

DOI:10.3876/j.issn.1000-1980.2019.01.013

基于限幅环节动作时间的直驱永磁风电场等值建模

黄桦^{1,2}, 陆宇烨², 潘学萍², 袁小明¹, 金宇清², 鞠平²

(1. 华中科技大学电气与电子工程学院, 湖北 武汉 430074; 2. 河海大学能源与电气学院, 江苏 南京 211100)

摘要: 提出基于网侧控制器限幅环节动作时间分群的直驱永磁风电场动态等值建模新方法。分析了直驱永磁风电机组网侧控制器电流限幅环节动作特性的影响因素, 指出网侧控制器限幅环节的动作特性主导了风电机组的动态。提出了基于稳态出力以及电压跌落程度的直驱永磁风电机组网侧控制器限幅环节动作时间的快速估算方法, 进一步采用 K-means 方法将网侧控制器限幅环节动作时间相近的直驱永磁风电机组进行分群聚合。以某一风电场接入 10 机 39 节点系统为例, 比较风电场分别采用详细模型和等值模型下的动态响应结果, 以及风电场动态等值前后原系统的小干扰稳定性和暂态稳定性, 证明了本文所提动态等值方法的有效性和可行性。

关键词: 直驱永磁同步发电机; 风电场; 电流限幅环节; 分群; 动态等值; 参数聚合

中图分类号: TP301.6; TM 614 **文献标志码:** A **文章编号:** 1000-1980(2019)01-0088-07

Equivalent modelling of the DDPMSG-based wind farm based on action time clustering of limiting component

HUANG Hua^{1,2}, LU Yuye², PAN Xueping², YUAN Xiaoming¹, JIN Yuqing², JU Ping²

(1. School of Electrical and Electronic Engineering, Huazhong University of Science & Technology, Wuhan 430074, China;

2. College of Energy and Electrical Engineering, Hohai University, Nanjing 211100, China)

Abstract: In this paper, a new dynamic clustering method for the DDPMSG-based wind farm is proposed based on the action time of current limiting component in the grid-side controller. Firstly, the affecting factors on the action time of current limiting component in grid-side controller are analyzed, and it is pointed out that the action time of limiting component dominates the dynamics of DDPMSG-based wind turbines. Secondly, the estimating method of limiting component action time is proposed based on the steady active power and the terminal voltage sag. Finally, the DDPMSG-based wind turbines are grouped based on the limiting component action time with K-means method. The 10-machine 39-node system integrated with a wind farm is used as the test system, and the dynamic responses of the wind farm based on its detailed model and the equivalent one are compared. Meanwhile, the small-signal stability and transient stability of the overall system are analyzed with detailed wind farm model and equivalent wind farm model. Compared result validates the clustering method proposed in this study.

Key words: direct-driven permanent magnet synchronous generator (DDPMSG); wind farm; current limiting component; clustering; dynamic equivalence; parameter aggregation

我国风能资源丰富, 风电发展迅速^[1-2]。随着风电在电网中的比例逐步增高, 需要对含风电的电力系统进行仿真分析, 以制定科学合理的电网运行调控方式。仿真分析时如果将风电场中成百上千台机组以详细

基金项目: 新能源发电与智能电网“111”引智计划(B14022)
作者简介: 黄桦(1989—), 女, 博士研究生, 主要从事新能源发电系统建模、分析与控制研究。E-mail: shirley19900722@163.com
通信作者: 潘学萍, 教授。E-mail: xueping_pan@163.com
引用本文: 黄桦, 陆宇烨, 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.

模型表示,较高的模型阶数将影响仿真速度,甚至导致不收敛的情况,难以满足在线分析需求^[3-5];同时,风电场内各元件间的相互影响也会影响仿真结果的准确性^[6]。有必要建立模型结构简单但能准确表达风电场动态的等值模型。风电场动态等值包含 2 方面的内容,即风电机组的分群和参数聚合。

早期风电场的分群方法较简单,一般以机组型号,或者以稳态运行条件(如输入风速或电气距离等)进行分群^[7-9],但这种方法的等值精度不高。也有文献提出以风电机组某一状态量进行分群,如文献[10-11]针对双馈风电机组,提出以桨距角、滑差、机械转矩以及电磁转矩等变量进行分群;文献[12]提出根据风电机组端口电压的动态响应为依据进行分群;文献[13]则认为,直驱永磁风电场在不考虑机组低电压穿越特性时,电网侧故障下可采用单机等值;文献[14]将直驱风电机组的稳态运行区域分为变速控制区域、恒转速变功率区域以及恒功率变桨距区域三类,并定义了各运行区域的量化指标,进而以该指标进行分群。文献[15-16]指出不同厂家风电机组在低电压穿越后的恢复速度不同,提出基于风电机组动态全过程的动态等值新方法。

参数聚合是风电场动态等值的另一重要内容,一般可通过容量加权法、辨识法或优化方法等获得等值机参数,目前常采用容量加权法^[17]。与同步发电机动态等值不同的是,等值机输入风速的求取是风电场动态等值的重要内容,文献[18]认为在风速差异较小时可通过求取平均风速获得等值风速;文献[3]则认为,风功率与风速的三次方呈线性关系,提出了对风速的三次方进行按容量加权获得等值风速的方法。

上述文献在对风电机组进行等值建模时,部分文献对机组分群时仅计及了风电机组的稳态特性,或仅侧重于风电机组的动态特性。事实上,风电场的动态等值不仅要考虑风电机组的稳态运行状态,还要考虑其动态特性。基于此,文献[19]提出了综合稳态维与动态维的双馈风电机组动态分群方法。对于直驱永磁风电机组来说,其稳态维与动态维都将直接影响网侧变流器电流限幅环节的动作特性,而该动作特性将主导风电机组的动态行为。为此,笔者提出基于网侧控制器限流环节动作时间的直驱永磁风电机组分群方法,进而对直驱永磁风电场进行动态等值。

1 直驱永磁风电机组网侧控制器电流限幅环节与风电机组的动态特性

直驱永磁风电机组的模型结构见文献[3]。电网侧发生故障时,风力机输送到机侧变流器的有功功率与电网侧电磁功率不平衡,导致直流电容的电压剧烈变化。电网侧故障越严重,直流电压的变化越剧烈。

1.1 直驱永磁风电机组电容电压控制器的动态特性

直驱永磁风电机组网侧控制器电容电压控制环节的数学模型见图 1(其中 $i_{dg\max}$ 表示网侧 d 轴电流最大值, $i_{dg\min}$ 表示网侧 d 轴电流最小值)。该数学模型可表示为

$$\frac{di_{dg}}{dt} = -K_p \frac{du_{DC}}{dt} - K_i(u_{DC} - u_{DC_ref}) \tag{1}$$

式中: i_{dg} ——网侧 d 轴电流; t ——时间; K_p ——PI 控制器的比例系数; K_i ——PI 控制器的积分系数; u_{DC} ——直流电容电压的实际值; u_{DC_ref} ——直流电容电压的参考值。

由图 1 可知,当电容电压偏离参考值较大时,电容电压控制环节的输出电流 i_{dg} 越易达到其最大限幅值 $i_{dg\max}$ 。

以 10 机 39 节点系统为例,在该系统的 33 节点处接入 64 台额定功率为 1.5 MW 的直驱永磁风电机组。故障设置为 $t=0.1\text{ s}$ 线路 19~33 节点的中点发生三相短路故障,故障持续 0.1 s 后消失。通过调整接地电阻,使风电场出口的电压跌落程度不同。仿真得到风电场在不同稳态功率以及不同电压跌落程度下网侧控制器电流 i_{dg} 的动态特性,见图 2。

从图 2 可以看出:(a)相同故障下,风电机组的稳态功率越大,限幅环节越有可能动作;(b)相同稳态功率下,机端电压跌落幅度越大,限幅环节越有可能动作;(c)不同稳态出力、不同电压跌落程度下,若限幅环节动作,动作时间也将不同。

1.2 限幅环节动作对直驱永磁风电机组动态特性的影响

直驱永磁风电机组的网侧变流器通常采用电网电压定向矢量控制方式。由直驱永磁风电机组变流器的

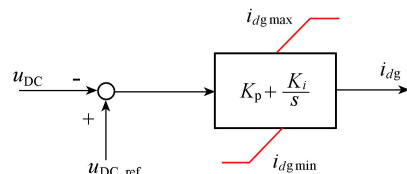


图 1 网侧控制器中的电容电压控制器
Fig.1 Capacitor voltage controller of grid-side controller

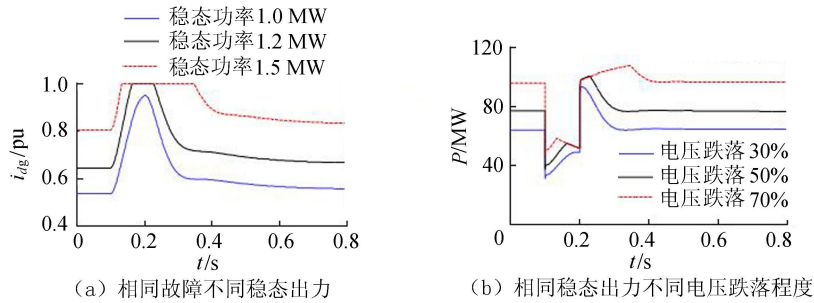


图 2 i_{dg} 的动态响应

Fig. 2 Dynamic responses of i_{dg}

模型方程^[14]可知,网侧变流器和电网之间的功率交换与网侧 d 轴电流 i_{dg} 和 q 轴电流 i_{qg} 有关,由于功率因数一般为 1,即 $i_{qg}=0$,因此 i_{dg} 将直直影响风电机组的动态特性。

仍然以 1.1 节系统及故障为例,仿真得到风电机组有功功率和无功功率动态特性,分别见图 3 和图 4。

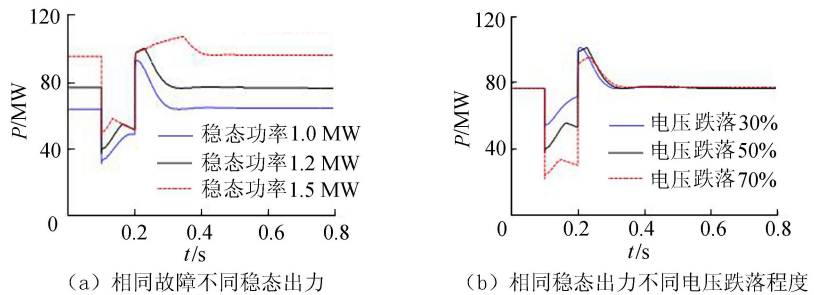


图 3 直驱风电机组有功功率动态响应

Fig. 3 Dynamic response of the active power in the DDPMSG

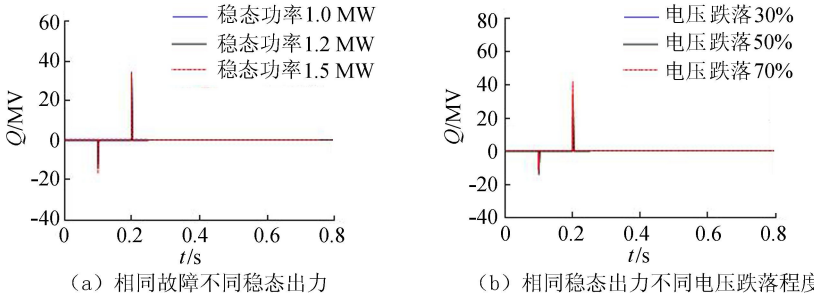


图 4 风电机组无功动态响应

Fig. 4 Dynamic responses of the reactive power

从图 4 和图 5 可以看出:(a)故障期间, i_{dg} 的限幅环节动作与否、何时动作,对风电机组的有功功率动态特性影响较大;(b)从无功功率的动态特性可以看出,仅在故障开始和切除瞬间无功功率出现“尖峰”状动态,故障期间由于变流器的电压定向矢量控制方式,无功功率较快地稳定到原状态。

2 基于网侧控制器限幅环节动作时间的直驱永磁风电机组聚类方法

从上述分析可以看出,直驱风电机组在不同稳态出力、不同电压跌落程度下, i_{dg} 的限幅环节动作有否以及动作时刻不同,对风电机组有功功率和无功功率的动态特性影响较大。为此,笔者提出基于网侧控制器限幅环节动作时间分群的直驱永磁风电场的动态分群方法。

2.1 限幅环节动作时间的估算方法

对于实际运行的风电场,故障期间无法提前知道各风电机组限幅环节的动作时间,为此提出限幅环节动作时间的估算方法。

直驱永磁风电机组的稳态功率不同、机端电压跌落程度不同, i_{dg} 限幅环节动作的时间也不同。文献[19]针对双馈型风电场,以机组输入风速为横坐标,以机端电压跌落幅度为纵坐标,通过仿真给出 Crowbar

动作曲线,根据输入风速与机端电压跌落幅度组成的坐标与动作区域的位置关系,即可判断 Crowbar 的动作情况。参考文献[19]的思路,本文根据风电机组的稳态功率和机端电压跌落程度,确定网侧控制器电流限幅环节的动作时间。具体如下:(a)针对某一确定稳态功率下的直驱永磁风电机组,电网侧故障下通过调整接地电阻使得机端电压跌落幅度不同,记录不同电压跌落幅度下限幅环节的动作时间;(b)改变机组稳态功率,重复(a)的步骤,获得不同稳态功率、不同电压跌落幅度下的限幅环节动作时间数据;(c)采用曲线拟合方法,获得限幅环节动作时间与机组稳态功率数据以及电压跌落幅度之间的代数关系式。

通过仿真分析额定功率为 1.5 MW 的直驱永磁风电机组,其限幅环节动作时间随稳态功率 P_0 和机端电压跌落幅度 ΔU 的变化规律见表 1。

表 1 不同稳态功率和机端电压跌落幅度下直驱永磁风电机组限幅环节的动作时间 t_{act}

Table 1 Action time t_{act} of the controller limiter under different steady power and terminal voltage sag						s
$\Delta U/\%$	$P_0=1.5\text{ MW}$	$P_0=1.4\text{ MW}$	$P_0=1.3\text{ MW}$	$P_0=1.2\text{ MW}$	$P_0=1.1\text{ MW}$	
20	0.160	0.184				
30	0.146	0.158	0.176			
40	0.138	0.146	0.158	0.174		
50	0.132	0.140	0.150	0.162	0.186	
60	0.130	0.136	0.144	0.156	0.176	
70	0.126	0.132	0.140	0.152	0.170	
80	0.124	0.130	0.138	0.148	0.165	

注: P_0 为机组稳态功率。 $P_0=1.0\text{ MW}$ 时风机的限幅环节没有动作。

为获得直驱永磁风电机组限幅环节动作时间的估算值,采用三次曲线拟合,自变量为 P_0 和 ΔU ,因变量为 t_{act} ,拟合结果如下:

$$t_{\text{act}} = 2.677 - 1.912\Delta U - 4.344P_0 + 1.58\Delta U^2 + 1.188\Delta UP_0 + 2.74P_0^2 - 0.4142\Delta U^3 - 0.5588\Delta U^2P_0 - 0.1463\Delta UP_0^2 - 0.6217P_0^3$$

(2)

2.2 基于限幅环节动作时间的直驱永磁风电机组聚类方法

实际风电场中,每台风电机组的稳态功率因风速的随机性各不相同;此外,不同外部故障、不同接入位置的风电机组,其电压跌落幅度也存在差异。这些都将直接影响限幅环节是否动作以及动作时间,即影响直驱永磁风电机组的动态特性。为此笔者提出采用 K-means 聚类算法,将限幅环节动作时间 t_{act} 相近的风电机组进行聚类。

基于 K-means 方法的 t_{act} 聚类流程如下:

- a. 随机初始化 K 个聚类中心。
- b. 计算每个数据对象与 K 个簇中心的距离,选择欧式距离最小,即相似度最大的簇,并将该对象分入该簇。
- c. 重新计算 K 个聚类中心,中心为该簇内所有点的算术平均值,计算式(3)所示的标准测度函数。

$$E = \sum_{i=1}^K \sum_{p \in X} \|p - m_i\|^2$$

(3)

式中: E ——误差平方和; p ——样本数据; m_i ——数据集 X_i 的数据中心,这里的总数据集 X 即为限幅环节动作时间 t_{act} 。

- d. 若达到最大迭代次数或满足式(4),聚类结束。

$$|E_2 - E_1| < \varepsilon$$

(4)

式中: ε ——极小的正数; E_1 、 E_2 ——前后 2 次迭代的标准测度。

3 算例分析

3.1 算例系统

基于 BPA 平台,搭建含直驱永磁风电场的 10 机 39 节点系统,风电场由 8 行 8 列共 64 台额定容量为 1.5 M 的风电机组构成,见图 5。风电机组出口电压为 690 V,升压至 15.7 kV 后,由集电网络接入到公共连接点,再经风电场出口变压器升压至 220 kV,然后接于 10 机 39 节点系统的母线 33 处。其中,集电网络参数 $r=0.12\text{ }\Omega/\text{km}$ 、 $x=0.32\text{ }\Omega/\text{km}$,相邻 2 台机组间距离为 0.5 km。机组采用恒功率因数控制方式,风向为 45°斜

吹,各机组稳态功率见表2。

表2 风电场内机组稳态功率分布

Table 2 Distribution of the Steady active power in wind farms								MW
行号	第1列	第2列	第3列	第4列	第5列	第6列	第7列	第8列
1	1.50	1.45	1.40	1.35	1.30	1.25	1.20	1.15
2	1.45	1.40	1.35	1.30	1.25	1.20	1.15	1.10
3	1.40	1.35	1.30	1.25	1.20	1.15	1.10	1.05
4	1.35	1.30	1.25	1.20	1.15	1.10	1.05	1.00
5	1.30	1.25	1.20	1.15	1.10	1.05	1.00	0.95
6	1.25	1.20	1.15	1.10	1.05	1.00	0.95	0.90
7	1.20	1.15	1.10	1.05	1.00	0.95	0.90	0.85
8	1.15	1.10	1.05	1.00	0.95	0.90	0.85	0.80

3.2 基于限幅环节动作时间的风电机组分群及参数聚合

故障设置为 $t=0.1\text{ s}$ 线路19~33节点的中点发生三相短路故障,故障持续时间为 0.1 s 。风电场中从第1列到第8列风电机组机端电压的跌落幅度分别为38.83%、37.97%、37.02%、36.25%、35.18%、34.20%、33.13%和32.24%,仿真得到机组限幅环节实际动作时间以及根据式(2)估算的动作时间,见表3。

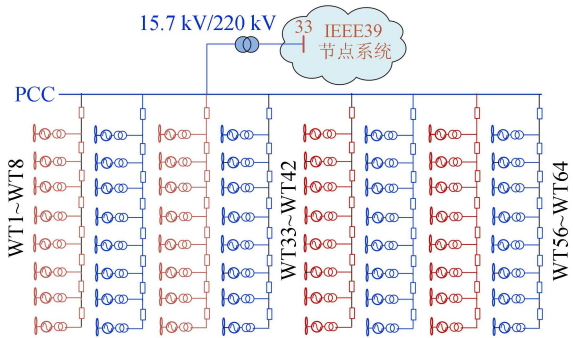


图5 风电场内部集电网络示意图

Fig.5 Collector diagram of the DDPMSG based wind farm

表3 机组限幅环节的实际动作时间及估算动作时间

Table 3 Real action time and estimated action time of t_{act}																s
行号	第1列		第2列		第3列		第4列		第5列		第6列		第7列		第8列	
	实际	估算	实际	估算	实际	估算	实际	估算	实际	估算	实际	估算	实际	估算	实际	估算
1	0.138	0.137	0.144	0.143	0.150	0.150	0.158	0.157	0.168	0.166	0.178	0.176	0.190	0.189		0.205
2	0.142	0.143	0.150	0.149	0.156	0.156	0.166	0.164	0.178	0.174	0.189	0.187		0.202		0.221
3	0.148	0.148	0.156	0.155	0.164	0.163	0.174	0.172	0.187	0.185		0.200		0.218		0.240
4	0.154	0.154	0.162	0.162	0.172	0.171	0.186	0.183		0.197		0.215		0.237		0.263
5	0.160	0.160	0.170	0.170	0.182	0.181		0.195		0.213		0.234		0.260		0.290
6	0.166	0.168	0.180	0.179	0.195	0.193		0.210		0.231		0.257		0.287		0.322
7	0.176	0.178	0.193	0.191		0.208		0.228		0.254		0.283		0.318		0.359
8	0.188	0.190		0.206		0.226		0.250		0.280		0.314		0.355		0.401

从表3可以看出:(a)各台机组限幅环节实际动作时间和估算的动作时间接近,说明式(2)估算结果的可行性;(b)当计算所得的限幅环节动作时间大于故障切除时间(本算例中为 0.2 s)时,实际限幅环节是不动作的。

下面进一步基于K-means算法,对表3计算所得的限幅环节动作时间进行聚类,将图6的风电场分为2群:机组WT{1~23, 25~31, 33~38, 41~45, 49~52, 57~59}分为一群,机组WT{24, 32, 39~40, 46~48, 53~56, 60~64}分为另一群。为获得2台等值机的参数,这里采用容量加权方法。

为比较分群效果,基于上述相同故障,比较图5中风电场采用详细模型与2机等值模型下的功率受扰轨线,见图6。

从图6可以看出:基于直驱永磁风电机组网侧控制器电流限幅环节动作时间进行分群聚合,风电场等值模型能较好地拟合详细模型的动态特性,说明了该等值方法的有效性。

3.3 等值模型的有效性分析

为进一步验证本文所提风电场等值模型的可行性,在图5所示算例系统基础上加大风电的渗透率(设风电场额定功率为960 MW,渗透率约为20%)。采用本文分群聚合方法,分析风电场分别采用详细模型和

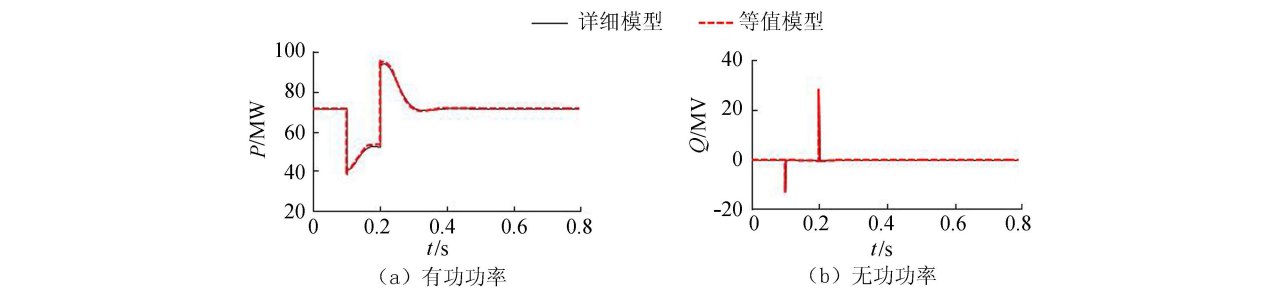


图 6 等值前后 PCC 点的功率受扰轨线

Fig. 6 Disturbed trajectories of PCC by the detailed model and the equivalent model

等值模型下原系统的小干扰稳定性,获得 2 种模型下原电力系统的特征根结果,见表 4。

表 4 等值前后系统的特征根结果

Table 4 Results of eigenvalues from the detailed model and the aggregate model				
模态	振荡频率/Hz		阻尼比	
	等值前	等值后	等值前	等值后
1	0.680 10	0.680 42	0.131 51	0.131 61
2	0.731 31	0.731 12	0.159 77	0.159 90
3	0.905 94	0.906 17	0.231 60	0.231 57
4	1.069 14	1.068 93	0.164 07	0.164 02
5	1.093 31	1.093 66	0.155 57	0.155 59
6	1.166 68	1.166 40	0.123 92	0.124 10
7	1.357 63	1.357 29	0.132 82	0.132 79
8	1.361 24	1.350 89	0.150 21	0.150 14

从表 4 可以看出:直驱永磁风电场动态等值前后,原系统的特征根结果接近,因此可以认为系统的小干扰稳定性在风电场进行动态等值前后一致。

进一步针对采用详细模型和等值模型风电场的电力系统,设故障地点发生在线路 16 ~ 19 节点,通过调整接地电阻使得 PCC 点具有不同的电压跌落,分析原系统的暂态稳定性,以极限切除时间和线路极限传输功率来表征,结果见表 5。

从表 5 可以看出:风电场等值前后,不同短路故障下系统的极限切除时间和线路的极限传输功率都接近,说明原系统的暂定稳定性在风电场动态等值后未发生明显变化,由此也验证了本文所提风电场等值建模方法的有效性。

表 5 风电场等值前后原系统的暂态稳定性指标

Table 5 Transient stability of the test system integrated with wind farm using the detailed model and the equivalent model

电压跌落 幅度/%	故障持续 时间/s	极限切除时间/s		极限传输功率/MW	
		等值前	等值后	等值前	等值后
60	0.30	0.40	0.40	1 209.18	1 220.79
70	0.30	0.37	0.38	1 145.53	1 157.48
80	0.25	0.34	0.34	1 193.02	1 184.89

4 结 语

直驱永磁风电机组的稳态出力和机端电压跌落幅度决定了网侧控制器电流 i_{dg} 限幅环节是否动作以及动作时间。仿真结果表明,机组的稳态出力越大,或机端电压跌落幅度越严重,故障后 i_{dg} 限幅环节越易动作,且限幅环节的动作情况是影响直驱永磁风电机组动态特性的主导因素。据此本文提出基于 i_{dg} 限幅环节动作时间的直驱永磁风电机组分群方法。

对于实际运行的风电场,故障期间无法提前知道各风电机组限幅环节的动作时间,为此本文提出限幅环节动作时间的估算方法,并通过算例验证了该估算方法的可行性。

本文还提出基于 K-means 方法,将限幅环节动作时间相近的直驱永磁风电机组进行分群,并采用容量加权方法获得聚合机组的等效参数。仿真对比了等值前后风电场出口功率的受扰轨线,以及原系统的小干扰稳定性和暂态稳定性,结果表明该动态等值方法的有效性及其可行性。

参考文献:

[1] 王仲影,时璟丽,赵勇强,等. 中国风电发展路线图 2050[R]. 北京:国家发展与改革委员会能源研究所,2014.

[2] 中华人民共和国国家发展和改革委员会. 风电发展“十三五”规划[G]. 北京:中华人民共和国国家能源局,2016.

- [3] 鞠平,吴峰,金宇清,等. 可再生能源发电系统建模与控制[M]. 北京:科学出版社, 2014.
- [4] 徐天赐,吴峰,金宇清,等. 基于非电气参数的风电场等效建模方法对比研究[J]. 可再生能源,2013,31(3):40-50. (XU Tianci, WU Feng, JIN Yuqing, et al. Comparative studies on equivalent modeling methods for wind farms based on non-electric parameters[J]. Renewable Energy Resources. 2013,31(3):40-50. (in Chinese))
- [5] MENG Zhaojun, XUE Feng. An investigation of the equivalent wind method for the aggregation of DFIG wind turbines[C]//RAHMAN S. IEEE PES Conference of Asia-Pacific Power and Energy Engineering. Chengdu: China IEEE,2010:1-6.
- [6] 张洋溢. 风电场动态等值建模方法研究[D]. 哈尔滨: 哈尔滨工业大学, 2015.
- [7] LI Shenghu, LIU Zhengkai, JIA Yudong. Dynamic aggregation of doubly-fed induction generators (DFIGs) for stability analysis of wind power systems[C]//RAHMAN S. IEEE PES General Meeting. San Diego, USA;IEEE, 2011:1-6.
- [8] PÖLLER M, ACHILLES S. Aggregated wind park models for analyzing power system dynamics[C]//Anon. Proc International Workshop on Large Scale Integration of Wind Power & Transmission Networks for Offshore Wind Farms. Billund, Denmark; Energynautics,2003: 20-21.
- [9] CONROY J, WATSON R. Aggregate modelling of wind farms containing full-converter wind turbine generators with permanent magnet synchronous machines[J]. Renewable Power Generation Letter,2009,3(1):39-52.
- [10] 陈树勇,王聪,申洪,等. 基于聚类算法的风电场动态等值[J]. 中国电机工程学报,2012,32(4):11-19. (CHEN Shuyong, WANG Cong, SHEN Hong, et al. Dynamic equivalence for wind farms based on clustering algorithm[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(4):11-19. (in Chinese))
- [11] 徐玉琴,王娜. 基于聚类分析的双馈机组风电场动态等值模型的研究[J]. 华北电力大学学报,2013,40(3):1-5. (XU Yuqin, WANG Na. Study on dynamic equivalence of wind farms with DFIG based on clustering analysis[J]. Journal of North China Electric Power University, 2013,40(3):1-5. (in Chinese))
- [12] 米增强,苏勋文,余洋,等. 双馈机组风电场动态等效模型研究[J]. 电力系统自动化,2010,34(17):72-77. (MI Zengqiang, SU Yunwen, YU Yang, et al. Study on dynamic equivalence model of wind farms with wind turbine driven doubly fed induction generator[J]. Automation of Electric Power System, 2010,34(17):72-77. (in Chinese))
- [13] 苏勋文. 风电场动态等值建模方法研究[D]. 北京:华北电力大学,2010.
- [14] 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 equivalence of DDPMSG-based wind farm[J]. Power System Technology, 2012,36(12):222-227. (in Chinese))
- [15] LI Weixing, CAO Pupu, LIANG Xiaodong, et al. A practical equivalent method for DFIG wind farm[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018,9(2):610-620.
- [16] LI Weixing, CAO Pupu, LIANG Xiaodong, et al. An improved single-machine equivalent method of wind power plants by calibrating power recovery behaviors[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018,33(4):4371-4381.
- [17] 胡杰,余贻鑫. 电力系统动态等值参数聚合的实用方法[J]. 电网技术,2006,30(24):26-30. (HU Jie, YU Yixin. A practical method of parameter aggregation for power system dynamic equivalence[J]. Power System Technology,2006,30(24):26-30. (in Chinese))
- [18] 张元,郝丽丽,戴嘉祺. 风电场等值建模研究综述[J]. 电力系统保护与控制,2015,43(6):138-146. (ZHANG Yuan, HAO Lili, DAI Jiaqi. Overview of the equivalent model research for wind farms[J]. Power System Protection and Control,2015,43(6):138-146. (in Chinese))
- [19] 高远,金宇清,鞠平,等. 考虑 Crowbar 动作特性的 DFIG 风电场动态等值研究[J]. 电网技术,2015,39(3):628-633. (GAO Yuan, JIN Yuqing, JU Ping, et al. Dynamic equivalence of wind farm composed of double fed induction generators considering operation characteristic of crowbar[J]. Power System Technology, 2015,39(3):628-633. (in Chinese))

(收稿日期:2018-07-06 编辑:高建群)