

大规模海上风电经柔直送出系统的受端功率协调控制策略

彭穗¹, 李峰¹, 黄小威², 唐玉烽¹, 彭发喜², 王彦峰¹

(1. 广东电网有限责任公司电网规划研究中心, 广州 510180; 2. 直流输电技术全国重点实验室(南方电网科学研究院), 广州 510663)

摘要: 基于模块化多电平换流器(modular multilevel converter, MMC)的柔性直流输电技术因其效率高、控制灵活、便于扩展至多端系统等优势, 逐渐成为海上风电并网的重要方式。海上风电场送出的有功功率具有随机性和波动性, 大范围的功率波动可能造成受端换流站功率越限、直流电压越限和交直流系统功率回环等问题。为此, 提出了两种适用于大规模海上风电经柔直送出系统的受端功率协调控制策略。首先, 介绍了送出系统基本结构和MMC控制策略。然后, 设计了受端有功功率自均衡控制策略和共用外环的定直流电压控制, 两种策略具有不同的技术特点, 但均能够实现多个受端换流站之间的有功功率合理分配, 从而避免不必要的功率越限、电压越限和功率回环等问题。最后, 利用PSCAD/EMTDC仿真验证了两种控制策略的有效性。

关键词: 风电场; 功率协调控制; 有功功率自均衡; 共用外环

Coordinated Control Strategy of Receiver Power in Large-Scale Offshore Wind Power Transmission System

PENG Sui¹, LI Feng¹, HUANG Xiaowei², TANG Yufeng¹, PENG Faxi², WANG Yanfeng¹

(1. Grid Planning and Research Center, Guangdong Power Grid Co., Ltd., Guangzhou 510180, China; 2. State Key Laboratory of HVDC, Electric Power Research Institute, CSG, Guangzhou 510663, China)

Abstract: Modular multilevel converter (MMC)-based DC transmission systems have gradually become an important way for integrating offshore wind power due to its advantages such as high efficiency, flexible control, and easy expansion to multi-terminal systems. The active power of offshore wind farms is random and fluctuating, and large-scale power fluctuations may cause problems at the receiving end converter stations, such as power limit violation, DC voltage limit violation, and power circulation between AC and DC systems. To solve these problems, two power coordination control strategies for the receiving-end of large-scale offshore wind power via flexible HVDC transmission systems are proposed. Firstly, the basic structure of the transmission system and the MMC control strategy are introduced. Then, the active power self-balancing control strategy at the receiving-end and the common-outer-control-loop-based DC voltage control strategy at the receiving-end are designed. These two strategies feature distinct technical characteristics, yet both enable rational active power distribution among multiple receiving-end converter stations, thereby preventing unnecessary power limit violations, voltage limit violations, and power circulation issues. Finally, the effectiveness of the two control strategies is verified by PSCAD/EMTDC simulation.

Key words: wind farm; coordinated power control strategy; self-balancing of active power; common-outer-control-loop

基金项目: 广东省重点研发计划资助项目(2021B0101230004); 中国南方电网有限责任公司科技项目(GDKJXM20231040)。

Foundation item: Supported by the Key Research and Technology Program of Guangdong Province (2021B0101230004); the Science and Technology Project of China Southern Power Grid Co., Ltd. (GDKJXM20231040).

0 引言

我国拥有约 1.84 万 km 的海岸线,可利用的海域面积超过 300 万 km²,海上风能资源丰富^[1-3]。《“十四五”现代能源体系规划》中提到要持续推动沿海地区的大规模海上风电建设。远距离、大容量的海上风电开发利用是我国实现“双碳”战略目标的重要举措之一^[4-7]。相比于传统的晶闸管型换流器,模块化多电平换流器(modular multilevel converter, MMC)具有输出谐波少、不存在换相失败、具有构网能力等优点^[8]。基于 MMC 的多端直流输电系统(multi-terminal high voltage direct current, MTDC)具有多电源供电和多落点受电的特点,能够实现广域内的新能源场站互联,提高新能源发电利用率和输电可靠性,是远距离、大容量海上风电送出的重要技术途径^[9-10]。

多端柔性直流输电的控制系统包含不同层级,如系统级、换流器级和阀级^[11]。现有的系统级控制策略主要包括主从控制、直流电压裕度控制和电压下垂控制 3 种^[12-14]。对于主从控制,一个主换流站负责直流电压控制,其他站点负责有功功率控制。当主站因故退出运行时,一个从站通过通信系统检测到这一事件,并担任新的主站^[15]。直流电压裕度控制本质上是改进的主从控制,在原本的直流电压控制站失效且直流电压达到第二站的电压裕度时,第二站会自动成为电压控制站,无需通信^[16]。对于主从控制和直流电压裕度控制,当直流系统出现大幅的功率波动时,仅由单个采用定直流电压控制的换流站维持系统功率平衡,该站功率越限风险较大。

电压下垂控制由多个换流站共同控制直流电压和维持功率平衡,相关学者围绕下垂系数展开大量研究。文献[17]考虑换流站的实际运行状况,在直流系统不平衡功率增大时使定功率站变为下垂控制,承担不平衡功率,但下垂系数固定不变,系统不能实现优化运行。文献[18]提出了计及换流站间电压误差的自适应下垂控制策略,根据换流站功率裕度调整下垂系数,实现了系统盈余功率的合理分配。文献[19]研究影响换流站功率分配的多个因素,推导虚拟电阻和下垂系数之间的关系,进而实现下垂系数的优化计算,但其计算方法较为复杂。针对参与电网调频的传统下垂控制在直流系统连接

弱电网时功率分配不合理,以及未考虑换流站容量导致换流站功率过限的问题,文献[20]提出改进频率下垂控制:令系统中采用下垂控制的换流站在分配系统中的不平衡功率时,既考虑电网的频率裕度又考虑换流站的功率裕度。整体而言,下垂控制无法实现直流电压的精准控制,而且一旦下垂系数选取不合适,将会导致过大的电压偏差或发生功率越限。

对于大规模海上风电经多端柔性直流送出系统,海上风电出力的随机性和波动性导致直流系统功率波动不可避免,实现功率波动下的系统协调控制尤为重要。针对大幅功率波动导致换流站功率越限、直流电压越限和功率回环等问题,本文提出了两种具有不同技术特点的受端换流站有功功率协调控制策略:受端有功功率自均衡控制策略和共用外环的定直流电压控制策略。首先介绍了大规模海上风电经 MMC-MTDC 送出系统,然后详细论述两种控制策略,最后搭建仿真模型验证了所提控制策略的有效性。

1 大规模海上风电经 MMC-MTDC 送出系统

1.1 MMC-MTDC 系统模型

本文所研究的海上风电经 MMC-MTDC 送出系统如图 1 所示^[21-22]。海上风电场分布在远离海岸的广阔海面上,没有常规电源和本地电网支撑,海上风电场经变压器升压后汇集到送端换流站。送端换流站为海上风电场提供并网电压。海上换流站通过海底直流电缆登陆后,若直接在海岸线附近建设受端换流站,存在土地资源不足的问题;若通过陆上直流电缆接入远方受端换流站,存在设备成本过高的问题^[21-23]。为了避免上述问题,参考国内某海上风电直流工程,送端换流站经海底直流电缆登陆并接入终端转换站,终端转换站则通过陆上直流架空线接入直流开关汇集站,直流开关汇集站通过陆上直流架空线接入受端换流站^[24]。在开关汇集站处设置直流快速隔离开关(high speed switch, HSS),用于隔离直流线路故障或换流器故障。送端换流阀和受端换流阀均采用具有故障处理能力且成本较低的全半桥混合的 MMC 拓扑^[25-26]。MMC 和全桥、半桥子模块(sub-module, SM)的结构如图 2 所示。

1.2 多端系统控制模式

由于风力发电机组缺乏构网能力,WFMMC1、

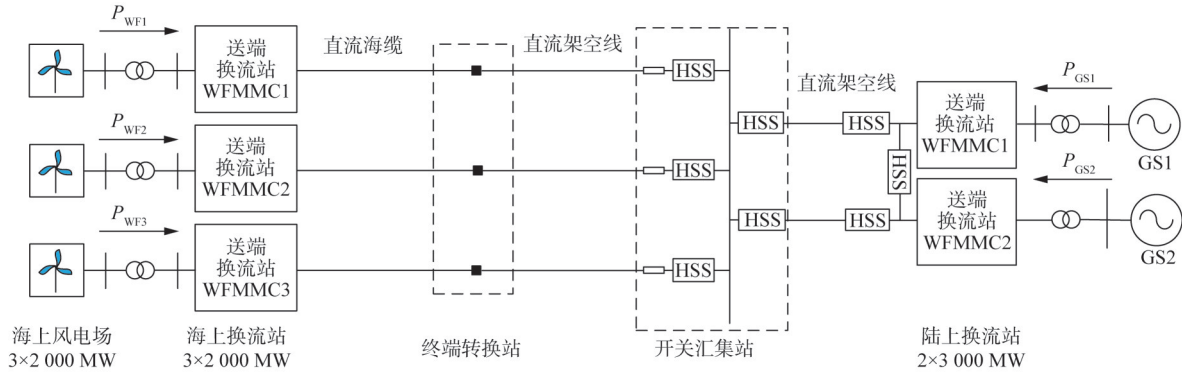


图 1 大规模海上风电经 MMC-MTDC 送出系统

Fig. 1 Diagram of large-scale offshore wind power transmission system via MMC-MTDC

WFMMC2 和 WFMMC3 采用孤岛控制模式为风电场提供并网电压, 并且将随机波动的风机出力传递至直流系统。受端换流站 GSMC1 和 GSMC2 可以选择以下 3 种控制模式, 如图 3 所示。

若图 3 中的 a 为 1, b 为 0, 则换流站为定直流电压控制。系统直流电压的实际值 U_{dc} 和参考值 U_{dref} 作差后作为 PI 控制器的输入, PI 控制器输出的电流参考值 i_{dref} 可表示为:

$$i_{dref} = \left(K_{pd} + \frac{K_{id}}{s} \right) (U_{dref} - U_{dc}) \quad (1)$$

式中: K_{pd} 为比例系数; K_{id} 为积分系数。

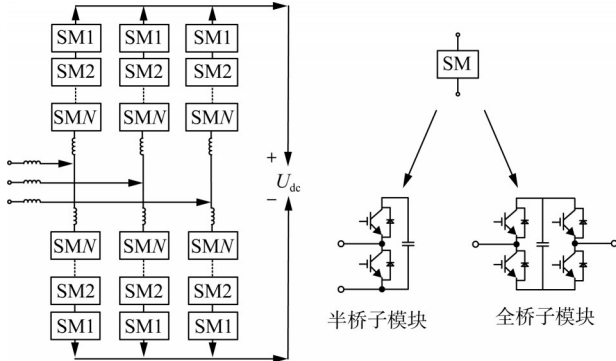
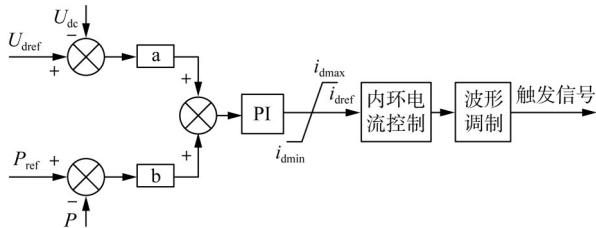


图 2 MMC 和全、半桥子模块的结构图

Fig. 2 Structural diagram of MMC and full and half bridge sub-modules

图 3 MMC 的 d 轴控制图Fig. 3 The d -axis control diagram of MMC

若图 3 中的 a 为 0, b 为 1, 则换流站为定有功功率控制。有功功率实际值 P 和参考值 P_{ref} 作差后作为 PI 控制器的输入, PI 控制器输出的电流参考值 i_{dref} 可表示为:

$$i_{dref} = \left(K_{pd} + \frac{K_{id}}{s} \right) (P_{ref} - P) \quad (2)$$

若图 3 中的 a 和 b 都不为 0, 则换流站为直流电压下垂控制, 并且下垂系数 $k = -alb$ 。PI 控制器的输入与 P 和 P_{ref} 的差值以及 U_{dc} 和 U_{dref} 的差值有关, PI 控制器的输出 i_{dref} 可表示为:

$$i_{dref} = \left(K_{pd} + \frac{K_{id}}{s} \right) [a(U_{dref} - U_{dc}) + b(P_{ref} - P)] \quad (3)$$

2 受端换流站有功功率均衡策略

2.1 受端有功功率自均衡控制策略

为实现系统直流电压的精确控制并避免受端换流站出现功率超限、电压越限和交直流系统功率回环等问题, 本节针对受端系统设计了一种有功功率自均衡控制策略。在该策略中, 其中一个 GSMC 采用定直流电压控制, 另一个 GSMC 采用具有自适应参考值的定有功功率控制。为方便分析, 将 GSMC1 设为直流电压控制站。GSMC2 有功功率参考值 P_{GS2ref} 的选择如图 4 和式 (4) 所示。

$$P_{GS2ref} = \begin{cases} P_{GS2ref}, & -P_{dm} < \Delta P_{GS1} < P_{dm} \\ P_{GS2ref} + k_2 \Delta P_{GS1}, & |\Delta P_{GS1}| > P_{dm} \end{cases} \quad (4)$$

式中: $P_{GS1real}$ 和 P_{GS1n} 分别为受端换流站 GSMC1 的有功功率实际值和参考值; ΔP_{GS1} 为 $P_{GS1real}$ 和 P_{GS1n} 之间的偏差。不超过功率阈值 P_{dm} 时, 换流站 GSMC2 的有功功率参考值 P_{GS2ref} 和换流站 GSMC1 的有功功率参考值 P_{GS1n} 保持不变。在该

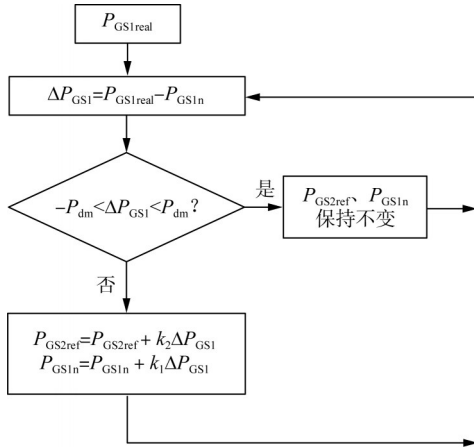


图 4 受端有功功率自均衡策略流程图

Fig. 4 Flowchart of the self-balancing control strategy for multi-terminal power

情况下, GSMMC1 能够承受较小的功率波动而不会出现功率超限风险。

在风机出力大幅波动时 GSMMC1 承担的有功功率实际值大幅偏离参考值, 导致大于 P_{dm} , 此时 GSMMC2 将根据式(4)调整有功功率参考值, 从而与 GSMMC1 共同承担系统不平衡功率, 避免风机出力大幅增大导致的 GSMMC1 功率越限和风机出力大幅下降导致的受端系统交直流功率回环。

功率阈值 P_{dm} 的取值过小时会导致定功率站的功率参考值频繁变化; 而其取值过大时, 无法充分发挥定功率站的功率调节作用, 定电压站存在功率越限风险。为此, 本文取 P_{dm} 为定直流电压站容量的 1/10。

定功率站与定直流电压站承担的不平衡功率取决于功率分配系数 k_1 和 k_2 。为了充分利用两站容量, 本文令两站的功率分配系数比值等于两站的功率裕度比值, 如式(5)所示。

$$\begin{cases} k_1 + k_2 = 1 \\ k_1 = \frac{P_{GS1max} - P_{GS1n}}{P_{GS2max} - P_{GS2ref}} \end{cases} \quad (5)$$

需要说明的是, 尽管式(4)和(5)从形式上看偏于稳态, 但是在风电出力波动的暂态过程中, 公式所涉及的 ΔP_{GS1} 、 P_{GS1n} 、 $P_{GS1real}$ 、 P_{GS2ref} 、 k_1 、 k_2 等变量是不断变化的, 从而实现有功功率在受端两站之间的合理分配。

2.2 共用外环的定直流电压控制策略

本节提出的共用外环的定直流电压控制策略要求两个受端换流站共建在同一地点, 从而能够进行

实时通信。

共用外环控制的控制框图如图 5 所示, 两站共用同一个定直流电压外环控制器, 从而共同维持直流系统电压, 其中 U_{dc} 可取两站中任一换流站出口处直流电压测量值; 两站各自独立配置内环控制器。外环控制输出 d 、 q 轴电流参考值 I_{dref} 和 I_{qref} , 乘以系数 K 后作为 GSMMC1 的内环控制输入, 乘以系数 $(2-K)$ 后作为 GSMMC2 的内环控制输入。内环控制通过电流解耦控制得到调制电压的 d 、 q 轴分量再通过坐标变换, 得到三相调制电压, 传送到换流器阀级控制系统。

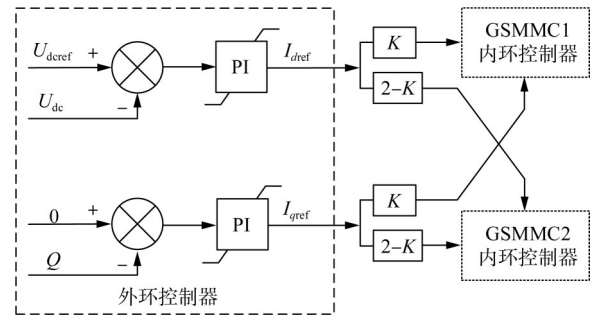


图 5 共用外环的定直流电压控制策略控制框图

Fig. 5 DC voltage optimization control strategy control block diagram

在稳态运行工况下, 忽略交流系统的负序分量, 并且认为内环控制器运行状态良好, 即交流电流的 d 轴分量实际值等于参考值。则受端两站的输出功率为:

$$\begin{cases} P_{s1} = \frac{3}{2} K u_{d1} i_{dref} \\ P_{s2} = \frac{3}{2} (2-K) u_{d2} i_{dref} \end{cases} \quad (6)$$

式中: P_{s1} 和 P_{s2} 分别为 GSMMC1 和 GSMMC2 的输出功率; u_{d1} 和 u_{d2} 分别为两站的交流电压 d 轴分量; i_{dref} 为电压外环控制器所输出的 d 轴电流参考值。

可见, 通过改变系数 K 即可实现对两个受端换流站有功功率的分配。在本文中, 两个受端换流站容量相等, 为此, 本文取 $K=1$ 。

与主从控制和直流电压裕度控制相比, 共用外环的定直流电压控制的两个受端站共同控制系统的直流电压、维持直流系统功率平衡, 有效降低了大幅功率波动时的功率越限风险, 且在单个换流站退出运行时不存在主从站切换的问题。与下垂控制相比, 该策略能够实现直流电压的无差控制, 而且两

个受端站之间的功率分配直接由系数 K 决定, 更为简单、精准。

3 仿真分析

为了验证所提的两种协调控制策略的有效性, 本文在 PSCAD/EMTDC 仿真平台搭建了如图 1 所示的海上风电经 MMC-MTDC 送出系统。其中, MMC 仿真模型采用 Cigre 工作组提供的详细等值模型^[27], 在主电路层面, 每个桥臂的所有子模块进行戴维南等值, 从而兼顾仿真精度与仿真效率; 在控制系统层面, 包括详细的内外双环控制和调制控制模块。海上风电场仿真模型则包括永磁直驱风机、机侧变流器、网侧变流器、滤波电路、耗能装置和聚合等值模块, 其基本结构与控制原理如图 6 所示, 本文不再展开叙述。

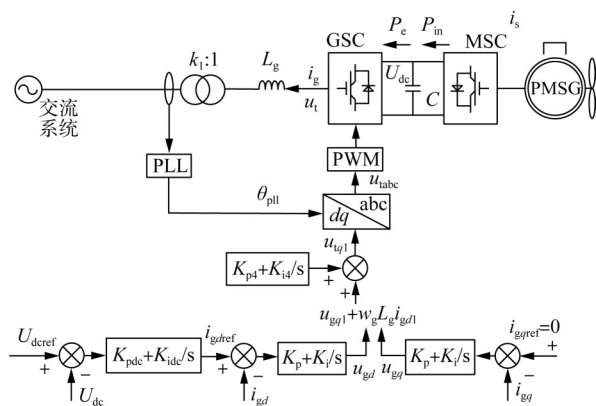


图 6 海上风电场原理示意图

Fig. 6 Schematic diagram of an offshore wind farm

海上风电侧的换流站 WFMMC1-WFMMC3 采用孤岛控制, 将随机波动的风电出力实时输送至直流系统。3 个送端站的最大容量均为 2 000 MW, 正常运行时向直流系统输送的有功功率分别为 1 500 MW、1 600 MW 和 1 700 MW。两个陆上受端换流站 GSMMC1 和 GSMMC2 的最大容量为 3 000 MW。系统基本仿真参数如表 1 所示。

3.1 传统控制策略的不足

1) 算例 1: 传统控制策略的功率超限问题

以本文搭建的五端直流输电系统为例, 对于传统的定直流电压控制策略, 主站 GSMMC1 采用定直流电压控制, 而 GSMMC2 采用定有功功率控制。风电场出力具有随机性和波动性, 当风电场出力大幅增加时, 定直流电压站承担全部的功率增量, 导

表 1 系统基本参数表

Tab. 1 The basic parameter table of the system

系统参数	数值
额定直流电压/kV	1 000
额定直流电流/A	受端站 2 000, 受端站 3 000
桥臂子模块数量	全桥 250+半桥 204
子模块电容/mF	受端 10, 受端 15
网侧电压/kV	送端 66, 受端 525
阀侧电压/kV	送端 505, 受端 515
阀电抗器电感值/mH	60
直流海缆参数	0.007 2 Ω /km+0.36 mH/km
直流架空线参数	0.031 3 Ω /km+0.16 mH/km
直流海缆长度/km	15
架空线长度/km	终端换流站—汇集站: 35 汇集站—受端换流站: 150
功率变化阈值 P_{dm} /MW	300
功率分配系数 K	1
WFMMC1-WFMMC3 的控制策略	孤岛控制
GSMMC1-GSMMC2 的控制策略	有功功率自均衡控制/ 共用外环的定直流电压控制

致该站存在较大的功率越限风险。

在 $t=1.5$ s 时风电场 WFMMC1 的出力从 1 500 MW 增加到 1 650 MW, 该功率增量完全由 GSMMC1 承担, 使其功率从 2 300 MW 增加至 2 450 MW; 在 $t=4.5$ s 时风电场 WFMMC1 的出力从 1 650 MW 增加至 1 950 MW, WFMMC2 的出力从 1 600 MW 增加至 2 000 MW; 此时为了维持直流系统功率平衡, GSMMC1 有功功率需要增加至 3 150 MW, 大于其允许的最大传输功率 3 000 MW, 导致定直流电压控制器自动退出运行, 而转入有功功率参考值为 3 000 MW 的定有功功率控制; 如图 7(b) 所示, 由于直流系统存在盈余功率, 直流电压不断增大, 系统无法正常运行。而在风机出力增加期间, GSMMC2 始终处于定有功功率控制, 未能分担风电场新增的有功功率, 这实际上并未充分发挥受端换流站的消纳能力。

2) 算例 2: 传统控制策略的功率回环问题

仍以本文搭建的五端直流输电系统为例, 受端控制策略与算例 1 相同。如图 8 所示, $t=1.5$ s 时 WFMMC1 和 WFMMC2 因某种原因退出运行, 两站的有功功率分别从 1 500 MW 和 1 600 MW 下降到 0 MW, WFMMC3 送出的有功功率不变。可见, 多端直流输电系统中出现大幅功率缺额, 这部分功率

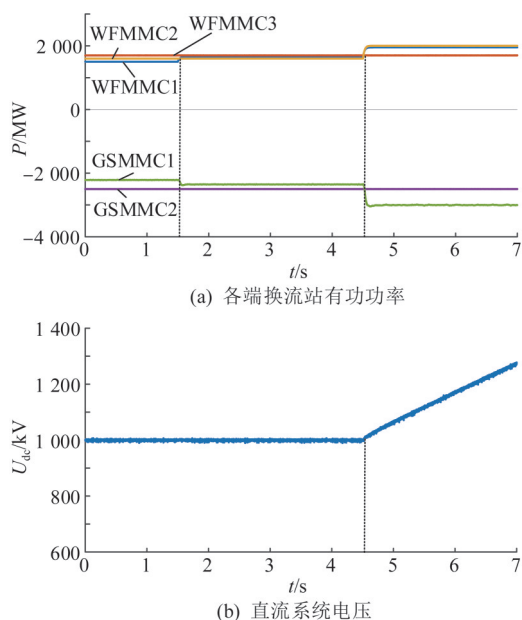


图7 传统控制策略的功率越限问题

Fig. 7 Power limit violations in conventional control strategies

缺额全部由定直流电压站 GSMMC1 承担, 其原本从直流系统吸收 2 300 MW 的有功功率, 转变为向直流系统送出 800 MW 有功功率。

在 $t=1.5$ s 后, 交流电网通过 GSMMC1 向直流系统提供 800 MW 有功功率, 却通过 GSMMC2 从

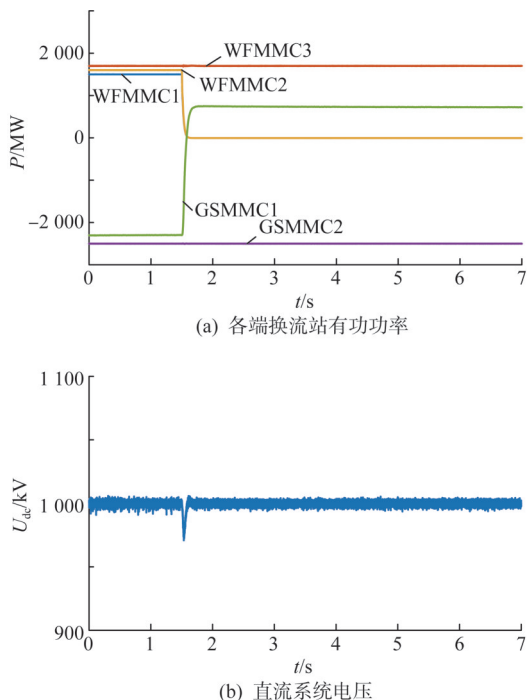


图8 传统控制策略出现的功率回环问题

Fig. 8 Power loopback problems with traditional control strategies

直流系统吸收 2 500 MW。受端交直流系统的潮流如图 9 所示, 出现“交流电网-GSMMC1-GSMMC2-交流电网”的功率回环, 功率回环的出现不仅不能为受端交流电网提供功率支撑, 反而会带来不必要的潮流损耗和设备应力。

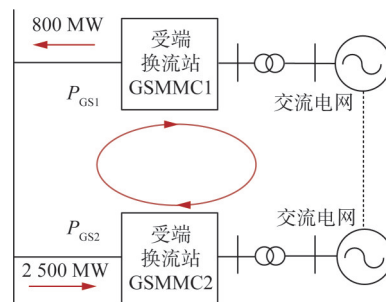


图9 功率回环示意图

Fig. 9 Schematic diagram of power circulation

3)算例3: 传统下垂控制的电压偏差问题

受端两换流站采用传统下垂控制, 直流电压参考值均为 1 000 kV, 有功功率参考值均为 1 500 MW, 下垂系数均为 8。如图 10 所示, 在初始时刻, 风机侧有功出力之和为 0, 远小于两站的有功功率参考值之和, 导致两站的直流电压偏低, 为

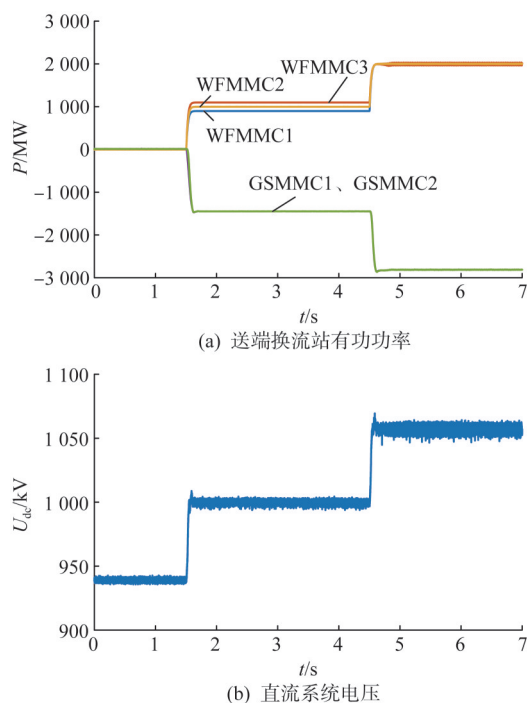


图10 传统下垂控制在风机有功功率出力大幅波动时的仿真结果

Fig. 10 Response of traditional droop control when the output active powers of wind farm occur significant fluctuations

940 kV。在 $t=1.5$ s时,风机出力之和增加至3 000 MW,等于两站的有功功率参考值之和,直流电压等于参考值1 000 kV。在 $t=4.5$ s时,风机出力之和大幅增加至6 000 MW,两站的直流电压偏高,为1 060 kV。可见,两换流站采用传统下垂控制时,无法实现直流电压的无差控制,电压波动幅度高达 $-6\%\sim 6\%$ 。

在实际工程中,如果直流电压随风电出力变化而大幅波动,会给直流系统的保护整定、避雷器配置等带来困扰。因此,工程设计和运维部门通常期望直流电压保持恒定,而传统下垂控制难以满足此需求。

3.2 对受端有功功率自均衡策略的验证

本节中设置受端定直流电压站 GSMMC1 初始运行时的有功功率为2 300 MW,定有功功率站 GSMMC2 初始的有功功率 P_{GS2ref} 为2 500 MW。两站的初始功率裕度比为7:5,由式(5)可知,取 $k_1=7/12$ 和 $k_2=5/12$ 。

1)算例1:系统发生功率波动

初始运行下,系统处于稳态,换流站 WFMMC1 所连接的风电场送出的有功功率为1 500 MW。 $t=1.5$ s时,风电场内风速上升,WFMMC1 向系统输送的有功功率从1 500 MW增加至1 650 MW。在 $t=4.5$ s时,风速继续上升,WFMMC1 输入的有功功率从1 650 MW增大至1 950 MW,WFMMC2 输入的有功功率从1 600 MW增大至2 000 MW,系统响应结果如图11所示。

由图11可知,在 $t=1.5$ s时,风电场向系统输入的有功功率增加,功率增量全部由受端的定直流电压站 GSMMC1 承担,其承担的有功功率由2 300 MW增加至2 450 MW,直流系统电压保持不变。因为功率增量未超过设定的功率阈值 P_{dm} ,即300 MW,所以无需改变 GSMMC1 的功率参考值 P_{GS1n} 和 GSMMC2 的有功功率参考值 P_{GS2ref} 。在 $t=4.5$ s时,风电场向系统输入的有功功率继续增大,系统中的功率波动继续由 GSMMC1 承担,在不采用受端有功功率自均衡策略时, GSMMC1 承担的有功功率将达到3 150 MW,已超过容量极限,即会出现图7所示的结果。采用所提策略时,根据式(5)的功率分配关系,受端定功率站 GSMMC2 的有功功率参考值从2 500 MW增加至2 750 MW。可见, GSMMC2 和 GSMMC1 共同承担系统功率增量,避

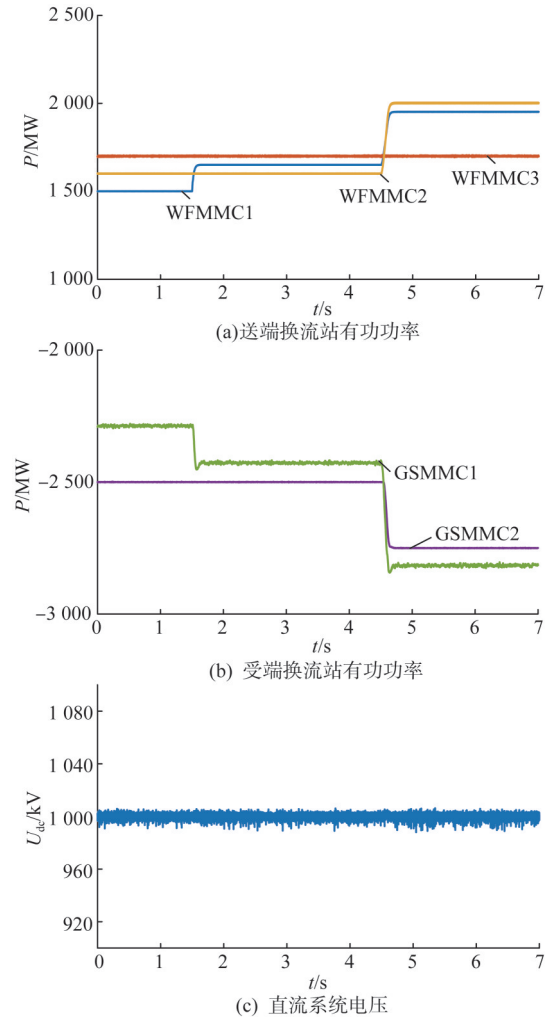


图11 功率波动下的系统响应结果

Fig. 11 Results of the system response under power fluctuations

免了 GSMMC1 功率越限。

2)算例2:送端换流站退出运行

在 $t=1.5$ s时刻,送端换流站 WFMMC1 和 WFMMC2 因故障退出运行,风电场送出总的有功功率从4 800 MW减少至1 700 MW,系统出现3 100 MW的功率缺额。若全部由受端的定电压站 GSMMC1 承担这部分功率缺额,则会造成 GSMMC1 向直流电网传输有功功率800 MW,即出现功率回环问题。采用受端有功功率自均衡策略可以解决此问题,仿真结果如图12所示。在 $t=1.5$ s时, GSMMC1 的有功功率改变量的绝对值远超过了设定的阈值300 MW,系统的功率缺额由 GSMMC1 和 GSMMC2 共同承担,从而避免交直流系统之间出现功率回环。

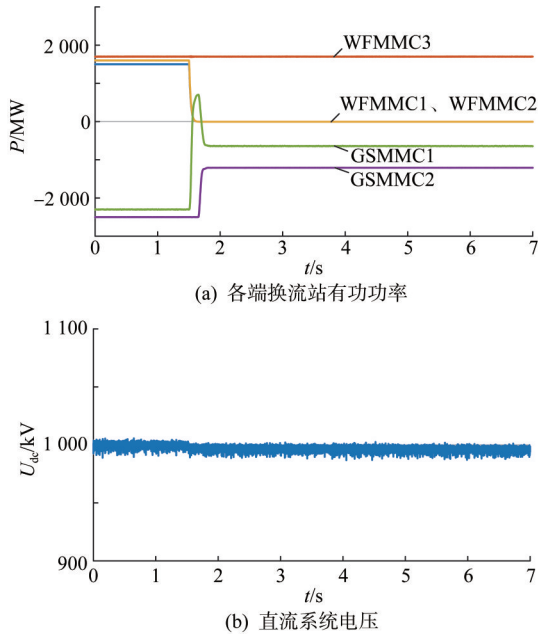


图 12 换流站停运条件下系统的响应结果

Fig. 12 Response results is of the system under the condition that the converter station is down

3.3 共用外环的定直流电压控制策略的验证

本节中设置受端两个采用共用外环的定直流电压控制的换流站 GSMMC1 和 GSMMC2 在初始状态传输的有功功率均为 2 400 MW，两站的初始功率裕度相等，取分配系数 K 为 1，对有功功率的分配比例为 1 : 1。

1) 算例 1: 系统发生功率波动

初始运行下，系统处于稳态，换流站 WFMFC3 所连接的风电场送出的有功功率为 1 700 MW。在 $t=1.5$ s 时，风电场内风速下降，WFMFC3 向系统输送的有功功率从 1 700 MW 下降至 1 200 MW。在 $t=4.5$ s 时，换流站 WFMFC1 和 WFMFC2 连接的风电场风速增大，WFMFC1、WFMFC2 输入直流系统的有功功率分别从 1 500 MW、1 600 MW 均增加至 1 900 MW。仿真结果如图 13 所示。换流站 GSMMC1 和 GSMMC2 共同承担系统的功率波动，在初始运行时，承担功率均为 2 400 MW。在 $t=1.5$ s 时，承担功率下降到 2 150 MW，在 $t=4.5$ s 时，承担功率又上升至 2 500 MW。

2) 算例 2: 送端换流站退出运行

在 $t=1.5$ s 时，换流站 WFMFC2 因检修退出运行，2 s 恢复正常，系统的动态响应如图 14 所示。1.5 s 时 WFMFC2 退出运行后系统中出现 1 600

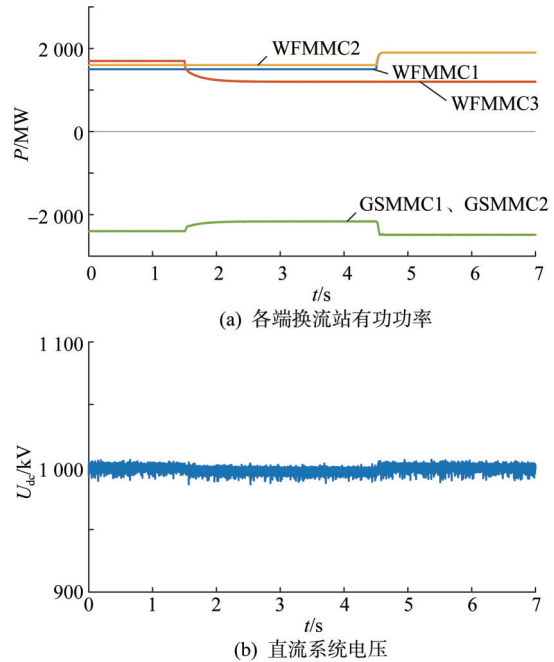


图 13 功率波动下的系统响应结果

Fig. 13 Results of the system response under power fluctuations

MW 的功率缺额，将由两个受端换流站共同承担，两站承担的有功功率将从初始状态的 2 400 MW 下降到 1 600 MW。在 2 s 时系统又恢复到初始状态。直流系统电压在换流站 WFMFC2 退出运行以及恢复正常运行前后均保持不变。

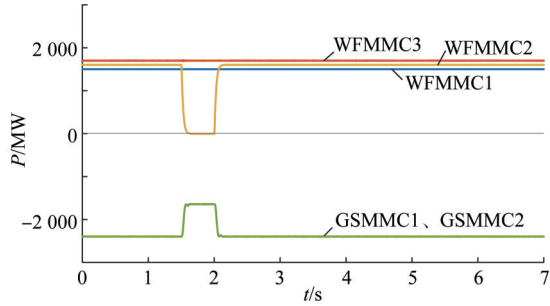
3.4 两种控制策略暂态运行工况验证

1) 算例 1: 交流侧短路故障(以共用外环的定直流电压控制为例)

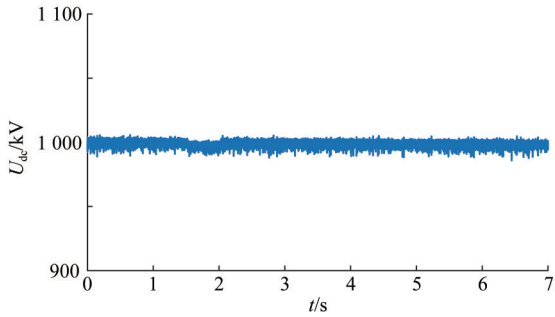
在 $t=1$ s 时，设置受端换流站 GSMMC2 交流侧发生三相金属性短路故障。如图 15 所示，交流系统发生三相短路故障后，由于交流电压跌落至 0 而换流器内部控制存在电流限幅环节，导致 GSMMC2 传输的有功功率受限，逐渐下降到 0；GSMMC1 输出功率逐渐增大，从而维持整个直流系统的功率平衡；在 $t=1.2$ s 时，交流故障被清除，GSMMC2 恢复功率传输。如图 14(b) 所示，在 1.0—1.2 s 之间，直流电压增大约 10 kV，直流电压波动幅度仅为 1 %。可见，在交流故障期间，本文所提共用外环的定直流电压控制具有良好的暂态性能。

2) 算例 2: 直流故障(以受端有功功率自均衡控制为例)

在 $t=1$ s 时，直流母线处发生金属性双极接地



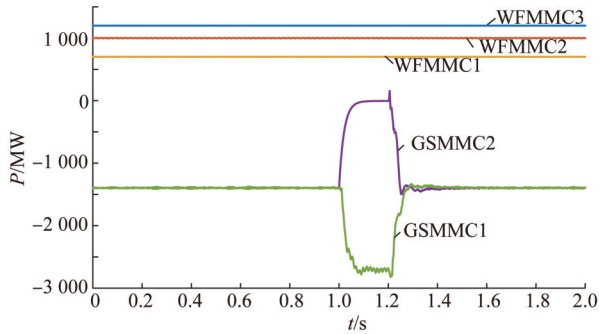
(a) 各端换流站有功功率



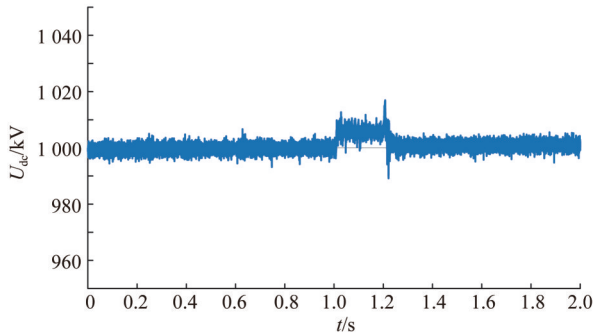
(b) 直流系统电压

图 14 换流站停运条件下系统的响应结果

Fig. 14 Response results of the system under the condition that the converter station is down



(a) 各端换流站有功功率



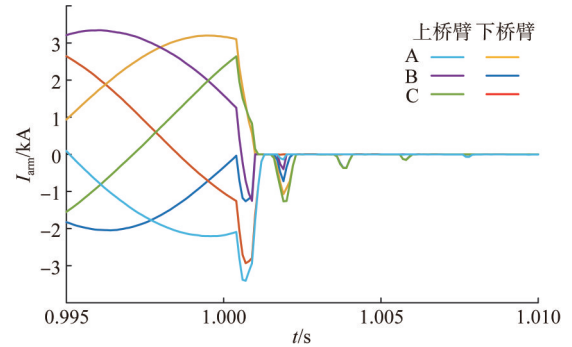
(b) 直流系统电压

图 15 换流站 GSMMC2 交流侧发生三相接地短路故障系统响应结果

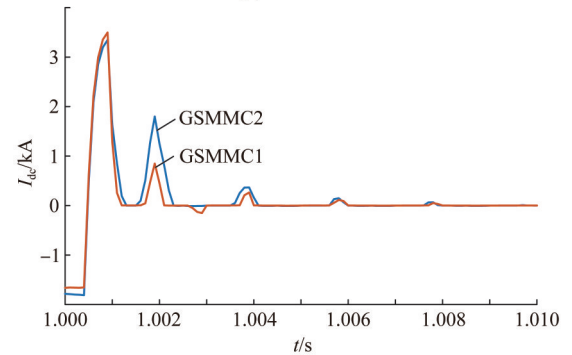
Fig. 15 System response results for a three-phase grounding short-circuit fault on the AC side of converter station GSMMC2

故障。如图 16(a)所示, 在直流故障发生后, GSMMC1 的 6 个桥臂电流迅速反向增大; 保护系统在故障后 0.9 ms 检测到直流故障, 立即下发闭锁信号, 使得桥臂电流对全桥子模块电容充电; 由于全桥子模块电容电压之和很大, 桥臂电流迅速下降并且在故障后 8 ms 内下降为 0。如图 16(b)所示, 在直流故障之前, GSMMC1 和 GSMMC2 均从直流系统吸收功率; 而在发生直流故障后, 两站的直流电流迅速反向增大; 在换流站闭锁后, 两站的直流电流在故障后 8 ms 下降至 0。可见, 本文所搭建仿真模型能够快速处理直流故障, 避免直流系统过流损坏。

实际上, 混合桥换流器存在各种直流故障应对策略, 鉴于本文研究重点为受端功率控制策略而非直流故障穿越, 此处仅以直流闭锁为例进行展示。



(a) 桥臂电流



(b) 受端换流站直流电流

图 16 直流母线故障系统响应结果

Fig. 16 System response results for a DC bus fault

3.5 两种控制策略的分析对比

由 3.2 节和 3.3 节的分析可知, 本文所提的两种控制策略在送端换流站有功功率波动、退出运行的工况下均能够实现受端有功功率的合理分配, 实现直流系统电压的无差控制。但是两种策略具有各自的技术特点和适用范围。对通信系统的要求

如下。

对于受端有功功率自均衡策略，受端换流站 GSMMC2 为具有自适应参考值的定有功功率控制，其有功功率参考值与 GSMMC1 的容量裕度有关，因此需要将 GSMMC1 的实际有功功率 $P_{GS1real}$ 传输至 GSMMC2。不过，风速变化引起的有功功率波动的时间尺度通常是数十毫秒甚至上百毫秒；只要定有功功率站能够在上述时间尺度内接收到定直流电压站的有功功率变化情况，并调整自身功率参考值，即可实现两站功率的均衡分配，从而避免功率超限和功率回环等问题。如图 17(a) 所示，两站之间存在 15 ms 的通信延时，在风电出力增加导致定功率站 GSMMC1 的有功功率大幅增大后，GSMMC2 在经过延时后仍能自适应增大自身有功功率参考值，从而与 GSMMC1 共同承担盈余功率。

对于共用外环的定直流电压控制策略，两个受端换流站共用一个控制外环，外环输出 I_{dref} 和 I_{qref} 传输到两个换流站内环的延时过长，会影响电流解耦控制和换流站生成调制电压，严重情况下会导致系统不稳定。如图 17(b) 所示，令两个受端站之间存在 10 ms 的通信延时，直流电压波动幅度高达 25 kV，受端换流站的有功功率波动幅度高达 400 MW。以国内某海上风电直流送出工程为例，两个受端换流站共建在同一地点，两站之间能够实时通信，本文所提共用外环的定直流电压控制策略具备可实现性。

换流站退运对系统的影响：

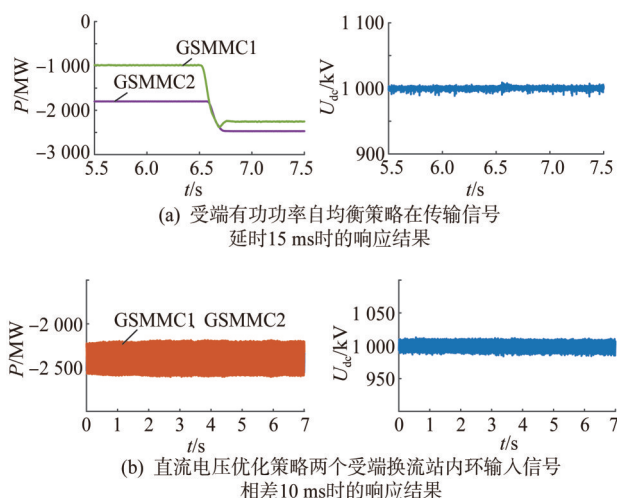


图 17 通信延时对两种控制策略的影响

Fig. 17 Impact of the two control strategies on communication delay

对于受端有功功率自均衡策略而言，如果在运行过程中受端的定直流电压站 GSMMC1 退出运行，则需要 GSMMC2 的工作模式从定有功功率切换至定直流电压控制。工作状态的切换，会导致系统各端换流站承担的有功功率以及直流系统的电压发生波动。如图 18(a) 所示，在切换期间，系统直流电压出现 $-3.5\% \sim +2\%$ 的波动。

对于共用外环的定直流电压控制策略，由于两个受端换流站共用一个外环控制，各自调控内环，两个换流站均采用定直流电压控制。因此，在任意一个换流站退出运行时，另一个换流站仍能继续维持直流系统电压稳定。如图 18(b) 所示，即使 GSMMC1 在 6.5 s 时退出运行，直流系统不会发生明显波动。

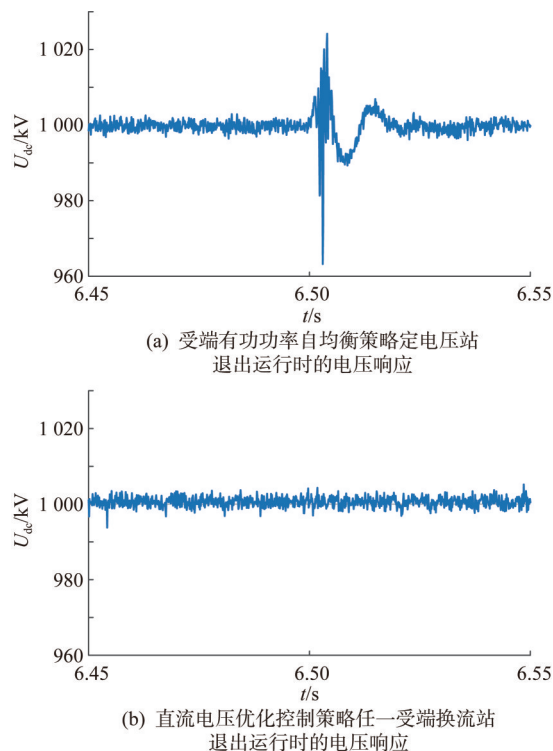


图 18 两种所提功率控制策略在换流站退出运行时的电压暂态过程

Fig. 18 Voltage transient process of the two proposed power control strategies when the converter station is out of operation

4 结论

本文针对于大规模海上风电经多端柔性直流输电系统的有功功率协调问题，提出两个方案，并通过 PSCAD/EMTDC 搭建离线仿真进行验证。结论

如下。

受端有功功率自均衡策略通过设置的功率变化阈值改变定有功功率换流站的功率参考值。在风电场侧输入直流电网的有功功率大幅增加时,能避免定电压站 GSMMC1 发生有功功率越限的问题;在风电场侧输入直流电网的有功功率减小或换流站因故障退出运行时,能够避免 GSMMC1 发生向直流电网输送有功功率的功率回环问题。

共用外环的定直流电压控制策略中两个受端换流站 GSMMC1 和 GSMMC2 共用一个功率外环控制,外环输出 I_{dref} 和 I_{qref} 按比例分配到各自换流站的内环,作为内环的输入,通过电流解耦控制、dq 坐标变换,调制直流电压。该策略是两个站共同控制直流电压,且共同承担系统中的功率波动。

所提的两种控制策略都能够实现多个受端换流站之间的有功功率合理分配,从而避免不必要的功率越限、电压越限和功率回环等问题,但是两者具有不同的技术特点和适用范围。受端有功功率自均衡策略优势在于对通信系统的要求较低,但在定直流电压站退出运行时存在暂态切换过程。共用外环的定直流电压控制策略在任意一个受端换流站退出运行时不存在暂态切换过程,但是要求两个受端站之间能够实现实时通信。

参考文献

- [1] 肖晃庆,甘慧辰,黄莹,等.远海风电轻量化直流送出技术综述[J].高电压技术,2025,51(6):2702-2719.
XIAO Huangqing, GAN Huichen, HUANG Ying, et al. Review of lightweight DC transmission technology for offshore wind power[J]. High Voltage Engineering, 2025, 51(6):2702-2719..
- [2] 蔡旭,杨仁圻,周剑桥,等.海上风电直流送出与并网技术综述[J].电力系统自动化,2021,45(21):2-22.
CAI Xu, YANG Renxin, ZHOU Jianqiao, et al. Review on offshore wind power integration via DC transmission [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(21):2-22.
- [3] 沙志成,张丹,赵龙.大规模海上风电并网方式的研究[J].电力与能源,2017,38(2):158-161.
SHA Zhicheng, ZHANG Dan, ZHAO Long. Grid integration modes of large-scale off-shore wind farm[J]. Power & Energy, 2017, 38(2):158-161.
- [4] 王诗超,刘嘉畅,刘展志,等.海上风电产业现状及未来发展分析[J].南方能源建设,2023,10(4):103-112.
WANG Shichao, LIU Jiachang, LIU Zhanzhi, et al. Analysis of current situation and future development of offshore wind power industry [J]. Southern Energy Construction, 2023, 10(4):103-112.
- [5] 李彧野,王伟胜,何国庆.海上风电直流汇集系统阻抗建模及振荡特性分析[J].电网技术,2025,49(4):1295-1304.
LI Yuye, WANG Weisheng, HE Guoqing. Impedance modeling and oscillation characteristics analysis of offshore wind power DC collection system [J]. Power System Technology, 2025, 49(4):1295-1304..
- [6] 马向辉,张梓铭,吴有,等.2GW海上风电对称单极与对称双极柔直送出方案技术经济性对比[J].南方电网技术,2024,18(2):30-38.
MA Xianghui¹, ZHANG Ziming, WU Mao, et al. Technical and Economical Comparisons of 2 GW Offshore Wind Power Transmission Schemes by Symmetrical Monopole and Symmetrical Bipolar VSC-HVDC [J]. Southern Power System Technology, 2024, 18(2):30-38.
- [7] 肖昇,刘超,马怡晴,等.海上风电柔性直流送出一体化监控系统方案设计[J].南方电网技术,2022,16(12):126-133.
XIAO Yi, LIU Chao, MA Yiqing, et al. Design of integrated monitoring system for VSC-HVDC transmission for offshore wind power [J]. Southern Power System Technology, 2022, 16(12):126-133.
- [8] 杨欢欢,杨荣照,王泽青,等.含混合型MMC的多端柔性直流输电系统短路电流计算方法[J].南方电网技术,2024,18(7):63-73.
YANG Huanhuan, YANG Rongzhao, WANG Zeqing, et al. Short-circuit current calculation method for multi-terminal VSC-HVDC transmission systems with hybrid MMC [J]. Southern Power System Technology, 2024, 18(7):63-73.
- [9] 王成伟,赵熙临,杜茂源,等.考虑多端协同的VSC-MTDC系统事件触发频率支撑策略[J].电网技术,2025,49(8):3430-3442.
WANG Chengwei, ZHAO Xilin, DU Maoyuan, et al. Event-triggered frequency support strategies for multi-terminal cooperative VSC-MTDC systems [J]. Power System Technology, 2025, 49(8):3430-3442.
- [10] 赵平,高亨孝,贾浩森,等.基于自适应参考功率的多端柔直系统附加频率控制[J].电力建设,2024,45(9):133-141.
ZHAO Ping, GAO Hengxiao, JIA Haosen et al. Additional frequency control based on adaptive reference power for MTDC systems [J]. Electric Power Construction, 2024, 45(9):133-141.
- [11] 程林,章海静,夏楠,等.含大规模储能的多端直流输电系统协调控制策略[J].电网与清洁能源,2023,39(1):91-99.
CHENG Lin, ZHANG Haijing, XIA Nan, et al. A study on the coordinated control strategy of the multi-end DC transmission system with large-scale energy storage [J]. Power System and Clean Energy, 2023, 39(1):91-99.
- [12] 袁志昌,郭佩乾,刘国伟,等.新能源经柔性直流接入电网的控制与保护综述[J].高电压技术,2020,46(5):1460-1475.
YUAN Zhichang, GUO Peiqian, LIU Guowei, et al. Review on control and protection for renewable energy integration through VSC-HVDC [J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(5):1460-1475.
- [13] 张宇辰.多端柔性直流输电系统协调控制策略研究[D].天津:天津大学,2021.
- [14] 林金娇,孔祥平,王楚扬,等.适用于柔性直流的辅助功率补偿下垂控制[J].中国电力,2023,56(4):119-129.
LIN Jinjiao, KONG Xiangping, WANG Chuyang, et al. Droop control based auxiliary power compensation for power systems with flexible DC transmission [J]. Electric Power, 2023, 56(4):119-129.

- [15] 陈琦. 多端柔性直流输电系统功率协调控制策略研究[D]. 吉林: 东北电力大学, 2023.
- [16] LI P, GUO T, PAN Y. An adaptive coordinated constant voltage control method considering power margin for parallel bidirectional power converters in AC/DC hybrid microgrid[C]//2022 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia), July 08 – 11, 2022, Shanghai, China. New York: IEEE, 2022: 1028 – 1033.
- [17] 邓旗, 张英敏, 曾琦, 等. 一种 VSC-MTDC 系统的综合协调控制策略[J]. 电力建设, 2017, 38(8): 59 – 66.
DENG Qi, ZHANG Yingmin, ZENG Qi, et al. A comprehensive coordinated control strategy for VSC-MTDC system[J]. Electric Power Construction, 2017, 38(8): 59 – 66.
- [18] 刘英培, 解赛, 梁海平, 等. 计及换流站间电压误差的 VSC-MTDC 系统自适应下垂控制[J]. 电工技术学报, 2020, 35(15): 3270 – 3280.
LIU Yingpei, XIE Sai, LIANG Haiping, et al. Adaptive droop control strategy for VSC-MTDC system considering DC voltage errors among converter stations[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2020, 35(15): 3270 – 3280.
- [19] 蔡赞, 江友华, 叶尚兴, 等. 多因子制约下的 MMC-MTDC 功率均衡控制策略[J]. 电气工程学报, 2024, 19(4): 204 – 214.
CAI Yun, JIANG Youhua, YE Shangxing, et al. MMC-MTDC power balance control strategy under multi-factor constraints[J]. Journal of Electrical Engineering, 2024, 19(4): 204 – 214.
- [20] 董志国, 徐全海, 陈琦, 等. 参与电网调频的多端柔性直流输电系统改进下垂控制策略[J]. 南方电网技术, 2024, 18(3): 146 – 155.
DONG Zhiguo, XU Quanhai, CHEN Qi, et al. Improved droop control strategy involved in power grid frequency regulation for VSC-MTDC transmission systems[J]. Southern Power System Technology, 2024, 18(3): 146 – 155.
- [21] 蔡希鹏, 邹常跃, 彭发喜, 等. 超大规模海上风电海陆一体直流输电技术探讨[J]. 电网技术, 2024, 48(7): 2895 – 2901.
CAI Xipeng, ZOU Changyue, PENG Faxi, et al. Discussion on HVDC transmission technology for super-large scale offshore wind power under offshore-onshore integration[J]. Power System Technology, 2024, 48(7): 2895 – 2901.
- [22] 彭发喜, 黄伟煌, 李岩, 等. 海上风电经双极柔直系统送出功率平衡控制策略[J]. 南方电网技术, 2023, 17(8): 31 – 36.
PENG Faxi, HUANG Weihuang, LI Yan, et al. Power balance control strategy of offshore wind farm interconnection via bipolar MMC-HVDC system[J]. Southern Power System Technology, 2023, 17(8): 31 – 36.
- [23] 李岩, 冯俊杰, 卢毓欣, 等. 大容量远海风电柔性直流送出关键技术与展望[J]. 高电压技术, 2022, 48(9): 3384 – 3393.
LI Yan, FENG Junjie, LU Yuxin, et al. Key technologies and prospects of VSC-HVDC for large-capacity and long-distance offshore wind power transmission[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(9): 3384 – 3393.
- [24] 刘生. 海上风电多风场集中送出方式优选方法[J]. 南方能源建设, 2025, 12(1): 100 – 108.
LIU Sheng. Optimization method for centralized transmission of offshore wind power from multiple wind farms[J]. Southern Energy Construction, 2025, 12(1): 100 – 108.
- [25] RAO H, LI G, CAO R, et al. Fault ride-through strategy of LCC-MMC hybrid multi-terminal UHVDC system[C]//2019 IEEE 8th International Conference on Advanced Power System Automation and Protection (APAP), October 21 – 24, 2019, Xi'an, China. New York: IEEE, 2019: 485 – 490.
- [26] 彭茂兰, 冯雷, 王宇, 等. 基于桥臂调制波调整的多端柔直系统直流过电压抑制策略[J]. 中国电力, 2024, 57(4): 171 – 181.
PENG Maolan, FENG Lei, WANG Yu, et al. DC overvoltage suppression strategy for MMC-MTDC based on bridge arm modulated wave adjustment[J]. Electric Power, 2024, 57(4): 171 – 181.
- [27] CIGRE Brochure TB604: Guide for the development of models for HVDC converters in a HVDC grid[Z]. Paris: CIGRE Work Group B4. 57, 2014.

收稿日期: 2024-11-15; 网络首发日期: 2025-08-20

作者简介:

彭穗(1992), 男, 工程师, 硕士, 从事大电网规划、海上风电送出等领域研究, 530988869@qq.com;

李峰(1980), 男, 高级工程师(教授级), 博士, 从事大电网规划、海上风电送出等领域研究, 157255836@qq.com;

黄小威(1999), 男, 通信作者, 初级工程师, 硕士, 研究方向为海上风电送出, huangxw@csg.cn。