

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.190933

# 考虑惯性与阻尼特性的 MMC-HVDC 附加功率控制策略

孙冰<sup>1</sup>, 包丹<sup>2</sup>, 张磊<sup>3</sup>

(1. 国网新疆电力有限公司电力科学研究院, 新疆 乌鲁木齐 830002; 2. 国网有限公司东北分部, 辽宁 沈阳 110180;  
3. 新能源与储能运行控制国家重点实验室(中国电力科学研究院有限公司), 江苏 南京 210003)

**摘要:** 为了解决模拟同步电机控制因电网频率静态波动导致的输出有功偏移问题, 实现换流站输出有功的精准控制, 提出了一种含阻尼控制的附加有功控制策略。通过对有功功率偏移量进行积分实时修正频率指令值, 消除了因频率静态波动引起的功率偏移。通过在附加功率控制输入环节引入阻尼控制, 提高系统的动态品质及稳定性。为了实现换流站对电网频率调节的选择性, 设计了附加功率控制的投切策略。采用 PSCAD/EMTDC 平台, 对提出的方案进行仿真验证。结果表明: 附加功率控制策略不会影响本地换流站联网/孤岛运行模式的切换, 保留了模拟同步电机控制的优点; 电网稳态运行时, 可消除直流电压和输出有功功率的偏移, 提升换流站稳态运行特性; 系统动态调节时, 可抑制系统的功率振荡, 对换流站输出功率实现快速准确控制。

**关键词:** 附加控制; 阻尼控制; 模式切换; 模拟同步电机控制; 柔性直流输电

## Supplementary power control scheme for an MMC-HVDC station considering inertia and damping

SUN Bing<sup>1</sup>, BAO Dan<sup>2</sup>, ZHANG Lei<sup>3</sup>

(1. State Grid Xinjiang Electric Power Research Institute, Urumqi 830002, China; 2. Northeast Branch of State Grid Corporation of China, Shenyang 110180, China; 3. State Key Laboratory of Operation and Control of Renewable Energy & Storage Systems (China Electric Power Research Institute), Nanjing 210003, China)

**Abstract:** A supplementary power control strategy with enhanced damping is proposed for an MMC station to eliminate the active power deviation resulting from synchronous generator emulation control in the condition of steady-state grid frequency fluctuation. With the proposed method, the frequency command is corrected in real time by integrating the active power deviation to control the output power more accurately. A damping control is introduced to the supplementary power control loop. This can improve the dynamic performance and stability of the system. Also, a switching strategy is designed to achieve the selectivity needed for the converter station to participate in grid power regulation. Simulations are conducted in PSCAD/EMTDC to verify the effectiveness of the proposed scheme. The results show that the transition between grid-connection and island mode is not disturbed under the proposed method. Under steady-state grid operation, the deviation of DC voltage and output active power can be eliminated. This improves the steady-state performance of the MMC station; under the transient period, the power oscillation of the system is suppressed, and the output power of the converter station can be controlled quickly and accurately.

This work is supported by National Key Research and Development Program of China (No. 2017YFB0902000) and Science and Technology Project of State Grid Corporation of China (No. SGXJ0000KXJS1700841).

**Key words:** supplementary power control; damping control; control mode switching; synchronous generator emulation control; MMC-HVDC

## 0 引言

模块化多电平换流器在模块化设计与容量升级

上具有优势<sup>[1-6]</sup>, 在柔性直流输电领域应用前景广阔, 尤其适用于低短路比、负荷变动频繁、频率波动大、运行工况多变的孤远电网等弱系统联网工程<sup>[7-9]</sup>。为保障电力供应可靠性, 模块化多电平换流器型直流输电(Modular Multilevel Converter Based High Voltage Direct Current, MMC-HVDC)控制系统需具

基金项目: 国家重点研发计划项目资助(2017YFB0902000);  
国家电网公司科技项目资助(SGXJ0000KXJS1700841)

备联网和孤岛运行互相切换的能力, 并能够对扰动做出快速准确的响应<sup>[10-12]</sup>。

MMC-HVDC 通常采用矢量控制, 联网时采用功率控制以保证电力传输可控性, 孤岛时采用电压控制以支撑并网点电压<sup>[13]</sup>。文献[14-15]通过持续改进, 设计了两种能够适应 MMC-HVDC 系统逆变站在联网/孤岛相互切换的策略, 其中, 基于本地电气量的控制模式切换策略能够实现对本地区网功率的精准控制, 但其网侧频率与额定频率存在人为设定偏差; 下垂控制策略无需切换控制模式, 在联网/孤岛控制切换过程中, 系统响应较平滑, 但无法实现对功率的精准控制<sup>[16]</sup>。文献[12]提出的功率同步控制策略, 可有效提升系统运行模式切换过程的响应特性, 但换流站传输功率取决于本地电网频率, 受负荷波动的影响较大。为增加系统惯性, 文献[17-19]基于虚拟同步思想, 引入或提高惯性参数以抑制本地电网频率的快速波动。研究表明, 该策略可能会降低系统阻尼, 严重时将导致功率振荡<sup>[20]</sup>。

本文首先基于数学模型, 对 MMC-HVDC 模拟同步电机控制(Synchronous Generator Emulation Control, SGEC)策略不足进行分析; 然后, 基于解析推导,

提出一种含阻尼控制的基于有功功率偏移量积分实时修正频率指令值的附加功率控制策略(Supplementary Power Control, SPC)策略, 可在本地电网频率静态波动时消除换流站传输功率偏移, 同时对换流站输出功率实现快速准确控制。最后, 采用 PSCAD/EMTDC 平台, 构建算例, 对 SPC 策略的有效性进行验证。

## 1 模拟同步电机控制策略及其不足

### 1.1 系统描述

图 1 为经 MMC-HVDC 向本地电网供电的示意图。MMC1(MMC2)经换流电感  $L_{1(2)}$ 、等效电阻  $R_{1(2)}$ 、主变压器及高通滤波器与交流电网相连。滤波器采用等值电容  $C$  模拟, 无源网络采用恒功率负荷模拟。架空线路等效电阻和电感分别为  $R_L$  和  $L_L$ , 交流电网采用戴维南等效电路模拟,  $Z_s=R_s+j\omega L_s$  分别为系统的电阻和电感。主电网换流站通过联结变 Y 绕组接地, 本地电网换流站通过直流极线并联钳位电阻接地。模块化多电平换流器详细拓扑参见文献[21-25]。

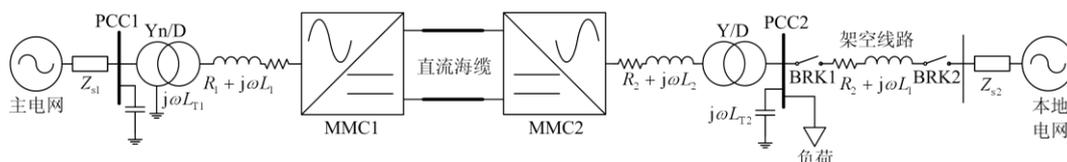


图 1 MMC-HVDC 输电系统示意图

Fig. 1 Schematic diagram of an MMC-HVDC transmission system

### 1.2 SGEC 策略及不足

逆变站采用 SGEC 和电压控制, 调制策略为最近电平法, 控制框图如图 2 所示。图中,  $P_{ref}$  和  $P$  分别为逆变站输出有功功率的参考值和测量值,  $T_j$  为惯性系数,  $f_0$  为本地电网频率标称值。SGEC 用于控制  $dq$  变换的同步相位  $\theta$ 。电压控制模式下, 控制器由外环电压控制和内环电流控制组成, 内环电流控制负责正常电流控制和故障电流限幅, 外环电压控制对逆变站输出的交流电压进行调节<sup>[25]</sup>。

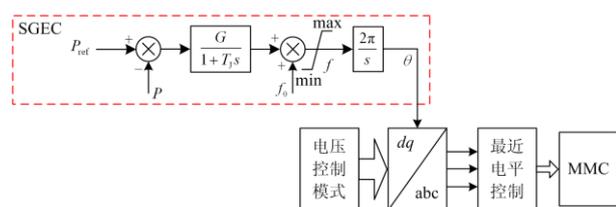


图 2 逆变站 SGEC 策略框图

Fig. 2 SGEC strategy of inversion station

根据图 2, SGEC 策略的数学模型为

$$T_j \frac{df}{dt} = G(P_{ref} - P) + f_0 - f \quad (1)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = 2\pi(f - f_g) \quad (2)$$

忽略线路电阻, 逆变站传输至本地电网的功率可表示为

$$P = \frac{EU}{X_L} \sin \delta \quad (3)$$

式中:  $\delta$  为逆变侧 PCC 母线电压与本地电网母线电压相角差;  $f$  为逆变站控制系统频率控制指令值;  $f_g$  为本地电网频率。

假设电流内环响应迅速, 逆变侧 PCC 母线电压稳态时无偏移。忽略电压外环和电流内环对 SGEC 的影响。在  $\delta = \delta_0$  (初始稳态工作点) 附近, 将 SGEC 的功率环路进行线性化, 推导  $\Delta P \rightarrow \Delta f$ 、 $\Delta P_{ref} \rightarrow \Delta P$

和  $\Delta f_g \rightarrow \Delta P$  的频域关系为

$$\Delta f = -\frac{G}{1+T_J s} \Delta P \quad (4)$$

$$\Delta P = \frac{2\pi K_s G}{T_J s^2 + s + 2\pi K_s G} \Delta P_{\text{ref}} - \frac{2\pi(1+T_J s)}{T_J s^2 + s + 2\pi K_s G} \Delta f_g \quad (5)$$

式中:  $\Delta P$ 、 $\Delta P_{\text{ref}}$  和  $\Delta f_g$  分别为  $P$ 、 $P_{\text{ref}}$  和  $f_g$  的偏移量;  $K_s$  为同步功率系数<sup>[26]</sup>。

令式(5)中  $s=0$ , 得稳态时功率偏移量为

$$\Delta P = \Delta P_{\text{ref}} - \frac{1}{K_s G} \Delta f_g \quad (6)$$

另, 由式(5)可得 SGEC 的特征方程为

$$s^2 + \frac{1}{T_J} s + \frac{2\pi K_s G}{T_J} = 0 \quad (7)$$

得到阻尼比  $\zeta$  和自然频率  $\omega_n$  分别为

$$\zeta = \sqrt{\frac{1}{8\pi T_J K_s G}}, \quad \omega_n = \sqrt{\frac{2\pi K_s G}{T_J}} \quad (8)$$

由式(6)可知, 稳态时, 电网频率变化将导致逆变站传输功率的偏移; 此时, 主电网作为功率源补偿可有效消除稳态时有功功率的偏移量, 但系统稳态运行时, 一般不希望主电网参与对本地电网的调节, 以保证 MMC-HVDC 系统可兼顾潮流控制与安全性。此外, 提高惯性系数  $T_J$  有助于抑制本地电网频率快速波动, 但由式(8)可知, 随着  $T_J$  的增加, 系统的阻尼比会明显降低, 将不利于抑制系统的功率振荡, 同时对于消除有功功率偏移的作用也不明显。

## 2 考虑惯性与阻尼的 SPC 策略

利用附加控制思想, 采用有功功率偏移量积分实时对逆变站控制系统频率控制指令  $f$  进行修正,

$$\Delta P = \frac{2\pi k_p K_s T_J s^2 + 2\pi K_s (k_p + k_i T_J + G)s + 2\pi K_s k_i}{T_J (1 + 2\pi K_s k_p k_d)s^3 + [2\pi K_s (k_p T_J + k_p k_d + k_i k_d T_J) + 1]s^2 + 2\pi K_s (k_p + k_i T_J + k_i k_d + G)s + 2\pi k_i K_s} \Delta P_{\text{ref}} - \frac{2\pi K_s s(1+T_J s)}{T_J (1 + 2\pi K_s k_p k_d)s^3 + [2\pi K_s (k_p T_J + k_p k_d + k_i k_d T_J) + 1]s^2 + 2\pi K_s (k_p + k_i T_J + k_i k_d + G)s + 2\pi k_i K_s} \Delta f_g \quad (12)$$

对比式(10)和式(12)可知,  $k_p$  和  $k_i$  不变时, 引入阻尼控制器仅改变极点的位置, 不会改变功率环的维数与零点。适度增加  $k_i$  的值可提高主导极点的自然频率, 以保证稳态精度。合理调节  $k_d$  可提升系统的阻尼特性。

依据上述, 本文提出的含阻尼控制的基于有功

以消除因频率静态波动引起的有功功率偏移。为此, 在功率附加控制器中引入 PI 环节, 如图 3 中的绿色方框所示。

引入 PI 环节后, 式(1)变为

$$T_J \frac{df}{dt} = (k_p + k_i T_J + G + \frac{k_i}{s} + k_p T_J s)(P_{\text{ref}} - P) + f_0 - f \quad (9)$$

式中,  $k_p$  和  $k_i$  为附加比例-积分环节的 PI 参数。

由式(9)得到  $\Delta P_{\text{ref}} \rightarrow \Delta P$  和  $\Delta f_g \rightarrow \Delta P$  的频域关系为

$$\Delta P = \frac{2\pi k_p K_s T_J s^2 + 2\pi K_s (k_p + k_i T_J + G)s + 2\pi K_s k_i}{T_J s^3 + (2\pi k_p K_s + 1)s^2 + 2\pi K_s (k_p + k_i T_J + G)s + 2\pi k_i K_s} \Delta P_{\text{ref}} - \frac{2\pi K_s s(1+T_J s)}{T_J s^3 + (2\pi k_p K_s + 1)s^2 + 2\pi K_s (k_p + k_i T_J + G)s + 2\pi k_i K_s} \Delta f_g \quad (10)$$

令  $s=0$ , 式(10)简化为  $\Delta P_{\text{ref}} = \Delta P$ , 说明引入 SPC 环节, 理论上可以实现消除稳态时有功功率偏移量的目标。

另外, 对比式(5)和式(10)可以看出, 引入 SPC 环节增加了系统的维数, 动态时可能导致功率振荡的加剧。为了提高系统的动态品质及稳定性, 在 SPC 输入环节引入阻尼控制, 以提升系统阻尼特性, 具体实现方案为: 在 SPC 的输入中叠加有功功率的微分项  $s k_d$ , 其中,  $k_d$  为微分系数; 同时加入一阶低通滤波器, 与微分项形成不完全微分因子, 实现软限幅, 以抑制纯微分运算对系统高频分量的放大。计及阻尼控制后, 式(9)可进一步写成

$$T_J \frac{df}{dt} = (k_p + k_i T_J + G + \frac{k_i}{s} + k_p T_J s)[P_{\text{ref}} - (1 + k_d s)P] + f_0 - f \quad (11)$$

仅考虑功率环,  $\Delta P_{\text{ref}} \rightarrow \Delta P$  和  $\Delta f_g \rightarrow \Delta P$  的频域关系如式(12)所示。

功率偏移量积分实时修正逆变站控制系统频率控制指令的 SPC 策略如图 3 所示。图中, BRK1 为联络线合闸信号, ENABLE 为控制器允许投入开关,  $S_p$  为 SPC 投入/切除信号,  $f_{\text{ent}}$  和  $f_{\text{erp}}$  分别为频率偏移量和有功频率偏移量。SPC 投切逻辑为: 通过采集 BRK1 获得系统的运行模式, 无源时 BRK1=0, 控

制器自动切除, 防止计划外孤岛时控制器误投入; 联网时  $BRK1=1$ , 经延时  $t_B$  后, 若  $f_{err}$  绝对值在所设阈值范围内, 即认为系统稳态运行, 若此时  $ENABLE=1$ , 则 SPC 投入。为了防止控制器频繁投切, 可采用滞环控制方案。设置  $f_{errp}$  通道的环宽度大于  $f_{errf}$  通道, 以保证在交流系统故障时可靠切除控制器。控制器切除后,  $S_p$  立即将积分器重置。实际运行时, 为增加 SPC 投切的选择性, 可通过人工控制  $ENABLE$  开关。

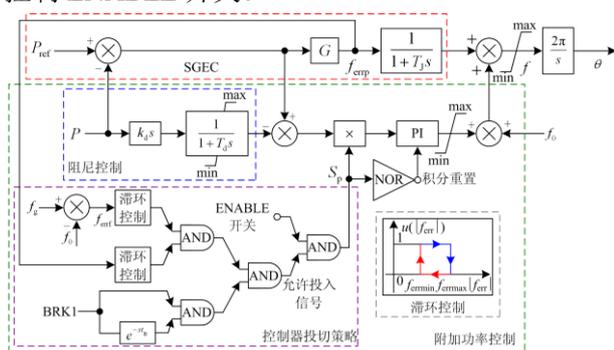


图3 考虑惯性和阻尼的 SPC 策略

Fig. 3 SPC strategy considering inertia and damping

### 3 仿真验证

基于 PSCAD/EMTDC 仿真平台, 建立图 1—图 3 所示的系统仿真模型, 其参数如表 1 所示。为了

表 1 模型主要参数

Table 1 Main parameters of the model

参数名称	参数值
主电网额定电压/系统电压	220 kV/240.5 kV
额定频率	50 Hz
本地电网额定电压/系统电压	110 kV/112.5 kV
架空线路电阻, 电感	1.8 $\Omega$ , 18 mH
负荷	250 MW
变压器额定电压	110/200 kV
变压器额定容量	300 MVA
变压器漏感	0.1 p.u.
MMC 内桥电阻, 电感	1.2 $\Omega$ , 42 mH
MMC 模块子电容	2 800 $\mu$ F
直流电压	$\pm 200$ kV
模拟同步电机控制参数 $G, T_i$	0.3, 0.05 s
功率环限幅 $f_{min}, f_{max}$	49.2 Hz, 50.8 Hz
附加功率控制 PI 参数 $k_p, k_i$	2.8, 10
阻尼控制器参数 $k_d, T_d$	0.04, 0.005 s
滞环宽度 $f_{errmin}, f_{errmax}, f_{errmaxp}$	0.03, 0.04, 0.05
电压外环参数 $k_{pv}, k_{iv}$	5, 80
电流内环参数 $k_{pi}, k_{ii}$	0.6, 25

验证所提出 SPC 方案的合理性和有效性, 本文拟将 SGEC 与 SPC 仿真结果进行对比, 并重点分析电网频率控制指令变化及逆变站传输功率。

#### 3.1 控制器投切

通过控制 SPC 的投切逻辑实现控制器的投入和切出, 仿真结果如图 4 所示。

(1) 联网运行工况下, SPC 在  $t=22.9$  s 投入,  $t=26$  s 时切出, 逆变站控制系统频率控制指令  $f$  与逆变站输出功率  $P$  如图 4(a)和图 4(b)所示。可以看出, SPC 的投切不会对逆变站输出的有功功率和本地电网频率构成明显的影响; 但引入 SPC 后, 受微分环节的影响, 逆变站控制系统频率控制指令  $f$  的稳态精度下降, 说明微分系数不适宜设置过大。

(2) 由图 4(c)可知, SPC 的投切不会对联网/孤岛运行模式的切换动态过程产生不利影响。

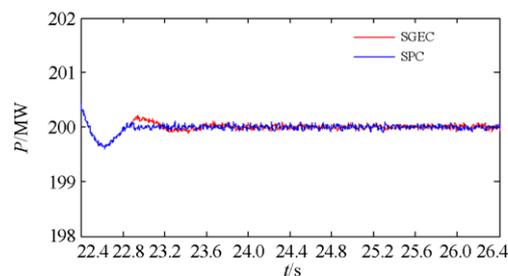
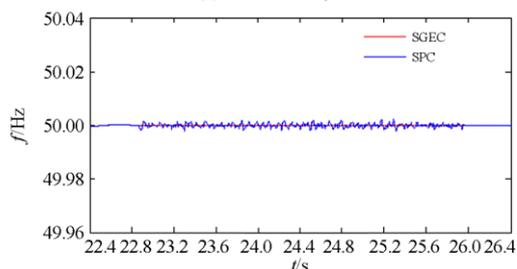
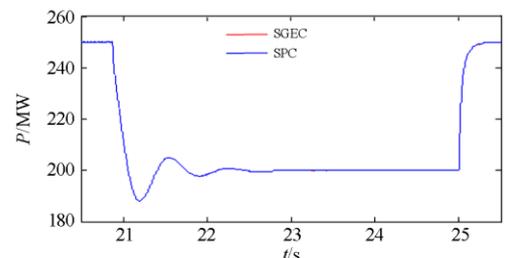
(a) SPC 投切对  $f$  的影响(b) SPC 投切对  $P$  的影响(c) 联网 / 孤岛运行模式切换对  $P$  的影响

图 4 频率指令及输出功率对 SPC 投切响应情况

Fig. 4 Response of  $f$  and  $P$  during SPC switches

#### 3.2 本地电网频率波动

假设本地电网稳态时, 频率在  $\pm 0.03$  Hz 范围内随机波动, 对应地, 将频率偏移量输入通道  $f_{errmin}$  设为 0.03 Hz, 逆变站输出有功功率的参考值为 200

MW, 在 49.98~50.02 Hz 范围内, 设置本地电网频率  $f_g$  阶跃变化, 仿真结果如图 5 所示。

(1) 从图 5(a)和图 5(b)可以看出, 相比 SGEC, 经过 SPC 补偿后的逆变站控制系统频率控制指令  $f$  能够对本地电网频率进行准确的跟随, 采用 SPC 后, 逆变站输出的有功功率受本地电网频率波动的影响很小, 仅经历很短的时间即迅速回归指令值, 波动范围为 3 MW, 说明采用本文提出的 SPC 可以有效消除稳态时因本地频率波动而产生的有功偏移, 从而实现功率的精准控制。

(2) 图5(c)为本地频率波动过程中逆变站直流侧电压变化情况, 可以看出, 采用 SPC 后, 逆变站直流电压的质量也得到了明显改善, 整个过程中, 基本保持不变, 从而也有效提升了 MMC-HVDC 运行的可靠性。

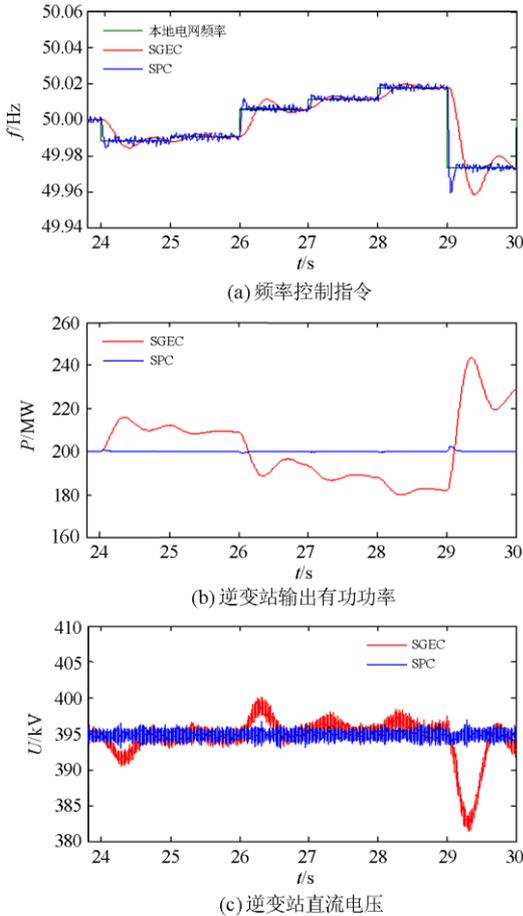


图 5 本地电网频率静态波动时的仿真结果  
Fig. 5 Simulation results of local station output power during frequency static variation

设  $t=24$  s 时, 本地电网频率升至 50.1 Hz, SPC 因  $f_{err}$  绝对值越限而自动切出;  $t=26$  s 时, 本地电

网频率下降至 49.98 Hz, SPC 投入; 逆变站输出有功功率参考值为 200 MW, 其仿真结果如图 6 所示。可以看出, SGEC 和 SPC 切出后, 主电网参与了对本地电网的功率调节。  $t=26$  s 时, 相较 SGEC, 在 SPC 投入后, 逆变站输出功率迅速维持在 200 MW, 主电网停止对本地电网的功率调节, 从而有效实现了主电网参与本地功率调节的选择性。

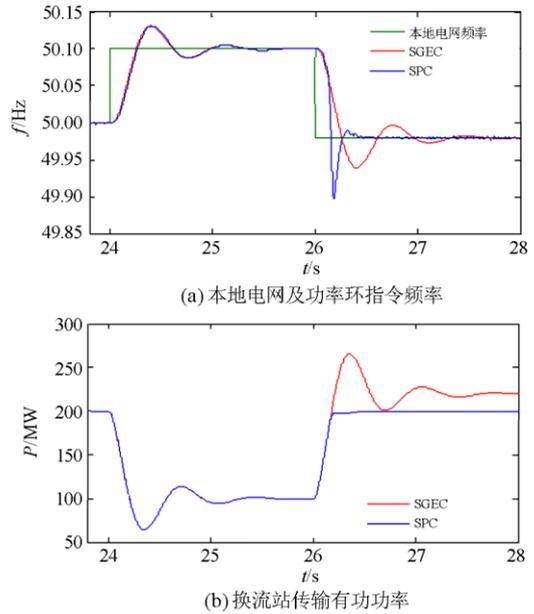
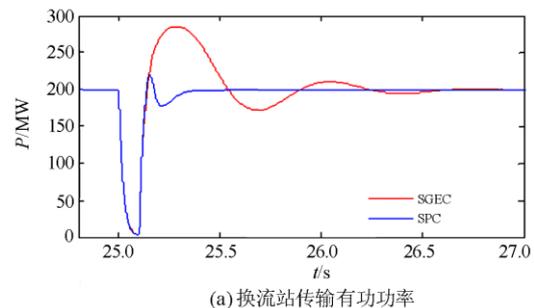


图 6 本地电网频率暂态波动时的仿真结果  
Fig. 6 Simulation results of local station output power during grid frequency transient variation

### 3.3 交流系统故障

本地电网联网运行,  $t=25$  s 时, 本地电网侧 PCC 处发生三相接地短路, 0.1 s 后故障清除, 仿真结果如图 7 所示。可以看出, 受惯性系数  $T_J$  的影响, 在 SGEC 策略下, 逆变站与本地电网同步时间较长, 故障后呈现了较大的有功功率冲击, 且频率指令值暂态波动较小。引入 SPC,  $t=25$  s 时, 控制器因  $f_{err}$  绝对值越限而自动切出, 故障恢复后, 逆变站可以在较短的时间内实现有功功率同步, 有效抑制了功



(a) 换流站传输有功功率

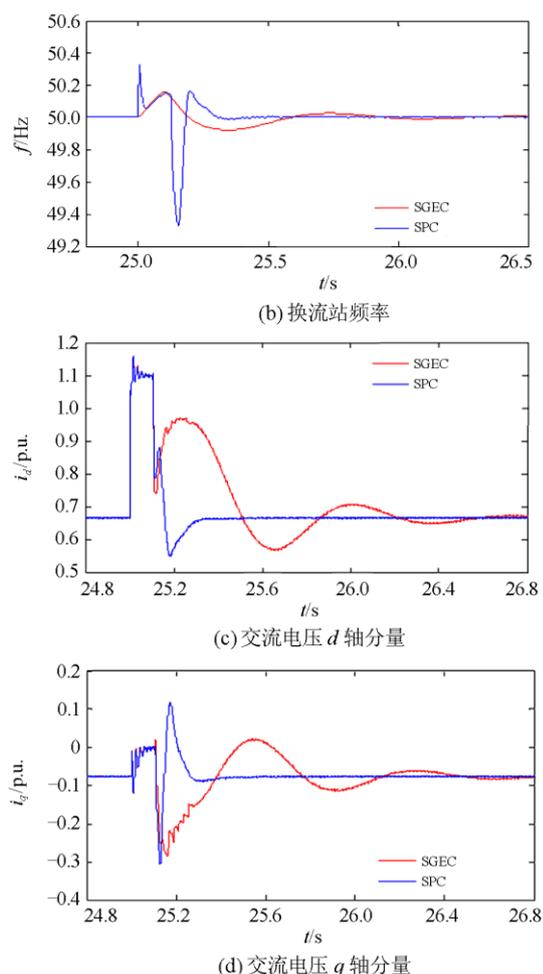


图7 交流系统故障时的仿真结果

Fig. 7 Simulation results during AC system fault

率振荡, 实现了功率的快速控制。需要说明的是, 故障时, 尽管引入 SPC, 使频率指令暂态波动变大, 但故障清除后逆变器与本地电网可快速实现同步, 且由图 7(c)和图 7(d)可以看出, 故障期间换流站的交流电流均保持在安全范围。

## 4 结论

提出一种含阻尼控制的基于有功功率偏移量积分实时修正频率指令值的 SPC 方案, 不仅可以实现换流站潮流的准确控制及主电网参与本地电网功率调节的选择性, 而且能够有效提升 MMC-HVDC 系统适应电网多工况运行的能力。在电网稳态运行时, SPC 可在对潮流准确控制的同时, 维持直流电压不变, 有效提升换流站稳态运行的安全性; 系统动态调节时, SPC 在继承 SGEC 优点基础上, 可有助于抑制系统的功率振荡, 对输出功率实现快速准确控制。

## 参考文献

- [1] 蒋冠前, 李志勇, 杨慧霞, 等. 柔性直流输电系统拓扑结构研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(15): 145-153.  
JIANG Guanqian, LI Zhiyong, YANG Huixia, et al. Research review on topological structure of flexible HVDC system[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(15): 145-153.
- [2] SAAD H, PERALTA J, DENNETIÈRE S, et al. Dynamic averaged and simplified models for MMC-based HVDC transmission systems[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2013, 28(3): 1723-1730.
- [3] 李国庆, 付贵, 王斯忱, 等. MMC 柔性直流输电系统网侧故障时紧急功率支援控制[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(13): 107-112.  
LI Guoqing, FU Gui, WANG Sichen, et al. Emergency power support control for MMC flexible HVDC transmission system during AC fault[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(13): 107-112.
- [4] 吴蒙, 贺之渊, 阎发友, 等. 下垂控制对直流电网动态电压稳定性的影响分析[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(13): 8-15.  
WU Meng, HE Zhiyuan, YAN Fayou, et al. Influence of droop control on the dynamic voltage stability of DC grid analysis[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(13): 8-15.
- [5] 姚良忠, 吴婧, 王志冰, 等. 未来高压直流电网发展形态分析[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(34): 6007-6020.  
YAO Liangzhong, WU Jing, WANG Zhibing, et al. Pattern analysis of future HVDC grid development[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(34): 6007-6020.
- [6] 周孝信. 新能源变革中电网和电网技术的发展前景[J]. 华电技术, 2011, 33(12): 1-3.  
ZHOU Xiaoxin. Development prospects of power grid and power system technology in changes with renewable energy[J]. Huadian Technology, 2011, 33(12): 1-3.
- [7] ZHANG Lidong, 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.
- [8] 胡文旺, 石吉银, 唐志军, 等. 厦门柔性直流输电工程换流阀充电触发无源逆变试验研究[J]. 中国电力, 2016, 49(11): 51-56.  
HU Wenwang, SHI Jiyin, TANG Zhijun, et al. Research on the converter valves charging and triggering passive inversion test of Xiamen flexible DC transmission project[J]. Electric Power, 2016, 49(11): 51-56.
- [9] DU Cuiqing, BOLLEN M H J, AGNEHOLM E, et al. A new control strategy of a VSC-HVDC system for high-quality supply of industrial plants[J]. IEEE Transactions

- on Power Delivery, 2013, 28(3): 2386-2394.
- [10] 刘昇, 徐政, 唐庚, 等. MMC-HVDC 联网及孤岛运行状态转换策略[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(9): 2152-2161.  
LIU Sheng, XU Zheng, TANG Geng, et al. Study on MMC-HVDC switching scheme between grid-connected and passive islanding mode[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(9): 2152-2161.
- [11] 管敏渊, 张静, 刘强, 等. 柔性直流输电系统的联网和孤岛运行通用控制策略[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(15): 103-109.  
GUAN Minyuan, ZHANG Jing, LIU Qiang, et al. Generalized control strategy for grid-connected and island operation of VSC-HVDC system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(15): 103-109.
- [12] ZHANG Lidong, 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.
- [13] 管敏渊, 徐政. 向无源网络供电的 MMC 型直流输电系统建模与控制[J]. 电工技术学报, 2013, 28(2): 255-263.  
GUAN Minyuan, XU Zheng. Modeling and control of modular multilevel converter based VSC-HVDC system connected to passive network[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(2): 255-263.
- [14] GUAN Minyuan, PAN Wulie, ZHANG Jing, et al. Synchronous generator emulation control strategy for voltage source converter stations[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(6): 3093-3101.
- [15] GUAN Minyuan, CHENG Jingzhou, WANG Chao, et al. The frequency regulation scheme of interconnected grids with VSC-HVDC links[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(2): 864-872.
- [16] LIU J, MIURA Y, ISE T. Comparison of dynamic characteristics between virtual synchronous generator and droop control in inverter-based distributed generators[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2016, 31(5): 3600-3611.
- [17] 任自盼, 鲁宝春, 赵亚龙, 等. 光伏虚拟同步发电机建模与仿真研究[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(13): 92-99.  
REN Zipan, LU Baochun, ZHAO Yalong, et al. Research on modeling and simulation of photovoltaic virtual synchronous generator[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(13): 92-99.
- [18] 陶亮, 程军照, 王文玺, 等. 虚拟同步发电机参数设计及优化方法[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(12): 128-135.  
TAO Liang, CHENG Junzhao, WANG Wenxi, et al. Methods of parameter design and optimization in virtual synchronous generator technology[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(12): 128-135.
- [19] 鲁宗相, 汤海雁, 乔颖, 等. 电力电子接口对电力系统频率控制的影响综述[J]. 中国电力, 2018, 51(1): 51-56.  
LU Zongxiang, TANG Haiyan, QIAO Ying, et al. The impact of power electronics interfaces on power system frequency control: a review[J]. Electric Power, 2018, 51(1): 51-56.
- [20] KUNDUR P. Power system stability and control[M]. New York: McGraw-Hill, 1993: 487-490.
- [21] YAO Zhiqing, ZHANG Qun, CHEN Peng, et al. Research on fault diagnosis for MMC-HVDC Systems[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2016, 1(1): 71-77. DOI: 10.1186/s41601-016-0022-0.
- [22] JOVCIC D, JAMSHIDIFAR A A. Phasor model of modular multilevel converter[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2015, 30(4): 1889-1897.
- [23] XU Zheng, XIAO Huangqing, ZHANG Zheren, et al. Selection methods of main circuit parameters for modular multilevel converters[J]. IET Renewable Power Generation, 2016, 10(6): 788-797.
- [24] PERALTA J, SAAD H, DENNETIERE S, et al. Detailed and averaged models for a 401-level MMC-HVDC system[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2012, 27(3): 1501-1508.
- [25] XU J, ZHAO C, XIONG Y, et al. Optimal design of MMC levels for electromagnetic transient studies of MMC-HVDC[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2016, 31(4): 1663-1672.
- [26] YAZDANI A, IRAVANI R. Voltage-sourced converters in power systems[M]. Hoboken USA: Wiley, 2010: 246-250.
- [27] 陆韶琦, 徐政. 采用功率同步控制的 MMC-HVDC 功率极限分析[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(7): 9-14.  
LU Shaoqi, XU Zheng. Analysis of the maximum power flow in power synchronization control based MMC-HVDC[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(7): 9-14.

收稿日期: 2019-08-01; 修回日期: 2019-11-18

作者简介:

孙冰(1983—), 男, 硕士, 高级工程师, 主要研究方向为电力系统建模分析与控制; E-mail: sunbing0310@163.com

包丹(1965—), 女, 学士, 高级工程师, 主要研究方向为电力系统分析与运行控制; E-mail: baodan3494@126.com

张磊(1982—), 男, 博士研究生, 高级工程师, 主要研究方向为电力系统安全稳定、新能源发电系统接入及控制。E-mail: zhang-lei@epri.sgcc.com.cn

(编辑 张爱琴)