

# 计及储能SOC恢复的孤岛直流外送AGC模型预测控制

张海波<sup>1</sup>,段洁琼<sup>1</sup>,奚耀冕<sup>1</sup>,龚贤夫<sup>2</sup>,程鑫<sup>2</sup>

(1. 华北电力大学 新能源电力系统国家重点实验室,北京 102206;  
2. 广东电网有限责任公司 电网规划研究中心,广东 广州 510080)

**摘要:**在交直流并联运行电网中,送端孤岛直流外送系统可避免直流闭锁故障所导致的直流潮流向交流通道大范围转移的问题,但孤岛系统缺乏大电网支撑,系统惯量小,调频能力有限,大规模新能源的随机性出力会使其频率稳定带来严重的影响。针对直流送端孤岛运行状态易于建模预测的特点,提出了计及储能荷电状态(SOC)恢复的孤岛直流外送自动发电控制模型预测控制方法。依据电网等效思路将孤岛电网等效为单机模型用于预测电网的未来行为动态;根据多步预测计算区域控制偏差预测值,构造目标函数使得预测值较大时储能系统和火电机组共同参与调频,预测值较小时对储能系统SOC进行恢复;在PSCAD/EMTDC中进行仿真分析,验证所提控制方法的有效性。

**关键词:**孤岛直流外送;自动发电控制;模型预测控制;储能系统;荷电状态;区域控制偏差

**中图分类号:**TM 761

**文献标志码:**A

**DOI:**10.16081/j.epae.202107025

## 0 引言

我国风能资源蕴含量丰富,集中分布在西北地区以及东南沿海和附近岛屿。为了充分开发和消纳风电资源,我国必须建设大容量、远距离能源输送通道,促进全国范围内清洁能源的合理配置<sup>[1]</sup>。高压直流输电因其在远距离、大容量输电和大区联网方面具有很大的优势,得到了广泛的应用,已成为我国远距离输电的首选方式<sup>[2]</sup>。

现阶段,特高压直流采用送端孤岛方式进行功率外送是避免交直流并联运行风险的一种有效措施<sup>[3]</sup>,其根本在于:直流送端系统为孤岛系统,在直流发生单极/双极闭锁之后,孤岛系统的内部潮流不会转移到交流输电通道上,避免了大规模潮流转移情况的发生,可大幅简化安稳系统<sup>[4-5]</sup>。但其缺点也显而易见,由于直流的频率隔离,孤岛系统缺乏大电网的支撑,同时其内部以发电为主,负荷小,缺乏负荷调节效应,且短路比和转动惯量都较小,在大规模新能源接入的背景下,系统频率更加脆弱<sup>[6-7]</sup>。目前针对孤岛频率控制的相关研究主要集中在机组调频系统性能改进<sup>[8]</sup>及直流频率限制控制器FLC(Frequency Limit Controller)的相互配合上<sup>[9-11]</sup>,对孤岛内自动发电控制AGC(Automatic Generation Control)的研究极少。

传统的AGC以PI控制为主,算法调节滞后<sup>[12]</sup>,

当控制区域内的频率或联络线偏差达到调节阈值后才开始调节。对AGC系统的动态行为进行提前预测并施加控制,是提升AGC水平的关键。当前,模型预测控制MPC(Model Predictive Control)因基于模型对系统未来动态行为的预测,实现控制过程的在线优化,在AGC应用中获得了广泛的关注。文献[13]以两区域互联电网的状态空间方程为模型设计了集中式的AGC模型预测控制系统;文献[14]在含有风电场参与调频的交直流互联电网场景下,提出了基于分布式模型预测控制的AGC协调控制策略;文献[15]结合超短期风电功率预测,提出了基于分布式模型预测控制的多区互联电网AGC策略。

本文对孤岛系统进行等值,建立含储能参与调频的直流送端孤岛系统的状态空间模型,提出一种计及储能荷电状态SOC(State Of Charge)恢复的孤岛直流外送AGC模型预测控制方法。该方法基于电网下一时刻的状态预测值进行提前控制,可有效抑制功率波动引起的频率变化,同时兼顾储能电池SOC恢复,使储能电池能持续有效地参与AGC调节。最后,基于PSCAD/EMTDC平台进行仿真分析,结果表明:本文所提孤岛直流外送AGC模型预测控制方法可维持储能电池系统处于良好的状态,且能够有效地提高直流送端孤岛系统的频率稳定性。

## 1 孤岛系统的状态空间模型

直流送端孤岛系统的频率稳定特性由机组特性、直流系统、负荷特性、风电出力及储能系统出力共同作用。根据电网的等值思想,送端火电机群可等值为单机模型<sup>[16]</sup>。同时,根据发电机转子的运动方程,可得:

$$\frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{1}{H} (\Delta P_M - \Delta P_E - D\Delta\omega) \quad (1)$$

收稿日期:2021-03-26;修回日期:2021-05-27

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51777069);南方电网公司科技项目(037700KK52190010(GDKJXM20198272))

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51777069) and the Science and Technology Program of China Southern Power Grid Company(037700KK52190010(GDKJXM20198272))

式中:  $\Delta\omega$  为发电机的转速增量;  $H$  为发电机的等效惯性时间常数;  $\Delta P_M$  为发电机的机械功率增量;  $\Delta P_E$  为电磁功率增量;  $D$  为等效阻尼系数。发电机的等效参数可按容量比进行聚合。在功率平衡的条件下,  $\Delta P_E$  可表示为:

$$\Delta P_E = \Delta P_{DC} + \Delta P_L + \Delta P_W + \Delta P_B \quad (2)$$

式中:  $\Delta P_{DC}$  为直流系统附加控制环节引起的直流功率增量;  $\Delta P_L$  为负荷增量;  $\Delta P_W$  为风电预测功率偏差;  $\Delta P_B$  为储能系统的输出功率增量。系统状态空间模型结构如图 1 所示。图中,  $T_1$  为转速测量环节的时间常数;  $R$  为调差系数;  $\Delta P_{CG}$  为火电机组有功控制增量;  $\Delta P_{CB}$  为储能系统有功控制增量;  $T_g$  为调速器的时间常数;  $\Delta P_{CV}$  为调速器阀门位置开度输出;  $K_r$ 、 $T_r$  分别为原动机的再热系数、时间常数;  $\Delta P_{GV}$  为原动机阀门开度增量;  $T_t$  为汽轮机的响应时间常数;  $T_b$  为储能并网换流器(PCS)的响应时间常数;  $\Delta f$  为频率偏差。

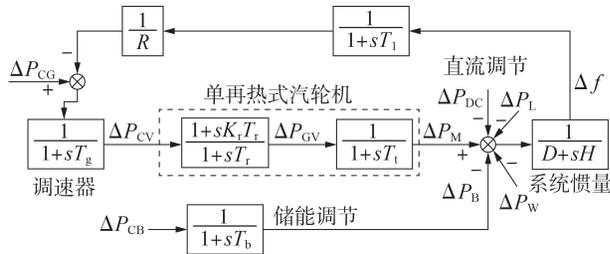


图 1 系统状态空间模型结构

Fig.1 Structure of system state space model

单再热式汽轮机的状态方程为:

$$\Delta \dot{P}_{CV} = -\frac{\Delta P_{CV}}{T_g} - \frac{\Delta f}{T_g R} + \frac{\Delta P_{CG}}{T_g} \quad (3)$$

$$\Delta \dot{P}_{GV} = \left( \frac{1}{T_r} - \frac{K_r}{T_g} \right) \Delta P_{CV} - \frac{\Delta P_{GV}}{T_r} - \frac{K_r}{T_g R} \Delta f + \frac{K_r}{T_g} \Delta P_{CG} \quad (4)$$

$$\Delta \dot{P}_M = \frac{\Delta P_{GV}}{T_t} - \frac{\Delta P_M}{T_t} \quad (5)$$

直流 FLC 的状态方程为:

$$\Delta \dot{P}_{DC} = -\frac{\Delta P_{DC}}{T_{DC}} + \frac{K_{DC}}{T_{DC}} \Delta f \quad (6)$$

式中:  $K_{DC}$  为直流功率调制比;  $T_{DC}$  为直流系统的时间常数。

储能系统的状态方程为:

$$\Delta \dot{P}_B = \frac{\Delta P_B}{T_b} - \frac{\Delta P_{CB}}{T_b} \quad (7)$$

系统频率状态方程为:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{f} = & -\frac{D}{H} \Delta f + \frac{1}{H} \Delta P_M - \frac{1}{H} \Delta P_B - \\ & \frac{1}{H} \Delta P_{DC} - \frac{1}{H} (\Delta P_L + \Delta P_M) \end{aligned} \quad (8)$$

孤岛 AGC 系统的控制模式为联络线和频率偏

差控制方式,模型的输出变量为区域控制偏差 ACE (Area Control Error),故输出方程可表示为:

$$y = -10B\Delta f + \Delta P_{DC} \quad (9)$$

式中:  $y$  为模型的输出变量,即 ACE;  $B$  为系统控制区的频率响应特性系数。

综上所述,整理式(3)~(9)可得系统动态状态方程的矩阵形式为:

$$\begin{cases} \dot{X} = A_i X + B_i U + E_i R \\ Y = C_i X \end{cases} \quad (10)$$

式中:  $X$ 、 $U$ 、 $R$ 、 $Y$  分别为状态变量矩阵、控制变量矩阵、扰动变量矩阵、输出变量矩阵;  $A_i$ 、 $B_i$ 、 $E_i$ 、 $C_i$  分别为状态矩阵、控制矩阵、扰动矩阵、输出矩阵。具体展开式见附录 A 式(A1)和式(A2)。

## 2 AGC 模型预测控制

模型预测控制是基于控制对象数学模型的控制算法,由多步预测、滚动优化、反馈校正 3 个部分组成<sup>[17]</sup>,其中多步预测为预测控制提供基础;滚动优化中目标函数的选择体现了对控制目的及控制系统性能的要求;反馈校正对控制偏差进行修正,形成闭环控制。

### 2.1 多步预测

考虑在  $k$  时刻对式(10)所示微分方程进行差分化,可得:

$$\begin{cases} \Delta x(k+1) = A \Delta x(k) + B_i \Delta u(k) + E_i \Delta r(k) \\ \Delta y(k+1) = C_i \Delta x(k+1) \end{cases} \quad (11)$$

式中:  $A = A_i + E$ ,  $E$  为单位矩阵;  $\Delta x(k)$ 、 $\Delta u(k)$ 、 $\Delta r(k)$  分别为当前  $k$  时刻的状态变量增量、控制变量增量、扰动变量增量;  $\Delta x(k+1)$ 、 $\Delta y(k+1)$  分别为  $k+1$  时刻的状态变量增量、输出变量增量。则  $k+1$  时刻系统的预测输出  $y(k+1)$  为:

$$y(k+1) = C_i \Delta x(k+1) + y_c(k) \quad (12)$$

式中:  $y_c(k)$  为  $k$  时刻系统的实际输出。综上可递推得到未来  $k+p$  时刻系统的预测输出为:

$$\begin{aligned} y(k+p) = & C_i \Delta x(k+p) + y(k+p-1) = \\ & \sum_{i=1}^p C_i A^i \Delta x(k) + \sum_{i=1}^{p-1} C_i A^i B_i \Delta u(k) + \\ & \sum_{i=1}^{p-1} C_i A^i E_i \Delta r(k) + y_c(k) \end{aligned} \quad (13)$$

式中:  $p$  为预测时域长度。由于未来的控制变量和扰动变量尚不可知,式(13)的推导基于  $k+1$  时刻之后的扰动变量和控制变量均未发生改变这一假设,所以在预测时域内,  $p$  值越大,则预测值偏差也越大。故取预测时域长度  $p=3$ ,且一般要求预测时域长度大于控制时域长度,则取控制时域长度为 1。

## 2.2 滚动优化

### 2.2.1 目标函数

目前,由于技术限制以及成本问题等因素的影响,储能系统的容量很小,在其参与 AGC 时,需兼顾储能系统 SOC 的变化,使储能系统的能量趋于良好的状态,以保证其能持续有效地参与调节。基于上述考虑,本文设定滚动优化的目标函数为:

$$\min_{\Delta u(k)} J = \sum_{i=1}^p q_i^2 y_*^2(k+i) + r^2 (S_{\text{soc}}(k+1) - 0.5)^2 \quad (14)$$

式中:  $y_*(k+i)$  为预测输出  $y(k+i)$  的一维输出元素;  $q_i$  为  $y_*(k+i)$  的权重;  $S_{\text{soc}}(k+1)$  为  $k+1$  时刻储能系统的 SOC, 与当前 SOC 值及储能系统的放电时间和功率有关;  $r$  为动态调节权重, 其取值由预测值  $y_*(k+i)$  决定。

式(14)所示目标函数由调节 ACE、恢复储能系统 SOC 两部分构成, 滚动优化的主要控制目标通过调节  $r$  值实现: 当  $r$  的取值接近 0 时, 等号右侧第 2 项可忽略不计, 此时的主要优化目标为调整 ACE 最小; 当  $r$  的取值较大, 远大于 ACE 预测值时, 目标函数的主要优化目标为调节储能系统 SOC, 使其趋向于最大充放电能力的区域(即  $S_{\text{soc}}(k)=0.5$ ) 调节。本文采用变换的 Logistic 函数形式表示  $r$  的取值与预测值  $y_*(k+i)$  之间的关系, 关系曲线见附录 A 图 A1, 关系式如式(15)所示。

$$r(x) = \begin{cases} \frac{KP_0 e^{I(x+a)}}{K + P_0 [e^{I(x+a)} - 1]} & x < 0 \\ \frac{KP_0 e^{I(-x+a)}}{K + P_0 [e^{I(-x+a)} - 1]} & x \geq 0 \end{cases} \quad (15)$$

式中:  $x$  为预测值  $y_*(k+i)$ ;  $P_0$  为初始值;  $K$  为函数终值;  $I$  为用于衡量曲线变化快慢的参数;  $a$  为控制目标切换阈值。当系统状态良好, ACE 预测值在二次调频区间的 30% 以内时,  $r$  取较大值, 控制储能系统 SOC 自恢复, 即  $a$  的取值如式(16)所示。

$$a = 10B \times 0.15 \times 30\% \quad (16)$$

综上所述, 本文所提模型预测控制策略为: 当预测值  $y_*(k+i)$  较小时,  $r$  取较大值, 滚动优化以恢复储能系统 SOC 为主要控制目标; 当预测值  $y_*(k+i)$  较大时,  $r$  取接近 0 的值, 滚动优化以调整 ACE 最小为主要控制目标, 由此实现储能参与 AGC 的同时兼顾 SOC 自恢复过程。

### 2.2.2 约束条件

1) 储能系统 SOC 与其有功功率之间满足如下关系:

$$S_{\text{soc}}(k+1) = S_{\text{soc}}(k) - \frac{P_{\text{cb}} \Delta t}{\eta_d Q_{\text{tot}}} \quad (17)$$

式中:  $S_{\text{soc}}(k)$  为  $k$  时刻储能系统的 SOC;  $P_{\text{cb}} \Delta t$  为时间

间隔  $\Delta t$  内储能系统的充放电电量;  $\eta_d$  为储能系统的充放电效率, 其值与所选用的储能系统类型、外部环境等因素有关;  $Q_{\text{tot}}$  为储能系统的总电量。

2) 储能系统的 SOC 约束为:

$$S_{\text{socmin}} \leq S_{\text{soc}}(k) \leq S_{\text{socmax}} \quad (18)$$

式中:  $S_{\text{socmax}}$ 、 $S_{\text{socmin}}$  分别为储能系统 SOC 的上、下限值。

3) 储能系统的最大充放电功率约束为:

$$P_{\text{chg}} \leq P_{\text{cb}} \leq P_{\text{dech}} \quad (19)$$

式中:  $P_{\text{chg}}$  为储能系统的最大充电功率, 为负值;  $P_{\text{dech}}$  为储能系统最大放电功率, 为正值。

4) 火电机组单位时间功率变化约束为:

$$|\Delta P_{\text{CG}}| \leq P_{\text{Gt}} \quad (20)$$

式中:  $P_{\text{Gt}}$  为火电机组的上下爬坡速率, 其典型取值为 0.015 p.u. / min。

本文建立的滚动优化模型是一个典型的二次规划问题, 可以采用拉格朗日法或有效集法等经典方法进行求解, 且模型相对简单, 收敛性好, 有利于实际应用。

## 2.3 反馈校正

模型预测控制的实际输出值与预测值之间必然存在误差, 可利用误差信息来补偿下一时刻的预测值, 提高预测精度。  $k$  时刻的预测误差  $e(k)$  可表示为:

$$e(k) = y_c(k) - y(k-1) \quad (21)$$

式中:  $y(k-1)$  为  $k-1$  时刻的预测输出值。则校正后的预测输出方程为:

$$y_{\text{cor}}(k+i) = y(k+i) + e(k) \quad i = 1, 2, \dots, p \quad (22)$$

式中:  $y_{\text{cor}}(k+i)$  为校正后  $k+i$  时刻的预测输出值。

基于校正后的预测输出方程, AGC 系统等待获取下一时刻的电网状态, 开展多步预测和优化, 更新预测误差, 实现在线滚动控制。

## 2.4 AGC 流程

基于模型预测控制的 AGC 流程如图 2 所示(图中  $U^*$  为优化所得控制变量), 具体步骤见附录 B。

## 3 仿真分析

基于 PSCAD / EMTDC 平台进行仿真分析, 滚动优化过程通过在 PSCAD / EMTDC 平台中调用 MATLAB 函数的方式进行求解<sup>[18]</sup>。仿真模型数据来源于西北电网 BPA 软件数据, 包括火电机组、双馈风机及储能系统等模块, 各模块间通过交流线路、变压器、电抗器等相连构成送端交流网架, 拓扑结构见附录 C 图 C1。该网架中包含 11 台火电机组, 总装机容量约为 7 600 MW; 风电场总装机容量约为 3 060 MW; 储能系统的总容量为 12 MW · h,

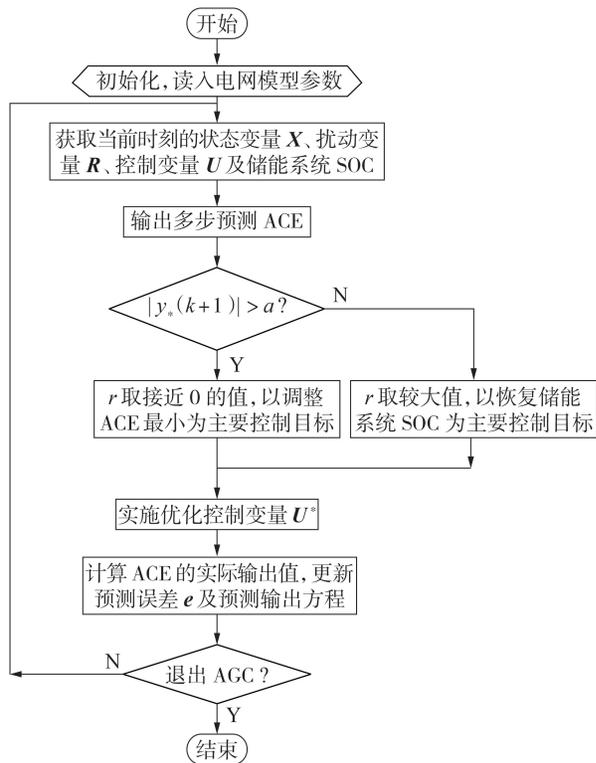


图 2 基于模型预测控制的 AGC 流程  
Fig.2 AGC flowchart based on MPC

初始 SOC 为 0.5, 最大充电、放电功率分别为 -100、100 MW。当前孤岛直流外送运行方式下, 系统稳态运行时火电机组总出力约为 5 887 MW, 风电总出力约为 1 700 MW, 风电占比约为 22%; 直流系统外送功率为 4 000 MW, 孤岛内总负荷约为 3 600 MW。系统等值后孤岛直流外送系统模型参数见附录 C 表 C1。所用模型预测控制的相关参数设置如下: 采样时间为 0.1 s, 预测时域长度  $p=3$ , 控制时域长度为 1。预测输出权重权矩阵为  $\text{diag}(0.9999, 0.0001, 0.0000001)$ 。

分别采用基于模糊控制的 SOC 自恢复调频控制策略(策略 1)<sup>[19]</sup>、传统 PI 控制策略(策略 2)和本文所提基于模型预测控制的 AGC 策略(本文策略)进行对比仿真分析。在传统 PI 控制策略下, 储能系统优先出力, 剩余调频功率由常规机组响应。通过设置风电功率随机波动进行仿真测试, 以验证本文所提控制策略对改善频率稳定性的效果。风电场有功功率随机波动曲线见附录 C 图 C2。

风电场有功功率随机波动会使系统产生一定的功率缺额, 可由常规机组和储能系统进行功率补偿。在上述 3 种控制策略下, 常规机组出力曲线如图 3 所示。

网络化控制系统的通信会有一定的延时, 包括广域网通信延时(2~4 s)、局域网通信延时(80~250 ms)。因此在控制系统中加入 3 s 时滞进行仿真<sup>[20]</sup>。由图 3 可看出: 常规机组的动出力相较于于

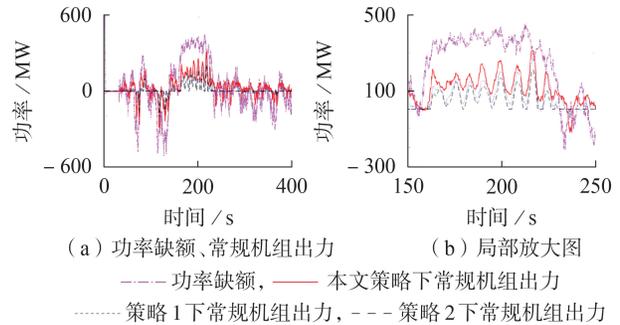


图 3 功率缺额及 3 种控制策略下的常规机组出力曲线  
Fig.3 Power shortage and output curves of conventional thermal unit under three control strategies

风电功率扰动产生的功率缺额有明显的滞后效应; 在本文策略下, 常规机组在 AGC 调节使 ACE 最小的过程中, 有功出力均大于策略 1 和策略 2 下的有功出力; 模型预测控制技术属于超前控制, 能够更好地对系统各状态变量及各限制因素进行全局把握, 结合储能系统的 SOC 特性预先对其下达控制信号, 使其能在调频控制中提前动作, 进一步地减小系统负荷扰动对频率的冲击, 优化系统的运行。

采用本文策略所得 ACE 曲线如图 4 所示。在滚动优化过程中, 当 ACE 预测值位于二次调频区间  $\pm 30\%$  范围内时, 动态调节权重  $r$  依据式(15)取较大值, 以优先控制储能系统恢复 SOC。3 种控制策略下储能系统功率、SOC 变化曲线和经常规机组和储能系统共同调节后的频率曲线分别如图 5 和图 6 所示。

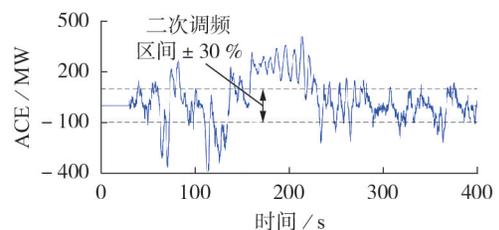


图 4 本文策略所得 ACE 曲线  
Fig.4 ACE curve obtained by proposed strategy

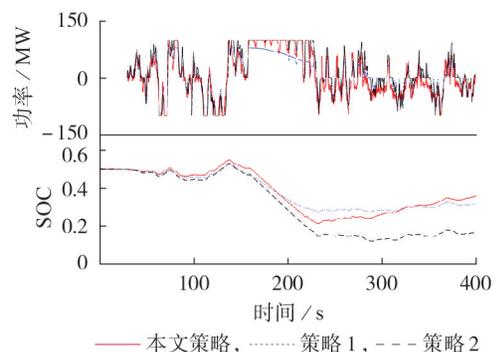


图 5 3 种控制策略下储能系统的出力及 SOC 曲线  
Fig.5 Output and SOC curves of energy storage system under three control strategies

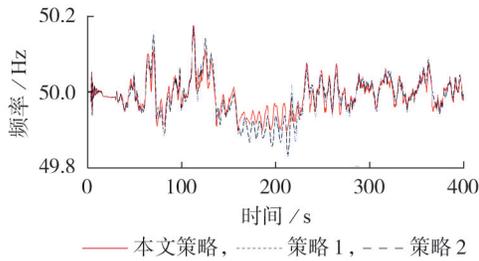


图 6 3种控制策略下的系统频率

Fig.6 System frequency under three control strategies

由图 5 可知:本文策略与策略 1 均考虑了储能系统的 SOC 恢复,而本文策略具有更好的调节效果,恢复速率更快。当系统频率偏差(即 ACE)较小时,本文策略能更充分地利用传统机组的调频余量以恢复储能系统的 SOC。由图 6 可知:采取本文策略时系统频率偏差最小,尤其当风电功率波动幅度较大时,频率稳定效果更显著;而当风电功率波动幅度较小时,3 种控制策略下的系统频率变化相差不大,表明在 SOC 恢复过程中并不会造成电网频率波动。

综上所述,本文所提 AGC 模型预测控制策略考虑了储能系统的 SOC 恢复过程:当系统频率偏差较小时,利用系统二次调频剩余容量恢复储能系统 SOC,可维持储能系统状态良好,使其持续有效地参与 AGC 调节;基于电网下一时刻的状态预测值进行提前控制,可有效抑制功率波动引起的频率变化,提升直流送端孤岛电网的频率稳定性。且对于控制系统具有通信延时的情况,本文策略仍具有较好的频率调节性能。

#### 4 结论

本文针对直流送端孤岛模型的典型特性,提出了计及储能系统 SOC 恢复的孤岛 AGC 模型预测控制策略,依据不同预测结果调整主要控制目标,对常规火电机组、储能系统调频控制进行优化并实施提前控制,对于具有通信延时的情况仍可以有效控制电网频率并调整恢复储能系统的 SOC,为利用储能系统参与 AGC 以提升孤岛直流外送系统频率稳定水平的问题提供了一种解决方案。仿真结果验证了本文所提控制策略的有效性。需说明的是,本文中的孤岛 AGC 模型预测控制策略是以直流外送的送端孤岛系统为背景的,仅考虑了孤岛系统本区域内的 AGC 模型预测控制,而并没有计及多区域之间的协调控制,未来可在考虑多区域协调的模型预测控制方面开展进一步的研究工作。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

#### 参考文献:

[1] 刘振亚,张启平,董存,等. 通过特高压直流实现大型能源基地风、光、火电力大规模高效率安全外送研究[J]. 中国电机工程

学报,2014,34(16):2513-2522.

LIU Zhenya,ZHANG Qiping,DONG Cun,et al. Efficient and security transmission of wind,photovoltaic and thermal power of large-scale energy resource bases through UHVDC projects [J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(16):2513-2522.

[2] 徐政,黄弘扬,周煜智. 描述交直流并列系统电网结构品质的 3 种宏观指标[J]. 中国电机工程学报,2013,33(4):1-8.

XU Zheng,HUANG Hongyang,ZHOU Yuzhi. Three macroscopic indexes for describing the quality of AC/DC hybrid power grid structures[J]. Proceedings of the CSEE,2013,33(4):1-8.

[3] 郭小江,郭强,马世英,等. 直流孤岛送电系统的系统接入技术要求研究[J]. 中国电机工程学报,2012,32(34):42-49.

GUO Xiaojiang,GUO Qiang,MA Shiyong,et al. Research on system interconnection requirements of DC island sending systems[J]. Proceedings of the CSEE,2012,32(34):42-49.

[4] 艾青,刘天琪,印月,等. 含大规模风电的高压直流送端系统多源协同调频策略[J]. 电力自动化设备,2020,40(10):56-63.

AI Qing,LIU Tianqi,YIN Yue,et al. Multi-source coordinated frequency regulation strategy for HVDC sending system with large-scale wind power[J]. Electric Power Automation Equipment,2020,40(10):56-63.

[5] 张福轩,郭贤珊,汪楠楠,等. 接入新能源孤岛系统的双极柔性直流系统盈余功率耗散策略[J]. 电力系统自动化,2020,44(5):154-160.

ZHANG Fuxuan,GUO Xianshan,WANG Nannan,et al. Surplus power dissipation strategy for bipolar VSC-HVDC system with integration of islanded renewable energy generation system[J]. Automation of Electric Power Systems,2020,44(5):154-160.

[6] 陈亦平,程哲,张昆,等. 高压直流输电系统孤岛运行调频策略[J]. 中国电机工程学报,2013,33(4):96-102.

CHEN Yiping,CHENG Zhe,ZHANG Kun,et al. Frequency regulation strategy for islanding operation of HVDC[J]. Proceedings of the CSEE,2013,33(4):96-102.

[7] 陈启超,李晖,吴文传,等. 基于 VSC-HVDC 异步互联系统联网转孤岛运行稳定控制策略[J]. 电力自动化设备,2020,40(4):32-39.

CHEN Qichao,LI Hui,WU Wenchuan,et al. Stability control strategy for conversion from grid-tied to island operation of asynchronous interconnected power grids based on VSC-HVDC [J]. Electric Power Automation Equipment,2020,40(4):32-39.

[8] 王伟伟,韩民晓,雷霄,等. 火电机组直流孤岛系统频率控制分析与系统试验[J]. 中国电机工程学报,2017,37(1):139-149.

WANG Huawei,HAN Minxiao,LEI Xiao,et al. Frequency control analysis and system commissioning for thermal generation with HVDC islanded operation[J]. Proceedings of the CSEE,2017,37(1):139-149.

[9] 李伟,肖湘宁,陶顺,等. 特高压直流送端孤岛系统频率稳定控制[J]. 电力自动化设备,2018,38(11):197-203.

LI Wei,XIAO Xiangning,TAO Shun,et al. Frequency stability control for islanded UHVDC sending end system[J]. Electric Power Automation Equipment,2018,38(11):197-203.

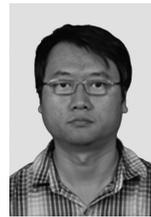
[10] HARNEFORS L,JOHANSSON N,ZHANG L D. Impact on interarea modes of fast HVDC primary frequency control[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2017,32(2):1350-1358.

[11] 高原,马宁宁,王德林,等. 异步联网下直流频率调制及其参数对送端系统频率的影响[J]. 电力自动化设备,2019,39(9):173-179.

GAO Yuan,MA Ningning,WANG Delin,et al. Impact of DC frequency modulation and modulation parameters on frequency characteristics of sending end in asynchronous interconnected power grid[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39

- (9):173-179.
- [12] 周劭英,张伯明,郭玉金,等. 火电 AGC 机组超前控制策略[J]. 电网技术,2005,29(21):57-60.  
ZHOU Jieying,ZHANG Boming,GUO Yujin, et al. Strategy of automatic generation control in advance for thermal generator[J]. Power System Technology,2005,29(21):57-60.
- [13] 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.  
ZHOU Niancheng,FU Pengwu,WANG Qianggang, et al. Research on AGC of two area interconnected power system based on MPC[J]. Power System Protection and Control,2012,40(22):46-51.
- [14] 林栋,宋立国,彭伟,等. 含风电场的交直流互联电网协作式分布式模型预测控制[J]. 可再生能源,2019,37(1):99-105.  
LIN Dong,SONG Liguu,PENG Wei, et al. Cooperative distributed model predictive control for AC/DC interconnected power grid with wind farms[J]. Renewable Energy Resources,2019,37(1):99-105.
- [15] 孙铂皓,汤涌,仲悟之,等. 基于分布式模型预测控制的包含大规模风电集群互联系统超前频率控制策略[J]. 中国电机工程学报,2017,37(21):6291-6302.  
SUN Bohao,TANG Yong,ZHONG Wuzhi, et al. Multi-area interconnected power system advanced frequency control strategy considering large scale wind power cluster integration based on DMPC[J]. Proceedings of the CSEE,2017,37(21):6291-6302.
- [16] ANDERSON P M,MIRHEYDAR M. A low-order system frequency response model[J]. IEEE Transactions on Power Systems,1990,5(3):720-729.
- [17] 陈虹. 模型预测控制[M]. 北京:科学出版社,2013:5-10.
- [18] 钟波,赵华军. PSCAD/EMTDC 程序与 MATLAB 语言接口的研究[J]. 广东电力,2005,18(8):28-30.  
ZHONG Bo,ZHAO Huajun. Study on PSCAD/EMTDC-MATLAB interface[J]. Guangdong Electric Power,2005,18(8):28-30.
- [19] 崔红芬,杨波,蒋叶,等. 基于模糊控制和 SOC 自恢复储能参与二次调频控制策略[J]. 电力系统保护与控制,2019,47(22):89-97.  
CUI Hongfen,YANG Bo,JIANG Ye, et al. Strategy based on fuzzy control and self adaptive modification of SOC involved in secondary frequency regulation with battery energy storage[J]. Power System Protection and Control,2019,47(22):89-97.
- [20] 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.  
FU Pengwu. Research on AGC system of power grid based on model predictive control[D]. Chongqing:Chongqing University,2013.

#### 作者简介:



张海波

张海波(1975—),男,吉林吉林人,教授,博士,研究方向为电力系统调度自动化、电力系统仿真分析与控制(E-mail:zhh@ncepu.edu.cn);

段洁琼(1997—),女,河南许昌人,硕士研究生,研究方向为电力系统仿真分析与控制(E-mail:Duan\_jieqiong@163.com);

奚耀冕(1994—),男,广西南宁人,硕士研究生,研究方向为电力系统仿真分析与控制(E-mail:xiyaomian@163.com)。

(编辑 陆丹)

## AGC model predictive control of islanded HVDC sending end considering SOC recovery of energy storage

ZHANG Haibo<sup>1</sup>,DUAN Jieqiong<sup>1</sup>,XI Yaomian<sup>1</sup>,GONG Xianfu<sup>2</sup>,CHENG Xin<sup>2</sup>

(1. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

2. Grid Planning & Research Center, Guangdong Power Grid Corporation, Guangzhou 510080, China)

**Abstract:** In the power grid with AC and DC networks in parallel operation, the islanded HVDC sending end system can avoid the problem of large-scale transfer of DC power flow to AC channel caused by DC blocking fault. However, the islanded system lacks the support of large power grid, the system inertia is small, the frequency modulation ability is limited, and the random output of large-scale new energy will seriously affect its frequency stability. In view of the characteristics of easy modeling and prediction of the operation state of the islanded HVDC sending end, the AGC (Automatic Generation Control) model predictive control method is proposed for the islanded HVDC sending end, which takes into account the SOC (State Of Charge) recovery of energy storage. Based on the equivalent idea of power grid, the islanded power grid is equivalent to a single machine network model to predict the future behavior of power grid. According to the multi-step prediction, the predicted value of area control error is calculated, and the objective function is constructed to make the energy storage system and thermal power unit participate in frequency regulation when the predicted value is large, and recover the SOC of energy storage system when the predicted value is small. Simulation analysis is performed in PSCAD/EMTDC to verify the effectiveness of the proposed control method.

**Key words:** islanded HVDC sending end; AGC; model predictive control; energy storage system; SOC; area control error

## 附录 A

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{P}_{CV} \\ \Delta \dot{P}_{GV} \\ \Delta \dot{P}_M \\ \Delta \dot{P}_B \\ \Delta \dot{P}_{DC} \\ \Delta \dot{f} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{T_g} & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{T_g R} \\ \frac{1}{T_r} - \frac{K_r}{T_g} & -\frac{1}{T_r} & 0 & 0 & 0 & \frac{K_r}{T_g R} \\ 0 & \frac{1}{T_i} & -\frac{1}{T_i} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_b} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_{DC}} & \frac{K_{DC}}{T_{DC}} \\ 0 & 0 & \frac{1}{H} & -\frac{1}{H} & -\frac{1}{H} & -\frac{D}{H} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_{CV} \\ \Delta P_{GV} \\ \Delta P_M \\ \Delta P_B \\ \Delta P_{DC} \\ \Delta f \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{T_g} & 0 \\ \frac{K_r}{T_g} & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{T_b} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_{CG} \\ \Delta P_{CB} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ -\frac{1}{H} & -\frac{1}{H} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_L \\ \Delta P_W \end{bmatrix} \quad (A1)$$

$$y = [0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 1 \quad -10B] \begin{bmatrix} \Delta P_{CV} \\ \Delta P_{GV} \\ \Delta P_M \\ \Delta P_B \\ \Delta P_{DC} \\ \Delta f \end{bmatrix} \quad (A2)$$

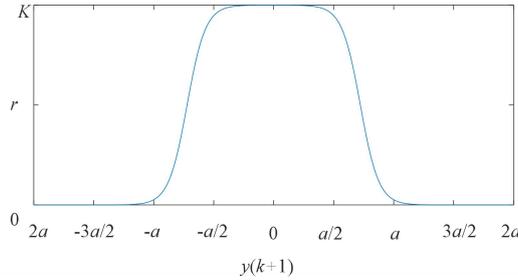


图 A1 Logistic 函数变换形式图像  
Fig.A1 Image of Logistic function transform form

## 附录 B

基于模型预测控制的 AGC 的具体步骤如下:

- 1) 依据电网等值聚合结果, 将参数输入预测模型(内部对象)进行初始化;
- 2) AGC 采集系统当前状态变量  $X$ 、控制变量  $U$ 、扰动变量  $R$  及储能系统 SOC, 利用预测方程进行多步预测, 得到 ACE 预测输出值。
- 3) 基于下一时刻的 ACE 预测输出  $y_*(k+1)$ , 确定目标函数中的权重值  $r$ , 选择以控制 ACE 最小为目标或储能系统 SOC 恢复为主要控制目标进行滚动优化, 并实施得到的优化控制变量  $U^*$ ;
- 4) 系统优化控制变量  $U^*$  作用后计算下一控制时刻的 ACE 实际值, 并与预测值  $y(k+1)$  作差, 更新预测误差, 校正预测方程;
- 5) 判断是否退出 AGC, 若退出, 则结束流程, 否则返回步骤 2) 重复上述控制过程。

# 附录 C

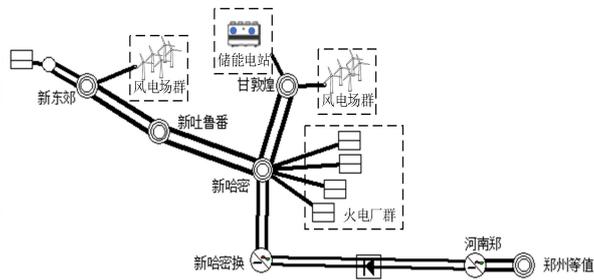


图 C1 西北地区能源基地孤岛直流外送电网  
Fig.C1 Isolated HVDC transmission grid of energy base in Northwest China

表 C1 孤岛直流外送系统模型参数  
Table C1 Model parameters of isolated DC transmission system

参数	取值
发电机调差系数 $R$ /( $\text{Hz}\cdot\text{MW}^{-1}$ )	0.056
发电机负荷阻尼常数 $D$	1
单机等效惯性常数 $H$	8.31
转速测量环节时间常数 $T_1$ /s	0.02
调速器伺服系统时间常数 $T_g$ /s	0.08
原动机高压缸再热系数 $K_r$	0.3
高压缸再热时间常数 $T_r$ /s	10
汽轮机响应时间常数 $T_t$ /s	0.3
储能 PCS 响应时间常数 $T_b$ /s	0.02
直流调节比例系数 $K_{DC}$ /( $\text{MW}\cdot\text{Hz}^{-1}$ )	100
直流调节响应时间常数 $T_{DC}$ /s	0.2
控制区域频率响应系数 $B$ /( $\text{MW}\cdot\text{Hz}^{-1}$ )	200

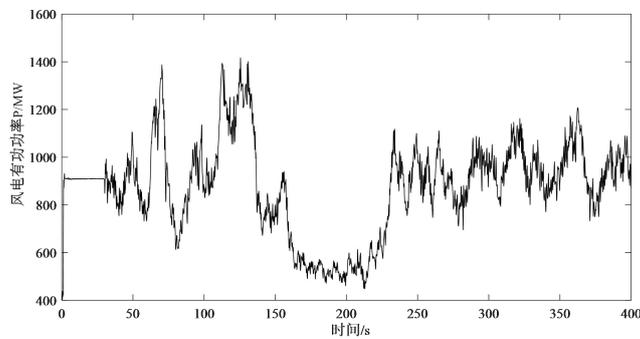


图 C2 风电场功率随机扰动  
Fig.C2 Random disturbance of wind farm power