

## 某公司典型重复缺陷解决方案

# 目录

机械部分.....	1
水轮机（含圆筒阀） .....	1
某站 12F 机组转轮室裂纹处理.....	1
某站机组导叶中轴座漏水治理.....	7
某站上厂机组压力钢管伸缩节漏水处理.....	11
某电站导叶臂止推压板抗磨块脱落处理.....	14
某电站机组受油器外罩法兰螺栓渗漏处理.....	16
某电站尾水进入门加装加固块.....	18
某电站机组水车室爬梯整治.....	20
某电站机组导叶套筒漏水.....	22
某电站 GE 机组水导油槽漏油.....	25
某电站东电机组水导油槽漏油.....	29
某电站 GE 机组主轴密封漏水量偏大.....	33
某电站 2F 机组圆筒阀发卡.....	35
某电站主轴密封密封环与支持环之间漏水处理.....	38
某电站 2F 机组蜗壳放空阀阀盘脱落处理.....	41
某电站水导外循环冷却系统单台油泵启动无法满足冷却需求.....	43
某电站 2F 机组水导轴瓦温度异常分析.....	45
某电站机组喷针串油处理.....	49
某电站 2F 机组旁通阀阀芯锈蚀变形分析.....	50
某电站水轮机过流部件磨损、汽蚀严重.....	53

<b>发电机.....</b>	<b>57</b>
某电站 14F 机组上机架水平振动、定子机座水平振动偏大处理.....	57
某站机组滑环摆度偏大处理.....	60
某电站发电机上导油槽增设溢油检测装置.....	65
某电站机组加装空冷漏水报警装置.....	67
某电站发电机上机架增加盖板和遮拦.....	69
某电站机组发电机油雾情况严重.....	71
某电站 1F 机组制动器严重串气.....	77
某电站发电机上导油槽冷却器不可靠.....	79
某电站 4F 机组下导摆度逐渐增大处理.....	83
某电站发电机油雾大处理.....	85
某电站发电机空冷冷凝水治理.....	87
某电站 3F 机组发电机推力油槽甩油.....	89
某电站发电机风洞内冷凝水治理.....	91
某电站发电机空冷排气管增设防水措施.....	92
某电站发电机转子上方管路法兰治理.....	93
某电站 4F 机组下导油槽瓦温偏差偏大.....	94
<b>调速器（机械） .....</b>	<b>96</b>
某电站锁锭接力器油管路活接头松动处理.....	96
某电站调速系统电液隔离阀先导阀控制油管路接头渗油处理.....	97
某电站锁锭接力器油管路改造.....	99
某电站机组事故配压阀动作异常.....	100

某电站 6F 调速器气罐焊缝裂纹.....	104
某电站机组纯机械超速装置定值重新整定.....	108
<b>起重设备.....</b>	<b>109</b>
某电站大坝 300t 门机防腐整治.....	109
某电站起重机械增设安全监控管理.....	111
某电站 300t 门机辅助设施安装.....	114
某电站泄洪洞工作门提门时液压启闭机无杆腔压力异常.....	117
<b>金结设备.....</b>	<b>119</b>
某电站 5#溢洪道闸门下沉速度过快.....	119
某站机组尾水门漏水大处理.....	121
某站溢洪门旋转编码器联轴器松动处理.....	123
某站大坝 9#溢洪门关闭不严处理.....	127
某电站 1、2 号泄洪洞进口检修门吊头动滑轮卡阻.....	129
某电站 2 号泄洪洞工作门两侧油缸有杆腔压力偏差值较大.....	131
某电站 4F 机组进水口 3 号工作闸门动滑轮发卡.....	133
某电站 2 号溢洪道工作闸门门体启闭发卡、异响.....	135
<b>油系统设备.....</b>	<b>137</b>
某站 5F 压油泵启动频繁问题处理.....	137
某站 6F 漏油泵启动频繁问题处理.....	140
<b>气系统设备.....</b>	<b>145</b>
某电站机组蜗壳、坝前吹扫用气管路改造.....	145
某电站中压空压机润滑油乳化.....	147

某电站低压空压机不能排污，导致空压机油乳化.....	148
<b>技术供水系统.....</b>	<b>149</b>
某站机组技术供水系统 DN400 蝶阀开关失灵.....	149
某电站技术供水系统设备及管路防结露处理.....	151
某电站机组技术供水泵联轴器加装防护罩.....	153
某电站机组技术供水四通阀发卡.....	155
某电站机组技术供水系统部分管路锈蚀穿孔及法兰裂纹.....	159
<b>渗漏检修排水系统.....</b>	<b>162</b>
某电站排水泵泵座加装防护罩.....	162
<b>其他.....</b>	<b>164</b>
某电站清水系统增设调压水池.....	164
某电站机组基坑内冷却水管路防结露处理.....	166
<b>电气一次部分.....</b>	<b>167</b>
<b>发电机.....</b>	<b>167</b>
某站机组滑环碳刷打火.....	167
某站 14F 转子磁极交流耐压击穿.....	169
某站 11F、12F 机组中性点使用接地变后，单相接地故障电流不满足规范要求.....	175
某电站机组轴电流报警处理.....	177
某电站转子滑环绝缘低整治.....	179
某电站机组定子绝缘盒溢胶处理.....	181
某电站 2F 机组中性点墙壁渗水导致定子绝缘降低.....	183
某电站 3F 机组转子绝缘不合格.....	185

某电站 1~4F 机组定子测温垫条缺陷处理.....	187
某电站 1F 机组局部放电量偏高处理.....	192
某电站 2F 机组碳刷滑环整治.....	196
<b>出口断路器/母线/IPB.....</b>	<b>200</b>
某站 11F、12F 中性点母线软连接温度偏高处理.....	200
某站 7 台机组出口、中性点夹件螺杆发热.....	202
某电站水电站机组 GCB 及内外侧隔离刀闸信号回路优化.....	204
某电站机组 IPB 局部过热.....	208
某电站 4CB 高压侧套管内声音异常.....	210
某电站 1F 机组出口断路器 SF6 气室漏气.....	212
<b>主变压器.....</b>	<b>213</b>
某站 12B 主变冷却器冷却效果下降处理.....	213
某电站主变压器消防喷淋系统改造.....	215
某电站主变压器油管道加装波纹管保护.....	217
3B 油中含气量超标处理.....	218
某电站 1B 绝缘油含气量超标处理.....	219
某电站 1 号电抗器 C 相油位指示偏低.....	221
某电站 6B 绝缘油含气量超标处理.....	223
某电站 3B 绝缘油中含痕量乙炔处理.....	225
某电站电抗器油枕油位计指示油位不准.....	227
某电站 500kV 1 号电抗器 (1DK) B 相中性点连接部位过热.....	229
某电站水电站 4 号主变压器渗油处理.....	230

某电站主变低压侧 IPB 连接处温度偏高.....	232
某电站 500kV 电抗器 C 相氢气超标.....	235
某电站 2B 主变 B 相高压套管油位计显示过低问题处理.....	237
<b>GIS 及出线场设备.....</b>	<b>239</b>
某电站一次接头发热.....	239
某站上下厂 220kV 开关 7 条线路出线未安装避雷器.....	241
某电站 220kV 隔离开关 8 处支持瓷瓶内部有缺陷.....	243
某电站 220kV 开关站隔离刀闸软连接断片处理.....	244
某电站枕深线 C 相电压互感器均压环异响.....	246
某电站深布线 C 相出线套管导线连接处温度过热.....	248
某电站 GIS 隔离、接地刀闸分合闸位置指示不完善.....	252
某电站 500kV 断路器油泵频繁打压.....	254
某电站 500kV IIM 故障处理.....	256
某电站 5031DL 辅助绝缘拉杆故障.....	261
某电站水电站 500kV GIS 铜气联泄漏.....	265
某电站主变低压侧升高座防护铝板温度较高.....	267
<b>厂用及励磁变.....</b>	<b>270</b>
某站油浸式老旧厂用变压器治理.....	270
某电站、某电站机组灭磁开关触头烧损.....	275
某电站左岸上坝交通洞照明变压器铜排损伤处理.....	277
<b>高压电缆.....</b>	<b>279</b>
某电站 500kV 高压电缆接地电流显示偏差过大处理.....	279

某电站水电站 10kV 部分电缆头破损修复.....	280
<b>各类电机.....</b>	<b>281</b>
某电站 4F 机组 1、2 号顶盖排水泵电机引线中间接头进水处理.....	281
柴油发电机室移位.....	283
某电站机组技术供水泵电机接线柱处理.....	284
<b>其他.....</b>	<b>286</b>
某电站发电机风洞内冷凝水治理.....	286

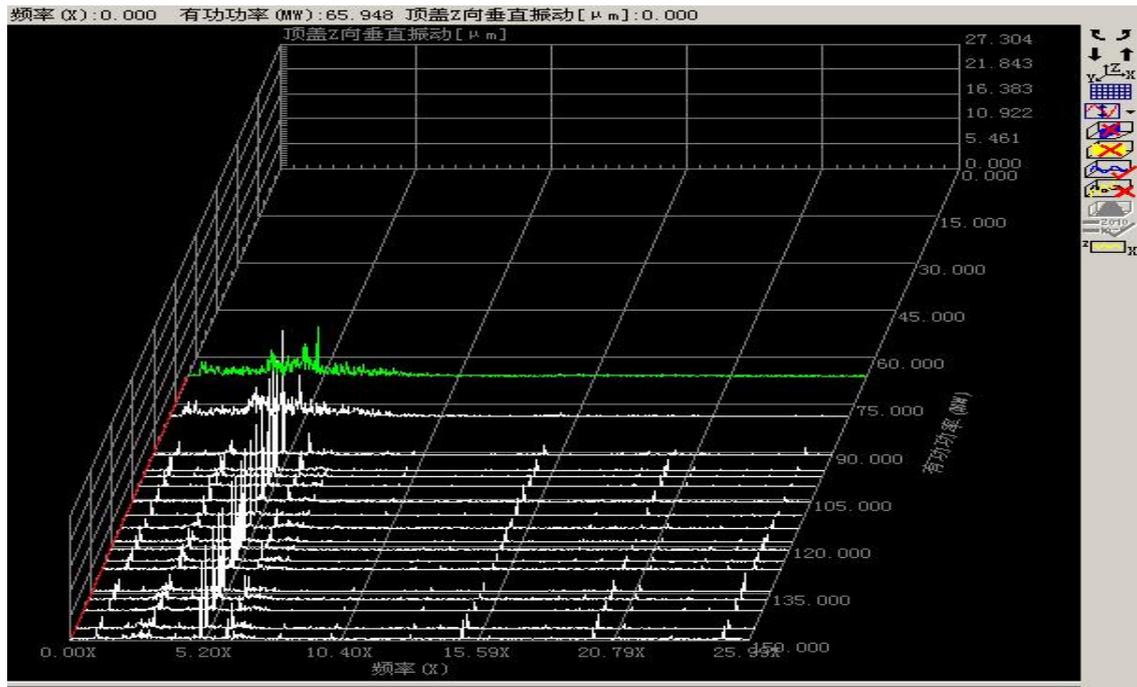
## 机械部分

### 水轮机（含圆筒阀）

#### 某站 12F 机组转轮室裂纹处理

##### 一、缺陷现象

2015年11月6日，运行人员巡回时发现某站12F 机组运行中有异音，当时机组带150MW负荷运行（非振动区），检查机组各部振摆未发现超标现象。总厂及检修公司技术人员到尾水管倾听涡带声并对振摆数据进行分析发现：①尾水人孔门处能听到涡带撞击声，该声响在130~150MW 负荷时最明显，其它负荷区域涡带撞击声相对较小；②水轮机顶盖振动存在较为明显的5 倍转频分量（叶片数量为5片），其它倍频分量值相对较小。考虑到某站12F 机组在2013、2014年都曾出现过转轮室钢衬裂纹的现象，初步怀疑转轮室有再次裂纹的可能。因当时某站11F 机组还在检修，进入枯水期后，省公司原则上不同意某站两台机组同时检修（增容改造除外），故加强了12F机组运行监视，定期检查机组振摆运行情况、倾听尾水管涡带撞击声是否明显变化。



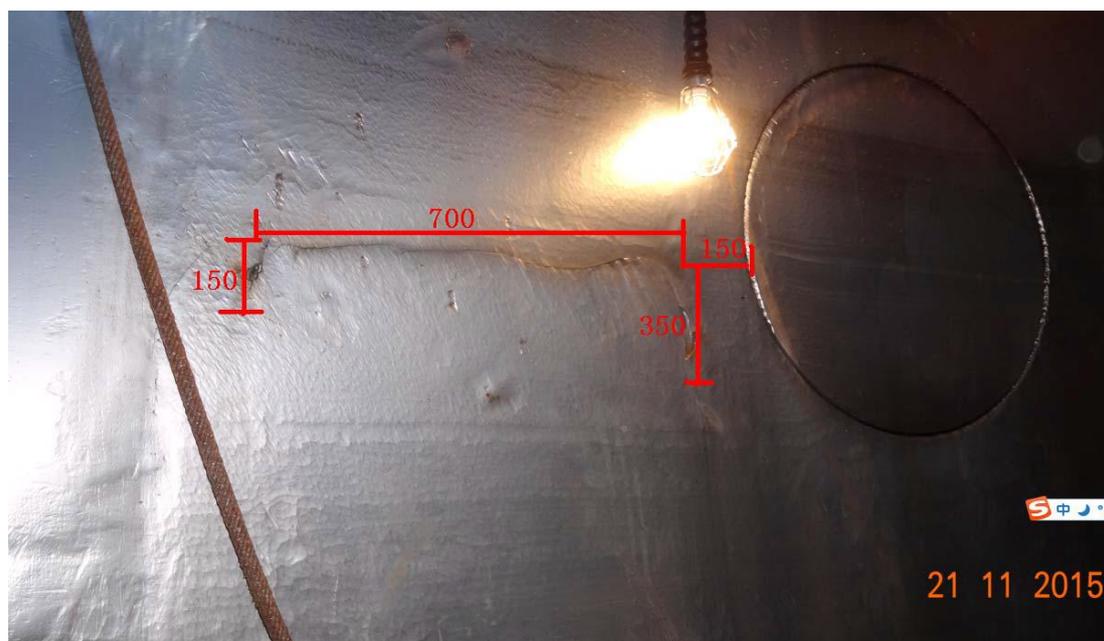
12F 机组顶盖振动瀑布图



12F 机组顶盖振动阶次比图

11月18日，11F机组检修结束恢复备用后，总厂立即安排对12F机组转轮室进行检查，转轮室共发现三条肉眼可见的裂纹，裂纹位于转轮室进入门左侧，肉眼可见裂纹长度分别为150mm、700mm、350mm，经探伤检查，实际裂纹长度为400mm、700mm、550mm，并在该区域内新发现250mm、150mm 裂

纹各1条。打开转轮室人孔门检查发现，人孔门与混凝土结合部位有间隙。此次裂纹的钢板背部一半浇筑了混凝土，另外一半与转轮室人孔门筋板相连，出现裂纹的钢衬与人孔门的相对位置详见下图。



转轮室钢衬裂纹情况



裂纹焊缝 1



裂纹焊缝 2

该处相邻区域于 2013 年出现过三块钢板呈“品”字形撕裂的情况，2014 年在“品”字形钢板相邻位置也出现了钢板裂纹现象，此次钢板裂纹现象也与“品”字形裂纹相邻。



2013 年钢衬撕裂情况



2014 年钢衬裂纹情况



三次钢衬裂纹位置示意图（因照片拍摄角度，尺寸有所失真）

## 二、原因分析

2015年11月19日、24日，总厂多次组织专家分析会进行讨论分析，认为转轮室钢衬出现裂纹的主要原因有以下几点：

1. 转轮室钢衬与混凝土之间存在脱空缺陷，在转轮室压力脉动的作用下，钢衬长期受交变应力的作用最终导致了钢衬疲劳裂纹。

2. 机组增容改造后额定流量及流速增加，对加剧转轮室钢衬裂纹产生有一定影响。

3. 转轮室钢衬材质为1Cr18Ni9Ti（奥氏体不锈钢）、筋板材质为A3 钢，筋板和转轮室属于异种钢焊接，产生电化学反应也是导致裂纹产生的原因之一。

### 三、解决方案及过程

#### 1. 第一阶段处理方案

(1) 对12F 机组转轮室裂纹钢衬进行复位、补焊，在人孔门背后增加筋板。

(2) 对12F 机组 2013 年出现的品字形撕裂钢衬的四周进行灌浆，灌浆先从人孔门后方四周混凝土进行灌浆，再从转轮室钢衬正面进行灌浆。

#### 2. 第二阶段处理方案

(1) 将11F-14F 机组转轮室人孔门封焊，对存在脱空现象的钢衬进行灌浆，并加装与钢衬相同材质的插筋。

(2) 在12F 机组转轮室钢衬背后增加插筋可提高钢衬强度，插筋材质应与钢衬材质相同，待具备条件时实施。

(3) 请有资质的单位对转轮室人孔门永久封堵的方案进行设计。

(4) 请有资质的单位对转轮室钢衬进行脱空检查。

#### 3. 处理情况

2015-2016年度检修期，12F 机组已按照第一阶段处理方

案对转轮室钢衬裂纹进行处理。一是对12F 机组出现裂纹的钢衬进行复位、补焊，并在人孔门背后增加筋板；二是对12F 机组 2013年出现“品”字形撕裂钢衬的四周进行灌浆，灌浆先从人孔门后方四周混凝土进行灌浆，再从转轮室钢衬正面进行灌浆。2016-2017年度检修期，12F 机组阶段处理方案进行了处理。

13F 机组已按第二阶段处理方案对转轮室进行了处理。一是邀请成勘院对转轮室检查人孔门封堵进行设计，并根据设计方案进行了封堵。二是邀请国电电科院成都分院对转轮室进行了脱空检查，并根据检查结果进行了补强灌浆。

其余机组随大修逐年安排实施第二阶段处理方案。

#### 四、评价效果

结合 12F、13F 机组大修对转轮室进行脱空度检测，根据检测结果，对空腔部位进行了补强灌浆，并对机组转轮室检查人孔门封堵后，机组转轮室未再次出现裂纹，资料效果较好，后续将结合 11F、14F 机组大修安排实施转轮室检查人孔门封堵及转轮室脱空检查工作。

## 某站机组导叶中轴座漏水治理

### 一、缺陷现象

2015年汛期，某站5F机组1#导叶中轴座压板连接螺栓断裂2颗，密封上爬、压板上翘（导叶中轴座共有2块压板，每块压板上有3颗M14的连接螺栓，断裂螺栓位于+Y方向、活动导叶外侧）。停机后对5F机组导叶中轴座连接螺栓进行了检查，发现10#、12#导叶中轴座分别有1颗螺栓断裂（断裂螺栓也位于活动导叶外侧）。进一步排查发现某站1F机组9#、2F机组20#中轴套密封压板螺栓断裂，导致密封严重上爬，压板脱落。某站7F机组有2颗中轴座卡环螺栓发生断裂。

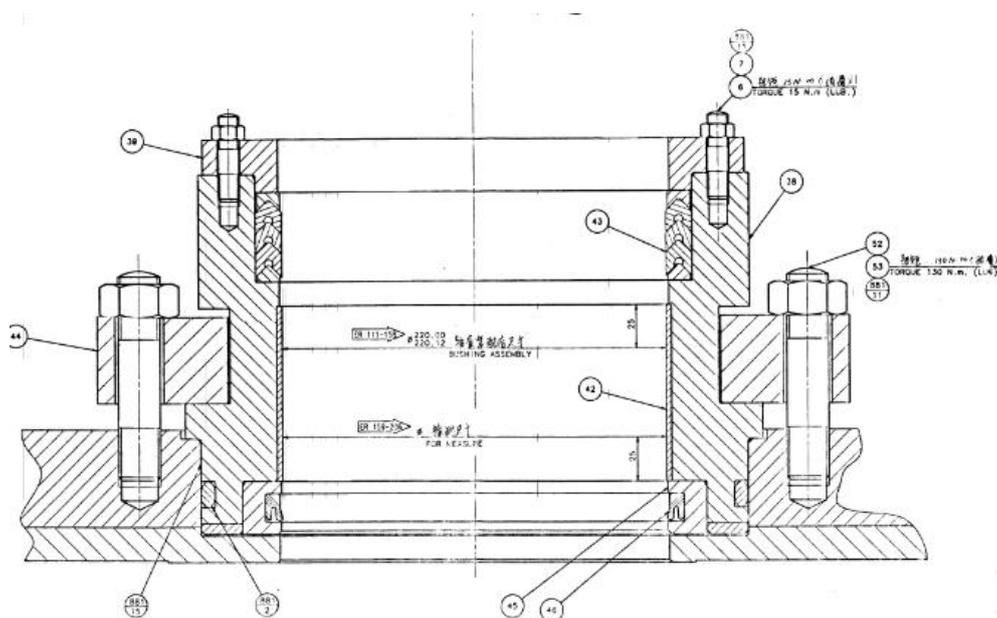


断裂的压板螺栓

### 二、原因分析

造成某站机组导叶中轴座漏水的原因主要有三个：一是某站机组增容改造后引用流量增加，造成来自蜗壳的高速水流射角与固定导叶开口角度不完全匹配，从而引起固定导

叶周围产生持续的低频振动,该振动长期作用在导叶中轴座附近,导致卡环连接螺栓及密封压盖连接螺栓发生松动,进而导致螺栓断裂。二是某站5F机组顶盖加高处理时大量焊接导致顶盖产生变形,顶盖圆度与底环圆度发生偏离,部分活动导叶中轴颈与中轴座不同心。三是某站1-7F机组导叶中轴座压板连接螺栓设计值偏小(设计值为M12),且受安装条件影响该螺栓最大只能扩大到M14。四是7F机组顶盖装配图上标注的中轴座卡环连接螺栓大小为M24,实际上7F机组中轴座卡环连接螺栓为变径螺栓,上面为M24,下面与顶盖连接的一端为M16,螺栓强度不够。



改造前中轴座结构示意图

### 三、解决方案及过程

#### 1. 导叶中轴座密封压盖连接螺栓断裂处理方案如下:

(1) 在中轴座压板上再增加压板,一端通过螺栓固定在顶盖上,顶盖上焊接双头螺栓,通过螺母将压板顶盖固定,

固定螺栓选用 M24，并安装弹簧垫防止螺栓松动；另一端通过顶丝压在中轴座压板上，并可通过顶丝调整压紧量。

(2) 检修期将 1~7F 机组中轴座压板螺栓进行全面排查，逐年将中轴座压板螺栓更换成能够承受长期低频振动、强度等级为 12.9 级的高强度螺栓。



导叶中轴座新加压板效果图

## 2. 导叶中轴座卡环连接螺栓断裂处理方案如下：

(1) 检修期将 1-7F 机组导叶中轴座卡环及密封压板螺栓全部更换为 12.9 级高强度螺栓，并在螺栓与卡环之间加装弹簧垫或背帽防止螺栓松动。今后随机组大修安排卡环和密封压板连接螺栓更换，这样能够大大降低导叶中轴座卡环连接螺栓断裂的几率。

(2) 机组大修时安排导叶中轴座卡环连接螺栓孔扩孔，将现有的 M16 螺栓孔扩大至 M24。在机组大修前先按照每年机组检修时更换中轴座卡环连接螺栓的方式进行处理。

### 3. 顶盖组合缝处中轴座螺栓断裂处理方案如下：

定制特殊尺寸的中轴座压板，使之适用于机组顶盖组合缝处狭小空间。



顶盖组合缝处导叶中轴座异性压板效果图

按照上述处理方案，2014~2015年度检修期在1~7F 机组导叶中轴座增加了压板（顶盖组合缝处中轴座因安装位置限制未安装），更换了高强度螺栓，进行了防松动处理。2015~2016年度检修期对压板改进，补充完善了顶盖组合缝位置的导叶中轴座压板。2016-2017年度检修期，结合7F 机组大修，对机组导叶中轴座卡环连接螺栓孔进行了扩孔，将现有的 M16螺栓孔扩大至 M24，并对卡环螺栓进行了更换。

#### 四、效果评估

某站 1~7F 机组经过 3 个检修期的治理和完善，中轴座漏水的问题得到有效治理，处理效果较好。

## 某站上厂机组压力钢管伸缩节漏水处理

### 一、缺陷现象

目前，某站上厂机组压力钢管伸缩节存在不同程度的漏水，1F 机组压力钢管 $\text{Ø}8\text{m}$  伸缩节的渗漏量的变化范围约为  $0.3\sim 0.5\text{L/s}$ ， $\text{Ø}6.8\text{m}$  伸缩节的渗漏量的变化范围约为  $0\sim 0.1\text{L/s}$ 。3F 机组压力钢管 $\text{Ø}8\text{m}$  伸缩节的渗漏量的变化范围约为  $0.1\sim 0.3\text{L/s}$ ， $\text{Ø}6.8\text{m}$  伸缩节无渗漏。4F 机组压力钢管 $\text{Ø}8\text{m}$  伸缩节无渗漏， $\text{Ø}6.8\text{m}$  伸缩节的渗漏量的变化范围约为  $5\text{滴/s}$ 。2F 机组压力钢管伸缩节填料函已经在 2015-2016 检修期进行了更换，目前运行状况良好。

### 二、原因分析

1. 伸缩节相对变形。受温度变化的影响以及不均匀沉降而产生的相对变形，引起的压力钢管在运行过程中出现的轴向伸缩、径向弯曲和错动，随之伸缩节填料函的密封间隙会发生变化，出现一定的漏水。

2. 伸缩节填料函老化。伸缩节的填料函已经使用 40 多年，大渡河泥沙严重，冲刷严重，河水呈一定的酸性，对填料函就会造成较大影响，长时间的使用，填料函存在一定程度上的腐烂老化现象，密封性能变差，出现一定的漏水。

3. 河水温度变化的影响。受河水温度变化的影响，填料函产生热胀冷缩现象，温度低，填料函收缩，就会产生一定的漏水；温度高，填料函膨胀，漏水现象减少。

4. 机组振动的影响。在机组运行过程中，压力钢管会产生一定的振动。随着机组负荷的不断变化，压力钢管内水流流速、流量也在变化，随之对压力钢管产生的振动也在不断变化，伸缩节填料函也会随之振动，填料函的密封是一种动态密封，随着负荷的加大，产生一定的漏水。

2015-2016 检修期检修人员对某站 1F 机组  $\phi 6.8\text{m}$ 、 $\phi 8\text{m}$  伸缩节漏水情况进行检查发现， $\phi 6.8\text{m}$ 、 $\phi 8\text{m}$  伸缩节漏水主要是从伸缩节的上半部漏水，然后汇集到伸缩节的最下端。同时通过观察发现，机组负荷加大，天气温度降低，伸缩节漏水现象有所增加。同时 2015-2016 检修期对某站 2F 机组检修过程中，从拆下的旧的填料函存在一定的老化现象，由此判断某站 1F 机组填料函也存在一定的老化现象。

综上所述，某站上厂机组  $\phi 6.8\text{m}$ 、 $8\text{m}$  伸缩节漏水主要是由伸缩节相对变形、机组振动、温度变化、填料函老化共同影响造成的。

### 三、解决方案及过程

鉴于某站上厂机组压力钢管伸缩节使用时间长，渗漏量偏大，随机组检修对机组压力钢管伸缩节密封件逐年进行整体更换。

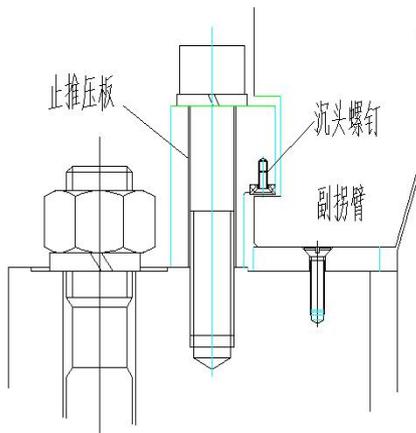
#### 四、评价效果

结合 1F、2F 机组检修对压力钢管伸缩节止密封进行了更换，机组投运后，1F 机组  $\Phi 6.8\text{m}$  伸缩节处有少量渗漏，约 1 滴/s，其余 3 个伸缩节未见漏水，治理效果明显。

## 某电站导叶臂止推压板抗磨块脱落处理

### 一、现象描述

机组检修期间，在对水轮机导水机构进行检查时发现，导水机构副拐臂止推压板上用于固定抗磨块的3颗沉头螺栓均已断裂，导致止推压板与摩擦块脱离。



装配结构图



修复后的止推压板

### 二、原因分析

由于安装工艺或施工、运行环境较差导致推压板止推面（抗磨块底面）与副拐臂之间的轴向间隙内杂质、异物积多，长期运行造成间隙不满足设计要求，抗磨块与副拐臂之间的摩擦阻力增大，在导叶反复开、关作用下，造成沉头螺钉疲劳断裂。

### 三、解决方案及过程

取出沉头螺钉在止推压板孔内的断裂部分，攻丝后重新安装抗磨块。止推压板安装时采用止推压板与顶盖之间加金属垫方式，调整止推压板止推面（抗磨块底面）与副拐臂之间的轴向间隙为0.2mm~0.4mm。

#### 四、效果评估

利用检修机会完成 1F-4F 机组导水机构抗磨块的检查和处理，目前未发现有抗磨块脱落现象。

## 某电站机组受油器外罩法兰螺栓渗漏处理

### 一、现象描述

某电站机组投运后，受油器体与发电机顶罩法兰把合螺栓处陆续出现渗油现象，该位置在碳刷滑环附近，渗油沿组合面螺栓孔渗出后与碳刷粉尘混合，难以清理，碳粉、油污长期积累后将影响转子绝缘。

### 二、原因分析

某电站机组受油器体与发电机顶罩联接方式为螺栓把合，法兰面间垫有厚度为 15mm 的预防轴电流的绝缘板，发电机顶罩上法兰面（绝缘板下侧）有橡胶密封条；机组运行过程中，甩油盆随机组转动，甩油盆中透平油成离心运动，甩溅至受油器体与发电机顶罩法兰组合面处；由于绝缘板材质较硬，不具备良好的密封性能，导致油从受油器体下法兰面与绝缘板之间渗出，顺把合螺栓下溢。

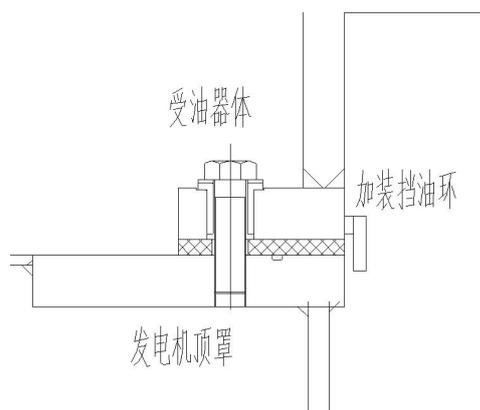
### 三、解决方案及过程

渗油主要由于甩油盆转动时将透平油甩溅至受油器体与发电机顶罩法兰组合面内，然后沿组合面把合螺栓下渗形成。目前已对 2F 机组受油器体内侧底部焊加挡油环，防止透平油甩溅至受油器体与发电机顶罩法兰组合面内。对其它机组螺栓孔下部进行封堵，避免渗油下漏至滑环部位，并定

期对法兰上表面、组合缝外侧的渗油进行清理。



受油器加挡油环照片



挡油环结构示意图

#### 四、效果评估

目前，2F 机组未发现螺栓孔渗油现象，滑环运行环境得到改善，将合理安排检修时间对其他机组进行处理。

## 某电站尾水进入门加装加固块

### 一、现象描述

某电站机组自投产以来，受上游来水量、库容、单机出力限制，机组开停机、负荷调整频繁，尾水管压力脉动、水力振动变化范围较大，运行时容易造成尾水进入门把合螺栓松动和疲劳断裂，形成事故隐患。

### 二、原因分析

机组运行中尾水人孔门长期承受尾水压力脉动及尾水涡带等综合影响，且机组开停机、跨越振动区、负荷变化频繁，容易造成尾水进入门把合螺栓松动或疲劳断裂。

### 三、解决方案及过程

为了避免某电站机组尾水进入门脱落大量漏水而发生水淹厂房事件，保证人身、设备、厂房安全，在每台机组尾水进入门加装了加固块。



尾水门加装加固块



加固块局部图

#### 四、效果评估

目前，1F-4F 机组尾水进入门加固块已全部安装，经运行效果良好，未发生过机组蜗壳及尾水进入门把合螺栓松动或疲劳断裂现象。

## 某电站机组水车室爬梯整治

### 一、现象描述

某电站机组投产后，机组水车室内支持盖爬梯因受安空间的限制，爬梯倾斜角度很大，人员上下巡检极易发生滑跌，给人身、设备安全带来安全隐患；调速器接力器上方无过人梯步，不便于人员巡检。

### 二、原因分析

机组结构设计时未充分考虑现场运行条件，设计不完善。

### 三、解决方案及过程

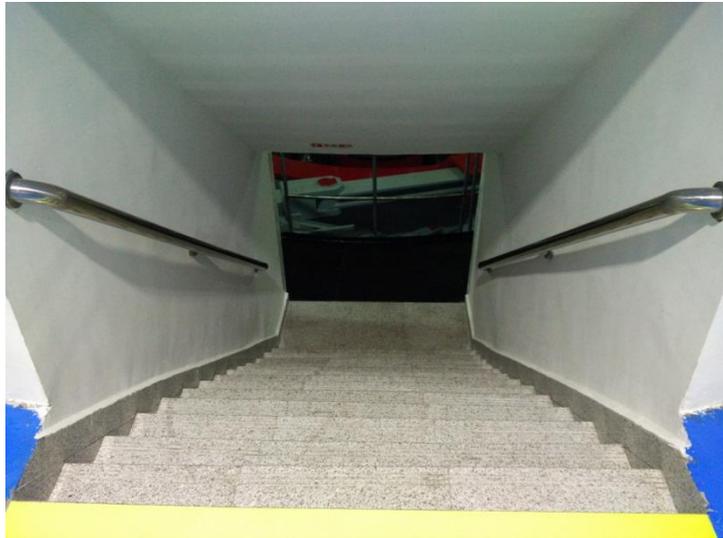
将原有支持盖内竖直爬梯改造为回旋爬梯，以方便人员上下支持盖；在外侧接力器处增加过人梯步；水车室楼梯增加扶手。



支持盖梯步



跨接力器梯步



水车室楼梯增加扶手

#### 四、效果评估

目前，1F-4F 水车室爬梯、跨接力器梯步已经安装完成，给运行维护工作提供了便利，同时消除的安全隐患。

## 某电站机组导叶套筒漏水

### 一、现象描述

某电站机组顶盖处导叶套筒漏水现象严重，分析认为因导叶套筒密封损坏，造成套筒漏水，设备存在一定安全隐患。

### 二、原因分析

经分析导致导叶套筒漏水的原因有以下两方面：

1. 导叶套筒 J 型密封为普通丁晴橡胶，在长期杯水浸泡的环境下容易发生老化变形等现象，导致密封效果降低。

2. 导叶套筒 J 型密封材质较软，且安装条件较差，安装后不能确保其止水边进入安装槽，若安装工艺不过关也可导致密封失效。

### 三、解决方案及过程

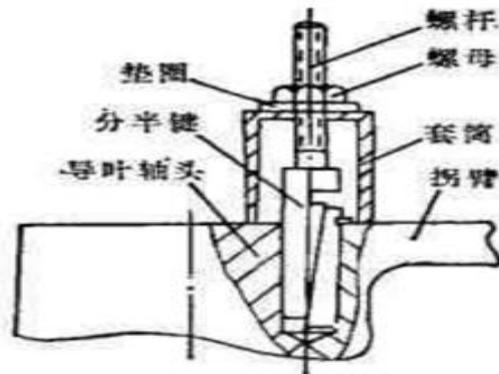
#### 3.1 更换套筒 J 型密封

(1)测量相关数据。机组停机后，将导叶全关，并投入锁定装置，测量记录导叶立、端面间隙值（对应需要拆装的套筒），导叶止推压板与导叶轴间隙，剪断拐（副拐）紧固装置扭矩。

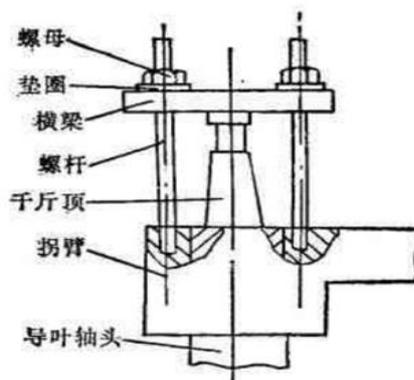
(2)连杆拆装。拆除前做好靠近控制环端的方位记号。回装时顺序相反。

(3)拨分半键。拆除导叶轴端的支持盖（5 颗 M30\*100 螺

栓,4颗使轴端支持盖与轴连接,一颗为导叶轴上限位作用),装上分半键工具,进行拨键,拨出后相应编号,清洗干净存放在木箱内。



(4)拐臂拆装。拆除前明确拐臂编号。拆除副拐紧固装置螺栓(M56),拆除导叶端面间隙调节螺栓(M64\*160),使用千斤顶拆除剪断销,使用葫芦起吊副拐与连杆;拆除导叶止推压板和止推轴承(M24\*110内六角圆柱头螺钉),安装主拐臂专用工具,将拐臂顶起,拐臂均放于已经铺设好胶皮的花铁板上。回装时确保拐臂内孔与导叶轴头无毛刺、凸点等现象;检查剪断销有无错位、受剪等情况;安装前应清扫拐臂内孔与导叶轴头,并涂抹润滑油,将拐臂掉起,找正套于导叶轴头,保持水平,一落到底。



(5)导叶轴套拆装。拨出轴套，清扫轴套内积存的赃物，检查轴套内部是否有磨损（测量内孔尺寸，图纸直径370H8/E7），清扫轴套密封接触处污垢；将新选型的硬质中轴套密封（J型橡胶密封圈370）套入导叶并安装到导叶对应位置；将导叶套筒轴承处涂上黄甘油，按号将参加各导叶套筒装入顶盖，压紧J型密封圈，安装顶盖与导叶套筒之间的定位销钉，并安装顶盖与导叶套筒把合用M36螺栓、螺母及垫圈。在把合每只导叶套筒组合螺栓时，应在圆周方向对称把合，并组合螺栓，其预紧力应符合要求。

(6)检查导叶端面间隙，大头端与小头端应一致，由于此时导叶靠自重压在底环上，因此只需检查调节导叶端面与顶盖过流面之间间隙；检查导叶立面间隙，要求立面间隙一般为零，局部间隙不大于0.13mm，其累计高度不大于导叶板体高度的1/4，间隙超差应用角磨机或抛光砂轮机进行研磨。

### 3.2 完善引流措施

完善引流措施，将引流管加长，确保引流至顶盖内不影响顶盖测水位的位置；此外，外部挡水板措施需完善，确保挡水后无余水进入水导油槽周围。

## 四、效果评估

2015-2017年检修期，在1F、2F、4F机组B修中对机组导叶套筒密封进行更换，套筒漏水现象已改善，通过运行观测导叶套筒漏水量明显降低，治理效果明显。

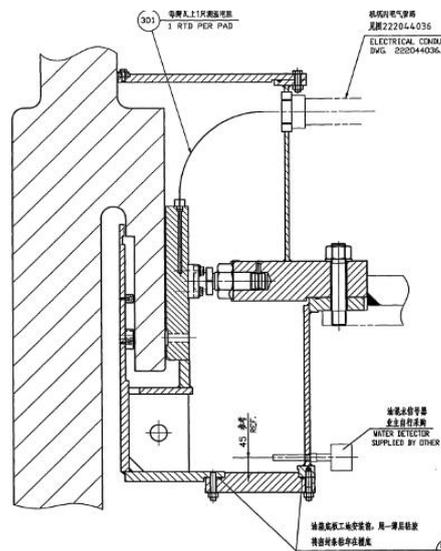
## 某电站 GE 机组水导油槽漏油

### 一、现象描述

某电站 1F、3F、5F 机组水导油槽自 2014 年开始出现漏油现象，其中 3F、5F 机组漏油现象尤为严重，1F 下降趋势缓慢，直接威胁设备正常运行。

### 二、原因分析

某电站 GE 机组水轮机部分水导油槽外油盆与顶盖设计为分体结构，水导油槽底板内侧与内挡油圈底部把合、外侧与油槽本体把合，把合面存在 2 道  $\Phi 6$  橡胶条密封；油槽底板分 4 瓣，存在 4 道  $\Phi 8$  橡胶条密封；油槽本体分两瓣；油槽共有 4 个冷却器，每个冷却器约为 30KG，对称分布于各底板瓣上；内挡油圈挡油板与轴颈存在两道密封。



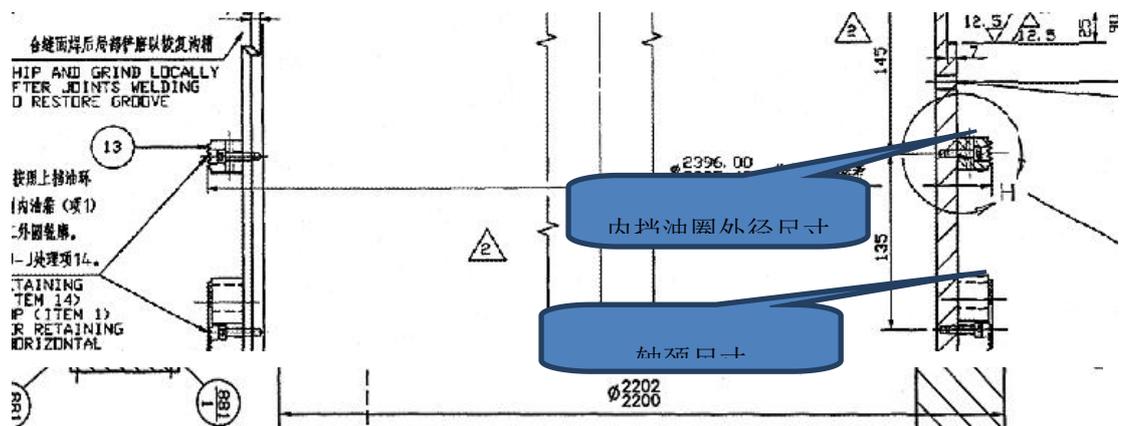
GE 机组水导油槽结构示意图

根据 GE 机组水导油槽结构、3F 机组处理情况、1F、5F 机组油位下降历史数据及现场检查现象，初步分析漏油原因

如下：

1. 由于挡油圈与导轴颈内圆壁之间，往往因制造及安装的原因，产生不同程度的偏心，使设备之间的油环很不均匀；如果这种间隙设计很小时，则相对偏心率就增大，这样当导轴颈内壁带动静止透平油旋转时，起着近似于偏心油泵的作用，使油环产生较大的压力脉动，并向上窜油，甩到机组内部。

2. 由于内挡油圈密封失效形成内甩油。某电站 GE 机组内挡油圈与轴颈间存在两道非接触式、间隙为单边 1.5~2.3mm 的螺旋密封。



GE 机组水导油槽油位及密封位置示意图

3. 根据 1F、5F 机组修后水导油槽油位及机组负荷情况，分析可知机组停机时油位基本不下降，带负荷时油位下降趋势较快。

综上所述，经检查已排除管路密封渗漏、底板密封渗漏等静密封失效的原因，内甩油现象有可能由于内挡油圈密封变形或内挡油圈本体缺陷引起。

### 三、解决方案及过程

1. 拆除水导油槽密封盖板；
2. 拆除水导轴瓦测温电阻；
3. 拆除水导轴瓦间绝缘垫片；
4. 吊除水导轴瓦，置于减震垫上并用白布包裹防护，拆除前务必对每块瓦做好编号标记；
5. 利用位于轴瓦底部的支撑上的对称 4 个 M16 的吊点，用导链将内挡油筒悬挂于水发联轴螺栓安装孔；
6. 拆除水导油槽底板外侧各四颗螺栓，用于安装导向杆；
7. 从内挡油筒本体底部的四个同心度调整点，测量与大轴的间隙；
8. 拆除水导油槽底板与油槽本体所有连接螺栓，利用导向杆与导链相互配合将内挡油筒、油槽底板及内部冷却器整体下放；
9. 在油槽底板下方放置枕木，位置需避开底板组合缝，且保证平整；
10. 此时已满足作业空间要求，检查更换内挡油筒的两道螺旋密封，并新加装一道 L 型密封，检查内挡油筒的分瓣焊接处焊缝；



水导内挡油筒新增L型密封

11. 回装顺序与拆除顺序相反，回装过程中更换所有密封件及变形的其他部件，并保证回装位置及测量数据不发生变化；

12. 所有拆除部件回装完毕后，对水导油槽进行充油，充油完毕后静置半小时检漏，然后待机组运行后检查内甩油情况。

#### 四、效果评估

结合机组检修及专项处理，分别于2016年7月、2016年10月、2017年1月完成某电站3F、5F、1F机组水导油槽彻底分解检查，更换3台水导油槽内挡油筒上层密封，并在1F、5F机组上部增设一道L型密封，现GE机组水导油槽油位无下降趋势，治理效果明显。

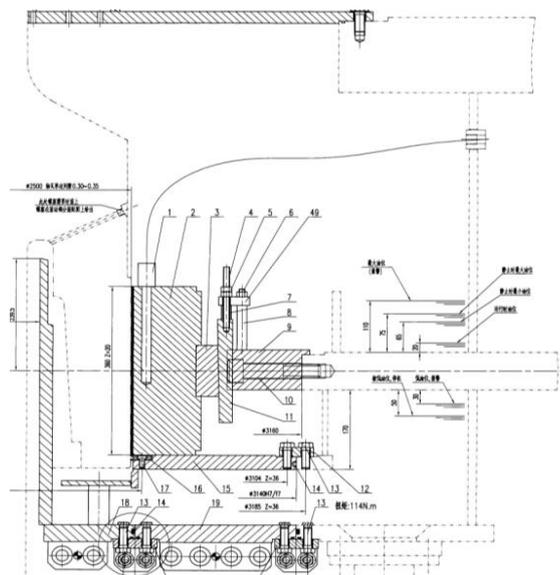
## 某电站东电机组水导油槽漏油

### 一、现象描述

自电站投产后，发现东电机组水导油槽油位存在下降现象，为保障机组安全运行，需定时为水导油槽注油。这样不仅使机组运行得不到可靠保证，同时漏油不及时清理可能造成环境污染。

### 二、原因分析

某电站东电机组水轮机部分水导油槽外油盆与顶盖设计为整体结构（顶盖由四瓣通过螺栓把合组成），水导瓦置于瓦托板之上。水导油槽底板内侧与内挡油圈底部把合、外侧与油槽本体把合，把合面存在4道 $\Phi 8$ 橡胶条密封，侧面存在2道 $\Phi 5$ 橡胶条密封；油槽底板分4瓣，存在4道 $\Phi 8$ 橡胶条密封；内挡油圈档油板与轴颈未见密封，结构如下图。

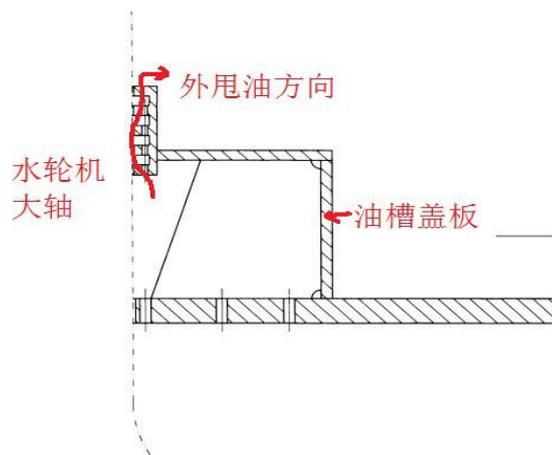


东电机组水导油槽结构示意图

造成漏油原因有以下几个：

### 1. 外甩油造成轴承油位下降

外甩油，机组运行中，轴颈和水轮机轴外壁将带动粘滞的静止透平油运动，使油面因离心力作用向油槽外壁涌高、飞溅或搅动，易使油珠或油雾从油槽盖板缝隙处逸出，此外，随着轴承温度的升高，使油槽内的油和空气体积膨胀，因而产生了内压，在内压的作用下，油槽内的油雾随气体从轴承盖板隙、轴承测温电缆孔等缝隙处逸出，形成外甩油。

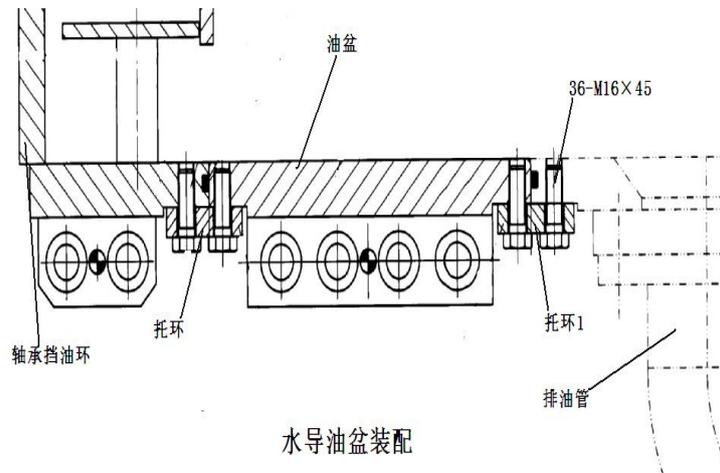


东电机组水导油槽外甩油示意图

### 2. 油槽底板组合面或把合面密封不严造成泄漏

挡油圈与油槽底板，油槽底板与油槽本体都是通过螺栓连接，靠“O”型密封圈进行密封，在安装过程中，组合面与把合面密封垫之间存在一定的“T”型接头，对安装时的质量要求较高，如果处理不好，极易产生渗漏。“O”型密封圈若材质不优在运行过程中，极易变脆、老化，失去密封作

用。



东电机组水导油槽底板密封结构示意图

### 3. 管路渗漏、油槽本体焊缝及组合缝渗漏

轴承透平油冷却方式采用内循环方式，但进出油管法兰处时间较长后导致法兰联接处密封老化，逐渐失去密封作用；油槽本体焊缝开裂，或油槽外油盆组合缝密封失效，产生一定的渗漏。

## 三、解决方案及过程

1. 检查更换水导油槽挡油圈与油槽底板、油槽底板与油槽本体、油槽底板把合面密封条，尤其是密封条接头处的处理，减少油槽底板渗油量。

2. 利用可赛新 TS426 陶瓷材料对顶盖及油槽外油盆组合缝进行处理，先用专用清洗剂对组合缝进行清洗，对重要组合缝处先用堵漏胶棒进行填堵，然后将可赛新 TS426 陶瓷材料，均匀严密的涂抹在缝隙处。

3. 探伤检查油槽本体外部是否存在焊缝开裂、沙眼等现象，若存在采用冷焊修复处理。

4. 在机组检修具备时对油槽外油盆组合缝内侧进行封焊处理。

5. 更换油槽盖板密封，更换水导进排油管路法兰密封。

6. 全面封堵油槽测温电缆等孔洞。

#### 四、效果评估

在 2015-2017 年度检修期间，结合历年检修情况进行综合分析，确认东电水导油槽漏油主要原因为油槽外油盆组合缝渗漏（水导外油盆与机组顶盖为一体），彻底处理该缺陷需要机组大修，现每年检修期采用在该组合缝涂抹金属修补剂，水导油槽油位无下降趋势，设备治理效果明显。

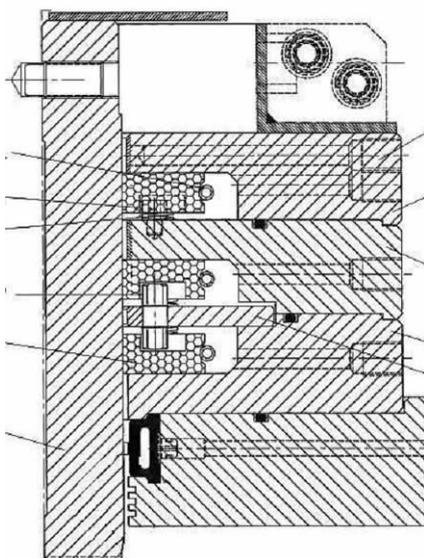
## 某电站 GE 机组主轴密封漏水量偏大

### 一、现象描述

2015 年汛期，某电站 1F、5F 主轴密封漏水严重，导致顶盖排水泵负担过重、频繁启动且顶盖水位下降慢。经检查发现，1F、5F 主轴密封均存在磨损严重情况，磨损值已约达更换标准值。其中，1F 第一层碳精块磨损量 9.1mm，第二层碳精块磨损量 9.9mm；5F 第一层碳精块磨损量 9.5mm，第二层碳精块磨损量 9.7mm；3F 第一层碳精块磨损量 2.8mm，第二层碳精块磨损量 3.0mm。

### 二、原因分析

某电站 GE 机组主轴密封的转环为轴套结构，分两段运输到工地，采用 M24×85 mm 的内六角圆柱头螺钉紧固，固定在主轴上，两分段要保证无行程错位，见图 1。



GE 机组主轴密封结构示意图

结合设备图纸，分析主轴密封漏水量偏大原因主要有以下两个方面：

1. 单头挡块及双头挡块缺失，造成主轴密封异常磨损（偏磨），导致封水效果降低，漏水量增大。

2. 主轴密封润滑水管路密封垫损坏、管路管合不严或管路脱落，以上情况均可造成顶盖水量增大，顶盖排水泵运行负担加重。

### 三、解决方案及过程

1. 更换 1F、5F 最下面一层碳精块，修复顶环、上环及下环的单头挡块及双头挡块缺失现象。

2. 检查测量 3F 主轴密封碳精块的实际磨损量，根据已磨损情况及磨损速率决定是否更换机组主轴密封碳精块。

3. 检查处理主轴密封润滑水管路密封垫损坏、管路管合不严或管路脱落情况。

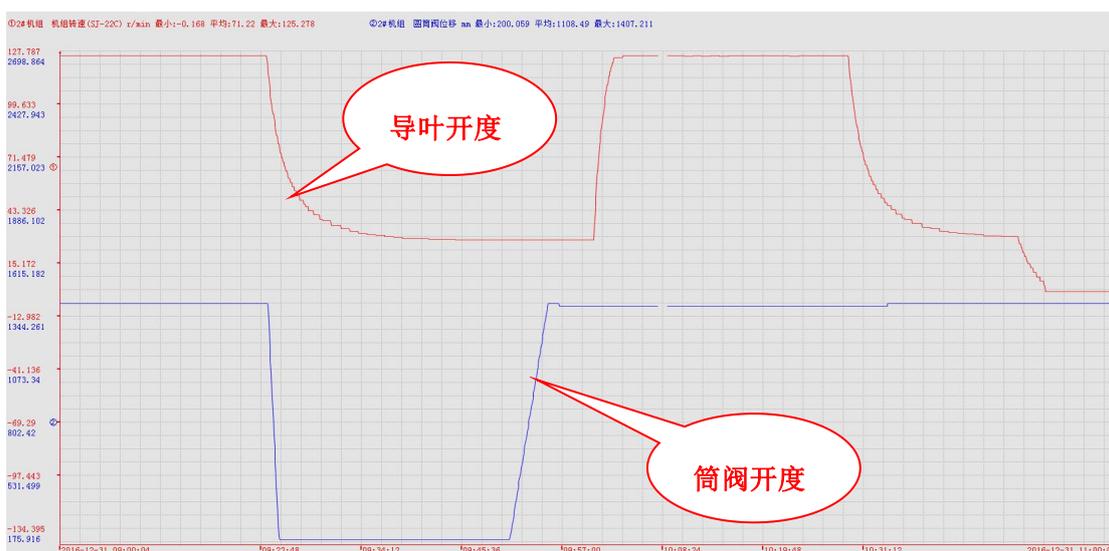
### 四、效果评估

2015-2016 年检修期更换 1F、5F 最下面一层碳精块，更换 3F 机组三层碳精块，并将缺失挡块进行修复。主轴密封更换密封块后，通过运行监测，顶盖排水泵起泵次数显著减低，主轴密封漏水量减少，设备治理效果明显。

## 某电站 2F 机组圆筒阀发卡

### 一、现象描述

2016 年 12 月 31 日，某电站 2F 机组正常停机过程中圆筒阀出现异常。圆筒阀在关至 13%后停止动作，运行人员将圆筒阀控制方式切至现地进行开关操作均未正常工作，控制方式切至远方后圆筒阀缓慢开至全开位置，在圆筒阀全开后“4 号接力器 2 号负荷过载报警”信号动作后又瞬时复归，远方、现地、调试三种模式下操作圆筒阀均未动作。



### 二、原因分析

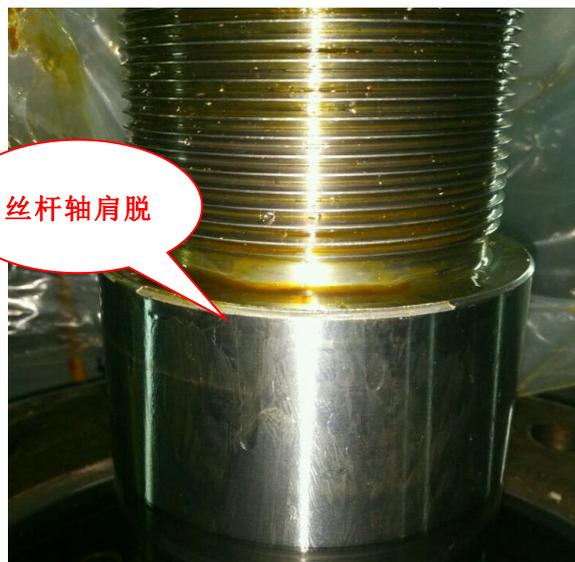
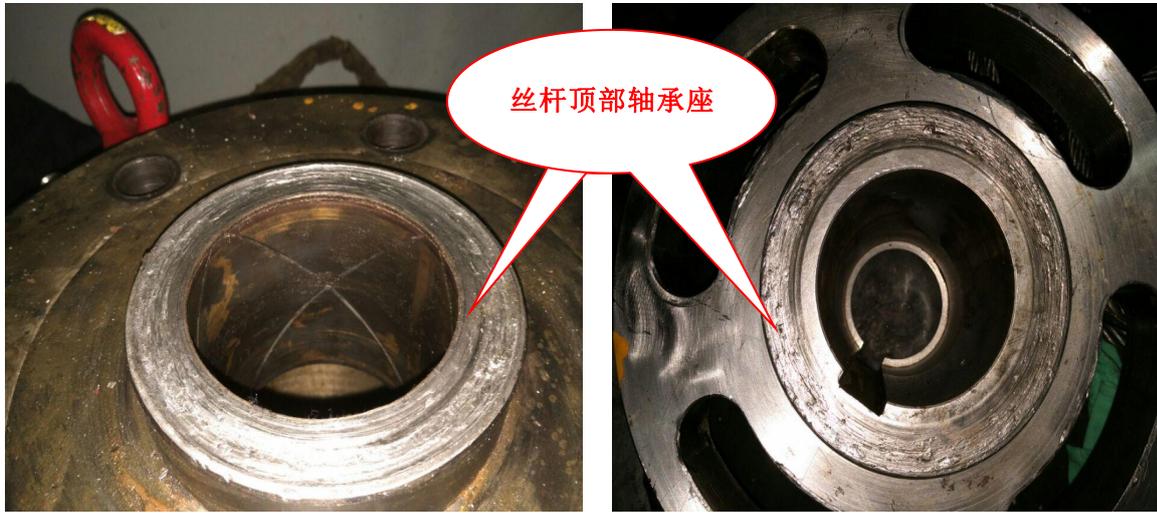
1. 电气控制回路故障，开圆筒阀命令一直未复归；
2. 液压控制回路故障，造成开阀控制腔一直通压力油或关阀控制腔无法泄压；
3. 圆筒阀本体发卡或筒阀卡有异物；
4. 圆筒阀接力器的操作机构或同步机构故障等。

1. 检查电气控制回路正常，故障期间无圆筒阀开阀命令，液压电磁阀组线圈阻值正常；更换液压控制阀组，并清洗检查插装主阀无异常，开关操作阀命令下发后，接力器上下腔油压能正常切换。

2. 邀请东电技术人员现场召开分析会，东电建议机组排水进入蜗壳内检查圆筒阀本体，并检查 4#接力器滚动丝杆副及推力轴承等传动部件；2F 机组蜗壳排水后，检查圆筒阀本体无倾斜，各部未卡有异物。根据东电建议现场分解 4#、3#接力器，检查接力器滚动丝杆副及推力轴承等部件无异常。

3. 现场尝试用用压机在蜗壳内操作顶落圆筒阀本体，发现 6#接力器对应的筒体位移很少，于是初步判断 6#接力器有发卡现象，因此有针对性地对 6 号接力器进行部分解体，在拆至上推力轴承时，丝杆副动作灵活。在解体过程中发现有细如头发丝的金属线状物随着油逸出，同时上缸盖拆卸比较困难，进一步检查发现，在上缸盖轴套端面有不少宽度在 2 mm，长度在 3 mm 至 10 mm 不等的金属片状物（从丝杆副轴肩倒角脱落的），且丝杆副顶部旋转件与固定件之间无间隙（图纸要求 2 mm），造成干摩擦，端面有明显的研伤痕迹。按东电方案处理 6#接力器上缸盖轴承内表面，打磨丝杆轴肩脱落部位，打磨丝杆顶部轴承装配与链轮座研伤部位，测量丝杆上半部分的摆度满足要求后，回装 6#接力器。全部回装 3#、4#、6#接力器（不恢复同步机构）后，再用压机操作圆筒阀

本体，6只接力器滚动丝杆副转动无异常。全部回装接力器同步机构，最后通压力油操作圆筒阀，圆筒阀动作正常。



6#接力器分解检查情况

#### 四、效果评估

2F圆筒阀发卡处理后，圆筒阀提落操作恢复正常，设备治理效果明显。

## 某电站主轴密封密封环与支持环之间漏水处理

### 一、现象描述

2016年6月30日，检查发现4F机组主轴密封密封环与支持环之间漏水。7月8日，对主轴密封进行分解检查，发现密封环与支持环之间的 $\Phi 9$ 橡胶圆老化严重，整个一圈橡胶圆断裂成3~5cm的小节，同时出现发硬、裂纹现象。1个密封环的止动销脱落，3个止动销松动，密封环偏心。



主轴密封漏水情况



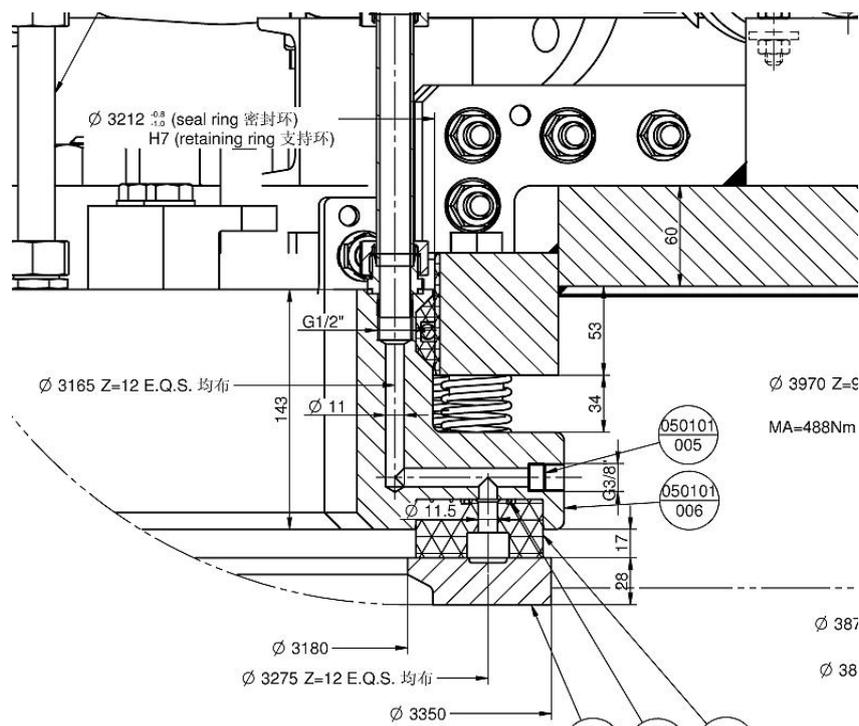
主轴密封密封环与橡胶圆



$\Phi 9$  橡胶圆

## 二、原因分析

一是 $\Phi 9$  橡胶圆购买较早（2010-2011 年左右），长期浸泡在水中，导致老化严重，密封失效。二是施工单位止动销安装未按照要求涂抹螺栓锁固剂，在长期震动下止动销松动导致偏心。



主轴密封装配图

## 三、解决方案及过程

更换 4F 机组主轴密封密封环与支持环之间的 $\Phi 9$  橡胶圆，调整支持环与密封环之间的间隙（单边 0.50~0.60mm）。

## 四、效果评估

4F 机组更换 $\Phi 9$  橡胶圆和调整密封环中心后，主轴密封密封环与支持环之间已无漏水现象，顶盖排水泵启动次数大大较少。1F~3F 机组主轴密封密封环与支持环之间的橡胶圆也在 2016~2017 年检修期内全部更换，效果良好。



## 某电站 2F 机组蜗壳放空阀阀盘脱落处理

### 一、现象描述

2016 年 5 月 15 日，检查发现 2F 机组蜗壳放空阀阀盘脱落，阀盘与阀杆连接螺栓（共 16 颗）、阀盘导向杆全部脱落。2016 年 6 月 1 日和 7 月 13 日，分别对 3F 机组、4F 机组蜗壳放空阀阀盘进行检查，发现 3F 机组蜗壳放空阀阀盘与阀杆连接螺栓脱落 8 颗，导向杆松动，4F 机组蜗壳放空阀阀盘与阀杆连接螺栓脱落 14 颗，导向杆脱落。



2F 机组阀盘脱落

### 二、原因分析

一是蜗壳放空阀阀盘在蜗壳和尾水管水流的周期冲击与振动下，螺栓松动脱落。二是螺栓防松动措施未做到位。

### 三、解决方案及过程

重新安装阀盘与阀杆连接螺栓和导向杆，螺栓涂抹锁固剂并点焊，导向杆涂抹锁固剂。

### 四、效果评估

检修后蜗壳放空阀开启、关闭及流道充排水无异常。2016~2017年检修期检查未发现蜗壳放空阀阀盘脱落情况，效果较好。

# 某电站水导外循环冷却系统单台油泵启动无法满足冷却需求

## 一、现象描述

某电站 1F~4F 机组试运行期间，水导瓦温偏高，在去冬今春检修期对水导油槽喷油管进行改造后，瓦温有所改善，但单台油泵启动仍无法满足水导外循环冷却系统冷却需求，不符合设计时两台油泵互为备用的初衷，存在安全隐患。

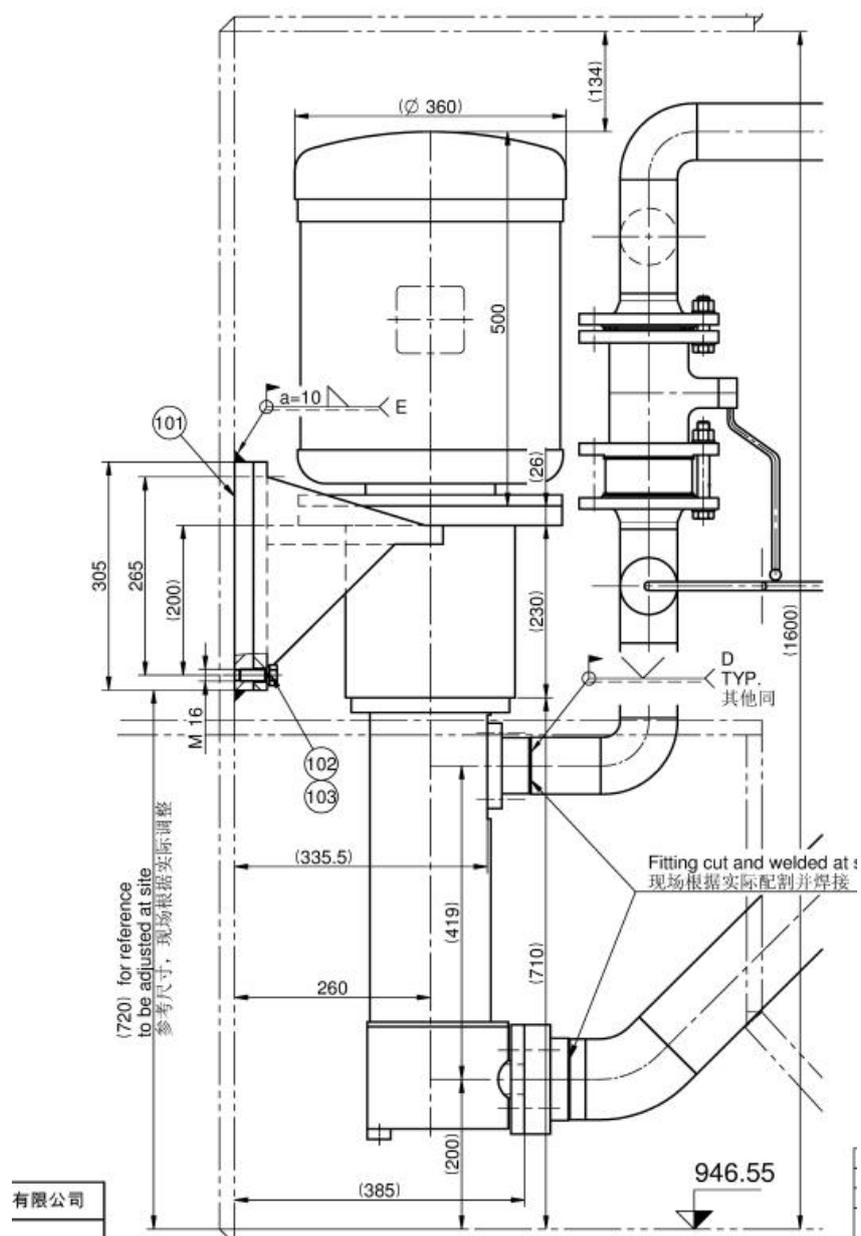
## 二、原因分析

某电站机组水导轴承油冷却采用外循环冷却方式，两台油泵和冷却器互为备用。由于水轮机轴领尺寸大，直径为  $\Phi 3480\text{mm}$ ，圆周线速度高达  $22.78\text{m/s}$ ，导致轴瓦之间空间产生大量搅油损失。经福伊特水电最新工具复核计算，油泵循环流量大于  $578\text{L/min}$  才能使一台油泵单独运行时满足冷却需求，目前  $332\text{L/min}$  的油循环流量不满足要求。

## 三、解决方案

1. 将现有水导外循环油泵的四极电机更换为二极电机，转速由  $1450\text{ rpm}$  上升为  $2900\text{rpm}$ ，流量由  $332\text{L/min}$  增大到  $645\text{L/min}$ ，用以加大单台泵循环油量，使一台油泵单独运行时能够满足油循环热交换需求。

2. 更换电机时，在原基坑位置处，进出油管上下位置不用调整，使电机中心外移，只用缩短油管长度，新电机安装如下图所示。



水导轴承外循环电机更换

#### 四、效果评估

更换油泵电机后，单台油泵启动能够满足水导轴承冷却需求，效果较好。

## 某电站 2F 机组水导轴瓦温度异常分析

### 1. 存在问题

某电站 2 号水轮发电机组自 8 月 4 日 12 时投入商业运行以来,其水导最高温度测点 5 号轴瓦温度一直呈上升趋势,对水导冷却水流量及压力进行检查未见异常。截止 8 月 19 日 0 点数据,测温屏、水机屏 5 号轴瓦温度比 8 月 4 日分别上升了 2°C 和 2.1°C。(8 月 4 日 12:00-8 月 17 日 0:15 机组负荷为 350MW, 8 月 17 日 0:15 至 19 日 0:00 机组负荷为 260MW)。

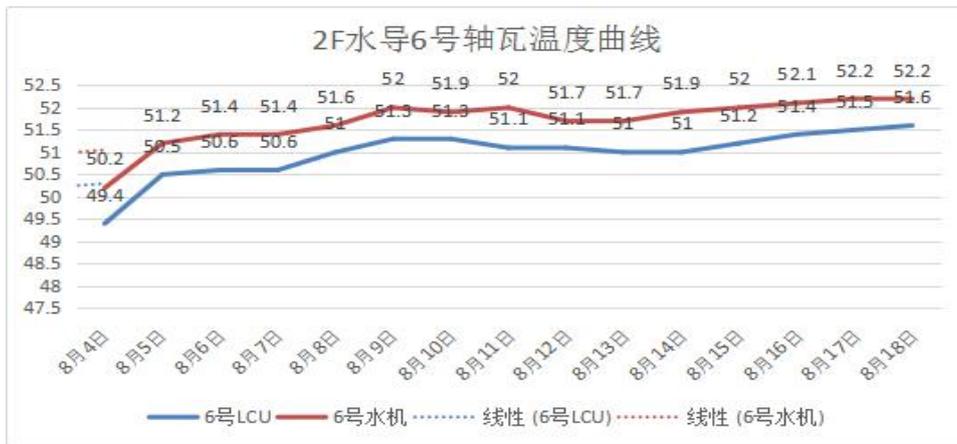


图 1

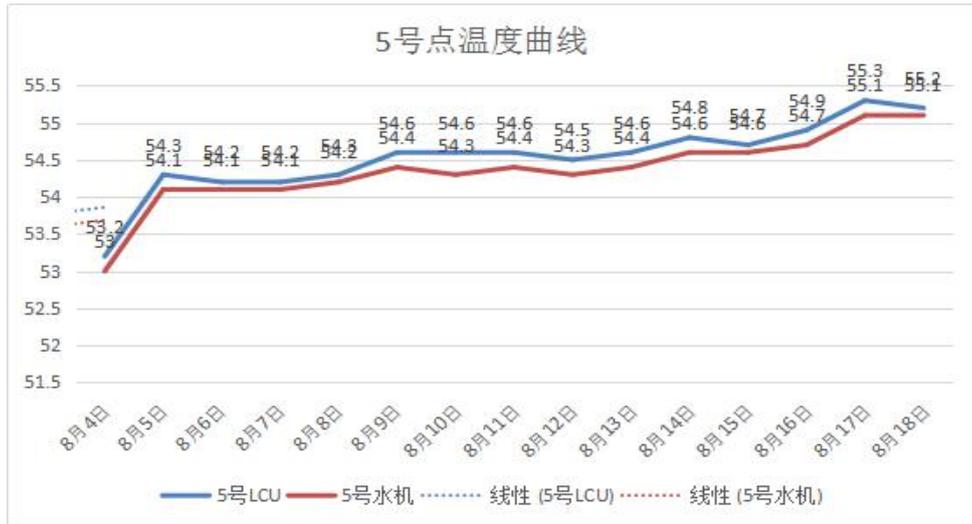


图 2

而布置在 5 号轴瓦对称位置的 12 号轴瓦温度为水导轴瓦最低温度测点，通过图 3 可以看出，该轴瓦温度有起伏变化的，未呈现一直向上趋势。



图 3

## 2. 原因分析

通过水导轴瓦测温图可以看出 12 块瓦温以 5 号轴瓦为最高，5 号与 12 号之间的瓦温，顺时针方向与逆时针方向均呈现出递减的关系，初步判定水导轴瓦未能均匀受力，在

-X、+Y 区域受力最大，其次为+X、+Y 和-X、-Y 区域，受力最小的为+X、-Y 区域。

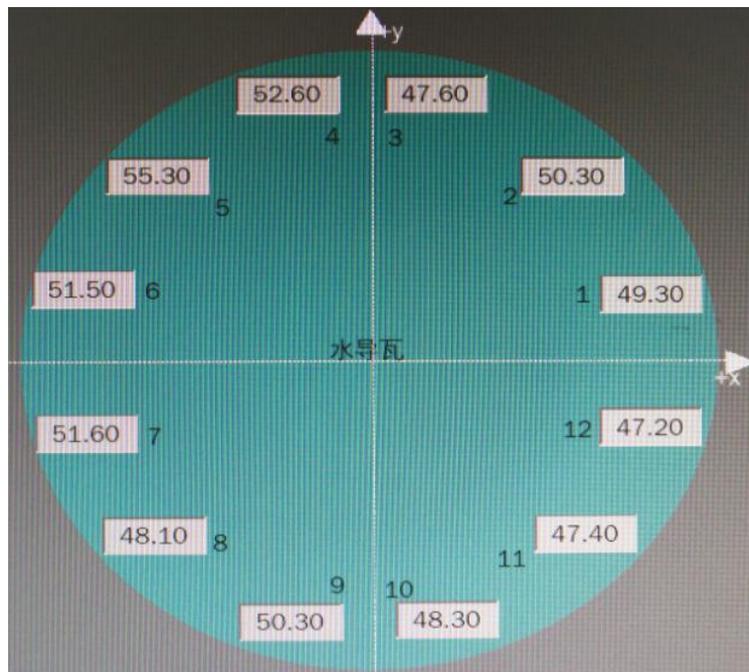


图 4

### 3. 解决方案及过程

(1) 机组停机，重新调整水导瓦瓦隙，瓦隙较设计值适当放大；

(2) 重新调整上导瓦瓦隙，瓦隙较设计值适当减小。

### 4. 效果评估

待实施后进一步观察。



## 某电站机组喷针串油处理

### 一、现象描述

某电站机组喷针开度发生漂移，严重影响机组安全运行。

### 二、原因分析

经检查为机组喷针的开腔和关腔密封磨损严重，导致喷针串油，使机组喷针开度发生漂移。

### 三、解决方案及过程

更换机组喷针的开腔和关腔密封，同时对喷针腔体进行检查。

### 四、效果评估

目前，吉牛水 1F、2F 机组喷针串油现象已消除，喷针未发生漂移现象。

## 某电站 2F 机组旁通阀阀芯锈蚀变形分析

### 一、现象描述

某电站 2F 机组球阀旁通阀打开关闭比较困难，且出现旁通阀无法开启动全开状态。2016 年 10 月份全站停电检修期间，对 2F 旁通阀进行检查发现，旁通阀阀门与活塞杆法兰盘的连接螺栓被锈蚀，有的甚至被剪断；造成阀门与法兰盘之间有锈蚀物，不能紧密接触；



阀门与活塞杆法兰盘的连接螺栓被锈蚀变形图

### 二、原因分析

#### 1. 水压不平衡

旁通阀平压时，阀门在活塞杆的作用下缓缓开启，阀门在开启过程中，远离进水侧的压力小，靠近进水侧的压力大，阀门就会存一定的作用力，作用力方向由进水侧往背水侧。活塞杆的固定方式为悬臂梁式，所以活塞会受到逆时针方向

的转矩，进而阀门与活塞杆法兰盘之间存在剪切应力和一定的转矩。正常预紧情况下，剪切应力的反作用力由阀门与活塞杆法兰盘之间的摩擦力提供，反向转矩由阀门与法兰盘伸出项提供。阀门后端也是圆锥体，所以在旁通阀全关的时候，会存在往出水侧方向的压力，阀门能实现自锁。所以阀门开启的过程中，阀门与活塞杆法兰盘之间还会存在一定的拉应力。因为拉应力与螺栓的预紧力方向相反，所以阀门在开启过程中预紧力减小，那么法兰盘与阀门的摩擦力就会减小，剪切应力反作用力的一部分就会直接由螺栓来提供。阀门开启过程中，阀门承受拉应力、剪切应力和转矩，慢慢的活塞杆与法兰盘之间就会产生间隙，水就会进入两接触面，这样不但减小了两接触面的摩擦力，还加快了螺栓的锈蚀，到最后活塞杆法兰与阀门之间的剪切应力和扭矩完全由连接螺栓来承担。时间长了，螺栓锈蚀加上疲劳破坏，螺栓的强度会降低，最后导致螺栓被剪断，阀门与法兰盘之间有锈蚀物，不能紧密接触；导致旁通阀行程开关不能至全关位置。

## 2. 阀门与密封座同心度不够

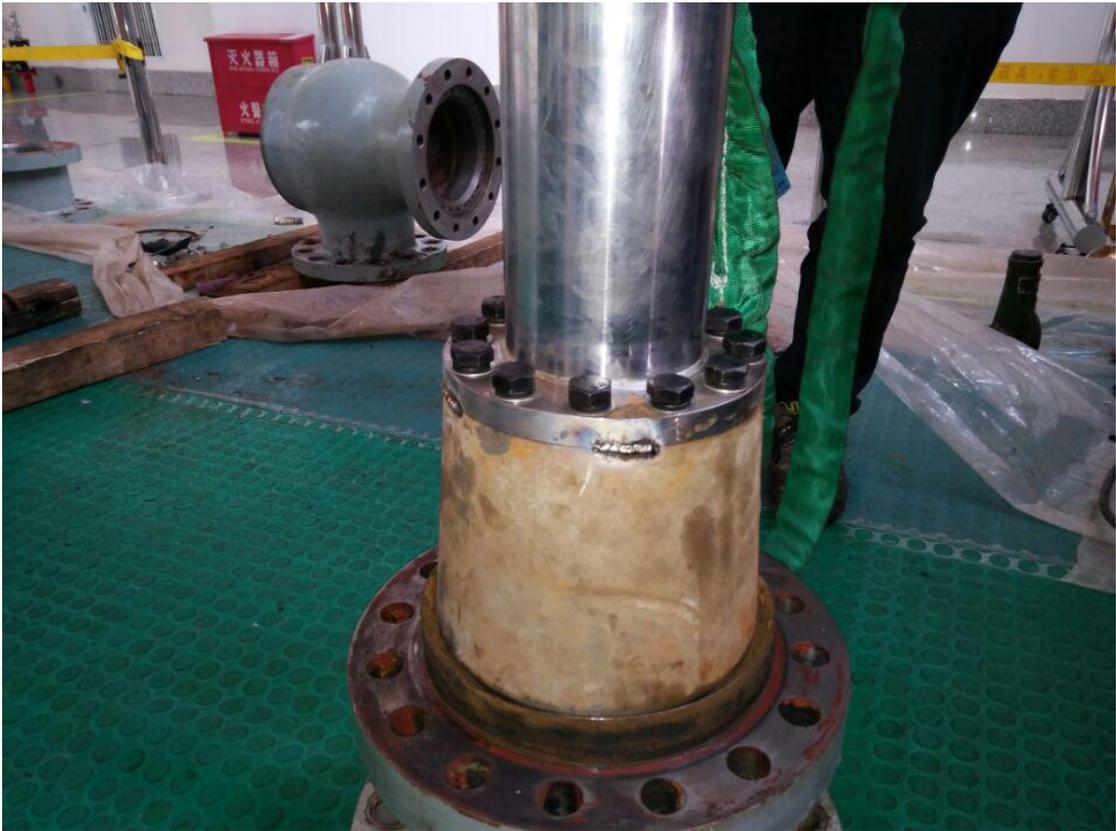
阀门与密封座同心度不够，会加速阀门与活塞杆法兰盘连接螺栓的失效。若阀门与密封座不同心，阀门全关时，阀门与活塞杆之间就会存在剪切应力和扭矩，会加速螺栓的变形。

## 3. 某电站为冲击式机组，水压达到 5Mpa，旁通阀在平压

期间振动较大，也加剧了螺栓变形。

### 三、解决方案及过程

更换新螺栓；在活塞法兰盘上加套筒，提供反向扭矩；调整阀门与密封座的同心度；在阀门与法兰盘之间点焊加固；在阀门与法兰盘的间隙涂密封胶。



处理完毕的旁通阀阀芯图

### 四、效果评估

处理完毕后，机组球阀旁通阀在充水过程中动作正常，运行至今未出现异常。

## 某电站水轮机过流部件磨损、汽蚀严重

### 一、现象描述：

某电站 2012 年 9 月 30 日投入商业运行，2014 年对二台子两台机组进行了 A 修。机组拆机后发现水轮机过流部件磨损、汽蚀严重，进行了返厂修复处理。经过一年运行后再次进行检查，过流部件磨损、汽蚀依旧严重，严重影响某电站的安全经济运行。

### 二、原因分析

某电站额定水头 330 米，属高水头机组。汛期河水中含沙量大，过流部件材料表面未经任何处理，造成每年需要进行一次过流部件修复。

### 三、解决方案及过程

针对机组过流部件磨损、汽蚀严重产生的原因，某电站对上海凯林新技术实业公司、常州神力热喷涂技术有限公司、西安热工研究院有限公司的高耐磨材料产品的性能，价格，特点进行了了解，到泸定冷竹关电站、丹巴金康电站进行了调研。对不同高耐磨材料产品的使用效果进行了调研和对比，最终选用西安热工研究院有限公司公司的喷涂材料，并在 2015 年机组 A 修中进行了如下处理：

1、机组过流部件返厂修复后对表面进行高耐磨材料喷涂，

对喷涂用的材料要求具有优异抗磨蚀的金属陶瓷粉末（欧洲进口）进行喷涂防护。

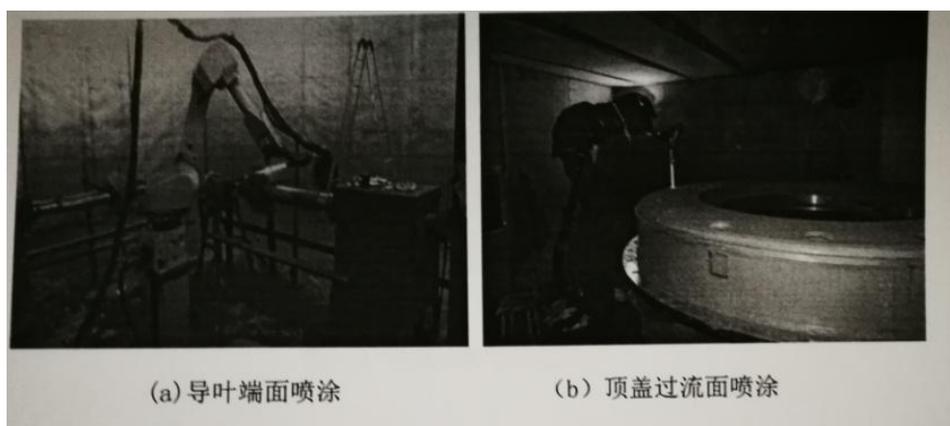
## 2、对喷涂工艺流程要求：

- （1）喷涂前对待喷涂的导叶、底环、顶盖进行检查；
- （2）清理与防护，对各喷涂部件进行除锈、除油处理，对各个部件不需要喷涂的区域进行遮蔽防护，遮蔽材料为高温胶带、橡胶泥；
- （3）喷砂：采用射吸式压力喷砂机对待喷涂区域进行喷砂处理，喷砂工艺严格按照 GTB11373-1989 的要求对涂层剥落部位进行喷砂，喷砂完成后的表面粗糙度应至少达到 25 微米，且在灯光照射情况下，从任何部位观察都不应观察到反光现象以及有金属光泽的部位；
- （4）清理完成后，采用压缩空气，清理转轮表面的粉尘；
- （5）粉末烘烤，在喷涂前，将喷涂材料粉末在烘箱中进行 120 度/2h 烘干；
- （6）喷涂，采用超音速火焰喷涂技术对部件进行喷涂。严格按照喷涂工艺进行喷涂，喷涂过程中，采用多次喷涂的方式完成预定厚度层的喷涂，喷涂涂层厚度约为 0.3mm。所有部件的喷涂涂层应厚度均匀、平整。以上工艺完成后进行质量检验。

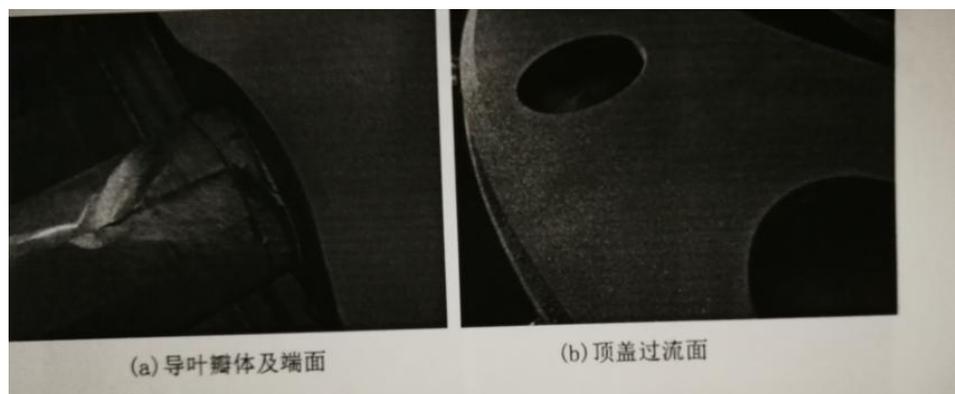
## 四、效果评估

水轮机过流部件经处理后分别于 2016、2017 年进行过

流部件检查，除导叶轴颈、转轮有一些磨损外，导叶表面涂层完好，无脱落现象，达到了预期效果。机组 A 修时间从原来一年 A 修一次，到现在的三年 A 修一次。具体还要我们在将来的过流部件处理过程中不断优化、总结，提升处理效果。



顶盖、导叶喷涂图



喷涂后的导叶顶盖过流面图



导叶轴防护图

# 发电机

## 某电站 14F 机组上机架水平振动、定子机座水平振动偏大处理

### 一、现象描述

某站14F水轮发电机组运行过程中一直存在上机架水平振动偏大、定子基座水平振动偏大的问题，2014年又出现了上导摆度偏大的问题。14F机组运行时上机架水平振动最大达到0.28mm，超出国家标准（0.11mm）要求；定子机座水平振动最大达到0.12mm，超出国家标准（0.04mm）要求；上导摆度最大达到0.55mm，超出运行规程（0.40mm）的要求。

### 二、原因分析

1. 根据某站11F、12F机组增容改造经验，水轮机中心与定子铁芯中心存在2~4mm左右的偏心，增容改造过程中对铁芯与转轮室同心度进行了调整，改造后机组运行状况良好。14F机组经过长期运行，定子机座存在变形，与转轮室中心偏心距较大，机组加励磁后，空气间隙变得不均匀，导致磁拉力不平衡，这是造成上机架、定子机座水平振动及上导摆度偏大的根本原因。

2. 上机架弹性支柱剪断销断裂，机组径向限位不理想，上机架水平振动加剧，导致上导摆度突然增大。

### 三、解决方案及过程

1. 对水轮发电机进行改造，更换定子铁芯、线棒、转子磁极，彻底解决磁拉力不平衡的问题。改造过程中严格执行施工工艺及技术标准，对关键节点进行层层验收，把控检修质量，确保发电机改造质量。

2. 在某站 14F 机组增容改造过程中，测量发电机、水轮机中心偏差数据，通过定子铁芯改造对偏差值进行纠正。

3. 在机组自由状态下调整推力轴承受力，防止强迫中心。

4. 检查弹性支柱剪断销完好情况，更换断裂的剪断销。

2015年5月3日，某站14F 机组完成增容改造。



发电机定位筋安装现场



更换转子磁极后的发电机转子

#### 四、效果评估

某站 14F 机组完成增容改造后，上机架水平振动已降至 0.05mm，定子机座水平振动已降至 0.03mm，上导摆度已降至 0.2mm，均满足国家标准及运行规程要求，治理效果较好。

## 某站机组滑环摆度偏大处理

### 一、缺陷现象

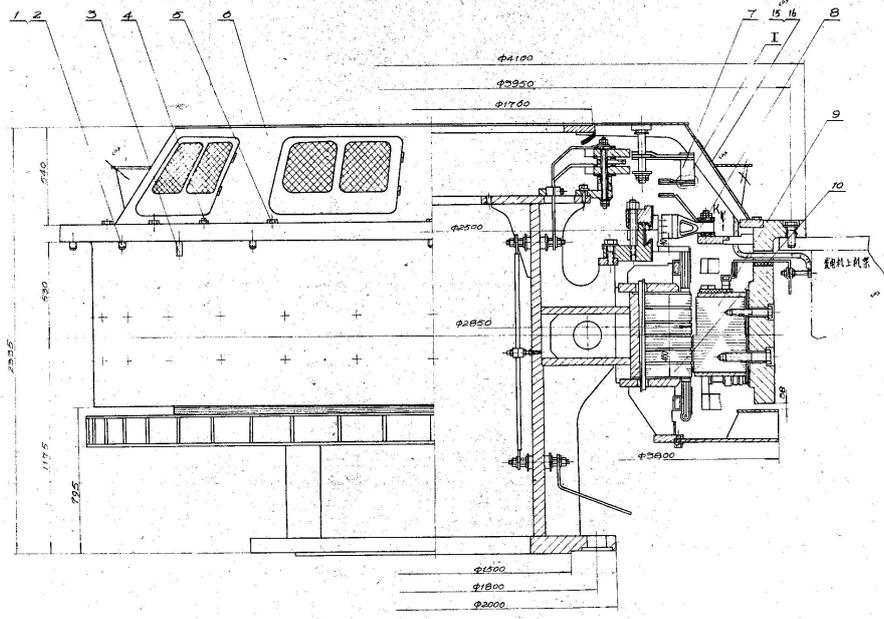
某站机组增容改造后空载运行时普遍存在滑环摆度偏大的问题。特别是3F、4F、6F、7F机组，其带满负荷运行时滑环摆度在800~1000  $\mu\text{m}$ 左右，超过运行规程允许值（不超过600  $\mu\text{m}$ ）。

### 二、原因分析

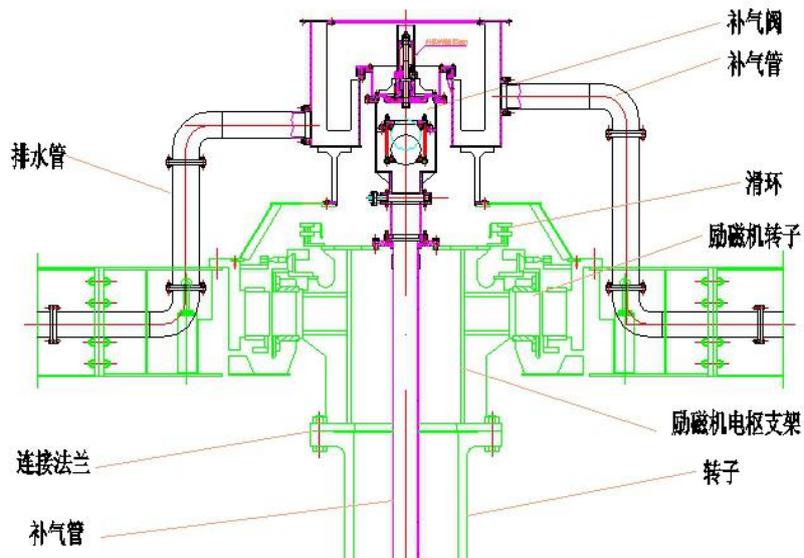
1. 某站机组增容改造时按照东方电机厂设计方案安装了大轴补气装置，补气阀阀体重量约1.24t，阀体中有一可自由移动浮球，阀体基础安装于主励磁机转子上，新增重量远离发导轴承。在机组运行过程中补气装置随机组转动，产生较大的离心力，从而影响主励磁机摆度，使滑环摆度增大。

2. 主励磁机转子支架在安装补气装置后刚度达不到运行要求，产生扰度变形，且自身重量较大，这些都使机组运行中主励磁机转子摆度增大，从而导致滑环摆度增大。

3. 滑环外圆与下部连接法兰不同心、滑环外圆粗糙有毛刺及滑环外圆圆度不达标也会造成滑环摆度超标。



机组改造前的主励磁机

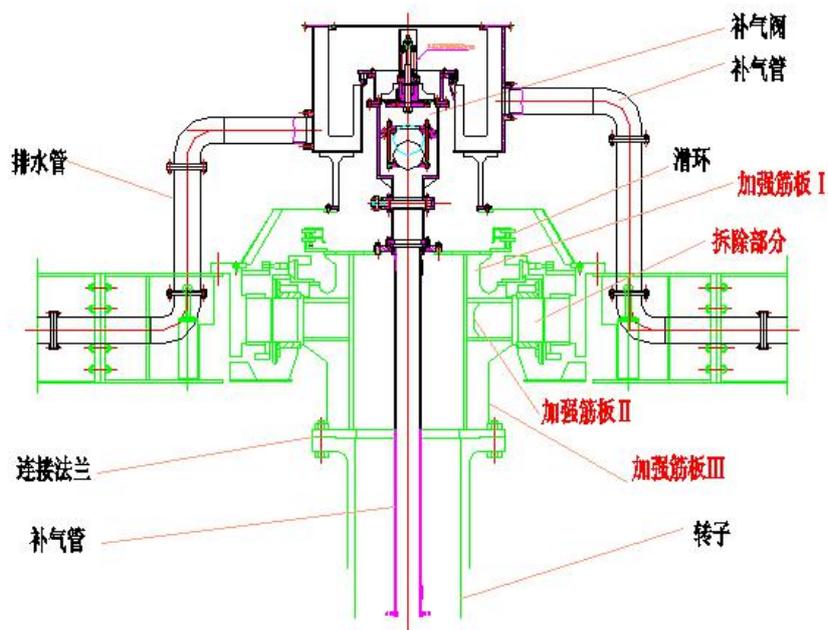


机组改造后的补气装置图

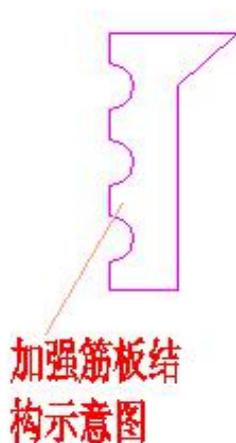
### 三、处理措施

1. 拆除主励磁机转子外围铁芯硅钢片及附属设备，保留转子支架。

2. 对转子支架采用增加竖直筋板形式进行加强。

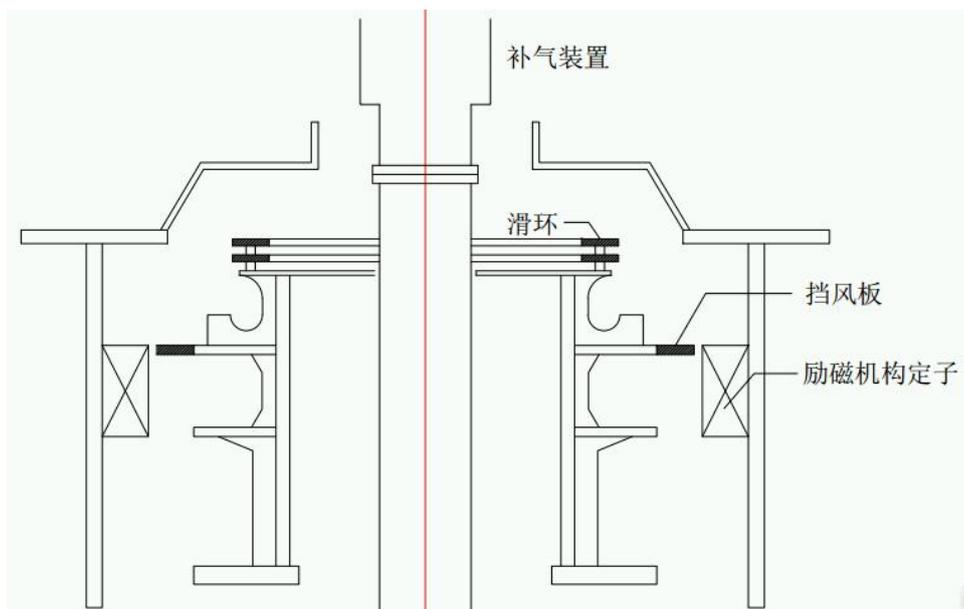


3. 加强筋板 I、II、III 安装位置与原三处筋板位置相同，原筋板为7块全圆对称分布，将增加的筋板分布于原筋板两侧，与原筋板相距100mm（必须做好引线防护，防止焊接过程中损伤引线），每段增加加强筋板14块，各处所增加筋板结构采用与原筋板相同尺寸，与轴结合的竖直焊接面采用分段结构，避免产生较大应力。增加筋板厚度采用20mm厚钢板（原筋板厚度30mm），加装筋板结构如下图。

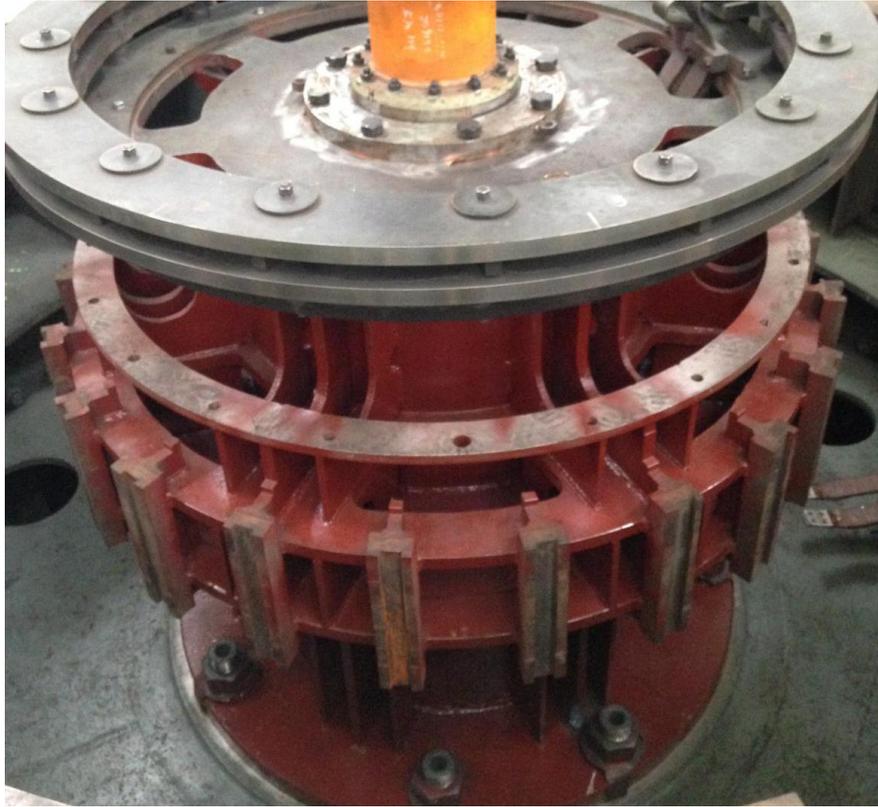


筋板结构示意图

4. 焊接采用气体保护焊方法，使用  $\Phi 1.2$  焊丝。
5. 增加加强筋板焊接完成后，转子支架底端法兰如果变形，则将底面车平，并以底面和地面为基准，校核滑环垂直度和同心度，如果不同心，则加工滑环与底端法兰同心。
6. 制作专用校核平衡工装，如“校核平衡示意图”，对主励磁机转子支架进行平衡测试及垂直度校验，确保符合规范要求。
7. 机组回装时重新调整发导瓦间隙和励磁机定子中心至合格范围。
8. 对机组轴线进行调整，确保滑环盘车摆度在0.30mm范围内。
9. 因主励转子拆除后，转子支架和主励定子空间较大，在主励转子支架上加装挡风板。



加装挡风板示意图



拆除磁极后的励磁机转子

按照处理方案，2014~2015年度检修期完成了某站1F机组励磁机转子外围铁芯硅钢片及附属设备，安装了加强筋板。2015~2016年度完成某站2F、5F机组励磁机转子外围铁芯硅钢片及附属设备，安装了加强筋板，并加装了挡风板。

#### 四、评价效果

某站1F、2F、5F、7F机组按此方案处理后滑环摆度平均值已降至0.3~0.4mm，较大修前普遍下降0.1~0.2mm，处理效果较好。后续将继续按此方案对某站3F、4F、6F机组进行处理。

## 某电站发电机上导油槽增设溢油检测装置

### 一、现象描述

某电站发电机上导冷却器为自循环水内冷方式，安装在油槽内部，冷却器漏水时容易使油位突然升高，瓦温升高，机组振动加大，造成机组非停。如果不能及时检测到漏水状况，从油槽溢出的油水混合物可能污染发电机定转子，造成事故扩大。

### 二、原因分析

机组设计时未做充分考虑，给机组安全稳定运行带来严重安全隐患。

### 三、解决方案及过程

为了降低新增设备给机组带来的安全隐患，根据现场管路布置的实际情况，在发电机定子外面的排油管上开孔并焊接新的 DN25 溢油管，将上导油槽与溢油报警装置连通，并将报警装置浮子开关信号引至上位机。

增加的 DN25 不锈钢管最高点高于油槽正常油位，但低于上导油槽内挡油筒顶部高度，这样既减少了管路铺设的长度和难度，同时也避免在定、转子上方新增管路而带来安全隐患。

### 四、效果评估

目前，已完 1F~4F 发电机上导油槽溢油管改造，设备

功能均得到很好的实现。

## 某电站机组加装空冷漏水报警装置

### 一、现象描述

某电站发电机空气冷却器未安装漏水检测报警装置，若发电机空气冷却器出现渗漏，无法及时收到故障信息，严重影响机组安全稳定运行。

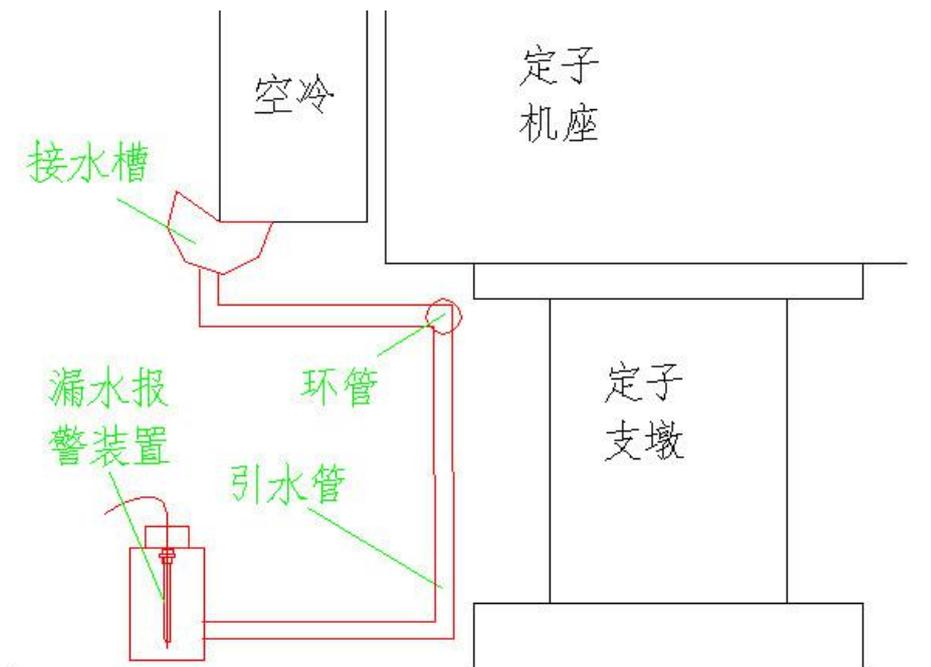
### 二、原因分析

按照中国国电集团公司《二十五项重点反事故措施》第 23.3.2.4 条规定：“发电机风洞内技术供水应加强巡视检查，发现异常及时处理，防止漏水引起发电机绝缘破坏。”

### 三、解决方案及过程

1F-4F 每台机组的每个空冷器下端增加 1 个集水槽、每台机组增加 1 个漏水检测桶和 1 个传感器。

在发电机每个空气冷却器下部加装集水槽后，通过 PVC 管路将所有集水槽汇集后将水引至下机架的检测桶，在检测桶上加装漏水检测传感器将信号上送监控。



空冷漏水报警装置安装示意图



空冷下端加装集水槽

#### 四、效果评估

目前，已完某电站 1F~4F 发电机空冷漏水检测装置安装，设备功能实现良好。

## 某电站发电机上机架增加盖板和遮拦

### 一、现象描述

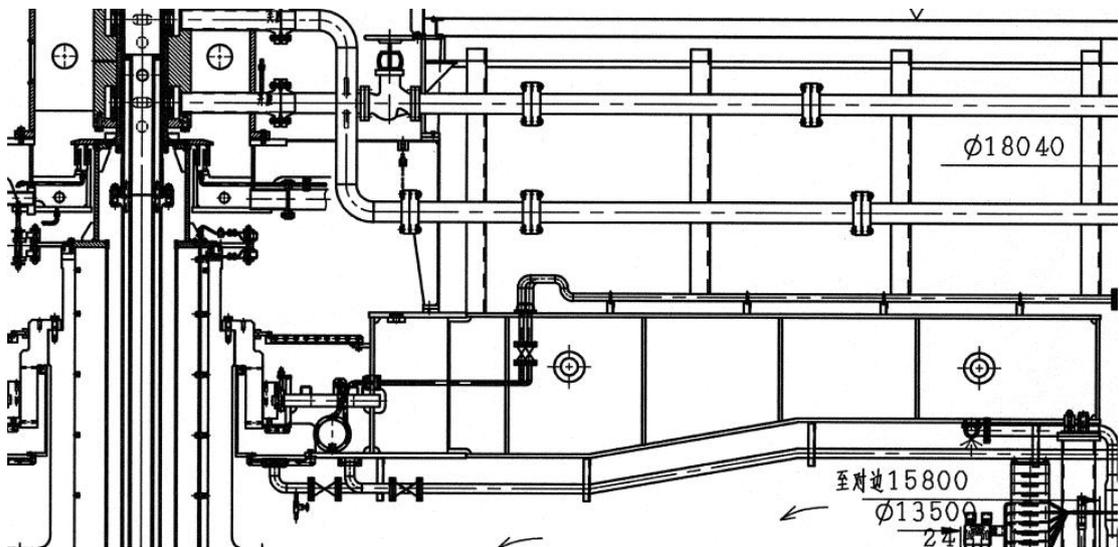
某电站机组安装时，水轮发电机发电机上机架无盖板，运行人员无法进入上机架检查滑环、碳粉吸收装置等运行情况，同时，异物可能直接掉落到发电机转子上，给机组安全稳定运行带来隐患。

### 二、原因分析

机组结构设计时未充分考虑现场运行环境，设计不完善。

### 三、解决方案及过程

在发电机上机架支臂上安装分瓣盖板，在盖板周围焊接、安装不锈钢固定遮拦。



发电机断面局部图

### 四、效果评估

目前，1F~4F 完成盖板和固定遮拦安装，为人员、设备

提供了安全保障。

## 某电站机组发电机油雾情况严重

### 一、现象描述

某电站发电机自投运以来一直存在各部油槽向外部溢油，导致油槽内油位降低直至报警、下机架室内油雾情况日益严重，影响了机组正常安全经济运行。

### 二、原因分析

根据某电站机组上导、下导、推力油槽结构，分析油槽各部油雾主要来源于以下方面：

1. 油槽各部存在盖板密封老化失效、组合缝过大、管路及阀门附件、测温电缆孔洞封堵不严等问题，造成渗漏现象。

2. 油槽盖板密封结构不合理，不能启动很好地密封效果，油雾随大轴旋转后四处逸散，造成机组油雾现象。

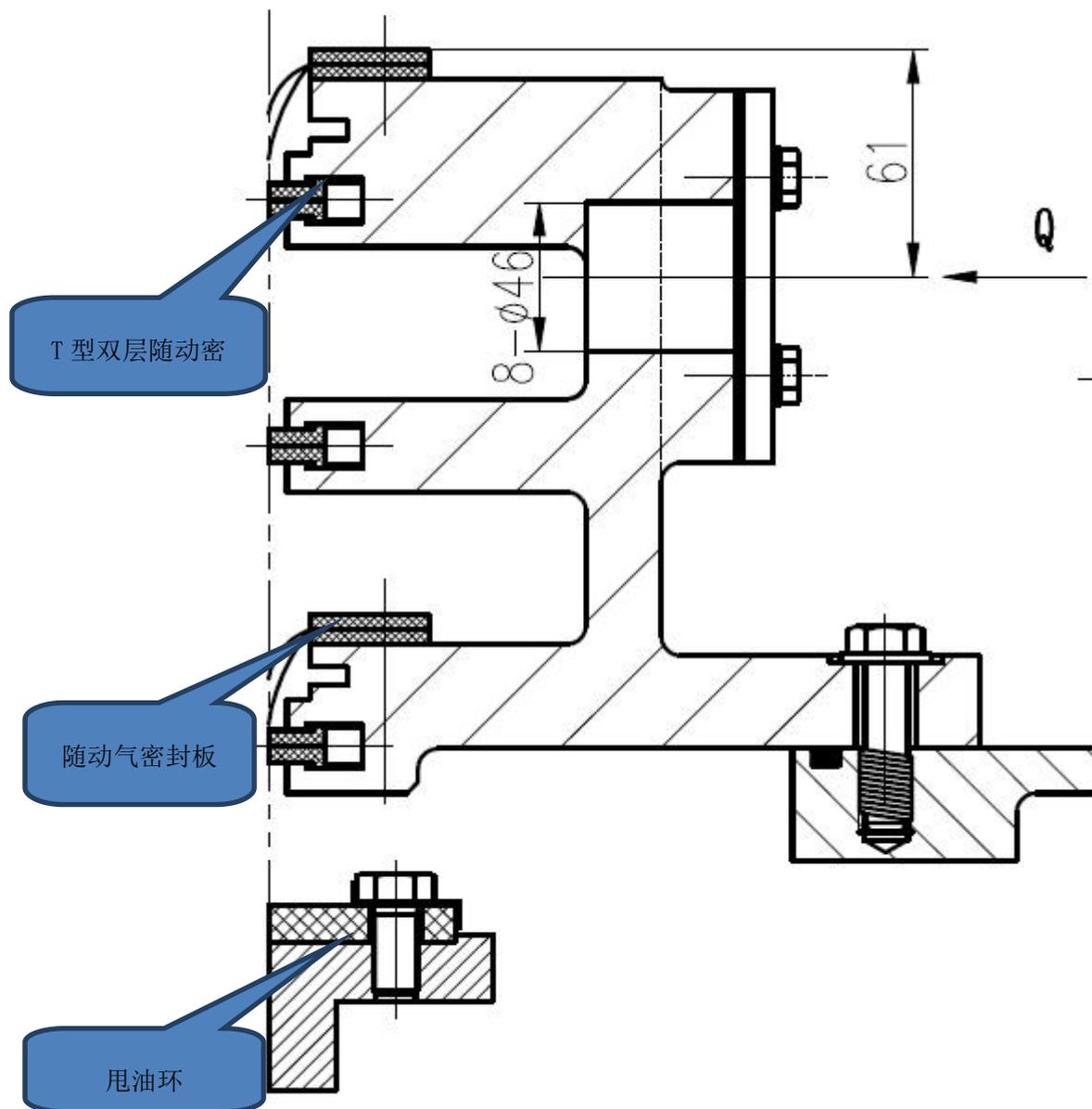
3. 油槽吸油雾装置管路为普通塑料软管，老化破损，造成渗漏现象。

4. 推力油槽内油盆在机组运行时溢油，流至下导轴承周围腔体内，积油较多。

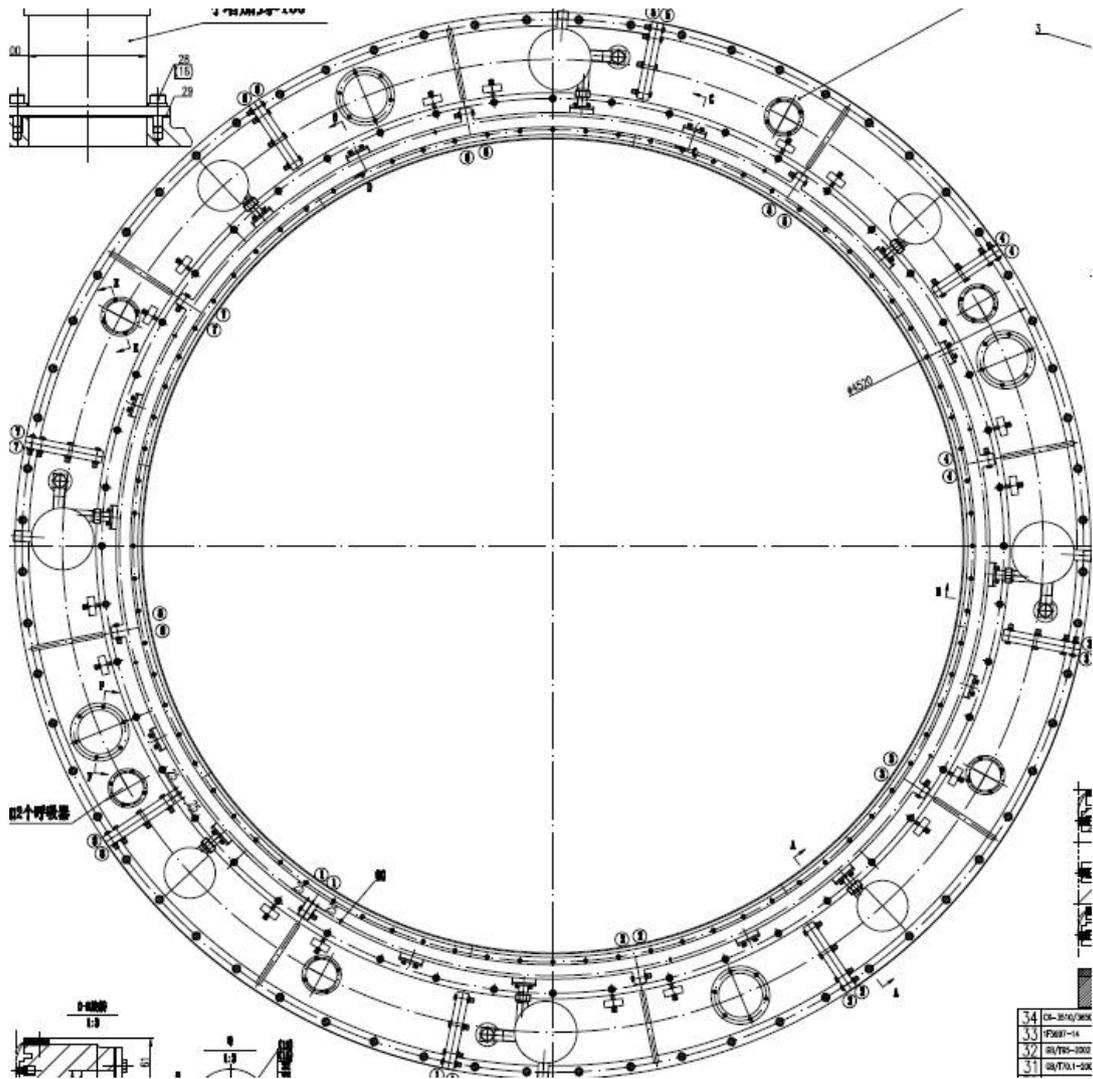
### 三、解决方案及过程

#### 3.1 接触式密封改进

机组推力、上导、下导油槽盖板密封结构大致相同，介绍如下：



接触式密封盖改进示意图



接触式密封盖俯视图

(1) 对推力油槽盖进行改造，采用了新型结构的油槽密封盖，其中，密封盖有 2 道气密封板，密封盖三道接触密封为 T 型双层随动密封齿，密封腔室分为二个腔室，使强排与送风腔室分开，更好的控制了油雾的溢出。由于油槽盖最下部的一道密封高度的增高，使推力轴承内腔室增大，有益于油雾的凝结。油槽盖板改造如图 1、2 所示。

(2) 在主轴上加装甩油环，位置见图 1 中腔内。甩油环材料是由铸钢铸造而成，由八半体组成，甩油环装卡在推

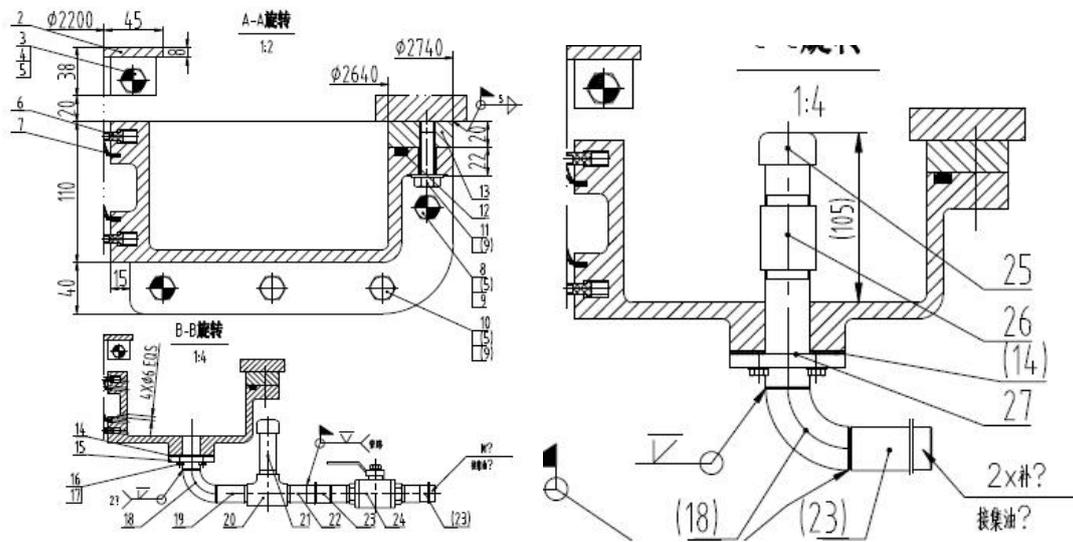
力头上并点焊，与转轴同步转动，目的是防止轴承室的油沿着推力头爬出泄露，沿轴上来的油改变流动方向并在甩油环离心作用下流入接触式密封盖内腔底面，通过图 1 中腔外侧的排油孔经吸油雾装置将油流回推力油槽，控制了外甩油问题。

(3) 密封盖上加装耐负压油雾过滤呼吸器 4 个、送风装置 4 台、吸油雾处理装置 4 台，耐负压油雾过滤呼吸器是由本体、折流板、集油器等组成。它可使油雾在通过折流板到集油器的过程中，由油雾凝结成油滴，返流回油槽内，经过过滤的空气被排出，使油槽内外压差保持一致，耐负压油雾过滤呼吸器既能保证轴承室油雾的排出，又能防止外侧负压将轴承室的油雾直接吸出；送风装置在规定的时间内工作，向上腔室内送入一股气压，这股气压通过精确计算为合适风量，既能起到风压密封板的作用，又能有效的阻断油雾的溢出；吸油雾处理装置在规定时间内工作，将油槽腔内的油雾吸至吸油雾处理装置中进行处理，通过吸油雾处理装置含有的过滤装置过滤后，干净的空气通过吸油雾处理装置外侧连接的出风口引导至指定位置进行观察，过滤后的油通过吸油雾处理装置底侧的回油管路重新返回油槽。

### 3.2 推力油槽下接油盆改进

内挡油筒的不圆度、安装的中心偏差等，使转动部分与推力内挡油筒处产生不均匀缝隙，产生不同程度的偏心，其

间隙时大时小,使导轴承各部分之间的油环很不均匀,在转速较高情况下,容易产生较强的压力脉动而向上窜油。在油槽底部安装接油盆,将油槽由于内甩油产生的油雾封闭在密闭空间,油雾在有效的空间凝结,通过安装在大轴上的甩油环将凝结的油滴收集在接油盆内,在通过溢油管排至接油盆,从而有效防止推力油槽内甩油造成油雾扩散。



油槽下接油盆示意图

### 3.3 密封盖外循环系统管路检查

上导、下导、推力密封盖吸油雾装置进油雾管及回油管老化,出现渗油现象。由于吸油雾装置管路材料为塑料软管,长期运行后管路软化、变形、腐烂,管路接头出现卡环松动、脱落现象,形成漏油,在以往检修过程中均发现以上现象。检修过程中,将更换金属波纹管,防止管路被腐蚀,更换接头处卡环,保证循环管路不脱落。

### 3.4 盖板密封条及孔洞封堵检查

上下导油槽、推力油槽盖板及推力油槽堵板密封条材质

为普通橡胶，长期运行后管路老化、变形；此外，因各油槽测温电缆等孔洞封堵不严密，造成油槽出现外甩油现象，在以往检修过程中均发现以上现象，可根据实际情况更换各部密封条、封堵油槽孔洞，防止外甩油。其中，6台机组上导油槽测温电缆孔漏油现象较为明显，6台机组均做防油雾密封处理。

### 3.5 推力副油箱错牙处理

推力副油箱通过卷材、板材焊接，由四瓣通过螺栓把合组成，随长时间运行副油箱应力逐渐释放，造成组合面错牙严重，引起渗油。采取将各组合面的普通密封件更换为耐油、耐高温的密件垫，各密封面涂抹专用密封胶，并严格控制工艺。另择机对推力副油槽进行整体改造，彻底消除该处缺陷。

## 四、效果评估

2014-2017年结合机组检修，完成某电站6台机组推力油槽及4F、6F机组下导油槽盖的更换整治，并更换5F机组推力油槽副油箱，更换6台机组推力外循环管路法兰密封垫，机组油雾状况明显减少，治理效果明显。

## 某电站 1F 机组制动器严重串气

### 一、现象描述

某电站 1F 机组检修制动器动作试验时，发现制动器顶起腔与复归腔存在串气，同时管路存在严重漏气现象，直接影响制动器正常运行，严重影响机组正常运行。

### 二、原因分析

原因分析如下：

1. 随着机组长期运行，制动器本体、管路密封逐渐老化，达到使用寿命，导致密封失效。
2. 低压供气管路中，气含水量过高，加速密封老化。
3. 1F 机组启停次数过于频繁，制动器投入、退出次数过多，加速密封老化。

### 三、处理方案及过程

1. 在机组 B 修期间将 24 台制动器分解，打磨活塞、缸体表面高点毛刺，更换制动器活塞、缸体密封。
2. 更换制动器环管至制动器顶起腔、复归腔、顶转子腔密封圈全部更换，接头紧固。
3. 修后进行制动器试验，检测是否存在漏气现象，发现漏点继续处理，保证制动器保压 30min 压降下降控制在 0.02MPa。

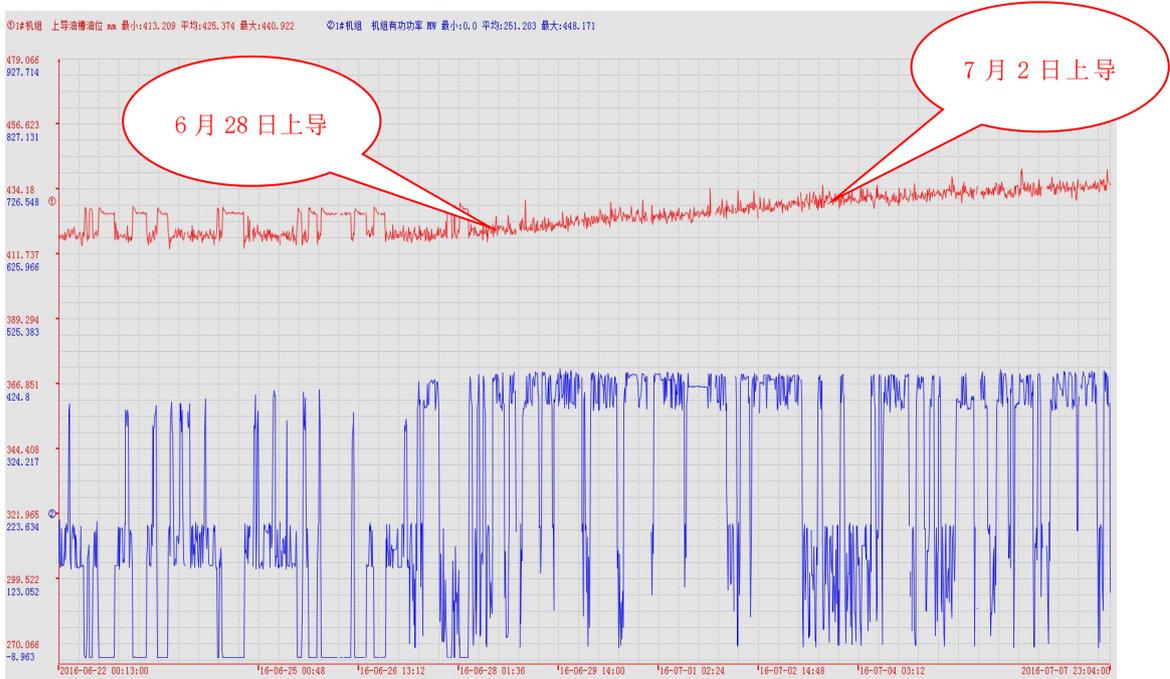
#### 四、效果评估

2015-2016 年检修期 1F 机组 B 修期间，更换 24 台制动器密封、管路密封以及有磨损制动器缸体后，制动器保压试验正常，渗漏点已全部消除，并在低压制动气罐前端加装气水分离装置，并更换每台机组测速制动柜内的气源过滤器，减少制动气的含水量；2016-2017 年 1F 机组检期间，仍发现 1F 制动器顶起腔与复归腔存在串气，经分解检查发现部分制动器内部缸体锈蚀及密封圈损坏，打磨缸体及更换密封圈后，制动器恢复正常，最终处理效果需进一步观察。

## 某电站发电机上导油槽冷却器不可靠

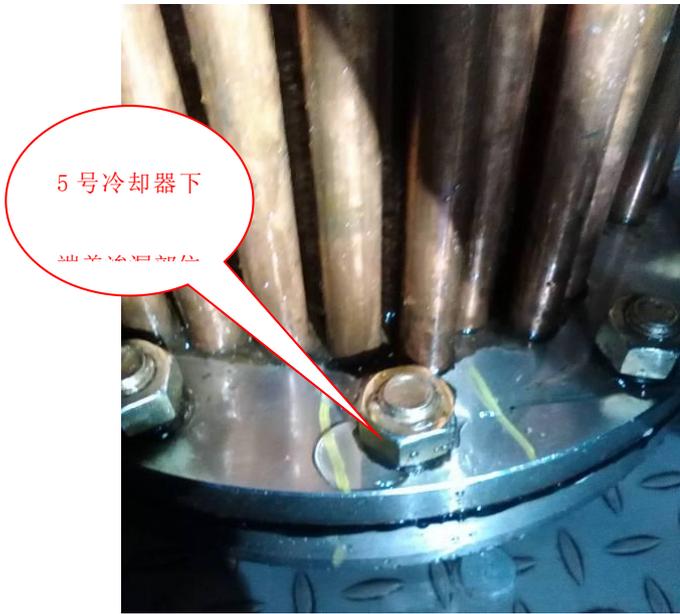
### 一、现象描述

2016年7月，运行人员开展设备运行数据趋势分析时，发现某电站1F上导油槽油位有异常上涨趋势，四天内上涨约10mm，随后从上导油槽取油样化验，发现油已乳化，含水量超标。2013年9月，某电站1F机组上导油槽也因冷却器漏水造成油槽油位上涨。



### 二、原因分析

机组上导冷却器为主机安装时配套冷却器，分解该系列冷却器检发现端盖法兰设计尺寸不符合规范要求，密封垫压缩边尺寸较窄，同时冷却器安全可靠性能较低，采用薄壁铜管，上下端盖仅靠铜管连接支撑，极易发生渗漏。



故障冷却器分解情况

### 三、解决方案及过程

对机组上导冷却器进行升级改造，主要进行如下改进：

1. 承管板采用 0Cr18Ni9，能有效避免管板锈蚀，同时为保证管板胀接的质量，将承管板厚度增厚 10mm。

2. 冷却管采用输送流体用不锈钢 316L，壁厚 1mm，抗机械腐蚀和抗化学腐蚀性能优良。

3. 对水室密封结构进行改进，增大密封面积，密封材料由丁晴橡胶改为抗老化性能更好的氟橡胶。

4. 在冷却器上、下管板间增设支撑拉杆，增加冷却器刚度，较小因冷却管震动和重力对管板胀接处的影响。

5. 冷却器的结构布局和接口尺寸与原冷却器保持一致，便于安装更换。



新冷却器外观图

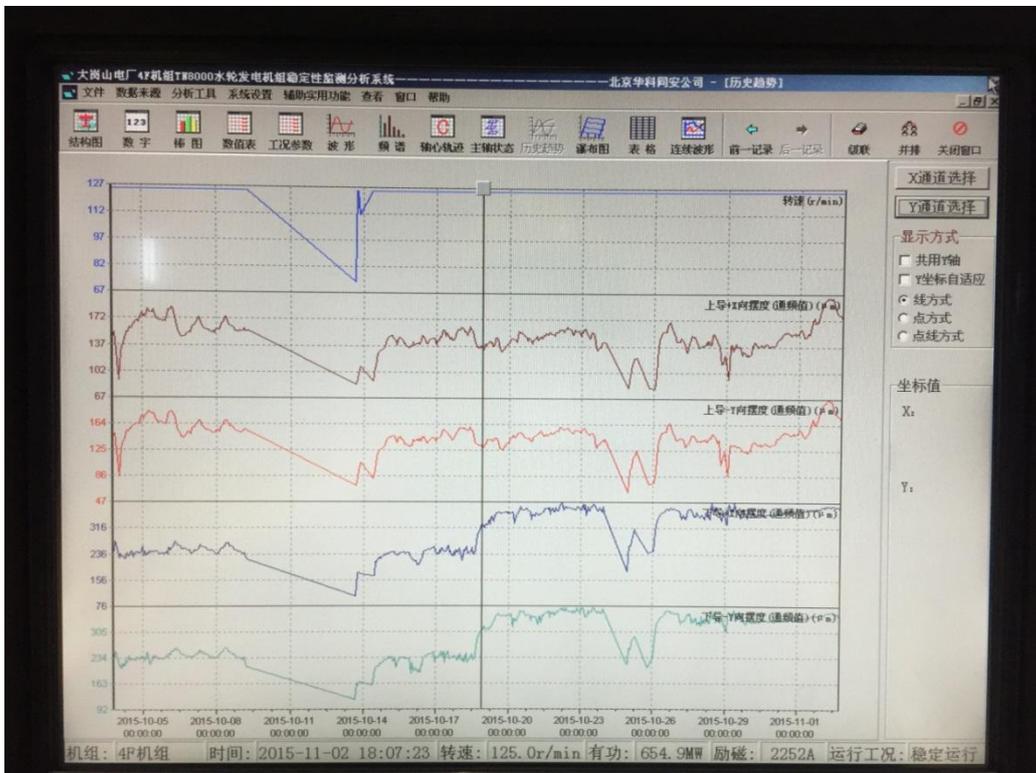
#### 四、效果评估

2016-2017 年检修期，完成了 1F、4F 机组上导冷却器升级更换，其余 4 台机组更换了冷却器端盖密封，计划随后续检修整体更换，现 1F、4F 机组上导瓦温运行稳定，油槽油位无上涨趋势，设备治理效果明显。

## 某电站 4F 机组下导摆度逐渐增大处理

### 一、现象描述

某电站机组下导轴承共 24 块巴氏合金轴瓦，采用楔子板支撑结构，轴瓦单边间隙 0.35mm，总瓦隙 0.70mm。4F 机组自投产发电以来，下导摆度基本稳定在 0.25mm，随着运行时间的增加，2015 年 10 月 18 日~20 日，下导摆度快速上升至 0.34mm，之后缓慢上升至 0.37mm，并有继续上升的趋势。经检查，4F 机组下导轴瓦平均温度 34℃，轴领平均温度 35.5℃（最低 31℃，最高 40℃，相差 9℃），大轴平均温度 28.9℃。



4#机组上下导摆度曲线

## 二、原因分析

下导轴承轴领温度随着机组运行时间增长而升高，轴领温度存在不均匀现象，且轴领与大轴也存在温差，轴领不均匀膨胀导致摆度增大。

## 三、解决方案及过程

一是在下导轴领上焊接限位块，防止出现滑转子受热上爬现象。二是拆除下导密封盖板三层接触式密封的下两层，减少摩擦，降低轴领温度及不均匀度，减小下导摆度。

## 四、效果评估

经过处理，4F 机组下导轴承摆度在 0.25mm~0.30mm 之间，达到预期效果。已对 1F~3F 机组进行同样处理。

## 某电站发电机油雾大处理

### 一、现象描述

某电站投运后，上导轴承、下导轴承、推力轴承都存在不同程度的油雾较大的问题，影响了机组正常安全经济运行。

### 二、原因分析

1. 吸油雾装置渗油。上导、推力、下导轴承吸油雾装置端面密封为耐油胶皮，经长期运行，容易出现老化破损，从而发生渗油现象。

2. 上导、推力、下导轴承油槽盖板为接触式密封盖，接触式密封盖共分为六瓣，都存在不同程度的圆度不够，接触式密封条相抵触，导致接触式密封盖与大轴之间存在缝隙，从而产生油雾。

3. 各部油槽测温线进线口处密封不严，容易出现渗油。

### 三、解决方案及过程

1. 将全部吸油雾装置端面密封进行更换，更换为吸油雾装置专用密封条。

2. 将接触式密封盖完全分解，进行打磨修正，确保各接触式密封条动作灵活，且均匀接触大轴。

3. 采用平面密封胶将油槽进线口线槽完全填堵密封。

### 四、效果评估

处理后，四部轴承油雾有改善，但未达到预期效果。

# 某电站发电机空冷冷凝水治理

## 一、现象描述

某电站发电机运行时空冷器表面凝结大量冷凝水，如不及时除去，会对空冷造成腐蚀伤害，同时会使得风洞内部环境湿度增加，会影响发电机部分的绝缘性能。



空气冷却器冷凝水

## 二、原因分析

某电站机组发电机采用端部回风的密闭自循环空气冷却系统，热风通过均匀布置在机座外壁的 16 个高效空气冷却器冷却，热风在冷却过程中，会自然发生凝结现象，形成冷凝水。

## 三、解决方案及过程

1. 设置空气冷却器冷凝水引流装置，如下图所示。

(1) 在空气冷却器正下方设置可拆卸式集水槽，。

(2) 各冷却器集水槽开 $\Phi 20$ 的孔，通过环形布置的集水管将冷凝水引至集水箱。

(3) 集水箱安装在下机架室，集水箱配备溢流阀和排水阀方便检测及日常监护要求。

2. 在风洞内设置 2 台除湿机，减少空冷冷凝水对风洞内空气湿度的影响。



集水槽



集水箱

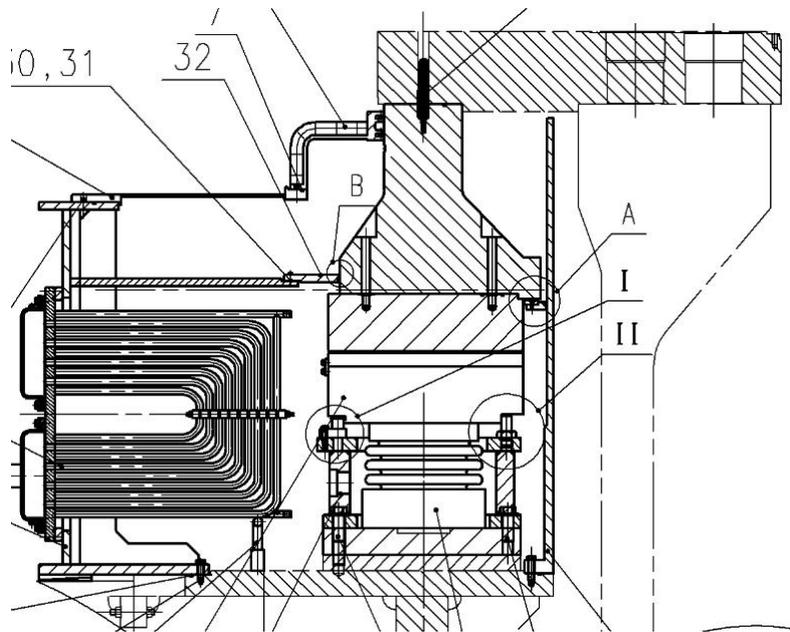
#### 四、效果评估

处理后，空气冷凝水明显改善。

## 某电站 3F 机组发电机推力油槽甩油

### 1. 存在问题

停机检查发现 3F 机组定子下端部有油迹，制动器有油且成滴状。经打开转子中心体进人孔发现转子中心体下部积油严重。



分析认为发电机甩油来自于推力油槽，可能造成甩油的部位有推力头与转子中心体密封、油槽密封盖接触式密封及合缝、转子中心体与大轴连接处。经检查推力油槽下方接油槽无积油，基本排除为内甩油。

### 2. 原因分析

推力头与转子中心体密封泄露，油沿着销钉及螺栓上爬至转子中心体下部，并沿着推力头与中心体合缝面甩出是造成发电机甩油的主要原因。

### 3. 解决方案

(1) 吊转子检查，检查推力头与转子中心体间组合面及密封。

(2) 根据检查情况更换密封。

(3) 机组盘车，轴线调整，恢复机组。

#### 4. 效果评估

待实施后进一步观察。

## 某电站发电机风洞内冷凝水治理

### 1. 缺陷现象

某电站水电站发电机布置有 14 台空气冷却器，夏季由于空气湿度较大，在冷却器表面产生凝结水，形成水滴，滴落至地面或设备上。

### 2. 原因分析

冷凝水进一步增大空气湿度，可能引起发电机电气设备绝缘降低，金属部件表面锈蚀，不利于发电机设备安全稳定运行。

### 3. 解决方案及过程

(1) 在发电机风洞内安装加热装置，在停机状态下投入机坑加热装置，提高机坑内温度；

(2) 在空气冷却器下部装设接水盘，将冷却器表面冷凝水通过排水管将水引出风洞排水沟，减小风洞内空气湿度；

(3) 增加除湿机，进一步减小空气湿度，目前除湿机正在购买中。

### 4. 效果评估

待实施后进一步观察。

## 某电站发电机空冷排气管增设防水措施

### 1. 存在问题

某电站水电站发电机组布置有 14 台空气冷却器，由机组技术供水提供冷却水，水压范围 0.2~0.6MPa，每台冷却器设置一个排气阀用以内部空气，存在排气阀喷水至发电机定子上的隐患，严重影响机组安全。

### 2. 原因分析

发电机空气空气冷却器排气阀未设置挡水或引水设施，冷却器充水时水流将直接喷射至发电机定子上，不利于发电机设备安全稳定运行。

### 3. 解决方案及过程

在发电机空气冷却器排气阀出口装设引水管，将排气阀出水引至风洞排水沟。

### 效果评估

待实施后进一步观察。

## 某电站发电机转子上方管路法兰治理

### 1. 缺陷现象

某电站发电机转子上方大轴补气管、上导油槽管路均设计有法兰，且大轴补气管法兰正对发电机中性点，若法兰密封或法兰连接损坏，水、油将直接淋至转子上，导致发电机或风洞内电气设备绝缘下降，表面锈蚀，严重影响机组安全。

### 2. 原因分析

发电机转子上方大轴补气管、上导油槽管路法兰布置在转子上方，可能发生水、油将淋转子事件。

### 3. 解决方案及过程

(1) 将发电机转子上方大轴补气管、上导油槽管路法兰移至转子外部。

(2) 对大轴补气管正对中性点位置进行引排水处理。

### 4. 效果评估

待实施后进一步观察。

# 某电站 4F 机组下导油槽瓦温偏差偏大

## 1. 存在问题

某电站 4F 机组在 7 月份设备巡回检查中发，发现下导瓦温偏差过大，最大达到 15.5℃，详见机组轴承温度监视表。



## 2. 原因分析

(1) 机组下导瓦在运行中出现瓦隙松动，导致瓦隙不均匀，下导瓦受力不均匀，导致瓦温偏差过大。

(2) 结合运行需要，机组瓦温偏差值不宜超过 10℃。

## 3. 解决方案

(1) 机组停机，重新调整下导瓦瓦隙；

(2) 严格执行检修规程要求，偏差不超过 $\pm 0.01\text{mm}$ 。

#### 4. 效果评估

待实施后进一步观察。

## 调速器（机械）

### 某电站锁锭接力器油管路活接头松动处理

#### 一、现象描述

某电站锁定接力器油管路接头在机组长期振动情况下容易松动、脱落，锁定无法投入或退出，造成机组开机失败和环境污染。

#### 二、原因分析

设计安装时未充分考虑现场运行环境，设计不完善。

#### 三、解决方案及过程

将锁定接力器油管路末端改为高压软管与锁锭接力器本体连接，避免因振动导致活接头松动、脱落。



锁锭接力器油管路改造后

#### 四、效果评估

目前，已完成 1F~4F 锁锭接力器管路的整治，为设备安全稳定运行提供了可靠保障。

# 某电站调速系统电液隔离阀先导阀控制油管路接头渗油处理

## 一、现象描述

机组在运行过程中发现，调速系统工作油罐和事故油罐电液隔离阀先导电磁阀管接头处存在不同程度的渗油现象。



先导阀控制油管路更换前

## 二、原因分析

电液隔离阀本体和先导电磁阀之间采用不锈钢管进行配管连接，运行中发现，当油压装置停泵时，电磁阀处管路及支座振动较大，容易造成管接头处松动或密封损坏，导致渗油。

## 三、解决方案及过程

将控制油管路更换为高压软管、电磁阀在支座上加以固定，以防止因振动原因造成管接头渗油现象的发生。



先导阀控制油管路更换后

#### 四、效果评估

目前，某电站 1F~4F 机组工作油罐进油电液隔离阀已全部完成控制管路整治，效果良好，未发现渗油现象。

## 某电站锁锭接力器油管路改造

### 一、现象描述

机组在运行过程中发现，机组锁锭接力器油管路活接头容易发生松动，严重时脱落，影响机组的正常开停机。

### 二、原因分析

锁锭接力器油管路与接力器本体之间为硬连接，在接力器投退及长期振动环境下，容易造成管接头处松动或密封损坏，导致渗油或脱落。

### 三、解决方案及过程

将油管路更换为高压软管与接力器本体连接，以防止因振动等原因造成管接头松动、脱落现象的发生。



锁锭接力器油管路更换后

### 四、效果评估

目前，某电站 1F~4F 机组锁锭接力器已全部完成油管路改造，效果良好，未发现松动、脱落现象。

## 某电站机组事故配压阀动作异常

### 一、现象描述

在 2014-2016 年检修期中，先后发现某电站 2F、3F 机组停机检修调速器修前试验时发现事故配压阀、纯机械超速装置均不动作，直接威胁设备正常运行；2017 年 5 月，2F 机组事故配压阀在无操作命令下异常动作，危及设备安全。

### 二、原因分析

#### （一）事故配压阀误动分析

1. 因事故配压阀控制油源直接取自事故油罐，前端无过滤装置，油罐中杂质可直接进入事故配压阀内部造成事故配卡阻。

2. 事故配压阀先导电磁阀控制其动作，先导电磁阀内部油口堵塞或阀芯损坏导致开关不到位均会导致事故配不动作。

3. 事故配压阀本体恒压腔活塞磨损，导致事故配本体发卡。

#### （二）事故配压阀误动分析

1. 1F、2F、3F 机组事故配压阀的先导电磁阀型号为 4WE6D50B/OAG220NZ5L(华德液压、不带定位器)。现场使用的工作方式为脉冲通电（3-5s）切换，在不进行切换工作时电磁阀投入及复归线圈均不通电。该阀的工作行程为 2mm，

阀芯遮程为 0.9mm，由于此型号产品无复位弹簧，两端电磁铁都不通电时，阀芯会处于一个游离状态，阀芯位置无法保证固定不动，在先导电磁阀回油瞬时背压或有油流的等情况下，阀芯发生超过 0.9mm 的位移后电磁阀将出现油口切换，使事故配压阀控制腔泄压，从而造成事故配压阀在无操作命令下发生动作。

### 三、 解决方案及过程

#### （一）事故配压阀拒动解决方案

1. 为了保证事故油罐至事故配压阀油源的清洁度，分别在事故油罐通入事故配压阀的两根控制油管和通入事故配压阀先导电磁阀的控制油管中间加装过滤器（黎明液压型号 SMF-D100\*20C）。

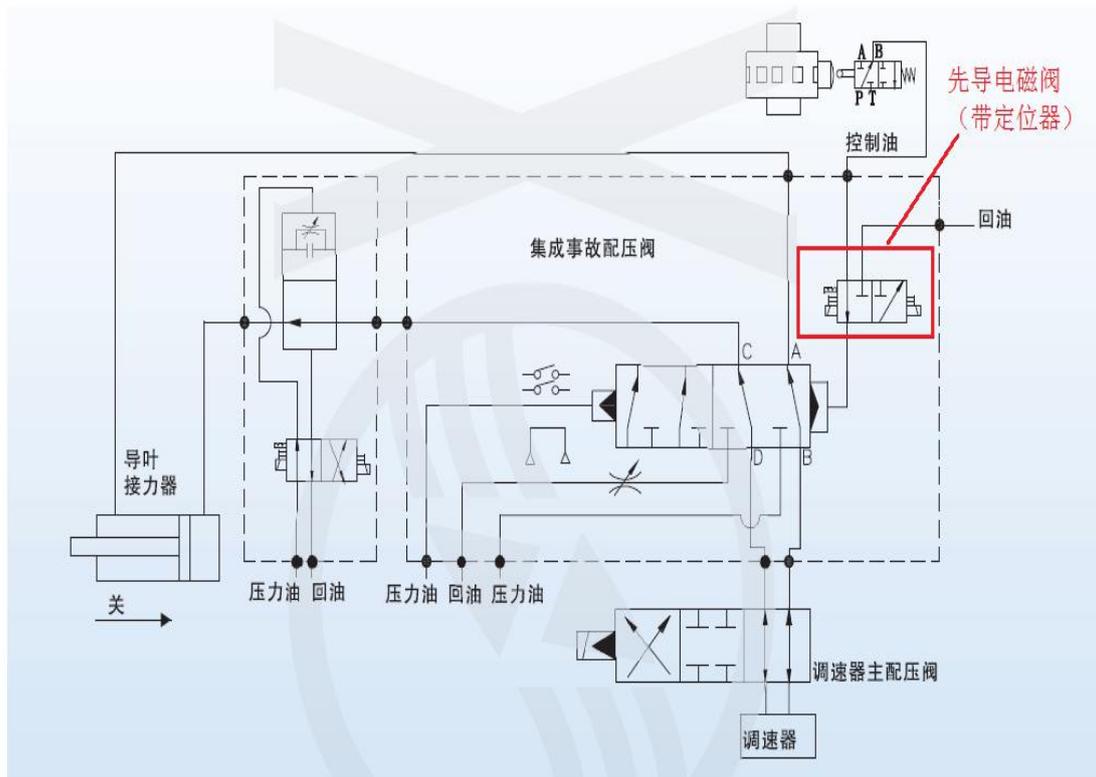
2. 检查分解事故配压阀先导电磁阀，用清洗剂清洗电磁阀阀芯，清理油口，保证先导电磁阀正常动作。

3. 分解事故配压阀恒压腔端盖，分解打磨活塞，去除高点毛刺，保证恒压腔端盖动作灵活。



## (二) 事故配压阀误动解决方案

1. 将某电站四台机组事故配压阀先导电磁阀统一更换为带定位器类型切换阀（华德液压 4WE6D61B/ OFCG220NZ5L），确保投入和复归线圈均不带电时阀芯位置可靠。
2. 将四台机组事故配压阀先导电磁阀的回油管道单独接至回油箱或接至大通径（DN50 以上），彻底消除因回油背压可能引起先导电磁阀误动的隐患。



#### 四、效果评估

2015-2017年检修期，已完成1F、2F、4F机组事故配压阀过滤器加装，四台机组事故配压阀均完成分解检查，事故配压阀先导电磁阀均更换为带定位器类型切换阀（华德液压4WE6D61B/ OFCG220NZ5L），事故配压阀回油管待2017-2018年检修期进行单独设置，目前事故配压阀工作可靠，动作正常，大大提高了设备运行的可靠性，设备治理效果明显。

## 某电站 6F 调速器气罐焊缝裂纹

### 一、现象描述

2016 年 6 月，雅安特检所开展特种设备定期检验，发现某电站 6F 调速器油压装置罐筒体纵焊缝（靠下封头端）存在较严重的缺陷波显示，要求对焊缝表面进行清理以备复核，立即协调检修公司和国电电科院对该焊缝表面清理并探伤校核。同时，雅安特检所开展该气罐复核工作，超声探伤发现气罐纵焊缝（靠下环焊缝）存在反射波幅超标的缺陷，缺陷位置距离下环焊缝 150mm-400mm、长度 250mm，缺陷埋藏深度 20-40mm，缺陷高度从 3mm 至 10mm 不等，现场下发特种设备检验意见通知书，要求对该处缺陷进行修复处理并经监检合格后方可继续使用。

### 二、原因分析

组织国电电科院、检修公司、能事达公司、雅安特检所、具备资质的压力容器生产厂家等相关单位召开气罐专家分析会，分析认为：

1. 此次气罐筒体纵焊缝检测发现的缺陷不是运行过程中新生缺陷，属于生产制造过程的遗留缺陷。

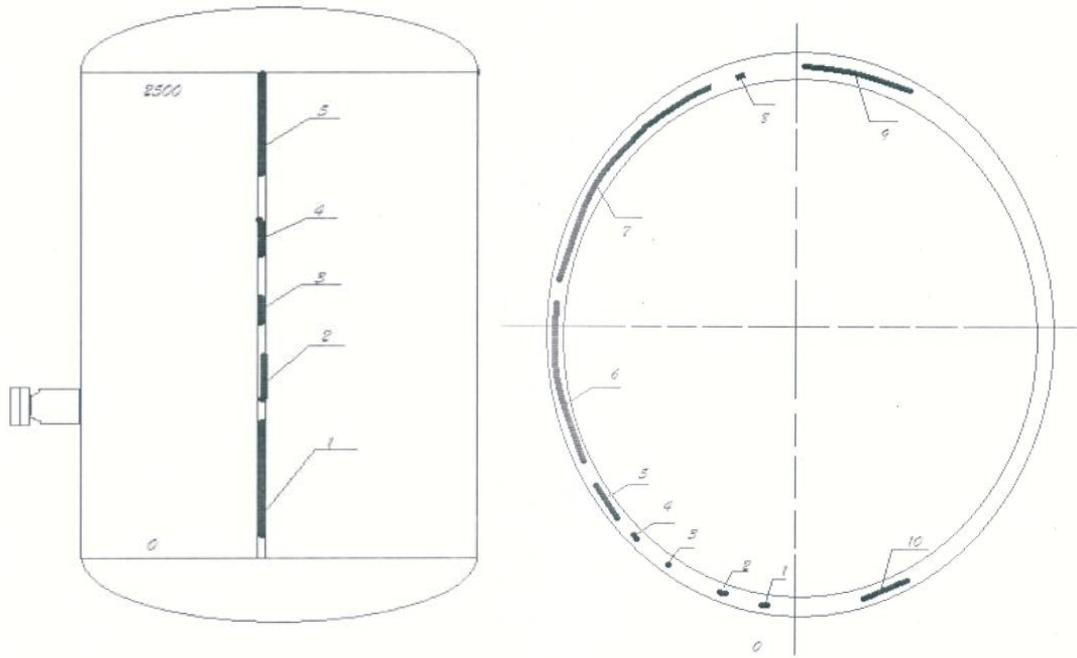
2. 查阅了会议提供的气罐制造、安装及运行期相关资料，对本次检测发现的气罐缺陷分析研究，认为本次检测发

现的缺陷暂不影响气罐的安全运行，该气罐可继续监视运行，在下个检修期时对缺陷气罐进行处理。

3. 原则同意运行单位制定的监视运行措施，另建议增加每个月一次的定期检测跟踪缺陷变化情况，检测方式采用与此次检测相同的 A 型脉冲发射法超声检测和衍射时差法超声检测，定期监测气罐缺陷发展情况，若第一个月检测未发现异常，定期检测周期延长至两个月。

### 三、解决方案及过程

在 2016 年 10 月优先安排 6F 机组检修，根据经雅安特检所审批备案的现场修复方案对调速器气罐进行处理，处理过程中探伤检测发现，除 6 月雅安市特检所检测发现的气罐纵焊缝（约 1.84m）存在缺陷外，又新发现气罐下环缝存在多处超标缺陷，缺陷总长度为 1.985m（下环缝外圆周长为 5.935m），经刨除打磨发现下环缝超标缺陷中有约 0.5m 长的线性裂纹缺陷。按照焊缝探伤检测、缺陷标记、缺陷清理打磨、清根探伤确认、焊接预热、多层多道及分段焊接、焊接热应力消除、焊接区域探伤检测、焊接区域热处理、热处理后探伤检测、水压试验等系列工艺流程对缺陷进行了处理。



- |                |          |
|----------------|----------|
| 1: L:150~1000  | H: 18~36 |
| 2: L:1170~1300 | H: 20~36 |
| 3: L:1430~1550 | H: 20~35 |
| 4: L:1640~1740 | H: 20~34 |
| 5: L:1860~2500 | H: 16~30 |

- |                |         |                 |         |
|----------------|---------|-----------------|---------|
| 1: L:190~210   | H:35    | 2: L:320~350    | H:36    |
| 3: L:540~550   | H:32.5  | 4: L:650~705    | H:36    |
| 5: L:740~895   | H:32~38 | 6: L:965~1635   | H:31~41 |
| 7: L:1760~2600 | H:21~35 | 8: L:2830~2865  | H:36    |
| 9: L:3025~3395 | H:26~34 | 10: L:5165~5370 | H:36~38 |

6F 调速器气罐缺陷分布图



6F调速器气罐下环缝局部线性裂纹缺陷

#### 四、效果评估

修复工作完成后，开展了气罐9.0MPa的水压试验，雅安市特检所出具该压力容器的维修监督检验合格证书，气罐已恢复正常运行，设备治理效果明显。

## 某电站机组纯机械超速装置定值重新整定

### 一、现象描述

某电站机组纯机械超速保护定值原定值为 145%，对于 300r/min 高转速机组定值偏高。

### 二、原因分析

某电站机组纯机械超速保护定值原定值为 145%，在机组实际甩满负荷情况下，机组超速仅达到 107%额定转速，在机组投运调试时未实际进行纯机械超速动作试验。

### 三、解决方案及过程

在机组检修时，由厂家对纯机械超速装置进行整定，整定定值为 130%。

### 四、效果评估

机组检修后进行了 2F 机组纯机械超速试验，纯机械超速装置动作正确。

# 起重设备

## 某电站大坝 300t 门机防腐整治

### 一、现象描述

近几年来，某电站由于附近工厂企业的逐渐增多，炼钢厂、纸厂等排放大量的废气、废水、尘埃等污染物，致使该地区环境遭到比较严重的破坏，酸雨十分严重。走台花纹板、门机的主梁、支腿、横梁等钢结构等处均出现了大幅度的锈蚀如下图所示，严重影响了设备的安全和使用寿命。



防腐前的走台

防腐前的楼梯

### 二、原因分析

1. 门机所在地污染企业较多，包括造纸厂、食品加工厂、钢铁厂等，排放大量污染气体，破坏环境，导致本地酸雨较多，对门机的金属结构造成腐蚀破坏。

2. 设计安装时，金属结构的防腐工艺存在问题，钢板除锈不充分，导致赌气脱落。

### 三、解决方案及过程

1. 对金属结构进行彻底打磨，除尽氧化膜、油迹、水渍、灰尘以后，再涂底漆。

2. 底漆选用附着力强的环氧富锌底漆，面漆选用耐候环氧改性聚氨酯漆，与底漆附着力较好，且色泽保持时间长。

3. 待底漆实干以后再涂第一道面漆，待第一道面漆表干以后再涂第二道面漆。

4. 涂漆时厚度均匀，不得漏涂和误涂。面漆应均匀、细致、光亮、色泽一致，不得有粗糙不平、漏漆、错漆及严重流挂等缺陷。

5. 先涂底漆后涂面漆。面漆涂刷不少于2遍。各层之间不得有咬底、裂纹、针孔、分层剥落、漏涂和返锈等缺陷。

### 四、效果评估

1. 门机经过防腐整治以后，整个门机焕然一新。
2. 油漆表面无脱落、气泡、分层剥落现象。
3. 门机的锈蚀情况得到极大改善，还未出现锈蚀现象。



## 某电站起重机械增设安全监控管理

### 一、现象描述

铜街子大坝300t 门机和厂房2×300t 桥机承担着机组和  
大坝机电设备的吊装工作，由于设备投产时间早，安全装置  
不全，特别是厂房2×300t 桥机没有安装起重量限制器，对  
设备的安全运行及使用造成隐患。

### 二、原因分析

1. 设计安装时，未充分考虑无起重量限制器存在的安全  
隐患。

2. 设计安装时，未充分考虑无视频监控系统存在的安全  
隐患。

3. 根据国质检特联 [2011] 137号文，关于印发《大型  
起重机械应安装安全管理监控系统实施方案的通知》的要  
求，大型起重机械应安装安全管理监控系统，以确保设备安  
全稳定运行。

### 三、解决方案及过程

本系统由四部分组成：监控现场、监控云平台、京能远  
程监控维护中心、客户登录端。

#### 1. 监控现场

大型起重机设备控制器（PLC）与映翰通公司智能无线路由器 IR714 通过网线相连，IR714 通过有线（3G 无线备份）与映翰通云平台建立连接。

## 2. 监控云平台

实时状态监控系统，主要由通讯服务器、数据库服务器、WEB 服务器组成；系统基于 B/S 架构，保证大容量客户端接入；系统设计智能无线路由器产品在进行变量数据传输时可以进行智能预处理，提高传输效率；系统向现场 PLC 和京能监控维护中心提供安全的 VPN 通道；系统对外开放 API 接口，实现应用层二次开发。

## 3. 远程监控维护中心

实现应用功能的 Web 发布（包括 PLC 采集数据的画面显示，现场视频监控等功能）。同时通过系统监控云平台提供的通道，可对现场 PLC 进行远程修改和维护。

## 4. 客户登录端

使用分配的账号和密码，客户可以通过互联网 Web 登录监控中心，查看现场监控信息。

## 四、效果评估

1. 该系统运行正常，且不影响设备原有的操作系统。
2. 能进行视频回放，能查找以前的操作记录，
3. 设备改造后，能随时监控起重设备的运行状态，准确判断故障点，及时消除设备的安全隐患，保证起重设备处于

良好的健康水平。

## 某电站 300t 门机辅助设施安装

### 一、现象描述

铜街子大坝300t 门机的辅助设备包括楼梯、栏杆、走台等。某电站由于附近工厂企业的逐渐增多，炼钢厂、纸厂等排放大量的废气、废水、尘埃等污染物，致使该地区环境遭到比较严重的破坏，酸雨十分严重。楼梯、栏杆、走台等处均出现了大幅度的锈蚀现象，导致栏杆摇晃，走台出现凹坑，主梁积水严重，严重影响了工作人员和设备的安全。



### 二、原因分析

1. 环境污染。
2. 设计安装存在缺陷，金属表面处理不到位，底漆脱落严重。
3. 由于为充分考虑环境因素，所选材质与环境不符，耐腐蚀性不强。

### 三、解决方案及过程

1. 对包括回转臂上的楼梯、栏杆、走台全部进行更换。
2. 栏杆采用  $\Phi 32 \times 2.5$  的304不锈钢管制作。
3. 走台及栏杆护脚板采用  $\delta 5 \text{H}$  的201不锈钢花纹板制作。
4. 楼梯主梁采用200槽钢，梯步采用201不锈钢花纹板制作，每个梯步与主梁横担之间采用不锈钢螺栓连接。
5. 所有走台均采取一定的倾斜度（小于50），且低于主梁上平面5mm左右，便于排水，防止主梁积水，
6. 门机上下游侧第二横梁加装排水盖板。排水盖板应与走台盖板的接缝应实行满焊，并具有一定的倾斜角度，防止雨水积水进入主梁上平面，同时保证该层不锈钢板与主梁有一定的空间，便于通风，防止主梁积水受潮。
7. 在安装门机上游侧第二横梁的排水盖板前应制作支撑架，确保排水盖板有足够的强度和一定的坡度，防止产生变形和便于排水。

#### 四、效果评估

1. 门机的楼梯栏杆、走台换位不锈钢以后，锈蚀问题得到彻底解决。
2. 楼梯、走台更换以后，强度得到加强。
3. 走台采取倾斜安装以及加装引水盖板以后，主梁积水问题得到解决，基本没有积水。
4. 楼梯、栏杆、平台更换以后，解决了锈蚀和积水问题，

极大地延长了设备的使用寿命，也保证了工作人员的安全。

## 某电站泄洪洞工作门提门时液压启闭机无杆腔压力异常

### 一、现象描述

某电站泄洪洞工作门在提门过程中会时常出现无杆腔压力偏高现象，压力偏高值约为 2.5MPa，并报无杆腔压力过高故障。该种现象在闸门运行一段时间短暂停止后，再次提门时出现的频率较高，且阀组动作伴有剧烈震动，同时报无杆腔压力过高故障致使闸门无法开启。

### 二、原因分析

经分析导致此种现象的原因主要有以下 3 种：

1. 回油管路、阀组堵塞致使提门时油缸无杆腔中的液压油无法快速流到回油箱中，从而使无杆腔憋压、压力偏高。

2. 通过更换新的回油滤芯已排除滤芯堵塞因素，但不排除滤芯的过滤精度过高、过滤面积过小，致使提门时油缸无杆腔中的液压油无法快速通过滤芯回到油箱中，从而使无杆腔憋压、压力偏高。

3. 液压油使用年限较久，而滤油又只能过滤回油箱中的液压油，油缸中的液压油可能杂质较多或变质，因而无法快速流回回油箱中，导致憋压。

### 三、解决方案及过程

1. 对回油管路、阀组等部件进行分解、清洗，使回油管路畅通、无堵塞现象。

2. 更换满足设备运行要求但过滤精度低一些、过滤面积大一些的回油滤芯，使液压油有能顺利通过滤芯回到回油箱中。

3. 首先对回油箱的液压油进行过滤，然后让闸门进行多次全行程试验，使油缸中未过滤的液压油回到回油箱中，再对回油箱的液压油进行过滤，通过反复多次，使设备中的液压油都能进行充分过滤，确保液压油满足要求。

#### 四、效果评估

结合设备检修进行专项治理，目前泄洪洞工作门操作时无杆腔压力正常，动作平稳，设备治理效果明显。

# 金结设备

## 某电站 5#溢洪道闸门下沉速度过快

### 一、现象描述

2014 年 11~12 月，发现某电站 5#溢洪道闸门下沉速度为 0.1~0.2m/min，远超检修规程规定值。

### 二、原因分析

按正常方式将闸门提起 3—4m 后停止，关闭阀组出口高压阀，检测此时闸门沉降值仍为 0.1~0.2m/min，故判定缺陷出在油缸内部，初步判断为油缸内部密封件失效。

### 三、解决方案及过程

1. 落检修闸门；落工作闸门，并在其底部垫垫块，排积水；
2. 拆除左右两侧油缸，吊至坝面解体，确认缺陷位置及种类；
3. 将损坏的部件返厂修复；
4. 部件修复后，配置油缸内部密封装置；
5. 回装试验（油缸试验、带闸门试验）。



活塞杆表面及油缸内壁工作段损坏情况

#### 四、 效果评估

目前，入汛后某站 5#溢洪道正常使用时间超过 3 个月，闸门沉降值符合检修规程要求，效果良好。

## 某站机组尾水门漏水大处理

### 一、缺陷现象

在2015-2016年度检修期，发现某站1F、2F机组尾水门均存在漏水现象，1F机组漏水量明显大于2F机组。

1F机组1#尾水门左下角和右下角有漏水（详见图1），2#尾水门左下角有长约40cm侧水封漏水，漏水较大（因漏水较大，无法拍摄清晰图片，也无法判断是因门槽损坏还是水封损坏造成漏水）。

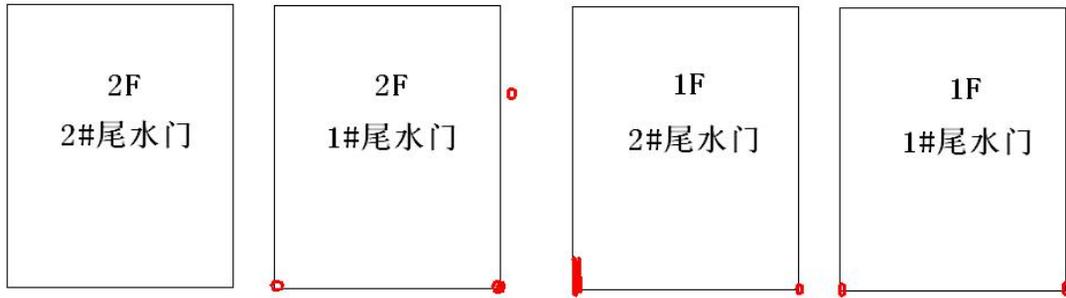
2F机组1#尾水门左下角和右下角有漏水（详见图2），右上方边墙混凝土有一个约 $\varnothing 5\text{cm}$ 小孔漏水。2#尾水门止水严密。



1F 机组 1#尾水门漏水情况



2F 机组 1#尾水门漏水情况



1F、2F 机组尾水门漏水位置示意图（面向下游）

## 二、原因分析

1. 检查发现，尾水门水封材料老化，局部存在损坏现象。
2. 尾水门门槽及轨道可能存在损坏现象。

## 三、解决方案及过程

1. 在 2016~2017 年度检修期开始之前，对上厂机组尾水门水封进行更换。

2. 在 2016~2017 年度检修期，对上厂机组尾水门门槽及轨道进行潜水检查（水下摄像），查找缺陷部位及原因，为下一步制订处理方案提供依据。

## 四、评价效果

2016 年汛期对某站上厂 1-4#尾水门水封进行了更换，2016-2017 年检修期对尾水门槽进行了水下检测，未见异常，同时结合机组检修对尾水门漏水情况进行了检查评估，上厂机组尾水门水封止水效果良好。

## 某站溢洪门旋转编码器联轴器松动处理

### 一、缺陷现象

2016年7月5日，7#溢洪门执行全关时，上位机和现地 PLC 控制屏报“某站 7#溢洪门左荷重传感器超下限”，“7#溢洪门装置故障”，现场检查发现钢丝绳有轻微下垂，溢洪门无全关信号。

7月5日下午，检修公司对7#溢洪门进行了检查处理，调整了旋转编码器零点，2次进行启闭溢洪门试验，溢洪门关闭正常。

7月6日，总厂、检修公司技术人员，再次对7#溢洪门进行试验，控制系统再次报“左荷重传感器超下限”，溢洪门无全关信号，溢洪门左右两侧钢丝绳均有轻微下垂。再次调整了旋转编码器零点，同时检查发现旋转编码器与滚筒联轴器1颗锁紧销钉滑丝，无法紧固（共2颗锁紧销钉），处理时更换并紧固2颗锁紧销钉。

### 二、原因分析

某站7#溢洪门旋转编码器与滚筒联轴器锁紧销钉滑丝，引起旋转编码器零点漂移，溢洪门下落到位后，无全关信号，控制系统继续执行落门操作，钢丝绳出现下垂，此时溢洪门左荷重低于停机值（8t）+溢洪门未全关，报“左荷重传感器超下限”同时溢洪门停机。

### 三、解决方案及过程

对比 8#、9#溢洪门检查发现，7#、8#溢洪门旋转编码器与滚筒采用联轴器+软连接方式连接，9#溢洪门旋转编码器与滚筒通过焊接+软连接方式连接。为防止联轴器松动，检修公司在 7#、8#溢洪门联轴器上增加了抱箍。（详见图 1、图 2、图 3）



7#溢洪门旋转编码器与滚筒连接处结构

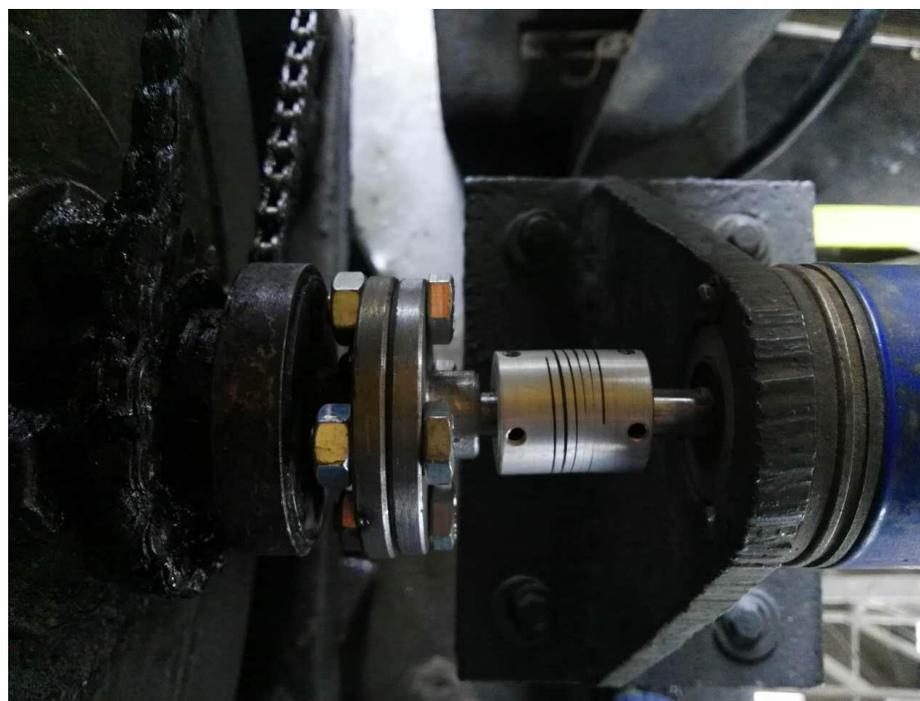


8#溢洪门旋转编码器与滚筒连接处结构



9#溢洪门旋转编码器与滚筒连接处结构

结合溢洪门检修,对旋转编码器与滚筒连接方式进行优化,采用钻孔攻丝、螺栓销钉配合螺栓锁固剂方式进行加固处理,可确保连接牢固(见图3),有效降低缺陷发生率。



旋转编码器与滚筒连接处结构

#### 四、评价效果

已结合某站溢洪门检修,重新制作了联轴器对溢洪门旋转编码器联轴器进行了更换,更换后联轴器未出现松动现象,治理效果明显。

## 某站大坝 9#溢洪门关闭不严处理

### 一、缺陷现象

某站大坝9#溢洪门在2016年5月进行的第一次及以后多次现地动水试验中，闸门全关信号正常，但均存在不能落放到位现象，闸门第二节节间水封及底水封漏水严重，门槽左侧轨道距底部约1m处有较深压痕。

### 二、原因分析

1. 闸门台车与门槽轨道间隙过大，闸门下落过程中，受水流冲击作用，门体发生左右偏移，台车轮缘压在门槽轨道面上，在水流冲击荷载作用下，门槽轨道面受损，同时台车轮缘压在门槽轨道面上，对门槽形成挤压，增大了闸门启闭的摩擦力。

2. 闸门 12 组台车中大部分的偏心轴已经锈蚀卡死，失去调节功能。根据以往动水启闭记录荷重数据分析左右荷重增加 10T 左右，2014 年台车改造后运行两年，台车大轴、滚动轴承因河水及河沙造成摩擦系数增大是造成闸门不能全关到位的主要原因。

### 三、解决方案及过程

1. 在2016~2017年度检修期对存在缺陷的9#溢洪门台车全部返厂进行修复，回装时调整台车与门槽轨道间隙。

2. 密切监视7#、8#溢洪门汛期运行情况，对存在的隐患计划于2016~2017年度检修期进行整治。

3. 对于2016~2017年度检修期进行的某站4#溢洪门台车技改，将更改台车偏心轴的材质和适当调整间隙，避免出现类似缺陷。

4. 对9#溢洪道门槽轨道面损坏部位进行处理。

#### 四、效果评价

结合某站9#溢洪门检修，将台车全部返厂进行了修复，并按照成勘院方案将最下节门叶台车更换为了滑动轴承台车。同时对溢洪道门槽受损部位进行了修复。修后闸门启闭正常，关闭严密，治理效果明显。

## 某电站 1、2 号泄洪洞进口检修门吊头动滑轮卡阻

### 一、现象描述

2016 年 4 月,在某电站 1 泄洪洞流道检修期间发现某电站 1、2 泄洪洞进口检修门吊头动滑轮存在卡阻现象,钢丝绳与动滑轮存在滑动摩擦,并产生大量的热量,部分滑轮已被钢丝绳磨出了沟槽,严重威胁着设备的安全稳定运行。此外,因滑轮转动不灵活,闸门全关时充水阀无法关闭到位,存在较大的漏水量。

### 二、原因分析

通过将其中的一个动滑轮拆除后检查发现,其自润滑轴承套磨损严重,并产生了大量磨损的黑色粘性粉末,使滑轮转动受阻。此外还发现滑轮对间隔圈的磨损较为严重,间隔圈已基本磨坏。



### 三、解决方案及过程

1. 更换吊头动滑轮的自润滑轴承套。
2. 更换损坏的间隔圈，重新调整滑轮与间隔圈间隙，使滑轮不过度摩擦间隔圈。
3. 对动滑轮上被钢丝绳磨出的沟槽进行打磨，使沟槽不会损失钢丝绳，此外，对钢丝绳进行全面检查，确保钢丝绳无安全隐患。

### 四、效果评估

目前该项工作正在处理中，最终处理效果需进一步观察。

## 某电站 2 号泄洪洞工作门两侧油缸有杆腔压力偏差值较大

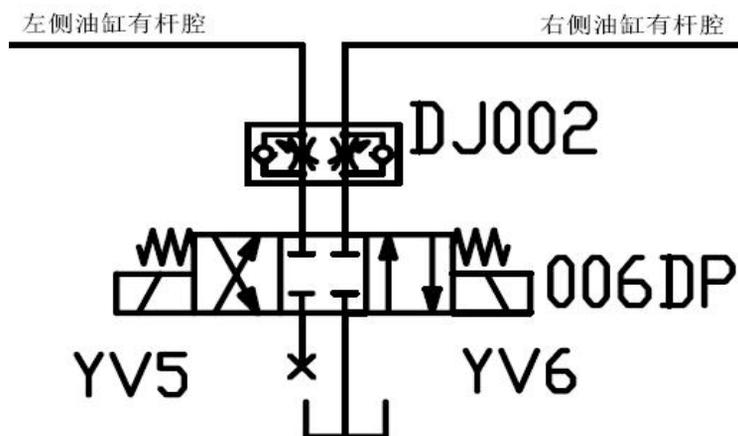
### 一、现象描述

某电站 2 号泄洪洞工作门液压启闭机在提落门时，局部开度段内两侧油缸压力偏差值较大，最大差值达 5MPa 左右。两侧油缸有杆腔压力差值过大时，门体处于偏斜状态运行，闸门虽未卡住，但单侧油缸及侧轮却承受着巨大的压力，长时间运行会使油缸或侧轮受损。

### 二、原因分析

经分析导致此种现象的原因主要有以下 3 种：

1. 闸门开度传感器检测的开度与门体实际开度不符，无法给出正确的指令控制纠偏电磁阀工作。
2. 纠偏电磁阀工作异常，不执行纠偏指令。
3. 指令及阀组均正常，但纠偏管路堵塞，高压侧油缸无法正常泄压。



### 三、解决方案及过程

1. 结合闸门实际开度和启闭机油压情况对开度传感器采集的两侧开度进行适当修正，使纠偏指令及时准确发出。

2. 对纠偏电磁阀进行检查、试验或更换，使阀组可正常动作。

3. 对纠偏管路及阀组进行分解、清洗，确保管路、阀组无卡组。

### 四、效果评估

结合设备检修进行专项治理，目前 2 号泄洪洞工作门无水及有水试验时两侧油缸压力偏差已得到改善，最终处理效果需进一步观察。

## 某电站 4F 机组进水口 3 号工作闸门动滑轮发卡

### 一、现象描述

2 月 17 日，运行人员操作关闭某电站 4F 机组工作闸门时，发现 3 号工作闸门固定式卷扬机动滑轮组的部分滑轮不转动，同时定滑轮组中部分滑轮转动时伴有停顿现象。

### 二、原因分析

由于动滑轮组长期浸泡在水中，工作环境恶劣，使轴套（材质为工程塑料合金）产生磨损，导致动滑轮发卡。当部分动滑轮发卡时，使得钢绳受力发生变化，定滑轮组部分滑轮转动中发生停顿现象。

### 三、解决方案及过程

经分解检查动滑轮组，发现更滑轮轴套磨损严重，更换了 8 只合金铜套后（JDP 固体镶嵌轴套 310X330X150、浙江双飞），回装动滑轮，检查钢丝绳无异常。



滑轮组轴套分解情况

### 四、效果评估

4F 机组 3 号工作闸门动滑轮组轴承更换后,固定式卷扬机带门工作提落正常,设备治理效果明显。

## 某电站2号溢洪道工作闸门门体启闭发卡、异响

### 一、现象描述

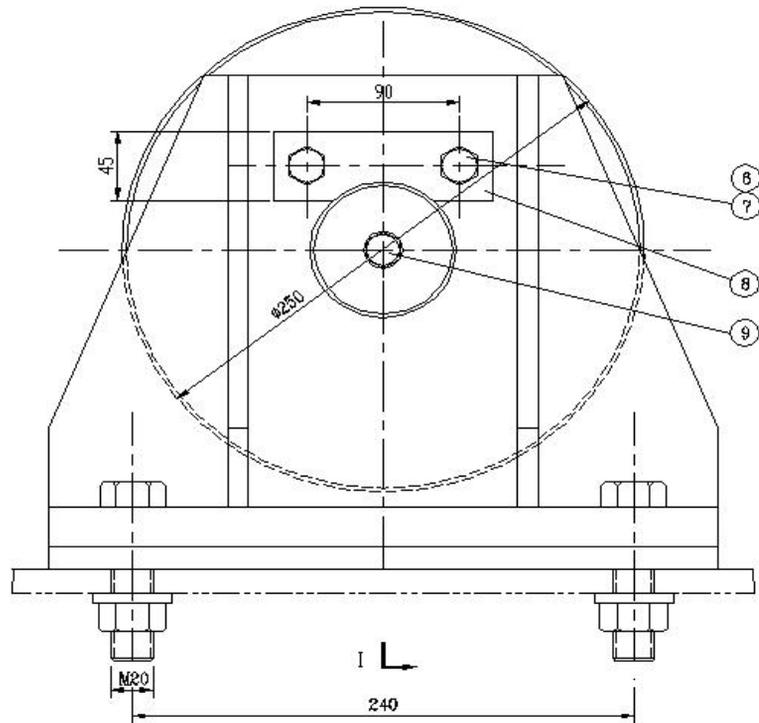
某电站2号溢洪道工作门在运行至大约6m-10m区间内，发出异常的尖锐摩擦声，并伴有抖动现象。该现象虽然不影响自动运行，但仍对设备的安全稳定运行造成隐患。

### 二、原因分析

经分析，造成闸门发卡、异响的原因可能有以下三点：

1. 闸门开度检测数据与在门槽中的实际位置不相符，导致闸门偏斜后开度传感器判断平衡而不纠偏，或者闸门平衡时开度传感器检测为不平衡而错误纠偏，从而使闸门偏斜运行。

2. 闸门侧轮加工尺寸较图纸设计尺寸偏大，或侧轮安装垫板较图纸设计尺寸偏厚，导致侧轮与门槽严重挤压发出异响。



某电站溢洪道弧形闸门侧轮图

3. 闸门两侧钢板与门槽刮擦产生发卡、异响。

### 三、解决方案及过程

1. 检查纠正闸门支铰、支臂等钢结构尺寸，或调整开度传感器检测数据使闸门在门槽正中运行。

2. 根据设计图纸尺寸重新校核各个侧轮尺寸，对偏差较大的侧轮进行重新加工和安装。

3. 对闸门两侧钢板或门槽突出部位进行打磨处理。

### 四、效果评估

目前溢洪道工作门无水试验时发卡、异响现象已得到改善，最终处理效果需进一步观察。

## 油系统设备

### 某站 5F 压油泵启动频繁问题处理

#### 一、缺陷现象

某站 5F 机组压油泵启动频繁，分别选取了机组带稳定负荷、停机备用时油泵启停间隔时间进行分析：

并网运行：3 月 1 日（17:06~21:33），带 110MW 固定负荷；3 月 17 日（1:16~10:00），带 103MW 固定负荷，记录压油泵停泵到启泵时间间隔 3 次，分别为 2.42、3.53、2.75 小时；4 月 22 日，带 100MW 固定负荷，记录压油泵停泵到启泵时间间隔 2 次，分别为 2.5、2.03 小时；

停机备用：3 月 1 日（7:04~17:06）、3 月 16 日（9:03~17:21），机组停机态，记录压油泵停泵到启泵时间间隔 4 次，分别为 1.7、1.78、1.87、1.7 小时；4 月 26 日，机组停机态，记录压油泵停泵到启泵时间间隔 2 次，分别为 1.45 和 1.48 小时。

#### 二、原因分析

接力器活塞运行多年，活塞密封存在老化现象，导致接力器内部渗漏量大。机组油耗大，导致压油装置启动频繁。

### 三、解决方案及过程

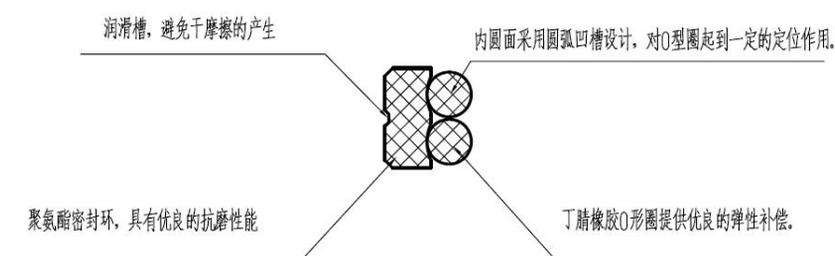
对某站 5F 机组接力器活塞进行改造，更换密封结构。取消原接力器所采用的活塞环密封，采取新型的组合密封环，详见下图，图中 A 所示位置为原活塞环所在位置，更换为新型的组合密封结构（见图所示密封）。图中 B 所示位置为后期加工沟槽，增加两道支撑环（抗磨环）沟槽，设置两道抗磨环。

备注：新型的组合密封环采用聚醚聚氨酯车削而成，相对于常规橡胶，具有以下优点：

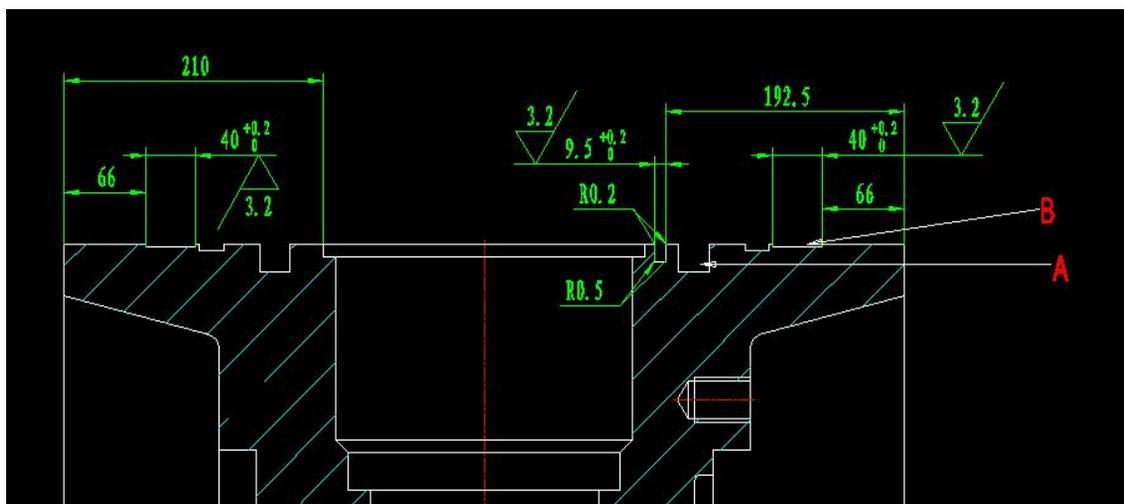
（1）具有优良的弹性模量、抗磨能力、抗撕裂能力以及较高的抗拉强度、扯断强度、扯断伸长率等优良性能。

（2）优良的抗水解性能。O 形圈采用优质丁腈橡胶，具有高弹性，低压变的特性。

## 结构设计说明



新型组合密封结构图



接力器活塞局部图

#### 四、评价效果

结合某站 5F 机组检修对接力器活塞进行了改造，将活塞环密封更换为新型组合密封环，处理后 5F 机组停机时压油泵启动间隔时间为 6h（处理前为 1-2h），治理效果明显。

## 某站 6F 漏油泵启动频繁问题处理

### 一、缺陷现象

2016 年 4 月，总厂进行设备运行趋势分析时发现某站 6F 机组在停机态时漏油泵启动较为频繁，停机时漏油泵启动间隔时间仅为运行时的 1/6 左右，数据详见下表：

时间	机组状态	启动间隔时间
3 月 17~18 日	开机	6 小时
04 月 28~29 日	停机	0.83 小时
4 月 13 日	开机	6.13 小时
4 月 3 日	停机	0.92 小时
4 月 10 日	停机	0.92 小时

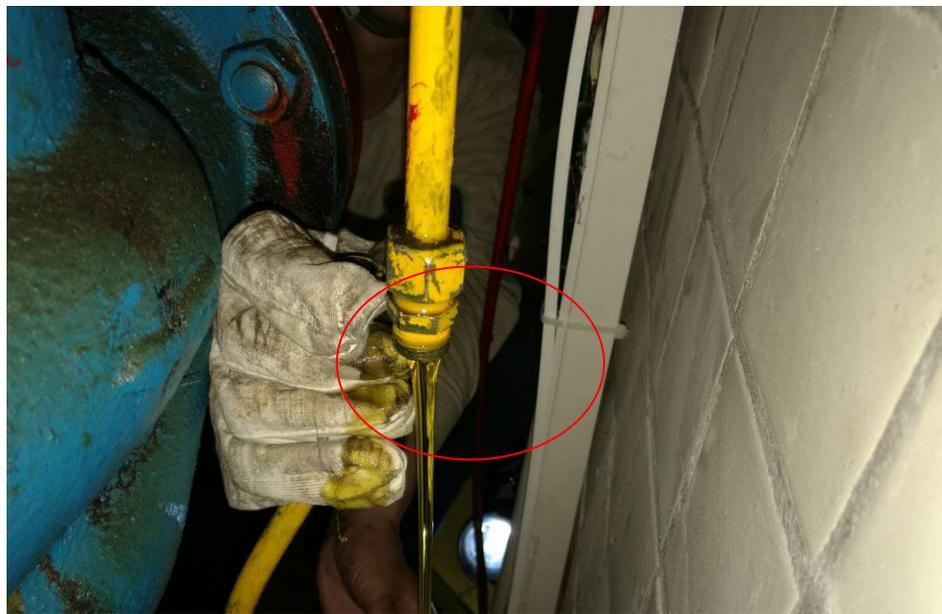
### 二、原因分析

#### 1. 现场检查情况

2016 年 5 月 5 日，龚电总厂分别在 6F 机组开机和停机时对漏油箱相连的各管路进行检查，通过拆分管路发现：① 继电器排油阀、纯机械超速排油阀、继电器锁定排油管、至回油箱油管均无漏油；② 42DP 排油管一直存在油流流向漏油箱，且机组运行时漏油量明显比机组停机时小的多。

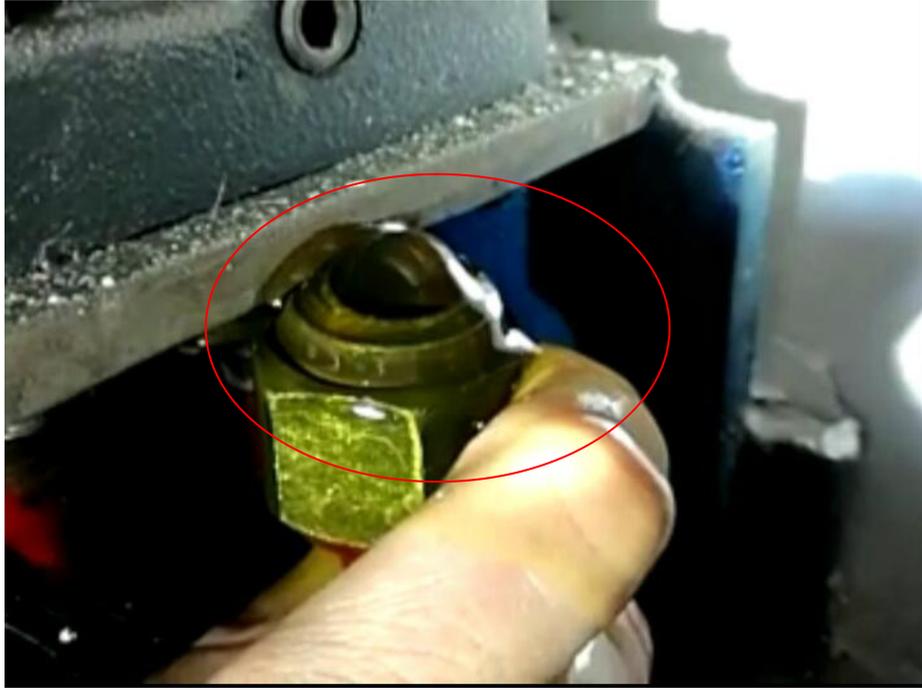


6F 机组运行时，42DP 排油管拆分后油流情况



6F 机组停机时，42DP 排油管拆分后油流情况

进一步检查发现机组停机时，事故配压阀前端至 42DP 的油管有漏油情况，且漏油量与 42DP 排油管油量相当，涌油情况见下图。



6F 机组停机时，事故配压阀前端至 42DP 的油管拆分后涌油情况



6F 机组检查时，管路分解情况

为进行对比分析，总厂对某站 1F 机组进行了同样的检

查和试验，结果发现 1F 机组事故配压阀前端至 42DP 的油管拆分后明显无漏油。



1F 机组停机时，事故配压阀前端至 42DP 的油管拆分后无明显漏油情况



渗油路径示意图

如上图所示，事故配压阀前端至 42DP 管路漏油的油源

只有事故配压阀和油阀。

### 三、解决方案及过程

2016年5月26日，6F机组汛前小修时分解事故配压阀发现，事故配压阀靠油阀侧“O型”橡胶密封未被充分压缩。处理时更换了橡胶密封，并在密封槽内增加了铜垫，确保“O型”橡胶密封能够被可靠压缩。

### 四、效果评估

更换“O型”橡胶密封后，6F机组停机时漏油泵启动间隔时间20h，机组运行时漏油泵启动间隔时间37h，处理效果好。

# 气系统设备

## 某电站机组蜗壳、坝前吹扫用气管路改造

### 一、现象描述

某电站机组投产后，机组技术供水的蜗壳取水和坝前取水吹扫时需要连接临时管路，给运行人员增加了不必要的工作量，不利用高效地开展工作。

### 二、原因分析

低压气系统管路安装时未充分考虑现场使用条件，设计不完善。

### 三、解决方案及过程

从技术供水室检修用气管路阀门处分支取气，通过现场配管将压缩空气引至蜗壳、坝前取水管路吹扫用气阀门，将原有临时管路改造为永久固定管路。



#### 四、效果评估

目前，1F~4F 管路改造已完成，使用效果良好，给运行维护工作提供了便利。

## 某电站中压空压机润滑油乳化

### 一、现象描述

某电站中压空压机为德国宝华的 I28 系列活塞式空压机，适合于长时间运行。自投产以来，中压空压机屡次出现润滑油乳化现象，极易造成空压机活塞、曲轴损伤，影响空压机安全稳定运行。

### 二、原因分析

中压空压机单次运转时间为 12~13 分钟，较短的运转时间导致润滑油长期处于低温状态。较低的油温无法使通过活塞进入曲轴箱的水分蒸发成气体排出，时间一长，导致中压空压机润滑油乳化。

### 三、解决方案及过程

调整中压气系统控制程序，在空压机启动时打开气罐排污电动阀，增加空压机运行时间，确保每次启动不少于 1 小时（同时做好超压和低压的防范措施）。

### 四、效果评估

调整控制程序后，中压空压机润滑油已无乳化现象。治理效果好。

## 某电站低压空压机不能排污，导致空压机油乳化

### 1. 现象描述

某电站低压空压机运行几个月就会故障，不能正常启动，对空压机进行检查，发现空压机润滑油乳化。

### 2. 原因分析

某电站低压空压机出口管路上过滤器设置有电磁排污阀，但设计院未设计电磁排污阀启动回路，低压空压机控制系统无控制排污阀逻辑，施工单位也未敷设电缆，导致空压机出口管道长期积水，空压机润滑油频繁乳化。

### 3. 解决方案及过程

从空压机出口电磁阀到控制屏敷设电缆，接入低压空压机控制屏，在控制逻辑中设置每次空压机停止后 10s 排污一次，排污时间 10s。同时设置定期排污功能，在空压机未启动时，隔 5 个小进行排污。

### 4. 效果评估

现空压机出口排污阀运行正常，是否发生油乳化现象需要进一步评估。

# 技术供水系统

## 某站机组技术供水系统 DN400 蝶阀开关失灵

### 一、缺陷现象

某站机组技术供水室 DN400 蝶阀多次出现阀板销钉脱落、断裂造成阀门开关失效。

### 二、原因分析

1. 机组在长年的运行中，阀芯在机组振动、水流冲击等作用下，销子松动、脱落，最终导致阀芯脱落。

2. 该缺陷主要发生在动作频繁的阀门上，经过对更换的阀门分解检查发现，虽然已经对定位销进行焊接，但是焊接部位均冲刷严重，焊点脱落，反复动作，造成了销子的松动、脱落。

### 三、解决方案及过程

1. 安装阀芯时，在螺纹处加螺纹紧固剂，防止螺纹松动。

2. 将阀体与传动机构间进行点焊固定或加装防转销，有效防止阀芯的转动，防止螺纹松动。

3. 结合机组技术供水的技术改造工作，将技术供水系统阀门全部更换为盲销蝶阀。

### 四、评价效果

结合某站机组检修，对技术供水管路和阀门进行了改造，将技术供水室DN400蝶阀全部更换为博雷盲销式蝶阀，

更换阀门后的机组技术供水运行正常，治理效果明显。

## 某电站技术供水系统设备及管路防结露处理

### 一、现象描述

某电站技术供水系统设备及管路严重结露，冷凝水流淌到地面致使积流成滩，同时冷凝水造成管路、法兰以及连接螺栓严重锈蚀，给设备运行带来安全隐患，而且在拆卸设备时造成螺纹丝牙咬死现象，给设备检修带来极大不便。

### 二、原因分析

技术供水水源水温相对较低，与厂房温度形成较大温差，致使水蒸气在管路表面凝结，导致管路锈蚀；管道表面的结露水珠在重力作用下降落在地面，而新的结露又随之产生。反复循环必将导致地下积水，而积水所导致的厂房湿度的增加又进一步加重结露。

### 三、解决方案及过程

为消除安全隐患，防止管道结露现象的产生，根据类似工程经验，管道保温层采用 50mm 厚 B1 级难燃保温橡塑材料，接缝处严密粘接，防止结露。保温层外敷铝皮，兼顾防护和美观效果。



技术供水管路包防结露材料



技术供水管路包防结露材料

#### 四、效果评估

目前，某电站 1F-4F 机组技术供水各管路防结露处理已完成，取得良好效果。

## 某电站机组技术供水泵联轴器加装防护罩

### 一、现象描述

某电站机组投运以来，机组技术供水泵联轴器处裸露无防护措施，水泵运行中运行维护人员容易误碰转动部分。

### 二、原因分析

根据《电力安全工作规程（热力和机械）》第3.4.1规定“机器的转动部分必须装有防护罩或其他防护设备（如栅栏），露出的轴端必须设有护盖”，机组技术供水泵联轴器处于高速旋转中，其联轴螺栓等部位有脱落飞逸危险，同时运行维护人员容易误碰转动部分，造成人身伤害。

### 三、解决方案及过程

在水泵联轴器处加装防护罩，防护罩可以方便拆卸进行设备状况检查，同时防护罩下端与水泵基座采用螺栓连接，便于检修维护时拆装。



联轴器加装防护罩后情况

#### 四、效果评估

目前，1F~4F 机组技术供水泵已全部加装防护罩，取得良好效果。

## 某电站机组技术供水四通阀发卡

### 一、现象描述

某电站水电站机组技术供水正反向供水通过四通阀实现，但是在切换正反向供水时，出现了四通阀不动作的现象，所以需要对阀门进行更换，由于夏天水质较差，经常一个方向供水会导致冷却器堵塞，对设备安全运行造成威胁

### 二、原因分析

根据 2016 年汛期对 2F 机组技术供水四通阀发卡，后对其分解检查，导致四通阀出现缺陷的原因有以下：

(1) 四通阀轴长期与水接触，阀轴材质不过关导致阀轴锈蚀而出现发卡现象；

(2) 夏天水中夹杂大量泥沙，泥沙进入到转动部件与阀座之间，导致四通阀发卡；

(3) 由于阀轴转动摩擦力矩增大，导致驱动机构运行时的阻力增大，从而出现电气开关节点与机械节点出现偏差现象。

### 三、解决方案及过程

针对现有四通阀厂家已不存在，调研国内四通阀实际情况，选择结构可靠、检修维护便捷的四通阀产品，在一台机

组上安装使用。并对其余存在故障的技术供水四通阀进行彻底分解处理,清洗内部锈蚀部件,更换密封,调整机械与电气全开、全关位置。



## （一）旧阀门拆除

（1）机组停机；

（2）将四通阀控制方式置切除位置，将控制电源和动力电源切除，关闭坝前取水阀门，关闭蜗壳取水进水阀；

（3）场地铺设，在四通阀周围铺设胶皮，准备足够塑料薄膜，搭设起重三角架，保证三角架稳固；

（4）拆除技术供水四通阀外面的防结露；

（5）拆除四通阀上部电机线，观察压力表是否有残压，将塑料薄膜铺设完备，拆除法兰过程中排除残余水到地漏中。排水结束后，可拆除四通阀连接螺栓；

（6）拆除上游侧与四通阀连接弯管，同时将阀体捆绑，准备起吊；

（7）将旧阀放在胶皮上，阀体下垫上方木防止滑动。

（8）将拆除旧阀进行彻底分解检查、修复；

## （二）新阀门安装

（1）检查新阀门各法兰面螺栓孔孔距、法兰密封面宽度是否与管路法兰相匹配，检查新阀长度是否与安装空间相匹配；

（2）手动操作四通阀，检查四通阀是否开关灵活、阀芯是否到位，调整阀芯机械限位位置；

（3）检查清扫各法兰面；

（4）制作新胶垫，胶垫厚度与原胶垫一致，防止回装后

阀体长度不足。四通阀四面法兰对齐后将螺杆穿入若干螺丝孔，再进行对齐定位，紧固所有螺丝，最后用塞尺检查组合缝看是否存在间隙；

(5) 将四通阀电源线接到位；

(三) 新阀调试

(1) 联系运行人员，投入电源；

(2) 用电动执行机构，现地操作四通阀；

(3) 检查四通阀电气节点与机械限位节点是否同步，若不同步则需调整电气节点；

(4) 调试结束后，将上游侧弯管回装，并恢复防结露材料。

#### 四、效果评估

2015-2016 年度机组四通阀分解拆机四通连接管路，检查调整阀芯实际位置，投运后仍发生 2F 机组四通阀发卡；2016-2017 年度彻底分解处理 1F、2F、4F 机组四通阀，目前运行良好，新选型采购的博雷四通阀于 2017 年 6 月到货，待检修期进行更换安装，最终处理效果需新阀更换后评估。

# 某电站机组技术供水系统部分管路锈蚀穿孔及法兰裂纹

## 一、现象描述

自 2015 年起，某电站机组技术供水系统部分管路陆续发现存在法兰裂纹、管路锈蚀穿孔等现象，危及设备的安全稳定运行。

## 二、原因分析

### 1. 法兰裂纹

(1) 法兰本身存在质量缺陷。

(2) 由于法兰焊接的残余应力过大，在长期带压、振动等因素的影响下，导致了法兰出现开裂趋势。

### 2. 锈蚀穿孔

(1) 管路本身存在质量缺陷

(2) 由于管路内部长期浸泡在污水中，污水中含有大量腐蚀性物质，易加速管路腐蚀速度；外部长期被包裹在防结露保温材料内，当管路表面结露长期滞留在保温层，保温层材料、水、气、固等组成较为复杂的不均匀多相腐蚀介质，在管道不同部位界面上，形成不同的金属电极电位，通过一些导电介质形成腐蚀电池。

## 三、解决方案及过程

1. 对技术供水系统管路法兰及相邻管路进行重新配焊更换、探伤检查等处理。（主要是指机组蜗壳放空阀、压力

钢管排水阀、压力钢管取水电动阀、机组技术供水泵进水阀及以上阀门前端管路法兰，顶盖排水系统排水阀、压力钢管取水泄压阀、机组技术供水系统滤水器排污阀及以上阀门后端管路法兰等部位)。

2. 对技术供水系统排污管路及顶盖排水管进行重新配焊更换、探伤检查等处理。

3. 探伤检测合格后进行防腐刷漆处理，在机组投运前恢复防结露。



更换后滤水器排污管

#### 四、效果评估

2016-2017 年检修期间，对 6 台机组技术供水系统管路

法兰及相邻管路进行重新配焊更换；对技术供水系统排污管路及顶盖排水管进行重新配焊更换，现技术供水系统及相关管路设备无渗漏，设备治理效果明显。

# 渗漏检修排水系统

## 某电站排水泵泵座加装防护罩

### 一、现象描述

某电站自机组投运以来，排水系统深井泵与电机联轴器处裸露无防护措施，水泵运行中运行维护人员容易误碰转动部分。

### 二、原因分析

根据《电力安全工作规程（热力和机械）》第3.4.1规定“机器的转动部分必须装有防护罩或其他防护设备（如栅栏），露出的轴端必须设有护盖”，排水系统深井泵联轴器处于高速旋转中，运行维护人员容易误碰转动部分，造成人身伤害。

### 三、解决方案及过程

在深井泵联轴器外加装防护罩，防护罩与深井泵泵座采用螺钉连接，便于检修维护时拆装。



#### 四、效果评估

目前，坝基、渗漏、检修排水系统 9 台深井泵泵已全部加装防护罩，消除了人员误碰的安全隐患。

## 其他

### 某电站清水系统增设调压水池

#### 1. 存在问题

某电站水电站清水系统水源取自大坝上游左岸泄洪洞处，通过 2 台低位深井潜水泵和 3 台高位深井潜水泵送至水处理厂，经水处理厂内的全自动滤水器、一体化净水设备、消毒剂投加设备、絮凝剂投加设备等水处理设备处理后送至水厂水池，供 GIS 楼、地下厂房清水系统及消防水系统使用。

某电站水电站机组工作密封主用水来源为清水系统，工作压力范围 0.2~0.6MPa，消防水压范围为 0.2~0.8MPa，水厂水池高程▽1856m，水轮机高程▽1691.5m，高程差 174.5m；若采用直接供水，供水压力过大。

#### 2. 原因分析

采用直接供水方式，最高水压将达到 1.7MPa 以上，不满足设备运行要求，存在管路爆管及法兰破裂的风险。

#### 3. 解决方案

(1) 在大坝左岸高程▽1756m 处设置调压水池，水厂水池的水通过调压池降压后供机组主轴密封及地下厂房消防水使用，压力满足要求。

(2) 调压池设置自动补水装置，在水量不足时自动向调压池补水，防止主轴密封供水中断。

(3) 在清水系统故障，水量与水压不满足机组最低运行要求时切换至主轴密封备用水。

#### 4. 效果评估

待实施后进一步观察。

## 某电站机组基坑内冷却水管路防结露处理

### 一、 现象描述

某电站机组基坑内冷却水管路夏天时结露严重，给设备运行带来安全隐患。

### 二、 原因分析

技术供水水源水温相对较低，与机组基坑内温度形成较大温差，致使水蒸气在管路表面凝结；因冷却水管路在定、转子设备上方，容易造成定、转子绝缘损坏。

### 三、 解决方案及过程

为消除安全隐患，防止机组基坑内冷却水管道结露现象的产生，根据类似工程经验，在冷却水管道上包裹一层羊毛毡，消除了管路结露。

### 四、 效果评估

目前，某电站 1F、2F 机组基坑内冷却水管道夏天结露问题已解决。

# 电气一次部分

## 发电机

### 某站机组滑环碳刷打火

#### 一、现象描述

2016年汛期，某站运行人员在巡回检查时发现1F、3F~7F发电机碳刷在运行中打火，每台机组打火碳刷数量占碳刷总数的50%以上。

#### 二、原因分析

经分析，某站机组碳刷打火原因有两点：**一是**该批次刷握弹簧压力偏小，导致刷握压力不足，在机组运行过程中造成碳刷与滑环结合紧密度不够而打火；**二是**刷握与滑环之间的间隙超过了5mm，在机组运行中易造成碳刷摆动而打火。

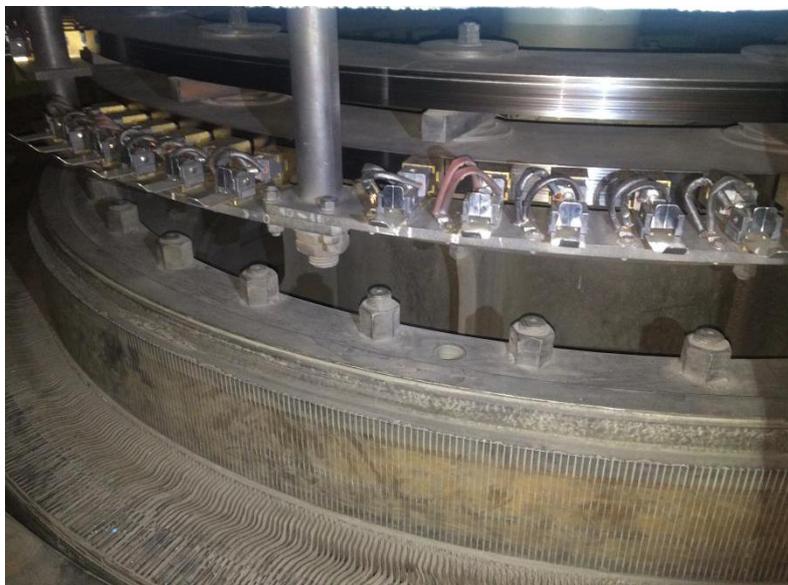
#### 三、解决方案及过程

利用16~17年检修期对某站1F、3F~7F刷握架进行更换，根据厂家建议将弹簧压力由 $1.1\text{kg}/\text{cm}^2$ 调整为 $1.8\text{kg}/\text{cm}^2$ ，同时将刷握与滑环间隙调整到3~5mm。

调整后暂时未出现打火现象，且红外测温温度正常。以1F机组为例进行说明：

2017年5月13日，对更换刷握后碳刷的运行工况进行检查：励磁电流为1033A，红外测温环境温度 $30^\circ\text{C}$ 、滑环温度 $45^\circ\text{C}$ 、碳刷温度 $48^\circ\text{C}$ ，滑环与碳刷温差最大为 $3^\circ\text{C}$ ，同时

检查碳刷磨损速度未见增加、滑环附近碳粉堆积较少、碳刷未见打火现象。



1F 碳刷运行现状

#### 四、效果评估

在 16~17 年检修期对某站 1F、3F~7F 机组刷握架进行了更换，目前碳刷运行情况良好，打火现象基本消除。

## 某站 14F 转子磁极交流耐压击穿

### 一、现象描述

2015 年 3 月，某站 14F 机组增容改造项目，在进行磁极更换后的转子整体交流耐压试验时，19#、11#、66#磁极分别在耐压 3000V、4800V、5300V 时发出放电声，其中 11#、66#磁极击穿。现场拔出以上 3 个问题磁极，检查见 19#、11#磁极有明显放电烧灼痕迹，放电部位为线圈通过上托板与磁极铁芯间缝隙放电，如下图所示。



19#磁极



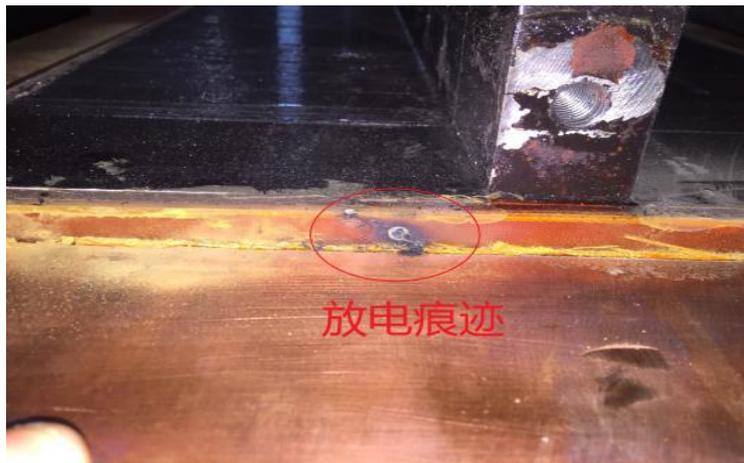
11#磁极



66#磁极

## 二、原因分析

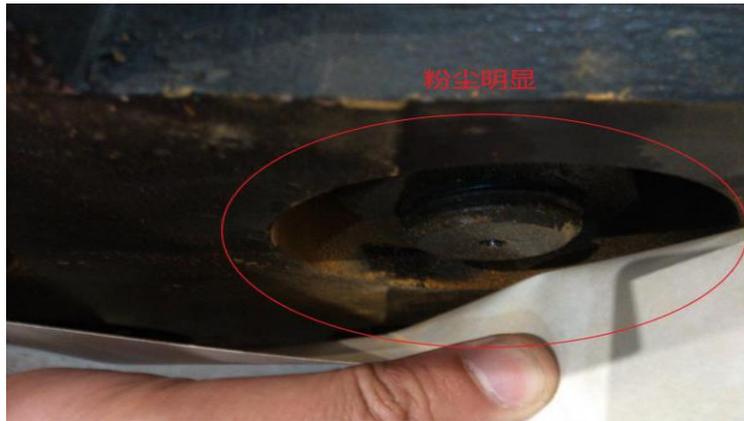
对 19#磁极进行了分解检查，检查见环氧板上的放电通路如下图。



19#磁极放电点

继续分解其他问题磁极，发现磁极有共性问题，如下：

1. 检查磁极内部卫生情况，发现有很多灰尘、杂质，如下图。



磁极内部粉尘

2. 密封胶密封不严，容易开裂，且托板压块下方未进行密封封堵，机组投运后碳粉及粉尘能够轻易进入磁极内部，造成绝缘降低，甚至接地，如下图。



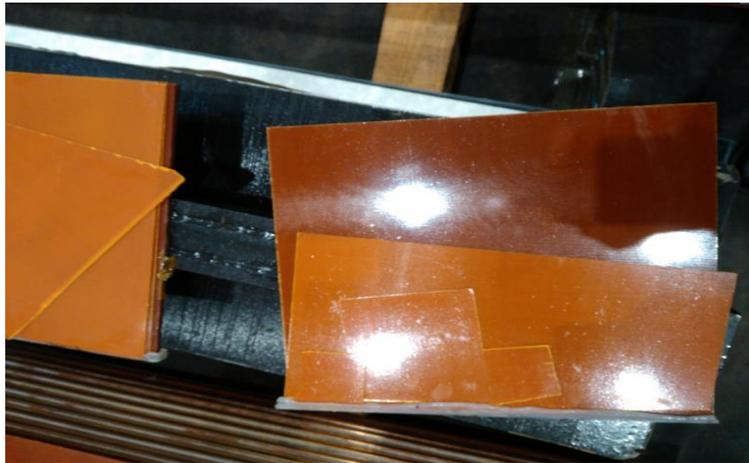
磁极密封胶密封不严

3. 磁极线圈内壁侧清漆大部分已磨损，内壁基本无绝缘层，如下图。



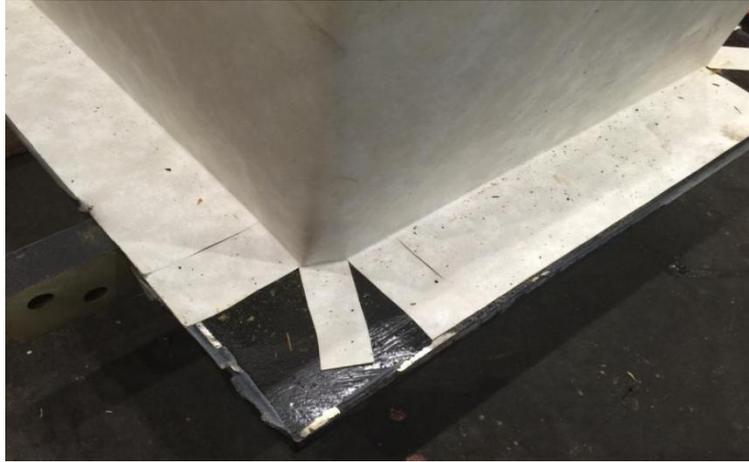
磁极线圈内壁磨损

4. 线圈与铁芯间绝缘板未塞满（如下图），运行中可能产生晃动，进一步破坏磁极密封，加速绝缘的降低。



线圈与铁芯间绝缘板

5. 对比 12F 磁极现场处理工艺，磁极铁芯下端部绝缘纸包裹不严，铁芯 4 角没有覆盖绝缘纸，没有用 L 型绝缘纸搭接，且没有用聚酰亚胺绝缘薄膜进行粘接加强绝缘，如下图所示。



14F 磁极下端

### 三、解决方案及过程

按磁极装配图纸和绝缘规范要求，对某电站 14F 磁极装配进行分解处理：

1、将磁极线圈与磁极铁芯脱开，脱开过程严格防止损伤磁极线圈。

2、将取出的磁极绝缘托板、极身绝缘、绝缘塞片、磁极线圈内外表面等使用酒精或丙酮全面清理，对以上绝缘件打磨部位补刷室温固化环氧胶。

3、去除磁极铁芯极身部位围包的纤维纸。使用环氧粘接剂将聚酰亚胺薄膜粘带粘贴在磁极铁芯上，作为极身和角落加强绝缘。

4、使用环氧粘接剂将纤维纸粘贴在磁极铁芯极身的四个角部作为角部加强绝缘。

5、套入外托板，并将外托板与磁极铁芯之间的间隙调整均匀。

6、线圈套入后，用 F 级高强度层压玻璃布板将铁芯极身与线圈之间的间隙塞紧作为极身绝缘。

7、在磁极线圈铜排上表面靠经铁芯侧用硅橡胶密封一圈后装磁极内托板，然后再安装线圈压块。



使用硅橡胶封堵内托板与磁极铁芯间隙

8、对磁极装配进行全面清理、干燥后按绝缘试验规范进行绝缘电阻、工频交流耐压和交流阻抗试验。

#### 四、效果评估

处理后绝缘电阻合格，并顺利通过耐压试验。治理效果好。

## 某站 11F、12F 机组中性点使用接地变后，单相接地故障电流不满足规范要求

### 一、现象描述

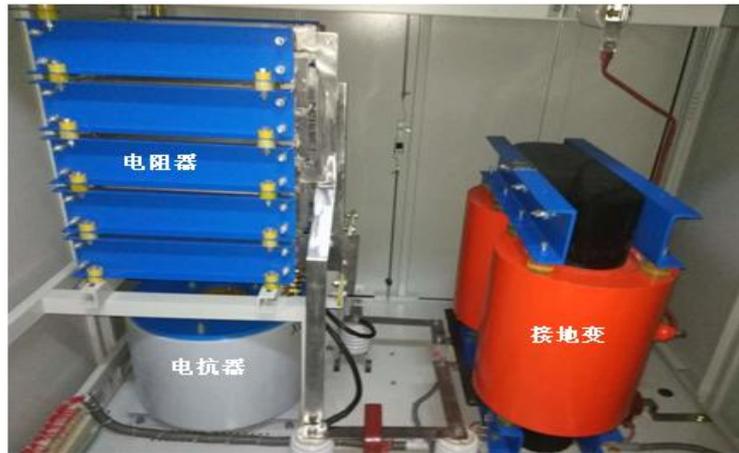
某站机组增容改造后，机组中性点接地方式由原来的经消弧线圈接地改为经接地变（接地变副边负载为纯电阻）接地。在对 12F 机组进行单相接地故障电流测试中发现，当机端电压为全电压时，故障点电流为 24A，不满足《电力工程电气设计手册 电气一次》中，对装设接地变压器及电阻时“以限制发电机单相接地故障时，健全相的瞬时过电压不超过 2.6 倍额定相电压，并尽可能限制接地故障电流不超过 10~15A”的要求。

### 二、原因分析

目前 11F、12F 机组中性点接地变的二次侧负载使用的时纯电阻负载，该负载只能对单相接地故障中的电阻分量进行补偿，而对容性分量不能起到补偿作用。因此，无法将中的故障点电流限制在规程要求范围内。

### 三、解决方案及过程

通过在接地变二次侧加装小电抗的方式（见下图），补偿单相接地时的电容电流，将接地点故障电流限制在 10~15A。现已在 12F、13F、14F 机组接地变二次侧加装小电抗。11F 中性点接地变改造计划在 2018 年检修期完成。



二次侧加装小电抗

#### 四、效果评估

目前，已在 12F、13F、14F 机组接地变二次侧加装小电抗，实测单相接地时故障点电流为 13~14A 之间。治理效果好。

## 某电站机组轴电流报警处理

### 一、现象描述

某电站水电站自机组投运以来，1-4F机组轴电流监测装置频繁报警，实际检查轴电流大小在正常范围内，此误报警直接影响了机组的正常开机并网运行。同时，由于长期误报，影响了对机组正常运行过程中轴电流实际过大时的监视作用，极易造成轴电流实际过大而监视不到位而损坏轴瓦。

### 二、原因分析

原理分析：根据同步发电机结构及工作原理，由于定子铁芯组合缝、定子硅钢片接缝、定子与转子空气间隙不均匀、发电机大轴中心与磁场中心不一致等原因，机组的主轴不可避免地要在一个不完全对称的磁场中旋转。这样，在发电机大轴两端就会产生一个交流电压。当发电机大轴两端出现接地点时，就在大轴上产生了轴电流。

由于机组在正常运行时，转轮室里均充满水，转动部分的绝缘电阻基本为零，这样大轴下部已然接地。当大轴上部可能接地的部分有上导轴承、推力轴承、下导轴承、受油器等出现绝缘降低或直接接地时，就可能在大轴上产生轴电流。

现场检查：1. 采用钳型电流表对轴电流互感器二次侧实际电流进行测量，发现轴电流互感器二次侧轴电流实际值较小在安全范围内并未达到报警值。2. 通过将轴电流互感器二

次侧电流接入录波器进行波形测量，发现轴电流互感器二次侧电流高次谐波含量较大。

从故障现象及现场检查结果分析来看，轴电流监测装置滤波功能不满足要求。厂家通过修改程序、增加滤波模块等方式处理后，进行试验，均无明显效果，轴电流报警仍频繁报出。

### 三、解决方案及过程

1. 将轴电流互感器二次侧接入发电机保护装置 A 屏轴电流采样回路。

2. 将保护装置面板上备用功能压板定义为“投轴电流保护”并将保护装置内部配线相应调整。

3. 轴电流过大报警信号定义按照保护装置输出中央信号、录波信号定义配置并将信号送至监控系统。

4. 轴电流过大跳闸选取装置内备用跳闸继电器 (TJ8) 输出至水机保护屏原轴电流过大跳闸回路实现跳闸功能。

5. 设置报警及跳闸定值、设置好跳闸控制字。

### 四、效果评估

目前 1-4F 机组轴电流运行稳定，未发生误报警。

## 某电站转子滑环绝缘低整治

### 一、现象描述

由于某电站机组转子滑环引线未做绝缘处理，在运行过程中转子绝缘较低，经常在 20-30 兆之间。

### 二、原因分析

转子滑环引线未做绝缘包扎处理，机组运行过程中灰尘和碳粉的逐步往转子滑环引线上堆积，造成转子绝缘逐渐降低。

### 三、解决方案及过程

1. 用圆锉清除滑环引线上的毛刺、尖角，并用白布酒精擦拭干净；

2. 将滑环引线受损部位进行清理后用环氧胶进行修补；

3. 用云母带将转子滑环引线进行均匀缠绕两层；

4. 玻璃丝带在使用前需要用 793 胶进行浸泡（浸泡充分后捞起，晾至半干后才可使用），793 胶分为 793A 胶和 793B 胶两种，在使用时需自己进行配胶，配胶比例为 793A：

793B=1：1，且玻璃丝带所用的 793 胶还需要加适量的丙酮或无水乙醇（在丙酮份量够用的情况下不建议使用无水乙醇）进行稀释，793 胶与丙酮混合的比例大概在 1：3 左右；

5. 在缠好云母带的转子滑环引线上均匀缠绕玻璃丝带一层；

6. 缠好玻璃丝带后使用 188 绝缘漆将滑环引线进行均匀涂抹两次。

#### 四、效果评估

目前 1-4F 转子滑环绝缘引线全部加装绝缘层，效果良好。



转子引线绝缘处理后

## 某电站机组定子绝缘盒溢胶处理

### 一、现象描述

2016年3月，在机组检修过程中发现1-4F机组部分定子绝缘盒存在溢胶现象，具体数量为：1号机定子上端部6个，下端部8个绝缘盒溢胶；2号机定子上端部1个绝缘盒溢胶；3号机定子上端部7个，下端部6个绝缘盒溢胶；4号机定子下端部4个绝缘盒溢胶。

### 二、原因分析

浙富厂家现场对定子绝缘盒溢胶情况进行了检查确认，判断绝缘盒溢胶原因为绝缘盒灌注胶AB 2组份灌注前未充分搅拌均匀造成绝缘盒灌注胶局部固化不良造成。

### 三、解决方式及过程

机组检修时再次通知浙富厂家到现场对4台机组定子绝缘盒溢胶情况进行检查跟踪，对溢胶的绝缘盒（1F机组14个、2F机组1个、3F机组13个、4F机组4个）进行处理和重新灌胶。

### 四、后续跟踪

利用汛前消缺的机会对机组定子绝缘盒处理情况进行跟踪检查无异常，根据厂家要求，待今冬明春检修期进一步观察。



处理前 1



处理前 2



处理后 1



处理后 2

## 某电站 2F 机组中性点墙壁渗水导致定子绝缘降低

### 一、现象描述

2016 年 5 月 8 日，总厂开展定期工作中，对 2F 定转子检查工作时发现 2F 定子绝缘较低 ( $R_{15}=3.46M\Omega$ 、 $R_{60}=16.6M\Omega$ )，同时较 2015 年 12 月份机组检修后定子绝缘 ( $R_{60}$ )  $200M\Omega$  下降明显，随即组织检修公司及维护人员现场检查。

### 二、原因分析

检查定子及接地变无明显绝缘破损及烧伤情况，进一步检查发现 2F 中性点引出线穿墙套管上方墙体有渗水，拆开 2F 中性点母线外侧隔离网后发现 2F 中性点部分母线及支撑瓷瓶上均有明显水垢，见下图：



### 三、解决方案及过程

3.1 检修公司将中性点拆引后测量 2F 定子 A、B、C 三相绝缘 ( $R_{60}$ ) 分别为  $361M\Omega$ 、 $341M\Omega$ 、 $333M\Omega$ ，确认定子绕

组绝缘无异常，绝缘降低是由中性点母线及瓷瓶受潮引起。进一步检查确认渗水是由发电机层上游墙体渗水沿地砖下部缝隙流出到发电机内墙边，通过采取引流措施，将渗水引至接水桶，确保设备不受潮。随后安排对 2F 上游墙排水沟进行防渗处理，彻底解决了风洞内渗水问题。

3.2 渗水处理完毕后，检修公司对 2F 中性点铜排进行打磨清扫，并更换 6 个支撑瓷瓶，测量定子绝缘 (R60) 为 326M  $\Omega$ ，绝缘恢复正常。同时，检查其它三台机组未见渗水等异常情况。

#### 四、效果评估

目前某电站机组运行正常，治理效果良好。

## 某电站 3F 机组转子绝缘不合格

### 一、现象描述

3F 机组投产试运行转机后,转子绝缘不合格,测量其绝缘为  $0\text{M}\Omega$ 。

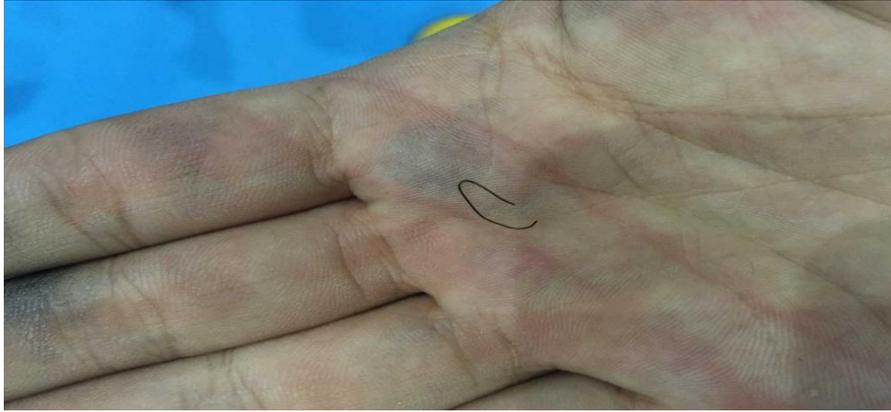
### 二、原因分析

转子绝缘为  $0\text{M}\Omega$ ，原因是转子存在接地点。检查发现从主引线与集电环上连接处起，顺时针第 11 根连接螺杆有异物直接接地是产生转子没有绝缘的原因。

### 三、解决方案及过程

对转子本体、主引线、集电环进行了初步检查，未发现明显接地点，随即决定将主引线与转子本体和集电环断开，分别对主引线、转子本体、集电环进行绝缘电阻测试。绝缘测试发现，主引线和转子本体对地绝缘正常，转子本体与主引线连接后绝缘也合格，因此确定集电环存在接地点。

经分析后初步判断为集电环与连接螺栓之间绝缘破坏。采用排除法进行检查，发现从主引线与集电环上连接处起，顺时针第 11 根连接螺杆内有积水，里面还有一根小铁丝。七局安装人员进行清洁处理后绝缘测试正常，但转机后发现转子对地绝缘又不合格。7 月 29 日中午，再次检查出现问题的第 11 根连接螺杆发现螺杆上有锈迹，回装时出现卡死现象，无法穿过上、下集电环。7 月 29 日下午，七局安装人员对此螺杆进行除锈、打磨处理回装后绝缘测试正常。



螺杆内发现的小铁丝



#### 四、效果评估

通过清理排除，找到缺陷直接原因，通过清扫排除绝缘降低隐患，目前该机组稳定运行，未再出现转子绝缘低情况。

## 某电站 1~4F 机组定子测温垫条缺陷处理

### 一、现象描述

4F 机组测温电阻引出线无外护套，导致垫条中主、备用测温电阻两组引出线屏蔽层间存在单点或多点短路，在电磁感应作用下形成环流发热，从而逐渐烧损测温电阻引线、测温垫条本体，最终引起线棒绝缘故障；

1-3F 机组圆芯测温垫条的屏蔽层及绝缘层均已剥除，仅在靠出线侧端部保留有 3cm 长的屏蔽层和绝缘层，测温电阻屏蔽线绝缘存在异常。

### 二、原因分析

#### （一）4F 机组定子测温垫条缺陷原因分析

测温电阻垫条的制作为在垫条上开槽，将测温电阻嵌入槽中再灌胶封装、打磨。开槽大小为：宽 19mm，高 3.5mm，4F 机组定子绕组测温电阻引出线线径为 3.2mm，直接灌胶封装将导致垫条厚度增加，定子槽楔无法安装。在垫条生产过程中，封装单位将测温电阻引出线外护套剥掉（线径变为 2.2mm 左右），将两只电阻引出线放入槽中然后灌胶封装，导致测温电阻引出线屏蔽层之间间歇性接通。

测温电阻屏蔽层在封装时，每隔 10cm 绑扎在一起，存在多点金属性接触，在定子铁芯槽内交变磁场作用下形成环流和放电火花，产生的热量逐渐累积直至烧损测温电阻屏蔽层、引线、测温电阻垫条本体。

屏蔽线中两点连通环流产生的热量集中在测温电阻垫条屏蔽接触点部位，由于测温电阻垫条传热性能差，发热点热量累加，以及屏蔽层接触点局部烧断形成放电火花，造成测温电阻垫条从内到外烧损碳化，最终导致线棒绝缘故障。

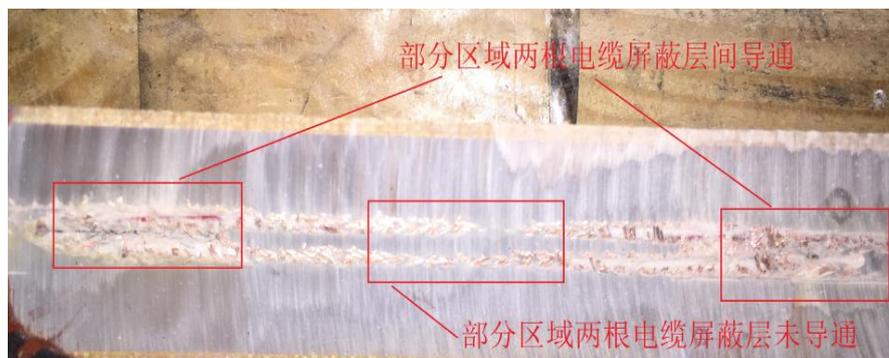


图 1 4F 机组垫条内测温电阻引出线屏蔽层间导通情况

## (二) 1-3F 机组定子测温垫条缺陷原因分析

1~3F 定子测温垫条共 66 根屏蔽线绝缘异常（其中圆型线 56 根，扁型线 10 根），垫条外观均正常，无放电、烧毁、碳化等痕迹。对垫条绝缘异常的原因进行检查分析，发现圆型引线测温垫条绝缘异常的原因有两种：屏蔽层裸露（见图 2 及图 3）和屏蔽层未裸露但内部短接（见图 4）引起，而扁型引线测温垫条绝缘异常的原因均由垫条端部引线护层破损裸露屏蔽层导致（见图 5）。



图 2 屏蔽层一点裸露情况（3F 505 槽）



图 3 屏蔽层明显裸露情况（3F 501 槽）



图 4 屏蔽层未裸露但内部短接 (3F 538 槽)



图 5 垫条端部引线屏蔽层裸露 (1F 358 槽)

因测温垫条安装后，裸露的屏蔽层紧密接触定子线棒半导体槽衬纸（见图 6），该纸由半导体材料组成具有一定的导电性，且与定子铁芯紧密接触。因此，屏蔽层可通过该半导体材料层与定子铁芯构成接地，导致测温电阻屏蔽线绝缘异常。



图 6 定子线棒半导体槽衬纸

### 三、解决方案及过程

#### （一）机组临时运行期间防范措施：

（1）针对 1F、2F、3F 机组部分测温电阻引线屏蔽层绝缘低的问题，做如下处理：

1. 针对主备电阻屏蔽层之间存在短路现象的，将主、备电阻屏蔽层分别与外部电缆屏蔽层断开，做好绝缘包扎。

2. 针对单个电阻屏蔽层存在接地现象的，将其中对地绝缘为零的屏蔽层与外部电缆屏蔽层断开，做好绝缘包扎。

（2）下发通知要求运行人员加强监视，如 1F、2F、3F 机组在运行过程中发现定子线圈测温故障，立即申请调度停机检查。

#### （二）机组测温垫条隐患彻底处理方案：

##### （1）4F 定子测温垫条隐患处理方案

利用检修机会，拆除全部上层线棒（576 根）及 144 根下层线棒，对 4F 机组定子测温垫条进行全部更换。

##### （2）1~3F 定子测温垫条隐患处理方案

1. 在机组检修时，将机组空冷吊开后对所有定子测温引线进行复查，彻底查清测温电阻屏蔽线绝缘异常原因，区分内部故障和外部引线故障。

2. 若查明测温电阻屏蔽线绝缘异常由外部引线故障导致，则采用绝缘包扎、穿黄腊管防护等方法进行处理。

3. 若查明测温电阻屏蔽线绝缘异常由内部故障引起或

由外部引线故障引起但是无法处理，则拔出相应上层线棒，更换为扁线测温垫条，彻底处理测温电阻隐患。

4. 对测温电阻屏蔽线绝缘检查正常的点，仍采用内窥镜检查的方法检查外部引线有无绝缘破损情况，若存在，则按照第3条方式进行处理。若检查正常，仍进行穿黄腊管防护处理。

#### 四、效果评估

按照处理方案已完成全部机组测温垫条隐患的彻底处理，目前机组运行状况良好，治理效果较明显。

## 某电站 1F 机组局部放电量偏高处理

### 一、现象描述

某电站水电站 1F 水轮发电机，2017 年 1 月份局部放电系统显示放电活动密集，局部放电测试结果如表 1 所示。可以看出，发生局部放电严重的部位位于 AC 相间、BC 相间、C 相。已超过 18kV 水轮发发电机局部放电量 90% 水平线(798mV) 以上，表明绕组绝缘已经在恶化。

表 1 某电站 1F 发电机在线局部放电测试表

相别	测试范围	Qm+	Qm-
A1-A-C1	50.0-850.0mV	0	0
A1-A-C2	50.0-850.0mV	0	0
B1-B-C1	200.0-3400.0mV	0	0
B1-B-C2	200.0-3400.0mV	0	0
C1-C-C1	200.0-3400.0mV	1935	1646
C1-C-C2	200.0-3400.0mV	0	0
A1-A2-C1	200.0-3400.0mV	0	0
A1-A2-C2	200.0-3400.0mV	2866	2600
B1-B2-C1	500.0-8500.0mV	3791	4371
B1-B2-C2	500.0-8500.0mV	0	0
C1-C2-C1	500.0-8500.0mV	2893	2821
C1-C2-C2	500.0-8500.0mV	0	0

### 二、原因分析

比较一年来电机局部放电量变化趋势，发现增长极小，放电量基本稳定。可以推测，局部放电是电机本身特性所致，或是在安装初期即存在。

为了验证数据的准确性，对该机组进行了离线局部放电量测试，测试数据如表 2 所示。参考《旋转电机定子线棒及

绕组局部放电的测量方法及评定导则 GB/T20833-2007》，电机整体定子绕组最大视在放电量限制值，在额定相电压下 10000pC，额定线电压下 20000pC，再次验证了数据趋势的正确性。

表 2 某电站 1F 发电机离线局部放电测试表

相别	额定相电压		额定线电压	
	试验电压 kV	放电量 pC	试验电压 kV	放电量 pC
A	10.7	914	18.0	17000
B	10.7	1170	18.0	18900
C	10.7	1125	18.0	18100

为了确定放电类型，在监控软件里面调出局部放电量偏大的幅值图，如图 1、图 2 所示。

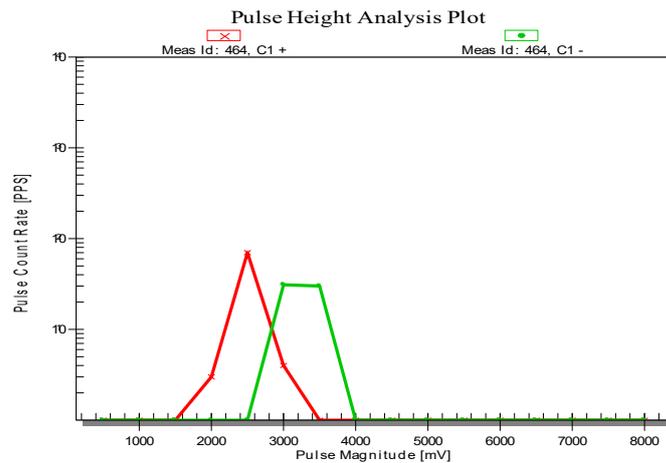


图 1 B1-B2-C1 局部放电量幅值

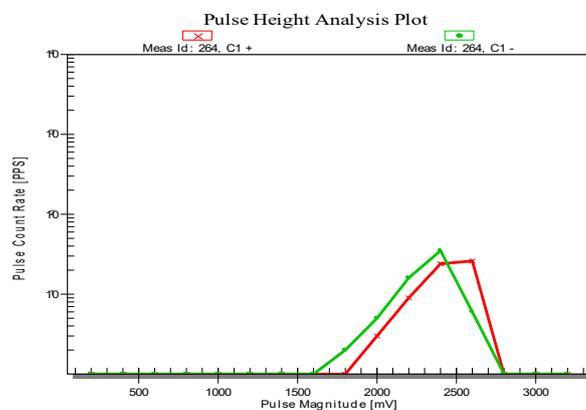


图 2 C1-C2-C1 局部放电量幅值

可以看出，局部放电量偏大的分支， $+Q_m$  与  $-Q_m$  变化趋势幅值基本相同， $+Q_m/-Q_m$  的比值约为 1，那么局部放电可能存在于线圈端部，或者是由热劣化引起的导体主绝缘存在分层。可能原因有：过载、设计不良、制造缺陷、绕组脏污、通风不良等。经现场人员仔细检查发现，定子整体脏污比较严重，个别线棒跨接条绝缘松动（共发现 7 处）、有金属丝割伤等，如图 3、图 4 所示。



图 3 定子绕组表面脏污



图 4 金属丝对绕组放电

### 三、解决方案及过程

对定子进行全面清扫，并对检查发现的共 7 处跨接线绝

缘松动部位进行绝缘层剥除并重新手包绝缘后，整体喷涂188绝缘漆，增强定子整体绝缘性强。再次进行离线局部放电量测试，额定相电压下的局部放电量为692~768pC，额定线电压下的局部放电量为1553~1592pC，数据优良。



图5 跨接线绝缘松动处理

#### 四、效果评估

目前某电站1F机组在线局部放电量均小于100mV，处于18kV水轮发发电机局部放电量25%水平线（62mV），治理效果良好。

## 某电站 2F 机组碳刷滑环整治

### 一、现象描述

2F 机组在运行期间滑环下层部分碳刷和刷握被烧毁，碳刷上下支架的一根拉力杆端部部分绝缘碳化，发电机上导油盆盖上附着刷握烧熔物。



2F 机组碳刷和刷握烧熔情况图



2F 机组滑环下环碳刷支架绝缘垫板图



2F 机组碳刷损坏图

## 二、原因分析

造成该事件的物理原因是：碳刷接触不良使接触电阻增加发热，同时在碳刷与滑环间产生火花，形成环火后，将刷握烧损。具体分析如下：

由于每个碳刷与弹簧的受力不完全相同，造成单个碳刷与滑环之间的电阻不同，各个碳刷在运行时受到的磨损程度也不相同，造成各个碳刷与滑环之间的导电性能也不完全一致，所以每个碳刷与滑环之间的电流大小便不相同，和滑环接触面较好的碳刷其通过的电流就会很大，反之电流较小，加大了碳刷与滑环接触面的过流负荷，机组长时间运行便会造成碳刷发热或者温度持续升高，温度过高的碳刷发生脆化，碳刷电阻增加，这样加大了碳刷和滑环之间电阻，产生打火现象，最终形成环火，引燃带油污的碳粉造成碳刷、刷握的损坏。

## 三、解决方案及过程

参考田湾河大发电站同型机组的类似情况，委托哈电在2F 机组 B 修期间完成了碳刷滑环的整治。

### 1. 集电环性能及要求

集电环应采用高耐磨材料制成，环间需要足够的绝缘距离，以防止碳粉引起“正”、“负”环短路，集电环表面应设有螺旋沟槽，以防电刷与集电环之间产生气垫效应。

### 2. 碳刷性能及要求

(1) 每个刷握的工作电流范围： 0~800 A

(2) 刷握温升（环境温度 $\leq 35^{\circ}\text{C}$ ）  $\leq 20\text{K}$

(3) 刷握弹簧对电刷的规定压力 180 cN/cm<sup>2</sup>

(4) 刷握的绝缘等级为 F 级，试验按 JB2361 执行。

(5) 刷握须具有在带电运行状态下可方便更换电刷的功能。

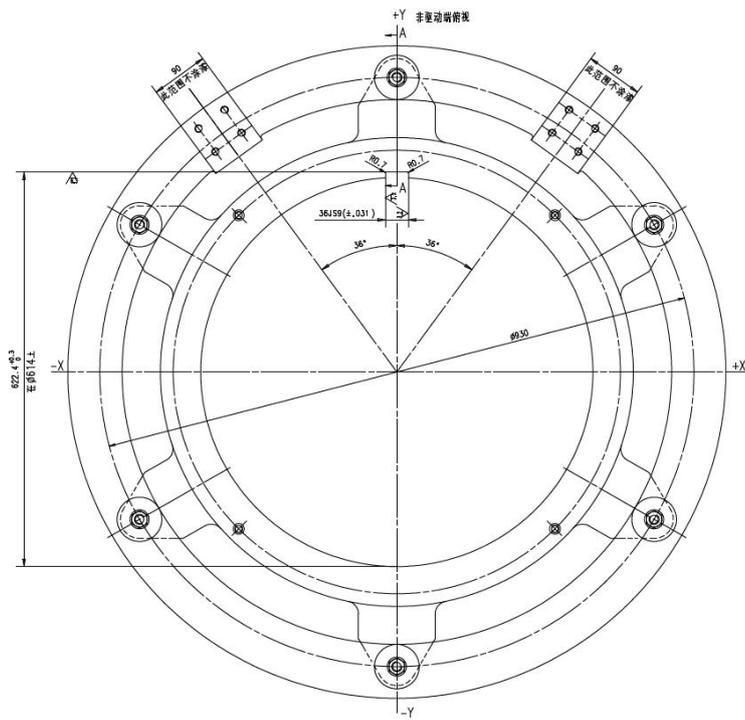
(6) 刷架必须保证最小爬电距离 40mm

(7) 导电环不允许拼焊，其材料须进行超声波探伤，UT 按 TGOEA. 688. 027 标准 3 级。

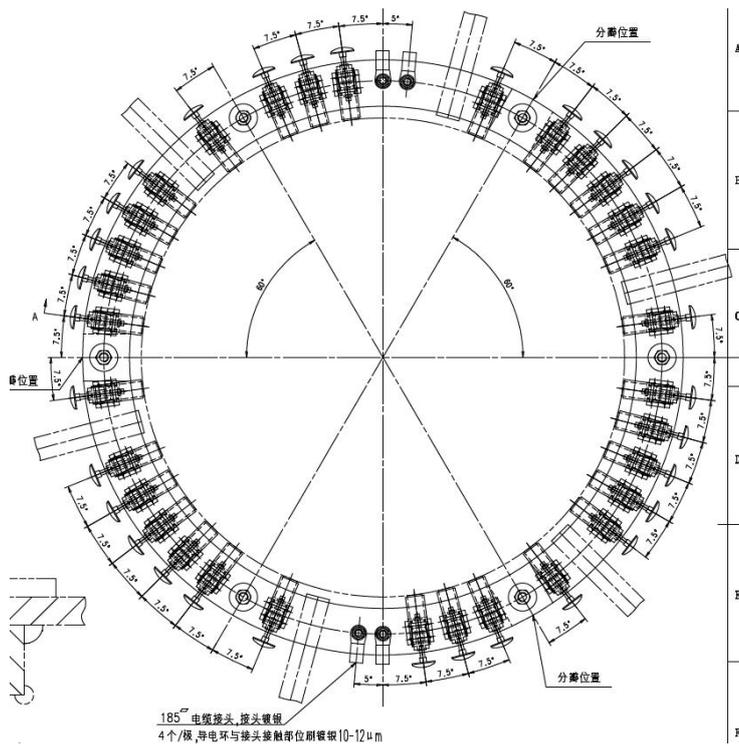
(8) 导电环电缆接头范围内双面刷镀银，其余范围镀锌。未防锈处理的碳钢件均镀锌。

(9) 紧固件：集电环及刷架所使用的螺栓，螺母等紧固件需要采用 GB 标准的产品。

### 3. 集电环和刷架装配图



集电环装配图



刷架装配图

#### 四、效果评估

目前，2F 机组碳刷滑环技术改造完成后，碳刷打火现象消失，机组运行状况良好。

## 出口断路器/母线/IPB

### 某站 11F、12F 中性点母线软连接温度偏高处理

#### 一、现象描述

2015 年 7 月，运行人员发现 12F 机组中性点 C 相母线与软连接接触部分有发热现象，温度达到 92℃，A、B 两相温度 70℃左右。虽采取了对接引面进行清洗后，并重新紧固的措施，当软连接运行温度仍然偏高。同时，发现 11F 机组中性点也存在类似现象。

#### 二、原因分析

通过持续对 12F 机组中性点进行温度进行跟踪检查，发现设备温度偏高存在局部点过热共性，进一步分析认为某站机组经过增容改造后电流增大，中性点母线软连接使用时间过长，过流能力下降，是设备温度偏高的主要原因。

#### 三、解决方案及过程

1. 在检修期对软连接进行更换，并在汛期巡回中用红外线成像仪加强对发热部位的监测、分析。

2. 2015~2016 年检修期已利用 11F、12F 机组停机检修机会对 11F、12F 中性点母线软连接进行了更换（如图 13）。



图 13 更换后的中性点软连接

#### 四、效果评估

目前已对 11F、12F 中性点母线软连接进行了更换，测温显示温度正常，治理效果良好。

## 某站7台机组出口、中性点夹件螺杆发热

### 一、现象描述

某站机组出口、中性点母线夹件螺杆温度高，满负荷运行时达到100℃以上。

### 二、原因分析

某站机组出口及中性点母线夹件螺杆采用铁质螺杆。当机组运行时，交变磁场在铁质螺杆内产生感应电动势和感应电流，产生涡流效应，螺杆内部产生热量，致使金属件温度偏高。以2015年01月23日，某站7号机组为例，测温情况见图14，7F当时工况为：

有功： $P=110\text{MW}$ 、无功 $Q=-7\text{MVar}$ 、定子电流： $I_a=4282\text{A}$ 、 $I_b=4373\text{A}$ 、 $I_c=4259\text{A}$ 。



图14 某站7号机组中性点夹件温度测试

### 三、解决方案及过程

为了限制涡流效应，须选用导磁性能较弱的金属材质，不锈钢导磁性能较弱，可有效抑制涡流效应，解决螺杆发热

问题。

利用机组检修期将发热部件统一更换为不锈钢材质，修后机组运行正常，定时测温检查出口和中性点母线夹件及固定螺杆温度均约 40℃，其效果较好。

#### 四、效果评估

某站机组出口、中性点母线发热部件更换为不锈钢材质后，在相同工况下，其运行温度均在40℃左右，治理效果好。

## 某电站水电站机组 GCB 及内外侧隔离刀闸信号回路优化

### 一、现象描述

机组 GCB 位置信号通过继电器扩展接点后上送至 LCU、故障录波装置。

### 二、原因分析

某电站水电站机组出口断路器、隔离刀闸及内外侧接地刀闸位置信号都是靠扩展继电器接点上送至 LCU，机组并网过程中因断路器扩展继电器出现故障导致机组并网失败。

### 三、解决方案及过程

现在将 GCB 位置信号上送接点改为断路器、隔离刀闸及内外侧接地刀闸辅助接点，接点不经过扩展直接上送至 LCU、故障录波装置，隔离刀闸及内外侧接地刀闸接点不经过扩展直接上送至 LCU，接线图如下：



图 1 断路器接点上送回路

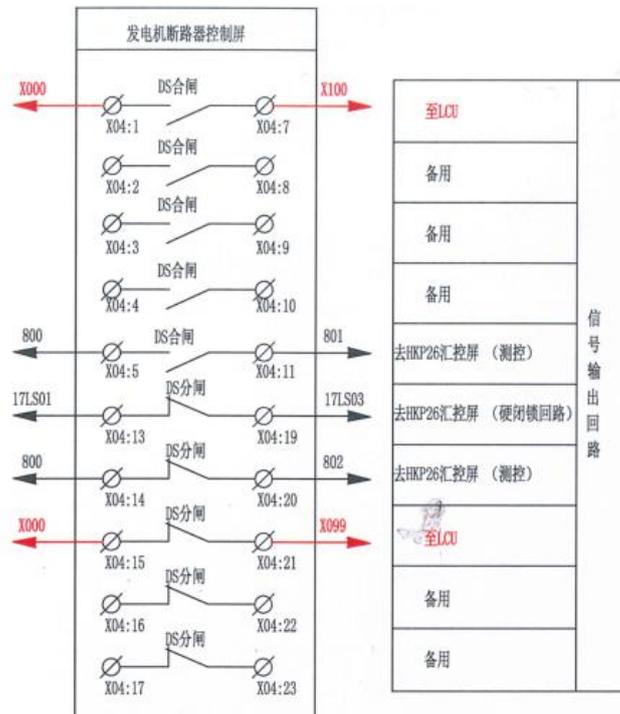


图 2 隔离刀闸接点上送回路



图 3 内侧接地开关接点上送回路



图 4 外侧接地开关接点上送回路

#### 四、效果评估

利用机组检修期完成 GCB 及内外侧隔离刀闸信号回路优化，信号回路更改后试验合格，有效消除了机组在并网过程中因断路器扩展继电器故障导致的并网失败。

## 某电站机组 IPB 局部过热

### 一、现象描述

2016 年汛期，某电站水电站封闭母线 IPB 相继出现有局部过热现象，经过多次设备巡回排查，发现 1F、2F、3F 机组 IPB 出现不同程度过热，主要发热部位在绝缘子法兰和封闭母线与桥架、发电机出口处屏蔽板、三相短路板处。

### 二、原因分析

1. 绝缘子法兰与封闭母线外壳间为通过固定螺栓紧固构成的等电位连接，在仅螺栓连接的单一方式下，若部分螺栓连接接触不充分，则可能使法兰与封闭母线外壳间有功损耗增大从而造成局部过热。

2. 封闭母线与桥架、发电机出口处屏蔽板相互接触后，母线外围金属部件因置于母线电流强磁场环境而产生感应涡流造成局部发热。

3. 三相短路板与封闭母线外壳和接地引下扁铁可能存在虚焊、脱焊现象，三相短路板接地引下线连接部位可能在安装时残留焊疤、毛刺造成接触电阻偏大而过热。

### 三、解决方案及过程

1. 在法兰两边分别增设一组 50mm 扁铜线制作而成的等电位跨接线，改善法兰与封闭母线外壳接触面。

2. 将桥架升高或在桥架与封闭母线外壳、支持绝缘子法兰间垫 2mm 厚绝缘环氧板进行隔离。将封闭母线与发电机出

口处屏蔽板间硅胶剔除，检查封闭母线外壳与发电机出口处屏蔽板有无接触，如有接触处将屏蔽板剔除至间隙为 2~5mm 范围内。

3. 将所有三相短路板接地引下线连接部位螺栓拆除，检查接地扁铁连接部位和短路板连接部位，如有毛刺需进行打磨处理至接触面平整光滑，恢复连接前，在连接部位均匀涂抹电力复合脂，后均匀紧固螺栓，并通过接触电阻试验检查连接部位。

#### 四、效果评估

目前已对某电站 4 台机组 IPB 母线进行了彻底处理，运行中各部位温度已恢复正常，治理效果良好。

## 某电站 4CB 高压侧套管内声音异常

### 一、现象描述

2017 年 4 月 17 日运行人员在巡回 4F IPB 及 4CB 时，发现 4CB 高压侧 A 相有异常响声，为此进行停电进行检查。



图 1 C 相烧毁的弹簧，未与导体接触

### 二、原因分析

通过分解 IPB 分支母线的盆式绝缘子，检查发现原有等电位弹簧长度较短，无法接触导体，安装时为了使电流互感器等电位弹簧与导体接触，施工单位在原有弹簧基础上缠绕铝丝加长弹簧与导体接触，由于铝丝与弹簧接触不良造成放电发热，铝丝烧损。



图 2 缠绕铝丝加长弹簧与导体接触

### 三、解决方案及过程

1、由于没有弹簧备品的情况下先用铜丝替代弹簧与导体连接，用玻璃丝带固定，待有弹簧备品后更换。

2、待有弹簧备品后将全部缠绕铝丝加长的等电位弹簧更换。



图3 铜丝替代烧损弹簧进行连接

### 四、效果评估

目前已对某电站 4CB 高压侧 IPB 电流互感器等电位弹簧处理，运行正常，治理效果良好。

## 某电站 1F 机组出口断路器 SF6 气室漏气

### 一、现象描述

运行人员在巡视过程中发现2F 机组出口断路器 DL2气室压力降至0.67MPa，（定值为0.78MPa）。

### 二、原因分析

厂家人员到达现场后对 DL2断路器气室进行了检测，发现气室法兰连接处有明显漏气（肥皂泡检测），从漏气情况判断为法兰密封垫损坏导致气室漏气。

### 三、解决方案及过程

更换新的密封垫，涂上密封胶，将气室压力充到0.78MPa额定压力。

### 四、效果评估

密封处理后，设备运行正常。

# 主变压器

## 某站 12B 主变冷却器冷却效果下降处理

### 一、现象描述

某站 12B 主变为天威保变生产产品，在 2015 年汛期运行过程中，运行人员发现变压器顶层油温温度较高，达到 67℃左右，与往年最高数据比较发现升高 5℃左右，而同容量的 11B、14B（新疆特变产品）顶层最高油温均只有 57℃左右。

### 二、原因分析

在发现某站 12B 主变油温过高后，检修人员对冷却器进行了检查，发现 12B 冷却器散热片采用整块式镀锌翅片（如图 15），每层仅有一块散热片，所有冷却管插在同一片散热片上（如图 16），此结构导致各冷却管之间容易积灰。现场检查情况为冷却管之间确实积满了污垢，导致冷却器通风效率降低，达不到良好的冷却效果。



图 15 12B 主变冷却器散热片情况

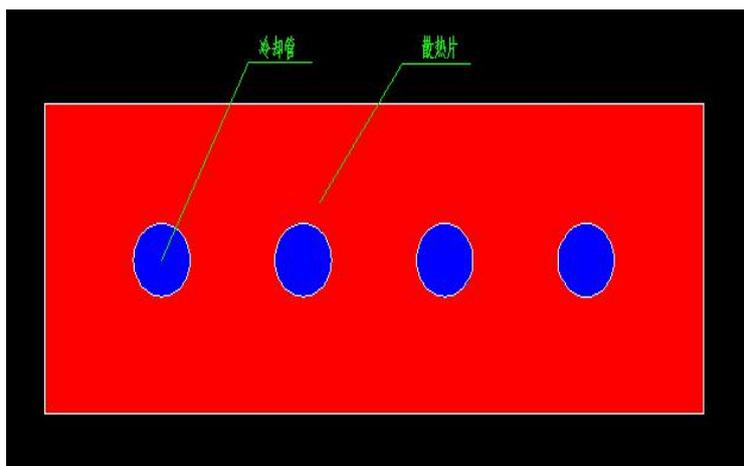


图 16 12B 主变冷却器散热片示意图

### 三、解决方案及过程

1. 在主变检修时采用高压水枪对冷却器散热片进行彻底清洗。

2. 加强变压器巡回过程中变压器油温及冷却器积灰情况的跟踪检查，发现积灰严重时利用高压气进行清理。

在 2015~2016 检修期已利用 12F 停机检修机会对 12B 主变压器进行了彻底清理。

### 四、效果评估

目前已将冷却器清洗列为某电站主变年检的常规项目，检修后的主变运行油温正常，治理效果好。

## 某电站主变压器消防喷淋系统改造

### 一、现象描述

某站主变压器未设置固定式灭火装置，每台主变加设了4只水雾喷头，但变压器油枕、油冷却器、油水管路均处于喷雾灭火范围以外，且加设的4只水雾喷头喷射出的水雾也不足以覆盖整个主变体。

### 二、原因分析

《建筑设计防火规范》（GB50016-2006）第8.5.4条之规定：单台容量在90MVA及以上的油浸电厂电力变压器应设置自动灭火系统，且宜采用水喷雾灭火系统。

### 三、解决方案及过程

1. 改造主变喷淋装置，装置喷水时，水雾能覆盖变压器本体、变压器油枕、油冷却器、油管路。
2. 每台主变增加一个DN250的雨淋阀组。



图 17 主变压器消防喷淋系统改造后效果实拍图

### 四、效果评估

目前，某站主变压器消防系统技改完成，设备运行平稳，

喷淋装置启动后形成的水雾能覆盖变压器本体、变压器油枕、油冷却器、油管路（如图17），整治效果较好。

## 某电站主变压器油管道加装波纹管保护

### 一、现象描述

主变压器油管道波纹管厂家设计施工时未做保护，遇硬物碰撞时，容易受到外力冲击损伤，造成变压器油泄漏。

### 二、原因分析

主变压器油管道波纹管未设计防护措施。

### 三、解决方案

将加工好的不锈钢保护罩按相应规格依次安装在波纹管上。各种波纹管保护罩具体数据详见下表：

序号	名称	规格	单位	数量	备注
1	304 不锈钢防护罩	440X225X386	个	8	
2	304 不锈钢防护罩	350X225X386	个	6	
3	304 不锈钢防护罩	400X225X386	个	4	
4	304 不锈钢防护罩	340X95X290	个	12	
5	304 不锈钢防护罩	495X1090X1250	个	4	
6	304 不锈钢防护罩	2070X550X1450	个	2	

### 四、效果评估

目前 1-4B 油管路已全部加装防护罩，效果良好。



图 1 加装防护罩后的波纹管

## 3B 油中含气量超标处理

### 一、现象描述

2016年9月13日，检修公司试验中心在对某电站3B进行油化周期检测时发现3B油中含气量超标，其中A相为3.32%、B相为3.24%，C相为3.2%（根据GB/T 7595—2008运行中变压器油质量标准，运行中变压器油中含气量 $\leq$ 3%），且在跟踪监测过程中有逐步增加的趋势。

### 二、原因分析

对3B密封外观和紧固件进行了检查，未发现异常，对含气量的氢气、氧气、氮气成份进行测试，确认3B油中进入了空气，需要停电进一步排查主变漏点，在烃类气体不出现剧增的情况下可以安全运行。

### 三、解决措施及过程

1、变压器停电后对螺栓等紧固件进行检查，未发现渗漏点；2、通过对变压器进行充氮加压，未发现渗漏点；3对主变油枕胶囊进行排气检查，发现变压器油面存在部分空气；4、更换油枕胶囊进行充氮加压，未发现胶囊渗漏，由此判定变压器油空气含量超标的原因因为变压器现场安装过程中施工工艺不规范造成变压器中进入了空气。5、对变压器油进行重新脱气处理。

### 四、效果评估

经过半年的运行跟踪监测，变压器油空气含量在合格范围内，处理效果良好。

## 某电站 1B 绝缘油含气量超标处理

### 一、现象描述

2015 年 8 月 5 日，在进行某电站 1B 变压器油取样化验时，发现油中气体含量达到 3.87%，超过《运行中变压器油质量标准》(GB/T 7595-2000)中 3%的油中含气量控制标准。经跟踪测试，确认含气量数据稳定，增长趋势缓慢。

### 二、原因分析

1. 主变油枕、冷却器、管路、阀门等油回路密封不严，运行中渗入空气并溶解在油中。

2. 设备运行过程中绝缘材料老化、劣化及故障情况下产生气体。

3. 设备在安装或维修的过程中绝缘材料吸附了大气中的空气。

4. 设备在安装过程中变压器油箱的抽真空时间不够，箱体中可能有残留气体。变压器在运行中是靠循环的变压器油来冷却，油分子间长时间碰撞，产生微小气泡，造成含气量增高。

### 三、解决方案及过程

1. 对主变油枕、冷却器、管路、阀门等油回路进行彻底检查处理，重点关注各潜油泵进口处，确认无渗漏点。

2. 在主变停电处理前，某电站 1B 取油样化验周期规定为每半月进行一次含气量和色谱分析取样化验，并将检测数

据报国电电科院成都分院进行综合分析。

3、运行人员加强对主变的运行监视，保持变压器温度及负荷平稳，不出现异常波动。

4、结合设备 1B 年检，在 2016 年 1 月 10 日完成 1B 热油循环真空脱气处理，并按照大修后变压器标准对 1B 进行取样化验跟踪，1B 含气量正常，未有异常上升。

#### 四、效果评估

某电站 1B 在检修时循环脱气处理后，通过跟踪发现含气量增长趋势平稳，在 2016 年 7 月 19 日复查了 1B 含气量（具体数据见图 1），满足安全稳定运行的要求，处理效果较好。

绝缘油简化分析试验报告单											
取样日期：2016 年 7 月 19 日 分析日期：2016 年 7 月 19 日 油样单位：深站 1B						国电大渡河检修安装有限公司 取样天气：晴 湿度：40% 报告单位：试验中心绝缘监督二班					
试验项目 设备名称	击穿电压 (kV)	水溶性酸 (pH)	酸值 (mgKOH/g)	闪点 (℃)	游离碳	外观	界面张力 (25℃ mN/m)	含气量 (%)	体积电阻率 (90℃)/Ω·m	凝固点 (℃)	T501 抗氧化 剂含量 (%)
1B A	/	/	/	/	/	/	/	0.97	/	/	/
1B B	/	/	/	/	/	/	/	0.88	/	/	/
1B C	/	/	/	/	/	/	/	1.04	/	/	/
以下空白	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
绝缘油标准 (500kV)	投运前≥60kV 运行中≥50kV	投运前>5.4 运行中≥4.2	投运前≤0.03 运行中≤0.1	≥135	无	透明	投运前≥35 运行中≥19	投运前≤1% 运行中≤3% 电抗器：运 行中≤5；	投运前≥6×10 <sup>12</sup> 运行中≥1×10 <sup>12</sup>	符合 牌号规定	符合 国标规定

图 1 某电站 1B 含气量报告

## 某电站 1 号电抗器 C 相油位指示偏低

### 一、现象描述

2015年5月27日，运行人员上位机巡屏时发现某电站1号电抗器1DK C相油位比A、B相油位低，现场检查发现1DK C相油位表指示为4，A、B相指示为6，C相油位指示偏低。

### 二、原因分析

检查1DK C相外部及事故排油阀无漏油，电抗器事故油池内未见积油，初步判断为胶囊或油位传感器存在故障。检修公司在电抗器油枕处核查实际油位时发现油枕内胶囊已经下沉，胶囊破损需更换，判断为胶囊破损导致C相油位指示偏低。

### 三、解决方案及过程

6月17日，检修公司对1DK C相电抗器油枕进行排油处理，打开油枕侧面封板后检查胶囊，发现右下侧出现一条15mm左右的裂缝，其原因是胶囊存在局部缺陷，在运行中逐渐形成贯穿性裂纹，油渗入胶囊内部使胶囊下沉，造成油枕油位降低。

更换C相油枕胶囊后，对电抗器重新注油到正常油位，核查C相油位表指示油位与实际油位一致。同时，对1DK A、B相油枕胶囊检查均无异常，对两站其它电抗器、变压器油位进行趋势分析，未发现异常。



#### 四、效果评估

某电站 1 号电抗器油枕胶囊更换后已正常，效果良好。

## 某电站 6B 绝缘油含气量超标处理

### 一、现象描述

2015 年 7 月 10 日，总厂人员进行第三季度化学定期工作时，发现某电站 6B 油中含气量达到 5.52%。7 月 24 日检修公司复测值为 5.12%，远超过《运行中变压器油质量标准》(GB/T 7595-2000) 中 3% 的油中含气量控制标准，且在跟踪化验时发现含气量上涨趋势较快，在 8 月 4 日时达到 5.71%。

### 二、原因分析

1. 主变油枕、冷却器、管路、阀门等油回路密封不严，运行中渗入空气并溶解在油中。
2. 设备运行过程中绝缘材料老化、劣化及故障情况下产生气体。
3. 设备在安装或维修的过程中绝缘材料吸附了大气中的空气。
4. 设备在安装过程中变压器油箱的抽真空时间不够，箱体中可能有残留气体。变压器在运行中是靠循环的变压器油来冷却，油分子间长时间碰撞，产生微小气泡，造成含气量增高。

### 三、解决方案及过程

- 1、对主变油枕、冷却器、管路、阀门等油回路进行彻底检查处理，重点关注各潜油泵进口处，确认无渗漏点。

- 2、在主变停电处理前，某电站 6B 每周进行一次含气量

取样化验，每半月进行一次色谱分析取样化验，并将检测数据报国电电科院成都分院进行综合分析。

3、运行人员加强对主变的运行监视，保持变压器温度及负荷平稳，不出现异常波动。

4、在主变运行时，测 6B 三相夹件电流分别为：121.2mA、120.5mA、120.3mA，三相铁芯电流分别为：11.7mA、11.0mA、11.2mA，数据合格。

5、2016 年某电站 6B 年检时检查变压器未发现渗油，油枕与胶囊间平衡阀密封良好，无漏气，对油枕胶囊进行整体打压检查发现漏气，对主变排油后拆下胶囊检查密封面，发现胶囊连接法兰与油枕呼吸器管道中间法兰接触面处无密封垫，在胶囊连接法兰与油枕呼吸器管道间加装专用密封圈，将胶囊回装后充气至 0.01MPa，检测无漏气。

#### 四、效果评估

某电站 6B 在循环脱气处理后，按变压器大修标准对 6B 进行跟踪，2016 年 11 月 2 日变压器投运时含气量为 0.1%，2017 年 3 月 15 日测得含气量为 0.62%，2017 年 7 月 4 日测得含气量为 1.29%。目前含气量无明显上涨，治理效果良好。

## 某电站 3B 绝缘油中含痕量乙炔处理

### 一、现象描述

2015 年 11 月 19 日，检修人员进行第四季度化学定期工作，发现油中含有痕量乙炔 0.1uL /L,26 日复查为 0.08uL/L；取油样送国电电科院成都分院化验，油中乙炔含量最大值 0.5uL/L，至 12 月 25 日共进行 8 次取样，三相乙炔含量最大值为 0.12uL /L。

### 二、原因分析

1. 根据 2015 年 8 月 31 日至 12 月 08 日之间数据的增量分析，三比值为 020，分析结果为中温过热，可能为绝缘导线过热。

2. H<sub>2</sub> 及烃类气体数据无明显增长，乙炔痕量 0.12uL/L，稳定并低于注意值，乙炔可能产生原因为瞬时放电或冲击。

3. CO、CO<sub>2</sub> 绝对增长速率大于标准值，但根据 CO<sub>2</sub>/CO 增量比值 1.7，可能为固体绝缘故障。

4. 根据以上综合分析判断为 3B 瞬间放电故障。

### 三、解决方案及过程

1、总厂与检修公司对变压器本体及冷却器进行外观检查，未发现异常。

2、对运行中的 7 台冷却器（1 台退出运行）及三相本体分别取样化验，其中 3 台冷却器油中乙炔含量 0.1uL/L，4 台冷却器油中乙炔含量 0.9uL/L，变压器本体 A、B、C 三相

分别是 0.1uL/L、0.12uL/L、0.1uL/L，初步确认冷却电机无异常。

3、在主变停电处理前，继续对某电站 3B 每周进行一次取样化验，继续监视 3B 变压器油色谱数据。

4、结合 3B 年检，由电科院成都分院对 3B 进行局放试验，试验数据合格；测 3B 铁芯绝缘  $R_A=3140M\Omega$ 、 $R_B=3210M\Omega$ 、 $R_C=3320M\Omega$ ；夹件绝缘： $R_A=2160M\Omega$ ， $R_B=2090M\Omega$ ， $R_C=2370M\Omega$ ；绝缘均合格。

5、结合 3B 年检，在 2016 年 1 月 26 日完成对 3B 变压器油进行热油循环脱气处理。

#### 四、效果评估

某电站 3B 在循环脱气处理后，按大修后变压器标准对 3B 进行取样化验，通过跟踪发现乙炔含量为 0 uL/L，处理效果良好。

## 某电站电抗器油枕油位计指示油位不准

### 一、现象描述

某电站电抗器在实际运行中，发现其电抗器油枕油位数据随温度变化趋势与温度油位曲线不一致，进一步检查发现部分油枕油位计指针存在发卡现象，当油枕实际油位波动时，现地油位指示未跟随变化。



### 二、原因分析

1. 电抗器油枕油位计使用年限较长，内部发生故障，无法正确测量指示油位。

2. 油位计在油枕内部的浮球及连杆发卡或故障，不能随油枕油位波动及时正确移动，无法检测油位变化。

### 三、解决方案及过程

结合电抗器检修对油枕油位计进行如下检查：

对油枕进行排油检查油枕内胶囊下无气体，排除假油位可能；

(2) 检查油位计内部浮球和连杆是否存在发卡故障，造成不随油位波动正确变化，在检修中更换了故障的 1DK A、B 相和 2DK C 相油枕油位计；

(3) 校核油枕实际油位与油位计现地指示、上位机油位模拟量指示一致。

### 四、效果评估

目前监控系统电抗器油位与实际油位一致，治理效果好。

## 某电站 500kV 1 号电抗器（1DK）B 相中性点连接部位过热

### 一、现象描述

2017 年 06 月 19 日,运行人员在对某电站 1 号电抗器 1DK 巡回检查时,测量 1DK 中性点 A、B、C 三相连接处温度分别为 52℃、67℃、51℃,对比发现 B 相温度较其它两相高 15℃ 左右。

06月22日,1DK 停电后检修公司对B相中性点连接部位进行检查处理。测量发现B相直流电阻偏大,数据为A相 0.004mΩ、B相0.006mΩ、C相0.004mΩ。对1DK B相中性点连接部位拆引,检查螺栓无松动,连接部位无杂质、无变色现象,发现接头处有部分导电膏固化。

### 二、原因分析

检修时涂抹的导电膏较多,长期运行后导电膏固化,接触电阻变大,导致接头过热。

### 三、解决方案及过程

使用细砂纸对连接部位进行轻微打磨,并用酒精清洗,均匀涂抹一层薄薄了的导电膏。对连接部位的 4 颗螺栓均匀紧固,确保接触面接触紧密。接引后测量 B 相直流电阻为 0.004mΩ,三相直阻平衡。

### 四、效果评估

1DK 投运后测量三相中性点连接部位温度基本一致,均为 50℃左右,运行正常,治理效果良好。

## 某电站水电站4号主变压器渗油处理

### 一、现象描述

某电站水电站4号主变压器4B投产运行之后，其低压侧与冷却器油联管连接处存在渗油情况，不利于变压器的安全稳定运行。



图1 处理前4B低压侧渗油情况

### 二、原因分析

1. 法兰连接部位密封不严，导致有渗油现象。
2. 低压侧连接法兰处安装不同心。

### 三、解决方案及过程

1. 将储油柜及低压升高座中绝缘油排至临时油罐，进行真空滤油。

2. 将 A、B、C 相三个分支油管拆卸，改装不锈钢波纹伸缩管进行连接。

3. 对储油柜及低压升高座抽真空至 $<133\text{Pa}$ ，停真空泵 2 小时保压检漏。

4. 将临时油罐中滤好的绝缘油注入储油柜及低压升高座中。



图 2 改装不锈钢波纹伸缩管



图 3 处理后 4B 低压侧情况

#### 四、效果评估

经设备处理重新投运后观察，低压侧与冷却器油联管连接处已不再渗油，其渗油缺陷已得到有效的处理。

## 某电站主变低压侧 IPB 连接处温度偏高

### 一、现象描述

某电站 1 号、2 号发电机组额定负荷下，IPB 导体与主变低压侧 B 相接口处导体温度高于制造厂规定的母线导体接头处最高温度标准（105℃），且在相同负荷下温升明显高于主变 A、C 相相同部位。同工况下，3 号、4 号发电机组 IPB 与主变 A、B、C 三相接口处温度满足负载温升限值条件，且温度差不显著，无上述现象。

具体附上上位机监测数据及 1 号、2 号、4 号主变低压侧与 IPB 连接处红外测温显示图加以说明：

IPB 与主变连接温度表（℃）						
机组	相别	导体温度	外壳温度	导体与外壳温度差	相间差	备注
1 号机	A 相	88.18	68.43	19.75	33.88	1 号机、2 号机、4 号机分别在 654MW、652MW 以及 653MW 额定负荷下稳定运行持续时间至少 2 小时以上。
	B 相	117.31	101.00	16.31		
	C 相	83.43	71.12	12.31		
2 号机	A 相	68.37	66.34	2.03	49.88	
	B 相	118.25	100.67	17.58		
	C 相	88.84	76.29	12.55		
4 号机	A 相	80.25	58.17	22.08	14	
	B 相	93.96	82.4	11.56		
	C 相	79.96	65.75	14.21		

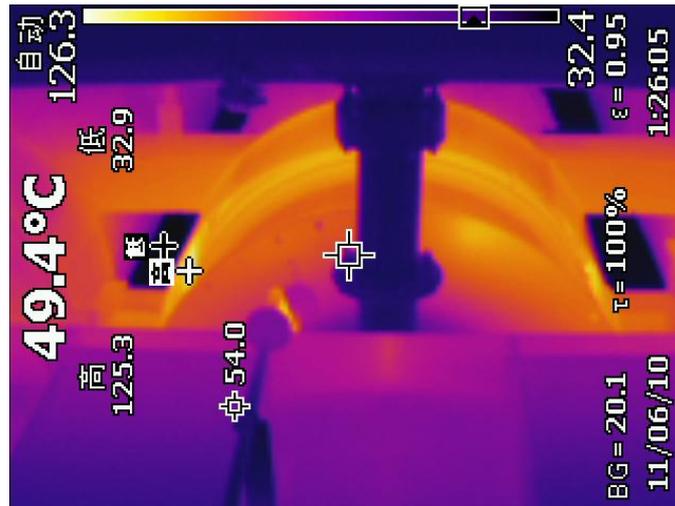


图 1 1B 低压侧 B 相与 IPB 接口处红外测温图 (时间 2015. 06. 05 21:20, 环境温度 29°C, 测温最高值: 125.3°C)



图 2 2B 低压侧 B 相与 IPB 接口处红外测温图 (时间 2015. 06. 05 21:30, 环境温度 28°C, 测温最高值: 110.1°C)

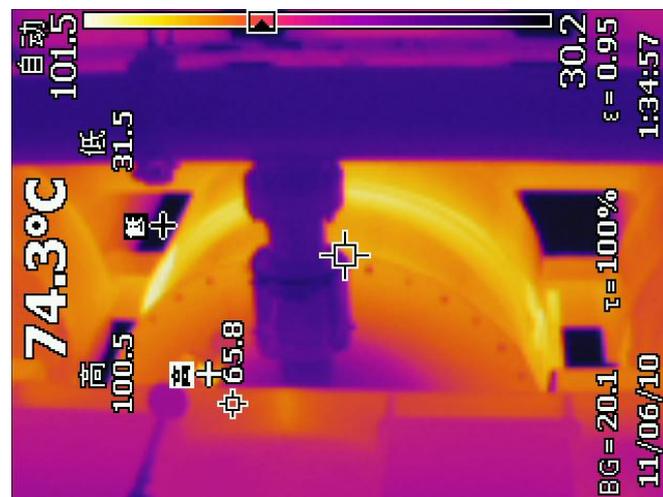


图 3 4B 低压侧 B 相与 IPB 接口处红外测温图 (时间 2015. 06. 05 21:40, 环境温度 28°C,

测温最高值：100.5℃)

## 二、原因分析

由于变压器 B 相所处位置的散热条件，母线运行时温度相对来说会比 A、C 相偏高，但 B 相较 A、C 相温度差过大，且 B 相额定负荷下温度超过制造厂温度限值，外部设计有屏蔽罩，运行中绝大部分漏磁通均流向至连接下部，造成发热。

## 三、解决方案及过程

1. 利用主变年检时机，打开 IPB 和主变压器低压侧套管电气连接端子屏蔽罩、密封套，检查 IPB 母线导体焊接处质量，焊接不合格需进行重新补焊。

2. 校核 IPB 母线与主变低压侧软连接部位载流量，若截面参数不符合要求，则需增加导体连接部位软连接数量。

3. 去除屏蔽罩结构，改善漏磁通路。

## 四、效果评估

目前已对某电站 4 台主变低压侧 IPB 连接处屏蔽罩拆除，经观察运行发现连接处温度均降至 90℃ 以下，治理效果良好。

## 某电站 500kV 电抗器 C 相氢气超标

### 一、现象描述

2014 年 9 月，某电站水电站 500kV 电抗器在投运后 1 个月的油色谱分析中发现 C 相 H<sub>2</sub> 含量严重超标（150 $\mu$ L/L），达 2265.19 $\mu$ L/L。同时 CO、CH<sub>4</sub> 等特征气体含量也略有增长，但均未超过注意值。

### 二、原因分析

产生 H<sub>2</sub> 的主要原因是受潮造成油、绝缘表面和金属结构件在电磁场、热作用下而产生。而其它气体 CH<sub>4</sub>、C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>、C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> 增长相对平稳属于油过热时同步伴随裂解而产生，CO<sub>2</sub> 未有明显增长突变现象，因此，可以认为产气源没有涉及到高电场部位及主绝缘结构，同时根据乙炔含量（0.07ppm），可判定电抗器主要是因进气受潮而引起的气泡放电（局部放电），电抗器的电气性能没有受到影响（分别用特征气体法和 3 比值法分析判断，加之相对和绝对产气率明显增长快，属于低能过热引起的局部放电，有向电弧放电发展的趋势但不明显）。

### 三、解决方案及过程

从油箱顶下部的 50 阀门处对电抗器抽真空，并在现有的真空注油热油循环工艺的基础上，增加加热电抗器器身温度（大概在 65-70 度之间）后，对电抗器进行二次循环脱气、抽真空。

电抗器处理完成后，直流电阻测试、绝缘性能检查试验及直流泄漏电流测量等工作已完成，试验合格。

#### 四、效果评估

处理后，电抗器色谱各项数据正常。

## 某电站 2B 主变 B 相高压套管油位计显示过低问题处理

### 一、现象描述

运行人员在巡回检查中发现某电站 2 号主变压器 B 相高压套管油位计显示与其他两相相比过低，套管表面外观无渗漏油迹现象。

### 二、原因分析

通过主变停电检查确认为套管油位计浮子进油造成。



A 相套管油位显示正常图



B 相套管油位显示偏低图

### 三、解决方案及过程

停电更换 2B B 相高压套管油位计。

### 四、效果评估

更换 2B B 相高压套管油位计后设备运行正常。

## GIS 及出线场设备

### 某电站一次接头发热

#### 一、现象描述

某电站多次出现开关站一次接头发热的缺陷：

2016年5月3日，某站龚九一线（6E）送电后，运行人员在送电后的红外成像检查时，发现6E线路侧电流互感器靠隔刀侧引线接头温度偏差较大：A相27℃、B相27℃、C相85℃，三相温度不平衡。

2016年5月22日，某站在13FB检修后进行带负荷测温检查，在13F机组带150MW负荷的工况下，运行人员发现DL203电流互感器靠203开关连接处温度分别为：A相20.3℃、B相22.5℃、C相86.3℃，C相温度明显偏高。

2016年8月12日，某站维护人员在220kV开关站测温检查时发现上厂开关站DL222开关本体B相下侧进线接头温度为102℃，A相、C相分别为70℃、72℃，B相温度明显偏高。

#### 二、原因分析

分析发现某电站一次接头温度偏高原因主要有两点：一是接引面存在氧化现象，导致接线板间接触电阻增大从而发生温度偏高；二是接触面复合脂涂抹不均匀，导致接触面部分接触不良引起接触面发热。

#### 三、解决方案及过程

1. 2016年5月4日，检修人员现场打开过热接线板后，打磨接引面氧化层、清洗接触面，在接引面涂抹电力复合脂，并对接引螺栓进行全部更换，确保接线板上端部孔洞全部封堵。6E投运后，测量电流互感器两侧接引端子温度平衡（23℃）。经后续巡回检查，接线板温度正常。在下一个检修期中将逐个检查、更换引线板，以杜绝引线板发热的情况出现。

2、2016年5月25日，检修人员使用酒精对某站13FB DL203电流互感器C相接触面进行清洗，均匀涂抹电力复合酯后恢复接引。设备投运后，经后续检查，DL203电流互感器温度正常。

3、2017年3月14日，检修公司使用酒精对某站DL222断路器B相接头进行清洁并做打磨，磨平后均匀涂抹电力复合脂，更换连接螺栓，做接触电阻试验，均小于30微欧，符合规定，设备投入运行后观察温度正常。

4、加大开关站一次设备巡回力度，用红外线测温仪定期对接头进行检查，并做好记录。在检修期逐一对开关站温度偏高的接头进行分解检查，清洗氧化层，并均匀刷电力复合脂，必要时进行接触电阻测试。

#### 四、效果评估

某电站一次接头处理后，经运行人员巡回测温观察，三相温度平衡，设备治理效果好。

## 某站上下厂 220kV 开关 7 条线路出线未安装避雷器

### 一、现象描述

某站220kV 开关7条线路出线未安装避雷器（如图18）。线路开关、电压互感器、电流互感器在开关断开时，线路遇雷击的情况下将失去过电压保护，不满足 DL/T 5090《水力发电厂过电压保护和绝缘配合设计技术导则》，及《二十五重点要求》和《二十五反事故措施》的要求，存在安全隐患。

### 二、原因分析

龚嘴电站建于70年代，建厂时相关规程规范未做相应要求，同时受地理位置限制，上、下厂开关站线路出线侧均未安装线路避雷器。

### 三、解决方案及过程

1. 2015由中国电建集团成都勘测设计研究院有限公司进行“龚嘴水电站上下厂220kV 线路避雷器安装方案设计及其可行性研究”，并出具设备治理方案。

2. 2015年总厂根据中国电建集团成都勘测设计研究院有限公司出具的“龚嘴水电站上下厂220kV 线路避雷器安装方案设计及其可行性报告”，确定采用“与 PT 同支撑布置”的方案对线路加装避雷器。

3. 2016年4月，利用龚九一线（6E）年检，完成了该线路的避雷器加装工作（如图19）。



图 18 未加装出线避雷器的线路情况图 19 某站龚九一线 6E 加装出线避雷器后的情况

#### 四、效果评估

某站龚九一线加装出线避雷器后，设备运行稳定，泄露电流正常，治理效果较好。龚电总厂将在检修期采用该治理方案对某站其他线路加装出线避雷器。

## 某电站 220kV 隔离开关 8 处支持瓷瓶内部有缺陷

### 一、现象描述

14~15年检修期，检修公司根据国电集团《二十五项重点反事故措施》要求对龚铜开关站隔刀瓷瓶进行超声波探伤，其中某站4E、I、II母及某站7E检修中，发现8支瓷瓶根部存在内部裂纹。

### 二、原因分析

由于某电站隔离开关投运较早，且早期也不具备超声波探伤技术，因此不排除瓷瓶在生产中即存在缺陷。另一方面，某电站户外隔离开关属于户外型，运行年限超过10年，受户外恶劣环境影响，同时隔离开关长年多次动作，其根部是瓷瓶与法兰的结合处，隔离刀闸动作时受力最大，最易产生裂纹。

### 三、解决方案及过程

1. 对存在缺陷的瓷瓶进行了更换，消除了设备隐患。
2. 按照国家标准及行业规范，按期开展户外高压隔离开关支柱瓷瓶探伤工作。

### 四、效果评估

更换后瓷瓶再次探伤，未发现新瓷瓶内部有缺陷，设备治理效果好。

## 某电站 220kV 开关站隔离刀闸软连接断片处理

### 一、现象描述

2015年6月，龚电检修项目部在巡回检查中，发现两站开关站隔刀部分软连接有断片现象，用红外线成像仪进行温度测试对比，暂无明显升高现象。

### 二、原因分析

两站隔刀软连接为铜片式软连接，结构为压缩成型，由于运行年限较久，铜片有氧化现象，韧性丧失较严重，加之隔刀频繁的动作，导致铜片断片。



图 20 某站开关站隔离刀闸软连接部位

### 三、解决方案及过程

重新制作铜片式软连接，利用检修期对两站开关站隔刀软连接进行更换。

#### 四、效果评估

已在检修期对开关站检修单元隔离刀闸软连接全部进行更换。治理效果较好。其余隔离刀闸在今后检修期中也将按照此方案治理。

## 某电站枕深线 C 相电压互感器均压环异响

### 一、现象描述

2016 年 8 月 13 日下午 16 时左右，某电站现场值班人员在进行某电站出线场设备巡视测温时，发现枕深线 C 相电压互感器均压环在刮风时有“哒哒哒”的震动异响，检查深布线和枕深线其他两相均正常，用红外测温仪测均压环各连接部位温度正常。

### 二、原因分析

2016 年 8 月 14 日上午，在门型架爬梯上用望远镜及相机观察均压环各固定螺栓无松动、支臂无断裂，在均压环下方用望远镜观察均压环上四个固定螺母的焊缝均存在不同程度裂纹（见附图 1），初步判断为均压环焊缝裂纹导致均压环固定不牢，在有风时产生异响。将该情况汇报大渡河公司，并联系某电站电厂和检修公司做好晚上枕深线停电更换均压环准备。同时，向省调申请枕深线停电更换 C 相均压环。

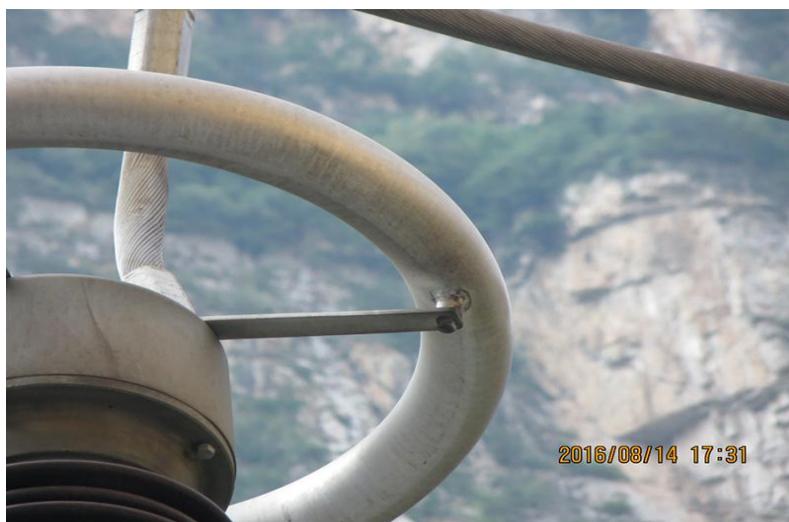


图 1 均压环裂纹照片

### 三、解决方案及过程

2016年8月15日0时9分，省调同意枕深线停电；5时45分，检修公司更换均压环作业结束；6时35分枕深线充电正常，恢复送电。

对更换下来的均压环进行检查，发现四个固定螺母焊缝均存在较严重裂纹（见图2），其中一个因裂纹过大，焊接的螺母已松动发出异响（见图3）。



图2 故障均压环

3 已松动产生异响的裂纹

### 四、效果评估

目前某电站均压环运行正常，治理效果良好。

## 某电站深布线 C 相出线套管导线连接处温度过热

### 一、现象描述

2017 年 6 月 3 日，运行人员对某电站出线场进行红外测温时发现深布线 C 相出线套管与导线连接处最高温度为 62.3℃，而 A 相、B 相均为 32℃ 左右（见下图，测量时线路负荷 100 万 kW，电流约 1100A），三相温度不平衡。



### 二、原因分析

根据总厂定期工作安排，每季度设备小组开展一次设备红外成像并编写红外成像报告，在报告中将各一次设备重点发热部位进行测温并用照片形式保持，查阅之前的一次设备红外热成像报告，深布线出线套管处三相温度基本平衡（见下表及照片）。

测量日期	A 相 (℃)	B 相 (℃)	C 相 (℃)	备注
2017 年 6 月 5 日	34	32	72	负荷 123 万 kW
2017 年 6 月 3 日	32.9	32.3	62.3	负荷 100 万 kW

测量日期	A 相 (°C)	B 相 (°C)	C 相 (°C)	备注
2017 年 1 季度	19.8	12.5	12.7	照片见附图 2
2016 年 4 季度	38.1	39.1	39.3	照片见附图 1

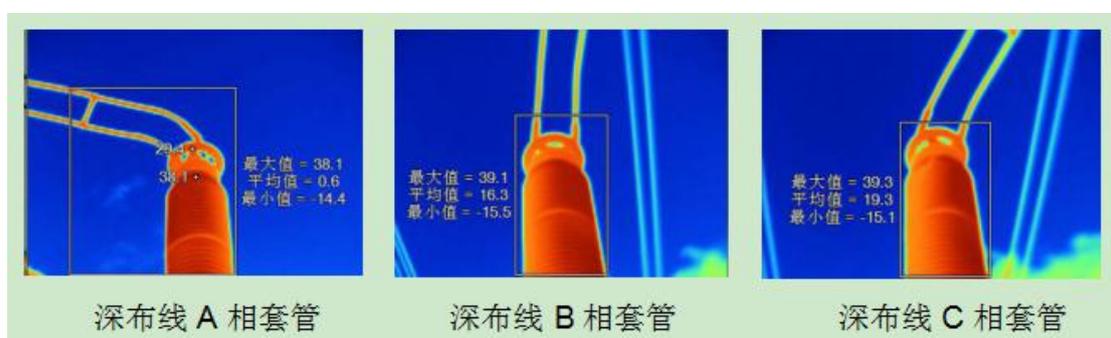


图 1：2016 年 4 季度深布线出线套管处红外成像照片

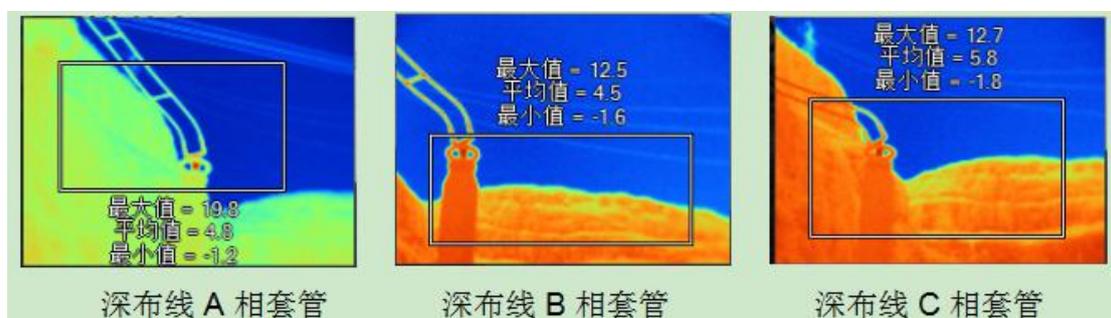


图 2：2017 年 1 季度深布线出线套管处红外成像照片

根据检查情况，初步分析是深布线均压环更换时对导线的频繁拉扯、牵引可能对出线套管导线接引处的间隙等造成一定影响，使接触电阻增大。

### 三、解决方案及过程

由于该处温度不平衡且随线路负荷增加温度升高较明显，在6月10日安排深布线停电进行检查处理。检修人员对

深布线C相出线套管接引面进行检查，具体情况如下：

(1) 三相接引螺栓均紧固（接引螺栓为9个M16的螺栓），接引面未见明显缝隙（见图3）。



图3 接引面拆引前

(2) 打开C相接引面，发现C相出线套管接引面无电力复合脂（见图4），且接引面螺栓连接处有高点（高点用细砂纸才可清理）；接引面也存在灰尘颗粒。



图4 C相接引面

(3) 对三相接引面测直阻，A相35微欧、B相37微欧、C相230微欧。检修人员已对接引面用酒精清理，并用细砂纸打磨接引面高点（见图5），重新均匀涂抹电力复合脂。接引后，测C相直阻为8微欧。



图5 接引面处理后

#### 四、效果评估

目前深布线运行正常，三相温度平衡（35℃左右），治理效果良好。

## 某电站 GIS 隔离、接地刀闸分合闸位置指示不完善

### 一、现象描述

某电站 GIS 设备隔离刀闸、接地刀闸采用三相共用一台操作机构，三相通过连杆联动的操作方式，在 2013-2014 检修期出现因 50032G 隔离刀闸三相未正确联动，A 相合闸，B、C 相分闸的故障情况，造成主变送电缺相。

### 二、原因分析

1. 隔离刀闸操作机构箱安装于 A 相本体，再通过操作联杆联动 B、C 相，由于 A、B 相之间操作联杆与 A 相操作机构箱衔接的塑料轴套破损，在分合隔离刀闸时，仅 A 相能动作合闸，B、C 两相仍处于分闸位置，引起主变送电缺相。

2. 由于采用三相联动方式，仅能观察安装于 A 相本体的操作机构箱分合位置指示，B、C 两相没有明确的位置指示，在三相脱离联动时，不能及时发现。

### 三、解决方案及过程

1. 操作联杆与操作机构箱采用塑料轴套衔接，强度经联系厂家满足要求。

2. 通过在 C 相联杆末端加装位置指示器，在进行隔离刀闸及接地刀闸操作时，准确反应隔离刀闸、接地刀闸位置信号（见下图）。



3. 结合设备检修完成某电站 GIS 隔离、接地刀闸分合闸位置指示安装完善。

#### 四、效果评估

经过改造的设备已能直观的监视地刀、隔刀实际位置，效果较好。

## 某电站 500kV 断路器油泵频繁打压

### 一、现象描述

某电站 500kV GIS 于 2015 年 8 月投入运行至今，运行中出现 6 相·次油泵频繁启动现象。根据运行监测显示，5031DL A 相、5011DL A 相、5024DL B 相断路器油泵启动次数远高于其它开关，最高为 9 次/天，大于说明书 3 次/天要求。其中，5011DL 断路器 A 相发生一次、5031DL 断路器 A 相发生两次、5024DL 断路器 B 相发生三次，已为重复性故障，且出现渗油及油泵启动次数快速增长现象。

### 二、原因分析

一是分合闸电磁阀阀芯渗漏，二是因运行中氮气缸活塞长期不运动使活塞的回复阻力逐渐变大，活塞不能正常运动，氮气缸气体的膨胀不对油泵压力系统运行补偿，油泵控制系统变成无气体的液压保压系统。若有少量的油渗漏，压力就大幅值降低，则会形成操作油泵频繁启动。

### 三、解决方案及过程

1. 对断路器油压操作机构进行油压闭锁试验。
2. 进行三次正常油压的泄压操作，使活塞多次运动，减少摩擦力，使氮气缸恢复正常。
3. 恢复到工作压力下观察合闸或分闸线圈阀芯密封件处应无渗漏，保压 12 小时后油压下降值应不大于 1MPa，若保压不成功，则进行更换电磁阀芯处理，保压正常则恢复运

行。

4. 必要时，更换油压传感器。

5. 必要时，断路器操作机构整机更换。

#### 四、效果评估

结合设备检修，已完成 500kV GIS 共 30 台断路器油压机构处理，目前未发生油泵频繁启动的现象，但治理效果需进一步观察。

## 某电站 500kV II 母故障处理

### 一、现象描述

2016 年 9 月 5 日 19:27, II 母母差保护动作后, 电厂及检修公司立即赶到现场查找故障点及开展故障原因分析。联系省调将 II 号母线转检修, 测试 II 号母线 A、B、C 三相对地绝缘 (15s) 分别为  $12G\Omega$ 、 $19G\Omega$ 、 $13G\Omega$ 。并将故障情况通报厂家现代重工和电科院 (成都分院)。

### 二、原因分析

9 月 6 日, 厂家通过对 II 母及相邻间隔气室少量气体闻味道和专用试纸测试 (见图 1), 确定故障在 II 母 5217 地刀间隔气室。

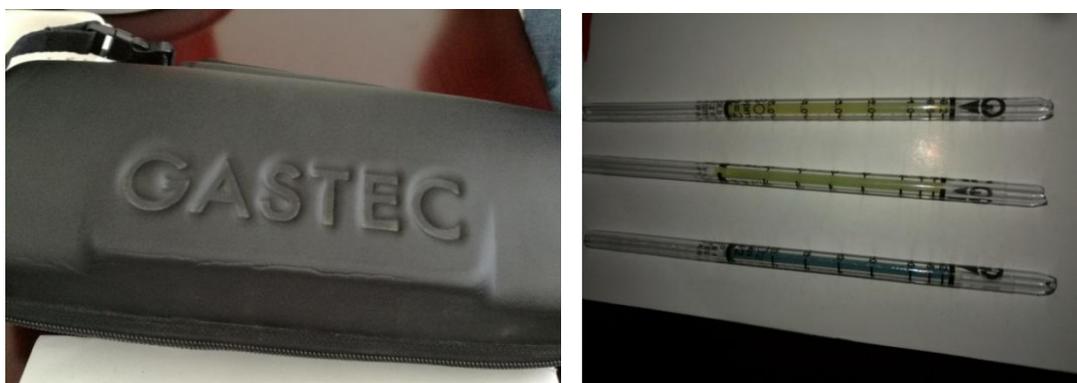


图 1 专用试纸测试仪及试纸变色图

通过 5217 地刀观察孔观察, 5217 地刀动静触头和 5217 地刀观察孔有放电烧损产生的白灰 (见图 2)。



图2 观察孔正常与观察孔内有白灰

9月7日，通过拆除II母5217地刀对母线内部和5217地刀检查，发现母线垂直段有直径约为10cm左右的放电现象，GIS壳体内部有约为12cm×24cm左右、局部最深点约为0.5cm的放电现象（见图3）。



图3 母线和壳体内部放电烧损图

同时观察到5217地刀处吸呼剂散落到GIS垂直母线下端的T型段内、包装袋已烧坏，吸呼剂端盖板完好未被电弧烧伤（见图4）。



图4 吸呼剂散落和吸呼剂端盖板图

外部查看，5217地刀处吸呼剂安装位置为5217地刀外壳斜上方约45度角（见图5）。



图5 5217地刀处吸呼剂安装位置图

吸呼剂端盖板采用卡口与吸呼剂装置固定，但吸呼剂端盖板的卡槽深度为0.1cm左右（图6）。



图6 吸呼剂装置配合和端盖板采用卡口图

通过拆除 II 母 5217 地刀查看，发现 5217 地刀吸呼剂端盖板脱落和吸呼剂散落到 5217 地刀 GIS 母线下端 T 型段。吸呼剂端盖板完好，吸呼剂已无包装袋，证明吸呼剂端盖板无放电烧损痕迹，吸呼剂包装袋已被放电烧破，因在 GIS 开关多次分合闸的震动下，吸呼剂端盖松动脱落，袋装吸呼剂下落时，造成 GIS 母线对壳体放电，以此分析两点：1. 母线地刀吸呼剂安装位置为地刀外壳斜上方约 45 度角，存在吸呼剂下落的缺陷。2. 5217 地刀吸呼剂装置固定强度或安装不到位，存在吸呼剂下落的缺陷。

### 三、解决方案及过程

1. 回收 5217G C 相气室全部气体。
2. 回收相邻气室压力至 0.2MPa。
3. 拆卸斜上方约 45 度角吸呼剂装置吸呼剂、内端盖。
3. 更换烧损导体，筒体。
4. 对 5217G C 相气室抽至真空至  $<133\text{Pa}$ ，停真空泵保

压检漏。

5. 5217G C相气室注新气至 0.45MPa。

6. 相邻气室压力至 0.45MPa。

7. 全面检查 GIS 吸附剂安装位置，若发现吸附剂装置安装在壳体上方应进行取消。

#### 四、效果评估

目前已对某电站 IIM 故障后，运行正常，无渗漏，治理效果良好。

## 某电站 5031DL 辅助绝缘拉杆故障

### 一、现象描述

发现缺陷前设备运行方式为：4号主变高压侧隔离刀闸分闸位，4号主变高压侧5031、5032开关合环运行。4月18日进行4号主变送电操作时，依次拉开5032、5031开关，5031开关分闸后，上位机报“开关站1号主机屏PT断线报警”、“开关站2号主机屏PT断线报警”、“5032DL断路器保护装置异常”、“5031DL断路器保护装置异常”。运行人员检查发现4B高压侧T区C相存在305kV电压（A、B两相电压均为0）。

### 二、原因分析

原计划将500kV IM由运行转检修，解开503117G接地刀闸后测量5031DL C相断路器接地电阻，以确定5031DL C相断路器实际位置状态。由于省调未同意500kV IM停电，于2017年4月20日开始对5031DL C相断路器进行气体回收，进行开仓内部检查。检查发现断路器辅助绝缘拉杆有两处放电痕迹，其中一处明显裂开，整个辅助绝缘拉杆表面有贯穿性的爬电通道痕迹。

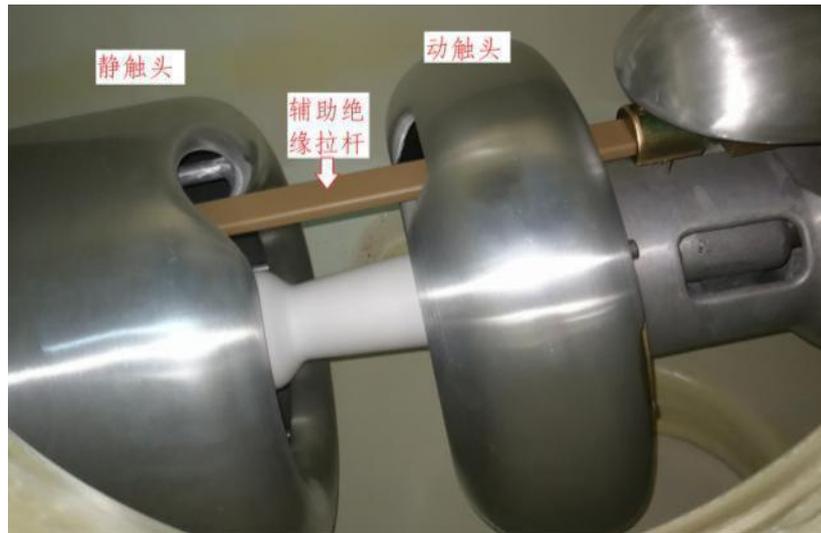


图 1 C 相断路器内部结构图



图 2 辅助绝缘拉杆放电图（一）



图 3 辅助绝缘拉杆放电图（二）



图 4 辅助绝缘拉杆整体图

测量故障辅助绝缘拉杆绝缘，两端靠内侧的两孔间绝缘为  $643\text{k}\Omega$  (电压为  $1010\text{V}$ )，两端靠外侧的两孔间绝缘为  $1.52\text{T}\Omega$  (电压为  $5259\text{V}$ )，对正常辅助绝缘拉杆测量两端靠内侧的两孔间绝缘大于  $5.26\text{T}\Omega$  (电压为  $5259\text{V}$ )。由此确定，5031DL C 相断路器辅助绝缘拉杆绝缘已被击穿，在较低电压情况下已呈现导通性。将 5031DL C 相断路器辅助绝缘拉杆锯开检

查发现，拉杆内部沿爬电通道存在贯通性气孔。

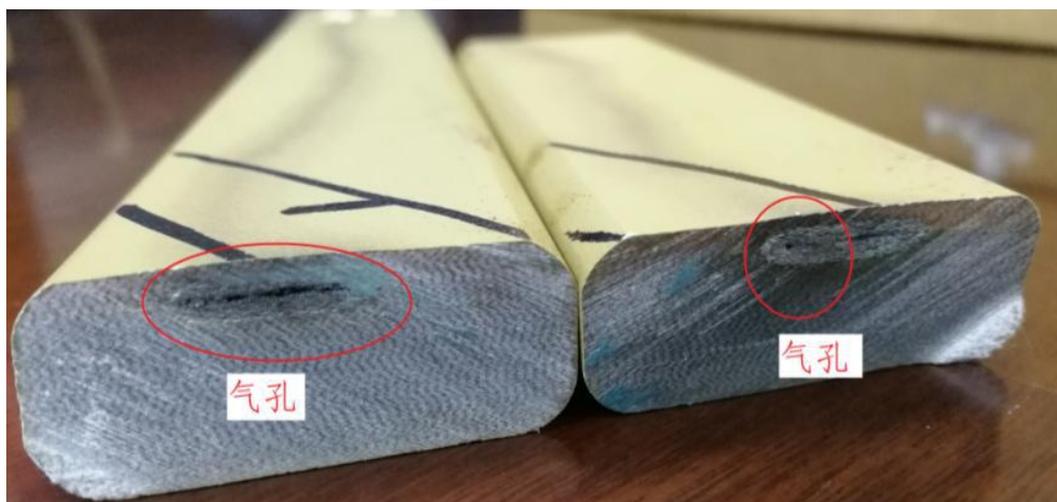


图5 被击穿辅助绝缘拉杆横截面（一）

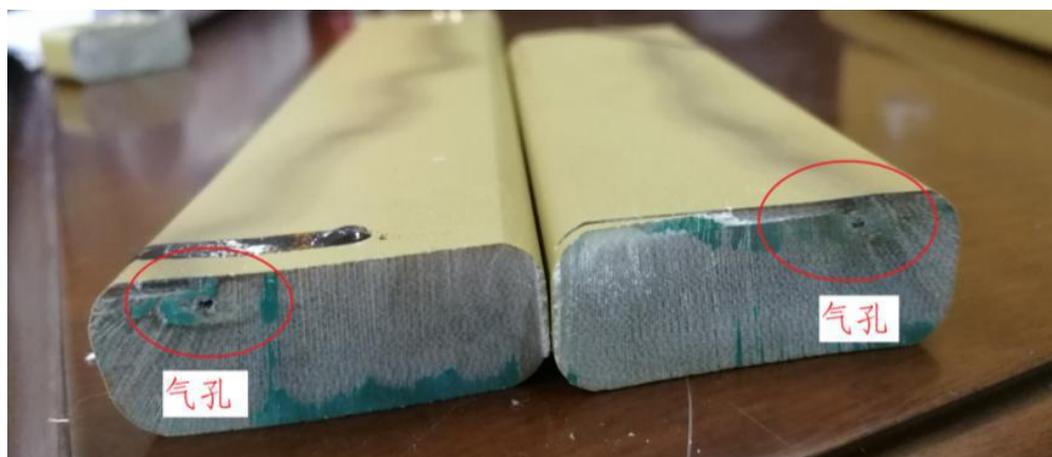


图6 被击穿辅助绝缘拉杆横截面（二）

通过取出辅助绝缘拉杆，对其截断检查，辅助绝缘拉杆本身工艺问题，存在气孔，是导致绝缘拉杆被击穿的直接原因。

在高电压作用下，绝缘拉杆内部气孔将形成不均匀场强，不断放电最终导致整个绝缘拉杆绝缘被击穿，沿绝缘拉杆表面形成导电通路。电压流经通道：500kV I M C相电压→5031DL C相断路器静触头→辅助绝缘拉杆→5031DL C相断路器动触头→4B高压侧C相电压互感器。

间接原因为辅助绝缘拉杆质量问题，一是可能是由于在绝缘拉杆浇筑过程中，工艺不严格导致存在气泡，气泡在强电场作用下不断内部放电，致使绝缘杆内气泡练成一片，最终导致触头之间导通。二是可能由于在绝缘杆浇筑过程中，材料的配比或固化时间不满足相关要求，致使绝缘杆的绝缘强度不均匀，在强电场下，低绝缘处首先绝缘击穿，然后次低绝缘再击穿，不断恶化，最终导致绝缘杆裂纹、放电。

### 三、处理措施

1. 更换5031DL C相（即故障相）、5031DL B相辅助绝缘拉杆，请电科院对新到的辅助绝缘拉杆、5031DL B相换下的辅助绝缘拉杆、5031DL C相故障的辅助绝缘拉杆进行检测、探伤，新到及B相换下的辅助绝缘拉杆均未发现异常。

2. 5031DL故障处理后除需要进行常规试验项目外，进行了机械特性试验（包括时间、速度、行程曲线项目）及GIS 运行设备的超声波局放试验，试验均无异常。同时三相均进行了交流耐试验（带局放）及断口耐压试验，对断路器整体及断口耐压水平进行考核，耐压试验均一次性通过，并于5月10日恢复运行。

### 四、效果评估

某电站 5031DL C 相辅助绝缘拉杆故障处理后，设备运行正常，未再次发生类似缺陷，治理效果良好。

## 某电站水电站 500kV GIS 铜气联泄漏

### 一、存在问题

2017 年 1 月 28 日，经检查发现某电站 500kV 开关站 9GP2C 气室压力降至 0.42MPa（低于额定压力）；2017 年 03 月 05 日，经检查发现某电站 500kV 开关站 5011CT1B 相及 5014CT2C 相气室压力降低 0.01MPa（低于额定压力），现场用检漏仪进行检查后确认为对应气室的气联接头处有 SF<sub>6</sub> 泄漏现象。

### 二、原因分析

某电站水电站位于四川甘孜康定市孔玉乡青藏高原型季风气候，呈垂直带分布。山顶与河谷的气温相差 24℃ 以上。年平均气温 14.2℃，1 月平均温度 4.4℃，8 月最热，月平均温度 22.4℃。500kV GIS 开关站位于左岸半山腰处，日照时间长，昼夜温差较大。加之气联铜管长度较长管壁较薄，加工安装时需要弯折，综上所述原因造成铜气联导致产生微小裂纹。

### 三、处理方案

（1）针对对应气室用检漏仪或者肥皂泡的方法确定泄漏位置。

（2）关闭气室的密度压力表阀门，防止在拆除过程中密度压力表压力发生变化误报影响设备正常运行。

（3）拆除气联前应在气室设备本体上加装一只密度压力表，以检测该气室的压力变化。检测半个小时，气室压力无明显变化后方可进行下一步操作。在整个处理过程中应保

证该气室压力始终大于 0.4MPa

(4) 确定漏气气联后，应先拆除设备本体侧气联，确认本体设备上的自封接头无漏气现象后再拆除气联另一端。在拆除过程中应同时缓慢的旋松气联接头处的三个螺丝，如果发生自封接头出线漏气现象应立即旋紧气联螺丝，防止 SF<sub>6</sub> 泄漏，补充压力至额定后，待停电解列后再做处理。

(5) 气联拆除后，把设备上的自封接头用塑料袋罩住做好防护措施，还应对临时密度继电器进行监测，确定无漏气现象。

(6) 把气联拿离运行区域对泄漏位置排除管路内的 SF<sub>6</sub>，在清理干净后，将气联自连接处拆开，处理两段气联连接的密封面，并更换密封圈。

(7) 重新连接好两段气联，对气联进行充气至 0.45MPa，然后进行检漏。若有明显漏气现象，应重新处理。若无泄漏，则气联带压回装。

(8) 气联回装完成后，应打密度压力表阀门，并拆除临时密度压力表。

(9) 两相气室漏气位置皆为气联连接处，故处理方案一样，依次进行。

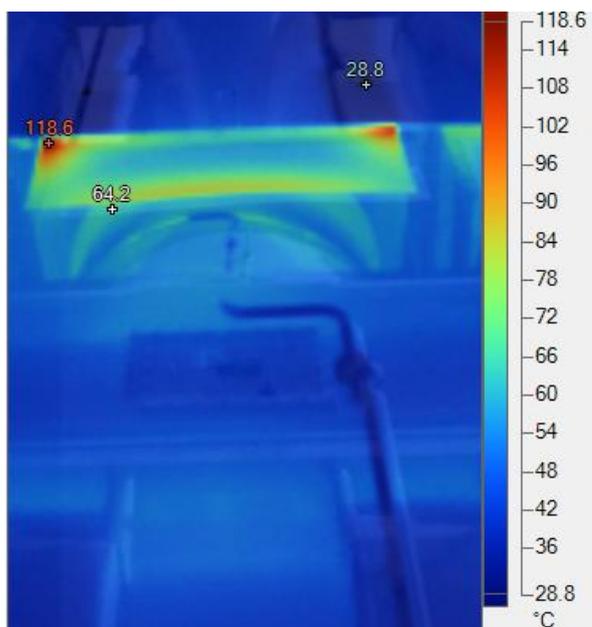
#### 四、治理效果

经更换某电站水电站 500kV GIS 存在泄漏铜气联后，设备运行正常，目前未再出现泄漏现象。

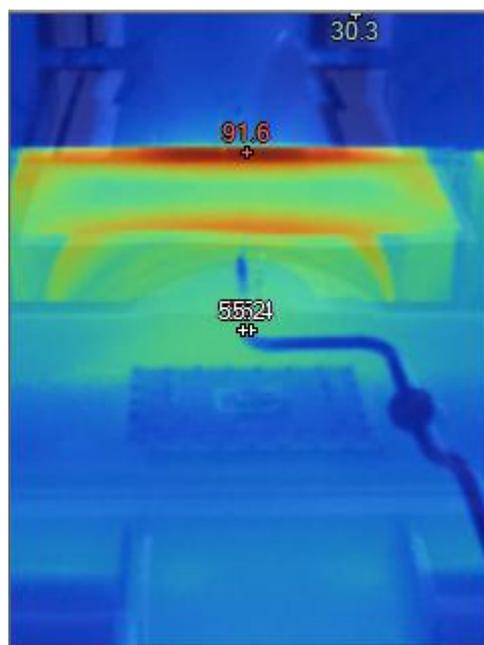
## 某电站主变低压侧升高座防护铝板温度较高

### 一、存在问题

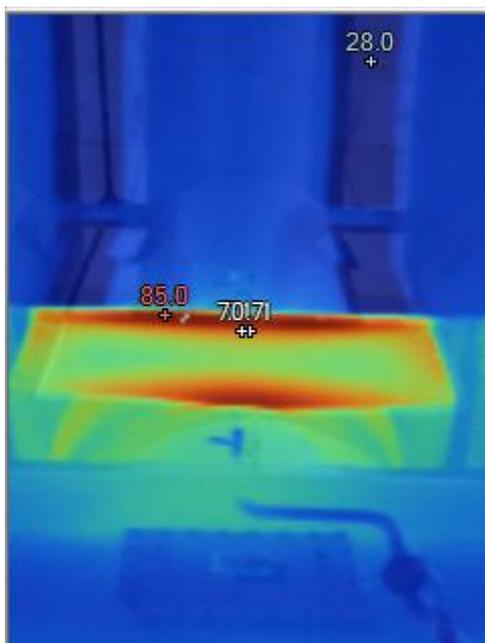
某电站共4台主变压器中，2、3、4号主变已投入运行。3台主变在运行过程中，运行人员巡回检查发现，主变低压侧升高座防护铝板与三相短路板连接法兰均存在不同程度温度超标现象。标准值： $\leq 70^{\circ}\text{C}$ 。其中2F机组带354.7万负荷时，测试2B主变压器低压侧防护罩 $118.6^{\circ}\text{C}$ ，防护罩内IPB母线外壳 $64.2^{\circ}\text{C}$ ，IPB母线导体温度 $71.5^{\circ}\text{C}$ 。其它两台主变压器情况类似，具体详见下图所示：



2B 防护罩温度  
(负荷 350MW、B相最高温度  $118.6^{\circ}\text{C}$ )



3B 防护罩温度  
(负荷 260MW、B相最高温度  $91.6^{\circ}\text{C}$ )



4B 防护罩温度  
(负荷 260MW、B 相最高温度 85°C)

## 二、原因分析

为加强对变压器低压侧 IPB 母线橡胶套装进行防护，在橡胶套上方三相短路板上安装 3mm 厚非导磁材料铝板防护罩，主要是防止水进入橡胶套内，由于变压器低压侧升高座与 IPB 间未完全金属封闭，变压器低压侧端部导体会产生交变漏磁场，特别是 B 相漏磁场更集中，从现场观察，在防护罩焊接部位温度较高，主要集中在 B 相。防护罩（铝）是非磁性材料，可能防护罩或焊接材料纯度不够，或含有磁阻小的金属杂质，三相引出线电流产生的漏磁通经过防护罩闭合时，产生涡流损耗，导致温度较高。

## 三、解决方案

经组织设计、安装单位、厂家、监理、检修公司等现场召开原因分析会，会议决定先拆除防护罩后观察运行效果，若效果较好，则将 2B、3B 现有的防护罩拆除，如需要可改

为其它非磁材料如硅橡胶防护罩，若拆除后效果不理想，再考虑其他方案。

#### 四、效果评估

现经拆除 4 号主变压器升高座防护罩后，在相同负荷下进行测温对比分析，拆除后效果明显，目前机组负荷 30 万时 B 相最高温度 57.6℃。

## 厂用及励磁变

### 某站油浸式老旧厂用变压器治理

#### 一、现象描述

某站油浸式厂用变从1992年投运至今，已经运行超过20年，设备老旧，已多次出现总烃超标情况。

2015年10月，对某站21B厂用变压器进行了定期油色谱分析，在2015年10月22日，总烃含量达到176.18 $\mu\text{L/L}$ ，超过标准注意值150 $\mu\text{L/L}$ 。

2015年11月2日，对某站31B厂用变压器进行了定期油色谱分析，发现总烃含量达到351.2 $\mu\text{L/L}$ ，在11月14日对31B进行吊芯检查及滤油处理后，总烃含量仍呈逐渐上升趋势。

2015年5月22日，某站32B厂用变压器运行中定期油色谱分析发现总烃含量为196.93 $\mu\text{L/L}$ ，超过标准注意值150 $\mu\text{L/L}$ 。氢气和乙炔含量低于标准注意值，且与往年数据比较无明显增长。2015年5月28日对32B进行吊芯检查及滤油处理，在投运观察后发现，总烃含量依然呈增长趋势。

#### 二、原因分析

1. 结合某站厂用变压器油化，并经特征气体、产气速率和三比值法推断厂用变存在内部过热。

2. 某站21B、31B、32B厂用变投运时间超过20年，且未进行过大修。可能出现变压器内部导电引线出现松动，或夹件绝缘损坏。

### 三、解决方案及过程

已对4台主厂用变及7台厂用变由老旧油浸式变压器更换为 SCB10型干式变压器（如图21），彻底解决油浸式变压器的安全隐患。



图21 更换后的干式变压器

### 四、效果评估

经运行观察，某电站更换后的干式变压器运行良好，设备治理良好。

## 某站11F 机组励磁变1LB 线圈下沉

### 一、现象描述

2015年11F 机组按照检修计划退出运行状态转为检修状态，检修人员对1号厂变压器进行检查时发现，变压器线圈上端部分支撑绝缘子松动，通过进一步核查发现，变压器线圈下端部支撑绝缘子垫块被压缩变形倾斜，线圈出现整体下沉现象（如图22）。



图 22 某站 1 号厂用变线圈下端部支撑绝缘子垫块被压缩变形部位

### 二、原因分析

#### 1. 环境因素分析

因干式变压器在带电运行过程中，铁芯片及线圈在电磁力的作用下，会出现一定程度的电磁震动，长期震动可能会使支撑绝缘子垫块压缩变形，同时由于变压器运行过程中线圈的铜损以及铁芯的铁损会产生热量发热，正常工作时线圈温度能够达到 $65^{\circ}\text{C}$ ，而变压器工作环境温度约为 $36^{\circ}\text{C}$ ，使得线圈下方的支撑绝缘子垫块温度升高，长期运行后绝缘子垫块逐渐软化倾斜，最后导致线圈整体下沉。

## 2. 材质及结构分析

由于上海富士电机变压器有限公司属于日资企业，厂家在设计变压器时会根据用户使用地点的地质结构使用不同强度的支撑绝缘子垫块，本产品按照日本（ATN）指导设计，支撑绝缘子垫块标准线圈自重的应力小于 $29\text{N}/\text{cm}^2$ 。绝缘子垫块（HT）直径 $60\text{mm}$ ，面积 $2828\text{mm}^2$ ，绝缘子垫块（LT）直径 $45\text{mm}$ ，面积 $1590\text{mm}^2$ ，高压线圈（相）重量为 $420\text{kg}$ ，低压线圈（相）重量为 $190\text{kg}$ ，原垫块（HT与下夹件之间）每相5块，线圈自重应力为 $4200/28.28/5=29.7\text{N}/\text{cm}^2$ 。原垫块（LT与下夹件之间）每相4块，线圈自重应力为 $1900/15.90/4=29.8\text{N}/\text{cm}^2$ 。通过计算发现，计算值与设计标准值（ $29\text{N}/\text{cm}^2$ ）非常接近，绝缘子垫块裕量较小。

综上所述，厂用变压器绝缘子垫块因设计裕度较小加之垫块在工作温度影响下发生软化，使得变压器线圈在自重力的作用下发生下沉。

## 三、解决方案及过程

根据变压器线圈下沉的原因分析，制定了变压器线圈下沉的处理方案：把变压器线圈支撑绝缘子垫块更换为强度更高的支撑绝缘子垫块，并在高压侧线圈（相）与夹件之间增加一组支撑绝缘子及垫块，在低压侧线圈（相）与夹件之间增加两组支撑绝缘子及垫块。高压侧计算应力为 $4200/28.28/6=24.7\text{N}/\text{cm}^2$ ，低压侧计算应力为 $1900/15.90/6=19.9\text{N}/\text{cm}^2$ 。计算值满足线圈自重的应力小于设计值（ $29\text{N}/\text{cm}^2$ ）的要求。垫块安装如图23所示。

原垫块安装(更改前)

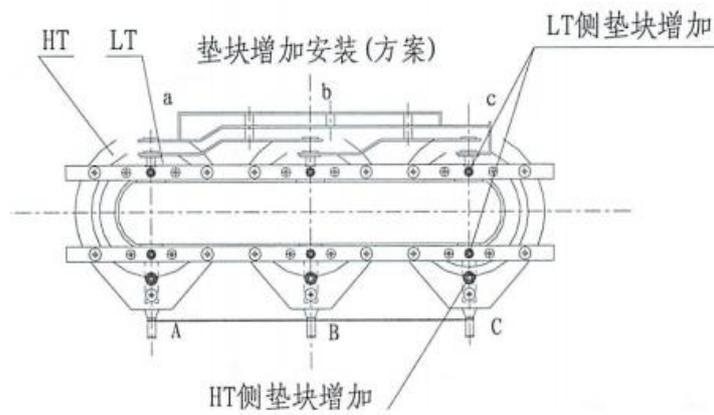
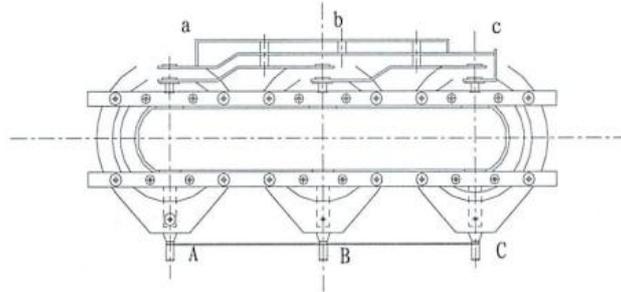


图 23 某站 1 号厂用变线圈增加垫块方案

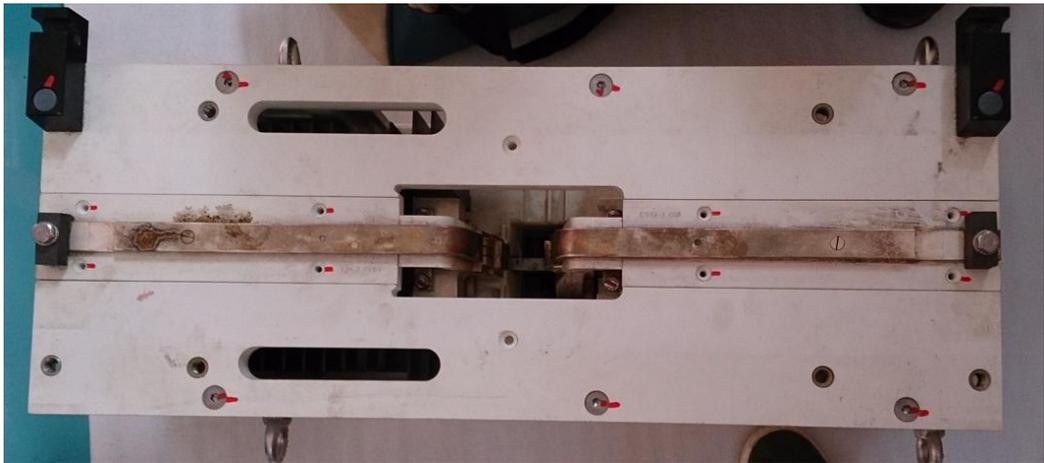
#### 四、效果评估

通过采取更换支撑绝缘垫块材料、增加垫款数量的方式对变压器进行处理后，对变压器进行了相关试验，试验结果均无异常。现经过长时间运行观察，目前设备运行良好，线圈未出现下沉的情况。

## 某电站、某电站机组灭磁开关触头烧损

### 一、现象描述

某电站灭磁开关在检查中发现灭磁开关接触电阻偏大，最大值达到  $30\ \mu\ \Omega$ ，经打磨后电阻值仍在  $15\text{--}20\ \mu\ \Omega$  之间。经长时间运行后，接触电阻变大。



某电站灭磁开关触头烧损照片

某电站灭磁开关在检查中发现接触电阻偏大，经分解检查发现触头有烧损现象，经打磨后电阻值仍在  $15\text{--}20\ \mu\ \Omega$  之间。



## 二、原因分析

1. 跳闸灭磁时产生过热、烧损。
2. 正常运行时励磁电流较大，形成发热氧化。

## 三、解决方案及过程

结合设备检修，对灭磁开关接触电阻和接触面进行检查，对不满足要求的或烧损的灭磁开关触头进行更换。

## 四、效果评估

处理后，测量灭磁开关触头接触电阻均满足要求。

## 某电站左岸上坝交通洞照明变压器铜排损伤处理

### 一、现场描述

7月16日，某电站左岸上坝交通洞照明系统年检过程中，发现照明变压器低压侧中性点短接铜排烧损，已接近断裂。



图1 烧毁的铜排

### 二、原因分析

由于原在电厂建设过程中，施工单位不按规定搭接电源导致低压侧中性点铜排烧损。

### 三、处理措施

由于低压侧中性点铜排出厂时采用焊接，无法更换新铜排，只有原烧损铜排上打孔，采用螺栓连接方式并装一块铜排，用热缩套进行完善。



图2 烧损的铜排并接一块铜排



图3 用热缩套进行完善

#### 四、效果评估

目前已对左岸上坝交通洞照明变压器铜排故障后，运行正常，治理效果良好。

## 高压电缆

### 某电站 500kV 高压电缆接地电流显示偏差过大处理

#### 一、现象描述

2016 年 1 月，某电站水电站在设备巡视过程中发现 500kV 高压电缆接地电流在线监测系统显示值与钳型电流表实测值偏差过大，钳形电流表实测值为 10A 时在线监测系统显示值为 12A，高压电缆每相偏差值达到 2-3A 左右。

#### 二、原因分析

某电站水电站 500kV 高压电缆接地电流在线监测系统使用的电流互感器变比为 200A/5A，实际泄漏电流在 10A 左右，在测量过程中精度不够导致在线监测值与实际电流值偏差过大。

#### 三、解决方案及过程

经与厂家沟通后制定方案为将电流互感器由变比 200A/5A 更换为 200A/100mA。

#### 四、效果评估

高压电缆接地电流监测系统经电流互感器更换后，其显示值与实测值相差小于 0.8A，较为接近，设备治理成果较明显。

## 某电站水电站 10kV 部分电缆头破损修复

### 一、现象描述

2015-2015 年度检修中发现部分 10kV 电缆冷缩头破损，耐压试验不合格。检修中共处理了 13 个。



图 1 电缆冷缩头破损情况

### 二、原因分析

安装过程中未做好保护，野蛮施工。10kV 电缆冷缩头延展性不达标。

### 三、解决方案及过程

更换了破损的冷缩头，并对电缆头进行了耐压试验，更换后耐压试验合格。

### 四、效果评估

消除了 10kV 高压电缆头存在的绝缘缺陷，提高了 10kV 系统运行的安全性和可靠性。

## 各类电机

### 某电站 4F 机组 1、2 号顶盖排水泵电机引线中间接头进水处理

#### 一、现象描述

2016 年 11 月 9 日在进行某电站水电站 4 号水轮发电机组 C 级检修，对四台顶盖排水泵电动机带动力电缆测试三相直阻平衡，1、2、3、4 号泵电动机测试对地绝缘电阻分别是： $1.12\text{M}\Omega$ 、 $1.29\text{M}\Omega$ 、 $10.06\text{G}\Omega$ 、 $10.11\text{G}\Omega$ ，绝缘电阻值反映 1、2 号泵电动机与 3、4 号泵电动机相比数据差距较大。

#### 二、原因分析

将 1、2 号泵动力电缆从屏柜退至水车室发现电缆有中间接头，在水车室至水轮机层穿墙钢管内，钢管内有积水，安装时接头未做防水处理，造成接头进水，解开接头后测试 1、2 号泵电机对地绝缘电阻为  $11.81\text{G}\Omega$ 、 $12.42\text{G}\Omega$ 。

#### 三、处理措施

水车室至水轮机层穿墙钢管内更换为新电缆，将电缆接头接至水车室花铁板下，做好防水处理，完成后 1、2、3、4 号泵电动机测试对地绝缘电阻分别为  $11.81\text{G}\Omega$ 、 $12.42\text{G}\Omega$ 、 $10.06\text{G}\Omega$ 、 $10.11\text{G}\Omega$ ，绝缘状况较良好。

#### 四、效果评估

完成顶盖排水泵电机引线中间接头进水故障处理后，设

备运行正常，治理情况良好。

## 柴油发电机室移位

### 一、缺陷现象

开关站 10kV 柴油发电机及储油罐布置在 GIS 楼一楼，存在噪音、尾水及振动等危害，不利于电站后期管理。

### 二、原因分析

柴油发电机运行时，存在噪音大、振动大、火灾等安全隐患，柴油发电机尾气排放在值班楼上方，不利于员工身体健康，存在职业危害隐患。

### 三、解决方案

对柴油发电机房及储油罐室重新选址；目前已将柴油发电机房布置在 GIS 楼交通洞侧，远离值班楼及 GIS 楼。

## 某电站机组技术供水泵电机接线柱处理

### 一、现象描述

机组技术供水泵电机在运行中接线盒内接线柱发生过热熔断。

### 二、原因分析

由于技术供水泵长时间运行加上技术供水泵运行期间抖动，导致机组技术供水泵电机接线盒内三相接线柱与接线头之间连接不牢固，发生间隙放电，导致接线柱过热发生熔断现象。

### 三、解决方案及过程

机组检修期间对技术供水泵电机接线盒内三相接线柱与接线头之间连接进行紧固，同时增加接线头采取搪锡工艺。



处理后的技术供水泵电机接线柱

#### 四、效果评估

处理完毕后，技术供水泵运行正常。

## 其他

### 某电站发电机风洞内冷凝水治理

#### 一、缺陷现象

某电站水电站每台发电机布置有 14 只空气冷却器，夏季在冷却器表面产生凝结水，形成水滴，滴落至地面或设备上。

#### 二、原因分析

由于风洞内空气湿度较大，当机组负荷减小时，空冷水流量未随着减小，在空冷散热片表面温度低于空气露点温度时，从发电机吹出热空气中水蒸汽就会在散热器表面发生结露现象，形成水滴，可能引起发电机电气设备绝缘降低，特别是在机组停机后定、转子绝缘下降明显，不利于发电机设备安全稳定运行。

#### 三、解决方案及过程

在风洞增加除湿机，将风洞空气中的水蒸汽变成水排走，进一步降低空气湿度，破坏空气水蒸汽露点温度，如空冷散热片表面露点温度是 17 度，空气中水份含量  $14.5\text{g}/\text{m}^3$  就要结露，改变空气中的水份含量，如  $13.6\text{g}/\text{m}^3$  要 16 度才结露，目前除湿机正在购买中。