

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

钟显¹, 樊艳芳¹, 王一波², 常喜强³, 郑少鹏⁴, 王衡³

(1. 新疆大学电气工程学院, 新疆 乌鲁木齐 830047; 2. 中国科学院电工所, 北京 100190; 3. 国网新疆电力调度控制中心, 新疆 乌鲁木齐 830002; 4. 国网新疆电力科学研究院, 新疆 乌鲁木齐 830011)

摘要: 基于新疆电网2014年底网架结构, 为了保障含高密度风电、交直流送端电网的稳定运行, 当±800 kV特高压直流输电系统发生双极闭锁故障时, 提出综合考虑新疆网内火电、哈密地区风电及直流配套电源, 协调优化切机不平衡量的稳控方案, 分析不同稳控方案对于含高密度风电、交直流混联系统运行电压的影响。研究结果阐明在满足新疆网内安全约束下, 稳控风电切机量在20%~80%及优先切网内无功出力较大的火电机组、保留直流配套电源部分机组运行有利于系统稳定。该稳控方案对提高±800 kV特高压直流送端系统的稳定运行及减小高密度风电地区电压稳定性具有重要的参考价值。

关键词: 特高压直流; 双极闭锁; 送端电网; 高密度风电; 电压影响; 稳控方案

Research of stability control strategies for high density wind power, AC-DC sending grid bipole trip

ZHONG Xian¹, FAN Yanfang¹, WANG Yibo², CHANG Xiqiang³, ZHENG Shaopeng⁴, WANG Heng³

(1. College of Electrical Engineering, Xinjiang University, Urumqi 830047, China; 2. Institute of Electrical Engineering Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China; 3. State Grid Xinjiang Communication Center for Power Dispatching, Urumqi 830002, China; 4. State Grid Xinjiang Electric Power Research Institute, Urumqi 830011, China)

Abstract: Based on the Xinjiang grid structure in 2014 and to protect grid security and stability in the region which have high density wind power, DC ancillary generators and AC-DC sending grid. When bipole trip occurs in ±800 kV HVDC sending system, this paper provides control strategies considering power network in Xinjiang, wind power in Hami and DC ancillary units, and makes a coordination between control strategies and unbalanced cutting power. In this power grid, it analyzes the voltage effect under different stability control strategies. Research results show that when meeting the network security constraints, considering the control strategies that the wind power cutting in the 20% -80% and taking the large reactive power as priority target to cut, and retaining a part of DC power unit operation are conducive to stability. The control strategies to improve the UHVDC system operating stability and reduce voltage fluctuations on the impact of high density wind have important reference value.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51467019).

Key words: HVDC; bipole trip; sending grid; high density wind; voltage influence; control strategies

中图分类号: TM77 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2015)13-0130-09

0 引言

特高压直流输电工程与传统的交流输电系统相比, 其在远距离输电中经济性较好; 交直流混联可减少系统短路容量, 供电可靠性高; 采用电力电子可控器件可实现直流输电系统潮流的快速控制。但

直流输电系统中存在无功消耗大(约为直流输送有功的40%~60%)、直流闭锁故障对电网交流系统冲击巨大、潮流进行大规模转移等因素, 交直流混联系统的暂态电压稳定性问题更突出^[1-5]。

目前, 国内针对直流闭锁故障采取稳控方案的相关问题, 已有学者进行了初步研究。文献[6-8]针对±500 kV、±1 100 kV直流发生双极闭锁故障提出稳控装置切机切负荷的稳控方案, 减小对交流系

统的冲击。文献[9]针对云广直流闭锁过电压提出广域 PSS 在高压侧进行反调及机组励磁调节改进的控制思路。文献[10]提出送端网电源参与系统调压的“网源调压”稳控策略,通过网源水、火机组优化,提升了暂态过程中电压的稳定性。文献[11]提出了应用风火打捆方案,利用跟随风功率波动的控制策略提高系统稳定性。文献[12]提出应用模块化多电平换流器(MMC)与网内机组协调的无功控制方案,以及应用紧急功率支援并辅以切机的稳控策略,提高送出系统的稳定性。

现有研究主要依托于大规模火电直流外送闭锁故障引起的电压问题,提出稳控切机切负荷及协调无功控制的稳控研究方案。对于含有高密度间歇性能源、交直流混联电网,系统运行电压本身存在一定的复杂性,尤其是直流闭锁故障后,稳控方案对于高密度风电、交直流混联系统运行电压的影响研究值得进一步的探讨。

根据新疆电网建设“十二五”规划,预计 2014 年底哈密地区风机总装机容量达 750 万 kW,形成了哈密北、十三间房及哈密南三大风电集群区域。本文针对哈密地区高密度风电、交直流混联系统,哈郑(天中)直流发生双极闭锁故障,仿真分析直流系统不同运行工况下不同的稳控方案对哈密地区电压的影响,提出综合考虑新疆网内火电、哈密高密度风电及直流配套电源的稳控方案,对提高特高压直流系统的稳定运行及减小对哈密地区高密度风电的影响具有一定的参考价值。

1 电网规模与潮流控制

1.1 新疆电网与疆外联网规模

目前,新疆电网形成了 220 kV 和 750 kV 主网架。2014 年底新疆电网 750 kV 断面示意图如图 1 所示。其用电负荷主要集中在乌昌城网、奎屯、哈密、吐鲁番及巴州地区,电源主要分布在新疆网内中西部火电、哈密地区风电、直流配套火电电源等地区。

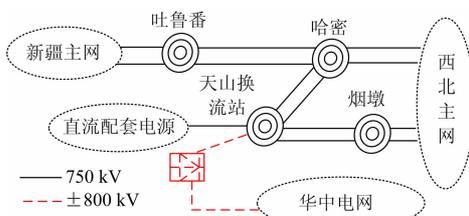


图 1 新疆电网 750 kV 断面示意图

Fig. 1 Sketch of Xinjiang 750 kV power grid in 2014

根据当前网架结构,新疆主网途经哈密地区,

通过两条 750 kV 交流通道与西北主网联网,哈密至郑州±800 kV 特高压直流与华中电网联网,根据直流的运行机理,无功消耗量大,目前电网配置一定量的滤波器来提供无功补偿。此外,在天山换流站还配备了直流配套电源,预计 2015 年底将实现新疆电网直流外送功率 800 万 kW。

1.2 哈密地区高密度风电电网规模

根据 2014 年底新疆电网网架结构,哈密地区电网以哈密市为核心,已形成以±800 kV、750 kV、220 kV 电压等级为骨干网架,以 110 kV、35 kV 电压等级为主体的覆盖全地区的输、配电网。其中以±800 kV 哈郑(天中)直流、750 kV 新疆与西北主网联网一、二通道及哈密高密度风电,构成了疆电外送的送端电网,图 2 所示为哈密局部电网示意图。

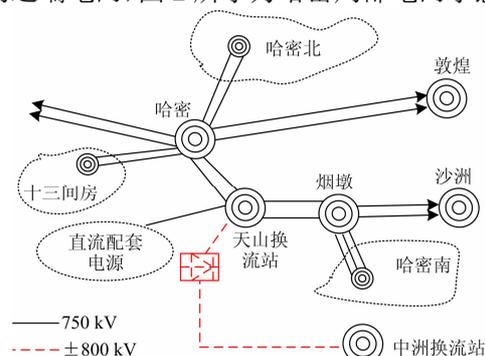


图 2 局部电网示意图

Fig. 2 Sketch of local power grid

图 2 显示,哈密高密度风电汇集于哈密北、十三间房及哈密南三大风电集群区域。2014 年底,哈密地区风机达 4 000 余台,总装机容量达 750 万 kW。并且,天山换流站直流配套电源火电 6 台机组将在 2014 年底陆续投入运行,总装机容量达 396 万 kW。

1.3 潮流控制

依托 2014 年底冬小负荷水平运行方式,新疆网内主网潮流合理分布,并且在 N-1 方式下,均未出现线路过载或重载。根据图 1 断面示意图,对新疆主网 750 kV 断面潮流控制如下:750 kV 吐哈断面(吐→哈)250 万 kW,750 kV 哈密风电上网 100 万 kW,直流配套电源火电 6 台机组(总出力为 200 万 kW),直流外送功率极限 520 万 kW。

2 电力系统电压稳定性判据及其稳定控制

2.1 电力系统电压稳定性判据

我国《电力系统安全稳定导则》对电压稳定的定义为:电力系统受到小或大的扰动后,系统电压能够保持或恢复到允许范围内,不发生电压崩溃的能力。导则指出,系统无功功率的分层分区供需平

衡是电压稳定的基础；同时，电压失稳的判据可为母线电压下降，平均值持续低于限定值^[13-17]。

依托于导则定义，结合新疆电网实际的输电特性和负荷特性，仿真中定义电压稳定性判据为：系统内中枢点的电压不低于80%U_n，并且持续时间不超过1 s，电压波动曲线表现为减幅振荡，振荡呈现逐步衰减、消失趋势。

2.2 电力系统稳定控制

根据 DL/T 723-2000《电力系统安全稳定控制技术导则》中，为保证电力系统安全稳定运行，二次系统配备的完备防御系统应分为三道防线。

第一道防线：在电力系统正常状态下通过预防性控制保持足够的稳定裕度，发生短路故障时由电力系统固有的控制设备及继电保护装置快速、正确动作切除故障元件。

第二道防线：由稳控系统构成，针对预先考虑的故障形式和运行方式，按预定的控制策略实施切机/切负荷、局部解列等控制措施，防止系统失稳。

第三道防线：由失步解列、频率及电压紧急控制装置构成，当电力系统发生振荡、频率/电压异常等故障时采取解列、切机/切负荷等控制措施，防止系统崩溃^[18-19]。

图3体现了三道防线与稳定控制的关系。在稳控方案中，为实现紧急控制通常采用多种措施，包括电源端和负荷端控制手段。本文基于交直流送端电网，当发生直流闭锁故障导致外送功率受阻时，在新疆区域内由多个厂站的安控装置构成稳定控制系统，实现电源端采取切机的稳控措施。

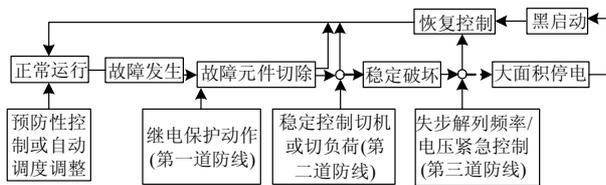


图3 电力系统稳定控制阶段示意图

Fig. 3 Power system stability control in different stages

3 直流闭锁故障不同稳控方案仿真分析

仿真计算软件采用 PSASP 综合分析程序，依托新疆电网2014年底冬季网架结构，数据选取新疆电网2014年冬小负荷水平运行方式。哈郑(天中)直流外送功率极限520万 kW，以直流通道重潮流(外送500万 kW)和轻潮流(外送200万 kW)两种运行工况，仿真直流双极闭锁故障(仿真中3 s时故障)，综合考虑新疆网内中西部电源、哈密地区风电、直流配套

电源分布，分析不同的稳控方案对哈密地区电压影响。

3.1 直流外送 500 万 kW 双极闭锁后稳控分析

运行工况一：直流外送功率500万 kW，其中哈密地区风电上网100万 kW，直流配套电源 6 台机上网200万 kW。当直流闭锁故障后，考虑直流配套电源全切(切 6 机)、保留部分机组(留 2 机)运行、切除 0 机及切机动作时间的稳控方案，仿真分析哈密地区电压影响。正常运行时潮流分布如图4所示。

在含高密度风电、交直流送端电网中，当发生直流双极闭锁故障时，应该考虑稳控方案对系统电压的影响。结合新疆实际电网，考虑750 kV 交流一、二通道不平衡量120万 kW，需切除380万 kW 上网机组。根据稳控切机量分配差异和稳控切机时间快慢设定稳控方案如表1所示。

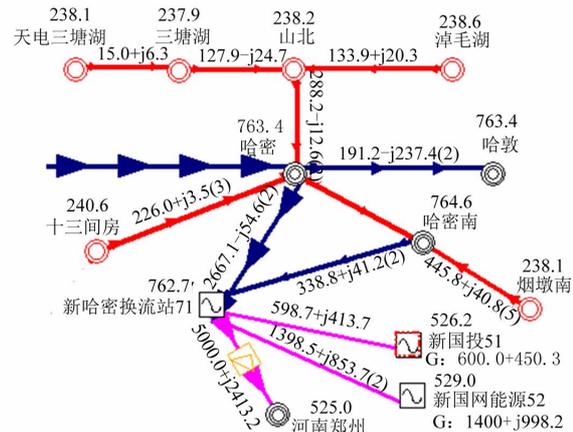


图4 运行工况一时潮流分布图

Fig. 4 Flow load distribution at condition one

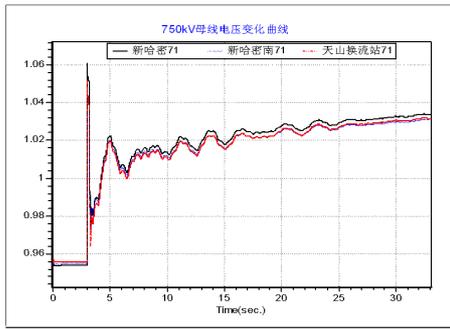
表1 运行工况一时直流双极闭锁稳控方案

Table 1 Control program under the condition one when DC bipole trip

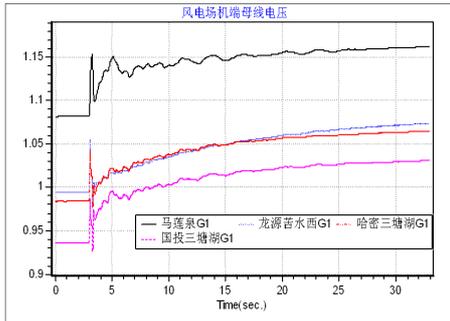
| 稳控方案 | 切直流配套电源/MW | 切哈密地区风电/MW | 切网内中西部火电/MW | 切机动作时间/s |
|------|------------|------------|-------------|----------|
| 方案一 | 2 000 | 800 | 1 000 | 3.3 |
| 方案二 | 1 000 | 800 | 2 000 | 3.3 |
| 方案三 | 0 | 800 | 2 200 | 3.3 |
| 方案四 | 2 000 | 800 | 1 000 | 3.15 |

在正常运行方式下，哈密地区750 kV 电压在0.96~0.97 p.u.，各风机出口电压在0.97~1.09 p.u.，各风电场110 kV 母线电压在1.01~1.03 p.u.，哈密地区220 kV 母线电压在1.027~1.036 p.u.。

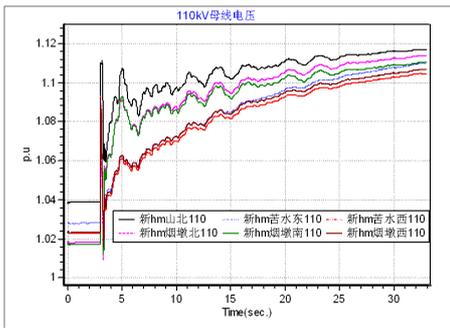
(1) 稳控方案一：考虑直流配套电源 6 机全切，仿真分析哈密地区母线电压曲线如图5所示。



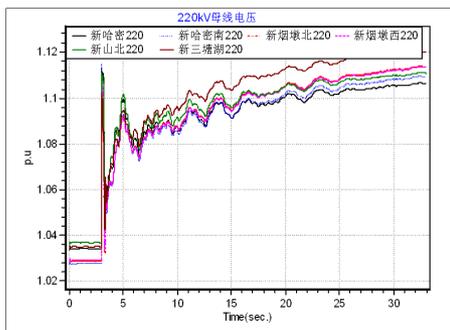
(a) 哈密 750 kV 电压曲线



(b) 风电场机端电压曲线



(c) 风电场 110 kV 汇集母线电压曲线



(d) 哈密地区部分 220 kV 母线电压曲线

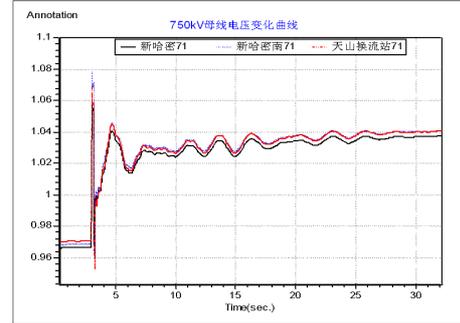
图 5 直流故障后稳控方案一时电压变化曲线

Fig. 5 Voltage curve under the DC block faults and stability control program 1

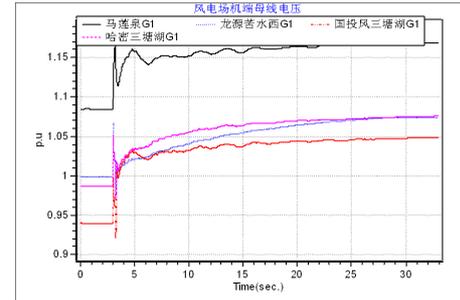
由图 5 可知, 故障后母线电压升高, 当稳控装置动作切除新疆网内机组后, 750 kV 母线电压维持在 1.02~1.03 p.u., 机端母线电压维持在 1.02~1.13 p.u., 风电场 110 kV 母线电压维持在 1.10~1.11 p.u.,

220 kV 母线电压维持在 1.10~1.11 p.u.。且 750 kV 母线压升 0.075 p.u., 风机机端母线国投三塘湖母线压升达 0.091 p.u., 烟墩北 110 kV 汇集母线压升达 0.090 p.u., 烟墩北 220 kV 母线压升达 0.081 p.u.。

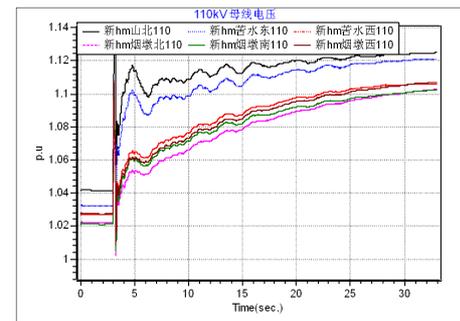
(2) 稳控方案二: 考虑直流配套电源切 4 机(保留 2 机运行), 哈密地区母线电压曲线如图 6 所示。



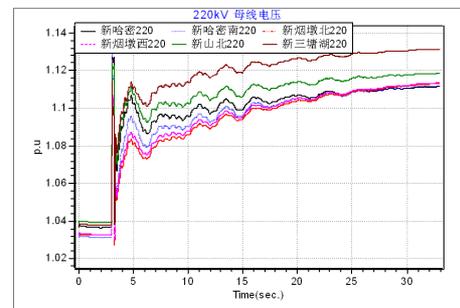
(a) 哈密地区 750 kV 电压曲线



(b) 风电场机端电压曲线



(c) 风电场 110 kV 汇集母线电压曲线



(d) 哈密地区部分 220 kV 母线电压曲线

图 6 直流故障后稳控方案二时电压变化曲线

Fig. 6 Voltage curve under the DC block faults and stability control program 2

由图 6 可知,故障后母线电压升高,当稳控装置动作切除新疆网内机组后,750 kV 母线电压维持在1.03~1.04 p.u.;机端母线电压维持在1.046~1.152 p.u.,风电场110 kV 母线电压维持在1.098~1.115 p.u.,220 kV 母线电压维持在1.10~1.12 p.u.。且750 kV 母线压升0.072 p.u.,风机机端国投三塘湖母线压升达0.106 p.u.,烟墩北110 kV 汇集母线压升达0.076 p.u.,三塘湖220 kV 母线压升达0.091 p.u.。

(4) 稳控方案三:考虑保留直流配套电源6机运行,在不满足切机量380万 kW 时,切300万 kW 机组,其中风电80万 kW、新疆网内机组220万 kW (约为吐哈断面的88%)。新疆网内相关线路载流量如表 2 所示,吐鲁番地区电压曲线如图 7 所示。

由表 2 可知,稳控方案三将造成新疆网内线路过载,如乌米线、米宁线、红八线均出现严重过载。

表 2 稳控方案三时网内线路过载情况

Table 2 Circuit overload under the control program 3

| 载流量 | 乌米线 (2*LGJ-400)/ MW | 米宁线 (LGJQ-400)/ MW | 红八线 (2*LGJ-300)/ MW |
|-------|---------------------------|--------------------------|---------------------------|
| 额定值 | 574 | 303 | 502 |
| 稳控方案三 | 835 | 345 | 555 |

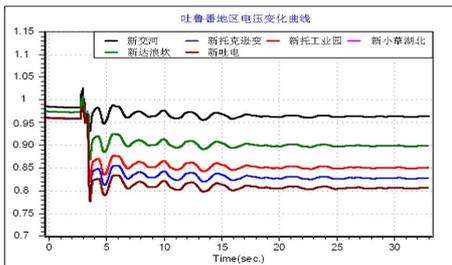
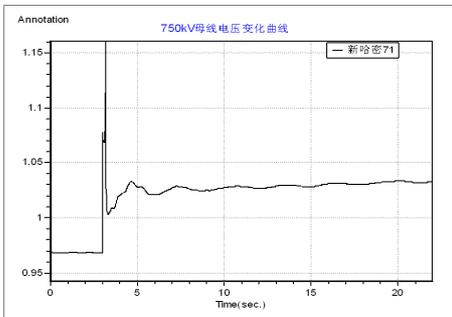


图 7 稳控方案三时吐鲁番地区电压变化曲线

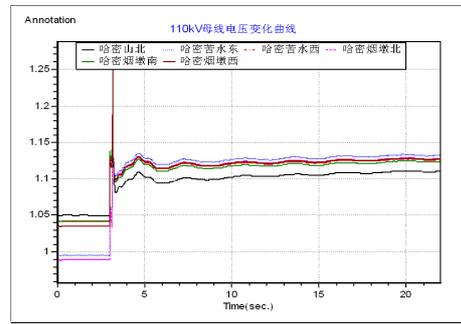
Fig. 7 Voltage curve under control program 3 at Tulufan

由图 8 可知,稳控方案三切除新疆网内机组过多,将会造成吐鲁番地区220 kV 母线低电压问题,如吐电220 kV 母线跌至0.783 p.u.、托克逊变跌至0.82 p.u.以及托工业园跌至0.833 p.u.。

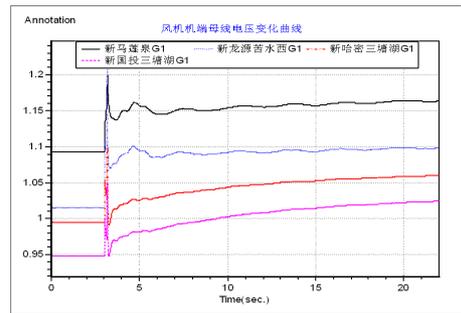
(3) 稳控方案四:考虑稳控切机时间对电压的影响。仿真分析哈密地区电压曲线如图 8 所示。



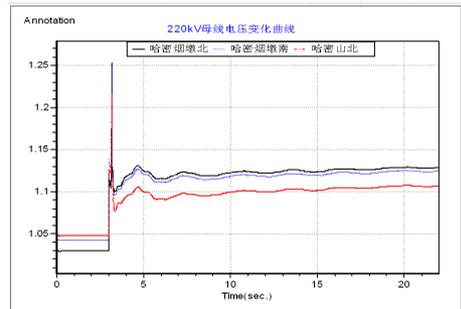
(a) 哈密地区 750 kV 电压曲线



(b) 风电场机端电压曲线



(c) 风电场110 kV 汇集母线电压曲线



(d) 哈密地区部分220 kV 母线电压曲线

图 8 直流故障后稳控方案四时电压变化曲线

Fig. 8 Voltage curve under the DC block faults and stability control program 4

由图 8 仿真结果可知,故障期间,哈密750 kV 暂态电压达1.154 p.u.,风机出口暂态达电1.21 p.u.,风电场110 kV 母线暂态电压达1.25 p.u.,220 kV 母线暂态电压达1.24 p.u.。由此可见,稳控切机时间太快易引起系统暂态电压严重。

3.2 直流外送 200 万 kW 双极闭锁后稳控分析

运行工况二:直流外送功率200万 kW,其中直流配套电源 0 机,风电上网100万 kW。当直流闭锁故障后,根据750 kV 交流通道不平衡量120万 kW,稳控方案切除新疆网内80万 kW 机组,仿真分析哈密地区电压影响。正常运行时潮流分布如图 9 所示。稳控动作后,哈密地区母线电压曲线如图 10 所示,电压偏差如表 3 所示。

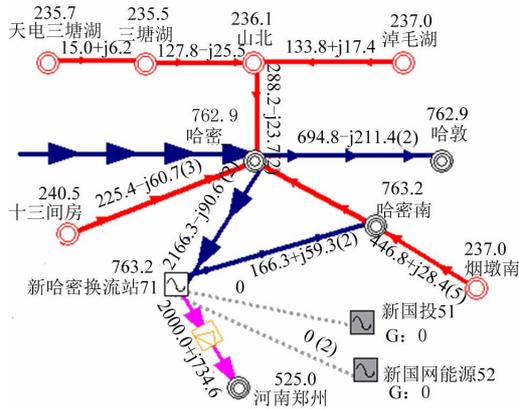
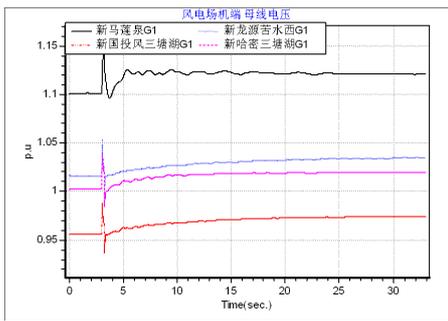
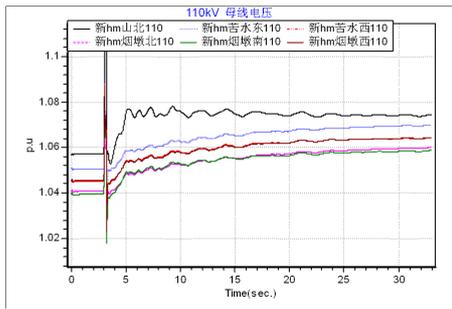


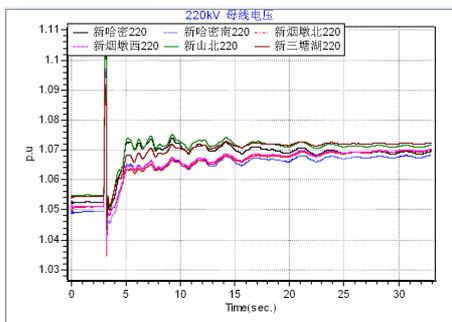
图 9 工况二时潮流分布图
Fig. 9 Flow load distribution at condition two



(a) 风电场机端电压曲线



(b) 风电场110 kV 汇集母线电压曲线



(c) 哈密地区部分220 kV 母线电压曲线

图 10 直流故障后切网内机组后电压变化曲线
Fig. 10 Voltage curve under the DC block faults and cut generators

表 3 工况二直流闭锁故障后电压偏差情况 p.u

Table 3 Voltage deviation under the condition two when DC

| block faults unit (p.u) | | | | | |
|-------------------------|----------|----------|----------|---------|---------|
| 风电场机端母线电压偏差 | | | | | |
| 马莲泉 G1 | 龙源苦水西 G1 | 哈密三塘湖 G1 | 国投三塘湖 G1 | | |
| 0.017 2 | 0.017 3 | 0.017 6 | 0.017 6 | | |
| 110 kV 母线电压偏差 | | | | | |
| 山北 | 苦水东 | 苦水西 | 烟墩北 | 烟墩南 | 烟墩西 |
| 0.017 1 | 0.018 2 | 0.018 3 | 0.018 1 | 0.018 4 | 0.018 1 |
| 220 kV 母线电压偏差 | | | | | |
| 哈密 | 哈密南 | 烟墩北 | 烟墩西 | 山北 | 三塘湖 |
| 0.016 5 | 0.017 9 | 0.017 3 | 0.018 1 | 0.016 4 | 0.017 6 |

由仿真结果可知, 初始时刻哈密地区各风机出口电压在 0.96~1.05 p.u., 风电场 110 kV 母线电压在 1.039~1.057 p.u., 220 kV 母线电压在 1.049~1.054 p.u.; 故障后母线电压升高, 稳控装置动作切除新疆网内机组后, 机端母线电压差维持在 0.97~1.12 p.u., 风电场 110 kV 母线电压维持在 1.058~1.074 p.u., 220 kV 母线电压维持在 1.067~1.072 p.u.。并且风机机端母线国投三塘湖母线、哈密三塘湖母线压升达 0.017 6 p.u., 烟墩南 110 kV 汇集母线压升达 0.018 4 p.u., 烟墩北 220 kV 母线压升达 0.081 p.u.。

4 仿真结果对比分析

(1) 针对直流配套电源: 稳控方案一全切 6 机、稳控方案二保留 2 机运行、稳控方案三切 0 机进行对比分析。运行工况一发生直流闭锁时, 其中方案一与方案二电压偏差如表 4 所示。

表 4 稳控方案一与二电压偏差对比

Table 4 Voltage deviation between the condition one and condition two units (p.u)

| | p.u. | | | | | |
|------|---------------|----------|----------|----------|-------|-------|
| | 风电场机端母线电压偏差 | | | | | |
| 稳控方案 | 马莲泉 G1 | 龙源苦水西 G1 | 哈密三塘湖 G1 | 国投三塘湖 G1 | | |
| 方案一 | 0.076 | 0.073 | 0.077 | 0.091 | | |
| 方案二 | 0.081 | 0.074 | 0.085 | 0.106 | | |
| | 110 kV 母线电压偏差 | | | | | |
| 稳控方案 | 哈密山北 | 苦水东 | 苦水西 | 烟墩北 | 烟墩南 | 烟墩西 |
| 方案一 | 0.075 | 0.074 | 0.074 | 0.090 | 0.088 | 0.077 |
| 方案二 | 0.081 | 0.085 | 0.076 | 0.074 | 0.076 | 0.074 |
| | 220 kV 母线电压偏差 | | | | | |
| 稳控方案 | 哈密 | 哈密南 | 烟墩北 | 烟墩西 | 山北 | 三塘湖 |
| 方案一 | 0.069 | 0.078 | 0.081 | 0.080 | 0.080 | 0.077 |
| 方案二 | 0.076 | 0.078 | 0.078 | 0.076 | 0.077 | 0.091 |

工况一时, 由直流双极故障稳控方案一、二分分析可知, 风机机端母线压升最大点都为国投三塘湖;

110 kV、220 kV 母线电压在不同稳控切机方案下最大压升点各异。并且,较方案一而言,方案二对于 110 kV、220 kV 母线电压变化影响较小,但 220 kV 母线电压局部地区(三塘湖)电压偏差较高。对比稳控方案一、二,各稳控方案下稳态压升差别较小,但仿真结果图 5 与图 4 显示,方案一易使系统暂态压升较高,将对系统产生较大影响。

此外,稳控方案三对直流配套电源切 0 台机,势必造成稳控策略偏于切除网内机组,稳控方案三在网内切机量为吐哈断面的 88%。仿真结果图 6 与表 3 显示,过多切除网内机组,导致新疆电网 750 kV 送端通道上的潮流大范围转移,造成整个新疆电网压升过大,同时出现过度切机造成网内吐鲁番局部地区的低电压和乌昌地区线路过载问题。

(2) 针对稳控方案切机动作时间:稳控方案一在故障后 0.3 s 动作、稳控方案四在故障后 0.15 s 动作进行对比分析。运行工况一发生直流闭锁时,其中方案一与方案四暂态电压偏差如表 5 所示。

表 5 稳控方案一与四暂态电压最大压升
Table 5 Max increase transient voltage under the control program one and four units (p.u)

| 稳控方案 | 哈密 750 kV | 风机机端 | 110 kV 母线 | 220 kV 母线 |
|------|-----------|-------|-----------|-----------|
| 方案一 | 1.042 | 1.061 | 1.091 | 1.112 |
| 方案四 | 1.154 | 1.210 | 1.250 | 1.240 |

可见,直流闭锁故障时,对比方案一与方案四的稳控切机时间,切机时间太短存在哈密地区暂态电压太高的风险,故障期间导致电网电压的波动较大,易致风机脱网。

(3) 针对直流外送功率大小,直流闭锁故障后,工况一在稳控方案二下与工况二在稳控动作后电压偏差如表 6 所示。

表 6 不同运行工况直流闭锁故障后电压偏差
Table 6 Voltage deviation under the different condition when DC block faults units (p.u)

| 风电场机端母线电压偏差 | | | | | | |
|---------------|---------|----------|----------|----------|---------|---------|
| 运行工况 | 马莲泉 G1 | 龙源苦水西 G1 | 哈密三塘湖 G1 | 国投三塘湖 G1 | p.u. | |
| 工况一 | 0.081 | 0.074 | 0.085 | 0.106 | | |
| 工况二 | 0.017 2 | 0.017 3 | 0.017 6 | 0.017 6 | | |
| 110 kV 母线电压偏差 | | | | | | |
| 运行工况 | 山北 | 苦水东 | 苦水西 | 烟墩北 | 烟墩南 | 烟墩西 |
| 工况一 | 0.081 | 0.085 | 0.076 | 0.074 | 0.076 | 0.074 |
| 工况二 | 0.017 1 | 0.018 2 | 0.018 3 | 0.018 1 | 0.018 4 | 0.018 1 |
| 220 kV 母线电压偏差 | | | | | | |
| 运行工况 | 哈密 | 哈密南 | 烟墩北 | 烟墩西 | 山北 | 三塘湖 |
| 工况一 | 0.076 | 0.078 | 0.078 | 0.076 | 0.077 | 0.091 |
| 工况二 | 0.016 5 | 0.017 9 | 0.017 3 | 0.018 1 | 0.016 4 | 0.017 6 |

工况一与工况二发生直流双极闭锁故障后,仿真分析知,风机端母线电压最大压升点都为国投三塘湖 G1; 110 kV 风电汇集母线在不同的传输功率和稳控措施下电压最大压升站点各异; 220 kV 母线最大压升站点也各异。但工况一较工况二而言,工况一传输功率是工况二的 2.5 倍,工况一各母线压升是工况二的 4.1~5.2 倍。可见,传输功率越大,发生双极闭锁后稳态电压上升幅度增加越多。

此外,不同工况及不同稳控方案切机后(系统保持稳定),对于多数机端暂态电压升至 1.12 pu,最大限度减小了风机脱网的可能性。但针对不同的稳控切机方案,局部出现了风机机端国投三塘湖母线电压略偏高的问题,因此,需对稳控策略进行优化,合理配置无功和减小电压过高的问题。

5 结论

针对新疆哈密地区高密度风电、交直流送端电网,当发生直流双极闭锁故障时,通过制定不同的稳控策略进行研究,可得出如下结论:

(1) 当哈郑直流双极闭锁故障时,由于功率转移,将引起送端电网电压变化幅度大,对含高密度风电地区的直流送端产生较为严重的影响,存在风机脱网的危险,大大降低风电外送的可靠性。

(2) 考虑直流双极闭锁故障后直流送端近区风电控制在 1.15 p.u. 以下,根据直流配套电源 6 机,直流闭锁故障时优化稳控策略切机,需保留直流配套电源 1-2 台机运行有利于系统稳定,并且协调稳控系统切机和直流系统切除滤波器的配合有利于电压控制。

(3) 满足新疆内网系统安全约束的最大疆内切机量,稳控切除新疆中西部电网机组总量不要超过 750 kV 吐哈断面功率的 80%,否则将造成疆内部分系统的局部电网低电压或线路过载问题。

(4) 考虑哈密地区高密度风电与网内火电,稳控风电切机量在 20%~80% 及优先切网内无功出力较大的火电机组有利于系统稳定,并且能提高风机高电压的穿越能力。

(5) 考虑闭锁故障整定时间与稳控切机之间的配合,避免时间不协调出现暂态电压过高,致使直流送端近风区风机脱网。

(6) 对于电压稳定措施,一方面,可提高风电场集群高电压穿越能力,调节风电机组升压变压器分接头,降低风机机组初始运行电压,提升风电耐受高压标准;另一方面,可在哈郑(天中)直流近区新能源集中接入变电站,采用加装大容量动态无功补

偿设备的进行合理调节电压。

因此,本文针对特高压直流送端系统不同外送方案,研究送端系统稳控策略对提高特高压直流、直流端近区高密度风电及 750 kV 交流系统的稳定运行,具有一定的应用研究价值。

参考文献

- [1] 廖民传,蔡广林,张勇军. 交直流混合系统受端电网暂态电压稳定分析[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(10): 1-5.
LIAO Minchuan, CAI Guanglin, ZHANG Yongjun. Transient voltage stability of received power grid in AC/DC hybrid power systems[J]. Power System Protection and Control, 2009, 37(10): 1-5.
- [2] 陈虎,张英敏,贺洋,等. 特高压交流对四川电网多送出直流输电系统影响评估[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(7): 136-141.
CHEN Hu, ZHANG Yingmin, HE Yang, et al. Impact assessment of UHVAC on multi-send HVDC systems of Sichuan power grid[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(7): 136-141.
- [3] 张鹏望,李浩. ± 800 kV 普侨直流一起直流线路故障导致直流闭锁原因分析[J]. 高压电器, 2015, 51(4): 194-199.
ZHANG Pengwang, LI Hao. Analysis of an EHVDC transmission line fault leading to blocking converter in ± 800 kV Puer-Qiaoxiang EHVDC System[J]. High Voltage Apparatus, 2015, 51(4): 194-199.
- [4] 高强,张小聪,施正钗,等. ± 800 kV 宾金直流双极闭锁故障对浙江电网的影响[J]. 电网与清洁能源, 2014, 30(11): 47-51.
GAO Qiang, ZHANG Xiaocong, SHI Zhengchai, et al. Impact of ± 800 kV Yibin-Jinhua DC bipolar block fault on Zhejiang Power Grid[J]. Power System and Clean Energy, 2014, 30(11): 47-51.
- [5] 王杰,张裕,李庆生,等. 金州区域电源送出安全稳定问题分析及稳控方案[J]. 电网与清洁能源, 2014, 30(11): 76-80.
WANG Jie, ZHANG Yu, LI Qingsheng, et al. Analysis and solutions of security and stability for electric power transmission in Jinzhou area[J]. Power System and Clean Energy, 2014, 30(11): 76-80.
- [6] 李国栋,皮俊波,郑力,等. ± 500 kV 林枫直流双极闭锁故障案例仿真分析[J]. 电网技术, 2014, 38(4): 877-881.
LI Guodong, PI Junbo, ZHENG Li, et al. Simulation analysis on case of bipolar blocking in ± 500 kV EHVDC power transmission line from Tuanlin to Fengjing[J]. Power System Technology, 2013, 37(10): 877-881.
- [7] 叶圣永,王云玲,唐权,等. ± 1100 kV “疆电入川”特高压直流输电对四川电网安全稳定影响[J]. 电网技术, 2013, 37(10): 2726-2731.
YE Shengyong, WANG Yunling, TANG Quan, et al. Impact of ± 1100 kV UHVDC Power Transmission Project from Xinjiang to Sichuan on security and stability of Sichuan Power Grid[J]. Power System Technology, 2013, 37(10): 2726-2731.
- [8] 卫鹏,汪成根,周前,等. 基于 ADPSS 的锦苏特高压直流对江苏电网运行特性影响研究[J]. 高压电器, 2013, 49(11): 69-75.
WEI Peng, WANG Chenggen, ZHOU Qian, et al. Study on impacts of Jin-Su UHVDC transmission on operating characteristics of Jiangsu power grid based on ADPSS[J]. High Voltage Apparatus, 2013, 49(11): 69-75.
- [9] 陈亦平,陈磊,叶俊,等. 云广直流孤岛运行“5.26”双极闭锁原因分析及改进措施[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(8): 129-135.
CHEN Yiping, CHEN Lei, YE Jun, et al. Analysis and improvement of “5.26” bipole trip of Yunnan-Guangdong HVDC islanded operation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(8): 129-135.
- [10] 郑超,汤涌,马世英,等. 网源稳态调压对暂态无功支撑能力的影响研究[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(1): 115-122.
ZHENG Chao, TANG Yong, MA Shiyong, et al. Study on the influence of steady-state voltage regulation schemes on transient reactive power supporting capability[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(1): 115-122.
- [11] 郭小江,马世英,申洪,等. 大规模风电直流外送方案与系统稳定控制策略[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(15): 107-115.
GUO Xiaojiang, MA Shiyong, SHEN Hong, et al. HVDC grid connection schemes and system stability control strategies for large-scale wind power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(15): 107-115.
- [12] 代明,陈得治,严凤,等. 规模化风电直流孤岛外送的安全稳定特性分析[J]. 电网与清洁能源, 2012, 28(4): 91-97.

- DAI Ming, CHEN Dezhi, YAN Feng, et al. Analysis on the security and stability characteristics of large-scaled DC power transmission from isolated wind power islands[J]. Power System and Clean Energy, 2012, 28(4): 91-97.
- [13] 顾益磊, 唐庚, 黄晓明, 等. 含多端柔性直流输电系统的交直流电网动态特性分析[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(15): 27-34.
- GU Yilei, TANG Geng, HUANG Xiaoming, et al. Dynamic characteristic analysis of hybrid AC/DC power grid with multi-terminal HVDC based on modular multilevel converter[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(15): 27-34.
- [14] 叶瑞丽, 刘瑞叶, 刘建楠, 等. 直驱风电机组风电场接入后的电力系统暂态稳定计算[J]. 电工技术学报, 2014, 29(6): 211-218.
- YE Ruili, LIU Ruiye, LIU Jiannan, et al. Transient stability calculation of power system integrated with direct-drive wind farm with permanent magnet synchronous generators[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(4): 211-218.
- [15] 陈霞, 林卫星, 孙海顺, 等. 基于多端直流输电的风电并网技术[J]. 电工技术学报, 2011, 26(7): 61-67.
- CHEN Xia, LIN Weixing, SUN Haishun, et al. LCC-MTDC technology for wind farms integration[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2011, 26(7): 61-67.
- [16] 王华伟, 韩民晓, 胡涛, 等. 送端孤岛直流系统与火电机组配析[J]. 电网技术, 2014, 38(4): 866-870.
- WANG Huawei, HAN Minxiao, HU Tao, et al. Coordinated starting of thermal power generating on dynamic stability of power system[J]. Power System Technology, 2014, 38(4): 866-870.
- [17] 黄学良, 刘志仁, 祝瑞金, 等. 大容量变速恒频风电机组接入对电网运行的影响分析[J]. 电工技术学报, 2010, 25(4): 142-149.
- HUANG Xueliang, LIU Zhiren, ZHU Ruijin, et al. Impact of power system integrated with large capacity of variable speed constant frequency wind turbines[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2010, 25(2): 142-149.
- [18] 李惠军, 汤奕, 李雪明, 等. 电源送出安全稳定控制系统典型方案及装置主辅运设置原则分析[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(4): 141-145.
- LI Huijun, TANG Yi, LI Xueming, et al. Analysis of the typical schemes for security and stability control systems of electric power transmission and the devices' main and auxiliary operation configuration principles[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(4): 141-145.
- [19] 肖世杰. 电网安全稳定控制技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2010.

收稿日期: 2014-09-27; 修回日期: 2014-10-30

作者简介:

钟显(1989-), 男, 硕士研究生, 研究方向为含风电、光伏的电力系统稳定与控制; E-mail: zx18673760021@sina.com

樊艳芳(1971-), 女, 副教授、硕士生导师, 从事电力系统稳定与控制、微电网控制技术研究;

王一波(1977-), 男, 正研究员、博士生导师, 从事光伏发电技术、光伏系统与电网关系研究。

(编辑 葛艳娜)