

含大型光伏电站的动态安全域

方 伟¹, 刘怀东², 秦 婷¹, 王锦桥³, 冯志强⁴

(1. 天津大学 电气工程系, 天津 300072;

2. 天津大学 智能电网教育部重点实验室, 天津 300072;

3. 国网苏州供电公司, 江苏 苏州 215004; 4. 国网秦皇岛供电公司, 河北 秦皇岛 066000)

摘要:从域的角度研究大型光伏电站对电力系统暂态稳定性的影响,用等容量的光伏电站替换常规发电机,计算含大型光伏电站的动态安全域(LPV-DSR)。通过对典型电力系统的大量仿真发现 LPV-DSR 边界仍可以用超平面拟合。通过与接入光伏电站前系统的 DSR 进行比较,得出 3 条经验规律:LPV-DSR 边界与接入光伏电站前系统的 DSR 边界近似平行;从利于系统暂态稳定性的角度看,光伏电站换流器的最佳控制策略为定有功功率控制和定交流电压控制;同一种控制策略下,DSR 范围随着接入系统光伏容量的增大而单调变化。

关键词:大型光伏电站;暂态;稳定性;动态安全域;拟合法;时域仿真;换流器控制策略

中图分类号:TM 712;TM 615

文献标识码:A

DOI:10.16081/j.issn.1006-6047.2019.03.030

0 引言

由于化石能源日益枯竭,可再生能源发电是大势所趋。可再生能源发电代表之一的光伏,其成本不断降低,技术日益成熟。我国太阳能资源主要集中在西北部地区,距负荷中心较远,需要高压远距离输电,我国光伏产业发展趋势为光伏电站的大型化和规模化^[1-2]。目前国内有不少容量达几百兆瓦的大型光伏电站在建或者已经建成,例如位于宁夏盐池的世界最大单体光伏电站首期 800 MW 已经建成^[3],龙羊峡水光互补光伏电站于 2017 年建成,装机容量为 850 MW^[4]。

光伏发电采用静止的设备,其物理特性不同于传统的旋转电机,且出力因天气影响带有不确定性,因此,大规模光伏电站对电力系统安全稳定性的影响不容忽略。文献[5]通过太阳光强突变来研究大型太阳能并网对系统功角稳定的影响,得出光伏电源并网能改善系统功角稳定性的结论;文献[6]对某接入光伏后发生三相短路故障的系统与原系统进行比较,观察电压和功率的变化,得出光伏电站对系统暂态稳定性无明显影响的结论;文献[7]通过改变接入系统光伏容量的大小来观察光伏并网对系统功角稳定性的影响,得出光伏容量越大,越不利于系统功角稳定的结论。已有文献关于大型光伏电站对电力系统暂态稳定性影响的结论并不一致,其主要原因在于已有的研究都是采用逐点法,即对既定的事故前注入功率和既定的事故进行仿真来判断暂态稳定性,当系统电机与负荷节点注入功率变化时需要重新仿真计算,所得结论与系统的运行状态有关,无法从整体上判断系统稳定性的变化。

安全域 SR(Security Region)的方法是在逐点法的基础上发展而来的,它从域的角度看问题,域内安

全,域外不安全^[8]。而动态安全域 DSR(Dynamic Security Region)考虑的是在发生事故后能保证系统暂态稳定的事故前的发电机和负荷节点注入功率的集合,在此基础上发展出用超平面表示 DSR 边界的实用动态安全域 PDSR(Practical Dynamic Security Region)^[9]。文献[10]研究了 DSR 的微分拓扑性质。DSR 的方法已经较为成熟,并且在电力系统多个方面都有应用,如故障筛选排序^[11]、概率安全评估^[12]、综合控制^[13]等。DSR 的求解方法主要有拟合法^[9]和解析法^[14],解析法计算量小但准确度低,拟合法计算量大但准确性高。安全域的方法对于研究大型光伏电站对电力系统暂态稳定性的影响提供了新思路。

从以上背景出发,本文研究含大型光伏电站的动态安全域 LPV-DSR(Dynamic Security Region with Large-scale PhotoVoltaic plant)。通过对典型电力系统的大量仿真发现,LPV-DSR 边界仍然可以用超平面进行拟合,并选取若干运行点通过时域仿真进行了验证。通过对比大型光伏电站接入前后以及换流器不同控制策略下的 DSR 边界,发现它们之间具有良好的平行性;比较 DSR 范围得出了有利于系统暂态稳定的光伏电站换流器的最佳控制策略;研究了 LPV-DSR 边界变化与接入系统光伏容量的关系,发现同一种控制策略下,DSR 边界随接入的光伏容量单调变化。

1 LPV-DSR

1.1 DSR 的定义

电力系统发生故障后,系统的结构可分为 3 个不同的阶段^[10],状态方程如下:

$$\dot{\mathbf{x}} = \begin{cases} \mathbf{f}_i(\mathbf{x}) & t < 0 \\ \mathbf{f}_F(\mathbf{x}) & 0 \leq t < \tau \\ \mathbf{f}_j(\mathbf{x}) & t \geq \tau \end{cases} \quad (1)$$

其中, i, F, j 分别表示事故发生前、中、后的电力系统结构; τ 为切除故障时间; $\mathbf{x}$ 为系统的状态变量; $\mathbf{f}$ 为对应的状态方程。

对于电力系统的某一注入功率向量 $\mathbf{y}$, 若发生既定故障后系统能保持暂态稳定, 则称该注入功率向量 $\mathbf{y}$ 是动态安全的, 所有满足条件的 $\mathbf{y}$ 的集合即为 DSR, 定义如下:

$$\Omega_d(i, j, \tau) = \{\mathbf{y} | \mathbf{x}_d(\mathbf{y}) \in \mathbf{A}(\mathbf{y})\} \cap \mathbf{Y}_1 \quad (2)$$

其中, $\mathbf{x}_d(\mathbf{y})$ 为事故清除瞬间系统的状态; $\mathbf{A}(\mathbf{y})$ 为由 $\mathbf{y}$ 所决定的事故后状态空间上的稳定域; $\mathbf{Y}_1$ 为节点注入功率上、下限约束集合。

PDSR 是一个多面体, 其边界可用式 (3) 所示的超平面近似描述^[9-10]。

$$\mathbf{a}\mathbf{y}^T = 1 \quad (3)$$

其中, $\mathbf{a} = [a_1, a_2, \dots, a_n]$ 为超平面系数, $\mathbf{y} = [y_1, y_2, \dots, y_n]$ 为节点注入功率向量, n 为网络节点数。

1.2 光伏电站模型

本文采用电力系统分析软件 PSD-BPA 进行时域仿真, 其中光伏模型参考文献[15], 换流器有功控制策略有定直流侧电压控制和定有功功率控制, 无功控制策略有定无功功率控制和定交流电压控制。光伏发电系统模型结构如图 1 所示, 换流器容量限制了光伏阵列容量, 并网光伏系统结构由多个图 1 所示单元并联组成。

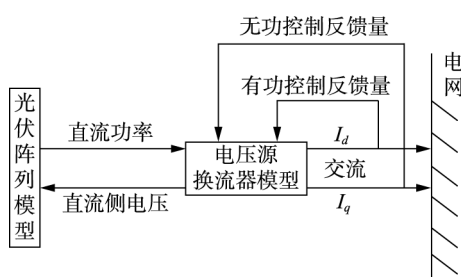


图 1 光伏系统模型结构

Fig.1 Structure of photovoltaic system model

光伏电池等效电路如图 2 所示。

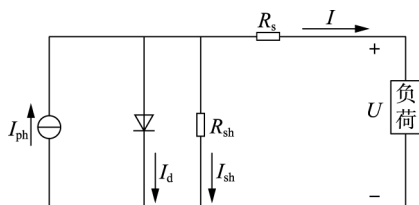


图 2 光伏电池等效电路

Fig.2 Equivalent circuit of photovoltaic cell

光伏电池一般输入短路电流 I_{sc} 、开路电压 V_{oc} 、最大功率点负载电流 I_m 、最大功率点负载电压 V_m 几个技术参数, 先对这些参数在实际光照条件和温度下进行折算, 然后计算光伏电池电流:

$$I = I_{sc} \left\{ 1 - C_1 \left[\exp\left(\frac{V}{C_2 V_{oc}}\right) - 1 \right] \right\} \quad (4)$$

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}} \right) \exp\left(-\frac{V_m}{C_2 V_{oc}}\right) \quad (5)$$

$$C_2 = \left(\frac{V_m}{V_{oc}} - 1 \right) \left[\ln\left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}} \right) \right]^{-1} \quad (6)$$

光伏阵列集成模型由光伏电池模型串联和并联组成, 假设所有电池均相同, 在光伏电池的模型上进行修正:

$$I_{sc_AR} = N_{se} I_{sc} \quad (7)$$

$$I_{m_AR} = N_{se} I_m \quad (8)$$

$$V_{oc_AR} = N_{sh} V_{oc} \quad (9)$$

$$V_{m_AR} = N_{sh} V_m \quad (10)$$

其中, I_{sc_AR} 、 I_{m_AR} 、 V_{oc_AR} 、 V_{m_AR} 分别为光伏阵列的短路电流、最大功率点电流、开路电压、最大功率点电压; N_{se} 为并联电池数; N_{sh} 为串联电池数。

电压源换流器(VSC)控制系统采用比例积分调节, 定直流侧电压和定无功功率控制框图如图 3 所示。图中 T_{mA} 、 T_{mB} 分别为有功和无功测量环节时间常数, T_{A1} 、 T_{B1} 为超前时间常数, T_A 、 T_B 为滞后时间常数, K_{PA} 、 K_{PB} 为比例环节放大倍数, K_{IA} 、 K_{IB} 为积分环节放大倍数, T_{SA} 、 T_{SB} 为延迟时间常数, 下标 ref 表示参考值。

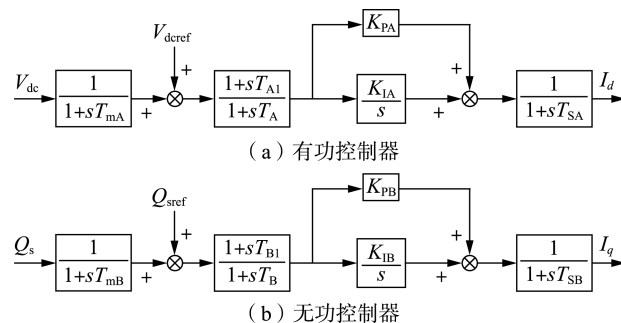


图 3 VSC 控制系统

Fig.3 Control system of VSC

1.3 LPV-DSR

对于含光伏电站的电力系统 DSR 以往并没有研究, 因此在其拓扑性质未知的情况下, 本文采用计算量大但精度高的拟合法来求取 LPV-DSR, 拟合法是通过拟正交选点的方法搜索大量临界点, 然后用最小二乘法来拟合临界点得到 DSR 边界, 具体方法参考文献[9]。

本文经过大量仿真发现, LPV-DSR 边界仍可用超平面拟合, 其误差在工程允许范围内。选取边界附近的若干运行点进行时域仿真, 对边界的正确性进行检验。

以新英格兰 10 机 39 节点系统为例, 系统图见附录中图 A1, 其中发电机 G2 为平衡机, 系统频率为 60 Hz。将母线 34 处的同步发电机 G5 替换为等容

量的光伏电站,换流器控制策略以有功定直流侧电压、无功定无功功率为例。预想事故为线路发生三相短路故障,故障的切除时间为 66.7 ms(第 4 个周期时)。附录中表 A1 给出了输电线路 15-16、21-16、26-27 分别在母线 15、21、26 出口处发生三相短路故障时 DSR 边界超平面的系数以及拟合误差。

图 4 为输电线路 21-16 在母线 21 出口处发生三相短路故障,故障切除时间为 66.7 ms 时,三维空间上 LPV-DSR 示意图,在三维空间上搜索得到大量临界点,并且用拟合法得到平面表示的系统 DSR 边界。

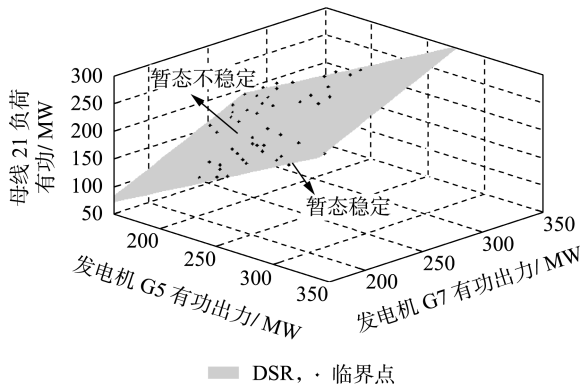


图 4 三维空间上 LVP-DSR 示意图

Fig.4 Schematic diagram of LVP-DSR in 3-dimension space

取 LPV-DSR 边界附近的若干运行点进行时域仿真,如图 5 所示,沿竖直箭头方向依次是运行点 1、2、3、4,沿横向箭头方向依次是运行点 1、5、6、7。根据仿真结果是否暂态稳定以及该运行点是否位于安全域内,来判断该 DSR 边界的准确性。各个运行点的有功功率注入和时域仿真结果见表 1,时域仿真所得到的发电机功角稳定曲线见附录中图 A2。由表 1 可知时域仿真结果和从 DSR 角度判断的结果是一致的,验证了所得 LPV-DSR 边界的正确性。

2 DSR 对比

本文通过对典型电力系统进行大量数值仿真,

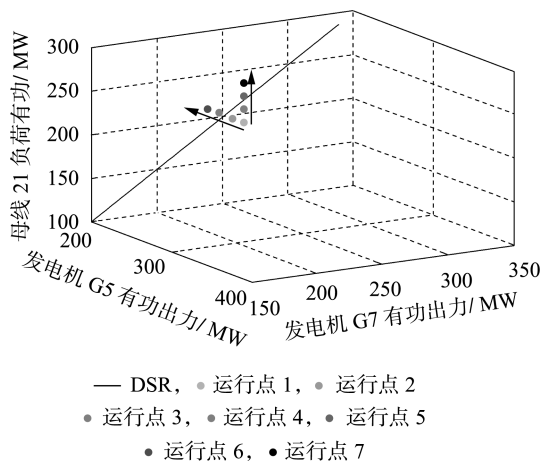


图 5 DSR 边界准确性验证

Fig.5 Test for accuracy of DSR boundary

表 1 时域仿真结果

Table 1 Time-domain simulative results

运行点	G5 有功出力/MW	G7 有功出力/MW	母线 21 负荷/MW	是否暂态稳定	是否在安全域内
1	210	260	195	是	是
2	210	260	210	是	是
3	210	260	225	否	否
4	210	260	240	否	否
5	195	260	195	是	是
6	180	260	195	否	否
7	165	260	195	否	否

对比不同换流器控制策略下的 LPV-DSR 和原系统的 DSR,并结合物理分析总结出以下 3 条经验规律。

(1) 近似平行性。LPV-DSR 边界与原系统的 DSR 边界近似平行。

对于新英格兰 10 机 39 节点典型系统。分 5 种情景进行考虑:情景 1,未接入光伏电站,即原系统;情景 2—5,以等容量的光伏电站替换母线 37 处的同步发电机 G8,保持系统总容量不变,光伏电站换流器分别采用控制策略 a—d。

a. 00,有功定直流侧电压控制,无功定无功功率控制。

b. 01,有功定直流侧电压控制,无功定交流电压控制。

c. 10,有功定有功功率控制,无功定无功功率控制。

d. 11,有功定有功功率控制,无功定交流电压控制。

图 6 为输电线路 10-13 在母线 10 出口处发生三相短路故障,故障的切除时间为 66.7 ms 时,5 种情景 DSR 二维断面对比图。

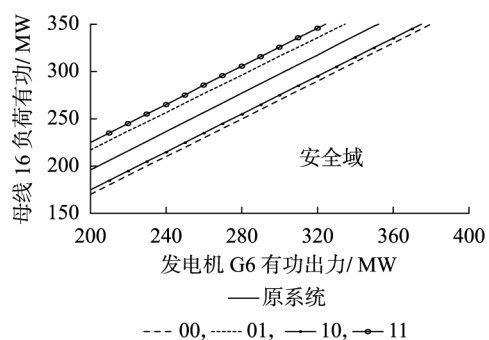


图 6 5 种情景下的 DSR 比较

Fig.6 Comparison of DSR among five scenarios

虽然从图中可以看出 5 种情景下 DSR 边界近似平行,仍以两平面夹角判断平行性,两平面夹角公式如下:

$$\cos \theta = \frac{\langle \mathbf{a}_1, \mathbf{a}_2 \rangle}{\|\mathbf{a}_1\|_2 \|\mathbf{a}_2\|_2} \quad (11)$$

其中, θ 为两向量的夹角; $\mathbf{a}_1$ 、 $\mathbf{a}_2$ 为 2 个平面的超平面系数。

表 2 给出了不同线路故障下情景 2—5 对应的 DSR 边界与原系统 DSR 边界的夹角。

表 2 4 种情景的 DSR 边界夹角

Table 2 Angles of DSR boundary for four scenarios

情景	DSR 边界夹角/(°)		
	线路 10-13 故障	线路 15-16 故障	线路 3-4 故障
2	0.405 5	0.068 9	0.555 6
3	0.748 0	0.075 4	0.370 4
4	0.323 7	0.227 7	0.314 4
5	0.165 8	0.324 0	0.188 7

从表中可看出,DSR 边界夹角不超过 1°,可见它们之间存在着良好的平行性,LPV-DSR 边界与原系统的 DSR 边界近似平行。

(2)最佳控制策略。从利于系统暂态稳定性的角度看,光伏电站换流器的最佳控制策略为有功功率控制和无功定交流电压控制,即控制策略 11 对应的 LPV-DSR 范围最大。

从图 6 中可看出,情景 2 和 4,即控制策略为 00 和 10 的 LPV-DSR 范围比原系统的 DSR 范围小,其边界是内缩的,情景 3 和 5,即控制策略为 01 和 11 的 LPV-DSR 范围比原系统的 DSR 范围大。以基本运行点到超平面的距离来衡量 DSR 范围的大小或者该运行点到 DSR 边界的裕量。基本运行点是指系统正常运行时功率注入空间上位于安全域内的一点,距离公式如下:

$$d = \frac{|\mathbf{a}\mathbf{y}_0^T - 1|}{\|\mathbf{a}\|_2} \quad (12)$$

其中, $\mathbf{y}_0$ 为基本运行点的注入功率向量。

不同故障下基本运行点到 DSR 边界距离对比见表 3。基本运行点发电机 G6 有功出力和母线 16 有功负荷注入功率分别为 650 MW、329.4 MW,基准值为 100 MW。

表 3 5 种情景的 DSR 范围比较

Table 3 Comparison of DSR range among five scenarios

情景	d		
	线路 10-13 故障	线路 15-16 故障	线路 3-4 故障
1	2.265 1	2.394 5	2.392 9
2	2.053 2	2.200 2	2.347 6
3	2.363 3	2.619 9	2.403 0
4	2.092 3	2.208 2	2.312 9
5	2.458 1	2.623 5	2.456 3

从表中可看出,情景 5,即控制策略 11 对应的 LPV-DSR 范围最大,情景 2,即控制策略 00 对应的 LPV-DSR 范围最小,从利于系统暂态稳定性的角度看,光伏电站换流器的最佳控制策略为有功功率控制和无功定交流电压控制。

(3)单调性。同一种控制策略下,DSR 范围随着接入系统光伏容量的增大而单调变化。

单台电机不同容量的替换:以新英格兰 10 机 39

节点系统为例,故障设置为线路 10-13 在节点 10 出口处发生三相短路,故障切除时间为 66.7 ms,母线 23 处接入一台变压器和一座光伏电站,控制策略为 00,用光伏电站替换发电机 G7 的部分或者全部功率(560 MW),而光伏电站和发电机 G7 注入母线 23 的总功率不变,发电机 G7 出力存在下限 160 MW。不同替换功率下,DSR 二维断面比较如图 7 所示。

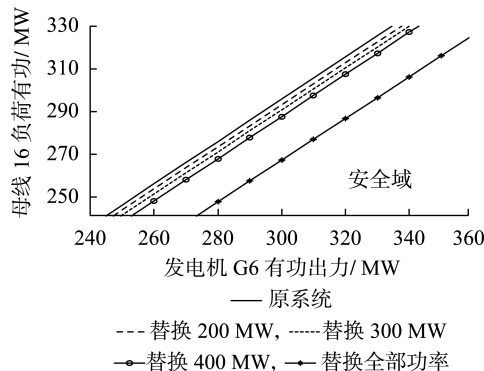


图 7 光伏替换不同容量的 DSR 比较

Fig.7 DSR comparison of different capacities replaced by photovoltaic

可以看出,在控制策略 00 下,同一台电机被替换的光伏容量越大,对应的 DSR 范围越小,具有单调递减性。

多台电机的替换:以新英格兰 10 机 39 节点系统为例,考虑 2 种控制策略 00 和 11。故障设置为线路 10-13 在节点 10 出口处发生三相短路,故障切除时间为 66.7 ms,比较 4 种情景下的 DSR;Case A,原系统;Case B,以等容量的光伏电站替换发电机 G8;Case C,以等容量的光伏电站替换发电机 G5、G8;Case D,以等容量的光伏电站替换发电机 G5、G6、G8。发电机 G5、G6、G8 的功率分别为 508 MW、650 MW、540 MW。DSR 对比如图 8 所示,图中 Case B—D 后编号 0 表示光伏电站换流器控制策略 00,编号 1 表示光伏电站换流器控制策略 11。

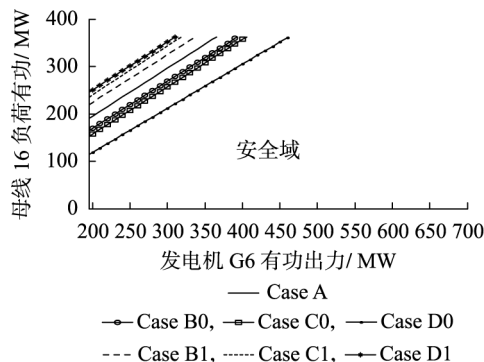


图 8 光伏替换不同电机的 DSR 比较

Fig.8 DSR comparison of different generators replaced by photovoltaic

可以看出,控制策略为 00 时,替换的电机越多,DSR 范围越小,具有单调递减性;控制策略为 11 时,

替换的电机越多,DSR 范围越大,具有单调递增性。综合可知,同一种控制策略下,DSR 范围随着接入系统光伏容量的增大而单调变化。

3 结论

有关光伏并网对电力系统暂态稳定性的影响,已有文献所得结论并不一致,原因在于已有的研究都采用逐点法,该方法无法从整体上给出系统暂态稳定性的测度,所得结论与选取的运行点有关。本文用域的方法来研究大型光伏电站对电力系统暂态稳定性的影响,通过对典型电力系统的大量数值仿真发现,LPV-DSR 边界仍可用超平面拟合,拟合误差在工程允许范围内。

对比接入大型光伏电站前、后系统 DSR 边界的变化,总结出以下 3 条经验规律。

a. 近似平行性。LPV-DSR 边界与原系统的 DSR 边界近似平行。

b. 最佳控制策略。从利于系统暂态稳定性的角度看,光伏电站换流器的最佳控制策略为有功定有功功率控制和无功定交流电压控制。

c. 单调性。同一种控制策略下,DSR 范围随着接入系统光伏容量的增大而单调变化。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 高本锋,姚磊,李忍,等. 大规模光伏电站并网的振荡模式分析[J]. 电力自动化设备,2017,37(8):123-130.
GAO Benfeng, YAO Lei, LI Ren, et al. Analysis on oscillation modes of large-scale grid-connected PV power plant[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(8): 123-130.
- [2] 贾科,顾晨杰,毕天姝,等. 大型光伏电站汇集系统的故障特性及其线路保护[J]. 电工技术学报,2017,32(9):189-198.
JIA Ke, GU Chenjie, BI Tianshu, et al. Fault characteristics and line protection within the collection system of a large-scale photovoltaic power plant[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(9): 189-198.
- [3] 罗伯特. 世界最大单体光伏电站在宁夏盐池建设[EB/OL]. (2016-08-07)[2017-11-29]. <http://finance.china.com.cn/roll/20160807/3847416.shtml>.
- [4] 韩沁珂. 龙羊峡建了“世界最大光伏电站”一年可发电 14 亿千瓦时[EB/OL]. (2017-03-21)[2017-11-29]. <http://guangfu.bjx.com.cn/news/20170321/815456.shtml>.
- [5] 杨秀媛,刘小河,张芳,等. 大型太阳能并网发电模型及应用[J]. 中国电机工程学报,2011,31(增刊1):19-22.
YANG Xiuyuan, LIU Xiaohe, ZHANG Fang, et al. Model of large PV and its applications on power system analysis[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(Supplement 1): 19-22.
- [6] 张巍,向铁元,李安,等. 基于 MATLAB-PSASP 的光伏并网暂态稳定计算模型[J]. 电力自动化设备,2012,32(6):80-85.
ZHANG Wei, XIANG Tiejue, LI An, et al. MATLAB-PSASP based transient stability computation model for grid-connection of PV power system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(6): 80-85.
- [7] 潘雄,张龙,黄家栋,等. 基于 Sobol 序列和混合 Copula 的含风电和光伏电力系统暂态稳定分析[J]. 太阳能学报,2015,36(7):1622-1631.
PAN Xiong, ZHANG Long, HUANG Jiadong, et al. Transient stability analysis of power system integrated with wind farms and photovoltaic plants based on Sobol sequence and mixed-Copula[J]. Acta Ener-giae Solaris Sinica, 2015, 36(7): 1622-1631.
- [8] 余贻鑫. 电力系统安全域方法研究述评[J]. 天津大学学报,2008,41(6):635-646.
YU Yixin. Review of study on methodology of security regions of power system[J]. Journal of Tianjin University, 2008, 41(6): 635-646.
- [9] 余贻鑫,栾文鹏. 利用拟合技术决定实用电力系统动态安全域[J]. 中国电机工程学报,1990,10(增刊1):22-28.
YU Yixin, LUAN Wenpeng. Practical dynamic security regions of power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 1990, 10(Supplement 1): 22-28.
- [10] 余贻鑫,曾沅,冯飞. 电力系统注入空间动态安全域的微分拓扑特性[J]. 中国科学(E 辑),2002,32(4):503-509.
YU Yixin, ZENG Yuan, FENG Fei. Differential topological characteristic of the DSR on injection space of electrical power system[J]. Science in China(Series E), 2002, 32(4): 503-509.
- [11] 刘怀东,陈或,崔晓君,等. 基于期望损失指标的电力系统故障筛选和排序[J]. 电力系统保护与控制,2016,44(14):8-13.
LIU Huaidong, CHEN Yu, CUI Xiaojun, et al. Contingency screening and ranking based on dynamic security region of the power system[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(14): 8-13.
- [12] 王东涛,余贻鑫,付川. 基于实用动态安全域的输电系统概率动态安全评估[J]. 中国电机工程学报,2007,27(7):29-33.
WANG Dongtao, YU Yixin, FU Chuan. Practical dynamic security region based probabilistic dynamic security assessment of power transmission system[J]. Proceedings of the CSEE, 2007, 27(7): 29-33.
- [13] 徐箭,陈允平. 基于动态安全域的电力系统暂态稳定预防控制、紧急控制及其协调[J]. 电力自动化设备,2009,29(8):1-7.
XU Jian, CHEN Yunping. Coordination between preventive control and emergency control for transient stability of power system based on dynamic security region[J]. Electric Power Automation Equipment, 2009, 29(8): 1-7.
- [14] 刘怀东,张江红,刘沛龙,等. 基于改进解析法的小范围动态安全域搜索方法[J]. 电力自动化设备,2012,32(2):29-33.
LIU Huaidong, ZHANG Jianghong, LIU Peilong, et al. Small-range search of DSR based on improved analytical method[J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(2): 29-33.
- [15] 中国电力科学研究院. PSD-BPA 暂态稳定程序用户手册[M]. 4.23 版. 北京:中国电力科学研究院,2012:216-224.

作者简介:



方伟

方伟(1994—),男,湖北麻城人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统安全性稳定性分析与控制(E-mail:1151460139@qq.com);

刘怀东(1963—),男,山东东明人,副教授,硕士,主要研究方向为电力系统安全稳定性以及电力市场等(E-mail:hdliu@tju.edu.cn);

秦婷(1993—),女,江苏南通人,硕士研究生,研究方向为电力系统安全性稳定性分析与控制(E-mail:qinting888@tju.edu.cn)。

(下转第 199 页 continued on page 199)

- [18] 郑涛,王燕萍,袁飞,等. 基于工频突变量阻抗测量的新型孤岛检测方法[J]. 电力自动化设备,2016,36(5):8-13.
ZHENG Tao, WANG Yanping, YUAN Fei, et al. Islanding detection based on power-frequency variation impedance[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(5): 8-13.
- [19] JANG S I, KIM K H. An islanding detection method for distributed generations using voltage unbalance and total harmonic distortion of current[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2004, 19(2): 745-752.
- [20] 徐华电,苏建徽,张军军,等. 基于谐波特征与核 Fisher 判别分析的孤岛检测方法研究[J]. 电工技术学报,2016,31(3):25-30.
XU Huadian, SU Jianhui, ZHANG Junjun, et al. Research on islanding detection based on harmonic characteristics and kernel fisher discriminant analysis[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(3): 25-30.

作者简介:



吕干云

吕干云(1976—),男,浙江丽水人,教授,博士,主要研究方向为电能质量分析和控制、分布电源接入优化、人工智能技术在电力系统中的应用(E-mail: ganyun_lv@njit.edu.cn);

吴启宇(1994—),男,江苏南京人,硕士研究生,主要研究方向为电能质量和控制(E-mail: wu.qiyu@163.com);

吴晨媛(1991—),女,江苏常州人,硕士研究生,主要研究方向为分布式电源接入建模与优化(E-mail: 704345213@qq.com)。

Islanding detection of grid-connected PV system based on bi-direction voltage harmonic variation

LÜ Ganyun¹, WU Qiyu¹, WU Chenyuan¹, CHENG Haozhong², SHI Xiang³

(1. School of Electric Power Engineering, Nanjing Institute of Technology, Nanjing 211167, China;

2. Key Laboratory of Control of Power Transmission and Conversion, Ministry of Education, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China;

3. State Grid Qingdao Power Supply Company, Qingdao 266002, China)

Abstract: Aiming at the non-detection zone problem of traditional passive islanding detection for grid-connected PV (PhotoVoltaic) system, a detection method based on bi-direction voltage harmonic variation is proposed. With the analysis of voltage harmonic variation before and after islanding and failure mechanism of traditional voltage harmonic detection method, an islanding detection strategy based on bi-direction voltage harmonic is proposed. The windowed Fourier transform is used to calculate the harmonics of outgoing line current and bus voltage in centralized grid-connected PV system, and thus the harmonic power is obtained. The direction of each harmonic source is determined by the positive or negative polarity of harmonic power in grid-connected operation, and the characteristic orders of harmonic at system side and PV side are selected according to the maximum positive and negative harmonic power values. The sliding windowed Fourier transform is adopted to analyze bus voltage harmonic variation of the two orders, and the islanding detection criteria is established. If the reduction of voltage harmonic at system side and the increment at PV side both meet the criteria, there is an island. Simulative results verify the effectiveness of the proposed method. The method does not affect the output power quality of grid-connected inverters, and can effectively detect islands under serious background harmonics with a small non-detection zone.

Key words: grid-connected PV system; islanding detection; bi-direction harmonic; voltage harmonic variation

(上接第 193 页 continued from page 193)

Dynamic security region with large-scale photovoltaic plant

FANG Wei¹, LIU Huaidong², QIN Ting¹, WANG Jinqiao³, FENG Zhiqiang⁴

(1. Department of Electrical Engineering, Tianjin University, Tianjin 300072, China;

2. Key Laboratory of Smart Grid of Ministry of Education, Tianjin University, Tianjin 300072, China;

3. State Grid Suzhou Power Supply Company, Suzhou 215004, China;

4. State Grid Qinhuangdao Power Supply Company, Qinhuangdao 066000, China)

Abstract: The influence of large-scale photovoltaic plant on transient stability of power system is researched from the perspective of domain, and the conventional generator is replaced by the photovoltaic plant with equal capacity to calculate the LPV-DSR (Dynamic Security Region with Large-scale PhotoVoltaic plant). Extensive simulations of typical power system show that the boundary of LPV-DSR can still be fitted by hyperplane. Three conclusions are obtained by the comparison with DSR of the system before the connection of photovoltaic plant: the boundary of LPV-DSR is approximately parallel to the DSR boundary of the system before the photovoltaic plant connected; from the perspective of system transient stability, the optimal control strategy of photovoltaic converter is constant active power control and constant AC voltage control; the DSR range changes monotonously with the increase of grid-connected photovoltaic capacity under the same control strategy.

Key words: large-scale photovoltaic plant; transients; stability; dynamic security region; fitting method; time-domain simulation; converter control strategy

附录：

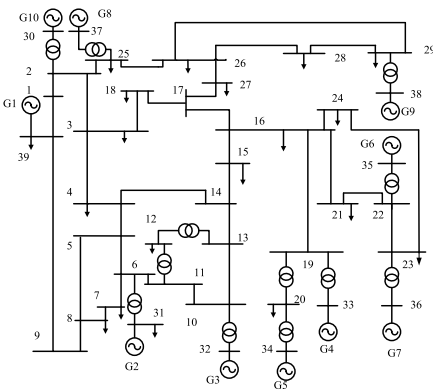
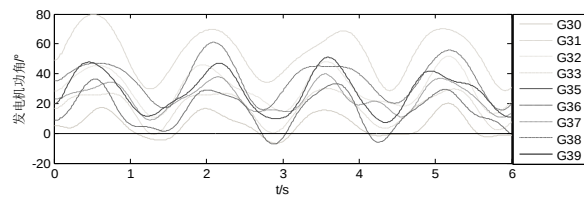


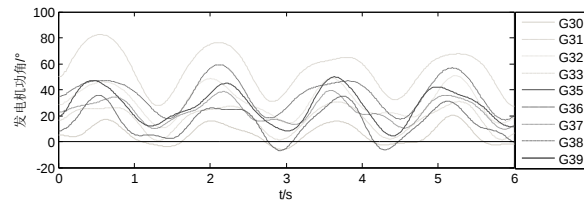
图 A1 新英格兰 10 机 39 节点系统
Fig.A1 New England 10-generator 39-bus system

表 A1 n 维空间上含光伏电力系统的 DSR 系数
Table DSR coefficients of power system with PV in n -dimension space

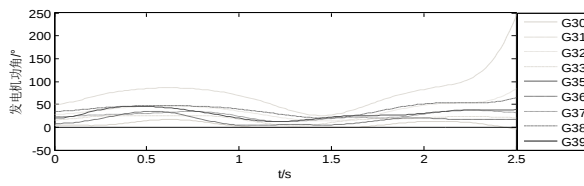
对象	DSR 系数		
	线路 15-16	线路 21-16	线路 26-27
G30	0.039 9	0.071 5	0.070 4
G32	0.032 7	0.030 3	0.037 3
G33	0.047 8	0.058 8	0.044 5
G34	0.050 5	0.044 9	0.040 0
G35	0.032 8	0.070 7	0.055 1
G36	0.031 2	0.047 5	0.044 0
G37	0.038 9	0.042 5	0.053 6
G38	0.038 7	0.028 7	0.044 3
G39	0.051 7	0.025 2	0.017 8
L39	-0.024 3	-0.017 2	-0.017 3
L3	-0.020 5	-0.024 7	-0.023 0
L4	-0.014 6	-0.022 2	-0.015 5
L7	-0.027 5	-0.020 2	-0.023 2
L8	-0.021 7	-0.018 0	-0.009 2
L12	-0.008 4	0.243 3	-0.037 7
L15	-0.015 9	-0.019 0	-0.016 5
L16	-0.024 0	-0.022 5	-0.022 8
L18	-0.020 0	-0.038 0	-0.059 1
L20	-0.021 9	-0.020 7	-0.016 7
L21	-0.011 7	-0.038 6	-0.034 4
L23	-0.035 4	-0.018 4	-0.036 9
L24	-0.035 2	-0.039 9	-0.023 7
L25	-0.026 0	-0.003 7	-0.034 2
L26	-0.028 3	-0.054 0	-0.028 3
L27	-0.021 0	-0.019 5	-0.024 2
L28	-0.015 9	-0.010 3	0.018 6
L29	-0.021 1	-0.035 6	-0.039 8
L31	0.088 6	0.142 0	0.346 0
误差/%	2.47	2.16	2.33



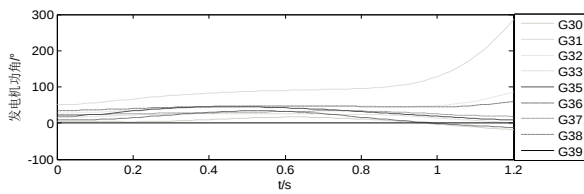
(a)运行点 1



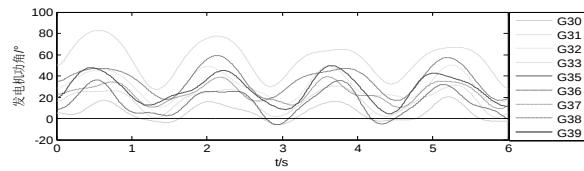
(b)运行点 2



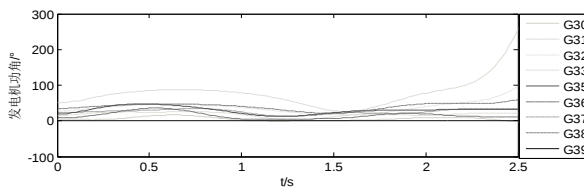
(c)运行点 3



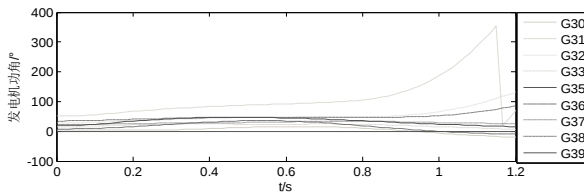
(d)运行点 4



(e)运行点 5



(f)运行点 6



(g)运行点 7

图 A2 时域仿真结果

Fig.A2 Time-domain simulation results