

基于非序贯蒙特卡洛冰灾重现期线路经济性比较

张勇军¹, 黄慧¹, 唐捷²

(1. 华南理工大学电力学院, 广东 广州 510640; 2. 广东电网公司韶关供电局, 广东 韶关 512026)

摘要: 提出一种比较不同重现期线路经济性的新算法, 该算法建立关于结冰持续时间和线路分节数的失效率模型, 用非序贯蒙特卡洛模拟冰灾发生与否、结冰持续时间长短和线路失效与否。通过最优潮流法计算求得线路在寿命期间的冰灾风险成本, 综合初期成本和常规维修成本比较不同重现期线路的经济性。以修订的 IEEE 可靠性测试系统为物理模型、湖南省冰灾气候为参考气候的算例, 验证了该算法的实用性及对于电力线路设计的指导意义。

关键词: 冰灾重现期; 经济性; 非序贯蒙特卡洛; 风险; 失效率模型

Economy comparison of line's ice disaster cycle based on non-sequential Monte Carlo

ZHANG Yong-jun¹, HUANG Hui¹, TANG Jie²

(1. College of Electric Power, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China;
2. Shaoguan Power Supply Bureau, Guangdong Power Grid Company, Shaoguan 512026, China)

Abstract: A new method is presented to compare the economy of lines with different ice disaster cycle, with a failure rate model about the ice disaster duration and line section number. Non-sequential Monte Carlo is adopted to simulate the happening of ice disaster, disaster duration and line's failure. The ice disaster risk is evaluated through optimal power flow analysis, together with initial investment and conventional repair cost, economy of lines with different ice disaster cycle can be compared. An example, with ice weather condition of Hunan province, modeled by appropriate modified IEEE reliability test system (RBTS), proves practicability of this method, showing that the method is of great significance in line design.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China(No.50337010) and National Natural Science Foundation of Guangdong Province(No.06025630).

Key words: ice disaster cycle; economy; non-sequential Monte Carlo; risk; failure rate model

中图分类号: TM74 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2010)13-0119-05

0 引言

近年来, 极端气候多次出现, 冰灾发生越来越频繁, 极大地威胁着电力系统的安全运行, 引起了广泛的关注^[1-4], 融冰理论和融冰方法探讨较多^[5-8], 修改设计标准, 提高设防水平的意见引起了重视^[9]。针对电网冰灾风险研究也较多, 如恶劣天气下元件能够维修的可靠性指标的研究^[10]、导线覆冰频率研究^[11]、计入检修状态的天气相依失效^[12]研究等, 然而这些文献没有体现冰灾持续天数、线路长短对失效率的影响, 没有根据冰灾天气定量计算电网寿命期间冰灾风险, 缺乏对不同重现期线路进行经济性对比的合理实用算法。

文章以湖南省冰灾气候为参考气候, 以 220 kV 输电线路为例, 分别对 30 年重现期和 50 年重现期的 RBTS^[13-14]进行寿命期间初期建设成本、常规维修费和冰灾风险成本计算, 进而比较两种线路的经济性。进行一百万年冰灾抽样, 对结冰持续时间和线路失效情况进行非序贯蒙特卡洛仿真; 其中线路的失效率是关于结冰持续时间和线路分节数的函数。损失的负荷由最优潮流计算求得。通过比较这两种重现期线路的平均年费用, 得出参考气候下 RBTS 应采用 50 年重现期的结论。

1 冰灾天气和线路失效率数学建模

1.1 冰灾天气建模

由于序贯蒙特卡洛仿真可能有一年两次冰灾或夏秋天冰灾的情况, 文章采用非序贯蒙特卡洛仿真, 仿真如式 (1):

基金项目: 国家自然科学基金重点项目 (50337010); 广东省自然科学基金项目 (06025630)

$$S = \begin{cases} 1, & R \leq P_{ice} \\ 0, & R > P_{ice} \end{cases} \quad (1)$$

式中： P_{ice} 为年冰灾发生概率； R 为 0~1 之间的均匀随机数； S 为 1 表示冰灾发生，0 表示不发生。

同一地区不同年份的冰灾，每次冰灾的持续时间不同。冰灾的持续天数 t 的概率分布如式 (2)：

$$\begin{cases} P(t=i) = p_i & i=1,2 \cdots N \\ \sum_{i=1}^N p_i = 1 \end{cases} \quad (2)$$

式中： P_i 为冰灾持续 i 天的概率； N 为当地最大可能冰灾持续天数。每个地区因为地形和气候的不同，式中 N 和 P_i 在使用时应咨询当地气象局确定。持续天数 t 的非序贯蒙特卡洛仿真如式 (3)：

$$\begin{cases} t=1, & \text{if } 0 < R \leq p_1; \\ t=i, & \text{if } \sum_{k=1}^{i-1} p_k < R \leq \sum_{k=1}^i p_k; \\ t=N, & \text{if } \sum_{k=1}^{N-1} p_k < R \leq 1 \end{cases} \quad (3)$$

1.2 线路失效率建模

冰灾天气的灾变程度受多个气象因素影响，如温度、湿度、持续时间和风速等，考虑到持续时间是这些灾害天气造成电网失效的关键因素，故在此重点讨论结冰持续时间对失效率的影响，且以 30 年重现期线路 (S_{30}) 为例。

设在冰灾天气中，空气的温度、湿度和风速不变，进而结冰速度也相同。因此，输电线路上的覆冰厚度 h 与结冰时长 t 成正比^[15]。合理地考虑到线路和天气的实际情况，文章按每 10 km 进行分节。对于线路第 i 分节来说，导线的失效率 λ_i 由覆冰重量 m 决定，而 m 与冰厚 h 的二次方成正比。所以导线失效率 λ_i 与结冰时间 t 有如下关系：

$$\lambda_i = k_{ice} t^2 \quad (4)$$

式中 k_{ice} 为 30 年重现期线路失效率参数。对于串联模型^[16]线路，失效率 λ_{S30} 如下式：

$$\lambda_{S30} = \sum_{i=1}^l \lambda_i \quad (5)$$

式中 l 为线路分节数。当冰灾范围广，受灾地形差不多时，每个 λ_i 相等，即：

$$\lambda_{S30} = lk_{ice} t^2 \quad (6)$$

相对于 30 年线路失效率，不同重现期 M 线路失效率 λ_{SM} 的修正系数为 k_{SM} ，即：

$$\lambda_{SM} = k_{SM} \lambda_{S30} \quad (7)$$

2 不同冰灾重现期线路经济性比较算法

2.1 线路成本组成

由文献[15]，线路的总投资 C 包括初期投资 C_i 、常规维修费 C_m 和冰灾风险成本 C_r ，即：

$$C = C_i + C_m + C_r \quad (8)$$

初期投资为电网建设费，常规维修费为初始投资的 20%。冰灾风险 C_r 由电网负荷损失费 C_l 和所有线路事故维修费 C_f 组成，即：

$$C_r = C_l + \sum_{i=1}^h C_{fi} \quad (9)$$

式中 h 为线路的条数。负荷损失费为损失电量造成的国民生产总值损失。 C_a 为电网平均年费用， Y 为线路寿命。如式 (10) 示：

$$C_a = C / Y \quad (10)$$

2.2 线路冰灾风险成本计算方法

线路成本计算流程如图 1，其具体步骤为：

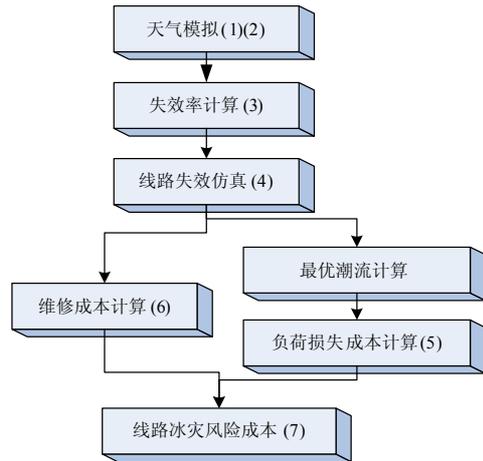


图 1 冰灾风险成本计算流程

Fig.1 Ice disaster risk calculation process

(1) 进行 n 年的非序贯蒙特卡洛仿真，如式(1)，得到发生冰灾的年数 n_{ice} 。

(2) 进行 n_{ice} 次非序贯蒙特卡洛仿真，如式(2)，得到每次冰灾的持续天数 $T[n_{ice}]$ 。

(3) 由冰灾持续天数和线路分节数计算每次冰灾每条线路的失效率，如式 (6)，设所考虑的线路为 h 条，得到 $\lambda[n_{ice}, h]$ 。

(4) 根据失效率分别对线路失效进行非序贯蒙特卡洛仿真，得到只含 0、1 元素的矩阵 $F[n_{ice}, h]$ ，0 表示发生线路故障，1 表示线路正常运行。

(5) 进行最优潮流计算，求得每次冰灾的负荷损失 $Loss[n_{ice}]$ ，计算电网寿命期间负荷损失费 C_l 。

(6) 由 $F[n_{ice}, h]$ 计算寿命期间 Y 每条线路故障

的期望 $E_f[h]$, 结合每条线路的成本求得每条线路的冰灾维修成本 $C_f[h]$ 。

(7) 由式 (9) 计算线路寿命期间的冰灾风险成本 C_r 。

3 算例分析

结合修改设计标准、提高设防水平的意见, 算例比较 30 年重现期线路 (S_{30}) 和 50 年重现期线路 (S_{50}) 的经济性。

以湖南省冰灾气候为参考气候。根据湖南省冰灾记录, 从 1955 年到 2008 年, 湖南省共发生 5 次冰灾, 分别发生于 1955、1964、1977、2005 和 2008 年, 年冰灾的概率 P_{ice} 为 0.075 5; 每次冰灾持续天数 t 的概率分布如表 1 所示。

表 1 冰灾持续时间的概率分布

Tab.1 Probability distribution of ice duration

t	5	6	7	8	9	10	≥ 11
p	0.1	0.2	0.35	0.2	0.1	0.03	0.02

3.1 失效率参数确定

分析 2008 年长沙地区、郴州地区及韶关地区输电线路开始倒塔前冰灾持续天数, 如表 2。

表 2 倒塔前冰灾持续时长

Tab.2 Ice disaster duration before tower failure

地点	冰灾开始时间	开始倒塔时间	时长/天
湖南长沙	1 月 15 日	1 月 26 日	11
湖南郴州	1 月 15 日	1 月 25 日	10
广东韶关	1 月 14 日	1 月 24 日	10

可见当线路持续结冰 10 天以上时, 冰重已超过杆塔的承受极限, 倒塔的概率接近于 1。又考察典型倒塔线路的故障情况, 如表 3 所示。

表 3 典型倒塔线路故障状况

Tab.3 Failure states of typical lines with tower failure

线路	倒塔时间	线路长度/km	受损塔数/基
坪通线	1 月 24 日	51	85
坪廊线	1 月 25 日	60	80

表 3 中, 两条线路的受损塔基数与长度不完全成正比, 存在细小差别。这是因为真实电网每条线路所处的微地形和微气候不完全相同。鉴于这两条线路受损塔基数接近, 取坪廊线同样为 5 个分节数。由上分析及式 (3) 可知失效率参数为:

$$k_{ice} = 0.002 \quad (11)$$

$$\text{即: } \lambda_{S_{30}} = 0.002t^2 \quad (12)$$

冰灾时线路失效率和重现期存在近似反比关

系, 不妨取 S_{50} 相对于 S_{30} 的修正系数 $k_c=0.6$, 有:

$$\lambda_{S_{50}} = 0.0012t^2 \quad (13)$$

3.2 可靠性测试系统

算例物理模型 RBTS 如图 2, 其中 L1、L6 和 L2、L7 为同杆双回线路。同杆双回架设线路当一回线发生断线时, 由于塔杆纵向受力不均衡, 使杆塔倾斜倒塌, 另一条线路亦失效。考虑到实际冰灾地区仅为局部山区, 受灾范围比 RBTS 原有范围小, 因而取受灾线路长度为原长的 1/5, 其它为正常气候区长度。

以线路地处高山为例。 S_{30} 设计标准^[17]为风速 30 m/s、覆冰厚度为 20 mm, 此种线路成本相对于标准风速 30 m/s、覆冰厚度为 10 mm 线路成本采用 1.47 的调整因子。 S_{50} 的抗冰灾能力强于 S_{30} , 建设成本相对更高。据工程经验, S_{50} 中冰灾气候区的初期投资约是 S_{30} 的 3 倍。因此, 两种线路的单位初始成本如表 4。

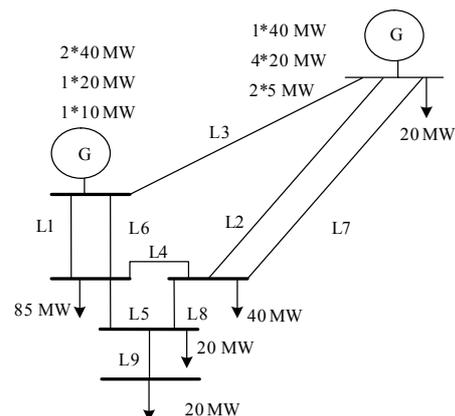


图 2 可靠性测试系统 (RBTS)

Fig.2 Reliability test system (RBTS)

表 4 线路单位初始成本比较

Tab.4 Comparison of lines' initial investment per kilometer

线路成本/(万元/km)		正常气候区	冰灾气候区
S_{30}	同杆双回	143.79	211.37
	单回	70.88	104.19
S_{50}	同杆双回	143.79	634.11
	单回	70.88	312.57

4 算例结果分析

表 5 线路初期成本比较

Tab.5 Comparison of initial investment

成本/万元	正常气候区	冰灾气候区	总初期投资
S_{30}	62 758	23 064	85 822
S_{50}	62 758	69 191	131 949

由表 5 可知, S_{50} 的初期建设成本比 S_{30} 高很多。但是 S_{50} 通过加强杆塔结构等措施增长了线路寿命。线路的寿命 Y 与冰灾重现期存在近似线性的关系, 根据 IEC 推荐, S_{30} 寿命为 13 年, 文章取 S_{50} 的寿命为 22 年。按照经济性比较算法对两个系统进行一百万年仿真, 年损失负荷的标准差为 0.024。每度电的 GDP 取为 8 元。因冰灾每年损失的电量和寿命内负荷损失费如表 6。

表 6 负荷损失比较
Tab.6 Loss of load comparison

系统	年损失负荷/MW	寿命内负荷损失费/万元
S_{30}	3.881	14 530
S_{50}	1.754	11 113

S_{30} 和 S_{50} 每条线路的每年失效次数, 寿命内累计失效次数和累计事故维修成本如表 7, 两个系统的各项成本比较如表 8 所示。

表 7 失效次数和维修成本比较

Tab.7 Failure times and repair cost comparison

线路	失效次数/年		寿命内累计失效次数		寿命内维修成本/万元	
	S_{30}	S_{50}	S_{30}	S_{50}	S_{30}	S_{50}
L1、L6	0.024	0.015	0.312	0.319	990	3 039
L2、L7	0.067	0.047	0.870	1.037	9 196	32 874
L3	0.032	0.019	0.418	0.425	1 949	5 939
L4	0.008	0.005	0.104	0.106	122	371
L5	0.008	0.005	0.104	0.106	122	371
L8	0.008	0.005	0.104	0.105	122	371
L9	0.008	0.005	0.104	0.106	122	371

表 8 线路总成本比较

Tab.8 Line's total cost comparison

系统		S_{30}	S_{50}
线路冰灾重现期/年		30	50
成本和费用/万元	初期投资	85 822	131 949
	常规维修费	17 164	26 390
	负荷损失费	14 530	11 113
	事故维修费	12 622	43 336
	总费用	130 138	212 788
	平均年费用	10 011	9 672

由上表可以得出, 虽然 S_{50} 的初始投资高, 但是由于低的冰灾风险和长的使用寿命, 比 S_{30} 更具有经济性, 平均年费用要节省 339 万元。

5 结论

1) 失效率是持续时间的二次方, 因此随着持续

时间增加, 失效率增长越快。因此, 越早采取除冰等预防措施, 效果越好。尤其是短路融冰易产生不平衡张力, 应在早期进行。

2) 由于负荷不断增长, 负荷损失费用不断增加, 同时随着经济不断发展, 单位电能的国民生产总值也越来越大。因此, 50 年重现期线路相对于 30 年重现期线路的优势会越来越大。

3) 冰灾不是电网唯一的自然灾害, 50 年重现期线路比 30 年重现期线路具有更强的抗地震、台风、泥石流的能力, 因此, 在两者经济性差不多或者 50 年重现期线路经济性差一点的情况下, 应该采取 50 年重现期。

参考文献

- [1] Bin Shen, Koval D, Wilsun Xu, et al. An analysis of extreme-weather-related transmission line outages[C]// IEEE Canadian Conference. 1998: 697-700.
- [2] Yang W, Yang J, Fan Y, et al. Study on icing on-line monitoring system of high voltage transmission Lines[C]//China International Conference on Electricity Distribution. Guangzhou(China): 2008: 1-4.
- [3] 李庆峰, 范峥, 吴穹, 等. 全国输电线路覆冰情况调研及事故分析[J]. 电网技术, 2008, 32 (9): 33-36. LI Qing-feng, FAN Zheng, WU Qiong, et al. Investigation of ice-covered transmission lines and analysis on transmission line failures caused by ice-coating in China[J]. Power System Technology, 2008, 32 (9): 33-36.
- [4] 李成榕, 吕玉珍, 崔翔. 冰雪灾害条件下我国电网安全运行面临的问题[J]. 电网技术, 2008, 32 (4): 14-21. LI Cheng-rong, Lü Yu-zhen, CUI Xiang. Research issues for safe operation of power grid in China under ice-snow disasters[J]. Power System Technology, 2008, 32 (4): 14-21.
- [5] Davidson C C, Horwill C, Granger M, et al. A power-electronics-based transmission line de-icing system[C]// The 8th IEE International Conference on AC and DC Power Transmission. 2006: 135-139.
- [6] 马玉龙, 徐玲玲, 石岩, 等. 三广直流工程融冰运行方式仿真试验[J]. 电网技术, 2008, 32 (19): 22-25. MA Yu-long, XU Ling-ling, SHI Yan, et al. Simulation test of ice-melting operation mode for HVDC power transmission project from the Three Gorges Hydropower Station to Guangdong[J]. Power System Technology, 2008, 32 (19): 22-25.

- [7] Huneault M, Langheit C, St-Arnaud R, et al. A dynamic programming methodology to develop de-icing strategies during ice storms by channeling load currents in transmission networks[J]. IEEE Trans on PD, 2005, 20 (2): 1604-1610.
- [8] René Cloutier, André Bergeron, Jacques Brochu, et al. On-load network de-icer specification for a large transmission network[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2007, 22 (3): 1947-1955.
- [9] 李正, 杨靖波, 韩军科, 等. 2008 年输电线路冰灾倒塌原因分析[J]. 电网技术, 2009, 33 (2): 31-35. LI Zheng, YANG Jing-bo, HAN Jun-ke, et al. Analysis on transmission tower toppling caused by icing disaster in 2008[J]. Power System Technology, 2009, 33 (2): 31-35.
- [10] 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.
- [11] 谢运华. 导线覆冰频率分析研究的进展[J]. 电力建设, 1999 (6): 30-32. XIE Yun-hua. The research development of line's ice frequency[J]. Power Construction, 1999 (6): 30-32.
- [12] 林智敏, 林韩, 温步瀛. 天气相依失效模型的电力系统可靠性评估[J]. 华东电力, 2008, 36 (1): 81-84. LIN Zhi-min, LIN Han, WEN Bu-ying. Power system reliability evaluation based on weather dependent failure models[J]. East China Electric Power, 2008, 36 (1): 81-84.
- [13] Billinton R, Kumer S, Chowdhury N, et al. A reliability system for education purposes-basic data[J]. IEEE Trans on PS, 1989, 4 (3): 1238-1244.
- [14] IEEE Committee Report. IEEE reliability test system [J]. IEEE Trans on PAS, 1979: 2047-2054.
- [15] 王守礼, 李家垣. 电力气候[M]. 北京: 气象出版社, 1994: 59-60.
- [16] 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: 60-62.
- [17] 电力规划设计总院. 火电送电变电工程限额设计参考造价指标(2004 年水平)[M]. 北京: 中国电力出版社, 2004: 155-159.

收稿日期: 2009-08-20; 修回日期: 2009-11-04

作者简介:

张勇军 (1973-), 男, 副教授, 研究方向为电力系统优化规划与控制、可靠性和 HVDC 等;

黄慧 (1986-), 女, 硕士研究生, 主要从事电力系统风险研究; E-mail: huihuangjw@126.com

唐捷 (1979-), 男, 电气工程师, 工学博士, 从事电力一次设备状态检修、电力系统可靠性及电力需求侧管理等方面的研究。

(上接第 118 页 continued from page 118)

所以, 将遥控继电器的输入电源改为装置电源后, 遥控操作正常, 有遥控继电器动作出口信号。

3 小结

现代电网普遍采用无人值班变电站, 站内的开关、刀闸、主变调档和主变风扇等均是采用遥控操作, 这就对遥控回路的正确性和遥控操作的可靠性提出了很高的要求。自动化系统应保证远动遥控回路均采用无源节点, 且与其它电源回路不能有任何电气上的连接。在今后新投变电站中, 我们要加强对变电站设计图和自动化监控系统原理图的审查, 防止遥控回路出现寄生回路, 保证遥控动作的正确性和可靠性。

参考文献

- [1] 甘景福. 直流系统间的寄生回路造成的直流系统接地假象[J]. 华北电力技术, 2004(2): 41-42. GAN Jing-fu. DC unreal grounding caused by parasitic circuit between DC systems[J]. North China Electric Power, 2004(2): 41-42.

收稿日期: 2009-07-13; 修回日期: 2009-11-03

作者简介:

党小宇 (1983-), 女, 本科, 助理工程师, 从事电力系统自动化工作; E-mail:dxy35@sohu.com

赵阔 (1977-), 男, 大专, 助理工程师, 从事电力系统自动化工作;

林安静 (1981-), 女, 本科, 助理工程师, 从事电力系统自动化工作。