

不确定条件下日前购电计划的风险评估方法

杨文佳^{1,2}, 康重庆¹, 夏清¹

(1. 清华大学电机系电力系统国家重点实验室, 北京 100084; 2. 广东省电力调度中心, 广东 广州 510600)

摘要: 随着电力市场体制改革的不断深入和全面实施, 电网企业在市场环境下面临的不确定性风险日益突出。为了在保障电网安全运行的同时提高企业效益, 日前购电计划的风险评估就显得尤为重要。在概率性负荷预测的基础上, 提出了对既定的日前购电计划在不确定条件下进行风险评估的方法。该方法通过预估或模拟实时市场的电价波动情况, 分别从全局及局部两个角度对购电计划面临的风险进行分析和评估, 进而对多个可行的购电计划进行风险意义上的排序和筛选。结合 IEEET24 节点系统对该方法的有效性和实用性进行了验证。提出的方法更加深刻地揭示了既定购电计划的经济性、风险性及对不确定条件的适应性, 为日前购电计划的风险评估提供了一种可行的新思路。

关键词: 电力市场; 购电计划; 负荷偏差; 风险评估; 市场充裕度

Risk assessment method for the day-ahead power purchase plan under the uncertain conditions

YANG Wen-jia^{1,2}, KANG Chong-qing¹, XIA Qing¹

(1. State Key Lab of Power Systems, Dept of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China;
2. Guangdong Power Dispatch Center, Guangzhou 510600, China)

Abstract: With the deepening and carrying out of power market structural reform, the uncertain risks to the grid utility in the marketing environment become more and more outstanding. The risk assessment for the day-ahead power purchase plan is especially important to increase power enterprise profit with the electric network operating safety in the same time. Based on the probabilistic load forecasting result, a risk assessment method for the power purchase plan under uncertain conditions is put forward. By pre-estimating or simulating the fluctuation of the electricity price in the real-time market, the method analyzes and evaluates the risk of power-purchasing plan in global and local perspectives, and then several feasible power purchase plans can be sorted and screened in the sense of risk. With the standard system data, the availability and practicability of the proposed method are verified. The proposed method completely reveals the economy, risk and adaptability to uncertain conditions of the established power purchase plan, and provides a new feasible solution for the risk assessment of day-ahead power purchase plan.

This project is supported by the Fok Ying-Tong Education Foundation (No.104020).

Key words: power market; power purchase plan; load deviation; risk assessment; market adequacy

中图分类号: TM73; F123.9

文献标识码: A

文章编号: 1003-4897(2007)18-0034-07

0 引言

随着电力市场的不断推进, 市场主体在保证安全性的同时, 还要兼顾企业利益的最大化。在市场条件下, 电网企业制定日前购电计划需要考虑到电力供需矛盾的剧烈程度、发电厂的策略性竞标及日前购电价格等风险, 通过对各种风险因素的深入分析可知, 负荷的不确定性是引发各种金融风险的重要因素。

到目前为止, 已有学者对电力市场金融风险进行了分析研究。文献[1~3]主要从如何采用电力期货来规避电力市场价格风险的角度对电力市场金融

风险进行分析计算及研究, 但金融领域的方法难以对实际电力系统进行金融风险的定量分析计算; 文献[4]通过对浙江电力市场的市场运行数据的统计分析得出预测负荷与电价之间的关系, 并采用 VaR 法进行风险评估; 文献[5]将表征系统技术风险的指标——系统剩余容量与电价联系起来, 建立了系统剩余容量的金融风险评估模型, 将电力市场中的技术风险与金融风险结合在一起, 均起到了一定的效果。本文在文献[4, 5]中的负荷与电价关系的基础上, 在文献[6]的负荷预测误差统计规律下, 提出了两种新的风险评估方法, 将不确定性条件下的日前购电计划风险显性化, 通过图形将其面临的风险直观地表现出来, 其评估结果能为企业的优化决策提供支持, 以提高经营效益。

基金项目: 霍英东教育基金会资助项目 (104020)

1 日前购电计划实时风险分析

日前购电计划在实时市场上面临的风险主要由负荷预测不准确而形成的负荷偏差所致。当负荷出现偏差时, 在市场条件下调度需要组织实时市场购买发电容量来满足负荷的缺额, 从而导致了实时市场上的金融风险, 不同条件下风险随之变化, 例如:

1) 当负荷偏差较小时, 仅需要少量的容量即可恢复到平衡状态, 则此时可调机组处于同等地位, 类似于一个完全竞争市场, 各机组理智报价, 市场秩序良好, 电网企业承受的风险较小。

2) 当负荷偏差较大时, 需要大量的发电容量来填补缺额, 则剩余发电容量多的机组占有很大的优势, 此时类似于一个寡头竞争市场, 优势机组会利用其市场力尽可能地在市场中获取利益, 因而电网企业需要承受较大的风险。在极端的情况下, 甚至可能出现可调容量小于负荷偏差量, 此时电网企业只能采取购买省外电力或切除本地负荷等措施, 这些措施都将增大电网企业所面临的风险。

从上可知, 负荷偏差的大小对电网企业在实时市场中承受的风险大小起着关键影响。因而本文在负荷偏差变化的分布规律基础上对日前购电计划进行风险分析评估与决策是有较好的指导意义的。

2 日前购电计划风险评估思路

由于负荷偏差及实时市场的不确定性, 电网企业面临的风险不容忽视, 因而对不确定条件下日前购电计划进行风险评估有着重要意义, 能为电网企业在市场中占据先机做出良好的技术支持。

为了保证市场平稳有序的运行, 日前市场一般以系统边际电价作为清算电价, 而实时市场为了避免市场成员投机, 其结算一般采用按机组报价进行结算。这样既可避免在上调市场上形成过高的实时电价, 又可给参与下调市场的发电厂以适当的优惠, 吸引其参与下调市场的竞争。

2.1 购电计划风险评估与决策分析思路

图 1 给出了对不确定条件下日前购电计划进行风险评估的总体框架示意图。从图中可知: 首先在已有的 96 点负荷预测基础上, 制定一些可行的日前购电计划并采用日前市场的结算方式进行结算, 求得其总购电价格及平均购电价格, 对其优劣性进行排序。然后以时段为单位, 随机抽取全天负荷的偏差量作为蒙特卡罗模拟的一个情景, 分别采用模拟平均购电价格和模拟机组报价的两种风险评估方法对电网企业所面临的风险进行分析, 得到不同的风险度量与评估分析结果, 供电网企业作辅助决策。

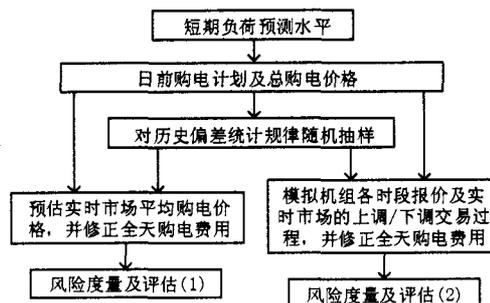


图 1 不确定条件下日前购电计划的风险评估思路图

Fig.1 Scheme of the risk assessment method for the power purchase plan under the uncertain conditions

2.2 基本物理量描述

1) 实时市场负荷波动随机量的产生

采用文献[6]的方法对某地区特定季节的历史负荷数据进行统计分析可以得到第 C_k ($k=1, \dots, M$) 时间段第 D_{kj} ($j=1, \dots, W$) 负荷水平类型下的负荷预测误差的概率分布曲线 $f_s(C_k, D_{kj})$, ($s=1, \dots, S$), 假设某日(第 A 日)第 t 时段的负荷值为 L_{At} , 根据其所在的时段和负荷值的大小可以查找统计所得的预测误差规律得到 f_{At} 的预测误差概率分布曲线, 然后采用逆变换法^[7]产生负荷波动随机数:

(a) 随机产生满足 $U(0,1)$ 分布的独立随机数 RND ;

(b) 利用 $v = f_{At}^{-1}(RND)$ 求得负荷预测相对误差 v ;

(c) 由 $y = L_{At} \cdot v$ 可得到满足统计规律分布函数的负荷随机波动量随机数 y 。

对应不同时间段的负荷值 L_{At} ($t=1, \dots, T$), 可以查找得到 T 个概率分布曲线, 重复(b)、(c)步即可得到全天的某一负荷水平下的负荷波动随机量。

2) 计及风险的总购电价格及平均购电价格

计及风险的系统总购电价格和平均购电价格如式(1)和式(2), 表征了电网企业面临的风险系数, 为电网企业的经营起到了很好的辅助决策作用。

$$Cost' = Cost + c_{spot} P_{spot} \quad (1)$$

$$c_{aver} = Cost' / (P_{日前} + P_{spot}) \quad (2)$$

式中: $Cost'$ 和 C_{aver} 分别表示计及风险因素的系统总购电价格和平均购电价格; $Cost$ 表示日前市场的总购电成本; c_{spot} 为机组实时清算电价; P_{spot} 为实时交易电量(若为上调市场, $P_{spot} > 0$; 反之 $P_{spot} < 0$); $P_{日前}$ 指日前市场的总电量, 本文中指的是给定的负荷值。

3) 实时市场上调/下调充裕度

本文为了将由负荷波动而形成的实时市场上电价波动的情况反映到购电风险当中, 引入了市场充裕度的概念。市场充裕度可分为上调充裕度和下调充裕度两个物理量。分别定义为:

$$\beta_{up,t} = \frac{P_{up,S,t} - \Delta L_t}{P_{up,S,t}} \quad (0 < \Delta L_t < P_{up,S,t}) \quad (3)$$

$$\beta_{down,t} = \frac{P_{down,S,t} + \Delta L_t}{P_{down,S,t}} \quad (-P_{down,S,t} < \Delta L_t < 0) \quad (4)$$

其中: $P_{up,S,t}$ 表示了第 t 时段全系统可上调的总出力, $P_{down,S,t}$ 表示了第 t 时段全系统可下调的总出力, ΔL_t 为第 t 时段负荷的偏差量, 由式(3)、(4)即可得到第 t 时段的上调和下调的充裕度 $\beta_{up,t}$ 和 $\beta_{down,t}$, 分别表征了上/下调实时市场中电量的稀缺程度, 且易知 $\beta_{up,t}$ 和 $\beta_{down,t}$ 均为 $[0,1]$ 之间的数值(本文假设当系统剩余容量不足时采取切负荷或切机的措施, 即取 0 值)。

3 预估实时平均电价的风险评估

因实时市场存在风险而使得总购电价格和平均购电价格随负荷波动而变化, 本文预估实时平均电价的风险评估方法对大量负荷波动情景下的风险进行蒙特卡罗模拟, 统计其概率分布情况即可对电网企业在不确定条件下所面临的风险进行分析与评估。

文献[5,8]均反映了全系统剩余发电容量与实时市场中电价走势的关系, 即随着系统剩余容量增加, 电价呈非线性下降, 较好地模拟了上调市场的变化趋势, 但未考虑到下调市场。因上调市场与下调市场的市场机理存在差别, 所以市场参与者的参与动机、积极性等也随之存在差异, 其剩余容量与市场价格关系的走势也不一致, 因而本文将这两种情况分开讨论, 以更好地对实时市场中电价的变化进行模拟。

3.1 上调市场的市场机制

在上调市场中, 发电厂为了争取尽可能多的中标电量, 在市场充裕度变化的情况下, 其报价方案存在较大差异。例如在负荷预测误差较小的时段, 实时上调的需求量较小, 可供上调的机组很多, 因而一般机组为了能中标, 会理性报价, 以其成本为依据, 市场上的实时平均电价会比较低一些; 而在负荷预测误差较大的时段, 实时上调的需求量很大, 发电厂的中标概率很大, 大机组甚至可能动用其市

场力, 极有可能提高自身的报价, 以获取更高的利润, 此时实时平均电价有可能会很高。因而本文采用二次函数模拟上调市场充裕度与平均实时电价之间的关系:

$$c_{up} = f(\beta_{up}) = \begin{cases} \bar{c} & \beta_{up} \leq \beta_{up} \\ a + b\beta_{up,t} + c\beta_{up,t}^2 & \beta_{up} \leq \beta_{up} \leq 1 \end{cases} \quad (5)$$

当 β_{up} 值接近 1 时, 市场中上调充裕度很大, 电价接近其成本值; 随着市场上调充裕度的不断减小, 在初始阶段, 平均电价上升缓慢, 但当供求关系趋于紧张, 发电厂就会出现投机现象, 平均电价急速上升, 因而关系曲线形如图 2 所示。需要注意的是, 为了保护实时市场的稳定, 且系统中也必须留有一定裕度以保证系统的安全性, 因而设置了平均购电价格的阈值 \bar{c} 。

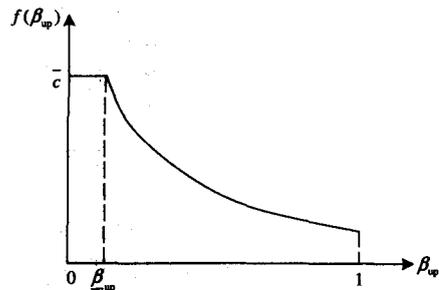


图 2 上调市场中平均电价与 β_{up} 的关系

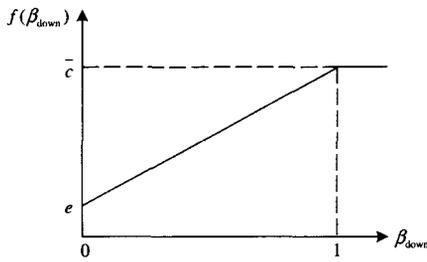
Fig.2 Relationship of average cost and β_{up} in up-regulation electricity market

3.2 下调市场的市场机制

实时情况下, 负荷预测难免出现高于实际负荷的情况, 此时需压机组出力才能保持系统实时平衡, 因而在实时市场中须设立下调市场, 为鼓励发电厂参与下调市场的积极性, 采用了按机组报价的结算模式用以补偿电厂在实时市场中压出力的损失, 发电厂的获利空间为日前出清价格与其在下调市场中的报价之差, 因而电厂有报低价的趋势。但发电厂会权衡利弊, 其报价没有很明显的倾向性, 下调市场的充裕度大小对其影响并不大, 随着下调市场充裕度的减小, 发电厂会理性地降低其报价, 因而本文采用线性关系来模拟下调市场充裕度与平均实时电价之间的关系:

$$c_{down} = f(\beta_{down}) = e + f \cdot \beta_{down} \quad 0 \leq \beta_{down} \leq 1 \quad (6)$$

曲线形如图 3 所示, β_{down} 值与实时平均电价呈线性关系, 随下调市场充裕度减少而线性降低其报价。

图3 下调市场中平均电价与 β_{down} 的关系Fig.3 Relationship of average cost and β_{down} in down-regulation electricity market

4 模拟机组报价的购电计划风险评估

上一节所述的日前购电计划风险评估方法能给出日前购电计划所面临的大致风险情况,但由于该方法仅从平均购电价格的角度来分析,不能体现出各机组报价的差异性,因而该方法难以分析在不确定条件下已有的某几个可行日前购电计划的优劣性,为此,本文提出了另一种模拟机组报价的日前购电计划风险评估方法。

4.1 模拟机组报价的风险分析

在实时市场中,对应于不同的日前购电计划,机组作为市场参与主体,其报价差异会对企业面临的风险状况起到不同程度的影响,因此本节从机组报价隐含风险的角度来对日前购电计划风险进行模拟分析。

发电机组在实时市场中报价主要受两方面影响,其一是市场上的供求关系(本文用上调/下调市场充裕度来表征),供需紧张时价格易不稳定;其二是某机组在市场中所占的份额,市场份额大的机组有较强的市场力,在较大程度上操纵着市场风险的大小。因此本文引入了一个报价趋势风险系数 BTR (Bid Trend Risk),它反映了各机组的报价趋势的风险量化程度,然后通过 $vc_{k,t} = c_k \cdot BTR_{*,k,t}$ 可得到机组 k 在时段 t 下计及风险的虚拟电价 $vc_{k,t}$,其中 c_k 取为机组 k 的运行成本,以此虚拟电价 $vc_{k,t}$ 作为机组 k 在实时市场上的报价,即可进行实时市场交易的模拟并分析不同日前购电计划所面临的风险情况。

4.2 报价趋势风险系数 BTR

报价趋势风险系数 BTR_* 的定义如下所示:

$$BTR_{*,k,t} = 1 \pm \mu_* \cdot \left(\frac{P_{*,k,t}}{P_{*,S,t}} \right)^{q_{*,t}} \quad (7)$$

$BTR_{*,k,t}$ 表示了在上(下)调市场中第 t 时间段,

第 k 台热备用机组的报价趋势的风险量化系数。因上调市场有报高价趋势,因而“+”号适用于上调市场;反之“-”号适用于下调市场。

$P_{*,k,t}$ 表示机组 k 的上(下)调剩余出力(单个个体的供应量), $P_{*,S,t}$ 表示系统的可上(下)调剩余出力,两者的比值表示了机组 k 在市场中的份额大小。

$q_{*,t}$ 是与第 t 时段的系统上(下)调充裕度挂钩的系数。当系统充裕度很大时, $q_{*,t}$ 取大值(接近 1),当系统充裕度很小时, $q_{*,t}$ 取值变小,风险系数增大。因为 $\beta_{*,t}$ 在 0 到 1 之间取值,因而经过分析可以将 $q_{*,t}$ 取为上(下)调市场充裕度的 k 倍,即 $q_{*,t} = k \cdot \beta_{*,t}$ 。另外,为了保障市场的稳定性,一般均有最高限价,因而在充裕度很小的区间段内 $q_{*,t}$ 取为某一常数的最小值(即 $q_{*,t}$ 为 $\beta_{*,t}$ 的分段函数)。

μ_* 是与 k 相关的一个系数,主要是为了更好地模拟市场上的报价趋势, μ_* 与 k 两者的取值需要考察当地历史数据根据实际情况制定(一般来说上调市场 k 可取为 1~2 之间,下调市场 k 可取为 2~3 之间)。

4.3 实时交易模拟过程

本文实时交易过程是在既定的日前购电计划方案上进行的,负荷偏差的调整量一般处于一定的范围之内,因而本文假设各机组的上调和下调速度不会影响机组的可调整出力范围。因此为简化分析,本文假设各时段机组调整出力不耦合,根据所有参与机组的虚拟报价和剩余上调、下调容量分别模拟容量上调和下调的市场。假如负荷偏差为正(即实际负荷比预测负荷值大),就到上调市场中寻找机组安排出力以满足负荷缺额,根据负荷预测相对误差的定义可知,此时预测相对误差 $v_t < 0$, 本文将此种情况定义为负荷正偏差;反之亦然。

因为各时段解耦,下面以某单个时段下负荷正偏差为例,说明实时交易算法的流程。

如图 4 所示, T 表示负荷序列的时段点总数, $\Delta L_t = L_{A,t} \cdot |v_t|$ 为假设的实际值与预测值之间的差值,即时段 t 的负荷波动随机量, $R_{\text{正}q_t}$ 表示机组 q 在时段 t 的正备用容量。上调市场交易的原则是选取机组的虚拟电价最低的机组优先增出力,直至满足负荷的偏差值。下面简单介绍一下单时段容量上调市场的模拟交易算法:

1) 搜索时段 t 可调的机组及其正备用容量,作为备选机组集合。

2) 若系统有正备用容量, 则搜索并调整虚拟电价最低的机组 q 的出力, 若其正备用容量大于或等于 ΔL_t , 则说明只需调整机组 q 的出力即可以满足负荷偏差的要求, 此时启用该机组的成本增量最小, 修正机组 q 正备用容量 $R'_{正qr} = R_{正qr} - \Delta L_t$, 该时段的出力调整完成, 跳转至下一时段。

3) 若机组 q 的正备用容量小于 ΔL_t , 也就是说仅调节机组 q 容量不能平衡负荷偏差的要求, 所以调整机组 q 出力至满发, 该机组正备用置 0, 修正剩余的待平衡负荷量, $\Delta L'_t = \Delta L_t - R_{正qr}$, 重新回到图 4 中的方框 2 进行迭代, 直至负荷偏差量变为 0, 再跳转至下一时段。

4) 若当 $R_{正qr} \leq 0$ 时, 系统的 ΔL_t 仍不为 0, 说明全系统的热备用容量不足以满足负荷偏差量的大小, 即说明有部分随机负荷波动量将需要企业支付更高的成本才能满足, 比如说另外开启新机组、从外区域高价购入、情况严重时甚至需要采取切负荷措施, 为了方便分析, 本文引入电价惩罚系数来表征因此类情况而增加的成本, 以说明此时电网企业面临的购电成本的风险增量。并跳转至下一时段。

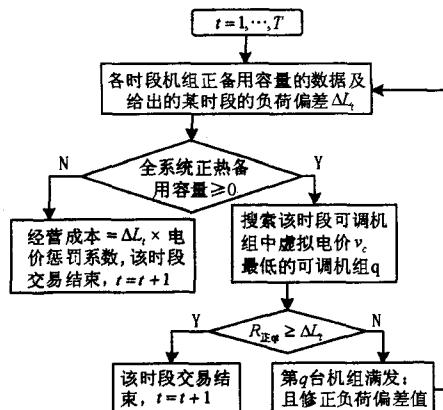


图 4 实时交易流程图

Fig.4 Flow of real-time trading

通过该方法对 T 个时段分别进行交易模拟, 即可得到某个情景下的计及风险的总购电价格, 利用蒙特卡罗模拟的方法对多种场景进行模拟, 即可得到在不确定条件下的计及机组报价策略的日前购电成本风险的分析结果。

5 两种风险评估方法的特点

本文提出的两种日前购电计划风险评估方法在分析侧重点和评估结果等方面均有较大区别。

预估实时市场平均购电价格的风险评估方法是

针对单时段下系统平均电价水平来分析的, 反映了每个时段随着负荷偏差量的大小而导致电价波动的风险, 加总后可利用风险度量将其风险显性化; 此外, 还可得各时段平均电价的概率分布情况, 能够较好地揭示出次日各时段面临的不确定性风险的大小。

模拟机组报价趋势的风险评估方法则是从单时段各机组的个体报价行为的角度进行分析的, 由于对应不同日前购电计划下的机组报价策略是不同的, 模拟各机组报价行为策略的分析主要是为了凸显不同日前购电计划在不确定条件下的差异性, 因而此法能较好地体现不同日前购电计划在不确定条件下的适应性, 为电网企业对日前购电计划的选择提供一个辅助决策的技术支持。

6 算例分析

本文以 IEEE24 节点系统^[9]作为研究对象, 其中 26 台机组的数据见文献[9], 每个节点的负荷分布数据见文献[10], 机组的升、降出力速率数据见文献[11], 并采用文献[12]中的一机一价模式下得到的最优日前购电计划作为本文算例的基础数据, 易知该日前购电计划系统总购电价格为 759 730 美元, 且因 24 个时段内的负荷预测总量为 56 716.5 MW, 所以平均购电成本为 13.395 美元/MWh。

因缺乏实际负荷数据统计误差规律, 为了方便说明问题, 本文假设不同方差的正态分布来模拟负荷的偏差规律以作为抽样的分布规律, 表 1 所示即为各时段的负荷偏差的方差大小。

6.1 预估实时平均电价的风险评估结果

经评估分析可得到平均购电价格的期望值为 13.434 美元/MWh, 均方差为 0.225 5 美元; 总购电价格的期望值为 761 216.45 美元, 均方差为 34 056 美元。

系统平均购电价格和系统总购电费用的分布情况如图 5 和图 6 所示。

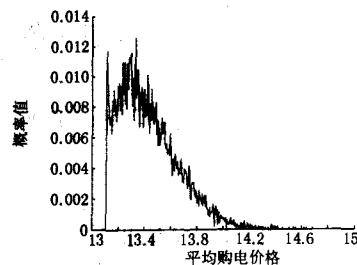


图 5 系统平均购电价格

Fig.5 Even purchasing cost of the system

表 1 模拟负荷各时段偏差量的方差

Tab.1 Variance of load deviation

时段点号	负荷偏差的方差/MW	时段点号	负荷偏差的方差/MW	时段点号	负荷偏差的方差/MW
1	3.3071	9	2.8787	17	3.2910
2	3.5268	10	2.9774	18	2.1966
3	2.8133	11	3.1780	19	2.7219
4	2.8886	12	3.1780	20	2.6167
5	3.3310	13	3.1780	21	2.0405
6	3.3310	14	2.9774	22	1.7081
7	2.8886	15	2.4971	23	2.4971
8	3.1476	16	2.4971	24	2.7364

由于下调市场中平均购电价格较低, 因而由下调市场导致的成本变化量对全系统总购电价格的影响比较小, 且下调市场中负荷的变化量相对于全天的总负荷量来说也不大, 系统总购电价格与总负荷量相除得到的结果变化不大, 因而平均购电价格分布自然地形成了一个价格下限, 如图 5 所示。而系统总购电价格则呈现类似正态的分布形式。

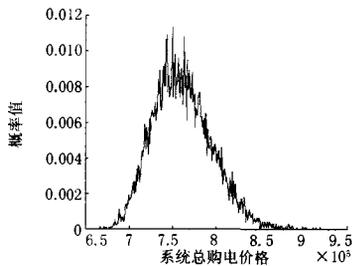


图 6 系统总购电费用

Fig.6 Total purchasing cost of the system

上面的分析是基于日前购电计划整体的风险分析与评估, 本方法还能给出不同时刻的风险描述, 能够更好地反映一天中不同时刻的风险大小, 本文列举了 5 点、12 点两个时刻的实时平均电价的确切概率分布曲线和累计概率分布曲线。本文用到的累积概率曲线是从左向右的积分, 即表示的是小于或等于某个电价水平的概率。如图 7 和图 8 所示(左边的图是确切概率分布, 右边的是累计概率分布)。

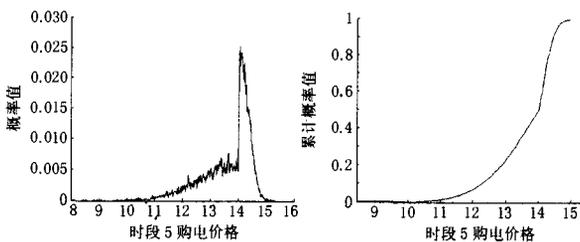


图 7 5 点的电价分布曲线

Fig.7 Distribution of electricity cost at 5 a.m.

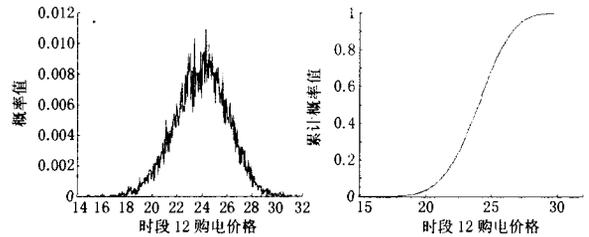


图 8 12 点的电价分布曲线

Fig.8 Distribution of electricity cost at 12 a.m.

6.2 模拟机组报价趋势的风险评估结果

为了对比不同的日前购电计划对风险的适应性, 本文另外给出 3 个可行的日前购电计划, 这 3 个日前购电计划也与文献[12]的购电计划形式类似, 因篇幅所限, 不作列举。

给定的 4 个可行的日前购电计划均满足同样的负荷水平, 假定负荷预测没有不确定性, 容易分析得到 4 个购电计划的总价格如表 2 中的第一行所示, 且各计划的优劣如表中所示。但由于实际负荷的特性决定了负荷预测难以精确, 存在大量不确定的因素, 本文假设负荷偏差特性均与表 1 中的负荷偏差特性一致, 在此基础上采用模拟机组报价趋势的风险评估方法可分析出 4 个日前购电计划在考虑不确定条件下的优劣如表 2 所示。

表 2 不同购电计划的结果比较 单位: 美元

Tab.2 Comparison of different power-purchasing plan

	计划 1	计划 2	计划 3	计划 4
日前总购电价格	759 730.1 ①	760 570.5 ②	761 001.5 ③	761 401.4 ④
总购电价格均方差	48 913.6	49 836.4	46 319.3	49 673.8
总购电价格期望	762 024.0 ①	762 793.7 ③	762 339.3 ②	763 830.5 ④
平均购电价格均方差	0.501 2	0.517 2	0.457 3	0.512 1
平均购电价格期望	13.455	13.469	13.456	13.488

表 2 中列出了 4 个日前购电计划在风险情况下的各方面的特征指标。为了从全局的观点出发, 本文以总购电价格的期望值作为对不确定条件下日前购电计划进行排序的依据。可以看出在不确定条件下, 某几个购电计划的期望虚拟购电价格发生了变化, 计划 2 由原来次优退到第三位, 计划 3 由原本的第三位前进到第二位, 可见计划 3 比计划 2 在风险的情况下更具有优势。

此种分险评估方法同样可以给出类似图 5 和图 6 的平均购电价格及总购电价格的分布图, 此处限于篇幅不作列举。

7 结论

本文模拟了实时负荷随机波动以及相应的电价波动导致的实时市场上的购电风险, 提出了两种方法对不确定条件下的日前购电计划进行风险性分析与评估。两种方法都是在随机抽取负荷偏差样本的基础上进行的, 其一是模拟各时段的平均购电价格而得到的日前购电计划风险分析方法; 其二是加入了机组的报价趋势风险系数的影响, 通过模拟实时市场的交易过程而得到的日前购电计划风险分析方法, 两种方法分别从全局和局部两个不同的角度对购电计划的风险进行描述, 并用实际算例验证了这两种方法的实用性和有效性, 能够为电网企业制定日前购电计划提供很好的辅助决策, 有效地降低企业的运营风险。

参考文献

- [1] Andrews C J. Evaluating Risk Management Strategies in Resource Planning[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1995, 10(1): 420-426.
- [2] Oren, Shmuel S. Integrating Real and Financial Options in Demand-side Electricity Contracts[J]. Decision Support Systems, 2001, 30(3): 279-288.
- [3] Vehvilainen I, Keppo J. Managing Electricity Market Price Risk[J]. European Journal of Operational Research, 2003, 145(1): 136-147.
- [4] 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. Evaluating Short-term Financial Risk in the Electricity Market by Applying Monte-carlo Method[J]. Proceedings of the CSEE, 2004, 24(12): 74-77.
- [5] 周浩, 康建伟, 韩祯祥, 等. 利用系统剩余容量评估电力市场短期金融风险[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(23): 6-10, 21.
ZHOU Hao, KANG Jian-wei, HAN Zhen-xiang, et al. Evaluating Short-term Financial Risk in Electricity Market by Applying System Surplus Capacity Percent[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(23): 6-10, 21.
- [6] 杨文佳, 康重庆, 夏清, 等. 基于预测误差分布特性统计的概率性短期负荷预测[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(19): 47-52.
YANG Wen-jia, KANG Chong-qing, XIA Qing, et al. Short Term Probabilistic Load Forecasting Based on Statistics of Probability Distribution of Forecasting Errors[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(19): 47-52.
- [7] 盛骤, 谢式千, 潘承毅. 概率论与数理统计(第三版)[M]. 北京: 高等教育出版社, 2001.
SHENG Zhou, XIE Shi-qian, PAN Cheng-yi. Probabilistic and Statistic(Version III)[M]. Beijing: Higher Education Press, 2001.
- [8] 王健, 文福拴, 杨仁刚. 基于发电容量充裕度估计的发电公司检修策略[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(6): 45-50.
WANG Jian, WEN Fu-shuan, YANG Ren-gang. Maintenance Strategies for Generation Companies Based on the Estimation of Generation Capacity Adequacy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(6): 45-50.
- [9] IEEE Reliability Test System[J]. IEEE Trans on Power Apparatus and Systems, 1979, 98(6): 2047-2054.
- [10] Wang S J, Shahidehpour S M, Kirschen D S, et al. Short-term Generation Scheduling with Transmission and Environmental Constraints Using an Augmented Lagrangian Relaxation[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1995, 10(3): 1294-1301.
- [11] Wang C, Shahidehpour S M. Effects of Ramp-rate Limits on Unit Commitment and Economic Dispatch[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1993, 8(3): 1341-1349.
- [12] 江健健, 康重庆, 夏清, 等. 适用于不同电价机制的统一机组组合算法[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(8): 27-31, 44.
JIANG Jian-jian, KANG Chong-qing, XIA Qing, et al. Uniform Approach to Unit Commitment with Different Price Mechanisms[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(8): 27-31, 44.

收稿日期: 2007-03-21

作者简介:

杨文佳(1982-), 女, 硕士, 主要从事电力系统运行分析和稳定控制方面工作; E-mail: winni130@126.com

康重庆(1969-), 男, 博士, 教授, 研究方向为电力市场、负荷预测等;

夏清(1957-), 男, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力市场、电力规划、负荷预测等。