

基于局部几何参数化和JFNG算法的微电网群 分布式连续潮流计算

巨云涛^{1,2},李嘉伟²,陈浩³,林毅^{3,4},王杰²

(1. 北方工业大学 电气与控制工程学院,北京 100144;2. 中国农业大学 信息与电气工程学院,北京 100083;
3. 国网福建省电力有限公司经济技术研究院,福建 福州 350012;4. 浙江大学 电气工程学院,浙江 杭州 310027)

摘要:由于分布式电源、电动汽车等新型电气化负荷内存在无功限幅约束,传统连续潮流在分析微电网的带负荷能力和微电网之间的联络能力时存在因错误识别节点类型而导致计算失败的现象,并且其不适用于微电网群的分布式管理模式。提出一种局部几何参数化连续潮流算法,相较于弧长参数化,该算法具有参数化方程易于解耦、分岔点计算精度较高等优点;采用费舍尔伯明斯特互补函数来处理非光滑无功限幅特性,避免节点类型频繁切换的问题。基于连续潮流模型,结合非精确牛顿-广义最小残差(JFNG)算法分布式框架,提出仅交换边界信息就可收敛的微电网群分布式连续潮流算法。算例结果验证了所提算法的有效性。

关键词:微电网群;分布式计算;非光滑限幅;连续潮流计算;局部几何参数化;JFNG算法

中图分类号:TM73

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202211002

0 引言

连续潮流是确定微电网群联络线传输能力、分布式电源(distributed generation, DG)接入能力、带最大负荷能力的重要工具^[1],为微电网群的故障分析、规划设计、优化调度等方面提供重要支撑^[2]。在实际应用中,连续潮流常用于跟踪整条PV曲线以及估计最大负荷裕度^[3]。连续潮流算法需要引入负荷增长因子,计算过程通常由参数化、预测、校正等环节构成。

文献[4]给出一种两阶段连续潮流算法,以恒定步长跟踪曲线,能较为准确地估算最大负荷裕度,且避免了在分岔点附近计算失败的问题,但由于DG内存在无功限幅约束等非光滑限幅特性,需要启发式判断无功越限的情况。文献[5]将无功电压非光滑互补约束归一化,构建互补约束连续潮流模型,避免了节点类型转换的问题。文献[6]提出一种用于描述潮流计算中PV-PQ节点转换逻辑的互补约束模型,通过对互补约束条件进行光滑化处理并将其引入潮流计算模型中,避免了频繁节点类型转换,显著提高了计算的收敛性和效率。

由于不同微电网通常隶属于不同的运营商,考虑到各微电网之间的信息壁垒以及集中式算法处理

微电网群潮流计算时较重的通信负担,需要利用分布式算法来满足微电网保护数据隐私的需求。

非精确牛顿-广义最小残差(Jacobian-free Newton-generalized minimum residual, JFNG)算法在进行牛顿迭代时具有无需显式形成Jacobian矩阵的特性。文献[7]将边界协调方程看作隐函数,实现了分布式潮流的计算,数据交换接口简单且求解迅速。在广域网的分布式环境下,文献[8]利用JFNG算法来提升分布式潮流计算的性能,但由于其采用同步迭代模式,计算速度和收敛性受通信条件影响较大。针对孤岛微电网:文献[9]基于DG限幅等特性和三相不平衡的网络模型,提出一种能够快速准确地反映微电网特点及其真实运行状态的潮流算法;文献[10]针对分布式潮流计算提出一类改进的信赖域算法,避免了对初值的依赖性。然而,文献[8-10]均未考虑DG的非光滑约束问题。

参数化是连续潮流计算的核心部分,目前参数化方法主要分为局部参数化和全局参数化(具体为弧长参数化和拟弧长参数化)2类^[11]。文献[12]基于局部参数化方法,引入几何参数,对传统连续潮流算法在提高计算可靠性、计算效率等方面进行改进,使之能够适用于大型电力系统的电压稳定性分析。文献[13]提出一种在PV曲线追踪过程中设置切换断点的参数化方法,该方法具有更优的自适应性,在保证计算精度的同时,大幅缩短了计算时间。文献[14]采用局部参数化方法,考虑发电机无功出力极限,给出一种改进后的连续潮流算法,相较于弧长参数化方法,该算法能更准确地反映系统的实际运行状况,具有计算准确、迭代次数少等优点。

收稿日期:2022-05-05;修回日期:2022-09-14

在线出版日期:2022-11-03

基金项目:国家自然科学基金资助项目(52177125);国网福建省电力有限公司科技项目(52130N21N001)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(52177125) and the Science and Technology Project of State Grid Fujian Electric Power Co.,Ltd.(52130N21N001)

针对微电网群的分布式连续潮流算法,文献[15]根据DG的控制策略与限流特性,对预估和校正环节进行修正,提出一种含DG限流环节的配电网连续潮流算法。考虑到微电网群环境内各子网的影响,文献[16]提出一种新的连续潮流模型及相应的基于矩阵分解的分布式连续潮流算法,用于实现多个区域子系统的分解和协调计算,该分布式算法保留了集成算法的精度和收敛性,且在计算速度方面具有优势。文献[17]提出一种基于主从分布式方法的扩展连续潮流来计算电力系统的传输极限。

当前的研究将连续潮流算法应用于微电网群时未能同时解决隐私保护和无功限幅等非光滑约束问题。针对上述不足,首先,本文引入一种基于改进费舍尔伯明斯特(Fischer-Burmeister, FB)函数的光滑逼近形式来描述DG无功限幅等非光滑约束关系,并将互补约束方程进行统一整合;然后,根据分布式管理需求对微电网群进行分区,各分区间仅交换边界信息,并以隐函数形式建立边界协调方程;最后,为了避免分布式连续潮流交换全局信息的问题,在计算中采用具有在分岔点附近自动加密优点的局部几何参数化方程,并结合JFNG算法实现微电网群分布式连续潮流计算。

1 微电网群分布式连续潮流模型

微电网群分布式连续潮流模型包括线路模型、变压器模型、非光滑互补约束模型、分解协调模型。这里详细介绍后2种模型。

1.1 非光滑互补约束模型

DG一般都具有局部电压支撑能力,其无功出力约束为:

$$Q_i^{\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_i^{\max} \quad (1)$$

式中: Q_i^{\max} 、 Q_i^{\min} 分别为节点*i*处DG无功出力的上限、下限; Q_{Gi} 为节点*i*处DG无功出力。

当 Q_{Gi} 满足式(1)约束时,节点*i*电压幅值 U_i 能维持在设定值 U_i^{set} ,如式(2)所示。

$$U_i = U_i^{\text{set}} \quad (2)$$

若节点*i*处DG无功出力超过上限 Q_i^{\max} ,则DG将失去电压支撑能力,欠无功将导致节点*i*电压幅值低于设定值,节点*i*由PV节点转换为PQ节点,该转换逻辑^[18]如式(3)所示,即满足式(4)中的几种互补关系。

$$\begin{cases} Q_i^{\max} - Q_{Gi} \geq 0 \\ U_i^{\text{set}} - U_i \geq 0 \\ (Q_i^{\max} - Q_{Gi}) \perp (U_i^{\text{set}} - U_i) \end{cases} \quad (3)$$

$$\begin{cases} Q_{Gi} - Q_i^{\min} > 0, U_i^{\text{set}} - U_i = 0 \\ U_i^{\text{set}} - U_i > 0, Q_{Gi} - Q_i^{\min} = 0 \\ U_i^{\text{set}} - U_i = Q_{Gi} - Q_i^{\min} = 0 \end{cases} \quad (4)$$

式中:“ \perp ”表示互补关系。

同理,当无功出力低于下限 Q_i^{\min} 时,节点*i*电压幅值将高于设定值,存在式(5)、(6)所示关系。

$$\begin{cases} Q_{Gi} - Q_i^{\min} \geq 0 \\ U_i - U_i^{\text{set}} \geq 0 \\ (Q_{Gi} - Q_i^{\min}) \perp (U_i - U_i^{\text{set}}) \end{cases} \quad (5)$$

$$\begin{cases} Q_{Gi} - Q_i^{\min} > 0, U_i - U_i^{\text{set}} = 0 \\ U_i - U_i^{\text{set}} > 0, Q_{Gi} - Q_i^{\min} = 0 \\ U_i - U_i^{\text{set}} = Q_{Gi} - Q_i^{\min} = 0 \end{cases} \quad (6)$$

上述非线性互补约束难以直接进行求解,因此本文引入FB^[19-20]函数来将互补约束转换为非线性方程进行求解。FB函数 $\phi(\cdot)$ 的表达式为:

$$\phi(a, b) = \sqrt{a^2 + b^2} - a - b \quad a, b \in \mathbf{R} \quad (7)$$

式中: a 、 b 分别为所选取点的横轴、纵轴坐标值。 $\phi(a, b)$ 为一种非线性互补问题^[15],具有如下性质:

$$\phi(a, b) = 0 \Leftrightarrow ab = 0, a \geq 0, b \geq 0 \quad (8)$$

式(7)除在点 $(a, b) = (0, 0)$ 外均可微,因此引入FB函数的一种光滑逼近形式^[17],如式(9)所示。

$$\phi(a, b) = \sqrt{a^2 + b^2 + \mu} - a - b \quad a, b \in \mathbf{R} \quad (9)$$

式中: $\mu = 10^{-8}$,为松弛参数,该参数使式(9)在 $(a, b) = (0, 0)$ 处可微。文献[5]中式(3)与式(5)统一表示为:

$$\begin{cases} \rho_i(U_i, Q_{Gi}, \mu) = \phi(Q_{Gi} - Q_i^{\min}, \psi(U_i, Q_{Gi}, \mu), \mu) \\ \psi(U_i, Q_{Gi}, \mu) = \phi(Q_i^{\max} - Q_{Gi}, -\alpha(U_i - U_i^{\text{set}}), \mu) \end{cases} \quad (10)$$

式中: $\rho_i(\cdot)$ 、 $\psi(\cdot)$ 分别为非光滑互补约束的上、下限形式; α 为松弛系数。只需在潮流方程中加入方程 $\rho_i(U_i, Q_{Gi}, \mu) = 0$,即可满足式(3)与式(5),且式(10)在任一点处连续可导,更适用于潮流计算。

1.2 分解协调模型

目前主流的微电网群区域划分方式主要分为边界撕裂(引入虚拟母线)、边界复制、边界成区3类。边界复制和边界成区的划分方式需要各分区共享实际的边界信息,这会涉及隐私数据;而边界撕裂的划分方式只需在相邻区域联络线中间引入一对虚拟母线,相邻区域共享虚拟母线数据,这不仅有利于区间数据的隐私保护,而且可有效降低边界协调方程的维数,简化了协调侧的建模,因此本文采用这种划分方式。

微电网群分解协调原理如图1所示。图中: S'_1 和 S'_2 为2个区域电网,区域电网间通过联络线 l_{mn} 相连; m 为区域电网 S'_1 的边界母线, S_{1m} 为包含其他母线的区域, n 和 S_{2m} 的含义类似;在联络线 l_{mn} 中间引入一对虚拟母线 (k, l) 进行区间解耦,解耦后将2条虚拟母线分别连接到2个区域电网中,得到子分区 S_1 和 S_2 ; U_k 、 θ_k 分别为虚拟母线 k 的电压幅值、相角, P_k 、 Q_k 分别为虚拟母线 k 注入子分区 S_1 的有功、无功

功率, U_l, θ_l, P_l, Q_l 的含义类似; Z_{mn}, Z_{mk}, Z_{ln} 为相应线路阻抗。

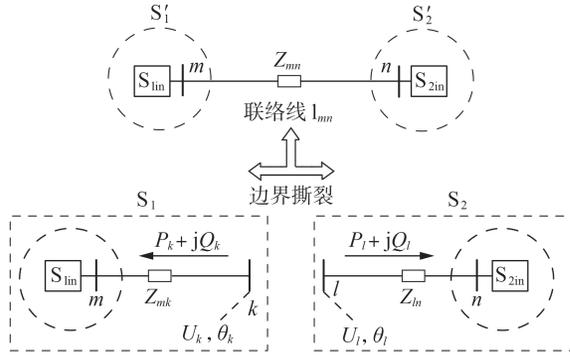


图1 微电网群分解协调原理

Fig.1 Decomposition and coordination principle of microgrid group

由于虚拟母线 (k, l) 将联络线 mn 分割成等长的两部分, 因此分割后的线段阻抗为原来的一半, 即 $Z_{mk} = Z_{ln} = 0.5Z_{mn}$ 。子分区 S_1 内部功率平衡方程仅与区域电网 S'_1 内部节点以及虚拟母线 k 有关, 其极坐标形式如式(11)所示。

$$\begin{cases} P_{Gi} - P_{Di} - U_i \sum_{j \in i} U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) = 0 \\ Q_{Gi} - Q_{Di} - U_i \sum_{j \in i} U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) = 0 \end{cases} \quad i \in S_{n1} \quad (11)$$

式中: P_{Gi} 为节点 i 处 DG 的有功出力; P_{Di}, Q_{Di} 分别为节点 i 处的有功、无功负荷; U_j 为节点 j 的电压幅值; $j \in i$ 表示节点 j 为与节点 i 相邻的节点; $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$ 为节点 i, j 之间的电压相角差; G_{ij}, B_{ij} 分别为系统节点导纳矩阵第 i 行第 j 列元素的实部、虚部; S_{n1} 为子分区 S_1 的节点集。子分区 S_2 内部功率平衡方程同理。

子分区 S_1 和 S_2 中, 除虚拟母线是 4 个状态量均未未知外, 其他节点均有 2 个已知量和 2 个未知量, 若 U_k, θ_k 给定, 则虚拟母线 k 可看作 $V\theta$ 节点, 子分区 S_1 的潮流可在本地独立求解, 相应可计算出虚拟母线 k 注入子分区 S_1 的有功功率 P_k 和无功功率 Q_k 。同理, 给定虚拟母线的有功、无功功率, 也可求解各子分区虚拟母线的电压。

虚拟母线 (k, l) 本质上为同一边界节点在不同分区的不同表示, 由上级协调侧管理并构建边界协调方程进行计算, 确保分区之间边界信息的匹配, 从而与集中式潮流计算结果匹配。当子分区 S_1 和 S_2 中的潮流均收敛, 且 2 条虚拟母线的电压相等、注入功率匹配时, 可以判断全网潮流达到收敛, 如式(12)所示。

$$\begin{cases} U_k = U_l \\ \theta_k = \theta_l \\ P_k + P_l = 0 \\ Q_k + Q_l = 0 \end{cases} \quad (12)$$

从协调侧看, 在分布式潮流计算过程中, 协调侧给定虚拟母线 (k, l) 的电压 (常量) 并下发给子分区, 子分区独立求解本地潮流方程后将边界注入功率信息 (变量) 发送给协调侧, 协调侧继而可以计算出相邻分区的功率差 $\Delta P_B = P_k + P_l, \Delta Q_B = Q_k + Q_l$ 。根据式(12), 若要达到全局收敛, 则 $\Delta P_B, \Delta Q_B$ 均应为 0, 由此得到边界协调方程 ϕ_B 为:

$$\phi_B = \Delta S_B = S_k + S_l = f_{s1}(U_k, \theta_k) + f_{s2}(U_l, \theta_l) = 0 \quad (13)$$

式中: ΔS_B 为注入复功率偏差向量; S_k, S_l 分别为注入虚拟母线 k, l 的复功率; $f_{s1}(\cdot), f_{s2}(\cdot)$ 为虚拟母线注入功率关于其电压的函数。

2 潮流算法

2.1 分布式潮流算法

在通过边界撕裂方法对微电网群进行分区后, 本文采用 JFNG 算法来实现分布式潮流计算。

JFNG 算法可看作是非精确牛顿法与广义最小残差 (generalized minimum residual, GMRES) 算法的结合^[21], 可在仅有输入、输出而无两者函数关系的情况下求解非线性方程组。考虑到 2 条虚拟母线的实际电压相等, 式(13)可进一步简化为:

$$\phi_B = F(U_k, U_l) = F(U_B) = \Delta S_B = 0 \quad (14)$$

式中: U_k, U_l 分别为虚拟母线 k, l 的电压向量; U_B 为虚拟母线电压向量集; $F(\cdot)$ 为边界协调函数。可通过广义牛顿法求解式(14)的非线性方程组, 其基本框架可表示为:

$$\begin{cases} F'(U_i) \Delta U_i = -F(U_i) \\ U_i = U_i + \Delta U_i \end{cases} \quad (15)$$

式中: $F'(U_i)$ 为边界协调函数的 Jacobian 矩阵, U_i 为第 i 次迭代时的电压向量; ΔU_i 为第 i 次迭代时的电压修正向量。式(15)可通过将函数 $F(U_B)$ 在 U_i 附近泰勒展开推导得到, 从而将原问题转换为线性问题进行求解。

尽管式(15)为线性方程, 然而在分布式潮流计算过程中, 边界协调方程式(14)为隐函数方程, 协调侧无法显示形成 Jacobian 矩阵。Newton-GMRES 算法^[22]为有限差分形式, 无需计算 Jacobian 矩阵, 十分适用于电力系统的分布式潮流计算, 该算法已在各工程领域得到广泛应用^[22-24], 其主要内容包括如下。

1) Gram-Schmidt 正交化。Gram-Schmidt 正交化的目的在于将 s 个一般向量组 $\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_s$ 等价转换为规范正交向量组 v_1, v_2, \dots, v_s , 便于后续求解。

2) Krylov 子空间及 Arnoldi 过程。Krylov 子空间是由一般向量组生成的特殊子空间, 可在转换后用施密特正交化方法进行求解; Arnoldi 过程为一类适用的求解算法。

3) 全正交化法。该方法的主要作用是根据约束

条件求解一般线性方程组 $Az=b$ (A 为系数矩阵, z 、 b 为相应维度向量) 的近似解 z 。

4) QR 分解法。该方法是一种矩阵分解的方式, 常用于求解线性最小二乘法问题。

线性方程组式 (15) 属于 $Az=b$ 的形式, 可通过 GMRES 算法进行求解。观察 GMRES 算法的求解过程可以发现, 求解过程中虽涉及 $F'(y_i)$, 但都是计算 $F'(y_i)$ 与向量 v 的乘积, 文献 [23] 通过有限差分技术将 $F'(y_i)v$ 近似替代为:

$$F'(y_i)v \approx (F(y_i + \sigma v) - F(y_i)) / \sigma \quad (16)$$

式中: σ 为很小的标量。式 (16) 避免了显式计算 Jacobian 矩阵, 只需要在给定输入后能得到对应的输出结果即可进行迭代求解。JFNG 算法流程如附录 A 所示。

协调侧的主要任务为: 将虚拟母线电压 (U_B) 发送至子分区, 从子分区获得虚拟母线注入功率 (有功功率和无功功率), 并计算相邻分区功率偏差向量 ΔS_B , 完成修正。

各子分区的主要任务为: 从协调侧获取虚拟母线电压 (U_B), 通过独立计算潮流方程得到边界虚拟母线注入功率 (有功功率和无功功率) 并将其发送至协调侧, 协调侧执行 JFNG 算法, 满足分布式潮流计算要求。

分布式潮流计算流程图如附录 B 第 B1 节所示, 具体步骤如下。

1) 初始化, 采用边界撕裂法对电网进行分区, 将虚拟母线电压发送至子分区。

2) 各子分区从协调侧接收虚拟母线电压参数, 在本地独立计算各自潮流方程, 得到虚拟母线注入功率并将其发送至协调侧。

3) 协调侧接收各子分区计算的虚拟母线注入功率, 计算相邻分区功率偏差向量 ΔS_B , 判断其范数是否小于收敛参数 ε 。若 $\|\Delta S_B\| < \varepsilon$, 则全网潮流收敛, 结束计算; 否则进入步骤 4)。

4) 利用 JFNG 算法求解边界协调方程, 得到虚拟母线电压修正量, 更新协调侧母线电压并将其发送至子分区, 返回步骤 2)。

2.2 分布式连续潮流算法

连续潮流方程在传统潮流方程的基础上引入负荷增长因子 λ , 如式 (17) 所示。

$$\begin{cases} P_{Gi} - P_{Di} - U_i \sum_{j \in i} U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) = 0 & i \in S_{ny} \\ Q_{Gi} - Q_{Di} - U_i \sum_{j \in i} U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) = 0 & i \in S_{ny} \\ P_{Gi} = P_{Gi}^0 \lambda & i \in S_{PV} \\ P_{Di} = P_{Di}^0 \lambda, Q_{Di} = Q_{Di}^0 \lambda & i \in S_{ny} \end{cases} \quad (17)$$

式中: P_{Gi}^0 、 P_{Di}^0 、 Q_{Gi}^0 为基本潮流解; S_{ny} 为子分区 S_γ 的节点集; S_{PV} 为 PV 节点集。式 (17) 可简化为:

$$f(x, \lambda) = 0 \quad (18)$$

式中: x 为系统状态变量。

λ 取值由 1 逐渐增加, 当 λ 给定时, 式 (17) 可利用牛顿法等传统方法进行求解, 然而, 由于发电机存在无功功率限值, λ 取值无法无限增加, 存在一个最大负荷点 (maximum load point, MLP)。本文采用一种局部几何参数化的连续潮流 (local geometric parameterization-based continuation power flow, LGCPF) 算法 [4], 该算法主要包括参数化、预测以及校正环节, 各环节具体公式推导及流程介绍如附录 B 第 B2 节所示。

分布式连续潮流计算主要是根据图 1 中分布式协调的思想, 在各个子分区的潮流方程以及协调侧的边界协调方程中计及负荷增长因子 λ 和无功互补约束, 然后对各子分区进行独立计算, 在上级仅有输入、输出信息的情况下求解连续潮流。

基于局部几何参数化与 JFNG 的分布式连续潮流算法具体流程如下。

1) 第一阶段。

协调侧给定虚拟母线电压并将其发送至各子分区, 从 $\lambda=1$ 开始, 各子分区独立计算内部考虑互补约束的潮流方程, 如式 (19) 所示。

$$\begin{cases} f_\gamma(x, \lambda) = 0 & \gamma = 1, 2, \dots, N \\ \rho_i(U_i, Q_{Gi}, \mu) = 0 & i \in S_{ny} \end{cases} \quad (19)$$

其中, $f_\gamma(\cdot)$ 为子分区 S_γ 的连续潮流方程组; N 为分区数。

得到本地虚拟母线注入功率后将其发送给协调侧, 协调侧接收各子分区的虚拟母线注入功率后, 利用 JFNG 算法求解边界协调方程, 以更新虚拟母线电压并将其再次发送给各子分区进行计算, 直至全网潮流收敛。

2) 第二阶段。

逐步增加 λ 取值直至有 1 个 PV 节点无功功率即将越限时进入第二阶段, 该阶段采用局部几何参数化方法进行求解, 步骤如下。

a) 参数化。选择对 λ 取值变化最敏感的电压所在节点为局部几何参数化节点, 通过附录 B 式 (B1) 计算斜率参数 t_β 的初始值。

b) 预测。由附录 B 式 (B3) 计算步长并更新 t_β 。

c) 校正。此时 λ 为待求变量, 将参数化方程加入边界协调方程中, 如式 (20) 所示。

$$\begin{cases} F(U_B, \lambda) = \Delta S_B = 0 \\ H(U_B, \lambda) = t_\beta (U_{fc} - U_{fc}^0) - (\lambda - \lambda^0) = 0 \end{cases} \quad (20)$$

式中: $H(\cdot)$ 为几何参数化方程; U_{fc} 为计算的当前点电压幅值; U_{fc}^0 为计算的初始点电压幅值; λ^0 为计算的初始点负荷增长因子。

利用 JFNG 算法求解式 (20), 局部几何参数化方

程为显函数形式,但其包含局部几何参数化节点的电压幅值 U_{ic} ,含该节点的子分区需将 U_{ic} 发送至协调侧。通过计算协调方程可得到潮流解 $[x, \lambda]^T$ 。

d)若 $\lambda < \varepsilon_\lambda$ (ε_λ 为阈值参数),则输出 PV 曲线;否则返回步骤 b)。

3 算例分析

为了验证本文算法的有效性,分别对 5 节点小型系统、30 节点微电网群以及考虑 DG 接入的微电网群进行分布式连续潮流计算。

3.1 5 节点系统

本文所采用的 5 节点小型系统网络拓扑图及相关设置如附录 C 第 C1 节所示。首先进行集中式连续潮流计算,分析加入无功约束对 PV 曲线的影响,然后进行分布式连续潮流计算,并与集中式连续潮流计算结果进行对比,验证算法的正确性。

3.1.1 无功约束影响分析

该系统中的节点 4 为 PV 节点,是任意选取的一个边界(联络线)撕裂节点,设置其无功功率上限 $Q_4^{\max} = 2 \text{ p.u.}$ 。采用集中式连续潮流算法,在第一阶段, λ 取值每次增加 1, LGCPF 算法中 PV 曲线点数 $N_{pv} = 50$, $\varepsilon_\lambda = 6$ 。节点 4 的无功功率曲线如图 2 所示(图中无功功率为标么值,后同),发电机的无功注入上升至无功功率上限值 2 p.u. 时,在考虑无功约束的情况下,发电机无功功率将维持在 2 p.u., MLP 为 (8.092, 2 p.u.),在不考虑无功约束的情况下,MLP 为 (9.696, 3.4 p.u.),因此引入互补约束能够起到无功限幅的作用。

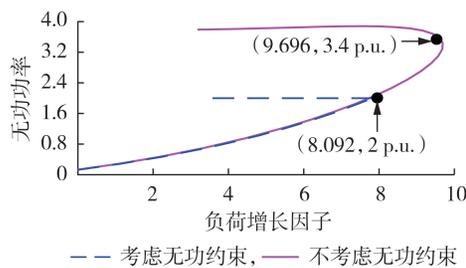


图2 节点4的无功功率曲线

Fig.2 Reactive power curves of Node 4

节点4的电压幅值曲线如图3所示(图中电压幅值为标么值,后同)。由图可以看出,尽管 t_β 以恒定步长增加,但 LGCPF 算法的解集中分布在 MLP 附近,计算出 MLP 后, t_β 逐渐增加,以较少的计算次数输出 PV 曲线,该特征本质上是由正切函数的性质决定的,正切函数能够以恒定步长较精确地计算出 MLP 附近的潮流解,得到最大负荷裕度,而其他位置潮流解的分布较稀疏,加快了整个连续潮流的计算速度。

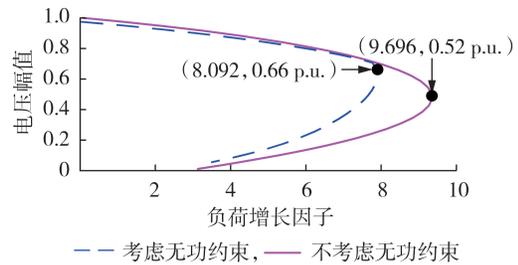


图3 节点4的电压幅值曲线

Fig.3 Voltage amplitude curves of Node 4

3.1.2 分布式连续潮流计算结果对比

采用分布式连续潮流算法对 5 节点系统进行计算,为了与集中式连续潮流算法进行区分,在第一阶段, λ 取值每次增加 1.1, LGCPF 算法中 $N = 40$,其他参数设置与集中式连续潮流算法一致。2 种算法下节点 4 的无功功率和电压幅值曲线对比分别如图 4 和图 5 所示。由两图可看出,2 种算法求解的曲线基本一致,考虑非光滑无功互补约束的分布式连续潮流算法也能够起到无功限幅的作用并自动进行节点类型转换。

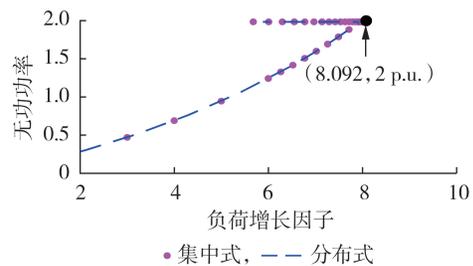


图4 2种算法下节点4的无功功率曲线对比

Fig.4 Comparison of reactive power curves of Node 4 between two algorithms

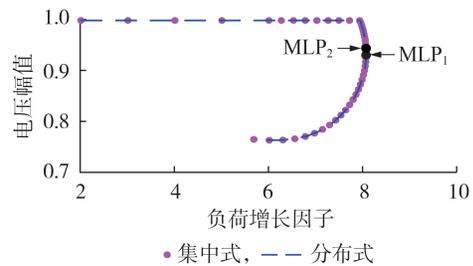


图5 2种算法下节点4的电压幅值曲线对比

Fig.5 Comparison of voltage amplitude curves of Node 4 between two algorithms

2 种算法得到的 MLP 稍有不同,集中式连续潮流算法得到的 MLP_1 为 (8.069 192, 0.933 728 p.u.), 分布式连续潮流算法得到的 MLP_2 为 (8.069 231, 0.935 646 p.u.), 二者的最大负荷增长因子之差约为 3.9×10^{-5} , 这表明局部几何参数化方法可较精确地计算出 MLP。同时,在无功功率达到上限后,节点 4 由 PV 节点转换为 PQ 节点,电压幅值开始降低,因此所加入的光滑

化互补约束方程能够有效识别关键约束转换点,自动进行节点类型转换,避免节点识别错误和节点类型频繁切换的问题。

3.2 30节点微电网群

为了进一步验证分布式连续潮流算法计算结果的准确性,采用30节点微电网群算例进行计算,具体网络拓扑图及相关设置如附录C第2节所示,该网络为复杂环网。该算法在实际微电网群中的应用分析如附录C第3节所示。

3.2.1 收敛性分析

为了验证分布式连续潮流计算划分方式的普适性,将30节点微电网群分别进行二、三、四分区,如附录C图C3所示。

30节点微电网群在3种分区方式下的收敛情况如图6所示,图中 r_0 为潮流失配残差。由图可知,各分区方式下均在7次迭代后收敛,且曲线减小趋势基本一致,边界协调函数残差减小到接近 10^{-10} ,这表明不同分区方式对本文算法的收敛性没有造成影响,本文算法对不同分区方式具有普适性。

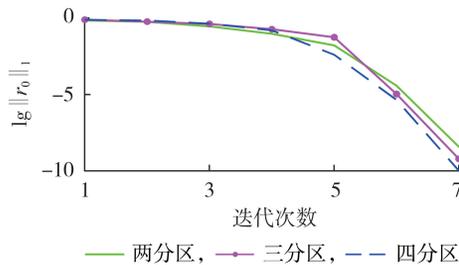


图6 30节点微电网群在3种分区方式下的收敛情况

Fig.6 Convergence condition of 30-node microgrid group under three regional division modes

3.2.2 考虑DG接入的30节点微电网群分析

在附录C第2节的30节点微电网群内考虑DG的接入,即增加电源节点,将DG节点等效为算法可以处理的节点,通过改变节点功率流向设定其连接电压控制型DG,将DG的输出功率看作是负的负荷。

设定4种方案,逐步增加DG的接入规模,采集节点3(微电网群内任一PQ节点)电压,结果如图7所示。各方案下的接入DG节点集合及MLP(小括

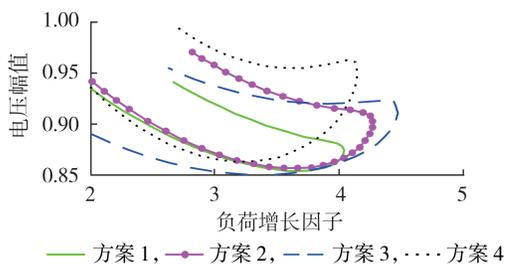


图7 各方案下节点3的电压幅值曲线

Fig.7 Voltage amplitude curves of Node 3 under each scheme

号中第2个数据为标么值)如表1所示。由图7和表1可知:本文算法能可靠收敛,且能够处理DG广泛接入的问题;随着DG接入规模的逐步增加,系统内节点电压幅值也逐步提高,符合普遍规律。

表1 各方案下的MLP对比

Table 1 Comparison of MLP among each scheme

方案	接入节点集合	MLP
1	{4, 12, 17}	(4.041 192, 0.874 533)
2	{4, 12, 16, 17, 19, 20}	(4.247 985, 0.912 108)
3	{4, 8, 12, 16, 17, 19, 20, 22, 24}	(4.450 743, 0.926 207)
4	{4, 8, 12, 16, 17, 19, 20, 22, 24, 27, 28, 30}	(4.176 541, 0.960 634)

4 结论

针对DG和新型电气化负荷的广泛接入,本文首先建立微电网群分布式连续潮流模型,结合局部几何参数化和JFNG算法,提出一种仅交换边界信息就可收敛的微电网群分布式连续潮流算法。该算法适用于微电网电压稳定分析,能够有效处理无功限幅约束,既能达到集中式连续潮流算法的计算效果,又能保护各子分区数据的隐私,并且避免了传统连续潮流计算时出现的节点类型频繁切换(计算效率低)、计算失败等问题。

本文通过算例分析互补约束对无功限幅及节点类型转换的作用,得到的分布式连续潮流算法的结果与集中式连续潮流算法的结果基本一致;结合30节点微电网群算例进行分布式连续潮流计算,结果表明,本文所提分布式连续潮流算法对于微电网群不同分区方式具有普适性,同时,结合不同网络拓扑的辐射状微电网群算例验证了本文算法在实际工程微电网群的可行性;考虑DG的广泛接入,通过递增DG接入规模观察节点电压幅值的变化情况,验证了本文算法的正确性。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] RIGTER J, VIDICAN G. Cost and optimal feed-in tariff for small scale photovoltaic systems in China[J]. Energy Policy, 2010, 38(11): 6989-7000.
- [2] 姚良忠,朱凌志,周明,等. 高比例可再生能源电力系统的协同优化运行技术展望[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(9): 36-43. YAO Liangzhong, ZHU Lingzhi, ZHOU Ming, et al. Prospects of coordination and optimization for power systems with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(9): 36-43.
- [3] 李增国,王锐,邢卫荣. 基于连续潮流和模态分析的电压稳定分析[J]. 电力自动化设备, 2009, 29(9): 81-84. LI Zengguo, WANG Rui, XING Weirong. Voltage stability analysis based on continuation power flow and modal analysis[J]. Electric Power Automation Equipment, 2009, 29(9): 81-84.
- [4] YUNTAO J, WENCHUAN W, BOMING Z, et al. Continuation power flow based on a novel local geometric parameterisation

- approach[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2014,8(5):811-818.
- [5] 郑浩,赵晋泉,杨乘胜,等. 节点约束统一的互补潮流模型及其应用[J]. 电力自动化设备,2016,36(2):124-128,135.
ZHENG Hao,ZHAO Jinquan,YANG Chengsheng, et al. Complementary power flow model with unified bus constraints and its application[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016,36(2):124-128,135.
- [6] 蔡广林,张勇军,蔡泽祥,等. 光滑化非线性互补约束的节点类型转换模型[J]. 中国电机工程学报,2008,28(31):29-34.
CAI Guanglin,ZHANG Yongjun,CAI Zexiang, et al. Bus type switch model based on smooth nonlinear complementarity constraints[J]. Proceedings of the CSEE,2008,28(31):29-34.
- [7] CHEN Y, SHEN C. A Jacobian-free Newton-GMRES(m) method with adaptive preconditioner and its application for power flow calculations[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006,21(3):1096-1103.
- [8] SHEN C, CHEN Y, HUANG S W. Grid-service based distributed power flow calculation[C]//2006 International Conference on Power System Technology. Chongqing, China: IEEE, 2006: 1-6.
- [9] 苏向敬,郭隆海,符杨,等. 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[J]. 电力自动化设备,2020,40(10):99-106.
SU Xiangjing, GUO Longhai, FU Yang, et al. Direct power flow algorithm for three-phase unbalanced island microgrid considering distributed power generation droop control and load static characteristics[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020,40(10):99-106.
- [10] 王晗,徐潇源,严正. 基于改进信赖域算法的孤岛交直流混合微电网潮流计算[J]. 电力系统自动化,2017,41(20):38-46.
WANG Han, XU Xiaoyuan, YAN Zheng. Power flow calculation of islanded AC-DC hybrid microgrid based on modified trust region method[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017,41(20):38-46.
- [11] 赵晋泉,张伯明. 连续潮流及其在电力系统静态稳定分析中的应用[J]. 电力系统自动化,2005,29(11):91-97.
ZHAO Jinquan, ZHANG Boming. Summarization of continuation power flow and its applications in static stability analysis of power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005,29(11):91-97.
- [12] 杨小煜,陈兴雷,刘赫川,等. 电力系统分析综合程序连续潮流算法的改进[J]. 电网技术,2017,41(5):1554-1560.
YANG Xiaoyu, CHEN Xinglei, LIU Hechuan, et al. Improvements of the algorithms of continuation power flow for PSASP[J]. Power System Technology, 2017,41(5):1554-1560.
- [13] 阮冲,刘金婵,陈宝平,等. 一种基于自适应步长控制与组合参数化的改进连续潮流计算方法[J]. 电力自动化设备,2018,38(10):184-190.
RUAN Chong, LIU Jinchan, CHEN Baoping, et al. An improved continuation power flow method based on adaptive controlled stepsize and combination of parameterization[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018,38(10):184-190.
- [14] 伍利,古婷婷,姚孝孝. 基于改进连续潮流法的静态电压稳定分析[J]. 电网技术,2011,35(10):99-103.
WU Li, GU Tingting, YAO Lixiao. Static voltage stability analysis based on improved continuation power flow[J]. Power System Technology, 2011,35(10):99-103.
- [15] 杨杉,同向前. 考虑分布式电源限流作用的主动配电网连续潮流计算[J]. 电力自动化设备,2017,37(10):57-62.
YANG Shan, TONG Xiangqian. Continuous power flow calculation for active distribution network with consideration of current limitation of distributed generation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017,37(10):57-62.
- [16] DING C, YAN W, REN Z Y, et al. Continuation power flow model for interconnected systems considering the electricity market influence and its corresponding distributed algorithm[J]. IEEE Access, 2019,7:75910-75924.
- [17] 王艳玲,韩学山,周晓峰. 含分布式电源的主从联合系统扩展连续潮流计算[J]. 电工技术学报,2012,27(9):93-100.
WANG Yanling, HAN Xueshan, ZHOU Xiaofeng. Expanded continuous power flow calculation of master-slave joint power system with distributed generators[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2012,27(9):93-100.
- [18] 王守相,黄丽娟,王成山,等. 分布式发电系统的不平衡三相潮流计算[J]. 电力自动化设备,2007,27(8):11-15.
WANG Shouxiang, HUANG Lijuan, WANG Chengshan, et al. Unbalanced three-phase power flow calculation for distributed power generation system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2007,27(8):11-15.
- [19] CHEN B T, CHEN X J, KANZOW C. A penalized Fischer-Burmeister NCP-function[J]. Mathematical Programming, 2000, 88(1):211-216.
- [20] DIAZ G, GONZALEZ-MORAN C. Fischer-Burmeister-based method for calculating equilibrium points of droop-regulated microgrids[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012,27(2):959-967.
- [21] 王建,陈颖,黄少伟,等. 基于KKT条件分解的互联电网分布式状态估计算法[J]. 电力系统自动化,2010,34(19):31-36.
WANG Jian, CHEN Ying, HUANG Shaowei, et al. A distributed state estimation method for interconnected power grid based on decomposition of KKT condition[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010,34(19):31-36.
- [22] CHEN Y, SHEN C, WANG J. Distributed transient stability simulation of power systems based on a Jacobian-free Newton-GMRES method[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009,24(1):146-156.
- [23] LIU X X, ZHAI K, ZAO L, et al. Parallel thermal analysis of 3-D integrated circuits with liquid cooling on CPU-GPU platforms[J]. IEEE Transactions on Very Large Scale Integration Systems, 2015,23(3):575-579.
- [24] LI Y, YAN Y, DEVEL M, et al. The GMRES method applied to the BEM extrapolation of solar free-force magnetic fields[J]. Astronomy & Astrophysics, 2007,470(3):1185-1191.

作者简介:



巨云涛

巨云涛(1985—),男,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为高比例可再生能源系统的分布自律-集中协同的稳定分析与优化调控技术、分布式协同能量管理系统(**E-mail**:juyuntaomail@163.com);

李嘉伟(2000—),男,硕士研究生,主要研究方向为高比例可再生能源系统的分布自律-集中协同的稳定分析与优化调控技术(**E-mail**:118381993986@163.com);

陈浩(1993—),男,工程师,硕士,主要研究方向为配电网规划、电磁兼容、电能质量等(**E-mail**:haochen_zju@163.com)。

(编辑 王锦秀)

(下转第136页 continued on page 136)

Review on wave energy power generation control technology

CHEN Jia, LAN Fei, GUO Haolin, LI Jinghua

(Guangxi Key Laboratory of Power System Optimization and Energy-Saving Technology,
Guangxi University, Nanning 530004, China)

Abstract: The control of wave energy power generation can effectively suppress the volatility of power output and significantly improve power quality, which is beneficial for the full utilization of wave energy. To provide researchers with a comprehensive understanding of the current research level and future research directions, the current study on wave energy power generation system control technology home and abroad in recent years is summarized. The distribution and hot issues of wave energy power generation control technology are analyzed. Based on the classification of the installation location of wave energy power generation devices, wave energy converter method, and power take-off mode, the wave energy power generation system is introduced. The wave energy power generation control technology is classified with the clues of maximum power tracking control and power quality control, the control principle, technical characteristics, and application situation are compared. Finally, the future research directions in this area are discussed and prospected. These results can provide references for further study on efficient conversion and stable output control of wave energy power generation.

Key words: wave energy power generation; control technology; maximum power point tracking control; power quality control; ocean energy utilization

(上接第77页 continued from page 77)

Distributed continuous power flow calculation of microgrid group based on local geometric parameterization and JFNG algorithm

JU Yuntao^{1,2}, LI Jiawei², CHEN Hao³, LIN Yi^{3,4}, WANG Jie²

(1. School of Electrical and Control Engineering, North China University of Technology, Beijing 100144, China;

2. College of Information and Electrical Engineering, China Agricultural University, Beijing 100083, China;

3. Economic and Technology Research Institute of State Grid Fujian Electric Power Co., Ltd., Fuzhou 350012, China;

4. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China)

Abstract: Since the reactive power amplitude limiting constraints is existed in the new electrification loads such as distributed generation and electric vehicles, the phenomenon of calculation failure caused by wrong identification of node types is existed when the load capacity of microgrid and connection ability between microgrids are analyzed by the traditional continuous power flow, which is not suitable for the distributed management mode of microgrid group. A local geometric parametric continuous power flow algorithm is proposed, it has the advantages such as easy decoupling of parametric equation and high calculation accuracy of bifurcation point compared with the arc length parameterization. Fischer-Burmeister complementary function is adopted to deal with the non-smooth reactive power amplitude limiting characteristics, and the frequent switching of node types is avoided. Based on the continuous power flow model and distributed framework of Jacobian-free Newton-generalized minimum residual (JFNG) algorithm, a distributed continuous power flow algorithm of microgrid group is proposed, which can converge only by exchanging boundary information. The effectiveness of the proposed algorithm is verified by the example results.

Key words: microgrid group; distributed computation; non-smooth amplitude limiting; continuous power flow calculation; local geometric parameterization; JFNG algorithm

$$\begin{aligned} c_{j+1} &= r / (r^2 + h^2)^{1/2} \\ s_{j+1} &= -h / (r^2 + h^2)^{1/2} \end{aligned} \quad (\text{A9})$$

因此，得到 $\bar{\mathbf{H}}_k$ 分解：

$$\mathbf{Q}_k \bar{\mathbf{H}}_k = \mathbf{R}_k \quad (\text{A10})$$

\mathbf{Q}_k 为 $(k+1) \times (k+1)$ 维矩阵，为一系列 $(k+1) \times (k+1)$ 维旋转矩阵连续相乘 $\mathbf{F}_k \mathbf{F}_{k-1} \dots \mathbf{F}_1$ ； \mathbf{R}_j 为 $(k+1) \times k$ 维上三角矩阵，最下面一行元素全为 0。由于 \mathbf{Q}_k 为单位正交阵，可以得到：

$$\begin{aligned} \mathbf{J}(\mathbf{y}) &= \|\beta \mathbf{e}_1 - \bar{\mathbf{H}}_k \mathbf{y}\| \\ &= \|\mathbf{Q}_k [\beta \mathbf{e}_1 - \bar{\mathbf{H}}_k \mathbf{y}]\| \\ &= \|\mathbf{g}_k - \mathbf{R}_k \mathbf{y}\| \end{aligned} \quad (\text{A11})$$

进一步研究式(A11)可发现，由于 \mathbf{R}_j 上三角矩阵最后一行元素全为 0，最小化问题可看成两部分，首先是求解 \mathbf{R}_j 去除最后一行、 \mathbf{g}_k 去除第 $(k+1)$ 元的线性方程组；而剩余范数即等于 \mathbf{g}_k 的第 $(k+1)$ 元。

A3.JFNG 算法流程及其收敛性：

JFNG 算法流程：

1. 开始：设初值 $\hat{\mathbf{x}}_0$ ，令 $\mathbf{q}_0 = (\mathbf{F}(\mathbf{y} + \sigma \hat{\mathbf{x}}_0) - \mathbf{F}(\mathbf{y})) / \sigma$

2. $\hat{\mathbf{r}}_0 = \mathbf{b} - \mathbf{q}_0, \hat{\mathbf{v}}_1 = \hat{\mathbf{r}}_0 / \|\hat{\mathbf{r}}_0\|_2, \mathbf{q}_1 = \hat{\mathbf{v}}_1$

3. For $j=1, \dots, m$ do

$$\mathbf{q}_{j+1} = (\mathbf{F}(\mathbf{y} + \sigma \mathbf{q}_j) - \mathbf{F}(\mathbf{y})) / \sigma$$

$$h_{i,j} = \mathbf{q}_{j+1}^T \hat{\mathbf{v}}_i, i=1, 2, \dots, j$$

$$\hat{\omega}_{j+1} = \mathbf{q}_{j+1} - \sum_{i=1}^j h_{i,j} \hat{\mathbf{v}}_i$$

$$\hat{h}_{j+1,j} = \|\hat{\omega}_{j+1}\|_2$$

$$\hat{\mathbf{v}}_{j+1} = \hat{\omega}_{j+1} / \hat{h}_{j+1,j}$$

4. $\hat{\mathbf{x}}_m = \hat{\mathbf{x}}_0 + \hat{\mathbf{V}}_m \hat{\mathbf{d}}_m$ ，其中 $\hat{\mathbf{d}}_m$ 最小化

$$\hat{\mathbf{J}}(\mathbf{d}) = \|\hat{\beta} \mathbf{e}_1 - \hat{\mathbf{H}}_m \mathbf{d}\|, \hat{\beta} = \|\hat{\mathbf{r}}_0\|_2, \hat{\mathbf{H}}_m = (\hat{h}_{ij}) \in R^{(m+1) \times m}$$

JFNG 算法不崩溃的条件为 $h_{j+1,j} \neq 0, j=1, 2, \dots, m$ 。可以假设前 m 列 Arnoldi 向量都计算完成，即 $h_{j+1,j} \neq 0, j=1, 2, \dots, m$ ；若 $h_{j+2,j+1} \neq 0$ ，那么 \mathbf{R}_{j+1} 的对角元 $r_{j+1,j+1}$ 满足：

$$r_{j+1,j+1} = (c_{j+1} r - s_{j+1} h_{j+2,j+1}) = (r^2 + h_{j+2,j+1}^2)^{1/2} > 0 \quad (\text{A12})$$

因此， \mathbf{R}_m 的对角元都大于 0，在此条件下最小二乘问题总会有解。

$$\mathbf{J}(\mathbf{y}) = \|\beta \mathbf{e}_1 - \bar{\mathbf{H}}_k \mathbf{y}\| = \|\mathbf{Q}_k [\beta \mathbf{e}_1 - \bar{\mathbf{H}}_k \mathbf{y}]\| = \|\mathbf{g}_k - \mathbf{R}_k \mathbf{y}\| \quad (\text{A13})$$

假设 $h_{j+1,j} = 0$ ，则向量 \mathbf{v}_{j+1} 模为 0，但由 Arnoldi 过程可以得到

$$\mathbf{A} \mathbf{V}_j = \mathbf{V}_j \mathbf{H}_j \quad (\text{A14})$$

如果 \mathbf{A} 非奇异，则 \mathbf{H}_j 也非奇异，则可得到：

$$\mathbf{J}(\mathbf{y}) = \|\beta \mathbf{v}_1 - \mathbf{V}_j \mathbf{H}_j \mathbf{y}\| = \|\mathbf{V}_j [\beta \mathbf{e}_1 - \mathbf{H}_j \mathbf{y}]\| = \|\beta \mathbf{e}_1 - \mathbf{H}_j \mathbf{y}\| \quad (\text{A15})$$

由 \mathbf{H}_j 非奇异，当 $\mathbf{y} = \mathbf{H}_j^{-1} \beta \mathbf{e}_1$ 时，(A15) 范数为 0，解 \mathbf{x}_j 为精确解。

还可以反证，假设 \mathbf{x}_j 为精确解， $\mathbf{x}_i (i=1, 2, \dots, j-1)$ 非精确，则 $r_j = 0, r_i \neq 0 (i=0, 1, \dots, j-1)$ 。而剩余范数即为 $s_j e_j^T \mathbf{g}_{j-1}$ ，即将第 $j-1$ 步剩余范数乘以 s_j ；由于第 $j-1$ 步剩余范数不为 0，因此可以得到 $s_j = 0$ ，即 $h_{j+1,j} = 0$ 。算法停止同时也得到精确解。所以也被国外学者称为“lucky breakdown”。因此也可以得到推论：对于 $N \times N$ 阶问题，该算法最多迭代 N 次终止。

附录 B

B1 分布式潮流计算流程图

分布式潮流计算的具体步骤如图 B1 所示。

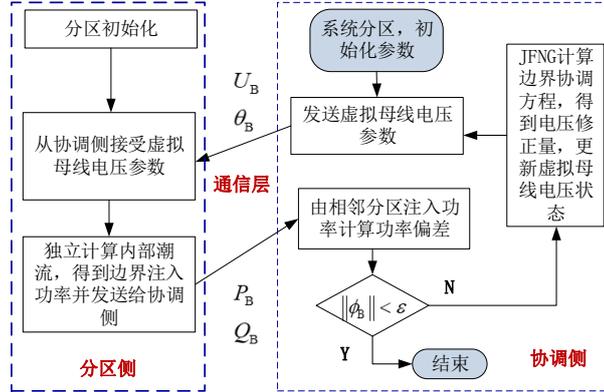


图 B1 分布式潮流计算流程

Fig.B1 Distributed power flow calculation process

B2 分布式连续潮流计算

1) 局部几何参数化。

定义几何参数:

$$t_{\beta}^k = \tan \beta^k = \frac{\lambda^k - \lambda^0}{U_{fc}^k - U_{fc}^0} = \frac{\lambda^k - 1}{U_{fc}^k - U_{fc}^0} \quad (B1)$$

其中 (U_{fc}^0, λ^0) 为 $\lambda=1$ 时的潮流解, 即 $\lambda^0=1$ 。 (U_{fc}^k, λ^k) 为第 k 次连续潮流的解, 一般选择电压随 λ 变化最敏感的节点为局部几何参数化节点, 其电压满足:

$$\left| \frac{\Delta U_{fc}}{\Delta \lambda} \right| = \max \left\{ \left| \frac{\Delta U_1}{\Delta \lambda} \right|, \left| \frac{\Delta U_2}{\Delta \lambda} \right|, \dots, \left| \frac{\Delta U_n}{\Delta \lambda} \right| \right\} \quad (B2)$$

上式为局部几何参数化节点的选取原则, 而几何参数描述了 λ 与 U_{fc} 之间的关系。如图 B2 所示, β^k 为连接点 (U_{fc}^0, λ^0) 与点 (U_{fc}^k, λ^k) 的辅助线与纵轴的夹角。点 (U_{fc}^0, λ^0) 称为初始选择点 (Initial Chosen Point, ICP), 也为连续潮流所构 PV 曲线的起始点。根据 t_{β}^k 值可得到由初始点出发的辅助线, 其与 PV 曲线将有两个交点, 其中一个即为 ICP, 另一个点即为第 k 次连续潮流所要求的解。局部几何参数化方法思想即是求解此类辅助线与 PV 曲线的交点, 因此需要在每一次 LGCPF 前给定对应的 t_{β}^k , 此步骤由预测环节负责完成。

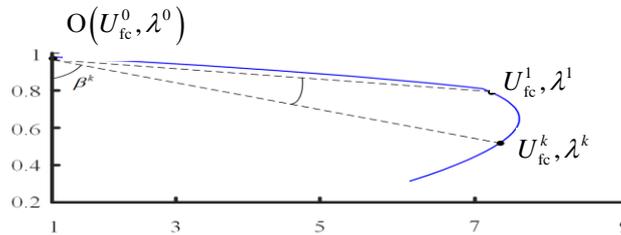


图 B2 PV 曲线与局部几何参数化方法

Fig.B2 PV Curve and Local Geometry Parameterization Methods

2) 预测。

预测环节中, 主要任务为更新 t_{β} 值以获得下一次连续潮流解。 t_{β} 的更新值为:

$$t_{\beta} = t_{\beta} + \Delta t_{\beta} \quad (B3)$$

$$\Delta t_{\beta} = \frac{\lambda^1 - \lambda^0}{N_{PV}(U_{fc}^0 - U_{fc}^1)}, \quad N_{PV} \in [20, 100]$$

其中 (U_{ic}^1, λ^1) 表示第一次采用局部几何参数化的潮流点， N_{pv} 一般在 [20,100] 区间内选取，可视具体的精度要求自行调整。如图 B3 所示，在 MLP 附近，尽管步长 Δt_β 恒定，但角度 β 的增加量很小，因此能够较为准确地定位 MLP。

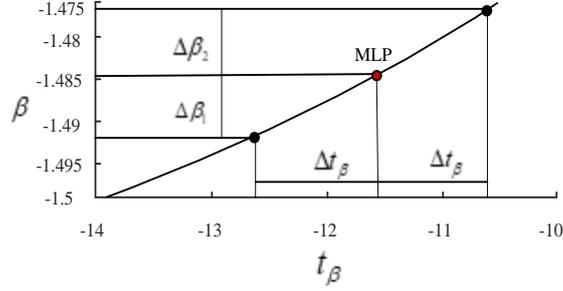


图 B3 MLP 附近 t_β 与 β 关系

Fig.B3 The relationship between t_β and β near MLP

3) 校正。

由式(B1)可以得到参数化方程：

$$h(\mathbf{U}_B, \lambda) = t_\beta (U_{ic} - U_{ic}^0) - (\lambda - \lambda^0) = 0 \quad (B4)$$

结合式(18)并计及无功电压互补约束，可以得到 LGCPF 方程

$$\begin{cases} f(\mathbf{x}, \lambda) = 0 \\ h(U_{ic}, \lambda) = 0 \\ \rho_i(U_i, Q^{gen}, \mu) = 0 \end{cases} \quad (B5)$$

理论上 ICP 也可以满足方程 B5，但 LGCPF 将本次的潮流解作为了下一次计算的初值，而在 Δt_β 较小时，ICP 相比于希望获得的解离初值较远。同时，JFNG 算法的局部收敛性确保了所得解为距离初值最近的解，而非 ICP。由此可以得到连续潮流计算方法，包含两个阶段：第一阶段从 $\lambda = 1$ 开始计算潮流方程(17)，得到初始选择点 (U_{ic}^0, λ^0) 。持续增加 λ 直至有一个 PV 节点无功即将越限，进入 LGCPF 阶段：

步骤 1：参数化。选择电压随 λ 变化最敏感的节点为局部几何参数化节点，通过式(B1)计算 t_β 初始值。

步骤 2：预测。由式(B3)计算步长并更新 t_β 。

步骤 3：校正。由方程(B5)计算潮流解 $[\mathbf{x}, \lambda]^T$ 。

步骤 4：若 $\lambda < \varepsilon$ （阈值，为常数），则输出 P-V 曲线；否则返回步骤 2。

附录 C

C1 5节点系统

5节点系统通过边界撕裂得到两个分区，网络拓扑图见下图 C1，分区 1 母线集合为{1,2,4}，分区 2 母线集合为{3,5}，平衡母线 5 连接分布式电源，PV 母线 4 连接分布式电源。初始化采用平启动方式，协调方程收敛参数 $\epsilon = 10^{-7}$ 。

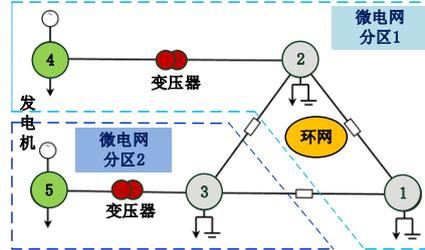


Fig.C1 5-node system topology

C2 30节点微电网群

30节点微电网群是由 matpower 的 30节点算例改进而来，具体改变为将电阻大于电抗，同时分布式电源的出力小于 50MW。母线 1 为系统平衡节点，母线 2、13、22、23 和 27 分别连接电压控制型 DG，其拓扑结构和分区方式分别如图 C2 和图 C3 所示：

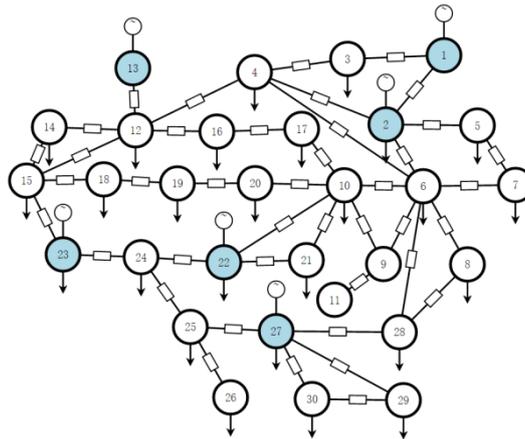
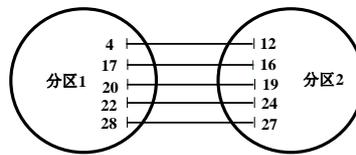
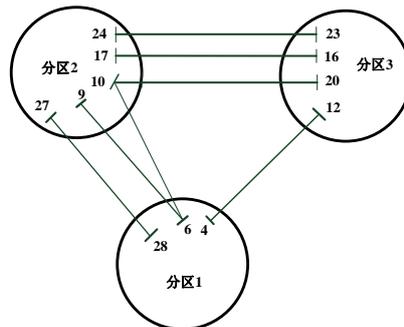


图 C2 30 节点微电网群拓扑结构

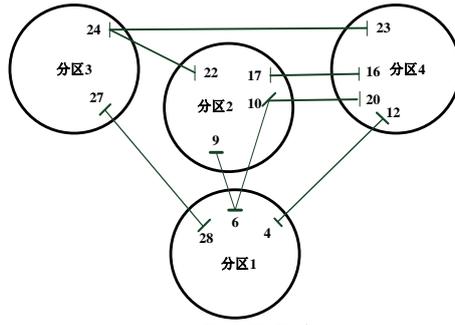
Fig.C2 30-node microgrid cluster topology



(a) 两分区示意图



(b) 三分区示意图



(c) 四分区示意图

图 C3 30 节点系统不同分区方式示意图

Fig. C3 Schematic diagram of different partitioning methods of 30-node system

C3 实际微电网群系统

为研究本文所提算法在实际微电网群内和不同网络结构下的适用性，给出如图 C4 所示的 29 节点系统拓扑结构，其采用辐射状结构。母线 1 为平衡节点，母线 17、25 和 27 分别连接电压控制型 DG。

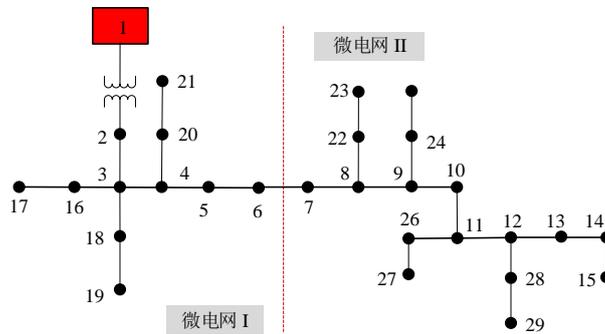


图 C4 29 节点实际微电网群系统结构

Fig.C4 Structure of 29-bus actual multi-microgrid system

采集边界协调方程残差与迭代次数关系如表 C1 所示，经 6 次迭代后，边界协调方程残差减小到 10^{-9} ，证明了所提分布式连续潮流算法在辐射状结构网络的实际工程中仍然可行。

表 C1 边界协调方程残差与迭代次数关系

Table C1 Residual error of boundary coordination equation and number of iterations

迭代次数	边界协调方程残差
1	9.242719
2	1.582149
3	0.0171979
4	1.206375×10^{-4}
5	4.573536×10^{-7}
6	7.552632×10^{-9}