

中小型水轮发电机定子铁心温高异常分析

廖白莲, 郑权, 龙长华, 曾伟, 马坤彬
(四川华能康定水电有限责任公司, 四川 甘孜 626000)

摘要:针对某发电站 60 MW 发电机定子铁心温升异常问题,对造成温升异常的原因进行详细分析,最终确定引起该发电机温升异常的主要原因是定子铁芯片间绝缘性能降低或铁心松动导致涡流增大。实际检测结果与理论分析结果相吻合,证明了分析方法的正确性。结合理论分析以及检测结果,提出解决该类温升异常的后续处理流程,对解决类似电机温升异常的问题具有参考和借鉴意义。

关键词:机组温高异常;定子铁损;异常原因;理论分析

中图分类号:TK73;U464.331+.2;TM503+.4 **文献标识码:** B **文章编号:**1001-2184(2022)02-0080-05

Analysis on Abnormal Temperature Rise of Stator Core of Small and Medium Sized Hydro-Turbine Generators
LIAO Bailian, ZHENG Quan, LONG Changhua, ZENG Wei, MA Kunbin
(Sichuan Huaneng Kangding Hydropower Co., LTD, Ganzi, Sichuan, 626000)

Abstract: This paper analyzes in detail the causes of abnormal temperature rise of stator core of 60MW turbine generator in a power station. It is found that the reason for abnormal temperature rise of the generator is the reduction of the insulation performance between the stator core sheets or current increase caused by looseness of the core. The actual test results are consistent with the theoretical analysis results, which proves the correctness of the analysis method. Combined with the theoretical analysis and detection results, the follow-up processing procedure for solving this kind of abnormal temperature rise is proposed in this paper, which has reference significance for solving the problem of abnormal temperature rise of the motor.

Key words: abnormal temperature rise of the unit; stator core loss; causes for abnormality; theoretical analysis

0 引言

随着水轮发电机的运行时间加长,部分机组出现老化情况^[1],尤其是定子铁心在长时间运行中出现的温升异常问题,会对机组的安全运行造成严重威胁^[2]。目前,发电机的温升异常主要是由于结构或者绕组老化等原因导致损耗偏高引起的^[3-4]。然而,对于引起发电机温升异常的具体原因还需要根据理论分析和定子铁心实验才能得出^[5]。

1 机组温高状况

某水电站 3F 机组夏季满负荷(60 MW)运行时定子温度整体偏高,比相同工况下 1F、2F 机组整体偏高 10℃左右,其中 3 号、15 号、18 号点最高温度超过报警设定值(80℃)。对历年 3F 机组的铁心最高温度以及满负荷下各部位平均温度对

照分析,在机组满负荷运行状态下,除水导部位外,3F 机组各部位整体温度高于 1F、2F 机组,尤其是 3F 机组定子铁芯平均温度高于 1F、2F 机组约 15℃,而 3F 机组空冷器热风温度比 1F、2F 机组亦高出 10℃左右。运行期间发现,满负荷情况下,3F 机组循环水池水温也比 1F、2F 机组高约 5℃,由此可初步判断 3F 机组定子部分产生的热量大于 1F、2F 机组或者 3F 机组冷却系统散热能力弱于 1F、2F 机组。

2016~2019 年对 3F 机组定子铁心温度报警数据进行统计(表 1)。根据负荷、温度曲线分析,温度超过 80℃时,3F 机组所带负荷均超过 58 MW。从 2016 年至今,3F 机组定子铁芯温度在夏季满负荷情况下各点温度峰值数据基本一致,由此可判断 3F 机组运行状态较为稳定,虽然满负荷状态下,3 号、15 号、18 号点温度总是超过设

收稿日期:2021-12-10

定报警值,但也达不到运行规程规定的定子线圈温度最高 90℃。

表 1 3F 机组定子铁心温度报警数据统计表

时间	温度超过 设定值次数	温度达到 峰值日期	温度峰值 /℃
2016—2017	18	2016—08—23	82.58
2017—2018	23	2017—07—22	82.25
2018—2019	13	2018—08—20	83.4

基于以上情况,对满负荷工作下的定子温升进行分析,并提出由于片间绝缘降低或者铁心冲片松动导致定子铁心涡流损耗增大的处理方案,对该类电机的定子异常温升处理具有参考意义。

2 定子铁损理论分析

2.1 磁滞损耗

根据电机设计经验,电机铁心内磁通密度范围通常在 $0.8T \leq B \leq 1.6T$,磁滞损耗 ρ_h 与交变磁化频率 f 和磁通密度幅值 B 有关,表示为:

$$\rho_h = \sigma_h f B^2 \tag{1}$$

式中 σ_h 为取决于材料性能的常数。

由于磁滞损耗主要与交变磁化频率、磁通密度幅值以及制造材料相关,而在电机正常运行过程中,这三个量与定子温升异常关系不大,温度变化后,这三个量基本保持不变,因此,定子铁心温升异常的主要原因并非由磁滞损耗引起。

2.2 涡流损耗

在交变的磁场中,铁心中会产生感生电流,即涡流,涡流在铁心中产生的损耗即为涡流损耗。根据公式推导,单位重量内的涡流损耗 ρ_e 为:

$$\rho_e = \frac{\pi^2}{6\rho\rho_{Fe}} (\Delta_{Fe} B f)^2 \tag{2}$$

表 2 发电机组损耗类型、损耗的原因和分布原因总结表

损耗类型	引起损耗的主要原因	损耗引起温升的部位
铁损	磁通在铁心内产生的损耗,主要是磁滞损耗、 涡流损耗以及附加损耗	定子铁心
定子铜损	定子电流流过绕组的所有损耗	定子绕组
励磁损耗	励磁电流在转子铁心回路中产生的铜损	转子
电气附加损耗	端部漏磁、各种谐波磁通、齿谐波和 高次谐波产生的损耗	主要分布与定子铁心,有一小部分 位于转子铁心表面
机械损耗	发电机通风损耗以及轴承摩擦损耗等	主要分布与气隙以及轴承中

通过表 2 的分析,引起定子铁心温升异常的主要原因是铁损以及定子铜损。通过对表 1 中的数据进行分析,如果是定子铜损引起的温升异常,则发电机会在相对较短的时间段中发生更严重的故障情况,而不会在几年中皆维持温度峰值基本不变。虽然在理论上可大致排除定子铜损引起温

式中 Δ_{Fe} 、 ρ 分别为硅钢片的厚度和电阻率, ρ_{Fe} 为硅钢片的密度。由式(2)可知,涡流损耗系数与磁通密度、频率及材料厚度的平方成正比,在硅钢片厚度一定的情况下,涡流损耗可以表示为:

$$\rho_e = \sigma_e (B f)^2 \tag{3}$$

式(3)中,

$$\sigma_e = \frac{\pi^2 \Delta_{Fe}^2}{6\rho\rho_{Fe}}$$

根据式(1)~(3),硅钢片单位重量的铁损可表示为:

$$\rho_{he} = \rho_h + \rho_e = \sigma_h f B^2 + \sigma_e (f B)^2 \tag{4}$$

根据式(4),可得定子铁轭中的基本铁耗为:

$$\rho_{Fej} = k \rho_{he} G_y \tag{5}$$

式中 k 按照经验一般取为 1.3, G_y 为铁心轭部的重量。

同理可得定子铁心齿部中的基本铁耗为:

$$\rho_{Fet} = k \rho_{he} G_t \tag{6}$$

式中 k 按照经验一般取为 1.7, G_t 为铁心齿部的重量。

当定子铁心片间绝缘降低时,原本只在单个硅钢片中流动的涡流进入其他硅钢片中,硅钢片的厚度 Δ_{Fe} 增加,硅钢片厚度的平方与涡流损耗成正比,根据式(2),硅钢片间的绝缘降低将会导致定子铁心的涡流损耗增加。

3 定子铁损检查

根据发电机温升分析可知,发电机损耗主要分为五大类,即铁损耗、铜损耗、励磁损耗、电气附加损耗以及机械损耗,发电机组损耗类型、损耗的原因和分布原因总结见表 2。

升异常,但对定子直流电阻进行检测,排除定子铜损异常是非常必要的。对于定子铁损异常的检测,需要分析定子铁心温度数据、定子温度传感器检测、冷却水系统检查三方面。

3.1 定子铁心温度分析

3F 机组历年定子铁芯温度峰值分布曲线见

图 1。

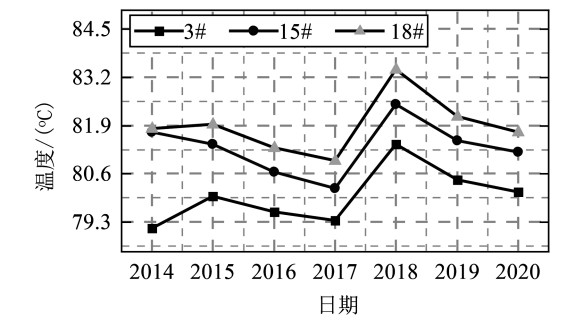


图 1 3F 机组历年定子铁芯温度峰值分布曲线

由图 1 可知,2014~2020 年前后,3F 发电机的定子铁心最高温度点一直稳定保持在 18 号点,3 号、15 号点温度也明显偏高,定子温升异常的位置并未发生偏移。2018 年以后这三个点的温度有进一步升高的趋势。

在满负荷运行下,对比 1F、2F 以及 3F 机组不同部位的温度变化(图 2),并计算各部位平均温度。

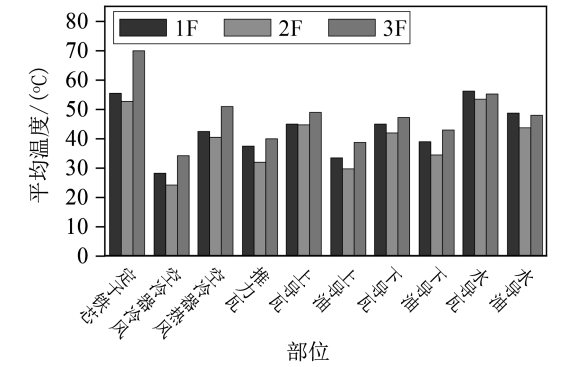


图 2 满负荷 1F、2F 以及 3F 机组的不同部位的温度变化

由图 2 可知,在满负荷运行情况下,3F 机组定子部分产生的热量大于 1F 和 2F 机组,或者 3F 机组冷却系统的散热能力弱于 1F 和 2F 机组。因此,需要进一步检测定子温度传感器以及冷却水系统。

3.2 定子温度传感器检测

3F 机组定子铁心温度传感器安装位置见表 3。

表 3 机组定子铁心温度传感器安装位置(表内括号数值为温度传感器编号)

相序		U		V		W	
支路	位置	层间	槽底	层间	槽底	层间	槽底
I	铁心上部	32(1)	/	12(4)	/	52(7)	/
	铁心中部	/	33(2)	/	13(5)	/	53(8)
	铁心下部	32(3)	/	12(6)	/	52(9)	/
II	铁心上部	107(10)	/	147(13)	/	127(16)	/
	铁心中部	/	106(11)	/	146(14)	/	126(17)
	铁心下部	107(12)	/	147(15)	/	127(18)	/

由表 3 可知,3 号、15 号、18 号点对应的温度传感器分别位于 32 槽铁心下部(层间,+X 偏+Y 方向),147 槽铁心下部(层间,-X 偏-Y 方向),127 槽铁心下部(层间,-X 偏+Y 方向),此三个位置测量点未曾发生改变;17 号点(温度最低点)对应的测温元件安装位置在 126 槽铁心中部(槽底,-X 偏+Y 方向)。

通过温度传感器的分布位置可知,铁心下部温度比中、上部温度高;层间温度比槽底温度高。除此之外,6 号、9 号、12 号点也位于定子铁心下部且在层间,其温度仅次于 3 号、15 号、18 号点,由此可以证实上述推断。通过检测定子温度测量回路及其阻值,均未发现异常,温度传感器工作正常,排除温度传感器工作异常导致定子铁心温度测量不准确的因素。

3.3 冷却水系统检查

对 3F 机组的冷却水系统进行检查,1F、2F 和 3F 机组的 8 条进水管流量分布见表 4。其中 3F 机组 3 号及 7 号空冷器进水管流量偏低较为明显,分别为 5.14 m³/h、5.07 m³/h,流道内可能存在堵塞,测量 3 台机组上导、水导等进水管的流量基本一致。

表 4 1F、2F 和 3F 机组的 8 条进水管流量分布表

机组	总流量 /m ³ ·h ⁻¹	平均流量 /m ³ ·h ⁻¹
1F	52.48	6.56
2F	56.63	7.07
3F	50.71	6.33

3.4 定子直流电阻检查

通过分析历年的预防性试验数据,发现 3F 机组定子绝缘电阻值及直流电阻值均无明显变化。且 3F 机组与 1F、2F 机组定子直流电阻相比,亦无明显差异。3F 机组定子近年绝缘电阻记录 and 1F、2F、3F 机组直流电阻对照见表 5 和表 6。

表 5 3F 机组定子近年绝缘电阻记录表

年份	试验时间	项目	A—B. C. 地 /MΩ	B—A. C. 地 /MΩ	C—A. B. 地 /MΩ
2016 年	试验前	R60	15 400	8 770	8 800
		R15	4 730	3 220	3 220
	试验后	R60	90 400	42 000	70 070
		R15	14 100	6 000	10 200
2017 年	试验前	R60	7 750	7 740	8 180
		R15	2 150	2 260	1 970
	试验后	R60	8 180	8 260	8 290
		R15	2 230	2 320	2 100
2018 年	试验前	R60	6 150	7840	13600
		R15	2 350	4 300	6 200
	试验后	R60	7 210	8 040	12 800
		R15	3 310	4 140	5 780
2019 年	试验前	R60	10 200	9 800	12 100
		R15	3 200	3 600	4 630
	试验后	R60	13 000	11 900	10 000
		R15	3 500	3 800	7 300

表 6 1F、2F、3F 机组直流电阻对照表

单位:(MΩ)		2013 年	2014 年	2017 年	2019 年
1F 机组	A 上	7.016	/	6.776	6.996
	A 下	7.014	/	6.774	6.994
	B 上	7.027	/	6.786	7.005
	B 下	6.995	/	6.756	6.979
	C 上	7.031	/	6.792	7.012
	C 下	7.033	/	6.791	7.012
2F 机组	A 上	/	6.941	6.785	6.784
	A 下	/	6.939	6.779	6.780
	B 上	/	6.948	6.794	6.789
	B 下	/	6.941	6.786	6.783
	C 上	/	6.972	6.817	6.813
	C 下	/	6.965	6.807	6.804
3F 机组	A 上	6.973	7.161	/	6.801
	A 下	6.963	7.159	/	6.795
	B 上	6.975	7.166	/	6.804
	B 下	6.964	7.156	/	6.792
	C 上	6.987	7.177	/	6.812
	C 下	6.977	7.168	/	6.803

4 定子铁心温升异常原因分析

2019 年 9 月上旬,将 3F 机组风洞进人门由封闭式改造为网门形式,风洞内散热条件较之前有所改善,改造后,18 号点至今温度最高为 82.58℃,未超过 2018 年最高温度,且整体温度和以往保持一致。由此可知,散热条件的局部改善对定子温升测量准确度有轻微影响,但不是影响 3F 机组定子温升异常的主要原因。

3F 机组冷却水水质与 1F、2F 机组一致,但总流量略微偏低,其中 3 号、7 号冷却器进水管流量明显偏低,可能存在流道内有堵塞的情况,对冷却水系统有一定影响,但对比三台机组定子温度

差与冷却水流量差后进行判断,也可能不是 3F 机组定子温度偏高的主要原因。

通过分析定子铁心温升及五类损耗产生的原因,鉴于 3F 定子直流电阻与 1F、2F 机组试验数据基本一致,排除铜损引起温度升高,进而可判断 3F 机组定子温度偏高可能为铁损增大引起,而铁损大则是定子铁芯片间绝缘降低或铁芯有松动导致涡流增大。

5 后续处理方案

根据运行规程规定,3F 机组发电机的绝缘等级为 F 级,定子绕组温度不超过 90℃,定子铁芯的温度不超过 120℃。目前 3F 机组定子温度最高约 83℃,均远低于允许值,能保持稳定。但为了将安全隐患彻底排除,确保机组更长周期的安全稳定运行,确定 3F 机组定子温升异常处理方案流程见图 3。

6 结 语

针对某发电站 60 MW 发电机定子铁心温升异常问题,对造成温升异常的原因进行详细分析,最终确定引起该发电机温升异常的主要原因为定子铁芯片间绝缘性能降低或铁心松动导致涡流增大。实际检测结果与理论分析结果相吻合,证明了分析方法的正确性。结合理论分析以及检测结果,提出解决该类温升异常的后续处理流程。五种引起发电机温升的损耗类型中,铁耗是导致稳定运行发电机温升异常的主要原因,发电机运行过程中由于振动等原因导致叠压的硅钢片松动以及硅钢片间绝缘性能降低,从而增大发电机的涡

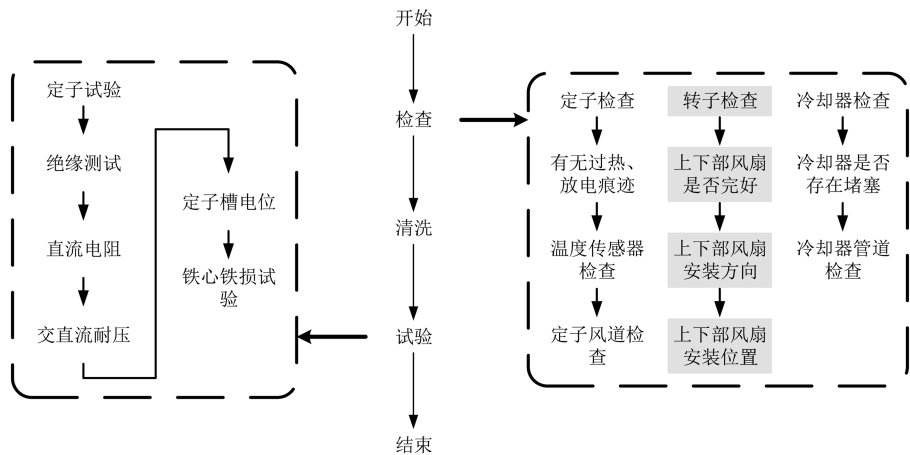


图 3 3F 机组定子温升异常处理方案流程图

流损耗。如何有效预防发电机在运行过程中的叠压硅钢片松动以及片间绝缘性能降低,保证发电机各类损耗在正常设计范围内,是发电机组安全运行的研究重点。对于稳定运行过程中的发电机温升异常问题,可首先检查其铁心损耗,确认是否由涡流损耗增大所引起。

参考文献:

[1] 蒋大伟,于龙滨,赵子健,等.汽轮发电机定子铁心磁化试验温升过高原因分析[J].东北电力技术,2020,41(1):52-56.
[2] 杨晓玲,李有春,李尹光.大型水轮发电机定子铁心磁化试验[J].水电站机电技术,2013,36(4):15-17.
[3] 许诤俭.水轮发电机定子温度高及铁芯松动的原因及对策[J].电力与电工,2012,32(1):46-47+56.
[4] 李中胜.某水电站发电机定子温度高与铁芯变形的原因及对策[J].湖南工业职业技术学院学报,2014,14(2):6-8.

(上接第 66 页)

核算机组及调压井的大、小波动。

经过计算,本电站:

- (1) 机组甩负荷最大转速升高率小于 50%。
- (2) 机组甩负荷的蜗壳最大压力升高率小于 50%。
- (3) 尾水管进口最大真空度值小于 0.08 MPa。

4 结 语

应用水电站水力机械过渡过程仿真软件,基于模型和数据对上崔树里水电站大波动过渡过程、小波动过渡过程、关闭规律优化、和调速器参数优化进行计算,有利于进一步理解水电站过渡过程原理及软件计算步骤和方法,在工程实际中提高应用效率。

仿真计算结果表明,仿真软件可靠性高,结果准确,能较好地反映水电站运行特性,符合工程应用实际。

[5] 欧小冬.大型发电机定子铁损试验及分析[J].中国水能及电气化,2013(3):37-40.
[6] 杨海龙,胡鑫凡.大型水轮发电机定子铁损现场试验方法[J].电工技术,2014(7):44-46.

作者简介:

廖白莲(1991-),男,四川达州人,本科学历,助理工程师,从事电气维护工作;
郑 权(1990-),男,贵州黔东南人,本科学历,工程师,从事电气主管工作;
龙长华(1993-),男,重庆潼南人,本科学历,助理工程师,从事电气维护工作;
曾 伟(1990-),男,四川泸州人,本科学历,助理工程师,从事电气维护工作;
马坤彬(1994-),男,四川绵阳人,专科学历,助理工程师,从事电气维护工作。

(责任编辑:卓政昌)

结合水电站数据收集和仿真计算,在电站运行维护中能更好地了解机组动态参数和运行状态,有利于减少事故、消除隐患,增强了电站运行维护工作的安全性,又提高了运行维护人员的专业技术。

参考文献:

[1] 王利卿.水电站长引水管道过渡过程研究[D].郑州大学,2006:1-4.
[2] 赵桂连.水电站水电联合过渡过程研究[D].武汉大学,2004:1-5.
[3] 赵正飞.水电站长有压引水系统水力过渡过程若干问题的计算研究[D].西安理工大学,2010:10-14.
[4] 毕小剑.水电站有压引水系统水力过渡过程计算研究[D].西安理工大学,2007:6-10.
[5] 黄贤荣.水电站过渡过程计算中的若干问题研究[D].河海大学,2006:22-26.

作者简介:

庞 敏(1976-),男,四川南充人,工程师,本科,从事水电企业管理工作。

(责任编辑:卓政昌)