电网规划方案的适应性与风险评估

杨高峰[1,2]，康重庆[1]，Furong Li[3]，Daniel Kirschen[4]

(1. 清华大学电机系电力系统国家重点实验室，北京 100084；2. 重庆市电力公司杨家坪供电局，重庆 400051；
3. Department of Electronic & Electrical Engineering, University of Bath, Bath, BA2 7AY, UK; 4. School of Electrical and Electronic Engineering, University of Manchester, Manchester, M60 1QD, UK)

摘要：电力规划方案的适应性与风险评估，是电力规划工作中一项极其重要的内容。在市场环境下，电网规划方案所存在的风险及其对不确定因素的适应性，是评估工作面临的新挑战。鉴于电力系统以及电力市场中诸多不确定性因素的影响，基于电力市场模拟的原理，将蒙特卡罗模拟引入到电网规划方案的适应性与风险评估之中，并详细描述了在电力市场环境中对不确定性因素进行蒙特卡罗模拟并应用于市场模拟和生产模拟的基本思想、方法、流程。主要围绕负荷与电价这两个不确定性因素展开，将整体思路应用于江苏省电网规划方案的分析之中，结合华东区域电力市场运营规则，进行了2010年电网规划的评估。实际应用表明，所提出的评估方法能够很好地突出市场中的关键因素，模拟市场中的极端情况，为市场环境下电网规划方案的适应性与风险评估提供了一个切实可行的方法和思路，具有较大的实用价值。

关键词：电网规划；适应性；风险评估；市场模拟；蒙特卡罗模拟

Flexibility and risk assessment of power grid planning schemes

YANG Gao-feng[1,2], KANG Chong-qing[1], Furong Li[3], Daniel Kirschen[4]

(1.State Key Lab of Power Systems, Dept of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China;
2.Yangjiaping Power Supply Bureau of Chongqing Electric Power Company, Chongqing 400051, China;
3. Department of Electronic & Electrical Engineering, University of Bath, Bath, BA2 7AY, UK;
4. School of Electrical and Electronic Engineering, University of Manchester, Manchester, M60 1QD, UK)

Abstract: It's one of the most important contents of power grid planning to perform its flexibility and risk assessment. In electricity market environment, it is a new challenge to the assessment that whether existing power grid planning can suit the uncertain factors or not and how to evaluate its flexibility and risk . In view of the impacts of uncertain factors in power grids and electricity markets, based on the basic principle of electricity market simulation, the Monte-Carlo simulation is introduced into flexibility and risk assessment of power grid planning under deregulation, and the basic idea, method and process of Monte-Carlo analysis for uncertain factors is applied to the market simulation and production simulation under electricity market condition are described in detail. Two main indices, i.e., load and the price of power, are focused on to apply the whole thinking in the evaluation of Jiangsu power grid planning and combining the operation rules of East China regional electricity market, the market simulation as well as risk evaluation of power grid planning in the year of 2010 is carried out. The application results show that the proposed flexibility and risk assessment method, which is capable of finding out the important factors in electricity market and simulate the extreme scenarios, is a powerful tool for flexibility and risk assessment of power grid planning under deregulation.

This project is supported by National Natural Science Foundation of China (No.50777031) and Program for New Century Excellent Talents in University (NCET-07-0484).

Key words: power grid planning; flexibility; risk assessment; market simulation; Monte-Carlo Simulation

中图分类号：TM715 文献标识码：A 文章编号：1674-3415(2008)23-0001-07

0 引言

电力系统规划[1]是电力系统建设的一项必不可少的前期工作。合理地进行电力系统规划，可以获得很大的经济效益和社会效益；相反，电力系统规划的失误，会给国家建设带来不可弥补的损失。同时，过多的电力规划投资必然导致资源的浪费，而如若投资不足则会造成整个电力系统出现瓶颈，无

基金项目：国家自然科学基金资助项目(No. 50777031)；新世纪优秀人才支持计划资助(NCET-07-0484)

法达到电力资源的最优化配置，这两种情况都会使电力用户承受损失。因此，电力规划方案的适应性与风险评估就成为了电力规划工作中一项极其重要的内容。

常规的电网规划方案的评估手段一般均是基于传统模式的大环境来考虑，并没有考虑电力市场化运营之后，各个规划方案是否仍能具备传统模式下的经济性、可靠性、适应性等指标。在电力市场[2]大环境下，诸多不确定性因素的出现，使得对电网规划方案进行合理、综合、全面的评估变得更加复杂与困难，同时，按照常规模式来进行的电网规划方案，也不可避免会在市场环境下面临诸多的不可预知的风险。因此，如何将市场与规划结合，进行在市场环境下电网规划方案的适应性与风险评估，从而达到规避风险的目的，就成为了电网规划工作者在电力市场大环境中所必须研究的问题。

进行电网规划方案的适应性与风险评估，需要着重考虑市场环境中可能出现的诸多不确定性因素。如何方便、有效地考虑市场环境中诸多不确定性因素，已成为电力市场环境下对电网规划方案进行适应性与风险评估的一个突出的难题。市场模拟方法为我们提供了一个便利的工具。通过市场模拟，可以充分考虑市场中各种不确定性因素，模拟市场中各个成员的行为及需求，从而科学、全面地进行电网规划方案的适应性与风险评估。本文以市场模拟为基础，提出了电力市场环境下电网规划方案的适应性与风险评估的指标，探讨了进行适应性与风险评估的方法，并以江苏省电网规划方案在华东电力市场中的实例展示了该方法的实用价值。

1　市场模拟技术简介

电力市场模拟本质上是通过建立市场成员的行为模型和电力市场的交易模型，模拟出电力市场中可能的交易结果、发展趋势，并在此基础上预测未来市场格局、研究市场成员行为特点、电力市场发展和演化规律，验证电力市场设计方法和交易规则的科学性和合理性等诸多内容。

在电力市场模拟领域中已经涌现了许多关于发电商、电网运行以及市场交易的模型与方法。主要的模拟方法有：基于实验经济学的模拟方法、基于传统经济调度思路的模拟方法、基于动力学系统的模拟方法、基于不确定性理论的模拟方法、基于博弈论的模拟方法以及基于 Multi-Agent 结构的模拟方法等。这些方法虽然取得一定成效，但是直接应用到电力规划方案的适应性与风险评估中都存在相同的问题：由于电力规划方案通常是某区域今后 5 年或者更长时间内电力工业的发展战略，时间跨度大，市场成员数量众多，如采用以上几种精确的市场模拟方法，则会带来巨大的计算量，影响计算效率。

在电网规划方案的适应性与风险评估中，往往对于实际电力市场的模拟结果并没有非常高的精度要求，而更需要的是一个统计的数值结果。因此，本文采用已经广泛运用于各个领域的蒙特卡罗模拟方法来实现简洁的电力市场模拟，根据模拟结果统计计算相应的指标，以实现对电力市场环境下电网规划方案的适应性与风险评估。

2　基于蒙特卡罗模拟的电力市场模拟方法

2.1 蒙特卡罗方法简介

蒙特卡罗方法其基本理念是应用随机生成的办法模拟真实系统的功能和发展规律，从而达到揭示系统运行规律的目的；其实质是通过随机变量的统计试验、随机模拟，求解数学、物理、工程技术问题近似解的数值方法[3]。

蒙特卡罗模拟的方法实际上已经被广泛应用于电网规划的工作之中，文献[4]在电网规划的充裕度计算中应用了蒙特卡罗模拟方法来建立相应的概率模型；文献[5]在基于机会约束规划的输电系统规划中采用基于蒙特卡罗仿真的遗传算法来求解机会约束规划模型；文献[6]运用蒙特卡罗模拟的方法来验证电网规划中的模糊可靠性评估方法等等，同时还有很多将蒙特卡罗模拟作为仿真模拟的手段运用于电力系统规划之中的应用[7]。同样在电源规划中，蒙特卡罗模拟也有着广泛的运用[8]。

2.2 模拟方法的基本思路

在实际的电力系统中，电力需求预测结果和电厂报价策略的不确定性一般都是无法用解析表达式来描述的，即使假定二者均服从正态分布，也无法用数值求解的办法来获取各种系统参数以及评估指标的概率密度函数。而这两个环节恰好也是电力市场环境中对电网规划方案的适应性与风险评估影响最大的因素。蒙特卡罗模拟为我们提供了一个在市场模拟过程中能够充分考虑二者随机特性的工具。

用蒙特卡罗模拟的方法模拟负荷预测的结果以及电厂（机组）报价策略的变化，并根据模拟的结果进行相应的电力市场模拟以及电力系统生产模拟，从而得到所关心的系统参数与评估指标的概率分布情况，这就是在蒙特卡罗法在电网规划方案的适应性与风险评估中运用的基本思路。

而采用蒙特卡罗模拟的方法来模拟电力市场

中各种不确定性因素的时候，常常需要对各个不确定性因素进行多次模拟才能够达到所期望的效果和误差。对电力规划这样一个庞大的计算工程而言，要想达到一个很高的精度，则需要进行多次的模拟，对于电力规划工作者而言，这样的蒙特卡罗模拟是不可取的，因此需要采用某些简化的计算方式，从而为基于蒙特卡罗模拟的电力市场模拟方法在电网规划方案的适应性与风险评估中的应用提供了实现的可能。

本文在进行某一水平年的电网规划方案的适应性与风险评估时，首先考虑最大负荷的不确定性，假定负荷曲线形状不发生改变，而后针对该年度的一些典型日分别进行相应的蒙特卡罗模拟，最终将典型日合成为年度统计信息。这样的处理方式虽然与实际的情况会有所出入，但对于规划方案适应性与风险评估工作而言，还是具有相当的指导意义。

2.3 负荷、电价的随机模型

负荷的不确定性将会直接影响整个市场的最终竞价结果以及系统中的潮流分布情况，而机组报价的不确定性也是影响市场竞价结果另外一个重要因素。

对负荷而言，一般的负荷预测结果常常是给出年度的年月负荷曲线以及典型日的特征负荷曲线、日负荷率、日最小负荷率等预测数据。由于未来市场环境中，影响电网投资最直接的因素之一就是最大负荷，因此在进行负荷的蒙特卡罗模拟时，根据规划工作的实际需要，可以只考虑最大负荷的不确定性，而假定其负荷曲线形状不发生改变。这种情况与电力需求的序列化分析中电量类需求的不确定性分析[9]类似，可以采用完全相同的分析方法来进行计算与分析。

假设某地区需要模拟的典型日的最大负荷预测值为 L_0，且最大负荷的概率服从正态分布，则其分布函数的期望值为 $\mu = L_0$，同时假定其方差为 $\sigma = \eta L_0$，其中 η 为小于 1 的非负实数。该日最大负荷 L 的概率密度函数为：

$$f(L) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp[-\frac{(L-\mu)^2}{2\sigma^2}] \qquad (1)$$

其中：$0 < L < +\infty$。

该日最大负荷 L 的概率密度曲线如图 1 所示。

根据电力需求的不确定性分析相关理论，可以根据全系统的总需求概率分布采用最小二乘法求取最优的各个分区的子需求概率分布，并以各个子需求的典型日最大负荷概率分布作为基于蒙特卡罗模拟的电网评估中的模型。

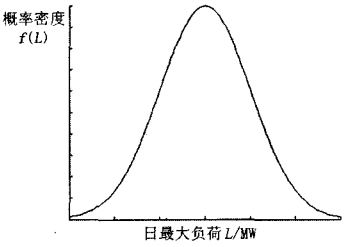

图 1　典型日最大负荷概率密度曲线示意图

Fig.1 Probability curve of typical daily peak load

对机组的报价不确定性模拟可以采用与负荷相似的处理方式。对每台机组而言，由于在进行报价的时候，每一个市场成员是无法提前获知其他市场成员的报价策略的，因此，可以认为市场中不同市场成员的报价策略之间是相互独立的。即在进行蒙特卡罗模拟的时候，针对不同的市场成员（可以以机组为单位，也可以以电厂、发电公司为单位），可以认为其报价策略服从一个独立的概率分布来进行报价，同样可以假设这些报价策略均服从某个分布参数的正态分布。

3　算法流程

电力市场的模拟[10]以及电力系统生产模拟[2]均已经有成熟的理论和计算方法。在进行基于蒙特卡罗模拟的电网评估的过程中，也将要依托这两个模拟工具来进行，因此在考虑模拟方式的过程中需要结合这两种模拟方法来综合考虑。

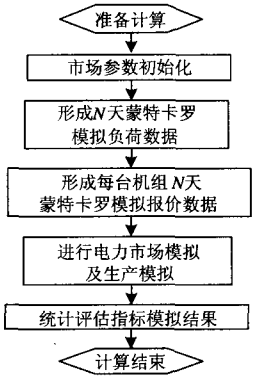

图 2　基于蒙特卡罗模拟的适应性与风险评估计算流程

Fig.2　Computing flow of risk evaluation based on Monte-Carlo simulation

对此，本文提出了一种简单可行的处理方法：即将抽样所得的各种不确定性因素的组合形成为连续的多天的方案参数，从而可以一次性进行多次模拟的计算。假设要进行 N 次的蒙特卡罗模拟，则可以生成连续 N 天的数据来进行统一的市场模拟及电力系统生产模拟，具体的计算流程简要示意图如图

2 所示。这只是一个简要的流程，在具体的实例计算过程中，需要针对不同的市场模式的需要有针对性的改变相应的流程，模拟的具体方法和思路参见文献[11]，限于篇幅，本文不再重复叙述。

4 电网规划方案的适应性与风险评估指标与方法

以蒙特卡罗模拟为基础的市场模拟及生产模拟，可以得到整个电网及市场的多个模拟结果。而要进行电网规划方案适应性与风险评估，则应着重考虑有关电网各个因素的模拟结果，同时，市场、机组相应的模拟结果也能从侧面反应出电网规划方案在不确定性环境下的风险。

为全面地评估电网规划方案在市场环境中的风险，本文从三个方面统计计算相关的适应性与风险评估指标。

4.1 电网

电网方面，包括日平均利用率、最高负荷点处潮流、最低负荷点处潮流。日平均利用率 $\overline{\eta}$ 反映了典型日当天线路或者断面的利用情况，该指标可以通过公式(2)计算得到：

$$\overline{\eta}=\frac{\sum_{i=1}^{M}F_i}{MF_0} \tag{2}$$

其中：M 为每天负荷曲线取值的个数，若以一个小时为一个时段取一个负荷值，则 M=24；F_i 为本次模拟当天第 i 个负荷点得到的线路（或断面）潮流数值；F_0 该线路（或断面）实际最大容量。

若将典型日数据拓展为年度数据则反映的是年度的利用情况。

最高负荷点与最低负荷点处潮流情况反映了线路或者断面可能承受的尖峰或低谷潮流状态。若尖峰值超过了网络的承受能力，则说明电网规划方案的适应性存在不足，承担了较大风险；若低谷值过低，则说明电网规划方案可能造成了资源的浪费，需在可承受的风险范围内进行进一步的方案优化。而日平均利用率则反映了电网适应性与风险的平均水平，可直观地对电网规划方案进行评估。

电网方面的分析指标对分析整个网络的风险状况及对不确定性因素的适应性有重要的分析意义，也是电网规划方案适应性与风险评估中最为重要的内容。

4.2 市场

市场方面的指标，包括出清电价及总购电费用。这两个指标直接反映了整个市场的运营情况，也间接体现了电网规划方案在市场中所存在的价值风险。若出清电价及总购电费用过高，则可表明电网规划方案不具备对市场的适应性，存在较高的价值风险，导致市场成本增加，影响了市场运营。相应的，若出清电价和总购电费用越低，则表明电网规划方案的适应性越好，风险规避的能力也越强。

总购电费用的计算公式为：

$$C=\sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{M}P_{ij}O_{ij} \tag{3}$$

其中：n 为机组的总数量；P_{ij} 为第 i 台机组第 j 个时段的购电价格；O_{ij} 为第 i 台机组第 j 个时段所获得的出力。

4.3 机组

机组方面，包括总收益、平均出力、最高负荷点处机组出力、最低负荷点处机组出力。这几个评估指标主要是针对机组在市场中的状态而言，但同时也反映了电网规划方案对各个市场成员的影响，也体现了电网规划方案对每个市场成员所存在的风险性。第 i 台机组的平均出力 $\overline{O}_i$ 可以通过公式(4)统计得出：

$$\overline{O}_i=\frac{\sum_{j=1}^{M}O_{ij}}{M} \tag{4}$$

其中：O_{ij} 为该机组在第 j 个时段通过市场模拟得到的出力数值。

5 算例及分析

以蒙特卡罗模拟为基础的基于市场模拟的电网规划方案适应性与风险评估的思路可以大为减轻计算的负担，又能保证计算结果的广泛性和特殊性，可作为实际电网规划方案适应性与风险评估工作中的一种切实可行的计算方法。下文将结合华东区域电力市场中江苏省 2010 年电网规划方案的具体实例，结合华东区域电力市场运营规则，进一步阐述基于市场模拟的电网规划方案适应性与风险评估的计算流程。

5.1 江苏省 2010 年电网与市场基本参数

江苏省 2010 年夏季典型日最大负荷为 L_0= 49 391 MW，冬季典型日最大负荷为 L_1=39 019 MW。假设的夏季与冬季日最大负荷的概率分布服均从正态分布，夏季典型日最大负荷的正态分布参

数分别为 $\mu = L_0$，$\sigma = 0.02L_0$，冬季典型日最大负荷的正态分布参数分别为 $\mu = L_1$，$\sigma = 0.02L_1$。则可根据逆变换法生成随机数，采用 1000 次的蒙特卡罗模拟，得到夏季典型日最大负荷的概率密度曲线如图 3 所示。计算可得其期望值为 E=49 405 MW，与实际的预测值 L_0=49 391 MW 的误差为 0.003%。需要指出，如果模拟次数太少，则会由于模拟方法的选择、随机数的生成方式而导致模拟的结果与实际数据出现较大差异。当然，如果进行更多次的蒙特卡罗模拟将会大大提高计算结果的精度，但由此也会带来计算时间的大幅度增加，需要在实际的应用过程中灵活处理这两个矛盾的问题。冬季典型日最大负荷的蒙特卡罗模拟与之类似，这里不再赘述。

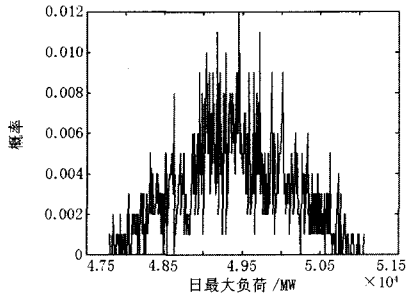

图 3　夏季典型日最大负荷概率密度曲线

Fig. 3 Probability curve of typical summer daily peak load

对于机组的报价，假设某台机组的原始报价为 P_0，同样可以假定每台机组的报价的概率分布满足正态分布，且其分布参数为 $\mu = P_0$，$\sigma = 0.05P_0$，并根据该分布参数进行机组报价的蒙特卡罗模拟。

5.2 适应性与风险评估指标模拟结果

5.2.1 过江通道适应性与风险评估指标

过江通道是江苏省电力系统中最为关键的一个断面，承担着苏南地区电力补给的重要任务。江苏电网2005年全省电源分布，苏北占总容量的46.8%，苏南占 53.2%；而全省用电量及最大负荷的分布却不均匀，苏北较少约占 30%，苏南较多约占 70%，且预测 2005～2010 年间苏南的用电量和最大负荷的年增长率比苏北快，苏南用电量及最大负荷的比例有逐年增大的趋势。这种反差给过江输电通道带来巨大压力，也是电网规划方案在未来电力市场环境中风险的突出表现点。

在夏季典型日的蒙特卡罗模拟结果中，过江通道的日利用率概率密度曲线见图 4。

过江通道日利用率期望值为 79.66%，同时可以看出，利用率集中出现在 78%～83%这个范围内，过江通道在大多数情景下具有较高的利用率。

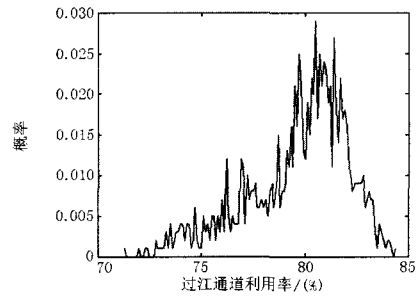

图 4　过江通道日利用率概率密度曲线

Fig.4　Probability curve of the cross-river passage's daily utilization rate

同时可以统计得到 1000 次的模拟，总共 24 000 h 中，出现过江通道的利用率大于等于 80%的小时数为 11 597 h，因而在夏季典型日中，过江通道的某时段利用率大于等于 80%的概率为 11597/24000=48.32%。同样可以统计其他利用率指数下的概率值，见表 1。

表 1　夏季典型日过江通道负载情况概率指数表

Tab. 1　Probability index of the corss-river passage's load in the typical summer day

利用率	概率
70%	97.85%
75%	88.31%
80%	48.32%
85%	7.30%
90%	0.00%

从表 1 中可以看出，在夏季典型日的模拟过程中，过江通道的各个时段的潮流基本上都超过了过江通道最大传输容量的 70%。而潮流超过最大传输容量 80%的大概是有 50%的概率，超过 90%的情况在这 1000 次的模拟中没有出现，整个过江通道的潮流值分布比较集中，由于在模拟的过程中考虑了市场以及网络的约束，因而并没有出现过江通道潮流非常大甚至过载的情况。

而从过江通道日利用率的角度来看，同样可以统计得到其日利用率大于等于某个利用率指数的概率值，见表 2。

表 2　夏季典型日过江通道日利用率概率指数表

Tab.2　Probability index of the corss-river passage's daily utilization rate in the typical summer day

日平均利用率	概率
70%	100.00%
75%	94.30%
80%	53.40%
85%	0.00%

再从单个的时段来看，最高负荷与最低负荷点处过江通道的潮流概率密度曲线见图 5 及图 6。

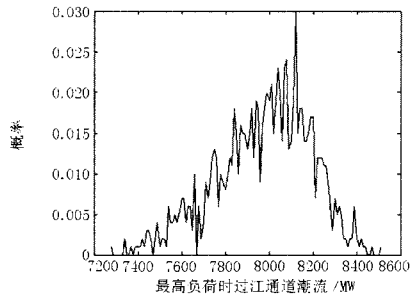

图 5　最高负荷点处过江通道潮流概率密度曲线

Fig.5　Probability curve of the cross-river passage on the peak load point

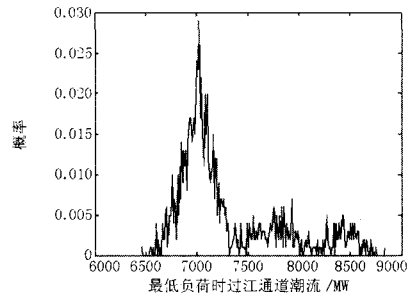

图 6　最低负荷点处过江通道潮流概率密度曲线

Fig.6　Probability curve of the cross-river passage on the minimum load point

最高负荷点与最低负荷点时，过江通道潮流的期望值分别为 7 975.7 MW 和 7 290.8 MW。同时可以看出，最高负荷点处过江通道潮流相对集中，变化的波动范围远远没有最低负荷点处的波动范围大，而最低负荷点处虽然波动范围大，但其潮流主要集中在 7 000 MW 左右的较低潮流的范围。

图 5 与图 6 的形状有如此大的差异也正好说明了电力系统自身的复杂性。由于市场规则、网络结构及其约束、电源分布及其出力约束、负荷分布及错峰效益等等诸多因素的影响，使得在每一个时段蒙特卡罗模拟的结果将有可能出现非常大的差异，即使在同一天的不同时段其差异也可能是相当大的。从这一点也可以看出，如想要用解析法的方式去进行考虑诸多不确定因素影响下的电力市场模拟与电力系统随机生产模拟，其复杂性是相当大的，而且很有可能根本无法得到一个解析的结果。从而应用蒙特卡罗模拟的办法来模拟各个不确定性因素而不是解析的描述这些因素的数值特征，是解决电力系统中不确定性因素分析与计算，实现电网规划方案适应性与风险评估的一个切实有效的方法。

5.2.2 市场相关评估指标

电力市场的竞价结果也是电网规划方案适应性与风险评估中的一个重要的指标，将直接影响到整个电力市场中各个电源出力的安排，从而影响整个电力网络中的潮流分布情况。

在江苏省 2010 年夏季典型日的蒙特卡罗模拟中，由于华东电力市场采取的是峰荷与谷荷两个方式进行报价的形式，因此在市场模拟的过程中也将得到两个独立的竞价结果，并根据这两个结果合成为日前市场总竞价结果，从而可以分别得到当日日前电力市场中峰荷与谷荷的出清电价概率密度曲线，进一步可统计得到日前电力市场总购电费用概率密度曲线，如图 7 所示。

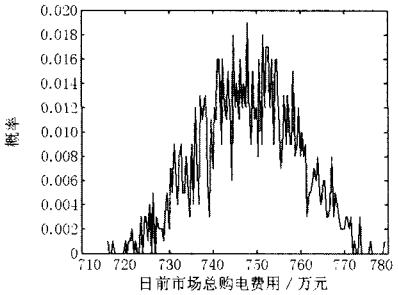

图 7　日前电力市场总购电费用概率密度曲线

Fig.7　Probability curve of the total market purchasing cost in day-ahead power market

根据总购电费用概率密度曲线即可判断市场运作情况，统计得到电网规划方案在电力市场环境中可能导致总购电费用过高的概率值，从而实现适应性与风险评估。

对机组而言，也可以采用同样的分析方式，统计得到其相应的适应性与风险评估指标。

5.2 评估结果分析

从夏季典型日与冬季典型日的模拟过程中可以看到，江苏省电网中最为重要的一个断面：过江通道在综合考虑负荷与报价不确定性因素的基础上，其潮流也会随之发生一定的变化，形成相应的概率密度分布，但由于电力系统是一个复杂的、多变量的、非线性的系统，因此在电力系统以及电力市场环境下形成的过江通道的潮流概率密度分布不再满足正态分布的特性，但均呈现相似的一种概率分布，主要集中在某一个范围之内。整体而言，其断面潮流以及日利用率的波动范围并不是很大，同时存在足够的剩余可传输容量，也就是说电网对电力市场化运营的大环境下的电源、负荷、电价等方面具有很好的适应能力，其风险性并不是太高，规划方案是经济合理的。

从市场模拟的结果中也可以看出，在本章的相应边界条件与计算参数下，江苏省在华东电力市场的日前电力市场中的峰荷、谷荷出清电价与日前电力市场总购电费用的概率密度曲线均呈现一个近似

于正态分布的曲线。但总体看来，在这种情况下，电源、电网、负荷三者对电力市场的综合影响并没有导致市场中出现非常极端的情况。当前的市场环境下，电网规划方案对电源、负荷以及竞价交易的模式均具有较低风险和较好的适应能力，能够适应整个江苏省的电力电量的需求以及全系统、全社会收益最大化的要求。

在进行夏季与冬季典型日蒙特卡罗模拟的基础上，还可以根据这两天的具体模拟结果数据，大致形成全年的总数据。具体的做法是根据这两天中的相关参数，包括过江通道日利用率、日前市场总购电费用等，分别乘以相应的夏季与冬季的等效天数，从而统计出规划水平年全年的过江通道平均利用率、日前市场总购电费用以及同时包括竞价机组年度、月度、日前三部分以及非竞价机组的总购电费用等信息。

6　结语

电力市场环境中电网规划方案的适应性与风险评估需要着重考虑未来的电力市场环境中各种不确定性因素对整个电力市场以及整个电力系统的影响，而由于电力系统是一个复杂的、多变量的、非线性的系统，无法运用传统的解析法去描述未来电力市场中不确定性因素的概率特性从而求取系统各项指标和参数的办法。

本文引入了蒙特卡罗模拟的办法来解决上述问题，利用抽样结果模拟未来市场中的不确定性因素的变化情况，运用市场模拟和生产模拟两个工具，模拟生成考虑不确定因素变化情况的电力市场竞价结果以及电力网络的潮流分布结果，从而可以针对整个电力市场、电网关键断面、各个市场成员来分别进行相应的模拟数据统计，体现未来不确定性因素对各方面的影响，由此可对市场环境下电力系统规划方案可能面临的风险及适应性做出量化的评估。该方法能够较好的满足电网规划方案适应性评估的具体要求，同时也能够突出市场中的关键因素，模拟市场中的极端情况，包括负荷过快增长的情景、市场成员不理智报价行为等方面，对电网规划方案的适应性与风险评估而言是一种切实可行的方法。

参考文献

[1] 王锡凡. 电力系统规划基础[M]. 北京：水利电力出版社，1994.

[2] Kirschen D, Strbac G. Fundamentals of Power System Economics[M]. John Wiley & Sons, 2004.

[3] 周浩，康建伟，陈建华,等. 蒙特卡罗方法在电力市场短期金融风险评估中的应用[J]. 中国电机工程学报，2004，24(12)：74-77.
ZHOU Hao，KANG Jian-wei，CHEN Jian-hua，et al. Evaluting Short-Term Financial Risk in the Electricity Market by Applying Monte-Carlo Method[J]. Proceedings of the CSEE，2004，24(12)：74-77.

[4] 余滨，毛玉宾，叶颖杰,等. 充裕度计算在电网规划中应用的探讨[J]. 电力自动化设备，2005，25(6)：86-101.
YU Bin，MAO Yu-bin，YE Ying-jie，et al. Application of Adequacy Calculation in Grid Planning[J]. Electric Power Automation Equipment，2005，25(6)：86-101.

[5] 杨宁，文福拴. 基于机会约束规划的输电系统规划方法[J]. 电力系统自动化，2004，28(14)：23-27.
YANG Ning，WEN Fu-shuan. Transmission System Expansion Planning Based on Chance Constrained Programming[J]. Automation of Electric Power Systems，2004，28(14)：23-27.

[6] 张焰. 电网规划中的模糊可靠性评估方法[J]. 中国电机工程学报，2000，20(11)：77-80.
ZHANG Yan . Hybird Method for the Reliability Evaluation of the Complex Distribution System[J]. Proceedings of the CSEE，2000，20(11)：77-80.

[7] Neimane V. Distribution Network Planning Based on Statistical Load Modeling Applying Genetic Algorithms and Monte-Carlo simulations[J]. Power Tech Proceedings, IEEE Porto,2001,(3).

[8] Barros J R P, Melo A C G, da Silva A M L. Var Sources Planning Based on Marginal Costs of Reliability Indices[J]. International Conference on Probabilistic Methods Appliced to Power System, 2004:844-849.

[9] 康重庆，杨高峰，夏清. 电力需求的不确定性分析[J]. 电力系统自动化，2005，29(17)：14-19.
KANG Chong-qing，YANG Gao-feng，XIA Qing. Analysis of the Uncertainty of Electric Power Demand[J]. Automation of Electric Power Systems，2005，29(17)：14-19.

[10] 刘梅招，杨莉，甘德强. 基于 Agent 的电力市场仿真研究综述[J]. 电网技术，2005，29(4)：76-80.
LIU Mei-zhao，YANG Li，GAN De-qiang，et al. A Survey on Agent Based Electricity Market Simulation[J]. Power System Technology，2005，29(4)：76-80.

[11] 周安石，杨高峰，洪元瑞,等. 兼顾计划与市场环境的电力规划决策与评估系统[J]. 中国电力，2004，37(11)：6-9.
ZHOU An-shi，YANG Gao-feng，HONG Yuan-rui，et al. Decision and Evaluation Platform of Power System Planning Applicable for Both Eegulated and Deregulated Environment[J]. Electric Power，2004，37(11)：6-9.

（下转第 22 页　continued on page 22）

向下的分岔分析，该迭代算法可以寻求系统发生最近电压单调性失稳的负荷增长裕度。考虑到负荷增长的不确定性，该迭代算法可以给出系统最危险的负荷增长方向。因此可为运行人员提供有效参考，以便使系统运行在远离电压失稳边界的稳定平衡点。

参考文献

[1] Dobson I. Observations on Geometry of Saddle Node Bifurcation and Voltage Collapse in Electric Power Systems[J].IEEE Trans on Circuits and Systems, 1992,39(3):240-243.

[2] Dobson I. An Iterative Method to Compute a Closest Saddle Node or Hopf Bifurcation Instability in Multidimensional Parameter Space[J]. IEEE International Symposium on Circuits and Systems,ISCAS'92. Proceedings, 1992,5::2513 – 2516.

[3] Alvarado F L, Dobson I. Computation of Closest Bifurcation in Power Systems[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1994,9:918-928.

[4] Venkatasubramanian V. Study of a Generator With Voltage Control, Transmission, and Matched MW Load[J]. IEEE Trans on Automatic Control, 1992:1717-1733.

[5] Dobson I, "Computing an Optimum Direction in Control Space to Avoid Saddle Node Bifurcation and Voltage Collapse in Electric Power Systems"[J]. IEEE Trans on Automatic Control, 1994,37(10):1616-1620.

[6] Canizares C A, Alvarado F L. Point of Collapse and Continuation Methods for Large AC/DC Systems[J]. IEEE Trans. on Power Systems, 1993, 8(1):1-7

[7] Dobson I, LU Li-ming. New Methods for Computing A Closest Saddle Node Bifurcation and Worst Case Load Power Margin for Voltage Collapse[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1993,8(3): 905-913.

[8] Sauer P W, Pai M. A Power System Steady-State Stability and the Load-Flow Jacobian[J]. IEEE Trans on Power Systems,1990,5(4):1374-1383.

[9] Sergio Gomes, Jr., Nelson Martins. Computing Small-Signal Stability Boundaries for Large-Scale Power Systems[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2003,18(2).

[10] Canizares C A.Calculating Optimal System Parameters to Maximize the Distance to Saddle-Node Bifurcations[J]. IEEE Trans on Circuits and Systems-I: Fundamental Theory and Applications, 1995,45(3):225-237.

[11] Chen Ke, Hussein Anwar, Martin E. Bradley, et al. A Performance-Index Guided Continuation Method for Fast Computation of Saddle-Node Bifurcation in Power Systems[J].IEEE Trans on Power Systems, 2003,18(2).

[12] Aboreshaid S, Billiton R. Probabilistic Evaluation of Voltage Stability[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1999,14(1).

[13] Sauer P W. Power System Dynamics and Stability[M].Upper Saddle N J Prentice Hall, 1998.

[14] Seydel R. Practical Bifurcation and Stability Analysis-From Equilibirum to Chaos[M]. Second Edition, Springer-Verlag, 1994

[15] Guckerheimer J, Holmes P, Oscillations N, Dynamical Systems and Bifurcations of Vector Fields[M] Springer-Verlag, 1983.

[16] Zaborszky J, Venkatasubramanian V. Application of Taxonomy Theory, Part1: Computing the Hopf Bifurcation Related segment on the Feasibility Boundary, Final Report, Research Project 3573-10[M]. Washington University, 1995

[17] http://www.ee.washington.edu/research/pstca/pf57/pg_tca57bus.htm[EB/OL]

收稿日期：2008-02-25；　修回日期：2008-04-27

作者简介：

戴　博（1977-），女，博士研究生，从事输配电及动态系统电压稳定研究工作；

张建华（1952-），男，博士生导师，教授，从事输配电及电压稳定等研究工作；

刘　军（1969-），男，高级工程师，IEEE 会员，从事输配电及电压稳定等研究工作。E-mail: lld_hby@163.com

（上接第 7 页　continued from page 7）

收稿日期：2008-07-10

作者简介：

杨高峰(1981-)，男，硕士，研究方向为电力系统规划、电力需求分析等; E-mail: yanggaofeng@cqep.com.cn

康重庆(1969-)，男，教授，博士生导师，IEEE 高级会员，研究方向为电力市场、负荷预测、电力规划、电力经济与信息技术等;

Furong Li，女，Senior Lecturer，主要研究方向包括：电力系统运行、规划，电力系统可靠性以及电力经济。