

电力市场价格风险价值与波动预测研究综述

熊尚飞, 邹小燕

(重庆师范大学经济与管理学院, 重庆 401331)

摘要: 电力工业的市场化改革后, 电价由供需双方共同决定, 电价波动更加剧烈, 给电力市场参与者带来了巨大风险, 电力市场风险度量的重要性不言而喻。在风险管理技术中 VaR 作为风险的度量指标得到了广泛认同, 对计算电力市场 VaR 的非参数法、参数法和半参数法分别进行了总结评述, 其中重点分析了基于 GARCH 模型和基于“实现波动”参数法和基于极值理论的半参数法。半参数法结合了非参数法和参数法的优点提高了 VaR 的计算精度, 阈值的确定仍需进一步研究。

关键词: 电力市场; VaR 度量; GARCH 模型; 实现波动; 极值理论

Value at risk and price volatility forecasting in electricity market: a literature review

XIONG Shang-fei, ZOU Xiao-yan

(School of Economics and Management, Chongqing Normal University, Chongqing 401331, China)

Abstract: Price shows high volatility in the electricity market and the market participants face huge price risk, therefore, price risk measurement becomes more and more important in electricity market. In practice, value-at-risk (VaR), as a risk management technique, was widely used. This paper reviews the price risk measurement in electricity market based on VaR, which includes non-parametric, parametric and semi-parametric method. We put great emphasis on the analysis of parametric model based on GARCH and “Realized Volatility”, and semi-parametric model based on extreme value theory. Semi-parametric model combines the advantages of non-parametric and parameter method, improves the accuracy of the VaR calculation, while the determination of the threshold needs further study.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 71201180).

Key words: electricity market; value-at-risk; GARCH; realized volatility; extreme theory

中图分类号: TM73; F123.9 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2014)02-0146-08

0 引言

从 1982 年智利的电力市场改革开始, 打断垄断、引入竞争的电力市场改革开始席卷全球, 以期在自由的市场环境下提高电力工业的市场效率。在电力市场改革的浪潮下, 本世纪初我国电力市场也开始了缓慢的市场化改革历程, 目前我国电力市场的改革已经取得了重大进展, 厂网分开基本实现, 发电领域的竞争态势已经基本形成。

在电力工业改革之前, 电力受国家管制, 电价由相关部门统一决定, 短时间内电价较为平稳, 波动较小。而在自由化的电力市场中电价由供需双方

共同决定, 且电力商品不同于普通商品, 它具有不可储存、实时平衡、输送约束等特性, 这导致电价的波动剧烈、极值跳跃等特征^[1-2], 电价序列还表现出明显的厚尾、异方差现象^[3-4]。这给利益相关者带来了巨大的风险。根据美国能源局的数据显示, 在美国电价的波动最高可达到 359.8%^[5], 在如此剧烈的波动下, 市场参与者可能遭受巨大的损失, 更进一步, 一旦发生电力市场危机所导致的损失将无法估量^[6]。因此电力市场价格风险管理的重要性和必要性不言而喻。

风险管理技术分为风险控制和风险度量两部分, 而风险评估是进行风险控制的基础。VaR 的概念最早由 J.P.Morgan 投资银行在其风险控制模型中提出, 后经众多学者的发展, 在金融领域内得到了非常广泛的应用。VaR 作为风险评估的指标是指在给定的置信水平下, 一定时间内某一资产或机构面

基金项目: 国家自然科学基金项目 (71201180); 教育部人文社会科学研究项目 (10XJC790006); 重庆市科委自然科学基金计划项目 (CSTC2010BB6091)

临的最大损失^[7-8]。文献[9-10]首先讨论了电力市场 VaR 的计算。文献[11]对历史模型法、蒙特卡洛法和方差法计算能源市场 VaR 的原理进行了详细说明。VaR 计算总的来说可以分为非参数法、参数法和半参数法三类。非参数法 (Nonparametric) 主要出现在电力市场 VaR 计算的早期研究中, 非参数法的计算简单结果比较精确, 但非参数法在计算中需要大量的历史数据, 这在数据获得比较困难的情况下就受到限制; 参数法 (Parametric) 首先对电价的波动进行预测, 然后再用预测的波动率乘以预先规定的显著水平下的分位数值就得到了电价的 VaR 值, 因此参数法的重点就是对波动率的预测; 半参数法 (Semiparametric) 是参数法和非参数法的结合, 它的方差估计仍然是参数法, 但不假设其服从任何分布, 而是通过非参数法来估计分位数。

本文主要从计算 VaR 的三种方法入手对现有的研究进行总结和归纳, 内容安排如下: 第二部分对基于非参数法的电价 VaR 计算文献进行总结; 第三部分讨论基于参数法计算 VaR 及其波动建模; 第四部分对半参数法计算 VaR 的最新进展加以评述, 最后是对全文的总结。

1 非参数法计算电力市场价格风险

在现有的研究中计算电力市场 VaR 的非参数法主要有历史模拟法、蒙特卡洛法和分形理论。其中历史模拟法和蒙特卡洛法早期研究较多, 而分形理论是一种电力市场 VaR 计算的新方法。

历史模拟法假设市场未来的电价和历史数据类似, 这样就可以用历史电价数据模拟将来电价的变化, 从而在一定的置信水平下计算出将来的可能最大损失。文献[10, 12]在研究电力市场的风险度量时采用了该方法。历史模拟法概念直观、计算简单, 容易接受, 但其需要大量的历史数据, 对于历史较短的市场其计算能力较差。蒙特卡洛法计算 VaR 则不需要依靠历史数据, 它是通过计算机进行模拟仿真来计算 VaR 值, 文献[13-15]对蒙特卡洛在电力市场风险管理中的运用做了研究。蒙特卡洛估计精度高, 但其计算时间较长, 投入成本较高, 且其需要假设随机过程, 可能造成模型风险。

文献[16-17]把分形理论运用于对电价波动的分析, 发展了一种新的研究电价波动的非参数法。刘伟佳等(2012)针对电价分形的特点, 基于回归间隔法(RIA)对电价进行分析, 并给出了计算多重分形分布数据 VaR 值的算法。他们在对 PJM 数据实证分析后指出, 该方法与传统的基于正态分布的 VaR 相比, 不会高估市场风险, 且可迅速适应不同时期不

同类型的电价波动, 及时衡量电价风险。

2 基于参数法的电价波动预测与电力市场价格风险度量

非参数法的固有缺陷使其无法担当电力市场风险评估的重任, 学者们转而研究参数法计算电力市场的 VaR。在运用参数法计算电力市场 VaR 时, 首先预测电价的波动方差 (σ_t^2), 然后用估计的条件标准差 (σ_t) 乘以假设分布下的标准分位数, 就可以得到其 VaR 值。基于参数法计算 VaR 的优点在于减少了对大量历史数据的依赖, 缩短了计算的时间, 降低了计算的成本。从参数法的原理可以看出对电价序列的波动建模是计算 VaR 的必要前提, 对波动率的准确预测是提高 VaR 精度的关键。目前研究中对电价波动的预测方法主要是基于 GARCH 模型和“实现波动”两种, 其中基于 GARCH 模型的方法是对波动预测的传统方法, 而实现波动是近年来连续金融理论应用于电力市场电价波动预测的新成果。

2.1 GARCH 模型

基于 GARCH 模型计算电力市场 VaR 的原理是首先建立一个自回归异方差模型

$$r_t = a_0 + a_1 \sum_{i=1}^n r_{t-i} + \xi_t \quad (1)$$

$$\sigma_t^2 = \phi_0 + \phi_1 \xi_{t-1}^2 + \phi_2 \sigma_{t-1}^2 \quad (2)$$

其中: r_t 是电价或电价收益率; σ_t^2 是 ξ_t 的条件方差。通过样本数据回归其模型参数, 并运用该估计模型对未来的电价方差进行预测, 假设 ξ_t 服从一个随机分布 (比如正态分布或者 t 分布), 然后用估计的条件标准差 (σ_t) 乘以各自分布下的标准分位数, 就可以得到 VaR 值。

对 ξ_t 的假设不同对 VaR 的计算影响较大, 其结果可能会有很大的差异。文献[18-21]较早运用 ARMA-GARCH 模型预测西班牙、加利福尼亚以及北欧电力市场的电价, 分析中他们着重研究的是电价的均值回归和异方差特性, 使用的是比较单纯的 ARMA-GARCH 模型, 对残差分布假设为标准正态分布。文献[22]对运用不同的 ARCH 模型计算 VaR 进行了比较研究, 作者首先根据模型估计的对数似然值 (LLR) 和 AIC、SC 信息判断准则综合得出 EGARCH-M 模型更适合刻画电价的变化; 随后把连续 MCP 时间序列按 24 个不同的时段划分为 24 组数据, 分别在正态分布、t 分布和广义误差分布 (GED) 下计算 VaR 值, 运用 Kupiuc 检验对其进行精度分析, 认为不同时段应该对扰动项进行不同假设, 在深夜的时候(22、23、24、1 等时刻), 正态模型假设对电价波动风险有较好的估计; 而在白

天的时候, t 分布假设和 GED 假设对波动风险的估计比较好。白天的大部分时刻, 正态分布假设完全不适合波动风险计算, 而 GED 假设的适用范围比 t 分布略为广泛一些。文献[23-24]在研究电价的波动建模时分别假设其服从 t 分布和加权高斯分布。

在对电价波动的研究过程中, 学者们发现由于电力商品的特殊性, 电价的波动还存在一定的特有性质, 如电价波动的不对称、电价偶然的极值跳跃等, 这些对电价波动的预测带来了很大的影响, 学者们分别对这些性质做了处理:

(1) 电价波动的“杠杆效应”。文献[25]在研究电价的性质时发现电价的波动存在一定的“反杠杆效应”, 即电价的波动在电价正的变化时比负的变化时要大, 所以他建议在对电价的波动建模时应该考虑用 EGARCH 模型来处理这种杠杆现象, 他们运用加利福尼亚电力市场的数据实证研究证明了这一结论。文献[26]也认为 EGARCH 模型能很好的捕捉到电价波动的不对称性。文献[27]则在对美国 5 个不同市场数据研究中也发现了电价波动的不对称性和季节性等特征, 通过建立一个门限模型 (TGARCH) 来处理这种杠杆效应, 在波动模型中还加入了季节性的变量。文献[28]在对澳大利亚五个电力市场电价的波动进行研究时指出, 电价波动在需求较大时波动较大, 而在需求较小时波动较小, 表现出较强的不对称性, 同时波动随需求有较大的周期性, 研究中作者用 GARCH、基于 t 分布的 APGARCHS 和基于偏 t 分布 APGARCH 等模型对电价波动过程的模拟进行了比较研究, 认为基于偏 t 分的 APGARCH 模型模拟澳大利亚的电价波动最为合适。文献[29]比较分析了 GARCH、EGARCH、APARCH 和 CGARCH 模型对波动预测的效果, 认为 APARCH 模型在对电价的波动短期预测的效果要优于其他三个模型。

文献[30]在研究美国中西部电价的变化时也发现了电价波动的“杠杆效应”, 他们则运用了 EGARCH-M 模型处理电价波动的“杠杆效应”。文献[31]对十个不同的 GARCH 模型进行比较研究, 其结果显示在均值回归方程中加入波动影响的 ARMA-GARCH-M 模型能够一定程度上解决波动的“杠杆效应”, 在预测波动时的表现要优于其他模型。

(2) 电价波动的“极值跳跃”。电价有时可能会出现一些极大的正负偏离, 对于这种极大的正负偏离已经不属于“正常”的波动, 一般称为极值跳跃, 对于这种偶然出现的极值跳跃, ARCH 族模型无法

准确地捕捉到, 所以在描述电价的波动时还需一个程序对极值跳跃进行描述。文献[32]运用马尔科夫转化模型来描述电价的跳跃, 在这个新的模型中没有 GARCH 过程, 只是假设其残差服从标准正态分布, 而把电价的运动分为“正常”动态、突然增加、恢复正常三个过程, 两个过程之间的转换用一个概率函数来表现, 此模型能够捕捉到电价的跳跃特性和解释电价的高波动性质。文献[33]在预测电价的 GARCH 模型中融入了描述电价跳跃的因素, 他们运用了高斯分布来刻画电价跳跃, 与没加入跳跃部分的模型相比, 前者对波动的预测表现要好于后者。文献[34]从电力市场供给和需求的特点出发进一步分析了电价跳跃的动因, 在此基础上建立基于泊松跳跃分布的 GARCH-EARJ 模型。文献[35]则建立了一个聚焦于价格跳跃预测的 ACH 模型, 该模型的作用是可以较为准确捕捉到价格的极端跳跃。

(3) 影响电价波动的特定因素。一些学者在研究电价的波动时认为在电价的运动还受电力市场一些特定因素的影响, 这些因素对电价的波动有很好的解释作用, 所以模型中还应加入一些描述电力市场特有性质的外生变量。文献[36]认为把 GARCH 模型应用于电力市场时还要考虑电力市场的特有因素, 如容量充足度、必须运行率等都能影响电价的波动。因此, 作者引入了容量充足度和必须运行率两个外生变量建立了刻画电力市场价格波动的新 GARCH 模型, 该模型能够弥补常规方法的不足, 无论在静态预测还是在动态预测下都能保证较高的精度。文献[37]则把生产技术、市场力和输电阻塞等因素考虑到了电价的研究中, 建立了联合外生变量的 Reg-ARFIMA-GARCH 模型, 通过实证分析说明该模型表现较好。文献[38]考虑了电价条件均值和条件方差的因素加入异方差的回归中得到了一个新的 GARCH-SeaDFA 模型, 文章指出该模型在波动的短期、长期预测都表现得较好。

近年来很多学者把小波处理技术运用到了电价的分析中, 首先利用小波变化理论把电价原序列处理成概貌信号和细节信号, 对各个分别建模预测后加总得到总的预测^[39-43]。但小波分析对波动较大的情况的分析作用有限, 而电价在一天的某些时段波动是非常剧烈的, 这就导致了该思想在电价波动的分析中受到了一定的限制。对电价特有性质的处理在一定程度上优化了模型对电价运动的刻画, 但对电价的运动假设为一个假定的模型, 这将导致很大的模型风险。另外研究中把 ξ_t 人为地假设为各种分布, 这样的假设带有很大的主观性, 且不同分布假

设下计算结果相差较大,这就需要寻找另外的方法来处理电价的尾部特征。同时在现有用参数法直接计算 VaR 的文献中尚未融入对极值跳跃特征的描述。

2.2 实现波动

随着高频数据越来越容易可得,连续金融理论在金融领域得到快速发展,实现波动在测度股市日波动率中的良好表现引起了电力市场研究中的注意,很多学者试着将其应用于电力市场中。文献[44]认为 GARCH 模型在刻画电价波动的异方差效应时表现良好,但 GARCH 在模拟电价波动的跳跃特性方面却表现出无力,他们提出了“实现波动”估计的是日整体波动,而“幂波动”估计则是剔除了波动的跳跃部分,并用该理论把跳跃波动计算出来作为波动预测的变量,运用澳大利亚电力市场的数据实证证明其预测精度要好于单独用实现波动作为预测变量。最后作者把实现波动预测与 EGARCH 模型的波动预测精度做了比较,实现波动的预测效果比 EGARCH 模型的预测效果要好。

沿着文献[44]的思想,文献[45]估计了澳大利亚、加拿大、美国等 8 个电力市场的不同价格频率的“实现波动”,其结果显示澳大利亚电力市场和美国电力市场的波动较大,这可能是每个市场的电价频率不同造成的,同时还指出运用不同的“实现波动”和“幂波动”侦查的电价波动跳跃是不稳定的,作者认为这种现象可能是电价的反转引起的序列负相关和日内电价的跳跃次数不只一次造成的,而调整幂波动的滞后步数可以克服其序列负相关。文献[46-47]研究了电能交易量、杠杆效应和周期性等对实现波动的影响,对使用标准的“实现波动”技术和传统基于 GARCH 的方法预测将来波动的表现进行了比较,得出前者比后者表现的得好的结论。更进一步,如果加入电能交易量、杠杆效应和周期性等外生变量的影响,“实现波动”技术的预测能力提高得更为明显。

隐含波动率的概念在金融领域得到了广泛的认同,通过金融衍生品的期权价值运算得到,大量的文献对运用历史“实现波动”和隐含波动率对将来波动进行预测做了比较,一般认为隐含波动率对将来波动有较好的解释能力。文献[48]把该概念引入到电价的波动预测中,因为在电力市场中很少有电力期权交易,所以他们在文章中利用短期电力期货价格计算的波动率代替了期权隐含波动率,然后把这个隐含波动率作为预测模型中的一个变量,指出由于基于期货的隐含波动率包含了市场参与者的竞价和电力市场结构等能影响将来电价波动的信息,

所以把它作为一个解释变量能提高对将来波动的预测精度。

然而,实现波动的概念来源于连续时间金融理论,而实践中电价的变化与金融市场并不一致。文献[49]用原油与天然气价格数据对其“实现波动”和实现相关进行了分析,在文章中指出,很多传统金融资产的固有特性在能源市场也是存在的,这些固有特性包括:(1)波动的长记忆性;(2)日实现方差和日回报率的非高斯分布。所以作者认为“实现波动”和实现相关在能源市场是可以接受的,并建议把该概念运用于其他能源数据加以检验。虽然上面的研究中普遍得出了“实现波动”技术在预测电价波动方面有很大的优势,但对该概念能否运用于电力市场的电价数据并没有说明。而电力商品与原油等商品还是存在很大的差异,所以对“实现波动”在电价波动预测中的运用还需谨慎对待。另外根据“实现波动”的概念来看,它只能计算日波动或者更大时间间隔的波动,而对于日内波动的计算和预测却受到了限制。

3 半参数法计算电力市场价格风险

参数法对电价序列厚尾偏锋等特征描述的乏力,导致了参数法在计算电力市场 VaR 时有较大的误差,学者纷纷寻找能够描述其尾部特征的方法,比如假设其尾部服从广义误差分布、t 分布和偏 t 分布等,但效果有限。半参数法则在尾部的处理上做出了贡献,在一定程度上解决了这个问题。半参数法是参数法和非参数法的结合:在预测电价的波动时仍然运用 GARCH 模型,但对模型中的 ξ_t 不做假设分布,而是运用非参数法来估计一定显著水平下的分位数。文献[50]对基于核估计的半参数法在电价研究中的运用做了研究,与参数法比较半参数法表现出显著的优势。非参数估计分位数的方法还有历史模拟法、蒙特卡洛法、极值理论等,但在电力市场 VaR 计算研究中,基于极值理论的半参数法运用较多。本节接下来重点讨论基于极值理论的非参数法。

文献[51]首先运用极值理论计算了加拿大电力市场的 VaR 值,通过与历史模拟法和传统的正态分布假设相比较,认为 EVT 有更好的精确度。文献[52]在 GARCH 模型中引入了极值理论的思想来预测将来电价,通过对比认为 EVT 方法在描述电价的极端变化比传统的时间序列模型表现要好,其对电价的预测更为准确。文献[53]则运用极值理论研究了电力市场 VaR 的计算,文中的模型与文献[54]中建立的 AR-EGARCH-EVT 模型相似,假定其厚尾服从广义帕累托分布(GDP),通过 POT 方法计算其 VaR

值。作者用五大国际能源市场的电价数据来对 AR-EGARCH-EVT、HS、AR-HS、AR-ConVar、AR-EGARCH-N、AR-EGARCH-t 等模型计算 VaR 进行了比较分析,得出新模型对 VAR 的计算有更高精度的结论。文献[54]使用加拿大电力市场的数据研究了基于 GDP 分布极值理论对 VaR 的计算,得出了该方法比常规时间序列方法和历史模拟法计算 VaR 更精确的结论。文献[55]通过建立 EGARCH-EVT-CVaR 对电力拍卖市场的风险进行分析时也认为 EVT 方法与传统的时间模型相比能更好地描述价格的极端变化,更适合于描述电价的厚尾特性。文献[56]在运用极值理论计算电力市场 VaR 值时,把尾部帕累托分布的参数看成随机变量,并结合和贝叶斯估计的思想,这样就可以根据能观察的数据对 VaR 值进行调整,以达到风险管理的目的。文献[57]在对电价的特性进行归纳总结的基础上,对极值理论在电力市场中运用给予了肯定,并在该文章中对 EVT 在电力市场风险管理中的运用做了全面的概括。

极值理论能很好地描述分位数的尾部特征,能较为准确地捕着到价格的极端变化,与传统金融时间序列结合显著地提高了电力市场 VaR 计算的精度。但应用极值理论需要较大量的历史数据,这是它相对于参数法的一个缺陷。极值理论在估计尾部分布时阈值的决定至关重要,如果阈值过高,则超过阈值的数据较少,参数估计值的方差较大;如果阈值较低则会使估计出现较大的偏差,降低了 VaR 的计算精度。

4 结论

电力工业的市场化改革使电力商品能够在能源市场自由买卖,给了广大投资者参与电力投资的机会,但电价的高波动性也给市场参与者带来了巨大的风险。电力市场的风险管理的重要性不言而喻,其中电力市场风险度量尤其重要。本文对电力市场 VaR 计算及其相关的电价波动建模的文献进行了总结评述。

现有的研究中,电力市场 VaR 的计算方法主要有非参数法、参数法和半参数法。非参数不需要对电价序列做分布假设,也不需要估计模型参数,不存在模型风险,能够很好地处理非线性问题。但非参数法有的要求的历史数据较多,有的则计算成本较大。

参数法首先需要对电价运动过程假设一个模型,这导致了参数法最大的缺点就是比较大的模型风险。同时参数法在计算 VaR 时,传统金融理论通

常假设其厚尾服从一个已知的分布,这样的假设带有很大的主观性,不同的假设条件下其计算结果往往差距较大,而且电价的周期波动、杠杆效应和厚尾尖峰等特已经性颠覆了传统金融理论的假设条件,单独的参数法无法准确地描述电价的尾部特征。同时在现有用参数法直接计算 VaR 的文献中尚未融入对极值跳跃特征的描述,将波动建模中描述极值跳跃的模型引进计算 VaR 的模型中是否能够进一步提高计算的精度将是一个值得研究的课题。而对于“实现波动”的概念能否运用于电价序列波动的预产也应该进行更为深入的研究。

半参数法结合了非参数法和参数法的优点,它无需假设残差为一种分布,而是通过非参数法来估计一定显著水平下的分位数。半参数法能够很好地描述电价的尾部特征,改进了 VaR 的计算精度。但半参数法也继承了非参数法和参数法的一些缺点(如仍然存在一定的模型风险),其阈值的确定也更进一步的研究。

参考文献

- [1] Inge Simonsen. Volatility of power markets[J]. *Physica A*, 2005, 355(1): 10-20.
- [2] 宋艺航, 谭忠富, 于超, 等. 需求侧峰谷分时电价对供电公司购售电风险影响分析模型[J]. *电工技术学报*, 2010, 25(11): 183-190.
SONG Yi-hang, TAN Zhong-fu, YU Chao, et al. Analysis model on the impact of demand-side TOU electricity price on purchasing and selling risk for power supply company[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2010, 25(11): 183-190.
- [3] 王瑞庆, 李渝曾, 张少华. 考虑分布式发电和可中断负荷的配电公司购电组合策略研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2009, 37(22): 17-21.
WANG Rui-qing, LI Yu-zeng, ZHANG Shao-hua. Research on purchasing portfolio strategies of distribution companies with distributed generation and interruptible load[J]. *Power System Protection and Control*, 2009, 37(22): 17-21.
- [4] 亢娅丽, 张宗益, 郭兴磊. 基于 Copula 方法的电力市场组合风险分析[J]. *电力系统保护与控制*, 2012, 40(6): 50-56.
KANG Ya-li, ZHANG Zong-yi, GUO Xing-lei. Portfolio risk analysis in electricity market based on Copula approach[J]. *Power System Protection and Control*, 2012, 40(6): 50-56.

- [5] Liu M, Wu F F. A survey on risk management in electricity markets[C] // IEEE Power Engineering Society General Meeting, Montreal, Canada, 18-22 June.
- [6] 张少敏, 栗军, 王保义. 竞争电力市场下的电网公司经营风险综合评价模型[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(8): 70-74.
ZHANG Shao-min, LI Jun, WANG Bao-yi. Comprehensive evaluation model of grid corporation business risk under the competitive electricity market[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(8): 70-74.
- [7] 谢品杰, 谭忠富, 王绵斌, 等. 基于 CVaR 的供电公司现货市场购电优化决策模型[J]. 电工技术学报, 2009, 24(4): 187-192.
XIE Pin-jie, TAN Zhong-fu, WANG Mian-bin, et al. Spot market optimal decision-making model of purchase electricity for power-supplying company based on CVaR model[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2009, 24(4): 187-192.
- [8] 张宗益, 亢娅丽, 郭兴磊. 基于谱风险度量的大用户直购电组合模型分析[J]. 电工技术学报, 2013, 28(1): 266-272.
ZHANG Zong-yi, KANG Ya-li, GUO Xing-lei. Model analysis of large consumers' power purchase portfolio based on spectral measures of risk[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(1): 266-272.
- [9] Denton M, Palmer A, Masiello R. Managing market risk in energy[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2003, 18(2): 494-502.
- [10] Dahlgren R, Liu C C, Lawarree J. Risk assessment in the energy trading[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2003, 18(2): 503-511.
- [11] Mehdi Sadeghi, Saeed Shavvalpour. Energy risk management and value at risk modeling[J]. Energy Policy, 2006, 34(18): 3367-3373.
- [12] 周浩, 张富强. 采用 VaR 历史模拟方法计算电力市场短期金融风险[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(2): 14-18.
ZHOU Hao, ZHANG Fu-qiang. Calculation of short-term financial risk in electricity market by VaR historical simulation method[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(2): 14-18.
- [13] 周浩, 康建伟, 陈建华, 等. 蒙特卡洛方法在电力市场短期金融市场评估中的应用[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.
- [14] 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.
ZHOU Hao, KANG Jian-wei, HAN Zhen-xiang, et al. Reduction and reconstruction of power system practical dynamic security region[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(23): 6-10.
- [15] 张新华, 王胜锋, 郭晓丽. 基于蒙特卡洛模拟的电力市场风险评估研究[J]. 继电器, 2007, 35(18): 30-33.
ZHANG Xin-hua, WANG Sheng-feng, GUO Xiao-li. Research on evaluating risk of power market based on Monte Carlo simulation[J]. Relay, 2007, 35(18): 30-33.
- [16] 崔和瑞, 杨丽, 郭甜. 基于分形理论的改进改进短期电价预测模型[J]. 电网技术, 2008, 32(20): 206-208.
CUI He-rui, YANG Li, GUO Tian. Improved short-term electricity price forecasting model based on fractal theory[J]. Power System Technology, 2008, 32(20): 206-208.
- [17] 刘伟佳, 尚金成, 周文玮, 等. 基于多重分形理论的电力市场风险价值评估[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(15): 1-7.
LIU Wei-jia, SHANG Jin-cheng, ZHOU Wen-wei, et al. Evaluation of value-at-risk in electricity markets based on the multifractal theory[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(15): 1-7.
- [18] González J J, Basagoiti P. Spanish power exchange and information system design concepts, and operating experience[C] // Proc of the 21st Power Industry Computer Applications International Conference, PICA'99, Santa Clara, USA, May 1999.
- [19] Albuyeh F, Alaywan Z. Implementation of the California independent system operator[C] // Proc of the 21st Power Industry Computer Applications International Conference, PICA'99, Santa Clara, USA, May 1999.
- [20] Solibakke P B. Efficiently estimated mean and volatility characteristics for the Nordic spot electric power market[J]. International Journal of Business, 2002, 7(2): 1083-4346.
- [21] Garcia R C, Contreras J, van Akkeren M. A GARCH forecasting model to predict day-ahead electricity

- prices[J]. IEEE Power Systems Journal, 2003, 20(2): 867-874.
- [22] 余帆, 沈炯, 刘西陲. 基于不同分布假设条件的自回归条件异方差族模型在评估日前电力市场风险价值中的应用比较[J]. 电网技术, 2008, 32(17): 23-28.
YU Fan, SHEN Jiong, LIU Xi-chui. Comparative research on application of autoregressive conditional heteroskedasticity family model based on distributional assumption conditions in evaluation of risk at value of day-ahead electricity market[J]. Power System Technology, 2008, 32(17): 23-28.
- [23] 刘西陲, 沈炯, 李益国. 基于加权双高斯分布的广义自回归条件异方差边际电价预测模型[J]. 电网技术, 2010, 34(1): 139-144.
LIU Xi-chui, SHEN Jiong, LI Yi-guo. A generalized auto-regressive conditional heteroskedasticity model for system marginal price forecasting based on weighted double Gaussian distribution[J]. Power System Technology, 2010, 34(1): 139-144.
- [24] 王瑞庆, 王宏福. 基于 t 分布 GARCH 模型的电价波动时变性研究[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(23): 49-53.
WANG Rui-qing, WANG Hong-fu. Investigation on time-varying volatility of electricity price based on GARCH model with student-t distribution[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(23): 49-53.
- [25] Knittel C R, Roberts M R. An empirical examination of restructured electricity prices[J]. Energy Economics, 2005, 27(5): 791-817.
- [26] Zhang J, Tan Z. Day-ahead electricity price forecasting using WT, CLSSVM and EGARCH model[J]. Electrical Power and Energy Systems, 2013, 45(1): 362-368.
- [27] Hadsell L, Marathe A, Shawky H A. Estimating the volatility of wholesale electricity spot prices in the US[J]. The Energy Journal, 2004, 25(4): 23-40.
- [28] Higgs H, Worthington A C. Systematic features of high-frequency volatility in Australian electricity markets: intraday patterns, information arrival and calendar effects[J]. The Energy Journal, 2005, 26(4): 23-41.
- [29] Hickey E, Loomis D G, Mohammadi H. Forecasting hourly electricity prices using ARMAX-GARCH models: an application to MISO hubs[J]. Energy Economics, 2012, 34(1): 307-315.
- [30] Bowden N, Payne J E. Short term forecasting of electricity prices for MISO hubs: evidence from ARIMA-EGARCH models[J]. Energy Economics, 2008, 30(6): 3186-3197.
- [31] Liu H, Shi J. Applying ARMA-GARCH approaches to forecasting short-term electricity prices[J]. Energy Economics, 2013, 37: 152-166.
- [32] Higgs H, Worthington A. Stochastic price modelling of high volatility, mean reverting spike-prone commodities[J]. Energy Economics, 2008, 30(6): 3172-3185.
- [33] Escribano A, Pena J, Villaplana P. Modelling electricity prices: international evidence[J]. Oxford Bulletin of Economics and Statistics, 2011, 73(5): 622-650.
- [34] Hellström J, Lundgren J, Yu H. Why do electricity prices jump? Empirical evidence from the Nordic electricity market[J]. Energy Economics, 2012, 34(6): 1774-1781.
- [35] Christensen T M, Hurnb A S, Lindsay K A. Forecasting pikes in electricity prices[J]. International Journal of Forecasting, 2012, 28(2): 400-411.
- [36] 黄仁辉, 张集, 张粒子, 等. 整合 GARCH 和 VAR 的电力市场价格风险预警模型[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(19): 85-91.
HUANG Ren-hui, ZHANG Ji, ZHANG Li-zi, et al. Price risk forewarning of electricity market based on GARCH and VaR theory[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(19): 85-91.
- [37] Gianfreda A, Grossi L. Forecasting Italian electricity zonal prices with exogenous variables[J]. Energy Economics, 2012, 34(16): 2228-2239.
- [38] Martos C G, Rodríguez J, Sánchez M J. Forecasting electricity prices and their volatilities using unobserved components[J]. Energy Economics, 2011, 33(6): 1227-1239.
- [39] Schlueter S. A long-term/short-term model for daily electricity prices with dynamic volatility[J]. Energy Economics, 2010, 32(5): 1074-1081.
- [40] Tan Z, Zhang J, Wangb J, et al. Day-ahead electricity price forecasting using wavelet transform combined with ARIMA and GARCH models[J]. Applied Energy, 2010, 87(11): 3606-3610.
- [41] 刘达, 王尔康, 牛东晓. 小波分析和考虑外生变量的广义自回归条件异方差模型在电价预测中的应用[J]. 电网技术, 2009, 33(18): 99-104.
LIU Da, WANG Er-kang, NIU Dong-xiao. Application of

- wavelet analysis and generalized autoregressive conditional heteroscedastic model considering exogenous variables in electricity price forecast[J]. *Power System Technology*, 2009, 33(18): 99-104.
- [42] 谭忠富, 张金良. 利用多因素小波变换和多变量时间序列模型的日前电价预测[J]. *中国电机工程学报*, 2010, 30(1): 103-110.
TAN Zhong-fu, ZHANG Jin-liang. Day-ahead electricity price forecasting based on multi-factor wavelet analysis and multivariate time series models[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2010, 30(1): 103-110.
- [43] 邓佳佳, 黄元生, 宋高峰. 基于非参数 GARCH 的时间序列模型在日前电价预测中的应用[J]. *电网技术*, 2012, 36(4): 190-196.
DENG Jia-jia, HUANG Yuan-sheng, SONG Gao-feng. Day-ahead electricity price forecasting using time series model based on nonparametric generalized autoregressive conditional heteroskedasticity[J]. *Power System Technology*, 2012, 36(4): 190-196.
- [44] Chan K F, Gray P, Campen B. A new approach to characterizing and forecasting electricity price volatility[J]. *International Journal of Forecasting*, 2008, 24(4): 728-743.
- [45] Ullrich C J. Realized volatility and price spikes in electricity markets: the importance of observation frequency[J]. *Energy Economics*, 2012, 34(6): 1809-1818.
- [46] Haugom E, Westgaard S, Solibakke P B, et al. Realized volatility and the influence of market measures on predictability: analysis of Nord Pool forward electricity data[J]. *Energy Economics*, 2011, 33(6): 1206-1215.
- [47] Haugom E, Westgaard S, Solibakke P B, et al. Modelling day-ahead Nord Pool forward-price volatility: realized volatility versus GARCH models[J]. *International Research Journal of Finance and Economics*, 2011(67): 1450-2887.
- [48] Haugom E, Ullrich C J. Forecasting spot price volatility using the short-term forward curve[J]. *Energy Economics*, 2012, 34(6): 1826-1833.
- [49] Wang T, Wu J, Yang J. Realized volatility and correlation in energy futures markets[J]. *Journal of Futures Markets*, 2008, 28(10): 993-1011.
- [50] Weron R, Misiorek A. Forecasting spot electricity prices: a comparison of parametric and semiparametric time series models[J]. *International Journal of Forecasting*, 2008, 24(4): 744-763.
- [51] Walls W D, Zhang W. Using extreme theory to model electricity price risk with an application to the Alberta power market[J]. *Energy, Exploration & Exploitation*, 2005, 23(5): 375-403.
- [52] Hans, Bystrom N E. Extreme value theory and extremely large electricity price changes[J]. *International Review of Economics and Finance*, 2005, 14(1): 41-55.
- [53] Chan K F, Gray P. Using extreme value theory to measure value-at-risk for daily electricity spot prices[J]. *International Journal of Forecasting*, 2006, 22(2): 283-300.
- [54] Walls W D, Zhang W. Using extreme value theory to model electricity price risk with an application to the Alberta Power Market[J]. *Energy Exploration & Exploitation*, 2006, 23(5): 375-404.
- [55] Gong X, Luo X, Wu J. Electricity auction market risk analysis based on EGARCH-EVT-CVaR model[C] // *IEEE International Conference on Industrial Technology*, 2009: 1-5.
- [56] 汪青松. 基于极值理论和贝叶斯估计的电力市场风险价值 VaR 计算[D]. 重庆: 重庆大学, 2007.
WANG Qing-song. Calculation of value at risk in electricity market by extreme value theory and Bayes estimation[D]. Chongqing: Chongqing University, 2007.
- [57] Lehikoinen K. Extreme value theory in risk management for electricity market[D]. Helsinki: Helsinki University of Technology, 2007.

收稿日期: 2013-05-10; 修回日期: 2013-06-05

作者简介:

熊尚飞(1986-), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为电力市场风险管理; E-mail: xshfei@126.com

邹小燕(1979-), 女, 博士, 教授, 主要研究方向为电力市场竞价机制设计, 风险管理。