

500 kV 智能变电站二次设备改造方案研究

丁宣文,王 平

(国网四川省电力公司电力科学研究院,四川 成都 610072)

摘要: 目前,在运的智能变电站均存在部分不达标的智能二次设备,主要是合并单元和智能终端,为电网安全运行埋下了隐患,需进行设备更换及整改调试。对于有条件全站停电的变电站,其改造无异于基建调试,安全风险也较小;但对于负荷较重且难以转供的重要枢纽站,特别是500 kV变电站全停改造几乎不可能。对此,针对500 kV智能变电站不全停电方式下进行二次设备改造的方案展开研究,提出了500 kV部分按串停、220 kV部分按间隔轮停改造合并单元、智能终端等二次智能设备的调试工法和二次安全措施。

关键词: 智能变电站; 改造调试; 停电方案; 安全措施

Abstract: At present, some secondary intelligent devices operating in smart substation are below the standard, mainly are merging unit and intelligent terminals, which brings hidden troubles to the safe operation of power grid. So the replacement, reforming and commissioning of these devices are necessary to be done. For those substations with power outage, the rectification is similar to the capital construction commissioning with small risks. However, for those hub substations with heavy loads and without alternates, especially 500 kV substations, the rectification during power outage is nearly impossible. The reforming scheme for secondary devices in 500 kV smart substations under the incomplete power cut is studied, and the commissioning methods and safety measures for secondary intelligent devices are proposed, that is, the merging unit and intelligent terminals are reformed when the 500 kV part is shut off by the series and the 220 kV part is shut off by different branches alternatively.

Key words: smart substation; reforming and commissioning; power cut scheme; safety measure

中图分类号: TM763 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2016)06-0059-06

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2016.06.014

0 引言

智能变电站是坚强智能电网的重要组成部分,是智能电网的重要基础和支撑^[1]。智能变电站是智能电网中变换电压、接受和分配电能、控制电力流向和调整电压的重要电力设施,是智能电网“电力流、信息流、业务流”三流汇集的焦点,对建设坚强智能电网具有极为重要的作用^[2]。

智能变电站发展至今,技术已愈加成熟可靠,但也发生过多起因合并单元、智能终端软硬件缺陷造成的保护误动事件。为避免此类事故再次发生,国家电力调度通信中心要求各省电力调度通信中心牵头对所辖智能变电站合并单元、智能终端进行全面核查,对于未采用检测合格型号版本的合并单元、智能终端进行整改升级^[3]。然而,如今的电力用户对供电可靠性与连续性的要求越来越高,变电站不全停方式下开展改造工作势在必行。智能变电站二次

安全措施的实施是智能变电站运行维护的一个非常重要的课题,目前,智能变电站技术仍处在不断发展和完善阶段,因此,急需研究出一套安全、可行的不全停电改造方案,切实指导各地市供电公司圆满完成大规模的智能变电站二次设备改造工作。

1 改造停电方案

全站改造分间隔轮流停电方案应充分考虑虚端子关联、组网架构等智能变电站改造的特殊性和安全性,并按照最大化减少冗余停电的方式进行优化。

1.1 500 kV 系统及主变压器改造停电方案

变电站的500 kV部分,一般都采用一个半断路器接线方式,1个支路对应2个开关,且1串上的2个支路共用1个中开关。因此中开关的合并单元、智能终端虚端子与这1串上的2个支路相关的保护测控等装置均存在映射关联关系,如果按不同支路轮停改造,那么中开关在恢复送电前势必要陪停同

1 串的另外 1 个运行支路的相关保护测控等装置, 并进行相关配置更新和整改调试, 其改造难度、改造周期和安全风险都成倍增加。因此 500 kV 部分的改造在无法全停的条件下, 建议采用按串停的方式进行, 主变压器三侧的改造结合高压侧所在串停电同步进行。

由于 500 kV 母线电压需级联给 500 kV 出(进)线或主变压器高压侧 TV, 因此要完整地改造 1 串, 就需母线也相应停电, 即所有边开关均停运, 这样停电范围就很大。因此从这个方面出发考虑, 500 kV 部分在按串停电的基础上, 还必须结合母线停电改造。

1) 如果改造前的母线合并单元与改造后的间隔合并单元在电压级联上不存在问题, 那么可以将母线停电改造放在所有串的整改结束后再进行, 这样可以避免母线随着不同串的改造而频繁停电。

2) 与上述 1) 的情况相反, 改造前的母线合并单元与改造后的间隔合并单元无法实现电压级联, 而改造后的母线合并单元与改造前的间隔合并单元在电压级联上不存在问题, 那么母线停电改造就需要结合第一次串停改造适时进行。

目前, 各厂家的母线合并单元基本都能保证在改造过程中其新旧装置与间隔合并单元新旧装置之间成功地进行电压级联。但为了既定方案的准确无误, 在整改开始前, 有必要用改造前后的母线合并单元与间隔合并单元进行一次电压级联试验。

1.2 220 kV 系统改造停电方案

对于 500 kV 变电站的 220 kV 部分, 1 个开关对应 1 个间隔, 改造思路相对比较清晰明了, 停电方案可有以下 3 种:

1) 最大停电方式: 220 kV 部分若能实现全停, 改造调试和安全风险无疑都是最理想的。此停电方式的优点是整个 220 kV 部分包括母线 TV 的所有间隔的改造调试工作能集中进行, 且安全风险小, 安全措施相对简单, 便于运维调试人员操作; 但缺点也显而易见, 那就是停电范围大, 负荷难以通过其他方式转供, 降低了供电的可靠性与连续性。需要特别指出, 陪停的主变压器中压侧不安排在此阶段进行改造, 建议放在主变压器间隔改造阶段再进行。

2) 按片停电方式: 即采用不同段母线上的所有支路停运的方式按片进行整改。500 kV 变电站的 220 kV 部分一般都采用双母线单分段或双母线双分段接线方式。以双母线单分段为例, 母线合并单

元一般分为 I - II 母合并单元和 III - II 母合并单元, 结合母线合并单元的改造, 一般采用 I - II 母和 III - II 母分别停电; 但若仍存在采用双母线接线方式的, 双母二次电压都接入同一个母线合并单元, 即母线合并单元既采集 I 母电压, 又采集 II 母电压, 要更换母线合并单元必定拆除 I 母电压回路及 II 母电压回路。如果只停某一段母线, 另一段母线带电, 其安全风险极大。因此这种情况下只能将 220 kV 系统全停。按不同段母线停电改造恢复送电前, 必须进行母线保护陪停试验, 以验证各改造间隔的合并单元、智能终端与母线保护之间的互操作性。同样, 陪停的主变压器中压侧不安排在此阶段进行改造, 建议放在主变压器间隔改造阶段再进行。

3) 最小停电方式: 220 kV 部分按间隔依次进行轮停整改, 具体流程如图 1 所示。由于各间隔更换后的合并单元、智能终端在模型或虚端子上存在改动, 母线保护需临时陪停更新配置并验证与改造间隔设备之间的互操作性, 因此改造完的每一个间隔在恢复送电前都要进行母线保护陪停试验。但对于母线间隔的改造, 根据主接线方式不同, 仍需进行一次 220 kV 部分片停或全停; 同样, 陪停的主变压器中压侧不安排在此阶段进行改造, 建议放在主变压器间隔改造阶段再进行。

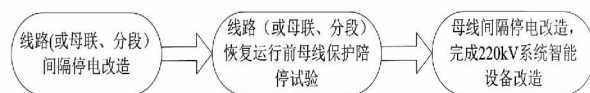


图 1 220 kV 系统智能设备改造轮停安排示意图

2 改造调试方案

2.1 停电前提前开展的工作

为缩短智能设备改造调试时间, 应在停电前完成合并单元、智能终端配置及单体试验, 具体工作步骤如下:

1) 检查新合并单元、智能终端的硬件符合相关文件要求。

2) 将合并单元、智能终端按安装位置进行临时编号(在装置顶部、侧面贴相同的安装位置标识)。安装位置标识格式如下:

间隔名称(含开关编号) — 所属网络 — 装置名称, 如 5011 边开关 1 号合并单元, 5012 中开关 2 号智能终端。

3) 将合并单元、智能终端上电,检查版本信息符合相关文件要求,检查符合要求后由厂家完成合并单元、智能终端配置。

4) 核查配置结果与装置安装编号相对应,完成合并单元、智能终端性能、功能检验。

2.2 改造调试内容

一般来讲,改造所需要更换的合并单元、智能终端在模型或虚端子上存在改动,而保护测控装置不涉及到模型文件的改动升级,集成商需根据该阶段改造间隔的合并单元、智能终端的模型文件和虚端子重新制作SCD文件,对相关关联的保护、测控、合并单元、智能终端、网络分析及故障录波、数字式电度表、PMU等设备需根据配置完成后的SCD导出CID、SV、GOOSE配置并下载至相关装置,再比较新旧CID、SV、GOOSE文件差异,确保遵循修改原则。

1) 对于配置更新后的合并单元,需要重新进行调试,试验内容包括:①合并单元(MU)硬件检查,硬件板件及输入输出应与相关文件规定及相关检测机构发布的一致;②合并单元(MU)软件检查,包括合并单元的软件版本号、校验码、版本生成时间、是否为相关发布版本等;③合并单元(MU)性能检测,包括SV输入输出虚端子、GOOSE输入输出虚端子、MU发送的SV报文质量、MU失步再同步、(间隔)MU电压切换、(母线)MU电压并列、MU变比整定及角比差准确度、MU延时、MU检修状态等性能的检测。

2) 对于配置更新后的智能终端,需要重新进行调试,试验内容包括:①智能终端硬件检查,硬件板件及输入输出应与相关文件规定及相关检测机构发布的一致;②智能终端软件检查,包括合并单元的软件版本号、校验码、版本生成时间、是否为相关发布版本等;③智能终端性能检测,包括GOOSE输入输出虚端子、GOOSE开入开出动作时间、智能终端检修状态等性能的检测。

3) 对于配置更新后的保护装置,需要重新进行调试,试验内容包括:①继电保护装置SV输入通道、软压板对应关系检查;②继电保护装置GOOSE输入通道、软压板对应关系检查;③继电保护装置GOOSE输出通道、软压板对应关系检查;④继电保护装置逻辑功能验证。

4) 对于配置更新后的测控装置,需要重新进行调试,试验内容包括:①测控装置SV输入通道、软

压板对应性检查;②测控装置GOOSE输入通道、软压板对应性检查;③测控装置GOOSE输出通道、软压板对应性检查;④测控装置逻辑功能验证。

5) 对于改造后的整个间隔的一、二次设备,需要进行分系统联调,试验内容包括:①改造间隔测控装置遥测、遥控、遥信功能试验;②改造间隔保护整组传动试验,试验信号需从合并单元前端模拟,并通过继保测试仪回采跳合闸动作接点时间;③通过网络分析及故障录波装置录取波形或抓取报文,分析合并单元输出波形的同步性。

需要特别注意的是,对于那些保护配置更新后无法通过实际传动验证的GOOSE开出,比如主变压器系统改造调试时无法直接传动运行的220kV母联(分段)开关,需抓取保护配置更新前后发送的GOOSE开出报文,并比较它们的MAC地址、APPID及变位通道号是否对应一致。

3 500 kV 系统及主变压器智能设备改造调试

按照前面的改造停电方案分析,采用500kV整串停电开展智能设备改造工作。以1串有1条500kV线路和主变压器高压侧的完整串为例展开研究。500kV串停改造时,主变压器三侧的改造结合高压侧所在串停电同步进行。因此,停电范围包括完整串的3个500kV开关以及主变压器中低压侧开关。

3.1 风险点分析

现场风险点众多,主要体现在:1)处于检修状态的I母侧边开关误通流到运行的500kV I段母线1号、2号保护装置;2)处于检修状态的II母侧边开关误通流到运行的500kV II段母线1号、2号保护装置;3)处于检修状态的I母侧边开关1号、2号保护装置误启动失灵到运行的500kV I段母线1号、2号保护装置;4)处于检修状态的II母侧边开关1号、2号保护装置误启动失灵到运行的500kV II段母线1号、2号保护装置;5)处于检修状态的主变压器1号、2号保护装置试验误跳运行的220kV母联(分段)开关;6)处于检修状态的主变压器1号、2号保护装置误启动失灵到220kV母线保护装置;7)处于检修状态的主变压器中压侧开关误通流到运行的220kV母线1号、2号保护装置;8)处于检修状态的主变压器中压侧间隔传动试验误开入刀闸位置

到220 kV 母线1号、2号保护装置;9)处于检修状态的合并单元误通流电压至数字式电度表;10)误操作500 kV 边开关母线侧(带电侧)隔离开关;11)误操作主变压器中压侧开关母线侧(带电侧)隔离开关;12)误将试验电压通过检修状态的500 kV 线路TV反送电到一次设备;13)误将试验电压通过检修状态的主变压器高、低压侧TV反送电到一次设备。

3.2 二次安全措施

针对这些危险点,安全措施的总体原则是实施双重化的策略,保护测控装置、智能终端、合并单元等智能二次设备应遵循:1)隔离检修设备的采样、跳闸(包括远跳)、合闸、启失灵等与运行设备相关的联系,并保证安全措施不影响运行设备的正常运行;2)断开装置间光纤的安全措施存在装置光纤接口使用寿命缩减、试验功能不完整等问题,对于可通过退出发送侧和接收侧两侧软压板以隔离虚回路连接关系的光纤回路,检修作业不宜采用断开光纤的安全措施;3)对于确实无法通过退检修装置发送软压板、且相关运行装置未设置接收软压板来实现安全隔离的光纤回路,可采取断开光纤的安全措施方案,但不得影响其他装置的正常运行;4)断开光纤回路前,应确认其余安全措施已做好,且对应光纤已作好标识,退出的光纤应用相应保护罩套好;5)智能变电站虚回路安全隔离应至少采取双重安全措施,如退出相关运行装置中对应的接收软压板、退出检修装置对应的发送软压板,投入检修装置检修压板,且宜先退出运行设备中的接收软压板,再退出检修设备的发送软压板;6)涉及到带电回路,拉开相关电压回路空开和电机电源空开能一定程度防止危害的发生,但空开的误投退和不确定性仍存在很大安全隐患,必须从源头加以遏制。

针对上述第5)条,这里强调一点,安全隔离应至少采取双重安全措施,其“退出相关运行装置中对应的接收软压板、退出检修装置对应的发送软压板”的意义在于将虚回路的两端都通过软压板断开,以达到可靠隔离虚回路连接关系的目的,因此应同时退出相关运行装置中对应的接收软压板和检修装置对应的发送软压板,这样才能可靠构成双重化安全措施中的一重。

逐一针对现场风险点制定的安全措施方案见表1所示。

3.3 500 kV 母线保护陪停试验

表1 500 kV 整串及主变压器智能设备改造
二次安全措施实施方案

安全措施对象	第1道安全措施 防线(先执行)	第2道安全措施 防线(后执行)
1	在运行的500 kV I段母线1号、2号保护装置上退出II母侧边开关的“SV接收(或支路投入)软压板”*	拔掉检修状态的I母侧边开关1号、2号合并单元的SV母差直采口光纤
2	在运行的500 kV II段母线1号、2号保护装置上退出II母侧边开关的“SV接收(或支路投入)软压板”*	拔掉检修状态的II母侧边开关1号、2号合并单元的SV母差直采口光纤
3	1)在运行的500 kV II段母线1号、2号保护装置上退出I母侧边开关失灵开入“GOOSE接收软压板” 2)在I母侧边开关1号、2号保护装置上退出启动母线失灵“GOOSE发送软压板”	——
4	1)在运行的500 kV II段母线1号、2号保护装置退出I母侧边开关失灵开入“GOOSE接收软压板” 2)在II母侧边开关1号、2号保护装置退出启动母线失灵“GOOSE发送软压板”	——
5	退出主变压器1号、2号保护装置跳220 kV母联(分段)开关“GOOSE发送软压板”	拔掉检修状态的主变压器1号、2号保护装置上的中压侧GOOSE组网口的光纤
6	1)在运行的220 kV 母线1号、2号保护装置上退出主变压器中压侧开关失灵开入“GOOSE接收软压板” 2)在主变压器1号、2号保护装置退出启动主变压器中压侧开关失灵“GOOSE发送软压板”	——
7	在运行的220 kV 母线1号、2号保护装置上退出主变压器中压侧开关的“SV接收(或支路投入)软压板”*	拔掉检修状态的主变压器中压侧开关1号、2号合并单元的SV母差直采口光纤
8	拔掉检修状态的主变压器中压侧开关1号、2号智能终端的GOOSE母差直跳口光纤	——

(续表)

9	拔掉数字式电度表的光纤	——
1 ~ 9	在执行完上述步骤之后,将检修状态的 500 kV 线路、主变压器及三侧以及 500 kV 开关的 1 号、2 号保护装置、相关的合并单元、智能终端以及测控装置的“检修”硬压板投入,检查开入量并用胶布将压板封闭	
10	关断 500 kV I (II) 母侧边开关 GIS 汇控柜 I (II) 母侧(带电侧)隔离开关操作电源和电机电源	在 500 kV I (II) 边开关 GIS 汇控柜拆除 I (II) 母侧(带电侧)隔离开关电机电源回路,并用绝缘胶布包扎好电缆芯线裸露部分
11	关断主变压器中压侧母线侧(带电侧)隔离开关操作电源和电机电源	在主变压器中压侧开关 GIS 汇控柜拆除母线侧(带电侧)隔离开关电机电源回路,并用绝缘胶布包扎好电缆芯线裸露部分
12	在检修状态的 500 kV 线路 TV 汇控柜内拉开线路 TV 二次电压空开	在检修状态的 500 kV 线路 TV 汇控柜内将来电侧的 TV 二次电压输入端电缆断开
13	在检修状态的主变压器高、低压侧 TV 汇控柜内拉开主变压器高压侧 TV 二次电压空开	在检修状态的主变压器高、低压侧 TV 汇控柜内将来电侧的 TV 二次电压输入端电缆断开

备注:1)表中安全措施对象代号对应于 3.1 节中风险点分析中的序号。

2)部分保护厂家将 SV 接收软压板的功能集成在间隔投入软压板里,同时还具备投退本间隔所有 GOOSE 发送和接收的功能。

由于 500 kV 每串的边开关合并单元输出的 SV 分别接入了 500 kV I 母母线保护和 500 kV II 母母线保护,因此 500 kV 整串及主变压器智能设备改造完成后,需进行母线保护陪停试验,以验证改造后的 500 kV 开关合并单元与 500 kV 母线保护之间能完成虚端子匹配和互操作性。

3.3.1 风险点分析

现场风险点主要有:1)500 kV I (II) 段母线 1 号(或 2 号)保护调试中误跳母线上运行边开关;2)500 kV I (II) 段母线 1 号(或 2 号)保护通过组网误开出“三相跳闸”GOOSE 至母线上运行边开关保护。

3.3.2 二次安全措施

母线保护陪停试验前应先由变电站运行人员严格按照先后顺序依次退出保护装置所有的 GOOSE 接收软压板、GOOSE 发送软压板、功能软压板以及 SV 接收软压板。500 kV 母线保护陪停试验二次安全措施实施方案见表 2 所示。

表 2 500 kV 母线保护陪停试验二次安全措施实施方案

安全措施对象	第 1 道安全措施防线(先执行)	第 2 道安全措施防线(后执行)
1	在检修状态的 500 kV I (II) 段母线 1 号(或 2 号)保护装置退出运行间隔的 GOOSE 发送软压板	拔掉检修状态的母线 1 号(或 2 号)保护装置的运行间隔直跳口光纤
2	在检修状态的 500 kV I (II) 段母线 1 号(或 2 号)保护装置退出运行间隔的 GOOSE 发送软压板	拔掉检修状态的母线 1 号(或 2 号)保护装置的组网口光纤
1 ~ 2	将 500 kV I (II) 母 1 号(或 2 号)母线保护装置“检修”硬压板投入,检查开入量并用胶布将压板封闭	

备注:由于控制 500 kV 母线保护开出至相应的智能终端和开关保护的 GOOSE 发送软压板为同一个,因此安全措施对象 1)、2)的第 1 道防线一样。

3.3.3 陪停母线保护恢复运行

一次设备不停电,双重化配置的保护装置单套设备工作完毕,恢复运行时,宜按以下顺序进行操作:

- 1)投入工作前退出的本保护装置所有 SV 接收软压板,检查本保护装置采样值,确认采样正常;
- 2)恢复工作前断开的智能终端至本保护装置的跳合闸回路光纤,并确认光纤链路正常,相关信息采集正确;
- 3)投入工作前退出的本保护装置功能软压板;
- 4)检查本保护装置无任何告警和动作信息后,投入本保护装置中跳闸、合闸、启失灵等 GOOSE 发送软压板;
- 5)投入相关运行保护装置中与本保护装置相关的 GOOSE 接收软压板(如启动失灵等);
- 6)退出本保护装置检修状态压板。

需要注意的是 SV 接收软压板需一次性投入所有运行间隔后再确认修改,避免因操作不当造成保护装置报“差流越限”或“TA 断线”,在投入所有间隔后检查保护装置是否存在差流,然后再进行下一步操作。

3.4 220 kV 母线保护陪停试验

由于更换后的主变压器中压侧合并单元输出的 SV 接入了 220 kV 母线保护,因此在主变压器投入运行前,需进行 220 kV 母线保护陪停试验,以验证改造后的主变压器中压侧合并单元与 220 kV 母线保护之间能完成虚端子匹配和互操作性。风险点同 500 kV 母线保护陪停试验,主要来自于 220 kV 母线保护误跳运行间隔以及通过组网误开出失灵、远跳等信号至运行间隔保护装置,其安全措施这里不再赘述。

4 220 kV 系统智能设备改造调试

基于最大程度缩小停电范围以保证供电的可靠性与连续性,对220 kV系统智能设备的改造方案按照最小停电方式,即按间隔依次进行轮停改造展开研究。

主变压器中压侧间隔的改造工作已经在500 kV系统及主变压器智能设备改造中完成,因此220 kV系统的改造工作包括线路间隔、母联(分段)间隔以及母线间隔的轮停改造,每个间隔改造完成恢复运行前均需进行220 kV母线保护陪停试验。

某220 kV间隔停电改造,其余220 kV间隔的一次设备及相关保护测控等二次设备均处于运行状态,现场危险点众多且主要体现在:1)改造间隔合并单元误通流到运行的母线保护装置;2)改造间隔保护装置误启动失灵到运行的母线保护装置;3)改造间隔传动试验误开入隔离开关位置(断路器位置)到运行的母线保护装置;4)改造间隔合并单元误通流通压至数字式电度表;5)改造间隔TV加入二次(抽取)电压误反送电造成一次停运设备带电;6)误操作改造间隔带电母线侧隔离开关。

其安全措施可参照3.2小节,限于篇幅,这里也不再赘述。

5 结论

目前多数在运智能变电站中,合并单元及智能终端性能还有待改善,也发生过多起因合并单元、智

能终端软硬件缺陷造成的保护误动事件,因此通过改造等方式将在运的有缺陷的设备进行更换势在必行。基于智能变电站二次系统结构特点及智能二次设备功能特征,通过实际的500 kV智能变电站不完全停电改造经验,提出了500 kV智能站不全停电方式下开展合并单元、智能终端改造的停电方案、调试方案以及安全措施方案,并且停电方案根据停电范围差异化,安全措施方案根据风险点定制化。该方案安全性高、操作性强,对日后500 kV智能站不全停电方式下的智能设备改造具有一定的参考价值。

参考文献

- [1] 陈安伟. IEC 61850 在变电站中的工程应用[M]. 北京: 中国电力出版社, 2012.
- [2] 蓝海涛. 智能变电站继电保护二次安全措施规范化的建议[J]. 智能电网, 2014, 2(1): 62-66.
- [3] 韩卫恒, 郝伟, 孙瑞浩. 智能变电站合并单元智能终端整改方案的探讨[J]. 山西电力, 2015(3): 5-7.
- [4] 彭少博, 郑永康, 周波等. 220 kV 智能变电站检修二次安措优化研究[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(23): 143-148.

作者简介:

丁宣文(1985), 硕士、工程师, 主要从事智能变电站继电保护调试及故障分析等研究;

王平(1965), 高级工程师, 主要从事变电站继电保护设备的调试、检测等研究。(收稿日期: 2016-07-01)

(上接第50页)

- [3] Kadri R, Gaubert J P, Champenois G. An Improved Maximum Power Point Tracking for Photovoltaic Grid-connected Inverter Based on Voltage-oriented Control[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2011, 58(1): 66-75.
- [4] 王晓, 罗安, 邓才波, 等. 基于光伏并网的电能质量控制[J]. 电网技术, 2012, 36(4): 68-73.
- [5] Widen J, Wackelgard E, et al. Impacts of Distributed Photovoltaics on Network Voltages: Stochastic Simulations of Three Swedish Low-voltage Distribution Grids[J]. Electric Power Systems Research, 2010, 80(12): 1562-1571.
- [6] 朱晓荣, 张慧慧. 光伏直流微网协调直流电压控制策略的研究[J]. 现代电力, 2014, 31(5): 21-26.
- [7] 杨明, 周林, 张东霞, 等. 考虑电网阻抗影响的大型光伏电站并网稳定性分析[J]. 电工技术学报, 2013, 28(9): 214-223.
- [8] Varma R, Salama M. Large-scale Photovoltaic Solar Power Integration in Transmission and Distribution Networks

[C]//Proceedings of IEEE Power and Energy Society General Meeting, Detroit, 2011.

- [9] 路晓, 秦立军. 自适应扰动观察法在光伏 MPPT 中的应用于仿真[J]. 现代电力, 2011, 28(1): 80-84.
- [10] 王军成, 杨旭红, 王严龙. 改进自适应变步长光伏系统最大功率跟踪[J]. 现代电力, 2014, 31(5): 70-73.
- [11] 李峰, 李威, 薛峰, 等. 规模化光伏电站与电网暂态交互影响定量分析[J]. 电网与清洁能源, 2011, 27(11): 50-56.
- [12] 董伟杰, 白晓民, 朱宁辉, 等. 间歇式电源并网环境下电能质量问题研究[J]. 电网技术, 2013, 37(5): 1265-1271.
- [13] 丁明, 王伟胜, 王秀丽, 等. 大规模光伏发电对电力系统影响综述[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(1): 1-14.
- [14] 周润景, 张丽娜. 基于 MATLAB 与 fuzzyTECH 的模糊与神经网络设计[J]. 北京: 电子工业出版社, 2010.
- [15] 刘国荣. 多变量系统模糊/神经网络自适应控制[J]. 北京: 科学出版社, 2012.

(收稿日期: 2016-07-22)