

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.210362

电网故障下全功率风电场内部机组的暂态稳定性分析

柳飞扬, 曾平, 李征

(东华大学信息科学与技术学院, 上海 201620)

摘要: 全功率风电场中机组并网运行的稳定性往往与网侧变流器的控制和并网阻抗有关, 因而风电场中机组的失稳并不是同时发生的。为揭示风电场中机组的位置与其暂态稳定性的关系以及机组间稳定性的相互影响, 建立了基于锁相环的多风电机组非线性降阶模型。基于等面积法的思想, 分析了不同运行条件下风电场内部不同机组的暂态稳定裕度以及场内线路阻抗对稳定性的影响。通过 Matlab/Simulink 时域仿真, 进行了定量分析和验证。结果表明, 风电场内馈线阻抗将减少输出电流流经该阻抗所联接机组的暂态稳定域, 而对输出电流不流经该阻抗的其他机组的暂态稳定性影响很小。阻抗上流过的电流越大, 其对稳定裕度的缩减也越明显, 因而, 随着链接机组台数增多, 不能简单忽略场内阻抗对稳定性的影响。此外, 在相同条件下, 有功出力大的机组将更易失稳。

关键词: 电网故障; 全功率风电场; 暂态稳定性; 锁相环; 等面积法; 稳定裕度; 场内阻抗

Transient stability analysis of wind turbines with a full-scale converter under grid fault

LIU Feiyang, ZENG Ping, LI Zheng

(College of Information Science and Technology, Donghua University, Shanghai 201620, China)

Abstract: The stability of grid-connected operation of full-scale wind turbines in wind farms is often related to the control of the grid-side converter of the turbine and the impedance between grid and the turbine. Therefore, the instability of wind turbines in a wind farm does not always occur at the same time. In order to reveal the relationship between the location of wind turbines and their transient stability, as well as the interaction on stability between wind turbines, a nonlinear reduced order model of multi wind turbines based on phase-locked loop is established. Based on the theory of equal-area-principle, the transient stability margin of different turbines in the wind farm under different operating conditions and the influence of line impedance on the stability are then analyzed. Through Matlab/Simulink time domain simulation, quantitative analysis and verification are carried out. The results show that the feeder impedance in the wind farm will reduce the transient stability region of the connected turbines whose output current flow through the impedance, and has little effect on the transient stability of other turbines whose output current does not flow through the impedance. The greater the current flowing through the impedance is, the smaller the stability margin. Therefore, with the increase of the number of turbines linked on a feeder line, the impact of the internal impedance of a wind farm on stability cannot be simply ignored. In addition, the larger output of a wind turbine, the easier it is for it to become unstable under the same conditions.

This work is supported by the Key Project of the Natural Science Foundation of China (No. 51837007).

Key words: grid fault; full-scale wind farm; transient stability; phase-locked loop; equal-area-principle; stability margin; internal impedance of wind farm

0 引言

风能作为一种清洁高效且储量丰富的可再生能源, 在能源危机和环境保护问题日益严峻的当下,

受到了世界各国的广泛关注^[1-4]。大量分布式能源通过并网变流器接入电网, 降低了系统的惯量, 由此导致的并网稳定性问题时有发生^[5-8]。其中, 诸如文献[9]中发生的风电场并网的暂态稳定性问题引起了相关从业者的广泛重视, 在风电渗透率不断增加的背景下, 风电并网的暂态稳定性研究具有极其重

基金项目: 国家自然科学基金重点项目资助(51837007)

要的意义。

全功率变速风电机组变流器多采用矢量控制，锁相环(PLL)能够估计电网端电压的频率和角度，为矢量控制提供基准。然而，基于矢量控制下的网侧电压源型变流器(VSC)在连接到较弱电网或电网严重故障时很可能会产生同步稳定性问题^[10-14]。相关研究表明，PLL对于网侧VSC的小信号稳定性极其重要。文献[11-12]采用特征值法研究了PLL增益和带宽对VSC稳定性的影响。文献[15]采用复转矩系数法研究了PLL和交流控制系统的阻尼特性对VSC稳定性的影响。文献[16]采用阻抗分析法研究了弱电网下PLL和电流环控制参数对VSC稳定性的影响。不仅如此，在实际电力系统中，电网故障会对PLL产生不同程度的影响，这取决于电网故障的严重程度、故障位置、线路配置以及系统的控制和电气参数等^[17-19]。文献[20]指出，电网故障下PLL和电流控制环的非线性相互作用会对系统的暂态稳定性产生很大影响。越来越多的研究表明，锁相环的动态特性会与机组有功电流及机组到电网之间的阻抗特性耦合，在电网故障期间，由锁相环主导的非线性动力学行为很有可能导致系统暂态失稳，这一点在较弱电网条件下尤为明显。因此，若要研究风电场的暂态稳定性，则必须考虑电网故障期间PLL与网侧VSC的相互作用，这意味着必须对PLL进行合理建模。

针对电网故障下PLL的动态行为已有一些研究。文献[21]研究了电网故障期间风电场注入电流对风电场暂态同步稳定性的影响，得出了系统稳定运行的电流边界条件，但该判据是基于稳态下建立的，没有考虑锁相环的动态行为对系统暂态稳定性的影响，因此该稳定性判据是不充分的。文献[22]指出了风电场和电力系统在弱连接情况下，PLL会与风电场注入电流及线路阻抗等因素相互作用从而导致暂态同步问题，并由此提出了一种电网故障下的电流注入策略。但该研究是基于风场聚合模型进行的，无法反映电网故障期间场内各机组的暂态稳定性。文献[23]采用相图法对网侧VSC的暂态稳定性进行分析，提出了一种自适应PLL以保证暂态稳定性和矢量角的追踪精度。文献[24]利用修正的等面积法研究了电网故障期间PLL的动态特性，结果表明PLL的积分调节器不利于系统的再同步，并由此提出一种变结构PLL以保证系统在故障期间的暂态同步稳定性。文献[25]的研究表明增大PLL阻尼比可以提高系统的暂态稳定性，但尚未对其进行深入的定量分析，阻尼比的设计准则依旧是缺失的。文献[26-28]研究了PLL非线性动力学对全功率机

组的暂态同步稳定性的影响，建立了严格的PLL非线性模型，类比同步发电机的转动方程，基于等面积法揭示了电网故障下机组暂态失稳的机理，结果表明PLL带宽、短路比、故障持续时间对系统的暂态稳定性有影响。其中文献[27]基于PLL在电网故障下的动态行为提出一种有功电流、无功电流时序控制策略，提高了全功率机组的频率稳定性。文献[28]进一步研究了阻抗比、有功无功电流比、短路点相移对全功率机组暂态同步稳定性的影响。

总的来说，针对电网故障期间PLL的非线性动力学行为的机理研究已初步取得了一些成果，对注入电流、并网阻抗这些与PLL耦合的因素以及PLL的控制参数已有了一些定量分析，但风电场内部机组的暂态稳定性及场内各机组之间的阻抗对机组暂态稳定性的影响研究还比较匮乏。

本文将从故障分析的角度，建立全功率风场的并网等效电路以及场内各机组的PLL非线性降阶模型，在考虑场内机组之间的相互作用的前提下着重研究电网严重故障下场内任一单台机组的暂态稳定性，基于等面积法思想定量分析场内各机组的暂态稳定裕度，然后定性分析风电场中机组之间阻抗大小对机组暂态稳定性的影响。建立了基于Matlab/Simulink平台的多机时域仿真模型，验证了理论分析的正确性。

1 全功率风电场的暂态稳定性建模

1.1 全功率风电场的并网与控制系统

典型的全功率风电场的接线示意图如图1所示，场内每路35 kV 低压馈线上接有多台风电机组，风场经35 kV/220 kV或330 kV 升压变压器升压后，将输出功率馈入等效电网。图1中 Z_s 和 U_s 分别为戴维南等效电网的等效阻抗和电压，点PoC为0.69 kV/35 kV 升压变压器与风电机组的连接点。

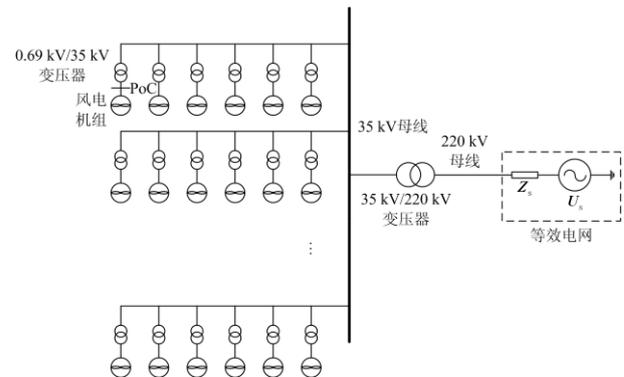


图1 全功率风电场的接线示意图

Fig. 1 Wiring diagram of full-scale wind farm

全功率风电机组及其控制结构如图 2 所示, 其中 L_f 为滤波电感, U_{gabc} 为 PoC 处电压矢量。机侧变流器采用转矩外环加电流内环的控制策略, 最优转矩控制使机组工作在最大功率跟踪(MPPT)模式以获取最大风能; 网侧变流器采用直流母线电压外

环加电流内环的控制策略, 通常控制 q 轴电流为 0 使网侧变流器以单位功率因数运行。当电网故障导致机侧和网侧功率不平衡时, 直流母线电压升高, 直流侧卸荷电路投入使得直流母线电压维持稳定。

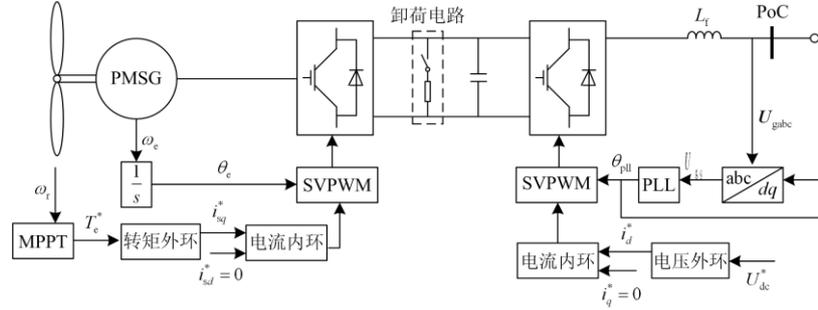


图 2 全功率风电机组单机控制结构图

Fig. 2 Control structure of single machine for full-scale wind farm

1.2 全功率机组的简化模型及分析

电网故障下风电机组的完整数学模型较为复杂, 往往需要根据研究的问题进行简化。时间尺度分析方法能够为模型简化提供依据。在电网故障期间, 由于全功率机组发电机的机械动态特性在时间尺度上往往远大于其变流器控制环节^[29], 机组的机械动态特性可以不予考虑; 此外, 故障期间由于卸荷电路的投入, 变流器直流母线电压能够保持在工作范围内, 不会影响到机侧变流器的运行, 因而全功率变流器对电网故障起到了隔离的作用, 在暂态稳定分析过程中机侧变流器可以简化掉; 在网侧变流器中, PLL 和电压外环响应速度往往远小于电流内环, 因此在讨论基于 PLL 动态行为的时间尺度下的稳定性问题时, 可认为电流内环保持恒定, 网侧变流器在电网故障期间可视为电流源。此时 PLL 在

电网故障下的动态行为需要较为精确的描述。

基于上述分析, 可以得出电网故障期间全功率风电机组暂态稳定性分析模型的简化假设条件:

- 1) 机组的机械动态特性时间尺度较大, 在电网故障期间不予考虑。
- 2) 电网故障期间由于卸荷电路的投入, 假设直流侧电压保持稳定, 机侧变流器被简化。
- 3) 电网故障期间网侧变流器电流内环保持恒定, 网侧变流器等效为电流源, 网侧变流器控制可采用恒定电流基准。
- 4) PLL 的动态行为对机组的暂态稳定性至关重要, 应用非线性模型对 PLL 详细建模。

由上述模型简化假设条件, 可以得到如图 3 所示的全功率机组暂态稳定性分析简化模型, 其中 I_c 和 I_{ref} 分别为机组电流矢量实际值与参考值。

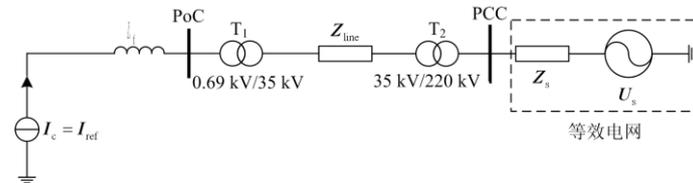


图 3 全功率机组暂态稳定性分析简化模型

Fig. 3 Simplified model for transient stability analysis of full-scale wind turbine

1.3 全功率风电场的并网等效电路

对于图 1 中的全功率风场接线, 可用图 4 所示的三台机组接线表示其机组之间的连接关系。图 4 中 Z_1 、 Z_2 为风场内机组之间的等效线路阻抗, Z_{line} 为机组 A 一次升压变压器 T_1 与二次升压变压器 T_2 之间的等效线路阻抗。若研究 35 kV 低压母线上不

同馈线上的第一台机组在电网故障下的暂态稳定性关系, 考虑到这些机组之间的电气距离很小, 认为机组之间的阻抗为 0, 即设 Z_1 、 Z_2 为 0; 若需研究同一馈线上链接的多台机组, 此时这些机组之间的电气距离较大, 机组之间的阻抗不能忽略, Z_1 、 Z_2 可取机组之间线路的阻抗, Z_1 、 Z_2 的不同取值可以

体现出不同机组之间的电气距离的大小。

研究并联在低压母线上的风电机组稳定性时，考虑到风场中机组之间及变压器 T_1 与 T_2 之间的电气距离一般不会太大， Z_1 、 Z_2 将远小于变压器阻抗，

可在机理分析中，忽略它们在电网故障下对机组的暂态稳定性影响，本文的原理分析着重讨论这种情况，结论可推广到任意情况。机组之间的阻抗对各机组的暂态稳定性影响将在仿真分析中作更全面的展现。

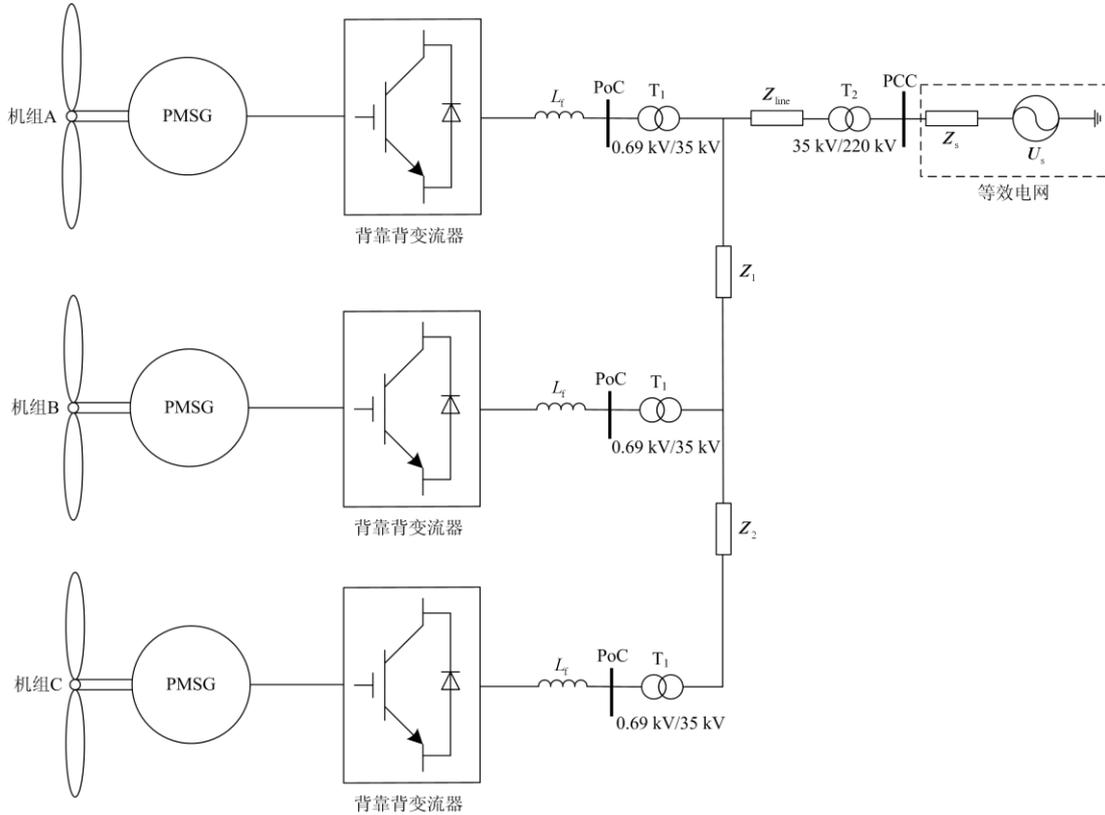


图 4 全功率风电场并网结构图

Fig. 4 Structure of grid-connected full-scale wind farm

当电网在点 PCC 处发生故障时，网侧变流器采用恒定电流基准控制，风场内机组可以等效为电流源，依据图 3 和图 4，忽略 Z_1 、 Z_2 对机组的暂态稳定性影响，并将线路阻抗 Z_{line} 折算到变压器 T_2 上，可以得到如图 5 所示的全功率风电场并网暂态稳定性分析等效电路。

由于变压器绕组中的电阻与电感相比很小，为简化分析，忽略 Z_{T1} 和 Z_{T2} 中的电阻，认为两者是近似纯感性的。由图 5 可得电网故障后 PCC 点的电压矢量为

$$U_{pcc}^{0+} = \frac{Z_f}{Z_s + Z_f} U_{pcc}^{0-} \quad (1)$$

式中： U_{pcc}^{0+} 和 U_{pcc}^{0-} 分别为 PCC 短路后和短路前瞬间的电压； Z_f 和 Z_s 分别为故障支路阻抗和等效电网阻抗。电网通常对外呈感性，这意味着 Z_s 是感性的，若故障支路阻抗 Z_f 也为感性，由式(1)可知故障后 PCC 处的电压跌落没有相移。本文的分析与仿真都

基于此假定进行。

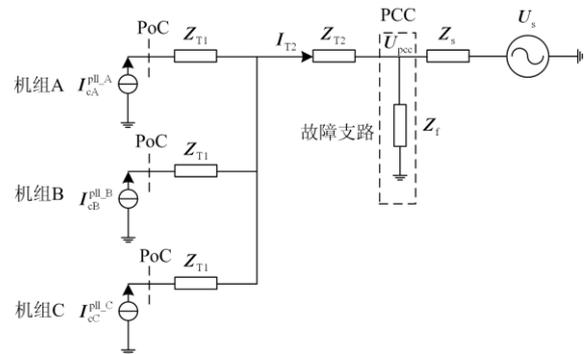


图 5 全功率风电场并网暂态稳定分析等效电路

Fig. 5 Equivalent circuit for transient stability analysis of grid-connected full-scale wind farm

1.4 基于 PLL 的风电场暂态稳定性建模

为了聚焦电网故障期间 PLL 的动态行为，可假定故障期间电流内环保持稳定，则网侧 VSC 输出电

流值等于电流基准值, 而通常网侧 VSC 采用恒定的电流基准值。PLL 的控制结构图如图 6 所示, 下文的分析将在 PLL 参考坐标系下进行, 相关电压电流变量用“pll”上标表示。

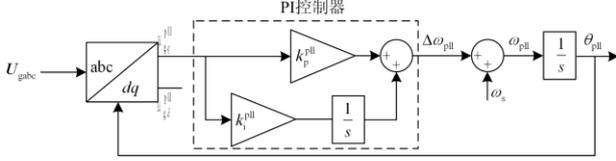


图 6 PLL 的控制结构图

Fig. 6 Control structure of PLL

由图 6 可以得到

$$\begin{cases} \frac{d\Delta\omega_{pll}}{dt} = k_p^{pll} \frac{du_{gq}^{pll}}{dt} + k_i^{pll} u_{gq}^{pll} \\ \frac{d\delta_{pll}}{dt} = \Delta\omega_{pll} \end{cases} \quad (2)$$

式中: u_{gq}^{pll} 为点 PoC 处电压矢量的 q 轴分量; $\Delta\omega_{pll}$ 为 PI 控制器输出量; k_p^{pll} 、 k_i^{pll} 分别为 PI 调节器比例系数和积分系数; $\delta_{pll} = \theta_{pll} - \theta_{pcc}$ 为 PLL 输出的 d 轴与 PCC 电压矢量的夹角。图 6 中, $\omega_s = 2\pi f = 100\pi$ 为基准角速度。

当全功率风电场中机组 A、B、C 出力相同, 即 $I_{cA}^{pll,A} = I_{cB}^{pll,B} = I_{cC}^{pll,C}$, 机组都以单位功率因数运行, 此时机组 A、B、C 的 PLL 坐标系重合, 有:

$I_{T2} = I_{cA}^{pll,A} + I_{cB}^{pll,B} + I_{cC}^{pll,C} = (I_{dA}^{pll,A} + I_{dB}^{pll,B} + I_{dC}^{pll,C}) + j0$ 。其中, $I_{dA}^{pll,A}$ 、 $I_{dB}^{pll,B}$ 、 $I_{dC}^{pll,C}$ 分别为机组 A、B、C 的有功电流(d 轴电流)的数值。以机组 A 为例, 在机组 A 的 PLL 参考坐标系下, 此时有: $I_{T2}^{pll,A} = I_{cA}^{pll,A} + I_{cB}^{pll,B} + I_{cC}^{pll,C} = (I_{dA}^{pll,A} + I_{dB}^{pll,B} + I_{dC}^{pll,C}) + j0$ 。

当全功率风电场中机组 A、B、C 出力不相同, 机组都以单位功率因数运行, 故障前后机组 A、B、C 的电压相量图如图 7、图 8 所示, 其中 U_{T1} 为机组 A、B、C 经变压器 T_1 后共同连接点处电压, L_{T1} 为变压器 T_1 的电感。

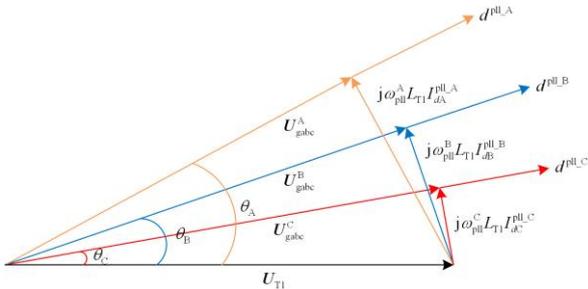


图 7 故障前机组 A、B、C 电压相量图

Fig. 7 Voltage phasor diagram of turbine A, B and C before fault

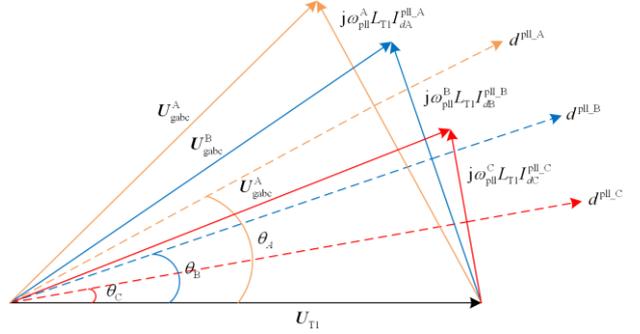


图 8 故障后机组 A、B、C 电压相量图

Fig. 8 Voltage phasor diagram of turbine A, B and C after fault

假定在风电场机组间物理距离范围内风速的变化较为平缓, 此时机组有功出力相差不是太大, 若故障后 PLL 不会失稳, 则故障前后作近似处理有:

$$\begin{cases} \theta_A - \theta_B \approx 0 \\ \theta_A - \theta_C \approx 0 \end{cases} \quad (3)$$

以机组 A 为例, 在机组 A 的 PLL 参考坐标系下, 有以下关系:

$$\begin{aligned} I_{T2}^{pll,A} &= I_{cA}^{pll,A} + I_{cB}^{pll,B} + I_{cC}^{pll,C} = \\ & [I_{dA}^{pll,A} + I_{dB}^{pll,B} \cos(\theta_A - \theta_B) + I_{dC}^{pll,C} \cos(\theta_A - \theta_C)] - \\ & j[I_{dB}^{pll,B} \sin(\theta_A - \theta_B) + I_{dC}^{pll,C} \sin(\theta_A - \theta_C)] \approx \\ & I_{dA}^{pll,A} + I_{dB}^{pll,B} + I_{dC}^{pll,C} + j0 \end{aligned} \quad (4)$$

综合以上分析, 以机组 A 为例, 推导全功率风电场中单台机组的 PLL 暂态稳定性非线性模型。对于机组 A, 有

$$u_{gq}^{pll,A} = \omega_{pll}^A [L_{T1} I_{dA}^{pll,A} + L_{T2} (I_{dA}^{pll,A} + I_{dB}^{pll,B} + I_{dC}^{pll,C})] - U_{pcc} \sin \delta_{pll}^A \quad (5)$$

式中, U_{pcc} 为 PCC 电压矢量的模值。

将式(5)代入式(2)中并标么化后可得到

$$\begin{cases} T_{pll}^A \frac{d\Delta\bar{\omega}_{pll}^A}{dt} = -D_{pll}^A \Delta\bar{\omega}_{pll}^A + \bar{T}_m^A - \bar{T}_e^A \\ \frac{d\delta_{pll}^A}{dt} = \omega_b \Delta\bar{\omega}_{pll}^A \end{cases} \quad (6)$$

式(6)中各变量具体含义如式(7)所示。

$$\begin{cases} T_{pll}^A = \frac{\omega_b - k_p^{pll} (\bar{L}_{T2} \bar{I}_{T2}^{pll,A'} + \bar{L}_{T1} \bar{I}_{dA}^{pll,A})}{k_i^{pll}} \\ D_{pll}^A = \omega_b \frac{k_p^{pll}}{k_i^{pll}} \bar{U}_{pcc} \cos \delta_{pll}^A - (\bar{L}_{T2} \bar{I}_{T2}^{pll,A'} + \bar{L}_{T1} \bar{I}_{dA}^{pll,A}) \\ \bar{T}_m^A = \bar{L}_{T2} \bar{I}_{T2}^{pll,A'} + \bar{L}_{T1} \bar{I}_{dA}^{pll,A} \\ \bar{T}_e^A = \bar{U}_{pcc} \sin \delta_{pll}^A \\ \bar{I}_{T2}^{pll,A'} = \bar{I}_{dA}^{pll,A} + \bar{I}_{dB}^{pll,B} + \bar{I}_{dC}^{pll,C} \\ \omega_b = \omega_s = 2\pi f_b = 100\pi \end{cases} \quad (7)$$

从式(6)可以看出,全功率风电场基于 PLL 的非线性模型的表达式与同步发电机的转动方程类似,其中: T_{pll} 为等效惯性时间常数; D_{pll} 为等效阻尼系数; \bar{T}_m 为等效机械转矩; \bar{T}_e 为等效电磁转矩; δ_{pll} 定义为暂态虚拟功角; ω_0 为基准角速度。

由式(7)可以看出,机组 A 的非线性动力学行为不仅与机组 A 的输出电流有关,还与场内其他机组(B、C)的输出电流有关,也即故障期间各机组之间存在着交互作用,而这一点是机组单机模型和风场聚合模型所无法体现的。风场中其他机组的 PLL 非线性暂态模型也可类似得到,在此不再赘述。

2 风场内单机的暂态稳定性机理分析

在 1.4 节中得到的 PLL 非线性暂态模型与同步发电机的转动方程类似,因此,可以考虑用同步发电机中功角稳定的相关概念来解释全功率风电场在电网故障下出现的暂态失稳问题。

暂态稳定性问题是指当系统遭遇大扰动后,能否回到原来的平衡点或者运行于新平衡点的问题。下文将基于同步发电机中“等面积法”的思想,对全功率风电场中各机组的暂态稳定性进行分析。

2.1 暂态稳定性机理分析

结合场内单机的非线性暂态模型,由式(6)、式(7)可得到电网故障下如图 9 所示的基于等面积法思想的暂态稳定性分析示意图。其中 \bar{T}_m^{0-} 和 \bar{T}_m^{0+} 分别为故障前后的等效机械转矩, \bar{T}_e^{0-} 和 \bar{T}_e^{0+} 分别为故障前后的等效电磁转矩, S_1 和 S_2 分别对应图中阴影部分的面积, δ_{pll} 为本文中定义的暂态虚拟功角。

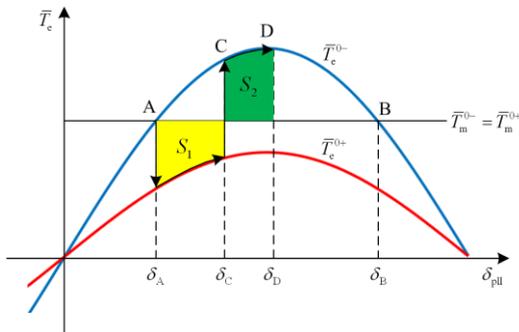


图 9 暂态稳定性分析示意图

Fig. 9 Diagram of transient stability analysis

当电网正常运行时,风场内机组工作于平衡点 A,此时 $\bar{T}_m^{0-} = \bar{T}_e^{0-}$,认为机组与电网同步。当电网发生严重故障时(感性故障支路),PCC 点处电压发生无相移跌落,此时 $\bar{T}_m^{0+} > \bar{T}_e^{0+}$, $\Delta\bar{\omega}_{\text{pll}}$ 增大将导致 δ_{pll} 增大。若在 δ_C 处将故障切除,工作点变成 C 点,

此时有 $\bar{T}_m^{0-} < \bar{T}_e^{0-}$, $\Delta\bar{\omega}_{\text{pll}}$ 开始减小但 δ_{pll} 依旧增大,工作点将从 C 点往 D 点移动。若在 D 点时有 $S_1=S_2$,此时有 $\Delta\bar{\omega}_{\text{pll}}=0$ 且 $\bar{T}_m^{0-} < \bar{T}_e^{0-}$,工作点将开始从 D 点往 A 点回摆,最后在系统的阻尼下将会稳定于 A 点。

上述分析对应于图 9 中带箭头的黑色实线,可以看出,当电网故障清除时间越短,对应于图 9 中的故障切除角 δ_C 越小,越有利于系统的暂态同步稳定,此时电网故障后系统能回到原来的平衡点。同时,当点 D 与点 B 重合,即电网故障切除后在点 D 处有 $\Delta\bar{\omega}_{\text{pll}}=0$,此时存在着一个极限切除角 δ_{cr} 满足:

$$\int_{\delta_A}^{\delta_{\text{cr}}} (\bar{T}_m^{0+} - \bar{T}_e^{0+}) d\delta_{\text{pll}} = - \int_{\delta_{\text{cr}}}^{\delta_B} (\bar{T}_m - \bar{T}_e^{0-}) d\delta_{\text{pll}} \quad (8)$$

因此,在电网严重故障的情况下,当故障切除角 $\delta_C \leq \delta_{\text{cr}}$ 时,故障切除后系统能回到原来的平衡点,此时系统不会发生暂态失稳问题。

若故障切除角 δ_C 略大于 δ_{cr} ,故障切除后系统将不能回到原来的平衡点 A,在 D_{pll} 和系统本身的阻尼的作用下,系统将稳定于新平衡点,新平衡点在数值上等于 $\delta_A + 2k\pi$, (其中 $k = \pm 1, \pm 2, \dots$)。

需要指出的是,尽管此类情况不会直接导致系统出现暂态同步稳定性问题,但故障后系统从原来的平衡点过渡到新平衡点往往会伴随着剧烈的电压和电流变化,这将会损坏系统中的电力电子器件或触发器件保护,这是实际情况中不允许发生的。因此,此种情况虽没有导致系统失步,但也属于暂态失稳的范畴,这一点将在下文的仿真中得到体现。

在电网严重故障后,若故障没有及时清除,此时 $\delta_C > \delta_{\text{cr}}$ 且不存在新平衡点, $\Delta\bar{\omega}_{\text{pll}}$ 在故障清除后将会持续增大,PLL 输出角度与电网电压相角失去同步,系统将出现暂态同步稳定性问题。

2.2 暂态稳定裕度分析

经上述分析可知,极限切除角 δ_{cr} 可以反映出系统的稳定裕度, δ_{cr} 越大,说明系统的稳定裕度越大,在电网故障下越不容易发生暂态失稳的问题。

同时,从式(6)、式(7)和图 9 不难发现,机组到电网之间的阻抗、机组有功电流的大小、PLL 带宽、电网的强弱、电网故障的严重程度及故障持续时间等因素对全功率机组的暂态稳定性有着重大影响。

其中:机组到电网之间的阻抗越大, \bar{T}_m 越大,机组的暂态稳定性越差;单台机组的有功电流及场内机组的有功电流之和越大, \bar{T}_m 也越大,机组的暂态稳定性越差;PLL 带宽 $a_{\text{pll}} = \frac{k_1^{\text{pll}}}{k_p^{\text{pll}}}$ 越大, D_{pll} 越小,机组暂态稳定性越差;电网越弱、故障越严重、故障

持续时间越长, 机组的暂态稳定性越差。

2.3 机组之间阻抗对机组暂态稳定性的影响

如图 4 所示, 全功率风电场内机组之间用电缆相连, 其等值电路如图 10 所示。

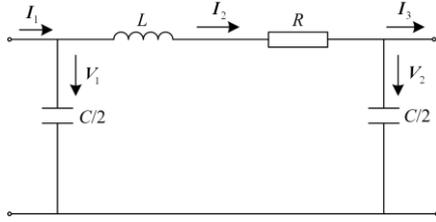


图 10 电缆的等值电路

Fig. 10 Equivalent circuit of cable

由图 10 可知, 与忽略场内机组之间的阻抗相比, 考虑电缆等值阻抗将会使得机组到 PCC 点的总阻抗增大, 同时会有电流损耗。

对于如图 4 所示的风电场, 若考虑场内阻抗, 则距离场站升压变压器 T_2 电气距离最近的机组 A 由于电流损耗, 其暂态稳定裕度将比不考虑场内阻抗的情况要大, 然而该影响实际上很小, 大多数时候无需着重考虑; 而对于场内其他机组 B 和 C, 考虑到电流损耗较小, 此时机组与到 PCC 点的阻抗成为主导因素, 其暂态稳定裕度将会减小。

同时, 不难得出: 若机组 A、B 之间的电气距离增大, 则机组 B、C 的暂态稳定性都会降低, 而机组 A 的暂态稳定性基本不变; 若机组 B、C 之间的电气距离增大, 则机组 C 的暂态稳定性将会降低, 而机组 A、B 的暂态稳定性基本不变。值得说明的是, 由于流经 Z_1 的电流比流经 Z_2 的电流要大的多, 则机组 A、B 之间的电气距离对机组 C 的暂态稳定性影响将会比机组 B、C 之间的电气距离要大的多。

3 暂态稳定裕度的仿真分析

本节以 Matlab/Simulink 为仿真平台, 建立了如图 4 所示包含 3 台 6.25 MW 永磁同步发电机(PMSG)的风电场模型, 模型中未加入场内机组之间的阻抗, 三台机组控制参数一致, 主要仿真参数由表 1 给出。

3.1 不考虑场内阻抗的暂态稳定性仿真

3.1.1 三台机组有功电流相同的情况

A、B、C 三台机组均设置有功电流为 0.9 p.u., 无功电流为 0 p.u. 的恒定电流基准, PCC 处用受控电压源模拟电网故障, 在 1 s 时设置 90% 无相移的电压跌落, 故障持续时间分别为 125.8 ms(机组 A 的极限切除时间)、126 ms、240 ms, 机组 A 的暂态稳定性仿真图如图 11—图 13 所示。

表 1 主要仿真参数

Table 1 Main simulation parameters

参数	数值(标么值)
机组额定功率	6.25 MW(1.0 p.u.)
基准电压	0.69 kV(1.0 p.u.)
网侧基准角速度	100 π (1.0 p.u.)
0.69 kV/35 kV 变压器电抗	(0.1 p.u.)
35 kV/220 kV 变压器电抗	(0.034 p.u.)
PLL 控制参数	40+2000/s
电流内环控制参数	0.4+15.7/s
滤波电感 L_f	5×10^{-5} H
变流器开关频率	3 kHz

从图 11 可以看出: 在 125.8 ms(机组 A 的极限切除时间)的电网严重故障下, 故障持续时间内机组的有功/无功电流能够保持稳定; 故障切除后机组 A 的暂态虚拟功角 δ_{pll}^A 、PLL 角频率 ω_{pll}^A 、有功/无功电流都能够回到原来的平衡点, 此时机组没有发生暂态失稳。可得到故障瞬间功角 $\delta_A = 0.18$, 极限切除角 $\delta_{\text{cr}} = 2.53$, $\delta_D = 2.85$ 。

另一方面, 由式(6)和式(7)可以得到机组 A 暂态虚拟功角的理论值: 故障瞬间功角 $\delta_A = 0.18$, 极限切除角 $\delta_{\text{cr}} = 2.26$, 过冲功角 $\delta_B = \delta_D = 2.96$ 。可见, 极限切除角理论结果比仿真结果保守一些。

由图 12 可以看出, 当故障持续时间略大于极限切除时间, 即故障切除角 δ_c 略大于 δ_{cr} 时, 系统故障后将会稳定于新平衡点, 但功角偏移很大, 故障

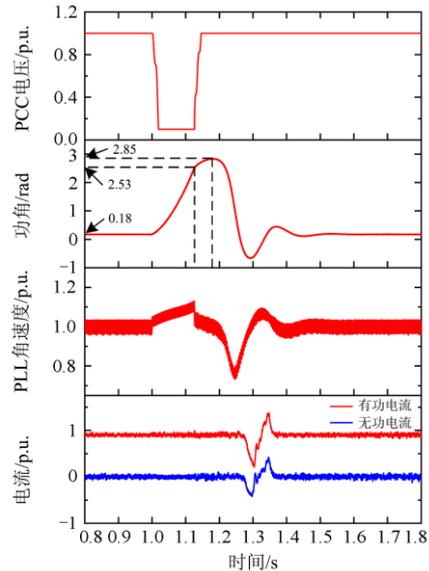


图 11 机组 A 的暂态稳定性仿真图(125.8 ms)

Fig. 11 Transient stability simulation diagram of turbine A (125.8 ms)

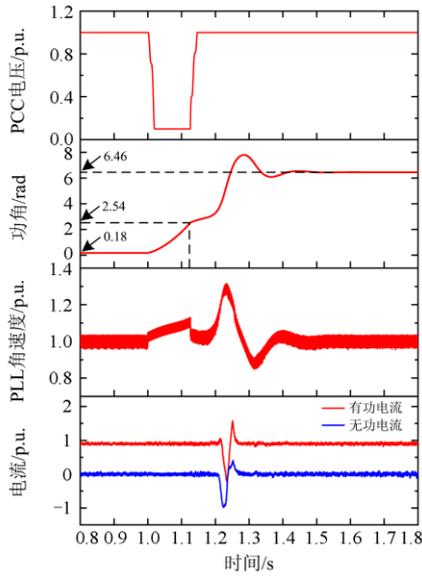


图 12 机组 A 的暂态稳定性仿真图(126 ms)
Fig. 12 Transient stability simulation diagram of turbine A (126 ms)

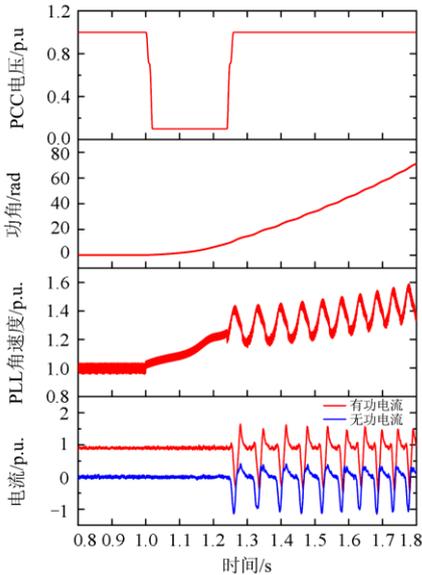


图 13 机组 A 的暂态稳定性仿真图(240 ms)
Fig. 13 Transient stability simulation diagram of turbine A (240 ms)

切除后机组的电流将发生剧烈的变化(最大冲击电流可达到 1.6 p.u.以上), 这将严重危害设备安全, 此类情况亦属于暂态失稳。值得说明的是, 随着故障持续时间继续增大, 即使故障后系统依旧能稳定于新平衡点, 但故障切除后机组的电流变化将会更加剧烈, 可能触发变流器电路保护而脱网。

由图 13 可以看出, 当故障持续时间太长

(240 ms)时, 故障切除后 PLL 将失稳, 系统与电网失去同步, 机组的有功/无功电流将发生振荡, 机组发生了暂态同步稳定性问题。

3.1.2 三台机组有功电流不同的情况

A、B、C 三台机组分别设置有功电流为 0.9 p.u.、0.8 p.u.、0.7 p.u., 无功电流均为 0 p.u.的恒定电流基准, PCC 处用受控电压源模拟电网故障, 在 1 s 时设置 90%无相移的电压跌落, 故障持续时间分别为 134 ms(机组 A 极限切除时间)、142.1 ms(机组 B 极限切除时间)、152.5 ms(机组 C 极限切除时间), 三种情况下机组 A、B、C 的暂态稳定性仿真图(暂态虚拟功角)如图 14—图 16 所示。

如图 14 所示, 在机组 A 的故障极限切除时间下, 机组 A、B、C 均暂态稳定。对于机组 A, 对比仿真得到 $\delta_A = 0.17$, $\delta_{cr} = 2.58$, $\delta_D = 2.94$, 由式(6)

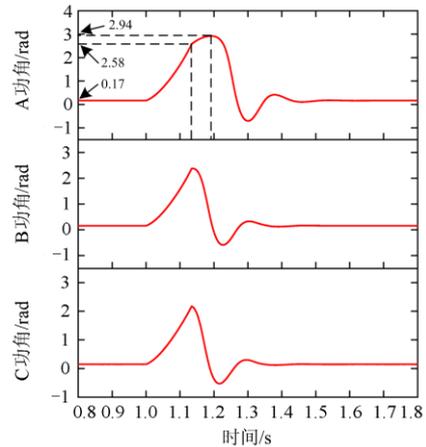


图 14 机组 A、B、C 的暂态稳定性仿真图(134 ms)
Fig. 14 Transient stability simulation diagram of turbine A, B, C (134 ms)

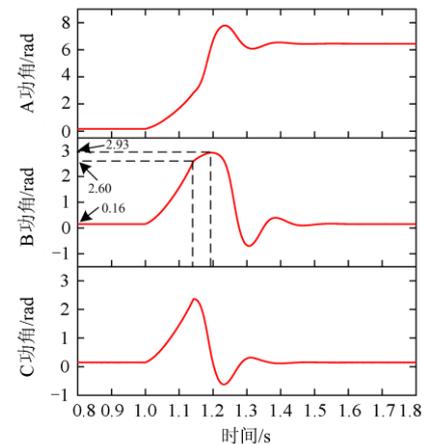


图 15 机组 A、B、C 的暂态稳定性仿真图(142.1 ms)
Fig. 15 Transient stability simulation diagram of turbine A, B, C (142.1 ms)

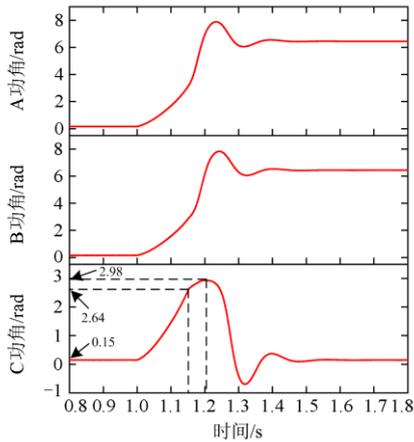


图 16 机组 A、B、C 的暂态稳定性仿真图(152.5 ms)

Fig. 16 Transient stability simulation diagram of turbine A, B, C (152.5 ms)

和式(7)计算出的暂态虚拟功角的理论值为 $\delta_A = 0.17$, $\delta_{cr} = 2.30$, $\delta_B = \delta_D = 2.97$, 可见理论极限切除功角也是偏保守的。

如图 15 所示, 在机组 B 的故障极限切除时间下, 机组 A 暂态失稳, 机组 B 和 C 暂态稳定。对于机组 B, 同理可得机组 B 暂态虚拟功角的理论值: $\delta_A = 0.16$, $\delta_{cr} = 2.34$, $\delta_B = \delta_D = 2.98$; 仿真得到 $\delta_A = 0.16$, $\delta_{cr} = 2.60$, $\delta_D = 2.93$ 。

如图 16 所示, 在机组 C 的故障极限切除时间下, 机组 A 和 B 暂态失稳, 机组 C 暂态稳定。对于机组 C, 同理可得机组 C 暂态虚拟功角的理论值: $\delta_A = 0.15$, $\delta_{cr} = 2.39$, $\delta_B = \delta_D = 2.99$; 仿真得到 $\delta_A = 0.15$, $\delta_{cr} = 2.64$, $\delta_D = 2.98$ 。

3.1.3 仿真结果分析

上文分别针对风场中各机组有功出力相同及出力不同两种情况进行仿真, 仿真所得风电场内各机组的极限切除角 δ_{cr} 在数值上与理论分析值相差不大。同时, 分析和仿真结果表明, 在不考虑场内机组之间的阻抗的前提下: 若风场中有功出力最大的机组尚未发生暂态失稳问题, 则其他机组也不会暂态失稳; 若风场中有功出力最小的机组已发生暂态失稳问题, 则其他机组早已暂态失稳。

可以看出, 本文提出的暂态稳定裕度计算方法较为保守, 所得结果比实际值要小, 这可能是由以下因素引起的:

1) 系统本身存在阻尼, 而理论分析中没有且很难考虑系统自身阻尼的影响, 这将导致实际的暂态稳定裕度比理论计算值要大。

2) 理论分析忽略了系统中电阻的影响, 所得结果偏保守。

3) 风场中机组出力不同时采用了近似处理。

4) 等值电路参数的计算采用了近似计算, 因而结果略有差异。

3.2 机组之间阻抗对暂态稳定性影响仿真验证

仿真设置参考 3.1.2 节, 故障持续时间分别设置为 134.1 ms、142.1 ms、152.5 ms, 分别在忽略与考虑机组之间阻抗 Z_1 、 Z_2 (见图4)的情况下进行仿真。假设三台机组是在同一条馈线上的不同位置, 其中 Z_1 、 Z_2 的参数依据实际风电场内的机组分布计算得出, 如表 2 所示, 机组 A、B、C 的暂态稳定性仿真图(暂态虚拟功角)如图 17—图 19 所示。

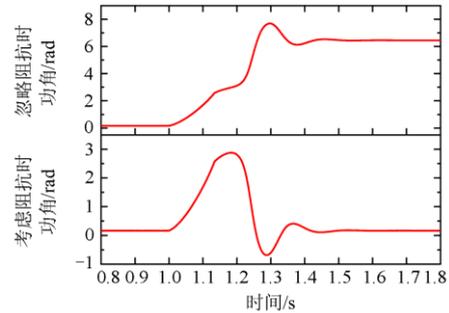


图 17 机组 A 的暂态稳定性仿真图(134.1 ms)

Fig. 17 Transient stability simulation diagram of turbine A (134.1 ms)

表 2 阻抗仿真参数

Table 2 Simulation parameters of impedance

	R/Ω	$C/\mu\text{F}$	L/mH
Z_1	0.08	0.17	0.34
Z_2	0.32	0.25	0.71

由图 17 可以看出, 在 134.1 ms(略大于 A 机组的极限切除时间)的故障持续时间下, 若忽略机组之间阻抗, 机组 A 暂态失稳, 若考虑机组之间的阻抗, 机组 A 暂态稳定。此时, B、C 机组均是稳定的。可见考虑馈线阻抗增加了前端机组的稳定性。

图 18、图 19 分别为 142.1 ms、152.5 ms 的故障持续时间下的仿真波形, 可见, 若忽略机组之间阻抗, 则机组 B、C 暂态稳定, 若考虑机组之间阻抗, 则机组 B、C 暂态失稳。

上述仿真结果验证了理论分析的正确性, 即考虑机组之间的阻抗与不考虑机组之间的阻抗相比, 机组 A 的暂态稳定性提高, 机组 B、C 的暂态稳定性会降低。

依据表 2 中阻抗参数, 在 3.1.2 节的仿真设置条件下, 机组 A、B、C 的仿真结果如表 3 所示, 其中 t_A 、 t_B 、 t_C 分别为机组 A、B、C 的故障极限切除时间。

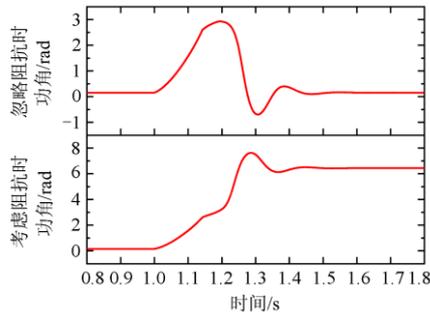


图 18 机组 B 的暂态稳定性仿真图(142.1 ms)
Fig. 18 Transient stability simulation diagram of turbine B (142.1 ms)

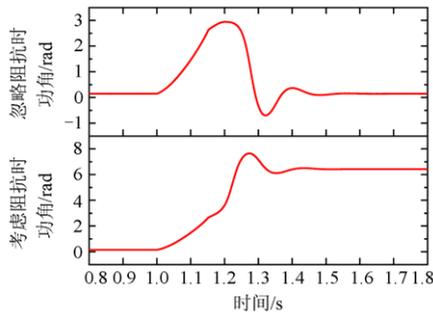


图 19 机组 C 的暂态稳定性仿真图(152.5 ms)
Fig. 19 Transient stability simulation diagram of turbine C (152.5 ms)

表 3 考虑阻抗的仿真结果

Table 3 Simulation results considering impedance

	R/Ω	$C/\mu\text{F}$	L/mH	t_A/ms	t_B/ms	t_C/ms
Z_1	0.08	0.17	0.34	134.2	141.8	151
Z_2	0.32	0.25	0.71			

其他条件相同的情况下，增大机组 A、B 之间的电气距离，即增大 Z_1 ，机组 A、B、C 的仿真结果如表 4 所示。

表 4 增大 Z_1 的仿真结果

Table 4 Simulation results of increasing Z_1

	R/Ω	$C/\mu\text{F}$	L/mH	t_A/ms	t_B/ms	t_C/ms
Z_1	0.22	0.31	0.71	134.1	140.8	149.9
Z_2	0.32	0.25	0.71			

由表 3 和表 4 的仿真结果可知，增大机组 A、B 之间的电气距离，机组 B、C 稳定的极限切除时间减少，因而暂态稳定域显著降低，而机组 A 的暂态稳定性基本不变。

其他条件相同的情况下，增大机组 B、C 之间的电气距离，即增大 Z_2 ，机组 A、B、C 的仿真结果如表 5 所示。

表 5 增大 Z_2 的仿真结果

Table 5 Simulation results of increasing Z_2

	R/Ω	$C/\mu\text{F}$	L/mH	t_A/ms	t_B/ms	t_C/ms
Z_1	0.08	0.17	0.34	134.1	141.6	150
Z_2	0.71	0.48	1.44			

对比表 3 和表 5 的仿真结果可知，增大机组 B、C 之间的电气距离会降低机组 C 的暂态稳定域，而机组 A、B 的暂态稳定性基本不变。

此外，对比表 4 和表 5 的仿真结果可知，尽管 Z_2 的增加量大于 Z_1 的增加量，但机组 C 的稳定极限切除时间却较长。这表明，机组 A、B 之间电气距离的增加，比机组 B、C 之间电气距离增加对机组 C 的暂态稳定域的减小作用更加显著。

根据上述仿真结果可以推论：

1) 机组之间的阻抗对输出电流不流经该等效阻抗的其他机组的暂态稳定性影响很小，但对输出电流流经该等效阻抗的其他机组的暂态稳定性影响较大。

2) 当风场中与机组之间的等效阻抗上有多台机组的输出电流流过时，则该等效阻抗对场内各机组的暂态稳定性影响会很大，随着场内机组数的增多，此时将不能简单忽略场内阻抗的影响。

4 结论

本文主要研究了在考虑机组有功出力不同且各机组之间相互作用的情况下，风电场及其内部各机组的暂态稳定性及其稳定裕度，同时对场内机组之间的阻抗对机组暂态稳定性的影响作了定性分析与仿真验证。主要结论有：

1) 风电场暂态失稳是由 PLL 的非线性动力学行为引起的，PLL 平衡点发生改变及失稳都将引起风电场的暂态稳定性问题。

2) 在不考虑场内阻抗的前提下，对于同一低压馈线上的机组来说，电网故障后若有功出力最大的机组暂态失稳，则其他机组早已暂态失稳；若有功出力最小的机组暂态稳定，则其他机组也暂态稳定。

3) 机组之间的阻抗对输出电流不流经该等效阻抗的其他机组的暂态稳定性影响很小，但对输出电流流经该等效阻抗的其他机组的暂态稳定性影响较大。对于不同低压馈线上的机组而言，某一低压馈线上机组之间的阻抗对另一低压馈线上机组的暂态稳定性影响很小。

4) 若机组之间的等效阻抗上有多台机组的输出电流流过，则该等效阻抗对这些机组的暂态稳定性影响会很大。在场内同一馈线上机组数量较多的情况下，此类阻抗对于机组的暂态稳定性影响将不

能被简单忽略。

本文得到的暂态稳定性相关结论能够对电网故障期间场内单台机组的暂态稳定性的判断以及场内阻抗对机组的暂态稳定性影响提供一定的参考依据。需要指出的是, 本文针对全功率机组模型做了简化处理, 并未考虑机组的非理想电流源特性, 即电压外环在电网故障期间的的影响。同时, 基于各机组有功电流的近似处理存在着一些误差, 本文未考虑系统自身阻尼对暂态稳定性的影响, 导致所得暂态稳定裕度较为保守。此外, 本文定性分析了场内机组之间的阻抗对各机组的暂态稳定性影响并进行了仿真验证, 但未进行深入讨论。上述问题是本文的不足之处, 也是将来此类暂态稳定性问题的研究重点。

参考文献

- [1] 张雪娟, 束洪春, 孙士云, 等. 双馈风机参与系统调频对系统暂态功角稳定性的影响分析[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(2): 18-29.
ZHANG Xuejuan, SHU Hongchun, SUN Shiyun, et al. Effect analysis of a doubly-fed induction generator participating in system frequency modulation on system transient power angle stability[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(2): 18-29.
- [2] 卢一菲, 陈冲, 金成日, 等. 直驱永磁风电机组高电压穿越协调控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(15): 50-60.
LU Yifei, CHEN Chong, JIN Chengri, et al. HVRT coordinated control strategy of a direct-driven PMSG[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(15): 50-60.
- [3] NADOUR M, ESSADKI A, NASSER T. Improving low-voltage ride-through capability of a multimegawatt DFIG based wind turbine under grid faults[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2020, 5(4): 370-382.
- [4] 李东东, 孙雅茹, 徐波, 等. 考虑频率稳定的新能源高渗透率电力系统最小惯量与一次调频容量评估方法[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(23): 54-61.
LI Dongdong, SUN Yaru, XU Bo, et al. Minimum inertia and primary frequency capacity assessment for a new energy highpermeability power system considering frequency stability[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(23): 54-61.
- [5] 晁凯云, 苗世洪, 刘子文, 等. 基于虚拟同步电机控制的微电网稳定性分析[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(3): 9-16.
CHAO Kaiyun, MIAO Shihong, LIU Ziwen, et al. Stability analysis of microgrid based on virtual synchronous generator control[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(3): 9-16.
- [6] 孙亮, 杨晓飞, 孙立国, 等. 基于改进虚拟同步发电机的多逆变器频率无差控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(11): 18-27.
SUN Liang, YANG Xiaofei, SUN Ligu, et al. Frequent deviation-free control for microgrid multi-inverters based on improving a virtual synchronous generator[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(11): 18-27.
- [7] 张成, 赵涛, 朱爱华, 等. 提高弱电网下并网逆变器稳定性的复合补偿策略[J]. 智慧电力, 2021, 49(5): 42-47.
ZHANG Cheng, ZHAO Tao, ZHU Aihua, et al. Composite compensation strategy for improving stability of grid connected inverter in weak current network[J]. Smart Power, 2021, 49(5): 42-47.
- [8] 欧阳逸风, 邹宇. 弱电网条件下并网逆变器的锁相环静态稳定分析[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(18): 74-79.
OUYANG Yifeng, ZOU Yu. Static stability analysis of phase-locked loop in grid-connected inverters under weak grid condition[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(18): 74-79.
- [9] 孙华东, 张振宇, 林伟芳, 等. 2011年西北电网风机脱网事故分析及启示[J]. 电网技术, 2012, 36(10): 76-80.
SUN Huadong, ZHANG Zhenyu, LIN Weifang, et al. Analysis on serious wind turbine generators tripping accident in northwest China power grid in 2011 and its lessons[J]. Power System Technology, 2012, 36(10): 76-80.
- [10] ZHOU J Z, GOLE A M. VSC transmission limitations imposed by AC system strength and AC impedance characteristics[C] // 10th IET International Conference on AC and DC Power Transmission, December 4-5, 2012, Birmingham, Britain: 1-6.
- [11] ZHOU J Z, DING H, FAN S, et al. Impact of short-circuit ratio and phase-locked-loop parameters on the small-signal behavior of a VSC-HVDC converter[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2014, 29(5): 2287-2296.
- [12] HUANG Y, YUAN X, HU J, et al. Modeling of VSC connected to weak grid for stability analysis of DC-link voltage control[J]. IEEE Journal of Emerging & Selected Topics in Power Electronics, 2017, 3(4): 1193-1204.
- [13] GOKSU O, TEODORESCU R, BAK C L, et al. Instability of wind turbine converters during current injection to low voltage grid faults and PLL frequency based stability solution[J]. IEEE Transactions on Power

- Systems, 2014, 29(4): 1683-1691.
- [14] HU J, WANG B, WANG W, et al. Small signal dynamics of DFIG-based wind turbines during riding through symmetrical faults in weak AC grid[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2017, 32(2): 720-730.
- [15] HU J, HU Q, WANG B, et al. Small signal instability of PLL-synchronized type-4 wind turbines connected to high-impedance AC grid during LVRT[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2016, 31(4): 1676-1687.
- [16] 张学广, 马彦, 王天一, 等. 弱电网下双馈发电机输入导纳建模及稳定性分析[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(5): 1507-1515.
ZHANG Xueguang, MA Yan, WANG Tianyi, et al. Input admittance modeling and stability analysis of DFIG under weak grid condition[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(5): 1507-1515.
- [17] ZAMANI M A, YAZDANI A, SIDHU T S. A control strategy for enhanced operation of inverter-based microgrids under transient disturbances and network faults[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2012, 27(4): 1737-1747.
- [18] GUO X, ZHANG X, WANG B, et al. Asymmetrical grid fault ride-through strategy of three-phase grid-connected inverter considering network impedance impact in low-voltage grid[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2013, 29(3): 1064-1068.
- [19] HUANG M, PENG Y, TSE C K, et al. Bifurcation and large-signal stability analysis of three-phase voltage source converter under grid voltage dips[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2017, 32(11): 8868-8879.
- [20] MIDTSUND T, SUUL J A, UNDELAND T. Evaluation of current controller performance and stability for voltage source converters connected to a weak grid[C] // The 2nd International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), August 12-15, 2010, Hefei, China: 382-388.
- [21] ERLICH I, SHEWAREGA F, ENGELHARDT S, et al. Effect of wind turbine output current during faults on grid voltage and the transient stability of wind parks[C] // IEEE Power & Energy Society General Meeting, October 2-5, 2009, Calgary, AB, Canada: 1-8.
- [22] MA S K, GENG H, LIU L, et al. Grid-synchronization stability improvement of large scale wind farm during severe grid fault[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(1): 216-226.
- [23] WU H, WANG X. Design-oriented transient stability analysis of PLL-synchronized voltage-source converters[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2020, 35(4): 3573-3599.
- [24] HE X, GENG H, XI J, et al. Resynchronization analysis and improvement of grid-connected VSCs during grid faults[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2021, 9(1): 438-450.
- [25] WU H, WANG X. Transient stability impact of the phase-locked loop on grid-connected voltage source converters[C] // International Power Electronics Conference (IPEC-ECCE Asia), October 25-28, 2018, Niigata, Japan: 2673-2680.
- [26] 张琛, 蔡旭, 李征. 全功率变换风电机组的暂态稳定性分析[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(14): 4018-4026.
ZHANG Chen, CAI Xu, LI Zheng. Transient stability analysis of wind turbines with full-scale voltage source converter[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(14): 4018-4026.
- [27] 韩刚, 张琛, 蔡旭. 电网短路故障引发的全功率风电机组频率失稳机理与控制方法[J]. 电工技术学报, 2018, 33(10): 2167-2175.
HAN Gang, ZHANG Chen, CAI Xu. Mechanism of frequency instability of full-scale wind turbines caused by grid short circuit fault and its control method[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(10): 2167-2175.
- [28] ZHANG C, CAI X, RYGG A, et al. Modeling and analysis of grid-synchronizing stability of a type-IV wind turbine under grid faults[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2019, 117.
- [29] 张琛, 李征, 蔡旭, 等. 面向电力系统暂态稳定分析的双馈风电机组动态模型[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(20): 5449-5460.
ZHANG Chen, LI Zheng, CAI Xu, et al. Dynamic model of DFIG wind turbines for power system transient stability analysis[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(20): 5449-5460.

收稿日期: 2021-04-06; 修回日期: 2021-12-18

作者简介:

柳飞扬(1990—), 男, 硕士, 研究方向为风电机组的建模及稳定性分析; E-mail: 2191365@mail.dhu.edu.cn

曾平(1998—), 男, 硕士, 研究方向为风电并网暂态稳定性分析; E-mail: 150910218@mail.dhu.edu.cn

李征(1961—), 女, 通信作者, 博士, 教授, 研究方向为新能源系统建模与并网控制、储能系统应用、智能微电网。E-mail: lizheng@dhu.edu.cn

(编辑 周金梅)