

电力市场下的分布式模型预测负荷频率控制

赵良德, 梁晓伟, 庄磊, 周利华, 杨乐

(国网安徽省电力有限公司电力科学研究院, 安徽 合肥 230601)

摘要:考虑到在电力市场环境下的新市场主体, 首先引入配电分配矩阵来模拟市场双边交易行为, 在传统负荷频率控制模型的基础上, 建立基于配电分配矩阵的负荷频率控制模型。然后针对负荷频率控制模型在区域地理上的分布式特点, 采用基于分布式模型预测控制方式进行控制。最后, 以一个两区域交直流互联电网负荷频率控制模型为例进行 Simulink 仿真。结果表明所建立的模型能够有效地模拟市场双边交易过程与 C-MPC 控制、传统 PI 控制方式相比, 基于分布式模型预测控制方式具有更好的控制性能。

关键词:电力市场; 配电分配矩阵; 负荷频率控制; 模型预测控制; 分布式控制

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2021.04.014 中图分类号:TM734 文章编号:1673-9140(2021)04-0109-07

Distributed model predictive load frequency control in electricity market

ZHAO Liangde, LIANG Xiaowei, ZHUANG Lei, ZHOU Lihua, YANG Le

(Electric Power Research Institute, State Grid Anhui Electric Power Co., Ltd., Hefei 230601, China)

Abstract: Considering the emergence of new market entities in the electricity market environment, this paper firstly introduces a distribution company participation matrix to simulate market bilateral trading behaviors. On this basis of traditional load frequency control model, the new load frequency control model based on the distribution company participation matrix is built. Then the distributed model predictive control method is adopted to control the load frequency control model according to the distributed characteristics of the model in the region. At last, a load frequency control model of two-area AC-DC interconnected power grid is taken as an example for Simulink simulation. The results show the established model can effectively simulate the market bilateral transaction process. Compared with C-MPC control and traditional PI control, the distributed model predictive control method has better control performance.

Key words: electricity market; distribution company participation matrix; load frequency control; model predictive control; distributed control

负荷频率控制(load frequency control, LFC)是互联电网调度自动化系统的一个重要功能^[1-2], 其基本任务是通过实时调整发电机出力跟踪负荷变化, 维持系统频率稳定和区域间联络线交换功率为计划

值。在自由竞争的电力市场环境下, 垂直一体化市场结构划分为 3 个市场主体: 发电集团、输电公司、配(售)电公司, 这 3 个市场主体自主地参入电力交易, 这对区域互联电网的 LFC 产生了直接影响, 如

何有效地模拟这些新兴市场主体,以及采取有效的控制方法维持系统频率和联络线交换功率已成为国内外关注的焦点^[3]。

针对 LFC 控制方法,近年来研究人员已提出了许多种控制方法,其中应用最为广泛是基于智能优化算法的控制方法^[4-5]、基于博弈理论的最优控制方法^[6]、模型预测控制方法^[7-8]等。基于人工智能算法的控制方法主要是采用模糊神经网络、强化学习等手段来训练样本产生控制规律,这类方法是基于统计数据衍生出的一类方法,对数据依赖程度高。博弈理论在实现 LFC 控制目标的前提下,充分考虑到了各发电机组的特性,平衡各发电机组的利益,实现多主体动态协调决策,这类方法对模型精度要求很高,而且不容易实现。模型预测控制(model predictive control, MPC)一类特殊的反馈控制方法,已经在电力工业控制领域中成功应用并迅速发展起来^[9]。MPC 通过当前预测量递推获得未来时刻的预测量,建立未来预测量与追踪目标的一个有限时域开环最优控制问题,求解该最优控制问题将第一个控制序列作用于系统。从 MPC 的基本原理上讲,其对模型精度要求不高,建模方便;采用滚动优化策略,而非全局一次优化,具有良好的动态响应性能;能有效地处理多约束、非线性等控制难题^[10]。

在电力市场环境下,考虑出现的新兴市场主体参与电力交易对 LFC 的影响,该文引入配电分配矩阵(distribution company participation matrix, DPM)^[11]建立电力市场环境下的 LFC 模型,并采用分布式模型预测控制方法^[12-13]对其进行控制,以一个两区域的交直流互联电网 LFC 系统为例,验证该文建立模型的正确性和控制算法的有效性。

1 电力市场环境下的负荷频率控制模

1.1 配电分配矩阵

传统的电力系统中发电集团、输电公司、配电公司归属于一个市场主体,是一个典型的垂直一体化市场结构,而在自由竞争的电力市场环境下,垂直一体化市场实体被划分为 3 个市场主体,包括发电、输电和配(售)电公司^[14],故多个发电集团和配电公司在电力市场环境中产生。因此,任意一个配电公司

有权自由选择向任一家发电集团购买电能,该发电集团既可以与配电公司位于同一区域,也可以分布在 2 个不同的区域。当交易双方的发电公司与配电公司分布在 2 个不同区域时,则这样的市场交易行为称为“双边交易”,其中电力输送需要由第三方独立运营商输电公司来完成^[15]。

在自由竞争的电力市场环境下,比较 LFC 控制模型和传统 LFC 控制模型,基本模型结构并没有本质的变化,但需要对新兴涌现的配电公司进行模拟,以便详细地描绘出多样的市场交易行为。为此,该文在传统的 LFC 控制模型中引入配电分配矩阵^[11]这一概念。DPM 是一个表示发电—配电组合交易形式的矩阵,其行数代表系统中发电公司的个数,列数代表系统中配电公司的个数,矩阵中第 i 行第 j 列元素的值表示第 j 个配电公司从第 i 个发电公司购买电力占总负荷需求的比例。

以一个两区域互联系统为例,如图 1 所示,2 个区域分别包含 2 个发电公司和 2 个配电公司,其对应的矩阵为

$$\mathbf{X}_{\text{DPM}} = \begin{bmatrix} \lambda_{\text{cpf},11} & \lambda_{\text{cpf},12} & \lambda_{\text{cpf},13} & \lambda_{\text{cpf},14} \\ \lambda_{\text{cpf},21} & \lambda_{\text{cpf},22} & \lambda_{\text{cpf},23} & \lambda_{\text{cpf},24} \\ \lambda_{\text{cpf},31} & \lambda_{\text{cpf},32} & \lambda_{\text{cpf},33} & \lambda_{\text{cpf},34} \\ \lambda_{\text{cpf},41} & \lambda_{\text{cpf},42} & \lambda_{\text{cpf},43} & \lambda_{\text{cpf},44} \end{bmatrix} \quad (1)$$

式中 λ_{cpf} 为合同参与因子。

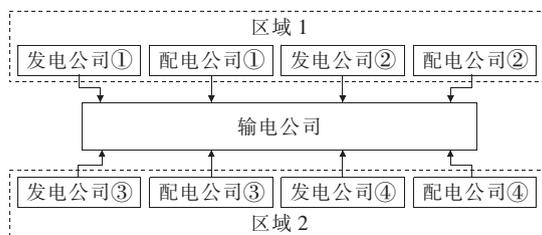


图 1 电力市场环境下两区域系统

Figure 1 Two-area system under the power market environment

假设配电公司 1 共需购买 0.2 p. u. 负荷,其中,从发电公司 1~4 分别购买 0.045、0.065、0.040、0.050 p. u. 负荷,则易求得对应 DPM 的第 1 列各 λ_{cpf} ,即

$$\lambda_{\text{cpf},11} = \frac{0.045}{0.2} = 0.225, \lambda_{\text{cpf},21} = \frac{0.065}{0.2} = 0.325$$

$$\lambda_{\text{cpf},31} = \frac{0.04}{0.2} = 0.2, \lambda_{\text{cpf},41} = \frac{0.05}{0.2} = 0.25$$

DPM 的其他元素可依次类推求解。从式(1)中可以看出:对角线和非对角线元素分别表示该区域和跨区域的电力交易行为,每一列所有元素的和等于 1。

1.2 基于 DPM 的 LFC 模型

在自由竞争的电力市场环境,不一定由本区域内的发电公司供给配电公司负荷需求,可以由一个或多个事先签订双边合同的发电公司来满足,这种变化必须在系统的 LFC 模型中反映出来。因此,在传统的 LFC 模型中增加 DPM 进行模拟,给出基于 DPM 的 LFC 模型,如图 2 所示。

两区域互联系统通过交流线路交换的功率偏差为

$$\Delta P_{\text{tie,AC}} = \frac{2\pi T_{12}}{s} (\Delta f_1 - \Delta f_2) \quad (2)$$

假设直流线路通过直流调制来抑制交流联络线上的功率波动,其功率偏差^[16]可表示为

$$\Delta P_{\text{tie,DC}} = \frac{K_{\text{dc}}}{1 + sT_{\text{dc}}} (\Delta f_1 - \Delta f_2) \quad (3)$$

则实际通过交直流并联线路交换的功率偏差为

$$\Delta P_{\text{tie,mactual}} = \Delta P_{\text{tie,AC}} + \Delta P_{\text{tie,DC}} \quad (4)$$

两区域互联系统联络线上的计划稳态潮流定

义为

$$\Delta P_{\text{tie,scheduled}} = \Delta P_{\text{buy}2-1} - \Delta P_{\text{buy}1-2} = \sum_{i=1}^2 \sum_{j=3}^4 \lambda_{\text{cpf},ij} \Delta P_{Lj} - \sum_{i=3}^4 \sum_{j=1}^2 \lambda_{\text{cpf},ij} \Delta P_{Lj} \quad (5)$$

式中 $P_{\text{buy}2-1}$ 为区域 2 的配电公司从区域 1 的发电公司购买的电力; $P_{\text{buy}1-2}$ 为区域 1 的配电公司从区域 2 的发电公司购买的电力。

则联络线功率误差定义为

$$\Delta P_{\text{tie,error}} = \Delta P_{\text{tie,mactual}} - \Delta P_{\text{tie,scheduled}} \quad (6)$$

在稳态时, $\Delta P_{\text{tie,error}}$ 等于 0,即通过交流线路交换的功率偏差量等于联络线功率偏差计划值,这里说明一下:直流线路在稳态时按额定工况运行,只有在交流线路功率波动时才调节输送功率,抑制交流联络线上的功率波动。

综合以上,在电力市场环境,区域控制误差(area control error, ACE)定义为

$$e_{\text{ACE}1} = \beta_1 \Delta f_1 + \Delta P_{\text{tie,error}} \quad (7)$$

$$e_{\text{ACE}2} = \beta_2 \Delta f_2 + \alpha_{12} \Delta P_{\text{tie,error}} \quad (8)$$

式中 α_{12} 为区域系统的容量比; β_1 、 β_2 分别为区域 1、2 的频率偏差系数。

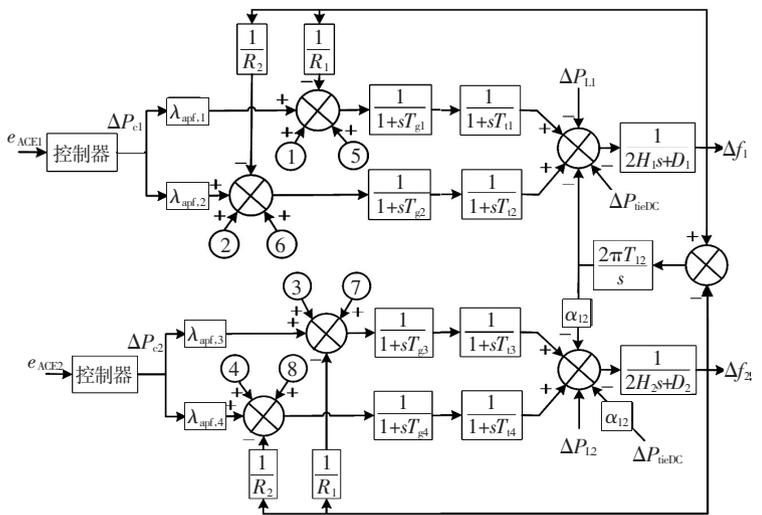
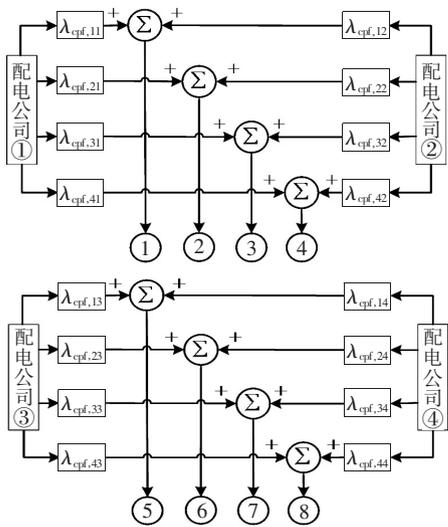


图 2 基于 DPM 的负荷频率控制模型

Figure 2 Load frequency control model based on DPM

2 分布式模型预测控制方法

2.1 模型预测控制基本原理

模型预测控制方法^[10]是一种滚动时域优化控制方法,基于模型的当前时刻预测出未来多个时刻

系统的输出,然后构造并求解系统未来行为的二次型性能指标函数,要求满足控制系统的多种约束条件,从而得到系统未来的控制序列,并将第一个控制序列作用于控制系统,如此反复,向前递推进行。其基本原理描述如图 3 所示。

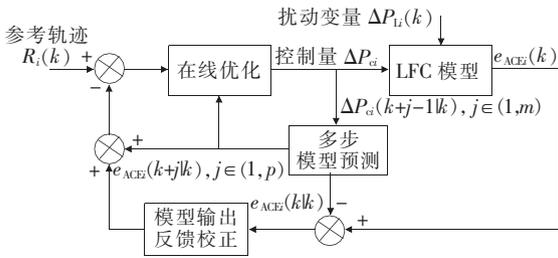


图3 模型预测控制原理

Figure 3 Principle of model predictive control

基于图2中LFC模型,可推导出系统起始于 $e_{ACE_i}(k)$ 的未来一段时间内的模型输出 $e_{ACE_i}(k+j|k)$, $j \in (1, p)$, p 为预测时域。在控制时域 m ($m \leq p$)内,构造二次型性能指标函数:

$$\min J_k =$$

$$\sum_{j=1}^p q_j [e_{ACE_i}(k+j|k) - R_i(k+j|k)]^2 + \sum_{i=1}^m r_j [\Delta P_{ci}(k+j-1|k)]^2 \quad (9)$$

式中 q_j 、 r_j 分别为输出、控制加权因子; R_i 为参考轨迹值;LFC控制模型中 e_{ACE} 信号的控制目标值为0。

通过求解式(9)来确定系统未来的控制作用,即 $\Delta P_{ci}(k+j-1|k)$, $j \in (1, m)$,再将控制动作序列中的第一个控制序列 $\Delta P_{ci}(k)$ 作用于系统,并求解刷新后的优化问题,如此循环向前推进。由此看出,模型预测控制中的优化不是一次离线进行的,而是反复在线进行的,因此,模型预测控制又称为滚动时域控制。

2.2 分布式模型预测控制方法

根据模型预测控制所采用的控制结构可分为集中式模型预测控制(centralized MPC, C-MPC)^[7]和分布式模型预测控制(distributed MPC, D-MPC)^[13]。C-MPC是对整个LFC模型系统构造一个集中式模型预测控制器,两区域LFC控制模型的集中式模型预测控制结构如图4所示。由于只有一个集中式控制器对整个LFC系统进行控制,因此,C-MPC具有简单、方便、容易实现的优点。但是容错能力有限,且和集中式控制的在线计算量巨大、实时性较差。

考虑到LFC控制模型在地理位置上的分布性,越来越多的LFC控制采用分布式控制结构^[17-18],两

区域LFC控制模型的分布式模型预测控制结构如图5所示。整个LFC控制系统按控制区域划分为若干分布的子系统,建立的分布式模型只包含子系统本身的输入输出信号和耦合子系统带来的扰动量,这里是另一区域的频率偏差信号,并根据每个区域的 e_{ACE} 目标进行自治控制,因此,D-MPC降低了模型复杂度和系统计算量。

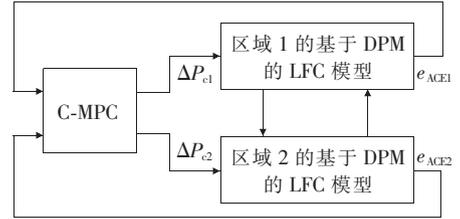


图4 集中式模型预测控制结构

Figure 4 Structure of centralized model predictive control

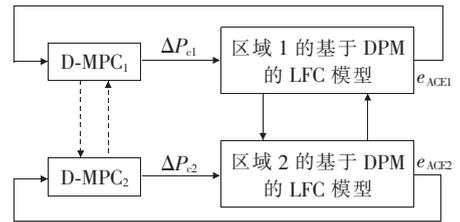


图5 分布式模型预测控制结构

Figure 5 Structure of distributed model predictive control

3 仿真分析

3.1 仿真设置

该文在 Matlab/Simulink 平台上搭建两区域基于DPM的LFC仿真模型,模型参数如表1所示,分别采用C-MPC、D-MPC和PI控制方式对2个案例进行对比仿真分析,以检验所建交直流互联网LFC模型的正确性和D-MPC控制算法的有效性。

设置模型预测控制器相关参数:离散点采样周期为0.1s,预测时域 $p=20$,控制时域 $m=10$,输出加权因子为1,控制加权因子为0.1。

表1 两区域系统模型参数

| Table 1 Model parameters of two-area system | | | | | |
|---|----------|---------------|----------|------------------|-------|
| T_{gi} | T_{vi} | H_i | D_i | λ_{apfi} | R_i |
| 0.08 | 0.3 | 5 | 1 | 0.5 | 0.5 |
| β_i | T_{12} | α_{12} | K_{dc} | T_{dc} | |
| 1.25 | 0.086 | -1 | 1 | 0.3 | |

注: $i=1, 2, 3, 4$

3.2 案例 1

假设 2 个区域的各供电公司电量需求均为 1.0 p. u., 区域 1、2 的负荷需求均为 1.0 p. u., 两区域互联电网的 DPM 定义为

$$\mathbf{X}_{\text{DPM}} = \begin{bmatrix} 0.2 & 0.1 & 0.2 & 0.4 \\ 0.2 & 0.2 & 0.1 & 0.4 \\ 0.3 & 0.3 & 0.6 & 0.1 \\ 0.3 & 0.4 & 0.1 & 0.1 \end{bmatrix}$$

因此,区域 1 的发电公司 1、2 分别需要发出电功率: $0.2+0.1+0.2+0.4=0.9$ 、 $0.2+0.2+0.1+0.4=0.9$ p. u.; 区域 2 的发电公司 3、4 分别需要发出电功率: $0.3+0.3+0.6+0.1=1.3$ 、 $0.3+0.4+0.1+0.1=0.9$ p. u.。

案例 1 是假设区域 1、2 的负荷需求分别与对应区域的供电公司购买的总电量相等,即按购买合同执行。两区域本地阶跃负荷及 4 个供电公司阶跃需求时刻均为 0.2 s, 仿真运行时间为 30 s, 3 种方法的动态响应曲线如图 6 所示,可以看出:采用 D-MPC 控制方式相比 C-MPC 控制方式、传统 PI 控制的 LFC 控制系统可使得各区域的频率偏差、ACE 及交直流联络线交换功率变化更快恢复至稳态,且几乎没有超调量,只有两区域的 ACE 响应曲线存在超调量。当 2 个区域的频率稳态偏差为 0, 区域 1、2 之间的交流联络线传输功率达到交易计划值 -0.2 p. u., 区域的 ACE 偏差控制到 0, 各个发电公司出力与计划值相等,满足各个供电公司的购电需求。

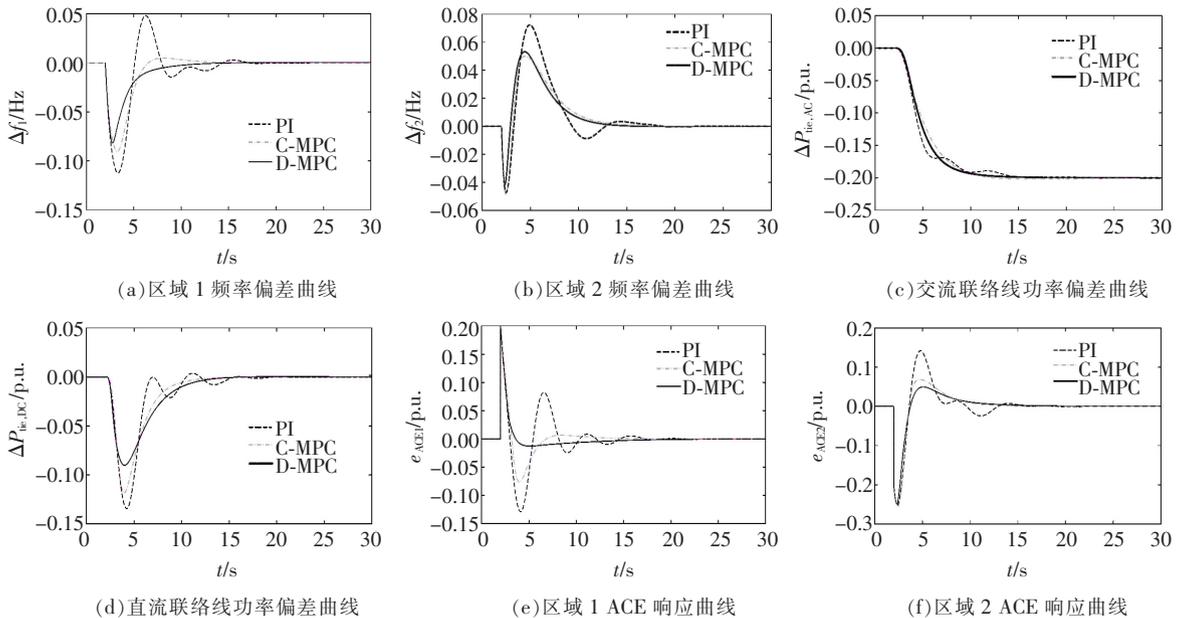


图 6 3 种方法的系统动态响应性能对比(案例 1)

Figure 6 Comparison of system dynamic response performance for three methods(case1)

3.3 案例 2

案例 2 是假设区域 1、2 的负荷需求超过对应区域的供电公司购买的总电量,即存在一定的投机行为。设区域 1 的负荷为大小 2 p. u., 其他设置同案例 1, 3 种方法的动态响应曲线如图 7 所示,可以看出:同样,采用 D-MPC 控制方式相比 C-MPC 控制方式、传统 PI 控制的 LFC 控制系统可使得各区域的频率偏差、ACE 及交直流联络线交换功率变化更快恢复至稳态,且超调量也相对较小。在案例 2 情

况下,区域 2 的发电机组没有参与调节,而区域 1 的 2 个发电机组按比例分别承担了 0.5 p. u., 这是因为区域 1 的负荷超出了区域内的供电公司 1、2 所购买的总电量,根据 TBC-TBC 互联系统控制模式^[19]基本原理,超出的负荷大小由本地发电机组自行承担。因此,区域 1 内的 2 个发电公司发电量包括两部分:①双边合同规定的发电量(0.9 p. u.);②平衡本地超过的负荷($0.5+0.5=1.0$ p. u.)。区域 2 的发电公司发电量只需满足双边合同规定的交易量即可。

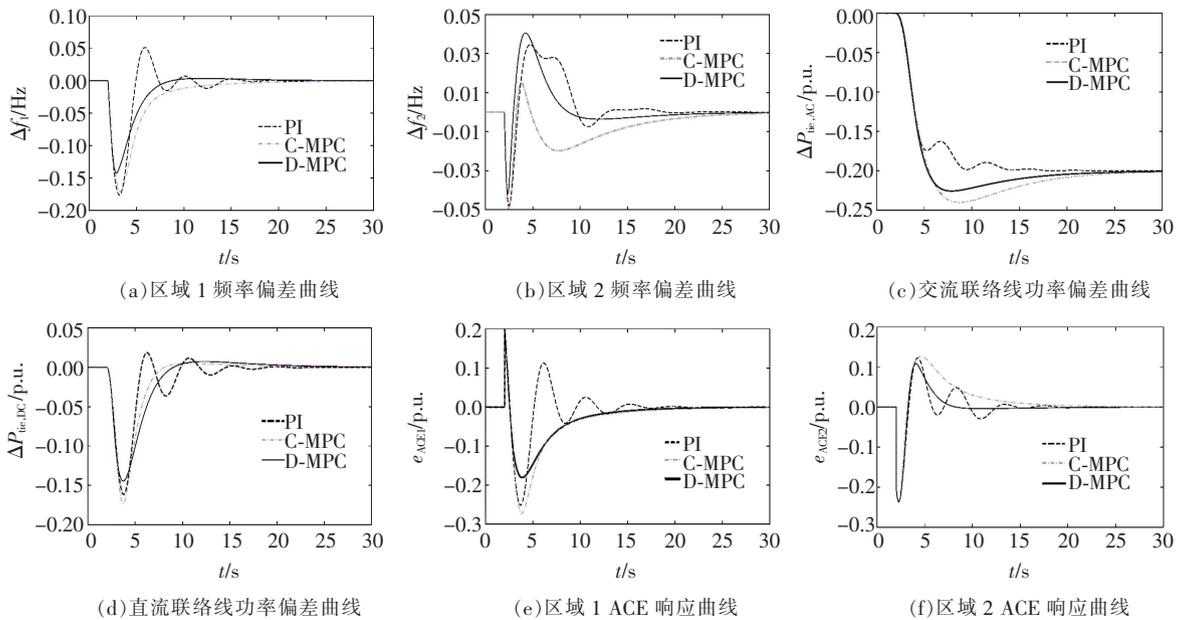


图 7 3 种方法的系统动态响应性能对比(案例 2)

Figure 7 Comparison of system dynamic response performance for three methods(case2)

4 结语

考虑电力市场环境下出现的新兴市场主体——供电公司,该文引入配电分配矩阵来模拟其电力交易行为,建立了基于配电分配矩阵的负荷频率控制模型,并采用 D-MPC、C-MPC 和传统的 PI 控制方式进行对比仿真分析,结果表明:

1)所建立的 LFC 模型在一定程度上可以有效地模拟出市场的双边交易行为以及区域 LFC 系统的动态行为;

2)基于 D-MPC 的控制策略不仅能够维持系统频率偏差、交直流联络线交换功率偏差、ACE 响应快速恢复至稳态,而且控制效果明显优于采用 C-MPC 和传统的 PI 两类控制策略。

参考文献:

- [1] 《电力系统调频与自动发电控制》编委会. 电力系统调频与自动发电控制[M]. 北京:中国电力出版社,2006: 5-8.
- [2] 刘颖利,张洪波. 电力市场下确定系统 AGC 调节容量的一种策略[J]. 电力科学与技术学报,2011,26(3): 85-89.
LIU Yinli, ZHANG Hongbo. A strategy to determine AGC regulation capacity requirement in electric market

- [J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2011,26(3): 85-89.
- [3] 李璐. 电力市场环境 AGC 的若干问题研究[D]. 南京:东南大学,2016.
- [4] 王耀南,宋明. 大型复杂电力系统的建模与智能优化控制[J]. 电力科学与技术学报,2007,22(1): 13-19.
WANG Yaonan, SONG Ming. Generalized knowledge model and intelligent optimal control for complex power systems[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2007,22(1): 13-19.
- [5] 余涛,陈亮,蔡广林. 基于 CPS 标准统计信息自学习机理的 AGC 自适应控制[J]. 中国电机工程学报,2008, 28(13): 45-49.
YU Tao, CHEN Liang, CAI Guanglin. CPS statistic information self-learning methodology based adaptive automatic generation control[J]. Proceedings of the CSEE,2008,28(13): 45-49.
- [6] 伍亮,杨金明. 基于微分博弈理论的含多电源区域电力系统负荷频率控制[J]. 中国电机工程学报,2014, 34(16): 2676-2683.
WU Liang, YANG Jinming. Load frequency control of area power system with multi-source power generation based on differential games theory[J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(16): 2676-2683.
- [7] 孟仕雨,孙伟卿,韩冬,等. 支持现货市场的分布式电力交易机制设计与实现[J]. 电力系统保护与控制,2020, 48(7):151-158.

- MENG Shiyu, SUN Weiqing, HAN Dong, et al. Design and implementation of decentralized power transaction mechanism to spot market[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(7): 151-158.
- [8] 杨昱, 刘明光, 屈志坚. 基于 MPC 算法的电力系统负荷频率控制[J]. *北京交通大学学报*, 2012, 36(2): 105-110.
- YANG Gang, LIU Mingguang, QU Zhijian. Load frequency control of power systems based on MPC algorithm[J]. *Journal of Beijing Jiaotong University*, 2012, 36(2): 105-110.
- [9] 廖小兵, 刘开培, 汪宁渤, 等. 含风电的交直流互联电网 AGC 两级分层模型预测控制[J]. *电力系统自动化*, 2018, 42(8): 45-50.
- LIAO Xiaobing, LIU Kaipei, WANG Ningbo, et al. Two-level hierarchical model predictive control for AGC of AC/DC interconnected power grid with wind power integration[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2018, 42(8): 45-50.
- [10] 卢姬, 常俊晓, 刘瑞, 等. 考虑电动汽车集群的互联电网负荷频率分散预测控制[J/OL]. *电测与仪表*: 1-8 [2021-06-01]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.TH.20210430.1602.010.html>.
- LU Ji, CHANG Junxiao, LIU RUI, et al. Decentralized predictive control of load frequency for interconnected power grid considering electric vehicle clusters [J/OL]. *Electrical Measurement & Instrumentation*: 1-8 [2021-06-01]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.TH.20210430.1602.010.html>.
- [11] 张建树, 刘向杰, 黄宏清. 电力市场环境下的新型负荷频率控制方法[J]. *电网技术*, 2008, 32(12): 64-69.
- ZHANG Jianwu, LIU Xiangjie, HUANG Hongqing. New method of load frequency control in electricity market environment[J]. *Power System Technology*, 2008, 32(12): 64-69.
- [12] Mohamed T H, Bevrani H, Hassan A A, et al. Decentralized model predictive based load frequency control in an interconnected power system[J]. *Energy Conversion & Management*, 2011, 52(2): 1208-1214.
- [13] 杨德友, 蔡国伟. 含规模化风电场/群的互联电网负荷频率广域分散预测控制[J]. *中国电机工程学报*, 2015, 35(3): 583-591.
- YANG Deyou, CAI Guowei. Decentralized model predictive control based load frequency control for high wind power penetrated power systems[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2015, 35(3): 583-591.
- [14] 赵庆波, 曾鸣, 刘敏, 等. 电力市场中的负荷频率控制方案研究[J]. *中国电机工程学报*, 2002, 22(11): 45-50.
- ZHAO Qingbo, ZENG Ming, LIU Min, et al. Research on controlling approaches to load frequency in electricity market[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2002, 22(11): 45-50.
- [15] 顾慧杰, 彭超逸, 许丹莉, 等. 激励性含柔性负荷日前市场出清电价机制的建模[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(12): 23-32.
- GU Huijie, PENG Chaoyi, XU Danli, et al. Research on modeling the incentive electricity pricing mechanism in day-ahead electricity market clearing containing flexible loads[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(12): 23-32.
- [16] Sharma G, Nasiruddin I, Niazi K R, et al. Robust automatic generation control regulators for a two-area power system interconnected via AC/DC tie-lines considering new structures of matrix Q[J]. *IET Generation Transmission & Distribution*, 2016, 10(14): 3570-3579.
- [17] Tan W, Zhang H, Yu M. Decentralized load frequency control in deregulated environments[J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2012, 41(1): 16-26.
- [18] 项雷军, 王涛云, 郭新华. 多区域互联电网的分散式模糊 PID 负荷频率控制[J]. *华侨大学学报(自然科学版)*, 2014, 35(2): 121-126.
- XIANG Leijun, WANG Taoyun, GUO Xinhua. Decentralized fuzzy-PID based load frequency control of multi-area interconnected power grids[J]. *Journal of Huaqiao University (Natural Science)*, 2014, 35(2): 121-126.
- [19] 姚亮, 陈峦, 郑彬, 等. 风-火互补发电系统区域频率控制的策略研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2016, 44(11): 46-52.
- YAO Liang, CHEN Luan, ZHENG Bin, et al. Research on area frequency control strategy of wind-fire hybrid power generation system[J]. *Power System Protection and Control*, 2016, 44(11): 46-52.