

考虑市场力的短、中、长期电价预测

胡朝阳¹, 孙维真², 汪 震¹, 王康元¹, 甘德强¹, 韩祯祥¹

(1. 浙江大学电气工程学院, 浙江省杭州市 310027; 2. 浙江电力调度通信中心, 浙江省杭州市 310007)

摘要: 分别介绍了采用 BP 神经网络模型和线性回归模型进行电价预测的方法和结果。方法的突出特点是在预测模型中引入了一个衡量市场力的新指标——发电容量必须运行率(MRR), 从而充分考虑了市场力对电价的影响, 提高了电价预测的精度, 特别是增强了短期预测模型对最高限价的预测能力。文中对 MRR 指标进行了简单的介绍, 并针对电价预测的不同特点, 对预测模型和预测变量的选择进行了探讨, 提出了自己的观点。基于浙江电力市场实际运营数据的初步预测结果表明, 所建预测模型是适用的, 选择的预测输入变量是恰当的, 电价预测精度能够满足电力市场实际运营的需要。

关键词: 电价预测; 电力市场; 市场力; BP 网络模型; 线性回归模型; 相关性分析

中图分类号: TM73; F123.9

0 引言

电价预测按照预测时间的长短, 可分为短期、中期和长期电价预测。中期电价预测与长期电价预测的主要区别在于前者的预测时间较短, 但两者都是对今后较长一段时间的电价走势进行预测, 因此在实现方法上并无本质区别, 可合并讨论。

由于交易中心可以提前 1 日算出次日的预调度价格, 除非预测负荷出现较大偏差, 需要对预调度方案进行较大调整, 否则这个预调度价格与实时的市场清算价格(MCP)非常接近。因此, 短期电价预测的主要意义在于各发电商可以利用预测的 MCP 选择最优的报价策略, 从而达到最大化利润的目的。而对交易中心而言, MCP 的预测结果只是对可能出现的预调度价格偏差进行修正, 起一个参考值的作用, 其重要程度相对不高。

中长期电价预测的主要意义在于: ①交易中心可以利用预测结果合理地分配现货交易和期货交易(合约交易)的比例, 减小电力市场运营的风险; ②准确的中长期预测电价是制定电网发展规划最重要的决定性因素之一; ③中长期预测电价的高低是反映发电商拥有市场力大小的一个重要指标, 能够为有效监管措施的制定和实施提供客观依据; ④当电力市场开放双边交易后, 中长期预测电价将是供电企业或大用户同电厂谈判购电价格的关键因素。需要指出, 由于中长期电价预测的难度相对较大^[1], 到目前为止, 绝大多数相关文献均是针对短期电价预测,

涉及中长期电价预测方面的内容相当少。

浙江发电市场于 2000 年 1 月正式运营。这个市场的基本特点是发电侧为竞争市场, 浙江电力公司从现货市场购买电力, 再以受到管制的价格出售给终端用户。浙江电力公司作为单一购买者承担巨大的市场风险。本文的研究是“浙江电力市场风险评估和辅助决策系统”研究项目的一个子课题, 旨在开发适用于浙江电力市场的短期、中期和长期电价预测方法及软件。

1 市场力新指标 MRR

众所周知, 电力市场是寡头垄断型市场, 发电商或多或少拥有一定的市场力。这种能够支配电价上下波动的市场力是电价预测中必须考虑的关键因素之一。然而, 目前常用的衡量市场力大小的市场集中度指标(HHI)是一个静态指标, 不能反映在不同负荷水平下发电商市场力的变化情况, 而事实上发电商拥有市场力的大小与负荷水平高低密切相关。例如, 在负荷高峰期, 即使是小发电商也可能拥有哄抬电价的能力, 而在负荷低谷期, 大发电商也不一定有能力抬高价格。因此, HHI 不适合作为电价预测的输入变量。

本文引入一个衡量市场力大小的新指标——必须运行率(MRR——must run ratio)来描述发电商操纵价格的能力, 这个新指标是根据美国新英格兰电力市场的运营经验建立的^[2]。运用博弈理论, 文献[3, 4]进一步对这个指标的意义进行了深入分析。MRR 是一个随系统负荷变化和发电容量所有权分布而不断改变的动态指标, 较好地反映了发电商在

某段时期内是否拥有市场力以及市场力的大小,其计算公式如下:

某发电商的 MRR =

$$\frac{\text{系统负荷} - \text{其他发电商的可用容量之和}}{\text{此发电商的可用容量}} \quad (1)$$

式(1)计算的是单个发电商的 MRR,表示该发电商在某段时期内必须出力容量与可用容量的比例,如果出力比例低于这个数值,系统负荷将不能全部得到满足。我们将 MRR 值限制在 $[0,1]$ 范围内(将小于 0 的 MRR 置为 0,将大于 1 的 MRR 置为 1),这样,就能够保证可用发电容量最大的发电商拥有最大的市场力,这与市场的实际情况是一致的。容易看出,某发电商只要其 MRR 大于 0,则就有能力把电价抬到最高限价。下面从博弈论的角度证明这一点。

定理(强容量约束下的均衡点)^[4] 令 $\bar{P}_j$ 代表第 j 台发电机可用容量, D_p 代表电力系统总负荷, $\bar{c}$ 代表发电机报价上限。假设所有发电商的边际成本相同,再假设存在供应商 A 且 $\sum_{j \in A} \bar{P}_j < D_p$,则博弈有一个均衡点,且在这个均衡点处电价 $\rho^* = \bar{c}$;进一步, $\rho^* = \bar{c}$ 是惟一的。

当一个电力市场的发电机边际成本不同时,文献[3]证明市场均衡点同样可能存在,但在均衡点处电价还与发电机成本有关。因此,发电商是否愿意利用自己的市场力来操纵电价,很大程度上取决于其 MRR 的大小。发电商如果把电价抬到最高限价,就意味着自己必须成为边际机组,这时该发电商的出力容量就不能是其全部可用容量,其出力容量与可用容量的比例为 MRR 值。反之,如果该发电商放弃利用市场力来抬高电价,虽然单位出力容量的利润减少了,但其出力容量有可能为全部可用容量。出于利润最大化的考虑,发电商通常会权衡这两种情况下获得的利润大小来决定自己的报价策略。显然,在 MRR 值较小的情况下,拥有市场力的发电商一般不愿意抬高电价,这就很好地解释了电力市场实际运营中的一个奇怪现象——拥有市场力的发电商不一定报高价。

在不同的市场供需条件下, MRR 的分布情况也有所不同:

a. 当电力市场供不应求,即存在可用容量缺额时,所有发电商的 MRR 均为 1,该情况下的 MCP 必定为最高限价。系统负荷刚好等于系统可用容量的供求平衡情况也属于此类。

b. 当电力市场供大于求,即存在可用容量余额,但余额小于最大发电商的可用容量时,各发电商

的 MRR 处在 0 到 1 之间,最大的发电商拥有最大的 MRR,该情况下容易出现高电价乃至最高限价。

c. 当电力市场供大于求,即存在可用容量余额,且余额大于最大发电商的可用容量时,所有发电商的 MRR 均为 0,没有发电商拥有市场力,该情况下一般不会出现高电价。如果在这种情况下出现了最高限价,很可能是因为发电商之间存在串通报价行为,而这种非法行为是应当受到严厉监管的。

为了更加全面地反映整个市场操纵价格的潜力,本文提出将单个发电商的 MRR 求和,得到整个市场总的 MRR,以此作为电价预测的输入变量之一。

2 短期电价预测模型

目前,比较常用的短期电价预测模型主要有点对点倍比法、时间序列法和神经网络法。点对点倍比法是寻找与预测的日负荷曲线相似的历史日,将这些历史日相应时段的电价进行加权平均得到预测电价。由于短期电价的走势不仅仅取决于负荷大小,所以这种预测方法的预测精度通常较差。时间序列法是将短期电价的波动当做一个随机过程,通过模式识别和参数估计来确定具体的电价预测公式。我们认为,时间序列法并不适用于短期电价预测,因为该法完全依据历史数据来预测电价,而电价的波动不同于负荷的波动,前后 2 日的变化曲线可能相差甚远。

神经网络法是目前最常用的短期电价预测方法。目前,不少文献提出^[5,6],类似于负荷预测,电价预测也应该区分不同预测日和不同预测时段,建议在预测模型中添加星期标签或者按照不同时段分别建立预测模型。我们认为,这种观点值得商榷。MCP 是由发电商的报价排序决定的,而发电商的报价策略完全是根据预测负荷、自身拥有的市场力和估计的其他发电商报价策略来确定的。相应的预测日或预测时段实际电价的高低之所以具有一定的关联性,完全是因为相应的系统负荷存在相似性。时期因素(包括季节性因素)对电价预测的影响,本质上是因为不同时期内系统负荷的不同造成的,可以通过作为预测变量之一的预测负荷的变化体现出来,没有必要给予单独考虑。例如,同样是节假日的电价,如果系统负荷相差很大,那么电价的差异也相当大,所以按工作日和节假日分别建立电价预测模型的观点是没有理论依据的。

本文采用一个 3 层 BP 网络来进行短期电价预测。根据 BP 网络理论,只要隐含层具有足够多的神经元, BP 网络就能够以任意精度逼近任何函数。

因此, BP 网络一直是短期电价预测的首选方法。特别地, 本文提出将市场力指标 MRR 加入 BP 网络的输入变量, 提高了预测模型的预测精度, 尤其增强了对上限电价的预测能力。经过相关性分析, 我们选择以下 3 个变量作为 BP 网络的输入变量: 预测负荷、市场力指标 MRR 和预测时段所在日前 1 日同一时段的电价。BP 网络的输出变量自然为预测的电价。

我们计算了浙江电力市场从 2002 年 1 月到 2002 年 9 月时间内所有时段的 MRR 值, 发现当 MRR 值大于一定值时, 实际电价一般都位于最高限价 (820 元/(MW·h))。因此, 我们在预测模型中设立了这个阈值, 用来修正 BP 网络的预测结果, 一旦计算出某时段的 MRR 值超过阈值, 则直接将该时段的预测电价置为上限。大量的测试结果表明, 经过这样处理后, BP 网络对最高限价的预测能力大为提高, 如图 1 所示。必须指出, 当 MRR 值小于阈值时, 实际电价也有可能到达上限, 而当 MRR 值大于阈值时, 则一定到达上限。图 1 中第 23 时段 (即 11:00~11:30) 的实际电价出现负值的主要原因是: 该时段的负荷通常比上一时段低 1 GW 左右, 为了避免被停机, 许多发电商申报负价, 因此这个时段的 MCP 有时会出现负值。

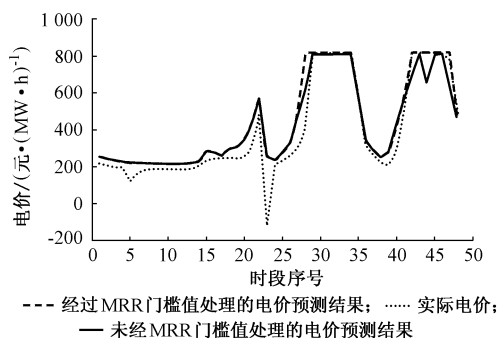


图 1 2002 年 7 月 13 日的电价预测结果
Fig. 1 Actual price forecast results of July 13, 2002

关于训练样本的选择, 我们发现, 当训练样本采用预测日前 1 个星期及以内的数据时, 预测效果较好; 如果采用预测日前 2 个星期及以上的数据时, 则预测效果变差。这可能是因为样本集中包含了很多距离预测日较远的数据, 而发电商的报价策略在这段时间内已经发生了较大改变, 致使 BP 网络学习了很多失效样本, 影响了预测精度。至于训练样本具体采用预测日前几日的的数据, 并没有原则性规定, 但一般说来, 训练样本距预测日越近, 则预测精度越高。不过, 训练样本数量太少容易造成 BP 网络泛化能力下降, 即预测样本的输入变量相对训练样本

的输入变量发生较大变化时, 预测模型的预测精度迅速下降。本文提出的预测模型训练 2 个 BP 网络, 一个采用预测日前 1 个星期 (48×7=336 点) 的数据作为训练样本, 另一个采用预测日前 3 日的的数据作为训练样本 (48×3=144 点), 然后将 2 个预测模型的输出结果进行加权相加 (权值分别为 1/3 和 2/3), 得到最终的预测电价。

预测模型隐含层神经元数目的选择须依靠大量的测试结果。我们在测试中发现, 预测模型隐含层的神经元数目越多, 预测结果的波动性也越大。换句话说, 对于同样的训练样本和测试样本, 预测模型前、后 2 次的预测结果可能相差很大, 有可能第 1 次与实际电价曲线拟合得很好, 而第 2 次则相差甚远。这主要是因为预测模型各神经元之间的权值初值是随机确定的, 每次重新训练都有所不同。而降低预测模型的网络规模是限制预测结果的波动幅度、提高预测结果稳定性的有效方法。另一方面, 降低网络规模也能很好地解决预测模型对训练样本的“过适应”问题。通过反复实验, 本文采用的预测模型结构为 3-2-1。在这种网络结构下, 虽然预测模型每次的预测结果也各不相同, 但相差都不大, 满足了电价预测实践的要求, 因为在实际电价预测中, 我们事先并不知道哪次预测结果的精度更高。

由于实际电价很多为 0 或接近 0, 在这种情况下即使预测结果的绝对误差很小, 百分比误差也会大得惊人。这样计算出的平均百分比误差显然是不合理的, 没有正确反映预测电价与实际电价的拟合程度。为此, 本文采用以下改进的平均百分比误差指标:

$$\sigma_{MAPE} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{|p_{MCP,i} - p'_{MCP,i}|}{p_{MEAN}} \quad (2)$$

式中: $p_{MCP,i}$, $p'_{MCP,i}$ 分别为实际电价和预测电价; p_{MEAN} 为预测日实际电价的算术平均值; N 为预测电价的个数。

注意, 由于平均电价一般位于最高电价和最低电价之间, 因此改进后的平均百分比误差不一定小于通常意义下的平均百分比误差。

本文采用的平均绝对误差指标为实际电价与预测电价差值的平均绝对值:

$$\sigma_{MAE} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |p_{MCP,i} - p'_{MCP,i}| \quad (3)$$

为客观反映本文提出的模型的预测精度, 我们特地采用浙江电力市场 2002 年 7 月的运营数据进行预测。这段时期电价波动的幅度远大于相应负荷的波动幅度, 其变动范围为 -659.93 元/(MW·h) ~ 819.80 元/(MW·h), 且 1 日内可能出现 3 个~

4 个甚至更多的价格尖峰。作为实际电价预测的必要措施之一,预测所采用的训练样本都是滚动更新的,即在进行后 1 日电价预测时,将前 1 日的实际运营数据替换训练样本中最旧的数据。依据上述模型,我们对 2002 年 7 月 9 日~2002 年 7 月 15 日的电价进行了预测,预测结果如表 1 所示。

表 1 预测误差
Table 1 Forecast error

预测日期	$\sigma_{MAE}/(\text{元} \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1})$	$\sigma_{MAPE}/(\%)$
2002-07-09	40.782	19.145
2002-07-10	39.901	13.765
2002-07-11	59.440	17.382
2002-07-12	51.097	9.713
2002-07-13	59.587	15.291
2002-07-14	28.898	16.446
2002-07-15	72.985	16.893

文献[7]指出,用神经网络模型进行短期电价预测时,其平均百分比误差一般不可能在 10% 以内。以这个标准来衡量,上述预测结果是可以接受的。况且对于电价波动较为平坦的预测日,该模型的预测精度还有可能进一步提高。

必须指出,运算速度快也是该预测模型的突出优点之一,这主要是因为市场力指标 MRR 已经反映了很多影响短期电价波动的变量的变化情况,从而大大减少了预测模型所需的输入变量,在很大程度上简化了网络结构。从运算速度方面考虑,该预测模型完全能够满足在线预测的要求。

3 中长期电价预测模型

3.1 预测模型的选择

影响中长期电价走势的因素很多,除了技术性因素(负荷、市场力等)之外,容量造价、折旧率、燃料购进价格、投资风险及利率、电能替代产品的价格、汇率、系统负荷率、科技与管理水平、国有资本份额等经济及政策性因素对电价的影响也不可忽视[8]。这些因素本身也存在不确定性,难以精确地定量表示。例如,我们可以根据宏观经济的基本面来推断未来利率可能会小幅上升,但具体利率会提高几个百分点,则完全取决于中国人民银行的决定,很难准确预计。因此,我们最早打算应用模糊理论来进行中长期电价预测,但进行模糊预测的缺点也是明显的:预测结果是模糊的,缺乏定量的数据,这显然不能满足电力市场实际运营和监管的要求。

我们认为,神经网络法也不适用于中长期电价预测,主要原因是:①神经网络法在实质上是一种插值学习方法,其预测精度对训练样本的依赖程度相当高。在存在相似训练样本的情况下预测精度较

高,而一旦输入变量超出训练样本的分布范围,即与训练样本相差较大时,预测误差会急速增加。由于预测周期较长,影响中长期电价的输入变量,如负荷、市场力等因素可能会发生较大的改变,在这种情况下神经网络模型没有经过相似样本的学习,其预测效果必定较差。②神经网络模型的预测输出是单点的电价值,不能给出相应的预测电价置信区间。而事实上,由于影响中长期电价走势的因素较多且预测周期较长,中长期电价预测的难度很大,准确地预测出单点的电价值几乎是不可能的。因此,在实际问题中,确定中长期电价的单点预测值,远不如确定预测电价的置信区间意义更大。

回归模型预测技术是根据预测目标过去的历史资料,建立可以进行数学分析的数学模型,对未来的目标进行预测。从数学上看,就是用数理统计中的回归分析方法,即通过对变量的观测数据进行统计分析,确定变量之间的相关关系,从而实现预测的目的[9]:

设 $x_1, x_2, \dots, x_p$ 是 $p(p>1)$ 个线性无关的可控变量, y 是随机变量,它们之间的关系为:

$$y = b_0 + b_1 x_1 + \dots + b_p x_p + \varepsilon \quad \varepsilon \sim N(0, \sigma^2) \quad (4)$$

式中: $b_0, b_1, \dots, b_p, \sigma^2$ 都是与 $x_1, x_2, \dots, x_p$ 无关的未知参数; ε 是随机误差。

式(4)就是多元线性回归模型,本文拟采用该模型进行中长期电价预测。这种模型的优点在于可以通过对历史数据的拟合,得出反映未来电价发展趋势的具体预测公式,并且能够给出不同置信度下相应的预测电价置信区间,满足实际电价预测问题的要求。

3.2 预测变量的选择

无疑,中长期电价预测模型的输出变量是预测的实际电价,而对模型输入变量的选择值得认真讨论,影响中长期电价预测的宏观经济、政策性因素不在本文的讨论之列。经过分析比较,我们选择以下 4 个变量作为预测模型的输入变量:预测负荷、市场力 MRR、发电成本和前一周期的实际电价。预测负荷决定了发电商的报价策略,从而间接决定了 MCP,这是我们没有采用实际负荷作为输入变量的主要原因,况且在进行实际预测时,只有预测负荷数据是已知的;市场力 MRR 是指所有发电商的 MRR 之和,用来反映总的市场投机因素对电价的影响;发电成本是实际电价形成的基础,是电价预测时必须考虑的因素。在缺乏数据的情况下,发电成本通常可用燃料成本来代替。由于燃料成本价格波动不大,而且缺乏实际数据,所以本文暂不考虑。我们采

用的实际电价是指在整个预测周期内以实际电量为权值的加权平均 MCP。例如,每星期平均电价 $\bar{p}$ 的计算公式为:

$$\bar{p} = \frac{\sum_{i=1}^7 \sum_{j=1}^{48} p_{ij} Q_{ij}}{\sum_{i=1}^7 \sum_{j=1}^{48} Q_{ij}} \tag{5}$$

式中: p_{ij} 表示第 i 天的第 j 个 0.5 h 的实际电价; Q_{ij} 表示第 i 天的第 j 个 0.5 h 的实际电量。

3.3 预测过程和预测结果

我们采用浙江电力市场的实际运营数据来测试上述中长期电价预测模型。中长期电价预测可以按星期、月和年 3 个不同预测周期进行。考虑到浙江电力市场 2000 年 1 月 1 日才开始运营,迄今不过 3 年,以年或月为预测周期建模所需的样本数据不足,因此我们决定以星期为预测周期。应该指出,以星期为预测周期与以年或月为预测周期在建模和算法实现上并无本质区别。

我们从 2001 年 3 月至 2002 年 9 月的实际运营数据中整理出 45 个星期的完整数据,用其中 40 个星期的数据建立线性回归模型,剩下 5 个星期的数据用来检验模型的预测精度,其预测结果(在 95% 的置信度下)如表 2 所示。

表 2 中长期电价预测结果
Table 2 Medium-term and long-term electricity price forecast results

星期 序号	预测电价的置信区间/ (元·(MW·h) ⁻¹)	实际电价/ (元·(MW·h) ⁻¹)	误差/(%)
1	178.090 5±58.105 5	149.07	+19.468
2	332.446 0±80.168 4	286.83	+15.903
3	288.042 6±40.920 7	251.71	+14.434
4	417.347 1±67.994 0	383.01	+8.965
5	175.186 2±66.751 1	202.66	-13.557

可以算出,预测结果的平均误差为 14.465%,更重要的是,实际电价均落在预测电价的置信区间内。这样的预测结果,无论是对于电力监管部门制定监管措施,还是对于评估电力市场运营的金融风险,都具有相当实用的价值。

值得指出的是,除了线性回归模型外,我们还曾尝试采用包含交叉项和平方项的二次方程回归模型来进行电价预测,但比较而言,线性回归模型的预测精度更高。

为更好地分析中长期电价预测的特点,我们对线性回归预测模型的输入、输出变量做一相关性分析:实际电价与预测负荷的相关系数为 0.414 8;实际电价与市场力指标 MRR 的相关系数为 0.844 2;实际电价与上星期实际电价的相关系数为 0.276 7。

可以看出,市场力指标 MRR 与实际电价高度相关,对预测电价起显著作用。而预测负荷、上星期电价对预测电价不起显著作用。主要原因是市场力指标 MRR 已经包含了预测负荷、系统可用容量和单个发电商可用容量等决定发电商报价策略的相关信息,这也有力地证明了将 MRR 指标用于中长期电价预测的正确性和有效性。

4 结语

本文利用浙江电力市场实际运营数据,分别建立 BP 网络模型和线性回归模型来进行短期和中长期电价预测。这个预测模型最显著的特点是引入了一个衡量市场力的新指标——MRR,从而充分考虑了市场力因素对电价走势的影响。在此基础上,对预测模型和预测变量的选择进行了探讨。最后,对预测结果做了简要分析。初步预测结果表明,所建立的预测模型是合适的,选择的预测输入变量是恰当的,电价预测的精度能够满足电力市场实际运营的需要。

参考文献

1 Niemeyer V. Forecasting Long-term Electric Price Volatility for Valuation of Real Power Options. In: Proceedings of the 33rd Annual Hawaii International Conference on System Science. Los Alamitos (CA): IEEE Computers Society, 2000. 1399~1406

2 Gan D, Bourcier D V. Locational Market Power Screening and Congestion Management: Experience and Suggestions. IEEE Trans on Power Systems, 2002,17(1): 180~185

3 甘德强,王建全,胡朝阳 (Gan Deqiang, Wang Jianquan, Hu Zhaoyang). 联营电力市场的博弈分析:单时段情形 (Auction Games in Pool-based Electricity Markets: Single-period Case). 中国电机工程学报 (Proceedings of the CSEE), 2003,23(6): 71~76

4 Gan D, Xu J, Shen C. Equilibrium Points in Power and Reserve Auction Games. In: Proceedings of the 35th Southeastern Symposium on System Theory. Piscataway (NJ): IEEE, 2003. 278~282

5 杨莉,邱家驹,江道灼 (Yang Li, Qiu Jiaju, Jiang Daozhuo). 基于 BP 网络的下一交易日无约束市场清算价格预测模型 (BP Based Day-ahead Unstrained Market Clearing Price Forecasting Model). 电力系统自动化 (Automation of Electric Power Systems), 2001,25(19): 11~14

6 刘正国,付祥明,高伏英,等 (Liu Zhengguo, Fu Xiangming, Gao Fuying, et al). 基于神经网络的浙江发电市场清算电价预测方法 (Forecasting Market-clearing Price in Zhejiang Generation Market Using Neural Network). 电力系统自动化 (Automation of Electric Power Systems), 2002,26(9): 49~52

7 Shahidepour M, Yamin H, Li Z. Market Operations in Electric Power Systems. New York: John Wiley & Sons, 2002

8 刘挺 (Liu Ting). 电力规划中电价水平预测 (Electricity Price Level Prediction in Power Development Planning). 华中电力 (Middle China Electric Power), 2001,14(6): 27~29

9 牛东晓,曹树华,赵磊,等(Niu Dongxiao,Cao Shuhua,Zhao Lei,et al). 电力负荷预测技术及应用(Power Load Forecast Technology & Application). 北京:中国电力出版社(Beijing: China Electric Power Press),1999

孙维真(1963—),男,硕士,高级工程师,主要从事电力市场运营与管理、技术支持系统研究开发、调度自动化系统运行与管理。E-mail: sunweizhen@zpepc.com.cn

汪震(1976—),男,硕士,助教,主要研究方向为电力市场和信息技术在电力系统中的应用。E-mail: wz@zju.edu.cn

胡朝阳(1973—),男,博士研究生,主要研究方向为电力市场。E-mail: huzy@cee.zju.edu.cn

讨 论

审稿人意见:

国内外在电价预测方面发表的论文可谓不少,但是作者另辟蹊径,在预测模型中引入发电容量必须运行率(MRR)指标,并对预测模型和预测变量的选择进行了比较全面的分析比较,取得了可喜的成果,值得学习。但是我们还有以下问题需要与作者讨论。

1. 引言中,作者指出:“中长期预测电价的高低是反映发电商拥有市场力大小的一个重要指标,能够为有效监管措施的制定和实施提供客观依据”。这个说法正确吗?请进一步分析解释。

2. 文中的短期电价预测模型引入预测负荷作为输入变量,使得电价预测的准确程度取决于预测负荷的准确度,在这种情况下如何保证预测负荷的精确性?据我们所知,某些论文中之所以不使用预测负荷作为输入变量,就是想避开负荷预测的误差。

3. 对于短期电价预测,引入市场力指标 MRR 的意义何在?对于电力系统运行而言,相邻 2 日或几日之间机组运行状况基本固定,机组可用容量基本确定,根据式(1),市场力指标 MRR 实际上效果等同于系统负荷。

4. 作者对于问题 3 的答复还是不够。预测一般是针对正常情况的,试问:“假设系统内有 1 台发电机的产权发生了改变”的可能性有多大?这种情况可能 1 年甚至几年都发生不了 1 次。在短期内(例如 1 个星期之内)如果没有发生机组检修的变更,那么根据式(1),我们觉得此时 MRR 与系统负荷的变化规律是完全一致的。那么,使用市场力指标 MRR 作为输入变量,实际上效果等同于使用系统负荷作为输入变量。

5. 文中试图预测的是“预测电价的置信区间”,请问其结果是保证在预测周期内某种意义上的平均值或最大值落在此区间(在 95% 的置信度下),还是保证在预测周期内每天每时段的电价均落在此区间(在 95% 的置信度下)?

6. 中长期负荷预测的精度一般不高,必然会影响中长期电价预测的精度。是否可以描述实际运行中如何得到中长期负荷预测的结果?其精度等级如何?

7. 如何计算历史数据中的市场力 MRR? 以年为例,根据式(1),在某个预测周期,每天每时段的负荷都可能不同,同时,由于年内机组检修安排,机组可用容量也不尽相同,导致每天每时段的市场力指标 MRR 都可能不同。此外,对于未来(待预测周期)市场力 MRR 的计算更麻烦,因为此时式(1)中的负荷、机组可用容量都未知。

作者答复:

非常感谢审稿人的细心审阅和所提出的宝贵意见,下面就审稿人意见做进一步解释:

1. 发电商如果拥有市场力,必然会利用这种市场力来最大化自身的利润,这种行为的结果肯定会影响到电价的走势。中长期预测电价是指某个周期(星期、月或年)以电量为权值的加权平均电价,发电商如果长期拥有市场力,不可避免地会在这个电价中有所反映。而市场监管的目标之一就是尽量减少利用市场力哄抬电价的行为,如果预测电价偏高,说明市场可能存在较强的市场力,这时可以通过修改价格上限、增发市场准入牌照等相关措施来削弱或根除市场力对电价的影响,保证电力市场的平稳运营。因此,“中长期预测电价的高低是反映发电商拥有市场力大小的一个重要指标,能够为有效监管措施的制定和实施提供客观依据”的说法是有一定依据的。

2. 据我们所知,文献报道过的不用预测负荷作为输入变量进行电价预测的方法只有时间序列法。我们也曾考虑过这个方法,但经深入分析后发现,这个适用于负荷预测的方法实际上并不适用于电价预测。时间序列法实质上是把预测变量当做一个随机过程,然后通过模式识别和参数估计建立数学模型,得出预测公式。此法所需的全部信息来自预测变量本身的历史数据,不需要其他输入信息。然而,短期电价的走势与短

期负荷的走势存在很大区别,前者在相邻2日可以完全不同,而后者在相邻2日具有很高的相似性。因此,单纯从历史电价数据挖掘出的规律其实并无太大的价值,用这个规律来预测未来电价,其精度值得怀疑。事实上我们觉得,目前短期负荷预测已有足够的精度(中长期误差要大些,不过也在可以接受的范围内),更何况预测负荷是影响电价走势最重要的因素之一,缺乏预测负荷输入变量的电价预测结果是难以令人信服的。

3. 对于短期电价预测,引入MRR的意义主要有两个:①在没有明显降低预测精度的前提下,大大减少了所需预测变量的个数。事实上,本文所提出的模型的预测变量只有3个,而通常模型的预测变量在10个以上。②显著增强了预测模型对最高限价的预测能力,这从图1就可以看出。MRR指标其实包含了博弈论的思想,它与系统负荷、其他发电机的可用容量和本机的可用容量都有关系。在审稿人假设的条件下,MRR值将随系统负荷的变动而变动,但两者反映的含义大不相同。举个简单的例子,假设系统内有1台发电机的产权发生了改变(可用容量并无变化),则相关发电商的MRR都会受到影响,有可能从0直接跃到1(或者相反)。显然,系统负荷无法反映这种变化。另外,根据我们的计算,MRR值与短期电价的相关系数明显高于系统负荷与短期电价的相关系数。

4. MRR值包含的信息有:系统负荷、各发电商的可用容量、系统可用容量、互联系统的交换容量以及可用容量产权的变动等。机组检修和产权变动的频率不高,正如问题4所述没有变动,但在与其他系统互联的情况下,系统之间的交换容量在每天的每个时段都可能不同(在MRR公式中作为其他发电商的可用容量处理),至少这个信息无法反映在系统负荷中,而发电商在报价时却不能不考虑这个因素。当然,假定上述数据均无变化时,MRR肯定跟随系统负荷的变化而变化。我们强调,引入MRR的主要目的是为了减少输入变量的数目和提高对最高限价的预测能力。退一步说,即使在假设条件下MRR与系统负荷的变化规律相同,引入MRR至少不会降低BP网络的预测精度,而事后利用MRR值修正BP网络的预测结果,提高对最高限价的预测准确率,也是很有意义的。

5. 中长期电价预测的意义在于为电网的发展规划方案提供参考依据和评估电力市场运营的金融风险,这点和短期电价预测的意义存在很大区别。单个时段的具体电价相对中长期电价预测结果的用途而言并无实际价值,因此不应当成为中长期电价预测的预测目标。本文的预测目标是保证预测周期(星期、月或年)的加权平均电价值落在置信区间内(在95%的置信度下)。

6. 为了回答审稿人的问题,我们专门和项目合作方联系过。中长期负荷预测结果由合作方提供,据对方介绍,中长期负荷预测结果先由预测软件得出,然后根据一些实践经验进行修正。他们举例说明,这两年负荷增长较快,但是系统的供电能力和输配电能力不足,因此在实际运行中有很多限制负荷的措施实行。综合考虑这些因素后,经过修正的中长期负荷预测结果还是具有一定精度的。以去年预测的今年负荷为例,中长期预测的误差在5%左右(12 GW的系统负荷,预测的误差约为0.6 GW)。另外,我们需要强调,中长期电价预测结果是金融评估和制定政策服务的,因此重要的并不是预测的数学期望值(单点具体数值),而是在某个置信度下电价的变动范围。

SHORT-TERM, MEDIUM-TERM AND LONG-TERM FORECASTING OF ELECTRICITY PRICE WITH CONSIDERATION TO MARKET POWER

Hu Zhaoyang¹, Sun Weizhen², Wang Zhen¹, Wang Kangyuan¹, Gan Deqiang¹, Han Zhenxiang¹

(1. Zhejiang University, Hangzhou 310027, China)

(2. Zhejiang Electric Power Dispatching and Communication Center, Hangzhou 310007, China)

Abstract: A BP forecast model and a linear regression forecast model are described, and prediction results are reported. A salient feature of the reported methods is that the forecast models can take into account the influence of market power on the fluctuation of electricity price. This is achieved by using a market power index, namely, must run ratio (MRR), as an input to the price-forecast model. Particularly, the capability of the BP model in forecasting when price reaches price caps is evidently enhanced. A detailed discussion on the choice of forecast models and forecast variables is reported. The suggested method has been used to forecast short-term, medium, and long-term prices in Zhejiang Electricity Market. The results show that the proposed forecast models work reasonably well. Using the proposed forecast models, the price-forecast errors can be limited within a range that meets the requirement of actual electricity market operation.

Key words: price forecast; electricity market; market power; BP model; linear regression model; correlation analysis