

基于 MPC 的虚拟同步双馈风机并网系统 次同步振荡抑制策略

刘志坚^{1*}, 王伟铭¹, 骆 军², 李 明¹

(1. 昆明理工大学 电力工程学院, 云南 昆明 650500;

2. 华能澜沧江水电股份有限公司景洪水电厂, 云南 景洪 666100)

Sub-Synchronous Oscillation Suppression Strategy for Virtual Synchronous DFIG Grid-Connected Systems Based on MPC

LIU Zhijian^{1*}, WANG Weiming¹, LUO Jun², LI Ming¹

(1. Faculty of Electric Power Engineering, Kunming University of Science and Technology, Kunming 650500, China;

2. Jinghong Hydropower Plant, Hua'neng Lancang Hydropower Co., Ltd., Jinghong 666100, China)

Abstract: [**Objective**] The introduction of virtual synchronous control complicates the sub-synchronous oscillation between double-fed induction generator (DFIG) and line compensation devices. To address this issue, a sub-synchronous oscillation suppression strategy based on model predictive control (MPC) for a virtual synchronous DFIG grid-connected system is proposed. [**Method**] First, the second-order expressions of virtual inertia and damping were derived from the virtual synchronous generator (VSG) impedance model, and the impact of parameter variations on sub-synchronous oscillations in the grid-connected system was investigated from the perspective of impedance characteristics. Second, using a three-phase two-level voltage equation with switching functions, the prediction functions of active and reactive power output from the converter were derived. A direct power predictive inner-loop control based on MPC was established to achieve optimal control with minimum power fluctuation. Finally, the MPC_VSG control strategy was analyzed using the frequency sweep method. [**Results**] The proposed MPC_VSG control strategy was verified by hardware-in-loop experiment based on RT-LAB. The results demonstrated that, under different series compensation levels and wind speeds, the MPC_VSG control strategy can suppress sub-synchronous oscillations within 0.5 seconds, and exhibits strong robustness. [**Conclusion**] The MPC_VSG control

strategy designed in this paper selects the optimal switching state by targeting minimal power fluctuations, achieving the subsynchronous oscillation effective suppression.

Key words: double-fed induction generator; virtual synchronous generator; model predictive control; sub-synchronous oscillation; optimal control

摘 要: 【目的】虚拟同步控制的引入使得双馈风机(DFIG)与线路补偿装置间的次同步振荡更为复杂。针对此问题,提出了一种基于模型预测控制(MPC)的虚拟同步双馈风机并网系统次同步振荡抑制策略。【方法】首先,从虚拟同步发电机(VSG)阻抗模型中得到虚拟惯量和阻尼二阶表达式,从阻抗特性的角度探究参数变化对并网系统次同步振荡的影响;其次,利用三相两电平含开关函数的电压方程推导换流器输出有功和无功功率的预测函数,建立基于 MPC 的直接功率预测内环控制,实现功率波动最小的最优控制;最后,利用扫频法对 MPC_VSG 控制策略进行分析。【结果】通过基于 RT-LAB 的硬件在环测试对所提 MPC_VSG 控制策略进行验证,结果表明在不同串补度、不同风速下,MPC_VSG 控制策略均能够在 0.5 s 内抑制次同步振荡,且具有良好的鲁棒性。【结论】本文设计的 MPC_VSG 控制策略,通过以最小功率波动为目标选取最优开关状态,实现了对次同步振荡的有效抑制。

关键词: 双馈风机; 虚拟同步发电机; 模型预测控制; 次同步振荡; 最优控制

基金项目: 国家重点研发计划项目(2022YFB2703500); 云南省基础研究计划资助项目(202301AS070055)

National Key R&D Program of China (2022YFB2703500); Key Basic Research Projects in Yunnan Province (202301AS070055)

0 引言

随着“双碳”战略目标的提出,含高比例风电

的新型电力系统逐步形成,截至 2022 年 12 月底,我国累计风电装机容量约为 3.7 亿千瓦,同比增长 11.2%^[1],风力发电的装机容量比例逐年升高。高比例的风电并网导致电力电子装置在电力系统中的渗透率不断升高,电力电子装置的占比不断升高,使得电网的惯量下降严重威胁到电网的安全稳定运行。而当风电经串补线路传输时,在换流器和串补线路的交互作用下,极易产生次同步振荡^[2-3]。

针对电力系统中惯量缺失等问题,虚拟同步发电机(Virtual Synchronous Generator, VSG)在控制策略中引入虚拟惯量和阻尼,使得逆变器外特性具有同步机的旋转惯量和阻尼特性^[4]。然而,虚拟同步发电机的引入使得风电系统发生次同步振荡的机理更加复杂。文献[5]利用模态分析法分析了双馈风电机组并网系统小信号模型的相关回路对机电振荡模式的影响,指出锁相环带宽和功率外环带宽过小会无法提供正向阻尼从而导致系统振荡。文献[6]以振荡频率及阻尼比为量化指标,定量评估次同步振荡模态下的 VSG 阻尼特性并对参与因子进行灵敏度分析,发现 VSG 仅能削弱转子侧换流器(Rotor Side Converter, RSC)内环比例系数对次同步振荡的影响且其自身的参数也会产生影响。文献[7]通过建立含虚拟同步控制的双馈风机(Double-Fed Induction Generator, DFIG)动态能量模型,以风机能量耗散最小为目标同时兼顾基频稳态特性设计相应的附加能量支路,补偿抵消风机产生的动态能量,抑制次同步振荡。上述文献对含 VSG 的 DFIG 并网系统次同步振荡机理进行了分析,并从能量的角度对次同步振荡进行抑制,但能量求解复杂,占用大量计算机算力,亟需一种直接针对换流器功率波动的最优控制策略来实现对次同步振荡的抑制。

模型预测控制(Model Predictive Control, MPC)主要由建立系统模型、反馈矫正和滚动优化组成,MPC 具有良好的实时性和较强的鲁棒性^[8],能够实时估计下一采样时刻的功率波动实现对次同步振荡的抑制。针对非线性系统复杂约束优化问题,MPC 能够有效克服模型预测和不确定因素带来的偏差,并实现最优控制。MPC 是先进的最优控制技术,在风力发电中被广泛运用。文献[9]提出一种基于自适应 MPC 的风电机组

最大功率跟踪策略,利用风电机组状态空间方程作为预测模型,该策略能够增强系统的鲁棒性、降低电磁转矩波动。文献[10]提出一种基于 MPC 的双馈风电机组惯量控制转子转速恢复策略,该策略以频率跌落、转子转速作为目标函数,能够实现对频率二次跌落的抑制及转子转速恢复,并提高系统的频率稳定性。文献[11]基于 MPC 提出一种适应于高风电渗透率的互联系统多源协同负荷频率控制策略,该策略能够有效抑制系统频率和联络线功率的波动。

本文基于 DFIG 网侧换流器(Grid Side Converter, GSC)和 VSG 阻抗模型,采用频率扫描法对次同步振荡的产生机理进行分析,并利用 MPC 对 VSG 进行改进以实现次同步振荡的抑制。首先,对 VSG 进行扫频分析,从阻抗特性的角度探究参数变化对并网系统次同步振荡的影响。然后,利用 $d-q$ 坐标系下离散化后的 GSC 电压方程建立直接功率模型预测实现对 VSG 的改进。最后,利用频率扫描法对经基于 MPC 改进的虚拟同步 DFIG 并网系统进行阻抗分析,并基于 RT-LAB 实现控制器的硬件在环测试。

1 含 VSG 的 DFIG 并网系统

DFIG 主要由风力机、轴系、齿轮箱、锁相环、RSC、GSC 及控制系统组成。其主要结构及控制环节如图 1 所示。RSC 采用电磁转矩和无功功率控制,实现风机的最大功率跟踪控制;GSC 采用定直流电压和无功-电压(Reactive Power-Voltage, $Q-V$)下垂控制,用以稳定系统的直流电压、支撑并网点交流电压;最大功率点跟踪(Maximum Power Point Tracking, MPPT)实现风机输入的机械功率控制及风能的最大利用;VSG 实现风机系统与电网的同步运行。VSG 的电压幅值 E_m 和相位 θ 经同步方程作为 GSC 的内电势接入到 GSC 电流内环控制中。

1.1 VSG 结构和数学模型

电压型 VSG 的控制框图如图 2 所示,控制器主要由有功控制器和无功控制器两个部分组成。

电压型 VSG 利用转子机械方程实现有功控制,使其具有惯性和一次调频率的特性。励磁方程实现无功控制,使其具有一次调压特性。电压型 VSG 控制器数学方程如式(1)所示:

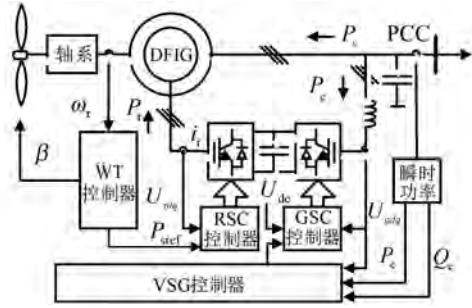


图 1 DFIG 结构图

Fig. 1 Structure diagram of DFIG

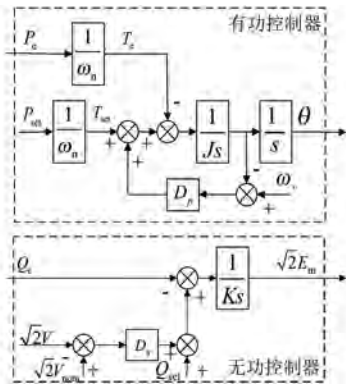


图 2 电压型 VSG 控制框图

Fig. 2 Voltage-type VSG control block diagram

$$\begin{cases} T_{set} + (\omega_n - \omega_{VSG}) D_p - T_e = Js\omega_{VSG} \\ Q_{set} + \sqrt{2} D_q (V_{nom} - V) - Q_e = \sqrt{2} KsE_m \end{cases} \quad (1)$$

式中: T_{set} 为机械转矩; T_e 为电磁转矩; J 为虚拟转动惯量; D_p 和 D_q 分别为有功控制器和无功控制器的阻尼系数; Q_{set} 和 Q_e 分别为无功功率给定值和瞬时输出无功功率; V_{nom} 和 V 分别为交流侧电网额定电压有效值和输出电压有效值; E_m 为 VSG 内电势有效值; ω_n 为电网额定角频率; ω_{VSG} 为 VSG 输出角频率; K 为无功惯性系数。

VSG 有功控制器输出调制波的相位角, 无功控制器输出调制波的幅值。调制波表达式为

$$\begin{cases} e_{am} = \sqrt{2} E_m \cos \theta \\ e_{bm} = \sqrt{2} E_m \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) \\ e_{cm} = \sqrt{2} E_m \cos \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \end{cases} \quad (2)$$

1.2 VSG 阻抗特性分析

利用谐波线性化方法推导电压控制型 VSG 阻抗模型, 图 2 的阻抗模型为^[13]

$$Z_{VSG} = \frac{\frac{3V_1}{4\omega_n} M(s - j\omega_1) K(s) e^{j\varphi_{vir}} + sL_g}{1 + \frac{3I_1}{4\omega_n} M(s - j\omega_1) K(s) e^{j(\varphi_{vir} - \varphi_{i1})}} \quad (3)$$

$$\begin{cases} M(s) = 1/(Js^2 + D_p s) \\ K(s) = \sqrt{2} E_m e^{-1.5T_s s} / [(1 - s/\omega_v)(1 - s/\omega_i)] \end{cases} \quad (4)$$

式中: V_1 和 I_1 分别为基波电压峰值和电流峰值; ω_1 为正序角频率; L_g 为滤波电感; ω_v 和 ω_i 分别为电压信号和电流信号低通滤波器的截止角频率; T_s 为开关周期; φ_{vir} 、 φ_{i1} 分别为 VSG 初相角、基波电流响应初相角。

由式 (3) 和式 (4) 可知, VSG 阻抗模型中 $M(s)$ 主要由虚拟转动惯量 J 和有功阻尼 D_p 组成。式 (4) 可表示为二阶系统形式:

$$M(s) = \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2\xi\omega_n s} \quad (5)$$

式中: ξ 为阻尼比。

可得, 虚拟转动惯量、有功阻尼与阻尼比、自然角频率的关系, 如式 (6) 所示:

$$\begin{cases} J = \frac{1}{\omega_c^2} (\sqrt{4\xi^2 + 1} - 2\xi^2) \\ D_p = 2\xi \frac{1}{\omega_c} (\sqrt{4\xi^2 + 1} - 2\xi^2)^{\frac{1}{2}} \end{cases} \quad (6)$$

式中: $\omega_c = 2\pi f_c$, f_c 为控制带宽。

1.2.1 虚拟转动惯量对阻抗影响分析

D_p 为 2 保持不变, J 分别取 0.05、0.1 和 0.5, 分析 VSG 的虚拟转动惯量对阻抗特性的影响, 阻抗特性曲线如图 3 所示。由图 3 可知 VSG 的虚拟转动惯量主要影响 $0 \sim (f_1 + f_c)$ 频带内的阻抗特性。当 J 改变时, 谐振峰的位置发生变化。阻抗特性在 $(f_1 - f_c) \sim f_1$ 处相位大于 90° , 呈现感性阻尼; 阻抗特性在 $f_1 \sim (f_1 + f_c)$ 处相位小于 90° , 呈现容性阻尼。

1.2.2 有功阻尼对阻抗影响分析

J 为 0.057 保持不变, D_p 分别取 5、3 和 1, 分析 VSG 的有功阻尼对阻抗特性的影响, 阻抗特性曲线如图 4 所示。由图 4 可知, D_p 影响谐振峰处的阻抗幅值大小, 随着 D_p 的增加, 谐振峰处凹陷减小, 阻尼特性增加。

通过分析 VSG 不同参数对其阻抗特性的影

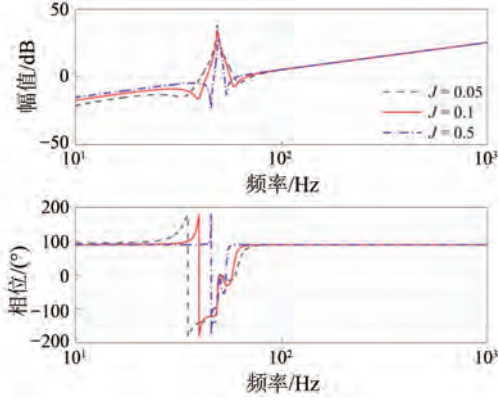

 图 3 J 对 VSG 阻抗特性的影响

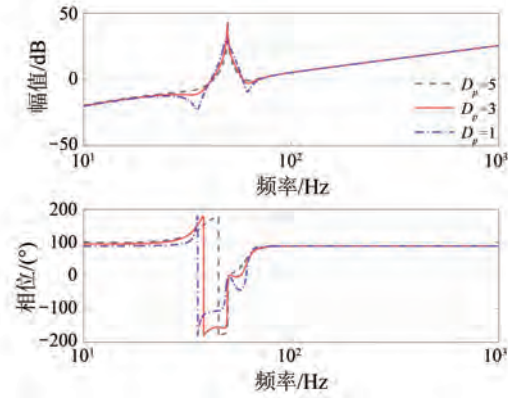
 Fig. 3 Influence of J on impedance characteristics of VSG

 图 4 D_p 对 VSG 阻抗特性的影响

 Fig. 4 Influence of D_p on impedance characteristics of VSG

响,发现改变虚拟转动惯量和阻尼可以实现基频附近的谐振峰的凹陷程度和位置的改变,但是无法真正消除谐振峰,仍然存在阻尼特性降低,使系统存在振荡的风险。

2 基于 MPC_VSG 抑制策略

2.1 MPC 原理

为有效实现对虚拟同步 DFIG 并网系统次同步振荡的抑制,首先根据瞬时功率建立功率预测模型。瞬时功率变化率如式(7)所示:

$$\begin{cases} \frac{dP}{dt} = \frac{du_{gd}}{dt} i_{gd} + u_{gd} \frac{di_{gd}}{dt} + \frac{du_{gq}}{dt} i_{gq} + u_{gq} \frac{di_{gq}}{dt} \\ \frac{dQ}{dt} = \frac{du_{gq}}{dt} i_{gd} + u_{gq} \frac{di_{gd}}{dt} - \frac{du_{gd}}{dt} i_{gq} + u_{gd} \frac{di_{gq}}{dt} \end{cases} \quad (7)$$

式中: P 为瞬时有功功率; Q 为瞬时无功功率; i_{gd} 、 i_{gq} 分别为 GSC 电流 d 、 q 轴分量; u_{gd} 、 u_{gq} 分别为电

网电压 d 、 q 轴分量; di_{gd}/dt 和 di_{gq}/dt 可由 d - q 坐标系下的 GSC 电压方程式得到。

GSC 中, v_{gd} 、 v_{gq} 可用开关函数表示,如式(8)所示:

$$\begin{cases} v_{gd} = s_d U_{dc} \\ v_{gq} = s_q U_{dc} \end{cases} \quad (8)$$

式中: v_{gd} 、 v_{gq} 分别为换流器电压 d 、 q 轴分量; s_d 、 s_q 为 d - q 坐标系下的开关函数。

对 u_{gd} 和 u_{gq} 求导可得:

$$\begin{cases} \frac{du_{gd}}{dt} = -\omega \sqrt{\frac{3}{2}} E \sin(\omega t) \\ \frac{du_{gq}}{dt} = \omega \sqrt{\frac{3}{2}} E \cos(\omega t) \end{cases} \quad (9)$$

式中: ω 为换流器角频率。

将 GSC 电压方程式(9)代入式(7),可得 P 和 Q 的变化结果为

$$\begin{cases} \frac{dP}{dt} = \frac{1}{L_g} (u_{gd}^2 + u_{gq}^2 - u_{gd} v_{gd} - u_{gq} v_{gq}) - \frac{R_g P}{L_g} - (\omega + \omega_1) Q \\ \frac{dQ}{dt} = \frac{1}{L_g} (u_{gd} v_{gq} - u_{gq} v_{gd}) + (\omega + \omega_1) P - \frac{R_g Q}{L_g} \end{cases} \quad (10)$$

式中: R_g 、 L_g 分别为网侧换流器串联电阻和串联电感。

记 $P(t)$ 为第 t 个采样时刻有功功率瞬时值, $Q(t)$ 为第 t 个采样时刻无功功率瞬时值。由欧拉公式可得 $t+1$ 时刻的有功功率和无功功率瞬时值,如式(11)所示:

$$\begin{cases} P(t+1) = P(t) + \frac{dP(t)}{dt} T_s \\ Q(t+1) = Q(t) + \frac{dQ(t)}{dt} T_s \end{cases} \quad (11)$$

由式(10)可知, $dP(t)/dt$ 、 $dQ(t)/dt$ 受换流器电压 v_{gd} 、 v_{gq} 的影响。从式(8)可以看出 v_{gd} 、 v_{gq} 的变化只受开关函数 s_d 、 s_q 的影响。因此可以通过改变开关函数 s_d 、 s_q 实现对下一时刻功率值的控制。

2.2 MPC_VSG 控制策略

MPC 流程如图 5 所示。通过测量 d - q 坐标系下电网电压 u_{gd} 、 u_{gq} 和换流器输出电压 v_{gd} 、 v_{gq} ,经过模型预测得到 $t+1$ 时刻的瞬时有

有功功率的预测值 $P(t+1)$ 和瞬时无功功率的预测值 $Q(t+1)$ 。将计算求得的功率值 $P(t+1)$ 、 $Q(t+1)$ 代入式 (12) 的目标函数。对换流器的每一个开关状态进行评估并进行存储, 应用最优的开关状态并进行调制。然后, 进入下一个采样状态并重复上述步骤。

$$g_{\min} = [P^* - P(t+1)]^2 + [Q^* - Q(t+1)]^2 \quad (12)$$

式中: P^* 、 Q^* 分别为有功功率和无功功率设定值, Q^* 的最佳值为 0, 取单位功率因数运行。

在网侧换流器 MPC 策略的基础上, 加入 VSG 控制策略, 以 VSG 的输出电压作为网侧换流器的内电势代入到最优目标函数中。最终, 使并网系统模拟出 VSG 的惯性和一次调频特性。MPC_VSG 控制策略如图 6 所示。

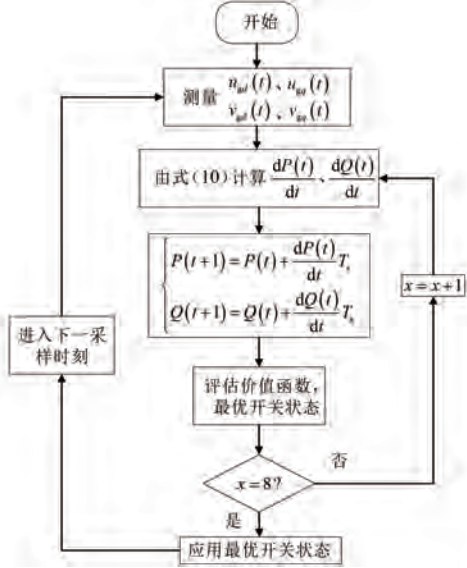


图 5 MPC 流程图

Fig. 5 MPC flow chart

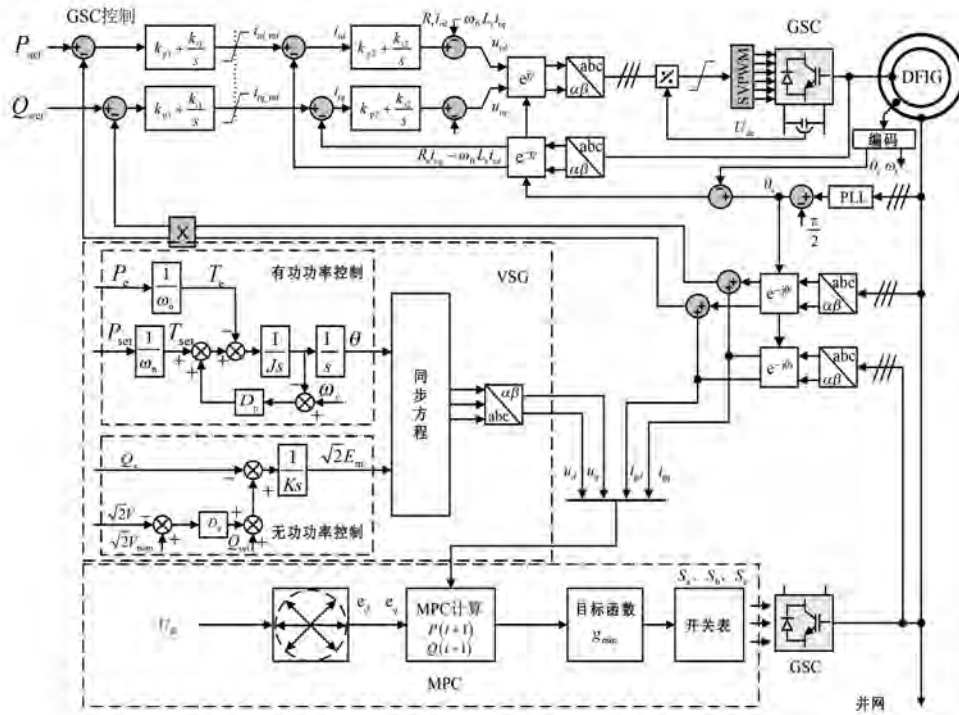


图 6 MPC_VSG 控制策略

Fig. 6 MPC_VSG control strategy

3 扫频分析

在 VSG 的时域模型中加入小信号扰动, 其 a 相输出电压和输出电流为

$$v_a = V_1 \cos(2\pi f_1 t) + V_p \cos(2\pi f_p t + \varphi_{vp}) \quad (13)$$

$$i_a(t) = I_1 \cos(2\pi f_1 t) + I_p \cos(2\pi f_p t + \varphi_{ip}) \quad (14)$$

式中: V_1 、 V_p 分别为基波电压、小扰动电压的幅值; I_1 、 I_p 分别为基波电流、小扰动电流的幅值; f_1 、 f_p 分别为基波频率、小扰动频率; φ_{vp} 为小扰动电压的初相角; φ_{i1} 、 φ_{ip} 分别为基波电流、小扰动电流

的初相角。

从低频到高频逐步改变小扰动信号的频率, 测量不同频率下的 VSG 输出电压和输出电流。利用快速傅里叶变换计算基频下的 VSG 输出电压和输出电流以求得不同频段下的控制器阻抗特性。

对 GSC 利用扫频法对阻抗进行分析时, 将背靠背换流器中的直流母线等效为恒定直流源。VSG 及系统的参数参照文献[17]设计。VSG 控制器和 MPC_VSG 控制器的阻抗特性对比如图 7 所示。

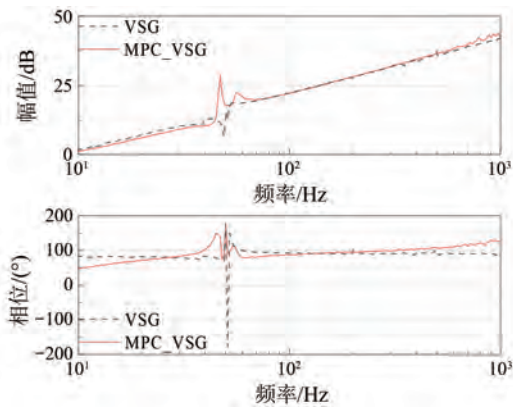


图 7 不同控制器阻抗特性分析

Fig. 7 Different controller impedance characteristic analysis

由图 7 可知: 在中低频段, MPC_VSG 控制器的阻抗幅值略小于 VSG 控制器的阻抗幅值, 这是因为经 MPC 改进后的 VSG 更接近电压源, 其阻抗更小; 并且经 MPC 改进后的 VSG 的输出阻抗在阻抗特性上更加接近同步发电机的感性输出阻抗, 在基频附近的谐振峰的凹陷消失, 不会出现系统的阻尼特性的降低。当并网系统产生次同步功率振荡时, MPC 通过选取以最小功率波动为目标的开关状态, 实现对振荡的抑制, 提高系统的阻尼特性。

4 试验验证

为验证本文所提基于 MPC 的虚拟同步 DFIG 并网系统次同步振荡抑制策略的性能, 进行基于 RT-LAB 的半硬件在环测试。试验平台结构如图 8 所示。

将含 VSG 的 DFIG 并网系统的参数标幺值归算至输电线路侧, 功率基准值为 100 MVA, 如表 1

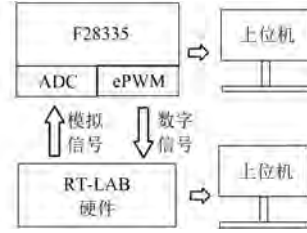


图 8 基于 RT-LAB 的 DFIG 半硬件试验平台

Fig. 8 DFIG semi-hardware experiment platform based on RT-LAB

所示。在 OP5607 实时仿真平台上建立含 VSG 的 DFIG 并网实时仿真系统, 如图 9 所示。仿真系统主要由 DFIG、GSC、RSG、VSG 控制器和串联补偿电容组成, 如图 10 所示。数字信号处理器 F28335 在信号处理方面具有稳定、高速等优点, 能对受控信号进行采样并对部署在 RT-LAB 中的 GSC 进行实时控制。OP5607 通过 FPGA 驱动设备的 I/O 板卡, 实现与 F28335 之间的实时通信。

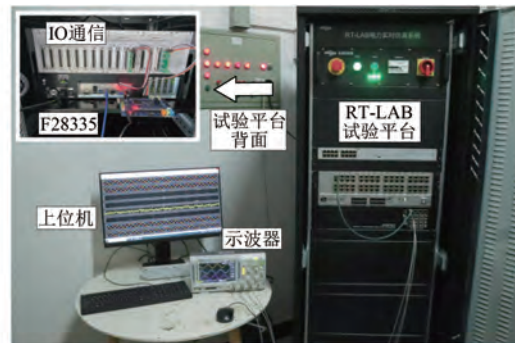


图 9 基于 MPC_VSG 的 DFIG 并网系统试验装置

Fig. 9 Experimental setup of DFIG grid-connected system based on MPC_VSG

表 1 含 VSG 的 DFIG 并网系统参数

Tab. 1 Parameters of the DFIG grid-connected system with VSG

参数名称	参数值	参数名称	参数值
V_{dc}/V	1 150	575/25 kV 变压器电抗	0.17
		$X_{T1}/(p.u.)$	
V_{nom}/V	222	25/120 kV 变压器电抗	0.024
		$X_{T2}/(p.u.)$	
$J/(kg \cdot m^2)$	0.057	100 m 线路电抗/(p.u.)	1.85
D_p	5	100 m 线路电阻/(p.u.)	5.28

首先, 分析本文所提 MPC_VSG 控制策略对 DFIG 经串补并网系统的次同步振荡的抑制效果。设定风速为 10 m/s, 在 1 s 时串补度突变为 60%, 对比 VSG 控制策略和 MPC_VSG 控制策略的抑制效果, 试验结果如图 11 所示。

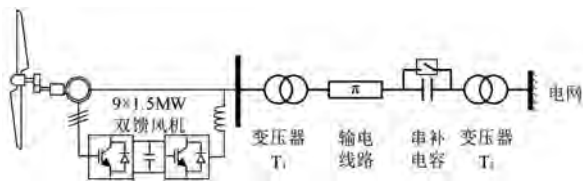


图 10 含 VSG 的 DFIG 并网系统结构图

Fig. 10 Structural diagram of DFIG grid-connected system with VSG

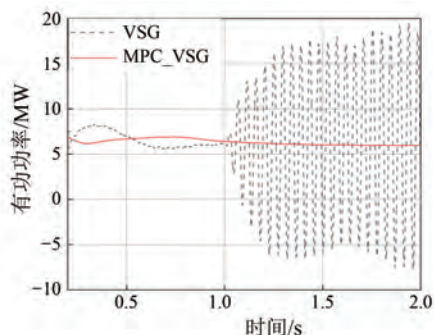


图 11 不同控制策略的抑制效果

Fig. 11 Suppression effects of different control strategies

由图 11 可知,在线路投入高串补度时 VSG 控制策略输出的有功功率迅速发散,导致了 60% 串补度下的次同步振荡,并且振荡没有收敛的趋势;而 MPC_VSG 控制策略能够抑制该工况下的次同步振荡。

然后,分析在不同串补度下 MPC_VSG 控制策略对次同步振荡的抑制效果。设定风速为 15 m/s 保持不变,在 1 s 时设置串补度分别突变为 15%、25% 和 60% 三种工况,试验结果如图 12 所示。

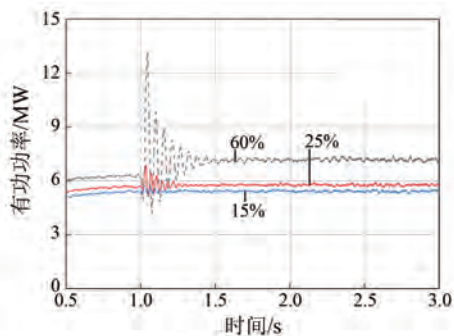


图 12 不同串补度下的抑制效果

Fig. 12 Suppression effect under different series compensations

由图 12 可知,在线路突然投入高串补度时,系统有功功率会产生振荡且随着串补度的增加,

振荡幅度也会增加。随着串补度的变化,系统的短路比仍小于 2,因此为弱电网。在弱电网下, MPC_VSG 控制策略能够很好地抑制振荡,且在高串补度下仍具备较好的抑制效果。

最后分析不同风速下 MPC_VSG 控制策略对次同步振荡的抑制效果。系统在 1 s 时突然投入 40% 的串补,风速依次设置为 9 m/s、10 m/s 和 11 m/s,试验结果如图 13 示。

由图 13 可知, MPC_VSG 控制策略能有效抑制不同风速下的次同步振荡,增强系统鲁棒性。由于 9 m/s、10 m/s 风速过小使得风电的出力出现下降,但系统仍能够稳定运行。

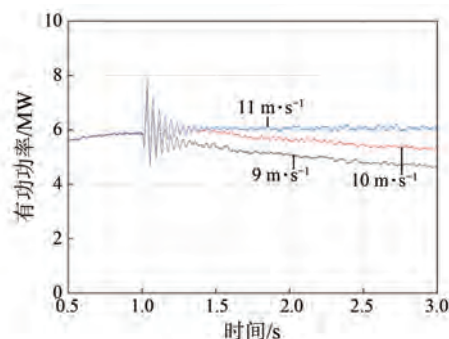


图 13 不同风速下的抑制效果

Fig. 13 Suppression effect under different wind speeds

5 结语

本文提出一种 MPC_VSG 控制策略,该策略能实现对 DFIG 经 VSG 并网系统与串补线路产生的次同步振荡的抑制。通过对串补线路次同步分量与网侧换流器的相互作用的阻断,实现对多工况下次同步振荡的抑制。通过扫频法对经 MPC 改进前后的控制器的阻抗特性进行分析,发现所提控制策略能够很好地消除基频附近的谐振峰。最后,基于 RT-LAB 试验平台对所提控制策略进行验证,结论如下。

(1) 相比只有 VSG 的双馈并网系统,本文设计的 MPC_VSG 控制器,通过以最小功率波动为目标选取最优开关状态,能够实现对功率波动的抑制。

(2) 通过阻抗特性分析,经 MPC 改进的 VSG 等效输出阻抗基本呈感性,等效输出阻抗与传统 VSG 输出阻抗基本一致,且可消除基频附近的谐振峰。

(3) 风速、串补度等因素都会对次同步振荡产生影响。在不同串补度、不同风速下,所提 MPC_VSG 控制策略均能够在 0.5 s 内抑制次同步振荡。

参考文献

- [1] 国家能源局. 国家能源局发布 2022 年全国电力工业统计数据[EB/OL]. https://www.nea.gov.cn/2023-01/18/c_1310691513.htm, 2023-01-18.
National Energy Administration. National energy administration releases 2022 national power industry data [EB/OL]. https://www.nea.gov.cn/2023-01/18/c_1310691513.htm, 2023-01-18.
- [2] 程静, 苏乐, 岳雷. 双馈风电并网系统的宽频振荡机理分析与抑制[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(12): 1-13.
CHENG J, SU L, YUE L. Mechanism analysis and suppression of broadband oscillation in a DFIG wind power grid-connected system [J]. Power System Protection and Control, 2019, 51(12): 1-13.
- [3] 王伟胜, 李光辉, 何国庆, 等. 新能源并网系统宽频振荡分析与抑制[M]. 北京: 中国电力出版社, 2022.
WANG W S, LI G H, HE G Q, et al. Analysis and Mitigation of Broadband Oscillation in Renewable Energy Generation and AC/DC Transmission System [M]. Beijing: China Electric Power Press, 2022.
- [4] 刘秦娥, 任东风, 康逸群, 等. 基于阻尼功率调整的虚拟同步机有功功率控制方法[J]. 智慧电力, 2024, 52(3): 63-70.
LIU Q E, REN D F, KANG Y Q, et al. Active power control method for virtual synchronous generator based on damping power adjustment [J]. Smart Electric Power, 2019, 52(3): 63-70.
- [5] 徐筱倩, 黄林彬, 汪震, 等. 双馈风电机组虚拟惯量控制对电力系统机电振荡的影响分析[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(12): 11-17+43.
XU X Q, HUANG L B, WANG Z, et al. Analysis on impact of virtual inertia control of DFIG-based wind turbine on electromechanical oscillation of power system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(12): 11-17+43.
- [6] 刘志坚, 骆军, 梁宁, 等. 虚拟同步控制对风电并网系统次同步振荡阻尼影响分析[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(1): 135-142.
LIU Z J, LUO J, LIANG N, et al. Analysis of influence of virtual synchronous control on subsynchronous oscillation damping for grid-connect wind power system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(1): 135-142.
- [7] 沈雅琦, 马静, 李鹏冲, 等. 含附加能量支路的虚拟同步双馈风机次同步振荡抑制策略[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(23): 83-93.
SHEN Y Q, MA J, LI P C, et al. Subsynchronous oscillation suppression strategy for virtual synchronous DFIG-based wind turbines with additional energy branch [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(23): 83-93.
- [8] 胡裕峰, 叶鹤松, 孔亮, 等. 不平衡电网下三相 PWM 整流器模型预测控制及纹波抑制方法[J/OL]. 电力系统及其自动化学报, 2024-02-27. <https://doi.org/10.19635/j.cnki.csu-epsa.001414>.
HU Y F, YE H S, KONG L, et al. Model predictive control and ripple suppression method for three-phase PWM rectifier in unbalanced grid condition [J/OL]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2024-02-27. <https://doi.org/10.19635/j.cnki.csu-epsa.001414>.
- [9] 田德, 周臣凯, 唐世泽, 等. 基于自适应模型预测控制的大型风电机组 MPPT 方法 [J]. 太阳能学报, 2023, 44(6): 501-508.
TIAN D, ZHOU C K, TANG S Z, et al. MPPT method for large wind turbines based on adaptive model predictive control [J]. Acta Energiæ Solaris Sinica, 2023, 44(6): 501-508.
- [10] 赵晶晶, 杜明, 刘帅, 等. 基于模型预测控制的双馈风电机组调频与转子转速恢复策略 [J]. 中国电力, 2023, 56(6): 11-17.
ZHAO J J, DU M, LIU S, et al. Frequency modulation and rotor speed recovery strategy for doubly-fed induction generator based on model predictive control [J]. Electric Power, 2019, 56(6): 11-17.
- [11] 杨冬锋, 朱军豪, 姜超, 等. 基于分布式模型预测的高比例风电系统多源协同负荷频率控制策略 [J]. 电网技术, 2024, 48(7): 2804-2814.
YANG D F, ZHU J H, JIANG C, et al. High proportion wind power system multi-source collaborate load frequency control strategy based on distributed model prediction [J]. Power System Technology,

- 2024, 48(7): 2804-2814.
- [12] 高本锋, 胡韵婷, 李忍, 等. 基于自抗扰控制的双馈风机次同步控制相互作用抑制策略研究[J]. 电网技术, 2019, 43(2): 655-664.
GAO B F, HU Y T, LI R, et al. Research on subsynchronous control interaction mitigation strategy based on active disturbance rejection control for doubly-fed induction generator [J]. Power System Technology, 2019, 43(2): 655-664.
- [13] 伍文华, 陈燕东, 周乐明, 等. 虚拟同步发电机接入弱电网的序阻抗建模与稳定性分析[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(6): 1560-1571+1853.
WU W H, CHEN Y D, ZHOU L M, et al. Sequence impedance modeling and stability analysis for virtual synchronous generator connected to the weak grid [J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(6): 1560-1571+1853.
- [14] 杨兴武, 鲍一鸣, 孟致丞, 等. 基于阻抗重塑的虚拟同步机次同步振荡抑制方法[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(14): 5538-5548.
YANG X W, BAO Y M, MENG Z C, et al. Restraining method of subsynchronous oscillation in virtual synchronous generator based on impedance reshaping [J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(14): 5538-5548.
- [15] 王晓东, 付腾, 王晓驰, 等. 基于模型降阶的双馈风电机组虚拟同步机控制参数优化[J]. 太阳能学报, 2023, 44(11): 210-216.
WANG X D, FU T, WANG X C, et al. Control parameter optimization of virtual synchronizer for doubly-fed wind turbines based on model reduction [J]. Acta Energaie Solaris Sinica, 2023, 44(11): 210-216.
- [16] 杜程茂, 杜雄, 苏婧媛, 等. 定子电流控制的双馈风机导纳建模与次同步振荡风险分析[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(13): 159-167.
DU C M, DU X, SU J Y, et al. Admittance modeling and subsynchronous oscillation risk analysis of DFIG-based wind turbine with stator current control [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 47(13): 159-167.
- [17] 苏剑, 刘海涛, 吴鸣, 等. 分布式电源与微电网并网技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2015.
SU J, LIU H T, WU M, et al. Grid Connection Technology of Distributed Power Supply and Microgrid [M]. Beijing: China Electric Power Press, 2015.
- [18] KASHKOOL M R A, JOVANOVIĆ M G, ADEMI S. Sensorless power control of doubly-fed reluctance wind turbine generators using a current-based MRAS estimator [C]//2020 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, Sorrento, 2020.
- [19] 李鹏瀚, 王杰, 吴飞. 基于反馈线性化的双馈风电机组次同步控制相互作用抑制策略[J]. 电机与控制应用, 2019, 46(1): 119-125.
LI P H, WANG J, WU F. Controller design based on feedback linearization for damping of sub-synchronous control interaction in doubly fed induction generator [J]. Electric Machines & Control Application, 2019, 46(1): 119-125.
- [20] 王森, 赵峰. 基于同伦函数的直驱永磁同步风电机组次同步振荡特征值分析[J]. 电机与控制应用, 2018, 45(9): 89-96.
WANG M, ZHAO F. Eigenvalue analysis on sub-synchronous oscillation of direct-drive permanent magnet synchronous wind turbine generator based on homotopy function [J]. Electric Machines & Control Application, 2018, 45(9): 89-96.
- [21] CHAAL H, JOVANOVIĆ M. Toward a generic torque and reactive power controller for doubly fed machines [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2012, 27(1): 113-121.
- [22] ADEMI S, JOVANOVIĆ M. Maximum torque per inverter ampere control of brushless doubly-fed reluctance generators for wind turbines [C]//2014 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, Ischia, 2014.

收稿日期:2024-03-26

收到修改稿日期:2024-06-25

作者简介:

刘志坚(1975-),男,博士,教授,研究方向为电力系统优化控制、新能源并网稳定,248400248@qq.com;

*通信作者:刘志坚(1975-),男,博士,教授,研究方向为电力系统优化控制、新能源并网稳定,248400248@qq.com。

Sub-Synchronous Oscillation Suppression Strategy for Virtual Synchronous DFIG Grid-Connected Systems Based on MPC

LIU Zhijian^{1*}, WANG Weiming¹, LUO Jun², LI Ming¹

(1. Faculty of Electric Power Engineering, Kunming University of Science and Technology, Kunming 650500, China;

2. Jinghong Hydropower Plant, Hua' neng Lancang Hydropower Co., Ltd., Jinghong 666100, China)

Key words: double-fed induction generator; virtual synchronous generator; model predictive control; sub-synchronous oscillation; optimal control

As the "Dual Carbon" strategic goals continue to advance, the proportion of renewable energy such as wind power in the power system is steadily increasing. Large-scale centralized wind power generation bases, represented by double-fed induction generators (DFIGs), are often located in remote areas, requiring series capacitor compensation on long-distance transmission lines to reduce energy losses during transmission. However, the introduction of virtual synchronous control, aimed at addressing the issues of low inertia and weak damping in wind power systems, complicates the sub-synchronous oscillation between the DFIG and the series compensation devices. Therefore, a new control strategy is urgently needed to suppress sub-synchronous oscillations caused by the grid connection of DFIG through virtual synchronous generator (VSG).

In this paper, based on the VSG controller, an improved virtual synchronous machine control strategy based on model predictive control (MPC) was proposed to suppress sub-synchronous oscillations caused by the grid connection of DFIG through VSG. First, a frequency sweep analysis was conducted on the traditional VSG, revealing that resonance points appeared on both sides of the

fundamental frequency, affecting system stability. Then, based on the converter voltage equation, a power MPC strategy was designed to improve the VSG, and a frequency sweep analysis was performed, showing that the improved control strategy could eliminate resonance points. Finally, a hardware-in-the-loop test was designed based on the RT-LAB experimental platform to verify the effectiveness of the proposed MPC_VSG control strategy in suppressing sub-synchronous oscillations. The experimental results are shown in Fig.1.

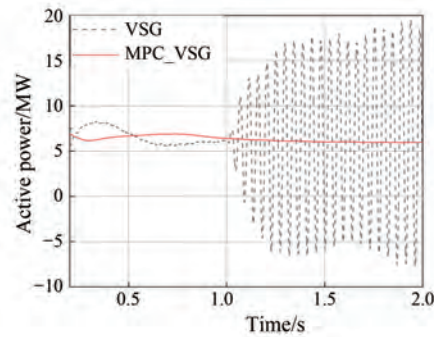


Fig. 1 Suppression effects of different control strategies

The experimental results show that the MPC_VSG control strategy can effectively suppress sub-synchronous oscillations and exhibits strong robustness under various conditions, such as different wind speeds and series compensation levels.