DOI：10.7500/AEPS20170502005

含多端柔性互联装置的交直流混合配电网协调控制方法

张 学[1]，裴 玮[1]，范士雄[2]，孔 力[1]，邓 卫[1]，黄仁乐[3]
（1. 中国科学院电工研究所，北京市 100190；2. 中国电力科学研究院有限公司，北京市 100192；
3. 国网北京市电力公司，北京市 100031）

摘要：含柔性互联装置的交直流混合配电网协调控制方法是保证其高效可靠运行需要解决的关键技术之一。文中提出了一种新型的交直流混合配电网的协调控制方法。首先，根据互联装置交流侧运行状态将系统分为了 9 种不同的运行模式，并依照不同运行模式的控制需求提出了互联装置、储能单元以及光伏发电单元的控制策略。针对下垂控制的直流电压偏差问题，采用直流电压二层控制进行补偿。同时为了避免深度放电，提出了基于荷电状态带有缓冲区的减载算法，能够有效减小直流电压波动，而对于深度充电问题，提出了采用光伏发电单元同时切换至分层直流下垂控制实现直流电压恒定，实现按照容量比例进行均分。最后，通过仿真软件搭建了仿真模型，仿真结果验证了所提出方法的有效性和可行性。

关键词：交直流混合配电网；协调控制；减载控制；二层控制；功率均分；即插即用

0 引言

当前的城市配电网仍然以交流架构为主，近年来为了集成直流分布式发电单元与储能单元，直流配电网得到了广泛的关注[1-2]，其具有能量转换次数少、效率高以及控制简单等优势[3-5]。虽然直流配电网为直流发电单元和负荷提供了高效的接入方式，然而采用单一供电架构难以满足多类型分布式发电单元和负荷及储能单元的集成。为了进一步提升系统效率，采用交直流混合配电网是未来的发展趋势[6-7]。

为了进一步提升多个交流供电区域可靠性，可以通过柔性互联装置（FID）构建多个交流区域互联，通过直流线路实现多个交流区域相互支持，并且直流线路中可以集成大量的直流负载、分布式发电与储能系统[8-9]。针对新型含多个柔性互联装置的交流配电网，由于其供电单元和负载单元较多，如何实现整个系统的协调控制是保证其安全可靠运行的关键。

针对上述问题，文献[10]提出了交直流系统的协调控制，通过并网变换器控制交流电压和频率，而储能系统和电热水器始终通过下垂控制维持直流母线电压在允许范围内，该方法未考虑储能系统过度充放电。文献[11]提出了功率-电压协调控制，通过两个电压源型换流器（VSC）分别控制电压和功率，以正常状态降低网损、风险状态实现调压为目标，通过改进遗传算法实现优化求解。文献[12]针对交流混合配电网中的直流母线电压波动问题，提出了采用二自由度控制结构，设计了前馈控制和抗扰动控制器。文献[13]为了减小由分布式发电单元和电动汽车引起的辐射状交流配电网支路电压波动问题，通过互联连接直流网络和交流网络，对于光伏发电单元接入交流支路的 VSC 主要采用交流电压-功率控制，而直接连接交流电网的 VSC 通过调节直流电压和交流电压分别控制直流网络的有功功率和交流网络的无功功率。文献[14]提出一种基于背靠背变换器互联的交直流配电网的协调控制策略，根据电网、直流网络和交流网络的功率传输模式给出不同子网内部变换器的控制策略，同时考虑了多种故障情况。文献[15]通过交流/直流和直流/直流变换器互联了直流网络和交流网络，提出分层控制，在本地层自身交流网络实现功率均分，互联变换器采用全局功率均分算法实现交流和直流网络的功率交换。

以往的协调控制策略主要侧重于网络内部的功率分配控制以及网络之间的功率分配方法，并没有考虑整个系统多类型接入单元运行状态的复杂性，

收稿日期：2017-05-02；修回日期：2017-08-14。
上网日期：2017-09-22。
国家高技术研究发展计划（863 计划）资助项目（2015AA050102）；国家电网公司科技项目（DZ71-16-001）；中国科学院前沿科学重点研究项目（QYZDB-SSW-JSC024）。

除此之外传统的直流网络各单元控制策略主要是主从控制或者下垂控制[16-18]。文献[16]提出了基于下垂控制的交直流混合配电网协调控制策略，但并未解决直流电压偏差的协调控制以及蓄电池充放电的安全运行边界问题。文献[17-18]提出了基于直流电压或者交流频率信号的分层控制策略，在直流电压和交流频率允许范围内划分层次，每一层级分割点作为不同模式切换的转换标志，当分布式单元和储能单元种类较多时，划分的层级将会更加密集，容易引起误切换。而对于主从控制，虽然在不同状态下都可以维持直流电压或者交流频率稳定在理想参考点，但是通信延迟、数据丢包及通信故障将会对系统稳定性造成不利影响，且不同状态仅仅只能有一个平衡节点，当多个平衡节点单元接入时无法实现即插即用[3]。

为此，本文提出了适用于含多端柔性互联装置的交直流混合配电网的协调控制方法，针对交流侧正常与故障状态，分析了不同状态下的运行模式，提出了互联装置、储能单元及光伏发电单元的协调控制策略，并进一步考虑了蓄电池荷电状态(SOC)安全运行边界，提出了新型的减载控制方法，通过仿真验证了有效性。

1　交直流混合配电网结构

含多端柔性互联装置的交直流配电网典型结构如附录A图A1所示。图A1系统中通过多个柔性互联装置将多个交流子网和直流子网进行互联，直流子网便于集成光伏发电单元、储能单元及多种电压等级的直流负荷，交流子网可以集成交流负荷，进而提升了系统整体效率。通过对柔性互联装置的有效控制可以实现交直流子网间的功率相互支持，在单端或者多端发生故障时可以通过改变互联装置的控制策略实现重要负荷的可靠供电。

2　运行模式

含有多端柔性互联装置的交直流混合配电网的运行模式可以根据柔性互联装置交流侧是否发生故障分为正常运行和故障状态下运行。在电网正常和故障状态下又根据不同工作状况分为多种运行模式，如图1所示。

2.1　正常运行

正常运行是指在交直流混合配电网运行过程中，互联装置的交流侧未发生短路故障。在运行模式1中，光伏发电单元工作在最大功率点跟踪(MPPT)控制模式，根据蓄电池状态和能量管理策略，其工作在待机/充放电模式。多个柔性互联装置采用分层直流下垂控制对直流网络负载功率进行均分，并且通过二层控制补偿直流电压偏差。

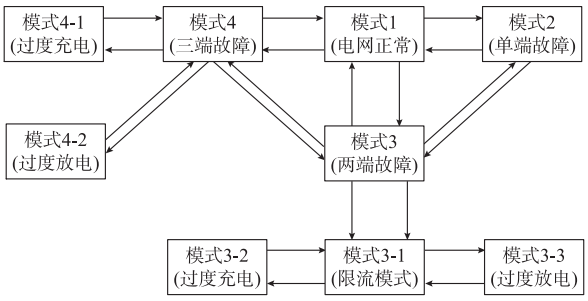


图1　系统运行模式

Fig.1　Operation modes of system

2.2　交流侧发生短路故障

交流侧短路故障分为三相短路、相间短路、单相接地故障及两相接地故障，其中三相短路故障为平衡故障，是最严重的短路故障，本文在此仅考虑三相短路故障。

在交流侧发生三相短路时将会导致三相电压瞬间跌落，其交流电压不满足负载供电电压要求，为了实现重要负载的不间断供电，需要快速切换柔性互联装置的控制策略维持交流电压和频率稳定，其他互联装置的控制策略无需改变。交流侧故障根据系统中换流站的个数分为不同情况，针对图1可以分为单端故障、两端故障及三端故障。

1)对于单端故障，即图1中的运行模式2，在此期间故障侧柔性互联装置(FFID)将会切换控制策略维持重要交流负载不间断供电，对于整个系统来说，该互联装置由电源特性变为负载特性，其他的两端装置控制策略不变，且维持直流母线电压稳定。

2)对于两端故障，即运行模式3，在此期间，故障侧柔性互联装置转为控制交流电压策略，维持重要负荷不间断供电，而非故障侧柔性互联装置控制策略不变。当分布式发电输出功率大于负荷功率时，多余的功率将会通过非故障侧柔性互联装置送入电网，当该功率达到柔性互联装置的容量极限时，柔性互联装置处于限流模式；同理，当分布式发电输出功率小于负荷功率时，不足的功率由电网供给，当该功率达到容量极限时，同样会进入限流模式，此时运行模式3切换至运行模式3-1。

在限流模式中，蓄电池储能系统(BESS)将会控制直流电压稳定，当长期处于该工况下时，蓄电池将会根据SOC状态处于过度充电模式(模式3-2)和过度放电模式(模式3-3)，由于模式3-2和模式3-3与模式4-1和模式4-2类似，下面一并分析。

3)对于三端故障，即运行模式4，由于失去外部交流网络支持，三个交流区域都由电源特性变为负

载特性，此时只能启动储能单元维持整个系统稳定。当启动储能装置并转变为平衡节点时，就可能导致储能出现过度充电（模式 4-1）和过度放电情况（模式 4-2），下面进行分析。

①当分布式发电单元输出功率始终小于直流网络负载及交流网络负载之和时，得到：

$$P_{\mathrm{v}}<P_{\mathrm{DCL}}+P_{\mathrm{ACL}} \tag{1}$$

式中：P_{v} 为光伏发电单元输出功率之和；P_{DCL} 和 P_{ACL} 分别为直流网络负载功率和交流网络负载功率之和。

在模式 3-3 和模式 4-2 期间，为了保证直流电压在允许运行范围，蓄电池储能系统将处于持续放电状态，且蓄电池 SOC 逐渐降低，当达到 SOC 下限时，为了避免蓄电池过度放电，需要按照负载优先级进行减载，直到蓄电池处于充电运行。

②当分布式发电单元输出功率大于直流负载和交流负载之和时，得到：

$$P_{\mathrm{v}}>P_{\mathrm{DCL}}+P_{\mathrm{ACL}} \tag{2}$$

在模式 3-2 和模式 4-1 期间，蓄电池储能系统处于持续充电状态，蓄电池 SOC 逐渐升高，当达到 SOC 上限时，需要停止储能系统工作，此时启动光伏发电单元由 MPPT 控制切换至直流下垂控制工作降功率运行模式并维持直流电压在允许范围内，同时多个光伏发电单元能够按照容量比例实现负载的功率均分。

3　协调控制策略

为了实现交直流混合配电网安全稳定运行，要求整个系统中的电力电子接口装置之间要相互协调配合，下面针对前面给出的不同运行模式和控制目标制定相应的协调控制策略，如表 1 所示。

表 1　不同运行模式下的接口变换器的控制策略
Table 1　Control strategy of interface converter under different operation modes

模式	FID	FFID	BESS	光伏	负载
模式 1	直流下垂		充放电/待机	MPPT	正常运行
模式 2	直流下垂	CVCF	充放电/待机	MPPT	正常运行
模式 3	直流下垂	CVCF	充放电/待机	MPPT	正常运行
模式 3-1	限流	CVCF	直流下垂	MPPT	正常运行
模式 3-2	限流	CVCF	待机	恒压	正常运行
模式 3-3	限流	CVCF	直流下垂	MPPT	减载运行
模式 4		CVCF	直流下垂	MPPT	正常运行
模式 4-1		CVCF	待机	恒压	正常运行
模式 4-2		CVCF	直流下垂	MPPT	减载运行

3.1　互联变换器的控制策略

根据表 1，柔性互联装置主要包括分层直流下垂控制、恒压恒频（CVCF）控制及限流控制，所采用的柔性互联装置控制框图如图 2 所示。在正常运行期间，柔性互联装置采用分层直流下垂控制，直流下垂控制等式为：

$$U_{\mathrm{dc}}^{*}=U_{\mathrm{dcN}}-k_{\mathrm{p}}i_{\mathrm{dc}} \tag{3}$$

式中：U_{dc}^{*} 为直流电压 U_{dc} 的参考值；k_{p} 为虚拟阻抗；i_{dc} 为直流电流；U_{dcN} 为额定直流电压。

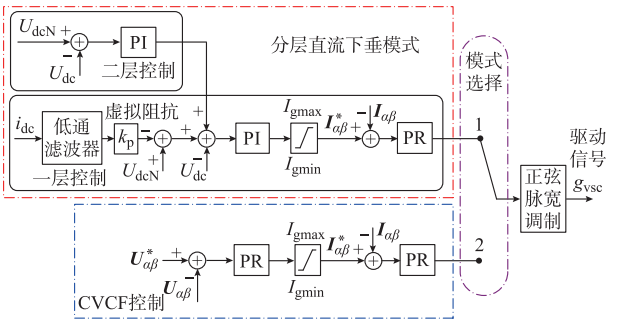


图 2　互联装置的控制框图
Fig.2　Control diagram of interlink converter

由于互联装置间的距离不一致使得其线路阻抗不完全相同，进而导致各端输出电压存在差别，因此通常采用增设虚拟阻抗来抑制线路阻抗不一致的影响[19]。然而虚拟阻抗较大将会引起直流电压降落，为了补偿电压跌落部分，在此采用基于低带宽通信技术的二层控制策略，其中补偿电压为：

$$\Delta u_{\mathrm{dc}}=(U_{\mathrm{dcN}}-U_{\mathrm{dc}})\left(k_{\mathrm{P}}+\frac{k_{\mathrm{I}}}{s}\right) \tag{4}$$

式中：Δu_{dc} 为互联装置二层控制器输出值；k_{P} 为比例系数；k_{I} 为积分系数。

将补偿电压叠加到下垂控制中生成参考值，将电压参考值与反馈值相减经过比例-积分（PI）调节器得到电流内环参考值 $\boldsymbol{I}_{\alpha\beta}^{*}$，电流闭环采用 $\alpha\beta$ 坐标系下的控制策略，采用比例-谐振（PR）调节器实现无静差调节。

当互联装置交流侧发生三相短路故障时，互联装置由分层下垂控制切换至 CVCF 控制。本文采用 $\alpha\beta$ 坐标系下的 CVCF 控制，设置交流电压参考值 $\boldsymbol{U}_{\alpha\beta}^{*}$ 为两相正弦量，同样采用 PR 调节器实现无静差调节。

在互联变换器采用不同控制策略时，均在控制框图中加入了电流限幅环节（上、下限分别为 I_{gmax} 和 I_{gmin}）保证系统稳定可靠切换，以避免系统在不同控制策略切换过程中出现过电流现象触发保护环节导致设备停机。

3.2　蓄电池储能系统的控制策略

根据表 1，蓄电池储能系统的控制策略主要包括分层直流下垂控制、恒功率充放电控制及待机模式，其控制框图如图 3 所示。图中，U_{dcb} 和 i_{dcb} 分别

为蓄电池储能系统的直流电压和电流，U_{dcNb}为直流电压U_{dcb}的额定值，I_b，I_{bmax}，I_{bmin}分别为蓄电池储能系统的输出电流及其上、下限值，I_b^*，P_b^*，V_b分别为蓄电池储能系统输出电流和输出功率的参考值及输电电压。

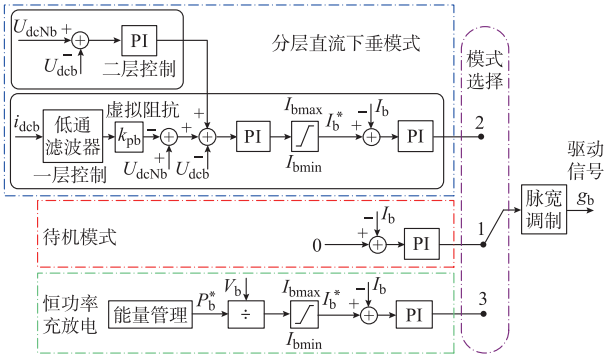


图 3　蓄电池储能系统的控制框图

Fig.3　Control diagram of battery energy storage system

在正常运行期间，可以根据系统运行情况及蓄电池自身状态运行在待机模式或者充放电控制模式，充放电功率参考值取决于蓄电池自身能量管理策略。在待机模式中，通过对电感电流进行闭环控制，实现蓄电池输出电流为零。在恒功率充放电控制时，采用电流闭环控制实现恒功率控制。与图 2 类似，同样在系统控制中加入了电流限幅环节控制电流在允许范围内，避免过电流现象。

当长期运行在限流模式或者柔性互联装置交流侧出现三相短路故障，导致其没有充足的功率控制直流电压时，需要启动蓄电池储能系统切换至分层直流下垂控制维持直流电压恒定。当系统处于该阶段时，根据蓄电池 SOC 的状态分为两种情况：当蓄电池 SOC 升高至上限 S_{max}时，此时需要由分层直流下垂控制强制切换到停止模式，以防止蓄电池过度充电；当蓄电池 SOC 减小至下限 S_{min}时需要启动减载程序直至蓄电池转为充电模式。

当 SOC 达到下限时，大范围直接切除交流网络或者直流网络中的负载将会引起直流电压的大范围波动，有可能触发过压保护。传统减载算法通常以直流电压作为分割点[20]，然而采用分层直流下垂算法时，直流电压能够稳定理想参考点，因此传统减载算法失效，为了解决这一问题，提出一种带有缓冲区的减载算法，如图 4 所示。在减载算法中设置一个缓冲区间，定义 SOC 值 $S_S>S_{min}$，其中$[S_{min},S_S]$即为缓冲区间，在缓冲期间根据负载数量以及 SOC 区间设置切除负载所对应的 SOC，当达到 S_S 时刻，根据负载优先级由高到低顺序逐步切除负载，由于每次切除负载功率较小，因此能够有效避免直流电压大范围波动，提高系统稳定性。

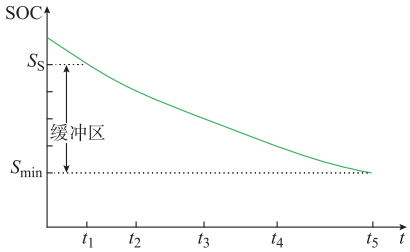


图 4　基于 SOC 的减载方法

Fig.4　Load shedding method based on SOC

3.3　光伏发电系统控制策略

根据表 1，光伏发电系统控制策略包括 MPPT 控制和分层直流下垂控制，其控制框图如图 5 所示。图中，U_{dcv}和i_{dcv}分别为光伏发电单元变换器的直流电压和电流，I_v，I_{vmax}，I_{vmin}，I_v^*分别为光伏发电单元变换器电感电流及其上限、下限、参考值，I_{pv}和U_{pv}分别为光伏电池输出电流和电压，U_{dcNv}为直流电压U_{dcv}的额定值。

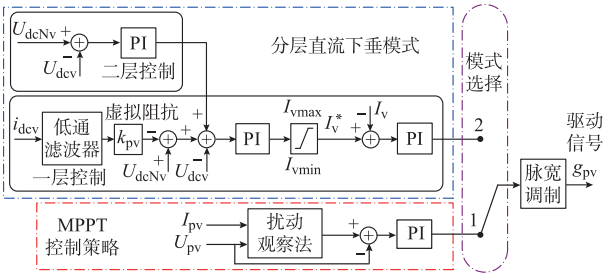


图 5　光伏发电系统的控制框图

Fig.5　Control diagram of photovoltaic generation system

在正常运行时，光伏发电单元工作在 MPPT 模式，分层下垂控制主要在蓄电池 SOC 达到上限时启动，此时由于储能装置停止工作，为了维持直流母线电压恒定，将多个光伏发电单元同时切换到分层直流下垂控制，减小光伏发电单元输出功率。为了防止输出电流越限，在控制系统中加入了限幅模块，以保证系统在不同控制下实现稳定切换。

4　仿真验证和分析

为了验证本文所提出的协调控制策略的可行性，采用 MATLAB/Simulink 仿真软件搭建仿真模型，进行仿真研究，系统结构如附录 A 图 A1 所示。设置柔性互联装置额定功率为 60 kW，光伏发电单元额定功率为 30 kW，蓄电池储能系统额定功率为 60 kW，容量为 40 Ah。设置交流网路母线电压为 380 V、频率为 50 Hz，负载为 90 kW，其中重要负载为 30 kW，非重要负载为 60 kW。设置直流网路母线电压为 800 V，负载为 45 kW，其中重要负荷为

15 kW，非重要负荷为 30 kW。设置 SOC 上限和下限分别为 90%和 40%，设置 S_S 为 40.3%，缓冲区间为[40%，40.3%]，减载间隔为 0.06%。根据前面所分析的运行模式和所提出的协调控制方法，下面根据具体的算例对其进行仿真验证。

4.1　单端互联装置交流侧发生三相短路故障

单端互联装置交流侧发生三相短路故障情况的仿真结果如附录 A 图 A2 所示。在初始时刻，光照强度为 500 W/m^2，直流负载为 45 kW，通过三端柔性互联装置的控制能够保证直流电压稳定在 800 V，蓄电池初始 SOC 为 70%，为了减小蓄电池充放电次数，储能系统处于待机状态，由于光照强度较小，光伏输出功率小于负载功率，不足的功率由电网提供，此时交流网路通过三端柔性互联装置向直流网路提供功率支持。

在 0.5 s 时，光照强度由 500 W/m^2 变化至 1 000 W/m^2，此时光伏输出功率大于负载功率，因此过剩的功率传输给电网。在 1 s 时，柔性互联装置 3 交流侧出现三相短路故障，该互联装置由分层直流下垂切换到 CVCF 控制维持交流电压和频率不变，柔性互联装置 1 和 2 仍然采用分层直流下垂控制维持各自的输出直流电压不变，从图 A2(a)看出换流站 3 直流电压出现轻微跌落，主要原因是该直流电压失去柔性互联装置 3 控制，由于线路阻抗导致直流电压降低。在 2 s 时，柔性互联装置 3 交流侧故障被清除，换流站 3 由 CVCF 控制切换到分层直流下垂控制，实现对直流负荷功率精确分配。在 2.5 s 时，直流网路内部非重要负载由 30 kW 减小到 15 kW，经过调整直流电压仍然能够保持稳定，系统运行状态良好。

4.2　三端互联装置交流侧发生三相短路故障

由于两端或者三端交流故障情形类似，都会出现需要启动储能系统维持整个系统功率平衡，在此以三端互联装置故障为例进行分析。附录 A 图 A3 给出了三端互联装置交流侧短路故障情况下蓄电池长期充电的仿真结果。在初始时刻，光照强度为 800 W/m^2，蓄电池初始 SOC 为 89.98%，直流网络负载为 15 kW 重要负荷，交流侧接入 30 kW 的重要负荷。在 0.5 s 时，由于短路故障导致三端互联装置交流侧均发生短路故障，为了维持重要负荷不间断供电，互联装置转换为 CVCF 控制，并且启动直流网路内部储能系统由待机切换至分层直流下垂控制维持直流电压恒定。

在 1 s 时光照强度突变至 1 000 W/m^2，此时光伏发电单元输出功率增加，储能充电速度加快，当蓄电池 SOC 达到 90%时，为了避免蓄电池深度充电，停止蓄电池工作，同时切换光伏变换器由 MPPT 控制转为分层直流下垂控制维持直流电压在允许运行范围，可以看出在此阶段光伏输出功率减小。在 2.5 s 时，直流网路内部 20 kW 负载投入运行，导致光伏变换器出现限流现象，直流电压逐渐下降并且稳定在 750 V 附近，由于 750 V 仍然大于 0.9(标幺值)，因此系统中的变换器运行状态并没有因此发生改变。在 3 s 时，直流网路内部又增加 10 kW 负载，由于负载功率大于光伏发电单元输出功率，导致直流电压下降，当直流电压达到 0.9(标幺值)时激活蓄电池储能系统重新投入工作，由待机模式切换到分层直流下垂控制模式，此时输出功率大于零，处于放电状态，蓄电池 SOC 逐渐下降。

附录 A 图 A4 给出了三端换流站交流侧发生短路故障情况且蓄电池长期放电的仿真结果。在初始时刻，光照强度为 800 W/m^2，蓄电池初始 SOC 为 40.35%，直流网络负载为 15 kW 重要负荷和 30 kW 非重要负载，交流 1 侧接入 10 kW 的重要负荷和 15 kW 的非重要负载，交流 2 侧接入 10 kW 的重要负荷，交流 3 侧接入 10 kW 的重要负荷和 10 kW 的非重要负荷。

在 0.5 s 时，三端互联装置交流侧均出现电网故障，保护装置跳开，三个换流站同时切换到 CVCF 控制维持交流侧电压和频率稳定，蓄电池储能系统由待机模式切换到分层直流下垂控制维持直流电压恒定，由于分布式发电单元输出功率小于直流网路和交流网路负载之和，因此蓄电池工作在放电状态，根据提出的减载策略，当蓄电池 SOC 达到 40.3%时，进入缓冲区启动减载程序，根据负载优先级逐步切除非重要负荷。当 SOC 达到 40.3%时，开始减载优先级最低的 10 kW 直流负载；当蓄电池 SOC 分别达到 40.24%，40.18%和 40.12%时，按照优先级分别切除直流网路中其他两组 10 kW 直流负载和 15 kW 的交流负载，在负载切除期间对直流电压冲击较小。在 8 s 时，光照强度升高至 1 000 W/m^2，光伏输出功率增加，此时光伏发电单元输出功率大于负载功率，蓄电池工作在充电模式，SOC 迅速上升。

通过上述仿真验证可知，所提出的协调控制能够在不同运行工况下实现多个单元变换器控制策略的平滑切换，实现大扰动条件下的稳定运行。

4.3　即插即用

前面分别对柔性互联装置交流侧发生短路故障的几种典型情况进行了仿真验证。本文提出的协调控制方法的另一个优势在于接入同类型分布式电源和储能单元不会导致整个系统能量管理优先级出现

问题，能够实现即插即用。在此以光伏分布式发电单元为例进行说明，光伏发电单元工作在两种形式：MPPT 和分层直流下垂控制，下面分别进行仿真研究。

附录 A 图 A5 给出了光伏系统采用 MPPT 控制时即插即用的仿真结果。在初始时刻，光照强度为 500 W/m^2，在 0.5 s 时光照升高至 1 000 W/m^2，光伏发电单元输出功率增加，在 1 s 时外部增加了一个光伏发电单元接入直流母线；在 1.5 s 时该光伏发电单元又从直流母线切除，在采用 MPPT 控制方式时，光伏发电单元可以实现即插即用，不会影响系统运行。

附录 A 图 A6 给出了光伏发电单元采用分层直流下垂控制时即插即用的仿真结果。根据前面分析可知当光照强度充足并且蓄电池 SOC 达到上限时，光伏发电单元将会切换至分层直流下垂控制。根据仿真结果看出，当蓄电池 SOC 达到上限时，光伏发电单元由 MPPT 方式切换到分层直流下垂控制实现降功率运行，此时光伏发电单元 1 和 2 实现功率均分并稳定光伏变换器出口侧直流电压为 800 V。

在 2.2 s 时，光伏发电单元 3 接入直流母线，同样采用分层直流下垂控制，可以看出在未接入之前光伏发电单元 1 和 2 输出功率均为 22.5 kW，而接入后功率重新分配使得三个光伏发电单元输出功率均为 15 kW，并且稳定直流电压。在 3.5 s 时，光伏发电单元 3 从直流母线中切除，光伏发电单元 1 和 2 输出功率经过调整重新稳定在 22.5 kW。从整个仿真结果看出，在光伏发电单元采用分层直流下垂控制时，接入和切除直流母线的光伏发电单元对电压和功率冲击影响很小，验证了控制策略可行性和有效性。

5　结语

本文提出了含柔性互联装置的交直流混合配电网的协调控制方法。所提出的方法集成了主从和下垂控制的优势，能够补偿直流电压偏差，同时保证同类型分布式发电单元和储能单元实现即插即用，无需改变不同变换器的控制策略和运行模式，通过协调控制能够实现交直流重要负载不间断供电。在储能系统过度放电情况下，采用基于 SOC 且带有缓冲期间的减载算法能够有效避免大规模负载同时切除对直流电压引起的冲击，提高系统可靠性。本文所提出的方法需要低带宽通信技术，为了降低成本，未来需要进一步研究无通信的协调控制策略。

附录见本刊网络版（http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx）。

参考文献

[1] 郑欢，江道灼，杜翼.交流配电网与直流配电网的经济性比较[J].电网技术，2013，37(12)：3368-3374.
ZHENG Huan，JIANG Daozhuo，DU Yi. Economic comparison of AC and DC distribution system [J]. Power System Technology，2013，37(12)：3368-3374.

[2] 曾嘉思，徐习东，赵宇明.交直流配电网可靠性对比[J].电网技术，2014，38(9)：2582-2589.
ZENG Jiasi，XU Xidong，ZHAO Yuming. Reliability comparison of AC and DC distribution network [J]. Power System Technology，2014，38(9)：2582-2589.

[3] 张学，裴玮，邓卫，等.多源/多负荷直流微电网的能量管理和协调控制方法[J].中国电机工程学报，2014，34(31)：5553-5562.
ZHANG Xue，PEI Wei，DENG Wei，et al. Energy management and coordinated control method for multi-source/multi-load DC microgrid [J]. Proceedings of the CSEE，2014，34(31)：5553-5562.

[4] 江道灼，郑欢.直流配电网研究现状与展望[J].电力系统自动化，2012，36(8)：98-104.
JIANG Daozhuo，ZHENG Huan. Research status and developing prospect of DC distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems，2012，36(8)：98-104.

[5] 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].电力系统自动化，2017，41(8)：116-124. DOI：10.7500/AEPS20160729015.
WANG Yi，HEI Yang，FU Yuan，et al. Adaptive virtual inertia control of DC distribution network based on variable droop coefficient[J]. Automation of Electric Power Systems，2017，41(8)：116-124. DOI：10.7500/AEPS20160729015.

[6] 黄仁乐，程林，李洪涛.交直流混合主动配电网关键技术研究[J].电力建设，2015，36(1)：46-51.
HUANG Renle，CHENG Lin，LI Hongtao. Research on key technology of AC/DC hybrid active distribution network [J]. Electric Power Construction，2015，36(1)：46-51.

[7] 张黎，吴昊，曹磊，等.基于 Z 型变压器的交直流混合配电网仿真分析[J].电力系统自动化，2014，38(2)：79-84. DOI：10.7500/AEPS201207134.
ZHANG Li，WU Hao，CAO Lei，et al. Simulation analysis on zigzag transformer-based AC-DC combined distribution network [J]. Automation of Electric Power Systems，2014，38(2)：79-84. DOI：10.7500/AEPS201207134.

[8] 王成山，宋关羽，李鹏，等.基于智能软开关的智能配电网柔性互联技术及展望[J].电力系统自动化，2016，40(22)：168-175.DOI：10.7500/AEPS20160620009.
WANG Chengshan，SONG Guanyu，LI Peng，et al. Research and prospect for soft open point based flexible interconnection technology for smart distribution network [J]. Automation of Electric Power Systems，2016，40(22)：168-175. DOI：10.7500/AEPS20160620009.

[9] 王一振，赵彪，袁志昌，等.柔性直流技术在能源互联网中的应用探讨[J].中国电机工程学报，2015，35(14)：3551-3560.
WANG Yizhen，ZHAO Biao，YUAN Zhichang，et al. Study of the application of VSC-based DC technology in energy internet [J]. Proceedings of the CSEE，2015，35(14)：3551-3560.

[10] KYOHEI K，JOMONBU S，ATSUSHI Y，et al. A hybrid

smart AC/DC power system[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2010, 1(2): 199-204.

[11] 张璐，唐巍，梁军，等.基于VSC的交直流混合中压配电网功率-电压协调控制[J].中国电机工程学报，2016，36(22)：6067-6075.
ZHANG Lu, TANG Wei, LIANG Jun, et al. Power-voltage coordinated control in hybrid AC/DC medium voltage distribution networks based on VSC[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(22): 6067-6075.

[12] MASOUD D, YASSER A I. Robust multi-objective control of VSC-based DC-voltage power port in hybrid AC/DC multi-terminal micro-grids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2013, 4(3): 1597-1612.

[13] SANJAY K C, JOSEP M G, REMUS T. Enhancing the capacity of the AC distribution system using DC interlinks—a step toward future DC grid[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(4): 1722-1729.

[14] RITWIK M. A hybrid microgrid with DC connection at back to back converters[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, 5(1): 251-259.

[15] WANG P, JIN C, ZHU D X, et al. Distributed control for autonomous operation of a three-port AC/DC/DS hybrid microgrid[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2015, 62(2): 1279-1290.

[16] 张学，裴玮，邓卫，等.交直流混合配电网的运行模式和协调控制方法[J].供用电，2016，33(8)：27-31.
ZHANG Xue, PEI Wei, DENG Wei, et al. Operation mode and coordinated control method of AC/DC hybrid distribution network[J]. Distribution and Utilization, 2016, 33(8): 27-31.

[17] CHEN D, XU L. Autonomous DC voltage control of a DC microgrid with multiple slack terminals[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(4): 1897-1905.

[18] URTASUN A, BARRIOS E L, SANCHIS P, et al. Frequency-based energy-management strategy for stand-alone systems with distributed battery storage [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2015, 30(9): 4794-4808.

[19] GUERRERO J M, VASQUEZ J C, MATAS J, et al. Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids—a general approach toward standardization[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2011, 58(1): 158-172.

[20] LIE X, DONG C. Control and operation of a DC microgrid with variable generation and energy storage[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2011, 26(4): 2513-2522.

张　学(1986—)，男，助理研究员，主要研究方向：微电网运行控制和能量管理。E-mail：zhangxue@mail.iee.ac.cn

裴　玮(1982—)，男，通信作者，研究员，主要研究方向：微电网运行控制、柔性直流输电技术。E-mail：peiwei@mail.iee.ac.cn

范士雄(1984—)，男，高级工程师，主要研究方向：分布式发电并网技术。E-mail：fanshixiong@epri.sgcc.com.cn

（编辑　万志超）

Coordinated Control Method of AC/DC Hybrid Distribution Network with Multi-terminal Flexible Interconnection Devices

ZHANG Xue[1], *PEI Wei*[1], *FAN Shixiong*[2], *KONG Li*[1], *DENG Wei*[1], *HUANG Renle*[3]

(1. Institute of Electrical Engineering, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China;
2. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China;
3. State Grid Beijing Electric Power Company, Beijing 100031, China)

Abstract: The coordinated control method of AC/DC hybrid distribution network with flexible interconnection devices is one of the key technologies to ensure the high efficiency and reliable operation. A novel coordinated control method is proposed for AC/DC hybrid power network. First, nine different operation modes are divided according to the operation states at AC side of flexible interconnection devices, and the control strategy for interconnection devices, storage units, and photovoltaic power generation units is proposed depending on control requirements of different operation modes. In order to solve the deviation problem of DC voltage, the two-layer control of DC voltage is applied to compensate. At the same time, in order to avoid deep discharge, the load shedding algorithm based on the state of charge with buffer is proposed, which can effectively reduce the fluctuation of DC voltage, and for avoid deep charging, the photovoltaic power generation units are simultaneously converted into hierarchical DC droop control to keep DC voltage constant and achieve power sharing depending on capacity proportion. Finally, the simulation model is built by simulation software, and the simulation results show the effectiveness and feasibility of the proposed method.

This work is supported by National High Technology Research and Development Program of China (863 Program) (No. 2015AA050102), State Grid Corporation of China (No. DZ71-16-001) and Frontier Science Key Research Program of Chinese Academy of Sciences (No. QYZDB-SSW-JSC024).

Key words: AC/DC hybrid distribution network; coordinated control; load shedding control; two-layer control; power sharing; plug and play