

计及分布式电源下垂控制和负荷静态特性的 三相不平衡孤岛微电网直接潮流算法

苏向敬,郭隆海,符 杨,米 阳,田书欣 (上海电力大学 电气工程学院,上海 200090)

摘要:基于分布式电源下垂控制、负荷静态特性和三相不平衡网络模型,提出了一种三相不平衡孤岛微电网 的直接潮流算法。首先基于配电网直接潮流算法,并计及分布式电源下垂控制和负荷静态特性的影响,推导 建立了三相不平衡孤岛微电网直接潮流算法的计算模型。为了求解所提直接潮流算法的计算模型,提出了 一种两层潮流迭代法,其中内层潮流迭代法用于求解除虚拟节点外的三相不平衡孤岛微电网的潮流计算,外 层潮流迭代法用于更新虚拟节点电压和系统角频率。最后分别基于澳大利亚真实网络和25节点典型微电 网开展多场景仿真分析,并将其与牛顿信赖域方法进行对比分析,仿真及对比结果表明所提算法能够快速准 确地反映微电网的特点以及真实运行状态,并能够解决三相不平衡孤岛微电网的潮流计算问题。

关键词:直接潮流算法;三相不平衡网络;孤岛微电网;下垂控制;分布式电源

中图分类号:TM 74

文献标志码:A

DOI: 10.16081/j.epae.202009035

0 引言

微电网门的潮流计算是进行规划、分析和控制 的基础,一般根据网络拓扑、参数等实际情况和电 源、负荷等元件的运行条件,确定其各部分的稳态运 行状态。在并网运行模式下,微电网可以稳定系统 频率并取并网点作为平衡节点:在孤岛运行模式下, 微电网采用主从控制策略,取主控分布式电源(DG) 作为平衡节点。故在上述2种运行模式下,微电网 潮流计算可参考相对成熟的配电网潮流算法。由于 缺乏具有足够调节容量充当平衡节点的DG,采用对 等控制的孤岛微电网潮流计算较为复杂并受到了广 泛关注。孤岛微电网在对等控制策略下通常不进行 平衡节点的设置,其功率缺额由所有DG根据各自 的下垂特性分担,共同参与系统运行状态调整。虽 然当前计及DG下垂特性的配电网潮流计算已有大 量研究[2],但是对等控制下的孤岛微电网具有无平 衡节点、非恒定频率等特征,无法沿用已有的配电网 潮流算法。

针对孤岛微电网的潮流计算问题,国内外学者 已开展大量的研究并取得一定进展。例如文献[3] 提出了一种基于BFGS(Broyden Fletcher Goldfarb Shanno)信赖域的分散下垂控制孤岛微电网潮流算 法,通过将非线性功率方程转化为无约束最优化问 题,并采用BFGS修正的信赖域算法进行求解。文

收稿日期:2019-11-14;修回日期:2020-07-07

基金项目: 国家重点研发计划项目(2017YFB0902800); 上海 市浦江人才计划项目(17PJ1403000)

Project supported by the National Key Research and Development Program of China (2017YFB0902800) and Shanghai Pujiang Talent Plan Project(17PJ1403000)

献[4]提出了一种改进牛顿法来求解孤岛微电网潮 流,通过与PSCAD/EMTDC仿真结果对比验证了其 有效性与精度。文献[5]采用改进前推回代法求解 孤岛微电网的潮流计算问题,通过将下垂特性引入 传统前推回代的迭代求解过程,实现了对电压与频 率的持续更新,并摆脱了对平衡节点的依赖。文献 [6]提出了一种计及分层控制特性的孤岛微电网潮 流算法,基于通用DG节点和自适应平衡节点的定 义及其下垂控制特性,所提算法可有效兼顾多种DG 控制模式,并具有良好的收敛性。文献[7]提出了一 种类奔德斯分解的孤岛微电网潮流计算方法,具体 将潮流问题分解为传统牛顿-拉夫逊潮流计算子问 题和下垂节点更新子问题,并通过2个子问题交替 迭代获取潮流解。

上述孤岛微电网的潮流研究虽然具有良好的计 算功能和性能,但是大多基于三相平衡网络模型进 行开展。而受线路不对称布置、负荷不均匀分布及 DG(多为单相)随机接入等因素的影响,实际微电网 具有显著的三相不平衡特征[8],如仍采用平衡网络 模型,易导致潮流结果不合理甚至不可行。为此近 年来三相不平衡孤岛微电网的潮流计算逐渐受到关 注并已取得部分研究成果。例如文献[9]提出了一 种基于序电流补偿注入模型的三相微电网潮流算 法,通过将三相潮流问题转化为3个独立的序潮流 方程,并对正序潮流方程采用牛顿-拉夫逊法进行求 解。文献[10]提出了一种孤岛微电网三相潮流的改 进算法,通过将各DG视为松弛节点免去了平衡节 点的设定,并采用牛顿法进行潮流迭代求解。考虑 逆变电源的多种控制模式和控制方法,文献[11]建 立了用于潮流分析的多种电源节点模型,并在此基

础上提出了三相微电网的牛顿-拉夫逊潮流算法。通过对三相网络、负荷与DG的建模研究,文献[12]提出了一种牛顿信赖域潮流算法,有效模拟了孤岛微电网的运行特性。上述孤岛微电网的潮流研究普遍基于牛顿-拉夫逊法或其改进算法。采用该类方法进行孤岛微电网潮流求解时,每次迭代都不可避免要进行雅可比矩阵的更新与求逆,导致计算效率偏低,对于本文所研究的三相不平衡孤岛微电网更是如此[13]。同时由于中低压微电网具有显著的高支路阻抗比,雅可比矩阵主对角元素的主导性将因此弱化,导致矩阵奇异和潮流收敛性恶化[14]。牛顿类方法在求解含高阻抗比支路的孤岛微电网潮流计算时的病态奇异问题已有充分证明与共识[15]。

为此,本文提出了一种三相不平衡孤岛微电网 的直接潮流算法。首先基于优越的配电网直接潮流 算法,并计及DG下垂特性和负荷静态特性的影响, 推导建立了三相不平衡孤岛微电网直接潮流计算模 型。为求解该直接潮流计算问题,提出了一种两层 迭代计算方法,其中内层迭代用于求解除虚拟节点 外的三相不平衡孤岛微电网的潮流计算,外层迭代 用于更新虚拟节点电压和系统频率。最后分别基于 澳大利亚真实网络和25节点典型微电网开展多场 景仿真分析,并通过与文献[12]中牛顿信赖域方法 对比,验证了所提算法的可行性与有效性。相比现 有牛顿类三相不平衡孤岛微电网的潮流研究,所提 直接潮流算法不仅具有更加优越的计算性能,且不 存在求解高阻抗比支路的病态问题;同时,由于综合 计及了DG下垂特性、负荷静特性和网络三相不平 衡的影响,所提孤岛微电网直接潮流算法能更准确 地反映网络真实的运行状态。

1 配电网的直接潮流算法

配电网的直接潮流算法通过如下 2 个矩阵表示配电网节点电压和电流的注入关系。①节点注入电流—支路电流矩阵 I_{BIBC} ,可由网络拓扑及基尔霍夫电流定律(KCL)得到;②支路电流—节点电压矩阵 I_{BCBV} ,可由网络拓扑和基尔霍夫电压定律(KVL)得到。假设注入节点i的视在功率 S_i 为:

$$S_i = P_i + jQ_i = P_{DGi} - P_{Li} + j(Q_{DGi} - Q_{Li})$$
 (1)

其中, P_i 和 Q_i 分别为注入节点i的有功功率和无功功率; P_{DG_i} 、 Q_{DG_i} 和 P_{U_i} 、 Q_{U_i} 分别为与节点i相连的 DG_i 和负荷 L_i 的有功、无功功率。则注入节点i的电流相量 I_i 为:

$$I_i = \left(S_i / V_i\right)^* \tag{2}$$

其中, V_i 为节点i的电压相量。在此基础上支路电流矩阵B为:

$$B = I_{BIBC}I \tag{3}$$

其中,1为各节点的注入电流矩阵。

进而可得根节点与其他各节点间的电压降落 ΔV 为:

$$\Delta V = I_{\text{BCBV}} B \tag{4}$$

综合式(1)—(4)可得 ΔV 与I的关系式为:

$$\Delta V = I_{\text{RCRV}} I_{\text{RIBC}} I \tag{5}$$

当进行第k次迭代时,其余节点电压 V_i^{k+1} 可由根节点电压 V_i 和第k次根节点与其他节点间的电压降落 ΔV_i^k 迭代更新得到:

$$\boldsymbol{V}_{i}^{k+1} = \boldsymbol{V}_{1} - \Delta \boldsymbol{V}_{i}^{k} \tag{6}$$

以更新之后的节点电压作为式(2)的输入,经式(2)—(6)循环迭代,直至满足预设收敛或终止判据。通过矩阵 I_{BIBC} 和 I_{BCBV} 直接相乘,直接潮流算法可同时完成前推回代潮流法的前推和回代过程,且避免了传统牛顿潮流计算法诸如上下三角分解及雅可比矩阵更新等繁琐操作。故相比其他算法,直接潮流算法具有优越的计算精度、效率和鲁棒性,并因此获得了广泛关注和应用^[16]。

2 DG控制策略与负荷静态特性

上述配电网直接潮流算法利用节点注入电流对 DG和负荷进行建模,采用恒功率控制,然而实际运行中DG可能采用恒压控制,且在微电网中普遍采用下垂控制。同时,微电网电压和频率的变化对负荷也会产生直接影响,故需采用负荷静态特性模型进行准确描述。

2.1 DG控制策略

2.1.1 DG下垂控制策略

下垂控制是一种以有功和无功解耦控制的形式来模拟传统同步发电机功-频静态特性的控制策略。DG通过测量自身的输出功率,根据有功-频率和无功-电压下垂特性获得频率和电压的参考值,然后调整其输出电压的幅值和相角控制DG输出的有功功率和无功功率。当DG采用下垂控制时,微电网频率变化量和DG输出的有功功率变化量呈正线性相关,节点电压幅值变化量和DG输出的无功变化量呈正线性相关。DG,下垂控制策略的数学模型为[5]:

$$\boldsymbol{\omega}_{i} - \boldsymbol{\omega}_{i}^{N} = \boldsymbol{\xi}_{Pi} (\boldsymbol{P}_{DGi} - \boldsymbol{P}_{DGi}^{N}) \tag{7}$$

$$|V_i| - |V_i^{\mathrm{N}}| = \xi_{0i}(Q_{\mathrm{DG}i} - Q_{\mathrm{DG}i}^{\mathrm{N}}) \tag{8}$$

其中, P_{DG}^{N} 、 Q_{DG}^{N} 分别为 DG_i 的有功、无功功率额定值; ξ_{Pi} 、 ξ_{Qi} 分别为 DG_i 的有功、无功功率下垂系数; $|V_i|$ 、 $|V_i^{\text{N}}|$ 分别为节点i的电压、额定电压幅值; ω_i 、 ω_i^{N} 分别为孤岛微电网中 DG_i 的角频率、额定角频率, ω_i 与系统角频率 ω 的关系为 $\omega_i=2\pi\omega$ 。由式(7)、(8)可知, DG_i 实际输出的有功 / 无功功率等于其额定有功 / 无功功率与角频率 / 电压波动导致的有功 / 无功功率偏差之和,即:



$$P_{\mathrm{DG}i} = P_{\mathrm{DG}i}^{\mathrm{N}} + \Delta P_{\mathrm{DG}i}, \ \Delta P_{\mathrm{DG}i} = \Delta \omega_{i} / \xi_{Pi}$$
 (9)

$$Q_{\mathrm{DG}i} = Q_{\mathrm{DG}i}^{\mathrm{N}} + \Delta Q_{\mathrm{DG}i}, \ \Delta Q_{\mathrm{DG}i} = \Delta V_i / \xi_{0i}$$
 (10)

其中, ΔP_{DG_i} 为 DG_i 由于角频率偏差量 $\Delta \omega_i$ 而导致的有功偏差; ΔQ_{DG_i} 为 DG_i 由于电压幅值偏差量 ΔV_i 而导致的无功偏差。

2.1.2 DG 恒功率控制策略

当DG采用恒功率控制时,其有功、无功功率恒定,且不受微电网潮流更新的影响。

$$P_{\mathrm{DG}i}^{k} = P_{\mathrm{DG}i} \tag{11}$$

$$Q_{\mathrm{DG}i}^{k} = Q_{\mathrm{DG}i} \tag{12}$$

其中, $P_{DG_i}^k$ 、 $Q_{DG_i}^k$ 分别为第k次迭代时 DG_i 输出的实际有功、无功功率。对比式(1)和式(11)、(12)可知,配电网直接潮流算法是基于 DG 恒功率控制的数学模型推导而来。

2.1.3 DG恒压控制模型

当 DG 采用恒压控制时,其有功和节点电压恒定,无功未知,且不受潮流更新的影响。本文采用文献[17]所提出的基于双循环潮流迭代的 DG 恒压控制数学模型,内循环潮流迭代计算 DG 的无功输出以保证节点电压为恒定值,外循环潮流迭代则用于计算节点注入的等效电流。具体模型为:

$$\Delta Q_{\mathrm{DG}i}^{m,n} = V_i^{\mathrm{mis}} / (2X_i) \tag{13}$$

$$V_{i}^{\text{mis}} = \left| V_{i}^{\text{N}} \right|^{2} - \left| V_{i}^{m,n} \right|^{2} \tag{14}$$

$$X_i = \operatorname{Im}\left(I_{\text{BCBV}i}I_{\text{BIBC}i}\right) \tag{15}$$

其中, $\Delta Q_{\text{DG}i}^{m,n}$ 和 $V_i^{m,n}$ 分别为在第 m 次内循环潮流迭代和第 n 次外循环潮流迭代后产生的 DG_i 无功变化量及其计算电压相量; $I_{\text{BIBC}i}$ 为矩阵 $I_{\text{BIBC}i}$ 的第 i 列向量; $I_{\text{BCBV}i}$ 为矩阵 I_{BCBV} 的第 i 行向量。当 V_i^{mis} 小于预设值时停止循环,此时 DG_i 的注入功率为:

$$P_{\mathrm{DG}i}^{k} = P_{\mathrm{DG}i} \tag{16}$$

$$Q_{\text{DG}i}^{k} = Q_{\text{DG}i}^{k-1} + \Delta Q_{\text{DG}i}^{m,n} \tag{17}$$

当DG为PV节点并出现无功越界时,将其作PQ 节点处理,节点注入的无功为其无功上限值。

2.2 负荷静态特性数学模型

微电网中负荷的有功与无功受系统电压与频率 的波动影响明显,为此本文采用静态模型进行描述:

$$P_{Li} = P_{Li}^{N} \left(\left| V_{i} \right| / \left| V_{i}^{N} \right| \right)^{\alpha_{i}} \left[1 + K_{pfi} \left(\omega_{i} - \omega_{i}^{N} \right) \right]$$
 (18)

$$Q_{Li} = Q_{Li}^{N} \left(\left| V_{i} \right| / \left| V_{i}^{N} \right| \right)^{\beta_{i}} \left[1 + K_{qti} \left(\omega_{i} - \omega_{i}^{N} \right) \right]$$
 (19)

其中, P_{L}^{N} 、 Q_{L}^{N} 分别为 L_{i} 的额定有功、无功功率; α_{i} 和 β_{i} 分别为有功和无功控制系统参数,对于不同类型的负荷,其取值参见文献[18]; $K_{p\bar{i}}$ 和 $K_{q\bar{i}}$ 分别为有功和无功控制系统的敏感系数,其典型取值范围分别为[0,3]和[-2,0]。

3 三相不平衡孤岛微电网直接潮流算法

基于上述配电网直接潮流算法和DG下垂控制及负荷静态特性,本文提出了一种三相不平衡孤岛 微电网的直接潮流算法。以图1所示6节点的简单 微电网为例,建立孤岛微电网直接潮流算法模型。

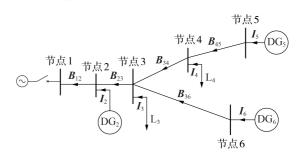


图1 6节点简单微电网

Fig.1 6-bus simplified microgrid

3.1 虚拟节点选取

孤岛微电网中没有容量足够充裕的DG充当平衡节点,系统的功率差额由各DG根据其下垂特性进行协调分担。虽然不存在平衡节点,但仍需选取1个相位参考节点(即虚拟节点)作为微电网潮流计算的基准点。假设存在某一节点与主网相连,设该节点为虚拟节点,并起着孤岛微电网潮流不平衡量的修正作用;同时虚拟节点的电气量也可作为潮流收敛的判据,即当其流入/流出功率为0时可判定其收敛。虚拟节点的选取理论上可以为系统的任意节点,实际中一般选取DG节点。

3.2 矩阵 I_{RIBC} 和 I_{RCBV} 的建立

对于图1所示的微电网拓扑结构,选择节点1为虚拟节点,各支路的电流流向如图1中箭头所示。根据第1节配电网直接潮流算法和图1所示微电网拓扑结构推导建立矩阵 I_{BIBC} 和 I_{BCBV} 。

3.2.1 矩阵 IRING 的建立

对于三相不平衡孤岛微电网,节点i的p相(p= a,b,c)注入电流为:

$$I_{i}^{p} = (S_{i}^{p}/V_{i}^{p})^{*} = \{ [P_{DGi}^{p} - P_{Li}^{p} + j(Q_{DGi}^{p} - Q_{Li}^{p})]/V_{i}^{p} \}^{*}$$
 (20)

基于式(20)所示的节点电流表达式和图1所示 微电网拓扑,采用 KCL 可得到节点注入电流与支路电流之间的关系为:

$$B_{12}^{p} = I_{2}^{p} + I_{3}^{p} + I_{4}^{p} + I_{5}^{p} + I_{6}^{p}$$
 (21)

$$\mathbf{B}_{23}^{p} = \mathbf{I}_{3}^{p} + \mathbf{I}_{4}^{p} + \mathbf{I}_{5}^{p} + \mathbf{I}_{6}^{p} \tag{22}$$

$$B_{34}^p = I_4^p + I_5^p \tag{23}$$

$$\boldsymbol{B}_{45}^{p} = \boldsymbol{I}_{5}^{p} \tag{24}$$

$$\boldsymbol{B}_{36}^{p} = \boldsymbol{I}_{6}^{p} \tag{25}$$

将式(21)—(25)以矩阵形式表示,可得:

(29)

$$\begin{bmatrix}
\boldsymbol{B}_{12}^{p} \\
\boldsymbol{B}_{23}^{p} \\
\boldsymbol{B}_{34}^{p} \\
\boldsymbol{B}_{36}^{p} \\
\boldsymbol{B}_{36}^{p}
\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}
1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\
0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\
0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 1
\end{bmatrix} \begin{bmatrix}
\boldsymbol{I}_{2}^{p} \\
\boldsymbol{I}_{3}^{p} \\
\boldsymbol{I}_{4}^{p} \\
\boldsymbol{I}_{5}^{p} \\
\boldsymbol{I}_{6}^{p}
\end{bmatrix}$$
(26)

$$\boldsymbol{B}^{p} = \boldsymbol{I}_{RIBC}^{p} \boldsymbol{I}^{p} \tag{27}$$

对于拓扑恒定的网络, I_{BIBC}^{p} 为上三角常数矩阵。 3.2.2 矩阵 I_{BCBV} 的构建

基于图1所示微电网拓扑结构和KVL,可得支路电流与节点电压间的关系为:

$$V_2^p = V_1^p - B_{12}^p Z_{12}^p \tag{28}$$

$$V_3^p = V_1^p - B_{12}^p Z_{12}^p - B_{23}^p Z_{23}^p$$

$$V_4^p = V_1^p - B_{12}^p Z_{12}^p - B_{23}^p Z_{23}^p - B_{34}^p Z_{34}^p$$
 (30)

$$V_5^p = V_1^p - B_{12}^p Z_{12}^p - B_{23}^p Z_{23}^p - B_{34}^p Z_{34}^p - B_{45}^p Z_{45}^p$$
 (31)

$$V_6^p = V_1^p - B_{12}^p Z_{12}^p - B_{23}^p Z_{23}^p - B_{36}^p Z_{36}^p$$
 (32)

其中, \mathbf{Z}_{ij}^p 为节点i和节点j之间的阻抗矩阵。将式 (28)—(32)表示为矩阵形式,即:

$$\begin{bmatrix} V_{1}^{p} \\ V_{1}^{p} \\ V_{1}^{p} \\ V_{1}^{p} \\ V_{1}^{p} \\ V_{1}^{p} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_{2}^{p} \\ V_{3}^{p} \\ V_{4}^{p} \\ V_{5}^{p} \\ V_{6}^{p} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{12}^{p} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12}^{p} & Z_{23}^{p} & 0 & 0 & 0 \\ Z_{12}^{p} & Z_{23}^{p} & Z_{34}^{p} & 0 & 0 \\ Z_{12}^{p} & Z_{23}^{p} & Z_{34}^{p} & Z_{45}^{p} & 0 \\ Z_{12}^{p} & Z_{23}^{p} & 0 & 0 & Z_{36}^{p} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_{12}^{p} \\ B_{23}^{p} \\ B_{34}^{p} \\ B_{45}^{p} \\ B_{36}^{p} \end{bmatrix}$$
(33)

$$\Delta V^p = I_{\text{BCBV}}^p B^p \tag{34}$$

对于拓扑恒定的网络, **I**_{BCBV}为下三角常数矩阵。 将式(27)和式(34)合并,可得三相不平衡孤岛微电 网直接潮流算法的通用矩阵表达形式为:

$$\Delta V^p = I_{\text{BCBV}}^p I_{\text{BIBC}}^p I^p = I_{\text{DLF}}^p I^p$$
 (35)

$$V^p = V_1^p - \Delta V^p \tag{36}$$

其中, $I_{DLF}^{p} = I_{BCBV}^{p} I_{BIBC}^{p}$,表示节点注入电流与节点电压之间的关系。

3.3 三相不平衡孤岛微电网直接潮流计算流程

基于矩阵 I_{BCBV} 和 I_{BIBC} 推导,并计及 DG 下垂特性 和负荷静特性的影响,本文提出了一种三相不平衡 孤岛微电网的直接潮流算法。所提算法涉及内、外 两层循环潮流迭代,其中内循环潮流迭代用于对除 虚拟节点以外的微电网各节点电压和支路电流进行 迭代计算,外循环潮流迭代用于对虚拟节点电压和系统频率进行更新计算。

3.3.1 内循环潮流迭代

在选定虚拟节点的基础上,首先对系统潮流参数如节点电压、功率及系统频率等进行初始化(一般取其额定值为初始值)。在初始化状态下,采用式(20)一(36)计算孤岛微电网除虚拟节点外的其他节点电压和支路电流。第*m*次内循环潮流迭代节点电压与节点注入电流之间的关系为:

$$\Delta V_m^p = I_{\text{BCBV}}^p I_{\text{BIBC}}^p I_m^p = I_{\text{DLF}}^p I_m^p$$
 (37)

除虚拟节点外各节点的三相电压更新公式为:

$$V_{m+1}^{p} = V_{1m}^{p} - \Delta V_{m}^{p} \tag{38}$$

3.3.2 外循环潮流迭代

通过内循环潮流迭代得到除虚拟节点外其余节点和支路潮流分布的基础上,外循环潮流迭代用于实现系统频率和虚拟节点电压幅值的更新。由于不存在平衡节点,第n次外循环潮流迭代孤岛微电网的功率差额由各DG根据其下垂特性进行分担,即:

$$\Delta P_n^p = \sum_{a=1}^d \Delta \omega_n / \xi_{Pa} \tag{39}$$

其中,a、d分别为采用下垂控制DG的编号、总数。

式(39)中 ΔP_n^r 取决于虚拟节点的有功出力 P_{nDGI}^r (计算时取0)与其网络注入功率的差值,即:

$$\Delta P_{n}^{p} = P_{nDG1}^{p} - \text{Re} \left(V_{1n}^{p} B_{n-1i}^{p*} \right)$$
 (40)

其中,j为含与虚拟节点直接相连的所有节点编号; $B_{n,i}^{r^*}$ 为虚拟节点与节点j间支路电流的共轭。结合式(39)和式(40),可得:

$$\Delta \boldsymbol{\omega}_{n} = \boldsymbol{\xi}_{Peq} \left(P_{nDG1}^{p} - \operatorname{Re} \left(\boldsymbol{V}_{1n}^{p} \boldsymbol{B}_{n, 1j}^{p^{*}} \right) \right) \tag{41}$$

$$\xi_{Peq} = 1/\sum_{a=1}^{d} 1/\xi_{Pa}$$
 (42)

据此系统频率可更新如下:

$$\omega_{n+1} = \omega_N + \Delta \omega_n \tag{43}$$

其中,ω_N为系统额定角频率。系统角频率的更新将会导致线路阻抗变化,故线路阻抗随之更新如下:

$$Z_{ii,n+1}^p = R_{ii}^p + jX_{ii}^p \omega_{n+1}/\omega_n \tag{44}$$

其中, R_{ij}^p 、 X_{ij}^p 分别为支路ij的电阻、电抗。同时,根据式(9)可对各下垂控制 DG的有功功率进行相应更新;接着依据 DG的无功—电压下垂特性,对虚拟节点电压进行更新。与有功功率类似,孤岛微电网的无功功率差额由所有采用下垂控制 DG 分担:

$$\Delta Q_n^p = \sum_{a=1}^d \Delta V_{na}^p / \xi_{Qa}$$
 (45)

其中, $\Delta V_{na}^{p} = |V_{na}^{p}| - |V_{na}^{pN}|$ 为下垂控制 DG 节点的迭代电压与其额定值的差额; ΔQ_{n}^{p} 为第n次外循环潮流迭代时的微电网无功差额。 ΔQ_{n}^{p} 可表示为虚拟节点无功出力 Q_{nDGI}^{p} (计算时取 0)与其网络注入无功功率的差值,即:

$$\Delta Q_n^p = Q_{nDG1}^p - \text{Im} \left(V_{1n}^p B_{n,1j}^{p^*} \right)$$
 (46)

式(39)中系统有功偏差由各下垂控制DG在同一频率偏差下进行分担,故可进行式(40)和式(41)统一推导变形。式(45)中系统无功偏差对应各下垂控制DG的节点电压偏差,但各节点电压偏差不等,因而无法统一推导。为此本文假设将所有下垂控制DG等效移至某与虚拟节点直接相连的节点,即:

$$\Delta V_{1n}^{p} = \xi_{Qeq} \left(Q_{nDG1}^{p} - Im \left(V_{1n}^{p} B_{n,1j}^{p^{*}} \right) \right)$$
 (47)

$$\xi_{Qeq} = 1/\sum_{a=1}^{d} 1/\xi_{Qa}$$
 (48)



基于式(47)和式(48),虚拟节点电压幅值更新如下:

$$V_{1n+1}^p = V_1 + \Delta V_{1n}^p \tag{49}$$

基于更新后的线路阻抗和虚拟节点电压幅值,采用式(20)—(36)所提三相不平衡直接法重新计算潮流,以将系统频率和虚拟节点电压更新的影响扩至各节点。同时基于所得各下垂控制 DG 的节点电压 $V_{a,n+1}^{\rho}$ 和更新后系统角频率 ω_{n+1} ,可用过 DG 下垂特性和负荷静态特性计算得到外循环迭代更新后 DG 和负荷的有功与无功。

3.3.3 完整直接法潮流计算流程

综合上述内循环和外循环潮流迭代过程,本文 所提三相不平衡孤岛微电网直接潮流算法的完整计 算流程归纳如下,其中步骤(2)—(4)为内循环潮流 迭代,步骤(5)为外循环潮流迭代,流程图见附录 图A1。

- (1)选定虚拟节点,给定相关变量(如节点电压幅值和相角、DG与负荷有功和无功及系统频率等)的初始值,并确定 DG下垂控制和负荷静态特性参数;内循环潮流迭代次数m和外循环潮流迭代次数n设置初值和上限,并设内循环潮流迭代节点电压最大迭代误差 Δx_1 、外循环潮流迭代虚拟节点电压迭代误差 Δx_2 和系统频率迭代误差 Δx_3 的收敛判据分别为 $\varepsilon_1,\varepsilon_2,\varepsilon_3$ 。
- (2)根据 3.2.1 节和 3.2.2 节,基于不平衡孤岛微电网拓扑结构和 KCL、KVL推导矩阵 I_{BCBV}^{s} 和 I_{BIBC}^{s} ,建立节点电压与节点注入电流间的数学关系模型。
- (3)基于节点注入功率和矩阵 I_{BCBV}^{*} 和 I_{BBC}^{*} ,采用 3.3.1 节所提出的孤岛微电网直接潮流算法,计算得 到各节点注入电流和电压。
- (4)根据节点电压前后迭代的最大误差 Δx_1 进行收敛判断,若 $\Delta x_1 \leq \varepsilon_1$,则当前内循环收敛并进入外循环迭代;否则更新内循环潮流迭代次数 m=m+1,并返回步骤(2)继续迭代计算。
- (5)通过内循环潮流迭代得到的除虚拟节点外微电网潮流分布,采用3.3.2节外循环潮流迭代分别进行系统角频率(含支路阻抗)和虚拟节点电压更新,再以更新后虚拟节点电压进行一次直接法潮流计算,得到更新后的DG和负荷的有功和无功。
- (6)判断虚拟节点电压幅值迭代误差 Δx_2 和系统频率迭代误差 Δx_3 是否满足收敛标准。若满足,则潮流计算结束并输出计算结果;否则转至步骤(7)。
- (7)更新外循环潮流迭代次数,并判断下垂控制 DG 的输出是否越限。若越限,则将其功率设为上限值,返回步骤(2);否则直接返回步骤(2)。

4 仿真验证

为验证三相不平衡孤岛微电网直接潮流算法的

可行性与有效性,基于澳大利亚真实网络和典型25 节点微电网算例进行仿真验证,并与文献[12]中的 牛顿信赖域潮流算法进行对比分析。

4.1 基于澳大利亚真实网络的仿真验证

4.1.1 澳大利亚真实配电网及其微电网改造

附录图 A2 为澳大利亚 Forrestfield 地区某 101节点不平衡低压配电网,通过电压等级为 22 kV / 415 V 的配电变压器供电。该网络共接有 77 户居民负荷,其中包括 26 户三相负荷、51 户单相负荷,并有 34 户居民安装单相屋顶光伏系统,网络及运行参数参见文献[19]。根据文献[20]所提配电网改造微电网的方法与规程,对澳大利亚真实配电网进行微电网改造。改造后微电网见附录图 A3,移除经配电变压器接入的主网电源,并在节点 1、18、37、50、72 和 90 新增了 6 台基于下垂控制的 DG 以满足网络负荷需求,DG 相关参数见附录表 A1。原有节点在综合负荷和光伏出力后统一处理为净负荷,并以负荷静态特性参与微电网潮流计算,其各相负荷和光伏出力见附录表 A2。

4.1.2 仿真案例设置及结果分析

对于图 A3 所示微电网,选择夏季某天光伏最大出力时刻的运行工况作为典型验证场景。额定线电压、相电压、频率分别为 415 V、240 V、50 Hz。设节点 1 为虚拟节点,作为所提微电网潮流计算的相位参考点。为验证三相不平衡孤岛微电网直接潮流算法的可行性与有效性,分别设定如下 3 种仿真案例。所有仿真均通过 MATLAB 编程实现,迭代误差 Δx_1 、 Δx_2 、 Δx_3 分别为 10^{-6} 、 10^{-8} 、 10^{-8} ,最大迭代次数为 100。

(1)默认设置。

该案例用以验证所提算法可行性。在所提三相不平衡孤岛微电网直接潮流算法中,所有DG均采用下垂控制,所有负荷均采用静态模型。图2为该仿真案例下节点三相电压幅值。

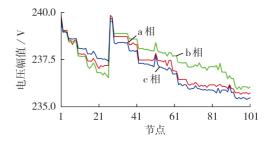


图2 节点三相电压幅值

Fig.2 Three-phase node voltage amplitudes

直接潮流算法应用于三相不平衡孤岛微电网,基于初始功率,DG的视在功率包括初始功率和功率偏差2个部分。其中功率偏差根据下垂特性分别取决于系统角频率和节点电压。在微电网系统频率全网统一的前提条件下,电压幅值则取决于各节点的

无功分布。为验证 DG 有功和无功下垂控制的效果,根据式(9)和式(10)将系统角频率偏差和节点电压偏差分别除以对应的下垂系数,得到的 DG 功率偏差与采用直接法潮流计算结果几乎相同,最大误差仅为0.02%。同时如3.3节所述,本文采用内外循环结合的方法实现网络电压和虚拟节点电压及系统频率的更新。具体在虚拟节点电压恒定的情况下通过内循环更新 DG 节点电压;根据虚拟节点功率差额实现虚拟节点电压和系统角频率的更新;最后基于系统频率更新支路阻抗,并采用直接潮流法实现全网节点电压计算。

(2)DG下垂控制。

该案例用以分析 DG下垂特性对三相不平衡孤岛微电网直接潮流算法的影响。在三相不平衡孤岛微电网直接潮流算法中,改变 DG下垂系数,负荷仍采用静态特性模型。设置 4 组等比例变化的下垂系数,以节点 1 所接入的 DG 为例,4 组有功和无功下垂系数分别为 1.4×10⁻⁵、1.4×10⁻⁶、1.4×10⁻⁷、1.4×10⁻⁸ p.u.和 3.1×10⁻⁴、3.1×10⁻⁵、3.1×10⁻⁶、3.1×10⁻⁷ p.u.。基于负荷接人最多的 a 相进行结果展示,如图 3 所示。

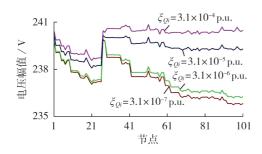


图3 a相节点电压幅值

Fig.3 Phase-a node voltage amplitude

由2.1节下垂控制模型和外循环中的角频率和电压更新内容可知,角频率为全局变量,而电压则由各节点的无功控制。基于电压偏差量和下垂系数对DG的无功功率进行更新:当无功控制系统的下垂系数较大时,无功更新较小;而当无功控制系统的下垂系数较小时,无功更新将增大。相比于采用较大下垂系数得到的节点电压幅值较低。由图3可知,无功下垂系数得到的节点电压幅值较低。由图3可知,无功下垂系数为3.1×10⁻⁵、3.1×10⁻⁶、3.1×10⁻⁷ p.u.时节点电压幅值最高,其次由高到低分别为无功下垂系数为3.1×10⁻⁶、3.1×10⁻⁶、3.1×10⁻⁷ p.u.对应的电压曲线比较接近,这是由于下垂系数过小,对潮流结果的影响差别有限。

(3)混合控制策略。

该案例用以验证不同控制方式对算法性能的影响。在所提三相不平衡孤岛微电网直接潮流算法中,改变DG与负荷的控制组合。具体设置4种控制

组合:①所有 DG采用下垂控制,所有负荷采用静态模型;②所有 DG采用下垂控制,所有负荷采用恒功率控制;③节点1、18、37接入的 DG采用下垂控制,节点50、72、90接入的 DG采用恒功率控制,所有负荷采用静态模型;④节点1、18、37接入的 DG采用下垂控制,节点50、72、90接入的 DG采用恒压控制,所有负荷采用静态模型。4种组合的计算性能对比见表1,a相节点电压幅值见图4。

表1 计算性能对比

Table 1 Comparison of computing performance

组合	计算时间/s	迭代次数	收敛精度
1	0.235	33	10-8
2	0.093	23	10^{-8}
3	0.016	8	10^{-8}
4	0.047	12	10^{-8}

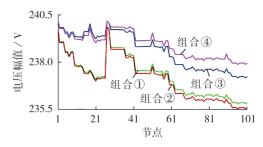


图4 a相节点电压幅值

Fig.4 Phase-a node voltage amplitude

由于孤岛微电网一般不存在具有足够调节容量的 DG 作为平衡节点,4种控制组合中均有 DG(全部或部分)采用下垂控制,以分担系统功率缺额。如图 4所示,组合①、②所有 DG 均采用下垂控制,区别在于组合①采用负荷静态特性模型,而组合②负荷为恒功率模型,可见静态特性的引入可实现对负荷的实时更新调整,进而提升整体电压水平;组合③相比组合①,区别在于接入节点50、72、90的 DG 采用恒功率控制,而组合①中 DG 出力由于下垂控制的更新而减小,导致整体电压水平低于组合③,编号50之后的节点更为明显;组合④中接入节点50、72、90的 DG 均采用恒压控制,维持给定的电压水平,其余DG通过下垂特性增发无功,故其电压水平在所有控制组合中最高,但受 DG 逆变器容量及其有功出力限制,网络电压并未达到额定值。

由表1可知,组合②由于负荷采用恒功率控制,避免了基于负荷静态模型的更新环节,因而计算时间和迭代次数相较于组合①有所下降;组合③相似,由于有一半DG采用恒功率控制,所以计算时间显著下降;虽然均采用恒功率控制,组合③相比组合②的计算时间也有下降,这是由于本文电压和角频率更新主要由DG下垂控制实现,而负荷静特性根据DG调整结果更新即可;组合④相比于组合①,由于一半的DG采用恒压控制,故无需有功更新,时间有



所减少,但相对于组合③有所增加,这是由于此时无功需根据下垂特性更新,值得注意的是,随着采用恒压控制 DG 数量的增加,由于电压的箝制,组合④的收敛将变得困难且计算时间和迭代次数上升。

(4)高阻抗比支路鲁棒性分析。

该案例用以验证所提直接潮流法在求解高阻抗比支路的鲁棒性。任意选取图 A3 所示微电网拓扑结构中的某支路(本文取节点2和节点5间支路),设置阻抗比为1、2、5、6,并进行仿真。DG与负荷模型采用混合控制策略中的组合①。高阻抗比支路的鲁棒性对比结果见表2。

表2 高阻抗比支路鲁棒性对比

Table 2 Robustness comparison of branches with high impedance ratio

阻抗比	是否收敛	迭代次数	计算时间 / s
1	是	33	0.235
2	是	31	0.234
5	是	32	0.235
6	是	32	0.235

由表2可知,随着阻抗比的提高,三相不平衡孤岛微电网直接潮流算法均可靠收敛,且迭代次数和计算时间几乎不受影响。故所提出的三相不平衡直接潮流算法在求解含高阻抗比支路网络时具有良好的鲁棒性。

4.2 基于25节点典型微电网算例的仿真验证

为进一步验证所提直接潮流算法,此处与文献 [12]提出的不平衡微电网牛顿信赖域潮流算法进行对比。25节点三相不平衡孤岛微电网的仿真拓扑结构见附录图 A4,仿真参数均与文献 [12]设置相同,得到的结果如附录表 A3、A4所示。由表 A3可知,三相电压最大误差不超过0.99%;由表 A4可知,功率差值不超过2%,频率差值为0.1%,充分验证了本文算法的可行性与精度。同时,为验证本文算法的计算性能,设置收敛判据为10⁻⁶和10⁻¹²,采用本文直接潮流算法和文献 [12]牛顿信赖域潮流算法进行对比计算,结果见附录表 A5。由表 A5可知,虽然所提算法的迭代次数较多,但在同样计算精度情况下计算时间大幅下降,分别仅为17、20 ms。这是由于直接潮流算法不进行雅可比矩阵计算,仅矩阵 I^{*}_{BCBV}和 I^{*}_{BUR}相乘即可实现潮流的高效求解。

为验证所提算法在求解含高阻抗比支路网络时的鲁棒性,连续改变节点2与节点3之间支路的阻抗比,并与牛顿信赖域算法进行对比仿真,结果如附录表A6所示。从表A6中可以看出,随着阻抗比的增加,牛顿信赖域算法的迭代次数和计算时间均显著增加,并在阻抗比超过一定限度(20倍)时出现不收敛。相比之下,本文所提直接算法由于避免了偏导数计算,在阻抗比增加时,其迭代次数和计算时间变

化较小且均可靠收敛。故本文所提三相不平衡孤岛 微电网的直接潮流算法具有较高的收敛鲁棒性,而 以牛顿信赖域法为代表的牛顿类算法则受阻抗比影 响较大,严重时会出现不收敛情况。

5 结论

本文基于配电网直接潮流算法,并同时计及DG下垂特性、负荷静态特性和三相不平衡的影响,提出了一种三相不平衡孤岛微电网的直接潮流算法,并详细推导了相应潮流计算模型。在此基础上,分别采用澳大利亚真实网络和25节点典型微电网算例,并通过与牛顿信赖域算法开展多场景对比仿真分析,验证所提算法的功能与性能。仿真结果表明,相较于现有的牛顿类三相孤岛微电网潮流算法,所提直接潮流算法不仅具有更加优越的计算性能,而且不存在求解高阻抗比支路病态问题;同时由于综合计及了DG下垂特性、负荷静特性和网络三相不平衡的影响,三相不平衡孤岛微电网直接潮流算法能更准确地反映网络运行的真实形态。本文研究成果可有效支持高间歇性DG接入的三相孤岛微电网的快速分析与控制。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

参考文献:

- [1] 米阳,蔡杭谊,袁明翰,等. 直流微电网分布式储能系统电流负荷动态分配方法[J]. 电力自动化设备,2019,39(10):17-23. MI Yang, CAI Hangyi, YUAN Minghan, et al. Dynamic distribution method of current load for distributed energy storage system in DC microgrid[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(10):17-23.
- [2] 周晓倩,艾芊. 基于自适应经济下垂控制的微电网分布式经济控制[J]. 电力自动化设备,2019,39(4):50-55.

 ZHOU Xiaoqian,AI Qian. Distributed economic control of microgrid based on adaptive economic droop control[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(4):50-55.
- [3] 彭寒梅,曹一家,黄小庆. 基于BFGS信赖域算法的孤岛微电网潮流计算[J]. 中国电机工程学报,2014,34(16):2629-2638. PENG Hanmei, CAO Yijia, HUANG Xiaoqing. Power flow calculation of islanded microgrids based on BFGS trust region method[J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(16):2629-2638.
- [4] MUMTAZ F, SYED M H, HOSANI M A, et al. A novel approach to solve power flow for islanded microgrids using modified Newton-Raphson with droop control of DG[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016, 7(2):493-503.
- [5] HAMEED F, AL HOSANI M, ZEINELDIN H H. A modified backward / forward sweep load flow method for islanded radial microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(1): 910-918.
- [6] REN L Y, ZHANG P. Generalized microgrid power flow[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(4):3911-3913.
- [7] 李培帅,施烨,吴在军,等. 孤岛微电网潮流的类奔德斯分解算法[J]. 电力系统自动化,2017,41(14):119-125.

 LI Peishuai,SHI Ye,WU Zaijun,et al. Power flow calculation method similar to benders decomposition for islanded microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems,2017,41(14):



119-125.

- [8] 王聪,颜伟,户秀琼. 考虑频率波动的孤岛微电网在线三相概率潮流计算方法[J]. 电力自动化设备,2020,40(2):109-116. WANG Cong,YAN Wei,HU Xiuqiong. Online three-phase probabilistic power flow calculation method for islanded microgrid considering frequency fluctuation[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,40(2):109-116.
- [9] 殷桂梁,操丹丹,张炜. 基于序电流补偿的微电网三相潮流算法[J]. 智能电网,2015,3(8):696-700.

 YIN Guiliang, CAO Dandan, ZHANG Wei. Three-phase power flow algorithm for microgrid based on sequence injection current[J]. Smart Grid,2015,3(8):696-700.
- [10] 刘杨华,吴政球. 孤岛运行的微电网潮流计算方法研究[J]. 电力系统保护与控制,2010,38(23):16-20. LIU Yanghua, WU Zhengqiu. Study on power flow calculation method for islanding microgrids[J]. Power System Protection and Control,2010,38(23):16-20.
- [11] 王聪,颜伟,赵霞,等. 考虑逆变电源控制模式的微电网三相潮流模型[J]. 中国电机工程学报,2015,35(12):2960-2967. WANG Cong, YAN Wei, ZHAO Xia, et al. Three-phase power flow model for microgrid considering inverter control modes [J]. Proceedings of the CSEE,2015,35(12):2960-2967.
- [12] ABDELAZIZ M M A, FARAG H E, EL-SAADANY E F, et al.
 A novel and generalized three-phase power flow algorithm for islanded microgrids using a Newton trust region method[J].
 IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(1):190-201.
- [13] KUMAR A, JHA B K, SINGH D, et al. Current injection-based Newton-Raphson power-flow algorithm for droop-based islanded microgrids [J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2019, 13(23):5271-5283.
- [14] DÍAZ G,GÓMEZ-ALEIXANDRE J,COTO J. Direct backward/ forward sweep algorithm for solving load power flows in AC droop-regulated microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(5):2208-2217.
- [15] NASSAR M E, HAMAD A A, SALAMA M M A, et al. A novel load flow algorithm for islanded AC / DC hybrid microgrids [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(2):1553-1566.

- [16] TENG J H. A direct approach for distribution system load flow solutions[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2003, 18(3):882-887.
- [17] TENG J H. Modelling distributed generations in three-phase distribution load flow[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2008, 2(3):330-340.
- [18] PRICE S,GASPER S,NWANKPA C,et al. Bibliography on load models for power flow and dynamic performances simulation [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1995, 10(1):523-538.
- [19] SINGH D, MISRA R K, SINGH D. Effect of load models in distributed generation planning [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(4):2204-2212.
- [20] KIRTHIGA M V, DANIEL S A, GURUNATHAN S. A methodology for transforming an existing distribution network into a sustainable autonomous micro-grid[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2013, 4(1):31-41.

作者简介:



苏向敬

苏向敬(1984—),男,河南商丘人,副教授,博士,主要研究方向为主动配电网优化规划与运行(E-mail:xiangjing_su@126.com);

郭隆海(1995—),男,江西赣州人,硕士研究生,主要研究方向为微电网潮流(E-mail:1279817889@qq.com);

符 杨(1968—),男,江苏如东人,教授,博士,通信作者,主要研究方向为配电网

规划与运行、海上风电技术(E-mail:1731675031@qq.com);

米 阳(1976—),女,河南南阳人,教授,博士研究生导师,主要研究方向为微电网稳定与控制(E-mail: 3121629018@qq.com);

田书欣(1985—),男,安徽庐江人,讲师,博士,主要研究 方向为电力系统规划(**E-mail**:3121629019@qq.com)。

(编辑 王欣竹)

Direct power flow algorithm for three-phase unbalanced island microgrid considering distributed power generation droop control and load static characteristics

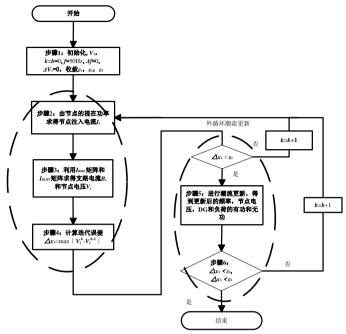
SU Xiangjing, GUO Longhai, FU Yang, MI Yang, TIAN Shuxin

(School of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China)

Abstract: Based on DG (Distributed power Generation) droop control, load static characteristics and three-phase unbalanced network model, a direct power flow algorithm for three-phase unbalanced island microgrid is proposed. Firstly, based on the direct power flow algorithm of distribution network, considering the influence of DG droop control and load static characteristics, a calculation model of direct power flow algorithm for three-phase unbalanced island microgrid is derived. In order to solve the calculation model of the proposed direct power flow algorithm, a two-layer power flow iteration method is proposed. The inner power flow iteration method is used to solve the power flow calculation of the three-phase unbalanced island microgrid beside the virtual node, and the outer power flow iteration method is used to update the voltage and system angular frequency of the virtual node. Finally, multi scenario simulation analysis is carried out based on Australian real network and 25-bus typical microgrid respectively, and compared with Newton trust region method. The simulative and comparison results show that the proposed algorithm can quickly and accurately reflect the characteristics and real operation state of microgrid, and can solve the power flow calculation problem of three-phase unbalanced island microgrid.

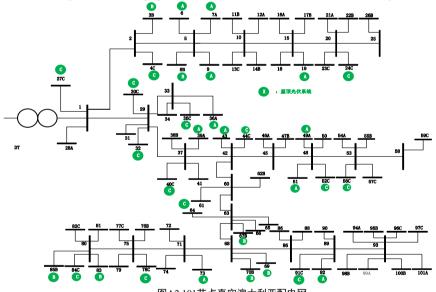
Key words: direct power flow algorithm; three-phase unbalanced network; island microgrid; droop control; distributed power generation

附录

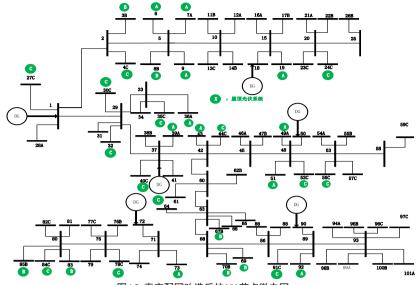


图A1 所提不平衡孤岛微网直接法潮流计算流程

Fig.A1 Flowchart of proposed direct load flow for unbalanced and islanded microgrid



图A2 101节点真实澳大利亚配电网 Fig.A2 101-bus real Australian distribution network

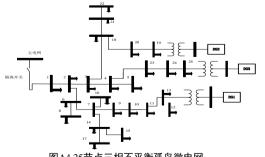


图A3 真实配网改造后的101节点微电网 Fig.A3 101-bus micro-grid modified from distribution network 表A1 DG下垂控制参数 Table A1 Parameters of droop based DGs

节点	m_p	n_q	P_0 /kW	Q ₀ /kvar
1	1.4×10^{-7}	3.1×10^{-6}	2	1.4
18	1.7×10^{-7}	3.7×10^{-6}	1.3	0.6
37	0.9×10^{-7}	4.1×10^{-6}	1.5	0.7
50	2.1×10^{-7}	2.9×10^{-6}	1.7	0.8
72	1.5×10 ⁻⁷	3×10^{-6}	1.2	0.7
90	1.2×10^{-7}	3.5×10 ⁻⁶	1	0.5

表 A2 改造微电网的负荷和光伏出力 Table A2 Load and DG outputs of modified microgrid

相数	$P_{\rm L}/{\rm kW}$	$Q_{\rm L}/{ m kvar}$	$P_{\mathrm{PV}}/\mathrm{kW}$	Q _{PV} /kvar
单相 A	7.28	4.25	1.24	0.58
单相 B	6.79	3.81	2.59	1.11
单相 C	6.49	3.54	1.42	0.64
三相	20.56	11.6	5.25	2.33



图A4 25节点三相不平衡孤岛微电网 Fig.A4 25-bus three phaseunbalanced islanded microgrid

表 A3 所提方法与 NTR 法 25 节点微电网电压仿真对比 Table A3 Simulation comparison of voltage between proposed method and NTR on 25-bus microgrid

节点	a相	电压	a 相相角		b 相电压		b 相相角		c 相电压		c 相相角	
	本文	NTR	本文	NTR	本文	NTR	本文	NTR	本文	NTR	本文	NTR
1	0.979 5	0.979 1	0	0	0.973 7	0.973 3	-119.983 3	-119.933 6	0.969 4	0.9707	119.986 3	119.908 1
2	0.979 5	0.979 1	0	0	0.973 7	0.973 3	-119.9833	-119.933 6	0.969 4	0.9707	119.986 3	119.908 1
3	0.981 3	0.9800	0.066 9	0.0568	0.982 2	0.974 6	-119.911 2	-119.887 9	0.973 1	0.972 0	120.036 3	119.990 2
4	0.982 5	0.981 2	0.157 3	0.143 2	0.977 8	0.976 2	-119.820 7	-119.816 5	0.974 7	0.973 7	120.142 6	120.092 4
5	0.981 7	0.9804	0.155 0	0.145 0	0.976 8	0.975 2	-119.819 5	-119.810 0	0.973 7	0.972 5	120.139 8	120.088 9
6	0.977 2	0.977 0	-0.086 7	-0.066 4	0.970 8	0.9704	-120.022 1	-119.982 8	0.966 2	0.967 4	119.905 5	119.827 7
7	0.976 2	0.976 5	-0.148 5	-0.137 9	0.969 6	0.9698	-120.067 8	-120.041 1	0.964 3	0.966 2	119.852 0	119.754 7
8	0.9764	0.975 4	-0.089 1	-0.062 7	0.9698	0.968 3	-120.020 8	-119.969 7	0.965 1	0.965 0	119.902 6	119.820 6
9	0.985 3	0.981 2	-0.274 1	-0.218 2	0.981 5	0.976 1	-120.207 5	-120.148 5	0.977 8	0.973 2	119.790 0	119.709 8
10	0.991 0	0.987 1	-0.336 2	-0.299 6	0.988 8	0.983 8	-120.279 2	-120.264 0	0.985 9	0.981 6	119.766 3	119.672 2
11	0.997 3	0.991 0	-0.397 5	-0.348 8	0.997 0	0.989 0	-120.351 7	-120.337 0	0.995 3	0.987 4	119.748 4	119.654 0
12	0.9964	0.9903	-0.400 3	-0.347 5	0.995 5	0.987 9	-120.352 6	-120.333 4	0.993 9	0.9863	119.744 2	119.658 2
13	1.005 5	0.997 4	-0.452 3	-0.415 6	1.007 4	0.997 4	-120.422 4	-120.415 6	1.007 2	0.9974	119.737 2	119.584 4
14	0.973 6	0.972 2	-0.153 9	-0.130 6	0.966 3	0.963 9	-120.061 1	-119.997 5	0.960 2	0.959 1	119.834 1	119.730 2
15	0.971 6	0.970 6	-0.150 2	-0.126 8	0.963 8	0.961 7	-120.055 9	-119.984 1	0.957 2	0.9568	119.837 6	119.723 0
16	0.975 6	0.975 7	-0.148 6	-0.136 1	0.968 9	0.968 7	-120.066 2	-120.034 5	0.963 4	0.965 0	119.854 2	119.751 2
17	0.973 1	0.971 3	-0.155 9	-0.128 2	0.965 8	0.962 8	-120.060 2	-119.994 4	0.9594	0.957 5	119.831 2	119.730 7
18	0.9809	0.979 7	0.029 7	0.018 2	0.9767	0.975 0	-119.960 5	-119.934 4	0.974 2	0.972 6	119.968 1	119.971 1
19	0.983 1	0.9864	0.001 1	-0.089 9	0.980 3	0.9864	-120.005 1	-120.089 9	0.978 5	0.9864	119.962 8	119.910 1
20	0.982 2	0.981 9	0.003 1	-0.025 0	0.978 9	0.979 0	-120.001 7	-120.001 7	0.976 6	0.977 1	119.964 6	119.963 7
21	0.978 3	0.977 0	0.029 3	0.024 0	0.973 2	0.971 3	-119.959 3	-119.922 9	0.9707	0.968 1	119.918 8	119.980 9
22	0.9769	0.975 5	0.027 7	0.0267	0.971 0	0.968 9	-119.957 5	-119.915 4	0.968 5	0.965 7	119.923 5	119.989 2
23	0.985 9	0.985 1	0.207 3	0.218 4	0.982 8	0.981 2	-119.783 3	-119.757 1	0.9808	0.978 9	120.173 9	120.185 0
24	0.9948	0.9900	0.343 2	0.291 4	0.993 5	0.987 3	-119.639 7	-119.706 0	0.9929	0.985 3	120.315 9	120.281 7
25	1.000 0	1.000 3	0.428 1	0.413 8	1.000 0	1.000 3	-119.565 5	119.586 2	1.000 0	1.000 3	120.420 3	120.413 8

表 A4 所提方法与 NTR 法 25 节点微电网功率及频率仿真对比

Table A4 Simulation comparison of power and frequency between proposed method and NTR on 25-bus microgrid

单位:标幺值

算法	$P_{ m LA}$	Q_{LA}	$P_{ m LB}$	Q_{LB}	$P_{ m LC}$	$Q_{ m LC}$	$P_{ m G}$	$Q_{ m G}$	$P_{ m Loss}$	$Q_{ m Loss}$	f
该文	0.257	0.189	0.322	0.238	0.387	0.292	0.993	0.734	0.027	0.015	0.999
NTR	0.258	0.190	0.325	0.240	0.390	0.288	0.973	0.718	0.020	0.015	0.998

表 A5 潮流收敛对比分析

Table A5 Comparison analysis of convergence process

Arte XI	迭代次数	时间/ms	迭代次数	时间/ms
算法	收敛判据	号 1×10 ⁻⁶	收敛判据	1 ×10 ⁻¹²
该文	8	17	13	20
NTR	3	3220	4	3893

表 A6 支路阻抗比鲁棒性对比分析

Table A6 Comparison analysis of robustness on branch impedance ratio

四长山		本文算法		NTR			
阻抗比	是否收敛	迭代次数	计算时间/s	是否收敛	迭代次数	计算时间/s	
原始	是	8	0.017	是	3	3.22	
2 倍	是	8	0.017	是	5	3.34	
5 倍	是	9	0.017	是	13	4.39	
10 倍	是	9	0.018	是	19	5.76	
20 倍	是	12	0.020	否	_	_	