

攀煤 135 MW 机组余汽技术改造

王金柱, 陈立伟, 彭久兵, 刘彦昭, 黄胜富

(攀枝花攀能化股份有限公司矸石发电厂, 四川 攀枝花 617065)

摘要:攀煤公司 $2 \times 12 \text{ MW} + 1 \times 6 \text{ MW}$ 小型发电机组面临关停, 根据当地电网实际全面分析攀煤矿井安全, 积极争取政策关停锅炉, 利用新建 135 MW 机组富余蒸汽经减温减压后供小机组发电, 首创并成功运用流量大且调节蒸汽参数范围宽的减温减压装置, 有推广应用价值, 确保矿井安全, 社会效益和经济效益显著。

关键词:余汽发电; 技改; 煤矿; 用电安全

Abstract: The small generating units ($2 \times 12 \text{ MW} + 1 \times 6 \text{ MW}$) of Panzhihua Coal Company are faced with shutting down so according to the actual situation of the local power grid the company is positively striving for shutting down the boiler with policies. The mine safety of the company is comprehensively analyzed meanwhile the surplus steam of newly-built 135 MW units is used by reducing the temperature and pressure for small units to generate the electrical energy. The first and successful application of desuperheating and decompression device with large flow and wide range of adjustable steam parameters is worthy of popularization which can ensure the security of mine and bring significant social and economic benefits.

Key words: power generation with surplus steam; technical transformation; coal mine; safety of electrical energy utilization

中图分类号: TM616 **文献标志码:** B **文章编号:** 1003-6954(2009)06-0050-05

1 背景

1.1 机组概况

攀煤矸石发电厂隶属于川煤集团攀煤公司, 辖有发电总装机 300 MW。其中 30 MW ($2 \times 12 \text{ MW} + 1 \times 6 \text{ MW}$) 机组 1992 年投产, 属攀煤公司自备电厂, 以 35 kV 电压直供攀煤矿井; 新建 $2 \times 135 \text{ MW}$ 循环流化床机组相继于 2006 年 7 月和 2007 年 1 月投产, 纳入四川省统调统分, 以 220 kV 电压等级接入攀枝花东部的钒钛工业园区, 燃烧煤矸石、劣质煤, 认定为资源综合利用机组。

30 MW 机组配套的锅炉为四川锅炉厂 20 世纪 80 年代生产的 35 t/h 双汽包自然循环鼓泡床, 为当时燃烧低热值煤种的代表炉型, 并在各煤矿坑口自备电厂得到广泛推广。因其汽轮发电机组容量小、启动调节灵活等优点, 1992 年来一直为攀煤矿井安全和攀枝花西部电网稳定承担着重要任务。随着技术进步和新型锅炉的出现, 经国家第三批“双高一优”项目批准建设 $2 \times 135 \text{ MW}$ 循环流化床机组, 配套 440 t/h CFB(循环流化床锅炉) 炉型, 替代热耗高、效率低的鼓泡床锅炉。建成后纳入四川省统调统分, 两年来受四川电网水电装机容量大的影响, 丰水期单机运

行, 上网负荷常在 80 MW 左右, 甚至机组全停; 枯水期双机运行, 上网负荷在 160~240 MW, 负荷率低, 满负荷运行时间极少, 富余蒸汽空间较大。

1.2 电力市场状况

2008 年 1—10 月, 全国发电设备累计平均利用小时为 3 981 h, 比去年同期降低 200 h。其中, 水电设备平均利用小时为 3 110 h, 比去年同期增长 22 h; 火电设备平均利用小时为 4 171 h, 比去年同期降低 225 h。四川火电设备平均利用小时低于全国平均水平。从各区域的用电量增长情况来看, 四川的用电量同比增长也未超过全国平均水平。

四川电网统调电厂 186 个, 装机容量为 27 450.7 MW, 其中: 水电厂 143 个, 装机容量为 16 104.1 MW, 占 59%; 火电厂 43 个, 装机容量为 11 316.7 MW, 占 41%; 水电最大单机容量为 550 MW, 火电最大单机容量为 600 MW。按照国家节能发电调度办法(试行)的通知, 发电排序是风能—水能—核能—能耗低的 300~1 000 MW 机组—利用矸石发电的综合利用电厂—其他燃煤锅炉。尤其是攀枝花地区, 水力资源丰富, 除在建的观音岩水电站装机达 3 000 MW, 银江等大型梯级水电站有序进行外。现有火电装机容量为 1 000 MW 左右, 大型水电装机为二滩电站 3 300 MW, 小水电 300 多台, 总容量超过 100 MW。而本地

区最高用电负荷在 1 100 MW 左右,平均负荷在 800 MW 左右,从二滩下网最高 600 MW 作为本地区使用。所以攀煤厂长期处于单机或双机半负荷运行状态,但 135 MW CFB 锅炉的燃烧特性决定了在低负荷下运行无经济性可言,煤矸石利用率低,同时还使利用价值非常大的灰渣因含碳量高而无法使用,严重制约灰渣综合利用。

1.3 小机组关停威胁攀煤矿井安全

1.3.1 电力工业结构调整关停小火电机组

为实现“十一五”规划纲要提出的单位国内生产总值能源消耗降低和主要污染物排放总量减少目标,推进电力工业结构调整,根据《国务院批转发展改革委、能源办关于加快关停小火电机组若干意见的通知》(国发〔2007〕2号),加快关停小火电机组,攀煤 2×12 MW +1×6 MW 机组面临关停。

1.3.2 攀枝花西部电网状况

攀枝花电网现有统调机组总装机为 925 MW (不含二滩 3 300 MW),由统调机组及地方小水、火电共同承担供电,地方小水、火电总装机容量很小,且小水电均为径流式电站,枯期基本没有发电能力。

攀枝花是一个沿江而建的狭长山城,几个主网火电厂(河门口电厂 2×135 MW,攀煤电厂 2×135 MW,攀钢电厂 3×100 MW +1×55 MW)均在攀枝花电网的西部,而主要用户集中在电网的中部和东部,大量负荷均以 110 kV 和 220 kV 从西部向东部输送,攀枝花 50% 以上的电力需要依靠两回 500 kV 联络线送入东部,而西部只有 110 kV 格里坪和河石坝变电站向攀煤、西区工业园区和城网等企业供电,变电容量共为 4×40 MVA,到 2008 年底,格里坪变电站负荷将达到 62.5 MW,不能满足 N-1 原则,在主变压器检修期间,格里坪片区需要控制 22.5 MW 以上负荷,河石坝变电站不具备扩建 35 kV 间隔的能力。同时根据攀枝花市的产业布局,将利用西区的土地优势,开发工业园区发展循环经济,而该地区电网供电能力较弱,无法为经济规模增长提供强大的电力支撑。

1.3.3 攀煤矿区电网改造难度极大

攀煤公司现有 35 kV 变电站 6 座,主变压器 12 台,总变电容量为 72.9 MV·A。主要由攀枝花西部 4 条 35 kV 线路与矿井联系,导线型号 LGJ-120,主要线路在矿区穿越,采空区多,新建线路通道选择困难,投资大,改造周期长。

1.4 争取政策保障攀煤矿井安全势在必行

攀煤公司认真全面分析矿井安全威胁因素,结合 135 MW 机组的负荷率及富余蒸汽空间,为确保矿井安全,积极争取政策。最终以川经电力〔2007〕406 号通知关停 5 台锅炉,30 MW 发电机组作矿区保安电源;以攀经电〔2008〕264 号文同意 30 MW 机组经蒸汽管道改造后,利用 2×135 机组富余蒸汽发电,继续作为攀煤公司保安电源发电运行。

2 可行性设计选型

2.1 设计总思路

将新建 2×135 MW 机组 535℃, 13.24 MPa 的超高压富余新蒸汽,经过两台减温减压装置(减温水来自新机组高压给水),变为 435℃, 3.5 MPa 的中温中压参数约 160 t/h 的蒸汽,沿厂区管架接至老机组主蒸汽母管,供给 3 台汽轮机组发电,作功后的乏汽经凝汽器凝结成水后,再从老机组凝结水系统沿管架返回至两台新机组的凝汽器。仅保留 3 台老厂汽轮机本体系统和必要的辅助系统(原有锅炉、除氧器、给水泵、加热器均不投运)。对汽源的监控接入新机组 DCS 控制。

2.2 设计标准及工艺要求

技改依据与引用标准:DLGJ 9《火力发电厂初步设计文件内容深度规定》、DL 5000《火力发电厂设计技术规程》、DL/T 5054《火力发电厂汽水管管道设计技术规定》、DL/T 5072《火力发电厂保温油漆设计规程》等。

工艺要求:管道的设计选型合理,布置满足运行中的膨胀要求,出口参数满足老机组的使用要求,回水不得影响新机组的正常运行。

2.3 减温减压装置的选用

考虑到老机组老化程度,并参考目前实际运行参数,老机组主蒸汽系统容量富余系数暂按 20% 考虑,因此新增减温减压装置设计总容量暂定为 $100 \times 2 = 200$ t/h。每台减温减压装置选型主要参数:

进汽压力 $P_1 = 13.7$ MPa 进汽温度 $t_1 = 540$ ℃, 进汽流量 $Q_1 = 95.6$ t/h

出口压力 $P_2 = 3.9$ MPa 出口温度 $t_2 = 450$ ℃, 出口流量 $Q_2 = 100$ t/h

减温水(从高压给水来)压力 = 17.88 MPa(a), 温度 = 160℃, 流量 = 4.4 t/h

压力调节门和温度调节门的电动装置为实现智

能化选用 SIPOS 系列的产品,为后一步的人工智能调节创造有利条件。

2.4 厂区管架及疏水系统设计

2.4.1 厂区管架路线选择

135 MW 机组与 30 MW 机组厂房直线距离约 270 m,分别位于海拔 1 079 平台和 1 105 平台,厂区蒸汽管道和凝结水回水管道采用管架布置,有以下两种方案供选择。

方案一:利用厂区内现有的老机组至新机组的启动蒸汽管道管架。

拟用现有管架,调整布置新增蒸汽管道 ($\Phi 325 \times 13$)和凝结水回水管 ($\Phi 159 \times 4.5$),经核算其荷载对原有管架承载力,不能满足新增管道的受力要求。

方案二:直线布置管架。

优点:管架路线短捷,管道内蒸汽流动更加顺畅,流动阻力损失减少,并且管道总长减少约 100 m。投资节省,建设施工受原有设施影响小。

综合上述两种方案,优先选取方案二设计管架实施。

2.4.2 厂区疏水系统设置

为了满足本技改管道使用过程中的需要,在新厂房内设有疏水点五处,分别位于两台减温减压装置前后和联络管上。厂区管道设有疏水点三处,均位于管道布置的低点。

2.5 管道选择

2.5.1 蒸汽管道选择

单台 135 MW 机组引出 80~100 t/h 蒸汽,根据其选取流速 60~90 m/s 蒸汽比容 0.025 610 888 M^3/kg 管道内径计算公式 $d_n = 18.81 \times (Q/w)^{1/2}$ (式中 Q 为管道的容积流量, m^3/h ; W 为管道内蒸汽流速, m/s)。计算得出新蒸汽的引出管道选取 $D133 \times 14$ mm 的 12C1 MoV 管道,分别经过减温减压装置后由于参数发生了变化,即蒸汽比容、流量、压力等发生了变化尤其是蒸汽比容明显增大,根据上述公式求得其选用管道为 $D273 \times 11$ mm 的 20 G 管道。两台 2×135 MW 机组的蒸汽经合并之后流量增大,经计算选用 $D325 \times 13$ mm 的 20 G 管道。

2.5.2 减温水、凝结水管道选择

减温水采用锅炉给水,参数为 17.88 MPa(a),温度 160℃。要将进汽压力 $P_1 = 13.7$ MPa 进汽温度 $t = 540$ ℃的 95.6 t/h 蒸汽减为出口压力 $P_2 = 3.9$ MPa 出口温度 $t = 450$ ℃的蒸汽,根据热平衡计算需要减温水量 4.4 t/h 参照锅炉给水的选取流速计算,

减温水管道选用 $D32 \times 4$ mm 的 20 G 管道。同理凝结水管道选用 $D159 \times 4.5$ mm 的 20 无缝钢管。

2.6 保温材料的选择

为了避免减温减压后的蒸汽经远距离输送后压力、温度下降过多,经使用温度、导热系数等计算,并根据《火力发电厂保温油漆设计规程》要求,新蒸汽管道采用硅酸铝制品,凝结水管道采用普通棉沾制品,为防止露天雨水影响,另加 0.7 mm 铝合金保护层。

3 综合评价

3.1 能耗及热效率经济性分析

3.1.1 余汽发电与技改前老机组运行比较

按照南京汽轮机厂提供热平衡数据,12 MW 汽轮发电机机组设计热耗为 13 077 kJ/kW·h 运行 15 年后为 17 142 kJ/kW·h 相应热效率 η_c 为 $=3 600 / 17 142 \times 100\% = 21\%$,老锅炉效率 η_b 、管道效率 η_p 分别取 72%、97%,得出老机组发电标煤耗 $q_f = 0.123 / (\eta_c \eta_b \eta_p) = 838$ g/kW·h

按照老机组所耗 160 t/h 中压蒸汽,新机组发电标煤耗以 400 g/kW·h 计算,每小时节约标煤 $(838 - 400) g/kW \cdot h \times 30 \times 103 kW \cdot h \times 10^{-6} = 13.14$ t 如果按照老机组年运行 5 000 h 标煤 380 元/t 计算,每年可节约 2 496.6 万元。

3.1.2 余汽发电的能耗损失计算

由新机组供汽发电,因存在减温减压损失、管道沿程阻力损失等,同样的 160 t/h 蒸汽,在新机组可以发电 48 MW/h 而老机组仅发电 30 MW/h 造成 18 MW/h 的发电损失。由此而损失标煤约 7.2 t/h 按 380 元/t 的标煤及年运行 5 000 h 计算每年损失 1 368 万元。

3.1.3 减温减压器损失引起的电耗损失

发电负荷每小时损失 18 MW,由此计算新机组锅炉产生对应的蒸汽量需要增加的厂用电耗和 30 MW 机组发电的厂用电耗。根据新机组锅炉的运行分析和 30 MW 机组厂用设备,计算厂用电量约增加 1 800 kW/h 按 5 000 h 计算年增耗电量 9 GW·h 按估算成本电价 0.28 元/kW·h 计算年损失约 252 万元。

3.2 环保效益分析

老锅炉关停,据热经济计算每小时节约了 13.14 t 标煤。暂按照 135 MW 机组的排放量计算,每吨原煤每小时 SO_2 和粉尘的排放量分别为 5.017 kg 和

0.648 kg 所以每年可以至少减排 SO_2 共 141.5 t 粉尘共 18.27 t 环保效益也是明显的。

3.3 人员划转充斥外聘人员带来的效益

技改后老机组锅炉关停、燃运设备停运、制水设备等停运,将减少员工 60 人,划转到其他岗位或充斥到外聘人员的岗位上,每年节约支出外聘人员工资和加班费约 120 万元。

3.4 电量电费分析

30 MW 机组在攀枝花西部电网承担着攀煤矿井安全和电网稳定性的重要任务,每年按运行 5 000 h 计算发电 150 $\text{GW}\cdot\text{h}$ 如果从电网购电的平均电价按 0.73 元/ $\text{kW}\cdot\text{h}$ 计算,存本电价按 0.33 元计算(考虑老机组维修及其他费用),攀煤公司每年将节约电费 6 000 万元。

3.5 结论

3.5.1 社会效益和经济效益显著

在目前攀枝花西部电网供电能力不足,且攀煤内部电网改造难度大的背景下,关闭老机组锅炉,充分利用新机组富余蒸汽供老机组发电,不仅可以继续保证攀煤矿井安全和攀枝花西部电网的稳定,也符合国家节能减排政策,同时提高了新机组设备效率和利用率,加大了煤矸石的利用量,解决了 45 名职工的就业问题等,具有良好的社会效益。在经济性方面每年可实现 6 996.6 万元的利润,经济效益明显。

3.5.2 存在的问题

由于 30 MW 机组是利用 135 MW 机组余汽发电,若 30 MW 机组满发,将使两台 135 MW 机组上网负荷由 240 MW 降为 192 MW,单台 135 MW 机组上网负荷由 120 MW 降为 72 MW。若 135 MW 机组满发,30 MW 机组被迫停机,保安电源中断,威胁攀煤矿井安全。因此,在 5 台发电机组运行方式和负荷分配上,需要电力调度支持,密切配合共同维护电网稳定。

4 同类先进技术概况及技术创新点

4.1 主要技术点

(1)主蒸汽参数跨越 2 个压力等级,从高温高压直接到中温中压,减温减压装置的运行可靠性必须保证;(2)送汽管道超长(约 300 m),热膨胀、压力损失等计算复杂;(3)主蒸汽参数稳定性(尤其变负荷情况下)控制难度大;(4)老机组回水对 135 MW 机组的真空及负荷的影响难以测算,为最大限度的消除其

影响,专门为其设计与选用了东方汽轮机厂专利产品——凝结水消能装置;(5)管道敷设,经过方案优化,厂区管架投资少,并利用了 $2\times 135\text{ MW}$ 现有的启动蒸汽管道作为回水管道;(6)将新机组的余汽经减温减压后代替老锅炉提供蒸汽,真正实现清洁、环保发电,同时保证了攀煤矿井安全和攀枝花西部电网的稳定。

4.2 主要技术创新内容

(1)将 $535\text{ }^\circ\text{C}$, 13.24 MPa 的超高压蒸汽经过减温减压装置后成为满足老机组要求品质的中温中压蒸汽。

(2)本类型减温减压装置为国内为数不多的将超高压参数蒸汽经压力调节门和温度调节门后成为老机组使用的合格品质蒸汽的典型范例。特别是经过两级减温减压达到要求品质和参数的蒸汽更是史无前例。

(3)本技改仅保留 3 台老机组汽机本体系统和必要的辅助系统(凝结水系统和循环冷却系统),利用新机组 $2\times 135\text{ MW}$ CFB 锅炉的富余新蒸汽经减温减压后引至老机组发电,凝结水再返回新机组凝汽器回收。原有锅炉、电除尘、除氧器、给水泵、加热器均不投运。

(4)因新机组使用的是除盐水,而老机组使用的软化水,机组老化,运行真空低、凝结水温度高、含氧量高等,为实现有效回收凝结水,避免影响新机组真空及凝结水质,经反复论证决定在系统内各增加一台东方汽轮机厂生产的专利产品——消能装置,一是对老机组凝结水进行有效消能、缓解对新机组凝汽器的冲击,二是对其充分雾化后,防止影响新机组凝汽器运行参数;三是对其进行真空除氧,避免新机组设备产生氧腐蚀。

(5)蒸汽管道和凝结水管道均根据新老机组参数进行详细计算后合理选用。

4.3 同类技术全面综合对比情况

(1)本技改实现了老机组锅炉的逐台关停而保证了新老机组的运行稳定。(2)在(集团)公司内外均为首次尝试并取得了一次性成功,在同类技术、设计、设备选型等全面综合对比情况处于国内领先水平。(3)经过本系统的全面投用,打破了普遍认为的高能级蒸汽不能直接在低能级设备使用的常规。

5 应用和推广

本技改在攀煤厂投入使用后,整个系统运行稳

定,管道膨胀均匀,无振动,参数调整符合新老机组使用要求,实现了温度、压力的智能化自动调节,随时满足新老机组用汽要求,达到了预期目标,因此,可在需要不同品质、大流量蒸汽参数的企业中推广使用。

参考文献

[1] 李青,张兴营,徐光照.火力发电厂生产指标管理手册

[M].北京:中国电力出版社,2007.
[2] DL/T 5054-1996,火力发电厂汽管道设计技术规定 [S].
[3] 张燕侠.热力发电厂 [M].北京:中国电力出版社,2006.
(收稿日期:2009-02-23)

(上接第 44 页)
特性,将短路点的位置量作为继电器动作判据,较符合实际电缆运行状况。

4 仿真计算实例

对于某 110 kV 中长电缆线路,系统简化图如图 3 所示(MN 为电缆线路),系统参数如下。

$$Z_{1s} = (1.063 + j10.6)\Omega$$

$$Z_s = (1.216 + j11.4)\Omega$$

电缆线路采用 YJLW03 110/1×400 型 XLPE 长度为 20 km;电缆电气参数为 $R_1 = 0.0543 \Omega/\text{km}$, $X_1 = 0.211 \Omega/\text{km}$, $C_1 = 0.159 \mu\text{F}/\text{km}$;零序阻抗待定。相邻导线为架空线,选用型号为 LGJ-120 导线,线路电气参数为 $R_1 = 0.27 \Omega/\text{km}$, $X_1 = 0.412 \Omega/\text{km}$, $C_1 = 0.0088 \mu\text{F}/\text{km}$ 。变压器为 SF-20000/110 型, $P_k = 163 \text{ kW}$, $U_k\% = 10.5$, $P_0 = 60 \text{ kW}$, $I_0\% = 3$ 。

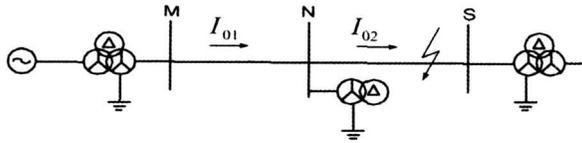


图 3 某 110 kV 系统网络接线图

零序 I 段按照上面提供的自适应计算步骤先离线确定电缆线路零序阻抗,在线路发生接地短路的情况下,根据短路类型在线、动态地确定零序 I 段的动作电流。在上述参数下,一般经过 5、6 次迭代运算,运算精度满足要求;计算经过表明单相接地故障时本方案零序 II 段灵敏度系数为 3.11,较传统方法提高 25%;两相接地短路时零序 II 段灵敏度系数 2.34,较传统方法提高 26%。

5 总结

综上所述,电力电缆零序阻抗具有非线性,随着

电缆线路所处系统的运行方式的改变、故障类型的改变,零序阻抗也会改变。

所提出的基于迭代算法的电缆线路的零序电流保护,充分考虑了电缆零序阻抗的特性,采用拟合曲线确定零序电流与短路点的关系。其整定值可以适应系统运行方式的改变;当系统运行方式改变时,保护针对该方式的仿真模型,进行迭代计算,从而可以精确确定该方式下的电缆零序阻抗及其整定值;虽然电缆线路零序阻抗不是常数,随着所处系统零序电流的大小而改变,因采用自适应插值的整定方法,保护的范 围一直是最大的。本保护方案存在的问题是没有考虑过渡电阻对于保护的影响,当短路点存在过渡电阻时,一旦确定系统当前的运行方式,保护的 保护范围会受到一定的影响,此时,零序电流会变小, I 段保护范围将会缩小,零序 II 段的灵敏度将有所下降。

参考文献

[1] 丁蕾,范春菊.高压地下电缆自适应继电保护方案的研究 [J].继电器,2004,32(22):43-47.
[2] ZIPP J, CONROY M. Protective relaying Considerations for Transmission Lines with High Voltage AC Cables IEEE Trans on Power Deliver, 1997, 12 (1): 83-96.

作者简介:

江少成 (1979-),男,浙江龙游人,工程师,从事电力系统调度工作。

岳亚丽 (1980-),女,河南人,助理工程师,从事电力系统继电保护工作。

潘震宇 (1972-),男,浙江温州人,助理工程师,从事电力系统运行工作。

黄万骏 (1972-),男,浙江温州人,助理工程师,从事电力系统调度工作。

陈雷 (1982-),男,浙江温州人,助理工程师,从事电力系统调度工作。

(收稿日期:2009-09-17)