

二次再热 1000MW 超超临界燃煤机组调频功能设计

彭 辉, 薛江涛, 马新立

(江苏方天电力技术有限公司, 江苏 南京 211008)

摘 要: 采用控制凝结水流量快速改变负荷为主, 高加抽汽流量调节为辅的机组调频技术能较好的解决阀门全开锅炉蓄热热量受限机组的一二次调频能力, 文章对二次再热机组的控制策略进行了探索。

关键词: 1000MW; 二次再热; 调频

首台二次再热 1000MW 超超临界燃煤机组即将投入商业运行, 高效、节能、环保是人们关注的热点。为保证机组的整体效率, 采用西门子技术的上海汽轮机成为首选。

1 上汽机组的特点

上汽机组采用全周进汽的结构形式, 机组无调节级, 第一级叶片与其他级一样, 其进汽压力及焓降均与流量成正比。机组的运行模式为‘定-滑压’的单阀控制模式, 通过节流或滑压降低进汽压力的方式调节汽轮机的进汽量及功率。这种设计的高压第一级叶片不存在部分进汽引起的冲击载荷, 叶片应力与机组负荷同步变化, 使该级叶片在任何工况均处在温度虽然高, 但应力水平却较低的安全状态, 彻底解决了高压第一级叶片的强度问题。相对比哈汽、东汽依然采用喷嘴分组的非全周进汽形式, 机组有调节级, 可通过改变部分进汽度的大小影响机组的流量和级的进汽压力、焓降。最为经济的运行模式为‘最小部分进汽度下的滑压运行’。由于 600MW 以上机组的蒸汽的流量及压力载荷远远超过以往的强度极限工况, 为保证安全性, 不得不采取双流调节级。双流和超临界压力两个因素的迭加使高压叶片级的端损大幅增加, 效率明显下降。同时喷嘴分组及部分进汽在超超临界参数下将更容易形成汽隙激振源, 不利于机组部分负荷下的安全运行。

上汽机组的高效是建立在机组长期带基本负荷, 很少参加电网的调频。随着国内机组小时利用率的降低, 峰谷用电的加大, 1000MW 机组 75% 负荷到 90% 负荷的运行已成常态。为满足国内机组最大负荷定义为额定负荷的 105% 的要求, 满足电网

安全调节需要的一次调频及 AGC 变化速率的要求, 上汽在常规 1000MW 机组中引入了补气阀。

2 补气阀参与调频的不足

采用补汽调节阀有两个目的: 第一是使滑压运行机组在额定流量下, 进汽压力达到额定值; 第二是使机组实际运行时, 不必通过主调门的节流就具备调频功能, 可避免节流损失, 而且调频反应速度快, 可减少锅炉的压力波动。

按制造厂的说明, 采用补汽阀机组不需节流就具备了调频能力, 与不采用补汽阀相比, 避免了 12 kJ/kWh 的节流损失, 且其反应速度快(在 3s 以内)。

在实际应用中, 当机组按制造厂提供的启动滑压曲线升负荷时, 由于锅炉的滞后效应, 补气阀常常参与启动的调节, 一方面降低了机组的效率, 另一方面由于控制的重叠作用, 机组调节特性变差; 补汽量越大, 主调门的流量减少越多, 流量相应的推力特性也将变化, 机组易发生汽流激振, 影响机组的安全运行。江苏在运 1000MW 西门子技术机组共 16 台, 均或多或少的遇到类似的问题。部分电厂控制补气阀的开启, 为防止阀门提前开启, 把额定负荷作为参与调节的前提, 如此策略限制了补气阀参与负荷快速变化的能力; 极端的做法是彻底限制了补气阀的开启。据江苏 13-14 年统计, 江苏在运机组均放弃了补气阀的快速提升负荷的能力, 采用节流方式满足电网升负荷速率的要求, 相对应的是机组效率的降低。

二次再热 1000MW 机组在设计初期就放弃了补气阀。机组额定流量基本等于最大流量, 即阀门全开的功率为铭牌出力, 在夏季高背压时, 充分利用 IEC 规程要求年平均压力不超过额定值的规

定,通过短期的超压增加流量。机组调节阀门全开时额定工况、夏季工况主汽压力分别为 32.19 MPa.g 和 33.03 MPa.g,对应主蒸汽流量 2630 t/h 和 2710 t/h。

3 二次再热机组的调频设计

根据国外文献及国内相关电厂的试验,无节流超超临界机组的调频能力可以采用改变凝结水流量来实现。但对每一台机组,不同的系统设置、运行安全边界设定,对应的负荷变化、响应时间差别较大,即通过改变凝结水流量对不同的机组其调频能力差异较大。为确保二次再热机组调频能力的实现,在设计时增加了#1 高加抽汽量对负荷影响作为后备手段,在#1 抽汽管道上增设了气控调节阀来控制抽汽流量;考虑到机组的安全运行,使现场水位控制等留有余地,允许机组采用调门少量的节流(控制差压在 0.5%左右)的方式实现机组的调频,以满足江苏国网为一次调频要大于 20 MW/45s、AGC 调频速率要大于 15MW/min 的调频要求,

3.1 系统配置

二次再热机组采用十级回热抽汽,除氧器为五抽供汽,高加为双列大旁路结构,为增加调节手段在一抽管道上增设调节阀;凝结水系统,凝泵为变频电机拖动,除氧器水位由凝泵变频自动控制,正常情况除氧器两个水位调节阀(70%+30%)均处于全开状态;锅炉侧增加低温省煤器。

3.2 原理

改变凝结水流量进行调频是一种瞬态过程,通过突然大幅降低凝结水流量,改变低压抽气量达到瞬间增加负荷的目的,通过增加关小#1 抽汽调门减小抽汽量效果更明显,响应速度更快。

由于凝结水量的突变受到凝汽器水位、除氧器水位及低压加热器水位的限制,控制不好会影响机组的安全运行甚至跳闸;#1 抽汽的改变对#1 高加的影响,对机组转子的推力作用均需考虑。

3.3 控制策略

凝结水系统:凝泵为变频电机拖动,除氧器水位由凝泵变频自动控制,正常情况除氧器两个水位调节阀(70%+30%)均处于全开状态。考虑到凝结水用户压力的需要,变频的余量较小,为保证机组安全,初步设计关闭 70%调节阀节流凝结水流量。

除氧器安全运行的水位区间为Hmax中心线以上 900mm,存水 310m³、Hmin中心线以上 500mm,存水 261m³。

在机组 AGC 加负荷时,利用除氧器容量,通过凝结水节流来减少抽气量的方式增加中低压缸做功量,加快升负荷速率。

降负荷时,主要利用主机调门进行节流满足速率要求,与常规机组基本一致。

在机组一次调频时除采用 AGC 同样策略外,增加直接关小#1 抽汽的方式提高反应速度满足电网的考核要求,调节时热控将#1 高加液位设定值降低 10mm,开正常疏水调节阀保证高加投运。

机组的调频功能设计时增加了 0.5%的主调门差压节流,在较小影响机组效率的前提下,增加现场调节的余量,现场将主机调门开度置于 70%的临界位置。

以上设计需通过现场试验进行参数优化。

3.4 相关热力计算结果

根据热平衡计算#1 抽汽节流方式在 90%和 75%负荷下控制抽气量对负荷的影响,见表 1~2。低压加热器凝结 3 水旁路方式,见表 3。

从计算的数据看,凝结水的改变会带来 20~26MW 的负荷变化,#1 抽汽的变化可带来 20~40MW 的负荷变化,为保证高加的安全运行,通常采用 20MW 负荷的保守方案。由此可见采用凝结水变流量技术、改变高加抽汽技术实现机组的调频功能在理论上是可行的,实际运行中操作的简便、可靠,风险系数低是决定该方案成功与否的关键。

表 1 90%tha 流量工况调频

工况	90%THA	调频 20MW	调频 40MW	切一号高加
出力/MW	900	920	940	955.6
一抽流量/(kg/s)	61.055	39.408	17.426	0
一抽节流阀前压力/MPa	9.298	9.631	9.967	-
一抽节流阀后压力/MPa	9.074	7.694	6.426	-
1 号高加蒸汽入口温度/℃	424.8	418.2	412.1	-
1 号高加给水入口温度/℃	266.3	268.4	270.4	-
1 号高加给水出口温度/℃	305.6	294.0	281.8	-

表 2 75% tha 流量工况调频

工况	75%THA	调频 20MW	调频 40MW	切 1 号高加
出力/MW	750	770	790	794.646
一抽流量/(kg/s)	47.098	26.188	4.9	0
一抽节流阀前压力/MPa	7.696	8.022	8.352	-
一抽节流阀后压力/MPa	7.696	6.182	4.834	-
1 号高加蒸汽入口温度/℃	428.5	422.0	416.2	-
1 号高加给水入口温度/℃	254.8	257.2	259.4	-
1 号高加给水出口温度/℃	294.0	279.2	263.6	-

表 3 关闭凝结水上水阀门（70%流量阀）

工况	90%THA 流量	75%THA 流量
出力/MW	928.183	773.226
出力增加值/MW	28.183	23.226

通过现场试验确定最佳控制策略，减少以上关注点对稳定运行的影响，机组的调频功能才能有效得到应用。

4 现场试验的注意点

由于理论计算的局限性，变化抽气量对负荷的影响及相应的时效性需通过现场试验来验证。试验时为确保机组的安全运行，需重点关注以下几点：

- (1) 凝结水量瞬间减少时凝汽器和除氧器的水位的控制；
- (2) 机组的真空变化趋势；
- (3) #1 抽气调节时高加水位的变化、#1 高加的温度变化；
- (4) 抽气量变化对轴向推力的影响；
- (5) 机组的振动变化趋势。

参考文献：

[1] 张宝,等.凝结水节流调频负荷特性测试与评估[J].浙江电力,2013(2).
[2] 高爱民,等.2013-2014 江苏省并网电厂热控专业技术监督总结[Z].
[3] 华东电力设计院.1000MW 二次再热机组设计说明[Z].

作者简介

彭 辉（1967-），男，江苏南京人，高级工程师，长期从事发电厂调试工作。