

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2024.03.001

# 光伏场经柔直并网振荡稳定性分析与抑制方法研究

杜文娟<sup>1</sup>, 郝向坤<sup>1</sup>, 陈珏<sup>2</sup>

(1. 四川大学电气工程学院, 四川 成都 610065;

2. 国电南瑞科技股份有限公司, 江苏 南京 211106)

**摘要:** 光伏场经柔直送出是未来电力系统发展的一个重要趋势, 但是光伏与柔直系统之间的相互作用存在引发系统振荡失稳的风险。为此, 文中建立光伏场经柔直并网的开环和闭环互联模型, 基于开环模式谐振理论, 分析光伏场子系统与柔直子系统之间的动态交互作用。当二者发生强交互作用时, 可能会使相应的闭环振荡模式进入复平面右侧, 进而引发系统振荡失稳。针对光伏场子系统与柔直子系统之间的交互失稳风险, 可以通过调整主导环节的控制参数进行抑制; 当控制参数无法调整时, 文中提出一种对光伏单元附加阻尼控制器的抑制措施, 调整光伏场子系统的开环振荡模式, 使其在复平面远离柔直子系统的开环振荡模式, 从而破坏模式谐振, 使闭环系统稳定。文中通过仿真算例, 验证了上述理论分析结果的正确性以及所提阻尼控制器的有效性。

**关键词:** 柔直输电; 光伏场; 开环模式谐振; 稳定性分析; 阻尼控制器; 动态交互作用

**中图分类号:** TM712

**文献标志码:** A

**文章编号:** 2096-3203(2024)03-0002-10

## 0 引言

随着风电、光伏等新能源装机容量的不断提升, 大规模新能源经柔性直流(下文简称“柔直”)送出逐渐成为新能源并网的重要技术手段之一<sup>[1-3]</sup>。然而, 电力电子设备占比升高带来了宽频振荡等新形态稳定性问题<sup>[4-5]</sup>, 比如南澳柔直输电线路中出现 30 Hz 左右的次同步振荡(sub-synchronous oscillation, SSO)<sup>[6-7]</sup>、德国北海海上风电经柔直送出时发生 250~350 Hz 的中频振荡<sup>[8]</sup>等, 这一现象引起了广泛的关注和研究。文献[9]基于特征根分析法分析了双馈风机经柔直并网的小干扰稳定性; 文献[10-11]基于特征根分析法分析了光伏系统变流器的控制器参数对于系统稳定性的影响, 但未考虑柔直接入带来的影响; 文献[12]建立了海上风电经柔直并网系统的阻抗模型, 分析了海上交流系统与直流系统之间的耦合作用; 文献[13]建立了双馈风机柔直送出系统的等值模型, 基于阻抗稳定分析法研究了 SSO 的产生机理; 文献[14]提出了一种单输入单输出(single-input single-output, SISO)传递函数模型, 研究了直驱风机柔直送出系统锁相环与无源控制电压外环之间的交互作用机理。

在机理正确的基础上, 设计相应的抑制措施消除电力系统的振荡失稳风险尤为重要。调整比例积分(proportion integral, PI)控制参数和附加控制环节<sup>[15-19]</sup>是抑制振荡的常用方法。文献[15]引入了

灵敏度指标, 通过约束灵敏度指标优化控制器参数, 从而消除系统的振荡失稳风险; 文献[16]对双馈风机转子侧控制器附加阻尼控制环节, 并利用遗传算法对控制参数进行优化; 文献[17]通过计算相关状态变量的可观性和可控性指标, 筛选出阻尼控制器的输入信号以及输出信号的附加位置; 文献[18]在双馈感应发电机的风电场中提出一种基于线性二次调节器的次同步交互作用(sub-synchronous interaction, SSCI)阻尼控制器; 文献[19]将转子转速同时嵌入转子侧变流器控制器  $d$  轴和  $q$  轴的输出电压回路中, 实现了 SSO 的抑制。然而, 上述研究中的阻尼控制器均基于全系统设计, 并且未考虑环节之间的动态交互作用对闭环系统的影响, 在引入阻尼控制后, 环节之间仍然存在动态交互作用。

因此, 文中建立光伏场经柔直并网的详细模型, 通过开环模式谐振理论, 从模式谐振的角度研究光伏场子系统与柔直子系统之间的动态交互作用。当发生强交互作用导致系统失稳时, 提出一种针对光伏场子系统的阻尼控制器设计思路, 不仅可以简化设计模型, 而且可以破坏环节之间的强交互作用, 消除系统的振荡失稳风险。最后通过仿真算例, 验证了理论分析结果的正确性以及所提阻尼控制器的有效性。

## 1 光伏场经柔直并网系统建模

图 1 为光伏场经柔直接入交流电网的示意。光伏单元通过交流拓扑汇集到公共连接点(point of

收稿日期: 2023-12-05; 修回日期: 2024-02-23

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(52077144)

common coupling, PCC), 经整流器、直流线路以及逆变器接入交流系统。

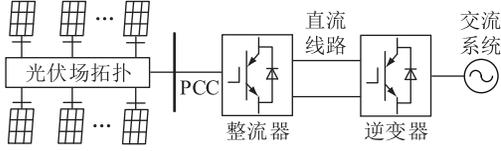


图1 光伏场经柔直并网示意

Fig.1 Schematic diagram of photovoltaic field connect to the grid via voltage source converter based high voltage direct current (VSC-HVDC)

### 1.1 柔直输电系统建模

假设逆变器侧接入容量足够大的交流电网, 电网侧电压源换流器(voltage source converter, VSC)可以通过直流链路电容器与光伏场侧 VSC 解耦, 所以现有研究常忽略逆变器侧对整流侧的影响, 将其等效为一个恒定直流电压源<sup>[20-21]</sup>。整流器采用  $V/F$  控制, 其作用是维持交流网络电压和频率的稳定<sup>[21]</sup>。柔直换流站一般采用多模块化多电平, 为了充分考虑模块化多电平换流器(modular multilevel converter, MMC)桥臂上电感对直流动态的影响, MMC 直流侧方程采用二阶方程<sup>[22]</sup>, 则 PCC 至整流器的线路动态方程为:

$$\begin{cases} X_f \frac{dI_{vd}}{dt} = \omega X_f I_{vq} + U_{vd} - U_{pd} \\ X_f \frac{dI_{vq}}{dt} = \omega X_f I_{vd} + U_{vq} - U_{pq} \\ L_{arm} \frac{di_{dc}}{dt} = u_{dc1} - u_{Ceq} - R_{arm} i_{dc} \\ C_{eq} \frac{du_{Ceq}}{dt} = \frac{P_{dc}}{u_{Ceq}} - i_{dc} \end{cases} \quad (1)$$

式中:  $X_f$  为整流器端口线路电抗;  $I_{vd}$ 、 $I_{vq}$  分别为高压直流输电线路电流的  $d$ 、 $q$  轴分量;  $\omega$  为额定角频率;  $U_{vd}$ 、 $U_{vq}$  分别为整流器端口电压的  $d$ 、 $q$  轴分量;  $U_{pd}$ 、 $U_{pq}$  分别为光伏场出口节点电压的  $d$ 、 $q$  轴分量;  $R_{arm}$ 、 $L_{arm}$  分别为桥臂电阻、电抗;  $i_{dc}$  为直流电容电流;  $u_{dc1}$  为整流器接入直流节点电压;  $C_{eq}$ 、 $u_{Ceq}$  分别为 MMC 等值电容及其电压;  $P_{dc}$  为直流功率。

整流器控制系统如图 2 所示, 图中脉冲宽度调制(pulse width modulation, PWM)采用平均模型。考虑到交流电网频率稳定, 控制系统参考频率及角频率为给定频率 50 Hz<sup>[23]</sup>。

图 2 中,  $U_a$ 、 $U_b$ 、 $U_c$  为三相电压值;  $\theta$  为 abc- $dq$  Park 变换所需的角;  $f_0$  为基频,  $f_0 = 50$  Hz;  $x_{Ud}$ 、 $x_{Uq}$  分别为外环积分环节输出的  $d$ 、 $q$  轴状态量;  $x_d$ 、 $x_q$  分别为内环积分环节输出的  $d$ 、 $q$  轴状态量;  $K_{pUd}$ 、 $K_{pUq}$ 、

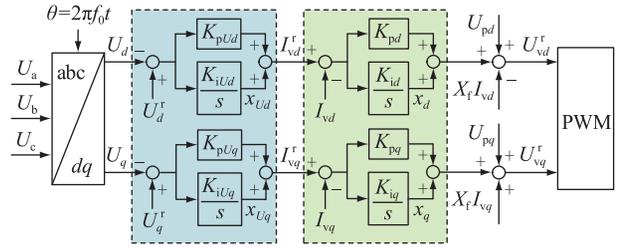


图2 整流器矢量控制系统

Fig.2 Control system of rectifier vector

$K_{pd}$ 、 $K_{pq}$  分别为相应环节的比例控制参数;  $K_{iUd}$ 、 $K_{iUq}$ 、 $K_{id}$ 、 $K_{iq}$  分别为相应环节的积分控制参数;  $s$  为拉普拉斯算子;  $U_d^r$ 、 $U_q^r$  分别为交流电压的  $d$ 、 $q$  轴参考值;  $U_d$ 、 $U_q$  分别为交流电压的  $d$ 、 $q$  轴实际值;  $U_{vd}^r$ 、 $U_{vq}^r$  分别为整流器端口电压的  $d$ 、 $q$  轴参考值;  $I_{vd}^r$ 、 $I_{vq}^r$  分别为高压直流输电线路电流的  $d$ 、 $q$  轴参考值。整流器的动态方程模型如下:

$$\begin{cases} \frac{dx_{Ud}}{dt} = K_{iUd}(U_d^r - U_d) \\ \frac{dx_d}{dt} = K_{id}(I_{vd}^r - I_{vd}) \\ \frac{dx_{Uq}}{dt} = K_{iUq}(U_q^r - U_q) \\ \frac{dx_q}{dt} = K_{iq}(I_{vq}^r - I_{vq}) \end{cases} \quad (2)$$

$$\begin{cases} I_{vd}^r = x_{Ud} + K_{pUd}(U_d^r - U_d) \\ I_{vq}^r = x_{Uq} + K_{pUq}(U_q^r - U_q) \\ U_{vd}^r = U_{pd} + x_d + K_{pd}(I_{vd}^r - I_{vd}) - X_f I_{vq}^r \\ U_{vq}^r = U_{pq} + x_q + K_{pq}(I_{vq}^r - I_{vq}) + X_f I_{vd}^r \end{cases} \quad (3)$$

直流输电线路的动态模型如下:

$$\begin{cases} L_{dc} \frac{di_{dc}}{dt} = u_{dc} - u_{dc1} - R_{dc} i_{dc} \\ C_{dc1} \frac{du_{dc1}}{dt} = u_{dc1} i_{dc} - \frac{3}{2}(U_{vq} I_{vq} + U_{vd} I_{vd}) \end{cases} \quad (4)$$

式中:  $L_{dc}$ 、 $R_{dc}$  分别为直流线路电感、电阻;  $C_{dc1}$  为整流侧电容;  $u_{dc}$  为逆变侧直流电压。

将式(1)一式(4)线性化并整理可以得到柔直输电系统的状态空间模型:

$$\begin{cases} \frac{d\Delta\mathbf{X}_d}{dt} = \mathbf{A}_d \Delta\mathbf{X}_d + \mathbf{B}_d \Delta\mathbf{I}_{pcc} \\ \Delta\mathbf{U}_{pt} = \mathbf{C}_d \Delta\mathbf{X}_d \end{cases} \quad (5)$$

式中:  $\Delta\mathbf{X}_d$  为柔直输电系统的全部状态变量;  $\Delta\mathbf{I}_{pcc} = [-\Delta I_{vd} \ -\Delta I_{vq}]^T$ , 为光伏场 PCC 注入电流变化量;  $\Delta\mathbf{U}_{pt} = [-\Delta U_{pd} \ -\Delta U_{pq}]^T$ , 为光伏场出口电压变化量;  $\mathbf{A}_d$ 、 $\mathbf{B}_d$ 、 $\mathbf{C}_d$  分别为柔直输电系统的状态矩阵、输入矩阵、输出矩阵。

### 1.2 光伏场建模

假设光伏场内共有  $N$  台光伏单元,光伏单元采用文献[24]给出的双级式模式。光伏场第  $k$  台光伏单元的线性化空间模型如下:

$$\begin{cases} \frac{d\Delta X_{lk}}{dt} = A_{lk}\Delta X_{lk} + B_{lk}\Delta U_{lk} \\ \Delta I_{lk} = C_{lk}\Delta X_{lk} \end{cases} \quad (6)$$

式中: $\Delta X_{lk}$ 为第  $k$  台光伏单元的状态变量; $A_{lk}$ 、 $B_{lk}$ 、 $C_{lk}$ 分别为第  $k$  台光伏单元的状态矩阵、输入矩阵、输出矩阵; $\Delta U_{lk}$ 为第  $k$  台光伏单元所在节点的电压变化量; $\Delta I_{lk}$ 为第  $k$  台光伏单元注入光伏场的电流变化量。因此,可以建立含  $N$  台光伏单元的光伏场的全阶模型,如式(7)所示。

$$\begin{cases} \frac{d\Delta X_z}{dt} = A_h\Delta X_z + B_h\Delta U_h \\ \Delta I_h = C_h\Delta X_z \end{cases} \quad (7)$$

式中: $A_h = \text{diag}(A_{11} \ A_{12} \ \dots \ A_{1N})$ ;  $B_h = \text{diag}(B_{11} \ B_{12} \ \dots \ B_{1N})$ ;  $C_h = \text{diag}(C_{11} \ C_{12} \ \dots \ C_{1N})$ ;  $\Delta X_z$ 为光伏场全部状态变量,  $\Delta X_z = [\Delta X_{11}^T \ \Delta X_{12}^T \ \dots \ \Delta X_{1N}^T]^T$ ;  $\Delta U_h$ 为光伏场接入系统的节点电压变化量,  $\Delta U_h = [\Delta U_{11} \ \Delta U_{12} \ \dots \ \Delta U_{1N}]$ ;  $\Delta I_h$ 为光伏场接入系统的电流变化量,  $\Delta I_h = [\Delta I_{11} \ \Delta I_{12} \ \dots \ \Delta I_{1N}]$ 。

光伏场内节点电压和节点注入电流关系为:

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & 0 \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} \\ 0 & Y_{32} & Y_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta U_h \\ \Delta U_{\text{pcc}} \\ \Delta U_{\text{pt}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta I_h \\ 0 \\ -\Delta I_{\text{pcc}} \end{bmatrix} \quad (8)$$

式中: $\Delta U_{\text{pcc}}$ 为光伏场 PCC 节点电压变化量; $Y_{11}$ 、 $Y_{12}$ 、 $Y_{21}$ 、 $Y_{22}$ 、 $Y_{23}$ 、 $Y_{32}$ 、 $Y_{33}$ 为光伏场网络分块导纳矩阵。将式(7)与式(8)合并可以得到光伏场的全阶状态方程为:

$$\begin{cases} \frac{d\Delta X_z}{dt} = A_z\Delta X_z + B_z\Delta U_{\text{pt}} \\ \Delta I_{\text{pcc}} = C_z\Delta X_z \end{cases} \quad (9)$$

式中: $A_z = A_h + B_h Y_{11}^{-1} C_h + B_h Y_{11}^{-1} Y_{12} Y_{32}^{-1} \sum C_{lk}$ ;  $B_z = B_h Y_{11}^{-1} Y_{12} Y_{32}^{-1} Y_{33}$ ;  $C_z = [C_{11} \ C_{12} \ \dots \ C_{1N}]$ 。

从式(9)可以看出,光伏场以  $\Delta U_{\text{pt}}$ 为输入,以  $\Delta I_{\text{pcc}}$ 为输出。

### 1.3 光伏经柔直并网的闭环互联模型

由式(5)可以将柔直子系统的状态空间模型转化为传递函数模型:

$$\Delta U_{\text{pt}} = G(s)\Delta I_{\text{pcc}} \quad (10)$$

$$G(s) = C_d(sI - A_d)B_d \quad (11)$$

式中: $I$ 为单位矩阵。

同理,将式(9)所示光伏场的状态空间模型转化为传递函数模型:

$$\Delta I_{\text{pcc}} = H(s)\Delta U_{\text{pt}} \quad (12)$$

$$H(s) = C_z(sI - A_z)B_z \quad (13)$$

将上式联立可以得到闭环互联模型为:

$$\frac{d\Delta X}{dt} = A\Delta X \quad (14)$$

其中:

$$\begin{cases} A = \begin{bmatrix} A_z & B_z C_d \\ B_d C_z & A_d \end{bmatrix} \\ \Delta X = \begin{bmatrix} \Delta X_z \\ \Delta X_d \end{bmatrix} \end{cases} \quad (15)$$

为了研究光伏场子系统与柔直子系统的动态交互作用,将柔直子系统作为前馈子系统,光伏场子系统作为其余子系统,由式(10)与式(12)可以得到光伏场经柔直并网的闭环互联模型,如图3所示。

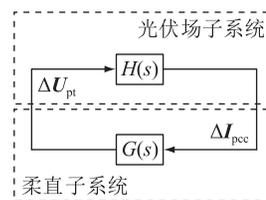


图3 光伏场经柔直并网的闭环互联模型

Fig.3 Closed-loop interconnection model of photovoltaic field connected to the grid via VSC-HVDC

## 2 开环模式谐振理论分析与阻尼控制器设计

开环模式谐振理论用于研究子系统之间的动态交互对闭环系统稳定性的影响,当2个子系统的开环振荡模式在复平面靠近时,对应的闭环振荡模式会分布在开环振荡模式的两侧,削弱闭环系统的稳定性,甚至导致系统失稳<sup>[24]</sup>。针对光伏场子系统与柔直子系统之间的交互失稳风险,可以通过调整主导环节的控制参数进行抑制。当控制参数无法调整时,提出一种针对光伏场子系统的阻尼控制器设计思路,消除开环模式现象,使闭环系统稳定。此时,整定阻尼控制器参数时只要考虑光伏场子系统的模型,简化了控制器设计模型,更具有实用性。

### 2.1 开环模式谐振理论分析

定义柔直子系统与光伏场子系统的一组开环振荡模式为  $\lambda_p$ 、 $\lambda_g$ ,  $\hat{\lambda}_p$ 、 $\hat{\lambda}_g$  分别为闭环系统中与其相对应的闭环振荡模式<sup>[25-27]</sup>。 $\lambda_p$ 为传递函数  $G(s)$ 在复平面上的极点,  $G(\lambda_p)$ 的数值很大,当柔直子系统与光伏场子系统的开环振荡模式在复平面相近时,  $G(\lambda_g)$ 的数值很大,导致二者的动态交互很强<sup>[25-26]</sup>。基于残差理论,可以采用式(16)表征动态交互对闭环系统的影响。

$$\begin{cases} \Delta\lambda_p = \hat{\lambda}_p - \lambda_p \\ \Delta\lambda_g = \hat{\lambda}_g - \lambda_g \end{cases} \quad (16)$$

当发生开环模式谐振现象时,对应闭环振荡模式的位置可以通过式(17)预估<sup>[21-23]</sup>。

$$\begin{cases} \hat{\lambda}_p \approx \lambda_p \pm \Delta\lambda_p = \lambda_p \pm \sqrt{R_g R_p} \\ \hat{\lambda}_g \approx \lambda_g \pm \Delta\lambda_g = \lambda_g \pm \sqrt{R_g R_p} \end{cases} \quad (17)$$

式中:  $R_p$ 、 $R_g$  分别为对应振荡模式的残差。当  $\sqrt{R_g R_p}$  的实部大于开环振荡模式的实部绝对值时,系统会失去稳定性。

因此,可以得出开环模式谐振理论分析的通用步骤为:

(1) 根据式(5)、式(9)分别计算柔直子系统与光伏场子系统的开环振荡模式,如果柔直子系统与光伏场子系统的开环振荡模式在复平面相近,不失一般性,假设二者发生了开环模式谐振现象;

(2) 通过计算相应振荡模式的残差值,预估闭环振荡模式在复平面的位置;

(3) 若残差值实部大于开环振荡模式的实部绝对值,则闭环系统发生振荡失稳。

## 2.2 阻尼控制器设计方法

当柔直子系统与光伏场子系统发生开环模式谐振现象时,二者会发生强交互作用,可能会使系统失去稳定,此时可以采取以下措施:

(1) 计算相应振荡模式的参与因子,判断其主导环节。若该主导环节的控制参数可以调整,则调整主导环节的参数,使系统稳定。

(2) 若主导环节的控制参数不可调整,则对该环节装设阻尼控制器,消除失稳。文中设计的阻尼控制器传递函数框图如图4所示,包括1个隔直环节和2个超前滞后环节<sup>[15]</sup>。图中,  $U$  为阻尼控制器的输入信号;  $U^r$  为输入信号参考值;  $Y$  为阻尼控制器的输出信号;  $T_1$ — $T_5$  为时间常数;  $K_u$  为增益。

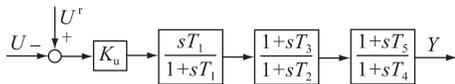


图4 阻尼控制器传递框图

Fig.4 Damping controller transfer block diagram

通过图4可以得到阻尼控制器的传递函数为:

$$Y = K_u \frac{sT_1}{1+sT_1} \times \frac{1+sT_3}{1+sT_2} \times \frac{1+sT_5}{1+sT_4} (U^r - U) \quad (18)$$

光伏单元装设阻尼控制器后,其状态空间模型阶数增至15阶。

粒子群优化是一种随机搜索算法,通过单个粒子的移动和整个种群的协调进行搜索,能够在参数

空间中寻找满足条件的最优解。因此,文中采用粒子群算法整定控制器参数,步骤如下:

(1) 计算相应闭环振荡模式的参与因子,判断其主导环节。

(2) 计算柔直子系统、光伏场子系统的开环振荡模式与互联系统的闭环振荡模式,以及对应的残差值。

(3) 为防止柔直子系统与光伏场子系统的开环振荡模式相近而发生强交互作用降低系统的稳定性,建立以下目标函数与约束条件:

$$\begin{cases} \text{Re } \hat{\lambda}_p < 0 \\ \text{Re } \hat{\lambda}_g < 0 \\ \text{s.t. } |\sqrt{\lambda_p - \lambda_g}| > \beta |\sqrt{R_p R_g}| \end{cases} \quad (19)$$

式中:  $\beta$  为给定值。

(4) 对步骤(3)中建立的函数模型采用粒子群算法找到满足该条件的解,将其作为阻尼控制器的参数。粒子群算法流程如图5所示。

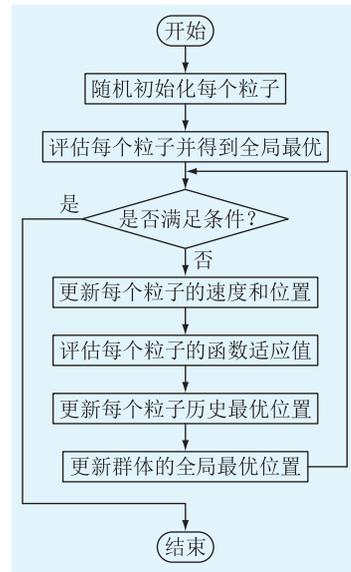


图5 粒子群算法流程

Fig.5 Flow chart of particle swarm optimization

按照上述步骤设置阻尼控制器,就可以实现文中阻尼控制器的设置理念,将残差作为约束,通过调整光伏场子系统的开环振荡模式,破坏开环模式谐振现象,使闭环系统稳定。在实际工程中,可以根据地区的日照强度分布概率选择一些典型工况,测量光伏场子系统的开环振荡模式,基于测量结果拟合出振荡模式与输出功率之间的数学关系,若发现部分工况下光伏场子系统的开环振荡模式与柔直子系统的开环振荡模式在复平面距离较近,则二者可能发生开环模式谐振现象而导致系统稳定性降低,此时可以通过装设上述阻尼控制器进行抑制。

### 3 算例分析与验证

由于光伏场内的光伏单元类型相同,且动态特性相似,因此,文中采用文献[28]的方法,对算例系统进行降阶处理,通过对状态变量进行相似变换,将光伏场等值为单台光伏单元,等值后的系统结构如图6所示。算例中传输功率和线路电抗均采用标幺值,基准功率为100 MW。考虑到光照强度的差异性,光伏场一的3个分区内的单台光伏发电功率为0.05 p.u.,总发电功率为5 p.u.;光伏场二的2个分区内单台光伏发电功率为0.031 25 p.u.,总发电功率为5 p.u。此外,整流器的 $d$ 、 $q$ 轴电流内环控制参数 $K_{pd} = 0.008 7$ 、 $K_{id} = 10$ 、 $K_{pq} = 0.01$ 、 $K_{iq} = 35$ ,其余参数参考文献[14]。

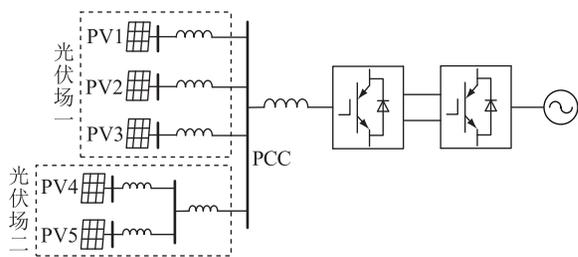


图6 等值系统结构

Fig.6 Equivalence system structure

针对图6所示的光伏场经柔直送出系统,对其可能存在的开环模式谐振现象进行分析验证。

#### 3.1 开环模式谐振现象及参数调整的抑制作用

##### 3.1.1 光伏锁相环节与换流站 $d$ 轴电流内环的开环模式谐振及其抑制方法

$\lambda_{p1}$  为柔直子系统中 $d$ 轴电流内环的开环振荡模式, $\lambda_{g1}$  为光伏场子系统 PV4 锁相环节的开环振荡模式, $\hat{\lambda}_{p1}$ 、 $\hat{\lambda}_{g1}$  分别为互联系统中与 $\lambda_{p1}$ 、 $\lambda_{g1}$  对应的闭环振荡模式。当锁相环比例和积分控制参数分别为0.002和228时, $\lambda_{g1} = -0.335 + 263.50i$ 、 $\lambda_{p1} = -0.32 + 262.98i$ ,二者距离很近,此时光伏场子系统和柔直子系统间发生强动态交互作用,通过特征根仿真结果可知此时 $\hat{\lambda}_{g1} = 0.165 + 264.41i$ ,出现在复平面右侧,系统失稳。此时残差 $\sqrt{R_{p1}R_{g1}} = 0.485 + 2.64i$ ,准确预估了闭环振荡模式的位置。调节 PV4 锁相环积分控制参数 $k_{pvli}$ ,从228减小至190或从228增大至290,观察锁相环节和 $d$ 轴电流内环相关模式的变化轨迹,如图7所示。 $\hat{\lambda}_{p1}$ 、 $\hat{\lambda}_{g1}$  对应的参与因子见图8。

随着 $k_{pvli}$ 的增大或者减小,锁相环节与 $d$ 轴电流内环之间的动态交互逐渐减弱。因此,当发生开环模式谐振现象时,可以通过调整相关环节的控

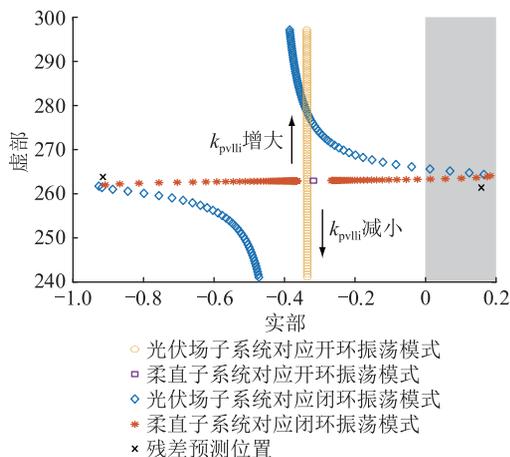


图7  $d$ 轴电流内环与锁相环节相关模式变化轨迹

Fig.7 Trajectory of the mode change associated with the  $d$ -axis current inner loop and phase-locked loop link

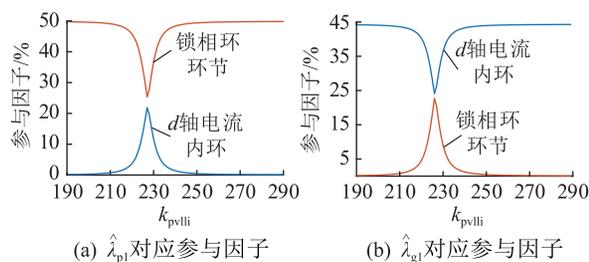


图8  $k_{pvli}$ 变化时 $\hat{\lambda}_{p1}$ 、 $\hat{\lambda}_{g1}$ 对应的参与因子

Fig.8 The  $\hat{\lambda}_{p1}$ 、 $\hat{\lambda}_{g1}$  corresponding participation factor when  $k_{pvli}$  changes

制参数使系统稳定。对不同锁相环参数的系统进行时域仿真,设置的扰动为:5 s时,PV4的有功输出变为原来的80%,并于100 ms后恢复。在该扰动下PV4有功出力 and 换流站的传输功率变化如图9所示,可以看到,当 $k_{pvli} = 228$ 时会引发42.08 Hz的振荡,与所求的振荡模式对应。

##### 3.1.2 光伏锁相环节与换流站 $q$ 轴电流内环的开环模式谐振及其抑制方法

$\lambda_{p2}$  为柔直子系统中与 $q$ 轴电流内环相关的振荡模式, $\lambda_{g2}$  为光伏场子系统 PV1 锁相环节相关的振荡模式, $\hat{\lambda}_{p2}$ 、 $\hat{\lambda}_{g2}$  分别为互联系统中与 $\lambda_{p2}$ 、 $\lambda_{g2}$  对应的闭环振荡模式。当锁相环比例和积分控制参数分别为0.01和797时, $\lambda_{g2} = -1.91 + 496.80i$ 、 $\lambda_{p2} = -2.02 + 495.10i$ ,二者距离很近,此时光伏场子系统和柔直子系统间发生强动态交互作用,通过特征根仿真结果可知此时 $\hat{\lambda}_{g2} = 0.13 + 502.43i$ ,出现在复平面右侧,系统失稳。此时残差 $\sqrt{R_{p2}R_{g2}} = 2.24 + 5.94i$ ,准确预估了闭环振荡模式的位置。调节 PV1 锁相环积分控制参数 $k_{pvli}$ ,从797减小至700或从797增大至950,观察锁相环节和 $q$ 轴电

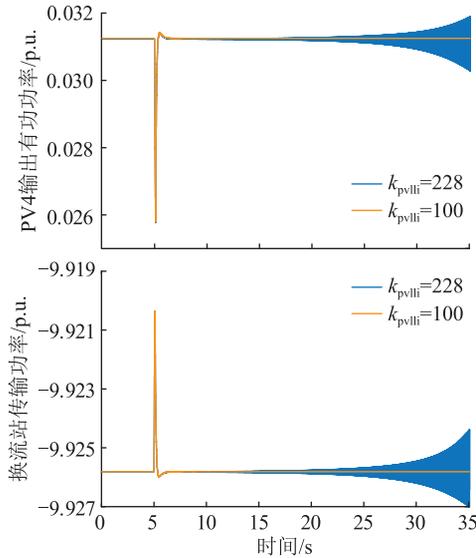
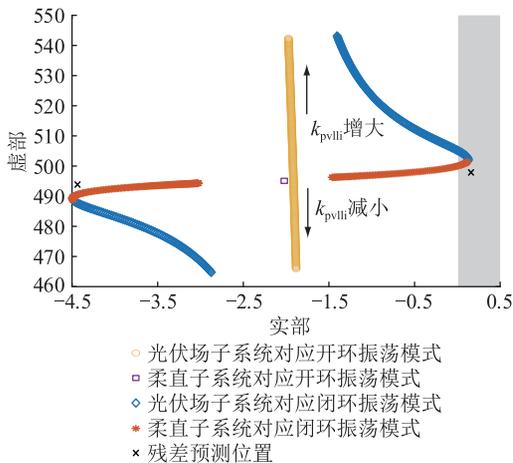
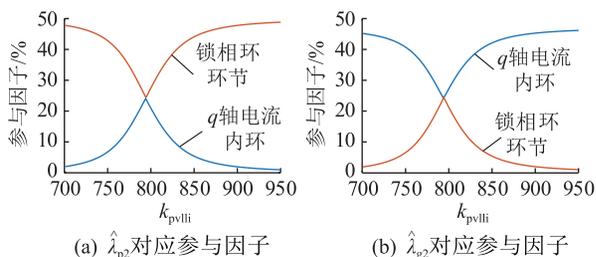


图9 不同工况下仿真结果对比

Fig.9 Comparison of simulation results under different working conditions

流内环相关模式的开环与闭环振荡模式的变化轨迹,如图10所示。 $\hat{\lambda}_{p2}$ 、 $\hat{\lambda}_{g2}$ 对应的参与因子见图11。

图10  $q$ 轴电流内环与锁相环环节相关模式变化轨迹Fig.10 Trajectory of the mode change associated with the  $q$ -axis current inner loop and phase-locked loop link图11  $k_{pvlli}$ 变化时  $\hat{\lambda}_{p2}$ 、 $\hat{\lambda}_{g2}$ 对应的参与因子Fig.11 The  $\hat{\lambda}_{p2}$ 、 $\hat{\lambda}_{g2}$  corresponding participation factor when  $k_{pvlli}$  changes

随着  $k_{pvlli}$  的增大或减小,锁相环环节与  $q$  轴电流内环之间的动态交互逐渐减弱。因此,当发生开

环模式谐振现象时,可以通过调整相关环节的控制参数使闭环系统稳定。对不同锁相环参数的系统进行时域仿真,设置的扰动为:5 s时,PV1的有功输出变为原来的80%,并于100 ms后恢复。在该扰动下PV1有功出力 and 换流站的传输功率变化如图12所示,可以看到,当  $k_{pvlli} = 797$  时会引发79.73 Hz的振荡,与所求的振荡模式相对应。

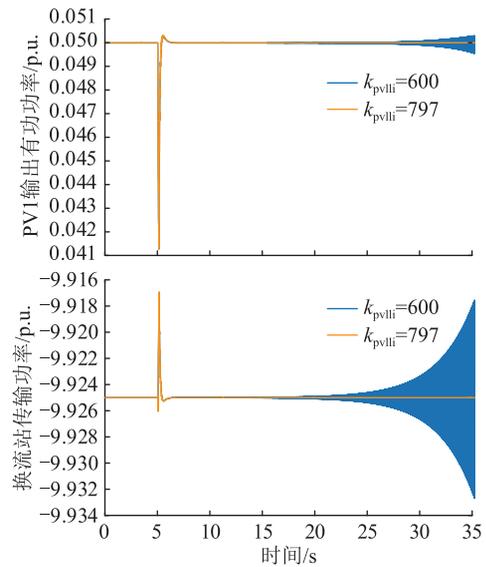


图12 不同锁相环积分增益下仿真结果

Fig.12 Simulation results with different phase-locked loop integration gains

### 3.2 阻尼控制器设计及其抑制

3.1节以光伏场经柔直并网系统为研究对象,基于开环模式谐振理论研究了光伏场子系统与柔直子系统发生动态交互而引发系统振荡失稳的风险。当系统失稳时,若相关环节的控制参数不可调节,可以通过增加阻尼控制器使系统稳定。

#### 3.2.1 光伏锁相环环节与换流站 $d$ 轴电流内环的开环模式谐振附加阻尼抑制方法

对光伏场子系统PV4的锁相环环节装设阻尼控制器,结构如图13所示<sup>[29]</sup>。

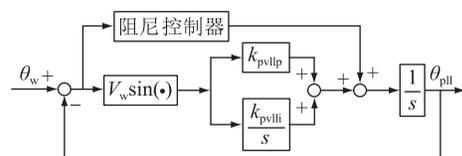


图13 锁相环结构

Fig.13 Phase-locked loop structure

图13中, $\theta_w$ 、 $\theta_{pll}$ 分别为锁相环的输入、输出信号,即光伏并网点的实际相位和量测相位; $V_w$ 为光伏单元的端电压幅值; $k_{pvllp}$ 为比例控制系数。当系统稳定时,阻尼控制器输出的附加信号为0,对系统不产生影响。情况1为采用文献[15]思路装设阻尼

控制器,情况2为按2.2节操作步骤进行阻尼控制器参数整定。2种情况下的阻尼控制器参数见表1。

表1 PV4 装设阻尼控制器参数  
Table 1 Parameters of the damping controller fitted to PV4

情况	$K_u$	$T_2$	$T_3$	$T_4$	$T_5$	$T_1$
情况1	0.02	0.3	0.08	0.34	0.15	10
情况2	0.1	0.13	0.2	0.13	0.2	8.5

振荡模式计算结果见表2,其中 $\lambda'_{g1}$ 、 $\hat{\lambda}'_{g1}$ 为附加阻尼后的相应状态变量。当阻尼控制器按照情况1装设时,闭环系统处于稳定状态,但是柔直子系统与光伏子系统之间的开环振荡模式在复平面距离较近,仍存在动态交互作用,使得闭环系统的稳定性降低。当阻尼控制器按照情况2装设时,柔直子系统与光伏子系统之间的开环振荡模式在复平面上相距很远,二者之间不再发生动态交互。由参与因子仿真结果图14、图15对比可知,在情况2下,光伏单元装设阻尼控制器后,光伏场子系统锁相环节与换流站d轴电流内环之间不再发生动态交互,证明了上述阻尼控制器设计的合理性。图中, $\Delta x_{pll}$ 、 $\Delta \theta_{pll}$ 为锁相环节的状态变量; $\Delta x_3$ 为阻尼控制器产生的中间状态变量; $\Delta x_d$ 、 $\Delta I_{vd}$ 为换流器d轴电流内环的状态变量。q轴电流内环类似。

表2 PV4 装设阻尼控制器后振荡模式计算结果  
Table 2 Oscillation mode calculation results with damping controller installed in PV4

情况	$\lambda'_{g1}$	$\hat{\lambda}'_{g1}$	$\lambda_{p1}$	$\hat{\lambda}_{p1}$
情况1	$-0.72+263.5i$	$-1.08+262.1i$	$-0.32+262.9i$	$-0.05+264.3i$
情况2	$-37.5+259.8i$	$-37.5+259.9i$	$-0.32+262.9i$	$-0.35+263.0i$

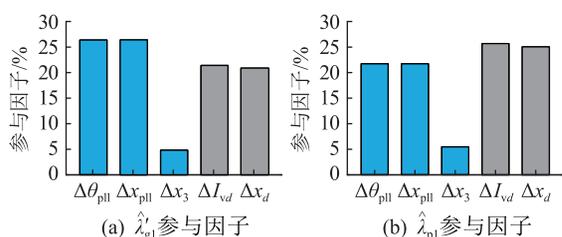


图14 情况1下 $\lambda'_{g1}$ 、 $\hat{\lambda}_{p1}$ 的参与因子

Fig.14 Participation factors of  $\lambda'_{g1}$ 、 $\hat{\lambda}_{p1}$  for case 1

对光伏单元增加阻尼控制器后的系统进行时域仿真,仿真扰动为:5 s时, PV4 的有功输出变为原来的80%,并于100 ms后恢复。在该扰动下 PV4 有功出力 and 换流站的传输功率变化如图16所示。

### 3.2.2 光伏锁相环节与换流站q轴电流内环的开环模式谐振附加阻尼抑制方法

为进一步验证上述所提阻尼控制器的正确性,

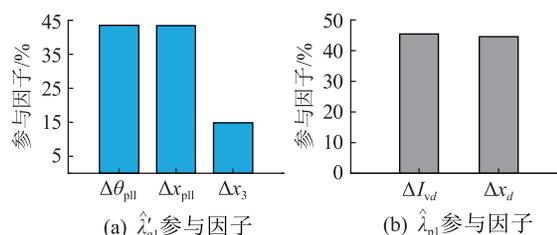


图15 情况2下 $\lambda'_{g1}$ 、 $\hat{\lambda}_{p1}$ 的参与因子

Fig.15 Participation factors of  $\lambda'_{g1}$ 、 $\hat{\lambda}_{p1}$  for case 2

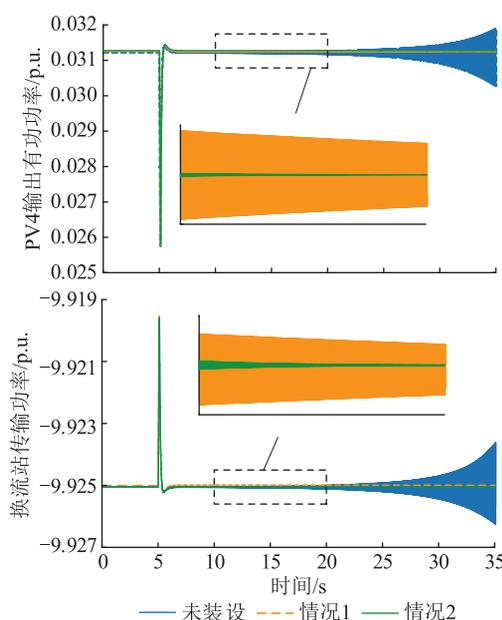


图16 PV4 装设阻尼控制器后系统仿真结果对比

Fig.16 Comparison of simulation results with damping controller installed in PV4

对3.1.2节中的光伏场子系统PV1锁相环节装设阻尼控制器,同样分情况1与情况2装设阻尼控制器。2种情况下的阻尼控制器参数如表3所示。

表3 PV1 装设阻尼控制器参数  
Table 3 Parameters of the damping controller fitted to PV1

情况	$K_u$	$T_2$	$T_3$	$T_4$	$T_5$	$T_1$
情况1	0.005	0.124	0.2	0.124	0.2	7.5
情况2	0.4	0.1	0.19	0.2	0.5	9

振荡模式计算结果见表4,其中 $\lambda'_{g2}$ 、 $\hat{\lambda}'_{g2}$ 为附加阻尼后的相应状态变量。当阻尼控制器按照情况1装设时,闭环系统处于稳定状态,但是柔直子系统与光伏子系统之间的开环振荡模式在复平面距离较近,仍存在动态交互作用,使得系统的稳定性降低。当阻尼控制器按照情况2装设时,柔直子系统与光伏子系统之间的开环振荡模式在复平面上相距很远,二者之间不再发生动态交互。由参与因子

仿真结果图 17、图 18 对比可知,在情况 2 下,光伏单元装设阻尼控制器后,光伏场子系统锁相环节与换流站  $q$  轴电流内环之间不再发生动态交互,证明了上述阻尼控制器设计的合理性。

表 4 PV1 装设阻尼控制器后振荡模式计算结果

Table 4 Oscillation mode calculation results with damping controller installed in PV1

情况	$\lambda'_{g2}$	$\hat{\lambda}'_{g2}$	$\lambda_{p2}$	$\hat{\lambda}_{p2}$
情况 1	$-3.44+494.9i$	$-5.37+488.4i$	$-2.02+495.1i$	$-0.96+502.3i$
情况 2	$-68.7+489.1i$	$-68.3+488.5i$	$-2.02+495.1i$	$-2.47+495.2i$

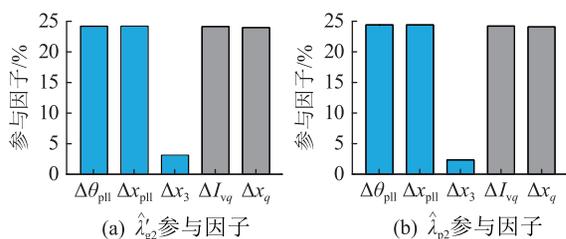


图 17 情况 1 下  $\lambda'_{g2}$ 、 $\lambda_{p2}$  的参与因子

Fig.17 Participation factors of  $\lambda'_{g2}$ 、 $\lambda_{p2}$  for case 1

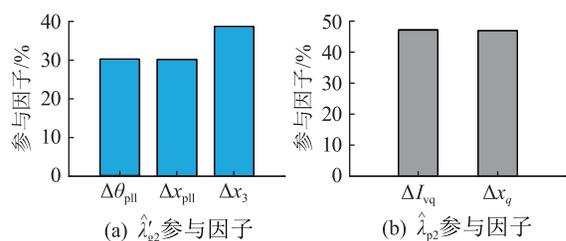


图 18 情况 2 下  $\lambda'_{g2}$ 、 $\lambda_{p2}$  的参与因子

Fig.18 Participation factors of  $\lambda'_{g2}$ 、 $\lambda_{p2}$  for case 2

对光伏单元增加阻尼控制器后的系统进行时域仿真,仿真扰动为:5 s 时, PV1 的有功输出变为原来的 80%,并于 100 ms 后恢复。在该扰动下 PV1 有功出力和换流站的传输功率变化如图 19 所示。

### 3.2.3 光照强度变化时阻尼控制器的适用性

假设在某一时刻光伏场一中分区一内的光伏单元突然被乌云遮盖,出力由 0.05 p.u.变为 0.04 p.u.。通过对此时的系统进行特征根仿真,换流站  $q$  轴电流内环振荡模式变为了  $0.43+501.47i$ ,可知光伏单元的出力减小加大了谐振的强度,导致系统更加不稳定。对光伏单元装设阻尼控制后相关振荡模式的参与因子见图 20,可知光伏场子系统锁相环节与换流站  $q$  轴电流内环之间不再发生动态交互。

对光伏单元增加阻尼控制器后的系统进行时域仿真,仿真扰动为:5 s 时,PV1 的有功输出变为原来的 80%,并于 100 ms 后恢复。在该扰动下 PV1 有功出力和换流站的传输功率变化如图 21 所示。

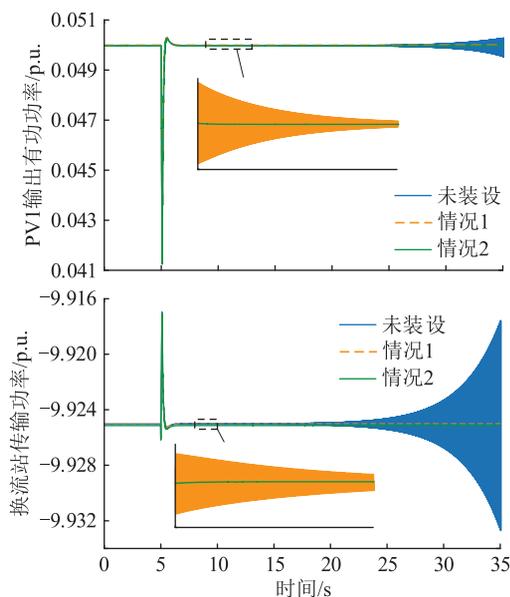


图 19 PV1 装设阻尼控制器后系统

仿真结果对比

Fig.19 Comparison of simulation results with damping controller installed in PV1

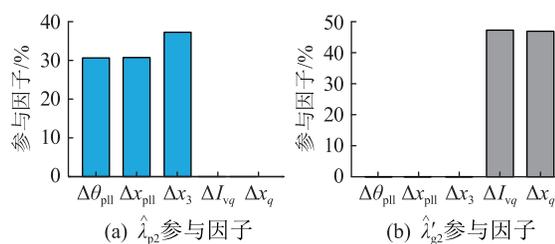


图 20  $\lambda'_{g2}$ 、 $\lambda_{p2}$  的参与因子

Fig.20 Participation factors of  $\lambda'_{g2}$ 、 $\lambda_{p2}$

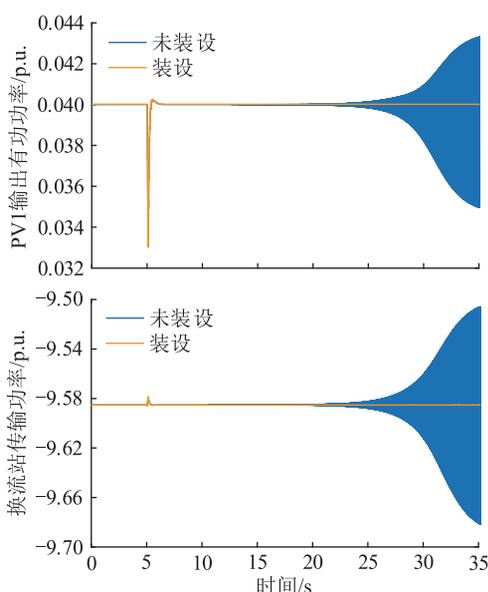


图 21 装设阻尼控制器的仿真结果

Fig.21 Simulation results with damping controller installed

通过上述对光伏单元锁相环节增加阻尼控制器的算例仿真,验证了文中所提阻尼控制器设计的有效性。

#### 4 结论

文中从开环模式谐振的角度研究了光伏场子系统与柔直子系统之间的动态交互作用,当发生强交互作用导致系统失稳时,提出一种阻尼控制器的设计思路,用于改善系统的稳定性。得出以下结论:

(1) 光伏场子系统锁相环模式会与柔直子系统电流内环模式发生开环模式谐振,导致系统振荡失稳。

(2) 模式谐振现象会使原有参数的稳定性改变,优化控制参数可以避免模式谐振的发生。

(3) 区别于传统阻尼控制器设计理念,文中从开环角度提出了一种针对光伏场子系统的阻尼控制器,将光伏场经柔直并网的闭环系统简化为仅考虑光伏场子系统的开环模型,不仅简化了设计模型,而且通过破坏环节之间的强交互作用,消除了系统的振荡失稳风险。

#### 参考文献:

[1] 范鹏,刘飞,王建,等. 大规模新能源接入系统暂态过电压研究综述[J]. 电瓷避雷器,2023(6):94-102.  
FAN Peng, LIU Fei, WANG Jian, et al. Review on of research of transient overvoltage of large-scale new energy access to power system[J]. Insulators and Surge Arresters, 2023(6):94-102.

[2] 柴影辉,钟建英,张进,等. 柔性直流工程用气体绝缘穿墙套管设计[J]. 电瓷避雷器,2023(3):189-196.  
CHAI Yinghui, ZHONG Jianying, ZHANG Jin, et al. Design of SF<sub>6</sub> gas insulated wall bushing for VSC-HVDC[J]. Insulators and Surge Arresters, 2023(3):189-196.

[3] 董增波,张为庆,刘红涛,等. 含永磁风机的柔直外送电网阻抗特性和振荡行为分析[J]. 电力电容器与无功补偿,2022,43(3):135-142.  
DONG Zengbo, ZHANG Weiqing, LIU Hongtao, et al. Analysis of impedance characteristics and oscillation behavior of flexible HVDC transmission network with permanent magnet wind turbine[J]. Power Capacitor & Reactive Power Compensation, 2022,43(3):135-142.

[4] 张智刚,康重庆. 碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望[J]. 中国电机工程学报,2022,42(8):2806-2819.  
ZHANG Zhigang, KANG Chongqing. Challenges and prospects for constructing the new-type power system towards a carbon neutrality future[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8):2806-2819.

[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 sys-

tem[J]. Power System Technology, 2018,42(4):1117-1123.

[6] 赵岩,郑斌毅,贺之渊. 南汇柔性直流输电示范工程的控制方式和运行性能[J]. 南方电网技术,2012,6(6):6-10.  
ZHAO Yan, ZHENG Binyi, HE Zhiyuan. The control mode and operating performance of Nanhui VSC-HVDC demonstration project[J]. Southern Power System Technology, 2012,6(6):6-10.

[7] 吕敬,董鹏,施刚,等. 大型双馈风电场经 MMC-HVDC 并网的次同步振荡及其抑制[J]. 中国电机工程学报,2015,35(19):4852-4860.  
LÜ Jing, DONG Peng, SHI Gang, et al. Subsynchronous oscillation and its mitigation of MMC-based HVDC with large doubly-fed induction generator-based wind farm integration[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(19):4852-4860.

[8] BUCHHAGEN C, RAUSCHER C, MENZE A, et al. BorWin1-first experiences with harmonic interactions in converter dominated grids[J]. International ETG Congress 2015; Die Energiewende-Blueprints for the New Energy Age, 2015:1-7.

[9] 杨悦,李国庆. 基于 VSC-HVDC 的海上风电小干扰稳定控制[J]. 电工技术学报,2016,31(13):101-110.  
YANG Yue, LI Guoqing. The small signal stability control of offshore wind farm based on VSC-HVDC[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(13):101-110.

[10] GOLSHANI A, BATHAE S M T, MOGHADDAS-TAFRESHI S M. Small signal stability analysis of photovoltaic array based on averaged switch modeling technique[J]. Journal of Renewable and Sustainable Energy, 2012,4(4):43-117.

[11] 于永军,张艺,黄碧月,等. 考虑 SVG 的光伏电站次同步振荡问题[J]. 高电压技术,2021,47(8):2720-2729.  
YU Yongjun, ZHANG Yi, HUANG Biyu, et al. Research on subsynchronous oscillation of photovoltaic power station equipped with SVG[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(8):2720-2729.

[12] JI K, TANG G F, PANG H, et al. Impedance modeling and analysis of MMC-HVDC for offshore wind farm integration[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2020, 35(3):1488-1501.

[13] 孙焜,姚伟,文劲宇. 双馈风电场经柔直并网系统次同步振荡机理及特性分析[J]. 中国电机工程学报,2018,38(22):6520-6533.  
SUN Kun, YAO Wei, WEN Jinyu. Mechanism and characteristics analysis of subsynchronous oscillation caused by DFIG-based wind farm integrated into grid through VSC-HVDC system[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(22):6520-6533.

[14] 尹睿,孙媛媛,王姗姗,等. 直驱风机经柔直送出系统多控制环节间交互机理研究[J]. 中国电机工程学报,2022,42(10):3627-3642.  
YIN Rui, SUN Yuanyuan, WANG Shanshan, et al. The interaction mechanism analysis among the different control loops of the direct-drive wind turbine connected VSC-HVDC systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(10):3627-3642.

[15] 刘君,赵龙,杜文娟,等. 并网光热发电场振荡稳定性影响因素分析与阻尼控制器设计[J]. 中国电机工程学报,2021,41(10):3561-3574,3680.

- LIU Jun, ZHAO Long, DU Wenjuan, et al. Analysis of influencing factors and design of damping controller for grid-connected CSP farm oscillation stability [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(10): 3561-3574, 3680.
- [16] 周镇, 孙近文, 曾凡涛, 等. 考虑风机接入的电力系统小信号稳定优化控制 [J]. 电工技术学报, 2014, 29(S1): 424-431.
- ZHOU Zhen, SUN Jinwen, ZENG Fantao, et al. Optimal supplementary control for small signal stability of power system with DFIG integration [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(S1): 424-431.
- [17] 赵质森. 直驱风机并网次同步振荡分析与抑制研究 [D]. 保定: 华北电力大学, 2021.
- ZHAO Zhimiao. Analysis and suppression of sub-synchronous oscillation of direct-drive fan connected to grid [D]. Baoding: North China Electric Power University, 2021.
- [18] GHAFOURI M, KARAAGAC U, MAHSEREDJIAN J, et al. SSCI damping controller design for series-compensated DFIG-based wind parks considering implementation challenges [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(4): 2644-2653.
- [19] YAO J, WANG X W, LI J W, et al. Sub-synchronous resonance damping control for series-compensated DFIG-based wind farm with improved particle swarm optimization algorithm [J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2019, 34(2): 849-859.
- [20] LYU J, CAI X, MOLINAS M. Frequency domain stability analysis of MMC-based HVdc for wind farm integration [J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2016, 4(1): 141-151.
- [21] 荣梦飞, 吴红斌, 吴通华, 等. 提高直驱风电经柔直并网系统稳定性的改进 V/F 控制策略 [J]. 电网技术, 2021, 45(5): 1698-1706.
- RONG Mengfei, WU Hongbin, WU Tonghua, et al. Improved V/F control strategy for enhancing stability of direct-drive wind power with VSC-HVDC system [J]. Power System Technology, 2021, 45(5): 1698-1706.
- [22] 林思齐, 熊永新, 姚伟, 等. 基于 MATLAB/Simulink 的新一代电力系统动态仿真工具箱 [J]. 电网技术, 2020, 44(11): 4077-4087.
- LIN Siqi, XIONG Yongxin, YAO Wei, et al. MATLAB/Simulink-based dynamic simulation toolbox for new generation power system [J]. Power System Technology, 2020, 44(11): 4077-4087.
- [23] 郭贤珊, 王晖, 卜广全, 等. 大规模新能源经张北柔直孤岛送出的虚拟频率研究 [J]. 电力工程技术, 2020, 39(3): 2-7.
- GUO Xianshan, WANG Hui, BU Guangquan, et al. Virtual frequency control of islanded large-scale renewable energy power system delivered by Zhangbei VSC-HVDC [J]. Electric Power Engineering Technology, 2020, 39(3): 2-7.
- [24] 周一辰. 含大规模集中式光伏汇纳的电力系统小干扰稳定性分析与控制研究 [D]. 北京: 华北电力大学, 2018.
- ZHOU Yichen. Small signal stability analysis and control research of power system with large-scale centralized photovoltaic sink [D]. Beijing: North China Electric Power University, 2018.
- [25] 刘文元, 任必兴, 李海峰, 等. 直驱风电场和串补之间的次同步振荡风险 [J]. 电力工程技术, 2022, 41(4): 25-32.
- LIU Wenyuan, REN Bixing, LI Haifeng, et al. Sub-synchronous oscillation risk between PMSG farm and series complement [J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(4): 25-32.
- [26] 陈骁, 杜文娟, 王海风. 开环模式谐振条件下直驱风机接入引发电力系统宽频振荡的研究 [J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(9): 2625-2635.
- CHEN Xiao, DU Wenjuan, WANG Haifeng. Analysis on wide-range-frequency oscillations of power systems integrated with PMSGs under the condition of open-loop modal resonance [J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(9): 2625-2635.
- [27] 王旭斌, 杜文娟, 王海风. 直驱风电并网系统中锁相环引起次同步振荡的开环模式谐振机理分析 [J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(7): 1935-1950.
- WANG Xubin, DU Wenjuan, WANG Haifeng. Mechanism analysis of open-loop modal resonance on subsynchronous oscillations caused by PLL in power systems with integrated PMSGs [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(7): 1935-1950.
- [28] DU W, DONG W, WANG H. A method of reduced-order modal computation for planning grid connection of a large-scale wind farm [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(3): 1185-1198.
- [29] YANG Songhao, SHEN Ruixin, SHU Jin, et al. PLL based sub-/super-synchronous resonance damping controller for D-PMSG wind farm integrated power systems [J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2022, 37(4): 2370-2384.

#### 作者简介:



杜文娟

杜文娟(1979),女,博士,教授,研究方向为电力系统稳定性分析与控制等(E-mail: ddwenjuan@qq.com);

郝向坤(2000),男,硕士在读,研究方向为新能源电力系统稳定性分析与控制;

陈珏(1985),女,学士,工程师,从事电力系统自动化相关工作。

## Low voltage ride-through control of virtual synchronous generator based on phase and amplitude compensation

CHEN Zhiyong, DONG Xinwei, LI Chuanhui, WANG Zhichao, ZHAO Ming, DU Xiuwen

(School of Electrical Engineering, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221008, China)

**Abstract:** Virtual synchronous generator (VSG) enhances the stability of distributed power sources during grid connection by simulating the operating principle of a synchronous generator and introducing the virtual inertia and damping coefficient. However the traditional VSG control strategy struggles to address abrupt changes in grid voltage phase and amplitude when the voltage drops in the grid. Therefore, a low voltage ride-through control method for VSG based on phase and amplitude compensation is proposed. Firstly, the different effects of voltage drops and recovery on the power grid are analyzed. Secondly, during voltage drops, the purposes of overcurrent suppression, rapid stabilization of output power, and reactive power compensation are achieved by controlling the phase and amplitude difference between VSG output voltage and grid voltage within the allowable range. Then, during voltage recovery, rapid compensation eliminates the phase difference and amplitude difference between VSG output voltage and grid voltage to suppress overcurrent and other problems caused by grid voltage jumps. Finally, the effectiveness of the proposed control strategy is verified by MATLAB/Simulink simulation. The simulation results show that it can effectively suppress the overcurrent and realize reactive power compensation.

**Keywords:** virtual synchronous generator (VSG); low voltage ride-through; phase and amplitude jump; phase and amplitude compensation; overcurrent suppression; output power stabilization; reactive power compensation

(编辑 陆海霞)

(上接第 11 页)

## Oscillation stability analysis and mitigation method of photovoltaic field connected to the grid via VSC-HVDC

DU Wenjuan<sup>1</sup>, HAO Xiangkun<sup>1</sup>, CHEN Jue<sup>2</sup>

(1. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China;

2. NARI Technology Co., Ltd., Nanjing 211106, China)

**Abstract:** Photovoltaic field connected to the grid via voltage source converter based high voltage direct current (VSC-HVDC) transmission is an important trend in the future development of the power system, but there is a risk that the interaction between photovoltaic and VSC-HVDC system may trigger system oscillations and instabilities. So, the open-loop and closed-loop interconnection models of the photovoltaic field integrated into grid through VSC-HVDC are established. The dynamic interaction between the photovoltaic subsystem and the VSC-HVDC subsystem based on the open-loop mode resonance theory are analyzed. When a strong interaction between two subsystems occurs, it may cause the corresponding closed-loop oscillation mode to enter the right side of the complex plane and trigger system oscillation instability. The risk of interaction instability between the photovoltaic subsystem and the VSC-HVDC subsystem can be mitigated by adjusting the control parameters of the dominant link. If the control parameters can not be adjusted, an additional damping controller for the photovoltaic unit is proposed as an inhibitory measure, which destroys the mode resonance phenomenon by adjusting the open-loop oscillatory modes of the photovoltaic subsystem away from the open-loop oscillatory modes of the VSC-HVDC subsystem in the complex plane, so as to stabilise the closed-loop system. The correctness of the above theoretical analysis results and the superiority of the proposed damping controller are verified by the simulation examples.

**Keywords:** voltage source converter based high voltage direct current (VSC-HVDC); photovoltaic field; open-loop mode resonance; stability analysis; damping controller; dynamic interaction

(编辑 方晶)