

ПОРІВНЯННЯ МЕТОДІВ КОРОТКОСТРОКОВОГО ПРОГНОЗУВАННЯ НЕБАЛАНСІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

У представленому дослідженні розглядаються актуальні проблеми підвищення точності короткострокового прогнозування як позитивних (IPS+), так і негативних (IPS-) дисбалансів електричної енергії. Дисбаланси, що погіршуються внаслідок розбіжностей між прогнозованим та фактичним споживанням/генерацією, становлять значний виклик для операторів енергосистем. Для вирішення завдання підвищення точності прогнозів було проведено ретельний порівняльний аналіз ефективності трьох розширених методів прогнозування часових рядів: таким чином, оцінювалася спроможність моделі Холта-Вінтерса (HOLT-WINTERS), яка добре підходить для рядів з трендом та сезонністю, стандартної моделі ARIMA (авторегресійна інтегрована ковзна середня) та її сезонного розширення – моделі SARIMA. Ці методи застосовуються для роздільного прогнозування часових рядів позитивних і негативних дисбалансів на короткостроковому горизонті (погодинно на наступний добу), що дозволяє врахувати помітно різну динаміку IPS+ та IPS-. Оцінка точності прогнозування для кожної моделі проходила шляхом порівняння прогнозних значень з реальними погодними даними, отриманими від Операторів системи передачі ОЕС України за визначений період. Результати проведеного дослідження мають практичну цінність, оскільки точніші прогнози дисбалансів є ключовим фактором для підвищення операційної безпеки енергосистеми (завдяки кращому плануванню резервів та режимів роботи) та економічній ефективності управління нею (через мінімізацію витрат на балансування). Аналіз отриманих результатів та порівняння метрики точності для різних моделей недвозначно показав, що модель SARIMA, яка явно враховує добову сезонність, характерну для енергетичних даних, демонструє вищу точність порівняно з HOLT-WINTERS та базовою ARIMA.

Ключові слова: короткострокове прогнозування, небаланси електроенергії, методи прогнозування, HOLT-WINTERS, ARIMA, SARIMA.

Вступ.

Функціонування ринку електричної енергії України визначається правовими, економічними та організаційними засадами, встановленими Законом України «Про ринок електричної енергії» [1], і спрямоване на забезпечення надійного та безпечного постачання електричної енергії споживачам. Центральним елементом забезпечення стабільності Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України є балансування обсягів виробництва, імпорту, споживання та експорту електроенергії [2, 3].

Небаланс електричної енергії визначається як різниця між фактичними та зареєстрованими плановими обсягами відпуску або споживання електроенергії для кожного розрахункового періоду. Для врегулювання цих відхилень у режимі, наближеному до реального часу, функціонує балансуєчий ринок, керований оператором системи передачі (ОСП). Цей ринок є ключовим структурним елементом для забезпечення стабільності, ефективності та надійності ОЕС України, дозволяючи здійснювати балансування на основі конкурентних механізмів. ОСП використовує балансуєчу електричну енергію для покриття розбіжностей та врегулювання системних обмежень [4].

Поява небалансів електричної енергії в ОЕС України обумовлена низкою чинників. Серед них – зростання частки виробників з відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) [5–7], неточність прогнозування споживання та генерації [8, 9], а також вплив руйнувань енергетичної інфраструктури [2, 3]. Необхідність покриття цих небалансів здійснюється ОСП на балансуєчому ринку, що формує відповідні фінансові зобов'язання для учасників ринку, відповідальних за баланс.

У таких умовах задачі короткострокового прогнозування небалансів електричної енергії набувають особливої актуальності. Точні прогнози дозволяють підвищити ефективність вибору ресурсів для покриття споживання та балансування ОЕС України, оптимізувати планування режиму роботи енергосистеми, сприяючи її надійній та економічно ефективній роботі та розробити стратегію провадження своєї діяльності на сегментах ринку [10, 11]. Актуальність підсилюється відносною новизною цієї задачі для реформованого українського ринку електроенергії. Дана робота присвячена дослідженню саме цих аспектів функціонування енергоринку України.

Мета та завдання.

Мета дослідження полягає в аналізі точності прогнозування позитивних та негативних небалансів електроенергії для підвищення ефективності роботи ОЕС України за допомогою методів HOLT-WINTERS, ARIMA та SARIMA, а також порівнянні їхньої точності.

Матеріал і результати досліджень.

Дослідження погодних даних позитивних (IPS+) та негативних (IPS-) дисбалансів електроенергії в ОЕС України за період 01.05.2024-24.08.2024, проведене на основі аналізу автокореляційної (ACF) та часткової автокореляційної (PACF) функцій, виявило ключові статистичні характеристики цих рядів (рис. 1). Графіки ACF демонструють високий рівень автокореляції, що повно згасає, вказуючи на можливу нестационарність, присутність тренду та значну залежність між наступними значеннями. Також є хвилюподібна структура ACF з вираженими піками в районі добових лагів, що має про наявність чіткої добової сезонності. Графіки PACF, зі свого боку, мають різке обривання після перших лагів, що характерно для авторегресійних процесів (рис. 2, 3).

Враховуючи виявлену сильну автокореляцію та добову циклічність, модель SARIMA видається доцільним вибором. Цей клас моделей дозволяє виконувати як короткострокові відносини (компоненти ARIMA), так і сезонні коливання шляхом включення сезонного блоку з періодом $s=24$ роки. Модель SARIMA потребує первинної стаціонаризації ряду, традиційно шляхом диференціювання, для усунення тренду та сезонності перед моделюванням авторегресійних та ковзних середніх компонентів.

Альтернативним підходом, який також враховує одночасну наявність тренду та сезонності, є метод Холта-Вінтерса. На відміну від SARIMA, цей метод оцінює та прогнозує рівень, тренд і сезонність, не вимагаючи первинної трансформації даних для досягнення стаціонарності. Таким чином, як SARIMA з періодом 24, так і метод Холта-Вінтерса є обґрунтованими кандидатами для короткострокового прогнозування досліджуваних часових рядів дисбалансів електроенергії.

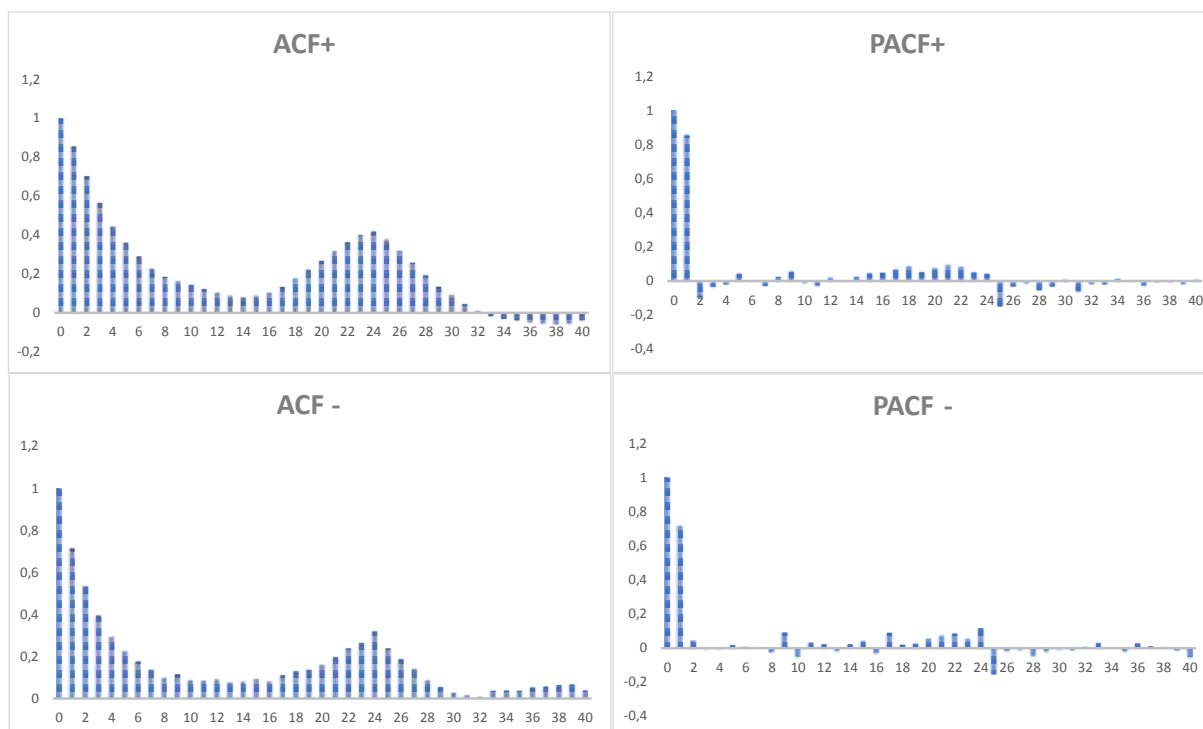


Рисунок 1 – Корелограми вибірок небалансів електроенергії

Виконуємо прогнозування методами HOLT-WINTERS, ARIMA, SARIMA використавши ретроспективні дані за період 01.05.2024-24.08.2024 (обсягом вибірки 116 днів). Прогнозування відбувається на 24 точки в перед. Виконавши прогнозування методами зазначеними в даній роботі маємо наступні графіки: Рис. 2, Рис. 3.

Метрики для оцінки точності прогнозування

В якості метрик для оцінки точності прогнозування зазвичай використовуються наступні:

1. MAPE (Mean Absolute Percentage Error) – середня абсолютна відсоткова похибка:

$$MAPE = n^{-1} \cdot \sum_{i=1}^n \left(\left| \frac{Y_i^{fact} - Y_i^{prog}}{Y_i^{fact}} \right| \cdot 100\% \right) \quad (1)$$

де: n – кількість спостережень в вибірці; Y_i^{fact} – фактичне значення; Y_i^{prog} – прогнозоване значення.

2. RMSE (Root Mean Squared Error) – Середньоквадратична похибка:

$$RMSE = \left(\sum_{i=1}^n (Y_i^{fact} - Y_i^{prog})^2 \cdot n^{-1} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (2)$$

3. MAE (Mean Absolute Error) – середня абсолютна похибка:

$$MAE = n^{-1} \cdot \sum_{i=1}^n |Y_i^{fact} - Y_i^{prog}| \quad (3)$$

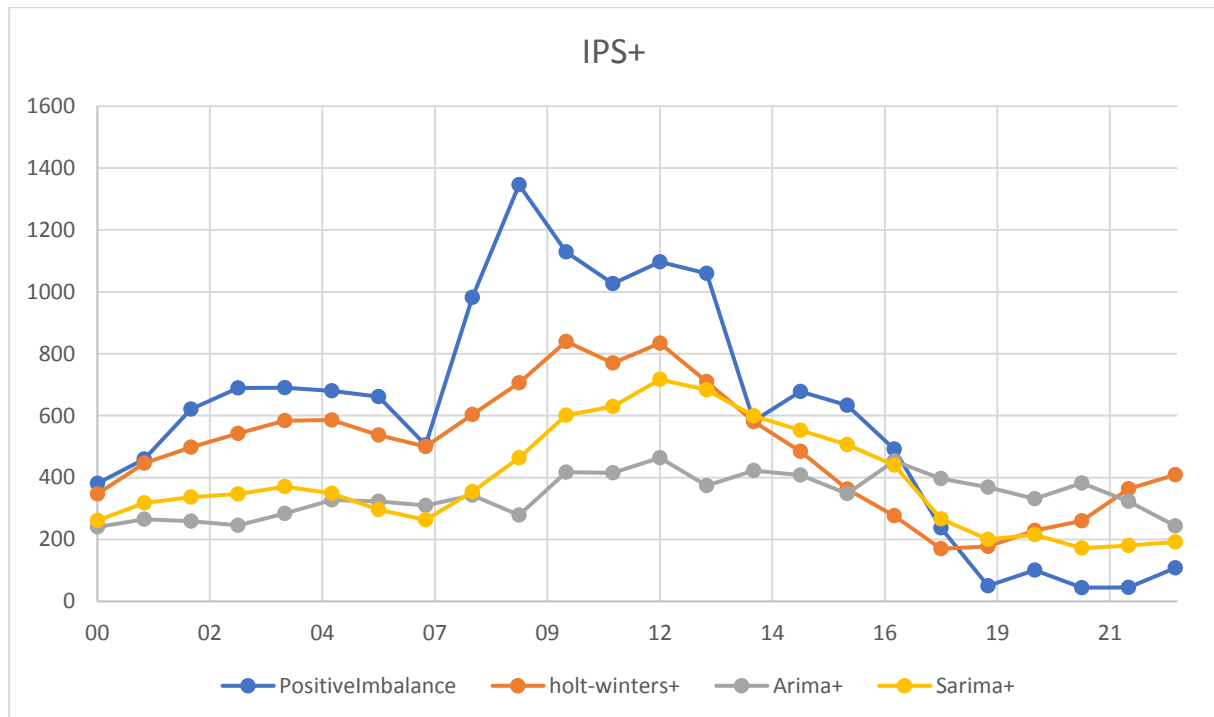


Рисунок 2 – Графіки фактичних та прогнозованих значень позитивних небалансів

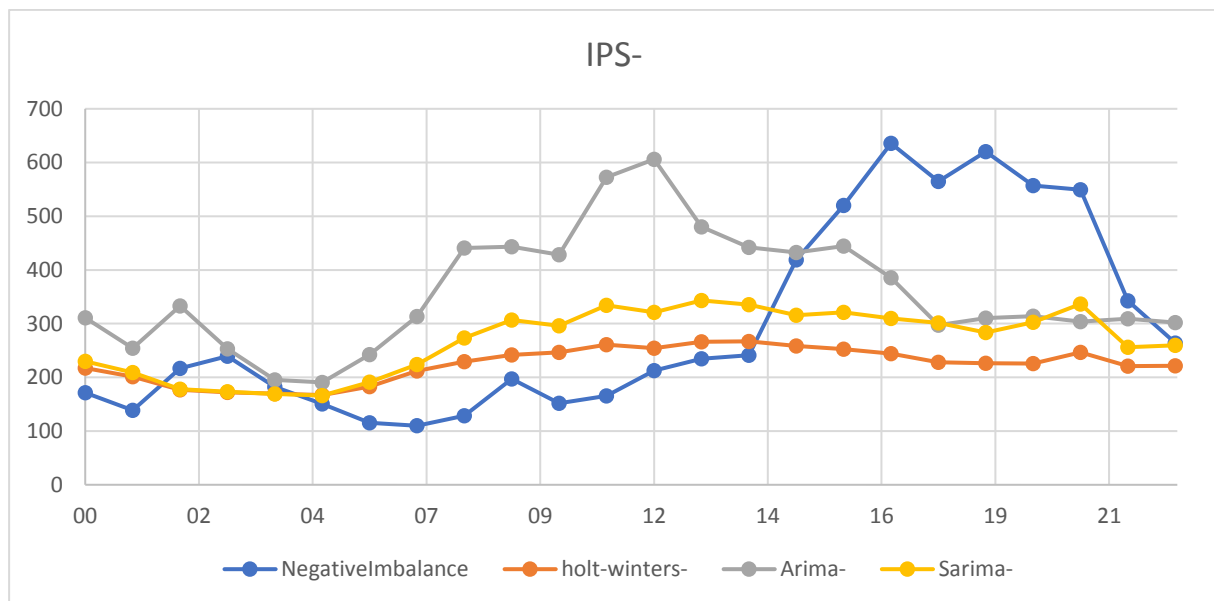


Рисунок 3 – Графіки фактичних та прогнозованих значень негативних небалансів

Таблиця 1 – Оцінка метрик прогнозування

Похибки прогнозування						
25.08.2024 року	holt-winters+	holt-winters-	Arima+	Arima-	Sarima+	Sarima-
MAPE, %	95,44%	41,41%	139,13%	82,87%	74,18%	47,75%
PMSE, МВт	241,61	182,41	442,44	215,95	331,90	158,76
MAE, МВт	194,36	133,28	374,83	180,30	262,46	129,91

Висновки.

Аналізуючи графіки та похибки прогнозування можна прийти до наступного, що всі моделі прогнозування мають великий MAPE, що перш за все викликане набором вхідних даних, які мають високу варіативність та аномалії, які впливають на точність прогнозу, формування сезонності та тренду. Розглянувши детальніше кожен метод можна прийти до думки, що ARIMA повністю провалила прогнозування із-за своєї чутливості до великих відхилень та відсутності в умові сезонної складової, HOLT-WINTERS прогнозує краще за ARIMA попри наявність адаптивної складової коефіцієнтів для трендової та сезонної складової, SARIMA хоча вона і показала найкращу точність з поміж усіх застосованих методів, вона не забезпечує прийнятної точності в умовах високої волатильності даних. Подальше підвищення точності можливе шляхом поєднання декількох методів разом, або використанням SARIMAX, використанням методів машинного навчання та глибинного навчання.

Список використаної літератури

1. Про ринок електричної енергії: Закон України № 2019-VIII від 13.04.2017 р.
2. Кириленко О. В., Денисюк С. П., Блінов І. В. та ін. Енергетика України: ймовірні сценарії відновлення та розвитку // *Вісник НАН України*. 2022. № 9. С. 22–37.
3. Блінов І. В. Проблеми функціонування та розвитку нової моделі ринку електричної енергії в Україні // *Вісник НАН України*. 2021. № 3. С. 20–28.
4. Про затвердження Правил ринку: Постанова НКРЕКП № 307 від 14.03.2018 р.
5. Іванов Г. А., Блінов І. В., Парус С. В., Мірошник В. О. Складові моделі для аналізу впливу ВДЕ на ринкову вартість електроенергії // *Технічна електродинаміка*. 2020. № 4. С. 72–75.
6. Блінов І. В., Мірошник В. О., Шиманюк П. В. Короткостроковий інтервальний прогноз сумарного відпуску електроенергії виробниками з ВДЕ // *Праці ІЕД НАН України*. 2019. № 54. С. 5–12.
7. Шиманюк П. В., Мірошник В. О., Блінов І. В. Визначення втрат електричної енергії на основі прогнозів вузлового навантаження // *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2022. № 3. С. 38–43.
8. Блінов І. В., Сичова В. В. Застосування методів декомпозиції у короткостроковому прогнозуванні сумарного електричного навантаження // *Праці ІЕД НАН України*. 2021. № 59. С. 68–71.
9. Блінов І. В., Мірошник В. О., Шиманюк П. В. Оцінка вартості похибки прогнозу «на добу наперед» технологічних втрат в електричних мережах // *Технічна електродинаміка*. 2020. № 5. С. 70–73.
10. Блінов І. В., Мірошник В. О., Лоскутов С. С. Зниження витрат на покриття небалансів виробників ВДЕ // *Технічна електродинаміка*. 2023. № 1. С. 62–66.
11. Блінов І. В., Парус С. В., Мірошник В. О., Шиманюк П. В., Сичова В. В. Модель оцінки доцільності переходу промислових споживачів до погодинного обліку // *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2021. № 1. С. 88–97.
14. Сичова В. В. Прогнозування добових графіків сумарних небалансів електричної енергії в ОЕС України // *Технічна електродинаміка*. 2022. № 4. С. 58–63.
15. Ivanov H., Blinov I., Parus Ye. Simulation Model of New Electricity Market in Ukraine // *Proc. IEEE ESS 2019*. P. 339–342.
12. Іванов Г. А., Блінов І. В., Парус С. В. Комплексна розрахункова модель ринку «на другу» та балансування ринку електроенергії України // *Промелектро*. 2016. № 4–5. С. 8–12.
13. Черненко П. О., Сичова В. В. Удосконалення алгоритму визначення впливу температури повітря на сумарне електричне навантаження енергосистеми // *Технічна електродинаміка*. 2021. № 2. С. 77–83.
14. Сичова В. В. Прогнозування добових графіків сумарних небалансів електричної енергії в ОЕС України // *Технічна електродинаміка*. 2022. № 4. С. 58–63.
15. Ivanov H., Blinov I., Parus Ye. Simulation Model of New Electricity Market in Ukraine // *Proc. IEEE ESS 2019*. P. 339–342.

COMPARISON OF SHORT-TERM POWER IMBALANCE FORECASTING METHODS

The presented study considers the current problems of increasing the accuracy of short-term forecasting of positive (IPS+) and negative (IPS-) power imbalances. Imbalances, which worsen due to discrepancies between forecasted and actual consumption/generation, pose a significant challenge for power system operators. To solve the problem of increasing the accuracy of forecasts, a thorough comparative analysis of the effectiveness of three extended time series forecasting methods was conducted. Thus, the ability of the Holt-Winters model, which is well suited for series with a trend and seasonality, the standard ARIMA model (autoregressive integrated moving average), and its seasonal extension - the SARIMA model was assessed. These methods separately forecast the time series of positive and negative imbalances on a short-term horizon (hourly for the next day). This allows for the noticeably different dynamics of IPS+ and IPS- to be considered. The forecast accuracy for each model was assessed by comparing the forecast values with real weather data received from the Transmission System Operators of the Unified Energy System of Ukraine for a specific period. The study results have practical value, since more accurate forecasts of imbalances are a key factor in increasing the operational security of the power system (due to better planning of reserves and operating modes) and the economic efficiency of its management (due to minimizing balancing costs). Analysis of the obtained results and comparison of the accuracy metrics for different models unambiguously showed that the SARIMA model, which explicitly considers the daily seasonality characteristic of energy data, demonstrates higher accuracy than HOLT-WINTERS and the basic ARIMA.

Keywords: short-term forecasting, electricity imbalances, forecasting methods, HOLT-WINTERS, ARIMA, SARIMA.

References

1. On the electricity market: Law of Ukraine No. 2019-VIII of 13.04.2017
2. Kyrylenko O. V., Denysiuk S. P., Blinov I. V., et al. Energy Sector of Ukraine: Probable Scenarios of Recovery and Development. Bulletin of the National Academy of Sciences of Ukraine. 2022. No. 9. Pp. 22–37.
3. Blinov I. V. Challenges in the Operation and Development of the New Electricity Market Model in Ukraine. Bulletin of the National Academy of Sciences of Ukraine. 2021. No. 3. Pp. 20–28.
4. On the Approval of the Market Rules: Resolution of the NEURC No. 307 dated March 14, 2018.
5. Ivanov H. A., Blinov I. V., Parus Ye. V., Miroshnyk V. O. Model Components for Analyzing the Impact of RES on Market Electricity Value. Technical Electrodynamics. 2020. No. 4. Pp. 72–75.
6. Blinov I. V., Miroshnyk V. O., Shymanyuk P. V. Short-Term Interval Forecast of Total Electricity Output from RES Producers. Proceedings of the Institute of General Energy of NAS of Ukraine. 2019. No. 54. Pp. 5–12.
7. Shymanyuk P. V., Miroshnyk V. O., Blinov I. V. Estimation of Electricity Losses Based on Node Load Forecasts. Energy: Economics, Technology, Ecology. 2022. No. 3. Pp. 38–43.
8. Blinov I. V., Sychova V. V. Application of Decomposition Methods in Short-Term Forecasting of Total Electrical Load. Proceedings of the Institute of General Energy of NAS of Ukraine. 2021. No. 59. Pp. 68–71.
9. Blinov I. V., Miroshnyk V. O., Shymanyuk P. V. Estimation of Forecast Error Costs for Day-Ahead Technological Losses in Power Networks. Technical Electrodynamics. 2020. No. 5. Pp. 70–73.
10. Blinov I. V., Miroshnyk V. O., Loskutov S. S. Cost Reduction for Covering Imbalances of RES Producers. Technical Electrodynamics. 2023. No. 1. Pp. 62–66.
11. Blinov I. V., Parus Ye. V., Miroshnyk V. O., Shymanyuk P. V., Sychova V. V. Assessment Model of Transition Feasibility for Industrial Consumers to Hourly Metering. Energy: Economics, Technology, Ecology. 2021. No. 1. Pp. 88–97.
12. Ivanov H. A., Blinov I. V., Parus Ye. V. Comprehensive Computational Model of the Intraday and Balancing Electricity Market in Ukraine. Promelektro. 2016. No. 4–5. Pp. 8–12.
13. Chernenko P. O., Sychova V. V. Improving the Algorithm for Determining the Impact of Air Temperature on the Total Electricity Load of the Power System. Technical Electrodynamics. 2021. No. 2. Pp. 77–83.
14. Sychova V. V. Forecasting of Daily Profiles of Total Electricity Imbalances in the UES of Ukraine. Technical Electrodynamics. 2022. No. 4. Pp. 58–63.
15. Ivanov H., Blinov I., Parus Ye. Simulation Model of New Electricity Market in Ukraine. Proc. IEEE ESS 2019. Pp. 339–342.

Надійшла: 30.04.2025

Received: 30.04.2025