含分布式电源区域节点的配电网模型和可靠性计算

雷 振[1]，韦 钢[1]，蔡 阳[1]，张 鑫[2]

(1. 上海电力学院上海市电站自动化技术重点实验室，上海市 200090；
2. 上海浦海求实电力新技术有限公司，上海市 200090)

摘要： 大量分布式电源(DG)接入配电网以后，电源模型的多样化及运行方式的复杂化将会对配电网可靠性带来深刻影响。分析了多种 DG 模型及运行方式，在配电网中引入含 DG 区域节点的网络划分方法，根据影响区域节点故障的不同类型建立可靠性的计算模型，同时明确了孤岛运行原则，在此基础上形成了适合求解的蒙特卡洛模拟算法，并采用算例验证了模型及算法的有效性和实用性。算例结果表明，DG 对配电网可靠性既有改善作用，也有不利影响，传统可靠性指标不能很好地评估 DG 影响的优劣，应规范 DG 对配电网可靠性影响的评估体系。

关键词： 分布式电源；可靠性评估；配电网；区域节点模型；蒙特卡洛模拟；孤岛运行

0 引言

分布式电源[1](DG)大量接入配电网以后，将会对配电网可靠性产生很大影响[2-3]。DG 的种类较多[1]，而且考虑负荷需求时，在配电网中的运行方式会有不同方式，其对配电网可靠性的影响也不尽相同。因此，在配电网中，综合考虑多种 DG 模型，并结合不同的运行方式进行研究，更能准确反映 DG 对配电网可靠性的影响。

DG 对配电网可靠性的影响主要从 2 个方面来考虑：一个是电源本身的运行方式，即承担的任务；另一个是合理的孤岛运行策略。文献[4]采用基于区间计算的配电网可靠性评估算法分析了参数不确定性对配电系统可靠性的影响，考虑 DG 功率恒定且作为配电网备用的情况。文献[5]根据不同负荷的重要程度提出一种孤岛划分算法，研究了恒功率 DG 并网时对配电网可靠性的影响。文献[6]利用蒙特卡洛模拟算法，考虑了风能和太阳能发电的随机功率模型，建立的可靠性计算模型本质上只考虑了风能/太阳能混合系统作为配电网备用的情况，而且没有明确孤岛形成策略。文献[7]计及了 DG 近负荷供电时负荷的时变特性，研究了 DG 孤岛运行时的供电可靠性，但这也只反映了 DG 对配电网供电可靠性影响的一个层面。

本文考虑了多种 DG 模型，根据 DG 在配电网中各种不同的运行方式，提出含 DG 的区域节点网络模型及相应的蒙特卡洛模拟算法，详细研究了 DG 对配电网可靠性的影响。

1 含 DG 的配电网可靠性模型

1.1 DG 运行方式界定

1)承担基荷。DG 作为独立的电源为其容量范围(孤岛[7])内的负荷供电。这种情况下，一般采用适合长期运行且运行比较可靠的 DG，如小水电等。

2)作为配电网备用。当 DG 主要承担备用任务时，投切将比较频繁，但在一些重要的场所，如医院、大型商场等，引入备用 DG 是不容置疑的。

3)并网运行。DG 作为电源和上级配电站共同对负荷供电，在上级电源故障时，通过开关操作，使 DG 继续运行维持孤岛内部分负荷的供电；在 DG 故障时，通过控制和保护装置动作，将 DG 退出运行，不影响主供电系统为负荷供电。

1.2 DG 功率输出模型

1)恒功率输出模型

通常对于燃料电池和微型燃气轮机[8]等 DG，有功功率输出方程可表示为：

$$P = \frac{mVV_{\mathrm{E}}}{X}\sin\delta \tag{1}$$

式中：V 和 V_{E} 分别为 DG 输出电压和电网端电压；X 为 DG 端与电网端间连接电抗；m 和 δ 为控制参量，可以调节功率输出的大小并保持恒定。

计算可靠性时，将此类 DG 视为恒功率电源。

2)随机功率输出模型

由于风能、太阳能等对外界环境条件的依赖性较强，功率输出存在不稳定性和间歇性。

本文中，风电输出采用文献[9]提出的风速与功率输出关系模型。太阳能光伏发电系统的功率输出

收稿日期：2010-06-22；修回日期：2010-10-09。
上海市教育委员会重点学科建设项目资助(J51303)。

与光照强度、光伏电池组件面积及光电转换效率有关，功率输出方程参考文献[10]。

一般认为，风速服从威布尔分布，而光照强度服从 beta 分布，实际计算时，可以利用 homer 软件[11]，根据研究区域月平均风速和月平均光照强度来模拟所属地区的风速及光照曲线。

1.3　元件及负荷模型

配电网中各种元件，如线路、变压器等，在进行可靠性分析时，一般考虑其两状态模型[12]。通过对元件故障概率分布函数进行[0,1]均匀抽样得到：

$$t = -\frac{1}{\lambda}\ln \eta \tag{2}$$

式中：t 为元件故障前时间(TTF)；λ 为元件的故障率；η 为服从[0,1]均匀分布的随机数，程序中用随机数产生函数来获得。

本文考虑 DG 的故障修复过程满足此模型。故障修复时间(TTR)和开关操作时间(TTS)均可由可靠性原始参数得出。

为准确描述故障时负荷的即时状况，明确孤岛运行的范围及持续时间，考虑到负荷随时间变化的特点，本文采用文献[13]中的时变负荷模型，可以准确合理地模拟负荷时变的情况。

2　含 DG 的配电网可靠性指标计算

2.1　含 DG 的区域节点可靠性模型

为得到可靠性指标计算的模型，在含有 DG 的配电网络中引入区域节点[14]的概念。图 1 中，虚线框所示为区域节点，点划线框所示即为一个含 DG 的区域节点(记为 K)。

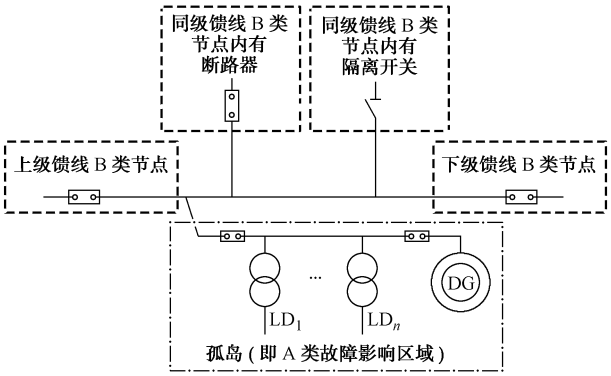

图 1　含 DG 的配电系统节点分区划分
Fig. 1　Division in terms of zone partition of distribution system considering DG

将引起 K 内停电的故障大致简化为两大类：由 K 内部元件故障引起的称 A 类故障；由 K 外部元件故障引起的称 B 类故障。同时，将 B 类故障区域节点记为 B 类节点。以下分别说明各类故障影响。

2.1.1　A 类故障可靠性指标计算

A 类故障均会对 K 内负荷产生影响，此时 A 类故障 K 内负荷点停电频率 λ_{KA} 和年平均停电时间 U_{KA} 分别为：

$$\lambda_{KA} = \sum_{i \in L_{KA}, i \neq j} \lambda_i \tag{3}$$

$$U_{KA} = \sum_{i \in L_{KA}, i \neq j} \lambda_i \gamma_i \tag{4}$$

式中：L_{KA} 为 K 内元件集合；j 为故障负荷点；i 为 K 内与 j 不直接相连的线路和变压器，故障时可通过熔断器可靠动作而不对 K 内其他负荷点产生影响；λ_i 和 γ_i 分别为元件故障率和故障修复时间。

作为承担基荷的 DG 所形成的区域节点只需考虑 A 类故障的影响。

2.1.2　B 类故障可靠性指标计算

1)上级馈线 B 类故障时，将引起 K 内元件的停电。设 K 的上级馈线节点有 m 个，N_a 为每个上级馈线 B 类节点内部引起 K 停电的元件个数。

若 K 内有备用 DG，则上级馈线 B 类故障 K 内负荷点停电频率 λ_{KBa1} 为：

$$\lambda_{KBa1} = (1 + \lambda_{DG}) \sum_{m \in L_{KBa}} \sum_{i=1}^{N_a} \lambda_{m(i)} \tag{5}$$

式中：λ_{DG} 为 DG 故障率；L_{KBa} 为所有上级馈线 B 类节点集合；$\lambda_{m(i)}$ 为第 i 个上级馈线节点故障率。

引起的负荷点停运时间为 $\max\{T_s, T_{st}\}$，其中，T_s 为 DG 联络主网开关的操作时间，T_{st} 为 DG 的启动时间，则上级馈线 B 类故障 K 内负荷点年平均停运时间 U_{KBa1} 为：

$$U_{KBa1} = \sum_{m \in L_{KBa}} \sum_{i=1}^{N_a} \lambda_{m(i)} \max\{T_s, T_{st}\} \tag{6}$$

若 K 内有并网 DG，处于孤岛范围内的元件只有在 DG 和主网同时停电时才会导致 K 内负荷停电，此时 K 内元件故障率按 DG 与上级馈线 B 类节点的二阶故障折算[5]。上级馈线 B 类故障 K 内负荷点停电频率 λ_{KBa2}、平均修复时间 γ_{KBa2} 和年平均停电时间 U_{KBa2} 分别为：

$$\lambda_{KBa2} = \lambda_{DG}\lambda_{s,K}(\gamma_{DG} + \gamma_{s,K}) \tag{7}$$

$$\gamma_{KBa2} = \frac{\gamma_{DG}\gamma_{s,K}}{\gamma_{DG} + \gamma_{s,K}} \tag{8}$$

$$U_{KBa2} = \lambda_{KBa2}\gamma_{KBa2} \tag{9}$$

式中：γ_{DG} 为 DG 修复时间；$\lambda_{s,K}$ 和 $\gamma_{s,K}$ 分别为上级馈线 B 类节点 A 类故障率和平均修复时间。

2)下级馈线 B 类故障时，假设馈线上的断路器不可靠动作率为 λ_b，则下级馈线节点中元件故障对 K 内负荷点停电频率指标的影响，为在下级馈线 B 类节点的 A 类故障可靠性指标前乘上系数 λ_b。

$$\lambda_{KBb} = \lambda_b \lambda_{KA} \tag{10}$$

下级馈线 B 类节点断路器不可靠动作时,需断开上级馈线 B 类节点断路器,故停电时间与上级馈线 B 类故障对 K 内负荷点的影响相同。

3)对同级馈线区域节点,若节点内有断路器,视为下级节点处理;若节点内无断路器而只有分段的隔离开关,则 K 内负荷点的停电频率 λ_{KBc} 为:

$$\lambda_{KBc} = \sum_{n \in L_{KBc}} \sum_{i=1}^{N_c} \lambda_{n(i)} \tag{11}$$

式中:L_{KBc} 为所有与 K 同级的 B 类节点集合,共有 n 个;N_c 为每个与 K 同级的 B 类节点内部引起 K 停电元件的个数;$\lambda_{n(i)}$ 为第 i 个同级 B 类节点的故障率。

此时引起 K 停运的时间在 K 内含备用 DG 时为 $\min\{T_{sw}, T_{st}\}$,其中,T_{sw} 为隔离开关隔离故障时间;在 K 内含并网 DG 时,引起的停电只对孤岛范围以外的负荷有影响,停电时间为 T_{sw}。

2.1.3 区域节点可靠性指标

$$\lambda_K = \lambda_{KA} + \lambda_{KB} = \lambda_{KA} + \lambda_{KBa} + \lambda_{KBb} + \lambda_{KBc} \tag{12}$$

$$U_K = U_{KA} + U_{KB} = U_{KA} + U_{KBa} + U_{KBb} + U_{KBc} \tag{13}$$

$$\gamma_K = \frac{U_K}{\lambda_K} \tag{14}$$

2.2 孤岛运行原则

本文孤岛划分采用最大负荷功率平衡的原则:

1)承担基荷或备用任务的 DG,一般选用功率输出恒定且可调节的电源,确保孤岛内功率平衡。

2)并网的 DG,本文考虑其“并网而不上网”,即 DG 不向其所在馈线的上级电网输送电力。

3)对于随机功率电源,根据其功率输出的变化,按“满足负荷需求最大化”规则搜索 DG 孤岛运行时所供负荷点组合,搜索数学模型为:

$$0 \leqslant P - \underset{1 \leqslant i \leqslant N}{\mathrm{sort}}(p_i) < \min \underset{1 \leqslant i \leqslant N}{\mathrm{sort}}(p_i) \tag{15}$$

式中:sort(·)为 DG 额定容量范围内所有负荷点负荷大小的各种组合值;N 为负荷点数目;p_i 为负荷点 i 的负荷需求。

2.3 可靠性指标的蒙特卡洛模拟

基于上述计算模型及孤岛运行规则,采用蒙特卡洛模拟[12,15]算法,可靠性指标求解步骤如下。

步骤 1:将配电网按区域节点模型划分,根据第 1 节所述 DG 及负荷模型,确定所有 DG 的功率输出 $P_{i,h}$,其中,i 为 DG 编号,$h=1,2,\cdots,8\ 760$。

步骤 2:对元件故障率进行抽样,形成所有元件的 TTF 和 TTR 表并按区域节点分区(K_j,j 为区域节点编号)存储,同时开辟相对应的可靠性指标存储区域 R_j,并将所有指标初始值置 0。

步骤 3:按先后顺序对发生故障的元件进行排列,逐个处理。①如果是线路或变压器故障,相对于受故障影响的区域节点判断该故障的类型,利用 2.1 节可靠性指标计算模型在相应的 R_j 中更新指标的数值;②若 DG 发生故障,判断 DG 的运行方式,对于承担基荷的 DG,该区域节点按 A 类故障处理;对于备用 DG,转到步骤 4,对于并网 DG,转到步骤 5。

步骤 4:对于备用 DG,设引起含备用 DG 区域节点停电的时刻为 t_0,DG 停电时刻为 t_1,则 $\Delta t = t_1 - t_0$,则在主网故障期间 DG 再故障引起的负荷点停电时间为:$t_{br} = \min(\gamma_s, \gamma_{DG}) - \Delta t$,其中,$\gamma_s$ 为主网故障恢复时间。

步骤 5:对于并网 DG,在主网停电时,按式(15)搜索孤岛运行边界负荷点,DG 再故障时,对 R_j 数据进行更新,孤岛内负荷点停电持续时间为 t_{br}。

步骤 6:抽样列表中每个元件重复上述步骤,得到这一年 R_j 中各区域节点的可靠性指标。为达到一定的计算精度,重复 n 年(通常几万年)的计算取平均值,即能得到各负荷点比较理想的可靠性指标。

3 算例及分析

3.1 算例

采用如图 2 所示 IEEE RBTS Bus 6 系统[16]进行分析。DG 分别接入中 F_4 主馈线下的 F_5,F_6 和 F_7 馈线中。

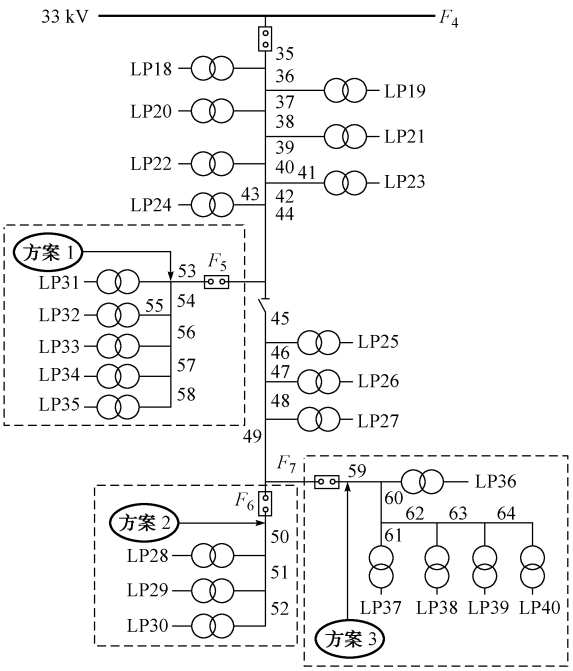

图 2 算例网络

Fig. 2 Network of case study

因研究需要，接入 DG 的方案如下。

方案 1(馈线 F_5)：接入总额定容量为 2.4 MW 的燃料电池，并令其独立为负荷供电，承担基荷。

方案 2(馈线 F_6)：接入总额定容量为 1.2 MW 的微型燃气轮机，在系统故障情况下启动，为馈线 F_6 以下负荷供电提供备用，启动时间 0.1 h。

方案 3(馈线 F_7)：接入总额定容量为 2.6 MW 的风能/太阳能混合发电系统，并网运行，并采用储能元件或功率方向保护防止向上级电网输送功率。其中，风力发电机额定功率为 200 kW，切入风速、切出风速、额定风速分别为 2.5 m/s，25 m/s 和 14.5 m/s，太阳能电池组件采用 Pilkington 公司 SFM144Hx250wp 型[10]电池，额定功率为 100 kW。混合系统总共含有 10 个风力发电机和 6 个太阳能光伏板。

设接入的 DG 故障率均为 0.4 次/a，平均修复时间为 20 h。同时考虑到孤岛形成的需要，在 F_7 馈线以下各负荷点首端均加设了自动重合装置。其他配电元件可靠性参数引用文献[16-17]。

本文用 homer 软件[11]对上海地区月平均风速和光照强度模拟得出全年风速及光照强度的时刻平均值，根据功率输出方程模拟出方案3区域内DG出力与负荷变化曲线(以 1 d 为例)，如图 3 所示。

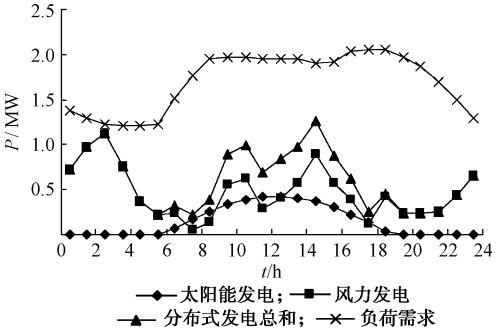

图 3　某一天内负荷需求和 DG 功率曲线
Fig. 3　Curves of load demand and DG output power in one day

3.2　计算结果分析

本例所计算的配电网可靠性指标包括：负荷点停电频率 λ、负荷点停电时间 U、负荷点平均故障修复时间 γ、系统平均停电频率指标 I_{SAIF}、系统平均停电持续指标 I_{SAID} 及系统平均供电可用率指标 I_{ASA}。基于上述模型及算法开发了计算程序，实验用计算机 CPU 为 2 GHz，内存为 2 GB，抽样时间30 000 a，共需仿真时间 32 s。计算结果如表 1 和表 2 所示。

表 1　部分负荷点可靠性指标的计算结果
Tab. 1　Results of reliability indices of some load point

负荷点	不含 DG			含有 DG			DG 运行方式
	λ/(次·a^{-1})	U/(h·a^{-1})	γ/(h·次$^{-1}$)	λ/(次·a^{-1})	U/(h·a^{-1})	γ/(h·次$^{-1}$)	
LP18	1.585 0	7.822 0	4.935 0	1.585 0	7.822 0	4.935 0	
LP30	2.468 5	13.932 4	5.644 1	2.484 1	3.284 1	1.322 0	DG 作为备用
LP35	2.379 9	11.394 8	4.787 9	1.166 1	11.264 5	9.660 0	DG 承担基荷
LP36	2.324 9	12.884 3	5.541 9	1.725 5	7.263 1	4.209 3	DG 并网运行
LP40	2.324 9	12.884 3	5.541 9	2.558 3	12.267 4	4.795 1	DG 并网运行

表 2　系统可靠性指标计算结果
Tab. 2　Results of system reliability indices

计算方案	I_{SAIF}/(次·(户·a)$^{-1}$)	I_{SAID}/(h·(户·a)$^{-1}$)	I_{ASA}
不含 DG	1.907 5	10.166 7	0.998 84
含有 DG	1.711 2	8.228 2	0.999 06

1)DG 作为备用电源运行时，负荷点的故障次数有所增加，这是由于 DG 在主网供电未恢复时发生故障所导致；DG 承担基荷时，显示出了 DG 靠近负荷的优越性，负荷点的停电次数大大降低了；当 DG 并网运行时，负荷点停电频率受两方面的影响：一方面由于主网故障，另一方面则由孤岛运行的范围及持续时间所致，这点通过功率输出不恒定的风能和太阳能发电表现更为突出。由于 LP40 在孤岛范围的边缘(按本文孤岛划分原则)，停电频率比接入 DG 前有所增加。

2)DG 的接入均可以改善负荷点停电时间指标。DG 作为备用时停电时间减少明显，比不含 DG 时降低了 76.4%，大大提高了负荷点的供电可靠性；DG 承担基荷时，负荷点平均停电时间可以达到与大电网相近的水平，这说明随着 DG 运行可靠性的提高，承担基荷不失为一个好选择；在 DG 并网运行时，DG 功率输出的不稳定性使得并网运行的 DG 对孤岛划分优先级较低的负荷有较大影响。

3)故障平均修复时间在 DG 承担基荷时大大提高了，虽然接近负荷的分布式供电能够很好地降低停电频率，但是一旦失去电源，需要花费更多的时间来恢复供电，这主要受 DG 故障恢复时间较长的影响。其他情况下，故障平均修复时间均有不同程度的改善。

4)算例中系统指标是改善的，这是由于系统指

标是负荷点指标的加权均值,弱化了负荷点处恶化可靠性指标的 DG 的影响效果,由此推断,在大量负荷点指标遭到恶化时,系统指标有可能受到影响。

4 结语

本文分析了多种 DG 模型及其运行方式接入配电网后对可靠性的影响,提出的含 DG 区域节点的网络模型结合了 DG 运行特性,将影响区域节点的不同故障进行分类,可靠性计算层次更加清晰,算例验证了所述计算模型及蒙特卡洛模拟算法的有效性和适用性。

不同的 DG 模型及其运行方式对配电网可靠性的影响不同,为不产生消极影响,配电网中 DG 的种类及运行方式都将有一定限制,而且传统评估指标不能很好评估 DG 对可靠性影响的优劣(算例中系统指标是改善的,但其实 DG 恶化了部分负荷点指标),因此宜在评估体系中引入能够合理评价 DG 影响的指标。

参 考 文 献

[1] IEEE Std 1547—2003 Standard for interconnecting distributed resources with electric power systems[S]. 2003.

[2] 韦钢,吴伟力,胡丹云,等.分布式电源及其并网时对电网的影响[J].高电压技术,2007,33(1):36-40.
WEI Gang, WU Weili, HU Danyun, et al. Distributed generation and effects of its parallel operation on power system [J]. High Voltage Engineering, 2007, 33(1): 36-40.

[3] NETO A C, da SILVA M G, RODRIGUES A B. Impact of distributed generation on reliability evaluation of radial distribution system under network constraints[C]// Proceedings of the 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power System, June 11-15, 2006, Stockholm, Sweden: 1-6.

[4] 钱科军,袁越,ZHOU Chengke.分布式发电对配电网可靠性的影响研究[J].电网技术,2008,32(11):74-78.
QIAN Kejun, YUAN Yue, ZHOU Chengke. Study on impact of distributed generation on distribution system reliability[J]. Power System Technology, 2008, 32(11): 74-78.

[5] 刘传铨,张焰.计及分布式电源的配电网供电可靠性[J].电力系统自动化,2007,31(22):46-49.
LIU Chuanquan, ZHANG Yan. Distribution network reliability considering distributed generation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(22): 46-49.

[6] 马立克,王成山.计及风能/光能混合发电系统的配电系统可靠性分析[J].电力系统自动化,2005,29(23):33-38.
GUINDO M, WANG Chengshan. Reliability analysis on the integration of wind/PV hybrid distributed generation in distribution system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(23): 33-38.

[7] 孙瑜,MATH B,GRAHAM A.孤岛状态下含分布式电源的配电系统可靠性分析[J].电网技术,2008,32(23):77-81.
SUN Yu, MATH B, GRAHAM A. Reliability analysis of islanded distribution systems with distributed energy resources [J]. Power System Technology, 2008, 32(23): 77-81.

[8] LASETER R. Dynamic models for micro-turbines and fuel cells [C]// Proceedings of IEEE Power Engineering Society, Summer Meeting, July 15-19, 2001, Vancouver, Canada: 761-766.

[9] JATZECK B M, ROBINSON A M. WATSUN PV. 4.0 Modifications to include wind turbine generations, AC load shedding and operation with zero-capacity diesel generation [C]// Proceedings of IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, May 26-29, 1996, Calgary, Canada: 655-658.

[10] 王成山,郑海峰,谢莹华,等.计及分布式发电的配电系统潮流计算[J].电力系统自动化,2005,29(24):39-44.
WANG Chengshan, ZHENG Haifeng, XIE Yinghua, et al. Probabilistic power flow containing distributed generation in distribution system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(24): 39-44.

[11] The University of Arizona. HOMER: the optimization model for distributed power [EB/OL]. [2009-09-17]. http://www.nrel.gov/homer.

[12] BILLITON R, WANG P. Teaching distribution system reliability evaluation using Monte Carlo simulation[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1999, 14(2): 397-403.

[13] IEEE Reliability Test System Task Force. IEEE reliability test system[J]. IEEE Trans on Power Apparatus and Systems, 1979, 98(6): 2047-2054.

[14] 谢莹华,王成山.基于馈线分区的中压配电系统可靠性评估[J].中国电机工程学报,2004,24(5):35-39.
XIE Yinghua, WANG Chengshan. Reliability evaluation of medium voltage distribution system based on feeder partition method[J]. Proceedings of the CSEE, 2004, 24(5): 35-39.

[15] TRUSSELL L. Aspects of reliability simulation [C]// Proceedings of IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Vol 2, October 28-November 2, 2001, Atlanta, GA, USA: 1000-1004.

[16] BILLINTON R, JOHNNAVITHULA S. A test system for teaching overall power system reliability assessment[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1996, 11(4): 1670-1676.

[17] ALLAN R N, BILLINTON R, SJARIEF I, et al. A reliability test system for educational purpose: basic distribution system data and results[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1991, 6(2): 813-820.

雷 振(1985—),男,硕士研究生,主要研究方向:电力系统规划,分布式供电系统可靠性。E-mail: leizhen1985@126.com

韦 钢(1958—),男,通信作者,教授,主要研究方向:电力系统运行分析和计算、分布式供电系统规划和可靠性、电力系统谐波及补偿技术。E-mail: wg5815@sohu.com

蔡 阳(1984—),男,硕士研究生,主要研究方向:电力系统规划,电力系统谐波及补偿技术。

(下转第 76 页 continued on page 76)

(上接第 43 页　continued from page 43)

Model and Reliability Calculation of Distribution Network with Zone-nodes Including Distributed Generation

LEI Zhen[1], *WEI Gang*[1], *CAI Yang*[1], *ZHANG Xin*[2]
(1. Shanghai University of Electric Power, Shanghai Key Laboratory of Power Station Automation Technology, Shanghai 200090, China;
2. Shanghai PUHAIQIUSHI Electric Power New Technology Limited Company, Shanghai 200090, China)

Abstract: With a large scale of distributed generations (DGs) being installed and operated in distribution network, variety of power sources and complexity of their operation will greatly effects the reliability of distribution network. Different DGs' models and various operation situations have been studied, in which a network model called zone-nodes including DGs is introduced. The calculation model of reliability is build based on different failure types affected by zone-nodes, and the principle of island operations is definite. Then, on the above basis, a Monte Carlo simulation method is applied to solve this model. An example demonstrates the validity and practicability of the model and simulation method. The result of test example indicates that DGs can improve the reliability of distribution network, but also have some adverse impacts on it. The traditional reliability indices can not perfectly evaluate advantages or disadvantages of DGs' impact, it is recommended to standardize the evaluation system of the impacts of DGs on distributed system.

Key words: distributed generation (DG); reliability evaluation; distribution network; zone-node model; Monte Carlo simulation; island operation