

УДК 621.31+519.2

РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ОПЕРАТИВНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В РЕГИОНЕ

Канд. техн. наук *Дзгоев А.Э.*,
асп. *Бетрозов М.С.*, студ. *Бочкор Е.Н.*

Кафедра информационных систем в экономике.
Северо-Кавказский горно-металлургический институт
(государственный технологический университет)

Разработана математическая модель, связывающая электропотребление со временем суток и температурой окружающей среды, позволяющая повысить значимость прогнозных оценок объемов потребления электроэнергии. Проведен расчет оперативного прогнозирования электропотребления «на час вперед».

В настоящее время оптовый рынок электроэнергии создает новые рыночные условия для генерирующих и энергосбытовых компаний электроэнергии в регионе. Цена на электроэнергию должна полностью складываться на основе конкурентных рыночных цен. В данных условиях особую актуальность приобретает задача достоверного оперативного прогнозирования электропотребления. Прогнозирование электрических нагрузок в настоящее время является одной из основных областей исследования в электроэнергетике. Стимулом к решению данной проблемы является не только материальная сторона, но и эффективное энергопользование – энергосбережение. Именно на прогнозные значения потребителей ориентируются генерирующие компании.

Необходимость оперативного «на час вперед» прогнозирования потребления электроэнергии обусловлена механизмом функционирования оптового рынка электроэнергии. Отклонения фактического потребления от заявленных значений больше определенного процента приводит к покупке электроэнергии с балансирующего рынка по большей цене. Отклонение в меньшую сторону тоже карается оплатой недопоставленной электроэнергии,

определяемой разницей между заявленным и фактическим потреблением по установленным расценкам.

Необходимо указать, что энергосбытовые компании подав дополнительную заявку на потребление электроэнергии свыше 10 % от первоначально заказанного, будут оплачивать за потребляемую электроэнергию в 1,5 раза выше от первоначального тарифа. В случае же недопотребления более чем на 10 % электрической энергии от первоначально заказанного количества, тариф, уплачиваемый за 1кВт·ч, будет в 2 раза ниже от первоначального тарифа.

Таким образом, высокая точность оперативного прогнозирования позволяет снизить финансовые потери субъекта оптового рынка, а также оказывает существенное влияние на энергосбережение в регионе.

В данной работе для расчета оперативного прогнозирования электропотребления в регионе использовался неполный полином второй степени, позволяющий подвергать статистическому анализу временные ряды:

$$Y = B_0 + B_1 \cdot \tau + B_2 \cdot \tau^2 + B_3 \cdot T + B_4 \cdot \tau \cdot T, \quad (1)$$

где Y – потребление электроэнергии, кВт·ч;

τ – время, ч;

T – температура, °С.

B – коэффициенты регрессионного уравнения.

Проведен экспериментальный расчет.

$$N := 20; k := 5,$$

где N – число опытов;

Число наблюдений было выбрано равным двадцати дням ($N = 20$), так как минимальное значение наблюдений для проверки наличия автокорреляции во временном ряду по Дарбину-Уотсону [1] не должно быть менее 15-ти.

k – число коэффициентов регрессии в уравнении;

X_0 – фиктивная переменная (для формирования свободного члена коэффициента регрессии B_0);

X_1 – независимая переменная (сутки);

X_1^2 – независимая переменная (сутки²);

X_2 – температура окружающей среды;

$X_3 = X_1 \cdot X_2$;

Y – зависимая переменная, кВт·ч (потребление электроэнергии).

Исходные матрицы независимых переменных и зависимой переменной представлены на рис.1. Они сформированы на основе последних измерений за один час (с 18:00 до 19:00), проделанных в течение 20 прошедших суток.

$X :=$	1 1 1 22 22 1 2 4 24 48 1 3 9 21 63 1 4 16 18 72 1 5 25 16 80 1 6 36 19 114 1 7 49 20 140 1 8 64 23 184 1 9 81 23 207 1 10 100 18 180 1 11 121 20 220 1 12 144 19 228 1 13 169 22 286 1 14 196 26 364 1 15 225 24 360 1 16 256 21 336 1 17 289 19 323 1 18 324 19 342 1 19 361 21 399 1 20 400 17 340	$Y :=$	154.396 157.678 153.578 148.041 161.602 158.387 149.068 150.300 149.471 150.026 142.087 154.084 150.557 151.470 151.528 155.473 165.621 158.712 155.627 165.180
--------	--	--------	--

Рис. 1. Исходная матрица независимых переменных X и зависимой переменной Y , кВт·ч.

Для расчета коэффициентов регрессии использовалась формула:

$$B := (X^T X)^{-1} X^T Y, \quad (2)$$

где B – коэффициенты уравнения регрессии; X – матрица независимых переменных; Y – матрица-столбец зависимой переменной; YR – расчётные значения зависимой переменной.

В результате получаем 5 коэффициентов регрессионного уравнения:

$$B = \begin{pmatrix} 167.188 \\ -1.323 \\ 0.1 \\ -0.392 \\ -0.025 \end{pmatrix}.$$

Получено следующее уравнение регрессии

$$Y = 167,188 - 1.323 \cdot \tau + 0.1 \cdot \tau^2 - 0,392 \cdot T - 0.025 \cdot \tau \cdot T, \quad (3)$$

где τ – время, сут.; T – температура окружающей среды, °С.

Расчитан коэффициент корреляции между зависимой переменной Y (потребление электроэнергии) и расчетным значением зависимой переменной YR , который представлен на рис.2.

Прогнозирование потребления электроэнергии осуществляли путём определения точечного и интервального оценок.

$XP := (1 \ \tau \ \tau^2 \ T \ \tau \cdot T)$ – вектор независимых переменных в прогнозной точке.

$YP := XP^T B$ – значение зависимой переменной в прогнозной точке.

$$DP := X(X^T X)^{-1} X^T – \text{ошибка прогноза.} \quad (4)$$

$$i := 0..N$$

$\delta_{i,i} = t \cdot \sqrt{Dad \cdot (1 + DP_{i,i})}$ – доверительный интервал коридора ошибок прогноза;

Для лага $L = 1$ имеем:

$$Y \min = YP - \delta_{N,N}, \quad Y \max = YP + \delta_{N,N}. \quad - \text{коридор}$$

ошибок в прогнозной точке.

	0
0	156.795
1	154.34
2	154.317
3	154.643
4	154.8
5	152.55
6	151.482
7	149.381
8	149.178
9	152.377
10	151.365
11	152.524
12	151.069
13	148.925
14	151.371
15	154.906
16	157.974
17	159.661
18	159.818
19	165.411

Коэффициент корреляции между экспериментальными и расчетными значениями зависимой переменной составил 0,708. Критическое значение коэффициента корреляции составило 0,444.

$$\text{corr}(Y, YR) = 0,708$$

$$r(\text{крит.}) = 0,444$$

Из чего следует, что связь между экспериментальными и расчетными данными является существенной.

Рис. 2. Расчетные значения зависимой переменной.

электрораспределительных сетевых компаний» [2] и «МРКПЭП для предприятий» [3].

ЛИТЕРАТУРА

1. *Кремер Н. Ш.* Теория вероятностей и математическая статистика: Учебник для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2004. 573 с.
2. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ. 2011613131. Экспертная система «Математические расчёты краткосрочного прогнозирования потребления электроэнергии для электрораспределительных сетевых компаний» / *А.М.Кумаритов, М.И.Алкацев, А.Э.Дзгоев, М.С.Бетров* и др. 2011.
3. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ. 2011618576. «Математические расчёты краткосрочного прогнозирования потребления электроэнергии для предприятий» / *А.М.Кумаритов, М.И.Алкацев, А.Э.Дзгоев, М.С.Бетров* и др. 2011.

Прогноз потребления электроэнергии (YP) на 19:00 следующих суток составил 163,813 кВт·ч.

Фактическое значение электропотребления (Y) на 19:00 следующих суток 162, 676 кВт·ч.

Относительная ошибка (ΔY) прогнозирования составила:

$$\Delta Y = Y - YP = 162,676 - 163,813 = -1,137 \text{ кВт·ч.}$$

Качество оперативного «на каждый час» прогнозирования электропотребления оценивали по величине коэффициента корреляции между фактическими и прогнозными данными о потреблении электроэнергии ($\text{corr}(Y, YP) = 0,708$) при критическом значении 0,444.

Разработанный способ прогнозирования электропотребления используется в программном обеспечении «ЭС МРКП ЭП для