

## **ПРИМЕНЕНИЕ АДАПТИВНОГО МЕТОДА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ К ПЛАНИРОВАНИЮ ЗАТРАТ НА КОМПЕНСАЦИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СЕТЯХ РЕГИОНАЛЬНОЙ ЭНЕРГОКОМПАНИИ**

---

**Грибова Алина Петровна,**

аспирант кафедры математических методов и информатики в экономике Волгоградского государственного университета;  
ralletando@mail.ru

В статье рассмотрена экономическая целесообразность совершенствования планирования затрат на компенсацию потерь электроэнергии в электросетях. Предложено применение адаптивного метода прогнозирования, основанного на модели Тейла – Вейджа, к расчету тарифа на компенсацию потерь электроэнергии в электросетях, что может способствовать решению актуальной проблемы сокращения выпадающих доходов территориальных сетевых организаций.

**Ключевые слова:** тариф на компенсацию потерь в сетях, адаптивный метод прогнозирования Тейла – Вейджа, региональная электросетевая компания.

С 2004 г. мы являемся свидетелями непрерывного процесса либерализации региональных рынков электроэнергии в РФ. Он регламентируется обновляющейся нормативной базой: есть изменения в законодательстве, вступающие в силу с 1 января 2012 г., а также с 1 апреля 2012 г.

Одной из актуальных проблем для региональных электросетевых компаний, представляющих собой регулируемые территориальные сетевые организации, является формирование у них избыточных расходов, превышающих некоторые специфические затраты на транспортировку электроэнергии, прогнозируемые и утверждаемые органами регулирования при расчете транспортных тарифов. Непредвиденные расходы погашаются кредитами, стоимость которых включается в затраты и, следовательно, в регулируемый тариф будущих периодов, что, в конечном счете, приводит к росту цены на электроэнергию для потребителей. Указанной негативной

тенденции можно противодействовать. Дело в том, что используемые на практике методы прогнозирования затрат сетевых компаний не обладают высокой степенью точности. Для повышения качества прогнозов предлагается новый метод расчета затрат, основанный на математической модели Тейла – Вейджа.

В настоящей работе рассматривается период с 2008 по 2011 гг. и анализируются метод расчета тарифа на транспортировку электрической энергии, действовавший в это время и, за исключением некоторых деталей, не существенных с точки зрения содержания данной работы, будет использоваться и в дальнейшем (с 2012 г.). Расчеты осуществлены на примере региональной электросетевой компании ОАО «Волгоградоблэлектро».

Основные принципы и методы регулирования тарифов на передачу электроэнергии по сетям территориальных сетевых организаций определены официальными документами (Постановление Правительства РФ от 26 февраля 2004 г. № 109 «О ценообразовании...», Приказ ФСТ от 29 июля 2010 г. № 174-э/8) [3] и др., которыми руководствуются федеральный орган исполнительной власти в области регулирования тарифов и органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов (далее – регулирующие органы). С 2011 г. по решению регулирующих органов Волгоградской области расчет тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям ОАО «Волгоградоблэлектро» осуществляется на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности территориальных сетевых организаций. Указанные тарифы при установлении впервые рассчитываются на трехлетний период регулирования, а в последующие периоды – на пятилетний [3]. Величина тарифа на услугу по передаче электроэнергии по сетям определяется путем деления необходимой валовой выручки (НВВ) территориальных сетевых организаций на суммарную присоединенную мощность потребителей. Регулирующий орган Волгоградской области использует данные, заявленные сетевой организации, для расчетов тарифа, подвергнув их предварительно экспертизе.

Оплата передачи электроэнергии осуществляется по регулируемому тарифу на транспортировку электроэнергии и формирует выручку сетевой компании. В процессе передачи по сетям часть электроэнергии преобразуется в тепло, и на выходе из сетей количество электроэнергии меньше того, которое вошло в сеть. Разность между объемом электроэнергии, поступившим в сеть, и объемом, вышедшим из сети, называется потерями электроэнергии. Стоимость фактических потерь сетевая компания ОАО «Волгоградоблэлектро» обязана возместить из своей выручки. Таким образом, для обеспечения эффективного функционирования сетевой компании необходимо, чтобы выручки от оплаты услуги по передаче электроэнергии хватало как на возмещение затрат на эксплуатацию сетевого хозяйства, так и на возмещение

стоимости потерь электроэнергии. Согласно установленным правилам [3], для реализации всех этапов вычислений необходимо знать прогнозную цену покупки потерь электрической энергии в сетях. На практике метод построения прогноза чаще сводится к следующему: в качестве прогнозных значений используются фактические данные предыдущего года, умноженные на индекс-дефлятор, устанавливаемый Минэкономразвития России на будущие года. Согласно классификации Ю.П. Лукашина [4], его следует рассматривать как «наивную» модель, скорректированную с учетом ожидаемого уровня инфляции.

Значения НВВ для всех лет долгосрочного периода регулирования включают в себя прогнозные величины  $V_i$  ( $i=1..5$ ) – расходы  $i$ -го года регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»). В последнем случае эти величины являются ничем иным, как прогнозными значениями выпадающих доходов. С момента запуска либерализации регионального рынка электроэнергии реальные затраты сетевой компании на покупку фактических потерь электроэнергии по нерегулируемой цене, как правило, превышают плановые затраты, покрытие которых предусмотрено за счет доходов, получаемых по регулируемому тарифу. В результате предприятию не хватает средств для осуществления других включенных в НВВ расходов (например, капитальных и текущих ремонтов, модернизацию всех запланированных объектов электросетевого хозяйства).

Таким образом, можно сказать, что неточный прогноз тарифа на компенсацию потерь электроэнергии в сетях приводит к образованию выпадающих доходов сетевой компании, которые могут влиять на финансовый результат и образовывать убытки компании. Эти убытки не зависят от качества принимаемых на предприятии управленческих решений и являются следствием внешних причин, а именно: несовершенства ценообразования на услугу по передаче электроэнергии.

Расчет НВВ и заявление обосновывающих материалов сетевая организация осуществляет в мае года, предшествующего долгосрочному периоду регулирования. Тарифы на будущий год утверждаются регулирующими органами 25 декабря текущего года и в середине долгосрочного периода регулирования могут быть незначительно скорректированы [3].

Для обеспечения стабильности функционирования электросетевого хозяйства, как сетевая компания, так и регулирующий орган должны каждый год прогнозировать на 5 лет вперед годовые расходы на оплату фактических потерь электроэнергии. Чем точнее прогноз, тем больше вероятность, что в предстоящем финансовом году стоимость покупки фактических потерь не окажется чрезмерно высокой и не потребуются привлечение кредитных средств, проценты за пользование которыми прибавляются сначала к тарифу на передачу, а, в конечном счете, -- к цене на электроэнергию для потребителя в следующем году.

Кроме того, стоимость компенсации фактических потерь за месяц (в руб.) рассчитывается путем умножения фактических потерь электроэнергии в сетях при передаче в кВтч. на тариф компенсации потерь (руб./кВтч.) в соответствующем месяце. Тариф на компенсацию потерь электроэнергии складывается из цены электрической энергии оптового рынка, инфраструктурных платежей, устанавливаемых на год, и сбытовой надбавки. Плановые потери электроэнергии в сетях в кВт. утверждаются в Сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации на год, следующий за текущим, с разбивкой по месяцам, и на следующие два года – в годовом выражении. Фактические потери электроэнергии в сетях при передаче существенно колеблются в количественном выражении в течение года. Значит, размер их оплаты меняется, и может составлять существенную часть выручки электросетевой компании в месяцы пиковых нагрузок, влияет на кассовый разрыв месяца и на бюджет движения денежных средств компании. Электросетевая компания при формировании ежемесячного бюджета денежных средств учитывает уточненные сведения о планируемом полезном отпуске в следующем месяце, получаемые от энергосбытовой компании, которая рассчитывает их и корректирует в соответствии с заключенными договорами с потребителями на поставку электрической энергии. Иными словами, для прогнозирования затрат на компенсацию потерь электроэнергии в сетях необходимо умножить практически детерминированный размер потерь в кВт.час, рассчитанный от полезного отпуска, на прогнозный тариф на компенсацию потерь. Полезный отпуск существенно колеблется в течение года, и размер фактических потерь (в кВт.час) напрямую зависит от полезного отпуска. По этой причине точное прогнозирование тарифа на компенсацию потерь представляет собой большой практический интерес.

При выборе модели для прогнозирования тарифа покупки потерь сетевой компании необходимо учесть, что динамика многих процессов в электроэнергетике носит выраженный сезонный характер и что фактический тариф на компенсацию потерь электроэнергии практически неуклонно растет.

Для решения задачи прогнозирования тарифа на компенсацию потерь электроэнергии автором предложено использовать математическую модель Тейла – Вейджа [1] с аддитивной сезонностью и линейным ростом. Указанная модель описывает метод адаптивного краткосрочного прогнозирования. Исходными данными для моделирования является временной ряд тарифа на компенсацию потерь электроэнергии для ОАО «Волгоградоблэлектро» за период с декабря 2008 г. по ноябрь 2011 г. [2]. Длина исходного временного ряда равна 36.

Описание модели.

Введем следующие обозначения:

$t$  - номер наблюдения;  $x_t$  - уровни временного ряда,  $g_{v_t k_t}$  - сезонная компонента, где  $v_t$  - месяц  $k_t$ -го года,  $k_t$  - номер года в выборке данных;  $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$  - коэффициенты экспоненциального сглаживания, которые обеспечивают адаптацию модели к последним фактическим значениям ряда.

Влияние случайных факторов на цену покупки электрической энергии, входящей в состав тарифа на компенсацию потерь, будем описывать случайной величиной  $\varepsilon_t$  со свойствами белого шума.

Согласно модели Тейла-Вейджа, параметры  $a_{1,t}$  и  $a_{2,t}$ ,  $g_{v_t k_t}$  и прогнозные значения  $x_t$  рассчитываются для каждого момента времени по формулам [4]:

$$\begin{aligned} \hat{x}_t^* &= \hat{a}_{1,t-1} + \hat{a}_{2,t-1} + \hat{g}_{v_t k_t-1}, \\ \hat{a}_{1,t} &= \alpha_1(x_t - \hat{g}_{v_t k_t-1}) + (1 - \alpha_1)(\hat{a}_{1,t-1} + \hat{a}_{2,t-1}), \\ \hat{a}_{2,t} &= \alpha_3(\hat{a}_{1,t} - \hat{a}_{1,t-1}) + (1 - \alpha_3)\hat{a}_{2,t-1}, \\ \hat{g}_{v_t k_t} &= \alpha_2(x_t - \hat{a}_{1,t}) + (1 - \alpha_2)\hat{g}_{v_t k_t-1}, \end{aligned} \quad (1)$$

где  $a_{1,t}$  - коэффициент линейного роста,  $a_{2,t}$  - прирост  $x_t$  от момента  $t-1$  к моменту  $t$ , параметр модели;

$\hat{a}_{1,t}$ ,  $\hat{a}_{2,t}$ ,  $\hat{g}_{v_t k_t}$  - оценки параметров модели,  $\hat{x}_t^*$  - искомое прогнозное значение стоимости на компенсацию потерь для сетевой компании.

Алгоритм прогнозирования по описанной модели включает следующие основные шаги.

Шаг 1. Расчет начальных значений переменных экспоненциального сглаживания  $\hat{a}_{1,0}$  и  $\hat{a}_{2,0}$ ,  $\hat{g}_{1,1} \dots \hat{g}_{1,12}$ .

Начальные значения переменных экспоненциального сглаживания определяют по 2/3 исходного временного ряда  $x_t$ , содержащему  $n = 36$  наблюдений. Так как  $\hat{a}_{1,t}$  и  $\hat{a}_{2,t}$  моделируют линейный прирост относительно  $t$ , то оценки этих параметров рассчитываются так же, как оценки параметров линейной регрессии - методом наименьших квадратов.

В качестве начальных значений сезонной компоненты  $g_{v_t k_t}$  для первого года наблюдений принимают средние значения отклонения  $\Delta_t = x_t - \hat{x}_t$ . Так рассчитываются значения оценок  $g_{v_t k_t}$ , соответствующие месяцам года.

Шаг 2. Расчет прогноза тарифа на компенсацию потерь по первой формуле системы (2) путем подстановки найденных  $\hat{a}_{1,0}, \hat{a}_{2,0}$  и  $\hat{g}_{1,0,1_0}$ .

Шаг 3. Выбор параметров адаптации  $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$  произвольно из промежутка (0;0,3).

Шаг 4. Подстановка в систему (1) значений параметров  $\hat{a}_{1,t}$  и  $\hat{a}_{2,t}$ ,  $\hat{g}_{v,k_t}$ , полученных на предыдущем шаге. Расчет по формуле (4) прогноза тарифа на компенсацию потерь. Повторять для  $t = 2..26$  (для 2/3 временного ряда).

Шаг 5. Построение модели прогноза по первой части ряда (2/3) при определенных параметрах адаптации. Наиболее оптимальным считается тот набор параметров адаптации  $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ , которому соответствует наименьшее значение средней квадратической ошибки  $\sigma_{ou}$  :

$$\sigma_{ou} = \sqrt{\frac{\sum (\hat{x}_t^* - x_t)^2}{n}} . \quad (2)$$

Для вычисления оптимального набора параметров сглаживания решаем задачу минимизации средней ошибки.

Шаг 6. Построение прогноза на вторую (1/3 от исходной) часть ряда при найденных на предыдущем шаге оптимальных параметрах адаптации.

Шаг 7. Оценка точности модели. Средняя ошибка аппроксимации  $\bar{\varepsilon}^*$  для последней 1/3 прогнозного ряда рассчитывается по формуле [5]:

$$\bar{\varepsilon}^* = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n \frac{|x_t - \hat{x}_t^*|}{x_t} \cdot 100\% . \quad (3)$$

Шаг 8. Построение прогноза тарифа покупки потерь электроэнергии сетевой компанией на будущее с учетом параметров адаптации, полученных на шаге 7, и с учетом параметров модели, полученных для последнего уровня ряда – ноября 2011 г.

На рисунке представлены три ряда значений тарифа на покупку потерь электросетевой компании ОАО «Волгоградоблэлектро»: фактический, прогнозный по предлагаемой модели и прогноз, осуществляемый на практике крупной энергосбытовой компанией ОАО «Волгоградэнерго» (ОАО «ВЭС»).

На основе полученных результатов можно сделать следующий вывод: применение математической модели Тейла – Вейджа по сравнению с методикой, применяемой на практике, позволило уточнить прогноз тарифа на компенсацию потерь электроэнергии в сетях ОАО «Волгоградоблэлектро», сократив его погрешность с 6,69% до 3,68%.

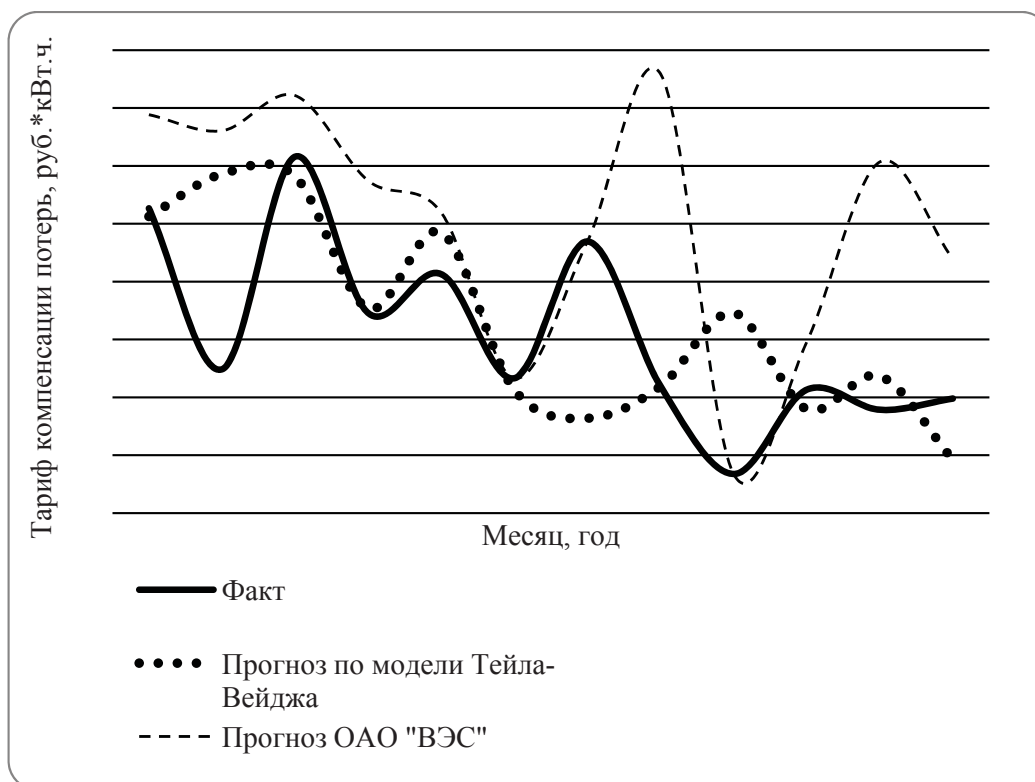


Рис. Иллюстрация точности прогнозов по модели Тейла – Вейджа за период октябрь 2010г. – ноябрь 2011г.

Составлено автором по результатам численных расчетов.

Применение адаптивного метода прогнозирования, основанного на модели Тейла – Вейджа, к расчету тарифа на компенсацию потерь электроэнергии в сетях региональной энергокомпании может способствовать решению актуальной проблемы сокращения выпадающих доходов территориальных сетевых организаций.

#### Список источников

1. Грибова, А.П. Об одной проблеме функционирования сетевых компаний в условиях либерализации розничных рынков электроэнергии и экономического кризиса [электронный ресурс] / А.П. Грибова // Первый Российский экономический конгресс (РЭК-2009). Москва, 7-12 декабря 2009 г. Секция «Микроэкономика и отраслевые рынки. Развитие рынков в регулируемых и нерегулируемых отраслях – 2». – URL: <http://www.econorus.org/consp/files/0h5w.doc>.

2. Грибова, А.П. Экономико-математическое моделирование тарифа на компенсацию потерь электроэнергии в сетях региональной электросетевой компании [текст] / А.П. Грибова // Всероссийская научно-практическая конференция «Эффективное освоение новшеств информации, идей – условие модернизации хозяйственных систем», г. Волгоград, 26-27 апр. 2011 г. сб.ст./ Федер. гос. бюджет. образоват. учреждение высш. проф. образования «Волгогр.гос.ун-т»; редкол.: В.О. Мосейко (отв. ред.) [и др.]. – Волгоград: изд-во ВолГУ, 2011. С. 436-441.

3. Консультант плюс [электронный ресурс]. – URL: <http://www.consultant.ru>.

4. Лукашин, Ю.П. Адаптивные методы краткосрочного прогнозирования временных рядов [текст] / Ю.П. Лукашин.– М.: Финансы и статистика. 2003. – 416 с.

5. Садовникова, Н.А. Анализ временных рядов и прогнозирование [текст] / Н.А. Садовникова, Р. А, Шмойлова: Вып. 3: Учебно-практическое пособие. – М.: Изд. центр ЕАОИ, 2007. – 272 с.



---

# **APPLICATION OF THE ADAPTIVE METHOD OF FORECASTING TO PLANNING OF THE COSTS FOR INDEMNIFICATION OF LOSSES OF THE ELECTRIC POWER IN ELECTRIC GRID OF THE REGIONAL ELECTRIC GRID COMPANY**

---

**Gribova Alina Petrovna,**

Post-graduate student of the Chair of Mathematical Methods and Informatics in Economy of Volgograd State University; economist in financial and economic department of Regional electric grid open joint stock company "Volgogradoblectro"; ralletando@mail.ru.

In the paper the economic feasibility of the improving of cost planning for the compensation of electricity losses in electric systems is considered. Application of an adaptive method of the forecasting based on the Theil-Wage model to calculation of a tariff for compensation of losses of the electric power in electric grid of the regional electric grid company is offered. This can promote the solution of an actual problem of reduction of the lost revenues of the regional electric grid company.

**Keywords:** tariff for compensation of electricity losses in electric grid, adaptive method of the forecasting based on the Theil-Wage model, regional electric grid company.