

# 考虑风电场影响的发输电系统可靠性评估

吴昊<sup>1</sup>, 张焰<sup>1</sup>, 刘波<sup>2</sup>

(1. 上海交通大学电气工程系, 上海 200240; 2. 上海电力设计院有限公司, 上海 200025)

**摘要:** 风能具有随机波动性, 相应的风力发电机出力具有不确定性。对含有风电场的发输电系统可靠性展开研究, 在考虑风速的时序性和自相关性、风力发电机输出功率特性以及强迫停运影响的基础上, 把风力发电机可靠性模型与输电网可靠性模型相结合, 在满足电力系统安全性约束条件下, 建立以电网最大负荷供应能力为目标的发输电系统可靠性评估模型, 用于评估风电场并网后对输电网可靠性的影响。以 IEEE-RTS79 测试系统为算例, 对反映风电场影响的相关可靠性指标进行分析计算, 研究结果可为风电场接入电网方案的合理制定提供科学决策依据。

**关键词:** 风电场; 风速预测; 发输电系统可靠性; 蒙特卡洛模拟

## Reliability assessment of generation and transmission systems considering wind farm effects

WU Hao<sup>1</sup>, ZHANG Yan<sup>1</sup>, LIU Bo<sup>2</sup>

(1. Department of Electrical Engineering, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China;

2. Shanghai Electric Power Design Institute Co., Ltd, Shanghai 200025, China)

**Abstract:** Because wind energy fluctuates randomly, the power of wind turbine generators is uncertain. This paper analyzes the reliability of power systems containing wind generation. By considering the time-series and autocorrelation of wind speed, the output power function and forced outage of wind units, the paper combines the reliability model of wind generators with the model of transmission network. Then it builds a reliability evaluation model of generation and transmission system in the condition of meeting system security constraints, whose objective function is LSC, which represents the biggest load supplying capacity of the system. This model is used to evaluate the effects of grid-connected wind farm on the reliability of transmission network. Taking IEEE-RTS79 system as an example, the paper calculates the reliability index which can reflect the effects of wind farms. The result will provide a scientific reference for designing the scheme for adding wind farms to power systems.

**Key words:** wind farm; wind speed forecast; reliability of generation and transmission system; Monte-Carlo simulation

中图分类号: TM614; TM732 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2011)04-0036-07

## 0 引言

随着能源供应日趋紧张, 以风能为代表的清洁可再生能源以其良好的环境效益和适合大规模发电的特性<sup>[1]</sup>, 已经成为二十一世纪最受欢迎的能源之一。

风电场通常由若干台风力发电机组组成。风力发电本身具有间歇性和随机性特点, 随着风电容量的逐渐增加, 风电注入功率对电网可靠性的影响不容忽视。国内外学者针对包含风电场的发电系统可靠性进行了较多研究。文献[2]归纳总结了风电功率预测研究的模型和方法, 提出了改进方向。文献[3]

在考虑风速随机性、风电机组强迫停运率以及输出功率特性的基础上, 提出了一种概率分析方法对风电系统进行可靠性评估。文献[4]建立了基于蒙特卡洛仿真的风电场可靠性模型。文献[5]提出了一种考虑风电场容量充裕度的可靠性评估模型, 并计算出风电场对发电系统可靠性贡献的量化指标。这些研究主要集中在风电系统满足负荷需求的可靠性建模上, 而针对包含风电场影响的发输电组合系统可靠性评估的相关文献还较少。

本文在考虑风速特性和风电机组故障强迫停运影响基础上, 提出了以输电网最大负荷供应能力为目标函数的发输电系统可靠性评估模型, 用于计算风电场在不同情况下对系统可靠性指标以及风电场容量可信度<sup>[6]</sup>的影响, 对合理制定风电场接入电网

**基金项目:** 国家 863 计划“高效节能与分布式供能技术”专题项目 (2006AA05Z214)

方案具有参考意义。

## 1 基于时间序列分析的风电场风速预测模型

### 1.1 风速时间序列模型

风力发电机出力取决于风速,对于风速的模拟是进行风电场可靠性研究的基础。目前常采用的方法有人工神经网络法<sup>[7]</sup>、卡尔曼滤波法<sup>[8]</sup>、时间序列法<sup>[9]</sup>等。由于风速是一个典型的按时间顺序变化的序列,而且具有自相关性的特点,因此,本文选取基于时间序列分析的 ARMA(Auto-Regressive and Moving Average)<sup>[10]</sup>风速预测模型,对风速进行预测。

根据实测地区的风速时间序列  $\{V_t\}$  建立的自回归与滑动平均 ARMA 模型如式 (1)。

$$V_t = \sum_{i=1}^n \varphi_i V_{t-i} - \sum_{j=1}^m \theta_j a_{t-j} + a_t \quad (1)$$

式中:  $n$ 、 $m$  分别表示 AR 部分和 MA 部分的阶次;  $\varphi_i$  ( $i=1, 2, \dots, n$ )、 $\theta_j$  ( $j=1, 2, \dots, m$ ) 分别为各部分的模型参数;  $\{a_t\}$  是与  $\{V_t\}$  独立同分布的白噪声,其均值为 0,方差为  $\sigma_a^2$ 。

风速在  $t$  时刻的模拟值可用风速序列的均值  $\mu_V$  和方差  $\sigma_V^2$  来表示。预测风速序列记为  $\{SV_t\}$ , 如式 (2) 示。

$$SV_t = V_t \sigma_V + \mu_V \quad (2)$$

### 1.2 模型参数估计

本文采用长自回归模型计算残差法对模型进行参数估计。该算法将 ARMA 模型参数的非线性估计过程转化为 AR 模型参数的线性估计过程,避开了 ARMA 建模中大量的繁杂计算,建模速度大为提高。而且,两次建模(先建 AR( $p$ ),再建 ARMA( $n, m$ ))可使用同一种参数估计方法,表示在计算程序上可公用一个子程序,从而使程序大为简化。

将风速序列  $\{V_t\}$  直接代入式 (1),得式 (3)。

$$\begin{cases} V_{p+1} = \varphi_1 V_p + \varphi_2 V_{p-1} + \dots + \varphi_p V_1 + a_{p+1} \\ V_{p+2} = \varphi_1 V_{p+1} + \varphi_2 V_p + \dots + \varphi_p V_2 + a_{p+2} \\ \vdots \\ V_N = \varphi_1 V_{N-1} + \varphi_2 V_{N-2} + \dots + \varphi_p V_{N-p} + a_N \end{cases} \quad (3)$$

用矩阵形式表示为式 (4)。

$$y = V\varphi + a \quad (4)$$

根据多元回归,参数矩阵最小二乘估计为式 (5)。

$$\hat{\varphi} = (V^T V)^{-1} V^T y \quad (5)$$

得到模型参数  $\varphi_i$  ( $i=1, 2, \dots, p$ ) 以后,由

AR( $p$ )模型计算残差序列:

$$a_t = V_t - \sum_{i=1}^p \varphi_i V_{t-i} \quad t=(p+1, p+2, \dots, N) \quad (6)$$

$$\sigma_a^2 = \frac{1}{N-p} \sum_{t=p+1}^N (V_t - \sum_{i=1}^p \varphi_i V_{t-i})^2 \quad (7)$$

为了确定  $p$ , 选择 BIC 准则,取  $BIC(p)$  值最小时的模型阶次  $p$  为适用模型阶次。

$$BIC(p) = N \ln \sigma_a^2 + p \ln N \quad (8)$$

将按式 (6) 得到的  $\{a_t\}$  代入 ARMA( $n, m$ ) 模型式 (1), 可得到矩阵方程式 (9):

$$Y = V\beta + A \quad (9)$$

式 (8) 和式 (4) 意义完全相同,可采用最小二乘法估计模型参数  $\beta$ :

$$\beta = (V^T V)^{-1} V^T Y \quad (10)$$

### 1.3 模型适用性检验

在确定 ARMA 模型阶数的时候,仍然需要进行模型适用性检验。本文采用残差平方和检验准则,残差平方和与残差方差的算式为式 (11):

$$S = \sum_{t=n+1}^N a_t^2 \quad (11)$$

$$\sigma_a^2 = \frac{1}{N-n-2} \sum_{t=n+1}^N a_t^2 = \frac{S}{N-n-2}$$

### 1.4 计算流程及算例分析

用长自回归模型计算残差法对 ARMA 模型建模。图 1 给出建模的计算流程。

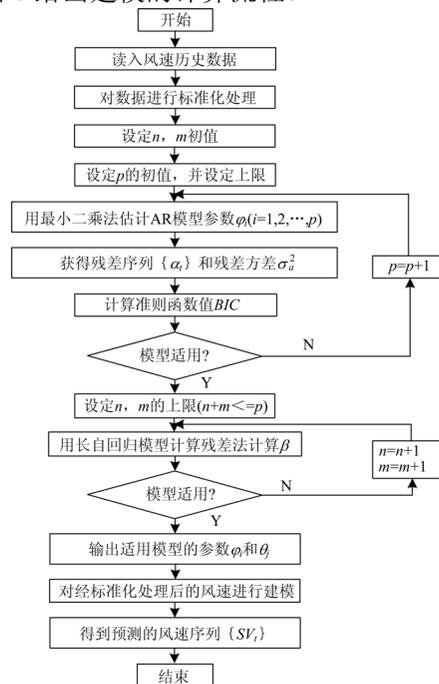


图 1 建立 ARMA 模型的算法流程图  
Fig.1 Flow chart of ARMA modeling

例如, 根据某风电场 2008 年 1 月 1 日至 12 月 31 日的每小时平均风速历史数据, 预测 2009 年整年度每小时平均风速。表 1 给出了  $p$  取值不同时  $BIC$  准则函数的取值, 由表中数据可以看出当  $p=21$  时,  $BIC$  的取值最小, 即  $p=21$  是合适的 AR 模型阶数。

表 1 AR 模型阶次的计算结果

Tab.1 Result of AR model order

阶次	1	2	3	4	5	6	7	8
$BIC$	-395	-395	-398	-407	-409	-407	-407	-405
阶次	9	10	11	12	13	14	15	16
$BIC$	-405	-404	-402	-410	-408	-415	-417	-421
阶次	17	18	19	20	21	22	23	24
$BIC$	-421	-427	-428	-428	-429	-426	-424	-428
阶次	25	26	27	28	29	30	31	32
$BIC$	-426	-426	-424	-424	-423	-421	-419	-417

表 2 给出了模型阶数不同时计算得到的参数值, 以及与之对应的残差方差计算结果。模型阶次为 (5, 4) 时, 其残差方差较 ARMA(4, 3)模型的残差方差下降很少, 所以可以认为 ARMA(4, 3)模型为合适的风速预测模型。

表 2 ARMA 模型参数的计算结果

Tab.2 Result of ARMA model parameter

模型阶次	$\varphi_1$	$\varphi_2$	$\varphi_3$	$\varphi_4$	$\varphi_5$	$\varphi_6$	$\varphi_7$	$\varphi_8$
(2, 1)	1.70	-0.71						
(3, 2)	1.83	-0.88	0.03					
(4, 3)	1.67	-0.58	-0.08	-0.02				
(5, 4)	1.80	-0.65	-0.06	-0.40	0.29			
(6, 5)	1.67	-0.35	-0.22	-0.23	-0.12	0.24		
(7, 6)	1.68	-0.74	0.64	-0.56	-0.19	-0.33	0.47	
(8, 7)	1.35	-0.16	0.19	0.01	-0.48	-0.48	0.30	0.23
模型阶次	$\theta_1$	$\theta_2$	$\theta_3$	$\theta_4$	$\theta_5$	$\theta_6$	$\theta_7$	残差方差
(2, 1)	0.79							0.123 3
(3, 2)	0.93	-0.09						0.112 4
(4, 3)	0.77	0.06	-0.01					0.110 7
(5, 4)	0.90	0.11	0.07	-0.30				0.110 5
(6, 5)	0.76	0.28	0.06	-0.12	-0.26			0.110 5
(7, 6)	0.77	-0.08	0.59	0.01	-0.18	-0.46		0.110 5
(8, 7)	0.45	0.19	0.37	0.39	-0.12	-0.55	-0.21	0.110 5

用 ARMA(4, 3)模型预测该风电场下一年的风速, 得到每小时平均风速的预测值。与 2009 年实际历史风速数据相比较, 发现预测风速与实测风速较为吻合, 即该模型的建立是正确的。图 2 与图 3 分别给出了风速的日分布、月分布的比较曲线。

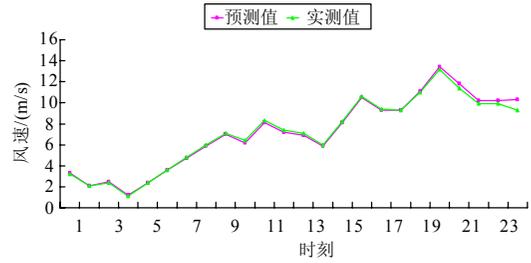


图 2 预测与实测风速的日分布曲线比较图

Fig.2 Daily distribution curve comparison between forecasting results of wind speed and observed speed

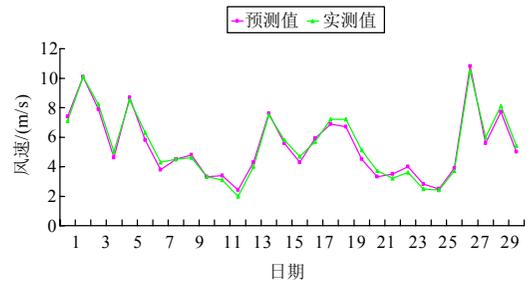


图 3 预测与实测风速的月分布曲线比较图

Fig.3 Monthly distribution curve comparison between forecasting results of wind speed and observed speed

## 2 风力发电机组的可靠性模型

### 2.1 风力发电机组的输出功率模型

风力发电机组输出功率的特点与常规发电机组有很大不同, 前者主要取决于风速的变化, 其输出功率与风速之间成非线性关系, 二者之间的函数关系可以表示为式 (12)。

$$P = \begin{cases} 0 & 0 \leq V_t \leq V_{ci} \\ (A + B \times V_t + C \times V_t^2) P_r & V_{ci} \leq V_t \leq V_r \\ P_r & V_r \leq V_t \leq V_{co} \\ 0 & V_t > V_r \end{cases} \quad (12)$$

其中:  $P_r$ 、 $V_{ci}$ 、 $V_r$ 、 $V_{co}$  分别为风机的额定功率、切入风速、额定风速和切出风速; 参数  $A$ 、 $B$  和  $C$  是  $V_{ci}$  和  $V_r$  的函数, 其值的计算可参考文献[11]。

### 2.2 风力发电机组的停运概率模型

理论上讲, 采用蒙特卡洛模拟方法可以对发电机组所有可能出现的状态进行仿真模拟。由于风力发电机组的计划检修时间较短, 为简化计算, 对风力发电机组仅考虑正常运行状态和故障停运状态两种状态。假设每台风电机故障率为  $\lambda_i$  (次/年), 修复率为  $\mu_i$  (次/年), 则风电机组的强迫停运率为  $FOR_i$ , 如式 (13) 示。

$$FOR_i = \frac{\lambda_i}{\lambda_i + \mu_i} \quad (13)$$

在采用蒙特卡洛模拟方法进行每次状态抽样中,于[0,1]间抽取一个服从均匀分布的随机变量  $u$ ,判断机组状态。若  $u \leq FOR_i$ ,认为该机组处于故障停运状态,否则为正常运行状态。

对每一个抽样时刻同时进行风速的抽取和风力发电机组状态的抽取,把所有运行机组功率相加得到整个风电场的输出功率,其与风电场额定功率之差即为该抽样时刻的停运容量。选取合适的停运容量步长,形成停运容量区间,在全部抽样次数中统计停运容量落在各自区间的次数,从而得到停运容量的概率分布。将其与常规发电机组的容量模型结合,即可得到发电系统总的容量模型。

### 3 考虑风电场影响的发输电系统可靠性

#### 3.1 输电系统的负荷供应能力

输电系统的负荷供应能力 (Load Supplying Capacity, LSC) 是指系统的发电容量通过输电网络后,能够提供给负荷的最大功率<sup>[12]</sup>。这一功率使发电设备没有更多的功率可调度,也不会引起网络中任一设备过负荷。根据这一概念,以输电网最大负荷供应能力为目标函数的数学优化模型如式 (14)。

$$LSC = \max \sum_{i=1}^n G_i \quad (14)$$

安全约束条件为:

- ①支路潮流  $\leq$  支路额定传输容量;
- ②发电机输出  $\leq$  发电机额定容量;

式中:  $G_i$  为第  $i$  号母线节点上发电设备的实际调度出力;  $n$  为系统中的母线节点数。

当采用直流潮流进行简化计算时,上述数学优化模型即转化为线性规划问题,容易求解。

#### 3.2 发输电系统可靠性指标计算

本文用序贯蒙特卡洛仿真方法<sup>[13-14]</sup>模拟含风电场的电力系统运行过程,体现出风速随时间连续变化的特点,经验证,风速预测具有较好精度。

一个电网的全部停运事件应该包括单重到多重故障的众多类别,但通常不需要对所有故障停运事件来检验一个电网的可靠性。本文对发输电设备抽样到两重故障,并且在线路故障后处理网络拓扑结构的变化。对故障后有可能出现的孤立负荷点,利用广度优先搜索寻找可能存在的联络线,通过开关的分/合进行网络重构,避免电网解列。限于篇幅,在此不作详细介绍。

在计算发输电系统状态概率时,需要确定发输

电系统的联合概率。比如在研究发电系统全部正常而输电线路单重故障时,可以把发电系统全部正常作为一确定概率事件,对应计算每一条线路故障状态的概率时都必须乘以发电系统全部正常的概率,以此作为该状态下发输电系统的联合概率。而当研究发电系统经历全部故障状态而输电系统正常时也可以把输电线路全部正常作为一概率事件来处理,对应于发电系统每一种停运状态的系统状态概率也要乘以输电线路全部正常的概率,作为发输电系统的联合概率。

通过计算各种偶发故障以及风电场实际发电出力下的系统 LSC 值,并将其与负荷需求比较,则可判断系统状态。当 LSC 小于负荷时,则说明在该停运容量状态下系统供电不足,对应的状态概率计入系统电力不足概率 LOLP 指标中,如式 (15) 示。

$$LOLP = \sum_{i \in L} P_i \quad (15)$$

式中:  $L$  表示所有导致系统供电不足的状态集合;  $P_i$  表示系统处于其中第  $i$  种状态的概率。

电量不足期望值 EENS 可表示成式 (16)。

$$EENS = \sum_{i \in L} (|LSC - LOAD|_i P_i) \text{ MWh} \quad (16)$$

式中:  $|LSC - LOAD|_i$  表示当系统处于状态  $i$  时每小时未能完全向系统负荷  $LOAD$  供应的电量;  $L$  表示所有导致供电不足的状态 (即 LSC 小于负荷时的系统状态)。并依此可计算反映风电场并网后对电网可靠性贡献的指标<sup>[6]</sup>。

①风电场容量可信度 CC (Capacity Credit) 是在保持系统可靠性水平前提下,风电场能替代的常规机组容量与风电场容量的比值,如式 (17)。

$$CC = \frac{\Delta P_{CG}}{P_{WTG}} \Big|_{LOLE \text{ 不变}} \quad (17)$$

式中:  $\Delta P_{CG}$  是保持系统可靠性水平不变情况下风电场能替代的常规机组容量;  $P_{WTG}$  是风电场额定容量。

②风电场对系统电量不足期望值贡献 WEENS (Wind generation EENS Benefit),是指风电场并网后电网电量不足期望值的减少量与风电场容量的比值,反映了风电场并网后对电力系统可靠性的贡献。

$$WEENS = \frac{EENS0 - EENS1}{P_{WTG}} \quad (18)$$

式中,  $EENS0$ 、 $EENS1$  分别表示风电场并网前后电网电量不足期望值。

### 4 算例分析

本文对 IEEE-RTS79 可靠性测试系统<sup>[15]</sup>进行计算。系统如图 4 所示，由 32 台发电机和 38 条输电线组成。系统总装机容量为 3 405 MW，峰荷为 2 850 MW。常规发电机和输电线路的强迫停运率参见文献[15]。考虑在系统中增加风电场，风力发电机单机容量为 1.5 MW。下面通过计算讨论风电场并网后对系统可靠性的影响。

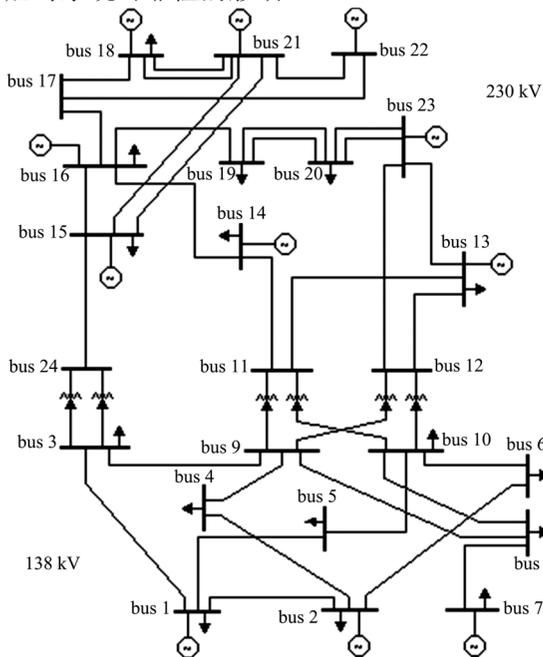


图 4 IEEE-RTS79 可靠性测试系统  
Fig.4 IEEE-RTS79 reliability test system

#### (1) 用风电场替代部分常规机组

根据计算，系统未加入风电场时的可靠性指标为  $LOLP=0.0158$  和  $EENS=1.2737$  MWh。现分别在节点 18、21、22、23 用 200 台单机容量为 1.5 MW 的风力发电机组替代 300 MW 常规机组。保持系统总装机容量不变，计算出的系统可靠性指标如表 3 所示。

表 3 风电场替代部分常规机组时的可靠性指标

Tab.3 Reliability index under the partial substitution of wind farms for traditional units

加入风电场的节点	LOLP	EENS/MWh
18	0.211 6	26.518 7
21	0.211 6	26.033 1
22	0.212 3	26.315 7
23	0.192 1	23.106 2

从表 3 可以看出，用风电场替代部分常规机组

以后，系统可靠性水平明显降低了。这是因为风力发电机输出功率不确定以及机组可能停运使得风电场实际输出容量小于风电场额定容量所造成的。当风电场接在不同节点上时，可靠性指标也不尽相同。相比之下，加在 23 节点的可靠性水平较高，这是因为节点 23 与相邻节点 12、13、20 之间的线路额定传输容量较大，分别达到 1 200 MW 和 600 MW，该节点与系统联系比较紧密。因此，在选择风电场接入点时，应根据实际情况考虑电网结构的影响。

#### (2) 直接在系统中加入风电场

##### a. 风电场接入单个节点

分别在节点 2、7、23 加入 50 台单机容量为 1.5 MW 的风电机组，使系统总装机容量达到 3 480 MW。计算出的系统可靠性指标如表 4 所示，其中  $CC$  表示风电场容量可信度， $WEENSB$  为风电场对电量不足期望值贡献系数。

表 4 风电场由不同节点接入时的可靠性指标

Tab.4 Reliability index of under different nodes

加入风机的节点	LOLP	EENS/MWh	CC	WEENSB
2	0.014 7	0.990 2	0.235	0.003 78
7	0.015 0	0.999 5	0.234	0.003 65
23	0.015 4	1.092 5	0.234	0.002 41

由表 4 可以看出，在不同节点接入风电场对系统可靠性水平改变的程度也不同。在节点 2 获得的改善效果最为明显。这是因为节点 2 处的常规机组发电容量只有 172 MW，小于节点 7 的 240 MW 和节点 23 的 660 MW。而节点 2 与周围节点之间的输电线额定传输容量较大，与电网联系较紧密，加入风电场以后增加的风电容量在线路潮流不过载情况下提高了电网的供电可靠性。

##### b. 风电场同时接入两个节点

同时在两个节点各接入 25 台单机容量为 1.5 MW 的风电机组，系统总装机仍为 3 480 MW。计算出的可靠性指标如表 5 所示。

表 5 风电场同时接在两个节点的可靠性指标

Tab.5 Reliability index under simultaneous installing wind turbine in two nodes

加入风电场的节点	LOLP	EENS/MWh	WEENSB
2 和 7	0.014 5	0.990 8	0.003 77
2 和 23	0.014 9	0.999 6	0.003 65
7 和 23	0.014 6	0.993 3	0.003 73

比较表 4 和表 5，可以看出，在风电场接入容量不变的前提下，风电机组分布在不同节点对系统可靠性的贡献要大于风电机组全部处于同一节点之

上。考虑到输电线路的潮流限制,分布在不同节点的风电场能够较大幅度地避免受到网络结构的影响。

c. 风电场分次加入同一节点

在同一节点分两次加入风电机组,每次加入50台单机容量为1.5 MW的风电机组,共接入的风电容量为150 MW,系统总装机为3 555 MW。在1、13、16节点分别试验,结果如表6和图5所示。

表6 风电场分次接入同一节点的可靠性指标

Tab.6 Reliability index under the same node of division order

次数	指标	节点		
		1	13	16
一	LOLP	0.014 7	0.015 2	0.015 0
	EENS/MWh	0.987 2	1.022 6	0.924 2
	WEENS	0.003 82	0.003 35	0.004 66
二	LOLP	0.012 9	0.013 2	0.012 8
	EENS/MWh	0.759 0	0.822 4	0.655 3
	WEENS	0.003 04	0.002 67	0.003 59

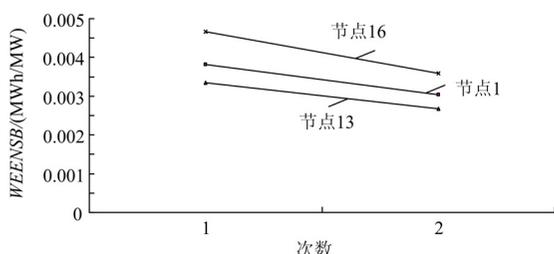


图5 风电场经同一节点分次接入的 WEENS 曲线

Fig.5 The WEENS curve when wind farms are integrated into system under the same node of division order

从表6和图5可以看出,风电场分两次接入节点,第二次接入电网对系统可靠性的贡献均小于首次接入对系统可靠性水平提高的贡献。由此可见,随着风电容量的增加,新增风电机组对电网可靠性的贡献将会越来越小。

d. 风电场分次加入不同节点

风电机组第一次由节点1接入电网,第二次由节点13接入电网,每次加入50台单机容量为1.5 MW的风电机组。将其与每次都经节点1接入电网的可靠性指标进行比较。

从表7和图6看到,风电场经不同节点分次接入电网对电网可靠性贡献要大于经相同节点分次接入电网的可靠性贡献。所以在合适条件下应当避免大量风电容量集中接在同一节点。分散在不同节点,可以较少受到网络结构的影响和限制,从而防止可靠性指标“饱和”现象的发生。

表7 风电场分次接入不同节点的可靠性指标

Tab.7 Reliability index under the different nodes of division order

方案	节点	接入次数		
		一	二	
方案一	节点	1	1	
	LOLP	0.014 7	0.012 9	
	EENS/MWh	0.987 2	0.759 0	
方案二	节点	1	13	
	LOLP	0.014 7	0.012 2	
	EENS/MWh	0.987 2	0.700 5	
		WEENS	0.003 82	0.003 70

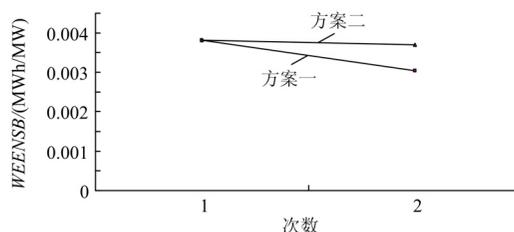


图6 风电场经不同节点分次接入的 WEENS 曲线

Fig.6 The WEENS curve when wind farms are integrated into system under the different bus of division order

5 结语

风电场并网会对输电系统可靠性带来一定影响。本文以输电网最大负荷供应能力为目标函数,研究了考虑风电场影响的发输电系统可靠性评估方法。算例分析表明,风电场对系统可靠性的影响不仅仅取决于风速,还与风电场并网的接入点选择以及输电系统的网络拓扑结构有很大关系。研究结果可供规划人员在合理制定风电场接入电网规划方案时参考。

参考文献

[1] KARKI Rajesh, HU Po, BILLINTON Roy. A simplified wind power generation model for reliability evaluation[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2006, 21(2): 533-540.

[2] 王丽婕, 廖晓钟, 高阳. 风电场发电功率的建模和预测研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(13): 118-121.

WANG Li-jie, LIAO Xiao-zhong, GAO Yang. Summarization of modeling and prediction of wind power generation[J]. Power System Protection and Control, 2009, 37(13): 118-121.

[3] EHSANI A, FOTUNI M, ABBASPOUR A, et al. An

analytical method for the reliability evaluation of wind energy systems[C]. //IEEE Region 10 Annual International Conference, Proceedings/TENCON. 2007: 408-515.

[4] 吴义纯, 丁明. 风电场可靠性评估[J]. 中国电力, 2004, 37(5): 81-84.  
WU Yi-chun, DING Ming. Reliability assessment of wind farm[J]. Electric Power, 2004, 37(5): 81-84.

[5] BILLINTON R, GUANG Bai. Generating capacity adequacy associated with wind energy[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2004, 19(3): 641-646.

[6] Wang P, BILLINTON R. Reliability benefit analysis of adding WTG to a distribution system[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2001, 16(2): 134-139.

[7] Alexiadis M, Dokopoulos P, Sahsamanoglou, et al. Short term forecasting of wind speed and related electrical power[J]. Solar Energy, 1998, 63(1): 61-68.

[8] BOSSANYI E A. Short-term wind prediction using Kalman filters[J]. Wind Engineering, 1985, 9(1): 1-8.

[9] 丁明, 张立军, 吴义纯. 基于时间序列分析的风电场风速预测模型[J]. 电力自动化设备, 2005, 25(8): 32-34.  
DING Ming, ZHANG Li-jun, WU Yi-chun. Wind speed forecast model in wind farms based on the time series analysis[J]. Electric Power Automation Equipment, 2005, 25(8): 32-34.

[10] 杨叔子, 吴雅, 王治藩, 等. 时间序列分析的工程应用[M]. 武汉: 华中科技大学出版社, 1991.

[11] Giorsetto P, Utsurogi K F. Development of a new procedure for reliability modeling of wind turbine generators[M]. IEEE Transactions on Power Apparatus and System, 1982, 102(1): 134-143.

[12] 杨蔚百, 戴景宸, 孙启宏. 电力系统可靠性分析基础及应用[M]. 北京: 水利电力出版社, 1986.

[13] 马振宇. 电网可靠性的蒙特卡洛仿真研究[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(14): 55-58.  
MA Zhen-yu. Research of Monte Carlo simulation for power system reliability assessment[J]. Power System Protection and Control, 2009, 37(14): 55-58.

[14] 马王晶, 王昉, 潘杰. 全概率公式在发电系统可靠性评估中的应用[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(19): 69-72.  
WANG Jing, WANG Fang, PAN Jie. Application of total probability formula in power generation system reliability evaluation[J]. Power System Protection and Control, 2009, 37(19): 69-72.

[15] Reliability Test System Task Force of the IEEE Subcommittee on the Application of Probability Methods. IEEE reliability test system[J]. IEEE Trans on PAS, 1979, 98(6): 2047-2054.

收稿日期: 2010-03-06; 修回日期: 2010-06-04

作者简介:

吴昊(1986-), 男, 硕士研究生, 主要从事电力系统可靠性、状态估计等方面的研究; E-mail: wuhao0629@sjtu.edu.cn

张焰(1958-), 女, 教授, 主要从事电力系统规划及电力系统可靠性等方面的研究工作;

刘波(1978-), 男, 博士, 主要研究方向为分布式电源规划及稳定、电力系统故障分析。

(上接第 35 页 continued from page 35)

[7] IEEE Subsynchronous Resonance Working Group. Comparison of SSR calculation and test results[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1989, 4(1): 336-344.

[8] Agrawal B L, Demcko J A, Farmer R G, et al. Apparent impedance measuring system (AIMS)[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1989, 4(2): 575-582.

[9] Anderson P M, Farmer R G. Series compensation of power systems[J]. Encinitas: Pblsh Inc, 1996.

[10] 宋述波, 叶利, 余芳, 等. 基于 MATLAB 的湖北电网次同步谐振分析[J]. 继电器, 2002, 30(10): 6-10.  
SONG Shu-bo, YE Li, YU Fang, et al. Analysis of Hubei power system's SSR based on Matlab[J]. Relay, 2002, 30(10): 6-10.

[11] 杨帆, 王西田, 陈陈. 串联补偿输电系统次同步谐振的电气模态阻尼的参数敏感性分析[J]. 华东电力, 2005, 33(6): 22-27.  
YANG Fan, WANG Xi-tian, CHEN Chen. Analysis of parametric sensitivity of electrical mode dampings for subsynchronous resonance in series compensated transmission system[J]. East China Electric Power, 2005, 33(6): 22-27.

收稿日期: 2010-03-04; 修回日期: 2010-12-04

作者简介:

岑海凤(1985-), 女, 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统次同步谐振和轴系扭振; E-mail: cenhaifeng@hotmail.com

王西田(1973-), 男, 博士, 副教授, 主要研究方向为电力系统机网相互作用的建模、仿真与控制。