

纯凝机组多汽源工业供汽试验研究

陈健¹, 罗海华², 应坚定¹, 周仁米²
(1. 浙能台州发电厂, 浙江 台州 318016; 2. 浙能技术研究院有限公司, 杭州 311121)

摘 要:介绍了国产 300 MW 等级纯凝机组再热蒸汽及主蒸汽管道抽汽改造方案,通过理论计算与试验,得到每台机组再热冷、热段不同负荷工况抽汽量,表明 300 MW 等级纯凝机组通过多汽源联合工业供汽改造,可实现单机最大供热 170 t/h、1.5 MPa 的工业蒸汽,为其他 300 MW 等级阿尔斯通、东方汽轮机类型纯凝机组供热改造提供经验。
关键词:纯凝机组;工业中压抽汽;再热蒸汽;主蒸汽;供热改造
中图分类号:TM 621 **文献标志码:**A **文章编号:**1674-1951(2017)08-0017-04

1 主要设备概况

某厂现有 4 台 300 MW 级火力发电机组,其中 #7, #8 机组为北京巴布科克·威尔科克斯有限公司亚临界自然循环汽包炉和通用电气阿尔斯通公司-北京重型电机厂合作生产的三缸双排汽、一次中间再热凝汽式汽轮机 N350-17.75/540/540, #9, #10 机组为哈尔滨锅炉厂有限责任公司生产的亚临界控制循环汽包炉和东方汽轮机厂有限公司生产的两缸双排汽一次中间再热凝汽式汽轮机 N330-16.7/538/538。工业园区供热用户蒸汽参数要求为压力 1.5 MPa、温度 300 ℃。

2 纯凝机组多汽源抽汽对机组影响分析

2.1 再热冷段理论抽汽量

再热冷段抽汽由高压缸排汽管路接出,排汽温度符合热用户需求,只需通过减压装置将再热蒸汽调整到用户需要参数。抽汽量主要受限于锅炉再热器超温^[1],为防止锅炉再热器超温,需在再热前喷水减温,喷水减温后,一般要求过热度至少 60 ℃,否则蒸汽与水的温差偏小,很难保证减温水全部加热汽化,汽水混流不但会引起管道流动中的水冲击,引发

管道汽水两相流。更为严重的是,减温水未被汽化则有部分蒸汽未被减温,进入再热器会引起有些管道过热超温而爆管。

再热冷段抽汽后,再热器蒸汽减少,减少蒸汽在再热器吸收的热量由减温水吸热来代替,可得:

$$\Delta Q_{\text{rh}} = D_{\text{ch}}(h_{\text{rh}} - h_{\text{rl}}) = D_{\text{jw}}(h_{\text{rh}} - h_{\text{jw}})。(1)$$

在再热抽汽后,喷入减温水,设定混合后的蒸汽过热度为 60 ℃,此时蒸汽焓值设为 h_{60} 时得:

$$(D_{\text{H}} - D_{\text{ch}})h_{\text{rl}} + D_{\text{jw}}h_{\text{jw}} = (D_{\text{H}} - D_{\text{ch}} + D_{\text{jw}})h_{60}。(2)$$

式中: ΔQ_{rh} 为减温喷水在再热器中的吸收的热量, MJ/h; D_{ch} 为再热冷段可抽汽量, t/h; h_{rh} 为再热后蒸汽焓值, kJ/kg; h_{rl} 为再热前蒸汽焓值, kJ/kg; D_{jw} 为减温水量, t/h; h_{jw} 为减温水焓值, kJ/kg; D_{H} 为再热冷段蒸汽量, t/h。

联合上述(1)、(2)公式,可求得在保证混合后再热蒸汽过热度为 60 ℃时理论再热冷段抽汽量计算公式(3)。

$$D_{\text{ch}} = \frac{D_{\text{H}}}{1 + \frac{h_{60} - h_{\text{jw}}}{h_{\text{rh}} - h_{60}} \times \frac{h_{\text{rh}} - h_{\text{rl}}}{h_{\text{rl}} - h_{60}}}。(3)$$

根据公式(3)计算各台机组再热冷段理论抽汽量 D_{ch} 见表 1。

表 1 再热冷段各工况理论抽汽量计算

机组	工况	D_{H}	h_{rh}	h_{rl}	h_{jw}	h_{60}	D_{ch}
#7, #8 机组	热耗验收工况 (THA)	906	3 535	3 036.0	780	2 992	89.2
	75% THA	663	3 540	3 035.7	730	2 982	77.8
	60% THA	540	3 553	3 017.0	660	2 968	55.3
#9, #10 机组	THA	824	3 536	3 029.5	730	2 978	92.9
	75% THA	606	3 530	3 036.0	675	2 976	79.2
	60% THA	490	3 523	3 020.0	642	2 966	57.7

2.2 再热热段理论抽汽量确定

再热热段抽汽供热较再热冷段相比,蒸汽温度

较高,需通过减温减压装置将再热蒸汽调整到用户需要参数^[2]。再热热段抽汽量主要受限于汽轮机高压缸末级叶片强度以及汽轮机轴向推力等。经核算,当再热汽抽汽量大于 100 t/h 时 #7, #8 机需对汽轮机部件进行优化设计^[3],以降低高压缸排汽压力下限控制值,增大高压缸安全排汽压比。

(1)高压缸级数由 11 级增加至 12 级,对高压缸焓降进行重新分配,优化各级叶片承担的焓降。

(2)优化高压缸内缸结构,增加末级叶片宽度从而增加高压缸末级动叶强度。

高压缸优化改造后,高压缸排汽压力允许下限值降低 0.3 ~ 0.7 MPa,如图 1 所示,从而再热汽允许抽汽量增加。

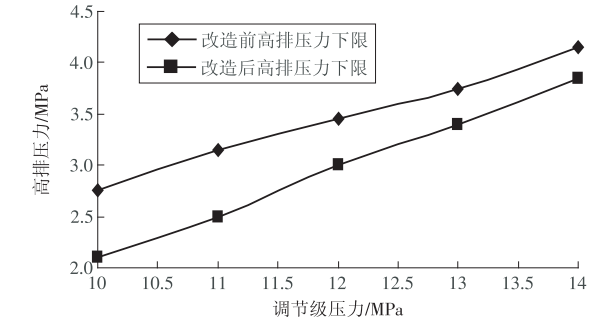


图 1 高压缸优化改造前、后高排压力下限值对比

2.3 主蒸汽供热对机组影响分析

在 #9, #10 机组各设计一路从主蒸汽管路上接出高温高压汽源,从给水母管引出减温水。汽源经减温减压后供汽量 150 t/h。主蒸汽供热由于经济性较差,作为全厂供热备用汽源,只在紧急情况下投运。

2.3.1 抽汽对汽轮机影响

(1)抽汽口流速校核:通过东方汽轮机厂对回热抽汽管径进行核算,抽汽口流速 VWO 工况(汽轮机阀门全开工况)核算见表 2。

表 2 抽汽口流速(VWO 工况)核算

抽汽口	改造前/(m·s ⁻¹)	改造后/(m·s ⁻¹)	变化量/%
一抽	33.31	35.64	14.53
二抽	48.04	52.79	14.91
三抽	42.63	49.14	17.64
四抽	54.17	67.55	23.60
五抽	40.58	48.76	21.32
六抽	45.12	54.82	21.64
七抽	59.58	73.21	23.94
八抽	58.26	66.84	20.97

注:以上数据取自东方汽轮机厂《300 MW 机组供热改造可行性报告》。

由上表可知,在抽汽口流速(VWO 工况)下,除四抽及七八抽外,其余各级抽口流速均正常,四抽及七八抽也只是稍微偏高,且 VWO 工况为最大工况,

其余负荷运行时,流速将会降低,故抽汽口直径可以满足供热改造需求。

(2)叶片强度校核:各级级次的级功率均下降,汽轮机叶片强度足够。主蒸汽管路抽汽改造前后汽轮机叶片级功率变化见表 3。

表 3 主蒸汽管路抽汽改造前后汽轮机叶片级功率变化

级次	改造前级功率/kW	改造后级功率/kW	变化率/%
调节级	—	—	—
2	11 494	10 124	- 11.92
3	11 750	10 414	- 11.37
4	11 745	10 477	- 10.80
5	11 780	10 619	- 9.86
6	9 724	8 787	- 9.64
7	10 718	9 831	- 8.28
8	10 769	10 107	- 6.15
9	11 394	11 057	- 2.96
10	16 367	14 562	- 11.03
11	18 046	16 044	- 11.09
12	18 775	16 680	- 11.16
13	16 705	14 897	- 10.82
14	16 211	14 460	- 10.80
15	16 875	15 057	- 10.77
16	12 169	10 833	- 10.98
17	12 453	11 110	- 10.78
18	10 870	9 747	- 10.33
19	12 158	10 697	- 12.02
20	9 599	8 540	- 11.03
21	13 990	12 123	- 13.35

注:以上数据取自东方汽轮机厂《300 MW 机组供热改造可行性报告》。

2.3.2 抽汽对锅炉影响

通过哈尔滨锅炉厂热力计算, #9, #10 机组锅炉最大蒸发量(BMCR)抽汽供热工况、50% 热耗率验收工况(THA)抽汽工况理论数据分析见表 4。

表 4 主蒸汽管路抽汽供热运行工况分析

名称	BMCR 抽汽工况	50% THA 抽汽工况
从主蒸汽出口抽取蒸汽量/(t·h ⁻¹)	128.2	128.2
抽汽管道喷水流量/(t·h ⁻¹)	22.4	22.4
抽汽管道喷水压力/MPa	19.493	17.290
抽汽管道喷水温度/℃	173.3	148.0
供汽流量/(t·h ⁻¹)	150.6	150.6
供汽温度/℃	300.0	300.0
供汽压力/MPa	2.0	2.0

续表

名称	BMCR	50% THA
	抽汽工况	抽汽工况
主蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	1 086.90	437.49
主蒸汽压力/MPa	17.55	16.72
主蒸汽温度/℃	541	541
再热蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	729.60	250.43
再热器出口汽压/MPa	3.581	1.598
再热器出口汽温/℃	541	518
再热器进口汽压/MPa	4.062	1.686
再热器进口汽温/℃	304	206
饱和温度/℃	251.0	203.9
墙式再热器出口温度/℃	357	283
屏式再热器出口温度/℃	467	438
末再出口温度/℃	541	518

注:以上数据取自哈尔滨锅炉厂《300 MW 机组锅炉供热改造热力计算》。

结果表明:(1)主蒸汽抽汽 128.2 t/h 后,锅炉再热器受热面壁温有较大的安全裕量,屏式再热器、末级再热器受热面的管子不需改造。(2)锅炉在低负荷(50% THA 以下)运行时,再热器入口蒸汽温度 206.0℃,对应的饱和温度为 203.9℃,再热器入口蒸汽温度基本接近饱和温度,喷水进入再热器系统后汽化效果差,会对墙式再热器受热面造成损害。需在墙式再热器出口与屏式再热器入口之间连接管上加装二级再热汽减温器,同时在新增二级再热器减温器前后加装温度测点用于监测再热汽温变化。

2.3.3 多点热源协同供汽热网

经再热冷段、再热热段和主蒸汽备用汽源改造全厂供热网如图 2 所示。#7, #8 机再热冷段(热段)

抽汽接至四期再热冷段(热段)供热联箱, #9, #10 机再热冷段(热段)抽汽接至五期再热冷段(热段)供热联箱, #9, #10 机主蒸汽抽汽接至备用汽源供热联箱。对外供热管线共 2 条,第 3 条管线在建中。

3 再热冷、热段协同抽汽供热试验研究

3.1 再热冷、热段联合抽汽供热能力试验方法

从供热经济性来说供热应优先考虑再热冷段抽汽,但再热冷段抽汽供热后易引起再热器壁温超温^[3]。抽汽过程中需加强锅炉再热器超温情况监视,再热器超温时可以采用再热器喷水减温、烟气挡板调节汽温或者减少再热冷段抽汽量来及时调整。再热热段大流量抽汽供热后,通流级反动度及部分轮毂上承受的压力发生变化,会引起轴向推力发生变化^[4],须加强主机轴向位移、差胀、轴承振动、推力瓦温、支撑轴承温度、高压缸末级叶片级间压差等监视,如果主机轴向位移或者其他指标报警时,可适当减少再热冷、热段联合抽汽量。如果高压缸排汽压比过大时,可关小中压调节阀来调节或者减少再热冷、热段联合抽汽量^[5]。

3.2 再热冷、热段协同抽汽供热试验结果

3.2.1 #7, #8 机组再热冷、热段协同抽汽供热

#7, #8 机组再热冷、热再联合抽汽供热能力试验数据见表 5,根据试验数据分析。

(1)机组在 205 ~ 300 MW 负荷时 #7, #8 机再热冷、热段联合抽汽供热能力达到 139 ~ 172 t/h;当机组负荷继续提高时,须保证锅炉蒸发量不能超限。

(2)当机组降负荷低至 176 MW,为维持供热压

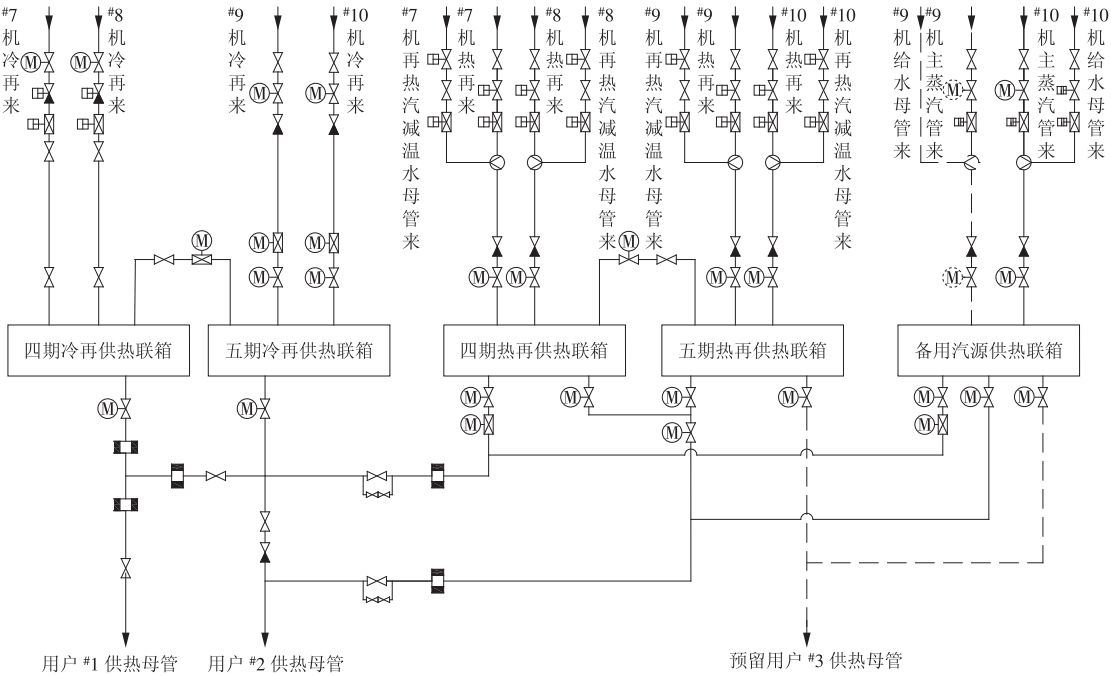


图 2 全厂供热系统

表 5 #7, #8 机组再热冷、热段联合抽汽供热能力

项目	工况 1	工况 2	工况 3	工况 4	工况 5
负荷/MW	300.60	283.00	220.65	205.01	176.01
主蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	965.3	919.3	714.4	665.8	603.9
总供热流量/(t·h ⁻¹)	172.3	165.3	139.4	131.8	130.0
冷再供汽量/(t·h ⁻¹)	40.1	39.4	40.7	40.6	40.5
热再供汽量/(t·h ⁻¹)	132.20	125.90	98.68	91.19	88.71
中压调门开度/%	100.00	100.00	100.00	100.00	30.67

力和中低压缸冷却流量的需要,需关小中压调门开度至 30% 左右,供热流量可达 130 t/h 左右。

3.2.2 #9, #10 机组再热冷、热段协同抽汽供热

#9, #10 机组再热冷、热再联合抽汽供热能力试验数据见表 6,根据试验数据及分析结果,有以下结论:

表 6 #9, #10 机组再热冷、热段联合抽汽供热能力

项目	工况 1	工况 2	工况 3	工况 4	工况 5
负荷/MW	277.0	260.8	219.5	200.2	174.5
主蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	975.9	922.1	729.8	658.6	599.6
总供热流量/(t·h ⁻¹)	178.0	172.1	147.1	146.3	136.6
冷再供汽量/(t·h ⁻¹)	49.0	61.7	52.6	50.9	45.3
热再供汽量/(t·h ⁻¹)	129.0	110.4	94.5	95.4	91.4
中压调门开度/%	100.0	100.0	100.0	43.1	40.0

4 结束语

某厂对 4 台 300 MW 等级 2 种机型纯凝机组实施多汽源供热改造,通过相关理论及试验,得到了 2 种不同机型纯凝机组中压供热改造方案以及试验方法,实现了单机再热抽汽 170 t/h 供热能力,同时 #9, #10 机主蒸汽管路备用汽源改造后能保证机组供热安全裕量,为周边工业园区提供清洁、稳定、可靠蒸汽,促进了当地工业经济的发展。

参考文献:

[1]林闽城. 300 MW 纯凝机组供热改造技术可行性分析[J]. 浙江电力,2010(3):40-43.

(1)机组在 220 ~ 277 MW 负荷时,能够提供中压总供热流量为 147 ~ 178 t/h;当机组负荷继续提高时,须保证锅炉蒸发量不能超限。

(2)当机组降负荷低至 175 MW,为维持供热压力和中低压缸冷却流量的需要,需关小中压调节阀开度至 40% 左右,供热流量可达 136 t/h 左右。

[2]林隆,徐为,林友亮,等. 350 MW 超临界纯凝机组供热改造与经济性分析[J]. 热力透平,2013,42(3):165-167.

[3]许琦,马骏驰,王小伟,等. 国产 300 MW 机组高再抽汽供热改造[J]. 华东电力,2008,38(6):101-103.

[4]李秉正,贾勤劳,宁哲,等. 超临界 600 MW 抽汽供热汽轮机在工业供热中的应用分析[J]. 热力发电,2008,37(11):15-17.

[5]王永学. 300 MW 汽轮机组热再抽汽安全性分析[J]. 机械工程师,2016(9):223-224.

(本文责编:齐琳)

作者简介:

陈健(1975—),男,浙江临海人,工程师,主要从事汽轮机设备管理方面的工作(E-mail:13819689229@139.com)。

来稿中插图的格式和要求

1. 插图应具有自明性,只看图,不阅读正文,即可理解图意。
2. 稿件中的各类图、表要求以可编辑格式插入。
3. 插图需提交一份独立的电子图稿,以备制版。电子文件要求:
- (1)插图需放在文中引用的相应位置,并按出现的先后次序顺序编号,图下应注明图号、图题和图注。
- (2)文档格式:·. dxf,·. dwg,·. eps等矢量图格式。
- (3)图和照片的宽度一般不超过 7 cm,复杂图形需通栏排的宽度不超过 16 cm。

- (4)图中纵横坐标上应标出所测的参数或变量,以及计量单位(国家法定计量单位)和尺度。符号定义和文字说明应简单明了。
- (5)图中线条应清晰、曲线光滑,扫描的图片应不低于 600 线扫描。
- (6)因为刊物以黑白方式印刷,所以不要使用彩色文字或图表。如果将多条曲线画在同一幅图中,请以不同的线型或符号表示,以便辨识。
4. 请作者在稿件中注明自己的 Email 地址,以便编辑部与作者联系,商讨有关事宜。