

# 考虑运行方式和时变故障率随机评估电压凹陷频次

马 超, 肖先勇

(四川大学电气信息学院, 四川 成都 610065)

**摘 要:** 电力系统的运行状态、线路与母线故障率、线路故障位置等不确定性因素对电压凹陷频次评估有重要影响。传统随机估计法分别假设电力系统运行状态、线路及母线故障率恒定, 主观假设线路故障随机分布规律, 不能很好地反映实际情况。综合考虑各种不确定性因素, 用系统内各机组的发电计划描述系统运行状态; 引入天气因子, 用线路和母线的时变故障率反映其不确定性; 用最大熵原理提取线路故障位置分布规律, 不需任何主观假设的不足, 评估结果更符合实际。考虑不同运行方式、故障类型、天气条件后, 综合评估母线电压凹陷频次。假设 3 种不同仿真条件, 对 IEEE-30 节点标准测试系统进行仿真分析, 结果证明所得到的评估结果更符合实际, 评估精度较高, 具有一定的理论价值和明显的工程应用前景。

**关键词:** 电压凹陷; 运行方式; 天气因子; 最大熵原理; 随机评估

**Abstract:** There are many uncertain factors influencing the voltage sag frequency assessment at buses such as the system operating modes, the failure rate of transmission line and buses and the fault location in transmission line. The current evaluation method usually considers that the system operating modes and the fault rate of line and bus are constant and the probability distribution rule of the fault location in transmission line is supposed. But it is not reasonable because of the uncertainty of these practical factors. Considering these influencing factors synthetically, the system operating mode is described by generator scheduling, time-varying fault rate is considered for transmission line and bus through introducing the weather factor in different time interval, and the probability distribution rule of fault location in line is distilled based on maximum entropy principle without any subjective assumption. In order to testify the rationality of the proposed method, the different operating modes, fault types and weather condition are considered synchronously. Three cases are used for simulation for IEEE-30 standard testing system. The simulation results show that the results are accurate and credible, and the proposed method is with academic value and practical foreground.

**Key words:** voltage sag; operating modes; weather factor; maximum entropy principle; stochastic assessment

**中图分类号:** TM711.2 **文献标识码:** A **文章编号:** 1003-6954(2009)01-0018-05

电压凹陷 (voltage sag 或 dip) 是最严重的电能质量问题, 引起了国内外专家、学者的广泛关注<sup>[1]</sup>。国际电气与电子工程师学会 (IEEE) 将其定义为供电电压均方根值 (root mean square RMS) 快速下降到额定值的 90%~10%, 持续时间为 0.5 周波至 1 min<sup>[1]</sup>。引起电压凹陷的原因很多, 输配电线路短路是最主要的原因之一<sup>[2~4]</sup>。诸多电力电子、微电子设备, 如调速电机 (adjustable speed drives ASD)、计算机 (personal computers PC)、交流接触器 (AC contactor ACC)、可编程逻辑控制器 (programmable logic controllers PLC) 等对电压凹陷十分敏感<sup>[5~9]</sup>, 因电压凹陷造成的经济损失很大<sup>[5]</sup>。因此, 为降低凹陷造成的损失, 在制订供电方案、规划电网时必须对年度电

压凹陷频次及其可能造成的影响进行正确评估。

电力系统内故障引起的电压凹陷受网络拓扑、变压器接线方式、故障阻抗、故障类型、故障率、故障位置、系统运行状态<sup>[2, 10, 11]</sup>等诸多因素影响, 评估难度大。现有评估法可分为实测统计法<sup>[4, 11]</sup>和随机评估法<sup>[4]</sup>两类。实测统计法通过对给定负荷母线进行长期监测并统计其发生凹陷频次, 是一种直接、可靠的方法。但要获得足够精度, 必须安装必要的监测装置并进行长期监测, 其结果仅适用于确定网络结构、负荷水平等, 对于未监测母线和规划建设中的电网, 该方法很难得到可信赖的结果。随机估计法以建立的概率评估模型为基础, 根据历史样本和随机模型对凹陷频次进行估计, 可减少监测点和缩短监测时间, 具有较强的推广性和预测性, 对于规划建设阶段的输配电网和新建用户是一种有效的评估方法。

**基金项目:** 国家自然科学基金 (50877049); 四川省应用基础研究项目 (2008JY0043-2)

临界距离法<sup>[12~14]</sup>、故障点法<sup>[13~14]</sup>是经典的电压凹陷随机估计方法。临界距离法通过确定系统内被估计母线的电压达到其允许的临界电压  $U_{crit}$  时,在系统内对应的故障点到该母线的临界距离  $l_{crit}$ ,根据该临界距离内相关线路和设备的故障率评估在该母线发生给定临界电压水平的凹陷频次,其原理简单,评估精度高,但仅适用于放射形电网<sup>[14]</sup>。现有故障点法基于系统内输配电线路、母线上可能出现的故障点位置及故障类型,直接计算被评估母线的电压幅值以确定可能造成的凹陷深度,结合线路和母线的故障率、线路故障分布规律等评估整个系统内凹陷发生的频次,该方法适用于任意网络,但现有故障点的选取和故障随机分布规律,尤其是线路上的故障分布规律大多基于主观假设,缺乏严格的依据,在估计过程中,虽然通过增加故障点数可提高评估精度,但时间耗费也增加,且无法克服主观假设造成的误差。现有该领域的研究成果较多,但一般仅考虑系统始终处于某一种运行状态,认为被分析系统中的所有发电机组均投入运行,系统内所有线路、母线故障率均取平均故障率;而实际中,不同发电机组的年度、月度等发电计划随时间变化,线路和元件的故障率与季节、气候等条件有关。综合考虑系统可能的多运行状态、线路和母线故障率的时变特性、故障位置等不确定性等因素,用发电机组的发电计划描述系统运行状态<sup>[15]</sup>,用时变故障率描述线路和设备的时变故障特性,根据最大熵原理<sup>[16]</sup>(maximum entropy principle MEP)建立母线凹陷频次随机评估模型。以 IEEE-30 节点标准测试系统为例,用蒙特卡罗随机模拟法进行仿真,证明了所提出的方法能克服主观假设的不足,评估结果更符合客观实际,有一定理论价值和明显的工程应用前景。

## 1 凹陷频次影响因素的不确定性

### 1.1 故障位置的不确定性

电力系统中,尤其是输配电线路上的故障位置受天气条件、绝缘体污染、动物接触等多因素影响<sup>[4]</sup>,具有不确定性。实际中,由于历史数据有限或不准确,大多认为线路故障位置沿线路随机分布,并主观假设其服从均匀、正态、指数等不同分布规律<sup>[4]</sup>,这样的主观假设如果不准确对评估结果影响很大。

最大熵方法(MEP)已被证明是最不依赖于主观假设的随机分析方法,并在电力系统得到了广泛应

用<sup>[17~19]</sup>。该方法直接从样本出发,无需对随机分布规律作任何假设,且适用于小样本估计。利用有限的样本数据,基于 MEP 建立不依赖于主观假设的线路故障位置随机评估模型,以此评估线路故障对凹陷频次的影响。

### 1.2 用发电计划描述的系统运行方式不确定性

系统运行状态是影响电压凹陷频次的主要原因之一。传统随机估计方法假设系统运行状态不变,认为给定电压耐受水平下的脆弱区域(凹陷域)固定。用发电机运行计划描述系统运行状态,对给定电压水平下,凹陷域随运行方式的变化改变。实际系统中,发电机运行状态常可用长期发电计划、短期发电计划和实时经济调度发电计划<sup>[15]</sup>描述。机组的电压控制策略、内部序阻抗对正常和故障时母线电压影响很大。研究表明,靠近大型发电机组的母线上的凹陷次数少<sup>[13]</sup>。在凹陷评估过程中,为提高精度,把长期发电计划分成一年内每月或周共 12 或 52 种运行状态<sup>[15]</sup>,相邻时段内相同状态进行归并后得出可能运行状态,以此确定待评估母线上给定电压水平对应的凹陷域,凹陷域随运行状态变化,更符合实际。表 1 给出了某系统的月度发电计划。该系统有 5 台机组,时间间隔为月,“1”表示机组运行,“0”表示停机。合并相邻时段的相同状态(2 和 3、5 和 6、8 和 9),该系统共 9 种运行状态。

表 1 某系统年度发电计划

发 电 机	月 份											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
G1	0	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	0
G2	1	1	1	1	1	1	0	1	1	0	1	1
G3	1	1	1	1	0	0	1	1	1	0	1	1
G4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G5	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1

### 1.3 时变特性引起的故障率不确定性

线路、母线等的故障率是影响电压凹陷的重要因素。现有评估方法认为母线、线路的故障率在评估期内保持不变,取年平均故障率。实际中,故障率受季节、雷击、大风和降雨等气候条件,以及季节、地理位置等影响<sup>[4,15]</sup>,仅取年平均故障率可能引起评估误差。考虑故障率的不确定性,引入天气因子<sup>[15]</sup>,即根据年度天气统计值,定义不同季节内不良天气的比例,如图 1,以此判定 T 时刻的时变故障率  $\lambda(T)$ :

$$\lambda(T) = W(T)\lambda_a \quad (1)$$

$$W(T) = T_a / T_s \quad (2)$$

式中,  $W(T)$  为天气因子;  $\lambda_a$  为统计所得年均故障率;  $T_a$  为某季节内不良天气天数;  $T_s$  为该季节总天数。

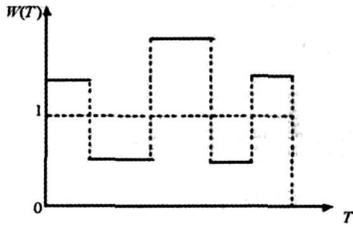


图 1 天气因子示意图

采用年均故障率时, 确定的凹陷域内, 凹陷频次不变, 引入时变故障率后, 凹陷频次随故障率变化而改变, 更符合实际。

## 2 考虑不确定因素后凹陷频次的随机评估

系统凹陷频次取决于不同发电机运行状态下凹陷域、线路和母线故障率以及线路故障位置的随机分布。设发电计划以一年 12 个月平均分布 (根据实际可以采取其他分布), 则月凹陷频次和年凹陷频次计算如下:

(1) 对于各发电计划模式, 根据不同故障类型 (单相接地、两相相间、两相接地及三相故障, 分别表示为  $i=1, 2, 3, 4$ ) 和各相 (分别用  $j=1, 2, 3$  表示) 分别确定凹陷域, 计算各凹陷域内线路总长度及母线数。

(2) 根据天气因子确定时变故障率的分布规律, 则第  $M$  月的故障率为:

$$R_B(M) = \frac{\int_{T_{start}}^{T_{end}} \lambda_B(T) dT}{12} \quad (3)$$

$$R_L(M) = \frac{\int_{T_{start}}^{T_{end}} \lambda_L(T) dT}{12} \quad (4)$$

式中,  $R_B(M)$  为第  $M$  月的母线故障率;  $R_L(M)$  为第  $M$  月的线路故障率;  $\lambda_B(T)$  为母线时变故障率;  $\lambda_L(T)$  为线路时变故障率;  $T_{start}$  为第  $M$  月开始时刻;  $T_{end}$  为第  $M$  月结束时刻。

(3) 根据最大熵原理确定线路故障位置的随机分布规律。

最大熵模型如下:

$$\text{Max } H(X_i) = - \sum_{i=1}^r P(X_i) \ln P(X_i) \quad (5)$$

约束条件:

$$\sum_{i=1}^r P(X_i) = 1 \quad (6)$$

$$\sum_{i=1}^r iP(X_i) = E_1 \quad (7)$$

$$\sum_{i=1}^r (i - E_1)^h P(X_i) = E_h \quad (8)$$

( $h = 2, 3, 4, 5; t = 1, 2, 3, \dots, r$ )

式中,  $X_i$  为随机变量  $X$  的可能取值;  $r$  为随机变量数;  $P(X_i)$  为随机变量取  $X_i$  时的概率值;  $E_1, E_h$  分别为线路故障区间样本数据的第 1 阶原点矩和第  $h$  阶中心矩。详见文献 [18]。

(4) 针对不同发电模式对应的凹陷域和各评估时段内线路、母线故障率、线路故障位置分布, 分别计算母线和线路故障引起的凹陷频次。

第  $M$  月不对称故障 ( $i=1, 2, 3$ ) 引起的给定电压耐受水平下母线  $m$  各相 ( $j=1, 2, 3$ ) 发生凹陷频次总和为:

$$\text{VSF}(M)_{UF} = \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^3 \left[ \sum_{B_j \in S_B} R_{B_{ij}}(M) + \sum_{L_j \in S_L} P_k R_{L_{jk}}(M) \right] \quad (9)$$

式中,  $\text{VSF}(M)_{UF}$  为不对称凹陷总频次;  $B_{ij}, L_{ij}$  为第  $i$  类故障第  $j$  相凹陷所对应的母线和线路;  $S_B, S_L$  分别为相应脆弱区域内母线和线路的全体;  $P_k$  为第  $k$  条线路故障区间随机分布概率值。

第  $M$  月对称故障 ( $j=4$ ) 仅考虑任何一相, 则发生电压凹陷频次为:

$$\text{VSF}(M)_{BF} = \sum_{B_i \in S_{B41}} R_{B_b}(M) + \sum_{L_i \in S_{L41}} P_k R_{L_{ik}}(M) \quad (10)$$

式中,  $\text{VSF}(M)_{BF}$  为第 1 相的对称凹陷频次;  $B_b, L_i$  为对称故障对应的母线和线路;  $S_{B41}, S_{L41}$  为第  $M$  月第 1 相对称故障脆弱区域内母线和线路全体。

假设各相凹陷概率相等, 第  $M$  月内某一相的凹陷频次  $\text{VSF}_{sp}(M)$  为:

$$\text{VSF}_{sp}(M) = \frac{\text{ESF}_{UF}(M)}{3} + \text{ESF}_{BF}(M) \quad (11)$$

全年 12 个月的凹陷频次  $\text{TVSF}_{sp}$  为:

$$\text{TVSF}_{sp} = \sum_{M=1}^{12} \text{VSF}_{sp}(M) \quad (12)$$

## 3 算例仿真

### 3.1 IEEE-30 节点标准测试系统

利用前面提出的评估模型和方法, 对如图 2 所示

的 IEEE-30 节点标准测试系统进行仿真分析。测试系统由 6 台发电机组、30 条母线、37 条线路和 4 台变压器组成,其中变压器为 Y/Y<sub>0</sub> 接线方式。详细的线路数据见文献 [15], 发电机正、负、零序阻抗分别为  $\rho. 3$ 、 $\rho. 3$  和  $\rho. 05$ 。

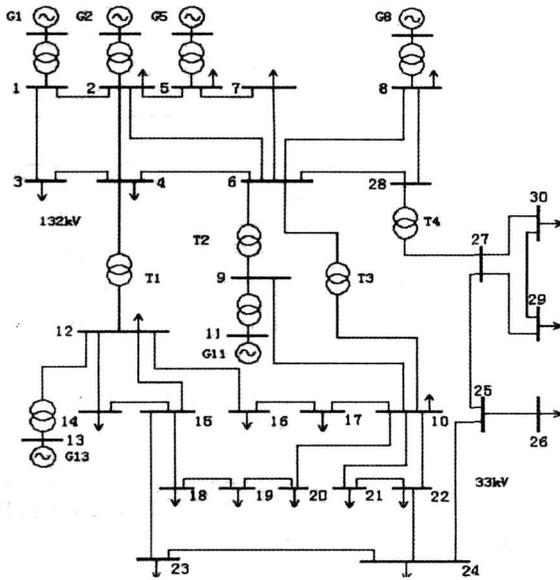


图 2 IEEE-30 节点标准测试系统

### 3.2 故障信息的蒙特卡罗模拟

用蒙特卡罗法模拟系统中线路发生短路故障的随机性。考虑三相故障、单相接地故障、两相相间故障、两相接地四类故障, 概率分别取 5%、70%、15%、10% [20]。故障类型、故障率和线路故障位置的蒙特卡罗模拟见文献 [18]。

### 3.3 仿真条件

为说明方法的合理性, 考虑 3 种仿真条件:

(1) 测试系统中发电机全部运行, 且线路和母线故障率取年平均故障率。

(2) 考虑发电机运行计划, 线路和母线故障率仍取年平均故障率。其中, 发电机运行计划如表 2 以两个月为时间间隔, 系统 6 种运行状态。

表 2 IEEE-30 节点标准测试系统的年发电机运行计划

发电机	S1	S2	S3	S4	S5	S6
G1	1	1	0	1	1	0
G2	1	1	1	0	1	1
G5	0	1	1	1	0	1
G8	1	0	1	1	0	1
G11	1	1	1	0	1	1
G13	1	0	1	1	0	1

(3) 综合考虑发电计划、线路和母线时变故障率。其中, 天气因子如图 3。

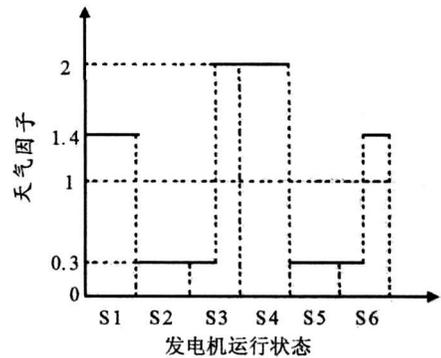


图 3 IEEE-30 标准测试系统的天气因子示意图

## 4 仿真结果

假设测试系统线路、母线年均故障率分别为 100 次/年、5 次/年。随机选择母线 15, 评估该母线发生凹陷的频次。评估结果见表 3~表 5。

表 3 仿真条件 1 下母线 15 中某一相的凹陷频次

电压区间 (p.u.)	凹陷频次 (次)
0.8~0.9	2.713
0.7~0.8	7.791
0.6~0.7	9.300
0.5~0.6	8.963
0.4~0.5	3.280
0.3~0.4	0.876
0.2~0.3	0.161
0.1~0.2	0.238

仿真条件 2 主要研究系统不同运行状态对凹陷频次的影响。不同的发电计划对应的凹陷域不同。从表 4 可见, 当仅考虑年均故障率时, 当发电计划相同时, 如 S3 与 S6, 凹陷频次相同; 反之, 发电计划不同时, 如 S1~S5, 不同电压区间下的凹陷频次相差很大。从表 3、表 4 可知, 系统故障时, 母线 15 的电压幅值在 0.7~0.8 p.u. 变化时, 基于仿真条件 1 和 2 的评估结果分别为 7.791 和 4.075, 其他电压区间类似。可见, 发电计划对母线凹陷频次评估结果影响很大, 考虑不同发电计划更符合实际。

仿真条件 3 考虑了发电计划和时变故障率对凹陷频次的影响。用天气因子及年均故障率描述时变故障率, 得 6 个时间段内线路和母线的故障总数分别为 8.156、1.750、6.710、11.666、1.750 和 4.960。由表 5 知, S3 与 S6 的发电计划相同, 采用时变故障率时, 由于所处季节不同, 评估结果也不同。从表 4、表

表 4 仿真条件 2 下母线 15 中某一相的凹陷频次

电压区间 (p.u.)	S1(次)	S2(次)	S3(次)	S4(次)	S5(次)	S6(次)	总凹陷频次(次)
0.8~0.9	0.375	0.382	0.328	0.368	0.268	0.328	2.049
0.7~0.8	1.035	0.119	1.177	0.404	0.163	1.177	4.075
0.6~0.7	1.857	0.390	1.780	1.575	0.152	1.780	7.534
0.5~0.6	1.414	1.404	1.358	1.932	1.229	1.358	8.695
0.4~0.5	0.721	1.394	0.746	0.834	1.065	0.746	5.506
0.3~0.4	0.166	1.353	0.177	0.514	1.812	0.177	4.199
0.2~0.3	0.030	0.591	0.029	0.061	0.745	0.029	1.485
0.1~0.2	0.038	0.162	0.038	0.033	0.355	0.038	0.664

表 5 仿真条件 3 下母线 15 中某一相的凹陷频次

电压区间 (p.u.)	S1(次)	S2(次)	S3(次)	S4(次)	S5(次)	S6(次)	总凹陷频次(次)
0.8~0.9	0.524	0.115	0.377	0.736	0.080	0.279	2.111
0.7~0.8	1.449	0.036	1.353	0.809	0.049	1.000	4.696
0.6~0.7	2.599	0.117	2.046	3.150	0.046	1.513	9.471
0.5~0.6	1.980	0.421	1.562	3.863	0.369	1.155	9.350
0.4~0.5	1.009	0.418	0.858	1.668	0.320	0.634	4.907
0.3~0.4	0.232	0.406	0.203	1.027	0.544	0.150	2.562
0.2~0.3	0.042	0.177	0.034	0.122	0.224	0.025	0.624
0.1~0.2	0.053	0.049	0.044	0.067	0.107	0.032	0.352

5 可知,各电压区间下 S1~S6 时段内凹陷频次及总凹陷频次相差很大,证明线路和母线的故障率对凹陷频次影响很大。

用蒙特卡罗法随机生成故障位置分布规律未知的故障信息时,传统方法基于主观假设,缺乏足够依据,且不同的概率假设对结果影响很大。由于采用最大熵评估模型,避免了主观假设的不足。3 种仿真条件下的仿真结果如表 6 表中误差 ( $d\%$ ) 为:

$$d\% = \frac{|h_a - h_b|}{h_b} \times 100\% \quad (9)$$

式中,  $h_a$  为各电压区间内基于 MEP 所得总凹陷频次;  
 $h_b$  为蒙特卡罗法仿真生成总凹陷频次的平均值。

由表 6 可知,不同的仿真条件下,该方法对随机选择的母线 15 的凹陷频次评估结果的最大误差仅为 3.43%, 有效地克服了主观假设的不足,能正确反映

不同发电计划、时变故障率对评估结果的影响,评估结果的准确性高。

## 5 结 论

综合考虑电力系统运行状态、线路和母线故障率、故障位置等电压凹陷影响因素的不确定性,用发电计划描述系统运行状态,引入天气因子,用线路和母线时变故障率表示系统故障率的不确定性,用最大熵原理提取线路故障位置的随机分布规律,提出一种更客观的电压凹陷频次随机评估方法。针对不同发电计划、线路和母线故障率随季节变化、不同故障类型、故障位置的随机性等情况,对 3 种不同情况进行仿真,结果证明,该方法的评估结果更符合工程实

表 6 不同仿真条件下母线 15 凹陷频次及误差

电压区间 (p.u.)	仿真条件 1			仿真条件 2			仿真条件 3		
	平均值(次)	评估值(次)	误差(%)	平均值(次)	评估值(次)	误差(%)	平均值(次)	评估值(次)	误差(%)
0.8~0.9	2.714	2.713	0.04	2.037	2.049	0.59	2.106	2.111	0.24
0.7~0.8	7.842	7.791	0.65	4.170	4.075	2.28	4.778	4.696	1.72
0.6~0.7	9.307	9.300	0.08	7.487	7.534	0.63	9.419	9.471	0.55
0.5~0.6	8.914	8.963	0.55	8.705	8.695	0.12	9.315	9.350	0.38
0.4~0.5	3.279	3.280	0.03	5.550	5.506	0.79	4.988	4.907	1.62
0.3~0.4	0.867	0.876	1.04	4.092	4.199	2.62	2.477	2.562	3.43
0.2~0.3	0.161	0.161	0	1.525	1.485	2.62	0.646	0.624	3.41
0.1~0.2	0.239	0.238	0.42	0.643	0.664	3.27	0.343	0.352	2.62

(下转第 64 页)

[J]. 电力系统自动化, 2002, 26(6): 45—49.

[5] 方兴, 郭志忠. 配电网时变无功电压优化方法 [J]. 电力系统自动化, 2005, 29(9): 40—44.

[6] 吴文传, 张伯明. 能量损耗最小的无功补偿动态优化算法研究 [J]. 中国电机工程学报, 2004, 24(4): 68—73.

[7] Kennedy J, Eberhart R. Particle swarm optimization [C]. IEEE International Conference on Neural Networks Perth Australia 1995, 4: 1942—1948.

[8] 袁晓辉, 王乘, 张勇传, 等. 粒子群优化算法在电力系统中的应用 [J]. 电网技术, 2004, 28(19): 14—19.

[9] Mantawy A H, Al-Ghandi M S. A new reactive power optimization algorithm [C]. IEEE Bologna Power Tech Conference Bologna, Italy, 2003(4): 1—6.

[10] 唐剑东, 熊信银, 吴耀武, 等. 基于改进 PSO 算法的电力系统无功优化 [J]. 电力自动化设备, 2004, 24(7): 81—84.

作者简介:

包永金 (1975—), 男, 宜宾电业局营销部配网运行工程师, 主要从事配电网的研究和管理工作。

(收稿日期: 2008—10—10)

(上接第 22 页)

际, 评估精度较高, 具有一定的理论价值和明显的工程应用价值。如何进一步研究和开发满足真实系统所需的评估系统, 是值得继续研究的重要课题。

参考文献

[1] 肖湘宁. 电能质量分析与控制 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2004.

[2] 王宾, 潘贞存, 徐丙垠. 配电系统电压跌落问题的分析 [J]. 电网技术, 2004, 28(2): 56—59.

[3] 陶顺, 肖湘宁, 刘晓娟. 电压暂降对配电系统可靠性影响及其评估指标的研究 [J]. 中国电机工程学报, 2005, 25(21): 63—69.

[4] Milanovic J V, Aung M T, Gupta C P. The influence of fault distribution on stochastic prediction of voltage sags [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2005, 20(1): 278—285.

[5] 肖先勇, 王希宝, 薛丽丽, 等. 敏感负荷电压凹陷敏感度的随机估计方法 [J]. 电网技术, 2007, 31(22): 30—33.

[6] Djokic S Z, Stockman K, Milanovic J V, et al. Sensitivity of AC adjustable speed drives to voltage sags and short interruptions [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2005, 20(1): 494—505.

[7] Djokic S Z, Desmet J, Vanalme G, et al. Sensitivity of personal computers to voltage sags and short interruptions [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2005, 20(1): 375—383.

[8] Djokic S Z, Milanovic J V, Kirschen D S. Sensitivity of ac coil contactors to voltage sag short interruptions and undervoltage transients [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2004, 19(3): 1299—1307.

[9] 赵剑锋, 王浔, 潘诗锋. 用电设备电能质量敏感度测试系统研究 [J]. 中国电机工程学报, 2005, 25(22): 32—37.

[10] Pema C D, Olgun G, Verde P, et al. On probabilistic system indices for voltage dips [C]. 2004 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems Ames USA, 2004, 9: 796—800.

[11] Martínez J A, Martín-Amedo J. Voltage sag stochastic prediction using an electromagnetic transients program [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2004, 19(4): 1975—1982.

[12] Bollen M H J. Fast assessment method for voltage sags in distribution systems [J]. IEEE Transactions on Industry Applications 1996, 32(6): 1414—1423.

[13] Qader M R, Bollen M H J, Allan R N. Stochastic prediction of voltage sags in a large transmission system [J]. IEEE Transactions on Industry Applications 1999, 35(1): 152—162.

[14] Moschakis M N, Hatziangyrio N D. Analytical calculation and stochastic assessment of voltage sags [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2006, 21(3): 1727—1734.

[15] Chang-Hyun Park, Gilsoo Jang, Thomas R J. The influence of generator scheduling and time-varying fault rates on voltage sag prediction [J]. IEEE Transaction on Power Delivery, 2008, 23(2): 1243—1250.

[16] 王彬. 熵与信息 [M]. 西安: 西北工业出版社, 1994.

[17] 朱成骥, 孙宏斌, 张伯明. 基于最大信息熵原理的短期负荷预测综合模型 [J]. 中国电机工程学报, 2005, 25(19): 1—6.

[18] 马超, 肖先勇, 李勇. 线路故障引起电压凹陷的频次最大熵评估 [J]. 中国电机工程学报 (已录用).

[19] 姚建刚, 付维生, 陈庆祺, 等. 电力市场中电价与能源及环境保护的研究 [J]. 中国电机工程学报, 2000, 20(5): 71—75.

[20] Juarez E E, Hernandez A. An analytical approach for stochastic assessment of balanced and unbalanced voltage sags in large systems [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2006, 21(3): 1493—1500.

作者简介:

马超 (1985—), 男, 硕士研究生, 研究方向: 电能质量及其控制技术。

肖先勇 (1968—), 男, 副教授, 长期从事电能质量及其控制技术的教学与研究。

(收稿日期: 2008—12—08)