

Анализ электропотребления малых населенных пунктов на основе линейных мультипликативных прогнозных моделей

Ю.К. Шлык¹, Р.Н. Хамитов¹, Е.И. Попов¹, В.З. Ковалев², О.В. Архипова², С.В. Буш², В.А. Копырин¹, С.О. Евстропов¹

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень

²Югорский государственный университет, Ханты-Мансийск

Аннотация: В работе рассмотрены причины снижения качества электрической энергии в малых населенных пунктах. Разработана линейная мультипликативная модель прогнозирования электрических нагрузок на основе временного ряда электропотребления одного из малых населенных пунктов. Выполнена апостериорная проверка мультипликативной модели, показана эффективность разработанной модели для задач среднесрочного прогнозирования.

Ключевые слова: электропотребление, малый населенный пункт, линейная регрессионная модель, мультипликативная модель, прогнозирование электрических нагрузок, качество электрической энергии.

Введение

На современном этапе развития общества в условиях постоянного увеличения плотности населения и, следовательно, электрических нагрузок, необходимо следить за состоянием распределительных сетей и вовремя проводить мероприятия по выявлению уязвимых участков сети. Согласно данным Единого государственного центра недвижимости, территории населённых пунктов, предназначенные для возделывания земли и ведения садоводства, застраиваются коттеджами и другими жилыми постройками с целью круглогодичного проживания. Таким образом, распределительные сети электроснабжения, рассчитанные на электроприемники обычных садоводческих товариществ (СНТ), через некоторое время начинают испытывать повышенную нагрузку, которая не учитывалась на стадии проектирования [1].

При этом, поставляемая потребителю электроэнергия должна удовлетворять требованиям, определенным в ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств

электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». На сегодняшний день в ряде случаев наблюдаются определенные проблемы с качеством электроэнергии в малых населённых пунктах [3]. В таких ситуациях сетевая организация производит контрольные замеры на границе балансовой принадлежности и анализирует состояние распределительных сетей. Зачастую сетевым организациям в таких населенных пунктах передают в собственность в значительной степени изношенные сети, которые числятся у них на балансе, а за их содержание территориальная сетевая организация получает услугу от гарантирующего поставщика.

Процедура реконструкции трансформаторных подстанций и строительства новых линий электропередачи для удовлетворения быстрорастущего спроса на электроэнергию может затягиваться на длительное время вследствие ограниченности финансовых возможностей предприятий и проведения других процедур. Каждое подобное мероприятие требует строгого технико-экономического обоснования, и, следовательно, должно быть проведено раньше, чем возникнет реальная необходимость реконструкции по факту роста электрических нагрузок.

Таким образом, для поддержания качества поставляемой потребителю электроэнергии и предотвращения возникновения аварийных ситуаций в сетях, необходимо учитывать перспективный рост нагрузок, прогнозировать вероятные изменения параметров в сети с учётом появления крупных застроек и появлением целых коттеджных посёлков или жилых комплексов.

Рассмотрим существующие методы прогнозирования электрических нагрузок в распределительных сетях 6-20/0,4 кВ малых населенных пунктов. Различают 4 типа категорий прогнозирования: долгосрочное – прогнозирование параметров нагрузки от одного года и более; среднесрочное

– от месяца до одного года; краткосрочное – от одних суток до нескольких недель; оперативное – от нескольких часов до одних суток [3, 4].

С точки зрения методологии можно выделить 3 основных метода анализа: аналитический метод, статистический (вероятностный), интеллектуальный (машинный).

Аналитические методы включают в себя системы уравнений в явном виде, отражающие связь между поведением объекта и влияющими на него факторами [5]. Прогнозирование изменения объекта исследования во времени достигается экстраполяцией найденных функций. Однако подобный подход обладает рядом недостатков: сильная зависимость от стохастичности внешних факторов и трудоемкость вычислений при учете большого количества случайных возмущений. Статистические методы частично решают проблему прогноза параметров в системах с стохастическими факторами, влияющими на объект исследования. К таким методам относят различные регрессионные и авторегрессионные модели [6].

Кроме рассмотренных выше классических методов, существует множество «интеллектуальных» методов прогнозирования. На сегодняшний день наибольшее распространение получили системы прогнозирования с помощью искусственных нейронных сетей (ИНС) [7] с архитектурой прямого распространения, а также различные комбинированные модели прогнозирования на основе ИНС [8]. Как правило, для разработки ИНС необходимо иметь уже готовую выборку статистических данных для обучения. То есть подобные методы прогнозирования могут быть эффективны при реконструкции электрических сетей, но не для проектирования новых.

Объект и методы исследования

В качестве объекта исследования выбрано одно из проблемных СНТ Тюменской области. Исходные данные по объемам потребления

электроэнергии рассматриваемого СНТ за 10 лет для создания прогнозных моделей представлены в таблице 1.

Таблица № 1

Объёмы потребления электрической энергии рассматриваемого СНТ

Период	Факт потребления, кВт*ч	Число домов в СНТ	Период	Факт потребления, кВт*ч	Число домов в СНТ	Период	Факт потребления, кВт*ч	Число домов в СНТ
01.2015	9 494	37	05.2018	13 914	45	09.2021	13 106	59
02.2015	7 633	37	06.2018	9 139	52	10.2021	18 518	59
03.2015	6 294	37	07.2018	11 447	52	11.2021	17 126	59
04.2015	3 570	37	08.2018	9 961	52	12.2021	20 612	59
05.2015	5 455	37	09.2018	11 890	52	01.2022	21 834	59
06.2015	7 340	37	10.2018	11 227	52	02.2022	17 892	59
07.2015	8 096	37	11.2018	12 617	52	03.2022	17 056	59
08.2015	8 663	37	12.2018	12 459	52	04.2022	12 306	59
09.2015	8 096	37	01.2019	15 862	52	05.2022	14 674	59
10.2015	7 938	37	02.2019	12 349	52	06.2022	12 821	59
11.2015	6 641	37	03.2019	13 288	52	07.2022	13 375	66
12.2015	9 328	37	04.2019	10 575	52	08.2022	15 278	66
01.2016	9 171	37	05.2019	14 266	52	09.2022	14 893	66
02.2016	8 254	37	06.2019	13 358	52	10.2022	20 062	66
03.2016	7 368	37	07.2019	11 584	55	11.2022	17 915	66
04.2016	5 345	41	08.2019	11 062	55	12.2022	22 384	66
05.2016	8 602	41	09.2019	14 018	55	01.2023	24 676	66
06.2016	7 685	41	10.2019	15 404	55	02.2023	20 124	66
07.2016	8 664	41	11.2019	17 427	55	03.2023	15 165	66
08.2016	9 233	41	12.2019	16 732	55	04.2023	16 834	66
09.2016	12 302	41	01.2020	19 480	55	05.2023	19 076	66
10.2016	13 124	41	02.2020	17 636	55	06.2023	17 235	66
11.2016	11 669	41	03.2020	14 458	55	07.2023	15 385	66
12.2016	14 072	41	04.2020	11 281	55	08.2023	16 806	72
01.2017	12 175	41	05.2020	13 863	55	09.2023	18 579	72
02.2017	9 012	41	06.2020	12 675	55	10.2023	21 069	72
03.2017	8 949	41	07.2020	11 162	55	11.2023	22 789	72
04.2017	6 293	45	08.2020	11 769	55	12.2023	27 500	72
05.2017	11 036	45	09.2020	14 890	55	01.2024	24 694	72
06.2017	8 823	45	10.2020	17 975	55	02.2024	21 377	72
07.2017	7 811	45	11.2020	15 268	55	03.2024	20 046	72
08.2017	8 791	45	12.2020	19 746	55	04.2024	18 328	72
09.2017	10 752	45	01.2021	18 993	55	05.2024	22 890	72
10.2017	12 523	45	02.2021	17 864	55	06.2024	16 254	72
11.2017	11 068	45	03.2021	14 798	59	07.2024	17 412	72
12.2017	11 827	45	04.2021	15 206	59	08.2024	16 789	72
01.2018	20 017	45	05.2021	13 446	59	09.2024	20 084	78
02.2018	12 997	45	06.2021	11 487	59	10.2024	18 088	78
03.2018	11 258	45	07.2021	12 739	59	11.2024	20 218	78
04.2018	8 759	45	08.2021	11 967	59	12.2024	25 682	78

График потребления электроэнергии представлен на рисунке 1. Примем допущение, что на стандартный режим электропотребления жилого сектора не влияют в долгосрочном прогнозировании такие факторы как праздничные дни, экономические и климатические изменения.

Характер потребления электроэнергии зависит от времени года, и с увеличением числа жилых зданий объём потребления значительно увеличивался. Поскольку входные данные имеют ярко выраженные сезонные и трендовые компоненты, для прогнозирования электрических нагрузок может быть успешно применена мультипликативная модель временного ряда, в основе которой лежит принцип выявления статистических связей трендовых и сезонных составляющих [9-11].

Мультипликативная модель имеет следующий вид:

$$Y = S \cdot T \cdot E. \quad (1)$$

где Y – результирующая координата данных, исходный массив; S – сезонная компонента; T – трендовая составляющая; E – составляющая случайных факторов.

Для построения временного ряда необходимо определить скользящую среднюю для каждого промежутка ряда. Так как сезонность данных излагается по месяцам, то скользящая средняя будет определяться для двенадцати периодов:

$$\bar{V} = \frac{Y_{i-1} + Y_{i-2} + \dots + Y_{i-n}}{n}, \quad (2)$$

где $\bar{V}$ – скользящее среднее показателей первичной выборки входных данных; n – число предыдущих показателей, периодов.

Для возможности анализа сезонной компоненты необходимо определить центрированное скользящее среднее:

$$\bar{V}^* = \frac{\bar{V}_{i-1} + \bar{V}_{i-2} + \dots + \bar{V}_{i-n}}{n}, \quad (3)$$

Оценка сезонной компоненты определяется как отношение исходного значения ряда к центрированной скользящей средней:

$$S = \frac{Y}{\bar{V}^*}. \quad (4)$$

Результаты моделирования

Для разработки прогнозной мультипликативной модели временного ряда объемов электропотребления объекта исследования необходимо провести обработку исходных данных. Для предварительного анализа временного ряда электропотребления выполним проверку гипотезы о наличии аномальных наблюдений по методу Ирвина [12].

Для проверки гипотезы для каждого i -го значения временного ряда вычисляется коэффициент I_i :

$$I_i = \frac{|Y_i - Y_{i-1}|}{s_y}, \quad (5)$$

где s_y – выборочное среднеквадратичное отклонение ряда, вычисляемое по формуле (6).

$$s_y = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2}{n-1}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (Y_i - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Y_i)^2}{n-1}}. \quad (6)$$

Согласно методу Ирвина, будем считать аномальными наблюдениями значения ряда, для которых $I_i > 2,5$ при вероятности ошибки первого рода $\alpha = 0,005$. Значения аномальных наблюдений заменим среднеарифметическими значениями двух соседних наблюдений.

Графики исходных значений временного ряда и скорректированного приведены на рисунке 1.



Рис. 1. – Исходные данные прогнозной модели

Результаты расчёта скользящего среднего V и центрированного скользящего среднего V^* для мультипликативной модели временных рядов представлены на рисунке 2.

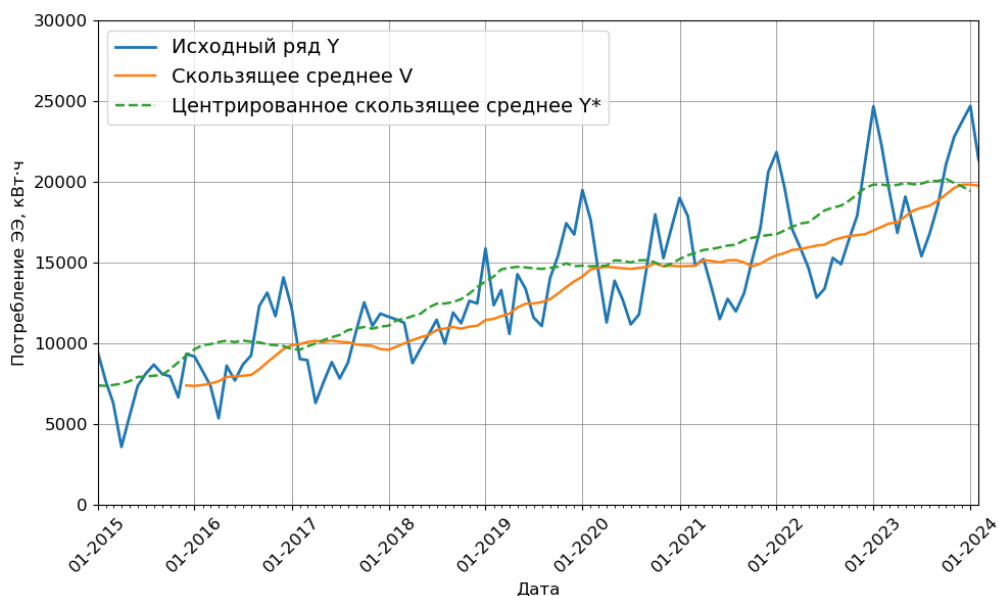


Рис. 2. – Компоненты мультипликативной модели: факт потребления Y , скользящая средняя $\bar{V}$ и центрированная скользящая средняя $\bar{V}^*$

Сезонная компонента мультипликативной модели определяется как отношение i -го значения исходных данных к соответствующему скользящему среднему по формуле (4).

Главное условие, по которому проверяют мультипликативную модель – сумма сезонных компонент должна быть равна числу периодов в сезоне. В рассматриваемых условиях оно определяется согласно выражению (7).

$$\sum_i^n S_i = 12. \quad (7)$$

Проверка по условию представлена в таблице 2.

Таблица № 2

Проверка по главному условию мультипликативной модели прогнозирования

Индекс сезонности	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Итого
$S_{\text{скаорр}}$	1,31	1,19	0,97	0,76	0,91	0,83	0,74	0,77	0,98	1,19	1,0	1,4	12,05

Трендовая компонента мультипликативной модели для каждого периода определяется методом регрессии [13, 14]. Параметр случайных факторов:

$$E = \frac{Y}{S \cdot T}. \quad (8)$$

Регрессионная функция мультипликативной модели согласно результатам расчета имеет вид [11]:

$$Y' = f(t_i) \cdot S_{\text{скаорр}.i} = T \cdot S_{\text{скаорр}.i} = (a + b \cdot t_i) \cdot S_{\text{скаорр}.i}. \quad (9)$$

где a , b – параметры линейной регрессии линии тренда T , определяемые методом наименьших квадратов, $a = 7000$, $b = 118,2$.

Линия тренда, сезонная компонента и остатки модели приведены на рисунке 3.

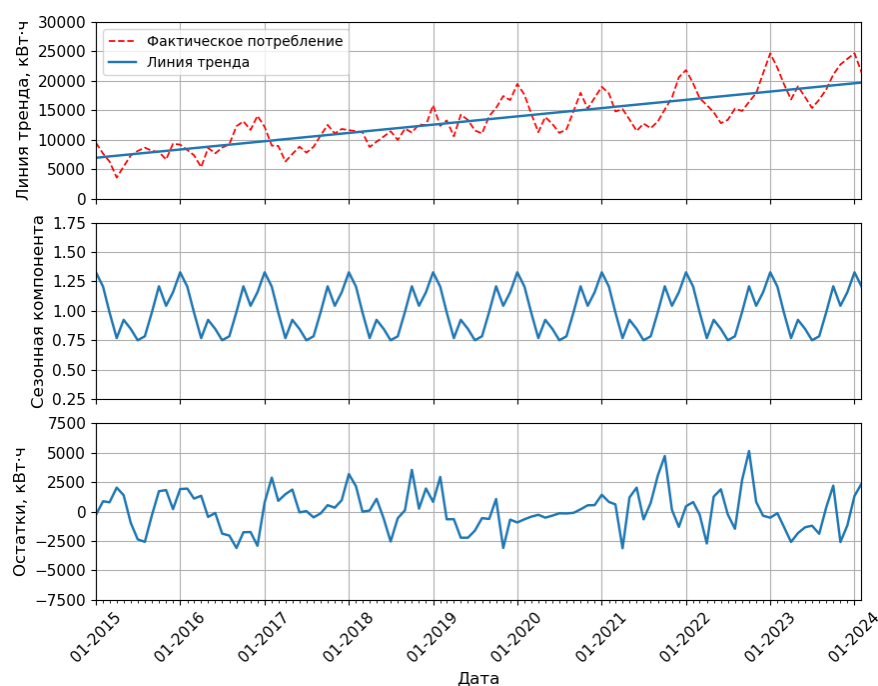


Рис. 3. – Составляющие мультипликативной модели

Результаты вычислений прогнозных значений приведены в таблице 3.

Таблица № 3

Прогнозные значения потребления электроэнергии на 3 года

Период t (1-й год прогноза), мес.	Прогноз потребления Y' на 1-й год, кВт·ч	Период t (2-й год прогноза), мес.	Прогноз потребления Y' на 2-й год, кВт·ч	Период t (3-й год прогноза), мес.	Прогноз потребления Y' на 3-й год, кВт·ч
121	27889	133	29757	145	31624
122	25460	134	27155	146	28851
123	20961	135	22349	147	23737
124	16414	136	17495	148	18576
125	19843	137	21143	149	22442
126	18283	138	19475	150	20666
127	16295	139	17351	151	18407
128	17124	140	18228	152	19331
129	21758	141	23153	153	24547
130	26668	142	28368	154	30069
131	23135	143	24603	155	26070
132	25824	144	27453	156	29082

График объёма потребления с учётом прогнозных значений мультипликативной модели прогнозирования приведен на рисунке 4.

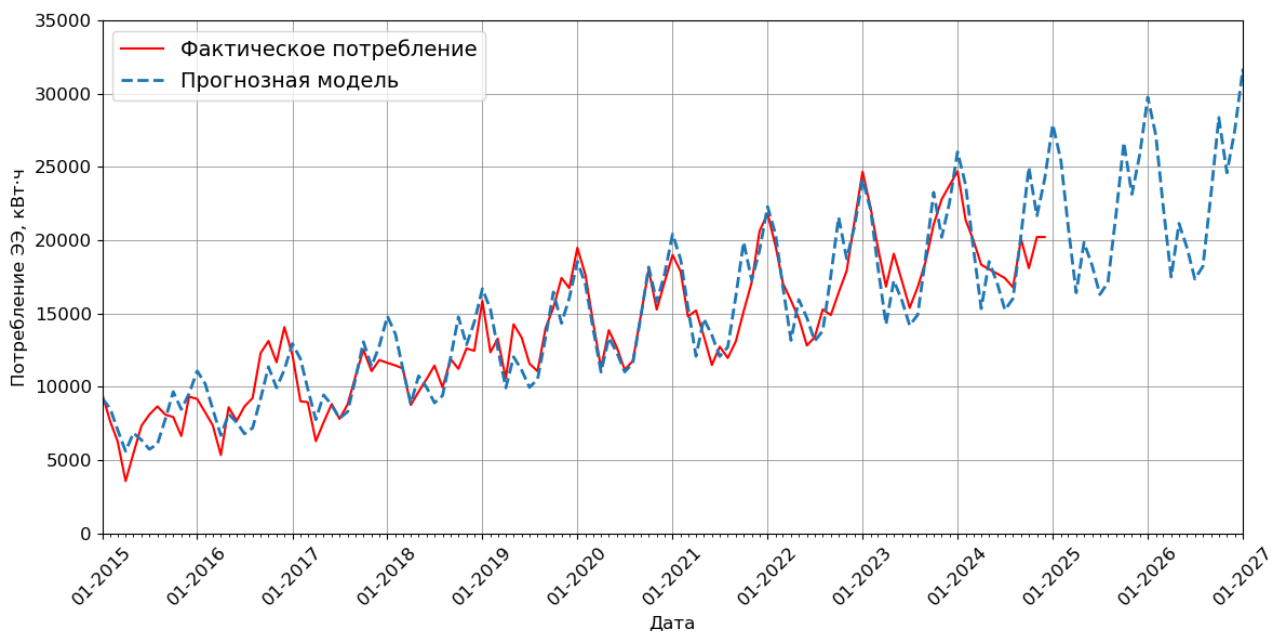


Рис. 4. – Объём потребления электроэнергии с учётом прогнозных значений мультипликативной модели прогнозирования

Апостериорная проверка мультипликативной модели

Выполним проверку адекватности построенной модели временного ряда. Согласно [12] проверим равенство математического ожидания остатков $E(\tau_i)$ нулю. Данное условие будет выполняться в случае, если величина T_e , вычисляемая по формуле (10), не попадает в критическую область, определенную выражением (11).

$$T_e = \frac{\bar{e}}{s_e} \sqrt{n} = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n e_i}{\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \left(e_i - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n e_i \right)^2}{n-1}}}, \quad (10)$$

$$(-\infty, x_{лев, \alpha/2}] \cup [x_{пр, \alpha/2}, \infty), \quad (11)$$

где $x_{np,\alpha/2} = -x_{лев,\alpha/2} = t(1 - \alpha, n - 1)$ согласно распределению Стьюдента.

При $n = 120$ и $\alpha = 0,05$ $T_e = 0,92$, $x_{np,\alpha/2} = 1,66$. Таким образом, величина T_e не попадает в критическую область (11), и гипотеза подтверждается.

Проверка независимости значений остаточной компоненты может быть выполнена с помощью d -критерия Дарбина-Уотсона. Для этого вычисляется значение параметра d по формуле (13). Если выполняется условие (14), то гипотеза об отсутствии корреляции между невязками регрессионной модели подтверждается.

$$\left\{ \begin{array}{l} d = \frac{\sum_{i=2}^n (e_i - e_{i-1})^2}{\sum_{i=2}^n e_i^2}, \\ e_i = Y_i - Y'_i \end{array} \right., \quad (13)$$

$$d_B < d < 4 - d_B, \quad (13)$$

где d_B – табличное значение, для $n = 120$ $d_B = 1,65$ [13].

Для построенной модели значение критерия $d = 1,22$, и условие (13) имеет вид: $1,65 > d = 1,22 < 4 - 1,65 = 2,35$, что означает наличие некоторой положительной автокорреляции остатков модели.

Коэффициент детерминации построенной мультипликативной модели прогнозирования нагрузок для электрических сетей СНТ находится следующим образом [13, 14]:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum E^2}{\sum (Y - S_{с\text{корр}} \cdot T)^2}. \quad (14)$$

Для полученной модели прогнозирования коэффициент детерминации, найденный по формуле (10), равен $R^2 = 0,852$. Таким образом, до 85,2% вариации признака Y – объемов потребления электроэнергии в условном СНТ - объясняется разработанной мультипликативной моделью..

Выводы

Разработана прогнозная модель электропотребления исследуемого СНТ на основе мультипликативной модели временного ряда. Из исходного массива данных выделены сезонная и линейная трендовая компоненты, а также составляющая случайных факторов. Модель с удовлетворительной степенью точностью отражает вариацию признака случайной величины электропотребления относительно данных стохастического временного ряда, что подтверждается выполнением t -критерия Стьюдента о равенстве нулю математического ожидания ряда остатков при коэффициенте детерминации равном 0,852.

При этом коэффициент Дарбина-Уотсона для полученной модели равен 1,22, что меньше необходимого значения в 1,65. Полученные результаты свидетельствуют о наличии некоторой положительной автокорреляции между остатками. Как следствие, полученная прогнозная модель на основе мультипликативной модели может быть использована для задач краткосрочного прогнозирования электропотребления. Применения линейной модели недостаточно для полноценного описания характера рассматриваемого временного ряда, и для данной задачи имеет смысл рассмотреть более сложные модели анализа и прогнозирования временных рядов, такие как ARIMA, полиномиальная регрессия, метод Хольта-Винтерса и т.д.

Согласно прогнозной модели в исследуемом СНТ, пиковое электропотребление за 2027 год возрастет на 28% по сравнению с пиковым электропотреблением за 2024 г., суммарное электропотребление – на 42%. Данное обстоятельство необходимо учитывать при разработке мероприятий по реконструкции электрических сетей СНТ с целью обеспечения надежного и бесперебойного электроснабжения

*Исследование выполнено в рамках финансовой помощи
Некоммерческой организации «Благотворительный фонд ЛУКОЙЛ»*

Литература

1. Кожамкулов Э. М., Гатаулин К. И. Модели прогнозирования электрических нагрузок распределительных сетей // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: материалы Национальной с международным участием науч.-практ. конф. студентов, аспирантов, учёных и специалистов. Тюмень, 2021. С. 374-377.
2. Андрианова Л. П., Валеев Р. И. Проблемы обеспечения качества электроэнергии и пути снижения потерь в сельских распределительных электрических сетях 0,4 кВ // Международный научный журнал «Инновационная наука». Технические науки. 2018. № 3. С. 22-24.
3. Меламед, М. А. Современные методы анализа и прогнозирования режимов электропотребления в электроэнергетических системах // Итоги науки и техники. Серия Энергетические системы и их автоматизация. 1988. Т.4. С. 4–11.
4. Исаев Ю. Н., Архипова О. В., Ковалев В. З., Хамитов Р. Н. Адаптивное краткосрочное прогнозирование потребления электроэнергии автономными энергосистемами малых северных поселений на основе методов корреляционного анализа // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2023. Т. 334. № 2. С. 224 – 239.
5. Усихин, В. Н. О нормировании и планировании электропотребления на промышленных предприятиях // Промышленная энергетика. 1997. № 4. С. 30 – 37.
6. Гужов, Н. П. Статистическое прогнозирование режимов электропотребления предприятий: учеб. пособие для электроэнергет. спец. / Н. П. Гужов. Новосибирск : НЭТИ, 1992. 106 с.

7. Кассем, С. А., Ибрагим А. Х. А., Хасан А. М., Логачева А. Г. Прогнозирование электропотребления предприятия с применением искусственных нейронных сетей // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Т. 7. № 1. С. 177-193.
 8. Васильев, Д. А., Колоколов М. В., Иващенко В. А. Модели автоматизированного прогнозирования электрических нагрузок промышленных предприятий // Управление большими системами. 2011. № 34. С. 254-266.
 9. Хабиров Г. А., Трофимчук Т. С. Методические аспекты оценки сезонных колебаний при моделировании и прогнозировании добычи газа // Вестник Самарского государственного экономического университета. 2014. №2(112). С. 58-61.
 10. Юрченко, Т. В. Эконометрика: временные ряды: учебное пособие // Санкт-Петербург: Изд-во СПбУТУиЭ, 2022. 135 с.
 11. Box P.E.G., Jenkins G.M., Reinsel G.C. Time series analysis; forecasting and control // San Francisco: Holden-Day, 1970. 589 p.
 12. Воскобойников Ю. Е. Эконометрика в Excel: учеб. пособие. Ч. 2. Анализ временных рядов // Новосибирск: НГАСУ (Сибстрин), 2008. 152 с.
 13. Айвазян С.А. Прикладная статистика. Основы эконометрики: в 2-х т. Т. 2. М.: Юнити-Дана, 2001. – 432 с.
 14. Hagan M. T. The tis series approach to short term load forecasting // IEEE Transaction on Power Systems. 1987. № 2 (3). P. 785-791.
 15. Лукьяненко И. С., Ивашковская Т. К. Статистика: учебное пособие для вузов // Санкт-Петербург: Лань, 2022. 200 с.
 16. Кизбикенов, К. О. Прогнозирование и временные ряды : учебное пособие // Барнаул : АлтГПУ, 2017. 113 с.
-

References

1. Kozhamkulov E.M., Gataulin K.I. Energoberezhenie i innovacionnye tekhnologii v toplivno-energeticheskom komplekse: materialy Nacional'noj s mezhdunarodnym uchastiem nauch.-prakt. konf. studentov, aspirantov, uchyonyh i specialistov. Tyumen', 2021. pp. 374-377.
2. Andrianova L.P., Valeev R.I. Mezhdunarodnyj nauchnyj zhurnal «Innovacionnaya nauka». Tekhnicheskie nauki. 2018. № 3. pp. 22-24.
3. Melamed M.A. Itogi nauki i tekhniki. Seriya Energeticheskie sistemy i ih avtomatizaciya. 1988. V.4. pp. 4-11.
4. Isaev, Y.N., Arhipova O. V., Kovalev V. Z., Hamitov R. N. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. 2023. V. 334. № 2. pp. 224-239.
5. Usihin V.N. Promyshlennaya energetika. 1997. № 4. pp. 30 – 37.
6. Guzhov N.P. Statisticheskoe prognozirovanie rezhimov elektropotrebleniya predpriyatij [Statistical forecasting of energy consumption modes of enterprises]. 1992. 106 p.
7. Kassem S.A., Ibragim A. H. A., Hasan A. M., Logacheva A. G. Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft', gaz, energetika. 2021. V. 7. № 1. pp. 177-193.
8. Vasilev, D.A. Upravlenie bol'shimi sistemami. 2011. № 34. p. 254-266.
9. Habirov G.A., Trofimchuk T. S. Vestnik Samarskogo gosudarstvennogo ekonomicheskogo universiteta. 2014. №2 (112). p. 58-61.
10. Yurchenko T.V. Ekonometrika: vremennye ryady [Econometrics: Time Series]. 2022. 135 p.
11. Box P.E.G., Jenkins G.M., Reinsel G.C. Time series analysis; forecasting and control. 1970. 589 p.
12. Voskoboynikov Y.E. Ekonometrika v Excel [Econometrics in Excel]. 2008. 152 p.



13. Ajvazyan S.A. Prikladnaya statistika. Osnovy ekonometriki v 2-h t. [Applied statistics. Fundamentals of economics in 2 parts]. 2001. 432 p.

14. Hagan M.T. IEEE Transaction on Power Systems. 1987. № 2 (3). pp. 785-791.

15. Luk'yanenko I.S., Ivashkovskaya T.K. Statistika [Statistics]. 2022. 200 p.

16. Kizbikenov K.O. Prognozirovanie i vremennye ryady [Forecasting and Time Series]. 2017. 113 p.

Дата поступления: 26.05.2025

Дата публикации: 25.07.2025