

DOI: 10.7667/PSPC161530

酒泉—湖南特高压直流对湖南电网稳控策略的影响研究

芮虎¹, 李晨坤¹, 崔挺¹, 陈道君¹, 左剑¹, 宋军英²

(1. 国网湖南省电力公司电力科学研究院, 湖南 长沙 410007; 2. 国网湖南省电力公司, 湖南 长沙 410007)

摘要: 为了研究酒泉—湖南特高压直流对湖南电网稳控策略的影响, 首先梳理了湖南电网现有的稳控策略, 然后分析了特高压直流双极闭锁的受端稳控策略和受端换流站交流出线严重故障的稳控策略。从切负荷执行站的选择方式指出特高压直流受端稳控策略可能影响现有鄂湘联络线稳控策略。从特高压直流带来的潮流变化指出现有湘中内部断面稳控策略将失效, 并提出切负荷与直流功率紧急控制协调配合的措施以应对受端电网交流线路严重故障。研究结果为酒泉—湖南特高压直流的受端稳控策略配置和湖南电网现有稳控策略调整提供了技术依据。

关键词: 特高压直流; 稳控策略; 协调控制; 紧急控制

Influence of the UHVDC project from Jiuquan to Hunan on stability control strategies in Hunan power grid

GUO Hu¹, LI Chenkun¹, CUI Ting¹, CHEN Daojun¹, ZUO Jian¹, SONG Junying²

(1. State Grid Hunan Electric Power Corporation Research Institute, Changsha 410007, China;
2. State Grid Hunan Electric Power Company, Changsha 410007, China)

Abstract: To research the influence of UHVDC project from Jiuquan to Hunan on the stability control strategies in Hunan power grid, the current situation of stability control strategies is firstly presented. Then, the stability control strategies of UHVDC bipolar block fault and serious fault of 500 kV AC lines from Xiangtan converter station are analyzed. The receiving-end stability control strategy of UHVDC may affect the current stability control strategy of tie-lines between Hunan and Hubei depending on the choosing of load shedding stations. Because of the load flow change coming with UHVDC, the current stability control strategy of internal section in the middle of Hunan will become invalid. The coordination measures of load shedding and DC emergency control are proposed to deal with serious fault of AC lines in receiving-end power grid. The research results offer references for the configuration of the UHVDC's receiving-end stability control strategy and the adjustment of current strategies in Hunan power grid.

This work is supported by State Grid Hunan Electric Power Company (No. 5216A5150003).

Key words: ultra high voltage direct current (UHVDC); stability control strategy; coordination control; emergency control

0 引言

稳控装置是为保证电力系统在遇到大扰动时的稳定性而在电厂或变电站内装设的控制设备, 实现切机、切负荷、快速减出力、直流功率紧急提升或回降等功能, 是保持电力系统安全稳定运行的第二道防线的重要设施^[1-2]。稳控系统则是由多个稳控装置通过通信设备联络而成, 实现更大范围的稳定控制。不同稳控装置之间如何检测判断电网的运行方式和故障情况, 采取何种控制措施, 则是由稳控策

略来决定。离线仿真仍是当前制定稳控策略的主要手段。通过事先对电力系统各种预想运行方式下的指定故障进行离线仿真分析, 确定稳控系统的稳控策略, 然后以控制策略表的方式固化在稳控装置的软件中。而利用电网实时数据的在线安全稳定分析, 主要集中在当值稳控策略的校核及辅助决策^[3-4]。将实时稳控策略刷新至稳控装置的方式, 出于安全方面的考虑, 还未得到实际应用^[5]。

湖南电网位于华中电网的末端, 通过三回500 kV 联络线与华中主网相连。网内负荷与电源分布不均: 负荷中心集中在湘东和湘南; 电源主要分布在湘西和湘北, 其中水电占比约1/3。丰水期长距

离输电的现象比较明显, 加上电网网架较为薄弱, 湖南电网在局部地区存在输电瓶颈和稳定薄弱环节。网内在运的稳控系统和装置数目多, 分布广。2017 年酒泉—湖南特高压直流投运后将极大地改变湖南电网的潮流分布, 同时也给电网稳定带来不小的风险。目前已投运特高压直流的受端交流电网均较为坚强, 因而对稳控策略的研究多集中在送端交流电网, 稳控措施之间的协调控制也主要围绕送端交流电网与直流、直流与直流之间的相互协调^[6-11]。对于特高压直流与弱受端电网之间的相互影响和协调控制则有待进一步研究^[12]。

本文梳理了湖南电网现有稳控策略的情况, 利用离线仿真软件电力系统分析综合程序(Power System Analysis Software Package, PSASP)分析了酒泉—湖南特高压直流双极闭锁和换流站近区交流线路严重故障的稳控策略, 进而指出了特高压直流入湘后对湖南电网现有稳控策略的影响, 提出了应对交流线路严重故障的切负荷措施与直流功率紧急控制措施协调配合的建议, 为酒泉—湖南特高压直流投运后湖南电网稳控策略的改造提供了技术依据, 也为直流弱受端电网的稳控策略制定提供了参考。

1 湖南电网稳控策略的现状

目前湖南电网在运的稳控系统有 19 个^[13-14]。其中有 8 个系统主站设置于主网变电站侧, 分别是鄂湘联络线稳控系统、湘中内部断面稳控系统、岳阳电力外送稳控系统、湘西南外送稳控系统、苏耽变稳控系统、零阳变稳控系统、向阳变稳控系统、胡家坪变稳控系统。其余 11 个系统主站设置于电厂内部, 分别是五强溪电厂稳控系统、金竹山 B 厂稳控系统、柘溪电厂稳控系统、凤滩电厂稳控系统、东江电厂稳控系统、大唐石门电厂稳控系统、耒阳电厂稳控系统、凌津滩电厂稳控系统、江垭电厂稳控系统、常德电厂稳控系统和攸县电厂稳控系统。

按照功能划分, 湖南电网的稳控策略可分为三种类型。

1) 电厂外送稳控策略: 当电厂送出线路发生 $N-1$ 或 $N-2$ 故障跳闸时, 为确保相关线路不过载, 稳控系统根据断面输送功率, 发出相应的切机指令, 切除相关机组, 如五强溪电厂稳控系统、金竹山 B 厂稳控系统、柘溪电厂稳控系统等。

2) 电网同杆并架线路双回同跳稳控策略: 当电网内某同杆并架双回线路发生 $N-2$ 故障时, 为确保相关线路不过载, 稳控系统根据断面输送功率, 发出相应的切负荷或切机指令至各稳控子站, 切除部分负荷或机组, 如鄂湘联络线稳控系统、岳阳电力

外送稳控系统, 湘中内部断面稳控系统等。

3) 单变稳控策略: 单台主变的变电站主变跳闸或相关线路跳闸导致其他元件过载, 根据主变下网功率, 切除相应负荷, 如苏耽变稳控系统。

2 酒泉—湖南特高压直流受端稳控策略

酒泉—湖南 ± 800 kV 特高压直流工程起自西北电网的甘肃, 落点华中电网的湖南, 是继哈密—郑州 ± 800 kV 特高压直流之后第二条连接西北电网和华中电网的特高压直流。同时, 华中电网通过四回 ± 500 kV 直流与华东电网相连。此外, 华中电网还分别通过一回 1000 kV 特高压交流线路和四回 500 kV 交流线路与华北电网、西南电网实现同步联网。2017 年华中电网与各大区电网互联示意图如图 1 所示。

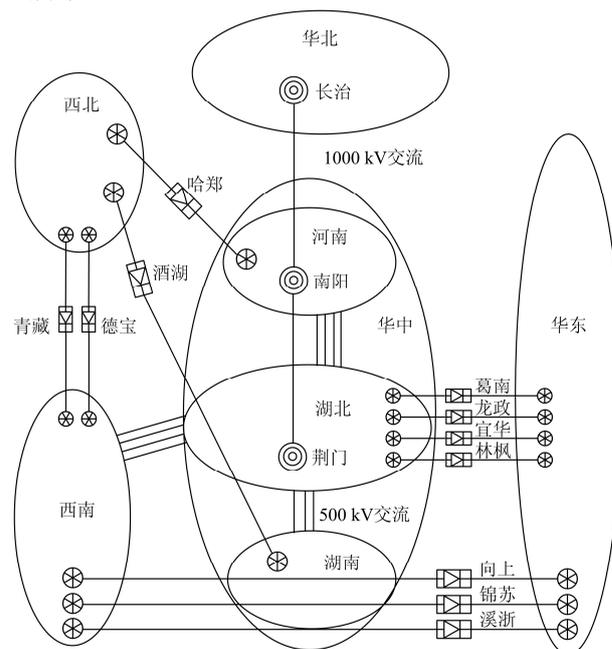


图 1 2017 年华中电网与各大区电网互联示意图

Fig. 1 Schematic diagram of Central China power grid connecting with other regional grids in 2017

2.1 特高压直流双极闭锁的受端稳控策略

从图 1 可以看出, 酒泉—湖南特高压直流双极闭锁后, 潮流主要转移到 1000 kV 特高压交流长治—南阳线路和三回 500 kV 鄂湘联络线。当特高压直流与鄂湘联络线南送功率之和超过鄂湘联络线热稳极限(记为 P_{ex})时, 若特高压直流发生双极闭锁, 为避免鄂湘联络线过载, 需采取切湖南电网负荷的措施。当特高压直流与特高压交流长南线南送功率之和超过长南线暂稳极限(记为 P_{cn})时, 若特高压直流发生双极闭锁, 为避免长南线解列, 需采取

切华中电网负荷和调制三峡直流功率的措施。但根据酒泉—湖南特高压直流受端稳控系统初步设计,切华中电网负荷措施只考虑切湖南电网负荷,暂不考虑切华中其他省份的负荷;调制三峡直流功率的措施仅预留功能接口。因此,2017年酒泉—湖南特高压直流双极闭锁故障时需检测特高压直流输送功率、鄂湘联络线南送功率和长南线南送功率,然后根据特高压直流与鄂湘联络线南送功率之和(记为 P_1)、特高压直流与长南线南送功率之和(记为 P_2)来判断是否需要采取切湖南电网负荷的措施,稳控策略如表1所示。

表1 酒泉—湖南特高压直流双极闭锁的稳控策略

Table 1 Stability control strategy under bipolar block fault of UHVDC from Jiuquan to Hunan

故障元件	检测断面	断面功率/MW	控制措施
酒泉—湖南特高压直流双极闭锁	P_1 、 P_2	$P_1 \leq P_{ex}$ 且 $P_2 \leq P_{cn}$ $P_1 > P_{ex}$ 或 $P_2 > P_{cn}$	无 切湖南电网负荷 $\max(P_1 - P_{ex}, P_2 - P_{cn})$

2.2 受端换流站交流出线严重故障的稳控策略

酒泉—湖南特高压直流受端湘潭换流站通过七回500 kV交流线路接入湖南电网,分别为换流站—鹤岭两回,换流站—云田两回,换流站—古亭两回和换流站—船山一回,如图2所示。

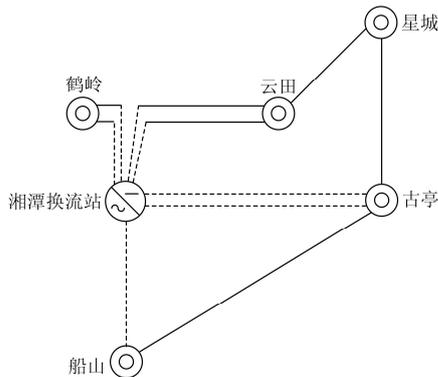


图2 湘潭换流站500 kV交流出线示意图

Fig. 2 Schematic diagram of 500 kV AC lines connecting with Xiangtan converter station

2017年正常方式下,换流站—鹤岭双回线路与云田—星城线路功率之和(记为 P_3)超过2180 MW时,换流站—鹤岭双回线路同跳,云田—星城线路将过载。为保证云田—星城线路不过载,可采取速降特高压直流功率的措施。受速降直流功率不超过800 MW约束,换流站—鹤岭双回线路与云田—星城线路功率之和应不超过2800 MW。当换流站—古亭双回线路与云田—星城线路功率之和(记为 P_4)超

过2380 MW,换流站—古亭双回线路同跳,云田—星城线路将过载。为保证云田—星城线路不过载,可采取速降特高压直流功率的措施。受速降直流功率不超过800 MW约束,换流站—古亭双回线路与云田—星城线路功率之和应不超过2700 MW。2017年酒泉—湖南特高压直流湘潭换流站交流出线严重故障的稳控策略如表2所示。

表2 湘潭换流站交流出线严重故障的稳控策略

Table 2 Stability control strategy under serious fault of 500 kV

AC lines from Xiangtan converter station			
故障元件	检测断面	断面功率/MW	控制措施
换流站—鹤岭双回线路	P_3	$P_3 < 2180$	无
同时跳闸		$2180 \leq P_3 \leq 2800$	速降特高压直流功率 800 MW
换流站—古亭双回线路	P_4	$P_4 < 2380$	无
同时跳闸		$2380 \leq P_4 \leq 2700$	速降特高压直流功率 800 MW

3 特高压直流接入后现有稳控策略的适应性

3.1 鄂湘联络线稳控策略

鄂湘联络线是由500 kV葛换—岗市和孱陵—复兴I、II线组成。鄂湘联络线大功率送湘时,若孱陵—复兴I、II线同时跳闸将可能导致葛换—岗市线路过载,需要采取切湖南电网负荷的措施。目前鄂湘联络线稳控策略共有13个切负荷执行站。

由表1可知,酒泉—湖南特高压直流闭锁后同样可能需要采取切湖南电网负荷的措施,因此需要为特高压直流配置切负荷执行站。特高压直流稳控策略如何选择切负荷执行站将会影响鄂湘联络线稳控策略。

若特高压直流稳控策略的切负荷执行站选择与鄂湘联络线稳控策略的切负荷执行站重复,虽然可以减少新增切负荷执行站数量,但是当酒泉—湖南特高压直流双极闭锁启动切负荷之后,鄂湘联络线稳控策略可能存在可切负荷量不足的风险。即使鄂湘联络线不再发生故障,也会因可切负荷量不足而限制其输送功率,进一步增加直流闭锁后负荷恢复的难度。因此,建议酒泉—湖南特高压直流受端稳控策略的切负荷执行站尽量不与现有鄂湘联络线稳控策略的切负荷执行站重复。

3.2 湘中内部断面稳控策略

湘中内部断面是由500 kV艾家冲—鹤岭I、II线,沙坪—星城I线,沙坪—鼎功II线构成。酒泉—湖南特高压直流投运前,湘中主要接受湘西北和湖北经由鄂湘联络线送来的电力。艾家冲—鹤岭I、II线潮流流向为艾家冲送鹤岭,沙坪—星城I线和沙

坪—鼎功 II 的潮流流向分别为沙坪送星城和沙坪送鼎功, 如图 3 所示。若艾家冲—鹤岭 I、II 线同时跳闸, 可能导致沙坪—星城 I 线过载。现有湘中内部断面稳控策略, 即检测到艾家冲—鹤岭双回线路同跳时, 根据艾家冲—鹤岭 I、II 线与沙坪—星城 I 线、沙坪—鼎功 II 线功率之和, 切除云田、鹤岭供区的负荷。

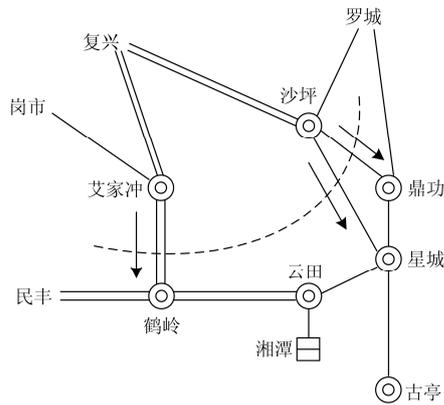


图 3 特高压直流投运前湘中内部断面示意图

Fig. 3 Schematic diagram of internal section in the middle of Hunan before the UHVDC is put into operation

特高压直流投运后, 因为湘潭换流站位于湘中偏南, 且大部分交流出线都与湘中相连, 所以特高压直流电力主要北送至湘中地区, 如图 4 所示。特高压直流接入使得艾家冲—鹤岭 I、II 线潮流反向, 变为鹤岭送艾家冲。若艾家冲—鹤岭 I、II 线同时跳闸, 沙坪—星城 I 线潮流减轻, 云田—星城线路潮

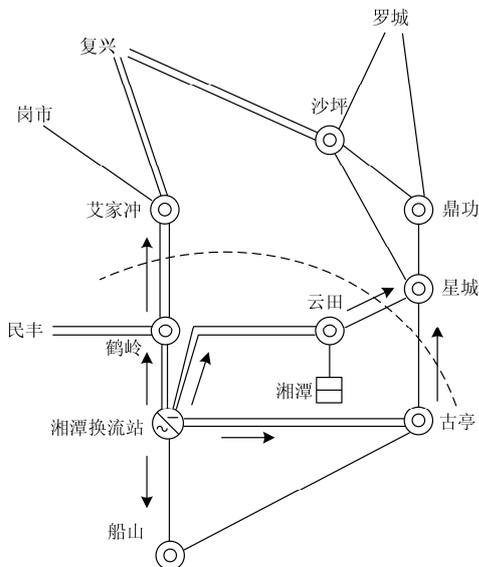


图 4 特高压直流投运后湘中内部断面示意图

Fig. 4 Schematic diagram of internal section in the middle of Hunan after the UHVDC is put into operation

流加重甚至可能过载。因此现有湘中内部断面稳控策略将不能适应特高压直流投运后的潮流变化。建议稳控策略检测到艾鹤双回同跳时, 根据艾家冲—鹤岭 I、II 线与云田—星城线路功率之和, 切除云田、星城供区的负荷。由于切负荷缓解云田—星城线路过载的效果不甚明显, 建议可以采取切负荷与速降特高压直流功率相配合的措施。特高压直流投运前后, 湘中内部断面稳控策略对比如表 3 所示。

表 3 特高压直流投运前后湘中内部断面的稳控策略

Table 3 Stability control strategy of internal section in the middle of Hunan before and after the UHVDC operating

时间	故障元件	检测断面	断面功率/ MW	控制措施
直流 投运 前	艾家冲— 鹤岭 I、II 线同跳	艾家冲—鹤岭 I、II 线与沙 坪—星城 I 线、 沙坪—鼎功 II 线功率之和 P_5	$P_5 < 3350$	无
			$P_5 \geq 3350$	切云田、鹤岭供区 负荷
直流 投运 后	艾家冲— 鹤岭 I、II 线同跳	艾家冲—鹤岭 I、II 线与云 田—星城线路 功率之和 P_6	$P_6 < 2250$	无
			$2250 \leq P_6 \leq 2680$	切云田、星城供区 负荷与速降特高 压直流功率配合

3.3 其他稳控系统

其他同杆并架线路双回同跳稳控系统, 电厂外送稳控系统和单变稳控系统, 因为自身涉及范围小, 或距离湘潭换流站较远等原因, 受特高压直流接入的影响较小。它们现有的稳控策略均能适应特高压直流接入后的湖南电网。

4 特高压直流接入后不同稳控措施的协调配合

对于交流电网来说, 切负荷是常用的稳控措施之一。它能有效地缓解故障时相关元件的过载情况, 缺点是降低了对用户供电的可靠性, 严重时甚至可能造成电力安全事故。此外, 在某些电网结构下, 切负荷措施缓解交流线路过载的效果并不明显。对于交直流混联电网, 当交流系统发生故障时, 利用直流系统功率快速调节的特点, 紧急提升或回降直流功率, 可以弥补因交流故障造成的功率不平衡, 或改善故障后系统潮流分布, 缓解设备过载现象。但直流功率紧急控制的量不宜太大, 既要考虑直流设备本身的承受能力, 又要考虑对两端交流系统的冲击。两种稳控措施可以根据电网实际情况进行不同的协调配合。

4.1 切负荷与直流功率紧急提升的协调配合

切负荷与直流功率紧急提升的协调配合适用于

交直流同向受端电网送电的情况,当交流联络线发生故障导致受端电网出现有功功率缺额时,可以紧急提升直流功率,缓解受端电网的功率缺额,从而减少受端电网的切负荷量。

以鄂湘联络线稳控系统为例,在某运行方式下,500 kV 葛换—岗市线路有功功率为 1200 MW, 屏陵—复兴双回线路有功功率之和为 1600 MW, 酒泉—湖南特高压直流输送功率为 3000 MW。当屏陵—复兴双回线路同时跳闸时,如不采取措施,葛换—岗市线路的有功功率将达到 2850 MW,超过其热稳控制功率 2050 MW。若仅采用切负荷措施,则需切湖南负荷约 800 MW。若采用切负荷与直流功率紧急提升协调配合的方法,先将特高压直流功率从 3000 MW 紧急提升至 3800 MW,此时葛换—岗市线路的有功功率降至 2008 MW,小于其热稳控制功率,不需要再采取切负荷措施即可保持电网安全稳定运行。

4.2 切负荷与直流功率紧急提升的协调配合

切负荷与直流功率紧急回降的协调配合可以应用于缓解电网严重故障时直流换流站近区设备过载的情况,特别是当切负荷措施效果不明显时,通过直流功率紧急回降,改变换流站近区的潮流分布,从而减轻或避免换流站近区设备过载,同时也达到尽可能少切负荷的目的。

以湘中内部断面稳控系统为例,在某运行方式下,酒泉—湖南特高压直流输送功率为 5300 MW, 500 kV 鹤岭—艾家冲双回线路有功功率之和为 1377 MW, 云田—星城线路有功功率为 1311 MW。当鹤岭—艾家冲双回线路同时跳闸时,如不采取措施,云田—星城线路的有功功率将达到 1919 MW,超过其热稳控制功率 1655 MW。若仅采取切负荷措施,则即使切除湖南电网 820 MW 负荷,云田—星城线路的有功功率也才降至 1850 MW,仍然超过其热稳控制功率。若采用切负荷与直流功率紧急回降协调配合的方法,先将特高压直流功率从 5300 MW 紧急回降至 4600 MW,此时云田—星城线路的有功功率为 1645 MW,小于其热稳控制功率,不需要再采取切负荷措施即可保持电网安全稳定运行。此时,切负荷措施降低云田—星城线路有功功率的效率(云田—星城线路有功功率的变化值/切负荷量)为 8.4%。而直流功率紧急回降措施降低云田—星城线路有功功率的效率(云田—星城线路有功功率的变化值/直流紧急回降功率值)为 39.1%。

5 结论

1) 酒泉—湖南特高压直流双极闭锁时需根据

特高压直流与鄂湘联络线南送功率之和、特高压直流与长南线南送功率之和来判断是否采取切湖南电网负荷的措施。

2) 湘潭换流站交流出线严重故障时,需根据出线功率判断是否采取速降特高压直流功率的措施。

3) 为避免对鄂湘联络线稳控系统造成干扰,酒泉—湖南特高压直流受端稳控系统的切负荷执行站不宜与鄂湘联络线稳控系统的切负荷执行站重复。

4) 特高压直流投运后,湘中内部断面的潮流发生较大变化,现有湘中内部断面稳控策略需要调整,建议将检测断面功率改为艾家冲—鹤岭 I、II 线与云田—星城线路功率之和,控制措施改为速降特高压直流与切负荷相配合。

5) 对于直流弱受端电网,采用切负荷与直流功率紧急提升/回降协调配合的措施应对交流线路严重故障,不仅能够高效地保证交流线路严重故障时其他运行线路的安全,而且还能明显减少甚至避免切除电网负荷,从而提高供电可靠性,降低电网安全事故风险。

参考文献

- [1] 中国电力企业联合会. 电力系统安全稳定控制技术导则: GB/T 26399—2011[S]. 北京: 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局, 2011.
China Electricity Council. Technical guide for electric power system security and stability control: GB/T 26399—2011[S]. Beijing: General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the People's Republic of China, 2011.
- [2] BO Zhiqian, LIN Xiangning, WANG Qingping, et al. Development of power system protection and control[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2016, 1: 8pp.
DOI 10.1186/s41601-016-0012-2
- [3] 李凌, 孙才峰, 顾健辉, 等. 基于 PCS-9000 平台的广西电网安全稳定控制管理系统研究与开发[J]. 电网与清洁能源, 2015, 31(9): 1-5.
LI Ling, SUN Caifeng, GU Jianhui, et al. Research and development of Guangxi power grid security and stability control management system based on PCS-9000 platform[J]. Power System and Clean Energy, 2015, 31(9): 1-5.
- [4] 苏毅, 俞秋阳, 毕兆东. 福建电网基于在线安全稳定控制与预警系统的稳控策略表设计方法与实现[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(5): 97-101.
SU Yi, YU Qiuyang, BI Zhaodong. Design and implementation of stability control scheme list based on

- on-line security and stability control and warning system in Fujian power grid[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(5): 97-101.
- [5] 祁忠, 施志良, 李枫, 等. 安全稳定控制管理系统的研制与应用[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(1): 122-127.
 QI Zhong, SHI Zhiliang, LI Feng, et al. Development and application of the security stability control management system[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(1): 122-127.
- [6] 钟显, 樊艳芳, 王一波, 等. 含高密度风电、交直流送端电网直流闭锁故障稳控方案研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(13): 130-138.
 ZHONG Xian, FAN Yanfang, WANG Yibo, et al. Research of stability control strategies for high density wind power, AC-DC sending grid bipole trip[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(13): 130-138.
- [7] 陈汉雄, 胡劲松. 金沙江一期送端特高压直流输电系统的协调控制[J]. 电网技术, 2008, 32(8): 10-14.
 CHEN Hanxiong, HU Jinsong. Coordinated control of UHVDC transmission system at sending end of first phase Jinsha river project[J]. Power System Technology, 2008, 32 (8): 10-14.
- [8] 黄震, 郑超, 庞晓艳, 等. 四川多回±800 kV 直流外送系统直流有功功率协调控制[J]. 电网技术, 2011, 35(5): 52-58.
 HUANG Zhen, ZHENG Chao, PANG Xiaoyan, et al. Coordination control of DC active power for multi-circuit ± 800 kV DC power delivery system in Sichuan UHVAC/UHVDC hybrid power grid[J]. Power System Technology, 2011, 35(5): 52-58.
- [9] 王建明, 孙华东, 张健, 等. 锦屏-苏南特高压直流投运后电网稳定特性及协调控制策略[J]. 电网技术, 2012, 36(12): 66-70.
 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): 66-70.
- [10] 徐式蕴, 吴萍, 赵兵, 等. 哈郑直流受端华中电网基于响应的交直流协调控制措施[J]. 电网技术, 2015, 39(7): 1773-1778.
 XU Shiyun, WU Ping, ZHAO Bing, et al. Coordinated control strategy of interconnected grid integrated with UHVDC transmission line from Hami to Zhengzhou[J]. Power System Technology, 2015, 39(7): 1773-1778.
- [11] 卫鹏, 周前, 汪成根, 等. ±800 kV 锦苏特高压直流双极闭锁对江苏电网受端系统稳定性的影响[J]. 电力建设, 2013, 34(10): 1-5.
 WEI Peng, ZHOU Qian, WANG Chenggen, et al. Impact of bipolar blocking in ±800 kV Jinsu UHVDC power transmission system on stability of Jiangsu grid's receiving-end system[J]. Electric Power Construction, 2013, 34(10): 1-5.
- [12] 李兆伟, 翟海保, 刘福锁, 等. 多馈入交直流混联受端电网直流接入能力研究评述[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(8): 142-148.
 LI Zhaowei, ZHAI Haibao, LIU Fusuo, et al. DC access capability study for multi-infeed HVDC power transmission system[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(8): 142-148.
- [13] 国家电网公司华中分部. 2016 年华中主网稳定规定 [R]. 2 版. 武汉: 2016.
 Central China Branch of State Grid Company of China. The security and stability regulation of Central China power grid in 2016[R]. Second Edition. Wuhan: 2016.
- [14] 国网湖南省电力公司. 湖南电网 2016 年夏季安全稳定运行规定[R]. 长沙: 2016.
 State Grid Hunan Electric Power Company. The security and stability regulation of Hunan power grid in summer of 2016[R]. Changsha: 2016.

收稿日期: 2016-09-14; 修回日期: 2016-09-30

作者简介:

芮 虎(1983—), 男, 通信作者, 硕士, 高级工程师, 研究方向为电网运行分析与仿真计算; E-mail: guohu1213@qq.com

李晨坤(1988—), 男, 硕士, 工程师, 研究方向为电网运行分析与仿真计算; E-mail: 531057646@qq.com

崔 挺(1986—), 男, 博士, 工程师, 研究方向为电网运行分析与仿真计算。E-mail: cuiting@whu.edu.cn

(编辑 姜新丽)