

DOI: 10.7667/PSPC171314

# 基于风速时间周期特征的风电并网系统风险评估方法

付兵彬<sup>1</sup>, 万小花<sup>1</sup>, 熊小伏<sup>2</sup>, 李浩然<sup>2</sup>, 王建<sup>2</sup>, 薛国斌<sup>1</sup>

(1. 国网甘肃电力公司经济技术研究院, 甘肃 兰州 730050; 2. 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)

**摘要:** 目前的风电并网系统风险评估方法多采用风速的概率分布模型, 评估的是系统全年的风险指标, 不能反映风速和系统风险的时变特征。提出了风速的时间周期特征, 并将其描述为风速长期、平缓的月变化趋势和短期、快速的日波动特征两部分的叠加。用时间周期拟合函数表示风速的月变化趋势, 用服从特定概率分布的随机变量表示风速的日波动特征, 通过对多年风速样本进行曲线拟合来建立风速的时间周期特征模型。根据该模型模拟得到的时变风速建立风电场出力模型, 采用蒙特卡洛模拟方法计算风电并网系统中长期风险指标, 反映了系统风险的时变特征。以 IEEE-RTS79 系统及某风电场实际风速为例, 验证了所提方法的有效性。评估结果可为电力系统规划、中长期调度和月发电计划制定等提供重要参考。

**关键词:** 风电并网; 风险评估; 时变风险; 风速模型; 函数拟合; 概率分布

## Risk assessment of wind power integrated system based on time-periodic characteristics of wind speed

FU Bingbin<sup>1</sup>, WAN Xiaohua<sup>1</sup>, XIONG Xiaofu<sup>2</sup>, LI Haoran<sup>2</sup>, WANG Jian<sup>2</sup>, XUE Guobin<sup>1</sup>

(1. State Grid Gansu Electric Power Company Economic Research Institute, Lanzhou 730050, China;  
2. State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology,  
Chongqing University, Chongqing 400044, China)

**Abstract:** The probability distribution model of wind speed is widely used in risk assessment of wind power integrated system. Unfortunately, the current risk assessment mainly focuses on annual risk indices and cannot reflect the time-varying characteristics of wind speed and system risk. In this paper, the time-periodic characteristics of wind speed are proposed and it is described as two parts superposition. The first part is the long-term and gentle monthly trend which can be represented as a time-periodic fitting function, while the other one is the short-term and rapid daily fluctuation characteristics which can be denoted as a random variable that obeys a certain probability distribution. The wind speed model with time-periodic characteristics is built through curve fitting based on wind speed data for several years. Accordingly, wind power output of wind farms can be determined. Furthermore, the mid- and long-term risk indices of wind power integrated system can be calculated through Monte Carlo simulation, and can reflect time varying characteristic of system risk. The validity of proposed method is verified through a case analysis adopting IEEE-RTS79 system and actual wind speed of a wind farm. The result of risk assessment can provide reference for power system planning, mid- and long-term dispatching and monthly generation scheduling making.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51707018) and State Grid Gansu Electric Power Company (No. 52272815001A).

**Key words:** wind power integration; risk assessment; time-varying risk; wind speed model; function fitting; probability distribution

## 0 引言

我国自 2005 年颁布《可再生能源法》以来, 新

能源发电在全球能源紧缺的大背景及国家政策的扶持下迅速发展, 其中风力发电凭借其经济、环保、建设周期短、技术较为成熟等特点在新能源发电中占据了重要地位。全球风能理事会发布的《2015 年全球风电装机统计》指出: 2015 年中国风电产业新增装机量创下 3 080 万 kW 的纪录, 贡献了另一半

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51707018); 国网甘肃电力公司科技项目资助(52272815001A)

的全球新增装机量，中国累计装机容量达到 14 510 万 kW，位居世界第一。但风力发电具有随机性、间歇性，越来越多的风电接入对电力系统的运行风险产生了较大的影响，因此有必要研究风电并网系统风险评估方法。

风电机组出力与风速密切相关，因此目前有许多文献从研究风速变化规律，建立风速模型入手，研究风电出力特性。目前常用的风速模型主要有：机器学习模型、时间序列模型和概率分布模型<sup>[1]</sup>。机器学习模型主要采用各种机器学习方法及智能算法对风速进行预测<sup>[2-4]</sup>。该模型能考虑多种变量对风速的影响，预测精度较高，但模型复杂，计算量大，目前多用于风速的短期预测。风速的时间序列模型建立在风速具有时间自相关性的基础上，通过分析历史风速数据的时间变化规律，根据前一时或前几时刻风速预测未来风速<sup>[5-7]</sup>。风速时间序列模型的阶数对预测精度影响较大，低阶模型建模比较容易但误差较大，高阶模型参数估计困难，且难以反映风速长期的概率分布特征，所以通常用于风速的中短期预测。在长期的风速预测中，往往采用的是概率分布模型。常用的风速概率分布模型有瑞利分布、威布尔分布、对数正态分布等，其中威布尔分布使用最为广泛<sup>[8]</sup>。文献<sup>[9]</sup>分别用伽马分布，对数正态分布，威布尔分布等概率分布模型对风速进行拟合，结果表明威布尔分布的拟合效果较好。

在风电并网系统的风险评估中，文献<sup>[10-14]</sup>用概率分布模型模拟风速，并建立了风电出力模型。其中文献<sup>[11-12]</sup>运用蒙特卡洛模拟对系统风险进行了评估。文献<sup>[13]</sup>提出了计及风力发电风险的电力系统多目标优化调度模型。文献<sup>[14]</sup>充分考虑了风速的相关性，对含风电场的发输电系统可靠性进行了评估。目前在风电并网系统风险评估中风速模拟常用概率分布模型，虽能较好地体现风速的长期统计规律及随机性，但由此计算得到的是往往系统全年的风险指标，而实际上风速具有明显的时间周期变化特征，特别是季节性变化特征<sup>[15]</sup>，这就会导致系统风险也应该是随时间变化的。掌握风电并网系统风险随时间的变化情况对于系统规划、中长期调度和月发电计划制定等具有重要意义和参考价值，而目前尚缺乏这方面的研究。

针对上述问题，本文从多年风速的统计规律出发，提出了风速变化的时间周期特征。用时间周期拟合函数表示风速的月变化趋势，用服从特定概率分布的随机变量反映风速的日波动特征，二者叠加建立其数学模型，并进一步建立了风电场出力模型。用蒙特卡洛模拟可计算得到风电并网系统的时变风

险。最后用 IEEE-RTS79 系统及某风电场的多年风速数据建立算例，计算出系统年度和月度的风险指标，验证了该方法的有效性。

### 1 风速的时间周期特征分析

气象领域的研究指出：气候系统具有演变的过程，气象要素在演变过程中具有长期持续性特征，即长程相关性<sup>[16]</sup>，风速作为气象要素之一也应该满足这种变化规律。以甘肃某风电场 2013—2015 年日平均风速为例，绘制散点图，如图 1 所示。

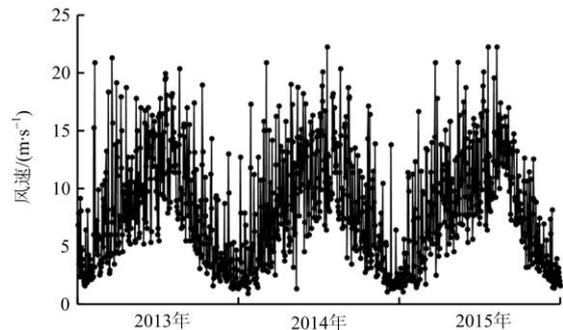


图 1 甘肃某风电场 2013—2015 年日平均风速  
Fig. 1 Daily average wind speed of a wind farm in Gansu from 2013 to 2015

从图 1 中可以看出每一年风速的变化趋势是相似的，具有时间周期性。进一步将时间尺度分解到累年的月和日。以天为单位，将累年日平均数据按时间顺序进行排列，将累年月平均数据用光滑曲线连接起来以表示其变化趋势，如图 2 所示。

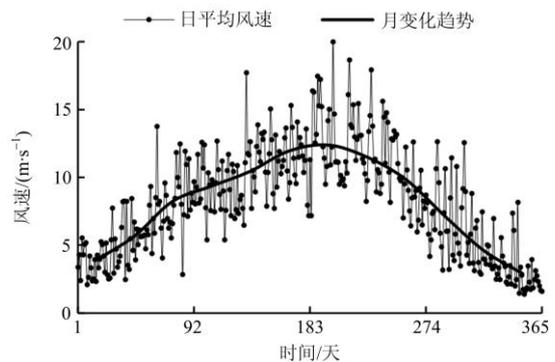


图 2 2013—2015 年多年日平均风速及月变化趋势  
Fig. 2 Annual daily average wind speed and monthly trend from 2013 to 2015

可以看出月平均风速反映出风速全年内具有一个主要的变化趋势，而日平均风速则在这个趋势附近来回波动。本文将风速的这种多时间尺度变化特征概括为风速的时间周期特征。

## 2 风速时间周期特征建模

根据风速的时间周期特征, 借鉴文献[17]的研究思路及研究方法, 本文引入曲线拟合的方法, 用时间周期拟合函数  $f(t)$  表示风速累年的月变化趋势; 用服从某一概率分布的随机变量  $\delta(v)$  表示风速累年的日波动特征, 将两部分叠加得到风速的时间周期分布模型  $F(t)$ 。

曲线拟合是在建模过程中一种常用的数据处理方法。其思路是, 用某种方法寻找一条光滑曲线使其尽量逼近样本数据。比较常用的曲线拟合方法是最小二乘法。

最小二乘法曲线拟合的原理是: 对于一组已知的数据集  $\{(x_i, y_i)\} (i=0, 1, 2, \dots, n)$ , 构建一个函数  $g(a, x)$ , 其中  $a$  为待定的参数向量, 通过使误差平方和  $SSE$  最小来确定函数  $g(a, x)$  中的未知参数, 计算误差平方和的公式如式(1)所示。

$$SSE = \sum [g(a, x_i) - y_i]^2 \quad (1)$$

式中, 函数  $g(a, x)$  称为拟合函数或最小二乘解。

### 2.1 风速时间周期拟合函数模型

以累年月平均风速为纵坐标, 以每月天数的中位数作为横坐标绘制曲线, 将其作为风速的月变化趋势曲线。用多种典型的拟合函数进行曲线拟合, 根据拟合优度从中选出最优的拟合函数作为风速的时间周期拟合函数。曲线按其变化特征可分为单峰曲线和多峰曲线, 本文选取了适应单峰周期性特征的高斯函数和适应多峰周期性曲线的傅里叶函数分别对样本进行曲线拟合<sup>[18]</sup>, 拟合优度如表 1 所示。

表 1 时间周期拟合函数的拟合优度

Table 1 Goodness of fit of time-periodic fitting function

拟合函数类型	$R_{\text{square}}$	$\delta_{\text{RMSE}}$
一阶傅里叶函数	0.981 9	0.516 9
一阶高斯函数	0.979 5	0.519 0

拟合优度的判定系数中, 确定系数  $R_{\text{square}}$  越接近于 1 拟合效果越好; 均方根误差  $\delta_{\text{RMSE}}$  越接近于 0 拟合效果越好。对比来看, 一阶傅里叶函数拟合效果较好, 因此选择该函数作为风速的时间周期拟合函数, 其表达式如式(2)所示。

$$f(t) = a_0 + a_1 \cos(\omega t) + b_1 \sin(\omega t) \quad (2)$$

式中  $a_0$ 、 $a_1$ 、 $b_1$ 、 $\omega$  为拟合待定参数。通过最小二乘估计可得拟合函数中的待定参数值, 如表 2 所示。

确定参数值后可求解出对应的时间周期拟合函数曲线, 将其与月变化趋势比较, 如图 3 所示。

表 2 时间周期拟合函数中待定参数的拟合值

Table 2 Fitted value of undetermined parameters

in time-periodic fitting function		
待定参数	拟合值	95%置信区间
$a_0$	6.309	(3.164, 9.455)
$a_1$	-3.713	(-5.918, -1.508)
$b_1$	4.474	(-0.889 1, 9.837)
$\omega$	0.012 67	(0.007 8, 0.017 6)

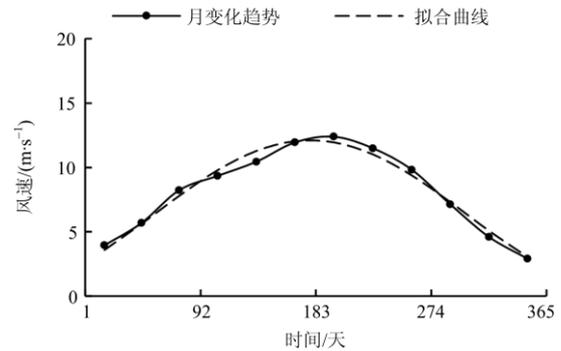


图 3 时间周期函数拟合曲线及多年月平均风速  
Fig. 3 Fitting curve of time-periodic fitting function and annual monthly average wind speed

从图中可以看出时间周期拟合函数较好地反映了风速的月变化趋势。

### 2.2 风速波动分量概率分布模型

风速的波动分量是实际风速样本与拟合函数值的差值, 表达式如式(3)所示。

$$\Delta V(t) = V_0(t) - f(t) \quad (3)$$

式中:  $\Delta V(t)$  是第  $t$  天风速的波动分量;  $V_0(t)$  是第  $t$  天的多年日平均风速;  $f(t)$  是第  $t$  天的拟合函数值。

根据上述的风速样本及拟合函数值计算出的  $\Delta V(t)$  在零值附近来回波动, 具有随机性, 可看作是服从某一概率分布的随机变量, 其变化与时间无关。绘制  $\Delta V(t)$  的频率直方图, 此频率密度直方图的矩形顶边接近一光滑曲线, 该曲线就是随机变量  $\varepsilon$  服从的概率密度函数曲线, 对该曲线进行拟合可得到近似的概率分布模型。需要注意的是, 日波动分量有正有负, 因此对随机变量进行概率分布拟合时应选取横坐标能取到负值的概率密度函数, 本文选取了常用的正态分布、三参数威布尔分布及三参数伽马分布分别对其进行拟合, 结果如表 3 所示。

表 3 风速波动分量概率分布拟合的拟合优度

Table 3 Goodness of fit of wind speed wave component

概率分布模型	$R_{\text{square}}$	$\delta_{\text{RMSE}}$
正态分布	0.935 0	0.018 70
三参数威布尔分布	0.939 4	0.018 07
三参数伽马分布	0.967 5	0.013 49

对比来看,三参数伽马分布拟合效果较好,因此选择该分布作为风速波动分量的概率分布,其概率密度函数为

$$\delta(v) = \frac{\beta^\alpha}{\Gamma(\alpha)} (v-c)^{\alpha-1} e^{-\beta(v-c)} \quad (4)$$

式中,  $\alpha$ 、 $\beta$ 、 $c$  为拟合待定参数,通过最小二乘估计可得分布中的待定参数值,如表 4 所示。

表 4 风速波动分量概率分布拟合待定参数的拟合值

Table 4 Fitted value of undetermined parameters in probability distribution of wind speed wave component

待定参数	拟合值	95%置信区间
$\alpha$	6.495	(-3.253, 1 6.24)
$\beta$	1.221	(0.132 4, 2.309)
$c$	-5.167	(-8.866, -1.468)

确定参数值后可求解出对应的概率密度函数,风速波动分量的频率直方图及拟合得到的三参数伽马分布概率密度曲线如图 4 所示。可以看出该分布较好地体现了风速波动分量的概率分布特征。

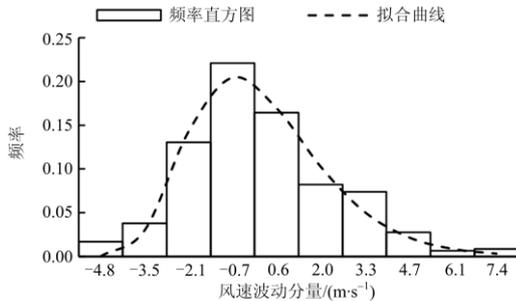


图 4 风速波动分量概率分布拟合曲线及频率直方图  
Fig. 4 Fitting curve of wind speed wave component and its frequency histogram

为验证统计模型对观测样本的拟合程度,本文引入了数理统计中常用的拟合优度  $\chi^2$  检验法。该方法将观测样本划分为  $T$  组子集,通过计算卡方统计量  $\chi^2$  来反映各子集中统计样本频率与期望样本频率的差异,并将其与自由度为  $T-1$ ,显著性水平为  $\alpha$  的临界值  $\chi^2_{1-\alpha}(T-1)$  比较,若  $\chi^2 < \chi^2_{1-\alpha}(T-1)$ ,则认为统计模型与观测样本服从同一分布,即通过卡方拟合优度检验。对风速日波动分量服从三参数伽马分布这一假设进行卡方检验,取自由度为 9,显著性水平为 0.05,得到  $\chi^2 = 13.40 < \chi^2_{0.95}(9) = 16.92$ ,因此通过卡方检验,说明用三参数伽马分布模拟风速的日波动分量具有较好的拟合效果。

### 2.3 风速时间周期特征模型

风速同时具有长期、平缓的月变化趋势和短期、快速的日波动特征。其月变化趋势用时间周期拟合函数  $f(t)$  来表示,日波动特征用随机变量  $\varepsilon$  来表示,

两者叠加即可较好地反映风速的时间周期特征,表达式如(5)所示。

$$F(t) = f(t) + \varepsilon \quad (5)$$

式中:  $F(t)$  为第  $t$  天风速时间周期特征模型的模拟值;  $\varepsilon$  表示服从概率密度函数为  $\delta(v)$  的随机变量。

根据上述拟合结果可得,用一阶傅里叶函数作为时间周期拟合函数,用三参数伽马分布作为波动分量的概率分布,两者叠加得到该地区风速的时间周期特征模型,其模拟值与实际风速值的比较如图 5 所示。

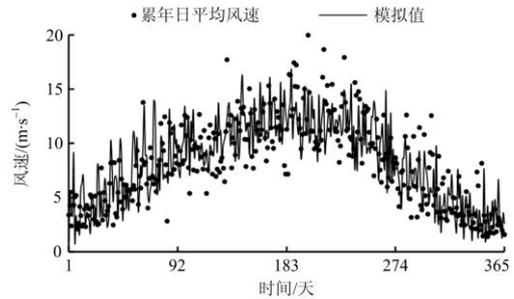


图 5 某风电场多年日平均风速及模拟值

Fig. 5 Daily average wind speed and simulated value of a wind farm

为验证风速时间周期特征模型的有效性,本文将其与目前常用的威布尔分布模型进行比较,威布尔概率密度函数的表达式为

$$f(v) = \frac{k}{\lambda} \left(\frac{v}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{\lambda}\right)^k} \quad (6)$$

式中:  $k$  为形状参数;  $\lambda$  为尺度参数。

以该风电场 2013—2015 年日平均风速数据为样本,建立该地全年风速的威布尔模型,用最小二乘法求得威布尔模型中的  $k$  为 9.659,  $\lambda$  为 2.045。将原始风速样本,威布尔分布模型及时间周期特征模型的概率分布进行比较,如图 6 所示。

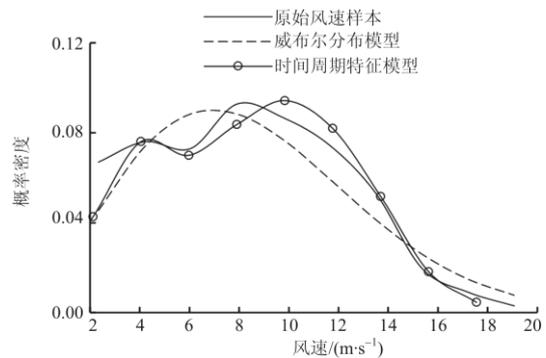


图 6 原始风速样本、威布尔分布模型及时间周期特征模型的概率分布比较

Fig. 6 Probability distribution comparison of raw wind data, Weibull distribution model, and time-periodic model

对上述两种模型进行卡方检验, 结果表明两者均能通过, 由此可以得出, 时间周期特征模型和威布尔分布模型均能较好地反映风速在年时间尺度的概率分布特征。

由前述分析可知, 风速在不同月份差异较大, 而全年风速的威布尔分布模型不能反映这种时间变化特征, 需要以每月的日风速数据为样本, 重新建立各月单独的风速模型。而对于时间周期特征模型, 由式(5)可知, 模拟不同月份的风速只需改变式中时间  $t$  的取值范围即可, 不需要重新建模, 大大减少了工作量。对各月的威布尔模型和时间周期特征模型进行卡方检验, 所得结果如表 5 所示。由结果可得, 3、6、7、10、11 月的威布尔模型没有通过卡方检验, 而时间周期特征模型在各个月份均能通过卡方检验, 说明时间周期特征模型适用性更强, 能更好地反映风速的时间变化特征。

表 5 两种风速模型在各个月份的卡方检验结果

Table 5 Chi-square test results of two kinds of wind model in each month

月份	自由度( $T-1$ )	$\chi^2_{\text{时间周期}}$	$\chi^2_{\text{威布尔}}$	$\chi^2_{0.95}(T-1)$
1	6	10.74	11.21	12.59
2	6	11.19	11.82	12.59
3	6	9.27	<b>16.83</b>	12.59
4	6	11.58	9.55	12.59
5	6	10.23	1.78	12.59
6	5	10.48	<b>12.10</b>	11.07
7	6	11.31	<b>13.36</b>	12.59
8	5	9.35	3.73	11.07
9	6	11.39	7.26	12.59
10	6	10.60	<b>32.65</b>	12.59
11	5	0.65	<b>18.15</b>	11.07
12	5	9.33	10.09	11.07

### 3 风电场出力模型

风电并网对电力系统的影响主要是由风电场出力的随机性、间歇性引起的, 而风电场的出力可通过风电机组出力和风速的函数关系计算得到, 该函数表达式如式(7)所示<sup>[19]</sup>。

$$P_t = \begin{cases} 0 & 0 \leq V_t \leq V_{ci} \\ (A + B \times V_t + C \times V_t^2) P_r & V_{ci} < V_t \leq V_r \\ P_r & V_r < V_t \leq V_{co} \\ 0 & V_t > V_r \end{cases} \quad (7)$$

式中:  $P_t$  为第  $t$  天的风电场出力,  $P_r$  为风电场最大出力, 单位都为 MW;  $V_t$  为第  $t$  天的风速;  $V_{ci}$ 、 $V_r$ 、 $V_{co}$  分别表示风电机组的切入风速、额定风速和切出风速, 单位都为 m/s; 中间变量  $A$ 、 $B$  和  $C$  可由以式(8)一式(10)表达<sup>[19]</sup>。

$$A = \frac{1}{(V_{ci} - V_r)^2} \left[ V_{ci}(V_{ci} + V_r) - 4(V_{ci} \times V_r) \left[ \frac{V_{ci} + V_r}{2V_r} \right]^3 \right] \quad (8)$$

$$B = \frac{1}{(V_{ci} - V_r)^2} \left[ 4(V_{ci} + V_r) \left[ \frac{V_{ci} + V_r}{2V_r} \right]^3 - (3V_{ci} + V_r) \right] \quad (9)$$

$$C = \frac{1}{(V_{ci} - V_r)^2} \left[ 2 - 4 \left[ \frac{V_{ci} + V_r}{2V_r} \right]^3 \right] \quad (10)$$

将由风速的时间周期特征模型  $F(t)$  模拟生成的风速作为  $V_t$  代入式(7)中, 可计算出具有时间周期特征的风电场出力  $P_t$ 。

### 4 风电并网系统风险评估

基于风速时间周期特征的风电并网系统风险评估方法的流程图如图 7 所示。

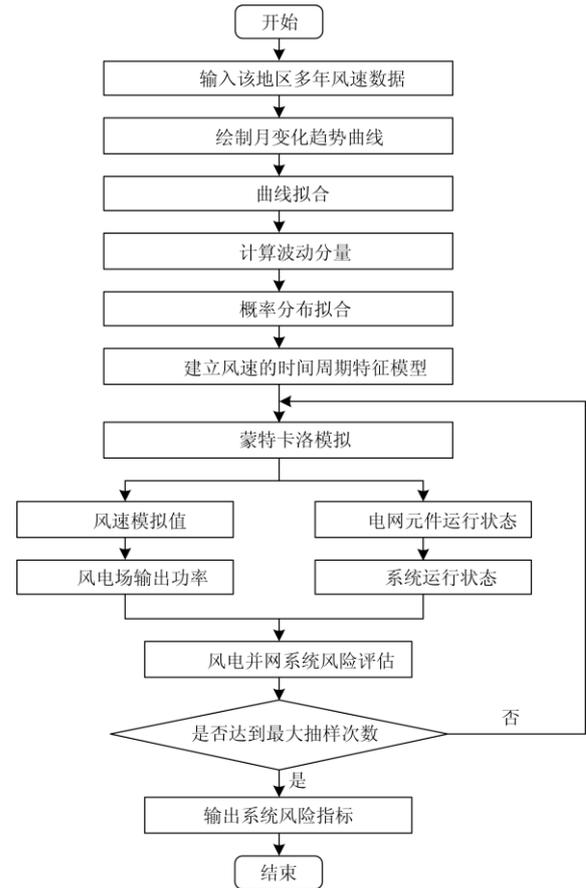


图 7 基于风速时间周期特征的风电并网系统风险评估方法流程图

Fig. 7 Flow chart of risk assessment of wind power integrated system based on time-periodic characteristics of wind speed

风电并网系统风险评估方法与传统电网的风险评估方法相似,都采用蒙特卡洛方法对系统进行抽样,主要区别在于除了需要抽取系统中各元件状态以组成系统状态外,还需要对风速进行抽样以得到风电场的出力。

抽取电网元件的运行状态时,蒙特卡洛模拟用产生随机数的方法来模拟各个元件的状态,通常是产生 $[0, 1]$ 之间均匀分布的随机数  $R_j$ ,每个元件的状态由式(11)确定。

$$s_j = \begin{cases} 0 & R_j > U_j \\ 1 & 0 \leq R_j \leq U_j \end{cases} \quad (11)$$

式中: 0 表示正常工作状态; 1 表示失效状态;  $U_j$  是第  $j$  个元件的不可用率。

用蒙特卡洛方法对风速时间周期特征模型进行抽样时,需要根据考察的时间区间产生 $[t_m, t_n]$ 之间均匀分布的随机正整数  $t_R$ ,  $t_m$ 、 $t_n$  分别为抽取时间区间的上下限,如 1 月的抽样区间为 $[1, 31]$ , 2 月为 $[32, 59]$ ,以此类推。抽取风速由公式(12)确定。

$$v_R = F(t_R), t_R \in [t_m, t_n] \quad (12)$$

式中:  $v_R$  为抽取的风速;  $F(t_R)$  为风速时间周期特征模型中的第  $t_R$  天的风速。

每一次蒙特卡洛模拟可抽取风电场在某个时段内的一种出力水平及由各个元件的状态组成的一个系统运行状态,经过多次抽样,可得系统各种状态的概率,从而计算系统某个时段的风险指标,如各月的缺电概率 LOLP、期望缺供电量 EENS 等。

### 5 算例分析

本文将 IEEE-RTS79 作为原始系统,该系统包含 32 台发电机(不含风电机组), 24 个节点, 38 条线路,总装机容量为 3 405 MW,负荷峰值为 2 850 MW。作为对比,将原始系统中 7 号母线上的两台 100 MW 的传统火力发电机组替换为两个装机容量为 100 MW 的风电场,单台风机容量为 2 MW,风电机组的强迫停运率取为 0.05<sup>[20]</sup>,系统中的其他元件参数不变<sup>[21]</sup>,以此作为改造后的风电并网系统。

本算例首先对原始系统及两种风速模型下改造系统全年的风险指标进行了计算,负荷取系统年峰值负荷,计算得到的系统全年缺电概率和期望缺供电量如表 6 所示。

表 6 系统全年的缺电概率和期望缺供电量

Table 6 Annual LOLP and EENS index of power system

计算条件	LOLP	EENS/MWh
原始系统	0.086 2	129 759
改造系统(风速采用威布尔模型)	0.177 2	254 853
改造系统(风速采用时间周期模型)	0.180 3	259 308

本文除评估系统全年整体的风险水平外,更加关注系统各月的风险,即系统风险随时间的变化情况。计算系统月度风险指标时,负荷采用月峰值负荷,如图 8 所示,其余条件不变。

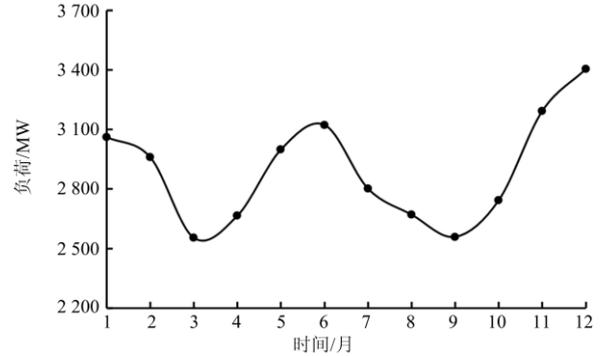


图 8 IEEE-RTS79 系统各月峰值负荷曲线

Fig. 8 Monthly peak load curve of IEEE-RTS79 system

在计算系统月度风险指标时,以全年风速为样本建立的威布尔模型不能反映风速的时间变化规律,需要对每个月份的风速数据进行拟合以单独建立该月的风速模型。但时间周期特征模型无需对各月风速单独建模,只需改变蒙特卡洛抽样的时间区间 $[t_m, t_n]$ 即可。计算结果如图 9 和图 10 所示。

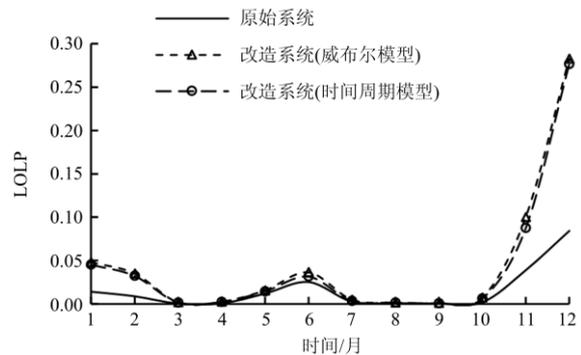


图 9 系统各月缺电概率分布图

Fig. 9 Monthly LOLP distribution of power system

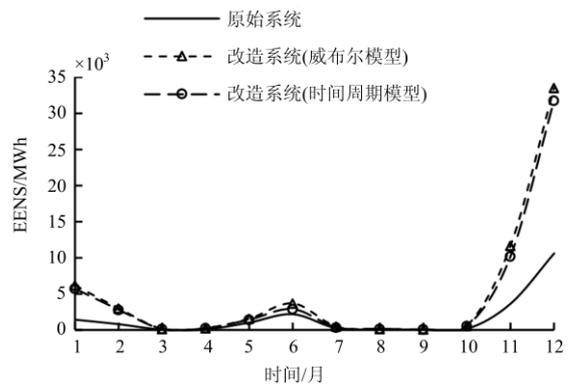


图 10 系统各月期望缺供电量分布图

Fig. 10 Monthly EENS distribution of power system

由表 5 可得, 威布尔模型并不能适用于每个月的风速分布, 而时间周期特征模型可以, 因此以时间周期特征模型所得风险指标为基准, 计算两种风速模型下系统风险指标的相对差异, 如表 7 所示。

表 7 两种风速模型计算得到的系统风险指标相对差异

Table 7 Relative difference in system risk index calculated by two kinds of wind model

月份	$\gamma_{LOLP}/\%$	$\gamma_{EENS}/\%$	月份	$\gamma_{LOLP}/\%$	$\gamma_{EENS}/\%$
1	6.54	8.11	7	<b>47.31</b>	<b>38.21</b>
2	8.76	7.37	8	-0.54	-5.78
3	<b>23.26</b>	<b>23.42</b>	9	7.32	6.92
4	9.31	9.42	10	<b>15.50</b>	<b>11.56</b>
5	8.11	9.22	11	<b>14.61</b>	<b>14.65</b>
6	<b>15.88</b>	<b>27.75</b>	12	2.23	5.60

由计算结果可得:

(1) 相比于原始系统, 两种风速模型下改造系统的月度风险和年度风险均有升高。这归因于系统总装机容量不变的条件下, 新能源的引入导致了发电侧出力具有随机波动特征, 特别是在风速较小、风电出力不足的月份(如 1 月和 12 月), 系统缺电量期望值显著增大。

(2) 由表 7 可得, 两种风速模型所得指标的相对差异在 10% 以上的月份为 3、6、7、10、11, 这与表 5 中威布尔模型没有通过卡方检验的月份是一致的。因此在上述月份威布尔模型不能较好反映风速的分布特征, 才导致了计算出的风险指标差异较大, 即用本文所提方法计算得到的结果能更真实地反映系统风险随时间的变化情况。

(3) 计算系统风险指标时, 两种风速模型都是通过蒙特卡洛方法多次对模型产生的风速模拟值进行抽样来计算的, 因此在相同模拟次数下计算时间基本相同。但在建立风速模型的过程中, 威布尔模型的工作量明显大于本文所提模型。因为威布尔分布模型是一种概率分布模型, 本身并不具有时间属性, 为了反映风速在不同月份的不同分布特征, 在计算系统 12 个月的风险指标时不能继续使用以全年风速为样本建立的模型, 而需要对各月风速样本单独进行建模, 即需要建立 12 个风速模型, 再在计算某一月份的风险指标时, 从该月对应的风速模型中抽取风速进行计算。而时间周期特征模型本身具有时间属性, 只需建立 1 个风速模型, 通过改变随机抽样的时间区间来反映不同月份风速的变化, 如式(12)所示, 该模型可适用于风电并网系统月度、季度、年度等多种中长期风险指标计算。综上所述, 本文所述方法减少了多时间尺度下风速建模的工作量, 提高了风电并网系统中长期风险评估的效率。

## 6 结论

针对用概率分布模型模拟风速不能有效评估风电并网系统的时变风险的问题, 本文提出了风速的时间周期特征模型, 并结合蒙特卡洛模拟计算得到了风电并网系统中长期风险指标, 通过研究得出以下结论:

(1) 风速具有时间周期特征, 可将其描述成风速长期、平缓的月变化趋势与短期、快速的日波动特征的叠加。其中月变化趋势用时间周期拟合函数表示, 日波动特征用服从特定概率分布的随机变量表示。通过对多年风速样本的曲线拟合来建立适应该地区风速变化规律的时间周期特征模型。

(2) 基于风速的时间周期特征模型及风电机组出力与风速之间的函数关系, 可建立风电场出力模型, 采用蒙特卡洛模拟法可评估风电并网系统的中长期风险, 相比目前常用的基于风速威布尔模型的系统风险评估方法, 本文所提方法更加适合风电并网系统中长期风险评估, 能更真实地反映系统风险随时间的变化情况, 并且减少了多时间尺度下风速建模的工作量, 提高了风电并网系统中长期风险评估的效率。

(3) 现有的风电并网系统风险评估多关注的是系统全年整体的风险水平, 而不同月份风速差异较大, 会导致风电场出力变化, 进一步导致系统风险变化。本文所提的基于风速时间周期特质的风电并网系统风险评估方法能评估系统月度、季度和年度等中长期的风险指标, 能为系统运行人员提供更加全面的信息, 能使系统运行人员对系统风险随时间的变化情况有一个宏观的把握, 从而为系统规划、中长期调度和月发电计划制定等提供参考。

## 参考文献

- [1] 余慎思, 李征, 蔡旭, 等. 用于风力发电仿真的多时间尺度风速建模方法[J]. 电网技术, 2013, 37(9): 2559-2565.  
SHE Shensi, LI Zheng, CAI Xu, et al. A multi-time scale wind speed modeling method for simulation of wind power generation[J]. Power System Technology, 2013, 37(9): 2559-2565.
- [2] 方必武, 刘涤尘, 王波, 等. 基于小波变换和改进萤火虫算法优化 LSSVM 的短期风速预测[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(8): 37-43.  
FANG Biwu, LIU Dichen, WANG Bo, et al. Short-term wind speed forecasting based on WD-CFA-LSSVM model[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(8): 37-43.
- [3] REN Y, SUGANTHAN P N, SRIKANTH N. A novel empirical mode decomposition with support vector

- regression for wind speed forecasting[J]. IEEE Transactions on Neural Networks and Learning Systems, 2016, 27(8): 1793-1798.
- [4] 殷豪, 董朕, 陈云龙. 基于 CEEMD 和膜计算优化支持向量机的风速预测[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(21): 27-34.  
YIN Hao, DONG Zhen, CHEN Yunlong. Wind speed forecasting based on complementary ensemble empirical mode decomposition and support vector regression optimized by membrane computing optimization[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(21): 27-34.
- [5] YUNUS K, THIRINGER T, CHEN P. ARIMA-based frequency-decomposed modeling of wind speed time series[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(4): 2546-2556.
- [6] 修春波, 任晓, 李艳晴, 等. 基于卡尔曼滤波的风速序列短期预测方法[J]. 电工技术学报, 2014, 29(2): 253-259.  
XIU Chunbo, REN Xiao, LI Yanqing, et al. Short-term prediction method of wind speed series based on Kalman filtering fusion[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(2): 253-259.
- [7] 王国权, 王森, 刘华勇, 等. 基于自适应的动态三次指数平滑法的风电场风速预测[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(15): 117-122.  
WANG Guoquan, WANG Sen, LIU Huayong, et al. Self-adaptive and dynamic cubic ES method for wind speed forecasting[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(15): 117-122.
- [8] OZAY C, CELIKTAS M S. Statistical analysis of wind speed using two-parameter Weibull distribution in Alacati region[J]. Energy Conversion and Management, 2016, 121: 49-54.
- [9] OUARDA T J, CHARRON C, CHEBANA F. Review of criteria for the selection of probability distributions for wind speed data and introduction of the moment and L-moment ratio diagram methods, with a case study[J]. Energy Conversion and Management, 2016, 124: 247-265.
- [10] 张建华, 王昕伟, 蒋程, 等. 基于蒙特卡罗方法的风电场有功出力的概率性评估[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(3): 82-87.  
ZHANG Jianhua, WANG Xinwei, JIANG Cheng, et al. Probabilistic assessment of wind farm active power based on Monte-Carlo simulation[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(3): 82-87.
- [11] 黄海煜, 于文娟. 考虑风电出力概率分布的电力系统可靠性评估[J]. 电网技术, 2013, 37(9): 2585-2591.  
HUANG Haiyu, YU Wenjuan. Power grid reliability assessment considering probability distribution of wind farm power output[J]. Power System Technology, 2013, 37(9): 2585-2591.
- [12] 蒋程, 刘文霞, 张建华, 等. 含风电接入的发输电系统风险评估[J]. 电工技术学报, 2014, 29(2): 260-270.  
JIANG Cheng, LIU Wenxia, ZHANG Jianhua, et al. Risk assessment of generation and transmission systems considering wind power penetration[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(2): 260-270.
- [13] 杨家然, 王兴成, 蒋程, 等. 计及风力发电风险的电力系统多目标动态优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(7): 25-31.  
YANG Jiaran, WANG Xingcheng, JIANG Cheng, et al. Multi-objective dynamic optimal scheduling of power system considering wind power risk[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(7): 25-31.
- [14] QIN Zhilong, LI Wenyuan, XIONG Xiaofu. Generation system reliability evaluation incorporating correlations of wind speeds with different distributions[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(1): 551-558.
- [15] 周宁, 熊小伏. 电力气象技术及应用[M]. 北京: 中国电力出版社, 2015.
- [16] 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.
- [17] 王建, 熊小伏, 李哲, 等. 气象环境相关的输电线路故障时间分布特征及模拟[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(3): 109-114, 12.  
WANG Jian, XIONG Xiaofu, LI Zhe, et al. Time distribution of weather-related transmission line failure and its fitting[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(3): 109-114, 12.
- [18] 杨振海, 程维虎, 张军舰. 拟合优度检验[M]. 北京: 科学出版社, 2011.
- [19] GIORSETTO P, UTSUROGI K F. Development of a new procedure for reliability modeling of wind turbine generators[J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1983, PAS-102(1): 134-143.
- [20] 秦志龙, 李文沅, 熊小伏. 含具有风速相关性风电场的发输电系统可靠性评估[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(20): 27-33.  
QIN Zhilong, LI Wenyuan, XIONG Xiaofu, et al. Reliability assessment of composite generation and transmission systems with wind farms considering wind speed correlations[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(20): 27-33.
- [21] Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee. IEEE reliability test system[J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1979, 98(6): 2047-2054.

收稿日期: 2017-09-03; 修回日期: 2018-01-22

作者简介:

付兵彬(1972—), 男, 工程硕士, 高级工程师, 主要研究方向为新能源并网及电力系统风险评估; E-mail: gsepc916@163.com

万小花(1982—), 女, 工程硕士, 工程师, 主要从事新能源发电等相关研究。

(编辑 张爱琴)