

# ОПТИМИЗАЦИЯ ПЛАТЕЖЕЙ НА РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

**Ф.Т. Алескеров**

*Институт Проблем Управления им. В.А. Трапезникова РАН, Россия, 117997,  
Москва, Профсоюзная ул., 65,  
e-mail: alesk@ipu.ru*

**Б. М. Шит**

*Институт Энергетики Академии Наук Республики Молдова, Республика  
Молдова, MD2028, г. Кишинев, ул. Академическая, 5,  
e-mail: boris\_fld@rambler.ru*

В работе дан динамический анализ процессов, протекающих на рынке электроэнергии в условиях перехода к рынку. Рассмотрена система уравнений, описывающая рынок электроэнергии между смежными регионами и позволяющая спрогнозировать объем потребления и цены на электроэнергию в рассматриваемых регионах в определенный промежуток времени. Описаны уравнения, позволяющие моделировать объемы потребления электроэнергии и цены на электроэнергию. Рассмотрен критерий, позволяющий максимизировать суммарную прибыль компаний, производящих электроэнергию в рассматриваемых регионах.

**Ключевые слова:** потребление электроэнергии; цены на электроэнергию; динамический анализ процессов на рынке электроэнергии.

**OPTIMIZAREA PLĂȚILOR PE PIAȚA ENERGIEI ELECTRICE.** / Fuad Aleskerov (Institutul Problemelor de Conducere, str. Profsoyuznaya 65, 117997, Rusia, e-mail: alesk@ipu.ru), Boris Sit (Institutul de Energetică al AȘM, str. Academiei 5, Chisinau, MD2028, Republica Moldova, e-mail: boris\_fld@rambler.ru).

În lucrare este prezentată analiza proceselor ce au loc pe piața energiei electrice în condițiile trecerii la economia de piață. Este examinat un sistem de ecuații, ce descrie piața energiei electrice între regiunile vecine și permite prognozarea volumului de consum și prețurile ale energiei electrice în regiunile descrise în intervalul de timp stabilit. Sunt descrise ecuațiile ce permit modelarea volumurilor de consum și prețurilor energiei electrice. Este examinat un criteriu, ce permite maximizarea veniturilor sumare ale companiilor producătoarelor ale energiei electrice în regiunile examinate.

**Cuvinte cheie:** consumul energiei electrice; prețurile energiei electrice; analiza proceselor pe piața energiei electrice.

**OPTIMIZATION OF PAYMENTS ON THE ELECTRICITY MARKET** / Fuad Aleskerov (Institute of Control Sciences, 65, Profsoyuznaya str., 117997, Russia, e-mail: alesk@ipu.ru), Boris Sit (Institute of Power Engineering of the Academy of Sciences of Republic of Moldova, 5, Academiei str., Chisinau, MD2028, Republic of Moldova, e-mail: boris\_fld@rambler.ru).

In this paper the dynamic analysis of the processes, which take place on electricity market during the transition period is shown. The system of equations, which describes electricity market between adjacent regions and allows forecasting electricity consumption volumes and electricity prices in these regions for given time interval, is examined. A model on electricity consumption and prices dynamics is described. Criterion of maximization of total revenue of the companies producing electricity in examined regions is considered.

**Key words:** electricity consumption; electricity prices; dynamic analysis of processes on electricity market.

## Оглавление

1. Введение и описание рынка ФОРЭМ. Роль долгосрочного прогнозирования при анализе поведения рынка. ....	2
2. Критерии качества, которые используются при анализе поведения рынка. ....	3
3. Описание и обоснование предложенной системы уравнений. ....	4
4. Поведение участников рынка в случае трех регионов. ....	5
Выводы. ....	7
Список литературы. ....	7

## **1. Введение и описание рынка ФОРЭМ. Роль долгосрочного прогнозирования при анализе поведения рынка.**

Федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии и мощности (ФОРЭМ) - сфера обращения электрической энергии (мощности) в рамках ЕЭС России в границах Российской Федерации с участием крупных производителей и крупных покупателей электрической энергии, получивших статус субъектов оптового рынка и действующих на основе правил оптового рынка. Тарифы (цены) на электрическую энергию (мощность), продаваемую/покупаемую в регулируемом секторе оптового рынка (в том числе в секторе отклонений) устанавливаются Федеральной службой по тарифам Российской Федерации.

С 01 ноября 2003 года была определена ценовая зона оптового рынка электрической энергии (мощности) ("Европейская ценовая зона"), в которой субъектам электроэнергетики предоставлено право покупки/продажи электроэнергии по свободным ценам (при сохранении возможности покупки/продажи по регулируемым ценам). Субъекты регионов "Востока" и "Сибири", не входящие в эту ценовую зону, покупают/продают электроэнергию только по регулируемым ценам. Тарифы на электрическую энергию (мощность), продаваемую или покупаемую на оптовом рынке и размер платы за услуги, предоставляемые на ФОРЭМ, устанавливаются Федеральной службой по тарифам России. Финансовые расчеты на оптовом рынке электрической энергии (мощности) осуществляются на основании заключенных договоров в соответствии с тарифами, утвержденными ФСТ России. Направления финансовых потоков между субъектами ФОРЭМ осуществляются на основании плановой и фактической схем платежей за расчетный период (месяц).

Ограниченные знания, имеющиеся о процессах, протекающих на либерализованных рынках электрической энергии и ограничения, накладываемые на известные модели рынка, не позволяют сделать обоснованную оценку долгосрочного поведения этой экономической системы. После значительных колебаний, отмеченных на реструктурированных рынках электрической энергии (ЭЭ), долгосрочное поведение этих рынков находится сегодня в центре внимания. Эта проблема является важной как для фирм, планирующих долгосрочные инвестиции в производство электроэнергии и заключающих долгосрочные контракты, так и для различных правительственных организаций, осуществляющих регулирование рынка и имеющих цель обеспечить долгосрочную надежность поставок и стабильность рынка [34].

Адекватные модели рынка крайне необходимы агентствам, регулирующим рынок. Модели, в которых рассматривается долгосрочное поведение и динамика рынков ЭЭ представляют собой надежную основу для проектирования робастной рыночной политики, которая позволяет обеспечить долгосрочную безопасность и надежность поставки электроэнергии.

С другой стороны интерес компаний-производителей ЭЭ к долгосрочным моделям, описывающим рынок ЭЭ также высок. С помощью рассматриваемых моделей энергокомпаниям желают воспользоваться долгосрочной волатильностью и сложной динамикой бизнес-циклов с целью получения максимальных прибылей.

Длительный успех энергокомпаний определяется в значительной степени их способностью конструировать тактику и стратегию своего поведения в долгосрочной перспективе, чтобы использовать преимущество подъема рынка и хеджирования рисков его падения. В связи с этим энергокомпаниям крайне заинтересованы в наличии адекватных моделей долгосрочного поведения рынка электроэнергии.

Большие отклонения от долгосрочного состояния равновесия, имеющие место при долгосрочных бизнес-циклах, значительно влияют на деятельность энергокомпаний.

Перечислим некоторые явления на рынке электроэнергии, влияние которых может быть уменьшено благодаря адекватным моделям, позволяющим прогнозировать долгосрочную динамику рынков ЭЭ:

- длительные колебания рынка могут влиять на кредитный рейтинг компаний, снижая, таким образом, их доходы и капитализацию;

- значительные длиннопериодические колебания цен могут создать серьезные проблемы с объемом наличности, особенно у мелких или сильно зависящих от государства компаний, а также фирм (обслуживающих энергокомпаний), зависящих от тарифов на электроэнергию.

- моделями, описывающими долгосрочную динамику рынка ЭЭ, могут воспользоваться агенты, принимающие стратегические решения на рынке. Например, может быть принято решение об инвестициях в производственные мощности до роста рынка или о заключении форвардных контрактов до спада на рынке.

На регулируемом рынке рост спроса, цены на топливо, инфляция, ставки процента по кредитам являются наиболее серьезными факторами риска в долгосрочной перспективе. На нерегулируемом рынке основным источником риска является неопределенность динамики рынка в долгосрочной перспективе.

Поскольку известные модели равновесия долгосрочного поведения открытого рынка ЭЭ не отражают в достаточной степени динамику рынка, эти модели не могут быть основой для планирования поведения энергокомпаний в долгосрочной перспективе. Поэтому разработка математических моделей, позволяющих уловить основы динамики поведения рынка ЭЭ в долгосрочной перспективе, являются сегодня принципиально важными для разработки корпоративной стратегии компаний, работающих на рынке ЭЭ.

## 2. Критерии качества, которые используются при анализе поведения рынка.

В ряде работ рассматриваются различные критерии оптимального поведения участников рынка на рынке ЭЭ. Так, например, в [28] рассматривается ожидаемый (планируемый) экономический эффект производителей.

В работе [34] используется целевая функция, представляющая собой критерий минимизации затрат на производство электроэнергии, или минимизации потерь электроэнергии.

В работе J.D.Weber [31,32] вводится определение «социального эффекта» (social welfare), который определяется как разница между суммарной прибылью потребителей и общими затратами поставщиков с учетом ограничений и ставится задача максимизировать этот социальный эффект.

В работе [30] (МГУ, ВЦ РАН) рассматривается задача расчета результатов централизованного двухстороннего аукциона закрытого типа, сводящаяся к поиску максимума функции:

$$\sum_{j \in \text{покуп}} \max_{V_j = \sum_{i \in \text{прод}} V_j} \left\{ \sum_{j \in \text{покуп}} c_j V_j - \sum_{i \in \text{прод}} c_i V_i \right\}, \quad (2.1)$$
$$0 \leq V_i \leq V_i', 0 \leq V_j \leq V_j'$$

где  $c_i, c_j$  - цены,  $V_i', V_j'$  - соответствующие этим ценам объемы электроэнергии в заявках продавцов/покупателей участников аукциона соответственно,  $V_i, V_j$  - объемы, принятые аукционом.

*Мы рассматриваем критерий оптимального поведения рынка, при котором социальный эффект, представляющий собой суммарную чистую прибыль всех участников рынка (как продавцов, так и покупателей), максимален.*

*Прибыль потребителей мы рассматриваем, как некоторую величину, зависящую от цен на электроэнергию и объема потребленной электроэнергии.*

*Решение задачи максимизации суммарного объема платежей  $\pi$  в рассматриваемых регионах с учетом социального эффекта, который представляет собой функцию, связанную с изменением влияния цены на ВРП региона.*

*Тогда критерий качества примет вид:*

$$I = \sum_i a \cdot \left( \int_{t_0}^{t_0+\tau} f(C_l^i(t)) \cdot g(p_{border}^i(t) - p^i(t)) dt \right) + \int_{t_0}^{t_0+\tau} C_l^i(t) p^i(t) dt. \quad (2.2)$$

Здесь составляющая  $\int_{t_0}^{t_0+\tau} f(C_l^i(t)) \cdot g(p_{border}^i(t) - p^i(t)) dt$  представляет собой прибыль потребителя, а составляющая  $\int_{t_0}^{t_0+\tau} C_l^i(t) p^i(t) dt$  - прибыль поставщиков;

### 3. Описание и обоснование предложенной системы уравнений.

Как нами было показано ранее уравнения, описывающие поведение энергокомпаний на рынке имеют вид:

$$\begin{cases} \dot{C}_l^{(i)} = a_1^{(i)} + a_2^{(i)} C_l^{(i)} + a_3^{(i)} Y^{(i)} - a_4^{(i)} \sum_{j=1}^n \eta_j^{(i)} p^j \end{cases} \quad (3.1)$$

$$\begin{cases} \dot{p}^{(i)} = p_0^{(i)} + k_1^{(i)} p^{(i)} - k_2^{(i)} V^{(i)} + \beta C^{(i)} + \sum_s \varepsilon_s^{(i)} \end{cases} \quad (3.2)$$

где

$$\eta_j^{(i)} = C_{lj}^{(i)} / \sum_{i=1}^n C_{lj}^{(i)} \quad (3.3)$$

В уравнении (3.1)  $i$  – номер региона,  $C_{lj}^{(i)}$  - доля электроэнергии, приобретенной  $i$ -м регионом у  $j$ -го региона в объеме электроэнергии, потребляемой  $i$ -м регионом,  $C_l^{(i)} = \sum_{j=1}^n C_{lj}^{(i)}$  - общий объем

легального потребления электроэнергии  $i$ -м регионом,  $Y^{(i)}$  - ВВП  $i$ -го региона,  $\eta$  - доля электроэнергии, закупленной  $i$ -м регионом  $j$ -го региона по цене  $p^j$ ,  $a_2^{(i)}, a_3^{(i)}, a_4^{(i)}$  - коэффициенты, определяющие скорость изменения объема потребления электроэнергии в  $i$ -м регионе в зависимости от текущего объема потребления электроэнергии, ВВП, а также закупочных цен на электроэнергию в каждом из регионов, соответственно.

Уравнения (3.1) - (3.2) соответствуют ситуации, при которой в каждом из регионов имеется одна компания, являющаяся производителем электроэнергии. При этом каждый регион производит электроэнергию, как для собственных нужд, так и для продажи ее другим регионам.

В уравнении (3.2)  $p^{(i)}$  - цена на электроэнергию в  $i$ -м регионе,  $V^i$  - объем производства электроэнергии  $i$ -го региона,  $\beta$  - доля потерь (как технических потерь, так и нелегального потребления энергии) электроэнергии в  $i$ -м регионе,  $\varepsilon$  - совокупность случайных факторов, влияющих на значение цены на электроэнергию, таких как погода, изменение цен на энергетические ресурсы, показатели, связанные с наличием кредитных рисков, уровень инфляции и другие.

Решение системы уравнений (3.1-3.2) позволяет спрогнозировать динамику цен на электроэнергию и объемов потребления электроэнергии в каждом из рассматриваемых регионов на заданный период при заданных объемах электроэнергии  $\eta$ , продаваемых из одного региона в другой.

Объем платежей за электроэнергию в заданный промежуток времени  $\tau$  для каждого из регионов определяется выражением

$$\pi = \int_{t_0}^{t_0+\tau} C_l(t)p(t)dt. \quad (3.5)$$

Суммарный объем платежей за электроэнергию во всех регионах определяется выражением:

$$\pi = \sum_i \int_{t_0}^{t_0+\tau} C_l^{(i)} p^{(i)}(t)dt; \quad (3.6)$$

#### 4. Поведение участников рынка в случае трех регионов.

При рассмотрении случая для 3-х регионов влиянием случайных параметров мы пренебрегали. Для трех регионов система уравнений (3.1-3.2) имеет вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} \dot{C}_l^{(1)} = a_1^{(1)} + a_2^{(1)}C_l^{(1)} + a_3^{(1)}Y^{(1)} - a_4^{(1)}(\eta_1^{(1)}p^1 + \eta_2^{(1)}p^2 + \eta_3^{(1)}p^3) \\ \dot{C}_l^{(2)} = a_1^{(2)} + a_2^{(2)}C_l^{(2)} + a_3^{(2)}Y^{(2)} - a_4^{(2)}(\eta_1^{(2)}p^1 + \eta_2^{(2)}p^2 + \eta_3^{(2)}p^3) \\ \dot{C}_l^{(3)} = a_1^{(3)} + a_2^{(3)}C_l^{(3)} + a_3^{(3)}Y^{(3)} - a_4^{(3)}(\eta_1^{(3)}p^1 + \eta_2^{(3)}p^2 + \eta_3^{(3)}p^3) \\ \dot{p}^{(1)} = p_0^{(1)} + k_1^{(1)}p^{(1)} - k_2^{(1)}V^{(1)} + \beta^{(1)}C_l^{(1)} \\ \dot{p}^{(2)} = p_0^{(2)} + k_1^{(2)}p^{(2)} - k_2^{(2)}V^{(2)} + \beta^{(2)}C_l^{(2)} \\ \dot{p}^{(3)} = p_0^{(3)} + k_1^{(3)}p^{(3)} - k_2^{(3)}V^{(3)} + \beta^{(3)}C_l^{(3)} \end{array} \right. \quad (4.1)$$

Значения коэффициентов системы (4.1) таковы:

$$\left| \begin{array}{cccc} a_1^{(1)} & a_2^{(1)} & a_3^{(1)} & a_4^{(1)} \\ a_1^{(2)} & a_2^{(2)} & a_3^{(2)} & a_4^{(1)} \\ a_1^{(3)} & a_2^{(3)} & a_3^{(3)} & a_4^{(1)} \end{array} \right| = \left| \begin{array}{cccc} 30,7 & -18,8 & 21,7 & 1,05 \\ 10,5 & -11,2 & 19,0 & 4,05 \\ 30,7 & -18,8 & 21,7 & 1,05 \end{array} \right|;$$

$$\left| \begin{array}{ccc} \eta_1^{(1)} & \eta_2^{(1)} & \eta_3^{(1)} \\ \eta_1^{(2)} & \eta_2^{(2)} & \eta_3^{(2)} \\ \eta_1^{(3)} & \eta_2^{(3)} & \eta_3^{(3)} \end{array} \right| = \left| \begin{array}{ccc} 1,0 & 0,0 & 0,0 \\ 0,3 & 0,6 & 0,1 \\ 0,2 & 0,0 & 0,8 \end{array} \right|;$$

$$p_0 = \left| \begin{array}{c} p_0^{(1)} \\ p_0^{(2)} \\ p_0^{(3)} \end{array} \right| = \left| \begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ 0 \end{array} \right|; \quad k = \left| \begin{array}{cc} k_1^{(1)} & k_2^{(1)} \\ k_1^{(2)} & k_2^{(2)} \\ k_1^{(3)} & k_2^{(3)} \end{array} \right| = \left| \begin{array}{cc} -25,9 & 10,1 \\ -30,75 & 6,9 \\ -39,8 & 12,5 \end{array} \right|; \quad \beta = \left| \begin{array}{c} \beta^{(1)} \\ \beta^{(2)} \\ \beta^{(3)} \end{array} \right| = \left| \begin{array}{c} 0,25 \\ 0,1 \\ 0,025 \end{array} \right|.$$

Изменение ВРП для первого региона было выбрано в виде синусоиды, второго региона линейно возрастающее, а у третьего линейно убывающее.

Были получены переходные процессы изменения потребления ЭЭ, цен, платежей.

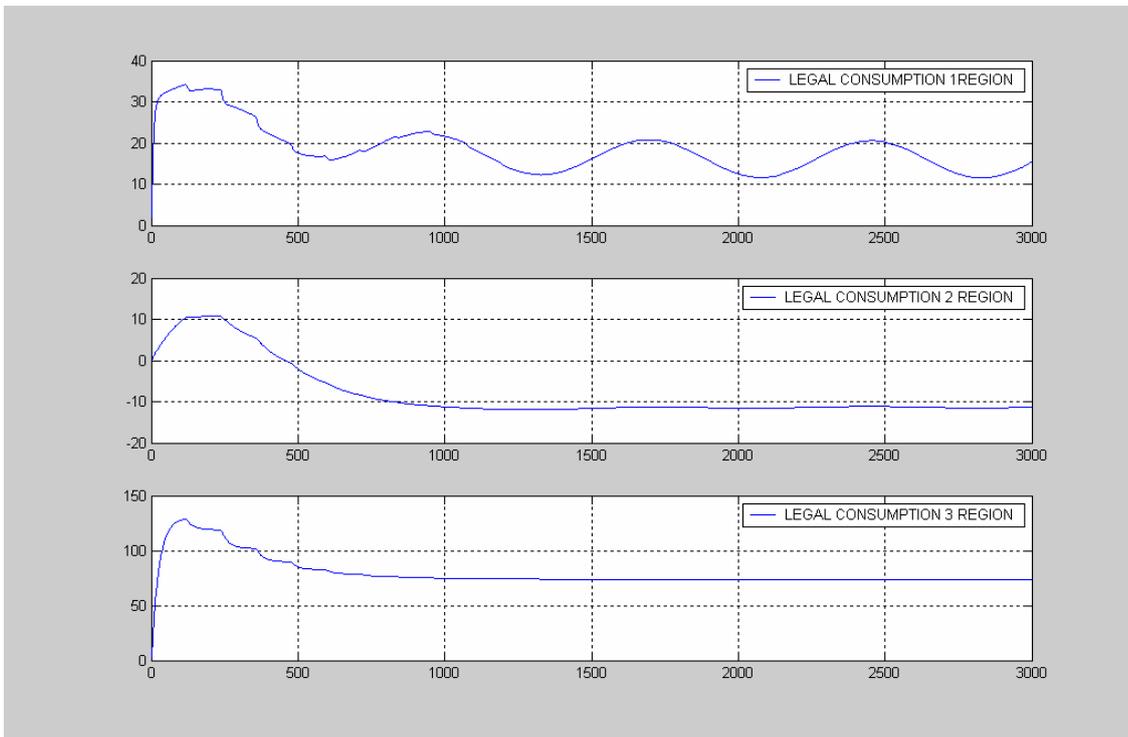


Рис.4.1. Зависимость потребления электроэнергии регионами от времени

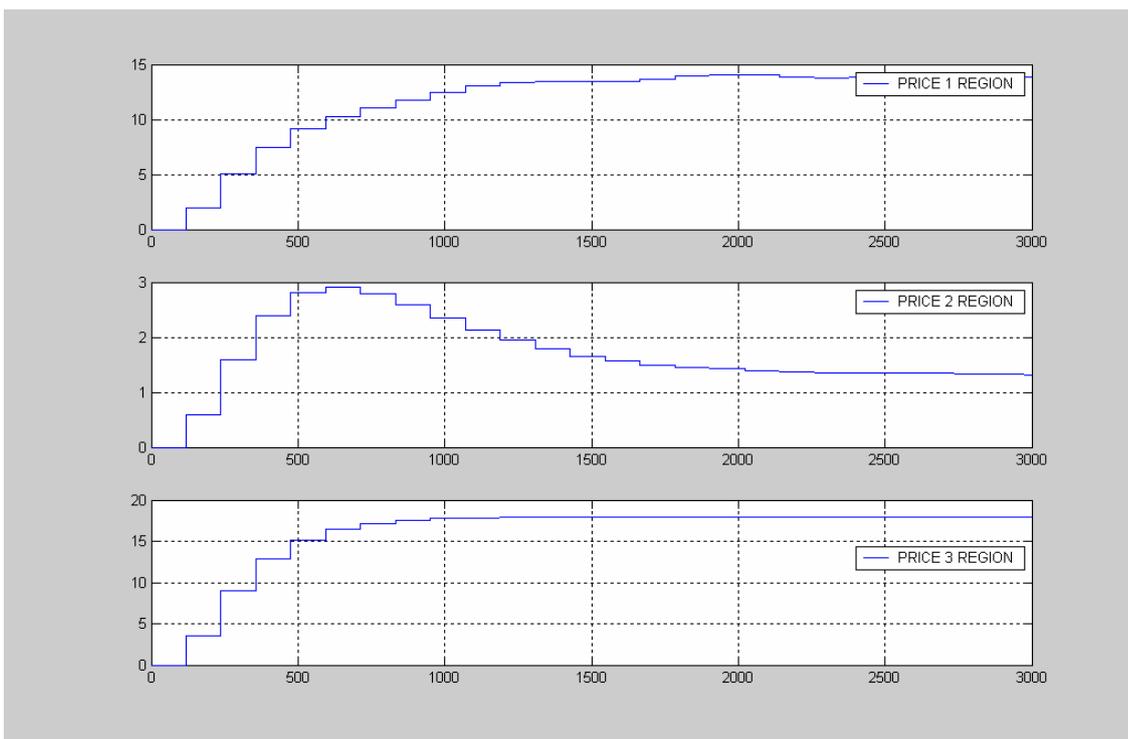


Рис.4.2. Зависимость цен на электроэнергию от времени.

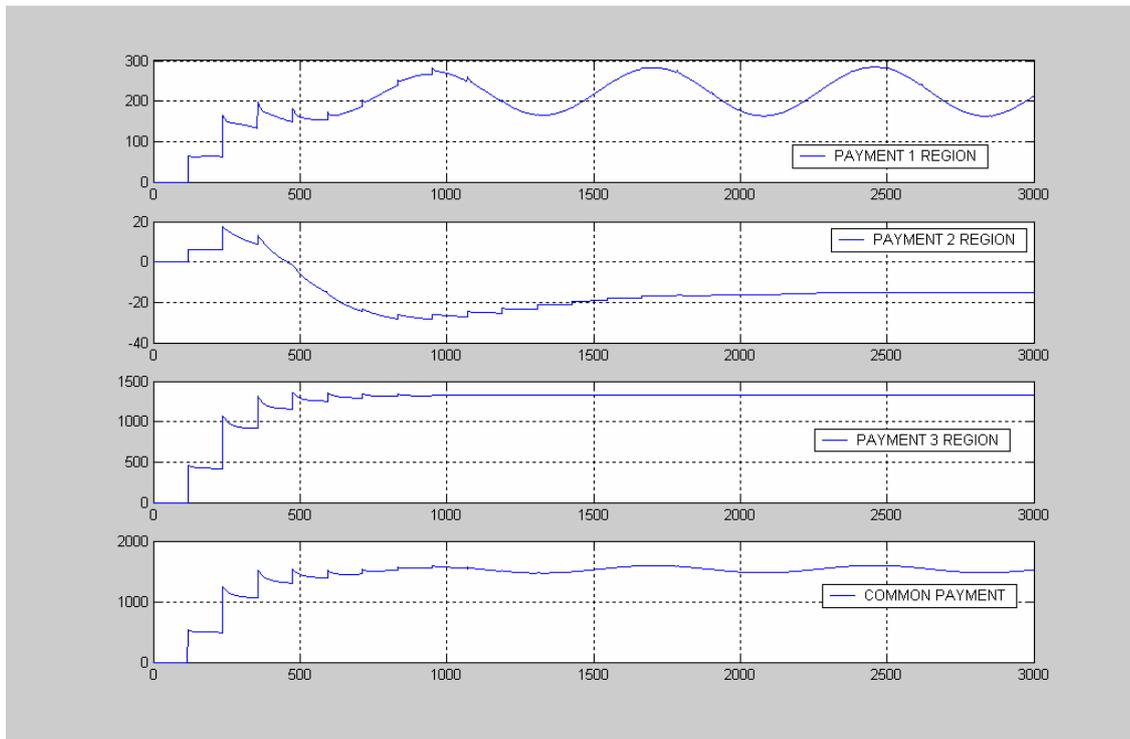


Рис.4.3. Зависимость платежей от времени.

Значения платежей даны в приращениях по отношению к базовому (нулевому) моменту времени.

## Выводы

Разработанная модель позволяет провести динамический анализ и прогнозировать цены на электроэнергию, объем потребления электроэнергии и объем платежей за электроэнергию. Модель также позволяет оптимизировать взаимодействие между регионами на рынке электроэнергии, что позволяет максимизировать совокупную прибыль всех участников рынка электроэнергии.

## Список литературы.

1. Aleskerov F., Sit B. Производство, легальное и нелегальное потребление электроэнергии (Динамический анализ), Control Sciences №2, pp.63-69, 2005.
2. Aleskerov F., Kaymak Baris A dynamic Model of Production, Legal and Illegal Consumption of Energy. Moscow, Institute of Control Sciences, 2002.
3. Alvarado F.L. *The dynamics of Power System Markets.*, Report N PSerc-97-01. <http://www.pserc.org/ecow/get/publicatio/1997public/pserc9701.pdf>.
4. Audet N., Heiskanen P., Keppo J., Vehvilainen I. Modeling electricity Forward Curve Dynamics in the Nordic Market. Bunn D.W. (editor), *Modelling Prices in Competitive Electricity markets*. Wiley, pp.251-265, <http://lib.tkk.fi/Diss/2004/isbn9512274027/article2.pdf>.
5. Давидсон М.Р., Догадушкина Ю.В., Крейнс Е.М., Новикова Н.М., Удальцов Ю.А., Ширяева Л.В. Математическая модель конкурентного оптового рынка электроэнергии в России. *Известия Академии Наук. Теория и системы управления* №3, с. 72-83, 2004 г.
6. Beeck N. *Classification of Energy Models*. Tilburg University & Eindhoven University of Technology, 1999, <http://greywww.kub.nl:2080/greyfiles/few/1999/doc/777.pdf>.
7. Bunn D.V., Karakatsani N. *Forecasting Electricity Prices*, London Business School 2003 v1, [www.london.edu/assets/documents/PDF/2.3.4.12.1\\_Karakatsani\\_and\\_Bunn\\_2003\\_FEP\\_pdf5.pdf](http://www.london.edu/assets/documents/PDF/2.3.4.12.1_Karakatsani_and_Bunn_2003_FEP_pdf5.pdf).
9. Cramton P. *Competitive Bidding Behavior in Uniform -Price Auction Markets*. Proceedings of the Hawaii International Conference on System Sciences, January 2004, [www.cramton.umd.edu/papers2000-2004/cramton-bidding-behavior-in-electricity-markets-hawaii.pdf](http://www.cramton.umd.edu/papers2000-2004/cramton-bidding-behavior-in-electricity-markets-hawaii.pdf).

10. *Electroenergetika sodrujestva nezavisimih gosudarstv 1992-2002*, Ispolnitelini Komitet electroenergeticeskogo soveta SNG, Moscow, 2003.
11. Fleten S-E., Lemming I. Constructing Forward Price Curves in Electricity market. <http://www.energyforum.net/feature/PDF/159.pdf>.
12. Ghali K.H, El-Sakka M.I.T *Energy use and output growth in Canada: a multivariate cointegration analysis*, Energy Economics 26 (2004) 225-238.
13. Goto M., Karoli G.A. *Understanding Electricity Price Volatility Within and Across Markets*. <http://www.cob.ohio-state.edu/fin/dice/papers/2004/2004-12.pdf>.
14. von Grafenstein L., M. Verschuere *On the anomalous price behaviour of power futures*. [www.fam.tuwien.ac.at/~michel/talk\\_with\\_pics.pdf](http://www.fam.tuwien.ac.at/~michel/talk_with_pics.pdf).
15. Gutierrez-Alcaraz G, Sheble G. B. *Real Option Data Requirements of Power System Data for Competitive Bidding*, Proceedings of the 37th Hawaii International Conference on System Sciences – 2004, [www.cSDL.computer.org/comp/proceedings/hicss/2004/2056/02/205620047c.pdf](http://www.cSDL.computer.org/comp/proceedings/hicss/2004/2056/02/205620047c.pdf).
16. Gutierrez-Alcaraz G., Sheble G. B. *Operational Planning Constrained by Financial Requirements*, [www.ece.cmu.edu/~tanddconf\\_2004/Gutierrez\\_Operational%20Planning%20Constrained%20by%20Financial.pdf](http://www.ece.cmu.edu/~tanddconf_2004/Gutierrez_Operational%20Planning%20Constrained%20by%20Financial.pdf).
17. Kian A, Keyhani A *Stochastic Price Modeling of Electricity in Deregulated Energy Markets*. Proceedings of the 34th Hawaii International Conference on System Sciences – 2001, [www.cSDL.computer.org/comp/proceedings/hicss/2001/0981/02/09812034.pdf](http://www.cSDL.computer.org/comp/proceedings/hicss/2001/0981/02/09812034.pdf).
18. Kopsakangas-Savolainen M. Distribution price of electricity and potential welfare improvements. Preliminary Version, October 2000, University of Oulu, Department of Economics, [www.ioes.hi.is/events/101100\\_conf\\_erindi/GM\\_2000\\_Maria\\_Kopsakangas.pdf](http://www.ioes.hi.is/events/101100_conf_erindi/GM_2000_Maria_Kopsakangas.pdf).
19. Kuzovkin A.I. *Tseli reformirovania energetiki: konkurentsia ili nadiozhnosti*. <http://df7.ecfor.rssi.ru/pdf.php?id=2004/2/05>.
20. Larson N., Salant D. *Equilibrium in wholesale electricity markets*, [www.electricitymarkets.info/symp03/doc/c1\\_3-paper.pdf](http://www.electricitymarkets.info/symp03/doc/c1_3-paper.pdf).
21. Popova J. *Spatial pattern in modeling electricity prices: evidence from the PJM market*. Department of Economics, West Virginia University. [http://www.iaee.org/en/students/best\\_papers/popova\\_washington\\_dc\\_2004.pdf](http://www.iaee.org/en/students/best_papers/popova_washington_dc_2004.pdf).
22. Rudkevitch A. *Supply Function Equilibrium in Power markets: Learning All the Way*. TCA Technical Paper 1299-1702, December 22, 1999, [www.tca-us.com/publications/learning2-2.pdf](http://www.tca-us.com/publications/learning2-2.pdf).
23. Skantze P., Gubina A., Ilic M *Bid-based Stochastic Model for Electricity Prices: The Impact of Fundamental Drivers on Market Dynamics*, Energy Laboratory, Massachusetts Institute of Technology, Energy laboratory Publication, # MIT\_EL00-004, November 2000, <http://lfee.mit.edu/public/el00-004.pdf>.
24. Skantze P., Ilic M *The Joint Dynamics of Electricity Spot and Forward markets: Implications on Formulating Dynamic Hedging Strategies*. Energy Laboratory, Massachusetts Institute of Technology, Energy laboratory Publication, # MIT\_EL00-005, November 2000, <http://lfee.mit.edu/public/el00-005.pdf>.
25. *Transmission losses in a GB electricity market*. A DTI consultation paper. January, 2003, [www.dti.gov.uk/energy/consultations/elec\\_market.pdf](http://www.dti.gov.uk/energy/consultations/elec_market.pdf).
26. Villapana P. *Valuation of electricity forward contracts: the role of demand and capacity*. [www.ivie.es/downloads/ws/bf/2005/03/22/ponencia01.pdf](http://www.ivie.es/downloads/ws/bf/2005/03/22/ponencia01.pdf).
27. Wankeun Oh, Kihoon Lee. *Causal relationship between energy consumption and GDP revisited: the case of Korea 1970–1999*, Energy Economics 26 (2004) 51–59.
28. Yemane Wolde-Rufael *Disaggregated industrial energy consumption and GDP: the case of Shanghai, 1952–1999*, Energy Economics 26 (2004) 69-75.
29. Марченко О.В. Оценка влияния неэластичности спроса на эффективность рыночного механизма в электроэнергетике. Известия Академии наук РФ, №4, 2005, с.35-44.
30. Давидсон М.Р. др. «Математическая модель конкурентного оптового рынка электроэнергии в России». Известия РАН «Теория и системы управления», №3, с.72-83.
31. Weber J.D., Overbuy T.J. *An Individual Welfare Maximization Algorithm For Electricity Markets*. IEEE Transactions in Power Systems, February, 2002, [www.powerworld.com/Document%20Library/Welfare%20Maximization.pdf](http://www.powerworld.com/Document%20Library/Welfare%20Maximization.pdf).
32. Weber J.D., “Implementation of a Newton-based optimal power flow into a power system simulation environment,” M.S. thesis, University of Illinois at Urbana- Champaign, Department of Electrical and Computer Engineering, January 1997, [www.pserc.wisc.edu/ecow/get/publication/2002public/individualwelfaremaximization3\\_27\\_02.pdf](http://www.pserc.wisc.edu/ecow/get/publication/2002public/individualwelfaremaximization3_27_02.pdf).
33. Общая характеристика ФОРЭМ. <http://www.np-ats.ru/index.jsp?pid=155>
34. F.C.Schweppe, M.C. Caramanis, R.D. Tabors and R.E. Bohn, *Spot Pricing of Electricity*, Boston: Kluwer Academic Publishers, 1988.