

市场环境下配电公司的风险模型及负荷率的影响分析

朱兆霞, 邹斌

(江南大学通信与控制工程学院, 江苏 无锡 214122)

摘要: 电力市场中的电价是最易波动的量, 而电价的波动使每个市场参与者都面临着不同程度的风险。该文将电价看成是条件于负荷需求水平的随机变量, 基于全年共有 8760 小时的前提下, 得出了负荷持续曲线, 随后得出市场环境下配电公司的风险模型, 求出配电公司获得毛收益的均值和方差。为了使自己的收益最大化而风险最小化, 从负荷率的概念出发, 保持全年每小时的平均负荷不变, 利用削峰填谷技术进行年负荷调整, 研究配电公司的毛收益。研究结果表明, 随着负荷率的上升, 配电公司的毛收益的均值上升, 毛收益的标准差下降。

关键词: 配电公司; 风险模型; 毛收益; 负荷率

Risk model of distribution utilities and analyzing the infection on the load factor in electricity market

ZHU Zhao-xia, ZOU Bin

(Southern Yangtze University, Wuxi 214122, China)

Abstract: In electricity market, price has been the most fluctuant. Consequently, each participant in the market will encounter with some extent of risk. In this paper, price is considered as load conditions in the level of demand for random variables, for a total of 8,760 hours a year, under the premise reached a sustained load curve, and then risk model of distribution utilities is proposed. It also gives the average and variance of distribution utilities' gross revenue. Based on the concept of load factor, this paper offers an analysis of the gross revenue of distribution utilities by the technology of cutting peak value and filling vale value, keeping average load of every hour. The paper draws the conclusion that the gross revenue of distribution utilities climbs as load factor goes up, while mean squared deviation of gross revenue declines.

Key words: distribution utilities; risk model; gross revenue; load factor

中图分类号: TM73; F123.9

文献标识码: A

文章编号: 1003-4897(2007)12-0056-05

0 引言

市场环境下, 配电公司作为终端用户的代表在批发市场购买电能, 然后销售给终端用户。其中, 配电公司从批发市场购买电能的价格是波动的, 根据批发电力市场供求关系由市场决定; 而销售给终端用户的电价则由政府审批决定, 是一个相对固定的价格。显然, 配电公司面临批发电价可能高于零售电价的风险。正确评价这种价格风险, 无论是对配电公司还是国家相关部门都具有重要意义。

配电公司面临的风险已经引起了人们相当广泛的重视。人们已经建立了一些模型讨论价格风险的规避问题。一类是希望合理确定长期合同电量与现货市场的电量来使得购电费用与风险最小。文献[1,2]研究了配电公司如何在长期市场和短期市场分配电能使总的购电费用和 risk 最小。文献[3]系统研究了购电商的购电分配问题, 并且考虑了购电商的风险偏好, 采用金融领域广泛采用的效用函数和

VAR 方法建立了最佳组合方案和定量评估风险的模型。另一类则是希望利用一些金融工具, 例如可中断合同规避风险。文献[4]讨论了可中断合同的定价问题, 文献[5]将发电厂商和终端用户的合同综合考虑, 研究零售商获得最大收益时的最优购买价格和电量。

上述讨论仅将电价波动描述成独立的随机变量, 而事实上电价波动与负荷需求有明显关系^[6]。本文将批发电价表示成条件与负荷的随机变量, 推导出配电公司毛收益的概率分布函数的均值和方差公式, 从而可以评定配电公司的风险。利用该风险模型, 本文还给出了负荷率对配电公司毛收益风险影响的计算方法。基于该模型, 我们用 PJM 市场的数据进行了计算, 研究表明使用负荷侧管理提高负荷率, 在市场环境下可有效降低配电公司的市场风险。

1 配电公司的电价风险模型

在市场环境下, 配电公司从批发市场按照批发市场的价格购买电能, 按照零售电价销售电能。销售电能的收入与购买电能的费用之差就是其毛收益。由于批发电价是波动的, 其毛收益也是波动的, 故而产生了风险。在评定配电公司的风险中如何表示批发电价的波动性质, 以及这些价格的波动对毛收益的影响是配电公司风险评定的关键。

本节首先给出配电公司的电价风险模型。

1.1 批发市场电价模型

批发市场的电价是随机波动的, 其电价的波动是市场中的负荷需求大小、可用容量以及寡头市场中的市场力等因素共同作用的结果。其中最重要而且最明确的影响因素是负荷大小。在一个运行平稳的电力批发市场, 可以将电价看成是条件于负荷需求水平的随机变量, 而其他市场因素对电价的影响则表现为电价按照某种统计规律随机变化。

文献[6]以PJM日前市场的运行数据对上述批发市场的电价模型进行了实证研究并得到了证实。该文研究表明: 1) 针对不同的负荷水平, 电价分布形式可以是正态分布, 或者对数正态分布^[9, 10]。这就是说电价的统计分布规律是条件与负荷水平的正态分布, 如果是对数正态分布则是在电价取对数以后也是正态分布。记电价的概率密度函数为 $f(\rho|L)$, 且服从正态分布; 2) 电价的均值、标准差与负荷水平呈线性相关。也即在负荷水平 L_j 下, 其电价的均值与标准差满足下式

$$\begin{cases} \mu_j = \mu_0 + \alpha L_j \\ \sigma_j = \sigma_0 + \beta L_j \end{cases} \quad (1)$$

式(1)中 L_j 代表负荷, 单位为 GW; μ_j 为电价均值, σ_j 为电价标准差, 单位均为 \$/(MWh); L_j 、 μ_j 和 σ_j 分别指负荷为 j GW、负荷为 j GW 时的电价均值和电价标准差。

1.2 负荷模型

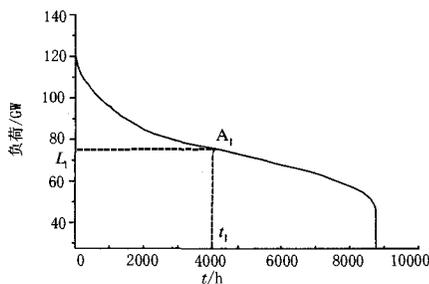


图1 PJM 市场 2005 年的年负荷持续曲线

Fig. 1 Annual load duration curve of PJM in 2005

考察配电公司的风险通常在一个相对长的时间

内, 例如一年, 甚至更长。配电公司未来必须满足的负荷需求可以用年负荷持续曲线表示。年负荷持续曲线下的面积就是该系统的年总发电量。年负荷持续曲线反映年内负荷大小与持续时间的关系。纵坐标表示负荷大小, 横坐标表示持续时间。如图 1 是 2005 年 PJM 日前市场的负荷需求数据。曲线中的 A_1 点反映了一年内负荷超过 L_1 的累积时间共有 t_1 小时。通常可将负荷表示成 8760 个阶梯, 即表示成 $L_{h,i}, i=1,2,\dots,8760$ 。

1.3 配电公司毛收益及其风险表示

配电公司的毛收益可表示成销售收入减去购电费用, 即

$$R = \rho_0 \sum_{i=1}^{8760} L_{h,i} - \sum_{i=1}^{8760} \rho_{h,i} L_{h,i} \quad (2)$$

式(2)中: ρ_0 是固定的零售电价, $\rho_{h,i}$ 是概率密度函数为 $f(\rho_{h,i} | L_{h,i})$ 的批发市场电价, 是一个随机变量。

由于批发市场电价是一个随机变量, 所以配电公司的毛收益本身也是随机变量。在未来的负荷需求已知的条件下, 即负荷 $L_{h,i}, i=1,2,\dots,8760$ 是确定的量, 且零售电价 ρ_0 也是确定的值, 所以配电公司的毛收益波动由批发市场电价波动决定。式(2)表明配电公司的毛收益是 8760 个随机变量之和, 由于批发电价 $\rho_{h,i}$ 在不同负荷水平的波动是独立的, 根据概率论函数的概率密度公式, 可以得到毛收益的概率密度函数依然服从正态分布, 而且其均值与方差可分别按照如下公式求得:

$$E(R) = \rho_0 \sum_{i=1}^{8760} L_{h,i} - \sum_{i=1}^{8760} E(\rho_{h,i}) L_{h,i} \quad (3)$$

$$Var(R) = Var\left(\sum_{i=1}^{8760} \rho_{h,i} L_{h,i}\right) = \sum_{i=1}^{8760} Var(\rho_{h,i}) L_{h,i}^2 \quad (4)$$

进一步, 将式(1)带入式(3)和式(4)得

$$E(R) = \rho_0 \sum_{i=1}^{8760} L_{h,i} - \sum_{i=1}^{8760} (\mu_0 + \alpha L_{h,i}) L_{h,i} \quad (5)$$

$$Var(R) = \sum_{i=1}^{8760} (\sigma_0 + \beta L_{h,i})^2 L_{h,i}^2 \quad (6)$$

从上述的讨论可以看出, 配电公司在波动的批发电价条件下, 其毛收益服从正态分布, 而且其均值与方差由式(5)和式(6)确定。利用这个结果可以从均值与方差直接看出配电公司面临的风险大小, 也可以进行进一步的计算得到配电公司获得指定毛收益的概率, 其计算公式为:

$$P(R \geq R_{set}) = \int_{R_{set}}^{\infty} f_R(r) dr \quad (7)$$

式中: $f_R(r)$ 是配电公司毛收益的概率密度函数, 均

值和方差为按照式(5)和式(6)求得的正态分布; R_{set} 为指定的毛收益。

式(7)的求取可以通过查正态分布表得到。计算不困难。

2 负荷率对配电公司风险的影响估计

以上述建立的配电公司毛收益所服从的分布为基础,可以方便地进行一些风险规避工具的效果估计。本文讨论负荷率的影响。

在电力市场环境下,负荷侧管理具有重要的意义。负荷率是指某一统计期内的平均负荷与最高负荷之比的百分数,用以衡量平均负荷与最高负荷之间的差异程度。即:

$$\gamma = \frac{\int_{t_0}^{t_1} f(t) dt}{t P_{\max}} \times 100\% \quad (8)$$

式中: γ 指负荷率; P_{\max} 代表统计期最大负荷; t 是统计期小时数; t_0 为统计期开始时刻; t_1 为统计期结束时刻; $f(t)$ 代表统计期负荷对时间的曲线函数^[7]。如果采用8760个小时负荷近似持续负荷曲线,则负荷率公式为:

$$\gamma = \frac{\sum_{i=1}^{8760} L_{n,i}}{8760 \times P_{\max}} \times 100\% \quad (9)$$

一般来说提高负荷率的措施主要有:(1)实行峰谷分时电价,以经济手段促进移峰填谷工作。(2)合理安排生产计划,以降低生产成本中的电费部分。(3)限期对损耗高的电器设备如电动机,变压器等进行改造、更新。(4)签订可中断负荷合同。(5)鼓励用户采用高效节电电器。(6)对现有生产工艺进行改造,提高生产力^[8]。提高负荷率的各种措施的效果分析是一个重要的研究课题,需要专题讨论。本文暂不详述,将在后续文章中讨论。本文重点讨论采取一些负荷侧管理的措施,使得电量基本不变,但是负荷率得到提高,分析配电公司的毛收益及其分布会发生怎样的变化。

设有采取负荷侧管理以前的负荷率为 γ ,对应的小时负荷为 $L_{n,i}, i=1,2,\dots,8760$,采取了负荷侧管理以后,负荷率得到了提高,为 γ' ,对应的负荷为 $L'_{n,i}, i=1,2,\dots,8760$ 。对应这两种情况,配电公司毛收益的均值与方差分别可以按照式(5)和式(6)求得。

假设负荷率变化以后,系统总的负荷需求电量基本不变,从式(5)可以看出,两种情况的销售收入相同。但是,负荷率变化以后,峰负荷变低,谷

负荷抬高,配电公司的购电费用将发生变化。峰负荷的减少使得购电费用减少,而谷负荷的抬高使得对应部分的费用增加,但是由于峰负荷购电费用的减少要大于谷负荷购电费用的增加,从而使得毛收益增加了。

关于毛收益方差的分析,与均值的分析类似。毛收益的方差随着负荷率的提高而变小,也就是说,其风险也变小了。

3 PJM 市场的结果分析

为了说明上述模型,我们对PJM市场的实际数据进行了计算。虽然这些数据是国外的电力市场结果,但是对于我国电力市场的建设具有参考价值。

2005年PJM日前市场的电价是节点电价,每个节点有不同的电价。本文用的电价数据是PJM-ISO公布的一个加权平均电价,关于其统计分析文献^[6]给出了详细的结果,本文仅仅引用其中的部分结论。不同负荷水平的电价服从正态或者对数正态分布,其中电价的均值,标准差与负荷的关系可以表示为:

$$\begin{cases} \mu_j = -68.36018 + 1.64442L_j \\ \sigma_j = -13.93837 + 0.38715L_j \end{cases} \quad (10)$$

式(10)中 L_j 、 μ_j 和 σ_j 的物理意义同式(1)。是将全年8760小时的负荷 $L_{n,i}, i=1,2,\dots,8760$ 进行负荷分类,即当 $L_j < L_{n,i} \leq L_{j+1}, i=1,2,\dots,8760$ 时,归类为 $L_j \sim L_{j+1}$ 段负荷,简称为 L_{j+1} 负荷,这里的 j 仍然代表jGW负荷(j 为自然数),然后统计对应负荷时的电价规律,从而得到式(10)。

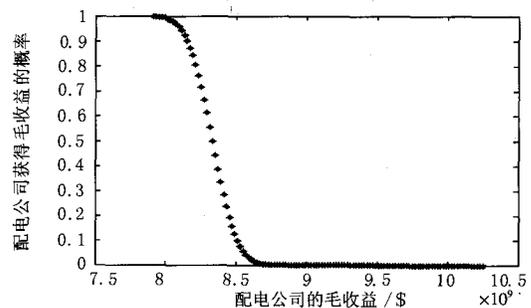


图2 配电公司毛收益的分布曲线

Fig.2 Distribution curve of distribution utilities' gross revenue

2005年的小时负荷数据按照从高到低排序,构成负荷持续曲线,如图1所示。PJM市场2005年的年度总负荷为669 043 976 MW,最高负荷为124 997 MW,按照负荷率为全年总电量除以最高负荷与8760小时之积的定义,2005年PJM市场的负荷率为

61.1%。

在这个负荷条件和电价情况下,且零售电价为:75\$/MWh,可以按照式(5)和式(6)得到配电公司的毛收益服从正态分布,其均值与标准差分别为 8.33×10^9 \$、 1.3928×10^8 \$。图2给出了按式(7)计算的其毛收益的分布曲线,从这个曲线容易查出其获得毛收益的概率。为进一步确定合适的零售电价提供了条件。

表1 负荷率改变的结果

Tab.1 The results of changing load factor

负荷率/ (%)	平均负荷/GW	最高负荷/GW	期望电价 $E(P)$ (\$/MWh)	毛收益的均值 $E(R)$ /\$	毛收益的标准差/\$
61.1	76.37	125	62.961 3	8.33×10^9	1.3928×10^8
65	76.37	117.5	62.522 3	8.4×10^9	1.3892×10^8
69.79	76.42	109.5	61.889 5	8.86×10^9	1.3454×10^8
75.28	76.41	101.5	60.411 0	9.86×10^9	1.2649×10^8

表1为负荷率变为65%、69.79%和75.28%时,计算出对应的全年购1MW电量的期望电价 $E(P)$ 、配电公司毛收益的均值 $E(R)$ 以及毛收益的标准差。由表1可见随着负荷率的提高,期望电价降低,同时配电公司毛收益的均值 $E(R)$ 增加了,这说明配电公司的毛收益随着负荷率的提高增加了。

从表1还可以看出,毛收益的标准差随着负荷率的提高而逐渐减小。显然,这说明其毛收益的分散程度降低,风险减小。

图3给出了三种不同负荷率情况下,配电公司获得毛收益概率情况。图中,横坐标表示毛收益,纵坐标表示获得毛收益的概率,按照式(7)计算得到。容易看出,负荷率大的情况下,获得相同毛收益的概率总是大于负荷率小的情况。显然负荷率提高对于配电公司减少风险具有重要价值。

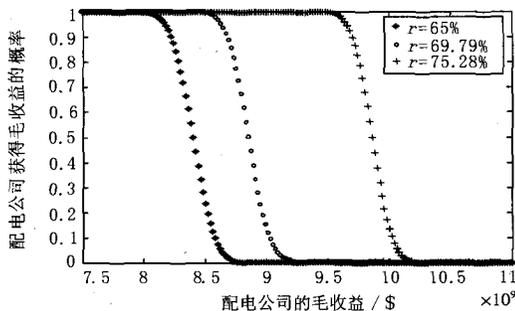


图3 不同负荷率下配电公司获得毛收益的概率

Fig.3 Probability of distribution utilities' gross revenue in different load factors

本文还考察了如果利用负荷侧管理使得负荷率发生变化以后毛收益的情况。假设利用负荷侧管理使得全年的总负荷基本保持不变,但是有一些峰负荷转移到了谷负荷时段,使负荷率得到提高,其具体的提高分别为65%、69.79%和75.28%,那么最高负荷则应分别变为117.5 GW、109.5 GW和101.5 GW。

构造一种能够体现批发电价波动引起的配电公司的风险模型对于零售电价的确定,以及其他风险规避工具的应用具有重要的意义。本文以条件与负荷的批发电价概率密度函数为基础推导出的配电公司毛收益的分布。利用这个概率分布可以求得配电公司的毛收益的均值,方差,并可以估计得到指定毛收益的概率,为相关的风险分析提供了基础。

本文还具体讨论了负荷率的提高对配电公司毛收益的均值以及方差的影响。研究结果表明,负荷率的提高使配电公司毛收益的均值得到提高,其标准差得到了减少,从而可以明显降低配电公司的风险。

本文的分析得到了PJM日前市场的数据验证。这个模型对于我国的电力市场建设具有一定的参考价值。

参考文献

- [1] 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(10):41-44.
LIU Ya'an, GUAN Xiao-hong. Optimization of Purchase Allocation In dual Electric Power Markets with Risk Management[J]. Automation of Electric Power Systems, 2002,26(10):41-44.
- [2] 周明,李庚银,严正,等.考虑备用需求和风险的供电企业最优购电计划[J].电网技术,2005,29(3):33-38.
ZHOU Ming, LI Geng-yin, YAN Zheng, et al. Optimal Electricity Procurement Schedule for Load Service Entities Incorporating with Reserve and Risks[J]. Power System Technology, 2005,29(3):33-38.

4 结论与展望

- [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): 116-122.
ZHOU Ming, NIE Yan-li, LI Geng-yin, et al. Long-term Electricity Purchasing Scheme and Risk Assessment in Power Markets[J]. Proceedings of the CSEE, 2006, 26(6): 116-122.
- [4] 张少华, 李渝曾, 王长军. 一种双边可选择电力期货合同的定价模型 [J]. 控制与决策, 2002, 17(6): 890-893.
ZHANG Shao-hua, LI Yu-zeng, WANG Chang-jun. Pricing Model of Bilateral Optional Electricity Forward Contracts[J]. Control and Decision, 2002, 17(6): 890-893.
- [5] Gabriel S A, Conejo A J, Plazas M A, et al. Optimal Price and Quantity Determination for Retail Electric Power Contracts[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2006, 21(1): 180-187.
- [6] 朱兆霞, 邹斌. PJM 日前市场电价的统计分析 [J]. 电力系统自动化.
ZHU Zhao-xia, ZOU Bin. Statistical Analysis of Day-ahead Prices in PJM Market[J]. Automation of Electric Power Systems.
- [7] 马煜华, 李剑辉. 关于负荷率与供求关系的问题的分析 [J]. 广东电力, 2005, 18(11): 18-21.
MA Lu-hua, LI Jian-hui. Analysis on Load Factor and Supply-demand Relationship[J]. Guangdong Electric Power, 2005, 18(11): 18-21.
- [8] 胡兆光, 陈铁成, 纪洪, 等. 在北京地区实施需求侧管理的效益分析 [J]. 电力系统自动化, 1999, 23(13): 22-25.
HU Zhao-guang, CHEN Tie-cheng, JI Hong, et al. Benefits Analysis on Application of Demand-Side Management (DSM) in Beijing[J]. Automation of Electric Power Systems, 1999, 23(13): 22-25.
- [9] <http://www.pjm-cem.com/markets/energy-market/day-ahead.html>[EB/OL].
- [10] <http://www.pjm.com/markets/energy-market/hourly-demand-bid-data.html>[EB/OL]

收稿日期: 2006-10-17; 修回日期: 2006-12-06

作者简介:

朱兆霞 (1981-), 女, 硕士研究生, 研究方向为电力市场; E-mail: zhaoxia01sytu@163.com

邹斌 (1965-), 男, 博士, 教授, 主要研究方向为电力市场和自动化。

(上接第 55 页 continued from page 55)

- LI Yi-guo, SHEN Jiong, LIU Xi-chui. A New Bidding Strategy for Power Plants Based on Chance-constrained Programming[J]. Proceedings of the CSEE, 2006, 26(10): 120-123.
- [7] 周明, 聂艳丽, 李庚银, 等. 电力市场下长期购电方案及风险分析 [J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(6): 116-122.
ZHOU Ming, NIE Yan-li, LI Geng-yin, et al. Long-term Electricity Purchasing Scheme and Risk Assessment in Power Markets[J]. Proceedings of the CSEE, 2006, 26(6): 116-122.
- [8] 周浩, 康建伟, 陈建华. 蒙特卡罗方法在电力市场短期金融风险评估中的应用 [J]. 电机工程学报, 2004, 24(12): 74-77.
ZHOU Hao, KANG Jian-wei, CHEN Jian-hua. Evaluating Short-term Financial Risk in the Electricity Market by Applying Monte-Carlo Method[J]. Proceedings of the CSEE, 2004, 24(12): 74-77.
- [9] Nogales F J, Contreras J, Conejo A J, et al. Forecasting Next-day Electricity Prices by Time Series Models[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2002, 17(2): 342-348.
- [10] 朱兆霞, 邹斌. PJM 日前市场电价的统计分析 [J]. 电力系统自动化, 2006 年, 30(23): 53-57.
ZHU Zhao-xia, ZOU Bin. Statistical Analysis of Day-ahead Prices in PJM Market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(23): 53-57.

收稿日期: 2006-12-11; 修回日期: 2006-12-19

作者简介:

陈喜生 (1977-), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统自动化和电力市场; E-mail: mrcxs@sohu.com

邹斌 (1965-), 男, 博士, 教授, 主要研究方向为电力市场和自动化。