量	A	10 年	噪音值符合 GB/T 4980 的规定	检修	大修项目
34	气机机械振动测量	A	10 年	振动值符合 GB/T 7777 的规定	检修	大修项目
35	控制柜电缆绝缘测试	A	10 年	绝缘测量值符合 DL/T 596 中的规定	检修	
36	控制柜系统功能测试	A	10 年	动作执行正确，功能测试合格	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
37	控制柜各项保护功能测试	A	10 年	各保护动作值符合设计要求	检修	
38	控制柜加热器与信号指示灯检查	A	10 年	动作执行正确，功能测试合格	检修	
39	气罐全面检验	A	6 年	质监部门对气罐本体、附件进行检查，包括外观检查、内衬防腐检查、气罐焊缝探伤检查、进人门螺栓探伤检查、材质、紧固件和气密性检查等，检验方法及标准符合 GB 150、TSG R 7001 的规定。	检修	
40	气罐耐压试验	A	6 年	联系当地质监部门按要求进行试验，试验方法及标准符合 GB 150、TSG R7001 的规定。根据全面检验和压力试验结果进行安全等级评定。安全等级 3 级及以下的，应缩短周期。	检修	

H.18 厂房水系统

厂房水系统的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.24）。

表 H.24 厂房水系统的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	电机外观检查	C1/C2	1 周	电机运行温度和噪声无异常，电机运行电流电压正常。电机壳体底部有排水孔的应打开。	检修/运行	
2	水泵外观检查	C1/C2	1 周	水泵地脚螺栓、联轴节等无松动，轴封无异常漏水，运行无异常噪声，出口压力正常。	检修/运行	
3	水系统阀门检查	C1/C2	1 周	各阀门无漏水，无松动，无锈蚀	检修/运行	
4	水系统管路检查	C1/C2	1 周	管路无油漆脱落，无生锈，无漏水，管架无松动，无异常振动。	检修/运行	
5	水泵电机绝缘测试	B1	1 年	电机绝缘电阻、接地电阻测试符合 DL/T 596 中的相关规定，三相接线按原标记接回。	检修	
6	水泵和电机轴承润滑油脂加注	B1	按要求	根据厂家要求对水泵和电机轴承按运行时间或定期加注规定的润滑油或脂。	检修	
7	水泵联轴器检查	B1	1 年	联轴器连接可靠，与轴紧密配合，必要时更换或调整轴线。	检修	
8	水泵轴承和轴承检查	B1	1 年	轴封无异常漏水，轴承运行正常不发热，无异音。	检修	
9	水泵电机启动、运行电流测量	B1	1 年	测值符合设备技术文件要求	检修	
10	过滤器滤芯清洗及检查	B1	1 年	过滤器无杂物、无锈蚀；滤芯无破损，必要时进行更换或清洁。	检修	
11	过滤器电机绝缘测试	B1	1 年	电机绝缘电阻、直流电阻测试符合 DL/T 596 中的相关规定，三相接线按原标记接回。	检修	
12	过滤器冲洗试验	B1	1 年	定时、压差或现场手动及自动冲洗正常，冲洗、排污功能正常。	检修	
13	管路排气阀检查	B1	1 年	排气功能正常，无漏水	检修	
14	阀门检查	B1	1 年	各类阀门无卡涩，法兰、轴封无渗漏，功能正常。	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
15	系统控制柜检查与试验	B1	1 年	水泵软启动或变频启动参数合格，PLC 程序备份运行正常，通讯测试正常，端子紧固无松动，手动功能测试和电缆绝缘测试正常。	检修	
16	压力传感器、表计等自动化元件校验	B1	1 年	校检试验合格，指示正确，量程满足要求，灵敏度符合要求。	检修	
17	水泵及电机整体大修	A	10 年	水泵及电机整体检查和大修，更换或修复易磨易损件及老化部件，回装进行恢复试验。	检修	包含 2 到 8 项
18	水泵电机大修	A	10 年	按运行小时数或状态评估，更换电机轴承和其他老化磨损部件，修复变形部件。必要时进行电动机耐压试验。电机绝缘电阻、接地电阻测试符合要求。	检修	大修项目
19	水泵轴承检修	A	10 年	根据运行小时数或磨损情况进行更换，轴承运行正常，无异音，轴承间隙及预紧力满足要求。	检修	大修项目
20	水泵轴检查	A	10 年	泵轴无磨损、弯曲、变形，必要时进行无损探伤。	检修	大修项目
21	水泵叶轮气蚀检查	A	10 年	叶轮无剥蚀、气孔、裂纹等缺陷，必要时进行无损探伤，或更换。	检修	大修项目
22	水泵主轴机械密封检修	A	10 年	轴封进行更换，根据需要进行水压试验，试验结果符合设备技术文件要求。	检修	大修项目
23	水泵与电机联轴节检查	A	10 年	联轴器无开裂和磨损，否则进行更换；联轴器轴线对中合格，连接可靠、无松动。	检修	大修项目
24	水泵与电机轴线调整	A	10 年	轴线调整合格，符合 GB 50231 的规定	检修	大修项目
25	水系统阀门大修	A	10 年	需要大修的阀门按照设备技术文件要求进行解体检修和修复，更换密封和填料等。	检修	
26	水系统管路防腐	A	10 年	对油漆老化、脱落或生锈的水系统管路进行防腐刷漆；严重腐蚀管路设备应进行更换。	检修	
27	水系统过滤器大修	A	10 年	根据过滤器检查和状态评价情况，更换老旧滤芯、更换密封和电机轴承等易磨易损件，重新进行防腐和刷漆。对电机及控制设备的老化部件进行更换。	检修	
28	供水系统用户流量检查	A	10 年	测量供水系统用户流量符合设定要求，否则进行调整。	检修	
29	控制柜端子紧固	A	10 年	端子紧固无松动	检修	
30	控制柜手动功能测试	A	10 年	测试符合设计要求	检修	
31	控制柜电缆绝缘测试	A	10 年	电阻测试符合 DL/T 596 中的相关规定	检修	

H.19 水工机械设备（常规电厂）

H.19.1 浮式拦污栅

浮式拦污栅的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.25）。

表 H.25　浮式拦污栅的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	拦污栅外观检查	C1/C2	1 个月	1）连接绳两端安装牢固，绳卡无松动。 2）浮筒牢固。 3）拉锚绳及连接点牢固。	检修/运行	
2	拦污栅连接绳检查	C1/C2	1 个月	两端固定点安装牢固	检修/运行	
3	拦污栅浮筒检查	C1/C2	1 个月	浮筒安装牢固	检修/运行	
4	拦污栅浮筒拦网连接件检查	C1/C2	6 个月	1）连接绳卡扣紧固、防腐。 2）滑轮转动灵活，润滑油加注。	检修/运行	
5	浮筒拦网检查	B1	1 年	无脱落、栅条无卡涩变形	检修	
6	拦污栅栅条检查	B1	1 年	连接牢固可靠，栅条无变形、连接卡扣无松动	检修	
7	拦污栅清理	B1	1 年	拦污栅杂草树枝清理	检修	
8	拦污栅检修	A	6 年	连接绳锈蚀需更换，浮筒、浮筒拦网防腐或更换	检修	

H.19.2　固定式拦污栅

固式拦污栅的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.26）。

表 H.26　固式拦污栅的试验项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	拦污栅外观检查	C1/C2	1 个月	1）安装牢固，无变形、脱槽现象。 2）拉杆无变形，位置正确。	运行/检修	
2	拦污栅操作机构外观巡视	C1/C2	1 个月	1）　设备外观完整无损，无异物。 2）设备所有门柜无变形。 3）设备油箱油位正常。	运行/检修	
3	拦污栅拉杆（或钢绳）检查	B1	1 年	1）检查各拉杆连接牢固。 2）销轴无磨损，必要时更换。 3）锁板位置正确，螺栓无松脱、紧固。 4）钢丝绳端头固定牢固。 5）钢丝绳无明显的断丝断股。 6）钢丝绳无锈蚀，表面润滑油均匀。	检修	
4	拦污栅锁锭机构检查	B1	1 年	锁锭转动灵活、无卡涩现象	检修	
5	拦污栅导轨	B1	1 年	1) 地脚螺栓紧固检查，无松脱、锈蚀。 2）导轨侧面车轮轮缘的磨损检查无明显拉痕。	检修	
6	拦污栅检查、清污	B1	1 年	1）栅栏无变形、损伤。 2）焊缝无开裂、脱焊现象。 3）无树枝和其他杂物卡涩，必要时清污。	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
7	拦污栅操作机构检查	B1	1 年	1）箱体无渗油，油位正常。 2）轴承润滑良好，必要时加注润滑油。 3）制动器检查各连接件无松动；闸瓦和瓦架联接铆钉牢固，无松动。 4）卷筒与钢绳联接螺栓检查无紧固。 5）滑轮无裂纹、损伤。 6）连接螺栓无松动，紧固检查。 7）电动机接线端子盒接线端子无松动，地脚螺栓无松动。	检修	
8	拦污栅检修	A	必要时	1）对栅条脱焊部位重新焊接处理。 2）对变形的栅条校正处理。 3）对拦污栅、拉杆等设备除锈、防腐处理。	检修	

H.19.3 闸门与启闭机

闸门与启闭机的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.27）。

表 H.27 闸门与启闭机的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	闸门外观检查	C1/C2	1 个月	1） 闸门门叶上无杂物。 2） 门槽内干净、无杂物。 3） 闸门无异常漏水，允许的漏水在设计范围内。 4） 闸门拉杆检查，止轴板牢固，螺栓无松动，转动轴销牢固可靠，必要时加注润滑油。	检修/运行	
2	启闭机外观检查	C1/C2	1 个月	1）启闭机上应无异物、腐蚀；油箱油位正常；各连接件无松动。 2）电机各连接螺栓无松脱，绝缘测量合格。 3）卷筒与钢绳联接牢固，钢丝绳排列有序，无错位交叉。 4）开式齿轮保护罩联接牢固，齿轮无裂纹。 5）液压油缸行程位置正确，端盖无渗漏。 6）制动器弹簧无变形，连接螺栓无松动。 7）钢丝绳无明显的断丝断股。 8）滑轮组应无异物，销轴无脱落。	检修/运行	
3	闸门检修	B1	1 年	1）闸门检查焊缝有无开裂现象，拉伤、损伤部位焊接修复。 2）闸门止水封连接螺栓紧固检查。 3）闸门锁定机构检查无卡涩，转动不灵活处理。 4）闸门支铰轴承端盖螺栓紧固检查。 5）卷筒无变形，滑轮转动灵活。	检修	
4	启闭机日常检修	B1	1 年	齿轮油箱润滑油油色正常，油位在正常范围内，必要时加注；齿轮无断齿、啮合正常；箱体连接螺栓、地脚紧固无松动；排绳机构转动灵活，无卡涩；轴承端盖无渗油。	检修	
5	启闭机电机检修	B1	1 年	卫生清洁，轴承润滑油加注；接线柱无松动、发热、变色现象；地脚螺栓紧固检查。	检修	
6	启闭机联轴器检修	B1	1 年	联接牢固，转动无异常声响，联接螺栓无松动	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
7	卷筒及其开式齿轮检查	B1	1 年	卷筒与钢绳联接无松动；齿轮无裂纹和断齿，啮合正常；轴承座螺栓无松动；轴承端部无渗油；齿轮润滑正常；转动平稳。	检修	
8	启闭机液压油泵及油缸检查	B1	1 年	油位油质正常，应无油渗漏，运行无异常响声	检修	
9	制动器检修	B1	1 年	制动弹簧检查调整；制动瓦无裂纹；制动轮表面光滑，无裂纹、凹陷、擦伤及不均匀磨损；闸瓦和瓦架联接铆钉牢固，无松动，闸瓦间隙调整。	检修	
10	减速器检查	B1	1 年	减速器工作正常无异响；减速器无渗油	检修	
11	钢丝绳检查	B1	1 年	钢丝绳无明显的断丝断股（可进行专项特别检查）、无锈蚀，排列有序；表面润滑油均匀，变质现象；钢丝绳端头与卷筒固定无松动。	检修	
12	滑轮组检查	B1	1 年	滑轮组无损伤、无卡涩，轴承润滑油孔和油槽无污物堵塞并加油；滑轮无裂纹，转动灵活；支架牢固、不倾斜、不变形。	检修	
13	闸门大修	A	15 年	1）闸门除锈防腐处理。 2）闸门止水封更换。 3）闸门拉杆、卷筒防腐处理。	检修	或根据状态评价大修。
14	闸门与启闭机定期安全检测	A	10~15年，首次安全检测为投运5年内	1）巡视检查。 2）闸门外观检查。 3）启闭机性能状态检测。 4）腐蚀监测。 5）材料检测。 6）无损探伤。 7）应力检测。 8）结构振动检测； 9）启闭力检测。 10）启闭机考核。 11）特殊项目检测。 其中，前三条是必检内容。安全检测内容与要求按行标 DL/T 835规定进行。	检修	当发生7级以上地震或事故时也应进行检测。
15	启闭机大修	A	15 年	润滑油更换；钢丝绳防腐或更换；闸瓦更换，启闭机外观除锈防腐；液压缸活塞、端盖密封更换等工作；各轴承检修或更换；各回装数据质检合格。	检修	或根据状态评价大修。

H.20 水工机械设备（蓄能电厂）

H.20.1 拦污栅

拦污栅的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.28）。

表 H.28 拦污栅的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	拦污栅本体检查	A	20 年	拦污栅外观无异常磨损、裂纹及变形情况，否则进行修复。	检修	大修周期可根据水质情

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
2	拦污栅支承滑块、垫块、连接螺栓等附件检查	A	20 年	附件无异常磨损、裂纹及变形情况，否则进行修复。	检修	况和设备状态评价结果调整
3	拦污栅栅槽检查	A	20 年	无裂纹、变形，无异常磨损，否则进行修复	检修	
4	拦污栅本体、附件及门槽防腐检查	A	20 年	检查腐蚀情况，进行防腐处理，防腐涂料均匀、良好，符合 GB/T 14173 的相关规定。	检修	
5	焊缝外观检查	A	20 年	按照焊缝等级进行外观检查，并符合 GB/T 14173 的相关规定。	检修	
6	焊缝探伤	A	20 年	按照闸门厚度进行无损探伤，探伤比例符合 GB/T 14173 的相关规定。	检修	

H.20.2 上下库进出水口闸门与启闭机

上下库进出水口闸门与启闭机的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.29）。

表 H.29 上下库进出水口闸门与启闭机的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	门叶、水封、侧轮等部件外观检查	C1/C2	1 个月	检查门叶及附件的外观损伤、锈蚀情况，检查门槽内有无异物卡阻，检查各部件连接件紧固把合情况	检修/运行	
2	启闭机各部件外观检查	C1/C2	1 个月	检查减速箱渗漏情况，检查传动齿轮啮合、损伤情况，检查制动器连接固定、刹车磨损情况，检查联轴器连接情况，检查各部件连接件紧固把合情况，检查各部件防腐油漆情况。	检修/运行	
3	启闭机各转动部件润滑情况	C1/C2	1 个月	检查钢丝绳、滑轮组、轴承润滑情况，润滑脂有无干结。	检修/运行	
4	闸门启闭动作试验	B1	1 年	闸门升降、旋转过程中无卡塞，两侧均匀同步，止水橡胶无损伤，启闭时间符合设计要求。	检修	
5	闸门门叶检查	B1	1 年	外观无锈蚀，无异常磨损、裂纹及变形情况	检修	
6	闸门门叶水封检查	B1	1 年	水封无损伤、脱落，安装螺栓无松脱，紧固牢靠，压板无变形翘曲。	检修	
7	闸门充水阀检查	B1	1 年	密封良好、动作灵活，无锈蚀	检修	
8	闸门防腐检查	B1	1 年	检查腐蚀情况，必要时进行防腐处理，防腐涂料均匀、良好，符合 SL105 的相关规定。	检修	
9	闸门焊缝外观检查	B1	1 年	按照焊缝等级进行外观检查，无异常开裂和修试	检修	
10	闸门及各部件固定螺栓检查	B1	1 年	螺栓无损坏、松脱，螺栓预紧力符合设计要求	检修	
11	闸门侧轮、滑块等部件检查	B1	1 年	侧轮转动灵活无卡阻，滑块及其他部件外观无异常磨损、裂纹及变形情况。	检修	
12	启闭机机架检查	B1	1 年	机架腐蚀、损伤和焊缝情况检查。防腐涂层均匀、无起泡、无皱裂。	检修	
13	启闭机电机检查	B1	1 年	电机绝缘电阻、接地电阻测试符合 DL/T 596 中的相关规定；电机轴承润滑检查与加油；电机运行状况正常。	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
14	启闭机制动器检查维护	B1	1 年	制动器部件无锈蚀，制动轮及摩擦片无异常磨损。制动位置调整正常。液压推杆制动器应符合 JB/T6406 相关规定，盘式制动器应符合 JB/T 7020 相关规定。	检修	
15	启闭机联轴器检查	B1	1 年	联轴器连接可靠，与轴紧密配合，必要时调整或更换。	检修	
16	启闭机减速箱维护	B1	1 年	齿轮啮合顺畅，无卡涩，齿轮无裂纹等缺陷，运行无噪声，符合 GB/T 10597 的相关规定。	检修	
17	启闭机减速箱油位油质检查	B1	1 年	油位满足设计要求，油质合格，无乳化等情况	检修	
18	启闭机传动轴检查	B1	1 年	无变形，无腐蚀和裂纹	检修	
19	卷筒及开式齿轮检查	B1	1 年	卷筒无损坏和裂纹等缺陷，轴承润滑磨损无异常，开式齿轮润滑正常，齿轮无断裂、无异常磨损，齿轮运行啮合正常。	检修	
20	启闭机钢丝绳检查	B1	1 年	钢丝绳无开裂、断丝，在卷筒按绳槽排列正常，钢丝绳锁扣螺栓紧固牢靠，润滑正常无锈蚀。	检修	
21	钢丝绳滑轮组检查	B1	1 年	轮架及滑轮无异常锈蚀、变形和磨损，滑轮轴承润滑良好无磨损。轴承运行噪声和温度正常。	检修	
22	启闭机行程限制器校验及检查	B1	1 年	行程开关正确动作，测控电缆绝缘良好，主回路切断正常。	检修	
23	控制柜对地绝缘电阻测量	B1	1 年	一般环境中不应小于 1.0MΩ，潮湿环境中不应小于 0.5MΩ。	检修	
24	控制柜检查	B1	1 年	盘柜清扫，继电器检查，接线端子紧固	检修	
25	启闭机 PLC 程序检查及备份	B1	1 年	PLC 动作逻辑正常，通讯传输正确	检修	
26	闸门行程限制器校验及检查	B1	1 年	起落闸门，行程开关正确动作，测控电缆绝缘良好，主回路切断正常。	检修	
27	启闭机位置开关、压力表计等自动化元件校验	B1	1 年	指示正确，量程满足要求，灵敏度符合要求	检修	
28	闸门与启闭机定期安全检测	A	10~15 年，首次安全检测为投运 5 年内	1）巡视检查。 2）闸门外观检查。 3）启闭机性能状态检测。 4）腐蚀监测。 5）材料检测。 6）无损探伤。 7）应力检测。 8）结构振动检测。 9）启闭力检测。 10）启闭机考核。 11）特殊项目检测。 其中，前三条是必检内容。安全检测内容与要求按行标 DL/T 835 规定进行。	检修	当发生 7 级以上地震或事故时也应进行检测。
29	闸门门槽及埋件检查	A	15 年	门槽无磨损、闸门无卡阻，门槽混凝土脱离情况等	检修	结合安全检测进行

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
30	闸门密封检查与更换	A	15 年	密封无老化、损伤、脱落，安装螺栓无松脱和修试，密封压板无腐蚀。评估需要更换的门叶密封及附件应进行更换。	检修	结合安全检测进行
31	闸门防腐检查与处理	A	15 年	检查闸门腐蚀情况，根据情况进行打磨处理，防腐涂料均匀、良好，符合 SL105 的相关规定。	检修	结合安全检测进行
32	闸门焊缝等外观检查	A	15 年	门叶无异常变形、扭曲、磨损和开开裂；按照焊缝等级进行外观检查，并符合 GB/T 14173 及 DL/T 835 的相关规定。	检修	结合安全检测进行
33	闸门焊缝探伤	A	15 年	按照闸门厚度进行无损探伤，探伤比例符合 GB/T 14173 及 DL/T 835 的相关规定。	检修	结合安全检测进行
34	闸门充水阀（排气阀）检查处理	A	15 年	密封良好、动作灵活，进行防腐和腐蚀部件更换，必要时进行密封试验。	检修	结合安全检测进行
35	闸门侧轮、滑块等部件检查处理	A	15 年	滚轮转动灵活，滑块无卡塞。如腐蚀严重应进行更换。	检修	结合安全检测进行
36	闸门有水密封试验	A	15 年	在闸门设计水头压力下，通过任意 1m 长度的水封范围内的漏水量不应超过 0.1L/S。	检修	结合安全检测进行
37	启闭机制动器检修、更换	A	15 年	更换锈蚀部件，更换摩擦片等磨损部件，进行必要的防腐。液压推杆制动器应符合 JB/T6406 相关规定，盘式制动器应符合 JB/T7020 相关规定。	检修	结合安全检测进行
38	启闭机电机中心、水平检查调整	A	15 年	电机与齿轮减速箱的中心、水平、联轴器同心度满足设计要求。	检修	结合安全检测进行
39	启闭机精度校核试验	A	15 年	荷载限制器的综合误差不应大于 5%	检修	
40	启闭机钢丝绳及滑轮组检查更换	A	15 年	钢丝绳无开裂、断丝（可进行专项特别检查），锁扣螺栓紧固牢靠，润滑正常无锈蚀，符合 GB/T 5972 的相关规定。不符合使用要求的应进行更换。滑轮组轴承磨损的应进行更换。	检修	结合安全检测进行
41	启闭机联轴器检查处理	A	15 年	检查同轴度，检查腐蚀等情况	检修	结合安全检测进行
42	启闭机减速箱维护、检修	A	15 年	齿轮啮合顺畅无卡涩，齿面无腐蚀和裂纹等缺陷，检查轴承无异常磨损，运行无噪声，符合 GB/T 10597 的相关规定。	检修	结合安全检测进行

H.20.3 大坝泄洪与排水设备

大坝泄洪与排水设备的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.30）。

表 H.30　大坝泄洪与排水设备的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	放空阀检查维护	B1	1 年	检修隔离阀和放空阀外观无损伤、变形，阀门无渗漏、锈蚀情况，否则进修防腐等维护。	检修	
2	放空阀电机绝缘测量	B1	1 年	电机绝缘电阻、接地电阻测试符合 DL/T 596 中的相关规定。	检修	
3	放空阀控制箱检查	B1	1 年	控制箱清扫，端子紧固	检修	
4	放空阀分闸操作	B1	1 年	放空阀开关动作灵活，无卡阻	检修	

H.21　厂房通风空调系统

H.21.1　厂房通风系统

H.21.1.1　离心式风机

离心式风机的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.31）。

表 H.31　离心式风机的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
1	电机及传动皮带	电机温度检查	C1/C2	3 个月	检测电机外壳温度不大于环境温度加上 40℃，轴承温度不大于规定值。	检修/运行	
		电机外壳检查	C1/C2	3 个月	电机外壳外观完整、无裂纹	检修/运行	
		电机运行声响和振动检查检查	C1/C2	3 个月	无异常振动声响	检修/运行	
		传动皮带	C1/C2	3 个月	检查传动皮带松紧度一致、无裂纹等缺陷	检修/运行	
	风机	风机温度检查	C1/C2	3 个月	检测风机外壳温度不大于环境温度加上 40℃，风机轴承温度不大于规定值。	检修/运行	
		风机外壳检查	C1/C2	3 个月	风机外壳外观完整、无裂纹	检修/运行	
		风机管道外观检查	C1/C2	3 个月	风机管道外观完整、各连接部位无松脱，支架牢固。	检修/运行	
2	电机及传动皮带检查		B1	1 年	1）检查电机外壳无裂纹。 2）检测电机外壳温度不大于环境温度加上 40℃，轴承温度不大于规定值。 3）检查电机安装螺钉应紧固、无松动。 4）检测电机绝缘合格。 5）检查皮带轮定位键无松脱、移位。 6）每年检查皮带轮本体无裂纹等缺陷；检查传动皮带松紧度一致、无裂纹等缺陷；两皮带轮端面应平行。 7）启动检查电机运行无异响。	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
	风机检查	B1	1 年	1）检查风机外壳无裂纹。 2）检测风机外壳温度不大于环境温度加上40℃，风机轴承温度不大于规定值。 3）检查风机安装螺钉应紧固、无松动。 4）更换合格的风机润滑油，检查风机润滑油油位正常。 5）检查风机轴承本体无裂纹、破损；按厂家运行规定定期更换风机轴承。 6）检查风机叶轮无裂纹、破损。 7）风机运行无异常声响。	检修	
3	电机及传动皮带检修	A	4 年	1）检查电机外壳无裂纹。 2）检测电机外壳温度不大于环境温度加上40℃，轴承温度不大于规定值。 3）检查电机安装螺钉应紧固、无松动。 4）检测电机绝缘合格。 5）更换电机润滑油。 6）检查皮带轮定位键无松脱、移位。 7）每年检查皮带轮本体无裂纹等缺陷；检查传动皮带松紧度一致、无裂纹等缺陷；两皮带轮端面应平行，定期更换传送带。 8）检查、清洗电机轴承本体及滚珠无裂纹、破损；定期更换电机轴承。 9）测量电机绕组，检查绕组无烧坏现象。 10）启动检查电机运行无异响。	检修	
	风机检修	A	4 年	1）检查风机外壳无裂纹。 2)检测风机外壳温度不大于环境温度加上 40 度，风机轴承温度不大于固定值。 3）检查风机安装螺钉应紧固、无松动。 4）更换合格的风机润滑油，检查风机润滑油油位正常。 5）检查风机轴承本体无裂纹、破损；每四年定期更换风机轴承。 6）检查风机叶轮无裂纹、破损。 7）风机运行无异常声响。	检修	

H.21.1.2 轴流风机

轴流风机的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.32）。

表 H.32 轴流风机的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
1	电机	电机温度检查	C1/C2	3 个月	检测电机外壳温度不大于环境温度加上 40 度，轴承温度不大于规定值。	检修/运行	
		电机外壳检查	C1/C2	3 个月	电机外壳外观完整、无裂纹	检修/运行	
		电机运行声响和振动检查检查	C1/C2	3 个月	无异常振动声响	检修/运行	
	叶轮	叶轮外观检查	C1/C2	3 个月	检查叶轮叶片无裂纹、断裂等缺陷	检修/运行	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
2	电机检查	B1	1 年	1）检查电机外壳无裂纹。 2）测量电机外壳温度不大于环境温度加上 40 度，电机轴承温度不大规定值。 3）检查电机安装螺钉应紧固、无松动。 4）测量电机绝缘合格。 5）每年定期更换电机润滑油，检查电机润滑油足够、无变质。 6）检查、清洗电机轴承本体及滚珠无裂纹、破损，每年定期更换电机轴承或根据需要更换。 7）机运行无异常声响、振动。	检修	
	叶轮检查	B1	1 年	1）检查叶轮固定螺钉应紧固、无松动。 2）检查叶轮叶片无裂纹、断裂等缺陷。	检修	

H.21.1.3 组合式空调机组

组合式空调机组的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.33）。

表 H.33 组合式空调机组的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
1	电机及传动皮带	电机外壳检查	C1/C2	3 个月	电机外壳外观完整、无裂纹	检修/运行	
		传动皮带检查	C1/C2	3 个月	检查皮带轮本体无裂纹等缺陷；传动皮带松紧度一致、无裂纹等缺陷；两皮带轮端面应平行检查皮带轮定位键无破损、移位。	检修/运行	
	风机及滤网	风机检查	C1/C2	3 个月	1）检查叶轮叶片无裂纹、断裂等缺陷。 2）检查叶轮支承架无裂纹、断裂等缺陷。 3）启动检查空调机组整体运行无异常。	检修/运行	
		滤网检查	C1/C2	3 个月	检查进风口滤网本体无损坏，检查、清扫过滤网无堵塞，滤网表面上无附着物；否则清洁或更换滤网。	检修/运行	
	管道、阀门	外观检查	C1/C2	3 个月	1）检查通风管道无漏气。 2）检查出口风管软连接螺栓无松动。	检修/运行	
2	电机及传动皮带检查维护		B1	1 年	1）测量电机绝缘合格。 2）检查皮带轮本体无裂纹等缺陷；传动皮带松紧度一致、无裂纹等缺陷；两皮带轮端面应平行检查皮带轮定位键无破损、移位。	检修	
	风机及滤网检查维护		B1	1 年	1）检查叶轮固定螺钉应紧固、无松动。 2）检查叶轮叶片无裂纹、断裂等缺陷。 3）检查叶轮支撑架固定螺钉应紧固、无松动。 支承架无裂纹、断裂等缺陷。 4）检查换热器表面无附着物，盘管有无损坏、渗漏水。 5）检查进风口滤网本体无损坏，检查、清扫过滤网无堵塞，滤网表面上无附着物；否则清洁或更换滤网。 6）检查风机轴承本体无裂纹、深度破损；检查风机润滑油足够，无变质，每年定期更换风机润滑油。 7）启动检查空调机组整体运行无异常。	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
	管道、阀门检查维护	B1	1 年	1）检查管道及阀门无渗漏。 2）检查阀门开启、关闭功能正常。 3）检查出口风管软连接螺栓无松动。	检修	
3	电机及传动皮带外观检查、解体检查、测量	A	4 年	1）测量电机绝缘合格。 2）检查电机润滑油足够，无变质,更换电机润滑油。 3）检查、清洗电机轴承本体无裂纹、深度破损；定期更换电机轴承。 4）检查皮带轮本体无裂纹等缺陷；传动皮带松紧度一致、无裂纹等缺陷；两皮带轮端面应平行检查皮带轮定位键无破损、移位；每四年定期更换皮带。	检修	
	风机及滤网外观检查、解体检查、测量	A	4 年	1）检查叶轮固定螺钉应紧固、无松动。 2）检查叶轮叶片无裂纹、断裂等缺陷。 3）检查叶轮支撑架固定螺钉应紧固、无松动。支承架无裂纹、断裂等缺陷。 4）检查换热器表面无附着物，盘管有无损坏、渗漏水。 5）检查进风口滤网本体无损坏，检查、清扫过滤网无堵塞，滤网表面上无附着物；否则清洁或更换滤网。 6）清洗检查风机轴承本体无裂纹、深度破损；检查风机润滑油足够，无变质，每四年定期更换风机轴承及润滑油。 7）启动检查空调机组整体运行无异常。	检修	

H.21.1.4 空气处理机组

空气处理机组的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.34）。

表 H.34 空气处理机组的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
1	电机	外观检查	C1/C2	3 个月	电机外壳外观完整、无裂纹	检修/运行	
	风机及滤网	风机检查	C1/C2	3 个月	1）检查叶轮叶片无裂纹、断裂等缺陷。 2）检查叶轮支承架无裂纹、断裂等缺陷。 3）启动检查空调机组整体运行无异常。 4）检查换热器表面无附着物，盘管有无损坏、渗漏水	检修/运行	
		滤网检查	C1/C2	3 个月	检查进风口滤网本体无损坏，检查、清扫过滤网无堵塞，滤网表面上无附着物。	检修/运行	
	集水盘、管道、阀门	外观检查	C1/C2	3 个月	1）检查集水盘焊缝无裂痕、无渗漏；检查集水盘排污管无堵塞。 2）检查通风管道无漏气；检查出口风管软连接螺栓无松动。	检修/运行	
2	电机检查维护		B1	1 年	1）测量电机绝缘合格。 2）清洗检查电机轴承本体无裂纹、深度破损。 3）检查电机润滑油足够，无变质，定期更换电机润滑油。	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
	风机及滤网解体检查	B1	1 年	1）检查叶轮固定螺钉应紧固、无松动。 2）检查叶轮叶片无裂纹、断裂等缺陷。 3）检查叶轮支撑架固定螺钉应紧固、无松动；支承架无裂纹、断裂等缺陷。 4）检查换热器表面无附着物，盘管有无损坏、渗漏水。 5）检查进风口滤网本体无损坏，检查、清扫过滤网无堵塞，滤网表面上无附着物。 6）启动检查空气处理机组整体运行无异常。	检修	
	集水盘、管道、阀门	B1	1 年	1）检查集水盘焊缝无裂痕、无渗漏；检查集水盘排污管无堵塞。 2）检查通风管道无漏气；检查出口风管软连接螺栓无松动。 3）检查阀门开启、关闭功能正常。	检修	
3	电机外观检查、解体检查、测量	A	4 年	1）检查电机绝缘合格。 2）检查电机润滑油足够，无变质，定期更换电机润滑油。 3）清洗检查电机轴承本体无裂纹、深度破损，每年定期更换电机轴承。	检修	
	风机及滤网外观检查、解体检查、测量	A	4 年	1）检查叶轮固定螺钉应紧固、无松动。 2）检查叶轮叶片无裂纹、断裂等缺陷。 3）检查叶轮支撑架固定螺钉应紧固、无松动；支承架无裂纹、断裂等缺陷。 4）检查换热器表面无附着物，盘管有无损坏、渗漏水。 5）检查进风口滤网本体无损坏，检查、清扫过滤网无堵塞，滤网表面上无附着物。 6）启动检查空气处理机组整体运行无异常。	检修	

H.21.2 厂房空调系统

H.21.2.1 水冷式螺杆冷水机组

水冷式螺杆冷水机组的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.35）。

表 H.35 水冷式螺杆冷水机组的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
1	电机	外观检查	C1/C2	1 个月	1）检查电机外壳无裂纹。 2）检查联轴器本体无裂纹、破损。 3）电机绝缘测量。 4）启动检查机组运行声响无异常。	检修/运行	
	压缩机	外观检查	C1/C2	1 个月	1）检查压缩机油的液位应处于油分离器上油位视镜中。 2）压缩机排气口温度不应超过规定值。 3）启动机组运行声响无异常。	检修/运行	
	蒸发器	外观检查	C1/C2	1 个月	1）检查蒸发器外壳无裂纹、无结露现象。 2）检查进出口法兰无渗漏现象。 3）在蒸发器视液镜上应能看到制冷剂液面。	检修/运行	

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
	冷凝器	外观检查	C1/C2	1 个月	1）检查进出口法兰密封完好、无渗漏现象。 2）现地控制柜冷凝器压力应小于设定值。 3）现地控制柜冷凝器温度应小于设定值。	检修/运行	
	机组回油系统检查	外观检查	C1/C2	1 个月	1）检查回油管路无渗漏油。 2）油视镜上观察油位应不低于中线。	检修/运行	
2	电机检查维护		B1	1 年	1）检查电机外壳无裂纹。 2）测量电机轴承温度不大于 120℃。 3）检查联轴器本体无裂纹、破损，连接螺栓无松动。 4）检查电机安装螺钉应紧固、无松动。 5）用兆欧表按照厂家维护说明书方法测得的绝缘电阻值合格。 6）更换合格润滑油，检查电机润滑油质、油位正常。 7）启动检查机组运行声响无异常。	检修	
	压缩机检查维护		B1	1 年	1）更换合格的压缩机油，检查压缩机油的液位应处于油分离器上油位视镜中。 2）当油压下降到 30%时，应更换过滤器，并每年更换一次。 3）现地控制柜读取压缩机排气口温度不应超过规定值。 4）启动机组运行声响无异常。	检修	
	蒸发器检查维护		B1	1 年	1）检查蒸发器外壳无裂纹、无结露现象。 2）检查进出口法兰无渗漏现象。 3）在蒸发器视液镜上应能看到制冷剂液面，若制冷剂不足，应进行补充。 4）每年对蒸发器清洗一次，根据目测检查管束内无杂物；或用清洁空气吹扫，用白布在排污出口路处检查 5min 无杂质出现。 5）启动机组从机组现地控制柜显示屏读取蒸发器压力在规定范围，蒸发器温度不应超过设定范围。	检修	
	冷凝器检查维护		B1	1 年	1）检查进出口法兰密封完好、无渗漏现象。 2）对冷凝器管束检查清洁干净内无杂物及损伤。 3）现地控制柜显示屏读取冷凝器压力应小于规定值。 4）从机组现地控制柜显示屏读取冷凝器温度应小于规定值。	检修	
	机组回油系统检查维护		B1	1 年	1）检查回油管路无渗漏油。 2）对干燥过滤器进行更换，或当制冷剂内发现有大量油时更换。 3）检查喷射器上有无异物。 4）油视镜上观察油位应不低于中线。	检修	

H.21.2.2 制冷站水系统

制冷站水系统的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.36）。

表 H.36 制冷站水系统的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
1	冷冻水系统膨胀水箱	外观检查	C1/C2	1 个月	1）检查膨胀水箱本体及管路焊缝无裂纹等缺陷，管路无渗漏水。	检修/运行	
	冷冻水管路及阀门检查	外观检查	C1/C2	1 个月	1）检查管路焊缝无裂纹等缺陷，管路无渗漏水，阀门开启、关闭正常。 2）保温层无破损，否则进行修补。	检修/运行	
	制冷站冷却水滤水器	外观检查	C1/C2	1 个月	滤水器外观检查无严重锈蚀和破损，各组合密封面完好。	检修/运行	
	压力表计检查、温度计及温度传感器检查	外观检查	C1/C2	1 个月	1）检查制冷站冷却水进水压力应在正常范围。 2）压力表计应在检验有效期内；压力表、传感器外观完好、无渗漏，指示正确。 3）冷冻水出水温度应大于 10℃之间，且回水温度应比出水温度高 5℃左右。	检修/运行	
	冷冻水泵检查	外观检查	C1/C2	1 个月	1）检查电机、泵壳无裂纹，检查泵运行无异常声响和振动。 2）检查检查联轴器本体无裂纹、破损。 3）启动检查冷冻泵无异常声响、运行正常。	检修/运行	
	冷却水减压阀检查	外观检查	C1/C2	1 个月	1）减压阀本体无裂纹、破损。 2）减压阀控制回路、各阀门及控制阀无渗漏；控制阀动作灵活、反应灵敏，减压阀出口压力在正常范围。	检修/运行	
	安全阀检查	外观检查	C1/C2	1 个月	安全阀本体完好无破损；各控制回路无渗漏，控制回路外观完好，调整安全阀压力为。	检修/运行	
2	冷冻水系统膨胀水箱检查		B1	1 年	1）检查膨胀水箱本体及管路焊缝无裂纹等缺陷，管路无渗漏水。 2）检查浮球操作机构螺栓无松动、杠杆无锈蚀；检查浮球随水位升高和降低膨胀水箱进水阀能自动开启、关闭。	检修	
	冷冻水管路及阀门检查维护		B1	1 年	1）检查管路焊缝无裂纹等缺陷，管路无渗漏水，阀门开启、关闭正常。 2）保温层无破损，否则进行修补。 3）电磁阀本体无渗漏、手动操作电磁阀灵活无卡阻。	检修	
	制冷站冷却水滤水器检查维护		B1	1 年	1）滤水器外观检查无严重锈蚀和破损，各组合密封面完好。 2）滤网整洁，无附着杂物。 3）自动排污正常，关闭动作正常。 4）控制管路无堵塞，密封部位无渗漏。 5）解体检查减速机齿轮无锈蚀、损坏；检查减速箱润滑油质、油位正常，否则更换润滑油。	检修	
	压力表计检查、温度计及温度传感器检查维护		B1	1 年	1）检查制冷站进水压力在规定范围，出水压力应在之间。 2）压力表计应在检验有效期内；压力表、传感器外观完好、无渗漏，指示正确。 3）冷冻水出水温度应大于 10℃之间，且回水温度应比出水温度高 5℃左右。 4）检查温度传感器外观完好，从监控上观察温度传感器工作参数应正常。	检修	
	冷冻水泵检查维护		B1	1 年	1）检查电机、泵壳无裂纹，检查泵运行无异常声响和振动；测量电机温度不大于环境温度加 40 度。 2）检查检查联轴器本体无裂纹、破损，连接螺栓无松动。 3）测量电机绝缘合格。 4）检查轴承本体无裂纹、破损，无深度磨损。 5）检查润滑油油质合格。 6）检查密封部件无裂纹、破损。	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
				7）检查叶轮无深度气蚀和磨损、裂纹等缺陷，检查叶轮附件完好。 8）启动检查冷冻泵无异常声响、运行正常。		
	冷却水减压阀检查维护	B1	1 年	1）减压阀本体无裂纹、破损；检查各连接螺栓无松动。 2）减压阀控制回路、各阀门及控制阀无渗漏；控制阀动作灵活、反应灵敏，减压阀出口压力在正常范围。 3）减压阀节流锥无空蚀、裂纹、破损，严重者更换。	检修	
	冷却水安全阀检查维护	B1	1 年	1）安全阀本体完好无破损；各控制回路无渗漏，控制回路外观完好，调整安全阀压力在规定值。 2）安全阀内腔无空蚀、裂纹、破损；。	检修	

H.22 厂房消防系统

厂房消防系统的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.37）。

表 H.37 厂房消防系统的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
1	火灾报警系统	控制装置检查	C1/C2	1 个月	检查光纤测温报警装置、火灾报警控制器等控制装置工作正常，液晶屏显示清晰，无故障信息和信号。	检修/运行	
		报警按钮、声光报警器检查	C1/C2	1 个月	外观组件完整，无损伤，标志明显。启动按钮，火警信号输出，发出声光报警，声压应符合要求。	检修/运行	
		火灾探测器检查	C1/C2	1 个月	对系统的火灾探测器进行外观检查。探测器应无腐蚀及明显机械损伤，标志、文字清晰。	检修/运行	
		通风阀检查	C1/C2	1 个月	无碰撞变形及其他机械损伤，表面应无锈蚀，保护涂层应完好。固定牢固，无松动。	检修/运行	
		光纤测温自动报警系统定检	B1	1 年	1）光纤测温通道光纤标识牌巡视检查无遗失。 2）测温光纤布设巡检无破损（重点在电缆桥架内有过施工的部位）。 3）光纤测温系统主机工作正常，历史报警数据查询分析正确。 4）每一测温区域抽取 1 个测温点进行模拟光纤测温系统报警实验，自动报警动作正确。	检修	
		火灾报警系统定检	B1	1 年	1）报警主机操作、显示功能检查工作正常。 2）手动报警按钮、声光报警器、行车运行指示灯功能检查正常。 3）感烟探测器、温度探测器功能检查。	检修	
		系统报警动作测试定检	B1	1 年	1）烟感探测器测试：对烟感探测器做模拟烟雾动作测试，对烟感探测器喷烟，检测试探测器动作情况正常。 2）红外线烟感调试：用模拟减光挡片遮挡红外探测器，红外探测器应报火警信号。 3）温度探测器：温度探测器调试用外部加热法对温度探测器进行加温，当温度达到 60℃时，温度探测器应动作报警。 4）与光纤测温系统接口信号传输测试：由光纤测温系	检修	

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
					统主机模拟输出报警信号，报警主机应接收信号并报警，显示对应光纤测温区域。 5）主机报警、故障信号上传电厂短信平台测试：模拟主机报警、故障，主机输出报警开关量信号和故障开关量信号至电厂短信平台。		
		通风与消防系统联动调试定检	B1	1 年	按照联动逻辑关系，模拟各个防护区满足厂房火灾报警系统动作，检查： 1）对应防护区声、光报警器动作情况正常，主机报告火警。 2）对应防护区风阀自动关闭。 3）GIS 大厅只需火灾探测器动作，风阀就关闭。	检修	
		风阀控制调试定检	B1	1 年	厂房火灾报警系统的联动风阀进行调试，手动按下多线控制盘按钮，对应组风阀应关闭。	检修	
2	气体火灾灭火系统	控制装置检查	C1/C2	1 个月	控制装置工作正常，液晶屏显示清晰，无故障信息和信号。	检修/运行	
		驱动装置检查	C1/C2	1 个月	驱动装置压力指示正常	检修/运行	
		气体灭火系统组件检查	C1/C2	1 个月	对灭火剂贮存容器阀、选择阀、驱动装置、管网及喷嘴等全部系统组件进行外观检查。系统组件应无碰撞变形及其他机械损伤，表面应无锈蚀，保护涂层应完好，铭牌应清晰，手动操作装置的防护罩、铅封和标志应完整。	检修/运行	
		灭火剂储瓶压力检查	C1/C2	1 个月	检查压力是否正常，压力损失超过 10%，须加装达到要求或者更换储瓶。	检修/运行	
		储瓶处检查	C1/C2	1 个月	设备、输送管道和支、吊架固定，应无松动	检修/运行	
		灭火控制系统定检	B1	1 年	1）报警主机操作、显示功能检查正常。 2）气体灭火区域联动模块检查、模块运行状态检查正常。 3）启停按钮、门开关、门灯、声光报警器功能检查正常。 4）感烟探测器、温度探测器功能检查。	检修	
		气体灭火系统定检	B1	1 年	1）灭火系统喷头、管道清洁干净，标记明显，保护涂层完好。 2）选择阀、瓶头阀、气动管路外观检查完好，固定牢靠。 3）储气量满足设计存储量，压力指示正常。 4）启动瓶气压检查，压力正常。 5）联动门、窗及防火阀系统功能检查正常。 6）气体控制盘控制功能检查正常。	检修	
		联动功能检查定检	B1	1 年	按照联动逻辑关系，模拟各个防护区满足主变灭火系统动作，检查： 1）对应防护区声、光报警器动作情况，主机报告火警。 2)分区域模拟达到各气体灭火区域灭火系统喷射条件，对应防护区声、光动作情况，系统进入喷射延时，校核延时时间，延时到检查喷射电磁阀动作情况，模拟喷射动作返回。 3）现地手动启动及停止模拟工作正常。 4）控制主机远程手动启动及停止功能检查。 5）相应气体灭火区域防火阀工作检查，防火阀动作正常关闭。	检修	
3	发电	控制装置检查	C1/C2	1 个月	控制装置工作正常，液晶屏显示清晰，无故障信息和信号。	检修/运行	

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
	机火灾灭火系统	驱动装置检查	C1/C2	1个月	驱动装置压力指示正常	检修/运行	
		发电机CO2灭火系统组件检查	C1/C2	1个月	对灭火剂贮存容器阀、选择阀、阀驱动装置、管网及喷嘴等全部系统组件进行外观检查。系统组件应无碰撞变形及其他机械损伤，表面应无锈蚀，保护涂层应完好，铭牌应清晰，手动操作装置的防护罩、铅封和标志应完整。	检修/运行	
		储瓶处检查	C1/C2	1个月	设备、输送管道和支、吊架固定，应无松动。	检修/运行	
		二氧化碳气体灭火系统定检	B1	1年	1）二氧化碳灭火系统喷头，管道清洁干净，标记明显，保护涂层完好。 2）选择阀、瓶头阀、气动管路外观检查完好，固定牢靠。 3）二氧化碳储气量满足设计存储量，压力指示正常，不得小于设计压力的90%。 4）启动瓶气压检查，压力正常，不得小于设计压力的90%。 5）灭火剂贮瓶间设备、灭火剂输送管道和支吊架的固定，应无松动。 6）灭火剂贮存容器逐个进行称重检查，灭火剂净重量不得小于设计量的95%。	检修	
		灭火控制系统定检	B1	1年	1）报警主机操作、显示功能检查正常。 2）发电机模块箱检查、模块运行状态检查正常。 3）启停按钮、门开关、门灯、声光报警器功能正常。 4）感烟探测器功能检查。	检修	
		联动功能检查定检	B1	1年	按照联动逻辑关系，模拟各个防护区满足发电机灭火系统动作，检查： 1）对应防护区声、光报警器动作情况，主机报告火警。 2）模拟达到发电机灭火系统喷射条件，对应防护区声、光动作情况。 3）现地手动启动及停止模拟功能正常。 4）控制主机远程手动启动及停止功能正常。 5）发电机风动室门开关闭锁功能正常。	检修	
4	水喷淋灭火系统	控制装置检查	C1/C2	1个月	控制装置工作正常，液晶屏显示清晰，无故障信息和信号。	检修/运行	
		驱动装置检查	C1/C2	1个月	驱动装置运行正常	检修/运行	
		水喷淋灭火系统系统组件检查	C1/C2	1个月	对消防水池、手动隔离阀、驱动装置、管网及喷嘴等全部系统组件进行外观检查。系统组件应无碰撞变形及其他机械损伤，表面应无锈蚀，保护涂层应完好，铭牌应清晰，手动操作装置的防护罩、铅封和标志应完整。	检修/运行	
		消防水池检查	C1/C2	1个月	检查水位是否正常，水位低于或接近要求设定值时及时补水并禁止其他系统使用消防水池供水。	检修/运行	
		水喷淋灭火系统定检	B1	1年	1）水喷淋灭火系统喷头、管道清洁干净，标记明显，保护涂层完好。 2）管路外观检查完好，固定牢靠。 3）消防水池满足设计存储量，水位指示正常。 4）雨淋阀设备检查，动作回路正常。 5）联动门、窗及防火阀系统功能检查正常。 6）液体控制盘控制功能检查正常。	检修	
		灭火控制系统定检	B1	1年	1）报警主机操作、显示功能检查正常。 2）水喷淋灭火区域联动模块检查、模块运行状态检查	检修	

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
					正常。 3）启停按钮、门开关、门灯、声光报警器功能检查正常。 4）感烟探测器、温度探测器功能检查。		
		联动功能检查定检	B1	1 年	按照联动逻辑关系，模拟各个防护区满足主变灭火系统动作，检查： 1）对应防护区声、光报警器动作情况，主机报告火警。 2）分区域模拟达到各水喷淋灭火系统喷淋条件，对应防护区声、光动作情况，检查雨淋阀驱动电磁阀及驱动回路动作情况，模拟喷淋动作返回。 3）现地手动启动及停止喷淋模拟工作正常。 4）远方手动启动及停止喷淋功能检查。 5）相应水喷淋灭火区域防火阀工作检查，防火阀动作正常关闭。	检修	

H.23 机组振动系统

机组振动系统的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.38）。

表 H.38 机组振动系统的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
1	机组振动监测装置	外观检查	C1/C2	3 个月	1）监测装置外观无锈蚀、密封良好、连接紧固 2）装置指示显示正常。	检修/运行	
		电缆连接检查	B1	1 年	电缆连接无松动或断裂	检修	
		装置检查	C1/C2	6 个月	1）现地监测装置运行正常。 2）站控监测单元运行正常。 3）装置报警值设置正常，无相关误报警。 4）装置内部卡件运行正常，接线无松动现象。 5）数据通讯情况正常。	检修/运行	
		装置电源检查	C1/C2	6 个月	电源正常，系统处于运行状态	检修/运行	
		传感器检查	C1/C2	6 个月	传感器无松动迹象且固定良好，外观无锈蚀现象。	检修/运行	无法目视检查的小修时进行检查。
		传感器校验	B1	3 年	符合《JJG 644-2003 振动位移传感器检定规程》要求。	检修	
		装置数据测量对比试验	B1	必要时	1）电容量误差不超过标准值的+1%。 2）介质损耗因数不超过标准值的+（标准读数×1%+0.001）。 3）全电流不超过标准值的+（标准读数×1%+0.1mA）。	检修	或被监测设备检修时开展。

H.24 时间同步设备

时间同步设备的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.39）。

表 H.39 时间同步设备的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
1	外观检查	C1/C2	1 个月	1） 时间同步系统装置上应用铭牌或外壳上应有装置名称、型号、出厂编号、出厂日期、制造厂名等。 2） 面板显示值完整、清晰，面板上应显示有当前使用的时间基准信号、搜星数、北京时间（年、月、日、时、分、秒）及异常信息。 3） 面板电源状态指示灯、时钟同步信号指示灯、故障信号指示灯显示正常。	检修/运行	
2	屏内接线检查	C1/C2	1 个月	1） 检查屏内线应紧固可靠、标示正确、相应电缆无破损。 2） 装置地线和机柜接地排接触良好。	检修/运行	
3	调整时间同步设备时间	B1	必要时	重新对时，系统各人机接口设备时钟应与标准时钟一致，符合 DL/T 822 要求。	检修	必要时：发现时间同步异常
4	电源检查	B1	3 年	检查供电电源，电源工作正常	检修	
5	设备清洁	B1	3 年	外观清洁，安装牢固，无灰尘，无受潮现象	检修	
6	连接设备紧固	B1	3 年	端子及光纤连接紧固，设备工作正常	检修	
7	时间同步系统故障告警检查	B1	3 年	时间同步系统发生故障时，装置应发故障告警信号。模拟装置失电、天线故障等情况，检查报警指示灯显示及报警信号上送监控后台的正确性。	检修	
8	时间同步系统切换装置切换功能检查	B1	3 年	时间同步系统主时钟发生故障时，切换装置应自动切换到备时钟工作。通过模拟主时钟故障情况，时间同步系统应自动切换到备时钟工作。	检修	
9	时间同步测试	B1	3 年	输出时间与协调世界时（UTC）时钟同步，符合 DL/T 578 要求。	检修	
10	更换接收单元	B1	必要时	同厂家、同型号设备	检修	
11	更换时间编码/解码器	B1	必要时	同厂家、同型号设备	检修	必要时：时间编码、时间解码器损坏
12	更换时钟单元	B1	必要时	同厂家、同型号设备	检修	必要时：时钟单元损坏
13	更换输出/输入单元	B1	必要时	同厂家、同型号设备	检修	必要时：主时钟输出单元/从时钟输入单元损坏障

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
14	整组时间同步设备	A	必要时	以下情况时进行重新设计、选型：设备达到设计使用年限，运行状态不佳；生产年限较远，市场中无法采购到合适备件。	检修	

H.25 同期装置

同期装置的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.40）。

表 H.40 同期装置的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
1	二次回路检查	接线检查	A	6 年	1)检查电缆回路及电缆芯的标号，并检查电缆簿的填写是否正确。 2）核对熔断器(自动开关)的额定电流是否与设计相符或与所接入的负荷相适应，并满足上下级之间的配合。 3）检查连线的接线应正确，接触应牢靠，标号应完整准确。 4)检查电缆终端和沿电缆敷设路线上的电缆标牌是否正确完整。 5）检查直流回路确实没有寄生回路存在。 6）信号回路及设备可不进行单独的检验。 7）断路器、隔离开关及二次回路的检验。 8）检查并紧固接线螺丝，清扫控制元件、端子排。 9）控制回路、加热和驱潮回路，应正常工作。	检修	
		二次接线盒检查	A	6 年	1）检查二次接线盒应密封良好，无进水。 2）检查二次接线板及接线柱应完整，标志清晰，无裂纹、起皮、放电、发热痕迹。	检修	
		接地检查	A	6 年	连接可靠，无锈蚀	检修	
		元器件检查	A	6 年	1）对回路的所有部件进行观察、清扫与必要的检修及调整。 2）元器件应正常工作，接线牢固，无锈蚀。	检修	
2	同期装置检查本体	巡视检查	C1/C2	1 个月	1）检查装置指示灯正常。 2）检查装置运行正常。	检修/运行	
		定值检验	B1	1 年	1）压差定值检验。 2）频差定值检验。 3）角差定值检验。	检修	
		开出检查	B1	1 年	1）出口合闸回路检查。 2）调频调压回路检查。 3）报警信号回路检查。	检修	
		外部检查	A	6 年	1）装置的配置、装置的型号、额定参数检查。 2）标志应正确、完整、清晰，并与图纸相符。 3）检查装置内、外部是否清洁无积尘。 4）清扫电路板及屏柜内端子排上的灰尘。 5）显示屏清晰，文字清楚。	检修	

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
					6）检查装置横端子排螺丝是否拧紧，后板配线连接是否良好。		
		绝缘试验	A	6 年	1）装置内所有互感器的屏蔽层应可靠接地。在测量某一组回路对地绝缘电阻时，应将其他各组回路都接地。 2）用 500V 兆欧表测量绝缘电阻值，要求阻值均大于 20MΩ。测试后，应将各回路对地放电。	检修	
		上电检查	A	6 年	1）打开装置电源，装置应能正常工作。 2）检查并记录装置的硬件和软件版本号、校验码等信息。	检修	时钟校对
		开入检查	A	6 年	对开关量输入回路依次加入激励量，观察装置的行为	检修	
		零点漂移	A	6 年	进行零点漂移试验，结果满足装置技术条件的规定	检修	
		采样精度	A	6 年	检查采样值满足装置技术条件的规定	检修	
3	屏柜	外观检查	C1/C2	1 个月	1）应密封、封堵良好，无雨水进入、潮气凝露。 2)控制元件及端子无烧蚀发热现象，指示灯显示正常。 3）电气元件完整无破损。 4）投切温湿度控制器及加热器，应工作正常。 5）屏柜接地正确。	检修/运行	
4	整组试验	开出检查	A	6 年	检查装置动作行为、断路器动作行为、厂站自动化系统信号、中央信号、监控信息等正确无误。	检修/运行	

H.26 桥式起重机

桥式起重机的检修项目、周期、要求和负责专业（见表 H.41）。

表 H.41 桥式起重机的检修项目、周期、要求和负责专业

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
1	桥式起重机定期检验		B1	2 年	联系质监单位按照《起重机械定期检验规则》（TSG Q 7015）开展。新购、大修后桥机按首次定检要求进行。	检修	
2	大车行走机构（机械部分）	大梁和端梁连接检查	B1	1 年	梁无异常变形；大梁螺栓紧固、无松动现象；焊接情况检查，无异常损坏，变形等。	检修	
		轨道和止挡块检查	B1	1 年	1）轨道螺栓无松动、短缺现象。 2）轨道无裂纹、断裂和异常锈蚀现象。 3）两根轨道接头处的间隙在 1~2mm 范围内；接头上下、左右错位不超过 1mm。 4）轨道无啃轨等异常运行现象。 5）轨道清洁无杂物。	检修	
		大车车轮检查	B1	1 年	1）车轮无异常磨损、变形、裂纹、缺蚀； 2）车轮润滑有效，否则加注油脂。	检修	
		大车缓冲器检查	B1	1 年	大车缓冲器无破损、脱落现象	检修	

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
		小车限位尺检查	B1	1年	固定螺丝紧固，无松动现象。 限位尺与限位之间触碰位置正常。	检修	
		制动器检查	B1	1年	1）制动器螺栓紧固、无松动。 2）制动摩擦片磨损无异常，清洁干净。 3）制动间隙合格。 4）制动器工作有效、正常。	检修	
		减速箱检查	B1	1年	1）减速箱各处螺栓紧固，无松动。 2）油位正常，无污染，无漏油现象。 3）油质检测合格。 4）齿轮运行有无异常响声、发热及振动现象。 5）必要时打开减速箱，检查齿面无磨损及损伤，轮齿接触和啮合状态正常。	检修	
3	大车行走机构（电气部分）	大车控制柜检查	B1	1年	柜内清洁；端子紧固；接触器、继电器、开关等接线紧固、无烧痕；变频器检查接线良好，内部清洁。	检修	
		大车各驱动马达检查	B1	1年	检查齿轮箱油位及润滑合格；编码器检查接线正确、安装合格。	检修	
		大车安全装置检查	B1	1年	投光灯、行程限位、减速限位正常	检修	
		警示装置检查	B1	1年	警示灯、警铃、喇叭和指示灯等工作正常	检修	
4	起升机构检查（机械部分）	起升启动器检查	B1	1年	1）制动器螺栓紧固、无松动。 2）制动摩擦片磨损无异常，清洁干净。 3）制动间隙检查合格。 4）制动器工作有效、正常。	检修	
		起升减速箱检查	B1	1年	1）减速箱各处螺栓紧固，无松动。 2）油位正常，无污染，轴封等处无漏油现象。 3）油质检测合格。 4）齿轮运行无异常响声、发热及振动。 5）必要时打开减速箱，检查齿面无磨损及损伤，轮齿接触和啮合状态正常。	检修	
		钢丝绳滑轮检查	B1	1年	1）滑轮无磨损或钢丝绳压痕。 2）滑轮及轴承润滑检查合格。 3）滑轮运转时无异响、振动及轴向窜动	检修	
		钢丝绳卷筒检查	B1	1年	1）卷筒无异常磨损和裂纹等 2）卷筒轴承润滑良好，否则加注油脂 3）卷筒连轴节紧固无异常。	检修	
		钢丝绳检查	B1	1年	1）钢丝绳无断丝、松股、变形、扭结、弯折、塑形拉长等现象，必要时进行专门全面检测，不合格的进行更换。 2）钢丝绳清洁、润滑合格。 3）钢丝绳直径合格，无异常磨损。 4）钢丝绳端头连接紧固，压绳块紧固无异常。 5）钢丝绳在卷筒和滑轮排列正确，导绳器位置正常。	检修	
		吊钩组合、导绳器检查	B1	1年	1）吊钩表面异常磨损、裂纹和变形。 2）吊钩安全卡扣未丢失，无变形，弹性回复良好。 3）吊钩各功能方向转动顺畅无卡阻。 4）导绳器工作正常，无偏磨现象。	检修	

序号	项目		类别	周期	要求	负责专业	说明
5	起升机构检查（电气部分）	起升主控柜检查	B1	1年	变频器检查接线良好，内部清洁；柜内清洁；端子紧固；接触器、继电器、开关等接线紧固、无烧痕；柜内风扇工作正常，滤网清洁。	检修	
		各提升马达检查	B1	1年	检查润滑合格；编码器检查接线正确、安装合格；接线电缆及密封盒完好；试验功能正常。	检修	
		提升安全装置检查	B1	1年	提升机构上下限位与减速开关、负载传感器、卷筒限位等传感器工作正常。	检修	
6	小车机构检查（机械部分）	小车结构及车轮检查	B1	1年	1）整体结构无变形，表面无腐蚀，焊口无裂纹，连接螺栓紧固。 2）车轮无异常磨损、裂纹、变形、磨损。	检修	
		缓冲器检查	B1	1年	小车缓冲器无破损、脱落、材质有无腐蚀	检修	
		制动器检查	B1	1年	1）制动器螺栓紧固、无松动。 2）制动摩擦片磨损无异常，清洁干净。 3）制动间隙合格。 4）制动器工作有效、正常。	检修	
		减速箱检查	B1	1年	1）减速箱各处螺栓紧固，无松动。 2）油位正常，无污染，无漏油现象。 3）油质检测合格。 4）齿轮运行有无异常响声、发热及振动现象。 5）必要时打开减速箱，检查齿面无磨损及损伤，轮齿接触和啮合状态正常。	检修	
7	小车机构检查（电气部分）	小车主控柜检查	B1	1年	变频器检查接线良好，内部清洁；柜内清洁；端子紧固；接触器、继电器、开关等接线紧固、无烧痕。	检修	
		小车马达检查	B1	1年	检查润滑合格；编码器检查接线正确、安装合格；接线电缆及密封盒完好；试验功能正常。	检修	
		小车安全装置检查	B1	1年	小车前后行程限位及限位开关试验正常	检修	
8	桥机供电系统检查	大车供电滑线及固定附件检查	B1	1年	供电接触良好，部件固定无松动，绝缘安全隔离到位。	检修	
		小车挂缆小滑车检查	B1	1年	电缆外部无损伤，挂缆小滑车动作灵活。 电缆紧固夹状况、螺栓紧固良好。	检修	
		开关柜检查	B1	1年	检查接点紧固，检查柜内绝缘子清洁情况。柜子内外无损伤。	检修	
		电阻柜检查	B1	1年	桩头连接紧固，清除灰尘，检查连接点烧蚀痕迹，电阻值测量合格。	检修	
9	桥机行车功能测试	大车行走检查试验	B1	1年	1）全行程运行大车测试限位动作正常。 2）两台行车之间防撞装置有效。 各机构不存在异响。	检修	
		小车行走检查试验	B1	1年	1）全行程运行小车测试限位动作正常。 2）两台小车之间防撞装置有效。 各机构不存在异响。	检修	
		起升运行检查试验	B1	1年	1）全行程运行起升测试限位动作正常。 2）各机构不存在异响。	检修	

序号	项目	类别	周期	要求	负责专业	说明
11	桥式起重机日常检查	B1	1月	按照《起重机械使用管理规则》（TSG Q 5001）和厂家维护要求制定表单，每月对桥机进行日常维护保养和自行检查。包括总体外观检查，大车、小车和起升机构检查，安全、防护和制动装置检查，整机工作性能检查等内容。	检修	
12	桥式起重机大修	A	必要时	根据年度全面检查、定期检验和日常检查等情况，若有轴承老化、卷筒损坏等缺陷发现并影响起重工作安全，应进行状态评价，按运行维护要求联系厂家进行局部或整体大修。	检修	