

UHVDC闭锁引发风电场暂态过电压分析及HVRT协调控制

秦世耀¹,姜蓉蓉²,刘晋²,李少林¹,代林旺¹,刘桥²

(1. 中国电力科学研究院有限公司 新能源与储能运行控制国家重点实验室,北京 100192;

2. 华北电力大学 新能源电力系统国家重点实验室,北京 102206)

摘要:针对特高压直流(UHVDC)闭锁引发送端风电场高电压穿越(HVRT)问题,建立了UHVDC输电送端风电系统数学模型,研究了UHVDC闭锁对送端风电场过电压的影响,分析了过电压对永磁直驱风电机组的影响及机组功率可控域。提出了基于机组可控域划分的风电机组和静止同步补偿器相协调的风电场HVRT控制策略,在机组可控域内,风电机组利用其动态无功补偿实现HVRT,当超出机组可控域时,风电场集中无功补偿装置与风电机组协调控制实现HVRT。最后,在PSCAD/EMTDC中建立系统仿真模型,验证了理论分析与控制策略的准确性与有效性,直流闭锁引发风电机组高电压脱网的风险得到降低。

关键词:特高压直流输电;风电场;永磁直驱风电机组;静止同步补偿器;暂态过电压;HVRT协调控制

中图分类号:TM 721.1;TM 614

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202005016

0 引言

近年来我国风电快速发展,受风能资源禀赋限制,风电开发主要集中于远离负荷地区的西北、东北和华北的“三北”地区,用电侧与发电侧地理位置错配严重,风电消纳形势不容乐观。大规模风电经特高压直流(UHVDC)外送是促进风电消纳的有效途径之一^[1-3]。故障期间,若UHVDC输电系统闭锁,未及时退出运行的无功补偿装置会向电网注入大量无功,引发送端风电机组脱网。如2014年1月天中直流系统故障导致换流器闭锁,所引起的风电场交流母线暂态过电压导致距离天山站600 km以外的桥湾四场风电机组过电压保护动作,25台风电机组因高电压保护动作脱网。根据控制策略,极控系统动作切除换流站无功补偿装置一般延时200 ms以上^[4],在此期间,由于无功补偿装置不能被及时切除,风电机组脱网会进一步导致系统电压恶化,引发更为严重的大规模风电连锁脱网事故,不利于系统稳定。因此,在极控系统动作切除换流站无功补偿装置前,提升UHVDC送端风电场的高电压穿越(HVRT)能力对交直流混联高比例风电系统的安全稳定运行具有重要意义。

降低UHVDC故障期间送端风电场的暂态过电压水平是提高风电HVRT能力的有效手段之一。目前已有大量文献展开研究,总体可分为系统侧解决方案^[4-7]、电源侧解决方案^[8-13]及协调解决方案^[14-15]。文献[4]重点关注直流闭锁后极控与安控切机动作

时序配合不当导致的“二次压升”问题,提出极控与安控协调控制策略以降低送端系统的暂态过电压。文献[5]提出加强网架及机组建设、合理规划风电接入方式、优化直流自身控制性能、合理控制直流输送功率等应对策略。文献[6]从2个方面抑制暂态过电压:其一为改进整流侧触发角的移相过程使换流阀充分吸收无功;其二为令换流变压器滞后于滤波器跳开,利用其磁饱和特性吸收过剩无功。文献[8-9]分析了风电机组换流器耐压与高电压控制能力,提出换流器动态无功与主控系统HVRT协调控制方案,无需硬件保护设备动作。文献[12]在电网电压骤升时采用紧急变桨技术、直流母线侧卸荷电路等方法提高永磁直驱风电机组(PMSG-WT)换流器直流母线的过压能力,并充分利用PMSG-WT网侧换流器的无功补偿能力,降低并网点电压。文献[13]讨论了电网电压不同骤升幅度下新能源发电系统并网逆变器的可控区,提出了在电网电压骤升期间自适应调节直流母线电压参考值的HVRT控制策略,提高了逆变器的HVRT能力,但较大程度依赖于功率器件的耐压能力。文献[14-15]对风电场中安装的无功补偿装置——静止同步补偿器(STATCOM)的控制策略进行了详细研究,提出采用STATCOM提升风电机组HVRT能力的控制策略。

现有研究成果大多是从直流系统和风电机组侧考虑风电的HVRT问题,从风电场层面综合解决风电HVRT问题的研究相对较少,且缺乏对风电机组无功可控域及场站协调控制策略的深入研究;此外,UHVDC闭锁导致送端风电场暂态过电压幅度升高,影响风电机组HVRT控制策略的适用范围。

本文首先建立风电场经UHVDC外送的数学模型,分析直流闭锁对送端风电场暂态过电压的影响。

收稿日期:2019-11-26;修回日期:2020-03-16

基金项目:国家重点研发计划项目(2018YFB0904000)

Project supported by the National Key Research and Development Program of China(2018YFB0904000)

在分析暂态过电压对PMSG-WT影响和PMSG-WT功率可控域基础上,明确了不同过电压区间PMSG-WT的HVRT控制策略。提出了基于机组可控域划分的风电机组和场站STATCOM相协调的风电场HVRT控制策略,提升风电场的HVRT能力。

1 UHVDC闭锁引发风电场暂态过电压分析

建立UHVDC输电系统送端电网等值电路如图1所示,分析直流闭锁引发送端风电场的暂态过电压问题。图中, P_{ac} 、 Q_{ac} 分别为送端交流系统输出的有功、无功功率; X_c 为送端交流系统等值电抗; U_{pcc} 为风电场并网点电压; X_w 为风电场至送端换流站间的等值电抗; P_w 、 Q_w 分别为风电场输出的有功、无功功率; U_R 为送端换流站母线电压; Q_c 为送端换流站的无功补偿容量; P_d 、 Q_d 分别为送端换流站输送的有功功率、稳态情况下消耗的无功功率; I_d 、 U_d 分别为直流电流、直流电压; k 为换流变压器变比。

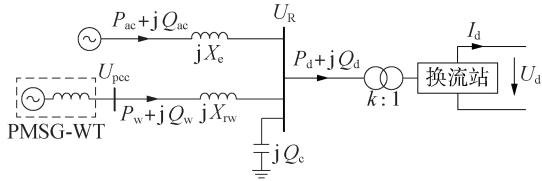


图1 送端系统等值电路

Fig.1 Equivalent circuit of system at sending side

正常运行时,送端换流站和风电场间的无功功率平衡关系式为:

$$Q_d = Q_{ac} + Q_w + Q_c \quad (1)$$

此时,换流站消耗的无功功率可表示为^[16]:

$$Q_d = P_d \frac{(\pi/180)\mu - \sin\mu \cos(2\alpha + \mu)}{\sin\mu \sin(2\alpha + \mu)} \quad (2)$$

其中, α 为整流器触发角(逆变侧用熄弧角 γ 代替); μ 为换相角。 Q_d 受 P_d 及 α 等运行参数的影响。

闭锁后, P_d 迅速下降,由式(2)可知,送端换流站从交流系统吸收的无功功率大幅减少,盈余无功导致送端换流站暂态电压升高,如式(3)所示^[5]。

$$\Delta U_r \approx \Delta Q_{dr} / S_{sr} \quad (3)$$

其中, ΔU_r 为送端换流站暂态压升; S_{sr} 为送端换流站短路容量; ΔQ_{dr} 为闭锁后送端换流站盈余的无功功率。综上所述,送端系统输送的有功功率越大,其消耗的无功功率越大,闭锁后盈余的无功越多,送端换流站的暂态压升越高,风电并网点的暂态压升越高。附录中表A1为某UHVDC输送不同功率时双极闭锁后送端近区风电场的暂态压升情况。由表可知,风电场的暂态压升随直流输送有功功率的增加而增大。因此,随着直流系统输送功率的增加,一方面需要提升送端风电场的HVRT能力,降低闭锁后风电机组脱网的风险;另一方面需要通过快速动态无功控制减少故障期间的无功盈余,降低并网点的过电

压水平。

2 PMSG-WT的HVRT控制策略

PMSG-WT采用大功率变流技术,由于其并网性能优良,已成为目前风电开发的主力机型之一。PMSG-WT依靠网侧换流器(GSC)提供感性无功支撑;而双馈风电机组主要依靠转子侧换流器(RSC)提供的感性支撑,GSC起辅助作用。两者均可通过向电网提供感性无功提升风电机组的HVRT能力,PMSG-WT在故障穿越和无功调节能力上优势更大。本文重点分析PMSG-WT的HVRT控制策略,该策略对于双馈风电机组同样适用。

2.1 UHVDC闭锁引发风电场暂态过电压对GSC的影响

引发直流闭锁的原因众多,如连续换相失败、直流线路永久性故障、交流系统故障等。本文针对直流闭锁导致PMSG-WT机端电压对称骤升问题展开研究。PMSG-WT并网系统示意图如图2所示。图中, R_g 、 L_g 分别为进线电抗器电阻、电感; U_{GSC} 、 U_{dc} 分别为GSC的交流电压、直流母线电压; I_i 、 U_i 分别为GSC的输入电流、PMSG-WT的机端电压; P_i 、 Q_i 分别为PMSG-WT输出的有功功率、无功功率。

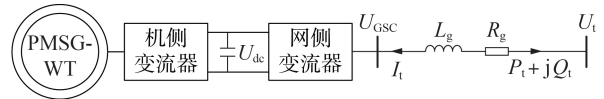


图2 PMSG-WT并网系统示意图

Fig.2 Schematic diagram of PMSG-WT grid connected system

不计进线电阻的影响,GSC的稳态电压相量方程为:

$$U_{GSCm} = U_{im} - jI_{im}X_g \quad (4)$$

其中, U_{GSCm} 、 U_{im} 、 I_{im} 分别为GSC的交流电压相量、PMSG-WT的机端电压相量、GSC的输入电流相量(下标m表示各电气量峰值,后同); $X_g = \omega_1 L_g$, ω_1 为同步电角速度。采用电网电压矢量控制策略,取电网电压矢量的方向为d轴方向,可得:

$$\begin{cases} U_{GSCd} = U_{im} + X_g I_{iq} \\ U_{GSCq} = -X_g I_{id} \end{cases} \quad (5)$$

其中, U_{GSCd} 、 U_{GSCq} 和 I_{id} 、 I_{iq} 分别为GSC交流侧输入电压和电流的d、q轴分量。GSC交流侧稳态电压空间矢量图如附录中图A1所示。由图A1可得:

$$U_{GSCm} = \sqrt{(U_{im} + X_g I_{iq})^2 + (-X_g I_{id})^2} \quad (6)$$

由于PMSG-WT通过全功率换流器实现发电机与电网隔离,PMSG-WT机端电压骤升对发电机影响较小,而GSC与电网直接相连,负责稳定直流电压以及与电网间的功率交换,其控制性能直接影响PMSG-WT的HVRT能力。 U_{GSCm} 、调制比m与PMSG-WT机

端电压扰动系数 D 的关系分别如式(7)和式(8)所示^[17]。

$$U_{GSCm} = \sqrt{D^4 + 0.1^2} / D \quad (7)$$

$$m = U_{GSCm} / U_{dc} = \sqrt{D^4 + 0.1^2} / (U_{dc} D) \quad (8)$$

当PMSG-WT机端电压骤升时, $D > 0$, U_{GSCm} 增大, m 随之增加。一旦PMSG-WT机端电压过大, GSC将会进入过调制区, 处于不可控状态, 严重危害GSC的稳定运行。而根据式(6), 使GSC输出容性无功电流 I_{qg} 可以有效抑制 U_{GSCm} 的上升, 防止 m 饱和。因此当PMSG-WT机端电压骤升时, 可控制GSC输出容性无功电流来提高PMSG-WT的HVRT能力^[8]。

2.2 PMSG-WT功率可控域分析

P_t 、 Q_t 与网侧电流之间的关系为^[10]:

$$\begin{cases} P_t = -3U_{tm} I_{td} / 2 \\ Q_t = 3U_{tm} I_{tq} / 2 \end{cases} \quad (9)$$

根据式(9), 同时考虑GSC最大运行电流约束, PMSG-WT输出有功与无功功率应满足:

$$P_t^2 + Q_t^2 = (3U_{tm} I_{tm} / 2)^2 = (3U_t I_t)^2 \leq (3U_t I_{tmax})^2 \quad (10)$$

其中, I_{tmax} 为GSC最大容许运行电流, 通常 I_{tmax} 为GSC额定电流的1.1倍。将式(5)代入式(9), 可得:

$$\begin{cases} P_t = \frac{3}{2} \frac{U_{tm} U_{GSCq}}{X_g} \\ Q_t = \frac{3}{2} \frac{U_{tm}}{X_g} (U_{GSCd} - U_{tm}) \end{cases} \quad (11)$$

根据电压空间矢量脉宽调制(SVPWM)原理, 若不产生过调制, 调制比 m 应满足^[8]:

$$m = \frac{U_{GSCm}}{U_{dc}} \leq \frac{1}{\sqrt{3}} \quad (12)$$

由式(12)可知, GSC交流侧电压受 U_{dc} 的限制。进而由式(11)可得PMSG-WT的功率圆方程为:

$$P_t^2 + \left(Q_t + \frac{3U_t^2}{X_g} \right)^2 = \left(\frac{3U_{GSC} U_t}{X_g} \right)^2 \leq \left(\frac{3U_{dmax} U_t}{\sqrt{6} X_g} \right)^2 \quad (13)$$

其中, U_{dmax} 为GSC直流母线电压的运行限值。

综上, 根据式(10)和式(13)可得含 I_{tmax} 及 U_{dmax} 约束的 P - Q 运行特性曲线, 如图3所示。该曲线由2个半圆构成 ($P_t \geq 0$), 其一为以 $(0, 0)$ 为圆心、 $3U_t I_{tmax}$ 为半径的半圆, 相当于同步发电机的电枢电流约束^[18], 如图3中虚线所示; 其二为以 $(-3U_t^2/X_g, 0)$ 为圆心、 $3U_{dmax} U_t / (\sqrt{6} X_g)$ 为半径的半圆, 相当于同步发电机励磁电流约束^[18], 如图3中实线所示。

根据图2中功率流向, 定义风电机组向电网输出感性无功功率为正, 输出容性无功功率为负。由于 U_{dmax} 、 X_g 及 I_{tmax} 为恒定值, 对于一台特定型号的风电机组, 其运行区域受PMSG-WT机端电压骤升程度的影响, 将在以下4种情形进行讨论。

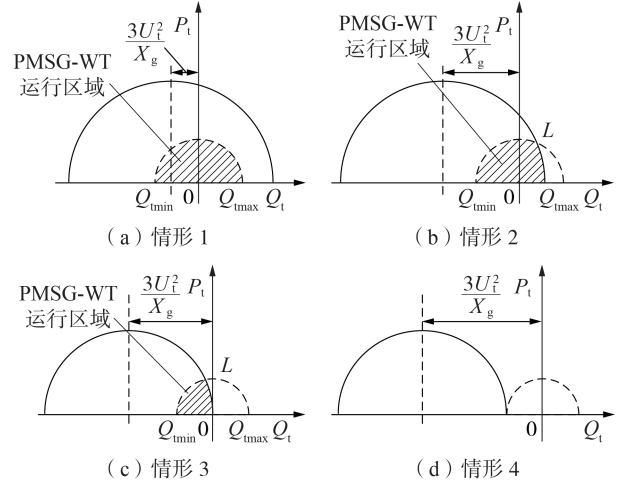


图3 PMSG-WT运行区域示意图

Fig.3 Schematic diagram of PMSG-WT operation area

2.2.1 情形1

机端电压骤升区间见式(14)。PMSG-WT的 P - Q 运行特性曲线如图3(a)所示, 其工作区域为受GSC电流约束的整个小半圆(等号成立时为两半圆内切), 无功输出极限见式(15)。

$$U_t \leq \frac{U_{dmax}}{\sqrt{6}} - X_g I_{tmax} \quad (14)$$

$$\begin{cases} Q_{tmax} = \sqrt{(3U_t I_{tmax})^2 - P_t^2} \\ Q_{tmin} = -\sqrt{(3U_t I_{tmax})^2 - P_t^2} \end{cases} \quad (15)$$

2.2.2 情形2

机端电压骤升区间见式(16)。PMSG-WT的 P - Q 运行特性曲线如图3(b)所示, 其工作区域为两半圆交集, 如阴影部分所示(等号成立时PMSG-WT的功率因数为1); 交点 L 坐标 (Q_L, P_L) 见式(17)。

$$\frac{U_{dmax}}{\sqrt{6}} - X_g I_{tmax} < U_t \leq \sqrt{\left(\frac{U_{dmax}}{\sqrt{6}} \right)^2 - (X_g I_{tmax})^2} \quad (16)$$

$$\begin{cases} P_L = \sqrt{(3U_t I_{tmax})^2 - Q_L^2} \\ Q_L = 3 \left[\left(\frac{U_{dmax}}{\sqrt{6}} \right)^2 - (X_g I_{tmax})^2 - U_t^2 \right] / (2X_g) \end{cases} \quad (17)$$

则PMSG-WT的无功输出极限可表示为:

$$Q_{tmax} = \begin{cases} \sqrt{(3U_t I_{tmax})^2 - P_t^2} & P_t > P_L \\ -\frac{3U_t^2}{X_g} + \sqrt{\left(\frac{3U_{dmax} U_t}{\sqrt{6} X_g} \right)^2 - P_t^2} & P_t \leq P_L \end{cases} \quad (18)$$

$$Q_{tmin} = -\sqrt{(3U_t I_{tmax})^2 - P_t^2}$$

2.2.3 情形3

机端电压骤升区间见式(19)。PMSG-WT的 P - Q 运行特性如图3(c)所示, 其工作区域为两半圆交集(等号成立时为两半圆外切); 交点 L 坐标 (Q_L, P_L) 与

情形2相同。当 $P_i \leq P_L$ 时, PMSG-WT的无功输出极限见式(20);当 $P_i > P_L$ 时, PMSG-WT不满足GSC直流母线电压运行限值约束, 此时, 需降低PMSG-WT输出功率使之运行于图3(c)所示的阴影区域内。

$$\sqrt{\left(\frac{U_{\text{dmax}}}{\sqrt{6}}\right)^2 - (X_g I_{\text{tmax}})^2} < U_t \leq \frac{U_{\text{dmax}}}{\sqrt{6}} + X_g I_{\text{tmax}} \quad (19)$$

$$\begin{cases} Q_{\text{tmax}} = -\frac{3U_t^2}{X_g} + \sqrt{\left(\frac{3U_{\text{dmax}}U_t}{\sqrt{6}X_g}\right)^2 - P_t^2} \\ Q_{\text{tmin}} = -\sqrt{(3U_t I_{\text{tmax}})^2 - P_t^2} \end{cases} \quad (20)$$

2.2.4 情形4

PMSG-WT的机端电压骤升区间见式(21)。此时PMSG-WT机端电压骤升严重, 如图3(d)所示, 两圆的交集为空集, PMSG-WT不能运行。

$$U_t > U_{\text{dmax}}/\sqrt{6} + X_g I_{\text{tmax}} \quad (21)$$

2.3 PMSG-WT的HVRT控制策略分析

根据2.2节中的分析, 讨论4种情形下PMSG-WT可输出容性无功电流极限及对应的有功电流表达式, 使PMSG-WT运行在可控区域内, 提升PMSG-WT的HVRT能力。

2.3.1 情形1、2下对应的无功电流极限和有功电流

当PMSG-WT机端电压骤升程度为情形1、2所示电压区间, 即 $U_t \leq \sqrt{(U_{\text{dmax}}/\sqrt{6})^2 - (X_g I_{\text{tmax}})^2}$ 时, PMSG-WT的工作区域不为空集, 其无功输出极限最小值均可表示为:

$$Q_{\text{tmin}} = -\sqrt{(3U_t I_{\text{tmax}})^2 - P_t^2} \quad (22)$$

当PMSG-WT机端电压骤升时, PMSG-WT的最小无功输出能力仅受GSC运行电流限制, 在该区域内运行不会超过直流母线电压运行限值。此时PMSG-WT输出的有功、无功电流为:

$$\begin{cases} |I_{\text{td}}| = \sqrt{2} P_t / (3U_t) \\ I_{\text{tqmax}} = -\sqrt{(\sqrt{2} I_{\text{tmax}})^2 - [\sqrt{2} P_t / (3U_t)]^2} \end{cases} \quad (23)$$

2.3.2 情形3下对应的无功电流极限和有功电流

当PMSG-WT机端电压骤升程度在情形3所示电压区间, PMSG-WT的工作区域不为空集, 其输出无功电流极限值根据有功功率不同, 存在2种情况。

(1)当 $P_i > P_L$ 时, 需优先控制PMSG-WT输出容性无功电流, 降低PMSG-WT输出有功功率, 令 $P_i = P_L$, 使GSC运行于直流母线电压允许范围内, 即:

$$\begin{cases} |I_{\text{td}}| = \sqrt{(\sqrt{2} I_{\text{tmax}})^2 - I_{\text{tqmax}}^2} \\ I_{\text{tqmax}} = -\frac{(U_{\text{dmax}}/\sqrt{6})^2 - (X_g I_{\text{tmax}})^2 - U_t^2}{\sqrt{2} U_t X_g} \end{cases} \quad (24)$$

(2)当 $P_i \leq P_L$ 时, GSC输出容性无功电流极限与

有功电流表达式为:

$$\begin{cases} |I_{\text{td}}| = \sqrt{2} P_t / (3U_t) \\ I_{\text{tqmax}} = -\sqrt{(\sqrt{2} I_{\text{tmax}})^2 - [\sqrt{2} P_t / (3U_t)]^2} \end{cases} \quad (25)$$

2.3.3 情形4下对应的无功电流极限和有功电流

当PMSG-WT机端电压骤升至情形4时, 为使GSC直流母线电压不超过其运行限值, GSC需要输出的最小容性无功电流已超出GSC最大容许运行电流, 仅依靠PMSG-WT输出无功电流无法保持GSC稳定运行, 需采用其他措施, 令PMSG-WT机端电压至少降至情形3对应的电压区间。GSC可承受的极限电压 U_{lim} 为:

$$U_{\text{lim}} = U_{\text{dmax}}/\sqrt{6} + \omega_1 L_g I_{\text{tmax}} \quad (26)$$

根据式(26), 研究PMSG-WT运行参数变化对GSC可承受极限电压的影响, 如附录中图A2所示(U_{lim} 为标么值, 后同)。图A2(a)中 $U_{\text{dmax}}=1.2$ kV。可以看到, 当 U_{dmax} 恒定时, U_{lim} 与 I_{tmax} 、 L_g 成正比。对于某一型号PMSG-WT, I_{tmax} 及 L_g 为固定值不可调节, $L_g=0.06$ mH。则当 L_g 一定时, U_{lim} 随 I_{tmax} 及 U_{dmax} 增加而增大。当 $I_{\text{tmax}}=1.4$ kA时, U_{dmax} 由1.1 kV增至1.3 kV, 使GSC可承受极限电压增加0.205 p.u., 因此, 在开关器件耐受范围内, 适当提高直流母线电压运行限值是增大PMSG-WT功率可控域的有效手段。

3 风电场HVRT协调控制策略

由第2节分析可知, PMSG-WT虽然具有一定的无功调节能力, 但其无功输出受GSC容量的限制, 直流闭锁后, 当PMSG-WT机端电压骤升较为严重且超出风电机组可控运行区域时, 需采取其他控制策略降低过电压幅度, 避免风电机组脱网运行。基于此, 本文利用风电场已有动态无功补偿设备STATCOM进行协调配合, 当风电机组超出可控运行区域时吸收过剩无功功率, 提升风电场HVRT能力。风电场HVRT协调控制策略流程图如附录中图A3所示。

当 $U_t > 1.1U_N$ (U_N 为GSC额定电压)或在情形3、4所讨论的过电压区间时, 风电场HVRT协调控制策略启动。PMSG-WT需根据PMSG-WT机端电压骤升程度, 按照2.3节中讨论的3种情况确定其需输出的有功及无功功率。当 U_t 在情形4所示过电压区间时, PMSG-WT将超出可控域, STATCOM需投入运行, 将 U_t 降低至GSC可承受的极限电压范围内, 此时PMSG-WT及时响应输出无功, 实现风电场HVRT协调控制。

4 仿真算例

在PSCAD/EMTDC平台上搭建如附录中图A4所示的交直流输电系统, 对直流系统的双12脉动换流器、直流控制系统、交直流滤波器组等进行了详细

建模。送端交流系统由交流等值电源及风电场构成,风电场含有200台容量为2.5 MW的PMSG-WT,经0.69 kV / 35 kV变压器接到35 kV母线,受端交流系统由交流等值电源代替。由于风电场中STATCOM容量一般为风电场装机容量的30%,设其容量为150 Mvar。直流系统的额定电压为 ± 800 kV,额定功率为5 000 MW,交流系统、PMSG-WT参数分别见附录中表A2、A3。

根据PMSG-WT参数,计算得到2.3节中PMSG-WT机端电压骤升对应的3种过电压区间分别为:情形1、2下, $(-\infty, 1.224]$;情形3下, $(1.224, 1.344]$;情形4下, $(1.344, +\infty)$ 。

在直流系统输送功率分别为2 000 MW(轻载)及5 000 MW(重载)2种运行工况下发生双极闭锁时对风电场不采用控制策略、采用传统HVRT控制策略^[9]和本文提出的HVRT协调控制策略进行对比分析,验证本文提出的HVRT协调控制策略的有效性。设极控系统动作切除送端换流站的无功补偿装置在200 ms以后,不考虑其动作后的影响。

4.1 直流系统输送功率为2 000 MW

附录中图A5为直流线路轻载下,第3 s发生双极闭锁故障时各电气量的仿真波形(图中, U_i 、 Q_i 、 P_i 为标幺值,后同)。可以看到,不采用控制策略时,风电机组机端电压上升至1.187~1.227 p.u.,直流母线电压短时上升至1.214 kV,超出了GSC直流母线电压的运行限值;而传统HVRT控制策略和本文提出的HVRT协调控制策略在该种情况下相同,均可有效降低GSC直流母线过电压,增大GSC的控制裕度,保证GSC安全稳定运行,同时减小PMSG-WT输出的有功波动,降低PMSG-WT机端电压。HVRT控制过程为:PMSG-WT机端电压骤升值对应情形3所示的过电压区间,STATCOM不需投入运行,由图A3可知,当 $P_L > P_i$ ($P_L = 1.256$ p.u.)时,PMSG-WT根据式(25)输出无功功率。由图A5(c)可知,PMSG-WT在直流双极闭锁后输出的无功功率为-0.644 p.u.,PMSG-WT机端电压降低至1.157 p.u.;而根据式(25)计算可得PMSG-WT需要输出的无功功率为-0.647 p.u.,仿真结果与计算结果基本相符。

4.2 直流系统输送功率为5 000 MW

图4为直流线路重载下,第3 s发生双极闭锁故障时各电气量的仿真波形。图中, Q_{STAT} 为STATCOM输出的无功功率标幺值。由图可知,不采用控制策略时,PMSG-WT机端电压最大值达1.379 p.u.,对应情形4的过电压区间,此时已超出PMSG-WT可控运行区域,GSC直流母线电压上升至1.42 kV,远超出1.2 kV的限值,PMSG-WT短时运行0.03 s后保护动作机组脱网;采用传统HVRT控制策略后,GSC直流母线电压仍为1.35 kV,超出PMSG-WT的可控运行

区域,在0.03 s后脱网;采用本文提出的风电场HVRT协调控制策略后,STATCOM投入运行,迅速输出无功功率使PMSG-WT机端电压降低至1.32 p.u.,如附录A中图A6所示,在情形3所示过电压区间,由于 $P_L > P_i$ ($P_L = 1.31$ p.u.),PMSG-WT按照式(25)输出无功功率,使GSC直流母线电压降至1.16 kV。因此,与传统HVRT控制策略相比,HVRT协调控制策略有效降低了GSC直流母线过电压值,确保其在双极闭锁故障后PMSG-WT不因GSC失去控制而脱网,可随时响应直流安控系统下达的切机指令,有利于系统稳定。

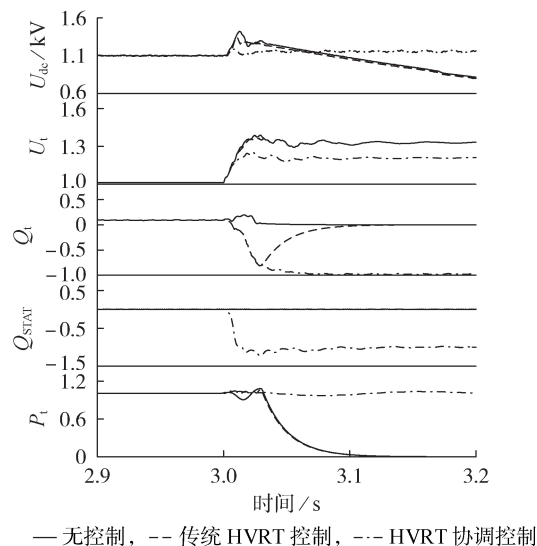


图4 直流系统输送功率5 000 MW时双极闭锁故障仿真波形

Fig.4 Simulative waveforms of bipolar block for 5000 MW transmission power of UHVDC system

5 结论

本文研究了UHVDC闭锁对送端风电场暂态过电压的影响,提出了风电场HVRT协调控制策略。与传统HVRT控制策略相比,所提控制策略显著提升了风电场HVRT能力,降低了直流闭锁期间风电机组高电压脱网风险。根据本文研究得出以下结论。

(1)根据PMSG-WT机端电压骤升程度,将受GSC运行条件限制的PMSG-WT可控域划分为4种情形,分析不同机端电压骤升程度下PMSG-WT可输出的无功电流极限及有功电流输出情况,得出若电压骤升过高,GSC会完全失控,导致PMSG-WT无法运行,且GSC可承受极限电压与其直流母线电压运行限值、GSC最大允许电流和进线电抗有关,当其中1个量的值固定时,其他2个量的值越大,GSC可承受极限电压越大。

(2)直流闭锁导致风电场并网点电压上升严重,风电机组HVRT能力有限,因此本文充分利用风电场中已安装的STATCOM,根据划分的过电压区间,

结合PMSG-WT的无功能力,采用风电场HVRT协调控制策略,在直流闭锁期间提升风电场HVRT能力。仿真结果表明,该控制策略对平抑直流母线电压波动、降低PMSG-WT机端过电压的作用明显,降低了风电机组脱网风险。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] WANG C, LU Z, QIAO Y. A consideration of the wind power benefits in day-ahead scheduling of wind-coal intensive power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(1): 236-245.
- [2] 张志锋, 徐箭, 闫秉科, 等. 考虑特高压送风电的湖北电网调峰方案[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(4): 6-11.
ZHANG Zhifeng, XU Jian, YAN Bingke, et al. Hubei power grid peak load regulation considering wind power transmitted by UHV network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(4): 6-11.
- [3] 吴萍, 徐式蕴, 赵兵, 等. 面向风火打捆的特高压直流输电工程弱送端强直弱交耦合特性研究[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(1): 60-66.
WU Ping, XU Shiyun, ZHAO Bing, et al. Research of weak sending-end coupling characteristics for bundled wind-thermal power transmission of UHVDC project[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(1): 60-66.
- [4] 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.
- [5] 贺静波, 庄伟, 许涛, 等. 暂态过电压引起风电机组连锁脱网风险分析及对策[J]. 电网技术, 2016, 40(6): 1839-1844.
HE Jingbo, ZHUANG Wei, XU Tao, et al. Study on cascading tripping risk of wind turbines caused by transient overvoltage and its counter measures[J]. Power System Technology, 2016, 40(6): 1839-1844.
- [6] 韩平平, 陈凌琦, 胡迪, 等. 直流闭锁暂态过电压对风电外送影响及其抑制措施[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(5): 99-105.
HAN Pingping, CHEN Lingqi, HU Di, et al. Impact of transient overvoltage caused by DC block on wind power transmission and its suppression measure[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(5): 99-105.
- [7] 屠竞哲, 张健, 刘明松, 等. 风火打捆直流外送系统直流故障引发风机脱网的问题研究[J]. 电网技术, 2015, 39(12): 3333-3338.
TU Jingzhe, ZHANG Jian, LIU Mingsong, et al. Study on wind turbine generators tripping caused by HVDC contingencies of wind thermal-bundled HVDC transmission systems[J]. Power System Technology, 2015, 39(12): 3333-3338.
- [8] 代林旺, 秦世耀, 王瑞明, 等. 直驱永磁同步风电机组高电压穿越技术与试验[J]. 电网技术, 2018, 42(1): 147-153.
DAI Linwang, QIN Shiyao, WANG Ruiming, et al. Research and experiment on high voltage ride through for direct-drive PMSG-WT-based wind turbines[J]. Power System Technology, 2018, 42(1): 147-153.
- [9] 李少林, 王伟胜, 王瑞明, 等. 双馈风电机组高电压穿越控制策略与试验研究[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(16): 76-82.
LI Shaolin, WANG Weisheng, WANG Ruiming, et al. Control strategy and experiment research on high voltage ride through for DFIG-based wind turbines[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(16): 76-82.
- [10] 艾斯卡尔, 朱永利, 王海龙. 永磁直驱风电机组HVRT功能开发及其检验[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(12): 18-23.
AISIKAEER, ZHU Yongli, WANG Hailong. Development and test of HVRT function for PMSG[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(12): 18-23.
- [11] 徐海亮, 章玮, 陈建生, 等. 考虑动态无功支持的双馈风电机组高电压穿越控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(36): 112-119.
XU Hailiang, ZHANG Wei, CHEN Jiansheng, et al. A high-voltage ride-through control strategy for DFIG based wind turbines considering dynamic reactive power support[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(36): 112-119.
- [12] 王永强, 喻俊志, 冯静安, 等. 永磁直驱风电机组低/高电压穿越研究[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(9): 34-42.
WANG Yongqiang, YU Junzhi, FENG Jingan, et al. Research on low/high voltage ride through of permanent magnet synchronous wind turbine[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(9): 34-42.
- [13] 郑重, 耿华, 杨耕. 新能源发电系统并网逆变器的高电压穿越控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(6): 1463-1472.
ZHENG Zhong, GENG Hua, YANG Geng. High voltage ride-through control strategy of grid-connected inverter for renewable energy systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(6): 1463-1472.
- [14] WESSELS C, FUCHS F W. High voltage ride through with FACTS for DFIG based wind turbines[C]//European Conference on Power Electronics and Applications. Barcelona, Spain: IEEE, 2009: 1-10.
- [15] 叶盛峰, 王维庆, 王海云. 基于STATCOM风电机组高电压穿越技术[J]. 高压电器, 2017, 53(5): 35-40.
YE Shengfeng, WANG Weiqing, WANG Haiyun. High voltage ride-through technology of wind generators based on STATCOM[J]. High Voltage Apparatus, 2017, 53(5): 35-40.
- [16] 赵晓君. 高压直流输电工程技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2004: 165.
- [17] BURGOS R P, WIECHMANN E P. Extended voltage swell ride-through capability for PWM voltage-source rectifiers[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2005, 52(4): 1086-1098.
- [18] ULLAH N R, BHATTACHARYA K, THIRINGER T. Wind farms as reactive power ancillary service providers-technical and economic issues[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2009, 24(3): 661-672.

作者简介:



秦世耀

秦世耀(1977—),男,山西太原人,教授级高级工程师,硕士,主要研究方向为新能源发电与并网技术、电机与电器(**E-mail**: qinsyao@126.com);

姜蓉蓉(1992—),女,内蒙古通辽人,硕士研究生,主要研究方向为高压直流输电及风力发电技术(**E-mail**: jiangrongrong1992@163.com);

刘晋(1974—),男,山西榆次人,讲师,博士,主要研究方向为新能源发电技术、高压直流输电及电力电子变换器(**E-mail**: liujin@ncepu.edu.cn)。

(编辑 王欣竹)

Transient overvoltage analysis of wind farm with UHVDC block and HVRT coordinated control

QIN Shiyao¹,JIANG Rongrong²,LIU Jin²,LI Shaolin¹,DAI Linwang¹,LIU Qiao²

(1. State Key Laboratory of Operation and Control of Renewable Energy & Storage Systems, China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China;

2. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: For HVRT(High Voltage Ride Through) problem of sending wind farm caused by UHVDC(Ultra High Voltage Direct Current) block, the mathematical model of the wind farm at the sending end of UHVDC transmission is established, the influence of UHVDC blocking fault on the overvoltage of the wind farm at the sending end is studied, and the influence of overvoltage on the direct drive permanent magnet synchronous generator wind turbine and the power controllable domain of wind turbine are analyzed. The control strategy of HVRT is proposed based on the coordination of wind turbine with division of controllable domain and static synchronous compensator. In the controllable domain of wind turbine, the wind turbine uses its dynamic reactive power compensation to achieve HVRT. When beyond the controllable domain of wind turbine, the centralized reactive power compensation device of the wind farm coordinates with the wind turbine to achieve HVRT. Finally, the system simulation model is established in PSCAD / EMTDC to verify the accuracy and effectiveness of theoretical analysis and control strategy, and the risk of high voltage off-grid of wind turbines during UHVDC blocking fault is reduced.

Key words: UHVDC power transmission; wind farms; direct drive permanent magnet synchronous generator wind turbine; static synchronous compensator; transient overvoltage; HVRT coordinated control

(上接第 55 页 continued from page 55)

Stackelberg game based bi-level coordinated optimal scheduling of microgrid accessed with charging-swapping-storage integrated station

CHENG Shan^{1,2}, NI Kaixuan^{1,2}, ZHAO Mengyu^{1,2}

(1. Hubei Provincial Collaborative Innovation Center for New Energy Microgrid, China Three Gorges University, Yichang 443002, China; 2. College of Electrical Engineering and New Energy, China Three Gorges University,

Yichang 443002, China)

Abstract: Aiming at the economic operation problem of microgrid with different ownership of EV (Electric Vehicle) CSSIS (Charging-Swapping-Storage Integrated Station) and microgrid, a bi-level optimal scheduling model based on Stackelberg game is established. As a leader, the upper microgrid takes its maximum profit as the objective function and formulates the internal price for electricity trading with the lower CSSIS. As a follower, the lower CSSIS adjusts its charging and discharging plan according to the internal electricity price to achieve its maximum profit. The differential evolution algorithm and Gurobi software are used to solve the upper and lower optimization problems respectively, and the optimal internal electricity price and optimal charging and discharging plan of CSSIS are obtained. The simulative case shows that the proposed algorithm can effectively solve the interactive equilibrium strategy between microgrid and CSSIS, which can not only improve the profits of both, but also use CSSIS resource more effectively.

Key words: microgrid; CSSIS; Stackelberg game; internal electricity price; differential evolution algorithm

附录

表 A1 直流输送不同功率时双极直流故障闭锁后风电场的暂态压升

Table A1 Transient overvoltage in wind farm after bipolar block of UHVDC transmission under different power

P_d/MW	Q_d/Mvar	ΔU_r
1 000	187×2	0.171
2 000	187×5	0.235
3 000	187×8	0.292
4 000	187×11	0.342
5 000	187×15	0.396

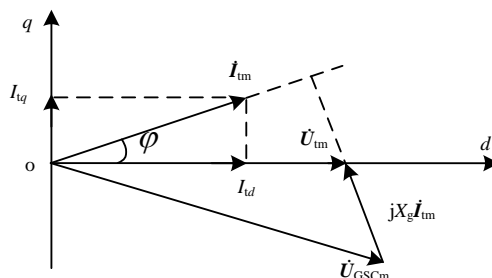
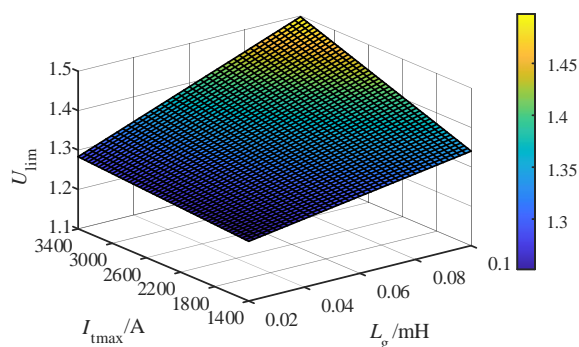
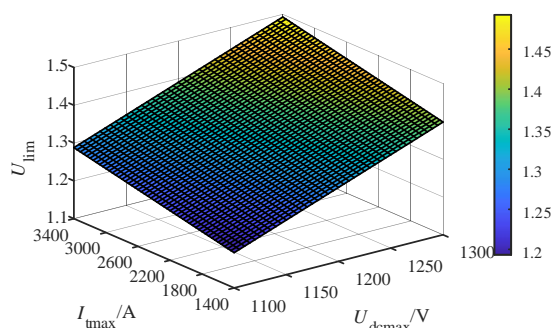


图 A1 GSC 稳态电压空间矢量图

Fig.A1 Steady state voltage space vector diagram of GSC



(a) GSC 可承受极限电压随最大运行电流及进线电感变化曲线



(b) GSC 可承受极限电压随最大运行电流及直流母线电压运行限值变化曲线

图 A2 GSC 可承受极限电压与 PMSG-WT 运行参数关系

Fig.A2 Relation between GSC's allowable limit voltage and PMSG-WT operating parameters

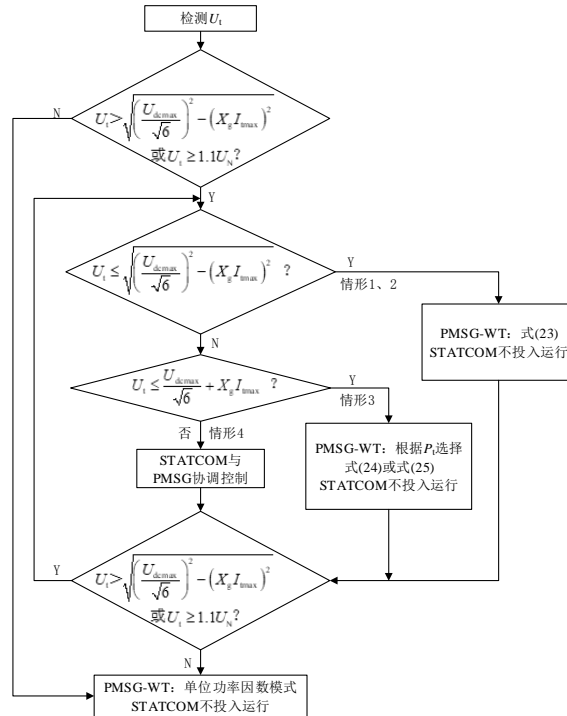


图 A3 风电场 HVRT 协调控制流程图

Fig.A3 Flowchart of HVRT coordination control of wind farm

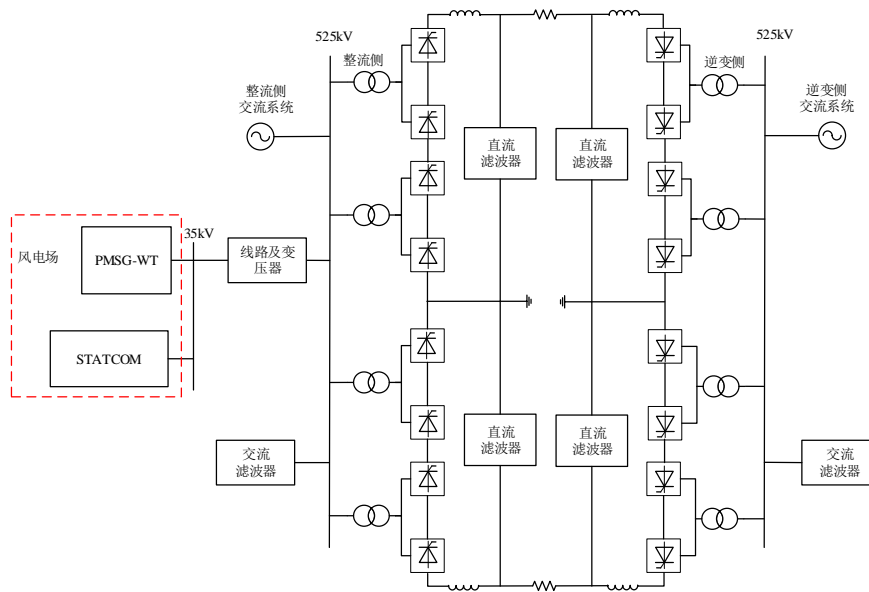


图 A4 含风电场的交直流系统仿真模型图

Fig.A4 Simulation model diagram of AC/DC systems including wind farm

表 A2 交流系统参数

Table A2 Parameters of AC system

换流器	额定电压/kV	触发角 α /°	关断角 γ /°
整流侧	525	15	—
逆变侧	525	140	15

表 A3 换流器参数

Table A3 Converter parameters

$S_N / (\text{MV}\cdot\text{A})$	I_{max}/A	I_N/kV	$U_{\text{dcmax}}/\text{kV}$	L_g/mH
2.625	2 416	1.1	1.2	0.06

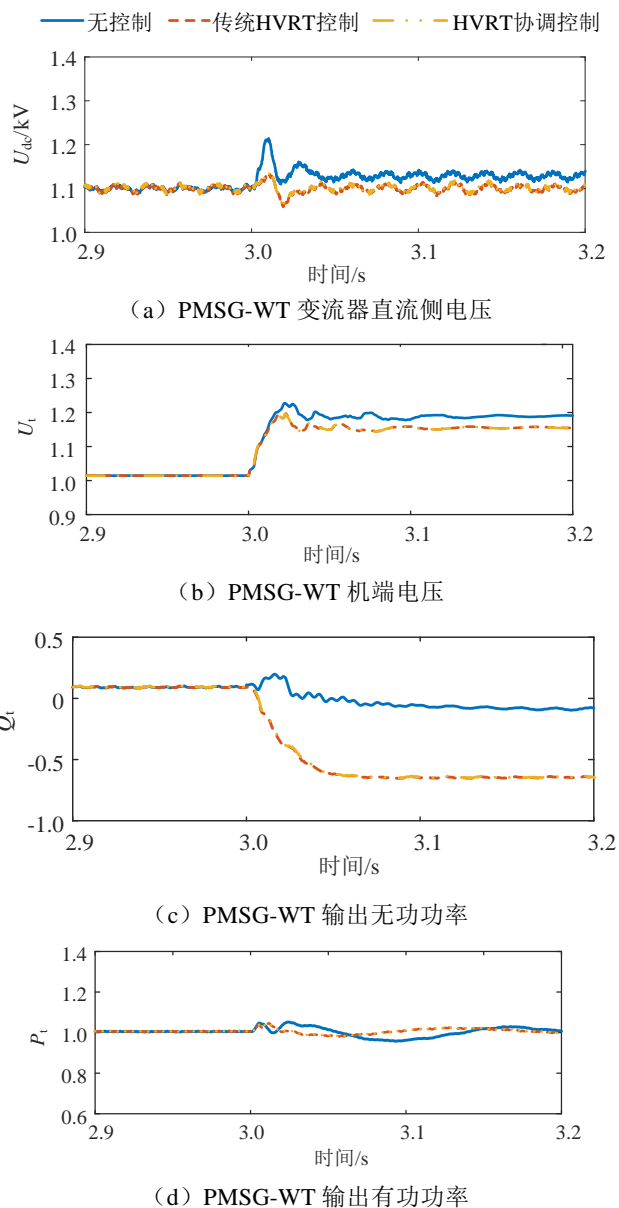


图 A5 直流系统输送功率 2 000 MW 双极闭锁故障仿真波形

Fig.A5 Simulation waveform of bipolar block for 2 000 MW transmission power of UHVDC system

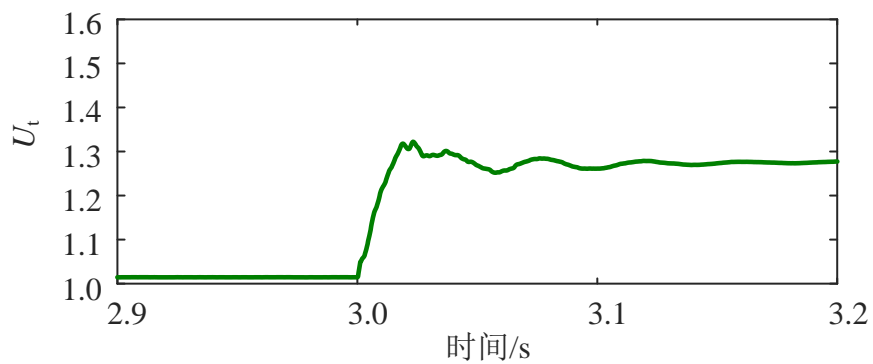


图 A6 直流系统输送功率 5 000 MW 双极闭锁故障仅 STATCOM 输出无功时机端电压

Fig.A6 PMSG-WT's terminal voltage only STATCOM outputting reactive power of bipolar block for 5 000 MW transmission power of UHVDC system