

计及联络线功率偏差处罚的 AGC 容量获取与调节策略

赵学顺¹, 甘德强¹, 文福拴^{1,2}, 黄民翔¹, 余志伟³, 钟志勇³

(1. 浙江大学电力经济与信息化研究所, 浙江省杭州市 310027)

(2. 香港大学电机电子工程学系, 香港; 3. 香港理工大学电机工程学系, 香港)

摘要: 目前已经建立的一些省(直辖市)级电力市场,其所在的电力公司与属于同一大区的其他省(直辖市)的电力公司之间也通过联络线按计划交换一定的功率。在此背景下,针对仅发电侧开放的省(直辖市)电力市场,文中首先讨论了在需求不确定的情况下自动发电控制(AGC)的调节特性,提出了计及联络线偏差控制达不到要求导致被处罚的情况下 AGC 容量获取和调节的数学模型与求解方法。采用该模型可以确定最优的 AGC 调节容量和各台 AGC 机组的最优调度出力。最后通过一个简单的算例说明了该模型的基本特征。

关键词: 电力市场; 辅助服务; 自动发电控制(AGC); 联络线偏差处罚; 需求不确定性

中图分类号: TM761; TM73; F123.9

0 引言

作为区域电力市场运营机构的区域电力调度交易中心运行和管理省(直辖市)间联络线,根据联络线交换功率计划来控制省(直辖市)间电力传输,保持系统的安全可靠运行。为此,各省(直辖市)电力市场运营机构在编制发电计划时,首先将给定的联络线交换功率作为固定发电出力或负荷排入,采用自动发电控制(AGC)来控制联络线上的实际功率和计划功率的偏差。作为一种重要的辅助服务,AGC 的主要功能是在电力系统的负荷随机变化时调整发电出力,从而实现以下功能:①维持电力系统的频率在允许范围内;②维持和控制联络线上的交换功率在一定的范围内(即争取将联络线关口偏差 ACE 调整为 0);③分配发电出力,使每个电源最经济地带负荷^[1]。

为了实现上述功能,电力市场运营机构需要获取一定的 AGC 调节容量,用来随时补偿随机事件所引起的功率不平衡,承担系统调频和联络线功率控制的任务。一般而言,获取充足的 AGC 容量是维持系统安全可靠运行的必要条件,但从市场运营的经济性考虑,AGC 容量不宜过多。传统上主要根据系统负荷的变化、运行经验等来确定 AGC 容量,一般为最大负荷的 2%~5%,大系统取小值,小系统取大值。这种基于经验的方法,难以很好兼顾电

力市场运营的经济性和电力系统运行的安全性要求。在电力市场环境下,如何获取兼顾安全性和经济性的 AGC 容量、如何对 AGC 调节容量进行优化调度等问题,对维护电力系统的安全可靠运行和保障电力市场的有效运营十分重要^[2]。美国联邦能源管制委员会(FERC)所提出的标准化市场设计(SMD)中就特别强调在维护系统安全可靠运行的前提下,应合理地对 AGC 容量进行获取和定价,以便能调动发电公司参与 AGC 调节的积极性^[3]。有文献将 AGC 的调节容量作为一种广义的备用容量来讨论对其进行获取和定价的问题^[4],然而这种做法往往忽略了 AGC 所特有的调节特性。文献^[5]从调节成本最小化的角度出发确定电力市场环境下的 AGC 最优调节出力。文献^[6]考虑到发电机组实际跟踪调度指令的能力并不一致,从而建立了基于概率学的 AGC 跟踪能力和服务质量的后验考核指标及结算方法。文献^[7]构建了发电侧电力市场中 AGC 机组的调配框架,讨论了如何确定 AGC 容量和所需调节速率的问题。

针对仅发电侧开放的电力市场模式,本文首先讨论了在电力市场环境中需求不确定情况下的 AGC 调节特性,然后从省(直辖市)电力公司的角度出发构建了计及联络线偏差达不到要求将给予处罚时的 AGC 容量获取和调度的数学模型及求解方法,并用一个算例进行了说明。

1 需求不确定情况下的 AGC 调节特性

AGC 调节容量的实质是针对负荷的实时波动而设置的能够快速响应的备用容量。设某省(直辖

收稿日期: 2003-04-25; 修回日期: 2003-06-03。

高等学校博士学科点专项科研基金资助项目(2000033530);
香港大学“种子”基金资助项目。

市)电力系统中有 N 台机组具有 AGC 调节能力。第 i 台 AGC 机组($i \in N$)申报的调节性能的参数包括:调节速率(automatic response rate) ν , 调节容量上限 \bar{A}_i (不高于装机容量 $\bar{P}_{G,i}$)和下限 \underline{A}_i (不低于最小技术出力 $\underline{P}_{G,i}$)。给定允许的响应时间 τ , 则上调容量 A_i^+ 和下调容量 A_i^- 满足:

$$\begin{cases} A_i^+ \leq \tau \nu_i \\ A_i^- \leq \tau \nu_i \end{cases} \quad (1)$$

假定第 i 台机组的 AGC 基点出力为 $P_{ED,i}$ 其为能量市场的预调度出力。这样, 该机组的 AGC 容量必须满足如下约束(如图 1 所示):

$$\begin{cases} A_i^+ + P_{ED,i} \leq \bar{A}_i \\ A_i^- + \underline{A}_i \leq P_{ED,i} \end{cases} \quad (2)$$

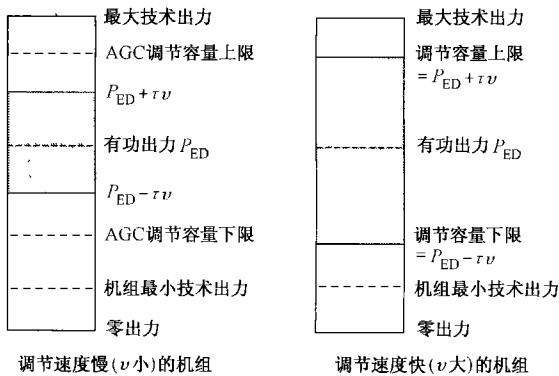


图 1 AGC 调节特性示意图
Fig. 1 Illustration of AGC regulation capability

为叙述方便, 假设要求所有发电机组申报一个 AGC 容量段, 但下述方法可直接推广到允许申报多个容量段的情形。由式(1)和式(2)可得到 AGC 上调、下调容量为:

$$\begin{cases} A_i^+ = \min\{\tau \nu_i, \bar{A}_i - P_{ED,i}\} \\ A_i^- = \min\{\tau \nu_i, P_{ED,i} - \underline{A}_i\} \end{cases} \quad (3)$$

如果第 i 台机组的 AGC 被选中参与实际调节, 则其实际调节出力 $\Delta P_{G,i}$ 要满足:

$$\begin{cases} 0 \leq \Delta P_{G,i} \leq A_i^+ & (\text{上调}) \\ -A_i^- \leq \Delta P_{G,i} \leq 0 & (\text{下调}) \end{cases} \quad (4)$$

电力市场运营机构从满足上述约束条件的机组中获取 AGC 的上调容量 R_A^+ 、下调容量 R_A^- , 以满足电力系统运行对 AGC 调节容量的实际需求 ΔT 。 ΔT 为系统负荷 D 偏离所有机组的基点出力的偏差容量, 如果所有的发电机组均配置了 AGC 设备, 则有 $\Delta T = D - \sum_{i \in N} P_{ED,i}$ 。设基点出力是确定的, 则 ΔT 的不确定性是与负荷的不确定性相一致, 设其概率密度函数为 $\varphi_{\Delta T}(x)$ 。

如果只考虑实际负荷需求所具有的不确定性, 则电力系统运行中会出现以下 3 种情况: ① $\Delta T \leq$

$-R_A^-$; ② $-R_A^- \leq \Delta T \leq R_A^+$; ③ $R_A^+ \leq \Delta T$ 。

第 1 种情况为对 AGC 的实际需求大于系统调度员所获取的 AGC 下调容量, 电网频率将上升, 联络线关口偏差 ACE 可能无法满足要求而受到处罚。设这种情况出现的概率为 $\rho(\Delta T \leq -R_A^-)$, 即

$$\rho(\Delta T \leq -R_A^-) = \int_{-\infty}^{-R_A^-} \varphi_{\Delta T}(x) dx$$

第 2 种情况为所获取的 AGC 调节容量可以控制系统负荷的波动, 最终能够控制区域交换功率偏差到允许范围,

$$\sum_{i \in \Omega} \Delta P_{G,i} - \Delta P_{tie} - \Delta P_{Loss} = 0 \quad (5)$$

式中: Ω 为被选中参与 AGC 辅助服务的发电机组的集合, 在 AGC 调节容量的获取过程中确定; ΔP_{tie} 为联络线交换功率偏差项, 反映了 ACE 的变化; ΔP_{Loss} 为系统网损的增量。

式(5)的含义为: 省(直辖市)管辖范围内的负荷变化以及联络线上的功率变化将由 AGC 来调整相关的发电机组输出功率而实现平衡, 以保持联络线交换功率和系统频率不变。

第 3 种情况为 AGC 上调容量不足, 电网频率下降, 联络线关口偏差 ACE 可能无法满足要求而不能通过 CPS 的考核而受到处罚。设这种情况发生的概率为 $\rho(R_A^+ \leq \Delta T)$, 即

$$\rho(R_A^+ \leq \Delta T) = \int_{R_A^+}^{+\infty} \varphi_{\Delta T}(x) dx$$

事实上, 影响联络线偏差的因素除了实际负荷需求的不确定性外, 还应包括机组跟踪调度指令的能力。为此引进 AGC 机组综合调节效果因子 k 来刻画所有 AGC 机组跟踪调度指令的综合能力。这里假设 AGC 机组不会出现过调, 则 k 取值于 $[0, 1]$, 具体值可由现场试验测算得到, 这里不对此展开讨论。在精度要求高的场合, 可以对每台 AGC 机组定义这样一个系数。当 k 取 1 时, 表示机组能够有效地跟踪调度指令, 而 k 取 0 意味着机组对于调度指令无响应, 这是两种极端情况。显然, 系统实际调度的 AGC 调节出力 $\sum_{i \in \Omega} \Delta P_{G,i}$ 是 k 的增函数。

显然, AGC 上调发生的概率为:

$$\rho(\Delta T \geq 0) = \int_0^{+\infty} \varphi_{\Delta T}(x) dx$$

需要调度的 AGC 机组实际调节出力 $\sum_{i \in \Omega} \Delta P_{G,i}$ 应满足:

$$\sum_{i \in \Omega} \Delta P_{G,i} = k \min\{\Delta T, R_A^+\} \quad (6)$$

类似地, AGC 下调发生的概率为:

$$\rho(\Delta T \leq 0) = \int_{-\infty}^0 \varphi_{\Delta T}(x) dx$$

需要调度的 AGC 机组实际调节出力 $\sum_{i \in \Omega} \Delta P_{G,i}$ 应满足:

$$\sum_{i \in \Omega} \Delta P_{G,i} = k \max\{\Delta T, -R_A^-\} \quad (7)$$

2 计及联络线偏差处罚的随机优化决策

省(直辖市)电力公司的电力市场运营目标是总的市场运营成本最小。总的市场运营成本由能量市场上的购电成本、获取 AGC 辅助服务的成本以及联络线功率不达标时的处罚,这里暂不考虑其他辅助服务成本。

a. 假设从能量市场上购买的电能采用统一市场出清价格(MCP)支付。在预调度阶段,市场运营机构根据发电公司的报价数据先进行电能市场的预调度,确定各个发电公司的预调度电量 $P_{ED,i}$ 和相应的市场出清价格 p ,于是购电成本为 $\sum_{i \in N} p P_{ED,i}$ 。

b. 发电机组为了提供 AGC 服务,必须加装额外的 AGC 设备,投资成本增高;另外,机组频繁调节会造成隐性损伤,这些都应计入容量成本。还有,工作在 AGC 状态的发电机组在能量市场会牺牲部分发电量,从而引起利润下降,AGC 容量费用中还要包括这部分少发电的机会成本。令 $C_A^+(R_A^+)$ 和 $C_A^-(R_A^-)$ 分别为支付给发电公司的 AGC 上调、下调容量费用,其分别应该为所获取容量 R_A^+ 和 R_A^- 的单调递增函数。

发电机组一旦被调用参与 AGC 调节,还应支付其能量费用,这应由机组的电量报价曲线和 AGC 的实际调节出力决定,即

$$e_i(\Delta P_{G,i}) = [a_i(P_{ED,i} + \Delta P_{G,i}) + b_i] |\Delta P_{G,i}| \quad (8)$$

式中: a_i 和 b_i 为机组 i 的电量报价系数。

式(8)意味着不管 AGC 机组出力上调还是下调,都支付电量费用,这是参照了浙江省电力市场目前的做法。事实上,对于 AGC 机组出力下调的情况,不支付电量费用也许更为合理。但不管怎样处理这种情况,下述方法都适用。

c. 目前比较普遍采用 CPS1 和 CPS2 指标来考核联络线计划功率的完成情况^[8],并据此确定联络线偏差处罚费用。处罚费用是 CPS1 和 CPS2 指标的函数,但 CPS1 和 CPS2 是统计量,难以映射到单个交易时段。考虑到这种指标实质上反映的是功率偏差量,为此本文将相应的处罚费用 Γ_{Pen} 近似表示为 AGC 调节容量不足 $\left| \Delta T - \sum_{i \in \Omega} \Delta P_{G,i} \right|$ 的线性函数:

$$\Gamma_{Pen} = \begin{cases} \eta^- (-kR_A^- - \Delta T) & \Delta T \leq -R_A^- \\ -\eta^- (1-k)\Delta T & -R_A^- \leq \Delta T \leq 0 \\ \eta^+ (1-k)\Delta T & 0 \leq \Delta T \leq R_A^+ \\ \eta^+ (\Delta T - kR_A^+) & R_A^+ \leq \Delta T \end{cases} \quad (9)$$

式中: η^- 和 η^+ 分别为下调和上调容量不足时的处罚费率。

综上所述,在单个交易时段的电力市场运营机构的目标函数为:

$$\min_{\Delta P_{G,i}, R_A^+, R_A^-} \sum_{i \in N} p P_{ED,i} + \int_{-\infty}^{+\infty} [C_A^+(R_A^+) + C_A^-(R_A^-) + \sum_{i \in \Omega} e_i(\Delta P_{G,i}) + \Gamma_{Pen}] \varphi_{\Delta T}(x) dx \quad (10)$$

s. t. AGC 调节出力平衡约束(式(6)和式(7))

交换功率偏差约束(式(5))

该优化问题可描述为:在保证总运营成本最小的前提下确定适当的上调和下调 AGC 容量,即 R_A^+ 和 R_A^- ,以及相应机组 ($i \in \Omega$) 的实际调节出力 $\Delta P_{G,i}$ 。

3 AGC 调节容量的获取和调度

对于式(10)和两个约束条件所描述的优化问题可以转化为对下列拉格朗日函数求最小化:

$$\min_{\substack{\Delta P_{G,i}, R_A^+, R_A^- \\ \theta^+, \theta^-, \delta \geq 0}} E\{L\} = \sum_{i \in N} p P_{ED,i} + \int_{-\infty}^{+\infty} [C_A^+(R_A^+) + C_A^-(R_A^-) + \sum_{i \in \Omega} e_i(\Delta P_{G,i}) + \Gamma_{Pen} - \theta^+ \left(\sum_{i \in \Omega} \Delta P_{G,i} - k \min\{\Delta T, R_A^+\} \right) - \theta^- \left(k \max\{\Delta T, -R_A^-\} - \sum_{i \in \Omega} \Delta P_{G,i} \right) - \delta \left(\sum_{i=1}^n \Delta P_{G,i} - \Delta P_{ue} - \Delta P_{loss} \right)] \varphi_{\Delta T}(x) dx \quad (11)$$

式中: θ^+ , θ^- 和 δ 分别为上述约束条件的拉格朗日乘子; $E\{\cdot\}$ 表示取数学期望。

3.1 AGC 调节容量的获取策略

在联络线偏差处罚费给定适当的情况下,偏差处罚费率 η^+ 和 η^- 实质上表示了 AGC 调节能力不足给区域互联系统所辖范围的社会福利造成的损失费率,可以近似用停运成本(outage cost)来分析。一般而言, $\theta^+ \ll \eta^+$, $\theta^- \ll \eta^-$,于是对式(11)分别就 R_A^+ 和 R_A^- 求偏导可得到(因篇幅所限,具体推导过程从略):

$$\lambda_R^+(R_A^+) = k\eta^+ \rho(R_A^+ \leq \Delta T) \quad (12)$$

$$\lambda_R^-(R_A^-) = k\eta^- \rho(\Delta T \leq -R_A^-) \quad (13)$$

式中： $\lambda_R^+(R_A^+)$ 和 $\lambda_R^-(R_A^-)$ 分别为获取 AGC 上调、下调需求容量的边际费率，即 $\lambda_R^+(R_A^+) = \partial C_A^+(R_A^+)/\partial R_A^+$ ， $\lambda_R^-(R_A^-) = \partial C_A^-(R_A^-)/\partial R_A^-$ 。

上述两个公式表明，获取 AGC 调节容量的边际费率应等于调节容量不足概率下偏差处罚费率的期望值。显然，AGC 调节容量不足概率越大，调节容量的边际费率就越高，表明必须获取更多的 AGC 容量。该结论对于指导电力市场运营机构获取兼顾经济性和电力系统运行安全性的 AGC 容量具有指导意义。

首先，可以根据历史数据建立负荷预测正负偏差统计表，该表从系统安全运行的角度反映了所需 AGC 调节容量的范围。式(12)和式(13)则给出了获取的 AGC 容量的边际费率与调节容量不足概率和偏差处罚费率之间的对应关系，体现了获取 AGC 容量的经济性原则。由这两者关系，可以确定兼顾经济性和安全性的 AGC 容量。

一旦得到系统所需的 AGC 容量 R_A^+ 和 R_A^- ，电力市场运营机构可按如下原则从参与 AGC 市场的机组 ($i \in N$) 中获取合适的 AGC 机组及其调节容量：①优先选取 AGC 调节容量费用低的机组；②若容量费用相同，优先选取 AGC 调节性能高的机组。

被选中的 AGC 机组便具有了在实时调度阶段提供调节服务的义务。但这并不意味着它们都会提供调节出力，而应该根据实际情况按给定的调度策略来参与实时调节，这就是下面要讨论的问题。

3.2 AGC 调节出力的调度策略

对式(11)就 $\Delta P_{G,i}$ 求偏导，可以得到上调和下调时 AGC 调节出力的影子价格：

$$\theta^+ = (2a_i \Delta P_{G,i} + a_i P_{ED,i} + b_i) - \delta \left(1 - \frac{\partial \Delta P_{tie}}{\partial \Delta P_{G,i}} - \frac{\partial \Delta P_{Loss}}{\partial \Delta P_{G,i}} \right) \quad (14)$$

$$\theta^- = (2a_i \Delta P_{G,i} + a_i P_{ED,i} + b_i) + \delta \left(1 - \frac{\partial \Delta P_{tie}}{\partial \Delta P_{G,i}} - \frac{\partial \Delta P_{Loss}}{\partial \Delta P_{G,i}} \right) \quad (15)$$

式中： θ^+ 和 θ^- 分别为 AGC 上调和下调出力的影子价格； $\frac{\partial \Delta P_{tie}}{\partial \Delta P_{G,i}}$ 和 $\frac{\partial \Delta P_{Loss}}{\partial \Delta P_{G,i}}$ 分别为机组 i 对联络线交换功率和系统损耗的影响因子。

在相同的上调、下调出力影子价格下，边际调节出力成本小的机组应多参与出力调节；调节出力所引起的网损增量越大的机组，其参与 AGC 调节的比重应该越小。确定 AGC 调度出力和相应价格的具体算法如图 2 所示(图中第 1 个方框的参数 α_i 和 β_i 分别为： $\alpha_i = 2a_i$ ， $\beta_i = a_i P_{ED,i} + b_i - \delta \cdot \left(1 - \frac{\partial \Delta P_{tie}}{\partial \Delta P_{G,i}} - \frac{\partial \Delta P_{Loss}}{\partial \Delta P_{G,i}} \right)$ 。

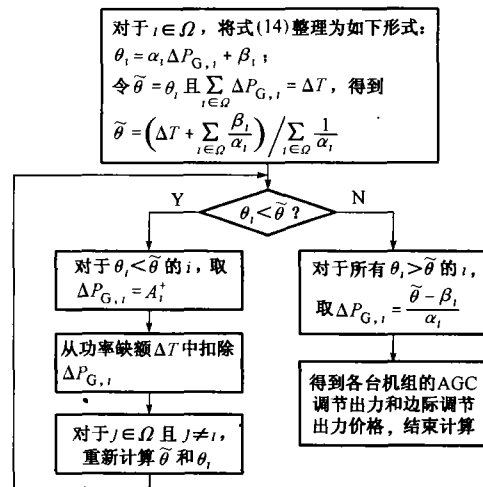


图 2 AGC 调节出力的调度算法
Fig. 2 An iterative method for real-time dispatch of AGC regulating capacity

4 算例分析

下面用一个简单的 AGC 上调容量的算例来说明本文所提出的模型和算法的基本特征。

设有 5 台机组参与能量市场和 AGC 辅助服务市场的竞争，每台机组隶属于一家发电公司。各发电公司所处地理位置和网架结构决定了其出力变化与系统网损增量的对应关系，设该关系如下： $\Delta P_{Loss} = 0.0005 \Delta P_{G,1}^2 + 0.0011 \Delta P_{G,2}^2 + 0.0013 \Delta P_{G,3}^2 - 0.0004 \Delta P_{G,4}^2 - 0.0002 \Delta P_{G,5}^2$ 。显然，发电公司 3 对系统造成的边际损耗最大，而增加发电公司 4 和 5 的调节出力会减小系统损耗。该算例暂时不考虑联络线交换功率偏差 ΔP_{tie} 与各发电机组出力变化的关系，并取 $\delta = 1$ 。给定 AGC 机组的综合调节效果因子 k 为 0.95。

发电公司 $i (i \in N)$ 根据所发布的市场信息提交电能报价参数 $\{a_i, b_i\}$ 、AGC 调节容量报价参数 $\{\lambda_i^+, \bar{A}_i\}$ 和 $\{\lambda_i^-, \underline{A}_i\}$ ，以及相应机组的调节性能参数 $\{\tau_{i,j}\}$ ，如表 1 所示。系统的负荷需求 D 服从正态分布 $D \sim N(\mu, \sigma^2)$ ，其中负荷均值 $\mu = 1030$ MW，方差 $\sigma = 28$ 。首先进行能量市场的预调度，各机组在能量市场上的调度出力由表 1 中 $P_{ED,i}$ 给出，市场出清价格 p 为 4.9 美元/(MW·h)。

假设区域电力市场的运营机构根据电网的运行情况发布的联络线偏差处罚费率 η^+ 和 η^- 分别为 368.4 美元/(MW·h) 和 157.9 美元/(MW·h)。根据这些数据，由 AGC 调节容量的获取策略可以方便地得到 AGC 上调、下调容量需求量 R_A^+, R_A^- 均为 64 MW。

表 1 机组 AGC 参数和报价数据
Table 1 Data of the numerical example

发电机组编号	$P_{ED,i}/\text{MW}$	τ_i/MW	$\{P_{G,i}, \underline{P}_{G,i}\}/\text{MW}$	$\{\lambda_i^+, \bar{A}_i\}$	$\{\lambda_i^-, \underline{A}_i\}$	$\{a_i, b_i\}$
1	302	20	{320,118}	{2.5,320}	{1,210}	{0.006,4.3}
2	262	15	{276,121}	{3.5,274}	{1.25,193}	{0.006,4.6}
3	131	12	{160,92}	{3,160}	{0.75,121}	{0.018,2.3}
4	215	15	{250,80}	{2,246}	{1.5,180}	{0.012,3.1}
5	120	7	{135,95}	{1.75,135}	{0.5,95}	{0.009,3.8}

注: λ_i^+ , λ_i^- 单位为美元/(MW·h); $\bar{A}_i, \underline{A}_i$ 单位为 MW。

在此基础上选择 AGC 机组,得到各台 AGC 机组的入选容量如表 2 所示,上调容量边际清算价格 $\bar{\lambda}_R^+$ 为 3.5 美元/(MW·h),下调容量边际清算价格 $\bar{\lambda}_R^-$ 为 1.5 美元/(MW·h)。

表 2 AGC 机组调节容量和调度出力
Table 2 Simulation results

发电机组编号	A_i^+/MW	A_i^-/MW	$\Delta P_{G,i}/\text{MW}$	$\Pi_i/\text{美元}$
1	18(4)	20(3)	13.7	1 645.273
2	12(5)	15(4)	8.3	1 392.207
3	12(3)	12(2)	12.0	765.380
4	15(2)	10(5)	15.0	1 200.350
5	7(1)	7(1)	7.0	660.030

注: A_i^+ 和 A_i^- 列中括号内的数字表示获取的次序; Π_i 为发电机组 i 的购电费用。

设在实时调度阶段,系统的实际负荷比预测值高 56 MW,即 $\Delta T=56$ MW。于是应用 AGC 调节出力的调度策略,可求得实际运行时各 AGC 机组的最优调度调节出力 $\Delta P_{G,i}$,对应的 AGC 边际调节出力价格 $\bar{\theta}=5.29$ 美元/(MW·h)。结算时,除对获取的 AGC 机组支付容量费用外,还要按公式 $(\bar{\theta}-p)\Delta P_{G,i}$ 对实际运行中提供调节服务的 AGC 机组补偿其调节出力费用,于是,电力市场运营机构支付的总的 AGC 辅助服务费用为 341.84 美元,总购电费用为 5 663.24 美元。

5 结语

通过有效的市场机制来获取 AGC 容量,提高发电公司对 AGC 系统维护的自觉性和积极性、保证电力系统运行的安全性和电能质量、实现资源的合理和有效利用是当前迫切需要解决的问题。本文对此进行了一些初步性的研究工作,从省(直辖市)电力公司的角度出发,在运营决策目标中综合考虑了由负荷需求的不确定性和 AGC 机组实际跟踪调度指令的偏差所引起的联络线功率偏差处罚,建立了 AGC 容量获取和调节的数学模型。基于该模型可以得到获取兼顾系统可靠性和经济性的 AGC 容量的必要条件:AGC 边际容量费率应该等于调节容

量不足概率下偏差处罚费率的期望值;同时,利用该模型所得到的调度调节算法可以对获取的 AGC 容量进行有效配置,从而使相关成本最小化。

参考文献

- Wood A J, Wollenberg B F. Power Generation Operation, and Control. 2nd ed. New York: John Wiley & Sons Press, 1996
- Ilic M, Galiana F, Fink L, et al. Power Systems Restructuring, Engineering & Economics. Boston: Kluwer Academic Publishers, 1998
- Hirst E. Standard Market Design for Regulation. In: EUCI Conference on Ancillary Services. Atlanta (GA); 2002
- Rashidinejad M, Song Y H, Javidi M H. Contingency Reserve Pricing via a Joint Energy and Reserve Dispatching Approach. Energy Conversion and Management, 2002, 43(4): 537~548
- Moon H Y, Ryu H S, Park J K. A New Paradigm of Automatic Generation Control Under the Deregulated Environments. In: Proceedings of IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Vol 1. USA: 2000, 21~25
- 言茂松, 邹斌(Yan Maosong, Zou Bin). 概率学的 AGC 先验定价和后验考核新方法(A New Method of Probability Prior Pricing and Posterior Assessment for AGC). 电力系统自动化(Automation of Electric Power Systems), 2003, 27(2): 1~6
- 武亚光, 李卫东, 吴海波, 等(Wu Yaguang, Li Weidong, Wu Haibo, et al). 我国发电侧电力市场中 AGC 机组的调配框架(Framework of AGC Unit Selection on the Generation-sided Electricity Market). 电力系统自动化(Automation of Electric Power Systems), 2003, 27(2): 37~40
- 汪德星(Wang Dexing). 华东电网实行 CPS 标准的探索(Study of CPS Standards in East China Power Grid). 电力系统自动化(Automation of Electric Power Systems), 2000, 24(8): 41~44

赵学顺(1974—),男,博士研究生,研究方向为电力市场、电力经济以及信息化技术的应用。E-mail: eexszhao@vip.sina.com

甘德强(1966—),男,博士,教授,曾任美国新英格兰独立调度公司高级市场分析员,主要研究方向为电力市场。E-mail: dgan@zju.edu.cn

文福拴(1965—),男,教授,博士生导师,主要研究方向为电力市场与电力系统故障诊断。E-mail: fswen@eee.hku.hk

(下转第 32 页 continued on page 32)

- 3 余贻鑫,陈礼义(Yu Yixin, Chen Liyi). 电力系统的安全性和稳定性(Security and Stability in Power System). 北京:科学出版社(Beijing: Science Press),1988
- 4 刘 荃(Liu Quan). 电力系统暂态稳定的能量函数分析(Analysis of Transient Stable Energy Function in Power System). 上海:上海交通大学出版社(Shanghai: Shanghai Jiaotong University Press),1996
- 5 余贻鑫,栾文鹏(Yu Yixin, Luan Wenpeng). 利用拟合技术决定动态安全域(Using Imitative Technology to Decide Dynamic Security Regions). 中国电机工程学报(Proceedings of the CSEE),1990,10(增刊(Supplement)):22~28
- 6 冯 飞(Feng Fei). 电力系统动态安全域的研究:[博士学位论文](Research on Dynamic Security Regions of Power System, Doctoral Dissertation). 天津:天津大学(Tianjin: Tianjin University),1991
- 7 余贻鑫,林济铿(Yu Yixin, Lin Jikeng). 电力系统动态安全域边界的实用解析表示(Practical Analytic Expression of Power System Dynamic Security Region's Boundary). 天津大学学报(Journal of Tianjin University),1997,30(1):1~8
- 8 曾 沅,樊纪超,余贻鑫,等(Zeng Yuan, Fan Jichao, Yu Yixin, et al). 电力大系统实用动态安全域(Practical Dynamic Security Regions of Bulk Power System). 电力系统自动化(Automation of Electric Power Systems),2001,25(16):6~10
- 9 林济铿,余贻鑫(Lin Jikeng, Yu Yixin). 基于混合决策树-神经网络的电力系统动态安全评价(Composite Decision Tree-artificial Neural Network Based Power System Dynamic Security Assessment). 中国电机工程学报(Proceedings of the CSEE),1996,16(6):378~383
- 10 张立民(Zhang Limin). 模糊逻辑和神经网络(理论研究和探索)(Fuzzy Logic and Neural Network). 北京:北京航空航天大学出版社(Beijing: Beijing Aeronautical and Astronautic University Press),1996
- 11 袁曾任(Yuan Zengren). 人工神经网络及其运用(Neural Network and It's Application). 北京:清华大学出版社(Beijing: Tsinghua University Press),1999

严 宇(1978—),男,硕士研究生,研究方向为电力系统稳定、调度自动化。E-mail:yanyu21@etang.com
 刘天琪(1962—),男,博士,教授,研究方向为电力系统稳定与控制、高压直流输电、调度自动化。

ANN BASED DYNAMIC SECURITY REGIONS OF DYNAMIC SECURITY ANALYSIS OF POWER SYSTEM

Yan Yu, Liu Tianqi (Sichuan University, Chengdu 610065, China)

Abstract: Using the strong imitation characteristics of high-dimensions spaces based on ANN, this paper can imitate the dynamic security regions (DSR) more accurately, reduce mistakes in judging border points, the stable points or the unstable points, and overcome the bigger error brought by the hyper-plane theory approximately imitating power system DSR. At the same time, to some fault, this paper builds the ANN stable remain imitation machine used by the critical cutting-time (CCT) and defines the stable remains of running points on power system. The test on the 3-machine 9-bus model of PSASP proves the correctness of the theory and the higher accuracy of DSR than that imitated by the hyper-plane theory.

Key words: security analysis of electric power system; dynamic security regions (DSR); artificial neural network (ANN)

(上接第 21 页 continued from page 21)

DETERMINATION OF AGC CAPACITY REQUIREMENT AND REGULATION STRATEGIES CONSIDERING PENALTIES OF TIE-LINE POWER FLOW DEVIATIONS

Zhao Xueshun¹, Gan Deqiang¹, Wen Fushuan^{1,2}, Huang Minxiang¹, C. W. Yu³, C. Y. Chung³

(1. Zhejiang University, Hangzhou 310027, China)

(2. The University of Hong Kong, Hong Kong, China)

(3. Hong Kong Polytechnic University, Hong Kong, China)

Abstract: In a competitive electricity market, AGC services are either contracted via negotiations between the market operator and generation companies concerned, or procured via a certain form of auction. A new framework to determine AGC capacity requirement and to deal with regulation strategies under uncertain demand in a competitive electricity market is presented in this paper. First, the stochastic characteristics of AGC services are analyzed. A stochastic optimization decision-making model for determining optimal AGC capacity requirement is then developed, followed by a pricing analysis which reveals that a trade-off between economic efficiency and system security must be made by the market operator. Finally an optimal AGC regulating algorithm is suggested. A numerical study is given to further demonstrate the essential features of the proposed model and method.

This work is jointly supported by a Specialized Research Fund for the Doctoral Program of Higher Education (SRFDP), China and a Seed Funding Project from the University of Hong Kong.

Key words: electricity market; ancillary services; automatic generation control (AGC); penalties of tie-line power flow deviations; demand uncertainty