

考虑源端特性的虚拟同步直驱风机小信号建模与稳定性分析

褚文从¹, 刘静利², 李永刚¹, 刘华志¹, 李德奇¹

(1. 华北电力大学 新能源电力系统国家重点实验室, 河北 保定 071003; 2. 国网潍坊供电公司, 山东 潍坊 261000)

摘要:传统虚拟同步机并网模型将直流侧等效为理想的直流电压源,难以匹配风电、光伏等动态特性复杂的分布式电源。为准确表征源端为直驱风机的虚拟同步机动态特性,首先建立了虚拟同步直驱风机并网系统的精细化小信号模型。在此基础上结合参量根轨迹和主导状态变量,分析了模型参数对稳定性的影响。随后,针对重合特征根提出基于运动轨迹差异的误差衡量指标,对比分析了传统虚拟同步机与虚拟同步直驱风机并网模型所得特征根的差异性。结果表明传统虚拟同步机并网模型因无法涵盖与直驱风机运行特性有关的主导特征根,在直驱风机惯量不匹配、频率下降或者线路阻抗变化时,稳定性分析不准确。最后,搭建虚拟同步直驱风机并网系统仿真模型,进一步验证了所提模型的精确性和结论的准确性。

关键词:虚拟同步机;虚拟同步直驱风机;小信号模型;参与因子;稳定性分析

中图分类号:TM 614

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202205047

0 引言

随着高比例的新能源经电力电子装置注入电网,传统同步发电机的主导地位将被削弱,进一步降低了系统的惯量和阻尼,发生扰动或故障后各电气量响应过快,不利于系统的稳定^[1-3]。为提升新能源并网的友好性,一种有效的方法是采用虚拟同步机VSG(Virtual Synchronous Generator)技术,即在新能源的换流器控制中加入模拟传统同步发电机惯量、阻尼等输出特性的附加控制环节,使其主动为系统提供调频、调压等支撑功能^[4-6]。直驱风机(PMSG)作为主流新能源机组,经虚拟同步控制并网后的稳定性问题是当前亟需解决的课题之一。不同于同步发电机,换流器的控制参数不受物理因素制约,运行和控制范围灵活,其参数设计严重影响控制器的性能^[7]。为了更好地优化和研究VSG对电力系统的影响,须对VSG并网系统的小信号建模和稳定性分析展开研究。

近年来,VSG技术在分布式能源发电中的应用逐渐增多。针对虚拟同步PMSG并网系统的小信号建模研究较少,大多数研究围绕传统VSG并网系统展开,即将源端等效为理想的直流电压源。文献[8-10]基于VSG并网系统的拓扑结构,对VSG单机并网系统的功率外环、滤波环节、虚拟阻抗环节和电压电流内环进行了详细建模,得到了系统的小信号模型。文献[11]通过忽略滤波器和线路动态特性得

到VSG单机并网系统的降阶模型,发现降阶模型对高频特征根的遗漏会导致其在感性网络中存在稳定性误判的问题。文献[12]引入虚拟对地电阻推导出多机并联系统的通用小信号模型,并分析得到系统参数对VSG多机并网系统频率稳定性的影响规律。文献[13-14]从频域的角度出发,构建VSG输出阻抗模型,利用广义Nyquist稳定判据分析电网强弱、功率环控制参数对VSG运行稳定性的影响。以上分析均将VSG并网系统源端视为理想的直流电压源,在源端满足大容量、恒压特性的同时简化了模型的推导过程,并可以准确分析虚拟同步控制对系统稳定性的影响。但当风电、光伏等不具备大容量、恒压特性的新能源作为系统的源端向电网注入功率时,虚拟同步控制与新能源运行状态存在一定程度的耦合,这会对电力系统的振荡产生不可忽视的影响,因此需进一步考虑两者的相互作用关系。

在考虑源端具备新能源特性的VSG并网建模研究中,文献[15]以变速风机为研究对象,建立了30阶的虚拟同步双馈风机模型,分析了不同振荡模式之间的相互作用,但未涉及风机参数和运行特性对系统稳定性的影响。文献[16]建立了考虑风机运行工作区的虚拟同步风机线性化模型,采用阻尼转矩法分析了虚拟同步风机对同步机低频振荡的影响机理。文献[17]通过搭建变速双馈风机在不同虚拟同步控制方法下的状态空间模型,比较了不同控制策略在频率响应方面的差异。文献[18]将VSG技术引入PMSG,建立了虚拟同步PMSG并网系统的数学模型,但其网侧内环控制采用相对简化的开环控制,从而无法分析各控制器对系统稳定性的影响。文献[19]从PMSG的直流动态特性出发,采用阻抗

收稿日期:2021-12-04;修回日期:2022-02-21

在线出版日期:2022-05-13

基金项目:国网山东省电力有限公司科技项目(2020A-026)

Project supported by the Science and Technology Project of State Grid Shandong Electric Power Co.,Ltd.(2020A-026)

建模的方法,推导出量化直流动态特性对虚拟同步控制系统影响的传递函数,但未考虑风机以最大功率点跟踪(MPPT)曲线运行时转子转速与网侧功率的耦合关系。综上所述,考虑到源端动态特性将直接或间接地影响到VSG并网系统直流侧能量供给,进一步影响整个VSG并网系统的功率平衡^[20],因而有必要对计及源端特性的虚拟同步PMSG并网系统的小信号建模展开研究。

为准确表征源端为PMSG系统的VSG动态特性,本文首先从状态空间的角度推导了虚拟同步PMSG并网系统的小信号模型。结合参量根轨迹和参与因子变化曲线,分析了参数变化对模型稳定性的影响。随后,对比所提模型与传统VSG并网模型在相同参数变化时特征根分布位置和运动轨迹的差异性,结果表明传统VSG并网模型在风机惯量不匹配、频率下降或者线路阻抗变化等扰动下,其稳定性分析不准确。最后,搭建虚拟同步PMSG并网系统仿真模型,进一步验证了所提模型和结论的正确性。

1 虚拟同步PMSG并网系统源端建模

1.1 风机系统及源端特性影响

计及风电特性的虚拟同步PMSG并网系统拓扑结构图见附录A图A1,其中风能经过能量转换和电能变化后汇入直流母线,再经过采用VSG控制算法的并网逆变器、LC滤波器和传输线等结构并入电网。图A1中控制系统的实施和后文中小信号模型的推导是基于标么值进行的,附录B给出了相关基准值的设置原则,网侧、机侧相关参数的设置情况见附录B表B1、B2。

与源端为直流电压源的传统VSG并网系统相比,虚拟同步PMSG并网系统的源端容量有限,直流电压难以保持恒定,2种VSG的拓扑结构如图1所示。图中: u_{dc} 、 u_{dc}^* 分别为直流侧电容电压及其参考值; p^* 为并网点向电网注入的有功功率 p 的参考值(上标*表示各电气量的参考值,后同);PI为比例积分控制器; ω_r 为风机转速。

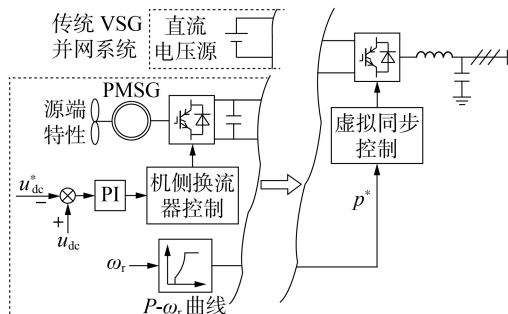


图1 2种VSG模型的拓扑结构图

Fig.1 Topological structure diagram of two VSG models

图1中虚拟同步PMSG并网系统的PMSG通过直流电容和功率-转速($P-\omega_r$)特性曲线与虚拟同步控制建立耦合关系:系统源端特性主要包括直流电压特性和 $P-\omega_r$ 特性;电网的电压、频率等扰动会通过功率传送到直流侧,引起直流电压的波动,进而引起PMSG转速的变化;最终转速变化又通过 $P-\omega_r$ 特性曲线对网侧功率造成扰动。故虚拟同步PMSG并网系统的源端特性使虚拟同步控制中扰动传递机理更加复杂,又因为风轮叶片和直流侧电容的能量有限,源端为理想直流电压源的传统VSG并网系统模型的适用性将受到限制。为进一步研究风电特性与虚拟同步控制的耦合关系,需建立PMSG源端特性与虚拟同步控制的耦合模型。

1.2 PMSG、机侧换流器控制及直流侧电容数学模型

1.2.1 PMSG的数学模型

PMSG内部的电流和电压关系采用交流源加串联阻抗的结构表达,对应的数学表达式为:

$$\begin{cases} \frac{l_{sd}}{\omega_{br}} \frac{di_{sd}}{dt} = u_{sd} - r_s i_{sd} + \omega_r l_{sq} i_{sq} \\ \frac{l_{sq}}{\omega_{br}} \frac{di_{sq}}{dt} = u_{sq} - r_s i_{sq} - \omega_r l_{sd} i_{sd} - \omega_r \Phi_f \end{cases} \quad (1)$$

式中: i_{sd} 、 i_{sq} 分别为定子电流的 d 、 q 轴分量; l_{sd} 、 l_{sq} 分别为定子电感的 d 、 q 轴分量; ω_{br} 为风机电角频率的基准值; u_{sd} 、 u_{sq} 分别为定子电压的 d 、 q 轴分量; r_s 为定子电阻; Φ_f 为转子磁通。

采用单质块模型的PMSG转子运动方程为:

$$T_w \frac{d\omega_r}{dt} = \frac{0.5 \rho \pi R^2 C_p v^3}{T_{br} \omega_m \omega_r} + \Phi_f i_{sq} \quad (2)$$

式中: T_w 为风机惯性时间常数; ρ 为空气密度; R 为风机叶片半径; C_p 为风能利用系数; v 为风速; T_{br} 为机械转矩基准值; ω_m 为风机额定转速。

1.2.2 机侧换流器控制的数学模型

在虚拟同步PMSG并网系统中,机侧换流器的控制目标为维持直流母线电压稳定和实现转子磁链定向。为便于建模,在机侧换流器控制中引入3个中间状态变量,所对应的状态方程为:

$$\begin{cases} \frac{d\tau}{dt} = u_{dc} - u_{dc}^* \\ \frac{d\sigma_d}{dt} = i_{sd}^* - i_{sd} \\ \frac{d\sigma_q}{dt} = i_{sq}^* - i_{sq} \end{cases} \quad (3)$$

式中: τ 和 σ_d 、 σ_q 分别为直流电压环和 d 、 q 轴定子电流环的中间状态变量。机侧换流器的控制框图如图2所示。

1.2.3 直流侧电容的数学模型

考虑风机动态特性后,直流侧电容在虚拟同步控制系统中起连接机侧和网侧、缓冲传输功率波动

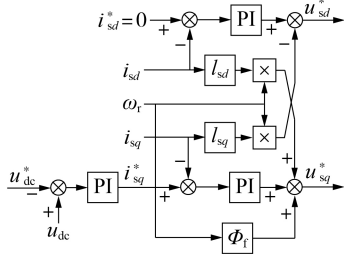


图 2 机侧换流器的控制框图

Fig.2 Control block diagram of rotor-side converter

的作用。其数学模型可以表示为:

$$\frac{2}{3\omega_{br}} c_{dc} u_{dc} \frac{du_{dc}}{dt} = p_s - p \quad (4)$$

式中: c_{dc} 为直流侧电容值; p_s 为定子侧发出的有功功率。

2 虚拟同步 PMSG 并网系统的并网端控制建模

虚拟同步 PMSG 并网系统的并网端控制环节包括有功控制、无功控制、虚拟阻抗、电压电流控制、有源阻尼和锁相环(PLL)。网侧测量变换模块计算出逆变器向电网传输的有功、无功功率,送入功率外环,经虚拟同步控制算法得到虚拟角频率 ω_{vsg} 、相角 θ_{vsg} 和电压幅值 $\hat{v}_g^*$,再通过虚拟阻抗和电压电流控制,得到网侧换流器的调制信号。有源阻尼环节用来抑制 LC 滤波器中的振荡^[21]。锁相环检测并网点电压的角频率,但该角频率仅用于有功控制的阻尼项中。

虚拟同步 PMSG 并网系统的有功控制环节模拟了同步机的惯性和一次调频特性,其内部控制原理如图 3 所示。图中: k_w 为一次调频系数; p_{fr}^* 为一次调频参考功率; p_d 为阻尼功率; ω_{pll} 为锁相环测得的并网点电压角频率; k_d 为虚拟阻尼系数; T_a 为虚拟惯性时间常数; $\omega_{bg} = 2\pi f_N$ 为电网角频率 ω_g 的基准值, f_N 为电网额定频率。

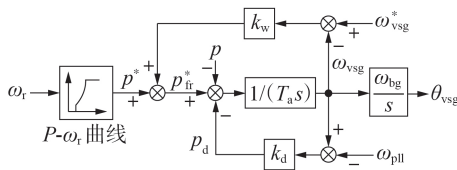


图 3 虚拟同步 PMSG 并网系统的有功控制框图

Fig.3 Block diagram of active power control of virtual synchronous PMSG grid-connected system

有功控制环节的数学模型可以表示为:

$$\begin{cases} T_a d\omega_{vsg}/dt = p_{fr}^* - p - p_d \\ d\theta_{vsg}/dt = \omega_{bg} - \omega_{vsg} \\ p_{fr}^* = p^* + k_w(\omega_{vsg}^* - \omega_{vsg}) \\ p_d = k_d(\omega_{vsg} - \omega_{pll}) \end{cases} \quad (5)$$

不同于传统 VSG 并网系统的有功控制环节中 p^* 为恒定值,虚拟同步 PMSG 并网系统为使风机尽可能多地捕获风能, p^* 与 ω_r 之间需遵循 $P-\omega_r$ 曲线。本文选取 $P-\omega_r$ 曲线的恒转速区进行研究,则 p^* 可表示为^[22]:

$$p^* = a\omega_r - p_c \quad (6)$$

式中: a 和 p_c 为 $P-\omega_r$ 曲线恒转速区的系数。

无功控制、虚拟阻抗、电压电流控制、有源阻尼、锁相环的数学模型已在文献[10]中进行详细介绍,具体的控制框图和推导过程见附录 C。

3 小信号模型分析

联立第 2 节中各模块的数学模型,可由 26 个状态变量和 9 个输入变量组成的非线性微分方程组,状态向量 $\mathbf{x}$ 和输入向量 $\mathbf{u}$ 定义分别如下:

$$\begin{cases} \mathbf{x} = [v_{o,d}, v_{o,q}, i_{cv,d}, i_{cv,q}, \gamma_d, \gamma_q, i_{o,d}, i_{o,q}, \varphi_d, \\ \varphi_q, v_{pll,d}, v_{pll,q}, \varepsilon_{pll}, \delta\theta_{vsg}, \xi_d, \xi_q, Q_m, \delta\omega_{vsg}, \\ \delta\theta_{pll}, \omega_r, i_{sd}, i_{sq}, \sigma_d, \sigma_q, \tau, u_{dc}]^T \\ \mathbf{u} = [p_c, Q^*, \hat{v}_g, \hat{v}^*, \omega_{vsg}^*, \omega_g, v, i_{sd}^*, u_{dc}^*]^T \end{cases} \quad (7)$$

式中: Q^* 为无功功率参考值; $\hat{v}_g$ 为电网电压幅值; $\hat{v}^*$ 为励磁器参考电压; v 为风速。状态向量 $\mathbf{x}$ 所含变量较多,按照所属模块可划分为 10 组,每组中的状态变量及其定义见附录 D 表 D1。

在平衡点处对非线性微分方程组进行线性化,该过程见附录 E,最终可得全系统的小信号状态空间模型为:

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{B} \Delta \mathbf{u} \quad (8)$$

式中: $\Delta \mathbf{x}$ 和 $\Delta \mathbf{u}$ 分别为状态向量和输入向量相对平衡点的偏移量;系数矩阵 $\mathbf{A}$ 、 $\mathbf{B}$ 的表达式见附录 E。

3.1 小信号模型准确性验证

为了验证所建小信号模型的准确性,本文在 MATLAB / Simulink 软件中搭建了虚拟同步 PMSG 并网系统非线性模型,该模型包含 1 台 690 V / 1.5 MW 的 PMSG、全功率换流器和 1 个无穷大电网,仿真参数见附录 B 表 B1、B2。仿真过程中,设初始风速为 10 m/s。同时搭建了式(8)所示线性小信号模型,对上述非线性模型和线性模型分别施加相同的风速扰动(4 s 时风速由 10 m/s 降低为 8 m/s)。非线性模型和线性模型在该扰动下的有功功率、直流电压、风机转速和虚拟角频率的动态响应曲线如图 4 所示(除 u_{dc} 为有名值外其余量均为标么值,后同)。由图可得,对于同一种状态变量,非线性模型和线性模型的曲线基本重合。这表明线性小信号模型可以准确地描述虚拟同步 PMSG 并网系统受小扰动后的动态响应过程。

3.2 考虑源端特性后模型特征根差异性分析

第 1、2 节建立了完整的虚拟同步 PMSG 并网系

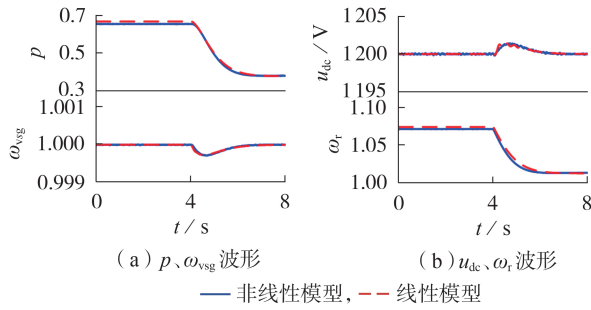


图4 非线性模型与线性模型仿真结果对比

Fig.4 Comparison of simulative results between nonlinear model and linear model

统的小信号模型(以下简称为模型1),为对比传统VSG并网系统的小信号模型与模型1所得特征根的差异性,本文同时建立了文献[10]提出的传统VSG并网系统小信号模型(以下简称为模型2)。在调整共同参数(模型1和模型2都含有的参数)一致后,利用MATLAB求取两模型系数矩阵 A 的全部特征根,并根据参与因子找出影响特征根的主要状态变量,两模型的特征根及主要状态变量见附录F表F1。表中: $\lambda_1—\lambda_{26}$ 为模型1的特征根; $\mu_1—\mu_{19}$ 为模型2的特征根。其中, $\lambda_7—\lambda_{24}$ 与 $\mu_2—\mu_{19}$ 基本重合,并且其对应的主导状态变量也相同。 $\lambda_1—\lambda_6$ 、 λ_{25} 和 λ_{26} 为考虑风电动态特性后模型1相比模型2新增的特征根,其对应的振荡模态主要受直流电压环和虚拟同步控制中有功控制环节的影响。同时, λ_1 、 λ_2 离虚轴最近,为模型1的主导特征根,并且与模型2的主导特征根 μ_1 相比更靠近虚轴,因此模型1的稳定性较差。

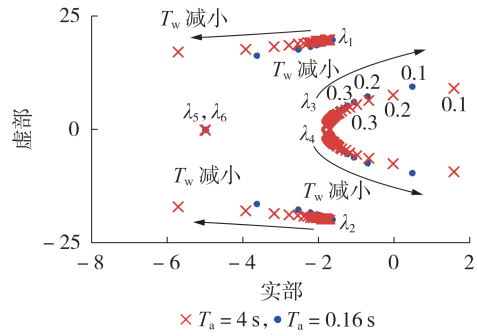
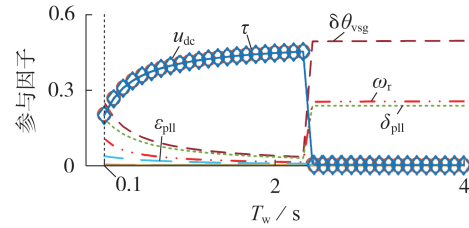
为了更好地研究风电动态特性与虚拟同步控制间的耦合关系,本文从新增参数(指考虑风电特性后VSG并网系统小信号模型中新出现的参数,如风速、风机惯量等)和共同参数2个方面进行分析,寻找2种模型在稳定性上的差异。

3.3 新增参数对稳定性的影响

新增参数中风机惯量 T_w 决定了风机转速变化的快慢,进而影响到机侧功率的动态性能。本节以 T_w 为研究对象,分析其对模型稳定性的影响。

在10 m/s的风速下,使模型1中的 T_w 由4 s变为0.1 s,变化步长为0.1 s,所得模型1主要特征根变化轨迹如图5所示。 T_w 的减小会使 λ_1 、 λ_2 向左移动,阻尼比增大,而 λ_3 、 λ_4 起初向右移动幅度较小,随着 T_w 的进一步减小, λ_3 、 λ_4 分别向右上、右下大幅移动并最终穿越虚轴,即模型1失稳。

图6给出了 T_w 改变时 λ_3 、 λ_4 的参与因子变化轨迹,由于曲线较多,仅对参与因子较大的曲线进行标注。随着 T_w 的减小, λ_3 、 λ_4 的主要参与因子由 $\delta\theta_{vsg}$ 骤变为 u_{dc} 和 τ ,对应图5中 λ_3 、 λ_4 分别迅速向右上、右下方移动,这说明 T_w 减小会显著降低直流电压环的稳

图5 T_w 减小时模型1的主要特征根轨迹Fig.5 Main eigenvalue trajectories of Model 1 when T_w decreases图6 T_w 变化时 λ_3 、 λ_4 的参与因子曲线Fig.6 Participation factor curves of λ_3 and λ_4 when T_w changes

定性。此外,观察图5可得:当 $T_w \geq 0.3$ s时, $T_a = 0.16$ s或 $T_a = 4$ s下 λ_3 、 λ_4 都在左半平面(以实部0为分界),模型1均稳定;当 $T_w \leq 0.1$ s时, $T_a = 0.16$ s或 $T_a = 4$ s下 λ_3 、 λ_4 都在右半平面,模型1均不稳定;当 $T_w = 0.2$ s时, $T_a = 0.16$ s下 λ_3 、 λ_4 在左半平面,模型1稳定,而 $T_a = 4$ s下 λ_3 、 λ_4 在右半平面(以实部0为分界),模型1不稳定。由此可得,模型1中 T_w 存在1个临界稳定区间,当 T_w 处于该区间时减小 T_a 有利于提高模型稳定性, T_w 的临界稳定区间见附录G。

3.4 共同参数对稳定性的影响

附录H表H1给出了本文分析所选用的共同参数及其变化范围。由于模型1和模型2的特征根较多,本节在共同参数改变的前提下,分非重合特征根($\lambda_1—\lambda_6$ 、 λ_{25} 、 λ_{26} 和 μ_1)和重合特征根($\lambda_7—\lambda_{24}$ 和 $\mu_2—\mu_{19}$)两部分对模型的稳定性进行分析。

3.4.1 两模型非重合特征根分析

初始状态下设置两模型所有控制参数一致,并且稳定输出相同的有功功率。当电网角频率 ω_g 由1 p.u.变为0.9 p.u.时,两模型非重合特征根的变化轨迹如附录H图H1所示。由图可知,在 ω_g 从1 p.u.减小到0.9 p.u.的过程中, λ_5 、 λ_6 位置不变, λ_3 、 λ_4 向左上方运动,相应状态变量稳定性变好。 μ_1 和 λ_1 、 λ_2 向右移动,但后者向右移动较快最终进入了右半平面,导致系统无法稳定运行。

附录H图H2给出了 ω_g 减小过程中 λ_1 、 λ_2 参与因子的变化轨迹,可以看出 λ_1 、 λ_2 始终主导直流电压

的稳定性。因此,在频率下降的条件下,模型 1 受直流电压环节的影响更易失去稳定。

其他共同参数改变时,由于分析方法类似,具体分析过程见附录 H,正文部分不再赘述,仅给出分析结果:①在线路电阻 r_g 和电感 l_g 的增加过程中,模型 1 的锁相环和有功环节的稳定性差于模型 2;②在虚拟阻抗参数(r_v, l_v)增加过程中,模型 1 不稳定的主要因素是直流电压环节,模型 2 不稳定的主要因素是有功环节。

3.4.2 两模型重合特征根分析

参数变化时两模型重合特征根运动轨迹的差异性可由平均误差向量 2 范数进行度量,该值越大则运动轨迹出现分歧越严重。所取范数可表示为:

$$\begin{cases} E_{\pi} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \|\Delta X_i\|_2 \\ \Delta X_i = [\dots, \lambda_{j+5,i} - \mu_{j,i}, \dots]^T \quad j=2, 3, \dots, 19 \end{cases} \quad (9)$$

式中: n 为参数变化序列的长度; ΔX_i 为 2 种模型在第 i 个参数值下重合特征根的误差向量; $\lambda_{j,i}$ 和 $\mu_{j,i}$ 分别为模型 1、2 在第 i 个参数值下的第 j 个特征根; E_{π} 为参数变化时两模型重合特征根运动轨迹的差异性指标值。

附录 H 表 H1 给出了参数变化时两模型重合特征根变化轨迹的平均差异程度以及对差异贡献较大的特征根。由表可得,2 种模型重合特征根的轨迹仅在 ω_g 变化时出现较大差异。 ω_g 减小时两模型差异较大的特征根轨迹如附录 I 图 I1 所示。由于这些出现差异的特征根具有较大的负实部,两模型的动态特性不会产生明显差异。

总结风电动态特性对虚拟同步控制稳定性的影响规律如下:

1) 考虑风电动态特性后,虚拟同步 PMSG 并网系统中主要包括 2 种导致系统不稳定的振荡模态,分别是引入直流电压控制产生的模态(特征根为 λ_1, λ_2)和引入 $P-\omega_r$ 曲线产生的模态(特征根为 λ_3, λ_4);

2) 风机惯性时间常数 T_w 过小或者电网角频率 ω_g 跌落过大时,虚拟同步 PMSG 并网系统会因直流电压环节而失去稳定,并且线路阻抗增大时,其有功控制环节和锁相环稳定性较差,随着虚拟阻抗的增大,直流电压是影响虚拟同步 PMSG 并网系统稳定的主要因素,而有功控制环节是影响传统 VSG 并网系统稳定的主要因素;

3) 风电动态特性对重合特征根无显著耦合作用,共同参数改变时两模型起初重合的特征根仍基本保持重合。

4 仿真验证

为了验证理论分析的正确性,利用 MATLAB /

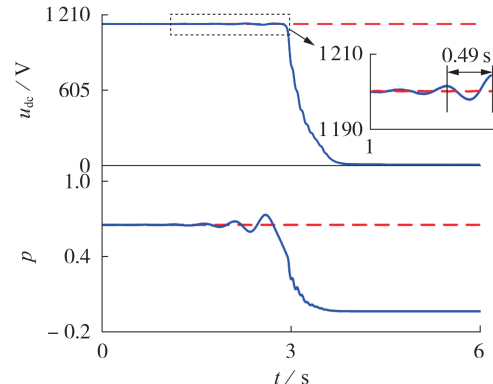
Simulink 平台搭建虚拟同步 PMSG 单机并网仿真模型和传统 VSG 单机并网仿真模型,仿真参数设置同附录 B 表 B1、B2。

4.1 风机转动惯量的影响规律验证

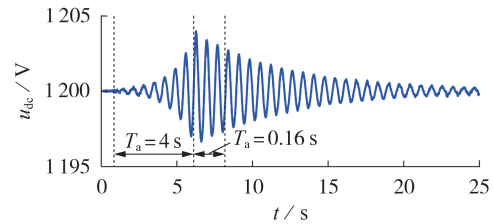
设初始时刻虚拟同步 PMSG 并网仿真模型在 10 m/s 的风速下稳定运行,并有 $T_a=0.16 \text{ s}$, $T_w=0.2 \text{ s}$ 。 $t=1 \text{ s}$ 时分别对 T_w 施加 $\pm 0.1 \text{ s}$ 的扰动,可得不同 T_w 下模型直流侧电压和输出有功功率的仿真波形图,如图 7(a) 所示。

从图 7(a) 可以看出:当 T_w 减小为 0.1 s 时,虚拟同步 PMSG 并网模型的直流侧电压出现了频率为 2.04 Hz 的振荡,这与该参数下模型 1 的特征根 $\lambda_1=2.24+j12.61$ 、 $\lambda_2=2.24-j12.61$ 相符,并且输出有功功率伴随直流电压的振荡最终失去稳定;而当 T_w 增大为 0.3 s 时,模型仍可正常运行。由此可得,在 T_a 一定的条件下,增大 T_w 有利于保持系统稳定。

为验证 T_w 和 T_a 之间的配合关系,初始时刻设置 $T_w=0.2 \text{ s}$ 、 $T_a=0.16 \text{ s}$,在 $t=1 \text{ s}$ 时先将 T_a 增大至 4 s ,再在 $t=6 \text{ s}$ 时令 T_a 减小为 0.16 s ,所得直流电压波形如图 7(b) 所示。图中: T_a 增大至 4 s 后直流侧电压出现振荡,并逐渐发散; $t=6 \text{ s}$ 时通过减小 T_a 的值可以抑制直流电压的振荡,使其重新恢复稳定。传统 VSG 并网系统的建模方法由于将风机特性等效为理想的直流电压源,会遗漏风机惯量不匹配对模型稳定性造成的不利影响,仿真结果与前文理论分析一致。



(a) T_w 改变时



(b) T_a 改变时

图 7 惯量参数改变时的仿真波形

Fig.7 Simulative waveforms when inertia parameter changes

4.2 电网频率跌落的影响规律验证

在共同参数相同的条件下,初始时刻设置2种模型均输出0.65 p.u.有功功率。当仿真运行到2 s时,分别设置电网频率阶跃下降0.4 Hz和1 Hz,2种模型在该扰动下的动态响应曲线如图8所示。

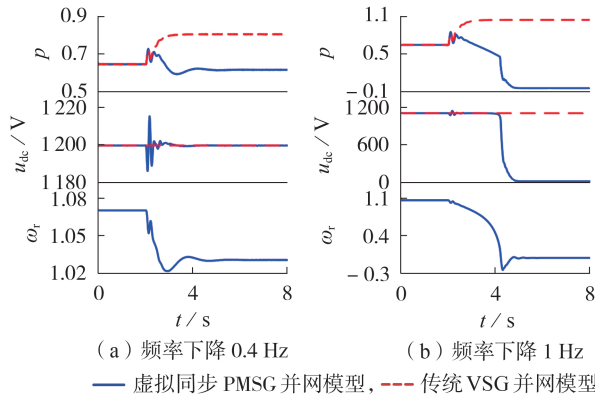


图8 电网频率下降时的仿真波形
Fig.8 Simulative waveforms when grid frequency drops

图8(a)中,2种模型在-0.4 Hz的频率扰动后均保持稳定,稳态时传统VSG并网模型输出0.81 p.u.有功功率,相对扰动前增发0.16 p.u.,而虚拟同步PMSG并网模型稳态时仅输出0.62 p.u.的有功功率,较扰动前减小0.03 p.u.这是由于其有功功率参考值由 $P-\omega_r$ 曲线决定,当系统出现频率偏差时,一次调频附加功率叠加到 $P-\omega_r$ 曲线上,使风机偏离了最大功率跟踪点,所以其输出的功率要低于受扰前的值。而传统VSG并网模型因输入参考功率恒定,且源端容量非常大,附加一次调频功率后,输出的有功功率要高于受扰前的值。在惯性响应方面,由于2种模型设置了相同的 T_a ,所以频率跌落初期2种模型的有功功率波形基本重合,即具有相同惯性响应效果。

图8(b)中,当频率下降1 Hz时,虚拟同步PMSG并网模型因释放过多动能导致直流侧电压和转速失稳,传统VSG并网模型则依靠直流电压源的恒压作用可以持续输出有功功率,维持系统稳定。因此,当VSG的源端在频率下降事件中不能保持理想直流电压源的恒压特性时,采用传统VSG并网系统的建模方法就存在稳定性判断失误的风险。

4.3 共同参数改变的影响规律验证

本节在两模型输出功率和共同参数设为一致条件下,对线路阻抗和虚拟阻抗参数做出改变,通过仿真对比其动态特性的差异,进一步验证前文理论分析的正确性。

4.3.1 线路阻抗对稳定性的影响

为了验证线路阻抗的影响, $t=2$ s时分别改变2种模型的线路电阻和电感值,可得线路电阻和电感

参数变化下模型的仿真波形如附录I图I2所示。

从附录I图I2(a)可知,线路电阻 r_g 在 $t=2$ s时由0.01 p.u.增大至0.3 p.u.,增大后2种模型锁相环测得的电网角频率均发生振荡,并引发输出有功功率的振荡。相比之下,传统VSG并网模型的有功功率和锁相环频率的振荡衰减较快,具有更好的稳定性。图I2(b)为线路电感 l_g 变化时两模型的仿真波形图。 $t=2$ s时 l_g 由0.2 p.u.增大至1 p.u.,扰动后虚拟同步PMSG并网模型的有功功率和锁相环频率恢复稳定时间较长,稳定性较差,仿真结果验证了理论分析的正确性。

4.3.2 虚拟阻抗对稳定性的影响

为了验证虚拟阻抗的影响, $t=2$ s时分别施加如下扰动: r_v 由0增大至0.5 p.u.; l_v 由0.2 p.u.增大至0.7 p.u.,可得 r_v 和 l_v 参数变化下两模型的仿真波形如附录I图I3所示。

附录I图I3(a)中, r_v 增大后,两模型虚拟角频率的初始波形重合,虚拟同步PMSG并网模型的直流侧电压逐渐偏离额定值并失去稳定,传统VSG并网模型在该扰动下则保持稳定。图I3(b)中, l_v 增大后,传统VSG并网模型的虚拟角频率波形中含有振荡分量,有功环的稳定性变差。对于虚拟同步PMSG并网模型,较大的 l_v 降低了直流电压的调节速度,使得其传输功率出现较大超调,不利于模型稳定运行。因此,随着虚拟阻抗的增加,直流电压环节是影响虚拟同步PMSG并网模型稳定的主要因素,虚拟角频率环节是影响传统VSG并网模型稳定的主要因素。

5 结论

由于传统的VSG并网模型难以表征源端为新能源特性的虚拟同步并网系统的稳定性,本文建立了考虑源端为风电动态特性的虚拟同步PMSG并网精细化模型,通过小信号稳定性分析和仿真验证得出以下结论。

1) 风机惯量 T_w 对虚拟同步PMSG并网系统的稳定性有显著影响,特征根分析法可以得到 T_w 的临界稳定区间,当 T_w 处于该区间时,减小 T_a 有助于提高系统的稳定性;而当 T_w 低于(高于)该区间时,系统不稳定(稳定)。传统VSG并网系统忽略了风电动态特性,故会遗漏 T_w 不匹配对系统稳定性造成的不利影响。

2) 受具备新能源特性的源端功率限制和输入参考功率的影响,考虑风电动态特性后虚拟同步PMSG并网系统的一次调频能力变差,易因直流侧电压变化而失稳。传统VSG并网系统因未考虑能量来源,在用于分析具备新能源特性的并网系统频率响应时存在稳定性误判的风险。

3) 与传统VSG并网系统相比,虚拟同步PMSG

并网系统受直流电压环节的影响,在虚拟阻抗和线路阻抗增大时稳定性更差。

基于本文所提出的虚拟同步PMSG并网系统小信号模型,还需继续开展以下工作:①对消除有功参考功率和转速之间的耦合以及提高频率响应能力的研究;②对虚拟同步PMSG并入柔性直流输电等复杂交流系统的稳定性研究。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 李晓栋,徐政,张哲任. 含非同步机电源交流电网暂态稳定性的电磁暂态仿真研究[J]. 电力自动化设备,2020,40(9):57-68.
LI Xiaodong, XU Zheng, ZHANG Zheren. Electromagnetic transient simulation study on transient stability of AC power grid with non-synchronous machine sources[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(9): 57-68.
- [2] 文云峰,杨伟峰,林晓煌. 低惯量电力系统频率稳定分析与控制研究综述及展望[J]. 电力自动化设备,2020,40(9):211-222.
WEN Yunfeng, YANG Weifeng, LIN Xiaohuang. Review and prospect of frequency stability analysis and control of low-inertia power systems[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(9): 211-222.
- [3] 刘中建,周明,李昭辉,等. 高比例新能源电力系统的惯量控制技术与惯量需求评估综述[J]. 电力自动化设备,2021,41(12):1-11,53.
LIU Zhongjian, ZHOU Ming, LI Zhaoxue, et al. Review of inertia control technology and requirement evaluation in renewable-dominant power system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(12): 1-11, 53.
- [4] 黄林彬,辛焕海,黄伟,等. 含虚拟惯量的电力系统频率响应特性定量分析方法[J]. 电力系统自动化,2018,42(8):31-38.
HUANG Linbin, XIN Huanhai, HUANG Wei, et al. Quantified analysis method of frequency response characteristics for power systems with virtual inertia[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(8): 31-38.
- [5] 吕志鹏,盛万兴,刘海涛,等. 虚拟同步机技术在电力系统中的应用与挑战[J]. 中国电机工程学报,2017,37(2):349-360.
LÜ Zhipeng, SHENG Wanxing, LIU Haitao, et al. Application and challenge of virtual synchronous machine technology in power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(2): 349-360.
- [6] 唐酿,盛超,陈萌,等. 虚拟同步发电机技术综述[J]. 南方电网技术,2016,10(11):30-38.
TANG Niang, SHENG Chao, CHEN Meng, et al. Review on virtual synchronous generator technologies[J]. Southern Power System Technology, 2016, 10(11): 30-38.
- [7] 金铭鑫,王彤,黄世楼,等. 含储能型虚拟同步发电机的直驱风机并网系统自适应协调阻尼控制策略[J]. 电力自动化设备,2021,41(10):170-177,191.
JIN Mingxin, WANG Tong, HUANG Shilou, et al. Adaptive coordinated damping control strategy for grid-connected direct-driven wind turbine system with energy storage-based virtual synchronous generators[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10): 170-177, 191.
- [8] 江浩,刘辉,王阳,等. 虚拟同步发电机单机并网小信号模型及其稳定性分析[J]. 华北电力技术,2017(4):55-60.
JIANG Hao, LIU Hui, WANG Yang, et al. Small-signal modeling and stability analysis of one virtual synchronous generator connected to the utility grid[J]. North China Electric Power, 2017(4): 55-60.
- [9] 刘辉,高舜安,孙大卫,等. 光伏虚拟同步发电机并网小信号稳定性分析[J]. 太阳能学报,2021,42(2):417-424.
LIU Hui, GAO Shun'an, SUN Dawei, et al. Small signal stability analysis of grid-connected photovoltaic virtual synchronous generators[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2021, 42(2): 417-424.
- [10] D'ARCO S, SUUL J A, FOSSO O B. A virtual synchronous machine implementation for distributed control of power converters in smartgrids[J]. Electric Power Systems Research, 2015, 122: 180-197.
- [11] 刘倪,张昌华,段雪,等. 并网逆变器小信号建模方法对比及其适用性分析[J]. 电力系统自动化,2018,42(23):134-141.
LIU Ni, ZHANG Changhua, DUAN Xue, et al. Comparison and applicability analysis of small-signal modeling methods for grid-connected inverter[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(23): 134-141.
- [12] 曾德银,姚骏,张田,等. 虚拟同步发电机多机并联系统的频率小信号稳定性分析研究[J]. 中国电机工程学报,2020,40(7):2048-2061,2385.
ZENG Deyin, YAO Jun, ZHANG Tian, et al. Research on frequency small-signal stability analysis of multi-parallel virtual synchronous generator-based system[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(7): 2048-2061, 2385.
- [13] 伍文华,周乐明,陈燕东,等. 序阻抗视角下虚拟同步发电机与传统并网逆变器的稳定性对比分析[J]. 中国电机工程学报,2019,39(5):1411-1421.
WU Wenhua, ZHOU Leming, CHEN Yandong, et al. Stability comparison and analysis between the virtual synchronous generator and the traditional grid-connected inverter in the view of sequence impedance[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(5): 1411-1421.
- [14] 韩刚,蔡旭. 虚拟同步发电机输出阻抗建模与弱电网适应性研究[J]. 电力自动化设备,2017,37(12):116-122.
HAN Gang, CAI Xu. Output impedance modeling of virtual synchronous generator and its adaptability study in a weak grid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(12): 116-122.
- [15] 李蕴红,刘芳,刘威,等. VSG-DFIG风力发电系统小信号建模及稳定性分析[J]. 电源学报,2020,18(2):73-82.
LI Yunhong, LIU Fang, LIU Wei, et al. Small-signal modeling and stability analysis of VSG-DFIG wind power generation system[J]. Journal of Power Supply, 2020, 18(2): 73-82.
- [16] 迟永宁,雷雨,季笑庆,等. 虚拟同步双馈风机对同步机作用路径及低频振荡影响分析[J]. 现代电力,2021,38(3):237-249.
CHI Yongning, LEI Yu, JI Xiaoping, et al. Analysis of impact of DFIG-based wind turbines with virtual synchronous control on the action path and low frequency oscillation of synchronous generator[J]. Modern Electric Power, 2021, 38(3): 237-249.
- [17] 章艳,高哈,张萌. 不同虚拟同步机控制下双馈风机系统频率响应差异研究[J]. 电工技术学报,2020,35(13):2889-2900.
ZHANG Yan, GAO Han, ZHANG Meng. Research on frequency response difference of doubly-fed induction generator system controlled by different virtual synchronous generator controls[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2020, 35(13): 2889-2900.
- [18] MI D, WANG T, GAO M, et al. Small signal stability analysis of PMSG-VSG and optimal design for control parameters[C]//2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting. Montreal, QC, Canada: IEEE, 2020: 1-5.
- [19] XU Y, NIAN H, HU B, et al. Impedance modeling and stability

- analysis of VSG controlled type-IV wind turbine system[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2021, 36(4): 3438-3448.
- [20] 张波. 分布式发电系统一次调节与惯量控制关键技术研究[D]. 北京:华北电力大学, 2018.
ZHANG Bo. Research on key technologies of primary modulation and inertia control of distributed generation system[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2018.
- [21] 支娜, 赵佳宝, 明旭. 一种应用于直流微电网并网变换器的双电流反馈控制策略[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(5): 85-91.
ZHI Na, ZHAO Jiabao, MING Xu. Dual current feedback control strategy for DC microgrid grid-connected converter[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(5): 85-91.
- [22] 王毅, 朱晓荣, 赵书强. 风力发电系统的建模与仿真[M]. 北京: 中国水利水电出版社, 2015: 20-23.

作者简介:



褚文从

褚文从(1998—),男,硕士研究生,主要研究方向为风电并网稳定性分析及控制(E-mail: chuwencong@foxmail.com);

刘静利(1990—),女,工程师,主要研究方向为新能源并网与调度运行;

李永刚(1972—),男,教授,博士,主要研究方向为大型电机故障诊断、新能源电力系统控制;

刘华志(1995—),男,博士研究生,主要研究方向为新能源并网稳定性分析及控制;

李德奇(1997—),男,硕士研究生,主要研究方向为新能源并网控制。

(编辑 王欣竹)

Small-signal modeling and stability analysis of virtual synchronous PMSG considering source characteristics

CHU Wencong¹, LIU Jingli², LI Yonggang¹, LIU Huazhi¹, LI Deqi¹

(1. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Baoding 071003, China;

2. State Grid Weifang Power Supply Company, Weifang 261000, China)

Abstract: The model of traditional grid-tied VSG (Virtual Synchronous Generator) treats the DC side as an ideal DC voltage source, which is difficult to match the distributed power sources with complex dynamic characteristics, such as wind power and photovoltaics. In order to accurately characterize the dynamic performance of the VSG whose source is the direct-driven wind turbine, a refined small-signal model of the grid-tied virtual synchronous PMSG (Permanent Magnet Synchronous Generator) is established firstly. On this basis, combined with the parametric root locus and the dominant state variables, the influence of model parameters on stability is analyzed. Then, the eigenvalues obtained from the grid-tied model of the traditional VSG and the virtual synchronous PMSG are comparatively analyzed, and an error measurement index based on the difference of eigenvalues' moving locus is proposed for the coincident eigenvalues. The results show that the traditional grid-tied VSG model cannot cover the dominant eigenvalues related to the characteristics of the direct-driven wind turbine, thus the stability analysis will be inaccurate when the inertia of wind turbine does not match, the frequency drops or the line impedance changes. Finally, a simulation model for the grid-tied virtual synchronous PMSG system is built, which further verifies the accuracy of the proposed model and the accuracy of the conclusions.

Key words: virtual synchronous generator; virtual synchronous PMSG; small-signal model; participation factor; stability analysis

附录 A

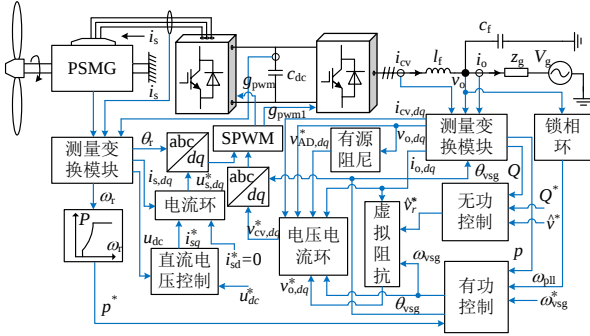


图 A1 虚拟同步直驱风机的控制结构图

Fig.A1 Control structure diagram of virtual synchronous PMSG

附录 B

为区分网侧与机侧的基准值，对基准值变量定义下标 x ： x 取 g 代表网侧， x 取 r 代表机侧。文中基准值的选取原则如下：

1) U_{bx} 取电网额定相电压的峰值， V ，表示为：

$$U_{bx} = \sqrt{\frac{2}{3}} U_N \quad (B1)$$

式中： U_N 为电网额定电压（线电压有效值）。

2) S_{bx} 取风机额定功率， W ；

3) ω_{bx} 取相应侧的额定电角频率， rad/s ；

4) t_{bx} 取 $1s$ 。

其余基准值根据上述基准值自动设定，如下所示。

$$\begin{cases} I_{bx} = \frac{\sqrt{2} S_{bx}}{\sqrt{3} U_N} = \frac{2}{3} \frac{S_{bx}}{U_{bx}} \\ Z_{bx} = \frac{U_N^2}{S_{bx}} = \frac{U_{bx}}{I_{bx}} \\ L_{bx} = \frac{Z_{bx}}{\omega_{bx}} \\ C_{bx} = 1/(\omega_{bx} Z_{bx}) \\ \Phi_{bx} = U_{bx} / \omega_{bx} \end{cases} \quad (B2)$$

式中： I_{bx} 为电流基准值； Z_{bx} 为阻抗基准值； L_{bx} 为电感基准值； C_{bx} 为电容基准值； Φ_{bx} 为磁通基准值。

表 B1 网侧基准值和主要参数

Table B1 Grid side base values and main parameters

参数	参数值	参数	参数值
电压基准值 U_{bg}	563 V	阻抗基准值 Z_{bg}	0.32 Ω
功率基准值 S_{bg}	1.5 MW	电角频率基准值 ω_{bg}	100 π rad/s
电流基准值 I_{bg}	1.78 kA	时间基准值 t_{bg}	1 s
电网额定电压 U_N	690 V	电网额定频率 f_N	50 Hz

电网电压幅值 $\hat{V}_g$	1.0 p.u.	电网实际角频率 ω_g	1 p.u.
线路电阻 r_g	0.01 p.u.	线路电感 l_g	0.2 p.u.
滤波电容 C_f	0.074 p.u.	滤波电感寄生电阻 r_f	0.003 p.u.
滤波电感 l_f	0.08 p.u.	无功功率参考值 Q^*	0
虚拟励磁器参考电压 $\hat{V}^*$	1.02 p.u.	虚拟角频率参考值 ω_{vsg}^*	1 p.u.
无功环滤波器截止频率 ω_t	1 000	一次调频系数 k_w	20
虚拟惯性时间常数 T_a	0.16 s	虚拟阻尼系数 k_d	400
无功调节系数 k_q	0.2	虚拟电阻、电感 r_v, l_v	0, 0.2 p.u.
电压环比例、积分系数 k_{pv}, k_{iv}	0.59, 736	电压环比例、积分系数 k_{pc}, k_{ic}	1.27, 14.3
有源阻尼系数 k_{AD}	0.5	有源阻尼模块滤波器截止频率 ω_{AD}	50
锁相环比例系数 $k_{p,pll}$	0.084	锁相环积分系数 $k_{i,pll}$	4.69
锁相环滤波器截止频率 ω_p	500		

表 B2 机侧基准值和主要参数

Table B2 Machine side base values and main parameters

参数	参数值	参数	参数值
电压基准值 U_{br}	563 V	阻抗基准值 Z_{br}	0.32 Ω
功率基准值 S_{br}	1.5 MW	电角频率基准值 ω_{br}	1.75 $\times$ 38 rad/s
电流基准值 I_{br}	1.78 kA	机械角频率基准值 ω_{mbr}	1.75 rad/s
磁通基准值 Φ_{br}	8.47 Wb	时间基准值 t_{br}	1 s
风机额定功率 P_N	1.5 MW	定子电阻 r_s	0.020 8 p.u.
额定转速 ω_m	1.75 rad/s	极对数 n_p	38
定子电感的 d, q 轴分量 l_{sd}, l_{sq}	0.29 p.u., 0.29 p.u.	转子磁通 Φ_f	1.091 8 p.u.
风轮半径 R	35 m	空气密度 ρ	1.225 kg/m ³
风机惯性时间常数 T_w	4 s	额定风速 v_N	12 m/s
实际风速 v	10 m/s	电压环比例、积分系数 k_{pdc}, k_{idc}	0.59, 73.6
风机向电网输送的功率 p_{wind}	0.65 p.u.	电流环比例、积分系数 k_{pis}, k_{iis}	20, 100
定子电流 d 轴分量参考值 i_{sd}^*	0	风机功率曲线系数 a, p_c	4.8, 4.48
额定直流电压 U_{dcN}	1 200 V	直流电压参考值 u_{dc}^*	2.13 p.u.
直流电容 C_{dc}	9.97 p.u.		

附录 C

对附录 A 图 A1 所示虚拟同步直驱风机并网系统并网侧的控制系统和元件进行精细化建模，各模块的微分代数方程如下。

1) 无功控制。

无功控制模拟了励磁器的调压过程，其数学模型可表示为：

$$\begin{cases} \hat{v}_r^* = \hat{v}^* + k_q(Q^* - Q_m) \\ \frac{dQ_m}{dt} = -\omega_f Q_m + \omega_f Q \end{cases} \quad (C1)$$

式中： $\hat{v}_r^*$ 为虚拟同步直驱风机并网系统电压幅值参考值； $\hat{v}^*$ 为虚拟励磁器参考电压； k_q 为无功调节系数； Q^* 为无功功率的参考值； Q_m 为低通滤波后的无功功率； ω_f 为滤波器截止频率； Q 为并网点向电网注入的无功功率。图 C1 给出了无功控制的框图。

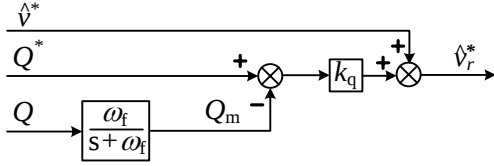


图 C1 无功控制框图

Fig.C1 Control structure diagram of reactive power

2) 锁相环和坐标系变换。

由于锁相环在工作过程中会根据并网点电压向量 $\mathbf{v}_o$ 建立其自身的同步旋转坐标系，所以本文存在 2 个同步旋转坐标系：虚拟同步控制的同步旋转坐标系（VSG-SFR）和锁相环内部的同步旋转坐标系（PLL-SFR）。2 种同步旋转坐标系之间的变换关系如图 C2 所示。

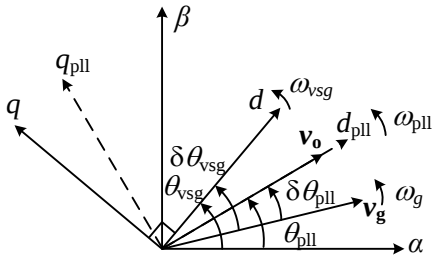


图 C2 坐标系变换

Fig.C2 Transformation of coordinate systems

图 C2 中坐标系 d - q 对应 VSG-SFR，坐标系 d_{pll} - q_{pll} 对应 PLL-SFR。本文将锁相环的数学模型建立在 PLL-SFR 中，而将其他各模块的数学模型建立在 VSG-SFR 中。

在 VSG-SFR 中电网电压向量 $\mathbf{v}_g$ 和在 PLL-SFR 中并网点电压向量 $\mathbf{v}_{o,pll}$ 可以表示为：

$$\begin{cases} \mathbf{v}_g = \hat{v}_g e^{j\delta\theta_{vsg}} \\ \mathbf{v}_{o,pll} = \mathbf{v}_o e^{j(\delta\theta_{pll} - \delta\theta_{vsg})} \end{cases} \quad (C2)$$

式中： $\hat{v}_g$ 为电网电压幅值； $\mathbf{v}_o$ 为 VSG-SFR 中并网点电压向量； $e^{j\delta\theta_{vsg}}$ 和 $e^{j(\delta\theta_{pll} - \delta\theta_{vsg})}$ 为旋转因子。 $\mathbf{v}_g$ 、 $\mathbf{v}_{o,pll}$ 和 $\mathbf{v}_o$ 可进一步由相应坐标系的 d 、 q 轴分量合成，表示为：

$$\begin{cases} \mathbf{v}_g = v_{g,d} + jv_{g,q} \\ \mathbf{v}_{o,pll} = v_{o,pll,d} + jv_{o,pll,q} \\ \mathbf{v}_o = v_{o,d} + jv_{o,q} \end{cases} \quad (C3)$$

式中： $v_{g,d}$ 和 $v_{g,q}$ 分别为 VSG-SFR 中电网电压的 d 、 q 轴分量； $v_{o,pll,d}$ 和 $v_{o,pll,q}$ 分别为 PLL-SFR 中并网点电压的 d 、 q 轴分量； $v_{o,d}$ 和 $v_{o,q}$ 分别为 VSG-SFR 中并网点电压的 d 、 q 轴分量。

PLL-SFR 中锁相环的数学模型可以表示为：

$$\begin{cases} \frac{dv_{pll,d}}{dt} = -\omega_p v_{pll,d} + \omega_p v_{o,pll,d} \\ \frac{dv_{pll,q}}{dt} = -\omega_p v_{pll,q} + \omega_p v_{o,pll,q} \\ \frac{d\varepsilon_{pll}}{dt} = \tan^{-1} \left(\frac{v_{pll,q}}{v_{pll,d}} \right) \\ \delta\omega_{pll} = k_{p,pll} \cdot \tan^{-1} \left(\frac{v_{pll,q}}{v_{pll,d}} \right) + k_{i,pll} \varepsilon_{pll} \\ \frac{d\delta\theta_{pll}}{dt} = \delta\omega_{pll} \omega_{bg} \\ \omega_{pll} = \delta\omega_{pll} + \omega_g \\ \frac{d\theta_{pll}}{dt} = \omega_{pll} \omega_{bg} \end{cases} \quad (C4)$$

式中： $v_{pll,d}$ 和 $v_{pll,q}$ 分别为 PLL 内部滤波后电压的 d 、 q 轴分量； ω_p 为滤波器截止频率； ε_{pll} 为 PLL 相角误差的积分环节； $\delta\omega_{pll}$ 为锁相环角频率与电网实际角频率的偏移量； $k_{p,pll}$ 和 $k_{i,pll}$ 分别表示锁相环 PI 调节器的比例和积分系数； $\delta\theta_{pll}$ 为锁相环相角与电网相角的偏移量； ω_{bg} 为电网额定角频率； ω_g 为电网实际角频率； ω_{pll} 和 θ_{pll} 分别为锁相环测得的电网角频率及相角。图 C3 给出了锁相环的控制框图。

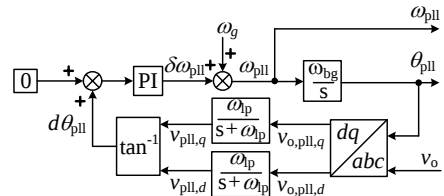


图 C3 锁相环控制框图

Fig.C3 Control structure diagram of PLL

3) 虚拟阻抗控制。

$$\begin{cases} v_{o,d}^* = \hat{v}_r - r_v i_{o,d} + l_v \omega_{vsg} i_{o,q} \\ v_{o,q}^* = -l_v \omega_{vsg} i_{o,d} - r_v i_{o,q} \end{cases} \quad (C5)$$

式中：\$v_{o,d}^*\$、\$v_{o,q}^*\$ 分别为并网点参考电压的 \$d\$、\$q\$ 轴分量；\$r_v\$ 和 \$l_v\$ 分别为虚拟电阻和虚拟电感；\$\omega_{vsg}\$ 为虚拟角频率；\$i_{o,d}\$ 和 \$i_{o,q}\$ 分别为并网点电流的 \$d\$、\$q\$ 轴分量。图 C4 给出了虚拟阻抗控制框图。

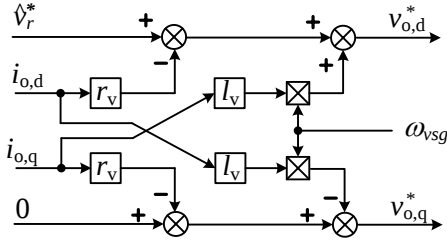


图 C4 虚拟阻抗控制框图

Fig.C4 Control structure diagram of virtual impedance

4) 电压电流环和有源阻尼。

$$\begin{cases} \frac{d\xi_d}{dt} = v_{o,d}^* - v_{o,d} \\ \frac{d\xi_q}{dt} = v_{o,q}^* - v_{o,q} \\ i_{cv,d}^* = k_{pv} v_{o,d}^* - k_{pv} v_{o,d} + k_{iv} \xi_d - c_f \omega_{vsg} v_{o,q} \\ i_{cv,q}^* = k_{pv} v_{o,q}^* - k_{pv} v_{o,q} + k_{iv} \xi_q + c_f \omega_{vsg} v_{o,d} \\ \frac{d\gamma_d}{dt} = i_{cv,d}^* - i_{cv,d} \\ \frac{d\gamma_q}{dt} = i_{cv,q}^* - i_{cv,q} \\ v_{cv,d}^* = k_{pc} i_{cv,d}^* - k_{pc} i_{cv,d} + k_{ic} \gamma_d - l_f \omega_{vsg} i_{cv,q} + v_{o,d} - v_{AD,d}^* \\ v_{cv,q}^* = k_{pc} i_{cv,q}^* - k_{pc} i_{cv,q} + k_{ic} \gamma_q + l_f \omega_{vsg} i_{cv,d} + v_{o,q} - v_{AD,q}^* \\ \frac{d\varphi_d}{dt} = \omega_{AD} v_{o,d} - \omega_{AD} \varphi_d \\ \frac{d\varphi_q}{dt} = \omega_{AD} v_{o,q} - \omega_{AD} \varphi_q \\ v_{AD,d}^* = k_{AD} v_{o,d} - k_{AD} \varphi_d \\ v_{AD,q}^* = k_{AD} v_{o,q} - k_{AD} \varphi_q \end{cases} \quad (C6)$$

式中：\$\xi_d\$、\$\xi_q\$ 为网侧电压环的中间变量；\$v_{o,d}\$、\$v_{o,q}\$ 分别为并网点电压的 \$d\$、\$q\$ 轴分量；\$i_{cv,d}^*\$ 和 \$i_{cv,q}^*\$ 分别为网侧换流器参考电流的 \$d\$、\$q\$ 轴分量；\$k_{pv}\$ 和 \$k_{iv}\$ 分别为电压环 PI 调节器的比例和积分系数；\$c_f\$ 为滤波电容值；\$\gamma_d\$ 和 \$\gamma_q\$ 为网侧换流器电流环中间变量；\$i_{cv,d}\$ 和 \$i_{cv,q}\$ 分别为网侧换流器输出电流的 \$d\$、\$q\$ 轴分

量；\$v_{cv,d}^*\$ 和 \$v_{cv,q}^*\$ 分别为网侧换流器参考电压的 \$d\$、\$q\$ 轴分量；\$k_{pc}\$ 和 \$k_{ic}\$ 分别为网侧电流环 PI 调节器的比例和积分系数；\$l_f\$ 为滤波电感值；\$v_{AD,d}^*\$ 和 \$v_{AD,q}^*\$ 为有源阻尼模块生成的附加量；\$\varphi_d\$ 和 \$\varphi_q\$ 分别为有源阻尼模块经过低通滤波后并网点电压的 \$d\$、\$q\$ 轴分量；\$k_{AD}\$ 和 \$\omega_{AD}\$ 为有源阻尼模块的系数和截止频率。图 C5 给出了电压电流环和有源阻尼模块的控制框图。

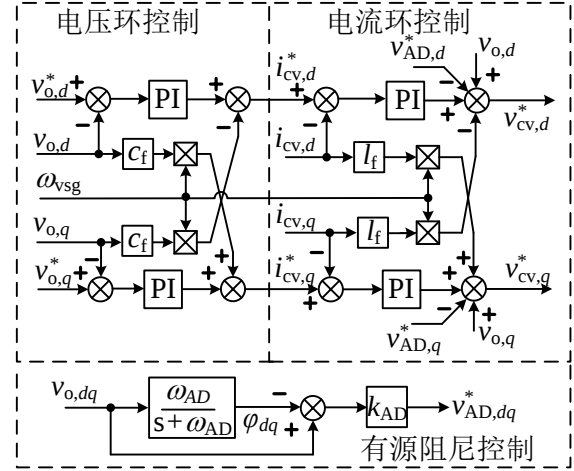


图 C5 电压电流环和有源阻尼模块控制框图

Fig.C5 Control structure diagram of voltage current loop and the active damping module

5) 电网和线路模型。

$$\begin{cases} \frac{di_{cv,d}}{dt} = \frac{\omega_{bg}}{l_f} v_{cv,d} - \frac{\omega_{bg}}{l_f} v_{o,d} - \frac{r_f \omega_{bg}}{l_f} i_{cv,d} + \omega_{bg} \omega_g i_{cv,q} \\ \frac{di_{cv,q}}{dt} = \frac{\omega_{bg}}{l_f} v_{cv,q} - \frac{\omega_{bg}}{l_f} v_{o,q} - \frac{r_f \omega_{bg}}{l_f} i_{cv,q} - \omega_{bg} \omega_g i_{cv,d} \\ \frac{dv_{o,d}}{dt} = \frac{\omega_{bg}}{c_f} i_{cv,d} - \frac{\omega_{bg}}{c_f} i_{o,d} + \omega_g \omega_{bg} v_{o,q} \\ \frac{dv_{o,q}}{dt} = \frac{\omega_{bg}}{c_f} i_{cv,q} - \frac{\omega_{bg}}{c_f} i_{o,q} - \omega_g \omega_{bg} v_{o,d} \\ \frac{di_{o,d}}{dt} = \frac{\omega_{bg}}{l_g} v_{o,d} - \frac{\omega_{bg}}{l_g} v_{g,d} - \frac{r_g \omega_{bg}}{l_g} i_{o,d} + \omega_g \omega_{bg} i_{o,q} \\ \frac{di_{o,q}}{dt} = \frac{\omega_{bg}}{l_g} v_{o,q} - \frac{\omega_{bg}}{l_g} v_{g,q} - \frac{r_g \omega_{bg}}{l_g} i_{o,q} - \omega_g \omega_{bg} i_{o,d} \end{cases} \quad (C7)$$

式中：\$i_{cv,d}\$ 和 \$i_{cv,q}\$ 分别为网侧换流器输出电流的 \$d\$、\$q\$ 轴分量；\$v_{cv,d}\$ 和 \$v_{cv,q}\$ 分别为网侧换流器端电压的 \$d\$、\$q\$ 轴分量；\$r_f\$ 为滤波电感的寄生电阻值；\$r_g\$ 和 \$l_g\$ 分别为线路阻抗的电阻和电感值。由于逆变器为电力电子器件，其动态响应过程很快，忽略 PWM 的延迟和换流器的开关过程，认为 \$v_{cv,d} = v_{cv,d}^*\$、\$v_{cv,q} = v_{cv,q}^*\$。

附录 D

表 D1 状态变量分组及释义

Table D1 Grouping and paraphrasing of state variables

模块	对应状态变量
轴系	风机转速 ω_t
PMSG 发电机	定子 d 、 q 轴电流 i_{sd} 、 i_{sq}
直流电容	直流电压 u_{dc}
转子侧换流器	直流电压环中间变量 τ
	电流环的中间状态变量 σ_d 、 σ_q
功率外环	虚拟角频率相对电网频率的偏差量 $\delta\omega_{vsg}$
	虚拟相角相对电网相角的偏差量 $\delta\theta_{vsg}$
	低通滤波后的无功功率 Q_m
锁相环	PLL 电压 d 、 q 轴分量 $v_{pll,d}$ 、 $v_{pll,q}$
	PLL 相角误差的积分量 e_{pll}
	PLL 相角与电网相角的偏差量 $\delta\theta_{pll}$
网侧换流器	电压环中间变量 ξ_d 、 ξ_q
	有源阻尼控制的中间变量 φ_d 、 φ_q
	电流环中间变量 γ_d 和 γ_q
滤波电感	网侧换流器出口 d 、 q 轴电流 $i_{cv,d}$ 、 $i_{cv,q}$
滤波电容	并网点 d 、 q 轴电压 $v_{o,d}$ 、 $v_{o,q}$
输电线路	电网 d 、 q 轴电流 $i_{o,d}$ 、 $i_{o,q}$

附录 E

线性模型的求解过程如下。

以网侧滤波电容为例，其动态方程如式 (E1) 所示，在平衡点附近线性化后的微分方程如式(E2) 所示。

$$\begin{cases} \frac{dv_{o,d}}{dt} = \frac{\omega_{bg}}{c_f} i_{cv,d} - \frac{\omega_{bg}}{c_f} i_{o,d} + \omega_g \omega_{bg} v_{o,q} \\ \frac{dv_{o,q}}{dt} = \frac{\omega_{bg}}{c_f} i_{cv,q} - \frac{\omega_{bg}}{c_f} i_{o,q} - \omega_g \omega_{bg} v_{o,d} \end{cases} \quad (E1)$$

附录 F

表 F1 2 种模型的特征根和主导状态变量

Table F1 Eigenvalues and dominant state variables of two models

主导状态变量	模型 1 特征根	模型 2 特征根	主导状态变量	模型 1 特征根	模型 2 特征根
τ, u_{dc}	$\lambda_1, \lambda_2 = -1.63 \pm j19.92$		$v_{pll,q}$	$\lambda_{15} = -484.34$	$\mu_{10} = -484.34$
$\delta\theta_{vsg}, \delta\theta_{pll}, \omega_t$	$\lambda_3, \lambda_4 = -1.71 \pm j0.70$ ($\delta\theta_{vsg}, \delta\theta_{pll}, \omega_t$)	$\mu_1 = -3.53$ ($\delta\theta_{vsg}, \delta\theta_{pll}$)	$v_{pll,d}$	$\lambda_{16} = -500$	$\mu_{11} = -500$
σ_q	$\lambda_5 = -5.00$		Q_m	$\lambda_{17} = -1002.81$	$\mu_{12} = -1002.80$
σ_d	$\lambda_6 = -5.00$		$v_{o,d}, v_{o,q}$	$\lambda_{18}, \lambda_{19} = -1269.18 \pm j4328.32$	$\mu_{13}, \mu_{14} = -1269.21 \pm j4328.36$
$\delta\theta_{pll}, e_{pll}, \delta\theta_{vsg}$	$\lambda_7, \lambda_8 = -5.42 \pm j27.58$	$\mu_2, \mu_3 = -5.42 \pm j27.54$	$v_{o,q}, v_{o,d}$	$\lambda_{20}, \lambda_{21} = -1457.48 \pm j4506.27$	$\mu_{15}, \mu_{16} = -1457.49 \pm j4506.21$
γ_d	$\lambda_9 = -11.25$	$\mu_4 = -11.25$	$i_{cv,d}, i_{cv,q}$	$\lambda_{22}, \lambda_{23} = -2253.59 \pm j209.5$	$\mu_{17}, \mu_{18} = -2253.56 \pm j209.63$
γ_q	$\lambda_{10} = -11.26$	$\mu_5 = -11.27$	$\delta\omega_{vsg}$	$\lambda_{24} = -2629.11$	$\mu_{19} = -2629.11$
ξ_d, ξ_q	$\lambda_{11}, \lambda_{12} = -19.71 \pm j244.83$	$\mu_6, \mu_7 = -19.72 \pm j244.84$	i_{sq}	$\lambda_{25} = -4530.84$	
φ_d	$\lambda_{13} = -50.60$	$\mu_8 = -50.60$	i_{sd}	$\lambda_{26} = -4535.00$	
φ_q	$\lambda_{14} = -50.84$	$\mu_9 = -50.84$			

$$\begin{cases} \frac{dv_{o,d}}{dt} = \frac{\omega_{bg}}{c_f} \Delta i_{cv,d} - \frac{\omega_{bg}}{c_f} \Delta i_{o,d} + \\ \omega_{g0} \omega_{bg} \Delta v_{o,q} + \omega_{bg} v_{o,q0} \Delta \omega_g \\ \frac{dv_{o,q}}{dt} = \frac{\omega_{bg}}{c_f} \Delta i_{cv,q} - \frac{\omega_{bg}}{c_f} \Delta i_{o,q} - \\ \omega_{g0} \omega_{bg} \Delta v_{o,d} - \omega_{bg} v_{o,d0} \Delta \omega_g \end{cases} \quad (E2)$$

式中： $v_{o,d0}$ 、 $v_{o,q0}$ 分别为平衡点处并网点电压的 d 、 q 轴分量； ω_{g0} 为平衡点处电网的实际角频率。平衡点可以通过用 MATLAB/Simulink 软件搭建非线性仿真模型仿真或通过求解非线性方程组得到。

按照式 (7) 中定义的状态变量和输入向量，根据式 (E2) 可以写出式 (8) 中矩阵 $\mathbf{A}$ 和矩阵 $\mathbf{B}$ 前两行的元素：

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 0 & \omega_{g0} \omega_{bg} \frac{\omega_{bg}}{c_f} & 0 & 0 & 0 & -\frac{\omega_{bg}}{c_f} & 0 & 0_{1 \times 18} \\ -\omega_{g0} \omega_{bg} & 0 & 0 & \frac{\omega_{bg}}{c_f} & 0 & 0 & 0 & -\frac{\omega_{bg}}{c_f} 0_{1 \times 18} \\ \dots & & & & & & & \dots \end{bmatrix}_{26 \times 26}$$

$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix} 0_{1 \times 5} & \omega_{bg} v_{o,q0} & 0_{1 \times 3} \\ 0_{1 \times 5} & -\omega_{bg} v_{o,d0} & 0_{1 \times 3} \\ \dots & & \dots \end{bmatrix}_{26 \times 9}$$

类似地，可以求出 $\mathbf{A}$ 阵和 $\mathbf{B}$ 阵中其他元素，再将 $\mathbf{A}$ 阵和 $\mathbf{B}$ 阵代入式 (8) 中便可得到本文的线性模型。

附录 G

为得到 T_w 的临界稳定区间，首先要做出 T_w 和 T_a 的配合关系图，主要包括以下步骤。

1) 将模型 1 的参数分为惯量参数 (T_w 、 T_a) 和其他参数；

2) 保持其他参数不变，仅使 T_w 、 T_a 取不同值，计算模型 1 的系数矩阵 A 的特征根；

3) 若 2) 中特征根实部均为负，则该惯量参数下模型 1 稳定，否则该惯量参数下模型 1 不稳定；

4) 使 T_w 、 T_a 取遍指定范围的值，并将稳定与不稳定的结果表示到以 T_w 和 T_a 为坐标轴的二维平面上，得到模型 1 中 T_w 和 T_a 的配合关系图。

按照上述步骤，做出模型 1 中 T_w 和 T_a 的配合关系图如图 G1 所示。由图可以看出， T_w 的临界稳定区间为 $[T_{wl}, T_{wh}]$ 。当 $T_w < T_{wl}$ 时，模型 1 不稳定；当 $T_{wl} < T_w < T_{wh}$ 时，通过减小虚拟惯量 T_a 可使模型 1 由不稳定变为稳定（如图 G1 中 A 和 A' 点）；当 $T_w > T_{wh}$ 时，模型 1 保持稳定。

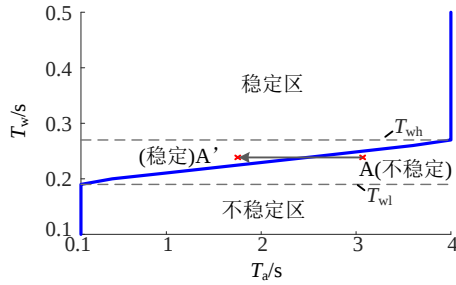


图 G1 模型 1 中 T_w 和 T_a 的配合关系图

Fig.G1 Coordination diagram of T_w and T_a in Model 1

附录 H

表 H1 参数变化范围

Table H1 Parameter variation range

参数	范围	步长	E_{π}	差异特征根
ω_g	[0.9,1]	-0.01	198.28	$\lambda_{11-12}, \mu_{6-7}, \lambda_{15}, \mu_{10}$
r_g	[0.01,1]	0.01	2.54	无明显差异
l_g	[0.2,1]	0.01	1.38	无明显差异
r_v	[0,1]	0.01	0.2267	无明显差异
l_v	[0.2,1]	0.01	0.2186	无明显差异

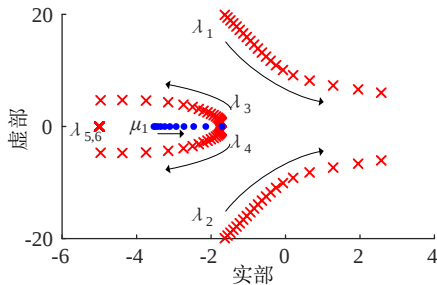


图 H1 ω_g 改变时两模型非重合特征根的轨迹

Fig.H1 Trajectory of non-coincident eigenvalues of two models when ω_g changes

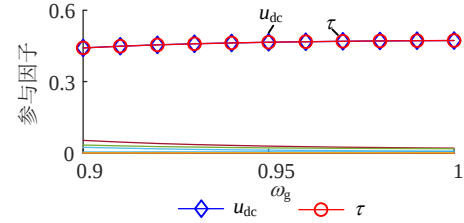


图 H2 ω_g 改变时 λ_1 、 λ_2 的参与因子曲线

Fig.H2 Participation factor curve of λ_1 and λ_2 when ω_g changes

根据表 H1 可以做出其他共同参数改变时，两模型非重合特征根的变化轨迹，如图 H3 所示。其中，模型 1 的特征根轨迹用色阶加以区分，蓝色代表起点，红色代表终点。

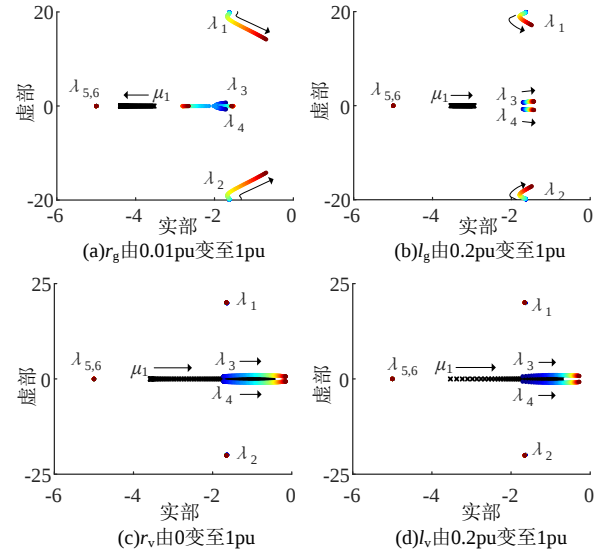


图 H3 共同参数改变时两模型非重合特征根的轨迹
Fig.H3 Trajectory of non-coincident eigenvalues of two models when common parameters change

分析线路电阻对两模型稳定性的影响。图 H3(a) 中，线路电阻 r_g 由 0.01 p.u. 变为 1 p.u.， λ_{5-6} 位置不变。这是因为 λ_{5-6} 主要受转子侧电流环影响（见附录 F 表 F1 主导状态变量），与电网参数几乎无关。随着 r_g 的增大， λ_{1-2} 2 个特征根先向左后向右移动。结合图 H4(a)、(b) 给出的参与因子轨迹可得， λ_{1-2} 在 r_g 小于 0.4 p.u. 时对直流侧电压起正面影响，而当 r_g 大于 0.4 p.u. 时， λ_{1-2} 对锁相环和有功环节起负面影响。 λ_{3-4} 参与因子轨迹在 r_g 为 0.4 p.u. 至 0.6 p.u. 附近变化程度最大，如图 H4(c)、(d) 所示。变化后 λ_3 的主要参与因子仍为 $\delta\theta_{vsg}$ 和 $\delta\theta_{pll}$ ，而 λ_4 的主要参与因子由 $\delta\theta_{vsg}$ 和 $\delta\theta_{pll}$ 变为 u_{dc} 和 τ 。结合图 H3(a)，在 r_g 逐渐增大时， λ_{3-4} 先向左下方移动，在实轴汇

合后 λ_3 向右 λ_4 向左移动。所以 r_g 增大过程中会产生2种相反的影响,正面影响使模型1直流电压环振荡衰减速度加快,负面影响使模型1锁相环和有功环节稳定性下降。 μ_1 在 r_g 增大过程中向左半平面移动,主要参与因子为 $\delta\theta_{vsg}$ 和 $\delta\theta_{pll}$,如图H4(e)所示,所以随着 r_g 增大模型2锁相环和有功环的振荡衰减速度加快。综上可得,模型1在 r_g 增大时锁相环和有功环节的稳定性要差于模型2。

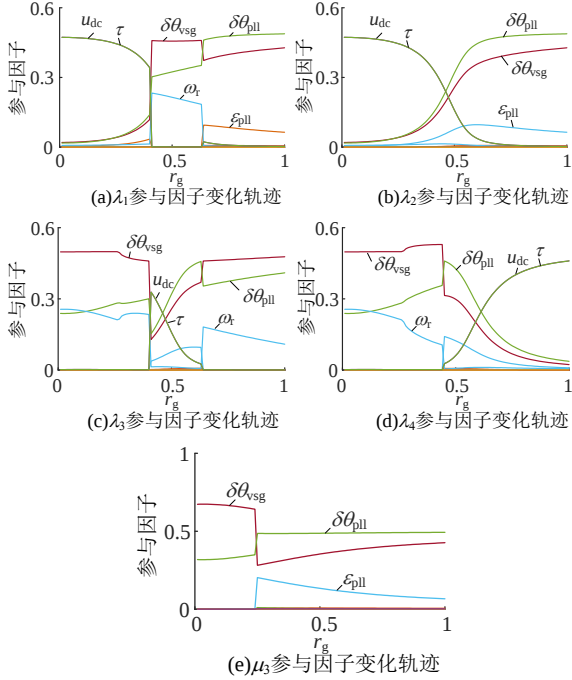


图 H4 r_g 增大时两模型非重合特征根的参与因子曲线

Fig.H4 Participation factor curve of non-coincident eigenvalues of two models when r_g increases

表 H1 中其他共同参数的分析与此类似,此处不再赘述。

附录 I

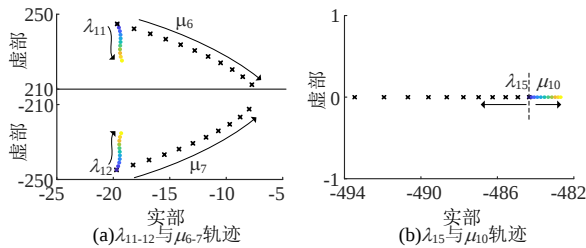


图 I1 ω_g 减小时两模型差异较大的特征根轨迹

Fig.I1 Eigenvalue trajectories of two models with large differences when ω_g decreases

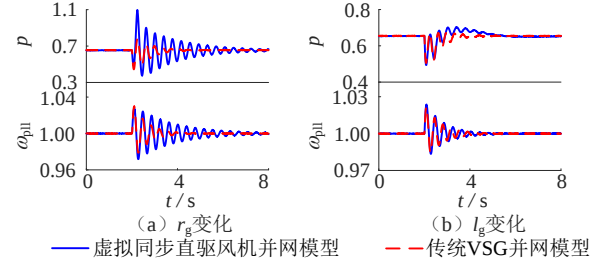


图 I2 线路阻抗变化时的仿真波形

Fig.I2 Simulative waveforms when line impedance changes

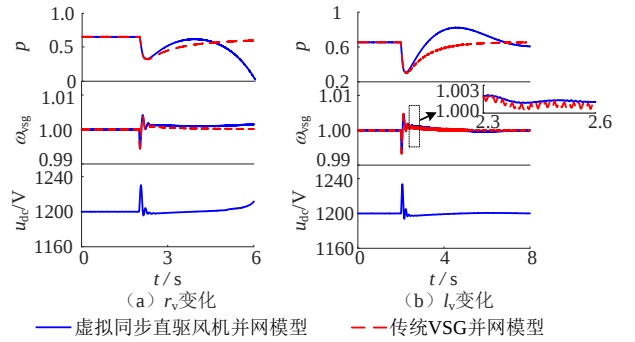


图 I3 虚拟阻抗变化时的仿真波形

Fig.I3 Simulative waveforms when virtual impedance changes