

基于双向谐波电压变动的光伏并网孤岛检测

吕千云¹, 吴启宇¹, 吴晨媛¹, 程浩忠², 时翔³

(1. 南京工程学院 电力工程学院, 江苏 南京 211167;

2. 上海交通大学 电力传输与功率变换控制教育部重点实验室, 上海 200240;

3. 国网青岛供电公司, 山东 青岛 266002)

摘要:针对传统的被动式光伏并网孤岛检测存在的检测死区问题,提出一种基于双向谐波电压变化量的光伏并网孤岛检测方法。通过分析孤岛前后谐波电压的变动及传统谐波电压检测法的失效机理,提出基于双向谐波电压的孤岛检测策略。利用加窗傅里叶变换同步计算光伏集中并网发电系统送出线路电流及所接母线电压的谐波,从而获得各次谐波功率;由并网运行时谐波功率的正负极性判断各次谐波源方向,并根据正、负最大谐波功率值选择系统侧、光伏侧谐波的特征频次;利用滑动加窗傅里叶变换分析这2个频次的母线谐波电压变化量,建立孤岛检测判据,若系统侧谐波电压减小量和光伏侧谐波电压增加量均满足判据,则发生孤岛。仿真结果验证了所提方法的有效性。该方法不影响并网逆变器输出的电能质量,且能在较严重背景谐波下有效检测孤岛,检测死区较小。

关键词:光伏并网系统;孤岛检测;双向谐波;谐波电压变动

中图分类号:TM 615

文献标识码:A

DOI:10.16081/j.issn.1006-6047.2019.03.031

0 引言

随着全球能源危机及环境问题日益严重,光伏、风电等新能源发电近年来得到迅猛发展。目前我国光伏发电总装机容量约达到47 GW,我国已成为全球光伏装机容量最大的国家^[1]。由于孤岛易造成设备损伤、运检人员的安全危害以及影响新能源的可靠运行,光伏并网孤岛问题受到了越来越多的关注^[2]。按照孤岛检测标准UL 17417和IEEE Std 1547的相关规定,分布式并网发电系统必须具有孤岛检测功能^[3],并在规定时间内迅速完成检测。因此,及时有效地检测孤岛效应对整个系统具有重要意义。

为此,国内外学者提出了许多孤岛检测方法,主要可分为远程孤岛检测法、被动孤岛检测法和主动孤岛检测法3类。

远程孤岛检测法主要包括电力线载波通信法^[4]、开关信号传输法^[5]和监控数据采集法^[6]。该类方法利用通信手段检测断路器的开断状态或者在电网侧发出载波信号,安装在分布电源侧的接收器根据这些信号变化来确定是否发生孤岛。其优点是无检测死区(NDZ)、检测准确可靠,且不会对电网的正常运行造成干扰,但该类方法需要建立较为完备

的信号发生、接收装置和传输通道等,成本较高、实现困难,目前并没有得到广泛应用。

主动孤岛检测法通过向逆变器中主动注入一定规律的电气扰动量,并监测系统响应来判断是否发生孤岛,是目前研究较多的一类孤岛检测方法。该类方法主要有主动频率偏移法^[7]、滑模频率移法^[8]、主动电流扰动法^[9-10]、功率因数扰动法^[11]、频率-电压下垂方法^[11]、无功-频率正反馈方法^[12]、谐波电流注入^[13]、负序电流注入^[14]、集中扰动阻抗测量法^[15]等。其优点是检测盲区小、检测速度较快,但其缺点也较明显,一方面可能导致电能质量恶化,另一方面它需要附加控制,系统更复杂,且对反馈系数设置较敏感,若系数过小会导致孤岛时电气量变化不明显,检测失效。同时,光伏逆变器种类较多,多机并联运行时扰动信号之间可能会相互抵消、稀释,导致孤岛检测失效。

被动孤岛检测法主要是通过孤岛时逆变器输出的端电压幅值/频率^[16]、相位^[17]、突变量阻抗^[18]、谐波及其组合判据^[19]等是否出现异常来判断是否产生孤岛。该类方法原理简单、实现容易、成本低,但其精度受门限值设定的影响较大,常存在较大的检测死区。近年来,一类基于多种特征电气量的被动孤岛检测法受到关注,其采用数据挖掘获取相应特征量,同时利用智能技术检测识别孤岛^[20],一定程度上改善了检测死区问题。但智能算法和数据挖掘对系统软硬件要求较高,难以满足工程应用需求,且当发生孤岛后功率匹配时仍存在死区。被动孤岛检测法的检测精度与门限值设定密切相关,门限值既要高于正常运行值,又要小于孤岛时的突变值。然而,光伏电源输出的不确定性与电网电压幅值和频

收稿日期:2018-05-15;修回日期:2019-01-04

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51577086);电力传输与功率变换控制教育部重点实验室开放课题(2016AA02);江苏“六大人才高峰”项目;江苏高校“青蓝工程”项目

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51577086), the Open Project of Key Laboratory of Control of Power Transmission and Conversion, Ministry of Education (2016AA02), Jiangsu Six Talent Peaks Project and Qing Lan Project of Universities in Jiangsu Province

率、谐波等波动以及负载突然起停都会对此造成影响,给该类方法的应用带来很多实际困难。因此,如何减小检测死区一直是该类方法需解决的重要问题。目前,现有被动孤岛检测法大多没有从光伏电站和电网两侧同时考虑并建立相应孤岛判据。本文提出一种新的基于双向谐波电压变化量的光伏集中并网孤岛检测方法,同时考虑了光伏发电和电网两侧在孤岛形成前后的电气量变化以及方向特性,为解决被动孤岛检测法的死区问题提供新的思路。

1 基于双向谐波电压变化的孤岛检测原理

基于双向谐波电压的孤岛检测方法主要依据光伏集中并网发电系统与大电网断开连接前后的并网母线谐波电压变动来检测孤岛的状态。光伏发电系统断开与主电网连接后,系统中的谐波阻抗在孤岛前后会产生很大的改变,即大容量主电网系统自身的谐波阻抗一般非常小,而光伏系统跟主电网相比,其容量远小于主电网,谐波阻抗远大于主电网的谐波阻抗,因此在同样的谐波电流源条件下,孤岛后将产生一个较大的并网母线谐波电压增量,进而可据此判定孤岛。传统谐波电压检测判据正是基于该原理。

然而,传统谐波电压检测法应用于光伏并网发电系统时会存在较大的检测死区,原因如下:正常运行时光伏发电系统波动引起内部谐波电流源波动,从而引起母线谐波电压波动,进而造成孤岛保护误动作;另外,大电网侧背景谐波增加(如大容量非线性负荷投入),也会造成谐波电压的突增,并造成孤岛误判。由于没有同时考虑光伏并网发电和电网两侧在孤岛形成前后电气量大小及方向变化,光伏系统本身输出波动、背景电网扰动、负载突然起停等会对相关判据造成影响,进而导致检测死区。现有其他一些被动孤岛检测法也存在类似的问题。本文基于双向谐波电压变化的孤岛检测方法采用本地电气量信息,利用谐波功率区分来自电网侧和光伏发电侧的不同方向谐波,并针对2个不同方向的主要频次谐波电压变化建立孤岛检测判据。该方法的基本原理如图1所示。

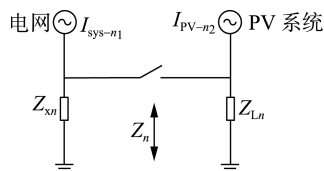


图1 孤岛检测原理图

Fig.1 Schematic diagram of islanding detection

图中, $I_{\text{sys}-n_1}$ 为来自电网侧的 n_1 次背景谐波电流; $I_{\text{PV}-n_2}$ 为来自光伏电源的 n_2 次谐波电流; Z_{L_n} 为本地等效阻抗;电网侧系统谐波阻抗 Z_{x_n} 较小,背景谐

波可视为电压源; Z_n 为并网点等效 n 次谐波阻抗。光伏系统并网时该等效谐波阻抗为:

$$Z_{ng} = \frac{Z_{L_n} Z_{x_n}}{Z_{L_n} + Z_{x_n}} \quad (1)$$

孤岛时等效谐波阻抗为:

$$Z_{ni} = Z_{L_n} \quad (2)$$

则并网时 n_1 次电网侧背景谐波源造成的谐波电压为:

$$U_{n1g} = I_{\text{sys}-n_1} Z_{n1g} = I_{\text{sys}-n_1} \frac{Z_{L_{n1}} Z_{x_{n1}}}{Z_{L_{n1}} + Z_{x_{n1}}} \quad (3)$$

并网时 n_2 次光伏谐波电流源造成的谐波电压为:

$$U_{n2g} = I_{\text{PV}-n_2} Z_{n2g} = I_{\text{PV}-n_2} \frac{Z_{L_{n2}} Z_{x_{n2}}}{Z_{L_{n2}} + Z_{x_{n2}}} \quad (4)$$

孤岛时 n_1 次电网侧谐波电流源造成的并网点谐波电压为:

$$U_{n1g} \approx 0 \quad (5)$$

孤岛时 n_2 次光伏谐波电流源造成的并网点谐波电压为:

$$U_{n2g} = I_{\text{PV}-n_2} Z_{n2i} = I_{\text{PV}-n_2} Z_{L_{n2}} \quad (6)$$

由于电网侧的系统容量大,孤岛时等效谐波阻抗 Z_{L_n} 一般比并网等效谐波阻抗 Z_{ng} 大得多,故孤岛后 n_2 次光伏谐波电流源引起的谐波电压比并网时大幅增加;而孤岛后母线谐波电压不受电网侧背景谐波电流的影响,电网侧谐波电流源产生的 n_1 谐波电压将大幅减小。综上2点,建立基于双向谐波电压突变量的孤岛检测方法。

2 双向谐波电压孤岛检测的实现

该孤岛检测法的实现过程如图2所示。主要步骤如下。

a. 采用加窗傅里叶变换同步计算光伏并网发电送出线路电流及母线电压的各次谐波及其幅值和相位。检测中存在暂态等扰动,加窗傅里叶分析可减小谐波计算误差。

b. 计算各次谐波功率,并由各次谐波功率正负判断正常并网运行时各次谐波源的方向。计算方法如下:

$$P_n = U_n I_n \cos \phi_n \quad (7)$$

其中, ϕ_n 为 n 次谐波电压 U_n 和电流 I_n 的相位差。若 $P_n < 0$ 表明 n 次谐波来源于系统侧,若 $P_n > 0$ 则表明 n 次谐波源位于光伏发电侧。

c. 将2~20次谐波功率中的负功率最小值设置为电网侧谐波的代表频次 n_1 ,正功率最大值设置为光伏侧谐波的代表频次 n_2 。

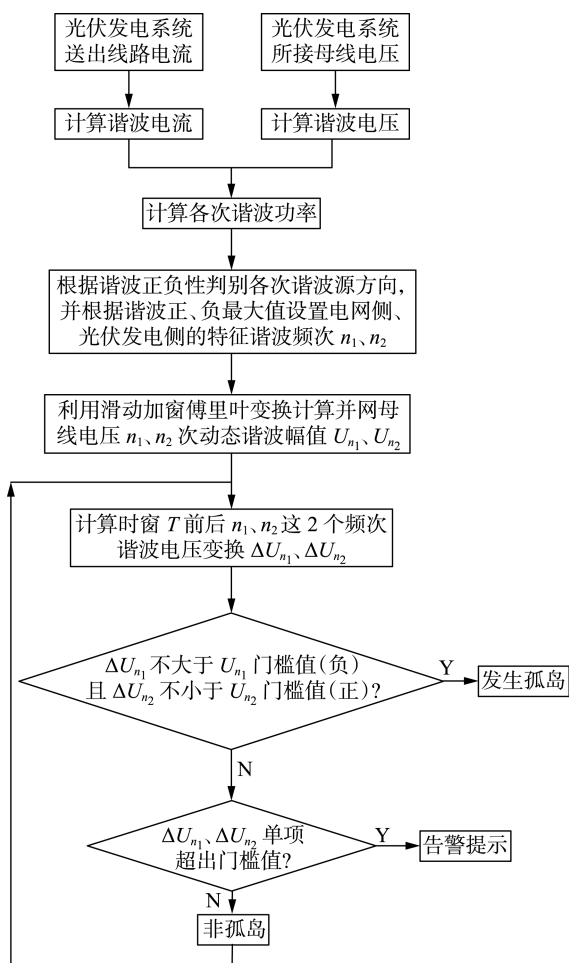


图 2 本文孤岛检测法流程图

Fig.2 Flowchart of proposed islanding detection method

d. 利用滑动加窗傅里叶变换计算 n_1 次和 n_2 次并网母线谐波电压的动态幅值 U_{n1} 、 U_{n2} , 并计算分析时窗 T 前、后 2 个频次谐波电压变化量 $\Delta U_{n1}(T)$ 、 $\Delta U_{n2}(T)$ 。

e. 将 $\Delta U_{n1}(T)$ 、 $\Delta U_{n2}(T)$ 分别与电网侧谐波的电压减小量阈值(为负)和光伏侧谐波的电压增加量阈值(为正)进行对比。若均不超出阈值, 则为非孤岛, 返回步骤 d; 若均超出阈值则发生孤岛并采取相应应对措施; 若仅单项超出阈值则进行报警。具体整定为:

$$\begin{cases} \Delta U_{n1} \leq -0.1\%U_1 \text{ 且 } \Delta U_{n2} \geq 0.1\%U_1 & \text{发生孤岛} \\ \Delta U_{n1} \leq -0.1\%U_1 \text{ 或 } \Delta U_{n2} \geq 0.1\%U_1 & \text{告警提示} \\ \text{其他} & \text{非孤岛} \end{cases} \quad (8)$$

其中, U_1 为基波电压值。

3 仿真实验与结果分析

在一台 Intel i3-4170 内存 4 GB 的个人计算机上采用 MATLAB2015b 的 Simulink 对本文孤岛检测方法进行仿真验证, 搭建测试系统见图 3。仿真参

数设置为: 25 kV 主电网的容量为 50 MV·A, 含 0.8% 的 13 次背景谐波; 本地配电网额定电压为 25 kV, 频率为 50 Hz; 光伏直流侧母线电压为 500 V, 交流侧电压为 250 V, 并网变压器将 250 V 升压到 25 kV; 本地负载的容量为 4.5 MW, 光伏发电系统容量为 5 MW, 滤波电感为 0.057 1 mH, 开关频率为 1.65 kHz; 仿真时长为 3 s, 设置光伏发电系统在 2.4 s 时脱离电网。仿真结果如图 4 所示。

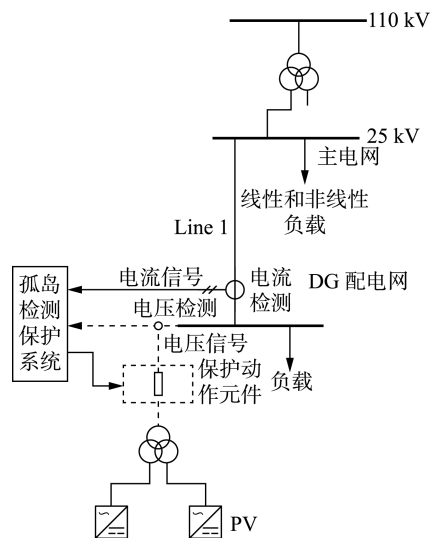


图 3 仿真测试系统图

Fig.3 Schematic diagram of simulation test system

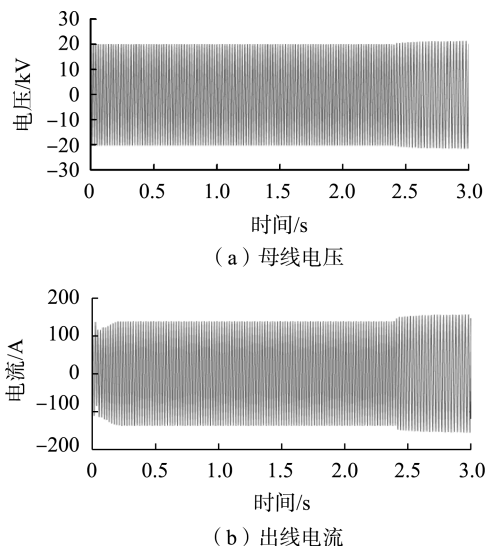


图 4 测试光伏并网系统的母线电压和出线电流

Fig.4 Bus voltage and outgoing line current of testing grid-connected PV system

对光伏并网发电送出线路电流及母线电压进行加窗傅里叶计算, 得到 1—20 次谐波的幅值和相位, 并按式(7)计算各次谐波功率, 结果如图 5 所示。

结果显示, 并网母线处谐波主要有 5 次、7 次、11 次、13 次等, 其中 13 次谐波功率为负值, 其主要来源于电网背景谐波, 5 次、7 次等其余谐波则主要

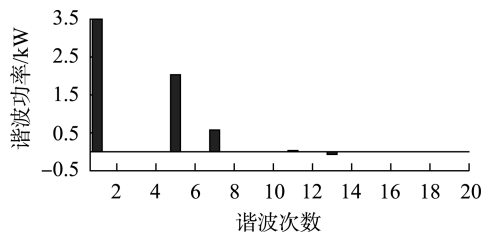


图5 并网运行时的谐波功率谱

Fig.5 Harmonic power of grid-connected PV system

来源于光伏系统,由光伏逆变引起。正向(光伏侧)的最大谐波功率为5次谐波功率,其值为2.03 kW,负向(电网侧)的最大谐波功率为13次谐波功率,其值为-0.071 kW。

对母线电压进行滑动加窗傅里叶分析,滑动数据窗长度取20 ms,傅里叶变换采用连续滑动计算,结果如图6所示。可以得到,2.4 s前后5次和13次谐波幅度变化较大,2.38—2.40 s(孤岛前1个周期)的谐波分析结果如图7所示,2.40—2.42 s(孤岛后1个周期)的谐波计算结果如图8所示。

图7、图8结果显示,并网母线谐波电压在孤岛前、后变化较大,其中5次、7次谐波电压明显增加,13次谐波电压则明显衰减。正、反2个方向的特征谐波电压变化情况如表1所示。

根据表1结果及式(8)所示孤岛判据可知,5次谐波电压增量和13次谐波电压减小量均超出对应阈值0.1%和-0.1%,因此系统明显发生孤岛。

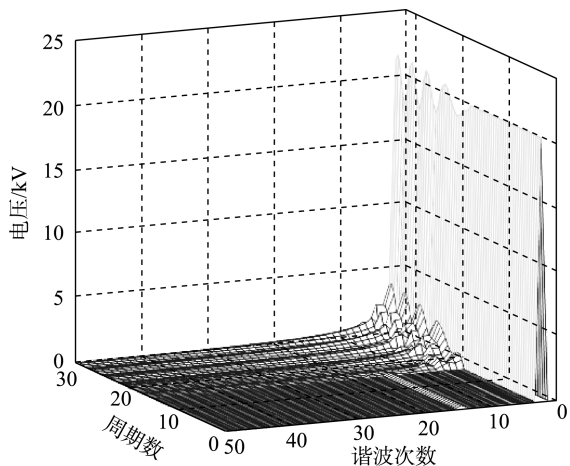


图6 母线电压加窗傅里叶时频分布(2.4 s前后16个周期)

Fig.6 Time-frequency distribution of bus voltage by windowed Fourier (16 periods before and after 2.4 s)

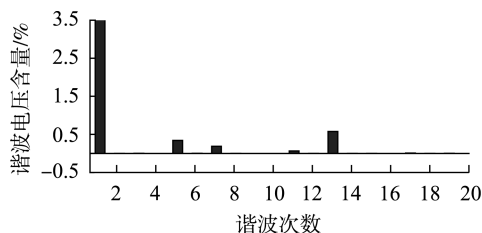


图7 孤岛前母线电压谐波(2.38—2.40 s)

Fig.7 Harmonic of bus voltage before islanding(2.38-2.40 s)

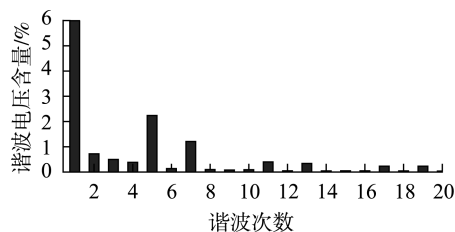


图8 孤岛后母线电压谐波(2.40—2.42 s)

Fig.8 Harmonic of bus voltage after islanding(2.40-2.42 s)

表1 孤岛前、后的双向谐波电压变化

Table 1 Bi-direction voltage harmonic variation before and after islanding

时间	5次谐波电压含量/%	13次谐波电压含量/%	孤岛检测结果
孤岛前	0.35	0.61	发生孤岛
孤岛后	2.24	0.34	
变化量	1.89	-0.27	

考虑到并网发电时光伏出力波动以及系统背景谐波扰动对本文孤岛检测方法的影响,对2项扰动分别展开测试验证,结果如表2所示。

表2 扰动下的双向谐波电压变化

Table 2 Bi-direction voltage harmonic variation under disturbances

扰动	5次谐波电压含量/%	13次谐波电压含量/%	孤岛检测结果
光伏波动	光照 0.5 kW/m ²	0.21	告警提示
	光照 1 kW/m ²	0.35	
	变化量	0.14	
电网扰动	0.8%背景谐波	0.35	告警提示
	0.5%背景谐波	0.35	
	变化量	0	

由表2结果发现,并网发电时光伏出力波动可引起母线谐波电压的明显变化,当光伏输入的光照参数从0.5 kW/m²增加到1 kW/m²,5次谐波电压含量从0.21%变为0.35%,增加了0.14%,然而此时来源于电网侧方向的13次谐波电压含量基本不变,故判定为非孤岛,并报警。另外,当25 kV电网背景谐波13次谐波从0.8%减小到0.5%时,并网电压的13次谐波电压含量从0.61%变为0.38%,减小了0.23%,但此时来源于光伏侧方向的5次谐波电压含量不变,仍为0.35%,故判定为非孤岛。这表明,在并网光伏孤岛检测中,本文基于双向谐波电压变化的孤岛检测法能利用谐波功率有效区分来自电网侧背景谐波和光伏发电侧的不同方向谐波,针对2个不同方向的主要频次谐波电压变化建立孤岛检测判据,具有更好的检测效果,有效减小了检测死区,可靠性更高。当然,若并网光伏和背景电网谐波同时出现大幅波动,本文方法将可能误判,但短小时内两侧同时产生大扰动的可能性很小。排除两侧同时波动情况,谐波电压检测死区可控制在0.1%内。另外,考虑到逆变器结构、滤波器参数设计、控制技术

和调制技术等因素对光伏逆变产生谐波电流含量的影响,可针对不同应用场景将孤岛判定阈值从0.1%提高到0.2%,从而提高本文方法的抗干扰性。该方法实现较简单,无需改变光伏逆变控制,不会导致电能质量恶化。

4 结论

本文提出一种基于双向谐波电压变化的光伏并网孤岛检测新方法。仿真测试结果表明,双向谐波电压判据能利用谐波功率区分来自电网侧和光伏发电侧的不同方向谐波,从而针对2个不同方向的主要频次谐波电压变化建立孤岛检测判据,由于同时考虑光伏发电系统和电网两侧的孤岛形成前后变化,所以能在光伏系统输出波动、背景电网扰动下均正确判定是否发生孤岛,可靠性更高,较大改善了检测死区,具有更好的检测效果。此外,本文提出的孤岛检测法未在系统控制信号中施加任何扰动量,实现简单,也不会影响并网逆变器输出的电能质量,具有较高的实用性。

参考文献:

- [1] 贾科,魏宏升,李晨曦,等. 基于SVG功率因数调节的光伏电站集中孤岛检测法[J]. 电力系统自动化,2017,41(6):92-97.
JIA Ke, WEI Hongsheng, LI Chenxi, et al. Centralized islanding detection method for photovoltaic power station based on power factor regulation with SVG[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(6): 92-97.
- [2] 刘方锐,余蜜,张宇. 主动移频法在光伏并网逆变器并联运行下的孤岛检测机理研究[J]. 中国电机工程学报,2009,29(12):47-51.
LIU Fangrui, YU Mi, ZHANG Yu. Islanding detection evaluation for active frequency drifting methods in multiple photovoltaic grid-connected converters[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(12): 47-51.
- [3] 蔡逢煌,郑必伟,王武. 结合同步锁相的光伏并网发电系统孤岛检测技术[J]. 电工技术学报,2012,27(10):202-206.
CAI Fenghuang, ZHENG Biwei, WANG Wu. Islanding detection method combined with PLL for photovoltaic grid-connected power system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2012, 27(10): 202-206.
- [4] ROPP M, LARSON D, MEANDERING S, et al. Discussion of a power line carrier communications-based anti-islanding scheme using a commercial automatic meter reading system[C]//2006 IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion. Waikoloa, HI, USA: [s.n.], 2006: 2351-2354.
- [5] REFERRN M A, USTA O, FIELDING G. Protection against loss of utility grid supply for a dispersed storage and generation unit[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1993, 8(3): 948-954.
- [6] 赵峰, 意代其. 分布式电源并网系统远程孤岛检测方法的研究[J]. 电源技术, 2014, 38(3): 586-589.
ZHAO Feng, XI Daiqi. Analysis of remote islanding detection methods for distributed generation grid-connected systems[J]. Chinese Journal of Power Sources, 2014, 38(3): 586-589.
- [7] 张凯航,袁越,傅质馨,等. 基于正切滑模频移法的孤岛检测方法[J]. 电力自动化设备,2013,33(12):66-72.
ZHANG Kaihang, YUAN Yue, FU Zhixin, et al. Islanding detection based on tangent sliding mode frequency shift method[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(12): 66-72.
- [8] 刘芙蓉,王辉,康勇,等. 滑模频率偏移法的孤岛检测盲区分析[J]. 电工技术学报,2009,24(2):178-182.
LIU Furong, WANG Hui, KANG Yong, et al. Non-detection zone of slip-mode frequency shift method[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2009, 24(2): 178-182.
- [9] 张纯江,郭忠南,孟慧英,等. 主动电流扰动法在并网发电系统孤岛检测中的应用[J]. 电工技术学报,2007,22(7):176-180.
ZHANG Chunjiang, GUO Zhongnan, MENG Huiying, et al. Active current disturbing method for islanding detection of grid-connected inverters[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2007, 22(7): 176-180.
- [10] 丁浩,魏艳君,漆汉宏,等. 基于自适应有功电流扰动的孤岛检测[J]. 电工技术学报,2014,29(8):294-300.
DING Hao, WEI Yanjun, QI Hanhong, et al. A novel islanding detection based on adaptive active current disturbance[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(8): 294-300.
- [11] 贺超,王冕,陈国柱. 基于下垂控制的孤岛检测方法及其改进策略[J]. 电力自动化设备,2015,35(6):87-92.
HE Chao, WANG Mian, CHEN Guozhu. Islanding detection based on droop control and its improvement strategy[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(6): 87-92.
- [12] 杨滔,王鹿军,张冲,等. 基于无功电流-频率正反馈的孤岛检测方法[J]. 电力系统自动化,2012,36(14):193-199.
YANG Tao, WANG Lujun, ZHANG Chong, et al. A novel islanding detection method based on positive feedback between reactive current and frequency[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(14): 193-199.
- [13] CAI Wen, LIU Bangyin, DUAN Shanxu, et al. An islanding detection method based on dual-frequency harmonic current injection under grid impedance unbalanced condition[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2013, 9(2): 1178-1187.
- [14] KARIMI H, YAZDANI A, IRAVANI R. Negative-sequence current injection for fast islanding detection of a distributed resource unit[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2008, 23(1): 298-307.
- [15] 贾科, 邹凯翔, 魏宏升, 等. 适用于多机集群的外部集中扰动式阻抗测量孤岛检测法[J]. 电工技术学报, 2016, 31(13): 120-129.
JIA Ke, HUAN Kaixiang, WEI Hongsheng, et al. An islanding detection method based on impedance estimation using external centralized disturbances for multi-distributed generation system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(13): 120-129.
- [16] YE Zhihong, KOLWALKAR A, ZHANG Yu, et al. Evaluation of anti-islanding schemes based on nondetection zone concept[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2004, 19(5): 1171-1176.
- [17] FRANCESCO J D M, MARCO L, ALBERTO P. Overview of anti-islanding algorithms for PV systems: part a passive methods[C]//12th International Conference: Power Electronics and Motion Control Conference, 2006. Portoroz, Slovenia: [s.n.], 2007: 1878-1883.

- [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