

# 基于临界惯量和预想故障的含风电电力系统 暂态功角稳定在线预警

张钢<sup>1</sup>, 宗启航<sup>2</sup>, 柯贤波<sup>1</sup>, 姚伟<sup>2</sup>, 李天琦<sup>3</sup>, 王吉利<sup>1</sup>, 程林<sup>1</sup>, 文劲宇<sup>2</sup>

(1. 国家电网有限公司西北分部, 陕西 西安 710048; 2. 强电磁工程与新技术国家重点实验室(华中科技大学电气与电子工程学院), 湖北 武汉 430074; 3. 中电普瑞电力工程有限公司, 北京 102200)

**摘要:** 大规模风电接入使得电力系统惯量水平降低, 暂态功角失稳风险加剧, 开展含风电电力系统故障前的暂态功角稳定在线预警对保障其安全稳定至关重要。提出了基于临界惯量和预想故障的含风电电力系统暂态功角稳定在线预警方法。首先, 通过理论分析得到风电场在故障清除后短时间的功率恢复过程不能忽略的推论, 并建立等效外特性模型, 进而基于扩展等面积定则构建了计及风电场多阶段外特性的暂稳数学模型。其次, 定义了含风电系统暂态功角稳定的临界等效惯量, 并通过匀加速分段等效提出了实用化的求解方法, 进一步提出了暂态临界惯量指数, 实现稳定裕度量化分析并给出风险等级。最后, 以含风电接入的四机两区域系统和 IEEE39 节点系统为例, 仿真验证了所提方法的有效性和适用性。

**关键词:** 风电; 暂态功角稳定; 临界惯量; 预想故障; 在线预警; 广域测量

## Online warning of transient power angle stability of power systems with wind power based on critical inertia and anticipated faults

ZHANG Gang<sup>1</sup>, ZONG Qihang<sup>2</sup>, KE Xianbo<sup>1</sup>, YAO Wei<sup>2</sup>, LI Tianqi<sup>3</sup>, WANG Jili<sup>1</sup>, CHENG Lin<sup>1</sup>, WEN Jinyu<sup>2</sup>

(1. Northwest Branch of State Grid Corporation of China, Xi'an 710048, China; 2. State Key Laboratory of Advanced Electromagnetic Engineering and Technology (School of Electrical and Electronic Engineering, Huazhong University of Science and Technology), Wuhan 430074, China; 3. C-EPRI Electric Power Engineering Company Limited, Beijing 102200, China)

**Abstract:** Large-scale wind power access reduces the inertia level of a power system and increases the risk of transient power angle instability. Carrying out online warning of transient power angle stability before faults in power systems with wind power is essential to ensure their safety and stability. An online early warning method for the transient power angle stability of power systems with wind power based on critical inertia and anticipated faults is proposed. First, a theoretical analysis is used to obtain the inference that the power recovery process of a wind farm cannot be neglected for a short period of time after fault clearance, and an equivalent external characteristic model is established. A mathematical model is constructed based on the extended equal area rule to take into account the multi-stage characteristics of wind farms. Second, the critical equivalent inertia of the transient power angle stability of power systems with wind power is defined, and a practical solution is proposed by means of uniformly accelerated segmental equivalence. A transient critical-inertia index is then proposed to quantify the stability margin analysis and give a risk rating. Finally, the validity and applicability of the proposed method is verified by simulation using a four-machine two-area system with wind power access and an IEEE39 system as examples.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China "Intelligent Analysis and Control Theory and Algorithm of Data-knowledge Fusion Driven Low Inertia Power Grid Frequency Stability" (No. U22B20111).

**Key words:** wind power; transient power angle stability; critical inertia; anticipated faults; on-line warning; wide area measurements

**基金项目:** 国家自然科学基金项目“数据-知识融合驱动的低惯量电网频率稳定智能分析与控制理论及方法”资助(U22B20111); 国家电网公司总部科技项目“高比例新能源电力系统惯量和一次调频能力量化研究”资助(5100-202255328A-2-0-YS)

## 0 引言

暂态功角稳定性是电力系统安全稳定的重要问题之一<sup>[1]</sup>。由于系统失步进一步引发的大规模停电事故频频发生, 损失严重<sup>[2]</sup>。与此同时, 在“双碳”目标驱动下, 风电渗透率快速增大, 电网惯量特征发生变化, 使得含风电电力系统的暂态功角稳定问题日趋复杂<sup>[3-4]</sup>, 且其运行方式更加复杂多变, 电网的安全稳定运行面临严峻挑战。因此, 在遭受故障前, 基于稳态信息进行预想故障的暂态功角失稳风险在线预警, 具有重要意义与实践价值。

近年来, 以西北电网为代表的实际电网配备了广域测量系统(wide area measurement system, WAMS)和惯量在线监测系统, 为在线稳定研究提供了数据基础。系统的在线暂态功角稳定研究主要分为两个方面, 一方面是故障前基于预想故障的暂态稳定性在线预警, 另一方面是基于故障后信息的暂态稳定性在线预判<sup>[5]</sup>。目前, 现有大部分研究集中于后者, 预判方法主要划分为响应轨迹法<sup>[6]</sup>、人工智能法<sup>[7]</sup>和直接法<sup>[8]</sup>等。该方面研究依赖故障后的大量数据信息, 且在实际故障发生后实现判别。

本文中基于预想故障的暂态功角稳定在线预警, 如图 1 所示。由于故障前的有效信息有限, 预警模型的参数确定等方面存在困难。传统的预警方法为基于预想故障的时域仿真, 确定暂稳边界需要进行大量仿真, 然而随着系统网络结构愈加复杂, 仿真计算量巨大, 预警的快速性难以满足要求<sup>[9]</sup>。文献[10]提出了一种基于预期故障和静态工作点混合信息的深度学习模型, 能够在系统故障前预警暂态稳定性, 但需要大量历史数据进行训练, 对样本的依赖性强。直接法所包含的扩展等面积准则(extended equal area criterion, EEAC)通过模型驱动对预想故障的暂态功角稳定性进行量化评估, 并更好地为预防控制提供参考<sup>[11]</sup>, 快速性较好, 但该类方法在预想故障下的暂稳预警模型未计及风电接入的影响。

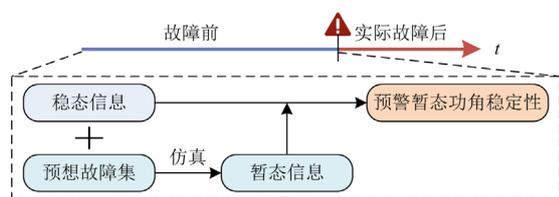


图 1 基于预想故障的暂态功角稳定在线预警

Fig. 1 On-line early warning of transient power angle stability based on anticipated faults

大规模风电接入对采用直接法进行暂态功角稳定预警的影响不可忽视。文献[12]深入研究风电接

入系统暂态功角稳定的机理, 分析得到风电接入对暂态稳定性既存在正面影响也存在负面影响。文献[13]通过 EEAC 建立风电场并入领前群的网络方程, 将风电场特性用时序变化的附加导纳表示, 定性分析了对暂态稳定的影响, 但没有量化暂态过程中风电场的具体导纳值。文献[14]统计风电在故障持续期间的全部导纳信息, 进而用平均值等效, 但没有充分考虑故障清除后的特性且缺乏稳定量化指标。

综上所述, 现有含风电电力系统暂态功角稳定的在线预警研究存在较少结合暂态信息、风电场暂态特性考虑不充分、缺乏实用性量化指标的不足, 无法实现在故障前准确、有效地预警失稳风险。因此, 有必要对风电场的暂态特性进行充分考虑并简化, 并提出实用性的量化预警方法。

针对上述问题, 本文结合预想故障下的少量仿真获得关键数据信息, 采用模型与数据融合驱动, 提出一种基于临界惯量和预想故障的含风电电力系统暂态功角稳定的在线预警方法。相比于现有方法, 计及风电场的同时大幅度降低仿真计算量, 提高了快速性与准确性, 且不需要大量历史数据与模型训练。通过对风电场在系统遭受故障前、中、后多阶段的等效外特性进行分析并简化, 构建了适用于含风电电力系统的暂态功角稳定分析数学模型; 进而提出了系统暂态临界惯量指数, 建立了惯量与暂稳的关系, 实现量化含风电电力系统暂态功角稳定裕度并划分风险等级; 最后通过仿真验证了所提含风电电力系统暂态功角稳定在线预警方法的有效性, 具有推广应用于实际工程的潜力。

本文的主要贡献如下:

1) 提出了一种基于临界惯量和预想故障的含风电电力系统暂态功角在线预警方法。预警流程包含离线仿真、临界惯量计算和风险预警 3 个部分, 通过结合预想故障下的少量仿真获得关键数据信息, 快速确定含风电系统 EEAC 模型的全过程参数, 大幅度降低仿真计算量。

2) 通过对风电场在系统遭受故障前、中、后多阶段的等效外特性进行理论分析, 得到在故障清除后短时间的功率恢复过程不能忽略的推论, 与传统将风电场视为恒定功率源的方法相比, 计及该恢复阶段特性能够有效提高预警模型的准确性且不会大幅度增加模型复杂度。

3) 定义了含风电系统暂态功角稳定的临界等效惯量, 通过对转子加速过程进行分段匀加速等效, 降低了临界惯量的求解难度与耗时。进一步提出了暂态临界惯量指数作为暂态功角稳定预警指标, 量

化了安全裕度并划分了4个失稳风险等级,具有工程应用价值。

### 1 基于临界惯量和预想故障的暂态功角稳定在线预警框架

惯量是系统稳定运行的重要保障,现有的惯量研究集中于频率稳定性分析与控制领域<sup>[15]</sup>,然而较少研究其与暂态功角稳定性的内在联系,但已有部分研究表明惯量的变化将对暂态功角稳定性产生影响<sup>[16-17]</sup>。

暂态功角稳定问题是同步机转子加速阶段与减速阶段的平衡性问题,而加速和减速阶段与转动惯量之间有密切联系,惯量越小,则加速阶段功角在一定时间内的变化越剧烈;反之,功角变化越小。若功角变化超过一定阈值,则减速阶段无法使转子恢复至原始状态,即暂态功角失稳。需要注意的是,暂态功角稳定问题的等效惯量以分群为前提计算<sup>[18]</sup>,与频率稳定问题的等效惯量存在区别。

基于上述理论分析,惯量与暂态功角稳定性具有紧密联系,据此进一步提出暂态功角稳定性的在线预警框架,如图2所示。

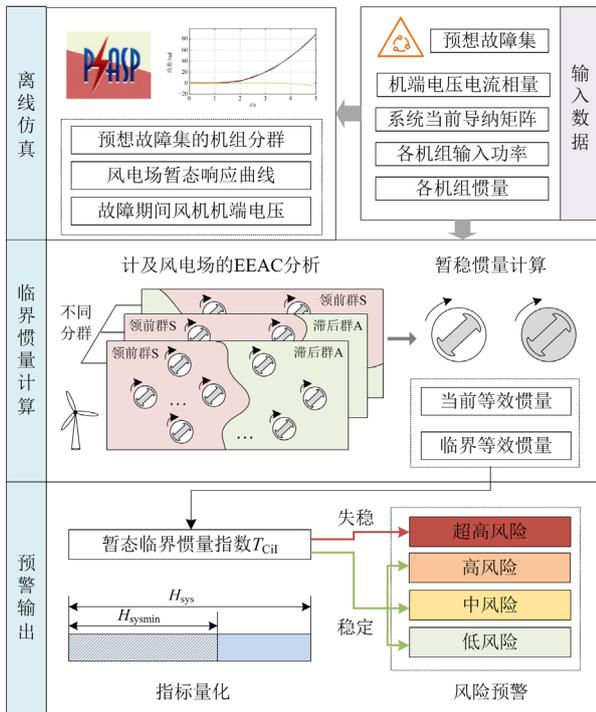


图2 基于临界惯量和预想故障暂态功角稳定在线预警框架  
Fig. 2 Online warning framework based on critical inertia and anticipated fault transient power angle stability

预警模型输入数据包括:惯量在线监测系统收集的各机组惯量、相量测量单元(phasor measurement

unit, PMU)采集的各同步机组机端电压和电流相量、系统当前运行的导纳矩阵、各机组的输入功率、根据理论研究及专家经验设立的预想故障集。

预警框架包含离线仿真、临界惯量计算和风险预警3个部分。

1) 离线仿真:当系统因开机方式改变等扰动过渡至某稳定运行状态时,基于输入的预想故障集,首先对每个预想故障进行一次离线仿真,该次仿真需发生功角失稳,故设置较长的故障清除时间,仿真3~5s即可得到有效的暂态数据,获得预想故障下的同步机组分群、风机暂态响应曲线和故障期间风机机端电压信息。

2) 临界惯量计算:针对某个预想故障,基于单次离线仿真获得的信息,通过改进的EEAC理论计算含风电电力系统故障前、故障持续中、故障清除后的电磁功率曲线,进一步求取系统等效极限切除角,进而计算系统在预想故障集下的临界等效惯量。

3) 风险预警:结合系统当前运行状态的等效惯量与临界等效惯量,计算暂态临界惯量指数,量化暂态功角稳定裕度并预警系统失稳风险。

### 2 含风电系统的暂态功角稳定性数学建模

#### 2.1 风电场不同阶段的等效外特性

风电机组与同步机的并网方式不同,风电机组通过背靠背变流器接入电网,自身不存在同步机组的功角稳定问题<sup>[19]</sup>,故含风电电力系统暂态功角稳定分析的对象依然为同步机组的功角,同时将风电的影响进行等效计入分析模型。

本文以双馈异步发电机(doubly fed induction generator, DFIG)为例,采用最大功率跟踪(maximum power point tracking, MPPT)控制。本文中不考虑故障期间的低电压穿越策略等附加控制,DFIG始终以最大捕获风能为有功参考值,转子侧变流器采取定子电压定向矢量控制,输出有功功率与无功功率解耦,输出有功功率 $P_s$ 近似与定子电压和转子 $d$ 轴电流成正比。

$$P_s = \frac{3}{2} \frac{L_m}{L_s} U_s i_{td} \quad (1)$$

式中: $L_m$ 和 $L_s$ 分别为DFIG定转子间互感和定子电感; $U_s$ 为定子电压大小; $i_{td}$ 为转子电流的 $d$ 轴分量。

风电场在故障前的惯量接近于0,故障后暂态过程的等效惯量特性最终将映射在功率变化上。因此,在整个过程中,风电场的外特性表现为注入功率源,可用负电阻 $r_{wf}$ 与负电抗 $x_{wf}$ 等效<sup>[20]</sup>为

$$\begin{cases} r_{WF} = -\frac{U_s^2}{P_{WF}} \\ x_{WF} = -\frac{U_s^2}{Q_{WF}} \end{cases} \quad (2)$$

式中,  $P_{WF}$  和  $Q_{WF}$  分别为风电场输出的有功功率和无功功率。

风电场在故障前、故障持续中、故障清除后各阶段的特性具有差异。因此, 根据不同阶段 DFIG 的外特性不同, 将 DFIG 进行分别等效。

同步机的转子加速阶段与减速阶段由机械功率与电磁功率决定。当未采取故障穿越策略时, 风机在故障期间不会主动响应提供无功功率<sup>[21]</sup>。因此, 针对暂态功角稳定的问题, 风电场输出无功功率的变化可以忽略, 重点讨论有功功率的等效, 如图 3 所示。

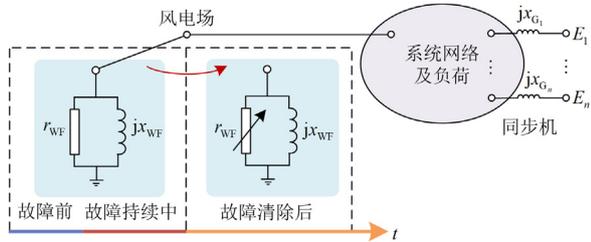


图 3 风电场分阶段的等效阻抗

Fig. 3 Equivalent impedance of wind farm in multiple stages

图 3 中:  $\dot{E}_i (i=1, \dots, n)$  为第  $i$  台同步发电机的等值电势;  $x_{G_i}$  为第  $i$  台发电机的同步电抗或暂态电抗。

#### 1) 故障前与故障持续期间

在故障前的稳态运行阶段, 短时间尺度下风速不变, 风电场输出功率恒定。故障持续初始阶段, 式(1)中由于定子电压跌落, 风电场输出有功功率骤降, 其降低的有功功率与同步机降低的电磁功率共同组成了功率不平衡量, 不平衡转矩使得同步机转子加速, 在该阶段风电场的功率变化对同步机转子的加速过程产生影响。与此同时, 在转子侧变流器外环的 PI 控制下,  $i_{td}$  参考值逐渐上升, 在一定时间内使 DFIG 有功输出恢复至参考值附近, 风电场对加速面积的影响减弱。尽管该阶段风电场降低的功率影响了加速度, 但转子相对转速由从 0 开始加速, 在有功恢复至参考值附近的有限时间内, 功角的增量较小, 对应于功角特性曲线中加速面积改变较小, 故对于暂态功角稳定性的影响较小。故障持续中后期阶段, 在转子侧变流器内外环的控制下输出有功已恢复至参考值附近。

根据上述分析, 故障前与故障持续期间, 视风电场有功功率恒定, 即等效电阻恒定。

$$P_{WFI} = P_{WFII} = P_{WFref} \quad (3)$$

式中:  $P_{WFI}$  和  $P_{WFII}$  分别为风电场故障前、故障持续中输出的有功功率;  $P_{WFref}$  为风电场 MPPT 控制输出的有功功率参考值。

#### 2) 故障清除后

故障清除时刻, 式(1)中定子电压突增,  $i_{td}$  仍维持在较大值, 造成风电场输出有功功率骤增, 清除后短时间内, 在转子侧变流器外环的 PI 控制下,  $i_{td}$  参考值逐渐下降, 风电场输出有功功率逐渐衰减至参考值附近, 将上述特性称为风电场暂态波动特性。故障清除后较长时间, 风电场输出的功率稳定为恒定值。

上述故障清除后短时间内, 风电场突增的功率影响同步机转子加速度, 且同步机转子已在故障期间的加速过程中获得较大的速度, 故在有功恢复至参考值附近的有限时间内, 功角的变化量较大, 对应于功角特性曲线中减速面积改变较大, 对暂态功角稳定性的影响不可忽略。因此, 该阶段有功功率变化, 其对应的等效电阻也发生变化。有功输出可表示为

$$P_{WFIII} = P_{WFref} + P_{WFA} \quad (4)$$

式中:  $P_{WFIII}$  为风电场故障清除后输出的有功功率;  $P_{WFA}$  为故障清除后短时间内衰减的等效附加功率。

附加功率用衰减指数函数表示为

$$P_{WFA} = k_{\Delta 1} P_{WFref} e^{-k_{\Delta 2}(t-t_c)}, t > t_c \quad (5)$$

式中:  $k_{\Delta 1}$ 、 $k_{\Delta 2}$  为待定系数, 由单次仿真的风电场功率曲线拟合确定参数;  $t_c$  为故障清除时刻。

由于故障衰减指数函数在故障清除时刻的初值与故障持续中、故障清除后的定子电压直接相关, 而与故障持续时间无关, 衰减速率则与控制器参数有关。因此, 该风电场特性对相同故障位置、相同故障类型的预想故障具有普遍适应性。

## 2.2 基于 EEAC 的含风电系统暂态稳定分析

根据 EEAC 理论<sup>[18]</sup>, 含风电系统遭受故障后, 各同步机组的功角发生摆动并逐渐划分为两个机群, 两个机群各自同步。受扰后功角摆动严重的机群为领前群, 另一机群为滞后群, 如图 4 所示。

同步机的惯量常用  $H = T_J / 2$  表示惯性时间常数, 单位为 s。  $T_J$  为空载电机在额定转矩下从静止到额定转速的时间<sup>[22]</sup>。

根据互补群惯量中心—相对运动变换, 定义领先群和滞后群的等值惯量分别为  $H_S$ 、 $H_A$ , 角速度为  $\omega_S$ 、 $\omega_A$  以及功角为  $\delta_S$ 、 $\delta_A$ 。其中等值惯量  $H_S$ 、 $H_A$  的求取需要由基准容量  $S_B$  进行归算。

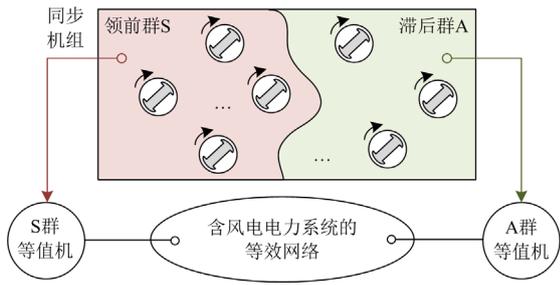


图4 含风电系统的同步机组分群等效

Fig. 4 Clustering of synchronous groups in power system with wind power

$$\begin{cases} H_S = \sum_{i \in S} H_i & H_A = \sum_{j \in A} H_j \\ \omega_S = \frac{\sum_{i \in S} H_i \omega_i}{H_S} & \omega_A = \frac{\sum_{j \in A} H_j \omega_j}{H_A} \\ \delta_S = \frac{\sum_{i \in S} H_i \delta_i}{H_S} & \delta_A = \frac{\sum_{j \in A} H_j \delta_j}{H_A} \end{cases} \quad (6)$$

式中,  $H_i$ 、 $H_j$ 、 $\omega_i$ 、 $\omega_j$ 、 $\delta_i$ 、 $\delta_j$  分别为领先群和滞后群中某机组的惯量、转速和功角。功角  $\delta$  可通过文献[23]的方法准确测量。

领先群和滞后群惯量中心的运动方程为

$$\begin{cases} 2H_S \frac{d^2 \delta_S}{dt^2} = \sum_{i \in S} (P_{mi} - P_{ei}) = P_{mS} - P_{eS} \\ 2H_A \frac{d^2 \delta_A}{dt^2} = \sum_{j \in A} (P_{mj} - P_{ej}) = P_{mA} - P_{eA} \end{cases} \quad (7)$$

式中:  $P_{mi}$ 、 $P_{ei}$  分别为领先群第  $i$  台发电机的机械功率和电磁功率;  $P_{mj}$ 、 $P_{ej}$  分别为滞后群第  $j$  台发电机的机械功率和电磁功率;  $P_{mS}$ 、 $P_{mA}$ 、 $P_{eS}$ 、 $P_{eA}$  分别为领先群和滞后群的等效机械功率和等效电磁功率。

$$\begin{cases} P_{ei}|_{i \in S} = E_i^2 G_{ii} + E_i \sum_{k \in S, k \neq i} E_k G_{ik} + \\ \quad E_i \sum_{l \in A} E_l [B_{il} \sin(\delta_S - \delta_A) + G_{il} \cos(\delta_S - \delta_A)] \\ P_{ej}|_{j \in A} = E_j^2 G_{jj} + E_j \sum_{l \in A, l \neq j} E_l G_{jl} + \\ \quad E_j \sum_{k \in S} E_k [B_{jk} \sin(\delta_A - \delta_S) + G_{jk} \cos(\delta_A - \delta_S)] \end{cases} \quad (8)$$

式中:  $E_i$ 、 $E_j$ 、 $E_k$ 、 $E_l$  为各发电机内电势, 可通过机端电压、电流计算得到[24];  $G_{ii}$ 、 $G_{jj}$  分别为领先群和滞后群的自电导;  $B_{il}$ 、 $G_{ik}$ 、 $G_{il}$ 、 $B_{jk}$ 、 $G_{jl}$ 、 $G_{jk}$  为不同节点间的互电纳。

在电纳矩阵  $Y$  收缩至仅保留发电机节点前已考

虑风电场等效的附加电纳, 风电场节点的自电导  $G_{iWF}$  和自电纳  $B_{iWF}$  可分别表示为

$$\begin{cases} G_{iWF} = \frac{r_{WF}}{r_{WF}^2 + x_{WF}^2} \\ B_{iWF} = -\frac{x_{WF}}{r_{WF}^2 + x_{WF}^2} \end{cases} \quad (9)$$

进一步等值为单机无穷大系统, 即

$$\begin{cases} 2H_{OMIB} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e \\ H_{OMIB} = H_T^{-1} H_S H_A \\ H_T = H_S + H_A \\ P_m = H_T^{-1} (H_A P_{mS} - H_S P_{mA}) \\ P_e = H_T^{-1} (H_A P_{eS} - H_S P_{eA}) \end{cases} \quad (10)$$

式中,  $H_{OMIB}$ 、 $P_m$  和  $P_e$  分别为单机无穷大系统的等效惯量、机械功率和电磁功率。

### 3 基于临界惯量的暂态稳定性量化预警方法

#### 3.1 系统当前等效惯量

暂态稳定性的等效惯量以分群为前提, 不同位置的故障会引起分群不同。针对不同的分群, 系统表示为不同的惯量, 在基准容量下的大小差距不具有可比性, 系统等效惯量需要在系统等效容量下才具有意义。因此, 以分群为基础, 定义系统暂态稳定性的等效容量  $S_{sys}$  为

$$S_{sys} = \frac{\sum_{i \in S} S_{Ni} \cdot \sum_{j \in A} S_{Nj}}{\sum_{i \in S} S_{Ni} + \sum_{j \in A} S_{Nj}} \quad (11)$$

式中,  $S_{Ni}$ 、 $S_{Nj}$  分别为  $S$  机群第  $i$  台发电机和  $A$  机群第  $j$  台发电机的额定容量。

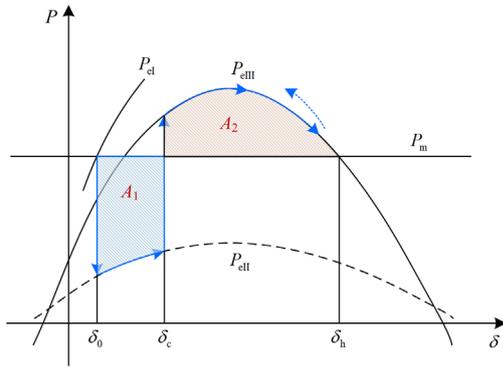
系统处于当前稳定运行时的等效惯量  $H_{sys}$  为

$$H_{sys} = H_{OMIB} \frac{S_B}{S_{sys}} \quad (12)$$

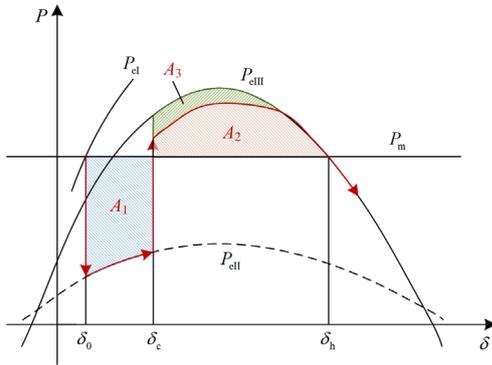
#### 3.2 含风电系统的临界等效惯量

系统遭受故障后, 受机械功率与电磁功率的相互作用, 转子经历的过程描述为如图5所示的多个阶段。稳定过程: 功角增大的加速阶段、功角增大的减速阶段、功角减小的减速阶段; 失稳过程: 功角增大的加速阶段、功角增大的减速阶段、功角增大的加速阶段。功角能够恢复稳定平衡点的条件是加速面积小于减速面积。

风电场接入系统后, 对故障清除后阶段的等效电磁功率的影响不可忽视, 故障清除后短期波动特性在功角特性曲线的映射如图5中面积  $A_3$  所示。



(a) 未考虑风电暂态波动功率



(b) 考虑风电暂态波动功率

图5 含风电电力系统的功角特性曲线

Fig. 5 Power angle characteristic curve of the system with wind power

加速面积用  $A_1$  表示为, 如式(13)所示。

$$A_1 = \int_{\delta_0}^{\delta_{cm}} (P_m - P_{eII}) d\delta \quad (13)$$

式中:  $\delta_0$ 、 $\delta_{cm}$  分别为等效初始功角与极限切除功角;  $P_{eII}$  为故障持续阶段的等效电磁功率。

风电暂态波动功率的减速面积用  $A'_2$  表示为

$$\begin{cases} A'_2 = A_2 - A_3 = \int_{\delta_{cm}}^{\delta_h} (P_{eII} - P'_{WFA} - P_m) d\delta \\ P'_{WFA} = k'_{\Delta 1} P_{WFA} e^{-k'_{\Delta 2} (\delta - \delta_c)}, \delta \geq \delta_c \\ k'_{\Delta 1} = P'_{WFA}(\delta_c) / P_{WFA} = [P_{eII}(\delta_c) - P'_{eII}(\delta_c)] / P_{WFA} \\ k'_{\Delta 2} = \frac{k_{\Delta 2} \Delta t_1}{\delta(t_c + \Delta t_1) - \delta_c} \end{cases} \quad (14)$$

式中:  $\delta_h$  为不稳定平衡点的等效功角;  $P_{eII}$  为故障清除后未考虑风电暂态波动功率的等效电磁功率;  $P'_{WFA}$  为风电暂态波动以功角为变量映射的等效电磁功率;  $k'_{\Delta 1}$ 、 $k'_{\Delta 2}$  为对应系数;  $P'_{eII}(\delta_c)$  为波动特性初始阻抗对应的电磁功率;  $\Delta t_1$  为固定时长, 可取 0.05~0.1 s,  $\delta(t_c + \Delta t_1)$  由  $P'_{eII} = P_{eII}$  近似求解获得。

考虑风电暂态波动功率后等面积准则为

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{cm}} (P_m - P_{eII}) d\delta = \int_{\delta_{cm}}^{\delta_h} (P_{eII} - P'_{WFA} - P_m) d\delta \quad (15)$$

系统自遭受故障至故障清除由继电保护装置动作实现, 故清除时间即继电保护动作时间, 时长较为固定。在固定清除时间的转子加速阶段中, 功角变化量与等效惯量相关。转子加速阶段的运动方程为

$$\begin{cases} \frac{d\omega}{dt} = \frac{(P_m - P_{eII}) S_B}{2H_{sys} S_{sys}} \\ P_{eII} = P_{eII} + P_{maxII} \sin(\delta - \gamma_{II}) \end{cases} \quad (16)$$

式中,  $P_{eII}$ 、 $P_{maxII}$ 、 $\gamma_{II}$  为电磁功率展开式中的常数。

在固定的清除时间下, 存在临界惯量  $H_{sysmin}$  使得功角在加速阶段结束时达到  $\delta_{cm}$ 。若  $H_{sys}$  小于  $H_{sysmin}$ , 则加速阶段结束时功角大于  $\delta_{cm}$ , 加速面积大于最大减速面积, 系统失稳; 若  $H_{sys}$  大于  $H_{sysmin}$ , 则加速阶段结束时功角小于  $\delta_{cm}$ , 加速面积小于最大减速面积, 系统稳定。因此, 临界惯量即为维持系统暂态功角稳定的最小等效惯量, 可作为量化系统暂态功角稳定性的指标。

$$\delta_{cm} = \delta_0 + \int_{t_0}^{t_c} \omega dt \quad (17)$$

由式(16)与式(17)可建立  $H_{sysmin}$  的关系式, 但无法直接求解, 本文采用分段近似线性的方法, 将加速阶段分段, 如图6所示。

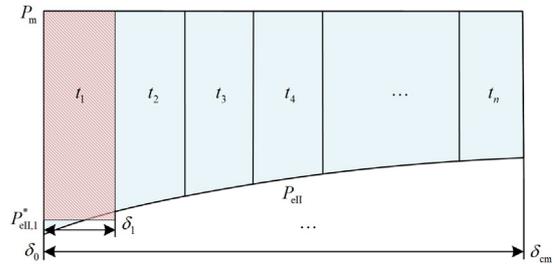


图6 加速阶段的分段等效

Fig. 6 Piecewise equivalent of the acceleration

将加速阶段分为  $n$  段, 每段的功角差  $\Delta\delta$ 、段末功角  $\delta_p$ 、段末电磁功率  $P_{eII,p}$ 、每段等效功率  $P_{eII,p}^*$  可分别表示为

$$\begin{cases} \Delta\delta = (\delta_{cm} - \delta_0) / n \\ \delta_p = \delta_0 + p\Delta\delta \\ P_{eII,p} = P_{eII} + P_{maxII} \sin(\delta_p - \gamma_{II}) \\ P_{eII,p}^* = (P_{eII,p-1} + P_{eII,p}) / 2 \end{cases} \quad (18)$$

式中,  $p = 1, 2, \dots, n$ 。

初始电磁功率  $P_{eII,0}$ 、初始转速  $\omega_0$  分别表示为

$$\begin{cases} P_{\text{ell},0} = P_{\text{cll}} + P_{\text{maxII}} \sin(\delta_0 - \gamma_{\text{II}}) \\ \omega_0 = 0 \end{cases} \quad (19)$$

每段等效电磁功率恒定, 即每段均为匀加速运动, 故分段时间  $t_p$  和段末转速  $\omega_p$  可逐段求解。

$$\begin{cases} t_p = \frac{-\omega_{p-1} + \sqrt{\omega_{p-1}^2 + \frac{(P_m - P_{\text{ell},p}^*)S_B \Delta \delta}{H_{\text{sys}} S_{\text{sys}}}}}{\frac{(P_m - P_{\text{ell},p}^*)S_B}{2H_{\text{sys}} S_{\text{sys}}}} \\ \omega_p = \frac{(P_m - P_{\text{ell},p}^*)S_B}{2H_{\text{sys}} S_{\text{sys}}} t_p + \omega_{p-1} \end{cases} \quad (20)$$

通过设置变步长迭代, 直至在等效惯量下故障清除时间  $t_{\text{II}}$  与预设清除时间  $t_c$  相等, 即该惯量为临界惯量  $H_{\text{sysmin}}$ 。

$$t_{\text{II}} = \sum_{p=1}^n t_p = t_c \quad (21)$$

### 3.3 暂态稳定量化指标与风险划分

本文定义暂态临界惯量指数(Transient Critical-inertia Index, TCil)为

$$T_{\text{Cil}} = \frac{H_{\text{sys}} - H_{\text{sysmin}}}{H_{\text{sys}}} \quad (22)$$

当  $T_{\text{Cil}} < 0$  时, 系统当前等效惯量小于临界等效惯量, 加速阶段的功角差超过极限切除角, 系统暂态功角失稳; 当  $T_{\text{Cil}} > 0$  时, 系统当前等效惯量大于临界等效惯量, 加速阶段的功角差小于极限切除角, 系统暂态功角稳定。  $T_{\text{Cil}}$  越小表示系统暂态功角稳定性越弱。

在实际系统中, 存在多种可能遭受的故障, 故障类型、位置、清除时间均不同, 因此根据故障严重程度、故障发生概率等构建预想故障集。

$$\varphi_F = \{F_1, \dots, F_q, \dots, F_{N_R}\} \quad (23)$$

式中:  $\varphi_F$  为设定的预想故障集;  $F_q$  为预想故障编号;  $N_R$  为预想故障集总数。

对于某运行工况下的区域电网, 整个系统的安全边界包含预想故障集的全部安全边界, 因此定义系统的暂态临界惯量指数  $T_{\text{Cilsys}}$  为

$$T_{\text{Cilsys}} = \min \{T_{\text{Cil}}\} \quad (24)$$

$$T_{\text{Cil}} = [T_{\text{Cil}F_1}, \dots, T_{\text{Cil}F_q}, \dots, T_{\text{Cil}F_{N_R}}] \quad (25)$$

式中:  $T_{\text{Cil}}$  为预想故障集下评估的暂态临界惯量指数向量;  $T_{\text{Cil}F_q}$  为系统遭受第  $q$  个预想故障下的暂态临界惯量指数。

本文将电力系统暂态功角稳定的多级安全预警风险划分为 4 个等级, 如表 1 所示。

系统运行状态处于低、中、高风险时, 表示系统在该预想故障下是稳定的, 但风险越高, 越接近失稳边界; 系统处于超高风险时, 表示系统在该预想故障下是失稳的, 需要及时采取调控手段改善系统运行状态。

表 1 暂态功角稳定预警风险划分

Table 1 Early warning risk division of transient power angle stability

暂态临界惯量指数	系统惯量状态	失稳风险划分
$T_{\text{Cil}} > C_2$	高惯量	低风险
$C_1 < T_{\text{Cil}} \leq C_2$	中惯量	中风险
$0 < T_{\text{Cil}} \leq C_1$	低惯量	高风险
$T_{\text{Cil}} \leq 0$	超低惯量	超高风险

其中,  $C_1$ 、 $C_2$  为阈值系数, 最新的国家标准《GB/T 40585-2021 电网运行风险监测、评估及可视化技术规范》<sup>[25]</sup>中告警区间为[0%, 10%), 进一步结合南方电网技术规范<sup>[26]</sup>中 I、II、III 级风险的边界划分整定  $C_1$  和  $C_2$  的取值。实际应用系统中划分预警风险的阈值系数应结合系统实际常见故障下的功角摆动情况来确定。

### 3.4 含风电系统暂态功角稳定在线预警流程

本文提出的含风电电力系统暂态功角稳定在线预警流程如图 7 所示。

该流程包含数据更新、离线仿真、临界惯量计算和风险预警 4 个部分。在线预警采用滚动更新方式, 当运行固定间隔(如 15 min)或经系统开机方式等扰动改变过渡至新的稳定状态时, 执行在线预警更新。基于在线数据进行预想故障集的离线仿真, 获得分群信息等需求数据。其次, 根据本文构建的含风电电力系统的暂态功角稳定性分析数学模型进行临界惯量计算, 进一步计算暂态临界惯量指数  $T_{\text{Cil}}$ 。最终, 进行风险划分与预警, 用于操作人员知悉系统运行失稳风险, 并及时采取措施。

## 4 算例分析

为了验证本文所提以临界惯量为衡量指标的含风电电力系统暂态功角稳定性预警方法, 分别在 Matlab/Simulink 平台上搭建双馈风电场接入的四机两区域系统和 IEEE39 系统仿真模型。其中, 同步发电机采用三阶模型, DFIG 模型包含机侧和网侧变流器, 机侧变流器采用 MPPT 控制, 双馈风电场采用多台额定功率为 2 MW 的单台 DFIG 聚合等值, 负荷采用恒阻抗模型, 系统模型参数见文献<sup>[27]</sup>。

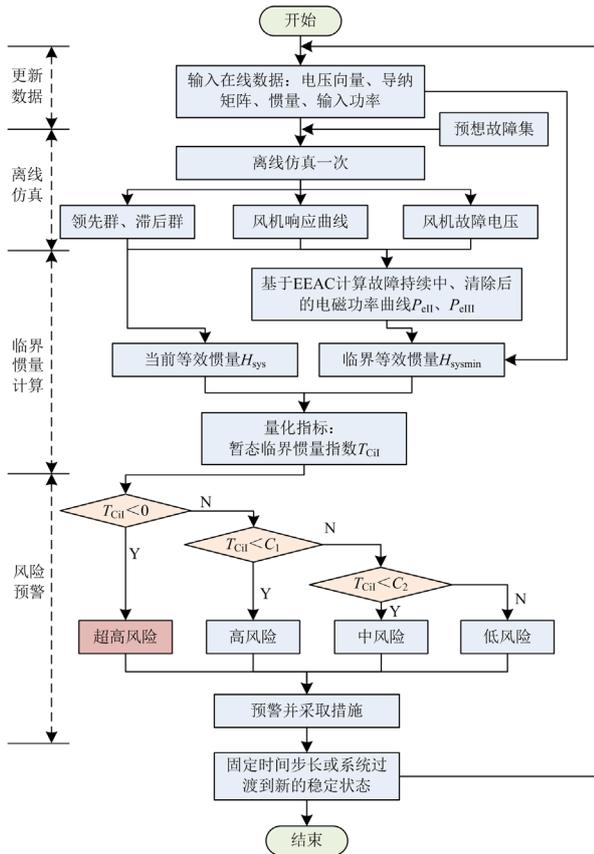


图 7 含风电电力系统暂态功角稳定的在线预警流程  
Fig. 7 Online warning process for transient power angle stability of power systems with wind power

算例系统基于 PMU 采集得到离散数据进行在线预警分析, PMU 采样频率为 100 Hz。系统处于某稳定运行状态时, 首先进行的单次离线仿真可确定该故障下的机组分群、风机暂态响应曲线和故障期间 DFIG 机端电压信息; 另外, 可辅助修正不同参数下的理论等效电磁功率曲线。根据电压等级不同, 国家标准规定的继电保护动作时间不同, 实际预想故障清除时间可由实际系统安全性与保守性灵活设定, 在此不作固定设置, 仅验证方法的正确性。

#### 4.1 风电场接入四机两区域系统

母线 6 接入额定功率为 300 MW 的双馈风电场, 通过变压器与同步发电机 G2 共同接入节点 5, 如图 8 所示。负载功率为 1700 MW, 风电渗透率为 17.65%。

预想故障的类型选择为最严重的三相金属性短路, 故障位置选择在联络线送端, 即联络线 8-9 近母线 8 节点处。故障发生时刻为 1 s, 预想故障持续一段时间后切除双回线路 8-9 中一条, 即故障清除阶段。

根据预想故障, 首先进行 3 s 的离线仿真, 确定以下信息: (1) 该故障下的领先群为同步发电机

G1 和 G2, 滞后群为 G3 和 G4; (2) 故障持续初始阶段风电场机端电压平均值为 0.49 p.u., 以便该阶段计算时将风电场由恒功率源转换为恒定阻抗; (3) 故障前、故障持续中、故障清除后 3 个阶段的风电场暂态响应特性如图 9 所示, 风电场的输出功率通过函数拟合, 获得式(5)中待定系数  $k_{\Delta 1} = 1.033$ 、 $k_{\Delta 2} = 13.78$ 。适用于当前工况下此故障位置处的预想故障。

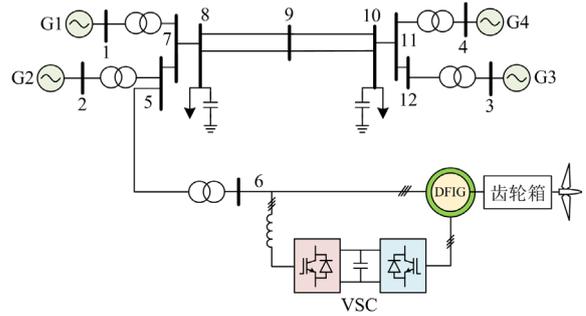


图 8 风电场接入四机两区域系统结构

Fig. 8 The 4-generator 2-area system with wind farm integrated

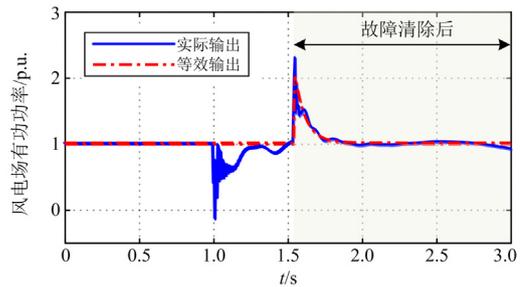


图 9 风电场的多阶段功率输出

Fig. 9 Multi-stage power output of wind farms

下面以系统临界稳定情况验证本文所提方法的有效性。在上述预设故障下, 当故障清除时间为 0.50 s 时, 各同步机组功角初始摆动出现一定的分离, 然后逐渐相互靠近, 最终系统暂态功角稳定, 如图 10(a) 所示; 当故障清除时间为 0.51 s 时, 各同步机组功角逐渐分离, 系统暂态功角失稳, 如图 10(b) 所示。

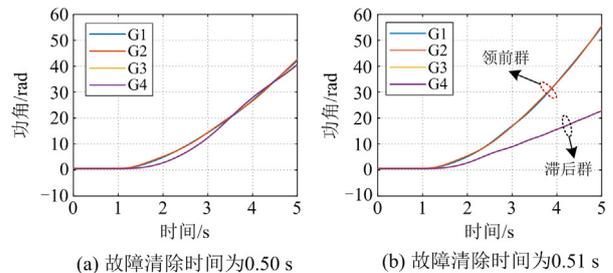


图 10 各机组功角摆动曲线

Fig. 10 Power angle swing curve of each unit

系统当前等效惯量  $H_{sys}$  由分群情况计算为 6.346 s。根据文献[25-26]，测试系统的风险划分阈值系数  $C_1$  和  $C_2$  分别取 0.10 和 0.40。文献[24]将风电场在故障清除后的全过程视为恒定功率源，即忽略了暂态波动特性。由 EEAC 分析的等效功角特性曲线如图 11 所示， $P_{eIII}$  和  $P'_{eIII}$  分别为故障清除阶段采用文献[21]的风电场等效模型和采用本文所提风电场等效模型的电磁功率理论计算曲线， $P_e$  为电磁功率实际曲线，区域面积  $A_3$  为风电场暂态波动特性所减少的减速面积。

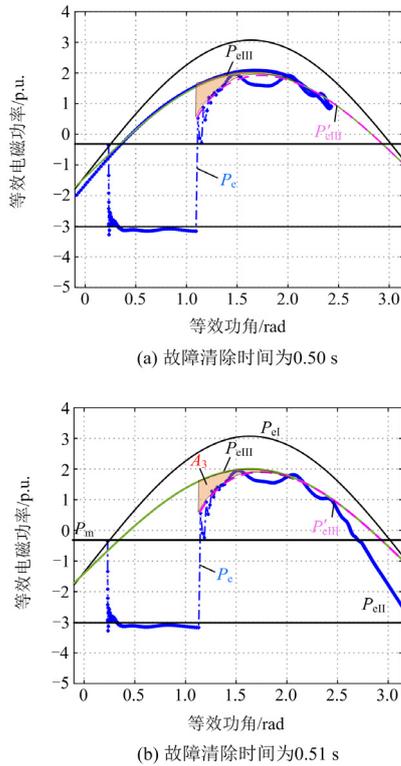


图 11 等效功角特性曲线

Fig. 11 Equivalent angle characteristic curve

风电场采用文献[21]等效模型， $t_c=0.50$  s 时系统临界惯量  $H_{sysmin}$  为 5.546 s， $T_{Cil}$  为 0.126，判定系统稳定，处于中风险状态； $t_c=0.51$  s 时  $H_{sysmin}$  为 5.768 s， $T_{Cil}$  为 0.091，判定系统稳定，处于高风险状态，系统的失稳漏判。风电场采用本文等效模型， $t_c=0.50$  s 时系统临界惯量  $H_{sysmin}$  为 6.334 s， $T_{Cil}$  为 0.002，判定系统稳定，处于高风险状态； $t_c=0.51$  s 时  $H_{sysmin}$  为 6.588 s， $T_{Cil}$  为 -0.038，判定系统失稳，处于超高风险状态，系统稳定性判断准确。因此，通过对比分析可知风电场的暂态波动特性不能忽略，并验证了本文所提风电场等效与预警方法的准确性。

为了进一步验证本文所提方法的可靠性，通过改变接入的 DFIG 数量，进而调整风电场的额定功率输出分别为 100 MW、300 MW、600 MW，并相应调整等值风机参数，调整后风电渗透率分别为 5.88%、17.65%、35.29%。在不同风电渗透率下进行暂态功角稳定性判别，判别结果如表 2 所示。由表 2 可知，若风电场采用文献[21]的等效方法，系统在不同渗透率下均存在漏判情况，本文所提风电场等效与用  $T_{Cil}$  判别指标的方法能够准确预警系统稳定情况，并根据系统惯量量化暂态功角稳定安全裕度。此外，由测试结果分析可知，随着互联系统送端风电渗透率的不断增大，风电接入对系统暂态功角稳定性的影响具有非单调性。

表 2 不同风电渗透率下稳定性预警结果

Table 2 Stability early warning results under different

wind power penetration rates

风电渗透率/%	预设清除时间 $t_c/s$	仿真结果	风电场采用文献[21]的等效模型		本文所提方法	
			$T_{Cil}$	状态	$T_{Cil}$	状态
5.88	0.40	稳定	0.366	稳定	0.300	稳定
	0.50	失稳	0.008	稳定	-0.09	失稳
	0.60	失稳	-0.42	失稳	-0.57	失稳
17.65	0.40	稳定	0.441	稳定	0.361	稳定
	0.50	稳定	0.126	稳定	0.002	稳定
	0.60	失稳	-0.25	失稳	-0.43	失稳
35.29	0.40	稳定	0.517	稳定	0.135	稳定
	0.50	失稳	0.245	稳定	-0.35	失稳
	0.60	失稳	-0.08	失稳	-0.94	失稳

#### 4.2 风电场接入 IEEE39 节点系统

在母线 3、4、16、17、18 分别接入额定功率为 200 MW 的双馈风电场，系统结构如图 12 所示。负载功率为 6150.5 MW，风电渗透率为 16.26%。

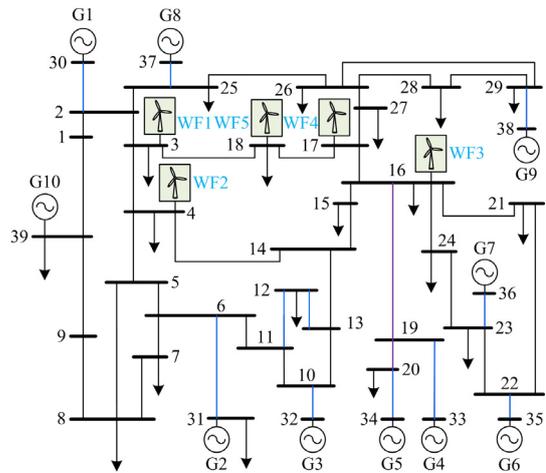


图 12 风电场接入 IEEE39 节点系统结构

Fig. 12 IEEE39 system with wind farm integrated

为了测试在不同故障位置的准确性, 预想故障位置分别设于各联络线始端, 故障清除即切除故障所在线路, 故障类型同样选择最严重的三相金属性短路。本文测试关注故障清除后所有机组均连接于同一系统的情况, 系统连接线路共 46 条, 不考虑 11 条变压器线路, 且忽略线路 16-19 和 19-20 切除后机组不互联的场景, 故测试线路共 33 条。故障信息如表 3 所示。

表 3 IEEE39 系统故障信息

Table 3 Fault information for IEEE39 system

故障 编号	线路 始端	线路 末端	故障 编号	线路 始端	线路 末端	故障 编号	线路 始端	线路 末端
F <sub>1</sub>	1	2	F <sub>12</sub>	6	11	F <sub>23</sub>	16	24
F <sub>2</sub>	1	39	F <sub>13</sub>	7	8	F <sub>24</sub>	17	18
F <sub>3</sub>	2	3	F <sub>14</sub>	8	9	F <sub>25</sub>	17	27
F <sub>4</sub>	2	25	F <sub>15</sub>	9	39	F <sub>26</sub>	21	22
F <sub>5</sub>	3	4	F <sub>16</sub>	10	11	F <sub>27</sub>	22	23
F <sub>6</sub>	3	18	F <sub>17</sub>	10	13	F <sub>28</sub>	23	24
F <sub>7</sub>	4	5	F <sub>18</sub>	13	14	F <sub>29</sub>	25	26
F <sub>8</sub>	4	14	F <sub>19</sub>	14	15	F <sub>30</sub>	26	27
F <sub>9</sub>	5	6	F <sub>20</sub>	15	16	F <sub>31</sub>	26	28
F <sub>10</sub>	5	8	F <sub>21</sub>	16	17	F <sub>32</sub>	26	29
F <sub>11</sub>	6	7	F <sub>22</sub>	16	21	F <sub>33</sub>	28	29

由于故障位置不同, 所对应的同步机组分群存在区别。在 33 个故障位置下存在两种分群, 并计算不同分群下的系统当前等效惯量, 如表 4 所示。其中, 故障 F<sub>29</sub> 的分群随时间变化, 在故障清除后阶段 I(0.5 s 内)、阶段 II(0.5~1.5 s 内)、阶段 III(1.5 s 后)的分群均不同, 因此首次仿真时间设置 3 s 及以上, 有效避免了分群错误。

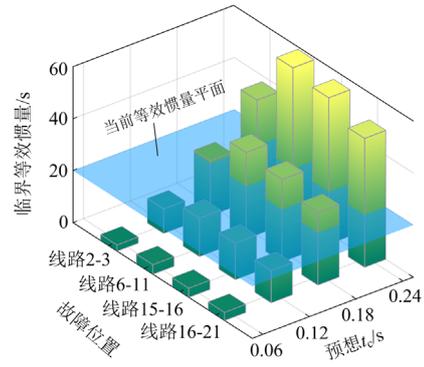
表 4 不同故障位置下的机组分群

Table 4 Clustering of synchronous groups with different fault locations

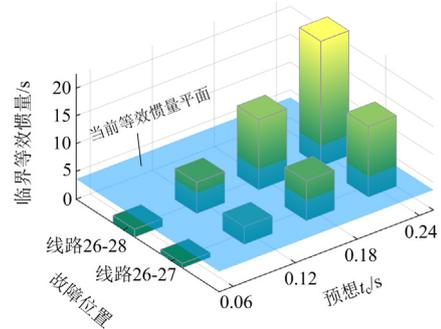
分群类型	数量	故障编号	领先群	滞后群	$H_{sys}/s$
1	29	F <sub>1</sub> —F <sub>29</sub>	G1—G9	G10	20.066
2	4	F <sub>30</sub> —F <sub>33</sub>	G2—G9	G1、G10	3.664

针对不同的分群, 系统分别在分群 1 与分群 2 中选择发生概率较大的故障作为预想故障, 如图 13 所示。图 13 中表示了系统当前运行等效惯量平面与不同故障位置、清除时间对应的维持系统稳定的临界等效惯量。以分群类型 2 中的线路 26-28、线路 26-27 为例, 在不同故障持续时间下的临界等效惯量如图 13(b)所示, 线路 26-28 在故障清除时间为 0.06 s 时以及线路 26-27 在故障清除时间为 0.06 s、0.12 s 时对应临界等效惯量低于当前等效惯量, 即表示  $T_{Cil} > 0$ , 系统发生该预想故障时不会发生暂态功角失稳; 在图示其他情况下, 临界等效惯量高于

当前等效惯量, 即表示  $T_{Cil} < 0$ , 会发生暂态功角失稳。分群类型 1 的预想故障分析类似。



(a) 分群1的预想故障



(b) 分群2的预想故障

图 13 不同预想故障下的当前与临界等效惯量

Fig. 13 Current and critical equivalent inertia under different anticipated faults

以故障清除时间分别为 0.06 s、0.12 s、0.18 s、0.24 s, 采用本文所提方法遍历测试系统不同故障位置下的稳定情况, 并划分预警风险, 与实际仿真结果进行比较, 测试结果如表 5 所示。采用本文方法在 132 个测试样本中, 准确判断 127 个, 漏判 4 个, 误判 1 个, 准确率为 96.2%。考虑实际应用的保守性, 若将  $T_{Cil}$  划分为高风险的测试样本视为失稳, 则系统准确判稳 131 个, 误判 1 个, 准确率为 99.2%。因此, 在实际应用中考虑适度的保守性进行风险状态的划分, 对暂态功角稳定预警的准确性具有提升效果。

表 5 双馈风机接入 IEEE39 节点系统测试结果

Table 5 Test results of doubly-fed wind farm connected to IEEE39 system

预想 $t_c/s$	本文方法预警风险划分				判稳准 准确率/%	高风险视为失 稳的准确率/%
	低	中	高	超高		
0.06	30	1	0	2	96.9	96.9
0.12	17	8	1	7	93.9	100
0.18	2	3	2	26	96.9	100
0.24	0	0	1	32	96.9	100

## 5 结论

本文提出了一种基于临界惯量与预想故障的含风电电力系统暂态功角稳定预警方法,并通过含风电接入的四机两区域系统和 IEEE39 系统进行了仿真验证,相关结论如下:

1) 提出了基于临界惯量与预想故障的含风电电力系统暂态功角稳定预警方法,该方法结合预想故障下的少量仿真数据即可确定分群、风电场暂态响应及机端电压,因此可大幅度降低仿真计算量。

2) 故障清除后短时间内,风电场输出功率突增并在转子侧变流器外环的 PI 控制下逐渐恢复,此过程同步机转子速度较大,因此该阶段的风电场暂态波动特性对暂态功角稳定的影响不能忽略,分析与测试结果表明考虑该特性建立的等效外特性模型提高了预警准确性。

3) 在固定故障清除时间的转子加速阶段中,功角变化量取决于等效惯量,因此所提临界等效惯量能够表示含风电电力系统暂态功角稳定边界,进一步提出的暂态临界惯量指数可以量化系统失稳风险。

4) 算例系统测试表明,所提暂态临界惯量指数的量化指标实现了 96.2% 的判稳准确率,且计及安全裕度的保守性,将高风险视为失稳状态,可使判稳准确率进一步提升至 99% 以上。

下一步研究工作是以实际大电网为例,研究所提量化分析与预警方法在实际系统中的适用性,进一步提升实际应用价值。

## 参考文献

- [1] CHENG S, YU Z, LIU Y, et al. Power system transient stability assessment based on the multiple paralleled convolutional neural network and gated recurrent unit[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2022, 7(3): 586-601.
- [2] 严道波, 文劲宇, 杜治, 等. 2021 年得州大停电事故分析及其对电网规划管理的启示[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(9): 121-128.  
YAN Daobo, WEN Jinyu, DU Zhi, et al. Analysis of Texas blackout in 2021 and its enlightenment to power system planning management[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(9): 121-128.
- [3] 周泓宇, 姚伟, 左文平, 等. 海上风电直流单极接地故障下容错运行的组网方案与控制[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(13): 4835-4848.  
ZHOU Hongyu, YAO Wei, ZUO Wenping, et al. Grid forming scheme and control for fault-tolerant operation of offshore wind power under DC unipolar grounding fault[J]. Proceeding of the CSEE, 2022, 42(13): 4835-4848.
- [4] 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.
- [5] 周艳真, 吴俊勇, 冀鲁豫, 等. 基于两阶段支持向量机的电力系统暂态稳定预测及预防控制[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(1): 137-147.  
ZHOU Yanzhen, WU Junyong, JI Luyun, et al. Two-stage support vector machines for transient stability prediction and preventive control of power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(1): 137-147.
- [6] 黄丹, 孙华东, 周勤勇, 等. 基于响应轨迹最大李雅普诺夫指数动态特征的暂态稳定在线监测[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(4): 48-55.  
HUANG Dan, SUN Huadong, ZHOU Qinyong, et al. Online monitoring of transient stability based on largest Lyapunov exponent dynamic characteristics of response trajectory[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(4): 48-55.
- [7] 胡伟, 郑乐, 闵勇, 等. 基于深度学习的电力系统故障后暂态稳定评估研究[J]. 电网技术, 2017, 41(10): 3140-3146.  
HU Wei, ZHENG Le, MIN Yong, et al. Research on power system transient stability assessment based on deep learning of big data technique[J]. Power System Technology, 2017, 41(10): 3140-3146.
- [8] 朱轸伦, 罗焯锋, 高强, 等. 基于 LSTM 的电力暂态稳定在线评估及预测研究[J]. 电网与清洁能源, 2021, 37(3): 38-46.  
ZHU Yilun, LUO Yefeng, GAO Qiang, et al. Research on online assessment and prediction of power system transient stability based on LSTM[J]. Power System and Clean Energy, 2021, 37(3): 38-46.
- [9] KUNDUR P, PASERBA J, AJJARAPU V, et al. Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2004, 19(3): 1387-1401.
- [10] REN J, CHEN J, SHI D, et al. Online multi-fault power system dynamic security assessment driven by hybrid information of anticipated faults and pre-fault power flow[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2022, 136: 107651.
- [11] 鲍颜红, 徐泰山, 许立雄, 等. 暂态稳定预防控制及极限功率集群计算[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(1): 32-35.  
BAO Yanhong, XU Taishan, XU Lixiong, et al. Cluster computing mode for transient stability-constrained preventive control implementation and total transfer capability calculation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(1): 32-35.
- [12] 盛四清, 俞可, 张文朝, 等. 大规模风电并网对送端系

- 统功角稳定的影响研究[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(6): 82-90.
- SHENG Siqing, YU Ke, ZHANG Wenchao, et al. Influence of large-scale wind power grid connection on the power angle stability of the sending end system[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(6): 82-90.
- [13] 林俐, 杨以涵. 基于扩展等面积定则的含大规模风电场电力系统暂态稳定性分析[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(12): 105-110.
- LIN Li, YANG Yi-han. Analysis of transient stability of power system including large scale wind power based on the extended equal area rule[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(12): 105-110.
- [14] 姜惠兰, 吴玉璋, 周照清, 等. 含双馈风力发电场的多机系统暂态功角稳定性分析方法[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(4): 999-1005.
- JIANG Huilan, WU Yuzhang, ZHOU Zhaoqing, et al. A method to analyze the transient angle stability of multi-machine system with DFIG-based wind farm[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(4): 999-1005.
- [15] 李东东, 刘强, 徐波, 等. 考虑频率稳定约束的新能源电力系统临界惯量计算方法[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(22): 24-33.
- LI Dongdong, LIU Qiang, XU Bo, et al. New energy power system critical inertia estimation method considering frequency stability constraints[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(22): 24-33.
- [16] 朱雪琼, 薛禹胜, 黄天罡. 机组惯量对暂态功角稳定性影响的复杂性[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(17): 72-77.
- ZHU Xueqiong, XUE Yusheng, HUANG Tiangan. Complexity of influence of generator inertia on transient angle stability[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(17): 72-77.
- [17] 王佳丽, 刘涤尘, 廖清芬, 等. 基于暂态能量的电力系统切机控制措施[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(10): 1-9.
- WANG Jiali, LIU Dichen, LIAO Qingfen, et al. Generator tripping strategy based on transient energy of power system[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(10): 1-9.
- [18] XUE Y, VAN C T, RIBBENS-PAVELLA M. Extended equal area criterion justifications, generalizations, applications[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1989, 4(1): 44-52.
- [19] 李晓栋, 徐政, 张哲任. 含非同步机电源交流电网暂态稳定性的电磁暂态仿真研究[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(9): 57-63.
- LI Xiaodong, XU Zheng, ZHANG Zheren. Electromagnetic transient simulation study on transient stability of AC power grid with non-synchronous machine sources[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(9): 57-63.
- [20] 于强, 孙华东, 汤涌, 等. 双馈风电机组接入对电力系统功角稳定性的影响[J]. 电网技术, 2013, 37(12): 3399-3405.
- YU Qiang, SUN Huadong, TANG Yong, et al. Impact on angle stability of power system with doubly fed induction generators connected to grid[J]. Power System Technology, 2013, 37(12): 3399-3405.
- [21] 魏孝卿, 唐飞, 张童彦, 等. 高比例风电接入场景下失稳预判与关键支路初筛方法研究[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(18): 6740-6752.
- WEI Xiaoqing, TANG Fei, ZHANG Tongyan, et al. Research on instability prediction and key branches primary screening method under high proportion of wind power integrated situation[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(18): 6740-6752.
- [22] 周涛, 刘子诚, 陈中, 等. 异步电机频率支撑能力分析及其等效惯量评估[J]. 电力工程技术, 2022, 41(4): 18-24, 107.
- ZHOU Tao, LIU Zicheng, CHEN Zhong, et al. Frequency support capacity of asynchronous motor and its equivalent inertia evaluation[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(4): 18-24, 107.
- [23] IEEE standard for synchrophasor measurements for power systems: IEEE Std. C37.118.1—2011[S]. 2011.
- [24] 王茂海, 齐霞. 计及磁饱和的同步发电机内电势幅值测量方法[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(6): 134-138.
- WANG Maohai, QI Xia. Measurement method of potential amplitude in synchronous generator considering magnetic saturation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(6): 134-138.
- [25] 电网运行风险监测、评估及可视化技术规范: GB/T 40585—2021[S]. 北京: 中国标准出版社, 2021.
- [26] 中国南方电网有限责任公司. 南方电网运行安全风险量化评估技术规范: Q/CSG 11104002—2012[S]. 2012.
- [27] 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): 4077-4088.
- 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): 4077-4088.

收稿日期: 2022-11-15; 修回日期: 2023-02-14

作者简介:

张 钢(1988—), 男, 博士, 高级工程师, 研究方向为电力系统安全稳定控制; E-mail: gzhang110@126.com

宗启航(1999—), 男, 通信作者, 博士研究生, 研究方向为高比例新能源系统的暂态稳定性分析与控制; E-mail: qh\_zong@hust.edu.cn

姚 伟(1983—), 男, 教授, 博士生导师, 研究方向为含高比例新能源的交直流电力系统的稳定性分析与控制等。E-mail: w.yao@hust.edu.cn

(编辑 许 威)