

冰冻灾害下计入地形及冰厚影响的分时段电网可靠性分析

韩卫恒^{1,2}, 刘俊勇^{1,2}, 张建明³, 贺星棋^{1,2}, 魏震波^{1,2}, 潘睿^{1,2}

(1. 四川大学电气信息学院, 四川 成都 610065; 2. 四川省智能电网重点实验室, 四川 成都 610065;
3. 四川省电力公司, 四川 成都 610061)

摘要:着重研究了冰冻天气下的电网可靠性。考虑到地形对冰力载荷的影响及覆冰引起导线等效半径增大对风力载荷的影响,建立了计及地形因素的分时段冰力载荷模型和考虑覆冰影响的分时段风力载荷模型,并形成冰冻灾害可靠性综合模型。针对同一路段同一时段可能处于不同级别冰冻气候的状况,采取对线路进行分段模拟再整合的方法,计算出关于时间函数的线路故障率,进而算出系统短时可靠性指标。以 RBTS 系统为例,设线路处于不同地形,不同级别冰冻天气下,计算得到各线路的短时故障率和系统的短时可靠性指标。

关键词:冰冻天气;冰力载荷;风力载荷;短时故障率;短时可靠性

Power system time-section reliability assessment analysis considering topography and icing under freezing disaster weather

HAN Wei-heng^{1,2}, LIU Jun-yong^{1,2}, ZHANG Jian-ming³, HE Xing-qi^{1,2}, WEI Zhen-bo^{1,2}, PAN Rui^{1,2}

(1. School of Electric Engineering & Information, Sichuan University, Chengdu 610065, China;
2. Sichuan Smart Grid Key Laboratory, Chengdu 610065, China; 3. Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610061, China)

Abstract: The system reliability under freezing weather is studied. Considering the fact that topography has effect on ice load and the icing which causes the increase of conductor equivalent radius can affect wind load, a time-section ice load model and a time-section wind load model considering the impact of ice load and icing are established respectively, which forms an integrated model of freezing disaster reliability. A method of sectional simulating and re-integrating is used to work out the line failure rate about time and then the short-term reliability index, on the condition that a transmission line may traverse several levels of freezing weather conditions. In RBTS, assuming the lines traverse different topography and levels of freezing weather conditions, this paper calculates each line's short-term failure rate and the short-term reliability index.

This work is supported by special Fund of the National Basic Research program of China(973)(No.2004CB217905).

Key words: ice freezing weather; ice load; wind load; short-term failure rate; short-term reliability

中图分类号: TM732 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2010)15-0081-06

0 引言

近年来,随着电网规模不断扩大和延伸,冰冻、暴(雨)雪等灾害性天气对电网安全运行的影响也越来越大。特别是2008年年初发生在南方和西北地区东部的罕见的低温雨雪冰冻灾害性天气,造成电网和交通线大面积瘫痪,给当地人民的生产和生活以及社会稳定造成了很大的影响。

此次冰冻灾害中,大部分冰灾地区气温持续在零摄氏度以下,相对湿度保持在90%以上,并伴随有一定的风力,导致电气设备产生覆冰并持续增长,线路平均的覆冰厚度约在30~60 mm,远远超出了

其设计承载能力;另外,受线路覆冰的影响,致使线路等效半径明显增大,对线路承受的风力载荷影响显著,尤其在风速较大的情况下。冰力载荷及风力载荷的共同作用,导致大量的线路故障停运,造成输电线路大面积破坏。全国电网(包括国家电网、南方电网以及地方电网和电厂送出自有线路)近36740条电力线路受损停运,110~500 kV线路的8381基杆塔因灾受损倒塌。直接经济损失达1.5千亿元以上。因此积极开展冰冻灾害对电网安全运行带来影响的可靠性评估显得尤为重要^[1-3]。

目前针对天气条件相依可靠性评估的研究较多,但都以状态天气的大范围内对电网进行评估^[4-7],并没有细化到具体一种灾害天气中进行分析。文献[8]较细地研究了冰灾天气的充裕度评估,

基金项目:国家重点基础研究发展计划项目(973项目)
(2004CB217905)

而采用的风力载荷模型没有考虑由覆冰引起导线半径增大的影响,冰力载荷模型中忽略了线路所经地形的影响,计算出的线路故障率为固定值,而文献[9]分析了恒定故障率对电网设计的危险性。本文首先建立考虑线路所经地理环境因素的冰力载荷模型,以及考虑由覆冰引起导线等效半径增大的风力载荷模型,进而得到冰冻天气综合模型;针对同一线路不同地段的差异性,对线路进行分段模拟再综合,得到不同时间段的线路故障率,结合蒙特卡洛算法计算的不同故障率对应的系统可靠性指标,可及时了解电网所处的可靠性水平及变化趋势,以便为运行决策和线路设计提供参考。

1 冰冻天气可靠性模型

1.1 气候模型

冰冻灾害一般发生在雨雪天气中,并时常伴有大风。在气温及设备温度低于零摄氏度,雨雪在下降过程中撞击到电气设备而被电气设备捕获凝结成冰,当覆冰达到一定程度时会使电气设备发生机械性或电气性故障,影响电网可靠性。在覆冰过程中,风力对导线的覆冰会产生一定的影响,而同时覆冰使得导线的暴露面积增大,风力对导线的影响也就同时增大。

冰冻天气有其中心带,并随时间而不停移动,设天气状态在电网暴露区域内移动的速度为 V_t ,天气状态的初始中心坐标为 (x_0, y_0) ,经过时间 t 后中心坐标为 $(x_t(t), y_t(t))$,则

$$x_t = x_0 + v_t \cos(\varphi)t \quad (1)$$

$$y_t = y_0 + v_t \sin(\varphi)t \quad (2)$$

冰冻天气对电网的影响主要是覆冰和风力两因素的综合作用,表现在故障率上可用式(3)、式(4)表示。而对于风力与覆冰之间的内部联系则通过两者的可靠性模型考虑进去。

$$\lambda = \varepsilon_r \lambda_r + \varepsilon_b \lambda_b \quad (3)$$

$$\varepsilon_r + \varepsilon_b = 1 \quad (4)$$

式中: λ_r 、 λ_b 分别为风力、覆冰导致的设备故障率; ε_r 、 ε_b 分别为对应的权重系数,一般通过经验获取。

1.2 冰力可靠性模型

文献[10-11]中介绍了基于降雨/雪率和风速的简单冰力载荷保守计算模型,模型很好地考虑了风力对覆冰的影响。但模型中的风速采用的是—般意义下的风速,没有考虑到地形对覆冰的影响。

本文计入了地形因素对区域风速的影响,进而对冰力载荷的影响。对于我国尤其是西南地区,地形复杂,很多输电线路并非分布在平地形中,因而

考虑地形的因素意义重大。而地形对风速的影响尤以山谷的影响较大^[12]。

山谷地形,狭道效应会使山谷内风速明显增加,具体影响还与来流风向角有关,当风向角为 0° 时,谷内风速比入口风速增加约 $30\% \sim 60\%$; 当风向角为 30° 时,风速增加约 $20\% \sim 40\%$; 当风向角大于 45° 时,狭道效应的影响可忽略。

某段线路上的冰力载荷是一个累积的过程,影响覆冰的因素很多,温度、湿度、风速等,这里给出在满足温度、湿度条件下的冰力载荷的计算,即覆冰现象已经出现下的冰力载荷计算。

垂直方向上的降雨/雪质量为:

$$m_{cz} = p\delta \quad (5)$$

式中: p 为降雨/雪率 (mm/h); δ 为水/雪密度 (g/cm^3)。

线路垂直方向上平均风速一般为最大风速的 0.7 倍,则

$$V_p = 0.7k\omega_\beta(t)V_{\max} \quad (6)$$

式中: $\omega_\beta(t) = \sin \beta(t)$ 为夹角因子; $\beta(t)$ 为风向与导线间的锐角夹角; k 为地形对风速影响因子; V_{\max} 为气象局发布的地区最大风速 (m/s)。

则,水平方向上的降雨/雪质量为:

$$m_{sp} = 0.26V_p p^{0.88} \quad (7)$$

综上,撞击到线路上的总雨/雪质量为:

$$m_z = \sqrt{m_{cz}^2 + m_{sp}^2} = \sqrt{p^2 \delta^2 + 0.26^2 V_p^2 p^{1.76}} \quad (8)$$

导线上冰厚增量可表示如下:

$$\Delta L = \frac{m_z}{\pi \delta_b} \quad (9)$$

$$\Delta L = \frac{1}{\pi \delta_b} \sqrt{p^2 \delta^2 + 0.26^2 V_p^2 p^{1.76}} \quad (10)$$

式中: δ_b 为冰密度 (g/cm^3)。

由于在冰冻天气持续过程中,降雨/雪率及风速都是随时间变化的,气象中心给出的数据也是针对某一较小的时间段内。故设冰冻天气持续时间为 N 小时,第 i 小时的降雨雪率和风速分别为 p_i 、 V_{pi} 。则第 i 小时导线冰力载荷为:

$$L_{bi} = \frac{1}{\pi \delta} \sum_1^i \sqrt{p_i^2 \delta^2 + 0.26^2 V_{pi}^2 p_i^{1.76}} \quad (11)$$

电力线路在空间上呈大面积分布状态,对于一条特定的线路,其运行状态在很大程度上受其所处环境的影响,冰冻天气中冰力和风力是主要的因素,不同段的冰力载荷值和风力载荷值对线路运行环境的

影响不同, 因此由其导致的故障率也不同, 一般说来, 在一定潮流水平下, 载荷值越大, 线路运行环境越恶劣, 线路故障率也越大。通过现场观测统计或不断试验可得到不同冰力载荷范围内所对应的线路故障率。

线路载荷和故障率的关联分析, 可用表达式 $\lambda_b=f(L_b)$ 和 $\lambda_f=f(W)$ 来表示, 但目前国内外对此都还没有确定的数学表达式来表示。国外(瑞典)是根据现场和统计经验得到的线路停运率与风力载荷和冰力载荷之间确定性离散表达式^[13]; 国内是将瑞典的统计数据模糊化, 构建了以载荷值为输入量的停运率模糊 if-then 规则和模糊推理系统, 并通过模糊推理结果的解模糊化得到某载荷值下的线路故障率^[8]。因此, 国内外研究线路载荷和故障率间的关联分析都是以现场和统计经验为研究基础。鉴于国内目前还没有针对载荷值的故障率统计数据, 故本文中直接引用瑞典统计数据进行分析^[13]。

冰力载荷对故障率统计数据为: $\{\lambda_{b1}=4.5 \times 10^{-3}/(0.3d_{b1}<L_b \leq 0.5d_{b1}); \lambda_{b2}=0.01/(1d_{b1}<L_b \leq 0.9d_{b1}); \lambda_{b3}=0.015/(0.9d_{b1}<L_b \leq 1d_{b1}); \lambda_{b4}=0.03/(1d_{b1}<L_b \leq 1.1d_{b1}); \lambda_{b5}=0.05/(1.1d_{b1}<L_b \leq 1.2d_{b1}); \lambda_{b6}=0.07/(1.2d_{b1}<L_b \leq 1.5d_{b1}); \lambda_{b7}=0.1/1.5d_{b1}<L_b)\}$ 。其中, 故障率单位 $1/(h \cdot 50 \text{ km})$, d_{b1} 为线路冰力载荷设计值。

图 1 为线路不同冰力载荷值所对应的不同故障率, 即故障率随冰力载荷变化图, 而覆冰是一个时间累积的过程, 冰力载荷是时间的函数, 故也可为故障率随时间变化图。图中纵坐标表示线路故障率; 横坐标表示线路冰力载荷值(数值表示为线路冰力载荷设计值的倍数)。

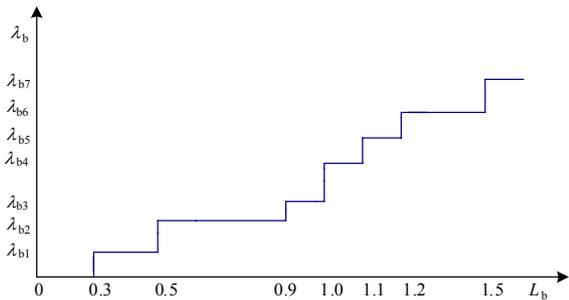


图 1 冰力载荷对应故障率图

Fig.1 Diagram of failure rate based on ice load

1.3 风力可靠性模型

某段输电线路处的风力与风场强度和距风场中心的距离有关, 因此风力可由风场强度系数 A_F 、到中心点的距离 r 以及气候影响因子表示。但由于在风场中心点的风速为零, 需要附加一项较小的风场强度系数和气候影响因子的因式。

$$V(r,t) = A_{F1} \exp\left(-\frac{1}{2\sigma_1^2} r(t)^2\right) - A_{F2} \exp\left(-\frac{1}{2\sigma_2^2} r(t)^2\right) \quad (12)$$

$$r(t) \leq R$$

式中: R 为风场影响半径 (km); A_F 为风场强度系数 (m/s); σ 为气候影响因子, 其值与气候影响半径有关。

风向与导线存在夹角, 风对导线的作用与夹角有关, 引入夹角因子和地形对风速影响因子:

$$V_F(x,y,t) = k\omega_\beta(t)V(x,y,t) \quad (13)$$

但在冰冻天气中, 导线上的覆冰会随着气候的逐渐恶劣以及时间的推移而加剧, 导线的等效半径增大, 暴露面积逐渐变大, 风对导线的作用力也发生变化。

因此本文在风力载荷模型中考虑了覆冰引起导线半径增大对风力载荷的影响。输电线路风力载荷为:

$$W = \frac{V_F^2(D+2T)}{16000} \quad (14)$$

式中: W 为线路风力载荷值 (kg/m); D 为导线直径 (mm); T 为覆冰厚度 (mm)。

通过计算得到的风力载荷值与线路的风力载荷设计值相比较, 超过设计值越多, 线路的故障率越大。通过现场观测统计或不断试验可得到不同风力载荷范围内所对应的线路故障率。

风力载荷对故障率统计数据 (d_{f1} 为线路风力载荷设计值): $\{\lambda_{f1}=8 \times 10^{-4}/(0.9d_{f1}<W \leq 1d_{f1}); \lambda_{f2}=0.005/(1d_{f1}<W \leq 1.1d_{f1}); \lambda_{f3}=0.006/(1.1d_{f1}<W \leq 1.2d_{f1}); \lambda_{f4}=0.03/(1.2d_{f1}<W \leq 1.5d_{f1}); \lambda_{f5}=0.04/(1.5d_{f1}<W = =)\}$ 。

图 2 为线路不同风力载荷值所对应的不同故障率。纵坐标为线路故障率; 横坐标为线路风力载荷值(数值为线路风力载荷设计值的倍数)。

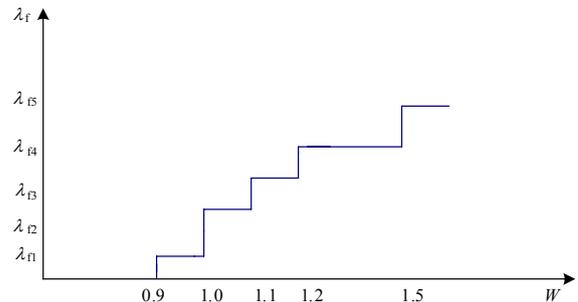


图 2 风力载荷对应故障率图

Fig.2 Diagram of failure rate based on wind load

2 线路分段模拟

对于跨度较大的输电线路, 可能遇到不同级别的冰冻灾害, 造成一条输电线路不同区段覆冰严重

程度差异很大, 故其发生故障率也不同。可根据冰冻灾害严重程度近似认为一条线路跨越了 N 个不同的气候区, 即将线路分为 N 段。

由此输电线路从逻辑关系上可模拟成由不同故障率元件串联的等效元件^[14-15]。如图 3 所示。

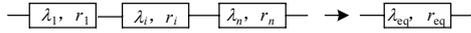


图 3 输电线路等效图

Fig.3 Piece-wise simulation of transmission line

将一条输电线路分为 N 段, 每一段占线路总长的百分数为 F_i , 其自身故障率为 λ_i , 则每一段等效故障率为 $F_i \lambda_i$ 。串联网路等效故障率为:

$$\lambda_{eq} = \sum_{i=1}^N F_i \lambda_i \quad i = 1, \dots, N \quad (15)$$

串联网路等效不可用率为:

$$U_{eq} = 1 - \prod_{i=1}^N (1 - U_i) = 1 - \prod_{i=1}^N (1 - F_i \lambda_i / (F_i \lambda_i + \mu_i)) \quad (16)$$

等效修复时间为:

$$r_{eq} = \sum_{i=1}^N r_i F_i \lambda_i / \sum_{i=1}^N F_i \lambda_i \quad (17)$$

式中: U_i 为元件不可用率; U_{eq} 为网络等效不可用率; μ_i 为元件修复率; λ_i 为元件故障率; λ_{eq} 为网络等效故障率; r_i 为元件修复时间; r_{eq} 为网络等效修复时间。

3 评估流程 (图 4)

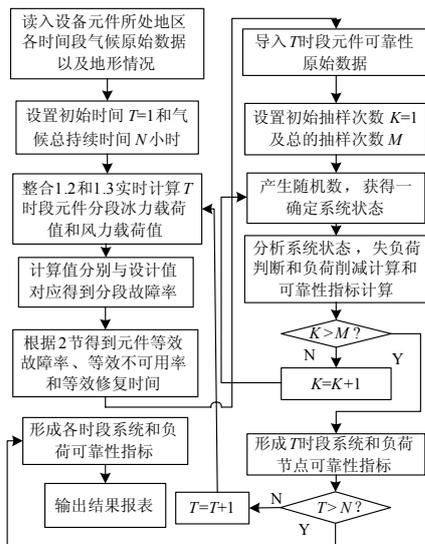


图 4 灾变天气短时可靠性评估流程图

Fig.4 Flow chart of real-time reliability assessment under catastrophic weather

4 算例分析

本文以 RT-ETST 系统^[16]为算例, 线路 L3 (90 km)、L2 (120 km)、和 L7 (120 km) 处于冰冻灾害天气中, 其中线路 L3 途经山谷地区, L2 和 L7 处于平坦地区。将线路 L3 等效为三段线路 (元件) 串联组成, 依次编号为 a、b 和 c, 线路 L2 和 L7 分别等效为四段元件串联组成, 依次编号为 d、e、f 和 g。

设冰冻天气持续时间 10 h, 冰冻天气定义为从导线开始结冰到停止结冰。风力影响半径为 $R=300$ km, 风场中心点从原点沿水平轴正方向以 90 km/h 速度移动, $\sigma_1=0.4R$, $\sigma_2=0.05R$ 。d 和 e 段线路冰冻条件较恶劣, 其降雨雪率为 $P1$; f 段线路较轻, 降雨雪率为 $P2$ 见表 1。a 段采用 $P1$ 值, b 段采用 $P2$ 值。c 和 g 段线路受冰冻灾害非常轻, 其降雨雪率近似为零。线路冰力载荷设计值为 20 mm, 风力载荷设计值为 0.8 kg/m。

表 1 不同区域降雨雪率

Tab.1 Precipitation rate in different regions

T/h \ P/mm	1	2	3	4	5
P1	4.1	6.2	8.9	9.3	7.8
P2	2	3.1	4.2	4.5	3.8
T/h \ P/mm	6	7	8	9	10
P1	7.6	4.9	8.1	2.0	1.0
P2	3.5	2.3	3.0	1.2	0.6

通过冰力载荷和风力载荷模型可计算出各地段各时段的元件冰力、风力载荷值, 如图 5、图 6。从图 5 可看出线路 a 段冰力值高于线路 d 段、e 段, 线路 b 段值高于 f 段值, 原因是线路 L3 处于山谷地区, 对线路覆冰有较明显的影响。而冰力载荷是一个时间累积过程, 随时间推移其值不断增大, 最后趋于稳定。图 6 中, 风力载荷与风场强度和距风场中心的距离有关, 距风场中心越近则风力载荷值越大, 随着风场中心不断移近再移远, 风力载荷值呈先增大后减小趋势。其中, 线路 a 段与 d 段风速相近, 而由于 a 段的覆冰厚度较严重, 其风力载荷值要高于 d 段的风力载荷值, 可见覆冰引起导线等效半径的增大对风力载荷值的影响较明显。

通过把冰力、风力载荷计算值与设计值拟合对应并综合处理, 得到线路不同时段分段故障率, 进而求得这段线路元件的分时故障率, 如图 7。

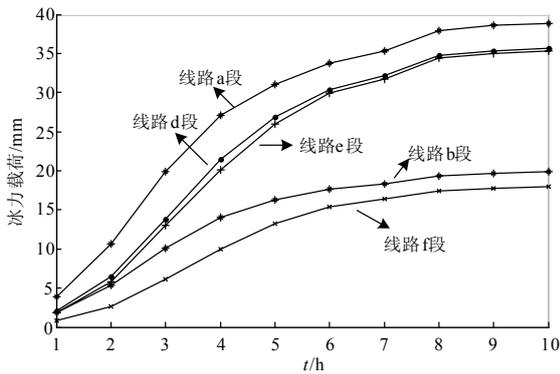


图 5 冰力载荷随时间变化图

Fig.5 Variation diagram of ice load with time

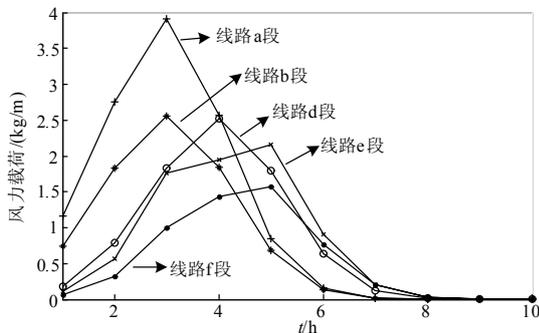


图 6 风力载荷随时间变化图

Fig.6 Variation diagram of wind load with time

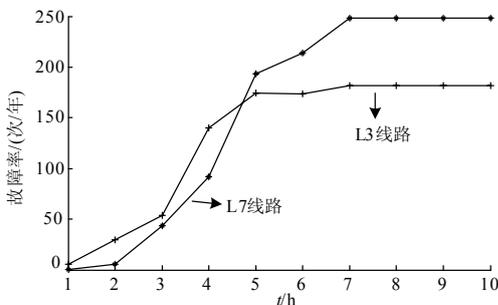


图 7 时段故障率图

Fig.7 Diagram of real-time failure rate

根据评估流程可计算得到各时段系统短时可靠性指标^[17]。图 8 为系统短时可靠性指标失负荷概率 LOLP, 失负荷期望 LOLE, 失负荷频率 LOLF (次/年) 及电力不足期望 EDNS (MW/年)。综合冰力载荷与风力载荷得到对应的线路故障率, 由于冰力载荷起主导作用, 其整体变化趋势与冰力载荷相似, 不断增大并趋于稳定的趋势, 受风力载荷的影响, 故障率值在中间段增加较大, 曲线略微上凸, 如图 7。由图 8 可观测系统各时段的可靠性水平, 由于某些线路受冰冻天气的影响, 而造成系统可靠性水平

严重恶化。冰力载荷主导了系统可靠性水平的恶化程度, 风力载荷则加速了这种恶化程度。

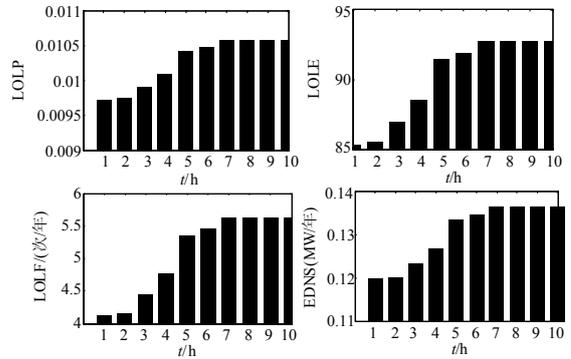


图 8 系统短时可靠性指标

Fig.8 System real-time reliability indices

5 小结

本文较细地分析了冰冻天气下电网的可靠性问题。由于地形因素对线路冰力载荷的明显影响; 同时由覆冰引起线路等效半径的增大对风力载荷的较大影响, 文中建立了计及地形因素的冰力载荷模型和计入覆冰影响的风力载荷模型。

线路覆冰是一个时间累积的过程, 受此影响风力载荷因为覆冰的累积也是一个时间累积的过程。因此冰冻天气下, 线路的故障率以及电网的可靠性指标也必然是随时间变化的。通过分析电网所处的可靠性水平及变化趋势, 以便为运行决策和线路设计提供参考。

参考文献

- [1] 邵德军, 尹项根, 陈庆前, 等. 2008 年冰雪灾害对我国南方地区电网的影响分析[J]. 电网技术, 2009, 33 (5): 38-43.
SHAO De-jun, YIN Xiang-gen, CHEN Qing-qian, et al. Affects of icing and snow disaster occurred in 2008 on power grids in South China [J]. Power System Technology, 2009, 33 (5): 38-43.
- [2] 张文亮, 于永清, 宿志一, 等. 湖南电网 2008 年冰雪灾害调研分析[J]. 电网技术, 2008, 32 (8): 1-5.
ZHANG Wen-liang, YU Yong-qing, SU Zhi-yi, et al. Investigation and analysis of icing and snowing disaster happened in Hunan Power Grid in 2008[J]. Power System Technology, 2008, 32 (8): 1-5.
- [3] 胡毅, 胡建勋, 刘庭. 我国南方地区电网大范围覆冰灾害的特点分析与防治措施[J]. 电力设备, 2008, 9 (6): 1-4.
HU Yi, HU Jian-xun, LIU Ting. Analysis and countermeasures for large area icing accident on power grid in Northern China[J]. Electrical Equipment, 2008, 9

(6): 1-4.

[4] 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 Yong-jin, REN Zhen, HUANG Wen-ying. Model and analysis of power system reliability evaluation considering weather change[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28 (21): 17-21.

[5] 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 Jia-qi. Incorporating weather effect in bulk power system reliability evaluation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2003, 23 (9) : 60-62.

[6] Billinton R, WU Chen-jian. Predictive reliability assessment of distribution systems including extreme adverse weather[C]. //CCECE. 2001: 719-724.

[7] Billinton R, Singh G. Application of adverse and extreme adverse weather : modeling in transmission and distribution system reliability[J]. IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, 2006: 115-120.

[8] 孙荣富, 程林, 孙元章. 基于恶劣气候条件的停运率建模及电网充裕度评估[J]. 电力系统自动化, 2009, 33 (13): 7-12. SUN Rong-fu, CHENG Lin, SUN Yuan-zhang. An outage rate and system adequacy assessment based on adverse weather conditions[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33 (13): 7-12.

[9] Bowles J.B. Commentary—caution: constant failure-rate models may be hazardous to your design[J]. IEEE Trans on Reliability, 2002, 51 (3): 375-377.

[10] Broström E, Ahlberg J, Söder L. Modeling of ice storms and their impact applied to a part of the Swedish transmission network[C]. //Proceedings of 2007 IEEE Power Tech. Lausanne(Switzerland): 2007:1593-1598.

[11] 刘和云, 周迪, 付俊萍, 等. 线雨淞覆冰预测简单模型的研究[J]. 中国电机工程学报, 2001, 21 (4): 44-47.

LIU He-yun, ZHOU Di, FU Jun-ping, et al. A simple model for predicting glaze loads on wires[J]. Proceedings of the CSEE, 2001, 21 (4): 44-47.

[12] 陈平. 地形对山地丘陵风场影响的数值研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2007. CHEN Ping. Numerical study of terrain influence on the airflow over hilly land[D]. Hangzhou : Zhejiang University, 2007.

[13] Broström E, Söder L. Modeling of ice storms for power transmission reliability calculations[C]. //Proceedings of the 15th Power Systems Computation Conference. Liege: 2005: 22-26.

[14] 李文沅. 电力系统风险评估模型、方法和应用[M]. 北京: 科学出版社, 2006. LI Wen-yuan. Risk assessment of power systems[M]. Beijing: Science Press, 2006.

[15] 丁明, 戴永旭, 洪梅, 等. 影响输电网可靠性的气候条件模拟[J]. 电力系统自动化, 1997, 21 (1) : 18-20. DING Ming, DAI Yong-xu, HONG Mei, et al. Simulation to the weather condition affecting the reliability of transmission network[J]. Automation of Electric Power Systems, 1997, 21 (1) : 18-20.

[16] Billinton R, Kumar S, Chowdhury N.A. A reliability test system for education purpose: basic data[J]. IEEE Trans, 1989, 4 (3): 1238-1244.

[17] 郭永基. 电力系统可靠性分析[M]. 北京: 清华大学出版社, 2003. GUO Yong-ji. Power system reliability analysis[M]. Beijing: Tsinghua University Press, 2003.

收稿日期: 2009-09-08; 修回日期: 2009-11-19

作者简介:

韩卫恒 (1986-), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统安全与可靠性分析; E-mail: hwh_scu1986@163.com

刘俊勇 (1963-), 男, 教授, 博士生导师, 主要从事电力市场、电力系统稳定性分析、分布式发电等研究工作。

(上接第 52 页 continued from page 52)

LU Zong-xiang, GUO Yong-ji. Reliability evaluation of hydroelectric power station bus-systems arrangement[J]. Automation of Electric Power Systems, 2001, 25(18): 16-19.

[14] 王锡凡. 发电厂主接线可靠性研究[J]. 西安交通大学学报, 1990, 24(2): 31-47. WANG Xi-fan. Research on the reliability of bus schemes of power stations[J]. Journal of Xi'an Jiaotong University, 1990, 24(2): 31-47.

[15] LI Wen-yuan. Risk assessment of power systems :

models, methods, and applicaitons[J]. Wiley-IEEE Press, 2005: 199.

收稿日期: 2010-02-24

作者简介:

鲁宗相 (1974-), 男, 副教授, 研究方向为电力系统可靠性、风力发电、新能源发电及微电网等; E-mail: luzongxiang98@tsinghua.edu.cn

吴林林 (1986-), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统可靠性。