

CPS考核标准下河南电网 AGC控制策略

胡扬宇, 李大鹏, 王子琦, 张建立

(河南电力调度通信中心, 河南 郑州 450052)

摘要: 针对华中电网即将实施的省际联络线电力电量 CPS考核细则, 结合河南电网 AGC实际情况, 对河南电网现有 A1/A2考核标准下的 AGC控制策略进行修正, 并在改进的基础上扩充功能使其满足 CPS考核准则。首先提出了适应 CPS考核标准的 AGC控制目标, 并将控制策略细分为水火电 ACE分解比例策略、以日前计划机组为基础的动态平衡 AGC控制策略及火电 AGC编组策略三部分。自从这些控制策略实施以来, 大大改善了河南电网 AGC调节品质, 提高了河南电网频率品质, 减少了联络线责任考核电量。

关键词: 自动发电控制; 超短期负荷预测; 水火电联调

中图分类号: TM715 **文献标识码:** A **文章编号:** 1003-4897(2006)14-0032-03

0 引言

现阶段, 河南电网装机容量近 2 123 万 kW, 其中火电 AGC 机组共计 37 台, 装机容量 939 万 kW, 可调容量 505 万 kW; 水电 AGC 装机容量 210 万 kW, 可调容量 124 万 kW, 仅占全省装机容量 6% 左右。但是小浪底水电厂 AGC 有着无可比拟的优势: 机组运行稳定、调节容量大、调节速率快、响应时间短。基于这些优点, 河南电网现阶段省际联络线控制策略主要采用 15 m 超短期负荷预测值向火电厂下发出力曲线, 由小浪底 AGC 来弥补实时误差, 联络线控制过于依赖小浪底电厂的快速调节能力。但是当小浪底水电机组受黄河来水限制造成无法开机或者小开机方式下, 由于河南省网火电 AGC 调节容量中小机组所占比例大, (仅 135 MW 循环硫化床机组就有 12 台), 调节速率慢, 水火电联调效果不佳。造成联络线大量考核电量。与此同时, 基于 CPS^[1] 评价准则的优越性, 华中电网于 2005 年 4 月 25 日印发了针对 CPS 考核细则的华中电网省市联络线电力电量管理考核办法^[2]来取代现有的 ACE 考核。但是河南电网能量管理系统 EMS 的 AGC 控制策略仍是按 A1/A2 标准设计。毫无疑问, 目前河南电网 AGC 控制策略已经不适应现阶段所施行的 CPS 考核准则。

根据以上分析, 如何充分利用河南电网现有 AGC 资源, 调整现有 AGC 控制策略, 一方面解决河南电网水火电联调问题, 另一方面使其适应 CPS 考核标准就成为亟待解决的重大问题。

1 符合 A1/A2 标准 AGC 控制策略原则

A1/A2 控制性能评价标准追求区域控制偏差 ACE 值在较短时间内过零。毫无疑问, 按该标准设计的 AGC 系统的基本控制策略是:

当 $ACE > 0$ 时, 控制区域内 AGC 机组减出力
当 $ACE < 0$ 时, 控制区域内 AGC 机组加出力

2 符合 CPS 考核标准的 AGC 控制策略

CPS 控制性能评价标准追求 CPS1 值最大化, 强调控制区域对维持系统频率质量所作的贡献。可以分下列 2 种情况进行分析。

ACE 控制方向与系统控制方向一致

$ACE > 0$, 系统频率偏差 $f > 0$ 时, 控制区域减出力。

$ACE < 0$, $f < 0$ 时, 控制区域加出力。

ACE 控制方向与系统控制方向不一致

f 较大, 以系统频率调整为主。

ACE 较大而 f 不大, 以 ACE 调节为主。

3 符合 CPS 考核标准及河南电网实际情况的 AGC 控制策略

根据河南电网 AGC 实际运行情况及 CPS 考核标准, 对河南电网现有的 AGC 控制策略进行修正及功能扩充。

1) 适合 CPS 考核标准的 AGC 目标^[3]

正常调节区域, 若减小 ACE 不利于系统频率且此时 CPS1 = 200% 时, 则不予调节。

正常调节区域, 当 CPS1 = 200% 时, 且 f 绝

对值较大时,控制区域减少 ACE 值。

次紧急调节区域和紧急调节区域,当 $CPS1$ 200%而 f 绝对值较大时,则不予调节。

其他情况的控制策略与 $A1/A2$ 标准相同。

2) 以超短期负荷预测为基础的 AGC 控制策略

依据河南省网负荷变化的规律性,将河南省网 5 min 负荷曲线抽取出来进行分析,可以发现负荷波动幅值小于或接近 150 MW,由此 AGC 的调节容量设定为 150 MW 左右。在此基础上对省网负荷曲线进行分解,如图 1 所示。这样在省网负荷有规律性地升降过程中,日前计划机组承担了跟随负荷大幅度增减的基础容量。日计划员可以结合省调机组开停情况及电网检修方式对参与日前计划机组进行调整。如果省网负荷因天气等因素发生突变时,65%省网负荷将不再分配给日前计划机组,而由 30 min 提前滚动计划机组承担。

由图 1 可知,日前计划机组跟省网负荷上升或下降的大趋势,约占省网负荷 65%左右;15 min 机组跟大趋势变化过程中的包络线,约占省网负荷 25%左右;5 min 机组降低省网内 AGC 机组的负担,约占省网负荷的 8%~9%左右;火电 AGC 机组调节水电 AGC 机组容量,充分利用宝贵的水电 AGC 容量调整省网负荷的频繁波动。相反,当水电 AGC 无调节容量时,依次反馈信号至火电 AGC 机组、5 min 机组与 15 min 机组进行调节,在调节过程中在在线安全校核的前提下选择合适的机组进行加减,最终将水电 AGC 机组调节至 1/2 调节容量。

这种逐步细化、相互影响而形成动态平衡的超短期负荷预测方法一方面可以大幅提高预测精度,缩短调整周期;同时,该方法将水火电 AGC 调整的省网负荷波动限制在一定范围内,减少了水火电 AGC 联调的幅度。

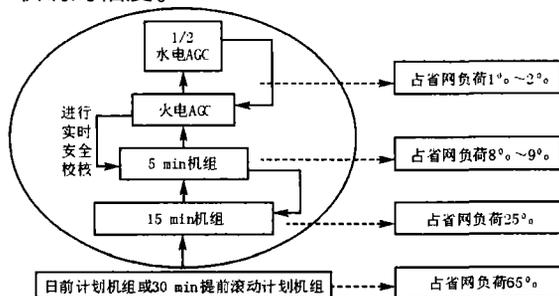


图 1 以日前计划机组为基础的动态平衡 AGC 控制策略

Fig 1 Dynamic AGC control strategy based on pre-day plan

3) 水火电 AGC 联调策略

由图 1 可知省网负荷约 150 MW 波动必须由水

火电 AGC 机组来承担,这就要考虑水火电爬坡率差异较大的实际情况,本文提出一种按水火电调节容量比例对 ACE 值进行分解的调整策略:一部分由水电 AGC 跟随,其余部分由火电 AGC 进行调整。该方法一方面可以充分发挥水电 AGC 的快速调整能力,迅速使 $CPS2$ 值向 L15 值靠近;另一方面在火电 AGC 调整过程中,随着 ACE 值的变化,当 ACE 值往反方向偏移时,毫无疑问已达极限的水电 AGC 值尚有 2 倍 1/2 水电 AGC 反方向调节容量;相反,当 ACE 值继续向正方向偏移时,已开始调整的火电 AGC 机组不会反向调整。这对现阶段火电 AGC 机组容量有限条件下进行水火电联调非常有利。考虑到火电 AGC 爬坡率较慢的限制,就需要投入多组火电 AGC,进行“群起”调整,以多机组、大调节容量来弥补速率低的缺陷。因此在联调中对 ACE 容量进行修正,本文提出双倍扩大修正法,即 $ACE_{修正} = 2 \times ACE$,即 $ACE_{修正}$ 容量为 300 MW。 ACE 比例可按表 1 中所提策略进行分解。

表 1 水火电 ACE 分解比例策略

Tab 1 The mal-hydro proportion with ACE		
小浪底开机台数/单机调整容量 50 MW	ACE 比例 (火电/水电)	
开一台机	5/1	
开两台机	2/1	
开三台机及以上	ACE 容量均让水电承担	

4) 火电 AGC 编组策略

随着省网火电 AGC 容量的逐步增加,当负荷指令方向变化过于频繁而使机组出力处于不断地升、降交替变化状态时,机组控制系统将始终处于频繁的调节状态,不仅使机组不能稳定运行,同时影响了机组及 AGC 系统的负荷调节响应效果。如何在大容量的火电 AGC 投运条件下进行合理分配,避免出现频繁调整及反向调整的情况?这就必须对 AGC 机组采取合理编组、分别调整、目标函数一致的调整策略。

依据省网火电 AGC 的调节容量、响应时间、爬坡速率及机组布局利用优化理论将其编为多个调节小组 n_1, n_2, n_3, \dots , 各调节小组的负荷响应时间相互之间成倍数关系 $t_1, 2t_1, 3t_1, \dots$, 根据 ACE 的实时变化,在安全校核的前提下,选择合适的调节小组 n_1 进行调整, $2t_1$ 时刻随着 ACE 值发生反向变化, n_2 小组开始反向动作, n_1 小组收到指令保持现有的功率不再进行调整...通过各调节小组之间的相互配合可以使当时一部分机组只升不降,另一部分机组只降不升,而经过人为设定的循环周期后,升的机组变为降,降的机组变为升。这样,不仅提高了机组的调

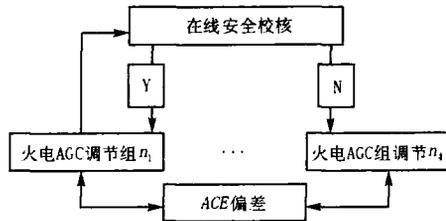


图 2 火电 AGC 编组调整流程

Fig 2 Adjusting strategy of the thermal power AGC

节性能,同时也提高了整个 AGC 系统的调节性能。调整流程如图 2 所示。

在以上调整过程中,应严格进行安全校核,当 n_i 组中某机组出力的加减将引起省网某断面的过载,则此时该机组出力维持不变,其相应增加量可由本组其余机组承担或转由其余组承担。

4 结语

综上所述,随着适应 CPS 考核标准及满足河南电网实际情况 AGC 控制策略实施以来,大大改善了河南电网 AGC 调节品质,提高了河南电网频率品质,减少了联络线责任考核电量。实践证明该 AGC 控制策略在河南电网的应用是有效和成功的。

AGC control strategy based on CPS standard in Henan Power Grid

HU Yang-yu, LI Da-peng, WANG Zi-qi, ZHANG Jian-li

(Henan Electric Power Dispatching and Communication Center, Zhengzhou 450052, China)

Abstract: Under the control performance standard (CPS) and current level of AGC in Henan Power Grid, this paper corrects and extends the AGC control strategy based on A1/A2 standard to satisfy the CPS detailed rules that is being used in Huazhong Power Grid. The strategy includes dynamic AGC control strategy based on pre-day plan, thermal-hydro proportion in taking on ACE and alignment strategy of thermal power AGC. The three strategies improve the AGC adjusting performance and frequency quality in Henan Power Grid.

Key words: AGC; super short time load forecasting; thermal-hydro coordination

参考文献:

- [1] Policy F-Generation Control and Performance. NERC Operation Manual [EB/OL]. <http://www.nerc.com>. 1997.
- [2] 华中电网省(市)间联络线电力电量管理考核办法(试行)[Z]. 2005. Management Check Method of Tie Line Quantity of Electricity of Central China Power Grid (pilot) [Z]. 2005.
- [3] 钱玉妹,崔恒志,等. 适应 CPS 标准的 AGC 系统设计与应用[J]. 电力系统自动化, 2003, 27(11): 69-70. QIAN Yu-shu, CUI Heng-zhi, et al Design and Application of Automatic Generation Control System Adapting to CPS Standard [J]. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(11): 69-70.

收稿日期: 2006-01-03; 修回日期: 2006-02-16

作者简介:

胡扬宇(1978-),男,硕士,工程师,从事电力系统运行与控制研究工作; E-mail: flyjoke@v86.net

李大鹏(1973-),男,高级工程师,从事电力系统运行与控制研究工作;

王子琦(1974-),男,高级工程师,从事电力系统运行与控制研究工作。

(上接第 27 页 continued from page 27)

Chaotic load series local forecasting based on RBFNN

AI Ming-shun¹, MA Hong-guang¹, LI Zun-xiong^{2,3}

(1. The Second Artillery Engineering Institute, Xi'an 710025, China;

2. School of Electronics and Information Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China;

3. School of Information Engineering, East China Jiaotong University, Nanchang 330013, China)

Abstract: Short-term load series possess the chaotic characteristic, and can be forecasted with chaotic series local model. The mapping between prediction phase point and future counterpart point is not absolute linear, but the common linear regression models can only approximate linear mapping. The paper puts forward a novel model based on Radial-Basis-Function Neural Network (RBFNN), which has higher performance on approximating the real mapping, and both Euclidian distance and correlative coefficients approaches are employed to select the neighbourhood phase points, which are more close to the prediction point. The experiment with load series with 24 points one day from Northwest Power Grid demonstrates that the novel model achieves better prediction precision than the linear model.

Key words: short-term load forecasting; chaotic time series; RBFNN; local model