

计及负荷损失费用的含风电场发输电系统可靠性评估

张粒子, 王茜

(华北电力大学电气与电子工程学院, 北京 102206)

摘要: 风能具有随机性和间歇性的特点, 风电场的存在会对电力系统可靠性产生一定的影响。对于含有风电场的发输电系统, 通过合理地模拟风速和风电机组的出力情况, 并采用时序蒙特卡罗模拟方法进行各类发电机组、输电设备的时序状态模拟; 针对不同故障持续时间下单位负荷损失不尽相同的特点, 充分考虑各类负荷的差异及故障持续时间, 以系统发电成本和负荷损失费用之和最小为目标建立的优化调度模型更加符合电力市场环境下的实际情况。IEEE-RBTS 测试系统的算例结果表明所建立的模型能够使负荷损失费用相对较小, 而且风电机组对系统可靠性的贡献与其接入的风速区类型、容量、节点位置等具有密切关系, 应当根据实际情况进行深入分析。

关键词: 负荷损失费用; 风电场; 发输电系统; 可靠性; 时序蒙特卡罗模拟

Reliability assessment of composite generation and transmission systems with wind farms considering load loss cost

ZHANG Li-zi, WANG Qian

(School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: Due to the randomness and intermittence characteristic of wind resource, the wind generation connected to grid has some effect on the reliability of power systems. For composite generation and transmission with wind farms, this paper not only reasonably simulates the wind speed and wind power, but also simulates the sequential operation condition of generating units and transmission lines through sequential Monte-Carlo simulation. In view of the difference of unit load loss in different fault duration, the optimal operation model presented aiming at minimizing generating cost and load loss cost in the power system, fully considers the difference of load and duration and conforms to the actual electricity market situation. The IEEE-RBTS test system study results show that the load lost cost by the proposed model is smaller than other models, and the wind turbine can influence reliability of composite generation and transmission systems in different types of wind speed zones, different capacities or different access nodes, which should be analyzed under actual situation.

This work is supported by the National Key Technology R&D Program (No.2008BAA13B11).

Key words: load loss cost; wind farms; composite generation and transmission; reliability; sequential Monte-Carlo simulation

中图分类号: TM712 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2010)20-0039-06

0 引言

能源短缺和环境恶化已经成为全球性的两大难题, 传统的能源发展结构已不能适应经济、社会和环境可持续发展的需要。近年来, 随着能源危机以及人类环境保护意识的加强, 利用新能源进行发电引起了广泛的关注, 其中成本低廉和技术成熟的风力发电成为相对增长较快的新能源发电技术^[1-5]。由于风能具有随机性和间歇性的特点, 风电场的存在

会对电力系统可靠性产生一定的影响, 因此有必要对含有风电场的电力系统进行可靠性评估。

目前, 含风电场的电力系统可靠性评估研究已经得到了重视, 并在风电场对电力系统可靠性贡献^[6-7]、发电容量充裕性评估^[2,8-10]、具有储能系统的发电容量充裕性评估^[11-12]、发输电系统可靠性评估^[13-15]、发输配电系统可靠性评估^[5]等方面取得了一定的成果。其中, 负荷损失量的确定一般采用灵敏度方法^[16-17]或负荷权重因子方法^[14], 而前者无法合理地体现不同负荷的位置、类型以及损失费用; 后者虽然能够体现负荷位置及类型信息, 但是其固

基金项目: 国家科技支撑计划(2008BAA13B11)

定的权重因子与不同故障持续时间下单位负荷损失不尽相同的特点不符,因此需要充分考虑各类负荷的差异及故障持续时间确定负荷损失费用。

此外,在评价风电场的可靠性价值时,往往需要将风电场和常规发电机组相比较,尽管系统失负荷概率(Loss Of Load Probability, LOLP)和电量不足期望(Expected Energy Not Supplied, EENS)等传统的可靠性指标能够反映整个系统的可靠性水平,但不能直接显示风电场对电力系统的可靠性贡献。国内外相关研究^[6-7,14]相继提出了与风电密切相关的可靠性评价指标,体现了风电场对电力系统可靠性的贡献,为风电场规划和运行提供重要参考信息。

不同于目前广泛使用的发输电可靠性评估中负荷切除采用的灵敏度方法或固定的负荷权重因子方法,论文针对不同故障持续时间下单位负荷损失不尽相同的特点,充分考虑各类负荷的优先级及故障持续时间,以系统发电成本和负荷损失费用之和最小为目标建立的优化调度模型更加符合电力市场环境下的实际情况;IEEE-RBTS测试系统的算例结果表明本文建立的模型能够使负荷损失费用相对较小,并在此基础上深入分析了风电场并网涉及的各项主要因素对系统可靠性的影响。

1 含风电场的发输电系统可靠性模型和评估

1.1 风速模型

虽然风电场风速是随机变化的,但是风速时间序列本身具有时序性和自相关性,即某时刻的风速和此前时刻的风速有关,因此可通过时间序列进行风速预测^[18-19]。论文采用时间序列法中自回归移动平均(Auto-Regressive and Moving Average, ARMA)模型预测未来风速值,其一般表达式^[8]为:

$$y_t = \phi_1 y_{t-1} + \phi_2 y_{t-2} + \dots + \phi_n y_{t-n} + \alpha_t - \theta_1 \alpha_{t-1} - \theta_2 \alpha_{t-2} - \dots - \theta_m \alpha_{t-m} \quad (1)$$

式中: $y_t = (V_{Ow_t} - \mu_t) / \sigma_t$, 其中 V_{Ow_t} 为观测风速数据; μ_t 和 σ_t 分别为观测风速数据均值及方差的估计值; $\phi_i (i=1, 2, \dots, n)$ 为自回归系数; $\theta_i (i=1, 2, \dots, m)$ 为滑动平均系数; $\{\alpha_t\}$ 是一个均值为零且方差为 σ_α^2 的正态白噪声序列, 即 $\alpha_t \in N(0, \sigma_\alpha^2)$ 。因此风速的预测值 V_{Sw_t} 为: $V_{Sw_t} = \mu_t + \sigma_t y_t$ 。

1.2 风电机组出力模型

风电机组的输出功率 P 和轮毂高度处的风速 v 之间的关系可以采用分段函数近似表示为^[20]:

$$P = \begin{cases} 0 & v \leq v_{ci} \text{ 或 } v \geq v_{co} \\ P_r \frac{v^3 - v_{ci}^3}{v_r^3 - v_{ci}^3} & v_{ci} \leq v \leq v_r \\ P_r & v_r \leq v \leq v_{co} \end{cases} \quad (2)$$

式中: v 为风机轮毂高度处的风速; v_{ci} 为切入风速; v_{co} 为切出风速; v_r 为额定风速; P_r 为风机额定输出功率。

1.3 机组和输电线路的停运模型

风电机组、常规机组和输电设备均采用两状态模型,即正常工作状态和停运状态。采用时序蒙特卡罗仿真方法,在一个时间跨度上对每个元件停留在当前状态的持续时间进行抽样,对不同的状态,如运行或维修过程,可以假设有不同的状态持续时间概率分布。一般情况下,工作时间和修复时间服从指数分布,即元件的失效率 λ 和修复率 μ 为常数^[21],则其状态持续时间的抽样值为:

$$\tau_1 = -\frac{1}{\lambda} \ln R \quad (3)$$

$$\tau_2 = -\frac{1}{\mu} \ln R \quad (4)$$

式中: τ_1 和 τ_2 分别为运行持续时间和检修时间; R 为对应于元件在区间 $[0, 1]$ 均匀分布的随机数。

1.4 系统时序状态模拟

含风电场的电力系统可靠性评估方法主要有解析法和模拟法^[5,9-10,12,22-23],由于模拟法可模拟风速随时间变化的不确定性,并能再现系统实际运行的情况,更加适用于评价风电场对系统可靠性的影响,因此论文采用时序蒙特卡罗模拟确定包括各类发电机组、输电设备的系统时序状态。即对系统元件进行随机抽样,得到系统各元件的运行状态和持续时间的基础上,在系统约束条件的前提下按照充分利用风电的原则进行优化调度,模拟系统的时序状态,并计算系统可靠性指标。

2 计及负荷损失费用的优化调度模型

2.1 负荷损失费用模型

负荷损失费用与多种因素有关,其中包括负荷损失发生的时间、提前通知时间、损失电量、持续时间、频率及负荷类型等^[24]。目前发输电可靠性评估中负荷损失量的确定一般采用灵敏度方法^[16-17]或负荷权重因子方法^[14],前者无法合理地体现不同负荷的位置、优先级以及损失费用;后者虽然能够体现负荷位置及优先级信息,但是其固定的权重因子与不同故障持续时间下单位负荷损失不尽相同的特点不符,因此需要充分考虑各类负荷的差异及故障

持续时间确定负荷损失费用。

为方便而又不失一般性地反映负荷损失影响, 一般是首先通过对各类用户进行调查, 建立各类用户负荷损失函数 (Sector Customer Damage Function, SCDF), 以表征各类用户负荷损失与持续时间的关系; 其次根据建立的 SCDF 及各类用户年峰荷或年电能消耗量, 求出以节点为单位的用户综合负荷损失函数 (Composite Customer Damage Function, CCDF), 以说明用户综合负荷损失与停电时间的关系; 最后通过构造负荷损失评价率 (Interrupted Energy Assessment Rate, IEAR), 即由于电网供电中断造成用户因得不到单位电量而引起的经济损失, 并结合电量不足期望值 (Expected Energy Not Supplied, EENS) 指标计算负荷损失费用^[24-26]。由于 IEAR 指标是在系统可靠性指标的基础上通过统计确定的, 无法合理地体现不同类型负荷及故障持续时间差异对可靠性指标的影响, 因此论文直接采用 CCDF 进行负荷损失费用计算:

$$OLC_j(t) = CCDF_j(t) \cdot P_{Rj,t} \quad (5)$$

$$CCDF_j(t) = \sum_{k=1}^N SCDF_k(t) \cdot \frac{P_k}{\sum_{k=1}^N P_k} \quad (6)$$

式 (5) ~ 式 (6) 中: $OLC_j(t)$ 为节点 j 上用户持续停电 t 小时的负荷损失费用 (Outage Loss Cost, OLC); $CCDF_j(t)$ 为节点 j 上用户持续停电 t 小时的用户综合负荷损失; $P_{Rj,t}$ 为节点 j 上用户持续停电 t 小时的负荷损失; N 为节点 j 上的用户分类数; $SCDF_k(t)$ 为第 k 类用户持续停电 t 小时的损失; P_k 为第 k 类用户的年峰荷值。

2.2 系统优化调度模型

在系统约束条件的前提下按照充分利用风电的原则进行优化调度, 以系统发电成本和负荷损失费用之和最小为目标建立的优化调度模型如下:

$$\text{obj. } \min C = \rho_G \cdot P_{G,t} + CCDF(t) \cdot P_{R,t} \quad (7)$$

$$\text{s.t. } P_t = B_t \theta_t \quad (8)$$

$$\sum_{i \in S_G} P_{Gi,t} = \sum_{j \in S_L} P_{Lj,t} - \sum_{j \in S_L} P_{Rj,t} \quad (9)$$

$$|P_{L,t}| \leq \bar{P}_l \quad (10)$$

$$P_{G \min} \leq P_{G,t} \leq P_{G \max} \quad (11)$$

$$P'_{L,t} = P_{L,t} - P_{R,t} \quad (12)$$

$$P_{L \min} \leq P'_{L,t} \leq P_{L \max} \quad (13)$$

$$P_{Rj,t} \geq 0 \quad (j \in S_L) \quad (14)$$

式 (7) ~ 式 (14) 中: 目标函数为最小化持续时间

为 t 小时状态下系统的发电成本和负荷损失费用之和; ρ_G 为发电机组发电成本函数的一次项系数向量; $P_{G,t}$ 为该状态下的发电机有功出力向量; $CCDF(t)$ 为该状态下的综合负荷损失函数向量; $P_{R,t}$ 为该状态下的负荷损失向量; P_t 为该状态下的节点注入功率向量; B_t 为该状态下的节点电纳矩阵; θ_t 为该状态下的节点电压相角向量; $P_{Gi,t}$ 为该状态下发电机 i 的有功出力; $P_{Lj,t}$ 为该状态下负荷节点 j 的有功大小; $P_{Rj,t}$ 为该状态下负荷节点 j 的有功切除量; $P_{L,t}$ 为该状态下支路有功潮流向量; \bar{P}_l 为支路功率传输极限向量; $P_{G \min}$ 、 $P_{G \max}$ 为发电机有功出力上下限向量; $P_{L \min}$ 、 $P_{L \max}$ 为节点负荷有功上下限向量; $P'_{L,t}$ 为该状态下负荷切除后的向量。

3 风电场对电力系统可靠性贡献的评价指标

在评价风电场的可靠性价值时, 往往需要将风电场和常规发电机组相比较, 尽管系统失负荷概率 (Loss Of Load Probability, LOLP) 和电量不足期望 (Expected Energy Not Supplied, EENS) 等传统的可靠性指标能够反映整个系统的可靠性水平, 但不能直接显示风电场对电力系统的可靠性贡献。国内外相关研究相继提出了与风电密切相关的可靠性评价指标, 体现了风电场对电力系统可靠性的贡献, 为风电场的规划和运行提供重要参考信息。主要评价指标包括体现风电场可节省常规机组容量的等效常规机组容量指标 (Equivalent Conventional Generating Capacity, ECGC)、风电场对电量不足期望值贡献指标 (Wind Generation Interrupted Energy Benefit, WGIEB)、风电场对负荷损失费用贡献指标 (Wind Generation Interrupted Cost Benefit, WGICB):

$$ECGC = \frac{RCCG_{EENS}}{RCWTG_{EENS}} \quad (15)$$

$$WGIEB = \frac{\Delta EENS}{C_{WTG}} \quad (16)$$

$$WGICB = \frac{\Delta OLC}{C_{WTG}} \quad (17)$$

式中: $RCCG_{EENS}$ 、 $RCWTG_{EENS}$ 分别表示某一可靠性水平下需要并网的常规机组容量或风电机组容量; $\Delta EENS$ 表示风电机组并网前后的系统电量不足期望差值; ΔOLC 表示风电机组并网前后的系统负荷损失费用差值; C_{WTG} 表示风电场额定容量。

4 算例分析

在 IEEE-RBTS 测试系统^[27]中接入总装机容量为 15×1.5 MW 的风电场, 其中各风机的切入风速、额定风速和切出风速均相同, 分别为 3、12、30 m/s, 强迫停运率为 0.05, 并在此基础上进行含风电场输电系统可靠性评估的算例分析。

4.1 不同负荷损失确定方式下的结果对比

分别采用负荷权重因子方法、体现故障持续时间差异的最小化负荷损失费用方法进行各节点及系统负荷损失量、负荷损失费用的对比分析。根据负荷节点部分故障持续时间下的综合负荷损失表^[27]进行负荷损失费用计算, 其余持续时间下的综合负荷损失可以依此采用线性插值进行计算。

通过表 1 的结果对比可以看出, 两种负荷损失确定方式下目标函数的差异导致负荷损失结果的不同。虽然采用体现故障持续时间差异的最小化负荷损失费用方法得到的负荷损失量相对较大, 但是在充分考虑故障持续时间情况下得到的负荷损失费用相对较小, 因此更加符合电力市场环境下的实际情况。

表 1 不同负荷损失确定方式下的结果对比表

Tab.1 The results of load loss under different ways

节点 编号	负荷权重因子方法		体现故障持续时间差异的最小化负荷损失费用方法	
	负荷损失量/ (MW·a ⁻¹)	负荷损失费用/ (美元·a ⁻¹)	负荷损失量/ (MW·a ⁻¹)	负荷损失 费用/ (美元·a ⁻¹)
1	0	0	0	0
2	4.75	442 456	9.10	594 922
3	43.45	1 853 103	37.52	1 554 926
4	11.54	710 833	13.16	712 774
5	10.16	588 286	12.00	673 682
6	12.41	749 292	12.48	678 493
系统	82.31	4 343 970	84.26	4 214 797

4.2 不同容量风电场并网对系统可靠性的影响分析

通过在节点 1 (平均风速为 6 m/s) 加入不同容量的风电场, 分析其对电力系统可靠性的影响。由表 2 可以看出, 风电场的容量越大, 对可靠性的贡献越大, 但是随着容量逐步趋于饱和, 对可靠性贡献的增量逐步减小。因此不能盲目地增加风电机组容量, 而是需要综合考虑系统的可靠性和经济性, 确定合理的风电场容量。

同时可以看出, 接入 15×1.5 MW 风电场后系统的可靠性水平有所提高, 其中 LOLP 降低了 0.001 267,

EENS 降低了 252.32(MWh·a⁻¹), OLC 降低了 1 030 913.8 (美元·a⁻¹)。风电场并网后的 EENS=805.74 (MWh·a⁻¹), 为了比较风电机组和常规机组供电的可靠性, 用容量为 4.2 MW 的常规机组来代替风电场, 恰能保证系统 EENS 不变, 由此可知风电场的等效常规机组容量指标 ECGC 是 0.186 7, 即单位风电机组容量可节省的常规机组容量, 说明风力发电机组供电可靠性要低于常规发电机组。根据表 2 同样可以得到 WGIEB=11.21(MWh/MW·a), WGICB=45 818.39(美元/MW·a), 分别体现了风电场对电力系统可靠性及系统负荷损失费用减少量的贡献。

表 2 不同接入容量下的系统 LOLP、EENS、OLC 对比表

Tab.2 Reliability indices of system with different wind generation capacity

系统可靠性 指标	无风电场	加入	加入	加入
		5 台风机	10 台风机	15 台风机
LOLP	0.009 603	0.008 832	0.008 407	0.008 336
EENS/ (MWh·a ⁻¹)	1 058.06	949.40	830.04	805.74
OLC/(美 元·a ⁻¹)	4 214 796.95	3 741 766.48	3 249 325.57	3 183 883.15

4.3 不同类型风速对系统可靠性的影响分析

通过改变节点 1 的平均风速, 分析其对电力系统可靠性的影响。由表 3 比较可以看出, 由于风电场的功率输出取决于风电机组所在的风速区, 风速越大, 则功率输出越大, 从而对发输电系统的可靠性贡献也较高。

表 3 不同类型风速区下的系统 LOLP、EENS、OLC 对比表

Tab.3 Reliability indices of system with different wind speed

系统可靠性指标	节点 1 的平均风速/(m·s ⁻¹)		
	6	7	8
LOLP	0.008 336	0.005 868	0.005 247
EENS/(MWh·a ⁻¹)	805.74	722.68	707.73
OLC/(美元·a ⁻¹)	3 183 883.15	2 801 610.61	2 683 670.21

4.4 风电场接入不同节点对系统可靠性的影响分析

通过不同的风电场接入节点方式分析其对电力系统可靠性的影响。由表 4 可以看出, 由于系统中输电线路的容量限制等因素的制约, 在同一节点接入所有风电机组的可靠性有限, 鉴于不同地点风速独立的特性, 在不同的节点接入风电机组对系统的可靠性贡献更大, 而且其可靠性程度取决于所在的风速区。

表 4 风电场接入到不同的节点 (平均风速均为 6 m/s) 后的系统 LOLP、EENS、OLC 对比表

Tab.4 Reliability indices of system under different incorporation bus (mean wind speed is 6 m/s)

系统可靠性指标	无风电场	在节点 1 加入 15 台风机	在节点 1、2 分别加入 8、7 台风机	在节点 1、2、3 分别加入 5 台风机
LOLP	0.009 603	0.008 336	0.006 995	0.006 881
EENS/ (MWh·a ⁻¹)	1 058.06	805.74	637.74	616.46
OLC/ (美 元·a ⁻¹)	4 214 796.95	3 183 883.15	2 472 493.54	2 391 902.34

5 结论

电力市场环境下, 计及故障持续时间的负荷损失结果较传统方法的结果更加合理, 更能够动态地体现出不同停运持续时间下的单位负荷损失差异。由算例结果可以看出, 风电场的并网会提高系统的可靠性, 但是风电机组的可靠性要低于常规机组的可靠性, 而且风电机组对系统可靠性的贡献与其接入的风速区类型、容量、节点位置等具有密切关系, 因此不能盲目地增加风电机组, 而是需要综合考虑系统的可靠性和经济性, 确定合理的风电场容量及接入方式。

参考文献

- [1] Leite A P, Borges C L t, Falcao D M. Probabilistic wind farms generation model for reliability studies applied to Brazilian sites[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21 (4) : 1493-1501.
- [2] Roy Billinton, Yi Gao. Multistate wind energy conversion system models for adequacy assessment of generating systems incorporating wind energy[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2008, 23 (1) : 163-170.
- [3] Francois Vallee, Jacques Lobry, Olivier Deblecker. System reliability assessment method for wind power integration[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2008, 23 (3) : 1288-1297.
- [4] Roy Billinton, Bipul Karki, Rajesh Karki, et al. Unit commitment risk analysis of wind integrated power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24 (2) : 930-939.
- [5] 刘威, 赵渊, 周家启, 等. 计及风电场的发输电系统可靠性评估[J]. 电网技术, 2008, 32 (13) : 69-74. LIU Wei, ZHAO Yuan, ZHOU Jia-qi, et al. Reliability assessment of power generation transmission and distribution systems containing wind farms[J]. Power System Technology, 2008, 32 (13) : 69-74.
- [6] Wang P, Billinton R. Reliability benefit analysis of adding WTG to a distribution systems[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2001, 16 (2) : 134-139.
- [7] 王海超, 鲁宗相, 周双喜. 风电场发电容量可信度研究[J]. 中国电机工程学报, 2005, 25 (10) : 103-106. WANG Hai-chao, LU Zong-xiang, ZHOU Shuang-xi. Research on the capacity credit of wind energy resources[J]. Proceedings of the CSEE, 2005, 25 (10) : 103-106.
- [8] Billinton R, CHEN Hua, Ghajar R. A sequential simulation technique for adequacy evaluation of generating systems including wind energy[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 1996, 11 (4) : 728-734.
- [9] 陈树勇, 戴慧珠, 白晓民, 等. 风电场的发电可靠性模型及其应用[J]. 中国电机工程学报, 2000, 20 (3) : 26-29. CHEN Shu-yong, DAI Hui-zhu, BAI Xiao-min, et al. Reliability model of wind power plants and its application[J]. Proceedings of the CSEE, 2000, 20 (3) : 26-29.
- [10] 栗文义, 张保会, 巴根. 风能大规模利用对电力系统可靠性的影响[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28 (1) : 100-105. LI Wen-yi, ZHANG Bao-hui, BA Gen. Reliability impacts of large scale utilization of wind energy on electric power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28 (1) : 100-105.
- [11] Billinton R, Bagen, Cui Y. Reliability evaluation of small stand-alone wind energy conversion systems using a time series simulation model[J]. IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, 2003, 150 (1) : 96-100.
- [12] 栗文义, 张保会, 巴根. 风/柴/储能系统发电容量充裕度评估[J]. 中国电机工程学报, 2006, 26 (16) : 62-67. LI Wen-yi, ZHANG Bao-hui, BA Gen. Capacity adequacy evaluation of wind-diesel-storage system[J]. Proceedings of the CSEE, 2006, 26 (16) : 62-67.
- [13] Ubeda J R, Rodriguez Garcia M A R. Reliability and production assessment of wind energy production connected to the electric network supply[J]. IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, 1999, 146 (2) : 169-175.
- [14] 吴义纯, 丁明, 李生虎. 风电场对发输电系统可靠性影响的评估[J]. 电工技术学报, 2004, 19 (11) : 72-76. WU Yi-chun, DING Ming, LI Sheng-hu. Reliability assessment of wind farms in generation and transmission systems[J]. Transactions of China Electrotechnical

Society, 2004, 19 (11) : 72-76.

[15] Dange Huang, Roy Billinton. Effects of wind power on bulk system adequacy evaluation using the well-being analysis framework[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24 (3) : 1232-1240

[16] 程林, 郭永基. 可靠性评估中多重故障算法的研究[J]. 清华大学学报: 自然科学版, 2001, 41 (3) : 69-72. CHENG Lin, GUO Yong-ji. Multiple fault assessment algorithm for reliability evaluation[J]. Journal of Tsinghua University: Science and Technology, 2001, 41 (3) : 69-72.

[17] 郭永基. 电力系统可靠性分析[M]. 北京: 清华大学出版社, 2003.

[18] Nfaouia H, Bureta J, Sayigh A A M. Stochastic simulation of hourly average wind speed sequences in Tangiers (Morocco) [J]. Solar Energy, 1996, 56 (3) : 301-314.

[19] Lalarukh Kamal, Yasmin Zahra Jafri. Time series models to simulate and forecast hourly averaged wind speed in Ouetta, Pakistan[J]. Solar Energy, 1997, 61 (1) : 23-32.

[20] 孙元章, 吴俊, 李国杰, 等. 基于风速预测和随机规划的含风电场电力系统动态经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29 (4) : 41-47. SUN Yuan-zhang, WU Jun, LI Guo-jie, et al. Dynamic economic dispatch considering wind power penetration based on wind speed forecasting and stochastic programming[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(4): 41-47.

[21] 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.

[22] Castro Sayas F, Allan R N. Generation availability assessment of wind farms[J]. IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, 1996, 143 (5) : 507-518.

[23] Desrochers G, Balanchard M. A Monte-Carlo simulation method for the economic assessment of the contribution of wind energy to power systems[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 1986, 1 (4) : 50-56

[24] 程浩忠, 张焰. 电力网络规划的方法与应用[M]. 上海: 上海科学技术出版社, 2002.

[25] 丁明, 张静, 李生虎. 基于序贯蒙特卡罗仿真的配电网可靠性评估模型[J]. 电网技术, 2004, 28(3) : 38-42. DING Ming, ZHANG Jing, LI Sheng-hu. A sequential Monte-Carlo simulation based reliability evaluation model for distribution network[J]. Power System Technology, 2004, 28 (3) : 38-42.

[26] 韦钢, 吴伟力, 张子阳, 等. 综合考虑可靠性成本与缺电成本的电网规划[J]. 继电器, 2006, 34 (17) : 38-41, 46. WEI Gang, WU Wei-li, ZHANG Zi-yang, et al. Power network planning considering reliability cost and unerved energy cost[J]. Relay, 2006, 34 (17) : 38-41, 46.

[27] Billinton R, Kumar S, Chowdhury N, et al. A reliability test system for educational purposes[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1989, 4(3): 1238-1244.

收稿日期: 2010-01-04; 修回日期: 2010-03-04

张粒子 (1963-), 女, 教授, 博士生导师, 从事电力市场理论与应用、电价理论与应用、电力系统优化运行与安全分析等方面的研究;

王 茜 (1982-), 男, 博士研究生, 从事电网投资评价和电力系统可靠性方面的研究。E-mail: wangqian39080@163.com

(上接第 38 页 continued from page 38)

[11] Li L, Czarkowski D, Yaguang L, et al. Multilevel selective harmonic elimination PWM technique in series-connected voltage inverters[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2000, 36 (1): 160-170.

[12] Zhong D, Tolbert L M, Chiasson J N. Active harmonic elimination for multilevel converters[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2006, 21 (2): 459-469.

[13] Rodriguez J, Moran L, Silva C, et al. A high performance vector control of a 11-level inverter[C]. //Power Electronics and Motion Control Conference. 2000.

[14] Kouro S, Bernal R, Miranda H, et al. High-performance torque and flux control for multilevel inverter fed induction motors[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2007, 22 (6): 2116-2123.

[15] Neuartiger A L, Modularer mehrpunktumrichter M2C für netzkupplungsanwendungen[D]. München: Bundeswehr München, 2008.

收稿日期: 2009-10-21; 修回日期: 2010-04-21

作者简介:

屠卿瑞 (1985-), 男, 博士研究生, 主要研究方向为直流输电、可再生能源并网; E-mail: terry2008@zju.edu.cn

徐 政 (1962-), 男, 教授, 博士, 研究方向大规模交直流电力系统分析, 直流输电与柔性交流输电, 电力谐波与电能质量, 风力发电技术与风电场并网技术;

姚为正 (1967-), 男, 工学博士, 现从事大功率电力电子技术的研究工作。