

DOI: 10.7667/PSPC150644

# 改进状态抽样法及其在含微网配电网风险评估中的应用

董新<sup>1</sup>, 张波<sup>1</sup>, 潘志远<sup>2</sup>

(1. 山东大学电气工程学院, 山东 济南 250061; 2. 国网技术学院, 山东 济南 250002)

**摘要:** 研究了配电网短期风险评估的方法以及微网配置对配电网风险指标的影响。系统状态选择采用改进的状态抽样法, 简化抽样过程的同时兼顾系统的时序性, 所用负荷和新能源电源出力模型能方便刻画其随时间的波动性。采用最小时段分割的方法精确统计停电时间、停电电量等状态后果, 结合改进抽样法的特点, 用综合计及概率与后果的电量类和经济类风险指标评估系统风险。以改造的 RBTS BUS6 系统为例进行 24 h 短期风险评估, 结果反映微网的接入可在一定程度上降低配电网的失电风险。

**关键词:** 配电网; 风险评估; 状态抽样法; 后果分析; 微网

## Improved state sampling method applied in the risk assessment of distribution network with configuration of microgrids

DONG Xin<sup>1</sup>, ZHANG Bo<sup>1</sup>, PAN Zhiyuan<sup>2</sup>

(1. School of Electrical Engineering, Shandong University, Jinan 250061, China;

2. State Grid of China Technology College, Jinan 250002, China)

**Abstract:** The method of short-term risk assessment for distribution network with microgrids is studied. System states are selected using the improved state sampling method, which simplifies the sampling process and takes the sequential characteristics into account. Models of loads and DG output used in this paper can describe their variability conveniently. Method of minimum time segmentation is applied to accurately calculate the state consequences. On this basis, power and economic risk indicators are used to evaluate the risk of system. The RBTS BUS6 system is used as an example for 24 h short-term risk assessment. Results demonstrate that configuration of microgrids contributes to a reduction on load-loss and economic risk of distribution network.

**Key words:** distribution network; risk assessment; state sampling method; consequence analysis; microgrids

## 0 引言

随着新能源技术的不断成熟, 对接入微网的配电网进行风险评估, 是考察微网配置是否合理, 规避配电网运行风险的必要措施, 对电力系统规划、运营和管理具有重要意义<sup>[1-2]</sup>。对配置微网的配电网进行风险评估时, 除要考虑运行过程中负荷波动、元件随机停运等风险因素外, 还需计及新能源电源固有的高度随机性和波动性<sup>[3-4]</sup>。

风险评估是从风险的角度来处理系统的安全问题<sup>[5]</sup>, 将事故发生的概率及其后果的严重性相结合, 定量反应系统的安全性。风险评估包含四部分: 确定元件停运模型, 系统状态选择, 状态后果分析, 计算风险指标。元件停运模型多采用马尔科夫模型。

系统状态选择有枚举法和模拟法两种。枚举法适用于规模较小的系统。模拟法中的蒙特卡洛模拟<sup>[6]</sup>在大电力系统评估中应用广泛, 又分序贯模拟、非序贯模拟。

非序贯模拟法又称为状态抽样法, 该算法简单收敛快, 内存需求低, 可以方便地进行任意时段的模拟, 广泛应用于电力系统可靠性计算和风险评估中<sup>[7-8]</sup>。其缺点是抽样过程中无法计及系统的时序特性, 停电持续时间和停电频率只是近似估计值。为克服状态抽样法的这一缺点, 有文献对传统状态抽样法进行了改进: 如通过在传统状态抽样法中引入失效频率增量的方式<sup>[8]</sup>, 从而得到系统停电频率和时间等更多指标的信息, 但增加了算法的复杂性; 将状态抽样法与状态持续时间相结合<sup>[9-11]</sup>, 虽计及

了时序性，但其所用模型造成计算精度低误差大。

本文研究侧重于系统状态选择、状态后果分析，以及风险指标的设计。在传统状态抽样法的基础上改进，并结合序贯模拟中的状态转移法。抽样系统状态的同时抽样该状态发生的时刻，将状态精确定位于时间轴，利用序贯模拟法中的状态转移求取状态序列。此过程中，用两状态马尔科夫模型刻画系统元件和新能源电源的随机故障的不确定性；负荷和新能源电源的出力模型采用实时出力模型，与时间轴直接对应，以此描述两者功率值随时间的波动，这样由已知抽样所得的故障发生时刻可直接对应得负荷和电源当前功率。后果分析中，本文提出用最小时段分割的方法对故障状态造成的停电时间、停电电量进行统计，统计结果更精确。最终结合改进状态抽样法的特点，并综合故障事件的概率与后果，对系统风险进行评价。并用本文方法评估 IEEE RBTS BUS6 系统在微网配置前后的风险。

## 1 基于改进状态抽样法的状态选择方法

### 1.1 传统状态抽样法

传统状态抽样法属于蒙特卡洛模拟中的非序贯抽样。对由  $n$  个元件组成的系统，设系统状态记做  $X=[x_1, x_2, \dots, x_k, \dots, x_n]$ 。其中， $x_k$  代表元件  $k$  的状态，可通过在  $[0, 1]$  之间抽样随机数确定<sup>[7]</sup>。依次抽取  $n$  个随机数  $r_1, r_2, \dots, r_k, \dots, r_n$ ，便能确定出一个系统状态。重复上述过程  $N$  次，可得容量为  $N$  的系统状态样本空间  $S=[X_1, X_2, \dots, X_M]$ 。

传统状态抽样法抽样过程简单计算速度快；但无法计及系统状态的时序特性，不能有效描述时序性元件的状态随时间的变化。

### 1.2 用改进的状态抽样法选择系统状态

为提高评估速度，在进行系统状态选择过程中需充分利用传统状态抽样法简单省时的特点，为弥补传统状态抽样法无法计及系统时序特征的不足，本文在用传统状态抽样法对系统元件和 DG 元件的状态进行抽样，获得容量为  $N$  的样本空间  $S$  之后，继续按下述步骤进行。设进行 24 h 风险评估，为了便于论述，配电网故障阶数限定为 2 阶，即一个状态样本中最多有两个元件同时处于故障状态。

**Step1:** 在时间轴  $[0, 24]$  上随机抽样  $N$  个随机数  $T=[t_1, t_2, \dots, t_k, \dots, t_N]$ ，视为各个样本发生的起始时刻。

**Step2:** 将故障阶数高于 2 阶的状态样本，以及无元件故障的状态样本统称为无效样本，无效样本集合记作  $S_w$ ，无效样本的指标测试函数  $F(X_i)=0$ 。

**Step3:** 除无效样本外，剩余的故障样本集合记作  $S_f$ ，其样本均为单元件故障状态或双元件故障状

态，将这些状态称为中心状态。在时间轴上，系统某一状态必由前一种状态发展而来，在持续一定时间后发展成另一种状态，中心状态也如此。如图 1，样本  $X_k \in S_f$ ，时间轴上  $t_k$  为中心状态  $X_{k,center}$  的起始时刻，该状态由故障状态 1 发展而来，持续一段时间后发展成故障状态 3。将时间轴上以中心状态为中心的左右相邻故障状态集合称为该样本的扩展序列。则样本  $X_k$  的持续时间不只是中心状态持续时间，而是扩展序列中各子状态持续时间之和。样本扩展序列及其持续时间的求法见 1.3 节。

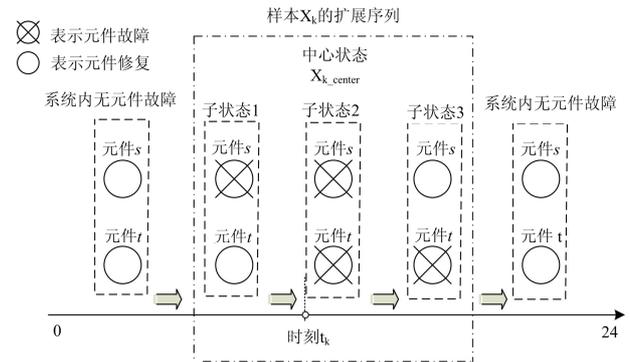


图 1 定位于时间轴的样本扩展序列

Fig. 1 A sampled extended sequence positioned at the time axis

**Step4:** 将所有样本  $X_k \in S_f$  按其中心状态的起始时刻  $t_k \in T$  对应到时间轴上，并扩展成序列，系统所有故障序列将均匀分布于时间轴上，图 2。

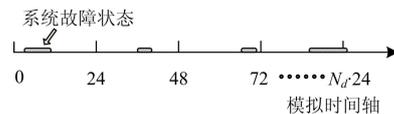


图 2 序贯蒙特卡洛法的故障状态分布

Fig. 2 Failure states' distribution of sequential Monte Carlo

以上即为系统状态选择的过程。与图 3 的传统序贯蒙特卡洛模拟<sup>[11]</sup>( $N_d$  代表模拟天数)相比，图 2 方法相当于将图 3 很长的模拟时间轴进行了多次折叠，省去了模拟过程中对系统正常运行时间的累计，不用分别累计和储存各元件的无故障时间和故障时间，可以节省内存提高效率。虽相当于对模拟时间轴的多次折叠，但由于不累计模拟总时间，所以并不知道具体折叠了多少次，即模拟了多少天，因而

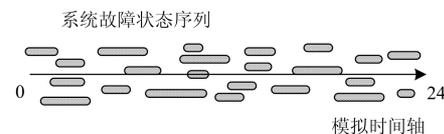


图 3 改进状态抽样法的故障状态分布

Fig. 3 Failure states' distribution of the improved state sampling method

该方法不能计算以“/天”为单位的指标,但可将这类指标归一化为单位时间内的值。

### 1.3 状态持续时间以及相邻子状态的求法

对于单元件故障的中心状态,设该状态持续时间为 $D_s$ ,其左右相邻子状态各有 $N$ 种可能如图4, $P_s$ 、 $P_k$ 为状态转移率;设双元件故障状态的持续时间为 $D_{st}$ ,其左右相邻子状态各有两种可能如图5, $P_{st1}$ 、 $P_{st2}$ 为状态转移概率。持续时间和状态转移概率的计算公式<sup>[11-12]</sup>见式(1)~式(6)。 $\lambda$ 、 $\mu$ 分别为元件的故障率和修复率;下标代表元件编号; $r_1$ 、 $r_2$ 为 $[0,1]$ 内的随机数。为了确定某一状态的左右相邻状态究竟为哪种,可将所有相邻状态概率在 $[0,1]$ 内累加排列,并抽样随机数,所落区间即对应抽样所得的相邻子状态。从样本中心状态开始,向左向右重复该抽样过程,直到抽得的子状态为正常状态时停止。

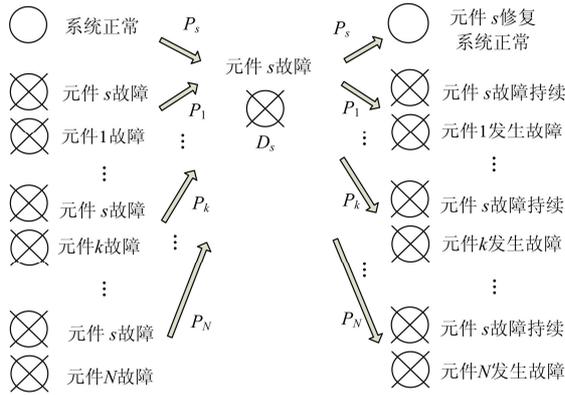


图4 单元件故障状态的左右相邻子状态及概率

Fig. 4 One-fault state's adjacent substates and probabilities

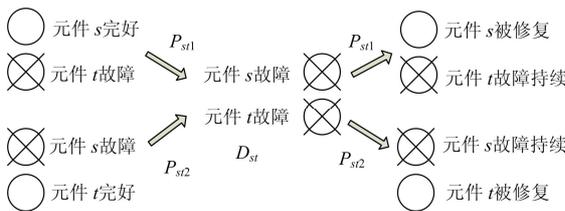


图5 双元件故障状态的左右相邻子状态及概率

Fig. 5 Two-fault state's adjacent substates and probabilities

$$D_s = -\frac{\log(r_1)}{\sum_{i=1, i \neq s}^N \lambda_i + \mu_s} \quad (1)$$

$$P_k = \frac{\lambda_k}{\sum_{i=1, i \neq s}^N \lambda_i + \mu_s} \quad (k=1, 2, \dots, N, k \neq s) \quad (2)$$

$$P_s = \frac{\mu_s}{\sum_{i=1, i \neq s}^N \lambda_i + \mu_s} \quad (3)$$

$$D_{st} = -\frac{\log(r_2)}{\mu_s + \mu_t} \quad (4)$$

$$P_{st1} = \frac{\mu_s}{\mu_s + \mu_t} \quad (5)$$

$$P_{st2} = \frac{\mu_t}{\mu_s + \mu_t} \quad (6)$$

## 2 系统状态的后果分析与统计

对抽样所得的系统状态所造成的后果进行分析统计包含两部分:单元件故障影响分析,样本扩展序列的后果统计。用故障遍历、故障扩散技术可得单元件故障对各负荷点的影响<sup>[13-14]</sup>。在此基础上,统计抽样所得各样本扩展序列的停电后果。

本文提出下述最小时段分割方法统计故障序列的停电后果,该方法实现了分段区间内功率值、负荷停电状态恒定。电量计算结果精确无近似。

### 2.1 样本扩展序列的后果统计

将负荷和DG出力的24h曲线时间轴以1h为单位平均分成24段,每段的电源出力值和负荷值都取为该时段内的平均水平。

根据中心状态 $X_k$ 的起始时刻 $t_k$ ,可将该状态所在故障序列对应到时间轴上,同时与所在时段的负荷水平、DG出力相对应。若序列的持续时间超出 $[0,24]$ 一端边缘,则将超出部分补到 $[0,24]$ 的另一端。

取故障隔离与负荷转带时间为1h,认为各子状态持续时间大于1h。对某一序列的停电电量进行统计,先统计该序列内各子状态期间负荷点的停电电量,再将各子状态期间的停电电量求和。为求某一序列的子状态 $i$ 内的停电电量,可将子状态 $i$ 的持续时间 $D_i$ 划分成若干个最小时段,划分的依据是保证各最小时段内,系统所有负荷点停电与否、负荷功率均保持不变。划分情况分别如图6(a)和图6(b)。

(1) 若 $t_i + D_i \leq T_i + 1$ 。如图6(a), $t_i$ 为该子状态 $i$ 的起始时刻, $D_i$ 为该子状态的持续时间, $T_i$ 为大于 $t_i$ 的最小整数时刻, $P(T_i)$ 为 $T_{i-1}$ 到 $T_i$ 时间段的负荷水平。可将 $D_i$ 分成3个最小时段。某些负荷点在该状态期间停电且不能恢复,这类负荷点在各最小时段内的停电时间图6(a)中已标示出来;有些负荷点在故障隔离后能恢复供电,其第3个最小时段停电时间应改为0;其余在该状态期间不停电的负荷点,各最小时段停电时间为0。分别将3个最小时段的停电时间与负荷功率相乘并求和,可得负荷点在该子状态期间的停电电量。将矩阵运算应用于该过程,可一次性统计系统内所有负荷点的停电后果。

(2) 若  $t_i + D_i > T_{i+1}$ 。如图 6(b),  $T_i + m$  为大于子状态  $i$  结束时刻  $t_i + D_i$  的最小整数时刻。  $D_i$  应分成  $m+2$  个最小时段, 计算方法同上。

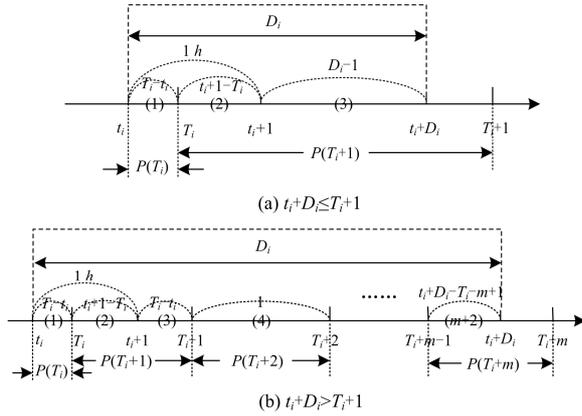


图 6 子状态  $i$  期间的最小时段分割图

Fig. 6 Division of the duration  $D_i$  of substate  $i$

需注意的是, 对于含有多个子状态的故障序列, 在依次处理每个子状态时, 要考虑相邻子状态之间的继承关系。当前处于故障状态的元件可能在上一状态已经故障, 某些负荷点已恢复供电, 其在当前状态下没有倒闸操作造成的停电时间。

本文用上述方法进行停电时间和停电电量的分析优点在于, 尽可能地计及了负荷和分布式电源的功率随时间的变化, 将时间区间切分成小时段求电量使结果准确, 避免了粗略计算电量时功率与时刻不严格对准造成误差。通过矩阵运算可以对全部负荷点的停电电量批量计算, 提高后果统计效率。

## 2.2 加入微网后的状态后果统计

微网的配置并未改变元件故障对微网外负荷点的影响, 仅改变了对微网内负荷点的影响。因此对配置微网的配电网, 只需在故障序列的各子状态期间, 对微网内部负荷点的停电情况重新分析。

接着判断该子状态期间微网内各负荷点属于以下哪种被供电情况: a 类, 被切除; b 类, 可由外部电源供电; c 类, 只能由 DG 供电。该子状态期间, a 类负荷停电时间为该子状态持续时间, b 类负荷停电时间为 0, 而 c 类负荷停电时间要由负荷削减情况决定。

负荷削减的条件为, 当前时段下的 DG、储能出力与 c 类负荷点总功率之差  $\Delta P$  小于 0。按 2.1 节所述将子状态持续时间分成多个最小时段后, 对当前最小时段进行负荷削减判断, 满足条件则对 c 类负荷进行负荷削减。在某一子状态  $i$  的某一最小时段, 当功率平衡条件不满足需要削减负荷时, 依次削减该子状态期间负荷电量  $W$  最小、次小、第三

小……的负荷点, 直至平衡条件满足。在子状态  $i$  期间负荷点  $k$  的电量  $W_{ik}$  等于该子状态内各最小时段的时间与相应负荷功率的乘积之和。这样在故障序列的一个子状态期间, 削减的负荷总电量(不是功率), 必为最小。若负荷点在当前小时段被削减, 之后小时段都不再恢复, 直到下一子状态才有恢复的可能。直至该子状态所有最小时段考察完毕, 可得该子状态期间 c 类负荷点停电时间、停电电量。综上可得微网内部所有负荷点的停电后果。

## 3 风险评估指标

### 3.1 故障状态发生可能性的计算

对于抽样所得容量为  $N$  的样本空间, 有大量对指标没有贡献的正常状态, 设除此之外故障状态序列的个数为  $N_Y$ 。设某一故障序列的中心状态  $i$  发生的概率为  $p_{\text{center},i}$ , 当样本数目足够大时, 可以用频率  $n_i/N$  代替,  $n_i$  为中心状态  $i$  被抽到的次数。扩展成故障序列  $i$  后, 中心状态由式(1)~式(6)算得的向左向右一共  $s$  个状态转移概率分别简记为  $p_1, p_2, \dots, p_s$ 。则故障序列  $i$  的概率  $P_{\text{sequence},i}$  计算公式可写为式(7)。

$$P_{\text{sequence},i} = p_{\text{sequence},i} \times \prod_{j=1}^s p_j \approx \frac{n_i}{N} \times \prod_{j=1}^s p_j \quad (7)$$

### 3.2 故障状态造成后果严重程度的计算

某负荷点  $k$  在故障序列  $i$  期间的停电电量  $W_{i,k}$  可按式(8)计算。

$$W_{i,k} = \sum_{z=1}^{n_{\text{sub},i}} \sum_{j=1}^{n_{\text{seg},z}} T_{k,j} \times P_{k,j} \quad (8)$$

其中:  $n_{\text{sub},i}$  为故障序列  $i$  包含的子状态数;  $n_{\text{seg},z}$  为子状态  $z$  的持续时间按 2.1 节所述被分割成的最小时段的数目。  $T_{k,j}$  和  $P_{k,j}$  分别为第  $j$  个最小时段负荷节点  $k$  的停电时间和功率。

某负荷点  $k$  在一个故障序列  $i$  期间的停电损失费用  $C_{i,k}$  可按式(9)计算。

$$C_{i,k} = \sum_{l=1}^{n_{\text{out}}} \bar{P}_{i,l} \times f(T_{i,l}) \quad (9)$$

其中:  $n_{\text{out}}$  为负荷点  $k$  在故障序列  $i$  期间的停电次数;  $\bar{P}_{i,l}$  和  $T_{i,l}$  分别为该负荷点第  $l$  次停电期间的平均功率和持续停电时间, 持续停电时间为连续停电期间最小时段的时间和<sup>[15]</sup>。  $f(T_{i,l})$  为负荷点停电损失费用函数, 该函数的选择可参见文献[16]。

### 3.3 风险指标

单个传统指标例如停电频率指标、停电时间指标<sup>[11-13]</sup>等, 不能综合反映故障的可能性和严重程度。风险指标一般设计为故障状态发生的概率和后果的

乘积。在改进状态抽样法和最小时段分割法的基础上,结合式(7)~式(9),应用式(10)~式(14)电量类和经济类风险指标,能科学评价系统的风险水平。其中,下标  $k$  表示第  $k$  个负荷点,  $n$  为负荷点总数,  $c_k$  是该节点的重要性权重。

(1) 负荷点停电电量风险指标(Load Point energy not supplied,LPENS)

$$LPENS_k = \sum_{i=1}^{N_Y} P_{\text{sequence},i} \times W_{i,k} \quad (10)$$

(2) 负荷点停电损失费用风险指标(Load Point interruption cost,LPIC)

$$LPIC_k = \sum_{i=1}^{N_Y} P_{\text{sequence},i} \times W_{i,k} \quad (11)$$

(3) 系统停电电量风险指标(System energy not supplied,SENS)

$$SENS = \sum_{k=1}^n c_k \times LPENS_k \quad (12)$$

(4) 系统停电损失费用风险指标(System interruption cost,SIC)

$$SIC = \sum_{k=1}^n c_k \times LPIC_k \quad (13)$$

$$\sum_{k=1}^n c_k = 1 \quad (14)$$

对于风险评估指标,常利用方差系数刻画指标的收敛特性<sup>[13]</sup>。若所用算法收敛,则随样本总数不断增加,指标的方差系数将逐渐减小至趋近于 0。方差系数衰减越快,证明所用算法收敛性越好。

#### 4 算例分析

本文对 RBTS BUS6 系统进行适当改造如图 7。该系统有 4 条馈线,65 条线路,41 个配电变压器,41 个负荷点(LP<sub>1</sub>~LP<sub>41</sub>)。线路故障率 0.065 次/年×km,配变故障率 0.013 次/年,母线故障率 0.001 次/年,各元件修复率均为 2 190 次/年<sup>[12]</sup>,设所有开关可靠动作,故障隔离与负荷转带时间为 1 h。

LP<sub>8</sub>~LP<sub>12</sub>, LP<sub>16</sub>~LP<sub>20</sub>, LP<sub>25</sub>~LP<sub>28</sub> 节点重要性权重均取 0.028 3,其他节点均为 0.024 4。

用本文方法评估该系统 24 h 内风险,并与传统序贯法中的状态持续时间抽样法所得结果<sup>[11]</sup>进行对比。随样本总数  $N$  从 1 增加到 344 628,过程中故障样本总数  $N_Y$  从 1 增加到 1 000。系统指标方差系数变化如图 8。在图 5 中三个位置配置微网,微网内元件之间全部由自动隔离开关相连,采用风机作为分布式电源,出力模型采用参考文献[17]。微网配置前后各负荷点指标值对比,如图 9。用本文

方法与用传统序贯蒙特卡洛法中的状态持续时间抽样法所得的系统指标结果对比见表 1。

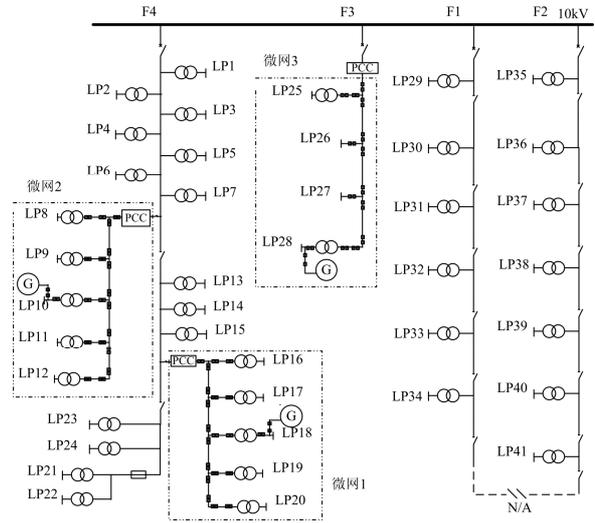


图 7 测试系统接线图

Fig. 7 Test system wiring diagram

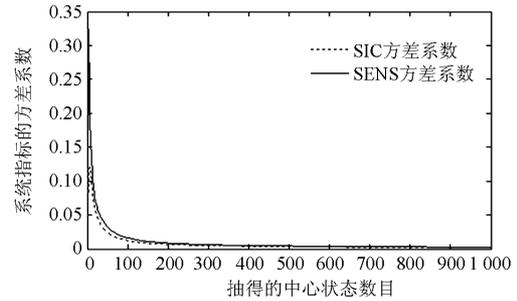


图 8 系统指标的方差系数随样本容量变化趋势

Fig. 8 Trend of changes on the variance coefficient of system index with sample size increasing

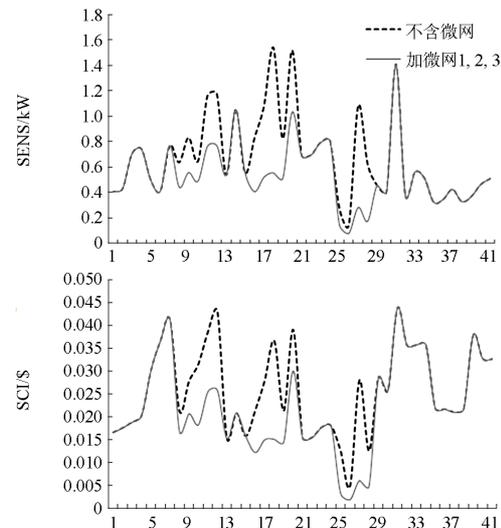


图 9 微网配置前后各负荷点指标值对比

Fig. 9 Values of load points indexes of the test system before and after the configuration of microgrids

表 1 测试系统配置微网前后的系统指标值

Table 1 Values of system indexes of the test system before and after the configuration of microgrids

| 配电网         | SENS/kWh    |             | SIC/\$      |             | 评估用时/min |           |
|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|----------|-----------|
|             | 改进状态抽样法     | 状态持续时间抽样法   | 改进状态抽样法     | 状态持续时间抽样法   | 改进状态抽样法  | 状态持续时间抽样法 |
| 不配置微电网      | 0.731 554 9 | 0.729 981 9 | 0.027 259 4 | 0.028 001 1 | 5.892    | 325.78    |
| 配置微电网 1、2、3 | 0.515 048 1 | 0.522 196 3 | 0.010 645 3 | 0.011 206 8 |          |           |

(1) 配置微网后,  $LP_8 \sim LP_{12}$ ,  $LP_{16} \sim LP_{20}$ ,  $LP_{25} \sim LP_{28}$  负荷点指标显著下降, 离 DG 近的负荷点改善明显。若故障使微网失去外部电源, 微网内的负荷点可由 DG 供电, 负荷点与 DG 之间的元件也可能故障, 因此离 DG 近的负荷点由 DG 继续供电的机会相对较大, 如  $LP_{11}$ 、 $LP_{18}$ 、 $LP_{28}$  等。有的负荷点离 DG 近, 但由于负荷重, 反而容易在形成孤岛后被削减掉, 指标的改善程度小, 如  $LP_{19}$ 。

(2) 本文算法程序用 Matlab 7.0 实现, 评估用时 5.892 min。与传统序贯法相比, 本文方法计算结果与之相近, 但计算时长大为缩短。原因在于, 传统序贯抽样需要模拟系统状态随时间的推移, 需要时刻储存系统内每个元件的状态和状态持续时间, 且大量计算和储存空间浪费在对系统指标并无贡献的系统正常状态上。而本文算法仅研究系统的故障序列, 该序列与它发生之前的系统状态无关, 程序中不储存该序列发生之前元件的运行状态和时间, 有效降低内存, 极大提高了程序运行效率。

## 5 结论

本文研究了基于改进状态抽样法的含微网配电网的风险评估。将经改进的状态抽样法应用到系统状态选择的过程中, 在模拟过程中不对系统正常状态时间进行累计, 而是将抽样所得故障序列对应到时间轴上, 与传统序贯蒙特卡洛原理等效, 模拟效率提高。用最小时段分割的方法对配电网故障状态的停电电量进行统计, 统计过程精确高效。

算例评估结果表明, 本文方法收敛速度快, 评估用时短。且配电网配置微网后, 微网内的负荷点停电电量指标和停电损失费用指标得到明显改善, 两类系统指标亦有所下降。可见可通过配置微网来降低某些负荷点和整个系统的失电风险。用本文方法对配电网进行风险评估, 还可进一步探讨配电网风险因素、微网配置优化等相关问题。

## 参考文献

[1] 胡文平, 于腾凯, 巫伟南. 一种基于云预测模型的电网综合风险评估方法[J]. 电力系统保护与控制, 2015,

43(5): 35-41.

HU Wenping, YU Teng kai, WU Weinan. A comprehensive power grid risk assessment method based on cloud prediction model[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(5): 35-41.

[2] EPRI U S. Integrated substation equipment risk and performance assessment tool for asset management and smart grid implementation[R]. 2009.

[3] DOE U S. An integrated risk framework for Gigawatt-scale deployments of renewable energy: the U.S. wind energy case[R]. 2009.

[4] 李明, 郭志红, 韩学山, 等. 计及输电元件实时运行态势的电网运行风险决策[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(3): 88-93.

LI Ming, GUO Zhihong, HAN Xueshan, et al. Power grid risk-based decision-making considering real-time operation situation of transmission component[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(3): 88-93.

[5] 赵珊珊, 张东霞, 印永华. 智能电网风险评估[J]. 电网技术, 2009, 33(19): 7-10.

ZHAO Shanshan, ZHANG Dongxia, YIN Yonghua. Risk assessment of smart grid[J]. Power System Technology, 2009, 33(19): 7-10.

[6] GOEL L. Monte Carlo simulation-based reliability studies of a distribution test system[J]. Electric Power Systems Research, 2000, 54(1): 55-65.

[7] 赵渊, 周念成, 谢开贵, 等. 大电力系统可靠性评估的系统状态抽取方法研究[J]. 中国电力, 2006, 39(6): 5-9.

ZHAO Yuan, ZHOU Niancheng, XIE Kaigui, et al. Research on technique of system state selection for bulk power system reliability assessment[J]. Electric Power, 2006, 39(6): 5-9.

[8] 丁明, 李生虎, 刘盛松. 发输电组合系统故障频率和持续时间指标的新算法[J]. 电力系统自动化, 1999, 23(22): 12-15.

DING Ming, LI Shenghu, LIU Shengsong. Development strategies of substation automation system[J]. Automation of Electric Power Systems, 1999, 23(22): 12-15.

[9] MELLO J C O, DA SILVA A M L, PEREIRA M V F. Efficient loss-of-load cost evaluation by combined pseudo-sequential and state transition simulation[J]. IEE

- Proceedings: Generation, Transmission and Distribution, 1997, 144(2): 147-154.
- [10] UBEDA J R, ALLAN R. Sequential simulation applied to composite system reliability evaluation[J]. IEEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution, 1992, 139(2): 81-86.
- [11] BILLINTON R, LI W. A system state transition sampling method for composite system reliability evaluation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1993, 8(3): 761-770.
- [12] 蒋程, 刘文霞, 张建华, 等. 含风电接入的发输电系统风险评估[J]. 电工技术学报, 2014, 29(2): 260-270.  
JIANG Cheng, LIU Wenxia, ZHANG Jianhua, et al. Risk assessment of generation and transmission systems considering wind power penetration[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(2): 260-270.
- [13] 王枫, 祁彦鹏, 傅正财. 含微网的配电网可靠性最优化[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(16): 14-22.  
WANG Feng, QI Yanpeng, FU Zhengcai. Reliability optimization of distribution system with microgrids[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(16): 14-22.
- [14] 朱博, 陈民铂, 徐瑞林, 等. 孤岛模式下的微网优化运行策略[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(17): 35-40.  
ZHU Bo, CHEN Minbo, XU Ruilin, et al. An optimal operation strategy of islanded microgrid[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(17): 35-40.
- [15] 王宗耀, 苏浩益. 配网自动化系统可靠性成本效益分析[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(6): 98-103.  
WANG Zongyao, SU Haoyi. Cost-benefit analysis model for reliability of distribution network automation system[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(6): 98-103.
- [16] 杨丽徙, 张奇, 张利, 等. 用户分时段停电损失费用的多源信息融合估算方法[J]. 中国电力, 2011, 44(12): 16-20.  
YANG Lixi, ZHANG Qi, ZHANG Li, et al. Multi-source information fusion estimation method for time-sharing interruption cost[J]. Electric Power, 2011, 44(12): 16-20.
- [17] 李奔, 刘会家, 李珺. 考虑网络结构优化的含风电配电网多目标重构[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(17): 58-62.  
LI Ben, LIU Huijia, LI Jun. Multi-objective reconfiguration of distribution network with wind power generators considering network survivability[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(17): 58-62.

收稿日期: 2015-04-23; 修回日期: 2015-10-12

作者简介:

董新(1990-), 女, 通信作者, 硕士, 研究方向为配电网风险评估; E-mail: sd\_dongxin@126.com

张波(1963-), 男, 教授, 硕士生导师, 研究方向为电力系统运行与控制;

潘志远(1983-), 男, 讲师, 研究方向为电网运行控制, 智能配电网。

(编辑 姜新丽)