

DOI: 10.19666/j.rlfed.202403038

弱电网下多源构网型变流器协同控制方法

刘 硕¹, 李佳远¹, 马速良¹, 沙广林², 李成新³

(1.北京未来电化学储能系统集成技术创新中心(北方工业大学), 北京 100144;

2.中国电力科学研究院有限公司, 北京 100192;

3.中铁二十二局集团电气化工程有限公司, 北京 100043)

[摘要] 虚拟同步发电机(virtual synchronous generator, VSG)作为构网型控制的主要技术之一, 可为电网提供惯量支撑, 但由于变流器单机容量有限, 当系统需要更大的惯量支撑时, 需要多 VSG 并联运行, 因此多 VSG 并联的协同控制备受关注。基于此, 建立了 VSG 多机并联的状态空间模型, 通过状态变量矩阵的特征值分析系统稳定性。同时, 提出了基于模型预测控制(model predictive control, MPC)的多 VSG 并联协同控制策略, 引入角频率差与功角差作为性能指标设计目标函数, 求解所需最佳有功额定增量, 通过功频系数对输出角频率进行动态修正, 实现对输出频率的主动支撑, 有效抑制了 VSG 并联造成的系统频率波动, 提高了电网的稳定性。结果表明, 相较于传统的 VSG 并联系统, 所提出的 MPC-VSG 并联控制方法可缩短系统暂态响应时间, 提高系统在暂态下的鲁棒性。仿真结果验证了该方法的有效性。

[关键词] 构网型变流器; 虚拟同步发电机; 状态空间模型; 模型预测控制; 惯量支撑

[引用本文格式] 刘硕, 李佳远, 马速良, 等. 弱电网下多源构网型变流器协同控制方法[J]. 热力发电, 2024, 53(8): 85-93.
LIU Shuo, LI Jiayuan, MA Suliang, et al. Cooperative control method of multi-source grid-forming converters in weak electrical grids[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(8): 85-93.

Cooperative control method of multi-source grid-forming converters in weak electrical grids

LIU Shuo¹, LI Jiayuan¹, MA Suliang¹, SHA Guanglin², LI Chengxin³

(1.Beijing Future Technology Innovation Centre for Electrochemical Energy Storage System Integration (North China University of Technology), Beijing 100144, China;

2.China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China;

3.China Railway 22nd Bureau Group Electrification Engineering Co., Ltd., Beijing 100043, China)

Abstract: Virtual Synchronous Generator (VSG), as one of the primary technologies in grid-forming controls, provides inertia support to the power grid. However, due to the limited capacity of individual converters, when larger inertia support is required, multiple VSGs must run in parallel, making the coordinated control of multiple VSGs a subject of significant interest. In this regard, a state-space model for multiple VSGs in parallel is established, and the system stability is analyzed through the eigenvalues of the state variable matrix. Concurrently, a coordinated control strategy for multiple VSGs based on model predictive control is proposed, which introduces the angular frequency deviation and power angle difference as performance indicators to design the objective function. The optimal active power increment required is solved, and the output angular frequency is dynamically adjusted through the power-frequency coefficient, enabling active support for the output frequency and effectively suppressing system frequency fluctuations caused by VSG paralleling, thus the grid stability is enhanced. The results indicate that, compared with the conventional VSG paralleling systems, the proposed MPC-VSG parallel control method can shorten the transient response time of the system and improve its robustness under transient conditions. The simulation result confirms the effectiveness of the proposed approach.

收稿日期: 2024-03-20 网络首发日期: 2024-05-18

基金项目: 北京市科技新星计划(Z211100002121081)

Supported by: Beijing Nova Program (Z211100002121081)

第一作者简介: 刘硕(1986), 男, 博士, 高级实验师, 主要研究方向为电力电子技术与新能源并网发电, lius@ncut.edu.cn.

通信作者简介: 马速良(1988), 男, 博士, 助理研究员, 主要研究方向为大规模储能技术与安全应用, msl13811581885@ncut.edu.cn.

Key words: grid-forming converter; virtual synchronous generator; state space model; model predictive control; inertia support

新型电力系统“双高”^[1-2]特征凸显,系统物理基础、功能形态的深刻变化,给电网安全稳定运行带来新挑战。传统的逆变器控制策略几乎没有惯量,无法为电网提供稳定的惯量支撑,为了提高电网在扰动下的稳定性,分布式能源接入电网需具备主动支撑能力^[3],拥有接近或高于同步发电机的控制特性,以支撑系统频率稳定以及提供备用容量。

目前,大多数分布式能源采用跟网型控制策略,电网中接入大量跟网型变流器导致电网的整体强度变弱、抗干扰能力变差,所以构网型变流器^[4-5]被提出,其在高阻抗的弱电网条件下稳定裕度更大,并且可以脱离电网孤岛运行,构网型可以提供惯量为电网提供频率支撑。大多数构网型控制策略采用虚拟同步发电机(virtual synchronous generator, VSG)^[6-7]控制,所以研究 VSG 控制策略对于支撑电网尤为重要。

目前已有的研究中,对于单机 VSG 大容量的相关研究已经很多,然而单机容量已经不能满足现代电力系统的需求,所以 VSG 多机之间的协同控制是现代电力系统稳定运行的关键。针对 VSG 多机之间存在的振荡问题:文献[8-10]提出了自适应虚拟惯量与阻尼系数控制方法,用于抑制多 VSG 电网中的功率振荡,提高动态频率响应;文献[11-12]提出了一种分散瞬态阻尼与附加阻尼控制策略来抑制并联 VSG 系统负载波动期间的有功功率振荡;文献[13-14]利用李亚普诺夫间接法分析了多个并联 VSG 的阻尼比,提出了一种相互阻尼控制方法来抑制多 VSG 电网中的功率振荡;文献[15]建立了系统状态空间模型进行分析,通过调节虚拟电抗来抑制系统有功振荡;文献[16]提出了一种抑制功率振荡的振荡激励策略,推导了减小同步器瞬时有功功率分配引起的振荡励磁的条件。

同时,多机之间的动态性能对于系统的稳定性至关重要。文献[17]利用代数型 VSG 对微电网中频率/电压偏差的影响进行了研究,结果表明,具有最少数量参数的代数型 VSG 具有抑制系统频率和电压偏差的能力。文献[18]通过建立多 VSG 并联系统模型,分析不同控制参数的参与度。文献[19]建立

了虚拟调速器系统,提出含虚拟调速系统的虚拟同步多目标协调主动支撑控制策略。上述文献为多 VSG 系统稳定性和动态性能提供了多种控制策略。

文献[20-22]提出基于模型预测控制(model predictive control, MPC)的 VSG 附加转矩控制方法,通过建立 VSG 的预测模型,设计了频率和功率的目标函数,对 VSG 的功率基准值进行动态修正,从而提升系统暂态稳定性。文献[23]为了抑制敏感负载下频率与电压的波动,提高微电网的稳定性,提出了 MPC 控制的 VSG 用于储能系统,可以在暂态期间提供惯量支撑,并增强系统电压和频率的动态特性。文献[24]针对大的负载变化下会导致明显的系统频率偏差问题,提出了一种模糊控制与模型预测控制相结合的控制方法,通过模糊控制在调整虚拟惯量和阻尼系数,充分利用了摇摆方程的调节能力。但上述模型预测控制仅仅适用于单机 VSG 系统,并未考虑多 VSG 并联耦合关系。

为了提高系统的频率动态响应,本文首先建立了 VSG 双机并联的状态空间模型,分析影响系统稳定性的机理;提出基于 MPC-VSG 并联协同控制策略,将角频率的变化量和变化率作为控制系统的输入,通过 MPC 控制器计算得到有功功率的补偿量,叠加为角频率的输出增量来优化角频率,提高多机并联系统的稳定性;最后,通过仿真验证本文所提出的控制策略可以很好地提高 VSG 多机并联下公共耦合点(point of common coupling, PCC)的频率稳定性。

1 多 VSG 并联拓扑及控制

建立多台 VSG 并联运行拓扑,具体如图 1 所示。分布式电源通过三相全桥逆变后,经过 LC 滤波器滤除高次谐波,然后经过断路器连接到公共点;VSG 控制器通过采集逆变器输出端三相电压电流信号输出稳定的 PWM 信号通入逆变器控制端,多台 VSG 可以通过闭合断路器以并联运行形式连接到公共端。

VSG 控制模型基于下垂控制做出了改进,同时模拟同步发电机转子运动方程、虚拟励磁器和虚拟调速器 3 个部分。图 2 为 VSG 的控制框图,模拟同步发电机的转动惯量和阻尼特性。

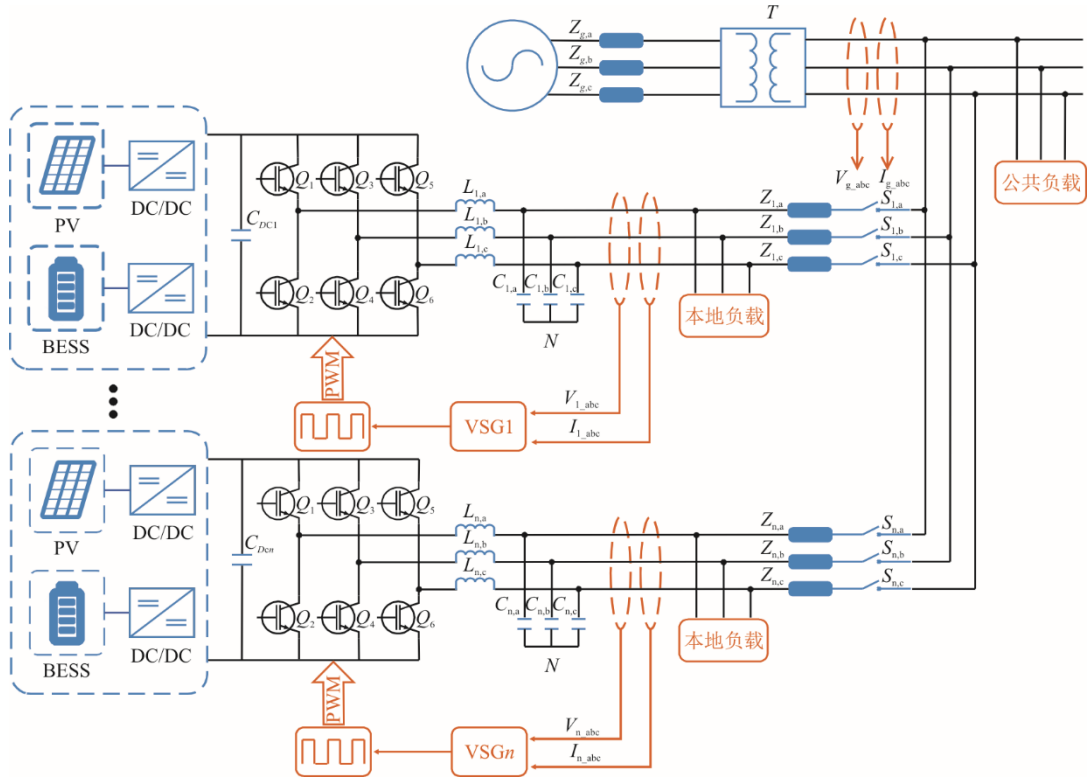


图 1 多台 VSG 并联拓扑结构
Fig.1 Parallel topology of multiple VSGs

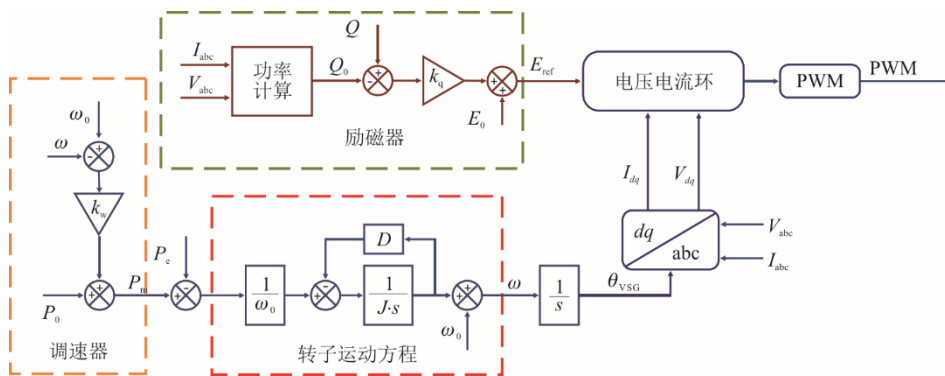


图 2 VSG 的控制框图
Fig.2 Control block diagram of VSG

调速器和励磁器分别模拟同步发电机的一次调频特性和一次调压特性，常采用有功-频率下垂控制和无功-电压下垂控制实现，可以表示为：

$$\begin{cases} P_{mi} = P_{0i} + k_{wi}(\omega_0 - \omega_i) \\ E_i = E_0 + k_{qi}(Q_i - Q_{0i}) \end{cases} \quad (1)$$

转子运动方程可以表示为：

$$J_i \omega_0 \frac{d(\omega_i - \omega_0)}{dt} = P_{mi} - P_{ei} - D_i \omega_0 (\omega_i - \omega_0) \quad (2)$$

式中： J_i 、 D_i 分别为第 i 个 VSG 的转动惯量和阻尼系数； P_{0i} 、 Q_{0i} 分别为 VSG 给定功率参考基准值，

kW、kvar； ω_0 为额定角频率，rad/s； E_0 为额定电压参考值，V； P_{mi} 、 P_{ei} 分别为 VSG 的机械功率、电磁功率，kW； Q_i 为 VSG 输出的无功功率，kvar； ω_i 为 VSG 输出角频率，rad/s； E_i 为 VSG 端电压的幅值，V； k_{wi} 、 k_{qi} 分别为有功-频率下垂系数和无功-电压下垂系数。

2 VSG 并联系统建模与有功振荡分析

分析 VSG 并联之间的耦合机理，当负载发生扰动时分析 VSG 双机共同作用对 PCC 的影响。图 3 是 VSG 并联系统并网的简化拓扑结构。

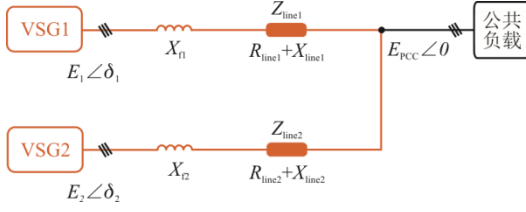


图3 VSG 并联系统简化拓扑结构
Fig.3 Simplified topology of the VSG parallel system

假设线路阻抗呈现为感性，VSG 的有功功率和无功功率近似解耦。在图 3 中，多 VSG 的功率传递方程的模型为：

$$K_i = \frac{E_i E_{pcc}}{X_i} \quad (3)$$

$$\Delta P_{ei} = \frac{E_i E_{pcc}}{X_i} \Delta \delta_i = K_i \Delta \delta_i \quad (4)$$

式中： X_i 为总电抗，mH； E_{pcc} 为 PCC 电压幅值，V； δ_i 为 VSG 和公共点之间的相位差，rad； K_i 为功角系数。相位差变化 $\Delta \delta_i$ 可求为：

$$\frac{d\Delta \delta_i}{dt} = \Delta \omega_i - \Delta \omega_{pcc} \quad (5)$$

式中： $\Delta \omega_{pcc}$ 为 PCC 的角频率变化，rad/s； $\Delta \omega_i$ 为逆变器输出的角频率变化，rad/s。

由于 n 台 VSG 在 PCC 上相连接，当负载变化造成 PCC 频率变化时，频率波动时 VSG 输出功率变化特性的传递函数为：

$$\frac{\Delta P_{ei}}{\Delta \omega_{pcc}} = -\frac{K_i (J_i \omega_0 s + k_{wi} + D_i \omega_0)}{J_i \omega_0 s^2 + (k_{wi} + D_i \omega_0) s + K_i} \quad (6)$$

在负载变化情况下，不考虑线路损耗可得到：

$$\sum_{i=1}^n \Delta P_{ei} = \Delta P_{load} \quad (7)$$

$$\Delta \omega_{pcc} = -\frac{1}{K_{12}} \frac{d\Delta P_{load}}{dt} + \frac{K_1}{K_{12}} \Delta \omega_1 + \frac{K_2}{K_{12}} \Delta \omega_2 \quad (8)$$

其中：

$$K_{12} = K_1 + K_2 \quad (9)$$

式中： ΔP_{load} 为公共负载的变化量，kW； $\Delta \omega_1$ 和 $\Delta \omega_2$ 分别为 VSG1 与 VSG2 输出的角频率变化，rad/s。

基于以上数学模型，建立 VSG 双机并联系统状态空间方程：

$$\begin{cases} \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}\mathbf{x} + \mathbf{B}\mathbf{u} + \mathbf{D}\mathbf{v} \\ \mathbf{y} = \mathbf{C}\mathbf{x} \end{cases} \quad (10)$$

式中： \mathbf{x} 为由角频率差与功角差组成的状态变量； \mathbf{u} 为由额定功率增量组成的控制输入量； \mathbf{v} 为由公共负载变化量组成的可测量扰动量； \mathbf{y} 为由角频率差组成的控制输出量。

$$\mathbf{x} = [\Delta \omega_1 \quad \Delta \omega_2 \quad \Delta \delta_1 - \Delta \delta_2]^T \quad (11)$$

$$\mathbf{u} = [\Delta P_{0-1} \quad \Delta P_{0-2}]^T \quad (12)$$

$$\mathbf{v} = \Delta P_{load} \quad (13)$$

$$\mathbf{y} = [\Delta \omega_1 \quad \Delta \omega_2]^T \quad (14)$$

其中：

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} -\frac{D_1 \omega_0 + k_{w1}}{J_1 \omega_0} & 0 & -\frac{K_1 K_2}{J_1 \omega_0 K_{12}} \\ 0 & -\frac{D_2 \omega_0 + k_{w2}}{J_2 \omega_0} & \frac{K_1 K_2}{J_2 \omega_0 K_{12}} \\ 1 & -1 & 0 \end{bmatrix} \quad (15)$$

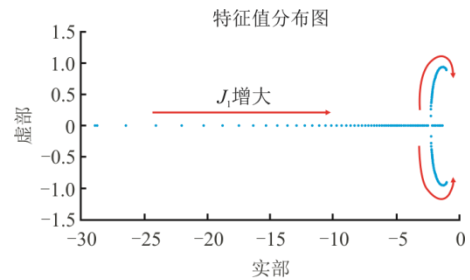
$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix} \frac{1}{J_1 \omega_0} & 0 \\ 0 & \frac{1}{J_2 \omega_0} \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (16)$$

$$\mathbf{C} = \begin{bmatrix} 1 & & \\ & 1 & \\ & & 0 \end{bmatrix} \quad (17)$$

$$\mathbf{D} = \begin{bmatrix} -\frac{K_1}{J_1 \omega_0 K_{12}} & -\frac{K_2}{J_2 \omega_0 K_{12}} & 0 \end{bmatrix}^T \quad (18)$$

由于构网型变流器在弱电网下拥有阻尼特性不易产生振荡，所以针对弱电网系统进行研究。本文选取的弱电网条件是短路比（SCR）为 2（SCR < 3 被认定为弱电网）。在转动惯量、阻尼系数和线路阻抗均不同的多 VSG 系统，由于参数的差异性，当负载发生扰动时容易产生功率振荡，并且负载阶跃带来的频率跌落容易造成系统的暂态失稳。因此，为了分析 VSG 并联系统的稳定性，可通过分析状态变量矩阵 \mathbf{A} 特征值的分布揭示多机系统有功功率振荡机理。

图 4 为 VSG1 转动惯量 J_1 和阻尼系数 D_1 变化时状态变量矩阵 \mathbf{A} 特征值的分布。



a) J_1 变化时状态变量矩阵 \mathbf{A} 的特征值分布

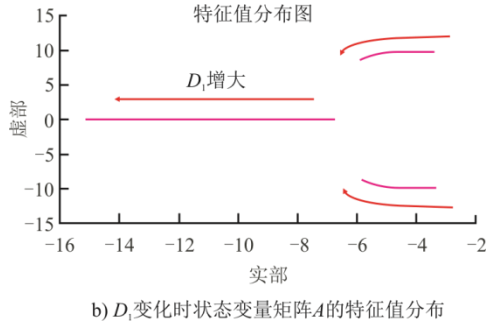


图 4 J_1 和 D_1 变化下状态变量矩阵 A 特征值的分布
Fig.4 Distribution of eigenvalues of state variable matrix A with changes in J_1 and D_1

由图 4 可以看出：当 VSG1 转动惯量 J_1 从 10 增加到 200 时，状态变量矩阵 A 的特征值向右侧移动逐渐靠近虚轴，系统变得不稳定；随着阻尼系数 D_1 从 10 增加到 500，状态变量矩阵 A 的特征值逐渐向左移动远离虚轴，系统逐渐趋于稳定。

综上所述，减小转动惯量 J_1 或增大阻尼系数 D_1 均有利于抑制有功功率振荡。在传统的 VSG 控制中，转动惯量和阻尼系数一旦确定，通常保持不变。在负载变化的情况下，频率发生波动时的抑制效果有限，系统频率的鲁棒性相对较差。由于分布式能源通过变流器接入电网，可以在控制回路中灵

活地调节转动惯量和阻尼系数。

3 基于 MPC-VSG 并联系统控制策略

由于负载阶跃扰动时，PCC 频率在惯量支撑阶段暂态会有很大的跌落，频率跌落的大小取决于系统的整体惯量水平，此时需要通过变流器输出功率进行及时补偿来抑制暂态频率的跌落，所以需要及时地补偿功率来改善 PCC 的频率动态响应。由于直接补偿给定功率经过转子运动方程环节，对于频率的补偿存在一定的延迟，所以经过功频下垂系数直接补偿角频率可很好地补偿 PCC 功率的跌落，使系统的频率动态响应得到改善。

针对这一问题，提出了模型预测控制方法应用于 VSG 双机并联系统。通过使用 MPC 方法计算 VSG 的最佳额定功率增量来补偿输出角频率。

当负载发生变化时，通过实时对 VSG 输出电压的角频率差、功角差与公共负载的功率变化进行采样，作为 MPC 控制器输入量，通过当前时刻的角频率差、功角差以及公共负载的扰动变化预测未来时刻的最佳有功功率增量修正角频率输出，控制框图如图 5 所示。

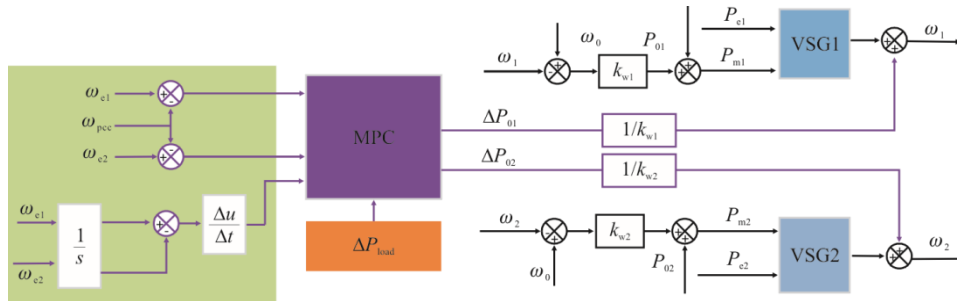


图 5 MPC-VSG 并联控制结构
Fig.5 The MPC-VSG parallel control structure

为了有效地实现 PCC 频率主动支撑，将式(10)转换成离散增量模型之后，离散状态方程为：

$$\begin{cases} \mathbf{x}(k+1) = \mathbf{A}_z \mathbf{x}(k) + \mathbf{B}_z \mathbf{u}(k) + \mathbf{D}_z \mathbf{v}(k) \\ \mathbf{y}(k+1) = \mathbf{C} \mathbf{x}(k) \end{cases} \quad (19)$$

其中：

$$\mathbf{A}_z = e^{\mathbf{A}T_s}, \mathbf{B}_z = \mathbf{B} \int_0^{T_s} e^{\mathbf{A}\tau} d\tau, \mathbf{D}_z = \mathbf{D} \int_0^{T_s} e^{\mathbf{A}\tau} d\tau \quad (20)$$

式中： T_s 为采样时间； $\mathbf{x}(k+1)$ 为系统在第 $k+1$ 时刻的预测值。以式(19)作为预测模型可预测出在 $\mathbf{u}(k+1), \mathbf{u}(k+2), \dots, \mathbf{u}(k+m)$ 作用下， $k+j(j=1, 2, \dots, p)$ 时刻并联系统转子角频率与功角差如式(21)所示。其中， p 为预测步长， m 为控制步长，且 $p \geq m$ 。

$$\begin{cases} \mathbf{x}(k+1|k) = \mathbf{A}_z \mathbf{x}(k) + \mathbf{B}_z \mathbf{u}(k) + \mathbf{D}_z \mathbf{v}(k) \\ \mathbf{x}(k+2|k) = \mathbf{A}_z^2 \mathbf{x}(k) + \mathbf{A}_z \mathbf{B}_z \mathbf{u}(k) + \\ \dots \mathbf{A}_z \mathbf{D}_z \mathbf{v}(k) + \mathbf{B}_z \mathbf{u}(k+1) + \mathbf{D}_z \mathbf{v}(k+1) \\ \vdots \\ \mathbf{x}(k+p|k) = \mathbf{A}_z^p \mathbf{x}(k) + \mathbf{A}_z^{p-1} \mathbf{B}_z \mathbf{u}(k) + \\ \mathbf{A}_z^{p-1} \mathbf{D}_z \mathbf{v}(k) + \dots + (\mathbf{A}_z^{p-m} \mathbf{D}_z + \dots \mathbf{D}_z) \mathbf{v}(k+m-1) \end{cases} \quad (21)$$

预测方程可以表示为：

$$\mathbf{Y}_{p,c}(k+1|k) = \mathbf{S}_A \mathbf{x}(k) + \mathbf{I} \mathbf{y}(k) + \mathbf{S}_u \mathbf{u}(k) + \mathbf{S}_D \mathbf{v}(k) \quad (22)$$

其中：

$$\mathbf{S}_A = \begin{bmatrix} \mathbf{C} \mathbf{A}_z & \dots & \sum_{i=1}^n \mathbf{C} \mathbf{A}_z^i \end{bmatrix}^T \quad (23)$$

$$\mathbf{I} = [\mathbf{I} \ \cdots \ \mathbf{I}]^T \quad (24)$$

$$\mathbf{S}_u = \begin{bmatrix} \mathbf{C}\mathbf{B}_z & \cdots & 0 \\ \vdots & & 0 \\ \sum_{i=1}^n \mathbf{C}\mathbf{A}_z^{i-1}\mathbf{B}_z & \cdots & \mathbf{C}\mathbf{B}_z \end{bmatrix} \quad (25)$$

$$\mathbf{S}_D = \begin{bmatrix} \mathbf{C}\mathbf{D}_z & \cdots & \sum_{i=1}^n \mathbf{C}\mathbf{A}_z^{i-1}\mathbf{D}_z \end{bmatrix}^T \quad (26)$$

式中： \mathbf{S}_A 为状态预测矩阵； \mathbf{I} 为单位矩阵； \mathbf{S}_u 为预测误差协方差矩阵； \mathbf{S}_D 为控制误差协方差矩阵。

通过调节状态变量和控制变量的权重大小，使角频率差与功角差最小，即：

$$\mathbf{J} = \sum_{i=1}^n (\mathbf{Q}\mathbf{x}(k+i|k))^2 + \sum_{i=1}^n (\mathbf{H}\mathbf{u}(k+i|k))^2 \quad (27)$$

式中： \mathbf{Q} 、 \mathbf{H} 分别为角频率差、功角差与有功额定功率增量的权重系数； $\mathbf{x}(k+i|k)$ 、 $\mathbf{u}(k+i|k)$ 分别为 k 时刻的角频率差、功角差与有功额定功率增量。

考虑约束的 MPC 优化问题可描述为：

$$\min_{\mathbf{u}(k)} \mathbf{J}(\mathbf{x}(k), \mathbf{u}(k)) = \|\mathbf{F}_p \mathbf{u}(k)\|^2 + \cdots \|\mathbf{F}_y (\mathbf{Y}_{p,c}(k+1|k) - \mathbf{R}(k+1))\|^2 \quad (28)$$

式中： \mathbf{F}_y 、 \mathbf{F}_p 分别为角频率差、功角差与有功额定功率增量的加权系数矩阵； $\mathbf{R}(k+1)$ 为 $k+1$ 时刻的控制输出参考。

将式(22)代入式(28)中，得到：

$$\mathbf{E}_p(k+1|k) \stackrel{\text{def}}{=} \mathbf{R}(k+1) - \mathbf{S}_A \mathbf{x}(k) - \mathbf{I}\mathbf{y}(k) - \mathbf{S}_D \mathbf{v}(k) \quad (29)$$

则式(28)中的目标函数可以表示为：

$$\mathbf{J} = \mathbf{u}^T(k) \mathbf{H}\mathbf{u}(k) - \mathbf{G}^T(k+1|k) \mathbf{u}(k) \quad (30)$$

$$\begin{cases} \mathbf{H} = \mathbf{S}_u^T \mathbf{F}_y^T \mathbf{F}_y \mathbf{S}_u + \mathbf{F}_p^T \mathbf{F}_p \\ \mathbf{G}(k+1|k) = 2\mathbf{S}_u^T \mathbf{F}_y^T \mathbf{F}_y \mathbf{E}_p(k+1|k) \end{cases} \quad (31)$$

对于预测方程的约束应满足：

$$\mathbf{Y}_{\min}(k+1) \leq \mathbf{Y}_{p,c}(k+1|k) \leq \mathbf{Y}_{\max}(k+1) \quad (32)$$

结合式(27)可得最终角频率差与功角差的约束可表示为：

$$\begin{bmatrix} -\mathbf{S}_m \\ \mathbf{S}_m \end{bmatrix} \mathbf{u}(k) \geq \mathbf{b}(k) \quad (33)$$

$$\mathbf{b}(k) = \begin{bmatrix} (\mathbf{S}_A \mathbf{x}(k) + \mathbf{I}\mathbf{y}(k) + \cdots \mathbf{S}_D \mathbf{v}(k)) - \mathbf{Y}_{\max}(k+1) - \\ (\mathbf{S}_A \mathbf{x}(k) + \mathbf{I}\mathbf{y}(k) + \cdots \mathbf{S}_D \mathbf{v}(k)) + \mathbf{Y}_{\min}(k+1) \end{bmatrix} \quad (34)$$

所以考虑角频率差与功角差约束的 MPC 优化可以表示为：

$$\min_{\mathbf{u}(k)} \mathbf{J} = \mathbf{u}^T(k) \mathbf{H}\mathbf{u}(k) - \mathbf{G}^T(k+1|k) \mathbf{u}(k) \quad (35)$$

满足：

$$\mathbf{C}_m \mathbf{u}(k) \geq \mathbf{b}(k) \quad (36)$$

$$\mathbf{C}_m = [-\mathbf{S}_m \ \mathbf{S}_m]^T \quad (37)$$

通过求解最佳有功额定功率增量，得到优化后角频率的输出为：

$$\omega_i = \frac{P_{0i} + k_{wi}(\omega_0 - \omega_i) - P_{ei}}{(J_i s + D_i)\omega_0} + \omega_0 + \frac{\Delta P_{0i}}{k_{wi}} \quad (38)$$

MPC-VSG 控制流程如图 6 所示。所提出的方法可以根据当前时刻状态，求解考虑约束的优化目标函数来预测有功额定功率增量需求。

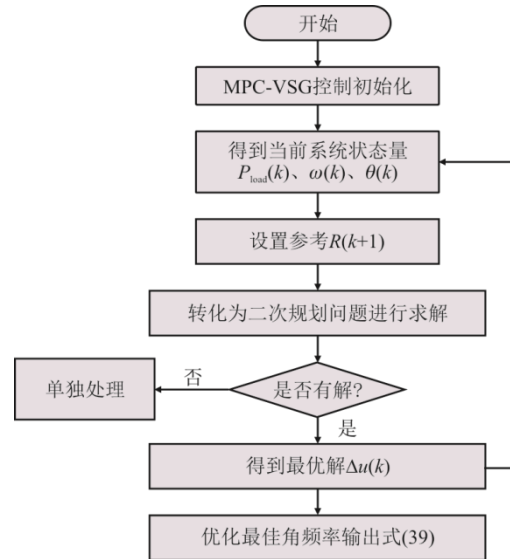


图 6 MPC-VSG 控制流程

Fig.6 The MPC-VSG control process

4 仿真分析

为验证本文所提 MPC-VSG 并联控制策略的有效性，更好地模拟真实的电网物理特性，基于 MATLAB/Simulink 搭建 VSG 双机并联系统结构的多域物理仿真模型。系统各参数如表 1 所示。

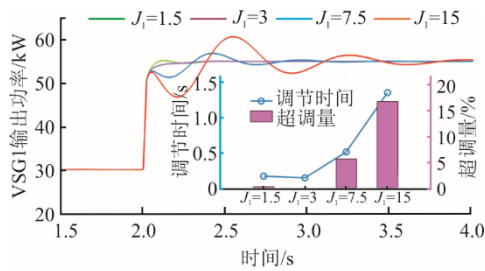
分析不同转动惯量下并联系统对频率动态变化和功率振荡的响应。首先采用 4 组不同转动惯量进行仿真验证，结果如图 7、表 2 所示。

由图 7 可以看出，随着转动惯量水平的提高，输出功率逐渐出现振荡，有不同程度的超调量。由表 2 可以看出，当转动惯量水平逐渐提高时，系统输出功率的超调量逐渐增大、调节时间也变长，输出功率的动态响应变差，并且频率的动态特性也逐

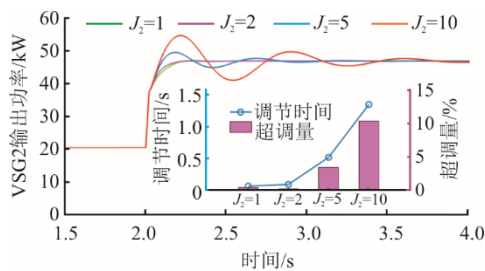
渐变差,表明转动惯量越小越有利于抑制功率的振荡并改善频率的动态特性。但转动惯量小容易导致负载阶跃情况下频率跌落较大,在弱电网下需要一定的转动惯量进行支撑,所以对惯量的选取要综合考虑功率振荡和惯量支撑两方面因素进行考虑。

表 1 VSG 双机并联系统结构的多域物理仿真模型参数
Tab.1 The multi-domain physical simulation model parameters for VSG dual-machine parallel system

参数	VSG1	VSG2
额定电压 E_0/V	311	311
额定频率 f_0/Hz	50	50
额定角频率 $\omega_0/(rad \cdot s^{-1})$	314	314
直流母线电压 U_{dc}/V	800	800
滤波电感 L_f/mH	0.15	0.15
滤波电阻 R_f/Ω	0.01	0.01
滤波电容 $C/\mu F$	10	10
转动惯量 $J/(kg \cdot m^2)$	3	2
阻尼系数 $D/(N \cdot m \cdot s^{-1})$	30	20
线路电抗 Z/mH	1.2	1.8



a) VSG1



b) VSG2

图 7 不同转动惯量水平下 VSG 并联的输出功率对比
Fig.7 The output power of VSG parallel with different levels of moment of inertia

表 2 不同转动惯量水平下 VSG 并联的输出功率响应
Tab.2 The output response of VSG parallel with different levels of moment of inertia

惯量水平	P_{e1} 超调量/%	P_{e2} 超调量/%	P_{e1} 调节时间/s	P_{e2} 调节时间/s
$J_1=1.5, J_2=1.0$	0.33	0.36	0.05	0.170
$J_1=3.0, J_2=2.0$	0.08	0.06	0.05	0.015
$J_1=7.5, J_2=5.0$	3.35	5.68	0.50	0.520
$J_1=15.0, J_2=10.0$	10.28	16.73	1.33	1.350

为了模拟同步机的特性,考虑阻尼系数对频率稳态的影响,采用 4 组阻尼系数进行仿真验证,结果如图 8 所示。

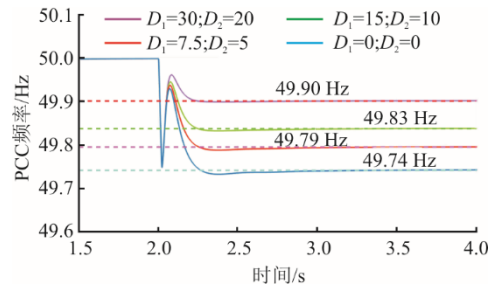


图 8 不同阻尼系数下 VSG 并联输出频率对比
Fig.8 The output frequency of VSG parallel with different damping parameters

由图 8 可知,当系统零阻尼或者低阻尼时,对于 PCC 频率的稳态响应较差,较小的阻尼系数导致惯量响应阶段频率造成较大的跌落,同时频率的稳态偏差也较大,不利于系统的稳定运行和抗干扰能力,所以应尽可能增大阻尼系数。

为了验证负载变化时本文策略对微电网系统的频率动态性能的效果,在 $t=2$ s 时公共负载阶跃 50 kW。本文选取的转动惯量 $J_1=3, J_2=2$, 阻尼系数 $D_1=30, D_2=20$ 。采用单机大容量 VSG、传统 VSG 双机并联和 MPC 双机并联协调控制 3 种模式进行仿真,负载变化下 PCC 的频率变化与功率输出情况如图 9、图 10 所示。

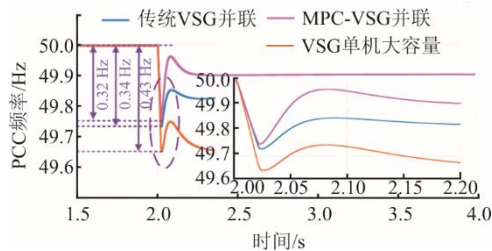


图 9 不同控制策略下 PCC 频率变化
Fig.9 Changes of the frequency of PCC under different control strategies

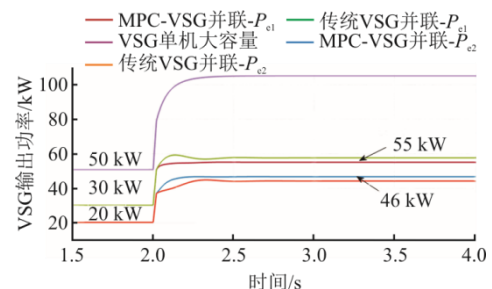


图 10 不同控制策略下 PCC 输出功率变化
Fig.10 Changes of the output power of PCC under different control strategies

由图 9 可以看出, 当公共负载阶跃 50 kW 时, PCC 的频率波动分别为 0.43、0.34、0.32 Hz, MPC-VSG 协调控制下频率波动的动态特性得到了改善, 并联系统的频率稳定性增强。

同时, 由图 10 可以看出: 传统 VSG 双机并联输出功率存在超调量, 而本文所提的控制策略可以很好地改善输出功率的动态响应, 不存在超调量; 单机大容量 VSG 控制下的变流器输出功率虽然可以很好地适应负载变化, 但由于转动惯量水平不足, 负载阶跃导致频率急剧下降, 超出标准电网的频率范围, 容易造成系统频率偏差太大而引起电网失稳。

通过建立双机并联的状态空间耦合模型进行模型预测控制, 得到最佳输入额定功率补偿量 (图 11)。通过调节控制输入量权重, 缩小 2 台 VSG 的输出功率差额, 使功率分配由传统控制下的 1.0:1.5 变为 1:1.2, 避免由于线路阻抗等因素造成的固定比例分配功率导致的某一台 VSG 输出功率过大。

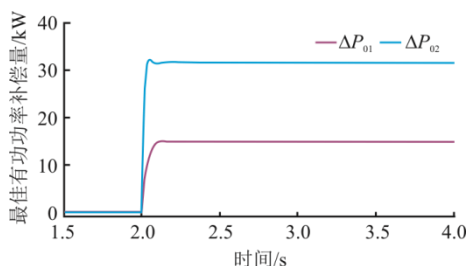


图 11 MPC-VSG 并联功率修正补偿量
Fig.11 Fixed compensation amount of the MPC-VSG parallel power

将本文所提控制策略与传统 VSG 并联进行对比, 结果如图 12 所示。由图 12 可以看出, 本文所提的 MPC-VSG 并联协同策略在负载阶跃的暂态变化恢复期间表现出更好的动态特性, 使角频率差响应更迅速, 比传统的 VSG 并联控制角频率差的恢复时间缩短了 0.2 s。

由于实际控制时会存在通信延时, 所以为了更好地模拟实际控制策略在通信延时下对系统的影响, 在 MPC 控制器的输出侧加入延时环节, 对 VSG1 施加 5 ms 输入延时, 对 VSG2 施加 10 ms 输入延时, 结果如图 13 所示。由图 13 可以看出, 在通信延时下, 相较于传统控制, 本文控制策略依然可以使并联系统的角频率差具有很好的动态变化, 缩短了系统的暂态响应时间, 具有很好的鲁棒性。

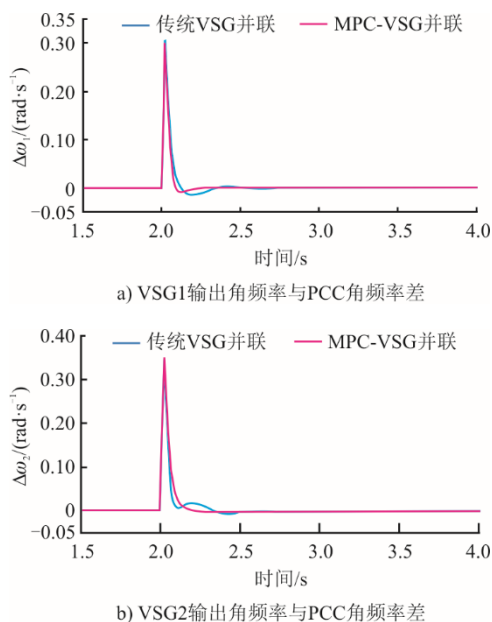


图 12 传统 VSG 并联与本文所提控制策略的对比
Fig.12 Comparison between the conventional VSG parallel and the control strategy proposed in this paper

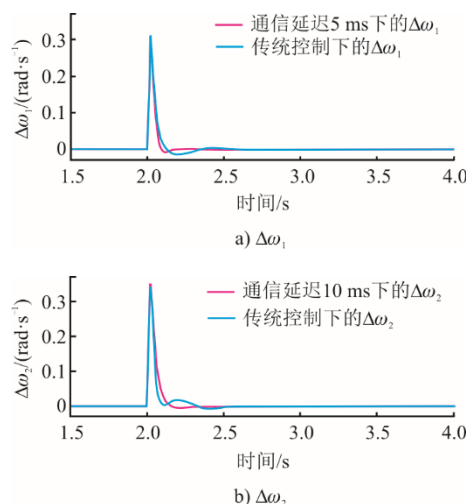


图 13 通信延时情况下本文控制策略动态响应
Fig.13 Dynamic response of the proposed control strategy in this article in the case of communication delay

5 结 论

针对 VSG 并联系统暂态过程中负载波动引起的 PCC 频率动态变化, 提出了一种基于 MPC-VSG 并联协同控制方法, 实现对 PCC 频率的主动支撑。通过仿真对比分析, 得出以下结论:

1) 采用 MPC-VSG 并联控制方法能够为 VSG 并联系统在负载扰动下提供 PCC 频率支撑, 建立 VSG 双机并联的状态空间模型, 预测每个 VSG 的最佳输出功率, 使 PCC 的频率支撑效果优于传统 VSG 并联系统, 同时对于 VSG 并联系统变流器输

出功率固定比例导致的单一变流器出力过大或过小问题进行了很好的比例优化。

2) 与传统的 VSG 并联控制策略相比, 所提出的 MPC-VSG 并联控制方法在缩短系统暂态响应时间方面表现出更好的动态特性, 提高了系统在暂态下的鲁棒性。

[参 考 文 献]

- [1] 张子扬, 张宁, 杜尔顺, 等. 双高电力系统频率安全问题评述及其应对措施[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(1): 1-24.
ZHANG Ziyang, ZHANG Ning, DU Ershun, et al. Review and countermeasures on frequency security issues of power systems with high shares of renewables and power electronics[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(1): 1-24.
- [2] 赵恩盛, 韩杨, 周思宇, 等. 微电网惯量与阻尼模拟技术综述及展望[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(4): 1413-1427.
ZHAO En'sheng, HAN Yang, ZHOU Siyu, et al. Review and prospect of inertia and damping simulation technologies of microgrids[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(4): 1413-1427.
- [3] 王一振, 邱逢良, 雷鸣, 等. 含大容量新能源接入的柔性直流背靠背分区互联系统频率支撑策略研究[J]. 电网技术, 2023, 47(3): 959-968.
WANG Yizhen, QIU Fengliang, LEI Ming, et al. Frequency support strategy for VSC-BTB based DC segmented system with large capacity renewable energy integration[J]. Power System Technology, 2023, 47(3): 959-968.
- [4] 许诤翊, 刘威, 刘树, 等. 电力系统变流器构网控制技术的现状与发展趋势[J]. 电网技术, 2022, 46(9): 3586-3594.
XU Jieyi, LIU Wei, LIU Shu, et al. Current state and development trends of power system converter grid-forming control technology[J]. Power System Technology, 2022, 46(9): 3586-3594.
- [5] 耿华, 何长军, 刘浴霜, 等. 新能源电力系统的暂态同步稳定研究综述[J]. 高电压技术, 2022, 48(9): 3367-3383.
GENG Hua, HE Changjun, LIU Yushuang, et al. Overview on transient synchronization stability of renewable-rich power systems[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(9): 3367-3383.
- [6] 吕志鹏, 盛万兴, 钟庆昌, 等. 虚拟同步发电机及其在微电网中的应用[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(16): 2591-2603.
LYU Zhipeng, SHENG Wanxing, ZHONG Qingchang, et al. Virtual synchronous generator and its applications in micro-grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(16): 2591-2603.
- [7] 曹炜, 钦焕乘, 陆建忠, 等. 新型电力系统下虚拟同步机的定位和应用前景展望[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(4): 190-207.
CAO Wei, QIN Huancheng, LU Jianzhong, et al. Orientation and application prospect of virtual synchronous generator in new power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(4): 190-207.
- [8] FU S, SUN Y, LIU Z, et al. Power oscillation suppression in multi-VSG grid with adaptive virtual inertia[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2022, 135: 107472.
- [9] 宋琼, 张辉, 孙凯, 等. 多微源独立微网中虚拟同步发电机的改进型转动惯量自适应控制[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(2): 412-423.
SONG Qiong, ZHANG Hui, SUN Kai, et al. Improved adaptive control of inertia for virtual synchronous generators in islanding micro-grid with multiple distributed generation units[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(2): 412-423.
- [10] 任碧莹, 邱姣姣, 刘欢, 等. 基于虚拟同步发电机双机并联系统的参数自调节优化控制策略[J]. 电工技术学报, 2019, 34(1): 128-138.
REN Biying, QIU Jiaojiao, LIU Huan, et al. Optimization control strategy of self-adjusting parameter based on dual-parallel virtual synchronous generators[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(1): 128-138.
- [11] WANG Z, CHEN Y, LI X, et al. Active power oscillation suppression based on decentralized transient damping control for parallel virtual synchronous generators[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2023, 14(1): 2582-2592.
- [12] CHEN M, ZHOU D, BLAABJERG F. Active power oscillation damping based on acceleration control in paralleled virtual synchronous generators system[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2021, 36(8): 9501-9510.
- [13] YU Y, CHAUDHARY S K, TINAJERO G D A, et al. Active damping for dynamic improvement of multiple grid-tied virtual synchronous generators[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2024, 71(4): 3673-3683.
- [14] FU S, SUN Y, LI L, et al. Power oscillation suppression of multi-vsg grid via decentralized mutual damping control[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2021, 69(10): 10202-10214.
- [15] LIU J, MIURA Y, BEVRANI H, et al. Enhanced virtual synchronous generator control for parallel inverters in microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 8(5): 2268-2277.
- [16] SHUAI Z, HUANG W, SHEN Z, et al. Active power oscillation and suppression techniques between two parallel synchronverters during load fluctuations[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2019, 35(4): 4127-4142.
- [17] HIRASE Y, ABE K, SUGIMOTO K, et al. A novel control approach for virtual synchronous generators to suppress frequency and voltage fluctuations in microgrids[J]. Applied Energy, 2017, 210: 699-710.
- [18] 涂春鸣, 谢伟杰, 肖凡, 等. 多虚拟同步发电机并联系统控制参数对稳定性的影响分析[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(15): 77-86.
TU Chunming, XIE Weijie, XIAO Fan, et al. Influence analysis of control parameters of parallel system with multiple virtual synchronous generators on stability[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(15): 77-86.

(下转第 104 页)

- [12] WANG H, CHEN Z, JIANG Q. Optimal control method for wind farm to support temporary primary frequency control with minimised wind energy cost[J]. IET Renewable Power Generation, 2015, 9(4): 350-359.
- [13] WANG Y, MENG J H, ZHANG X Y, et al. Control of PMSG-based wind turbines for system inertial response and power oscillation damping[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015, 6(2): 565-574.
- [14] OCHOA D, MARTINEZ S. Fast-frequency response provided by DFIG-wind turbines and its impact on the grid[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(5): 4002-4011.
- [15] BEVRANI H, GHOSH A, LEDWICH G. Renewable energy sources and frequency regulation: survey and new perspectives[J]. IET Renewable Power Generation, 2010, 4(5): 438-457.
- [16] YANHE X, CHAOSHUN L, ZANBIN W, et al. Load frequency control of a novel renewable energy integrated micro-grid containing pumped hydropower energy storage[J]. IEEE Access, 2018, 6: 29067-29077.
- [17] 郑敏嘉, 吴伟杰, 李逸欣, 等. 广东电力碳达峰路径研究[J]. 广东电力, 2023, 36(1): 29-34.
ZHENG Minjia, WU Weijie, LI Yixin, et al. Study on carbon peak path of Guangdong electric power[J]. Guangdong Electric Power, 2023, 36(1): 29-34.
- [18] 李嘉文, 余涛, 张孝顺, 等. 基于改进深度确定性梯度算法的 AGC 发电功率指令分配方法[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(21): 7198-7212.
LI Jiawen, YU Tao, ZHANG Xiaoshun, et al. AGC power generation command allocation method based on improved deep deterministic policy gradient algorithm[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(21): 7198-7212.
- [19] TORRES L M A, LOPES L A C, MORÁN T L A, et al. Self-tuning virtual synchronous machine: a control strategy for energy storage systems to support dynamic frequency control[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2014(29): 833-840.
- [20] CHEN J, LIU M, MILANO F, et al. Adaptive virtual synchronous generator considering converter and storage capacity limits[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2022, 8(2):580-590.
- [21] LI D D, ZHU Q W, LIN S F, et al. A self-adaptive inertia and damping combination control of VSG to support frequency stability[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2017, 32(1): 397-398.
- [22] 王淋, 巨云涛, 吴文传, 等. 面向频率稳定提升的虚拟同步化微电网惯量阻尼参数优化设计[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(13): 4479-4490.
WANG Lin, JU Yuntao, WU Wenchuan, et al. Optimal design of inertia and damping parameters of virtual synchronous microgrid for improving frequency stability[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(13): 4479-4490.

(责任编辑 杜亚勤)

(上接第 93 页)

- [19] 付媛, 张保泽, 张祥宇, 等. 虚拟同步耦合下储能的频率支撑与功率振荡多目标协调控制[J/OL]. 电力自动化设备, 1-14[2024-07-29]. <https://doi.org/10.16081/j.epae.202310001>.
FU Yuan, ZHANG Baoze, ZHANG Xiangyu, et al. Multi objective coordinated control of frequency support and power oscillation for energy storage under virtual synchronous coupling[J/OL]. Electric Power Automation Equipment, 1-14[2024-07-29]. <https://doi.org/10.16081/j.epae.202310001>.
- [20] 兰征, 吴方初, 余雪萍, 等. 含异构微源孤岛微电网暂态失稳分析与稳定策略研究[J]. 电网技术, 2023, 47(11): 4585-4599.
LAN Zheng, WU Fangcheng, YU Xueping, et al. Study on transient instability and stability strategy for islanded microgrid with heterogeneous micro-source[J]. Power System Technology, 2023, 47(11): 4585-4599.
- [21] 孙佳航, 王小华, 黄景光, 等. 基于 MPC-VSG 的孤岛微电网频率和电压动态稳定控制策略[J]. 中国电力, 2023, 56(6): 51-60.
SUN Jiahang, WANG Xiaohua, HUANG Jingguang, et al. MPC-VSG based control strategy for dynamic stability of frequency and voltage in islanded microgrid[J]. Electric Power, 2023, 56(6): 51-60.
- [22] 李帅虎, 向丽珍, 向振宇, 等. 用于改善 VSG 频率响应的模型预测控制方法[J]. 高电压技术, 2021, 47(8): 2856-2864.
LI Shuaihu, XIANG Lizhen, XIANG Zhenyu, et al. MPC control method for improving VSG frequency response[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(8): 2856-2864.
- [23] LONG B, LIAO Y, CHONG K, et al. MPC-controlled virtual synchronous generator to enhance frequency and voltage dynamic performance in islanded microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(2): 953-964.
- [24] LONG B, LIAO Y, CHONG K, et al. Enhancement of frequency regulation in AC microgrid: a fuzzy-MPC controlled virtual synchronous generator[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(4): 3138-3149.

(责任编辑 李园)