DOI:10.12158/j.2096-3203.2020.03.001

大规模新能源经张北柔直孤岛送出的虚拟频率研究

郭贤珊[1]，王晖[2]，卜广全[2]，李文锋[2]，赵兵[2]，张健[2]
（1. 国家电网有限公司，北京 100031；2. 中国电力科学研究院有限公司，北京 100192）

摘　要：大规模新能源经柔性直流送出为解决新能源并网消纳提供了一种新的思路，但是在不加任何附加控制的情况下，新能源的有功波动会经过柔直全部传递到受端电网。为了解决新能源经柔直并网的有功波动问题，文中针对张家口地区的大规模新能源发电经张北柔直换流站孤岛送出系统的风电运行数据进行分析，得出该地的风电短时波动特性。同时在孤岛换流站的电压-频率（VF）控制基础上，设计换流站虚拟频率控制策略，与新能源发电一次调频（PFR）控制一起实现孤岛换流站的功率波动自主抑制功能。最后搭建大规模风电经单端柔性直流孤岛送出系统仿真平台，仿真结果证明，在风机运行状态正常的前提下设计的虚拟频率及一次调频控制方案可以，较好地实现孤岛换流站功率波动抑制。

关键词：孤岛送出系统；虚拟频率；新能源一次调频；功率波动自主抑制；柔性直流
中图分类号：TM762　　**文献标志码**：A　　**文章编号**：2096-3203（2020）03-0002-06

0　引言

作为目前最成熟和最具发展前景的可再生能源，风力发电和光伏发电近年来保持着强劲的发展势头。可以预见，不远的将来某些局部电网新能源占比可能达到 80%甚至更高，超高占比新能源与常规电源并列运行将成为未来电源结构的重要特征。

相比经交流同步网送出和常规直流送出，新能源经柔性直流送出系统有着不可替代的优势：集中送出的可控性强；可适应超高新能源占比的送出系统；可以连接海上风电或纯新能源送出的孤岛无源电网；无换相失败风险；易于扩展等[1—7]。利用多端柔性直流（multi-terminal voltage source converter based direct current，VSC-MTDC）输送新能源发电已有工程应用：在欧洲，瑞典、挪威建设了±300 kV 的三端柔性直流电网[8]；在中国南澳岛，建设了世界上第一个多端柔直示范工程，其中青澳站和金牛站用于向内陆输送风电[9—10]。

当 VSC-MTDC 的送端换流站汇集大规模的 100%新能源电源时，这种孤岛送出系统虽然与已经工程实现的海上风电经柔直送出系统[11—14]类似，但是由于送出容量大，电压等级也更多，孤岛换流站的控制难度也更大。目前，VSC-MTDC 的孤岛送出系统的有功控制系统采用电压-频率（voltage frequency，VF）控制策略[15—16]。在该控制策略下，孤岛换流站的有功功率完全取决于孤岛送出系统的新能源电源的实发有功功率，新能源电源的波动性将全部传送到受端电网；并且孤岛送出系统的交流电网（由于该电网没有同步电源，以下简称无源电网）频率在功率波动时理论上保持 50 Hz 不变。

文中在分析张北地区风电波动特性的基础上，设计了孤岛换流站的虚拟频率控制，使无源电网的频率在孤岛换流站送出有功功率偏离计划时，频率也发生变化并反映功率的超发或不足。如此，新能源电站在交流电网中投入的调频功能也可以应用在无源电网中，依靠自身调节能力，自主抑制换流站总有功功率的波动，减小对受端电网的冲击。

收稿日期：2019-11-04；修回日期：2019-12-06
基金项目：国家电网有限公司科技项目（XTB17201600139）

1　张北多端柔直工程及新能源波动性分析

1.1　MTDC 结构与有功控制方式

目前国内在建的张北多端柔直电网工程，规划在张家口区域的张北、康保和承德地区的丰宁各建设 1 个±500 kV 送端柔性直流换流站，其中张北换流站的容量为 3 000 MW，康保、丰宁换流站的容量为 1 500 MW；在北京建设 1 个±500 kV 受端柔性直流换流站，北京换流站的容量为 3 000 MW。配置直流断路器、直流线路快速保护装置等关键设备，构建输送大规模风电、光伏、抽蓄等多种能源的四端环形柔性直流电网。其中，张北、康保换流站的配套电源为 100%风电、光伏新能源电源，丰宁换流站的配套电源是容量为 1 800 MW 抽蓄电站，见图 1。

在 VSC-MTDC 的四端换流站中，张北和康保换流站采用孤岛换流站 VF 控制，丰宁换流站调节端可采用定直流电压控制 VSC-MTDC 的有功功率平衡，北京换流站采用定有功功率控制方式。因此，张北和康保新能源发电的波动将通过丰宁—金山

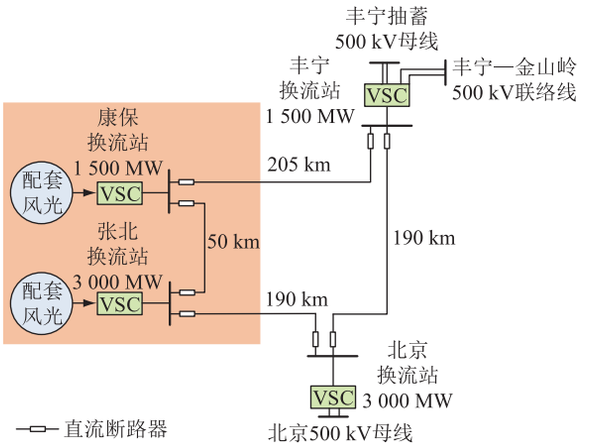


图 1　张北 MTDC 工程结构

Fig.1　Zhangbei MTDC grid project configuration

岭 500 kV 联络线传到主网。

1.2　新能源分钟级波动性分析

建设 VSC-MTDC 的目标是平稳地输送新能源,因此张北和康保新能源的波动特性是需要特别考虑的问题。对于长时间间隔的新能源波动,可以依靠新能源预测与丰宁端抽蓄电站配合设计发电计划来解决[17—18];而对于分钟级的偏离预测的新能源波动则需要进行波动特性分析,并根据分析结果进行波动抑制系统的设计。

由于张北和康保区域汇集的风电装机比光伏装机容量大很多,文中以该区域某风电汇集线的波动特性为例来进行分析。风电波动特性多采用概率法进行分析[19—20],文中采用固定时间间隔内功率波动量绝对值提取功率波动序列。假设风电功率序列的时间间隔 T_0取 1 min,功率波动序列记为:

$$\Delta P_i = |P_{i+1} - P_i| \quad i = 1,\cdots,M \qquad (1)$$

式中:P_i为当前时刻张家口区域某风电汇集站的功率值;M 为风电功率数据序列总长度。通过式(1)可得 $M-1$ 长度的功率波动序列,对该功率波动序列进行概率统计分析,其累计概率分布如图 2 所示。

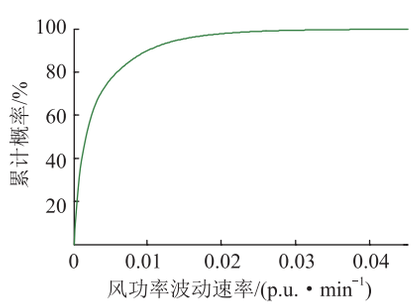


图 2　风功率波动速率累计概率

Fig.2　The cumulative probability of wind power fluctuation rate

由数据可得最大波动速率为 0.318 3 p.u./min,但总体都较小。由图 2 累计概率可知,99%以上的风功率波动都在 0.021 1 p.u./min 以内。若设置保证率为 99%,则瞬时风功率波动速率指标为0.021 1 p.u./min(折算 VSC-MTDC 汇集新能源总量的有名值为 95 MW/min)。

2　孤岛换流站虚拟频率控制策略

2.1　孤岛换流站 VF 控制

频率和电压是交流系统稳定的重要特征,当柔性直流电网接入新能源孤岛系统时,换流器应向无源网络供给稳定的交流电压和频率,该控制方式称为孤岛 VF 控制方式[15—16],控制逻辑如图 3 所示。

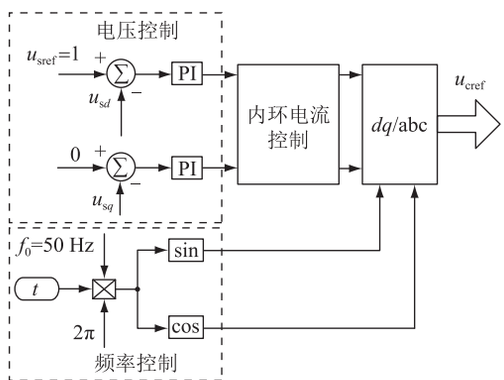


图 3　孤岛换流站 VF 控制

Fig.3　The VF control diagram of islanded VSC station

图 3 的电压控制里,交流电压幅值参考值 u_{sref} 设定为 1,电压 dq 轴控制得到 dq 轴电流参考值,再进入内环电流控制计算换流站交流侧电压的 dq 轴参考值。图 3 的频率控制里,直接用频率 50 Hz 的正弦波作参考对换流站交流侧电压的 dq 轴参考值做派克变换,得出 abc 三相的换流站交流侧电压参考值 u_{cref}。

2.2　孤岛换流站虚拟频率控制

由于孤岛换流站采用 VF 控制,故换流站将吸收配套新能源电源全部发电功率。在任何新能源发电波动情况下(不考虑振荡发生),无源电网的系统频率理论上应该保持 50 Hz 不变,目前风电场和光伏电站加入的一次调频[21—22](primary frequency regulation,PFR)功能在无源电网中不适用。若无源电网的波动全部传导到丰宁换流站,由抽蓄电站调节新能源的功率波动,抽蓄电站的调节压力会很大。因此,无源电网中配套的新能源电站也需对无序的波动进行调节,文中采用附加虚拟频率控制的方法,让张北和康保换流站发出的无源电网频率跟随新能源的功率波动进行变化,无源电网频率的大小反映新能源发电偏离计划的多少,频率的变化可以使风电场和光伏电站类似在交流电网一样使用 PFR 功能,进而对发出的有功功率自发调节。

孤岛换流站虚拟频率控制在新能源输出的总有功功率 P 小于发电计划曲线的总有功设定值 P_{plan} 时，无源电网虚拟频率下降，未满发的风电/光伏电站可根据频差大小增加有功功率；当 $P>P_{plan}$ 时，无源电网虚拟频率上升，风电、光伏电站可根据频差大小减小有功功率，以维持柔性直流电网的送端换流站尽可能地按照日前计划曲线送出，虚拟频率参考值计算逻辑如图 4 所示。

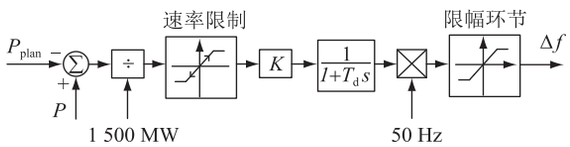


图 4　虚拟频率参考值计算

Fig.4　Virtual frequency reference calculation

图 4 中，换流站实时功率与当前时刻的计划功率求差，标幺化后进入速率限制模块。由 1.2 节分析可知，由于集群效应，张北地区新能源最大的波动速率约为每分钟 30%装机容量，因此超过该速率的波动可能由换流站故障或功率变送器故障引起。总之，正常的功率波动应在 0.005 p.u./s 以下，换流站配套新能源装机容量是换流站容量的 1.5 倍，因此速率限制设为 0.007 5 p.u./s。然后进入滤波环节，滤波时间常数 T_d 选为 0.6 s，再乘以频率-功率系数 K。考虑到目前风电机组的一次调频下垂系数一般设置为 10~50，文中考虑风电机组的一次调频下垂系数为 20，对应可得换流站频率-功率系数 K 为 0.05。最后，乘以 50 Hz 换算到频率有名值并经过限幅后得到 Δf，然后叠加到图 3 中的 f_0 上，得到最终的虚拟频率参考值 f_v。以张北换流站为例，这意味着功率波动 600 MW，频率变化 1 Hz。

3　仿真验证

在 PSCAD 上搭建四端 MTDC 只能对系统的故障态进行短时间的全电磁暂态仿真，为了能仿真较长时间过程，在 Matlab 平台搭建单端纯新能源接入的孤岛换流站系统，对使用换流站虚拟频率和风机 PFR 配合的广域联合发电方案进行仿真。如图 5 所示，A、B 风场分别汇集 45 MW，90 MW 风电，每个风电场都由 1.5 MW 的双馈风电机组构成。其中 A 风场不带 PFR 功能，B 风场具备 PFR 功能，风电 PFR 功能设计参照文献[23]。两者经过一级升压后到孤岛换流站交流侧，通过该柔直换流站送出到等效无穷大直流电源。虚拟频率控制与关键参数与 2.2 节一致，B 风场 PFR 的一次调频下垂系数设为 20。考虑到实际现场中会出现新能源输出的总有功功率小于或大于发电计划曲线的总有功设定值，分别对应设计 2 个仿真场景对整个系统的虚拟频率控制进行仿真验证。

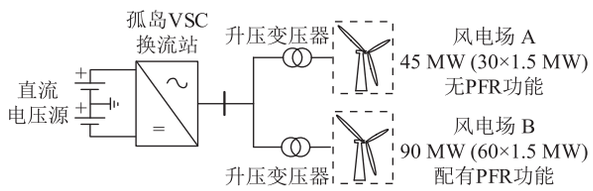


图 5　虚拟频率控制的数字仿真平台

Fig.5　Digital simulation platform of virtual frequency control

（1）场景一。初始状态时 A、B 风场风速均为 15 m/s，风机均满功率运行，A 风场出力 45 MW，B 风场出力 90 MW，换流站汇集 135 MW 风电送出。从第 10 s 起，A 风场风速先以 0.3 m/s 的速度下降到 30 s 时的 9 m/s，然后一直保持该风速到第 90 s。图 6 为换流站的总有功、A 风场总有功和 B 风场总有功的对比。

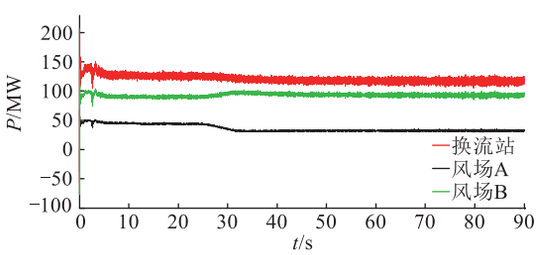


图 6　换流站总有功、A 风场有功和 B 风场有功（场景一）

Fig.6　The active power of VSC station, wind farm A and wind farm B (scenario one)

从图 6 可知，A 风场有功在 25 s 开始下降，32 s 时稳定在 32 MW，B 风场虽满发，但由于初始工况时桨距角还不是最小，因此通过释放转子动能与桨距角调节的配合可以长时间增加 5 MW 左右的有功弥补 A 风场产生的波动，从而使换流站总有功的波动尽量减小。

图 7 为 B 风场的风机转速、桨距角（桨距角的基值取初始值 8.7°）、有功的标幺值，从图中可以看出风机先释放转子动能增加有功出力，转速下降，紧接着速度较慢的桨距角调频功能开始启动。

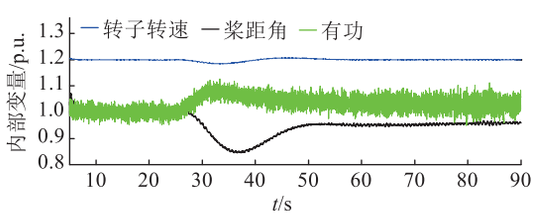


图 7　B 风场的单台风机内部变量（场景一）

Fig.7　Internal variables of a wind turbine in wind farm B (scenario one)

图 8 为无源电网虚拟频率控制计算的参考频率、无源电网实测频率(PLL 输出)曲线。从图中可以看出,参考频率与实测频率在参考频率变化较快时有较大区别,但是当参考频率稳定后,实测频率与参考频率相等。

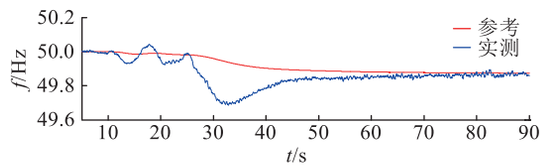


图 8　无源电网虚拟频率的参考频率与实测频率(场景一)

Fig.8　Comparison of virtual frequency and PLL measured frequency(scenario one)

(2) 场景二。初始状态 A 风场风速为 11 m/s,B 风场风速为 15 m/s,A 风场出力 32 MW,B 风场出力 90 MW,换流站汇集 122 MW 风电送出。从第 20 s起,A 风场风速先以 0.2 m/s 的速度上升到 40 s 时的 15 m/s,然后一直保持该风速到第 90 s。图 9 为换流站的总有功、A 风场总有功和 B 风场总有功的对比。

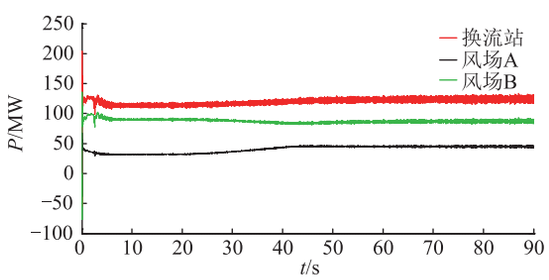


图 9　换流站总有功、A 风场有功和 B 风场有功(场景二)

Fig.9　The active power of VSC station,wind farm A and wind farm B(scenario two)

从图 9 可知,A 风场有功在 20 s 开始增加,42 s 时稳定在 45 MW,B 风场感受到系统频率上升后,下降了 5 MW 左右的有功弥补 A 风场产生的波动,从而使换流站总有功的波动尽量减小。

图 10 为 B 风场的风机转速、桨距角(桨距角的基值取初始值 8.7°)、有功的标幺值,从图中可以看出风机先存储转子动能增加有功出力、转速上升,然后紧接着速度较慢的桨距角调频功能开始启动。

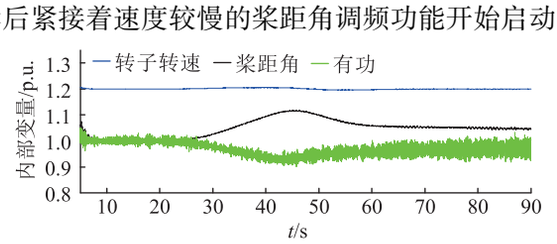


图 10　B 风场的单台风机内部变量(场景二)

Fig. 10　Internal variables of a wind turbine in wind farm B(scenario two)

图 11 为无源电网虚拟频率控制计算的参考频率、无源电网实测频率(PLL 输出)曲线。从图中可以看出,参考频率与实测频率在参考频率变化较快时有较大区别,但是当参考频率稳定后,实测频率与参考频率相等,与场景一类似。

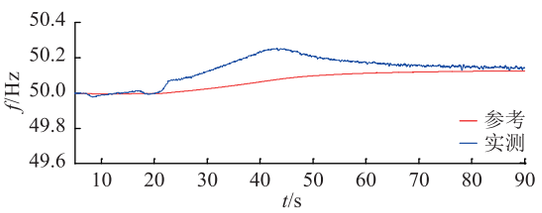


图 11　无源电网虚拟频率的参考频率与实测频率(场景二)

Fig.11　Comparison of virtual frequency and PLL measured frequency(scenario two)

4　结论

文中针对张北四端柔直工程中孤岛换流站连接的无源电网,进行无源电网内的新能源发电波动主动抑制方案设计,得到以下几点结论:

(1) 尽管单个新能源场站的短时功率波动可能达到 100%,但是由于大规模新能源的集群效应,功率波动要平缓的多。根据某区域的新能源波动特点,来设计虚拟频率控制的关键参数。

(2) 传统柔直孤岛换流站多出现在输送海上风电的工程中。孤岛换流站采用 VF 控制时,风电产生的波动将完全传递到受端。设计一个虚拟频率使得该频率可以反映孤岛换流站汇集的新能源发电实时有功功率和计划有功功率的差值,并利用新能源发电的一次调频功能进行调节,这模拟了交流电网的有功调节机制,对于孤岛换流站来说相当于抑制了偏离计划的波动。在孤岛换流站汇集的新能源规模较大时,这样的设计显得更为必要。

(3) 合理设计虚拟频率控制和新能源一次调频功能的控制策略和参数,无源电网运行没有因为增加有功-频率闭环而出现不稳定,在一片风场出现功率波动时,具备一次调频功能的风场正确调节,使得无源电网的总功率波动明显减小。同时,通过调频风机的关键参数来看,调频风机的运行正常。

(4) 无源电网增加虚拟频率控制后,计算的参考频率和实测频率(PLL 输出)之间在参考频率变化时会有区别,在参考频率稳定时二者趋于相等。相比参考频率,实测频率产生的较大超调量有利于风机更快速地参与一次调频,从而快速调节出力抑制偏离计划的波动。

参考文献:

[1] 汤广福. 基于电压源换流器的高压直流输电技术[M]. 北京:中国电力出版社,2010.
TANG Guangfu. Voltage source converter based HVDC power transmission technology [M]. Beijing: China Electric Power Press,2010.

[2] 潘垣,尹项根,胡家兵,等. 论基于柔直电网的西部风光能源集中开发与外送[J]. 电网技术,2016,40(12): 3621-3629.
PAN Yuan, YIN Xianggen, HU Jiabing, et al. Centralized exploitation and large-scale delivery of wind and solar energies in west China [J]. Power System Technology, 2016, 40 (12): 3621-3629.

[3] 刘莹,吴林林,徐曼,等. 考虑新能源集群孤网接入的柔直换流站稳态运行区间研究[J]. 华北电力技术, 2017(6):8-13.
LIU Ying, WU Linlin, XU Man, et al. Study on steady-state operation region of VSC-HVDC converter station connecting new energy cluster by isolated network [J]. North China Electric Power,2017(6):8-13.

[4] 蒋冠前,李志勇,杨慧霞,等. 柔性直流输电系统拓扑结构研究综述[J]. 电力系统保护与控制,2015,43(15):145-153.
JIANG Guanqian, LI Zhiyong, YAN Huixia, et al. Research review on topological structure of flexible HVDC system[J]. Power System Protection and Control,2015,43(15):145-153.

[5] 刘亚南,徐研,韩华春,等. 多端背靠背柔性直流互联系统负载均衡[J]. 电力工程技术,2018,37(3):84-90.
LIU Ya'nan, XU Yan, HAN Huachun, et al. Load balancing of multi-terminal back-to-back flexible DC interconnection system [J]. Electric Power Engineering Technology, 2018, 37 (3): 84-90.

[6] 蔡明,陈涛,张松光,等. 多端柔性直流输电系统的功率协调控制策略[J]. 广东电力,2019,32(6):101-107.
CAI Ming, CHEN Tao, ZHANG Songguang, et al. Power coordinated control strategy for multi-terminal VSC-HVDC transmission system [J]. Guangdong Electric Power, 2019, 32 (6): 101-107.

[7] 张娜,方舟,张元明,等. 张北柔性直流保护通道传输时延研究与应用[J]. 电力信息与通信技术,2018,16(9):55-60.
ZHANG Na, FANG Zhou, ZHANG Yuanming, et al. Research and application of transmission latency of line protection system of VSC-HVDC[J]. Electric Power Information and Communication Technology,2018,16(9):55-60.

[8] SHI G, WU G X, CAI X, et al. Coordinated control of multi-terminal VSC-HVDC transmission for large offshore wind farms [C]//Proceedings of the 7th International Power Electronics and Motion Control Conference. IPEMC,2012:1278-1282.

[9] 张祖安,黎小林,陈名,等. 应用于南澳多端柔性直流工程中的高压直流断路器关键技术参数研究[J]. 电网技术,2017,41(8):2417-2422.
ZHANG Zu'an, LI Xiaolin, CHEN Ming, et al. Research on critical technical parameters of HVDC circuit breakers applied in Nan'ao multi-terminal VSC-HVDC project [J]. Power System Technology,2017,41(8):2417-2422.

[10] 陈名,饶宏,李立涅,等. 南澳柔性直流输电系统主接线分析[J]. 南方电网技术,2012,6(6):1-5.
CHEN Ming, RAO Hong, LI Licheng, et al. Analysis on the main wiring of Nan'ao VSC-HVDC tranmission system [J]. Southern Power System Technology,2012,6(6):1-5.

[11] 董桓锋,唐庚,侯俊贤,等. 海上风电接入多端柔性直流输电系统中换流站退出运行时直流功率再分配策略[J]. 电网技术,2017,41(5):1398-1406.
DONG Huanfeng, TANG Gen, HOU Junxian, et al. Optimized power redistribution of VSC-MTDC transmissions with offshore wind farms integrated after onshore converter outage[J]. Power System Technology,2017,41(5):1398-1406.

[12] 刘林,尹明,杨方,等. 德国海上风电发展分析及启示[J]. 能源技术经济,2011,23(8):47-52.
LIU Lin, YIN Ming, YANG Fang, et al. German offshore wind power development: analysis and enlightenment [J]. Energy Technology and Economics,2011,23(8):47-52.

[13] 杨方,尹明,刘林. 欧洲海上风电并网技术分析与政策解读[J]. 能源技术经济,2011,23(10):51-55.
YANG Fang, YIN Ming, LIU Lin. European offshore wind power integration: technique analysis and policy interpretation [J]. Energy Technology and Economics,2011,23(10):51-55.

[14] 徐进,金逸,胡从川,等. 适用于海上风电并网的多端柔性直流系统自适应下垂控制研究[J]. 电力系统保护与控制,2018,46(4):78-85.
XU Jin, JIN Yi, HU Congchuan, et al. DC voltage adaptive droop control of multi-terminal VSC-HVDC system for offshore wind farms integration[J]. Power System Protection and Control,2018,46(4):78-85.

[15] 管敏渊,张静,刘强,等. 柔性直流输电系统的联网和孤岛运行通用控制策略[J]. 电力系统自动化,2015,39(15):103-109.
GUAN Minyuan, ZHANG Jing, LIU Qiang, et al. Generalize control strategy for grid-connected and island operation of VSC-HVDC system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015,39(15):103-109.

[16] SHAH R, BARNES M, PREECE R. Offshore AC grid management for an AC integrated VSC-HVDC scheme with large WPPs[C]//2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting. IEEE,2016:1-5.

[17] 李文锋,张健,卜广全,等. 抽蓄电站和经多端柔性直流电网接入的大规模新能源间的协调互补优化控制方案[J]. 电力系统保护与控制,2017,45(23):130-135.
LI Wenfeng, ZHANG Jian, BU Guangquan, et al. A coordinate complementary optimization control scheme between pumped storage station and large-scale new renewable integrated through VSC-MTDC [J]. Power System Protection and Control, 2017,45(23):130-135.

[18] LI J, WANG S, YE L, et al. A coordinated dispatch method with pumped-storage and battery-storage for compensating the variation of wind power[J]. Protection and Control of Modern Power Systems,2018,3(2):1-14.

[19] 陶玉波,陈昊,秦晓辉,等. 短期风电功率预测概念和模型

与方法[J]. 电力工程技术,2018,37(5):7-13.
TAO Yubo, CHEN Hao, QIN Xiaohui, et al. A review of the short-term wind power forecasting theory, model and approach [J]. Electric Power Engineering Technology, 2018, 37(5): 7-13.

[20] 吕颖,鲁广明,谢昶,等. 考虑大规模集中接入风电功率波动相关性的在线概率安全评估[J]. 电网技术, 2018,42(4):1140-1148.
LYU Ying, LU Guangming, XIE Chang, et al. Online probabilistic security assessment considering centralized integration of large scale wind power[J]. Power System Technology, 2018, 42(4):1140-1148.

[21] 张健,李文锋,王晖,等. 多电源梯级调频方案及风电场级调频时序优化策略[J]. 电力系统自动化,2019,43(15):93-100.
ZHANG Jian, LI Wenfeng, WANG Hui, et al. Multi-source cascaded frequency modulation scheme and time-sequence optimization strategy of frequency modulation at level of wind farm [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(15): 93-100.

[22] 赵嘉兴,高伟,上官明霞,等. 风电参与电力系统调频综述[J]. 电力系统保护与控制,2017,45(21):157-169.
ZHAO Jiaxing, GAO Wei, SHANGGUAN Mingxia, et al. Review on frequency regulation technology of power grid by wind farm[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(21): 157-169.

[23] 张昭志. 风电场并网辅助调频控制策略研究[D]. 兰州:兰州理工大学,2016:34-44.
ZHANG Zhaozhi. Control strategy of wind farm for power system auxiliary frequency regulation[D]. Lanzhou: Lanzhou University of Technology, 2016: 34-44.

作者简介:


郭贤珊

郭贤珊(1972),男,硕士,教授级高级工程师,从事直流输电相关工作(E-mail:xianshanguo@sgcc.com.cn);

王晖(1985),男,博士,高级工程师,从事电力系统建模、仿真、网源协调相关工作;

卜广全(1962),男,博士,教授级高级工程师,从事电力系统运行与控制相关工作。

Virtual frequency control of islanded large-scale renewable energy power system delivered by Zhangbei VSC-HVDC

GUO Xianshan[1], WANG Hui[2], BU Guangquan[2], LI Wenfeng[2], ZHAO Bing[2], ZHANG Jian[2]
(1. State Grid Corporation of China, Beijing 100031, China;
2. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China)

Abstract: Voltage source converter based high voltage direct current(VSC-HVDC) provides a new way to solve grid-connected accommodation problem of renewable energy. However, the active power fluctuation of renewable energy will be transmitted to receiving-end power grid through VSC-HVDC under no additional control. In order to solve active power fluctuation problem of renewable energy grid-connected through VSC-HVDC, an islanded large-scale renewable energy power system in Zhangjiakou area which delivered by VSC-HVDC is studied. The short-time power fluctuation characteristic of wind farms in this area is obtained by actual operation data analysis. A virtual frequency control strategy is designed on the basis of voltage frequency (VF) control in an islanded VSC station. Thus, the active regulation of power fluctuation function can be realized by proposed virtual frequency control in VSC station and primary frequency regulation(PFR) in renewable power generation. Finally, a simulation platform of large-scale wind power delivered by single terminal VSC-HVDC is built. Simulation results testify that the power fluctuation is well regulated by proposed virtual frequency control cooperated with the PFR control in terms of wind power generation operated normally.

Keywords: islanded renewable power system; virtual frequency; primary frequency regulation of renewable power station; active regulation of power fluctuation; voltage source converter based high voltage direct current(VSC-HVDC)

(编辑 吴楠)