# 直驱风电场实用化等值方法

齐金玲,李卫星,晁璞璞,李志民 (哈尔滨工业大学 电气工程及自动化学院,黑龙江 哈尔滨 150001)

摘要:建立能够准确模拟风电场暂态响应的等值模型是进行大规模风电并网研究的基础。利用从实测数据 中提取出的低电压穿越响应曲线,对直驱风电机组的故障响应特性进行详细解析。然后,对风电机组在不同 风速下的有功暂态响应进行研究,依据响应的差异性,初步确定机群划分原则。随后,进行多组电压跌落实 验,从实用化的角度出发,兼顾等值精度和计算效率,探讨并确定合适的分割点,提出了计及低电压穿越全过 程暂态响应的直驱风电场三机等值方法。最后,通过多组实测风速数据,验证了所提等值方法对不同风速场 景和不同电压跌落状况的适应性。所提方法仅需通过简单的计算即可获得分群指标,避免对聚类算法的依 赖,工程实用性好。

关键词:直驱风电场;动态等值模型;低电压穿越;分群 中图分类号:TM 614 文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202205039

# 0 引言

大力发展新能源,加快构建新型电力系统是实现碳达峰、碳中和目标的基础。随着新能源发电系统在电网中占比的不断增加,其对电力系统安全稳定运行的影响也日益严重<sup>[1-2]</sup>。为了研究大规模风电并网的运行特性,需要建立合适的仿真模型<sup>[3]</sup>。对风电场内每台风电机组进行建模,可以准确地反映风电场的响应特性,但模型阶数过于庞大,严重影响计算效率,无法满足大规模风电场的并网仿真需求<sup>[4]</sup>。因此,亟需对风电场进行等值研究。

风电场等值方法可以分为单机等值和多机等 值。单机等值将整座风电场等值为1台风电机组, 其容量为所有风电机组的总和<sup>[5-7]</sup>。该方法可显著 降低风电场模型的复杂度,大幅提高计算速度,但忽 略了机组间运行状态的差异,往往等值精度较低。 多机等值法按照预定的分群原则,将具有相同或相 近响应特性的风电机组进行归类,采用多台等值风 电机组来表征整座风电场,此方法中确定合理的分 群指标是关键。

文献[8]考虑尾流效应,将具有相同风速的风电 机组分为一群,但在风速分布较分散时,分群数往往 过多。文献[9]根据风电机组的地理位置,将同排或 同列机组分为一群。然而,当同排或同列机组间风 速差异大时,该方法可能会带来较大的等值误差。 文献[10]认为变流器电流限幅环节的动作特性主导 直驱风电机组的动态行为,并据此提出基于变流器

收稿日期:2021-10-10;修回日期:2022-02-27 在线出版日期:2022-05-07

基金项目:国家重点研发计划项目(2017YFB0902000) Project supported by the National Key Research and Development Program of China(2017YFB0902000) 限幅环节动作时间的分群方法,但未考虑故障期间 变流器切换至低电压穿越LVRT(Low Voltage Ride-Through)控制策略这一重要因素。文献[11]考虑了 不同LVRT控制策略对风电机组动态行为的影响, 提出了通过倍乘等值确定等值机数量的方法,但分 群数多,模型不够简化。文献[12]指出故障期间达 到电流限幅值的直驱风电机组具有相同的响应特 性,可以聚合为一群,而未达到电流限幅值的风电机 组,其输出电流随风速变化而变化,需要进行分群等 值,但未给出具体的分群方法。文献[13-18]将1个 或多个表征机组运行状态的特征量作为分群指标, 例如风速、风电机组地理位置、卸荷电路动作状态、 有功功率、无功功率、相电流有效值、机端电压、桨距 角动作情况、电磁转矩、转子转速等,并结合聚类算 法对风电机组进行分群。这种方法通常等值精度很 高,但计算复杂,给工程应用带来了困难。为此,文 献[19]提出根据故障期间直流电压动态响应的差 异,对直驱风电场进行分群。该方法无需依赖聚类 算法,计算量小,但未考虑故障清除后风电机组的功 率恢复过程。

针对目前已有等值方法存在的工程实用性不 足、LVRT特性考虑不全面的问题,本文提出计及 LVRT特性的直驱风电场实用化分群方法。首先,基 于从实测数据中提取出的LVRT响应曲线,对直驱 风电机组的故障响应特性和控制策略进行解析。在 此基础上,分析风电机组在不同风速下的有功暂态 响应特性,根据曲线的聚群特性,初步识别出分割 点。然后,通过对比不同电压跌落场景下等值模型 的等值效果,进一步探明有效的分割点,提出直驱风 电场实用化分群策略,构建直驱风电场三机等值模 型。最后,采用多组实测风速数据,对所提等值模型 进行有效性验证。

#### 1 直驱风电机组LVRT特性解析

本文对直驱风电机组进行了大量的LVRT测试,部分测试结果见附录A图A1。由测试曲线分析风电机组的故障响应特性并提取共性特征,得出了附录A图A2所示的通用LVRT响应曲线。该曲线可以描述故障期间风电机组的无功支撑行为、故障清除后有功功率的斜率恢复过程、故障清除后无功功率的持续支撑及斜率恢复过程等。值得说明的是,不同厂家或不同型号的风电机组,其暂态响应不尽相同,附录A图A2中的各个阶段不是必须全部包含在模型中,通过调整相应阶段的参数(有功延时t<sub>delay\_P</sub>、有功恢复速率r<sub>P</sub>、有功限幅值P<sub>delay\_im</sub>、无功延时t<sub>delay\_Q</sub>、无功支撑Q<sub>supp</sub>、无功恢复速率r<sub>Q</sub>),该响应曲线可以灵活地模拟不同风电机组的LVRT响应。表1 给出了风电机组在LVRT过程的控制原则。

表1 LVRT 全过程的控制原则

Table 1 Control principles in complete LVRT processes

叶仍	控制原则				
的权	有功功率	无功功率			
$(0,t_1),(t_7,+\infty)$	正常	通常为0			
$\begin{bmatrix} t_1, t_3 \end{bmatrix}$	无功优先	无功支撑			
$(t_3, t_4]$	有功延时恢复				
$(t_4, t_7]$	有功斜率恢复				
$(t_3, t_5]$		无功支撑			
$(t_5, t_6]$		无功斜率恢复			

由图 A2 可知: $t_1$ 时刻电压由稳态值跌落至0.9 p.u.,风电机组发生低电压故障; $t_2$ 时刻故障清除,电 压开始恢复; $t_3$ 时刻电压恢复至0.9 p.u.,风电机组检 测到故障清除。为便于叙述,将[ $t_1,t_2$ )称为电压跌 落期间,[ $t_2,t_3$ ]称为电压恢复期间,[ $t_1,t_3$ ]称为故障 期间。故障期间,风电机组根据并网标准要求优先 提供无功功率<sup>[20]</sup>,无功电流参考值 $i_{qref_fault}$ 可以表 示为;

$$i_{qref_{fault}} = -k(0.9 - u_g)I_n \tag{1}$$

式中:k为无功支撑系数,本文取1.5;u<sub>g</sub>为电网电压; I<sub>n</sub>为风电机组额定电流。

受变流器容量限制,电压跌落期间风电机组的 有功电流参考值*i*<sub>dref faul</sub>可以表示为:

$$i_{dref_{fault}} = \min\left(i_{dref_{normal}}, \sqrt{I_{max}^2 - i_{qref_{fault}}^2}\right) = \min\left(k_{Pude}\left(u_{deref} - u_{de}\right) + k_{Iude}\int\left(u_{deref} - u_{de}\right) dt, \sqrt{I_{max}^2 - i_{qref_{fault}}^2}\right)$$
(2)

式中: $u_{dc}$ 和 $u_{deref}$ 分别为直流电压及其参考值; $k_{Pude}$ 、  $k_{Iude}$ 分别为直流电压外环的比例、积分系数; $i_{dref_normal}$ 为稳态运行时风电机组的有功电流参考值; $I_{max}$ 为变 流器最大允许电流,本文取1.2 p.u.。

t2时刻电压开始恢复,无功指令降低,有功功率

增加。为了降低电压恢复时刻(t,时刻)风电机组功 率突变对机组和电网的冲击,当前的直驱风电机 组通常会限制故障清除后的有功限幅值 P<sub>delay lim</sub>和 有功恢复速率r<sub>p</sub>。因此,直驱风电机组的有功恢复 呈现分段特性,即在t,时刻后,随着电压的恢复,有 功功率由故障期间的稳态值先恢复至有功限幅值  $P_{\text{delay lim}}$ ,在经过了短暂的有功延时 $t_{\text{delay } P}$ 后,按照预设 的有功恢复速率r,恢复至有功稳态值P0。值得注意 的是,如果风电机组的稳态有功功率小于 $P_{delav lim}$ 或 故障期间的稳态有功功率大于P<sub>delav lim</sub>,则该限制(即  $P_{\text{delay_lim}} 和 r_p$ )不起作用,有功功率可直接恢复至 $P_{00}$ 这2种情况分别对应稳态功率较小和电压跌落较轻 时有功降低较少的风电机组,这些风电机组的有功 变化幅度小,其恢复过程对电网的冲击也小,因此可 不对有功恢复过程加以限制。综上,电压恢复期间 风电机组的有功功率Pree可以表示为:

$$P_{\text{rrec}} = \begin{cases} P_0 \quad P_0 < P_{\text{delay_lim}} \ \overline{\mathfrak{g}} \ P(t_2) > P_{\text{delay_lim}} \\ \min \left( u_{\text{g}} \left[ k_{\text{Pudc}} \left( u_{\text{deref}} - u_{\text{dc}} \right) + k_{\text{Iudc}} \int \left( u_{\text{deref}} - u_{\text{dc}} \right) dt \right], \\ P_{\text{delay_lim}} \right) \quad P_0 \ge P_{\text{delay_lim}} \ \underline{\mathbb{H}} \ P(t_2) \le P_{\text{delay_lim}} \\ \end{cases}$$

$$(3)$$

式中: $P(t_2)$ 为 $t_2$ 时刻的有功功率。在故障恢复期间 ( $(t_3, t_7]$ ):当 $P_0 < P_{delay_{lim}}$ 或 $P(t_2) > P_{delay_{lim}}$ 时,有功功 率 $P_{rrec} = P_0$ ;当 $P_0 > P_{delay_{lim}} \perp P(t_2) < P_{delay_{lim}}$ 时,有功功 率 $P_{rrec}$ 的表达式见式(4)。

$$P_{\text{rrec}} = \begin{cases} P_{\text{delay_lim}} & t_3 < t \le t_4 \\ P_{\text{delay_lim}} + r_P(t - t_4) & t_4 < t \le t_7 \end{cases}$$
(4)

故障清除后,风电机组的无功功率可直接恢复 至故障前的无功稳态值 Q<sub>0</sub>,也可以继续提供一段时 间 t<sub>delay\_Q</sub>的无功支撑 Q<sub>supp</sub>,再切换回无功外环控制。 类似地,为避免切换过程对电压造成冲击,一些类型 的风电机组也会限制无功恢复速率r<sub>Q</sub>。不同厂家或 不同型号的风电机组提供的无功支撑 Q<sub>supp</sub>、无功延 时 t<sub>delay\_Q</sub>及无功恢复速率r<sub>Q</sub>不尽相同,限于篇幅,本 文不再展开论述。

基于上述分析,在PSCAD/EMTDC中搭建了直 驱风电机组的仿真模型,并采用我国某实际风电场 的1.5 MW风电机组的实测数据与模型仿真结果进 行了对比。风电机组参数如附录A表A1所示,大功 率输出(风电机组的有功功率P满足P>0.9 p.u.)和 小功率输出(0.1 p.u<P<0.3 p.u.)时的对比结果分别 如附录A图A3、A4所示。由图可知,在2种工况下, 所建立的模型均与实际风电机组具有一致的响应特 性,从而验证了模型的有效性。

### 2 直驱风电机组的聚群特性

风电场多机等值的关键在于根据风电机组在不同工况下的暂态响应,识别出具有相似响应特性的机组,确定合理的分群指标。风电机组输出的暂态响应包括电压、电流、有功和无功功率,其中有功和无功功率是电压和电流的综合效果。由第1节分析可知,风电机组在LVRT过程的无功响应取决于控制策略、机端电压和故障前稳态值Q<sub>0</sub>(通常为0)。同一型号的直驱风电机组采用的控制策略相同,且场站内机组间电压比较接近<sup>[12]</sup>,因此根据其无功响应特性寻找分割点意义不大。而有功功率不仅取决于控制策略、机端电压,更主要的影响因素是风速。由于大型风电场中的风速分布通常较分散,从而导致机组间有功响应差异大,适宜以有功暂态响应为切入点,研究风电机组的聚群特性,寻找标志性的分割点进行机群划分。

当电压发生深度跌落时,风电机组的暂态响应 波动较大,对系统造成的冲击强<sup>[21]</sup>,因此在进行大规 模风电并网分析时,通常更关心电压深度跌落场景 下的暂态响应。由第1节的分析可知,当电压发生 深度跌落时,故障清除后风电机组的有功功率和有 功恢复速率会被限制,而在电压跌落程度较浅时,该 限制可能不起作用,即当电压发生深度跌落时,与传 统未考虑恢复过程时和电压跌落程度较浅时相比, 风电机组的有功暂态响应存在明显差异。为此,本 节分析直驱风电机组在电压发生深度跌落时,不同 风速下的有功暂态响应特性。

设0.9 s时风电机组出口发生短路故障,0.15 s 后故障清除,风电机组在电压跌落至0.2 p.u.时的 有功暂态响应如附录 B 图 B1 所示。图中每条曲 线对应1个风速下的有功响应,风速变化范围为 切入风速4.5 m/s至切出风速23 m/s,变化间隔为 0.1 m/s。由图 B1可知,电压跌落后运行于不同风 速下风电机组的有功暂态响应呈现明显的聚群特 性,下面将对这些聚群特性进行分析解释,并进行分 割点的确定。由式(1)、(2)可知,电压跌落期间风电 机组的有功功率P<sub>fmt</sub>可以表示为:

$$P_{\text{fault}} = u_{\text{g}} \min \left( k_{\text{Pude}} \left( u_{\text{deref}} - u_{\text{de}} \right) + k_{\text{Iude}} \int \left( u_{\text{deref}} - u_{\text{de}} \right) dt, \\ \sqrt{I_{\text{max}}^2 - \left[ k(0.9 - u_{\text{g}}) I_{\text{n}} \right]^2} \right) = \min \left( P_0, P_{\text{fault}_{\text{max}}} \right) \quad (5)$$

式中: P<sub>fault\_max</sub>为电压跌落期间风电机组能输出的最 大有功功率, 其表达式见式(6)。

$$P_{\text{fault_max}} = u_{\text{g}} \sqrt{I_{\text{max}}^2 - \left[k(0.9 - u_{\text{g}})I_{\text{n}}\right]^2}$$
(6)

由式(5)可知:当P<sub>0</sub>≤P<sub>faul\_max</sub>时,电压跌落期间风 电机组仍具备有功调节能力,其输出的有功功率在 稳态功率 $P_0$ 附近波动,不同风速的风电机组的有功 功率不同,但暂态响应趋势相近,如附录 B 图 B1中 红色虚线所示;当 $P_0$ > $P_{\text{fault_max}}$ 时,电压跌落期间风电 机组失去有功调节能力,不同风速的风电机组输出 的有功功率均处于该上限值 $P_{\text{fault_max}}$ ,如附录 B 图 B1 中蓝色实线和粉色点划线所示。由上述分析可知, 当 $P_0$ <br/>> $P_{\text{fault_max}}$ 和 $P_0$ > $P_{\text{fault_max}}$ 时,风电机组在电压跌落 期间存在不同的有功响应,故可以 $P_{\text{fault_max}}$ 为分割点 对风电机组进行分群。由于稳态功率大于 $P_{\text{fault_max}}$ 的 风电机组在电压跌落期间的有功功率都相同,可以 等值为1台等值机。下面对稳态功率满足 $P_0$ <br/>> $P_{\text{fault_max}}$ 的风电机组在电压跌落期间可以用1台等值机进行 表征的合理性进行说明。

假设风电场内有m台风电机组的稳态功率满足  $P_0 \leq P_{\text{fault_max}}$ ,电压跌落期间m台风电机组的有功可以 表示为:

$$P_{\text{fault_WF}m} = \sum_{i=1}^{m} P_{\text{fault}_i} = \sum_{i=1}^{m} P_{0_i} = \sum_{i=1}^{m} f(V_{W_i})$$
(7)

式中: $P_{0_i}$ 为故障前第i台风电机组的稳态有功功率;  $P_{fault_i}$ 为电压跌落期间第i台风电机组的有功功率;  $V_{W_i}$ 为第i台风电机组的风速;f为风电机组的风速 与有功功率对应的函数关系。

设*m*台风电机组的单机等值模型的等效风速为 *V*<sub>eq m</sub>,则*V*<sub>eq m</sub>可以表示为<sup>[5]</sup>:

$$V_{\text{eq}_{m}} = f^{-1} \left( \frac{1}{m} f(V_{\text{W}_{i}}) \right)$$
(8)

式中: f<sup>-1</sup>为风电机组的功率与风速对应的函数关系。将式(8)代入式(7)可得:

$$P_{\text{fault}_WFm} = m f(V_{\text{eq}_m}) \tag{9}$$

由式(9)可知,对于稳态功率满足 $P_0 \leq P_{fault_max}$ 的风电机组可以用1台等值风速为 $V_{eq_m}$ 的等值机进行表征。

当电压发生深度跌落时,电压开始恢复后,稳态 功率大于P<sub>fault max</sub>的风电机组的有功功率在经历了短 时的暂态波动后开始上升。由式(3)、(4)可知:对于 稳态功率满足 $P_{\text{fault max}} < P_0 < P_{\text{delay lim}}$ 的风电机组,在电压 开始恢复后可迅速将有功恢复至P.,无需斜率恢复 过程,如附录B图B1中蓝色实线所示;对于稳态功 率P₀≥P<sub>delav lim</sub>的风电机组,在电压恢复期间其有功 功率恢复至 $P_{\text{delay lim}}$ ,电压恢复后经历短暂的延时,随 后以斜率 $r_p$ 逐步恢复至 $P_0$ ,如附录B图B1中粉色点 划线所示。由上述分析可知,稳态功率满足P<sub>fault\_max</sub><  $P_0 < P_{delay lim}$  和  $P_0 \ge P_{delay lim}$  的风电机组具有不同的有功 恢复过程,因此可以P<sub>delav lim</sub>为分割点对风电机组进 行分群。其中,稳态功率满足 $P_{\text{fault_max}} < P_0 < P_{\text{delay_lim}}$ 的风 电机组可以等值为1台等值机,该部分的合理性可 参照式(7)—(9)进行说明;而 $P_0 ≥ P_{delay lim}$ 的风电机组 虽然具有相似的有功恢复过程,但所需恢复时间不

一致,这部分的分割点无法直接从曲线形态上确定, 将在3.2节进行讨论。

综上,根据对直驱风电机组在不同风速下的有功暂态响应进行分析,可以初步识别出2个分割点 Pfault max和Pdelay lim。

# 3 直驱风电场实用化分群方法

由第2节的分析可知,在故障期间,稳态功率属 于不同功率范围的风电机组,其有功响应曲线存在 明显的聚群特性,若将风电场等值为单机,则无法计 及不同机群间暂态响应的差异。在故障恢复过程 中,虽然稳态功率不同的风电机组具有相近的有功 暂态响应,但所需恢复时间不一致,若将风电场等值 为单机,则无法计及风电机组有功恢复时间的差异。 因此,本节分别探讨直驱风电场在故障期间和故障 恢复过程的分群方法,最后形成适用于电压发生深 度跌落时直驱风电场的实用化分群方法。

#### 3.1 故障期间分群方法

为验证第2节识别出的2个功率分割点P<sub>fault max</sub> 和P<sub>delav lim</sub>的有效性,基于PSCAD / EMTDC 仿真平台 搭建了如图1所示的66×1.5 MW的直驱风电场仿真 系统,对比风电场单机等值模型,以 $P_{\text{fault max}}$ 和 $P_{\text{delay lim}}$ 这2个分割点形成的三机等值模型与详细模型的 暂态响应。图1中风电场集电线路参数设为电阻 0.12 Ω / km, 电感 0.001 05 H / km, 风电机组参数同 附录A表A1,等值风电机组的参数采用文献[22]的 容量加权法计算,集电线路等值参数按照文献[22] 的方法计算。值得说明的是,运行于额定风速以上 的风电机组的有功暂态响应几乎一致,因此选取风 速分散分布于额定风速以下(即4.5 m/s至12 m/s 之间)的风速场景进行仿真实验,风速分布如图2所 示。电压跌落至0.2 p.u. 时等值效果如附录 B 图 B2 所示,其中三机等值模型的具体分群结果如附录B 表B1所示。

由图 B2 可知,采用分割点 P<sub>fault max</sub>进行分群可







Fig.2 Wind speed distribution of wind farm

以消除故障期间的等值误差,采用分割点 $P_{delay_{lim}}$ 进行分群可以消除故障清除后有功恢复起点的误差,从而验证了分割点 $P_{fault_max}$ 和 $P_{delay_{lim}}$ 的有效性。 但考虑到 $P_{fault_max}$ 是关于残压 $u_g$ 的函数,其值随 $u_g$ 变化而变化,对于不同的电压跌落场景该分割点不固定,工程实用性不好,而对于某一型号的风电机组 $P_{delay_{lim}}$ 是确定的。此外,本文进一步研究发现,当电压发生深度跌落时,故障期间仅采用 $P_{delay_{lim}}$ 为分割点与采用 $P_{fault_max}$ 和 $P_{delay_{lim}}$ 这2个分割点时的等值效果十分接近,因此分割点 $P_{fault_max}$ 存在的意义不大,采用 $P_{delay_{lim}}$ 进行分群即可,具体分析如下。

假设风电场内有m台风电机组的稳态功率满足  $P_0 \leqslant P_{fault_max}, n$ 台风电机组的稳态功率满足 $P_{fault_max} < P_0 < P_{delay_lim}$ 。对于这m+n台风电机组,仅采用 $P_{delay_lim}$ 进行 分群时可以等值为1台等值机,设等值风速为 $V_{Weq_1}$ ; 采用 $P_{fault_max}$ 和 $P_{delay_lim}$ 这2个分割点时,可等值为2台 等值机,设2台等值机的等值风速分别为 $V_{Weq_{21}}$ 和 $V_{Weq_{22}}$ 。仅采用 $P_{delay_lim}$ 进行分群时,m+n台风电机组 在故障期间的有功功率可以表示为:

$$P_{\text{fault_1}} = \begin{cases} (m+n)P_{\text{fault_max}} & t_1 \leq t < t_2 \\ (m+n)f(V_{\text{weq_1}}) = \sum_{i=1}^m P_{0_i} + \sum_{j=1}^n P_{0_j} & t_2 \leq t \leq t_3 \end{cases} (10)$$

采用 $P_{\text{fault_max}}$ 和 $P_{\text{delay_lim}}$ 这2个分割点分群时,m+n台风电机组在故障期间的有功功率可以表示为:

$$P_{\text{fault}_2} = \begin{cases} mf(V_{\text{Weq}_1}) + nP_{\text{fault}_{\text{max}}} = \\ \sum_{i=1}^{m} P_{0_i} + nP_{\text{fault}_{\text{max}}} \quad t_1 \leq t < t_2 \\ mf(V_{\text{Weq}_{21}}) + nf(V_{\text{Weq}_{22}}) = \\ \sum_{i=1}^{m} P_{0_i} + \sum_{j=1}^{n} P_{0_j} \quad t_2 \leq t \leq t_3 \end{cases}$$
(11)

对比式(10)、(11)可知,相比于采用 $P_{\text{fault_max}}$ 和  $P_{\text{delay_lim}}$ 在2个分割点的分群方案,仅采用 $P_{\text{delay_lim}}$ 进行 分群时所引起的误差可以表示为:

$$\begin{vmatrix} P_{\text{fault}_{2}} - P_{\text{fault}_{1}} \end{vmatrix} = \\ \begin{cases} \left| \sum_{i=1}^{m} (P_{\text{fault}_{max}} - P_{0_{i}}) \right| < m P_{\text{fault}_{max}} & t_{1} \le t < t_{2} \\ 0 & t_{2} \le t \le t_{3} \end{cases}$$

由式(12)可知,故障期间舍弃分割点P<sub>fault\_max</sub>, 仅采用P<sub>delay\_lim</sub>进行分群所引起的误差只存在于电 压跌落期间 $[t_1, t_2)$ ,误差的大小与 $P_{\text{fault_max}}$ 密切相关。 电压发生深度跌落时 $P_{\text{fault_max}}$ 通常很小,以k=1.5、 $I_{\text{max}}=$ 1.2 p.u.为例,当电压跌落至0或0.1 p.u.时, $P_{\text{fault_max}}=$ 0,此时式(12)的误差为0,即仅采用 $P_{\text{delay_lim}}$ 为分割 点与采用 $P_{\text{fault_max}}$ , $P_{\text{delay_lim}}$ 这2个分割点时的分群结果 完全一致,不会引起误差;当电压跌落至0.2、0.3 p.u. 时, $P_{\text{fault_max}}$ 分别为0.11 p.u.和0.23 p.u.,由于 $P_{\text{fault_max}}$ 很 小, $P_{0_i}$ 与 $P_{\text{fault_max}}$ 的差值会更小,仅采用 $P_{\text{delay_lim}}$ 进行 分群引起的电压跌落期间有功功率的误差在实际 应用中可以忽略,据此确定了本文所提分群等值方 法的第1个分割点 $P_{\text{delay_lim}}$ 。

为了验证上述分析的合理性,本文设置不同的 电压跌落场景,对比风电场三机等值模型(分割点为 P<sub>fault\_max</sub>和P<sub>delay\_lim</sub>)、两机等值模型(分割点为P<sub>delay\_lim</sub>) 与详细模型的暂态响应,结果见附录B图B3,其中 三机等值模型和两机等值模型的具体分群结果分 别见附录B表B2、B3。仿真中风速分布同图2。

由图 B3 可知,在故障期间:当电压跌落至0和 0.1 p.u.时,三机和两机等值模型的有功暂态响应均 与详细模型一致;当电压跌落至0.2 p.u.和0.3 p.u. 时,三机等值模型的有功暂态响应与详细模型一致, 而两机等值模型的等值效果略差于三机等值模型一致, 而两机等值模型的等值效果略差于三机等值模型, 但总体误差并不大,等值效果在可接受的范围内。 同时,由于故障持续时间通常较短(约0.15~0.2 s), 相比于后续约为秒级的恢复过程,该部分误差在实际 工程应用中完全可以忽略。综上,在电压发生深度 跌落时分割点P<sub>fault\_max</sub>存在的必要性不大,以P<sub>delay\_lim</sub> 为分割点即可满足精度要求。

#### 3.2 故障恢复过程分群方法

由图 B3 可知,在故障期间以 P<sub>delay\_lim</sub>为分割点的 两机等值模型与详细模型的有功暂态响应十分接 近,但在故障清除后二者的有功恢复曲线存在明显 差异,产生误差的原因可分析如下。

将风电机组按照其稳态功率升序排列,根据式(4),故障恢复过程风电场详细模型有功响应*P*<sub>wF rec</sub>为:

$$P_{\text{WF\_rec}} = \begin{cases} \sum_{i=1}^{n_1} P_{0_{-i}} + n_2 P_{\text{delay\_lim}} & t_3 < t < t_4 \\ \sum_{i=1}^{n_1} P_{0_{-i}} + n_2 \Big[ P_{\text{delay\_lim}} + r_P (t - t_4) \Big] & t_4 \leqslant t < t_{\text{rec\_1}} \\ \sum_{i=1}^{n_1 + j} P_{0_{-i}} + (n_2 - j) \Big[ P_{\text{delay\_lim}} + r_P (t - t_4) \Big] \\ & t_{\text{rec\_j}} \leqslant t < t_{\text{rec\_j+1}}, j = 1, 2, \cdots, n_2 - 1 \\ & \sum_{i=1}^{n_1 + n_2} P_{0_{-i}} & t \geqslant t_{n_2} \end{cases}$$

式中:n1为稳态有功小于P<sub>delav lim</sub>(即不需要斜率恢

(13)

复)的风电机组数量; $n_2$ 为稳态有功大于等于 $P_{delay_{lim}}$ (即需要斜率恢复)的风电机组数量; $t_{rec_j}$ 为第j台风电机组的有功恢复至稳态值的时刻。

故障恢复过程两机等值模型有功响应 $P_{\text{EO rec}}$ 为:

$$P_{\text{EQ\_rec}} = \begin{cases} \sum_{i=1}^{n_{1}} P_{0_{\_i}} + n_{2} P_{\text{delay\_lim}} & t_{3} < t < t_{4} \\ \sum_{i=1}^{n_{1}} P_{0_{\_i}} + n_{2} \Big[ P_{\text{delay\_lim}} + r_{P} (t - t_{4}) \Big] & (14) \\ & t_{4} \leq t < t_{\text{rec\_eq}} \\ \sum_{i=1}^{n_{1}+n_{2}} P_{0_{\_i}} & t \geq t_{\text{rec\_eq}} \end{cases}$$

式中:trec eg为等值模型的有功恢复至稳态值的时刻。

根据式(13)、(14)可以得出详细模型和两机等 值模型在恢复过程的有功响应,如图3所示。对比 式(13)和式(14)可知,两机等值模型与详细模型的 有功恢复误差来源于式(15)所示不等关系式。



图3 详细模型与等值模型的有功恢复过程示意图

Fig.3 Schematic diagram of active power recovery process for detailed model and equivalent model

由式(15)和图3可知,不同功率的风电机组(需 要斜率恢复的)所需的恢复时间t<sub>rec\_j</sub>不一致,风电场 详细模型的恢复速率在t<sub>rec\_j</sub>时刻发生改变,而等值 模型的斜率始终为n<sub>2</sub>r<sub>p</sub>。为了提高等值模型的精度, 需要对存在斜率恢复过程的风电机组进一步分群。 考虑到分群数增加虽然会在一定程度上提高等值精 度,但也会降低计算效率,而本文提出的直驱风电场 等值建模方法侧重于工程实用性,分群方法的关键 在于兼顾精度的条件下将机组分成尽可能少的群, 所以考虑将斜率恢复的风电机组分成两群。文献 [22]采用仿真实验的方法,将斜率恢复的风电机组 依次以每台机组的风速为分割点,对其两机等值方 案进行了遍历,发现以所有斜率恢复的风电机组的 平均功率P<sub>remp\_avg</sub>为分割点进行分群的等值模型具有 较高的等值精度,并通过多组实际风速数据进行了 验证。基于这一结论,将附录B图B3的仿真算例以 P<sub>ramp\_avg</sub>为分割点(这里为0.86 MW)对斜率恢复的风 电机组再次分群,构成三机等值模型,其等值效果如 附录B图B4所示,具体分群结果如附录B表B4所 示。由图可知,等值模型和详细模型的有功响应基 本一致。所以,将P<sub>ramp\_avg</sub>确定为所提分群等值方法 的第2个分割点。

#### 3.3 实用化分群方案

综上,本文提出一种直驱风电场实用化等值 方法,依据LVRT过程的有功暂态响应的差异性, 从实用化的角度将风电场内的风电机组划分为三 群,如图4所示。其中:第一群为故障前功率属于  $[0, P_{delay lim}]$ 的风电机组,该群风电机组的稳态功率 很小,电压跌落期间功率在其稳态值附近波动或达 到上限值P<sub>fault max</sub>,电压开始恢复后风电机组的有功 功率迅速恢复至稳态值;第二群为故障前功率属于 (P<sub>delay lim</sub>, P<sub>ramp avg</sub>]的风电机组,该群风电机组的稳态 功率较小,电压跌落期间功率达到上限值P<sub>fault max</sub>,电 压开始恢复后先恢复至 $P_{delay lim}$ ,在经过了 $t_{delay P}$ 的延 时后以斜率r,逐渐恢复,所需恢复时间相对较短;第 三群为故障前功率大于Pramp avg 的风电机组,该群风 电机组的稳态功率较大,电压跌落期间功率同样达 到上限值 $P_{\text{fault max}}$ ,电压开始恢复后先恢复至 $P_{\text{delay lim}}$ , 在经过了 $t_{delay}$ 的延时后以斜率 $r_p$ 逐渐恢复,所需恢 复时间相对较长。





#### 4 仿真验证

本节基于图1所示的风电场仿真系统,对所提出的直驱风电场实用化三机等值模型进行验证。

# 4.1 不同风速场景下等值模型的适应性

为验证本文提出的等值方法在不同风速场景下 的有效性,从风电场实际风速数据中随机选取 30 组 进行仿真实验,对比提出的等值模型,单机等值模 型,文献[10]、[19]提出的多机等值模型与详细模型 的响应特性。值得说明的是,为支撑电网电压,风电 机组在故障期间优先提供无功功率,但文献[10]提 出的方法并未考虑这一因素。为保证对比的公平 性,将文献[10]的等值模型进行调整使其在故障期 间提供无功支撑。

仿真算例采用的风速数据如附录C图C1所示。 0.9 s时风电场出口处发生三相短路接地故障,电压 跌落至0,1.05 s时故障清除。选取风速分布较均匀 的第1组和风速分布较分散的第10组的等值效果进 行展示,分别如图5、6所示(图中u<sub>g</sub>为标幺值,后 同)。第1组和第10组对应的功率分割点分别为 0.45、0.91 MW和0.45、1.38 MW。



#### 图 5 风电场出口三相短路时第1组风速下的等值效果

Fig.5 Equivalent effects of 1st group wind speed for three-phase short circuit at wind farm's port





Fig.6 Equivalent effects of 10th group wind speed for three-phase short circuit at wind farm's port

由图 5、6可知,故障期间风电场单机等值模型 及文献[10]、[19]和本文提出的多机等值模型均与 详细模型具有一致的响应特性。但在故障清除后的 恢复过程,文献[10]、[19]的等值模型与详细模型的 有功恢复特性存在明显的差异,这是因为文献[10]、 [19]均未考虑恢复过程,所提多机等值方法在分群 时仅计及风电机组在故障期间的差异,无法对风电 场详细模型在故障清除后的响应特性进行准确表 征。而本文提出的三机等值模型在不同风速场景下 都可以准确地反映风电场出口的电压、电流、有功和 无功功率的响应特性,相比于单机等值模型、文献 [10]、[19]的多机等值模型,等值精度均得到显著提高。因此,本文提出的分群策略可以适用于不同的风速场景。

#### 4.2 不同电压跌落场景下等值模型的适应性

为验证本文提出的等值方法在不同电压跌落场 景下的有效性,在风电场出口的故障点设置不同的 电压跌落,对附录C图C1中30组风速场景重新进 行仿真。附录C图C2、C3分别对比了本文提出的 等值模型和单机等值模型以及文献[10]、[19]提出 的多机等值模型与详细模型在第10组风速下,电压 跌落至0.2 p.u. 和0.3 p.u. 时的等值效果。由图可知: 当电压跌落至0.2 p.u.时,风电场单机等值模型及文 献[10]、[19]和本文提出的三机等值模型在故障期 间均与详细模型具有一致的响应特性;当电压跌落 至0.3 p.u.时,文献[10]、[19]和本文提出的等值模 型在故障期间具有与详细模型一致的响应特性,但 单机等值模型等值效果较差;在故障清除后的恢复 过程中,文献[10]、[19]提出的等值模型的有功恢复 响应虽优于单机等值模型,但仍与详细模型存在明 显的差异,而本文提出的三机等值模型在不同电压 跌落场景下都与详细模型具有相似的故障响应特 性。因此,当电压跌落程度变化时,相比于单机等值 模型和文献[10]、[19]提出的多机等值模型,本文提 出的等值方法等值精度更高,提出的分群策略可以 适用于不同程度的电压跌落场景。

#### 4.3 不同无功恢复策略下等值模型的适应性

4.1、4.2节的仿真算例中无功功率在电压恢复 后直接恢复至故障前的稳态值,为验证所提等值方 法在不同无功恢复策略下的有效性,设置风电机组 采用无功斜率恢复策略,对附录C图C1中30组风速 场景重新进行仿真。附录C图C4、C5分别给出了第 1组和第10组风速下电压跌落至0.2 p.u.时的等值 效果。由图可知,故障期间风电机组提供无功支撑, 故障清除后无功功率保持在0左右,500 ms后切换 回正常运行模式。由于切换后无功功率小于故障前 稳态值,风电机组以斜率逐步完成无功功率的恢复。 采用无功斜率恢复策略时,本文提出的三机等值模型 仍与详细模型具有一致的故障响应特性。因此,提出 的分群策略可以适用于无功斜率恢复的场景。

#### 5 结论

本文提出了计及LVRT特性的直驱风电场实用 化等值方法。该方法依据LVRT过程中风电机组有 功暂态响应的差异性,将直驱风电场内的风电机组 划分为三群。通过多组实测风速数据,验证了所提 等值方法对不同风况、不同电压跌落深度的适应性。 所提方法物理意义清晰、分群指标易获取、无需使用 复杂的聚类算法,具有较强的工程实用价值。

#### 附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

#### 参考文献:

- 孙超强,潘学萍,潘生云,等.风电场集电网络等值模型结构分析及参数辨识[J].电力自动化设备,2020,40(10):85-91.
   SUN Chaoqiang, PAN Xueping, PAN Shengyun, et al. Equivalent model structural analysis and parameter identification of wind farm collector network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(10):85-91.
- [2] 徐衍会,滕先浩.风电场内机群间次同步振荡相互作用[J]. 电力自动化设备,2020,40(9):156-164.
  XU Yanhui,TENG Xianhao. Interaction of sub-synchronous oscillation between wind turbine clusters in wind farm[J]. Electric Power Automation Equipment,2020,40(9):156-164.
  [3] 林俐,潘险险.基于分裂层次半监督谱聚类算法的风电场机群
- [3] 林內,面包包. 墨丁刀装法伏干监首语乘关异法的风电场和杆划分方法[J]. 电力自动化设备,2015,35(2):8-14. LIN Li,PAN Xianxian. Wind turbine grouping based on semisupervised split-hierarchical spectral clustering algorithm for wind farm[J]. Electric Power Automation Equipment,2015,35 (2):8-14.
- [4]张保会,李光辉,王进,等.风电接入对继电保护的影响(二): 双馈式风电场电磁暂态等值建模研究[J].电力自动化设备, 2013,33(2):1-7.
   ZHANG Baohui,LI Guanghui,WANG Jin, et al. Impact of wind

farm integration on relay protection(2):DFIG-based wind farm electromagnetic transient equivalent model[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(2):1-7.

- [5]夏玥,李征,蔡旭,等.基于直驱式永磁同步发电机组的风电场 动态建模[J].电网技术,2014,38(6):1439-1445.
   XIA Yue,LI Zheng,CAI Xu,et al. Dynamic modeling of wind farm composed of direct-driven permanent magnet synchronous generators[J]. Power System Technology,2014,38(6):1439-1445.
- [6]杨晓波,岳程燕,谢海莲.用于电磁暂态仿真分析的永磁同步发 电机风电场模型聚合方法[J].电网技术,2011,35(2):115-120.
   YANG Xiaobo,YUE Chengyan,XIE Hailian. An aggregation method of permanent magnet synchronous generators wind farm model for electromagnetic transient simulation analysis
   [J]. Power System Technology,2011,35(2):115-120.
- [7] MERCADO-VARGAS M J,GÓMEZ-LORENTE D,RABAZA O, et al. Aggregated models of permanent magnet synchronous generators wind farms[J]. Renewable Energy, 2015, 83: 1287-1298.
- [8] CONROY J, WATSON R. Aggregate modelling of wind farms containing full-converter wind turbine generators with permanent magnet synchronous machines:transient stability studies [J]. IET Renewable Power Generation, 2007, 3(1):39-52.
- [9] YE Lin, RAO Risheng, ZHANG Yali, et al. Dynamic equivalent modeling approach of wind power plant with PMSG-WTGs[C]//Proceedings of IEEE Power Energy Society General Meeting. Chicago, USA: IEEE, 2017:1-5.
- [10] 黄桦,陆字烨,潘学萍,等.基于限幅环节动作时间的直驱永磁风电场等值建模[J]. 河海大学学报(自然科学版),2019,47 (1):88-94.
  HUANG Hua,LU Yuye,PAN Xueping, et al. Equivalent modelling of the DDPMSG-based wind farm based on action time clustering of limiting component [J]. Journal of Hohai University(Natural Sciences),2019,47(1):88-94.
- [11] 侯俊贤,陶向宇,张静,等. 基于低电压穿越控制策略的风电场等值方法[J]. 电网技术,2015,39(5):1281-1286.
  HOU Junxian, TAO Xiangyu, ZHANG Jing, et al. A low-voltage ride-through control strategy based equivalence method for wind farms[J]. Power System Technology, 2015, 39(5):1281-

1286.

[12] 宋国兵,李端祯,常仲学,等.风速及风机地理位置分布特性对 直驱风电场故障特征的影响分析[J].电网技术,2016,40(6): 1689-1695.

SONG Guobing, LI Duanzhen, CHANG Zhongxue, et al. Analysis of impact of wind speed and wind turbine location distribution characteristics on PMSG wind farm fault characteristics [J]. Power System Technology, 2016, 40(6):1689-1695.

[13] 王增平,杨国生,汤涌,等.基于特征影响因子和改进BP算法的直驱风机风电场建模方法[J].中国电机工程学报,2019,39
 (9):2604-2615.

WANG Zengping, YANG Guosheng, TANG Yong, et al. Modeling method of direct-driven wind generators wind farm based on feature influence factors and improved BP algorithm[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(9):2604-2615.

- [14] 王磊,盖春阳,王恒.基于改进 D-K 聚类算法的直驱型风电场 动态等值建模[J].太阳能学报,2021,42(3):48-55.
  WANG Lei, GAI Chunyang, WANG Heng. Dynamic equivalence method of PMSG wind farms based on improved D-K clustering algorithm[J]. Acta Energiae Solaris Sinica,2021,42 (3):48-55.
- [15] 张星,李龙源,胡晓波,等. 基于风电机组输出时间序列数据分 群的风电场动态等值[J]. 电网技术,2015,39(10):2787-2793.
   ZHANG Xing,LI Longyuan,HU Xiaobo,et al. Wind farm dynamic equivalence based on clustering by output time series data of wind turbine generators[J]. Power System Technology, 2015,39(10):2787-2793.
- [16] 高峰,赵东来,周孝信,等.直驱式风电机组风电场动态等值
  [J].电网技术,2012,36(12):222-227.
  GAO Feng, ZHAO Donglai, ZHOU Xiaoxin, et al. Dynamic equivalent algorithm for wind farm composed of direct-drive wind turbines[J]. Power System Technology,2012,36(12):222-227
- [17] 颜湘武,李君岩.直驱式永磁同步风电机组的风电场等值建模
   [J].华北电力大学学报(自然科学版),2019,46(5):1-7.
   YAN Xiangwu,LI Junyan. Wind farm equivalent modeling of direct-drive permanent magnet synchronous wind turbines[J].
   Journal of North China Electric Power University(Natural Science Edition),2019,46(5):1-7.

- [18] WANG T, GAO M Y, MI D K, et al. Dynamic equivalent method of PMSG-based wind farm for power system stability analysis[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2020, 14(17):3488-3497.
- [19] 朱乾龙.适用于机电暂态稳定性分析的风电场等值建模研究
   [D].合肥:合肥工业大学,2017.
   ZHU Qianlong. Research on equivalent modelling of wind power plants for electromechnical transients in power systems
   [D]. Hefei:Hefei University of Technology,2017.
- [20] 国家质量监督检验检疫总局,中国国家标准化管理委员会. 风电场接入电力系统技术规定:GB/T 19963—2011[S].北 京:中国标准出版社,2012.
- [21] 郑一鸣. 电压深度跌落故障下双馈风机风电场暂态等值模型研究[D]. 武汉:华中科技大学,2019.
   ZHENG Yiming. Study on transient equivalent model of doubly fed induction generator wind farm under deep voltage drop failure[D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2019.
- [22] 晁璞璞,李卫星,金小明,等. 基于有功响应的双馈型风电场实用化等值方法[J]. 中国电机工程学报,2018,38(6):1639-1646.
   CHAO Pupu,LI Weixing,JIN Xiaoming, et al. An active power response based practical equivalent method for DFIG wind farms[J]. Proceedings of the CSEE,2018,38(6):1639-1646.

#### 作者简介:



齐金玲(1992—), 女, 博士研究生, 主 要研究方向为直驱风电场等值建模与并网 控制(**E-mail**: hit\_qijl@126.com);

李卫星(1977—),男,教授,博士研究 生导师,主要研究方向为新能源建模、电力 系统分析与控制(E-mail:wxli@hit.edu.cn); 晁璞璞(1990—),女,副教授,博士,主

齐金玲 要

要研究方向为新能源建模与并网控制 (E-mail:pupuc@163.com);

李志民(1963—),男,教授,博士研究生导师,博士,主要研 究方向为电力系统分析与控制(**E-mail**:lizhimin@hit.edu.cn)。 (编辑 王欣竹)

#### Practical equivalent method for direct-driven wind farm

QI Jinling, LI Weixing, CHAO Pupu, LI Zhimin

(School of Electrical Engineering and Automation, Harbin Institute of Technology, Harbin 150001, China)

Abstract: Establishing an equivalent model that can accurately simulate the transient response of wind farm is essential for the studies of large-scale grid-integrated wind power. The fault response characteristics of direct-driven wind turbine generators are analyzed in detail by using the low voltage ride-through response curve extracted from the field test data. Then, the active power transient response of wind turbine generator under different wind speeds is studied. According to the difference of response, the clustering principle is preliminarily determined. Then, several groups of voltage dip tests are carried out. From the perspective of practicality, considering the equivalence accuracy and calculation efficiency, the appropriate segmentation points are discussed and determined. Thus, a three-machine equivalent method of direct-driven wind farm considering the transient response of the complete process of low voltage ride-through is proposed. Finally, the adaptability of the proposed equivalent method to different wind speeds and voltage dips is verified with multiple groups of measured wind speed data. The proposed method only needs a simple calculation to obtain the grouping indicator, avoiding the dependence on clustering algorithm, and has good engineering practicability.

Key words: direct-driven wind farm; dynamic equivalent model; low voltage ride-through; grouping

57







#### 图 A2 直驱风电机组通用 LVRT 曲线



Tab	le .	A	1	Mai	n	parame	ers	of	а	1.5	N	41	N	direct-driver	n wind	turt	oine	generator	
-----	------	---	---	-----	---	--------	-----	----	---	-----	---	----	---	---------------	--------	------	------	-----------	--

	-			-
_	参数	数值	参数	数值
	风力机直径	63 m	发电机额定容量	1.58 MV A
	额定风速	$12 \text{ m s}^{-1}$	发电机额定电压	0.62 kV
	额定直流电压	1.3 kV	发电机额定电流	1.47 kA
	直流电容	68 mF	发电机频率	12.69 Hz
	滤波电阻	2.8 mΩ	极对数	56
	滤波电感	142 μH	定子电阻	4.35 mΩ
	滤波电容	1.6 mF	直轴电感	1.6 mH
	变压器额定容量	1.6 MV A	交轴电感	1.6 mH
	变压器变比	0.69 kV/35 kV	永磁体磁链	4.9 Wb





Fig.A3 Comparison between LVRT simulative and field test results of full-load direct-driven wind turbine generator



图 A4 小功率输出时直驱风电机组 LVRT 仿真与实测结果对比

Fig.A4 Comparison between LVRT simulative and field test results of partial-load direct-driven wind turbine generator

附录 B



图 B1 电压跌落至 0.2 p.u.时直驱风电机组全风速下的有功暂态响应曲线

Fig.B1 Transient active power response curves of direct-driven wind turbine generator at all wind speed zone when voltage drops to 0.2 p.u.



#### 图 B2 电压跌落至 0.2 p.u.时等值效果对比

#### 表 B1 图 B2 中三机等值模型的分群结果

Table B1	Clustering results of t	hree-machine ea	uivalent mod	lel of Fig B2
Tuole D1	Clustering results of t	mee machine ee	qui fuient mot	101 01 1 15.DL

群号	功率范围	机组编号
1	$[0, P_{\text{fault}_{\max}}]$	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 29, 39, 40, 41, 42, 49
2	$(P_{\text{fault_max}}, P_{\text{delay_lim}})$	9, 10, 11, 12, 13, 14, 16, 23, 30, 38, 43, 44, 50, 51, 52, 58, 59, 60, 61, 64
3	$[P_{\text{delay\_lim}}, P_n]$	15, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 24, 25, 26, 27, 28, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 45, 46, 47, 48, 53, 54, 55, 56, 57, 62, 63, 65, 66

注: Pn为直驱风电机组的额定功率。



# 图 B3 不同电压跌落下三机、两机等值效果



Table <b>D</b> <sub>2</sub> Clustering results of three-machine edulvalent model of Fig.	Table B2	Clustering	results of	three-	machine	equivalent	model	of Fig.	<b>B</b> 3
------------------------------------------------------------------------------------------	----------	------------	------------	--------	---------	------------	-------	---------	------------

残压	机组编号
	群 1: 无
	群 2:1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 16, 23, 29, 30,
0,0.1 p.u.	38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 49, 50, 51, 52, 58, 59, 60, 61, 64
	群 3: 15, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 24, 25, 26, 27, 28, 31, 32, 33, 34,
	35, 36, 37, 45, 46, 47, 48, 53, 54, 55, 56, 57, 62, 63, 65, 66
	群 1: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 29, 39, 40, 41, 42, 49
0.2 p.u.	群 2:9, 10, 11, 12, 13, 14, 16, 23, 30, 38, 43, 44, 50, 51, 52, 58,

Fig.B2 Comparison of equivalent effect when voltage drops to 0.2 p.u.

	59, 60, 61, 64				
群 3: 15, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 24, 25, 26, 27, 28, 31, 32,					
_	35, 36, 37, 45, 46, 47, 48, 53, 54, 55, 56, 57, 62, 63, 65, 66				
	群 1: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 13, 14, 16, 23, 29, 30, 39, 40, 41,				
	42, 43, 44, 49, 50, 52, 60, 64				
0.3 p.u.	群 2: 12, 38, 51, 58, 59, 61				
	群 3: 15, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 24, 25, 26, 27, 28, 31, 32, 33, 34, 35, 36,				
	37, 45, 46, 47, 48, 53, 54, 55, 56, 57, 62, 63, 65, 66				

表 B3 图 B3 中两机等值模型的分群结果

. .

DO

l able f	B3 Clu	stering results of two-machine equivalent model of Fig.B	\$3
	++- 🖂		

а.

群号	功率范围	机组编号
		1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 16, 23, 29,
1	$[0, P_{\text{fault}\_\text{lim}}]$	30, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 49, 50, 51, 52, 58, 59, 60,
		61, 64
2	<b>2</b> (D D)	15, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 24, 25, 26, 27, 28, 31, 32, 33, 34,
2 $[P_{\text{delay\_lim}}, P_{\text{n}}]$	35, 36, 37, 45, 46, 47, 48, 53, 54, 55, 56, 57, 62, 63, 65, 66	





Table B4 Clustering results of three-machine equivalent model of Fig.B4

群号	功率范围	机组编号
1	$[0, P_{\text{fault\_lim}}]$	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 16, 23, 29, 30, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 49, 50, 51, 52, 58, 59, 60, 61, 64
2	$(P_{\text{delay_lim}}, P_{\text{ramp_avg}})$	15, 17, 18, 22, 24, 31, 32, 34, 37, 45, 53, 54, 56, 57, 62, 63, 65, 66
3	$[P_{ramp_{avg}}, P_n]$	19, 20, 21, 25, 26, 27, 28, 33, 35, 36, 46, 47, 48, 55





Fig.C2 Equivalent effects of 10th group wind speed when voltage drops to 0.2 p.u.





Fig.C3 Equivalent effects of 10th group wind speed when voltage drops to 0.3 p.u.

附录 C



图 C4 无功斜率恢复策略下第 1 组风速下电压跌落至 0.2 p.u.时的等值效果

Fig.C4 Equivalent effects of 1st group wind speed when voltage drops to 0.2 p.u. for reactive power ramp recovery strategy



图 C5 无功斜率恢复策略下第 10 组风速下电压跌落至 0.2 p.u.时的等值效果

Fig.C5 Equivalent effects of 10th group wind speed when voltage drops to 0.2 p.u. for reactive power ramp recovery strategy