

# 对大岗山水电站水导轴承瓦温问题的分析与处理

赵小强

( 国电大渡河双江口建设管理分公司,四川 马尔康 624000)

**摘要:**针对大岗山水电站水导轴承出现的瓦温偏高及不稳定问题,对问题原因进行了分析,最终确定了一种经济、简单、快捷、方便运维且效果好的解决方案。按照确定的方案对水导外循环冷却系统做了相应改造升级,有效解决了单台油泵启动无法满足冷却需求的问题,控制了瓦温偏高及不稳定现象,为电厂安全稳定生产提供了可靠保障,也为类似电站水导轴承出现瓦温偏高问题处理提供了参考借鉴。

**关键词:**大岗山;水导轴承;瓦温;分析;处理

**中图分类号:**[TM622];U260.331+.2;Q948.112+.2 **文献标识码:** B **文章编号:**1001-2184(2017)06-0110-02

## 1 概述

大岗山水电站位于四川省雅安市石棉县挖角乡境内,电站布置有4台单机容量650 MW的水轮发电机组。电站机组在试运行期间,出现了水导外循环冷却系统单台油泵启动无法满足冷却需求,即启动单台油泵时,水导轴承瓦温偏高、个别测点瓦温超过60℃且不稳定的现象。通过对出现的问题进行分析研究,确定处理方案,最终有效解决了4台机组水导轴承瓦温偏高和个别瓦温不稳定问题,为电厂安全稳定生产提供了可靠保障。

## 2 水导轴承的设计

大岗山水电站水轮机水导轴承采用稀油润滑分块瓦结构,分块瓦采用巴氏合金材料、厂内加工、工地无需研磨,轴承采用强迫外循环油泵润滑,外置式冷却器,10块360 mm × 360 mm的轴瓦,设计轴瓦间隙0.2 mm(运行时)。

## 3 实际运行情况及存在的问题

4号机组空载运行时水导瓦温有些偏高,个别超60℃且不稳定。瓦温分布不均衡,最高瓦温和最低瓦温相差十多度,且最高瓦温始终位于9号RTD上。热损耗未能有效循环带走,油槽温度有点偏高,单泵运行时达50℃。水导轴承运行瓦温及油温数据见表1。

表1 水导轴承运行瓦温及油温情况表

序号	运行工况	最高瓦温 /℃	轴瓦最大最小温差 /℃	油槽油温 /℃
1	单泵单冷运行	67.4	15.9	50
2	双泵单冷运行	62.6	16.6	45

收稿日期:2017-10-16

## 4 原因分析

针对上述存在的问题,分析可能造成瓦温偏高的原因有:

(1)水轮机轴领尺寸大,直径为 $\varphi 3\ 480\ \text{mm}$ ,圆周线速度高达22.78 m/s,导致轴瓦之间空间区域产生大量搅油损失,致使总损耗加大。

(2)喷油管位于两块轴瓦中间,距离轴瓦较远,喷出的冷油可能在进入轴瓦前先与轴瓦泵出的热油混合,致使油温升高,从而降低了冷却效果。具体布置见图1、图2。

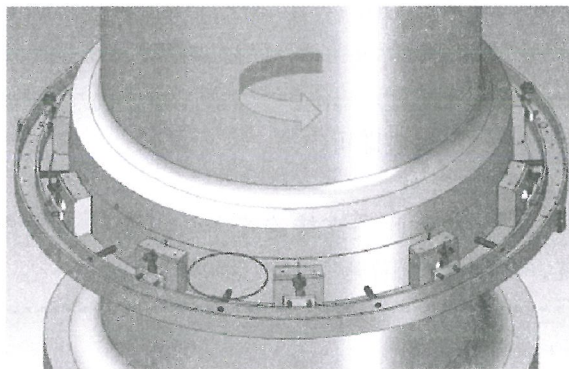


图1 水导轴承轴瓦与喷油管布置图

(3)轴瓦间隙分布不太均匀,不同轴瓦温差较大;0.5 mm冷态单边间隙略偏紧,根据水轮机供货厂家最新的程序进行校核计算,冷态下轴瓦单边间隙应为0.618 mm,在热态下轴瓦间隙会变为0.2 mm;根据现场数据记录,下导受力偏小,载荷过多作用在水导上,可能在一定程度上加剧了水导的受力工况。

## 5 解决方案

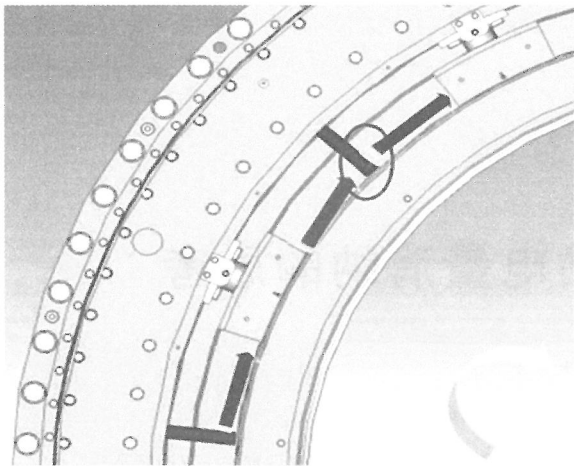


图2 水导轴承油循环示意图

在冷态下按照 0.6 mm 单边轴瓦间隙进行调整,使 10 块轴瓦的瓦温更为均衡。在研究后对 4 号水轮机水导轴瓦间隙调整到单边 0.6 mm,摆度基本能稳定在 200 μm 以内,且轴瓦间隙调整后单泵单冷状态下空载运转三小时后最大瓦温只有 53 ℃,效果改善明显。调整轴瓦间隙后的水导轴承摆度见图 3,调整轴瓦间隙后的水导轴承瓦温见图 4。

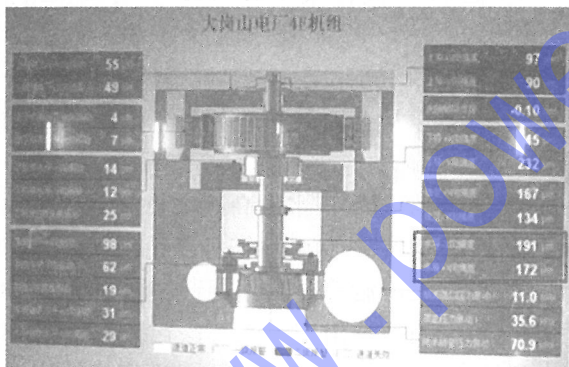


图3 水导轴承摆度

(2) 鉴于水导轴承搅油损失较大以及热交换不畅,在 4 号水轮机上进行局部改进措施,将喷油管改为侧向喷油管,使冷油直接对准轴瓦进口侧间隙喷射,以改进冷却效果。同时,在两块轴瓦中间区域加装一隔板,尽量隔开热油和冷油,避免两者提前混合,同时也可减少油的搅动损耗。若效果较好,可推广到其它机组。喷油管改造见图 5。

(3) 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(经水轮机供货厂家复核计算,油泵循环流量为 550 ~ 578 L/min),根据该思路,为增大油泵循环流量有以下 3

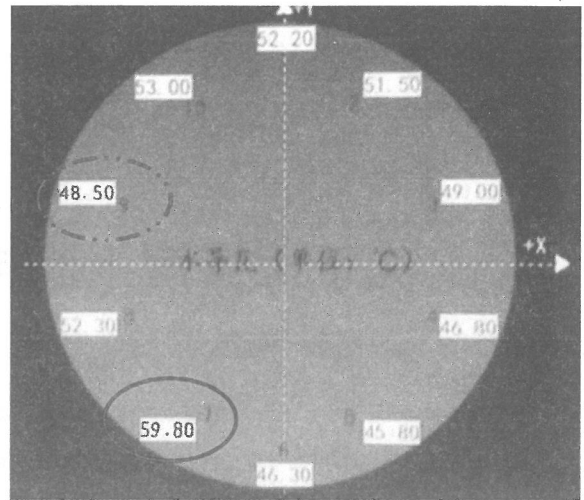


图4 水导轴承瓦温

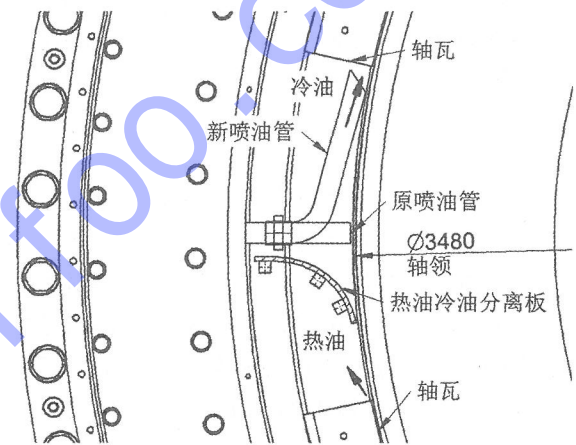


图5 水导轴承喷油管改造示意图

种方案可供研究分析。

方案一:将原有的 70/112 型油泵更换为 80/160 型油泵,流量由 332 L/min 增大到 612 L/min。

方案二:将原有油泵的四极电机更换为二极电机,转速由 1 450 rpm 上升为 2 900 rpm,流量由 332 L/min 增大到 645 L/min。

方案三:将原有的 70/112 型油泵更换为 70/182 型油泵,流量由 332 L/min 增大到 540 L/min。

针对方案一、二和三,需结合油泵结构尺寸、安装油泵的机坑尺寸、改动量大小及改动效果等方面进行综合分析评价其优缺点,具体分析评价如下:

方案一—更换为 80/160 型油泵:①油泵本体高度 1 509 mm + 内置安全阀调节螺栓高度 92 mm > 坑衬高度 1 600 mm,坑衬空间不足,无法安

(下转第 121 页)



力政策也需要有所调整。以往我们国家的电力能源政策是“优化发展火电、积极发展水电、大力发展非水可再生能源,安全发展核电”。这个政策在我国的经济腾飞期,在我们签署巴黎协定之前,的确是非常正确的。但是,今天看来这个政策不仅没有体现出能源革命电力转型的方向,而且,在我们进入经济新常态之后,如果各种电力仍然还都不断地去发展,那么产能过剩的矛盾,只会会越来越尖锐。与此同时,这种没有区别的全部都“发展”,那么显然供给侧改革也无从谈起其。所以,进入新常态之后,我国以往要全面发展各种电力的政策,迫切需要进行调整。

## 8 结 语

笔者以为:根据能源革命的“第一步,低碳取代高碳(油气取代煤炭),第二步,无碳取代有碳(非化石能源取代化石能源)”的规律,我们应该尽快地将电力发展政策调整为:

“优化调整火电、积极发展水电、大力发展非水可再生能源,和安全发展核电”也就说在电力

(上接第 111 页)

装。②进出口口及底座尺寸加大,位置发生变化,相应的底座及油管路系统需要更改。③电机功率由 7.5 kW 增大到 11 kW,供电盘柜负荷需校核。

方案二—更换电机:①外形基本无变化,安装空间充裕,油管路系统及底座无需更改。②2900 rpm 电机与 1 450 rpm 电机同为工业用标准系列产品,应用广泛,性能可靠。③仅更换电机,改动最少,影响最小,对电厂生产影响降到最低。④电机功率由 7.5kW 增大到 15kW,供电盘柜负荷需校核。

方案三—更换为 70/182 型油泵:①新泵整体尺寸有所加大,坑衬空间能满足安装要求。②进出口口水平外移,底座位置上移且变大,接口管路和底座均需作相应更改。③泵流量 540L/min,与方案 A 和 B (612 和 645) 相比有点偏低,循环效果不如前两种方案。④电机功率由 7.5 kW 增大到 11 kW,供电盘柜负荷需校核。

经复核供电盘柜负荷容量,三种方案增加的负荷均满足要求。通过对方案一、二、三进行分析评价后,方案二改动量最小、仅需更换电机,无需更改油管路系统,对电厂生产影响也最小。经了

政策上,我们既要适应经济新常态的到来,又要明确体现能源革命的方向,同时还要为我国落实巴黎协定做好铺垫。即:从政策上就明确规定,在电力产能严重过剩的现实面前,化石能源不仅不能再发展,而且一定要进行调整(转型)。只有非化石能源才应该大力发展。这种政策调整的具体实施,也就是我们电力行业亟需的供给侧改革。

请大家相信,就好像发改委 1830 号文件,给我们带来的意外惊喜一样。这样一种与时俱进的政策调整和供给侧改革,也绝对不会太远。因为,我们要想落实巴黎协定的国际承诺,这是一定必然的选择。总之,我们水电事业前途光明,且任重道远。

## 作者简介:

张博庭(1953-),男,北京市人,中国水力发电工程学会副秘书长,教授、高级工程师,现任中国水力发电工程学会副秘书长,教授、高级工程师,国内知名能源问题专家。长期从事水利问题研究,水利科普工作。

(责任编辑:卓政昌)

解,国内水电站调速器油压装置上应用高速电机(2 900 rpm)较多,如瀑布沟水电站、鲁地拉水电站、乌金峡水电站等。故采用方案二进行改动。

## 6 结 语

针对大岗山水电站水导轴承出现的瓦温偏高及不稳定问题,对问题原因进行了分析,找出了一种经济、简单、快捷、方便运维且效果好的解决方案。最终确定采用水导油槽改造(喷油管改为侧向喷油管、两块轴瓦中间区域加装隔板)和冷却油泵电机改为高速电机相结合的方案。按照确定的方案对水导轴承做了相应改造,有效解决了大岗山水电站 4 台水轮机水导轴承瓦温偏高及瓦温不稳定问题。针对 4 号水轮机水导轴承改造效果,对 3 号、2 号、1 号机组均作了相应改造,改造后的 4 台机组水导外循环冷却系统单台油泵启动均能满足冷却需求,为电厂安全稳定生产提供了可靠保障,也为类似电站水导轴承出现瓦温偏高问题处理提供了参考借鉴。

## 作者简介:

赵小强(1983-),男,陕西扶风人,西安理工大学,热能与动力工程,工程师,主要从事水电工程建设管理工作。

(责任编辑:卓政昌)