

戴明1,贾科1,方煜1,杨哲1,毕天姝1,张 弛2

(1. 华北电力大学 新能源电力系统国家重点实验室,北京 102206;2. 广东电网有限责任公司电力科学研究院,广州 510080)

摘要:针对变流器接口电源区别于传统电源的故障特性和其分散接入微电网的拓扑结构使传统配电网保护难以快速可靠动作的问题,推导独立运行微电网不同类型电源支路的等效正序故障分量阻抗解析表达式,分析采用不同控制策略时,在故障前负荷情况、故障后输出电流幅值及外部等值阻抗影响下等效正序故障分量阻抗角的变化规律,并对微电网中不同位置正序故障分量方向元件的动作性能差异进行论证。进而提出一种基于线路正序电流故障分量与分布式光伏电源故障前电流相位比较的故障方向判断方法,并利用光伏支路电流突变量和光伏功率参考值突变量构造启动逻辑,形成闭锁式保护动作方案,可以以最小范围快速切除不同类型故障线路。PSCAD/EMTDC 仿真结果验证了所提方案的正确性。

关键词:微电网;继电保护;等效正序故障分量阻抗;故障分量方向元件

中图分类号:TM 761

文献标识码:A

DOI:10.16081/j.issn.1006-6047.2019.04.020

0 引言

微电网作为消纳可再生能源和进行分布式发电的有效利用形式,存在并网运行和独立运行 2 种模式^[1]。不同于并网运行模式,独立运行模式不与常规大电网存在电气连接,仅凭借内部的分布式电源为负荷提供电能供应,常以低电压等级用于距离主网架较远的偏远海岛地区。独立微电网中变流器接口的电源形式和电流限幅环节使线路短路电流幅值远小于并入大电网的情况,负荷电流对故障电流分布产生的影响比较明显,同时分布式电源接入的拓扑结构使线路电流存在更大的双向流动可能性。传统的配电网保护难以可靠动作。

独立微电网故障特性分析是保护研究的基础, 文献[2]通过变流型分布式电源暂态故障特性分析 将直流侧等效为恒定直流电压源,交流侧故障特征 主要由控制策略决定。文献[3-4]分析了恒功率控 制和恒压恒频控制的分布式电源故障输出特性,但 是均未考虑故障电流限幅。文献[5-6]结合电源控 制策略和故障电流输出极限,将上述2类电源分别 等值为压控电流源和恒流源模型。文献[7]结合微 电网拓扑结构分析了故障电流受限和微电源序阻抗 变化现象及其对故障分量原理保护的影响,但是没 有考虑影响因素进行定量分析。

在微电网保护原理研究方面,文献[8-11]均利

收稿日期:2018-01-28;修回日期:2019-01-30

基金项目:国家重点研发计划项目(2016YFB0900203);国家自然科学基金资助项目(51407067);中央高校基本科研业务费专项资金资助项目(2016ZZD01);"111"计划项目(B08013) Project supported by the National Key Research and Development Program of China(2016YFB0900203), the National Natural Science Foundation of China(51407067), the Fundamental Research Funds for the Central Universities (2016ZZD01) and "111" Project (B08013)

用本地信息量测进行保护构造。文献[8]提出了基于负荷阻抗的反时限低阻抗保护方案,并通过保护配合和低电压信息加速动作。文献[9]提出基于边电压的反时限保护方案,但对线路参数和网络拓扑变化具有一定的依赖性。文献[10]采用母线导纳量的幅值和相位变化作为故障判据以区分区内外故障。文献[8-10]中保护的动作时间及可靠性均不同程度地受到过渡电阻的影响,由反时限实现的选择性使速动性难以得到保证。文献[11]在用户主馈线最上游出口配置负序突变量方向元件以切除下游故障区域,但其仅能反应不对称故障且无法选择性识别故障线路。

文献[12-15]利用相邻或全网通信实现保护功能。文献[12]以搜索馈线最大正序电流故障分量结合差动保护,但原理推导基于同步机阻抗特性,且在负荷支路空载导致可比较的电流故障分量少于3个时失效,在信道损坏时阶梯动作时间增长。文献[13]提出利用正序电流故障分量与正序电压故障分量相位特征识别故障方向,以网络描述矩阵算法确定故障线路。文献[14-15]提出了正序阻抗纵联保护方法和基于故障超前相的能量方向纵联保护方法。文献[13-15]同时使用了通信装置、电压量测信息和电流量测信息,对微电网所需的装置成本及可靠性均有较高的要求。

综上分析,本文针对现有文献对独立微电网故障特性和保护研究存在的不足,通过推导分析各类型电源支路的等效正序故障分量阻抗解析式和不同影响因素下阻抗角的变化规律,揭示不同支路故障响应特性和不同位置正序故障分量方向元件的动作性能差异;进一步构造线路正序电流故障分量与同母线分布式光伏电源出线故障前电流相位比较的故障方向判据,并以光伏支路电流突变量结合电源功率参考值突变量启动形成新的保护方案,同时满足

保护选择性与速动性的要求。

1 故障特性分析

1.1 系统结构

本文研究的独立微电网采用主从控制策略^[16],电压等级为 380 V,包含储能和光伏 2 种典型电源,结构如图 1 所示。储能电源采用恒压恒频控制策略,作为主控电源维持整个微电网的电压和频率,因可靠性需求较高,在实际工程中常以较短的线路直接连接至系统级主母线。光伏电源采用恒功率控制策略,以单位功率因数为微电网内部负荷提供功率,在负荷容量较小时向储能电源充电,通过系统级主母线和负荷侧的分段母线分散接入。

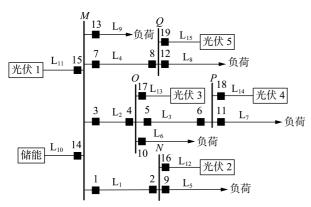


图 1 独立微电网拓扑结构

Fig.1 Topology of independent microgrid

不同支路光伏电源的类型与控制策略相同,仅容量可能存在差异。考虑其所处不同馈线时位置与故障输出特性的相似性,在进行故障分析时可以合并简化为包含主控储能电源支路、从主母线及负荷侧分段母线分别接入的光伏电源支路、双端电源线路以及单端电源负荷线路在内的典型拓扑结构,以便进行故障特性分析及提高仿真速度。将微电网各母线、线路、电源和保护测量装置进行编号,简化后的拓扑结构如图 2 所示。

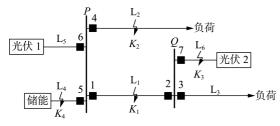


图 2 简化后的独立微电网拓扑结构

Fig.2 Simplified topology of independent microgrid

1.2 等效正序故障分量阻抗特性分析

由于变流器接口的主控储能电源与光伏电源在 发生故障后的输出特性受自身控制策略的影响,暂 态过程极短,并网点电流、电压快速达到稳定^[2,4], 为研究其接入对独立微电网线路发生故障时电压、 电流变化特征及故障分量原理保护的影响,定义这 2 种类型分布式电源的等效正序故障分量阻抗如式 (1) 所示^[17]。

$$\Delta Z = -\Delta U / \Delta I \tag{1}$$

其中, ΔU 为外部线路发生故障后分布式电源并网点的工频正序电压故障分量; ΔI 为外部线路发生故障后支路流出的工频正序电流故障分量。下面针对 2 类电源支路分别进行分析。

1.2.1 主控储能电源支路

储能电源在正常工作时作为主控电源为微电网提供电压和频率支撑。故障前主控电源并网点电压 U_{S1010} 及输出电流相量 I_{S1010} 如式(2)所示。

$$\begin{cases}
\boldsymbol{U}_{S \mid 0 \mid \phi} = U_{N\phi} e^{j\varphi_{\phi}} \\
\boldsymbol{I}_{S \mid 0 \mid \phi} = k_{1} I_{SN\phi} e^{j(\varphi_{\phi} - \varphi_{S} \mid 0 \mid)}
\end{cases} (2)$$

其中, φ_{ϕ} 为电压相角, ϕ = A,B,C,为正序相别; $U_{N\phi}$ 为微电网额定相电压有效值; φ_{A} = 0°; k_{1} = $|I_{S101d}^{*}$ - $jI_{S101q}^{*}|$,为主控储能电源故障前输出电流系数,即输出电流与额定电流的比值, $|\cdot|$ 表示取模值, I_{S101d}^{*} 、 I_{S101q}^{*} 分别为故障前本电源支路的电流有功、无功分量标幺值,以流出为正方向; $I_{SN\phi}$ 为主控储能电源额定相电流有效值; φ_{S101} = $\arctan(I_{S101q}^{*}/I_{S101d}^{*})$,为故障前本电源支路的功率因数角,本文中反正切函数值域均为(-180° , -90°) $\cup (-90^{\circ}$, 90°) $\cup (90^{\circ}$, 180°)。

本支路外部的微电网线路发生故障后,主控电源感受到的外部等值阻抗减小、输出电流幅值受限,无法维持并网点及整个微电网的正常电压幅值。主控电源通过恒压恒频控制以虚拟锁相环直接给定出口电压的基波频率和微电网的旋转矢量参考相位,在电压跌落后并网点及外部微电网各支路的正序电压相位几乎不发生突变 $^{[4.18]}$ 。故障发生后主控储能电源并网点正序电压 U_{Slo} 及电流相量 I_{Slo} 如式(3)所示。

$$\begin{cases}
\boldsymbol{U}_{\mathrm{SI}\phi} = k_2 U_{\mathrm{N}\phi} e^{\mathrm{j}\varphi_{\phi}} \\
\boldsymbol{I}_{\mathrm{SI}\phi} = k_3 I_{\mathrm{SN}\phi} e^{\mathrm{j}(\varphi_{\phi} - \varphi_{\mathrm{SI}})}
\end{cases} \tag{3}$$

其中, k_2 为正序电压跌落系数; $k_3 = |I_{\text{Sld}}^* - jI_{\text{Slq}}^*|$,为主控电源电流限幅倍数, $I_{\text{Sld}}^* / I_{\text{Slq}}^*$ 分别为故障后主控电源支路的正序电流有功、无功分量标幺值,以流出本支路为正方向; $\varphi_{\text{Sl}} = \arctan(I_{\text{Slq}}^* / I_{\text{Sld}}^*)$,为故障后主控电源支路功率因数角。

将式(2)、(3)代入式(1),化简得到主控储能电源正序故障分量阻抗值 $|\Delta Z_{\rm S1}|$ 及阻抗角 $\arg \Delta Z_{\rm S1}$ 如式(4)所示。

$$\begin{cases} |\Delta Z_{\rm S1}| = \\ \frac{(1-k_2)\frac{U_{\rm N\phi}}{I_{\rm SN\phi}}}{\sqrt{(k_3\cos\varphi_{\rm S1}-k_1\cos\varphi_{\rm S|\,0\,|})^2 + (k_3\sin\varphi_{\rm S1}-k_1\sin\varphi_{\rm S|\,0\,|})^2}} \\ \arg\Delta Z_{\rm S1} = \arctan\frac{k_3\sin\varphi_{\rm S1}-k_1\sin\varphi_{\rm S|\,0\,|}}{k_3\cos\varphi_{\rm S1}-k_1\cos\varphi_{\rm S|\,0\,|}} \end{cases} \tag{4}$$



由式(4)可知,主控电源的正序故障分量阻抗与 k_1 、 k_2 、 k_3 、 φ_{S10} 有关,即与负荷电流、电压跌落程度、故障后电流受限情况和故障前后功率因数直接相关。考虑到正序故障分量方向元件的动作情况主要由相角决定,下面重点分析正序故障分量阻抗角的变化规律。

由于低压线路等值阻抗以阻性为主[19] 且故障 点常存在过渡电阻,在短路故障发生后主控电源感 受到的外部阻抗功率因数角减小,当主控电源由故 障前发出正值有功功率变为故障后发出正值有功功 率且输出电流受限时,有 $90^{\circ}>\varphi_{SIOI}>\varphi_{SI}>0^{\circ}$;当主控 电源由故障前输入正值有功功率变为故障后发出正 值有功功率时,有 $\varphi_{SIII}>90^{\circ}>\varphi_{SI}>0^{\circ}$ 。故障前主控电 源的输出电流系数 k, 不超过额定值 1,故障后主控 电源输出电流达到变流器允许的最大故障电流,输 出电流系数 k, 大于额定值,即 $k_3 > k_1$ 。因此可得式 (4) 中的 $k_3 \cos \varphi_{S1} - k_1 \cos \varphi_{S101} > 0$, 即故障后主控储能 电源支路输出的有功电流分量增加。支路内部主控 储能电源以短线路接入母线,线路等值阻抗幅值极 小且呈阻性,其对本支路阻抗角的影响远小于电源 自身,可以忽略不计。主控储能电源支路的正序故 障分量阻抗角满足: -90° <arg ΔZ_{s1} < 90° 。

进一步地,若 $k_3 \sin \varphi_{\text{SI}} - k_1 \sin \varphi_{\text{SIOI}} \ge 0$,即外部故障后本支路输出无功电流分量增加,则 $0^{\circ} \le \arg \Delta Z_{\text{SI}} < 90^{\circ}$,随着 k_3 的增大, $\sin \varphi_{\text{SI}}$ 的增大, k_1 的减小或 $\sin \varphi_{\text{SIOI}}$ 的减小, $\arg \Delta Z_{\text{SI}}$ 将不断增大,从 0° 趋向 90° ;如果 $k_3 \sin \varphi_{\text{SI}} - k_1 \sin \varphi_{\text{SIOI}} < 0$,即外部故障后本支路输出的无功电流分量减小,则 $-90^{\circ} < \arg \Delta Z_{\text{SI}} < 0^{\circ}$,随着 k_3 的增大, $\sin \varphi_{\text{SIOI}}$ 的减小或 $\sin \varphi_{\text{SIOI}}$ 的减小, $\arg \Delta Z_{\text{SI}}$ 将不断增大,从 -90° 趋向 0° 。

总而言之,在外部线路故障发生后主控电源支路的正序故障分量阻抗角不再是固定值,由负荷电流幅值、故障后电流受限幅值和故障前后功率因数决定,在(-90°,90°)范围内变化。

1.2.2 分布式光伏电源支路

对于分散接入主母线及分段母线的光伏电源, 在正常运行时通过采集并网点电压信息产生锁相信 号,以单位功率因数运行,故障前其并网点电压及电 流相量分别为:

$$\begin{cases} \boldsymbol{U}_{\mathrm{PV}\mid 0\mid \phi} = \boldsymbol{U}_{\mathrm{PV}\phi} \mathrm{e}^{\mathrm{j}(\varphi_{\phi} + \Delta\theta)} \\ \boldsymbol{I}_{\mathrm{PV}\mid 0\mid \phi} = k_{4} \boldsymbol{I}_{\mathrm{PVN}\phi} \mathrm{e}^{\mathrm{j}(\varphi_{\phi} + \Delta\theta)} \end{cases} \tag{5}$$

其中, U_{PVo} 为光伏电源并网点相电压有效值; $\Delta\theta$ 为光伏电源并网点电压与主控电源并网点电压之间的相位差,在微电网短线路情况下数值较小; k_4 为光伏电源的负荷系数,即故障前光伏电源输出电流与额定电流的比值; I_{PVNo} 为光伏电源额定相电流有效值。

在独立微电网线路故障后光伏电源并网点感受 到与主控储能电源并网点程度相近的电压幅值跌 落。由于主控电源给定的定向参考旋转矢量相位几乎不发生突变,故障后光伏电源并网点正序电压相量为:

$$U_{\text{PV1}\phi} = k_2 U_{\text{PV}\phi} e^{j(\varphi_{\phi} + \Delta\theta)} \tag{6}$$

光伏电源逆变器在故障穿越过程中通常采用基于正序分量的控制策略以改善输出特性,在对称与不对称故障情况下均只输出正序电流^[5]。其控制环节输出电流指令参考标幺值可表示为:

$$\begin{bmatrix} i_{\text{PV}1d}^* \\ i_{\text{PV}1q}^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_{\text{PV}1d}/M' & u_{\text{PV}1q}/M' \\ u_{\text{PV}1q}/M' & -u_{\text{PV}1d}/M' \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P^* \\ Q^* \end{bmatrix}$$

$$M' = u_{\text{PV}1d}^2 + u_{\text{PV}1g}^2$$

$$(7)$$

其中,下标 1 表示正序旋转坐标系中的电气量;下标 $d \setminus q$ 分别表示坐标系中的 $d \setminus q$ 轴分量; u_{PV} 为光伏电源并网点电压标幺值,满足 $|u_{PVId}+ju_{PVIq}|=k_2;P^* \setminus Q^*$ 分别为输出有功功率和无功功率的参考值。

由于低压独立微电网线路阻抗以阻性为主,光伏电源在穿越过程中无需输出无功功率以支撑系统电压,即 $Q^*=0$,仅需增大输出的有功电流以维持并网点电压跌落时的功率控制目标,直至达到输出电流幅值受限倍数^[20];同时考虑采用基于电网电压矢量定向控制使网侧电压矢量与控制环节同步旋转坐标系 d 轴重合,即并网点 q 轴电压分量 $u_{\text{PVI}q}=0$ 。代人式(7)可得故障后光伏电源输出电流相量为:

$$I_{\text{PVI}\phi} = k_6 I_{\text{PVN}\phi} e^{j(\varphi_{\phi} + \Delta \theta)}$$

$$k_6 = \min \left\{ \frac{P^*}{u_{\text{PVI}d}}, k_5 \right\}$$
(8)

将式(5)、(6)、(8)代入式(1),化简得到分布式光伏电源的正序故障分量阻抗值及阻抗角分别为:

$$\begin{cases} |\Delta Z_{\text{PVI}}| = \frac{(1-k_2)\frac{U_{\text{PV}\phi}}{I_{\text{PVN}\phi}}}{k_6 - k_4} \\ \arg \Delta Z_{\text{PVI}} = 0^{\circ} \end{cases} \tag{9}$$

由式(9)可知,光伏电源的正序故障分量阻抗幅值反映了故障前负荷情况、并网点故障电压跌落情况、故障后输出电流幅值之间的数值关系,其大小不恒定。由于电源无需输出无功功率支撑系统电压,同样考虑支路内部串接短线路等值阻抗影响远小于电源自身的情况,外部故障时光伏电源支路阻抗角接近0°。

2 方向元件性能分析和保护新方法

2.1 正序故障分量方向元件性能分析

正序故障分量方向元件通过计算工频正序故障分量电压 ΔU 与电流 ΔI 间的相角差判断正反向故

障,由于可以识别对称故障与不对称故障,且不受振荡及负荷电流影响、抗过渡电阻能力强,其在方向纵联保护中得到了广泛的应用。正序故障分量方向元件的正、反向故障判据分别如式(10)、(11)所示。

$$-180^{\circ} < \arg(\Delta U/\Delta I) < 0^{\circ}$$
 (10)

$$0^{\circ} < \arg(\Delta U/\Delta I) < 180^{\circ} \tag{11}$$

其中,正序故障分量电流以由母线流向被保护线路 为正方向。

在发生正向和反向故障时正序故障分量方向元件分别反映保护背侧系统等效故障分量阻抗和线路加对侧系统等效故障分量阻抗。因此判据测量角由其在微电网中的不同位置导致的背侧负荷支路故障响应和不同类型分布式电源支路的非线性输出故障特性差异决定,也与本处保护元件的电流正方向密切相关。

在故障发生前后微电网中的无源纯负荷支路的 电源侧端口电压与从负荷支路流出的电流满足如下 关系:

$$-\frac{U_{L1} - U_{L|0|}}{I_{L1} - I_{L|0|}} = Z_{L1}$$
 (12)

其中, U_{Liol} 、 U_{Li} 分别为故障前、后负荷支路的电源侧端口电压; I_{Liol} 、 I_{Li} 分别为故障前、后负荷支路流出的电流; Z_{Li} 为负荷支路的等值阻抗,呈阻感性,在稳定运行时其模值 $|Z_{\text{Li}}|$ 及阻抗角 φ_{Li} 稳定。

根据保护安装处与故障点及不同分布式电源的位置关系,将微电网中受到不同影响的保护测点分为2类:故障点与主控储能电源之间的各级线路保护测点;故障点另一侧不与主控储能电源相连的送电线路保护测点以及与主控储能电源相连的其他非故障送电线路保护测点。以图2所示微电网中线路L₁段K₁处发生短路故障为例,针对2类测点分别进行分析。

各线路保护测点以数字进行编号,电流正方向 为指向被保护线路,则故障点与主控储能电源之间 的线路测点 1、5 处的电流正方向相反。结合式(4)、 (9)—(11)可得测点 1 处方向元件的判据测量角为:

$$\arg(\Delta U_{1}/\Delta I_{1}) = -\arctan\{ [(I_{S1q}^{*} - I_{S \mid 0 \mid q}^{*}) I_{SN\phi} + (I_{L1} - I_{L|0|}) \sin \varphi_{L1}] / [(I_{S1d}^{*} - I_{S \mid 0 \mid d}^{*}) I_{SN\phi} + (k_{6} - k_{4}) I_{PVN\phi} + (I_{L1} - I_{L|0|}) \cos \varphi_{L1}] \}$$
(13)

而测点 5 处的方向元件相对于故障点的背侧不存在光伏电源支路与负荷支路,且电流正方向与测点 1 处相反,相比式(13)而言,其判据测量角应取相反值并将对应不存在的光伏及负荷支路电流量置零。

由前述分析知,主控储能电源支路输出的正序 无功电流分量在故障前后的变化量(I_{Slq}^* - I_{Slolq}^*) $I_{\text{SN}\phi}$ 存在正、负 2 种情况,光伏电源支路在故障前后不输

出无功电流,负荷支路流出的正序无功电流分量在 故障前后的变化量 $(I_{I_1}-I_{I_{101}})\sin\varphi_{I_1}$ 为正;各类型支 路输出的正序有功电流分量在故障前后的变化量, 即式(13)等号右侧分母中的3项子式均为正值。因 此,当主控电源支路输出正序无功电流分量在故障 前后的变化量为正或变化量为负但绝对值小于负荷 支路输出正序无功电流分量的正值变化量时,测点 1处方向元件的判据测量角在(-90°,0°)的正向故 障区域内变化:当主控电源支路输出正序无功电流 分量在故障前后的变化量为负且绝对值大于负荷支 路输出的正序无功电流分量的正值变化量时,测点 1处方向元件的判据测量角在(0°,90°)的反向故障 区域内变化,明显发生误判。由于测点5处的电流 正方向与测点1处的电流正方向相反,判据测量角 在上述2种情况下分别在(0°,90°)的反向故障区域 内变化和错误地落在(-90°,0°)的正向故障区 域内。

对于故障点 K_1 另一侧不与主控储能电源相连的送电线路保护以及与主控储能电源相连的其他非故障送电线路保护,以测点 2 处的方向元件为例,其判据测量角为:

$$\begin{split} \arg \left(\Delta \boldsymbol{U}_{1} / \Delta \boldsymbol{I}_{1} \right) &= -\arctan \left\{ \left(\boldsymbol{I}_{\text{LI}} - \boldsymbol{I}_{\text{L}|0|} \right) \sin \, \varphi_{\text{LI}} \div \right. \\ &\left. \left[\left. \left(\boldsymbol{k}_{6} - \boldsymbol{k}_{4} \right) \boldsymbol{I}_{\text{PVN}\phi} + \left(\boldsymbol{I}_{\text{LI}} - \boldsymbol{I}_{\text{L}|0|} \right) \cos \, \varphi_{\text{LI}} \right] \right\} \end{aligned}$$

由于保护方向元件相对于故障点的背侧不含主控储能电源,只存在光伏电源支路或负荷支路,式(14)中各支路流出正序有功、无功电流分量在故障前后的变化量均为正值,测点 2 处的方向元件判据测量角在(-90°,0°)的正向故障区域内变化。与此类似,测点 3、4 处的方向元件判据测量角均在(0°,90°)的反向故障区域内变化,光伏电源支路测点 6、7 处的方向元件判据测量角对应于式(14)中的负荷支路电流量置 0,落在正、反向故障区域边界,无法判断故障方向。

综上分析可知,微电网中故障点与主控电源之间的各级线路正序故障分量方向元件可能发生误判,将由故障发生侧判断为相反的主控电源侧。故障点另一侧不与主控电源相连的各级线路及与主控电源相连的其他非故障送电线路中,光伏电源支路方向元件的判据测量角在外部反方向故障时落在正反向动作区域边界附近,无法判断故障方向,其他背侧含负荷支路的线路方向元件判据测量角在正确区域内变化。

2.2 基于电流相位比较的新保护方法

由前述分析可知,微电网线路发生故障时,随着 电压的跌落,主控储能电源支路、负荷支路及光伏电 源支路的故障阻抗响应及输出电流变化规律差异使 背侧包含不同类型并联支路的不同位置的保护方向

137

元件测量判据角多变且可能发生误判。

无论3类支路流出正序电流无功分量的变化量 为正还是负,有功分量的变化量均为正值,即微电网 中正序故障分量电流的分布情况为:各支路正序故 障分量电流的有功分量在支路外部故障时均由本支 路流出、由母线汇集后沿各级线路流向故障点,而各 母线接入的分布式光伏电源运行于单位功率因数, 故障前有功电流同样由本支路流出,不流出无功电 流。则以图 2 中的 K_1 处发生故障为例,正方向面 向故障点的线路测点 1、2 处的正序故障分量电流 (有功分量流入本线路)与各自背侧母线所连光伏 电源支路的故障前电流(只含有功电流且流出本线 路)的相角差在(-180°,-90°)∪(90°,180°]的范围 内:正方向背离故障点的线路测点3-7处正序故障 分量电流(有功分量流出本线路)与各自背侧母线 所连光伏电源支路故障前电流的相角差在(-90°, 90°)的范围内。其他点故障时也可以得到此规律。

因此,以分布式光伏电源支路故障前电流相位 为参考,将本母线各出线正序电流故障分量与之进 行比较,以判断故障方向。设计正、反向故障判据分 别如式(15)、(16)所示。

$$\varphi_{iz} = \arg(\Delta I_i) - \arg(I_{PV_i \mid 0 \mid}) \in (-270^{\circ}, -90^{\circ}) \quad (15)$$

$$\varphi_{if} = \arg(\Delta I_i) - \arg(I_{PVi,|0|}) \in (-90^\circ, 90^\circ) \quad (16)$$

其中, ΔI_i 为保护测点 i 处的正序电流故障分量,对应图 2 有 $i=1,2,\cdots,7;I_{\text{PV}_{j-101}}$ 为计算保护测点故障方向判据角 φ_i 时背侧母线所连分布式光伏电源支路测点 j 处的故障前电流,对应图 2 有 j=6,7。判据中计算相角差在(90°,180°]范围内时根据计算结果将方向判据角自动转换至(-270° , -180°]范围内以实现正向故障后相角差暂态波动时的方向判据角连续性。

此外,独立微电网中负荷功率和分布式光伏电源输出功率的改变可能会对测点电流变化和方向判断产生影响,因此应设置合理的保护启动判据。由于负荷投切时主控储能电源和负荷之间的各级线路产生电流突变量而光伏电源支路电流突变量为零,当光伏电源的输出有功功率参考值发生变化时主控储能电源和光伏电源之间产生电流突变量而负荷支路电流突变量为零,因此在分布式光伏电源支路的并网点一侧设置相电流突变量逻辑 a:

$$\{a = 1 \mid \Delta I_{\text{PV}\varphi,j} > \xi_I\} \tag{17}$$

其中, $\Delta I_{PVo,j}$ 为分布式光伏电源支路并网点一侧测点j处的相电流突变量; ξ_i 为相电流突变门槛,考虑故障后微电网电压跌落、光伏电源功率参考值不变情况下输出电流增大受限达 1.2 倍的额定值,以及躲过电压波动达 5%的额定值时电源输出电流的最大变化值,取 ξ_i 为 6%的额定相电流,以防止正常

工况负荷变化时电压波动引起的电流变化使逻辑误判。

在分布式光伏电源支路的电源出口侧设置电源 输出有功功率参考值变化逻辑 b:

$$\{b = 0 \mid \Delta P_i^* > \xi_P\} \tag{18}$$

其中, ΔP_j^* 为前述测点 j 对应分布式光伏电源的输出有功功率参考值突变量; ξ_P 为有功功率参考值突变门槛,当 ΔP_j^* > ξ_P 时将逻辑信号 b 发往对端的光伏电源支路并网点一侧与相电流幅值突变逻辑 a 进行结合判断。考虑识别电源有功功率参考值变化时输出电流的同比例变化以及与相电流突变门槛相配合,取 ξ_P = 5%的电源额定功率,以保证电源有功功率参考值产生变化但未达突变门槛时电流变化值不会使并网点一侧相电流突变逻辑误判为故障状态。

当分布式光伏电源并网点一侧达到电流突变量 门槛,同时未收到电源出口侧有功功率参考值达到 门槛值的逻辑信号时,即可识别故障发生,本母线各 出线的保护同时启动,根据前述的方向判据角进行 故障方向判断。因此保护启动逻辑为:

$$k = a \cup b = 1 \tag{19}$$

在保护启动开始判断故障方向的同时,采用短时发闭锁逻辑信号的方式构成跳闸判据。当前述方向元件判断为正向故障时停发闭锁信号,不同类型线路的跳闸方案分别设置如下:

- **a.** 双端电源线路设置方向纵联保护,以电力线载波通道向对侧发送故障方向逻辑,当本侧停发闭锁信号且未收到对端闭锁信号时保护动作跳闸:
- **b.** 单端电源的负荷线路只在靠近电源侧的首端设置保护,本处停发闭锁信号后即可动作跳闸;
- **c.** 电源支路在本支路的并网点一侧单独设置保护,在判断为正向区内故障后,停发闭锁信号从而动作切除本支路,也可用载波通道连跳本支路的电源出口一侧断路器,以及时从故障点两侧切断故障电流。

3 仿真分析

为验证前述理论分析及保护方案的正确性,利用 PSCAD/EMTDC 对图 2 所示的独立微电网进行建模仿真。微电网基准电压为 380 V,主控储能电源额定功率为 200 kV·A,光伏电源额定功率均为 160 kW。各线路长度为 0.1 km,线路正序阻抗参数为 0.336+j0.08 $\Omega/$ km,零序阻抗参数为 3.36+j0.28 $\Omega/$ km。

3.1 双端电源线路故障仿真分析

0.5 s 时双端电源线路 L_{l} 段 K_{l} 处发生三相接地故障,过渡电阻为 0.2Ω 。故障前后母线 $P \setminus Q$ 正序电压、各线路测点正序电流有效值及故障分量如附

录 A 中的表 A1 所示。故障后两母线正序电压的幅值均发生跌落,相位几乎不产生偏移;各电源输出正序电流的幅值均增大受限,其中主控电源支路输出的正序电流相位与外部阻抗角相关、发生改变,光伏电源支路以单位功率因数运行、正序电流相位几乎不产生偏移。

进一步计算可得测点 i 处相对于故障点背侧系 统等效正序故障分量阻抗 ΔZ , 幅值及相角如附录 A 中的表 A2 所示。由表 A1、A2 可知,主控储能电源 支路的故障前功率因数角 φ_{SIOI} = 109.92°, 故障后功 率因数角 $\varphi_{SI} = 21.50^{\circ}$,即由故障前输入正值有功功 率变为故障后发出正值有功功率。故障前输出电流系 数 k_1 = 0.68, 故障后限流倍数 k_3 = 1.19, 可得 $k_3 \cos \varphi_{S1}$ $k_1\cos\varphi_{S101}>0$ 、 $k_3\sin\varphi_{S1}-k_1\sin\varphi_{S101}<0$,即输出正序电 流的有功分量增大,无功分量减小,因此 ΔZ_5 的阻 抗角在 $(-90^{\circ},0^{\circ})$ 范围内。光伏电源支路的 ΔZ_{6} 、 ΔZ_{7} 的阻抗角位于 0° 附近,负荷支路的 ΔZ_{3} 、 ΔZ_{4} 对 应阻感性负荷阻抗。由于主控电源支路输出电流的 无功分量减少量大于负荷支路输出电流的正序无功 分量增加量, ΔZ_1 的阻抗角同样在 $(-90^\circ,0^\circ)$ 的范 围内。上述阻抗角均由以式(1)电流方向计算所 得,进一步结合各处正序故障分量方向元件测点的 电流正方向,则故障点与主控电源之间的测点 1、5 处方向元件发生误判。故障点另一侧不与主控电源 相连的线路及与主控电源相连的其他非故障送电线 路中,光伏电源支路测点6、7处的方向元件判据测 量角落在正、反向动作区域边界附近,其他背侧含负 荷支路的测点 2—4 处的方向元件测量角在正确区 域内变化。实际情况与理论分析一致。

故障发生后各光伏电源支路并网侧测点达到电流突变量门槛且未收到电源出口侧发来的功率参考值变化逻辑信号,各保护元件启动并开始进行故障方向判断。附录 A 中的图 A1 为 K_1 处故障后单端电源负荷线路以及分布式电源支路并网侧的保护方向判据角测量值,对应图 2 所示的测点 3—7 处保护测量元件。各处方向判据角均位于(-90°,90°)的区域内,判断为反向故障,持续产生闭锁信号,各保护均不动作。

附录 A 中的图 A2 为 K_1 处发生故障后双端电源线路 L_1 段两端的保护方向判据角测量值,对应图 2 中测点 1 、2 处的保护测量元件所得结果。由图 A2 可见,方向判据角测量值均处于(-270° , -90°)的区域内,判断为正向故障,停发闭锁信号。线路两端保护元件均停止收到闭锁信号,测点 1 、2 处的保护动作跳闸,切除故障线路 L_1 。

3.2 单端电源负荷线路故障仿真分析

0.5 s 时单端电源线路 L_2 段的 K_2 处发生两相接地短路故障,过渡电阻为 0.2Ω 。故障前后母线 $P \setminus Q$

正序电压、各线路测点正序电流及故障分量如附录 B 中的表 B1 所示。故障后两母线正序电压幅值发生跌落,相位几乎不产生偏移;各电源输出正序电流幅值增大受限,主控电源支路输出相位改变,光伏电源支路正序电流相位几乎不产生偏移。

进一步计算得到各测点处相对于故障点背侧系 统的等效正序故障分量阻抗幅值及相角如附录 B 中 的表 B2 所示。主控储能电源支路的故障前功率因 数角 $\varphi_{SIOI} = 75.18^{\circ}$,故障后功率因数角 $\varphi_{SI} = 31.97^{\circ}$, 即由故障前发出正值有功功率变为故障后发出正值 有功功率并且输出电流受限。故障前输出电流系数 $k_1 = 0.61$,故障后限流倍数 $k_3 = 1.17$,可得 $k_3 \cos \varphi_{S1}$ $k_1\cos\varphi_{S[0]}>0$ 、 $k_3\sin\varphi_{S[0]}-k_1\sin\varphi_{S[0]}>0$,即输出正序电 流的有功、无功分量都增大,故 ΔZ 。的阻抗角位于 $(0^{\circ},90^{\circ})$ 的范围内。光伏电源支路的 $\Delta Z_{6},\Delta Z_{7}$ 的 阻抗角在 0° 附近,负荷支路的 ΔZ ,对应阻感性的负 荷阻抗。测点 1、2 处, ΔZ_1 , ΔZ_2 , 的阻抗角差异极小, 对应来自线路Li的等值阻抗。进一步结合各正序 故障分量方向元件处电流正方向,由于主控电源输 出电流的无功分量增加,故障点与主控电源之间测 点 4、5 处的方向元件不会落在错误区域内,但多处 方向元件方向判据角测量值在正、反向边界附近,不 利于故障方向判断。实际情况与理论分析一致。

故障发生后,各光伏电源支路并网侧测点达到电流突变量门槛且未收到电源出口侧发来的功率参考值变化逻辑信号,各保护元件启动并开始进行故障方向判断。 K_2 处发生故障后,各单端电源负荷线路及分布式电源支路的保护方向判据角测量值如附录 B中的图 B1 所示。由图可见,测点 3、5—7 处的方向判据角测量值均处于(-90°,90°)区域,判断为反向故障,持续发闭锁信号,保护不动作;测点 4 处的方向判据角测量值处于(-270°,-90°)的区域内,判断为正向故障,停发闭锁信号。由于此类线路仅在一侧装设测点,无对端闭锁信号,因此当本侧测点4处闭锁信号消失后保护动作跳闸,正确切除故障线路 L。

K₂处发生故障后,双端电源线路 L₁ 的保护方向判据角测量值如附录 B 中的图 B2 所示。由图可见,测点 1 处的方向判据角在(-90°,90°)区域内,判断为反向故障,持续发闭锁信号;测点 2 的方向判据角测量值处于(-270°,-90°)区域内,判断为正向故障,停发闭锁信号,但收到对端保护 1 发送的闭锁信号。线路两端元件均能持续收到闭锁信号,测点 1、2 处的保护不动作。

此外还进行了光伏电源支路 L_6 段 K_3 处发生单相接地故障与主控储能电源支路 L_4 段 K_4 处发生两相短路故障的仿真实验,与单端电源负荷线路 K_5 处发生故障时结果相似,由发生故障的本电源



支路并网侧保护动作切除故障。因篇幅所限,这里不再赘述。总体而言,不同类型的线路发生故障后,微电网中各处保护均可正确判断故障位置,由故障线路与电源侧相连的单端或双端保护动作切除故障。

4 结论

本文首先推导出独立运行微电网中主控储能电源与光伏电源支路的等效故障分量阻抗表达式,分析了2种类型电源支路阻抗角受电源控制策略、故障前负荷电流、输出电流限幅条件、故障前后功率因数等因素影响的变化范围及趋势。在此基础上考虑保护测量装置的位置差异对正序故障分量方向元件进行动作性能分析,针对其不足提出了利用电流量测信息的新保护方案,该方案具有以下的特点。

- a. 无需引入电压量测信息,仅利用同一母线各出线电流正序故障分量与分布式光伏电源出线故障前电流的相位信息便可判断故障方向,不受负荷电流的影响,能够正确反应对称故障与各类不对称故障。
- b. 在双端电源线路两侧传递故障正反向逻辑构成保护,在单端电源负荷线路的电源侧及电源支路的并网侧独立设置保护,保证不同类型线路故障时保护动作的选择性;无需保护逐级配合,各类型线路均具备从单侧或两侧电源端快速切除故障电流的能力。
- c. 保护启动判据采用分布式光伏电源支路的并 网侧电流突变量结合电源出口侧功率参考值突变量 构成,能够避免微电网稳态运行时负荷功率和光伏 电源输出功率变动对保护判据的影响。
- d. 无需全网通信或双端数据同步,通过电力线载波通道在双端电源线路两侧传递故障方向逻辑,对线路两端的通信要求较低,仅需故障后短时启动发送闭锁信号,在区内故障伴随信道破坏时仍能可靠动作。

总体而言,本文保护方案在微电网线路较短、线路测点较多的情况下能够较好地实现故障识别、故障线路判断与故障电流切除,同时无需电压量测信息和对通信的较低要求能够降低微电网中保护设备的使用成本和方案实现过程的技术难度,这使保护方案具有更大的潜在实用价值。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

参考文献:

- LAAKSONEN H J. Protection principles for future microgrids [J].
 IEEE Transactions on Power Electronics, 2010, 25 (12);2910-2918.
- [2] BARAN M, EI-MARKABY I. Fault analysis on distribution feeders with distributed generators [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(4):1757-1764.

- [3] 韩奕,张东霞. 含逆变型分布式电源的微网故障特征分析[J]. 电网技术,2011,35(10):147-152.
 - HAN Yi, ZHANG Dongxia. Fault analysis of microgrid composed by inverter-based distributed generations [J]. Power System Technology, 2011, 35(10):147-152.
- [4] 曾德辉,潘国清,王钢,等. 含 V/f 控制 DG 的微电网故障分析方法[J]. 中国电机工程学报,2014,34(16);2604-2611.

 ZENG Dehui, PAN Guoqing, WANG Gang, et al. Method of fault analysis on microgrid with distributed generation based on V/f control strategy[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(16);2604-2611
- [5] KABIRI R, HOLMES D G, MCGRATH B P. Control of active and reactive power ripple to mitigate unbalanced grid voltages [J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2016, 52(2):1660-1668.
- [6] 金强. 分布式电源故障特性分析及微电网保护原理的研究 [D]. 天津:天津大学,2012.
 - JIN Qiang. Research on analysis of distributed generation fault characteristics and protection schemes for micro-grid [D]. Tianjin: Tianjin University, 2012.
- [7] 汪冬辉,姚旭,张坤贤,等. 独立运行微电网的故障特征分析 [J]. 电力自动化设备,2014,34(3):52-58. WANG Donghui,YAO Xu,ZHANG Kunxian,et al. Analysis on fault characteristics of independent microgrid [J]. Electric Power Auto-
- [8] 黄文焘, 部能灵, 杨霞. 微网反时限低阻抗保护方案[J]. 中国电机工程学报,2014,34(1):105-114.
 HUANG Wentao, TAI Nengling, YANG Xia. Inverse-time low-impedance protection scheme for microgrids [J]. Proceedings of the

mation Equipment, 2014, 34(3):52-58.

CSEE, 2014, 34(1):105-114.

Power Systems, 2014, 38(1):68-73.

- [9] 许偲轩,陆于平,王业. 基于边电压的反时限微网保护方案[J]. 电力系统自动化,2014,38(1):68-73. XU Sixuan,LU Yuping,WANG Ye. A section voltage based inverse timing protection method for microgrid[J]. Automation of Electric
- [10] 姜斌,牟龙华,郭文明,等. 基于母线测量导纳变化的微电网保护[J]. 电网技术,2015,39(6):1751-1758.

 JIANG Bin,MU Longhua,GUO Wenming, et al. Microgrid protection based on change of measured bus admittance [J]. Power System Technology,2015,39(6):1751-1758.
- [11] 林湘宁,袁硕,翁汉琍,等. 实现有限选择性的低压微网区域保护[J]. 电网技术,2012,36(4):149-154.

 LIN Xiangning, YUAN Shuo, WENG Hanli, et al. Study on finite selectivity based regional protection suitable for low-voltage microgrid [J]. Power System Technology,2012,36(4):149-154.
- [12] 王志文,陈来军,郑天文,等. 采用搜索保护与差动保护的光伏 微电网综合保护策略[J]. 电力系统保护与控制,2014,42 (18);14-19.
 - WANG Zhiwen, CHEN Laijun, ZHEN Tianwen, et al. A comprehensive protection scheme for photovoltaic microgrid using scan protection and differential protection [J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(18):14-19.
- [13] 周涵,牟龙华,郭文明. 基于故障分量的孤岛微电网保护[J]. 电工技术学报,2017,32(17):11-20. ZHOU Han, MU Longhua, GUO Wenming. Islanded microgrid pro-
 - ZHOU Han, MU Longhua, GUO Wenming. Islanded microgrid protection based on fault components [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(17):11-20.
- [14] 徐萌. 微电网新型保护控制方案与实现技术[D]. 济南:山东大

学,2017.

- XU Meng. Novel protection and control scheme and implementation technology for microgrid [D]. Jinan; Shandong University, 2017.
- [15] 徐萌,邹贵彬,陈宁,等. 基于故障超前相的有源配电网能量方向纵联保护方法[J]. 电力自动化设备,2017,37(1):58-64.

 XU Meng,ZOU Guibin,CHEN Ning, et al. Energy-directional pilot protection based on leading-phase for active distribution network [J]. Electric Power Automation Equipment,2017,37(1):58-64.
- [16] 李斌,宝海龙,郭力. 光储微电网孤岛系统的储能控制策略[J]. 电力自动化设备,2014,34(3):8-15. LI Bin,BAO Hailong,GUO Li. Interregional available transfer capa
 - bility research based on interior point method with consideration of wind power penetration level[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(3):8-15.
- [17] 黄涛,陆于平,蔡超. DFIG 等效序突变量阻抗相角特征对故障分量方向元件的影响分析[J]. 中国电机工程学报,2016,36 (14);3929-3939.
 - HUANG Tao, LU Yuping, CAI Chao. Analysis of phase angle characteristics of DFIG equivalent sequence superimposed impedances and its impact on fault components based direction relay [J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(14):3929-3939.
- [18] 郭力,富晓鹏,李霞林,等. 独立交流微网中电池储能与柴油发电机的协调控制[J]. 中国电机工程学报,2012,32(25):70-78. GUO Li,FU Xiaopeng,LI Xialin,et al. Coordinated control of battery

- storage and diesel generators in isolated AC microgrid systems [J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(25):70-78.
- [19] 牟晓春,毕大强,任先文. 低压微网综合控制策略设计[J]. 电力系统自动化,2010,34(19):91-96.
 - MOU Xiaochun, BI Daqiang, REN Xianwen. Study on control strategies of a low voltage microgrid [J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(19):91-96.
- [20] 潘国清,曾德辉,王钢,等. 含 PQ 控制逆变型分布式电源的配 电网故障分析方法[J]. 中国电机工程学报,2014,34(4):555-561.

PAN Guoqing, ZENG Dehui, WANG Gang, et al. Fault analysis on distribution network with inverter interfaced distributed generations based on PQ control strategy [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(4):555-561.

作者简介:



戴 明(1994—),男,河南南阳人,硕士研究生,主要研究方向为微电网保护与控制(E-mail;daiming8682@163.com);

贾 科(1986—),男,内蒙古呼和浩特人,副教授,博士,主要研究方向为电力系统保护与控制、新型配电网故障定位与系统自我恢复(E-mail:ke.jia@ncepu.edu.cn)。

Fault characteristic analysis and line protection research of independent microgrid

DAI Ming¹, JIA Ke¹, FANG Yu¹, YANG Zhe¹, BI Tianshu¹, ZHANG Chi²

- (1. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;
- 2. Electric Power Research Institute of Guangdong Power Grid Co., Ltd., Guangzhou 510080, China)

Abstract: Since differences of fault characteristic between converter-interfaced source and traditional generator and topology of distributed access of converter-interfaced source, it is difficult for traditional distribution network protection to act quickly and reliably. The analytical expressions of equivalent positive-sequence fault component impedance of different power source branches in independent microgrid are deduced, the variation rules of impedance angle of equivalent positive sequence fault component under influences of load conditions before fault, output current amplitude after fault and external equivalent impedance with different control strategies are analyzed, and the action performance difference of positive-sequence fault directional elements at different locations in microgrid is analyzed. On this basis, a fault direction judgment method is proposed based on phase comparison between positive-sequence fault component current and the distributed PV (PhotoVoltaic) current before fault. The start-up logic is constructed by using increments of PV branch current and PV power reference value to form a locking-type protection scheme, which is able to remove lines of all types of fault in a minimum range. The correctness of the proposed scheme is verified by results of PSCAD/EMTDC simulation.

Key words: microgrid; relay protection; equivalent positive-sequence fault component impedance; fault component based directional relay

表 A1 K_1 处故障时,微电网各处正序电压、电流及其故障分量

Table A1 Positive-sequence voltage, current and fault component of microgrid when fault occurs in K_1

参数	参数值		
	故障前	故障后	故障分量
$U_{\rm P}/{ m V}$	219.39∠-60.90°	140.31∠-60.92°	79.08∠119.14°
$oldsymbol{U}_{ extsf{Q}}$ /V	224.62∠-59.33°	142.80∠-59.33 °	81.82∠120.67°
I_1/A	116.06∠155.88°	462.22∠-67.45°	552.41∠-59.16°
I_2/A	116.06∠-24.12°	207.14∠-47.53°	110.69∠-72.15°
I_3 /A	154.03∠-84.92°	97.21∠-84.92°	56.82∠95.08°
I_4/A	289.69∠-86.18°	184.94∠-86.18°	104.75∠93.82°
I_5 /A	205.99∠9.18°	361.17∠97.58°	410.76∠127.67°
\boldsymbol{I}_6 /A	239.23∠119.25°	290.39∠119.13°	51.16∠118.57°
<i>I</i> ₇ /A	233.73∠120.76°	290.22∠120.74°	56.49∠120.66°

表 $A2K_1$ 处故障时,微电网各测点处的等效正序故障分量阻抗

Table A2 Positive-sequence fault component impedance of each measuring point in microgrid when fault occurs in K_1

阻抗	幅值/Ω	阻抗角/(°)
ΔZ_1	0.1432	-1.7
ΔZ_2	0.7392	12.82
ΔZ_3	1.4400	25.59
ΔZ_4	0.7549	25.32
ΔZ_5	0.1925	-8.53
ΔZ_6	1.5457	0.57
ΔZ_7	1.4484	0.01

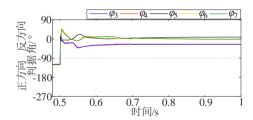


图 Al K_1 处发生故障时,单端电源负荷线路及电源支路方向判据结果

Fig.A1 Results of direction criterions of load lines connected with single-ended power and power supply lines when fault occurs in K_1

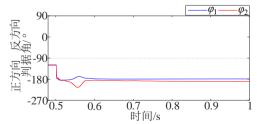


图 $A2 K_1$ 处发生故障时,双端电源线路方向判据结果

Fig.A2 Results of direction criterions of load lines connected with double-ended power when fault occurs in K_1

表 B1 K_2 处故障时,徽电网各处正序电压、电流及其故障分量 Table B1 Positive-sequence voltage, current and fault component of microgrid when fault occurs in K_2

参数	参数值		
	故障前	故障后	故障分量
$U_{ m P}/{ m V}$	219.38∠-60.90°	181.69∠-60.90°	37.69∠119.10°
$oldsymbol{U}_{ extsf{Q}}$ /V	215.77∠-58.78°	183.70∠-58.36°	32.09∠118.82°
I_1/A	127.96∠-139.20°	122.59∠-177.15°	81.62∠108.26°
I_2/A	127.96∠40.80°	122.58∠2.85°	81.62∠-71.75°
I_3 /A	292.55∠-84.22°	249.08∠-83.81°	43.51∠93.43°
I_4/A	266.24∠-72.65°	645.92∠-67.69°	381.37∠-64.23°
I_5 /A	185.23∠43.92°	353.56∠87.13°	252.69∠117.26°
I_6/A	239.19∠119.14°	287.23∠119.27°	48.05∠119.91°
<i>I</i> ₇ /A	242.87∠121.33°	283.95∠121.72°	41.12∠124.01°

表 B2 K2 处故障时, 微电网各测点处的等效正序故障分量阻抗

Table B2 Positive-sequence fault component impedance of each measuring point in microgrid when fault occurs in K_2

阻抗	幅值/Ω	阻抗角/。
ΔZ_1	0.4618	10.84
ΔZ_2	0.3932	10.57
ΔZ_3	0.7375	25.39
ΔZ_4	0.0988	3.33
ΔZ_5	0.1492	1.84
ΔZ_6	0.7844	-0.81
ΔZ_7	0.7804	-5.19

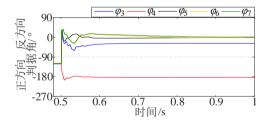


图 B1 K2 处发生故障时,单端电源负荷线路及电源支路方向判据结果

Fig.B1 Results of direction criterions of load lines connected with single-ended power and power supply lines when fault occurs in K_2

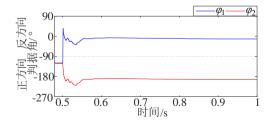


图 B2 K2 处发生故障时,双端电源线路方向判据结果

Fig.B2 Results of direction criterions of load lines connected with double-ended power when fault occurs in K2