

# 新能源直流送出系统受端交流故障穿越控制策略

黄强<sup>1,2</sup>, 李宽<sup>1,2</sup>, 范荣奇<sup>3</sup>, 李玉敦<sup>1,2</sup>, 董学正<sup>4</sup>, 贾科<sup>4</sup>

(1. 国网山东省电力公司电力科学研究院, 山东 济南 250003; 2. 山东省智能电网技术创新中心, 山东 济南 250003; 3. 国网山东省电力公司, 山东 济南 250001; 4. 华北电力大学  
(新能源电力系统国家重点实验室), 北京 102206)

**摘要:**当电网侧送出线路发生故障时,新能源直流送出系统应该具备故障穿越的能力。然而,系统内各变流设备在没有高速通信的情况下,很难通过协同控制实现可靠的故障穿越。传统降压法将降压系数定性设置为线性常数,导致在不同故障情况下难以实现快速匹配,使各变流设备协同配合产生较长的阶梯时延,直流系统在故障期间处于高压运行。针对上述问题,首先,分析直流系统的动态特性和传统降压法的原理,为直流系统两侧功率快速匹配提供依据。然后,提出改进传统降压法的功率快速匹配故障穿越控制策略。最后,在PSCAD/EMTDC仿真平台搭建模型验证所提方法的有效性,并与传统降压法进行对比分析,结果表明所提方法大幅缩短了阶梯时延、限制了直流电压的抬升,实现了快速可靠的故障穿越。

**关键词:**新能源直流送出;故障穿越;降压法;送出线路;受端故障;功率快速匹配

中图分类号:TM721.1

文献标志码:A

文章编号:2096-3203(2025)06-0165-09

## 0 引言

在“30·60”双碳目标和构建以新能源为主体的新型电力系统驱动下,我国计划在三北地区的沙漠、戈壁和荒漠建设涵盖风电、光伏和储能的超过4.5亿千瓦的大型新能源基地<sup>[1]</sup>。三北地区远离我国中东部负荷中心,而直流输电技术能够避免大容量、远距离交流输电产生的较为严重的无功-电压和谐振问题,成为目前大型新能源基地送出的首要选择<sup>[2-4]</sup>。但当电网侧送出线路发生故障时,换流站输出有功功率能力下降,直流系统存在不平衡功率将导致直流过压、甚至闭锁,因此亟须研究快速可靠的新能源直流送出系统故障穿越方法<sup>[5-7]</sup>。

现有文献中关于电网侧故障穿越的方法可以根据耗散不平衡功率手段分为投入耗能装置吸收不平衡功率和降低新能源基地出力控制。

投入耗能装置可根据安装位置分为交流侧和直流侧耗能装置。我国张北柔直工程采用了基于晶闸管控制的交流侧耗能装置<sup>[8-9]</sup>,而海上风电经直流送出工程则考虑到安装平台大小等因素,采用了直流侧耗能装置<sup>[10-11]</sup>。耗能装置也可根据结构分为集中式、分布式及混合式。其中模块化混合式结构是新型耗能装置研究的主要方向<sup>[12-13]</sup>。耗能装置具有快速耗散不平衡功率、控制策略简单等优点,但由于耗能电阻阻值较大,其容量通常设为风场额定容量且多次使用后需要更换,经济性较差。

收稿日期:2025-05-24;修回日期:2025-08-21

降低新能源基地出力控制可根据有无通信分为通信降载和电气量降载。文献[14]通过量化风机内部的运行状态来确定安全运行指数,并基于通信对每台风机分配合理的降载量,但由于通信通道存在延迟及故障的可能,可靠性较差。电气量降载通过控制场站侧换流站的输出电气量来向新能源基地传达降载信号从而降低出力。电气量可根据电能质量的三要素:电压、频率和波形(谐波)分为降压法<sup>[15-18]</sup>、升频法<sup>[19-20]</sup>和諧波注入法<sup>[21]</sup>。

降压法通过降低新能源基地的并网点电压,使新能源进入低穿降载。降压法响应速度快,但降压幅度过低会使双馈风机产生较大的电气和机械应力<sup>[15]</sup>,且降压系数定性设置为线性常数导致无法很好地适应所有的故障情况。文献[16]通过分析直驱风机的安全域,指出降压幅度过低或降压时间过长可能会使风电机组因越限而切出,影响系统的运行稳定性,同时提出了基于前馈直流电压补偿的降压控制,但该方法仍需要可靠通信。文献[17]提出了降压降载控制策略,使风场并网点电压无须降至0,但降压系数仍为常数。升频法通过在频率允许偏移范围内升高频率来传达降载指令<sup>[19-20]</sup>,但其响应速度相对较慢。文献[21]提出了諧波注入法,风场侧换流站根据直流过压程度向风场注入不同频次的諧波来降载,但控制复杂且低次諧波可能会导致换流器桥臂之间出现能量不平衡等问题。

针对现有控制策略存在的问题,文中首先对电网侧故障时直流系统的动态特性及传统降压法的

控制原理进行分析,阐明在不同电压跌落深度下直流电压抬升值及其上升率是不同的,故传统降压法动作方程中的降压系数不应被定性设置为线性常数;然后,基于变流设备切换为低电压穿越控制时的输出特性,提出了改进传统降压法的功率快速匹配故障穿越控制策略;最后,在PSCAD/EMTDC中搭建仿真模型验证有效性。结果表明,所提方法在任何故障下均能实现系统两侧功率的快速匹配,显著降低了直流电压的抬升。

## 1 新能源直流送出系统拓扑及控制策略

### 1.1 新能源直流送出系统拓扑

文中研究的新能源直流送出系统参照江苏如东海上风电柔性直流送出示范工程<sup>[22]</sup>,拓扑如图1所示。其中,换流站额定容量与风场总装机容量均为1100 MW,2个直流换流站采用模块化多电平换流器(modular multilevel converter, MMC),直流系统电压为±320 kV,MMC采用半桥型子模块(SM),调制策略均为最近电平逼近调制<sup>[23-24]</sup>。风场中的永磁同步风机(permanent-magnet synchronous motor, PMSG)经箱变升压至中压等级后通过汇集线路接入海上升压站(35 kV/220 kV),升压站进行二次升压后接入风场侧换流站(wind farm MMC, WFMMC),而后经海底直流电缆连接至电网侧换流站(grid side MMC, GSMMC),最后经双回架空线路接入220 kV的岸上交流电网。

### 1.2 新能源直流送出系统控制策略

#### 1.2.1 系统正常运行时控制策略

GSMMC和WFMMC采用基于电网电压定向的双闭环矢量控制。正常运行时,GSMMC作为整个直流系统的平衡节点,需要保持直流电压恒定。因此,其有功和无功外环分别采用定直流电压控制和定无功功率控制,以维持直流系统的功率平衡。GSMMC电流内环的表达式为:

$$\begin{cases} u_d = u_{sd} - j\omega L i_q - \left( K_p + \frac{K_i}{s} \right) (i_{dref} - i_d) \\ u_q = u_{sq} + j\omega L i_d - \left( K_p + \frac{K_i}{s} \right) (i_{qref} - i_q) \end{cases} \quad (1)$$

式中: $u_d$ 、 $u_q$ 和 $i_d$ 、 $i_q$ 分别为GSMMC输出电压和电流的 $d$ 、 $q$ 轴分量; $u_{sd}$ 、 $u_{sq}$ 分别为GSMMC交流侧并网点电压的 $d$ 、 $q$ 轴分量; $i_{dref}$ 、 $i_{qref}$ 分别为电流内环 $d$ 、 $q$ 轴参考值; $K_p$ 、 $K_i$ 分别为比例积分控制器的比例、积分参数; $L$ 为GSMMC交流侧等值电感; $\omega$ 为角频率。

风场在运行时需要有电源来提供电压和频率支撑<sup>[25]</sup>,因此WFMMC采用构网型的V-F控制为风场提供恒定的交流电压和频率,并吸收其发出的有功功率。文中采用无电流环的V-F控制策略,其控制表达式为:

$$\begin{cases} u_{dref} = (K_p + K_i/s)(U_{acref} - U_{ac}) + 0.5U_{dc} \\ u_{qref} = 0 \\ \theta = 2\pi f_0 + \theta_0 \end{cases} \quad (2)$$

式中: $u_{dref}$ 、 $u_{qref}$ 分别为 $d$ 、 $q$ 轴参考电压; $U_{acref}$ 、 $U_{ac}$ 分别WFMMC并网点电压参考值和实际值; $U_{dc}$ 为直流电压; $\theta$ 为WFMMC提供的基频相角; $f_0$ 为额定频率; $\theta_0$ 为电压初始相位。

风场由PMSG组成,其电气部分包括背靠背全功率变流器、Chopper、LCL滤波器和箱变,拓扑如图2所示。其中,背靠背全功率变流器采用两电平电压源变流器(voltage sourced converter, VSC),同样可根据所处位置和控制目标的不同,分为机侧变流器(wind turbine VSC, WTVSC)和网侧变流器(grid side VSC, GSVSC)。WTVSC基于最大功率点跟踪(maximum power point tracking, MPPT)算法给出的有功功率参考值控制风机输出电磁功率;GSVSC作为风机内直流系统的平衡节点采用定直流电压控制和定无功功率控制,从而稳定风机内部直流电压。

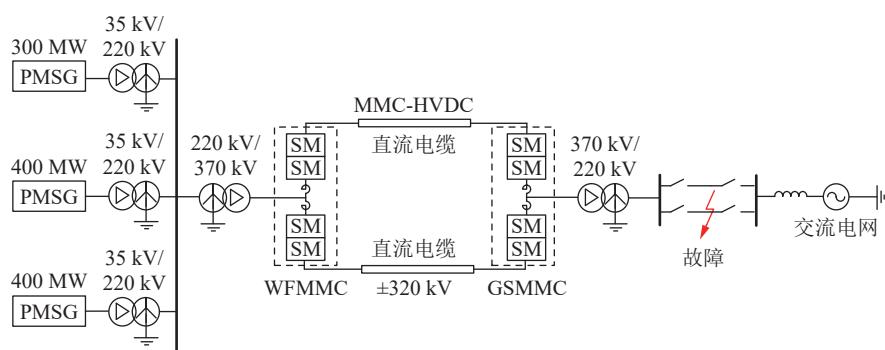


图1 新能源直流送出系统拓扑

Fig.1 Topology of renewable energy connected MMC-HVDC system

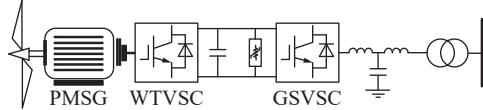


图 2 PMSG 拓扑

Fig.2 Topology of PMSG

### 1.2.2 变流设备低电压穿越控制策略

GSMMC 和 GSVSC 分别作为直流送出系统和风机内直流系统的并网侧变流设备, 当网侧发生故障时, 应该在规定的电压范围内保证不脱网并持续运行一段时间。由于在故障期间注入适量无功功率有利于提高交流系统的稳定性和电压水平, 并且现已投运的柔直工程总容量相比受端电网仍较小, 因此通常认为柔直系统提供的短路电流远小于受端交流电网所发出的<sup>[26]</sup>。因此, 在故障期间需要 GSMMC 和 GSVSC 发出一定的无功功率以支撑并网点电压抬升。

文中参照风场接入电力系统国标中关于低电压穿越的内容<sup>[27]</sup>, 要求在故障期间变流设备切除外环, 其电流内环参考值应该满足:

$$\begin{cases} I_{qref} \geq 1.5(0.9 - u_{pccd})I_N \\ I_{dref} \leq \sqrt{I_m^2 - I_{qref}^2} \end{cases} \quad 0.2 \leq u_d \leq 0.8 \quad (3)$$

式中:  $I_{dref}$ 、 $I_{qref}$  分别为变流设备电流内环参考值  $d$ 、 $q$  轴分量;  $u_{pccd}$  为变流设备并网点电压  $d$  轴分量;  $I_N$ 、 $I_m$  分别为变流设备额定电流和允许输出电流最大值, 通常取  $I_m$  为  $1.2 I_N$ 。

## 2 改进传统降压法的功率快速匹配故障穿越控制策略

为设计更加快速的故障穿越控制策略, 提升新能源直流送出系统的故障穿越能力, 有必要分析电网侧发生故障时直流系统的动态特性及传统降压法的控制原理。并且, 基于传统降压法中动作方程的降压系数被定性设置为常数, 导致在故障穿越过程中各变流设备因协同配合而产生较长的阶梯时延, 从而使直流系统在故障期间不可逆地保持高压运行、累积损伤的缺点, 提出了改进传统降压法的功率快速匹配故障穿越控制策略。

### 2.1 直流系统动态特性及传统降压法控制原理

由式(3)可得, 当电网侧送出线路发生故障时, GSMMC 需要断开电压外环, 切换到低电压穿越控制, 并根据并网点电压的跌落程度发出一定的无功功率以支撑电压抬升。由于电力电子器件组成的变流设备具有与电力电子器件开关热特性相关的大电流限制, 其最大允许电流通常为 1.2 倍的额

定电流。因此, 当电压跌落至约 0.458 p.u. 以下时需要减小有功电流参考值  $I_{dref}$ 。

GSMMC 采用锁相环以在稳态期间始终跟踪电网正序电压  $d$  轴分量。由于电流环的控制响应较快, 可认为其输出电流始终跟随参考值, 则故障期间 GSMMC 输出功率根据瞬时功率可表示为:

$$\begin{cases} P_{GSMMC} = \frac{3}{2}u_d i_{dref} = \frac{3}{2}u_d \sqrt{I_m^2 - I_{qref}^2} \\ Q_{GSMMC} = \frac{3}{2}u_d i_{qref} = \frac{9}{4}u_d(0.9 - u_d)I_N \end{cases} \quad (4)$$

式中:  $P_{GSMMC}$ 、 $Q_{GSMMC}$  分别为 GSMMC 输出有功和无功功率。

由式(4)可得, 故障期间 GSMMC 输出有功功率会降低。但由于直流系统故障隔离作用, 风场并不知道此时电网侧出现故障, 始终保持额定容量输出, 因此直流系统内部会出现不平衡功率。由于不平衡功率只存在于直流系统而无法流入交流电网, 故在分析不平衡功率对直流电压的影响时可忽略交流系统。MMC 直流侧单级等效电路如图 3 所示, 其中  $N$  为 MMC 投入子模块总数;  $R_{eq}$ 、 $L_{eq}$ 、 $C_{eq}$  分别为 MMC 直流等效电阻、电感和电容;  $R_0$ 、 $L_0$ 、 $C_0$  分别为 MMC 桥臂等效电阻、桥臂电感和子模块电容;  $I_{dc}$  为直流电流。

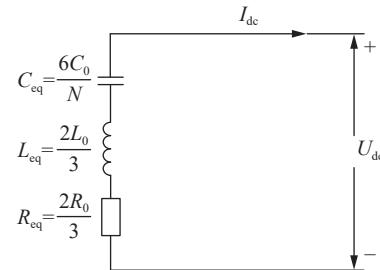


图 3 MMC 直流侧单级等效电路  
Fig.3 Single-stage equivalent circuit of MMC direct current side

由图 3 可得, 若忽略直流系统中产生的损耗, 则不平衡功率对直流电压产生的影响可以表示为:

$$\int_0^{\Delta t} (P_{in} - P_{out})dt = \Delta P \Delta t = \frac{1}{2}C_{eq}(U_{dc}^2(\Delta t) - U_{dc}^2(0)) \quad (5)$$

式中:  $\Delta t$  为直流系统中不平衡功率存在的时间;  $P_{in}$ 、 $P_{out}$ 、 $\Delta P$  分别为直流系统输入功率、输出功率和不平衡功率;  $U_{dc}(\Delta t)$ 、 $U_{dc}(0)$  分别为出现故障  $\Delta t$  时刻和 0 时刻的直流电压值。

由式(5)可知, MMC 子模块电容会吸收不平衡功率, 从而导致直流电压抬升, 严重时会使整个直流系统因过压闭锁, 甚至损坏。因此, 需要在电网侧故障时快速耗散不平衡功率。

由于 GSVSC 与 GSMMC 控制策略相同, 同理可得, 当风机 GSVSC 并网点电压跌落时, GSVSC 输出有功功率减少。因此可以通过降低风场汇集线路电压人工构造“短路故障”, 使风机进入低电压穿越控制以降低输出有功功率, 从而快速耗散电网侧故障时直流系统中存在的不平衡功率。

因此, 当 WFMMC 检测到直流电压抬升时便可判断出电网侧发生了故障, 进而通过改变交流电压参考值  $U_{\text{acref}}$  降低风场电压。传统降压法动作方程的表达式为:

$$U'_{\text{acref}} = \begin{cases} U_{\text{acref}} & U_{\text{dc}} < U_{\text{deth}} \\ U_{\text{acref}} - K(U_{\text{dc}} - U_{\text{deth}}) & U_{\text{dc}} \geq U_{\text{deth}} \end{cases} \quad (6)$$

$$K = (U_{\text{acref}} - U_{\text{acmin}})/(U_{\text{dcmax}} - U_{\text{deth}}) \quad (7)$$

式中:  $K$  为传统降压法的降压系数;  $U'_{\text{acref}}$  为电网侧故障后 WFMMC 并网点电压参考值;  $U_{\text{deth}}$ 、 $U_{\text{dcmax}}$  分别为启动传统降压法的直流电压门槛值和直流系统中允许直流电压抬升最大值, 由于正常运行时直流电压的波动范围为  $\pm 5\%$ , 故  $U_{\text{deth}}$  取 1.05 p.u.;  $U_{\text{acmin}}$  为最低降压阈值, 参考风场接入电力系统国标中的低电压穿越要求<sup>[24]</sup>,  $U_{\text{acmin}}$  取 0.2 p.u.。

由式(6)可知, 传统降压法动作方程的降压系数  $K$  被定性设置为线性常数, 导致降压程度仅被动跟随直流电压抬升幅度变化, 未能从根本上针对故障穿越的关键, 即系统不平衡功率进行主动调节。由式(5)可得, 电网侧故障直流电压(及其上升率)与时间  $\Delta t$  及故障电压  $U_d$  的关系如图 4 所示。

由图 4 可知, 在不同故障情况下, 相同时刻的直流电压抬升值及上升率是不同的。故不应将传统降压法的降压系数  $K$  定性设置为线性常数, 否则在轻微故障和严重故障情况下将无法兼得快速可靠的故障穿越性能, 导致各变流设备协同配合所产生的阶梯时延较长, 进而反过来影响直流电压的抬升速度。

因此, 应该直接通过不平衡功率快速控制 WFMMC 降压、风机降载, 从而大幅缩短故障穿越时的阶梯时延, 降低故障期间直流电压的抬升值, 防止直流系统处于高压状态从而造成损伤。

## 2.2 功率快速匹配故障穿越控制策略

参考式(4)可知, 当 GSVSC 并网点电压跌至 0.2~0.8 p.u. 时, GSVSC 输出有功功率与并网点电压几乎呈线性正比关系, 因此, 可对输出有功功率表达式进行线性拟合:

$$P_{\text{GSVSC}} = k_{\text{GSVSC}} U_{\text{WT}} + b_{\text{GSVSC}} \quad (8)$$

式中:  $P_{\text{GSVSC}}$  为 GSVSC 输出有功功率;  $k_{\text{GSVSC}}$ 、

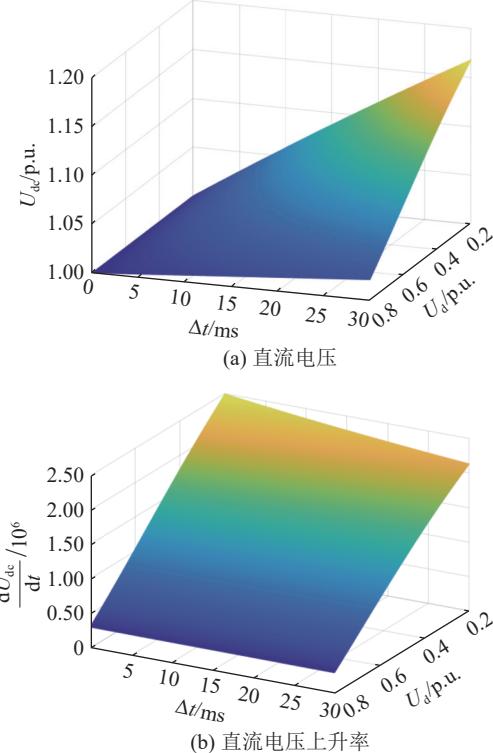


图 4 直流电压(及其上升率)与时间  $\Delta t$  及故障电压  $U_d$  的关系

Fig.4 DC voltage (and its rate of rise) versus time  $\Delta t$  and the fault voltage  $U_d$

$b_{\text{GSVSC}}$  为线性拟合参数, 分别为 1.417 和 -0.184 7;  $U_{\text{WT}}$  为风机并网点电压。

在无通信的情况下, WFMMC 并不知道电网侧发生故障的准确时刻, 仅能够通过检测直流电压抬升来判断故障发生。因此, 无法根据故障发生 0 时刻的额定直流电压  $U_{\text{dcN}}$  求解出不平衡功率  $\Delta P$ 。

于是, 将式(5)中的  $U_{\text{dc}}(0)$  替换为  $U_{\text{deth}}$ , 即将 WFMMC 直流侧电压抬升至  $U_{\text{deth}}$  的时刻作为 0 时刻, 并设置  $\Delta t=0.0005$  s 的短暂判断延时。在直流电压抬升至  $U_{\text{deth}}$  后, 经  $\Delta t$  延时测量直流电压值  $U_{\text{dc}}(\Delta t)$  并代入式(5), 则可求得电网侧故障期间 GSMMC 的输出功率为:

$$P_{\text{out}} = P_{\text{in}} - \frac{C_{\text{eq}}(U_{\text{dc}}^2(0.0005) - U_{\text{deth}}^2)}{0.001} \quad (9)$$

当直流系统两侧功率匹配时, 应满足:

$$P_{\text{out}} = P_{\text{GSVSC}} - \Delta P^* \quad (10)$$

式中:  $\Delta P^*$  为直流系统和风场交流汇集系统有功功率损耗之和, 可假定为常数。

联立式(8)—式(10), 可得到功率快速匹配时风机并网点电压为:

$$U_{\text{WT}} = [0.001(P_{\text{in}} + \Delta P^* - b_{\text{GSVSC}}) - C_{\text{eq}} \times (U_{\text{dc}}^2(0.0005) - U_{\text{deth}}^2)] / (0.001k_{\text{GSVSC}}) \quad (11)$$

当风机并网点电压跌落后, GSVSC 会根据电压跌落程度发出一定的无功功率, 从而抬升风机并网

点电压。因此, WFMMC 需要在功率快速匹配风机并网点电压的基础上考虑无功功率带来的影响。高压交流系统可忽略电阻, 则由式(4)和式(11)可得, WFMMC 改进传统降压法的功率快速匹配降压控制表达式为:

$$\begin{aligned} U_{\text{acref}} &= U_{\text{WT}} - \Delta U = U_{\text{WT}} - Q_{\text{GSVSC}} X_L / U_{\text{WT}} = \\ &\{(1 - 2.25 I_N X_L) [0.001(P_{\text{in}} + \Delta P^*) - b_{\text{GSVSC}}] - \\ &C_{\text{eq}} (U_{\text{dc}}^2 (0.0005) - U_{\text{deth}}^2)] - \\ &0.002025 k_{\text{GSVSC}} I_N X_L\} / (0.001 k_{\text{GSVSC}}) \quad (12) \end{aligned}$$

式中:  $X_L$  为风场汇集线路电抗;  $Q_{\text{GSVSC}}$  为 GSVSC 发出的无功功率;  $\Delta U$  为风场并网逆变器发出的无功功率流经线路造成的压降。

综上所述, WFMMC 功率快速匹配故障穿越控制框图如图 5 所示。其中,  $U_{\text{abcref}}$  为三相电压调制波形; PI 为比例积分控制器。

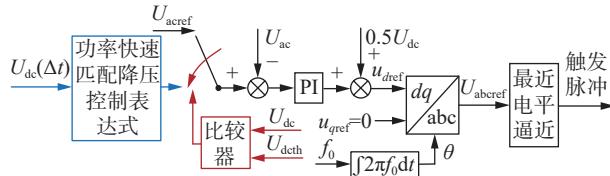


图 5 WFMMC 功率快速匹配故障穿越控制框图

Fig.5 Block diagram of WFMMC fast power matching fault ride-through control

### 3 仿真验证

为验证文中所提功率快速匹配故障穿越控制策略的有效性, 在 PSCAD/EMTDC 中搭建了图 1 所示新能源直流送出系统模型, 详细参数见表 1, 风场采用单机聚合模型。在图 1 所示的故障处设置不同电压跌落程度的短路故障, 发生故障时刻为 0 s; 参考标准中“风电机组应保证不脱网连续运行 625 ms”<sup>[26]</sup>, 设置故障持续时间为 625 ms。

#### 3.1 故障穿越控制策略仿真验证

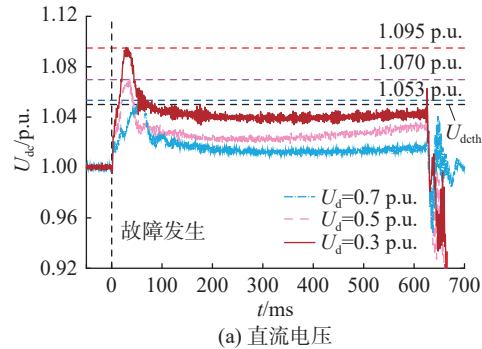
以三相对称短路故障为例, 文中设置电网侧电压  $U_d$  分别跌落至 0.7、0.5、0.3 p.u. 代表不同程度的故障。文中所提控制策略在故障穿越过程中各电气量的仿真波形如图 6 所示。

由图 6(a)可知, 故障发生后直流系统中的不平衡功率会使直流电压抬升, 当直流电压大于门槛值  $U_{\text{deth}}$  并经  $\Delta t$  延时后, WFMMC 功率快速匹配降压控制动作, 直流电压开始下降并经过一定的控制响应时间后达到稳态值。3 种故障情况下最大直流电压分别为 1.053、1.070、1.095 p.u., 稳态期间直流电压分别为 1.012、1.024、1.040 p.u.。可见, 在任何故障情况下直流电压稳态值均小于门槛值  $U_{\text{deth}}$ , 能够

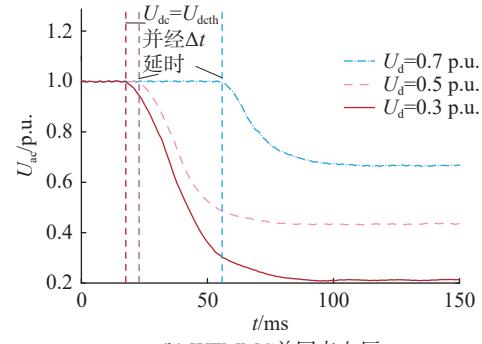
表 1 系统仿真模型中详细参数

Table 1 Detailed parameters of simulation model

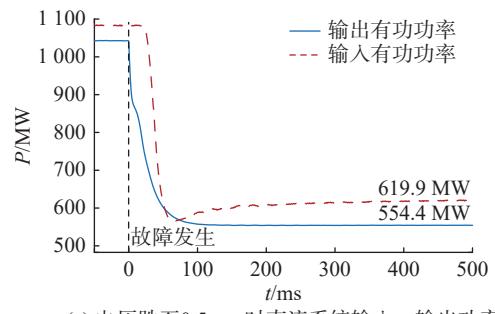
参数	数值
MMC半桥子模块数	76
换流站额定容量/MW	1 200
子模块电容/mF	3
桥臂电感/mH	50
联接变压器漏抗/p.u.	0.1
PMSG额定功率/MW	5
直流线路长度/km	100
直流输电线路额定电压/kV	±320
直流线路允许最大电压/p.u.	1.2
送出线路长度/km	40
交流输电线路额定电压/kV	220



(a) 直流电压



(b) WFMMC 并网点电压



(c) 电压跌至 0.5 p.u. 时直流系统输入、输出功率

图 6 故障穿越过程中各电气量仿真波形

Fig.6 Simulation waveforms of various electrical quantities during fault ride-through

有效避免直流系统在故障期间处于高压运行状态。由图 6(b)可知, 3 种故障情况下直流电压升高

至门槛值  $U_{\text{deth}}$  所需时间分别为 53.5、18.8、14.8 ms。因此, 故障越轻微, 直流电压上升率越小, 文中所提方法在任何故障程度下均能快速控制 WFMMC 降压、风机降载。由图 6(c)可知, 故障穿越过程中直流系统两侧的输入、输出功率匹配速度快, 输入、输出功率快速稳定在 619.9 MW 和 554.4 MW。因此文中所提方法能够实现安全可靠的故障穿越。

文中所提方法在发生不对称短路故障时的仿真波形如图 7 所示, 其中  $U_d^+$  为电网侧正序电压;  $P_1$  为直流系统输出功率;  $P_2$  为直流系统输入功率。由图 7 可知, 文中所提方法在不对称故障情况下仍然可靠有效。

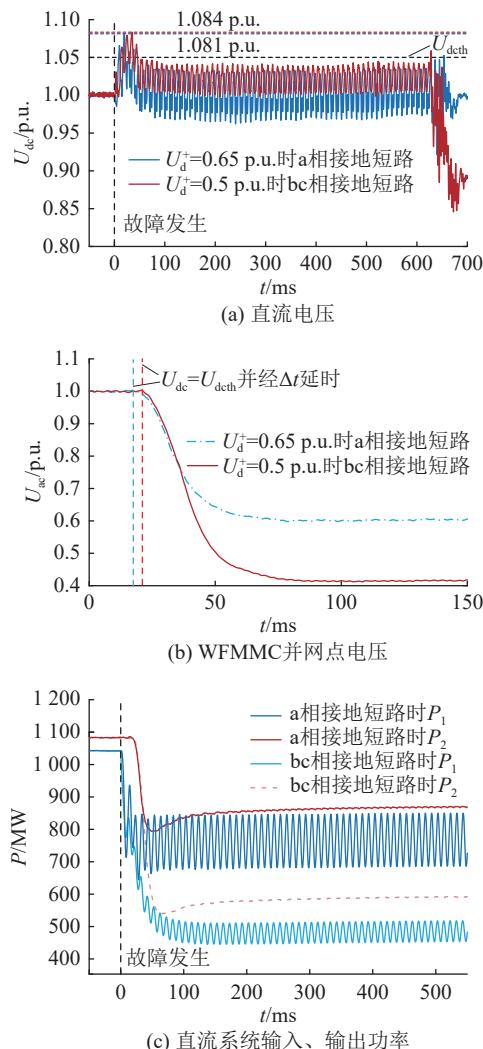


图 7 文中所提方法在不对称短路故障时仿真波形  
Fig.7 Simulation waveforms of various electrical quantities during asymmetric faults with the proposed method

### 3.2 所提方法与传统降压法性能对比

图 8 为发生相同故障时, 采用传统降压法后各电气量在故障穿越过程中的仿真波形。

由图 8(a)可知, 3 种故障情况下直流电压稳态

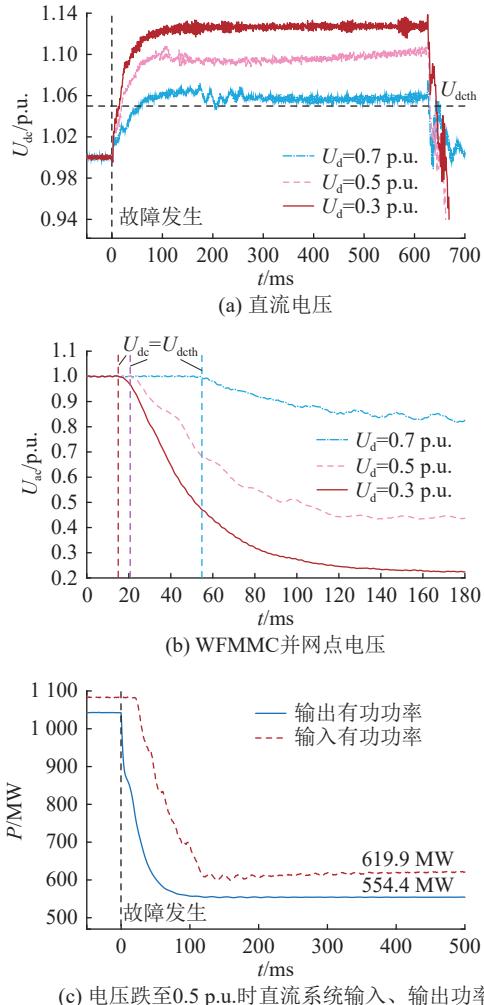


图 8 传统降压法在故障穿越过程中各电气量仿真波形

Fig.8 Simulation waveforms of various electrical quantities during fault ride-through with the traditional voltage drop control

值分别为 1.057、1.096、1.127 p.u.。可见, 由于传统降压法动作方程中降压系数被定性设置为线性常数, 导致直流系统在故障期间不可逆地保持高压运行, 电压跌落越深(即故障越严重), 直流电压越高, 且直流电压稳态值均高于门槛值  $U_{\text{deth}}$ 。由图 8(b)可知, 轻微故障和严重故障时所需的降压幅度是不同的, 而传统降压法的降压系数按照最大降压深度整定, 导致在轻微故障 ( $U_d = 0.7$  p.u.) 时, 交流电压达到稳态值所需的时间也较长。由图 8(c)可知, 传统降压法下故障期间直流系统两侧输入、输出功率差额较大, 且由于各变流设备间协同配合的阶梯时延较长, 两侧功率匹配时间也较长, 最终同样稳定在 619.9 MW 和 554.4 MW。

文中所提方法与传统降压法在动作时延和子模块电容电压的对比仿真波形分别见图 9、图 10。

由图 9 可知, 3 种故障情况下, 文中所提方法的直流电压分别于 71、52、49.5 ms 达到稳态值

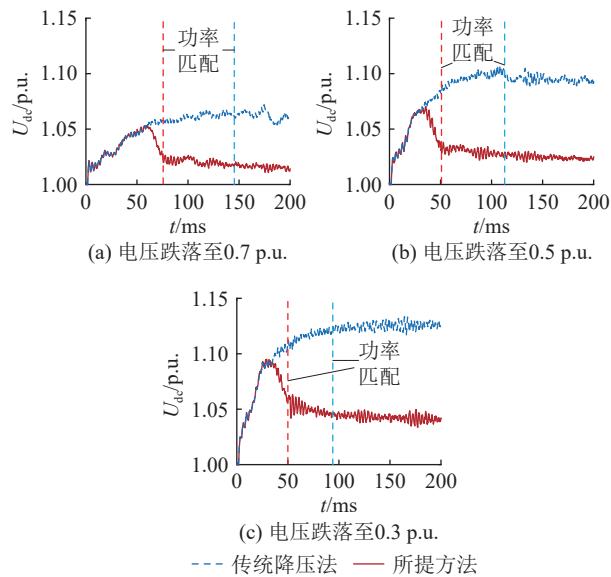


图 9 所提方法与传统降压法动作时延对比

Fig.9 Comparison between the proposed method and the traditional voltage drop control on operation delay

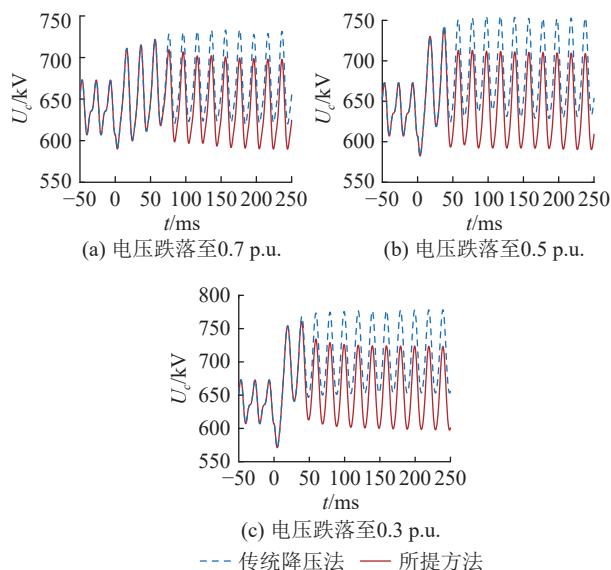


图 10 所提方法与传统降压法子模块电容电压对比

Fig.10 Comparison between the proposed method and the traditional voltage drop control on submodule capacitor voltage

1.012、1.024、1.040 p.u., 而采用传统降压法时分别需要 148、115、93 ms 才能达到稳态值 1.057、1.096、1.127 p.u.。可见, 文中所提方法大幅缩短了动作时延, 且其直流电压稳态值远低于传统降压法; 故障越轻微、动作时延缩短越多, 故障越严重, 降低的直流电压稳态值越大。由图 10 可知, 3 种故障情况下文中所提方法的子模块电容电压  $U_c$  最大值分别为 698.6、712.6、722.9 kV, 而采用传统降压法时分别为 728.0、759.0、779.3 kV。可见, 文中所提方法能够快速地实现功率匹配, 从而减小 MMC 子模块电容吸收的不平衡功率, 使子模块电容电压在故障期间

抬升幅度较小, 避免子模块电容处于高压运行状态、累积损伤, 提高换流站的使用寿命, 并可以选取较小的子模块电容值来减少换流站的成本和体积。

#### 4 结论

文中提出了一种改进传统降压法的功率快速匹配电网侧故障穿越控制策略, 通过搭建仿真模型验证了所提方法的有效性, 并与传统降压法进行了对比分析。文中所提方法具有以下优势:

(1) 通过直接计算电网侧故障时直流系统内部的不平衡功率, 并基于变流设备切换为低电压穿越控制时的输出功率解析式, 快速控制 WFMMC 降压、风机降载;

(2) 大幅缩短了传统降压法定系数所导致的较长的动作时延, 在任何电压跌落情况下均具有较快的响应速度;

(3) 减小了故障期间 MMC 子模块电容吸收的不平衡功率及其电压波动范围, 可选用较小的子模块电容值来减少成本和体积。

#### 致谢

本文得到国网山东省电力公司科技项目“以新能源为主体的新型电力系统继电保护适应性及解决方案研究”(52062622000L)资助, 谨此致谢!

#### 参考文献:

- [1] 辛保安, 郭铭群, 王绍武, 等. 适应大规模新能源友好送出的直流输电技术与工程实践[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(22): 1-8.  
XIN Baoan, GUO Mingqun, WANG Shaowu, et al. Friendly HVDC transmission technologies for large-scale renewable energy and their engineering practice[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(22): 1-8.
- [2] 张兆洋, 高丙团, 索之闻, 等. 柔性直流输电系统支撑新能源送端频率稳定的自适应双下垂控制策略[J]. 电力建设, 2025, 46(5): 1-11.  
ZHANG Zhaoyang, GAO Bingtuan, SUO Zhiwen, et al. Adaptive dual droop control strategy of VSC-HVDC for supporting frequency stability of sending-end system with renewable energy[J]. Electric Power Construction, 2025, 46(5): 1-11.
- [3] 胡宏, 许凌, 张梦瑶, 等. 海上风电柔性直流送出系统控制耦合作用及差动保护适应性分析[J]. 电力建设, 2025, 46(3): 166-176.  
HU Hong, XU Ling, ZHANG Mengyao, et al. Study of control coupling effect and differential protection adaptability of offshore wind farm with MMC-HVDC transmission system[J]. Electric Power Construction, 2025, 46(3): 166-176.
- [4] 邓楠, 郝亮亮, 和敬涵, 等. 受端混联型多端直流输电系统逆变侧交流故障特性分析及协调控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(10): 54-64.  
DENG Nan, HAO Liangliang, HE Jinghan, et al. AC fault char-

- acteristics analysis and coordinated control strategy on the inverter side of a receiving-end hybrid multi-terminal HVDC system[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(10): 54-64.
- [5] LI W X, ZHU M, CHAO P P, et al. Enhanced FRT and post-fault recovery control for MMC-HVDC connected offshore wind farms[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(2): 1606-1617.
- [6] 郭家浩, 樊艳芳, 侯俊杰. 基于电流行波突变特性的多端柔性直流线路纵联保护[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(18): 31-42.
- GUO Jiahao, FAN Yanfang, HOU Junjie. Pilot protection method for multi terminal flexible DC lines based on current traveling wave mutation characteristics[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(18): 31-42.
- [7] 聂永辉, 张德伟, 高磊, 等. MMC型柔性直流输电系统的中高频振荡无源阻尼抑制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(16): 141-149.
- NIE Yonghui, ZHANG Dewei, GAO Lei, et al. Passive damping suppression strategy for medium and high frequency oscillations in MMC type flexible DC transmission systems[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(16): 141-149.
- [8] 王国英, 贾一凡, 邓娜, 等. 应用于海上风电接入的VSC-HVDC系统主网侧交流故障穿越方案[J]. 全球能源互联网, 2019, 2(2): 146-154.
- WANG Guoqing, JIA Yifan, DENG Na, et al. Grid side fault ride through solution for offshore wind connection with VSC-HVDC[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2019, 2(2): 146-154.
- [9] 汪楠楠, 卢宇, 唐浩, 等. 应用于新能源孤岛经柔直送出系统的交流耗能优化投切策略[J]. 电力建设, 2024, 45(12): 187-194.
- WANG Nannan, LU Yu, TANG Hao, et al. Improved switching strategies of AC energy consumption devices for VSC-HVDC system with renewable energy integration in island mode[J]. Electric Power Construction, 2024, 45(12): 187-194.
- [10] 张静, 高冲, 许彬, 等. 海上风电直流并网工程用新型柔性直流耗能装置电气设计研究[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(12): 4081-4091.
- ZHANG Jing, GAO Chong, XU Bin, et al. Research on electrical design of novel flexible DC energy consuming device for offshore wind power DC grid connection project[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(12): 4081-4091.
- [11] 宋延涛, 范雪峰, 吴庆范, 等. 基于MMC的海上风电柔性直流送出控制策略研究[J]. 高压电器, 2023, 59(12): 63-74.
- SONG Yantao, FAN Xuefeng, WU Qingfan, et al. Research on flexible DC output control strategy for offshore wind power based on MMC[J]. High Voltage Apparatus, 2023, 59(12): 63-74.
- [12] 谢晔源, 姚宏洋, 李海英, 等. 用于VSC-HVDC系统的模块化直串式直流耗能装置[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(7): 117-123.
- XIE Yeyuan, YAO Hongyang, LI Haiying, et al. Modular series-connection DC energy braking device for VSC-HVDC system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(7): 117-123.
- [13] 姚宏洋, 谢晔源, 方太勋, 等. 子模块可控放电集中式直流耗能装置及其控制[J]. 高电压技术, 2021, 47(8): 2896-2904.
- YAO Hongyang, XIE Yeyuan, FANG Taixun, et al. Concentrated DC energy braking device with discharge controllable sub-module topology and its control[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(8): 2896-2904.
- [14] 江守其, 李国庆, 辛业春, 等. 风电经架空线双极MMC-HVDC并网的直流故障穿越协调控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(11): 3516-3527.
- JIANG Shouqi, LI Guoqing, XIN Yechun, et al. Coordinated control strategies for DC fault ride-through of wind power integration via bipolar MMC-HVDC overhead lines[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(11): 3516-3527.
- [15] 贾科, 董学正, 李俊涛, 等. 一种适用于海上风电经MMC-MTDC并网的电网侧故障穿越方法[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(21): 76-85.
- JIA Ke, DONG Xuezeng, LI Juntao, et al. A grid-side fault ride-through method suitable for offshore wind farms connected with MMC-MTDC[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(21): 76-85.
- [16] 薄鑫, 杨志超, 宋杉, 等. 海上风电经柔直送出系统受端交流故障联合穿越控制策略[J]. 可再生能源, 2022, 40(10): 1396-1406.
- BO Xin, YANG Zhichao, SONG Shan, et al. Coordinated fault ride through strategy for offshore wind farm via VSC-HVDC under receiving-end AC fault[J]. Renewable Energy Resources, 2022, 40(10): 1396-1406.
- [17] 朱蒙, 李卫星, 晁璞璞, 等. 提升风电场MMC-HVDC系统LVRT能力的协调控制策略[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(19): 77-82.
- ZHU Meng, LI Weixing, CHAO Pupu, et al. Coordinated control strategy to enhance LVRT capability of MMC-HVDC systems connected wind farms[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(19): 77-82.
- [18] 秦继朔, 贾科, 杨彬, 等. 风电多端柔性直流并网系统交流送出线故障短路电流解析[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(14): 47-55.
- QIN Jishuo, JIA Ke, YANG Bin, et al. Short-circuit fault current analysis of AC transmission line of MMC-MTDC system for wind power intergration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(14): 47-55.
- [19] 杨舟, 杨仁炘, 施刚, 等. 一种用于多端直流输电系统交流故障穿越的新型控制策略[J]. 发电技术, 2022, 43(2): 268-277.
- YANG Zhou, YANG Renxin, SHI Gang, et al. A novel control strategy for AC fault ride through in multi-terminal DC system[J]. Power Generation Technology, 2022, 43(2): 268-277.
- [20] 李国庆, 张林, 江守其, 等. 风电经双极混合型MMC-HVDC并网的直流故障穿越协调控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(10): 27-36.
- LI Guoqing, ZHANG Lin, JIANG Shouqi, et al. Coordinated control strategies for DC fault ride-through of wind power integration via bipolar hybrid MMC-HVDC overhead lines[J].

- Power System Protection and Control, 2021, 49(10): 27-36.
- [21] JIA K, DONG X Z, WEN Z W, et al. Harmonic injection based fault ride-through control of MMC-HVDC connected offshore wind farms[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2023, 14(3): 1796-1806.
- [22] 文卫兵, 赵峰, 李明, 等. 海上风电柔性直流系统设计及工程应用[J]. *全球能源互联网*, 2023, 6(1): 1-9.  
WEN Weibing, ZHAO Zheng, LI Ming, et al. Design and engineering application of offshore wind power VSC-HVDC system[J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2023, 6(1): 1-9.
- [23] GENG Z, HAN M X, XIA C J, et al. Currentless multiple switch open-circuit faults diagnosis for modular multilevel converters with nearest level modulation in HVDC systems[J]. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 2024, 10(4): 1642-1653.
- [24] 徐政, 屠卿瑞, 管敏渊, 等. 柔性直流输电系统[M]. 北京: 机械工业出版社, 2013: 1-25.  
XU Zheng, TU Qingrui, GUAN Minyuan, et al. Flexible DC transmission system[M]. Beijing: China Machine Press, 2013: 1-25.
- [25] 郭贤珊, 王晖, 卜广全, 等. 大规模新能源经张北柔直孤岛送出的虚拟频率研究[J]. 电力工程技术, 2020, 39(3): 2-7.  
GUO Xianshan, WANG Hui, BU Guangquan, et al. Virtual frequency control of islanded large-scale renewable energy power system delivered by Zhangbei VSC-HVDC[J]. *Electric*
- Power Engineering Technology, 2020, 39(3): 2-7.
- [26] 范书睿, 徐政, 杨健, 等. 交流系统短路故障下 MMC 对短路电流的影响及抑制策略[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(12): 134-149.  
MAO Shurui, XU Zheng, YANG Jian, et al. Influence analysis and control strategy of MMC on AC short circuit current under short circuit fault of AC system[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2020, 40(12): 134-149.
- [27] 国家市场监督管理总局, 国家标准化管理委员会. 风电场接入电力系统技术规定 第1部分: 陆上风电: GB/T 19963.1—2021[S]. 北京: 中国标准出版社, 2021.  
State Administration for Market Regulation, Standardization Administration of the People's Republic of China. Technical specification for connecting wind farm to power system: part 1: on shore wind power: GB/T 19963.1-2021[S]. Beijing: Standards Press of China, 2021.

#### 作者简介:



黄强

黄强(1990),男,博士,工程师,从事电力系统继电保护工作(E-mail: hq\_ang@163.com);  
李宽(1988),男,博士,高级工程师,从事电力系统稳定与控制、继电保护工作;  
范荣奇(1985),男,硕士,高级工程师,从事新型电力系统继电保护相关工作。

## A grid side fault ride-through control for renewable energy connected MMC-HVDC

HUANG Qiang<sup>1,2</sup>, LI Kuan<sup>1,2</sup>, FAN Rongqi<sup>3</sup>, LI Yudun<sup>1,2</sup>, DONG Xuezheng<sup>4</sup>, JIA Ke<sup>4</sup>

(1. State Grid Shandong Electric Power Research Institute, Jinan 250003, China; 2. Shandong Smart Grid Technology Innovation Center, Jinan 250003, China; 3. State Grid Shandong Electric Power Company, Jinan 250001, China;  
4. North China Electric Power University (State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System  
with Renewable Energy Sources), Beijing 102206, China)

**Abstract:** Renewable energy connected modular multilevel converter high-voltage direct-current (MMC-HVDC) system should have the capability of fault ride-through when the AC grid fails. However, it is difficult to quickly and reliably achieve fault ride-through via cooperative control if there is no high-speed communication between renewable energy and MMC-HVDC converters. Additionally, the droop coefficient in traditional voltage drop control is set to a linear constant, which makes it difficult to fast match under different fault conditions and results in a longer step delay, leading to high voltage operation of the DC system during the fault. Aiming at the existing problems mentioned above, the dynamic characteristics of the DC system and the principles of traditional voltage drop control are analyzed, which provides a basis for fast power matching on both sides of the DC system. Then, a fault ride-through control based on fast matching power for renewable energy connected MMC-HVDC is proposed. Finally, simulations based on PSCAD/EMTDC show that fault ride-through capability is reliable by using the proposed control method. Compared with traditional voltage drop control, the proposed control method significantly reduces the step delay, limits the rise of DC voltage and achieves fast and reliable fault ride-through.

**Keywords:** renewable energy connected modular multilevel converter high-voltage direct-current (MMC-HVDC); fault ride-through; voltage drop control; transmission line; grid side fault; fast matching power

(编辑 陆海霞)