

DOI: 10.7667/PSPC180132

# 风电高渗透率交直流外送系统直流闭锁稳控方案研究

尹纯亚<sup>1</sup>, 李凤婷<sup>1</sup>, 王丹东<sup>2</sup>, 刘渊<sup>3</sup>, 付林<sup>4</sup>

(1. 新疆大学电气工程学院, 新疆 乌鲁木齐 830047; 2. 国网运行分公司郑州管理处, 河南 郑州 451452; 3. 国网新疆电力有限公司昌吉供电公司, 新疆 昌吉 831199; 4. 国网新疆电力有限公司经济技术研究院, 新疆 乌鲁木齐 830002)

**摘要:** 针对特高压直流闭锁后的交流系统暂态过电压问题, 深入剖析了直流闭锁后盈余的无功功率、短路容量与交流系统暂态过电压的关系, 对比分析了安控切风电与极控切滤波器时序对交流系统暂态过电压的影响。提出基于风电机组故障穿越能力的交流系统稳控方案以及相应的暂态过电压抑制措施。以 DIgSILENT 为平台搭建哈密电网仿真模型, 对所提稳控方案及暂态过电压抑制措施的正确性和可行性进行了仿真实验验证。仿真结果表明, 所提稳控方案及暂态过电压抑制措施可有效降低系统暂态过电压, 规避风电机组连锁脱网的风险, 并有利于交流系统电压恢复。

**关键词:** 特高压直流; 直流闭锁; 稳控方案; 暂态过电压; 交直流系统

## Research on stability control scheme for AC/DC hybrid transmission system with wind power high permeability under DC blocking

YIN Chunya<sup>1</sup>, LI Fengting<sup>1</sup>, WANG Dandong<sup>2</sup>, LIU Yuan<sup>3</sup>, FU Lin<sup>4</sup>

(1. School of Electrical Engineering, Xinjiang University, Urumqi 830047, China; 2. Zhengzhou Administrative Bureau, State Grid Operation Company, Zhengzhou 451452, China; 3. Changji Power Supply Company, State Grid Xinjiang Electric Power Co., Ltd, Changji 831199, China; 4. Economic Research Institute, State Grid Xinjiang Electric Power Co., Ltd., Urumqi 830002, China)

**Abstract:** Aiming at transient overvoltage problem of Alternating Current (AC) system after Ultra-High Voltage Direct Current (UHVDC) system blocking, surplus reactive power after UHVDC system blocking and short circuit capacity are deduced, and the relationship between these two parameters and transient overvoltage of AC system are analyzed in detail. Subsequently, the influence on AC system transient overvoltage exerted by timing sequence of wind turbines tripping by safety and stability control system and filter tripping by pole control system is analyzed contrastively. A stability control scheme based on wind turbine Fault Ride Through (FRT) capability and the corresponding transient overvoltage suppression strategy are proposed. Lastly, a simulation model of power grid in Hami is established based on DIgSILENT experiment platform to verify the validity and feasibility of the proposed stability control scheme and transient overvoltage suppression strategy. Simulation results verify that the proposed stability control scheme and transient overvoltage suppression strategy can reduce transient overvoltage effectively, avoid the risk of wind turbines cascading trip-off, and promote voltage recovery of AC system.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51877185).

**Key words:** UHVDC; DC blocking; stability control scheme; transient overvoltage; AC/DC hybrid transmission system

## 0 引言

与交流输电系统相比, 特高压直流输电在大容量、远距离输送电能上具有无可比拟的优势<sup>[1-5]</sup>。但

特高压直流系统的换流站在运行中需要消耗有功功率的 40%~60%无功功率<sup>[6-7]</sup>。一旦直流系统发生闭锁故障, 盈余的无功功率势必造成交流系统暂态过电压, 严重威胁交流系统的稳定运行。稳控方案作为直流闭锁后电网恢复稳定运行的最后防线, 有待进一步研究。

针对直流闭锁故障产生的暂态过电压问题, 国

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51877185); 新疆维吾尔自治区科技支疆项目资助(2017E0277)

内外学者已提出了一系列稳控方案。文献[8]基于新能源接入比例对动态频率特性的影响,提出了风光联合高频切机稳控方案。文献[9-11]研究了直流闭锁后的暂态过电压及其影响因素;文献[12-14]提出了直流单条通道故障后的受端电网安控装置动作策略和紧急协调二级电压控制模式;文献[15-16]针对哈郑直流的直流闭锁,分别研究了送端和受端的稳控方案;文献[17-18]给出了暂态过电压与短路比的关系,并提出稳控方案。

文献[19]提出安控切机动作时序早于极控切滤波器时序会进一步抬升暂态过电压水平。但是对于大规模新能源接入的系统,在极控切滤波器动作前的暂态过电压可能会导致大规模风机因高压发生连锁脱网,进一步抬升系统电压。

目前取得的研究成果建立在交直流系统稳态运行时交流系统与换流站没有无功交换的基础上,稳控方案中对无功的处理采取切除换流母线上交流滤波器的方法,这种方案会导致极控滤波器动作后的交流系统出现无功过剩或不足的问题。

本文针对特高压直流闭锁后的暂态过电压,分析换流站无功功率与短路容量对暂态过电压的影响,基于文献[19]研究安控切风电机组早于极控切滤波器对暂态过电压的影响,并分析暂态过电压引起风机高压脱网的风险,提出一种基于风电机组穿越能力的稳控方案与暂态过电压抑制措施,并基于哈密电网搭建模型进行仿真验证。

## 1 直流闭锁故障引起的暂态过电压

典型的交直流外送系统如图 1 所示。

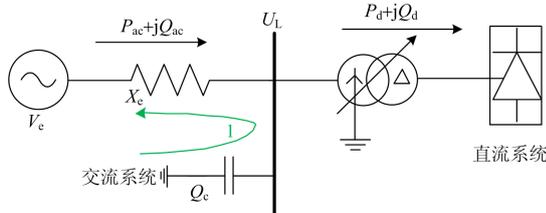


图 1 交直流系统等值电路

Fig. 1 Equivalent circuit of AC/DC hybrid system

其中,  $P_{ac}$  和  $Q_{ac}$  分别为送端交流系统注入换流母线的有功和无功功率,  $V_c$  和  $X_c$  分别为交流系统的等值电势和电抗,  $P_d$  和  $Q_d$  分别为直流传输的有功功率和换流站消耗的无功功率,  $Q_c$  为交流滤波器和无功补偿装置提供的无功功率,  $U_L$  为换流母线电压值, 图 1 中:

$$P_{ac} = P_d \quad (1)$$

$$Q_{ac} + Q_c = Q_d \quad (2)$$

### 1.1 无功功率与暂态过电压

特高压直流换流站在整流过程中消耗的无功功率  $Q_d$  与直流线路传输的有功功率  $P_d$ 、触发角  $\alpha$ 、换相角  $\mu$  有关,  $\varphi_R$  为换流站功率因数角。

$$Q_d = P_d \tan \varphi_R \quad (3)$$

$$\cos \varphi_R = \frac{1}{2} [\cos \alpha + \cos(\alpha + \mu_R)] \quad (4)$$

直流发生闭锁后, 换流站无功消耗大幅减少, 大量盈余的无功功率注入交流系统。迅速抬升近区交流系统的电压。

直流发生双极闭锁后, 可将交流系统等值为含内电抗的电势源, 等值电抗与短路容量有以下关系:

$$X_c = \frac{U_{LN}^2}{S_C} \quad (5)$$

考虑到无功功率引起电压上升的横分量较小, 对其忽略, 则换流母线的暂态压升为

$$\Delta U_L \approx \frac{\Delta Q}{U_{LN}} X_c \quad (6)$$

将式(5)带入式(6)得换流母线暂态压升的标幺值为

$$\Delta U^* = \frac{\Delta U_L}{U_{LN}} \approx \frac{\Delta Q}{S_C} \quad (7)$$

可以看出暂态过电压压升( $\Delta U^*$ )主要与交流系统和换流站交换的无功功率变化量( $\Delta Q$ )、换流母线短路容量( $S_C$ )有关, 其幅值与  $\Delta Q$  成正比。

换流站内的无功补偿装置发出的无功功率量与电压的平方成正比, 直流闭锁时换流站与交流系统间的无功交换量  $Q_{ac}$ , 直流闭锁后换流母线处无功盈余量为

$$\Delta Q = (1 + \Delta U^*)^2 Q_c + Q_{ac} \quad (8)$$

将式(9)带入式(8)得

$$\Delta U^* \approx \frac{(1 + \Delta U^*)^2 Q_c + Q_{ac}}{S_C} \quad (9)$$

由式(8)、式(9)可以看出暂态过电压又会作用于无功补偿装置使其发出更大的无功功率, 进一步加剧换流母线的过电压程度, 无功补偿容量越大, 暂态过电压会更严重。同理, 双极闭锁造成系统的无功盈余量更大, 对交流系统电压稳定的破坏更严重。

图 2、图 3 是在换流母线短路容量相同时直流闭锁后的暂态电压、无功补偿装置发出无功的仿真曲线。仿真结果表明, 在暂态过电压期间双极闭锁比单极闭锁带来更大的暂态压升, 换流站内无功补偿装置发出的无功功率骤增, 这与理论分析相吻合。

目前采用的直流闭锁后的无功控制策略只考虑

切除换流站配置的无功补偿装置与交流滤波器。由式(9)可以看出,若只切除换流站无功补偿装置,交流系统仍然会有  $Q_{ac}$  的盈余量,不能快速地达到无功平衡与电压稳定。

图4为直流闭锁后切除无功交换  $Q_{ac}$ 、 $Q_c$  和只切除  $Q_c$  的换流母线电压对比仿真结果,可以看出只切除  $Q_c$  的方案不利于闭锁后系统电压的恢复。在交流系统调压能力差的情况下,会增大直流闭锁后电压越限和崩溃的风险。

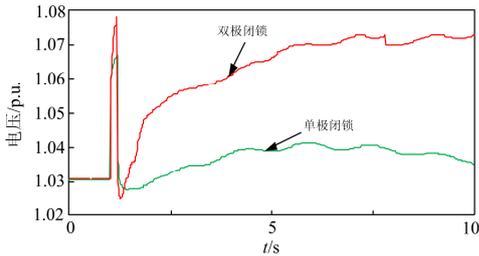


图2 直流闭锁下换流母线电压

Fig. 2 Commutation bus voltage under DC blocking

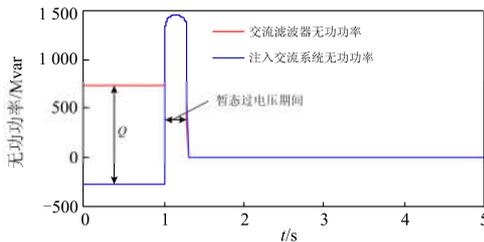


图3 双极直流闭锁滤波器与注入交流系统无功功率

Fig. 3 Reactive power of filter and injection AC system after DC blocking

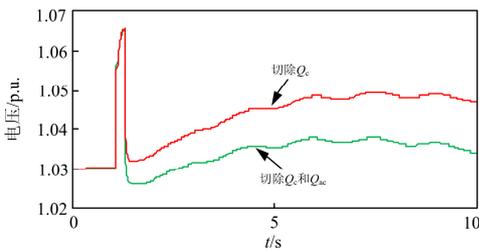


图4 直流闭锁下换流母线电压曲线

Fig. 4 Voltage curve commutation bus under DC blocking

## 1.2 系统强度与暂态过电压

目前广泛采用短路比( $S_{CR}$ )来衡量交直流系统强度。

$$S_{CR} = \frac{S_C}{P_{dN}} \quad (10)$$

将式(10)带入式(9)得换流母线的暂态过电压为

$$\Delta U \approx \frac{(1 + \Delta U)^2 Q_C + Q_{ac}}{P_{dN} S_{CR}} \quad (11)$$

文献[17-19]给出了暂态过电压与  $S_{CR}$  的关系。 $S_{CR} > 3$  时,暂态过电压小于 1.25 p.u.;  $2 < S_{CR} < 3$  时,暂态过电压大于 1.25 p.u.小于 1.4 p.u.。但是没有考虑换流站无功功率对暂态过电压的影响。由 1.1 分析可知,换流站无功补偿容量越大,暂态过电压会更严重。

由式(11)可以看出短路比与短路容量、直流传输额定有功功率有关,短路比并不是暂态过电压的唯一变量,由式(2)、式(3)与式(10)可看出,短路比的不同实质上也是换流站无功补偿装置容量的不同。

图5为  $S_{CR}=2.5$  的系统在换流站分别配置 40%、50%、60%直流输送有功的无功补偿仿真结果,可以看出直流双极闭锁后暂态过电压有很大的差别,这与式(9)的理论分析相吻合。

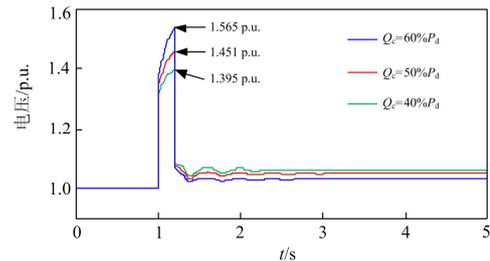


图5 不同无功配置的换流母线电压曲线

Fig. 5 Voltage curve commutation bus with different reactive power configurations

综上所述,即使  $S_{CR}$  相同的系统,无功功率仍然是暂态过电压的主要影响因素,在系统强度较低的情况下,适当减少换流站的无功补偿容量可以降低直流闭锁后的暂态过电压。

## 2 暂态过电压与风电机组运行

换流器闭锁后 200 ms 无功补偿装置和交流滤波器切除,在此期间的暂态过电压有可能导致高电压穿越(HVRT)能力不足的风电机组脱网,风电系统产生无功盈余,进一步恶化系统电压。因此,对于含大规模风电并网的交直流系统,有必要结合风电系统的 HVRT 能力进行直流闭锁稳控方案的研究。

### 2.1 风电机组高电压穿越能力分析

目前国内尚未对风电机组的高电压穿越并网台相关规定,根据 GB/T 19963-2001《风电场接入电力系统技术规定》:当风电场并网电压在标称电压的 90%~110%之间时,风电机组应能正常运行;当风电场并网点电压超过标称电压的 110%时,风电场的运行状态由风电机组的性能确定<sup>[20]</sup>。因此当风电场并网点电压达到 1.1 p.u.以上时就会发生脱网风险。澳大利亚制定的风机并网高电压穿越准则如表

1 所示<sup>[15]</sup>。

表 1 风电场高电压穿越并网准则

Table 1 Grid-connected standard of wind farms HVRT			
PCC 点 电压/p.u.	风机维持 时间/ms	PCC 点 电压/p.u.	风机维持 时间/ms
1.1	∞	1.26	100
1.2	400-450	1.3	60
1.23	200		

直流闭锁后的暂态过电压期间，没有高电压穿越能力的机组应立即退出运行。

### 2.2 风电机组脱网对电压影响

由于风电场会装设电容器组无功补偿装置，直流闭锁后，根据式(9)可得风电场 PCC 点暂态压升为

$$\Delta U_w = \frac{(1 + \Delta U_w)^2 Q_{w1} + Q_{w2}}{S_w} \quad (12)$$

式中： $S_w$  为风电场短路容量； $\Delta U_w$  为风电场 PCC 点暂态压升； $Q_{w1}$  为风电场无功补偿(电容器)容量； $Q_{w2}$  为直流闭锁后无功在风电场盈余量。

根据式(12)，当风机脱网时，无功补偿装置不能及时切除，导致无功盈余进一步增大，恶化风电机组端电压；风电机组主动退出运行可以将风电机组与无功补偿装置同时切除，只受到直流闭锁后换流站涌入交流系统无功盈余的影响。图 6 是直流闭锁后发生风电脱网与主动切除风电机组的 PCC 点电压仿真图，图 7 是风电脱网情况下无功补偿装置发出的无功功率。

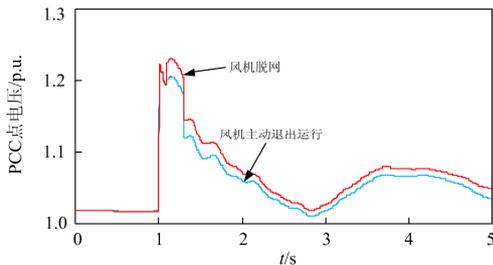


图 6 双极闭锁下风电场 PCC 点电压

Fig. 6 Voltage of PCC in wind electric field under DC blocking

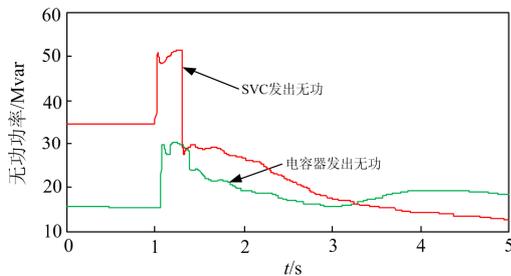


图 7 双极闭锁下风电脱网时无功装置无功功率

Fig. 7 Reactive power of reactive power compensator in wind power removal with bipolar blocking

由图 6、图 7 可以看出风机脱网将会导致更严重的暂态过电压，未切除的电容器将会在暂态过电压期间发出正比于电压平方的无功功率，进一步恶化系统电压，不利于系统稳定性的恢复，这与式(12)得出的理论结果相吻合。

### 3 稳控方案时序对暂态过电压的影响

目前工程上采用的直流闭锁稳控方案未考虑安控切机与极控切滤波器的动作时序问题。主要表现在切机和切无功单独进行控制。以 2014 年 1 月 16 日哈郑直流闭锁过程为例，0 s 直流发生闭锁故障，滤波器在 160 ms 时收到切除指令，200 ms 时滤波器切除完成，而在 180 ms 安控切机已经完成，早于切滤波器 20 ms 动作。

但是在极控切交流滤波器动作之前切除常规机组会降低系统短路容量，进一步恶化暂态过电压。针对该问题文献[15]提出安控切机要晚于极控滤波器动作的稳控方案，但对于风电高渗透的送端系统，不具备 HVRT 能力的风电机组有可能因电压过高脱网，使过电压问题进一步恶化。

图 8 为极控滤波器动作前切除 200 MW 风电机组与常规机组的仿真对比。

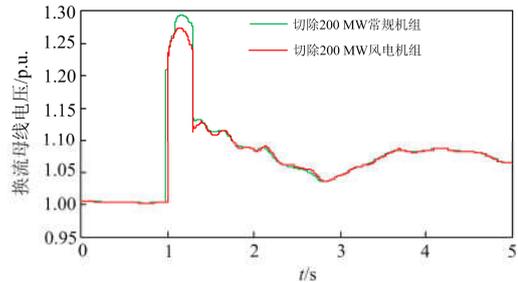


图 8 不同安控切机对换流母线电压影响

Fig. 8 Control effect of the converter bus voltage with different cutting machines strategies

仿真结果表明，在极控切交流滤波器动作之前切除风电机组对暂态过电压影响不大，这是因为切除常规机组会使系统短路容量降低更多，而风电机组对短路容量影响较小，对暂态过电压的恶化程度更小。

### 4 稳控方案与仿真验证

#### 4.1 基于风电故障穿越能力的稳控方案

根据以上分析，对于直流闭锁后的风电高渗透的送端系统，安控切风电早于极控切滤波器对暂态过电压影响较小；直流闭锁前交流系统与换流站的无功交换导致交流系统会出现无功不足或过剩。

本文提出在直流闭锁后若风电场 PCC 点电压

大于 1.1 p.u., 没有高电压穿越能力的风电机组应立即退出运行, 同时切除风电场内电容器组, 有高压穿越能力的机组按照 HVRT 准则(表 1)运行。若  $1.1 \text{ p.u.} \leq U_{\text{PCC}} \leq 1.26 \text{ p.u.}$ , 延时 200 ms 切除风电机组; 若  $U_{\text{PCC}} \geq 1.26 \text{ p.u.}$ , 风电机组立即退出运行。直流闭锁后延时 200 ms 切除滤波器。通过调节直流配套火电机组的励磁电流控制直流闭锁后交流系统无功的过剩或不足, 同时基于各节点电压控制无功补偿装置的无功输出, 将各节点电压限制在  $0.95 \text{ p.u.} \leq U \leq 1.05 \text{ p.u.}$  内。稳控方案流程如图 9 所示。

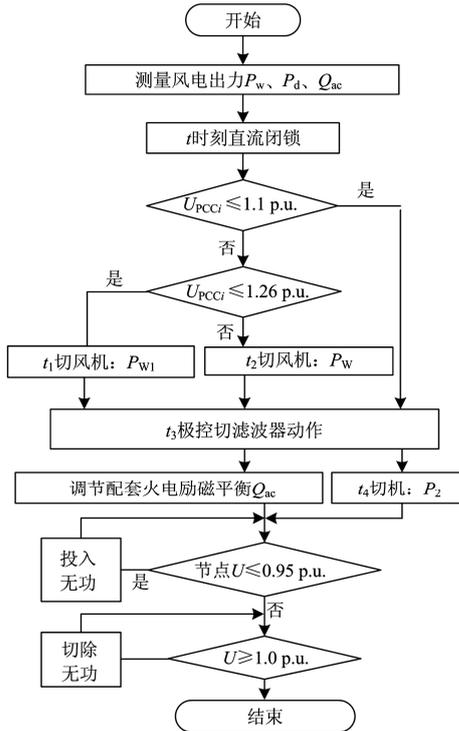


图 9 稳控方案流程图

Fig. 9 Flow chart of stability control strategy

图中:  $P_{w1}$  为没有 HVRT 能力的风电机组容量;  $P_w$  为系统中风电总容量;  $P_2$  为切除风电后电网有功盈余。

#### 4.2 仿真验证

哈密电网是典型的新能源高渗透系统(如图 10 所示), 风电总装机容量 9 230 MW, 光伏总装机容量 1 293 MPW, 直流配套火电 6 660 MW, 天山换流站无功补偿配置 3 880 Mvar。参照新疆哈密电网以 DIgSILENT 为平台搭建仿真模型, 仿真验证天山换流站双极闭锁故障稳控方案的有效性。

仿真算例中, 交直流系统稳态运行时: 双极输送功率为 8 000 MW, 其中直流配套火电机组出力 5 508 MW, 哈密烟墩地区风电出力 1 000 MW(不具有高电压穿越能力的风电机组出力 200 MW), 三塘湖

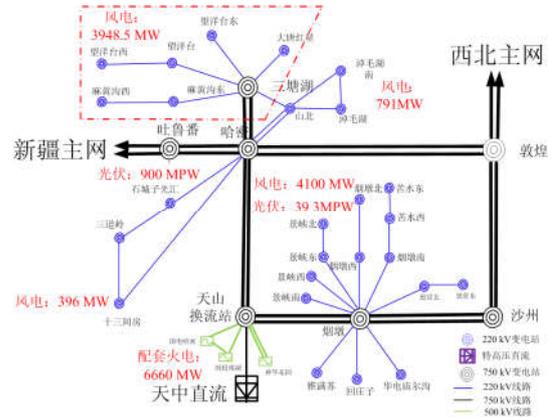


图 10 哈密地区换流站近区网架结构示意图

Fig. 10 Schematic diagram of grid structure of the DC rectifier station in Hami area

地区、十三间房地区风电出力分别为 550 MW、60 MW (均具备 HVRT 能力), 哈密以及新疆网内其他机组共出力 882 MW; 换流站消耗无功功率为 4 585 Mvar, 此时交流滤波器无功输出为 3 900 Mvar, 交流系统与换流站母线交换无功功率为 685 Mvar; 换流母线处短路容量为 26 259.5 MVA。

在 1 s 时直流发生双极闭锁, 以下分别为传统稳控方案与本文稳控方案仿真结果。

##### 4.2.1 传统稳控方案

图 11—图 13 为 1.2 s 切除交流滤波器, 1.2~1.5 s 内安控切机切除火电机组 5 508 MW、风电机组 860 MW、网内其他机组 882 MW 的仿真结果。1~1.2 s 时间内风电机组因高压脱网共计 750 MW。

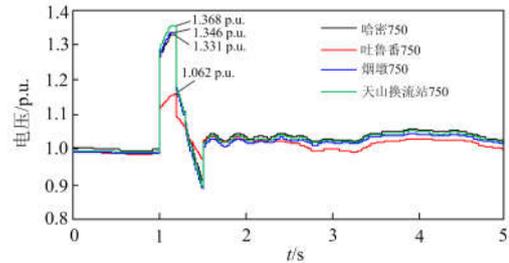


图 11 直流闭锁, 750 kV 母线电压曲线

Fig. 11 Voltage curve of 750 kV bus under DC block

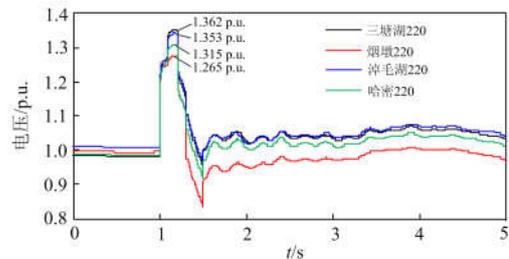


图 12 直流闭锁, 220 kV 母线电压曲线

Fig. 12 Voltage curve of 220 kV bus under DC block

由仿真结果可以看出，在直流双极闭锁后各节点暂态过电压最高为 1.368 p.u.，PCC 点暂态过电压在[1.270 p.u., 1.345 p.u.]内。脱网的风电场内无功补偿装置切除不及时会进一步拉升系统暂态过电压，导致相邻风电场暂态过电压抬升 0.06 p.u.左右，可能发生连锁脱网，增加系统电压崩溃的风险。

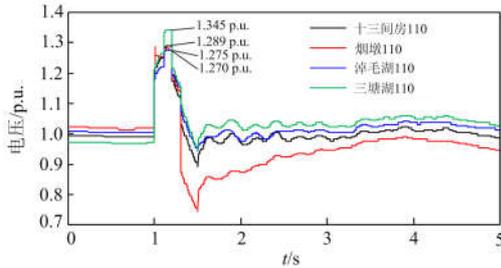


图 13 直流闭锁，PCC 点母线电压曲线  
Fig. 13 Voltage curve of PCC under DC block

#### 4.2.2 本文稳控方案

图 14—图 16 为采用本文提出的基于风电机组 HVRT 能力稳控方案的仿真结果，直流双极闭锁后，立即切除没有 HVRT 能力的风电 200 MW，1.1 s 切除机端电压超过 1.26 p.u.的风电 550 MW，1.2 s 切除交流滤波器，1.3~1.5 s 内切除风电 860 MW 与直流配套火电 5 508 MW。

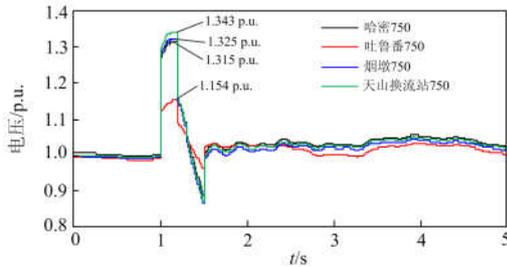


图 14 直流闭锁，750 kV 母线电压曲线  
Fig. 14 Voltage curve of 750 kV bus under DC block

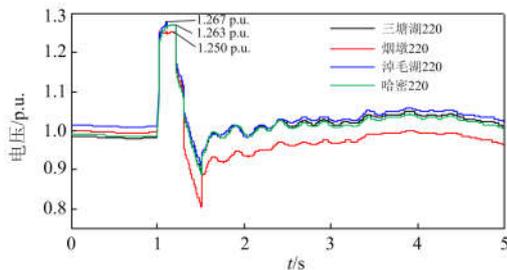


图 15 直流闭锁，220 kV 母线电压曲线  
Fig. 15 Voltage curve of 220 kV bus under DC block

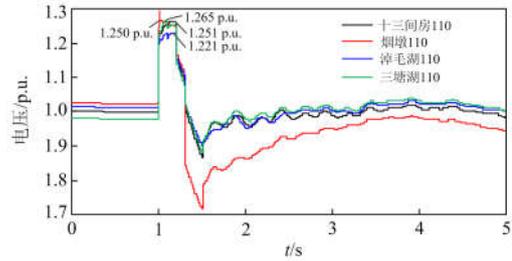


图 16 直流闭锁，PCC 点电压曲线  
Fig. 16 Voltage curve of PCC under DC block

根据两种稳控方案仿真结果对比，本文所提出的稳控方案的暂态过电压均低于传统稳控方案，750 kV、220 kV、PCC 点暂态过电压分别降低 0.02 p.u.、0.06 p.u.、0.08 p.u.。由于风电场的无功装置及时退出运行，有效地规避了因风电场无功盈余造成的系统暂态过电压恶化。但直流双极闭锁后的暂态过电压仍然很高，有必要采取措施进一步抑制暂态过电压。

### 5 抑制暂态过电压措施与仿真验证

暂态过电压的程度与  $S_c$ 、 $\Delta Q$  有关(式(7))，可从以下两个方面着手抑制直流闭锁后暂态过电压。

(1) 增加换流母线短路容量，提高交流系统强度，如增加配套火电。

(2) 适当减少换流站无功补偿配置容量，利用配套火电提供部分无功，从而使直流闭锁后注入交流系统无功功率减少。

将 4.2 节算例中换流站无功补偿配置减少 500 Mvar，同时送端系统增加一台配套火电来提高短路容量并输出无功功率，依然采用 4.1 节中稳控方案的仿真结果如图 17、图 18 所示。

图 17、图 18 与图 14、图 15 比较，可以看出直流闭锁后的暂态过电压有明显降低，并且系统电压恢复期间电压波动平稳，更有利于系统电压的恢复。

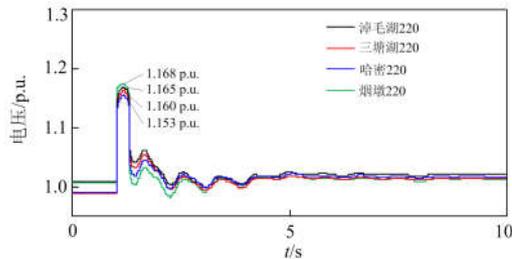


图 17 直流闭锁，220 kV 母线电压曲线  
Fig. 17 Voltage curve of 220 kV bus under DC block

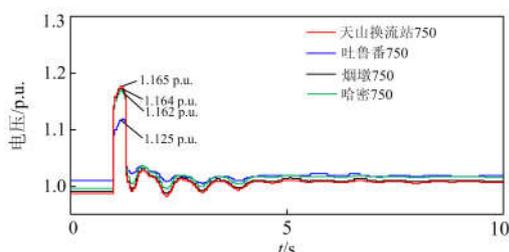


图 18 直流闭锁, 750 kV 母线电压曲线

Fig. 18 Voltage curve of 750 kV bus under DC block

## 6 结论

针对特高压直流闭锁引起的交流系统暂态过电压问题, 重点分析了无功功率与系统强度对暂态过电压的影响, 并研究了暂态过电压引起风机脱网的风险。得到以下结论:

(1) 直流闭锁后盈余的无功功率与系统短路容量是引起暂态过电压的主要原因; 换流站无功补偿装置发出的无功功率会进一步恶化暂态过电压。

(2) 安控切机早于极控切滤波器虽然会恶化暂态过电压, 有可能导致风电机组脱网, 脱网风电场的无功盈余会进一步抬升暂态过电压, 但优先切风电对暂态过电压影响较小。

(3) 提出一种基于风电机组穿越能力的稳控方案(如图 9), 根据风电机组 HVRT 能力决定安控切风电时序。

基于 DlgSILENT 仿真软件搭建天中直流送端系统进行仿真验证, 仿真结果表明所提稳控方案系统的暂态过电压较传统切机方案有所降低, 并有效规避了风电机组连锁脱网的风险。最后从提高交流系统强度与减少注入交流系统无功功率两方面提出抑制暂态过电压的措施, 有效降低了暂态过电压并有利于系统电压恢复。

## 参考文献

- [1] 滕予非, 张鹏, 井实, 等. 考虑 RAML 环节的特高压直流整流侧动态响应特性及其对送端交流电网稳定性影响[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(3): 75-82.  
TENG Yufei, ZHANG Peng, JING Shi, et al. Dynamic response characteristic of rectifier side of UHVDC considering RAML link and its influence on the power angle stability of sending side power grid[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(3): 75-82.
- [2] 邱进, 吴士普, 汪本进, 等. 特高压直流换流站分压器预试方法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(3): 152-157.  
QIU Jin, WU Shipu, WANG Benjin, et al. Preventive test

- method research of UHV DC converter station DC voltage divider[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(3): 152-157.
- [3] 杨建明, 徐斌, 王杨正, 等. 一次特殊的高压直流输电线路故障分析及线路保护优化[J]. 电力工程技术, 2017, 36(5): 136-142.  
YANG Jianming, XU Bin, WANG Yangzheng, et al. Analysis of an HVDC transmission line fault and line protection optimization[J]. Electric Power Engineering Technology, 2017, 36(5): 136-142.
- [4] 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.
- [5] 屠竞哲, 杨莉, 黄涌, 等. 直流闭锁引发交流联络线功率波动的机理以及峰值计算[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(1): 12-17.  
TU Jingzhe, YANG Li, HUANG Yong, et al. Mechanism and peak value calculation of AC tie-line power swing caused by DC blocking[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(1): 12-17.
- [6] FRANKE M, BHADRA N, BHADRA N, et al. Direct current contamination of kilohertz frequency alternating current waveforms[J]. Journal of Neuroscience Methods, 2014, 232.
- [7] 张开宇, 崔勇, 庄佩沁, 等. 加装同步调相机对多直流馈入受端电网的影响分析[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(22): 139-143.  
ZHANG Kaiyu, CUI Yong, ZHUANG Kanqin, et al. Analysis of the influence of synchronous condensers on receiving-end grid with multi-infeed HVDC[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(22): 139-143.
- [8] 陈赟, 陈得治, 马世英, 等. 风光火打捆交直流外送系统的高频切机方案研究[J]. 电网技术, 2016, 40(1): 186-192.  
CHEN Yun, CHEN Dezhi, MA Shiyong, et al. Studies on high-frequency generator tripping strategy for wind-photovoltaic-thermal-bundled power transmitted by AC/DC system[J]. Power System Technology, 2016, 40(1): 186-192.
- [9] 王峰, 刘天琪, 丁媛媛, 等. 直流闭锁引起的暂态过电压计算方法及其影响因素分析[J]. 电网技术, 2016, 40(10): 3059-3065.  
WANG Feng, LIU Tianqi, DING Yuanyuan, et al. Calculation method and influencing factors of transient

- overvoltage caused by HVDC block[J]. Power System Technology, 2016, 40(10): 3059-3065.
- [10] 贺静波, 万磊, 霍超, 等. 高压直流输电非典型工况下过电压异常风险分析[J]. 电网技术, 2014, 38(12): 3459-3463.  
HE Jingbo, WAN Lei, HUO Chao, et al. Abnormal overvoltage risk analysis of HVDC transmission on atypical conditions[J]. Power System Technology, 2014, 38(12): 3459-3463.
- [11] 贾俊川, 张健, 仲悟之, 等. 应对多回并列直流换相失败的送端系统安全稳定控制措施研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(21): 6320-6327.  
JIA Junchuan, ZHANG Jian, ZHONG Wuzhi, et al. Research on the security and stability control measures of the sending side system coping with multiple parallel-operation HVDCs simultaneous commutation failure[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(21): 6320-6327.
- [12] 李婷, 刘明波, 林舜江, 等. 针对直流闭锁故障的协调二级电压紧急控制模型[J]. 电网技术, 2012, 36(12): 137-145.  
LI Ting, LIU Mingbo, LIN Shunjiang, et al. A coordinated secondary voltage emergency control model for DC blocking fault[J]. Power System Technology, 2012, 36(12): 137-145.
- [13] 冯长有, 陈刚, 许涛, 等. 高压直流输电系统故障后电网安全控制装置调制策略[J]. 电网技术, 2012, 36(9): 88-94.  
FENG Changyou, CHEN Gang, XU Tao, et al. Novel modulation strategy of stability-controlling device after failure occurred in HVDC power transmission system[J]. Power System Technology, 2012, 36(9): 88-94.
- [14] 林伟芳, 易俊, 汤涌, 等. 分层直流短路比的定义和应用[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(22): 6627-6635, 6775.  
LIN Weifang, YI Jun, TANG Yong, et al. Definition and application of hierarchical infeed DC short circuit ratio[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(22): 6627-6635, 6775.
- [15] 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.
- [16] 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.
- [17] MOHSENI M, ISLAM S M. Transient control of DFIG-based wind power plants in compliance with the Australian grid code[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2012, 27(6): 2813-2824.
- [18] 黄伟煌, 许树楷, 黄莹, 等. 特高压多端混合直流输电系统稳态控制策略[J]. 南方电网技术, 2017, 11(7): 5-10.  
HUANG Weihuang, XU Shukai, HUANG Ying, et al. Steady-state control strategy of multi-terminal hybrid UHVDC[J]. Southern Power System Technology, 2017, 11(7): 5-10.
- [19] 罗煦之, 张健, 贺静波, 等. 计及暂态过电压约束的直流闭锁安控与极控协调控制研究[J]. 电网技术, 2015, 39(9): 2526-2531.  
LUO Xuzhi, ZHANG Jian, HE Jingbo, et al. Coordinated control research of stability control system and pole control system under DC system block considering transient overvoltage[J]. Power System Technology, 2015, 39(9): 2526-2531.
- [20] 风电场接入电力系统技术规定: GB/T 19963—2001[S].

收稿日期: 2018-01-29; 修回日期: 2018-03-28

作者简介:

尹纯亚(1994—), 男, 硕士研究生, 研究方向为交直流系统分析与控制; E-mail: 1399132297@qq.com

李凤婷(1965—), 女, 通信作者, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为可再生能源并网技术。E-mail: xjlf2009@sina.com

(编辑 张爱琴)