

多端电压源型直流系统的功率协调控制技术

付 媛,王 毅,张祥宇,罗应立

(华北电力大学 新能源电力系统国家重点实验室,河北 保定 071003)

摘要: 为维持扰动后多端电压源型直流系统内功率平衡及各端电网的电能质量,定义自由运行、下垂运行和限流运行 3 种运行模式。根据直流电压-有功及有功-频率调节特性,分别提出在不同运行模式下采用相应的功率协调控制策略,使系统内各端换流站能够共同参与功率协调,增强系统对有功扰动的承受能力。通过对含风电的多端电压源型直流系统的仿真分析表明,所提出的 3 种运行模式以及有功协调控制策略有助于系统遭受扰动后有功功率恢复平衡,提高系统运行的稳定性。

关键词: 多端直流; 直流输电; 协调控制; 功率控制; 稳定性; 控制; 风电

中图分类号: TM 721.1

文献标识码: A

DOI: 10.3969/j.issn.1006-6047.2014.09.022

0 引言

多端直流 MTDC(Multi-Terminal Direct Current)输电技术为新能源大规模并网提供了一种灵活、可靠的技术解决方案。电压源型 MTDC(VSC-MTDC)系统不仅拥有双端直流输电所具备的有功/无功功率独立控制、向无源负荷供电、潮流反转、稳定交流母线电压等运行特性^[1-6],并且在多电源供电、多落点受电的组网模式下,多端直流输电能够将地理位置不同的分布式电源联网,向多个负荷中心供电,从而更有效地解决新能源并网消纳问题^[7-8]。

VSC-MTDC 可以隔离各端电网间的相互影响,有利于系统接纳具有间歇性、随机性的新能源,然而系统受到扰动后,多端换流站间则需要通过协调控制来增强系统运行可靠性。为确保 VSC-MTDC 系统安全运行,电网受到扰动后通常可采用以下 3 种控制方案维持直流网络功率平衡:控制直流电压侧换流站故障时,选取系统中具有功率调节能力的换流站进行定功率控制与定直流电压模式切换,确保直流网络的稳定运行^[9-12];控制直流电压侧换流站故障或限流时,各端换流站采用直流电压下垂控制,共同分担系统中不平衡功率,有效避免单个换流站过载^[13];系统中各换流站均采用直流电压下垂运行方式,发挥各端电网的调节能力,但直流电压会出现一定程度的波动^[14-16]。以上控制方案发挥出了系统多端功率可控的优势,但并未充分考虑多换流站参与功率调节后各端电网的安全运行。此外,针对不同类型扰动对系统安全运行造成的影响,VSC-MTDC 应采取的解决方案尚需进一步完善。

为保证任一端电网受到扰动后,VSC-MTDC 系统能够维持稳定运行,本文提出一种新的有功协调控制策略。在判断扰动位置后,根据扰动对电网电能质量的危害程度,系统可运行在所提出的自由、下垂和限流 3 种运行模式下,换流站则根据直流电压-有功以及有功-频率调节特性,采取相应的功率协调方案,削弱因扰动引起的功率不平衡对 MTDC 系统安全运行的影响。为验证所提控制方案的有效性,本文建立 VSC-MTDC 系统及其控制模型,对系统运行在各模式下,各端换流站参与功率协调的动态过程进行仿真研究。

1 VSC-MTDC 系统结构与控制策略

常规火电与分布式新能源联合组网以 MTDC 输电的形式送至远方负荷中心,可以大幅提高新能源的输送能力,降低外送成本。图1 为含风电的 MTDC 系统环形拓扑结构图。风电场换流站 W-VSC 将汇集的风电功率经整流后输送到直流电网,与常规电网换流站 G-VSC 组成送端换流站,通过直流网络连接远方负荷中心,并由换流站 L-VSC₁ 和 L-VSC₂ 组成受端换流站。

为保证 MTDC 系统电压稳定,VSC-MTDC 系统内通常选取一端具有较强功率调节能力的换流站 G-VSC 控制直流电压;W-VSC 则采用恒压恒频控制,保证本端电网的电能质量,并实时汇集风电功率;其余各端换流站 L-VSC 可根据发电计划,采用定功率控制实现功率分配,将风电功率及部分火电厂功率送至负荷中心。分布式风电经 W-VSC 汇集后,可削弱新能源自身的波动性对系统的扰动,而系统相对独立的送电通道也可避免落点过于集中,从而提高了大规模风电的集中输送能力。

目前,VSC-MTDC 系统为发挥多端换流站的功率协调能力,各端换流站在控制直流电压侧故障或限流时通常采用下垂特性控制,自然分配系统功率变化

收稿日期:2013-08-17;修回日期:2014-07-07

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51277072);中央高校基本科研业务费专项资金资助项目(2014MS97,2014ZZD11)
Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51277072) and the Fundamental Research Funds for the Central Universities(2014MS97,2014ZZD11)

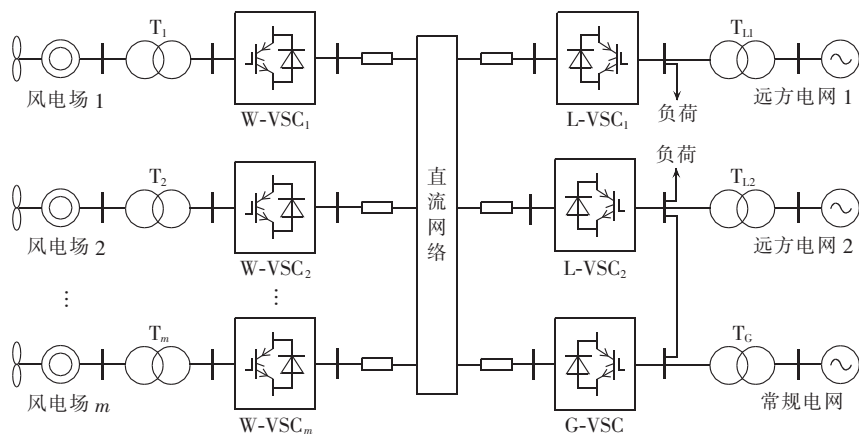


图 1 MTDC 系统结构图
Fig.1 Structure of MTDC system

量。但该控制方案需改进以下几点:各端换流站应针对不同位置扰动,采取相应的控制措施实现功率协调;各端换流站参与功率协调时,应考虑该侧电网的电能质量;合理整定并启动下垂控制,避免直流电压频繁波动。

2 VSC-MTDC 系统的功率协调控制策略

2.1 扰动对 VSC-MTDC 系统的影响

VSC-MTDC 系统内的扰动可按其发生位置分为 3 类,即来自 G-VSC 端、L-VSC 端以及 W-VSC 端的扰动,确定扰动位置后进而采取相应的功率协调控制方案,维持系统的稳定运行。其中,G-VSC 端扰动主要有该侧电网负荷变化、换流站故障或退出运行;L-VSC 端扰动主要包括本端负荷的变化以及功率外送线路发生故障,造成外送功率阻塞;W-VSC 端扰动主要体现在新能源输送功率的不稳定性,如风速变化、风电机组故障脱网,以及汇流线路发生故障使馈入直流网络功率受限。

系统遭受上述扰动后,直流电网内将出现不平衡功率,威胁各端换流站及所连电网的安全运行。VSC-MTDC 系统应首先判定扰动类型,进而采取合适的功率协调解决方案,如 G-VSC 退出运行,系统需重新选取具有较大功率裕量的换流站将其控制模式切换至定直流电压控制;W-VSC 馈入系统功率不稳定,则需要 G-VSC 或与 L-VSC 共同进行功率调节,削弱新能源对系统安全运行的影响;L-VSC 端电网无法稳定运行时,则需要改变其定功率控制模式,寻求 G-VSC 端的功率支持。因此,多端换流站之间的功率协调控制需要针对不同类型的扰动采取相应的解决方案。

2.2 G-VSC 端受扰动后的功率协调控制策略

G-VSC(或与常规电网交流连接的远方电网 2)端受到扰动,常规电网和远方电网 2 可在自身功率裕量内进行功率调节,但如果扰动期间无法保证该侧电

网电能质量,则需其余端电网参与功率协调,为其提供有效的支持。因此,综合考虑扰动对系统造成的影响,根据 G-VSC 端电网频率和电流,将 VSC-MTDC 系统分为自由运行、下垂运行和限流运行 3 种运行模式,对应图 2 中分别用 $N=1,2,3$ 表示。 $|\Delta f_{il}|$ 和 I_{l2} 分别为控制模式切换处的门槛频率和门槛电流。本文考虑到电网的电能质量和常规电网的功率裕量, $|\Delta f_{il}|$ 和 I_{l2} 分别选定为 0.2 Hz 及 1.2 p.u.。为避免运行过程中工作方式的频繁切换,在切换点处分别采用频率和电流滞环控制。

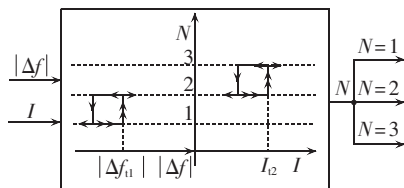


图 2 VSC-MTDC 系统的 3 种运行模式
Fig.2 Three operating modes of VSC-MTDC system

a. 自由运行模式。

自由运行模式中,G-VSC 端交流电网频率的变化量满足 $|\Delta f| \leq 0.2 \text{ Hz}$,电流满足 $I < 1.2 \text{ p.u.}$,对应于图 2 中 $N=1$ 。该模式下,VSC-MTDC 系统始终能够为用户提供优质的电能质量。当系统经受扰动时,G-VSC 和 L-VSC₂ 端交流电网共同承担系统全部不平衡功率,并维持直流电压恒定,各端换流站无需参与有功协调控制。当 G-VSC 的功率调节超出一定容量致使电网电能质量得不到保障时,VSC-MTDC 系统进入下垂运行模式。

b. 下垂运行模式。

下垂运行模式中,G-VSC 端交流电网频率的变化量满足 $|\Delta f| > 0.2 \text{ Hz}$,电流满足 $I < 1.2 \text{ p.u.}$,对应于图 2 中 $N=2$ 。为保证电网的频率质量,需要与 G-VSC 直接联网的 L-VSC₂ 进行有功功率/系统频率 (P/f_2) 下垂控制,以便多端共同参与功率协调。L-VSC₂ 的有功功率可表示为:

$$P_{dc_L2} = P_{dc_L2}^* + k_{L2} \Delta f_L \quad (1)$$

其中, $P_{dc_L2}^*$ 为 L-VSC₂ 端换流站功率 P_{dc_L2} 的基准值; k_{L2} 为 P/f_2 的下垂系数, $k_{L2} = \Delta P_{L2_max} / 0.5$, ΔP_{L2_max} 为 L-VSC₂ 功率最大调节量; Δf_L 为 L-VSC₂ 端电网频率。

图 3 为 L-VSC₂ 的控制结构图。

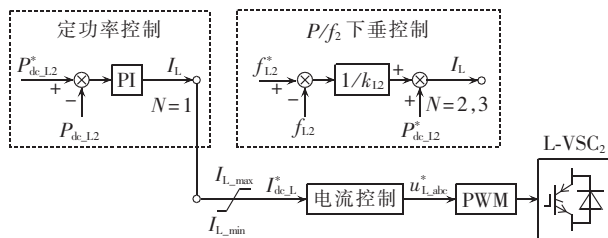


图 3 L-VSC₂ 控制结构图

Fig.3 Control structure of L-VSC₂

在此基础上, G-VSC 由定直流电压控制变为直流电压/直流电流 (U_{dc}/I_{dc}) 下垂控制, 使各端共同分担 G-VSC 的功率调节压力。 U_{dc}/I_{dc} 下垂特性表示为:

$$U_{dc_G} = U_{dc_G}^* - k_G I_{dc_G} \quad (2)$$

其中, k_G 为 U_{dc}/I_{dc} 的下垂系数, $k_G = 0.1/I_{dc_Gmax}$, I_{dc_Gmax} 为 G-VSC 直流侧电流 I_{dc_G} 的最大值; $U_{dc_G}^*$ 为直流电压 U_{dc_G} 的参考值。

G-VSC 控制结构如图 4 所示。

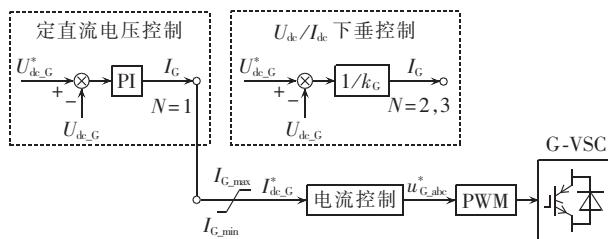


图 4 G-VSC 控制结构图

Fig.4 Control structure of G-VSC

G-VSC 采用 U_{dc}/I_{dc} 下垂控制, 使得 L-VSC₁ 和 W-VSC 可以根据直流电压的变化量参与功率协调。 L-VSC₁ 在定功率 $P_{dc_L1}^*$ 基础上增加功率变化量 ΔP_{L1} , 分担系统不平衡功率。直流电压/有功功率 (U_{dc}/P) 下垂特性可表示为:

$$U_{dc_L1} = U_{dc_L1}^* - k_{L1} (P_{dc_L1} - P_{dc_L1}^*) \quad (3)$$

其中, k_{L1} 为 U_{dc}/P 的下垂系数, $k_{L1} = 0.1/\Delta P_{L1_max}$; $U_{dc_L1}^*$ 为 L-VSC₁ 侧直流电网电压 U_{dc_L1} 的参考值。

L-VSC₁ 的控制结构如图 5 所示。

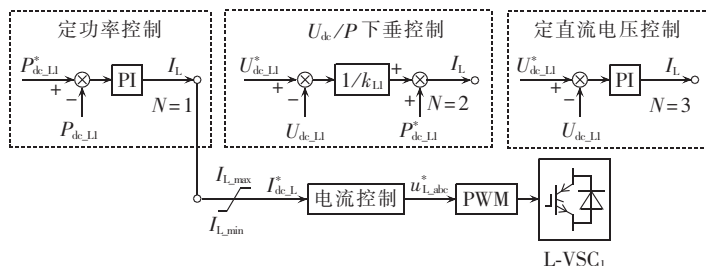


图 5 L-VSC₁ 控制结构图

Fig.5 Control structure of L-VSC₁

c. 限流运行模式。

当 G-VSC 电流 $I \geq 1.2$ p.u. 后, VSC-MTDC 系统进入限流运行模式, 对应于图 2 中 $N=3$ 。在限流模式下, G-VSC 功率调节能力已达到极限, 直流网络电压将出现剧烈波动。此时, 系统需重新选择具有较大功率裕量的 L-VSC₁ 控制直流电压, 维持系统功率平衡, G-VSC 则保持极限功率恒定, 控制结构如图 4 和图 5 所示。

2.3 L-VSC₁ 端受扰动后的功率协调控制策略

L-VSC₁ 端电网自身受到扰动时, 由于换流站定功率控制, 使直流电网内功率平衡状态未受影响, 但这将造成该端电网缺乏功率调节能力, 导致扰动后电能质量下降。为保证电网的频率质量以及从直流网络中获得功率支持, 需要 L-VSC₁ 仿照式(1)进行有功功率/系统频率 (P/f_1) 下垂控制, 以便多端共同参与功率协调。

L-VSC₁ 采用 P/f_1 下垂控制后, G-VSC 和 L-VSC₂ 端电网即可进行功率支持。若 L-VSC₁ 端电网出现严重扰动, 则需要 G-VSC 启动 U_{dc}/I_{dc} 下垂控制, 甚至进入限流模式, 使得其余换流站 W-VSC 能够进一步分担不平衡功率。

2.4 W-VSC 端受扰动后的功率协调控制策略

W-VSC 采用恒压恒频控制策略, 保证了新能源侧电网的电能质量, 并且机组输出功率保持最大功率跟踪, 因此, VSC-MTDC 系统其余端扰动对新能源电网运行的影响很小。W-VSC 端电网若参与功率协调控制, 减小功率突变初期的冲击, 可在系统进入下垂运行模式后, 通过直流电压/新能源机组输出功率 (U_{dc}/P_g) 下垂控制为系统提供短时的功率支持, 可仿照式(3)表示。

然而, 当 W-VSC 端电网出现扰动后, G-VSC 和 L-VSC₂ 端电网应首先承担功率调节, 若系统进入下垂运行, G-VSC 采用 U_{dc}/I_{dc} 下垂控制, 则 L-VSC₁ 可通过 U_{dc}/P 控制参与功率协调, 直至 G-VSC 功率调节能力达到极限, 换流站切换控制模式使得平衡点转移。

综上, 任一端电网受到扰动后, VSC-MTDC 系统各端换流站采取的功率协调控制策略如表 1 所示。

首先确定 VSC-MTDC 系统的扰动类型, 进而根

表 1 各端换流站的功率协调控制策略
Tab.1 Power coordinated control strategies of different terminal converters

扰动端	模式	功率协调控制策略			
		G-VSC	L-VSC ₁	L-VSC ₂	W-VSC
G-VSC 或 L-VSC ₂	自由运行	定直流电压	定功率	P/f_2 下垂	恒压恒频
	下垂运行	U_{dk}/I_{dk} 下垂	U_{dk}/P 下垂	P/f_2 下垂	U_{dk}/P_g 下垂
	限流运行	U_{dk}/I_{dk} 下垂	定直流电压	P/f_2 下垂	U_{dk}/P_g 下垂
W-VSC	自由运行	定直流电压	定功率	定功率	恒压恒频
	下垂运行	U_{dk}/I_{dk} 下垂	U_{dk}/P 下垂	U_{dk}/P 下垂	恒压恒频
	限流运行	U_{dk}/I_{dk} 下垂	定直流电压	定功率	恒压恒频
L-VSC ₁	自由运行	定直流电压	P/f_1 下垂	定功率	恒压恒频
	下垂运行	U_{dk}/I_{dk} 下垂	P/f_1 下垂	U_{dk}/P 下垂	U_{dk}/P_g 下垂
	限流运行	U_{dk}/I_{dk} 下垂	P/f_1 下垂	定直流电压	U_{dk}/P_g 下垂

据受扰动程度分成 3 种运行模式,并分别采取相应的功率协调控制方案,合理启动下垂控制,避免直流电压频繁波动,保证各端电网为直流系统提供功率支持的同时,改善 VSC-MTDC 系统的可靠性和供电质量。

3 仿真分析

3.1 系统简介

为验证在所提控制策略下,VSC-MTDC 系统通过各端间功率协调,对扰动承受能力的改善作用,利用 MATLAB/Simulink 仿真软件建立了如图 6 所示的交直流混联仿真系统。系统中 3 个常规火电厂(G_2 、 G_3 和 G_4)装机容量分别为 $1800\text{ MV}\cdot\text{A}$ 、 $800\text{ MV}\cdot\text{A}$ 和 $600\text{ MV}\cdot\text{A}$,2 个风电场分别由 300 台 2 MW 双馈风电机组组成,风电场和火电厂均视为等值机组。下面给出具体参数(未注明单位的均为标么值)。2 MW 风机参数为:定子电阻 $R_s=0.0108$,定子电感 $L_s=0.102$,转子电阻 $R_r=0.01$,转子电感 $L_r=0.11$,励磁电感 $L_m=3.362$,转动惯量 $H=3\text{ s}$ 。同步发电机 G_2 参数为:直轴电抗 $X_d=2$,暂态直轴电抗 $X'_d=0.35$,次暂态直轴电抗 $X''_d=0.252$,交轴电抗 $X_q=2.19$,次暂态交轴电抗 $X''_q=0.243$,定子电阻 $R_s=0.0045$,定子电抗 $X_1=0.117$,直轴暂态时间常数 $T'_{d0}=8$,直轴次暂态时间常数 $T''_{d0}=0.0681$,交轴暂态时间常数 $T'_{q0}=0.9$,转动惯量 $H=$

5.2 s 。同步发电机 G_3 和 G_4 参数为:直轴电抗 $X_d=2.13$,暂态直轴电抗 $X'_d=0.308$,次暂态直轴电抗 $X''_d=0.234$,交轴电抗 $X_q=2.07$,次暂态交轴电抗 $X''_q=0.234$,定子电阻 $R_s=0.005$,定子电抗 $X_1=0.117$,直轴暂态时间常数 $T'_{d0}=6.09$,直轴次暂态时间常数 $T''_{d0}=0.033$,交轴次暂态时间常数 $T'_{q0}=0.029$,转动惯量 $H=3.84\text{ s}$ 。系统稳定运行时,各端换流站功率分配情况见表 2。下面给出在所提控制方案下,直流网络出现功率不平衡后,各端换流站的动态响应。仿真结果中功率、电压均采用标么值,下标 0 表示采用协调控制前的响应情况。

表 2 各端换流站的功率分配
Tab.2 Power distribution among different terminal converters

换流站	功率基值/MW	功率
W-VSC ₁	1000	0.19
W-VSC ₂	1000	0.21
G-VSC	1000	0.93
L-VSC ₁	1000	-0.55
L-VSC ₂	1000	-0.75

3.2 G-VSC 端的负荷变化

仿真过程中,G-VSC 端负荷 L_1 在 3 s 时由 300 MW 增至 450 MW,13 s 时再减至 300 MW,引起该侧电网频率突变。图 7 为负荷变化后,系统采用所提功率协调控制策略前后,G-VSC 端电网频率、直流电压以及

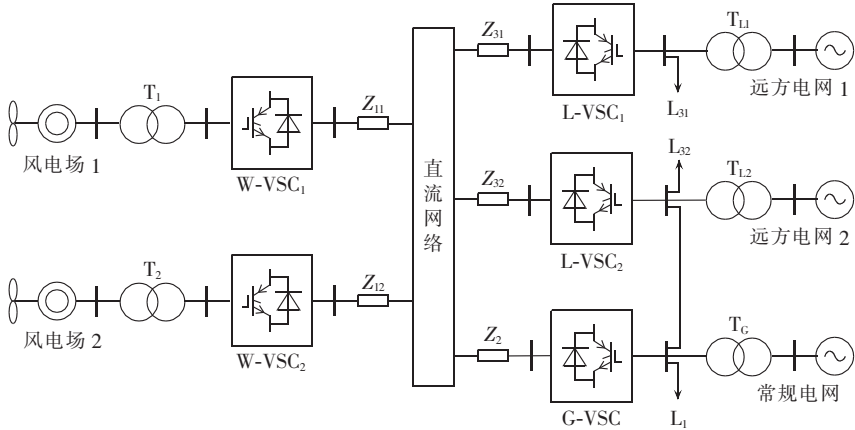


图 6 仿真系统结构图
Fig.6 Structure of simulation system

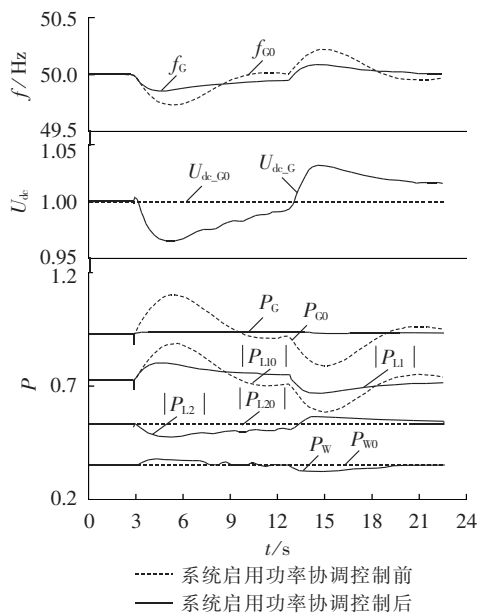


图 7 G-VSC 端负荷变化下 VSC-MTDC 系统的动态响应

Fig.7 Dynamic responses of VSC-MTDC system to load variation at G-VSC side

其余各端换流站功率支持的动态响应。

如图 7 所示, G-VSC 端 3 s 时负荷增加, 在交流联网的两端共同功率支持下, G-VSC 侧电网频率降低, 此时需要直流网络为其提供功率支持, 维持电网的频率质量。首先与 G-VSC 交流联网的 L-VSC₂ 进行 P/f_2 下垂控制, G-VSC 独立进行功率支持, 当 G-VSC 提供的功率不足以维持本端电网电能质量时, 系统由自由运行模式进入下垂运行阶段。G-VSC 通过 U_{dc}/I_{dc} 下垂控制, 系统直流电压出现明显降落, 达到 0.96 p.u., 直流网络的其他端根据直流电压的变化参与系统内功率协调。L-VSC₁ 通过检测直流电压信号, 减小了受电需求, 而 W-VSC 则通过增加馈入系统功率, 缓解了扰动对 G-VSC 侧电网安全运行的影响。另外, 该侧电网负荷在 13 s 减小后, 在多端功率共同协调下, G-VSC 端电网频率始终保持在允许值范围 (0.2 Hz) 内, 使得系统的功率协调能力得到了显著增强。

3.3 W-VSC 端的风速变化

初始风速为 8 m/s, 风电机组采用最大功率跟踪控制。仿真过程中, 在 3 s 时风速由 8 m/s 增至 9 m/s, 在 13 s 时再减至 7 m/s, 引起风电功率的突变, 导致 VSC-MTDC 系统内功率不平衡。图 8 为系统采用有功协调控制方案前后, W-VSC 端电网频率、直流电压和各端换流站的动态响应。

如图 8 所示, 风速在 3 s 时突增至 9 m/s, 风电场的功率增至 0.3 p.u., 在交流联网的两端共同支持下, 直流电网电压保持稳定, 系统频率 f_{G0} 增加到 50.3 Hz。为改善该侧电网电能质量, 系统需进入下垂运行, 由

直流网络的 L-VSC₁ 换流站分担不平衡功率。在所提功率协调控制策略下, G-VSC 采用 U_{dc}/I_{dc} 下垂控制, 直流电压 $U_{dc,G}$ 快速升高至 1.07 p.u.。而 L-VSC₁ 根据直流电压变化, 在 U_{dc}/P 下垂控制下, 增加了部分功率需求, 吸收系统内过剩的功率, 从而分担了 G-VSC 的功率调节压力, 该侧电网频率升高幅度减小了 33%。另外, 13 s 时, 风速减小, G-VSC 和 L-VSC₂ 端电网共同补偿风功率引起的功率缺额, 造成该侧频率跌落。然而, 通过 G-VSC、L-VSC₁ 和 L-VSC₂ 功率协调控制, G-VSC 侧频率质量得到改善, 削弱了风电功率波动对系统安全运行的影响。

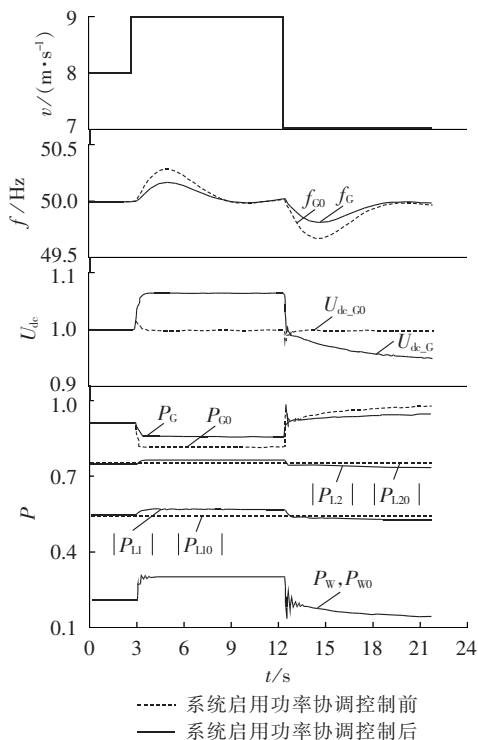


图 8 W-VSC 端风速变化下 VSC-MTDC 系统的动态响应

Fig.8 Dynamic responses of VSC-MTDC system to wind speed variation at W-VSC side

3.4 L-VSC 端的负荷变化

仿真过程中, 在 3 s 时负荷 L_{31} 由 300 MW 增至 450 MW, 在 13 s 时再减至 300 MW, 引起该侧电网频率发生突变。图 9 为采用功率协调控制前后, G-VSC 端电网频率、直流电压和各端换流站功率的动态响应。

由图 9 知, 采用所提协调控制策略后, L-VSC₁ 在 P/f_1 下垂控制下增加受电需求, G-VSC 和 L-VSC₂ 端电网无法承担 150 MW 突增负荷, 系统频率大幅跌落。系统进入下垂运行, 直流电网电压 $U_{dc,G}$ 快速减小。而风电在根据直流电压变化, 在 U_{dcW}/P_g 下垂控制下, 调整有功功率输送, 从而分担了 G-VSC 的功率调节压力, 也使电网频率质量得到了明显改善。13 s 时, 负荷 L_{31} 减小, 通过功率协调, L-VSC₁ 端电网剩余功率被其余端共同分担, 保证了该侧电网的供电质量。

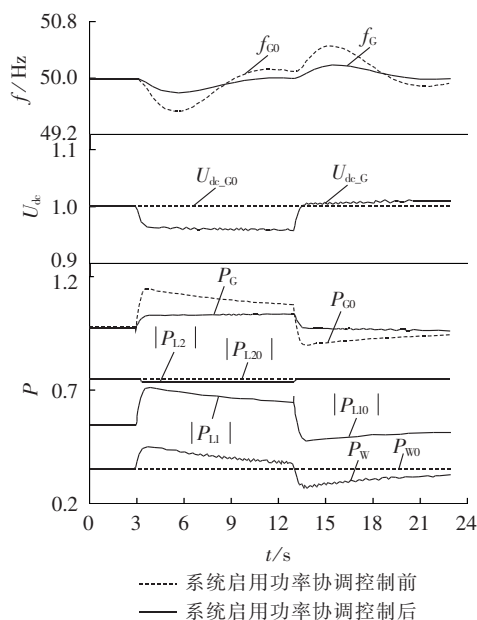


图9 L-VSC₁端负荷变化下VSC-MTDC系统的动态响应

Fig.9 Dynamic responses of VSC-MTDC system to load variation at L-VSC₁ side

4 结论

本文研究了VSC-MTDC系统的有功协调控制技术。针对任一端的电网扰动,各端换流站可通过相应的控制方案,削弱其对系统安全运行的影响,得出如下结论。

a. 综合考虑换流站功率裕量及电网频率质量,根据扰动对系统的影响程度将其分为自由、下垂、限流3种运行模式,进而合理启动下垂控制,避免直流电压频繁波动,并可利用各端换流站的功率协调能力,增强系统运行可靠性。

b. 当系统进入下垂运行后,换流站可根据各自的下垂特性协调分配系统内的不平衡功率,发挥系统内多端功率可控的优势,有效避免单个换流站限流,但下垂控制下,直流电压不再维持恒定。

c. 系统应根据遭受扰动情况分析扰动来源,本文通过直流电压-有功及有功-频率调节特性设定下垂控制环节,确保任一端电网出现扰动,系统均可采取相应的功率协调措施,在保证各端电网电能质量的同时,使多端共同参与功率调节。

参考文献:

- [1] BOZHKO S, BLASCO R, LI Risheng, et al. Control of offshore DFIG-based wind farm grid with line-commutated HVDC connection[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2007, 22(1): 71-78.
- [2] 任敬国, 李可军, 赵建国, 等. 基于N-1准则的VSC-MTDC输电系统稳态调控方案[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(2): 74-80.

steady-state control of VSC-MTDC transmission system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(2): 74-80.

- [3] LIANG Jun, JING Tianjun, GOMIS-BELLMUNT O, et al. Operation and control of multiterminal HVDC transmission for offshore wind farms[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2011, 26(4): 2596-2604.
- [4] CHEN Xia, SUN Haishun, WEN Jinyu, et al. Integrating wind farm to the grid using hybrid multiterminal HVDC technology[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2011, 47(2): 965-972.
- [5] 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): 60-66.
- CHEN Xia, LIN Weixing, SUN Haishun, et al. LCC-MTDC technology for wind farms integration[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2011, 26(7): 60-66.
- [6] 陈谦, 唐国庆, 王珂. 多端VSC-HVDC系统交直流潮流计算[J]. 电力自动化设备, 2005, 25(6): 1-6.
- CHEN Qian, TANG Guoqing, WANG Xun. AC-DC power flow algorithm for multi-terminal VSC-HVDC systems[J]. Electric Power Automation Equipment, 2005, 25(6): 1-6.
- [7] 王书征, 郑良广, 赵剑锋. 用于海上风电场并网的多模块变压器耦合型VSC-HVDC技术[J]. 电力自动化设备, 2011, 31(10): 101-106.
- WANG Shuzheng, ZHENG Lianguang, ZHAO Jianfeng. VSC-HVDC technology of multi-module transformer for grid-connection of offshore wind farm[J]. Electric Power Automation Equipment, 2011, 31(10): 101-106.
- [8] 王国强, 王志新, 张华强, 等. 基于DPC的海上风场VSC-HVDC变流器控制策略[J]. 电力自动化设备, 2011, 31(7): 115-119.
- WANG Guoqiang, WANG Zhixin, ZHANG Huaqiang, et al. DPC-based control strategy of VSC-HVDC converter for offshore wind farm[J]. Electric Power Automation Equipment, 2011, 31(7): 115-119.
- [9] 陈海荣. 交流系统故障时VSC-HVDC系统的控制和保护策略研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2007.
- CHEN Hairong. Control and protection of VSC based HVDC system under AC system fault conditions[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2007.
- [10] 吴俊宏, 艾芊. 多端柔性直流输电系统在风电场中的应用[J]. 电网技术, 2009, 33(4): 22-27.
- WU Junhong, AI Qian. Research on multiterminal VSC-HVDC system for wind-farms[J]. Power System Technology, 2009, 33(4): 22-27.
- [11] 丁涛, 张承学, 孙元博. 基于本地信号的VSC-MTDC输电系统控制策略[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(9): 44-48.
- DING Tao, ZHANG Chengxue, SUN Yuanbo. A control strategy based on local signal measuring for VSC-MTDC[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(9): 44-48.
- [12] REN Jingguo, LI Kejun, ZHAO Jianguo, et al. A multi-point DC voltage control strategy of VSCMTDC transmission system for integrating large scale offshore wind power[C]//Proceedings of IEEE Conference on Innovative Smart Grid Technologies-Asia. Tianjin, China: IEEE, 2000: 1-4.
- [13] 阮思烨, 李国杰, 孙元章. 多端电压源型直流输电系统控制策略[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(12): 57-60.
- RUAN Siye, LI Guojie, SUN Yuanzhang. A control strategy for multi-infeed VSC-HVDC system[J]. Automation of Electric Power

Systems, 2009, 33(12): 57-60.

- [14] 陈谦,唐国庆,潘诗锋. 采用多点直流电压控制方式的VSC多端直流输电系统[J]. 电力自动化设备, 2004, 24(5): 10-15.

CHEN Qian, TANG Guoqing, PAN Shifeng. VSC - MTDC using multiterminal DC voltage control scheme[J]. Electric Power Automation Equipment, 2004, 24(5): 10-15.

- [15] HAILESELASSIE T M, UHLEN K. Impact of DC line voltage drops on power flow of MTDC using droop controls[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(3): 1441-1449.

- [16] TANG Weizhong, LASSETER R H. An LVDC industrial power distribution system without central control unit[C]//Proceedings of IEEE Conference on Power Electronics Specialists. Galway, Ireland; IEEE, 2000: 979-984.

Ireland; IEEE, 2000: 979-984.

作者简介:



付媛

付媛(1982-),女,黑龙江绥化人,讲师,博士,从事风力发电控制技术方面的研究(E-mail: fuyuan8000@163.com);

王毅(1977-),男,吉林大安人,副教授,博士后,研究方向为风力发电控制技术、电力电子在电力系统中的应用;

张祥宇(1984-),男,河南商丘人,讲师,博士,研究方向为风力发电控制技术。

Coordinated power control of VSC-MTDC system

FU Yuan, WANG Yi, ZHANG Xiangyu, LUO Yingli

(State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Baoding 071003, China)

Abstract: In order to maintain its power balance and grid power quality after disturbances, three operating modes of the VSC-MTDC (Voltage-Source-Converter based Multi-Terminal Direct Current) system are defined: free, droop and current-limiting, and the corresponding coordinated power control strategies are proposed respectively, which make all terminal converters of VSC-MTDC system participating in the power regulation to enhance the system ability against the active power disturbances. Simulative results of a typical VSC-MTDC system with wind power generation show that, the proposed operating modes and coordinated active power control strategies benefit the recovery of active power balance after grid disturbances and improve the stability of system operation.

Key words: multi-terminal DC; DC power transmission; coordinated control; power control; stability; control; wind power

(上接第129页 continued from page 129)

Economic comparison among multiple schemes of photovoltaic flexible grid-connection based on annual irradiance data

ZHANG Weidong^{1,2,3,4}, LIU Zuming^{2,3,4}, WANG Zhenzhou¹, SHEN Lanxian^{2,3,4}

(1. Kunming General Hospital of Chengdu Military Command, Kunming 650032, China; 2. Solar Research Institution, Yunnan Normal University, Kunming 650092, China; 3. Key Laboratory of Yunnan Provincial Renewable Energy Engineering, Yunnan Normal University, Kunming 650092, China; 4. Key Laboratory of Renewable Energy Advanced Materials and Manufacturing Technology, Ministry of Education, Yunnan Normal University, Kunming 650092, China)

Abstract: Different feasible photovoltaic flexible grid-connection schemes are assessed by economic comparison. The annual output power curve of 1 MW photovoltaic array is obtained by simulation based on the annual irradiance data. The power curtailment technique is applied to compensate the charging power lack of batteries and seven schemes of photovoltaic flexible grid-connection are achieved by respectively combining it with different amounts of battery. Then the punitive tariff law, net present value method and break-even analysis are applied to calculate the electricity exceeding rate and the equity penalty rates of seven schemes. Data analysis shows that, with two rates as the evaluation indexes, the schemes combining the power curtailment technique with low/mid battery ratios are the best ones, while the scheme with sole power curtailment technique has the cost advantage.

Key words: photovoltaic arrays; flexible grid-connection; multiple schemes; irradiance; economics; electricity exceeding rate; equity penalty rate; low-pass filter algorithm; electric batteries