

[文章编号] 1003-4684(2019)05-0052-04

一种考虑风速变化的补偿型 AGC 方法

曹 娅¹, 赵熙临¹, 明 航², 马霁旻¹

(1 湖北工业大学电气与电子工程学院, 湖北 武汉 430068; 2 国家电投集团湖北宜昌新能源有限公司, 湖北 武汉 430071)

[摘 要] 针对含风电互联区域电网 AGC 过程中由于风速变化可能导致的电网频率波动问题,在模型预测基础上,将预测的风速偏差转换成风功率偏差,并作为此可变参数式 PID 控制器的输入以产生有功输出补偿量,并将其与 MPC 输出量叠加导入 AGC 机组中,达到根据风速变化趋势进行电网频率控制的最优化目的。通过对模型的仿真分析与比较,发现该补偿环节能够有效利用风速预测结果消除风速不确定性时电网频率的影响,仿真结果验证了此方法的可行性和有效性。

[关键词] 自动发电控制; 电网频率波动; 风速预测; 可变参数式 PID; 模型预测控制

[中图分类号] TM761

[文献标识码] A

自动发电控制(AGC)是二次控制的基础,通过对有功功率供需的控制,以改变发电水平并最小化负载和发电之间的不平衡,来调整电力系统频率或联络线功率的偏差,保证电力系统安全稳定运行^[1,2]。目前,国内外提出了许多改善系统频率的方法,比如 PID 控制^[3]、滑模变结构与 PI 相结合控制^[4]、专家 PID 控制^[5]、模型预测控制^[6-8](MPC)、智能控制^[9]等等,都能够在一定程度上改善系统控制曲线。

随着风能的开发利用,关于风电场风速和功率预测的研究也有一定的成果。研究风速预测方法的有:持续法^[10]、卡尔曼滤波(Kalman filters)^[11]、神经网络^[12]、时间序列法^[13]、支持向量机^[14]组合方法^[15]等;在风速预测的基础上,将其应用于风电机组的运行状态中,比如风能跟踪控制^[16]、机组优化调度^[17]、变桨距控制^[18]等,也有一些成果。但是由

于风速变化导致电网频率波动的问题,却没能借助这一预测成果对电网频率达到调节的效果。针对这一问题,文献^[19]将风功率等效为负荷扰动,将预测扰动作为 MPC 的多变量输入之一,从而改善系统控制曲线,但是这一方法对预测数据的精度要求较高。本文基于可变参数式 PID 补偿策略,提出一种考虑风速变化的 AGC 方法,通过风速预测值产生有功输出补偿,并将其与 MPC 控制单元相结合来实现对电网频率的调节。通过两区域互联电网的仿真来说明该控制方法的有效性。

1 模型描述

本文以两区域电网为例进行 AGC 方法的研究。考虑到风功率等效为负荷变化量,其动态模型见图 1。

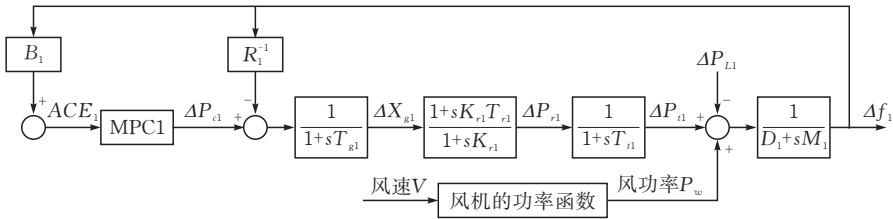


图 1 单区域互联电网 AGC 系统动态模型

图中 T_{gi} 为调速器时间常数; T_{ti} 为发电机时间常数; K_{ri} 为汽轮机再热系数; T_{ri} 为再热时间常数;

[收稿日期] 2019-07-03

[基金项目] 湖北省教育厅教学研究项目(HBSY2017-10,省 2017304)

[第一作者] 曹 娅(1996-),女,湖北黄石人,湖北工业大学硕士研究生,研究方向为控制工程

[通信作者] 赵熙临(1969-),男,湖北武汉人,工学博士,湖北工业大学教授,研究方向为电力系统自动化

R_i 为机组调差系数; B_i 为系统调差系数; M_i 为机组转动惯量; D_i 为负荷阻尼系数; ΔP_{ti} 为发电机输出功率增量; ΔP_{ri} 为再热发电机组输出热功率增量; ΔX_{gi} 为调速器位置增量; ΔP_{ci} 为控制器的控制量; ΔP_{Li} 为负荷的变化量; Δf_i 为频率的变化量; P_w 为风力发电功率。

系统动态状态方程表示如下:

$$\begin{aligned} \dot{\mathbf{X}} &= \mathbf{A}\mathbf{X} + \mathbf{B}\mathbf{U} + \mathbf{R}\mathbf{W} \\ \mathbf{Y} &= \mathbf{C}\mathbf{X} \end{aligned} \quad (1)$$

式中: \mathbf{X} 、 \mathbf{U} 、 \mathbf{W} 和 \mathbf{Y} 分别代表状态变量、输入变量、扰动量和输出量; \mathbf{A} 、 \mathbf{B} 、 \mathbf{R} 和 \mathbf{C} 分别代表系统的状态矩阵、输入矩阵、扰动矩阵和输出矩阵。

风力发电功率与风速的关系表示如下

$$P = \frac{1}{2} C_P A \rho v^3 \quad (2)$$

式中: P 为风力机的输出功率; C_P 为风轮的功率系数; ρ 为空气密度; A 为风轮扫掠面积; v 为风速。

而风力发电机的功率主要取决于叶片所在位置的风速, 风速较低则无法发电, 输出即为 0; 风速较高则会停止发电, 输出也为零。风力发电机功率特性见图 2。

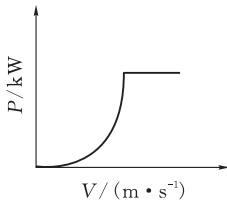


图 2 风力发电机功率特性曲线

2 补偿型 AGC 控制策略

2.1 补偿机理

目前绝大多数电力系统的 AGC 控制理念是通过减小 ACE 来减小各区域频率偏差和联络线功率偏差^[19], 如

$$ACE = \Delta P_{tie} - kB(f_{sys} - f_{ref}) \quad (3)$$

式中: ΔP_{tie} 为区域间联络线功率偏差, B 为系统调差系数, f_{sys} 为系统实际频率, f_{ref} 为系统参考频率, 一般情况下接近于 0。这一理念在图 1 的 AGC 模型中可以得到验证, MPC 控制器是对输入量 ACE 进行优化得到输出量(系统控制量)来调整系统响应曲线。

但是, 考虑到 MPC 控制器优化是基于当前系统状态所得的状态量, 以及在风速预测时存在结果不准确的可能性, 本文的控制方式是通过 MPC 的输出量 ΔP_c 进行调整来调节系统稳定性, 即将预测风速对应的风功率偏差对电力系统进行补偿。该输出量由 MPC 输出量和补偿环节输出量两个部分

组成, 即

$$\Delta P_{c'} = \Delta P_c + \Delta P \quad (4)$$

其中, ΔP 是 PID 控制单元根据下一时刻的风功率偏差对系统进行的补偿。

因此, 本文主要思想是利用预测风速的功率偏差对 AGC 系统补偿, 即当检测到下一时刻风速下降(增加)时, 需要在预期事件发生之前稍微提高(降低) AGC 系统的控制输入量。基于以上思想, 结合传统 AGC 控制方式, 形成如图 3 所示的补偿方式。

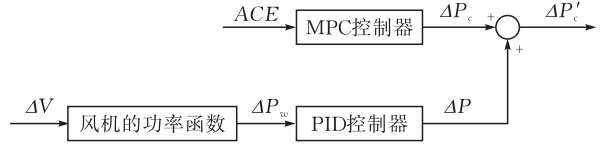


图 3 基于风速预测的补偿控制

2.2 控制器参数自适应调整规则

PID 控制器是目前最常用的控制器, 在工业控制领域得到了很大的发展和广泛的应用, 结构简单, 容易调节, 能够在一定程度上使输出曲线趋于稳定, 但是很多情况下 PID 的参数是固定不变的, 这对控制器的调节效果有一定影响。

因此, 本文采用的是可变参数式 PID 控制器, 即参数 $K_p = f(t)$ 。由于在补偿过程中, 电力系统的频率偏差 Δf 会不断地趋近于零, 那么补偿机制的作用应该要随之减小。采用幂函数 e^{-t} 对参数进行调节控制, 以比例参数 $K_p = f(t) = Ae^{-B(t)}$ 为例, 得到可变控制参数曲线(图 4), 其中 A, B (固定为 0.8) 为调节系数。

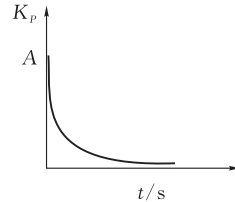


图 4 可变参数 K_p 控制曲线

为方便分析, 假设 $u(k-1)$ 、 $u(k)$ 、 $u(k+1)$ 分别表示为 $k-1$ 、 k 、 $k+1$ 时刻的风功率偏差, 则 $\Delta u(k) = u(k) - u(k-1)$ 、 $\Delta u(k+1) = u(k+1) - u(k)$ 分别表示为 k 、 $k+1$ 时刻的风功率偏差的变化量, 其中 k 、 $k+1$ 时刻表示为当前时刻和预测时刻(下一时刻), 则调节系数 $A = k\Delta u(k)/u(k+1)$ 。

根据补偿机理, 当预测值 $u(k+1) > 0$ 时, 即相较上一时刻, 此时风功率增加, 则 $K_p < 0$, 从而 $\Delta P = K_p \cdot u(k+1) < 0$, 最终降低 AGC 系统的控制输入量。由此可知, 参数 k 自适应调整规则(表 1)表示为: If $u(k+1) > 0$, $\Delta u(k)/\Delta u(k+1) > 0$, Then $k < 0$ 。

表 1 参数 k 自适应调整规则表

$u(k+1)$	$\Delta u(k) / \Delta u(k+1)$	参数 k
正	正	负
	负	正
负	正	负
	负	正

$u(k+1)=0$ 时,系统无需补偿,此时 $k=0$

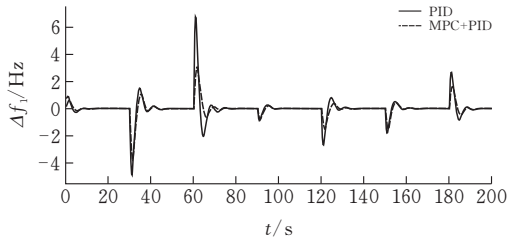
3 仿真分析

在 Matlab/Simulink 中构建考虑风速预测的两区域互联电网 AGC 系统仿真模型,对所提方法进行仿真验证,参数见表 2。按照前述方法设计控制器,仿真时间 $t=200\text{ s}$,预测时域 $N_p=10,N_c=4$ 。

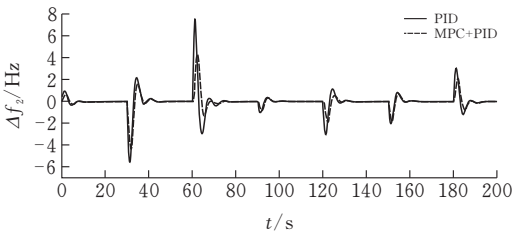
表 2 两区域 AGC 系统仿真参数表

参数	区域 1	区域 2	参数	区域 1	区域 2
T_{gi}	0.1	0.08	D_i	2.75	2.0
T_{ri}	10	8	B_i	35	21.5
K_{ri}	0.25	0.375	R_i	0.03	0.05
T_{ii}	0.2	0.3	T_{i12}	0.882	—
M_i	10.5	12			

为对比控制效果,同时给出了采用 MPC 和 MPC+PID 控制时系统的响应曲线。各控制方式下 AGC 系统各区域的输出响应见图 5、图 6。

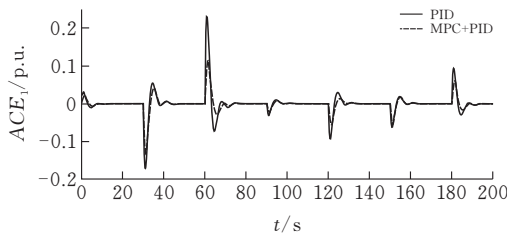


(a)区域 1

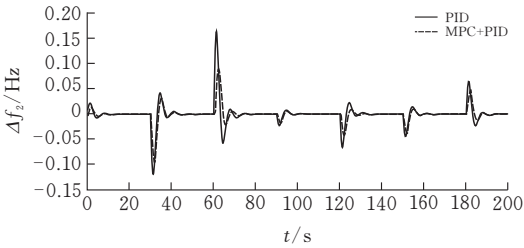


(b)区域 2

图 5 频率偏差量响应曲线



(a)区域 1



(b)区域 2

图 6 ACE 响应曲线

当风功率发生变化时,由图 5、图 6 的仿真结果对比可知,与采用 MPC 控制方式相比,采用 MPC+PID 控制的 AGC 系统的各区域频率控制偏差量、ACE 的响应曲线的波动幅度和超调量都有一定程度减小。说明引入风功率预测作为补偿机制,可以改善系统的动态响应曲线。

4 结论

针对风速变化导致电网频率产生波动的情况,提出一种基于风速预测的可变参数式 PID 控制策略。在 Matlab/Simulink 中建立考虑风速预测的两区域互联电网 AGC 系统动态模型,对比仿真表明新控制器下的 AGC 系统能够使电网频率、波动幅度和超调量明显减小,说明所提方法具有更好的频率控制效果,从而验证了可行性和有效性。

[参 考 文 献]

[1] 许昌,魏媛,李涛,等.大型风电机组机组层 AGC 控制策略研究[J].电力系统保护与控制,2017,45(2):69-74.

[2] Abdulhameed A, Ahmad B, Hassan E. Primary frequency response enhancement for future low inertia power systems using hybrid control technique[J]. Energies, 2018, 11(4):699.

[3] 刘梦欣,王杰,陈陈.电力系统频率控制理论与发展[J].电工技术学报,2007(11):135-145.

[4] 孟祥萍,薛昌飞,张化光.多区域互联电力系统的 PI 滑模负荷频率控制[J].中国电机工程学报,2001(3):7-12.

[5] 郝飞,刘吉臻,谭文.基于 CPS 考核标准的专家控制器的设计及其在负荷频率控制中应用[J].现代电力,2006(1):61-65.

[6] 付鹏武.基于模型预测控制的电网 AGC 系统研究[D].重庆:重庆大学,2013.

[7] 席裕庚,李德伟.预测控制定性综合理论的基本思路和研究现状[J].自动化学报,2008(10):1225-1234.

[8] 周念成,付鹏武,王强钢,等.基于模型预测控制的两区域互联电网 AGC 系统研究[J].电力系统保护与控制,

2012,40(22):46-51.

[9] 刘向杰,闫东梅,展晓磊.微粒群优化负荷频率控制[J].电力系统及其自动化学报,2010,22(3):15-21,38.

[10] 李思亮. 基于支持向量机和持续法的超短期风速预测[R]. 北京:中国农业机械工业协会风力机械分会,2018.

[11] Bossanyi E A. Short-term wind prediction using Kalman filters[J]. Wind Engineering,1985,9(1):1-8.

[12] 张文,胡从川,阙波,等.一种实时校正的改进 BP 神经网络超短期风速预测模型[J].电网与清洁能源,2016,32(9):118-122,127.

[13] 王晓亮. 基于时间序列分析理论的风速短期预测方法研究[D].北京:华北电力大学,2018.

[14] 张妍,韩璞,王东风,等.基于变分模态分解和 LSSVM 的风电场短期风速预测[J].太阳能学报,2018,39(1):194-202.

[15] Chen C H, Tan J, Yin J K, et al. Prediction for soil moisture in tobacco fields based on PCA and RBF neural network[J]. Transactions of the Chinese Society of Agricultural Engineering, 2010, 26(8):85-90.

[16] 焦绪国,杨秦敏,孙勇,等.基于有效风速估计与预测的风电机组自适应最大风能跟踪控制(英文)[J].控制理论与应用,2019,36(3):372-382.

[17] 林凯. 基于风电功率预测的风电场内机组优化调度[D].上海:上海电机学院,2018.

[18] 田新. 基于风速预测的风力发电机变桨距控制研究[D].唐山:华北理工大学,2018.

[19] Ganger D, Zhang J, Vittal V. Forecast-based anticipatory frequency control in power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017:1-1.

A Compensated AGC Method Considering Wind Velocity Variation

CAO Ya¹, ZHAO Xilin¹, MING Hang², MA Jimin¹

(1 School of Electrical and Electronic Engin., Hubei Univ. of Tech., Wuhan 430068, China ;
(2 Spic Hubei Yichang New Energy Co.Ltd ,Wuhan 430071, China)

Abstract: The increasing proportion of clean energy generation in modern power system brings new challenges to automatic generation control (AGC) of traditional power system. Aiming at the problem of frequency fluctuation caused by wind speed change in AGC process of wind power interconnected regional power grid, an AGC method based on variable parameter PID compensation strategy considering wind speed change is proposed. On the basis of model prediction (MPC), the predicted wind speed deviation is converted into wind power deviation, which is used as input of variable parameter PID controller to generate active power output compensation and is superimposed with MPC output into AGC unit to achieve the optimization of power grid frequency control according to wind speed variation trend. Through the simulation analysis and comparison of the models, it is found that the compensation link can effectively utilize the wind speed prediction results to eliminate the influence of grid frequency when the wind speed is uncertain. The simulation results verify the feasibility and effectiveness of this method.

Keywords: automatic generation control; power grid frequency fluctuation; wind speed prediction; variable parameter PID; model predictive control

[责任编辑: 张岩芳]