

ПОВЫШЕНИЕ ТОЧНОСТИ ПРОГНОЗА ГРАФИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КРУПНЫХ МЕГАПОЛИСОВ НА ОСНОВЕ СПЕКТРАЛЬНОГО АНАЛИЗА

Е.А. Кротков, А.Ю. Алексеев

Самарский государственный технический университет
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244
E-mail: alexsamara1@rambler.ru

Рассматривается метод краткосрочного прогнозирования нагрузки в энергосистеме. Разработан алгоритм выбора гармоник и погодно-независимых компонентов данной электрической нагрузки. Построена математическая модель, которая позволяет осуществлять прогноз на 72 часа в режиме реального времени со средней абсолютной погрешностью менее 2%.

Ключевые слова: энергетическая система, краткосрочный прогноз нагрузки, реальное время, вероятностные характеристики, погрешность.

Постановка задачи и описание исходных данных. Решение задач повышения эффективности и надежности работы систем электроснабжения тесно связано с вопросами расчета и прогнозирования электрических нагрузок. Применение более точных методов расчета электрических нагрузок позволяет рациональнее использовать элементы электрических сетей [1, 2].

Специальные статистические исследования подтвердили, что имеется статистически значимая зависимость изменения графиков электрической нагрузки (ГЭН) систем электроснабжения от происходящих с некоторым опережением изменений на территории энергосистемы компонентов погоды: температуры, влажности воздуха, облачности, скорости ветра, осадков [3, 4].

Результаты исследований зависимости графиков температуры и электрической нагрузки позволяют дать физическую интерпретацию характеру сезонных изменений температурного коэффициента суммарного электропотребления энергосистем. На протяжении всего года большинство потребителей реагируют на отклонения температуры так, что ее снижению технологически соответствует повышение общего электропотребления, и наоборот. В более теплые месяцы часть потребителей, например, имеющих в своем распоряжении кондиционеры, реагируют на отклонения наружной температуры противоположным образом, что и приводит к снижениям в эти месяцы температурного коэффициента общего потребления энергосистем, расположенных в умеренных климатических условиях. Таким образом, в реакцию суммарного коммунально-бытового электропотребления свою долю вносят изменения погоды [3].

Поэтому метод [5], основанный на применении временных рядов для моделирования процесса, был дополнен учетом зависимости ГЭН от погодных условий.

Значения температуры окружающей среды, использованные в работе, были получены с метеостанций, расположенных вблизи г. Самары. Данные были взяты за исследуемый промежуток времени начиная с 1.04.2007. Типичный фрагмент графика изменения температуры изображен на рис. 1.

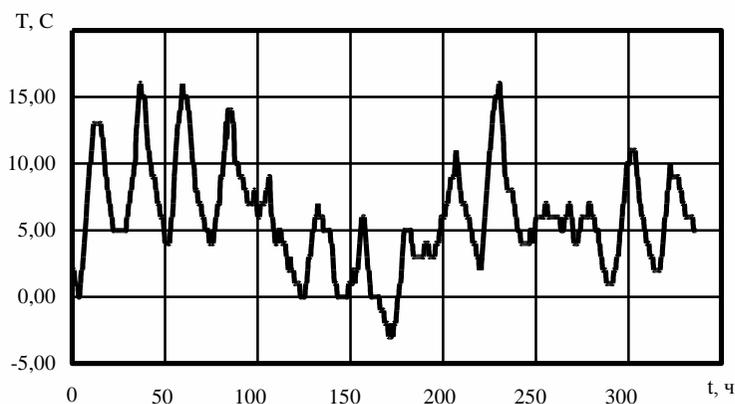


Рис. 1. График температуры окружающей среды на исследуемом промежутке времени

В качестве объекта исследования рассматривается ГЭН системы электроснабжения крупного мегаполиса, построенный на основе экспериментальных данных автоматизированной системы учета электроэнергии. Фрагмент этого ГЭН представлен сплошной линией на рис. 2. По оси ординат отложена электрическая нагрузка P , по оси абсцисс – время t . Временной базой служат первые две недели апреля 2007 г.

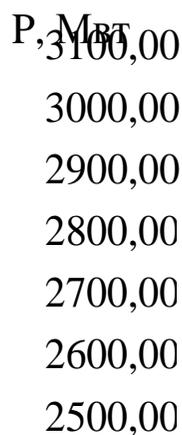


Рис. 2. Графики экспериментальной и аппроксимирующей функций на временной базе для определения коэффициентов модели

Построение модели. Прогнозирование ГЭН осуществляется на последующие три дня, и в качестве модели краткосрочного прогнозирования группового ГЭН предлагается модель вида

$$L(t) = L_d(t) + L_i(t) + L_w(t) + L_r(t), \quad (1)$$

где $L_d(t)$ – заранее известные (определенные) компоненты нагрузки; $L_i(t)$ – погодо-независимые компоненты (в данной работе моделируются рядами Фурье); $L_w(t)$ – погодо-зависимые компоненты (в нелинейной форме учитывается температура); $L_r(t)$ – случайная составляющая.

Случайная составляющая, представляющая собой погрешность при вычислении погодно-независимых и зависимых компонент, может моделироваться после исследования остатков, которое приведено в данной статье ниже.

Заранее известные компоненты нагрузки $L_d(t)$ вводятся энергооператором согласно расписанию и поэтому не требуют моделирования и обычно представляют собой плановые изменения в работе оборудования. В рассматриваемом случае считаем, что заранее известные компоненты нагрузки равны нулю.

Погодно-независимые компоненты зависят от социальных и географических факторов и моделируются рядами Фурье:

$$L_i(t) = \sum_{j=1}^m [A_j \cos(\omega_j t) + B_j \sin(\omega_j t)], \quad (2)$$

где A_j и B_j – параметры модели, ω_j – частота, определяемая в настоящей работе при помощи спектрального анализа.

Для повышения точности выделения гармоник в определении погодно-независимых компонент нагрузки используется метод обработки сигнала, позволяющий охарактеризовать частотный состав измеряемого сигнала, который представляет собой стандартный метод спектрального оценивания с использованием быстрого вычислительного алгоритма (быстрое преобразование Фурье (БПФ)). БПФ основано на модели представления данных с помощью рядов Фурье, то есть анализируемый процесс полагается состоящим из некоторого набора гармонически связанных синусоид.

Таким образом, БПФ является математической основой, которая связывает временной сигнал с его представлением в частотной области, а также характеризует гармонический состав исследуемого процесса.

Результат нахождения частоты с использованием БПФ, которое применялось к данным, изображенным на рис. 2, для формулы (2) представлен в табл. 1.

Таблица 1

Значения параметров модели для погодно-независимых компонент

j	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ω_j	8	12	16	24	42	48	56	67.2	84	112	168	336
A_j	20.3	-35.9	29.5	30.6	-12.3	70.9	41.3	17.9	-31.7	-50.3	-6.3	157.5
B_j	-16.3	29	-8	-152.6	-23.7	-203.5	26.5	-41.1	-13.9	-8.39	85	19.9

Для оценки зависимости ГЭН от температурных условий в работе был выполнен корреляционный анализ данных, представленных на рис. 1, 2, и найден корреляционный момент по формуле [6]

$$k = \frac{N \sum_{i=0}^N P_i T_i - \sum_{i=0}^N P_i \sum_{i=0}^N T_i}{\sqrt{N \sum_{i=0}^N P_i^2 - \left(\sum_{i=0}^N P_i \right)^2} \sqrt{N \sum_{i=0}^N T_i^2 - \left(\sum_{i=0}^N T_i \right)^2}},$$

где $P_i = P(t_i)$ – нагрузка в сети; $T_i = T(t_i)$ – температура окружающей среды; $N = 336$ – длина исследуемого промежутка, час.

Проведенные вычисления показали, что корреляционный момент отрицателен и по модулю равен 0,65. Воспользовавшись классификацией корреляционных связей, получаем, что корреляционный момент попадает в интервал от 0,5 до 0,7, следовательно, можно сделать вывод о средней зависимости ГЭН от метеоусловий [7].

Исследования, выполненные в [3, 4], позволяют сделать вывод, что изменение нагрузки в момент времени t зависит от предыдущих значений температуры – в момент времени t , зависит от температуры в момент времени $t-1$ (время измеряется в часах), а для моделирования зависимости нагрузки от погодных условий предложено использовать квадратичный полином вида

$$L_w(t) = C_1 T^2(t-1) + C_2 T(t-1) + C_3, \quad (3)$$

где C_i ($i=1,2,3$) – коэффициенты модели, $T(t-1)$ – температура в момент времени $t-1$.

После того как определены частотные характеристики ω_j , параметры A_j и B_j модели (2) и коэффициенты C_1 , C_2 и C_3 можно определить методом наименьших квадратов, то есть путем минимизации ошибки целевой функции:

$$\sum_{i=0}^N (P - L_i(t) - L_w(t))^2 \rightarrow \min, \quad (4)$$

где P – измеренная нагрузка.

Вычисленные значения A_j и B_j приведены в табл. 1, значения $C_1 = -0.23$, $C_2 = 1.27$, $C_3 = 2608$.

Относительная погрешность построенной аппроксимирующей функции рассчитывалась по формуле

$$\delta = \sqrt{\frac{\sum_{i=0}^N (y_i - \bar{y}_i)^2}{\sum_{i=0}^N y_i^2}}, \quad (5)$$

где $y_i = y(t_i)$ – экспериментальные значения нагрузки в дискретные значения времени t_i , $\bar{y}_i = \bar{y}(t_i)$ – значения аппроксимирующей функции, $N = 336$.

При аппроксимации экспериментальных значений, представленных на рис. 2, модель (2) и (3) получаем погрешность в 0,07%. График аппроксимирующей функции ГЭН представлен на рис. 2 штриховой линией.

Используя теперь экспериментальные данные, изображенные на рис. 1 и 2, как временную базу для идентификации параметров A_j, B_j ($j = \overline{1, N}$), C_1 , C_2 и C_3 модели (2), (3), в дальнейшем в работе был выполнен прогноз электрической нагрузки на последующие три дня (72 часа) с вычисленными значениями параметров. Экспериментальные и расчетные (спрогнозированные) значения приведены на рис. 3. Полученная погрешность, вычисленная по формуле (5) для $N = 72$, составила величину менее 2%.



Рис. 3. Графики экспериментальной и расчетной функций на прогнозируемом промежутке времени

Для построения более полной математической модели прогнозирования ГЭН необходимо выполнить статистический анализ случайной составляющей $L_r(t)$, поскольку она является основной причиной, вызывающей погрешности теоретического прогноза.

Анализ случайной составляющей $L_r(t)$ выполнен на основе остатков, полученных по формуле $P1 = P - L_i(t) - L_w(t)$ на временном интервале (см. рис. 3.), ее значения представлены на рис. 4.

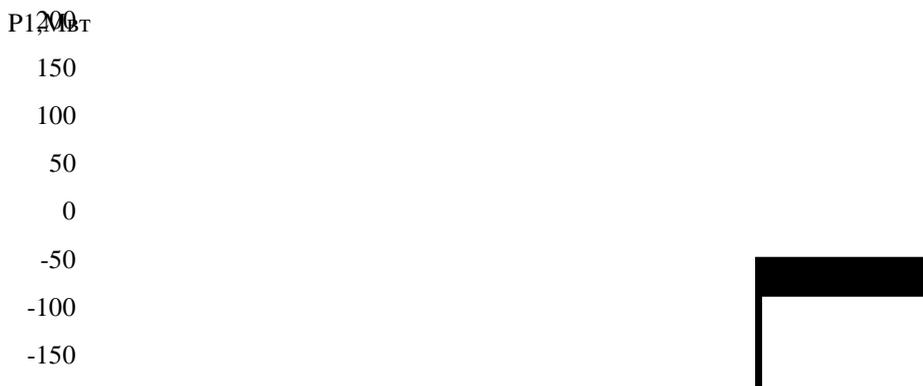


Рис. 4. Случайная функция $L_r(t)$ на базовом временном интервале

Детальный анализ информации, представленной на рис. 4, позволяет найти минимальное и максимальное значения величины $L_r(t)$: $x_{\min} = -162.23$, $x_{\max} = 163.76$.

По формулам [6] были рассчитаны выборочные параметры распределения (точечные оценки): математическое ожидание $m_x=0$; дисперсия $D_x=2102.91$; среднеквадратичное отклонение $\sigma_x=45.85$.

При значении доверительной вероятности $P=0,99$ были рассчитаны доверительные интервалы для m_x : $-5.84 \leq m_x \leq 5.85$ и для D_x : $1767.95 \leq D_x \leq 2533.46$.

Закон теоретического распределения определялся исходя из вида гистограммы. Вначале весь интервал изменения данных $[x_{\min}, x_{\max}]$ был разбит на участки одинаковой длины с помощью формулы Стэрджесса: $k = [1 + 3.322 \lg(n)]$, где n – общее число значений.

В результате данных вычислений были получены следующие значения для построения гистограммы (табл. 2).

Таблица 2

Характеристики случайной функции $L_r(t)$

Номер интервала	Левая граница	Правая граница	Число попаданий
j	a_j	b_j	n_j
1	-162.23	-129.63	5
2	-129.63	-97.03	10
3	-97.03	-64.43	29
4	-64.43	-31.83	98
5	-31.83	0.76	208
6	0.76	33.36	180
7	33.36	65.96	91
8	65.96	98.56	35
9	98.56	131.16	11
10	131.16	163.76	5

Ширина интервала для построения гистограммы h получилась равной 32,6. В результате была построена гистограмма (рис. 5), по виду которой можно сделать предположение о том, что для остатков $L_r(t)$ можно выбрать нормальный закон распределения.

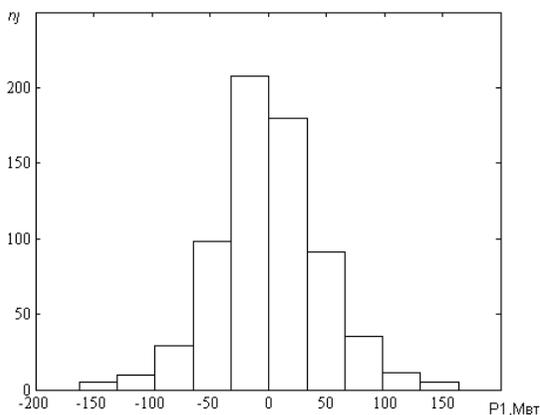


Рис. 5. Гистограмма распределения ординат случайной составляющей ГЭН $L_r(t)$

После выбора вида теоретического распределения проверялась его правильность с помощью критерия согласия Колмогорова. Для его применения нужно найти максимальную по модулю разность между опытной функцией распределения $\bar{F}(x)$ и выбранной теоретической $F(x)$: $D = \max_{\forall x} |F(x) - \bar{F}(x)|$, а затем вычислить статистику

Колмогорова $\lambda = D\sqrt{n}$ и сравнить её с квантилем λ -распределения Колмогорова (эти квантили имеются в таблицах для определенных значений вероятностей [6, 8]).

В нашем случае полагалась вероятность 0,95, тогда квантиль распределения Колмогорова равен 1,36. Максимальная разность D будет равна 0,035 при $x = 20,52$. Тогда статистика Колмогорова $\lambda = 0,92$. В итоге получаем, что теоретическое распределение выбрано верно, так как статистика Колмогорова меньше квантиля.

На основании вышеизложенного можно сделать вывод о том, что для математически описанных остатков можно использовать нормальный закон распределения.

Важность исследования остатков и построения случайной функции $L_r(t)$ объясняется тем, что при математическом моделировании процесса электрической нагрузки расчетные значения можно прогнозировать с учетом $L_r(t)$, что, во-первых, дополняет и расширяет основную модель (1)-(3), во-вторых, позволяет получать не детерминированные, а случайные данные прогноза, а это, в свою очередь, позволяет строить доверительные интервалы для прогнозирования функции с естественным повышением точности прогноза.

Выводы:

1. Предложена и реализована математическая модель, описывающая электрические нагрузки с учетом погодно-зависимых и погодно-независимых составляющих, и разработана методика идентификации её параметров на основе методов спектрального анализа.

2. Реализация разработанной математической модели применительно к реальным экспериментальным данным позволяет осуществлять прогноз расчетных данных на временную базу 72 час (при базе идентификации параметров 366 час) с погрешностью менее 2%, что свидетельствует о возможности ее практического использования в краткосрочном прогнозировании ГЭН систем электроснабжения мегаполисов.

3. На основании реальных экспериментальных данных выполнен детальный анализ случайной функции остатков и показано, что для моделирования случайной функции остатков можно использовать нормальный закон распределения.

4. Разработано соответствующее алгоритмическое и программное обеспечение для реализации метода.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Жежеленко И.В., Кротков Е.А., Степанов В.П. Методы вероятностного моделирования в расчётах характеристик электрических нагрузок потребителей. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 5 с.
2. Макоклюев Б.И. Анализ и планирование электропотребления. – М.: Энергоатомиздат, 2008.
3. Михайлов В.М., Тарнижевский М.В., Тимченко В.Ф. Режимы коммунально-бытового электропотребления. – М.: Энергоатомиздат, 1993. – 146 с.
4. Pardo A., Vicente M., Enric V. Temperature and seasonality influences on Spanish electricity load // Energy Economics 24, 2002. – P. 55-70.
5. Орнов В.Г., Рабинович М.А. Задачи оперативного и автоматического управления энергосистемами. – М.: Энергоатомиздат, 1988.
6. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математической статистики. – М.: Высшая школа, 2002. – 249 с.

7. Джонсон Н., Лион Ф. Статистика и планирование эксперимента в технике и науке. Методы обработки данных. – М.: МИР, 1980. – 472 с.
8. Гнеденко Б.В. Курс теории вероятностей. 5-е изд. – М.: Наука, 1971.

Статья поступила в редакцию 8 сентября 2010 г.

UDC 621.311.153.001.24

IMPROVING OF THE ACCURACY OF THE CHARTS ELECTRICAL LOAD FORECAST OF ELECTRICITY SUPPLY SYSTEMS OF MEGALOPOLIS ON THE BASIS OF SPECTRAL ANALYSIS

Y. Krotkov, A. Alekseev

Samara State Technical University
244, Molodogvardeyskaya st., Samara, 443100

This article discusses a method for short-term load forecasting for power system. An algorithm for selection of the harmonics and the weather independent components of the electric load is developed. A mathematical model that enables to forecast 72 hours in real time with an average absolute error of less than 2% is built.

Keywords: *power system, short-term forecast load, real time, probabilistic characteristics, error.*

*Yevgeny Krotkov – Candidate of Technical Sciences, Associate professor.
Anton Alekseev – Postgraduate student.*