

多端口分布式光伏接入直流配电系统整体故障穿越协调控制

贾科,李俊涛,陈金锋,杨彬,毕天姝

(华北电力大学 新能源电力系统国家重点实验室,北京 102206)

摘要:因新能源渗透率高,多端口光伏分布式接入直流配电系统在并网换流器交流送出线路发生故障时应具备故障穿越的能力。然而,并网换流器与光伏直流变压器的容量、控制方式不同,即使两者在故障穿越期间可以相互高速通信协调,但是由于不同换流设备功率调节响应存在差异,直流母线电压容易发生较大波动,进而导致整个系统脱网。为此,提出了基于光伏端口电压调节的变功率控制方式,对直流配电系统有功功率进行动态补偿,可使直流母线电压快速恢复至额定运行点,解决交流故障导致的直流母线电压大范围波动问题,并给出了调节系数的整定与电压触发阈值的选取方式,从而实现可靠的故障穿越。PSCAD仿真结果表明,与传统控制策略相比,所提方法在不同故障程度、系统在交流故障前运行在不同有功功率的情况下,光伏电站均能有效且快速调节有功功率,避免了直流配电系统中换流器闭锁,保障了并网换流器故障穿越的实现。

关键词:多端口;分布式光伏;直流配电系统;故障穿越;变功率控制

中图分类号:TM 721

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202105032

0 引言

与交流配电系统相比,柔性直流配电系统可以灵活控制潮流、送电半径大,能更好地适应不同类型分布式电源和直流负荷的多点接入,是未来配电领域发展的趋势之一^[1-3]。但正是由于直流配电系统可以接入高比例的分布式电源,一旦外部交流系统发生故障,含多分布式电源的直流系统能否成功故障穿越FRT(Fault Ride Through)将影响本地负荷供电,甚至上游系统的安全,是直流配电系统控制不可回避的研究要点之一。

交流系统故障期间,整体故障穿越控制的核心是协调多个分布式电源并网换流器和连接交流系统的直交变换设备,使得直流配电系统的输入和输出功率平衡,保证直流母线电压在允许运行范围内。当直流配电系统中的换流器具备通信条件时,这类功率协调控制似乎并没有很大的挑战性。然而实际直流配电系统中不同类型、不同容量的换流设备的控制调节时间存在差异,看似简单的功率协调控制在执行过程中存在巨大的困难,调节过程中的功率不平衡会引发直流母线电压波动,严重时光伏并网换流器甚至直交并网换流器均会闭锁。因此,亟待研究考虑不同换流器控制响应差异的直流配电系统故障穿越协调控制策略。

收稿日期:2020-12-13;**修回日期:**2021-03-26

基金项目:国家重点研发计划项目(2018YFB0904104);国家电网公司科技项目(SGHB0000KXJS1800685)

Project supported by the National Key Research and Development Program of China(2018YFB0904104) and the Science and Technology Project of State Grid Corporation of China(SGHB0000KXJS1800685)

目前,故障穿越协调控制按照接入交流电网接口换流器的端口数量,可分为单端口接入系统低电压穿越(简称低穿)控制和多端口接入系统低穿控制。单端口接入系统低穿控制^[4-7]主要应用于集中式或小容量光伏系统的交流电网接口换流器中,该类系统中光伏电站容量与接口换流器容量相近,系统结构较为简单。接口换流器进入低穿后可利用通信指令或直流母线电压变化,快速切换光伏侧变换器的控制方式,系统有功功率可快速进入平衡状态。然而,对于多端口接入系统而言,并网接口换流器的容量与系统中单个光伏电站的容量差异较大,其功率调节速度不同,难以将原有的低穿控制策略直接应用于多端口接入系统。多端口接入系统又可分为交流多端口^[8-10]和直流多端口^[11-13]系统。交流多端口接入系统低穿控制多见于低压交流微电网,相关研究的关注点在于各交流端口无功功率的协调,较少研究直流侧电压波动情况,且本质上仍为单端口接入系统低穿控制。直流多端口接入系统低穿控制通常认为接口换流器与单个光伏电站在容量和控制方式上存在较大差异时,两者的有功功率调节速度仍然一致,因此能够在低穿过程中快速实现有功功率平衡;而采用光伏电站定直流母线电压方式时,因为光伏无法消纳有功功率,所以并不能真正实现功率平衡点的作用。上述文献主要关注交流电网接口换流器进入故障穿越引起的直流母线过压现象,未考虑接口换流器故障穿越过程中直流网侧有功不足的问题^[14-16],即未分析不同容量、控制方式下调节时间差异所带来的直流母线电压跌落这一实际运行中不可回避的问题。

本文以多端口分布式光伏接入的直流配电系统

为研究对象,考虑故障穿越过程中,并网模块化多电平换流器 MMC (Modular Multilevel Converter) 与光伏直流变压器 DCT (Direct Current Transformer) 在容量、控制方式等方面的差异导致的直流母线电压波动问题。针对该问题,本文提出了一种光伏变功率控制的直流配电系统故障穿越协调控制策略。在故障穿越起始时刻,接收中央控制器指令后,以光伏电站直流网侧电压幅值为判断依据,调节光伏端口(即接入光伏阵列的 DCT 低压直流侧)电压,进而弥补直流配电系统内因调节时间差异带来的有功缺额,保证了交流并网换流器故障穿越能够正常实现,抑制了直流母线电压的波动。在仿真平台 PSCAD 中对不同过渡电阻、不同电压阈值等工况进行了模拟,结果验证了所提方法的有效性。

1 多端口分布式光伏接入的直流配电系统故障穿越存在的问题

1.1 多端口分布式光伏接入的直流配电系统拓扑

本文以张北实证基地多端口分布式光伏接入的直流配电系统为依托搭建测试系统,针对这一系统开展故障穿越控制研究。该系统的示意图如图 1 所示,其由单台 MMC 逆变后接入交流电网;光伏电源通过 DC/DC 升压后接入 ± 10 kV 直流线路,线路为环网结构,每个光伏端口均配置直流快速切换开关,MMC 直流侧端口配置直流断路器;最后通过 MMC 对光伏功率进行逆变后送入交流系统。

1.2 低穿存在的问题分析

1.2.1 故障穿越期间传统直流母线电压控制

为便于说明,将图 1 简化为附录中图 A1 所示的结构。文献[6-7]提出了无通信条件下光伏电站定直流母线电压控制方法。若对图 A1 所示的直流配电系统采用该方法,则检测到直流母线电压达到设定阈值时,光伏 1 将切换为定直流母线电压控制方

式,其余光伏端口保持最大功率输出。

理论上,利用光伏电站稳定直流网侧电压时,要求光伏电站能够吸收直流网侧剩余功率。然而,发挥功率平衡作用的端口为光伏电站,其并不具备消纳有功功率的能力。另外,文献[6-7]所提出的光伏电站定直流母线电压控制方法得以实现的前提是故障穿越期间仍然允许 MMC 向交流电网送入部分有功功率,如果 MMC 在故障穿越期间不向交流侧送入有功功率,则无法有效实现直流母线电压的稳定控制。此外,工程中尚未明确允许 MMC 在故障穿越过程中可以输出有功功率。因此,有必要研究不允许 MMC 在故障穿越期间送出有功功率时,高比例分布式电源接入的直流配电系统故障穿越协调控制方法。

1.2.2 MMC 与 DCT 功率调节速度差异

对于通过单台并网换流器接入交流电网的直流配电系统而言,并网换流器的容量必然大于直流配电系统内部各端口的单体容量,实际上为保障直流配电系统的扩展性并降低对故障的灵敏度,并网换流器的容量在大于直流配电系统内其余端口总容量的基础上仍有余量;另外,并网换流器与光伏端口采用的控制方式存在较大的差异,其调节过程不一致;且根据已有的工程参数,MMC 直交变换设备的桥臂电感值远大于 DCT 的升压电感。综上所述,在实际工程中的故障穿越期间,MMC 的有功功率调节时间(从有功功率开始调节到降低至初始值与新参考值间差额的 3% 所使用的时间)比 DCT 的有功功率调节时间要长。为了分析直流配电系统中有功功率与电压的关系,将直流配电系统等效为图 2 所示的电路。图中, C_{dc} 为直流配电系统等效电容; u_{dc} 为直流母线电压。

直流配电系统的有功功率与电压平衡关系式为:

$$C_{dc} u_{dc} \frac{du_{dc}}{dt} = P_{mcc} + P_{pv} \quad (1)$$

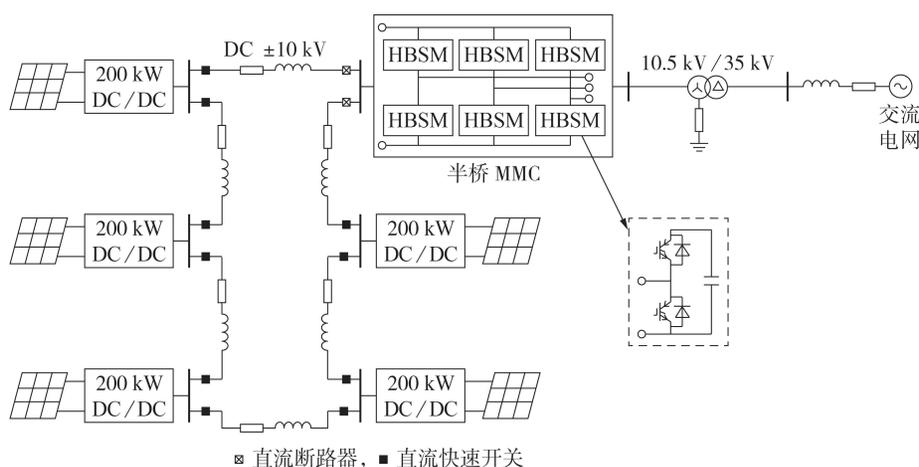


图 1 多端口分布式光伏接入的直流配电系统

Fig.1 Multi-port DC distribution system with distributed photovoltaic generation

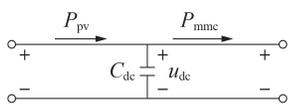


图2 直流配电系统等效电路

Fig.2 Equivalent circuit of DC distribution system

其中, P_{pv} 为光伏电站的输出功率; P_{mmc} 为流入 MMC 的有功功率。

取功率流入等效电容为正方向。式(1)的等号右侧数值不为0时,直流母线电压将发生变化,具体为:当 $|P_{mmc}| > P_{pv}$ 时,式(1)的等号右侧为负值,直流母线电压将下降;否则直流母线电压将上升。

直流配电系统的有功功率如图3(a)所示,直流母线电压的下降过程如图3(b)所示。图中, P_N 为 MMC 额定功率; Δt_{pv} 、 Δt_{mmc} 分别为 DCT 和 MMC 的有功功率调节时间; Δt_m 为直流母线电压从额定值 u_{dc}^{ref} 降低至下限值的时间; t_0 为 MMC 和 DCT 开始调节有功功率的时刻; t_1 和 t_2 分别为 DCT 和 MMC 的有功功率降低至 3% P_N 的时刻; t_3 为直流母线电压从额定值 u_{dc}^{ref} 降低至下限值的时刻。由图可见,在相同时刻(忽略通信延时)执行降功率指令时, DCT 将率先实现控制目标;而 MMC 接收到降功率指令后,有功功率调节速度较慢,即 MMC 所需的有功功率大于光伏输出的有功功率,此时式(1)的等号右侧为负值,导致图3(b)中直流母线电压下降。

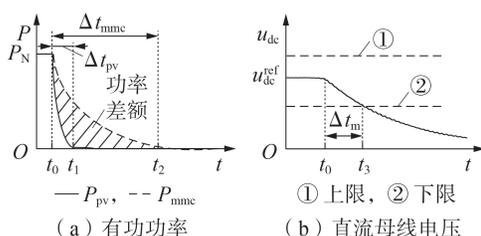


图3 直流配电系统的有功功率和直流母线电压

Fig.3 Active power and DC bus voltage of DC distribution system

综上所述,故障穿越期间,当 MMC 的有功功率调节时间与 DCT 的有功功率调节时间之间的差异较大时,直流母线电压可能跌落至电压下限,并触发换流器欠压保护,使得各光伏端口脱离直流配电系统、MMC 脱离交流电网,导致直流配电系统故障穿越失败。

2 系统控制策略

故障穿越期间,第1节中分析的控制方法在直流母线电压控制站选取和直流母线电压稳定方面存在问题,因此本文提出改进的思路利用直流配电系统功率-电压平衡关系。MMC 开始故障穿越后,通过调节光伏端口电压来降低光伏电站输出功率,从而实现直流配电系统功率平衡;同时,为避免故障穿

越期间直流母线电压跌落,通过自适应调节光伏端口电压,实现直流网侧有功功率动态补偿。

2.1 MMC 控制策略

交流系统未发生故障时,MMC 采用定直流电压控制,由直流电压外环生成有功功率参考值,无功功率参考值取为0;交流系统发生故障后,MMC 进入故障穿越模式,直流电压控制外环被切除,根据 GB/T 19964—2012《光伏电站接入电力系统技术规定》中规定的动态无功电流方式^[17],输出无功电流。

正常运行时,首先获取有功和无功功率参考值,然后计算 dq 轴正、负序电流指令值,计算公式如式(2)所示^[6]。

$$\begin{cases} I_{dref}^p = \frac{2}{3} \left(\frac{u_d^p P_{ref} + u_q^p Q_{ref}}{D} \right) \\ I_{qref}^p = \frac{2}{3} \left(\frac{u_q^p P_{ref} - u_d^p Q_{ref}}{E} \right) \\ I_{dref}^n = \frac{2}{3} k \left(-\frac{u_d^n P_{ref} + u_q^n Q_{ref}}{D} \right) \\ I_{qref}^n = \frac{2}{3} k \left(-\frac{u_q^n P_{ref} - u_d^n Q_{ref}}{E} \right) \end{cases} \quad (2)$$

$$\begin{cases} D = (u_d^p)^2 + (u_q^p)^2 - k \left[(u_d^n)^2 + (u_q^n)^2 \right] \\ E = (u_d^p)^2 + (u_q^p)^2 + k \left[(u_d^n)^2 + (u_q^n)^2 \right] \end{cases} \quad (3)$$

其中, I_{dref}^p 、 I_{qref}^p 和 I_{dref}^n 、 I_{qref}^n 分别为 d 、 q 轴正序和负序电流参考值; u_d^p 、 u_q^p 和 u_d^n 、 u_q^n 分别为 d 、 q 轴正序和负序电压; P_{ref} 、 Q_{ref} 分别为有功、无功功率参考值; k 为模式选择信号,其可取值为-1、0和1,分别对应消除无功功率振荡、并网电流对称和消除有功功率振荡模式,本文取 $k=0$ 。

故障穿越过程中,将有功功率参考值置0,MMC 只发出无功功率,此过程中无功电流指令值 I_T 的计算方式为:

$$\begin{cases} I_T \geq 1.5(0.9 - U_T) I_N & 0.2 \text{ p.u.} \leq U_T \leq 0.9 \text{ p.u.} \\ I_T \geq 1.05 I_N & U_T < 0.2 \text{ p.u.} \\ I_T = 0 & U_T > 0.9 \text{ p.u.} \end{cases} \quad (4)$$

其中, U_T 为光伏电站并网点电压标幺值; I_N 为光伏电站额定电流。

综上所述,故障穿越期间的 MMC 控制策略如附录中图 A2 所示。其中电流参考值有2种生成方式:①通过中央控制器给定有功和无功功率参考值,根据式(2)计算得到电流参考值;②检测交流侧电压,根据式(4)判断并计算后得到电流参考值。本文在故障穿越期间采用方式②。生成的电流参考值与实际检测到的电流值经 $dq/\alpha\beta$ 转换后输入比例谐振

(PR)控制器,实现内环电流的闭环跟踪控制,并生成静止坐标下的调制波,该调制波经 $\alpha\beta/abc$ 转换后成为三相调制波输入MMC调制环节。

2.2 光伏发电系统控制策略

2.2.1 光伏阵列运行特性

已有大量的仿真与实验证明了光照均匀的条件下,光伏阵列 $P-V$ 特性曲线的单峰特性^[18-19]。本文基于PSCAD自带组件模型,利用描点法获取光伏阵列 $P-V$ 特性曲线,如附录中图A3所示。

现有的光伏输出功率调节方式多利用最大功率点右侧对光伏进行降功率控制,然而从图A3中可以看出,在最大功率点 P_{max} 的左侧,虚线所示的辅助线与光伏阵列 $P-V$ 特性曲线的贴合程度高于最大功率点的右侧,这表明在光伏阵列 $P-V$ 特性曲线中,最大功率点左侧的光伏端口电压与输出功率近似呈线性关系;而在最大功率点 P_{max} 的右侧,辅助线偏离特性曲线较远,若利用最大功率点右侧电压对光伏电站输出功率进行控制,则需要DC/DC控制系统具有较高的电压控制准确度,否则光伏电站输出功率与交流系统实际需求可能存在较大偏差。

最大功率点对应的光伏端口电压 u_{mpp} 与开路电压 u_o 的关系为^[19]:

$$u_{mpp} = 0.8u_o \quad (5)$$

结合图A3,可给出最大功率点左侧电压与有功功率的近似计算关系为:

$$P = 0.8u_o x \quad (6)$$

其中, x 为自变量,在本文中由MMC在故障穿越期间允许输出的有功功率大小决定。

基于式(5)、(6),可在本文所研究的直流配电系统中采用光伏阵列 $P-V$ 特性曲线的最大功率点左侧的电压和功率关系对光伏电站输出功率进行有效的协调控制。

2.2.2 DCT输出功率调节模式

本文所研究的直流配电系统中,DCT采用两级升压,前级为双向直流变换器BDC(Bi-Directional Converter),后级为隔离升压全桥变换器IBFBC(Isolated Boost Full Bridge Converter)。本文中后级变换器采用定占空比控制,因此主要通过改变前级BDC控制模式实现功率调节。DCT的详细拓扑如附录中图A4所示。

(1)最大功率点跟踪控制模式。

本文所研究的直流配电系统中,光伏电站采用电导增量法进行最大功率点跟踪(MPPT)控制,其核心公式为^[20]:

$$\frac{dP}{dU} = I + U \frac{dI}{dU} \quad (7)$$

结合图A3可知,在光伏最大功率点有 $dP/dU=0$ 、 $dI/dU=-I/U$;当光伏输出功率在最大功率点左侧时

有 $\frac{dP}{dU}>0$ 、 $\frac{dI}{dU}>-\frac{I}{U}$,为使光伏输出功率增大,需增大 U ,即在 U 的基础上增加一个步长量 ΔU ,使得 $U=U+\Delta U$;当光伏输出功率在最大功率点右侧时有 $\frac{dP}{dU}<0$ 、 $\frac{dI}{dU}<-\frac{I}{U}$,需减小一个步长量 ΔU ,使得 $U=U-\Delta U$ 。上述过程可用公式表示为:

$$U = \begin{cases} U & \frac{dI}{dU} = -\frac{I}{U} \\ U + \Delta U & \frac{dI}{dU} > -\frac{I}{U} \\ U - \Delta U & \frac{dI}{dU} < -\frac{I}{U} \end{cases} \quad (8)$$

(2)限功率控制模式。

根据式(5)、(6)和光伏阵列 $P-V$ 特性曲线最大功率点左侧的功率-电压线性关系,利用各光伏电站额定功率与直流配电系统中光伏电站总功率的比值,可以得到限功率模式下,光伏端口电压参考值与对应的输出功率值计算式为:

$$\begin{cases} u_{pv,i}^{ref} = 0.8 \frac{P_{Ni}}{\sum_{i=1}^n P_{Ni}} \frac{P_{mmc}}{P_{max,i}} u_{o,i} \\ P_{pv,i} = u_{pv,i}^{ref} i_{con,i} \end{cases} \quad (9)$$

其中,下标 i 表示光伏电站 i ; n 为光伏电站总数; $u_{pv,i}^{ref}$ 为限功率模式下,光伏电站 i 的光伏端口电压参考值; P_{Ni} 为光伏电站 i 的额定功率; $P_{max,i}$ 为额定条件下光伏电站 i 的最大功率; $i_{con,i}$ 为光伏阵列 $P-V$ 特性曲线最大功率点左侧对应的电流值,考虑到最大功率点左侧的功率、电压近似呈线性关系,取 $i_{con,i}$ 为常数; $P_{pv,i}$ 为给定光伏端口电压参考值下光伏电站 i 的输出功率。

(3)变功率控制模式。

进入故障穿越模式后,中央控制器向DCT下发控制策略切换指令,DCT从MPPT模式切换至限功率模式,其输出有功功率需降低为0。然而,由于调节时间的差异,MMC进入故障穿越的过程与DCT降功率过程并不同步,直流配电系统将出现有功不足的情况,进而导致直流母线电压跌落。

为了避免直流母线电压跌落,考虑到DCT自身调节速度较快,因此,当本地检测到直流母线电压达到设定阈值时,光伏电站进入变功率控制模式。该模式以光伏端口电压为控制目标,其参考值计算公式为:

$$u_{pv,i}^{ref}(t) = h_i (U_{dc,mmc}^{ref} - u_{dc}(t)) \quad (10)$$

其中, h_i 为光伏电站 i 的变功率控制调节系数; $U_{dc,mmc}^{ref}$ 为中央控制器向光伏电站发送的直流母线电压参考值,正常情况下为系统额定直流电压; $u_{dc}(t)$ 为DCT

检测到的直流网侧电压。

由式(10)可知,当直流母线电压跌落至设定的电压阈值时,DCT启动变功率控制模式,向直流配电系统注入有功功率,此过程使得直流母线电压逐渐恢复至额定电压,而随着直流母线电压的恢复,变功率控制模式下的光伏阵列端口电压参考值逐渐下降,根据光伏阵列的 $P-V$ 特性曲线可知,光伏输出功率逐渐降低。所以变功率模式避免了直流母线电压在MMC低穿过程中出现严重跌落,且无需频繁切换DCT控制策略。

2.2.3 DCT控制策略

DCT控制框图如附录中图A5所示。DCT具备3种控制方式:正常情况下,中央控制器向DCT发出控制指令“ctrl=0”,使DCT中前级BDC工作于MPPT控制模式(模式I),该指令同步发送到“电压阈值判断”环节中,作为该环节的闭锁信号;当MMC进入故障穿越或限功率控制模式时,中央控制器向DCT发出控制指令“ctrl=1”,DCT进入限功率控制模式(模式II),由于本文设置MMC进入故障穿越时,有功功率置0,故光伏电站接收到的功率指令值为0。因为调节时间的差异,直流配电系统将出现功率缺额,并引起直流母线电压下降,而此时MMC已经下发了控制指令,为快速恢复部分有功功率,电压阈值判断功能由DCT自身实现。检测到电压跌落至设定值 U_{set} 时,图A5中的 $N=1$,DCT进入变功率控制模式(模式III)。

2.3 调节系数选取

在变功率模式的电压触发阈值一定时,调节系数 h_i 的作用是决定直流母线电压故障恢复过程中,光伏电站输出有功功率的大小,即直流母线电压恢复速度的快慢。若 h_i 选取得过大,则即使电压触发阈值较小,也可能使光伏电站输出有功功率在电压恢复的过程中短时保持或接近最大功率 P_{max} ,尽管电压可以快速恢复,但也可能因为上升过快而导致直流母线电压被抬升至较高的数值。此后,由于光伏电站输出功率再度降为0,直流配电系统将在故障穿越期间工作于抬升后的电压数值,对用电设备的长期运行造成隐患。若 h_i 选取得过小,则可能无法在期望的时间内发挥恢复直流母线电压的作用。为保障直流母线电压的正常恢复,需合理选择调节系数 h_i 。根据光伏阵列 $P-V$ 特性曲线,利用其最大功率点左侧的电压-功率线性关系,设电压降至变功率模式的电压触发阈值时,光伏电站按照最大功率输出,则有:

$$u_{pv_i}^{ref} = h_i (U_{dc_mmc}^{ref} - U_{dc}^{set}) = u_{mpp} \quad (11)$$

其中, U_{dc}^{set} 为变功率模式的电压触发阈值。

根据已知的直流母线额定电压和单个光伏电站的最大功率点电压,可求得调节系数 h_i 。

3 仿真验证与结果分析

为验证本文所提控制策略的有效性,在PSCAD/EMTDC中搭建了如图1所示的多端口分布式光伏接入直流配电系统仿真模型,具体参数见附录中表A1。

3.1 传统控制策略下直流母线电压调节效果

MMC交流侧送出线路在 $t=0$ s发生过渡电阻 $R_g=10\Omega$ 的三相对称短路故障时,直流母线电压、MMC和各光伏电站总输出功率见图4。图中, $3\%P$ 为光伏电站或MMC的有功功率从故障前的数值 P_{zc} 下降到新的参考值 P_{gz} 时两者之间差值的3%,即 $3\%P=3\%(P_{zc}-P_{gz})$;有功功率下降至目标值的调节时间主要通过调节PI控制器参数与MMC桥臂电感实现。

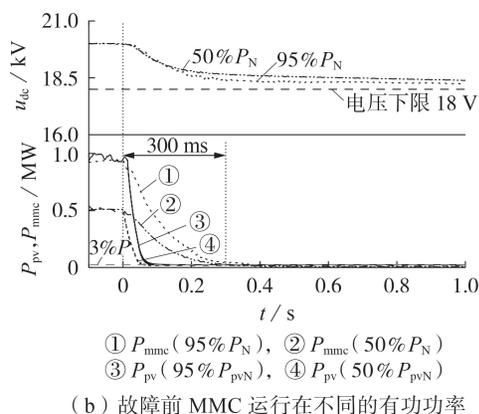
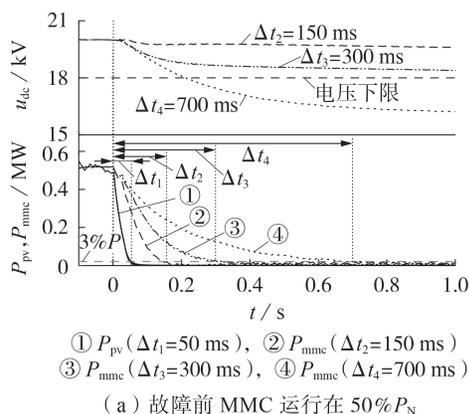


图4 不同调节时间下的直流母线电压及有功功率

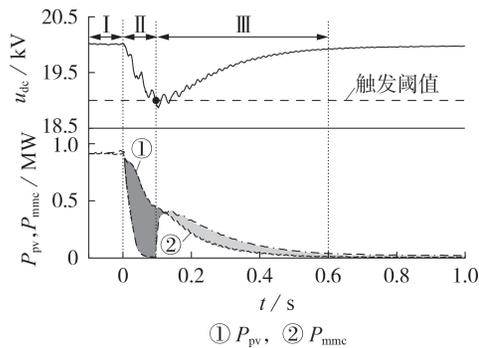
Fig.4 DC bus voltage and active power under different adjusting time

从图4可以看出,采用传统控制策略时,进入故障穿越模式后,由于MMC与DCT的调节速度差异,系统将出现有功功率不足的情况,导致直流母线电压跌落;且随着调节时间差异的逐渐增大(实际直流配电系统中,调节时间与具体设备厂家有关,但一般大于100ms,考虑桥臂大电感的作用,故障穿越期间实际有功功率的下降时间将大于该数值),直流母线

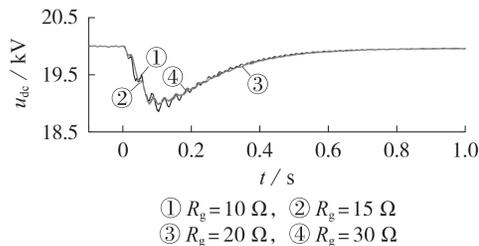
电压跌落程度越严重。图4(b)为故障前MMC运行于95%和50%额定有功功率状态(即光伏电站输出总功率为其额定功率 P_{pvN} 的95%和50%)下的波形,对比图4(a)和(b)可以看出,故障前MMC有功功率的大小对故障穿越期间直流母线电压跌落的幅度并无明显影响(95% P_N 工况下直流母线电压比50% P_N 时直流母线电压略低0.5 kV)。

3.2 变功率控制模式下直流母线电压调节效果

采用本文所提出的变功率控制模式时,结合额定直流母线电压20 kV和光伏最大功率点电压0.6 kV,可计算得到调节系数 $h_i=0.3$ 。设置故障前光伏电站输出总功率为其额定总功率的95%。分别对MMC交流侧送出线路发生经不同过渡电阻对称短路故障的情况进行仿真,直流母线电压和有功功率的仿真波形如图5所示。



(a) $R_g=10\ \Omega$ 时的直流母线电压与有功功率



(b) 不同过渡电阻下的直流母线电压

图5 不同过渡电阻下的直流母线电压与有功功率

Fig.5 DC bus voltage and active power under different transition resistances

通过图5(a)可知,MMC进入故障穿越控制后,直流母线电压经历了控制模式II、III。进入模式II时,由于MMC与DCT的调节时间存在差异,导致直流母线电压下降。当直流电压跌落至0.95 p.u.时,DCT进入变功率控制模式,此后直流母线电压逐渐恢复至额定电压。由图5(b)可以看出,交流侧电压跌落程度对直流母线电压恢复过程无明显影响,恢复时间(从电压开始跌落直至恢复到20 kV)始终为600 ms。

不同过渡电阻下的MMC输出无功功率如图6所示。由图可见,DCT进入不同控制模式时,MMC无功功率的正常输出均不受影响。

取MMC交流侧A相电流,对MMC进入故障穿

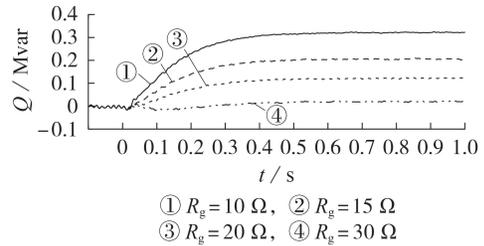


图6 不同过渡电阻下的MMC输出无功功率
Fig.6 Reactive power of MMC under different fault resistances

越后的输出电流进行分析,结果如图7所示。由图可知, $t=0\text{ s}$ 时交流侧发生三相对称短路故障后,当过渡电阻为10~30 Ω 时,MMC交流侧电流未超出过流保护阈值,且进入稳态后,电流保持稳定。可见,采用本文所提控制方法后,直流配电系统同时实现了对MMC交流侧和直流侧电压的支撑。

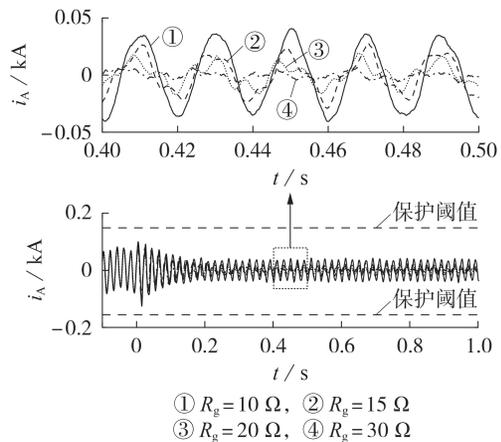


图7 不同过渡电阻下的交流侧A相电流

Fig.7 Phase-A current of AC side under different fault resistances

3.3 电压触发阈值选取

根据变功率模式中光伏阵列端电压的计算式可知,选取合适的调节系数后,电压阈值的选取将对直流母线电压的恢复产生直接影响。为分析电压触发阈值的影响程度,设置故障类型及过渡电阻与3.1节一致,在0.97、0.95、0.93、0.91 p.u.这4种不同的电压触发阈值下,直流母线电压标幺值如图8所示。

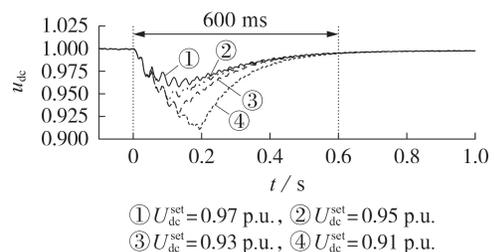


图8 不同电压触发阈值下的直流母线电压

Fig.8 DC bus voltage at different voltage trigger thresholds

由图8可知,不同的电压触发阈值下,从 $t=0$ s开始至直流母线电压恢复的时间均为600 ms,说明电压触发阈值的选取并不影响直流母线电压的恢复速度。因此,选取变功率控制模式触发电压阈值时,可结合实际需求,充分考虑所在直流配电系统中用电设备允许的最低电压。但需注意的是,当直流配电系统中含有明显的交流分量时,光伏电站可能提前或延迟进入变功率模式,因此为保障电压稳定,电压触发阈值不宜设置过低。

4 结论

对于多端口分布式光伏接入直流配电系统,交流故障使得直流配电系统整体低穿。然而MMC与DCT之间有功功率下降速度存在差异,引起直流母线电压波动。为解决该实际问题,本文提出了一种基于DCT变功率控制的直流配电系统多端口协调控制方法。MMC进入故障穿越控制后,通过对光伏端口电压参考值的动态调节,分布式光伏电站能够及时补充直流配电系统的功率缺额;当直流母线电压逐渐恢复后,分布式光伏电站输出功率也随之降低。经仿真验证,本文所提方法解决了多端口直流配电系统中因不同容量换流器调节速度差异引起的故障穿越期间直流母线电压跌落问题,并且该方法不受过渡电阻、故障前系统有功功率的影响,因此,能够在避免直流母线电压出现严重跌落的同时,保障MMC对交流母线电压的支撑作用。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 王守相,刘琪,薛士敏,等. 直流配电系统控制与保护协同关键技术及展望[J]. 电力系统自动化,2019,43(23):23-30.
WANG Shouxiang,LIU Qi,XUE Shimin,et al. Key technologies and prospect for coordinated control and protection in DC distribution system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019,43(23):23-30.
- [2] 彭克,陈佳佳,徐丙垠,等. 柔性直流配电系统稳定性及其控制关键问题[J]. 电力系统自动化,2019,43(23):90-98,115.
PENG Ke,CHEN Jiajia,XU Bingyin,et al. Key issues of stability and control in flexible DC distribution system[J]. Automation of Electric Power Systems,2019,43(23):90-98,115.
- [3] PÁEZ J D,FREY D,MANEIRO J,et al. Overview of DC-DC converters dedicated to HVDC grids[J]. IEEE Transactions on Power Delivery,2019,34(1):119-128.
- [4] 欧阳森,马文杰. 考虑电压故障类型的光伏逆变器低电压穿越控制策略[J]. 电力自动化设备,2018,38(9):21-26.
OUYANG Sen,MA Wenjie. Low voltage ride through control strategy of photovoltaic inverter considering voltage fault type [J]. Electric Power Automation Equipment,2018,38(9):21-26.
- [5] 王岩,魏林君,高峰,等. 光伏电站经柔性直流集电送出系统的低电压穿越协调控制策略[J]. 电力系统保护与控制,2017,45(14):70-78.
WANG Yan,WEI Linjun,GAO Feng,et al. Coordinated control strategy between large-scale photovoltaic power station and VSC-HVDC for low voltage ride-through operation[J]. Power System Protection and Control,2017,45(14):70-78.
- [6] 贾科,宣振文,朱正轩,等. 光伏直流升压接入系统故障穿越协同控保方法[J]. 电网技术,2018,42(10):3249-3258.
JIA Ke,XUAN Zhenwen,ZHU Zhengxuan,et al. A coordinated control and active protection for PV DC boosting integration system during FRT[J]. Power System Technology,2018,42(10):3249-3258.
- [7] 贾科,陈金锋,赵冠琨,等. 基于MMC二次谐波注入的光伏直流升压接入系统故障清除协调控制策略[J]. 中国电机工程学报,2019,39(增刊):109-117.
JIA Ke,CHEN Jinfeng,ZHAO Guankun,et al. Coordinated control strategy of photovoltaic DC boosting integration system during fault clearing based on MMC second harmonic injection [J]. Proceedings of the CSEE,2019,39(Supplement):109-117.
- [8] SADEGHKHANDI I,HAMEDANI GOLSHAN M E,GUERRERO J M,et al. A current limiting strategy to improve fault ride-through of inverter interfaced autonomous microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2017,8(5):2138-2148.
- [9] SAHOO S K,KISHORE N K,SINHA A K. Decentralized control scheme for fault ride-through in a multi-microgrid system [J]. IET Smart Grid,2019,2(3):1-13.
- [10] KHAN H,CHACKO S J,FERNANDES B G,et al. Reliable and effective ride-through controller operation for smart PV systems connected to LV distribution grid under abnormal voltages[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics,2020,8(3):2371-2384.
- [11] HALEEM N M,RAJAPAKSE A D,GOLE A M,et al. Investigation of fault ride-through capability of hybrid VSC-LCC multi-terminal HVDC transmission systems[J]. IEEE Transactions on Power Delivery,2019,34(1):241-250.
- [12] DING Guangqian,GAO Feng,TIAN Hao,et al. Adaptive DC-link voltage control of two-stage photovoltaic inverter during low voltage ride-through operation [J]. IEEE Transactions on Power Electronics,2016,31(6):4182-4194.
- [13] ADEUYI O D,CHEAH-MANE M,LIANG J,et al. Preventing DC over-voltage in multi-terminal HVDC transmission[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems,2015,1(1):86-94.
- [14] 王晓兰,赵巧玲. 无源负荷侧无功功率快速供给的VSC-MTDC系统故障穿越协调控制[J]. 电力自动化设备,2018,38(11):28-34.
WANG Xiaolan,ZHAO Qiaoling. Coordinated control for fault ride-through in VSC-MTDC system with quickly supply of reactive power to passive load[J]. Electric Power Automation Equipment,2018,38(11):28-34.
- [15] 王渝红,陈诗昱,曾琦,等. 连接无源网络的MMC-HVDC系统交流故障穿越附加控制策略[J/OL]. 高电压技术. (2020-06-01)[2020-11-20]. <http://doi.org/10.13336/j.1003-6520.hve.20200528016>.
- [16] 肖亮,徐政,刘昇,等. 向无源网络供电的MMC-HVDC送端交流故障穿越策略[J]. 电工技术学报,2016,31(15):89-98.
XIAO Liang,XU Zheng,LIU Sheng,et al. AC fault ride-through strategy of MMC-HVDC connected to passive networks[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2016,31(15):89-98.
- [17] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局,中国国家标准化管理委员会. 光伏发电站接入电力系统技术规定:GB/T 19964—2012[S]. 北京:中国标准出版社,2012.
- [18] LIU Shengyi,DOUGAL R A. Dynamic multiphysics model for solar array[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion,2002,17(2):285-294.
- [19] MASOUM M A S,DEHBONEI H,FUCHS E F. Theoretical and experimental analyses of photovoltaic systems with voltage

and current-based maximum power-point tracking[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2002, 17(4): 514-522.

[20] 孙博, 梅军, 郑建勇. 局部阴影条件下最大功率点跟踪改进算法[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(1): 115-119, 127.

SUN Bo, MEI Jun, ZHENG Jianyong. Improved MPPT method under partial shading conditions[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(1): 115-119, 127.

作者简介:

贾科(1986—), 男, 内蒙古呼和浩特人, 教授, 博士研究生导师, 博士, 通信作者, 主要研究方向为电力系统保护与



贾科

控制、新型配电网保护与故障定位(**E-mail**: ke.jia@ncepu.edu.cn);

李俊涛(1993—), 男, 广西玉林人, 博士研究生, 主要研究方向为直流配电系统协调控制(**E-mail**: ljtnctcmc@163.com);

陈金锋(1996—), 男, 山东临沂人, 硕士研究生, 主要研究方向为高压直流多端换流器协调控制(**E-mail**: chan.jinfeng@126.com)。

(编辑 任思思)

Integrated fault ride through control for multi-port DC distribution system with distributed photovoltaic generation

JIA Ke, LI Juntao, CHEN Jinfeng, YANG Bin, BI Tianshu

(State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: Due to the high penetration of renewable energy, multi-port DC distribution system with distributed photovoltaic generation should have the ability of fault ride through when the AC lines of the grid connected converter fail. However, the grid connected converter and photovoltaic DC transformer are different in capacity and control mode. Even if they can communicate and coordinate with each other at high speed during fault ride through period, due to the difference of power regulation response of different converters, the DC bus voltage is prone to large fluctuation, and then cause the whole system trip-off from grid. Therefore, a variable power control method based on the regulation of photovoltaic array port voltage is proposed, which can dynamically compensate the active power of the DC distribution system. The DC bus voltage can be quickly recovered to the rated operating point, and the wide-range fluctuation of DC bus voltage caused by AC fault is solved. The setting principle of adjustment coefficient and the selection of voltage threshold are given to realize reliable fault ride through. Results of PSCAD simulation show that compared with the traditional control strategy, the proposed method can effectively and quickly adjust the active power of photovoltaic station under different fault levels and different active power before AC fault occurs, thus avoiding converter blocking in DC distribution system and ensuring the realization of fault ride through of the grid connected converter.

Key words: multi-port; distributed photovoltaic generation; DC distribution system; fault ride through; variable power control

附录

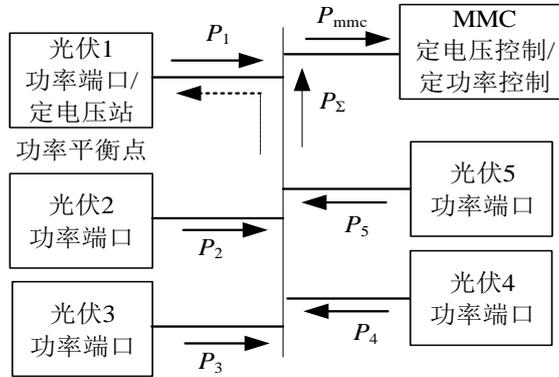


图 A1 直流配电系统简化结构

Fig.A1 Simplified structure of DC distribution system

图中， $P_1—P_5$ 分别为光伏电站 1—5 输出有功功率； P_Σ 为光伏电站 1—4 输出有功功率总和； P_{mmc} 为流入 MMC 直流侧的有功功率。

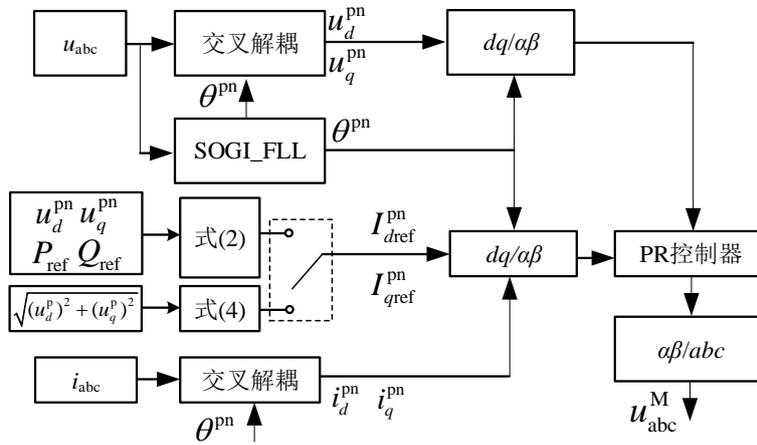


图 A2 故障穿越期间 MMC 控制策略

Fig.A2 Control strategy of MMC during FRT period

图中， U_{abc} 、 I_{abc} 分别为 MMC 并网电压、电流；上标 p、n 分别表示正序和负序分量； θ^{pn} 为锁相环输出相角； i_d^{pn} 、 i_q^{pn} 分别为 d、q 轴电流； u_{abc}^M 为调制波。

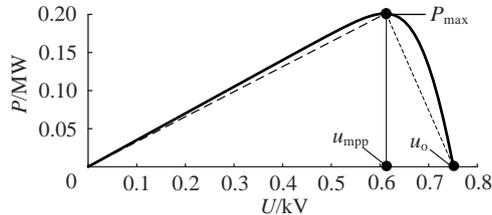


图 A3 光伏阵列 P-V 特性曲线

Fig.A3 P-V characteristic curve of PV array

图中， P_{max} 为额定光照和温度条件下光伏阵列最大功率点的有功功率； u_{mpp} 为最大功率点对应的光伏端口电压； u_0 为光伏端口开路电压。

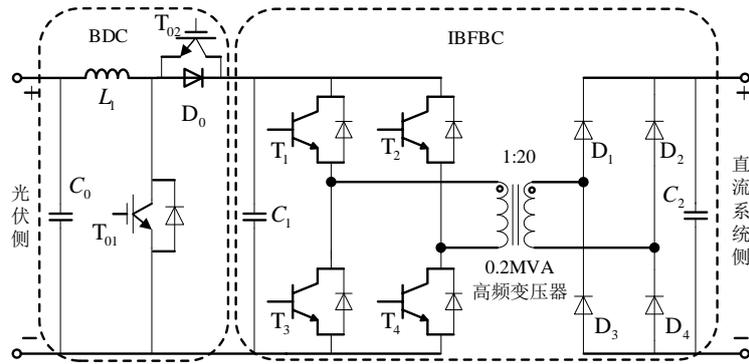


图 A4 光伏电站 DCT 拓扑结构

Fig.A4 DCT topology of PV generation system

图中， L_1 为储能电感； C_0 、 C_1 和 C_2 为滤波电容； T_0-T_4 为开关管； D_0-D_4 为二极管；IBFBC 采用定占空比控制。

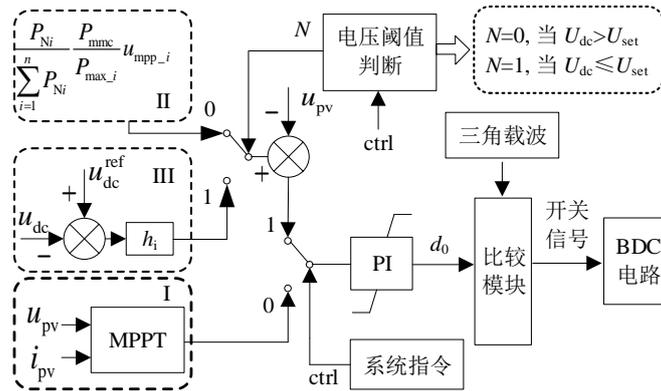


图 A5 DC/DC 控制框图

Fig.A5 Control block diagram of DC/DC

表 A1 系统仿真模型中 DCT、MMC 详细参数

Table A1 Detailed parameters of DCT and MMC in simulation model

换流器类型	参数	数值	
DCT	滤波电容 $C_0/\mu F$	600	
	滤波电容 $C_1/\mu F$	1400	
	升压电感 $L_1/\mu H$	70	
	高频变压器	容量/ $MV \cdot A$	0.2
		变比 k	1 : 20
		额定容量/ $MV \cdot A$	2
MMC	额定直流电压/ kV	± 10	
	桥臂子模块数	22	
	桥臂电感/ mH	100	
	子模块电容/ μF	1500	
	子模块通态电容/ Ω	0.001	