

整合 GARCH 和 VaR 的电力市场价格风险预警模型

黄仁辉¹, 张集², 张粒子¹, 李兆丽³

(1. 华北电力大学电气与电子工程学院, 北京市 昌平区 102206; 2. 华能国际电力股份有限公司, 北京市 西城区 100031; 3. 国家开发银行北京分行, 北京市 西城区 100031)

Price Risk Forewarning of Electricity Market Based on GARCH and VaR Theory

HUANG Ren-hui¹, ZHANG Ji², ZHANG Li-zi¹, LI Zhao-li³

(1. School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electrical Power University, Changping District, Beijing 102206, China; 2. Huaneng Power International Inc., Xicheng District, Beijing 100031, China; 3. State Development Bank Beijing Branch, Xicheng District, Beijing 100031, China)

ABSTRACT: It is complementary and inseparable to assess the present market situation and to forecast the development of the market operation. Price is the most direct market signal. The fluctuation of on-grid electricity price in market is of gathering effect and heteroscedasticity. So analysis methods of the financial area are introduced here. Based on generalized autoregressive conditional heteroscedasticity (GARCH) and value-at-risk (VaR) theory, the price risk-forecast model was established, which is taking capacity sufficient rate (CRS) and must-run rate (MRR) into account. The model had considered the actual market situation of supply and demand, the structure of generation market and the status of power generation merchant. The empirical analysis illustrates that this model could make up for the shortcomings of conventional methods. Whether static forecast or dynamic forecast, the model can guarantee higher precision. Under the guidance of this model, the electricity market operation and supervisory agencies are able to take timely countermeasures according to the price risk-forecast signal.

KEY WORDS: generalized autoregressive conditional heteroscedasticity; value at risk; risk forewarning; capacity sufficient rate; must-run rate

摘要: 对现有市场运行状况的评估警戒以及对未来一段时期市场发展的预警是相辅相成、不可分割的。价格是最直接的市场信号, 市场中上网电价的波动具有“聚集”效应和异方差特性, 该文引入金融领域的分析手段, 利用广义自回归条件异方差(generalized autoregressive conditional heteroscedasticity, GARCH)和风险价值(Value-at-Risk, VaR)理论建立了考虑容量充足度和必须运行率 2 个指标的价格风险预警模型, 既考虑到了真实的市场供需形势又考虑到了发电市场结构和发电商的地位。实证分析表明该模型弥补了常规方

法的不足, 无论是静态预测还是动态预测均可以保证较高精度, 在此模型指导下, 电力市场运营机构和监管机构可以根据价格风险预警信号及时采取相应对策。

关键词: 广义自回归条件异方差; 风险价值; 风险预警; 容量充足度; 必须运行率

0 引言

在电力系统中, 引入金融领域的分析手段来研究实用化的中长期和短期风险是电力市场风险研究的发展方向^[1]。目前国内对电力市场风险的研究成果按利益对象的角度可以分为 3 类: 1) 从电网公司利益的角度, 主要基于费用效益分析方法确定最优购电量分配和购电策略的研究^[2-7]; 2) 从发电商利益的角度, 分析发电商的经济利益和风险^[8-13]; 3) 从市场运营的角度, 研究电力市场的风险问题^[14-17], 而对电力市场风险预警的研究较少。监测和预警是科学决策的基础, 决策的风险越大, 监测预警的重要性越突出。电力市场的所有竞价结果最终要通过市场价格体现出来, 电价水平波动直接反映了市场风险。价格风险预警是电力市场风险管理的重要内容, 包括电价水平预测和电价波动风险^[18-19]衡量 2 部分内容, 电力市场运营机构和监管机构有必要根据市场信息对未来的电价水平及其波动风险做出预测及预警。

金融市场价格波动的易变性是产品定价的关键因素, 也是对市场风险度量的重要指标。实际上, 市场价格的变动会呈现异方差性, 即价格的大幅波动或小幅波动常常相继出现, 从而大幅波动聚集在某些时段, 而小幅波动聚集在另一些时段。电力市

场的大量数据显示,市场上网电价的变化一般也具有异方差性。电力价格波动这种聚集和异方差特性使得传统的电价预测模型难以有效、准确地描述价格的变动规律。

金融市场中通常采用价格波动水平的方差作为度量价格波动风险的指标^[20]。恩格尔在20世纪80年代开创性地提出了自回归条件异方差(autoressive conditional heteroscedasticity, ARCH)模型^[21],模型假设因变量波动的随机误差的方差在某一段时间内取决于以前发生的随机误差,从而一个较大的(或较小的)误差会跟随着一个较大的(或较小的)误差实现对价格波动易变性聚集的显著描述。GARCH过程是无限阶的ARCH过程^[22],利用GARCH模型,能在计算量不大时,更合适、更方便地描述高阶的ARCH过程,也符合计量经济学中建模所遵循的从一般到具体的原则,因而具有更大的适用性。实践中大多数金融数据序列的分布较正态分布而言,尾巴拖得更长,峰顶更尖,即具有厚尾巴特征,而GARCH模型有助于模拟这种现象。

借鉴这一思想,本文应用GARCH理论建立电力市场价格风险预测模型,在风险预警模型中考虑市场优势地位对价格的潜在风险价值影响,在风险预测的基础上结合风阶价值理论建立电力市场价格风险预警模型。模型中采用上网电价波动的方差作为价格风险的一项度量指标,定义为价格波动风险系数。

1 电力市场价格风险预警模型

1.1 模型变量选择

在 $A_{ARCH}(q)$ 模型的基础上加入条件方差 h_t 的一个时滞结构得到扩展模型—— $G_{GARCH}(p,q)$ 模型,其表现出一个缓慢衰减的 ε_t^2 自相关趋势。 $G_{GARCH}(p,q)$ 模型的条件均值方程与 $A_{ARCH}(q)$ 模型中的相同,方程形式如下:

$$y_t = E\{y_t | \mathbf{X}_t\} + \varepsilon_t \quad (1)$$

式中: y_t 为被解释变量; $\mathbf{X}_t$ 为对 y_t 有解释力的变量向量。式(1)是一个常见的常数项加上随机误差项的模型形式。

模型变量的选择是决定预测模型效果的最关键的环节。模型变量包括解释变量和被解释变量。设上网电价 P_t 为模型中的被解释变量。模型中的解释向量包括内生变量 P_t 的一系列滞后值 P_{t-i} ($i=1,2,\dots,n$),同时,也可以包含一些外生变量及其滞后值。以上所有的解释变量共同构成模型(1)中的解

释向量 $\mathbf{X}_t$ 。

文献[23]在电价预测中考虑了序列自相关,并把系统负荷作为外生变量,本文认为仅考虑系统负荷并不能完全体现出电价的变化趋势,这是因为负荷仅代表了供需关系中需求侧的一方,并不能代表整体的供需状况,也不能体现发电商个体对市场价格的影响。

为准确描述外在因素对市场价格的可能影响,考虑发电容量滞留^[24],引入容量充足度 I_{CSR} 和必须运行率 I_{mnr} ^[25-26]2个反映市场地位的指标作为外生变量。

1) 容量充足度指标。

考虑容量充足度的必要性:在同一负荷水平下,系统实际可用容量水平对市场价格的影响是不同的,发电机组正常检修、发电企业容量投标策略、新投产机组都会影响系统的可用容量,仅用系统负荷不能够反映出系统真实的供需状况;容量充足度指标既考虑到了系统负荷 D ,也考虑到了可用容量 Q_c ,因而更准确地从整体上反映出市场供需情况。

$$I_{CSR} = Q_c / D \quad (2)$$

图1为美国新英格兰电力市场1999年7月各时段容量充足度 I_{CSR} 与日前市场价格 P 对比关系,可看到容量充足度与市场价格有明显的负相关关系。

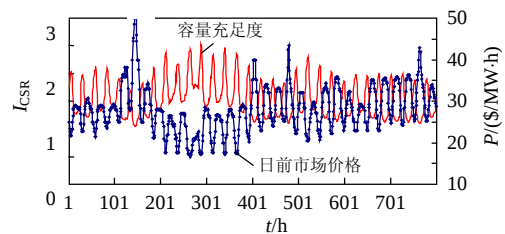


图1 容量充足度与日前市场价格的关系

Fig. 1 Relationship between CSR and day-ahead market price

2) 市场必须运行率指标。

考虑必须运行率的必要性:容量充足度从整体上反映了市场供需情况,但不能反映出发电商个体对市场价格的潜在影响,在相同的容量充足度下,供给由多个作为价格接受者的小发电商提供和由几个可以影响市场价格的寡头发电商提供对市场价格的影响也是大不相同的;市场必须运行率指标为各发电商必须运行率指标之和,反映了市场需求对市场中各发电商的依赖程度,当其值大于零时,表明市场对部分发电商产生了绝对的市场需求。市场必须运行率指标 I_{mnr} 的计算公式如下

$$I_{mnr} = \sum_{i=1}^n I_{mnr i} = \sum_{i=1}^n \max[0, (D - \sum_{j \neq i} Q_{c j}) / Q_c] \quad (3)$$

式中： $\sum_{j \neq i} Q_{cj}$ 为市场内除发电商 i 以外的其他发电商的总可用容量； Q_c 为市场内所有发电商的总可用容量。

图 2 为美国新英格兰电力市场 1999 年 7 月各时段必须运行率指标 I_{mrr} 与日前市场价格的对比关系，可以看出，此指标对市场价格尖峰具有很好的指示作用。

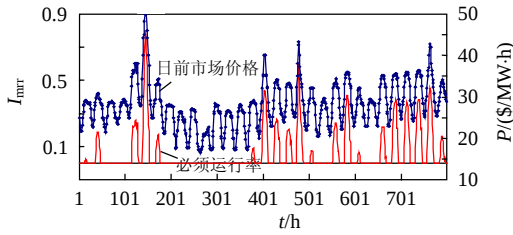


图 2 必须运行率与日前市场价格的关系

Fig. 2 Relationship between MRR and day-ahead market price

综上所述，除上网电价本身作为内生变量外，引入 2 个反映市场地位的指标作为外生变量可以更精确的描述电价变化规律，用容量充足度指标的变化指示电价的波动趋势，用必须运行率指标支撑价格尖峰。

除了引入预测当期的市场地位指标 (I_t^{csr} , I_t^{mrr}) 作为外生变量外，还可引入若干这些外生变量的滞后值 (I_{t-i}^{csr} , I_{t-i}^{mrr})。模型中解释向量及其滞后阶数的最终确定，还需要通过对被解释变量与各解释变量进行相关性检验。

1.2 市场价格均值方程的初步估计

利用自相关性检验以及偏相关性检验确定与被解释变量有较强相关性的解释变量，用最小二乘法得到上网电价的均值方程如下式：

$$P_t = c + \sum_{i=1}^m \alpha_i P_{t-i} + \sum_{i=0}^n \beta_i I_{t-i}^{csr} + \sum_{i=0}^l \gamma_i I_{t-i}^{mrr} + \varepsilon_t \quad (4)$$

式中： ε_t 为 t 时刻上网电价 P_t 的随机误差； α 为内生变量 P 的滞后环节的系数； β 为容量充足度指标及其滞后环节的系数； γ 为必须运行率指标及其滞后环节的系数； m 、 n 、 l 为经过 t 检验系数显著不为零的解释向量的个数。

1.3 市场价格的 GARCH 风险方程建模

依据 GARCH 建模理论建立上网电价波动的条件异方差方程为

$$R_t = \phi_0 + \sum_{i=1}^q \phi_i \varepsilon_{t-i}^2 + \sum_{j=1}^p \phi_j R_{t-j} \quad (5)$$

式中： R_t 为上网电价波动的条件异方差，是上网电

价残差平方和滞后条件方差的线性函数； $\phi_0 > 0$ ， ϕ_i 为上网电价残差平方的系数，且 $\phi_i \geq 0$ ， $i=1, \dots, q$ ； ε_{t-i} 为上网电价残差； ϕ_j 为滞后条件方差的系数，且 $\phi_j \geq 0$ ， $j=1, \dots, p$ 。借鉴金融风险分析理论，定义 R_t 为电价波动风险系数，用来表征电力市场价格波动风险。

根据 ARCH 族理论，采用拉格朗日乘子 (Lagrange multiplier, LM) 检验法，通过市场价格均值方程中的随机误差项 ε_t 的 ARCH 效应检验，对市场价格风险的 $G_{GARCH}(p, q)$ 模型进行不断改进，直到改进后的均值方程的随机误差项 ε_t 不存在 ARCH 效应。因此，上网电价均值方程 (4) 和上网电价波动的异方差方程 (5) (即电价波动风险系数方程) 共同构成了上网电价风险分析模型，可以对价格风险系数 R_t 进行预测评估。

在对市场价格水平及价格风险系数进行预测时，可以采用动态预测 (dynamic forecast) 和静态预测 (static forecast) 2 种方法。假设预测周期内有 n 个时段 $\{1, 2, \dots, m-1, m, m+1, \dots, n\}$ 。所谓动态预测是指第 m 个预测值是基于历史数据及 1 至 $m-1$ 时段的预测值计算得到的；静态预测是指第 m 个预测值是基于历史数据及 1 至 $m-1$ 时段的真实值计算得到的。显然静态预测的精度会高于动态预测，但电力市场中更多的要对未来某一段时间 (包括多个时间点) 的价格走势做出预测，因而动态预测更有实际意义。

1.4 基于 VaR 的市场价格风险预警

计算出市场潜在价格风险水平 R_t 后，再根据其大小进行不同级别的风险预警，借鉴 VaR 理论来确定风险预警警戒线。

VaR 方法是由 JP Morgan 公司率先提出的，是一种用于度量和市场风险的有力工具^[27]。VaR 的确切定义是：在正常的市场条件和一定置信水平下，某一特定的资产组合在未来特定一段时间内的最大可能损失^[27-28]。本文定义电力市场价格风险的表达式为：

$$P_r(R_t > V_{ar} | \Omega_{t-1}) = 1 - \alpha \quad (6)$$

式中： P_r 表示概率统计值， R_t 为 GARCH 模型得到的价格波动风险系数； V_{ar} 为置信度水平为 α 下的风险价值； Ω_{t-1} 为之前所有信息的集合。该式表示在 Δt 内市场价格风险大于 V_{ar} 的概率为 $1 - \alpha$ ，或者说 Δt 内市场价格风险不大于 V_{ar} 的概率为 α 。基于 VaR 可制定不同置信度水平下的风险价值作为价格风险预警的警戒线：

$$\begin{cases} P_r(R_t > V_{aRred}) = 1 - 95\% \\ P_r(R_t > V_{aRorange}) = 1 - 90\% \\ P_r(R_t > V_{aRyellow}) = 1 - 85\% \\ P_r(R_t > V_{aRblue}) = 1 - 80\% \end{cases} \quad (7)$$

式中 V_{aR} 为电价风险系数警戒线值,当预测 $R_t < V_{aR}$ 时警戒色为绿色。

利用 V_{aR} 历史模拟法^[6,26],考察历史某一段周期内观测到的价格风险系数 R ,画出其概率分布曲线,可以得到不同置信度水平下的 V_{aR} (例如有100个观测样本,置信度95%下的风险价值 V_{aR} 对应为降序排列的第6个价格风险系数 $R^{[29]}$),可以作为价格风险预警不同警戒级别的警戒线。

如图3所示,对应市场地位警戒级别的设定方法,当价格风险水平 R_t 超出阈值时做出5级预警{红,橙,黄,蓝,绿},并根据价格风险预案及时做出反应。

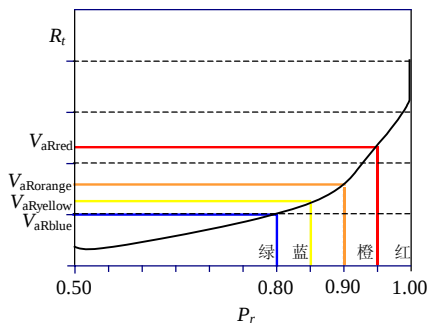


图3 警戒线划分

Fig. 3 Classification of warning line

1.5 电力市场价格风险预警流程

本文提出的电力市场价格风险预警建模包括基于GARCH的价格风险预测建模和基于VaR的价格风险预警建模2部分内容,具体流程图如图4所示。

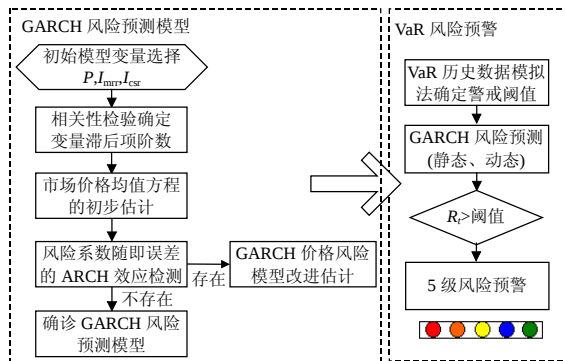


图4 价格风险预警建模流程图

Fig. 4 Modeling flowchart of price risk forewarning

2 实例分析

本文采用EViews软件来验证考虑市场地位指

标的GARCH价格风险预测模型的有效性。由于我国电力市场竞价刚起步,竞价数据还有待积累,所以本算例采用美国新英格兰市场(New England)1999年7月的历史市场数据,采样点共744个时段,用前480个时段建立GARCH预测模型,对第481~744时段的价格风险进行预测,并对是否考虑市场地位指标2种情况的预测结果进行对比分析。

不考虑市场地位指标,仅考虑被解释变量市场价格 P 的自回归,经过相关性检验、LM检验,建立的市场价格水平和价格风险系数的 $G_{GARCH}(1,1)$ 模型如下,模型系数估计结果如表1所示。

$$P_t = 3.37214 + 1.005994P_{t-1} - 0.116484P_{t-3} + 0.086011P_{t-21} - 0.176632P_{t-22} + 0.255531P_{t-23} - 0.134375P_{t-25} + 0.049592P_{t-58} - 0.074649P_{t-61} + 0.054899P_{t-67} - 0.0868P_{t-73} + \sum_{i \in A} \alpha_i P_{t-i} + \varepsilon_t \quad (8)$$

$$R_t = 0.077278 + 0.247009\varepsilon_{t-1}^2 + 0.677309R_{t-1} \quad (9)$$

表1 模型系数估计结果

Tab. 1 Model coefficient estimates

α_{75}	α_{79}	α_{96}	α_{97}	α_{106}
0.061977	-0.02747	0.137502	-0.10149	-0.07149
α_{108}	α_{112}	α_{120}	α_{122}	α_{123}
0.083555	-0.06434	0.068294	-0.22028	0.124507
α_{131}	α_{132}	α_{144}	α_{146}	α_{147}
0.084338	-0.07483	0.156281	-0.25244	0.193219
α_{148}	α_{153}	α_{155}		
-0.06607	-0.04429	0.017692		

在预测模型中引入 I_{csr} 和 I_{mtr} 2个市场地位指标,经过GARCH改进估计后,建立了考虑市场地位指标的市场价格水平和价格风险系数的 $G_{GARCH}(2,1)$ 模型,如式(10)和式(11)

$$P_t = 14.42259 + 0.62501P_{t-1} - 0.02705P_{t-22} + 0.077676P_{t-23} + 0.012372P_{t-61} - 0.02229P_{t-75} + 0.020095P_{t-79} + 0.093095P_{t-96} - 0.054496P_{t-97} - 0.070685P_{t-106} - 0.061082P_{t-120} + 0.069805P_{t-131} + 0.020215P_{t-144} - 0.131758P_{t-146} + 0.181701P_{t-147} - 0.048986P_{t-120} - 0.024976P_{t-153} + 15.15832I_t^{mtr} - 8.802876I_{t-1}^{mtr} - 9.675578I_t^{csr} + 5.05025I_{t-1}^{csr} + 1.054881I_{t-24}^{csr} + \varepsilon_t \quad (10)$$

$$R_t = 0.089927 + 1.202268\varepsilon_{t-1}^2 + 0.03605R_{t-1} + 0.118938R_{t-2} \quad (11)$$

采用静态预测方法时,考虑市场地位指标和考虑市场地位指标2种方法建立的GARCH模型对市场价格波动均有较好的预测效果,图5可看出考虑市场地位指标建立的 $G_{GARCH}(2,1)$ 模型得到的静

态预测值与真实值的比较效果；从表 2 可以看到预测曲线与真实价格波动曲线间的误差很小。

在电力市场中，需提前 1 天对第 2 天全天 24 个时段的电价走势及其风险做出预测，这种情况下需要采用动态预测方法。图 6 为考虑市场地位指标和不考虑市场地位指标 2 种方法对第 481~744 时段预测电价水平与市场真实电价水平的比较图。由图 6 可知在动态预测时，不考虑市场地位指标的 GARCH 模型预测误差较大，虽能描述价格波动趋势，但对价格尖峰的支撑力度明显不够；而考虑市场地位指标的 GARCH 模型能够以较小的误差对未来电价走势做出较精确的描述。

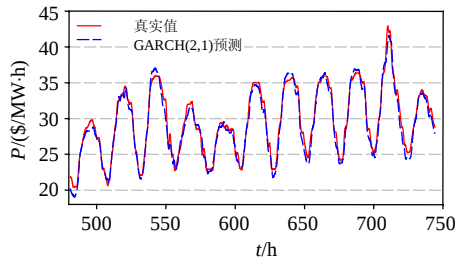


图 5 考虑市场地位指标的 GARCH 模型静态预测值与真实值比较

Fig. 5 Comparison of static forecast by GARCH model with market power index and real price

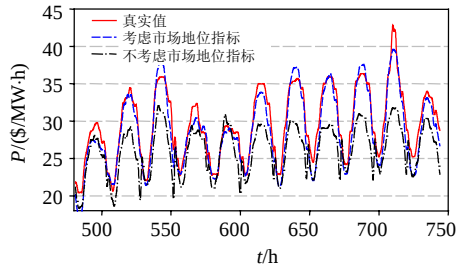


图 6 考虑市场地位指标与不考虑市场地位指标的动态预测结果比较

Fig. 6 Comparison of dynamic forecast results by the model with market power index and the model without market power index

表 2 给出了 2 种预测模型在静态预测和动态预测时的误差比较情况。由表 2 可知，无论采取静态预测还是动态预测方法，模型 2 的预测精度均好于模型 1，特别是在动态预测条件下模型 1 可能产生较大误差，而模型 2 由于考虑到了市场整体供需形势及发电商个体的市场地位对价格的影响，依然可以保持较高的预测精度。表 2 中： R_{MSE} 为均方根误差； M_{AE} 为平均绝对误差； M_{APE} 为平均绝对百分误差，计算公式如下（ $\hat{y}_i$ 为预测值， y_i 为真实值）：

$$R_{MSE} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - y_i)^2} \quad (12)$$

$$M_{AE} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |\hat{y}_i - y_i| \quad (13)$$

$$M_{APE} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{\hat{y}_i - y_i}{y_i} \times 100 \right| \quad (14)$$

表 2 2 种模型预测的误差比较

Tab. 2 Error comparison between two models

误差指标		模型 1	模型 2
		不考虑市场地位指标	考虑市场地位指标
静态预测	R_{MSE}	0.962 155	0.837 411
	M_{AE}	0.777 538	0.678 089
	M_{APE}	2.635 809	2.345 82
动态预测	R_{MSE}	5.004 201	1.721 018
	M_{AE}	4.613 021	1.410 411
	M_{APE}	15.507 5	4.900 769

图 7 和图 8 分别为利用本文提出的考虑市场地位指标的市场价格风险预测模型得到的价格风险系数 R_t 的波动情况以及价格风险系数 R_t 取值的概率分布，在此基础上可进一步进行基于 VaR 的价格风险多级预警。

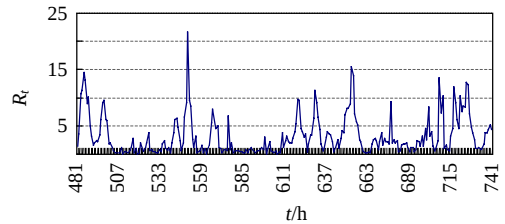


图 7 模型 2 在动态预测条件下的 R_t 分布图

Fig. 7 Plot of R_t with model 2 under dynamic forecast

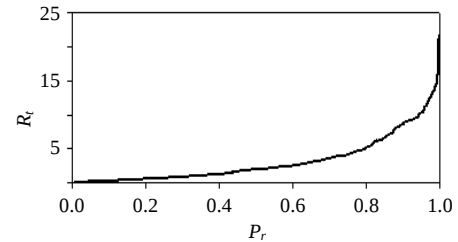


图 8 模型 2 在动态预测条件下 R_t 的概率统计

Fig. 8 Probability of R_t with model 2 under dynamic forecast

3 结论

本文引入金融分析工具，综合运用 GARCH 和 VaR 理论建立电力市场价格风险预警模型，实例分析结果表明，考虑容量充足度和必须运行率 2 个指标的市场价格风险预警模型，弥补了常规方法的不足，无论是静态预测还是动态预测均可以保证较高精度，电力市场运营机构和监管机构可以在此模型指导下，提前建立的价格风险应对预案，根据价格风险预警信号及时采取相应对策。根据国际上的经验和教训，在发电侧市场建设和运营的初期，一些

发电商往往会利用他们所拥有的市场优势地位来左右市场^[30-35], 因此, 在电力市场营运初期, 这样一套反映市场地位的实时警戒和价格预警机制, 除了能够对市场结构、模式、规则的不断完善提供一定的指导和依据之外, 对电网运营者、市场调度者、市场监管者进行评价、决策、监管均具有一定的参考价值。

参考文献

- [1] 康重庆, 夏清, 胡左浩, 等. 电力市场中预测问题的新内涵[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(18): 1-6.
Kang Chongqing, Xia Qing, Hu Zuohao, et al. New connotation of forecasting issues in electricity market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(18): 1-6(in Chinese).
- [2] 杨莉, 包松, 吕洪炳, 等. 电力市场购买方风险与发电商必发容量[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(21): 1-5.
Yang Li, Bao Song, Lü Hongbing, et al. Utility company risk management and generator must run capacity[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(21): 1-5(in Chinese).
- [3] 周明, 聂艳丽, 李庚银, 等. 电力市场下长期购电方案及风险评估[J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(6): 116-121.
Zhou Ming, Nie Yanli, Li Gengyin, et al. Long-term electricity purchasing scheme and risk assessment in power markets[J]. Proceedings of the CSEE, 2006, 26(6): 116-121(in Chinese).
- [4] 王剑辉. 电力市场中购电风险模型分析[J]. 电网技术, 2005, 29(9): 46-49.
Wang Jianhui. Analysis on risk model of power purchasing in electricity markets[J]. Power System Technology, 2005, 29(9): 46-49(in Chinese).
- [5] 郭金, 江伟, 谭忠富. 风险条件下供电公司最优购电问题研究[J]. 电网技术, 2004, 28(11): 18-22.
Guo Jin, Jiang Wei, Tan Zhongfu. Research on optimized power purchasing of power suppliers under risk condition[J]. Power System Technology, 2004, 28(11): 18-22(in Chinese).
- [6] 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(3): 14-18.
Zhou Hao, Zhang Fuqiang. Calculation of short-term financial risk in electricity market by VaR historical simulation Method[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(3): 14-18(in Chinese).
- [7] 刘亚安, 管晓宏. 考虑风险因素的两市场购电优化分配问题[J]. 电力系统自动化, 2002, 26(5): 41-45.
Liu Ya'an, Guan Xiaohong. Optimization of purchase allocation in dual electric power markets with risk management[J]. Automation of Electric Power Systems, 2002, 26(5): 41-45(in Chinese).
- [8] 曾次玲, 张步涵, 谢培元. 基于风险管理在开放的能量市场和备用市场间优化分配发电容量[J]. 电网技术, 2004, 28(13): 70-74.
Zeng Ciling, Zhang Buhan, Xie Peiyuan. Risk management based optimal allocation of generation capacity between open access energy market and reserve market[J]. Power System Technology, 2004, 28(13): 70-74(in Chinese).
- [9] 王壬, 尚金成, 冯旸, 等. 基于 CVaR 风险计量指标的发电商投标组合策略及模型[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(14): 5-9.
Wang Ren, Shang Jincheng, Feng Yang, et al. Combined bidding strategy and model for power suppliers based on CVaR risk measurement techniques[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(14): 5-9(in Chinese).
- [10] 康重庆, 白利超, 夏清, 等. 电力市场中发电商的风险决策[J]. 中国电机工程学报, 2004, 24(8): 1-6.
Kang Chongqing, Bai Lichao, Xia Qing, et al. Risk decision-making of generators in electricity market[J]. Proceedings of the CSEE, 2004, 24(8): 1-6(in Chinese).
- [11] Ni E N, Luh P B. Optimal integrated generation bidding and scheduling with risk management under a deregulated daily power market[C]. Proceedings of IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, New York, 2002.
- [12] 张显, 王锡凡, 王秀丽, 等. 水电厂电量不确定性风险的管理[J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(2): 93-100.
Zhang Xian, Wang Xifan, Wang Xiuli, et al. Electric energy uncertainty risk management of hydropower generators[J]. Proceedings of the CSEE, 2006, 26(2): 93-100(in Chinese).
- [13] 周辉, 侯鹤, 吴耀武, 等. 现货市场中考虑系统运行约束的发电投资风险估计[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(13): 99-105.
Zhou Hui, Hou Yunhe, Wu Yaowu, et al. Risk assessment of generation investment in spot market considering operation constraints[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(13): 99-105(in Chinese).
- [14] 王思宁, 张小琴, 郭铁锋. 电力市场的整合风险分析[J]. 郑州航空工业管理学院学报: 社会科学版, 2006, 26(1): 182-183.
Wang Sining, Zhang Xiaoqin, Guo Tiejing. Integrated risk analysis in power market[J]. Journal of Zhengzhou Institute of Aeronautical Industry Management: Social Science Edition, 2006, 26(1): 182-183(in Chinese).
- [15] 周浩, 陈建华. 电力市场的金融风险与防范对策[J]. 电力技术经济, 2003(2): 10-14.
Zhou Hao, Chen Jianhua. Financial risks and counter measures of the electricity market[J]. Electric Power Technical and Economic, 2003(2): 10-14(in Chinese).
- [16] Bjorgan R, Liu Chenching, Lawarree J. Financial risk management in a competitive electricity market[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1999, 14(4): 1285-1291.
- [17] Jun Yu, Sharon, Wang Xuanyuan. A study of ERCOT real-time energy market price[C]. Power Engineering Society General Meeting, Canada, 2006.
- [18] 程瑜, 张粒子. 基于 ARCH 模型的电价联动建模研究[J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(9): 126-130.
Cheng Yu, Zhang Lizi. Electricity tariff linkage modeling research based on ARCH[J]. Proceedings of the CSEE, 2006, 26(9): 126-130(in Chinese).
- [19] 周明, 严正, 倪以信, 等. 含误差预测校正的 ARIMA 电价预测新方法[J]. 中国电机工程学报, 2004, 24(12): 63-68.
Zhou Ming, Yan Zheng, Ni Yixin, et al. A novel arima approach on electricity price forecasting with the improvement of predicted error[J]. Proceedings of the CSEE, 2004, 24(12): 63-68(in Chinese).
- [20] 邹建军, 张宗益, 秦拯. GARCH 模型在计算我国股市风险价值中的应用研究[J]. 系统工程理论与实践, 2003(5): 20-25.
Zou Jianjun, Zhang Zongyi, Qin Zheng. The application of GARCH model in computing the VaR of Chinese stock market[J]. System Engineering Theory and Practice, 2003(5): 20-25(in Chinese).
- [21] Engle R F. Auto-regressive conditional heteroscedasticity with

- estimates of the variance of U.K. inflation [J]. *Econometrica*, 1982(50): 987-1008.
- [22] Bollerslev . Generalized autoregressive conditional heteroscedasticity[J]. *Journal of Econometrics*, 1986(31): 307-327.
- [23] Reinaldo C G, Contreras J. A GARCH forecasting model to predict day-ahead electricity prices[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2005, 20(2): 867-874.
- [24] 李玉平, 言茂松. 发电容量的持留激励和电力危机的预警[J]. *电力系统自动化*, 2002, 26(22): 5-9.
Li Yuping, Yan Maosong. Incentive for withholding generator capacity and forewarning of electricity crisis[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2002, 26(22): 5-9(in Chinese).
- [25] 刘敦楠, 李瑞庆, 陈雪青, 等. 电力市场监管指标及市场评价体系[J]. *电力系统自动化*, 2004, 28(9): 16-21.
Liu Dunnan, Li Ruiqing, Chen Xueqing, et al. Surveillance indices and evaluating system of electricity market[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2004, 28(9): 16-21(in Chinese).
- [26] 刘敦楠, 陈雪青, 何光宇, 等. 电力市场评价指标体系的原理和构建方法[J]. *电力系统自动化*, 2005, 29(23): 2-8.
Liu Dunnan, Chen Xueqing, He Guangyu, et al. General principle and constitution process of evaluating indices system for electricity market[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2005, 29(23): 2-8(in Chinese).
- [27] Jorion P. *Value at risk*[M]. New York: McGraw-Hill, 1997: 33-48.
- [28] 皮埃特·潘泽(意), 维普·K·班塞尔(美). 用 VaR 度量市场风险[M]. 北京: 机械工业出版社, 2001: 93-103.
- [29] Dahlgren R, Liu Chencheng, Lawarree J. Risk assessment in energy trading[J]. *IEEE Trans. on Power Systems*, 2003, 18(2): 503-511.
- [30] 黄晓玲, 郭国川. 电力市场操纵力问题探析[J]. *中国电力*, 2003, 36(6): 340.
Huang Xiaoling, Guo Guochuan. Analysis of market power in liberalized electricity markets[J]. *Electric Power*, 2003, 36(6): 340(in Chinese).
- [31] Steven Stoft. *Power system economics*[M]. IEEE, 2002: 304-358.
- [32] Kanagala A, Sahni M, Sharma S, et al. A probabilistic approach of Hirschman-Herfindahl Index(HHI) to determine possibility of market power acquisition[J]. *IEEE PES*, 2004(3): 1277-1282.
- [33] Singh H. Market power mitigation in electricity markets[C]. *IEEE Tutorial on Game Theory Applications in Electric Power Markets*, IEEE PES, New York, USA, 1999.
- [34] 杨力俊, 郭联哲, 谭忠富. 几种发电商市场力评估指标的对比分析[J]. *电网技术*, 2005, 29(2): 28-33.
Yang Lijun, Guo Lianzhe, Tan Zhongfu. Comparison and analysis of several market power assessment indices for power generation company[J]. *Power System Technology*, 2005, 29(2): 28-33(in Chinese).
- [35] 林济铿, 倪以信, 吴复立. 电力市场中的市场力评述[J]. *电网技术*, 2002, 26(11): 70-76.
Lin Jikeng, Ni Yixin, Wu Fuli. A survey of market power in relation with electricity market structure[J]. *Power System Technology*, 2002, 26(11): 70-76(in Chinese).



黄仁辉

收稿日期: 2008-12-04。

作者简介:

黄仁辉(1980—), 男, 博士研究生, 从事电力市场经济分析和电价理论研究, hrhybj@163.com

张集(1980—), 男, 博士, 从事电力价格的分析与管理;

张粒子(1963—), 女, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统运行优化计算、电网安全经济运行的理论和应用、电力市场和电价理论。

(编辑 吕鲜艳)