

多光伏电源两阶段式故障穿越协调控制策略

戴志辉¹, 栾琨¹, 吴桐², 周杰¹, 尚琛博¹

- (1. 新能源国家重点实验室(华北电力大学), 河北省 保定市 071003;
2. 广东电网有限责任公司佛山供电局, 广东省 佛山市 528322)

Multi-photovoltaic Two-stage Fault Ride-through Coordinated Control Strategy

DAI Zhihui¹, LUAN Kun¹, WU Tong², ZHOU Jie¹, SHANG Chenbo¹

- (1. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources

(North China Electric Power University), Baoding 071003, Hebei Province, China;

2. Foshan Power Supply Bureau of Guangdong Power Grid Co., Ltd., Foshan 528322, Guangdong Province, China)

ABSTRACT: Limited by the singularity of the control objective and the control means, traditional LVRT strategies used for asymmetric faults in multi-PV power systems may suffer from voltage and current violation, frequency stability issues, and the lack of coordination. To address these issues, a fault ride-through coordination strategy for multiple PV sources based on the consensus algorithm is proposed. First, during the initial stage, the idle capacity of the photovoltaic inverter is given priority for reactive power support to maintain the active power output capacity of the photovoltaic power supply. Simultaneously, consistent iteration is initiated to update the reference values for positive-sequence active and reactive currents. In the second stage, to fully utilize the capacity of the photovoltaic inverter and keep the maximum phase voltage within the safe operation range, a calculation formula for positive and negative sequence reactive currents is derived by integrating consensus algorithms. Subsequently, updates and coordination of positive and negative sequence reactive currents from the photovoltaic output are carried out provided that positive sequence active current remains unchanged. Finally, simulation results in MATLAB show that the proposed method can realize the coordinated control of fault ride-through of multiple PV sources.

KEY WORDS: distribution network; multiple photovoltaic source; fault ride-through; coordinated control; consensus algorithm

摘要: 受限于控制目标和手段的单一性, 传统低电压穿越策

略仍存在电压、电流越限和频率失稳问题, 且各逆变器间缺乏协调控制, 其容量、瞬时工作点等的差异使得新能源场站无法实现最优调控。为此, 提出一种多光伏电源两阶段式故障穿越协调控制策略。首先, 故障后的第一阶段优先利用光伏逆变器剩余容量进行无功支撑, 保留光伏电源的有功输出能力, 同时启动一致性迭代更新正序有功、无功电流参考值; 其次, 第二阶段以充分利用光伏逆变器的容量和将最大相电压限制在安全运行范围内为控制目标, 结合一致性算法推导正、负序无功电流的计算公式, 再以正序有功电流不变为前提, 对光伏输出的正、负序无功电流进行更新协调; 最后, 在 MATLAB 中进行仿真验证, 结果表明, 所提方案能够实现多光伏电源故障穿越的协调控制。

关键词: 配电网; 多光伏电源; 故障穿越; 协调控制; 一致性算法

0 引言

我国“十四五”规划明确提出构建现代能源体系, 大力发展清洁能源, 其中光伏发电(photovoltaic, PV)以能源利用率高、可控性强等优势广泛接入系统, 其并、离网对电网稳定性的影响不可忽视^[1-3]。故障穿越策略旨在提高电网故障下新能源运行的韧性, 保持其故障期间连续并网运行, 并按照预定方案向电网注入一定的无功功率^[4]。然而, 由于光伏逆变器容量有限, 增发无功将不可避免地造成有功输出的减少, 严重情况下威胁系统频率稳定^[5]; 当发生不对称故障时, 传统低穿策略下的光伏电源易出现电压、电流越限等问题, 严重时还可能导致该类设备连锁切机^[6]; 此外, 多光伏电源间缺乏协调配合, 这些因素都会影响系统安全稳定。因此, 提升光伏的故障穿越能力, 对保证新型电力系统的

基金项目: 国家自然科学基金项目(51877084); 国家电网有限公司科技项目(5400-202340556A-3-2-ZN)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China (51877084); Science and Technology Project of State Grid Corporation of China (5400-202340556A-3-2-ZN).

稳定性和供电可靠性具有重要意义。

传统低电压穿越策略的控制目标和控制对象较为单一,将其用于不对称故障时可能会出现电压、电流越限和频率稳定等问题^[7]。文献[8]指出,大面积风机进入低穿后产生的有功缺额将直接影响电网频率安全,若触发电网低频防线或发电机组保护,会进一步恶化系统频率;文献[9]指出,在不对称故障下,逆变器的各相电压工作在不同区域,若逆变器只向电网注入平衡的正序电流,其非故障相电压可能会越过电压上限,继而使设备因过压而脱网。为提升光伏的故障穿越能力,许多学者在传统低电压穿越策略基础上开展了相关拓展研究,文献[10]通过引入正负序电流比例系数来实现灵活的电压支撑,但未给出比例系数的计算方法;文献[11]提出可根据并网点的正、负序电压来计算比例系数,在实现电压支撑的同时,避免了因电压不平衡度过高而引起的非故障相过压。上述控制策略能实现正负序电流的灵活调节,但控制目标较为单一,未能充分发挥光伏逆变器灵活调节的优势。

随着研究的深入,一些学者提出能实现多目标协调控制的故障穿越策略。文献[9]提出一种基于多代理的分布式电压动态调节方法,在故障穿越期间,通过协调多个分布式电源的输出将参考点电压从跳闸风险区控制到安全运行区,避免因电压越限导致的新能源脱网;文献[12-13]结合新能源电源的运行状态及电网规范针对不同场景提出控制目标,并给出不同目标间的协调方法。上述控制策略能实现不同场景下多目标的协调控制,但都只针对单个新能源电源。文献[14]指出,对于多电源并联的逆变型新能源场站,由于各逆变器容量、约束条件和瞬时工作点不同,适用于单个逆变器单元的故障穿越策略,无法保证场站工作在最优点,对于新能源场站,为提高故障穿越策略的可靠性,势必需要各电源间的协调配合;文献[15]将逆变器的功率、电流限制以坐标平面表示,并引入正、负序电流允许工作区域的概念,对后续研究有很好的启发意义。

总结上述研究可知,现行故障穿越策略仍存在电压、电流越限和频率失稳的风险,并且由于各逆变器容量、约束条件和瞬时工作点不同,适用于单个光伏电源的故障穿越策略,无法保证光伏场站的最优调控,并网光伏仍面临一定的脱网风险。因此,提出一种多光伏电源的两阶段式故障穿越协调控制策略,本地控制器利用相邻光伏电源的电压偏

差、无功电流偏差和运行状态等信息,自动计算并更新正、负序电流指令,从而实现多光伏电源故障穿越的协调控制。

1 传统故障穿越控制策略下光伏电源的输出特性及存在的问题

1.1 传统故障穿越策略

光伏电源控制系统如图1所示,光伏逆变器根据出口处的电压 U 、电流 I 和设定的控制算法实时计算出有功和无功电流的参考值以控制光伏输出。因此,光伏电源在故障期间的输出特性主要取决于其在故障穿越期间的控制算法。

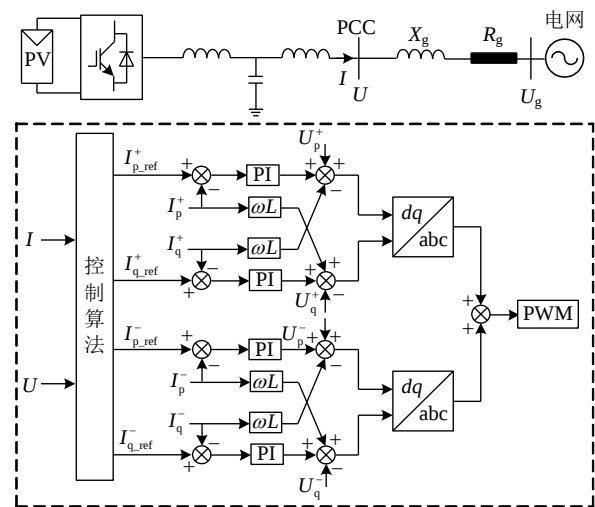


图1 光伏电源并网结构及控制系统

Fig. 1 Grid-connected structure and control system of photovoltaic power

1.1.1 正序有功和无功电流

根据国标要求^[2],光伏电源在故障期间须向电网提供一定的无功电流支撑,其输出的正序有功、无功电流标幺值应满足式(1)。

$$\begin{cases} I_{q_ref}^+ = \begin{cases} 2(0.9 - U), & 0.4 \leq U \leq 0.9 \\ 1, & U < 0.4 \end{cases} \\ I_{p_ref}^+ = \min\left(\frac{P}{U}, \sqrt{1 - I_{q_ref}^{+2}}\right) \end{cases} \quad (1)$$

式中: U 为光伏逆变器出口处相电压标幺值; P 为故障前光伏输出功率的标幺值。

1.1.2 负序有功和无功电流

目前,现有的国标并没有对不对称故障期间光伏输出的负序电流大小有明确的要求,平衡正序控制是目前光伏逆变器在不对称故障期间广泛使用的控制策略,即在故障期间控制逆变器输出的负序有功电流 $I_{p_ref}^-$ 和无功电流 $I_{q_ref}^-$ 为0,只输出平衡的

正序电流。

1.2 传统故障穿越控制策略存在的问题

1) 影响系统频率稳定。

以图 1 为例，故障期间逆变器出口处电压会发生严重跌落，出口处正序电压标幺值 U^+ 如式(2)所示。

$$U^+ = U_g^+ + R_g I_p^+ + X_g I_q^+ \quad (2)$$

式中： U_g^+ 为电网侧正序电压标幺值； R_g 、 X_g 为电网侧等效电阻、电抗标幺值； I_p^+ 、 I_q^+ 为逆变器出口处正序有功、无功电流标幺值。

对于高压线路，其线路电阻远小于电抗，根据式(2)，此时通过削减有功来增发无功电流的方式能有效抬升并网点电压；而对于中低压有源配网，其线路电阻往往与电抗接近^[4]，逆变器向电网注入一定的有功电流也有利于抬升并网点电压^[16]。当输出电流满足 $I_p^+ = \sqrt{1 - I_q^{+2}}$ 时，根据式(2)构建拉格朗日函数如式(3)，并对式(3)中各变量求一阶偏导，令偏导数为 0 解得正序有功和无功电流表达式如式(4)所示。

$$F(I_p^+, I_q^+, \lambda) = U_g^+ + R_g I_p^+ + X_g I_q^+ + \lambda [\sqrt{I_p^{+2} + I_q^{+2}} - 1] \quad (3)$$

$$\begin{cases} I_p^+ = \frac{R_g}{\sqrt{(R_g)^2 + (X_g)^2}} \\ I_q^+ = \frac{X_g}{\sqrt{(R_g)^2 + (X_g)^2}} \end{cases} \quad (4)$$

由式(4)可知，在最大输出电流相同的前提下，当光伏逆变器输出的有功和无功电流比值等于线路阻抗比时，光伏并网点处获得最大电压支撑。而传统故障穿越策略优先输出无功电流，当光伏并网点电压严重跌落时，可能将光伏逆变器输出的有功电流削减为 0。这不仅不利于中低压配网中光伏电源的电压支撑，还会加剧系统内的有功缺额，威胁电网频率安全，当系统频率低至一定阈值时可能导致低频减载装置动作，甚至引起系统频率崩溃^[17]。

2) 不对称故障时的非故障相过压问题。

传统光伏逆变器采用平衡正序控制，在不对称故障期间仅输出正序电流以抬升故障点处正序电压，对于在故障期间本身就接近正常值的非故障相电压，正序电压的抬升可能会出现过电压问题，严重时导致光伏电源脱网^[18]。

3) 无法实现多光伏电源间的协调。

受天气变化、地理位置等因素影响，光伏逆变

器往往存在一定的剩余容量^[19]。只利用本地信息调整单个光伏逆变器的输出，无法充分利用所有光伏逆变器的剩余容量。

2 多光伏电源两阶段式故障穿越协调控制策略

为解决 1.2 节中总结的问题，本节将传统控制策略与一致性算法相结合，提出一种多光伏电源两阶段式故障穿越协调控制策略。

第一阶段为正序有功、无功电流的协调阶段。

在故障初期优先利用光伏逆变器的剩余容量进行无功支撑，同时启动一致性迭代更新正序有功、无功电流参考值和各逆变器输出无功电流的差值，最终得到场站目前所需增发的无功电流平均值。若平均值小于 0，说明光伏场站目前输出的无功电流满足要求；若平均值大于 0，则说明剩余容量无法满足系统需求，应将所需增发的无功电流平均分配给尚有裕度的光伏逆变器。

第二阶段为正、负序无功电流的协调阶段。根据光伏逆变器出口处的电压和电流限幅要求。首先，根据不对称故障期间光伏并网点处的电压和光伏输出的电流的关系，提出降低最大相电压的方法；之后，分析影响电流大小的因素，推导得到在正序有功电流不变和满足电流限幅要求的前提下，正、负序无功电流的允许工作区域；最后，根据允许工作区域更新输出的正序无功电流参考值。

2.1 正序有功、无功电流的协调

2.1.1 一致性算法

一致性算法是一种通过相邻节点通信获得某个变量全局平均值的分布式算法，在分布式控制下即使网络分区或部分节点通信故障也不会影响系统整体控制，容错能力强、能够保证数据一致性。采用分布式通信的光伏场站系统如图 2 所示，其中：黑色实线为功率传输线路；蓝色虚线为通信线路。

本文采用一阶离散一致性算法，令每个光伏作为一个节点 i ，各节点通过与相邻节点通信进行信息交互，并利用式(5)不断迭代更新自身状态信息，最终使所有节点的状态变量趋于一致，离散一致性算法的基本计算公式如式(5)所示^[20-21]。

$$x_i(k+1) = \sum_{j=1}^n w_{ij} x_j(k) \quad (5)$$

式中： x_i 为一致性状态变量； k 为迭代次数； w_{ij} 为权重矩阵 $\mathbf{W}$ 第 i 行、第 j 列的元素，由通信网络拓

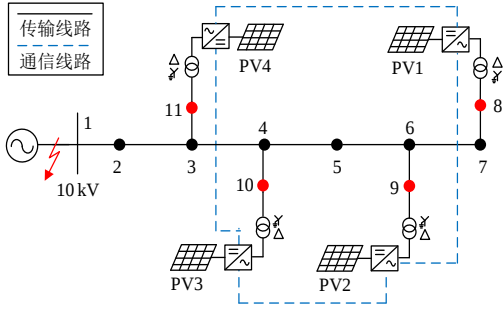


图2 含分布式通信的光伏场站系统

Fig. 2 PV station system with distributed communication

扑结构决定。将式(5)进一步写成矩阵的形式如式(6)所示。

$$\mathbf{X}(k+1) = \mathbf{W}\mathbf{X}(k) \quad (6)$$

式中: $\mathbf{X}$ 为一致性状态矩阵; $\mathbf{W}$ 为权重矩阵。

迭代收敛的性能和效果主要取决于权重矩阵的构造, 考虑系统响应时间和稳定性, 本文选用中心算法计算权重矩阵, 如式(7)所示^[22]。

$$w_{ij} = \begin{cases} \frac{1}{\max(l_{ii}, l_{jj}) + 1}, & j \in N_i \\ 1 - \sum_{d \in N_i} \frac{1}{\max(l_{ii}, l_{dd}) + 1}, & j = i \\ 0, & \text{其他} \end{cases} \quad (7)$$

式中: N_i 为与节点 i 相邻节点的集合; $\mathbf{L} = (l_{ij})_{n \times n}$, 其定义为 $\mathbf{L} = \mathbf{D} - \mathbf{A}$; $\mathbf{A}$ 为邻接矩阵, 其对角线元素为 0, 非对角元素取决于节点 i 与 j 间的通信连接情况, 若有则为 1, 否则为 0; $\mathbf{D}$ 为度矩阵, 其对角元素为与节点 i 相连节点的个数, 非对角元素为 0。

2.1.2 正序有功、无功电流参考值的改进计算

光伏逆变器输出的有功、无功电流对并网点处电压的支撑效果与接入网络的线路阻抗比有关, 且在中低压配电网中注入适当的有功电流也有利于电压支撑。因此, 为避免传统故障穿越策略过度削减有功电流, 本文根据仿真中线路阻抗比(接近 3/4), 将无功参考电流标幺值的最大值设置为 0.8, 改进后的电流参考值计算公式如式(8)所示。

$$\begin{cases} I_{q, \text{ref}}^+ = \begin{cases} 2 \times (0.9 - U), & 0.5 \leq U \leq 0.9 \\ 0.8, & U < 0.5 \end{cases} \\ I_{p, \text{ref}}^+ = \min\left(\frac{P}{U}, \sqrt{1 - I_{q, \text{ref}}^+{}^2}\right) \end{cases} \quad (8)$$

2.1.3 正序有功、无功电流输出值的协调计算

当故障后光伏逆变器的剩余容量无法满足无功支撑需要时, 应对部分光伏电源进行有功削减以释放无功, 最终保证光伏场站输出的无功电流之和

满足要求。不对称故障下, 光伏电源输出有功功率的平均值 $\bar{P}$ 可表示为

$$\bar{P} = U^+ I_p^+ + U^- I_p^- \quad (9)$$

为简化控制, 将负序有功电流控制为 0。假设故障前光伏电源的有功电流指令为 I_{p0}^+ , 正序电压为 U_N^+ , 故障后正序电压降为 mU_N^+ (m 为电压跌落深度, 其值小于 1)。如式(10)所示, 为保持输出的有功不变, 有功电流应调整为 I_{p0}^+/m 。

$$\bar{P} = U_N^+ I_{p0}^+ = mU_N^+ \frac{1}{m} I_{p0}^+ \quad (10)$$

由于电力电子器件耐受过流能力较弱, 一般要求逆变器的输出电流不超过额定值的 1.25 倍^[23], 电流限制值 I_{lim} 可根据设备实际情况在 1~1.25 pu 之间选择, 本文依据文献[23-24], 为保证故障穿越期间系统稳定, 将故障穿越期间的电流限制设置为 1 pu, 由此可推得初始有功电流参考值 $I_{p, \text{ini}}^+$ 为

$$I_{p, \text{ini}}^+ = \min\left\{\frac{1}{m} I_{p0}^+, I_{\text{lim}}\right\}, I_{\text{lim}} \in [1, 1.25] \quad (11)$$

在确定 $I_{p, \text{ini}}^+$ 后, 可推得此时光伏逆变器可输出的最大无功电流值 $I_{q, \text{max}}^+$ 为

$$I_{q, \text{max}}^+ = \sqrt{1 - I_{p, \text{ini}}^+{}^2} \quad (12)$$

为充分利用光伏逆变器容量, 在故障初期控制各电源的初始无功电流 $I_{q, \text{ini}}^+ = I_{q, \text{max}}^+$ 。而电网要求的无功电流为 $I_{q, \text{ref}}^+$, 其计算方法见式(8), 此时场站内部分电源输出的无功电流仍不满足要求, 无功电流偏差为

$$I_{q, \text{need}} = I_{q, \text{ref}}^+ - I_{q, \text{ini}}^+ \quad (13)$$

完成以上计算后, 还需对光伏电源的运行状态进行判断, 定义 M 为光伏的运行状态指标, 其公式见式(14)。当光伏电源可输出的最大无功电流 $I_{q, \text{max}}^+ \geq 0.8$ 时, 该光伏无功输出已达极限 $M=1$; 当光伏可输出的最大无功电流 $I_{q, \text{max}}^+ < 0.8$ 时, 则光伏仍有释放无功的空间 $M=0$ 。

$$M = \begin{cases} 1, & I_{q, \text{max}}^+ \geq 0.8 \\ 0, & I_{q, \text{max}}^+ < 0.8 \end{cases} \quad (14)$$

完成本地计算后, 进入一致性过程, 相邻光伏之间交换无功电流偏差和运行状态迭代信息, 其迭代公式如式(5)所示。经过若干次迭代后状态变量将一致收敛于初始平均值, 并给到光伏逆变器的本地

控制器，迭代收敛判据如下。

$$|x_{i,k+1} - x_{i,k}| < 10^{-2} \quad (15)$$

式中 x_i 状态变量中包含无功电流偏差 $I_{q,need}$ 和运行状态指标 M 。设 N 为 PV 总数，无功电流偏差的全局平均值 $\Delta I_{q,avg}$ 将一致收敛于 $\sum_{n=1}^N I_{q,need}(n)/N$ ，运行状态指标的全局平均值 M_{avg} 将一致收敛于 $\sum_{n=1}^N M(n)/N$ 。

若全局平均值 $\Delta I_{q,avg}$ 小于或等于 0，说明此时场站提供的电压支撑满足电网标准要求；若 $\Delta I_{q,avg}$ 大于 0，则由 $M=0$ 的光伏增发无功来平衡场站内的无功电流偏差。按增发功率平均分配思想，电流指令更新公式为

$$I_{q,new}^+ = \begin{cases} I_q^+ + \frac{\Delta I_{q,avg}}{1 - M_{avg}}, & M = 0 \\ I_q^+, & M = 1 \end{cases} \quad (16)$$

$$I_{p,new}^+ = \sqrt{1 - I_{q,new}^{+2}}$$

式(16)将场站内的无功缺额平均分配给 $M=0$ 的光伏，若光伏逆变器的无功裕度小于其所需增发的无功，则控制其输出为最大无功电流， M 变为 1；缺少的无功差额将在下一个计算周期内加到 M 仍为 0 的其他光伏中。

2.2 正、负序无功电流的协调

根据光伏逆变器出口处电压和电流限幅要求协调正、负序无功电流。对于电压限幅要求，通过注入负序无功电流或者削减正序无功电流，经一致性迭代得到电压偏差均值，进而得到光伏逆变器注入负序无功电流；对于电流限幅要求，推导正、负序无功电流的允许工作区域，更新正序无功电流。

2.2.1 限制最大相电压

不对称电压跌落下，光伏逆变器出口各相电压 U 如式(17)所示^[19]。

$$\begin{cases} U = \sqrt{(U^+)^2 + (U^-)^2 + 2U^+U^- \cos(2\delta)} \\ \delta = \{\gamma, \gamma + \frac{\pi}{3}, \gamma - \frac{\pi}{3}\} \\ \gamma = \frac{\varphi^+ - \varphi^-}{2} \end{cases} \quad (17)$$

式中 φ^+ 、 φ^- 分别为正、负序电压的初始相角。

由式(17)可知，各相电压的大小与并网点处正、负序电压和初始相位差有关，且对于最大相电压，其对应的 $2U^+U^- \cos(2\delta)$ 为正数。因此，可通过降低

并网点处的正、负序电压来解决非故障相过压问题，光伏并网点的正、负序电压计算公式如式(2)、(18)所示。

$$U^- = U_g^- + R_g I_p^- - X_g I_q^- \quad (18)$$

式中： U^- 为逆变器出口处负序电压标幺值； U_g^- 为电网侧负序电压标幺值； I_p^- 、 I_q^- 为逆变器出口处负序有功、无功电流标幺值。

由式(2)、(18)可知，可通过降低正序无功电流和增加负序无功电流的方式来限制非故障相的过压问题。为充分利用光伏逆变器的容量，优先考虑注入负序无功电流来限制非故障相过压；若注入的负序无功电流不足、无法将非故障相电压控制到规定范围内，再考虑降低正序无功电流的方案。

故障后并网点处的最大相电压标幺值为 U_i ，考虑将其控制在 1.1 倍额定值范围内，可得式(19)所示的初始电压偏差标幺值。

$$\Delta U_0 = U_{i,0} - 1.1 \quad (19)$$

各光伏电源通过通信，获得相邻光伏的电压偏差标幺值，代入式(5)得到式(20)所示的全局电压偏差均值。

$$\Delta U_{i,k+1} = \sum_{j=1}^N \omega_{i,j} \Delta U_{j,k} + U_{i,k+1} - U_{i,k} \quad (20)$$

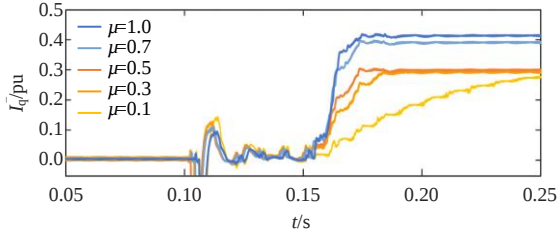
式中： ΔU_i 为电压偏差标幺值； U_i 为最大相电压标幺值。

通过公式直接计算负序无功电流所需参数信息较多且获取困难，本文通过迭代方式求解负序无功电流。相比于定步长迭代调节，变步长调节能够根据情况变化动态调整，更利于处理复杂问题，提高收敛速度，本文将最大相电压标幺值引入负序无功电流指令更新，通过电压偏差标幺值调节负序无功电流指令的变化幅度，可推得式(21)所示的负序无功电流指令。

$$I_{q,k+1}^- = I_{q,k}^- + \mu \Delta U_{i,k+1} \quad (21)$$

式中： $I_{q,k}^-$ 为第 k 次迭代时的负序无功电流幅值； μ 为常系数，用来表征调节尺度大小，参照图 3 兼顾调节速度与调节准确度取值为 0.5(取值过小，调节速度慢；取值过大，电流超调)； μ 与 ΔU_i 共同构成的负序无功电流调节系数。

采用无单位、无量纲的标幺值计算便于系统对比和分析，降低数据量，提高计算效率；引入最大相电压能够保证在电压偏差较大的故障初始时刻

图 3 不同 μ 下负序无功电流变化对比图Fig. 3 Comparison of negative sequence reactive current changes under different μ

迅速定位负序无功电流调节区间,随着负序无功电流的增大,电压偏差逐渐减小,再代入式(21)计算负序无功电流,其调节幅度相应减小,仔细搜索调整取值,直至电压偏差趋近于 0。

2.2.2 限制最大相电流

根据上述分析可计算得出正序有功、无功电流和负序无功电流指令,但其并未考虑光伏逆变器可输出最大相电流的限制,本节以最大相电流幅值为限制,讨论正、负序无功电流的协调方法。不对称电压跌落下,光伏逆变器的输出的三相电流为

$$I = \sqrt{(I_{pL} \cos \delta + I_{qL} \sin \delta)^2 + (I_{pS} \sin \delta - I_{qS} \cos \delta)^2} \quad (22)$$

$$\text{其中: } \begin{cases} I_{pL} = I_p^+ + I_p^- \\ I_{pS} = I_p^+ - I_p^- \\ I_{qL} = I_q^+ + I_q^- \\ I_{qS} = I_q^+ - I_q^- \end{cases}$$

故障情况下规定光伏逆变器输出的最大相电流为 I_{lim} , 光伏输出的正序有功电流不变, 负序有功电流为 0, 对式(22)作进一步推导可得, 在最大相电流的限制下, 正、负序无功电流的边界曲线为

$$I_q^- = I_q^+ \cos(2\delta) - I_p^+ \sin(2\delta) \pm \sqrt{[I_p^+ \sin(2\delta) - I_q^+ \cos(2\delta)]^2 - (I_p^{+2} + I_q^{+2} - I_{lim}^2)} \quad (23)$$

由式(23)可知, 在电流限幅要求下, 正、负序无功电流的协调受以下因素影响: 1) 最大相电流限制; 2) 正序有功电流; 3) 正、负序电压初始相位差。若限制光伏逆变器输出的最大相电流为 1 pu, 故障后的正序有功电流为 0.6 pu, 正、负序电压的初始相位差为 π , 则由式(23)可推得此时正、负序无功电流允许工作的区域为图 4 中绿色区域^[15]。

由 2.2.1 节分析可知, 为充分利用光伏逆变器的容量, 优先考虑注入负序无功电流来限制非故障相过压; 若注入的负序无功电流不足、无法将非故障相电压控制到规定范围内, 再考虑降低正序无功电流的方案。

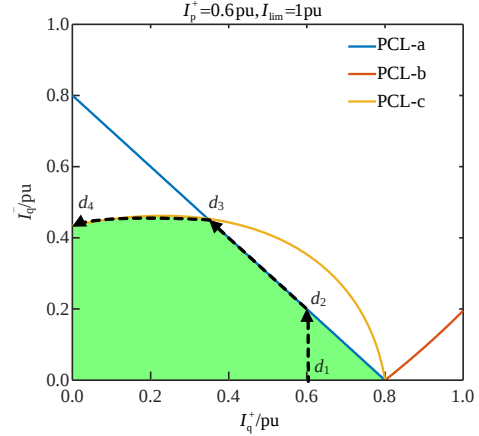


图 4 正负序无功电流允许工作区域

Fig. 4 Positive and negative sequence reactive current allowable working area

设光伏逆变器经第一阶段协调后工作在图 4 中 d_1 处, 根据电流限幅要求和正序无功电流大小可计算得出目前光伏逆变器可输出的最大负序无功电流, 若 2.2.1 节计算得出的负序无功电流小于对应值时则无需对正序无功进行削减, 但若其大于对应值时则需根据式(24)对正序无功电流进行更新, 此时正、负序无功电流的变化关系如图 4 中虚线所示。

$$\begin{cases} I_q^+ = \min\{I_q^- \cos(2\delta) \pm \lambda\} \\ \lambda = \sqrt{I_{lim}^2 - I_q^{-2} \sin(2\delta) - I_q^{+2} - 2I_p^+ I_q^- \sin(2\delta)} \end{cases} \quad (24)$$

2.3 两阶段式故障穿越协调控制整体流程

多光伏电源两阶段式故障穿越总体协调控制流程如图 5 所示。当低穿检测模块检测到电压跌落时, 向光伏电源发出指令并将监测到的电压信息传递下去, 进入低压穿越的第一阶段。

第一阶段首先计算参考电流, 根据电压跌落深度和光伏电源自身的运行状态计算初始电流指令, 并更新运行状态; 其次, 按照低穿要求计算需提供的无功电流, 根据当前实际输出计算无功电流偏差; 最后, 采用一致性算法迭代无功电流偏差和运行状态指标, 当连续 2 组迭代值的偏差满足收敛判据时, 迭代完成。此时判断无功电流偏差均值是否满足标准要求, 若不满足则更新电流指令和运行状态指标, 重复第一阶段; 若满足则进入第二阶段。

第二阶段首先判断最大相电压是否越限, 若不越限则流程结束, 若越限则计算初始电压偏差; 其次, 采用一致性算法迭代更新电压偏差和负序无功电流; 最后, 根据电流限幅要求更新正序无功电流指令, 再次回到第二阶段开始判断最大相电压是否越限, 直至最大相电压符合要求。

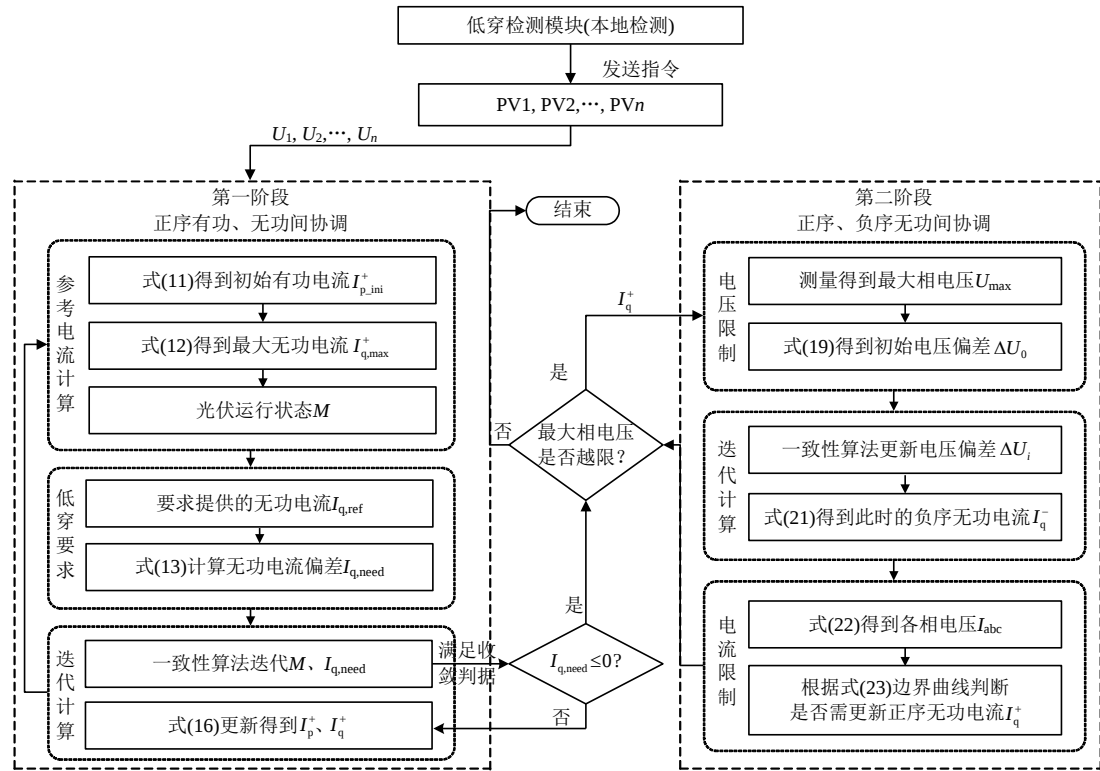


图 5 两阶段式低穿协调控制流程图

Fig. 5 Flow chart of two-stage fault ride-through coordination control strategy

3 仿真及结果分析

为验证所提方法在不同运行场景下的有效性，基于 Matlab/Simulink 建立图 2 所示的 10 kV 含光伏电源并网运行仿真系统，光伏系统中性点直接接地^[25]。其中，线路单位长度阻抗为 $0.27+\mathrm{j}0.365\Omega/\mathrm{km}$ ，线路长度见表 1；4 个 PV 的初始有功电流分别为 1、0、0.4 和 0.8 pu，额定功率为 500 kW；PV 并网变压器电压等级为 10/0.4 kV，采用 YN-d 接线^[26]。根据文献[27-28]数据可知，光纤通信在 480 km 距离以内的延时低于 5 ms，而仿真中各 PV 间的距离仅数 10 km，因此将仿真中的通信周期设定为 2 ms。

表 1 配电网线路长度

Table 1 Length of distribution network line

线路编号	长度/km	线路编号	长度/km
1-2	0.2	4-5	1.0
2-3	0.3	5-6	1.5
3-11	4.0	6-9	0.5
3-4	1.0	6-7	0.5
4-10	2.0	7-8	1.0

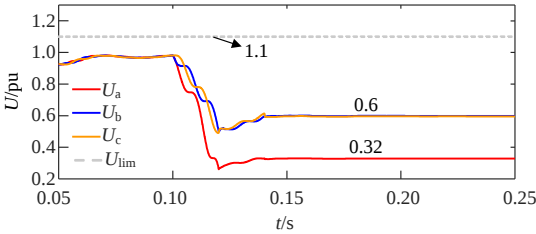
3.1 不同场景下的控制效果

3.1.1 算例 1：电压跌落严重且非故障相未过压

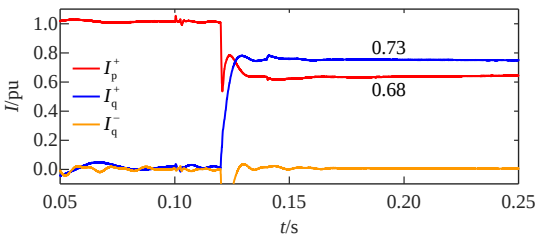
在 0.1 s 时，网侧母线发生严重不对称电压跌落，PV 并网点最小相电压降至 0.32 pu 且最大相电

压未超过 $U_{\lim}$ ，此时并网点处三相电压标幺值如图 6(a)所示；PV1 和 PV2 输出的正序有功、正负序无功电流标幺值如图 6(b)、(c)所示，PV1 输出的有功、无功功率标幺值如图 6(d)所示，其他 PV 输出情况如表 2 所示(图 6 中曲线均为 PV 变压器低压侧测得)。

由图 6 和表 2 可以看出，由于电压跌落较严重，在故障初期只有 PV2 剩余一定容量，其输出的正序无功电流为 1 pu，但此时场站内的总无功需求为 3.2 pu，因此 PV1、PV3 和 PV4 各自增发了 0.73 pu



(a) 并网点三相电压标幺值



(b) PV1 输出的正序有功、正负序无功电流标幺值

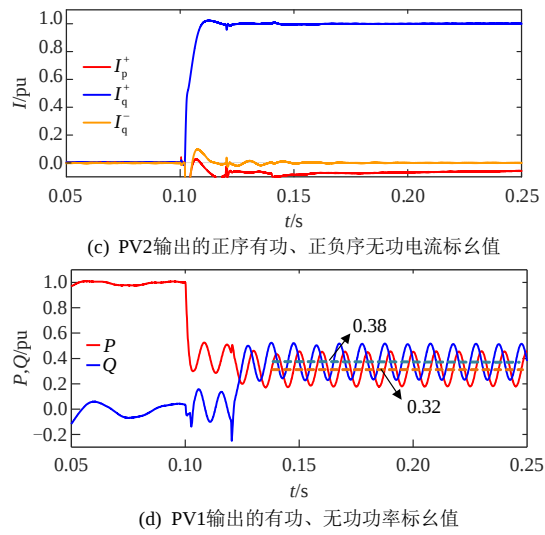


图 6 场景 1 下故障穿越效果

Fig. 6 Fault ride-through performance under scenario 1

表 2 场景 1 下采用所提方法时各光伏输出情况

Table 2 Output of each PV under scenario 1 with proposed method

参数/pu	PV1	PV2	PV3	PV4
I_p^+	0.68	0	0.68	0.68
I_q^+	0.73	1	0.73	0.73
$\bar{P}$	0.32	0	0.32	0.32

的正序无功电流。此时，两阶段式故障穿越策略迭代收敛时间约为 20 ms 左右，其在故障发生后的 0.05 s 内实现电流稳定输出，相比于文献[14-15]所需的 0.35 s，调节速度加快且该优势在大规模新能源接入时会更加明显。

由表 2 可知，PV1、PV3 和 PV4 的正序有功电流最终将稳定在 0.68 pu 附近，其对应输出的有功功率平均值都为 0.32 pu。

文献[19]在故障初始阶段按照传统低穿策略输出正序有功、无功电流，当光伏并网点电压标么值大于 0.2 时考虑在输出电流中加入裕量系数调节输出电流。采用传统低穿策略时，并网点处三相电压标么值如图 7(a)所示，PV1 输出的正序有功、正负序无功电流标么值如图 7(b)所示，其他 PV 输出情况如表 3 所示。

对比图 6(a)和 7(a)，采用文献[19]和传统故障穿

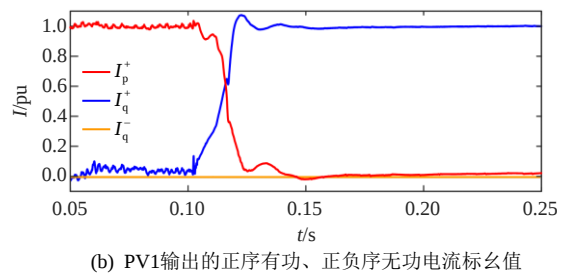
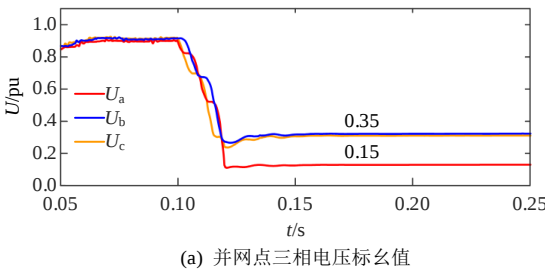


图 7 场景 1 下传统故障穿越效果

Fig. 7 Traditional fault ride-through performance under scenario 1

表 3 场景 1 下采用传统低穿策略时各光伏输出情况

Table 3 Output of each PV under scenario 1 with conventional low penetration strategy

参数/pu	PV1	PV2	PV3	PV4
I_p^+	0	0	0	0
I_q^+	1	1	1	1
$\bar{P}$	0	0	0	0

越策略时，故障后三相电压标么值分别为 0.15、0.35、0.35，存在新能源脱网风险；采用两阶段式故障穿越策略时，故障后三相电压标么值分别为 0.38、0.60、0.60，能够实现更强的电压支撑。

结合图 7(b)和表 3 可知，由于电压跌落较严重，采用传统低穿策略时，为优先输出无功，所有 PV 输出的正序有功电流都降为 0 pu，而其输出的有功功率平均值也同样都降为 0 pu。

对比表 2 和 3 可知，在电压跌落较严重时，采用传统低穿策略的 PV 输出的有功降为 0，而采用本文所提方法时 PV 输出的有功可以提升至 480 kW，避免了有功的过度削减，充分利用场站内光伏逆变器的剩余容量，同时也能一定程度上避免频率降低，传统方法与本文方法系统频率变化如图 8 所示。

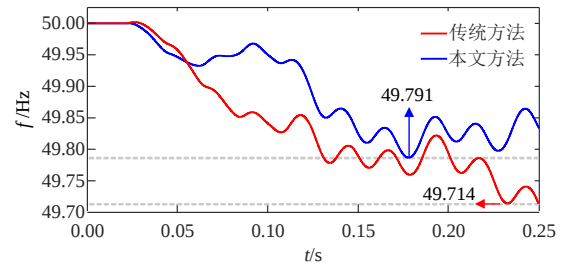


Fig. 8 System frequency variation

3.1.2 算例 2：电压跌落不严重且非故障相过压

0.1 s 时，网侧母线发生轻微不对称电压跌落，PV 并网点最小相电压降至 0.7 pu 且故障发生后最大相电压超过 U_{lim} ，此时并网点处三相电压标么值如图 9(a)所示。

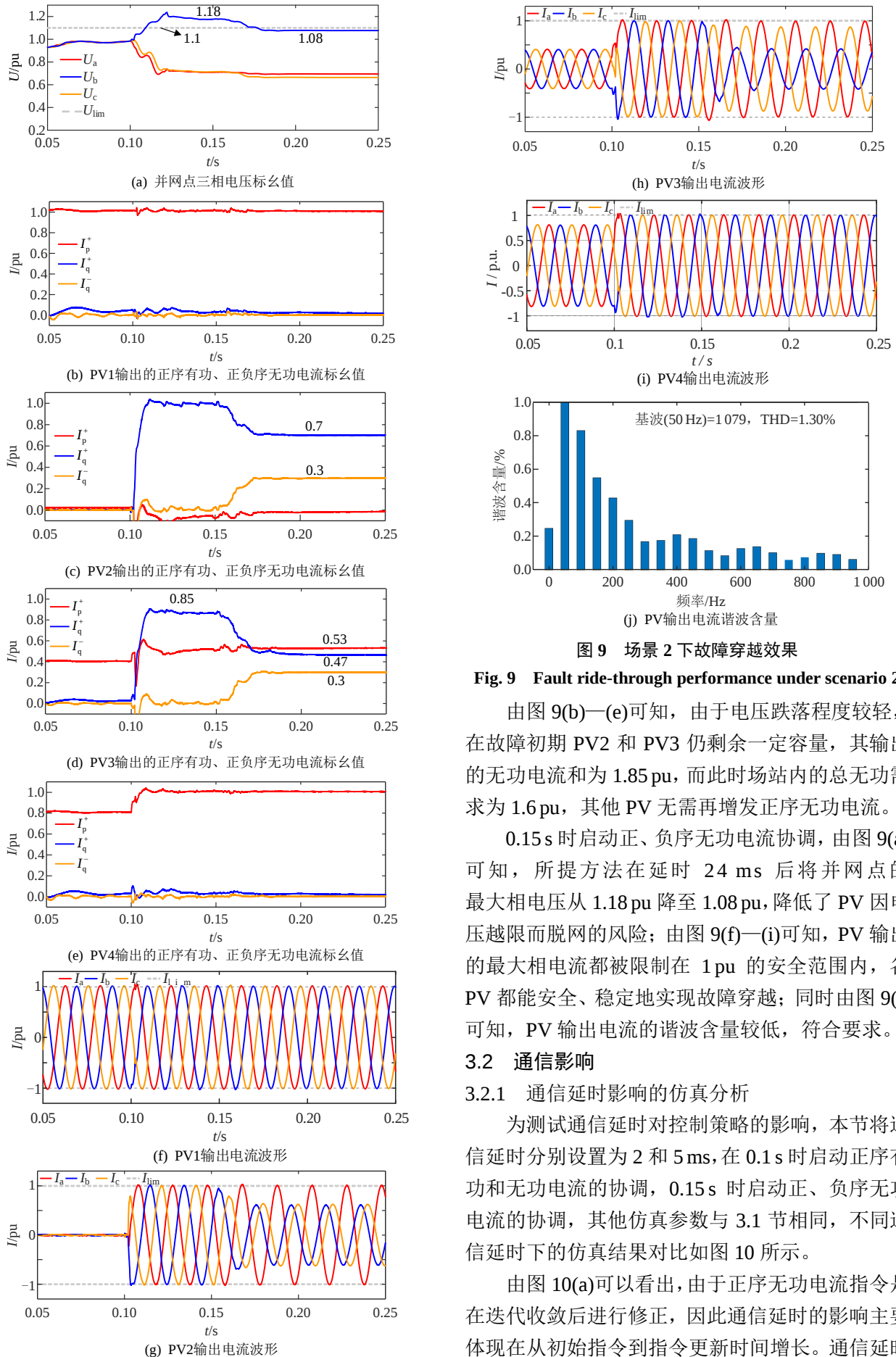


图 9 场景 2 下故障穿越效果

Fig. 9 Fault ride-through performance under scenario 2

由图 9(b)~(e)可知, 由于电压跌落程度较轻, 在故障初期 PV2 和 PV3 仍剩余一定容量, 其输出的无功电流和为 1.85 pu, 而此时场站内的总无功需求为 1.6 pu, 其他 PV 无需再增发正序无功电流。

0.15 s 时启动正、负序无功电流协调, 由图 9(a)可知, 所提方法在延时 24 ms 后将并网点的最小相电压从 1.18 pu 降至 1.08 pu, 降低了 PV 因电压越限而脱网的风险; 由图 9(f)~(i)可知, PV 输出的最大相电流都被限制在 1 pu 的安全范围内, 各 PV 都能安全、稳定地实现故障穿越; 同时由图 9(j)可知, PV 输出电流的谐波含量较低, 符合要求。

3.2 通信影响

3.2.1 通信延时影响的仿真分析

为测试通信延时对控制策略的影响, 本节将通信延时分别设置为 2 和 5 ms, 在 0.1 s 时启动正序有功和无功电流的协调, 0.15 s 时启动正、负序无功电流的协调, 其他仿真参数与 3.1 节相同, 不同通信延时下的仿真结果对比如图 10 所示。

由图 10(a)可以看出, 由于正序无功电流指令是在迭代收敛后进行修正, 因此通信延时的影响主要体现在从初始指令到指令更新时间增长。通信延时

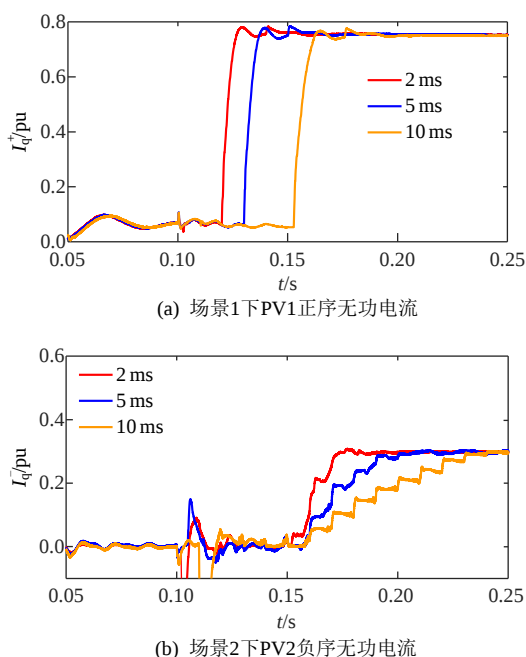


图 10 不同通信延时下故障穿越效果对比

Fig. 10 Comparison of fault ride-through effects under different communication delays

为 2 ms 时, 正序无功电流的迭代收敛时间约为 20 ms, 通信延时为 5 ms 时, 正序无功电流的迭代收敛时间约为 30 ms, 两者最终的收敛结果一致。由图 10(b)可以看出, 负序电流指令是在每次迭代后都进行一次修正, 直至电压降至安全范围内, 通信延时对其产生的影响体现在每次修正的时间间隔增长。在通信延时为 2 ms 时, 负序无功电流在 24 ms 左右趋于稳定, 通信延时为 5 ms 时, 负序无功电流在 50 ms 左右趋于稳定, 两者的最终结果同样一致。综上, 通信延时变化只会改变所提方法的收敛时间, 不会影响最终的收敛结果。

3.2.2 通信单点故障影响的仿真分析

为测试通信故障对控制策略的影响, 本节将 PV1 与 PV2 间的通信切断, 其他仿真参数与 3.1 节相同, 此时系统仍具有连通性, 但权重矩阵 $\mathbf{W}$ 变化, 相同初始条件下迭代次数增加, 在通信延时不变时, 通信正常与故障时仿真结果对比如图 11 所示。

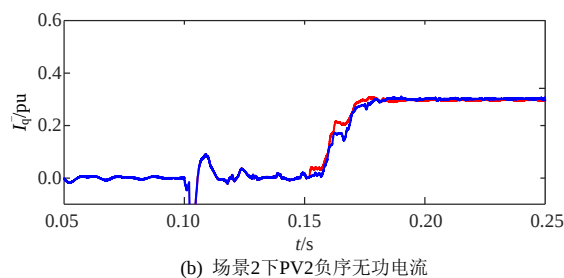
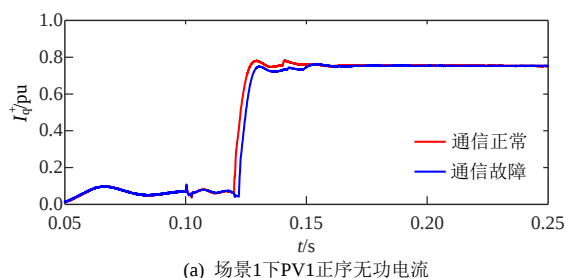


图 11 通信故障下故障穿越效果对比

Fig. 11 Comparison of fault ride-through effect under communication fault

由图 11 可知, 由于系统间的连通性变差, 正序和负序无功电流分别在 22 和 28 ms 后趋于稳定, 两者最终的收敛结果与通信正常时一致。因此当通信线路发生故障时, 只要不影响 PV 间的连通性, 就不会对最终迭代的收敛结果产生影响。

4 结论

针对现行故障穿越策略仍存在电压、电流越限和频率失稳的风险, 多光伏电源间缺乏协调控制的问题, 提出一种多光伏电源两阶段式故障穿越协调控制策略, 经实验验证效果良好:

- 1) 通过协调正序有功、无功电流, 在提供电压支撑的同时, 保留了一定的有功输出能力, 降低了光伏因频率失稳而脱网的风险;
- 2) 通过协调正、负序无功电流, 在抬升故障相电压的同时, 避免了非故障相电压越限, 同时保证输出电流在允许范围内;
- 3) 通过容错能力强的分布式控制实现多光伏电源间的协调配合, 在通信延时和通信单点故障时不会影响系统整体控制, 能够保证数据一致性。

参考文献

- [1] 汪诚, 彭合, 华红婷, 等. 基于有源耦合单元的级联光伏系统直流电压传感器故障穿越策略[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(24): 9594-9607.
WANG Cheng, PENG He, HUA Hongting, et al. A fault tolerance strategy for DC voltage sensors in cascaded photovoltaic systems based on active-coupling power units[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(24): 9594-9607(in Chinese).
- [2] 国家市场监督管理总局, 中国国家标准化管理委员会. 光伏发电并网逆变器技术要求: GB/T 37408—2019[S]. 北京: 中国标准出版社, 2019.
State Administration for Market Regulation, Standardization Administration of the People's Republic of

- China. Technical requirements for photovoltaic grid-connected inverter: GB/T 37408—2019 [S]. Beijing: Standards Press of China, 2019(in Chinese).
- [3] 蔡希鹏, 黄伟煌, 李桂源, 等. 大规模光伏集群经柔性直流构网送出的运行控制技术研究[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(22): 8734-8744.
- CAI Xipeng, HUANG Weihuang, LI Guiyuan, et al. Research on operation control strategy of large-scale photovoltaic cluster transmission via grid-forming VSC-HVDC[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(22): 8734-8744(in Chinese).
- [4] 彭星, 姜飞, 涂春鸣, 等. 不对称故障下光伏逆变器的最优电压支撑策略[J]. 电网技术, 2021, 45(11): 4259-4268.
- PENG Xing, JIANG Fei, TU Chunming, et al. Optimal voltage support strategy for photovoltaic inverters under asymmetric faults[J]. Power System Technology, 2021, 45(11): 4259-4268(in Chinese).
- [5] 刘辉, 于思奇, 孙大卫, 等. 构网型变流器控制技术及原理综述[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(1): 277-297.
- LIU Hui, YU Siqi, SUN Dawei, et al. An overview of control technologies and principles for grid-forming converters[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(1): 277-297(in Chinese).
- [6] 张波, 高远, 李铁成, 等. 考虑光伏电源可靠性的新能源配电网数据驱动无功电压优化控制[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(15): 5934-5947.
- ZHANG Bo, GAO Yuan, LI Tiecheng, et al. Data-driven voltage/var optimization control of active distribution network considering the reliability of photovoltaic power supply[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(15): 5934-5947(in Chinese).
- [7] ZEB K, ISLAM SU, KHAN I, et al. Faults and fault ride through strategies for grid-connected photovoltaic system: a comprehensive review[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2022, 158: 112125.
- [8] 刘洋, 王聪颖, 夏德明, 等. 电网故障导致大面积风电低电压穿越对电网频率的影响分析及措施[J]. 电网技术, 2021, 45(9): 3505-3513.
- LIU Yang, WANG Congying, XIA Deming, et al. Influence of large area wind power low voltage ride-through on power grid frequency caused by power grid faults[J]. Power System Technology, 2021, 45(9): 3505-3513(in Chinese).
- [9] CINTUGLU M, ISHCENKO D. Multiagent-based dynamic voltage support of power converters during fault ride-through[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Industrial Electronics, 2022, 3(3): 549-558.
- [10] CAMACHO A, CASTILLA M, MIRET J, et al. Flexible voltage support control for three-Phase distributed generation inverters under grid fault[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2013, 60(4): 1429-1441.
- [11] TAUL M G, WANG Xiongfei, DAVARI P, et al. Current reference generation based on next-generation grid code requirements of grid-tied converters during asymmetrical faults[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2020, 8(4): 3784-3797.
- [12] 施佳斌, 季亮, 常潇, 等. 不对称电压跌落下考虑场景区分的逆变型分布式电源控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(20): 9-17.
- SHI Jiabin, JI Liang, CHANG Xiao, et al. Control strategy for inverter-interfaced distributed generation during unbalanced voltage sag considering scenario classification [J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(20): 9-17(in Chinese).
- [13] 万子镜, 田震, 王伟, 等. 基于平滑切换的不平衡工况下直驱风机故障穿越控制策略[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(19): 138-146.
- WAN Zijing, TIAN Zhen, WANG Wei, et al. Smooth switching based fault ride-through control strategy for direct-driven wind turbine under unbalance condition [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(19): 138-146(in Chinese).
- [14] SHABESTARY M M, MOHAMED Y A R I. Maximum asymmetrical support in parallel-operated grid-interactive smart inverters[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2022, 13(1): 14-30.
- [15] SHABESTARY M M, MOHAMED Y A R I. Autonomous coordinated control scheme for cooperative asymmetric low-voltage ride-through and grid support in active distribution networks with multiple DG units[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(3): 2125-2139.
- [16] 俞智鹏, 汤奕, 戴剑丰, 等. 基于有功自适应调整的光伏电站无功电压控制策略[J]. 电网技术, 2020, 44(5): 1900-1907.
- YU Zhipeng, TANG Yi, DAI Jianfeng, et al. Voltage/var control strategy of PV plant based on adaptive adjustment of active power[J]. Power System Technology, 2020, 44(5): 1900-1907(in Chinese).
- [17] 郑涛, 邹芃莹, 颜景娴, 等. 适用于高比例风电接入的自适应低电压故障穿越控制策略[J]. 电网技术, 2022, 46(12): 4666-4675.
- ZHENG Tao, ZOU Pengying, YAN Jingxian, et al. Adaptive low voltage ride-through control strategy for high proportion of wind access[J]. Power System

- Technology, 2022, 46(12): 4666-4675(in Chinese).
- [18] 杜维柱, 罗亚洲, 李蕴红, 等. 风电汇集系统无功盈余导致暂态过电压问题的研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(9): 3224-3239.
- DU Weizhu, LUO Yazhou, LI Yunhong, et al. Reviews of transient overvoltage problem cause by extra reactive power in large scale wind power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(9): 3224-3239(in Chinese).
- [19] JI Liang, SHI Jiabin, HONG Qiteng, et al. A multi-objective control strategy for three phase grid-connected inverter during unbalanced voltage sag[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2021, 36(4): 2490-2500.
- [20] 杨珺, 侯俊浩, 刘亚威, 等. 分布式协同控制方法及在电力系统中的应用综述[J]. 电工技术学报, 2021, 36(19): 4035-4049.
- YANG Jun, HOU Junhao, LIU Yawei, et al. Distributed cooperative control method and application in power system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(19): 4035-4049(in Chinese).
- [21] 徐波, 俞向栋, 杨逸欣, 等. 基于多智能体系统的分布式风储协同频率控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(19): 13-24.
- XU Bo, YU Xiangdong, YANG Yixin, et al. Distributed wind-storage coordinate frequency control strategy based on a multi-agent system[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(19): 13-24(in Chinese).
- [22] 汤茂东, 曲小慧, 姚若玉, 等. 基于离散一致性算法的直流配电网多光伏协调控制策略[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(24): 89-95.
- TANG Maodong, QU Xiaohui, YAO Ruoyu, et al. Multi-photovoltaic coordinated control strategy in DC distribution network based on discrete consensus algorithm[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(24): 89-95(in Chinese).
- [23] 熊浩, 杜雄, 孙鹏菊, 等. 三相并网变流器在电网不对称故障时的有功功率安全运行区域[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(20): 6110-6118.
- XIONG Hao, DU Xiong, SUN Pengju, et al. Active power safe operation region of three-phase grid-connected voltage source converter under unbalanced grid faults [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(20): 6110-6118(in Chinese).
- [24] SHABESTARY M M, MOHAMED Y A R I. An analytical method to obtain maximum allowable grid support by using grid-connected converters[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016, 7(4): 1558-1571.
- [25] IEEE. IEEE recommended practice for grounding of industrial and commercial power systems: IEEE Std 142—2007[S]. New York: IEEE, 2007.
- [26] TAUL M G, WANG Xiongfei, DAVARI P, et al. Current reference generation based on next-generation grid code requirements of grid-tied converters during asymmetrical faults[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2020, 8(4): 3784-3797.
- [27] 赵大平, 孙业成. 浅析 SDH 光纤通信传输继电保护信号的误码特性和时间延迟[J]. 电网技术, 2002, 26(10): 66-70.
- ZHAO Daping, SUN Yecheng. A preliminarily analysis of characteristics of code error and time delay of protective relaying signals transmitted by SDH optical fibre communication system[J]. Power System Technology, 2002, 26(10): 66-70(in Chinese).
- [28] 钮厚敏, 贾科, 刘鑫, 等. 光伏直流升压场站并网整体协同低电压穿越控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(8): 1-12.
- NIU Houmin, JIA Ke, LIU Xin, et al. Overall coordinated low voltage ride-through control strategy for grid connection of a photovoltaic DC booster station [J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(8): 1-12(in Chinese).



戴志辉

在线出版日期: 2024-11-15。

收稿日期: 2024-06-22。

作者简介:

戴志辉(1980), 男, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统保护与控制, daihuadian@163.com;

栾琨(1998), 女, 博士研究生, 研究方向为电力系统保护与控制, 13853502510@163.com。

(责任编辑 马晓华, 邱丽萍)