

基于 VaR 和 CVaR 风险度量的发电商竞价策略

廖菁, 江辉, 彭建春, 苏健

(湖南大学电气与信息工程学院, 湖南 长沙 410082)

摘要: 在发电侧竞争市场模式下, 发电商关心的是如何获得最高利润, 且尽量降低不必要的损失。竞价策略对发电商而言直接关系到其利润的多少, 如何衡量竞价策略的风险正是本文拟探讨的问题。借鉴金融学的风险管理理论, 采用风险价值 (VaR) 和条件风险价值 (CVaR) 作风险度量指标, 建立了 Pool 模式和 Bilateral 模式下发电商的收益模型, 并通过 VaR、CVaR 值的计算分析了不同报价策略下发电商的风险。仿真计算结果表明 VaR 和 CVaR 能为发电商竞价策略提供有效的风险度量方法。

关键词: 电力市场; 竞价策略; 风险价值; 条件风险价值

Risk assessment on bidding strategy of power generation companies based on Var and CVaR method

LIAO Jing, JIANG Hui, PENG Jian-chun, SU Jian

(College of Electrical & Information Engineering, Hunan University, Changsha 410082, China)

Abstract: With competition introduced to the generation side, the generation companies concern about how to gain more profits and try to reduce any unnecessary losses. The bidding strategy is directly related to their profits. The paper focuses on the generation company's bidding strategies. Based on the risk management theory, two risk assessment techniques—value at risk (VaR) and conditional value at risk (CVaR) are used as risk measurement index for generation companies in the paper, and two modes are established for the revenue of generation company under Pool and Bilateral, respectively. Then, the generation company's risks under different bidding strategies are analyzed. Simulation results show that VAR and CVaR method can provide effective indexes of risk assessment for generation companies.

This paper is supported by National Natural Science Foundation of China (No.50677015).

Key words: power market; bidding strategy; VaR; CVaR

中图分类号: TM73

文献标识码: A

文章编号: 1003-4897(2007)11-0030-05

0 引言

电力工业的市场化改革正在全世界范围内展开, 我国正处在“厂网分开, 竞价上网”这一改革过程之中。由于电力需求及电价的不确定性, 发电商如何竞价来最大化自己的利润, 同时降低风险已成为一个重要的研究课题。发电商的投资都是以收益为目的的, 但由于各种因素的影响, 各种投资收益都是不确定的, 这种不确定性就是风险, 风险管理对发电企业来说非常重要。随着电力市场的不断发展, 传统风险管理技术的局限性日益显露出来^[1]。传统的均值一方差模型采用收益的方差作为度量风险的方法。方差或标准差只描述了收益偏离期望值的程度, 没有描述偏离方向, 而在实际中人们最关心的是负偏离即损失的情况; 另外, 方差或标准差

并没有反映损失到底有多大。近几十年来, 金融领域提出了许多新的度量风险大小的方法, 如风险价值 VaR 和条件风险价值 CVaR。这些方法在金融市场风险的预测和控制方面已得到十分成功的应用^[2]。文献[3, 4]分析了 VaR 方法在实际应用中的缺陷, 并提出了 CVaR 模型及其计算方法。另外, 国内外也有许多将 VaR 和 CVaR 方法应用于电力市场的文献^[5~9]。文献[5]运用蒙特卡罗方法建立了风险评估模型, 解决了预测负荷和电价的相关性问题, 并运用浙江电力市场实际运行的数据进行分析计算。文献[6, 7]将 VaR 方法应用于电力市场金融风险的实际计算分析。其中文献[7]采用 VaR 历史模拟法对一个简单系统在两种不同的情况进行了计算, 并得到了电力市场金融风险的初步计算结果。文献[8]分析了发电商在日前市场投标被接受的情况下, 由于发电机的被迫中断导致发电商不得不从实时市场购电以满足协议, 并计算了在这种情况下发电商期望收

基金项目: 国家自然科学基金项目 (50677015)

益及 VaR 值。文献[9]分析了日前市场的运作模式, 并通过 VaR 和 CVaR 的计算分析了意大利电力市场中某一发电商在未来一天内面临的风险。

探讨将 VaR 和 CVaR 理论应用于发电商的竞价策略将是非常有意义的工作。发电商的竞价策略问题国内外已做过一些研究^[10~14]。本文将建立 Pool 模式和 Bilateral 模式下发电商的收益模型, 并应用 VaR 和 CVaR 分析计算发电商在制定竞价策略过程中所面临的风险。

1 VaR、CVaR 简介

VaR 是指在一定的持有期及置信度下, 某一资产组合面临的最大潜在损失^[2]。应用 VaR 作为风险度量的指标已广泛应用于金融领域。虽然 VaR 很受欢迎, 但研究表明, VaR 在实际应用中仍有缺陷^[3,4]。为了修正 VaR, 文献[15]首次提出基于条件风险价值 CVaR 的风险度量技术。其概念是: 投资组合的损失大于某个给定 VaR 值的条件下, 该投资组合损失的平均值。图 1 形象地表示了某投资组合的收益在一置信度下的 VaR 值, 图中曲线表示该投资组合的概率密度函数。由图可见, VaR 本质上只是某个置信度下的分位点, 它无法考察超过分位点下方的风险信息, 而 CVaR 描述的是所有损失大于 VaR 的期望值(图中阴影部分对应的收益)。因此 CVaR 考虑了最坏情况中的所有情况, 它比 VaR 更加准确地度量了风险。

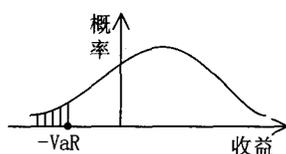


图 1 VaR 和 CVaR 的概念

Fig.1 Conception of VaR and CVaR

一般地, 设 $f(x, y)$ 表示损失函数, 其中决策向量 $x \in X \subset R^n$, $y \in R^m$ 表示一随机向量。实际模型中 x, y 各有其经济意义, 比如在发电商的竞价策略问题中, 决策向量 x 代表发电商在每个市场中的投资比例, 随机向量 y 代表市场随机风险因子(如发电商的利润)。损失函数 $f(x, y)$ 是 R 中的一随机变量, 且其分布由 y 的分布决定。设随机变量 y 有概率密度 $p(y)$, 则 $f(x, y)$ 不超过给定限额 α 的概率为:

$$\psi(x, \alpha) = \int_{f(x, y) \leq \alpha} p(y) dy \quad (1)$$

其中: $\psi(x, \alpha)$ 为损失函数 $f(x, y)$ 不超过 α 的累积分布函数。因此, 对于给定的置信区间 $\beta \in (0, 1)$,

VaR、CVaR 函数分别由下式得到:

$$\alpha_\beta(x) = \min\{\alpha \in R : \psi(x, \alpha) \geq \beta\} \quad (2)$$

$$\Phi_\beta(x) = (1 - \beta)^{-1} \int_{f(x, y) \geq \alpha_\beta(x)} f(x, y) p(y) dy \quad (3)$$

式(2)表明 $\alpha_\beta(x)$ 是使 $\psi(x, \alpha) = \beta$ 成立的 α 区间左端的端点值即 VaR 的值。式(3)中, 积分域 $f(x, y) \geq \alpha_\beta(x)$ 为损失函数大于对应 VaR 的区域, 其概率为 $1 - \beta$ 。因此 $\Phi_\beta(x)$ 就是 $f(x, y)$ 超过 $\alpha_\beta(x)$ 的期望, 即 CVaR。

2 理论模型

2.1 基本假设

本文的发电商竞价策略分析基于以下假设:

- 1) 假设整个电力市场是完全竞争的, 发电商不具有市场力, 而为市场价格的接受者。
- 2) 假设发电商的电力交易通过日前市场和双边合同市场来进行, 而且发电商在各个市场中的发电成本相同, 并具有线性的边际成本。
- 3) 假设电价信息中包含了负荷等系统信息以及供需状况等市场信息, 因此只需作电价预测。
- 4) 忽略输电约束, 忽略机组被迫停运的影响。

2.2 发电商的成本分析

发电商制定竞价策略, 必须掌握自身机组的成本特性。准确的成本分析是进行竞价策略的先决条件。发电机组常用的成本包括: 总成本和边际成本。设发电商的总成本是其发电量的二次函数:

$$C_i(Q_i) = \frac{1}{2} a_i Q_i^2 + b_i Q_i + c_i \quad (4)$$

对其求导, 有其边际成本:

$$MC_i = a_i Q_i + b_i \quad (5)$$

式中: C_i 为第 i 个发电商的总成本; Q_i 为第 i 个发电商的发电量; MC_i 为第 i 个发电商的边际成本; a_i, b_i, c_i 分别为第 i 个发电商的成本系数。

2.3 发电商的利润分析

2.3.1 Pool 模式下日前市场发电商的收益

在日前市场中, 发电商提前一天对交易中心进行 24 点报价上网, 交易中心按照机组报价从低到高进行机组组合, 并按照负荷需求确定第二天每时段的实时市场价格, 形成 24 时段价格变化的电量实时现货市场。当该时段机组报价小于实时现货市场价格时, 报价被接受, 此时, 发电商收益为:

$$R_p = \sum_{t=1}^{24} \sum_i \lambda^t (Q_{G,i}^t - Q_{B,i}^t) \quad (6)$$

式中： R_p 为Pool模式下发电商的收益； λ^t 为 t 小时的市场电价； $Q_{G,i}^t$ 为 t 小时第 i 台发电机的出力； $Q_{B,i}^t$ 为 t 小时第 i 台发电机的合同电量。

2.3.2 Bilateral模式下发电商的收益

假设发电商与交易中心签订了负荷峰时段和谷时段两种合同，双边合同收益为：

$$R_B = \sum_i (\lambda_B^{o-p} Q_{B,i}^{o-p} + \lambda_B^p Q_{B,i}^p) \quad (7)$$

式中： R_B 为Bilateral模式下发电商的收益； λ_B^{o-p} 、 λ_B^p 分别表示负荷谷时段、峰时段的合同电价； $Q_{B,i}^{o-p}$ 、 $Q_{B,i}^p$ 分别表示负荷谷时段、峰时段的合同电量。

由以上分析可以得出发电商在未来一天的利润为：

$$B = R_p + R_B - C \quad (8)$$

2.4 发电商的风险计算

为便于讨论，本文在这里给VaR赋予一个新的定义：在一定的持有期及置信度下，发电商由于市场变化而引起的收益。CVaR表示为：在一定时间和置信度 β 下，发电商对利润分布尾部 $1 - \beta$ 的期望值。这样就能利用利润的分布计算VaR和CVaR，而这样计算出来的VaR、CVaR值和由损失函数计算出来的意义相反。也就是说由利润分布计算出来的VaR、CVaR值越大则表示风险越小。设 $B(\alpha)$ 为利润函数 B 不超过 α 的累积分布函数，则有由利润分布计算VaR的公式：

$$VaR_\beta = \max\{\alpha \in R : B(\alpha) \leq 1 - \beta\} \quad (9)$$

利润的概率分布可由蒙特卡罗方法得出，如得到 N 个利润的样本，则有CVaR的计算公式：

$$CVaR_\beta = \frac{1}{(1 - \beta)N} \sum_{k=1}^N [\pi^k]^+ \quad (10)$$

$$\text{其中：} [\pi^k]^+ = \begin{cases} \pi^k & \text{当 } \pi^k \leq VaR_\beta \\ 0 & \text{当 } \pi^k > VaR_\beta \end{cases}$$

式(10)将式(3)中利润的概率密度函数的积分由 N 个样本相加得到。

由以上分析可知，得到利润的概率分布是计算VaR和CVaR的关键。本文采用蒙特卡罗模拟法来求利润的概率分布，并计算发电商在竞价过程中利润

的VaR和CVaR值。蒙特卡罗模拟法是利用随机生成的办法来模拟真实系统的功能和发展规律^[5]。本文针对将要讨论的发电商竞价问题，采用蒙特卡罗方法计算发电商的期望利润、VaR和CVaR步骤如下：

- 1) 对各种竞价策略建立利润的随机模拟模型；
- 2) 根据模型中随机变量的分布情况在计算机中产生相应的随机数，并计算机组的利润；
- 3) 重复步骤2) 10 000次，得到10 000个随机模拟的利润值；
- 4) 根据所得的10 000个利润数据，计算其平均值得到期望利润，并在给定的置信度下，由式(9)和式(10)计算相应的VaR和CVaR值。

3 算例分析

我们假设发电商具有 N 台发电机组。为了简化计算和说明问题，我们对其中一台机组进行分析，并计算这台机组在未来一天的期望利润和风险情况。表1给出了该机组的各项参数。

表1 发电商机组的成本和容量参数

Tab.1 Cost parameters and capacity constraints of the generation

a (元/MW ² h)	b (元/MWh)	c (元/h)	P_{min} /MW	P_{max} /MW
0.5	30	40	50	300

对于市场价格的模拟，我们假定实际电价以预测电价为均值，成正态分布，在负荷峰时段和谷时段对应不同的均值和标准差，这样便可利用计算机随机产生不同时间段的预测市场电价。假设不同时间段的合同电价为一定值，具体数值见表2。

表2 预测市场电价分布数据

Tab.2 Price distribution of the forecast power market

电价指标	峰时段(元/MWh)	谷时段(元/MWh)
均值 μ	240	200
标准差 σ	0.1 × 240	0.05 × 200
合同电价	220	180

这里谷时段 $t^{o-p} \in [1, 8] \cup [21, 24]$ ；峰时段 $t^p \in [9, 20]$ 。我们就以下3种情况分析发电商的竞价策略，并计算期望利润、VaR和CVaR值。

策略 I：不论峰时段或谷时段，发电商都将发电容量的20%用于签订双边合同，其余的发电容量投入到日前市场中，并根据边际成本进行报价。设参数 K_p 为报价系数，边际成本为 MC ，报价为 $K_p \times MC$ 。对于报价系数 K_p ，我们取 $K_p \in [0.8, 1.2]$ 步长为0.05。当 $K_p < 1$ 时为低报价，当 $K_p > 1$ 时为高报价。

策略II: 发电商将发电容量的20%, 40%分别投入到双边合同的谷时段和峰时段。对于日前市场报价 $K_p \in [1.0, 1.2]$ 步长为0.05。

策略III: 发电商将发电容量的40%, 60%分别投入到双边合同的谷时段和峰时段。日前市场报价与策略II一样。

取置信度为95%, 应用 Matlab 软件产生相应时段预测电价的随机数, 再编程计算得到发电商的期望利润、VaR 和 CVaR, 结果如图2、3、4所示。

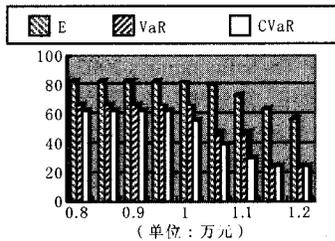


图2 策略I的期望、VaR和CVaR

Fig.2 Expected profit VaR and CVaR for case I

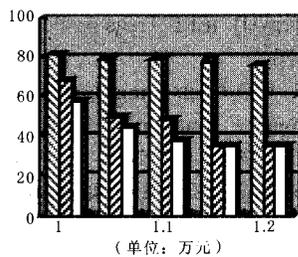


图3 策略II的期望、VaR和CVaR

Fig.3 Expected profit VaR and CVaR for case II

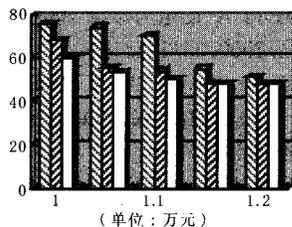


图4 策略III的期望、VaR和CVaR

Fig.4 Expected profit VaR and CVaR for case III

以上三图的横坐标表示报价系数 K_p , 由图2可以看出采用低报价 ($K_p \leq 1$) 要比采用高报价 ($K_p > 1$) 得出的期望利润、VaR 和 CVaR 大。这是因为在完全竞争的电力市场中, 采用低报价的机组被市场接受的概率较大, 其风险较小。事实上在完全竞争的电力市场中, 由于每个发电商都是价格的接

受者, 他并不能影响市场价格, 所以发电商采用低报价就有较大的可能保证其机组上网发电。但是如果每个发电商都采用过低的报价, 势必会降低整个市场的电价。这样对每个发电商都是不利的。而采用高报价从计算结果可以看出风险值与期望利润相差比较大, 如在策略I中当 $K_p = 1.15$ 时期望利润为64.1万元, VaR 值为25.0万元, 这说明采用高报价风险比较大。另外由图2我们还可以看出在 $K_p < 1$ 和 $K_p = 1$ 时得到的期望利润、VaR 和 CVaR 相差不大 (相差均不超过1万元), 因此在完全竞争的市场环境下, 采用边际电价进行报价是比较理想的。

在相同的报价情况下策略II得到的期望利润、VaR 和 CVaR 值要比策略I大。这是因为策略II相对于策略I在峰时段多增加了20%的合同电量。这说明适当增加峰时段的合同电量能够降低风险, 并提高利润。

策略III相对于策略II在峰时段和谷时段都多增加了20%的合同电量。可以看出在相同的报价下, 策略III的 VaR 和 CVaR 值要比策略II大, 但其期望利润相对较小。比如当 $K_p = 1$ 时, 策略II的 E、VaR 和 CVaR 值分别为80.7, 67.7, 57.3, 而策略III这三项数值分别为75.1, 68.1, 59.4。策略III的期望利润小于策略II, 且风险也比策略II小。这说明了增加合同电量能够降低风险, 但合同电量占的比例过大会影响发电商的期望利润。因此合同电量的比例签定应该由发电商的风险偏好来决定。

另外我们取置信度为90%, 计算当 $K_p \geq 1$ 时策略I的 CVaR 值, 并与置信度为95%时的 CVaR 值进行比较, 结果见表3。

表3 不同置信度下的 CVaR 值

Tab.3 CVaR under different confidence level

K_p	E/万元	CVaR90%/万元	CVaR95%/万元
1.0	82.3	58.5	55.8
1.05	79.9	41.9	39.5
1.10	73.1	34.6	30.5
1.15	64.1	28.2	25.0

由表3得出的期望利润和 CVaR 值可以画出不同置信度下的 CVaR 有效前沿, 如图5。

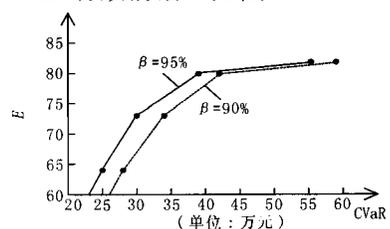


图5 CVaR 的有效前沿

Fig.5 Efficient frontier of CVaR

图 5 中的点表示在某一报价和置信度下的期望利润和 CVaR 值。由图 5 可以看出, 两条有效前沿曲线都是单调递增的, 这说明高报价会导致期望利润和 CVaR 值都降低。因此, 在完全竞争的电力市场模式下, 采用高报价策略是不可取的。另外, 降低置信度, 在相同策略下得到的 CVaR 值有所增大, 也就是低置信度得到的风险较小。因此在进行竞价策略的风险计算时, 置信度可以看作发电商的风险态度值。对于厌恶风险的发电商来说, 可以取较高的置信度, 反之对于喜好风险的发电商则可取较低的置信度。

在以上的分析计算中, 我们还可以看出 CVaR 值一般都小于 VaR 值。虽然 VaR、CVaR 都是测量下偏风险, 但 VaR 将注意力集中在一定置信度下的分位点上, 而该分位点下面的情况则完全被忽略了, 这就是 VaR 尾部损失测量的非充分性^[4]。它使发电商忽略了某些极端的情况, 而这些情况恰恰是发电商风险管理所必须关注的。相反, 由于 CVaR 反映的是收益尾部 α 分位点之后的期望值, 也就是考虑了最坏情况中的所有情况, 因此 CVaR 值小于 VaR 值, 它比 VaR 值更准确地度量了发电商的风险。

本文的算例可以推广到发电商有多台发电机组的情况。当发电商具有 N 台发电机组时, 可以通过上述分析计算得出每台机组的 VaR 和 CVaR 值, 这样便可以得到每台发电机组的最优报价策略, 因此发电商的整体报价策略也就相应得到了。

4 结论

本文主要讨论了完全竞争的电力市场中, 发电商的各种竞价策略模型及利用金融理论中 VaR、CVaR 度量来计算风险。计算结果表明: 1) 发电商基于边际成本报价时风险较小; 2) 增加合同电量可以减小风险; 3) 置信度的选取和发电商的风险偏好有关。这都说明理论模型与实际结果是一致的, 模型是有效的。另外, 在计算风险的方法中, CVaR 方法不仅在分析风险时更加准确地反映了投资者的心理感受, 而且 CVaR 方法具有投资组合分散风险特性所要求的次可加性。因此, 应用 CVaR 方法分析风险更加合理, 并且利用 CVaR 的投资组合优化模型能够分析发电商的容量分配策略, 这也是今后有待深入研究的问题。

参考文献

- [1] Harlow W V. Asset Allocation in a Downside Risk Framework[J]. Financial Analysis Journal, 1991, 47 (5): 28-40.
- [2] 王春峰, 万海晖, 张维. 金融市场测量模型—VaR[J]. 系

统工程学报, 2000, 15(1):67-85.

- WANG Chun-feng, WAN Hai-hui, ZHANG Wei. The Model of Market Risk Measurement—VaR[J]. Journal of Systems Engineering, 2000, 15(1):67-85.
- [3] 马超群, 文风华, 兰秋军, 等. 一致性风险价值及其非参数方法计算[J]. 系统工程, 2003, 21(3):1-6.
- MA Chao-qun, WEN Feng-hua, LAN Qiu-jun, et al. Cohesive Value at Risk and Non-Parametric Calculation[J]. Systems Engineering, 2003, 21(3):1-6.
- [4] 林辉, 何建敏. VaR 在投资组合应用中存在的缺陷与 CVaR 模型[J]. 财贸经济, 2003, (12):46-49.
- LIN Hui, HE Jian-min. The Shortcomings of VaR in Portfolio Management and Improved CVaR Mode[J]. Finance and Trade Economics, 2003, (12):46-49.
- [5] 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.
- [6] Denton M, Palmer A, Masiello R, et al. Managing Market Risk in Energy[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2003, 18(2): 494-502.
- [7] Dahlgren R, LIU Chen-ching, Lawarree J. Risk Assessment in Energy Trading[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2003, 18(2): 503-511.
- [8] Das D, Wollenberg B F. Risk Assessment of Generators Bidding in Day-ahead Market[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2005, 20(1): 416-424.
- [9] Caruso E, Dicorato M, Minoia A, et al. Supplier Risk Analysis in the Day-ahead Electricity Market[J]. IEE Proc-Gener, Transm and Distrib, 2006, 153(3): 335-342.
- [10] 文福栓, David A K. 电力市场中的投标策略[J]. 电力系统自动化, 2000, 24(14):1-6.
- WEN Fu-shuan, David A K. Bidding Strategies in Electricity Markets[J]. Automation of Electric Power Systems, 2000, 24(14):1-6.
- [11] Rodriguez C P, Anders G J. Bidding Strategy Design for Different Types of Electric Power Market Participants[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2004, 19(2): 964-971.
- [12] Erman NI, Peter B, STEPHEN Rourke. Optimal Integrated Generation Bidding and Scheduling with Risk Management under a Deregulated Power Market[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2004, 19(1):600-609.
- [13] Conejo A J, Nogales F J, Arroyo J M, et al. Risk-constrained Self-scheduling of Thermal Power Producer[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2004, 19(3): 1569-1574.

(下转第 43 页 continued on page 43)

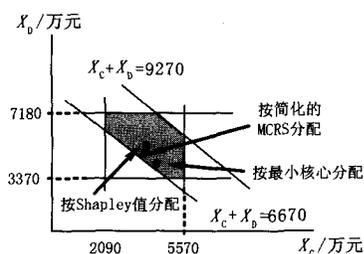


图3 各种分配方式的结果比较示意图 (C, D)

Fig. 3 Comparison of different distribution (C, D)

根据计算结果有以下结论:

1) 通过区域网 A、B、C、D 之间的电力交易合作, 可提高整个互联电网的效益, 且各个区域网能够通过交易获得额外的效益, 这显示了合作对策模型对互联电网电力交易优化的有效性; 2) Shapley 值法和简化的 MCRS 法的计算结果相差不大, 对联盟贡献少的电网获得的联盟收益分配相对较少, 这两种解法是一种同情弱势方的方法; 3) 核心法则相反, 对联盟贡献越大的电网获得更大的联盟收益, 因此是一种根据电网对联盟贡献大小来分配联盟收益的方法。4) 电力系统引入市场机制以后, 输电网的自然垄断性将逐步被打破, 因此, 电力企业出于自身利益的考虑都会选择对自己有利的分配方案。由于核心必须照顾到所有局中人的利益, 核心法成为了所有联盟成员都不反对的分配方案, 其中, 最小核心法更加适用于电力交易优化分配方案的制定。但核心解极有可能不存在或者为一个集合。所以 Shapley 法将成为电力交易优化分配方案的次优方案。Shapley 法保证了分配方案的整体效益较大, 又不失公平, 因而可以确保分配方案的顺利实施。

4 结束语

随着电力系统规模的不断扩大和高压远距离输电技术的实现, 各电网间的互联将使电网能在更大范围内实现补偿调节、错峰、调峰等功能, 从而在更大的空间内合理配置电力资源。本文运用博弈论的相关理论, 构建了基于多人合作对策的互联电网合作对策模型, 并采用多种合作对策求解方法对各

联网成员效益分配进行了探讨。结果表明, 由于合作对策模型体现了各合作电网之间的相互影响(竞争与合作), 分配结果较传统方法更为合理, 可以较好地应用于互联电网电力交易的优化决策。

参考文献

- [1] Ferro R W, Rivera J F. Application of Game with Incomplete Information for Pricing Electricity in Deregulated Powerpool[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1998, 13(1): 1056-1061.
- [2] Wen F S, A K David. Optimal Bidding Strategies and Modeling of Imperfect Information Among Competitive Generators[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2001, 16(1): 15-21.
- [3] 陈星莺, 李华昌, 等. 不完全信息下的供电公司最优竞价策略[J]. 电力需求侧管理, 2006(4): 12-15.
CHEN Xing-ying, LI Hua-chang, et al. Optimal Bidding Strategies for Distribution Companies with Incomplete Information[J]. Power DSM, 2006(4): 12-15.
- [4] Nishimur A. Benefit Optimization of Centralized and Decentralized Power Systems in a Multi-Utilit Environment[J]. IEEE Trans on PWRs, 1993, 8(3)
- [5] Jukka R, Harri E, Raimo P H, et al. Dynamic Cooperative Electricity Exchange in a PowerPool[J]. IEEE Trans on System Man and Cybernetics, 1991, 21(4): 758-766
- [6] Bai X, Shahidehpour S M, Ramesh V C et al. Transmissions Analysis by Nash Game Method[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1997, 12(3): 1046-1052.
- [7] 刁勤华, 林济铿, 等. 博弈论及其在电力市场中的应用[J]. 电力系统自动化, 2001, 25(2): 13-18.
DIAO Qin-hua, LIN Ji-keng, et al. Game Theory and Its Applications in Power Markets[J]. Automation of Electric Power Systems, 2001, 25(2): 13-18.
- [8] 谢政. 对策论[M]. 长沙: 国防科技大学出版社, 2004.
XIE Zheng. Theory of Games[M]. Changsha: National University of Defense Technology Press, 2004.

收稿日期: 2006-12-11; 修回日期: 2007-01-03

作者简介:

马文斌(1974-), 男, 博士研究生, 研究方向为技术经济; E-mail: nmmawenbin@yahoo.com.cn

唐德善(1956-), 男, 教授, 博士生导师, 研究方向为水利水电规划与管理;

陆琳(1976-), 男, 博士研究生, 研究方向为区域经济。

(上接第34页 continued from page 34)

- [14] Goutis V P, Bakirtzis A G. Bidding Strategies for Electricity Producers in a Competitive Electricity Marketplace[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2004, 19(1): 356-365.
- [15] Rockafellar R T, Uryasev S. Optimization of Conditional Value-at-Risk[J]. Journal of Risk, 2000, 2(3): 21-41.

作者简介:

廖菁(1980-), 男, 硕士研究生, 从事电力市场和电力系统方面的研究; E-mail: liaojing987404@163.com

江辉(1968-), 女, 博士, 副教授, 从事电力系统优化运行、电力经济和计算机应用等研究工作;

彭建春(1964-), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 从事电能市场最优运营与控制、电力系统安全稳定经济运行等研究。

收稿日期: 2006-12-21;

修回日期: 2007-01-16