

风电场经柔性直流孤岛送出的交流故障联合穿越策略

刘启建^{1*}, 杨美娟¹, 行登江¹, 李道洋¹, 王先为², 吴林林³

(1. 西安许继电力电子有限公司, 陕西省 西安市 710075;

2. 许继集团有限公司, 河南省 许昌市 461000;

3. 国网冀北电力有限公司电力科学研究院, 北京市 西城区 100045)

Coordinated AC Fault Ride Through Strategy for Wind Farm Connected to VSC-HVDC System by Island

LIU Qijian^{1*}, YANG Meijuan¹, XING Dengjiang¹, LI Daoyang¹, WANG Xianwei², WU Linlin³

(1. Xi'an XJ Power Electronics Technology Co., Ltd., Xi'an 710075, Shaanxi Province, China;

2. Xu Ji Group Co., Ltd., Xuchang 461000, Henan Province, China;

3. State Grid Jibei Electric Power Co., Ltd. Research Institute, Xicheng District, Beijing 100045, China)

Abstract: In the case of an AC fault, the performance of a wind farm connected to a VSC-HVDC system by an island is different from that when it is connected to an AC grid. It is difficult to resolve this problem using the conventional low voltage ride through strategy. Therefore, a new fault ride through strategy is proposed while comprehensively considering the control objectives, operation constraints, and fault characteristics of the wind farm and VSC-HVDC system. First, the development of an AC symmetrical fault is divided into four stages, and the coupling effect between the wind farm and VSC-HVDC system is analyzed at the different stages. Second, the influence of the different output strategies of the wind farm on AC voltage is analyzed and a combined AC fault ride through strategy is proposed. In steady stage of the fault, the constant current control strategy is adopted for the VSC-HVDC system and the active current injection strategy is adopted for the wind farm. In the recovery stage of the fault, the AC voltage is established at a certain slope. Last, a model of a doubly fed wind farm and a two-terminal VSC-HVDC system is built based using PSCAD. The effectiveness of the proposed strategy is verified through simulation. The results show that the proposed strategy can achieve the goal of AC fault ride through by fully utilizing the power output capacity of the wind farm and VSC-HVDC system.

Keywords: VSC-HVDC; island connection; coupling effect;

voltage recovery by ramp; coordinated fault ride through strategy

摘 要: 风电场经柔性直流孤岛送出时, 其交流故障特性与采用交流电网送出时不同, 传统的低电压穿越策略不适用于孤岛接入柔性直流的场景。因此, 需结合风电场和柔性直流系统的控制目标、运行约束和故障特性, 研究提出新的故障穿越策略。首先, 将风电场交流对称接地故障分为4个发展阶段, 分析故障时风电场和换流站对交流电压的耦合影响; 随后, 分析风电场不同电流输出策略对交流故障穿越特性的影响; 提出了在故障稳态阶段送端换流站采用定电流控制、风电机组采用有功电流注入, 以及在故障恢复阶段交流电压斜坡建立的故障联合穿越策略。通过PSCAD搭建了双馈风电场和双端柔性直流系统模型进行仿真, 结果表明, 上述策略可充分利用风电场和柔性直流的功率输出能力, 实现交流故障的联合穿越, 验证了所提策略的有效性。

关键词: 柔性直流; 孤岛送出; 耦合影响; 电压斜坡恢复; 故障联合穿越

0 引言

随着能源紧缺和环境保护问题的日益突出, 以风力发电为代表的新能源得到了快速发展, 成为中国能源供给的重要组成部分^[1-2]。风电场一般建立在偏远地区, 而当地交流网架薄弱, 大规模风电场的接入可能引发电压水平下降、传输功率超限、系统暂态稳定性改变等问题^[3-4]。与风电场采用交流送出相比, 基于模块化多电平换流器的柔性直流(modular multilevel converter based high voltage direct current, MMC-

基金项目: 国家电网公司科技项目(张北柔直电网送端大规模新能源孤岛系统电压协调控制技术研究)。

Science and Technology Foundation of SGCC (Research on Voltage Coordinated Control Technology of Large-scale Renewable Energy Island System in Zhangbei Flexible DC Grid).

HVDC) 系统具有有功和无功功率独立控制、可实现孤岛方式运行等优点, 被广泛认为是解决新能源可靠接入及有效利用的技术手段之一^[5]。目前在建的张北柔性直流电网试验示范工程, 将示范利用柔性直流输电技术实现送端弱交流系统下新能源的大规模送出^[6]。其中, 张北和康保风电场送出线路采用架空线形式, 与之对应的两座送端换流站具备孤岛运行能力, 可为风电场提供稳定的并网电压。

针对风电场经柔性直流送出场景, 若受端交流系统发生故障, 送出功率减小, 风电场无法感知故障而输出功率不变, 会出现功率盈余现象。对受端交流故障, 可采用升频法^[7]、降压法^[8]、卸荷法^[9]及其改进方法或协调控制^[10]等, 保持系统的能量平衡。若风电场连接到送端换流站的并网线路发生故障, 风电场将进入低电压穿越模式, 送端换流站将因电压外环饱和而进入限电流模式。为减少故障暂态过程的影响, 双馈风电机组需缩短机侧变流器被旁路的时间, 尽快恢复可控状态。文献[11-14]提出多种改进Crowbar拓扑, 避免暂态过程中保护电路多次投入。文献[15-16]采用Crowbar硬件保护与消磁控制策略相结合的方法, 缩短故障暂态时间。文献[17]提出主动DC Chopper与传统Crowbar配合的方法, 降低Crowbar保护的動作概率。对于送端换流站, 文献[18-19]分析了控制器内外环的故障响应特性, 指出故障期间换流器的近似电流源特征。文献[20]提出扩展的电流限幅方法, 根据故障类型和故障深度改变换流器有功和无功电流输出边界, 尽可能多地利用换流器的输出能力。文献[21]采用负序电流控制方法, 降低故障期间的功率振荡和电压过冲。

当故障电流趋于稳定后, 系统进入故障稳态过程。若风电场采用非孤岛方式接入柔性直流系统, 交流电网仍可近似为电压源, 风电机组根据《风电场接入电力系统技术规定》(GB/T 19963-2011) 的要求输出无功功率以支撑交流电压。若风电场为孤岛方式接入, 风电机组和送端换流器都近似为电流源, 二者的耦合特性改变, 这将影响孤岛系统的电压平衡。目前的研究鲜有涉及送端交流故障时, 风电场与柔性直流在故障稳态和恢复过程的交互影响, 以及整个故障穿越过程的协调控制。

为分析低电压穿越过程中风电场和送端换流站的耦合原理, 提出二者在不同故障穿越阶段的协调配合策略, 本文首先建立故障期间联合系统的等效电路, 然后采用矢量分析的方法, 研究风电场不同电流输出策略时与送端换流站的交互影响, 提出了风电场

和柔性直流的送端交流故障联合穿越策略。最后, 在PSCAD平台搭建含双馈风电场的双端柔性直流输电系统, 验证上述策略的有效性。

1 拓扑及基本控制策略

1.1 风电场采用柔性直流送出拓扑

风电场采用柔性直流送出的拓扑如图1所示, 主要包括风电场群、并网线路、送端换流站、受端换流站4个部分。风电场群由多个风电场汇集而成^[22], 当只关注风电场群的外特性时, 可将其等效为单个风电场, 并采用单机聚合模型对风电场输出特性进行分析。并网线路为各风电场的等值送出线路, 送端换流站包括联结变压器、桥臂电抗、换流阀等主设备。

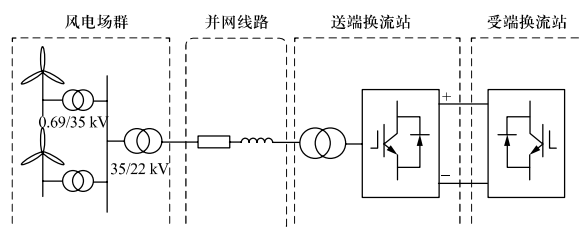


图1 风电场采用柔性直接送出的拓扑图

Fig.1 Topology of wind farm connecting to VSC-HVDC

1.2 风电场及送端换流站基本控制策略

当风电场孤岛接入柔性直流系统时, 送端换流站通常采用定交流电压/定频率控制, 为风电场提供稳定的并网电压。受端换流站通常采用定直流电压控制, 以维持系统的有功功率平衡。典型的无源控制策略包括幅相控制等间接电流控制^[23]以及基于电压矢量定向的直接电流控制^[24]等。送端换流器采用直接电流控制的定交流电压控制框图如图2所示。

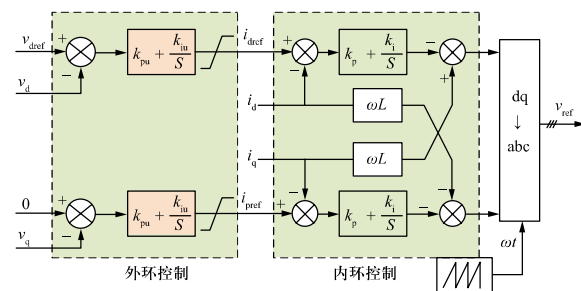


图2 送端换流器定交流电压控制框图

Fig.2 Block diagram of constant AC voltage control of transmitting converter

图2中: v_{dref} 为电压外环d轴参考值; v_d 和 v_q 为变压器网侧电压的dq轴分量; k_{pu} 、 k_{iu} 为外环PI参数; i_{dref} 、 i_{qref} 为内环电流参考值; i_d 、 i_q 为阀侧电流的dq轴分量; ω 为工频下的额定角速度; k_p 、 k_i 为内环PI参数; v_{ref} 为三相参考波输出。

风电场孤岛接入柔性直流系统时, 除外环控制量和参考波调制方式不同外, 风电机组的双环控制架构与MMC的控制结构类似。对于双馈型风电机组, 其网侧变流器的作用是保证直流母线电压的稳定; 机侧变流器的作用一是给转子提供励磁电流分量, 从而调节定子侧所发出的无功功率, 二是通过控制转子电流的转矩分量以控制电磁转矩或转速, 进而控制定子侧有功功率。

2 低电压穿越过程分析

根据交流电压和电流的变化趋势, 风电场孤岛接入柔性直流的低电压穿越可分为4个过程: 故障暂态、故障稳态、故障恢复和恢复稳态, 如图3所示。

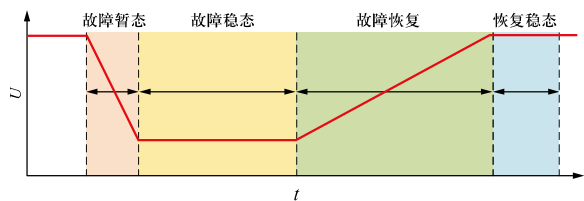


图3 低电压穿越的4个阶段示意图

Fig. 3 Schematic diagram of four stages of low voltage ride through

当并网线路发生接地故障时, 交流电压迅速跌落, 风电机组根据机端电压幅值和输出电流幅值、送端换流站根据变压器网侧电压幅值、阀侧电流幅值来判断系统所处的状态。当交流电压幅值跌落到0.9 pu以下时, 风电机组和送端换流站进入故障暂态阶段。若暂态控制策略得当, 交流电压和电流波动范围将逐渐减小, 当输出电流波动小于10%时, 可认为联合系统进入故障稳态阶段。当交流差动保护检测到故障清除时, 系统进入故障恢复阶段。当交流电压上升到0.9 pu以上且波动范围小于平均值的10%时, 认为系统进入恢复稳态阶段。

2.1 故障暂态过程

对于风电场, 当交流故障导致机端电压跌落时, 风电机组定子侧感生直流磁链, 进而转子侧感生反电势, 机侧变流器为避免过流将提高输出电压幅值;

当调制度饱和仍无法抵消定子磁链影响时, 机侧变流器将因过压而闭锁; 若转子电流仍然上升, 交流Crowbar保护电路将动作, 风机失去可控能力^[25]。

对于柔性直流系统, 一方面, 当交流故障导致变压器网侧电压跌落时, 送端换流器电压外环输入差值变大, 外环输出将不断增大直至达到限幅值, 换流器失去对交流电压的控制能力; 另一方面, 当交流电压严重跌落时, 送端换流站输入功率反向, 受端换流站因无法感知故障而输出功率不变, 直流功率缺额将由送端换流器子模块电容放电补偿, 因此送端换流器将桥臂电流过流、直流电压跌落。

2.2 故障稳态过程

当风电场接入交流电网时, 故障稳态期间交流电网仍为电压源, 故障点电压的大小由交流系统短路比主导。以故障点电压 V_G 为基准, 风电机组机端电压 $V_{WT} = V_{WT} \angle \delta$, 二者之间的等效电抗为 X , 则风电场向故障点馈入的无功功率^[26]如式(1)所示, 其无功电流输出策略可抬升风电机组的机端电压。

$$Q = \frac{V_G(V_{WT} \cos \delta - V_G)}{X} \quad (1)$$

因此, 风电机组可以机端电压为基准, 根据电压跌落程度输出相应的无功功率, 支撑并网点电压, 以降低机组脱网风险、实现并网点电压的快速恢复^[27]。无功电流的输出曲线可设定为

$$I_T \geq 1.5 \times (0.9 - V_T) I_N, 0.2 \leq V_T \leq 0.9 \quad (2)$$

式中: V_T 为风电场并网点电压标么值; I_N 为风电场额定电流。

当风电场孤岛接入柔性直流时, 故障稳态期间送端换流站外环处于饱和状态, 换流器可等效为电流源; 若故障点阻抗稳定且风电场为空载, 故障点电压由换流站输出电流决定。若风电场有电流输出, 根据公式(2), 电流大小将受机端电压影响, 也即受换流站输出电流影响, 可近似为受换流站输出电流控制的受控电流源。由于故障点两侧都为电流源, 故障点电压的大小将由风电场和送端换流站输出的电流矢量和决定。在前期规划阶段, 风电场和换流站的容量需相匹配, 因此二者的等效输出电流幅值接近。二者的相角差受故障前稳态和故障暂态调节过程的影响。在暂态过程中, 若故障点电压波动, 则风电场输出无功电流随之波动, 其与换流站输出电流矢量和改变, 又将加剧故障点电压的波动。若风电场和送端换流站电流输出策略配合不当, 交流侧电压将无法进入稳定状态。

2.3 故障恢复过程

当故障点清除后，若送端换流站电流指令未改变，交流电压将在内环控制作用下逐渐升高。当交流电压升高到0.9 pu以上时，风电场退出低电压穿越模式。当交流电压恢复到接近额定值后，送端换流站外环逐渐退出饱和状态，恢复电压控制能力。根据换流器采用的控制器结构和参数的不同，交流电压一般需要2~3个周波的时间完成重建。当风电场接入交流电网时，由于不存在电压重建过程，交流电压可在1个周波内恢复。

受功率器件特性制约，柔性直流换流器的过压过流能力较弱，故障期间对交流电压的支撑能力有限，因此故障恢复也较接入交流电网时困难。若送端换流站和风电场恢复策略配合不当，易引起机侧变流器过流、交流电压振荡等问题，导致交流电压重建失败。

2.4 恢复稳态过程

当交流电压恢复到额定电压的90%时，风电场有功输出开始逐步恢复，在并网标准要求的时间范围内升高到额定值，使系统重新进入稳定状态。

综上所述，与接入交流电网相比，风电场孤岛接入柔性直流时，其电流输出策略在故障稳态和恢复阶段对交流电压的影响更大。若风电场和送端换流站的低电压穿越策略配合不当，交流电压在故障期间将无法稳定或重建失败。

3 低电压穿越控制策略

3.1 风电场故障稳态控制分析

当风电场并网线路发生对称接地故障时，风电场和送端换流站的输出电流都将注入故障点，故障点电压同时受风电场和换流站的电流输出策略影响。当送端换流站电压外环输出限幅时，交流电压是否稳定将取决于风电场的输出电流，因此有必要对故障稳态阶段风电场的电流输出情况进行分析。

3.1.1 风电机组空载分析

故障稳态时，送端换流站进入限电流控制模式，其输出阀侧电流幅值和频率恒定，因此可等效为电流源。当不考虑风电机组的电流输出时，双馈风机呈现感应电机的特性，此时的系统等效电路如图4所示。

图4中： I_{MMC} 为送端换流站的输出电流； X_1 为故障点靠换流站侧送出线路、变压器漏抗、桥臂电抗的等

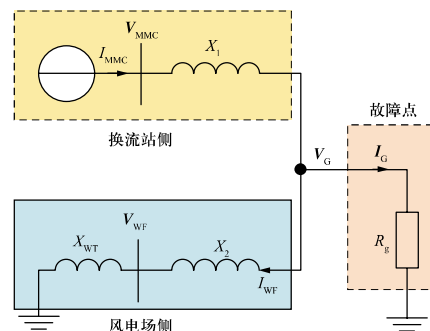


图4 风电场空载时联合系统等效电路图

Fig. 4 Equivalent circuit of combined system with no-load wind farm

效电抗之和； V_G 、 I_G 为故障点对地电压和电流； R_g 为故障点电阻； X_2 为故障点靠风电场侧送出线路、风电场升压变、风电场内部汇集线路和机组升压变的等效电抗之和； X_{WT} 为风机的等值电抗； V_{WF} 为风电机组并网点电压； I_{WF} 为风电场的输出电流。设故障点电压 $V_G = V_G \angle 0^\circ$ ，则有

$$V_W = \frac{X_{WT}}{X_{WT} + X_2} \cdot V_G \quad (3)$$

$$I_G = \frac{V_G}{R_g} \quad (4)$$

$$I_{WF} = \frac{V_G}{j(X_2 + X_{WT})} \quad (5)$$

$$I_{MMC} = I_{WF} + I_G \quad (6)$$

$$V_{MMC} = V_G + V_{X1} = V_G + jX_1 I_{MMC} \quad (7)$$

以故障点电压为基准，根据式(3)~式(7)可得各主要电气量的矢量关系如图5所示。

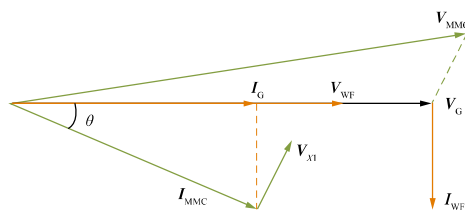


图5 风电场空载时联合系统主要电气量矢量图

Fig. 5 Vector of main variables of the combined system with no-load wind farm

由图5可以看出， I_{MMC} 滞后风电机组并网点电压 θ 角。当发生严重故障时，通常 $R_g \ll (X_2 + X_{WT})$ ，换流站输出电流主要流向故障点，即 $I_G \gg I_{WF}$ ，因此 θ 一般很小，可近似认为 V_{WF} 、 I_{MMC} 和 V_G 同相。

3.1.2 风电机组不同电流输出策略分析

当考虑风电场的电流输出时，风电机组可等效为

受控于机端电压的受控电流源。系统的等效电路如图6所示。

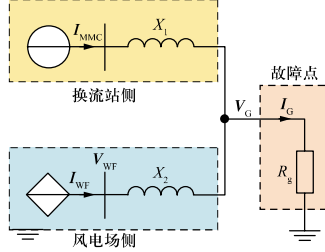


图6 风电场出力时联合系统等效电路图

Fig. 6 Equivalent circuit of combined system when wind farm has power output

设风电机组输出电流的初始时刻,故障点电压 $V_G = V_G \angle 0^\circ$, 则送端换流站输出电流 $I_{MMC} \approx I_{MMC} \angle 0^\circ$, 风电场输出电流 $I_{WF} = I_{WF} \angle \delta$, δ 取值范围为 $[-\frac{\pi}{2}, \frac{\pi}{2}]$, 则有

$$I_{WF} = I_{WF} \cos \delta + j I_{WF} \sin \delta \quad (8)$$

$$V_G = (I_{MMC} + I_{WF}) \times R_g \quad (9)$$

$$V_{WF} = V_G + j X_2 I_{WF} \quad (10)$$

将式(8)和(9)代入(10)可得

$$V_{WF} = I_{MMC} R_g + I_{WF} R_g \cos \delta - I_{WF} X_2 \sin \delta + j I_{WF} (R_g \sin \delta + X_2 \cos \delta) \quad (11)$$

(1) 风电机组输出感性无功电流

当 $\delta = -\frac{\pi}{2}$ 时, 风电场输出感性无功电流, 此时

$$V_{WF} = I_{MMC} R_g + I_{WF} X_2 - j I_{WF} R_g \quad (12)$$

在故障稳态阶段, 送端换流站采用限电流控制, 输出电流的幅值和角速度是给定的。在初始时刻, 风电机组并网点电压 V_{WF0} 和 I_{MMC} 的相位关系如图7所示, 二者的角度差 θ 很小可忽略。当风电场输出感性无功电流 I_{WF1} 时, 根据公式(9)对应的风电机组并网点电压矢量旋转至 V_{WF1} 位置。当风电机组锁相环检测到并网点电压的变化后, 为维持感性无功电流输出, 风电

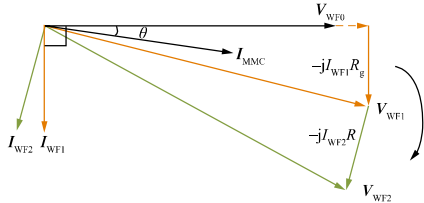


图7 风电机组输出感性无功电流主要电气量矢量图

Fig. 7 Vector of main variables of combined system when wind farm producing inductive reactive power

场的电流输出方向变为 I_{WF2} , 对应的风电机组并网点电压旋转至 V_{WF2} 位置。因此, 当风电场输出感性无功电流后, 风电机组的并网点电压 V_{WF} 将向趋近于 I_{WF} 的方向旋转, 而由于锁相环对机端电压的跟踪, I_{WF} 始终与 V_{WF} 保持 90° 相角差, 这就使得 V_{WF} 的角速度呈周期性波动状态, 始终无法稳定。

(2) 风电机组输出有功电流

当 $\delta = 0$ 时, 风电场输出有功电流, 此时

$$V_{WF} = I_{MMC} R_g + I_{WF} R_g + j I_{WF} X_2 \quad (13)$$

主要电气量的向量图如图8所示。

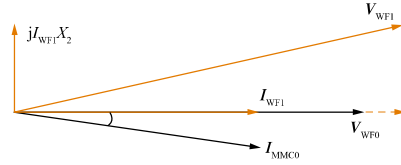


图8 风电机组输出有功电流时主要电气量矢量图

Fig. 8 Vector of main variables of combined system when wind farm producing active power

当风电场输出有功电流时, 若 $j I_{WF1} X_2$ 分量大于 I_{MMC0} 在 q 轴的分量, V_{WF0} 与 I_{MMC0} 的相角差增大, 并网点电压与换流站输出电流的相角差也将增大, 换流站输出等效无功分量增大, 直至在某位置达到平衡。若 $j I_{WF1} X_2$ 分量小于 I_{MMC0} 在 q 轴的分量, 则意味着风电场侧的无功消耗也将部分由换流站提供, 并网点电压将逐步稳定在某一工作点。

此外, 风电场也可同时出有功电流和少量感性无功电流, 以补偿风电场内部的无功消耗, 此时, V_{WF} 的虚部应不小于零, 即

$$\text{Im}(V_{WF}) = I_{WF} (R_g \sin \delta + X_2 \cos \delta) \geq 0 \quad (14)$$

求解可得 δ 的取值范围为 $[-\arctan \frac{X_2}{R_g}, 0]$ 。

(3) 风电机组输出容性无功电流

当 $\delta = \frac{\pi}{2}$ 时, 风电场输出容性无功电流, 此时

$$V_{WF} = I_{MMC} R_g - I_{WF} X_2 + j I_{WF} R_g \quad (15)$$

当风电场输出容性无功电流时, 整个风电场将呈阻感外特性, 这增加了换流站的无功补偿负荷, 使故障点电压更低, 增大了风电场的脱网风险。

综上所述, 当风电场采用柔性直流系统送出时, 若送出线路发生三相对称接地故障, 风电机组应输出有功电流, 以维持交流电压的稳定。

3.2 低电压联合穿越策略

为尽可能抬高故障期间的交流电压并保持稳定，提升故障期间的功率传输能力和故障恢复速率，需对风电场和送端换流站进行协调控制。

3.2.1 故障暂态控制策略

当风电场送出线路对称接地时，风电机组机侧变流器封锁脉冲，交流Crowbar动作，以避免因过流而损坏变流器；待定子磁链衰减到一定程度，转子电流下降到滞环限值以内，闭锁交流Crowbar，机侧变流器恢复控制能力。

当交流电压跌落到一定程度时，送端换流器电压外环饱和，此时切除电压外环并清零积分环节，采用定电流控制策略，其电流内环正序无功和有功分量参考值按式（16）给定，以补偿风电场在暂态过程的无功需求并避免换流器电流输出超过允许能力。

$$\begin{cases} i_{\text{qref}} = \alpha \times (v_{\text{vlmt}} - v_{\text{cm}}) \\ i_{\text{dref}} = \sqrt{I_{\text{M}}^2 - i_{\text{qref}}^2} \end{cases} \quad (16)$$

式中： α 为电流上升/下降斜率值； v_{vlmt} 为交流电压低限值； v_{cm} 为网侧交流电压实际值幅值； I_{M} 为内环电流的限幅值。

3.2.2 故障稳态控制策略

故障稳态阶段，送端换流站保持定电流控制策略，使换流站电流输出对交流电压幅值的贡献不发生大的变化。风电机组采用有功电流优先控制策略，在尽可能减小输出电流矢量和波动的前提下，抬高交流侧电压，实现对交流电压的稳定控制。此时，机侧变流器内环指令值计算方法为

$$\begin{cases} i_{\text{dref2}} = \sqrt{I_{\text{M2}}^2 - i_{\text{q0}}^2} \\ i_{\text{qref2}} = i_{\text{q0}} \end{cases} \quad (17)$$

式中： i_{dref2} 、 i_{qref2} 为机侧变流器内环有功、无功电流参考值； I_{M2} 为电流输出限幅值； i_{q0} 为故障前内环无功参考值。

3.2.3 故障恢复控制策略

当交流侧故障清除时，系统进入故障恢复阶段。为防止送端换流站直接投入电压外环时，交流电压超调过大造成风机因高电压而脱网，需采用交流电压斜坡恢复方法，限制外环指令上升斜率，以保证交流电压的平稳上升。因此，送端换流站投入电压外环时，积分环节初始值设置为故障清除时的内环电流参考值，外环输入参考值按式（18）给定。

$$\begin{cases} v_{\text{dref}} = (v_{\text{dr}} + k_1 \times \Delta t) \leq 1 \\ v_{\text{qref}} = (v_{\text{qr}} - k_2 \times \Delta t) \geq 0 \end{cases} \quad (18)$$

式中： v_{dr} 、 v_{qr} 分别为故障清除时刻网侧交流电压实际值的d轴、q轴分量， k_1 和 k_2 为参考值上升斜率， Δt 为控制器计算步长。

当交流电压恢复至接近额定值时，送端换流站切换至常规外环控制策略。对于风电场，当交流侧电压升高时，风电场输出功率也同步恢复。当交流侧电压大于故障穿越限值时，风电机组退出低电压穿越模式，恢复功率控制策略。

综上所述，当风电场并网线路发生故障时，风电场和送端换流站在故障各阶段的联合穿越策略如图9所示。

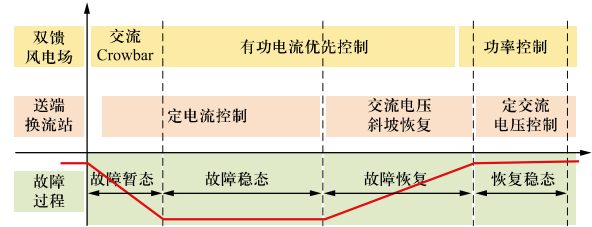


图9 低电压联合穿越策略示意图

Fig. 9 Schematic diagram of coordinated low voltage ride through strategy

4 仿真验证

为验证上述策略的有效性，在PSCAD下搭建了双馈风电场接入柔性直流的双端系统仿真模型。风电场及换流站的基本参数如表1所示。

表1 风电场及换流站基本参数

Table 1 Basic parameters of wind farm and transmitting converter

参数	数值
额定有功功率 P_{ref} /MW	3000
网侧交流电压 U_{ac} /kV	220
变压器额定容量 S_{TN} /MVA	3500
直流电压 U_{dc} /kV	500
桥臂电感 L_{am} /mH	100
子模块电容 C_{SM} /mF	18
单桥臂子模块数 N	244

在稳态运行时，送端换流站采用定交流电压控制，受端换流站采用定直流电压控制，保证联合系统

的平稳运行。系统达到额定运行状态后,在1.7 s时风电场并网线路发生三相经小电阻接地故障(当风电场空载时并网点电压跌落至额定电压的20%),故障持续0.625 s后清除。

4.1 风电机组不同电流输出策略仿真

风电场分别采用稳态空载运行和故障稳态输出感性无功电流、有功电流、容性无功电流等方式,验证风电机组不同电流输出策略对故障稳态时交流电压的影响。

1) 风电机组空载运行仿真

风电机组空载运行时,从交流故障前到故障稳态的仿真波形如图10所示。

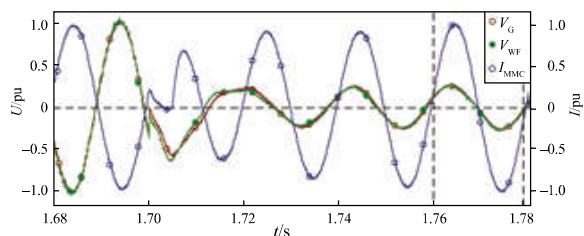


图10 风电场空载时联合系统仿真波形

Fig. 10 Simulation results of combined system with no-load wind farm

图10中: V_G 为故障点A相对地电压; V_{WF} 为风电机组的A相机端电压; I_{MMC} 为送端换流站的A相输出电流。由图10可知,故障后经过约3个周波的调整,故障点电压稳定下来。由于故障点阻抗较小,换流站输出电流主要流向故障点,故障稳态时 V_{WF} 、 I_{MMC} 和 V_G 的相角接近重合,这与3.1.1节的分析结论相符。

2) 风电机组输出感性无功电流仿真

在故障稳态阶段,风电机组输出感性无功电流时的仿真波形如图11所示。

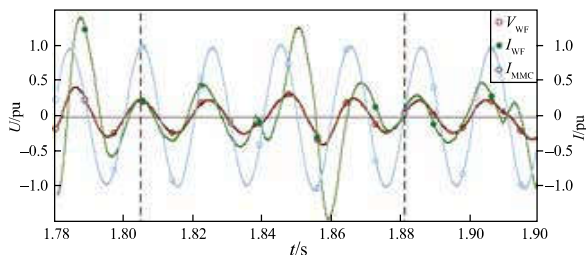


图11 风电场输出感性无功电流时联合系统仿真波形

Fig. 11 Simulation results of combined system when wind farm producing inductive reactive power

图11中的 I_{WF} 为风电场A相的输出电流。在1.805 s时 V_{WF} 、 I_{WF} 和 I_{MMC} 接近同相位,风电机组为保持感性无功电流输出,逐步调整 I_{WF} 使其相角滞后于 V_{WF} ,这使得 V_{WF} 的角速度和幅值均随之发生波动。 V_{WF} 和 I_{WF} 呈周期性波动,始终无法进入稳定状态,如图中1.805 s到1.88 s的波动趋势。

3) 风电机组输出有功电流仿真

在故障稳态阶段,风电机组输出有功电流时的仿真波形如图12所示。

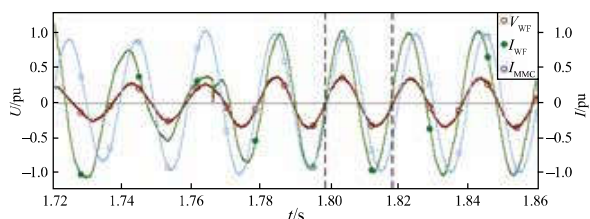


图12 风电场输出有功电流时联合系统仿真波形

Fig. 12 Simulation results of combined system when wind farm producing active power

在经过几个周波的调整后,风电场和换流站的电流输出趋于稳定, I_{WF} 和 I_{MMC} 几乎同相位,此时送端换流站和风电场输出电流的合成矢量幅值最大,因此故障点电压最高,故障稳态期间对交流电压的支撑能力最强。

4) 风电机组输出容性无功电流

在故障稳态阶段,风电机组输出容性无功电流时的仿真波形如图13所示。

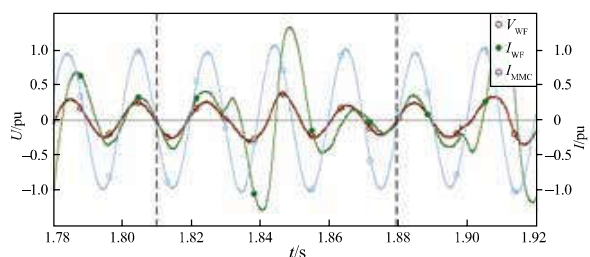


图13 风电场输出容性无功电流时联合系统仿真波形

Fig. 13 Simulation results of combined system when wind farm producing capacitive reactive power

受故障稳态期间风电机组电流输出对其并网点电压的相位跟踪影响,交流电压的角速度不断变化,难以保持稳定。当风电机组输出容性无功电流时,整个风电场呈阻感外特性,增大了换流站的无功补偿负荷,使交流电压的最小值与输出感性无功电流时更小。

4.2 低电压联合穿越策略仿真

当风电场与柔性直流系统采用低电压联合穿越策略时,故障过程中风电场及送端换流站的波形如图14所示。

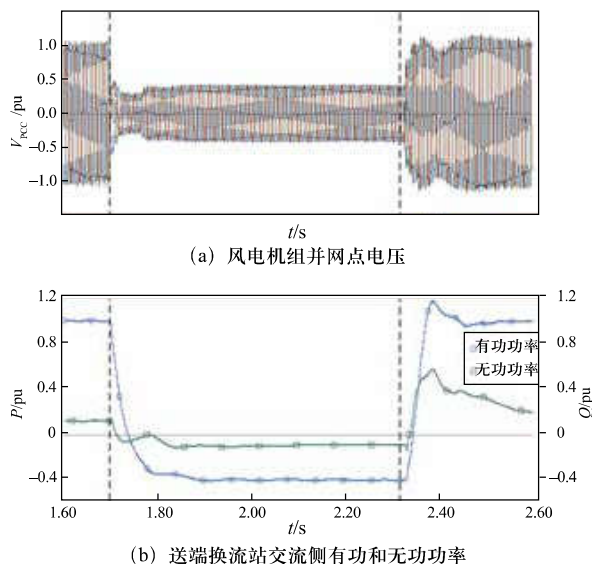


图 14 联合系统低电压穿越过程仿真波形

Fig. 14 Simulation results of low voltage ride through of combined system

由图14可以看出,在故障稳态阶段,由于风电场采用有功电流输出策略,风电机组的并网点电压稳定在0.4 pu左右。而风电机组空载时,相同故障条件下的并网点电压为0.2 pu。故障恢复阶段,交流电压按斜率上升,风电场有功功率输出也在交流电压的建立过程中同步恢复。故障恢复阶段交流电压最大值不超过1.2 pu,且未出现振荡或过电压现象。因此,本文所提的风电场和柔性直流系统联合穿越策略可在故障稳态期间对并网点电压进行稳定支撑,在故障恢复阶段实现交流电压和功率的快速恢复,且不引起过电压等问题,实现风电场经柔性直流孤岛送出时交流故障的联合穿越。

5 结论

大规模风电场孤岛接入柔性直流的交流故障穿越是影响张北直流电网示范工程能否安全可靠运行的关键问题。为解决此问题,本文提出了风电场与柔性直流系统在交流故障不同发展阶段的协调配合方法。研究结果表明,所提策略可利用现有风电场故障暂态控制策略实现暂态磁链衰减,在故障稳态阶段实现了交

流电压的平稳控制并可尽可能地抬高电压幅值,在故障恢复阶段实现了交流电压的平稳上升,避免了恢复速率过快引起的高电压问题。上述策略实现了风电场孤岛接入柔性直流的交流故障穿越,对探索大规模新能源孤岛送出新技术、保障张家口可再生能源基地数百万kW新能源的可靠送出提出可参考思路。后续,计及不同类型风电场故障特性及功率输出策略的交流侧不对称故障联合穿越问题还需进一步的研究。

参考文献

- [1] 黄其励,高虎,赵勇强.我国可再生能源中长期(2030、2050)发展战略目标与途径[J].中国工程科学,2011,13(6): 88-94.
HUANG Qili, GAO Hu, ZHAO Yongqiang. The mid-long term (2030, 2050) development of renewable energy in China: Strategic target and roadmap[J]. Engineering Sciences, 2011, 13(6): 88-94(in Chinese).
- [2] 国家能源局.2018年风电并网运行情况[R/OL]. [2019-01-11]. http://www.nea.gov.cn/2019-01/28/c_137780779.htm.
- [3] 吴俊玲,周双喜,孙建锋,等.并网风力发电场的最大注入功率分析[J].电网技术,2004,28(20): 28-32.
WU Junling, ZHOU Shuangxi, SUN Jianfeng, et al. Analysis on maximum power injection of wind farm connected to power system[J]. Power System Technology, 2004, 28(20): 28-32(in Chinese).
- [4] 迟永宁,刘燕华,王伟胜,等.风电接入对电力系统的影响[J].电网技术,2007,31(3): 77-81.
CHI Yongning, LIU Yanhua, WANG Weisheng, et al. Study on impact of wind power integration on power system[J]. Power System Technology, 2007, 31(3): 77-81(in Chinese).
- [5] 李文津.变速恒频风电机组模块化柔性直流并网关键技术研究[D].武汉:华中科技大学,2017.
- [6] 郭贤珊,周杨,梅念,等.张北柔直电网的构建与特性分析[J].电网技术,2018,42(11): 3698-3707.
GUO Xianshan, ZHOU Yang, MEI Nian, et al. Construction and characteristic analysis of Zhangbei flexible DC grid[J]. Power System Technology, 2018, 42(11): 3698-3707(in Chinese).
- [7] XU L, YAO L Z, SASSE C. Grid integration of large DFIG-based wind farms using VSC transmission[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(3): 976-984.
- [8] FELTES C, WREDE H, KOCH F W, et al. Enhanced fault ride-through method for wind farms connected to the grid through VSC-based HVDC transmission[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(3): 1537-1546.
- [9] 李文津,汤广福,康勇.含动态直流泄能电阻的MMC-HVDC提高风电场低电压穿越能力研究[J].电网技术,2014,38(5): 1127-1135.
LI Wenjin, TANG Guangfu, KANG Yong. Improving low voltage ride through capability of wind farm grid-connected

- via dynamic chopper controlled breaking resistor based MMC-HVDC transmission system[J]. Power System Technology, 2014, 38(5): 1127-1135(in Chinese).
- [10] 李琦, 宋强, 刘文华, 等. 基于柔性直流输电的风电场并网故障穿越协调控制策略[J]. 电网技术, 2014, 38(7): 1739-1745.
LI Qi, SONG Qiang, LIU Wenhua, et al. A coordinated control strategy for fault ride-through of wind farm integration based on VSC-HVDC[J]. Power System Technology, 2014, 38(7): 1739-1745(in Chinese).
- [11] 姜惠兰, 范中林, 陈娟. 动态调整转子撬棒阻值的双馈风电机组低电压穿越方法[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(1): 125-131.
JIANG Huilan, FAN Zhonglin, CHEN Juan. Low voltage ride-through method of DFIG based wind turbines by dynamically adjusting crowbar resistance of rotor[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(1): 125-131(in Chinese).
- [12] 赵宏博, 汤海雁, 张文亮, 等. 双馈风电机组零电压穿越暂态特性分析及综合控制策略[J]. 电网技术, 2016, 40(5): 1422-1430.
ZHAO Hongbo, TANG Haiyan, ZHANG Wenliang, et al. Transient characteristics research and integrated control strategy of DFIG for zero voltage ride through[J]. Power System Technology, 2016, 40(5): 1422-1430(in Chinese).
- [13] 孙丽玲, 王艳娟. 基于Crowbar串联电容的双馈风机低电压穿越综合控制策略[J]. 电网技术, 2018, 42(7): 2089-2095.
SUN Liling, WANG Yanjuan. LV ride through control strategy of doubly fed induction generator based on crowbar series capacitor[J]. Power System Technology, 2018, 42(7): 2089-2095(in Chinese).
- [14] 李凤婷, 陈伟伟, 樊艳芳, 等. 基于电压跌落程度及变阻值的DFIG低电压穿越综合策略[J]. 电网技术, 2015, 39(12): 3408-3413.
LI Fengting, CHEN Weiwei, FAN Yanfang, et al. A integrated control strategy for LVRT of DFIG based on voltage dip levels and dynamic resistance[J]. Power System Technology, 2015, 39(12): 3408-3413(in Chinese).
- [15] 蔚兰, 陈宇晨, 陈国呈, 等. 双馈感应风力发电机低电压穿越控制策略的理论分析与实验研究[J]. 电工技术学报, 2011, 26(7): 30-36.
YU Lan, CHEN Yuchen, CHEN Guocheng, et al. A low voltage ride-through control strategy of doubly fed induction generator[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2011, 26(7): 30-36(in Chinese).
- [16] 周临原, 刘进军, 周思展. 对称电网故障下双馈式风力发电系统去磁控制[J]. 电网技术, 2014, 38(12): 3424-3430.
ZHOU Linyuan, LIU Jinjun, ZHOU Sizhan. Demagnetization control for doubly-fed induction generator under balanced grid fault[J]. Power System Technology, 2014, 38(12): 3424-3430(in Chinese).
- [17] 边晓燕, 王本利, 陈建平, 等. 改进的DFIG与VSC-HVDC协调控制改善风电场低电压穿越能力[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(1): 9-16.
BIAN Xiaoyan, WANG Benli, CHEN Jianping, et al. Improvement of low voltage ride through capability of wind farm using coordinated control of the improved DFIG and VSC-HVDC[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(1): 9-16(in Chinese).
- [18] 刘树, 梅红明, 刘斌, 等. 正负序解耦控制的柔性直流系统交流故障特征[J/OL]. 电力系统及其自动化学报: 1-10 [2020-02-11].<https://doi.org/10.19635/j.cnki.csu-epsa.000215>.
LIU Shu, MEI Hongming, LIU Bin, et al. The analysis of the AC faults in flexible DC system based on the separation of positive and negative sequence[J/OL]. Proceedings of the CSU-EPSCA: 1-10 [2020-02-11].<https://doi.org/10.19635/j.cnki.csu-epsa.000215> (in Chinese).
- [19] 邵冰冰, 韩民晓, 郭抒颖, 等. 多端柔性直流输电系统交流侧故障穿越功率协调控制[J]. 电力建设, 2017, 38(8): 109-117.
SHAO Bingbing, HAN Minxiao, GUO Shuying, et al. Power coordinated control strategy for AC-side failure ride-through of VSC-MTDC system[J]. Electric Power Construction, 2017, 38(8): 109-117(in Chinese).
- [20] SCHONLEBER K, PRIETO-ARAUJO E, RATES-PALAU S, et al. Extended current limitation for unbalanced faults in MMC-HVDC-connected wind power plants[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2018, 33(4): 1875-1884.
- [21] CHAUDHARY S K, TEODORESCU R, RODRIGUEZ P, et al. Negative sequence current control in wind power plants with VSC-HVDC connection[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2012, 3(3): 535-544.
- [22] 吴林林, 徐曼, 刘辉, 等. 新能源集群经柔直送出孤岛系统电压优化控制策略[J]. 全球能源互联网, 2018, 1(2): 112-119.
WU Linlin, XU Man, LIU Hui, et al. Optimal voltage control strategy for islanded aggregated new energy system connecting by VSC-HVDC[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2018, 1(2): 112-119(in Chinese).
- [23] 梁海峰, 李庚银, 李广凯, 等. 向无源网络供电的VSC-HVDC系统仿真研究[J]. 电网技术, 2005, 29(8): 45-50.
LIANG Haifeng, LI Gengyin, LI Guangkai, et al. Simulation study of vsc-hvdc system connected to passive network[J]. Power System Technology, 2005, 29(8): 45-50(in Chinese).
- [24] ADEUYI O D, CHEAH-MANE M, LIANG J, et al. Fast frequency response from offshore multiterminal VSC-HVDC schemes[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2017, 32(6): 2442-2452.
- [25] WEISE B. Impact of K-factor and active current reduction during fault-ride-through of generating units connected via voltage-sourced converters on power system stability[J]. IET Renewable Power Generation, 2015, 9(1): 25-36.
- [26] 吕敬, 施刚, 蔡旭, 等. 大型风电场经VSC-HVDC交直流并联系统并网的运行控制策略[J]. 电网技术, 2015, 39(3):

639-646.

LYU Jing, SHI Gang, CAI Xu, et al. Control strategies of large wind farms integration through AC/DC parallel transmission system based on VSC-HVDC[J]. Power System Technology, 2015, 39(3): 639-646(in Chinese).

[27] 杨仁炳, 施刚, 蔡旭, 等. 风电场柔性直流并网控制保护技术现状与展望[J]. 南方电网技术, 2019, 13(3): 48-57.

YANG Renxin, SHI Gang, CAI Xu, et al. Present situation and prospect of the control and protection technology for flexible DC intergration of wind farm[J]. Southern Power System Technology, 2019, 13(3): 48-57(in Chinese).

收稿日期: 2019-11-07; 修回日期: 2020-01-06。



刘启建

作者简介:

刘启建(1990), 男, 硕士, 研究方向为柔性直流输电。通信作者, E-mail: liuqijian_xj@outlook.com。

杨美娟(1986), 女, 硕士, 研究方向为柔性直流输电, E-mail: prefer10@163.com。

(责任编辑 张鹏)

“电力市场促进可再生能源发展”专题征稿启事

近年来, 世界范围内的可再生能源发展迅猛。根据联合国全球气候行动峰会在2019年的报告, 过去10年全球可再生能源投资额达到2.6万亿美元, 装机容量增长近3倍, 达到1650 GW。大规模风电和太阳能发电并网使电网系统特性日益复杂, 随着其渗透率不断提高, 各国逐渐暴露出消纳和电网安全运行等矛盾。例如, 高比例光伏装机导致美国加州电力系统产生明显的“鸭型曲线”, 而因灵活性资源紧缺, 光伏发电消纳困难。在中国, 尽管已采取了提高风光功率预测精度、火电机组灵活性改造、优化常规机组备用等一系列技术措施, 作为风电和太阳能发电外送基地的西北地区, 降低弃电率压力始终巨大。

而面向未来, 以中国电力系统为例, 按《世界能源展望2018》可持续发展情景模拟显示, 到2035年, 中国风电和太阳能发电装机占比将从2018年的18.9%提高到51%, 发电量占比从7.7%提高到35%。

面对可再生能源进一步发展的需求与当前电力交易机制无法高效支撑更高比例可再生能源的矛盾, 全球各地电力市场不断改革, 设计促进可再生能源发展的市场机制。例如, 2016年底, 美国加州电力市场增加了名为“灵活调节资源”的交易品种, 通过市场的手段解决高比例光伏带来的“鸭型曲线”问题。在中国, 从“计划分配”模式向市场化机制过渡面临更大挑战。当前, 跨区省间新能源增量现货交易试点工作正在开展, 8个现货市场试点试验不同的市场规则, 这些都将对中国可再生能源高效利用发挥积极作用。

总的来说, 市场化手段可以为能量资源精准定价, 充分调动各方积极性, 降低电力系统运行总成本, 实现可再生能源消纳的激励相容, 从而促进可再生能源的持续发展。建立电力市场是复杂的系统性工作, 需要学术研究和市场实践的迭代推动, 在此背景下, 本刊特邀清华大学陈启鑫副教授、华南理工大学荆朝霞教授共同担任“电力市场促进可再生能源发展”专题特邀主编, 希望借此与广大学者共同研究探讨相关方面问题。真诚欢迎国内外专家学者和科研人员积极投稿。第一期专题拟于2020年9月出版, 投稿截止日期: 2020年5月31日。

专题征稿范围(包括但不限于)

- 1) 面向可再生能源的国内外电力市场最新研究和实践综述;
- 2) 促进可再生能源市场主体发展的现货市场、辅助服务市场、容量市场等机制设计;
- 3) 考虑高比例可再生能源的输配电定价方法;
- 4) 面向高比例可再生能源电力系统的灵活性资源等交易商品设计;
- 5) 虚拟电厂、配电系统运营商、综合能源服务商等新兴市场主体参与电力市场机制;
- 6) 区块链、大数据等可再生能源分布式交易支持技术;
- 7) 包含高比例可再生能源的多能源市场机制设计与模拟分析;
- 8) 碳市场、碳税、绿证、配额制等配套市场与电力市场的协调机制。