

# 300MW 发电机变压器组增容 10%的技术分析与实践

周多军

(湛江电力有限公司, 广东 湛江 524099)

**[摘要]** 对一些年限较长的火电厂汽轮机组进行通流改造, 可实现机组增容, 达到节能提效的目的。电气系统发电机、变压器在不同的增容方案下其成本差异最大可达 10 倍。通过对增容引起的温升、电动力等主要因素的分析、计算、论证、比较, 以确保设备正常预期寿命和安全性指标为前提, 并结合设备本身的技术性能和健康状况, 确定了以改造冷却系统为主的最优增容方案。实践表明 1990 年代生产的 QFSN-300-2-20 型发电机、SFP9-360000/220TH 型变压器, 在没有缺陷的状况下, 只需增大其冷却功率, 提高其冷却效率, 便可安全地实现增容 10%的目标。

**[关键词]** 300MW 发电机变压器组; 增容 10%; 技术分析; 实施方案; 效果评估

**中图分类号:** TM310.3, TM621.3

**文献标识码:** A

## Technical analysis and practice of Capacity-increasing 10% for 300 MW Generator Transformer Unit

Zhou Duo-jun

(Zhanjiang Electric Power Co., Ltd., Zhanjiang, Guangdong, 524099, China)

**Abstract:** some of the thermal power plant that have run long years can realize the unit capacity-increasing by through flow retrofitting for the steam turbine, so that to achieve the purpose of energy efficiency. The cost difference is up to 10 times of the electrical system generator transformer under the different schemes. Through the analysis, calculation, demonstration, comparison of the main factors that result in temperature rise & electric power force, by ensuring the normal life expectancy and safety index as a precondition, combined with the technical performance and the health status of equipment, the best capacity-increasing scheme which is to improve cooling system is determined. the corresponding practice results show that: only increasing the cooling power & improving the cooling efficiency will be able to safely achieve the target of capacity-increasing 10% for QFSN-300-2-20 type generator and SFP9-360000/220TH type transformer produced in 1990 under the condition of no defect.

**Key words:** 300MW generator transformer unit; capacity-increasing 10%; technical analysis; Implementation measures; effect assessment.

### 1、前言

为挖掘机组节能提效潜力, 在2010年~2013年间, 某电力公司先后对1~4号汽轮机组进行了增容10%的通流改造。与此相应, 电气系统主设备也需适配性增容, 此类改造虽然已有多个工程实例, 但改造内容、具体措施、效果、投资等各有不同, 如更换线圈<sup>[1][2][3]</sup>、更换整个本体<sup>[4]</sup>、仅改造冷却系统<sup>[5][6]</sup>, 有的增容5~8%<sup>[7][8]</sup>、有的降低功率因数实现增容10%<sup>[2]</sup>, 有的成功改造无问题、也有的改造后产生不良问题<sup>[4][9]</sup>。这表明电气系统的增容改造必需结合具体设备、系统, 深入分析、论证, 正如文献[1]所指: “除保证施工质量外, 更重要的是要做好改造前的收资、论

证工作和改造后的验收评估工作”。本文就此介绍了增容改造方案选择的优选思路、相关动热稳定和温升计算及其控制措施、效果评估方法及相关注意事项。

### 2、机组增容 10%电气环节的可行性分析

电气环节增容的特点是额定电压不变、电流增大, 相关部件、介质的温度升高, 以及电动力的增加, 因此只要把温升控制在预期值内, 保证绕组等部件的动稳定满足相应技术指标要求, 则可实现增容。

#### 2.1、发电机增容 10%可行性分析

该公司1~4号发电机皆为东方电机厂出品的QFSN-300-2-20型，于1994年-1999年先后投运。

### 1)、氢气冷却器的适配性分析

发电机按额定功率330MW、效率为98.7%计算得出电能损耗约为4.3MW，按改造前定子线棒出水温升普遍在20K以内这一前提条件估算（进水温度取平均45℃），定冷水约带走1.2MW热量，机壳散热以及辅助设备损耗约0.3MW，剩下2.8MW需要4组单组换热容量700kW的氢冷却器解决，而原配的4组氢气冷却器单组换热容量仅为650kW，故需增大氢气冷却器的换热容量。

### 2)、定子线棒及铁芯温升分析

发电机采用定、转子相匹配的“四进五出”多流式通风系统，根据平时运行监测数据，其最热段铁芯温度、线棒层间温度以及出水温度皆较大地低于国标和厂家规定限值，温升至少有25K左右的裕度。因此，在增大氢冷却器换热容量并改进膛内风道后，预测定子系统可满足增容10%的要求。

### 3)、转子温升分析及控制措施

转子本体采用气隙铣孔斜流式氢内冷，其端部采用纵横两路氢内冷。在不改善冷却条件增容后转子温升将相对提高。为此，可在膛内冷、热风区之间加装径向气隙隔板，减少膛内冷热风气流的混合以及端部气隙气流对膛内风区的干扰，从而使转子温升分布更均匀，温升下降。根据厂家计算，此法至少可使转子平均温升下降5K左右。

### 4)、滑环的工况变化分析

增容10%后，最大工况下转子额定电流由2203A增至2363A，每只碳刷增加9A左右，远小于不平衡引起的变化幅度，故其影响完全可忽略。

### 5)、发电机出线套管适配性分析

由于发电机原最大出力设计为340MW，相应出线套管也按此条件配置，满足增容10%要求。

### 6)、定子动稳定及抗短路能力分析

增容后，额定运行中的电动力有所增大，但在安全预控范围内，因为发电机原最大出力设计为340MW，相应的动稳定也是按此条件考虑设计的。

虽然发电机容量增大后其短路电流中的非周期分量最大值会增大(因为可能的初始电流变大)，但相关分析表明最严重的短路情况出现于空载下的三相短路<sup>[10][11]</sup>，发电机的抗短路能力是按此最严重情况考虑的，所以增容后发电机抗短路性能是满足要求的。

### 7)、发电机功角特性的影响分析

虽然额定功率提高了，但原动力也因汽轮机通流改造得到提高，总体上功角稳定性不会降低。

综上所述，在发电机无缺陷的前提下，通过

适当增大氢冷却器并改进膛内风道后，可安全实现增容10%。

## 2.2、主变压器增容10%可行性分析

1~4号主变压器（主变）为沈阳变压器厂生产的SFP9-360000/220TH型产品，冷却方式为强迫导向油循环风冷（ODAF），原配5组单组换热容量为300kW的多田冷却器，于1994年-1999年先后投运。

主变增容改造主要有2类方法：1)更换线圈，单台费用近800万，改造周期约3个月；2)增大冷却容量，费用约80万，改造周期约20天。2种方案直接投资相差近10倍，如何选择成为主变增容改造的主要问题。通常，采用增大冷却容量方案时，必须作好线圈热点温度、油流速度的核算、及相关联的寿命评估。下面以总损耗较大的4号主变为例进行分析计算。

### 2.2.1、冷却器容量需求计算

空载损耗为171.2kw，在改造前后基本不变。原额定负载损耗820.0kw，按厂家经验最大电流分接下的总负载损耗比额定分接约大2.5%（即 $820 \times 1.025 = 840.5 \text{kw}$ ），增容10%后最大工况下变压器的总损耗：

$$\Sigma P = 171.2 + 840.5 \times 1.1^2 = 1188.2 \text{kw}.$$

冷却器总容量取1.15裕度系数，设1台备用，则所需冷却器数量为： $n = 1.15 \times \Sigma P / 300 + 1 = 5.6$ ，取整 $n = 6$ 。即需在原先5组冷却器基础上再增加1组。

### 2.2.2、上层油温升计算

变压器油温温升控制的目标是：环境温度最高为40℃，在满负荷下顶层油温升不超过35K（国标GB1094.2限值为55K<sup>[12]</sup>），但这是从油的温度特性考虑的，对ODAF用户而言，大多定为40K，顶层油温不超过75℃（这是多数用户运行规程的限值，较国标85℃的限值低10℃）。

油的温升 $\Delta \theta$ 计算公式如下：

$$\Delta \theta = 40 \times \Sigma P / \Sigma P_C \quad (1)$$

式中 $\Sigma P$ ：变压器某一分接下额定总功耗(下同)；

$\Sigma P_C$ ：变压器冷却器额定总冷却功率。

冷却器上、下油温差：

$$\Delta \theta_C = 40 \times \Sigma P / \Sigma L_C \quad (2)$$

式中 $\Sigma L_C$ ：变压器冷却器额定总流量。

得顶层油温：

$$\Delta \theta_{OT} = \Delta \theta + \Delta \theta_C / 2 \quad (3)$$

由式(1)、(2)、(3)分别计算出增容改造前、后额定电流分接下和最大电流分接下变压器油的平均温升、顶层油的温升，以及增容后不增加冷却器时额定电流分接下和最大电流分接下变压器油的平均温升、顶层油的温升，见表1。

表 1、主变增容改造前后油温升计算值对比

条件	内容	油平均温升 (K)	顶层油温升 (K)	顶层油温 (°C)
增容改造前最大电流分接下		33.7	36.2	基本满足≤75
增容改造前额定电流分接下		33	35.5	满足≤75
增容改造后最大电流分接下		31.7	34.1	满足≤75
增容改造后额定电流分接下		31	33.3	满足≤75
增容后（不增加冷却器）最大电流分接下		39.6	42.6	不满足≤75
增容后（不增加冷却器）额定电流分接下		38.8	41.7	不满足≤75

由表1可见，机组增容10%后如果主变不进行任何改进，则变压器顶层油温升虽然还在国标55K范围内，但已超过用户运行规程要求，对绕组的热点温升控制极为不利。

### 2.2.3、绕组热点温升推算

变压器使用寿命取决于绕组最热点的绝缘寿命，绝缘寿命与温度呈负相关，并以98°C为基准遵循“6°C准则”。绕组热点温度与其平均温度值的最大差异按照国标GB/T1094.7取13°C<sup>[13]</sup>，结合绕组平均温升≤65K，这也意味着绕组热点温升应≤78K。

主变原出厂资料显示在最大电流分接下额

定容量时的高压绕组平均铜油温差 $g_r$ 为28K(低压绕组较此要低)，增容10%后提高约7%（根据公式 $\theta_{\Delta} = 0.113q^{0.7}$ 计算<sup>[14]</sup>， $q$ 为绕组表面单位热负荷），即为 $28 \times 1.07 = 30K$ ，同样可估算出改造前后额定电流分接下额定容量时的绕组平均铜油温差分别约为27K和29K。

根据GB1094.2得绕组的热点温升：

$$\Delta\theta_h = \Delta\theta_{OT} + 1.3g_r \quad (4) \quad [12]$$

各工况条件下绕组线圈的平均温升、热点温升计算结果见表2

表 2、主变增容改造前后绕组温升对比 (K)

条 件	部 位	高压线圈		
		平均铜油温差	平均温升	热点温升
增容改造前最大电流分接下		28	61.7	72.6
增容改造前额定电流分接下		27	60	70.6
增容改造后最大电流分接下		30	61.7	73.1
增容改造后额定电流分接下		29	60	71
增容后（不增加冷却器）最大电流分接下		30	69.6	81.6
增容后（不增加冷却器）额定电流分接下		29	67.8	79.4

可见增容10%后主变若增加一组冷却器，变压器绕组的平均温升、热点温升仅增大0.5K，如果不作任何增容措施，则将增大近9K，且明显超限。其实这一情况也可从主变线圈的电流密度变化情况反应出来：增容10%后高、低压线圈最大电流密度分别为3.22A/mm<sup>2</sup>和3.08A/mm<sup>2</sup>，超出了原许可值2.93A/mm<sup>2</sup>和2.82A/mm<sup>2</sup>，故增大冷却器容量是必要可行的。

增加一组冷却器后在新额定工况下，总油流量及油流速度将增大25%。是否会产生油流带电隐患呢？根据《大型电力变压器事故统计分析汇编》的统计<sup>[15]</sup>，若干设计油流速度在1.0m/s及以下者，没有出现过油流放电现象。国内主要变压器厂家为防止油流带电，在220KV及以下的强油导向循环的变压器设计中，皆控制最大油流速度小于1.0m/s。本次增容改造所进行的油流速度核算结果见表3。

### 2.2.4、油流速度及油流带电可能性分析

表 3、改造前后线圈中油流速度对比(cm/s)

方 案	部 位	低压线圈			高压线圈		
		内 径 侧 垂 直 油 道	外 径 侧 垂 直 油 道	线 饼 间 水 平 油 道	内 径 侧 垂 直 油 道	外 径 侧 垂 直 油 道	线 饼 间 水 平 油 道
改造前（原设计条件下）		46.49	40.64	7.79	50.00	33.83	9.86
改造后（增加一组冷却器）		58.0	50.7	9.72	62.50	42.29	12.33

表 3 显示增加一组冷却器后，最大油流速度为

0.625m/s，小于 1.0m/s，符合设计准则。

### 2.2.5、动稳定影响及抗短路能力分析

动稳定包含抗短路能力、长期电动力效应,增容10%后,额定工况下线圈匝间长期电动力将增大21% ( $F=K \times I^2$ ,  $F$ 为电动力;  $I$ 为短路电流;  $K$ 为与受力线圈的长度、方位等有关的系数),由于变压器设计已考虑了一定的过载能力(按最大340MW考虑),因此电动力有限的增大并不会会有明显的不良效应。

GB1094.5-2008指出,对于具有两个独立绕组的双绕组变压器,三相对称短路是最严重的<sup>[16]</sup>,其对称短路电流方均根值为:

$$I_K = \frac{U}{\sqrt{3} \times (Z_t + Z_s)} \text{ kA} \quad (5)$$

式中:  $U$ 为系统额定电压;  $Z_t$ 为相应绕组的短路阻抗;  $Z_s$ 为电源系统短路阻抗。

机组增容10%后,主变可能承受的短路电流分以下三种情况考察:

1)、当主变外部的低压侧三相对称短路时,由系统方向穿越变压器的短路电流与机组增容无关,而发电机供给的短路电流虽因增容有所增大,但不通过变压器,故此情况下没有影响。

2)、当主变外部的高压侧发生三相对称短路时,由发电机供给并穿越变压器的短路电流因发电机这一电源容量增大而相应有所增大(因为受初始值影响的非周期分量可能变大),但这种变化仍然在变压器原有的抗短路能力之内,由式(5)可见,最严重的情况是当电源系统的短路视在容量为无穷大时( $Z_s=0$ ),变压器的抗短路能力正是以此最严重的短路情况考虑的(此时仅仅取决于变压器的短路阻抗)。

3)、当主变线圈发生三相对称短路时,靠系统侧的情况同于上述1),靠发电机侧的情况同于上述2)。

抗短路能力还包括短路过程中的热稳定性,短路时绕组的温度取决于其初始温度、短路时间、短路电流密度,增容后最严重的短路情况下的电流密度并没有变化(它仅取决于变压器绕组参数),因此变压器承受短路的热稳定性能是不变的。

上述分析可见,机组增容10%后主变的动稳定性能以及抗短路能力完全满足要求。

### 2.2.6、主变负荷率、过载能力、使用寿命综合分析

在发电厂主变增容方案的论证、选择中,还应考虑其实际负荷率,由于高压厂用变的分流,主变实际最大负荷率比其额定容量要小约5%。只有在厂用高压变因故退出运行,对应厂用母线由备用电源带时,主变才有可能在铭牌额定容量下运行,且时间不可能太长,而这种情况从大型变

压器的过载能力看也是没有问题的<sup>[13]</sup>。尽管如此,从运行安全出发主变仍按增容10%考虑相应措施。

绕组的热点温度决定绕组绝缘的老化率亦即决定变压器的寿命,从前面计算出的增容后绕组热点温升(额定工况下为71K)看,即使考虑用户所在地年平均气温25℃(评估绝缘寿命以年平均温度20℃为基准<sup>[13]</sup>)这一较高环境因素,修正后的热点温升仍能保证老化率小于1,因此变压器的预期正常使用寿命是有保证的。

### 2.3、增容可行性评估中需注意的问题

1)、要正确区分影响电气设备的寿命指标、安全性指标,设备寿命取决于各个使用限值,使用限值并非不能逾越<sup>[17]</sup>,关键看综合效果。而设备安全性指标(绝缘强度、抗短路能力、热点温度限值等)是不可突破的,否则无法预控。

2)、在动稳定分析中不仅要分析抗短路能力,还要分析增容后绕组及相关部件的受力变化,以及这种变化的长期效用。另外,分析方法要正确,目前有些论证资料在论证主变抗短路能力时,将阻抗电压和短路阻抗在物理意义上混为一谈,简单地认为设备容量增大后,其阻抗电压便相应增大,故短路电流不变,抗短路性能也就不变。这种推论似是而非,实际情况本文1.2.5中已有分析。

3)、要高度重视被改造设备本身健康状况的检测分析,对有明显缺陷和质量问题的设备,首先要论证消缺措施。

## 3、发电机、变压器组的增容方案

### 3.1、QFSN-300-2-20型发电机增容10%的方案

1)、更换冷却器4组(单组换热容量为705kw),冷却管材质为白铜 Bfe-30-1-1,氢冷器承管板材料为不锈钢材质。

2)、将发电机两侧铝质内端盖、风扇罩更换为玻璃钢材质,以减少发电机的端部损耗。

3)、在定子铁芯内圆的冷、热风区之间加装径向气隙隔板,以减小冷热风区气流的混流。气隙隔板材质为丁氰橡胶,要求耐油、耐高温、弹性好。

4)、定子槽楔更换为新型结构,其对应铁芯风沟处开设通风斜槽,以减小通风风阻。

改造施工的前后应各进行一次以下试验:铁芯损耗试验、端部振态模型试验、端部手包绝缘外加直流电压试验、直流泄漏电流试验。

### 3.2、SFP9-360000/220 (TH)型主变增容10%的方案

根据论证结论,本次改造保留每台变压器的原5组冷却器,增加一组同规格冷却器,改造后

每台主变共 6 组冷却器 (6x300kW), 按 3+3 方式对称安装在变压器长轴两侧。相关管道进行适配性改造, 通风控制箱予以相应更换, 其控制方式由原先的“3 组运行+1 组辅助+1 组备用”改为“4 组运行+1 组辅助+1 组备用”。

#### 4、增容改造后的运行效果统计分析

4 台机增容改造后先后通过 330MW 额定容量

运行、340MW 短时最大负荷运行、进相运行的考验, 结果优良, 主要指标对比见表 4、表 5 (表中为 4 号机数据, 1-3 号机情况相似), 其中 4 号机改造运行后还经过一次大修检查, 状况良好。

表 5 中, 主变实测运行温度及温升较计算值要低 10℃ (K) 左右, 主要是实际运行环境、厂用变分流、自然风流冷却作用等因素的影响。

表 4、发电机增容改造前后的运行情况对比

项 目	额定 (规定值)	改造前实际值	改造后实际值
容 量	300MW (改前) /330MW (改后)	300MW (cos φ=0.9)	330MW (cos φ=0.9)
定子绕组冷却水出水温度	≤80℃	50.2℃ (进水42℃)	51℃ (进水42℃), 较改前上升不足1K。
定子绕组层间温度	≤90℃	56.5℃	58℃ (较改前上升不足2K)
定子铁心温度	≤120℃	中段最高温度89℃	中段最高温度86℃, 较改前下降约3K。
转子绕组温度	≤110℃	膛内氢温36℃下, 电阻法测算为85℃, 平均绕组温升约49K	膛内氢温35℃下, 电阻法测算为80℃, 平均绕组温升约45K, 较改前下降约4K。
滑环温度	≤80℃	63℃ (室温 33℃)	65℃ (室温 33℃)
噪声	正常	正常	正常
振动	正常	正常	正常

表 5、主变压器增容改造前后的运行情况对比

项 目	改造前 (计算)	改造后 (计算)	改造前实测值	改造后实测值
容 量	360MVA	396MVA	300MW (cos φ=0.9)	330MW (cos φ=0.9)
顶层最高油温	75.5℃	73.3℃	60℃ (环温 34℃)	56℃ (环温 33℃)
顶层油温升	35.5k	33.3k	26K	23K
绕组平均温度	运行限定<95℃	运行限定<95℃	85℃	83℃
绕组热点温升	70.6k	71k	61.1K	60.7K
绕组热点温度	控制目标≤98℃ 短时限定<120℃	控制目标≤98℃ 短时限定<120℃	95.1℃	93.7℃
噪声	正常	正常	正常	正常

注: 变压器运行在额定档位下, 计算环境温度取 40℃。表中实测值为绕组温度计的示值。

### 5、效果评估中的技术手段及其注意事项

#### 5.1、发电机增容改造后的效果评估方法及注意事项

增容改造前要测量记录原额定工况下和进相运行下的各项数据。

##### 1)、定子工况评估:

在新的额定工况下, 记录定子线棒、铁芯各段、出线套管的各温度数据, 注意需在预定工况下稳定 1 小时以上, 以获得较稳定真实的温度和温升数据。

应利用停机机会进入端部小室内检, 查看端部压环等金属件有无过热, 并注意振动及电动力影响的检查评估, 增容后定子绕组所受的电动力有所增大, 这也是有些单位发电机增容改造后发

生绕组端部显著磨损和振动变大<sup>[9]</sup>的主要原因。

##### 2)、转子工况评估:

采用直流电阻法测算转子的平均温度  $T_v$ , 再通过转子温度非线性系数推算其最热点温度。操作方法是测量转子电压  $U_L$  和转子电流  $I_L$ , 计算出此工况下的转子直流电阻  $R_{Tv}=U_L/I_L$ , 根据转子 20℃ 下的直流电阻  $R_{20}$  和铜的温度系数  $\lambda$ , 得  $T_v=(R_{Tv}/R_{20}-1)/\lambda+20℃$ 。测量中还应同时记录发电机有功和无功、以及各冷却介质的参数。

##### 3)、进相运行工况评估

在进相  $\cos \phi=-0.9$  的预定工况下进行 (各机组会有所不同, 按已明确的试验参数确定), 记录绕组和铁芯各温度、冷却介质工况、振动数据等, 并同步测量推算转子温度和温升。

#### 5.2、主变增容改造后的效果评估方法及

## 其注意事项

增容改造前后要在高温季节时段记录原先和新的额定工况下的各温度、电流、电压量,以便综合比较。

### 1)、油温、绕组温度(温升)的工况评估

由于电阻法测量绕组平均温度的方法在封闭母线出线方式下无法实现,只能通过变压器测温表计评估。需注意热模拟原理的绕组温度计的校验,容易出现的错误是在新额定容量 396MVA 下仍采用原铜油温差值,这将造成绕组温度计指示偏低,因为原铜油温差是 360MVA 下的实测值。新额定容量下的铜油温差可以推算出来,但有负误差,实际的绕组温度计校验中可在原额定容量下采用原铜油温差进行加量校验,这样在热模拟补偿作用下 396MVA 下的温度显示误差不大,且为正误差,有利于对绕组发热的安全监控。

需注意油的热时间常数(2~3 小时及以上)较绕组的(仅十几分钟)大得多<sup>[12]</sup>,升负荷后最初时刻绕组温度显示偏低,降负荷后最初时刻绕组温度显示偏高,因此,在收集数据时必须保持 2~3 小时及以上的稳定工况。

### 2)、附属金属件发热情况检查

大型变压器在超过原铭牌额定情况下运行时,漏磁通对附属金属件的影响不可忽略<sup>[13]</sup>,因此,增容 10%后必须检查评估附属金属件的发热情况。

### 3)、冷却器运行工况的检测

变压器的温升与其冷却系统的冷却效率密不可分,增容改造前后都应在冷却器无缺陷、正常工作的条件下检测其进出口风温、进出油管口温度,以保证评估的准确性。

### 4)、动稳定及老化影响的后续跟踪评估

增容后绕组额定电流增大,热点温度也略有增加,这些变化的实际作用有必要通过电化手段进行跟踪检查,改造后的第一次检修应进行内检。

## 6、结语

1)、在机组增容改造中,应对可选方案充分论证、比较,以获得最佳综合效果。方案的论证不仅要考虑最严格工况下的指标符合性,还要考虑新额定运行工况下相关增量的长期效用是否安全。

2)、理论分析与实践证明,1990 年代后的国产 QFSN-300-2-20 型发电机、SFP9-360000/20TH 型变压器,只需加大其冷却功率,改善其冷却工况,便可安全地实现增容 10%的目标。增容改造后新额定工况下,发电机定子线棒间及出水温升增加小于 2K,定子铁芯中部温升下降约 3K,转子绕组平均温升下降约 4K;主变顶层油温升下降 3K,绕组平均温度小于 83℃,绕组热点温升 60.7℃。

3)、改造全过程应加强试验验收,其中发电机铁芯损耗试验、端部振态模型试验需在膛内施工前后各进行一次。

4)、增容改造效果评估中除了指标对比分析外,还要注重变压器绕组老化趋势的检查、发电机受力磨损和端部松紧情况检查、金属附件发热情况检查。

### 参考文献:

- [1]. 曹志伟. 大型汽轮发电机的增容改造[J]. 大电机技术, 2004, (7): 38-39.
- Cao zhi wei. Refurbishlng of capacity-increasing of large turbo-generator[J]. Large Electric Machine and Hydraulic Turbine, 2004, (7): 38-39.
- [2]. 张伟. 国产 300MW 发电机增容技术改造[J]. 中国电力, 2002, (9): 1-3.
- Zhang wei.Up rating and retrofitting of 300 MW generat or unit home made[J]. Chinese Electric Power, 2002, (9): 1-3.
- [3]. 谢幸生. 变压器增容改造实例[J]. 变压器, 2004, 41(10): 37-39.
- Xie Xing-sheng. Example of improvement to increase trans former power[J]. Large Electric Machine and Hydraulic Turbine, 2004, (7): 38-39.
- [4]. 杨博,白堂堂,陈仓等. 大型汽轮发电机消缺及增容改造可行性研究[J]. 热力发电, 2008, 37(8): 65-68.
- Yang bo, Bai Tang-tang, Chen cang et al. Study on fe asibility of defect-eliminating and capacity-increasing re trofit for large-scale turbo-generator[J]. Thermal Power generation, 2008, 37(8): 65-68.
- [5]. 林史峰. 沙角 A 电厂国产 200 MW 发电机-变压器组的增容改造[J]. 广东电力, 2005, (2): -46-49.
- Lin shi-feng.Capacity-increasing transformation of 200 MW chinese-made generator-transformer uint in shajiao A power plant[J]. Guangdong Electric Power, 2005, (2): -46-49.
- [6]. 刘洋, 刘业义, 袁昌健. QFSN-200-2 汽轮发电机的增容改造[J]. 大电机技术, 2001, (5): 28-31.
- Liu yang,Liu ye-yi,Yuan chang-jian.Modification and Upra ting of QFSN-200-2 turbogenerator[J]. Large Electric Mac hine and Hydraulic Turbine. 2001, (5): 28-31.
- [7]. 陈磊, 冯卫. 汽轮发电机定子增容改造的分析[J]. 浙江电力, 2004, (2): 8-10.
- Chen lei,Leng wei.Analysis of capacity-increasing proc ess on turbine-generator-stator[J]. Zhejiang Electric Po wer, 2004, (2): 8-10.
- [8]. 贺桂林. 汽轮发电机组增容改造的可行性分析[J]. 华北电力技术, 2007, (增刊 2): 163-165.
- He Gui-lin.Feasibility Analysis on Generation Expansio n of Steam Turbine[J]. North China Electric Power, 2007, (Supplement 2): 163-165.
- [9]. 纪永新, 孙国彬. 发电机增容改造后出现的问题及消除措施[J]. 电力设备, 2005, (11): 78-81.
- Ji Yong Xin,Sun Guo-bin.Problems and Countermeasur es after Augmented Capacity Retrofit of Generator[J]. Electncal Equipmenl. 2005, (11): 78-81.
- [10]. 陈世坤. 电机设计[M]. 北京: 机械工业出版社, 1997.

- [11]. 李焕明. 电力系统分析[M]. 北京: 中国电力出版社, 2001.
- [12]. GB1094. 2-1996《电力变压器 第2部分 温升》[S].
- [13]. GB/T1094. 7-2008《电力变压器 第7部分 油浸式电力变压器负载导则》[S].
- [14]. 尹克宁. 变压器设计原理[M]. 北京: 中国电力出版社, 2004.
- [15]. 《大型电力变压器事故统计分析汇编》[R]. 北京: 电力工业部国家能源投资公司成套设备局, 1993. 8.
- [16]. GB1094. 5-2008《电力变压器 第5部分 承受短路的能力》[S].
- [17]. 赵旺初. 油浸变压器的温度和温升[J]. 供用电, 2004. (4): 45-56.
- Zhao Wang-chu. Temperature and temperature rise of oil immersed transformers[J]. Distribution & Utilization, 2004, (4): 45-56.

---

作者简介: 周多军, 男, 高级工程师、技师, 就职于广东湛江电力有限公司, 从事电气设备技术管理工作。

通讯地址: 广东省湛江市赤坎区调顺路 168 号湛江电力有限公司 邮政编码: 524099

电 话: (0759) 3165663 (办), 手机: 13560538508