

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2026.01.003

新能源经柔直送出系统降阶方法及振荡风险评估

陈浩, 李钊, 杜文娟, 王海风

(四川大学电气工程学院, 四川 成都 610065)

摘要: 构建大规模新能源场站经柔直送出系统的线性化模型时往往面临着机组动态特性复杂多样及系统阶数过高的问题, 导致传统模式分析法难以有效应用。为此, 文中提出一种适用于大规模新能源场站经柔直送出系统稳定性评估及振荡源定位的降阶分析方法。首先将新能源场站等效成多个由相同机组构成的等值电场, 在考虑外部电力系统动态特性的基础上对所得到的多个等值系统进行降阶处理, 通过模式分析法评估系统稳定性, 根据不稳定振荡模式定位振荡源, 并进一步基于参与因子分析结果确定主导环节。最后, 通过仿真算例验证所提方法的正确性。结果表明: 文中的降阶方法能够显著降低系统阶数, 减少稳定性分析的计算量, 同时能够有效评估系统失稳风险, 并且可以通过调整主导环节参数增强系统稳定性。

关键词: 新能源电力系统; 柔性直流输电; 宽频振荡; 振荡源定位; 同构一致性; 等值降阶

中图分类号: TM712

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2026)01-0026-13

0 引言

柔性直流输电(以下简称“柔直”)因具备控制灵活、输出谐波小、适合远距离输电、送端与受端相互影响小等优点, 已成为新能源并网的重要技术之一^[1-3]。然而, 随着新能源装机容量的持续增长, 大规模新能源并网引发的电力系统宽频振荡事故频发。例如, 广东南澳柔直送端的双馈风电场发生约 30 Hz 的次同步振荡^[3]; 2021 年 11 月, 华北电网某风电经柔直送出系统发生 6 Hz 的次同步振荡事故^[4]; 2021 年底, 如东海上风电经柔直送出工程先后发生中高频振荡事故^[5]。为分析上述宽频振荡问题, 需要构建线性化模型, 但大量新能源机组接入使电力系统呈现高维化特点, 导致传统分析方法难以有效应用^[6]。因此, 新能源场站降阶等值分析及孤岛新能源经柔直送出系统下的振荡风险评估是电力系统安全稳定运行亟待解决的关键问题^[7-9]。

新能源场站降阶的常用方法为容量加权平均法和参数辨识法。容量加权平均法根据机组额定容量与电场总额定容量的比值对参数进行加权聚合, 建立单机等值模型, 并采用功率损耗等效法将集电网络替换为一等值阻抗^[10-12]。容量加权平均值法计算简单, 但是主要侧重功率的等效, 未考虑电场内部动态及网络结构对振荡稳定性的影响, 可能导致分析结果存在较大误差^[13-16]。参数辨识法根据等值电场在并网点的动态响应数据确定等值电场内部参数。该方法常采用改进粒子群算法等

智能优化算法使等值电场与原新能源场站在相同外部扰动下并网点动态响应误差最小^[17-20]。由此获得的等值模型精确度较高但计算复杂, 依赖大量量测数据, 且当系统运行工况发生变化时须重新计算参数^[21]。

由于上述两种电力系统降阶模型推导方法在实际应用中存在局限, 部分研究基于模态解耦方法探究新能源降阶等值分析。文献[22]由此提出一种适用于无差异直驱风电场的降阶方法, 通过解耦风电场内部各机组得到相互独立的单机子系统, 有效降低了风电场阶数, 但仅适用于各机组动态特性一致的场景。在此基础上, 文献[23]依据风机并网时锁相环的主导特性对风电场降阶建模, 着重研究锁相环控制环节对风电场并网稳定性的影响, 但未考虑带宽相近的直流电压控制环节的影响。文献[24]提出一种能够有效保持等值前后系统主导模式不变的自适应等值方法, 但未充分考虑系统侧对风电场动态的影响。为增强模态解耦方法的泛用性, 文献[25]通过预测直驱风机的振荡模式分布区域, 提出一种适用于存在差异的直驱风电场的动态聚合方法, 但该方法在机组类型差异较大或功率悬殊的情况下应用效果有限。综上所述, 现有等值降阶方法在面对含多种机组的大型新能源场站时具有一定的局限性, 且未充分考虑柔直动态特性对并网系统稳定性的影响。

为应对大规模新能源经柔直送出场景下的稳定性评估及振荡源定位问题, 文中考虑不同类型新能源机组动态特性差异以及柔直动态特性的影响, 基于同构一致性理论, 提出一种等值降阶方法, 主

收稿日期: 2025-06-20; 修回日期: 2025-09-03

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(52077144)

要优势如下:

(1) 针对大规模新能源场站中机组类型多样、动态差异显著的问题, 文中通过建立多个等值系统模型替代初始系统进行分析, 提出的降阶方法具有更好的普适性, 同时考虑柔直动态特性影响, 能够应用于更广泛的场景。

(2) 根据降阶子系统得到的不稳定振荡模式可以直接定位失稳机组, 并结合参与因子分析结果对主导环节进行参数调整, 从而提升系统稳定性。

(3) 通过引入同构一致性理论, 并根据降阶子系统模式分析结果对全阶系统进行稳定性评估, 所提方法有效规避了“维数灾”问题, 在显著降低稳定性分析计算复杂度的同时, 相较于现有等值降阶方法仍具有良好的准确性。

1 新能源经柔直送出系统建模

图1为含 N 台机组的新能源场站经柔直送出电力系统示意, 该系统可以拆分为新能源发电机群与柔直换流站两部分。图1中, $\Delta V_i = [\Delta V_{ix} \ \Delta V_{iy}]^T$, $\Delta I_i = [\Delta I_{ix} \ \Delta I_{iy}]^T$, $i = 1, 2, \dots, N$, ΔV_i 、 ΔI_i 分别为 xy 坐标系下第 i 台新能源机组的端口电压和输出电流变化量; $r_i + jx_i$ 为集电线路阻抗值; $r_L + jx_L$ 为输电线路阻抗值; $\Delta V_C = [\Delta V_{Cx} \ \Delta V_{Cy}]^T$ 为 xy 坐标系下外部交流系统的电压变化量; $\Delta I_C = [\Delta I_{Cx} \ \Delta I_{Cy}]^T$ 为 xy 坐标系下新能源场站向外部交流系统注入电流的变化量。

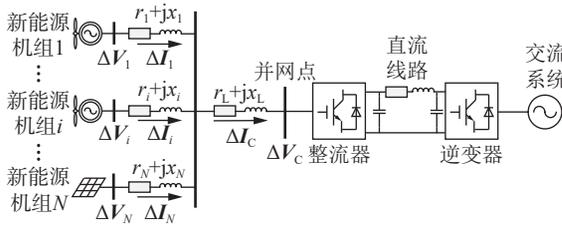


图1 含 N 台机组的新能源场站经柔直送出系统示意
Fig.1 Schematic diagram of a new energy electric field with N -unit connected to the grid by VSC-HVDC

1.1 新能源场站建模

新能源场站经柔直送出系统中的双馈风机 (doubly fed induction generator, DFIG) 和直驱风机 (permanent magnet synchronous generator, PMSG) 采用文献[26]中的机组模型, 光伏机组 (photovoltaic, PV) 采用文献[27]中的机组模型。第 i 台新能源机组的线性化状态空间模型为:

$$\begin{cases} \frac{d}{dt} \Delta X_i = A_i \Delta X_i + B_i \Delta V_i \\ \Delta I_i = C_i \Delta X_i + D_i \Delta V_i \end{cases} \quad (1)$$

式中: ΔX_i 为第 i 台新能源机组的状态空间变量; A_i 、 B_i 、 C_i 、 D_i 分别为第 i 台新能源机组的状态空间矩阵、控制矩阵、输出矩阵和反馈矩阵。

图1中, 第 i 台新能源机组的端口电压变化量 ΔV_i 可以表示为:

$$\begin{cases} \Delta V_i = \sum_{j=1}^N Z_{ij} \Delta I_j + Z_L \Delta I_C + \Delta V_C \\ Z_{ij} = \begin{bmatrix} r_{ij} & -x_{ij} \\ x_{ij} & r_{ij} \end{bmatrix} \\ Z_L = \begin{bmatrix} r_L & -x_L \\ x_L & r_L \end{bmatrix} \end{cases} \quad (2)$$

式中: ΔI_j 为机组 j 输出电流变化量; Z_{ij} 为集电网络阻抗矩阵; r_{ij} 、 x_{ij} 分别为线路电阻、电抗, 当 $i=j$ 时, $r_{ij}+jx_{ij}$ 为机组 i 到并网点的线路阻抗, 当 $i \neq j$ 时, $r_{ij}+jx_{ij}$ 为机组 i 和机组 j 到并网点的公共线路阻抗; Z_L 为外送输电线路阻抗矩阵。

新能源场站节点电压矩阵 Z_{net} 可以表示为:

$$Z_{net} = \begin{bmatrix} Z_{11} + Z_L & Z_{12} + Z_L & \cdots & Z_{1N} + Z_L \\ Z_{21} + Z_L & Z_{22} + Z_L & \cdots & Z_{2N} + Z_L \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{N1} + Z_L & Z_{N2} + Z_L & \cdots & Z_{NN} + Z_L \end{bmatrix} \quad (3)$$

由式(2)可得, 新能源场站的网络方程如下:

$$\Delta V = Z_{net} \Delta I + \Delta V_{CN} \quad (4)$$

式中: $\Delta V = [\Delta V_1^T \ \Delta V_2^T \ \cdots \ \Delta V_N^T]^T$; $\Delta I = [\Delta I_1^T \ \Delta I_2^T \ \cdots \ \Delta I_N^T]^T$; $\Delta V_{CN} = [\Delta V_C^T \ \Delta V_C^T \ \cdots \ \Delta V_C^T]^T$ 。

由式(1)可得, 新能源场站线性化状态空间模型为:

$$\begin{cases} \frac{d}{dt} \Delta X_E = \text{diag}(A_i) \Delta X_E + \text{diag}(B_i) \Delta V \\ \Delta I = \text{diag}(C_i) \Delta X_E + \text{diag}(D_i) \Delta V \end{cases} \quad (5)$$

式中: $\Delta X_E = [\Delta X_1^T \ \Delta X_2^T \ \cdots \ \Delta X_N^T]^T$ 为新能源场站的状态向量; $\text{diag}(A_i)$ 、 $\text{diag}(B_i)$ 、 $\text{diag}(C_i)$ 、 $\text{diag}(D_i)$ 分别为主对角线上元素为 A_i 、 B_i 、 C_i 、 D_i 的分块矩阵。

联立式(5)中 ΔI 与式(4)可得:

$$\begin{cases} \Delta V = O \Delta X_E + Q \Delta V_{CN} \\ Q = (E_{2N} - Z_{net} \text{diag}(D_i))^{-1} \\ O = Q Z_{net} \text{diag}(C_i) \end{cases} \quad (6)$$

式中: E_{2N} 为单位矩阵。矩阵 O 可划分为 $N \times N$ 个矩阵 o_{ji} , 矩阵 Q 可划分为 $N \times N$ 个矩阵 q_{ji} , 将机组 i 的阶数记为 H_i , $o_{ji} \in \mathbf{R}^{2 \times H_i}$, $q_{ji} \in \mathbf{R}^{2 \times 2}$, $j = 1, 2, \dots, N$, $i = 1, 2, \dots, N$ 。

联立式(4)与式(5)得到新能源场站的全阶线性化状态空间模型为:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{d}{dt} \Delta X_E = A_E \Delta X_E + B_E \Delta V_C \\ \Delta I_C = C_E \Delta X_E + D_E \Delta V_C \\ A_E = \text{diag}(A_i) + \text{diag}(B_i) O \\ B_E = \\ \left[\left(B_1 \sum_{i=1}^N q_{1i} \right)^T \quad \left(B_2 \sum_{i=1}^N q_{2i} \right)^T \quad \cdots \quad \left(B_N \sum_{i=1}^N q_{Ni} \right)^T \right]^T \\ C_E = \\ \left[C_1 + \sum_{j=1}^N D_j o_{j1} \quad C_2 + \sum_{j=1}^N D_j o_{j2} \quad \cdots \quad C_N + \sum_{j=1}^N D_j o_{jN} \right] \\ D_E = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N D_j q_{ji} \end{array} \right. \quad (7)$$

式中: A_E 、 B_E 、 C_E 、 D_E 分别为新能源场站的状态空间矩阵、控制矩阵、输出矩阵和反馈矩阵; D_j 为机组 j 的反馈矩阵, $j=1,2,\dots,N$ 。

1.2 柔直系统建模

由于网侧电压源换流器(voltage source converter, VSC)可通过直流电容与系统侧 VSC 解耦,因此在建模与分析过程中常忽略逆变侧对整流侧的影响,将其简化为恒定直流电源^[28-29]。为保证交流系统的频率及电压稳定,柔直换流站采用文献[30]中基于 V/F 控制的柔直模型,柔直的线性化状态空间模型为:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{d}{dt} \Delta X_H = A_H \Delta X_H + B_H \Delta I_C \\ \Delta V_C = C_H \Delta X_H + D_H \Delta I_C \end{array} \right. \quad (8)$$

式中: ΔX_H 为柔直状态变量; A_H 、 B_H 、 C_H 、 D_H 分别为柔直的状态空间矩阵、控制矩阵、输出矩阵和反馈矩阵。

联立式(7)与式(8)可得新能源场站经柔直送出系统的全阶线性化状态空间方程为:

$$\frac{d}{dt} \Delta X_{EH} = A_{EH} \Delta X_{EH} \quad (9)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} A_{EH} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{bmatrix} \\ a_{11} = A_E + B_E(E_2 - D_H D_E)^{-1} D_H C_E \\ a_{12} = B_E(E_2 - D_H D_E)^{-1} C_H \\ a_{21} = B_H(E_2 - D_E D_H)^{-1} C_E \\ a_{22} = A_H + B_H(E_2 - D_E D_H)^{-1} D_E C_H \end{array} \right. \quad (10)$$

式中: $\Delta X_{EH} = [\Delta X_E^T \quad \Delta X_H^T]^T$ 为全阶系统状态变量; A_{EH} 为全阶系统状态空间矩阵; E_2 为单位矩阵。

2 多机型新能源系统等值降阶方法

2.1 等值新能源系统模型

大规模新能源电力系统通常由多种类型机组

组成,且同一类型机组的参数也可能存在较大差异,导致各机组间动态特性不同,从而难以应用基于一致性控制理论的同构电力系统解耦降阶方法^[22]。为解决这一问题,文中提出一种新的建模方法,将包含多种新能源机组的初始新能源电力系统替换成若干由相同机组构成的人造同构系统,具体建模方法如下。

(1) 假设某一新能源经柔直送出系统中含有 N 台机组,由于机组种类、参数设置等原因,机组线性化模型存在差异,并据此划分为 M 种机型,显然 $M \leq N$ 。设其中一种机组的编号为 k ,对应状态空间模型为 (A_k, B_k, C_k, D_k) , $k=1,2,\dots,M$ 。

(2) 用机组 k 替换新能源场站中的 N 台机组,且继承被替换机组的出力状态,以保证系统潮流、网络拓扑和参数不变,得到由 N 台第 k 种机组组成的人造同构系统,将其称为等值系统 k :

$$(A_i, B_i, C_i, D_i) = (A_k, B_k, C_k, D_k) \quad i=1,2,\dots,N \quad (11)$$

(3) 根据式(9)可得等值系统 k 的全阶线性化状态空间模型:

$$\frac{d}{dt} \Delta X_{EHk} = A_{EHk} \Delta X_{EHk} \quad (12)$$

式中: ΔX_{EHk} 为等值系统 k 的全阶状态变量; A_{EHk} 为等值系统 k 的全阶状态空间矩阵。

(4) 用 M 种类型的新能源机组将初始系统中的 N 台机组依次替换过后,将得到 M 个等值系统,各等值系统与初始系统的差异仅在于每个等值系统均由 N 台完全一致的新能源机组构成。

接下来,对 M 个等值系统与初始系统间的稳定性关系进行分析。

系统中每台机组在并网时均会对系统整体稳定性造成不同程度的影响,可能削弱或增强系统稳定性。假设机组 k 在并网时对系统整体稳定性的影响最为不利,当系统中的其他机组被替换为机组 k 时,系统整体的稳定性会变差。当系统中其余机组全部替换为机组 k ,构建出完全由机组 k 组成的等值系统 k 时,由于机组 k 对系统稳定性的不利影响最为显著,该等值系统的稳定性将劣于初始系统,文献[31-32]中的大量实验均验证了这一现象。根据这一现象,若等值系统 k 稳定,则可以判断初始系统稳定。但在实际生产中,各机组并网对系统稳定性的影响未知,因此需要用 M 种机型依次替换系统中的全部机组,得到 M 个等值系统。在这 M 个等值系统中,至少有一个系统的稳定性比初始系统更差。

综上所述,通过判断 M 个等值系统的稳定性可以保守性地评估初始系统的稳定性:当 M 个等值系

统均稳定时, 初始系统必然稳定; 当 M 个等值系统中存在不稳定系统时, 将不稳定等值系统对应的机型视为潜在振荡源。

2.2 新能源等值降阶子系统模型

根据式(5)和式(11)可得, 等值系统 k 的新能源场站部分的线性化状态空间模型为:

$$\begin{cases} \frac{d}{dt} \Delta \mathbf{X}_{Ek} = \text{diag}(\mathbf{A}_k) \Delta \mathbf{X}_{Ek} + \text{diag}(\mathbf{B}_k) \Delta \mathbf{V} \\ \Delta \mathbf{I} = \text{diag}(\mathbf{C}_k) \Delta \mathbf{X}_{Ek} + \text{diag}(\mathbf{D}_k) \Delta \mathbf{V} \end{cases} \quad (13)$$

式中: $\Delta \mathbf{X}_{Ek}$ 为等值系统 k 中电场的全部状态向量。

一般输电线路中电抗远大于电阻, 因此忽略线路电阻, 此新能源电力系统的网络电抗矩阵 \mathbf{X}_{net} 为:

$$\mathbf{X}_{\text{net}} = \begin{bmatrix} x_{11} + x_L & x_{12} + x_L & \cdots & x_{1N} + x_L \\ x_{21} + x_L & x_{22} + x_L & \cdots & x_{2N} + x_L \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ x_{N1} + x_L & x_{N2} + x_L & \cdots & x_{NN} + x_L \end{bmatrix} \quad (14)$$

根据式(4)和式(3)得到新能源场站的网络方程:

$$\Delta \mathbf{V} = \mathbf{Z}_{\text{Xnet}} \Delta \mathbf{I} + \Delta \mathbf{V}_{\text{CN}} \quad (15)$$

式中: \mathbf{Z}_{Xnet} 为新能源场站的节点电抗矩阵, $\mathbf{Z}_{\text{Xnet}} = \mathbf{X}_{\text{net}} \otimes \mathbf{E}_0$, \otimes 表示克罗内克乘积。文中在忽略线路电阻且不考虑线路动态的前提下展开研究, 因此 $\mathbf{E}_0 = \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix}$ 。

根据节点阻抗矩阵的性质可知, 式(14)中的 \mathbf{X}_{net} 为实对称矩阵, 对 \mathbf{X}_{net} 进行相似对角化变换:

$$\mathbf{P}^{-1} \mathbf{X}_{\text{net}} \mathbf{P} = \text{diag}(\eta_i) \quad (16)$$

式中: \mathbf{P} 为右特征向量矩阵, $\mathbf{P}^{-1} = \mathbf{P}^T$; η_i 为网络电抗矩阵 \mathbf{X}_{net} 的特征值, $i = 1, 2, \dots, N$; $\text{diag}(\eta_i)$ 为对角线元素为 η_i 的对角矩阵。

基于式(16)的对角变换, 对如下变量进行变换:

$$\begin{cases} \Delta \mathbf{X}_{Ek} = \mathbf{P}_{\text{Hk}} \Delta \mathbf{Y}_{Ek} \\ \Delta \mathbf{V} = \mathbf{P}_2 \Delta \mathbf{V}_Y \\ \Delta \mathbf{I} = \mathbf{P}_2 \Delta \mathbf{I}_Y \end{cases} \quad (17)$$

式中: $\mathbf{P}_2 = \mathbf{P} \otimes \mathbf{E}_2$; $\mathbf{P}_{\text{Hk}} = \mathbf{P} \otimes \mathbf{E}_{\text{Hk}}$, \mathbf{E}_{Hk} 为 H_k 阶单位矩阵, H_k 为等值系统 k 中单台机组的阶数。

由式(17)得到变换后的状态向量 $\Delta \mathbf{Y}_{Ek}$ 、机组端口电压向量 $\Delta \mathbf{V}_Y$ 、机组输出电流量向量 $\Delta \mathbf{I}_Y$ 分别为:

$$\begin{cases} \Delta \mathbf{Y}_{Ek} = [\Delta \mathbf{Y}_{Ek1}^T & \Delta \mathbf{Y}_{Ek2}^T & \cdots & \Delta \mathbf{Y}_{EkN}^T]^T & \Delta \mathbf{Y}_{Eki} \in \mathbf{R}^{H_k \times 1} \\ \Delta \mathbf{V}_Y = [\Delta \mathbf{V}_{Y1}^T & \Delta \mathbf{V}_{Y2}^T & \cdots & \Delta \mathbf{V}_{YN}^T]^T & \Delta \mathbf{V}_{Yi} \in \mathbf{R}^{2 \times 1} \\ \Delta \mathbf{I}_Y = [\Delta \mathbf{I}_{Y1}^T & \Delta \mathbf{I}_{Y2}^T & \cdots & \Delta \mathbf{I}_{YN}^T]^T & \Delta \mathbf{I}_{Yi} \in \mathbf{R}^{2 \times 1} \end{cases} \quad (18)$$

将式(17)代入式(15)得:

$$\mathbf{P}_2 \Delta \mathbf{V}_Y = \mathbf{Z}_{\text{Xnet}} \mathbf{P}_2 \Delta \mathbf{I}_Y + \Delta \mathbf{V}_{\text{CN}} \quad (19)$$

同时左乘 \mathbf{P}_2^T , 化简得:

$$\Delta \mathbf{V}_Y = \text{diag}(\eta_i \mathbf{E}_0) \Delta \mathbf{I}_Y + \mathbf{P}_2^T \Delta \mathbf{V}_{\text{CN}} \quad (20)$$

$$\mathbf{P}_2^T \Delta \mathbf{V}_{\text{CN}} = \begin{bmatrix} p_1 \mathbf{E}_2 \Delta \mathbf{V}_C \\ p_2 \mathbf{E}_2 \Delta \mathbf{V}_C \\ \vdots \\ p_N \mathbf{E}_2 \Delta \mathbf{V}_C \end{bmatrix} \quad (21)$$

式中: p_i 为与特征值 η_i 对应的特征向量的所有元素之和。

将式(17)代入式(13), 并根据克罗内克乘积性质化简得:

$$\begin{cases} \frac{d}{dt} \Delta \mathbf{Y}_{Ek} = \text{diag}(\mathbf{A}_k) \Delta \mathbf{Y}_{Ek} + \text{diag}(\mathbf{B}_k) \Delta \mathbf{V}_Y \\ \Delta \mathbf{I}_Y = \text{diag}(\mathbf{C}_k) \Delta \mathbf{Y}_{Ek} + \text{diag}(\mathbf{D}_k) \Delta \mathbf{V}_Y \end{cases} \quad (22)$$

由式(22)可得, 采用 $\Delta \mathbf{Y}_{Ek}$ 描述等值系统 k 电场的动态特性时, 新能源场站 k 可以解耦成 N 台相互独立的机组, 机组 i 经过电抗值为 η_i 的等效电抗后通过柔直系统并网, $i = 1, 2, \dots, N$ 。机组 i 的并网模型为:

$$\begin{cases} \frac{d}{dt} \Delta \mathbf{Y}_{Eki} = \mathbf{A}_k \Delta \mathbf{Y}_{Eki} + \mathbf{B}_k \Delta \mathbf{V}_{Yi} \\ \Delta \mathbf{I}_{Yi} = \mathbf{C}_k \Delta \mathbf{Y}_{Eki} + \mathbf{D}_k \Delta \mathbf{V}_{Yi} \end{cases} \quad (23)$$

$$\Delta \mathbf{V}_{Yi} = \eta_i \mathbf{E}_0 \Delta \mathbf{I}_{Yi} + p_i \Delta \mathbf{V}_C \quad (24)$$

根据式(17)对输出电流进行变换可得:

$$\Delta \mathbf{I}_{Ci} = p_i \Delta \mathbf{I}_{Yi} \quad (25)$$

联立式(23)—式(25)可得线性化状态空间模型为:

$$\begin{cases} \frac{d}{dt} \Delta \mathbf{Y}_{Eki} = \mathbf{A}_{Yki} \Delta \mathbf{Y}_{Eki} + \mathbf{B}_{Yki} \Delta \mathbf{V}_C \\ \Delta \mathbf{I}_{Ci} = \mathbf{C}_{Yki} \Delta \mathbf{Y}_{Eki} + \mathbf{D}_{Yki} \Delta \mathbf{V}_C \end{cases} \quad (26)$$

其中:

$$\begin{cases} \mathbf{A}_{Yki} = \mathbf{A}_k + \eta_i \mathbf{B}_k (\mathbf{E}_2 - \eta_i \mathbf{E}_0 \mathbf{D}_k)^{-1} \mathbf{E}_0 \mathbf{C}_k \\ \mathbf{B}_{Yki} = p_i \mathbf{B}_k (\mathbf{E}_2 - \eta_i \mathbf{E}_0 \mathbf{D}_k)^{-1} \\ \mathbf{C}_{Yki} = p_i \mathbf{C}_k + p_i \eta_i \mathbf{D}_k (\mathbf{E}_2 - \eta_i \mathbf{E}_0 \mathbf{D}_k)^{-1} \mathbf{E}_0 \mathbf{C}_k \\ \mathbf{D}_{Yki} = p_i^2 \mathbf{D}_k (\mathbf{E}_2 - \eta_i \mathbf{E}_0 \mathbf{D}_k)^{-1} \end{cases} \quad (27)$$

通常情况下外送线路阻抗远大于新能源场站内部阻抗, 内部阻抗对稳定性的影响可以忽略。当忽略内部线路阻抗或将各机组近似视为经相同阻抗线路并联接入并网节点时, \mathbf{X}_{net} 的前 $N-1$ 个特征值 η_i 对应 $p_i=0$ ($i = 1, 2, \dots, N-1$), $p_N = \sqrt{N}$ 。此时根据式(26), 解耦后新能源并网系统可以分解为前 $N-1$ 个不与外部交互的单机系统和第 N 台与外部交互的并网机组, 第 N 台机组的输出电流 $\Delta \mathbf{I}_{\text{CN}} = p_N \Delta \mathbf{I}_{\text{CN}} = \Delta \mathbf{I}_C$, 因此第 N 台机组可以经等效阻抗与柔直构成闭环互联系统。线性化状态空间模型为:

$$\frac{d}{dt} \Delta \mathbf{X}_{\text{EHk}}(N) = \mathbf{A}_{\text{EHk}}(N) \Delta \mathbf{X}_{\text{EHk}}(N) \quad (28)$$

式中: $\Delta \mathbf{X}_{\text{EHk}}(N) = [\Delta \mathbf{Y}_{\text{EKN}}^T \quad \Delta \mathbf{X}_{\text{H}}^T]^T$ 为机组 N 经柔直送出系统的状态变量; $\mathbf{A}_{\text{EHk}}(N)$ 为对应的状态空间

矩阵。此时等值系统 k 被解耦成了 N 个降阶子系统。

根据同构一致性理论,若等值系统解耦出的 N 个相互独立的降阶子系统均稳定,则此等值系统稳定^[26]。因此可以通过分析子系统稳定性来判断等值系统稳定性,进而评估初始系统失稳风险。设系统中共 N 台机组,可分为 M 种机型,机组 k 阶数为 $H_k, k=1,2,\dots,M$,新能源场站平均阶数为 H ,柔直阶数为 L 。文中降阶方法将 $N \times H + L$ 阶全阶系统解耦成 $M \times N$ 个降阶子系统,使用 QR 分解法求取全阶系统特征值的计算量 C_1 约为 $8(N \times H + L)^3$,而文中等值降阶方法的计算量 C_2 如式(29)所示,有效避免了高阶矩阵计算量大及“维数灾”问题。

$$C_2 = 8N^3 + 8 \sum_{k=1}^M (H_k + L)^3 \quad (29)$$

2.3 评估失稳风险及定位振荡源

由 2.1 节得到的 M 个等值系统内部机组一致,根据群聚动态效应,与初始系统相比,不稳定机组对应的等值系统稳定性更差,而稳定机组对应的等值系统稳定性会更好^[33],因此 M 个等值系统的全部振荡模式在复平面上的分布区域 O_{M1} 比初始系统振荡模式的分布区域 O_N 更大,即 $O_N \subset O_{M1}$ 。

2.2 节计算降阶子系统时忽略了线路电阻,从而引入一些误差。基于阻抗模型分析,忽略集电网络电阻在一定程度上导致系统稳定性变差^[34]。因此,忽略网络电阻会导致稳定性分析结果趋于保守,但这些误差可以为电力系统留出一定安全裕度,因此可以接受。设 O_{M2} 为忽略线路电阻的 $M \times N$ 个等值降阶子系统的振荡模式分布区域,各振荡模式的分布区域位置关系如图 2 所示。

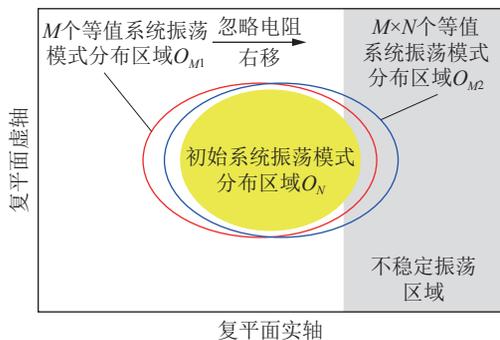


图 2 复平面上各区域相对位置

Fig.2 Relative positions of regions in the complex plane

若电力系统存在不稳定振荡模式,即分布区域 O_N 有部分位于复平面右侧,根据图 2 所示各分布区域的位置,分布区域 O_{M2} 也必然有部分处于复平面右侧,表明系统中存在潜在振荡源;反之,则系统稳定。因此,可通过分析 O_{M2} 的分布位置评估新能源经

柔直送出系统的稳定性。根据 O_{M2} 中不稳定振荡模式对应的子系统确定失稳机型,进行参与因子分析确定主导环节,调整对应参数以消除系统失稳风险。

文中提出的适用于大规模新能源场站经柔直送出系统稳定性评估及振荡源定位的降阶方法如图 3 所示,具体步骤如下。

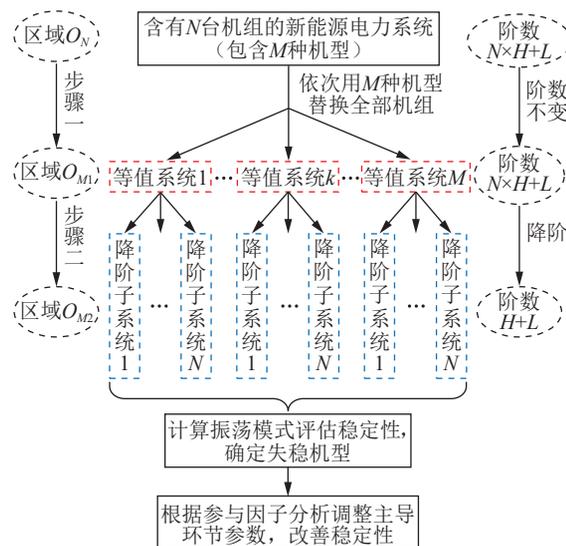


图 3 文中降阶方法

Fig.3 The order reduction method in this paper

(1) 对含有 N 台机组、 M 种机型的大规模新能源场站经柔直送出系统,用每一种机型替换初始系统中的所有机组,得到 M 个等值系统。

(2) 对 M 个等值系统进行降阶处理,得到 $M \times N$ 个等值降阶子系统,计算各子系统的振荡模式,得出振荡模式分布区域 O_{M2} 。

(3) 根据 O_{M2} 中不稳定振荡模式确定失稳机型,根据参与因子分析结果确定主导环节,调整相应参数,改善系统稳定性。

由于机组间交互的影响较为复杂,文中仅考虑机组交互对振荡模式的影响小于 N 台同种机组同构的影响的情况,以保证文中等值降阶方法的正确性。此外,文中提出的等值降阶方法主要适用于大规模新能源系统,在机组数量较少时难以体现降阶优势;且目前研究仅针对跟网型新能源机组。综上,文中方法的适用场景为大规模并联结构跟网型新能源机组经柔直送出系统在次同步频段下的小干扰振荡稳定性研究。

3 算例分析与验证

文中算例的功率和线路阻抗均采用标幺值,基准功率为 100 MW,新能源场站内部线路电压为 35 kV,外送线路电压为 220 kV,时域仿真步长为 0.000 01 s。算例 1 为由 6 种不同机组构成的新能

源场站经柔直送出系统, 详细对比 O_N 、 O_{M1} 、 O_{M2} 3 种区域位置及变化, 展示忽略线路电阻对振荡模式的影响, 并与现有等值降阶方法进行对比实验, 以验证文中方法的准确性。算例 2 为由 60 台机组构成的大规模新能源经柔直送出系统, 以验证文中方法在机组数量增加、网络复杂度提升场景下的适用性。算例 3 在算例 2 系统的基础上切除部分振荡源, 之后进行稳定性分析, 以验证文中方法在肇事机组溯源方面的正确性。

3.1 算例 1: 6 台机组的新能源经柔直送出系统

算例 1 系统的网络拓扑如图 4 所示。新能源场站由风电场 1、风电场 2 和光伏电场 3 组成, 分别包含 2 台双馈风机 DFIG₁、DFIG₂, 2 台直驱风机 PMSG₁、PMSG₂ 和 2 台光伏机组 PV₁、PV₂。这 6 台机组的有功出力、比例控制系数 K_p 和积分控制系数 K_i 各不相同, 详见表 1。柔直电压外环 dq 轴的比例积分(proportional integral, PI)控制参数设置为 $K_{Hdp}=6$ 、 $K_{Hdi}=40$ 、 $K_{Hqp}=9.5$ 、 $K_{Hqi}=70$, 有功下垂控制系数设置为 50。

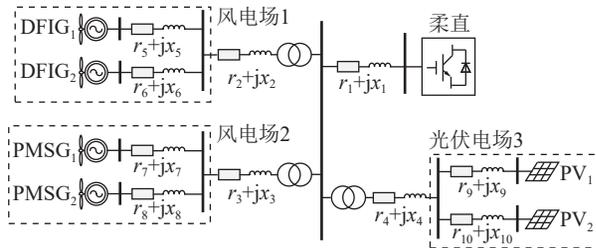


图 4 6 台机组的新能源系统结构

Fig.4 Structure of a renewable energy system with 6 units

表 1 算例 1 机组主要参数

Table 1 The main parameters of generators in case 1

机组 机型	电压外环控制		锁相环控制		输出有功/ p.u.
	K_p	K_i	K_p	K_i	
DFIG ₁	0.01	300	25	30	0.30
DFIG ₂	0.80	300	50	40	0.32
PMSG ₁	1	140	0.01	100	0.34
PMSG ₂	2	100	70	150	0.36
PV ₁	5	400	0.02	88	0.38
PV ₂	5	350	0.04	90	0.40

3.1.1 振荡区域对比

首先根据式(9)建立新能源经柔直送出系统的闭环线性化全阶模型, 计算全阶矩阵 A_{EH} 的特征值, 在复平面上用黑色空心圆表示, 振荡模式的分布区域 O_N 如图 5 中的黄色部分所示。

用 DFIG₁ 替换电场中所有机组, 根据式(12)得

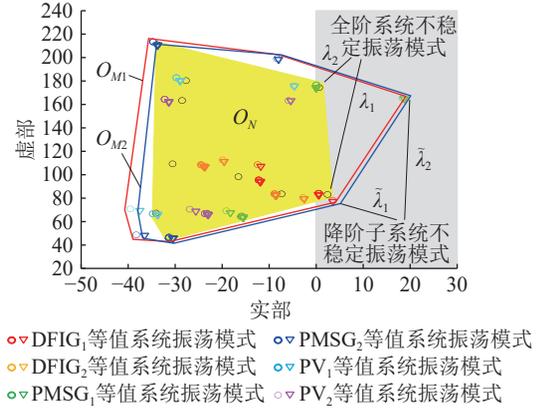


图 5 系统振荡模式分布区域

Fig.5 Distribution area of power system oscillation modes

到 DFIG₁ 对应的等值系统, 并根据 A_{EH1} 计算振荡模式, 如图 5 中的红色空心圆所示。之后, 用其余 5 种机组替换新能源场站中所有机组, 分别得到 DFIG₂、PMSG₁、PMSG₂、PV₁、PV₂ 对应的等值系统, 根据状态空间矩阵 A_{EHk} 计算振荡模式, 分别用橙色、绿色、蓝色、青色、紫色空心圆在复平面上表示。将 6 个等值系统的振荡模式分布区域记为 O_{M1} , 如图 5 中的红色实线所示。

根据式(14)得到新能源场站的网络电抗矩阵 X_{net} , 基于 X_{net} 特征值和式(26)、式(28)将每个等值系统解耦成 6 个降阶子系统, 分别计算振荡模式, 并在复平面上用对应系统颜色的空心三角表示。将这 6×6 个降阶子系统的振荡模式分布区域记为 O_{M2} , 如图 5 中的蓝色实线所示。从图 5 中可以看出, O_{M1} 包含了 O_N , 同时 O_{M2} 部分区域位于 O_{M1} 的右侧, 初步验证了文中方法的正确性。

3.1.2 算例 1 系统失稳风险分析

从图 5 中可以看出, O_{M2} 的部分区域位于复平面右侧, 表明系统可能存在失稳风险, 从 O_{M2} 找出不稳定振荡模式, 分别为 $\tilde{\lambda}_1 = 3.57 \pm j76.99$ 和 $\tilde{\lambda}_2 = 18.93 \pm j164.80$, 对应的状态空间矩阵为 A_{EH1} (6) 和 A_{EH3} (6), 分别对应由 DFIG₁ 和 PMSG₁ 构成的等值系统, 且均为电抗矩阵特征值 η_6 对应的降阶子系统。因此新能源电力系统存在失稳风险, 潜在的振荡源为 DFIG₁ 和 PMSG₁。

为对文中方法得出的结论进行验证, 根据式(9)构建初始系统的全阶线性化状态空间模型, 分析得到 $\lambda_1 = 2.41 \pm j83.14$ 和 $\lambda_2 = 0.62 \pm j174.46$ 两个不稳定振荡模式, 参与因子分析结果如图 6 所示。

根据图 6 分析结果可知, 不稳定振荡模式 λ_1 由 DFIG₁ 主导, λ_2 由 PMSG₁ 主导, 说明 DFIG₁ 和 PMSG₁ 是导致此新能源电力系统失稳的振荡源, 与

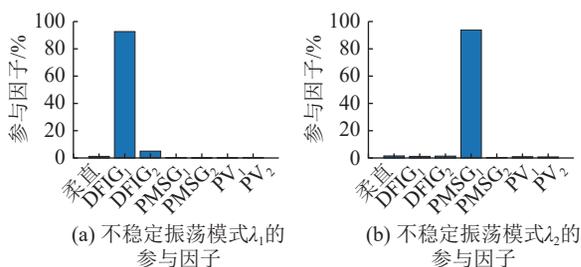


图6 算例1系统不稳定振荡模式 λ_1 、 λ_2 参与因子

Fig.6 Participation factors of unstable oscillatory modes λ_1 , λ_2 in case 1

降阶系统分析结果相符。

为进一步确定肇事机组主导环节,对 $\tilde{\lambda}_1$ 和 $\tilde{\lambda}_2$ 的参与因子进行分析,结果如图7所示。

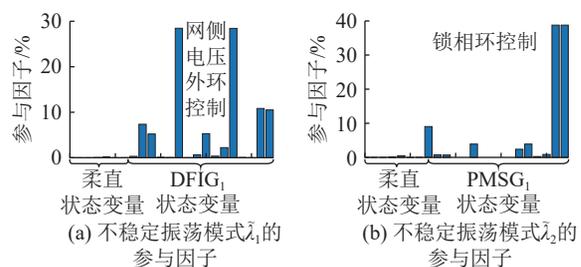


图7 算例1系统不稳定振荡模式 $\tilde{\lambda}_1$ 、 $\tilde{\lambda}_2$ 参与因子

Fig.7 Participation factors of unstable oscillatory modes $\tilde{\lambda}_1$, $\tilde{\lambda}_2$ in case 1

从图7可以看出, $\tilde{\lambda}_1$ 主要由DFIG₁网侧电压外环控制参数主导, $\tilde{\lambda}_2$ 主要由PMSG₁锁相环控制参数主导。为增强系统稳定性,需要更改对应环节参数,将DFIG₁网侧电压外环比例控制系数 K_{dpv} 从0.01调整至1,PMSG₁锁相环比例控制系数 K_{ppi} 从0.01调整至60。

调整参数后重新计算各子系统的振荡模式,可得 $\tilde{\lambda}'_1 = -2.65 \pm j76.09$ 、 $\tilde{\lambda}'_2 = -2.78 \pm j168.01$ 。改变参数后振荡模式的分布区域 O'_N 、 O'_{M1} 、 O'_{M2} 分别用黑色实线、红色虚线、蓝色虚线表示,并与原分布区域进行对比,如图8所示。从图8中可以看出,原不稳定振荡模式 $\tilde{\lambda}_1$ 、 $\tilde{\lambda}_2$ 和 λ_1 、 λ_2 均移动到左半复平面,此时各分布区域全部位于复平面左侧。调整DFIG₁和PMSG₁的对应参数可以消除系统的小干扰稳定风险,增强系统稳定性,从而验证了文中方法分析结果的正确性。

分别对改变参数前后的全阶新能源经柔直送出电力系统进行时域仿真。在 $t = 0.2$ s时,将PMSG₁输出的有功功率增大到原来的1.1倍,持续0.1 s,整个新能源场站输出的有功功率曲线如图9所示。

从图9中可以看出,初始系统在受到小干扰后逐渐发散失稳,调整参数后的系统在经历小干扰后逐渐收敛并恢复稳定,验证了文中方法在新能源经柔直送出系统失稳风险评估和振荡源定位方面的

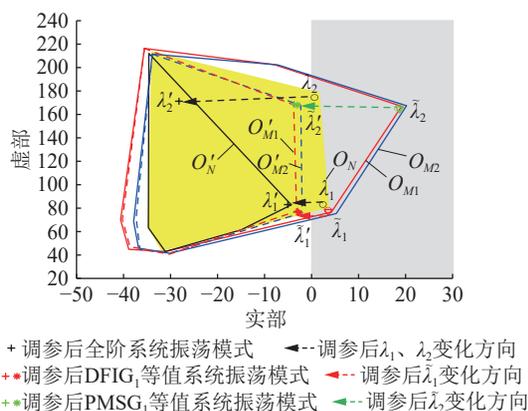


图8 算例1系统调整参数前后各振荡模式分布区域对比

Fig.8 Comparison of oscillatory mode distribution regions in case 1 before and after parameter adjustment

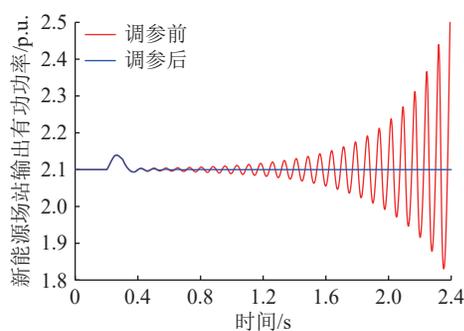


图9 算例1系统调整参数前后仿真结果对比

Fig.9 Comparison of simulation results for case 1 before and after parameter adjustment

有效性。

3.1.3 忽略线路电阻对振荡模式的影响

在对等值系统进行降阶处理时,忽略系统的线路电阻会引入一定的误差。为分析忽略电阻带来的影响,分别计算忽略电阻前后全阶模型的振荡模式并进行比较。表2为主要振荡模式的对比,可以看出,忽略线路电阻所得到的振荡模式,其阻尼比略微减小,据此对系统稳定性的判断会更加保守。然而,从实际应用角度看,这种保守性误差可以为电力系统留出安全裕度,因此在工程上是可接受的。

表2 忽略线路电阻前后主要振荡模式对比
Table 2 The comparison of main oscillation modes before and after line resistance is ignored

振荡模式 编号	考虑线路电阻		忽略线路电阻	
	振荡模式	阻尼比	振荡模式	阻尼比
1	0.62±j174.46	-0.003 6	0.80±j172.11	-0.004 7
2	2.40±j83.14	-0.028 9	2.41±j81.99	-0.029 4
3	-7.37±j83.66	0.087 8	-7.15±j82.49	0.086 3
4	-15.85±j64.62	0.238 3	-15.42±j63.60	0.235 7
5	-16.55±j98.34	0.166 0	-16.03±j97.11	0.162 8
6	-23.23±j167.11	0.327 2	-20.81±j162.30	0.127 2

3.1.4 与容量加权平均值法的对比

为验证文中等值降阶方法与现有降阶方法相比具有更高的精确性, 分别搭建 6 个等值系统对应的容量加权平均模型^[11], 并使用模式分析法进行稳定性分析。对全阶模型、等值降阶模型以及容量加权平均模型的主导振荡模式进行对比分析, 结果如表 3 所示。

表 3 各等值系统主导振荡模式对比
Table 3 Comparison of dominant oscillation modes across equivalent systems

机组机型		主导振荡模式		
		全阶模型	等值降阶模型	容量加权平均模型
DFIG ₁	调参前	3.50±j78.22	3.57±j76.99	12.61±j89.68
	调参后	-2.96±j77.30	-2.65±j76.09	5.76±j91.36
PMSG ₁	调参前	18.35±j165.5	18.93±j164.80	21.01±j164.57
	调参后	-3.73±j168.62	-2.78±j168.01	-0.27±j168.30
DFIG ₂		-2.81±j80.50	-2.49±j79.27	2.77±j96.50
PMSG ₂		-8.34±j199.19	-7.81±j198.29	-5.25±j197.41
PV ₁		-4.78±j175.79	-4.46±j175.65	-2.12±j174.88
PV ₂		-5.88±j163.31	-5.16±j163.13	-2.66±j163.22

从表 3 可以看出, 与文中等值降阶方法相比, 采用容量加权平均法得到的各等值系统的主导振荡模式具有更大的误差。根据前文时域仿真结果, 调整对应机组参数后, 系统的小干扰稳定风险已消除, 但容量加权平均法的分析结果仍显示系统存在失稳风险, 无法准确反映系统稳定性。这一对比验证了文中方法的准确性。

3.2 算例 2: 60 台机组的新能源经柔直送出系统

为验证文中方法在新能源场站机组数量增加、系统复杂度提升后仍然有效, 将新能源机组增加到 60 台, 算例 2 系统的网络结构如图 10 所示。

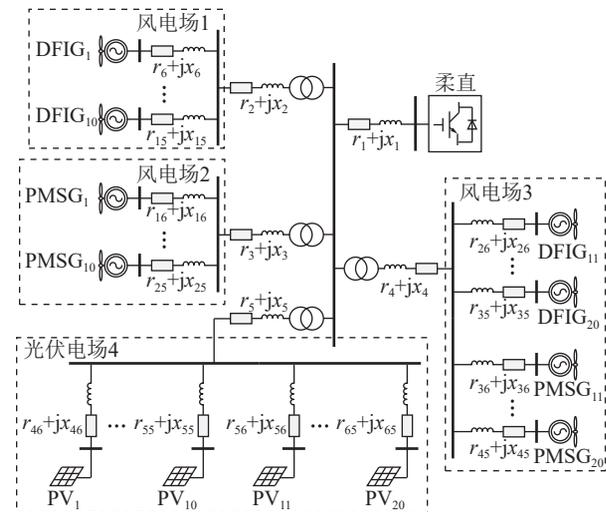


图 10 60 台机组的新能源系统结构

Fig.10 Structure of a renewable energy system with 60 units

图 10 中, 新能源场站由 3 个风电场和 1 个光伏电场组成。风电场 1 内包含 DFIG₁—DFIG₁₀, 风电场 2 内包含 PMSG₁—PMSG₁₀, 风电场 3 内包含 DFIG₁₁—DFIG₂₀ 和 PMSG₁₁—PMSG₂₀, 光伏电场 4 内包含 PV₁—PV₂₀。系统主要参数如表 4 所示, 60 台机组由 6 种机型构成, 分别记为 DFIG₁₋₁₀、DFIG₁₁₋₂₀、PMSG₁₋₁₀、PMSG₁₁₋₂₀、PV₁₋₁₀、PV₁₁₋₂₀, 依次替换原系统中全部机组得到对应等值系统。柔直电压外环 dq 轴控制的 PI 参数设置为 $K_{Hdp}=22$ 、 $K_{Hdi}=40$ 、 $K_{Hqp}=9.5$ 、 $K_{Hqi}=1$, 有功下垂系数设置为 130。

表 4 算例 2 各机组主要参数

Table 4 The main parameters of generators in case 2

机组机型	电压外环控制		锁相环控制		输出有功/ p.u.
	K_p	K_i	K_p	K_i	
DFIG ₁₋₁₀	0.01	300	25	30	0.06
DFIG ₁₁₋₂₀	0.8	300	50	30	0.06
PMSG ₁₋₁₀	1	140	0.01	25	0.06
PMSG ₁₁₋₂₀	1.1	160	100	50	0.06
PV ₁₋₁₀	5	400	0.1	70	0.06
PV ₁₁₋₂₀	5	350	0.2	65	0.06

首先, 依次用 6 种机组替换新能源场站中的 60 台机组, 得到 6 个等值系统; 然后, 根据式(14)得到系统的网络电抗矩阵, 计算矩阵特征值 η_1 — η_{60} ; 根据式(28)得到 6×60 个降阶子系统, 根据各个子系统的状态空间矩阵计算振荡模式, 其中 $k=1, 2, \dots, 6$, $i=1, 2, \dots, 6$ 。经筛选得出两个不稳定振荡模式, 分别为 $\tilde{\lambda}_1 = 3.84 \pm j84.38$ 和 $\tilde{\lambda}_2 = 17.03 \pm j115.94$, 所属的状态空间矩阵分别为 \mathbf{A}_{EH1} (60) 和 \mathbf{A}_{EH3} (60), 分别对应由机组类型为 DFIG₁₋₁₀ 和 PMSG₁₋₁₀ 构成的等值新能源系统, 且均属于电抗矩阵特征值 η_{60} 对应的降阶子系统。该结果表明, 初始电力系统存在失稳风险, 潜在振荡源为 DFIG₁₋₁₀ 和 PMSG₁₋₁₀。

对 $\tilde{\lambda}_1$ 和 $\tilde{\lambda}_2$ 进行参与因子分析, 结果如图 11 所示。由图 11 可得, $\tilde{\lambda}_1$ 由 DFIG₁₋₁₀ 的网侧电压外环控制参数主导, $\tilde{\lambda}_2$ 主要与 PMSG₁₋₁₀ 的锁相环控制参数相关, 且柔直功率下垂控制环节也有参与。为提升系统稳定性, 将 DFIG₁₋₁₀ 的网侧电压外环比例控制系数 K_{dvp} 从 0.01 调整至 0.5, 将 PMSG₁₋₁₀ 的锁相环比例控制系数 K_{ppl} 从 0.01 调整至 70。重新计算各降阶子系统的振荡模式, 原振荡模式 $\tilde{\lambda}_1$ 和 $\tilde{\lambda}_2$ 分别变化为 $\tilde{\lambda}'_1 = -2.13 \pm j84.75$ 和 $\tilde{\lambda}'_2 = -1.89 \pm j128.25$, 消除了系统失稳风险。

为验证上述分析结果的正确性, 根据式(9)建立全阶线性化模型, 根据全阶线性化状态空间矩阵

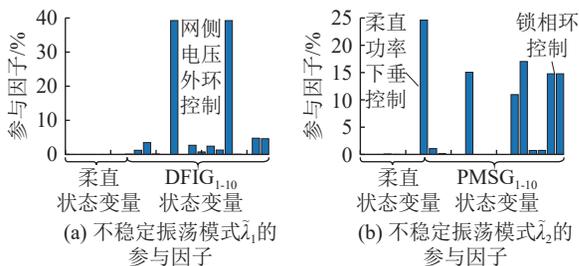


图 11 算例 2 系统不稳定振荡模式 $\tilde{\lambda}_1$ 、 $\tilde{\lambda}_2$ 参与因子

Fig.11 Participation factors of unstable oscillatory modes $\tilde{\lambda}_1$, $\tilde{\lambda}_2$ in case 2

A_{EH} 计算振荡模式, 经筛选得出一个不稳定振荡模式 $\lambda = 1.85 \pm j89.77$, 说明初始系统存在失稳风险。对 λ 进行参与因子分析, 结果如图 12 所示。

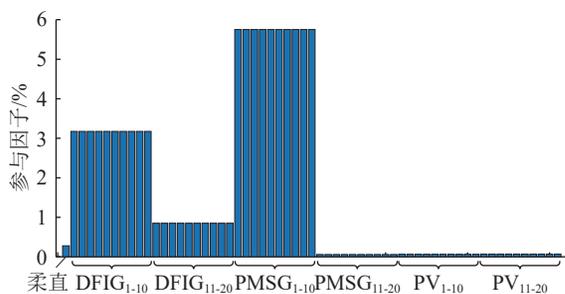


图 12 算例 2 系统不稳定振荡模式 λ 参与因子

Fig.12 Participation factors of unstable oscillatory mode λ in case 2

由图 12 可知, λ 主要由 DFIG₁₋₁₀ 和 PMSG₁₋₁₀ 主导, 与上述降阶子系统的分析结果一致。按照上述分析结果对 DFIG₁₋₁₀ 和 PMSG₁₋₁₀ 参数进行调整, 重新计算全阶系统的振荡模式, 原全阶系统的不稳定振荡模式变化为 $\lambda' = -6.48 \pm j85.12$, 可知调整相关参数消除了全阶系统失稳风险。

图 13 为全阶系统振荡模式分布区域 O_N 与等值降阶子系统振荡模式分布区域 O_{M2} 在调参前后的变化对比。从分布区域的变化可以看出, 调整振荡源机组的相关参数消除了系统失稳风险, 验证了文中方法的有效性。

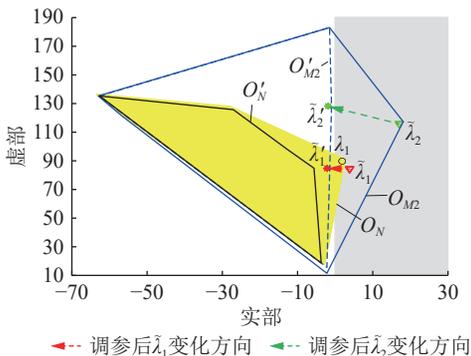


图 13 算例 2 系统参数调整前后各振荡模式分布区域对比
Fig.13 Comparison of oscillatory mode distribution regions in case 2 before and after parameter adjustment

为进行时域仿真验证, 在 $t = 0.2$ s, 将 PMSG₁₋₁₀ 输出的有功增大到原来的 1.05 倍, 持续 0.1 s。同时, 切除全部失稳机组, 即风电场 1 和风电场 2, 并进行对比实验。在 $t = 0.2$ s, 将 PMSG₁₁₋₂₀ 输出的有功增大到原来的 1.05 倍, 持续 0.1 s, 整个新能源场站输出的有功功率曲线如图 14 所示。

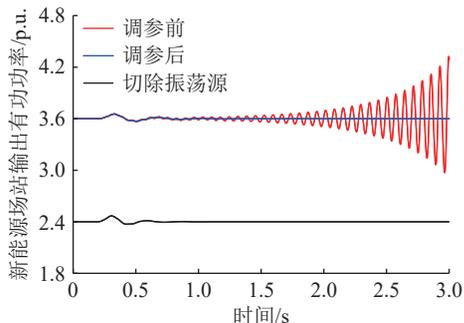


图 14 算例 2 系统调整参数前后和切除振荡源的仿真结果

Fig.14 Simulation results of case 2 before and after parameter adjustment and removal of instability source

根据图 14 可知, 初始系统在受到小干扰后逐渐发散失稳, 而采取修改相关控制参数与直接切除振荡源两种措施后, 系统在小干扰后仍保持稳定。这表明系统的小干扰稳定性得到增强, 验证了文中方法在大规模新能源经柔直送出场景下的适用性。

3.3 算例 3: 不同运行工况下的稳定性分析

根据算例 2 中得出的 DFIG₁₋₁₀ 和 PMSG₁₋₁₀ 为系统振荡源的结论, 采用文中方法分别对切除风电场 1 或风电场 2 的系统进行分析, 以验证文中方法在不同运行工况下的适用性及肇事机组溯源的准确性。

3.3.1 切除风电场 1

切除风电场 1 后, 新能源场站中共有 50 台机组, 由 5 种类型机组构成。按照算例 2 中分析步骤计算 5×50 个降阶子系统的振荡模式, 筛选得到不稳定振荡模式 $\tilde{\lambda} = 12.30 \pm j114.21$, 对应的状态空间矩阵为 $A_{EH2}(50)$, 其为电抗矩阵特征值 η_{50} 对应的降阶子系统。这一结论说明切除子系统 1 后新能源系统仍存在失稳风险, 潜在振荡源为 PMSG₁₋₁₀。

对 $\tilde{\lambda}$ 进行参与因子分析, 确定 $\tilde{\lambda}$ 由直驱风机的锁相环控制环节主导, 将 PMSG₁₋₁₀ 的锁相环比例控制系数 K_{dvp} 从 0.01 调整至 70, 重新计算系统振荡模式, $\tilde{\lambda}$ 变为 $\tilde{\lambda}' = -8.98 \pm j125.46$, 消除了系统失稳风险。

建立切除风电场 1 后新能源系统的全阶模型, 对上述分析结果进行验证。根据全阶状态空间矩阵 A_{EH} 计算系统振荡模式, 分析得出存在不稳定振荡模式 $\lambda = 0.65 \pm j90.80$ 。调整相关参数后, 原不稳定振荡模式变为 $\lambda' = -35.61 \pm j84.84$ 。调整参数前

后各振荡模式分布区域如图 15 所示,可以看出根据文中方法做出的参数调整增强了系统的小干扰稳定性。

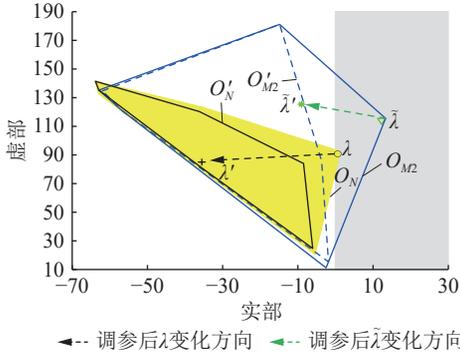


图 15 切除风电场 1 时调整参数前后各振荡模式分布区域对比

Fig.15 Comparison of oscillatory mode distribution regions before and after parameter adjustment when wind farm 1 is disconnected

分别对调整参数前后的全阶系统进行小干扰时域仿真,在 $t = 0.2$ s, 将 PMSG₁₋₁₀ 输出的有功功率增大到原来的 1.1 倍,持续 0.1 s, 新能源场站输出的有功功率曲线如图 16 所示。

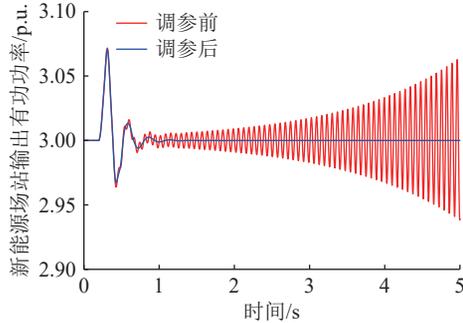


图 16 切除风电场 1 时调整参数前后仿真结果对比

Fig.16 Comparison of simulation results before and after parameter adjustment when wind farm 1 is disconnected

3.3.2 切除风电场 2

重复 3.3.1 节步骤对切除风电场 2 的新能源系统进行分析,对 5×50 个降阶子系统振荡模式进行筛选后发现仍存在一个不稳定振荡模式 $\tilde{\lambda}$, 对应的状态空间矩阵为 $\mathbf{A}_{\text{EH1}}(50)$, 说明潜在振荡源为 DFIG₁₋₁₀。

参与因子分析结果表明, $\tilde{\lambda}$ 由双馈风机的网侧电压外环控制主导, 将 DFIG₁₋₁₀ 的网侧电压外环比例控制系数 K_{dpv} 从 0.01 调整至 0.5, 重新分析发现原失稳振荡模式 $\tilde{\lambda} = 3.77 \pm j84.45$ 变为 $\tilde{\lambda}' = -2.20 \pm j84.81$, 系统恢复稳定。

建立全阶模型, 根据全阶状态空间矩阵 \mathbf{A}_{EH} 计算系统振荡模式, 分析得出存在不稳定振荡模式 $\lambda = 0.94 \pm j84.19$ 。调整相关参数后, λ 变为 $\lambda' =$

$-4.78 \pm j84.78$ 。调整参数前后振荡模式分布区域 O_N 和 O_{M2} 、 O'_N 和 O'_{M2} 的变化如图 17 所示, 可以看出, 调整参数消除了全阶系统失稳风险。

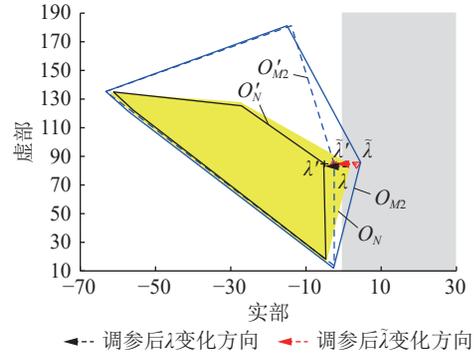


图 17 切除风电场 2 时调整参数前后各振荡模式分布区域对比

Fig.17 Comparison of oscillatory mode distribution regions before and after parameter adjustment when wind farm 2 is disconnected

为进一步验证参数调整结果, 在 $t = 0.2$ s, 将 PMSG₁₋₁₀ 输出的有功功率增大到原来的 1.1 倍, 持续 0.1 s, 仿真结果如图 18 所示。图 16 和图 18 的时域仿真结果验证了文中方法在振荡源定位方面的准确性。

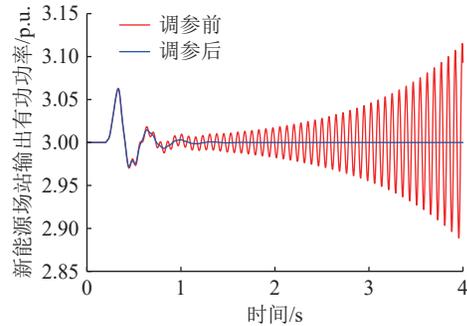


图 18 切除风电场 2 时调整参数前后仿真结果对比

Fig.18 Comparison of simulation results before and after parameter adjustment when wind farm 2 is disconnected

4 结论

文中提出一种适用于大规模新能源经柔直送出系统的等值降阶方法, 通过模式分析法对系统进行稳定性评估与振荡源定位, 用等值降阶子系统替代全阶系统进行稳定性分析, 有效降低了系统阶数, 避免了高维状态空间矩阵带来的计算复杂性问题。通过仿真算例, 得出以下主要结论:

- (1) 对大规模新能源经柔直送出模型进行机组替换, 再解耦得到降阶子系统模型。通过与初始系统全阶模型的振荡模式分布区域及参与因子进行比较, 验证了分析理论的正确性及降阶模型的有效性。
- (2) 仿真实验数据表明, 忽略电阻对系统稳定

性的影响使得降阶子系统的稳定性分析结果更具保守性,进一步证明了文中方法的合理性,通过与容量加权平均法进行对比,验证了文中等值降阶方法在振荡源定位方面的准确性。

(3) 文中综合考虑了新能源场站和柔直两方面对系统稳定性的影响,能够准确定位振荡源,并能根据参与因子调整对应控制参数,提高系统稳定性。多种工况下的仿真实验表明,文中方法在含多个振荡源的大规模新能源经柔直送出系统中具有良好的适用性。

(4) 文中通过仿真实验验证了在 PMSG、DFIG、PV 混合的新能源经柔直送出系统中,通过机组替换得到的若干等值系统,其所有振荡模式在复平面的分布区域能够覆盖初始系统的振荡模式分布区域。通过对多个等值系统进行分析可以有效评估初始系统的稳定性,从而验证了文中方法的合理性。

尽管文中通过算例验证了所提方法的可行性和有效性,但等值系统与初始系统模式分布区域之间的关系尚未完全明确,仍需要进一步研究。此外,文中所提出的等值降阶方法在对初始系统稳定性分析结果上存在一定的保守性误差,虽然有助于提高系统的安全裕度,但可能对实际应用的准确性造成一定影响,需要进一步优化以减小误差。在未来的研究中,将以提供严格的数学证明和提高稳定性分析精度为目标,进一步完善文中理论和方法。

参考文献:

- [1] 李浩志,谢小荣,刘芮彤,等. 新能源经柔直送出系统的次同步振荡分析与抑制[J]. *中国电机工程学报*, 2024, 44(8): 2945-2955.
LI Haozhi, XIE Xiaorong, LIU Ruitong, et al. Analysis and mitigation of the subsynchronous oscillation in renewable energy system connected to the MMC-HVDC[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(8): 2945-2955.
- [2] 肖立军,黄辉,贺曼,等. 一种新能源经柔直并网的故障穿越策略研究[J]. *电力电容器与无功补偿*, 2024, 45(5): 117-124.
XIAO Lijun, HUANG Hui, HE Man, et al. Research on fault ride-through strategy of new energy through flexible direct current grid connection[J]. *Power Capacitor & Reactive Power Compensation*, 2024, 45(5): 117-124.
- [3] 袁志昌,郭佩乾,刘国伟,等. 新能源经柔性直流接入电网的控制与保护综述[J]. *高电压技术*, 2020, 46(5): 1460-1475.
YUAN Zhichang, GUO Peiqian, LIU Guowei, et al. Review on control and protection for renewable energy integration through VSC-HVDC[J]. *High Voltage Engineering*, 2020, 46(5): 1460-1475.
- [4] 孙雅旻,吴林林,王潇,等. 双馈直驱风机混合接入 MMC-HVDC 送端系统的次同步振荡特性分析与抑制[J]. *电网技术*, 2023, 47(10): 4073-4081.
SUN Yamin, WU Linlin, WANG Xiao, et al. Sub-synchronous oscillation characteristics analysis and suppression of DFIGs and PMSGs mixed access to MMC-HVDC sending-end system[J]. *Power System Technology*, 2023, 47(10): 4073-4081.
- [5] 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.
- [6] 郭琦,卢远宏. 新型电力系统的建模仿真关键技术及展望[J]. *电力系统自动化*, 2022, 46(10): 18-32.
GUO Qi, LU Yuanhong. Key technologies and prospects of modeling and simulation of new power system[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(10): 18-32.
- [7] 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.
- [8] 马秀达,卢宇,汪楠楠,等. 张北柔直工程近工频次同步振荡机理及抑制策略[J]. *全球能源互联网*, 2025, 8(4): 489-496.
MA Xiuda, LU Yu, WANG Nannan, et al. Mechanism and mitigation strategy of near-power-frequency sub-synchronous oscillation in Zhangbei VSC-HVDC project[J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2025, 8(4): 489-496.
- [9] 于婧,林鸿飞,王潇,等. 直驱风电场经柔直送出系统近工频正/负序振荡机理分析[J]. *电力建设*, 2024, 45(2): 10-25.
YU Jing, LIN Hongfei, WANG Xiao, et al. Mechanism analysis of near fundamental-frequency positive/negative-sequence oscillations in MMC-HVDC connected direct-drive wind farm[J]. *Electric Power Construction*, 2024, 45(2): 10-25.
- [10] GAO C G, GUO Y, TANG W J, et al. A data-knowledge-hybrid-driven method for modeling reactive power-voltage response characteristics of renewable energy sources[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2024, 39(2): 3361-3373.
- [11] 谭尚晨,郭春义,杜东冶. 直驱风电场聚合模型下次同步振荡模态特征的保真度分析与评价[J]. *中国电机工程学报*, 2022, 42(S1): 26-38.
TAN Shangchen, GUO Chunyi, DU Dongye. Fidelity analysis and evaluation of subsynchronous oscillation mode characteristics of PMSG-based wind farm aggregation model[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2022, 42(S1): 26-38.
- [12] 崔晓丹,吴家龙,薛峰,等. 基于主导特征辨识的双馈机组风电场次同步振荡等值建模方法[J]. *高压电器*, 2025, 61(9): 184-192.
CUI Xiaodan, WU Jialong, XUE Feng, et al. Equivalent model-

- ing method of sub-synchronous oscillation in doubly-fed wind farm based on dominant characteristic identification[J]. *High Voltage Apparatus*, 2025, 61(9): 184-192.
- [13] FENG S, CUI H, LEI J X, et al. Data-driven time-frequency-domain equivalent modeling of wind farms for wideband oscillations analysis[J]. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2023, 38(6): 4465-4475.
- [14] 阳同光, 吴世丹. 大规模风力发电等值仿真技术研究[J]. *可再生能源*, 2024, 42(9): 1226-1236.
YANG Tongguang, WU Shidan. Research on equivalent simulation technology of large-scale wind power generation[J]. *Renewable Energy Resources*, 2024, 42(9): 1226-1236.
- [15] 严干贵, 郭剑宇, 王玉鹏. 面向次同步振荡分析的直驱风电场动态等值[J]. *电力建设*, 2025, 46(10): 122-131.
YAN Gangui, GUO Jianyu, WANG Yupeng. Dynamic equivalence of direct-drive wind farms for sub-synchronous oscillation characterization[J]. *Electric Power Construction*, 2025, 46(10): 122-131.
- [16] 董文凯, 任必兴, 王海风, 等. 适用于系统次同步振荡分析的风电场等值建模方法综述[J]. *电力工程技术*, 2022, 41(4): 33-43.
DONG Wenkai, REN Bixing, WANG Haifeng, et al. Small-signal equivalent modeling methods of the wind farm and its application in sub-synchronous oscillations analysis of grid-connected wind power systems[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2022, 41(4): 33-43.
- [17] 张剑, 何怡刚. 基于轨迹灵敏度分析的永磁直驱风电场等值模型参数辨识[J]. *电工技术学报*, 2020, 35(15): 3303-3313.
ZHANG Jian, HE Yigang. Parameters identification of equivalent model of permanent magnet synchronous generator wind farm based on analysis of trajectory sensitivity[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2020, 35(15): 3303-3313.
- [18] 丁新虎, 潘学萍, 和大壮, 等. 基于 GA 优化 GRU-LSTM-FC 组合网络的风电场动态等值建模[J]. *电力自动化设备*, 2023, 43(8): 119-125.
DING Xinhua, PAN Xueping, HE Dazhuang, et al. Wind farm dynamic equivalent modeling by GA-optimized GRU-LSTM-FC combined network[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2023, 43(8): 119-125.
- [19] 高泽, 刘明洋, 陈幸伟, 等. 基于分步参数辨识的风电场动态等值建模方法研究[J]. *可再生能源*, 2025, 43(2): 233-242.
GAO Ze, LIU Mingyang, CHEN Xingwei, et al. Dynamic equivalent modeling of wind farm based on multi-step parameter identification[J]. *Renewable Energy Resources*, 2025, 43(2): 233-242.
- [20] 左佳鑫, 杨秀, 赵晓莉, 等. 考虑 LVRT 功率特性的直驱永磁风电场多机聚合辨识等值建模方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2025, 53(2): 14-26.
ZUO Jiaxin, YANG Xiu, ZHAO Xiaoli, et al. Equivalence modeling method for multi-machine aggregation identification of direct-drive permanent magnet wind farm considering LVRT power characteristics[J]. *Power System Protection and Control*, 2025, 53(2): 14-26.
- [21] FU Q, DU W J, WANG H F, et al. DC voltage oscillation stability analysis of DC-voltage-droop-controlled multiterminal DC distribution system using reduced-order modal calculation[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2022, 13(6): 4327-4339.
- [22] DU W J, DONG W K, WANG H F. 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.
- [23] DU W J, DONG W K, WANG H F. Small-signal stability limit of a grid-connected PMSG wind farm dominated by the dynamics of PLLs[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2020, 35(3): 2093-2107.
- [24] 周瑀涵, 王冠中, 王康, 等. 用于风电场小干扰稳定性分析的结构保持等值方法[J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(19): 133-140.
ZHOU Yuhan, WANG Guanzhong, WANG Kang, et al. Structure-retained equivalent method for small signal stability analysis of wind farm[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(19): 133-140.
- [25] 代晓峰, 付强, 杜文娟, 等. 计及直驱风机差异性的并网风电场次同步频段小干扰稳定性[J]. *电网技术*, 2023, 47(7): 2743-2756.
DAI Xiaofeng, FU Qiang, DU Wenjuan, et al. Small disturbance stability of grid-connected wind farms in sub-synchronous frequency band considering difference of PMSGs[J]. *Power System Technology*, 2023, 47(7): 2743-2756.
- [26] 王洋. 双馈风电并网电力系统小干扰振荡稳定性研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2020.
WANG Yang. Small signal oscillation stability of the power system with grid-connected DFIGs[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2020.
- [27] 杜文娟, 郝向坤, 陈珏. 光伏场经柔直并网振荡稳定性分析与抑制方法研究[J]. *电力工程技术*, 2024, 43(3): 2-11, 51.
DU Wenjuan, HAO Xiangkun, CHEN Jue. Oscillation stability analysis and mitigation method of photovoltaic field connected to the grid via VSC-HVDC[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2024, 43(3): 2-11, 51.
- [28] SHAO B B, ZHAO S Q, GAO B F, et al. Adequacy of the single-generator equivalent model for stability analysis in wind farms with VSC-HVDC systems[J]. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2021, 36(2): 907-918.
- [29] 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.

[30] 王一凡. 直驱风电场经模块化多电平换流器送出系统的稳定性分析[D]. 北京: 华北电力大学, 2020.

WANG Yifan. Stability analysis for PMSG-based wind farm integrated through modular multilevel converter[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2020.

[31] DU W J, WANG Y J, WANG H F, et al. Reduced-order method for detecting the risk and tracing the sources of small-signal oscillatory instability in a power system with a large number of wind farms[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2021, 36(2): 1563-1582.

[32] DU W J, DONG W K, WANG Y, et al. A method to design power system stabilizers in a multi-machine power system based on single-machine infinite-bus system model[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2021, 36(4): 3475-3486.

[33] DU W J, WANG Y, WANG H F, et al. Collective impact of

multiple doubly fed induction generators with similar dynamics on the oscillation stability of a grid-connected wind farm[J]. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2021, 36(5): 2942-2954.

[34] SHUAI Z K, LI Y, WU W M, et al. Divided DQ small-signal model: a new perspective for the stability analysis of three-phase grid-tied inverters[J]. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2019, 66(8): 6493-6504.

作者简介:



陈浩

陈浩(2000),男,硕士在读,研究方向为电力系统稳定性分析与控制(E-mail: 1225763673@qq.com);

李钊(1996),男,博士在读,研究方向为电力系统稳定性分析与控制;

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。

Reduced-order method and oscillation risk assessment for renewable energy with VSC-HVDC system

CHEN Hao, LI Zhao, DU Wenjuan, WANG Haifeng

(College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China)

Abstract: Linearized modeling of large-scale renewable energy stations with a voltage-source converter-based high-voltage direct current (VSC-HVDC) system faces significant challenges. These arise from the diverse dynamic characteristics of generating units and the high system order. As a result, conventional modal analysis methods are often ineffective. To address this issue, a reduced-order analysis method is proposed for the stability evaluation and oscillation source identification of such systems. Renewable energy plants are equivalenced as multiple identical units. The equivalent systems are then reduced in order, considering the dynamic interactions with the external system. System stability is assessed using modal analysis. Oscillation sources are identified based on unstable modes. Dominant components are determined through participation factor analysis. The proposed method is validated through simulation studies. It is demonstrated that the reduced-order approach significantly lowers system order, reduces computational complexity, and effectively evaluates instability risks. Moreover, system stability is enhanced by tuning parameters of the dominant components.

Keywords: renewable energy power system; voltage-source converter-based high-voltage direct current (VSC-HVDC); wideband oscillation; identification of oscillation sources; homogeneous consistency; equivalent model order reduction

(编辑 陆海霞)