

[AGC]

如何提升自动发电控制系统 (AGC) 指标

文/北京国电智深控制技术有限公司 杨 诚

随着自动化水平不断提高，电网对于电厂自动发电控制系统（AGC）的投入率以及投入效果的要求不断提高，对于AGC的应用越来越广泛，因此对火电机组AGC调节原理进行全面分析，找出影响AGC性能的原因，并提出相应的解决方案，为达到更好的经济效益提供了有力的支持。

自动发电控制（Automatic Generation Control, AGC）是建立在以计算机为核心的能量管理系统（或调度自动化系统）及发电机组协调控制系统之上并通过高可靠信息传输系统联系起来的远程闭环控制系统。

由于电能是一种特殊的产品，其特征表现在电能的生产、传输、供应和消费必须在同一时刻完成，所以当发电机组跳闸、大功率负载启动或跳闸时，都会造成电网的不平衡。

当前的火力发电机组，在整个电网中承担起了主要的调峰、调频任务，在新能源发电负荷上升或用电需求上升时，火力发电机组需要降低负荷；在新能源发电负荷下降或用电需求下降时，火力发电机组需要升高负荷，从而保证整个电网的稳定。

2000年以前，火力发电机组负荷的变化主要是电网负荷调度中心通过电话的方式下达至各个机组，指令滞后性大，准确度不高。随着科技水平的不断发展，计算机的计算速度和准确度不断提高，各类先进的算法也不断得到应用，使得电力系统的潮流分析更加迅速和准确，实时性也更强，电话遥控负荷已经无法做到精细化控制；同时，通信行业也不断发展，指令的传输和下达也并不局限于电话，如光纤网络通信，这就

使得自动发电控制系统（AGC）得到了越来越广泛的应用。

当前电网对于AGC的要求

随着电厂自动化水平不断提高，电网对于电厂AGC的投入率以及投入效果的要求不断提高，各个地区电网也先后下发《两个细则》标准，对AGC指令的规定、性能指标的计算、补偿考核量办法以及AGC服务补偿等都做了严格的规定。

各个地区的《两个细则》标准，虽不完全相同，但对于AGC的指标计算基本一致，其中有4个重要的参数。

K_1 是调节速率。 $K_1 = 2 - \text{实际速率} \div \text{额定速率}$ ，额定速率根据不同的炉型通常为1%Pe/min-2%Pe/min不等，对于应用带粉仓的中储式制粉系统的机组要求通常为2%Pe/min，对于应用直吹式制粉系统的直流锅炉要求通常为1.5%Pe/min。

K_2 是调节准确度。 $K_2 = 2 - \text{实际偏差} \div \text{允许偏差}$ ，通常允许偏差为1%~2%Pe。

K_3 是响应时间。 $K_3 = 2 - \text{实际响应时间} \div \text{额定响应时间}$ ，实际响应时间通常是指从AGC指令下发到机组到实际负荷变化超过1%Pe的时间。

K_p 是综合指标。 $K_p = L_n(K_1 \times K_2 \times K_3) + 1$ 。

各个地区对于以上的参数考核标准不同，有

的地区针对单独参数 K_1 、 K_2 、 K_3 进行考核,有的地区针对综合指标 K_p 进行考核。

火电机组的AGC调节原理

1. AGC相关信号的传输

AGC相关的信号是用于和调度中心进行通信的,机组接收调度中心发来的负荷指令等信号,同时也反馈回调度中心一些信号。

机组与调度中心的传输信号通常有以下几种。

1) AGC负荷指令信号。调度中心给机组发送的负荷指令模拟量信号,部分电厂采用冗余信号保证指令的准确度。

2) AGC投入允许信号。机组负荷达到AGC调节范围,协调系统投入,AGC指令正常,满足以上条件,机组给调度中心发送此开关量信号。

3) AGC已投入信号。机组AGC方式投入后,机组给调度中心发送此开关量信号。

4) 负荷指令信号。机组给调度中心发送机组当前负荷指令的模拟量信号,主要用于验证AGC指令的准确性以及计算负荷指令与机组实时负荷之间的偏差。

5) 机组负荷。机组给调度中心发送实时有功

功率的模拟量信号。

6) 变负荷速率。机组给调度中心发送当前变负荷速率的模拟量信号。

7) 负荷上下限。机组给调度中心发送当前的出力上下限的模拟量信号。

2. 机组AGC方式的实现

火电机组AGC调节主要是通过机组协调控制系统来实现的。

机组协调系统主要分为锅炉主控和汽机主控两个部分,当锅炉主控和汽机主控都投入自动时,机组处于协调方式,协调方式投入是AGC投入的必要条件。

协调方式投入时,锅炉主控主要通过控制燃料量来控制机组的主蒸汽压力,汽机主控主要通过控制汽轮机阀门的开度来控制机组的负荷。

当机组AGC方式未投入时,负荷设定值的变更是通过运行人员手动输入来实现的,同时运行人员还需要设定变负荷速率,通常变负荷的速率在1%Pe/min左右;当机组AGC方式投入后,负荷设定值是调度中心直接设定,同时变负荷速率也会根据电网对于机组的要求自动设定。

火电机组协调控制原理如图1所示。

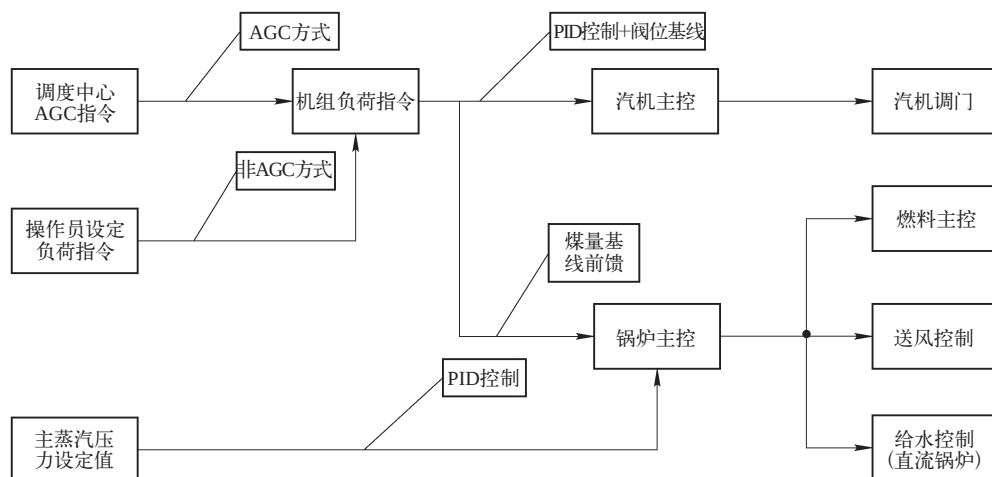


图1 火电机组协调控制原理

3. 锅炉主控与汽机主控

由于电网对于负荷的要求较高,而汽机调门的开度变化可以迅速影响到汽轮机的进汽量,从而达到快速改变负荷的目的,所以机组协调系统的汽机主控调节要迅速、准确,电厂通常使用强比例弱积分的PID加负荷前馈的方式进行调节。

相对于汽轮机阀门来说,燃料量的变化对于主蒸汽压力的调节就会有一定的滞后性,根据制

粉系统的不同以及机组类型的不同,主蒸汽压力对应于燃料量变化的响应时间在1~5 min之间,所以电厂通常使用强比例弱积分的PID加各类前馈的方式来调节锅炉主控。

汽机主控和锅炉主控看似一快一慢,但二者之间的配合却十分密切,当机组需要升负荷时,首先汽机主控输出会增大,汽机阀门会开大,机组负荷会相应上升,由于锅炉燃烧响应速度较

慢,所以此时上升的负荷使用的是锅炉的蓄能,锅炉蓄能的下降会导致主蒸汽压力的下降,此时就需要锅炉主控增大燃料量来补充了。如果锅炉主控输出量不足,锅炉就会出现欠压的情况,如果锅炉主控输出量过大,锅炉就会出现超压的情况;相反,当机组需要降负荷时,锅炉的蓄能会上升,这时需要锅炉主控来降低燃料量,如果燃料量变化不合适,也同样会出现欠压或超压的问题。所以锅炉主控的调节也是十分关键的,它的大滞后性也直接导致了其调节难度要大于汽机主控。

影响火电机组AGC性能的主要因素分析与解决方案

1. 主要设备出力不足或出力迟缓

对于使用直吹式制粉系统的锅炉,主蒸汽压力对应于燃料的响应时间通常在3~5 min之间,而负荷对于AGC指令是实时响应的,所以升负荷时主蒸汽压力必然会下降,降负荷时主蒸汽压力必然会上升,这个过程需要等到新加入的燃料发挥作用时才会恢复。对于超临界直流炉,由于没有汽包这个蓄能装置,所以变负荷时的压力变化也会较大。

如果磨煤机的出力缓慢,或者磨煤机在高负荷工作时出力缓慢,就会使主蒸汽压力对应于燃料的响应时间延长,如果这个时间达到了10 min以上,燃料就很难跟上负荷的变化,这时负荷指令若出现较大的变化,很容易出现压力偏差过大的情况。对于以上问题,最根本的解决办法就是进行设备改造,保证设备出力满足调节要求,并且保证出力相对均匀;但如果为了节省经费,也可以用一些辅助手段来改善设备状况,如升负荷时提升一次风压可缓解一些磨煤机出力缓慢的情况等;但这些辅助手段如果效果不佳或调整后造成主要参数出现大幅波动时,只能向调度中心申请较低的变负荷速率了。

2. AGC相关重要信号品质差

对于和AGC相关的重要信号,一定要保证其实时性、准确度与稳定性,如AGC指令、AGC负荷反馈等一些信号,如果品质差,会直接影响到AGC的调节品质,所以电厂需要定期和调度中心核对AGC指令及反馈信号,如果存在偏差,需要通过函数算法进行修正。

3. 机组下层自动调节品质差

如果在设备出力正常的情况下,机组下层自

动调节品质差,如直流炉过热度调节不稳造成的给水流量振荡,会导致主蒸汽压力波动大,或者高低加水位调节不稳造成高低加解列,都会影响到AGC的调节品质。

下层自动调节是机组上层自动调节的基础,所以,调试过程中,一定要将下层自动调节稳定后再投入上层的协调系统以及AGC方式。机组大修或者主要设备更换后,最好对各个自动调节系统进行一次扰动试验,对调节品质较差的自动调节系统进行参数或控制策略的优化,相关标准可以查看DL/T 657—2015《火力发电厂模拟量控制系统验收测试规程》。

4. AGC指令变化后锅炉前馈量不足或不合适

对于直吹式制粉系统,通常都会在锅炉主控中增加变负荷前馈,如果不增加此前馈只依靠PID调节,燃烧肯定会滞后,如果前馈量不合适,也容易出现压力跟踪不上等情况,所以,变负荷前馈要在各个工况下进行调试与验证,在实际工况下不断优化此前馈的动作量。

图2所示是一个基础的锅炉变负荷前馈,其中负荷指令微分作为基础量,这个微分量使用的是速率后不包含一次调频的负荷指令,这样就间接包含了负荷速率的影响,下方的 $f(x)$ 算法可以将煤量变化修正为非线性,最下方的乘法则是负荷指令对于此前馈的修正。

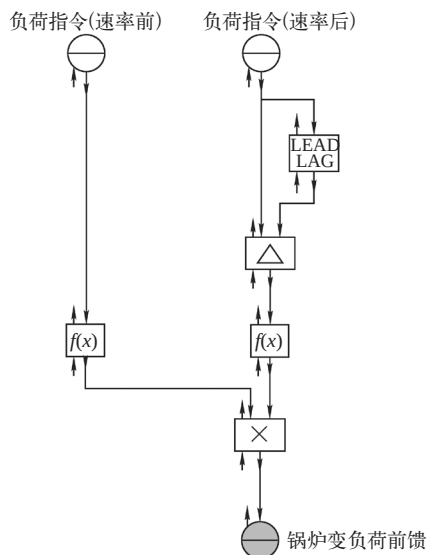


图2 锅炉变负荷前馈

继续此前馈量进行修正,增加其他前馈量,如主汽压力微分前馈等,形成完整的锅炉输入加速控制(BIR)。BIR回路经过修正还可以作用于直流锅炉给水控制、一次风压控制等回路。

5. AGC指令变化后汽机响应滞后

由于负荷可以迅速反映汽机主控变化,如果汽机主控PID作用过弱,或者由于负荷变送器波动增加了较长时间的滤波,就会出现负荷响应过慢的情况,导致负荷的实际变化率变低,影响到AGC的 K_1 值。

解决此问题的办法首先需要减少或者取消功率信号的滤波时间,当然前提条件是要保证电气侧的功率变送器准确度和稳定性。其次,要对汽机主控进行简单的优化,减弱汽机主控PID的比例作用,增强积分作用,经验参数是标么后PID比例0.1~0.2,积分时间5~15 s,阀位基线0.4~0.6。另外,还可以在汽机主控增加AGC变负荷前馈,由于此方案的汽机主控PID作用较强,建议前馈增加在PID前进行闭环控制,这样前馈作用依然较快而且调节的稳定性可以提高。

6. 汽机高调门摆动或流量曲线不合适

如果汽轮机阀门伺服卡配置不合适,汽轮机阀门发生较大的摆动量,则会造成负荷的变化。

假设某厂有4个高压主汽门,单个主汽门在有效行程内流量和开度的比例是2:1,那么单个调节门发生1%的摆动就会变化 $100 \div 4 \times 0.01 \times 2 = 0.5\%$ 的负荷,对于300 MW机组来说就是1.5 MW,这样就会降低AGC调节的准确度,也就是 K_2 值。

另外汽轮机的高压调节门,并不是一个线性的调节门,通常在较低的开度会有一个不进汽的死区,然后在较低的开度下具有调节能力(40%或50%以下),在高开度下为空行程,即阀门继续开大对于进汽量的变化很小。通常汽机主控输出的指令为一个流量指令,它在DEH控制回路中会经过阀门流量曲线函数最终变为阀门指令,一旦阀门流量曲线不合适,汽机主控的调节效果就会变差,可能出现负荷跟踪不上或负荷突升突降的现象。

所以在停机检修后一定要做阀门全行程试验,重新标定领满度,并且定期做阀门流量试验,并且把伺服卡的调节精度控制在 $\pm 0.2\%$ 以内。

7. 磨煤机起停的影响

对于直吹式制粉系统,煤从给煤机进入后要经过一定的时间才会被磨成煤粉吹入到炉膛内,运行磨煤机停运时会在磨煤机内留存一些燃料。所以,需要在锅炉主控或其下一级的燃料主控上增加启停磨煤机的前馈,来减小起停磨煤机造成的影响。

前景展望

1. AGC-R模式

电网规定在网运行机组AGC分三种模式,即AGC正常模式-R(PROPR)模式、AGC支援模式-A(SCHEA)模式、AGC负荷跟踪模式-O(SCHEO)。AGC-O是目前大多数电厂使用的,其指令来源于电网的负荷预测,其指令变化频率低,有稳定期,对于电网的突发波动通常通过一次调频来调节;AGC-R模式是电网上层对于网频进行实时分析计算,真正实现了二次调频,其指令变化频率高,无稳定期,可以有效减少一次调频的压力。

图3为AGC-O模式和AGC-R模式的负荷指令曲线比较。

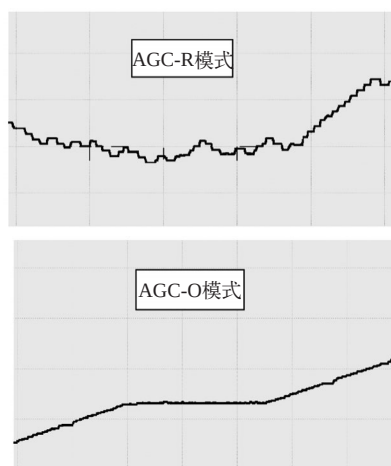


图3 AGC-R模式和AGC-O模式对比

AGC-R模式有助于提高电网的稳定性,保证电网的安全稳定运行,所以随着技术的不断升级,自动控制的准确度也不断提高,AGC-R模式的广泛应用必然是一个趋势,目前已经有个别省份大面积应用AGC-R模式。AGC-R模式要求投入标准更高、相对补偿更高以及对机组负荷响应要求也更高,这对于控制系统的优化又提出了新的要求。

2. 智慧电厂

随着智能时代大幕的开启,智能发电建设是技术进步的必然要求,也是新时代电力发展的客观需求。智能发电控制系统在原有DCS的基础上,应用了如预测控制等先进算法,以及大数据技术等,使得原有的自动化水平上升到了一个新的台阶,同时也可以实现全厂控制一体化。EA

(收稿日期: 2020.05.09)

(编辑: 朱金凤)