

# 浙江电网自动发电控制的现状与对策分析

张锋<sup>1</sup>, 张怡<sup>2</sup>, 赵良<sup>1</sup>

(1. 浙江电力调度通信中心, 浙江 杭州 310007; 2. 浙江电力职业技术学院, 浙江 杭州 310015)

**摘要:** 从浙江电网自动发电控制 AGC 运行的实际情况出发, 在介绍自动发电控制 AGC 的基本原理和浙江电网自动发电控制 AGC 系统基本配置的前提下, 总结了浙江电网自动发电控制 AGC 运行过程中遇到的各种问题, 并对问题产生的原因进行了相关分析, 最后从管理和技术等层面上提出了解决现有问题和充分发挥浙江电网自动发电控制 AGC 作用的一些方法和建议。

**关键词:** 浙江电网; 自动发电控制; 对策

**中图分类号:** TM727 **文献标识码:** B **文章编号:** 1003-4897(2005)10-0070-05

## 0 引言

随着国民经济和现代科技的飞速发展, 电能质量问题已越来越引起用户和供电部门的重视。衡量电能质量的 3 个参数是电压、频率、波形<sup>[1]</sup>。自动发电控制 (AGC) 作为频率二次调整的自动实现方式, 其目的是通过调节发电机出力, 恢复区域电网的负荷与发电之间的平衡<sup>[2]</sup>。随着 EMS 的引进及投运, AGC 已成为我国电网频率调整和功率调整的主要手段, 承担着电网频率调节、联络线交换功率控制和经济调度的重要任务。

浙江电网是华东电网的重要组成部分, 近几年, 与浙江国民经济的高速发展相适应, 浙江电网取得了长足的发展。截止 2003 年年底, 全网统调最高负荷已达 15 686 MW (2003 年 7 月 14 日在错峰及拉限电 2 100 MW 的情况下), 省网负荷最大峰谷差为 4 041 MW, 已拥有统调机组总装机容量 10 898 MW, 220 kV 变电站 97 座, 220 kV 输电线路 247 条, 500 kV 变电站 7 座, 500 kV 输电线路 28 条<sup>[3]</sup>。与兄弟省市电网相比, 浙江电网具有以下一些特点:

1) 调峰任务繁重。到 2003 年底, 浙江电网负荷的最大峰谷差已达 4 041 MW, 并呈现出不断扩大的趋势。

2) 主网受电在总用电中所占比例较大。夏季高峰时段时, 正常受电在 4 000 MW 以上, 约占总用电负荷的 1/3。

3) 负荷的陡升陡降速率大。在尚未出现大面积拉电的 2003 年, 以 2003 年 6 月 5 日为例, 浙江电网负荷从 12 876 MW (10 50) 陡降至 11 820 MW (11 15), 25 min 陡降负荷 1 056 MW, 专家论证<sup>[4]</sup>, 电网短时 (如 5 min) 陡升陡降超过峰值负荷的

1/200, 系统调峰形势就较为严峻, 而以当时浙江电网峰值负荷 13 000 MW 计算, 该日 5 min 负荷陡降平均超过 1.6%, 大大超过 0.5% 的标准, 这给浙江电网调峰带来了严峻的挑战。

4) 有一定容量的快速调节机组。相比部分兄弟省市电网而言, 浙江省装机类型较为多样, 其中火电装机占 81.74%, 核电装机占 2.84%, 水电装机占 8.99%, 燃机装机占 6.43%<sup>[3]</sup>, 但持续的干旱和浙江严重缺水较大程度限制了快速机组的调峰功能。

随着华东电网引入联络线交换功率 CPS 标准<sup>[5]</sup>, 对各省市区网联络线功率考核标准进一步严格化, 浙江电网调峰守口的压力进一步加大, AGC 控制在浙江电网中的实施势在必行。伴随浙江电网近几年来大机组计算机控制技术与通信、自动化水平的不断改进与完善, 浙江电网 AGC 发展很快, 但在运行过程中也遇到一些问题。本文在总结浙江电网 AGC 现状的基础上, 对出现的问题进行了分析和探讨, 并提出了一些解决方法和建议。

## 1 自动发电控制 AGC 的基本原理

自动发电控制 AGC 是根据区域控制误差 ACE 按一定控制周期来决定各参调机组的调节量。区域控制偏差 ACE 的一般表达式为:

$$ACE = P_i + K f$$

式中:  $P_i$  为联络线实际交换功率与计划值的差值;  $K$  为频率偏移系数;  $f$  为电网频率实际值与标准值的差值。

根据控制目标不同, AGC 可分为 3 种控制模式:

1) 定频率控制模式。控制目标是维持电网频率在规定范围内。ACE 可表达为  $ACE = K f$

2) 定联络线交换功率控制模式 (FTC)。控制

目标是维持区域间联络线交换功率为计划值。 $ACE$ 可表达为  $ACE = K P_e$ 。

3) 联络线和频率偏差控制模式 (TBC)。控制目标兼顾频率和联络线交换功率的调节。浙江电网即采用此控制方式。 $ACE$ 可表达为:  $ACE = P_e + K f_e$ 。

## 2 浙江电网 AGC系统简介

浙江电网 AGC系统分为两部分,即主站端子系统与厂站端子系统。

### 2.1 主站端子系统

浙江电网 AGC软件是引进的原美国 CDC - EMPROS公司研制的 EMS系统的一个重要组成部分<sup>[6]</sup>。整个 AGC软件主要包括负荷频率控制 LFC (Load Frequency Control)、经济调度 EDC (Economic Dispatch Control)、自动性能监视 APM (Automatic Performance Monitor)和备用监视 RM (Reserve Monitor) 4部分,其中常用的主要是 LFC部分。

LFC:即负荷频率控制,功能是通过 ACE计算,再经过比例积分微分控制 PD 环节,得到机组的期望发电调整量  $P$ 。其主要模块有通信处理、区域控制偏差 ACE计算、机组控制量计算和机组控制等部分,其中 ACE计算处理模块包含对处理结果进行滤波,从而达到滤去随机噪声、减少机组不必要控制的目的。

EDC:即经济调度控制,功能是根据全网负荷水平,以全网经济运行为目标,根据等耗量微增率(或成本微增率)的原则计算出当前机组的经济运行值。该运行值可作为发电基值加上由 LFC 计算出的期望发电调整量  $P$ 即得到 AGC发给机组的目标值,同时发电基值还可以由计划值输入或人工置入。

APM:即自动性能监视,功能是监视 AGC 机组的运行情况。

RM:即备用监视,功能是监视运行机组的备用出力。

### 2.2 厂站端子系统

近几年来,浙江电网内各大发电厂的自动控制系统得到了快速发展,特别是大容量机组,一般都配置了较先进的集散控制系统 DCS,浙江电网大机组的集散控制系统 DCS主要有两类,一是北仑电厂的 MOD - 300,另一类是嘉兴电厂及台州电厂的 TELEPERM - ME。这两种系统结构虽然有所不同,但其中的协调控制系统 CCS功能基本相同。其任

务均是根据出力要求协调锅炉和汽机的运行。一般有以下 4种控制方式。

1) 基本方式 BASE:机炉均为手动方式。

2) 锅炉跟随方式 BF:通过汽机控制输出功率,锅炉响应汽机蒸汽参数流量的变化来调整锅炉出力,此时机组出力调整响应速度较快。

3) 汽机跟随方式 TF:通过锅炉控制输出功率,汽机响应锅炉主汽参数的变化来调整机组出力,此时锅炉汽压变化较稳定。

4) 协调方式 COORD:同时通过汽机和锅炉来控制输出功率,兼顾机组出力调整响应速度和锅炉汽压稳定性。

## 3 浙江电网 AGC现状

经过这几年的大力发展,浙江电网统调机组的自动化水平有了较大幅度的提高,根据浙江 AGC规划,要求所有 300 MW 及以上火电机组均要实现 AGC功能。截止 2003年底,全省具备 AGC功能的机组情况如表 1所示<sup>[3]</sup>。

表 1 2003年底浙江全省具备 AGC功能的机组情况

Tab 1 AGC units in Zhejiang power grid up to December, 2003

电厂	机组	装机容量	可调范围	可调容量
		/MW	/MW	/MW
北仑电厂	#1、#2	600	500 ~ 600	100
北仑电厂	#3、#4、#5	600	450 ~ 600	150
嘉兴电厂	#1、#2	300	180 ~ 360	120
台州电厂	#1、#2	135	85 ~ 135	50
台州电厂	#7、#8	330	250 ~ 330	80
温州电厂	#1	135	80 ~ 135	55
温州电厂	#3、#4	300	180 ~ 300	120
半山电厂	#4	135	80 ~ 135	55
半山电厂	#5	130	80 ~ 130	50
钱清电厂	#1、#2	125	80 ~ 125	45
萧山电厂	#1、#2	130	70 ~ 130	60
长兴二厂	#1、#2	300	180 ~ 300	120
镇海电厂	#3、#4、#5	205	140 ~ 205	65
镇海燃机	#7、#8、#9	三机合计 300	30 ~ 300	270
龙湾燃机	#1、#2、#3	三机合计 300	30 ~ 300	270
金华燃机	#1 (#2)、#4 (#3)	50	25 ~ 50	25
紧水滩厂	#1 ~ #6	50	30 ~ 50	20
乌溪江厂	#1 ~ #4	42.5	25 ~ 42.5	17.5
乌溪江厂	#5	100	50 ~ 100	50
火电 AGC (包括燃机)		7 960	5 170 ~ 7 960	2 790
水电 AGC		570	310 ~ 570	260
总计		8 530	5 480 ~ 8 530	3 050

表 1 中的机组除少数新机组在投产时已具备 CCS系统外,其余均为大修中进行 DCS系统改造新增的协调控制系统。目前浙江电网 AGC调节容量

为 3 050 MW,占统调总装机容量的 28%。

在这部分 AGC 调节容量中,水电机组 AGC 指令响应时间短、调节速度快。经测定,机组的响应时间小于 3 s,调节速率大于 10 MW/s,但水电机组调节范围及出力上下限受水位、洪水期满发、枯水期供水及下泻流量等因素的影响,变化较大。作为浙江 AGC 调节主力的火电机组,对 AGC 指令的响应时间、调节速率和调节范围等技术指标与机组性能、锅炉制粉系统及协调系统投入方式等多种因素有关,各机组之间差异很大。据 2002 年 10 月省调自动化科对 AGC 机组调节性能实测结果表明:300 MW 及以上机组一般响应时间为 90~120 s,调节速率一般为 5~6 MW/min;125 MW 机组一般响应时间为 30~40 s,调节速率为 2~4 MW/min。

## 4 浙江电网 AGC 运行所遇到的问题

### 4.1 电厂方面

1) 水电厂受水库库容限制,在汛期或枯水期将失去 AGC 调节能力。以紧水滩电厂为例,因为库容相对不大,夏季因为防汛需要,在各台机组全部满发的情况下,有时还要弃水。冬季出于蓄水的要求,一般尽量避免发电或少发电。另外,水电机组 AGC 调节能力还受气候影响,近两年浙江全省大旱,各水电厂入库流量较往年水平严重偏少,发电水头偏低,造成水电机组调节范围和出力上下限均相应改变,AGC 调节能力下降。

2) 燃气机组出力受环境温度和发电成本制约明显,同时为减少  $\text{NO}_x$  排放和提高出力,燃机水洗频繁,这些因素都削弱了燃机 AGC 的调节能力。

3) 相对水电和燃气机组,火电机组调节速率慢,响应时间长,调节范围小。调节速率一般只有 3~6 MW/min,平均响应时间约为 30~120 s,调节范围一般只有机组容量的 30%,且受辅机运行方式影响较大。锅炉响应的延迟主要发生在制粉过程,中间仓储式系统反应速度最快,钢球磨煤机次之,中速磨系统最慢。值得关注的是,对于直吹式制粉系统,常规 DCS 控制系统尚不能启停磨煤机,只能对磨煤机负荷率进行控制,这样受磨煤机最低负荷的限制,机组的调节范围就要相应变小。为加大机组的调节范围,只能短时退出 AGC,人工投退磨煤机数量<sup>[7]</sup>。

4) AGC 联合调整困难。水电、燃气机组 AGC 调节速度快,响应时间短,而燃煤火电 AGC 调节速率慢,响应时间长。常常出现快速调节 AGC 容量已全部用尽,而燃煤 AGC 尚未动作的情况,二者协调

控制比较困难。

5) 电厂对机组投入 AGC 运行没有积极性,特别是浙江省发电侧电力市场退出运行之后。AGC 每一次的负荷变动指令相对于机组当前的实际负荷都是一个较大的扰动,机组各系统都要再次调整至平衡。频繁的调整不仅会造成机组的磨损,而且有时还会发生锅炉部分参数超调的情况。另外,AGC 与非 AGC 机组相比,煤耗升高,效率降低,磨损加大,运行维护费用增加,运营成本上升,电力市场停运后,AGC 辅助服务和补偿费用不能科学计算,再加上电力体制改革厂网分开,这些都是电厂没有积极性的主要原因。

6) 实际运行中,具备 AGC 调节功能的机组少。由于机组系统、通信信道或者 AGC 控制程序等方面的问题,许多具备 AGC 调节功能的机组在实际运行中无法投入 AGC,造成 AGC 调节容量偏小。

### 4.2 电网方面

1) 根据浙江电网的特点,华东主网受电、省调统调负荷有时会发生较大的变动,造成 AGC 调节跟不上联络线变化。

2) 由于受小火电、小水电启停的影响,浙江电网超短期负荷预测有时误差偏大。这种情况下,由于 AGC 可调容量有限,AGC 应当只对超短期负荷预测与电网实际负荷的偏差部分进行调节,从而保证发用电平衡及区域联络线交换功率符合规定的指标要求。当超短期负荷预测误差偏大时,全网总调节量就大,分配到每台 AGC 机组的调节分量就大,且变动频繁。

## 5 对策及建议

综合浙江电网的特点和浙江 AGC 的现状,解决浙江电网 AGC 问题目前考虑主要从以下几个方面入手。

### 5.1 加强对并网机组的考核管理

1) 加强对机组的考核管理,将机组分为 AGC 机组和非 AGC 机组两类。制定 AGC 机组的标准和管理方法。在主要 AGC 调节指标上作出规定,低于规定值的不能认定为 AGC 机组。AGC 机组根据 AGC 指令调整出力,非 AGC 机组按照计划发电曲线进行出力调节。

2) 对 AGC 机组制定补偿和奖励措施。具体方案应根据电网与电厂实际情况合理制定。

3) 运行中的 AGC 机组的调节指标不能低于规定值。若低于规定值下限,则系统不再将其视为

AGC机组,并提出警告。AGC机组不能无故退出AGC运行方式,退出与否需经省调当班调度员同意。因故退出期间,不再享有AGC机组的补偿和奖励。

4) 加大对非AGC机组的考核力度。必须严格按照计划发电,并承担违背计划发电的责任。在技术条件成熟的前提下,计划曲线应由超短期负荷预测实时修正。事故及其它特殊情况除外。

5) 对于有机炉协调系统的机组,在并网协议中要规定其在系统需要时有参与AGC调节的义务。

6) 定期对所有AGC机组进行性能综合测试并考核。测试参数涵盖AGC调节各项指标,并筛选合格AGC机组,促使电厂为保持其AGC运行而进行相关维护和技术改造,从而解决AGC机组调节速率慢、调节范围小、响应时间长等问题。

总而言之,要让发电企业认为机组投入AGC运行“有利可图”,便会主动增加AGC机组容量,改造机组AGC调节性能。当然,有补偿有奖励也必然意味着有责任有考核,只有厂网通力合作,才能从根本上解决浙江电网AGC问题。

### 5.2 提高超短期负荷预测的准确性<sup>[8]</sup>

利用超短期负荷预测将负荷合理分配给各非AGC机组承担,尽量将AGC机组出力维持在其调节范围的中值附近,留出足够的上下调节空间,从而保证电网AGC有良好的调节效果。

### 5.3 加强技术改造,实现水、火电AGC联合调整<sup>[9]</sup>

水、火电AGC协调问题一方面可以将燃煤火电AGC根据超短期负荷预测结果结合实时实际负荷进行调整,而快速调节AGC机组按照ACE情况调整,并尽量维持快速调节AGC机组出力维持在其调节范围中值,这样不仅可以发挥快速AGC机组的调节优势,还能避免燃煤机组不必要的频繁波动调节;另一方面可将所有机组的调整周期设为一致,这样可以避免燃煤机组调节速度慢而造成反向调节的情况。较好解决水、火电AGC联合调整问题是充分发挥AGC性能的保证。

### 5.4 合理设置AGC调节周期

AGC调节周期设置过短,会造成机组的频繁调节,而设置调节周期过长,则可能造成AGC调节跟不上联络线交换功率变动,调节过于迟缓。合理的AGC调节周期设置,必须在充分考虑所在电网实际情况并结合实际运行经验的前提下进行。

## 6 结语

充分发挥自动发电控制AGC的性能和实现

AGC机组的经济合理运行在技术管理上均有较高的要求。AGC性能的充分实现不仅要求机组的AGC调节性能指标符合规定值,而且对配套通信信道和自动化设备也有较高要求。另外,足够的全网AGC调节容量和可用率,是自动发电控制AGC实用化的前提,必须通过各种途径充分调动发电企业使用AGC技术的积极性,唯有通过厂网共同努力,才能从根本上解决浙江电网AGC运行中遇到的各种问题和充分发挥浙江电网AGC的作用。

## 参考文献:

- [1] 严干贵,姜齐荣,黄民聪. 未来的用户电力技术[J]. 电力系统自动化, 2002, 26(1): 62-69.  
YAN Gan-gui, JIANG Qi-rong, HUANG Min-cong. Custom Power Technologies in the Future[J]. Automation of Electric Power Systems, 2002, 26(1): 62-69.
- [2] 周京阳,于尔铿. 能量管理系统(EMS)第5讲 自动发电控制[J]. 电力系统自动化, 1997, 21(5): 75-78.  
ZHOU Jing-yang, YU Er-keng. Energy Management System (EMS), Part Five: Automatic Generation Control [J]. Automation of Electric Power Systems, 1997, 21(5): 75-78.
- [3] 浙江省电力公司. 浙江电网2004年年度运行方式[Z]. 杭州:浙江省电力公司, 2004.  
Zhejiang Electric Power Company. Operation Schedule of Zhejiang Power Grid in the Year 2004 [Z]. Hangzhou: Zhejiang Province Electric Power Company, 2004.
- [4] 刘长义,韩放,于继来,等. 互联电网的调峰调频和联络线调整[J]. 电网技术, 2003, 27(4): 36-38.  
LIU Chang-yi, HAN Fang, YU Ji-lai, et al. Study on Peak Load, Frequency and Tie-line Power Flow Regulation of Interconnected Power System [J]. Power System Technology, 2003, 27(4): 36-38.
- [5] 汪德星. 华东电网实行CPS标准的探索[J]. 电力系统自动化, 2000, 24(8): 41-44.  
WANG De-xing. Study of CPS Standards in East China Power Grid [J]. Automation of Electric Power Systems, 2000, 24(8): 41-44.
- [6] 陈枫. 浙江电网火电大机组AGC的调试分析[J]. 电力系统自动化, 1998, 22(6): 72-75.  
CHEN Feng. Test and Analysis of AGC for Large-sized Fossil-fired Generating Units in Zhejiang Power System [J]. Automation of Electric Power Systems, 1998, 22(6): 72-75.
- [7] 韩少晓,万芳. 提高火电机组自动发电控制系统运行水平的策略[J]. 电网技术, 2002, 26(6): 73-76.  
HAN Shao-xiao, WAN Fang. Strategy to Improve Oper-

- tion Level of AGC Systems for Thermal Generation Units [J]. Power System Technology, 2002, 26(6): 73-76
- [8] 张锋, 吴劲晖, 张怡, 等. 基于负荷趋势的超短期负荷预测方法 [J]. 电网技术, 2002, 28(19): 64-67.
- ZHANG Feng, WU Jin-hui, ZHANG Yi, et al A Novel Ultra-short Term Load Forecasting Based on Load Trend [J]. Power System Technology, 2002, 28(19): 64-67.

**作者简介:**

张 锋 (1977 - ), 男, 硕士研究生, 从事电网调度自动化及电网安全分析方面的工作; E-mail: zhang\_feng @ dc.zpepc.com.cn

张 怡 (1978 - ), 女, 助教, 主要从事计算机技术在电力系统中的应用与教学工作;

赵 良 (1968 - ), 男, 工程师, 主要从事电力调度运行管理方面的工作。

收稿日期: 2004-09-07; 修回日期: 2004-11-25

**Current status and analysis about AGC in Zhejiang power grid**

ZHANG Feng<sup>1</sup>, ZHANG Yi<sup>2</sup>, ZHAO Liang<sup>1</sup>

(1. Zhejiang Electric Power Dispatching and Communication Center, Hangzhou 310007, China;

2. Professional & Technological College of Zhejiang Electric Power, Hangzhou 310015, China)

**Abstract:** Based on the actual situation of the automatic generation control (AGC) in Zhejiang power grid, the basic principle and configuration of AGC of Zhejiang power grid are introduced. And various problems of the functional AGC system in Zhejiang power grid are summarized and analysed. Finally, some methods and suggestions of AGC in Zhejiang power grid are proposed from the points of management and technology.

**Key words:** Zhejiang power grid; automatic generation control (AGC); countermeasure

(上接第 65 页 continued from page 65)

- [10] Communication Networks and Systems in Substations, Part 7-4: Basic Communication Structure for Substation and Feeder Equipment-Compatible Logical Node Classes and Data Classes [Z]. 2000
- [11] 高湛军, 潘贞存, 卞鹏, 等. 基于 IEC 61850 标准的微机保护数据通信模型 [J]. 电力系统自动化, 2003, 27(18): 43-46
- GAO Zhan-jun, PAN Zhen-cun, BIAN Peng, et al A Data Communication Model for Microprocessor Based Protection Based on IEC 61850 Standard [J]. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(18): 43-46
- [12] Communication Networks and Systems in Substations, Part 9-1: Specific Communication Service Mapping (SCSM) for Process Bus [Z]. 2000

收稿日期: 2004-11-10; 修回日期: 2005-01-26

**作者简介:**

陈丽华 (1972 - ), 女, 讲师, 硕士研究生, 研究方向为变电站自动化; E-mail: emqingyin@21cn.com

陈小川 (1963 - ), 男, 教授, 研究方向为电力系统及其自动化。

**Analysis of some cases on application of MMS in substation automation system**

CHEN Li-hua<sup>1</sup>, CHEN Xiao-chuan<sup>2</sup>

(1. Dept of Electrical Engineering, Emei Southwest Jiaotong University, Emei Mountain 614202, China;

2. College of Electrical Engineering, Southwest Jiaotong University, Chengdou 610031, China)

**Abstract:** IEC61850 is the latest standards on communication networks and systems in substations made by IEC in which communication between substation level and bay level is mapped to MMS. This paper analyses some cases on application of MMS in substation automation system and puts forward an solution for substation automation devices unsupport standards of MMS.

**Key words:** MMS; IEC61850; substation automation system; VMD

(上接第 69 页 continued from page 69)

**Abstract:** Extended analysis to ensure the security and stability of South Hebei Power Network is summarized through years of experience. The idea is to emphasize the extended analysis on correct operations of protective relay besides incorrect ones. It is a effective way to make full use of the fault resource, analyze thoroughly the possible hidden trouble of protective relay, and finally take measures to solve the problems. All these efforts will play a positive role on the safety and stability operation of power grids.

**Key words:** protective relay; fault analysis; hidden trouble; power network