

海上风电经柔直送出系统受端扰动自适应控制策略

赵静波¹, 李文博¹, 朱鑫要¹, 孙庆斌², 郝全睿²

(1. 国网江苏省电力有限公司电力科学研究院, 江苏 南京 211103;

2. 山东大学电气工程学院, 山东 济南 250061)

摘要: 针对海上风电经柔直送出系统受端侧出现扰动的场景, 提出了一种保证受端换流站自主运行在安全范围内并实现有功功率在多个送端换流站间合理分配的自适应控制策略, 具体包括受端换流站运行限幅控制策略与送端换流站直流电压-频率自适应下垂控制。当受端电网出现扰动导致受端换流站内部电气量越限时, 受端换流站运行限幅控制输出用于降低虚拟电势参考值的缩减系数, 约束越限电气量回归至限值之内; 自适应下垂控制策略考虑送端有功功率裕度和直流电压偏差的约束, 自适应调整下垂系数, 进而在多个送端换流站间合理分配因受端扰动而使得风场调整的扰动功率, 并减小直流电压偏差; 送受端侧控制策略共同维持整个系统稳定运行。最后, 在 PSCAD/EMTDC 中搭建 3 端海上风电经柔直送出系统仿真模型, 验证了该方法的有效性与准确性。

关键词: 海上风电; 柔性直流输电; 受端扰动; 约束条件; 自适应控制; 自适应下垂控制; 运行限幅控制

DOI: 10.11930/j.issn.1004-9649.202404076

0 引言

“双碳”战略目标和能源转型背景下, 海上风电迅猛发展, 并呈现出深远海化的趋势, 装机容量持续增长。近年来, 通过基于模块化多电平换流器的柔性直流输电(modular multilevel converter based high voltage direct current, MMC-HVDC)进行大规模海上风电并网成为深远海风电发展的趋势^[1-5]。然而, 新能源发电比例的上升会使得输电系统出现低惯量和频率稳定问题, 这为电网运行带来了新的挑战。

各国规定风电机组具有通过有功控制参与电网频率调整的能力, 其支撑能量可来源于储存在风力机叶片中的转子动能或者预留的功率备用^[6-7]。然而, 在深远海风电经柔直系统送出的场景下, 由于直流系统的隔离, 风电场几乎无法感知受端同步交流电网的频率变化, 无法通过惯量响应或一次调频等手段为交流电网提供有功支撑, 进而可能会对交流电网的频率稳定性产生负面影响^[8-11]。为解决这个问题, 部分学者在控制策略中引入了

集中式通信, 文献[12]根据交流电网的频率变化通过通信调度调节风电场和受端换流站的输出功率, 但远程通信的成本和可靠性可能会造成严重的负面影响。文献[13-15]提出无通信策略的主要思路是通过直流电压设置频率, 使得海上和陆上频率偏差成比例, 从而使海上风电能够参与惯性和频率控制, 但其受端换流站都采用定直流电压控制, 无法参与对受端电网的有功支撑, 不利于扰动初期的暂态稳定性。为提高对交流系统的支撑, 受端换流站需采用构网型控制, 如虚拟同步机控制等。虚拟同步机技术可以实现 MMC 模拟同步发电机运行机理的功能, 其本质在于控制 MMC 模拟同步发电机的工作原理, 从而获得类似同步发电机的运行特性。但这种情况下受端换流站参与瞬时惯量支撑的能量来源又成为问题^[16-17]。文献[18-19]分析了直流电容的支撑作用, 利用电容中的储能为受端换流站提供短时有功支撑, 并可以通过安装额外的电容提高有功支撑水平, 但该方法对电容容量的需求较大。此外, MMC 作为一种较为先进的并网逆变器, 其内部存在着大量的半导体晶体管器件, 当外部负荷扰动较为强烈时, 桥臂电流、换流器容量等多个因素都会影响到 MMC 的安全运行区域。文

收稿日期: 2024-04-16; 修回日期: 2024-07-03。

基金项目: 国网江苏省电力有限公司科技项目(J2022016)。

献 [20-21] 已经证实, MMC 的功率能力主要受输出电压和交流电流限幅的约束。除此之外, 交流电网的短路比 (Short-Circuit Ratio, SCR) 是影响 MMC 最大可用功率的另一关键因素。文献 [22] 在考虑电压稳定性、输出电压与交流电流约束的条件下, 刻画了包含 6 个关键 SCR 点的 MMC 运行域范围。根据描绘的 MMC 运行区域, 表明 MMC 功率出力可运行区域的顶部和底部分别受输出电压和交流电流的约束限制。虽然目前对限制 MMC 运行范围因素的研究较为成熟, 但如何保证采用构网型控制的 MMC 运行在安全区域内的研究仍较为少见。

对于多端高压柔性直流输电系统的送端侧, 风场出力依靠多个换流站共同传输, 因此其控制策略需考虑多个换流站控制系统间的配合问题, 尤其是有功协调分配问题 [23-25]。电压下垂控制策略无需依赖换流站之间的通信, 且鲁棒性强, 是直流电网协调控制策略中的研究热点。其主要思想是通过有功与直流电压之间的下垂关系, 对下垂系数进行调节以实现有功在各换流站间的协调分配 [26-28]。文献 [29] 提出一种自适应下垂控制方法, 该方法根据换流站的功率裕度大小实时改变下垂系数, 避免换流站出现过载的情况, 但该方法对功率裕度的判断方法不够准确, 且未考虑直流电压的优化运行。文献 [30] 综合考虑了功率裕

度和电压偏差设计下垂系数, 但其下垂系数的设计偏于保守, 电压调节效果不够显著。

为解决上述问题, 本文提出了一种海上风电经柔直送出系统受端扰动自适应控制策略, 该策略主要针对系统受端出现扰动时的场景, 共分为 2 个方面: 1) 多个送端换流站能够根据功率裕度和直流电压偏差自适应调整各自的下垂系数, 从而根据各送端换流站的有功输出能力合理分配功率增量, 同时减小直流电压偏差; 2) 受端换流站采用虚拟同步机技术, 并实时检测内部关键电气量是否保持在限值之内, 当外部扰动导致一个或更多电气量超出限值时, 通过一种新型的运行限幅控制策略精准调节虚拟内电势的大小, 进而抑制关键电气量参数保持在限值之内, 以保证受端换流站运行在安全稳定的工作区域内。最后, 通过仿真验证了所提扰动自适应控制策略的有效性与优越性, 并根据理论和仿真结果得出相应结论。

1 系统拓扑结构及基本控制策略

建立如图 1 所示的 3 端 MMC-HVDC 系统, 以说明海上风电经柔直送出系统的基本控制策略和响应特性。其中, MMC-HVDC 的送端换流站连接深远海风电集群, 受端换流站连接同步交流电网。

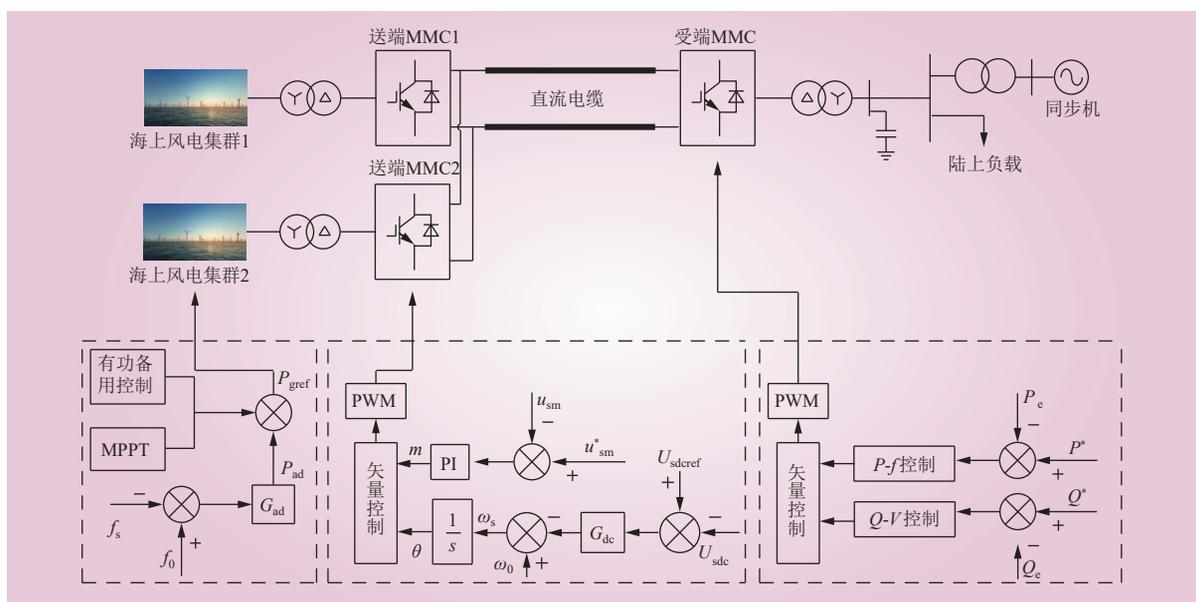


图 1 MMC-HVDC 系统和风电场的总体控制结构

Fig. 1 The overall control structure of MMC-HVDC system and wind farm

1.1 风电机组控制策略

海上风电集群中采用永磁直驱式风力发电机组,为实现功率主动支撑电网,控制方式采用引入角频率-功率下垂环节的超速减载控制,可以得到机侧变流器有功功率参考值 P_{gref} 为

$$P_{gref} = P_{MPPT} + P_{ad} = P_{MPPT} + (\omega_0 - \omega_s)G_{ad} \quad (1)$$

式中: P_{MPPT} 为风机最大功率跟踪点对应的功率; P_{ad} 为附加功率; ω_s 为送出系统侧测量得到的实际角频率值; ω_0 为设定的角频率参考值,一般取为工频; G_{ad} 为附加频率下垂系数。

1.2 送端换流站控制策略

为实现无通信建立海上风电与受端电网之间的频率及功率信息传递关系,在图 1 送端换流站中建立一种基于 $U_{dc}-f$ 下垂环节的定交流电压控制结构,通过直流电容模拟同步发电机转子运动方程,实现海上风电机组主动响应柔直送出系统受端扰动时的有功出力支撑。送端换流站相角的数学模型为

$$\begin{cases} \theta = \int \omega_s dt \\ \omega_s = \omega_0 - G_{dc}(U_{sdcref} - U_{sdc}) \end{cases} \quad (2)$$

式中: θ 为孤岛系统的交流电压相位; G_{dc} 为直流电压下垂系数; U_{sdcref} 和 U_{sdc} 分别为直流电压参考值和测量值。

该控制策略可根据系统有功需求变化调节送端频率,当直流线路输入有功和输出有功不平衡时,直流电压随之变化偏离额定值。此时, $U_{dc}-f$ 环节控制送端孤岛系统频率随之变化,将有功需求信息传递至海上风场,使其参与到系统的有功调整中。

1.3 受端换流站控制策略

为实现受端电网的主动支撑能力,在图 1 中受端 MMC 采用虚拟同步机控制技术。 $P-f$ 控制环模拟转子运动方程,为交流系统提供虚拟惯量与虚拟阻尼,并提供虚拟内电势相位角 θ_{vsg} ; $Q-V$ 控制环通过模拟同步机的励磁来模拟无功-电压调节特性,输出虚拟内电势峰值 E_{ref} 。二者的基本控制方程为

$$\begin{cases} J_v \frac{d\omega}{dt} = \frac{P^* - P_e}{\omega} - D(\omega - \omega_N) \\ E^* + K_Q(Q^* - Q_e) = E_{ref} \end{cases} \quad (3)$$

式中: P^* 、 P_e 和 Q^* 、 Q_e 分别为受端侧有功功率和

无功功率的参考值、实际测量值; ω_N 和 ω 分别为额定角频率和虚拟同步控制生成的内电势角频率; J_v 、 D 和 K_Q 分别为虚拟惯量、虚拟阻尼和无功电压积分系数; θ_{vsg} 和 E_{ref} 分别为虚拟内电势的相位角和相电压峰值; E^* 为电压峰值的基准值。

1.4 系统控制响应过程

基于以上控制结构的组合,当系统出现负荷扰动 ΔP_L 时,以扰动功率大于零为例,受端系统的角频率 ω_r 会下降,在虚拟同步机的一次调频作用下,系统所需的功率 P_{mr} 上升,而当前时刻受端换流站的能量不足以支撑增发的功率,因此会造成功率缺额,随之受端换流站直流侧的直流电压 U_{rdc} 会降低,受端换流站检测到直流电压的下降后经过 $U_{dc}-f$ 下垂控制降低送端侧网络的角频率,风机一次调频控制在角频率降低后会释放超速减载控制储存的有功备用,直至与扰动功率保持平衡,系统重新达到新的平衡点,从而保持系统稳定。扰动功率小于零的情况分析思路与扰动功率大于零的情况一致,不再赘述。

2 受端扰动系统自适应控制策略

为实现海上风电经柔直送出系统受端出现扰动后受端换流站维持稳定运行并在多个送端换流站间进行扰动功率的合理分配,本文提出的自适应控制策略分别针对送端换流站与受端换流站设计出不同的控制方法,下面将以送端换流站与受端换流站为研究对象进行详细说明。

2.1 送端换流站的自适应下垂控制

2.1.1 自适应下垂系数设计

为模拟实际情况的风机出力情况,将式(2)中 ω_s 代入式(1)中,并引入 1 阶惯性环节,得到风机实际有功出力 P_g 为

$$P_g = \frac{P_{gref}}{1 + sT_g} = \frac{1}{1 + sT_g} \left(P_{MPPT} + \frac{G_{dc}G_{ad}}{2\pi} (U_{sdcref} - U_{sdc}) \right) \quad (4)$$

式中: T_g 为风机延时系数。

定义送端增益系数 G_{gs} 为

$$G_{gs} = \frac{G_{dc}G_{ad}}{2\pi} \quad (5)$$

该系数可以衡量在受端扰动后送端直流侧电压与风机侧有功出力之间的下垂特性关系,故式

(4) 可以修改为

$$P_g = P_{MPPT} + G_{gs} \Delta U_{sdc} H_g(s) \quad (6)$$

式中： ΔU_{sdc} 为送端换流站直流侧额定直流电压与实际直流电压之间的偏差量； $H_g(s)$ 为风机有功出力延时环节。

在忽略风机与送端换流站之间的功率损耗的前提下，可以认为式(6)即为送端换流站的有功出力。该式体现了系统送端侧的有功响应过程，其关键点在于送端增益系数的设计。除此之外，在设计各换流站的送端增益系数后，送端侧支撑的功率越多，直流电压偏差越大。根据以上分析，送端换流站的理想控制状态是在扰动发生后，尽量减小直流电压的变化，同时各换流站能根据自身功率容量上限尽可能多发功率，为受端电网提供功率支撑。

当送端增益系数为固定值时，换流站受频率扰动响应而增发或减发的有功功率大小仅与直流电压的偏差量有关，这难以根据多换流站的运行状况进行实时合理的调整，甚至有可能造成换流站的过载问题。基于此，送端自适应下垂系数的示意如图 2 所示。

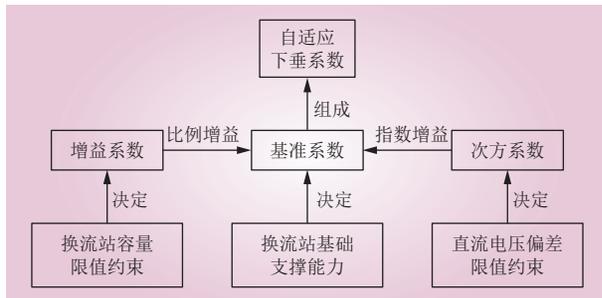


图 2 自适应下垂系数的组成

Fig. 2 Composition of adaptive droop coefficients

风机附加功率与直流电压偏差值呈现出比例特性关系，因此选取换流站最大可调节功率区间与直流电压上下偏差量之差的绝对值作为初始系数 G_{a0} 的选取依据，其表示为

$$G_{a0} = \frac{\Delta P_{s_total}}{\Delta U_{sdc_total}} \quad (7)$$

式中： ΔP_{s_total} 为换流站的有功出力上限与有功出力下限的差值； ΔU_{sdc_total} 为换流站直流侧允许波动范围上限与下限的差值。

需要注意的是，多个送端换流站间的 ΔP_{s_total}

并不完全相同，须考虑风机侧出力消纳情况以及换流站建造时的容量上限设计，而直流电压偏差上下限的选取则需要考虑所有换流站在内的最大与最小电压波动范围。实际运行时换流站可能会出现暂态过渡过程，对于初始系数应当适度放大其倍数，以适应在暂态过渡期间出现的波动量。因此，在初始系数的基础上，基准系数 G_{aref} 可以设计为

$$G_{aref} = c_0 G_{a0} = \frac{c_0 \Delta P_{s_total}}{\Delta U_{sdc_total}} \quad (8)$$

式中： c_0 为基准调整系数，用于根据各个换流站的实际运行情况调整初始系数的针对性与适应性。

各个换流站之间的 ΔP_{s_total} 并不完全相同，因此换流站间的有功容量上限 P_{st} 和有功出力下限 P_{sb} 也不完全相同。假设换流站在某个任意时刻的有功出力为 P_s ，根据受端扰动功率 ΔP_r 的不同，此时该换流站的可用有功备用 P_{su} 可以表示为

$$P_{su} = \begin{cases} P_{st} - P_s, & \Delta P_r > 0 \\ P_s - P_{sb}, & \Delta P_r < 0 \end{cases} \quad (9)$$

为更为清晰地衡量多个换流站之间可用有功备用的裕度量，定义增益系数 G_{ak} 来表征自适应下垂系数中的比例增益部分，具体表达式为

$$G_{ak} = \frac{P_{su}}{P_{st} + P_{sb}} = \begin{cases} \frac{2(P_{st} - P_s)}{P_{st} + P_{sb}}, & \Delta P_r > 0 \\ \frac{2(P_s - P_{sb})}{P_{st} + P_{sb}}, & \Delta P_r < 0 \end{cases} \quad (10)$$

以有功容量上限 P_{st} 和有功出力下限 P_{sb} 的平均值作为换流站有功输出的基准参考。当换流站的有功出力低于基准参考值时，增益系数 G_{ak} 的输出区间为 [1, 2]；当换流站的有功出力高于基准参考值时，增益系数 G_{ak} 的输出区间为 [0, 1]。因此，增益系数 G_{ak} 的取值范围为 [0, 2]，最高可以提高换流站 2 倍的有功功率输出能力。

为维持直流电压的波动范围，减小电压偏差，还需要引入次方系数。可以通过引入直流电压偏差因子 ε_{dc} 来表征直流电压偏离额定值的程度。当直流电压波动在允许范围内时，次方系数设置为 1，即次方系数不动作，不会对基准系数产生影响；当因扰动过大而导致直流电压波动超出限值范围时，此时次方系数需要引入动作。因此，可以定义次方系数 G_{ai} 为

$$G_{ai} = \begin{cases} 1, & |\varepsilon_{dc}| \leq 5\% \\ 1 + \frac{|\Delta U_{sdcl}|}{\varepsilon_{dc} U_{sdcref}}, & |\varepsilon_{dc}| > 5\% \end{cases} \quad (11)$$

式中： ε_{dc} 的取值设置为 $\pm 5\%$ ，次方系数 G_{ai} 的主要作用是表征直流电压偏差量超出限制的直流电压波动范围的程度，可以发现 G_{ai} 的取值范围为 $[1, +\infty)$ ，这并不符合实际情况设计规律。因此，当次方系数 G_{ai} 的值超过 2 时，可以认为扰动过于剧烈甚至是发生了短路故障，这不属于本文的讨论范围。综上所述，次方系数 G_{ai} 的取值范围应为 $[1, 2]$ ，以保证设计的合理性。

综合上述参数的设计原理，增益系数对于自适应下垂系数的影响应更为重要。因此，将增益系数作为比例部分引入基准系数中。而引入次方系数的目的在于对自适应下垂系数呈现具有放缩效果的控制，当有功扰动较小时，直流电压偏差小，该因子调节效果很小，避免直流电压偏差过小而导致控制不灵敏；当有功扰动较大时，直

流电压偏差也较大，该因子随之变大使得下垂系数呈指数状增大，从而减小直流电压波动，避免出现直流电压偏差过大甚至电压越限等情况。此外，简单的放大下垂系数会使得扰动较小时系统对直流电压的波动感知不敏感，同时过大的下垂系数也不利于送端系统频率的稳定。将次方系统作为指数因子部分引入基准系数中，可以得到自适应下垂系数 G_a 为

$$G_a = G_{ak}(G_{aref})^{G_{ai}} \quad (12)$$

普遍地，在选定基准系数的基础上，应将影响较大的因子设计为比例系数提供增益，将具有特定作用的因子设计为幂方系数实现控制目标。

2.1.2 自适应下垂控制结构

根据 2.1.1 节中的自适应下垂系数设计方法，可以得到改进的送端换流站自适应下垂控制的结构如图 3 所示。控制结构的组成主要包括采样模块、检测模块、逻辑选择模块以及计算模块，各模块的功能与作用如下。

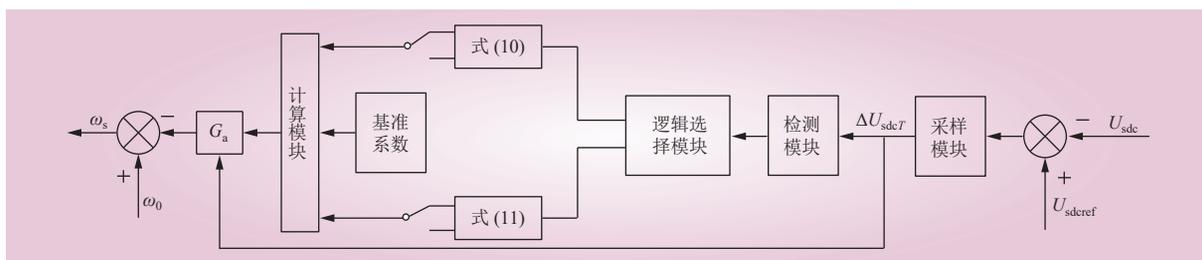


图 3 自适应下垂控制结构

Fig. 3 The structure of adaptive droop control

1) 采样模块：用于控制自适应下垂系数 G_a 的更新速度，防止实时更新导致系统出现不稳定问题而引发的换流站控制模块崩溃情况，采样模块输出在采样周期 T 下截取到直流侧电压偏差量 ΔU_{sdcl} 的值。

2) 检测模块：用于判断直流侧电压偏差量的正值或负值，进而明确换流站的动作目标是增发支撑功率或减发支撑功率。需要注意的是，检测模块须设置一个动作区间，当 $\Delta U_{sdcl} < 0.5\%$ 时可以认为是正常的电压波动，输出为零，进而提高系统的稳定性；而当检测到 $\Delta U_{sdcl} > 20\%$ 时应尽快切换换流站至闭锁状态或通过其他控制策略缓解电压冲击的影响，防止换流站中的晶闸管器件烧坏，维护系统安全。

3) 逻辑选择模块：用于判断选择增益系数与次方系数，输出选择结果。由于增益系数与次方系数的表达式是分段函数的形式，在不同的扰动场景下 2 种系数的表达式不同。

4) 计算模块：用于将逻辑选择模块输出的增益系数与次方系数结合基准系数，通过式 (12) 计算自适应下垂系数。

经过上述过程得到自适应下垂系数后，与当前采样周期下采样得到的 ΔU_{sdcl} 以及角频率参考值 ω_0 计算后得到实际角频率 ω_s ，并通过后续控制过程完成整个自适应下垂控制。

至此，送端换流站的自适应下垂控制策略得以实现，不仅可以精确地调节功率在多换流站间的分配，还能够维持直流侧电压稳定，保护送端

换流站运行在安全范围内。

2.2 受端换流站的运行限幅控制

MMC 换流器桥臂由串联子模块和串联桥臂电抗器所组成，子模块中包含 IGBT、反并联二极管和子模块电容，这些器件自身都有一定的容量约束，导致换流器整体的容量也存在着限制。当系统受端侧出现短路故障或负荷扰动时会导致交流电压降低，短路电流急剧增加，很容易造成系统崩溃。因此，虚拟同步发电机稳态功率运行点须在约束内部关键电气量的取值范围后得到。

2.2.1 内部电气量约束条件

选取 3 个关键电气量换流站容量、系统输出电压、交流电流作为约束条件，计算换流站的实际运行范围。

对于受端换流站的容量，其需要满足

$$P_v^2 + Q_v^2 \leq S_{vN}^2 \quad (13)$$

式中： P_v 和 Q_v 分别为受端换流站交流侧出口处测量得到的有功功率和无功功率； S_{vN} 为换流器额定视在功率值。

为防止桥臂电流过大而造成设备和器件不能工作在正常状态，并防止电流超限严重时会击穿晶体管或烧毁器件和设备等现象，受端 MMC 交流侧电流 i_d 、 i_q 须满足

$$|i_d + j i_q| = \sqrt{\frac{P_v^2 + Q_v^2}{3U_v^2}} \leq I_{lim} \quad (14)$$

式中： I_{lim} 为 MMC 交流侧电流额定最大值； U_v 为交流侧电压。

受端换流站交流侧出口至 PCC 处可列写相电压方程为

$$\dot{U}_v + i Z_e = \dot{U}_{pcc} \quad (15)$$

式中： Z_e 为线路和变压器的单相阻抗。

在忽略线路阻抗的情况下，为减少式 (15) 中未知量的个数，可改写为

$$U_v \angle \delta_v + \frac{P_v - j Q_v}{3U_v \angle -\delta_v} (j \omega L_e) = U_{pcc} \angle \delta_{pcc} \quad (16)$$

对式 (16) 进行派克变换，并令 $\delta_{pcc} = 0$ ，可以得到

$$\begin{cases} U_{vd}^2 - U_{pcc} U_{vd} + \left(U_{vq}^2 + \frac{Q_v}{3} \omega L_e \right) = 0 \\ \frac{P_v}{3} \omega L_e + U_{pcc} U_{vq} = 0 \end{cases} \quad (17)$$

可以看出， U_{vq} 始终存在解，而为保证 U_{vd} 存在解，则须满足

$$U_{pcc}^2 - 4 \left(U_{vq}^2 + \frac{Q_v}{3} \omega L_e \right) \geq 0 \quad (18)$$

2.2.2 运行限幅控制策略

受端换流站的运行限幅控制模块如图 4 红框所示。

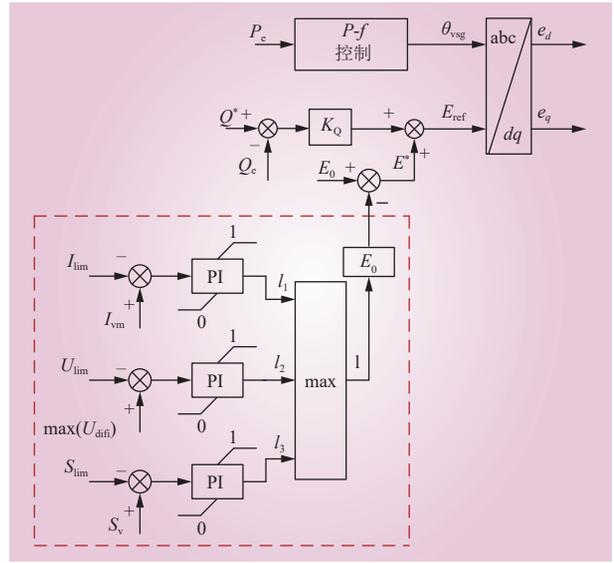


图 4 运行限幅控制结构

Fig. 4 The operating limit control structure

在系统正常运行状态时，运行限幅控制模块的输出为零，此时虚拟同步控制环的虚拟内电势基准值 $E^* = E_0$ 。当发生对称短路故障或出现强烈的负荷扰动后，换流器的内部变量约束不再满足式 (13)、(14) 和 (18) 中任意 1 个或更多，边界限幅控制模块开始作用，且 E^* 切换为新的故障电压 E_f ，以此抑制过电流。新的电压参考值 E_f 可以表示为

$$E_f = E_0 - l(E_0 - E_i) \quad (19)$$

式中： l 为缩减 E_0 的比例系数， l 的取值范围为 $0 \leq l \leq 1$ ； E_i 为关闭换流器的阈值参考电压，通常取 $E_i = 0$ 。无论最终哪个约束条件不再成立，缩减系数 l 都可以通过 PI 环节确定，控制结构可以表示为

$$l = (v_{ar} - v_{ar,lim}) \left(k_{lp} + \frac{k_{li}}{s} \right) \quad (20)$$

式中： v_{ar} 为违反约束条件的变量； $v_{ar,lim}$ 为 v_{ar} 理应达到的极限值。当没有任何约束被违反时，

$v_{ar} < v_{ar,lim}$ ，此时 I 输出为 0。

对于换流站额定容量约束， v_{ar} 是 MMC 交流出口处的视在功率，此时 $v_{ar} = S_v$ ；对于交流电流约束， v_{ar} 是交流出口处电流 I_v 的幅值，此时 $v_{ar} = I_{vm}$ ；对于电压稳定性约束， v_{ar} 是输出电压 U_v 的最大幅值，此时 $v_{ar} = \max(U_{va}, U_{vb}, U_{vc})$ 。值得注意的是，由于交流侧能生成的最大电压为 $U_{dc}/2$ ，此时 $v_{ar,lim} = U_{dc}/2$ 。

在输出 3 个约束条件各自的缩减系数 l_1, l_2, l_3 之后，通过 Max 块选取最大值作为最终的电压缩减系数 l ，此时虚拟内电势幅值参考值被修改为 E_f 。至此，经过电压外环输出内环电流参考值到电流内环，完成运行限幅控制的整个流程。

3 仿真验证

为验证本文所提受端扰动自适应控制策略的有效性，在 PSCAD/EMTDC 中搭建如图 1 所示的 3 端 MMC-HVDC 系统仿真模型，并进行相关仿真验证。海上风电集群等效为单台直驱风机，送端换流站与受端换流站分别采用 $U_{dc}-f$ 的自适应下垂控制方法与采用运行限幅控制的虚拟同步机方法。

测试系统换流站的关键参数如表 1 所示，送端换流站与风电机组的自适应控制关键参数如表 2 所示，受端换流站系统约束条件及限幅控制参数如表 3 所示。

表 1 换流站关键参数
Table 1 Critical parameters of the MMC

项目	数值
桥臂电感/H	0.133
桥臂电阻/ Ω	2
桥臂子模块个数	400
桥臂子模块电容/mF	0.0225
换流变压器变比	230/298
换流变压器等效漏抗/%	15
换流变压器额定容量/(MV·A)	1200

3.1 自适应下垂控制验证

为验证送端侧多换流站间的自适应下垂分配策略的有效性与改进性，在设定的仿真工况下对固定下垂控制与自适应下垂控制策略的输出响应

表 2 送端侧自适应控制关键参数
Table 2 Critical parameters of sending-end adaptive control

类别	项目	数值
送端换流站	交流侧额定电压/kV	340
	直流侧额定电压/kV	800
	送端1出力上限 P_{1max} /MW	550
	送端1出力下限 P_{1min} /MW	405
	送端2出力上限 P_{2max} /MW	1000
	送端2出力下限 P_{2min} /MW	410
	直流电压最大值 U_{dmax} /kV	840
	直流电压最小值 U_{dmin} /kV	760
	送端1固定下垂系数 K_1	0.2
	送端2固定下垂系数 K_2	0.2
风电机组	风机调频系数 K_f	30
	风机动作延时 T_p /s	0.1

表 3 受端侧约束条件及限幅控制参数
Table 3 Constraints of receiving-end and parameters of limiting control

类别	项目	数值
约束条件	电容电压 U_{cm} 波动区间/kV	(852, 878)
	桥臂电流 I_{pm} /kA	1.65
	换流站容量上限 S_v /(MV·A)	1180
限幅控制参数	虚拟惯量 J_v /(kg·m ²)	0.05
	虚拟阻尼 D_v /(kg·s ⁻¹)	0.1
	外环PI参数	(0.05, 10)
	内环PI参数	(4, 200)
	桥臂电流约束PI参数	(0.005, 66.7)
	换流站容量约束PI参数	(0.01, 100)
电容电压约束PI参数	(0.05, 66.7)	

进行对比。

仿真工况时长设定为 5 s，第 1 s 系统启动直至稳定运行状态，第 2 s 时受端突增 200 MW 负荷，对比在 2 s 时切换至自适应下垂控制策略与不切换至自适应下垂控制策略的响应波形。送端换流站 1 与送端换流站 2 的额定运行点 P_{10} 与 P_{20} 分别设置为 500 MW 与 600 MW，固定下垂系数 $G_{1aref} = G_{2aref} = 0.2$ 。结合表 2 中换流站 1 和换流站 2 的容量上限，此时换流站 1 和换流站 2 的功率裕度分别为 50 MW 与 400 MW。

图 5 a) 和 b) 分别展示了换流站 1 与换流站 2 的固定下垂系数与自适应下垂系数对比响应波

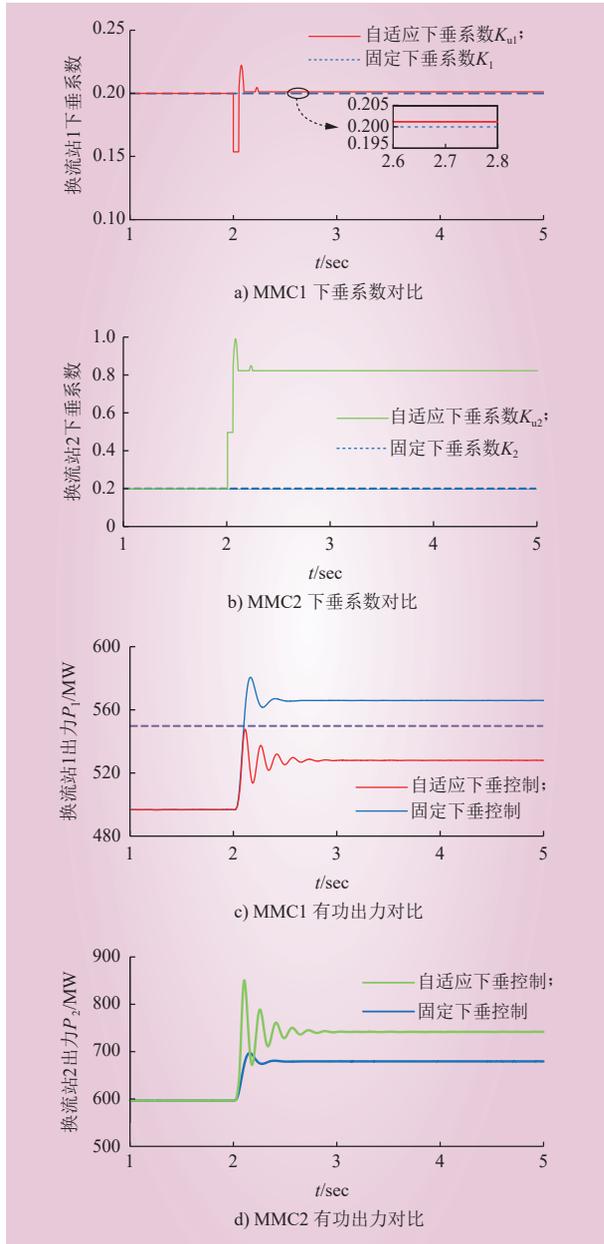


图 5 固定下垂与自适应下垂控制响应对比
Fig. 5 Comparison of fixed droop and adaptive droop control response

形，图 5 c) 和 d) 分别展示了换流站 1 与换流站 2 在固定下垂控制策略与自适应下垂控制策略下有功输出的对比响应波形，其中图 5 c) 中虚线代表换流站 1 的容量上限。通过观察响应波形，可以发现换流站 1 的自适应下垂系数 G_{1a} 由 0.2 变为 0.202，而自适应下垂系数 G_{2a} 由 0.2 变为 0.82。与之对应，图 5 c) 中换流站 1 在自适应下垂控制的基础上有功出力增发 31 MW，保持在容量限值之内，而在采用固定下垂控制策略时，换流站 1 增

发的功率为 69 MW，超出容量限值，长时间超载运行会烧坏 MMC 内部的晶体管器件，不符合换流站安全运行相关要求。图 5 d) 中换流站 2 在采用固定下垂控制策略时，换流站 2 的有功出力增发 83 MW，而在自适应下垂控制的基础上有功出力增发 145 MW。

综上所述，在固定下垂控制情况下换流站 1 与换流站 2 有功出力分配极不合理，甚至会导致换流站 1 超载运行，而换流站 2 存在大量的有功裕度，通过自适应下垂控制可以合理有效地分配有功出力在多个换流站间进行分配。除此之外，在采用固定下垂控制时，海上风电提供有功支撑为 152 MW，而采用自适应下垂控制时海上风电可以提供的有功支撑为 176 MW。经计算，采用自适应下垂控制策略时海上风电的有功支撑能力可以提升 15.8%。

图 6 展示了分别采用固定下垂策略与自适应下垂控制策略时直流电压的响应波形。在次方系数 G_{ai} 的影响下，当直流电压偏离 U_{sdcref} 时，自适应下垂控制策略会增大自适应下垂系数，使得直流电压偏差明显小于采用固定下垂控制策略时的直流电压。经计算，采用自适应下垂控制策略时直流电压的支撑能力可以提升 55.6%。这验证了本文提出的自适应下垂控制策略可以优化直流电压运行水平，从而进一步提高系统的有功支撑能力。

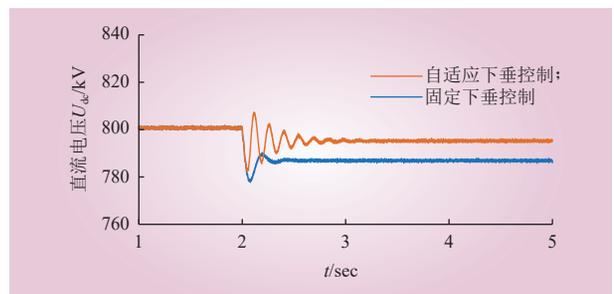


图 6 直流电压对比响应
Fig. 6 Contrast response of DC voltage

为验证在不同换流站容量上限情况下自适应下垂控制策略的自适应能力，在保持仿真工况不变的情况下分别设置换流站 1 的容量上限为 550 MW、625 MW、700 MW、775 MW、850 MW。图 7 a) 和 b) 分别展示了换流站 1 与换流站 2 在不同容量上限情况下有功出力响应。随着换流站

1 容量上限的提高, 换流站 1 的有功裕度随之增大, 其增益系数在采样周期中的计算值也会不断变大。因此, 在图 7 a) 中换流站 1 分配的有功出力会随着容量上限的提高而不断增多。换流站 1 分配的调节支撑功率逐渐增大, 且换流站 2 自适应下垂系数的计算值不受换流站 1 容量上限增加的影响, 故没有发生变化, 在图 7 b) 中其分配到的调节支撑功率逐渐变少。仿真结果进一步证明了送端自适应下垂控制策略进行有功出力在多换流站间分配的有效性与自适应性。

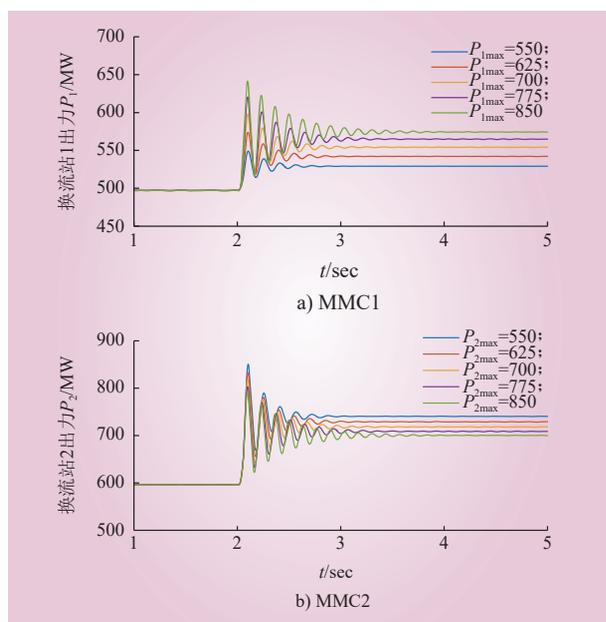


图 7 不同容量上限时换流站有功出力分配响应
Fig. 7 Active power output distribution response of converter for different capacities

3.2 运行限幅控制验证

为验证受端运行限幅控制策略的有效性与适用性, 采用与 3.1 节相同的测试系统。仿真工况时长设定为 5 s, 第 1 s 系统启动直至稳定运行状态, 第 2 s 时受端发生负荷扰动。为更明显地观察出运行限幅控制策略的有效性, 设置运行限幅控制于第 3 s 启动, 仿真步长给定为 20 μ s, 且运行限幅控制策略将分别在违反桥臂电流约束、换流站容量约束、电容电压约束 3 种情况进行验证。值得注意的是, 受端负荷侧需要在发生不同的扰动才能验证运行限幅控制能适应不同的约束条件, 根据约束条件的不同, 虚拟同步机的有功功率 P_g 、无功功率 Q_g 以及交流短路比需要设置

为不同的值。

3.2.1 桥臂电流约束

受端换流站稳态工作点设置为 $P_g = 1100$ MW, $Q_g = 20$ MVar, 交流短路比取 2.2。为确保桥臂电流在扰动发生时能够适当地越限, 负荷侧的扰动功率设置为增发有功功率 230 MW。图 8 a)~c) 给出了在扰动发生前直至运行限幅控制投入之后桥臂电流及对应的缩减系数响应结果, 其中图 8 a) 虚线表示桥臂电流限值。在正常工作状态下, 交流电流的测量值为 1.53 kA, 小于限值。因此, 运行限幅控制处于关闭状态, 此时输出缩减系数 $l = 0$, 虚拟内电势参考值 $E^* = 416.41$ kV。2 s 后, 交流电流突增到 1.77 kA, 超过桥臂电流限值 1.65 kA。而当运行限幅控制在 3 s 打开后, 输出缩减系数 $l = 0.063$, 从而使 E^* 减小到 390 kV, 最终导致交流电流减小到 1.65 kA。这与桥臂电流限值一致, 对比投入控制前后内部电气量以及虚拟内电势的响应

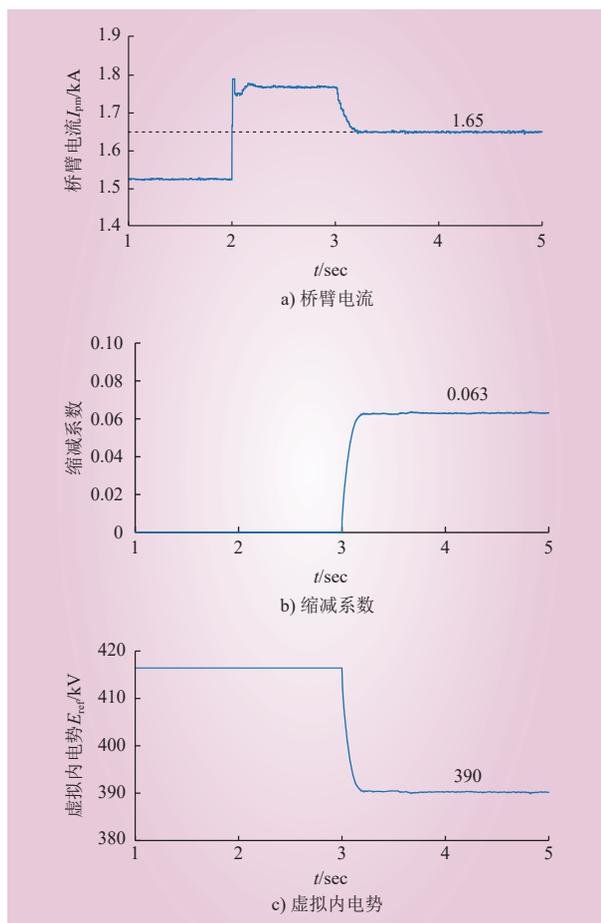


图 8 桥臂电流约束系统响应
Fig. 8 The system response of bridge arm current constraint

变化情况，可以证明运行限幅控制可以约束桥臂电流在安全范围之内。

3.2.2 换流站容量约束

受端换流站稳态工作点设置为 $P_g = 1100 \text{ MW}$, $Q_g = 110 \text{ MVar}$, 交流短路比取 1.8。同样地，为确保受端换流站容量在扰动发生时能够适当地越限，负荷侧的扰动功率设置为增发有功功率 150 MW。图 9 a) 虚线表示换流站容量的极限值。从图 9 可以看出，在正常工作状态下，受端换流站的测量值为 $1077 \text{ MV}\cdot\text{A}$ ，小于极限值。因此，运行限幅控制不会启动，此时输出缩减系数 $l = 0$ ，虚拟内电势参考值 $E^* = 416.41 \text{ kV}$ 。2 s 后，受端换流站的视在功率增加到 $1235 \text{ MV}\cdot\text{A}$ ，超过受端换流站的容量上限 $1180 \text{ MV}\cdot\text{A}$ 。当运行限幅控制在 3 s 启动后，输出缩减系数 $l = 0.029$ ，从而使 E^* 减小到 404.3 kV ，最终导致换流站传输的视在功率减小到换流站的容量上限 $1180 \text{ MV}\cdot\text{A}$ 。对比投入控制

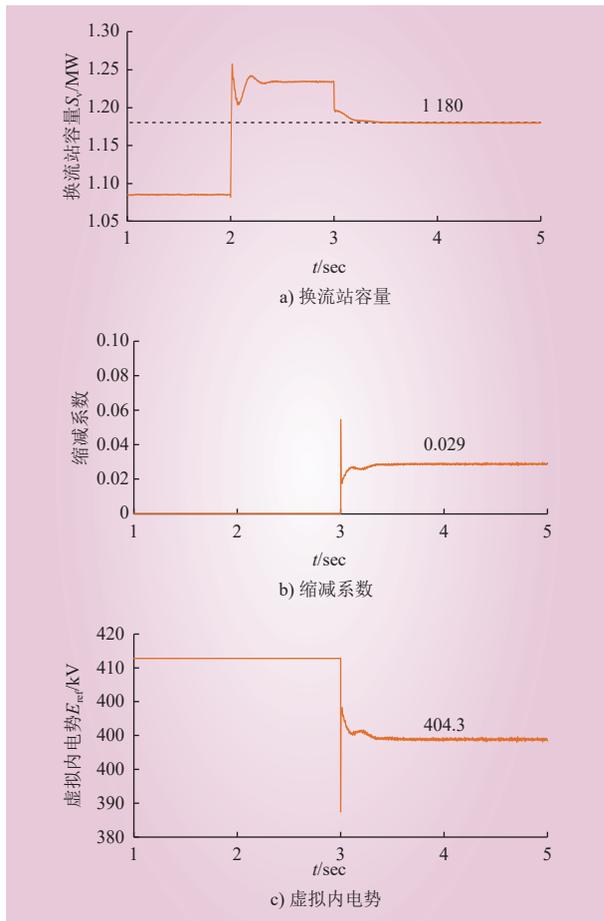


图 9 换流站容量约束系统响应

Fig. 9 The system response of converter station capacity constraint

前后内部电气量以及虚拟内电势的响应变化情况，可以证明运行限幅控制可以约束换流站容量不超出上限，保持在安全范围之内。

3.2.3 子模块电容电压约束

受端换流站稳态工作点设置为 $P_g = 1100 \text{ MW}$, $Q_g = 0 \text{ MVar}$, 交流短路比取 1.7。为保证直流侧电压在扰动发生时不会发生大幅跌落，须保证受端换流站桥臂子模块中电容电压不低于最低限值，而为确保桥臂子模块电容电压在扰动发生时能够适当地越限，负荷侧的扰动功率设置为增发有功功率 170 MW。图 10 a) 虚线表示桥臂子模块电容电压最低限值。从图 10 可以看出，在正常工作状态下，桥臂电容总电压的测量值为 854.6 kV ，高于最低限值。因此，运行限幅控制处于关闭状态，此时输出缩减系数 $l = 0$ ，虚拟内电势参考值 $E^* = 416.41 \text{ kV}$ 。2 s 后，由于负荷侧增发功率扰动

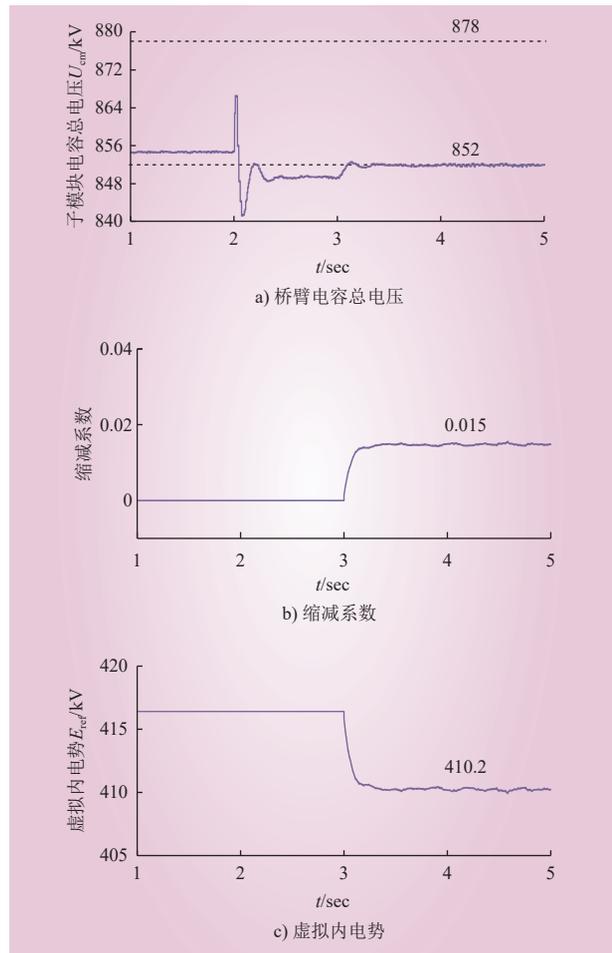


图 10 电容电压波动约束系统响应

Fig. 10 The system response of capacitor voltage fluctuation constraint

会降低受端换流站直流侧电压，从而使得换流站内部桥臂子模块电容总电压降低到 849.7 kV，低于桥臂子模块电容总电压最低限值 852 kV。而当运行限幅控制在 3 s 打开后，输出缩减系数 $l = 0.015$ ，从而使 E^* 减小到 410.2 kV，最终使得桥臂子模块电容电压抬升至最低限值 852 kV。对比投入控制前后内部电气量以及虚拟内电势的响应变化情况，可以证明运行限幅控制可以约束子模块电容电压偏移在限制范围之内，从而维持直流侧电压稳定。

4 结论

本文提出了一种适用于海上风电经柔直送出系统受端扰动场景下的自适应控制策略，从中得出如下结论。

1) 送端换流站可以根据功率裕度以及直流电压偏差设计自适应下垂系数，并建立自适应下垂控制结构，以实现有功扰动下多个送端换流站间功率精确且合理的分配。

2) 当功率扰动导致受端换流站虚拟同步机内部电气量违反约束条件时，运行限幅控制可以控制越限的内部变量保持在限定条件中的边界最大值，使得虚拟同步发电机运行在安全合理的区域内。

3) 自适应控制策略可以实现送受端换流站在控制策略上的配合。在受端出现功率扰动时，通过直流电压信号向送端侧传递不平衡功率信息，风机改变出力并通过自适应下垂控制策略将不平衡功率在多个送端换流站间合理分配，而后受端换流站通过虚拟同步发电机技术实现功率支撑并维持内部电气量在限值之内，最终维持整个系统的稳定。

参考文献：

- [1] 谭显东, 刘俊, 徐志成, 等. “双碳”目标下“十四五”电力供需形势[J]. 中国电力, 2021, 54(5): 1-6.
TAN Xiandong, LIU Jun, XU Zhicheng, *et al.* Power supply and demand balance during the 14th five-year plan period under the goal of carbon emission peak and carbon neutrality[J]. *Electric Power*, 2021, 54(5): 1-6.
- [2] 杨锋炯, 俞靖一, 葛俊, 等. 海上风电场自适应多目标无功优化控制策略[J]. 电力工程技术, 2024, 43(3): 121-129.
YANG Duotong, YU Jingyi, GE Jun, *et al.* Adaptive multi-objective reactive power optimization control strategy for offshore wind farms[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2024, 43(3): 121-129.
- [3] BEERTEN J, COLE S, BELMANS R. Modeling of multi-terminal VSC HVDC systems with distributed DC voltage control[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2014, 29(1): 34-42.
- [4] 杨舒婷, 陈新, 黄通, 等. 考虑 MMC 环流控制的海上风电经柔直送出系统阻抗塑造方法[J]. 中国电力, 2023, 56(4): 38-45.
YANG Shuting, CHEN Xin, HUANG Tong, *et al.* Impedance modeling method of offshore wind farm integration through MMC-HVDC with MMC circulation control[J]. *Electric Power*, 2023, 56(4): 38-45.
- [5] SUN K Q, LI K J, LEE W J, *et al.* VSC-MTDC system integrating offshore wind farms based optimal distribution method for financial improvement on wind producers[J]. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2019, 55(3): 2232-2240.
- [6] 成云朋, 李建华, 蔡寿国, 等. 考虑损耗的永磁风力发电系统改进功率反馈法最大风能跟踪控制[J]. 中国电力, 2023, 56(10): 62-70.
CHENG Yunpeng, LI Jianhua, CAI Shouguo, *et al.* Improved maximum power point tracking control of power signal feedback method for permanent magnet synchronous generator considering loss[J]. *Electric Power*, 2023, 56(10): 62-70.
- [7] TENG F, STRBAC G. Assessment of the role and value of frequency response support from wind plants[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2016, 7(2): 586-595.
- [8] CASTRO L M, ACHA E. On the provision of frequency regulation in low inertia AC grids using HVDC systems[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2016, 7(6): 2680-2690.
- [9] GUO C Y, ZHAO C Y. Supply of an entirely passive AC network through a double-infeed HVDC system[J]. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2010, 25(11): 2835-2841.
- [10] ZHANG L D, HARNEFORS L, NEE H P. Modeling and control of VSC-HVDC links connected to island systems[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2011, 26(2): 783-793.
- [11] 李国庆, 刘先超, 辛业春, 等. 含高比例新能源的电力系统频率稳定研究综述[J]. 高电压技术, 2024, 50(3): 1165-1181.
LI Guoqing, LIU Xianchao, XIN Yechun, *et al.* Research on frequency stability of power system with high penetration renewable

- energy: a review[J]. *High Voltage Engineering*, 2024, 50(3): 1165–1181.
- [12] BIANCHI F D, DOMNGUEZ-GARCA J L. Coordinated frequency control using MT-HVDC grids with wind power plants[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2016, 7(1): 213–220.
- [13] SILVA B, MOREIRA C L, SECA L, *et al.* Provision of inertial and primary frequency control services using offshore multiterminal HVDC networks[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2012, 3(4): 800–808.
- [14] PHULPIN Y. Communication-free inertia and frequency control for wind generators connected by an HVDC-link[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2012, 27(2): 1136–1137.
- [15] ADEUYI O D, CHEAH-MANE M, LIANG J, *et al.* Fast frequency response from offshore multiterminal VSC–HVDC schemes[J]. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2017, 32(6): 2442–2452.
- [16] 严干贵, 贾希浩, 王玉鹏, 等. 动态响应误差驱动的风机并网变流器控制参数辨识方法 [J]. *东北电力大学学报*, 2023, 43(3): 1–8, 101. YAN Gangui, JIA Xihao, WANG Yupeng, *et al.* Control parameter identification method of wind turbine grid-connected converter driven by dynamic response error[J]. *Journal of Northeast Electric Power University*, 2023, 43(3): 1–8, 101.
- [17] ZHONG Q C, WEISS G. Synchronverters: inverters that mimic synchronous generators[J]. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2011, 58(4): 1259–1267.
- [18] ZHU J B, BOOTH C D, ADAM G P, *et al.* Inertia emulation control strategy for VSC-HVDC transmission systems[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2013, 28(2): 1277–1287.
- [19] YANG R X, SHI G, CAI X, *et al.* Autonomous synchronizing and frequency response control of multi-terminal DC systems with wind farm integration[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2020, 11(4): 2504–2514.
- [20] BEERTEN J, COLE S, BELMANS R. Generalized steady-state VSC MTDC model for sequential AC/DC power flow algorithms[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2012, 27(2): 821–829.
- [21] ADAM G P, ANAYA-LARA O, BURT G. Steady-state and transient performance of DC transmission systems based on HVDC technology[C]/9th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2010). London, UK. IET, 2010: 1–5.
- [22] ZHANG Z R, XU Z, JIANG W, *et al.* Operating area for modular multilevel converter based high-voltage direct current systems[J]. *IET Renewable Power Generation*, 2016, 10(6): 776–787.
- [23] 宁显华, 潘欢, 李峰, 等. 基于线路电阻观测值的直流微电网改进下垂控制策略研究 [J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(11): 42–51. NING Xianhua, PAN Huan, LI Feng, *et al.* An improved droop control strategy for a DC microgrid based on line resistance observations[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(11): 42–51.
- [24] 姚良忠, 吴婧, 王志冰, 等. 未来高压直流电网发展形态分析 [J]. *中国电机工程学报*, 2014, 34(34): 6007–6020. YAO Liangzhong, WU Jing, WANG Zhibing, *et al.* Pattern analysis of future HVDC grid development[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2014, 34(34): 6007–6020.
- [25] 任冲, 柯贤波, 王吉利, 等. 高比例新能源电网新能源功率优化分配方法 [J]. *电力工程技术*, 2022, 41(3): 110–117. REN Chong, KE Xianbo, WANG Jili, *et al.* New energy power optimal distribution method for high proportion new energy power grid[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2022, 41(3): 110–117.
- [26] 杨婧颖, 王武林, 张明敏, 等. 考虑分布式光伏和储能参与的配电网电压分层控制方法 [J]. *电力科学与技术学报*, 2023, 38(5): 111–120, 215. YANG Jingying, WANG Wulin, ZHANG Mingmin, *et al.* Voltage hierarchical control method of distribution network considering distributed photovoltaic and energy storage[J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2023, 38(5): 111–120, 215.
- [27] 张腊华, 邹晓松, 袁旭峰, 等. 基于 B2B-MMC 的柔性互联变电站改进型孤岛控制模式 [J]. *南方电网技术*, 2022, 16(1): 41–48. ZHANG Lahua, ZOU Xiaosong, YUAN Xufeng, *et al.* Improved island control mode for flexible interconnected substation based on B2B-MMC[J]. *Southern Power System Technology*, 2022, 16(1): 41–48.
- [28] 李付强, 汤茂东, 曲小慧, 等. 基于一致性理论的多源直流配网功率自适应控制策略 [J]. *电力工程技术*, 2023, 42(3): 44–52. LI Fuqiang, TANG Maodong, QU Xiaohui, *et al.* An adaptive power control strategy in multi-source DC distribution networks based on consensus theory[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2023, 42(3): 44–52.
- [29] 胡治国, 张磊冲, 司少康, 等. 基于电压下垂法的独立直流微网混合储能系统控制策略改进 [J]. *智慧电力*, 2022, 50(9): 39–44. HU Zhiguo, ZHANG Leichong, SI Shaokang, *et al.* Improvement of hybrid energy storage system control strategy of independent DC

microgrid based on voltage sag method[J]. *Smart Power*, 2022, 50(9):

39–44.

- [30] 杨捷, 孙哲, 苏辛一, 等. 考虑振荡型功率的直流微电网储能系统无互联通信网络的多目标功率分配方法 [J]. *发电技术*, 2024, 45(2): 341–352.

YANG Jie, SUN Zhe, SU Xinyi, *et al.* A wireless multi-objective power sharing method for energy storage system in DC micro-grid considering oscillatory-type power[J]. *Power Generation Technology*, 2024, 45(2): 341–352.

作者简介:

赵静波 (1982—), 男, 硕士, 高级工程师 (教授级), 从事柔性直流输电、电力系统稳定与控制研究, E-mail: 1418412034@qq.com;

孙庆斌 (1999—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 从事柔直送出系统主动支撑控制研究, E-mail: 202114581@mail.sdu.edu.cn.

(责任编辑 于静茹)

Adaptive Control Strategy for Receiving-end Disturbance of Offshore Wind Power through MMC-HVDC System

ZHAO Jingbo¹, LI Wenbo¹, ZHU Xinyao¹, SUN Qingbin², HAO Quanrui²

(1. Electric Power Research Institute of State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Nanjing 211103, China; 2. School of Electrical Engineering, Shandong University, Jinan 250061, China)

Abstract: In view of the scenario of disturbance at the receiving end of offshore wind power through MMC-HVDC system, this paper proposes an adaptive control strategy to ensure the operation of the receiving-end converter station within the non-hazardous range independently and realize the reasonable distribution of active power among multiple sending-end converter stations. It includes the operating limit control strategy of the receiving-end converter station and the U_{dc} - f adaptive droop control strategy of the sending-end converter station. When the disturbance of receiving-end power grid leads to over-limit of internal electrical variables in the receiving-end converter station, the operating limit control will output the reduction coefficient to reduce the reference value of virtual potential, so that the internal electrical variables will return to the limit value. The adaptive droop control strategy is to adjust the droop coefficient adaptively under the constraints of active power margin and DC voltage deviation, so as to reasonably distribute the disturbance power among multiple sending-end converter stations adjusted by the wind farm due to the receiving-end disturbance and reduce the DC voltage deviation. The control strategy of sending-end and receiving-end works together to maintain whole system stability. Finally, a three-terminal MMC-HVDC simulation model is built in PSCAD/EMTDC to verify the effectiveness and accuracy of the proposed method.

This work is supported by Science and Technology Project of State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd. (No.J2022016).

Keywords: wind farm; MMC-HVDC; receiving-end disturbance; constraint condition; adaptive control; adaptive droop control; operating limit control