

# 考虑跨时段负荷响应的电力市场多时段均衡分析

王 晔, 李渝曾, 张少华

(上海大学自动化系电站自动化技术重点实验室, 上海市 闸北区 200072)

## Multi-period Equilibrium Analysis of Electricity Markets With Cross-time Response of Load Demand

WANG Xian, LI Yu-zeng, ZHANG Shao-hua

(Key Laboratory of Power Station Automation Technology, Department of Automation,  
Shanghai University, Zhabei District, Shanghai 200072, China)

**ABSTRACT:** Under electricity market environment, there is typically a cross-time feature in customers' load demand response to prices. A multi-period linear supply function equilibrium model of electricity markets is proposed, with cross-time load demand response and transmission constraints included. This equilibrium model can be categorized as an EPEC (equilibrium problems with equilibrium constraints) problem and be solved by a nonlinear complementarity method. Numerical examples are presented to validate the reasonableness of the model. It is also shown that with cross-time load demand response, the unreasonable allocation of loads caused by transmission congestion can be relieved, and the market power abuse of generators can be effectively mitigated.

**KEY WORDS:** electricity market; cross-time load demand response; multi-period equilibrium; nonlinear complementarity method

**摘要:** 在电力市场环境下, 用户负荷对价格的响应具有跨时段的特性。在计及输电约束的基础上, 建立了一个考虑跨时段负荷响应的电力市场多时段线性供应函数均衡模型。该均衡问题是一个具有均衡约束的均衡问题(EPEC), 可采用非线性互补方法求解。给出的算例证明了模型的合理性, 表明跨时段负荷响应的引入可以缓解由于输电阻塞造成的用电不合理分配, 并且能有效抑制发电商的市场力滥用。

**关键词:** 电力市场; 跨时段负荷响应; 多时段均衡; 非线性互补方法

## 0 引言

市场参与者的市场力滥用行为是目前电力市

基金项目: 国家自然科学基金项目(50377023); 上海市教委科技发展基金项目(05AZ28); 上海市重点学科建设项目(T0103)。

Project Supported by National Nature Science Foundation of China (50377023).

场设计和运行中比较普遍关心的问题, 各种寡头市场竞争的均衡模型可用于市场力的分析和预测<sup>[1]</sup>。为了更全面地研究电力市场的市场力问题, 许多相关研究考虑了输电网容量限制, 建立了包括 Cournot 均衡模型、供应函数均衡(SFE)模型和猜测供应函数均衡(CSF)模型等在内的各种寡头均衡模型<sup>[2-9]</sup>。在这些模型中, 需求侧的负荷弹性或被假设为刚性, 或被假设为有弱弹性, 很少具体研究用户响应价格程度对结果的影响。

需求侧响应对电力市场的高效稳定运行有重要影响<sup>[10]</sup>。文献[11]研究表明需求侧参与投标可以抑制发电商市场力的滥用行为。在电力市场环境下, 用户对价格的响应不仅包括负荷对同一时段的价格响应, 而且包括对其它时段价格的响应, 即跨时段的负荷价格响应<sup>[12-13]</sup>。因此, 在进行电力市场均衡分析时考虑用户负荷的跨时段价格响应是有现实意义的。文献[14]给出的 Cournot 均衡模型中, 用跨时段的负荷弹性来表达跨时段的负荷价格响应, 然而未考虑电力系统中潮流传输的限制。另外, 对应于不同时间段的负荷响应, 发电侧也会在相应的不同时段采取不同的竞争策略, 即追求自身利润最大化的发电商可以在一天内分几个时段进行不同的投标。仅有少量文献[15-16]对多时段均衡问题进行研究, 但未考虑需求侧的跨时段负荷价格响应。

在计及直流潮流网络约束的基础上, 建立了一个考虑跨时段负荷响应的电力市场多时段线性供应函数均衡模型。该模型所描述的均衡问题是一个具有均衡约束的均衡问题(EPEC), 采用非线性互补方法<sup>[6]</sup>对其求解。并通过一个具有输电约束的 3 节点

系统算例,分析了跨时段负荷响应的引入对整个电力市场均衡结果的影响。

## 1 理论模型

### 1.1 基本假设

设某电力系统由位于网络节点上的  $N$  个策略性发电商和若干个用户组成。将所考虑的时间范围分为  $T$  个时间段,各节点在某时段的电力需求不仅受本时段电价的影响且受其它时段电价的影响,则在第  $t(t=1,2,\dots,T)$  个时段内,节点  $i(i=1,2,\dots,N)$  的需求曲线可表示为  $q_{di}(t)=D_i(p_i(1),\dots,p_i(T))$ ,其中  $q_{di}(t)$  和  $p_i(t)(t=1,2,\dots,T)$  分别为节点  $i$  在  $t$  时段内的负荷需求和节点电价。采用文献[13]中的跨时段负荷弹性矩阵(cross-time elasticity matrix)  $E_i=[e_{it}]$  来描述上述跨时段的负荷响应特性,该矩阵中对角线元素  $e_{it}=\partial q_{di}(t)/\partial p_i(t)$  指同时段的负荷弹性,非对角线元素  $e_{it'}=\partial q_{di}(t)/\partial p_i(t')$  ( $t \neq t'$ ) 指跨时段的负荷弹性。为建模方便,需采用上述需求曲线的反函数即所谓的逆需求曲线。若各节点的需求曲线是线性函数,则其逆需求函数也是线性函数,表示为  $p_i(t)=c_i(t)-\sum_{s=1}^T d_i(t,s)q_{di}(s)$ ,其中  $c_i(t)$ 、 $d_i(\cdot,\cdot)$  为给定系数, $d_i$  为  $T \times T$  维系数矩阵,其第  $t$  行元素表示在节点  $i$  上, $t$  时段的价格与其它时间段负荷之间的关系,且  $E_i^{-1}=d_i$  [13],因此称  $d_i$  为跨时段负荷弹性逆矩阵。

假设发电商  $f(f=1,2,\dots,M)$  在网络节点  $i(i=1,2,\dots,N)$  处拥有发电单元  $f_i$ ,该发电单元在  $t$  时段具有二次的发电成本函数  $C_{f_i}(q_{f_i}(t))=a_{f_i}q_{f_i}(t)+0.5b_{f_i}q_{f_i}^2(t)$  和线性的边际成本  $mc_{f_i}(t)=a_{f_i}+b_{f_i}q_{f_i}(t)$ 。其中  $q_{f_i}(t)$  为  $t$  时段发电单元  $f_i$  的发电出力; $a_{f_i}$ 、 $b_{f_i}$  为成本系数, $b_{f_i} \geq 0$ 。设发电商  $f$  在  $t$  时段为所属各发电单元以线性的供应函数  $p_i(t)=k_{f_i}(t)[a_{f_i}+b_{f_i}q_{f_i}(t)]$ ,  $\forall f_i \in S_f$ ,向独立系统管理员(ISO)投标,其中  $p_i(t)$  为报价,参数  $k_{f_i}(t)$  为发电商策略性行为的决策变量。

### 1.2 ISO 的优化问题及其 KKT 条件

在获得各发电商的投标后,ISO 以所有  $T$  个时段总的社会福利(即用户的用电收入与系统预期的购电支出之差)最大化为目标,并考虑各时段各发电单元的出力限制、传输容量限制、电力平衡和 Kirchhoff 的回路电压方程等描述的直流潮流网络约束条件[3],确定各时段各节点发电单元的出力  $q_{f_i}(t)$  及用户的分配电力  $q_{di}(t)$ 。该优化问题可表示

为如下非线性规划问题:

$$\max_{q_{di}(t), q_{f_i}(t), \forall i, t} \sum_{i \in D} \left\{ \sum_{s=1}^T [c_i(t) - \sum_{s=1}^T d_i(t,s)q_{di}(s)] q_{di}(t) - \sum_{f_i \in P} k_{f_i}(t) \cdot [a_{f_i}q_{f_i}(t) + 0.5b_{f_i}q_{f_i}^2(t)] \right\} \quad (1)$$

$$\text{s.t. } q_{di}(t) \geq 0 \quad \forall i \in D, \quad t=1,2,\dots,T \quad (2)$$

$$\underline{q}_{f_i}(t) \leq q_{f_i}(t) \leq \bar{q}_{f_i}(t) \quad \forall f_i \in P, t=1,2,\dots,T \quad (3)$$

$$-\bar{T}_{ij}(t) \leq T_{ij}(t) \leq \bar{T}_{ij}(t) \quad \forall ij \in A, t=1,2,\dots,T \quad (4)$$

$$q_{di}(t) - \sum_f q_{f_i}(t) + H_i(T_{ij}(t)) = 0 \quad \forall i, t=1,2,\dots,T \quad (5)$$

$$Y_m(T_{ij}(t)) = 0 \quad \forall m, t=1,2,\dots,T \quad (6)$$

$$\sum_{t=1}^T q_{di}(t) \geq \underline{q}_{di} \quad (7)$$

式中:  $A$  为全体传输线的集合;  $D$  为全体用户节点的集合;  $P$  为全体发电单元的集合;  $\bar{q}_{f_i}(t)$ 、 $\underline{q}_{f_i}(t)$  分别为  $t$  时段发电单元  $f_i$  的容量上、下限;  $T_{ij}(t)$ 、 $\bar{T}_{ij}(t)$  分别为  $t$  时段输电线  $ij$  的传输量及最大输电容量;式(5)表示各节点的功率平衡方程,其中  $H_i(\cdot)$  为流入或流出节点  $i$  的潮流  $T_{ij}(t)$  的代数和;式(6)为网络中闭回路  $m$  的电压方程,其中  $Y_m(\cdot)$  是闭回路  $m$  中每条输电线潮流  $T_{ij}(t)$  的线性组合;式(7)为节点  $i$  的  $T$  个时段总需求有一个必须维持的最小量,即表示在一天  $T$  个时段中,节点  $i$  的某些负荷可以跨时段转移,但不能完全被削减掉。

需要注意的是模型中式(4)、(6)中的变量,即输电线潮流  $T_{ij}(t)$ ,通过式(5)与 ISO 的决策变量  $q_{di}(t)$ 、 $q_{f_i}(t)$  ( $\forall i, \forall t$ ) 相联系,因此式(4)、式(6)两组不等式约束与这两组决策变量有联系,并且因为  $p_i(t)$  与  $q_{di}(t)$  的关系是通过逆需求曲线来表示的,进而式(4)和式(6)两组约束与  $p_i(t)$  有关。

上述优化问题式(1)~(7)的解必定满足其一阶最优条件(KKT 条件),它可表述为下列有关对偶变量  $m_{1f_i}(t)$ 、 $m_{2f_i}(t)$ 、 $q_{1ij}(t)$ 、 $q_{2ij}(t)$ 、 $l_i(t)$ 、 $g_m(t)$ 、 $a_i$  的等式和互补条件。

$(q_{di}(t), \forall i, t)$ :

$$\left\{ \begin{array}{l} q_{di}(t) \geq 0 \\ -c_i(t) + d_i(t,t)q_{di}(t) + \sum_{s=1, s \neq t}^T [d_i(t,s)q_{di}(s) + d_i(s,t)q_{di}(s)] + l_i(t) - a_i \geq 0 \\ q_{di}(t) \cdot \{-c_i(t) + d_i(t,t)q_{di}(t) + \sum_{s=1, s \neq t}^T [d_i(t,s)q_{di}(s) + d_i(s,t)q_{di}(s)] + l_i(t) - a_i\} = 0 \end{array} \right. \quad (8)$$

$$(q_{fi}(t), \nabla f_i, t):$$

$$-k_{fi}(t)[a_{fi} + b_{fi}q_{fi}(t)] - m_{1fi}(t) + m_{2fi}(t) + I_i(t) = 0 \quad (9)$$

$$(m_{1fi}(t), \nabla i, t):$$

$$\begin{cases} m_{1fi}(t) \geq 0 \\ -q_{fi}(t) + \bar{q}_{fi}(t) \geq 0 \\ m_{1fi}(t) \cdot [-q_{fi}(t) + \bar{q}_{fi}(t)] = 0 \end{cases} \quad (10)$$

$$(m_{2fi}(t), \nabla i, t):$$

$$\begin{cases} m_{2fi}(t) \geq 0 \\ -\underline{q}_{fi}(t) + q_{fi}(t) \geq 0 \\ m_{2fi}(t) \cdot [-\underline{q}_{fi}(t) + q_{fi}(t)] = 0 \end{cases} \quad (11)$$

$$(T_{ij}(t), \nabla t, ij):$$

$$-q_{1ij}(t) + q_{2ij}(t) - I_i(t)H_i(T_{ij}(t)) - g_m(t) \frac{\partial Y_m(T_{ij}(t))}{\partial T_{ij}(t)} = 0 \quad (12)$$

$$(q_{1ij}(t), \nabla t, ij):$$

$$\begin{cases} q_{1ij}(t) \geq 0 \\ -T_{ij}(t) + \bar{T}_{ij}(t) \geq 0 \\ q_{1ij}(t) \cdot [-T_{ij}(t) + \bar{T}_{ij}(t)] = 0 \end{cases} \quad (13)$$

$$(q_{2ij}(t), \nabla t, ij):$$

$$\begin{cases} q_{2ij}(t) \geq 0, \\ T_{ij}(t) + \bar{T}_{ij}(t) \geq 0 \\ q_{2ij}(t) \cdot [T_{ij}(t) + \bar{T}_{ij}(t)] = 0 \end{cases} \quad (14)$$

$$(I_i(t), \nabla i, t):$$

$$q_{di}(t) - \sum_f q_{fi}(t) + H_i(T_{ij}(t)) = 0 \quad (15)$$

$$(g_m(t), \nabla t, m):$$

$$Y_m(T_{ij}(t)) = 0 \quad (16)$$

$$(a_i, \nabla i):$$

$$\begin{cases} a_i \geq 0 \\ \sum_{t=1}^T q_{di}(t) - \underline{q}_{di} \geq 0 \\ a_i \cdot [\sum_{t=1}^T q_{di}(t) - \underline{q}_{di}] = 0 \end{cases} \quad (17)$$

式中:  $I_i(t)$ 、 $a_i$  分别为约束式(5)、(7)的对偶变量;  $m_{1fi}(t)$ 、 $m_{2fi}(t)$  分别为  $t$  时段发电单元  $f_i$  容量上、下限的影子价格;  $q_{1ij}(t)$ 、 $q_{2ij}(t)$  分别为  $t$  时段输电线路  $ij$  的传输容量上、下限的影子价格;  $g_m(t)$  为  $t$  时段潮流环路  $m$  的对偶变量。

从互补条件式(8)中可看出, 如果节点  $i$  的需求  $q_{di}(t)$  大于零, 则有下列等式成立:

$$-c_i(t) + d_i(t,t)q_{di}(t) + \sum_{s=1, s \neq t}^T [d_i(t,s)q_{di}(s) + d_i(s,t)q_{di}(s)] + I_i(t) - a_i = 0$$

进一步可得:

$$c_i(t) - \sum_{s=1}^T d_i(t,s)q_{di}(s) = \sum_{s=1, s \neq t}^T d_i(s,t)q_{di}(s) + I_i(t) - a_i$$

上式等号左边即为由需求曲线确定的节点电价  $p_i(t)$ , 因此有式(18)成立。

$$p_i(t) = I_i(t) + \sum_{s=1, s \neq t}^T d_i(s,t)q_{di}(s) - a_i \quad (18)$$

从式(18)可知, 节点电价  $p_i(t)$  由 3 部分组成, 其中  $I_i(t)$  为节点边际电价, 第 2 部分是跨时段负荷响应对本时段电价的影响, 最后一部分是维持该节点总需求的最小值要求对电价的影响。

### 1.3 发电商的决策问题

各发电商在其策略性报价参数的允许范围内, 追求其所有时段总利润(各时段利润是售电收入与发电成本之差)最大化。因此, 考虑  $T$  个时段各发电商的决策问题可表达为如下数学规划问题:

$$\nabla f \max_{k_{fi}(t), \nabla f_i \in S_f} R_f = \sum_{t=1}^T \{ \sum_{fi \in S_f} [p_i(t)q_{fi}(t) - a_{fi}q_{fi}(t) - 0.5b_{fi}q_{fi}^2(t)] \} \quad (19)$$

$$\text{s.t. } k_{fi}^{\min}(t) \leq k_{fi}(t) \leq k_{fi}^{\max}(t) \quad \forall f_i \in S_f, t=1, 2, \dots, T \quad (20)$$

式中:  $R_f$  为发电商  $f$  的利润;  $k_{fi}^{\min}(t)$ 、 $k_{fi}^{\max}(t)$  为  $t$  时段竞标参数  $k_{fi}(t)$  的允许下、上限。

必须指出的是, 由式(19)、(20)组成的数学规划中,  $p_i(t)$  和  $q_{fi}(t)$  为式(1)~(7)组成的 ISO 优化问题的解, 因此每个发电商的优化问题实际上是一个两层的优化问题, 其内层是 ISO 的社会福利最大化问题, 外层是其自身利润最大化问题。为求解该两层模型, 本文利用内层的 ISO 优化问题式(1)~(7)的 KKT 条件式(8)~(17)将两层优化问题转换为一个一般的一层非线性规划问题。各发电商的决策问题可描述为下述非线性规划问题:

$$\nabla f, \max_{k_{fi}(t), \nabla f_i \in S_f} R_f = \sum_{t=1}^T \{ \sum_{fi \in S_f} [p_i(t)q_{fi}(t) - a_{fi}q_{fi}(t) - 0.5b_{fi}q_{fi}^2(t)] \} \quad (21)$$

$$\text{s.t. } \begin{cases} k_{fi}^{\min}(t) \leq k_{fi}(t) \leq k_{fi}^{\max}(t) \quad \forall f_i \in S_f, t=1, 2, \dots, T \\ \text{KKT 条件式(8)~(17)} \end{cases} \quad (22)$$

### 1.4 均衡模型的求解问题

由于在 ISO 的优化问题式(1)~(7)中, 所有发电

商的竞价策略( $K_1, \dots, K_f, \dots, K_N$ )是给定的参数而非变量,因此由ISO问题的KKT条件决定的 $p_i(t)$ 和 $q_{fi}(t)$ 是所有发电商的竞价策略( $K_1, \dots, K_f, \dots, K_N$ )的隐函数,其中 $K_f = \{k_{fi}(t), \forall f_i \in S_f, t=1 \dots T\}$ 为发电商 $f$ 所有 $T$ 个时段的竞价策略。因而,式(21)所示的每个发电商的利润函数不仅与自身各时段的竞价策略有关,而且与其他发电商各时段的竞价策略有关。只有当每个发电商都没有动机改变其各时段的竞价策略时,电力市场才达到了Nash均衡,即给定其它发电公司的竞价策略情况下每个发电公司的竞价策略都是其最佳选择。因此,欲求整个市场的Nash均衡解需将所有策略发电商的优化问题式(21)、(22)联立在一起同时求解。

然而由于KKT条件式(8)~(17)中包含了形如 $x \geq 0, f(x, y) \geq 0, xf(x, y) = 0$ 的互补条件,因此每个策略发电商的优化问题构成了一个具有均衡约束的数学规划问题(MPEC)<sup>[3]</sup>,而整个市场的均衡问题则是一个具有均衡约束的均衡问题(EPEC)<sup>[6]</sup>。本文采用与参考文献[6]相同的非线性互补方法来求解,即首先利用具有性质 $y(a, b) = 0 \Leftrightarrow a \geq 0, b \geq 0, ab = 0$ 的非线性互补函数 $y(a, b) = a + b - \sqrt{a^2 + b^2}$ 将互补条件式(8)、(10)、(11)、(13)、(14)、(17)转化为如下的非线性方程组:

$$y(q_{di}(t), -c_i(t) + d_i(t, t)q_{di}(t) + \sum_{s=1, s \neq t}^T [d_i(t, s)q_{di}(s) + d_i(s, t)q_{di}(s)] + I_i(t) - a_i) = 0 \quad (23)$$

$$y(m_{1fi}(t), -q_{fi}(t) + \bar{q}_{fi}(t)) = 0 \quad (24)$$

$$y(m_{2fi}(t), -\underline{q}_{fi}(t) + \bar{q}_{fi}(t)) = 0 \quad (25)$$

$$y(q_{1ij}(t), -T_{ij}(t) + \bar{T}_{ij}(t)) = 0 \quad (26)$$

$$y(q_{2ij}(t), T_{ij}(t) + \bar{T}_{ij}(t)) = 0 \quad (27)$$

$$y(a_i, \sum_{t=1}^T (q_{di}(t) - \underline{q}_{di})) = 0 \quad (28)$$

经过这种转化后,每个发电商的MPEC问题则可转化成普通的非线性优化问题,进一步可列出其对应的KKT条件。根据Nash均衡的涵义,各发电商策略性竞标的均衡解必满足上述所有发电商决策问题的KKT条件。

因此,欲求市场的均衡解,只需将这些KKT条件组合在一起,形成一组联立的等式和互补条件,然后求解该组等式和互补条件。可以看出,由该组等式和互补条件构成了一个混合的非线性互补问题

(NCP),本文再次利用上述非线性互补函数,将求解混合非线性互补问题转化为求解一组非线性方程组的问题,然后用改进的Levenberg-Marquardt算法对其求解,其具体方法可参考文献[6]。

## 2 算例

设由3个节点( $i=1,2,3$ )组成的电力系统,其中节点2是负荷节点,节点1、3既是负荷节点又是发电节点。每对节点之间都有输电线相连,其中连接节点1、3和连接节点1、2的输电线具有相同的阻抗,是节点2和3之间连线阻抗的两倍。考虑3个时段(小时)的跨时段负荷响应特性( $T=3$ ),节点1、2和3各时段的逆需求函数为

$$p_i(t) = c_i(t) - \sum_{s=1}^T d_i(t, s)q_{di}(s) \quad i=1,2,3; t=1,2,3$$

$$\text{式中: } c_1 = \begin{bmatrix} 40 \\ 42 \\ 41 \end{bmatrix}; \quad c_2 = \begin{bmatrix} 38 \\ 40 \\ 39 \end{bmatrix}; \quad c_3 = \begin{bmatrix} 40 \\ 42 \\ 41 \end{bmatrix}。$$

各节点跨时段负荷弹性逆矩阵 $d_i$ 为

$$d_1 = \begin{bmatrix} 0.08 & 0.002 & 0.002 \\ 0.002 & 0.06 & 0.002 \\ 0.002 & 0.002 & 0.08 \end{bmatrix};$$

$$d_2 = \begin{bmatrix} 0.07 & 0.005 & 0.005 \\ 0.005 & 0.05 & 0.005 \\ 0.005 & 0.005 & 0.07 \end{bmatrix};$$

$$d_3 = \begin{bmatrix} 0.06 & 0.005 & 0.005 \\ 0.005 & 0.07 & 0.005 \\ 0.005 & 0.005 & 0.06 \end{bmatrix}。$$

各节点在3个时段中的总需求最小值假设为1020MW·h, 1070MW·h和1010MW·h。

整个电力市场有两个发电商( $f=1,2$ ),分别拥有位于节点1和3的发电单元,其对应的 $t(t=1,2,3)$ 时段出力分别为 $q_{11}(t)$ 、 $q_{23}(t)$ ,且均有容量约束1000MW,其边际成本函数分别为 $mc_{11}(t)=12+0.01q_{11}(t)$ (\$/MW·h)和 $mc_{23}(t)=13+0.008q_{23}(t)$ (\$/MW·h)。

以下比较分析考虑跨时段负荷响应和不考虑跨时段负荷响应对均衡结果的影响,其中不考虑跨时段负荷响应指当用每个节点弹性逆矩阵来表示时,其对角线元素与考虑跨时段负荷弹性逆矩阵的对角元素一致,而其非对角元素均为0。假设传输容量限制为:在第2个时段,连接节点1和2之间的传输线容量限制是150MW,而在其它时段该传输线

的容量限制为 500MW，其它两条传输线在任何时段的容量限制均为 500MW。在该假设下，节点 1 和 2 间的传输线在第 2 个时段发生阻塞，即传输容

量约束起作用了( $T_{12}(2)=150\text{ MW}$ )。表 1 给出了传输有阻塞情形下考虑跨时段负荷响应和不考虑跨时段负荷响应的市场均衡结果。

表 1 考虑跨时段负荷响应和不考虑跨时段负荷响应的均衡结果  
Tab. 1 Equilibrium results for cases with and without cross-time load response

参数		考虑跨时段负荷响应情形			不考虑跨时段负荷响应情形		
		t=1	t=2	t=3	t=1	t=2	t=3
用户所得 电力 /MW	$q_{a1}(t)$	296.082	425.103	298.815	292.655	428.728	298.617
	$q_{a2}(t)$	329.051	408.620	332.329	325.029	413.128	331.843
	$q_{a3}(t)$	307.424	392.310	310.266	304.345	395.348	310.307
节点电价/ (\$/MW-h)	$p_1(t)$	15.59	15.90	16.37	16.59	16.28	17.11
	$p_2(t)$	13.11	17.92	13.89	15.25	19.34	15.77
	$p_3(t)$	13.65	16.92	14.43	15.65	18.28	16.18
发电商 利润/\$	f=1		2080.38			3124.08	
	f=2		118.82			2731.64	
用户利润/\$	节点 1		12 499.57			12 506.99	
	节点 2		11 829.36			11 818.60	
	节点 3		12 248.19			12 245.65	
用户总利润/\$			36 577.13			36 571.24	

从表 1 可看出，不论是否考虑跨时段负荷响应，在 3 个节点用户所得的电力都是在第 2 个时段较高，在第 1 个时段较低。当考虑跨时段负荷响应时，用户负荷值在第 2 个时段比不考虑跨时段负荷响应时要低，而在第 1 个时段却比不考虑跨时段负荷响应时的负荷值要高，即考虑跨时段负荷响应后的用电需求可以显示类似于“削峰填谷”的合理结果。

比较表中用户的利润可以得知，考虑跨时段负荷响应时，所有节点用户的总利润(3 个用户利润之和)大于不考虑跨时段负荷响应时的总利润，并且节点 2 和节点 3 的用户利润(3 时段利润之和)也分别比不考虑跨时段负荷响应时的要大，但节点 1 用户的利润却比不考虑跨时段负荷响应时的要小。这是由于连接节点 1 和节点 2 的传输线在第 2 个时段发生了阻塞，此时发电商 1(位于节点 1)发出的送往节点 2 处的电受到限制，位于节点 1 的用户则由于可以更多地利用到便宜的电而可能导致其利润的上升，这在某种意义上说是一种整个系统用电的不合理分配。而考虑跨时段负荷响应后，用户 1 的利润相对降低而所有用户的总利润增大这一现象则说明，跨时段负荷响应的引入有利于缓解由于阻塞造成的用电不合理分配，从而提高全系统用户的总效益。

另外，从表 1 中比较考虑两种情况下的节点电价  $p_i(t)$  可看出，考虑跨时段负荷响应时各节点在各时段的节点电价都比不考虑跨时段负荷响应的要低；同时比较每个发电商在 3 个时段获得的总利润时可发现，考虑跨时段负荷响应时各发电商的利润

要比不考虑跨时段负荷响应时的利润大大降低。由此可知，考虑跨时段负荷响应可有效抑制发电商的市场力，降低整个市场的均衡价格。特别值得注意的是，发电商 2 与发电商 1 比较，考虑跨时段负荷响应时的利润要比不考虑跨时段负荷响应时的利润降低得更多，这是因为发电商 2 所在的节点 3 的跨时段负荷弹性系数(非对角线元素)是 0.005，比发电商 1 所在的节点 1 的跨时段负荷弹性系数 0.002 大，即表明节点 3 的跨时段负荷响应程度比节点 1 的大，因此用户负荷转移量相应会大，使得节点电价降低程度更大，因而对抑制发电商市场力的作用更明显。

为进一步研究跨时段负荷响应程度的大小对市场电价及发电商利润的影响，将节点 3 的跨时段弹性系数( $d_3(i, j), i \neq j$ )从 0 逐步变化 0.005，由此产生的节点 3 在第 2 个时段的电价变化曲线和位于此节点上的发电商 2 利润变化曲线如图 1、2 所示。可看出随跨时段弹性系数的逐渐增大，节点 3 在第 2 个时段的电价和发电商 2 的利润都呈下降趋势。

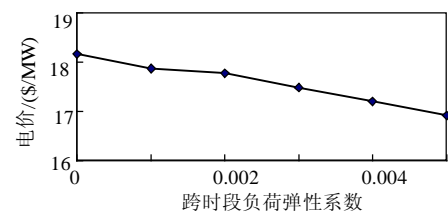


图 1 节点 3 在第 2 时段的电价随跨时段负荷弹性系数变化的曲线

Fig. 1 Price at node 3 during the 2<sup>nd</sup> period v.s. different cross-time elasticity of demand

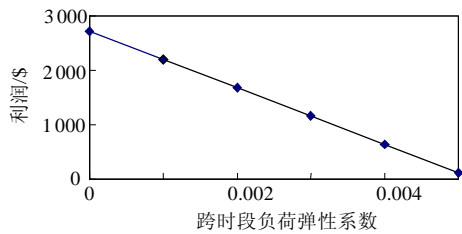


图2 发电商2的利润随跨时段负荷弹性系数变化的曲线  
Fig. 2 Profits of generator 2 v.s. different cross-time elasticity of demand

### 3 结论

在计及直流潮流网络约束的基础上, 建立了一个考虑跨时段负荷响应的电力市场多时段线性供应函数均衡模型, 并应用非线性互补方法求其均衡解。给出的算例验证了模型的合理性和算法的有效性, 并且表明, 跨时段负荷响应对用电需求可以达到“削峰填谷”的作用, 同时可以缓解由于阻塞造成的用电不合理分配, 从而提高系统用户的总体利润, 达到鼓励用户合理安排用电的效果。另一方面, 跨时段负荷响应的引入可有效抑制发电商的市场力, 降低整个市场的均衡价格, 并且跨时段负荷响应程度越大其效果越明显。

### 参考文献

- [1] David A K, Wen F S. Market power in electricity supply[J]. IEEE Transaction on Energy Conversion, 2001, 16(4): 352-360.
- [2] Benjamin F H. Linear complementarity models of nash-cournot competition in bilateral and poolco power[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2001, 6(2): 194-202.
- [3] Benjamin F H. Strategic gaming analysis for electric power systems: an MPEC approach[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2000, 15(2): 638-645.
- [4] Day C J, Hobbs B F, Pang JongShi. Oligopolistic competition in power networks: a conjectured supply function approach[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2002, 17(3): 597-607.
- [5] Weber J D, Overbye T J. A two-level optimization problem for analysis of market bidding strategies[C]. Paper WE099, IEEE Power Engineering Meeting, Edmonton, 1999.
- [6] Wang Xian, Li Yuzeng, Zhang Shaohua. Oligopolistic equilibrium analysis for electricity markets: a nonlinear complementarity approach[J]. IEEE Transaction on Power System, 2004, 19(3): 1348-1355.
- [7] 余贻鑫, 陈晓明. 考虑输电约束的古诺均衡求解方法[J]. 中国电机工程学报, 2005, 25(13): 68-72.
- [8] 袁智强, 侯志俭, 宋依群, 等. 考虑输电约束古诺模型的均衡分析[J]. 中国电机工程学报, 2004, 24(6): 73-79.
- [9] 张宇波, 罗先觉, 薛钧义. 非线性需求下机组优化出力的自适应动态古诺模型[J]. 中国电机工程学报, 2003, 23(11): 80-84.
- [10] Daniel S K. Demand-side view of electricity markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2003, 18(2): 520-527.
- [11] 陈晓明, 余贻鑫, 许琳. 计及输电约束和需求方投标的线性供应函数均衡点的求解算法[J]. 中国电机工程学报, 2004, 24(8): 17-23.
- [12] Chen Xiaoming, Yu Yixin, Xu Lin. Linear supply function equilibrium with demand side bidding and transmission constraints [J]. Proceedings of the CSEE, 2004, 24 (8): 17-23(in Chinese).
- [13] Daniel S K. Factoring the elasticity of demand in electricity prices[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2000, 15(2): 612-617.
- [14] David A K, Li Y Z. Effect of inter-temporal factors on the real time pricing of electricity[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1993, 8(1): 44-52.
- [15] Adair M B, Yu Z, Sparrow F T. A market power model with demand flexibility over time for deregulated electricity markets[C]. Power Engineering Society Summer Meeting, seattle, WA, USA, 2000.
- [16] Torre S de la, Conejo A J, Contreras J. Simulating oligopolistic pool-based electricity markets: a multiperiod approach[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2003, 18(4): 1547-1555.
- [17] Hui Niu, Ross Baldick, Guidong Zhu. Supply function equilibrium bidding strategies with fixed forward contracts[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(4): 1859-1867.

收稿日期: 2006-05-20。

作者简介:

王 颢(1970—), 女, 博士研究生, 讲师, 主要从事电力市场博弈分析研究;

李渝曾(1947—), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 主要从事电力市场输电定价、博弈分析等研究, [yzli@mail.shu.edu.cn](mailto:yzli@mail.shu.edu.cn);

张少华(1966—), 男, 博士, 教授, 主要从事电力市场风险管理、博弈分析等研究。

(编辑 王剑乔)