

远海风电柔性直流送端交流系统故障协调控制

彭忠^{1, 2*}, 黄海³, 叶荣⁴, 李泰^{1, 2}, 郝俊芳^{1, 2}

1. 许继集团有限公司, 河南省 许昌市 461000;
2. 许继电气股份有限公司, 河南省 许昌市 461000;
3. 国网福建省电力有限公司, 福建省 福州市 350003;
4. 国网福建省电力有限公司经济技术研究院, 福建省 福州市 350003)

Coordination Control for Sending End AC System Fault of Flexible DC Transmission Connected Offshore Wind Power

PENG Zhong^{1,2*}, HUANG Hai³, YE Rong⁴, LI Tai^{1,2}, HAO Junfang^{1,2}

1. XJ Group Corporation, Xuchang 461000, Henan Province, China;
2. XJ Electric Co., Ltd, Xuchang 461000, Henan Province, China;
3. State Grid Fujian Electric Power Co., Ltd., Fuzhou 350003, Fujian Province, China;
4. State Grid Fujian Economic Research Institute, Fuzhou 350003, Fujian Province, China)

Abstract: In order to improve the power transmission capacity of symmetrical bipolar flexible DC under single phase to ground fault and phase to phase fault of AC system at sending end (type I fault), and the AC voltage stability under three phase to ground fault (type II fault), a coordinated control strategy of offshore converter station is proposed. Firstly, the generation mechanism of over voltage and inter pole circulation under type I fault, and the AC voltage instability mechanism under type II fault are analyzed. On this basis, the power balance control strategy and the output active current strategy are proposed. Under type I fault, the constant voltage control pole adopts the voltage limiting strategy, the power coordination control strategy suppresses the inter pole circulation, increases the power of the constant voltage control pole, reduces the AC voltage controller response time, and thus improves the power transmission capacity. Under type II fault, the constant voltage control pole is switched to the AC current control mode, the output active current strategy of the constant power control pole suppresses the amplitude and phase changes of the voltage phasor, and thus solves the problem of AC voltage instability. The simulation model of flexible DC transmission connected offshore wind power is built based on PSCAD/EMTDC, the effectiveness of the proposed control strategy is verified.

Keywords: offshore wind power; flexible DC; AC system fault; coordination control

摘要: 为提升远海风电对称双极柔性直流送端交流系统单相接地故障和两相短路故障工况(第一类故障)下的功率输送能力,以及三相接地故障工况(第二类故障)的交流电压稳定性,提出海上换流站协调控制策略。首先分析了第一类故障的过电压和极间环流产生机理,以及第二类故障的交流电压失稳机理。在此基础上,提出了功率平衡控制策略和输出有功电流策略。第一类故障下定电压控制极采用限压策略,功率平衡控制策略抑制极间环流,增大定电压控制极的功率,减少了交流电压控制器响应时间,提升了功率输送能力。第二类故障工况下,定电压控制极切换为交流电流控制模式,定功率控制极的输出有功电流策略抑制电压相量幅值和相位变化,解决了交流电压失稳的问题。最后,基于PSCAD/EMTDC搭建远海风电柔性直流送出系统仿真模型,仿真结果验证了所提控制策略有效性。

关键词: 远海风电; 柔性直流; 交流系统故障; 协调控制

0 引言

中国东南沿海地区风力资源丰富,长三角和珠三角等地区工业发达,电力负荷规模非常大。海上风电具有资源条件稳定性高、距离负荷中心较近、年利用小时数高等优点^[1-8],近海风电首先得到快速发展,但受到生态环境保护 and 航道占用等因素影响,近海风电

基金项目: 国家电网有限公司科技项目(SGFJJY00GHJ S2000017)。

Science and Technology Foundation of SGCC (SGFJJY00GHJ S2000017).

场址选择越来越困难^[9]。远海风电具有更庞大风能资源和更广阔的海域资源, 开发远海风电对于经济与环境可持续发展具有重要意义^[10-16], 在“碳达峰、碳中和”的目标下, 远海风电将会成为重要的新能源发电方式之一。柔性直流具有可运行于孤岛方式, 能为风电场提供电压支撑, 无需交流滤波器, 有功功率和无功功率能独立控制等优点, 已成为目前远海风电并网的最常用的并网方案^[17-23]。

送端交流系统故障可靠穿越是柔性直流送出工程的基本要求^[24-25]。海上风电场和海上换流站均采用电力电子换流器, 其控制策略决定了送端交流系统故障与陆上交流系统故障的特征不相同。交流海缆也会对暂态电压控制造成影响。送端交流系统发生单相接地故障或两相短路故障时, 非故障相将产生较为严重的过电压^[26-27], 危害设备安全。发生两相接地故障或三相接地故障时, 海上换流站控制不住交流电压, 交流电压失稳^[28]。针对上述问题, 文献[26]从优化桥臂电抗器布置方案的角度, 降低单相接地和两相短路故障的过电压应力。文献[27]提出了降低正序电压幅值和抑制负序电流的方法限制单相接地和两相短路故障的过电压。文献[28]提出了三相故障下海上换流站由定交流电压控制模式切换为定交流电流控制模式, 风电场采用有功优先的联合穿越策略, 使得故障期间交流电压稳定。

目前海上风电柔性直流送端交流系统故障的研究主要集中在对称单极拓扑, 对称双极拓扑的研究报道较少。对称双极柔直换流器接入同一个交流母线决定了一个极为定交流电压控制模式, 另一个极为定功率控制模式。在送端交流系统故障过程中海上换流站如何在限制过电压的同时尽量提升功率输送能力, 以及保证交流电压稳定是研究难点。

针对上述难点, 本文首先研究海上风电对称双极柔性直流送出系统单相接地故障和两相短路故障的过电压和产生环流的机理, 研究三相接地故障交流电压失稳的机理。在此基础上, 提出定功率控制极的功率平衡控制策略和输出有功电流策略。单相接地故障和两相短路故障下, 定电压控制极对过电压进行限制, 定功率控制极的功率平衡控制策略抑制极间功率环流, 减少交流电压控制器响应时间, 提升故障下功率输送能力; 三相和两相接地故障下, 定电压控制极切换为电流控制模式, 定功率控制极的输出有功电流策略抑制交流电压相量的幅值和相位变化, 解决了三相和两相接地故障下交流电压稳定的问题。最后使用

PSCAD/EMTDC仿真送端交流系统故障, 验证所提策略的有效性。

1 系统拓扑及基本控制策略

海上风电柔性直流送出系统拓扑如图1所示, 海上风电场通过66 kV交流海缆接入海上换流站。柔性直流换流站为对称双极拓扑, 使用金属返回线, 接地点在陆上换流站。陆上换流站配置耗能装置, 用于陆上交流系统故障工况下消耗直流侧盈余功率, 限制直流侧过电压。相对于对称单极拓扑, 对称双极拓扑运行方式更灵活; 一极故障退出后, 另一极仍然可以输送功率, 具有更高的可靠性。

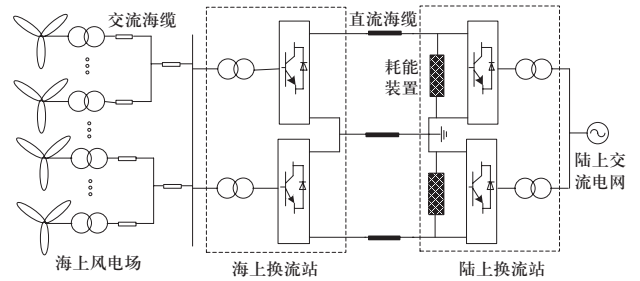


图1 海上风电柔性直流送出系统拓扑图

Fig. 1 Topology diagram of flexible DC transmission connected offshore wind power

海上换流站基本控制策略如图2所示, 图中 P 为有功功率, Q 为无功功率, V 为电压, I 为电流。下标 ref 代表参考值, d 和 q 分别代表dq同步旋转坐标系的 d 轴分量和 q 轴分量, $+$ 代表正序分量。

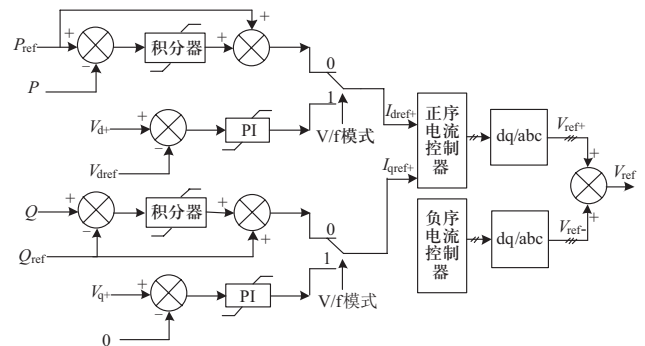


图2 海上换流站基本控制策略

Fig. 2 Basic control strategy of offshore converter station

海上换流站两个极连接着同一个交流母线, 为保证系统稳定性, 要求一个极采用定交流电压和频率控制模式(即图中 V/f 模式, 后文简称为定 Vf 极), 另一

个极采用定有功功率和无功率控制模式（后文简称为定PQ极）。VF控制采用文献[28]的直接电流控制的定交流电压控制方法。双极配置负序电流控制器，抑制不对称故障下换流器的负序电流。在单相接地故障或两相短路故障期间，定VF极正序电压幅值降低至0.58 pu^[27]，用于抑制交流过电压。在两相接地或三相接地故障期间，定VF极由交流电压控制模式切换至定交流电流控制模式^[28]，抑制交流电压振荡。

2 送端交流系统故障特性分析

2.1 单相接地故障

单相接地故障的复合序网络如图3所示，图中 E 代表电势，下标MMC1和MMC2分别代表海上换流站极1和极2换流器，下标W代表风电场，下标+、-和0分别代表正序、负序和零序， Z_{LM+} 、 Z_{LM-} 和 Z_{LM0} 分别代表海上换流站至故障点的线路正序、负序和零序阻抗， Z_{LW+} 、 Z_{LW-} 和 Z_{LW0} 分别代表风电场至故障点的线路正序、负序和零序阻抗， V_{f+} 、 V_{f-} 和 V_{f0} 分别代表故障点正序、负序和零序电压， I_{Mf+} 、 I_{Mf-} 和 I_{Mf0} 分别代表MMC与故障点回路电流的正序、负序和零序分量， I_{Wf+} 、 I_{Wf-} 和 I_{Wf0} 分别代表风电场与故障点回路电流的正序、负序和零序分量， I_{WM+} 代表风电场与MMC回路电流正序分量。

极1和极2都采用控制负序电流为0的策略时，电流序分量满足公式（1）。流入故障点的正序、负序和零序电流均为0，但风电场与MMC间的正序电流 I_{WM+} 不为0，仍可以传输有功功率。

$$I_{Mf+} = I_{Mf-} = I_{Mf0} = 0 \quad (1)$$

由图3知，当 $E_{MMC1+} = E_{MMC2+}$ 时，极1和极2间无正序环流。一般情况下，双极MMC主设备参数相等，因此 $Z_{MMC1+} = Z_{MMC2+}$ 。电压序分量满足公式（2）。

$$\begin{cases} V_{f+} = E_{MMC1+} - I_{WM+}(Z_{LM+} + Z_{MMC1+}/2) \\ V_{f-} = -V_{f+} = E_{MMC1-} \\ V_{f0} = 0 \end{cases} \quad (2)$$

由公式（2）计算故障点非故障相电压为

$$\begin{cases} V_{fb} = \sqrt{3}V_{f+}e^{-j90^\circ} \\ V_{fc} = \sqrt{3}V_{f+}e^{j90^\circ} \end{cases} \quad (3)$$

式中： V_{fb} 和 V_{fc} 分别为B、C相电压。由公式（2）和（3）知，MMC正序电压、风电场与MMC回路的正序电流以及故障位置影响非故障相过电压。非故障相电

压幅值最大可达到MMC正序电压幅值的1.732倍。故障期间将MMC正序电压幅值降低至0.58 pu时，非故障线路电压幅值将小于或等于1 pu。

由图3知，当 $E_{MMC1+} \neq E_{MMC2+}$ 时，故障期间极1和极2之间将出现环流。

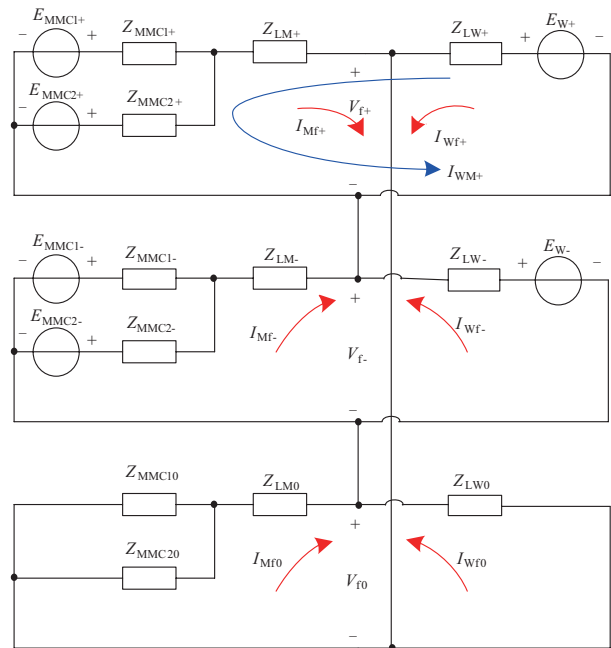


图3 单相接地故障的复合序网络

Fig. 3 Compound sequence network of single phase to ground fault

2.2 两相短路故障

两相短路故障的复合序网络如图4所示。极1和极2采用控制负序电流为0的策略时，电流序分量满足公式（4）。

$$I_{Mf+} = I_{Mf-} = 0 \quad (4)$$

由图4知，当 $E_{MMC1+} = E_{MMC2+}$ 时，极1和极2间无正序环流，电压序分量满足公式（5）。

$$\begin{cases} V_{f+} = E_{MMC1+} - I_{WM+}(Z_{LM+} + Z_{MMC1+}/2) \\ V_{f-} = V_{f+} \end{cases} \quad (5)$$

由公式（5）计算故障点非故障相电压为

$$V_{fa} = 2V_{f+} \quad (6)$$

由公式（5）和公式（6）可知，两相短路故障下，非故障相电压幅值最大可达到MMC正序电压幅值的2倍。故障期间，将MMC正序电压幅值降低至0.58 pu时，非故障线路电压幅值将小于或等于1.16 pu，不会引起过电压保护动作。

由图4知，当 $E_{MMC1+} \neq E_{MMC2+}$ 时，故障期间极1和极2之间将出现环流。

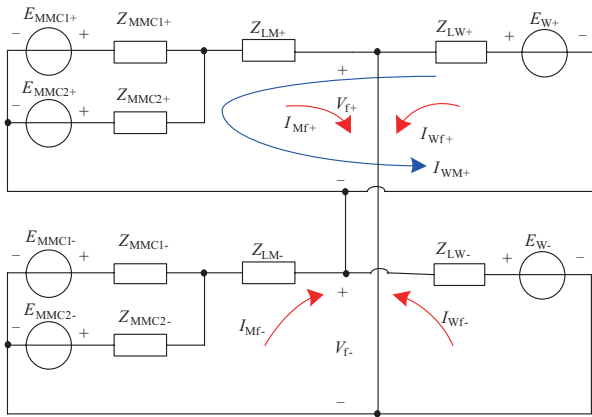


图 4 两相短路故障的复合序网络

Fig. 4 Compound sequence network of phase to phase fault

2.3 两相接地故障

两相接地故障的复合序网络如图5所示。极1和极2都采用控制负序电流为0的策略时, 故障点电压和电流序分量满足公式(7)。

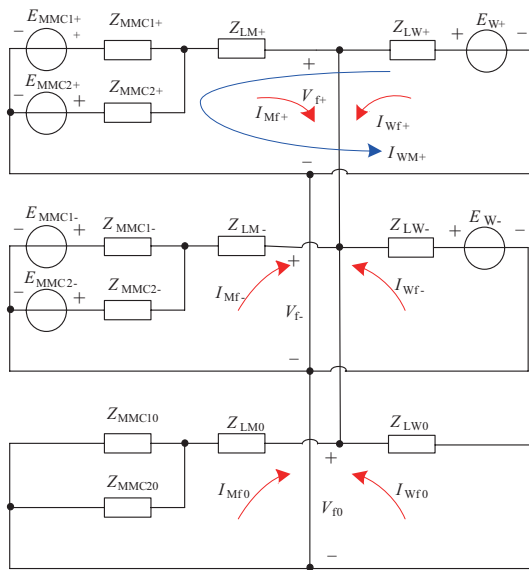


图 5 两相接地故障的复合序网络

Fig. 5 Compound sequence network of double phase to ground fault

$$\begin{cases} V_{f+} = V_{f0} = (Z_{LM0} + \frac{Z_{MMC10}Z_{MMC20}}{Z_{MMC10} + Z_{MMC20}})I_{Mf0} \\ I_{Mf0} = -I_{Mf+} \end{cases} \quad (7)$$

海上换流站变压器网侧通常采用星型接地方式, 零序阻抗很小。MMC设置有电流限幅环节, 因此故障点正序电流不会很大, 而零序电流幅值与正序电流幅值相等。由公式(7)知, 故障点正序电压、负序电

压和零序电压较小, 因此非故障相电压较小, 不会出现过电压。两相接地故障工况下, 交流电压正序分量较小, 海上换流站无法控制交流电压稳定, 具体分析见三相接地故障。

2.4 三相接地故障

三相接地故障海上换流站交流母线电压过低, 交流电压控制环饱和, 海上换流站失去了交流电压控制能力, 此时极1和极2换流器以及海上风电场并网逆变器呈现电流源特性。三相接地故障等效电路如图6所示。图中 V 代表电压, I 代表电流, X 代表电抗, 下标1、2、M、WF和L分别表示海上换流站极1、极2、交流母线、风电场和线路, X_{WFL} 代表海上风电场和线路的总电抗, R_g 表示故障电阻, 线路中电阻较小, 低电压情况下线路对地电容电流较小, 因此忽略线路中电阻和电容影响。

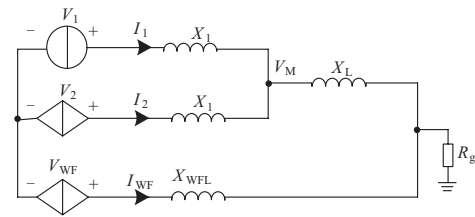


图 6 三相接地故障等效电路

Fig. 6 Equivalent circuit of three phase to ground fault

海上换流站极1为V/f控制模式, 频率为给定值, 因此图6中极1为独立电流源。极2和风电场并网逆变器需要采集交流电压进行锁相控制, 因此极2和风电场为受网侧电压控制的受控电流源。三相故障时, 海上换流站交流母线电压为

$$V_M = R_g(I_1 + I_2 + I_{WF}) + jX_L(I_1 + I_2) \quad (8)$$

由文献[21]知, 风电场采用有功功率优先限幅策略, I_{WF} 与 I_1 相位近似相同。设 $I_1 = I_{1m} \angle 0^\circ$, $I_2 = I_{2m} \angle \delta$, $I_{WF} = I_{wm} \angle 0^\circ$ 。公式(8)可分解为

$$\begin{cases} V_M = V_{Mx} + jV_{My} \\ V_{Mx} = R_g(I_{1m} + I_{wm}) + R_g I_{2m} \cos \delta - X_L I_{2m} \sin \delta \\ V_{My} = X_L I_{1m} + R_g I_{2m} \sin \delta + X_L I_{2m} \cos \delta \end{cases} \quad (9)$$

式中: I_{1m} 、 I_{2m} 、 I_{wm} 分别为极1、极2、风电场电流幅值; δ 为极2电流相位; V_{Mx} 、 V_{My} 分别为交流母线电压实部分量和虚部分量。

图7(a)所示为极2采用输出有功电流策略的相量图。极1电流通过线路电感和故障电阻产生电压 V_{C1} , 初始时刻交流母线电压为 V_{M0} 。极2的电流与 V_{M0} 同相

位, 极2电流在线路电感和故障电阻上产生电压 V_{C2} , 由于线路电感压降的影响, V_{C2} 相对极1电流的相位增大, V_{C1} 和 V_{C2} 的合成电压 V_{M1} 相位增大。 V_{C1} 起到抑制 V_{M1} 相位增大的作用, 当极2电流使得 V_{C2} 相位增大的增量与极1电流抑制量相等时, 交流母线电压稳定, 此时 $V_{Mx}>0$ 、 $V_{My}>0$, 双极都向线路输出有功功率和无功功率, 对提高母线电压的效果最优。当极2电流在线路电感上产生的压降较大时, 可能使得公式(9) $V_{Mx}<0$ 或者 $V_{My}<0$, 此时交流母线电压将在四象限中逆时针旋转, 交流母线电压幅值和频率失稳。当交流电压相量旋转至第二象限后, 极1将吸收有功功率, 极间出现有功功率环流。当交流电压相量旋转至第三和四象限后, 极1将从交流线路吸收无功功率, 使得交流电压降低。

图7(b)所示为极2采用输出感性无功电流的相量图。极2电流滞后初始电压 $V_{M0}90^\circ$, 极2电流在故障电

阻上的压降使得 V_{C2} 顺时针旋转, V_{C1} 和 V_{C2} 的合成电压 V_{M1} 顺时针旋转。极1电流产生的电压 V_{C1} 和极2在线路电感上的压降抑制 V_{C2} 顺时针旋转。当极1电压和极2在线路电感上压降能抑制住 V_{C2} 相位变化时, 交流母线电压稳定。反之, 交流母线电压失稳。图中 V_{M1} 进入第四象限, 极1吸收无功功率, 双极间出现无功功率环流。

图7(c)所示极2输出容性无功电流的相量图。极2电流超前交流母线初始电压 $V_{M0}90^\circ$, 极2电流在线路电感和故障电阻上的压降都促进交流母线电压逆时针方向大幅旋转, 交流母线电压极易失稳。图中极2吸收无功功率, 故障线路为阻感性负载, 交流母线电压幅值显著减小。

综上所述, 三相接地故障下, 定VF极切换至定电流控制模式后, 定PQ极输出容性无功电流时交流电压失稳。定PQ极输出与定VF极幅值匹配的有功电流和感性无功电流时交流电压稳定, 其中输出有功电流的效果更优。

3 送端交流系统故障协调控制策略

3.1 单相接地和两相短路故障协调控制策略

在送端交流系统单相接地故障和两相短路故障期间定PQ极的正序电压与定VF极的电压不相等时, 极间将出现环流。特别是风电场功率受限较大时, 风电场功率输送至定PQ极后, 定VF极还需要向定PQ极补偿功率。

$$\begin{cases} V_{d+} = \frac{2P - 3V_{q+}i_{q+}}{3i_{d+}} \\ V_{q+} = \frac{2Q + 3V_{d+}i_{q+}}{3i_{d+}} \end{cases} \quad (10)$$

由公式(10)的第一个方程知, 故障期间流入定VF极的有功功率大幅减小后, V_{d+} 将出现跌落。受限于稳定要求, 定VF极的交流电压d轴控制器响应不能太快, 使得正序电流d轴参考值无法快速降低, 因此 i_{d+} 不能快速减小, V_{d+} 落后后缓慢升至目标值, 交流正序电压出现低电压现象, 降低了风电场功率输出能力。海上换流站与风电机组补偿无功功率的控制参数适当时, 海上换流站交流电压q轴控制器能够控制 V_{q+} 在小范围波动。

图8(a)中定PQ极配置有功功率平衡控制器和无功功率平衡控制器。图中 P_{op} 和 Q_{op} 分别为对极有功功率和无功功率, 故障信号1为单相接地故障或两相短

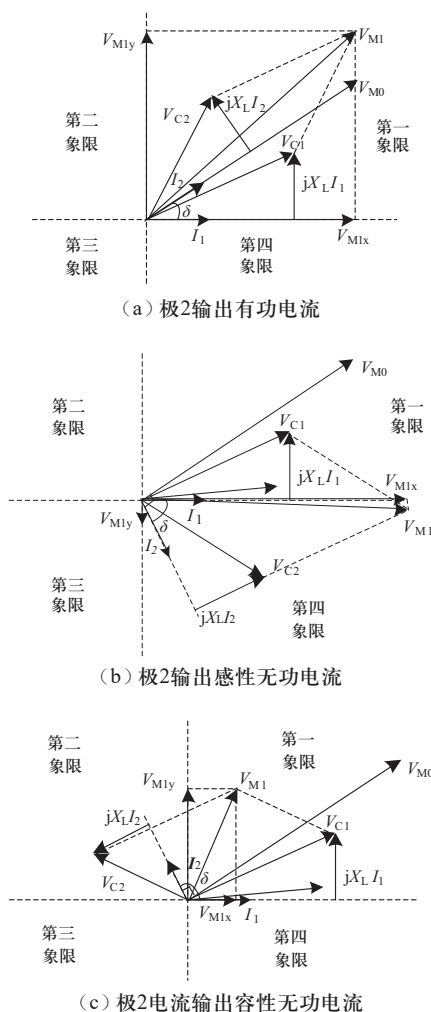


图7 海上换流站电气量相量图

Fig. 7 Phasor of variable of offshore converter station

路故障判定信号。发生单相接地或两相短路故障时, 投入有功功率平衡控制器和无功功率平衡控制器。当本极功率大于对极功率时, 通过PI调节, 减小本极功率, 从而增大了流入定VF极的有功功率。交流正序电压将比无协调控制策略时大, 从而提高了风电场功率输送能力。

检测到故障后, 定VF极将正序电压参考值从1 pu快速降低到0.58 pu。故障清除后, 定VF极将正序电压从0.58 pu斜坡升高至1 pu, 定PQ极保持功率平衡控制状态至稳定。恢复期间, 交流线路存在短时电压不平衡现象, 定VF极短时投入负序电压抑制器^[27], 定PQ极配置负序电压抑制器, 如图8 (b) 所示。图中 V_{d-} 和 V_{q-} 分别为负序电压dq轴分量, I_{dref} 和 I_{qref} 分别为负序电流dq轴分量参考值, k_2 为控制参数。定PQ极流入部分负序电流, 减小了定VF极负序电流。定PQ极负序电压抑制器只设置比例环节, 未设置积分器, 可防止与定VF极负序电压抑制器冲突而导致不稳定。

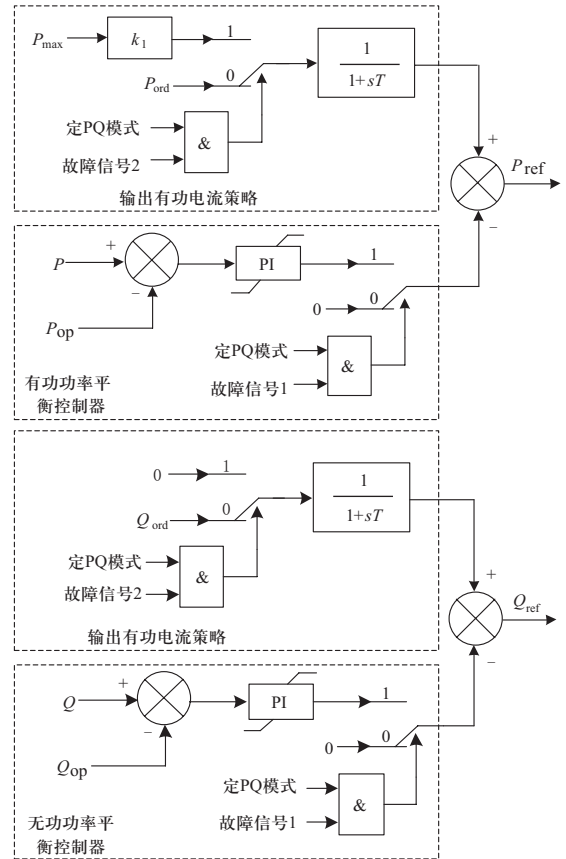
3.2 两相和三相接地故障协调控制策略

针对送端交流系统三相或两相接地故障期间交流电压失稳的问题, 定VF极在故障期间切除电压控制器, 内环电流参考值切换至最大限幅值^[28]。根据理论分析, 故障期间定PQ极输出有功电流, 且定VF极电流产生的电压能抑制住定PQ极电流产生的电压相量旋转时, 交流电压稳定, 交流电压提升效率最高。

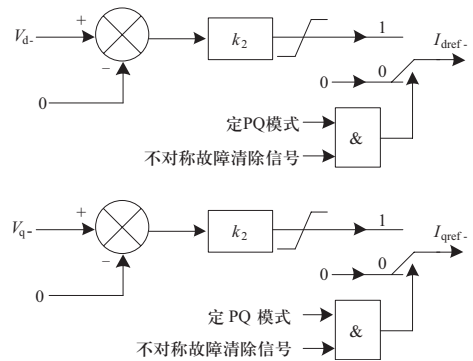
三相或两相接地故障的定PQ极协调控制策略如图8 (a) 中输出有功电流策略所示。图中 P_{max} 为有功功率最大限幅值, P_{ord} 和 Q_{ord} 分别为运行人员设置的有功功率和无功功率定值, k_1 为控制参数, 故障信号2为两相接地故障或三相接地故障判定信号。发生三相或两相接地故障时, 定VF极输出电流为最大限幅值, 定PQ极 P_{ref} 切换为 $k_1 P_{max}$, Q_{ref} 切换为0。-1 ≤ k_1 ≤ 0, 保证定PQ极输出有功电流小于或等于定VF极。将图1中有功功率和无功功率控制环的积分器清零。故障清除后, 定VF极电压由当前实测值斜坡升至1pu, 定PQ极功率平滑升至功率定值。定PQ极输出有功电流策略中配置一阶惯性环节, 在故障时快速切换功率参考值, 故障清除后, 平滑切换至功率定值。

4 仿真验证

为验证所提协调控制策略的有效性, 基于PSCAD/EMTDC搭建图1所示海上风电柔性直流送出



(a) 定PQ极功率协调控制



(b) 定PQ极负序电压抑制器

图8 海上换流站协调控制策略

Fig. 8 Coordination control strategy of offshore converter station

系统仿真模型。直流电压为±525 kV, 额定功率为2000 MW, 直流海缆长度为100 km, 海上换流站单极主要设备参数见表1所示, 陆上换流站换流变网侧线电压为525 kV, 其余参数与海上换流站相同。仿真模型中功率平衡控制器的比例增益为0.3, 积分时间常数为0.07 s。

海上风电机组检测到交流电压小于0.89 pu后, 进入低电压穿越(LVRT)模式, 风电机组补偿无功

率,无功功率增量为

$$\Delta Q_{\text{ref}} = k_c U_{\text{ac}+} (0.9 - U_{\text{ac}+}) \quad (11)$$

式中: ΔQ_{ref} 为无功功率增量参考值; $U_{\text{ac}+}$ 为风电机组网侧交流正序电压幅值; k_c 为补偿系数。交流海缆可补偿部分无功功率,为抑制过电压, k_c 不宜过大,本文取0.3。有功电流参考值限制到LVRT模式前的0.8倍。检测到交流电压大于0.9 pu后,退出LVRT模式,无功功率快速恢复,有功功率平滑恢复。两相接地和三相接地故障期间 k_c 取0。

表1 海上换流站主要设备参数

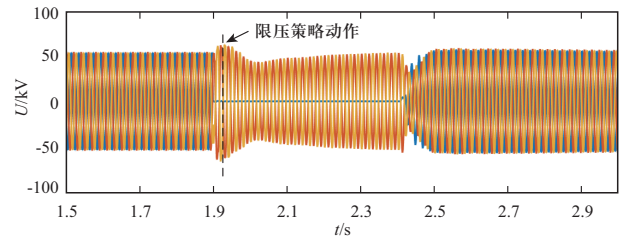
Table 1 Main devices parameters of offshore converter station

参数	取值
子模块数/个	239
子模块电容/mF	11
桥臂电感/mH	80
换流变容量/MVA	1100
换流变网侧线电压/kV	66
换流变阀侧线电压/kV	270
换流变漏抗/pu	0.15

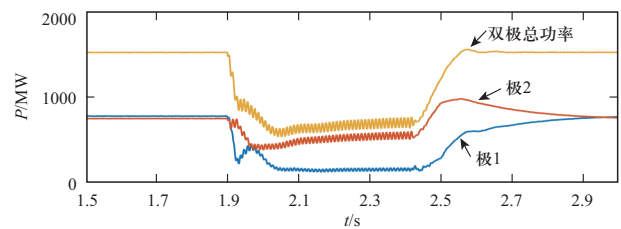
4.1 单相接地故障

海上换流站无协调控制策略和有协调控制策略的送端交流系统单相接地故障波形分别如图9和图10所示。稳态时,风电场发出1500 MW有功功率,风电场投入所有风电机组。海上换流站极1为定VF模式,极2为定PQ模式,后续实验控制模式不变,不再重复描述。极2有功和无功参考值分别为750 MW和100 Mvar。 $T = 1.9$ s时刻,发生单相接地故障,极1降低正序电压幅值。图9 (a)显示限压策略动作后,换流站吸收的有功功率大幅减少导致交流电压先跌落后缓慢上升,图10 (a)显示协调控制策略使交流电压快速恢复。图9 (b)显示故障期间风电场输送功率受限后,双极功率不平衡,极2功率逐渐恢复至限幅值。为保证稳态工况的稳定性,极1交流电压控制器参数不能过于灵敏,因此极1平衡有功功率的响应时间较长。图10 (b)显示,故障期间有功功率平衡控制器减小了极2吸收的有功功率,流入极1的有功功率增多, i_{dref} 的变化量大幅减小,交流电压能快速控制到目标值。图9 (c)和图10 (c)显示,故障期间风电场进入LVRT模式补偿无功功率,部分无功功率流入换流站。图10 (d)显示协调控制策略将最低功率从519 MW提高至585 MW,提高了66 MW,故障期间

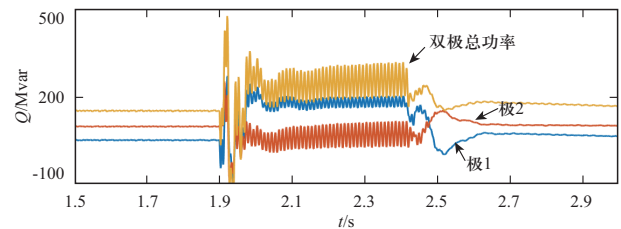
提升的最大功率增量达到90 MW。功率平衡控制器抑制了极间功率环流,减小了定VF极的电压控制器响应时间,抑制了过度限压,使得风电场输出有功功率增多。



(a) 送端交流电压



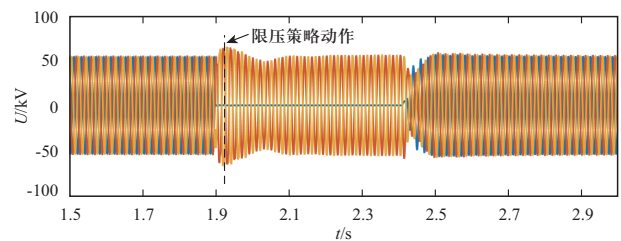
(b) 送端有功功率



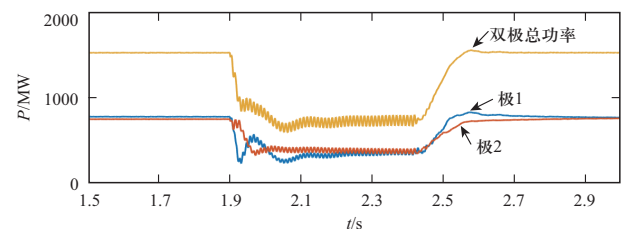
(c) 送端无功功率

图9 无协调控制策略的单相接地故障波形

Fig. 9 Waveform of single phase to ground fault without coordination control strategy



(a) 送端交流电压



(b) 送端有功功率

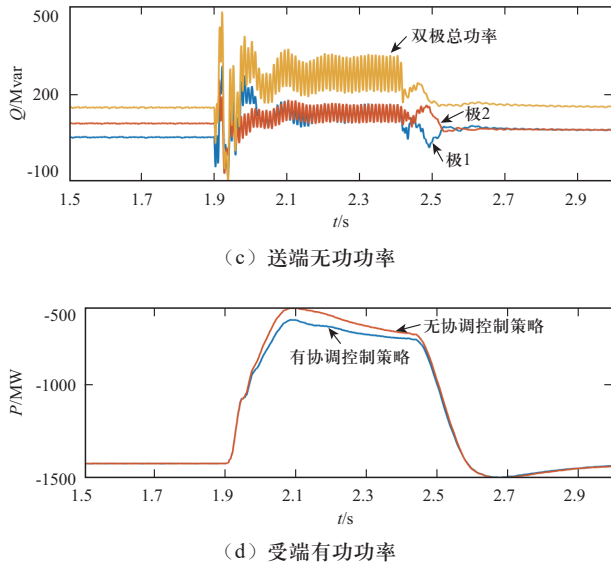


图 10 有协调控制策略的单相接地故障波形
 Fig. 10 Waveform of single phase to ground fault with coordination control strategy

4.2 两相短路故障

海上换流站无协调控制策略和有协调控制策略的两相短路故障分别如图11和图12所示。稳态时,风电场发出1000 MW有功功率,风电场投入所有的风电机组,海上换流站极2有功参考值为500 MW,无功参考值为100 Mvar。T = 1.9 s时刻,发生两相短路故障。图11 (a)和图12 (a)显示,极1限压策略动作后,无协调控制策略和有协调控制策略的非故障相电压峰值分别为1.09 pu和1.16 pu,无协调控制策略的非故障相电压在故障结束时仍未控制到限压目标值1.16 pu。图11 (b)和图12 (b)显示,协调控制策略增大了极1吸收的有功功率,有效抑制了过度限压。图12 (d)显示有协调控制策略的受端输出的有功功率比无协调控制策略多。

表2所示为在单相接地故障和两相短路故障下,不同稳态功率水平时协调控制策略提升功率输出能力的情况。仿真中风电场投入所有风电机组。当功率水平在500 MW~1500 MW时,协调控制策略的功率提升量随稳态功率水平增大而增大,主要原因为风电机组输出功率水平低时,有功电流小,协调控制策略提高交流电压恢复速率所产生的功率提升量就低,反之,功率提升量高。功率为2000 MW时,故障期间流入定VF极功率较大,交流电压跌落量少,因此协调控制策略的效果没有1500 MW的水平高。协调控制策略在不同功率水平下均能提高故障期间的功率传输量,在

1500 MW功率水平的两相短路故障时,提升效果最好,最大提升量达到98 MW。仿真实验表明:协调控制策略有效提升了单相接地和两相短路故障下柔性直流的功率输送能力。

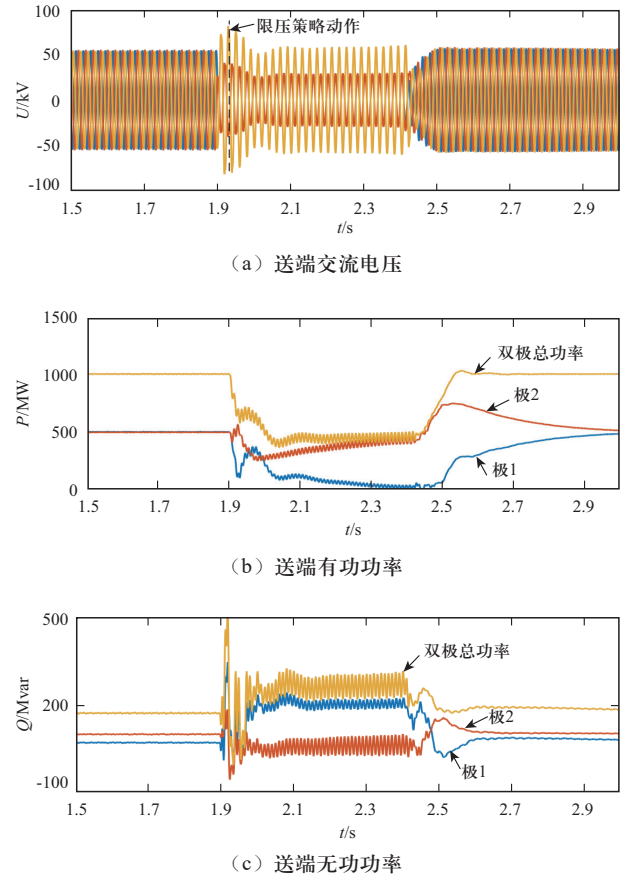
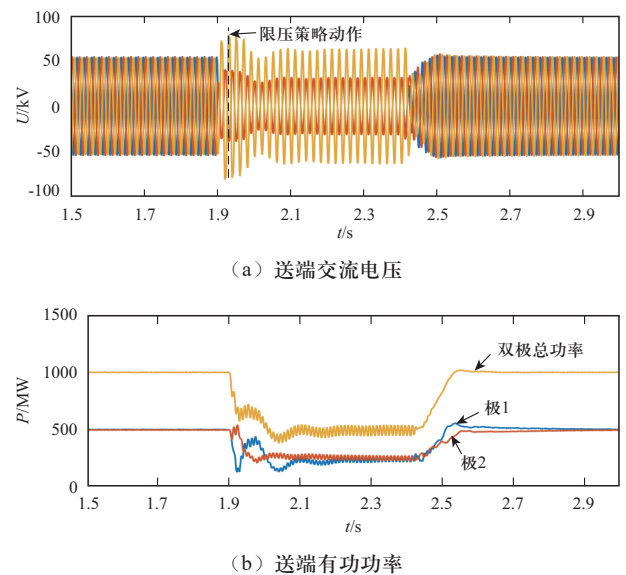


图 11 无协调控制策略的两相短路故障波形
 Fig. 11 Waveform of phase to phase fault without coordination control strategy



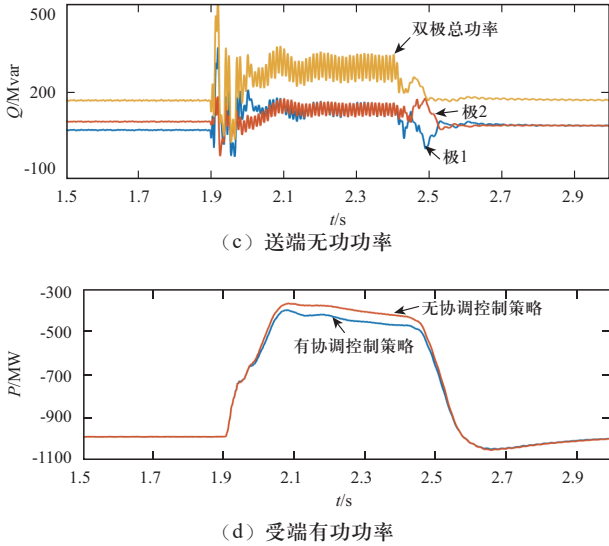


图 12 有协调控制策略的两相短路故障波形

Fig. 12 Waveform of phase to phase fault with coordination control strategy

表 2 协调控制策略的功率提升效果

Table 2 Power improvement effective of coordination control strategy

功率水平/MW	500	1000	1500	2000
单相接地故障的最大功率提升量/MW	12	48	90	67
两相短路故障的最大功率提升量/MW	13	50	98	69

4.3 三相接地故障

故障下极1输出0.5 pu电流，极2使用不同控制策略时三相故障稳态波形如图13所示。图中 I_1 、 I_2 和 U_M 分别为极1、极2电流和交流母线电压。

图13(a)极2输出0.5 pu有功电流，极2电流与交流电压同相位，超前极1电流 54° ，电流和电压处于第

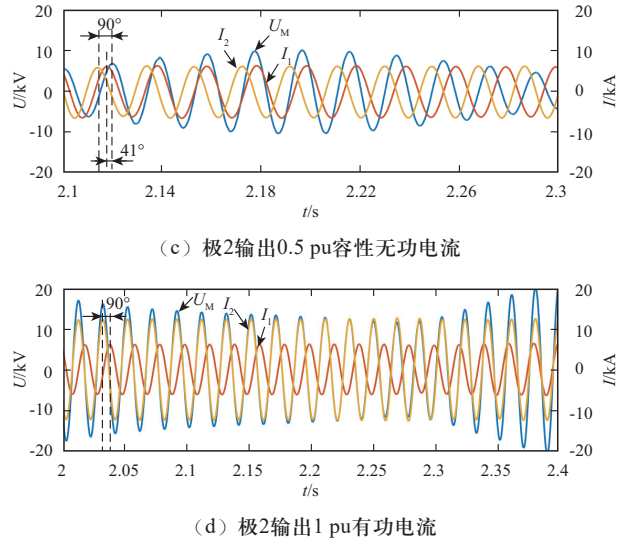
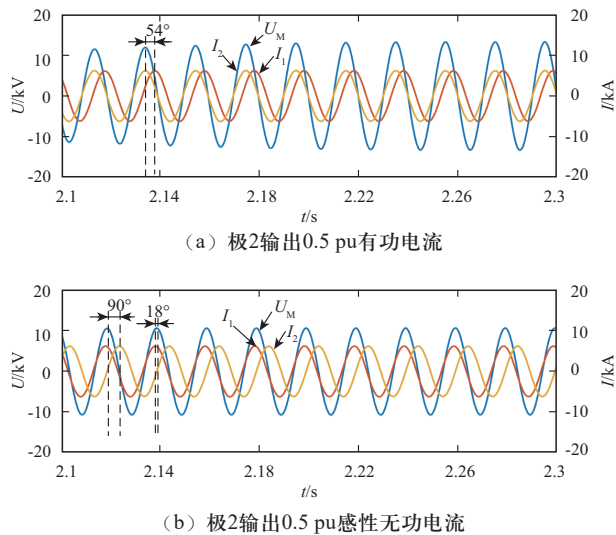
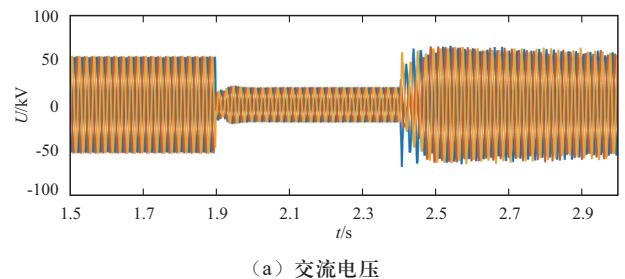


图 13 不同控制策略的三相故障稳态波形

Fig. 13 Steady state waveform of three phase to ground fault using different control strategy

一象限，交流电压峰值为12 kV，交流电压稳定。图13(b)极2输出0.5 pu感性无功电流，极2电流滞后交流电压 90° ，交流电压滞后极1电流 18° ，母线交流电压和极2电流处于第四象限，交流电压峰值为10.3 kV，小于图13(a)电压，交流电压稳定。图13(c)极2输出0.5 pu容性无功电流，极2电流超前交流电压 90° 。初始状态，交流电压滞后极1电流 41° ，母线电压处于第四象限，并逐渐进入第一象限，再进入第二象限，交流电压在四个象限中旋转，交流电压幅值和频率失稳。图13(d)极2输出1 pu有功电流，极2电流与交流电压相位相同。初始状态，交流电压超前极1电流 90° ，母线电压逐渐进入第二象限，并在4个象限中旋转，交流电压失稳。上述实验结果均与理论分析相符。

送端三相接地故障波形如图14所示。风电场发出2000 MW有功功率，极2有功功率参考值为1000 MW，无功功率参考值为100 Mvar，后续实验稳态工况相同，不再重复叙述。故障稳态极1发出1 pu电流，极2发出0.5 pu有功电流。故障稳态期间交流电压稳定，峰值达到19 kV，双极均发出有功功率。极1发出无功功率，补偿故障线路无功消耗。故障清除后功率快速恢复。



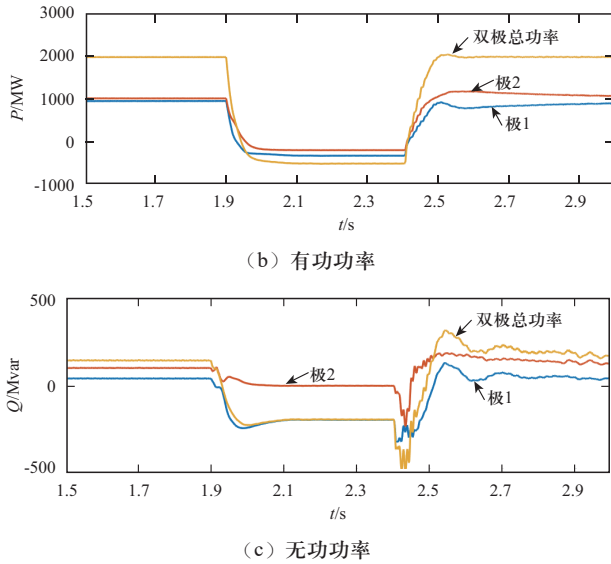


图 14 三相接地故障波形

Fig. 14 Waveform of three phases to ground fault

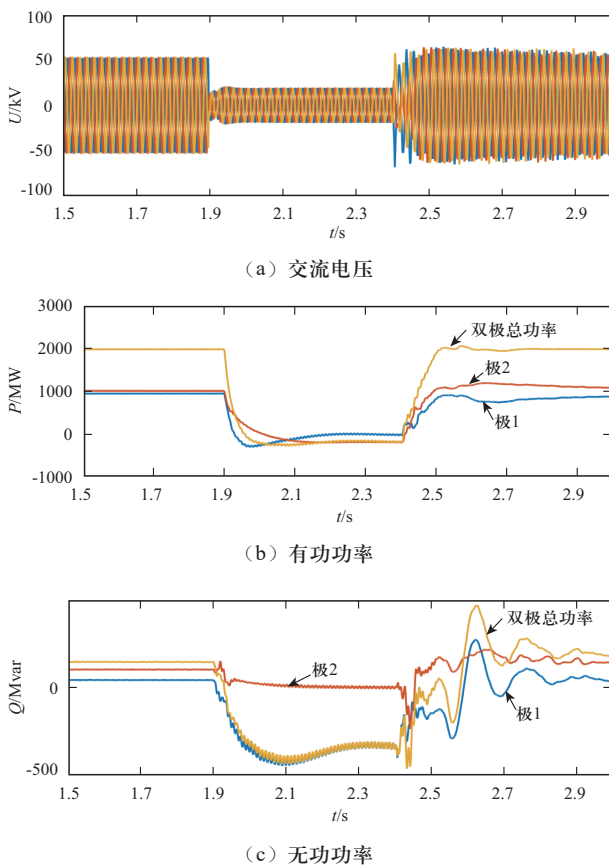


图 15 两相接地故障波形

Fig. 15 Waveform of double phase to ground fault

4.4 两相接地故障

送端交流系统两相接地故障波形如图15所示。故障稳态极1发出1 pu电流, 极2发出0.5 pu有功电流。故

障稳态极2发出161 MW有功功率, 补偿故障线路有功损耗。极1发出330 Mvar无功功率, 补偿故障线路无功损耗。故障稳态, 交流电压稳定, 非故障相电压未出现过电压。故障清除后, 功率快速恢复。

5 结论

为提升远海风电对称双极柔性直流送端交流系统单相接地故障和两相短路故障工况下的功率输送能力, 提出了定PQ极的功率平衡控制策略。为保证两相和三相接地故障工况的交流电压稳定性, 提出了定功率控制极的输出有功电流策略。所提控制策略结构简单, 对现有控制系统改动较小, 易于实现, 不增加海上换流平台体积和重量。通过送端交流系统故障仿真实验, 可以得出以下结论。

1) 海上换流站通过定VF极降低正序电压抑制送端交流系统单相接地和两相短路故障的过电压。但受定PQ极影响, 交流电压控制器响应时间较长, 交流系统出现低电压, 降低了风电场发出的功率。

2) 在单相接地故障和两相短路故障下, 功率平衡控制策略显著加快了交流电压恢复速率, 提升了功率输送能力。

3) 在两相接地或三相接地故障下, 定VF极切换至电流控制模式, 定PQ极输出容性无功电流或者输出与定VF极幅值不匹配的有功电流和感性无功电流时, 交流电压失稳。

4) 在两相接地或三相接地故障下, 当定PQ极发出与定VF极幅值相等或者偏小的有功电流或者感性无功电流时, 交流电压稳定, 其中发出有功电流对增大交流电压幅值的效果更优。

参考文献

- [1] 迟永宁, 梁伟, 张占奎, 等. 大规模海上风电输电与并网关键技术研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(14): 3758-3771.
CHI Yongning, LIANG Wei, ZHANG Zhankui, et al. An overview on key technologies regarding power transmission and grid integration of large scale offshore wind power[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(14): 3758-3771 (in Chinese).
- [2] 王鑫, 王海云, 王维庆. 大规模海上风电场电力输送方式研究[J]. 电测与仪表, 2020, 57(22): 55-62.
WANG Xin, WANG Haiyun, WANG Weiqing. Research on power transmission mode of large-scale offshore wind

- farms[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2020, 57(22): 55-62 (in Chinese).
- [3] ABEYNAYAKE G, VAN ACKER T, VAN HERTEM D, et al. Analytical model for availability assessment of large-scale offshore wind farms including their collector system[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2021, 12(4): 1974-1983.
- [4] 刘卫东, 李奇南, 王轩, 等. 大规模海上风电柔性直流输电技术应用现状和展望[J]. *中国电力*, 2020, 53(7): 55-71. LIU Weidong, LI Qinan, WANG Xuan, et al. Application status and prospect of VSC-HVDC technology for large-scale offshore wind farms[J]. *Electric Power*, 2020, 53(7): 55-71 (in Chinese).
- [5] 李彬, 杜丁香, 王兴国, 等. 基于平均绝对误差的海上风电经柔直送出系统交流海缆纵联保护[J]. *电测与仪表*, 2022, 59(6): 122-129. LI Bin, DU Dingxiang, WANG Xingguo, et al. AC submarine cable pilot protection for offshore wind power through MMC-HVDC system based on mean absolute error[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2022, 59(6): 122-129 (in Chinese).
- [6] LI W X, ZHU M, CHAO P P, et al. Enhanced FRT and postfault recovery control for MMC-HVDC connected offshore wind farms[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2020, 35(2): 1606-1617.
- [7] 孙丽平, 易晓亮, 宋子恒. 我国海上风电发展面临的挑战和相关建议[J]. *中外能源*, 2022, 27(11): 30-35. SUN Liping, YI Xiaoliang, SONG Ziheng. Challenges and suggestions for development of offshore wind power in China[J]. *Sino-Global Energy*, 2022, 27(11): 30-35 (in Chinese).
- [8] 中国可再生能源学会风能专业委员会. 2021年中国海上风电装机统计[J]. *风能*, 2022(8): 46-49. Statistics of offshore wind power installation in China in 2021[J]. *Wind Energy*, 2022(8): 46-49 (in Chinese).
- [9] 唐彬, 蔡志崧, 王丹丹, 等. 海上风电场场址环境条件评估关键要素概述分析[J]. *风能*, 2022(9): 64-67. TANG Bin, CAI Zhisong, WANG Dandan, et al. Summary and analysis of key elements in environmental condition assessment of offshore wind farm site[J]. *Wind Energy*, 2022(9): 64-67 (in Chinese).
- [10] 葛维春, 张诗钊, 崔岱, 等. 海上风电送出与就地消纳技术差异综述[J]. *电测与仪表*, 2022, 59(5): 23-32. GE Weichun, ZHANG Shitan, CUI Dai, et al. Summary of differences between offshore wind power transmission and local consumption technology[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2022, 59(5): 23-32 (in Chinese).
- [11] 孟沛彧, 向往, 邸世民, 等. 大规模海上风电多电压等级混合级联直流送出系统[J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(21): 120-128. MENG Peiyu, XIANG Wang, DI Shimin, et al. Hybrid cascaded HVDC transmission system with multiple voltage levels for large-scale offshore wind power[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(21): 120-128 (in Chinese).
- [12] 姚伟, 熊永新, 姚雅涵, 等. 海上风电柔直并网系统调频控制综述[J]. *高电压技术*, 2021, 47(10): 3397-3413. YAO Wei, XIONG Yongxin, YAO Yahan, et al. Review of voltage source converter-based high voltage direct current integrated offshore wind farm on providing frequency support control[J]. *High Voltage Engineering*, 2021, 47(10): 3397-3413 (in Chinese).
- [13] 李国庆, 徐亚男, 江守其, 等. 海上风电经柔性直流联网系统受端交流故障穿越协调控制策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(7): 111-119. LI Guoqing, XU Yanan, JIANG Shouqi, et al. Coordinated control strategy for receiving-end AC fault ride-through of an MMC-HVDC connecting offshore wind power[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(7): 111-119 (in Chinese).
- [14] 蔡旭, 杨仁焯, 周剑桥, 等. 海上风电直流送出与并网技术综述[J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(21): 2-22. CAI Xu, YANG Renxin, ZHOU Jianqiao, et al. Review on offshore wind power integration via DC transmission[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(21): 2-22 (in Chinese).
- [15] 李岩, 冯俊杰, 卢毓欣, 等. 大容量远海风电柔性直流送出关键技术及展望[J]. *高电压技术*, 2022, 48(9): 3384-3393. LI Yan, FENG Junjie, LU Yuxin, et al. Key technologies and prospects of VSC-HVDC for large-capacity and long-distance offshore wind power transmission[J]. *High Voltage Engineering*, 2022, 48(9): 3384-3393 (in Chinese).
- [16] 黄晓尧, 谢瑞, 裘鹏, 等. 远海风电两种送出方案的经济性评估[J]. *浙江电力*, 2022, 41(7): 1-7. HUANG Xiaoyao, XIE Rui, QIU Peng, et al. Economic evaluation of two transmission methods for long-distance offshore wind power[J]. *Zhejiang Electric Power*, 2022, 41(7): 1-7 (in Chinese).
- [17] 李贤育, 姚良忠, 程帆, 等. 海上风电多类型直流送出系统拓扑经济性分析[J]. *全球能源互联网*, 2021, 4(5): 476-485. LI Xianyu, YAO Liangzhong, CHENG Fan, et al. Economic analysis of multi-type DC system topologies for offshore wind power transmission[J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2021, 4(5): 476-485 (in Chinese).
- [18] 郑黎明, 贾科, 毕天姝, 等. 海上风电接入柔直系统交流侧故障特征及对保护的影响分析[J]. *电力系统保护与控制*, 2021, 49(20): 20-32. ZHENG Liming, JIA Ke, BI Tianshu, et al. AC-side fault analysis of a VSC-HVDC transmission system connected to offshore wind farms and the impact on protection[J]. *Power System Protection and Control*, 2021, 49(20): 20-32 (in Chinese).
- [19] 卢毓欣, 赵晓斌, 李岩, 等. 海上风电送出用柔性直流换

- 流站电气主接线[J]. 南方电网技术, 2020, 14(12): 25-31.
LU Yuxin, ZHAO Xiaobin, LI Yan, et al. Main electrical connection of VSC-HVDC converter stations for offshore wind farm integration[J]. Southern Power System Technology, 2020, 14(12): 25-31 (in Chinese).
- [20] 李浩原, 周国梁, 王刚, 等. 海上风电柔性直流送出海缆过电压研究[J]. 南方电网技术, 2021, 15(11): 56-61.
LI Haoyuan, ZHOU Guoliang, WANG Gang, et al. Study on overvoltage of submarine cable applied in offshore wind power VSC-HVDC transmission[J]. Southern Power System Technology, 2021, 15(11): 56-61 (in Chinese).
- [21] 袁艺嘉, 孔明, 孙宝宝, 等. 海上换流站直流侧暂态过电压抑制策略有效性分析[J]. 全球能源互联网, 2021, 4(6): 602-614.
YUAN Yijia, KONG Ming, SUN Baobao, et al. Analysis on the effectiveness of suppression strategies for transient overvoltage stress on the DC side of offshore converter station[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2021, 4(6): 602-614 (in Chinese).
- [22] 黄阮明, 迟永宁, 汪军, 等. 直流断线故障下海上风电经柔性直流送出系统的暂态特性[J]. 电力建设, 2021, 42(4): 97-104.
HUANG Ruanming, CHI Yongning, WANG Jun, et al. Transient characteristics of offshore wind power sending system via flexible HVDC transmission system under DC line breakage fault[J]. Electric Power Construction, 2021, 42(4): 97-104 (in Chinese).
- [23] 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 (in Chinese).
- [24] 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 (in Chinese).
- [25] 严佳男, 许靖杰, 时晓洁, 等. 风电柔性直流送出系统送端不对称交流故障特性研究[J]. 武汉大学学报(工学版), 2022, 55(9): 930-939.
YAN Jianan, XU Jingjie, SHI Xiaojie, et al. Research on asymmetrical AC fault characteristics of wind power flexible DC transmission system[J]. Engineering Journal of Wuhan University, 2022, 55(9): 930-939 (in Chinese).
- [26] 李元贞, 袁艺嘉, 孔明, 等. 不同桥臂电抗配置海上风电柔直换流站暂态应力与绝缘配合对比[J]. 全球能源互联网, 2022, 5(3): 298-307.
LI Yuanzhen, YUAN Yijia, KONG Ming, et al. Comparison study on transient stresses and insulation coordination on offshore VSC-HVDC converter station considering different arm reactor arrangements[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2022, 5(3): 298-307 (in Chinese).
- [27] 王霄鹤, 杨林刚, 林斌, 等. 海上风电柔直系统送端电网故障过电压机理分析及抑制策略[J]. 高电压技术, 2021, 47(8): 2688-2699.
WANG Xiaohu, YANG Lingang, LIN Bin, et al. Mechanism and restraining strategy of the sending-end grid overvoltage in offshore wind farm-flexible HVDC transmission system under grid faults[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(8): 2688-2699 (in Chinese).
- [28] 刘启建, 杨美娟, 行登江, 等. 风电场经柔性直流孤岛送出的交流故障联合穿越策略[J]. 全球能源互联网, 2020, 3(2): 132-141.
LIU Qijian, YANG Meijuan, XING Dengjiang, et al. Coordinated AC fault ride through strategy for wind farm connected to VSC-HVDC system by island[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2020, 3(2): 132-141 (in Chinese).

收稿日期: 2022-09-14; 修回日期: 2023-02-20。

作者简介:



彭忠

彭忠(1986), 男, 高级工程师, 研究方向为直流输配电控制保护。通信作者, E-mail: pengzhong-2010@163.com。

黄海(1970), 男, 高级工程师, 研究方向为电力系统规划设计, E-mail: 13600802156@163.com。

叶荣(1985), 男, 高级工程师, 研究方向为电力系统优化运行与控制, E-mail: yerong1985@qq.com。

李泰(1980), 男, 高级工程师, 研究方向为高压直流输电控制保护系统仿真, E-mail: taidouli@163.com。

郝俊芳(1973), 男, 高级工程师, 研究方向为高压直流输电控制保护系统设计, E-mail: haojunfang@yeah.net。

(责任编辑 张鹏)