时空环境相依的电网故障模型及在电网可靠性评估中的应用

熊小伏[1]，王 建[1]，袁 峻[2]，张南辉[2]，赵 渊[1]

(1.输配电装备及系统安全与新技术国家重点实验室(重庆大学)，重庆 400044;
2.云南电网有限责任公司昆明供电局，云南 昆明 650011)

摘要：传统的电网可靠性评估采用固定不变的元件年均故障率模型，难以适应电力系统短期风险评估需求。电网故障与灾害性天气具有较强的时间相关性，气象灾害具有明显的季节性特征，因此电网风险也具有时间波动性。在描述电网元件故障参数时，需要从原来的一维横向连续时间下的年均值模型，拓展到考虑历史同期(纵向)时间和导致故障的因素，特别是外部气象环境因素，以便更准确地描述时间及环境相依的电网故障率。在传统年均值模型的基础上建立了不同时间尺度、不同气象灾害类型下的元件故障模型，并依据此模型进行电网可靠性评估。按照该方法对西南某省级电网近 3 年内 500 kV 输电线路的故障数据进行了分析，对该电网的可靠性进行了评估。计算结果表明，不同时间段电网的可靠性指标与年均值相比具有较大差异，验证了时空环境相依的可靠性评估的必要性。

关键词：电网；可靠性；时空环境；气象灾害；多时间尺度

Temporal and spatial environments dependent power grid failure method and its application in power grid reliability assessment

XIONG Xiaofu[1], WANG Jian[1], YUAN Jun[2], ZHANG Nanhui[2], ZHAO Yuan[1]

(1. State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology, Chongqing University, Chongqing 400044, China; 2. Yunnan Power Grid Corporation Kunming Power Supply Bureau, Kunming 650011, China)

Abstract: The off-line and fixed annual average failure probability model is used in conventional reliability assessment, it is difficult to adapt to the current needs of power system operation. Power grid faults have great temporal relationship with disastrous weather, and meteorological disasters have distinct seasonal characteristic, thus power grid risk will fluctuate with time change. When descripting power component failure rate, it is necessary to expand from chronological time to historical period and taking consideration of the reasons especially external meteorological environments which cause faults, in order to describe the temporal and spatial environment dependent failure rate. The component failure rate model is established and applied to power grid reliability assessment, based on conventional statistical model in different timescale and under different meteorological disasters. The proposed models are utilized to analyze the 500 kV transmission lines failure data during nearly 3 years, meanwhile, the proposed method is applied to assess the reliability of a provincial power grid in southwest China. The results indicate that the reliability indexes in different time intervals have major difference with annual average index, and it proves the necessity of temporal and spatial environments dependent reliability assessment.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 50977094) and Natural Science Foundation of Chongqing (No. CSTC 2011BB6047).

Key words: power grid; reliability; temporal and spatial environments; meteorological disaster; multiple time scale

中图分类号： TM732 文献标识码：A 文章编号： 1674-3415(2015)15-0028-08

0 引言

近年来电网的规模不断扩大，结构日趋复杂，地理跨度不断增加，同时全国各地气象灾害频发，台风、暴雨、大风、雷电、冰雪、山火等气象灾害对暴露在外部环境中的输电网产生了重大影响[1-3]。上述气象灾害具有明显的季节特性，暴雨、雷电等强对流天气一般出现在夏季的 5～9 月份，而冰雪灾害多出现在冬季的 1、2 月份。气象灾害频繁的月份，

基金项目：国家自然科学基金(50977094)；重庆市自然科学基金(CSTC 2011BB6047)

相应的电网可靠性水平较低。

常规的电网可靠性和风险评估均是采用离线的、固定不变的年均故障概率模型[4-10]。如文献[8]提出结合元件可靠性参数脆弱性与结构脆弱性的电网脆弱性评估模型；文献[9]推导了大电力系统可靠性指标对元件可靠性参数的解析表达式；文献[10]应用复杂网络理论与风险理论，提出一种基于贝叶斯网络的条件概率风险指标以及对电力系统灾难性事故的评估方法。国内外学者开展了一些计及天气等环境影响的电网可靠性评估研究[11-14]，主要考虑的是将天气状况分为正常、恶劣、灾害三种状态的模型。上述文献均是电网可靠性理论与风险评估方法的改进，其基础数据仍是采用元件年均故障率，这在电网风险预警和短期可靠性评估方面的应用十分有限。

很多学者开始探究在线的、时间相依的变故障概率模型[15-25]，以对电力系统进行在线风险评估。在运行可靠性参数中，元件故障或停运具有很强的时间相关性和外部因素相关性。因此，可以有两大类获取时空环境相依的元件故障模型：一是建立基于多因素多时间尺度的元件故障统计模型；二是通过获取外部的运行环境，如天气预报、气象灾害预警信息等，结合电网的设计和运行参数，预测未来短期的故障概率。

在元件故障概率预测方面，文献[20-22]提出的几种输电线路雷击概率预测模型和方法，对输电线路故障概率预测提供了新的思路，但由于雷电活动的强随机性，模型的实用化程度还有待提升。文献[23]提出了线路因覆冰过重、舞动、绝缘子闪络引发的故障率评估模型；文献[24]提出了输电线路因山火导致的停运概率预测方法；文献[25]结合气象预报信息，对杆塔结构和输电导线进行了具体分析，建立了直线型杆塔导线和耐张塔跳线对塔身风偏放电的在线预警模型。上述研究存在以下问题：一是电力行业气象服务尚不完善，面向公众的气象数据在时空分辨率上还不足以满足可靠性评估的需求；二是已有部分地区接入了较为详细的气象数据，但缺乏电力设备故障和气象灾害之间的关联评估模型；三是当前的运行可靠性研究依然处在探索阶段，并未形成相应的规范，还需要在工程实际应用中进行检验和完善。

本文将描述电网元件故障的参数，从原来的一维横向连续时间下的年均值参数，拓展到考虑历史同期(纵向)时间和导致故障的因素下的元件故障描述，即时空环境相依的元件故障参数。在传统模型的基础上，建立电网元件在不同时间尺度下以及在各类气象灾害条件下的故障模型，并基于此分析西南某省网公司近 3 年内输电线路的故障数据。算例中针对该 500 kV 输电网，分别以年均故障率和以月为时间尺度的故障率评估了系统可靠性水平，并计算了系统各月份在雷电和山火条件下的可靠性水平。结果表明电网在各个月份的可靠性水平起伏较大，且具有明显的时间分布特性，验证了时空环境相依的可靠性评估的必要性。

1　电网元件可靠性参数描述的扩展

传统可靠性理论中，描述电网元件的可靠性基本参数采用的是长期统计的恒定故障率，没有考虑电网元件自身的老化情况、外部自然环境等运行条件随时间变化而对元件停运和系统可靠性产生的影响，因此只能反映系统长期运行的可靠性，无法真实反映系统随时间、外部气象环境等变化的运行可靠性水平[26]。

气象学方面的文献[27]指出：气候系统的变化特征具有自记忆特征，因而在表征气象要素的时间序列中蕴含着长程相关性，即系统的演化状态具有连续性；气候事件序列在不同的时间标度上有相似的统计特性，表现出长程相关性；极端气候事件具有年际群发性和气候分区群发性特征。文献[28]对南方沿海某地区电网 2007~2013 年 110~500 kV 线路的跳闸事件，按照跳闸原因、故障时间分布、跳闸时对应的天气状况分别进行统计分析，指出电网故障与灾害性天气具有较强的时间相关性。

因此，在描述电网元件故障参数时，需要从原来的一维横向连续时间下的年均值模型，拓展到考虑历史同期(纵向)时间和导致故障的因素，特别是外部气象环境因素，以描述时间及环境相依的电网故障率，如图 1 所示。所以有必要对传统的年均故障概率模型进行改进，得到时间及气象环境相关的元件故障模型，在特定的时间段内可以对具有明显时间分布特性的气象灾害进行风险分析，并评估电力系统的可靠性水平，降低管理运营成本。

2　时间及环境相关的元件故障模型

2.1 以季节为时间尺度的元件故障模型

气象灾害具有明显的季节特性，暴雨、雷电、冰雹等强对流天气多出现在夏季，而冰霜、冻雨、冰雪多出现在冬季。不同季节的气象灾害发生频率不同，对电网可靠性的影响也不同，因此有必要按季节统计元件的故障率，以期在不同的季节安排不同的运行方式，提高电网管理运营效率。

按照气候学的划分，每年的 3~5 月为春季，6~8

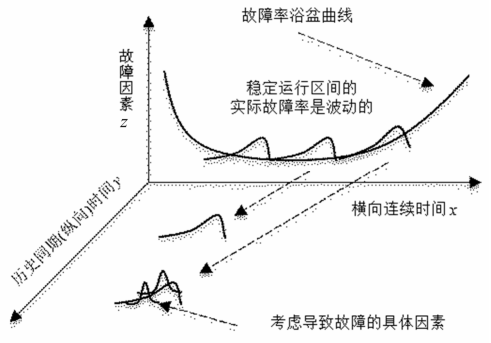

图 1 电网元件可靠性参数描述拓展示意图

Fig. 1 Expansion description of power component reliability parameter

月为夏季，9~11 月为秋季，12~次年 2 月为冬季。对于同一电压等级的设备故障频率为

$$f_{\mathrm{SP}}=\frac{\sum_{i=1}^{M}N_{\mathrm{SP}i}}{T_{\mathrm{SP}}};\ f_{\mathrm{SU}}=\frac{\sum_{i=1}^{M}N_{\mathrm{SU}i}}{T_{\mathrm{SU}}}$$
$$f_{\mathrm{FA}}=\frac{\sum_{i=1}^{M}N_{\mathrm{FA}i}}{T_{\mathrm{FA}}};\ f_{\mathrm{WI}}=\frac{\sum_{i=1}^{M}N_{\mathrm{WI}i}}{T_{\mathrm{WI}}} \tag{1}$$

式中：f 为不同季节内设备的故障频率(次/季)；SP、SU、FA、WI 分别代表春、夏、秋、冬四季；T 为每个季节的时间减去每个季节中非强迫停运时间；N_i 为第 i 个季节中元件的可修复的故障次数；M 为统计的年数。

式(1)为单个设备在不同季节的统计模型，对于 n 个同类设备的平均故障频率为(以春季为例)

$$\overline{f}_{\mathrm{SP}}=\frac{1}{n}\sum_{k=1}^{n}f_{\mathrm{SP}k} \tag{2}$$

式中：$\overline{f}_{\mathrm{SP}}$ 为多个设备的春季平均故障频率；$f_{\mathrm{SP}k}$ 为第 k 个设备的春季故障频率。

对于输电线路而言，其故障频率为(以春季为例)

$$f_{\mathrm{SP}}=\frac{L_i\sum_{i=1}^{n}\frac{N_{\mathrm{SP}i}}{T_{\mathrm{SP}}}}{\sum_{i=1}^{n}L_i} \tag{3}$$

式中：L_i、$N_{\mathrm{SP}i}$ 为第 i 条线路的长度和故障次数；n 为线路条数。

2.2 以月为时间尺度的元件故障模型

部分气象灾害，如高温和冰雪具有明显的月份特性，高温多出现在 8 月份，而冰雪多出现在每年的 1、2 月份，因此有必要进一步细化时间尺度，以月为时间尺度统计设备的故障频率。

$$f_m=\frac{\sum_{i=1}^{M}N_{mi}}{T_m}\qquad m=1,2,\cdots,12 \tag{4}$$

式中：f_m 为第 m 个月的元件的故障频率(次/月)；N_{mi} 为元件第 i 年第 m 月中的故障次数；T_m 为第 m 个月的时间；M 为统计年数。

对于多个设备的故障频率和输电线路的故障频率可以参照式(2)和式(3)。

设备的修复可以采用传统的统计方法获取元件的修复率，元件的故障率和故障概率分别表示为

$$\lambda=\frac{f}{1-fr} \tag{5}$$

$$P=\frac{\lambda}{\lambda+\mu} \tag{6}$$

式中，r 和 μ 分别为元件的修复时间和修复率，一般情况下 r 和 f 的值较小，可以近似认为 λ=f。

2.3 各类气象灾害条件下的元件故障模型

以季节和月为时间尺度的可靠性评估可以直观地分析电网在各个季节和月份的可靠性情况，有助于调度部门在中短期内调整电网管理运营方式，提高电力系统可靠性，又由于各类气象灾害(如雷电、山火)具有明显的时空分布特性，有必要研究短期内的气象灾害侵袭对电网的影响。

在研究时间区间内元件的平均故障率如式(7)所示。

$$\lambda_{\mathrm{avg}}=\frac{N}{T} \tag{7}$$

式中：N 为元件在研究时间区间内的故障次数；T 为研究时间区间。

而各类气象灾害条件下元件的故障率如式(8)所示。

$$\lambda_j=\frac{N_j}{T_j} \tag{8}$$

式中：N_j 为元件在第 j 类气象灾害的故障次数；T_j 为第 j 类气象灾害的持续时间。

将某类气象灾害的持续时间计入研究时间区间内，式(7)、式(8)可用式(9)、式(10)表示。

$$\lambda_{\mathrm{avg}}=\frac{\sum_{j=1}^{n}N_j}{T}=\frac{\sum_{j=1}^{n}\lambda_jT_j}{T}=\sum_{j=1}^{n}\lambda_j\alpha_j \tag{9}$$

$$\lambda_j=\frac{N_j}{T_j}=\frac{\left(N_j/N\right)\left(N/T\right)}{\left(T_j/T\right)}=\frac{\lambda_{\mathrm{avg}}\beta_j}{\alpha_j} \tag{10}$$

式中：λ_j 为第 j 类气象灾害的故障率；α_j 为第 j 类气象灾害的持续时间占研究时间区间的百分比；β_j 为

第 j 类气象灾害下元件的故障次数占研究时间内总故障次数的百分比。

3　输电系统元件故障统计分析

通过对西南某省网公司 500 kV 电网调研，获取了该公司 2011~2013 年三年内输电线路的故障数据，用以分析其时间分布特性。该省网 500 kV 电网的输电线路总长度为 7 576.79 km，三年期间共发生可修复故障次数为 30 次。

3.1 不同时间尺度下的元件故障率

利用传统的统计模型得出输电线路的故障率为

$$\lambda_{\text{avg}} = 0.131982 \text{ 次}/(100 \text{ km}\cdot\text{年})$$

利用第 2 节中故障率模型分别计算出输电线路在不同的季节和月份的故障率如表 1 和表 2 所示。

表 1 输电线路在不同季节的故障率

Table 1 Failure rate of transmission lines in different seasons

季节	春季	夏季	秋季	冬季
故障率 λ 次/(100 km·季)	0.057	0.013	0.013	0.048
	192	198	198	393

表 2 输电线路在不同月份的故障率

Table 2 Failure rate of transmission lines in different months

月份	1 月	2 月	3 月	4 月
故障率 λ 次/(100 km·月)	0.008 799	0.030 796	0.021 997	0.017 598
月份	5 月	6 月	7 月	8 月
故障率 λ 次/(100 km·月)	0.017 598	0	0	0.013 198
月份	9 月	10 月	11 月	12 月
故障率 λ 次/(100 km·月)	0	0.008 799	0.004 399	0.008 799

在进行可靠性评估前需要将不同时间尺度统计的故障率归算到统一单位，次/(100 km•年)，可以明显看出输电线路的故障率随季节和月份的变化，如图 2 所示。

由图 2 可以看出 2~5 月份的故障率要明显高于年均值故障率，采用年均值可靠性水平指导电网运行方式与电网实际风险水平可能差异较大。

3.2 各类气象灾害在不同时间尺度下的故障率

通过分析该省网 500 kV 电网近 3 年的故障记录，发现导致线路故障的主要气象灾害是雷电与山火。由式(10)计算元件在不同的时间段内各气象灾害条件下的故障率。统计了雷电和山火的 α 和 β，如表 3 和表 4 所示，计算结果如图 3、图 4 所示。

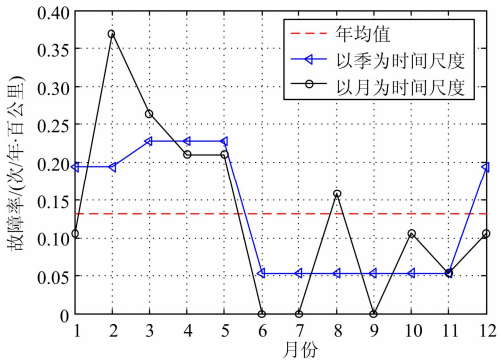

图 2 输电线路的故障率随季节和月份的变化曲线

Fig. 2 Curve of transmission line failure rate with the seasons and the months

由图 3 和图 4 可以看出在灾害天气下元件故障率随着月份和季节的变化趋势，值得注意的是元件在雷电多发的月份和季节故障率较低，而在不常发

表 3 雷电和山火在不同月份内的 α 和 β

Table 3 The α and β of lightning and wildfire in different months

月份	雷电		山火	
	α	β	α	β
1 月	0.001 8	0	0.005 4	0
2 月	0	0	0.047 6	1
3 月	0.007 2	0.2	0.026 9	0.8
4 月	0.014 8	0	0.033 3	0.75
5 月	0.016 1	0.25	0.016 1	0.35
6 月	0.025 9	0	0	0
7 月	0.037 6	0	0	0
8 月	0.053 8	0.33	0	0
9 月	0.053 7	0	0	0
10 月	0.003 6	0.5	0.005 4	0.5
11 月	0.003 7	1	0	0
12 月	0	0	0	0

表 4 雷电和山火在不同季节的 α 和 β

Table 4 The α and β of lightning and wildfire in different seasons

季节	雷电		山火	
	α	β	α	β
春季	0.038 0	0.153 8	0.076 1	0.615 4
夏季	0.117 6	0.333 3	0	0
秋季	0.070 4	0.666 7	0.005 5	0.050 0
冬季	0.001 9	0	0.033 3	0.636 4

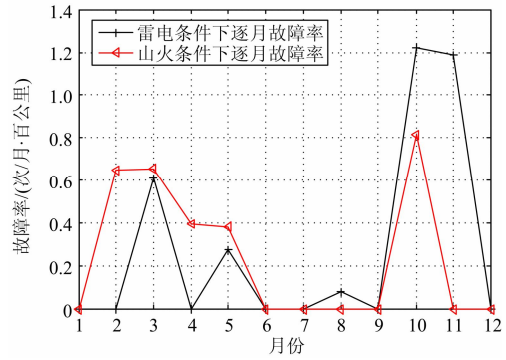

图 3 灾害天气下输电线路故障率逐月变化曲线

Fig. 3 Curve of transmission line failure rate with the months in meteorological disaster

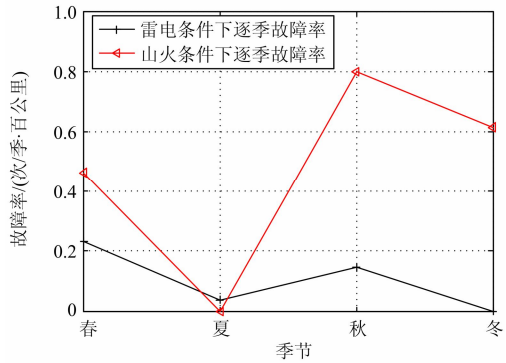

图 4 灾害天气下元件故障率逐季变化曲线

Fig. 4 Curve of transmission line failure rate with the seasons in meteorological disaster

生雷电的季节故障率较高，这是因为在雷电多发的夏季(6~8 月份)，普遍采用重合闸投入，且在雷雨天气允许强送；而非雷雨季节重合闸不成功时不允许强送。山火多发生在春秋两季，其故障率要明显高于夏季，集中在 2、3 月份和 10 月份，因为这几个月份该省干燥少雨，易发生山火。

4　时空环境相依的电网可靠性评估算例

4.1 评估流程

不同时间尺度下的电网可靠性评估流程如下：

1) 获取电网的网架结构、负荷数据和相应的发电机数据(发电机组的容量、故障率和修复时间)；

2) 确定研究时间尺度，在研究时间区间内按照式(1)~式(4)计算元件故障率，并分别统计各类气象灾害的 α 和 β；

3) 利用式(10)计算研究时间内遭受气象灾害的元件故障率；

4) 确定电网各元件的修复率，利用式(6)计算故障概率；

5) 根据在相应时间尺度(年、季、月)内计算所得元件故障概率，采用状态抽样法对系统进行模拟；

6) 分析系统状态，利用最优切负荷模型计算负荷切除量；

7) 计算节点和系统可靠性指标。

本文采用失负荷概率(*LOLP*)、电力不足期望值(*EDNS*)和电量不足期望值(*EENS*)来表征系统的可靠性指标[29]，其中：

LOLP 表示给定时间内系统不能满足负荷需求的概率，即

$$LOLP=\sum_{s\in F}\frac{m(s)}{M} \tag{11}$$

式中：M 是系统状态抽样总数；$m(s)$是抽样中系统状态 s 出现的次数；F 为系统失效状态集。

EDNS 表示给定时间内系统因发电容量不足或电网约束造成负荷削减的期望值(MW)，即

$$EDNS=\sum_{s\in F}\frac{m(s)}{M}\times C(s) \tag{12}$$

式中，$C(s)$表示系统状态 s 的削负荷量。

EENS 表示给定时间内系统因发电容量不足或电网约束造成电量不足期望值(MW·h)，即

$$EENS=\sum_{s\in F}\frac{m(s)}{M}\times C(s)\times t \tag{13}$$

式中，t 为给定的时间区间。

4.2 评估算例

以第 3 节中的西南某省网公司 500 kV 电网为例，该省网 500 kV 线路共有 43 个节点，83 条线路，其网架结构如图 5 所示。图中虚线区域多为山区，为雷电和山火多发区域，共有 25 条线路。

分别以年均故障率和图 2 中各个月份的故障率对系统进行可靠性评估，得出系统的可靠性指标 *EENS* 如图 6 所示。由图 6 可以得出以下结论：①系统的 *EENS* 随月份的起伏较大，若以年均 *EENS* 指导某个月电网运行方式，则会显得过于悲观或乐观；②系统在 2~5 月份的可靠性水平较低，需要采取相应措施保证电网稳定运行。

图 7 所示为各个月份系统遭受雷电和山火条件下的 *EENS*。由图 7 中显示结果可以看出：①雷电和山火均具有明显的时间分布特性，有助于电网在相应月份提前做好防山火、防雷电措施；②雷电(典型瞬时性故障)多发的 5~9 月份，系统的可靠性指标相对较好，说明重合闸和一次重合闸不成功情况下的强送措施能大大提高系统的可靠性水平；③在山火多发的月份，系统的失负荷量均维持在一个较高的水平，说明该省电网防山火措施还有待加强。

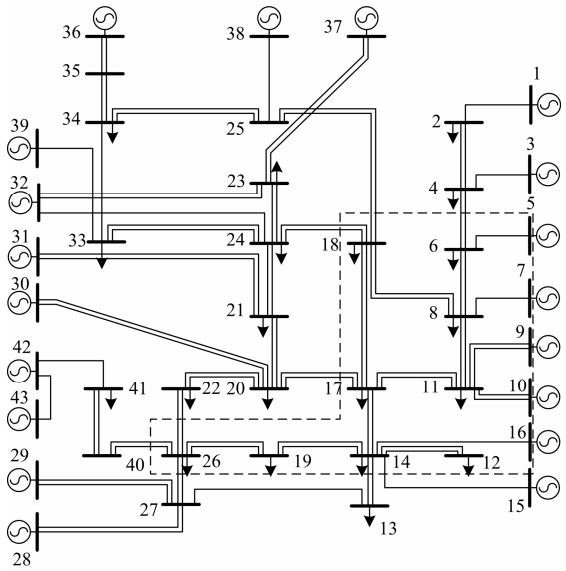

图 5 西南某省网 500 kV 网架结构

Fig. 5 One line diagram of a 500 kV provincial power grid in southwest China

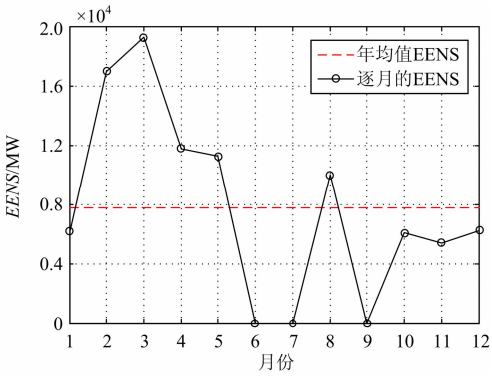

图 6 系统年均 EENS 和各月 EENS 的对比

Fig. 6 Comparison of power system EENS between year and month

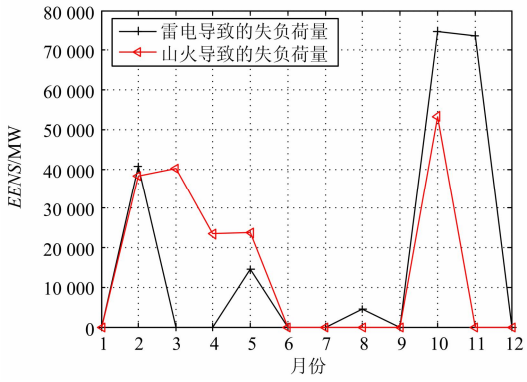

图 7 各月中遭受雷电和山火条件下的系统 EENS

Fig. 7 System EENS in every month under lighting and wildfire

5　结论

1) 电网故障与灾害性天气具有较强的时间相关性，气象灾害具有明显的季节性特征，受气象条件等外部环境因素影响电网故障发生的时间分布及频度均有不同，因此不仅应该评价电网的年平均可靠性水平，还应该分析电网在不同时间的风险变化趋势。为此，提出在描述电网元件故障参数时，需要从原来的一维横向连续时间下的年均值统计，拓展到时空环境相依的元件故障描述。

2) 在传统统计模型的基础上，建立电网元件在不同时间尺度下以及在各类气象灾害条件下的故障统计模型，并进行电网可靠性评估。通过分析西南某省电网 500 kV 线路故障数据，利用文中所提模型在不同时间尺度内对该电网进行了可靠性评估，得出该省网 500 kV 线路主要受雷电和山火灾害的影响，故障率呈现出较强的时间分布特征，和传统的年均值故障率有较大差异。

3) 通过分析以月和季为时间尺度的可靠性指标可以发现，年均值的可靠性指标难以用于指导电网运行的需求，以月、季为时间尺度的可靠性评估可以在一定程度上弥补这种不足。通过分析不同气象灾害在不同时间尺度对电网可靠性的影响，可以明晰在不同月份不同气象灾害对电网的影响程度，以便采取相应防范措施提高电网运行可靠性水平。

参考文献

[1] 唐斯庆, 张弥, 建设, 等. 海南电网“9•26”大面积停电事故的分析与总结[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(1): 1-7, 16.
TANG Siqing, ZHANG Mi, JIAN She, et al. Review of blackout in Hainan on September 26th — cause and recommendations[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(1): 1-7, 16.

[2] 王建学, 张耀, 吴思, 等. 大规模冰灾对输电系统可靠性的影响分析[J]. 中国电机工程学报, 2011, 28(31): 49-56.
WANG Jianxue, ZHANG Yao, WU Si, et al. Influence of large-scale ice disaster on transmission system reliability[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 28(31): 49-56.

[3] 黄乐, 舒双焰. 南方电网 2010 年第一季度线路山火跳闸情况分析[J]. 广东电力, 2011, 24(3): 95-97.
HUANG Le, SHU Shuangyan. Analysis on fault trips caused by forest fire in CSG in the first quarter of year 2010[J]. Guangdong Electric Power, 2011, 24(3): 95-97.

[4] 孙羽, 王秀丽, 王建学, 等. 电力系统短期可靠性评估综述[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(8): 143-154.
SUN Yu, WANG Xiuli, WANG Jianxue, et al. An overview of the short-term reliability evaluation of power system[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(8): 143-154.

[5] 何金定, 贺星棋. 考虑可修多状态的输电线路可靠性评估模型[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(4): 11-14, 53.
HE Jinding, HE Xingqi. Evaluation model of reliability for overhead transmission line with considerations of repairable multi-state[J]. Power System Protection and Control, 2010, 38(4): 11-14, 53.

[6] 许丹, 唐巍. 基于区域可达性分析的复杂配电网可靠性评估[J]. 电工技术学报, 2011, 26(6): 172-186.
XU Dan, TANG Wei. Reliability evaluation of complex distribution networks based on regional accessibility analysis[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2011, 26(6): 172-186.

[7] 赵渊, 周家启, 刘志宏. 大电网可靠性的序贯和非序贯蒙特卡洛仿真的收敛性分析及比较[J]. 电工技术学报, 2009, 24(11): 127-133.
ZHAO Yuan, ZHOU Jiaqi, LIU Zhihong. Convergence analysis and comparison of sequential and nonsequential Monte-Carlo simulation for bulk power system reliability assessment[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2009, 24(11): 127-133.

[8] 魏震波, 刘俊勇, 朱国俊, 等. 基于可靠性加权拓扑模型下的电网脆弱性评估模型[J]. 电工技术学报, 2010, 25(8): 131-137.
WEI Zhenbo, LIU Junyong, ZHU Guojun, et al. Vulnerability evaluation model to power grid based on reliability-parameter-weighted topological model[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2010, 25(8): 131-137.

[9] 赵渊, 周家启, 周念成, 等. 大电力系统可靠性评估的解析计算模型[J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(5): 19-25.
ZHAO Yuan, ZHOU Jiaqi, ZHOU Niancheng, et al. An analytical approach for bulk power systems reliability assessment[J]. Proceedings of the CSEE, 2006, 26(5): 19-25.

[10] 赵阳, 李华强, 王伊渺, 等. 基于复杂网络理论和条件概率的灾难性事故风险评估方法[J]. 电网技术, 2013, 37(11): 3190-3196.
ZHAO Yang, LI Huaqiang, WANG Yimiao, et al. A complex network theory and conditional probability based risk assessment method for disastrous accidents[J]. Power System Technology, 2013, 37(11): 3190-3196.

[11] BILLINTON R, CHENG L. Incorporation of weather effects in transmission system models for composite system adequacy evaluation[J]. IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, 1986, 133(6): 319-327.

[12] BHUIYAN M R, ALLAN R N. Inclusion of weather effects in composite system reliability evaluation using sequential simulation[J]. IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, 1994, 141(6): 575-584.

[13] 刘洋, 周家启. 计及气候因素的大电力系统可靠性评估[J]. 电力自动化设备, 2003, 23(9): 60-62.
LIU Yang, ZHOU Jiaqi. Incorporating weather effect in bulk power system reliability evaluation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2003, 23(9): 60-62.

[14] 陈永进, 任震, 黄雯莹. 考虑天气变化的可靠性评估模型与分析[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(21): 17-21.
CHEN Yongjin, REN Zhen, HUANG Wenying. Model and analysis of power system reliability evaluation considering weather change[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(21): 17-21.

[15] 刘海涛, 程林, 孙元章, 等. 采用瞬时概率的运行可靠性短期评估[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(13): 20-25.
LIU Haitao, CHENG Lin, SUN Yuanzhang, et al. Short-term operational reliability evaluation by using time dependent state probability[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(13): 20-25.

[16] SUN Y, WANG P, CHENG L, et al. Operational reliability assessment of power systems considering condition-dependent failure rate[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2010, 4(1): 60-72.

[17] LIU Yong, SINGH C. A methodology for evaluation of hurricane impact on composite power system reliability[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(1): 145-152.

[18] THAPA S, KARKI R, BILLINTON R. Utilization of the area risk concept for operational reliability evaluation of a wind-integrated power system[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(4): 4477-4771.

[19] 王磊, 赵书强, 张明文. 考虑天气变化的输电系统可靠性评估[J]. 电网技术, 2011, 35(7): 66-70.
WANG Lei, ZHAO Shuqiang, ZHANG Mingwen. Reliability evaluation of transmission system considering weather change[J]. Power System Technology, 2011,

35(7): 66-70.

[20] 朱清清, 严正, 贾燕冰, 等. 输电线路运行可靠性预测[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(24): 18-22.
ZHU Qingqing, YAN Zheng, JIA Yanbing, et al. Prediction of transmission operating reliability[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(24): 18-22.

[21] 谢云云, 薛禹胜, 王昊昊, 等. 电网雷击故障概率的时空在线预警[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(17): 44-51.
XIE Yunyun, XUE Yusheng, WANG Haohao, et al. Space-time early-warning of power grid fault probability by lightning[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(17): 44-51.

[22] 熊小伏, 方伟阳, 程韧俐, 等. 基于实时雷击信息的输电线强送决策方法[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(19): 7-11.
XIONG Xiaofu, FANG Weiyang, CHENG Renli, et al. Forced power supply decision of transmission lines based on real-time lightning information[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(19): 7-11.

[23] 谢云云, 薛禹胜, 文福拴, 等. 冰灾对输电线故障率影响的时空评估[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(18): 32-41, 98.
XIE Yunyun, XUE Yusheng, WEN Fushuan, et al. Space-time evaluation for impact of ice disaster on transmission line fault probability[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(18): 32-41, 98.

[24] 宋嘉婧, 郭创新, 张金江, 等. 山火条件下的架空输电线路停运概率模型[J]. 电网技术, 2013, 37(1): 100-105.
SONG Jiajing, GUO Chuangxin, ZHANG Jinjiang, et al. A probabilistic model of overhead transmission line outage due to forest fire[J]. Power System Technology, 2013, 37(1): 100-105.

[25] XIONG Xiaofu, WENG Shijie, WANG Jian. An online early warning method for wind swing discharge of conductor towards tangent tower and jumper towards strain tower[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2014.

[26] 孙元章, 程林, 何剑. 电力系统运行可靠性理论[M]. 北京: 清华大学出版社, 2012.

[27] 封国林, 侯威, 支蓉, 等. 极端气候事件的检测、诊断与可预测性研究[M]. 北京: 科学出版社, 2012.

[28] 方丽华, 熊小伏, 方嵩, 等. 基于电网故障与气象因果关联分析的系统风险控制决策[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(17): 113-119.
FANG Lihua, XIONG Xiaofu, FANG Song, et al. Power system risk control decision based on cause and effect correlation analysis of fault and meteorology[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(17): 113-119.

[29] LI Wenyuan. Risk assessment of power systems: models, methods, and applications[M]. New Jersey: Wiley-IEEE Press, 2004.

收稿日期：2014-11-05；　修回日期：2014-11-28

作者简介：

熊小伏(1962-)，男，博士，教授，博士生导师，主要从事电力系统保护与控制、智能电网与智能变电站技术、新能源并网故障分析、电网风险评估与气象灾害预警等领域的理论研究与工程应用工作；E-mail：cquxxf@vip.sina.com

王　建(1986-)，男，通信作者，博士研究生，主要研究方向为电力系统风险评估与气象灾害预警；E-mail：wangrelay@foxmail.com

袁　峻(1977-)，男，本科，工程师，主要从事变电检修工作。

(编辑　魏小丽)