

远海岛屿海上风电经柔性直流并网系统单极接地故障下的容错运行策略

李韬, 赵海宇, 周泓宇, 姚伟, 文劲宇

(强电磁技术全国重点实验室(华中科技大学电气与电子工程学院), 武汉 430074)

摘要: 针对以远海岛屿特殊地理环境为背景的海上风电经柔性直流输电并网系统的直流单极接地故障问题, 提出了一种故障期间实现一半额定功率传输的容错运行策略, 以减少停运损失, 并提高受端电网安全稳定性。首先采用岛上风电侧半桥型模块化多电平换流器(modular multilevel converter, MMC)和岸上并网侧混合型 MMC 的输电拓扑, 并分析了其直流线路故障特性; 通过利用风电侧换流站可串联备用变压器组网方案, 避免了风电场因低压脱网, 实现了故障期间的直流持续降压运行; 进而在岛上配置了风电侧直流耗能装置, 解决了风电场长时间减载下风电侧换流站的能量盈余问题, 使系统进入一半额定功率传输的容错运行模式。最后基于 PSCAD/EMTDC 仿真平台验证了所提远海岛屿海上风电经柔直并网系统直流单极接地故障下容错运行策略的有效性。

关键词: 远海岛屿; 海上风电; 柔性直流输电; 容错运行; 单极接地; 模块化多电平

Fault-Tolerant Operation Strategy for Remote Island Offshore Wind Power Grid-Connected System Flexible HVDC Under Unipolar Grounding Faults

LI Tao, ZHAO Haiyu, ZHOU Hongyu, YAO Wei, WEN Jingyu

(State Key Laboratory of Advanced Electromagnetic Technology, School of electrical and Electronic Engineering, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China)

Abstract: Aiming at the unipolar ground fault problem of offshore wind power grid-connected system via flexible HVDC transmission with the background of special geographic environment of remote islands, a fault-tolerant operation strategy to achieve half rated power transmission during faults is proposed to reduce the loss of outage, and to improve the security and stability of the power grid at the receiving end. Firstly, the transmission topologies of half-bridge modular multilevel converter (MMC) on the island wind power side and hybrid MMC on the onshore grid-connected side are adopted, and their DC line fault characteristics are analyzed; the series-connectable standby transformer networking scheme of the converter station on the wind power side is utilized to avoid wind farms going off-grid due to low-voltage, and to realize the continuous DC voltage reduction operation during the fault period. Further, a wind power side DC energy dissipation device is configured on the island to solve the energy surplus problem of the wind power side converter station under long time load shedding of the wind farm, enable the system to enter a fault-tolerant operation mode with half of its rated power transmission. Finally, based on the PSCAD/EMTDC simulation platform, the effectiveness of the proposed fault-tolerant operation strategy for offshore wind power grid-connected systems with flexible HVDC link under unipolar grounding faults in remote islands is verified.

Key words: remote island; offshore wind; MMC-HVDC; fault-tolerant operation; unipolar grounding; modular multilevel converter

0 引言

基于模块化多电平换流器的柔性直流输电技术,以其输电灵活、调控性强以及无需无功补偿等显著优势,在远距离海上风电的电能汇集与外送中展现出独特的优势,对于推动可再生能源的广泛应用和电力系统可持续发展具有重要意义^[1]。

近年来,于远海岛屿构建海上风电传输枢纽的理念愈发受到广泛关注^[2-3]。伴随风电资源开发由近海向远海推进,海上漂浮平台的建设成本居高不下。故而,借助远海岛屿及其周边水深较浅的海域开展人工造岛,并建设海上风电场及其配套的并网系统,不失为一种经济高效的远海风电开发模式^[4]。该模式的实施,不仅有利于降低风电开发成本,提高风电的经济可行性,同时还能够提高远海岛屿孤立电网中清洁能源的占比,助力实现减碳目标^[5-6]。

远海岛屿海上风电项目所采用的长距离直流海底电缆,于海底高压、高盐度及高湿度的恶劣环境中运行,同时受渔业活动、坠落物、地质活动等多种外部因素干扰,故障风险相对偏高。直流海底电缆一般采用单芯双极结构,主要出现单极接地故障,且绝大多数为永久性故障,需停电检修^[7-9]。然而,鉴于远海地理环境的复杂性以及天气、交通等不利条件,停电检修与恢复供电通常耗费大量时间,严重影响发电量。此外,故障瞬间大量风机脱网,会对受端电网产生冲击,危及电网的安全稳定性^[10]。因此,实现系统在单极接地故障下的容错运行,不仅可降低故障引发的经济损失,还能减轻故障对陆上电网的影响,对该新型风电发展模式的应用与推广具有重要意义。

实现单极接地故障情形下系统的容错运行,本质在于将故障极线路当作健全极金属回线,促使对称单极系统演变为不对称单极金属回线系统。此过程要求系统具备直流持续降压运行以及系统功率平衡控制两方面的能力^[11-12]。

针对直流持续降压运行问题,采用全桥型或混合型模块化多电平换流器(MMC)是当前实现系统持续降压运行的主流解决途径。所增设的全桥子模块(full bridge sub-module, FBSM)能够进入负投入状态,拓展了系统控制的维度,赋予系统较强的故障处理能力^[13-14]。然而,全桥子模块的应用显著

提高了换流站设备的造价,在成本方面难以被接受。鉴于此,文献[15]提出了一种风电侧半桥型MMC-并网侧混合型MMC拓扑结构,并在风电侧MMC采用可串联备用变压器的组网方案,该方案能够以较低成本实现直流输电线路的持续降压运行。

针对柔性直流输电系统故障期间的功率平衡控制问题,文献[16]采用模块化多电平换流器(MMC)主动能量控制与风电场输出有功功率降低等控制手段相配合的方式,以实现功率平衡。文献[17]提出一种改进型MMC,用于实现多余能量的耗散。此外,文献[18]指出,由于风力发电机组系统存在惯性以及通信存在延时等因素,风机减载通常需要较长的响应时间,因此需投入耗能装置以吸收风电场的多余功率。然而,上述方法均针对陆地对称双极接线场景。对于耗能装置,目前主要将其布置于陆上并网侧换流站,以应对陆上电网故障引发的功率不平衡问题,在直流故障发生时难以发挥作用。综上所述,针对远海岛屿海上风电经柔性直流输电并网系统在直流单极接地故障下的容错运行场景,现有研究尚难以实现有效覆盖。

鉴于此,针对远海岛屿海上风电直流单极接地故障情形下的容错运行问题,本文提出采用岛上风电侧半桥型模块化多电平换流器(modular multilevel converter, MMC)与岸上并网侧混合型MMC的输电拓扑结构。对该拓扑在单极接地故障时直流线路的故障特征进行了分析,并结合风电侧换流站可串联备用变压器的方案规避了风电场因低电压而脱网的现象,达成了直流持续降压运行的目标;进一步地,借助海岛充裕的空间资源,在风电侧换流站出口直流母线处并联直流耗能装置化解了风电场长时间减载状态下风电侧换流站的能量盈余难题,促使系统进入额定功率一半传输的容错运行模式。最终,通过仿真实验验证了所提出的容错运行策略的有效性。

1 远海岛屿风电柔直并网系统拓扑与控制

1.1 远海岛屿海上风电经柔直并网系统拓扑

远海岛屿海上风电经岛上风电侧半桥型MMC-陆上并网侧混合型MMC柔性直流输电并网系统的拓扑如图1所示。

风电机组选用永磁同步发电机,并与背靠背全

功率变流器相连接, 该变流器包含发电机侧电压源换流器(generator side VSC, GSVSC)和并网侧电压源换流器(integration side VSC, ISVSC), 经升压处理后通过柔性直流换流站并入交流电网。岛上风电场侧模块化多电平换流器(wind farm side MMC, WFMMC)均采用半桥子模块, 其额定传输功率与风电场发电机相适配。并网侧模块化多电平换流器(grid side MMC, GSMMC)采用由 50 % 半桥子模块和 50% 全桥子模块构成的混合型 MMC, 以保障在单极故障情形下能够长期降压运行^[19]。风电侧换流站联接变压器采用 Y/Δ 接线方式, 可实现成本节约; 并网侧换流站联接变压器采用 Y/Y₀ 接线方式, 换流站侧绕组通过大电阻接地。直流耗能装置并联于风电场侧 MMC 出口的直流母线。

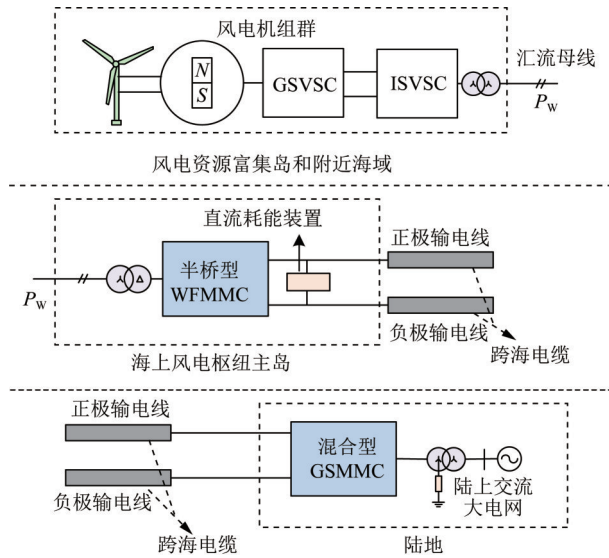


图 1 远海岛屿海上风电经柔性直流输电并网拓扑

Fig. 1 Grid-connected topology of offshore island wind power via flexible HVDC transmission

1.2 远海岛屿海上风电经柔直并网系统控制策略

远海岛屿海上风电经柔性直流输电并网系统的基本控制主要包括风电场控制、半桥型 WFMMC 控制、混合型 GSMMC 控制、直流耗能装置 4 个部分。

风电场控制策略包括电气部分的变流器 GSVSC、ISVSC 控制和机械部分的桨距角控制^[20]。风机所捕获的机械功率为:

$$P_{mec} = 0.5 C_p(\lambda, \beta) \pi \rho r^2 v^3 \quad (1)$$

式中: ρ 、 v 、 r 分别为空气密度、风速和叶片半径; $C_p(\lambda, \beta)$ 为风能利用系数, 是由叶尖速比 λ 和桨距

角 β 控制的函数, 计算公式为:

$$\begin{cases} C_p(\lambda, \beta) = c_1(c_2/\lambda_i - c_3\beta - c_4)e^{-c_5/\lambda_i} + c_6\lambda \\ \frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \end{cases} \quad (2)$$

式中下标 i 为计算中间变量。

当风速低于额定转速时桨距角通常为 0, 通过控制风机转速获得最佳叶尖速比 λ , 得到最佳的 $C_p(\lambda, \beta)$ 从而实现最大风能捕获。当风速高于额定风速时通过控制桨距角 β 增大使风机输出功率跟踪额定功率, 保护风电机组的安全。

通过在 GSVSC 设置定功率控制在 ISVSC 设置定直流电压控制, 背靠背全功率变流器可以控制永磁同步发电机输出功率和频率, 从而实现风电机组的汇流, 进而通过柔直系统实现并网。

岛上半桥型 WFMMC 配置有功电压、无功电压和能量三环解耦控制, 有功功率环和无功功率环可以稳定风电场并网点(point of common coupling, PCC)的电压, 主动能量控制环能够在避免直流线路电压升高的条件下提高子模块电容的电压, 吸收风电场发出的盈余能量, 具体控制框图如图 2 所示^[21]。

陆上混合型 GSMMC 通过定直流电压控制维持直流输电线路的电压稳定, 并加入子模块平均电容电压控制, 抑制 MMC 内环流, 维持电容电压稳定。

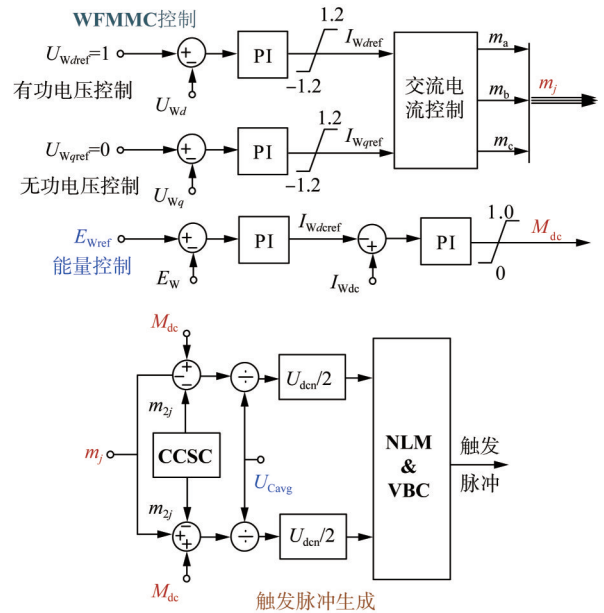


图 2 风电侧换流站控制框图

Fig. 2 Control block diagram of wind power side converter station

由于采用了 50% 全桥子模块, 混合型 GSMMC 可以通过改变电压参考值实现降压运行, GSMMC 的上、下桥臂输电电压为:

$$\begin{cases} u_p = \frac{V_{dc}}{2} - u = M_{dc} \frac{V_{dcn}}{2} - M_{ac} \frac{V_{dcn}}{2} \cos(\omega t + \theta_v) \\ u_n = \frac{V_{dc}}{2} + u = M_{dc} \frac{V_{dcn}}{2} + M_{ac} \frac{V_{dcn}}{2} \cos(\omega t + \theta_v) \end{cases} \quad (3)$$

式中: u_p 、 u_n 分别为上下桥臂输电电压; u 为每个桥臂上相对于直流中点的交流电压分量; V_{dcn} 为额定直流电压, 且等于总桥臂电压; M_{ac} 和 M_{dc} 分别为交流和直流调制比; θ_v 为 MMC 交流电压基波分量与风电场 PCC 点电压相位差; ω 为角频率。控制直流调整比 $M_{dc} < 1$, 直流电压 V_{dc} 小于直流额定电压的一半, 混合型 MMC 可实现低压运行。

直流耗能装置的主要结构由一个耗能电阻、一个谐波抑制电容以及多个级联的全桥子模块构成。当直流故障发生时 WFMMC 向耗能装置发送故障信号, 耗能装置随即开始对本地电压信号进行检测。当直流电压的标幺值超出设定值后, 依据差值的具体数值通过信号对全桥子模块的开关加以控制, 改变耗能装置中集中式电阻上的电压从而实现功率的动态吸收平衡, 进而达成对直流系统的保护^[22]。

1.3 单极接地直流故障特性与容错运行要求

1.3.1 直流单极接地直流线路故障特性

假设直流负极发生单极接地故障, 柔直系统直流线路的故障特性如图 3 所示。

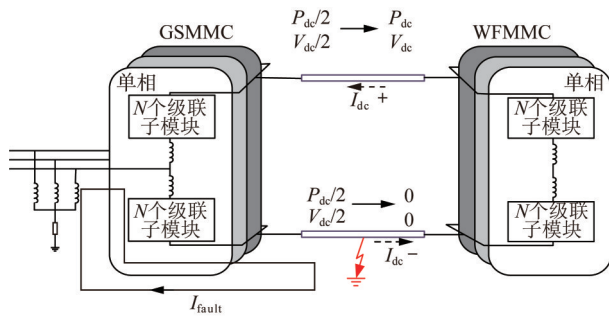


图 3 直流单极接地直流故障特征分析图

Fig. 3 Analysis diagram of DC fault characteristics for single-pole-to-ground DC faults

$$I_{dc+} = I_{dc-} + I_{fault}$$

此时两极电流的大小关系为:

$$I_{dc+} = I_{dc-} + I_{fault} \quad (4)$$

式中: I_{dc+} 为正极电流; I_{dc-} 为负极电流; I_{fault} 为故障电流。

故障发生之后故障极的电流通路未被阻断故而直流线路仍可实现电流流通。鉴于并网侧换流站交流侧中性点经由大电阻接地, 故障接地回路的故障电流受到限制因而其幅值较小, 且仅在故障后容错运行期间存在, 该影响可予以忽略。因此, 单极接地故障发生后处于容错运行状态时故障极电流与健全极电流近似相等, 维持于正常值附近。

1.3.2 风机并网低压穿越的要求

当单极接地故障出现且系统处于降压运行阶段时风电场并网点电压可能会发生跌落, 进而致使风电场脱网。故而, 需着重关注故障期间风电场的低电压穿越问题。

图 4 为国家标准风电场接入系统技术规范^[23]。当单极接地故障发生系统进行降压保护导致风电场并网点电压跌落至并网额定电压的 0.2 倍以下时风电场脱网; 当跌落至 20% 及以上时, 若并网点电压能在 0.625 s 内恢复至 0.9 p. u. 以上时风电场便无脱网风险。

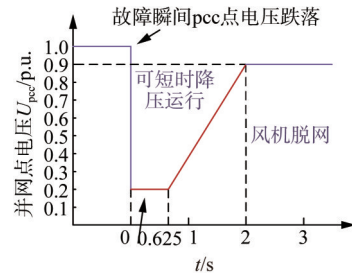


图 4 风电并网系统低电压故障穿越技术规范

Fig. 4 Technical specification for low voltage fault ride-through of grid-connected wind power system

2 容错运行组网方案与控制

2.1 直流降压控制

单极接地故障发生之后, 因故障极电压降为 0, 健全极的电压会跃升为正常值的两倍。借助健全极维持功率传输, 需将健全极电压恢复至正常值。运用 GSMMC 定直流电压控制使直流电压降至 0.5 p. u., 能够控制健全极电压下降至正常值。然而, 直流电压的下降会致使风电场并网 PCC 点电压出现跌落, 长时间的电压跌落会引发风电场脱网。通常情况下, 为避免因单台变压器检修或故障而导致线路停电, WFMMC 交流侧会配置备用联接变压器, 故而可采用主备变压器串联的方式抬升 PCC 点电压

以防止风电场脱网。直流降电压控制过程如图 5 所示。

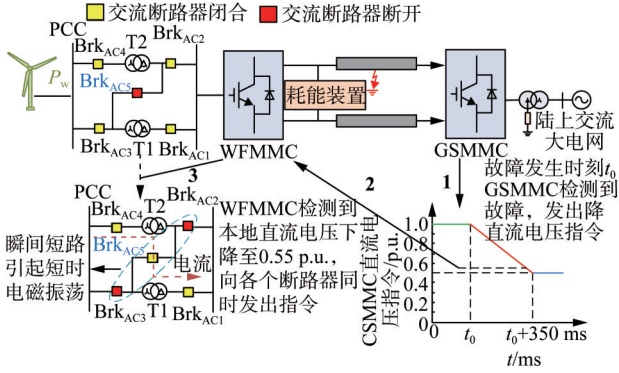


图 5 直流降电压控制

Fig. 5 DC dropout voltage control

在正常运行时除 $\text{Brk}_{\text{AC}5}$ 断开外其他断路器都闭合, T1、T2 两台三相变压器并联运行, 互为热备用, 各传输 50 % 额定功率。

单极接地故障发生的 t_0 时刻, 风电侧换流站与并网侧换流站分别检测到同时满足健全极电压 $|V_{\text{dc}}|/2I \rightarrow > 0.9|V_{\text{dc}}|$, 故障极 $|V_{\text{dc}}|/2I \rightarrow < 0.1|V_{\text{dc}}|$ 时, 判断出现了单极接地故障。为避免过电压对系统造成破坏, GSMDC 立即启动降压保护, 设置直流电压参考值在斜坡函数控制下下降至 0.5 p. u., 耗时 350 ms。随着直流电压的下降 PCC 点电压也开始下降。

故障发生后 $t_0 + 315$ ms 时风电场已在低于 1 p. u. 但高于 0.5 p. u. 的并网电压下运行 315 ms, 尚未超过图 4 提到的 625 ms 的极限时间。此时直流电压已下降至 0.55 p. u., WFMDC 同时向断路器 $\text{Brk}_{\text{AC}2}$ 、 $\text{Brk}_{\text{AC}3}$ 和 $\text{Brk}_{\text{AC}5}$ 发出指令, $\text{Brk}_{\text{AC}2}$ 和 $\text{Brk}_{\text{AC}3}$ 断开, $\text{Brk}_{\text{AC}5}$ 闭合, 如图 5 所示更改联接变压器组网结构由并联运行改为串联运行。

故障发生后 $t_0 + 350$ ms 时直流电压已完成下降过程, 健全极电压恢复至额定值并持续传输功率, 直流线路进入稳定的容错运行状态。断路器 $\text{Brk}_{\text{AC}2}$ 、 $\text{Brk}_{\text{AC}3}$ 和 $\text{Brk}_{\text{AC}5}$ 动作完毕, 两台变压器完成串联。风电场并网 PCC 点电压在变压器串联后即得到抬升, 避免了脱网风险。风电场并网 PCC 点总低电压运行时长在 350 ms 左右, 未超过 625 ms 的低电压运行极限时间, 风电场不会脱网。

虽然 WFMDC 同时发出控制指令使 $\text{Brk}_{\text{AC}2}$ 、 $\text{Brk}_{\text{AC}3}$ 和 $\text{Brk}_{\text{AC}5}$ 动作, 但是由于各断路器断开与闭合存在时间差, 且断路器内存在电弧, 柔直系统可

能会因短暂短路造成电磁振荡。但是振荡会在较短时间内完成衰减, 且风电场不会因该短时振荡导致电压过低而脱网。与故障后直接启动闭锁保护对柔直系统和陆上受端电网带来的冲击相比, 联接变压器串联带来的短时电磁振荡是可接受的。

基于以上原因, 需要对方案中的变压器的变比进行整定计算: 设换流变阀侧电压 $U_{\text{ac}1}$ 与上下桥臂差模电压基波幅值 U_{diffm} 的线性相关系数为 α , 则系统在额定状态下换流变压器阀侧额定电压 $U_{\text{m}1}$ 可以由式(5)算出。

$$M_{\text{ac}1} \approx \frac{2\alpha U_{\text{m}1}}{U_{\text{dc}1}} \quad (5)$$

式中 $M_{\text{ac}1}$ 为额定状态下的交流调制比; $U_{\text{dc}1}$ 为额定状态下的换流变压器阀侧交流电压。

交流电压下降时: 由于交流调制比 M_{ac} 通常为 0.85~0.9, 当发生单极接地故障后 M_{ac} 提升至 1, 从而导致交流电压下降。容错运行策略启动后接入变压器的变比计算如式(6)所示。

$$\begin{cases} M_{\text{ac}2} \approx \frac{\alpha U_{\text{m}2}}{U_{\text{dc}2}} \\ k_1 = \frac{U_{\text{m}1}}{U_{\text{m}2}} \end{cases} \quad (6)$$

式中: $M_{\text{ac}2}$ 为发生单极接地故障后的交流调制比; $U_{\text{m}2}$ 为故障后换流变压器阀侧交流电压; $U_{\text{dc}2}$ 为故障后直流侧电压; k_1 为计算所需的变压器变比。

以本文表 1 仿真参数 WFMDC 变压器阀侧空载线电压额定值为 352 kV 为例进行计算, 系统一半功率传输容错运行时 T1 阀侧电压为 $352 \text{ kV} \times 0.5 \times 1.05 \approx 185 \text{ kV}$, 则 $k_1 = 352/185 \approx 1.9$ 。故换流变网侧电压额定值约为 $1.9 \times 352 \text{ kV} \approx 670 \text{ kV}$ 。本文仿真中网侧电压额定值参数设置为 680 kV, 在实际工程中可以根据实际需要进行计算选定。

2.2 风电场减载期间盈余能量控制

单极接地故障发生之后对称单极柔性直流输电系统退化为不对称单极金属回线系统, 此时该系统仍可凭借健全极传输一半的功率, 这就要求风电场将输出功率减载至额定输出功率的一半, 以配合直流线路的功率传输。

当检测到故障发生时 WFMDC 即刻向风电场发出减载指令。然而, 考虑到通讯延时问题, 风电场实际开始减载的时间会在指令发出后的 100 ms。并

且,当前海上风电机组群的功率减载受环境、机组类型、规模以及控制算法等多种因素的影响,通常需要耗费较长时间,风电场一般难以在较短时间内完成输出功率减半的减载操作。因此,在风电减载过程中风电场的输出功率会大于直流输出功率,这两个输出功率的差值即为盈余功率。盈余功率的产生过程如图6阴影部分所示。

如果盈余功率在WFMMC的主动能量控制下利用子模块电容进行吸收,考虑其电压上限设置为1.5 p.u.,则WFMMC的可额外吸收的盈余能力 ΔW_{WFMMC} 的计算公式为:

$$\Delta W_{WFMMC} = \frac{1}{2} \times 6 \times C_{SM} \times (1.5^2 - 1^2) \times U_{SM}^2 \times N \quad (7)$$

式中 C_{SM} 、 U_{SM} 和 N 分别为子模块电容值、子模块额定电压和桥臂子模块数量。

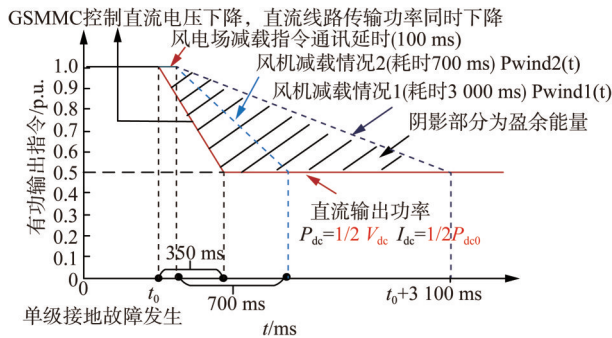


图6 直流单极故障下的有功功率响应

Fig. 6 Active power responses under DC unipolar faults

根据图6对系统的风电场输出功率和直流输出功率进行拟合,分析海上风电场减载过程,仅依靠WFMMC主动能量控制吸收盈余功率的最大支撑时间的计算为:

$$\int_{t_0}^{t_0 + \Delta t_{max}} [P_{wind}(t) - P_{dc}(t)] dt = \Delta W_{WFMMC} \quad (8)$$

式中 $P_{wind}(t)$ 和 $P_{dc}(t)$ 分别为海上风电场的输出有功功率以及直流线路输出功率; Δt_{max} 为最大支撑时间。

WFMMC子模块电容的最大可支撑时间为 Δt_{max} 。下面根据图7分析不同风电场减载情况下风电场减载、WFMMC主动能量吸收、耗能装置作用和直流功率传输四者之间的关系。

情况1:海上风电场减载速度快,减载时间小于 Δt_{max} 。此时GSMC控制直流电压在350 ms内下降至额定值的一半,风电场发出的功率减去直流输

送的功率为盈余功率,WFMMC通过子模块电容吸收,吸收过程持续至风电场减载完成。此情况无需耗能装置参与。

情况2:海上风电场减载速度慢,减载时间大于 Δt_{max} 。在故障发生后一段时间WFMMC吸收的盈余功率达到上限,导致直流电压升高。耗能装置检测到直流电压超出额定直流电压的一半便开始投入,吸收后续的盈余功率直至风电场减载过程完成,避免了WFMMC启动子模块电容过电压保护,柔直系统维持稳定运行。

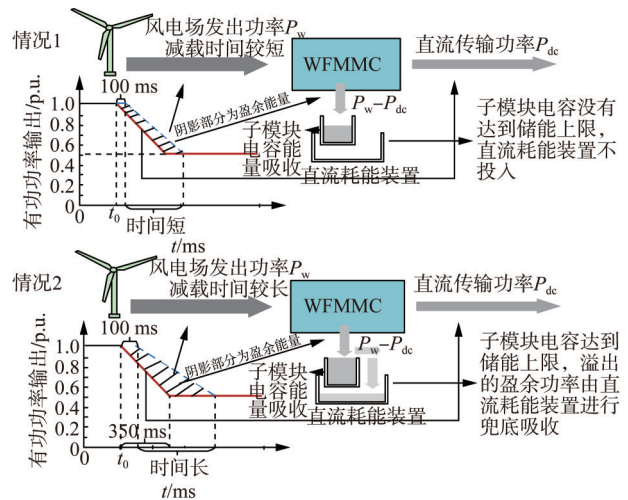


图7 两种情况下功率流动平衡关系

Fig. 7 Power flow balance relationship under both cases

3 仿真实验

为验证远海岛屿海上风电经柔性直流输电并网系统在单极接地故障下容错运行组网结构与控制的有效性,在PSCAD/EMTDC电磁仿真平台搭建如图1所示的远海岛屿海上风电经柔性直流输电并网系统^[24-25]。系统仿真主要参数如表1所示。

3.1 直流单极接地故障下容错运行效果仿真

仿真设置在1.5 s时发生单极接地故障,故障极为正极。启用本文所提容错运行组网方案和控制,设置风电场减载耗时为600 ms。仿真波形如图8所示。

图8(a)表明,并网侧换流站交流侧中性点通过大电阻接地成功限制了故障接地电流的大小,对两极电流取绝对值后可以得到两极电流近似相等,与前文理论分析一致。如图8(b)和(c)所示,由于故障极接地,无法传输功率,所有功率由健全极代

表 1 风电经柔性直流输电并网系统主要参数

Tab. 1 Main parameters of grid-connected wind power via flexible HVDC transmission

系统参数	数值
风电场额定容量/MVA	900
WFMMC 网侧交流母线电压/kV	680
GSMC 网侧交流母线电压/kV	400
直流电压/kV	± 320
WFMMC 换流变电压比	680/352
GSMC 换流变电压比	400/352
WFMMC 单桥臂子模块数量	380 HBSM
GSMC 单桥臂子模块数量	190 HBSM、190 FBSM
子模块电容值/ μF	15 000

偿, 故健全极的传输功率和电压都突升到正常值的两倍。此时两侧换流站检测到单极接地故障, 启动定直流电压控制, 使两极间电压在 350 ms 后下降到原来的一半。与此同时, 向风电场发出减载指令。从图 8(b)-(d) 可以得出, 在大约 1.85 s 时, 直流线路传输的功率和电压已完成下降, 直流线路实现半额定功率传输, 与图 5 控制策略相吻合, 此外健全极电压也恢复到正常值。图 8(e)-(f) 表明, 直流线路的降压运行会使风电场并网 PCC 点电压以及风机 d 轴电压的下降, 下降过程持续到 1.85 s 左右。在 PCC 点电压接近最低值时, WFMMC 向断路器发出指令, 变压器串联抬压, 待振荡消除, PCC 点在大约 2.1 s 恢复到额定值附近, 整个电压变化持续时间约为 0.6 s, 满足图 4 风电场低压穿越技术要求, 风电场不会脱网。图 8(f) 表明 WFMMC 控制联接变压器在 1.85 s 左右进行串联升压动作, 在此期间多个断路器动作且难以同步, 会导致直流电流、风机 d 轴电压等电磁量进入振荡, 与前文理论分析相符。但是振荡过程从 1.9 s 开始, 大约持续到 2.1 s 消除, 时间较短, 带来的影响在可接受的范围内。图 8(g) 表明了故障期间 GSMC 交流侧电压保持稳定, 单极接地故障并未对陆上并网产生影响。从故障发生到稳定容错运行, 系统经过了大约 0.6 s, 验证了本文所提直流单极接地故障下容错运行组网方案和控制的有效性。

3.2 风电场长时间减载对功率平衡的影响

为验证直流耗能装置的作用效果, 设置在 1.5 s 时发生单极接地故障, 风电场减载耗时 700 ms, 进行有无耗能装置的对比仿真, 仿真结果如图 9

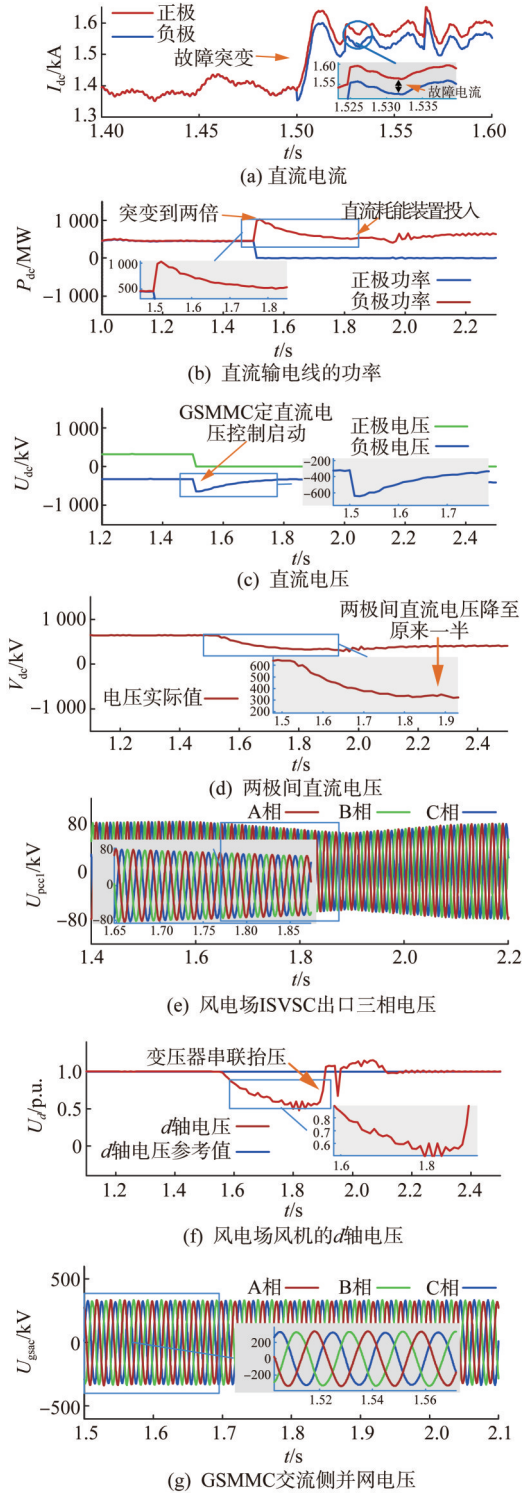


图 8 直流单极接地故障下容错运行效果

Fig. 8 Fault-tolerant operation under DC single-pole grounding faults

所示。

根据式(8), 在表 1 参数下计算得到 $\Delta t_{\max}$ 为 495.742 4 ms。在 GSMC 降电压控制耗时 350 ms

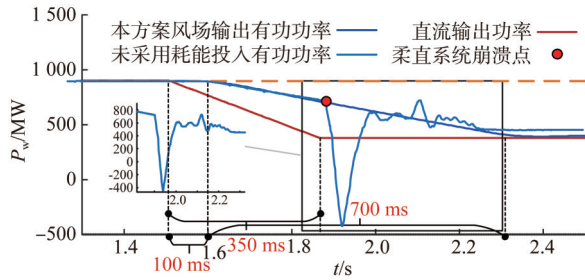


图9 所提方案与无耗能装置方案作用效果对比图

Fig. 9 Comparison of the effect of the proposed scheme and the scheme without energy-consuming devices

的情况下,在风电场减载时间为700 ms时由于减载时间大于495.742 4 ms,范围在WFMMC的可以吸收的最大能量范围之外,需要耗能装置介入吸收过多的盈余功率。

图9仿真结果表明:故障发生后直流的输出功率立即伴随着直流电压的降低而降低,而风电场则因为通讯延时100 ms才开始减载。由于700 ms大于 $\Delta t_{\max}$,因此未采用耗能装置且风电场减载至图9中柔直系统崩溃点时,WFMMC子模块能量吸收达到上限,启动WFMMC子模块电容过电压保护,WFMMC切出,进而导致整个柔性直流输电系统脱网。图9还展示了柔直系统崩溃点后若WFMMC子模块电容过电压保护不启动则风电场输出功率会出现很大的波动,给整个柔性直流输电系统带来冲击和危害。而若采用所提方案,则风电场可以正常减载,整个柔直系统进入容错运行状态。

为检验WFMMC子模块电容吸收风电场盈余功率的作用效果,设置在1.5 s时发生单极接地故障,风电场减载耗时750 ms,对有无耗能装置下WFMMC子模块电容电压进行仿真分析,仿真结果如图10所示。

图10仿真结果表明,利用WFMMC子模块电容吸收风电场发出的盈余功率时,其电容电压会迅速上升。当不使用直流耗能装置时,若WFMMC子

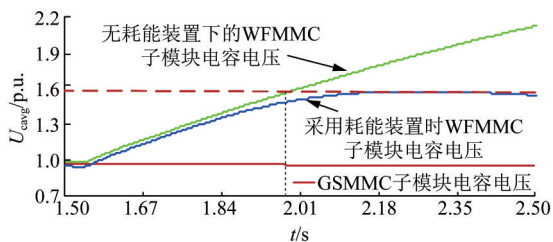


图10 换流站子模块电容电压

Fig. 10 Submodule capacitor voltage in converter station

模块电容不设置闭锁保护,其电压会在故障后0.5 s左右突破1.5 p. u.,造成过电压损害。在采用本文所提策略后,WFMMC子模块电容电压在上升至设置值1.5 p. u.后便停止吸收盈余功率,避免了过电压危害,剩余的盈余功率则由直流耗能装置进行吸收。

为充分验证直流耗能装置能够实现风电场长时间减载期间吸收过剩功率,设置在1.5 s时发生单极接地故障,风电场减载时间分别为400 ms、590 ms、690 ms 3种时间尺度,对后两种减载情况投入耗能装置,分析策略在不同减载时间的可靠性,得到直流输出功率仿真结果如图11所示。

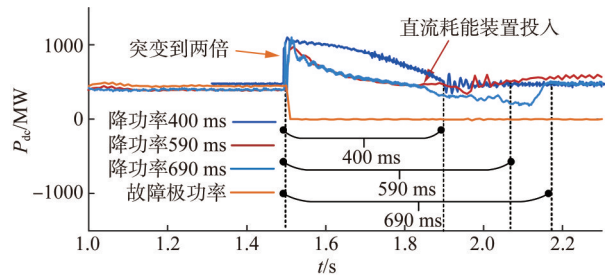


图11 风电场减载时的直流输出功率

Fig. 11 DC output power during wind farm load shedding

图11仿真结果表明,由于健全极的降压保护,其输出的直流功率会逐渐恢复到正常水平。通过直流耗能装置的作用,在风电场不同时间减载情况下健全极都能成功进入传输风电场一半额定功率的容错状态,多余功率由耗能装置吸收,系统成功实现容错运行。

3.3 方案经济性分析

当前,海上风电经柔直并网系统为实现成本降低,在风电侧与并网侧普遍采用半桥型模块化多电平换流器(MMC)换流站。当直流单极接地故障发生时,系统往往直接停运,进而造成较大的经济损失。本文以 ± 320 kV远海岛屿海上风电经柔性直流输电并网系统为例,对所提策略与半桥型MMC换流站方案展开经济性分析。

相较于半桥型MMC换流站方案,本文所提策略增加了混合型门极换流开关型模块化多电平换流器(GSMCC)新的绝缘栅双极型晶体管(IGBT)压接模块成本、风电场侧模块化多电平换流器(WFMMC)联接变压器处一台断路器成本以及直流耗能装置成本。对于单桥臂子模块数为380的半桥

型MMC换流站柔直输电系统,以额定电压等级为4.5 kV的IGBT压接模块为例,其单块售价约为2万元,本文方案在并网侧换流站需增加1 140块IGBT压接模块,设备成本与建造占地成本总计增加约2 300万元。依据南方电网公司相关报价资料,500 kV分相罐式断路器单台含税信息价约为230万元,因此风电侧换流站联接变压器处新增的一台断路器成本约为230万元。直流耗能装置成本主要集中于全桥子模块,以采用160个级联全桥子模块的直流耗能装置为例进行核算,约使用额定电压等级为4.5 kV的IGBT压接模块640块,综合考虑建造及占地成本,直流耗能装置总成本约为1 300万元。本文所提策略总增加成本约3 830万元。

当单极接地故障发生时采用本文所提策略可使系统进入容错运行状态。鉴于电缆深埋海床,且受检修设备及远海出海条件限制,故障恢复难度较大,系统需进行较长时间的容错运行,现以容错运行3周进行计算。系统在容错运行期间向电网输送一半的额定功率,约为450 MW。在当前海上风电平价上网的背景下,上网电价约为0.3元/kWh。因此,与半桥型MMC换流站方案相比,采用本文所提策略容错运行3周可挽回约6 804万元的直接经济损失,高于增加的3 830万元成本。

远海岛屿海上风电输电容量较大,一旦发生直流单极接地故障在系统停运瞬间将严重影响受端电网的功率平衡,引发电压与频率波动。若这些风险因素导致电网事故,将造成巨额的间接经济损失。本文所提的容错运行策略可使系统进入一半额定功率传输状态,能有效缓解受端电网电压和频率的波动问题,通过降低风险避免潜在经济损失。

远海岛屿海上风电通常具有25 a或更长的运营寿命,且直流电缆铺设距离长,海底环境复杂,易遭受各类意外事件,发生单极接地故障的概率较高。本文所提容错运行策略虽在一定程度上增加了系统成本,但在长期运营过程中能够实现经济效益与运行安全性的双重优化,为远海岛屿海上风电场的稳定经济运行提供了有效保障。

4 结论

本文聚焦于远海岛屿海上风电经柔性直流输电并网系统的直流单极接地故障问题,采用岛上半桥型WFMMC-陆上混合型GSMMC的配置方案,并

配备可串联联接变压器与直流耗能装置,实现了直流单极接地故障情况下系统的容错运行。通过理论与仿真分析,可得出以下结论。

1) 实现单极接地故障下系统的容错运行能够缩短停运时长,避免大量发电量损失,同时降低故障对陆上受端电网稳定性的影响,提升项目整体的经济效益并增强供电可靠性。

2) 借助岛上空间充裕的优势所配备的直流耗能装置可提供较大的功率裕度,为远海岛屿海上风电机组减载提供充足时间,使系统进入半额定功率传输的容错运行状态。

3) 风电侧换流站可串联变压器组网方案能够有效避免直流降压过程引发的风电场脱网问题,使系统在规避过电压危害的同时维持功率传输。

风电侧备用联接变压器串联抬压时产生的电磁振荡可能会对直流系统造成一定影响,后续研究可针对此问题进行改进。

参考文献

- [1] 邹常跃,韦嵘晖,冯俊杰,等.柔性直流输电发展现状及应用前景[J].南方电网技术,2022,16(3):1-7.
ZOU Changyue, WEI Ronghui, FENG Junjie, et al. Development status and application prospect of VSC-HVDC [J]. Southern Power System Technology, 2022, 16(3): 1-7.
- [2] 冯忠楠,文汀,林湘宁,等.孤立发电系统参与电力市场的模式探讨[J].中国电机工程学报,2021,41(14):4845-4857.
FENG Zhongnan, WEN Ting, LIN Xiangning, et al. Discussions on the mode of isolated power generation system participating in electricity market [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(14): 4845-4857.
- [3] VELÁZQUEZ-MEDINA S, SANTANA-SARMIENTO F. Evaluation method of marine spaces for the planning and exploitation of offshore wind farms in isolated territories. A two-island case study[J]. Ocean & Coastal Management, 2023 (239): 106603.
- [4] TOSATTO A, BESELER X M, ØSTERGAARD J, et al. North Sea Energy Islands: Impact on national markets and grids [J]. Energy Policy, 2022(167): 112907.
- [5] JANSEN M, DUFFY C, GREEN T C, et al. Island in the sea: the prospects and impacts of an offshore wind power hub in the North Sea[J]. Advances in Applied Energy, 2022(6): 100090.
- [6] YE B, ZHANG K, JIANG J, et al. Towards a 90% renewable energy future: A case study of an island in the South China Sea [J]. Energy Conversion and Management, 2017 (142): 28-41.
- [7] 罗魁,郭剑波,马士聪,等.海上风电并网可靠性分析及提升关键技术综述[J].电网技术,2022,46(10):3691-3703.
LUO Kui, GUO Jianbo, MA Shicong, et al. Review of key technologies of reliability analysis and improvement for offshore wind power grid integration [J]. Power System Technology, 2022, 46(10): 3691-3703.

- [8] 刘会家, 王磊, 尹成凯, 等. 促进海岛可再生能源消纳的混合储能配置优化策略[J]. 南方电网技术, 2025, 19(9): 38–46.
- LIU Huijia, WANG Lei, YIN Chengkai, et al. Hybrid energy storage configuration optimization strategy for promoting renewable energy consumption on islands [J]. Southern Power System Technology, 2025, 19(9): 38–46.
- [9] LI R, YU L, XU L. Operation of offshore wind farms connected with DRU-HVDC transmission systems with special consideration of faults [J]. Global Energy Interconnection, 2018, 1(5): 608–617.
- [10] 孙华东, 许涛, 郭强, 等. 英国“8·9”大停电事故分析及对中国电网的启示[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(21): 6183–6192.
- SUN Huadong, XU Tao, GUO Qiang, et al. Analysis on blackout in great britain power grid on August 9th, 2019 and its enlightenment to power grid in China [J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(21): 6183–6192.
- [11] XIANG W, LIN W, XU L, et al. Enhanced independent pole control of hybrid MMC-HVDC system [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2018, 33(2): 861–872.
- [12] 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.
- [13] 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 DC fault ride-through control strategy for wind power connected to the grid via bipolar hybrid MMC-HVDC [J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(10): 27–36.
- [14] 郑星星, 刘航, 徐攀腾, 等. 混合型MMC降压运行特征及控制策略[J]. 南方电网技术, 2023, 17(7): 1–7, 54.
- ZHENG Xingxing, LIU Hang, XU Panteng, et al. Voltage reduction operation characteristics and control strategy for hybrid modular multilevel converter [J]. Southern Power System Technology, 2023, 17(7): 1–7, 54.
- [15] 周泓宇, 姚伟, 左文平, 等. 海上风电直流单极接地故障下容错运行的组网方案与控制[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(13): 4835–4848.
- ZHOU Hongyu, YAO Wei, ZUO Wenping, et al. Grouping scheme and control of fault-tolerant operation under DC unipolar grounding fault for offshore wind energy [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(13): 4835–4848.
- [16] ZHOU H, YAO W, SUN K, et al. A multi-level coordinated DC overcurrent suppression scheme for symmetrical bipolar MMC-HVDC integrated offshore wind farms [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2023 (147): 108880.
- [17] 江守其, 张林, 李国庆, 等. 基于改进型MMC的风电直流联网系统直流故障穿越协调控制策略[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(12): 27–35.
- JIANG Shouqi, ZHANG Ling, LI Guoqing, et al. DC fault ride-through control strategy of wind power integrated DC transmission system based on modified MMC [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(12): 27–35.
- [18] WANG X, YANG R, SHI Z, et al. Co-ordinated low voltage ride-through of MMC-HVDC transmission system and wind farm with distributed braking resistors [J]. IEEE Access, 2022 (10): 87860–87869.
- [19] 林卫星, 文劲宇, 刘伟增. 架空柔性直流输电系统全桥模块比例设计与无闭锁控制[J]. 南方电网技术, 2018, 12(2): 3–11.
- LIN Weixing, WEN Jinyu, LIU Weizeng. Full bridge submodule proportion design and non-blocking control of overhead MMC-HVDC transmission system [J]. Southern Power System Technology, 2018, 12(2): 3–11.
- [20] 曹帅, 向往, 左文平, 等. 风电经柔性直流电网外送系统的交流故障诊断与穿越控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(4): 1295–1306, 1537.
- CAO Shuai, XIANG Wang, ZUO Wenping, et al. AC fault diagnosis and ride-through control strategy for the wind power delivery system via HVDC grid [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(4): 1295–1306, 1537.
- [21] ZHOU H, YAO W, ZHOU M, et al. Active energy control for enhancing ac fault ride-through capability of MMC-HVDC connected with offshore wind farms [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023, 38(3): 2705–2718.
- [22] 曹帅, 刘东, 赵成功. 适用于风电经柔性直流并网系统的柔性耗能装置及控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(23): 51–62.
- CAO Shuai, LIU Dong, ZHAO Chenggong. Flexible energy-consuming devices and control strategies for wind power via flexible DC grid-connected systems [J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(23): 51–62.
- [23] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局, 中国国家标准化管理委员会. 风电场接入电力系统技术规定: GB/T 19963—2011[S]. 北京: 中国标准出版社, 2011.
- [24] 徐攀腾, 朱博, 喻文翔, 等. 多类型元件混合直流电网机电暂态建模仿真[J]. 电气工程学报, 2021, 16(3): 54–61, 69.
- XU Panteng, ZHU Bo, YU Wenxiang, et al. Electromechanical transient modeling and simulation of multi-type component hybrid DC grid [J]. Journal of Electrical Engineering, 2021, 16(3): 54–61, 69.
- [25] 徐政, 肖晔庆, 张哲任, 等. 柔性直流输电系统[M]. 2版. 北京: 机械工业出版社, 2017: 45–51, 68.

收稿日期: 2024-04-30; 网络首发日期: 2025-07-16

作者简介:

李韬(2003), 男, 博士研究生, 研究方向为柔性直流输电技术的分析与控制, t_lee@hust.edu.cn;

赵海宇(2000), 男, 博士研究生, 研究方向为新能源电力系统稳定分析与控制、海上风电故障穿越控制, zhaohaiyu2021@163.com;

姚伟(1983), 男, 通信作者, 教授, 博士生导师, 博士, 研究方向为高比例新能源电力系统稳定分析与控制、新一代电力人工智能技术及应用。