

直流微网储能端的多模式虚拟惯性控制研究

王华¹, 郝正纲¹, 王琛², 李寒兵¹, 孙涛¹, 白聪聪³, 江国文³, 张祥宇³

(1. 国网江苏省电力有限公司连云港供电分公司, 江苏 连云港 222000; 2. 国网江苏省电力有限公司连云港赣榆区供电分公司, 江苏 连云港 222000; 3. 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: 提升直流微网惯性是避免引入恒功率直流负载引发直流电压振荡的关键。考虑系统在不同电压变化率下对补充功率响应速率要求的差异, 文章首先提出直流微网储能蓄电池端的多模式虚拟惯性控制策略, 采用线性和指数两种模式以不同速率提供惯性功率, 减小直流电压波动; 其次, 推导两种模式下的等效虚拟电容表达式, 建立虚拟电容与电压调整间的动态关系; 最后, 搭建含储能的直流微网系统仿真模型, 验证所提控制策略对直流电压稳定支撑的有效性。

关键词: 直流微网; 蓄电池; 虚拟惯性; 虚拟电容

中图分类号: TK81; TK51 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-5292(2024)09-1246-07

0 引言

近年来, 风电、光伏等分布式电源的投入使用成为能源可持续发展中的热点研究方向。相较于并入交流电网, 分布式电源并入直流微网能够避免频率、功角、无功环流等问题, 简化了控制系统, 因此直流微网更适合分布式电源的接入^[1-3]。但直流微网中各端变流器不具备类似交流系统中发电机的机械惯量, 从而直流微网的惯性较低, 直流母线电压易受到分布式电源间歇性及负荷投切等影响而发生波动^[3,4]。由于各端变流器直流侧电容尺寸和容值有限, 其存储能量远小于交流电网中发电机的旋转动能, 这也是造成直流微网惯性较低的原因之一^[5]。

目前有关惯性的研究, 对于分布式发电功率的间歇性问题, 在系统中配置储能装置, 通过有效的控制方案, 利用作为长期平衡能源的储能对分布式电源的功率间歇性进行弥补, 保证直流微网电能质量^[6,7]。文献[8]在储能端采用了分段下垂控制策略, 并对不同工况下的稳定性进行了分析。文献[9]提出了基于电压变化量的分层控制, 电压变化量到达一定数值时, 引入储能装置参与电压调控。文献[10]采用了混合储能装置分别对高、低频负荷功率进行补充, 以平抑微网系统的电压波动。文献[11]对直流微网分区域配置混合储能单元,

并根据储能荷电状态, 减小扰动对电压及负荷的影响。文献[12]提出风储多时间尺度的柔性控制策略, 对风储进行能量配比, 利用储能充、放电平抑风电功率的波动。对于直流微网低惯性特点, 许多学者也进行了详细的研究。在直流微网系统中, 直流母线电压稳定是判断系统功率平衡的唯一标准。当引入恒功率直流负载导致直流微网出现功率缺口时, 由于直流微网系统的低惯性, 直流母线电压将出现剧烈波动甚至振荡, 影响直流微网的稳定运行^[13,14]。文献[15]提出风储直流微网虚拟惯性控制策略, 以直流母线电压变化量作为输入, 系统受扰动时, 在直流微网各端直流侧虚拟出电容, 提高直流微网的惯性。文献[16]提出了关联蓄电池端变流器下垂系数与直流电压变化率, 考虑可控端动态惯性裕度, 结合惯性和一次调压实现自适应虚拟惯性控制。文献[17]提出引入虚拟惯性的下垂控制策略, 使直流微网各端均向系统提供虚拟惯性, 提高系统暂态响应。文献[18]基于直流微网设备潜在惯性支持能力, 给出惯性功率表达式, 建立小信号模型分析直流微网系统的稳定性, 确定虚拟惯性控制系数的范围。文献[19]基于混合储能虚拟惯性控制并考虑惯性控制延时问题, 加入了预测方法进行改进, 改善了微网暂态响应特性。已有文献对系统功率不足导致直流电压波

收稿日期: 2023-05-19。

基金项目: 中央高校基本科研业务费专项资金资助(2018MS90)。

通信作者: 张祥宇(1984-), 男, 博士, 副教授, 研究方向为直流电网的运行与控制。E-mail: 67229318@qq.com

动的问题,多采用负荷减载方式暂时缓解,或只能解决电压跌落不严重的情况,而未能考虑电压大幅跌落甚至出现系统振荡如何保证电能质量。

本文提出了直流微网储能端的多模式虚拟惯性控制策略,首先根据控制响应速度的不同,储能端变流器采用线性模式和指数模式变化的功率支持,弥补系统功率缺额,减小直流电压波动;其次,推导出多模式下虚拟出的电容表达式,其值大小与其电压调整系数有关;最后,在 Matlab/Simulink 中建立含储能的直流微网系统仿真模型,仿真验证控制策略的有效性。

1 系统的结构及储能虚拟惯性分析

1.1 系统结构

图 1 为 5 端直流微网典型结构。

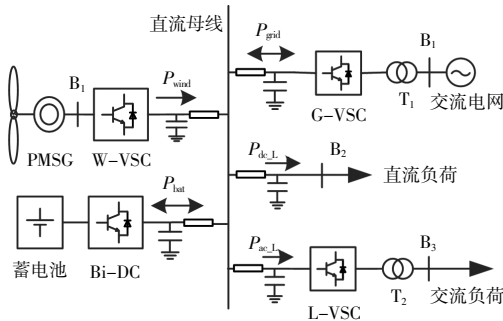


图 1 5 端直流微网系统构成

Fig.1 Structure of five-terminal DC microgrid system

交流主网与直流微网系统通过并网变流器 (Grid Side-Voltage Source Converter, G-VSC) 交换能量,控制方式为下垂控制,通过 G-VSC 控制交流主网端的直流电压;系统中的分布式电源选取永磁直驱风力发电系统,经机侧电压源变流器 (Wind Side-Voltage Source Converter, W-VSC) 与直流微网连接,控制方式为最大功率点追踪。在直流微网系统中,蓄电池通过双向变流器 (Bidirectional Direct Current Converter, Bi-DC) 进行能量传输,Bi-DC 的基本控制方式为下垂控制。该直流微网系统为交流和直流负荷供电:交流负荷通过变流器接入直流侧,采用定交流电压控制;直流负荷通过 DC/DC 变换器与直流侧相连。

1.2 储能虚拟惯性分析

蓄电池因其能量密度大的特点被选作提供惯性功率的装置。图 2 为蓄电池提供虚拟惯性的原理图。

图 2 中, P_{in}, I_{in} 分别为变流器流向直流侧电容

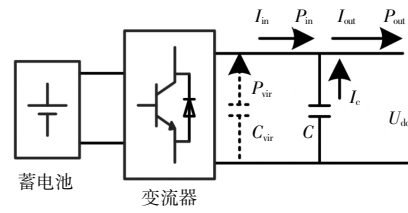


图 2 蓄电池虚拟惯性原理图

Fig.2 Battery virtual inertia schematic

方向的功率和电流; C 为储能变流器电容值; P_{out}, I_{out} 分别为流向直流微网系统的功率和电流; I_c 为电容放电电流; P_{vir}, C_{vir} 分别为系统发生功率缺额时,通过惯性控制蓄电池提供的惯性功率及在直流侧虚拟出的电容。

由图 2 可得直流微网功率平衡为

$$I_{out}U_{dc}-I_{in}U_{dc}=CU_{dc}\frac{dU_{dc}}{dt}=P_{out}-P_{in}=P_c \quad (1)$$

由式(1)可知,直流微网功率平衡时,电压稳定,直流电容处于稳态, $P_c=0$;系统受到扰动导致功率无法平衡时,直流电压发生变化,直流电容通过吸收或释放能量,减缓电压变化。

若系统引入虚拟惯性控制,当负荷功率突变 ΔP_{out} ,则:

$$(C+C_{vir})U_{dc}\frac{dU_{dc}}{dt}=P_{out}+\Delta P_{out}-P_{in} \quad (2)$$

式中: P_{out} 为储能功率输出变化量。

由式(2)可知,引入虚拟惯性控制后,直流侧在固有电容 C 基础上增加了虚拟电容 C_{vir} ,电容的增加显著提高了系统的功率调节能力,一定程度上弥补了直流微网低惯性的缺点,减小电压突变造成的冲击,有利于系统运行稳定。

2 直流微网多模式虚拟惯性控制策略

2.1 虚拟惯性控制策略

在直流微网的功率协调控制策略中,下垂系数的大小与直流系统惯性的关系如图 3 所示。

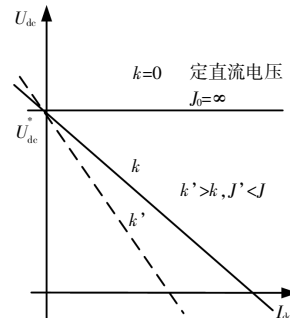


图 3 惯性与下垂特性曲线关系

Fig.3 Inertia and droop characteristic curve diagram

图3中下垂系数 $k=0$ 时,控制方式为定直流电压控制,直流微网惯性 J_0 无穷大;下垂系数 k' 较 k 大, k' 状态下的直流微网惯性 J' 比 k 状态下的惯性 J 大。直流微网本身为小惯性系统,当系统发生直流母线电压波动甚至振荡,对直流微网的安全运行造成不利影响。而通过调节下垂系数使系统惯性增加,蓄电池增发与功率变化相当的惯性功率,等效于在系统直流侧虚拟出了一个与直流电压变化率大小有关的电容。

$U-I$ 下垂控制特性曲线表达式为

$$U_{dc} = U_{dc}^* - k \cdot I_{dc} \quad (3)$$

式中: U_{dc} 为蓄电池端变流器直流侧的电压; U_{dc}^* 为直流电压参考值; k 为下垂系数; I_{dc} 为变流器输出的电流,以流向直流系统为正方向。

首先,该控制策略根据直流电压变化的剧烈程度,并考虑到下垂系数变化对直流电压损失的影响,设定不同的下垂系数。具体选取方式为

$$k = \begin{cases} \frac{1}{k_1 + k_2 \frac{du}{dt}}, & \left| \frac{du}{dt} \right| \leq m \\ \frac{1}{k_1 \cdot \exp\left(k_3 \frac{du}{dt}\right)}, & \left| \frac{du}{dt} \right| > m \end{cases} \quad (4)$$

式中: $1/k_1$ 为系统稳定时的下垂系数; k_2, k_3 均为常数; m 为切换下垂系数的电压变化率分界点,由于仿真过程中存在滤波等问题,实际上电压变化率不易观测,所以往往通过观测直流电压波动幅度来切换下垂系数。

如图4所示:当电压变化率小于 m 时,蓄电池以较慢的放电速度就可以满足需求,采用分母为线性函数的下垂系数,使蓄电池在线性模式下放电响应;当电压变化率大于 m 时,则系统需要更快的响应速率,这时下垂系数切换为分母为指

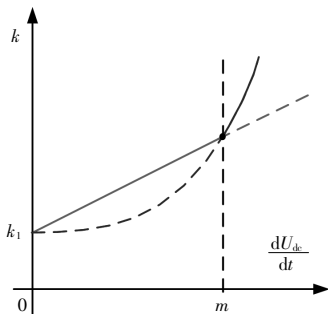


图4 下垂系数切换图

Fig.4 Drooping coefficient switching diagram

数的函数,使蓄电池在指数模式下发出功率;对比线性模式,蓄电池单位时间内能够发出更多功率,即能够在直流侧虚拟出更大的电容,快速增大了直流微网系统的惯性,提高了电压抗扰能力。

当直流电压稳定时, $dU_{dc}/dt=0, k(dU_{dc}/dt)=1/k_1$,变流器工作在传统下垂控制模式;当直流电压发生波动时,通过 dU_{dc}/dt 和分界值 m 的比较确定下垂系数的选取,控制蓄电池的响应速度。蓄电池端变流器控制框图如图5所示。

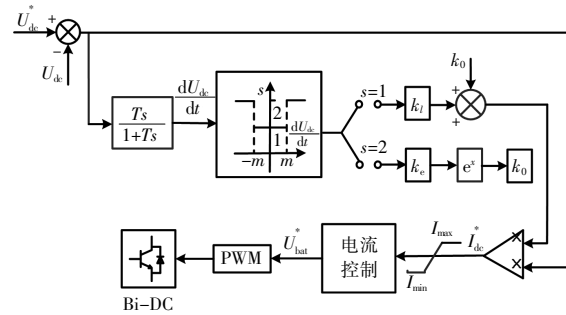


图5 蓄电池虚拟惯性控制框图

Fig.5 Battery virtual inertial control block diagram

2.2 虚拟电容值分析

虚拟惯性控制本质上是改变蓄电池放电速率,使蓄电池单位时间内向直流微网输送更多的功率,为系统提供有效的惯性支持,提高直流电压暂态响应。由于对系统的惯性支持实际是对控制策略的优化,该控制策略下增加的电容也为虚拟电容。多发的功率即为维持直流母线电压稳定的惯性功率 P_{vir} ,将此惯性功率看做直流侧虚拟电容充、放电的功率,分析虚拟电容的大小。由式(4)可知直流电流可表示为

$$I_{dc} = k \left(\frac{dU_{dc}}{dt} \right) \cdot (U_{dc}^* - U_{dc}) \quad (5)$$

式中: $k(U_{dc}/dt)$ 为与直流电压变化率有关的下垂系数。

由式(5)可得:

$$I_{dc} = \begin{cases} \left(k_1 + k_2 \frac{dU_{dc}}{dt} \right) \cdot (U_{dc}^* - U_{dc}), & \left| \frac{dU_{dc}}{dt} \right| \leq m \\ k_1 \cdot \exp\left(k_3 \frac{dU_{dc}}{dt}\right) \cdot (U_{dc}^* - U_{dc}), & \left| \frac{dU_{dc}}{dt} \right| > m \end{cases} \quad (6)$$

由式(6)可知,当电压变化量在一定范围内时,下垂系数为设定初值,保持不变。当电压受到扰动, dU_{dc}/dt 的值不为零,则下垂系数变化,蓄电池提供惯性功率以补偿功率缺失,稳定直流电压;

当直流电压稳定时, $dU_{dc}/dt=0$,下垂系数恢复至稳定值 $1/k_1$ 。

对(6)等式两边同时乘以 U_{dc} ,得到功率和电压的关系:

$$P = -k \left(\frac{dU_{dc}}{dt} \right) \cdot U_{dc}^2 + k \left(\frac{dU_{dc}}{dt} \right) \cdot U_{dc}^* U_{dc} \quad (7)$$

由图 2 可知,惯性功率可看做改进控制策略后蓄电池所增发的功率 P_{vir} ,为分析虚拟电容,将其表达为式(4)形式。

将式(4)带入式(7)中,得到:

$$P = \begin{cases} -k_2 \frac{dU_{dc}}{dt} \cdot (U_{dc}^2 - U_{dc}^* U_{dc}), & \left| \frac{dU_{dc}}{dt} \right| \leq m \\ -k_1 \cdot \left[\exp\left(k_3 \frac{dU_{dc}}{dt}\right) - 1 \right] \cdot (U_{dc}^2 - U_{dc}^* U_{dc}), & \left| \frac{dU_{dc}}{dt} \right| > m \end{cases} \quad (8)$$

稳定时蓄电池所发出的功率为

$$P_0 = -k \cdot U_{dc}^2 + k_1 \cdot U_{dc}^* U_{dc} \quad (9)$$

得到惯性功率为

$$\Delta P_{vir} = \begin{cases} -k_2 \frac{dU_{dc}}{dt} \cdot (U_{dc}^2 - U_{dc}^* U_{dc}), & \left| \frac{dU_{dc}}{dt} \right| \leq m \\ -k_1 \cdot \left[\exp\left(k_3 \frac{dU_{dc}}{dt}\right) - 1 \right] \cdot (U_{dc}^2 - U_{dc}^* U_{dc}), & \left| \frac{dU_{dc}}{dt} \right| > m \end{cases} \quad (10)$$

联立式(4)和式(10),可求出虚拟电容为

$$C_{vir} = \begin{cases} k_2 (U_{dc}^* - U_{dc}), & \left| \frac{dU_{dc}}{dt} \right| \leq m \\ \frac{k_1 \cdot \left[\exp\left(k_3 \frac{dU_{dc}}{dt}\right) - 1 \right]}{\frac{dU_{dc}}{dt}} (U_{dc}^* - U_{dc}), & \left| \frac{dU_{dc}}{dt} \right| > m \end{cases} \quad (11)$$

由式(11)可知, k_2, k_3 的大小直接影响虚拟电容的大小, k_2, k_3 数值越大,在直流侧虚拟出的电容也越大,系统的惯性增加,稳定性提高。

3 仿真分析

为验证所提直流微网多模式虚拟惯性控制策略的有效性,利用 Matlab/Simulink 仿真软件搭建了图 1 直流微网系统模型。该系统包括 1 台容量为 20 kW 的永磁直驱风力发电机, W-VSC 的额定容量为 20 kW; 蓄电池的额定电压为 100 V, 额定容量为 100 A·h, Bi-DC 的容量为 30 kW; 直流母线额定电压为 500 V, 并网变流器的容量为 45 kW。

直流微网系统在孤岛模式下运行, 风电机组采用最大功率跟踪控制, 蓄电池侧采用下垂控制, 承担直流系统的功率缺额。

3.1 线性模式惯性控制仿真分析

系统初始负荷为 20 kW, 由于风速和光照始终保持不变, 系统中风电机组的输出功率恒为 10 kW, 由蓄电池调整出力和荷电状态适应负荷的变化, 直流母线电压初始值为 496 V。系统运行至 2 s 时, 负荷突增 10 kW; 运行至 4 s 时, 负荷突减 20 kW; 运行至 6 s 时, 负荷再次突增 10 kW。在未加线性模式惯性控制时, 当运行至 2 s 负荷突增时, 蓄电池按照下垂特性承担系统的功率缺额, 下垂系数保持 0.0083 不变, 直流电压降至 492 V, 在 4 s 负荷突减时, 直流电压升至 500 V, 在 6 s 时, 负荷突增, 直流电压又回到 496 V, 负荷变化过程中直流电压的波动幅度为 8 V, 如图 6 所示。

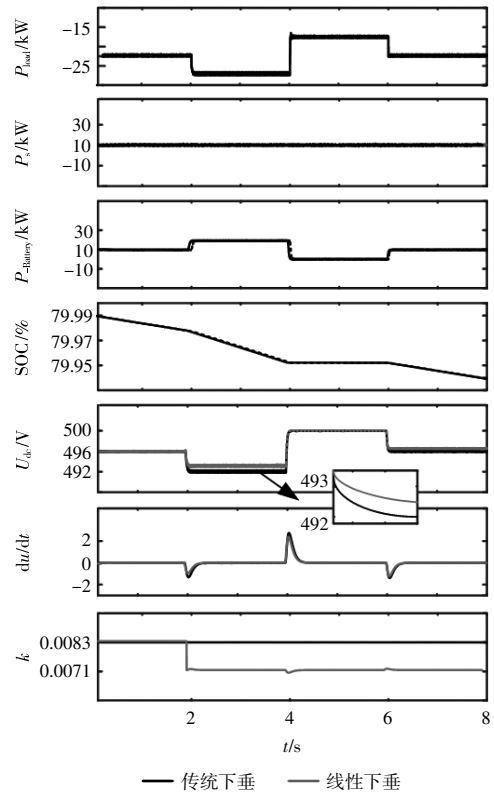


图 6 传统下垂与线性模式虚拟惯性控制仿真对比
Fig.6 Comparison of traditional droop control and virtual inertial control simulation of linear mode

图 6 中: P_{load} 为负荷功率; P_s 为风电机组输出功率; $P_{Battery}$ 为蓄电池输出功率; SOC 为蓄电池荷电状态; U_{dc} 为直流母线电压; du/dt 为电压变化率; k 为下垂系数。

加入线性模式惯性控制,当运行至 2 s 负荷突增时,蓄电池的下垂系数 k 根据 du/dt 的变化,按照线性规律迅速减小,使直流电压降至 492.5 V,与不加惯性控制相比,直流电压波动减小了 0.5 V;当运行至 4 s 负荷突减时,蓄电池的下垂系数 k 根据 du/dt 的变化,当电压接近初始电压时, k 先减小再增大,最终电压稳定在 499.7 V;当运行至 6 s 负荷再次突增时,电压稳定在 496.2 V。通过采用线性下垂控制,电压的波动幅度减小约 10%。由于下垂控制属于短时调节,蓄电池的调节作用较慢,故两种情况下 SOC 曲线基本重合。

3.2 指数模式惯性控制仿真分析

直流系统采用指数模式惯性控制前后的各端功率、蓄电池荷电状态、直流母线电压及其变化率与线性下垂控制系数的响应情况如图 7 所示。

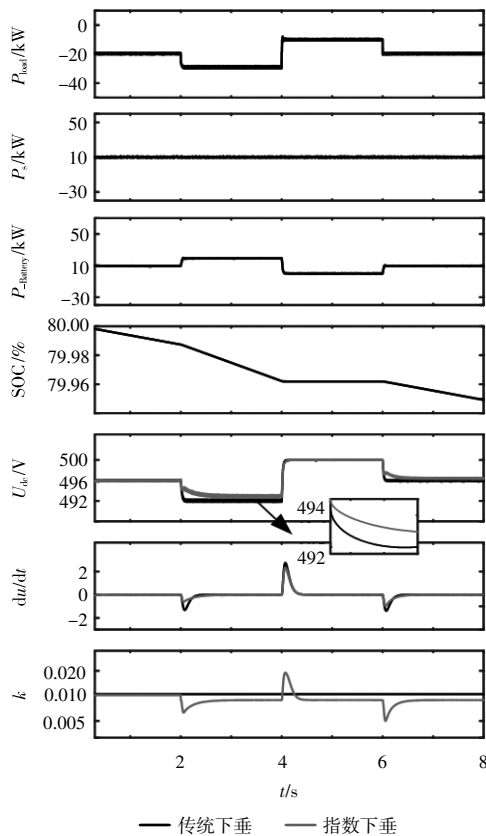


图 7 传统下垂与指数模式的虚拟惯性控制仿真对比
Fig.7 Comparison of virtual inertial control simulation of traditional mode and exponential mode

加入指数模式惯性控制,当运行至 2 s 负荷突增时,蓄电池的下垂系数 k 根据 du/dt 的变化,按照指数规律迅速减小,使直流电压降至 493 V,与不加惯性控制相比,直流电压波动减小了 1 V;

当运行至 4 s 负荷突减时,蓄电池的下垂系数 k 根据 du/dt 的变化,当电压接近初始电压时, k 先增大再迅速减小,最终电压稳定在 499.5 V;当运行至 6 s 负荷再次突增时,电压稳定在 496 V。通过采用指数下垂控制,电压的波动幅度减小约 18.8%。

3.3 多模式惯性控制仿真分析

直流系统采用多模式惯性控制前后的各端功率、蓄电池荷电状态、直流母线电压及其变化率与线性下垂控制系数的响应情况如图 8 所示。

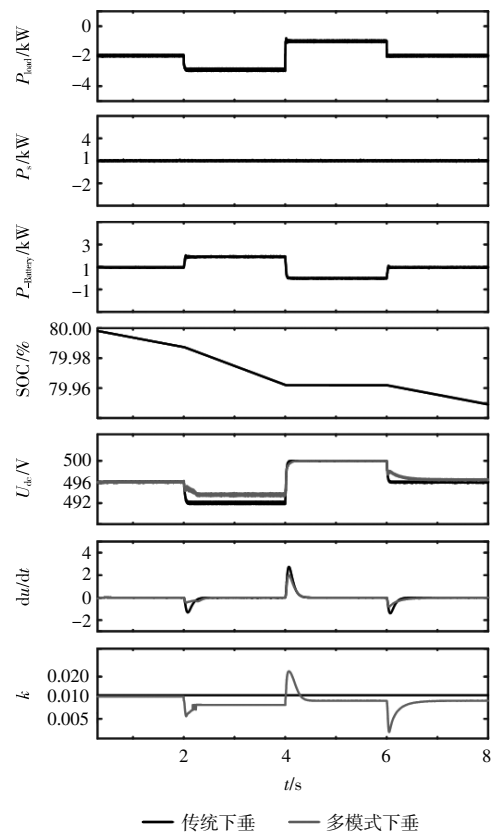


图 8 传统下垂与多模式的虚拟惯性控制仿真对比
Fig.8 Comparison of virtual inertial control simulation of traditional mode and multi-mode

加入多模式惯性控制,当运行至 2 s 负荷突增时,蓄电池的下垂系数 k 迅速减小,使直流电压降至 494 V,与不加惯性控制相比,直流电压波动减小了 2 V;当运行至 4 s 负荷突减时,蓄电池的下垂系数 k 先增大再迅速减小,最终电压稳定在 499.5 V;当运行至 6 s 负荷再次突增时,电压稳定在 496.3 V。通过采用多模式下垂控制,电压的波动幅度减小约 31.3%。

采用线性、指数与多模式惯性控制前后的仿

真对比如图 9 所示。

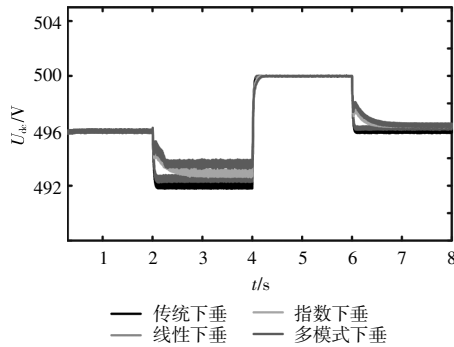


图 9 传统下垂与 3 种惯性控制仿真对比

Fig.9 Comparison of virtual inertial control simulation of traditional mode and other multi-modes

在负荷变化过程中直流电压波动分别为 7.2,6.5,5.5 V,其中,系统采用多模式下垂控制时,系统惯性最强,直流母线电压在负荷突变时的波动最小。

3.4 功率振荡仿真分析

直流系统在发生功率振荡情况下,采用多模式惯性控制前后的蓄电池功率、直流母线电压及其变化率与下垂系数的响应情况如图 10 所示。

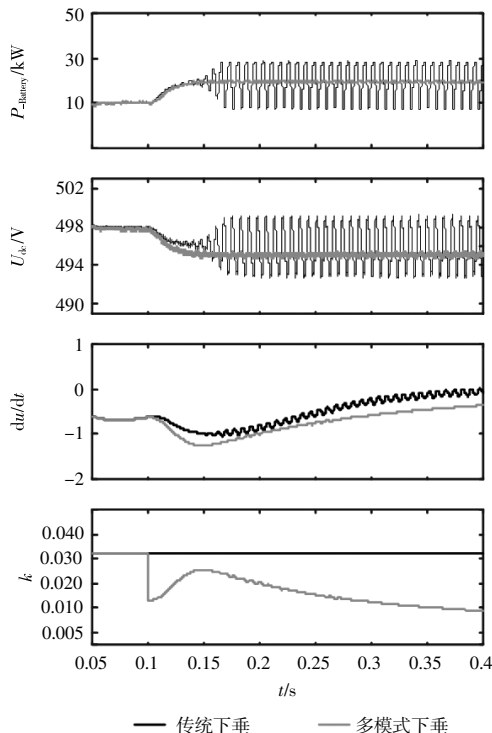


图 10 功率振荡时采用多模式惯性控制前后仿真对比

Fig.10 Comparison of virtual inertial control simulation of traditional mode and multi-mode

在未加多模式惯性控制时,当运行至 0.1 s 系

统发生功率振荡,下垂系数保持不变,直流电压从 498 V 下降并振荡,振荡幅度逐渐增大至 6 V。加入多模式惯性控制后,蓄电池的下垂系数 k 根据 du/dt 的变化,按照多模式惯性控制规律迅速减小,使直流电压降至 495 V,与不加惯性控制相比,直流电压振荡明显减小。

4 结论

直流微网系统本身惯性较低,系统功率不平衡将引起直流电压波动,本文提出了一种直流微网储能端多模式虚拟惯性控制。

①明确了直流微网惯性的定义,包括系统的固有惯性和虚拟惯性两部分,系统惯性表现为直流侧电容的大小。电容器固有容值越大,直流电压受扰动的影响越小,即系统的惯性越大;而通过变流器控制使其向系统传输更多的惯性功率,等效于直流侧并联了比自身电容大许多倍的虚拟电容,其值与变流器传输的惯性功率的大小有关。

②考虑到在不同电压变化率下系统对惯性功率供应速率要求的差异,提出直流微网多模式虚拟惯性控制。根据电压变化的剧烈程度,分别采用线性模式和指数模式的虚拟惯性控制策略,即改变下垂系数的变化模式,使蓄电池在系统不同运行状态下均能以较大速率发出惯性功率,增加系统惯性,延长电压恢复振荡的时间;同时对引入的虚拟电容进行分析,通过改变电压调整系数调节虚拟电容大小,改善直流微网低惯性的缺点。

③为验证本文所提控制策略的有效性,在 Matlab 中搭建模型进行仿真。结果表明,所提控制策略能够在系统突然出现功率不平衡时,短时地增加了直流系统的惯性,减小直流电压波动,对电压暂态响应有一定的改善,提高了供电质量。

参考文献:

- [1] 宋强,赵彪,刘文华,等.智能直流配电网研究综述[J].中国电机工程学报,2013,33(25):9-19.
- [2] 周逢权,黄伟.直流配电网系统关键技术探讨[J].电力系统保护与控制,2014,42(22):62-67
- [3] 姚钢,纪飞鹏,殷志柱,等.直流配电网电能质量研究综述[J].电力系统保护与控制,2017,45(16):163-170.
- [4] Nejad R R,Hakimi S M,Tafreshi S M M. Smart virtual energy storage control strategy to cope with uncertainties and increase renewable energy penetration [J].Journal of Energy Storage,2016(6):80-94.

- [5] Guerrero J M, Vázquez J C, Teodorescu R. Hierarchical control of droop-controlled DC and AC microgrids – a general approach towards standardization [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2009, 58 (1): 158–172.
- [6] Nejabatkhah F, Li Y W. Overview of power management strategies of hybrid AC/DC microgrid [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2015, 30(12): 7072–7089.
- [7] Tomislav Dragičević, Guerrero J M, Vasquez J C, et al. Supervisory control of an adaptive-droop regulated DC microgrid with battery management capability [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2014, 29 (2): 695–706.
- [8] Majumder R. Some aspects of stability in microgrids [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28 (3): 3243–3252.
- [9] 王毅, 张丽荣, 李和明, 等. 风电直流微网的电压分层协调控制 [J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(4): 16–24.
- [10] 王海波, 杨秀, 张美霞. 平抑光伏系统波动的混合储能控制策略 [J]. 电网技术, 2013, 37(9): 2452–2458.
- [11] 李培强, 段克会, 董彦婷, 等. 含分布式混合储能系统的光伏直流微网能量管理策略 [J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(13): 42–48.
- [12] 贾成真, 王灵梅, 孟恩隆, 等. 基于风电场集中储能的风储柔性控制策略研究 [J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(6): 30–37.
- [13] Soni N, Doolla S, Chandorkar M C. Improvement of transient response in microgrids using virtual inertia [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2013, 28 (3): 1830–1838.
- [14] Wu T F, Chang C H, Lin L C, et al. DC-bus voltage control with a three-phase bidirectional inverter for DC distribution systems [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2013, 28(4): 1890–1899.
- [15] 朱晓荣, 蔡杰, 王毅, 等. 风储直流微网虚拟惯性控制技术 [J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(1): 49–58.
- [16] 王毅, 黑阳, 付媛, 等. 基于变下垂系数的直流配电网自适应虚拟惯性控制 [J]. 电力系统及其自动化, 2017, 41(8): 116–124.
- [17] Jin Z, Meng L, Han R, et al. Admittance-type RC-mode droop control to introduce virtual inertia in DC microgrids [A]. IEEE Energy Conversion Congress and Exposition [C]. Cincinnati: IEEE, 2017. 4107–4112.
- [18] 朱晓荣, 谢志云, 荆树志. 直流微电网虚拟惯性控制及其稳定性分析 [J]. 电网技术, 2017, 41(12): 3884–3892.
- [19] 于明, 王毅, 李永刚. 基于预测方法的直流微网混合储能虚拟惯性控制 [J]. 电网技术, 2017, 41 (5): 1526–1532.

Research on multi-mode virtual inertial control of DC microgrid energy storage

Wang Hua¹, Yu Zhenggang¹, Wang Chen², Li Hanbing¹, Sun Tao¹, Bai Congcong³, Jiang Guowen³, Zhang Xiangyu³

(1.State Grid Jiangsu Power Co.,Ltd. Lianyungang Power Supply Branch, Lianyungang 222000, China; 2.State Grid Jiangsu Power Co.,Ltd. Lianyungang District Power Supply Branch, Lianyungang 222000, China; 3.State Key Laboratory of New Energy Power System, North China Electric Power University, Baoding 071003, China)

Abstract: Enhancing the inertia of a direct current (DC) microgrid is a key issue to prevent the induction of DC voltage oscillations caused by the introduction of constant power DC loads. Considering the differences in the required supplementary power response rates under various voltage change rates, this paper first proposes a multi-mode virtual inertia control strategy for the energy storage battery terminals of the DC microgrid, using linear and exponential modes to provide inertia power at different rates, thereby reducing DC voltage fluctuations. Secondly, the equivalent virtual capacitance expressions for both modes are derived, establishing a dynamic relationship between the virtual capacitance and voltage adjustment. Finally, a simulation model of a DC microgrid system with energy storage is constructed to verify the effectiveness of the proposed control strategy in supporting DC voltage stability.

Keywords: DC microgrid; energy storage; virtual inertia; virtual capacitor