

1 000 MW 机组超低排放改造中厂用电的优化分析

翁建明

(浙江浙能嘉华发电有限公司, 浙江 嘉兴 314201)

摘要: 针对浙能嘉兴发电厂三期 2×1 000 MW 机组“超低排放环保示范工程”技术改造前后厂用电系统存在的问题, 提出了相应的节电优化措施。对改造前后机组厂用电情况进行了比较和分析, 为类似机组超低排放改造项目提供借鉴, 使超低排放改造不仅满足现代大型火电机组环保的新要求, 更能够达到节电降耗的目的。

关键词: 超低排放; 厂用电; 优化

中图分类号: TM621

文献标志码: B

文章编号: 1007-1881(2016)03-0053-04

Optimization Analysis on Auxiliary Power for Extra-low Emission Retrofit of 1 000 MW Generating Units

WENG Jianming

(Zhejiang Zheneng Jiahua Power Generation Co., Ltd., Jiaxing Zhejiang 314201, China)

Abstract: Aiming at problems in auxiliary power before and after technical innovation of "Environmental-friendly Pilot Project with Ultra-low Emissions" of 2×1 000 MW power generating units in phase-III project of Zheneng Jiaxing Power Plant, the paper presents relevant power saving and optimization measures. The paper also analyzes and compares auxiliary power before and after the innovation and provides experience for extra-low emission retrofit of similar power generating units, enabling the ultra-low emission innovation to satisfy the new environmental protection requirement on modern large-scale thermal power generating units and achieve the goal of energy saving and consumption reduction.

Key words: ultra-low emission; auxiliary power; optimization

1 概述

浙能嘉兴发电厂三期 7 号、8 号机组为 1 000 MW 级超超临界机组, 作为全国首个“燃煤机组烟气超低排放”项目, 在技术路线和施工安装方面均处于摸索和创新阶段, 还存在新技术应用及衔接方面的问题需要解决。

机组采用哈尔滨锅炉厂设计制造的超超临界变压运行直流锅炉。烟气脱硫装置采用石灰石-石膏湿法脱硫技术, 无旁路、无 GGH(烟气换热器), 设置增压风机。

烟气经省煤器进入 SCR(选择性催化还原)反应器进行脱硝反应, 再经空预器换热流入干式静电除尘器、引风机、增压风机和吸收塔后由烟囱排入大气。在此过程中, 对烟气中烟尘的脱除起作用的主要是干式静电除尘器和湿法脱硫系统的吸收塔。

机组厂用电系统设计了 6 kV 和 380 V 共 2 个电压等级, 每台机组 6 kV 分 4 段布置(A1, A2, B1, B2)。每台机组布置 2 台低压脱硫变压器(简称脱硫变, 以下类推), 互为暗备用, 分别接自 6 kV A2 和 B2 段母线; 布置 4 台除尘变(A1, B1, A2, B2), 互为暗备用, 分别接自 6 kV A1, A2, B1, B2 段母线。

2 超低排放改造方案

超低排放改造的技术路线为: 空预器出口的烟气经过第 1 段 MGGH(中间热媒体烟气换热器)降温段降至 87℃左右, 进入改造的低低温静电除尘器, 除尘后通过引风机、增压风机、脱硫吸收塔, 到达新增设的湿式静电除尘器再次净化除尘, 最后在 MGGH 升温段升至 80℃后通过烟囱排放。工艺流程如图 1 所示。

超低排放改造涉及的电气部分改造主要有:

(1)增压风机增容。将增压风机功率从原来的3 150 kW 增容至 5 900 kW。

(2)吸收塔再循环泵 C 增容。将吸收塔再循环泵 C 由原来的 1 120 kW 增容至 1 250 kW, 每台炉再增加 1 台 1 400 kW 的吸收塔再循环泵。

(3)增加湿式电除尘器和 MGGH 后, 新增用电负荷 703 kW, 低压脱硫变容量无法满足增设湿式电除尘器和 MGGH 的容量要求, 每台炉增加 1 台低压变的同时增设相应的开关柜为新增的湿式电除尘器和 MGGH 供电。原有脱硫电气间已无新的设备布置空间, 2 台炉需新设 1 座电气间来布置新增的低压变和开关柜。

(4)新增湿电除尘变、MGGH 区域热媒水泵由主厂房相应机组 6 kV 段供电。

3 改造前厂用电系统设计存在的问题

3.1 低压变压器原容量与实际负荷偏差分析

根据 DL/T 5153-2002《火力发电厂厂用电设计技术规定》的规定, 在原设计方案中, 将所有用户的计算负荷留有 10%裕度, 最终推算出设计容量。而除尘变的额定容量(AN 自然冷却方式)按照设计容量约 1.15 倍配置。

以除尘变 7A1 为例, 该段母线的计算负荷为 1 320 kW, 按照设备功率因数为 0.85, 增加 10%的裕度计算, 则设计容量为 1 708 kVA, 按 1.15 倍的容量配置除尘变, 即除尘变在自然冷却方式下的容量选用 2 000 kVA, 这样除尘变容量与计算容量之间的裕度在 22.4%左右(数据见表 1)。非正常工况下, 除尘变改为强冷运行方式, 其额定容量可以再增加 50%, 能够满足除尘变互为暗备

用的运行工况。

表 1 变压器的设计容量、计算负荷与实际容量数据

变压器名称	变压器容量 /kVA(AN/AF)	设计容量 /kVA	计算负荷 /kW
7A1 除尘变	2 000/3 000	1 700	1 320
7A2 除尘变	2 000/3 000	1 700	1 320
7B1 除尘变	2 000/3 000	1 700	1 320
7B2 除尘变	2 000/3 000	1 700	1 320
7A 脱硫变	1 600/2 400	1 360	872
7B 脱硫变	1 600/2 400	1 360	500

注: 表中统计数据为夏季工况下, 100%负荷的设计煤种。

目前已实施或计划实施的以下 3 项技改措施, 使除尘变实际最高运行负荷低于 200 kW, 并导致除尘变设计负荷与实际负荷偏差加大。

(1)除尘变计算负荷中的电除尘电场负荷占 90%, 利用超低排放改造, 将原除尘器工频电源改造为高频电源, 使单台电场计算负荷由原先的 206 kW 降低为 160 kW, 容量下降约 23%, 最终导致除尘变的容量在原有基础上更加富裕 20%左右。

(2)超低排放改造过程中, 将原先 48 只灰斗电加热改为蒸汽加热, 改造后能够使每段除尘变的容量再富裕 4%左右。

(3)电除尘电场的计算负荷按电除尘开环运行的最大值统计。2012 年机组投产之初, 将厂家推荐的开环运行方式改造为全过程闭环控制方式(所有电场出力均匀), 使实际运行负荷比改造前降低了 60%。

2 台脱硫变的工况边界分别为 872 kVA 和 500 kVA, 由于脱硫段母线的用户均为相互备用,

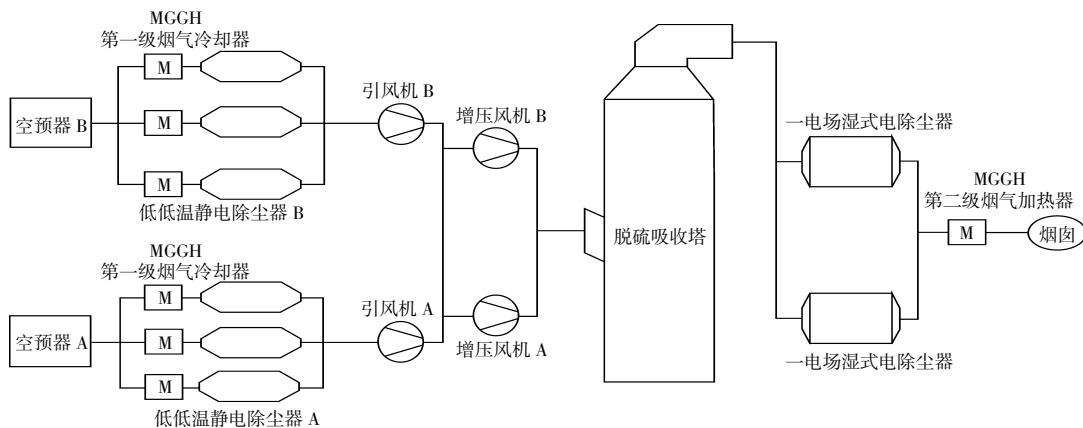


图 1 超低排放工艺流程

实际使用负荷率只有 50%左右,且设计容量裕度选取值达 30%以上。另外,脱硫变具备强冷运行方式,容量可以提升 50%,也使脱硫变母线存在较大的富裕度。

3.2 厂用 6 kV 母线新增负荷分布情况分析

超低排放改造中新增热媒水泵(2 800 kW)2 台、吸收塔再循环泵(1 400 kW)1 台、湿电除尘变(1 600 kVA)1 台,原有 2 台增压均分别从 3 150 kW 扩容至 5 900 kW,原有 1 台吸收塔再循环泵从 1 120 kW 扩容至 1 250 kW。热媒水泵分别接 6 kV A1 段和 6 kV B1 段,新增除尘变和吸收塔再循环泵接 6 kV B2 段。上述改造无法解决原有设计中 4 段 6 kV 母线负荷偏差大的问题。

4 超低排放改造前厂用电系统优化

4.1 取消湿电除尘变及相应的配电室

设计中每台机组增加的湿电除尘变(1 600 kVA),其设计负荷为 703 kW,通过将负荷转移,湿电除尘器 8 台高频柜电源(8×86.4 kW)分别接在 4 台除尘变下,共计 691.2kW,改接后除尘变的实际负荷约为 350 kW,仍具备 2 台除尘变之间的暗备用能力。其余的负荷(约 250 kW)分别接到 2 台脱硫变下,脱硫变的实际负荷约为 585 kVA 和 415 kVA,变压器的负荷率分别为 37%和 26%,也同样具备 2 台脱硫变之间的暗备用能力。在取消湿电除尘变的情况下,系统的接线方式得到简化,现有变压器的负荷率略有增加,但原设计功能不变,满足运行的要求,该设计优化可减少直接投资约 100 万元。

4.2 热媒增压水泵转移

2 台热媒增压水泵从 6 kV A1 段和 6 kV B1 段母线转移至 6 kV A2 段和 6 kV B2 段母线,转移后 4 段母线的统计负荷见表 2,分别为:6 kV A1 段母线 29 030 kW;6 kVA2 段母线 23 270 kW;6kV B1 段母线 30 280 kW;6 kV B2 段母线 21 590 kW。保持原负荷较重的 A1 与 B1 段母线负荷不变,在负荷较轻的 6 kV A2 与 B2 段母线上分别增加负荷 2 750 kW 和 4 280 kW。在此方式下运行,4 段 6 kV 母线间的电压偏差将缩小,对于机组自动电压控制装置(AVC)投运下的发电机电压和厂用母线电压控制较为有利。

4.3 均衡配置湿式电除尘器高频电源柜

表 2 改造前后的统计负荷与改造前实际负荷对比
kW

母线名称	改造前统计 负荷	改造后统计 负荷	改造前实际 负荷
6 kV A1 段母线	29 030	29 310	14 650
6 kV A2 段母线	20 520	23 270	11 800
6 kV B1 段母线	30 280	30 560	15 630
6 kV B2 段母线	15 710	21 590	6 700

将设计中每台机组 8 台湿式电除尘器高频电源柜分别接至 4 台除尘变下,不仅实现了除尘变负荷平衡,同时在除尘变单台故障情况下仍可以保证 75%的除尘效率;单台除尘变停用时,变压器的暗备用能力可确保湿式电除尘器 100%投运。而原设计 8 台湿式电除尘器高频电源柜全部接在单台除尘变下,一旦除尘变失电将造成机组所有湿式电除尘器退出运行,将无法满足超低排放设计的烟尘排放浓度不高于 5 mg/m³ 的要求。同时,目前的优化对整个厂用电系统的改动不大,可以简化运行的事故处理。

5 超低排放改造效果及运行优化措施

5.1 改造前后厂用电率比较

超低排放改造前后厂用电率变化见表 3,可见改造后厂用电率增加了 0.8%左右。

表 3 超低排放改造前后厂用电率对比

机组号	厂用电率/%		偏差值
	改造前	改造后	
7 号机	4.03	4.89	0.86
8 号机	4.0	4.79	0.79

注:改造前后参考负荷率均为 75%。

由于改造工程的烟气流程中,脱硫吸收塔增加了一层喷淋托盘;脱硝系统增加了一层催化剂;现场管路空间布置困难,管道空间弯曲度大等因素,最终导致整体烟气流程阻力增大、流场分布不均匀,整个流通阻力达 2 000 Pa,超过设计值 1 000 Pa 左右。估算为此引风机和增压风机增加的厂用电率在 0.55%左右。

超低排放改造中,提高环保参数而配套增设了热媒水泵、湿式电除尘器等电气设备,因此增加的厂用电率在 0.25%左右。

5.2 超低排放后的优化措施

5.2.1 低低温电除尘、湿电除尘实现闭环控制

超低排放改造后投运初期,由于低低温电除

尘和湿电除尘只能实现开环控制,在此运行方式下,电除尘的用电量比较大,约占机组厂用电量的0.18%。通过对运行过程的优化,在保证环保参数全负荷段可控的情况下,逐渐将除尘电量下降至0.1%左右,基本达到设计值。

5.2.2 合理调整脱硫吸收塔再循环泵的运行方式

目前4台脱硫吸收塔再循环泵,2台大功率泵、2台小功率泵。根据煤种硫份变化,及时调整吸收塔再循环泵的运行方式,尽可能2台小功率泵或一大一小泵运行,此项措施可以降低厂用电率在0.05%左右。

5.2.3 优化空压机运行方式

配置脱硝系统气动吹灰的空压机功率偏大,空压机长时间处在低负荷运行状态,通过计算吹灰压缩空气的需求量,将脱硝系统吹灰压缩气源改接至机组仪用空气系统,此项措施可减少厂用电率达0.02%。

5.2.4 开展风烟系统风机串级运行的匹配研究

引风机、增压风机串级运行时的不匹配,使机组低负荷运行工况下易发生喘振,需开启增压风机再循环挡板增加风量来稳定,致使能耗增加。通过联合西安热工院、浙江大学等科研机构建立管道阻力模型并进行计算,开展风机特性分析等研究,制定风机叶轮更换方案,这些措施可

降低厂用电率0.05%。

6 结语

嘉兴发电厂烟气超低排放改造工程通过实施一系列节能降耗优化调整工作,使厂用电率维持在4.65%左右,供电煤耗287 g/kWh,达到了超低排放设计值的要求。厂用电系统优化措施,可以有效降低超低排放改造成本,优化系统配置,同时也使烟气超低排放运行期间机组厂用电率得到有效控制,降低了机组供电煤耗的增幅,使超低排放机组真正实现了环保、低耗、安全稳定运行。

参考文献:

- [1] 孙波,陈石明,钱朝明,等.1 000 MW 超超临界燃煤机组节能分析及优化[J].浙江电力,2012,31(9):27-30.
- [2] 袁皓.百万千瓦机组降低厂用电率的方案探讨[J].电工技术,2010(4):49-51.
- [3] 吴成涛.厂用电节电新思路[J].浙江电力,2010,29(1):35-37.

收稿日期:2016-01-12

作者简介:翁建明(1973),男,工程师,主要从事火力发电厂运行管理工作。

(本文编辑:方明霞)