

全局输配电网电压稳定故障筛选与排序的分布式计算方法

赵晋泉¹, 汤建军¹, 林青¹, 吴迪², 汤伟², 杨铨², 胡晓飞²

(1. 河海大学 可再生能源发电技术教育部工程研究中心, 江苏 南京 210098;

2. 国网安徽省电力有限公司, 安徽 合肥 230061)

摘要:随着传统配电网向含大量分布式电源的主动配电网转变, 输电网、配电网电压稳定评估已不再适宜各自独立计算。基于输电网、配电网分属于不同控制中心调控, 提出一种全局输配电网电压稳定故障筛选与排序的分布式计算方法。该方法分为两阶段: 阶段1中采用输配电网主从分裂分布式潮流工具在系统要求最小负荷裕度值的工况下进行各预想故障的潮流计算, 采用最优乘法子法筛选出潮流不可解的严重故障; 阶段2中采用基于输配电网分布式连续潮流的步长加速二次曲线拟合方法计算严重故障的负荷裕度并进行排序。由1个IEEE 118节点输电网和2个IEEE 33节点配电网组成的全局输配系统的仿真算例表明所提方法能够快速可靠地实现全局输配电网电压稳定故障筛选与排序。

关键词:全局输配电网; 电压稳定; 故障筛选与排序; 分布式计算; 分布式连续潮流

中图分类号: TM 712

文献标志码: A

DOI: 10.16081/j.epae.202008032

0 引言

电压崩溃是当代电力系统面临的主要风险之一。在线电压稳定监视和控制已经成为能量管理系统(EMS)的一个重要组件。传统的输电网、配电网电压稳定评估是相互独立进行的。在输电网电压稳定评估中配电网被处理为等值负荷, 忽略了输电网、配电网之间的交互影响, 尤其在配电网成为限制输配全网电压稳定裕度的关键因素时, 该方法会导致全网电压稳定评估结果过于乐观^[1-2]。同时, 随着分布式电源(DG)在配电网中的渗透率日益提高, 配电网逐渐向含大量不同类型DG的主动配电网(ADN)转变^[3-4], 输电网的电压稳定评估与控制需要严格计及配电网的无功电压支撑作用。因此, 将配电网进行简单等值的计算模式不再可靠^[5]。近年来, 关于输配电网一体化分布式电压稳定评估方法的研究成为热点^[6-10]。其中, 电压稳定故障筛选与排序是从大量预想故障中根据电压稳定指标快速筛选出威胁到系统安全稳定运行的严重故障(包括失稳故障)并且给出相应的排序。它是电压稳定评估的三大任务之一, 也是决定电压稳定分析是否能够在线实用化的关键^[11]。

目前还没有关于全局输配电网一体化分布式电压稳定快速故障筛选与排序的研究成果。该问题需要解决2个核心问题: 一是快速计算问题, 二是分布

式计算问题。

对于第1个问题, 在输电网电压稳定故障筛选与排序研究中, 文献[11]在特定工况下, 采用最优乘法子技术计算所有开断支路潮流进行故障筛选, 并采用连续潮流对严重故障进行排序。文献[12-13]通过迭代过滤技术筛选出严重故障后, 采用基于连续潮流的三点曲线拟合法进行相应排序, 通过逐次迭代有效地选择能计算出较为准确的负荷裕度的拟合点。文献[14]提出两阶段方法用于故障筛选与排序, 第1阶段结合灵敏度的负荷裕度估算方法和电压降预估方法(2次潮流解)筛选出严重故障, 第2阶段采用改进的二次曲线预估方法对严重故障进行排序。文献[15]首先根据电压稳定临界点牛顿迭代方程组的特殊格式进行降阶, 求解降阶后的特征方程得到负荷裕度, 有效减少了计算量。文献[16]基于电压稳定概率评估模型, 提出一种考虑新能源不确定性的静态电压稳定故障筛选与排序方法。

对于第2个问题, 在输配电网分布式计算研究方面, 文献[17]较早提出用于输配电网一体化分析的全局潮流概念, 并提出求解全局潮流方程(GPF)的主从分裂(MSS)迭代法。在此基础上, 文献[8]将分裂迭代法运用到静态安全分析的快速故障筛选与排序中, 解决了输电网独立计算时故障筛选结果不准确的问题。文献[9]采用分裂迭代法进行输配电网一体化电压稳定评估, 对比分析输配电网一体化分析和独立分析的电压稳定评估结果, 验证了输配电网一体化分析的准确性。在此基础上, 文献[10]详细分析了配电网中DG对全局输配电网电压稳定的影响, 提出计及DG低压脱网的分布式连续潮流计算方法。

本文提出一种全局输配电网一体化电压稳定故

收稿日期: 2020-01-08; 修回日期: 2020-06-29

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(51577049); 国家电网公司科技项目(XT-71-17-008)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51577049) and the Science and Technology Project of State Grid Corporation of China(XT-71-17-008)

障筛选与排序的分布式方法。将问题分为快速故障筛选和严重故障排序2个阶段:阶段1在预先定义的负荷裕度阈值的潮流工况下,通过分布式潮流计算辨识严重故障和轻微故障;阶段2采用步长加速二次曲线拟合法快速估算严重故障负荷裕度并排序,实现速度与精度的折中。2个阶段分别采用基于主从分裂法的分布式潮流和分布式连续潮流技术实现输电网2级多控制中心之间的分布式计算。对由1个IEEE 118节点输电网与2个IEEE 33节点配电网组成的全局输电网算例进行仿真,结果验证了本文方法的有效性。

1 输配一体化故障筛选与排序的两阶段法

本文以一个预定义发电负荷增长方向下的有功负荷裕度为电压稳定评估指标。电力系统中的大多预想故障属于轻微故障,少数预想故障属于严重故障。前者的负荷裕度大于系统要求的阈值,对系统电压稳定性影响不大;后者的负荷裕度小于系统要求的阈值,对系统的电压稳定性有较大影响。不同故障的负荷裕度如图1所示,图中 $P_{\text{clg, req}}$ 为系统要求的故障后负荷裕度阈值,由电网运行人员根据系统状态确定。

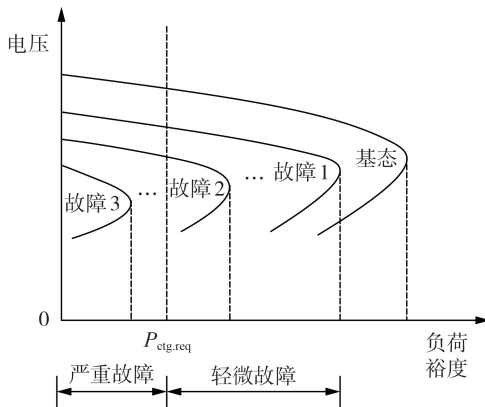


图1 不同故障的负荷裕度

Fig.1 Load margins of different contingencies

基于此,本文将全局电网电压稳定故障筛选与排序问题分为快速故障筛选和严重故障排序2个阶段。在阶段1中,计算输配电网在每个预想故障 $P_{\text{clg, req}}$ 负荷水平下的潮流解,若计算收敛,则认为相应故障后系统的负荷裕度大于 $P_{\text{clg, req}}$ 为轻微故障;若潮流无解,则认为故障后系统的负荷裕度小于 $P_{\text{clg, req}}$ 为严重故障。采用基于主从分裂的输配电网分布式最优乘子潮流^[10-11]进行计算,潮流计算本身的快速性实现了少量严重故障的快速筛选。在阶段2中仅对少量严重故障计算负荷裕度并排序,采用基于输配电网分布式连续潮流的步长控制二次曲线拟合法实现速度与精度的折中。

2 发电和负荷增长模式计算

输电网发电有功增长总量应等于所有配电网负荷有功增量之和,即满足:

$$\sum_{j=1}^{N_{T,g}} \Delta P_{T,g,j} = \sum_{i=1}^n \sum_{h=1}^{N_{D,i}} \Delta P_{D,i,h} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{D,i} \quad (1)$$

其中, $\Delta P_{T,g,j}$ 为输电网中第 j 台发电机有功发电增长量; $N_{T,g}$ 为输电网中发电机数量; $\Delta P_{D,i}$ 为第 i 个配电网中负荷总有功分摊量; $\Delta P_{D,i,h}$ 为第 i 个配电网中第 h 个负荷的有功增长量; $N_{D,i}$ 为第 i 个配电网中的有功负荷增长节点数; n 为配电网数量。

输电网控制中心负责将 $P_{\text{clg, req}}$ 分摊到每台发电机,分摊规则可由输电网运行人员根据日前发电计划(或现货市场出清结果)等信息来设定。本文给出一种简单的按照发电机有功裕量进行分摊的方案:

$$\Delta P_{T,g,j} = P_{\text{clg, req}} \frac{P_{T,g,j,\text{max}} - P_{T,g,j,0}}{\sum_{i=1}^n (P_{T,g,i,\text{max}} - P_{T,g,i,0})} \quad (2)$$

其中, $P_{T,g,j,0}$ 和 $P_{T,g,j,\text{max}}$ 分别为输电网中第 j 台发电机有功初始值和最大值。输电网控制中心还负责将 $P_{\text{clg, req}}$ 分摊到每个配电网负荷增长量,并下发给各配电网,即本文第 i 个配电网中负荷增长总量定义为:

$$\Delta P_{D,i} = P_{\text{clg, req}} \frac{P_{D,i,0}}{\sum_{k=1}^n P_{D,k,0}} \quad (3)$$

其中, $P_{D,i,0}$ 为第 i 个配电网中负荷总有功初始值。配电网控制中心负责将 $\Delta P_{D,i}$ 再以某种方式(如可以根据母线短期负荷预测信息来定义)分摊给其各个负荷,本文按照负荷初值比例分摊:

$$\Delta P_{D,i,h} = \Delta P_{D,i} \frac{P_{D,i,h,0}}{\sum_{k=1}^{N_{D,i}} P_{D,i,k,0}} \quad (4)$$

其中, $P_{D,i,h,0}$ 为第 i 个配电网中第 h 个负荷有功初始值。无功负荷的增长与其有功增长成比例,即:

$$\Delta Q_{D,i,h} = \alpha_{D,i,h} \Delta P_{D,i,h} \quad (5)$$

其中, $\alpha_{D,i,h}$ 为负荷功率比例系数。实际工程中发电负荷增长方式可由电网运行人员根据电网情况给定。

需要说明的是,常规输电网连续潮流的负荷增长模式中,各配电网被处理为一个等值负荷,并以公共耦合点(PCC)等值功率初始值进行负荷增长,不考虑配电网内部各负荷点的增长模式。本文分布式计算负荷增长模式中,各配电网负荷按照其内部各负荷点的初始负荷进行增长,系统总有功发电量等于各配电网所有负荷点的有功负荷增长量和配电网

损耗之和。

3 基于输配电网分布式潮流计算的严重故障筛选

对每个预想故障,本文采用基于主从分裂法的输配电网分布式最优乘子潮流^[6-7]计算系统要求的负荷裕度阈值工况下的故障后潮流解。需要说明的是,输配电网基态时该负荷水平下的潮流解可通过文献[6]的分布式连续潮流工具得到。输配电网分布式潮流计算可分为输电网潮流计算子问题、配电网潮流计算子问题和边界节点(即PCC)协调计算子问题。

3.1 预想故障下输电网潮流计算子问题

$$f_{T,p}(\mathbf{x}_T, \mathbf{x}_{pcc}) + \Delta \mathbf{P}_{T,g} = 0 \quad (6)$$

$$f_{T,q}(\mathbf{x}_T, \mathbf{x}_{pcc}) = 0 \quad (7)$$

$$f_{D_i, pcc, p}(\mathbf{x}_T, \mathbf{x}_{D_i, pcc}) - P_{D_i, pcc} = 0 \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (8)$$

$$f_{D_i, pcc, q}(\mathbf{x}_T, \mathbf{x}_{D_i, pcc}) - Q_{D_i, pcc} = 0 \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (9)$$

其中, $\mathbf{x}_T$ 和 $\mathbf{x}_{pcc}$ 分别为输电网和边界节点的状态向量; $\Delta \mathbf{P}_{T,g}$ 为输电网有功发电增长向量; $\mathbf{x}_{D_i, pcc}$ 为 $\mathbf{x}_{pcc}$ 中对应第 i 个配电网的状态变量; $P_{D_i, pcc}$ 和 $Q_{D_i, pcc}$ 分别为边界节点的等值有功和无功功率。式(6)、(7)分别为不含边界节点的输电网节点有功和无功潮流方程;式(8)、(9)分别为边界节点的有功和无功潮流方程。

3.2 预想故障下配电网潮流计算子问题

$$f_{D_i, p}(\mathbf{x}_{D_i, pcc}, \mathbf{x}_{D_i}) - \Delta \mathbf{P}_{D_i, l} = 0 \quad (10)$$

$$f_{D_i, q}(\mathbf{x}_{D_i, pcc}, \mathbf{x}_{D_i}) - \Delta \mathbf{Q}_{D_i, l} = 0 \quad (11)$$

$$P_{D_i, pcc} - f_{D_i, pcc, p}(\mathbf{x}_{D_i, pcc}, \mathbf{x}_{D_i}) = 0 \quad (12)$$

$$Q_{D_i, pcc} - f_{D_i, pcc, q}(\mathbf{x}_{D_i, pcc}, \mathbf{x}_{D_i}) = 0 \quad (13)$$

其中, $\mathbf{x}_{D_i}$ 为第 i 个配电网的状态向量; $\Delta \mathbf{P}_{D_i, l}$ 和 $\Delta \mathbf{Q}_{D_i, l}$ 分别为第 i 个配电网节点负荷的有功和无功增长向量。式(10)、(11)为配电网潮流平衡方程;式(12)、(13)分别为配电网平衡节点(PCC)有功和无功方程,不参与潮流迭代计算。需要说明的是,考虑到配电网常处于三相不平衡的运行状态,因此与文献[18]相同,本文配电网采用三相模型。

配电网中DG的并网形式多样。目前电力电子变换器由于具有较好的控制特性得到了较为广泛的应用^[19-20]。在分布式潮流计算中,根据电力电子变换器控制策略的不同,并网DG可以被处理成PV、PQ、PI这3种不同类型的节点。当PV、PQ类型的DG并网电流越限时,其将被转换为PI类型节点^[18]。需要说明的是,由于DG的有功出力具有不确定性,本文设定其不承担有功负荷增量的平衡。

3.3 边界节点协调子问题

输电网潮流计算后得到边界节点电压,并传递给各配电网,各配电网收到来自输电网的信息后进行潮流计算得到其平衡节点等值功率,并返回给输电网,依此进行,直到满足如下收敛条件:

$$\begin{cases} \max_{i=1,2,\dots,n} |P_{D_i, pcc}^{k+1} - P_{D_i, pcc}^k| < \varepsilon \\ \max_{i=1,2,\dots,n} |Q_{D_i, pcc}^{k+1} - Q_{D_i, pcc}^k| < \varepsilon \\ \max_{i=1,2,\dots,n} |V_{D_i, pcc}^{k+1} - V_{D_i, pcc}^k| < \varepsilon \end{cases} \quad (14)$$

其中, $V_{D_i, pcc}$ 为边界节点电压幅值;上标 k 为迭代次数; ε 为收敛精度。需要说明的是,本文输电网采用单相模型,而配电网采用三相模型,协调计算中单相的转换见文献[18]。

4 基于输配电网分布式连续潮流步长加速二次曲线拟合的严重故障排序

阶段2的任务是对阶段1得到的严重故障计算较精确的负荷裕度并进行排序。本文提出采用基于输配电网分布式连续潮流技术的步长加速二次曲线拟合法快速估算严重故障下系统的负荷裕度。

4.1 输配电网分布式连续潮流

输配电网一体化分布式连续潮流计算可分为输电网连续潮流计算子问题、配电网连续潮流计算子问题和边界节点协调子问题^[6]。

4.1.1 输电网连续潮流计算子问题

$$f_{T,p}(\mathbf{x}_T, \mathbf{x}_{pcc}) + \lambda \Delta \mathbf{P}_{T,g} = 0 \quad (15)$$

$$f_{T,q}(\mathbf{x}_T, \mathbf{x}_{pcc}) = 0 \quad (16)$$

$$f_{D_i, pcc, p}(\mathbf{x}_T, \mathbf{x}_{D_i, pcc}) - P_{D_i, pcc} = 0 \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (17)$$

$$f_{D_i, pcc, q}(\mathbf{x}_T, \mathbf{x}_{D_i, pcc}) - Q_{D_i, pcc} = 0 \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (18)$$

$$V_{T, \beta}^{k+1} - V_{T, \beta}^k = \Delta V \quad (19)$$

其中, λ 为负荷参数; $V_{T, \beta}^{k+1}$ 和 $V_{T, \beta}^k$ 分别为节点 β 当前运行点潮流解和上一次迭代的运行点潮流解中的电压幅值,节点 β 为迭代过程中电压幅值下降最快的节点; ΔV 为步长。式(15)、(16)为输电网参数化潮流方程;式(19)为一维局部参数化方程。

4.1.2 配电网连续潮流计算子问题

配电网连续潮流计算采用自然参数化方法,其扩展潮流方程为:

$$f_{D_i, p}(\mathbf{x}_{D_i, pcc}, \mathbf{x}_{D_i}) - \lambda \Delta \mathbf{P}_{D_i, l} = 0 \quad (20)$$

$$f_{D_i, q}(\mathbf{x}_{D_i, pcc}, \mathbf{x}_{D_i}) - \lambda \Delta \mathbf{Q}_{D_i, l} = 0 \quad (21)$$

$$P_{D_i, pcc} - f_{D_i, pcc, p}(\mathbf{x}_{D_i, pcc}, \mathbf{x}_{D_i}) = 0 \quad (22)$$

$$Q_{D_i, pcc} - f_{D_i, pcc, q}(\mathbf{x}_{D_i, pcc}, \mathbf{x}_{D_i}) = 0 \quad (23)$$

式(20)、(21)为第*i*个配电网的参数化潮流方程。

需要说明2点:一是输配电网分布式连续潮流计算中输、配电网子问题采用的参数化方法不是固定不变的,可能会根据需要进行切换,参见文献[6];二是上述模型中,为简洁未列出发电机或DG无功上下限不等式约束,实际求解迭代时采用节点类型双向转换逻辑来考虑。

4.1.3 边界节点协调子问题

在输配电网一体化连续潮流分布式求解过程中,在输电网的校正环节,计算式(15)~(19)可得系统各节点状态变量,并将边界节点状态变量 $x_{D_i, pcc}$ 和 λ 传递给各配电网。第*i*个配电网收到协调信息后,以 $x_{D_i, pcc}$ 为平衡节点的状态变量计算式(20)~(23),得到系统各节点状态变量和平衡节点等值负荷功率,并传递给输电网。对输配电网不断重复上述交互协调步骤,直至满足如下收敛条件:

$$\begin{cases} \max_{i=1,2,\dots,n} |P_{D_i, pcc}^{k+1} - P_{D_i, pcc}^k| < \varepsilon \\ \max_{i=1,2,\dots,n} |Q_{D_i, pcc}^{k+1} - Q_{D_i, pcc}^k| < \varepsilon \\ \max_{i=1,2,\dots,n} |V_{D_i, pcc}^{k+1} - V_{D_i, pcc}^k| < \varepsilon \\ |\lambda^{k+1} - \lambda^k| < \varepsilon \end{cases} \quad (24)$$

4.2 二次曲线拟合法步长加速策略

输电网中节点*m*的PV曲线可用如下二次曲线公式表示:

$$\lambda = a + bV_m + cV_m^2 \quad (25)$$

其中, a 、 b 和 c 为二次曲线参数; V_m 为节点*m*的电压幅值。将该式等号两边对 λ 求导得:

$$1 = bV'_m + 2cV_m V'_m \quad (26)$$

本文选择输配电网故障下的初始潮流点($V_1, \lambda = 0$)作为拟合曲线的第1点。在 $\lambda_{ctg, req}$ (即 $P_{ctg, req} / \sum_{j=1}^{N_{T,g}} \Delta P_{T,g-j}$)的基础上,以比例 w 逐步减轻负荷,并以此时的负荷水平作为分布式连续潮流的步长,当某运行点的分布式潮流收敛时,将其潮流解作为二次曲线拟合的第2点(V_2, λ_2),并计算该运行点的电压对 λ 的偏导数 V'_2 。将计算得到的($V_1, 0$)、(V_2, λ_2)和 V'_2 代入式(25)、(26)得到二次曲线参数,并用式(27)估计故障时系统的负荷裕度。

$$\lambda_{BP, est} = a - b^2 / (4c) \quad (27)$$

其中, $\lambda_{BP, est}$ 为二次曲线拟合法预估得到的负荷裕度值。当 $\lambda_{BP, est}$ 满足式(28)所示判据时,则可以作为故障严重程度排序的依据。

$$(\lambda_{BP, est} - \lambda_2) / \lambda_2 < \delta \quad (28)$$

其中, δ 为一个预设的判断值,本文取0.1。若不满足上述判据,则需要改变步长,计算系统PV曲线的第3点,以该运行点(V_3, λ_3)作为二次曲线拟合的第2点以获得更精确的负荷裕度估计值。计算PV曲线第3点的分布式连续潮流步长为:

$$l_{step} = \alpha (\lambda_{BP, est} - \lambda_2) \quad (29)$$

其中, α 为步长因子,本文取0.8。

上述做法继承了文献[14]的思想,即二次曲线拟合负荷裕度估计方法中第2点距离稳定临界点越近则估计值越准确。本文同样采用多计算1点,以增加小的计算代价来提高估算精度。需要指出的是,本文方法在第2点的确定上,针对输配电网分布式计算的特殊性,采用门槛值 $P_{ctg, req}$ 确定步长而非基于灵敏度分析估算,这与文献[14]不同。

5 算例分析

本文采用由1个IEEE 118节点输电网与2个IEEE 33节点配电网组成的全局电网算例进行仿真分析,以验证所提全局输配电网电压稳定故障筛选与排序的分布式方法的有效性。

5.1 算例构造

以IEEE 118节点输电网的节点11、78作为PCC。输电网、配电网的功率基准值分别为100 MV·A和10 MV·A,总负荷有功功率分别为3 527.00 MW和140.77 MW。其中输电网节点11和78所连接配电网的节点10、17、24、32分别接入不同类型的DG。各类型DG的参数如附录中表A1所示。由此构成的输配全局系统中,输电网共有186条支路,进行N-1开断故障分析(不考虑支路故障导致发电机或负荷孤岛运行的情况),预想故障集共有177条支路故障。负荷增长方式为:输电网和配电网内各节点均维持原负荷功率因数增长,所增长负荷由输电网各发电机按有功裕量比例分担。

5.2 故障筛选与排序分析

基态时计算系统最大负荷裕度为3 436.87 MW。本文设定该系统要求的最小负荷裕度为最大裕度值的75%(即 $P_{ctg, req} = 2 577.65$ MW)。计算此时的潮流工况,并采用最优乘法计算该工况下的开断潮流。若全局输配电网分布式潮流能够收敛到稳定解,则为轻微故障;若潮流不能收敛,则为严重故障。采用本文所提方法从预想故障集中共筛选出12个严重故障,其余为轻微故障。故障筛选过程共计算了1次分布式连续潮流和177次分布式开断潮流,满足快速计算的要求。故障筛选结果如附录中表A2所示。

在故障排序过程中, w 的取值影响计算的速度和精度,如表1所示。当 $w = 0.80$ 时,平均每个故障

选择合适的二次曲线拟合点(故障下系统 PV 曲线的第 2 点或第 3 点)所需计算的潮流主从迭代次数较少,但计算精度较差,由二次曲线拟合得到的 2 个严重故障的负荷裕度不满足式(28)所示判据,需要计算系统 PV 曲线第 3 点后进行重新估计,额外增加了计算量。当 $w=0.90$ 时,平均每个故障选择合适的拟合点所需的主从迭代次数增多,但计算结果精度较高,所估计的严重故障负荷裕度中,仅有 1 个需计算 PV 曲线第 3 点。当 w 取 0.90 以上时,对于精度的提高则十分有限,且严重增加了计算负担。

表 1 w 取不同值时阶段 2 的计算量与计算精度

Table 1 Calculation amount and precision at Stage 2 for different values of w

w	分布式潮流主从迭代 平均次数	负荷裕度估计值的平均 绝对值误差 / %
0.80	17	3.67
0.90	39	1.61
0.95	81	0.63

考虑到速度与精度的折中,本文取 $w=0.90$ 。采用基于分布式连续潮流的步长加速二次曲线拟合法进行严重故障下的负荷裕度排序。将故障态下的输配电网分布式连续潮流计算结果作为准确值与本文方法进行对比,如表 2 所示。

表 2 故障下负荷裕度排序结果对比

Table 2 Comparison of load margin ranking results under contingency

故障 支路	分布式连续潮流法		步长加速二次曲线拟合法	
	排序	负荷裕度 / MW	排序	负荷裕度 / MW
L_{8-5}	1	1352.23	1	1370.34
L_{43-34}	2	1772.66	2	1728.47
L_{118-75}	3	1955.88	3	1921.56
L_{13-11}	4	1997.92	4	1964.07
L_{46-45}	5	2002.77	5	1967.65
L_{49-45}	6	2112.09	6	2099.65
L_{38-37}	7	2189.32	7	2151.14
L_{54-53}	8	2230.72	8	2191.67
L_{45-44}	9	2254.16	9	2193.86
L_{20-19}	10	2259.40	10	2226.32
L_{89-88}	11	2346.49	11	2346.63
L_{65-38}	12	2465.24	12	2415.08

由表 2 可见,采用基于分布式连续潮流的步长加速二次曲线拟合法能够较为准确地计算出故障后全局输配电网的负荷裕度,且排序结果与采用分布式连续潮流法计算所得完全一致。而采用后者计算故障的负荷裕度时,平均每个故障需要计算 21 步,平均每步需要 6 次主从迭代,计算量是步长加速二次曲线拟合法的 3 倍以上,因此本文方法在计算速度上优于分布式连续潮流法。

在严重故障负荷裕度的计算过程中,支路 L_{8-5} 故障时,以系统的初始运行点和 PV 曲线的第 2 点进行

二次曲线拟合,所得到的负荷裕度估计值的精度较差,且不满足式(28)所示判据,改变连续潮流步长,计算系统 PV 曲线的第 3 点并再次估计后,精度得到较大提升,如表 3 所示。从表 3 可见,本文方法多计算了 1 次主从分布式潮流,但有效提高了故障裕度和排序结果的精度。

表 3 计算 PV 曲线第 3 点前后负荷裕度精度对比

Table 3 Comparison of load margin precision between before and after third point calculation of PV curve

故障 支路	计算第 3 点前		计算第 3 点后		准确值 / MW
	负荷裕度 / MW	误差 / %	负荷裕度 / MW	误差 / %	
L_{8-5}	1468.38	8.59	1370.34	1.34	1352.23

5.3 与输电网独立计算的对比

将输电网中节点 11 和 78 所连接的配电网负荷等值为 PCC 的负荷功率。令输电网中各节点均维持原负荷功率因数增长,所增长负荷由输电网各发电机按有功裕量比例分担。此时的负荷稳定裕度为 3389.53 MW,仍取最大负荷裕度值的 75%(即 $P_{\text{clg, req}}=2542.15$ MW)进行故障筛选。所筛选出的严重故障与分布式协同计算完全一致,但故障下的负荷裕度排序有所差异,如表 4 所示。

表 4 故障下输电网独立计算负荷裕度排序结果对比

Table 4 Comparison of load margin ranking results for independent calculation of transmission network under contingency

故障支路	分布式协同计算		输电网独立计算	
	排序	负荷裕度 / MW	排序	负荷裕度 / MW
L_{8-5}	1	1352.23	1	1019.37
L_{43-34}	2	1772.66	2	1766.07
L_{118-75}	3	1955.88	3	1945.88
L_{13-11}	4	1997.92	5	2000.78
L_{46-45}	5	2002.77	4	1977.35
L_{49-45}	6	2112.09	6	2088.18
L_{38-37}	7	2189.32	7	2160.58
L_{54-53}	8	2230.72	8	2222.54
L_{45-44}	9	2254.16	9	2244.28
L_{20-19}	10	2259.40	10	2260.32
L_{89-88}	11	2346.49	12	2342.59
L_{65-38}	12	2465.24	11	2283.36

从表 4 中可以看出,输电网独立计算与分布式协同计算的负荷裕度排序有所差异。分布式协同计算中支路 L_{13-11} 和 L_{46-45} 故障分别排在第 4 位和第 5 位,而在输电网独立计算中则分别排在第 5 位和第 4 位;分布式协同计算中支路 L_{89-88} 和 L_{65-38} 故障分别排在第 11 位和第 12 位,而在输电网独立计算中则分别排在第 12 位和第 11 位。其中,大多数故障在输电网独立计算下的负荷裕度小于分布式协同计算的负荷裕度,尤其是支路 L_{8-5} 和 L_{65-38} 故障,其主要原因在于输电网独立计算时,将配电网直接等值为负荷,忽略

了配电网中 DG 的无功电压支撑能力,使得计算结果偏小。而支路 L_{13-11} 和 L_{20-19} 故障下,在独立计算时的负荷裕度略大于分布式协同计算的负荷裕度,其主要原因在于该情形下配电网的无功电压支撑作用不明显,且独立计算时配电网中的馈线损耗被忽略,使得独立计算的结果偏大。综上,输电网独立计算方式会使得故障下的负荷裕度结果偏小或者偏大,无法得到可靠的电压稳定评估结果,因此进行输电网一体化电压稳定评估是十分必要的。

5.4 不同 DG 渗透率下的结果对比

为研究不同 DG 渗透率对电压稳定故障筛选与排序的影响,在输电网中节点 11 和 78 所连接的配电网节点 7、15、26、30 分别接入与附录中表 A1 相同规模的 DG,其余条件不变。此时基态下的负荷裕度为 3 468.26 MW, $P_{\text{cig, req}}=2 601.20$ MW,故障筛选结果不变,各个故障的负荷裕度及排序如表 5 所示。其中,采用步长加速二次曲线拟合计算时, $w=0.90$,支路 L_{8-5} 故障需计算 PV 曲线的第 3 点。

表 5 不同 DG 渗透率时故障下负荷裕度排序结果对比

Table 5 Comparison of load margin ranking results under contingency with different DG penetrations

故障 支路	分布式连续潮流法		步长加速二次曲线拟合法	
	排序	负荷裕度 / MW	排序	负荷裕度 / MW
L_{8-5}	1	1 591.75	1	1 603.78
L_{43-34}	2	1 776.30	2	1 732.54
L_{118-75}	3	1 958.87	3	1 934.30
L_{13-11}	4	2 006.61	4	1 994.32
L_{46-45}	5	2 017.56	5	1 998.82
L_{49-45}	6	2 125.55	6	2 123.37
L_{38-37}	7	2 201.50	7	2 196.44
L_{54-53}	8	2 235.20	8	2 196.73
L_{45-44}	9	2 254.72	9	2 199.82
L_{20-19}	10	2 267.76	10	2 245.90
L_{89-88}	11	2 355.04	11	2 356.02
L_{65-38}	12	2 588.15	12	2 542.16

从表 5 中可以看出,此时的故障排序结果与表 2 中一致,但是各个故障下的负荷裕度都有不同程度的增加,这是因为 DG 渗透率提高后,局部无功电压支撑能力进一步加强,配电网负荷从输电网发电机中获取所需的无功进一步减少。需要说明的是,随着 DG 渗透率的提高,其配置的位置不同,可能会导致某些故障下的负荷裕度发生较大变化,从而导致原有的故障排序结果发生改变,而 DG 的这种局部无功支撑作用是输电网独立计算模式所不能反映的,也进一步说明了输电网一体化电压稳定评估的必要性。

6 结论

随着配电网中具备一定调压能力 DG 的大量接入,传统输电网电压稳定评估中简单将配电网等值

为负荷的做法不再可靠。针对这种现状,本文基于主从分裂法的分布式潮流和分布式连续潮流技术提出了一种输配电网一体化故障筛选与排序的分布式方法。算例分析表明该方法在计及配电网和 DG 影响的同时,在阶段 1 根据故障下最优乘子法计算的分布式潮流是否有解,实现严重故障的快速筛选;在阶段 2 根据基于分布式连续潮流步长加速二次曲线拟合得到的故障负荷裕度,实现对严重故障的准确排序。这说明该方法是十分有效的。

本文给出一种输配电网一体化分布式静态电压稳定故障筛选的计算架构,但是对于在静态电压稳定分析中如何评估分布式光伏等 DG 的低压脱网对系统负荷裕度的影响还需要进一步深入研究。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] SINGHAL A, AJJARAPU V. Long-term voltage stability assessment of an integrated transmission distribution system[C]// North American Power Symposium (NAPS). Morgantown, USA: [s.n.], 2017: 1-6.
- [2] MATAVALAM A, SINGHAL A, AJJARAPU V. Identifying long term voltage stability caused by distribution systems vs transmission systems[C]// IEEE Power and Energy Systems General Meeting. Portland, USA: [s.n.], 2018: 1-5.
- [3] 王秀丽, 张择策, 侯雨伸. 基于拟蒙特卡罗模拟法的主动配电网随机潮流计算[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(3): 7-12. WANG Xiuli, ZHANG Zece, HOU Yushen. Stochastic load flow calculation based on quasi-Monte Carlo method for active distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(3): 7-12.
- [4] 曾鸣, 彭丽霖, 王丽华, 等. 主动配电网下分布式能源系统双层双阶段调度优化模型[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(6): 108-115. ZENG Ming, PENG Lilin, WANG Lihua, et al. Two-stage dual-level dispatch optimization model of distributed energy system in active distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(6): 108-115.
- [5] JAIN H, PARCHURE A, BROADWATER R, et al. Three-phase dynamic simulation of power systems using combined transmission and distribution system models[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(6): 4517-4524.
- [6] ZHAO J Q, FAN X L, LIN C N, et al. Distributed continuation power flow method for integrated transmission and active distribution network[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2015, 3(4): 573-582.
- [7] SUN H B, GUO Q L, ZHANG B M, et al. Master-slave-splitting based distributed global power flow method for integrated transmission and distribution analysis[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(3): 1484-1492.
- [8] LI Z S, WANG J H, SUN H B, et al. Transmission contingency analysis based on integrated transmission and distribution power flow in smart grid[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(6): 3356-3367.
- [9] LI Z S, GUO Q L, SUN H B, et al. Impact of coupled transmission-distribution on static voltage stability assessment[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(4): 3311-3312.
- [10] LI Z S, GUO Q L, SUN H B, et al. A distributed trans-

- mission-distribution-coupled static voltage stability assessment method considering distributed generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(3): 2621-2632.
- [11] 陈得治, 张伯明, 吴文传, 等. 静态电压稳定分析的故障筛选与排序方法[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(14): 16-20, 39. CHEN Dezhi, ZHANG Boming, WU Wenchuan, et al. A contingency screening and ranking method for voltage stability analysis[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(14): 16-20, 39.
- [12] JIA Z H, JEYASURYA B. Contingency ranking for on-line voltage stability assessment[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2000, 15(3): 1093-1097.
- [13] 邱晓燕, 李兴源, 林伟. 在线电压稳定性评估中事故筛选与排序方法的研究[J]. 中国电机工程学报, 2004, 24(9): 50-55. QIU Xiaoyan, LI Xingyuan, LIN Wei. Methods for contingency screening and ranking for on-line voltage stability assessment[J]. Proceedings of the CSEE, 2004, 24(9): 50-55.
- [14] 赵晋泉, 江晓东, 张伯明. 一种用于电力系统静态稳定性分析的故障筛选与排序方法[J]. 电网技术, 2005, 29(20): 62-67. ZHAO Jinquan, JIANG Xiaodong, ZHANG BoMing. A contingency screening and ranking method for power system static stability analysis[J]. Power System Technology, 2005, 29(20): 62-67.
- [15] 江伟, 王成山, 余贻鑫, 等. 直接计算静态电压稳定临界点的新方法[J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(10): 1-6. JIANG Wei, WANG Chengshan, YU Yixin, et al. A new method for direct calculating the critical point of static voltage stability[J]. Proceedings of the CSEE, 2006, 26(10): 1-6.
- [16] 鲍海波, 郭小璇. 考虑新能源发电不确定性的静态电压稳定故障筛选与排序方法[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(7): 57-63. BAO Haibo, GUO Xiaoxuan. Fault screening and ranking method of static voltage stability considering uncertainty of renewable energy power generation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(7): 57-63.
- [17] 孙宏斌, 张伯明, 相年德. 发输配全局潮流计算——第一部分: 数学模型与基本算法[J]. 电网技术, 1998, 22(12): 39-42. SUN Hongbin, ZHANG Boming, XIANG Niande. Global power flow calculation—part 1: model and method[J]. Power System Technology, 1998, 22(12): 39-42.
- [18] 赵晋泉, 范晓龙, 高宗和, 等. 含分布式电源的三相不平衡配电网连续潮流计算[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(9): 48-53. ZHAO Jinquan, FAN Xiaolong, GAO Zonghe, et al. Continuation power flow calculation for unbalanced three-phase distribution networks with distributed generators[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(9): 48-53.
- [19] KAMH M, IRAVANI R. A unified three-phase power-flow analysis model for electronically coupled distributed energy resources[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2011, 26(2): 899-909.
- [20] KAMH M, IRAVANI R. Steady-state model and power-flow analysis of single-phase electronically coupled distributed energy resources[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2012, 27(1): 131-139.

作者简介:



赵晋泉

赵晋泉(1972—), 男, 山西阳泉人, 教授, 博士研究生导师, 博士, 主要研究方向为电力系统优化运行、电压稳定与控制、电力市场等(E-mail: jqzhao2@tom.com);

汤建军(1995—), 男, 河南信阳人, 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统电压稳定分析(E-mail: jjun_tang@163.com)。

(编辑 王锦秀)

Distributed calculation method of voltage stability contingency screening and ranking for integrated transmission and distribution networks

ZHAO Jinquan¹, TANG Jianjun¹, LIN Qing¹, WU Di², TANG Wei², YANG Cheng², HU Xiaofei²

(1. Research Center for Renewable Energy Generation Engineering of Ministry of Education, Hohai University, Nanjing 210098, China; 2. State Grid Anhui Electric Power Co., Ltd., Hefei 230061, China)

Abstract: Along with the transformation from traditional distribution network to active distribution network with many distributed generators, voltage stability assessment of transmission and distribution networks is no longer suitable to calculate separately. Since transmission and distribution networks are controlled by different control centers, a distributed calculation method of voltage stability contingency screening and ranking for integrated transmission and distribution networks is proposed, which includes two stages. In Stage 1, the master-slave splitting distributed power flow tool of transmission and distribution networks is adopted for power flow calculation of each anticipated contingency under the condition of minimum load margin requirement of system, and the optimal multiplier method is used to screen out the critical contingencies whose power flow cannot be solved. In Stage 2, the load margins of critical contingencies are calculated and ranked by the look-ahead quadratic curve fitting method based on distributed continuous power flow of transmission and distribution networks. The simulation case of an integrated system composed of an IEEE 18-bus transmission network and two IEEE 33-bus distribution networks shows that the proposed method can quickly and reliably realize the voltage stability contingency screening and ranking of integrated transmission and distribution networks.

Key words: integrated transmission and distribution networks; voltage stability; contingency screening and ranking; distributed calculation; distributed continuous power flow

附录：

表 A1 DG 接入位置和并网参数
Table 1 Grid-connection locations and parameters of DGs

编号	DG/节点类型	参数
10	燃料电池/PV	$P=8\text{ MW}$, $Q_{\max}=9\text{ Mvar}$, $Q_{\min}=-9\text{ Mvar}$, $V=1.0\text{ p.u.}$
17	异步风机/PQ(V)	$P=3.5\text{ MW}$, $Q_c=50\text{ kvar}$, $N_{\max}=30$
24	光伏/PI	$P=5\text{ MW}$, $I=1.0\text{ p.u.}$
32	微型燃气轮机/PV	$P=8\text{ MW}$, $V=0.98\text{ p.u.}$, $I_{\max}=2.0\text{ p.u.}$

注： P 为 DG 的有功出力； V 为 DG 的电压； $Q_{\max}$ 和 $Q_{\min}$ 分别为 DG 无功出力的上、下限； Q_c 和 $N_{\max}$ 分别为 DG 机端的单台电容器额定容量与电容器投切数量的上限值； I 和 $I_{\max}$ 分别为 DG 注入电流及最大限值。

表 A2 故障筛选结果
Table 2 Contingency screening results

故障支路编号	潮流是否有解	故障类型	故障支路编号	潮流是否有解	故障类型
L ₈₋₅	否	严重故障	L ₄₆₋₄₅	否	严重故障
L ₁₃₋₁₁	否	严重故障	L ₄₉₋₄₅	否	严重故障
L ₂₀₋₁₉	否	严重故障	L ₅₄₋₅₃	否	严重故障
L ₃₈₋₃₇	否	严重故障	L ₆₅₋₃₈	否	严重故障
L ₄₃₋₃₄	否	严重故障	L ₈₉₋₈₈	否	严重故障
L ₄₅₋₄₄	否	严重故障	L ₁₁₈₋₇₅	否	严重故障