

基于超短期负荷预测的 Non-AGC 与 AGC 协调控制策略研究

夏天宇¹, 李辰¹, 柳进²

(1. 国网青岛供电公司调控中心, 山东 青岛 266002; 2. 哈尔滨工业大学, 黑龙江 哈尔滨 150001)

摘要: 为了消纳大规模新能源并网给系统带来的随机性和波动性, 针对 Non-AGC 机组与 AGC 机组调节速率的不同, 给出 Non-AGC 与 AGC 协调控制策略。利用超短期负荷预测提前为 Non-AGC 机组制定发电计划, 达到用 Non-AGC 分担 AGC 调解压力的目的。利用“波动窗”算法给出 Non-AGC 机组调节速率与调节时间的计算方法; 利用 CPS 标准制定 AGC 机组调节策略, 并考核 AGC 机组调节性能。利用该协调控制策略模拟山东电网运行情况并和现有调度模式在 AGC 调节容量、频率控制、ACE、CPS 指标等方面进行对比分析, 结果表明, 基于超短期负荷预测的 Non-AGC 与 AGC 协调控制策略是实用、有效的, 既能维持良好电能质量又能消纳新能源并网的波动性。

关键词: 随机间歇性扰动; 负荷预测; 自动发电控制; 协调优化; 经济调度

Research on Non-AGC and AGC coordination and control strategy based on ultra-short-term load forecasting

XIA Tian-yu¹, LI Chen¹, LIU Jin²

(1. Qingdao Power Supply Company, Qingdao 266002, China; 2. Harbin Institute of Technology, Harbin 150001, China)

Abstract: In order to eliminate the randomness and fluctuation from new energy coalescing in grid in large-scale, and based on the difference of the adjustment rate between Non-AGC and AGC, the coordination and control strategy of Non-AGC and AGC is given. Using ultra-short-term load forecasting to work out the power generation plan of Non-AGC set in advance, by which to reduce the pressure of AGC through Non-AGC. “Swing window” algorithm is utilized to get the calculation method of adjustment rate and adjustment time of Non-AGC, and also CPS criterion is exploited to formulate the regulation strategy of AGC, and evaluate the adjusting performance of AGC. The grid operation in Shandong Province is simulated under this coordination and control strategy, and comparative analysis is conducted with the existing dispatching pattern in the aspects of AGC adjustment capacity, frequency control, and ACE, CPS indicators. The result shows that Non-AGC and AGC coordination and control strategy based on ultra short-term load forecasting is practical and effective, through which not only a good electric energy quality can be maintained, but the fluctuation from new energy coalescing in grid can be eliminated as well.

Key words: intermittent random perturbations; load forecasting; AGC; coordination and optimization; economic dispatch

中图分类号: TM734 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2014)18-0038-06

0 引言

为实现节能减排目标, 近几年国内新能源并网容量不断增加, 新能源有别于传统水、火发电形式, 出力具有一定的随机性和间歇性。当新能源在电网中容量达到一定比例时, 就会影响系统电能质量, 尤其在负荷高峰期使电网频率急剧恶化^[1]。要想实现充分利用新能源, 消纳新能源的随机性与波动性, 就要求电网中其他常规机组有较高的频率响应能力来平抑新能源的波动。为维护系统有功平衡、频率稳定, 当前电网采用自动发电控制(Automatic

Generation Control, AGC)快速跟踪负荷^[2]。如果系统中配备足够多的 AGC 可调容量, 虽然可以维持系统频率稳定, 但这样要付出更多的辅助费用, 新能源的随机性与波动性也使 AGC 机组频繁调节, 增加了机组损耗, 以上都不利于电网经济运行^[3-5]。本文利用自适应双向加权最小二乘支持向量机方法^[6]进行超短期负荷预测, 根据超短期负荷预测结果制定 Non-AGC 机组发电计划, 引入“波动窗”算法确定 Non-AGC 机组调节速率与调节时间, 该算法既可以减少 Non-AGC 机组调节次数又能达到良好的调节效果, 充分利用 Non-AGC 机组承担部分

AGC 机组调节压力, 使 AGC 机组有足够容量满足控制性能标准 (Control Performance Standards, CPS), 这样既增加系统抵抗不确定性扰动的能力, 又降低运行费用。

1 超短期负荷预测

为维持电网有功平衡和系统频率稳定, 系统中发电机组根据负荷预测结果制定发电计划, 调整电网中机组出力, 使系统发、用电达到平衡。由于系统负荷受天气、突发事件等因素影响, 具有一定随机性与波动性^[7], 随着高渗透率新能源并网, 又增加了系统出力的不确定性^[8], 使负荷预测精度降低, 发、用电实时平衡难以满足。大量经验表明负荷预测与新能源发电预测精度与时间跨度成反比, 细化时间级可以提高负荷预测精度。系统内短时、快速调节电网频率、区域控制偏差等的主要技术手段, 如在线安全监视、实时经济调度、自动发电控制等都依赖于超短期负荷预测。可见, 超短期负荷预测对提高电网控制性能有着举足轻重的作用。长期以来, 国内外学者对超短期负荷预测进行了大量的研究并取得了丰硕成果, 但诸多方法各有裨益。线性外推法不能准确反映负荷的非线性特性和波动性^[9], 新兴的人工智能技术, 如神经网络、蚁群算法又经常出现难以收敛的情况。由 Vapnik 等人提出的支持向量机 (SVM) 方法^[10-11]在预测含随机性与波动性的新能源电力系统负荷方面取得很好效果。为了充分体现离预测点远近不同的历史负荷数据对预测点负荷影响有较大差异性的特点和考虑相同类型日同一时刻负荷值的相似性, 本文采用基于自适应双向加权最小二乘支持向量机方法进行超短期负荷预测, 该方法采用横向与纵向双向动态权值对样本进行训练, 对超短期负荷变化趋势具有较高的预测精度, 特别适合于下文要提到的“波动窗”算法。

2 Non-AGC 与 AGC 协调控制关键技术

为满足互联电网控制行为标准 CPS, 电网所有的 AGC 机组均按参与因子分担区域控制偏差 (Area Control Error, ACE)^[12-13], 但电网中一般比较稀缺这种具有秒级调节能力的 AGC 机组。当出现负荷高峰期叠加新能源的间歇性、随机性扰动时, 使得本来就承担较重调节负担的 AGC 机组经常出现调节容量不足的情况^[14-16], 使电网调节陷入极为被动的局面。为杜绝或减少此类危急情形的发生, 就需要 Non-AGC 机组与 AGC 机组配合, Non-AGC 机组调节速率较慢, 但备用容量足, 调节费用低, 可以作为 AGC 机组的后备。图 1 给出 AGC 与 Non-AGC

机组协调控制模式。

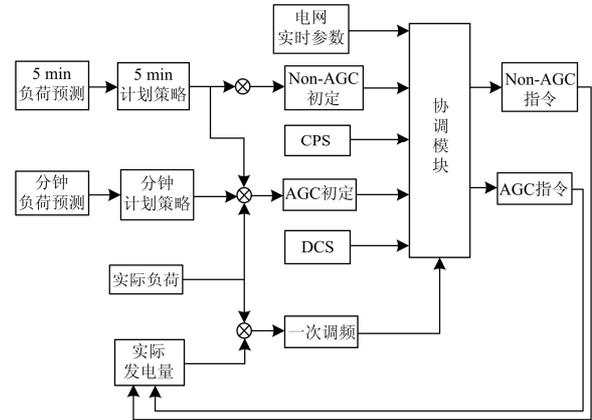


图 1 基于超短期负荷预测的 Non-AGC 与 AGC 协调控制模式

Fig. 1 Non-AGC and AGC coordinated control mode based on very short-term load forecasting

2.1 Non-AGC 调节速率与调节时间的计算

因 Non-AGC 机组调节速率较慢, 故以超短期负荷预测结果提前为 Non-AGC 机组分配相应发电点, 主动为 AGC 承担一部分调节任务。准确的超短期负荷预测是决定 Non-AGC 机组能否良好配合 AGC 机组的重要依据^[17]。但是完全按照超短期负荷预测制定 Non-AGC 机组的调节计划, 将会使 Non-AGC 机组频繁调节, 不利于机组经济运行也大大减少机组的使用寿命, 并有可能出现 Non-AGC 机组调节速率达不到要求的情况。为克服以上缺点, 本文引入“波动窗”算法来制定 Non-AGC 机组调节速率和调节时间。其原理如图 2 所示。

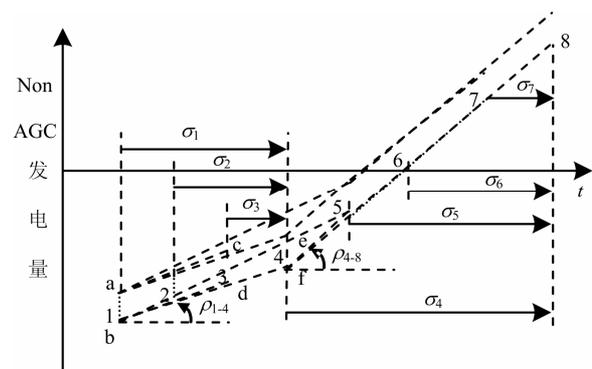


图 2 “波动窗”原理示意图

Fig. 2 The "swing window" schematic

其中各数字点为各调度时间级内经修正后的超短期负荷预测值, 也就是 Non-AGC 机组需要达到的发电运行点, 其上下的波动量为该时段内 Non-AGC 机组最大的调节范围。以图 2 为例, 点 2

在 abcd 内, 点 2, 3 在 abef 内, 所以点 1~4 的调节速率可用 ae 或 bf 的斜率来表示, 即 1~4 这 3 个时间级内, Non-AGC 可按同一速率调节。而点 4 则不同, 当连接 1, 5 时, 点 4 在窗口之外, 故把 4 称为转折点。所以在点 4 以后, 则以点 4 为起点画“波动窗”。这样, 不同时间级内的不同“波动窗”的斜率就决定了该时段内的 Non-AGC 的调节速率。如图 2 所示, ρ_{1-4} , ρ_{4-8} 决定了 Non-AGC 调节速率, $\sigma_1 \sim \sigma_7$ 决定了调节时间。

下面以 i, j, k 三点为例, 给出 Non-AGC 调节速率和调节时间的计算方法。根据线性规划理论方法, 要使 j 点位于 i 点与 k 点形成的波动窗口中, 只需

$$\left(\frac{p_j - p_{i\max}}{t_j - t_i} - \frac{p_{k\max} - p_{i\max}}{t_k - t_i} \right) \left(\frac{p_j - p_{i\min}}{t_j - t_i} - \frac{p_{k\min} - p_{i\min}}{t_k - t_i} \right) \leq 0 \quad (1)$$

调节速率为

$$RR = \frac{p_{k\min} - p_{i\min}}{t_k - t_i} \quad (2)$$

调节时间为

$$RT = t_k - t_i \quad (3)$$

其中: $i < j < k$; $p_{i\max}$ 、 $p_{k\max}$ 分别为 i 、 k 两点处 Non-AGC 向上调节最大量; $p_{i\min}$ 、 $p_{k\min}$ 分别为 i 、 k 两点处 Non-AGC 向下调节最大量。算法流程图如图 3 所示。

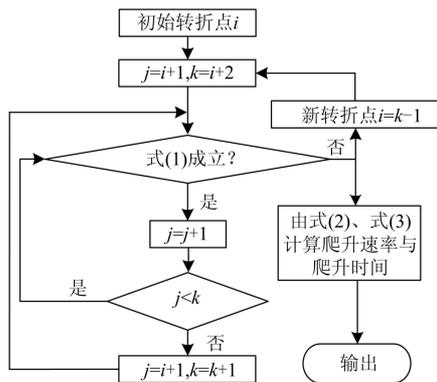


图 3 Non-AGC 调节速率与时间算法流程图

Fig. 3 Algorithm flowchart of the Non-AGC regulate rate and time

2.2 AGC 控制策略

在一个发电调控时段内, 各 AGC 机组应按参与因子和 ACE 预测信息, 更新一次机组的输入调节功率指令。首先, 计算互联电网总的控制偏差数为

$$ACE_{\Sigma} = \sum_{i=1}^N ACE_i \quad (4)$$

式中: ACE_i 为各个区域的 ACE 值; N 为区域的个数。 ACE_{Σ} 中各区域电网之间联络线上交换功率的总和为零, 故其反映互联电网总体的供求关系, 而 ACE_i 反映区域电网的供求关系。

然后, 确定全网 ACE_{Σ} 的符号

$$\text{sign}(ACE_{\Sigma}) = \begin{cases} 1 & ACE_{\Sigma} > 0 \\ 0 & ACE_{\Sigma} = 0 \\ -1 & ACE_{\Sigma} < 0 \end{cases} \quad (5)$$

同理可以确定各区域电网 ACE_i 的符号

$$\text{sign}(ACE_i) = \begin{cases} 1 & ACE_i > 0 \\ 0 & ACE_i = 0 \\ -1 & ACE_i < 0 \end{cases} \quad (6)$$

根据 CPS 标准, 当某一区域控制偏差 ACE_i 与全网 ACE_{Σ} 的符号相反时, 该区域 ACE_i 记为 ACE_i^{diff} , 体现出低频超送或高频超受的良好特征, 有利于电网频率的恢复。故此时只要 ACE_i^{diff} 值不是过分的大, 在不超出 CPS 合格运行区的情况下, 可维持本区域 ACE_i^{diff} 不变。当 ACE_i^{diff} 超出合格运行区, 则使 ACE_i^{diff} 调整为该偏差方向最大边界值的 2/3, 调节量计算公式为

$$Adj_i = -(ACE_i^{\text{diff}} - ACE_{\text{bord}}) \quad (7)$$

式中: Adj_i 为区域调节量; ACE_{bord} 为该偏差方向的边界值, 可由图 4 来确定。

对于 ACE_i 与 ACE_{Σ} 符号相同的电网区域, 记为 ACE_i^{same} ; 调整方式为将 ACE_i^{same} 求和, 然后按各区

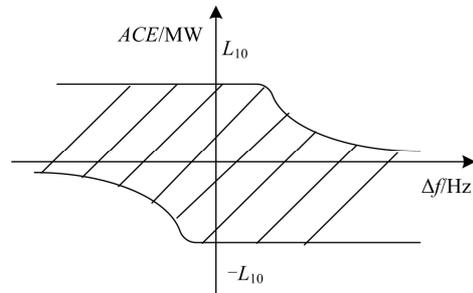


图 4 CPS 标准下的合格运行区

Fig. 4 CPS standard qualifying run area

域的 B 系数分配每个区域的调节量, 可由式(8)得出

$$Adj_i = -\sum_{i=1}^{N_{same}} ACE_i^{same} \times \frac{B_i}{B_s} \quad (8)$$

式中: N_{same} 为和全网控制偏差 ACE_N 同号的电网区域数目; B_i 为某区域的频率偏差系数; B_s 为全网的频率偏差系数。

如果 $|Adj_i| > |ACE_i^{same}|$, 则 $Adj_i = -ACE_i^{same}$, 然后对剩下的区域进行再分配。

$$Adj_j^{re} = Adj_j + \sum_{i=1}^{N_0} |Adj_i - ACE_i^{same}| \times \frac{B_j}{B_s^1} \quad (9)$$

式中: $j \neq i$; N_0 为满足式(9)的区域数目; B_s^1 为剩余区域的总频率偏差系数。

3 算例分析

本文利用山东电网 2013 年 10 月 15 日真实数据进行分析计算, 从 AGC 调整容量, 频率控制, 区域控制偏差(ACE), CPS 指标等方面进行对比。

如图 5 所示, 常规控制方法和本文方法在 AGC 调整容量上的对比。应用本文方法, 由于有 Non-AGC 机组基于超短期负荷预测为 AGC 承担部分调节任务, AGC 调节容量有明显减小的趋势。这样就减小了 AGC 的调节压力, 克服了 AGC 容量不足的弊端, 可以在负荷高峰或负荷波动较大时发挥更重要作用, 同时也减少了 AGC 的辅助服务费用。

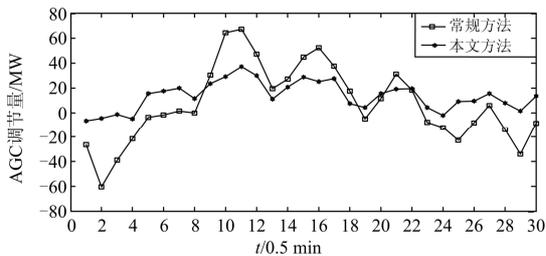


图 5 AGC 调节容量对比

Fig. 5 AGC adjustment capacity contrast

图 6、图 7 分别从频率、ACE 方面对常规方法和应用本文方法的电网控制水平进行比较。从频率控制方面看, 应用本文方法可使电网频率控制在更小的波动范围内, 控制效果有明显提升; 从区域控制偏差分布的角度来看, 应用本文方法后电网的区域控制偏差的均值由 29.443 9 MW 降为 14.663 0 MW, 二阶矩由 8 512.044 MW²降为 2 111.021 MW², 区域控制偏差均值和波动幅度大幅降低。

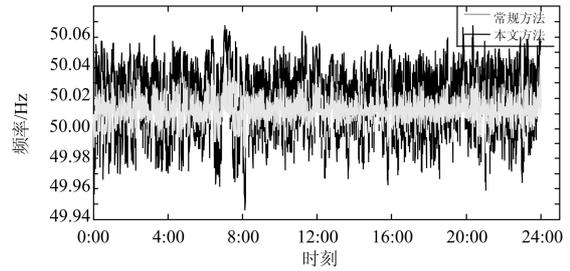


图 6 频率对比

Fig. 6 Frequency contrast

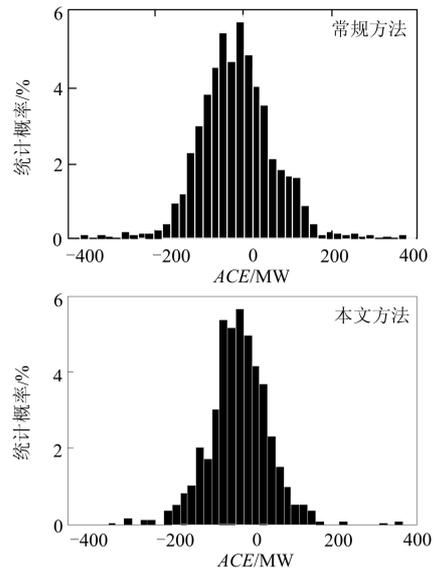


图 7 ACE 分布对比

Fig. 7 ACE distribution contrast

图 8 从 CPS 指标角度来看, 应用本文方法后, CPS 指标全天均值为 205%, 总体优于常规控制方法的 173%, 全天指标合格率为 96.6%也明显高于常规控制方法的 89.4%, 但个别时刻例如 11:15~11:30, 应用本文方法的 CPS 指标为 223%会劣于原控制方式 355%, 但这种情况还是很少的, 而且处于合格水平以上, 对电网影响较小, 应在可以接受的范围。综合多方面比较可以看出, 应用本文方法, 确实提高电网的控制性能水平。

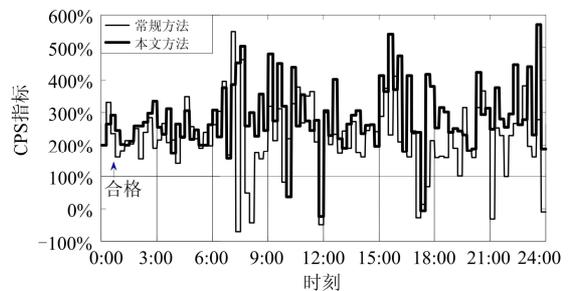


图 8 CPS 指标对比

Fig. 8 CPS contrast

4 结语

本文基于超短期负荷预测制定 Non-AGC 与 AGC 协调配合控制策略, 用 Non-AGC 机组分担 AGC 机组调节压力, 给出 Non-AGC 机组调节速率与调节时间的计算模型和流程图。利用电网真实数据进行分析, 从 AGC 调节容量, 调节时间, 电网频率, ACE, CPS 等方面进行比较, 说明本方法的可行性。利用本文所提出的控制策略应对新能源并网带来的间歇性扰动, 既可以降低 AGC 机组的负担, 又可以在合理备用容量基础上更多地消纳新能源并网的波动, 降低系统运行风险, 提高系统的 CPS 指标, 利于新能源发电的并网, 利于节能减排。

参考文献

[1] 夏天宇, 柳进. 含高渗透率间歇性发电的在线备用调度协调控制[C] // 中国高等学校电力系统第 27 届学术年会, 2011, 35(1): 124-129.
XIA Tian-yu, LIU Jin. With a high penetration of intermittent generation online backup scheduling coordination control[C] // Chinese universities Power Systems 27th Annual Conference, 2011, 35(1): 124-129.

[2] 倪琳娜, 罗吉, 王少荣. 含风电电力系统的频率控制[J]. 电工技术学报, 2011, 26(1): 235-241.
NI Lin-na, LUO Ji, WANG Shao-rong. Frequency control of power system with wind integration[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2011, 26(1): 235-241.

[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): 35-39.
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): 35-39.

[4] 温步瀛. 计及调速器死区影响的两区域互联电力系统 AGC 研究[J]. 电工技术学报, 2010, 25(9): 176-181.
WEN Bu-ying. Research on AGC of two-area interconnected power system considering the effect of the governor dead band[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2010, 25(9): 176-181.

[5] 孟祥星, 韩学山. 不确定性因素引起备用的探讨[J]. 电网技术, 2005, 29(1): 34-39.
MENG Xiang-xing, HAN Xue-shan. Spare explore uncertainties caused[J]. Power System Technology, 2005, 29(1): 34-39.

[6] 王岗, 姜杰, 唐昆明, 等. 基于自适应双向加权最小二乘支持向量机的超短期负荷预测[J]. 电力系统保护与

控制, 2010, 38(19): 143-146.
WANG Gang, JIANG Jie, TANG Kun-ming, et al. Ultra-short-term load forecasting based on adaptive bidirectional weighted least squares support vector machines[J]. Power System Protection and Control, 2010, 38(19): 143-146.

[7] 康重庆, 周安石, 牛东晓, 等. 短期负荷预测中实时气象因素影响分析及其处理策略[J]. 电网技术, 2006, 30(7): 6-11.
KANG Chong-qing, ZHOU An-shi, NIU Dong-xiao, et al. Impact analysis of hourly weather factors in short-term load forecasting and its processing strategy[J]. Power System Technology, 2006, 30(7): 6-11.

[8] 何茜. 基于组合预测模型的超短期大波动负荷预测[D]. 重庆: 重庆大学, 2012.
HE Qian. Combination of ultra-short term forecasting model based on large fluctuations in load forecasting[D]. Chongqing: Chongqing University, 2012.

[9] 温锦斌, 王昕, 李立学, 等. 基于频率分解的短期风电负荷预测[J]. 电工技术学报, 2013, 28(5): 35-39.
WEN Jin-bin, WANG Xin, LI Li-xue, et al. Short-term wind power load forecasting based on frequency domain decomposition[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(5): 35-39.

[10] 叶淳铮, 常鲜戎, 顾为国. 基于小波变换和支持向量机的电力系统短期负荷预测[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(14): 42-45.
YE Chun-zheng, CHANG Xian-rong, GU Wei-guo. Short-term load forecasting based on wavelet transform and support vector machines[J]. Power System Protection and Control, 2009, 37(14): 42-45.

[11] 魏俊, 周步祥, 林楠. 基于蚁群支持向量机的短期负荷预测[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(4): 37-40.
WEI Jun, ZHOU Bu-xiang, LIN Nan. Short-term load forecasting based on MG-CACO an SVM method[J]. Power System Protection and Control, 2009, 37(4): 37-40.

[12] 李智, 张新松, 郭晓丽. 大规模风电接入火电系统的最优旋转备用容量研究[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(13): 110-114.
LI Zhi, ZHANG Xin-song, GUO Xiao-li. Study on the optimal spinning reserve in thermal power system with significant wind power penetration[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(13): 110-114.

[13] 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.
- LEI Xia, MA Yi-kai, HE Jian-ming, et al. Improvement of the standard policy under the control of AGC CPS[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(11): 79-82.
- [14] 夏澍, 周明, 李庚银. 含大规模风电场的电力系统动态经济调度[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 29(13): 71-77.
- XIA Shu, ZHOU Ming, LI Geng-yin. Dynamic economic dispatch of power system containing large-scale wind farms[J]. Power System Protection and Control, 2011, 29(13): 71-77.
- [15] 谢国辉, 张粒子, 舒隽, 等. 求解互联电网经济调度的层级协调方法[J]. 电工技术学报, 2010, 25(4): 177-182.
- XIE Guo-hui, ZHANG Li-zi, SHU Juan, et al. Economic dispatching of interconnected power systems based on hierarchy coordination method[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2010, 25(4): 177-182.
- [16] 柳进, 潘毅. 攀峰过程中协调优化调度的研究[J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(2): 36-40.
- LIU Jin, PAN Yi. Coordination optimal dispatching in process of climbing peak[J]. Proceedings of the CSEE, 2006, 26(2): 36-40.
- [17] 刘乐, 刘娆, 李卫东. 互联电网中区域调频责任及其分配方式[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(16): 20-23.
- LIU Le, LIU Yao, LI Wei-dong. Area frequency regulation obligation and its distribution mode in interconnected power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(16): 20-23.
-
- 收稿日期: 2013-12-24; 修回日期: 2014-04-14
- 作者简介:
- 夏天宇(1987-), 男, 硕士, 工程师, 从事电力系统优化调度工作; E-mail: xiatianyuhit@126.com
- 李辰(1988-), 男, 本科, 工程师, 从事电力调度控制工作;
- 柳进(1958-), 女, 博士, 副教授, 主要研究方向为电力系统负荷预测与经济调度。