

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2025.05.010

海上风电柔直系统中频振荡抑制方法及工程验证

杨志强¹, 王仙荣¹, 邹凯凯¹, 姜崇学¹, 黄如海¹, 林传伟²

(1. 南京南瑞继保电气有限公司, 江苏 南京 211102;

2. 中国电建集团福建省电力勘测设计院有限公司, 福建 福州 350003)

摘要: 针对海上风电经柔性直流送出系统存在的潜在中频振荡风险, 以中国首个海上风电柔直工程——如东工程为研究对象, 提出一种基于虚拟阻尼的中频振荡抑制策略。首先, 建立海上侧柔直换流器中频阻抗模型, 通过理论推导与频率扫描验证其在中频段呈感性正阻特性。其次, 结合风电场中频段容性负阻特性分析, 揭示二者交互引发 320 Hz 振荡的风险机理。然后, 通过隔离环节与中心频率可调的窄带通滤波器提取中频谐波电流, 经虚拟阻尼环节生成反向抑制电压, 从而重塑柔直系统目标频段的正阻尼特性。最后, 进行仿真与现场试验, 结果表明, 文中所提策略可快速有效抑制振荡, 且不影响系统稳态与动态性能。如东工程投运以来未再发生振荡, 为海风柔直送出工程提供了可推广的技术方案。

关键词: 柔性直流; 海上风电; 中频振荡; 虚拟阻尼; 振荡抑制; 如东工程

中图分类号: TM46

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2025)05-0109-08

0 引言

发展海上风电是我国构建新型能源体系、实现“双碳”目标、建设海洋强国的重要战略路径^[1]。随着近海资源开发趋于饱和, 深远海已成为未来海上风电开发的主战场^[2-3]。基于电压源型换流器的柔性直流输电(voltage sourced converter based high voltage direct current, VSC-HVDC), 凭借其可构建稳定风电并网电压、无充电功率限制、输送通道占地面积小等优势, 被国际公认为大规模远海风电并网的最优技术方案^[4-6]。

截至 2024 年底, 欧洲已建成 12 个商业化运行的海上风电经柔直送出工程^[5]。国内海上风电柔直工程起步较晚但发展迅猛: 江苏如东工程于 2021 年 12 月率先投运^[7]; 广东阳江青洲与三山岛工程预计 2026 年投运; 辽宁丹东、山东青岛、浙江苍南、福建长乐等地近期也相继规划了多个海上风电柔直工程。

然而, 风电场与柔直构成的双端弱电力电子系统易引发宽频振荡问题, 不仅威胁设备安全, 更成为制约全球海上风电大规模开发利用的关键技术瓶颈。典型案例包括: 2013 年德国北海 BorWin1 工程发生了 250~350 Hz 的中频振荡, 导致换流器滤波电容损坏^[8]; 舟山五端直流工程舟洋换流站在联网转孤岛运行期间发生高频振荡跳闸^[9]; 张北新能源柔直电网工程自 2020 年投运后频现数十赫兹至数

千赫兹的宽频振荡^[10]; 2021 年如东工程在调试阶段亦发生 320 Hz 及 2 kHz 的中高频振荡^[11-12]。

针对风电场经柔直送出系统的宽频振荡问题, 国内外学者在分析方法^[11-16]与抑制策略^[17-24]两方面展开深入研究。振荡机理分析主要采用模态分析法或阻抗分析法。文献^[11-12]分别运用上述方法揭示了如东工程高频振荡成因: 控制链路延时导致柔直高频段阻抗呈感性负电特性, 而换流变压器杂散电容则使其在相应频段呈容性, 二者交互引发空载充电高频振荡风险。文献^[13]通过模态分析指出, 如东工程中频振荡源于海上柔直换流器的电流内环与风电机组网侧换流器的电流内环及锁相环之间的交互作用。文献^[14]基于谐波线性化理论, 计及正负序控制、延时、电压前馈等环节, 建立柔直孤岛侧换流器等效阻抗模型, 系统分析各环节对中高频阻抗特性的影响。

在振荡抑制方面, 主要通过附加有源/无源阻尼重塑柔直阻抗以降低振荡风险。文献^[17]提出在电压前馈环节引入低通、带阻或非线性滤波器等有源阻尼, 以改善特定高频点阻抗特性。文献^[18-20]指出, 有源阻尼难以实现全频段阻抗的正阻尼重塑, 参数调整往往存在“此消彼长”的局限。文献^[21]提出一种自适应高频振荡抑制方法, 根据在线检测的振荡频率动态调整前馈带通滤波器参数, 以降低多工况下系统发生高频振荡的风险。文献^[22]则在电流环增加虚拟电容与低通滤波进行高频阻抗重塑, 并实现参数自适应调整。然而, 由于影响柔直中频段阻抗的因素较高频段更为复杂^[25],

收稿日期: 2025-07-16; 修回日期: 2025-09-03

基金项目: 国家重点研发计划资助项目(2023YFB2405900)

上述高频振荡抑制策略应用于中频振荡的效果尚不明确。文献[11, 23]提出加装无源高通滤波装置的方案,并给出滤波装置参数设计方法,虽可在宽频带提升相位裕度,但存在增加工程成本与系统损耗的弊端。

文中聚焦如东工程中频振荡现象,对振荡产生机理和抑制措施展开研究。首先,建立海上柔直换流器的中频阻抗模型,并通过阻抗扫描验证模型准确性,为揭示机理及设计抑制措施奠定理论基础。然后,提出一种基于虚拟阻尼的阻抗优化策略,在不影响柔直稳态与动态性能的前提下重塑其中频段阻抗特性,通过增强中频段正阻特性降低振荡风险。最后,结合仿真与现场试验验证所提策略的有效性。

1 如东工程中频振荡现象

如东工程系统结构如图1所示^[11-12]。海上风电场由H6、H8和H10 3个风电场组成,各风电场均采用配置全功率背靠背变流器的鼠笼型异步发电机,装机容量分别为400 MW(由100台4 MW风电机组构成)、300 MW(由67台4.5 MW风电机组构成)、400 MW(由100台4 MW风电机组构成)。风电场采用两级升压方案:风电机组出口电压(0.69 kV)先经箱式变压器升至35 kV,再通过海上升压站提升至220 kV。3座海上升压站分别通过两回220 kV交流海缆接入海上换流站。海上换流站将交流电能整流为直流后,经一条±400 kV直流电缆(总长108 km,含99 km海缆、9 km陆缆)输送至陆上换流站。陆上换流站将直流电能逆变为交流后,通过1回500 kV交流线路并入电网。

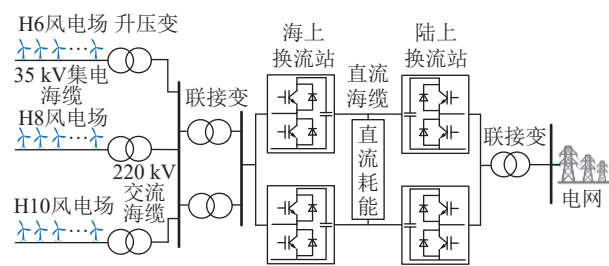


图1 如东海上风电柔直送出系统结构
Fig.1 Structure of the Rudong offshore wind farm VSC-HVDC transmission system

2021年11月21日23:07, H6风电场100台风电机组全部并网, H8风电场2台风电机组并网, H10风电场仅2条35 kV集电海缆带电, 无风电机组并网, 风电场总输送功率约110 MW。此时, 如图2所示, 海上换流站交流侧电压和电流出现频率约320 Hz的中频振荡, 且振荡幅值呈现持续增长趋势,

最终导致柔直系统配置的高频谐波保护动作, 系统停运。

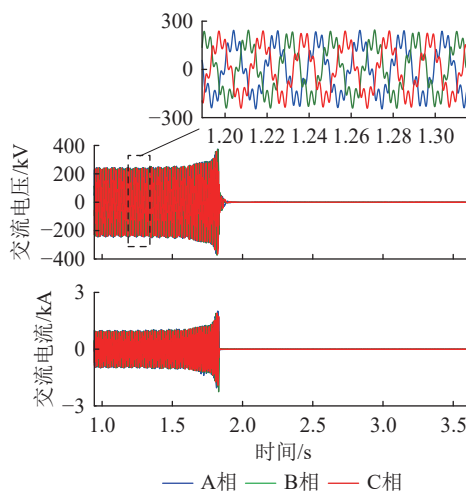


图2 如东工程现场中频振荡波形
Fig.2 On-site measured waveforms of mid-frequency oscillation in the Rudong project

2 柔直换流器阻抗模型

柔直换流器连接风电场时, 需要采用恒交流电压幅值与频率控制策略(即Vf控制), 为风电场并网提供稳定的交流电压。Vf控制采用电压外环、电流内环的双闭环矢量控制结构, 如图3所示。图中, LPF1、LPF2分别为外环电压与前馈电压采样低通滤波; PI为比例积分环节; ω 为角频率; L为换流器交流侧等效电感; V_d 、 $V_{d,ref}$ 分别为换流器交流侧电压d轴分量及其参考值; V_q 、 $V_{q,ref}$ 分别为换流器交流侧电压q轴分量及其参考值; i_d 、 $i_{d,ref}$ 分别为换流器交流侧电流d轴分量及其参考值; i_q 、 $i_{q,ref}$ 分别为换流器交流侧电流q轴分量及其参考值; $V_{cd,ref}$ 、 $V_{cq,ref}$ 分别为换流器调制电压d、q轴参考值。

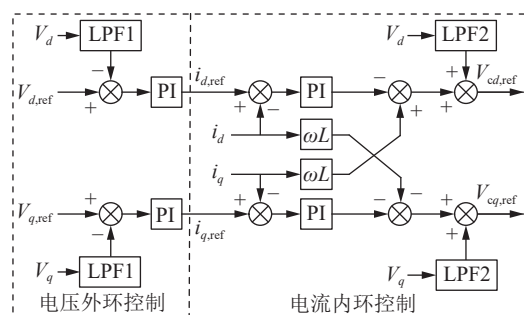


图3 柔直换流器控制框图
Fig.3 Control block diagram of the VSC-HVDC

电压外环控制器生成电流参考值, 电流内环控制器据此生成参考电压。给定坐标变换角度 $\theta_1 = \omega_1 t$ (ω_1 为基波角频率), 并设定交流电压参考值 $V_{d,ref} = 1$ p.u.、 $V_{q,ref} = 0$ p.u., 即可将并网点电压幅值和频率控制在额定值。

基于图3可建立对应的控制信号流,如图4所示。图中, V 、 i 分别为换流器交流侧电压、电流; G_v 、 G_i 分别为电压外环和电流内环 PI 控制器的传递函数; G_{fv1} 、 G_{fv2} 分别为外环电压和前馈电压采样低通滤波器的传递函数; G_T 为控制链路延时传递函数。应用 MASON 公式, 推导出柔直正序阻抗 Z_{eq}^{vsc} , 如式(1)所示。

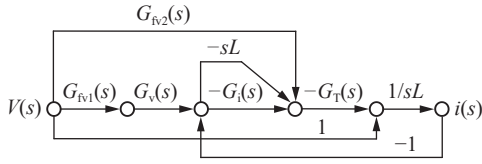


图4 柔直换流器控制信号流
Fig.4 Control signal flow of the VSC-HVDC

$$Z_{eq}^{vsc} = \frac{sL + G_i G_T + sL G_T}{1 - G_T (G_{fv2} - G_{fv1} G_v G_i)} \quad (1)$$

$$G_v(s) = K_{p,v} (1 + 1/T_v s) \quad (2)$$

$$G_i(s) = K_{p,i} (1 + 1/T_i s) \quad (3)$$

$$G_{fv1}(s) = 1/(1 + T_{fv1} s) \quad (4)$$

$$G_{fv2}(s) = 1/(1 + T_{fv2} s) \quad (5)$$

$$G_T(s) = e^{-sT_d} = \cos(\omega T_d) - j \sin(\omega T_d) \quad (6)$$

式中: $K_{p,v}$ 、 T_v 分别为电压环比例和积分系数; $K_{p,i}$ 、 T_i 分别为电流环比例和积分系数; T_{fv1} 、 T_{fv2} 分别为外环电压和前馈电压采样所用滤波器的时间常数; T_d 为控制链路延时。

由于控制器在 dq 坐标系下实现, 而阻抗特性通常在 abc 三相坐标系下描述, 因此需要对控制传递函数, 即式(1)—式(6)进行频率变换。变换公式^[26]为:

$$f = f_1 - f_0 \quad (7)$$

式中: f_0 为 dq 坐标系下基准旋转频率, 为 50 Hz; f_1 分别为 dq 坐标系和静止坐标系下频率。

须指出, 式(1)所示阻抗模型并未考虑正负序独立控制、锁相环、子模块电容电压波动、环流控制环节。由于文中仅关注柔直换流器中频段阻抗特性, 故上述主要影响低频段阻抗特性的因素可忽略。

在中高频段, 电压外环和电流内环 PI 控制器的积分项近似为零, 可用其比例系数等效^[14]; 外环电压及前馈电压采样低通滤波器的截止频率一般为数十赫兹, 旨在滤除中高频干扰, 故在中高频段有 $G_{fv1} \approx 0$ 、 $G_{fv2} \approx 0$ 。据此, 式(1)可简化为:

$$Z_{eq}^{vsc} = sL + (K_{p,i} + sL)G_T \quad (8)$$

根据上述简化公式, 可估算柔直阻抗。将式(6)代入式(8)可得:

$$Z_{eq}^{vsc} = j\omega L + (K_{p,i} + j\omega L)(\cos(\omega T_d) - j \sin(\omega T_d)) = K_{p,i} \cos(\omega T_d) + \omega L \sin(\omega T_d) + j(\omega L - K_{p,i} \sin(\omega T_d) + \omega L \cos(\omega T_d)) \quad (9)$$

如东工程柔直换流器(包括模拟量采集、极控参考波生成、阀控开断执行)的链路总延时 T_d 为 150 μ s。在 100~1 000 Hz 频段内, $0.03\pi < \omega T_d < 0.3\pi$, 将其代入式(9), 分析可知: 换流器阻抗实部为正; 虚部主要受 ωL 主导, 亦为正。因此, 换流器呈现感性正阻特性, 且虚部随频率升高而增大, 感性增强。

表1为如东工程柔直系统参数。基于式(1)及表1, 绘制如东工程海上换流器阻抗特性曲线。同时, 在 PSCAD/EMTDC 中搭建系统模型和频率扫描模块。图5为理论计算结果与扫描结果对比。可以看到: 在 100~1 000 Hz 范围内, 柔直换流器均呈现感性正阻特性, 且理论值与扫描值高度吻合, 验证了所建阻抗模型的准确性。

表1 如东工程柔直系统参数
Table 1 Parameters of the Rudong project VSC-HVDC system

参数	数值
变压器额定电压/kV	230/416.41
变压器漏抗/p.u.	0.17
变压器容量/(MV·A)	850×2
额定直流电压/kV	±400
换流器容量/MW	1 100
桥臂电抗/mH	133
子模块电容/mF	9
子模块个数	432
控制链路延时/ μ s	150
电压外环比例系数	2.0
电压外环积分系数	0.08
电流内环比例系数	0.5
电流内环积分系数	0.06

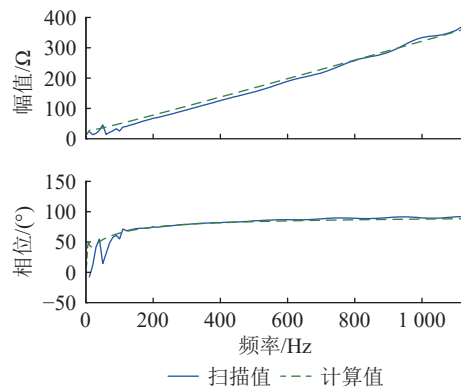


图5 阻抗扫描与解析计算结果对比
Fig.5 Comparison between impedance scanning and analytic calculation results

基于奈奎斯特稳定判据,若风电场与柔直阻抗幅频曲线交点处相位裕度不足,风电场经柔直送出系统将发生谐振。文献[27-28]研究表明,永磁同步发电机(permanent magnet synchronous generator, PMSG)在中频段(300 Hz附近)的阻抗主要受滤波电路参数、电流内环控制参数及链路延时的影响,呈容性负阻特性。图6为PMSG阻抗特性^[28]。如图6所示,风电机组在350 Hz频点阻抗相位跃变至-100°,标志其从感性正阻转变为容性负阻。而柔直换流器在350 Hz处的阻抗相位为79.2°,呈感性正阻特性。二者在350 Hz频点处相位差接近180°临界值,导致该频点附近振荡风险较高。

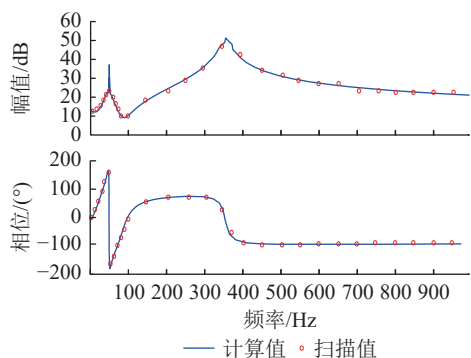


图6 PMSG 阻抗特性

Fig.6 Impedance characteristic of PMSG

3 基于虚拟阻尼的中频振荡抑制策略

鉴于海上风电场风电机组数量众多,逐台修改控制策略难度大,文中从优化柔直侧阻抗特性入手抑制振荡。针对柔直换流器,提出一种基于虚拟阻尼的中频振荡抑制策略,如图7所示。其核心原理为:提取电流的中频谐波分量,经虚拟阻尼环节生成抑制电压,反向叠加至参考波。通过附加虚拟电阻增强柔直在特定频段的正阻特性,从而降低柔直-风电场双端网络的中频振荡风险。为在优化中频段阻抗的同时避免影响工频稳态及动态性能,设置隔直环节滤除工频分量,并采用窄带宽带通滤波器提取目标频点附近的谐波分量。

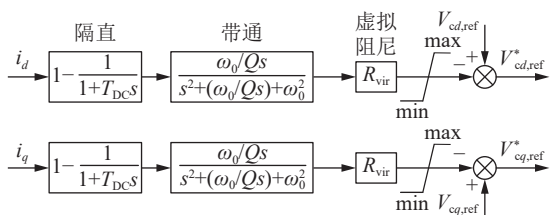


图7 虚拟阻尼控制

Fig.7 Virtual damping control

图7中, T_{DC} 为隔直环节一阶低通滤波器的时间常数,设为1 s; ω_0 为带通滤波器中心频率,考虑abc坐标系变换到dq坐标系的频率变换作用(abc

坐标系下的320 Hz分量变换到dq坐标系后对应270 Hz),将 ω_0 设置为270 Hz; Q 为品质因数,设为5(对应带宽为64 Hz); R_{vir} 为虚拟阻尼系数,设置为0.8;抑制电压限幅设置为0.05 p.u.; $V_{cd,ref}^*$ 、 $V_{cq,ref}^*$ 分别为经虚拟阻尼控制后调制电压 d 、 q 轴参考值。虚拟阻尼环节的传递函数为:

$$G_{sup} = R_{vir} \left(1 - \frac{1}{1 + T_{DC}s} \right) \times \frac{\omega_0/Qs}{s^2 + (\omega_0/Qs) + \omega_0^2} \quad (10)$$

附加虚拟阻尼控制后,柔直系统控制信号流如图8所示,其阻抗表达式如式(11)所示。

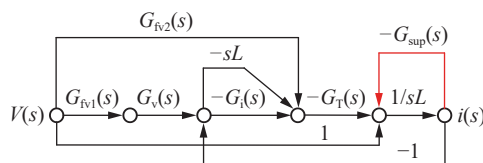


图8 附加虚拟阻尼的柔直控制信号流
Fig.8 Control signal flow of VSC-HVDC with virtual damping

$$Z_{eq}^{vsc'} = \frac{sL + G_i G_T + sL G_T + G_{sup}}{1 - G_T (G_{fv2} - G_{fv1} G_v G_i)} \quad (11)$$

控制链路延时导致虚拟阻尼控制输出的抑制电压与谐波电流间存在相位差。若该相位差过大(如接近180°),抑制电压可能与谐波电流反相,反而会加剧振荡,此时需要引入超前滞后相位补偿环节。对于如东工程,其控制链路延时为150 μs,虚拟阻尼输出电压与320 Hz谐波电流的相位延迟为: $150 \mu s \times 360^\circ / (1/320 \text{ Hz}) = 17.28^\circ$ 。此相位差较小,不需要额外补偿。

4 仿真与现场应用分析

4.1 仿真实验

基于式(11)及频率扫描模块,对附加虚拟阻尼控制策略后的柔直系统阻抗特性进行分析,结果如图9所示。在250~350 Hz频段内,柔直阻抗的幅值及相位发生明显变化,300 Hz处阻抗相位由79.2°降低至57.4°,相位裕度增加显著;在320 Hz目标频点,相比优化前,优化后柔直阻抗扫描值的相位降低约7.2°,正阻特性增强,有利于降低风电场与柔直交互振荡风险。

采用PSCAD电磁暂态仿真平台,对虚拟阻尼控制策略的中频振荡抑制效果进行验证。为模拟风电场容性阻抗特性并诱发系统谐振,在柔直变压器的230 kV母线侧并联4 μF电容,以增大风电场侧容性阻抗与柔直感性阻抗之间的相位差。仿真结果如图10所示。施加并联电容后,交流电压和交流电流中均出现了7次谐波分量,其幅值分别为

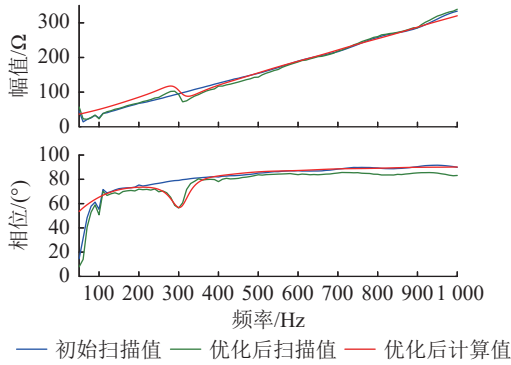


图9 增加虚拟阻尼策略后柔直阻抗

Fig.9 Impedance of VSC-HVDC with additional virtual damping strategy

1.0 kV、16 A。在 $t=18.875$ s 时投入虚拟阻尼控制策略,7次谐波电压与谐波电流的幅值分别被抑制到 0.5 kV、8 A,衰减率达 50%。仿真结果表明,虚拟阻尼策略可以对 7 次谐波产生显著的抑制效果。

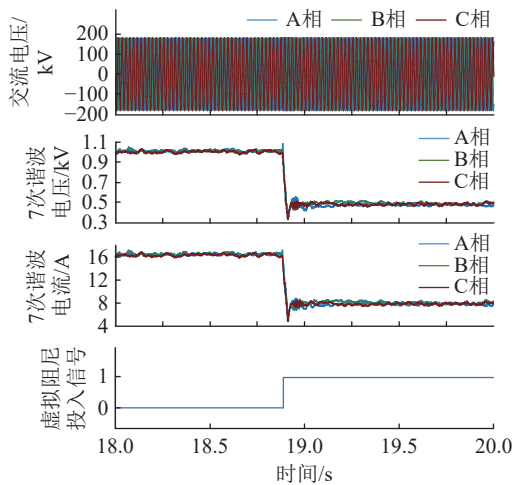


图10 中频振荡抑制仿真波形

Fig.10 Simulation waveforms of mid-frequency oscillation suppression

4.2 工程现场验证

在如东工程柔直控制系统中,引入基于虚拟阻尼的中频振荡抑制策略,并于现场开展振荡抑制试验。

柔直换流器解锁后,随着并网风机数量逐步增加,系统观测到中频振荡现象,如图 11 所示。在 $t=0.8$ s 启用虚拟阻尼控制策略,振荡立即衰减,系统在 20 ms 内快速收敛至稳定状态。交流电流中 7 次谐波分量经傅里叶分析显示,幅值由 200 A 降至 15 A,降幅达 92.5%。试验结果充分验证了虚拟阻尼抑制策略在风电场经柔直送出系统中实时抑制中频振荡的有效性。

所述中频振荡抑制策略虽设置了隔直环节与带通滤波环节,旨在精确提取目标频点的谐波电流分量,但理论上仍难以保证所提取电流成分的绝对纯净性(即完全排除非目标频点电流)。因此,基于

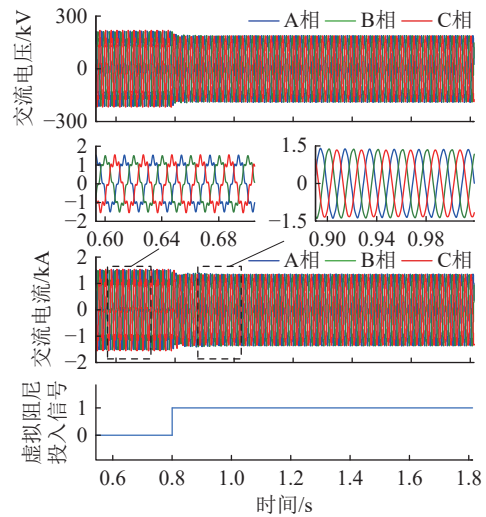


图11 中频振荡抑制现场试验波形

Fig.11 On-site test waveforms of mid-frequency oscillation suppression

少量非目标频点电流生成的附加参考电压,可能对柔直换流器在相应频段的稳态和动态性能产生一定程度的影响。然而,图 11 表明,虚拟阻尼策略投入后,柔直系统保持稳定运行,电压、电流未出现异常波动,验证了当前策略及其参数配置未对柔直系统的稳态性能产生显著的不利影响。

为进一步评估引入虚拟阻尼后系统的动态响应特性,工程现场开展交流电压阶跃试验。在 $t=0.8$ s 时,将交流电压指令值由 230 kV 阶跃至 228 kV,维持 1 s 后再阶跃恢复至 230 kV。阶跃响应波形如图 12 所示。

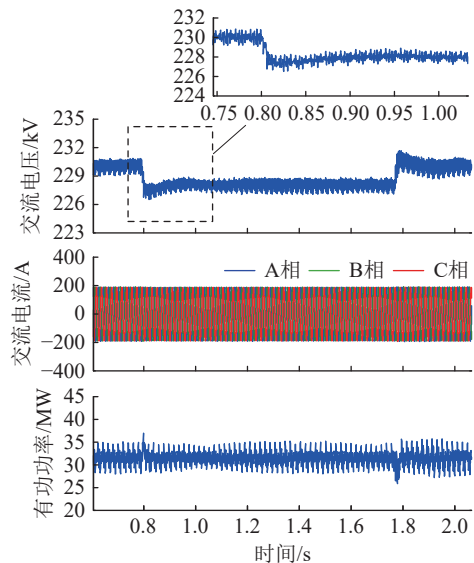


图12 交流电压阶跃波形

Fig.12 Waveforms of AC voltage step response

试验结果表明,交流线电压阶跃响应时间小于 50 ms,满足柔直控制系统动态性能规范要求^[29];在

稳态阶段(如 $t < 0.8$ s), 交流电压波动幅度小于 1 kV (对应 0.43%), 满足柔直控制系统稳态性能规范要求^[30]。该试验结果表明, 增加虚拟阻尼策略后, 未对柔直系统的稳态及动态性能产生显著影响。

5 结论

文中针对如东工程的中频振荡问题, 建立海上柔直换流器的阻抗模型, 并分析该振荡现象的产生机理。为有效抑制中频振荡, 提出应用于柔直换流器的虚拟阻尼控制策略。该策略通过隔直环节与带通滤波环节提取特定频段的谐波电流, 进而经过虚拟阻尼环节生成反向抑制电压, 从而在不影响柔直稳态和动态性能的前提下, 增强其在目标频段的正阻尼特性。主要结论如下:

(1) 虚拟阻尼控制可针对性改善目标频段阻抗特性, 但需关注潜在风险。引入虚拟阻尼控制后, 柔直系统在特定频段的阻抗特性得到显著改善, 但可能在一定程度上恶化其他频段的特性。因此, 须依据阻抗特性分析结果指导设计控制参数, 以避免引入新的振荡风险点; 此外, 受控制链路延时影响, 生成的抑制电压与提取的谐波电流间存在相位偏移, 须基于实测链路延时配置超前滞后补偿参数, 确保抑制电压与谐波电流保持反相位关系, 杜绝“激励振荡”的隐患。

(2) 虚拟阻尼控制策略有效且影响可控。仿真与现场试验结果均证实, 投入虚拟阻尼控制策略能够快速抑制中频振荡。同时, 隔直环节与窄带通滤波环节的设置有效降低了对系统稳态及动态性能的影响。

自虚拟阻尼控制策略在如东工程应用以来, 系统已稳定运行超过 3 a。在此期间, 经历了多种运行工况与功率水平的变化, 均未再出现中频振荡问题, 系统运行稳定可靠。该控制策略可为海上风电经柔直送出工程提供技术参考。

参考文献:

[1] 严新荣, 张宁宁, 马奎超, 等. 我国海上风电发展现状与趋势综述[J]. 发电技术, 2024, 45(1): 1-12.
YAN Xinrong, ZHANG Ningning, MA Kuichao, et al. Overview of current situation and trend of offshore wind power development in China[J]. Power Generation Technology, 2024, 45(1): 1-12.

[2] 王诗超, 刘嘉畅, 刘展志, 等. 海上风电产业现状及未来发展分析[J]. 南方能源建设, 2023, 10(4): 103-112.
WANG Shichao, LIU Jiachang, LIU Zhanzhi, et al. Analysis of current situation and future development of offshore wind power industry[J]. Southern Energy Construction, 2023, 10(4): 103-

112.

[3] 王晴勤, 温国标. 基于交能融合的分布式海上风电选址与布置[J]. 南方能源建设, 2024, 11(2): 59-67.
WANG Qingqin, WEN Guobiao. Site selection and layout of distributed offshore wind power based on energy and transportation integration[J]. Southern Energy Construction, 2024, 11(2): 59-67.

[4] 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.

[5] 蔡希鹏, 邹常跃, 彭发喜, 等. 超大规模海上风电海陆一体直流输电技术探讨[J]. 电网技术, 2024, 48(7): 2895-2901.
CAI Xipeng, ZOU Changyue, PENG Faxi, et al. Discussion on HVDC transmission technology for super-large scale offshore wind power under offshore-onshore integration[J]. Power System Technology, 2024, 48(7): 2895-2901.

[6] 文卫兵, 赵峥, 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.

[7] 邹凯凯, 李钢, 张宝顺, 等. 海风柔直陆上主网交流故障穿越协调策略[J]. 供用电, 2022, 39(11): 18-25, 54.
ZOU Kaikai, LI Gang, ZHANG Baoshun, et al. A coordination strategy of offshore MMC during onshore grid AC faults[J]. Distribution & Utilization, 2022, 39(11): 18-25, 54.

[8] BUCHHAGEN C, RAUSCHER C, MENZE A, et al. BorWin1-first experiences with harmonic interactions in converter dominated grids[C]. Proceedings of International ETG Congress. Bonn, Germany. VDE, 2015: 1-7.

[9] 尹聪琦, 谢小荣, 刘辉, 等. 柔性直流输电系统振荡现象分析与控制方法综述[J]. 电网技术, 2018, 42(4): 1117-1123.
YIN Congqi, XIE Xiaorong, LIU Hui, et al. Analysis and control of the oscillation phenomenon in VSC-HVDC transmission system[J]. Power System Technology, 2018, 42(4): 1117-1123.

[10] 苑宾, 厉璇, 尹聪琦, 等. 孤岛新能源场站接入柔性直流高频振荡机理及抑制策略[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(4): 133-141.
YUAN Bin, LI Xuan, YIN Congqi, et al. Mechanism and suppression strategy of high-frequency oscillation caused by integration of islanded renewable energy station into MMC-HVDC system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(4): 133-141.

[11] 赵峥, 李明, 田园园, 等. 江苏如东海上风电柔直工程系统谐波分析与抑制[J]. 电力建设, 2023, 44(6): 144-152.

- ZHAO Zheng, LI Ming, TIAN Yuanyuan, et al. Resonance analysis and suppression in Jiangsu Rudong offshore wind power flexible DC system[J]. *Electric Power Construction*, 2023, 44(6): 144-152.
- [12] 李冠群, 叶华, 宾子君. V/f 控制 MMC 带换流变压器空载充电发生高频振荡的机理分析[J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(11): 50-59.
- LI Guanqun, YE Hua, BIN Zijun. High-frequency oscillation mechanism analysis of V/f controlled modular multilevel converter charging with converter transformer under No-load condition[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(11): 50-59.
- [13] 高磊, 吕敬, 蔡旭. 如东海上风电柔直送出系统的中频振荡特性分析[J]. *电网技术*, 2023, 47(9): 3495-3509.
- GAO Lei, LÜ Jing, CAI Xu. Analysis of mid-frequency oscillation characteristics in Rudong MMC-HVDC system for offshore wind farms[J]. *Power System Technology*, 2023, 47(9): 3495-3509.
- [14] 冯俊杰, 傅闯, 邹常跃, 等. V/f 控制下柔性直流换流器阻抗建模及中高频谐振特性分析[J]. *电力系统自动化*, 2022, 46(4): 143-152.
- FENG Junjie, FU Chuang, ZOU Changyue, et al. Impedance modeling and mid-and high-frequency resonance characteristic analysis for flexible DC converter with V/f control[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(4): 143-152.
- [15] 代锋, 王钢, 曾德辉, 等. MMC-HVDC 输电系统中高频阻抗建模及谐振机理分析[J]. *电网技术*, 2022, 46(6): 2356-2372.
- DAI Feng, WANG Gang, ZENG Dehui, et al. Medium- & high-frequency impedance modeling and resonance mechanism analysis of MMC-HVDC transmission system[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(6): 2356-2372.
- [16] ZOU C Y, RAO H, XU S K, et al. Analysis of resonance between a VSC-HVDC converter and the AC grid[J]. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2018, 33(12): 10157-10168.
- [17] 陈威, 汪娟娟, 叶运铭, 等. 柔性直流输电系统交流侧中高频谐振附加阻尼抑制措施[J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(18): 151-161.
- CHEN Wei, WANG Juanjuan, YE Yunming, et al. Additional damping suppression measures for medium-and high-frequency resonance on AC side of MMC-HVDC transmission system[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(18): 151-161.
- [18] 李云丰, 汤广福, 贺之渊, 等. 柔性直流输电系统高频稳定性分析及抑制策略(三): 有源阻尼分频协调抑制策略[J]. *中国电机工程学报*, 2024, 44(23): 9392-9409.
- LI Yunfeng, TANG Guangfu, HE Zhiyuan, et al. High frequency stability analysis and suppression strategy of MMC-HVDC systems (part III): frequency division damping control coordinated suppression strategy[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(23): 9392-9409.
- [19] 郭贤珊, 刘泽洪, 李云丰, 等. 柔性直流输电系统高频振荡特性分析及抑制策略研究[J]. *中国电机工程学报*, 2020, 40(1): 19-29, 370.
- GUO Xianshan, LIU Zehong, LI Yunfeng, et al. Characteristic analysis of high-frequency resonance of flexible high voltage direct current and research on its damping control strategy[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2020, 40(1): 19-29, 370.
- [20] 侯延琦, 刘崇茹, 王宇, 等. 柔性直流输电系统高频振荡抑制策略研究[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(11): 3741-3751.
- HOU Yanqi, LIU Chongru, WANG Yu, et al. Research on the suppression strategy of high-frequency resonance for MMC-HVDC[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(11): 3741-3751.
- [21] HUANG P X, VANFRETTI L. Adaptive damping control of MMC to suppress high-frequency resonance[J]. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2023, 59(6): 7224-7237.
- [22] 杨万开, 王兴国, 王书扬, 等. 柔性直流换流器阻抗自适应重塑抑制高频谐振方法[J]. *电网技术*, 2022, 46(11): 4473-4482.
- YANG Wankai, WANG Xingguo, WANG Shuyang, et al. High-frequency resonant suppression by MMC-HVDC converter impedance adaptive remodeling[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(11): 4473-4482.
- [23] 李岩, 辛清明, 杨子千, 等. 大规模新能源经柔性直流孤网送出系统的稳定新问题与控制方法[J/OL]. *高电压技术*, 2025: 1-13. (2025-01-23)[2025-06-21]. <https://link.cnki.net/doi/10.13336/j.1003-6520.hve.20241334>.
- LI Yan, XIN Qingming, YANG Ziqian, et al. Stability issues and control methods for large-scale renewable energy island transmission systems via VSC-HVDC[J/OL]. *High Voltage Engineering*, 2025: 1-13. (2025-01-23)[2025-06-21]. <https://link.cnki.net/doi/10.13336/j.1003-6520.hve.20241334>.
- [24] 柳劲松, 马宁宁, 刘舒. 高比例风电系统宽频振荡紧急控制策略研究[J]. *全球能源互联网*, 2024, 7(5): 558-566.
- LIU Jinsong, MA Ningning, LIU Shu. Study on emergency control strategy of wideband oscillation in power systems with high-percentage wind power[J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2024, 7(5): 558-566.
- [25] 聂永辉, 张瑞东, 周勤勇, 等. 海上风电场经柔直送出系统的虚拟导纳中频振荡抑制策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(9): 36-45.
- NIE Yonghui, ZHANG Ruidong, ZHOU Qinyong, et al. Virtual admittance control strategy for medium-frequency oscillation in an offshore wind farm when connected to a VSC-HVDC[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(9): 36-45.
- [26] 马秀达, 文继锋, 严伟, 等. 张北柔性直流工程电压单环控制策略应用分析[J]. *电力系统自动化*, 2025, 49(2): 198-207.
- MA Xiuda, WEN Jifeng, YAN Wei, et al. Application analysis of single-loop voltage control strategy in Zhangbei flexible DC project of China[J]. *Automation of Electric Power Systems*,

2025, 49(2): 198-207.

[27] 李光辉, 王伟胜, 刘纯, 等. 直驱风电场接入弱电网宽频带振荡机理与抑制方法(一): 宽频带阻抗特性与振荡机理分析[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(22): 6547-6562.

LI Guanghui, WANG Weisheng, LIU Chun, et al. Mechanism analysis and suppression method of wideband oscillation of PMSG wind farms connected to weak grid (part I): analysis of wideband impedance characteristics and oscillation mechanism[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(22): 6547-6562.

[28] 苗硕, 李奇南, 查鲲鹏, 等. 基于加窗 FFT 的风电场自适应振荡抑制策略[J]. 中国电力, 2022, 55(10): 112-123.

MIAO Shuo, LI Qinan, ZHA Kunpeng, et al. Adaptive oscillation suppression strategy for wind farms based on windowed FFT[J]. Electric Power, 2022, 55(10): 112-123.

[29] 国家质量监督检验检疫总局, 中国国家标准化管理委员会. 柔性直流输电系统成套设计规范: GB/T 35703—2017[S]. 北京: 中国标准出版社, 2017.

General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the People's Republic of China, Standardization Administration of the People's Republic of China. Specification of system design for high-voltage direct current (HVDC)

transmission using voltage sourced converters (VSC): GB/T 35703-2017[S]. Beijing: Standards Press of China, 2017.

[30] 国家质量监督检验检疫总局, 中国国家标准化管理委员会. 柔性直流输电控制与保护设备技术要求: GB/T 35745—2017[S]. 北京: 中国标准出版社, 2017.

General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the People's Republic of China, Standardization Administration of the People's Republic of China. Specifications for control and protection equipment of voltage source converter based high-voltage direct current (VSC-HVDC) transmission system: GB/T 35745-2017[S]. Beijing: Standards Press of China, 2017.

作者简介:



杨志强

杨志强(1990), 男, 博士, 工程师, 从事柔性直流输电控制保护系统相关工作(E-mail: yangzq@nrec.com);

王仙荣(1991), 男, 硕士, 工程师, 从事柔性直流输电控制保护系统相关工作;

邹凯凯(1991), 男, 硕士, 高级工程师, 从事柔性直流输电控制保护系统相关工作。

Mid-frequency oscillation suppression methodology for offshore wind power VSC-HVDC system and its engineering validation

YANG Zhiqiang¹, WANG Xianrong¹, ZOU Kaikai¹, JIANG Chongxue¹, HUANG Ruhai¹, LIN Chuanwei²
(1. NR Electric Co., Ltd., Nanjing 211102, China; 2. PowerChina Fujian Electric Power Engineering & Surveying Design Institute Co., Ltd., Fuzhou 350003, China)

Abstract: Potential mid-frequency oscillation risks associated with offshore wind power integration via a voltage source converter based high voltage direct current (VSC-HVDC) transmission system are addressed. China's first offshore wind VSC-HVDC project, the Rudong project, is taken as the research subject. A mid-frequency oscillation suppression strategy based on virtual damping is proposed. Firstly, the mid-frequency impedance model of the offshore VSC converter is established. Through theoretical derivation and frequency scanning, it is verified that the converter exhibits inductive and positive-resistance characteristics in the mid-frequency band. Combined with an analysis of the capacitive and negative-resistance characteristics of the wind farm in the mid-frequency band, the risk mechanism of 320 Hz oscillation induced by their interaction is revealed. Based on this, the proposed strategy is implemented. Mid-frequency harmonic currents are extracted using a DC-blocking component and a narrow band-pass filter with an adjustable center frequency. These currents are then fed into a virtual damping block, where a reverse suppression voltage is generated. Consequently, the positive damping characteristic of the VSC-HVDC system is reshaped within the target frequency band. Simulation results and field tests demonstrate that oscillations can be rapidly and effectively suppressed by the proposed strategy, while the steady-state and dynamic performance of the system are maintained. Throughout the three years of project operation since commissioning, no oscillations have been reoccurred. A replicable technical solution is thereby provided for offshore wind power VSC-HVDC transmission projects.

Keywords: voltage source converter based high voltage direct current; offshore wind power; mid-frequency oscillation; virtual damping; oscillation suppression; Rudong project

(编辑 方晶)