

# 多控制区协调自动发电控制的研究与实现

赵川, 朱涛, 叶华

(云南电力调度控制中心, 云南 昆明 650011)

**摘要:** 为了解决电源送出问题, 提出一种多控制区协调自动发电控制 (AGC) 模型。结合该模型, 对 AGC 的行为与电网潮流之间的作用关系进行分析, 给出了相应的控制策略及控制算法。主控制区的控制目标为频率和联络线偏差控制, 子控制区的控制目标为其稳定断面潮流贴近控制要求。子控制区也可参与主控制区的控制, 实现与主控制区的协调控制。在云南省调 AGC 的实际工程应用表明, 该方法可以有效地将子控制区稳定断面有功功率控制在允许范围内, 保证电力系统的安全稳定运行。

**关键词:** 多控制区; 自动发电控制; 协调控制; 控制策略; 电力系统

## Research and realization of coordinated automatic generation control based on multi-control zone

ZHAO Chuan, ZHU Tao, YE Hua

(Power Dispatching and Control Center of Yunnan, Kunming 650011, China)

**Abstract:** A coordinated multi-control area automatic generation control (AGC) model is proposed to solve the problem of power sent. Combined with the model, the role of the relationship between power flow and the behavior of AGC is analyzed and the corresponding control strategy and control algorithm are given. Control objective for the main control area is frequency and tie-line bias control. Control objective for the sub-control area is close to the permissive bounds of stable control requirements. In order to achieve a coordinated control between sub-control area and the main control area, sub-control area can also be involved in the control of the main control area. Actual application of the proposed method to the AGC in Yunnan Provincial Power Dispatching and Control Center shows that this method can effectively keep the sub-control area power flow of tie line within the permissive bounds and ensure the secure and stable operation of power system.

**Key words:** multi-control zone; automatic generation control (AGC); coordinated control; control strategy; power system

中图分类号: TM734; TM76

文献标识码: A

文章编号: 1674-3415(2014)16-0046-06

## 0 引言

传统自动发电控制<sup>[1-7]</sup> (AGC) 功能在对控制区进行发电控制时, 通常只考虑系统频率和本控制区与其他控制区之间的联络线交换功率两个控制目标, 不能对控制区内部的稳定断面潮流进行控制。随着电网规模的日益扩大, 电网实际运行方式越来越复杂, 对控制区内部的稳定断面潮流进行合理控制是电网安全运行的重要保证。同时, 对电网中电源与负荷分布不平衡的部分地区, 如何最大限度地发挥地区联络线断面的传输能力, 同时又能满足地区联络线断面的安全约束也是电网控制面临的重大挑战。

以往对稳定断面的控制通常采用的方法是将 AGC 与安全约束调度 (SCD) 相结合, 构成闭环控

制系统, 实现稳定断面的预防和校正控制<sup>[8-12]</sup>。这种方法可以有效地控制稳定断面不超过限值, 但由于它不进行稳定断面下限控制, 因而不能将稳定断面潮流保持在限值附近, 从而最大限度地发挥稳定断面的传输能力; 而且它依赖于状态估计和安全约束调度的结果, 当状态估计或者安全约束调度不收敛时, 无法对稳定断面潮流进行有效的控制。

针对控制区内部稳定断面潮流控制问题, 云南省调 AGC 实现了多区域协调自动发电控制, 将原来的单一控制区划分为多个控制区, 包括一个主控制区和多个子控制区, 每个控制区均包含多个 AGC 电厂和机组; 主控制区的控制目标为频率和联络线偏差控制, 子控制区的控制目标为该子控制区稳定断面 (包括其内部稳定断面和对外联络线稳定断面), 既能充分利用其输电能力, 又不会导致断面越

限; 在紧急情况下, 子控制区也可参与主控制区的控制, 实现与主控制区的协调控制。

## 1 多控制区模型

根据控制区稳定断面潮流控制的实际需要, 将控制区划分为多个控制区域, 其中包括一个主控制区和多个子控制区, 每个控制区均包含一定数量的 AGC 电厂和机组, 用于对本控制区进行控制, 如图 1 所示。

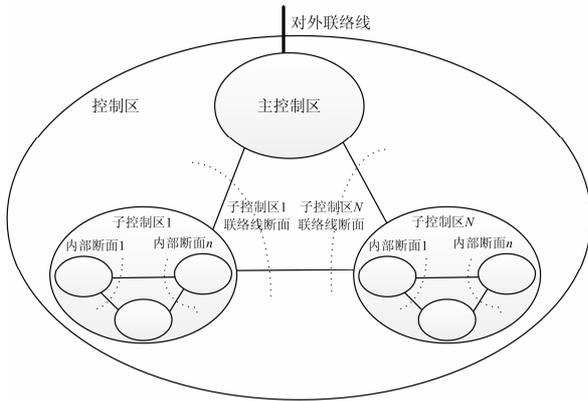


图 1 多控制区模型

Fig. 1 Model of multi-control zone

主控制区内的 AGC 机组承担系统频率和对外联络线潮流控制, 应保证有足够的调节容量。子控制区是根据其内部稳定断面和对外联络线稳定断面潮流控制的需要来划分的。若子控制区对外联络线不构成需要控制的稳定断面, 则不能将其划分为一个子控制区。同时, 还应保证子控制区内部应有一定数量的 AGC 电厂和机组, 能够通过对这些电厂和机组的控制来达到控制其内部稳定断面和对外联络线稳定断面潮流的目的。另外, 子控制区的数量不宜过多, 如果过多, 一方面可能会使控制过于复杂, 从而影响控制的效果, 另一方面也会影响主控制对频率和联络线的控制。

### 1.1 主控制区发电控制

主控制区的控制目标是频率和联络线偏差控制, 对应的控制模式为 TBC<sup>[13]</sup>, 此时, 区域控制偏差 ACE 描述如下:

$$ACE = B \cdot (f - f_0) + (P - P_0)$$

其中:  $B$  为频偏系数;  $f$  为系统实际频率 (Hz);  $f_0$  为系统计划频率 (Hz);  $P$  为区域联络线实际功率 (MW);  $P_0$  为区域计划净交换功率 (MW)。

### 1.2 子控制区发电控制

子控制区的控制目标是控制该子控制区稳定断

面 (包括其内部稳定断面和对外联络线稳定断面) 潮流为设定值。子控制区采用恒定联络线功率控制模式 (FTC)<sup>[13]</sup>, 即

$$ACE = (P_s - P_{set})$$

其中:  $P_s$  为子控制区稳定断面实际功率 (MW);  $P_{set}$  为子控制区稳定断面设定控制值 (MW)。

子控制区不仅包括上限控制, 而且还包括下限控制。上限控制是为了确保稳定断面的潮流不超过断面限值, 下限控制是为了让稳定断面尽可能输送较多的电力, 最大限度利用其输电能力。为此, 子控制区 ACE 的控制区域分为正常区、次紧急区和紧急区, 如图 2 所示。

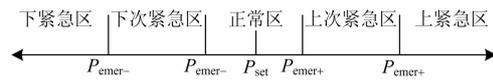


图 2 子控制区控制区域图

Fig. 2 Control area of sub control area

实际设置时, 子控制区设定了次紧急区门槛  $P_{thre}$  和紧急区门槛  $P_{thre+}$ , 其中  $P_{thre+} > P_{thre} > 0$ 。图 2 中,  $P_{emer+} = P_{set} + P_{thre}$ ;  $P_{emer-} = P_{set} - P_{thre}$ ;  $P_{emer++} = P_{set} + P_{thre+}$ ;  $P_{emer--} = P_{set} - P_{thre+}$ 。其中,  $P_{thre}$  既不宜设置过大, 也不宜设置过小。设置过大, 不能充分利用子控制区联络线输送能力; 设置过小, 会造成子控制区内 AGC 机组频繁调节。

当  $|ACE| < P_{thre}$  时, 为子控制区 ACE 的正常区, 此时子控制区 AGC 不进行任何控制。

当  $P_{thre} \leq |ACE| < P_{thre+}$  时, 为子控制区 ACE 的次紧急区。当 ACE 位于下次紧急区内时, 表示不能充分利用子控制区对外联络线输送能力, 需要增加子控制区内 AGC 机组出力, 从而使 ACE 重新回到正常区。当 ACE 位于上次紧急区内时, 表示子控制区对外联络线潮流已越限, 需要减少子控制区内 AGC 机组出力, 从而使 ACE 重新回到正常区。

$|ACE| \geq P_{thre+}$ , 为子控制区 ACE 的紧急区。紧急区的控制策略与次紧急区类似, 区别在于处于紧急区时, AGC 机组不会响应恶化本子控制区 ACE 的控制命令。

### 1.3 主、子控制区的协调控制

正常情况下, 主控制区、子控制区各自独立进行控制; 当运行方式变化, 需要主、子控制区协调控制时, 虽然子控制区内的 AGC 电厂和机组可以接受主控制区的控制指令, 但其前提是仍然需要保证子控制区稳定断面 ACE 处于正常区内。当子控制区稳定断面 ACE 处于正常区外时, 子控制区只会响应使本子控制区 ACE 向正常区靠近的主控制区命令, 并会禁止执行恶化本子控制区 ACE 的主

控制区命令。

## 2 子控制区控制算法

从电网调度运行来看,子控制区控制策略包括其对外联络线断面控制和内部稳定断面控制,这样才能保证断面既不越限,又能充分利用电网输送能力。子控制区稳定断面潮流的协调控制策略如下所述。

### 2.1 子控制区对外联络线控制流程

1) 断面潮流计算。对子控制区内所有稳定断面进行遍历,根据各稳定断面的断面组成,分别计算稳定断面的断面潮流。

2) 子控制区断面越上限控制。对所有子控制区稳定断面进行遍历,对比步骤 1) 中计算的断面潮流和断面上限,判断断面是否越上限,如果越上限则对该断面进行越上限控制。子控制区断面越上限控制流程将在 2.2 节详细描述。

3) 子控制区 AGC 机组调节量统计。对子控制区中 AGC 机组进行遍历,统计子控制区断面越上限控制所分配的 AGC 机组调节量总和。

4) 更新子控制区联络线调节功率。将之前计算的子控制区联络线调节功率减去 AGC 机组调节量总和,得到新的子控制区联络线调节功率。

5) 子控制区联络线调节功率判断。对更新后的子控制区联络线调节功率进行判断,如果调节功率为负,且大于次紧急区门槛,说明子控制区联络线有减出力需求,转 6),进行子控制区联络线越上限控制;否则,说明子控制区发电出力仍有上调空间,可以进行子控制区断面和联络线的越下限控制。

6) 子控制区联络线越上限控制。将子控制区联络线调节功率分配给控制区中所有满足调节条件但未参与子控制区断面越上限控制的那些 AGC 机组,进行子控制区联络线越上限控制。由于子控制区联络线有减出力需求,因此完成子控制区联络线越上限控制后,将不再进行对子控制区内越下限断面进行控制,否则可能会导致子控制区联络线潮流再次越上限。

7) 子控制区断面越下限控制。对所有子控制区内稳定断面进行遍历,对比步骤 1) 中计算的断面潮流和断面上限,判断断面是否越下限,如果越下限则对该断面进行越下限控制。子控制区断面越下限控制流程见 2.3 节。

8) 更新子控制区联络线调节功率。重新统计子控制区内各 AGC 机组的调节量总和,将之前计算的子控制区联络线调节功率减去 AGC 机组调节量总和,得到新的子控制区联络线调节功率。

9) 对更新后的子控制区联络线调节功率进行判断,如果调节功率为正,且大于次紧急区门槛,说明子控制区有增出力需求,进行子控制区联络线越下限控制。

10) 子控制区联络线越下限控制。将区域调节功率分配给子控制区中所有满足调节条件但未参与断面控制的那些 AGC 机组,进行子控制区联络线越下限控制。结束本周期的控制。

### 2.2 子控制区内部稳定断面越上限控制流程

1) 对所有子控制区稳定断面进行逐个遍历,检查断面是否越上限,如果不越限,则检查下一个,直到所有断面检查完成;如果越限,则计算断面的越限量和待分配调节量。

2) 统计越上限断面所关联的 AGC 机组的已分配调节量,这些调节量可能是在其他稳定断面越限时分配的。

3) 更新越上限断面的待分配调节量,即用原来的待分配调节量减去关联 AGC 机组的已分配调节量。

4) 判断更新后的待分配调节量是否足够小,如果足够小,则不必再分配,检查下一个稳定断面;否则,继续以下步骤。

5) 统计越上限断面的可调节 AGC 机组,如果 AGC 机组不能承担调节功率或者已分配调节量或者禁止下调,则该关联 AGC 机组不能统计在内。

6) 将待分配调节量在可调节 AGC 机组中分配,分配原则为各 AGC 机组的可调节裕度。分配过程中,如果某 AGC 机组分配量使其目标出力越限或者分配量超过最大命令,则其分配量固定在最大可分配量上。

7) 更新待分配调节量,如果待分配调节量足够小,则不必再分配,检查下一个稳定断面;否则,转步骤 5),继续进行分配。

### 2.3 子控制区内部稳定断面越下限控制流程

子控制区内部稳定断面越下限控制流程与 2.2 节类似,在此不再赘述。

## 3 主子控制区协调算法

由于云南电网汛期及枯期发电出力相差极大,子控制区 AGC 参与主控制区 AGC 的调节实际上是通过修改子控制区“参与主控制区调节”开关来实现的。

汛期时,子控制区内水电为大方式运行,调度控制要求是子控制区内部断面及联络线控制在  $P_{\text{set}} \pm 10$  MW 内。对于装机容量达 24 000 MW 的云南电网来说,其对主网 ACE 的影响可以忽略不计。因此汛

期时子控制区“参与主控制区调节”开关关闭,子控制区只进行本区域内部断面及对外联络线潮流越上限及越下限控制。

枯期时,子控制区内的电厂小方式运行,其总出力不会使内部断面及联络线越限,控制要求是子控制区内部断面及联络线潮流控制不低于  $P_{set}$ 。因此枯期时子控制区“参与主控制区调节”开关打开,子控制区内机组不会再对本区域内部断面及对外联络线进行越上限调整,但在主控制区 AGC 调节过程中,要进行子控制区内部断面及联络线的越下限控制,其控制方法如第 2.3 节所述。

#### 4 算例分析

2013 年 6 月 28 日,云南省调 AGC 的德宏子控制区投入试运行。德宏子控制区对外联络线为 500 kV 德宏变双主变,德宏子控制区内部稳定断面有 220 kV 德盈三回线。

根据试验当天德宏主变上网情况,德宏子控制区“参与主控制区调节”开关关闭,德宏子控制区 500 kV 德宏变双主变设定控制值  $P_{set1}=910$  MW,德盈三回线设定控制值  $P_{set2}=800$  MW,同时设定次紧急区门槛  $P_{thre}=15$  MW。按策略要求,AGC 控制下德宏主变的上网功率  $P_{s1}$  应控制在  $P_{set1} \pm P_{thre}$  内,即  $895$  MW  $< P_{s1} < 925$  MW,  $P_{s1}$  的均值应该为 910 MW。德盈三回线的上网功率  $P_{s2}$  应控制在  $P_{set2} \pm P_{thre}$  内,即  $785$  MW  $< P_{s2} < 815$  MW,  $P_{s2}$  的均值应该为 800 MW。当天德宏子控制区投入 AGC 控制的电厂为弄另电厂与大盈江三级电厂,其中大盈江三级电厂主要负责 220 kV 德盈三回线及德宏变双主变潮流的控制,弄另电厂则主要负责德宏变双主变潮流控制。

图 3、图 4 为试验期间德宏子控制区德盈三回线及德宏主变有功曲线图,可以看出,10:00:00~10:20:00,德盈三回线上网均值为 800.15 MW,最大值为 811.14 MW,最小值为 795.38 MW;德宏主变上网均值为 898 MW,最大值为 915 MW,最小值为 887 MW,考虑到次紧急区门槛的大小并



图 3 德盈三回线 (10:00~10:20) 总有功曲线  
Fig. 3 Curve of three circuits of Deying active power between 10:00 to 10:20

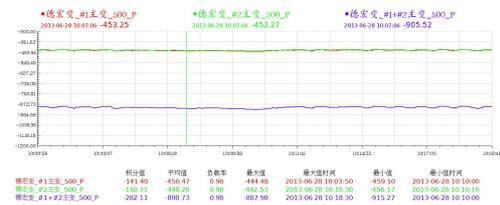


图 4 德宏主变 (10:00~10:20) 有功曲线  
Fig. 4 Curve of Dehong substation transformer active power between 10:00 to 10:20

排除 AGC 机组的调节死区因素,达到了预期的控制目标。

图 5、图 6 为试验期间德宏子控制区参与 AGC 调节的大盈江三级电厂及弄另电厂的 AGC 控制命令曲线与实际出力对比图。可以看出,德宏子控制区对 AGC 电厂调节命令的均值为 10 MW,基本接近于次紧急区门槛  $P_{thre}=15$  MW,由此也印证了策略的正确性。

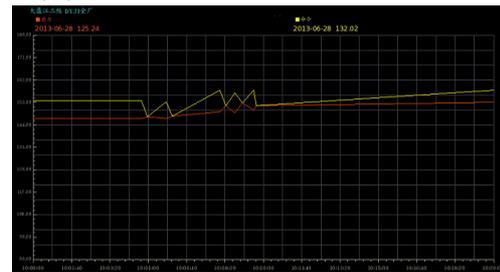


图 5 大盈江三级电厂 (10:00~10:20) 命令与实际出力曲线  
Fig. 5 Command and actual active power curve of Dayingjiangsanji Power Plant between 10:00 to 10:20

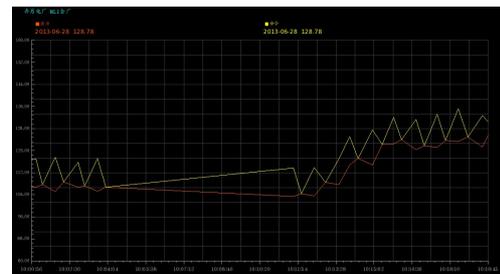


图 6 弄另电厂 (10:00~10:20) 命令与实际出力曲线  
Fig. 6 Command and actual active power curve of Nongling Power Plant between 10:00 to 10:20

通过此次试验,有效验证了云南省调多区域协调 AGC 控制策略的正确性和有效性。从多区域协调 AGC 控制的经济性来看,2013 年 7 月初德宏子控制区 AGC 控制投入正式运行后,截止至 2013 年 11 月,德宏地区已累计多送水电 200 000 MWh。从子控制区控制质量来看,德宏子控制区 AGC 功能投入前的 2013 年 5 月 28 日至 6 月 28 日期间,

德宏双主变越限 24 次, 日均越限 0.8 次, 日均越限时间 35.4 s; 德盈三回线越限 26 次, 日均越限 0.87 次, 日均越限时间 32.8 s。德宏子控制区 AGC 功能投入后的 7 月 26 日至 8 月 26 日期间, 德宏双主变越限次数降低为 8 次, 日均越限 0.26 次, 日均越限时间仅为 6.7 s; 德盈三回线越限次数降低为 6 次, 日均越限 0.2 次, 日均越限时间仅为 4.3 s。

在提高德宏子控制区断面及联络线潮流控制质量的同时, 并未影响主控制区的整体控制效果。通过主控制区 AGC 与德宏子控制区 AGC 之间的协调机制, 主控制区 2013 年 7 月~11 月控制性能标准 (CPS) 指标较 2012 年同期有了明显的改善和提高, 如表 1 所示。

表 1 投运前后主控制区 CPS 指标比较

Table 1 Comparison of CPS index in main control area before and after the operation

月份	2012 年 CPS 指标		2013 年 CPS 指标	
	CPS1 值	CPS2 合格率 / %	CPS1 值	CPS2 合格率 / %
7	190.3	99.1	191.2	99.2
8	190.4	99.4	192.5	99.7
9	190.3	99.6	193.2	99.8
10	189.9	99.5	192.7	99.9
11	189.6	99.2	192.3	99.5
平均	190.1	99.36	192.38	99.62

## 5 结论及经验

在云南电网快速发展但网架结构还不很完善的情况下, 如何利用现有技术装备, 提高电网的安全、经济运行水平, 是摆在每个电网运行管理和技术人员面前的重大问题。通过对 AGC 的行为与电网潮流之间的作用关系进行研究, 提出了基于多控制区协调自动发电控制技术的工程实现方法, 并在云南电网 AGC 系统中得到了实现, 不仅减轻了调度运行人员对电网潮流的监视、调整压力, 而且充分利用了电网的输送能力, 增加了云南汛期水电的送出, 提高了云南电网 AGC 的技术水平, 有效保证了电网的安全、稳定、经济运行。

### 参考文献

[1] 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.  
[2] 高宗和. 自动发电控制算法的几点改进[J]. 电力系统自动化, 2001, 25(22): 49-51.  
GAO Zong-he. Some algorithmic improvements on AGC software[J]. Automation of Electric Power Systems, 2001, 25(22): 49-51.  
[3] 李飞, 李咸善, 李洁. 基于交易联络线的 TCPAR 的 AGC 频率调节过程研究[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(2): 34-39.  
LI Fei, LI Xian-shan, LI Jie. AGC frequency regulation with TCPAR under tie-line power change[J]. Power System Protection and Control, 2010, 38(2): 34-39.  
[4] 陈楷, 孙建华, 王卉. 节能调度模式下的河南电网 AGC 控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(4): 58-61.  
CHEN Kai, SUN Jian-hua, WANG Hui. The AGC strategy of Henan Power Grid for energy-saving dispatch[J]. Power System Protection and Control, 2009, 37(4): 58-61.  
[5] 雷霞, 马一凯, 贺建明, 等. CPS 标准下的 AGC 控制策略改进研究[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(11): 79-82, 89.  
LEI Xia, MA Yi-kai, HE Jian-ming, et al. Research on improved AGC control strategy based on CPS standard[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(11): 79-82, 89.  
[6] 吴云亮, 孙元章, 徐箭, 等. 基于多变量广义预测理论的互联电力系统负荷频率协调控制体系[J]. 电工技术学报, 2012, 27(9): 101-107.  
WU Yun-liang, SUN Yuan-zhang, XU Jian, et al. Coordinated load-frequency control system in interconnected power system based on multivariable generalized predictive control theory[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2012, 27(9): 101-107.  
[7] 余涛, 周斌, 陈家荣. 基于多步回溯  $Q(\lambda)$  学习的互联电网随机最优 CPS 控制[J]. 电工技术学报, 2011, 26(6): 179-186.  
YU Tao, ZHOU Bin, CHEN Jia-rong. Stochastic optimal CPS control for interconnected power grids using multi-step backtrack  $Q(\lambda)$  learning[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2011, 26(6): 179-186.

- [8] 唐晓骏, 付红军, 胡扬宇, 等. 南阳变建成对特高压及河南电网安全稳定控制策略的影响研究[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(23): 186-191.  
TANG Xiao-jun, FU Hong-jun, HU Yang-yu, et al. Study on impact of Nanyang substation on safety and stability control strategy of ultra-high voltage power grid and Henan grid[J]. Power System Protection and Control, 2010, 38(23): 186-191.
- [9] 余涛, 周斌. 基于强化学习的互联电网 CPS 自校正控制[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(10): 33-38.  
YU Tao, ZHOU Bin. Reinforcement learning based CPS self-tuning control methodology for interconnected power systems[J]. Power System Protection and Control, 2009, 37(10): 33-38.
- [10] 邓佑满, 张伯明, 雷健生, 等. 电力系统有功安全校正策略的反向等量配对调整法[J]. 电力系统自动化, 1999, 23(18): 5-8.  
DENG You-man, ZHANG Bo-ming, LEI Jian-sheng, et al. Adjustment of equal and opposite quantities in pairs for strategy of active power security correction of power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 1999, 23(18): 5-8.
- [11] 郑延海, 张小白, 钱玉妹, 等. 电力系统实时安全约束调度的混合算法[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(12): 49-52.  
ZHENG Yan-hai, ZHANG Xiao-bai, QIAN Yu-mei, et al. Hybrid algorithm for real-time security constrained dispatch of power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(12): 49-52.
- [12] 张小白, 高宗和, 钱玉妹, 等. 用 AGC 实现稳定断面越限的预防和校正控制[J]. 电网技术, 2005, 29(19): 55-59.  
ZHANG Xiao-bai, GAO Zong-he, QIAN Yu-mei, et al. Implementation of preventive and remedial control for tie line overload by use of automatic generation control[J]. Power System Technology, 2005, 29(19): 55-59.
- [13] 谭涛, 姜杰, 何潜, 等. 省级电网 AGC 控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(16): 63-66.  
TAN Tao, JIANG Jie, HE Qian, et al. Research on provincial power grid AGC control strategy[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(16): 63-66.

---

收稿日期: 2013-11-26; 修回日期: 2013-12-30

作者简介:

赵川(1981-), 男, 通信作者, 工学硕士, 高级工程师, 从事电网调度自动化工作; E-mail: zhaochuan1981@126.com

朱涛(1978-), 男, 工学博士, 高级工程师, 从事电力系统运行、分析与控制研究;

叶华(1987-), 男, 工学硕士, 工程师, 从事电网调度自动化工作。