

用于区域间电网互联的新型 VSC 虚拟同步技术

刘宏伟¹, 袁泉添^{2*}, 洪昊¹, 王丽群³, 吴非斐³, 李宇骏^{2*}

(1. 国网杭州供电公司, 浙江省 杭州市 310000;

2. 西安交通大学电气工程学院, 陕西省 西安市 710049;

3. 杭州电力设备制造有限公司, 浙江省 杭州市 310004)

Novel Virtual Synchronous Control of VSC-based HVDC Transmission for Interarea Connection

LIU Hongwei¹, YUAN Xiaotian^{2*}, HONG Hao¹, WANG Liqun³, WU Feifei³, LI Yujun^{2*}

(1. State Grid Hangzhou Power Supply Company, Hangzhou 310000, Zhejiang Province, China;

2. School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, Shaanxi Province, China;

3. Hangzhou Power Equipment Manufacturing Co., Ltd., Hangzhou 310004, Zhejiang Province, China)

Abstract: PLL-based grid-following control might induce negative damping and result in the instability of an overall meshed AC/DC system in the case of a low grid short circuit ratio or the high bandwidth control of PLL. To overcome the drawbacks of conventional PLL-based control, this paper proposes novel virtual synchronous control for VSC-based HVDC systems without the requirement of PLL for the interarea connection of power grids. In the proposed control method, the droop property between DC-link voltage and the frequency of a receiving-end system is artificially constructed. As a result, emulated inertia support can be provided from the DC-link capacitor for the system under severe system frequency deviations. Moreover, a sending-end AC system can sense the frequency disturbance in the receiving-end system without remote communication by utilizing the local DC-link voltage and current variations in the VSC-based rectifier. In addition, the sending-end system can provide the primary frequency control for the disturbed system on the other side by fully emulating the primary frequency regulation of a conventional synchronous generator. Compared with the conventional PLL-based control of VSC, the proposed control strategy is different in that it fully utilizes the grid-forming and grid-support potential of VSC for the disturbed AC system without relying on PLL and remote communication. Furthermore, the stability of the

receiving-end system is considerably improved by the proposed scheme. The effectiveness of the proposed control method is validated through the simulation of abrupt load variations using PSCAD/EMTDC.

Keywords: voltage source converter; interarea connection; virtual synchronous control; frequency support

摘要: 传统基于锁相环 (phase lock loop, PLL) 电网跟踪型控制在电网短路比 (short circuit ratio, SCR) 较低或PLL带宽较高情况时, 给电力系统引入负阻尼导致系统不稳定。为此, 提出了一种不依赖PLL的用于区域间电网互联的新型电压源换流器 (voltage source converter, VSC) 虚拟同步控制。首先, 构造VSC直流电压与受端系统频率间的下垂特性, 当受端电网受扰后, 受端换流器可为系统提供惯量支撑。其次, 测量送端电压波动与直流电流波动可计算受端交流系统的频率扰动, 通过模拟同步机的一次调频特性, 在受端电网受扰时, 送端电网可不依赖通信为受端电网提供频率支撑。与传统控制相比, 在系统受扰时, 利用电容储能及送端电网的调频能力为其提供频率支撑。基于PSCAD/EMTDC仿真算例验证了受端系统弱SCR场景、负荷变化场景下所提控制策略的有效性。

关键词: 电压源换流器; 区域间互联; 虚拟同步控制; 频率支撑

基金项目: 国家自然科学基金 (51807150); 杭州电力设备制造有限公司科技项目 (交直流柔性互联配电网规划及协同控制技术研究示范, HD020112001039)。

National Natural Science Foundation of China (51807150); Science and Technology Project of Hangzhou Power Equipment Manufacturing Co., Ltd. (Research and Demonstration Project of AC/DC Flexible Interconnected Distributed Network Planning and Cooperative Control Technology, HD020112001039).

0 引言

近年来, 随着电力电子技术的发展, 柔性直流输电 (voltage source converter based HVDC, VSC-HVDC) 技术在大规模新能源并网、区域间电网互联

和无源网络送电等领域得到广泛运用^[1]。相比于传统直流输电，VSC-HVDC具有无需大容量无功补偿、占地面积小、无换相失败问题等优良特性。在典型区域互联的柔性直流输电系统中，受端换流器（receiving side-VSC, RS-VSC）通过直流电压控制保证有功功率的传输，通过无功功率控制调整与受端电网交换的无功^[2-3]。该传统控制策略主要依赖于锁相环（phase lock loop, PLL）跟踪的矢量控制（vector control）^[4]。

然而，传统的VSC-HVDC阻断了送端和受端交流系统之间的联系，使得受端电网的“有效惯量”水平不断降低^[5]。在受端电网发生扰动后，由于VSC-HVDC的有效解耦，送端系统无法响应其扰动，无法提供有效的惯量支撑，导致受端电网的暂态期间频率偏差斜率（rate of change of frequency, ROCOF）增大，严重影响系统稳定运行。另一方面，随着电力电子装备在电网中渗透率的不断增大，受端电网的短路比（short circuit ratio, SCR）逐渐降低，电网强度变弱。研究表明，在弱电网场景下，锁相环的动态过程会影响控制系统的稳定性^[6-7]；极端工况下，锁相环会为系统引入负阻尼，造成换流器的次同步振荡现象^[8]。因此，在上述场景中，传统基于锁相环的VSC-HVDC异步联网控制策略并不适用，亟需研究适应未来能源互联网发展的新型控制策略^[9]。

为提升换流器的动态特性，使VSC能够为交流系统提供有效惯量支撑，学者们已做了大量有意义的工作^[2-3,10-21]。总体上说，新型策略分为两大类。一类控制策略是在传统PLL电网跟踪型策略上的修正和改进。比如：通过PLL测量电网频率的波动，进而调整换流器功率外环控制中的有功、无功参考值，使VSC具备惯量响应^[10-11]、频率调节^[12]和区域间阻尼能力^[13]。文献[2]设计了一种新型VSC-HVDC异步联网的频率控制策略，仿真结果显示其有效提升了广东电网的频率稳定性。文献[5]设计了一种VSC-HVDC交流电压-频率协调控制的异步联网方案，改善了交流系统暂态稳定性。文献[14]提出了一种基于动态区域控制偏差的VSC-HVDC紧急功率支援协调控制策略。文献[15-16]通过将传统同步机的摇摆方程内嵌至VSC控制系统，从而模拟同步机的优良特性，这就是众所周知的虚拟同步机（virtual synchronous generator, VSG）。以上策略让VSC具备电网响应能力，有效提升了交流系统的稳定性。然而，它们都需要PLL来获取PCC点电压相位，以实现VSC与电网之间的同步。事实上，在弱电网和高控制带宽PLL的场景下，电网远端的微小扰

动会通过PLL放大，最终影响系统的稳定性。而且，PLL的参数设计在满足快速获取电网同步信息和维持稳定性方面通常是矛盾的^[17]。

为克服PLL的负面影响，文献[18-19]提出了一种被称为“功率同步控制”的新型VSC控制策略。该策略通过模拟同步机的有功无功传输特性，控制换流器电压的幅值和相位，实现无需PLL的同步控制，同时可以为弱交流电网提供电压支撑。文献[20]提出了一种无需同步器件的“同步换流器”。该控制框架在文献[21]中被应用于柔性直流输电系统。文献[18-21]中的控制策略通过人为内嵌功角方程至控制系统，以实现换流器的同步。文献[22-23]提出了一种利用直流电容电压的自然动态特性实现换流器自同步的控制策略。该控制思路充分利用了换流器自身的潜力，通过直流电容储能为系统同时提供惯量和阻尼支撑。此策略被进一步扩充至多端直流输电系统场景中^[24]，实验证明所提策略能有效连接弱交流系统。

在利用VSC-HVDC进行区域间互联的虚拟同步控制的设计上，需要解决两个核心问题：①如何实现VSC无需PLL的自同步过程；②如何协调配合送端换流器和受端换流器，使得VSC-HVDC能够为受端电网提供有效的惯量和频率支撑。

基于现有研究基础，本文提出了一种不依赖于PLL和远端通信的新型VSC区域间互联的控制技术。在受端换流器控制中，构造受端直流电压与受端换流器频率之间的下垂特性。区别于文献[22]，当系统受扰后，受端换流器控制策略利用直流电容仅为系统提供惯量支撑。为了避免直流电压波动过大，通过调用送端强电网的调频能力，为受端弱电网提供更多的频率支撑。为了消除通信的代价，送端换流器通过测量近端直流电压和电流波动，感知远端系统频率偏差，实现无需通信的一次调频模拟。本文所提策略利用通过电容储能和送端强电网的调频能力同时为受端弱电网提供惯量和频率支撑。最后，在PSCAD/EMTDC中搭建了基于区域间电网互联的VSC-HVDC算例，与传统的基于PLL的策略进行了对比，验证了所提策略的有效性。

1 同步发电机同步机制分析

在给出所提虚拟同步控制之前，为了更好地模拟同步发电机的同步特性，以图1为例分析传统同步机的同步机制。图1中的发电机采用经典模型，其内电

势为 E_G' ，暂态电抗为 X_d' ，机端电压为 V_G ，功角为 δ_G ，线路阻抗等效为电抗 X_1 ，无穷大电网的机端电压为 V_S 。

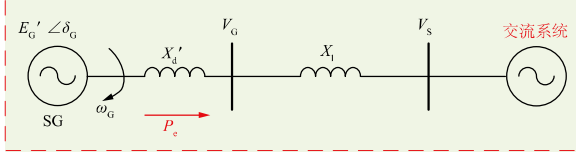


图1 单机无穷大系统

Fig. 1 The schematic diagram of single SG connected to an infinite bus system

假设无穷大电网电压初始相角为0，发电机输出的功率 P_e 为：

$$P_e = \frac{E_G' \cdot V_S}{X_d' + X_1} \cdot \sin \delta_G \quad (1)$$

同步发电机的转子运动方程为：

$$\begin{cases} \frac{d\delta_G}{dt} = \omega_B \cdot (\omega_G - 1) \\ 2 \cdot H_G \frac{d\omega_G}{dt} = P_m - P_e - D_G \cdot (\omega_G - 1) \end{cases} \quad (2)$$

式中： ω_B 为基准角频率； ω_G 为发电机转速； H_G 为转子的惯性常数； P_m 和 P_e 分别为原动机的输入功率和发电机的输出电磁功率。

发电机的功角曲线如图2曲线描述。假设式(2)中发电机功角 δ_G 发生微小扰动，由 δ_0 降低至 δ_1 ，运行点由A突变至B。由于输入机械功率 P_m 不变，转子开始加速，发电机功角开始升高，运行点由B向A移动。直至运行点A，发电机电磁功率和输入机械功率相等，但由于惯性，发电机的功角将继续增大。越过A点后，发电机电磁功率大于输入机械功率，转子开始减速，直至到达运行点C，转子速度减至同步速。此后，发电机功角开始沿着C—A—B方向减小，经历短暂振荡后最终稳定在A点，实现电网同步。其中A—D—B为相应的加速面积，A—C—E为相应的减速面积。

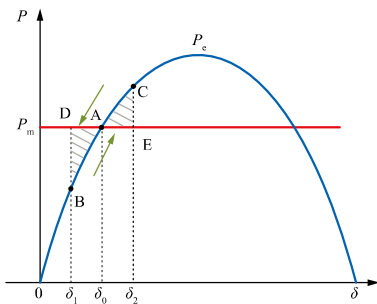


图2 同步发电机功角特性

Fig. 2 The power-angle characteristic of SG

综合以上分析可得：同步发电机存在固有的功角特性来实现其稳定运行，功角的偏差可反馈发电机电磁功率的增大或减小，导致发电机转速自动地升高或降低，实现电网自同步。因此，本文设计受端换流器控制的核心思路是构造式(2)所描述的动态方程。

2 RS-VSC控制策略

图3为采用VSC-HVDC连接两个区域电网的拓扑图。其中，送端交流系统1通过送端换流器（sending side-VSC, SS-VSC）转换功率，受端交流系统2通过受端换流器（receiving side-VSC, RS-VSC）来接收功率。本章将给出RS-VSC的控制策略。

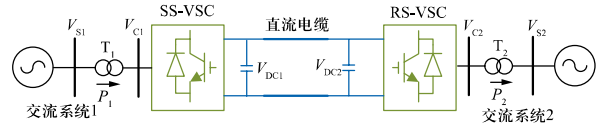


图3 区域间电网VSC互联拓扑图

Fig. 3 The topology of the VSC based HVDC transmission for inter-area connection

2.1 固定调制比控制

RS-VSC接入交流电网示意图如图4所示。其中，交流系统用无穷大电压源进行模拟，其端电压为 V_S ；为了简化，线路阻抗用电抗 X_L 表示；换流器电抗用 X_C 表示；公共点（point of common coupling, PCC）电压用 V_{PCC} 表示；换流器电压的幅值和相位角分别用 V_C 和 δ_C 表示；RS-VSC侧直流电压用 V_{DC2} 表示。

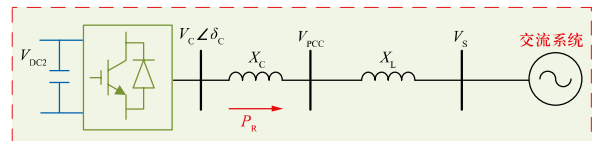


图4 单换流器连接交流电网示意图

Fig. 4 The schematic diagram of single converter connected to AC system

为了充分利用换流器自身的潜力为受端弱交流系统提供电压支撑，一种直接的思路是将RS-VSC控制成为一个理想电压源。根据两电平换流器的基本知识^[25]，RS-VSC的直流电压 V_{DC2r} 和换流器交流线电压有效值 V_{Cr} 之间有如下关系：

$$V_{Cr} = m_{abc} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} \cdot V_{DC2r} \quad (3)$$

式中： m_{abc} 为换流器abc三相电压的调制比，本文不考

虑三相不对称情况，因此 $m_a=m_b=m_c=m$ ； V_{DC2r} 与 V_C 均为有名值。为了统一推导过程，直流电压和换流器交流电压的标称值 V_{DC2n} 与 V_{Cn} 定义如下：

$$V_{Cn} = m_n \cdot \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} \cdot V_{DC2n} \quad (4)$$

式中： m_n 为换流器调制比的标称值。基于标称值定义，在标么制下，直流电压和换流器交流电压之间的关系式可表示为：

$$V_C = \frac{m}{m_n} \cdot V_{DC2} \quad (5)$$

基于式（5），为了使RS-VSC为交流系统提供电压支撑能力，RS-VSC将调制比 m 控制成为固定值。RS-VSC的固定调制比控制有效模拟了同步机经典模型中内电势恒定的特性。

2.2 惯量模拟

传统的并网型换流站依赖于PLL来获取并网点相位以实现和电网同步，同时利用基于PLL的矢量控制达到有功和无功的有效解耦。然而，这种基于PLL的电网跟踪型控制在电网较弱或PLL带宽较高情况时，将为控制系统引入负阻尼，导致系统不稳定。而且，由于VSC-HVDC解耦了交流系统之间的联系，传统的VSC控制无法为交流系统提供充足的惯量支撑。基于以上传统VSC控制的缺点，本节提出了无需PLL，同时能够为受端系统提供充足惯量支撑的VSC控制。

同步机的功角特性可用式（2）描述。从式（2）中可得出，同步机在受扰后，通过其转子加速和减速的过程，最终能恢复到一个新的稳态。在该过程中，转子的部分动能被存储或释放用于系统短时的惯量支撑。上述同步机的暂态过程被称作“惯量响应”。受到同步机特性的启发，设计RS-VSC的惯量响应特性。

稳态下，假设RS-VSC的换流器频率为 f_{c0} ，换流器交流电压幅值为 V_C ，初始相角为 δ_{c0} 。在受端电网扰动下，RS-VSC直流电压的动态过程可描述为：

$$\begin{cases} C \cdot V_{DC2} \cdot \frac{d\Delta V_{DC2}}{dt} = \Delta P_S - \Delta P_R \\ C = \frac{C_{DC} \cdot V_{DC2n}^2}{S_B} \end{cases} \quad (6)$$

式中： S_B 为系统的基准容量； C_{DC} 、 C 分别为RS-VSC侧的直流电容有名值和标么值； ΔP_R 和 ΔP_S 分别为受端和送端换流器功率输出的偏差量。从式（6）中可以清楚看到，受端电网任意的功率不平衡过程会反映到直流电压的波动上。这与同步机转子转速能反映外部

电网功率波动的过程十分类似。为了使得RS-VSC具有惯量响应的能力，换流器的频率要依据电网功率波动的变化而变化。因此，本文将RS-VSC的换流器频率和直流电压按照一定的下垂关系进行人为耦合：

$$V_{DC2} - V_{DC20} = k_{DC} \cdot (f_C - f_{c0}) \quad (7)$$

式中： k_{DC} 为直流电压-频率的下垂系数； V_{DC20} 为RS-VSC侧的直流电压稳态值； f_C 换流器频率。由式（7）可得，换流器频率的控制法则如下：

$$f_C = 1/k_{DC} \cdot (V_{DC2} - V_{DC20}) + f_{c0} \quad (8)$$

将式（8）代入式（6）中可得，在该直流电压-频率下垂控制法则下，RS-VSC的直流电压动态过程可描述为：

$$C \cdot V_{DC20} \cdot k_{DC} \frac{d\Delta f_C}{dt} = P_S - P_R \quad (9)$$

式（9）和式（2）在数学形式上具有高度的一致性。不同的是，同步机利用转子自身的动能来提供惯量响应，而RS-VSC利用直流电容器存储的电能来提供惯量响应，最终达到降低系统暂态期间频率变化率的目的。RS-VSC惯量响应模拟和同步机的对比图如图5所示。

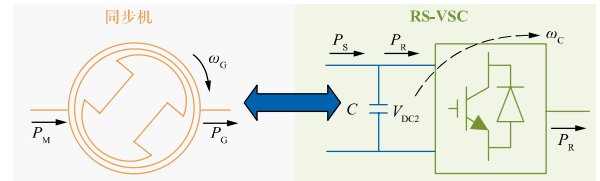


图5 RS-VSC惯量响应模拟

Fig. 5 The schematic of the inertia emulation of typical SG

因此，根据式（9），在所提控制策略下，RS-VSC的虚拟惯量常数 H_C 可推导为：

$$H_C = \frac{C \cdot V_{DC20} \cdot k_{DC}}{2} \quad (10)$$

式（10）表明，直流电容器的电容 C 越大，下垂系数 k_{DC} 越大，直流电压稳态值 V_{DC20} 越高，RS-VSC在暂态期间为系统所能提供的惯量支撑就越多。同时，RS-VSC换流器电压的相位 δ_C 的控制律可定义如下：

$$\delta_C = \int_0^t \omega_B \cdot (f_C - f_{c0}) dt + \delta_{c0} \quad (11)$$

式中： ω_B 为系统的基准角频率。综上，式（5）、（8）和（11）分别构成了RS-VSC换流器电压的幅值、频率和相位的控制律。在该控制策略下，RS-VSC能够充分模拟同步机的优良特性，利用直流电容电压波动耦合电网功率变化，实现了无需PLL即能实现自同步

的控制机制。同时,该控制策略通过在暂态期间直流电容的充放电过程来为弱交流系统提供惯量支撑。

3 SS-VSC控制策略

在图3的区域间电网VSC互联拓扑图中,受端交流系统频率波动会引发受端直流电压 V_{DC2} 的波动。若只考虑直流输电线路的电阻,受端直流电压 V_{DC2} 和送端直流电压 V_{DC1} 之间存在如下关系:

$$V_{DC1} = V_{DC2} + R \cdot I \quad (12)$$

式中: R 为直流输电线路等值电阻; I 为直流电流。将式(12)线性化,同时代入式(7):

$$\Delta V_{DC1} = \Delta V_{DC2} + R \Delta I = k_{DC} \Delta f_c + R \Delta I \quad (13)$$

$$\Delta f_c = \frac{\Delta V_{DC1} - R \Delta I}{k_{DC}} \quad (14)$$

根据式(14),所提的RS-VSC控制策略下,不需要通信,送端通过测量直流电压波动与直流电流的波动即可计算受端交流系统的频率波动。为了充分发挥送端源侧系统的紧急救援能力,为受端系统提供更加充足的频率支撑能力,SS-VSC可模拟同步机的一次调频过程。SS-VSC可根据式(14)中计算的受端系统频率偏差来调整送端换流器有功功率参考值。因此,SS-VSC的有功功率参考值 P_S^* 可设置如下:

$$\begin{cases} P_S^* = P_{S0} - \Delta P_S \\ \Delta P_S = k_f \cdot (f_c - f_{c0}) \end{cases} \quad (15)$$

式中: k_f 为SS-VSC的一次调频下垂系数; P_{S0} 为SS-VSC设置的功率参考初值。将式(15)代入式(9),可得:

$$C V_{DC20} k_{DC} \frac{d \Delta f_c}{dt} = P_{S0} - P_R - k_f (f_c - f_{c0}) \quad (16)$$

式(16)表示,送端系统通过模拟一次调频控制,为受端系统提供频率和阻尼支撑,保证系统的稳定运行。

综上,送端系统根据所计算的受端系统频率波动来改变SS-VSC的功率参考值,进而响应受端电网的频率波动,提供有效的频率支撑,该过程和同步机的一次调频过程十分类似。结合第2章和第3章所述,所提的适用于区域间电网互联的新型VSC虚拟同步技术的整体控制策略如图6所示。值得注意的是,本文主要关注点是如何为受端弱电网提供频率支撑,改善受端系统的频率稳定性,因此本文推导中假设送端是强系统,交流备用充足。

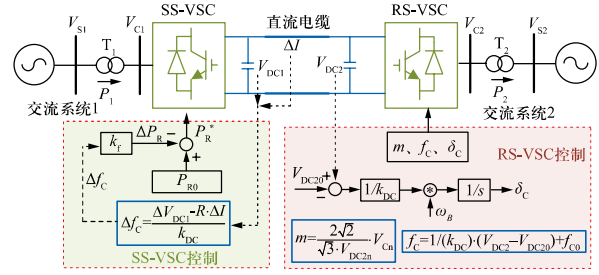


图6 本文VSC-HVDC整体控制策略框图

Fig. 6 Overall control scheme of the proposed strategy of VSC-HVDC

4 仿真分析

4.1 仿真平台与算例

为验证所提控制策略的有效性,在电磁暂态仿真软件PSCAD/EMTDC中搭建如图7所示的用于区域间互联的VSC-HVDC测试系统。其中,SS-VSC负责收集送端交流系统发出的有功功率,RS-VSC负责向受端弱交流系统传输电能。受端弱交流系统由1台等效同步发电机以及若干本地负荷构成。VSC-HVDC和同步发电机参数如表1和2所示。

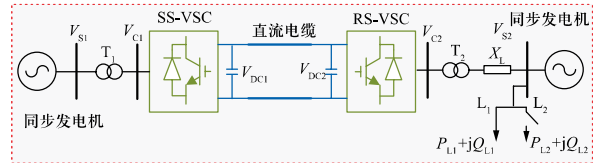


图7 用于区域间互联的VSC-HVDC测试系统

Fig. 7 The test system of VSC-HVDC for inter-area connection

表1 VSC-HVDC相关参数
Table 1 Parameters of the VSC-HVDC

参数	数值
额定容量 S_B /MVA	300
直流电容 C_{DC} /μF	10 000
额定直流电压 U_{DC} /kV	200
变压器漏抗 L /pu	0.14
额定交流电压有效值 U_{AC} /kV	110
SS-VSC一次调频下垂系数 k_f /pu	2
RS-VSC直流电压-频率下垂系数 k_{DC} /pu	50

表2 同步发电机参数
Table 2 Parameters of the SG

参数	数值
x_d, x_d', x_d''	2.642, 0.377, 0.21

续表

参数	数值
$x_{q'}, x_{q''}, x_l$	2.346, 0.18, 0.18
T_d', T_d'', T_q''	0.635, 0.015, 0.015
调速器调差系数 R_p	0.04
调速器时间常数 T_w/s	8.5
励磁系统增益	400
励磁系统时间常数 s	0.02

4.2 算例1：对比传统PLL控制

本算例将所提策略与传统基于PLL的电网跟踪型控制进行对比，为了体现所提策略在受端弱电网条件下的优越性，在 $t=1$ s时，调整线路阻抗 X_l ，受端交流系统短路比由3.6下降至1.8，系统的动态响应如图8所示。其中，在传统基于PLL的控制中，锁相环获取PCC点电压相位，为RS-VSC的控制系统提供同步信息。图8对比了基于高带宽（带宽27 Hz）PLL控制和基于低带宽（带宽12 Hz）PLL控制。

由图8 (a)可知，受端系统短路比降低时，所提控制策略可以有效维持PCC点电压的稳定。然而，在传统基于PLL的控制下，PCC点电压在短路比降低后产生了明显的振荡。在低短路比场景下，相比于低带宽控制参数下的PLL，高带宽控制参数下的PLL会放大PCC点q轴电压的测量误差。由图8 (b)可知，在所提控制策略下，RS-VSC在受扰后，会自动升高PCC点和受端同步发电机机端之间的相角差，这个过程和同步发电机的同步过程非常类似。然而，在基于PLL的控制中，系统动态期间，PLL无法快速获取PCC点电压相位，导致相角差的振荡，最终表现为图8 (c)中的输出功率振荡现象。而在所提控制策略下，换流器输出功率在系统短路比降低后经历短期的振荡过程后又恢复到一个新的平衡稳定点。图8 (d)和 (e)中对比可知，由于传统基于PLL的控制策略中，直流电压并不响应外界功率扰动，因此在扰动期间PCC点频率波动幅度较大。而所提控制策略通过牺牲直流电容器的储能，为PCC点提供频率支撑，其频率波动幅度较小。

以上结果对比可知，在较弱电网场景下，传统基于PLL的控制策略在某些情况下并不适用。PLL的动态过程会影响换流器的稳定性，在一些极端工况下会出现失稳振荡现象。所提的控制策略消除了PLL的负面影响，通过模拟传统同步机的同步机理和惯量响应过程，RS-VSC能够为弱交流电网提供充足的电压支撑和频率支撑，提高受端弱交流系统的稳定性。

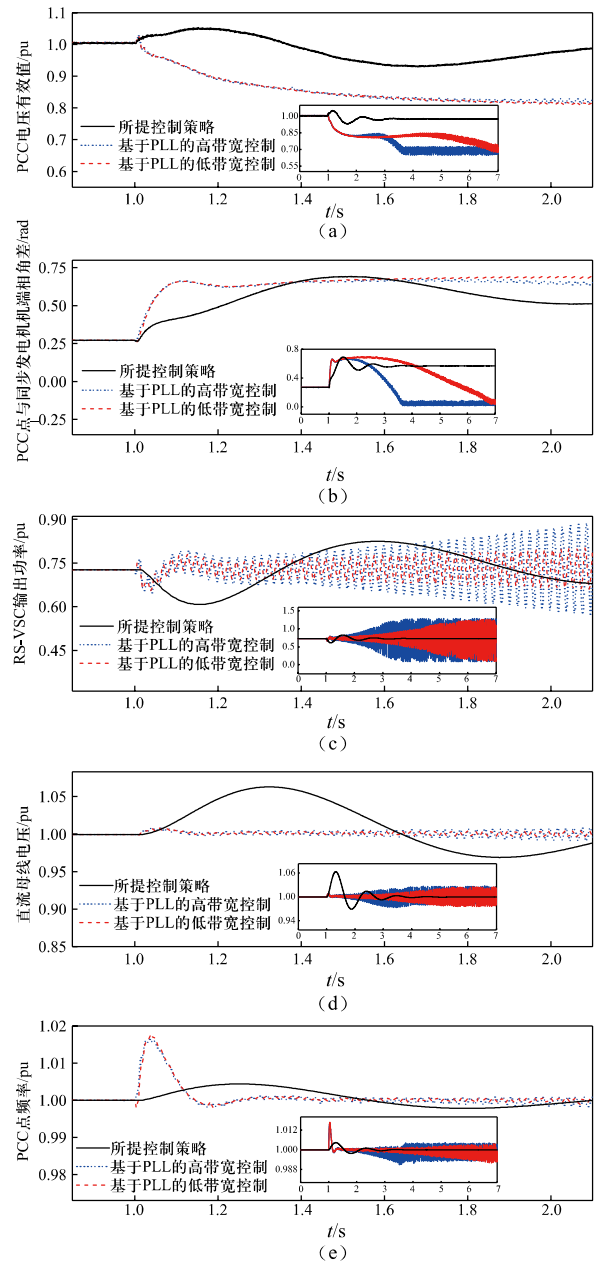


图8 与传统PLL控制的系统动态响应对比

Fig. 8 Dynamic response compared with typical PLL based control

4.3 算例2：受端电网负荷突增

本算例研究在受端电网负荷突增场景下，所提控制策略的动态过程。与受端交流系统连接的两个负载使用恒功率模型，其中 $P_{L1}+jQ_{L1}$ 为350 MW+120 Mvar， $P_{L2}+jQ_{L2}$ 为50 MW+10 Mvar。在 $t=5$ s时，负载 $P_{L2}+jQ_{L2}$ 投入，系统的动态响应如图9所示。图9对比了无附加控制、仅惯量控制和所提控制策略（下文为了方便

叙述, 分别称作为方案A、方案B和方案C) 3种方案的仿真结果。其中, 在无任何控制策略的方案A中, VSC-HVDC通过一个简单的PI控制器实现定直流电压控制, 保证送端有功功率的传输。

如图9(a)和(d)所示, 在经历受端电网负荷突增的扰动时, 方案A的RS-VSC在定直流电压控制下, 换流器交流电压和直流电压基本不响应系统扰动, 因此图9(c)中RS-VSC输出的功率在系统暂态期间基本不变。相比之下, 方案B和C中, 在系统暂态期间换

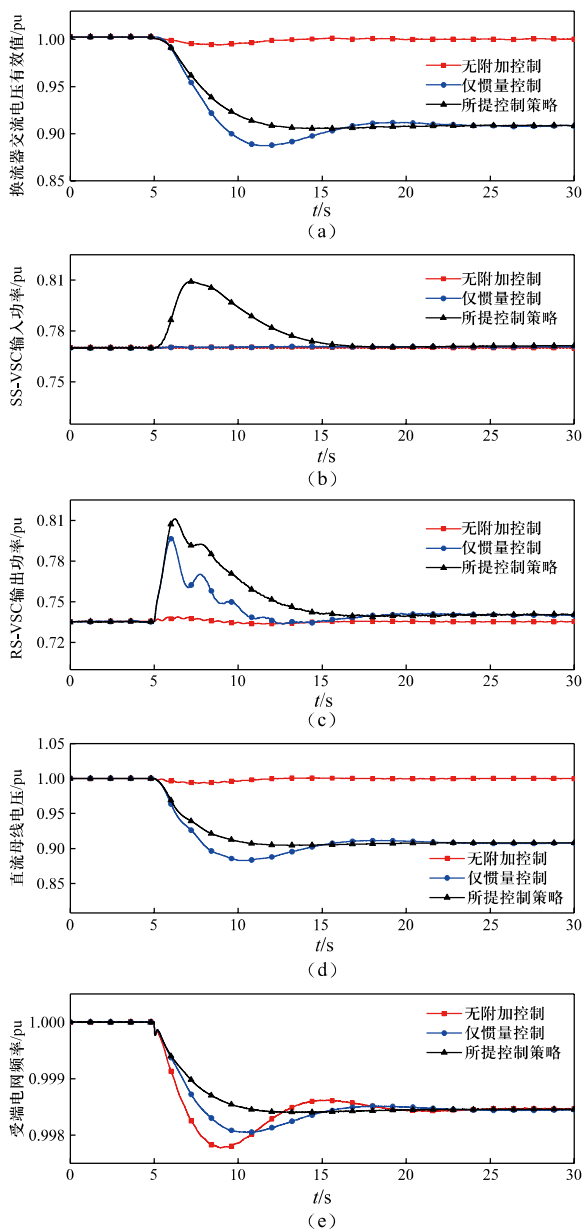


图9 负荷突增时的系统动态响应

Fig. 9 Dynamic response of the sudden load increase

流器交流电压和直流电压会跟随系统扰动而波动, 最终的稳态值低于初始稳态值, 该过程利用了直流电容器存储的能量为系统提供惯量支撑, 这与同步机利用转子动能为系统提供惯量支撑的原理十分类似。由于方案C中的一次调频控制调用了送端的能量, 所以相比于方案B, 图9(d)中方案C的直流电压波动比方案B更小。从图9(b)中可以看出, 由于方案A和方案B无一次调频控制, 在系统动态期间, SS-VSC输入功率没有变化。从图9(c)中可知, 方案C在系统暂态期间的功率输出的峰值是3种方案中最大的。以上3种方案的动态响应差异最终导致了图9(e)中受端系统频率特性的差异。从图9(e)中可以清楚地看到, 受端系统负荷突增时, 在RS-VSC和受端同步发电机调速器共同作用下, 系统稳态频率会下降。其中, 方案C在系统暂态期间的频率偏差斜率最小。在所提控制策略下, VSC-HVDC充分模拟同步机的优良特性, 在受端系统扰动期间, 能够利用自身直流电容器能量和送端交流系统的调频能力为受端系统提供惯量支撑和一次调频响应, 提升受端弱交流系统的频率稳定性。

5 结论

本文提出了一种不依赖于PLL的新型VSC虚拟同步控制用于区域间电网互联。首先, 构造VSC直流电压与受端系统频率间的下垂特性, 当受端电网受扰后, 受端换流器可为系统提供惯量支撑。其次, 通过测量送端电压波动与直流电流的波动可计算受端交流系统的频率波动。通过模拟同步机的一次调频特性, 在受端电网受扰时, 送端电网可不依赖通信为受端电网提供频率支撑。与传统控制相比, 该控制策略可有效模拟同步机, 在系统受扰时利用电容储能及送端电网的调频能力为其提供频率支撑。基于PSCAD/EMTDC仿真算例表明, 在受端系统弱SCR场景、负荷突增场景下所提控制策略均有较好的控制性能。

参考文献

- [1] 徐政, 薛英林, 张哲任. 大容量架空线柔性直流输电关键技术及前景展望[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(29): 5051-5062.
XU Zheng, XUE Yinglin, ZHANG Zheren. VSC-HVDC technology suitable for bulk power overhead line transmission[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(29): 5051-5062(in Chinese).

- [2] 付聪, 卞志鹏, 王铃, 等. 改善异步分区电网频率稳定性的 VSC-HVDC 控制策略[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(11): 139-144.
FU Cong, BIAN Zhipeng, WANG Qian, et al. VSC-HVDC control strategy for enhancing frequency stability of segmented power grid [J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(11): 139-144(in Chinese).
- [3] 郑超, 刘柏私, 摆世彬, 等. 柔直异步互联后送端区域电网动态特性变化及稳定控制[J]. 全球能源互联网, 2018, 1(2): 129-136.
ZHENG Chao, LIU Bosi, BAI Shibin, et al. Study on the dynamic characteristic and stability control measures for asynchronous interconnection regional power grid with VSC-HVDC[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2018, 1(2): 129-136(in Chinese).
- [4] SVENSSON J. Grid-connected voltage source converter control principles and wind energy applications[D]. Gothenburg: Chalmers University of Technology, 1998.
- [5] 刘昇, 徐政, 李文云, 等. 用于改善交流系统暂态稳定性的 VSC-HVDC 交流电压-频率协调控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(19): 4879-4887.
LIU Sheng, XU Zheng, LI Wenyun, et al. VSC-HVDC AC voltage-frequency coordination control strategy for improving AC system transient stability[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(19): 4879-4887(in Chinese).
- [6] 吴恒, 阮新波, 杨东升. 弱电网条件下锁相环对 LCL 型并网逆变器稳定性的影响研究及锁相环参数设计[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(30): 5259-5268.
WU Heng, RUAN Xinbo, YANG Dongsheng. Research on the stability caused by phase-locked loop for LCL-type grid-connected inverter in weak grid condition[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(30): 5259-5268(in Chinese).
- [7] WEN B, BOROYEVICH D, BURGOS R, et al. Analysis of D-Q small-signal impedance of grid-tied inverters[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2016, 31(1): 675-687.
- [8] LIU H K, XIE X R, HE J B, et al. Subsynchronous interaction between direct-drive PMSG based wind farms and weak AC networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(6): 4708-4720.
- [9] 李柏青, 秦晓辉. 现代交直流混合电网安全稳定智能协调控制系统框架探讨[J]. 全球能源互联网, 2018, 1(增刊1): 275-282.
LI Baiqing, QIN Xiaohui. Discussion on the framework of smart and coordinated control system for security and stability of modern AC/DC hybrid power grid[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2018, 1(supplement 1): 275-282(in Chinese).
- [10] LI Y J, XU Z, WONG K P. Advanced control strategies of PMSG-based wind turbines for system inertia support[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(4): 3027-3037.
- [11] 李宇骏, 杨勇, 李颖毅, 等. 提高电力系统惯性水平的风电场和 VSC-HVDC 协同控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(34): 6021-6031.
LI Yujun, YANG Yong, LI Yingyi, et al. Coordinated control of wind farms and VSC-HVDC to improve inertia level of power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(34): 6021-6031(in Chinese).
- [12] KAYIKCI M, MILANOVIĆ J V. Dynamic contribution of DFIG-based wind plants to system frequency disturbances[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(2): 859-867.
- [13] LIAO K, HE Z Y, XU Y, et al. A sliding mode based damping control of DFIG for interarea power oscillations[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 8(1): 258-267.
- [14] 陈鹏远, 黎灿兵, 周斌, 等. 异步互联电网柔性直流输电紧急功率支援与动态区域控制偏差协调控制策略[J]. 电工技术学报, 2019, 34(14): 3025-3034.
CHEN Pengyuan, LI Canbing, ZHOU Bin, et al. VSC-HVDC emergency power support and dynamic area control error coordinated control strategy for improving the stability of asynchronous interconnected power grids[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(14): 3025-3034(in Chinese).
- [15] ZHONG Q C, WEISS G. Synchronverters: inverters that mimic synchronous generators[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2011, 58(4): 1259-1267.
- [16] 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.
LÜ 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(in Chinese).
- [17] ALEPUZ S, BUSQUETS-MONGE S, BORDONAU J, et al. Control strategies based on symmetrical components for grid-connected converters under voltage dips[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2009, 56(6): 2162-2173.
- [18] ZHANG L D, HARNEFORS L, NEE H P. Power-synchronization control of grid-connected voltage-source converters[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2010, 25(2): 809-820.
- [19] ZHANG L D, HARNEFORS L, NEE H P. Interconnection of two very weak AC systems by VSC-HVDC links using power-synchronization control[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(1): 344-355.
- [20] ZHONG Q C, NGUYEN P L, MA Z Y, et al. Self-synchronized synchronverters: inverters without a dedicated synchronization unit[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2014, 29(2): 617-630.
- [21] RAKHSHANI E, REMON D, CANTARELLAS A M, et al. Virtual synchronous power strategy for multiple HVDC interconnections of multi-area AGC power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(3): 1665-1677.
- [22] HUANG L B, XIN H H, WANG Z, et al. A virtual synchronous

control for voltage-source converters utilizing dynamics of DC-link capacitor to realize self-synchronization[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2017, 5(4): 1565-1577.

- [23] CVETKOVIC I, BOROYEVICH D, BURGOS R, et al. Modeling of a virtual synchronous machine-based grid-interface converter for renewable energy systems integration[C]//2014 IEEE 15th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL), June 22-25, 2014. Santander, Spain. IEEE, 2014.
- [24] HUANG L B, XIN H H, YANG H, et al. Interconnecting very weak AC systems by multiterminal VSC-HVDC links with a unified virtual synchronous control[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2018, 6(3): 1041-1053.
- [25] 徐政. 柔性直流输电系统[M]. 第2版. 北京: 机械工业出版社, 2016: 119-130.

收稿日期: 2019-12-01; 修回日期: 2020-02-08。



刘宏伟

作者简介:

刘宏伟 (1979), 男, 硕士研究生, 主要从事电力系统运行和控制研究工作, E-mail: 12298656@qq.com。

袁焱添 (1994), 男, 博士研究生, 主要从事新能源电力系统稳定性分析与控制方面的研究工作。通信作者, E-mail: yxt2013@stu.xjtu.edu.cn。

洪昊 (1987), 男, 本科, 主要从事电力系统运行和控制研究工作, E-mail: 409061604@qq.com。

王丽群 (1979), 女, 本科, 电气工程师, 主要从事电气设备研发、工程设计工作, E-mail: wangliqun1219@163.com。

吴非斐 (1980), 女, 本科, 电气工程师, 主要从事电气设备研发、工程设计工作, E-mail: twotwo512@163.com。

李宇骏 (1990), 男, 副教授, 主要从事风机建模与控制、直流输电系统仿真建模方面的研究工作。通信作者, E-mail: yujunli@xjtu.edu.cn。

(责任编辑 李锡)