

柔性直流输电系统接入交流电网的高频谐振风险运行方式辨识

李 清¹, 孟潇潇², 王强钢³, 李章允¹, 张连升³, 罗永捷³

(1. 中国南方电网有限责任公司超高压输电公司 检修试验中心, 广东 广州 510663;

2. 合肥工业大学 新能源利用与节能安徽省重点实验室, 安徽 合肥 230009;

3. 重庆大学 输配电装备及系统安全与新技术国家重点实验室, 重庆 400044)

摘要:柔性直流输电系统接入交流电网后存在高频谐振的风险,研究表明交流电网运行方式变化与高频谐振的产生存在内在关联。针对交直流系统中的高频谐振问题,首先构建了柔性直流输电系统直流侧和交流侧计及串补站的等效阻抗模型,分析了柔性直流输电系统接入交流电网的高频谐振机理。对柔性直流输电系统交流侧运行方式变化(特别是线路发生 $N-1$ 、 $N-2$ 故障)下等效阻抗的变化规律进行了理论分析和总结。此外,提出了一种柔性直流输电系统接入交流电网的高频谐振风险运行方式辨识方法,并以某地区电网局部交直流系统实际数据为例进行仿真,验证了所提辨识方法的有效性。

关键词:柔性直流输电系统;谐波谐振;阻抗建模;风险辨识

中图分类号:TM 721.1

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202204082

0 引言

柔性直流输电技术具有有功与无功功率独立控制、无无功补偿问题、可以为无源系统供电以及谐波水平低等优势,在高压直流输电、分布式能源并网及异步电网互联等领域得到了广泛推广和应用。因此含柔性直流输电系统的交直流电网已成为当今电网的重要组成形式^[1]。

但是柔性直流输电技术的引入也带来了新的问题,近年来国内外多个柔性直流输电工程在调试或运行过程中出现了高频谐波振荡现象,基于柔性直流输电技术的光伏、风电并网系统中也出现了不同频次的谐波振荡现象,严重影响着系统的安全稳定运行^[2-3]。大量研究表明,在某些控制策略或运行方式下,柔性直流输电系统换流站电力电子设备的阻抗特性可能与交流电网的等效阻抗间存在某些特定频率的谐振点,引发交直流系统的谐波谐振。模块化多电平换流器 MMC (Modular Multilevel Converter) 具有模块化设计、易拓展及谐波含量小等优点,已成为高压柔性直流输电系统建设的核心设备。相较于传统的两电平、三电平换流器,MMC的拓扑结构及控制系统设计更为复杂,其多时间尺度动态控制特性及与交流电网之间的相互作用是导致系统振荡事故频发的主要因素^[4]。

目前,围绕含柔性直流输电系统的交直流电网的谐波谐振问题,多数文献从柔性直流输电系统直流侧换流站的建模以及控制角度出发,研究引发谐波谐振的机理^[5]。针对含柔性直流输电系统的交直流电网中的低频段建模问题,需要考虑柔性直流输电系统换流站内部动态特性的影响。文献[6]针对含柔性直流输电系统的交直流电网的谐波谐振问题,基于多谐波线性化考虑了柔性直流输电系统换流站内部各频次谐波动态的影响,并分析了环流控制器参数及锁相环参数对换流站阻抗特性的影响。文献[7]考虑了定交流电压控制对柔性直流输电系统换流站阻抗特性的影响,并进一步分析了风电经柔性直流输电送出系统的稳定性。文献[8]建立了柔性直流输电系统换流站与弱交流电网互联系统的阻抗模型,并进一步分析了换流站阻抗和交流电网阻抗之间的耦合现象。文献[2]指出忽略换流站的频率耦合效应对含柔性直流输电系统的交直流电网进行稳定性分析可能会不准确,进一步建立了考虑换流站频率耦合现象的阻抗模型。而针对柔性直流输电系统换流站高频段进行建模一般忽略换流站内部动态的影响。如文献[9]认为高频谐波谐振与柔性直流输电系统的电压前馈控制采样环节以及系统谐波阻抗密切相关,并提出在电压前馈环节设计滤波器来解决高频谐振问题。文献[10]则分析了柔性直流输电系统与交流系统的高频谐振机理,指出高频振荡模式对控制参数变化不敏感,但与控制链路延时、前馈策略相关性高,并提出了相应的谐振抑制策略。文献[4]针对中高频谐振问题建立了柔性直流输电系统包含锁相环、功率外环和电压电流内环

收稿日期:2021-06-10;修回日期:2021-11-05

在线出版日期:2022-04-08

基金项目:中国南方电网公司科技项目(CG YKJXM20180388)

Project supported by the Science & Technology Project of China Southern Power Grid(CG YKJXM20180388)

的精确阻抗模型,并分析了各环节对阻抗的影响特性及相应的改善措施。

综上所述可以看出,针对柔性直流输电系统直流侧的建模和控制研究已十分充分,也得到了有价值的结论,但并不能完全揭示柔性直流输电系统发生高频谐振的根本原因。已有事故调查记录指出^[11],云南“4·10”高频谐振事故发生时,广西侧交流电网仅存在一回出线(另一回线停运检修),且广西侧交流系统容量非常低(短路容量小于 $3.3 \text{ GV}\cdot\text{A}$)。因此,可以看出交流侧运行方式的改变(特别是线路停运)对高频谐振的产生存在不可忽视的影响。但现有文献在对柔性直流输电系统交流侧进行等效阻抗建模时,大多仅利用简单电阻、电感及电容串并联进行近似等效,无法有效模拟交流侧等效阻抗的复杂特性,也未建立高压线路的阻抗特征模型。此外,现有文献对于交流侧线路发生 $N-1$ 、 $N-2$ 故障后阻抗的变化规律缺乏有效研究,尚未评估线路停运后系统发生谐波谐振的风险。

本文针对柔性直流输电系统谐波谐振问题,深入研究交流电网在各种运行方式(如线路 $N-1$ 、 $N-2$ 故障)下的高频谐振风险,进而为实际工程中谐波振荡抑制和系统谐波稳定性提升提供支撑。

1 含柔性直流输电系统的交直流电网等效阻抗模型

典型的 500 kV 电压等级下柔性直流系统接入交流电网的示意图如附录A图A1所示,本文的研究重点在于柔性直流输电系统的交流侧运行方式变化对谐波稳定的影响分析。因此简化柔性直流输电系统直流部分的等效阻抗建模过程。

1.1 柔性直流输电系统等效阻抗模型

针对柔性直流输电系统的建模,本文参考文献[12-13],在分析高频谐振问题时,近似忽略功率/电压外环、环流抑制算法的影响,忽略正负序分离控制、 dq 轴耦合的影响^[14-15],仅考虑电流内环和电网电压前馈的控制策略的柔性直流输电系统等效控制策略如图1所示。图中: I_{ref} 、 I_{out} 分别为交流电网电流参考值和输出电流; V_{grid} 为交流电网电压; G_{PI} 为电流内环比例积分(PI)控制器传递函数; L 为桥臂电感与变压器漏感在高压侧的等效电感之和; K_{PWM} 为脉宽调

制(PWM)的调制系数; G_{d} 为控制链路的延时环节,其表达式见式(1)。

$$G_{\text{d}} = e^{sT_{\text{d}}} \quad (1)$$

式中: T_{d} 为延时环节的时间常数。

由图1进一步推导可得:

$$I_{\text{out}} = G_{\text{cl}} I_{\text{ref}} - Y_{\text{inv}} V_{\text{grid}} \quad (2)$$

式中: G_{cl} 为柔性直流输电系统闭环传递函数, Y_{inv} 为柔性直流输电系统交流端口导纳,二者表达式见式(3)。

$$\begin{cases} G_{\text{cl}} = \frac{G_{\text{PI}} G_{\text{d}} K_{\text{PWM}}}{sL + G_{\text{PI}} G_{\text{d}} K_{\text{PWM}}} = \frac{G_{\text{PI}} K_{\text{PWM}} e^{-sT_{\text{d}}}}{sL + G_{\text{PI}} K_{\text{PWM}} e^{-sT_{\text{d}}}} \\ Y_{\text{inv}} = \frac{1 - G_{\text{d}} K_{\text{PWM}}}{sL + G_{\text{PI}} G_{\text{d}} K_{\text{PWM}}} = \frac{1 - K_{\text{PWM}} e^{-sT_{\text{d}}}}{sL + G_{\text{PI}} K_{\text{PWM}} e^{-sT_{\text{d}}}} \end{cases} \quad (3)$$

1.2 计及串补的交流系统等效阻抗模型

在对柔性直流输电系统交流侧进行等值建模与仿真时,多数文献将交流电网内阻抗等效为交流电网等效电阻 R_{g} 与电感 L_{g} 的串联支路^[2,14],即:

$$Z_{\text{g}} = R_{\text{g}} + sL_{\text{g}} \quad (4)$$

式中: Z_{g} 为交流电网等效阻抗。而在实际的交直流系统中,交流电网的各电源、线路运行方式的变化均会影响交流电网的等效阻抗,其中线路运行方式变化是本文的重点关注对象。本节采用一个标准的分析算例来讨论柔性直流输电系统接入交流电网后线路运行方式变化对交流电网等效阻抗的影响。实际的 500 kV 线路模型要比电阻与电感串联的等效模型更为复杂,通常 500 kV 线路应该被等效为 π 型电路,即电阻与电感串联且线路两端接有对地电纳。此外,对于线路长度超过 100 km 的 500 kV 线路,一般会在线路一端串联串补站,缩短线路的电气距离;在线路出现轻载的情况下还会在线路一端(或两端)并联高压电抗器。

为了研究交流系统线路运行方式变化对交直流系统谐波稳定性的影响,构建附录A图A2所示简单的由3座 500 kV 变电站构成的电力系统等效电路进行案例分析。图中,柔性直流输电系统接入 500 kV 变电站A低压侧,变电站A与变电站B之间的电气距离较远,且有两回线路相连,每回线路在变电站B侧设置串补站,同时在变电站A和串补站之间还并联有高压电抗器,两回线路的阻抗参数完全相同。变电站C与变电站A、B之间电气距离较近,并未设置串补站和并联高压电抗器,各 500 kV 变电站内阻抗采用RLC并联电路进行等效。

根据诺顿等效原理将每座 500 kV 变电站等效为带等效内阻抗的理想电流源,首先写出图A2中红线方框所示从理想电流源处看进去的系统频域输入输出表达式,如式(5)所示。

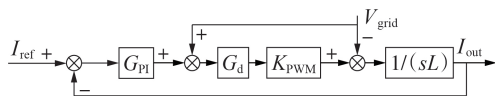


图1 柔性直流输电系统等效控制策略

Fig.1 Equivalent control strategy of flexible DC transmission system

$$\begin{bmatrix} G_{cl} I_{ref} \\ Y_{gb} V_{gb} \\ Y_{gc} V_{gc} \\ 0 \end{bmatrix} = Y_{nc} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ V_{sc} \end{bmatrix} \quad (5)$$

$$Y_{nc} = \begin{bmatrix} Y_{nc_{11}} & 0 & -Y_{ac} & -2Y_{ab} \\ 0 & Y_{nc_{22}} & -Y_{bc} & -2Y_{sc} \\ -Y_{ac} & -Y_{bc} & Y_{nc_{33}} & 0 \\ -2Y_{ab} & -2Y_{sc} & 0 & Y_{nc_{44}} \end{bmatrix} \quad (6)$$

$$\begin{cases} Y_{nc_{11}} = Y_{inv} + B_{ab} + B_{ac} / 2 + Y_{la} + 2Y_{ab} + Y_{ac} \\ Y_{nc_{22}} = Y_{gb} + B_{bc} / 2 + 2Y_{sc} + Y_{bc} \\ Y_{nc_{33}} = Y_{gc} + B_{ac} / 2 + B_{bc} / 2 + Y_{bc} + Y_{ac} \\ Y_{nc_{44}} = 2Y_{sc} + 2Y_{ab} + B_{ab} + Y_{lb} \end{cases} \quad (7)$$

式中： Y_{gb} 、 Y_{gc} 分别为500 kV变电站B、C的等值内导纳； V_{gb} 、 V_{gc} 分别为500 kV变电站B、C等效理想电流源的电压； V_a 、 V_b 、 V_c 分别为500 kV变电站A—C的母线电压； V_{sc} 为串补站节点电压； Y_{ab} 、 Y_{bc} 、 Y_{ac} 分别为线路ab、bc、ac的 π 型等效电路的等值导纳； Y_{sc} 为串补站的等值导纳； B_{ab} 、 B_{bc} 、 B_{ac} 分别为线路ab、bc、ac的 π 型等效电路两端的等值电纳； Y_{la} 、 Y_{lb} 分别为接在500 kV变电站A、B侧的高压电抗器的电导； Y_{nc} 为从理想电流源处看进去的系统导纳矩阵。

同理还可以写出图A2中蓝线方框所示从各500 kV变电站并网点处看进去的交直流系统频域输入输出表达式，如式(8)所示。

$$\begin{bmatrix} I_{ga} \\ I_{gb} \\ I_{gc} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{no_{11}} & 0 & -Y_{ac} & -2Y_{ab} \\ 0 & Y_{no_{22}} & -Y_{bc} & -2Y_{sc} \\ -Y_{ac} & -Y_{bc} & Y_{no_{33}} & 0 \\ -2Y_{ab} & -2Y_{sc} & 0 & Y_{no_{44}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ V_{sc} \end{bmatrix} = Y_{no} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ V_{sc} \end{bmatrix} \quad (8)$$

$$\begin{cases} Y_{no_{11}} = B_{ab} + B_{ac} / 2 + Y_{la} + 2Y_{ab} + Y_{ac} \\ Y_{no_{22}} = B_{bc} / 2 + 2Y_{sc} + Y_{bc} \\ Y_{no_{33}} = B_{ac} / 2 + B_{bc} / 2 + Y_{bc} + Y_{ac} \\ Y_{no_{44}} = 2Y_{sc} + 2Y_{ab} + B_{ab} + Y_{lb} \end{cases} \quad (9)$$

式中： I_{ga} 、 I_{gb} 、 I_{gc} 分别为500 kV变电站A—C母线处的电流； Y_{no} 为从各500 kV变电站并网点处看进去的交流系统导纳矩阵。综上可推出：

$$\begin{bmatrix} I_{ga} \\ I_{gb} \\ I_{gc} \\ 0 \end{bmatrix} = Y_{no} Z_{nc} \begin{bmatrix} G_{cl} I_{ref} \\ Y_{gb} V_{gb} \\ Y_{gc} V_{gc} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (10)$$

式中： Z_{nc} 为从理想电流源处看进去的系统阻抗矩阵。由式(5)—(10)可以看出，算例中的拓扑为3节点交直流系统(不含串补站)，其相应的柔性直流输电系统传递函数求解相对复杂，且考虑到一般串补站与变电站B之间的电气距离较短。因此对上述系统进行化简，化简原则如下：①忽略串补站与500 kV变电站B之间的电气距离，即将串补站与变电站B合并；②将线路后侧高压电抗器 Y_{lb} 接在变

站B处。

由此可得交直流系统简化后的导纳矩阵 Y'_{nc} 、 Y'_{no} 分别为：

$$Y'_{nc} = \begin{bmatrix} Y'_{nc_{11}} & -2Y'_{ab} & -Y_{ac} \\ -2Y'_{ab} & Y'_{nc_{22}} & -Y_{bc} \\ -Y_{ac} & -Y_{bc} & Y'_{nc_{33}} \end{bmatrix} \quad (11)$$

$$\begin{cases} Y'_{nc_{11}} = Y_{inv} + Y_{la} + B_{ab} + B_{ac} / 2 + 2Y'_{ab} + Y_{ac} \\ Y'_{nc_{22}} = Y_{gb} + Y_{lb} + B_{ab} + B_{bc} / 2 + 2Y'_{ab} + Y_{bc} \\ Y'_{nc_{33}} = Y_{gc} + B_{ac} / 2 + B_{bc} / 2 + Y_{bc} + Y_{ac} \\ Y'_{ab} = Y_{ab} Y_{sc} / (Y_{ab} + Y_{sc}) \end{cases} \quad (12)$$

$$Y'_{no} = \begin{bmatrix} Y_{la} + 2Y'_{ab} + Y_{ac} & -2Y'_{ab} & -2Y_{ac} \\ -2Y'_{ab} & Y_{lb} + 2Y'_{ab} + Y_{bc} & -Y_{bc} \\ -2Y_{ac} & -Y_{bc} & Y_{bc} + Y_{ac} \end{bmatrix} \quad (13)$$

将 Y'_{nc} 进一步表示为阻抗形式，有：

$$Z'_{nc} = (Y'_{nc})^{-1} = \begin{bmatrix} Z'_{11} & Z'_{12} & Z'_{13} \\ Z'_{21} & Z'_{22} & Z'_{23} \\ Z'_{31} & Z'_{32} & Z'_{33} \end{bmatrix} \quad (14)$$

式中：对角线元素为变电站A—C从理想电流源侧看进去的系统等效自阻抗；非对角线元素为相应的等效互阻抗。则式(10)可以改写为：

$$\begin{bmatrix} I_{ga} \\ I_{gb} \\ I_{gc} \end{bmatrix} = Y'_{no} Z'_{nc} \begin{bmatrix} G_{cl} I_{ref} \\ Y_{gb} V_{gb} \\ Y_{gc} V_{gc} \end{bmatrix} \quad (15)$$

再由诺顿定理可得图2所示柔性直流输电系统接入交流电网的等效电路。图中： Y_{grid} 为交流电网等效导纳。

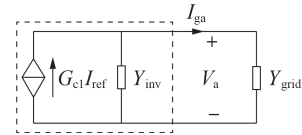


图2 柔性直流输电系统接入交流电网的等效电路
Fig.2 Equivalent circuit of flexible DC transmission system connected to AC grid

值得注意的是，式(14)所示阻抗矩阵中的对角线元素是由各座变电站侧等效电流源看进去的等效阻抗，其中包括柔性直流输电系统的闭环输出阻抗及柔性直流输电系统并网点处的交流系统阻抗。因此，柔性直流输电系统并网点处的等效阻抗为：

$$Z'_{11} = \frac{1}{Y_{inv} + Y_{grid}} \quad (16)$$

则 Z'_{11} 和 Y_{grid} 可分别进一步表示为：

$$Z'_{11} = \frac{Y'_{nc_{22}} Y'_{nc_{33}} - Y_{bc}^2}{Y_{nom}} \quad (17)$$

$$Y_{grid} = \frac{1}{Z'_{11}} - Y_{inv} = \frac{Y_{nom}}{Y'_{nc_{22}} Y'_{nc_{33}} - Y_{bc}^2} - Y_{inv} \quad (18)$$

式中： Y_{nom} 为矩阵 Y'_{nc} 行列式的值，其表达式见式(19)。

$$Y_{\text{nom}} = Y'_{\text{nc}_{-11}} (Y'_{\text{nc}_{-22}} Y'_{\text{nc}_{-33}} - Y_{\text{bc}}^2) - 2Y'_{\text{ab}} (2Y'_{\text{ab}} Y'_{\text{nc}_{-33}} - Y_{\text{bc}} Y_{\text{ac}}) - Y_{\text{ac}} (Y'_{\text{ab}} Y_{\text{bc}} + Y'_{\text{nc}_{-22}} Y_{\text{ac}}) \quad (19)$$

2 含柔性直流输电系统的交直流电网谐波稳定性分析

2.1 谐波稳定性机理分析

由图 2 可得:

$$\frac{I_{\text{ga}}}{I_{\text{ref}}} = G_{\text{cl}} Z'_{11} Y_{\text{grid}} \quad (20)$$

由式(16)、(20)可最终得到式(21)所示的柔性直流输电系统闭环传递函数表达式。

$$\frac{I_{\text{ga}}}{I_{\text{ref}}} = G_{\text{cl}} Z'_{11} Y_{\text{grid}} = G_{\text{cl}} \frac{Y_{\text{grid}}}{Y_{\text{inv}} + Y_{\text{grid}}} = G_{\text{cl}} \frac{1}{1 + \frac{Z_{\text{grid}}}{Z_{\text{inv}}}} \quad (21)$$

式中: Z_{grid} 、 Z_{inv} 分别为 Y_{grid} 、 Y_{inv} 的阻抗形式。由经典的自动控制理论,只要 G_{cl} 保持稳定,并令 $G_{\text{stability}} = Z_{\text{grid}}/Z_{\text{inv}}$ 表示开环传递函数,可以通过分析 $Z_{\text{grid}}/Z_{\text{inv}}$ 来分析整个闭环系统的稳定性。从以上分析中可以看出,在直流侧等效阻抗 Z_{inv} 保持不变的情况下,交流侧线路不同运行方式会导致交流侧等效阻抗 Z_{grid} 发生变化,从而进一步影响交直流系统的稳定性。

文献[8,10,16]的研究结果表明,从总体趋势来看,低频段交流电网等效阻抗的增大,可能会引发低频段的谐波谐振,影响因素可能为线路停运和系统短路容量降低;而如果在高频段交流电网等效阻抗的容性增大,则会引发高频段的谐波谐振,影响因素可能为多条长线路停运。

2.2 交流系统运行方式变化对等效阻抗影响

2.1节已经指出,线路的运行方式变化对交流电网的等效阻抗影响较大,但多数文献并未对此进行详细的推导和研究。此外,大系统中某条线路停运并不能简单地等效为系统元件以 $N-1$ 方式运行。特别是对于长线路,往往还有串补站及线路首末端的并联高压电抗器,断开长线路意味着多种元件 $N-1$ 运行方式的线性叠加。故对线路常见几种运行方式下的阻抗特性进行理论和仿真分析,其变化方式如附录A图A3所示。图中各变电站内阻抗和线路阻抗参数如附录A表A1、A2所示,其内阻抗等效电路模型参考文献[17]建模方法。由附录A图A4所示线路常见运行方式变化示意图,给出交流电网线路多种运行方式下对应的等效阻抗,如表1所示。

限于篇幅,多种运行方式下交流侧等效阻抗变化的理论推导和原理性说明见附录B。交流线路运行于多种运行方式下所对应的等效阻抗Bode图见附录B图B1。由 $Z_{\text{grid}1} - Z_{\text{grid}6}$ 的Bode图可得如下结论。

1)由于串补站的本质为在线路中串联LC电路,

表 1 交流线路运行于多种运行方式下所对应的等效阻抗

Table 1 Corresponding equivalent impedance when AC lines operate in different operation modes

编号	运行方式	对应等效阻抗
0	正常运行	$Z_{\text{grid}0}$
1	断开长线路串补站	$Z_{\text{grid}1}$
2	断开长线路前侧高压电抗器	$Z_{\text{grid}2}$
3	断开长线路后侧高压电抗器	$Z_{\text{grid}3}$
4	断开变电站A、C之间的短线路(线路 $N-1$ 故障)	$Z_{\text{grid}4}$
5	断开变电站A、B之间一回长线路(线路 $N-1$ 故障)	$Z_{\text{grid}5}$
6	断开变电站A、B之间两回长线路(线路 $N-2$ 故障)	$Z_{\text{grid}6}$

其必然会在某个频率处引发LC谐振,从而极大减小等效阻抗幅值,导致阻抗的幅频特性曲线可在某一频率处达到尖峰(本算例出现在低频段[10,20] Hz处)。因此在运行方式1下 $Z_{\text{grid}1}$ Bode图的低频段尖峰必然消失。同时由于串补站的LC取值相对较小,其对高频段的阻抗影响有限。

2)由于线路高压电抗器的主要作用是降低线路末端的过电压,断开线路高压电抗器的操作必然导致整个交流系统消耗感性无功能力减弱。同时系统中多个谐振频率会因整体等效阻抗的电感值降低而导致谐振频率降低,即阻抗的相角会整体向低频段偏移;而根据阻抗并联原理,运行方式2、3下对应的 $Z_{\text{grid}2}$ 和 $Z_{\text{grid}3}$ 幅值会升高。同时,由于前侧高压电抗器在变电站A侧(柔性直流输电系统接入点),故其对阻抗的影响比变电站B侧(后侧)高压电抗器大。

3)当断开变电站A、C之间的短线路时,由于短线路通常并不会并联高压电抗器或连接串补站,根据阻抗并联分流原理,断开短线路对于交流侧低频段的等效阻抗 $Z_{\text{grid}4}$ 产生影响,会导致幅值增大。而断开短线路并不影响等效阻抗的容性,故对高频段的等效阻抗的阻抗角影响较小。

4)当断开变电站A、B之间一回长线路时(不包括前侧和后侧高压电抗器),交流侧的等效阻抗 $Z_{\text{grid}5}$ 在低频段,根据并联分流规律,其等效阻抗变化应该不大;在高频率段,由于断开了线路串补,削弱了线路的容性,交流侧等效阻抗由感性进入容性的转折点频率会增大;而断开变电站A、B之间两回长线路(包括前侧和后侧高压电抗器)时对 $Z_{\text{grid}6}$ 的影响应综合运行方式1—3、5下交流侧的等效阻抗特性。

进一步利用奈奎斯特图判据并结合Bode图进行判断,在本文所给出的参数和运行方式下,仅在运行方式6下出现低频谐振问题,说明线路 $N-2$ 故障对系统的谐波稳定性影响较大。

3 柔性直流输电系统接入交流电网的高频谐振风险运行方式辨识

对于一个实际的含柔性直流输电系统的交直流电网,其节点数远远大于3个,想要简便地求得精确的交流系统等效阻抗,无法通过RLC元件的简单串并联等值实现。最常用的方法是利用阻抗扫描软件得到交流侧的等效阻抗。此外,由于实际交流系统运行方式复杂且运行方式多样,采用枚举法研究交流侧线路运行方式变化对系统谐波稳定性的影响并不现实;同时,根据阻抗并联分流常识判断,当远离柔性直流输电系统接入变电站处发生线路 $N-1$ 、 $N-2$ 故障时,对交流侧等效阻抗的影响较小。但其影响大小和忽略原则并未得到充分评估与研究,亟需提出一种实用的高频谐振风险辨识方法。

本节主要利用阻抗扫描软件,以实际某含柔性直流输电系统的交直流电网为例,对柔性直流输电系统交流侧进行阻抗扫描。主要研究在柔性直流输电系统接入500 kV变电站近区后当发生线路 $N-1$ 、 $N-2$ 故障时,整个交流系统的阻抗变化情况,并提出一套影响系统谐波稳定性的薄弱运行方式的辨识流程。

含柔性直流输电系统的交直流电网局部示意图见附录C图C1,本文的主要研究目标为分析柔性直流输电系统换流站 A_0 处的谐波谐振问题。因此以换流站 A_0 为中心,定义与该站直连的所有500 kV站作为运行方式扫描的第1层站点,相应的连接线路为第1层线路;按照该原则,继续定义与第1层站点直连的所有500 kV变电站作为第2层站点,并由此定义第2层线路,依此类推。限于线路拓扑规模和保密原因,未画出第3层站点连接关系。按照此阻抗扫描规律,可得含柔性直流输电系统的交直流电网线路阻抗分层扫描示意图,如附录C图C2所示,分别用红色、蓝色、绿色作为第1层、第2层、第3层站点,并用相应框线表示各层的拓扑范围。

本文提出利用阻抗扫描曲线的相似度指标来辨识线路 $N-1$ 、 $N-2$ 故障下的谐波谐振风险。首先定义阻抗幅值和相角的相似度指标计算公式^[18]分别为:

$$C_Z = \frac{\sum_{i=1}^N Z_{0i} Z_{1i}}{\sqrt{\sum_{i=1}^N Z_{0i}^2 \sum_{i=1}^N Z_{1i}^2}} \quad (22)$$

$$C_\varphi = \frac{\sum_{i=1}^N \varphi_{0i} \varphi_{1i}}{\sqrt{\sum_{i=1}^N \varphi_{0i}^2 \sum_{i=1}^N \varphi_{1i}^2}} \quad (23)$$

式中: Z_{0i} 、 φ_{0i} 分别为参考运行方式下的交流侧等效阻抗的幅值和相角; Z_{1i} 、 φ_{1i} 分别为待比较运行方式下的交流侧等效阻抗的幅值和相角; N 为线路总数。本文所提出的线路 $N-1$ 故障下的含柔性直流输电系统的交直流电网交流侧的谐振风险辨识流程见附录C图C3。

3.1 线路 $N-1$ 故障下的谐振风险辨识

针对线路 $N-1$ 故障下的谐振风险辨识,系统中每一层线路发生 $N-1$ 故障时其阻抗相似度指标可由式(22)、(23)来计算。而针对相似度指标下限值的确定问题,根据简单的阻抗并联分流原理,通常情况下,随着线路所在层数增大,线路出现 $N-1$ 故障时对交流侧等效阻抗的影响逐渐减小。因此与第 m 层内第 i 条线路相关的所有第 $m+1$ 层内线路,其 $N-1$ 故障下的阻抗相似度指标必定满足如下关系:

$$\begin{cases} C_{Z_{m+1,j}}^{N-1} > C_{Z_{m,i}}^{N-1} \\ C_{\varphi_{m+1,j}}^{N-1} > C_{\varphi_{m,i}}^{N-1} \end{cases} \quad j \in N_i \quad (24)$$

式中: N_i 为与第 m 层内第 i 条线路相关的所有第 $m+1$ 层内线路集合。

利用上述结论,针对线路 $N-1$ 故障下阻抗相似度问题,不需要单独设置每一层阻抗相似度限值,只需要确定满足风险辨识需求的最大阻抗相似度限值,并设定每层限值相等即可。此外,值得指出的是,阻抗相似度限值可以根据现场人员的工作经验和安全运行原则直接指定,也可以利用正常运行方式下系统阻抗的幅值裕度和相角裕度来综合计算确定。

3.2 线路 $N-2$ 故障下的谐振风险辨识

相比于线路 $N-1$ 故障下的谐振风险辨识,线路 $N-2$ 故障下的谐振风险辨识流程更为复杂。由于不同变电站之间往往是双回线相连,且线路 $N-2$ 故障下2条停运线路可能在同一层,也可能在不同层。但同样从并联分流原理出发,依然可以得到基本结论,即内层发生线路 $N-2$ 故障对交流侧等效阻抗影响比外层大。

针对线路 $N-2$ 故障下的相似度指标计算问题,在利用式(22)、(23)计算第 m 层线路 $N-2$ 故障下相似度指标($C_{Z_{m,i}}^{N-1}$, $C_{\varphi_{m,i}}^{N-1}$)时,其计算公式中的参考阻抗并非始终是正常运行方式,而应该是与其相连的第 $m-1$ 层线路 i 在 $N-1$ 故障下的阻抗曲线(第1层则仍对应正常运行方式)。此外,在线路 $N-2$ 故障下每一层阻抗相似度指标下限值设定为不变,根据余弦定理和不等式关系,可推出与线路 $N-1$ 故障下的相应限值满足如下关系:

$$\begin{cases} (C_{Z,\min}^{N-2})^M \geq C_{Z,\min}^{N-1} \\ (C_{\varphi,\min}^{N-2})^M \geq C_{\varphi,\min}^{N-1} \end{cases} \quad (25)$$

式中: M 为线路所属的层数;下标 \min 表示相似度指标下限值。这样根据图 C3 所示的谐振风险辨识流程,在设定相似度指标限值后,即可较为简单、快速地辨识出交直流系统在出现线路 $N-1$ 、 $N-2$ 故障下谐波谐振问题的薄弱环节。

4 仿真分析

在 RTDS 软件中构建了图 C2 所示的某省级电网局部交直流等值系统,拟对第 3 节中提出的风险辨识流程进行验证。该模型仅对 220 kV 及以下电压等级的交流系统(外围站点)进行了相应等值,且保留了主要的 500 kV 交直流系统的线路拓扑。其中柔性直流输电系统换流站和交流系统结构和参数均与实际工程中保持一致。

首先利用阻抗扫描程序对等值模型交流侧进行 $[10, 2500]$ Hz 的阻抗扫描,扫描频率间隔为 5 Hz。值得说明的是,在对交流侧阻抗扫描时,直流侧设置为开路运行。其具体的实施方法为:通过在交直流系统的公共连接点加入一定幅值和频率 f_p 的扰动电压,会激发产生对应频率的扰动电流响应,两者相除即可得到系统在该频率下的阻抗。此外,本文认为 $[10, 300)$ Hz 为低频段, $[300, 2500]$ Hz 为高频段,下文仿真将分别对这 2 段频率的阻抗进行单独处理,以有效区分低频谐振和高频谐振问题。限于篇幅,下文中线路 $N-1$ 、 $N-2$ 故障下的阻抗扫描原始数据不再单独给出。针对相似度限值取值问题,本节仿真部分取线路 $N-1$ 故障下相似度指标下限值为 $C_{Z, \min}^{N-1} = 0.75$ 、 $C_{\varphi, \min}^{N-1} = 0.85$,则可算出线路 $N-2$ 故障下相似度指标下限值为 $C_{Z, \min}^{N-2} = \sqrt[3]{0.75} \approx 0.9086$ 、 $C_{\varphi, \min}^{N-2} = \sqrt[3]{0.85} \approx 0.9473$ 。

4.1 线路 $N-1$ 故障下谐振风险评估仿真

交流侧线路 $N-1$ 运行方式阻抗扫描的分层顺序方案共分为 2 层,第 1 层线路中发生 $N-1$ 故障的线路包括线路 A_0-A_1 、线路 A_0-A_2 、线路 A_0-A_3 ,第 2 层线路中发生 $N-1$ 故障的线路包括线路 A_1-B_1 、线路 A_1-B_2 、线路 A_1-B_3 、线路 A_2-B_4 、线路 A_2-B_5 、线路 A_3-B_6 、线路 A_3-B_7 、线路 A_3-B_8 、线路 A_3-B_9 、线路 A_3-B_{10} 。

附录 D 图 D1 给出了第 1 层线路中发生 $N-1$ 故障时的阻抗 Bode 图。由图可知,线路 A_0-A_1 发生 $N-1$ 故障时对系统阻抗总体影响较小,而线路 A_0-A_2 和线路 A_0-A_3 发生 $N-1$ 故障时对阻抗影响更显著些。

图 3 给出了第 1 层线路中发生 $N-1$ 故障时的相似度指标的计算结果。由图可知,第 1 层线路中发生 $N-1$ 故障对交流侧系统等效阻抗的低频段影响较小,但对高频段的影响不能忽略,其中线路 A_0-A_2 和线路 A_0-A_3 发生 $N-1$ 故障时存在高频谐振风险。

由此进一步给出第 2 层线路发生 $N-1$ 故障下交

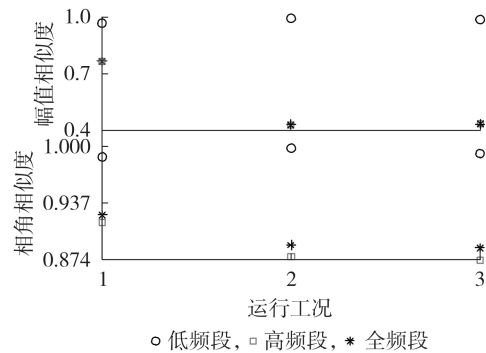


图 3 第 1 层线路 $N-1$ 故障下的阻抗相似度指标
Fig.3 Impedance similarity index of first layer line under $N-1$ fault

流侧等效阻抗的相似度指标图,如附录 D 图 D2 所示。为了验证阻抗并联分流原理也给出了线路 A_1-B_1 、线路 A_1-B_2 和线路 A_1-B_3 的相似度指标,而在实际风险评估流程中无需计算。由图 D2 可知,仅当线路 A_2-B_4 发生 $N-1$ 故障时存在谐波谐振风险。因此,根据谐振风险辨识流程,对于第 3 层中线路的扫描对象,仅选取线路 B_4-B_{10} (B_{10} 既可算作第 2 层站点又可算作第 3 层站点)和线路 B_4-C_7 。第 3 层部分线路发生 $N-1$ 故障下的阻抗相似度指标如附录 D 图 D3 所示。由图可知,第 3 层线路发生 $N-1$ 故障下系统没有谐振风险。

综上所述,当线路 A_0-A_1 、线路 A_0-A_2 、线路 A_0-A_3 以及线路 A_2-B_4 发生 $N-1$ 故障时,该含柔性直流输电系统的交直流电网会存在高频谐振风险,不存在低频谐振风险。为了验证上述风险分析的有效性,进一步给出 MMC 的开环等效阻抗曲线,如附录 D 图 D4 所示。该曲线为利用阻抗扫描软件对 MMC 的详细 RTDS 模型进行扫描得到。

根据式 (21) 推导系统谐波稳定性的判别条件,通过作图得到第 1 层线路发生 $N-1$ 故障下对应的交直流系统开环传递函数 ($G_{\text{stability}} = Z_{\text{grid}}/Z_{\text{inv}}$) Bode 图,如附录 D 图 D5 所示。由图可知,不同线路发生 $N-1$ 故障后,系统阻抗幅值为 0 处对应的相角曲线并未穿越 -180° 和 180° ,因此均不存在谐波稳定性问题。通过进一步进行数据整理,分别选取低频段和高频段幅值曲线稳定裕度最小的零点,给出附录 D 表 D1 所示的相角裕度表,并在图 D5 中用黑色圆圈和虚线进行标识。由表可知,低频段各运行工况下的相角裕度基本相同,这与相似度指标分析结果保持一致;从高频段相角裕度来看,线路 A_0-A_2 和 A_0-A_3 发生 $N-1$ 故障时的相角裕度较小,有失稳风险,这与高频段的相似度指标分析结果相一致。

分别针对线路 A_0-A_1 、线路 A_0-A_2 、线路 A_0-A_3 发生 $N-1$ 故障下的系统谐振风险进行时域仿真验证,以进一步验证理论分析结果的正确性。在交直流系统

公共连接点处注入具有相同幅值和相角的小扰动(其幅值为交流母线电压的5%,频率为1200 Hz),可得不同线路发生 $N-1$ 故障下的时域仿真结果。3种工况下系统在 $t=1$ s前均正常运行, $t=1$ s时线路发生 $N-1$ 故障,并注入小扰动。

线路 A_0-A_1 发生 $N-1$ 故障下的时域仿真结果如图4所示,图中 i_{dref}, i_{qref} 分别为 d, q 轴电流分量参考值(标么值,后同)。在 $[1.0, 1.1]$ s内,柔性直流输电系统的三相输出电压 u_{abc} 、三相输出电流 i_{abc} 、子模块电容电压 u_{Cabc} 及 d, q 轴电流分量 i_d, i_q (标么值,后同)均产生了一定程度波动, $t=1.1$ s后系统趋于稳定。这说明在线路 A_0-A_1 发生 $N-1$ 故障下,系统高频谐振风险较低,与上述谐振风险评估结果相吻合。

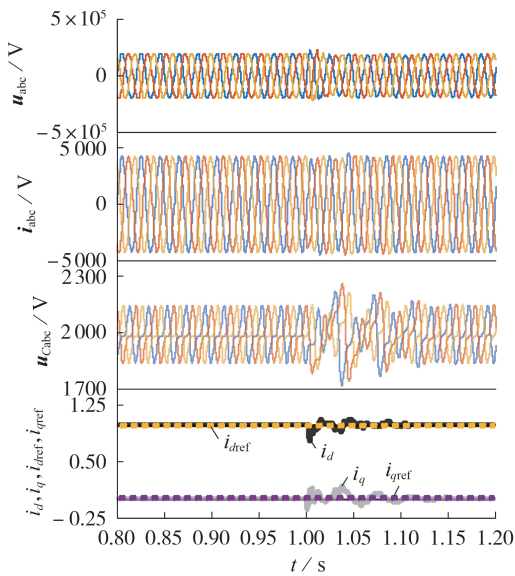


图4 线路 A_0-A_1 发生 $N-1$ 故障下时域仿真结果

Fig.4 Time-domain simulative results of Line A_0-A_1 under $N-1$ fault

线路 A_0-A_2 发生 $N-1$ 故障下的时域仿真结果如图附录D图D6所示。在 $[1.0, 1.1]$ s内,柔性直流输电系统的三相输出电压、三相输出电流、子模块电容电压及 d, q 轴电流分量均振荡发散,系统发生了高频振荡。这说明在线路 A_0-A_2 发生 $N-1$ 故障下,系统高频谐振风险较高,与上述谐振风险评估结果相吻合。

线路 A_0-A_3 发生 $N-1$ 故障下的时域仿真结果如图附录D图D7所示。在 $[1.0, 1.1]$ s内,柔性直流输电系统的三相输出电压、三相输出电流、子模块电容电压及 d, q 轴电流分量均振荡发散,系统发生了高频振荡。这说明在线路 A_0-A_3 发生 $N-1$ 故障下,系统高频谐振风险较高,与上述谐振风险评估结果相吻合。

以上时域仿真结果验证了本文所提阻抗相似度用于系统谐振风险评估的有效性。值得注意的是,无论是Bode图还是相似度指标分析系统稳定性,都存在一定的保守性,因此分析结果仅供实际工作人

员参考。

4.2 线路 $N-2$ 故障下谐振风险评估仿真分析

针对线路发生 $N-2$ 故障下谐振风险的评估问题,由图D6、D7可判断,当线路 A_0-A_2 、线路 A_0-A_3 发生 $N-1$ 故障时,任何与 A_2 站、 A_3 站相连线路再发生 $N-1$ 故障时均存在谐振风险。而在线路 A_0-A_1 发生 $N-1$ 故障后,与 A_1 站相连的其他线路再发生 $N-1$ 故障时的谐振风险仍需进一步研究。

附录D图D8给出线路 A_0-A_1 发生 $N-1$ 故障下,与 A_1 站相连的其他线路再发生 $N-1$ 故障时的相似度指标计算值。图中:运行方式1—3对应于第1层线路中与 A_1 站相连的其他线路再发生 $N-1$ 故障;运行方式7—9对应于第2层线路中与 A_1 站相连的其他线路再发生 $N-1$ 故障。显然只有运行工况1—3和运行工况7—9存在高频谐振风险,且运行工况1—3的谐振风险更大。按照谐振风险评估流程,后续可以继续对第3层线路中 A_1 站相连的其他线路再发生 $N-1$ 故障时的谐振风险进行评估,本文限于篇幅不再进行相应分析。

综合4.1、4.2节仿真结果可得如下结论。

1)针对线路发生 $N-1$ 故障下的谐振风险问题,仅有线路 A_0-A_2 、线路 A_0-A_3 以及线路 A_2-B_4 双回线中的单线停运时才存在高频谐振风险。

2)针对线路发生 $N-2$ 故障下的谐振风险问题,在含柔性直流输电系统的交直流电网的第1层、第2层线路中,除线路 A_0-A_1 及 A_1-B_1 、线路 A_0-A_1 及 A_1-B_2 以及线路 A_0-A_1 及 A_1-B_3 发生 $N-2$ 故障时系统没有谐振风险外,其他情况下皆存在高频谐振风险。

3)如果不采用本文所提谐振风险评估方法,想要完整对该系统进行线路 $N-1$ 、 $N-2$ 故障下的谐振风险评估,根据线路运行方式全扫描原则,需要完成53次阻抗扫描工作。而采用本文所提方法,仅需要完成20次阻抗扫描工作,大幅简化了谐振风险的评估流程。

5 结论

本文分析了含柔性直流输电系统的交直流电网交流侧运行方式变化可能导致的高频谐振与低频谐振问题,并提出了一种柔性直流输电系统接入交流电网的高频谐振风险运行方式辨识方法,可得到如下结论。

1)当线路发生 $N-1$ 故障时,线路高压电抗器的退出运行对系统的等效阻抗影响较大,且靠近柔性直流输电系统接入侧比远离柔性直流输电系统接入侧高压电抗器影响更大;在本文算例中线路串补站停运的影响并不十分显著;长线路停运相较于短线路对系统等效阻抗在高频处的影响更大。

2)当系统线路发生 $N-1$ 、 $N-2$ 故障时,线路 $N-2$ 故障对系统谐波稳定性的影响更大,其影响范围普遍超过第2层线路;而线路发生 $N-1$ 故障对系统谐波稳定性的影响普遍不超过第2层。

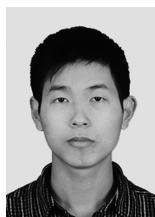
本文所提相似度指标的确定方式具有一定的保守性,其并不能作为是否发生谐振的决定性依据。在实际工程实践中应该根据风险评估结果采用时域仿真分析进行进一步确认,后续研究中考虑直接建立相似度指标与谐波稳定性之间更为精确的对应关系。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] KHAZAEI J, BEZA M, BONGIORNO M. Impedance analysis of modular multi-level converters connected to weak AC grids [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(4): 4015-4025.
- [2] 杜程茂, 杜雄, 邹小明, 等. 考虑频率耦合效应的并网模块化多电平变流器阻抗建模及稳定性分析[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(9): 2866-2876.
DU Chengmao, DU Xiong, ZOU Xiaoming, et al. Impedance modeling and stability analysis of grid-connected modular multi-level converter considering frequency coupling effect [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(9): 2866-2876.
- [3] 徐政. 电力系统广义同步稳定性的物理机理与研究途径[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(9): 3-9.
XU Zheng. Physical mechanism and research approach of generalized synchronous stability for power systems [J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(9): 3-9.
- [4] 冯俊杰, 邹常跃, 杨双飞, 等. 针对中高频率谐振问题的柔性直流输电系统阻抗精确建模与特性分析[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(15): 4805-4819.
FENG Junjie, ZOU Changyue, YANG Shuangfei, et al. Accurate impedance modeling and characteristic analysis of VSC-HVDC system for mid- and high-frequency resonance problems [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(15): 4805-4819.
- [5] 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.
- [6] SUN J, LIU H C. Sequence impedance modeling of modular multilevel converters [J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2017, 5(4): 1427-1443.
- [7] LYU J, ZHANG X, CAI X, et al. Harmonic state-space based small-signal impedance modeling of a modular multilevel converter with consideration of internal harmonic dynamics [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2019, 34(3): 2134-2148.
- [8] XU Z G, LI B B, HAN L J, et al. A complete HSS-based impedance model of MMC considering grid impedance coupling [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2020, 35(12): 12929-12948.
- [9] 郭琦, 郭海平, 黄立滨. 电网电压前馈对柔性直流输电在弱电网下的稳定性影响[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(14): 139-144.
GUO Qi, GUO Haiping, HUANG Libin. Effect of grid voltage feedforward on VSC-HVDC stability in weak power grid [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(14): 139-144.
- [10] 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.
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.
- [11] 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.
- [12] 侯廷琦, 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): 3741-3750.
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): 3741-3750.
- [13] 郭贤珊, 刘斌, 梅红明, 等. 渝鄂直流背靠背联网工程交直流系统谐振分析与抑制[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(20): 157-164.
GUO Xianshan, LIU Bin, MEI Hongming, et al. Analysis and suppression of resonance between AC and DC systems in Chongqing-Hubei back-to-back HVDC project of China [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(20): 157-164.
- [14] 李岩, 邹常跃, 饶宏, 等. 柔性直流与极端交流系统间的谐波谐振[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(S1): 19-23.
LI Yan, ZOU Changyue, RAO Hong, et al. Resonance of VSC-HVDC with extreme AC grid [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(S1): 19-23.
- [15] 赵学深, 彭克, 张新慧, 等. 基于前馈补偿的柔性直流配电系统下垂控制方法[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(15): 94-101.
ZHAO Xueshen, PENG Ke, ZHANG Xinhui, et al. Droop control method for flexible DC distribution system based on feedforward compensation [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(15): 94-101.
- [16] 张浩, 彭克, 刘盈杞, 等. 基于MMC的柔性直流配电系统低频振荡机理分析[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(5): 22-28.
ZHANG Hao, PENG Ke, LIU Yingqi, et al. Low-frequency oscillation mechanism analysis of flexible DC distribution system based on MMC [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(5): 22-28.
- [17] WANG X F, BLAABJERG F, WU W M. Modeling and analysis of harmonic stability in an AC power-electronics-based power system [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2014, 29(12): 6421-6432.
- [18] 郭谋发, 刘世丹, 杨耿杰. 利用时频谱相似度识别的配电网接地选线方法[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(19): 183-190, 4.
GUO Moufa, LIU Shidan, YANG Gengjie. A novel approach to detect fault lines in distribution network using similarity recognition based on time-frequency spectrum [J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(19): 183-190, 4.

作者简介:



李 清

李 清(1989—),男,高级工程师,博士,主要从事交直流交互影响、直流输电控制与保护方面的研究工作(E-mail:liqing6291@163.com);

孟潇潇(1992—),男,讲师,博士,主要研究方向为电力系统运行与控制(E-mail:mxxfreedom@hfut.edu.cn)。

(编辑 王欣竹)

Identification of high-frequency resonance risk operation mode for flexible DC transmission system connected to AC grid

LI Qing¹, MENG Xiaoxiao², WANG Qianggang³, LI Zhangyun¹, ZHANG Liansheng³, LUO Yongjie³

(1. Maintenance & Test Center, EHV Power Transmission Company of China Southern Power Grid Co., Ltd., Guangzhou 510663, China; 2. Anhui Province Key Laboratory of Renewable Energy Utilization and Energy Saving, Hefei University of Technology, Hefei 230009, China; 3. State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology, Chongqing University, Chongqing 400044, China)

Abstract: There is a high-frequency resonance risk after the flexible DC transmission system connected to the AC grid. Research shows that the change of AC grid operation mode is inherently related to the occurrence of high-frequency resonance. Aiming at the problem of high-frequency resonance in AC/DC system, the equivalent impedance model of the DC side and AC side with series compensation station in the flexible DC transmission system is constructed firstly. The high-frequency resonance mechanism of flexible DC transmission system connected to the AC grid is analyzed, and the variation law of equivalent impedance under the change of AC side operation mode of flexible DC transmission system (especially the lines happen $N-1$ and $N-2$ fault), is theoretically analyzed and summarized. In addition, an identification method of high-frequency resonance risk operation mode for flexible DC transmission system connected to AC grid is proposed, and the actual data of partial AC/DC system of in a certain power grid is taken as an example to simulation, which verifies the effectiveness of the proposed identification method.

Key words: flexible DC transmission system; harmonic resonance; impedance modeling; risk identification

(上接第159页 continued from page 159)

SVG voltage feedforward impedance reconstruction method for suppressing sub-/super-synchronous oscillation in D-PMSGs based wind farm

YANG Fei, CHEN Yandong, FU Youze, WU Wenhua, XU Yuanan

(National Electric Power Conversion and Control Engineering Technology Research Center, Hunan University, Changsha 410082, China)

Abstract: The D-PMSGs (Direct-drive Permanent Magnetic Synchronous Generators) based wind farm exhibits negative resistance and capacitive out-of-impedance characteristics in the middle and low frequency bands. When connected to the inductive weak grid, they are coupled with each other and causing sub-/super-synchronous oscillation, which is not conducive to the stable consumption of new energy and the safe operation of power grid. In order to suppress the sub-/super-synchronous oscillation of wind farm, an impedance reconfiguration control method for SVG (Static Var Generator) in D-PMSGs based wind farm is proposed. The voltage feedforward control of band-pass filter is added to SVG control system in wind farm to reconstruct the impedance, which can improve the grid-connected stability of wind farm. Using the harmonic linearization method, the sequence-impedance model of D-PMSGs based wind farm with SVG adopting the proposed impedance reconstruction control is established. Based on the established impedance model and the proposed impedance stability criterion, the stability of D-PMSGs based wind farm without SVG impedance reconstruction control and with the proposed control method is compared and analyzed. The results show that when adopting the proposed control method, the wind farm presents positive resistance characteristics in the frequency band of 40~100 Hz, so that reducing the capacitive characteristics of system, and suppressing the sub-/super-synchronous oscillation of wind farm, meanwhile it can improve the oscillation problem caused by the increasing number of grid-connected wind turbines. Finally, the effectiveness and correctness of the proposed method for suppressing the sub-/super-synchronous oscillation of wind farms are verified by simulation.

Key words: D-PMSGs based wind farm; SVG; impedance reconstruction; sequence-impedance modeling; small-signal stability analysis; weak grid

附录 A

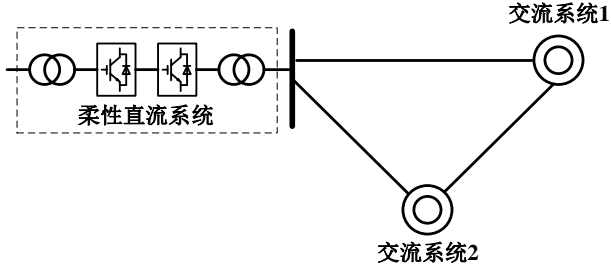


图 A1 含柔性直流输电系统的交直流电网示意图

Fig.A1 Schematic diagram of AC/DC grid with flexible DC transmission system

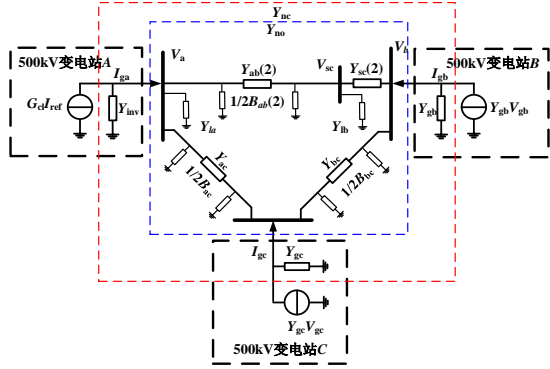


图 A2 交直流系统等效阻抗电路仿真算例图

Fig.A2 Simulation example diagram of equivalent impedance circuit of AC/DC system

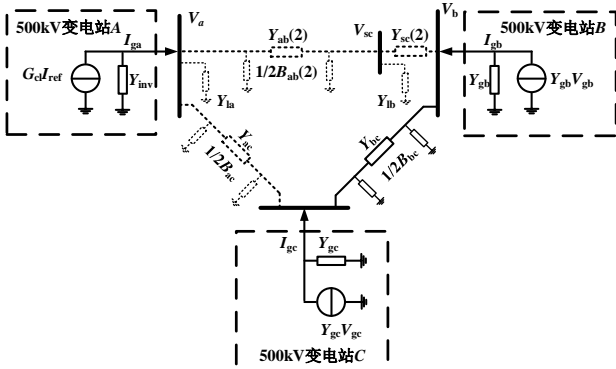


图 A3 交流线路常见运行方式变化图

Fig.A3 Diagram of common operating modes of AC lines change

表 A1 柔性直流输电系统接入变电站 A 等效阻抗参数

Table A1 Equivalent impedance parameters of flexible DC transmission system connected to Substation A

参数	数值	参数	数值
控制频率/kHz	10	控制链路延时/ μ s	600
比例控制系数 K_p	50	控制对象电感值/mH	212.1
积分控制系数 K_i	500		

表 A2 500 kV 交流变电站 B、C 等效内阻抗参数

Table 2 Equivalent inner impedance parameters of 500 kV

AC Substation B and C					
变电站 B 参数	数值	变电站 C 参数	数值		
电阻/ Ω	R_{B1}	0.01	电阻/ Ω	R_{C1}	0.01
	R_{B2}	3800	R_{C2}	3000	
电感/mH	L_{B1}	250	电感/mH	L_{C1}	250
	L_{B2}	250	L_{C2}	250	
电容/ μ F	C_B	0.0325	电容/ μ F	C_C	0.565

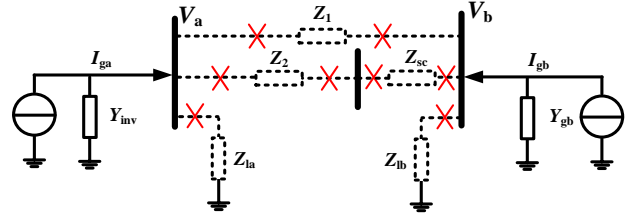


图 A4 线路常见运行方式变化示意图

Fig.A4 Schematic diagram of common line operation mode change

附录 B

仅以两节点网络为例，采用简单的方式，考虑常见运行方式变化，对相应的阻抗变化进行理论分析和推导。根据控制变量法的原则，几种运行方式变化后系统的等效阻抗保持一致。线路运行方式变化后的系统阻抗，即参考运行状态可以表示为：

$$Z'_{grid} = R_1 + sL_1 \quad (B1)$$

幅频和相频函数为：

$$\begin{cases} A(\omega) = \sqrt{R_1^2 + \omega^2 L_1^2} \\ \varphi(\omega) = \arctan \frac{\omega L_1}{R_1} \end{cases} \quad (B2)$$

1) 断开线路串补。

令 $Z_1 = R_1 + sL_1$, $Z_{sc} = sL_{sc} + 1/(sC_{sc})$, 则原交流线路等效阻抗为：

$$Z_{grid}(s) = Z_1 + Z_{sc} = R_1 + s(L_1 + L_{sc}) + \frac{1}{sC_{sc}} \quad (B3)$$

其相应的幅频和相频函数为：

$$\begin{cases} A(\omega) = \sqrt{R_1^2 + [\omega(L_1 + L_{sc}) - 1/(\omega C_{sc})]^2} \\ \varphi(\omega) = \arctan \frac{\omega(L_1 + L_{sc}) - 1/(\omega C_{sc})}{R_1} \end{cases} \quad (B4)$$

比较式 (B2)、(B4) 可以看出，加入线路串补会导致在频率 $\omega < \sqrt{1/(L_1 C_1)}$ 时，线路呈现容性；在 $\omega \geq \sqrt{1/(L_1 C_1)}$ 且逐渐增大时，线路串补接入前后的幅频相频曲线基本重合，串补对高频段等效阻抗的影响较小。

2) 断开线路前侧高压电抗器。

令 $Z_1=R_1+sL_1$, $Z_l=sL_{la}$, 则原交流线路等效阻抗为:

$$Z_{\text{grid}} = \frac{Z_1 Z_{la}}{Z_1 + Z_{la}} = \frac{(R_1 + sL_1)sL_{la}}{R_1 + sL_1 + sL_{la}} = \frac{s^2 L_1 L_{la} + sL_1 R_1}{s(L_1 + L_{la}) + R_1} \quad (\text{B5})$$

其相应的幅频和相频函数为:

$$\begin{cases} A(\omega) = \omega L_1 \sqrt{\frac{R_1^2 + \omega^2 L_{la}^2}{R_1^2 + \omega^2 (L_1 + L_{la})^2}} \\ \varphi(\omega) = \arctan \frac{R_1^2 + \omega^2 (L_1 + L_{la}) L_1}{R_1 \omega L_1} \end{cases} \quad (\text{B6})$$

断开线路高压电抗器后, 其等效阻抗传递函数为:

$$Z'_{\text{grid}} = R_1 + sL_1 \quad (\text{B7})$$

幅频和相频函数为:

$$\begin{cases} A(\omega) = \sqrt{R_1^2 + \omega^2 L_1^2} \\ \varphi(\omega) = \arctan \frac{\omega L_1}{R_1} \end{cases} \quad (\text{B8})$$

显然可以看出, 线路在断开前侧高压电抗器前后, 其等效阻抗的变化较为复杂。但依然可以看出断开高压电抗器后系统的感性减弱。其中, 当 L_l 取值较小时, 其消耗的感性无功会比较强, 当 L_l 取值较大时, 其消耗感性无功的能力会减弱。如果进一步与断开后侧高压电抗器的情况进行比较, 会发现线路在接入前侧高压电抗器后, 其消耗感性无功的能力更强。

3) 断开线路后侧高压电抗器。

令 $Z_1=R_1+sL_1$, $Z_{lb}=sL_{lb}$, 则原交流线路等效阻抗为:

$$Z_{\text{grid}} = Z_1 + Z_{lb} = R_1 + sL_1 + sL_{lb} \quad (\text{B9})$$

其相应的幅频和相频函数为:

$$\begin{cases} A(\omega) = \sqrt{R_1^2 + (\omega L_1 + \omega L_{lb})^2} \\ \varphi(\omega) = \arctan \frac{\omega(L_1 + L_{lb})}{R_1} \end{cases} \quad (\text{B10})$$

比较式 (B2)、(B10) 可以看出, 线路在断开后侧高压电抗器后, 其阻抗的幅值函数将减小, 同时其相频曲线也会对应减小, 线路的感性有所减弱。

4) 断开某条线路。

令 $Y_1=1/(R_1+sL_1)$, $Y_2=Y_1/k$, 则原交流线路等效阻抗为:

$$Z_{\text{grid}} = \frac{1}{Y_{\text{grid}}} = \frac{1}{Y_1 + Y_2} = \frac{1}{(1+1/k)Y_1} = \frac{k}{k+1} (R_1 + sL_1) \quad (\text{B11})$$

其相应的幅频和相频函数为:

$$\begin{cases} A(\omega) = \frac{k}{k+1} \sqrt{R_1^2 + \omega^2 L_1^2} \\ \varphi(\omega) = \arctan \frac{\omega L_1}{R_1} \end{cases} \quad (\text{B12})$$

断开线路 2 后, 其等效阻抗传递函数为:

$$Z'_{\text{grid}} = \frac{1}{Y_1} = R_1 + sL_1 \quad (\text{B13})$$

幅频和相频函数为:

$$\begin{cases} A'(\omega) = \sqrt{R_1^2 + \omega^2 L_1^2} \\ \varphi'(\omega) = \arctan \frac{\omega L_1}{R_1} \end{cases} \quad (\text{B14})$$

比较式 (B2)、(B14) 可以看出, 根据阻抗并联原理, 当断开某回线路时, 交流侧的等效阻抗的幅值会增大, 其相频特性曲线变化不大。当该线路较长时 ($k \gg 1$), 对系统的等效阻抗的幅值影响较小, 当该线路较短时 ($0 < k < 1$), 对系统的等效阻抗的幅值影响较大。

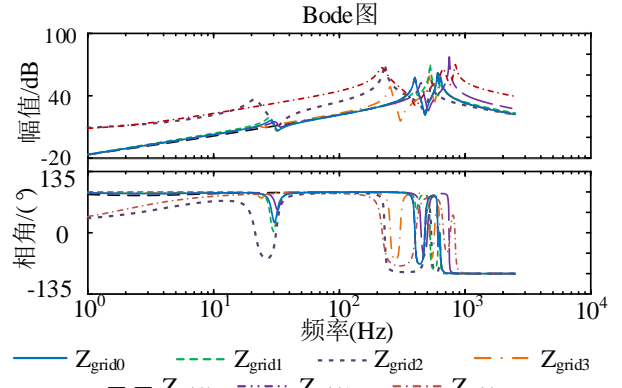


图 B1 交流线路常见运行方式下的等效阻抗 Bode 图
Fig.B1 Equivalent impedance Bode diagram under common operation modes of AC lines

附录 C

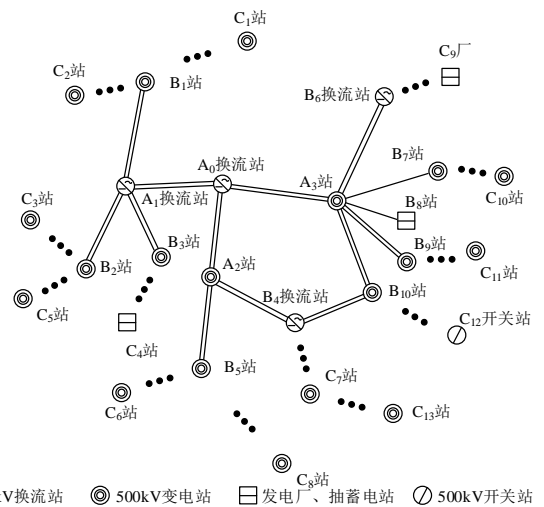


图 C1 某含柔性直流输电系统的交直流电网局部示意图

Fig.C1 Partial schematic diagram of AC/DC grid with flexible DC transmission system

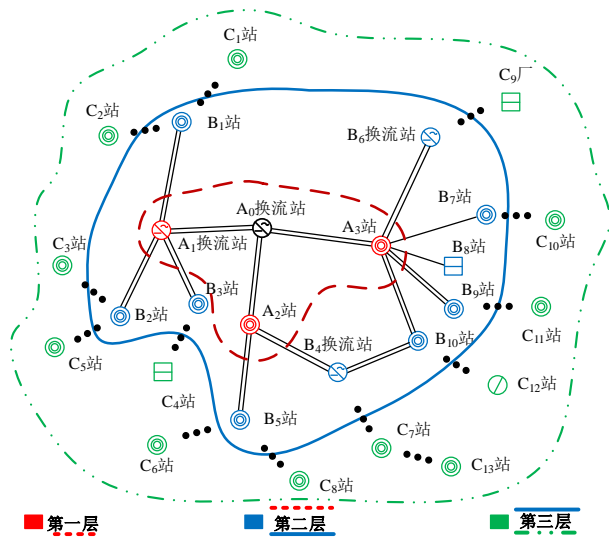


图 C2 含柔性直流输电系统的交直流电网线路阻抗分层扫描示意图

Fig.C2 Diagram of line impedance layered scanning of AC/DC power grid with flexible DC transmission system

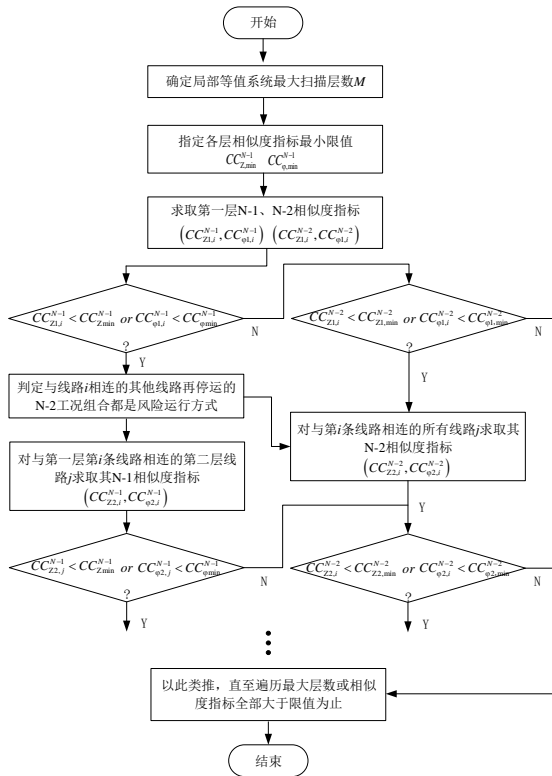


图 C3 线路 N-1、N-2 故障下的谐振风险辨识流程
Fig.C3 Flowchart of resonance risk identification under line N-1 and N-2 fault

附录 D

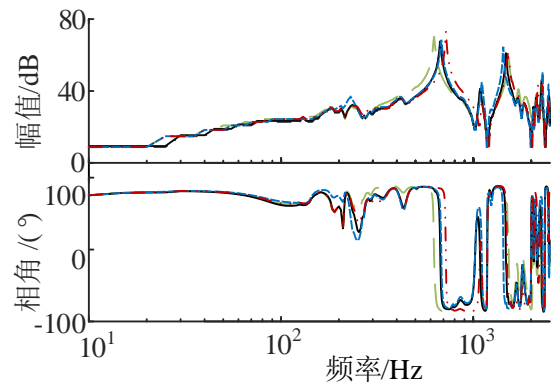


图 D1 第一层线路 N-1 故障下的阻抗 Bode 图

Fig.D1 Impedance Bode diagram of first layer line under

N-1 fault

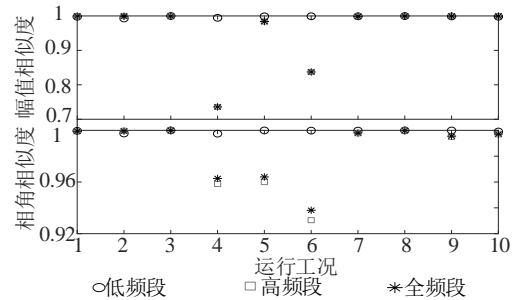


图 D2 第二层线路 N-1 故障下的阻抗相似性指标
Fig.D2 Impedance similarity index of second layer line

under N-1 fault

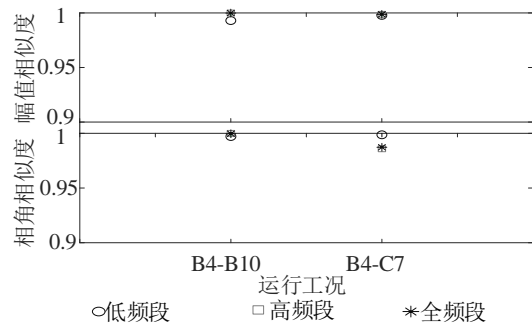


图 D3 第三层部分线路 N-1 故障下的阻抗相似性指标
Fig.D3 Impedance similarity index of some lines on third

layer under N-1 fault

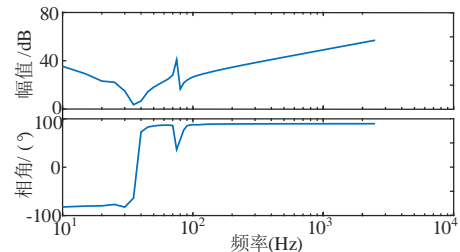
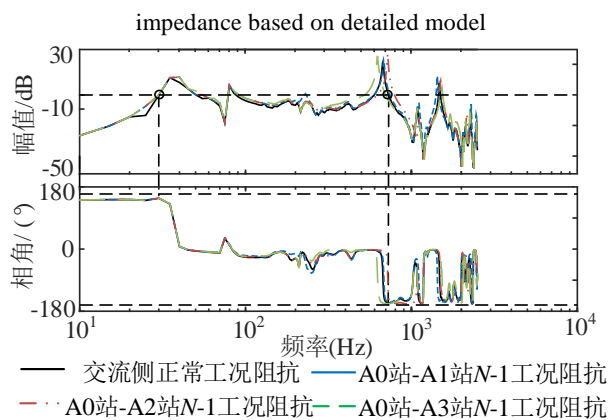


图 D4 基于详细模型的 MMC 开环阻抗 Bode 图
Fig.D4 Bode diagram of MMC system open-loop



图D5 第一层线路 $N-1$ 故障下系统开环传递函数 Bode 图

Fig.D5 Bode diagram of system open-loop transfer function of first layer lines under $N-1$ fault

表 D1 交流侧第一层线路 $N-1$ 运行方式下相角裕度表

Table D1 Table of phase margin for first layer lines on AC side in $N-1$ operation mode

运行工况	低频段 30 Hz 下相角裕度/(°)	高频段相角裕度/(°)
正常工况	16.44	7.46(730 Hz)
A ₀ -A ₁ 线发生 $N-1$ 故障	15.97	8.85(743 Hz)
A ₀ -A ₂ 线发生 $N-1$ 故障	16.00	5.90(790 Hz)
A ₀ -A ₃ 发生 $N-1$ 故障	16.04	4.27(701 Hz)

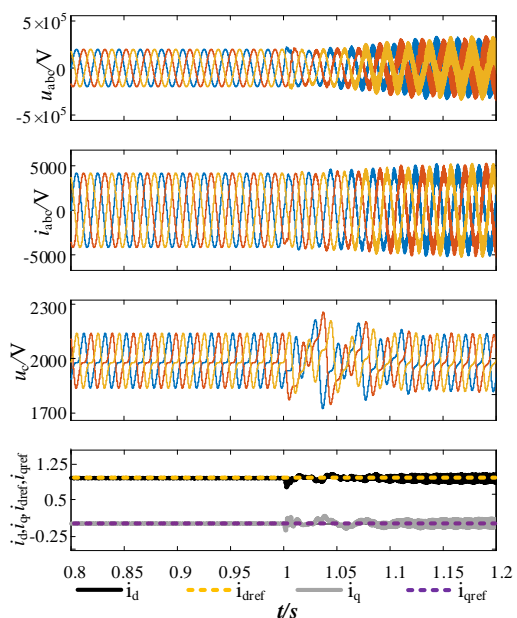


图 D6 A₀-A₂ 线发生 $N-1$ 故障下时域仿真结果

Fig.D6 Simulative results of Line A₀-A₂ happened $N-1$

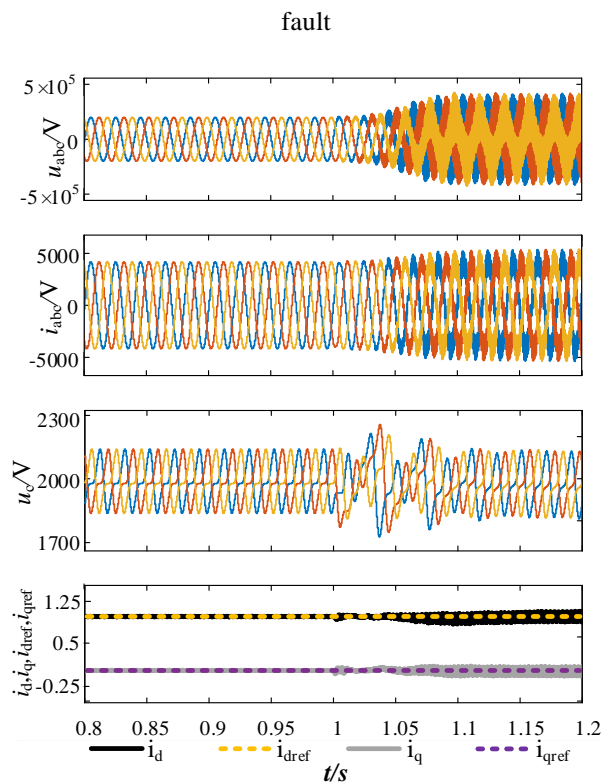


图 D7 A₀-A₃ 线发生 $N-1$ 故障下时域仿真结果

Fig.D7 Simulative results of Line A₀-A₃ happened $N-1$

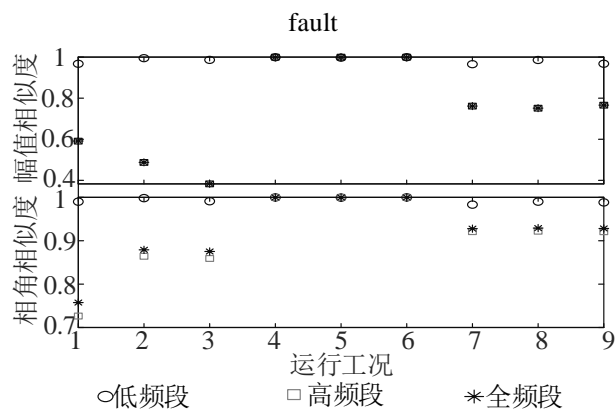


图 D8 部分线路 $N-2$ 故障下的阻抗相似度指标

Fig.D8 Impedance similarity index of some lines under $N-2$

fault