

Прогнозування потужності навантаження у Microgrid методом множинної регресії

Марченко^f Р. С., ORCID [0000-0002-1506-2146](https://orcid.org/0000-0002-1506-2146)

Клен^s К. С., к.т.н. доц., ORCID [0000-0002-6674-8332](https://orcid.org/0000-0002-6674-8332)

Кафедра електронних пристроїв та систем <https://eds.kpi.ua/>

Національний технічний університет України

"Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського" ROR [00syn5v21](https://orcid.org/00syn5v21)

Київ, Україна

Анотація—У статті наведено результати прогнозування потужності навантаження у системах Microgrid методом множинної регресії з дальністю прогнозу в одну добу. Розроблено прогнозу модель потужності навантаження за даними навколишнього середовища та наведено алгоритм та скріншоти її програмної реалізації. Представлені добові криві зміни потужності навантаження з дискретністю в одну годину. Наведено погодинні значення даних навколишнього середовища (температури, тиску, вологості). Обрані критерії знаходження подібних днів за даними навколишнього середовища та встановлена допустима відсоткова різниця математичного очікування та дисперсії відповідних даних. Побудовано регресійне рівняння знайдених схожих днів, на основі яких отримано регресійне прогнозне рівняння потужності навантаження на добу наперед. Точність прогнозування оцінюється за допомогою середньої абсолютної похибки MAPE. Наведено алгоритм та результати роботи розробленої програми для прогнозування потужності навантаження на добу наперед.

Ключові слова — прогнозування навантаження; регресійний аналіз; кореляція; Microgrid; системи розосередженої генерації.

I. ВСТУП

На сьогоднішній день гостро постає питання прогнозування навантаження споживачів [1] (промислових об'єктів та приватних будинків) у системах розосередженої генерації [2], таких як Microgrid, які поєднують відновлювані джерела енергії, а також інструменти накопичення, резервування та керування навантаженням [3]. Проектування та побудова таких систем є економічно вигідними, оскільки ці системи живляться від відновлюваних джерел енергії, що є привабливим через отримання дотацій та знижок на розповсюдження енергії – так званий «зелений тариф» [4]. Компанії, які займаються електропостачанням, зобов'язані звітувати про плановий погодинний графік електроспоживання на добу наперед [5]. Результатом відхилення від планового графіку є додаткові фінансові витрати [5] на закупівлю додаткових об'ємів електроенергії по високій ціні, або ж продаж надлишкових об'ємів по низькій ціні.

Існує багато методів прогнозування потужності навантаження [6-10], серед яких найпоширенішими є:

- прогнозування за допомогою нейронних мереж [11];
- прогнозування на базі вейвлет-перетворень [12];
- прогнозування на основі теорії класифікації [13].

Проте перелічені методи є доволі складними для практичної реалізації: наприклад, для методу прогнозування за допомогою нейронної мережі необхідна велика кількість операцій для навчання мережі, а для підвищення точності прогнозування необхідно мати базу даних потужності навантаження щогодини великого об'єму (щонайменше за 5 років).

В той же час метод множинної регресії [36] дозволяє забезпечити необхідну точність прогнозування для бази даних у 2-3 роки, при цьому проводячи меншу кількість розрахунків.

Оскільки як величина потужності навантаження, так і величина потужності генерації відновлюваних джерел залежить від погодних умов [14], таких як температура, тиск, вологість, швидкість та напрям вітру [15], хмарність [16] та ін., задача прогнозування потужності навантаження методом множинної регресії в залежності від параметрів навколишнього середовища є актуальною.

II. ПОБУДОВА ПРОГНОЗНОЇ МОДЕЛІ

Основною задачею при прогнозуванні потужності навантаження є знаходження погодинного значення потужності на основі даних навколишнього середовища [17] (погодних умов) та попереднього спостереження (залежності потужності навантаження від зовнішнього фактору) [18]. Основними вихідними даними навколишнього середовища для побудови прогнозованої моделі є дані температури, тиску та вологості.



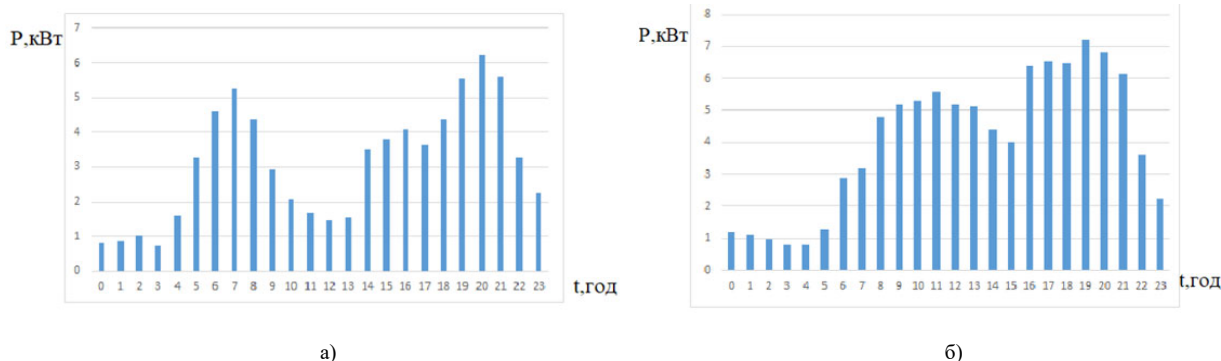


Рис. 1. Добові криві потужності навантаження приватного будинку: а – будній день; б – вихідний день

Щоб знайти статистичний зв'язок між даними навколишнього середовища та потужності навантаження, необхідно мати погодинну реєстрацію даних потужності [19-22]. Точність прогнозу моделі визначається кількістю отриманих даних – чим більше спостережень, тим точнішою буде модель [23-27].

Добові криві зміни потужності навантаження робочих днів відрізняються від кривих потужності вихідних днів [28] через більший час перебування споживачів вдома. На рис. 1 наведено добові криві потужності навантаження приватного будинку для буднього дня 30 березня 2020 року (а) та для вихідного дня 05 квітня 2020 року (б). В будній день піки потужності навантаження спостерігаються вранці, коли споживачі збираються на роботу, та наприкінці дня, коли споживачі повертаються додому.

Погодинні значення параметрів навколишнього середовища (температури, тиску, вологості) отримуються з безкоштовних інтернет ресурсів у відкритому доступі [29]. Приклад таких даних для 05 квітня 2020 року для м. Києва наведено у табл. 1.

На основі отриманих даних відбувається перевірка наявності статистичного зв'язку [30-33] між обраними параметрами навколишнього середовища та потужністю навантаження, за допомогою знаходження коефіцієнту кореляції r [34]:

$$r = \frac{\sum(x_i - x_{\text{середн}})(y_i - y_{\text{середн}})}{\sqrt{\sum(x_i - x_{\text{середн}})^2 \sum(y_i - y_{\text{середн}})^2}}, \quad (1)$$

де x_i – незалежна змінна з середнім значенням $x_{\text{середн}}$; y_i – залежна змінна з середнім значенням $y_{\text{середн}}$.

Значення коефіцієнтів кореляції для 05 квітня 2020 року, розраховані за формулою (1), між даними потужності навантаження та даними навколишнього середовища, наведеними у табл. 1., наведені у табл. 2.

Статистичний зв'язок між даними потужності навантаження та температурою і тиском є високим, а зв'язок між даними потужності навантаження та вологістю свідчить про середню обернену залежність між даними. Отже, всі параметри мають вплив на навантаження, тому увійдуть до прогнозу моделі.

Таблиця 1 Погодинні значення даних навколишнього середовища та потужності навантаження

Го-дина	Потужність навантаження, кВт	Температура, °C	Тиск, мм. рт. ст.	Вологість, %
00:00	1,095	7	755	21
01:00	1,022	2	755	37
02:00	0,876	0	755	47
03:00	0,73	5	756	27
04:00	0,74	0	756	47
05:00	1,168	0	756	47
06:00	2,628	3	757	34
07:00	2,92	-1	757	51
08:00	4,38	2	758	52
09:00	4,745	6	759	31
10:00	4,818	7	759	37
11:00	5,11	9	759	32
12:00	4,745	9	759	23
13:00	4,672	11	759	20
14:00	4,015	11	759	18
15:00	3,65	11	759	18
16:00	5,84	12	758	19
17:00	5,986	11	758	20
18:00	5,913	11	758	18
19:00	6,57	10	758	23
20:00	6,205	6	759	28
21:00	5,621	9	760	24
22:00	3,285	6	759	28
23:00	2,044	3	759	38

Таблиця 2 Значення коефіцієнтів регресії

	Температура	Тиск	Вологість
Навантаження	0,72	0,76	-0,51

III. Оцінка подібності днів за даними навколишнього середовища

При прогнозуванні потужності навантаження на конкретну добу [35], потрібно знайти найбільш схожі дні за даними навколишнього середовища. Пошук схожих днів відбувається шляхом порівняння та знаходження відсоткової різниці для математичного очікування та дисперсії даних навколишнього середовища заданого дня та днів, обраних для порівняння. В ході дослідження встановлена допустима відсоткова різниця між значеннями математичного очікування та дисперсії даних навколишнього середовища заданого і схожого дня становить 14%. Тобто, не перевищуючи цю відсоткову різницю, прогнозоване значення потужності навантаження є адекватним в порівнянні з реальним.



ТАБЛИЦЯ 3 РОЗРАХОВАНІ ЗНАЧЕННЯ МАТЕМАТИЧНОГО ОЧІКУВАННЯ ТА ДИСПЕРСІЇ ДАНИХ НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

Дата	Характеристика	Температура	Тиск	Вологість
05.04.2020	Математичне очікування	6,25	757,79	30,83
	Дисперсія	17,19	2,25	122,64
12.04.2020	Математичне очікування	6,79	746,71	35
	Дисперсія	16,08	2,04	138,5
18.04.2019	Математичне очікування	6,21	744,46	34,83
	Дисперсія	18,08	2,16	122,81

ТАБЛИЦЯ 4 ПРОГНОЗОВАНІ ЗНАЧЕННЯ ПОТУЖНОСТІ НАВАНТАЖЕННЯ

Година	Прогнозоване значення потужності навантаження, кВт	Різниця між реальним та прогнозованим навантаженням	Середня абсолютна похибка, %
00:00	3,328	-1,887	1,311
01:00	1,835	-0,715	0,639
02:00	1,522	-0,561	0,585
03:00	2,769	-1,969	2,461
04:00	1,591	-0,791	0,989
05:00	1,591	-0,311	0,243
06:00	2,289	0,591	0,205
07:00	1,425	1,775	0,555
08:00	3,225	1,575	0,328
09:00	3,843	1,357	0,261
10:00	4,866	0,415	0,079
11:00	5,573	0,027	0,005
12:00	4,864	0,336	0,065
13:00	5,729	-0,609	0,119
14:00	5,572	-1,171	0,266
15:00	5,572	-1,571	0,393
16:00	6,131	0,269	0,042
17:00	5,659	0,901	0,137
18:00	5,502	0,978	0,151
19:00	5,345	1,855	0,258
20:00	3,607	3,193	0,469
21:00	5,013	1,147	0,186
22:00	3,607	-0,007	0,002
23:00	2,743	-0,503	0,224
			41,55%

Здійснивши пошук за такими критеріями, як: 1) день тижня (робочий чи вихідний); 2) математичне очікування; 3) дисперсія, для 05 квітня 2020 року отримуємо два статистично схожих дні: 12 квітня 2020 року та 18 квітня 2019 року (табл. 3).

На основі знайдених статистично схожих днів будемо рівняння множинної регресії для прогнозування потужності навантаження.

IV. ПОБУДОВА ПРОГНОЗНОЇ МОДЕЛІ ЗА РЕГРЕСІЙНИМИ РІВНЯННЯМИ

Вихідними даними навколишнього середовища для побудови прогнозної моделі є дані температури, тиску та вологості, тому використаємо рівняння множинної регресії [36]:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \beta_3 x_3, \quad (2)$$

де Y – вектор-стовпець даних потужності навантаження; $x = \{x_1, x_2, x_3\}$ – матриця даних температури, тиску та вологості відповідно; $\beta = \{\beta_0, \beta_1, \beta_2, \beta_3\}$ – вектор коефіцієнтів, який за методом найменших квадратів розраховується наступним чином:

$$\beta = (x'^T x')^{-1} x'^T Y, \quad (3)$$

де x' – матриця даних навколишнього середовища, до якої додано одиничний стовпець.

В результаті для даних за 05 квітня 2020 року (табл.1) отримуємо вектор коефіцієнтів регресії:

$$\beta = \begin{pmatrix} -15,859 \\ 0,4945 \\ 0,020057 \\ 0,045997 \end{pmatrix}. \quad (4)$$

Підставивши розраховані коефіцієнти регресії та дані навколишнього середовища за 12 квітня 2020 року та 18 квітня 2019 року, і отримаємо регресійні рівняння для цих двох днів:

$$Y_{12} = 58,1281 + 0,5544x_1 - 0,07893x_2 + 0,044717x_3, \quad (5)$$

$$Y_{18} = 1,691988 - 0,552461x_1 - 0,00465x_2 + 0,0629346x_3. \quad (6)$$

Маючи регресійні рівняння двох схожих днів, розрахуємо першу кінцеву різницю між коефіцієнтами регресії [37], віднявши від другого рівняння перше. Отриману різницю додаємо до коефіцієнтів регресії другого рівняння та в результаті отримуємо коефіцієнти регресії для рівняння прогнозування значень потужності навантаження за 05 квітня 2020 року:

$$Y_{05} = 54,7534 - 0,550349x_1 + 0,069637x_2 + 0,078703x_3. \quad (7)$$

Використовуючи отримане регресійне рівняння, розрахуємо прогнозовані значення потужності навантаження для заданого дня – 05 квітня 2020 року (табл. 4).

На рис. 2 наведено криві зміни потужності навантаження для 05 квітня 2020 року: реальні значення (синя крива) та прогнозовані значення (помаранчева крива).

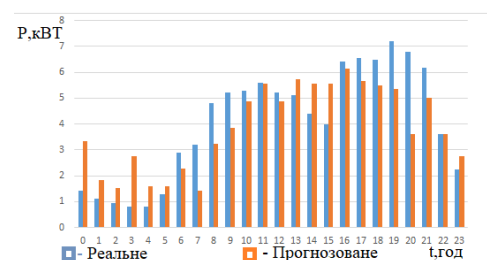


Рис. 2. Криві зміни потужності навантаження для 05 квітня 2020 року

Розрахуємо похибку прогнозованої моделі за формулою середньої абсолютної похибки (mean absolute percentage error) MAPE [38]:

$$MAPE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{|Y_i - \bar{Y}_i|}{\bar{Y}_i} \cdot 100\%, \quad (8)$$

де Y_i , \bar{Y}_i – реальні та прогнозовані значення потужності навантаження відповідно.

Якщо значення середньої абсолютної похибки у відсотках знаходиться в межах 10 – 20 %, то прогноз вважається достатньо точним, якщо в межах 20 – 50 % – прогноз вважається допустимим [39].

Середня абсолютна похибка прогнозування потужності навантаження методом множинної регресії складає 42%, що свідчить про те, що прогноз є допустимим.

V. ПРОГРАМНА РЕАЛІЗАЦІЯ ПРОГНОЗУВАННЯ ПОТУЖНОСТІ НАВАНТАЖЕННЯ

Алгоритм програмної реалізації прогнозування погодинного значення потужності навантаження в обраний день наведений на рис. 3 і складається з наступних етапів:

- 1) Завантаження погодинного архіву погоди в м. Києві.
- 2) Вибір необхідних параметрів навколишнього середовища, від яких залежить потужність навантаження.
- 3) Розрахунок необхідних статистичних параметрів за кожну добу, яка міститься в архіві погоди.
- 4) Вибір дня, на який потрібно виконати прогнозування потужності навантаження.
- 5) Вибір методу пошуку схожих днів. При цьому враховуються статистичні параметри, розраховані на етапі 3.
- 6) Вибір граничної допустимої розбіжності між днями.
- 7) Визначення двох найбільш схожих днів до дня, обраного на етапі 4, методом, обраним на етапі 5, з урахуванням обмежень, обраних на етапі 6.
- 8) Вибір методу прогнозування потужності навантаження на основі результатів, отриманих на етапі 7.
- 9) Розрахунок прогнозних погодинних значень потужності навантаження на день, обраний на етапі 4, на основі даних навколишнього середовища у два дні, обрані на етапі 7, методом, обраним на етапі 8.
- 10) Побудова графіку навантаження, аналіз результатів.

Результати роботи програми прогнозування погодинного значення потужності навантаження наведені на рис. 5 а, б, в.

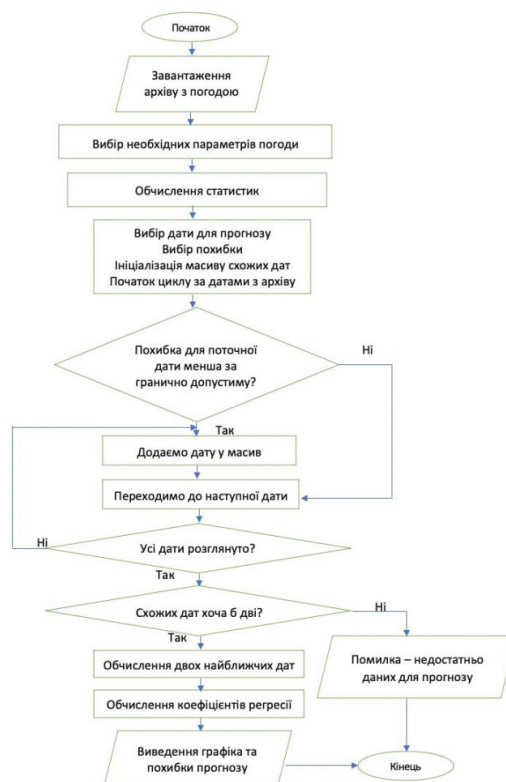


Рис. 3. Схема алгоритму програмної реалізації прогнозування погодинного значення потужності навантаження

```
from wwo_hist import retrieve_hist_data

frequency = 1
start_date = '01-JAN-2009'
end_date = '30-APR-2021'
api_key = '32bbb7f5a520495e874170438212705'
location_list = ['kiev']

hist_weather_data = retrieve_hist_data(api_key,
                                       location_list,
                                       start_date,
                                       end_date,
                                       frequency,
                                       location_label = False,
                                       export_csv = True,
                                       store_df = True)
```

Retrieving weather data for kiev

```
Currently retrieving data for kiev: from 2009-01-01 to 2009-01-31
Time elapsed (hh:mm:ss.ms) 0:00:01.054090
Currently retrieving data for kiev: from 2009-02-01 to 2009-02-28
Time elapsed (hh:mm:ss.ms) 0:00:02.118754
Currently retrieving data for kiev: from 2009-03-01 to 2009-03-31
Time elapsed (hh:mm:ss.ms) 0:00:03.279200
Currently retrieving data for kiev: from 2009-04-01 to 2009-04-30
Time elapsed (hh:mm:ss.ms) 0:00:04.243635
Currently retrieving data for kiev: from 2009-05-01 to 2009-05-31
Time elapsed (hh:mm:ss.ms) 0:00:05.452619
Currently retrieving data for kiev: from 2009-06-01 to 2009-06-30
Time elapsed (hh:mm:ss.ms) 0:00:06.614205
Currently retrieving data for kiev: from 2009-07-01 to 2009-07-31
Time elapsed (hh:mm:ss.ms) 0:00:07.710429
```

Рис. 4. Скріншот програмного вікна

Таким чином, розроблена програма прогнозування погодинного значення потужності навантаження в обраний день дозволяє отримати прогнозовані дані та криву потужності навантаження.



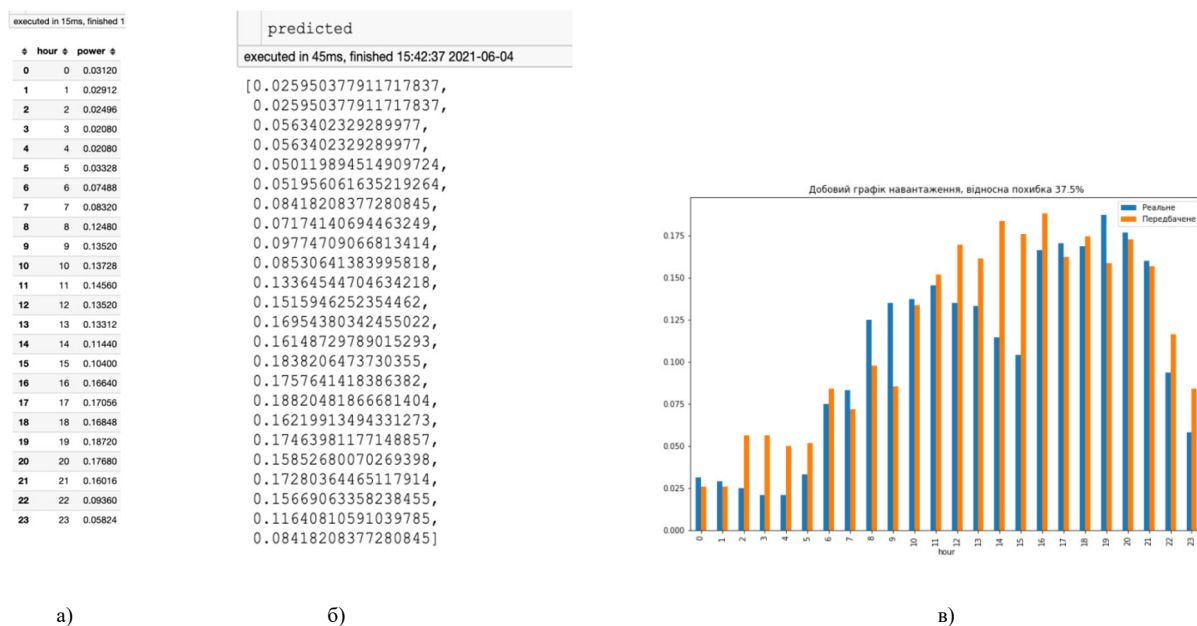


Рис. 5. Результати роботи програми прогнозування погодинного значення потужності навантаження: а) реальні значення потужності навантаження; б) прогнозовані значення потужності навантаження; в) криві потужностей

Для підвищення точності прогнозування потужності навантаження необхідно збільшувати базу даних схожих днів, або зменшувати дальність прогнозу до декількох годин.

ВИСНОВКИ

Для прогнозування потужності навантаження у Microgrid методом множинної регресії, необхідно мати дані навколишнього середовища (температури, тиску, вологості), для пошуку найбільш схожих

даних за критеріями (математичного очікування та дисперсії), також різниця між вхідними і знайденими значеннями не повинна перевищувати 14%.

Середня абсолютна похибка прогнозування погодинних значень потужності навантаження на добу наперед методом множинної регресії складає 42%, що дозволяє використовувати наведену прогнозу модель для ефективного керування навантаженням Microgrid.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

- [1] “Na s’ohodnishnij den’ hostro postaye pytannya prohnzuvannya navantazhennya spozhyvachiv [To date, the issue of forecasting the load on consumers is acute.]” [Online]. Available: https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/35756/1/Belosvetov_magistr.pdf [Accessed: 17-March-2021].
- [2] Zhuikov V. Ya., Lukyanenko L. M., Mikolaiets D. A., Osypenko K. S., Stelyuk A. O., Tereshenko T. O., Yamnenko Yu. S. Improving the efficiency of renewable energy systems. Kyiv: Kafedra, 2018. 368 p. URL: http://eds.kpi.ua/?page_id=7243
- [3] “Microgrid poednuye vidnovlyuvani dzherela enerhiyi, a takozh instrumenty nakopychennya, rezervuvannya ta keruvannya navantazhenniam [Microgrid combines renewable energy sources as well as storage, backup and load management tools.]” [Online]. Available: <https://www.drawdown.org/solutions/microgrids>. [Accessed: 17-March-2021]
- [4] “Systemy zhyvlyat’sya vid vidnovlyuvanykh dzherel enerhiyi, shcho ye pryvablyvym cherez otrymannya dotatsiy ta znyzhok na rozpovsyudzhennya enerhiyi – tak zvanyy «zelenyy taryf» [Systems are powered by renewable energy sources, which is attractive due to subsidies and discounts on energy distribution - the so-called "green tariff"].” [Online]. Available: https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/30930/1/Zhyvohlyad_magistr.pdf [Accessed: 17-March-2021]
- [5] “Kompaniyi, yaki zaymayut’sya elektropostachanniam, zobov’yazani zvituvaty pro planovyy pohodynnyy hrafiyk elektrospozhyvannya na dobu napered [Electricity companies are required to report on the planned hourly schedule of electricity consumption for the day in advance].” 2019. [Online]. Available: https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/28917/1/Kramarenko_bakalavr.pdf [Accessed: 19-March-2021]
- [6] Jingfei Yang M. Sc. Power System Short-term Load Forecasting: Thesis for Ph.d degree. Germany, Darmstadt, Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universitat, 2006. 139 p. URL: <http://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/epda/000662/Yangjingfei.pdf>
- [7] Gheyas I. A., Smith L. S. “A Neural Network Approach to Time Series Forecasting” in Proceedings of the World Congress on Engineering, London, 2009, Vol 2 P. 1292 - 1296. URL: http://iaeng.org/publication/WCE2009/WCE2009_pp1292-1296.pdf
- [8] A. S. Palchikov, “Existing methods of forecasting electrical consumption of objects in the metallurgical industry” *Modern research and innovation*. no. 9. pp. 12–17, 2012. URL: <https://web.snauka.ru/issues/2012/09/16877>
- [9] Yamnenko J., Tereshchenko T. Klepach L., Pali D. “Forecasting of electricity consumption in SmartGrid” in International Conference Modern Electrical and Energy Systems MEES’17 Kremenchuk Mykhailo Ostrohradskyi National University November 15-17, 2017. URL: http://mees.kdu.edu.ua/wpcontent/uploads/2017/11/Program_MEES2017-4.pdf



- [10] V. Z. Manusov, E. V. Biryukov "Short-term forecasting electrical load based on fuzzy neural networks and its comparison with other methods" *Izv. Tomsk Polytechnic University*. no. 6. pp. 153-158, 2006. URL: http://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/1345/1/bulletin_tpu-2006-309-6-36.pdf
- [11] Simon Haikin. Neural networks. Full course. Second edition. Moscow. 2006. 1150p. URL: https://books.google.ru/books?id=LPMr0iA0muwC&printsec=copyright&hl=ru&source=gbs_pub_info_r#v=onepage&q&f=false.
- [12] Wavelets and Their Applications (Ed. R Coifman) Boston: Jones and Barlett Publ., 1992. URL: <https://inside.mines.edu/~wherman/talks/UA-00-Wavelet-Lectures.pdf>
- [13] Kretov D. A., Ruzanov R. V. "Power consumption forecasting energy sales company using an artificial neural network". *Don Engineering Bulletin*. 2015. 9 p. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/prognozirovanie-elektropotrebleniya-energobytovoy-kompanii-s-ispolzovaniem-iskusstvennoy-neyronnoy-seti/viewer>
- [14] K. S. Klen, V. Ya. Zhuikov. Influence of stochastic nature of energy in distributed generation systems on their stability. - *Technical electro-dynamics*. no. 3, p. 62-68, 2020. DOI: [10.15407/techned2020.03.062](https://doi.org/10.15407/techned2020.03.062)
- [15] Yaremenko, M.K. i Klen, K.S. 2019. Estimation of wind flow energy level according to accompanying data. *Microsystems, Electronics and Acoustics*. 24, 2 (April 2019), 56–63. DOI: [10.20535/2523-4455.2019.24.2.160751](https://doi.org/10.20535/2523-4455.2019.24.2.160751)
- [16] Christopher J. Smith, Jamie M. Bright, R. Crook, "Cloud cover effect of clear-sky index distributions and differences between human and automatic cloud observations," *Solar Energy*, vol. 144, pp. 10 - 21, 2017. DOI: [10.1016/j.solener.2016.12.055](https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.12.055)
- [17] "Osnovnoyu zadacheyu pry prohnovuzanni potuzhnosti navantazhennya ye znakhodzhennya pohodynnoho znachennya potuzhnosti na osnovi danykh navkolyshn'oho seredovyschcha [The main task in forecasting the load capacity is to find the hourly value of the power based on environmental data]," 2018. [Online]. Available: https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/27883/1/Ponomarenko_magistr.pdf [Accessed: 25-March-2021]
- [18] Zueva V. N. Nejosetevoe prognozirovanie grafikov nagruzki jenergosistemy. *Nauchno-metodicheskij jelektronnyj zhurnal Koncept*. 2015. Vol. 8. pp. 286-290. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/regressionnye-metody-prognozirovaniya-grafika-nagruzki-elektrooborudovaniya>
- [19] Tymchuk S. A., So models and information technology of decision-making support in management of hybrid power networks: dis. Dr. philos. Sciences: 122, Kharkiv, 2020. 206 p. URL: <https://lpnu.ua/sites/default/files/2020/dissertation/1646/dysertaciyaKravchyshyn.pdf>
- [20] "Rozvytok vidnovlyvanykh dzherel energiyi [Development of renewable energy sources]," 2017. [Online]. Available: <http://energymagazine.com.ua/wp-content/uploads/2017/03/Rozvytok-VDE-v-Ukrai-ni.pdf> [Accessed: 20-March-2021].
- [21] "Forecasting power consumption based on source information," *Bull. South Ural State Univ. Ser. "Power Eng.*, vol. 16, no. 2, pp. 59–65, 2016, DOI: [10.14529/power160208](https://doi.org/10.14529/power160208).
- [22] V. Kalinin, K. Nabatov, A. Shuvalov, and A. Kobelev, "O vozmozhnostiakh ispolzovaniia alternativnykh istochnikov energii [About the possibilities of using alternative energy sources]," *Vestn. TGTU*, vol. 9, pp. 450–456, 2003, URL: http://vestnik.tstu.ru/rus/t_9/pdf/9_3_010.pdf
- [23] J. Yamnenko, T. Tereshchenko, L. Klepach, D. Pali, "Forecasting of electricity consumption in SmartGrid," Proceedings of the International Conference on Modern Electrical and Energy Systems, Kremenchuk, 2017. URL: http://www.tech.vernadskijournals.in.ua/journals/2018/4_2018/part_1/9.pdf
- [24] S. Soliman, *Electrical load forecasting: modeling and model construction*. Burlington Butterworth-Heinemann, 2016. ISBN: 9780123815446 URL: <https://www.elsevier.com/books/electrical-load-forecasting/soliman/978-0-12-381543-9> DOI: [10.1016/C2009-0-60996-X](https://doi.org/10.1016/C2009-0-60996-X)
- [25] "Chym bil'she sposterezhen', tym tochnishoyu bude model [The more observations, the more accurate the model will be]," 2017. [Online]. Available: <http://elibrary.asu.ru/xmlui/bitstream/handle/asu/3710/vkr.pdf?sequence=1&isAllowed=y> [Accessed: 22-March-2021].
- [26] E. A. Orlov, "Otsinka rehzymiv MicroGrid na bazi rehresiyonnoho analizu [Estimation of MicroGrid modes on the basis of the regression analysis]," *Kiev*, 2018. pp.117. URL: https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/25612/1/Orlov_magistr.pdf
- [27] "Otsinka tochnosti prohnovozovanoi modeli [Estimation of accuracy of the forecasted model]," 2018. [Online]. Available: <https://studfile.net/preview/7438378/> [Accessed: 22-March-2021].
- [28] Zueva V. N., Nikitina Ju. Ju. "Analiz metodov prognozirovaniya grafikov nagruzki jelektooborudovaniya". in *Sbornik dokladov pobeditelej i laureatov XXII studencheskoj nauchnoj konferencii AMTI 2016*. pp. 119-122. URL: <http://ej.kubagro.ru/2017/08/pdf/107.pdf>
- [29] "Pohodynni znachennya parametrov navkolyshn'oho seredovyschcha [Hourly values of environmental parameters]," [Online]. Available: <https://www.worldweatheronline.com/>. [Accessed: 26-March-2021].
- [30] Kateryna Osypenko, *Prediction and approximation of the primary energy flow*: Wroclaw, 2018, URL: http://gpw.pwr.edu.pl/lista_referatow/
- [31] E. Elyseeva and M. Yuzbashev, *Obshhaya teoriya statystyky [General theory of statistics]*, 3rd ed. Moscow: Fynansy y statystyka, 2008, ISBN: 5279018333.
- [32] A. Saveleva and N. Chernenko, "Proverka znachimosti dlya koefficienta korrelyacii [Significance test for correlation coefficient]," 2018. [Online]. Available: <https://www.eduherald.ru/ru/article/view?id=18221>. [Accessed: 27-March-2021].
- [33] "Korrelyaciya [Correlation]." [Online]. Available: <http://www.williamspublishing.com/PDF/5-8459-0710-1/part.pdf>. [Accessed: 27-March-2021].
- [34] "Koefficient korelyaciyi Pirsona [Pearson correlation coefficient]." [Online]. Available: https://uk.wikipedia.org/wiki/Коефіцієнт_кореляції_Пірсона [Accessed: 27-March-2021].
- [35] Yaremenko M. K., Klen K. S. "Otsinka rivnya enerhiyi vitrovoho potoku za suprovidnymi danymi [Estimation of wind flow energy level according to accompanying data]," *Microsystems, Electronics and Acoustics*. 24, 2 (April 2019), 56–63. DOI: [10.20535/2523-4455.2019.24.2.160751](https://doi.org/10.20535/2523-4455.2019.24.2.160751)
- [36] "Bahatofaktorna rehresiya [Multifactor regression]," [Online]. Available: <https://ignorik.ru/docs/bagatofaktorna-regresiya-1-sutniste-bagatofaktornoyi-regre.html> [Accessed: 20-March-2021].
- [37] K. Klen, V. Martynyuk, M. Yaremenko. "Prediction of the wind speed change function by linear regression method" *Computational problems of electrical engineering*. Vol. 9, no. 2, pp. 28-33, 2019. URL: <http://science.lpnu.ua/jcpee/all-volumes-and-issues/volume-9-number-2-2019/prediction-wind-speed-change-function-linear>.
- [38] "MAPE – srednyaya absoljutnaya pokhybka [MAPE is the average absolute error]," [Online]. <https://4analytics.ru/metodi-analiza/mape-srednyaya-absoljutnaya-oshibka-praktika-primeneniya.html> [Accessed: 28-March-2021].
- [39] Batey, P. and Friedrich, P. "Regional Competition", Springer, New York, USA, 2000. [Online]. Available: <https://books.google.com.ua/books?id=OSA->



[PCQAAQBAJ&pg=PA183&lpg=PA183&dq=MAPE+20%25&source=bl&ots=053SpFI2vj&sig=VdrNSnN1h9Ez-niH6e1G5V8KQj2M&hl=uk&sa=X&ved=0CE8Q6AEwBmoVChMlrNCRw_uwyAIVQaZyCh3PaAto#v=onepage&q=MAPE%2020%25&f=false](https://doi.org/10.20535/2523-4455.mea.236697) [Accessed: 28-March-2021].

Надійшла до редакції 06 липня 2021 р.

Прийнята до друку 26 жовтня 2021 р.

UDC 621.314

Prediction of Load Capacity in Microgrid by Multiple Regression Method

R. S. Marchenko^f, ORCID [0000-0002-1506-2146](https://orcid.org/0000-0002-1506-2146)

K. S. Klen^s, PhD Assoc.Prof., ORCID [0000-0002-6674-8332](https://orcid.org/0000-0002-6674-8332)

Department of Electronic Devices and Systems <https://eds.kpi.ua/>

National technical university of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute" ROR [00syn5v21](https://ror.org/00syn5v21)
Kyiv, Ukraine

Abstract—The article presents the results of load power forecasting in Microgrid systems by multiple regression with a forecast range of one day. energy sources, as well as tools for storage, redundancy and load management. The design and construction of such systems is cost-effective, as these systems are powered by renewable energy sources, which is attractive due to subsidies and discounts on energy distribution - the so-called "green tariff". depends on weather conditions, such as temperature, pressure, humidity, wind speed and direction, cloudiness, etc., the task of predicting the load capacity depending on environmental parameters is relevant.

Therefore, a forecast model of load capacity based on environmental data is developed and its software implementation is given. The daily curves of changes in load power with a discreteness of one hour are presented. Daily curves of load capacity changes on weekdays and weekends are also provided. A free resource has been selected to download the environmental database. A specific day is set for load forecasting. Hourly values of environmental data (temperature, pressure, humidity) for a given day are given. The criteria for finding such days according to the environmental data are selected and the allowable percentage difference of mathematical expectation and variance of the relevant data is established. The parameters of mathematical expectation and variance of a given day are calculated. The statistical dependence between load data and environmental data is calculated. Regressive equations of the found similar days are constructed, on the basis of which the regressive forecast equation of loading capacity for days ahead is received. The daily curve of the forecasted load is presented and the comparative schedule of the forecasted with the real value of the load is constructed. The accuracy of the prediction is estimated using the average absolute error of MAPE. The algorithm and results of work of the developed program on which search of a similar day and calculation of forecast value for forecasting of power of loading for days ahead are represented are resulted.

Keywords — load prediction; regression analysis; correlation; Microgrid; distributed generation systems.

