

# 大规模冰灾对输电系统可靠性的影响分析

王建学, 张耀, 吴思, 孙羽

(西安交通大学电气工程学院, 陕西省 西安市 710049)

## Influence of Large-scale Ice Disaster on Transmission System Reliability

WANG Jianxue, ZHANG Yao, WU Si, SUN Yu

(School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, Shaanxi Province, China)

**ABSTRACT:** Large-scale ice disaster has various negative effects on transmission system reliability. According to the weather model, wind speed, rainfall rate and ice load of transmission lines were calculated. In order to analyze the variation of forced outage rate (FOR) in the ice disaster, the relation between ice load and FOR was obtained by curve fitting. For reflecting the stochastic failure of transmission components in the process of ice load increase, a new mixed Monte Carlo simulation method was presented. When components are in the normal state, state sampling is used to judge whether fault occurs on components. When components fail, state duration sampling is used to calculate repair duration time. Simulation of the IEEE RTS-79 system demonstrates that the proposed method is effective. This simulation result also shows that weather parameters and geographical environment may have great influence on transmission system reliability, especially weather moving speed and alignment of transmission lines.

**KEY WORDS:** ice disaster; Monte Carlo simulation; reliability assessment; ice load; forced outage rate (FOR)

**摘要:** 大规模冰灾对输电系统带来多方面不利的影 响, 主要从可靠性的角度对其进行研究。根据气象建模理论, 计算了风速、降雨速率和输电元件的载冰量。为分析元件故障率随冰灾的变化过程, 采用了曲线拟合法获得载冰量和强迫停运率的数学关系。为反映在载冰量增加过程中输电元件发生损坏的随机性, 提出了一种混合蒙特卡罗抽样法, 来获得系统状态以及状态持续的时间。当元件处于正常状态时, 使用状态抽样法判断各时刻元件是否发生故障; 当元件发生故障时, 使用状态持续时间抽样法获得元件修复持续时间。IEEE

RTS-79 算例验证了所提方法的有效性。仿真结果分析表明, 气象参数和地理环境等因素, 特别是气象前进速度和输电线路的走向, 将对输电系统的可靠性产生较大影响。

**关键词:** 冰灾; 蒙特卡罗模拟; 可靠性评估; 载冰量; 强迫停运率

## 0 引言

大规模冰灾是一种极端恶劣的天气, 给人们的生活带来了巨大的影响。对于电力系统而言, 大规模冰灾将造成部分地区长时间的电力供应中断, 严重影响了电力系统的可靠性<sup>[1]</sup>。1998年1月加拿大东部和美国东北部遭到暴风雪袭击, 超过150万家庭失去电力供应<sup>[2]</sup>。2008年1月中国南方发生大规模冰灾, 持续的高强度极端气候所造成的冰灾使电网遭受了有史以来最严峻的考验, 电力线路多次冰闪跳闸, 电力杆塔倒塔断线事故频有发生<sup>[3-5]</sup>。从事故线路的统计数据来看<sup>[6-8]</sup>, 极端气象条件影响输电线路的主要因素包括风向、风速、降雨速率及覆冰厚度等。

目前针对大规模冰灾下电力系统可靠性的研究越来越受到重视。文献[9]假设各状态下的故障率和修复率都是常数, 提出了正常气候和恶劣气候的双状态模型。文献[10]进一步提出了三状态模型, 即正常气候、恶劣气象和极端恶劣气象。文献[11]在双状态气候模型的基础上, 对恶劣气象条件下元件能否维修进行了可靠性评估。文献[12]认为大风、载冰和闪电是最具破坏力的气象因素, 并研究了风速对可靠性评估结果的影响。文献[13]建立了结冰模型, 并估算出圆形物体的载冰量。在此基础上, 文献[14]建立了恶劣气象的数学模型, 并计算出风速、降雨速率和载冰量。文献[15]给出了各种气象

基金项目: 国家自然科学基金项目(50807043, 50777052)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China (50807043, 50777052).

参数的概率分布形式和概率密度函数。文献[16]给出了大规模冰灾下电网安全评估的框架。文献[17]运用模糊建模理论对恶劣气候条件下的输电线路停运率进行建模。

由以上研究可知,当某一地区经历恶劣天气时,双状态和三状态模型都没有考虑元件故障率随时间的变化过程。实际上,在输电元件结冰过程中,载冰量越大,由冰闪和载荷原因导致的故障概率也越大。中国能源资源中心与负荷中心相距较远,长距离大容量输电成为必然的选择,因此,假设整个发输电系统都处于相同的气象条件并不符合中国的国情。

本文采用一种随时间变化的气象模型,模拟了大规模冰灾对输电系统的影响过程,计算出输电元件的实时载冰量;然后采用曲线拟合法获得载冰量与强迫停运率(forced outage rate, FOR)之间的数学关系,并建立了元件损坏的模型;最后为了反映输电元件在结冰过程中发生损坏的随机性,提出了一种混合抽样的方法,即使用状态抽样法来获得元件运行持续的时间,使用状态持续时间抽样法获得元件修复持续时间。

以 IEEE RTS-79 为算例,计算了大规模冰灾下测试系统的可靠性指标,并与正常气象条件下的可靠性指标作比较,研究了气象参数和地理环境因素对测试系统可靠性的影响,并得出相关结论。

## 1 输电线路载冰量的气象模型

以气象数据为依据,通过理论模型来预测载冰量的研究工作已经进行了多年。本文考虑覆冰过程是干增长过程,通过降水速率并采用 Chaine 模型来反映湿度和温度对载冰量的影响<sup>[18]</sup>。根据文献[14],输电线路所在地的风速  $v_w$  可以表示为

$$v_w = v_{\max 1} e^{-\frac{(r(t)-r_{\max})^2 + (\theta(t)-\theta_{\max})^2}{k_1}} \sin \beta(t) \quad (1)$$

式中:  $v_{\max 1}$  为最大风速;  $r(t)$  和  $\theta(t)$  为输电线路到气象中心的极径和极角;  $r_{\max}$  和  $\theta_{\max}$  为最大风速点到气象中心的极径和极角;  $\beta(t)$  为风向与输电线路走向之间的夹角,如图 1 所示;  $k_1$  为衰减系数。

由图 1 可知,式(1)中的  $\beta(t)$  可计算如下:

$$\beta(t) = \begin{cases} \frac{\pi}{2} - \alpha, & \alpha \leq \frac{\pi}{2} \\ \alpha - \frac{\pi}{2}, & \alpha > \frac{\pi}{2} \end{cases} \quad (2)$$

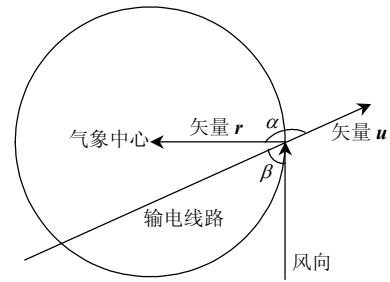


图 1 风向与输电线路走向之间的夹角示意图

Fig. 1 Angle between wind and transmission line alignment

式中  $\alpha$  为矢量  $r$  和矢量  $u$  之间的夹角,其中矢量  $r$  表示输电线路所在地到气象中心的方向,矢量  $u$  表示输电线路的走向。

输电线路所在地的降雨速率  $v_r$  可以表示为

$$v_r = v_{\max 2} e^{-\frac{(x-x_c(t))^2 + (y-y_c(t))^2}{k_2}} \quad (3)$$

式中:  $v_{\max 2}$  为最大降雨速率;  $x_c(t)$  和  $y_c(t)$  为气象中心实时坐标;  $x$  和  $y$  为输电线路所在地的地理坐标;  $k_2$  为衰减系数。

输电线路总载冰量是垂直方向上和水平方向上载冰量的合成,故输电线路的结冰速度<sup>[13]</sup>为

$$v_i(x, y, t) = \frac{\sqrt{(v_r \rho)^2 + (0.26 k_3 v_w v_r^{0.88})^2}}{\pi \rho} \quad (4)$$

式中:  $\rho$  为冰的密度;  $k_3$  为最大风速与平均风速间的转换系数。

$t$  时刻输电线路的载冰量  $I(x, y, t)$  是结冰速度  $v_i(x, y, t)$  从 0 到  $t$  上的积分,其表达式为

$$I(x, y, t) = \int_0^t v_i(x, y, u) du \quad (5)$$

## 2 元件损坏模型

通过气象模型的计算,可以得到输电线路的实时载冰量。冰灾情况下,载冰量和冰闪等因素都会影响输电元件的故障。本文假设冰闪导致故障的概率也与载冰量相关<sup>[19-20]</sup>,所以重点研究载冰量对输电线路故障的影响。

当载冰量为 0 时,元件强迫停运率很低,相当于正常天气情况下的强迫停运率。当载冰量较大时,元件强迫停运率很高。当载冰量增加到一定程度时,元件必然会发生故障,即强迫停运率为 1。采用曲线拟合法,可以获得载冰量和强迫停运率的数学关系。

文献[21]结合历史数据，分析并给出了在不同载冰量区间内元件强迫停运率的数据，通过回归分析，指出用指数函数能够很好地拟合载冰量和强迫停运率的关系。因此，本文选择了指数函数对载冰量  $I(x, y, t)$  和强迫停运率  $p_{FOR}$  的数学关系进行拟合，指数拟合函数可以有 2 种形式，如图 2 所示，其表达式为

$$p_{FOR} = 1 - Ae^{-\frac{I(x,y,t)}{\lambda}} \quad (6)$$

$$p_{FOR} = Ae^{\frac{I(x,y,t)}{\lambda}} \quad (7)$$

式中： $A$  为衰减系数； $\lambda$  为阻尼系数。图 2 中， $d_{load}$  为设计载冰量。

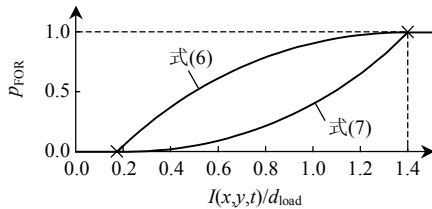


图 2 载冰量与强迫停运率之间的数学关系  
Fig. 2 Relationship between ice load and FOR

本文所采用的指数拟合函数为式(7)，它能够反映在大规模冰灾时，载冰量越大元件越容易故障的特点。式(6)可用于强迫停运率增长速率随载冰量增大而逐渐变小的情况。

获得载冰量和强迫停运率之间的数学关系后，再对该拟合曲线进行分段。在分段前后，应保持  $p_{FOR}$  曲线与横轴围成的面积不变。图 3 为计算载冰量在区间  $[I_1, I_2]$  内元件  $p_{FOR}$  的过程。

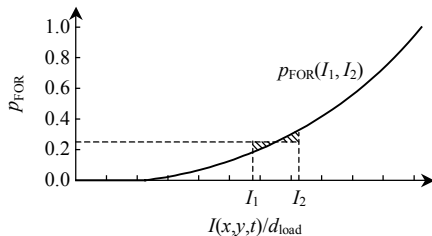


图 3 载冰量区间  $[I_1, I_2]$  内元件的强迫停运率  
Fig. 3 FOR in ice load intervals of  $[I_1, I_2]$

根据面积相等原则，在载冰量区间  $[I_1, I_2]$  内元件的强迫停运率为

$$p_{FOR}(I_1, I_2) = \frac{\int_{I_1}^{I_2} p_{FOR}(u) du}{I_2 - I_1} \quad (8)$$

### 3 考虑冰灾影响的蒙特卡罗模拟法

#### 3.1 适应强迫停运率变化的混合抽样方法

在输电线路载冰量不断增加的过程中，输电线路发生故障的概率也在不断增加。常规的序贯蒙特卡罗模拟法只能根据某时刻的抽样结果，决定元件的运行时间和修复时间。这种传统方法并不能有效地反映在大规模冰灾过程中，输电线路强迫停运率随时间的变化过程。为了反映输电线路发生损坏的随机性和时变性，需要对抽样方法进行改进。

本文使用了一种混合抽样的方法，来获得系统状态和状态持续时间。

状态持续时间抽样法要求在抽样过程中，元件的可靠性数据不能发生变化。在冰灾发生过程中，元件的外部条件不断变化，可以把各时刻看成各种没有关联的状态，再使用状态抽样法判断各时刻元件是否发生故障。

当输电线路运行时，在每个时刻进行状态抽样，并决定在此观察时刻输电线路是否故障。在冰灾过程中，输电线路各时刻的载冰量随时间变化，因而其各时刻的强迫停运率也随时间变化。

当输电线路故障后，载冰量将固定不变，可以用状态持续时间抽样法决定修复持续时间。

该混合抽样方法的基本步骤为：

- 1) 使用气象模型计算  $t_i$  时刻元件的载冰量；
- 2) 使用元件损坏模型计算  $t_i$  时刻元件的强迫停运率  $p_{FOR}(t_i)$ ；
- 3) 产生在  $[0,1]$  上均匀分布的随机数  $U_i$ ；
- 4) 若  $U_i \geq p_{FOR}(t_i)$ ，则元件处于正常状态，转步骤 1) 计算下一时刻  $t_{i+1}$  的情况；若  $U_i < p_{FOR}(t_i)$ ，则元件处于故障状态，记  $t_{i-1}$  为元件持续运行时间  $t_{run}$ ，转步骤 5) 计算元件修复持续时间；
- 5) 产生在  $[0,1]$  上均匀分布的随机数  $U_i$ ；
- 6) 计算修复持续时间  $t_{repair}$ ，其表达式为

$$t_{repair} = -t_{MTTR} \ln U_i \quad (9)$$

式中  $t_{MTTR}$  为平均修复时间。

#### 3.2 输电线路分段

输电线路往往较长，而输电线路不同地点的气象条件可能差异很大，这就导致在同一时刻，位于不同地点的输电线路会有不同的强迫停运率。为了反映输电线路发生损坏的地域性差异，必须对输电线路进行分段。输电线路分段后，假设输电线路

上每一段的气象条件都是相同的。

将一条输电线路分成  $m$  段, 使用状态抽样法可以获得各线段的运行持续时间序列  $t_{run1}, t_{run2}, \dots, t_{runm}$ , 输电线路的运行持续时间应等于各线段运行持续时间的最小值, 即:

$$t_{run} = \min(t_{run1}, t_{run2}, \dots, t_{runm}) \quad (10)$$

使用状态持续时间抽样法, 可以获得线段的修复持续时间序列  $t_{repair1}, t_{repair2}, \dots, t_{repairm}$ , 输电线路的运行持续时间应等于各线段运行持续时间的最大值, 即:

$$t_{repair} = \max(t_{repair1}, t_{repair2}, \dots, t_{repairm}) \quad (11)$$

### 3.3 基本算法和程序框图

图4为大规模冰灾对输电系统可靠性影响分析的蒙特卡罗抽样流程图。

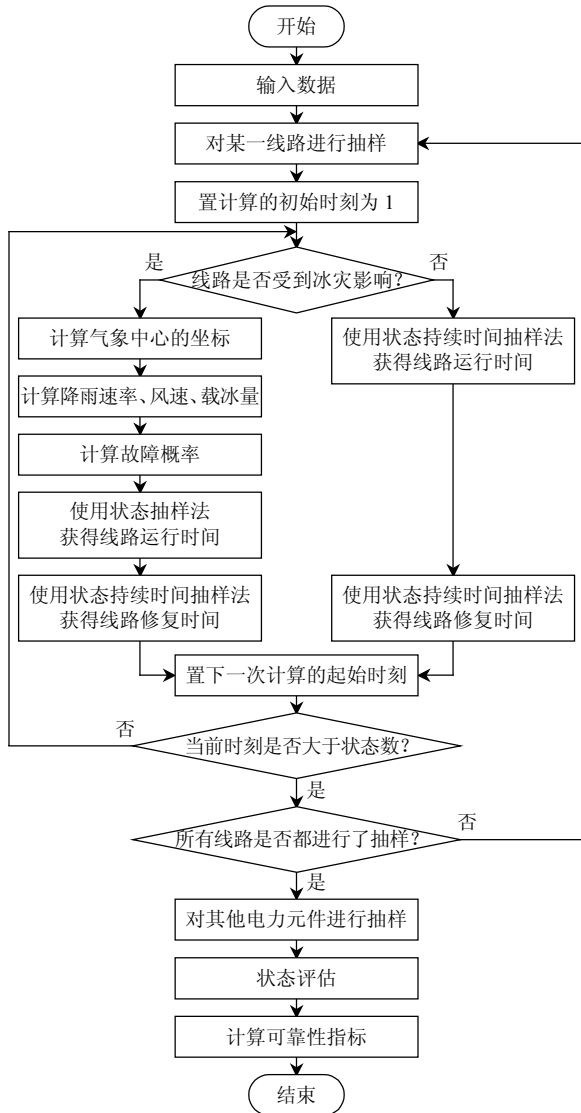


图4 蒙特卡罗抽样流程图

Fig. 4 Flowchart of sampling method using Monte Carlo

综合上文论述, 可以形成评估大规模冰灾对输电系统可靠性影响的算法, 其基本步骤如下:

- 1) 计算气象中心的实时坐标;
- 2) 计算垂直作用在各线段上的实时风速;
- 3) 计算各线段所在地点的实时降雨速率;
- 4) 计算各线段的实时载冰量;
- 5) 计算各线段的强迫停运率;
- 6) 使用状态抽样法获得输电线路的运行持续时间;
- 7) 使用状态持续时间抽样法获得输电线路的修复持续时间;
- 8) 对其他电力元件进行抽样;
- 9) 获得系统状态和状态持续时间;
- 10) 分析系统状态, 计算切负荷量;
- 11) 统计可靠性指标。

## 4 算例分析

### 4.1 算例介绍

本文以 IEEE RTS-79 为算例, 参照文献[17]的设计, 根据电压等级将整个系统划分为区域1、2, 如图5所示。

假设线路 15-24(58 km)、线路 11-14(47 km)、线路 12-23(108 km)、线路 11-13(53 km)和线路 12-13(53 km)受到大规模冰灾的影响。元件损坏模型中各

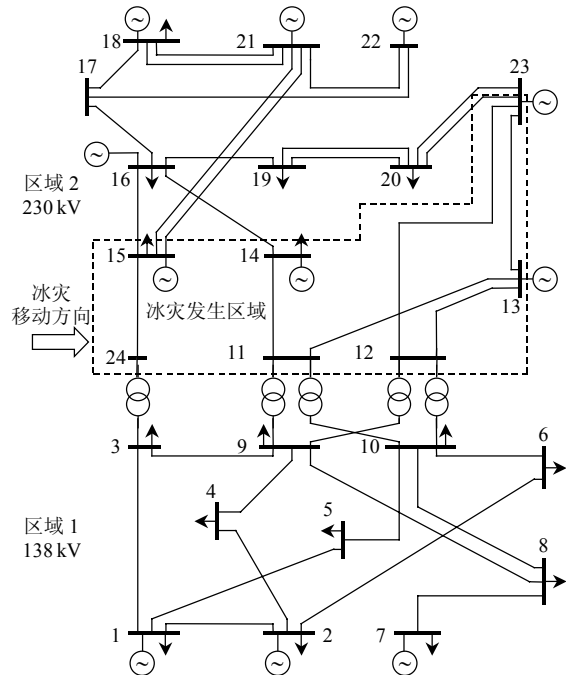
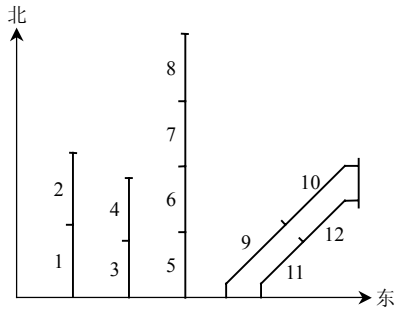


图5 IEEE RTS-79 电气接线图

Fig. 5 Electric diagram of IEEE RTS-79

线段的距离设为 30 km，因此上述 5 条输电线路分为 12 个线段。其中，线路 15-24 对应于线段 1、2，线路 11-14 对应于线段 3、4，线路 12-23 对应于线段 5、6、7、8，线路 11-13 对应于线段 9、10，线路 12-13 对应于线段 11、12，图 6 为线路的地理布局。本文气象模型中所需要的数据可以由气象观测记录或者数值天气预报获得。



图中数字 1—12 为各线段的标号。

图 6 线路的地理布局

Fig. 6 Geographical distribution of transmission lines

#### 4.2 输电线路强迫停运率的变化情况

气象模型中所使用的数据为：最大风速  $v_{max1}$  为 23 m/s，最大降雨速率  $v_{max2}$  为 45 mm/h，气象前进速度  $v_h$  为 50 km/h，衰减系数为 10 000。图 7 为该气象状态下输电线路强迫停运率随冰灾持续时间的变化过程。从图中可以看出，随着冰灾持续时间的推移，输电线路载冰量不断增加，强迫停运率也不断上升，最终将导致输电线路发生故障。

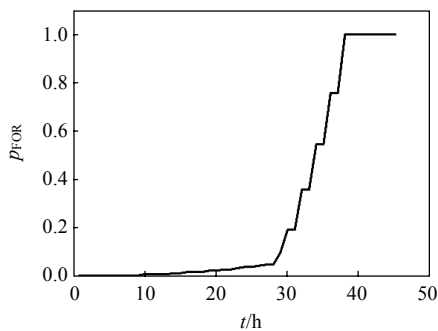


图 7 冰灾对元件强迫停运率的影响

Fig. 7 Influence of ice disaster on FOR

#### 4.3 测试系统可靠性指标的模拟结果

编程实现气象模型和元件损坏模型，并对 IEEE RTS-79 进行评估。比较极端恶劣天气条件下与正常天气条件下的可靠性评估结果，如表 1 所示。表中， $p_{LOLP}$  为测试系统失负荷概率； $E_{ENS}$  为测试系统电量不足期望值。

表 1 系统可靠性指标

Tab. 1 System reliability indices

气象条件	$p_{LOLP}$	$E_{ENS}/(MW \cdot h/a)$	计算时间/min
正常	0.033	1 039.407	14
恶劣	0.859	621 855.723	52

从表 1 的比较结果可以看出，在极端恶劣天气条件下，系统可靠性指标均大幅度增加，表明大规模冰灾将对系统可靠性产生巨大的影响。

本文的计算量包括计算气象模型、状态抽样过程和状态持续时间抽样过程等。由于使用了混合抽样方法，因此在大规模冰灾气象条件下，多了状态抽样过程，故计算量增加。表 1 给出了正常气象条件下和恶劣气象条件下的可靠性评估计算时间。从计算时间上可以看出，在恶劣气象条件下，计算时间明显增加。表 2 给出了测试系统中某些负荷点的可靠性指标。

表 2 负荷节点可靠性指标

Tab. 2 Bus reliability indices

气象条件	节点号	$p_{LOLP}$	$E_{ENS}/(MW \cdot h/a)$
正常	3	0.000 823	493.670 8
	4	0.000 571	158.470 6
	18	0.000 351	32.614 7
	19	0.000 342	61.326 2
恶劣	3	0.589 286	70 969.410 3
	4	0.297 619	58 563.280 5
	18	0.000 342	40.980 5
	19	0.000 342	74.587 3

从表 2 的比较结果可以看出，极端恶劣天气对负荷节点的可靠性指标有着非常明显的影响，不考虑气候影响时的可靠性计算实际上是对系统可靠性乐观的估计。因此，有必要在电网可靠性评估中考虑恶劣天气的影响。需要说明的是，在测试系统中，区域 2 通过联络线向区域 1 送电。当极端恶劣天气发生时，联络线相继发生故障，区域 1、2 解列。由于区域 2 电源富裕，故该区内的负荷节点 18、19 的可靠性指标没有发生太大变化。

#### 4.4 气象参数对测试系统可靠性的影响

本文选择 2 个气象参数，即最大降雨速率  $v_{max2}$  和气象前进速度  $v_h$ ，来研究气象参数对电力系统可靠性的影响。

##### 1) 最大降雨速率 $v_{max2}$ 。

图 8 为最大降雨速率从 6 mm/h 增加到 45 mm/h 时，测试系统失负荷概率  $p_{LOLP}$  和解列概率  $p_{ISO}$  的

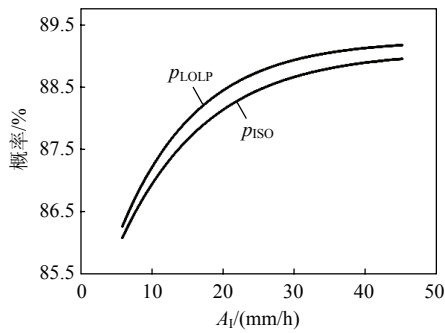


图8 降雨速率对测试系统可靠性的影响

**Fig. 8 Influence of rainfall rate on test system reliability**  
变化情况。

当最大降雨速率从 6 mm/h 增加到 45 mm/h 时,  $p_{LOLP}$  增加了 3.96%,  $p_{ISO}$  增加了 3.85%。故可得出结论, 随着最大降雨速率不断增加, 气象条件变得更加恶劣, 测试系统可靠性不断下降。

#### 2) 气象前进速度 $v_h$ 。

图 9 为不同气象前进速度( $v_h=10、50、90$  和 130 km/h)下, 图 6 中线段 1 的载冰量  $I(x,y,t)$  曲线。

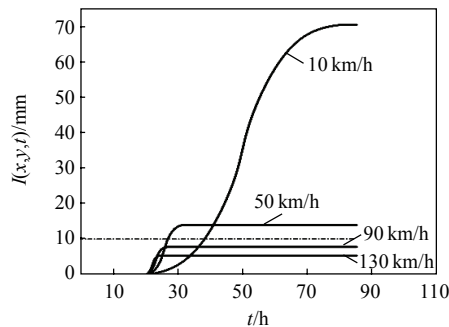


图9 气象前进速度对载冰量的影响

**Fig. 9 Influence of weather moving speed on ice load**

如图 9 所示, 假设输电线路的设计载冰量为 10 mm。当  $v_h=10$  km/h 时, 经过 38 h, 线段 1 的载冰量才达到设计载冰量。当  $v_h=50$  km/h 时, 只经过 27 h, 线段 1 的载冰量就达到设计载冰量。

当气象前进速度较大时, 输电线路结冰过程的持续时间减少, 导致输电线路的最终载冰量减少, 测试系统可靠性上升。

当气象前进速度较小时, 输电线路结冰过程的持续时间增加, 导致输电线路的最终载冰量大大增加。但是, 由于前期结冰速度的降低, 输电线路的持续运行时间也增加了, 从而测试系统的可靠性上升。

图 10 为气象前进速度从 10 km/h 增加到 59 km/h 时, 测试系统失负荷概率  $p_{LOLP}$  和解列概率  $p_{ISO}$  的

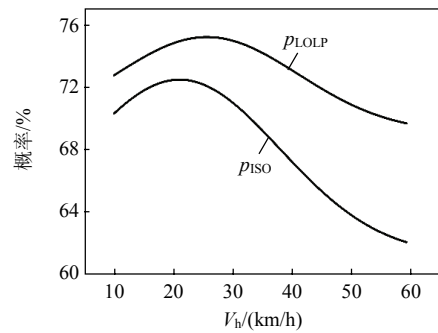


图10 气象前进速度对测试系统可靠性的影响

**Fig. 10 Influence of weather moving speed on test system reliability**

变化情况。

由图 10 可知, 随着气象前进速度的不断增加, 测试系统可靠性存在拐点且呈现出先下降后上升的趋势。在  $v_h=26$  km/h 时, 测试系统可靠性最低, 此时输电线路的载冰量以最短时间达到设计值, 并且其最终载冰量就是设计值。与之对应, 输电线路的持续运行时间达到最小值, 测试系统的可靠性最低。

#### 4.5 地理环境因素对输电线路覆冰的影响

输电线路的走向是一个很重要的地理环境因素, 它将直接影响输电线路上的有效风速, 即垂直作用在输电线路上的风速, 进而影响输电线路上的载冰量。从图 1 可以看出, 输电线路走向主要影响风向与输电线路的夹角  $\beta$ 。

表 3 为 2 个不同走向的输电线路部分气象指标的对比情况。其中线段 1 是南北方向, 线段 11 是西南—东北方向, 如图 6 所示。

表3 输电线路走向对载冰量的影响

**Tab. 3 Influence of transmission line alignment on ice load**

项目名称	输电线路走向	有效风速/(m/s)	最终载冰量/mm
线段 1	南北	11.40	20.10
线段 11	西南—东北	16.40	35.71

由表 3 可知, 线段 1 的有效风速和最终载冰量都比较小, 而线段 11 的有效风速和最终载冰量都比较大。图 11 为这 2 种不同走向的输电线路。

由图 11 可知, 线段 1 的风向与输电线路走向的夹角  $\beta$  接近  $0^\circ$ , 线段 11 的风向与输电线路走向的夹角  $\beta$  接近  $45^\circ$ 。因此, 线段 1 的  $\sin\beta(t)$  接近 0, 其有效风速和最终载冰量都比较小, 遭受冰灾的影响也较小。

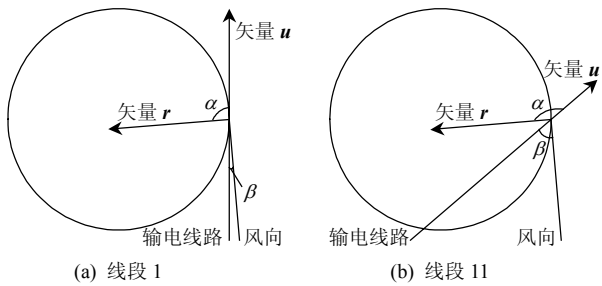


图 11 输电线路走向对载冰量的影响

Fig. 11 Influence of transmission line alignment on ice load

4.6 混合抽样方法的效率分析

表 4 给出了蒙特卡罗模拟法中状态抽样的次数和状态持续时间抽样的次数，模拟时间为一周，模拟次数为 500 次。

表 4 混合抽样方法的效率分析

Tab. 4 Efficiency analysis of the mixed sampling method

项目名称	次数	计算时间/min
状态抽样法	167 000	25
状态持续时间抽样法	34 000	4

从表 4 可以看出状态抽样次数约为总抽样次数的 83%，远大于状态持续时间抽样。同时，状态抽样的计算时间约占总抽样时间的 86%，也远大于状态持续时间抽样。

若仅使用状态抽样法来模拟大规模冰灾对输电系统可靠性的影响，则大约需要 100 万次。由此可见，使用混合抽样方法能够减少抽样次数，从而缩短了计算时间。

由于抽样评估过程耗时较多，未来将采用减少方差的技术来提高蒙特卡罗模拟法的速度，例如分层抽样法、控制变量法等。

5 结论

本文在分析大规模冰灾气象模型的基础上，提出了一种大规模冰灾条件下的元件损坏模型。在此基础上，给出了一种适合评估大规模冰灾对输电线路可靠性影响的混合抽样方法。通过计算 IEEE RTS-79 测试系统可以看出，在大规模冰灾的影响下，输电系统可靠性大幅度下降；气象参数和地理环境因素，特别是气象前进速度和输电线路的走向将对输电系统的可靠性产生较大影响。

参考文献

[1] Watanabe Y. Flashover tests of insulators covered with ice

or snow[J]. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, 1978, 97(5): 1788-1793.

[2] 谢强, 李杰. 电力系统自然灾害的现状 & 对策[J]. 自然灾害学报, 2006, 15(4): 126-131.

Xie Qiang, Li Jie. Current situation of natural disaster in electric power system and counter measures[J]. Journal of Natural Disaster, 2006, 15(4): 126-131(in Chinese).

[3] 蒋正龙, 陆佳政, 雷红才, 等. 湖南 2008 年冰灾引起的倒塔原因分析[J]. 高电压技术, 2008, 34(11): 2468-2474.

Jiang Zhenglong, Lu Jiazheng, Lei Hongcai, et al. Analysis of the causes of tower collapses in Hunan during the 2008 ice storm[J]. High Voltage Engineering, 2008, 34(11): 2468-2474(in Chinese).

[4] 刘有飞, 蔡斌, 吴素农. 电网冰灾事故应急处理及反思[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(8): 10-13.

Liu Youfei, Cai Bin, Wu Sunong. Emergency management for the ice disaster in power grids and some suggestions [J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(8): 10-13(in Chinese).

[5] 陆佳政, 蒋正龙, 雷红才, 等. 湖南电网 2008 年冰灾事故分析[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(11): 16-19.

Lu Jiazheng, Jiang Zhenglong, Lei Hongcai, et al. Analysis of Hunan power grid ice disaster accident in 2008[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(11): 16-19(in Chinese).

[6] 胡毅. 大面积冰灾分析及对策探讨[J]. 高电压技术, 2008, 34(2): 215-219.

Hu Yi. Analysis and countermeasures discussion for large area icing accident on power grid[J]. High Voltage Engineering, 2008, 34(2): 215-219(in Chinese).

[7] 黄强, 王家红, 欧名勇. 2005 年湖南电网冰灾事故分析及其应对措施[J]. 电网技术, 2008, 29(24): 16-19.

Huang Qiang, Wang Jiahong, Ou Mingyong. Analysis on accidents caused by icing damage in Hunan power grid in 2005 and its countermeasures[J]. Power Systems Technology, 2008, 29(24): 16-19(in Chinese).

[8] 国家电网公司. 2008 年电网冰灾技术分析报告汇编[R]. 北京: 国家电网公司, 2008.

State Grid Corporation of China. Technical analysis report for the ice disaster in 2008[R]. Beijing: State Grid Corporation of China, 2008(in Chinese).

[9] Billinton R, Allan R N. Reliability evaluation of power systems[M]. New York and London: Plenum Press, 1984: 182-185.

[10] Billinton R, Acharya J R. Weather-based distribution system reliability evaluation[C]//Proceedings of IEE Generation, Transmission and Distribution Conference.



- Stevenage, UK: IEE, 2006: 499-506.
- [11] 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 Wenyong. Model and analysis of power system reliability evaluation considering weather change[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(21): 17-21(in Chinese).
- [12] Zhou Yujia, Pawha A, Yang S. Modeling weather-related failures of overhead distribution lines[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(4): 1683-1690.
- [13] Jones K F. A simple model of freezing rain ice loads[J]. Atmospheric research, 1998, 46(1-2): 87-97.
- [14] Brostrom E, Ahlberg J, Soder L. Modeling of ice storm and their impact applied to a part of the Swedish transmission network[C]//Proceedings of IEEE Power Technology Conference. Lausanne, Switzerland: IEEE, 2007: 1593-1598.
- [15] Brostrom E, Soder L. On transmission restoration evaluation after ice storms using Monte Carlo techniques [C]//The 3rd International Conference on Critical Infrastructures. Alexandria, USA: International Institute for Critical Infrastructures, 2006: 1106-1111.
- [16] 张恒旭, 刘玉田, 张鹏飞. 极端冰雪灾害下电网安全评估需求分析与框架设计[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(16): 8-14.  
Zhang Hengxu, Liu Yutian, Zhang Pengfei. Requirements analysis and framework design for power system security assessment[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(16): 8-14(in Chinese).
- [17] 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 Rongfu, Cheng Lin, Sun Yuanzhang. An outage rate model and system adequacy assessment based on adverse weather conditions[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(13): 7-12(in Chinese).
- [18] 刘和云, 周迪, 付俊萍, 等. 导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 Heyun, Zhou Di, Fu Junping. A simple model for predicting glaze loads on wires[J]. Proceedings of the CSEE, 2001, 21(4): 44-47(in Chinese).
- [19] 蒋兴良, 孙才新, 司马文霞, 等. 10kV 合成绝缘子覆冰交流闪络特性及冰闪过程的研究[J]. 中国电机工程学报, 2002, 22(8): 58-61.  
Jiang Xingliang, Sun Caixin, Sima Wenxia, et al. Study on AC flashover performance and process of iced 10 kV composite insulator[J]. Proceedings of the CSEE, 2002, 22(8): 58-61(in Chinese).
- [20] 张志劲, 蒋兴良, 胡建林, 等. 覆冰程度对复合绝缘子直流覆冰闪络特性的影响[J]. 高电压技术, 2009, 35(10): 2545-2550.  
Zhang Zhijin, Jiang Xingliang, Hu Jianlin, et al. Influence of icing degree on DC icing flashover performance of composite insulator[J]. High Voltage Engineering, 2009, 35(10): 2545-2550(in Chinese).
- [21] Brostrom E. Ice storm modeling in transmission system reliability calculations[M]. Stockholm: KTH Press, 2007: 33-38.



王建学

收稿日期: 2011-05-10。

作者简介:

王建学(1976), 男, 博士, 副教授, 主要研究方向为新能源并网运行、电力系统检修和电力市场, jxwang@mail.xjtu.edu.cn;

张耀(1988), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为新能源并网运行和电力系统检修, zy.06031159@stu.xjtu.edu.cn;

吴思(1985), 女, 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统检修;

孙羽(1979), 男, 博士研究生, 主要研究方向为电力系统运行可靠性与电力市场。

(编辑 胡琳琳)