

柔性直流输电系统联网转孤岛运行稳控措施对比

陈后超¹, 李 晖¹, 刘建琴¹, 王 菲¹, 孟经纬²

(1. 国网经济技术研究院有限公司, 北京 102209;

2. 清华大学 电力系统及发电设备控制和仿真国家重点实验室, 北京 100084)

摘 要: 针对采用柔性直流输电异步联网后, 交流联络线 N-2 故障跳开形成换流站近区局域电网孤岛运行方式下系统存在的频率稳定问题及其特性进行了分析。在给出联网转孤岛详细稳控措施的基础上, 选取频率问题最突出的方式对频率暂态特性展开研究, 梳理其主要的影响因素, 并对切机措施与柔直功率紧急控制进行了对比分析。分析表明切机与功率紧急控制都能有效提高孤岛系统的稳定性, 但在改善频率暂态特性效果方面, 切机要优于功率紧急控制。最后, 以渝鄂背靠背柔性直流工程为算例, 搭建电磁暂态仿真模型进行了验证, 并据此提出了保障联网转孤岛稳定运行的交流联络线预控范围。

关键词: 柔性直流输电; 孤岛运行; 稳控措施; 切机; 功率紧急控制

DOI: 10.15938/j.jhust.2021.02.012

中图分类号: TM743 **文献标志码:** A **文章编号:** 1007-2683(2021)02-0091-09

Comparative Analysis of Stability Control Strategy from Grid-connected to Island Operation Based on VSC-HVDC System

CHEN Qi-chao¹, LI Hui¹, LIU Jian-qin¹, WANG Fei¹, MENG Jing-wei²

(1. State Power Economic Research Institute, Beijing 102209, China;

2. State Key Laboratory of Control and Simulation of Power System and Generation Equipments, Tsinghua University, Beijing 100084, China)

Abstract: The frequency stability problem and frequency transient characteristics of the system under the island operation mode formed by AC tie-line N-2 faults are analyzed after the power grid is evolved into an asynchronous interconnection using VSC-HVDC. The most serious case of frequency problem is selected to study the transient characteristics and to clarify the main influencing factors, on the basis of giving detailed stability control measures from grid-connected to island operation. The comparison between generator tripping and power emergency control is analyzed, and the result shows that both of the two strategies can effectively improve the stability of the island system, but the generator tripping is superior to the power emergency control in improving the frequency transient characteristics. Finally, the electromagnetic transient simulation model of Chongqing-Hubei back-to-back VSC-HVDC project was built as an example to verify the conclusion, and the pre-control range of the AC tie line for ensuring the stable operation was also proposed.

Keywords: VSC-HVDC; island operation; stability control strategy; generator tripping; power emergency control

收稿日期: 2019-05-07

基金项目: 国家自然科学基金(51577101)。

作者简介: 李 晖(1981—), 男, 博士, 教授级高级工程师;

孟经纬(1990—), 男, 博士研究生。

通信作者: 陈后超(1983—), 男, 博士, E-mail: cq7@163.com。

0 引言

基于电压源换流器的柔性直流输电 (voltage source converter based high voltage direct current transmission, VSC-HVDC) 具有谐波含量少、有功无功独立灵活可控、功率调节反转迅速、可向弱交流电网或无源网络供电等优点,可广泛应用于交流电网互联、大规模新能源并网等领域^[1-3]。当电网采用 VSC-HVDC 异步互联后,可大幅降低两侧交流系统的相互影响,消除区域间的振荡现象并解决常规直流换相失败导致的系统暂态失稳问题。

在 VSC-HVDC 异步互联电网中,若换流母线近区电网与主网联系薄弱,存在输电通道发生严重故障后,形成 VSC-HVDC 带局域小网孤岛运行状态,此时损失的交流联络线功率全部由孤岛系统承担。由于孤岛电网转动惯量较小,且受限于机组调速器与 VSC-HVDC 附加频率控制的调节速度与幅度,此功率差额可能会导致孤岛系统频率失稳^[4]。因此需启动系统安全稳定的第二道防线——安稳控制措施快速调平孤岛内功率的不平衡,以保障联网转孤岛后系统能够稳定运行。

电力系统常用的安稳措施主要有联锁切机^[5-8]、集中切负荷^[7-8]以及直流功率紧急控制^[9-11]。其中,直流紧急功率控制是通过改变传输功率或电流的参考值来实现对有功功率的快速调节,达到与切机或切负荷相同的稳定控制效果,且控制成本要远小于切机切负荷成本^[12]。针对常规直流的功率紧急控制研究较多,如文^[13]指出利用直流功率紧急控制措施可以减少华中电网的切机切负荷量,增强特高压互联系统的暂态稳定性。文^[14]针对锦苏直流闭锁故障,研究了基于直流紧急功率支援的协调控制策略,可减小切机、切负荷措施量。文^[15]指出,直流功率紧急控制不仅能够有效分担区域间不平衡功率,而且能充分抑制联络线功率振荡,从而提高高压联络线的输电能力和互联系统的暂态稳定。文^[16]针对多直流馈入电网提出了多直流功率紧急控制的协调方案,有效的改善了大功率缺额故障扰动后系统频率的稳定性。相较于常规直流,VSC-HVDC 的功率紧急控制调节速度尤其是功率反转速度更快,交流故障穿越能力更强。文^[17]考虑了区域动态 ACE,提出了一种柔直紧急功率支援与其相协调的控制策略。文^[18]则考虑了

暂态、稳态频率的越限程度,对切机、水电机出力快速调节、直流功率紧急控制等不同措施进行优选排序。

已有文献出发点多为解决交直流故障后存在的频率问题,并未涉及故障后联网转孤岛这种特殊运行工况。形成孤岛后 VSC-HVDC 若无控制模式切换,则系统电压完全由岛内发电机组提供,其频率暂态特性也会与联网情况下有所不同。本文对不同运行方式下联网转孤岛的稳控策略进行详细分析,选取故障后频率问题突出的运行工况,重点研究暂态恢复期间孤岛系统电压与频率的交互影响,并从频率特性改善的有效性、易实现性及经济性等方面对切机与柔直功率紧急控制进行对比。

1 故障后孤岛系统频率特性分析

1.1 联网转孤岛运行稳控措施

采用 VSC-HVDC 异步互联的电网结构如图 1 所示。图中换流母线近区电网的开机为 P_G (忽略损耗后也视作电磁功率),负荷为 P_L ,与主网交流联络线上的功率为 P_{line} ,柔直传输功率为 P_{DC} 。功率流动方向假定以流入换流母线为正,流出为负。

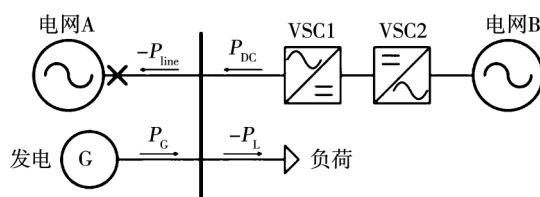


图1 柔直异步互联电网结构示意图

Fig.1 Schematic diagram of asynchronous interconnection using VSC-HVDC

如图1中所示的运行方式,忽略损耗后有:

$$P_G - P_L - P_{line} + P_{DC} = 0 \quad (1)$$

换流母线近区局域电网与主网A联系薄弱,严重故障后交流联络线断开, $P_{line} = 0$ 。形成孤岛后为了保障系统能够恢复稳定运行,需启动稳控措施补齐功率差额,可采取切机使得:

$$P_G - \Delta P_G - P_L + P_{DC} = 0 \quad (2)$$

或采取功率紧急控制使得:

$$P_G - P_L + P_{DC} - \Delta P_{DC} = 0 \quad (3)$$

图1只给出了电网B送电、电网A受电的情况,根据运行方式的不同,联网转孤岛详细的稳控策略如表1所示。

表1 不同运行方式下的稳控措施

Tab. 1 Stability control strategy under different operating modes

联网运行		故障后孤岛运行($P_{\text{line}} = 0$)	
		频率	稳控措施
电网A受电	$P_G - P_L = P_{\text{line}} - P_{\text{DC}} > 0$	$P_G - \Delta P_G - P_L = -P_{\text{DC}}$	切机或 柔直功率反转
	$P_G - P_L = P_{\text{line}} + P_{\text{DC}} > 0$	$P_G - P_L = -P_{\text{DC}} + \Delta P_{\text{DC}}$	切机或 柔直功率速升
	$P_G - P_L = P_{\text{line}} - P_{\text{DC}} < 0$	$P_G - \Delta P_G - P_L = -P_{\text{DC}}$	切机或 柔直功率速降
	$P_G - P_L = P_{\text{line}} + P_{\text{DC}} < 0$	DNZ	
电网A送电	$P_G - P_L = -P_{\text{line}} + P_{\text{DC}} < 0$	$P_G - (P_L - \Delta P_L) = P_{\text{DC}}$	切负荷或 柔直功率反转
	$P_G - P_L = -P_{\text{line}} - P_{\text{DC}} < 0$	$P_G - (P_L - \Delta P_L) = -P_{\text{DC}}$	切负荷或 柔直功率速升
	$P_G - P_L = -P_{\text{line}} + P_{\text{DC}} > 0$	$P_G - (P_L - \Delta P_L) = P_{\text{DC}}$	切负荷或 柔直功率速降
	$P_G - P_L = -P_{\text{line}} - P_{\text{DC}} > 0$	DNZ	

1.2 故障后系统频率暂态特性

选取一种故障后频率问题最严重的情况对系统频率暂态特性进行分析,即交流联络线发生三相永久短路故障后跳开双回线路(三永N-2故障)。短路期间机组加速导致频率上升,使得故障后的高频问题更加突出也更为典型。

将孤岛系统中的发电机合并为一台等值机,其转子运动方程可表示为:

$$H \frac{d\omega^2}{dt} = P_m - P_e = \Delta P \quad (4)$$

式中, H 为孤岛系统标么惯性常数,若孤岛内有 n 台发电机,则有:

$$H = \frac{\sum_{i=1}^n H_i S_i}{S_B} \quad (5)$$

式中, H_i 为第 i 台发电机的标么惯性常数; S_i 为第 i 台发电机的额定容量; S_B 为孤岛系统的基准容量。

对式(4)积分,可得到系统频率变化表达式为:

$$\omega^2 = \omega_0^2 + \int_0^t \frac{\Delta P}{H} dt \quad (6)$$

故障后系统频率变化示意图如图2所示。图中故障发生时刻为0, t_1 时刻故障清除, t_2 时刻稳控措施动作, t_3 时刻频率恢复至调速器死区范围内,之后系统频率趋于稳定。

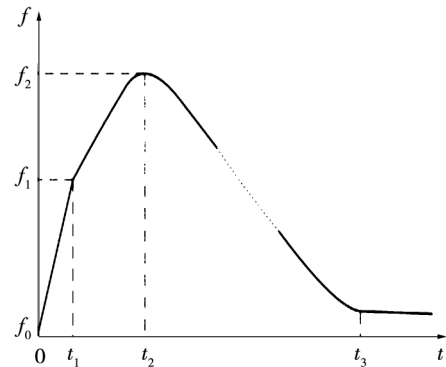


图2 故障后系统频率变化示意图

Fig. 2 Schematic diagram of frequency variation after fault

系统频率具体的变化过程为

1) 时段1 $[0, t_1]$ 。发生短路故障期间,电磁功率 $P_e = 0$,机组机械功率 P_m 全部为加速功率,频率上升, t_1 时刻系统频率为:

$$f_1 = \sqrt{f_0^2 + \frac{P_m}{H} t_1} \quad (7)$$

2) 时段2 $[t_1, t_2]$ 。故障清除后,负荷 P_L 与柔直功率 P_{DC} 恢复至故障前水平,交流联络线断开后产生的功率盈余 P_{line} 仍为加速功率,系统频率继续上升, t_2 时刻系统频率为

$$f_2 = \sqrt{f_1^2 + \frac{P_{\text{line}}}{H} (t_2 - t_1)} \quad (8)$$

3) 时段3 $[t_2, t_3]$ 。稳控措施动作后将功率差额补平,系统频率在机组调速器与柔直附加频率控制的联合调节下开始下降,逐渐恢复至额定频率附近。相对于前两个时段,此调节过程时间较长,具体取决于调速器与附加频率控制参数。

通过上述分析可知,系统频率最高点出现在稳控措施启动时,即 $f_{\max} = f_2$ 。

2 稳控措施对比

2.1 系统电压对频率特性的影响

上一小节为了较清晰的描述故障后系统频率变化的总体趋势,进行了理想化假设,即故障清除后系统电压迅速恢复,各支路功率也能快速恢复至故障前水平。但实际的暂态恢复过程更为复杂,故障形成孤岛后,系统电压完全由岛内机组提供,受机端电压恢复特性影响,系统频率的恢复特性也有所改变。 $f_{\max}$ 不仅取决于故障前交流联络线功率与孤岛内发电机组的总转动惯量,与系统电压也紧密相关。

孤岛系统内电磁功率主要由负荷与柔直功率构成,分别对其受电压影响特性进行分析。

1) 负荷特性。负荷的静态特性模型如式(9)所示,将负荷用一定比例的恒定阻抗、恒定电流、恒定功率负荷拟合。

$$P_L = P_{L0} \left[a \left(\frac{V_1}{V_0} \right)^2 + b \left(\frac{V_1}{V_0} \right) + c \right] (1 + k_{pf} \Delta f) \quad (9)$$

式中, $a + b + c = 1$ 。由式(9)可知,恒阻抗负荷比重 a 较大时,系统电压恢复过程中, $V_1 < V_0$, $P_L < P_{L0}$, 给机组带来一定的加速功率。且与短路后电压大幅度波动相比,频率只是在额定值附近小幅度变化,时段2内可忽略其调频特性。

2) VSC-HVDC 附加控制策略。交流侧发生短路故障时,为了避免过流导致换流器闭锁, VSC-HVDC 将启用交流故障穿越控制^[9],即根据交流电压跌落程度进行等比限值内环电流,因此, $V_1 < V_0$ 时, $P_{DC} < P_{DC0}$, 流入时减小加速功率,流出时增加加速功率。VSC-HVDC 在此控制策略下的功率特性不仅与电压低落程度、比值系数相关,与有功功率参考值也有关。

采用时域仿真法对图1所示的电网结构进行电磁暂态仿真,进而分析联网转孤岛后系统频率的暂态特性,具体仿真结果如图3所示。7s时刻发生联络线n-2故障,7.1s故障清除,7.3s稳控措施动作。根据仿真结果可知,与上述分析一致,受系统电压恢

复缓慢影响,稳控措施动作后机械功率仍大于电磁功率,增加了机组的加速面积, $f_{\max}$ 发生在稳控措施动作时刻之后;同时机端电压恢复过程会有一段时间的过压,导致电磁功率大于机械功率,形成了一定的减速面积,导致频率下降,缩短了时段3持续时间。频率最终在机组调速系统与柔直附加频率控制的调节下逐渐恢复稳定。

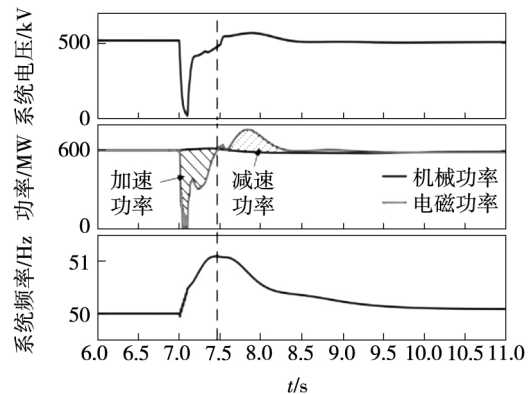


图3 联网转孤岛运行电磁暂态仿真波形

Fig. 3 Simulation waveforms from grid-connected to island

根据以上仿真分析可知,系统电压的快速恢复能够在一定程度上改善系统的频率特性,而影响机端电压恢复因素主要有:

①励磁。短路故障发生时一般利用发电机励磁绕组短时过载的能力,为系统提供无功功率,支持系统电压恢复。但现有发电机一般采用自并励系统,其强励能力受机端电压限制,同时也取决于其自身容量。

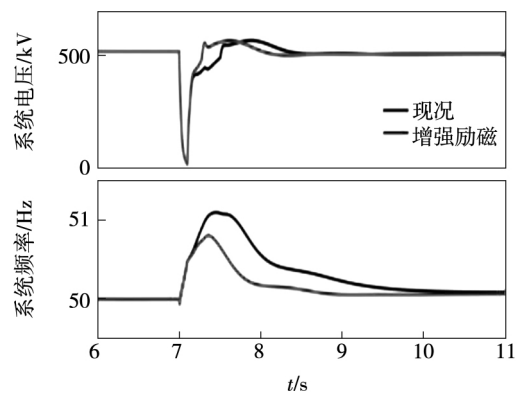


图4 励磁典型参数与增强参数暂态特性对比

Fig. 4 Transient characteristics comparison between different excitation parameters

对发电机分别采用典型励磁参数和增强励磁参数进行仿真对比,具体仿真结果如图4所示。根据仿真结果分析可知,增强发电机的励磁能力后,系统

电压恢复速度明显更快,频率的暂态特性也得到了有效改善。

②VSC-HVDC 无功控制策略。由于 VSC-HVDC 能够对无功功率进行独立、灵活控制,因此可在故障恢复期间对为系统提供无功支撑,促进系统电压恢复。无功控制策略可采取定交流电压或定无功功率方式。其中,定交流电压控制可进行自动的动态调节,为系统提供无功支撑,但是控制参数需综合考虑联网运行工况,存在由于调节速度导致调节幅度受限,从而导致故障恢复期间对系统的无功支撑能力有限的情况;而定无功功率控制不能实现自动调节,需根据系统运行情况不断整定无功功率参考值。

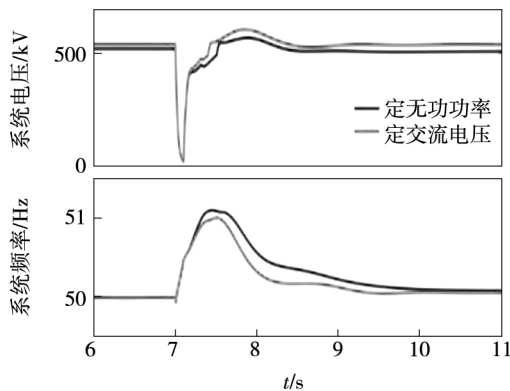


图 5 柔直不同无功控制模式下暂态特性对比
Fig. 5 Transient characteristics comparison between different reactive power control of VSC-HVDC

对 VSC-HVDC 分别采用交流电压和定无功功率控制策略进行仿真对比,具体仿真结果如图 5 所示。其中,定无功功率控制模式参考值设定为:定交流电压控制模式下恢复稳态时所发出的无功功率值。根据仿真结果分析可知,由于定交流电压控制的动态调节,系统电压恢复速度更快,频率的暂态特性要优于定无功功率控制。

2.2 稳控措施对比

前文分析了系统电压对频率暂态特性的影响,并指出频率峰值 $f_{\max}$ 并非出现在稳控动作时,而是之后。在发电机励磁以及 VSC-HVDC 无功控制策略确定的情况下,采取不同的稳控措施对频率的暂态特性也有改善作用。 t_2 时刻采取切机与功率紧急控制后转子运动方程分别如式(11)和式(12)所示。

$$(H - \Delta) \frac{d\omega^2}{dt} = P_m - \Delta P_m - P_L + P_{DC} = \Delta P_1 \quad (11)$$

$$H \frac{d\omega^2}{dt} = P_m - P_L + P_{DC} - \Delta P_{DC} = \Delta P_2 \quad (12)$$

切机后系统惯量变小,因此转速变化更快。但

功率紧急控制受斜率限制,有 $\Delta P_m > \Delta P_{DC}$, 因此 $\Delta P_1 < \Delta P_2$ 。

对采取切机和功率紧急控制两种稳控策略进行仿真对比,具体仿真结果如图 6 所示。根据仿真结果分析可知,采取切机措施来平衡功率盈余速度更快,频率的暂态特性要比采取功率紧急控制好。

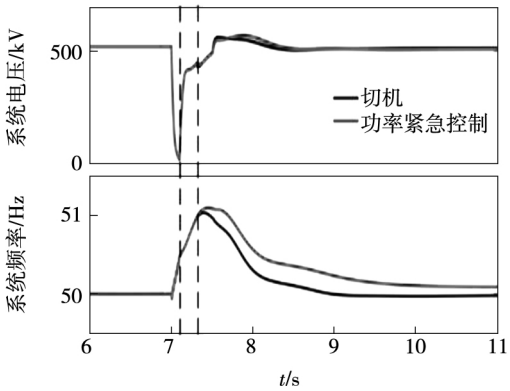


图 6 不同稳控措施下暂态特性对比
Fig. 6 Transient characteristics comparison between different stability control strategy

表 2 切机与功率紧急控制对比
Tab. 2 Comparison between generator tripping and power emergency control

	切机	功率紧急控制
速度	快	较快(受电压恢复影响)
稳控量	固定(机组出力)	可调节
成本	较高	无
对另一侧影响	无	有(程度由调节量决定)

表 2 给出了两种稳控措施的对比,在调节速度方面,尽管 VSC-HVDC 具有快速的调节能力,但受限于自身调节速率限制,同时也受系统电压的约束,功率紧急控制要慢于切机措施。稳控量方面,切机产生的调节量等于机组出力,而功率紧急控制可根据需要设定相应的值进行灵活调节。成本上功率紧急控制要远远小于切机方式,但切机相当于就地解决功率盈余问题,而功率紧急控制实际是通过另一侧电网的支援。

3 算例分析

3.1 渝鄂背靠背柔性直流工程

渝鄂背靠背柔性直流工程将原张家坝-恩施双回、九盘-龙泉双回 500 kV 交流联络线改为南北两条背靠背柔性直流输电通道,实现西南电网与华中

国电网的异步互联,以提高联络线输电容量及系统运行控制能力。工程投运后,北通道西南侧的九盘地区将形成典型的换流母线近区电网与主网联系薄弱、 $N-2$ 故障后进入柔直带孤岛运行工况。以渝鄂柔直工程九盘地区为例进行仿真分析,换流母线近区电网结构如图7所示。

在电磁暂态仿真软件 PSCAD/EMTDC 对九盘近区进行详细建模,保留了 220 kV 变电站与负荷,以及发电机组及其励磁系统、调速系统、PSS 系统。其余电网采用等值处理。VSC-HVDC 控制保护系统模型采用从实际控制保护程序编译而来的动态链接库,可实现与工程相一致的动态特性。运行方式选取横路开两机(每台 600 MW)、小负荷(200 MW)方式,根据所搭建的仿真模型对九盘地区联网转孤岛运行稳定性进行分析。

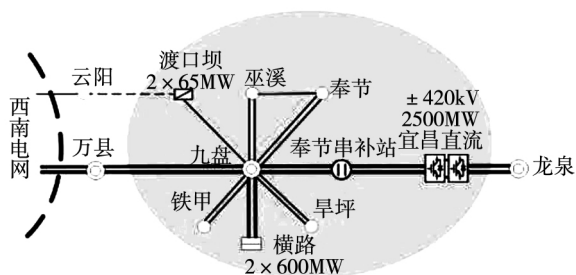


图7 九盘地区电网结构示意图

Fig.7 Grid Structure of Jiupan

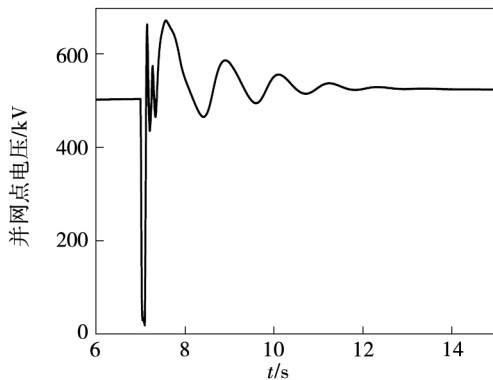
本文将频率最大 51.5 Hz、最小 49 Hz 作为稳定条件来判断盈亏功率临界值,对交流通道输送能力进行估算。频率超过范围会引发高周切机或低频减载,虽然二者也作为保障孤岛稳定运行的手段^[20-21],但已属于电网安全稳定运行第三道防线,在此不做讨论。

3.2 联网转孤岛运行仿真

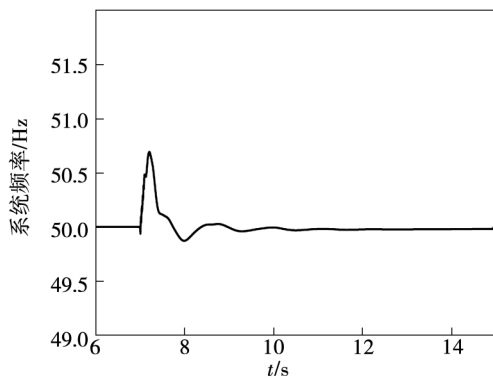
交流联络线万盘双回发生三永 $N-2$ 严重故障断开,300 ms 稳控措施动作,保障联网孤岛稳定运行的万盘线潮流预控范围如下:

1) 故障前 $P_{\text{line}} = 1\,500\text{ MW}$ 。

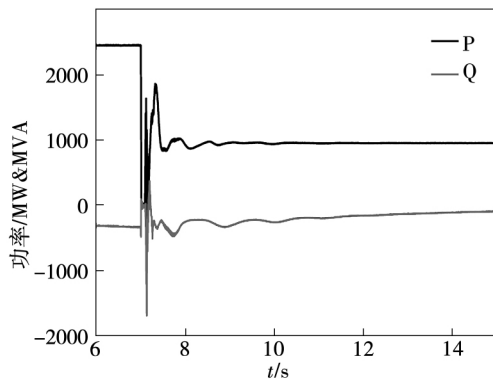
故障前 P_{DC} 已达到额定运行功率 2 500 MW,故障发生后 300 ms, VSC-HVDC 接到稳控指令速降功率 1 500 MW 至 1 000 MW,此种情况的仿真结果如图 8 所示。即使交流联络线功率为流入,形成孤岛后低频问题也并不严重,受短路期间的加速功率以及系统电压恢复影响,频率上升至 50.7 Hz,经过调节后稳定为 50 Hz。暂态过程中直流电压波动范围较大,约为 800 ~ 900 kV。



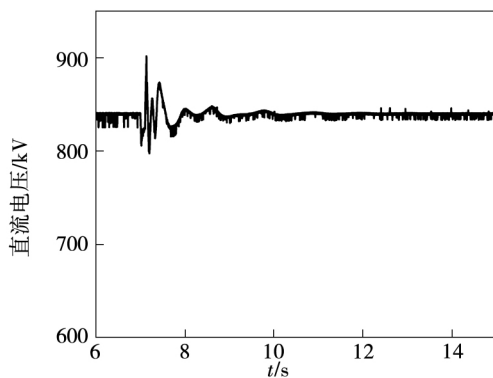
(a) VSC-HVDC并网点电压



(b) 系统频率



(c) VSC-HVDC有功和无功



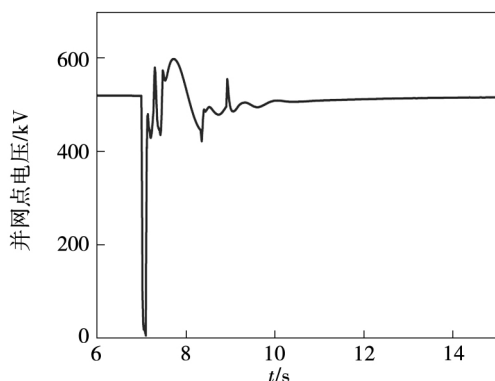
(d) 直流电压

图8 $P_{\text{line}} = 1\,500\text{ MW}$ 时联网转孤岛的仿真波形

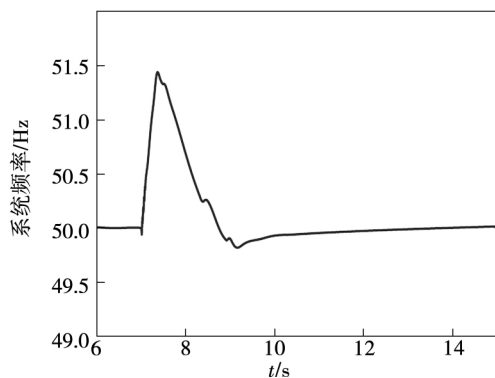
Fig.8 Simulation waveforms under $P_{\text{line}} = 1\,500\text{ MW}$

2) 故障前 $P_{\text{line}} = -1\ 100\ \text{MW}$ 。故障前 P_{DC} 为 $-100\ \text{MW}$, 故障发生后 $300\ \text{ms}$, VSC-HVDC 接到稳控指令迅速反转功率至 $1\ 000\ \text{MW}$, 此种情况的仿真结果如图 9 所示。系统频率最高达 $51.5\ \text{Hz}$, 趋于稳定为 $50.1\ \text{Hz}$, 直流电压波动范围为 $815 \sim 870\ \text{kV}$ 。系统电压恢复过程中数次波动过低触发 VSC-HVDC 低电压故障穿越措施。

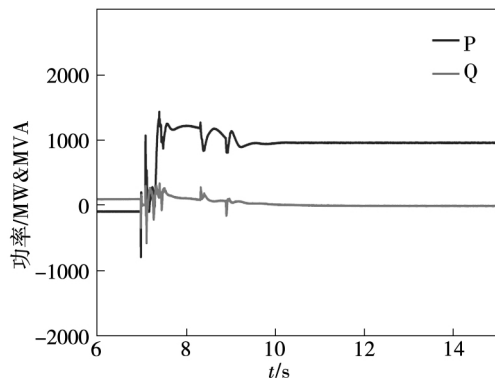
上述情况下, 保障孤岛稳定运行得到交流联络线功率限额为 $1\ 100\ \text{MW}$, 主要由横路机组提供, VSC-HVDC 的传输功率只有 $100\ \text{MW}$, 华中送电西南的需求受到约束。



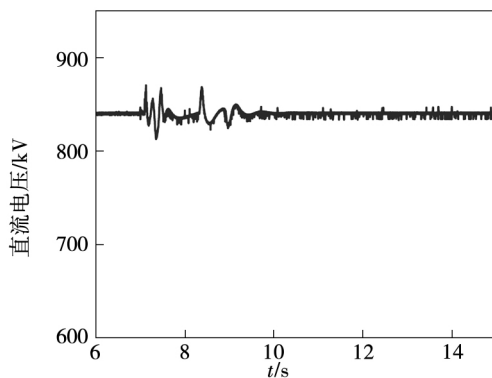
(a) VSC-HVDC并网点电压



(b) 系统频率



(c) VSC-HVDC有功和无功

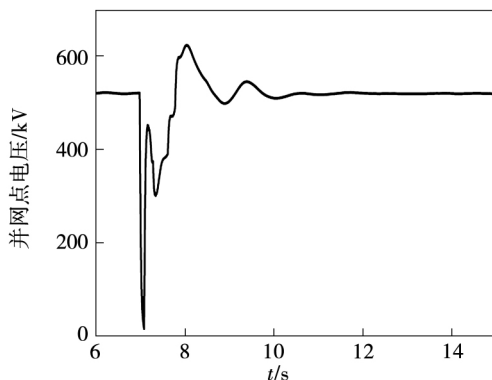


(d) 直流电压

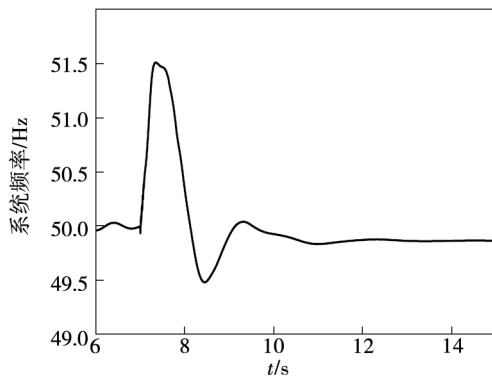
图 9 $P_{\text{line}} = -1\ 100\ \text{MW}$ 时联网转孤岛的仿真波形

Fig. 9 Simulation waveforms under $P_{\text{line}} = -1\ 100\ \text{MW}$

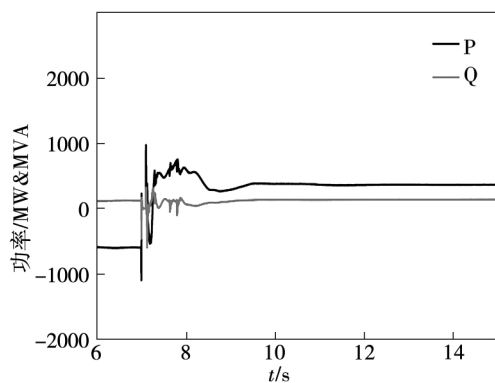
改变稳控策略, 采取故障后切 1 机加功率紧急控制补齐剩余稳控量的措施, 对此情况进行仿真, 具体结果如图 10 所示。故障前 P_{DC} 为 $-600\ \text{MW}$, 故障发生后 $300\ \text{ms}$, VSC-HVDC 接到稳控指令迅速反转功率至 $400\ \text{MW}$ 。根据仿真结果分析可知, 同样在故障后频率最高为 $51.5\ \text{Hz}$ 的限制条件下, 交流联络线的功率限额增加至 $1\ 600\ \text{MW}$, 华中向西南送电增加 $500\ \text{MW}$ 。符合前文的分析结果。



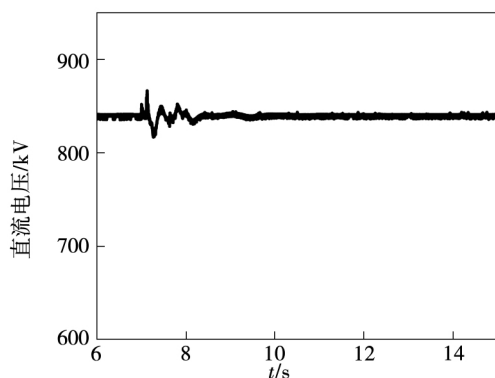
(a) VSC-HVDC并网点电压



(b) 系统频率



(c) VSC-HVDC有功和无功



(d) 直流电压

图10 $P_{\text{line}} = -1\,600\text{ MW}$ 时联网转孤岛的仿真波形Fig. 10 Simulation waveforms under $P_{\text{line}} = -1\,600\text{ MW}$

综合以上分析,可得到横路开两机运行方式下,保障九盘地区联网转孤岛稳定运行的万盘线潮流预控范围为 $-1\,600 \sim 1\,500\text{ MW}$ 。

4 结 论

1) 针对柔直异步联网换流母线近区电网与主网联系薄弱,严重故障后形成柔直带局域电网孤岛运行的工况,提出了不同运行方式下保障联网转孤岛稳定运行的详细稳控策略。

2) 针对故障后功率盈缺导致的孤岛系统频率问题,提出了频率暂态特性的影响因素有交流联络线功率、岛内机组转动惯量与系统电压。采用时域仿真分析法分析了系统电压对频率暂态特性的影响,并对比了切机与柔直紧急功率控制两种稳控措施的优劣,指出联网转孤岛情况下切机要比功率紧急控制更具优势。

3) 以渝鄂背靠背柔性直流工程为例,通过对九盘地区联网转孤岛运行系统稳定性的仿真分析,进一步验证了在改善故障后频率暂态特性方面,采取切机的稳控措施要优于柔直功率紧急控制。并给出

了保障孤岛稳定运行的交流联络线预控范围,为工程投运后电网的调度运行提供了参考。

参 考 文 献:

- [1] FLOURENTZOU N, AGELIDIS V G, DEMETRIADES G D. VSC-based HVDC Power Transmission Systems: An Overview [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2009, 24(3): 592.
- [2] 吴广禄,周孝信,王姗姗,等. 柔性直流输电接入弱交流电网时锁相环和电流内环交互作用机理研究 [J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(9): 2622.
WU Guanglu, ZHOU Xiaoxin, WANG Shanshan, et al. Analytical Research on the Mechanism of the Interaction Between PLL and Inner Current Loop when VSC-HVDC Connected to Weak Grid [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(9): 2622.
- [3] ARANI M F M, MOHAMED Y A I. Analysis and Performance Enhancement of Vector-controlled VSC in HVDC Links Connected to Very Weak Grids [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(1): 684.
- [4] DUTTA S, SADHU P K, REDDY M, et al. Shifting of Research Trends in Islanding Detection Method-a Comprehensive Survey [J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2018, 3(1): 1.
- [5] 王—振,马世英,王青,等. 电力系统孤网高频问题研究现状和发展趋势 [J]. 电网技术, 2012, 36(12): 165.
WANG Yizhen, MA Shiying, WANG Qing, et al. Present Status and Developing Trend of Research on Over Frequency in Isolated Power Grid [J]. Power System Technology, 2012, 36(12): 165.
- [6] 常海军,霍超,李威,等. 基于解列信息触发的孤立电网紧急控制方法研究 [J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(2): 27.
CHANG Haijun, HUO Chao, LI Wei, et al. Research on Emergency Control Scheme of Isolated Power Grid Based on Splitting Information Triggering [J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(2): 27.
- [7] 吕思卓,郑超,彭利,等. 孤岛电网频率电压耦合机理及控制措施 [J]. 中国电力, 2018, 51(11): 53.
LU Sizhuo, ZHENG Chao, PENG Li, et al. FLC Optimization Control Strategy of Islanded HVDC Sending System [J]. Electric Power Construction, 2018, 51(11): 53.
- [8] 陆勇,张文朝,张祥成,等. 解列后孤岛电网电压失稳机理探讨 [J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(12): 81.
LU Yong, ZHANG Wenchao, ZHANG Xiangcheng, et al. Study on Mechanisms of Voltage Instability in Islanding Grid after Fault Disconnection [J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(12): 81.
- [9] 朱琳,贺之渊,吴学光,等. 渝鄂背靠背柔性直流附加控制对系统稳定性的影响 [J]. 电网技术, 2018, 42(8): 2519.
ZHU Lin, HE Zhiyuan, WU Xueguang, et al. Influence of Additional Control Strategy of Back-to-Back VSC-HVDC on System Stability [J]. Power System Technology, 2018, 42(8): 2519.
- [10] 郭小江,马世英,卜广全,等. 直流系统参与电网稳定控制应

- 用现状及在安全防御体系中的功能定位探讨 [J]. 电网技术, 2012, 36(8): 116.
- GUO Xiaojiang, MA Shiyang, BU Guangquan, et al. Present Application Situation of DC System Participating in Power System Stability Control and Discussion on Position of Its Functions in Security Defense System [J]. Power System Technology, 2012, 36(8): 116.
- [1] 李碧君, 李兆伟, 吴雪莲, 等. 基于能量变化的暂态频率安全紧急控制决策方法研究 [J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(20): 150.
- LI Bijun, LI Zhaowei, WU Xuelian, et al. Research on the Decision Method of Frequency Security Emergency Control Based on Energy Change [J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(20): 150.
- [2] 李兆伟, 任先成, 刘福锁, 等. 交直流并联电网中直流功率紧急控制影响及优化研究 [J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(20): 104.
- LI Zhaowei, REN Xiancheng, LIU Fusuo, et al. Research on Effects and Optimization of Emergency DC Power Control in AC/DC Hybrid Power Grid [J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(20): 104.
- [3] 张步涵, 陈龙, 李皇, 等. 利用直流功率调制增强特高压交流互联系统稳定性 [J]. 高电压技术, 2010, 36(1): 116.
- ZHANG Buhan, CHEN Long, LI Huang, et al. Improving the Stability of UHV AC Interconnected System by the DC Power Modulation [J]. High Voltage Engineering, 2010, 36(1): 116.
- [4] 王建明, 孙华东, 张健, 等. 锦屏—苏南特高压直流投运后电网的稳定特性及协调控制策略 [J]. 电网技术, 2012, 36(12): 66.
- WANG Jianming, SUN Huadong, ZHANG Jian, et al. Stability Characteristics and Coordinated Control Strategy of Interconnected Grid Integrated with UHVDC Transmission Line from Jinping to Sunan [J]. Power System Technology, 2012, 36(12): 66.
- [5] 周鑫, 孙海顺, 赵兵, 等. 一种采用直流紧急控制的特高压联络线功率摇摆峰值抑制策略 [J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(10): 2392.
- ZHOU Xin, SUN Haishun, ZHAO Bing, et al. A Swing Peak Suppression Strategy of UHV Tie-line Power Flow Based on HVDC Emergency Control [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(10): 2392.
- [6] 许涛, 吴雪莲, 李兆伟, 等. 改善系统频率稳定性的多直流功率紧急支援协调控制策略 [J]. 电力系统自动化, 2018, 42(22): 69.
- XU Tao, WU Xuelian, LI Zhaowei, et al. Coordinated Control Strategy of Multi-DC Emergency Power Support to Improve Frequency Stability of Power Systems [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(22): 69.
- [7] 陈鹏远, 黎灿兵, 周斌, 等. 异步互联电网柔性直流输电紧急功率支援与动态区域控制偏差协调控制策略 [J]. 电工技术学报, 2019, 34(14): 3025.
- CHEN Pengyuan, LI Canbing, ZHOU Bin, et al. VSC-HVDC Emergency Power Support and Dynamic Area Control Error Coordinated Control Strategy for Improving the Stability of Asynchronous Interconnected Power Grids [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(14): 3025.
- [8] 石渠, 张红丽, 常海军, 等. 水轮机参与西南电网频率紧急控制协调优化方法 [J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(S1): 93.
- SHI Qu, ZHANG Hongli, CHANG Haijun, et al. Coordinated Optimization Method of Hydropower Units Involved in Frequency Emergency Control in Southwest Power Grid [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(S1): 93.
- [9] 胡海林, 万晓凤, 丁小华, 等. 分布式虚拟同步发电机改进低电压穿越控制技术 [J]. 电机与控制学报, 2020, 24(1): 145.
- HU Hailin, WAN Xiaofeng, DING Xiaohua, et al. Improved Low Voltage Ride-through Control Strategy for Distributed Virtual Synchronous Generator [J]. Electric Machines and Control, 2020, 24(1): 145.
- [20] 吴志强, 赵习博, 王昕懿, 等. 风柴独立微电网频率 H_2/H_∞ 优化控制研究 [J]. 电机与控制学报, 2017, 21(9): 96.
- WU Zhiqiang, ZHAO Xibo, Wang Xinyi, et al. Frequency H_2/H_∞ Optimal Control for Isolated Wind-diesel Hybrid Micro-grid [J]. Electric Machines and Control, 2017, 21(9): 96.
- [21] 向宏伟, 常喜强, 吕梦琳, 等. 考虑光、储、燃联合发电的微电网优化运行 [J]. 哈尔滨理工大学学报, 2020, 25(2): 73.
- XIANG Hongwei, CHANG Xiqiang, LV Menglin, et al. Optimal Operation of Microgrid Considering Photovoltaic, Storage and Turbine [J]. Journal of Harbin University of Science and Technology, 2020, 25(2): 73.

(编辑: 王 萍)