

Consumption Analysis of 350 MW Supercritical Single Row Fan Heat Supply Unit Energy

Haizhong Zhao¹, Jiwen Zhang¹, Xiaojian Dang², Longlong Fu²

¹Huaneng Luoyang Thermal Power Plant Co., Ltd., Luoyang Henan

²Xi'an Thermal Power Research Institute Co., Ltd., Xi'an Shaanxi

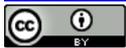
Email: fulonglong@tpri.com.cn

Received: Nov. 30th, 2015; accepted: Dec. 20th, 2015; published: Dec. 25th, 2015

Copyright © 2015 by authors and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

Abstract

350 MW super critical thermal power plant of Huaneng Luoyang power plant uses a single row layout wind machine; the energy consumption of the unit was analyzed. The main parameters of boiler and steam turbine were compared with design value. The method to reduce energy consumption is proposed by analyzing the related parameters. The measures to reduce auxiliary power is analyzed based on the electricity of main auxiliary machine factory, and we also carry on the analysis to the characteristics of single row fan to ensure the safe operation of the unit.

Keywords

Reduce Energy Consumption, Comparison, Single Row Fan

350 MW超临界单列风机供热机组能耗分析

赵海钟¹, 张继文¹, 党小建², 付龙龙²

¹华能洛阳热电有限责任公司, 河南 洛阳

²西安热工研究院有限公司, 陕西 西安

Email: fulonglong@tpri.com.cn

收稿日期: 2015年11月30日; 录用日期: 2015年12月20日; 发布日期: 2015年12月25日

摘要

华能洛阳热电厂350 MW超临界供热机组采用单列布置风机，对机组能耗进行分析，将锅炉和汽机主要参数与设计值进行比较，分析相关参数，提出降低能耗方法，对主要辅机厂用电进行分析，分析降低厂用电措施，对单列风机特性进行分析，保证机组运行安全。

关键词

降低能耗，比较，单列风机

1. 系统简介

华能洛阳热电有限责任公司 2×350 MW 超临界热电联产工程采用单列布置引、送、一次风机及空预器，机组主要信息见表 1，机组主要参数见表 2。

2. 机组试运能耗指标

华能洛阳热电厂#1、#2 机组分别于 2015 年 5 月 17 日和 6 月 7 日通过 168 小时试运。两台机组 168 试运期间负荷率均达到 100%，#1 机组发电煤耗 295 克/千瓦时，供电煤耗 312.5 克/千瓦时[1]，发电厂用电率 5.6%；#2 机组发电煤耗 294 克/千瓦时，供电煤耗 309.8 克/千瓦时，发电厂用电率 5.1%。由于电网负荷低，1 号和 2 号机组负荷分别为 55%和 62%，#1 机组发电煤耗 300.56 克/千瓦时，供电煤耗 318.45 克/千瓦时，发电厂用电率 5.62%；#2 机组发电煤耗 299.61 克/千瓦时，供电煤耗 317.04 克/千瓦时，发电厂用电率 5.5%。机组负荷率低是机组能耗指标攀升的主要因素，为对机组运行方式进行优化，降低能耗，通过对机组运行参数与设计值对标来分析查找机组存在的影响能耗指标问题进行处理，通过燃烧调整试验来提高锅炉效率，通过红外成像测温等手段检查漏热，使机组各项能耗指标达到或优于先进值。目前性能试验测点已安装结束，并通过性能试验所验收，机组当前能耗水平与设计值对比见表 3。

设计值为供热工况，未进行纯凝工况的测算，因此不具备对标条件。

3. 锅炉数据分析及改进措施

锅炉主要参数与设计值对比见表 4。

锅炉数据对比分析及优化措施，通过参数对比，我厂目前锅炉侧设备影响能耗指标的因素主要有以下几方面：

1) 机组排烟温度较设计值偏高 10°C 以上，主要原因为低再吸热量及低过吸热量低于设计值，该段的烟温降低于设计值，同时空预器存在漏风量偏大也是造成排烟温度高的原因之一。

2) 机组飞灰含碳量长期处于 10%左右，严重影响锅炉效率。主要原因为机组投产后锅炉未进行燃烧调整试验，锅炉烟气氧量、配风方式等运行调整存在不足之处。

3) 磨煤机入口风量表、出口一次风速表指示不准确，影响磨煤机风量的调整，影响燃烧的调整，影响制粉系统风量投自动，影响锅炉整个风量的计算调整。

4) 给煤机运行过程中给煤量波动 10%，不能准确反映给煤量。

针对以上因素的改进措施：

1) 进行燃烧精细化调整试验，通过试验找出合适的运行工况，提高锅炉稳定性和经济性。

Table 1. The main information of unit

表 1. 机组主要信息

项目	制造厂	型号	型式
锅炉	哈尔滨锅炉厂	HG-1163/25.4-PM1	单炉膛、一次再热、对冲燃烧方式
汽轮机	东方汽轮机厂	CC350/272.87-24.2/1.1/0.4/566/566	三缸双排汽、单轴、双抽供热机组
发电机	东方电机厂	QFSN-350-2-20	三相交流同步发电机

Table 2. The main parameters of unit

表 2. 机组主要参数

机组参数	数值
锅炉最大连续蒸发量/t·h ⁻¹	1163
锅炉额定蒸汽压力/MPa	25.4
锅炉额定蒸汽温度/°C	571
再热器蒸汽流量/t·h ⁻¹	970.2
再热蒸汽出口压力/MPa	5.55
再热蒸汽出口温度/°C	569
给水温度/°C	295
发电机额定电压/kV	20
发电机额定电流/A	11,887

Table 3. Comparison of unit energy consumption and design value

表 3. 机组能耗与设计值对比

项目	设计值	#1 机组		#2 机组	
		100% 负荷		53% 负荷	
发电标准煤耗率/g(kWh) ⁻¹	244.8	295	294	300.04	300.79
供电标准煤耗率/g(kWh) ⁻¹	257.1	312.5	309.8	318.87	319.44
全厂厂用电率/%	6.59	6.3	6.5	6.68	6.78

- 2) 与空预器厂家(哈锅)配合调整空预器各密封间隙,降低漏风量;
- 3) 对磨煤机一次风量测量不准情况,已采购多点阵列式差压测量仪进行测试,视情况进行更换。
- 4) 给煤机误差偏大问题配合厂家正在进行调整,如误差仍不能满足要求,考虑进行更换。

4. 汽机数据分析及改进措施

汽机主要参数与设计值对比见表 5。

汽机数据对比分析及优化措施[2],通过参数对比,我厂目前汽机侧设备影响能耗指标的因素主要有以下几方面:

- 1) 对比 100%和 75% THA 热力性能工况,机组真空达不到设计值,主要原因为:

① 轴封回汽管道疏水的影响,由于轴封回汽管道布置呈“U”形,为防止低点积水保持管道疏水门稍开,使空气由此次漏入低压缸,影响机组真空。

- ② 由于设计原因,循环水管道流动阻力小,循环水泵超设计流量运行(查循泵性能曲线,单台循泵

Table 4. Comparison of boiler main parameters and design values
表 4. 锅炉主要参数与设计值对比

项目	负荷	100% 负荷			75% 负荷		
		设计值	#1 锅炉	#2 锅炉	设计值	#1 锅炉	#2 锅炉
机组负荷/MW		350	354	351	262	265	260
给水流量/t·h ⁻¹		1041	1075	1008	737	736	738
给水温度/°C		291.8	287	284	267.5	270	268
省煤器入口温度/°C		291.8	287	284	267.5	270	268
省煤器出口温度/°C		318	317	316.6	289	304.5	303
分离器出口压力/MPa		26.56	26.2	25.9	19.99	21.9	21.4
分离器出口温度/°C		434	424/411	415	420	416	416
屏过入口温度/°C		497	471/455	461/465	482	472	451
高过入口温度/°C		547	544	538	550	522	531
高过出口温度/°C		571	569	566	571	568	569
再热器入口压力		5.238	5.0	4.9	3.610	3.8	3.6
再热器入口温度/°C		344.9	341.4	339	329.1	340	343
再热器出口压力/MPa		5.11	4.8	4.7	3.490	3.6	3.5
再热器出口温度/°C		569	569	567	569	565	570
总风量/t·h ⁻¹		916.4	972.2	937	737.4	738	784
屏过出口温度/°C		1031	760/752	819/891	900	772/748	787/800
高过出口温度/°C		959	743/731	777/808	846	726/702	745/748
高过烟温降/°C		72	17/21	42/83	54	46/46	42/52
高再出口温度/°C		800	626/635	672/701	722	605/608	657/664
高再烟温降/°C		159	117/96	105/107	124	121/94	88/84
再热器烟温挡板/%			46	38		47	54
低再入口温度/°C			623/622	619/626		591/581	562/557
低再出口温度/°C		392	360/355	379/365	347	365/362	398/373
低再烟温降/°C			263/267	240/261		226/219	164/184
低过出口温度/°C		517	465/462	438/469	518	455/460	441/474
省煤器出口温度/°C		354	319/312	331	284	317/311	316/314
省煤器温降/°C		163	146/150	107/138	234	138/149	125/160
空预入口烟温/°C		366	349	349	327	345	354
空预出口温度/°C		126.1	135/120	139	114.4	137	135
一次风入口风温/°C		30	21/32	27/41	30	43	44
一次风出口风温/°C		337.7	326	338	300	329	349
一次风温升/°C		307.7	305	311	270	286	305
二次风入口风温/°C		23	20/24	26/29	23	34	34
二次风出口风温/°C		346.5	315	332	308	322	345
二次风温升/°C		323.5	295	306	285	288	311
飞灰含碳量/%		1.5	10.8	10.56	1.5	11.30	10.13

Table 5. Comparison of turbine main parameters and design values
表 5. 汽机主要参数与设计值对比

项目	100% 负荷			75% 负荷		
	设计值	#1 汽机	#2 汽机	设计值	#1 汽机	#2 汽机
机组负荷/MW	350	350.197	351.174	262.52	261.599	259.68
机组真空/kPa	4.9	7.479	5.996	4.9	6.144	7.386
主给水温度/°C	287	286.04	284.378	267.5	267.124	268.747
主凝结水流量/t·h ⁻¹	777.99	836.54	880.808	567.6	629.187	686.735
主凝结水温度/°C	32.7	40.63	36.713	32.8	37.29	40.95
主蒸汽温度/°C	566	567.87	567.49	566	568.123	568.54
主蒸汽压力/MPa	24.2	24.31	24.132	20.06	20.24	20.136
再热蒸汽温度/°C	566	565.65	566.589	566	562.64	565.03
再热蒸汽压力/MPa	4.743	4.875	4.828	3.501	3.451	3.497
高压缸排汽温度/°C	338.2	339.39	338.712	329.1	329.5	341.699
高压缸排汽压力/MPa	5.1	5.102	5.053	3.764	3.662	3.826
一段抽汽温度/°C	374.4	380.1	373.226	363.4	367.534	376.679
一段抽汽压力/MPa	6.754	6.885	6.545	4.956	4.977	5.078
二段抽汽温度/°C	338.2	338.415	337.723	329.1	329.207	340.375
二段抽汽压力/MPa	5.1	5.097	5.025	3.764	3.708	3.765
三段抽汽温度/°C	463.8	468.21	469.526	466	468.199	467.416
三段抽汽压力/MPa	2.44	2.463	2.409	1.818	1.687	1.754
四段抽汽温度/°C	356.5	351.24	353.441	361.1	353.122	353.413
四段抽汽压力/MPa	1.094	1.191	1.158	0.827	0.761	0.771
五段抽汽温度/°C	249.2	243.92	244.979	253.7	245.717	245.661
五段抽汽压力/MPa	0.46	0.51	0.465	0.349	0.364	0.329
六段抽汽温度/°C	184.5	180.5	186.017	189.1	185.78	188.129
六段抽汽压力/MPa	0.236	0.231	0.2433	0.18	0.174	0.137
四抽供小机温度/°C	356.5	354.13	326.18	361.1	356.848	331.074
四抽供小机压力/MPa	1.094	1.125	1.136	0.827	0.693	0.849
轴加出水温度/°C	34	42.79	37.976	34.3	39.855	42.81
#7 低加出水温度/°C	99.1	99.55	91.406	91.3	91.681	92.48
#6 低加出水温度/°C	121.4	120.93	114.34	112.8	118.753	107.622
#5 低加出水温度/°C	144.4	146.7	137.229	134.6	137.383	129.044
除氧器出水温度/°C	187.3	180.01	184.08	170.1	163.681	172.166
#3 高加出水温度/°C	221.1	219.59	220.927	206.1	205.31	207.803
#2 高加出水温度/°C	263.6	264.51	263.774	245.3	246.738	248.847
#1 高加出水温度/°C	283.4	283.92	282.365	263.5	263.943	266.418

高速运行时出口流量接近 3000 T/h, 远超设计额定工况 2400 T/h), 另由于水塔冷却面积设计不足, 造成在环境温度升高后, 无法两台循泵并运, 循环水量不足引起真空下降。作为供热机组, 因客观原因未投运工业供热, 使排汽量增加, 凝汽器热负荷增加, 影响机组真空。

③ 胶球清洗装置投入不正常, 机组试运开始, 两台机组的胶球清洗装置始终不能正常投入, 收球率低(30%~40%), 装置故障多, 多次发生电机烧毁、阀门卡死、泵体漏水等情况。需厂家到厂彻底进行整改或更换运行业绩优良的厂家产品。

改进措施: ① 针对循环水泵超电流和超流量运行, 引起电机过电流、无法两台并运的问题, 目前已和循泵厂家沟通, 比较合理的解决方法是对循泵叶轮进行切削加工, 降低流量和出力, 解决电机电流超限和循泵并运的问题。同时沟通设计院, 对凉水塔冷却面积不足的问题, 希望能从配水方面进行优化。

② 真空泵冷却水系统优化, 目前, #1 机组 1B 真空泵冷却水已经增加了厂区制冷站供水管道, 从实际运行观察, 效果比较明显, 较使用开式水冷却, 真空泵工作液温度降低 2℃~3℃, 提高真空约 0.5~1 KPa 下一步需要将#2 机真空泵冷却水系统进行改造。

2) 对比两台机组 75%和 50%负荷工况点, 发现#2 机组高压缸排汽温度较#1 机组高 10℃以上, 原因是#1 机组在 168 试运结束后, 将高调阀控制切换为了“顺序阀”控制, 而#2 机组由于空预器电流限制, 机组负荷始终较低, 保持“单阀”方式未切换, 因高调阀节流损失大, 造成#2 机高压缸排汽温度升高, 同时高压缸效率下降 3%~5%。

改进措施: 尽快安排将两台机组高调阀控制方式固定为“顺序阀”方式, 预计可提高汽轮机热效率 2%左右, 降低煤耗约 2 g/KWh。

5. 厂用电率对比分析及措施

主要辅机设备厂用电与先进值比较见表 6。

上表列出了我厂两台机组 168 满负荷期间及 7 月份双机运行期间厂用电率分解表, 由于 168 期间以安全、稳定运行为主, 设备旋转备用量较大, 造成厂用电率较高, 不能完全代表我厂机组能耗水平, 但基本能够发现能耗超标的问题。

1) 循环水泵电耗

循环水泵电耗较高, 168 满负荷期间双泵运行, 同时我厂为双机单塔, 设计流量较正常值高, 同时循泵压头也较设计值高 1 米水柱, 造成电耗高。

2) 凝结水泵电耗

凝泵电耗超先进值, 我厂凝泵设有变频为一拖二设计, 可停泵进行工频、变频切换, 二号机组 168 后已降凝结水压力运行, 耗电率低于 0.18%, 但由于#1 机组主机低压轴封减温水喷头堵塞, 当凝结水压

Table 6. Comparison of the electricity between main auxiliary equipment factory and advanced value
表 6. 主要辅机设备厂用电与先进值比较

项目	先进值	#1 机组	#2 机组	#1 机组	#2 机组
循环水泵/%	0.75	1.16	1.22	1.332	1.425
凝结水泵/%	0.18	0.28	0.22	0.271	0.168
一次风机/%	0.6	0.34	0.45	0.536	0.733
送风机/%	0.22	0.31	0.22	0.210	0.185
引风机/%	0.8	1.15	1.02	0.950	0.842
磨煤机/%	0.4	0.22	0.26	0.291	0.281

力降低时不能保证低压轴封温度,因此#1 机组凝结水压力不能低于 2.3 MPa,造成耗电率超标,此缺陷已在停机中解决。

3) 一次风机、送风机、引风机电耗

三大风机电耗之和高于先进值,主要原因为设计功率偏高,载满负荷状态下,挡板开度小于 50%,初步判断设计容量偏大。

4) 磨煤机电耗

磨煤机电耗低于先进值,初步判断为磨煤机分离器转速未调到最大值,煤粉细度进一步降低后,磨煤机电耗将进一步提升。

6. 单列风机运行情况

该锅炉配有成都电力机械厂生产的一台动叶可调轴流式引风机(HV27050-22),一台动叶可调轴流式送风机(GU15236-02)和一台动叶可调轴流式一次风机(GU23834-12)。

机组采用单列风机运行型式[3] [4],系统相对简单,单列风机采购费用降低,安装、调试、维护工作量减小;采用单列风机运行后厂用电率下降。但是双列布置风机中的单台风机跳闸后 RB 动作,机组降负荷运行,单列风机跳闸后机组 MFT 保护动作,导致跳机,单列风机对设备运行可靠性要求提高,因此对风机保护逻辑进行优化,机组试运过程单列风机运行可靠、稳定,保证机组安全稳定运行。

7. 结论

洛阳电厂单列风机运行安全、稳定,降低厂用电率;将锅炉和汽机主要参数和设计值进行比较,针对差异提出改进措施和建议,降低机组煤耗,提高机组经济型,保证机组安全、可靠运行。

参考文献 (References)

- [1] 沙伟,薛云灿,刘瑞阳. 电厂汽轮机主要运行参数变化的煤耗分析[J]. 陕西电力, 2014, 42(10): 10-12.
- [2] 徐柯. 进口 360 MW 机组厂用电节能效益分析[J]. 热力发电, 2005, 34(12): 4-5.
- [3] 郭萌,李旭东,宁华兵,等. 660 MW 超超临界机组风机单列配置方式[J]. 电力建设, 2013, 34(10): 76-80.
- [4] 周丹. 660 MW 单列辅机超超临界机组控制策略研究及应用[D]: [硕士学位论文]. 北京: 华北电力大学, 2014.