

光伏接入对玉树电网安全稳定影响 及控制策略

周俊, 丁剑, 王青, 宋云亭, 李媛媛

(中国电力科学研究院, 北京 100192)

摘要: 结合玉树电网的实际运行情况, 基于 BPA 软件建立了含光伏电站接入的机电暂态仿真模型, 基于该模型研究了玉树电网与青海主网解列后的孤网暂态特性, 指出玉树孤网的主要问题是频率稳定。采用关键断面故障仿真技术, 分析了光伏电站出力和光伏接入地点对安全稳定控制策略的影响, 提出了玉树孤网运行的安全稳定控制策略, 建议玉树电网典型方式下不配置高频切机措施, 主要由机组自身保护应对可能出现的高频问题, 采用低频减负荷方案解决频率稳定问题, 并通过仿真验证了控制策略的有效性。

关键词: 光伏; 发电; 孤网; 安全; 稳定; 控制

中图分类号: TM 615; TM 712

文献标识码: A

DOI: 10.3969/j.issn.1006-6047.2014.06.005

0 引言

随着全球能源短缺和环境污染等问题日益突出, 光伏发电因其清洁、安全、便利、高效等特点, 已成为世界各国普遍关注和重点发展的新兴产业。在此背景下, 我国光伏发电产业增长迅猛, 产业规模不断扩大。青海地区太阳能资源丰富, 资源储量仅次于西藏, 年总辐射量可达 $5800 \sim 7400 \text{ MJ/m}^2$, 开发条件较为便利。根据规划, 青海电网“十二五”期间海西光伏发电规模将达 4 GW。光伏电站具有间歇式出力特性, 且和接入地区电网结构密切相关, 大规模光伏接入系统将会影响电网的安全稳定运行。与此同时, 由于各地经济发展不平衡、地理环境差异大等原因, 各地区电网的发展阶段和网架特点差异很大, 部分局部电网与主网联系较为薄弱, 严重故障时将解列为孤网运行, 而光伏、风电等新能源的加入使得弱联系电网的问题更为突出。

为保证弱联系电网的安全稳定运行, 二次系统应配备性能完善的继电保护系统和安全稳定控制措施, 组成完善的防御系统。目前, 对于孤网安全稳定特性及控制策略已有研究。文献[1]研究了水电群孤网运行方式下影响系统安全稳定的主导因素, 提出了水电群孤网运行的安全稳定控制策略。文献[2]分析了光伏并网发电系统对电网的影响。文献[3]提出了直流孤岛运行方式下的安全稳定控制策略。目前的研究主要还是集中在大电网、特高压直流等方面^[4-5]。可见, 国内外对于局部电网的稳定问题尚未引起足够的重视, 特别是含光伏等新能源接入的局部电网相关专题研究较少, 尚未形成较系统的防范措施原则和解决方案。

本文以玉树电网为例, 针对与主网联系较弱的局部电网的网架特点, 分析光伏发电接入系统后对电网安控策略的影响, 并根据存在的问题提出切实可行的解决措施。对其解列后的频率、电压特性进行深入研究, 提出弱联系电网运行控制和稳定控制原则及措施, 降低电网运行控制风险, 减少负荷损失。

1 光伏发电系统的机电暂态建模

光伏发电系统建模针对其主要部分光伏电池阵列、VSC 并网换流器及其控制系统建立能够反映其运行特性的数学模型, 并按各部分之间的连接关系建立其接口数据模型, 从而形成能准确反映并网特性的光伏发电系统机电暂态模型, 模型总体结构如图 1 所示, 图中 U_{dc} 为直流母线侧电压, I_p 、 I_q 分别为输出电流在静止坐标系中 p 、 q 轴的分量。从图 1 中可以看出, 光伏发电系统的建模主要包括光伏阵列模型、VSC 并网换流器及控制系统模型以及各部分之间的数据接口。

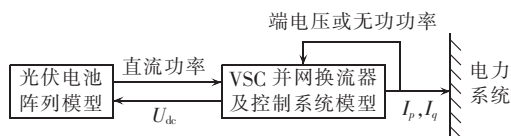


图 1 光伏发电系统总体结构图

Fig.1 Overall structure of PV power generation system

1.1 光伏阵列模型

光伏电池主要技术参数为: 短路电流 I_{sc} 、开路电压 U_{oc} 、最大功率点的负载电流 I_m 、最大功率点的负载电压 U_m 、光伏电池温度 T 和光照强度 S 。

在实际温度和光照强度条件(标准电池温度 T_{ref} (15 °C) 和标准光照强度 S_{ref} (1000 W/m²)) 下对上述参数进行折算^[6-7]:

$$T' = T - T_{\text{ref}} \quad (1)$$

$$S' = S / S_{\text{ref}} - 1 \quad (2)$$

$$I'_{\text{sc}} = (1 + aT') I_{\text{sc}} S / S_{\text{ref}} \quad (3)$$

$$U'_{\text{oc}} = U_{\text{oc}} (1 - cT') \ln(e + bS') \quad (4)$$

$$I'_m = (1 + aT') I_m S / S_{\text{ref}} \quad (5)$$

$$U'_m = U_m (1 - cT') \ln(e + bS') \quad (6)$$

其中, a, b, c 为常数, $a=0.0015\text{ }^{\circ}\text{C}$, $b=0.5$, $c=0.0018\text{ }^{\circ}\text{C}$; T 为实际温度; S 为光照强度; U_{oc} 为单体电池标准条件下的开路电压(kV); I_{sc} 为单体电池标准条件下的短路电流(kA); U_m 为单体电池标准条件下的最大功率点电压(kV); I_m 为单体电池标准条件下的最大功率点电流(kA)。

折算后可得到光伏电池适用于工程计算的数学模型表达式:

$$I_L = I_{\text{sc}} \left\{ 1 - C_1 \left[\exp \left(\frac{U}{C_2 U_{\text{oc}}} \right) - 1 \right] \right\} \quad (7)$$

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_m}{I_{\text{sc}}} \right) \exp \left(- \frac{U_m}{C_2 U_{\text{oc}}} \right) \quad (8)$$

$$C_2 = \left(\frac{U_m}{U_{\text{oc}}} - 1 \right) \left[\ln \left(1 - \frac{I_m}{I_{\text{sc}}} \right) \right]^{-1} \quad (9)$$

其中, I_L, U 分别为光伏电池的输出端直流电流和直流电压。

1.2 储能电池模型

电池自身的充放电特性具有高度的非线性,其电气参数具有很强的时变性,建立其完整的充放电模型难度较大。对于机电暂态模型,其时间尺度在分钟以内,在这么短的时间内电池的几个反映其特性的指标基本保持不变,如电池荷电状态 SOC(State Of Charge)、开路电压等。因此,可以认为电池在机电暂态过程中的充放电特性和参数是线性和非时变的。在此基础上建立了电池组在机电暂态仿真计算中的等效电路模型^[7-8],如图 2 所示。图中, E_0 为电池某个运行状态时的电池电势,与 SOC 有关,接近静置电压; R_b 为电池的欧姆电阻; R_p, C_p 分别为电池的极化电阻、电容,用以描述整个极化特性。

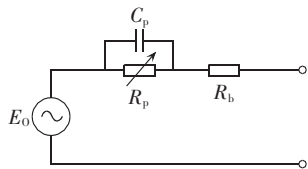


图 2 电池组机电暂态等效电路模型

Fig.2 Electromechanical transient equivalent circuit model of battery group

1.3 DC/AC 换流器模型

光伏并网需要经过 DC/AC 换流器,其控制目标可以按照不同的直流侧设备进行不同的设置,图 3 为光伏电站的电压源并网控制模式。图中, U_{dref} 为直流电压参考值, T_{mA} 为有功测量环节时间常数, T_{AI} 为

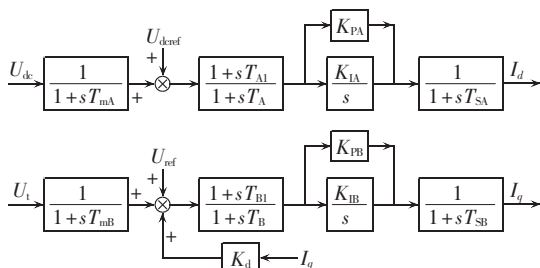


图 3 换流器控制框图

Fig.3 Block diagram of converter control

有功外环超前时间常数, T_A 为有功外环滞后时间常数, K_{PA} 为有功外环比例环节放大倍数, K_{IA} 为有功外环积分环节放大倍数, T_{SA} 为有功外环延迟时间常数, T_{mB} 为无功测量环节时间常数, T_{Bl} 为无功外环超前时间常数, T_B 为无功外环滞后时间常数, K_{PB} 为无功外环比例环节放大倍数, K_{IB} 为无功外环积分环节放大倍数, T_{SB} 为无功外环延迟时间常数, K_d 为无功外环电压控制放大倍数。换流器的无功控制有 2 种: 一种为定电压控制(即电压闭环控制), 又称电压源控制模式; 另一种为定无功功率控制(即电压开环控制), 又称电流源控制模式^[9-11]。

2 弱联系电网暂态特性分析

弱联系电网一般是指与主网联系较为薄弱的局部电网,故障后可能导致电网与主网解列或较容易发生热稳等问题。弱联系局部电网种类较多,大致可分为全负荷的局部电网、电源与负荷基本平衡、电源送出地区、电源受入地区共 4 类。下面以玉树电网为例分析其暂态特性。

2.1 玉树电网概况

玉树电网远离青海主网,主要靠小水电和主网供电以及共和光伏供电。从图 4 可以看出,玉树电网典型运行方式下发电机组实际出力 8.4 MW,机组平均功率因数 0.96,有功负荷为 46.7 MW。玉树电网通过唐乃亥—玛多—玉树单回长距离 330 kV 线路受

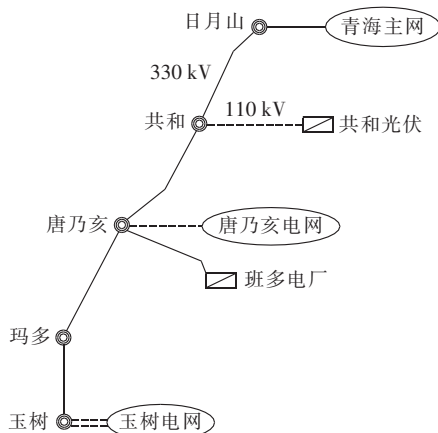


图 4 玉树电网地理接线图

Fig.4 Geographic diagram of Yushu Grid

电 38.3 MW,线路全长 610 km 左右,属于典型的弱联系电网。

2.2 暂态后孤网运行特性分析

玉树电网与青海主网联系较为薄弱,玛多—玉树单回 330 kV 线路 N-1 故障将导致玉树电网与青海主网解列,解列后将形成玉树孤网。当玛多—玉树单回 330 kV 线路 N-1 故障导致玉树地区电网与青海主网解列后,玉树孤网内机组功角稳定,330 kV 母线电压跌落后可恢复至 320 kV 左右,网内电压水平偏低但满足运行要求。经计算可知,解列后孤网频率大幅跌落,最低频率 32 Hz,系统频率失稳。由于玉树电网主要送电通道属于长链式结构,在线路 N-1 故障或主变故障跳开后将形成孤网。孤网运行方式下,网内发电机组功角均能保持稳定,电压水平较低,但能保持稳定运行。孤网最主要的问题是频率失稳,应配备安控措施解决频率稳定问题。

2.3 光伏出力对安控措施的影响

由于光伏等新能源的间歇性特性,光伏接入必然会对玉树电网安控措施造成一定影响。在光伏出力为 0 MW、140 MW、280 MW 情况下,分析光伏出力对 330 kV 线路 N-1 故障后安控措施的影响,暂态稳定计算结果如图 5 所示。

由图 5 可知,光伏出力主要影响日月山—共和断面,对共和—唐乃亥断面基本无影响,光伏出力对安控措施的影响如下。

a. 共和光伏出力为 0。共和—日月山断面潮流为受电 91.5 MW。除唐乃亥—班多线路 N-1 故障,系统保持稳定外,其余线路故障均导致玉树或唐乃亥地区形成孤网,孤网失稳形式主要是频率失稳,当形成玉树—唐乃亥联合孤网时,通过切除 28.9 MW 负荷措施并切除相应切负荷点的无功补偿,可以保持孤网稳定运行。

b. 共和光伏出力 140 MW。共和—日月山断面潮流为外送 53 MW。除唐乃亥—班多线路 N-1 故障,系统保持稳定外,其余线路故障均将导致玉树或唐乃亥地区形成孤网,孤网失稳形式主要是频率失稳,当形成玉树—唐乃亥联合孤网时,通过切 37.9 MW 负荷措施并切除相应切负荷点的无功补偿,可以保持孤网稳定。

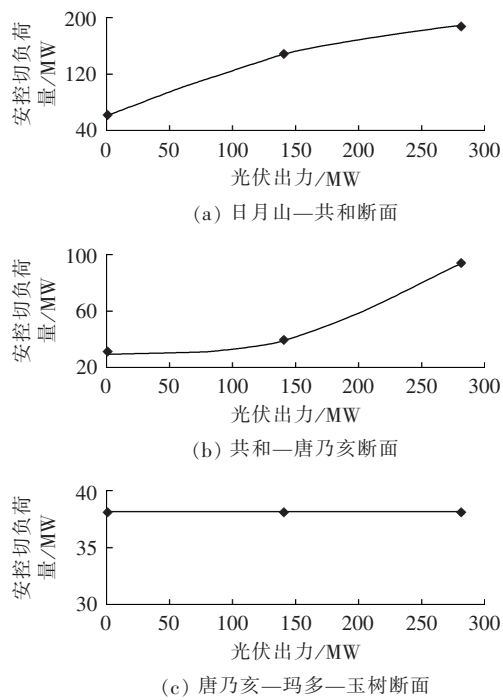


图 5 光伏出力与安控切负荷量关系曲线

Fig.5 Relationship between PV power output and shedding load for safety control

c. 共和光伏出力 280 MW。共和—日月山断面潮流为外送 186.4 MW。除唐乃亥—班多线路 N-1 故障,系统保持稳定外,其余线路故障均将导致玉树或唐乃亥地区形成孤网,孤网失稳形式主要是频率失稳,当形成玉树—唐乃亥联合孤网时,通过切 91.3 MW 负荷措施并切除相应切负荷点的无功补偿,可以保持孤网稳定。

综上,光伏出力主要影响共和—日月山、共和—唐乃亥 330 kV 断面,且光伏出力与安控切负荷量成正比。比较而言,共和光伏对唐乃亥—玛多、玛多—玉树断面安控措施基本无影响。

2.4 光伏接入地点对安控措施的影响

根据规划,共和光伏将直接与日月山连接,唐乃亥与日月山通过单回 330 kV 线路相连。光伏电站接入位置的变化也会对安控措施造成一定影响,光伏移走后玉树电网 330 kV 线路 N-1 故障计算结果如表 1 所示。仿真结果表明,共和光伏移走后主要影响日月山—唐乃亥,而对唐乃亥—玛多、玛多—玉树断面基本无影响,但仍会对安控措施造成影响,结论

表 1 光伏移走后玉树电网 330 kV 线路 N-1 故障计算结果

Tab.1 Calculative results for 330 kV line N-1 fault of Yushu Grid without PV station

故障线路	稳定情况说明	稳定措施
日月山—唐乃亥	孤网频率失稳,共和、唐乃亥及玉树电网与主网解列,孤网电压、功角稳定,频率大幅跌落,最低频率 44.3 Hz	切负荷
唐乃亥—玛多	孤网频率失稳,玉树电网与主网解列,孤网功角稳定,频率大幅下跌,最低频率低于 40 Hz	切负荷同时连切玛多—玉树 330 kV 线路
玛多—玉树	孤网频率失稳,玉树电网与主网解列,孤网功角、电压稳定,频率大幅下跌,最低频率低于 40 Hz	切负荷同时连切玛多—唐乃亥 330 kV 线路

如下:共和光伏移走后,唐乃亥—日月山断面潮流为受电 93.8 MW。当线路故障导致玉树地区形成孤网时,采取切负荷措施后,系统最高频率 49.5 Hz,稳态恢复频率 49.3 Hz。

综上,光伏接入主要影响日月山—唐乃亥断面。比较而言,共和光伏接入方式对唐乃亥—玛多、玛多—玉树断面安控措施基本无影响。

3 玉树电网安全稳定控制措施

3.1 电网安全稳定标准及配置

通常按照故障的严重程度分为正常状态下的安全稳定控制、紧急状态下的安全稳定控制、极端紧急状态下的安全稳定控制 3 道防线。第一道防线是对系统安全性能的最基本要求,由系统主要元件的自动调节装置或调度自动化系统的预防性控制实现,一般不需要采取措施,本文主要针对第二、三道防线展开研究。

玉树电网第二、三道防线的协调配合,从根本上应遵循导则要求:针对第Ⅱ类扰动,配置第二道防线措施,针对第Ⅲ类扰动,配置第三道防线措施,各项措施本身没有严格的划分。为保证玉树电网发生第Ⅲ类大扰动时系统的安全稳定要求,应配置振荡解列、低频低压减载等第三道防线措施以防止事故扩大避免系统崩溃。第三道防线除了要满足玉树电网发生第Ⅲ类大扰动后系统的安全稳定要求,还应当能够在第二道防线措施不能正确动作时发挥作用,第二道防线与第三道防线各司其职,满足安全稳定控制要求^[12]。

3.2 第二道防线措施

根据《电力系统安全稳定控制技术导则》:电力系统第二道防线是指针对预先考虑的故障形式和运行方式,按预定的控制策略,采用安全稳定控制系统(装置)实施切机、切负荷、局部解列等控制措施,防止系统失去稳定。

3.3 第三道防线措施

电力系统第三道防线是由失步解列、频率和电压紧急控制装置构成,当电力系统发失步振荡、频率异常、电压异常等事故时采取解列、切负荷、切机等控制措施,防止系统崩溃。由于故障后玉树电网较容易与主网解列,本文主要对第三道防线中的振荡解列、低频减载、高频切机以及低频减载等内容展开研究。

3.3.1 振荡解列

经过仿真未发现玉树电网存在失步振荡现象,且玉树电网容易断开形成孤网,不具备形成失步振

荡的电网结构条件。因此在玉树电网典型方式下,无需配置振荡解列装置^[13]。

3.3.2 低压减载

玉树电网小水电机组较多,同时玉树 330 kV 变电站配有 SVC 装置,典型方式下,玉树整体负荷水平较轻,基本不存在低压问题。仿真结果表明,孤网条件下,电压水平控制较好。唐乃亥电网常规电源少,动态无功调节手段不足,大负荷方式下电压水平偏低,夜间轻负荷时电压偏高,相关故障孤网后,如大量切负荷,则电压水平迅速升高。存在低电压和高电压 2 种控制需求。低压减载仅可对解决故障下低压问题有效,但有可能进一步恶化孤网频率稳定性。针对上述情况,不建议配置低压减载装置^[14-15]。

3.3.3 高频切机及低频减载

由于玉树电网内全部为水电机组,对频率异常运行工况的耐受能力强于火电机组。同时,在相关故障形成孤网时,频率呈振荡衰减,且振幅较大,时间较长。另一方面,经调研国内孤立小电网运行时,水电机组高频和低频保护情况可知,其整定值相对放宽。综上,结合玉树频率稳定突出的特点,建议玉树电网典型方式下,不配置高频切机措施,主要由机组自身保护应对可能出现的高频问题。

3.3.4 低频减载方案

低频减负荷整定方案共设 7 轮,其中基础轮 6 轮,特殊轮 1 轮。玉树孤网条件下,低频减载装置共动作 6 轮,切除负荷总量为 23.869 MW。具体情况如表 2 所示^[16]。

表 2 低频减负荷配置情况
Tab.2 Configuration of low-frequency load shedding

动作轮次	动作频率/Hz	动作时间/s	减负荷比例/%
基础轮	1 49.0	0.2	8.0
	2 48.8	0.2	8.6
	3 48.6	0.2	8.8
	4 48.4	0.2	8.2
	5 48.2	0.2	8.6
	6 48.0	0.2	8.9
特殊轮	49.0	10	8.4

配置低频减载装置后,孤网暂态响应如图 6 所示,由图中可知,孤网频率最低值 39.5 Hz,稳态频率可以恢复到 49.0 Hz 以内,满足运行要求。

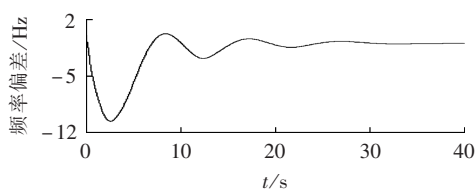


图 6 配置低频减载后频率偏差曲线
Fig.6 Frequency error after low-frequency load shedding is configured

4 结论

本文对玉树孤网方式下的系统稳定情况及安全稳定控制策略进行了研究,结论如下。

a. 玉树电网整体负荷较小,潮流水平轻。相关故障对青海主网基本无影响,地区电网失稳形式主要是孤网后的频率失稳。

b. 光伏出力变化和光伏接入位置会对安控措施产生影响,且主要影响近端断面,光伏出力与安控切负荷量成正比。

c. 玉树电网形成孤网后,频率稳定问题较为突出,第二道防线措施大幅提前,安控措施的主要目标是解决孤网下的频率稳定问题。

d. 为避免进一步恶化玉树孤网下的频率稳定问题,建议适当简化配置与频率相关的第三道防线措施。仿真表明:低频减载方案能够有效提升孤网安全稳定水平。

参考文献:

- [1] 黄杨,张毅威,闵勇,等. 水电群孤网后的安全稳定特性及控制策略[J]. 电力系统自动化,2012,36(9):1-5.
HUANG Yang,ZHANG Yiwei,MIN Yong,et al. Security and stability characteristics and control strategies for isolated hydro-power groups[J]. Automation of Electric Power Systems,2012,36(9):1-5.
- [2] 陈炜,艾欣,吴涛,等. 光伏并网发电系统对电网的影响研究综述[J]. 电力自动化设备,2013,33(2):26-32.
CHEN Wei,AI Xin,WU Tao,et al. Influence of grid-connected photovoltaic system on power network[J]. Electric Power Automation Equipment,2013,33(2):26-32.
- [3] 薛贵挺,张焰,祝达康. 孤立直流微电网运行控制策略[J]. 电力自动化设备,2013,33(3):112-117.
XUE Guiting,ZHANG Yan,ZHU Dakang. Operational control strategy of stand alone DC microgrid[J]. Electric Power Automation Equipment,2013,33(3):112-117.
- [4] 许爱东,柳勇军,吴小辰. ± 800 kV 云广特高压直流安全稳定控制策略研究[J]. 南方电网技术,2008,2(5):14-18.
XU Aidong,LIU Yongjun,WU Xiaochen. Study on security and stability control for ± 800 kV Yun-Guang UHVDC transmission[J]. Southern Power System Technology,2008,2(5):14-18.
- [5] 董俊,束洪春,唐岚,等. 2010年云南电网的稳定运行与控制问题[J]. 电网技术,2005,29(10):20-24.
DONG Jun,SHU Hongchun,TANG Lan,et al. Stable operation and control of Yunnan Power Grid in 2010[J]. Power System Technology,2005,29(10):20-24.
- [6] 苏建徽,余世杰,赵为,等. 硅太阳能电池工程用数学模型[J]. 太阳能学报,2001,22(4):409-412.
SU Jianhui,YU Shijie,ZHAO Wei,et al. Investigation on engineering analytical of silicon solar cells[J]. Acta Energiae Solaris Sinica,2001,22(4):409-412.
- [7] 王皓怀. 风光储联合发电系统的建模技术研究及并网稳定分析

[D]. 北京:中国电力科学研究院,2012.

WANG Haohuai. Modeling research and grid-connected stability analysis of integrated generation system of wind,photovoltaic and energy storage[D]. Beijing:Chinese Electric Power Research Institute,2012.

- [8] 李碧辉,申洪,汤涌,等. 风光储联合发电系统储能容量对有功功率的影响及评价指标[J]. 电网技术,2011,35(4):123-128.
LI Bihui,SHEN Hong,TANG Yong,et al. Impacts of energy storage capacity configuration of HPWS to active power characteristics and its relevant indices[J]. Power System Technology,2011,35(4):123-128.
- [9] 袁建华,高厚磊,高峰. 多光伏发电直流网及其控制策略[J]. 电力自动化设备,2011,31(11):8-12.
YUAN Jianhua,GAO Houlei,GAO Feng. DC network based on multiple photovoltaic power generations and its control[J]. Electric Power Automation Equipment,2011,31(11):8-12.
- [10] 焦阳,宋强,刘文华. 基于改进 MPPT 算法的光伏并网系统控制策略[J]. 电力自动化设备,2010,30(12):92-96.
JIAO Yang,SONG Qiang,LIU Wenhua. Control strategy of grid-connected photovoltaic generation system based on modified MPPT method[J]. Electric Power Automation Equipment,2010,30(12):92-96.
- [11] 赵波,张雪松,洪博文. 大量分布式光伏电源接入智能配电网后的能量渗透率研究[J]. 电力自动化设备,2012,32(8):95-100.
ZHAO Bo,ZHANG Xuesong,HONG Bowen. Energy penetration of large-scale distributed photovoltaic sources integrated into smart distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment,2012,32(8):95-100.
- [12] KUNDUR P. 电力系统稳定与控制[M]. 周孝信,宋永华,刘俊勇,等,译. 北京:中国电力出版社,2002.
- [13] 丁剑,周俊,宋云亭,等. 玉树与青海主网 330 kV 联网工程安全稳定控制深化研究[R]. 北京:中国电力科学研究院,2013.
- [14] 栗秋华,周林,刘强,等. 光伏并网发电系统最大功率跟踪新算法及其仿真[J]. 电力自动化设备,2008,28(7):21-25.
LI Qiuhua,ZHOU Lin,LIU Qiang,et al. Simulative research of MPPT for photovoltaic power system[J]. Electric power Automation Equipment,2008,28(7):21-25.
- [15] 张厚升,赵艳雷. 单相双级式光伏并网逆变器[J]. 电力自动化设备,2010,30(8):95-99.
ZHANG Housheng,ZHAO Yanlei. Single phase double stage photovoltaic grid connected inverter[J]. Electric Power Automation Equipment,2010,30(8):95-99.
- [16] 汤涌,卜广全,侯俊贤,等. PSD-BPA 暂态稳定程序用户手册[R]. 北京:中国电力科学研究院,2010.

作者简介:



周俊

周俊(1982-),男,湖北宜昌人,博士,从事电力系统规划与安全稳定控制等方面的研究(E-mail:zhoujun@epri.sgcc.com.cn);

丁剑(1977-),男,湖南益阳人,高级工程师,博士,从事电力系统规划与安全稳定控制等方面的研究。

(下转第43页 continued on page 43)

in a transmission system using series capacitors[J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems,1970,PAS-89 (7): 1504-1512.

[19] 郭成,李群湛. 基于改进 PSO 算法的 SSSC 广域阻尼控制器设计[J]. 电工技术学报,2010,25(1):151-158.

GUO Cheng,LI Qunzhan. SSSC wide-area damping controller design based on improved particle swarm optimization[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2010,25 (1): 151-158.

作者简介:



张宋彬

张宋彬(1989-),男,河南永城人,硕士研究生,主要研究方向为含风电的弱电网次同步谐振(E-mail:zsbly@zju.edu.cn);

江全元(1975-),男,湖北黄冈人,教授,博士,主要研究方向为电力系统稳定与控制、电力系统高性能计算、新能源发电与储能技术(E-mail:jqy@zju.edu.cn)。

Design of additional SSR damping controller for power system with DFIG wind turbine

ZHANG Songbin¹,JIANG Quanyuan¹,CHEN Yuehui²,ZHANG Wenlei²,SONG Junying²

(1. College of Electrical Engineering,Zhejiang University,Hangzhou 310027,China;
2. Hunan Electric Power Company,Changsha 410007,China)

Abstract: In order to suppress the SSR(SubSynchronous Resonance) caused by the grid connection of DFIG (Doubly Fed Induction Generator) wind turbine via series compensated network,an additional SSR damping controller with the impedance-based Nyquist stability criterion is designed,which takes the wind deviation as the input signal of the inner control loop of rotor converter and applies typical lead-lag correction model. In order to achieve better system stability,an optimization model is established and solved by calling particle swarm optimization algorithm. The results of simulation with MATLAB/Simulink show that,the additional SSR damping controller suppresses the SSR effectively,its effect at rotor side is better than that at stator side,and the effect of impedance-based SSR damping controller is better than that of state-space-based one.

Key words: DFIG wind turbine; wind power; electric power systems; series compensation; subsynchronous resonance; impedance-based analysis; damping

(上接第 29 页 continued from page 29)

Impact of PV integration on safety and stability of Yushu Grid and control strategy

ZHOU Jun,DING Jian,WANG Qing,SONG Yunting,LI Yuanyuan

(China Electric Power Research Institute,Beijing 100192,China)

Abstract: According to the actual operational conditions of Yushu Grid,an electromechanical transient simulation model with PV station is built based on BPA software,with which,the transient characteristics of Yushu Grid isolated from Qinghai main grid is researched. It is found that the frequency stability is the main problem of isolated Yushu Grid. The key section fault simulation technology is applied to analyze the impact of the output power and access location of PV station on the strategy of safety and stability control, based on which,a control strategy is proposed for isolated Yushu Grid. It is suggested that,the unit protection,instead of the high-frequency tripping scheme,should be adopted to solve the high-frequency problem under its typical operation mode and the low-frequency load shedding scheme should be adopted to solve the frequency stability problem. The effectiveness of the proposed control strategy is verified by simulation.

Key words: PV; electric power generation; isolated network; safety; stability; control