

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ
СІКОРСЬКОГО»

Кваліфікаційна наукова праця на
правах рукопису

ЯРЕМЕНКО МИХАЙЛО КОСТЯНТИНОВИЧ

УДК 621.314

ДИСЕРТАЦІЯ
СИСТЕМА КЕРУВАННЯ АКУМУЛЯТОРАМИ З ДИНАМІЧНОЮ
КОМУТАЦІЄЮ

171 – Електроніка
17 – Електроніка та телекомунікації

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей,
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

_____ Яременко М. К.

Науковий керівник – Клен Катерина Сергіївна
кандидат технічних наук, доцент

Київ-2024

АНОТАЦІЯ

Яременко М.К. Система керування акумуляторами з динамічною комутацією. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 171 Електроніка – Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» МОН України, Київ, 2024.

Дисертаційна робота присвячена розвитку теорії керування акумуляторами в системі електроживлення з вітроустановкою на основі застосування динамічної комутації акумуляторів для подовження терміну їх роботи, що дозволяє підвищити ефективність використання енергії вітрового потоку та запропонувати прості алгоритми керування.

У **першому розділі** розглянуто класифікацію та принципи побудови автономних систем електроживлення з вітроустановками. Досліджено вплив параметрів навколишнього середовища на вихідну потужність вітроустановки. Проаналізовано методи прогнозування параметрів вітрового потоку та критерії оцінки точності прогнозування цих параметрів. Розглянуто особливості експлуатації акумуляторів у системах електроживлення з вітроустановками. Наведено методи підвищення ефективності використання енергії вітру та акумуляторів.

У **другому розділі** проведено оцінку та прогнозування потужності на виході вітрогенератора та потужності навантаження.

Проведено попередню обробку даних швидкості вітру та потужності навантаження, а саме – визначено закони розподілу функції зміни швидкості вітру та потужності навантаження; проведено відновлення даних швидкості вітру та потужності навантаження різними методами; проведено кореляційний аналіз даних.

Виконано прогнозування функції зміни швидкості вітру та потужності навантаження з різним горизонтом прогнозу з використанням моделі ARIMA, а також методом середнього та методом сталості.

Третій розділ присвячений розрахунку кількості акумуляторів у системі електроживлення з вітроустановкою.

Наведено формулу розрахунку кількості акумуляторів на основі формули Пейкерта. Показано, яким саме чином глибина розряду впливає на ємність акумуляторів, доступну для використання під час конкретного циклу заряду-розряду. Розглянуто вплив температури навколишнього середовища на кількість акумуляторів. Наведено методику розрахунку мінімально необхідної кількості акумуляторів для безперебійного живлення навантаження з урахуванням фактичної ємності акумулятора, яка визначається тривалістю попередньої їх роботи, та у залежності від температури, глибини розряду, струму розряду, часу розряду, похибки прогнозування швидкості вітру та характеристик акумуляторів з врахуванням стохастичного характеру вітрового потоку та потужності навантаження. Проведено розрахунок безбитковості системи з акумуляторами.

Четвертий розділ присвячений комп'ютерному моделюванню роботи системи електроживлення з вітроустановкою та акумуляторами у програмному середовищі Matlab Simulink.

Розроблено та описано схемну модель вітроустановки з використанням акумулятора та наведено часові діаграми, що пояснюють принцип роботи схеми.

Наведено схемну модель блоку акумуляторів з зарядно-розрядним пристроєм, побудованого з використанням підвищуючого та понижуючого перетворювачів, та системою керування.

Описано роботу блоку комутації акумуляторів, що складається з шести ідентичних акумуляторів, та системи керування, що формує сигнали комутації акумуляторів.

Проведено моделювання схеми вітроустановки з акумуляторами та проведено порівняльний аналіз тривалості безперебійного живлення навантаження з кількістю акумуляторів за формулою розрахунку на основі формули Пейкерта та без урахування формули Пейкерта. Побудовано графіки вхідної та вихідної напруги, а також стану акумуляторів, що підтвердило теоретичні розрахунки.

Ключові слова: вітроустановка, акумулятори, система керування, швидкість вітру, потужність навантаження, попередня обробка даних, закон розподілу, регресійний аналіз, методи прогнозування, модель ARIMA, ємність акумулятора, закон Пейкерта, розрахунок беззбитковості, динамічна комутація.

Список публікацій здобувача.

1. М. К. Яременко і К. С. Клен, «Оцінка рівня енергії вітрового потоку за супровідними даними», Мікросистеми, Електроніка та Акустика, т. 24, вип. 2, с. 56–63, Квіт 2019, doi: 10.20535/2523-4455.2019.24.2.160751
2. K. Klen, V. Martynyuk, and 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, Nov 2019, doi: 10.23939/jcpee2019.02.028
3. М. К. Яременко, К. Клен, і В. Я. Жуйков, «Вплив похибки прогнозування швидкості вітру на вибір кількості акумуляторів системи балансування», Мікросистеми, Електроніка та Акустика, т. 26, вип. 3, с. 237245-1-237245–7, Груд 2021, doi: 10.20535/2523-4455.mea.237245
4. M. K. Yaremenko and K. S. Klen, «The Impact of Wind Power and Load Power Fluctuations on Energy Storage Sizing», Microsystems, Electronics and Acoustics, vol. 28, no. 3, Dec 2023, doi: 10.20535/2523-4455.mea.290932
5. M. Yaremenko and K. Klen, «Influence of the Expected Wind Speed Fluctuation on the Number of Batteries of the Balancing System», Power

Electronics and Drives, vol. 7, no. 1, pp. 187–196, Jan 2022, doi: 10.2478/pead-2022-0014

6. K. Klen, V. Martynyuk, and M. Yaremenko, «Prediction of primary energy flow considering its stochastic nature», *Maszyny Elektryczne. – Zeszyty Problemowe*, no. 1(125), pp. 107–110, 2021

7. M. Yaremenko and K. Klen, «The Effect of Wind Speed Change on the Payback Period of Batteries», 2022 IEEE 41st International Conference on Electronics and Nanotechnology (ELNANO), IEEE, Oct 2022, pp. 667–671, doi: 10.1109/ELNANO54667.2022.9927066

ABSTRACT

Yaremenko M.K. Battery management system with dynamic switching. – Qualifying scientific work on manuscript rights.

Dissertation for the degree of Doctor of Philosophy in specialty 171 Electronics – National Technical University of Ukraine "Ihor Sikorskyi Kyiv Polytechnic Institute" MES of Ukraine, Kyiv, 2024.

The dissertation is devoted to the development of the theory of storage battery control in the power supply system with a wind turbine based on the use of dynamic switching of batteries to extend their life service, which allows to increase the efficiency of the use of wind energy and to propose simple control algorithms.

In the **first chapter**, the classification and principles of construction of autonomous power supply systems with wind turbines are considered. Influence of environmental parameters on the output power of the wind turbine was studied. Methods of forecasting wind flow parameters and the criteria for assessing the accuracy of forecasting these parameters are analyzed. Battery operation features in power supply systems with wind turbines are considered. Methods of increasing the efficiency of the use of wind energy and batteries are presented.

In the **second chapter**, the assessment and forecasting of the output power of the wind generator and the load power are carried out.

Wind speed and load power data were pre-processed, namely, the probability distribution of the function of wind speed and load power were determined; filling gaps of wind speed and load power data were carried out using various methods; a correlation analysis of the data was performed.

Forecasting of wind speed and load power time series with different forecast horizons was carried out using the ARIMA model, as well as the average method and the stability method.

The **third chapter** is devoted to the calculation of number of batteries in the power supply system with a wind turbine.

Formula for calculating the number of batteries based on Peukert's law is presented. It is shown how the depth of discharge affects the battery capacity available for use during a specific charge-discharge cycle. The effect of ambient temperature on the number of batteries is considered. The methodology for calculating the minimum required number of batteries for uninterrupted power supply of the load is given, taking into account the actual capacity of the battery, which is determined by the duration of its previous operation, and depending on the temperature, depth of discharge, discharge current, discharge time, wind speed forecasting error and battery characteristics, taking into account the stochastic nature wind flow and load power. The break-even calculation of the battery system was carried out.

The **fourth chapter** is devoted to the computer simulation of the operation of the power supply system with a wind turbine and batteries in the Matlab Simulink software environment.

A schematic model of a wind turbine using a battery is developed and described, and timing diagrams are given that explain the principle of operation of the circuit.

A schematic model of a battery block with a charge-discharge device, built using step-up and step-down converters, and a control system is presented.

Operation of the battery switching unit consisting of six identical batteries and the control system that generates the battery switching signals is presented.

Simulation of the scheme of the wind turbine with batteries was carried out and a comparative analysis of the duration of uninterrupted power supply of the load with the number of batteries was carried out according to the calculation formula based on the Peukert's law and without taking into account the Peukert's law. Graphs of the input and output voltage, as well as the state of the batteries, were presented, which confirmed the theoretical calculations.

Keywords: wind turbine, batteries, control system, wind speed, load power, data preprocessing, probability distribution, regression analysis, forecasting

methods, ARIMA model, battery capacity, Peukert's law, break-even calculation, dynamic switching.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ	11
ВСТУП	12
РОЗДІЛ 1. СИСТЕМИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВІДБОРУ ЕНЕРГІЇ ВІТРУ	17
1.1. Автономні системи електроживлення з вітроустановками	18
1.2. Методи прогнозування параметрів вітрового потоку та критерії оцінки точності прогнозування	31
1.3. Акумулятор в системах з малопотужними вітроустановками	40
1.4. Методи підвищення ефективності використання енергії вітру та аккумуляторів	51
Висновки до розділу 1	55
РОЗДІЛ 2. ОЦІНКА І ПРОГНОЗ ПАРАМЕТРІВ ВІТРОВОГО ПОТОКУ ТА ПОТУЖНОСТІ НАВАНТАЖЕННЯ	56
2.1. Попередня обробка даних швидкості вітру	58
2.2. Попередня обробка даних потужності навантаження	79
2.3. Прогнозування швидкості вітру	87
2.4. Прогнозування потужності навантаження	91
Висновки до розділу 2	96
РОЗДІЛ 3. РОЗРАХУНОК КІЛЬКОСТІ АКУМУЛЯТОРІВ	97
3.1. Вплив параметрів навколишнього середовища на кількість аккумуляторів	97
3.2. Вплив стохастичного характеру потоків енергії на кількість аккумуляторів	114
3.3. Розрахунок беззбитковості системи з акумуляторами	128
Висновки до розділу 3	134
РОЗДІЛ 4. МОДЕЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ ПРОЦЕСІВ В СИСТЕМІ З АКУМУЛЯТОРАМИ	136
4.1. Моделювання вітроустановки	136
4.2. Система керування з динамічною комутацією акумуляторів	153
4.3. Моделювання комутованого масиву акумуляторів	158
Висновки до розділу 4	166

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	167
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	169
ДОДАТОК А. Параметри та характеристики вітроустановок.....	185
ДОДАТОК Б. Технічні характеристики та параметри акумуляторів	187
ДОДАТОК В. Порівняння параметрів акумуляторів.....	189
ДОДАТОК Г. Методи заряджання акумуляторів.....	191
ДОДАТОК Д. Програмна реалізація обробки даних і прогнозування функції зміни швидкості вітру та потужності навантаження	193
ДОДАТОК Е. Програмна реалізація розрахунку кількості акумуляторів.....	199
ДОДАТОК Є. Програмна реалізація системи керування	201
ДОДАТОК Ж. Акт впровадження	202

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

ВДЕ – відновлюване джерело енергії;

ВЕУ – вітроелектрична установка;

ККД – коефіцієнт корисної дії;

ШІМ – широтно-імпульсна модуляція;

AGM – Absorbent Glass Mat – акумулятор з поглинаючим скловолокном;

СС – Constant Current – метод заряду акумулятора постійним струмом, метод квазі-усталеного струму;

СС-CV – Constant Current-Constant Voltage – двоетапний метод заряду акумулятора;

CV – Constant Voltage – метод заряду акумулятора постійною напругою;

DC – Direct Current – постійний струм;

MPPT – Maximum Power Point Tracking – пристрій та алгоритм відбору максимальної потужності;

PNGV – Partnership for a New Generation of Vehicles – еквівалентна схема акумулятора партнерства для нового покоління транспортних засобів;

SOC – State of Charge – стан заряду

ВСТУП

Актуальність теми. У звіті World Energy Transitions Outlook 2023 [1] окреслюють шлях зниження викидів CO₂ до нуля до 2050 року згідно з цілями Паризької кліматичної угоди, та обмеження підвищення глобальної температури до 1,5°C. Звіт базується на двох ключових сценаріях IRENA, одним з яких є досягнення кліматичної цілі 1,5°C, і одним із рішень для сприяння зменшення викидів вказують розвиток відновлюваних джерел енергії (ВДЕ).

Енергетичною стратегією України до 2050 року, прийнятою від 21 квітня 2023 року, передбачається розвиток ВДЕ та підвищення ефективності використання енергоресурсів [2].

Перевагою використання електростанцій на базі вітрогенераторів в порівнянні з іншими ВДЕ є синхронізованість генерації енергії вітру з піками споживання: вдень вітер спостерігається частіше, ніж вночі, і взимку частіше, ніж влітку. Недоліками використання системи з вітроустановками є залежність генерації енергії від погодних умов та потреба у відборі максимальної енергії вітроустановки, що пов'язано з прогнозуванням виробленої енергії.

Значний внесок у дослідження ефективності роботи вітроустановок зробили такі вітчизняні вчені як: член-кор. Кудря С.О., с.н.с. Коханевич В. П., п.н.с. Головка В.М., проф. Алексієвський Д. Г. та іноземні вчені: проф. Манохар Чамана, проф. Джейшрі Ашок Панде, проф. Кетан Котеча.

Для ефективної роботи системи необхідно встановлювати акумулятори для безперебійного живлення навантаження за рахунок балансування різниці між енергією на виході вітроустановки та енергією, що необхідна для навантаження.

Значний внесок у дослідження ефективної роботи акумуляторів у системах з відновлюваними джерелами енергії зробили такі вітчизняні вчені

як: акад. Кириленко О.В., проф. Блінов І.В., Волківський В.Б., проф. Вербицький Є.В., проф. Терещенко Т.О., проф. Ямненко Ю.С. та іноземні вчені: проф. Рубен Лопес-Родрігес, проф. Мустафа Ман, проф. Дармаван Сутанто.

Кількість акумуляторів для забезпечення безперебійного живлення навантаження залежить від впливу параметрів навколишнього середовища та характеристик акумуляторів.

Тому розробка системи керування акумуляторами з динамічною комутацією є актуальною задачею.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Робота виконана в Національному технічному університеті України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» на кафедрі електронних пристроїв та систем в рамках держбюджетної прикладної науково-дослідної роботи № 2314-п «Система енергозабезпечення високочастотних вентильно-індукторних двигунів дрона з багатокомірковими перетворювачами і просторово-часовою модуляцією», № державної реєстрації 0120U102131, у відповідності до пріоритетного тематичного напрямку наукових досліджень і науково-технічних розробок 3. Енергетика та енергоефективність.

Мета і завдання досліджень. Метою даної роботи є подальший розвиток теорії керування акумуляторами в системі електроживлення з вітроустановкою на основі застосування динамічної комутації для подовження терміну їх роботи. Для досягнення мети в роботі вирішуються наступні задачі:

1. Аналіз методів підвищення ефективності використання енергії вітру та енергії акумуляторів.
2. Розробка математичної моделі короткострокового прогнозування вихідної потужності вітроустановки на основі зміни швидкості вітру та потужності навантаження.

3. Дослідження впливу температури та тривалості попередньої роботи акумуляторів на їх кількість для забезпечення безперебійного живлення навантаження.

4. Комп'ютерне моделювання роботи системи електроживлення з вітроустановкою та визначення послідовності комутації акумуляторів з метою подовження їх терміну роботи.

Об'єктом дослідження є процеси, що протікають в системах електроживлення з вітроустановками та акумуляторами та режими їх роботи в залежності від параметрів навколишнього середовища.

Предметом дослідження є системи електроживлення на основі вітроустановки з акумуляторами.

Методи дослідження. При розв'язанні поставлених у роботі завдань використовувалися: теорію електричних кіл, методи математичної статистики, чисельні методи, методи регресійного аналізу. Математичні розрахунки виконані на персональному комп'ютері з використанням математичного пакету Matlab та мови програмування Matlab, моделювання процесів у системі електроживлення проводилося з використанням програмного пакету Matlab Simulink.

Наукова новизна отриманих результатів полягає в наступному:

1. На основі моделі ARIMA розроблено спосіб короткострокового прогнозування вихідної потужності системи з вітроустановкою, що дозволяє визначити необхідну мінімальну ємність акумуляторів для забезпечення безперебійного живлення навантаження.
2. На основі формули Пейкерта запропоновано спосіб визначення мінімально необхідної кількості акумуляторів з урахуванням фактичної ємності акумулятора, яка визначається тривалістю попередньої роботи та температури для реалізації динамічної комутації.

3. Запропоновано методику динамічної комутації, що дозволяє подовжити термін роботи акумуляторів та збільшити час роботи навантаження.

Практичне значення отриманих результатів:

1. Запропоновано математичну модель системи керування для розрахунку кількості акумуляторів та тривалості роботи.
2. Розроблено програмне забезпечення для короткострокового прогнозування вихідної потужності системи з вітроустановкою.
3. Розроблено програмне забезпечення для визначення кількості акумуляторів для забезпечення безперебійного живлення з урахуванням впливу параметрів навколишнього середовища та характеристик акумуляторів.

Особистий внесок здобувача. Дисертаційна робота є узагальненням результатів досліджень, проведених автором самостійно. Автору належать обґрунтування задачі, проведення досліджень, аналіз і обробка результатів, висновки за отриманими результатами роботи. У роботах, опублікованих із співавторами, дисертанту належать: [3], [4], [5] – дослідження впливу параметрів навколишнього середовища та характеристик акумуляторів системи балансування на їх кількість; [6] – прогнозування функції зміни швидкості вітру інтерполяційними поліномами Ньютона; [7] – дослідження впливу параметрів навколишнього середовища та характеристик акумуляторів системи балансування на їх кількість; [8] – дослідження характеру залежності коефіцієнтів кореляції метеоданих від часу; [9], [10] – прогнозування функції зміни швидкості вітру з використанням множинної лінійної регресії коефіцієнтів розкладення функцій Уолша; [11] – дослідження впливу стохастичного характеру потоків енергії вітру на кількість акумуляторів та їх окупність, [12] – дослідження впливу стохастичного характеру потоків енергії вітру та навантаження на кількість акумуляторів.

Апробація роботи. Основні положення дисертаційної роботи обговорювались на вітчизняних і міжнародних науково-технічних конференціях: науковій конференції молодих вчених та студентів «Generation – Transmission – Use GPW» (2019, 2021), VI міжнародній науково-технічній конференції «SMART-ТЕХНОЛОГІЇ В ЕНЕРГЕТИЦІ ТА ЕЛЕКТРОНІЦІ – 2021» (STEE-2021), 2022 IEEE 41st International Conference on Electronics and Nanotechnology (ELNANO), на наукових семінарах НАН України «Аналіз процесів у приладах, пристроях та системах електроніки», секція «Перетворення параметрів електричної енергії» від 30 листопада 2022 року.

Публікації. Основний зміст роботи відображено у 7 публікаціях, з них: 4 статті у фахових виданнях України категорії Б, 1 стаття у виданні, що індексується наукометричною базою Web of Science, 1 стаття у іноземному виданні, 1 конференційна публікація.

Структура та обсяг дисертації. Дисертація складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел із 132 найменувань та 8 додатків. Загальний обсяг дисертаційної роботи становить 203 сторінки, у тому числі 158 сторінок основного тексту, 83 рисунки та 22 таблиці.

РОЗДІЛ 1. СИСТЕМИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВІДБОРУ ЕНЕРГІЇ ВІТРУ

Щорічно зростаючий рівень споживання енергії з темпом близько +1,4%/рік з 2010 по 2019 рік [13], а також обмеженість відносно дешевих джерел енергії, таких як уран і нафта, призводить до необхідності скорочення традиційних викопних палив. Наприклад, прогнозується, що запаси урану на планеті для атомних електростанцій, які оцінюються приблизно в 4 мільйони тонн для атомних електростанцій, разом із запасами нафти будуть вичерпані через 25-30 років [14]. Обмеженість запасів підкреслює важливість диверсифікації існуючих джерел і призводить до необхідності розвитку відновлюваної енергетики.

Енергія вітру є однією з найдоступніших і отримала широке практичне використання у промисловості та народному господарстві – з часткою 7,5% від загального виробництва енергії в 2022 році [15], а вартість енергії великих мережевих електростанцій досягла вартості енергії традиційних джерел [16]. Для отримання енергії вітру використовують вітроустановки або вітроелектричні установки (ВЕУ).

Мала щільність населення і слабка господарська діяльність на значних територіях України визначають автономний характер енергозабезпечення споживачів, оскільки виникає необхідність забезпечення електроенергією людей, що живуть у віддалених місцевостях, сільських районах та населених пунктах, де існує великий дефіцит електроенергії. За відсутності доступу до загальної енергосистеми, або коли якість отриманої енергії не відповідає її вартості, використовуються децентралізовані системи електроживлення з автономними ВЕУ [16].

Автономні ВЕУ малої потужності використовуються для освітлення, електроживлення маяків, засобів зв'язку та ін. і їх потужність, як правило, не

перевищує 5 кВт. Якщо енергія таких ВЕУ використовується для опалювання, то їх потужність може досягати 20 кВт і більше [17].

Економічна ефективність малих автономних вітроустановок, що працюють на ізолюваного споживача, поки не вийшла на рівень великих мережових вітроелектростанцій. Це відставання пояснюється необхідністю акумулювання енергії і нерівномірністю графіка навантаження споживача [16]. Тому необхідно шукати підходи до побудови автономних систем електроживлення з вітроустановками, які би поєднували високу енергетичну ефективність з низькою питомою (на одиницю потужності) вартістю, що сприятиме швидшій окупності систем електроживлення, при цьому забезпечуючи автономний режим роботи та безперервну подачу енергії до споживача.

1.1. Автономні системи електроживлення з вітроустановками

ВЕУ класифікують за наступними ознаками: видом вироблюваної енергії (постійна або змінна), рівнем потужності, призначенню та іншими [17].

У залежності від призначення та конструкції, електричні ВЕУ поділяють на [17]:

- автономні, що живлять відокремленого споживача і не є частиною загальної енергосистеми;
- гібридні, що працюють паралельно з енергосистемою сумірної потужності (наприклад, з дизельною установкою);
- мережові, які під'єднані до зовнішньої енергомережі та працюють паралельно з нею.

Згідно з ДСТУ, ВЕУ розділяють на 3 групи у залежності від рівня потужності [18]:

- 1) малої потужності, до 100 кВт;
- 2) середньої потужності, від 100 до 1000кВт;

3) великої потужності, ≥ 1 МВт.

Розглянемо класифікацію автономних системи електроживлення з вітроустановками для визначення її структури.

Класифікація автономних систем електроживлення з вітроустановками. Автономні системи електроживлення з БЕУ класифікують за наступними ознаками:

- 1) за типом генератора;
- 2) за типом шини;
- 3) за характером енергії на виході.

Класифікацію за даними ознаками наведено на рис. 1.1 [19].

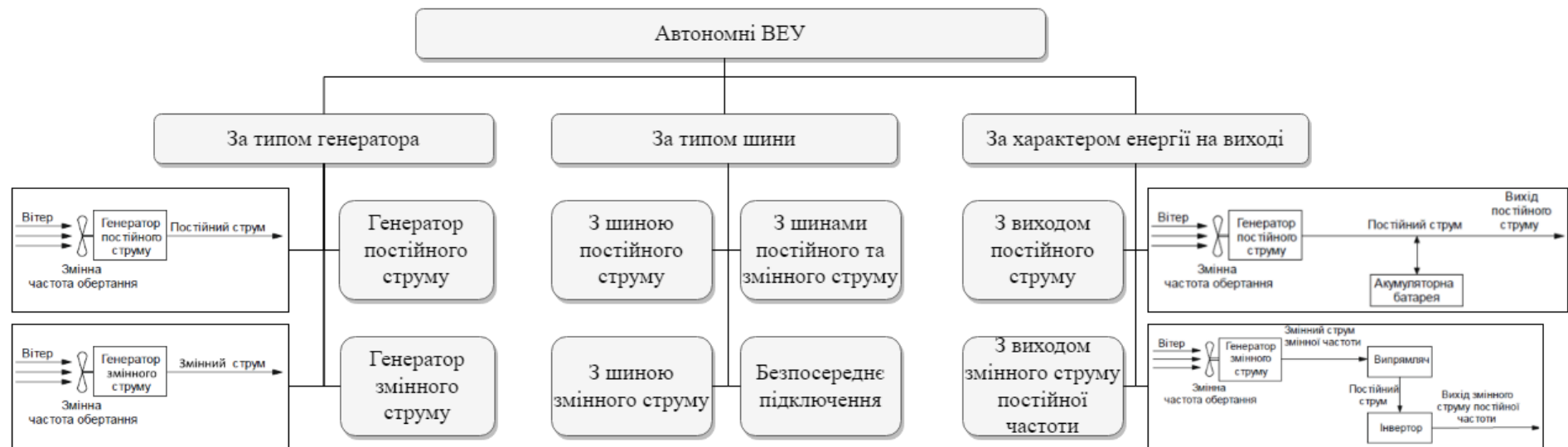


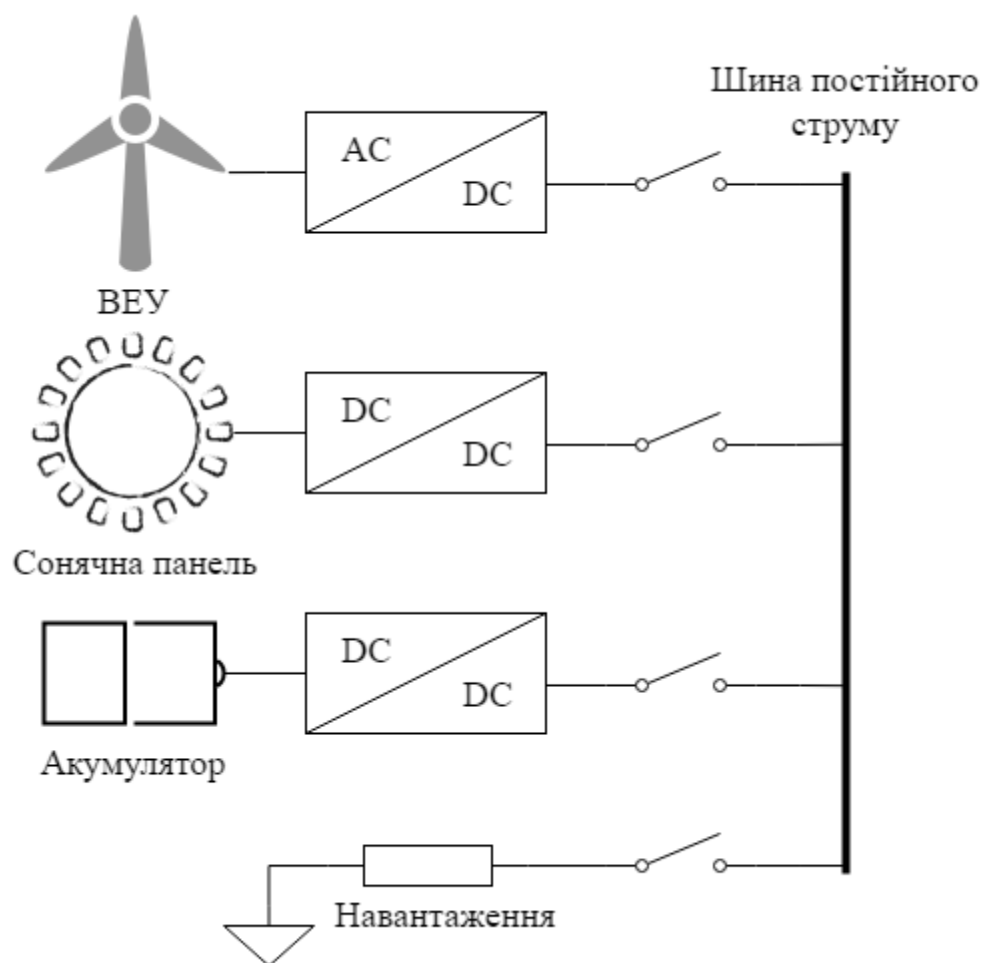
Рис. 1.1. Класифікація автономних систем електроживлення з вітроустановками

У ВЕУ потужністю до 5 кВт, як правило, використовують 2 варіанти перетворення вітрової енергії в електричну (рис. 1.1) [17]:

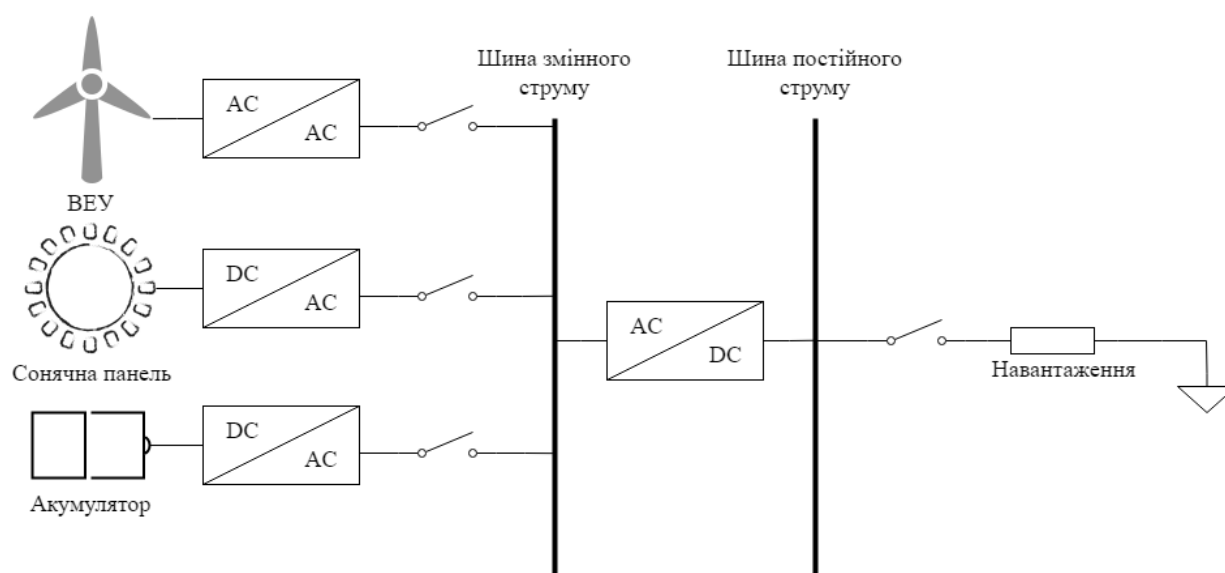
- 1) генератор змінного струму з постійними магнітами, після чого змінний струм перетворюють на постійний за допомогою випрямляча;
- 2) генератори постійного струму з напругою на виході 12 або 24 В.

У залежності від типу електричних з'єднань окремих джерел (шини), автономні системи електроживлення поділяються на системи [20]:

- 1) з шиною постійного струму (рис. 1.2, а) – якщо усі джерела під'єднані до шини постійного струму (DC-шини);
- 2) з шиною змінного струму (рис. 1.2, б) – якщо усі джерела під'єднані до шини змінного струму (AC-шини);
- 3) з шинами постійного та змінного струму (рис. 1.2, в) – якщо усі джерела під'єднані і до DC-шини, і до AC-шини.



а)



б)

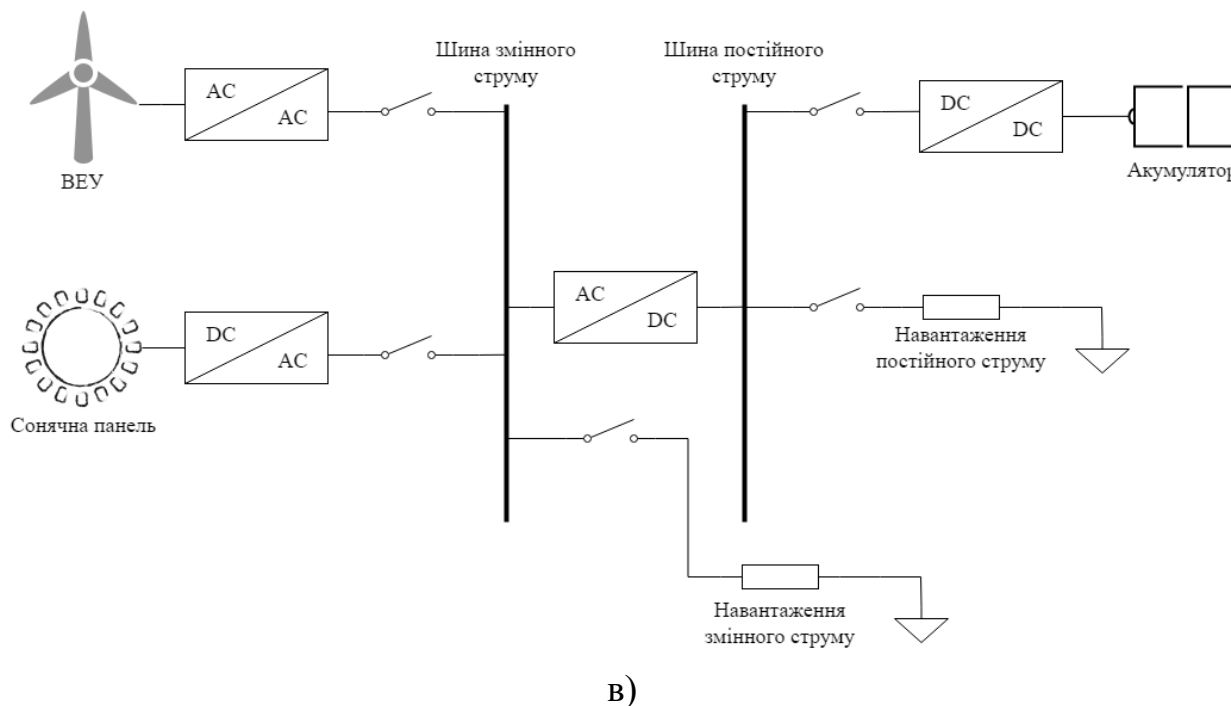


Рис. 1.2. Структура типової автономної системи електроживлення на основі ВДЕ з шинами постійного струму (а), змінного струму (б), постійного та змінного струму (в)

Вибір типу шини майже не впливає на продуктивність роботи системи [21], але використання шини постійного струму має наступні переваги: побудова системи модульним способом, можливість легкого масштабування та додавання нових джерел та елементів, уніфікація структури та конструкції перетворювачів, зниження собівартості системи [22]. Використання випрямляча дає змогу отримати постійну напругу, яку можна використати безпосередньо або ж після інвертування у змінну напругу постійної частоти [17].

Конструктивний вибір ВЕУ впливає як на тип генератора (з постійним чи змінним струмом), так і на характер залежності потужності ВЕУ від швидкості вітру та системи керування.

Структура з малопотужними вітроустановками. Вітроустановка або вітроенергетична установка (ВЕУ) – це складна автоматизована

електромеханічна система для перетворення кінетичної енергії вітрового потоку в електричну енергію [17]. Конструктивно ВЕУ складається з: вітродвигуна, навантаження, та системи передачі потужності вітру від вітродвигуна до навантаження, яка міститься у машинному відділенні та опорі (вежі) [17]. Вітродвигун містить вітроколесо з лопатями, закріпленими на горизонтальному валу. Вітроколесо може мати одну або багато лопатей, що встановлюються під деяким кутом до площини обертання вітроколеса [23]. Вітродвигун круговими обертальними рухами лопатей перетворює кінетичну енергію вітру в механічну енергію робочого руху вітродвигуна [17]. У залежності від орієнтації вектора кутової швидкості обертання ротора щодо вектору швидкості вітру, вітродвигуни поділяються на горизонтально-осьові та вертикально-осьові [17].

У горизонтально-осьового вітродвигуна вектори є колінеарними, у вертикально-осьового – перпендикулярними [17].

На практиці горизонтально-осьові ВЕУ з 3 лопатями становлять понад 90% парку ВЕУ [24]. Переваги горизонтально-осьових вітродвигунів у порівнянні з вертикально-осьовими [19], [24]:

- можливість самостійного пуску без додаткового механізму;
- більше практично досягнене значення коефіцієнта використання енергії вітру (хоча теоретичне межа є однаковою і для вертикально-осьових ВЕУ);
- менші масогабаритні показники електромеханічного обладнання (особливо силової схеми ВЕУ);
- обов'язкова наявність системи запобігання виходу вітроколеса на аварійний режим обертання;
- вважаються надійнішими, оскільки з історичних причин інтенсивніше досліджуватися та розвивалися і в конструкції використовуються останні досягнення авіаційної техніки;
- виключення необхідності в кутовій передачі обертального моменту.

Одним з основних недоліків горизонтально-осьових вітро двигунів відносять необхідність в пристрої орієнтації на напрямок вітру [17].

Система передачі потужності вітру від вітро двигуна до навантаження використовується для передачі потужності від валу вітроколеса до електрогенератора з підвищенням або без підвищення частоти обертання валу, найчастіше використовують механічний спосіб передачі потужності [17]. Зміна частоти відбувається за допомогою механічного редуктора, що розташовується між низько швидкісним ротором та електричним генератором з вищою швидкістю обертання. Метою редуктора є збільшення швидкості обертання ротора перед подачею на генератор [17].

ВЕУ додатково містить систему керування та метеовишку [17]. Система керування здійснює керування та облік роботи ВЕУ, забезпечуючи відбір максимальної енергії, а метеовишка вимірює напрям та швидкість вітру для системи керування [17].

У додатку А наведено параметри та характеристики вітроустановок. Одією з основних характеристик є залежність потужності ВЕУ від швидкості вітру.

Розрахунок потужності на виході вітроустановки. Потужність ВЕУ обмежується потужністю потоку вітру, яку можна розглядати як перше наближення потужності ВЕУ. Потужність потоку вітру можна визначити як середню річну потужність вітру на одиницю площі обертання лопатей за одиницю часу, яка обчислюється на різних висотах над землею: [25], [26]:

$$P_v = \frac{P_A}{A} = \frac{1}{2} \rho \bar{v}^3, \quad (1.1)$$

де P_A – питома потужність вітру, що припадає на одиницю площі, $A = \frac{\pi d^2}{4}$ – площа обертання лопатей, через яку проходять потоки вітру, d – діаметр вітроколеса, ρ – щільність повітря на рівні моря ($\rho = 1,225 \text{ кг/м}^3$), \bar{v} – середня швидкість вітру.

Питома потужність вітру залежить від швидкості вітру, щільності повітря та температури. На рис. 1.3 [17] зображена залежність питомої потужності вітру від швидкості вітру та температури навколишнього середовища при нормальному атмосферному тиску на рівні $101325 \frac{H}{M^2}$.

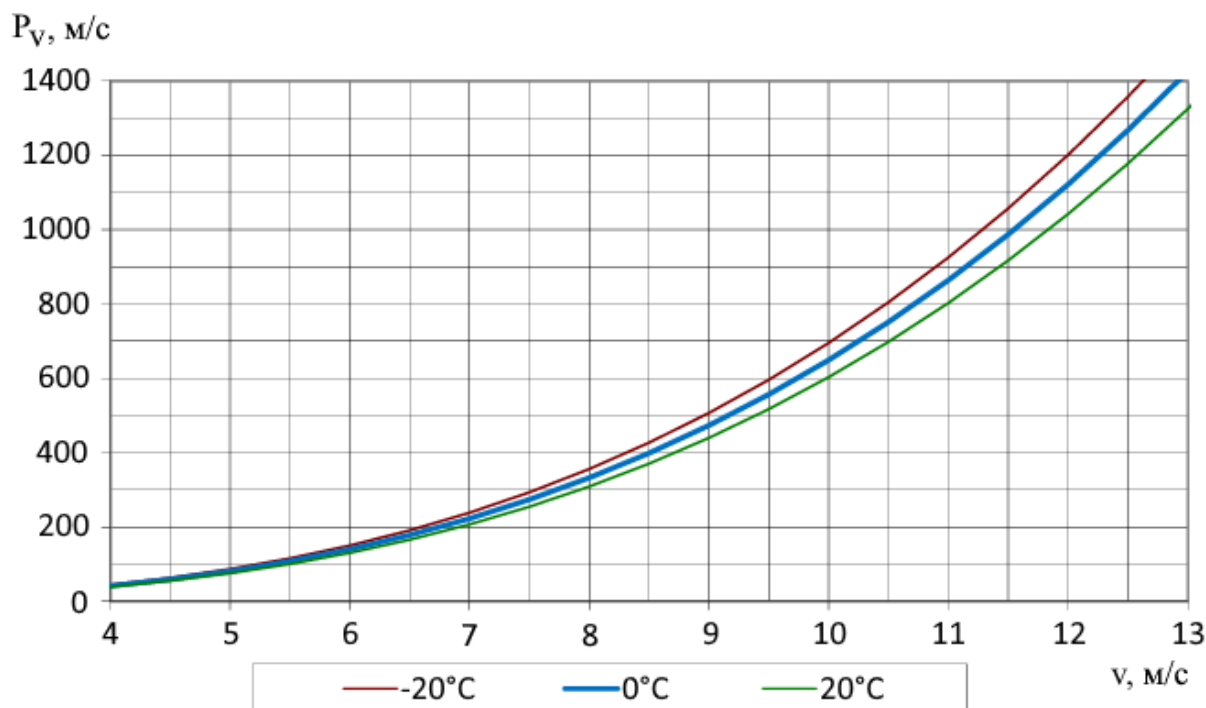


Рис. 1.3. Залежність питомої потужності вітру від швидкості вітру та температури при нормальному атмосферному тиску

Температура має більш значний вплив на зміну питомої потужності вітру, ніж вплив щільності повітря. Наприклад, при швидкості вітру 10 м/с і зміні температури повітря від $+20$ до $-20^\circ C$ питома потужність вітру зростає на 92 Вт, або на 15% (рис. 1.3), тому при однаковій швидкості вітру в зимовий період ВЕУ виробляє електроенергії більше, ніж в літній період. Кубічне співвідношення між швидкістю вітру й питомою потужністю відчутно впливає на потужність потоку вітру. Наприклад, зміна швидкості вітру у 2 рази призводить до зміни потужності у 8 разів, тому для аналітичної оцінки питомої потужності вітру використовується закон розподілу швидкості вітру.

Потужність, що відбирається вітроколесом, є нижчою, ніж потужність потоку вітру і обчислюється за наступною формулою [17]:

$$P_r = c_p P_v = \frac{1}{2} c_p \rho A v^3, \quad (1.2)$$

де c_p – коефіцієнт використання вітру – параметр, що характеризує кількість повної кінетичної енергії вітрового потоку, набігаючої на вітроколесо, що перетворюється у корисну механічну енергію [17].

Коефіцієнт використання вітру c_p залежить від коефіцієнту швидкохідності λ , який дорівнює відношенню швидкості кінця лопаті до швидкості вітру, та кута набігання потоку повітря β : $c_p = f(\lambda, \beta)$ і описується емпіричними залежностями [27], [28].

Максимальне значення коефіцієнту використання вітру є рівним: $c_{p\max} = 0,593$, але у реальних ВЕУ значення є нижчим у зв'язку з тим, що частина енергії втрачається при перетворенні енергії вітру на механічну роботу, і є рівним $c_p = (0,3 \dots 0,8) c_{p\max} = 0,18 \dots 0,48$ [29].

Потужність P_r отримується на лопатях вітроколеса. При передачі її через трансмісію електричному генератору відбуваються механічні й електричні втрати, тому потужність ВЕУ буде менше потужності вітроколеса на величину втрат, що враховуються механічним ККД η_{mec} та ККД генератора η_{gen} [17]. Величина ККД η_{mec} коливається в межах від 0,7 до 0,85, а η_{gen} в межах від 0,90 до 0,98 [17]. Тоді потужність вітроустановки P_{wt} з урахуванням втрат :

$$P_{wt} = P_r \eta_{mec} \eta_{gen} = \frac{1}{2} c_p \rho A v^3 \eta_{mec} \eta_{gen}. \quad (1.3)$$

На рис. 1.4 [30] зображено залежність потужності ВЕУ у відносних одиницях від швидкості вітру.

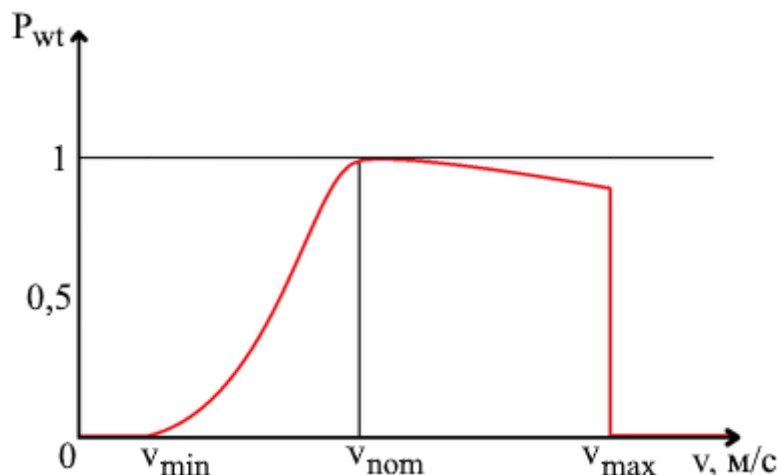


Рис. 1.4. Залежність потужності вітрогенератора від швидкості вітру

Апроксимація залежності з рис. 1.4 має наступний вигляд [31]:

$$P(v) = \begin{cases} 0, v < v_{min}, v \geq v_{max} \\ P_{wt}(v), v_{min} \leq v \leq v_{nom} \\ P_{nom}, v_{nom} < v < v_{max} \end{cases} \quad (1.4)$$

де v_{min} – мінімальна швидкість вітру, v_{nom} – розрахункова швидкість вітру, v_{max} – максимальна швидкість вітру.

При мінімальній (стартовій) швидкості вітру v_{min} відбувається старт вітроколеса з місця і майже до розрахункової (номінальної) швидкості вітру v_{nom} вихідна потужність збільшується приблизно пропорційно кубу швидкості вітру [17], [32]. Стартова швидкість більшості ВЕУ складає 2-4 м/с [32].

При досягненні розрахункової (номінальної) швидкості вітру v_{nom} швидкість наростання потужності вітроустановки поступово зменшується, а ВЕУ досягає номінальної потужності P_{nom} [17], [32]. Для малих вітроустановок вона становить 8 м/с, для промислових – 11-14 м/с [32].

При подальшому збільшенні швидкості вітру система регулювання поворотом лопатей поступово виводить їх з оптимального кута набігання потоку повітря [17]. При цьому коефіцієнт використання енергії вітру установки змінюється таким чином, що дає можливість незалежно від

швидкості вітру підтримувати незмінною вихідну потужність вітрогенератора [17].

При максимальній швидкості вітру v_{\max} активується система захисту установки від штормового вітру, вітроколесо виводиться з-під вітру задля уникнення пошкоджень у робочому положенні [32]. Зазвичай v_{\max} не перевищує 25-30 м/с, оскільки вищі швидкості вітру є малоймовірними і короткочасними [32].

Гранично допустима швидкість вітру v_{\lim} — максимальна швидкість вітру, яку ВЕУ може витримати без ушкоджень у неробочому положенні, залежно від регіону розміщення може становити 50-70 м/с [17].

Автономна система електроживлення на основі вітроустановки малої потужності. На рис. 1.5 наведена структура автономної системи електроживлення на основі вітроустановки малої потужності, яка буде використовуватися у роботі.

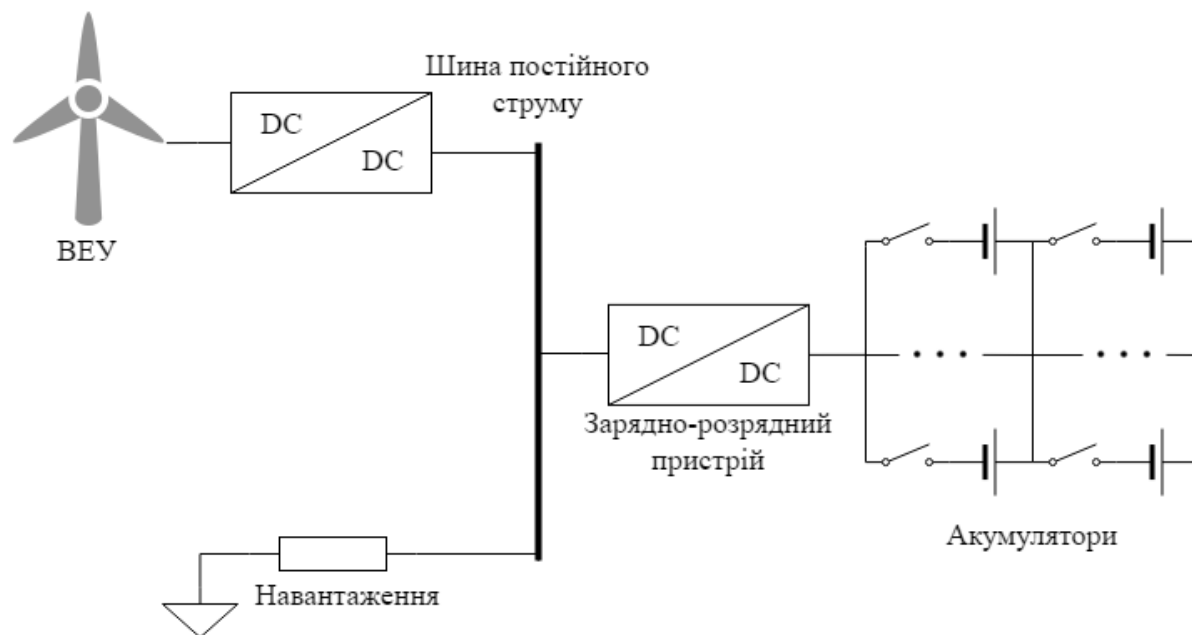


Рис. 1.5. Структура автономної системи електроживлення на основі вітроустановки малої потужності

Дана схема характеризується наявністю шини постійного струму для підключення ланок ВЕУ. Горизонтально-осьова ВЕУ підключається до шини через DC-DC перетворювач для узгодження рівнів напруги шини та виходу ВЕУ. У зв'язку зі змінним характером електроспоживання та енергетичного потенціалу ВДЕ, до складу схеми автономної системи входить пристрій для накопичення енергії – акумулятор, та зарядно-розрядний пристрій, який додатково узгоджує рівні напруги акумулятора та шини постійного струму. Навантаження живиться від шини постійного струму через фільтр для згладжування пульсацій на шині у зв'язку зі змінним характером генерації та споживання, а також пульсуючої напруги на виході DC-DC перетворювачів.

Потужність ВЕУ змінюється відповідно до швидкості вітру, тоді як система має утримувати баланс між генеруванням та споживанням енергії. Якщо потужність ВЕУ може іноді бути знижена при зменшенні потреб у енергії для навантаження, то збільшитись при зростанні потреб вона не може внаслідок обмеженої швидкості вітру. Система керування визначає стан

ключа зарядно-розрядного пристрою та напрям потоку енергії між акумулятором та шиною для утримання балансу між генеруванням та споживанням енергії:

$$E_{wt} - E_l = E_b, \quad (1.5)$$

де E_l – енергія, що віддається до навантаження, E_b – енергія акумулятора.

Зростання частки енергії ВЕУ ускладнює можливості регулювання енергобалансу і збільшує вимоги до ємності акумулятора [31]. Для вибору такого режиму роботи генератора, в якому забезпечується відбір максимальної енергії та мінімізується енергія для заряду та розряду акумулятора, необхідно прогнозувати потужність ВЕУ, яка залежить від швидкості вітру, та потужність навантаження, при цьому акумулятора має компенсувати прогнозовані зміни для утримання балансу між генеруванням та споживанням енергії [33].

1.2.Методи прогнозування параметрів вітрового потоку та критерії оцінки точності прогнозування

Вітер – циркуляційне переміщення повітряних мас, що викликане нерівномірним нагріванням земної поверхні Сонцем [34]. Внаслідок метеорологічних факторів (зміни сонячної активності, тиску, вологи), а також рельєфу конкретної місцевості швидкість та напрям вітру мають випадковий характер [34]. Це пов'язано з тим, що поверхня Землі з її рослинністю, горами та будівлями є неоднорідною, тому і нагрівається по-різному у різних місцях. Неоднорідність рельєфу та ландшафту (що посилює тертя до поверхні) є основним фактором, що впливає на зменшення швидкості вітру [34]. Будівлі, ліси та інші перешкоди не тільки сповільнюють вітер, а також створюють турбулентні потоки. І навпаки, на водні поверхні, поля, території аеропортів є оптимальними для використання енергії вітру [34].

Найважливішою характеристикою вітру є його швидкість – миттєва, добова, річна тощо [17]. Для визначення миттєвої швидкості вітру використовують анемометри, що найчастіше мають похибку не більше 5-7% , чого достатньо для типових потреб [17].

Оскільки швидкість вітру є випадковою величиною, а його зміна з плином часу – це випадковий процес, тому для опису вітру та руху повітряних мас недостатньо лише миттєвої швидкості вітру. Існують математичні моделі, що описують випадковий характер вітрової енергії, оперуючи середніми значеннями та випадковими флуктуаціями [31]. Однак на практиці параметри цих складових не є постійними, вони змінюються залежно від сезону, місцевості, часових інтервалів усереднення [31]. Тому поширеним є використання ряду характеристик: закон розподілу швидкості вітру, середня швидкість вітру за вибраний проміжок часу (середньогодинна, середньодобова, середньорічна тощо), повторюваність, вертикальний профіль вітру і т.д [17].

Швидкість вітру описують наступними законами розподілу: Вейбула, Рейлі (або Релея), Пуассона, Бета, Гамма, Нормальний, Логнормальний, Накагамі, Експоненційний, Бірнбаума-Сандерса, Узагальнений розподіл Парето та інші [25], [35], [36], [37]. Найбільш широко вживаними законами розподілу є закон Вейбула і Рейлі [25], [35]. При описі законів розподілу користуються їх густиною імовірності.

Густина імовірності закону розподілу Вейбула [36]:

$$f(v, k, c) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right], \quad (1.6)$$

де f – густина імовірності, v – швидкість вітру, c – коефіцієнт масштабу, k – коефіцієнт форми.

Густина імовірності розподілу Рейлі [36]:

$$f(v, \sigma) = \frac{v}{\sigma^2} \exp\left(-\frac{v^2}{2\sigma^2}\right), \quad (1.7)$$

де σ – коефіцієнт масштабу.

При використанні законів розподілу відбувається допасування вибірки даних швидкості вітру до заданого закону розподілу – визначення таких параметрів закону розподілу, які б описували вибірку даних з найменшою похибкою. Для визначення параметрів закону розподілу, що допасовується до вибірки даних, використовуються наступні методи: метод моментів, метод максимальної правдоподібності, метод найменших квадратів, метод максимуму ентропії та алгоритм зозулі. Серед даних методів найпоширенішими є метод моментів, метод максимальної правдоподібності та метод найменших квадратів [37].

Закон розподілу швидкості вітру пов'язаний з оцінкою вітрового потенціалу заданого місця. Вітровий потенціал визначається характеристиками швидкості вітру, але може також включати тиск, температуру, вологість, які збираються протягом контрольного періоду часу [38].

Існує 2 статистичних методи для визначення вітрового потенціалу:

- 1) обчислення вітрового потенціалу безпосередньо з емпіричних даних швидкості вітру;
- 2) використання закону розподілу емпіричних даних, якщо він є відомим для заданої місцевості.

Тому оцінка вітрового потенціалу залежить від кількості та якості зібраних емпіричних даних швидкості вітру, обраного закону розподілу швидкості вітру та його відповідності емпіричним даним. Закон розподілу обирається таким чином, щоб максимізувати його відповідність емпіричним даним та мінімізувати похибку. Кількість необхідних даних рекомендується брати не менше ніж за 10-20 років [39], але загалом вона залежить від очікуваного ресурсу роботи вітроустановки [40], тому може бути і меншою.

З урахуванням потужності та густини імовірності розподілу, вироблена ВЕУ енергія E_{wt} за час t визначається рівністю [41]:

$$E_{wt} = t \int_0^{\infty} P_{wt}(v) f(v) dv, \quad (1.8)$$

де підінтегральний вираз $P(v)f(v)$ описує середню потужність.

Закон розподілу швидкості вітру дозволяє дати довгострокову оцінку енергії, але при малих значеннях t величина енергії, як і миттєва швидкість вітру, є випадковою величиною. Енергія ВЕУ змінюється в часі, головним чином, внаслідок флуктуацій метеорологічних факторів. Ці зміни можуть тривати від кількох секунд до років. Передбачуваність ВЕУ – ключовий момент в уникненні істотних коливань потужності. Передбачуваність ВЕУ залежить від можливості прогнозувати швидкість вітру та впливає на ємність акумулятора для забезпечення балансу енергій [31].

Огляд методів прогнозування. Для практичних потреб звичайно розглядаються методи короткострокового (до двох діб) прогнозування змін потужності ВЕУ, спричинених зміною швидкості вітру. Прогнозування стосується як швидкості й напрямку вітру, так і безпосередньо потужності ВЕУ [31].

Потужність ВЕУ напряму залежить від швидкості вітру, тому прогнозування швидкості вітру і потужності ВЕУ засноване на однакових принципах. Початковими даними при розробці прогнозу є фактичні дані про швидкість вітру і про поточну потужність ВЕУ, а також прогнозовані дані щодо швидкості вітру. Прогнозується саме швидкість вітру, а не потужність ВЕУ, потужність ВЕУ – істотно нелінійна функція швидкості вітру, яка залежить від технічних можливостей конкретної ВЕУ (при цьому функція залежності потужності від швидкості вітру сама по собі є стохастичною функцією і може бути визначена лише опосередковано). Тому спочатку прогнозується швидкість вітру, а потім прогнозована швидкість вітру,

супроводжувана оцінками точності та надійності прогнозу, перетворюється у очікувану потужність ВЕУ [31].

На практиці найчастіше використовуються наступні класи методів прогнозування [42]:

- еталонні методи – прості в реалізації методи, які дозволяють оцінити реалізацію та застосування складніших методів та переконатися, що розроблений складніший метод дає значно меншу похибку при прогнозуванні, ніж прості еталонні методи;
- фізичні методи – методи, що досліджують фізичні властивості атмосфери та її взаємодію з земною поверхнею; мають переваги при довгостроковому прогнозуванні;
- статистичні методи – методи, що базуються на статистичних закономірностях; добре працюють при короткостроковому прогнозуванні та мають невелику обчислювальну складність;
- методи штучного інтелекту – методи, що здатні знаходити складний нелінійний зв'язок та залежності між значеннями у процесі навчання; є складними у реалізації та аналізі;
- гібридні методи – методи, що комбінують інші класи методів та підходи (наприклад, статистичні та фізичні).

За даними [42] найчастіше використовуються статистичні методи або гібридні методи, до яких входять статистичні методи. Однак методи штучного інтелекту також набирають популярність.

Еталонні методи. Метод середнього. В даному методі прогноз наступного значення приймається рівним середньому арифметичному усіх попередніх значень [42], [43]. При відомому законі розподілу використовується середнє значення розподілу [43].

Метод сталості (naïve predictor). Суть даного методу полягає в тому, що всі прогнозовані значення приймаються рівними останньому спостереженому значенню у зв'язку з високою автокореляцією поведінки швидкості вітру. При

цьому припускається, що швидкість вітру має незмінний розподіл імовірності, протягом певного періоду часу [43]. Метод сталості часто дає кращий результат, ніж методи чисельного прогнозування при дуже короткій дальності прогнозу [42].

Статистичні методи. Дані про зміну швидкості вітру в часі, що передаються датчиками з анемометра є впорядкованими в часі числовими значеннями. Таким чином, зібрані за певний проміжок часу, дані про значення швидкості вітру можуть бути розглянуті як часовий ряд. Додатково можуть використовуватися і інші характеристики вітру, що впливають на його швидкість: напрямок вітру (може бути представлений як кут в градусах або радіанах), вологість (числовий показник) [42]. Для аналізу і прогнозування часового ряду можуть бути застосовані статистичні методи аналізу і прогнозування часових рядів. Статистичні методи спрямовані на виявлення взаємозв'язку (кореляції) та визначення тренду значень швидкості вітру часового ряду. На базі часового ряду, результатів ідентифікації виду залежності, оцінці параметрів, розроблюється математична модель. Значення часового ряду можуть задаватися з певним постійним кроком (дискретні ряди) чи визначатися постійними параметрами (параметричні ряди) [31]. Прогноз може стосуватись однієї змінної (одноваріантна модель) або декількох (мультиваріантна). Широке застосування знаходять методи лінійної регресії для врахування однієї змінної, причому допасовуватися до регресії може і функція зміни швидкості вітру, і задаюча функція, наприклад, функція Уолша [9]. Альтернативним способом допасування функції зміни швидкості вітру є знаходження коефіцієнтів ряду Фур'є [8] та використання інтерполяційного поліному Ньютона [6]. До числа найвідоміших моделей входять: авторегресійна модель (AR), модель змінного середнього (MA), модель авторегресії – змінного середнього (ARMA), інтегрована модель авторегресії – змінного середнього (ARIMA), моделі експоненційного згладжування та інші [31], [44].

Авторегресійна модель (AR) використовує лінійну регресію з використанням попередніх значень для отримання прогнозу наступного значення. Це можливо завдяки тому, що дані швидкості вітру з часом мають тенденцію до позитивної автокореляції. Авторегресійна модель порядку (найвищий порядок рівнянь) p має наступний вигляд [43]:

$$v_t = \gamma_1 v_{t-1} + \dots + \gamma_p v_{t-p} + \varepsilon_t, \quad (1.9)$$

де v_t – прогнозоване значення швидкості вітру, γ – коефіцієнти авторегресії, ε_t – випадковий шум при часі t .

Модель змінного середнього (MA) використовує похибки минулих прогнозів замість прямих значень як у авторегресійній моделі. Модель змінного середнього порядку q має наступний вигляд [43]:

$$v_t = \theta_1 e_{t-1} + \dots + \theta_q e_{t-q} + \mu, \quad (1.10)$$

де θ – коефіцієнти моделі, e – абсолютні похибки прогнозування, μ – середнє значення швидкості вітру.

Модель ARMA порядку (p, q) – це комбінація моделей AR і MA, яка поєднує залежність як від попередніх значень швидкості вітру, так і від абсолютних похибок прогнозування попередніх значень [43]:

$$v_t = \mu + \sum_{i=1}^p \gamma_i v_{t-i} + \sum_{j=1}^q \theta_j e_{t-j} + \varepsilon_t. \quad (1.11)$$

Модель ARIMA порядку (p, q, d) утворюється з моделі ARMA використанням кінцевих різниць $\Delta^d v_t$ порядку d замість безпосередніх значень швидкості вітру v_t [43]:

$$\begin{aligned} \Delta v_t &= v_t - v_{t-1} \\ \Delta^2 v_t &= \Delta v_t - \Delta v_{t-1} \\ &\dots \\ \Delta^d v_t &= \Delta^{d-1} v_t - \Delta^{d-1} v_{t-1} \end{aligned} \quad (1.12)$$

Моделі AR, MA та ARMA потребують використання стаціонарних рядів, тому степінь кінцевих різниць вибирається таким, щоб ряд кінцевих різниць швидкостей вітру був стаціонарним.

Для визначення коефіцієнтів моделей використовуються наступні методи [45]:

- метод найменших квадратів;
- метод максимальної правдоподібності;
- метод нелінійного оцінювання;
- метод моментів.

Для оцінки допасованості значень коефіцієнтів моделей та оцінки ефективності методів прогнозування використовуються критерії оцінки точності прогнозування.

Критерії оцінки точності прогнозування. У якості критеріїв оцінки точності прогнозування використовуються похибки прогнозування. Більші значення похибок відповідають меншій точності прогнозу. Точність прогнозування може бути коректно оцінена лише при нових значень, які не використовувалися при побудові прогнозної моделі [42].

Для оцінки точності прогнозу зазвичай використовуються наступні похибки: ME, MSE, NMSE, RMSE, NRMSE, MAE, NMAE, MRE, MPE, MAPE [46]. Усі похибки ґрунтуються на формулі абсолютної похибки:

$$e_i = \hat{y}_i - y_i, \quad (1.13)$$

де \hat{y}_i – фактичне значення з номером i), y_i – прогнозоване значення.

Поширеним є використання похибки MAPE (середня відносна похибка), перевагами якої є її інтерпретованість і те, що вона не залежить від шкали даних [47] та RMSE (середньоквадратична похибка). Недоліком використання MAPE є те, що MAPE на відміну від RMSE дає вищі значення похибки при швидкостях вітру, що близькі або дорівнюють 0 м/с [48]. Похибка MAPE обчислюється за формулою:

$$MAPE = \frac{100}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{e_i}{y_i} \right|, \quad (1.14)$$

де n – кількість прогнозованих значень, для яких рахується похибка.

Похибка RMSE обчислюється за формулою [46]:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n e_i^2}. \quad (1.15)$$

Похибка прогнозування залежить як від обраного методу прогнозування, так і від дальності прогнозу. На рис. 1.6 зображено приклад зміни відхилення прогнозованого значення від фактичного (абсолютна похибка) зі збільшенням дальності прогнозу [31].

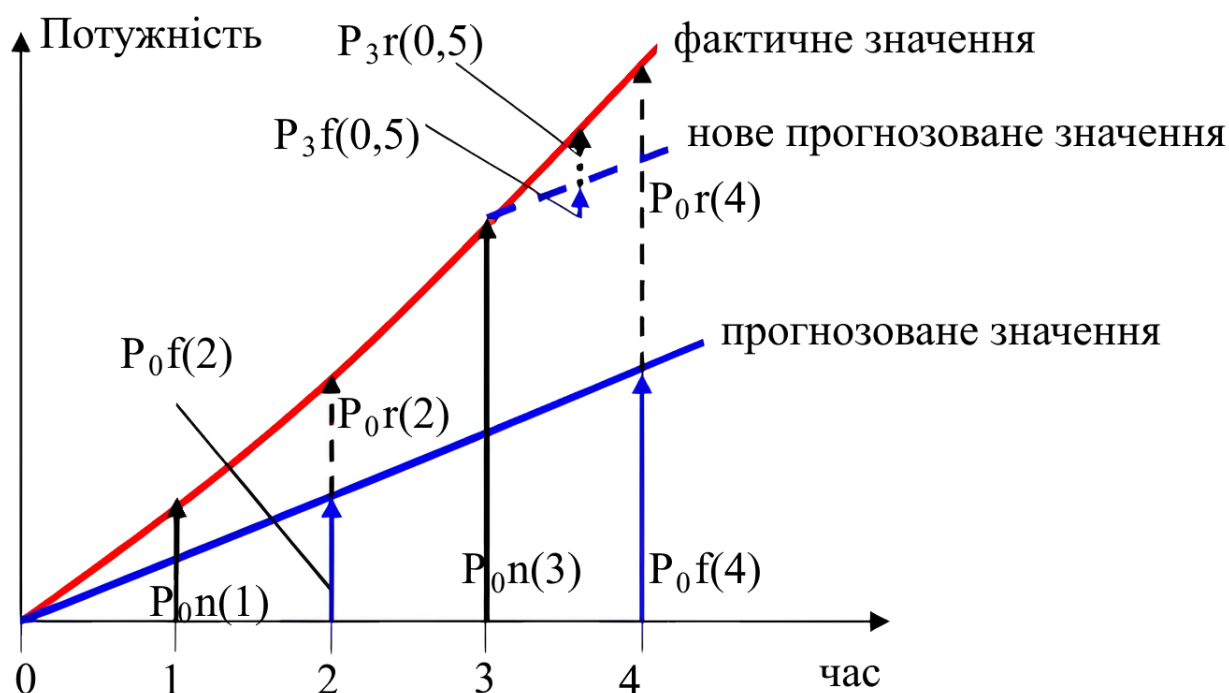


Рис. 1.6. Зміна відхилення прогнозованого значення від фактичного (абсолютна похибка) зі збільшенням дальності прогнозу

При збільшенні дальності прогнозу з 2 значень до 4 відхилення фактичного значення зростає з $P_{0r}(2) = P_{0f}(2) - P_{0n}(2)$ до $P_{0r}(4) = P_{0f}(4) - P_{0n}(4)$. Збільшення похибки прогнозу призводить до

зростання мінімальної ємності акумулятора для компенсування відхилення. При оновленні прогнозу – коригуванні прогнозу на час (4) при часі (3) з використанням попередніх значень, зменшується необхідна ємність акумуляторів.

1.3. Акумулятор в системах з малопотужними вітроустановками

Для забезпечення електроживлення малопотужних споживачів в автономних системах широко використовуються електрохімічні акумулятори [49]. Електрохімічний акумулятор (електричний акумулятор, надалі – акумулятор) – це багаторазове хімічне джерело електричного струму для накопичення електричної енергії та віддачі її до навантаження [50]. Всі типи акумуляторів мають схожу конструкцію та принцип роботи. Акумулятор складається з: 2 електродів (позитивного і негативного), електроліту, корпусу. Позитивний електрод – анод – містить окисник, негативний анод – катод – містить відновник, між ними розміщений електроліт [51], [52]. У процесі накопичення енергії (заряду акумулятора) на аноді відбувається протікання хімічної реакції окислювання, а на катоді – реакції відновлення [51], [52]. При розряді акумулятора відбуваються зворотні процеси – окисли позитивних електродів поступово відновлюються до чистого металу і приєднуються електрони, а негативний електрод окислюється і віддає електрони [51], [52].

У додатку Б наведено технічні характеристики та параметри акумуляторів. У рамках роботи важливими характеристиками та параметрами є: номінальна ємність, напруга холостого ходу, номінальний струм навантаження, внутрішній опір, кількість циклів заряду-розряду, глибина розряду акумулятора, діапазон робочих температур.

У додатку В (табл. В.1) [51], [53], [54], [55], [56], [57] наведено порівняння основних технічних характеристик та параметрів для найбільш розповсюджених типів акумуляторів.

Класифікація свинцево-кислотних акумуляторів. У складі ВЕУ широко використовуються свинцево-кислотні електрохімічні акумулятори [58]. Це пов'язано з невисокою вартістю, великою кількістю готових рішень, відсутністю ефекту пам'яті, високим терміном служби (до 20 років) та низьким саморозрядом [51]. У свинцево-кислотних акумуляторах електролітом є розчин сірчаної кислоти H_2SO_4 , активною речовиною аноду – свинець Pb , катоду – оксид свинцю PbO_2 [52].

На рис. 1.7 зображено класифікацію свинцево-кислотних акумуляторів [59].



Рис. 1.7. Класифікація свинцево-кислотних акумуляторів

За конструкцією, свинцево-кислотні акумулятори можна розділити на акумулятори з рідким електролітом та герметичні акумулятори з регульованими клапанами, які дозволяють досягти герметичності і стійкості, без необхідності в обслуговуванні акумуляторів [60]. Але повністю герметичних акумуляторів не існує з тієї причини, що в усіх них використовуються клапани для зниження тиску всередині корпусу. При побудові стаціонарних систем живлення, коли немає вимоги до масогабаритних властивостей акумуляторів, обирають герметичні свинцево-

кислотні акумулятори [51]. Їх перевага перед звичайними свинцево-кислотними акумуляторів полягає у тому, що вони не вимагають частого обслуговування – доливання води при експлуатації, не мають газовиділення і кислотного туману [51].

Герметичні свинцево-кислотні акумулятори поділяються на акумулятори з адсорбованим електролітом (AGM) та гелеві акумулятори (рис. 1.7).

У гелевих акумуляторах (наприклад, Victron Energy BAT412126101 [56], параметри наведені у додатку В) замість рідкого електроліту використовується желеподібний, який одержується у результаті змішування розчину сірчаної кислоти зі згущувачем (зазвичай це діоксид кремнію SiO_2), який після охолодження стає гелем [61]. У результаті гелеві акумулятори мають менше проблем із вивільненням електроліту порівняно з акумуляторами з рідким електролітом, оскільки електроліт не витікає при струшуванні і при незначних пошкодженнях корпусу [61]. Завдяки в'язкому стану в гелевих акумуляторах відбувається рекомбінація газів: у результаті хімічної реакції на аноді та катоді під час заряджання вода у акумуляторі розпадається на газу водень і кисень; йони водню і кисню залишаються у замкненому просторі акумулятора і, рухаючись по мікропорах і тріщинах в гелевому електроліті, відновлюють початковий його об'єм; газу рекомбінуються з утворенням води, вода всмоктується гелем, відновлюючи початковий об'єм електроліту [61]. Тому не потрібно додавати воду, оскільки вона практично не випаровується [61]. Як результат, гелеві акумулятори протягом усього терміну експлуатації не потребують обслуговування, їх не можна розкривати. Оскільки вони герметичні та захищені від протікання, то їх можна транспортувати та вони можуть використовуватися у віддалених регіонах та жилих приміщеннях, їх можна встановлювати як горизонтально, так і вертикально [62]. Гелеві акумулятори при дотриманні умов використання мають досить тривалий термін експлуатації, кращу здатність до

глибокого розряду у порівнянні з акумуляторами з рідким електролітом, але їх ємність сильно залежить від температури навколишнього середовища, а для заряджання необхідно використовувати зарядні пристрої, що забезпечують нестабільність напруги заряду не гірше $\pm 1\%$ для запобігання газовиділенню та мають вищу вартість [61], [62].

У AGM акумуляторах (наприклад, Victron Energy BAT406225084 [56], параметри наведені у додатку В) простір між анодом та катодом заповнений скловолокнистими матами, які вбирають (адсорбують) в себе та утримують електроліт [61], [62]. Сепаратор з скловолокна є пористою системою, в якій капілярні сили утримують електроліт [62]. При цьому кількість електроліту дозується так, щоб дрібні пори були заповнені, а великі залишалися вільними для вільної циркуляції газів, що виділяються [62]. Аналогічно з гелевими акумуляторами, молекули кисню з аноду рухаються через електроліт у скловолокнистими матах і рекомбінуються з воднем на катоді, утворюючи воду. Таким чином досягається герметичність та відсутність необхідності у обслуговуванні акумулятора. Завдяки герметизації AGM акумулятори вимагають менше вентиляції порівняно з свинцево-кислотними акумуляторами з рідким електролітом. За своїми властивостями AGM акумулятори подібні до гелевих, за винятком того, що газоутворення в них істотно менше, і менший вплив на їхню роботу здійснює температура навколишнього середовища. Особливістю AGM акумуляторів є наявність вбудованих клапанів, які допомагають випускати надлишок газів у разі перезаряду акумуляторів [61], [62].

Переваги гелевих акумуляторів у порівнянні з AGM [61]:

- добре витримують глибокий розряд;
- в 2-3 рази вища кількість циклів заряду-розряду за рахунок в'язкого електроліту, як наслідок — довший термін експлуатації. Пластини залишаються покритим ним під час глибокого розряду, тому менше схильні до корозії.

Недоліки гелевих акумуляторів у порівнянні з AGM [61]:

- дуже вимогливі до точності заряду, його перевищення може призвести до вздуття акумулятора;
- перегрів може викликати вибух акумулятора;
- дуже чутливі до короткого замикання;
- вища вартість.

У зв'язку з нижчою відносною вартістю 1 Вт·г енергії, AGM акумулятори можна вважати економічно вигіднішим у порівнянні з гелевими акумуляторами тому акумулятори AGM будуть використовуватися у складі автономної системи електроживлення на основі ВЕУ.

Режими експлуатації акумуляторів. На рис. 1.8 зображено класифікацію режимів експлуатації акумуляторів [60]:

- 1) циклічний режим – акумулятор протягом кожного циклу заряджається протягом певного часу, а потім розряджається [60];
- 2) буферний режим – у даному режимі основне призначення акумулятора – додаткове джерело живлення, що працює паралельно з основним, більшу частину часу відбувається заряджання, а періоди розряджання відносно незначні [60];
- 3) змішаний режим – поєднує в собі циклічний та буферний режими [60].

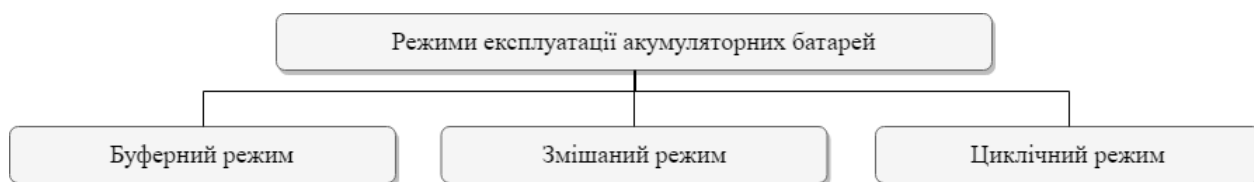


Рис. 1.8. Класифікація режимів експлуатації акумуляторів

У зв'язку з нестабільністю потоків вітру, вітроустановки працюють у змішаному режимі: при мінімальному навантаженні або достатній швидкості вітру використовується буферний режим експлуатації, у інших ситуаціях використовується циклічний режим [55].

При моделюванні роботи акумулятора з заданими характеристиками використовуються схемні моделі заміщення.

Схемні моделі заміщення акумулятора. Електрохімічні процеси, що проходять у акумуляторі при його експлуатації є нелінійними та залежать від конструкції акумулятора, розкидів його параметрів, режимів роботи та умов навколишнього середовища. Для моделювання процесів використовують такі схемні компоненти як резистори, конденсатори та індуктивності, джерела постійної напруги [63]. Схемна модель має відображати зв'язок між електрохімічними, фізико-хімічними процесами та такими характеристиками акумулятора як значення SOC, напруги, величини внутрішніх втрат при заряді та розряді.

Схемна модель на базі рівняння Шеферда. Одним з найпоширеніших емпіричних математичних рівнянь для опису роботи акумулятора при розряді постійним струмом є рівняння Шеферда [64], яке використовується і при моделюванні систем з ВЕУ [65]:

$$V = E_0 - K \left(\frac{Q}{Q - it} \right) i - R_0 \cdot i + A \cdot e^{(-B \cdot it)}, \quad (1.16)$$

де V – напруга на клеммах акумулятора; E_0 – напруга холостого ходу, В; K – поляризаційна константа, Ом; Q – ємність акумулятора; i – струм розряду; R_0 – внутрішній опір; it – ємність, відібрана при розряді, А*год; A – емпірична константа, амплітуда експоненційної зони, В; B – емпірична константа, що є зворотною до сталої часу експоненційної області, 1/А*год.

Рівняння Шеферда емпірично описує розрядну криву, для свинцево-кислотних акумуляторів крива наведена на рис. 1.9.



Рис. 1.9. Розрядна крива свинцево-кислотного акумулятора

Розрядна крива характеризується 4 характерними точками на кривій, які ділять її на 3 області [64], [66]:

- експоненційна область – починаючи з напруги повного заряду E_0 напруга змінюється експоненційно до деякої точки $(Q_{\text{exp}}; V_{\text{exp}})$;
- номінальна область – починаючи з точки $(Q_{\text{exp}}; V_{\text{exp}})$ до точки $(Q_{\text{nom}}; V_{\text{nom}})$, коли напруга починає різко зменшуватися;
- область залишкового заряду, де акумулятор повністю розряджається, досягаючи наприкінці максимальної ємності Q .

Існують модифікації рівняння Шеферда за допомогою додавання або модифікації деяких доданків. Одна з таких модифікацій дозволяє краще описати зміну напруги при використанні змінного струму і врахувати нелінійну залежність напруги холостого ходу від SOC [64]:

$$V = E_0 - \underbrace{K \left(\frac{Q}{Q - it} \right) it}_{\text{поляризаційна напруга}} - R_0 \cdot i + A \cdot e^{(-B \cdot it)} - \underbrace{K \left(\frac{Q}{Q - it} \right) i^*}_{\text{поляризаційний опір}}, \quad (1.17)$$

де i^* – фільтрований струм, А.

Особливістю модифікованого рівняння Шефера є використання фільтрованого струму i^* , що протікає через поляризаційний опір [64]. Використання відфільтрованого струму вирішує проблему алгебраїчного циклу при моделюванні у середовищі Simulink [64].

Для свинцево-кислотних акумуляторів є характерним ефект гістерезису між зарядом та розрядом в експоненційній області (рис. 1.10) [64].

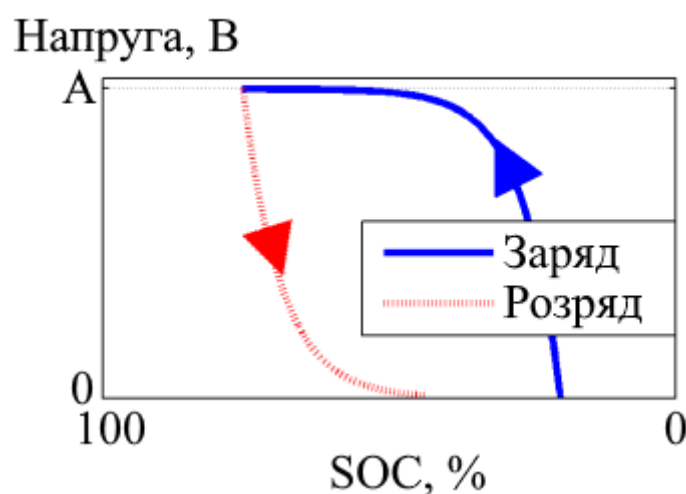


Рис. 1.10. Ефект гістерезису між зарядом та розрядом свинцево-кислотних акумулятора

З урахуванням ефекту гістерезису, рівняння залежності напруги акумулятора від струму при заряді [64]:

$$V = E_0 - R_0 \cdot i - K \left(\frac{Q}{it - 0,1Q} \right) i^* - K \left(\frac{Q}{Q - it} \right) it + Exp(t). \quad (1.18)$$

А рівняння залежності напруги акумулятора від струму при розряді [64]:

$$V = E_0 - R_0 \cdot i - K \left(\frac{Q}{Q - it} \right) (it + i^*) + Exp(t), \quad (1.19)$$

де $Exp(t)$ – напруга експоненційної області:

$$Exp(t) = B \cdot |i(t)| \cdot (-Exp(t) + A \cdot u(t)), \quad (1.20)$$

де $i(t)$ – струм заряду або розряду акумулятора, А; $u(t)$ – режим заряду або розряду: при заряді $u(t) = 1$, при розряді $u(t) = 0$.

Поляризаційний опір при заряді описує стрибкоподібну зміну напруги коли акумулятора майже повністю заряджений і $it = 0$ [64]. З наближенням SOC до 100% поляризаційний опір росте на 10% ємності акумулятора [64].

Припущення та обмеження, використані при побудові модифікованого рівняння Шеферда [64]:

- внутрішній опір не змінюється протягом заряду та розряду та не залежить від величини струму;
- емпіричні константи визначаються з розрядних характеристик акумулятора і припускається, що вони є ідентичними і для заряду;
- вплив температури на параметри акумулятора не враховується;
- саморозряд не враховується;
- перезаряд не враховується;
- напруга акумулятора не може перевищувати значення $2E_0$.

При моделюванні схемної моделі використовується схема Рінта, напруга ідеального джерела якої визначається з модифікованого рівняння Шеферда [64].

Перевагою використання даної схемної моделі є точність моделювання напруги у межах $\pm 5\%$ у діапазоні SOC від 100% до 30% протягом заряду та розряду, оскільки ефект Пейкерта не враховується [64].

Недоліком використання даної схемної моделі є відсутність врахування впливу величини струму, температури та старіння акумулятора на його ємність.

Свинцево-кислотні акумулятори є чутливими до перегріву та методу заряджання.

Методи заряджання акумуляторів. У додатку Г (табл. Г.1) наведені основні методи заряджання акумуляторів та проведено порівняння їх еквівалентних схем, параметрів контролю [51], [67]:

- метод квазі-усталеного струму;
- сімейство СС-методів (двоінтервальні методи);
- двоінтервальні методи (сімейство СС-методів);
- з безперервним підзаряджанням акумулятора;
- імпульсне заряджання акумулятора;
- заряджання асиметричним струмом;
- СС-CV-метод.

При використанні методу квазі-усталеного струму [51] (CV-метод [68]) прикладається постійна напруга джерела. На початку заряду напруга акумулятора U має мінімальне значення, струм заряду I максимальний, поступово напруга акумулятора зростає, а струм заряду зменшується [51]. Процес заряджання закінчується, коли досягається встановлена нижня межа зарядного струму та він не змінюється протягом певного часу (наприклад, 3 годин) [51]. Для забезпечення постійної напруги на клеммах акумулятора на ранній стадії процесу заряджання потрібне високе значення струму, яке значно перевищує номінальний струм акумулятора. Високий зарядний струм забезпечує швидке заряджання, але може спричинити руйнування кристалічної решітки елементів акумулятора та призвести до втрати ємності [51]. Основною проблемою даного методу є вибір правильного значення напруги заряду. Якщо не контролювати напругу акумулятора, то можливий перезаряд.

На відміну від CV-методу, сімейство СС-методів (двоінтервальні методи) характеризується зарядом постійним струмом. Двоінтервальні методи можна умовно поділити на 2 часові інтервали:

- 1) 1-ий інтервал, на якому акумулятор заряджається майже до кінця;

- 2) 2-ий інтервал, на якому відбувається дозарядження та/або підтримання зарядженого стану (компенсація саморозряду).

Відмінність методів полягає в організації контролю закінчення першого інтервалу, у той час як на другому інтервалі у всіх методах здійснюється дозарядження акумулятора та/або компенсація саморозряду акумулятора струмом $0,05 \cdot C \div 0,033 \cdot C$ [51].

Двоінтервальні методи включають в себе [51]:

- метод заряду за часом – тривалість 1-го інтервалу контролюється таймером, що входить до системи;
- метод контролю спаду напруги – ознакою закінчення 1-го інтервалу є спад напруги акумулятора, що становить $15 \div 20$ мВ на один елемент;
- метод контролю градієнта температури – ознакою закінчення є зростання градієнта температури акумулятора внаслідок електролізу води, що супроводжується виділенням тепла й контроль над яким здійснюється за допомогою датчика температури, що входить до складу системи.

Метод з безперервним підзарядженням акумулятора (метод заряду в буферному режимі) – метод, при якому відбувається безперервне зарядження невеликим струмом, що не здатний викликати ефект перезарядження і підтримує акумулятор у зарядженому стані [51].

Метод імпульсного заряду – подача імпульсного струму постійної амплітуди. Між імпульсами існують короткі паузи, які дозволяють зменшити поляризацію, щоб запобігти підвищенню температури акумулятора [51].

Метод заряду імпульсним асиметричним струмом (метод імпульсного заряду зі зворотним викидом) – вдосконалення методу імпульсного заряду, але на додачу до імпульсів заряду та коротких пауз додається імпульс розряду з більшою амплітудою [51]. Завдяки імпульсам розряду кисень, що виділяється в процесі заряду акумулятора віддаляється з реагуючої пластини,

що запобігає його окислюванню й продовжує термін служби акумулятора, а також даний метод запобігає поляризації та знижує ріст температури [51].

Для визначення закінчення заряду акумулятора в останніх двох методах може використатися ознака спаду напруги та (або) ознака градієнта температури [51].

Згідно з [69], [70], одним з найефективніших та часто використаних методів заряджання акумуляторів є CC-CV метод, незалежно від типу акумулятора. Метод поєднує в собі як CC, так і CV-методи. На початковому етапі використовується CC-метод, поки напруга акумулятора не досягне рівня перезаряджання або наперед заданого рівня напруги. На другому етапі використовується CV-метод для дозаряджання акумулятора та утримуванні його в зарядженому стані. Перевагою використання CC-CV методу є запобігання високому зарядному струму та напрузі, а також температури акумулятора [71], [72].

1.4.Методи підвищення ефективності використання енергії вітру та акумуляторів

Ефективне використання електроенергії у системах БЕУ досягається наступним чином [33], [73]:

- 1) відбором максимальної енергії ВДЕ при зміні потоку первинної енергії – швидкості та напрямку вітру;
- 2) балансування споживання і генерації енергії та зниження пікових навантажень;
- 3) режимами експлуатації акумуляторів, які б збільшували довговічність та мінімізували втрати енергії;
- 4) оптимізацією шляхів обміну та передачі електроенергії між вузлами системи з мінімізацією втрат;
- 5) синхронізацією рівнів струмів та напруг елементів системи;

б) забезпеченням споживача необхідними параметрами якості електроенергії (рівень напруги, коефіцієнт гармонік, $\cos \varphi$), мінімізація впливу флуктуацій згенерованої енергії на навантаження.

Відбір максимальної енергії від вітрогенератора. Відбір максимальної енергії від вітрогенератора забезпечується режимом відбору максимальної енергії від кожного конструктивного вузла, основними з яких є генератор та вітроколесо [33].

У автономних системах з ВЕУ використовуються 2 способи керування для відбору максимальної енергії вітру [74]:

- 1) механічне керування лопатями вітроколеса з метою збереження кутової швидкості його обертання;
- 2) електричне керування, при якому сталість частоти обертання вітроколеса і генератора підтримується зміною електричного навантаження на виході генератора.

Згідно з формулою (1.3), потужність ВЕУ залежить від швидкості вітру та коефіцієнту використання вітру. Область швидкостей вітру від v_{\min} до $v_{\text{ном}}$ є областю МРРТ [28]. Умовою отримання максимальної енергії вітру при незмінній швидкості вітру є підтримання c_p в зоні найбільшого значення, для чого необхідно забезпечити стале значення швидкохідності при певній кутовій швидкості ротора (числі оборотів вітроколеса) [17]. Забезпечення сталості швидкохідності здійснюється за допомогою зниження числа оборотів вітроколеса при зменшенні швидкості вітру та за допомогою підтримки сталого значення суми кутів β та кута установки лопаті γ [17]. Наприклад, при зменшенні швидкості вітру необхідно знизити число оборотів вітроколеса і навпаки [17].

На рис. 1.11 зображено залежність відносної потужності вітроустановки від відносної кутової швидкості ротора для різних швидкостей вітру при $\beta = 0$ [28]. Червоним кольором показано область МРРТ.

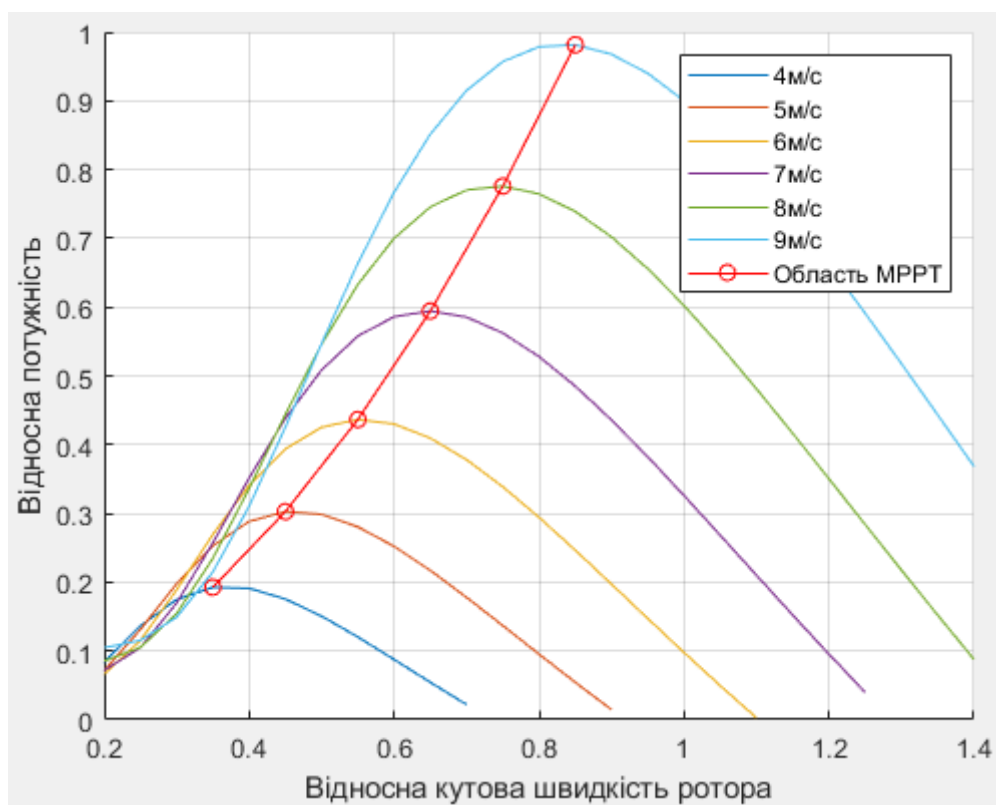


Рис. 1.11. Залежність відносної потужності вітроустановки від відносної кутової швидкості ротора для різних швидкостей вітру

З рис. 1.11 видно, що максимальну потужність при незмінній швидкості вітру можна досягти при певному числу оборотів, при якому крива характеристики його потужності проходить через вершини кривих потужності генератора вітроустановки (що відповідає максимально можливим значенням потужності для різних швидкостей вітру).

При електричному управлінні максимальна потужність вітроустановки досягається зміною електричного навантаження на виході генератора.

Ефективне використання енергії акумуляторів. Ефективне використання акумуляторів полягає у використанні таких режимів заряду та розряду акумуляторів, які подовжують ресурс їх експлуатації та гарантують мінімальні втрати енергії. Для подовження терміну експлуатації акумуляторів необхідно обмежувати глибину його розряду D або зменшувати кількість

підключень (комутацій) акумуляторів (кількість повних циклів заряду-розряду), використовуючи ВДЕ як основне джерело енергії і лише в пікових моментах задіювати енергію акумулятора. При експлуатації акумулятора у циклічному режимі відбувається розпушення активних мас позитивного електрода, що призводить до втрати контакту між частинками Pb_2 , ємність при цьому зменшується. Процес розпушення прискорюється при розряді більшими імпульсами струму [52]. Тому для підтримання заряду акумулятора на певному рівні або в певному діапазоні (зона керованої роботи) і використання мінімальної кількості енергії акумулятора, для навантаження прогнозується кількість згенерованої та спожитої енергії (для чого можуть бути використані добові часові характеристики генерації енергії ВЕУ, сумарної згенерованої споживаної енергії, при цьому в ідеальному випадку за обраний проміжок часу середні рівні згенерованої та спожитої енергії мають бути однаковими) [33]. Система керування має мінімізувати кількість підключень (комутацій) акумуляторів, і в тих режимах пікових навантажень, які не відповідають прогнозу, навантажувати ВЕУ як основне джерело живлення [33].

Стримуючим фактором використання акумуляторів є їх висока вартість, яка може досягати 25% вартості установки ВЕУ, тому вибір кількості акумуляторів пов'язаний водночас і з рентабельністю установки та використання ВЕУ [17].

Вибір кількості акумуляторів також пов'язаний з впливом величини струму, температури та старіння акумуляторів на їх ємність.

Тому актуальною є задача розробки алгоритму динамічної комутації заданої кількості акумуляторів відповідно до методів прогнозування швидкості вітру та потужності навантаження з мінімально можливою похибкою прогнозування.

Висновки до розділу 1

1. Аналіз методів підвищення ефективності використання енергії вітру та енергії акумулятора підтверджує, що забезпечення режиму відбору максимальної енергії з використанням акумуляторів є актуальною задачею.
2. Для забезпечення відбору максимальної енергії та мінімізації енергії заряду та розряду акумуляторів необхідним є розробка математичної моделі короткострокового прогнозування вихідної потужності вітроустановки на основі зміни швидкості вітру та потужності навантаження, при цьому акумулятори мають компенсувати прогнозовані зміни значень швидкості вітру та потужності навантаження для утримання балансу між генеруванням та споживанням енергії.
3. Зі зростанням рівня потужності вітрогенератора та навантаження ускладнюється можливість утримання енергобалансу і збільшуються вимоги до ємності акумуляторів, тому необхідно досліджувати вплив температури, характеристик та режимів роботи акумуляторів, а також різниці між прогнозованим генеруванням та споживанням енергії на їх кількість та ємність, що забезпечують безперебійне живлення навантаження.
4. При використанні акумуляторів актуальною є задача розробки алгоритму динамічної комутації заданої кількості акумуляторів відповідно до методів прогнозування швидкості вітру та потужності навантаження з мінімально можливою похибкою прогнозування з метою подовження їх ресурсу роботи.

РОЗДІЛ 2. ОЦІНКА І ПРОГНОЗ ПАРАМЕТРІВ ВІТРОВОГО ПОТОКУ ТА ПОТУЖНОСТІ НАВАНТАЖЕННЯ

При прогнозуванні часових рядів моделями ARMA і ARIMA необхідно використовувати системний підхід, який буде в себе включати наступні кроки [45], [75]:

- 1) збір та попередня обробка даних: якщо є пропуски, то виконується їх заповнення; визначення статистичних характеристик даних; якщо відсутня стаціонарність, то забезпечення стаціонарності даних за рахунок диференціювання (обчислення різниць першого та вищих порядків), визначення порядку диференціювання;
- 2) оцінювання структури моделі часового ряду: за допомогою кореляційного та автокореляційного аналізу визначається тип моделі (AR/MA/ARMA/ARIMA) та порядок AR і MA складових;
- 3) оцінювання параметрів моделі та аналіз їх адекватності;
- 4) оцінювання точності прогнозування моделей та методів за допомогою прогнозу декількох значень та вибір кращої моделі;

Структурна схема аналізу та прогнозування часових рядів зображена на рис. 2.1 [75], [76].



Рис. 2.1. Структурна схема аналізу та прогнозування часових рядів

Схема на рис. 2.1 є узагальненням методики Бокса-Дженкінса [45] для опису аналізу та прогнозування часових рядів моделями ARMA і ARIMA, що дозволяє застосовувати для ширшого класу методів та вхідних даних.

2.1. Попередня обробка даних швидкості вітру

Для побудови моделі прогнозування ARIMA та підвищення точності прогнозування необхідно провести збір та попередню обробку даних, а також оцінити структуру моделі часового ряду.

Виконаємо збір та попередню обробку числових значень функції зміни швидкості вітру, після чого оцінимо структуру моделі часового ряду. Числові значення швидкості вітру візьмемо з доповіді «Wind Data Analysis» An Ninh Dong, Tuy An District Phu Yen Province, July 2013 [77]. Числові значення швидкості вітру наведені за 5,7 років з квітня 2012 року по грудень 2017 року з дискретністю 10 хвилин на висотах 40, 60 та 80 м. Протягом даного періоду часу не було знайдено жодних ексцесів, які могли б вплинути на функцію зміни швидкості вітру [78], [79].

У якості прикладу для обробки та використання у розрахунках використаємо числові значення, виміряні на висоті 60 м, які зображені на рис. 2.2.

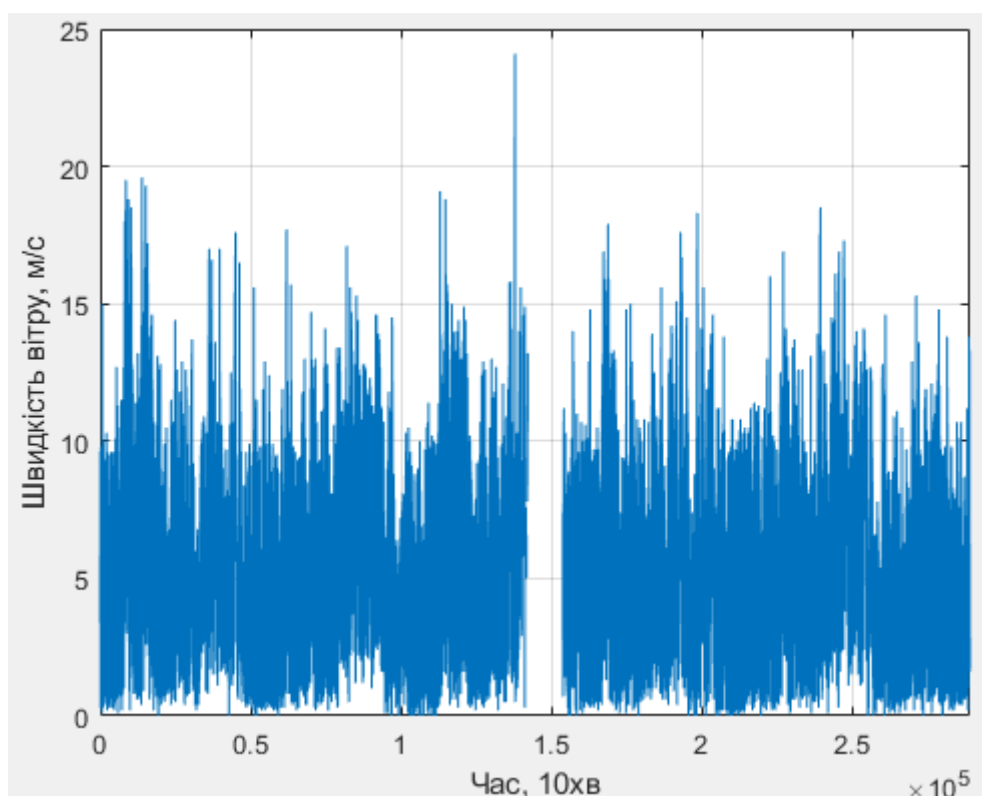


Рис. 2.2. Часова діаграма функції зміни швидкості вітру на висоті 60 м

Середня швидкість вітру склала $\bar{v} = 5,28$ м/с, мінімальна швидкість вітру $v_{\min} = 0$ м/с, максимальна – $v_{\max} = 30,4$ м/с.

Швидкість вітру вимірювалися високоточним (клас точності 0,5) цифровим чашковим анемометром [80] з використаною частотою зчитування даних 1 Гц, після чого числові значення усереднювалися і наводилися кожні 10 хвилин. Перед встановленням та використанням анемометр був відкалібрований згідно з процедурами IEC61400 12 1, MEASNET, ISO 3966 [77] в аеродинамічній трубі. Потік вітру у трубі варіювався у межах від 4 до 16 м/с. У даному діапазоні було взято 13 точок, для яких одночасно вимірювалися еталонна швидкість аеродинамічної труби та вихідний сигнал анемометра у вигляді напруги постійної частоти, після чого будувалася калібраційна крива анемометра [81], [82]. Похибка виміру значень швидкості вітру у 95% випадків склала не більше 0,05 м/с [77].

Після встановлення анемометра невизначеність значень швидкості вітру, яка пов'язана з діапазоном калібрування аеродинамічної труби, неідеальним кріпленням анемометра, розрахункова невизначеність через можливе відхилення характеристик вітру протягом періоду вимірювання від довгострокового значення, склала 8,86% [77].

На рис. 2.3 синім кольором зображено тижневу часову діаграму зміни функції швидкості вітру протягом часу з 17 квітня 2012 року по 23 квітня 22:30.

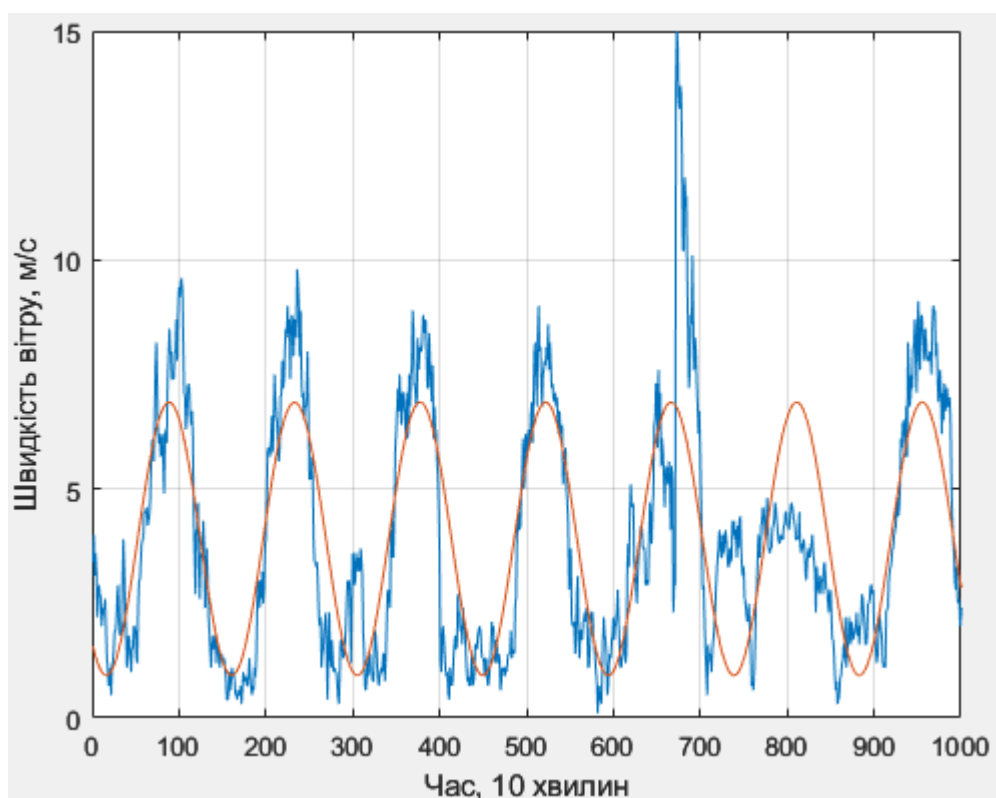


Рис. 2.3. Тижнева часова діаграма функції зміни швидкості вітру

Функція зміни швидкості вітру є регулярною функцією з практично вираженим періодом рівним 1 добі на більшості розглянутих інтервалів часу, що показує помаранчевим кольором крива апроксимації функції зміни швидкості вітру рядом Фур'є з 1-єю гармонікою на рис. 2.3.

Але регулярність присутня не на всіх інтервалах часу. На рис. 2.4 зображено тижневу часову діаграму зміни функції швидкості вітру з високою середньою швидкістю вітру $\bar{v} = 9,04$ м/с протягом часу з 30 липня по 5 серпня 2012 року.

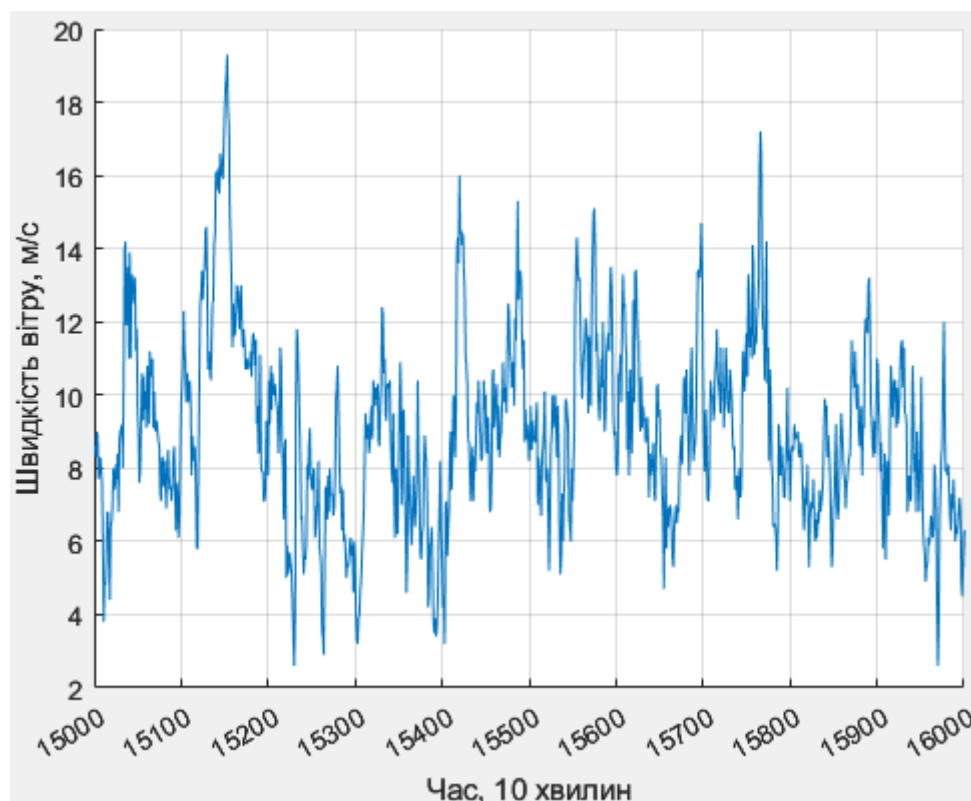


Рис. 2.4. Тижнева часова діаграма функції зміни швидкості вітру з високою середньою швидкістю вітру

Оскільки дані анемометру з імовірністю 95% мають похибку не більше 0,05 м/с, будемо вважати, що регулярність даних є характеристикою функції зміни швидкості вітру у даному регіоні за розглянутий проміжок часу.

Визначення закону розподілу функції зміни швидкості вітру. Для визначення закону розподілу виконаємо допасування функції зміни швидкості вітру до наступних законів розподілу: Бета, Бірнбаума-Сандерса, Берра, Експоненційний, Розподіл екстремальних значень, Гамма, Узагальнений розподіл екстремальних значень, Узагальнений розподіл

Парето, Напівнормальний, Зворотній розподіл Гаусса, Логістичний, Лог-логістичний, Логнормальний, Накагамі, Нормальний, Пуассона, Рейлі, Райса, Стабільний, Стюдента, Вейбула.

Перед допасуванням законів розподілу видалимо пропущені значення, а також обробимо числові значення швидкості вітру відповідно до обмежень конкретного закону розподілу. При допасуванні наступними законами розподілу: Лог-логістичний, Логнормальний, Накагамі, Райса, Вейбула нульові значення швидкості вітру приймаються рівними такому достатньо малому ненульовому значенню, яке не змінює параметрів закону розподілу: $v_{\min} = 0,001$ м/с. При допасуванні законом розподілу Бета дані нормуються максимальною швидкістю вітру $v_{\max} = 30,4$ м/с для того, щоб вони були у межах $[0, 1]$.

Для визначення параметрів кожного закону розподілу використаємо метод максимальної правдоподібності [83].

Для оцінки відповідності закону розподілу з визначеними параметрами емпіричним даним використаємо критерії узгодженості законів розподілів: критерій узгодженості Колмогорова з 2 вибірками [84] та інформаційний критерій Акаїке (ІКА) [85] для оцінки міри допасування.

Критерій узгодженості Колмогорова використовується для перевірки правильності нульової гіпотези H_0 – припущення, що емпірична вибірка даних підпорядковується деякому теоретичному закону розподілу, при цьому альтернативною є гіпотеза H_a про те, що емпірична вибірка даних не підпорядковується деякому теоретичному закону розподілу. Для заданого рівня значущості критерій або відкидає нульову гіпотезу H_0 , або не відкидає його (при цьому припускається, що шанс того, що розподіли все ж різні є рівним рівню значущості α). Замість теоретичного закону розподілу може використовуватися інша емпірична вибірка, для якої уже відомий закон

розподілу, при цьому буде досліджуватися нульова гіпотеза H_a про те, що дві емпіричні вибірки даних належать до одного закону розподілу [84].

Розрахункове значення критерію $D_{n,m}$ визначається наступним чином [84]:

$$D_{n,m} = \sup |F_{1,n}(x) - F_{2,m}(x)|, \quad (2.1)$$

де $F_{1,n}(x)$ та $F_{2,m}(x)$ – щільності імовірностей вибірки 1 та 2 розмірами n та m відповідно.

Розрахункове значення порівнюється з табличним значенням $D_t(n, m, \alpha)$, нульова гіпотеза відкидається якщо $D_{n,m} > D_t$. Табличне значення $D_t(n, m, \alpha)$ визначається наступним чином:

$$D_t(n, m, \alpha) = \sqrt{-\ln\left(\frac{\alpha}{2}\right) \cdot \frac{1 + \frac{m}{n}}{2m}}. \quad (2.2)$$

Для отримання другої вибірки створимо масив псевдовипадкових даних зі 100 значень, що відповідають перерахованим законам розподілу з параметрами, отриманими за допомогою методу максимальної правдоподібності. Перевірку критерію узгодженості Колмогорова виконаємо 100 разів при довірчій імовірності $\alpha = 0,01$, отримавши для кожного закону розподілу частоту невідкидання нульової гіпотези f_K .

Інформаційний критерій Акаїке (AIC) використовується для порівняння міри допасованості теоретичних законів розподілу до емпіричних даних і обчислюється за наступною формулою [85]:

$$AIC = 2k - 2\ln(\hat{L}), \quad (2.3)$$

де \hat{L} – максимальне значення від'ємної функції правдоподібності, k – кількість параметрів теоретичного закону розподілу.

Чим менше значення AIC, тим краще допасованість закону розподілу з визначеними параметрами до емпіричних даних швидкості вітру.

Для порівняння допасованості законів розподілу введемо нову метрику AICK, що поєднує абсолютне значення критерію Колмогорова (K) та відносне значення критерію Акаїке (AIC):

$$AICK = \frac{f_K}{AIC} k_{AIC}, \quad (2.4)$$

де k_{AIC} – нормуючий множник, який залежить від порядку значень AIC та приводить значення AICK до множини $[0; 9]$.

На рис. 2.5 зображено блок-схему алгоритму визначення можливих законів розподілу даних з урахуванням метрики AICK.

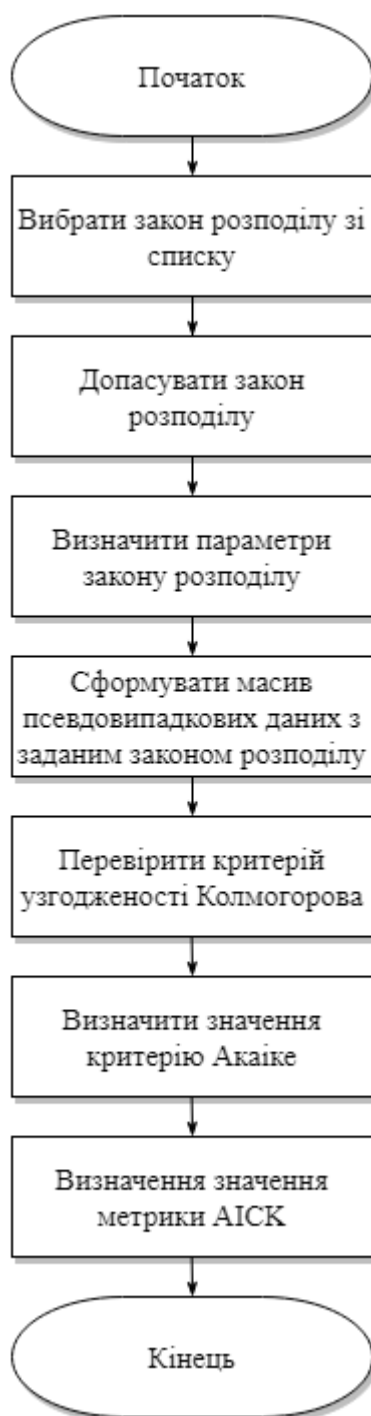


Рис. 2.5. Блок-схема алгоритму визначення можливих законів розподілу даних

Результати виконання алгоритму наведені у табл. 2.1.

Табл. 2.1. Порівняння метрики AIC для різних теоретичних законів розподілу

Закон розподілу	Частота невідкидання нульової гіпотези, %	AIC	AICK
Бета	97	-	-
Бірінбаума-Сандерса	0	1731966	0
Бурра	97	1374064	7,059
Експоненційний	3	1518810	0,198
Розподіл екстремальних значень	14	1543117	0,907
Гамма	98	1374149	7,132
Узагальнений розподіл екстремальних значень	99	1379689	7,176
Узагальнений розподіл Парето	12	1481445	0,810
Напівнормальний	32	1438902	2,224
Зворотній розподіл Гаусса	0	1812137	0
Логістичний	92	1424745	6,457
Лог-логістичний	96	1396744	6,873
Логнормальний	96	1406669	6,825
Накагамі	98	1375444	7,125
Нормальний	78	1422017	5,485
Пуассона	35	-	-
Рейлі	94	1376156	6,831
Райса	95	1376158	6,903
Стабільний	94	1398844	6,72
Стюдента	89	1420639	6,256
Вейбула	97	1374720	7,056

Пропусками у таблиці позначені випадки, коли не вдалося отримати кінечне значення AIC.

Серед законів розподілу, які показують найкращий результат, обрано закон розподілу Вейбула. Згідно з доповіддю [77], дані швидкості вітру були допасовані законом розподілу Вейбула. Порівняння параметрів закону розподілу наведено у табл. 2.2.

Табл. 2.2. Параметри закону розподілу Вейбула

	Параметри з доповіді [77]	Визначені параметри
Параметри закону розподілу	$k = 1,845$ $c = 5,797$	$k = 1,895$ $c = 5,928$

На рис. 2.6 наведена гістограма даних швидкості вітру та допасований закон розподілу Вейбула.

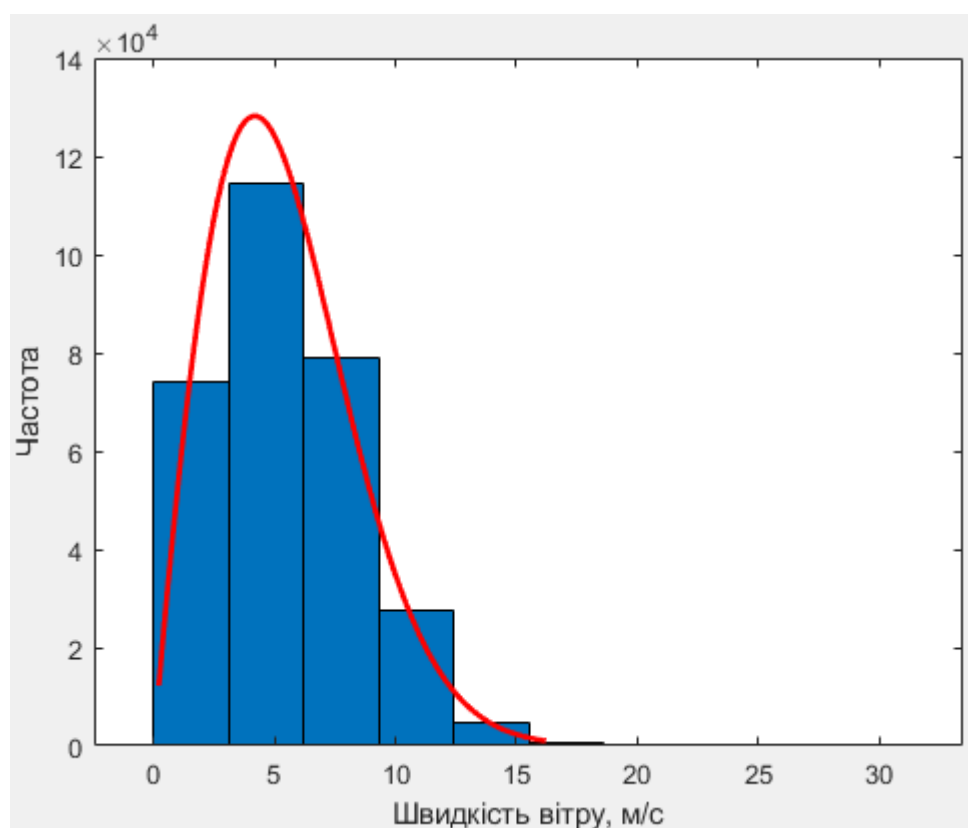


Рис. 2.6. Гістограма даних швидкості вітру та допасований закон розподілу Вейбула

Відновлення даних швидкості вітру. Дані швидкості вітру отримані з певними пропусками, тому необхідно відновити втрачені або відсутні дані. Пропуски складають 4,97% від усіх даних, причому 4,23% пропусків від усіх даних зосереджені в одному часовому проміжку.

При відновленні даних пропусків важливим є збереження початкового закону розподілу даних та тренду.

Поширеними та простими методами відновлення пропусків є [86], [87]:

- видалення пропущених значень;
- підстановка середнього по вибірці – замість пропусків використовується середнє значення;
- регресійний аналіз;
- імовірнісний метод (моделювання розподілу рівнів випадкового ряду) – пропуски заповнюють квазівипадковими числами, розподіленими за заданим законом розподілу.

Виконаємо порівняння методів відновлення пропусків. На рис. 2.7-рис. 2.9 показано приклад відновлення даних підстановкою середнього по вибірці, з урахуванням розподілу Вейбула та за допомогою регресії відповідно.

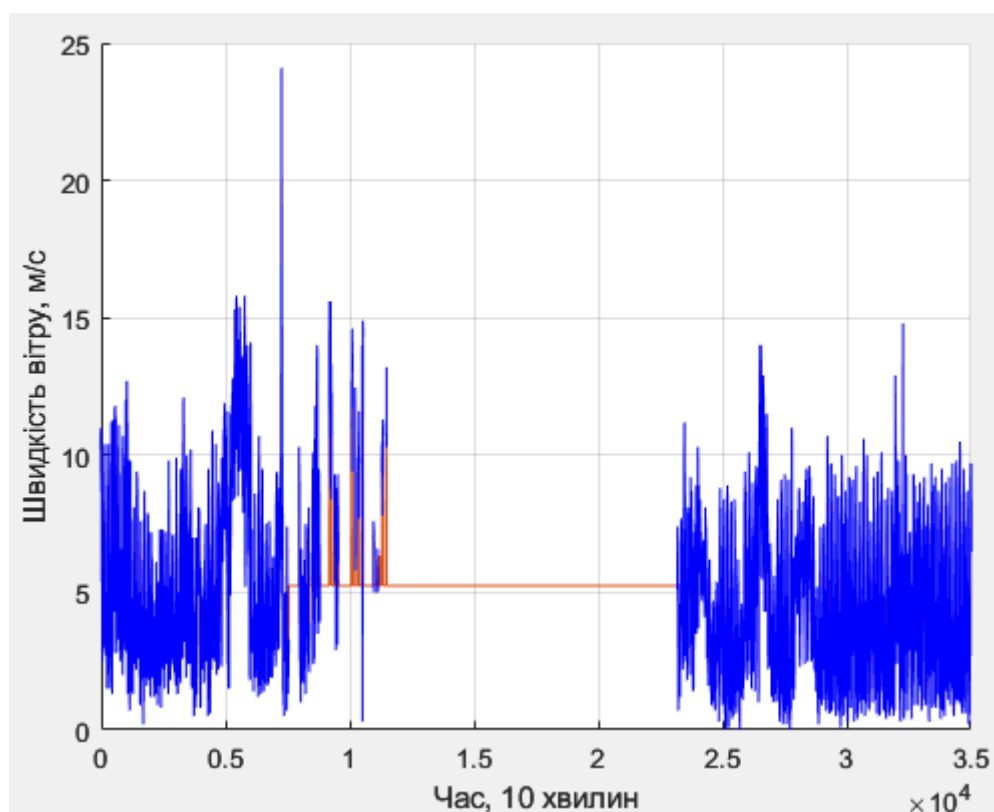


Рис. 2.7. Приклад відновлення даних швидкості вітру підстановкою середнього по вибірці (блакитний колір – вихідні дані, помаранчевий колір – відновлені дані)

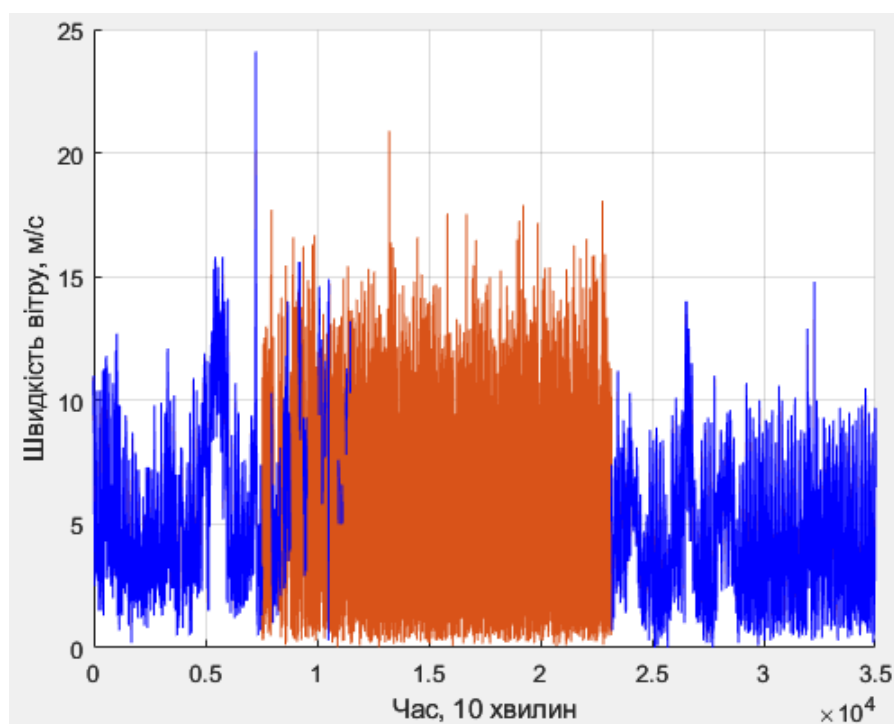


Рис. 2.8. Приклад відновлення даних швидкості вітру з урахуванням розподілу Вейбула (блакитний колір – вихідні дані, помаранчевий колір – відновлені дані)

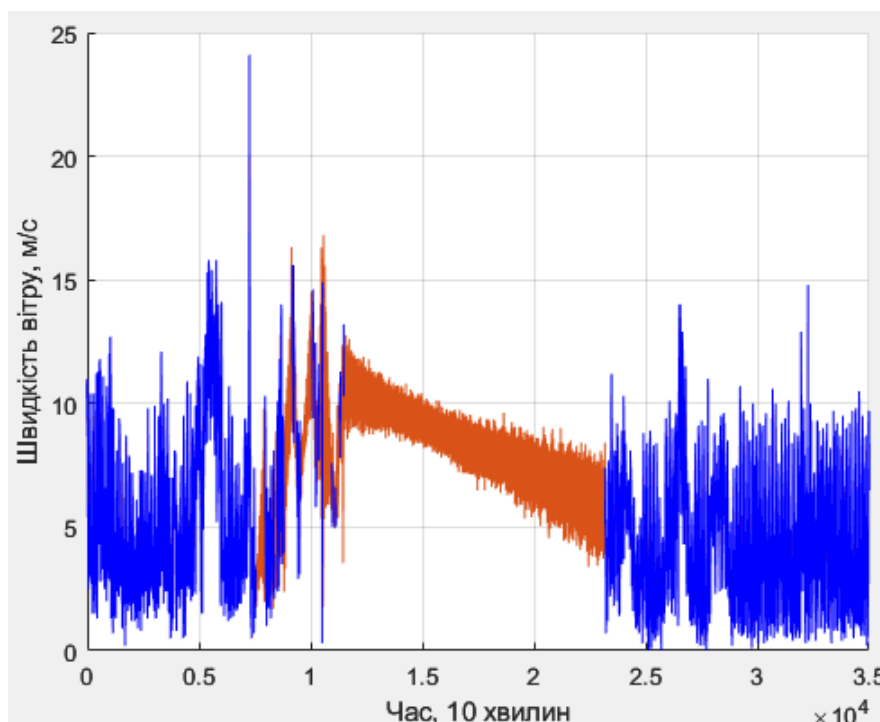


Рис. 2.9. Приклад відновлення даних швидкості вітру за допомогою регресії (блакитний колір – вихідні дані, помаранчевий колір – відновлені дані)

Перевагою відновлення даних за законом розподілу є збереження його параметрів, але відновлені дані при цьому мають випадковий характер. Перевагою відновлення даних за допомогою регресії є збереження тренду.

Оскільки пропуски практично локалізовані на одному проміжку часу, тому використання алгоритму на основі регресії дає майже лінійну залежність (рис. 2.9), а використання законів розподілу призводить до відсутності тренду у даних, тому локалізовані пропуски відновлюватися не будуть, а на місці нелокалізованих пропусків буде використано відновлення даних за допомогою регресії.

Оцінимо структуру моделі часового ряду, провівши кореляційний аналіз.

Кореляційний аналіз даних швидкості вітру. Для визначення порядків p і q моделі ARIMA, дослідимо графіки автокореляції та часткової автокореляції. На рис. 2.10 і рис. 2.11, відповідно, червоним кольором

показані графіки автокореляції та часткової автокореляції для даних швидкості вітру при $\bar{v} = 3,93$ м/с, синім кольором показані довірчий інтервал з рівнем довіри 95%. Кожен лаг відповідає одному значенню швидкості вітру, знятому з дискретністю 10 хвилин.

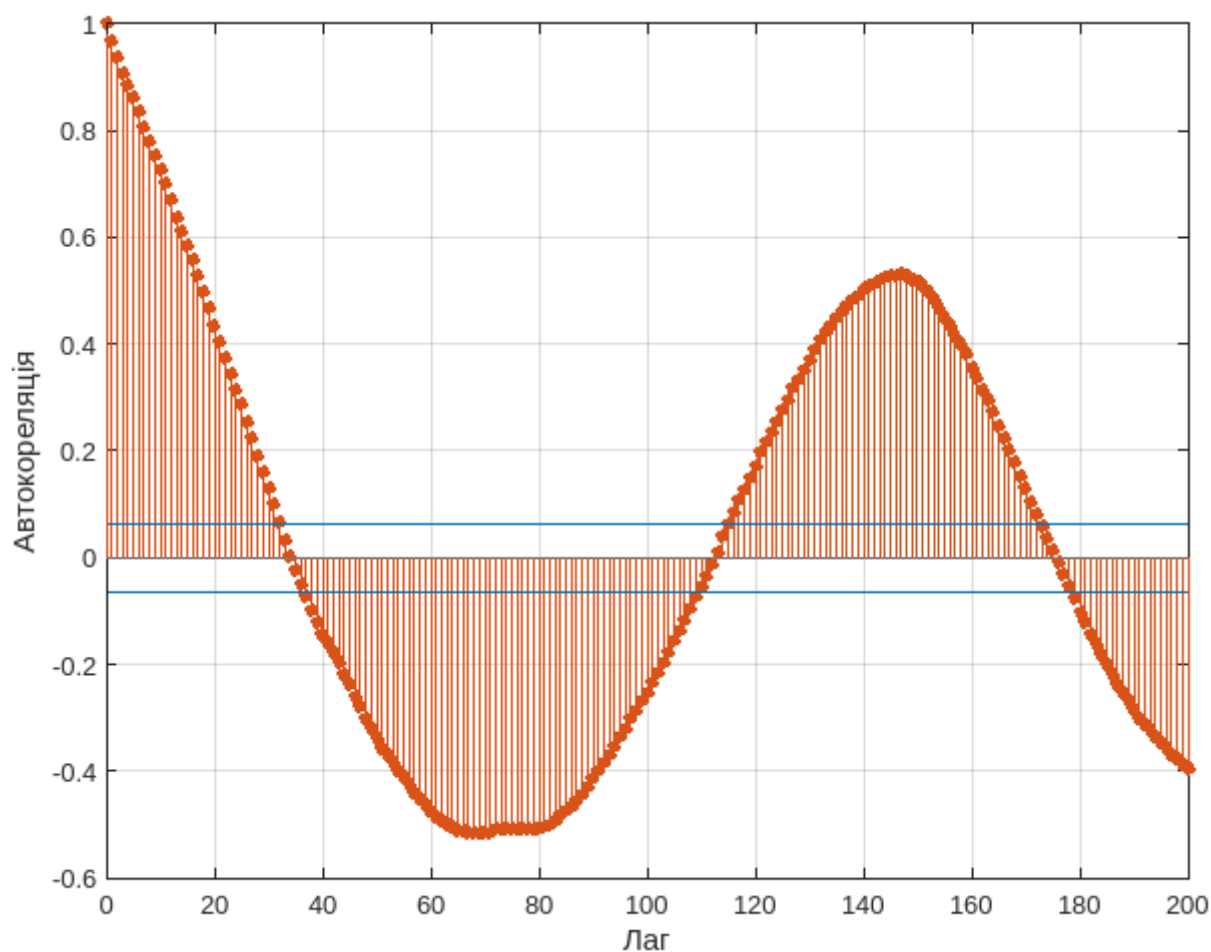


Рис. 2.10 Функція автокореляції швидкості вітру при $\bar{v} = 3,93$ м/с

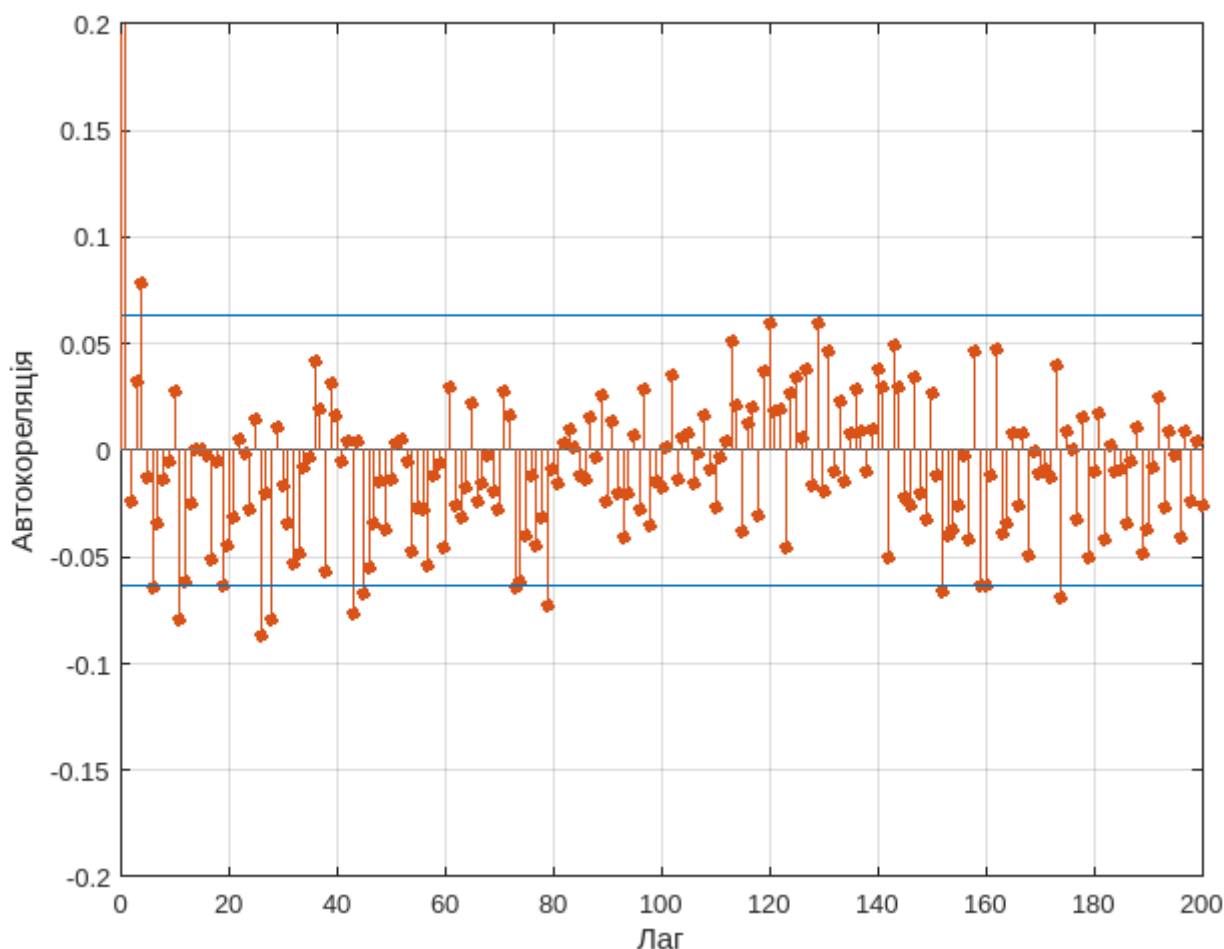


Рис. 2.11. Функція часткової автокореляції швидкості вітру при $\bar{v} = 3,93$ м/с

Оскільки функції не прямують до 0 при $t \rightarrow \infty$ та функція автокореляції дуже повільно спадає (зі збільшенням лагу функція автокореляції спадає повільніше), то це свідчить про нестационарність (або ефект тривалої пам'яті) [88].

Виконаємо диференціювання даних першого порядку ($d=1$) та побудуємо синім кольором графік автокореляції та помаранчевим кольором графік часткової автокореляції (рис. 2.12).

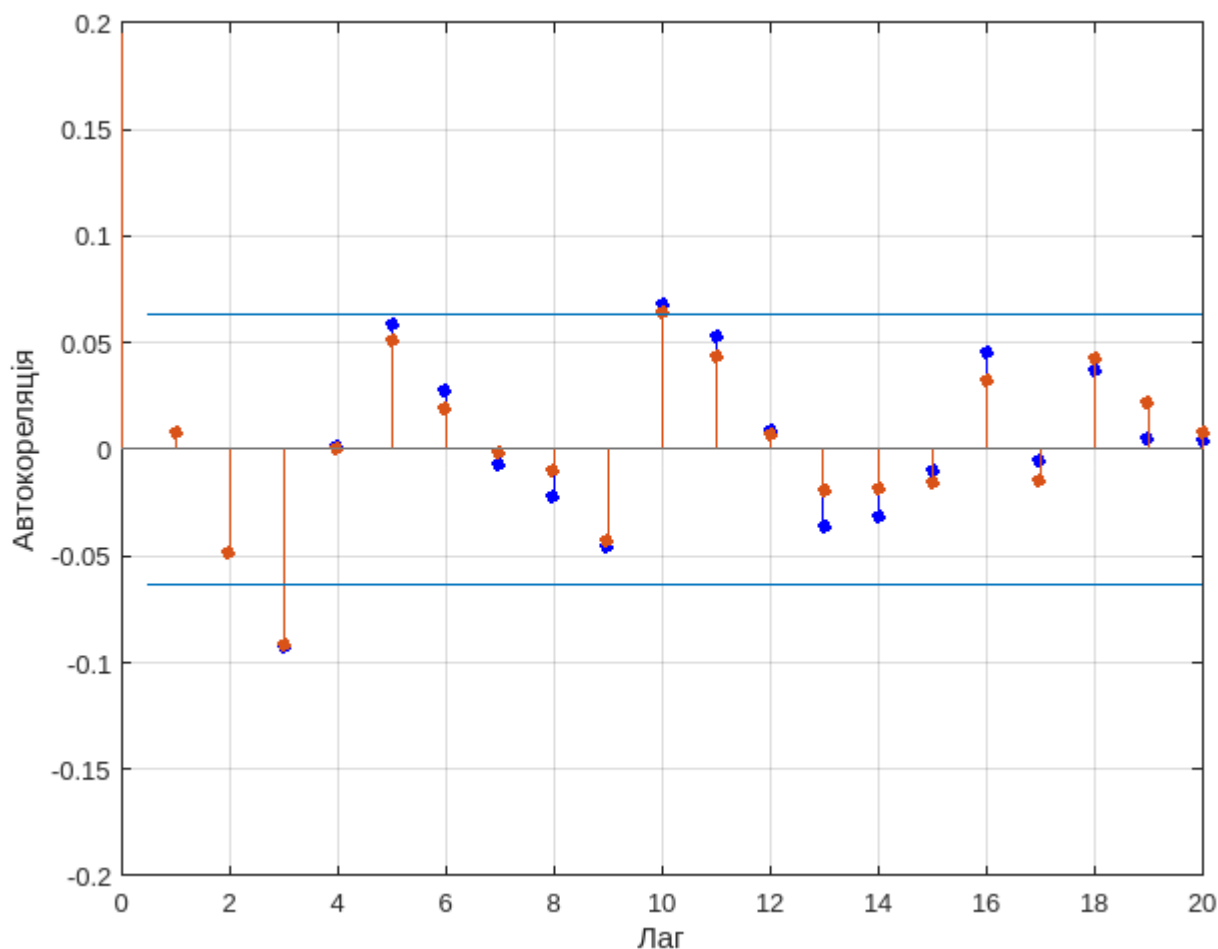


Рис. 2.12. Функція автокореляції (синім кольором) та часткової автокореляції (помаранчевим кольором) швидкості вітру після диференціювання першого порядку

Функції автокореляції входять у довірчий інтервал починаючи з лагу 4. Перевіримо стаціонарність даних з лагом 4 розширеним тестом Дікі-Фуллера [88].

Розширений тест Дікі-Фуллера використовується для перевірки нульової гіпотези H_0 – припущення про наявність одиничного кореня в авторегресійній моделі. Альтернативною є гіпотеза H_a про наявність стаціонарності даних [89].

Для перевірки нульової гіпотези будувалася авторегресійна модель [89]:

$$y_t = \phi y_{t-1} + \beta_1 \Delta y_{t-1} + \dots + \beta_p \Delta y_{t-p} + \varepsilon_t, \quad (2.5)$$

де y_t – останнє значення ряду даних, p – лаг, що визначає кількість різницевих доданків, ε_t – випадковий шум при часі t , ϕ – коефіцієнт тесту.

Для знаходження коефіцієнтів методу використаємо метод найменших квадратів.

Розраховане значення тесту отримується за наступною формулою [89]:

$$DF = \frac{\phi}{SE(\hat{\phi})}, \quad (2.6)$$

де $SE(\hat{\phi})$ – середнє квадратичне відхилення коефіцієнтів авторегресійної моделі [89].

Розраховане значення тесту $DF = -277,78$ порівнювалося з табличним значенням тесту $DF_t = -1,94$ для рівня значимості $\alpha = 0,05$, оскільки $DF < DF_t$, нульова гіпотеза відкидалася і припускалася стаціонарність даних швидкості вітру.

Стаціонарність даних після диференціювання першого порядку вказує на те, що дані мають постійну складову або лінійний тренд [90].

Вибір моделі ARIMA та визначення порядку складових виконаємо за алгоритмом з табл. 2.3 [88].

Табл. 2.3. Алгоритм вибору моделі ARIMA та її параметрів

	AR(p)	MA(q)	ARMA(p, q)
Функція автокореляції	Затухання	Різкий спад після лагу q	Затухання
Функція часткової автокореляції	Різкий спад після лагу p	Затухання	Затухання

Оскільки на обох функція автокореляцій відбувається різкий спад після лагу 4, тому проаналізовані часткові автокореляційні та автокореляційні функції не показали точних значень параметрів p і q . Але, як показало дослідження, параметр d має бути рівним 1, оскільки при цьому забезпечується стаціонарність даних.

Щоб знайти найкращу модель, що забезпечує найнижчу похибку прогнозування, виконаємо перебір і параметрам p та q призначимо різні значення у межах від 0 (відсутня AR або MA складова) до 5 (значення, більше за визначений лаг) [48]. Для кожної пари параметрів побудуємо модель $ARIMA(p,q,d)$. Для визначення найкращої моделі використаємо інформаційний критерій Акаїке і порівняємо значення AIC різних моделей. Результати порівняння наведено на табл. 2.4.

Табл. 2.4. Порівняння значень AIC для різних моделей $ARIMA(p,q,d)$

Порядок q компоненти MA	Порядок p компоненти AR						
		0	1	2	3	4	5
	0	-	2030,3	2032,3	2032,7	2029,1	2029,8
	1	2044,4	2046,3	2042,8	2039,6	2040,8	2040,8
	2	2077,2	2078,7	2078,4	2072,2	2072,1	2071,1
	3	2797,1	2517,6	2445,9	2352,8	2268,8	2237,1
	4	3833,4	3298,4	3042,7	2920,3	2785,4	2662,6
	5	5078	4236,7	3832,8	3592,4	3395	3348,1

Перевіримо модель на адекватність. Модель вважається адекватною якщо її залишки є випадковими незалежними величинами, що відповідають Шуму Гауса [88]. Залишки розраховуються за наступною формулою:

$$r_i = \hat{y}_i - y_i, \quad (2.7)$$

де \hat{y}_i – фактичне значення даних з номером i , y_i – значення даних з номером i , прогнозоване на попередньому кроці.

Для визначення адекватності моделі перевіримо чи відсутня автокореляція залишків [88].

На рис. 2.13 представлено графік автокореляції залишків моделі $ARIMA(4, 0, 1)$. Можна побачити, що автокореляція зникає після лагу 0, тому модель є адекватною.

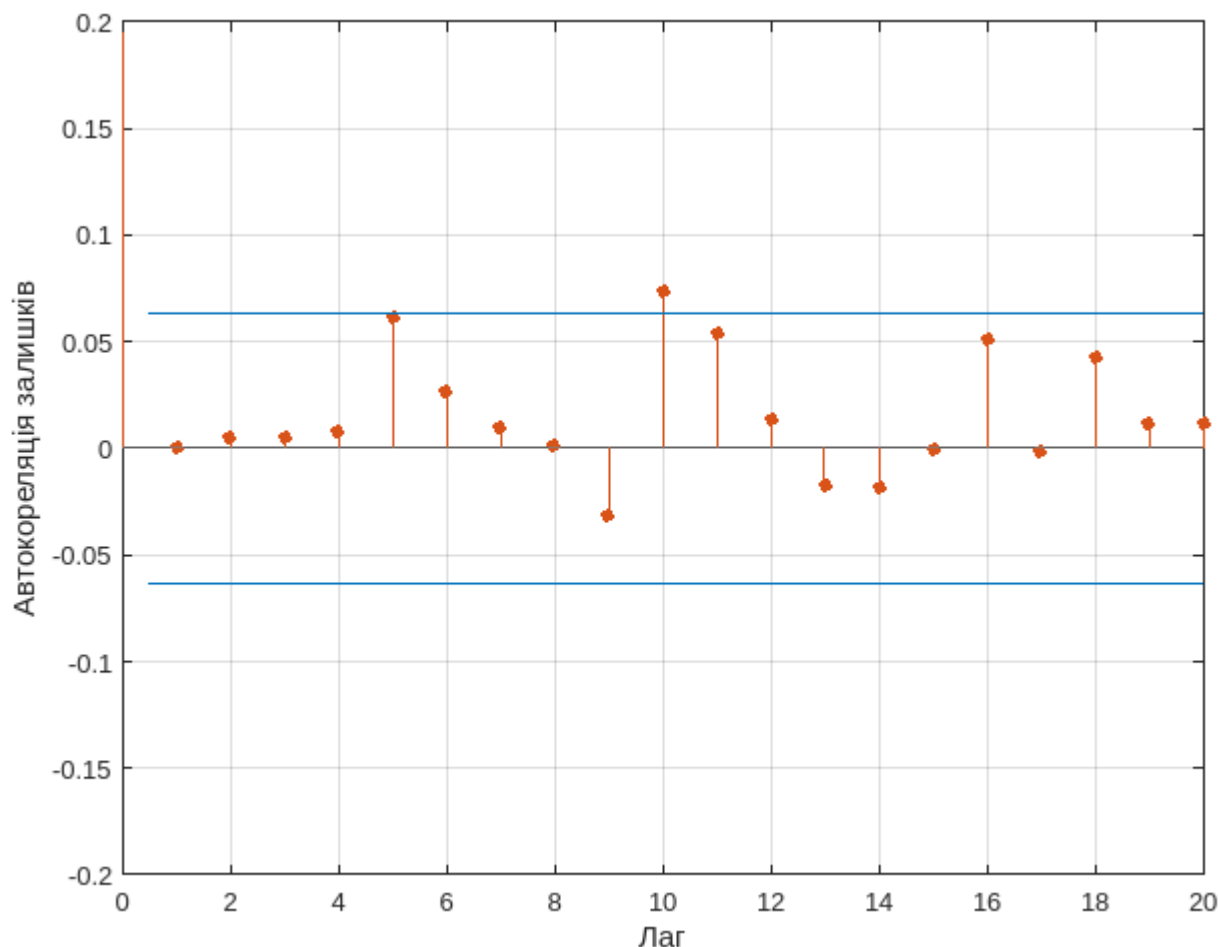


Рис. 2.13. Графік автокореляції залишків моделі ARIMA(4, 0, 1)

Найменше значення AIC отримано для моделі $ARIMA(p=4, q=0, d=1)$, модель з даними параметрами є адекватною, тому буде використовуватися при прогнозуванні швидкості вітру.

Для ефективної роботи системи необхідно оцінити прогнозне значення потужності на виході вітрогенератора, для чого необхідно виконати розрахунок потужності зі швидкості вітру.

Визначення потужності джерела. Для оцінки потужності БЕУ було використаємо дані вітрогенератора VE-2 [91] з номінальною потужністю $P_{nom} = 2$ кВт при номінальній швидкості вітру $v_{nom} = 8$ м/с. Для стабільного заряду акумулятора у складі системи з БЕУ мінімальна швидкість вітру оберемо на рівні $v_{min} = 2,5$ м/с. Максимальна швидкість встановимо на рівні

$v_{\min} = 20$ м/с. Гранично допустима швидкість вітру $v_{\lim} = 40$ м/с перевищує максимальну швидкість вітру наведених даних швидкості вітру.

На рис. 2.14 показано залежність потужності вітрогенератора від швидкості вітру [91].

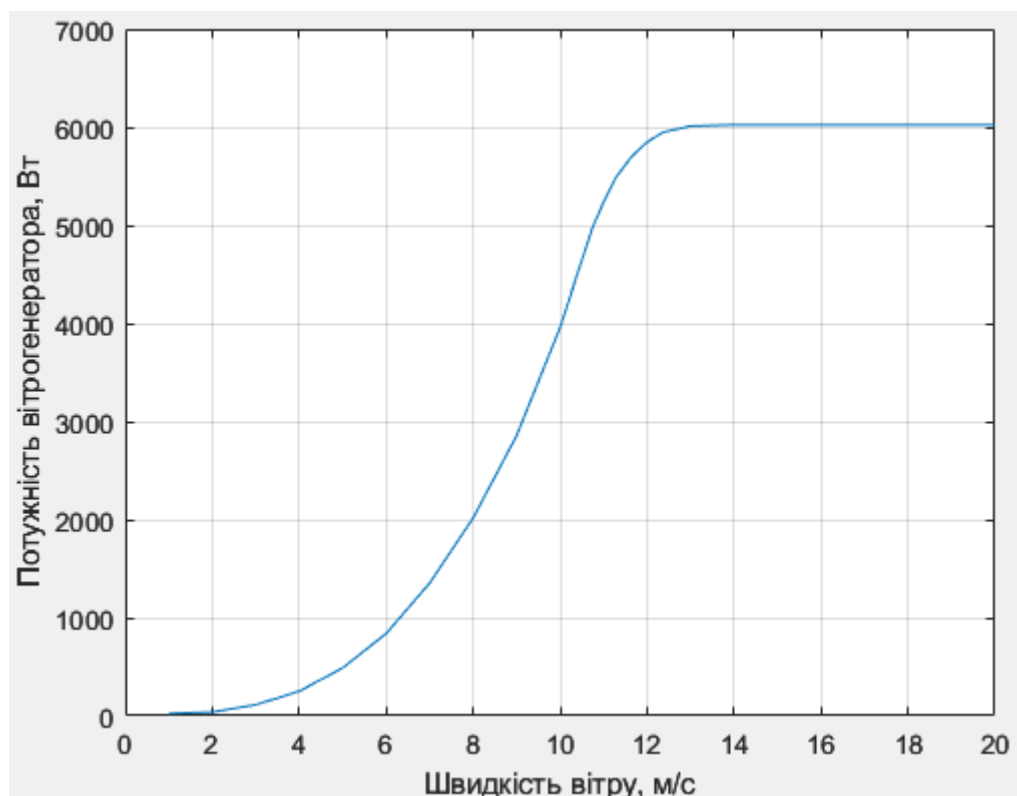


Рис. 2.14. Залежність потужності вітроустановки VE-2 від швидкості вітру

Потужність ВЕУ розрахуємо за формулою (1.2). Для подальших розрахунків та моделювання апроксимуємо залежність наступним чином: параметри вітрового потоку та вітроколеса для окремого вітрогенератора позначимо константою k :

$$P_r = \frac{1}{2} c_p \rho A v^3 = k v^3. \quad (2.8)$$

Для обраного вітрогенератора VE-2 у точці v_{nom} :

$$k = \frac{P_r}{v_3} = \frac{2000}{8^3} = 3,91. \quad (2.9)$$

Параметр k є нелінійним, оскільки ρ та c_p змінюються зі швидкістю вітру, але у межах лінійної ділянки залежності потужності від швидкості вітру для спрощення розрахунків приймемо його незмінним.

При середній швидкості вітру 5,28 м/с середня потужність на виході вітрогенератора:

$$P_r = kv^3 = 3,91 \cdot 5,28^3 = 574,8 \text{ Вт}. \quad (2.10)$$

Згідно з залежністю потужності вітрогенератора VE-2 від швидкості вітру (рис. 2.14) при даній середній швидкості вітру потужність є близькою до розрахованої, оскільки номінальна та середня швидкість вітру знаходяться практично на лінійній ділянці, тому можна вважати що похибка емпіричного визначення параметру k є невисокою.

Оскільки дані потужності навантаження також можуть мати пропуски та бути нестаціонарними, тому потрібно провести попередню обробку даних потужності навантаження.

2.2. Попередня обробка даних потужності навантаження

Дані потужності навантаження візьмемо з масиву вимірювань активної потужності навантаження приватного будинку у Со (О-де-Сен), Франції [92]. Дані потужності навантаження наведені за 47 місяців з 16 грудня 2006 року по 26 листопада 2010 року з дискретністю 1 хвилина та зображені на рис. 2.15.

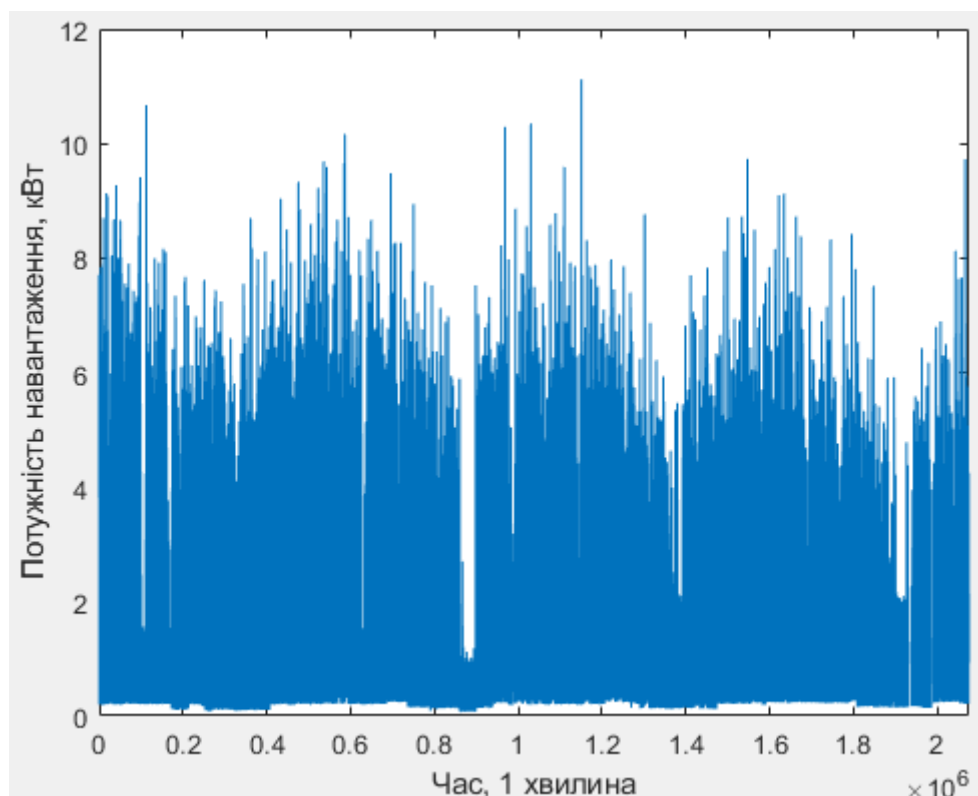


Рис. 2.15. Часова діаграма функції активної потужності навантаження

При цьому середня потужність навантаження $\bar{P} = 1091,6$ Вт, мінімальна потужність навантаження $P_{\min} = 76$ Вт, максимальна – $P_{\max} = 11122$ Вт.

На рис. 2.16 зображено приклад даних швидкості вітру за 27 лютого 2006 року (понеділок) з середньою потужністю $\bar{P} = 1156,8$ м/с.

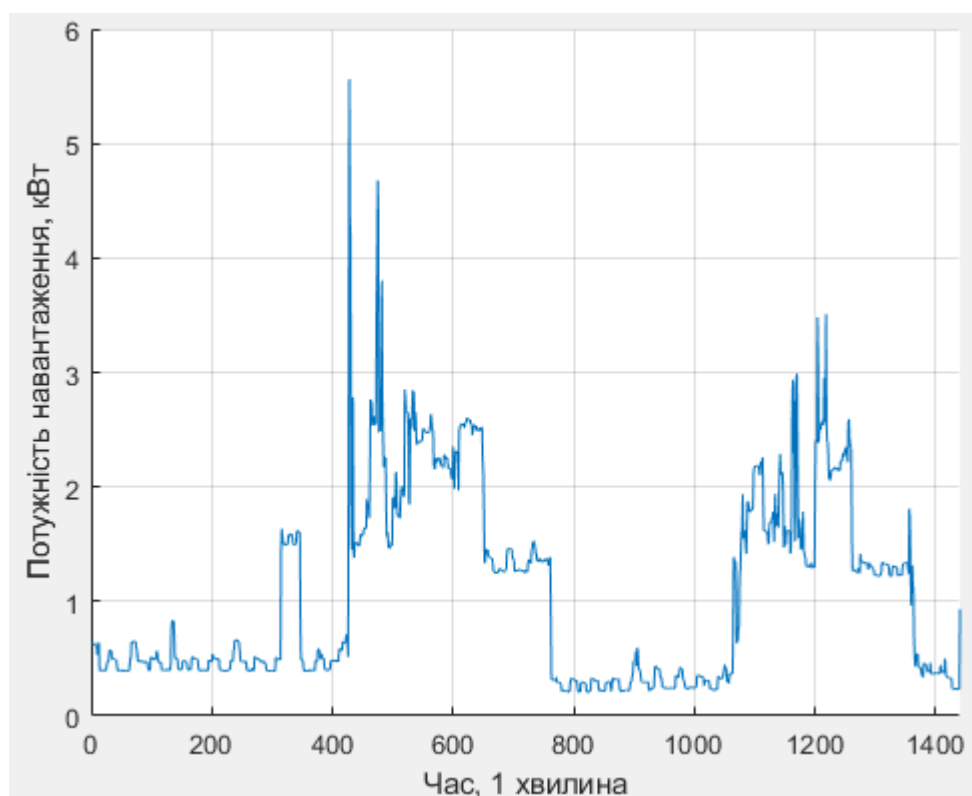


Рис. 2.16. Тижнева часова діаграма функції зміни потужності навантаження

Динаміка зміни потужності споживання протягом дня визначається днем тижня та розпорядком мешканців будинку протягом конкретного дня. У будні пік потужності спостерігається, коли мешканці прокидаються вранці (близько 7:00) та вмикають світло, термостати та гарячу воду, а потім зменшується, коли вони виходять на вулицю на роботу [93], [94]. Наступний пік відбувається після повернення мешканців з роботи додому (близько 19:00) і зменшується після сну [93], [94]. Тому графік потужності навантаження є регулярною функцією з практично вираженим періодом рівним 1 добі на більшості розглянутих інтервалів часу.

Виконаємо усереднення даних для отримання даних потужності споживання з дискретністю 10 хвилин, що відповідає періодичності даних швидкості вітру.

Визначення закону розподілу потужності навантаження. Для визначення закону розподілу потужності навантаження використаємо

алгоритм з рис. 2.5 та метрику AICK з формула (2.4). Результати виконання алгоритму наведені у табл. 2.5.

Табл. 2.5. Порівняння метрики AICK для різних теоретичних законів розподілу

Закон розподілу	Частота невідкидання нульової гіпотези, %	AIC	AICK
Бета	23	-	-
Бірнабаума-Сандерса	41	4057991	1.01035
Бурра	32	4380911	0.73044
Експоненційний	35	4457834	0.78513
Розподіл екстремальних значень	0	7461913	0.00000
Гамма	27	4392413	0.61470
Узагальнений розподіл екстремальних значень	43	4260797	1.00920
Узагальнений розподіл Парето	40	4455597	0.89775
Напівнормальний	1	4690008	0.02132
Зворотній розподіл Гаусса	33	4082142	0.80840
Логістичний	1	5789265	0.01727
Лог-логістичний	32	4392173	0.72857
Логнормальний	28	4203632	0.66609
Накагамі	17	4641319	0.36628
Нормальний	0	6043950	0.00000
Пуассона	0	-	-
Рейлі	0	6153298	0.00000
Райса	0	6153300	0.00000
Стабільний	31	4397613	0.70493
Стюдента	0	5707831	0.00000
Вейбула	42	4424860	0.94918

Пропусками у таблиці позначені випадки, коли не вдалося отримати кінечне значення AIC.

Серед законів розподілу, які показують найкращий результат, найкраще допасовується закон розподілу Бірнабаума-Сандерса [95] з наступними параметрами: $\beta = 0,71$, $\gamma = 1,04$. На рис. 2.17 наведена гістограма даних

потужності навантаження та допасований закон розподілу Бірнбаума-Сандерса.

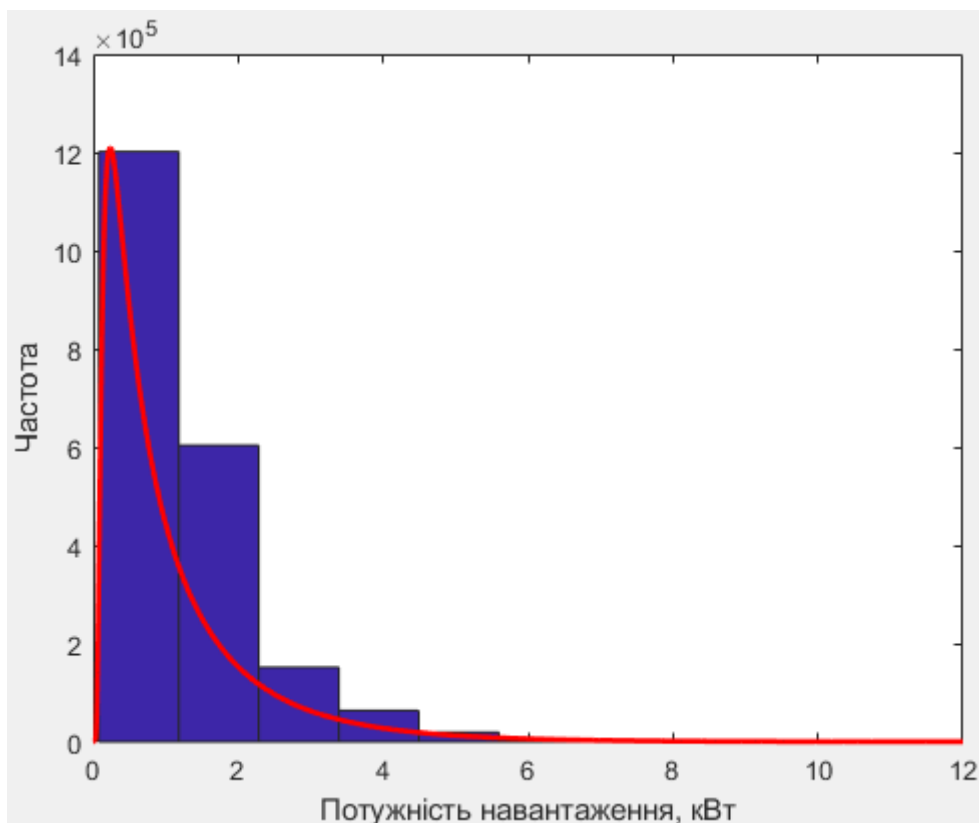


Рис. 2.17. Гістограма функції зміни потужності навантаження та допасований закон розподілу Бірнбаума-Сандерса

Дані швидкості вітру отримані з певними пропусками, тому необхідно відновити втрачені або відсутні дані. Пропуски складають 1,25% від усіх даних, причому 99% пропусків локалізовані в декількох часових проміжках. Тому локалізовані пропуски відновлюватися не будуть, а на місці нелокалізованих пропусків буде використано відновлення даних за допомогою регресії.

Кореляційний аналіз даних потужності навантаження. Для визначення порядків p і q моделі ARIMA, дослідимо графіки автокореляції та часткової автокореляції. На рис. 2.10, червоним кольором показано графік автокореляції та часткової автокореляції для даних потужності навантаження,

синім кольором показані довірчий інтервал з рівнем довіри 95%. Кожен лаг відповідає одному значенню усередненої потужності навантаження з дискретністю 10 хвилин.

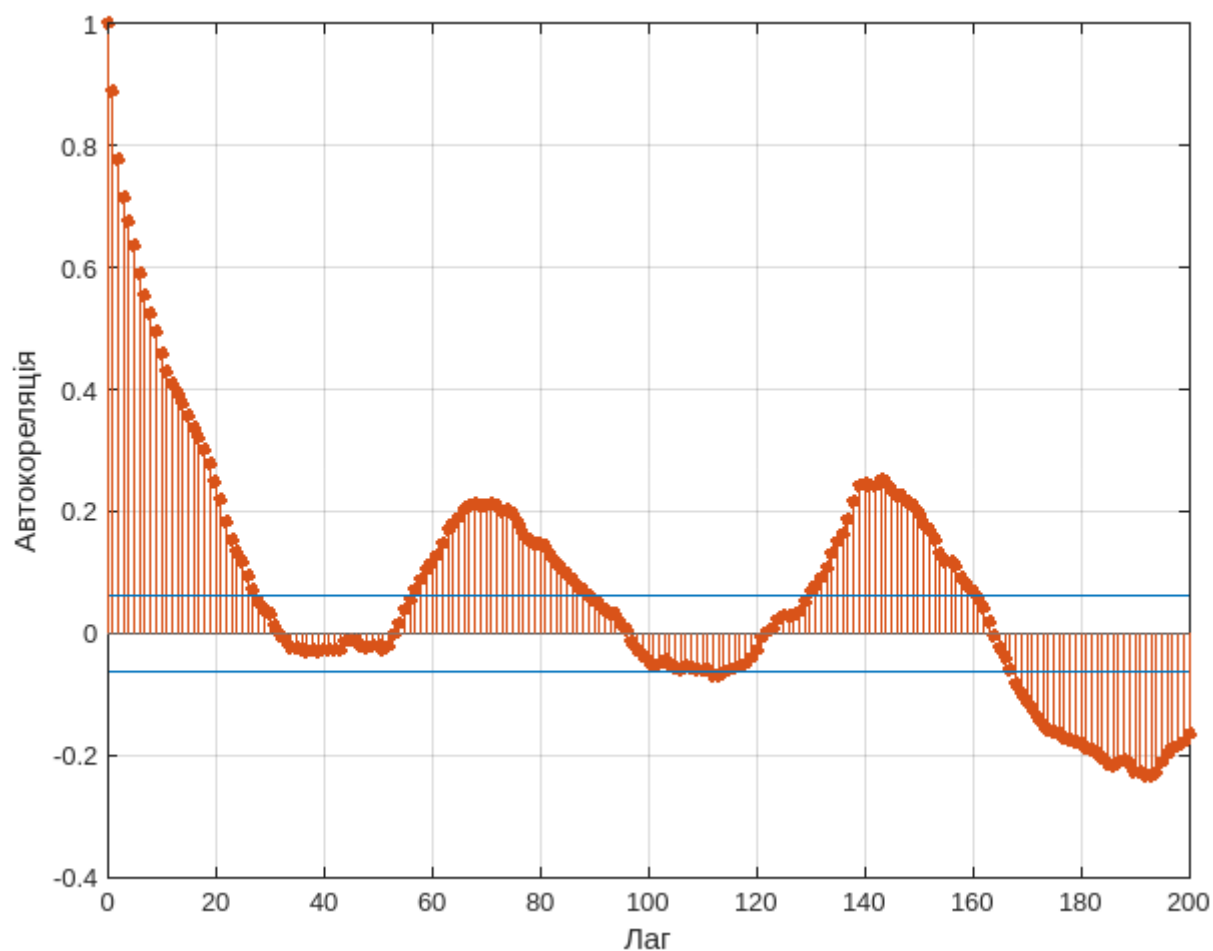


Рис. 2.18 Функція автокореляції швидкості вітру

Виконаємо диференціювання даних першого порядку ($d = 1$) та побудуємо синім кольором графік автокореляції та помаранчевим кольором графік часткової автокореляції потужності навантаження після диференціювання першого порядку (рис. 2.19).

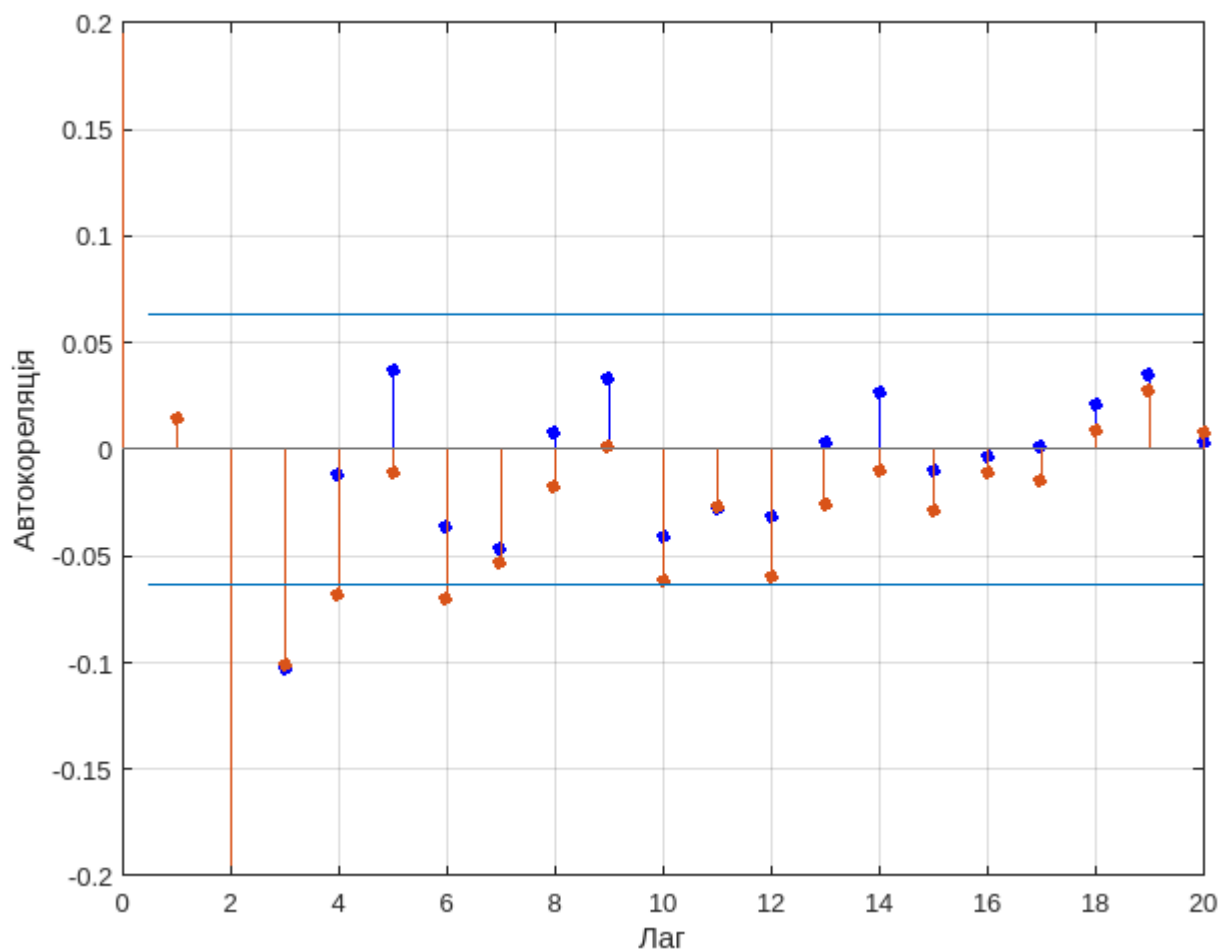


Рис. 2.19. Функція автокореляції (синім кольором) та часткової автокореляції (помаранчевим кольором) потужності навантаження після диференціювання першого порядку

Функції автокореляції входять у довірчий інтервал починаючи з лагу 4. Перевіримо стаціонарність даних з лагом 4 розширеним тестом Дікі-Фуллера [88].

Розраховане значення тесту $DF = -17$ порівнювалося з табличним значенням тесту $DF_t = -1,94$ для рівня значимості $\alpha = 0,05$, оскільки $DF < DF_t$, нульова гіпотеза відкидалася і припускалася стаціонарність даних швидкості вітру.

Щоб знайти найкращу модель, що забезпечує найнижчу похибку прогнозування, виконаємо перебір і параметрам p та q призначимо різні значення у межах від 0 (відсутня AR або MA складова) до 5 (значення, більше

за визначений лаг) [48]. Для кожної пари параметрів побудуємо модель $ARIMA(p,q,d)$. Для визначення найкращої моделі використаємо інформаційний критерій Акаїке і порівняємо значення AIC різних моделей. Результати порівняння наведено у табл. 2.6.

Табл. 2.6. Порівняння значень AIC для різних моделей $ARIMA(p,q,d)$

Порядок q компоненти MA	Порядок p компоненти AR						
		0	1	2	3	4	5
	0	-	1664,0	1657,2	1629,7	1631,2	1632,9
	1	1722,3	1711,7	1653,0	1637,3	1636,7	1648,8
	2	1726,9	1728,3	1682,4	1664,2	1663,4	1665,2
	3	2405,3	2269,3	2107,2	2011,8	1919,6	1890,7
	4	3453,1	3041,3	2771,1	2598,3	2414,7	2324,5
	5	4634,0	3955,0	3579,1	3305,3	3091,1	3029,2

Перевіримо модель на адекватність. На рис. 2.21 представлено графік автокореляції залишків моделі $ARIMA(3, 0, 1)$. Можна побачити, що автокореляція зникає після лагу 0, тому модель є адекватною.

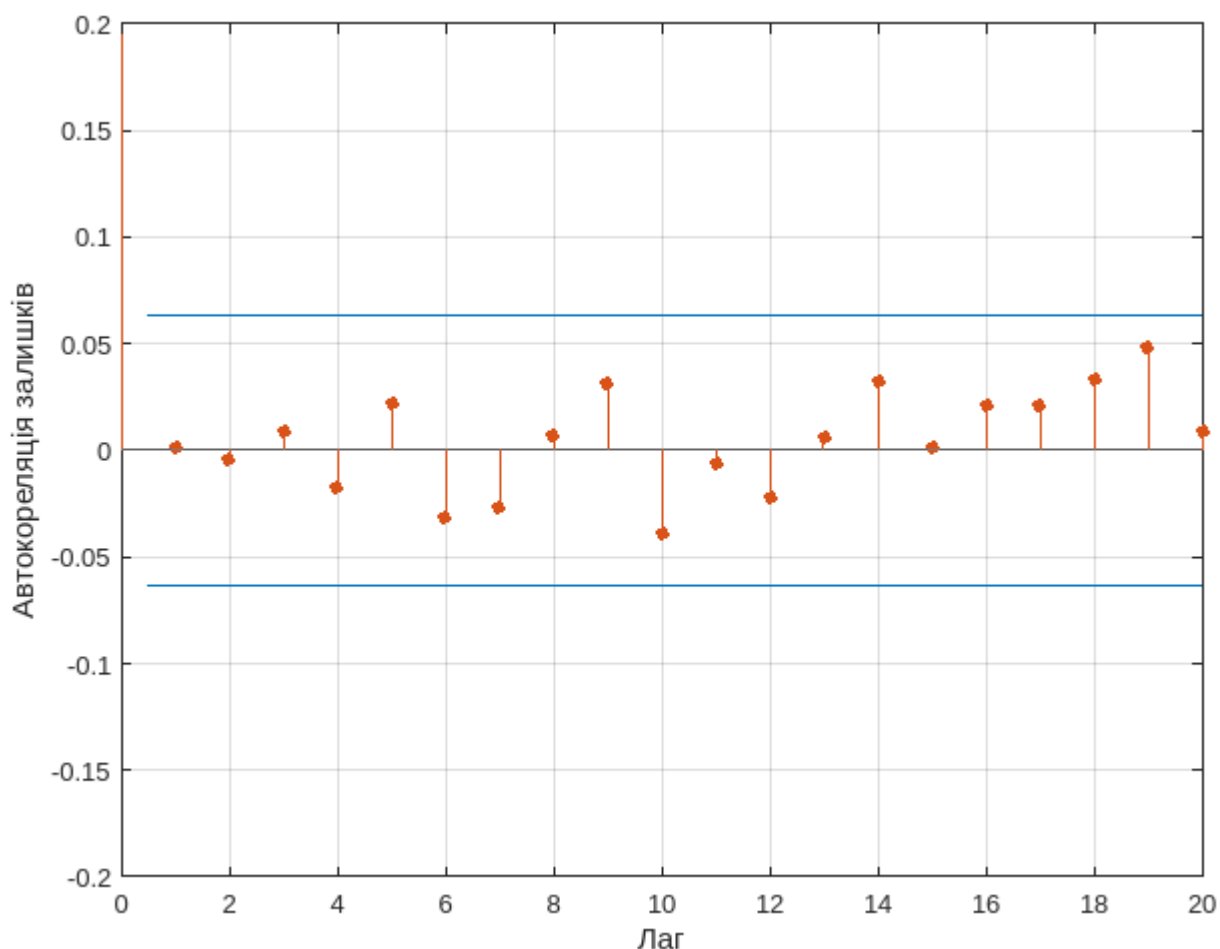


Рис. 2.20. Графік автокореляції залишків моделі ARIMA(3, 0, 1)

Для ефективної роботи системи необхідно виконувати прогнозування функції зміни швидкості вітру. Найменше значення AIC отримано для моделі $ARIMA(p=3, q=0, d=1)$, модель з даними параметрами є адекватною, тому буде використовуватися при прогнозуванні.

2.3. Прогнозування швидкості вітру

Прогнозування функції зміни швидкості вітру виконується з використанням моделі $ARIMA(4, 0, 1)$, методом середнього, методом сталості. Кожні T хвилин прогноз проводиться на наступні $T \dots 6T$ хвилин, де T – дискретність даних, крок числових значень швидкості вітру та прогнозування. Вихідні дані наведені з дискретністю $T = 10$ хв. Для аналізу більш

довготривалих трендів усереднено дані кожні 30 та 60 хв, внаслідок чого отримуємо дані з дискретністю 30 та 60 хв. Для порівняння точності прогнозування використаємо похибки MAPE та RMSE.

На рис. 2.21 показано приклад прогнозування довготривалих трендів даних швидкості вітру моделлю ARIMA(4, 0, 1) (чорним кольором), методом сталості (червоним кольором), методом середнього (рожевим кольором). Синім кольором показані вихідні дані, а зеленим – межа, починаючи з якої відбувалося прогнозування.

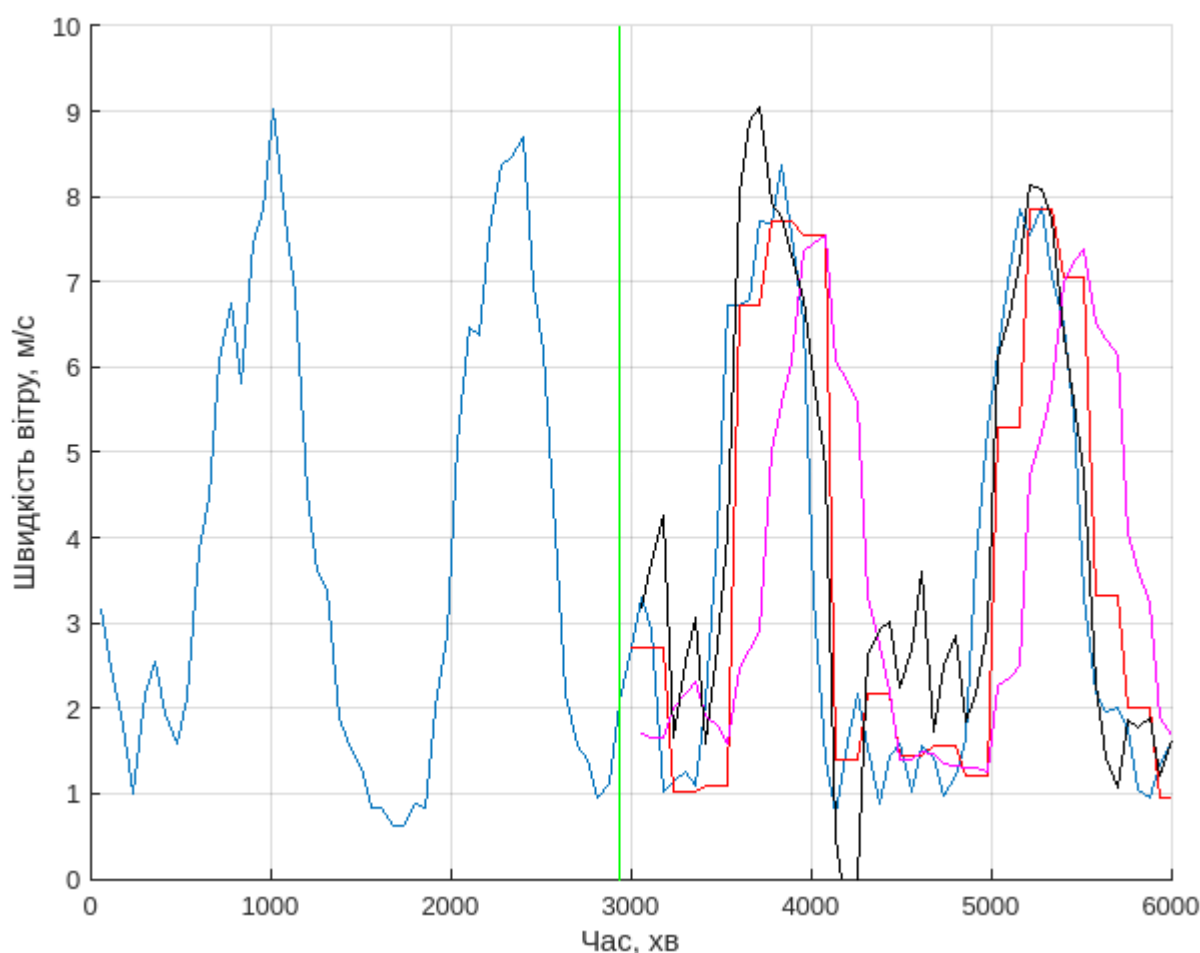


Рис. 2.21. Приклад прогнозування швидкості вітру з дискретністю 60 хвилин на 180 хвилин різними методами

При прогнозуванні довготривалих трендів даних швидкості вітру модель ARIMA показує найнижчі показники похибок RMSE, намагаючись продовжити тренд у часі.

На рис. 2.22 показано приклад прогнозування раптових змін даних швидкості вітру моделлю ARIMA(4, 0, 1) (чорним кольором), методом сталості (червоним кольором), методом середнього (рожевим кольором). Синім кольором показані вихідні дані, а зеленим – межа, починаючи з якої відбувалося прогнозування.

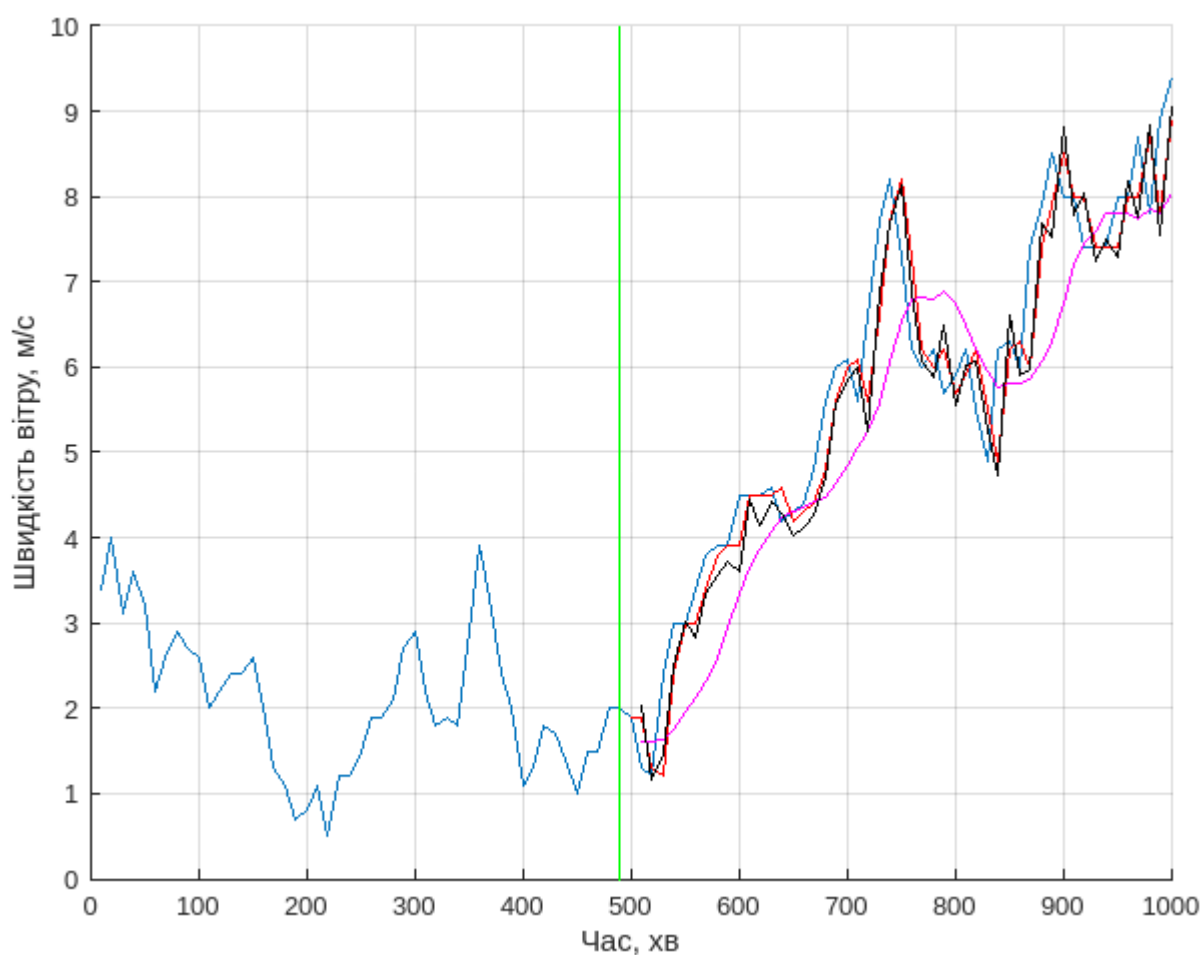


Рис. 2.22. Приклад прогнозування швидкості вітру з дискретністю 10 хвилин на 10 хвилин різними методами

Порівняння точності прогнозування з дискретністю 10, 30 та 60 хвилин показано у табл. 2.7-табл. 2.9 відповідно.

Табл. 2.7. Порівняння точності прогнозування для даних з дискретністю 10 хвилин

	$\tau = 10$		$\tau = 30$		$\tau = 60$	
Похибка	RMSE	MAPE	RMSE	MAPE	RMSE	MAPE
ARIMA(4,0,1)	0,68	17,62	1,05	24,88	1,18	33,96
Метод сталості	0,68	17,22	1,04	24,11	1,18	32,63
Метод середнього	1,09	29,97	1,23	33,19	1,34	38,61

Табл. 2.8. Порівняння точності прогнозування для даних з дискретністю 30 хвилин

	$\tau = 30$		$\tau = 90$		$\tau = 180$	
	RMSE	MAPE	RMSE	MAPE	RMSE	MAPE
ARIMA(4,0,1)	0,76	20,22	1,16	34,71	1,40	42,79
Метод сталості	0,82	21,15	1,27	34,48	1,64	43,15
Метод середнього	1,58	44,75	1,78	50,43	2,05	59,29

Табл. 2.9 Порівняння точності прогнозування для даних з дискретністю 60 хвилин

	$\tau = 60$		$\tau = 180$		$\tau = 360$	
	RMSE	MAPE	RMSE	MAPE	RMSE	MAPE
ARIMA(4,0,1)	1,06	25,71	1,53	38,42	1,78	47,35
Метод сталості	1,13	26,54	1,79	41,03	2,34	57,81
Метод середнього	2,10	56,68	2,35	63,61	2,62	73,56

З таблиць можна побачити, що похибка прогнозування росте з ростом періодичності даних та дальності прогнозу.

При прогнозуванні раптових змін даних швидкості вітру з дальністю прогнозу до 60 хвилин модель ARIMA та метод сталості показують майже

ідентичні результати, але оскільки метод сталості є простішим у реалізації, тому доцільно використовувати метод сталості.

Точність прогнозування методу сталості залежить від незмінності даних. При раптових змінах в аналізованих даних виникають більші похибки, оскільки використовуються попередні значення швидкості вітру при побудові моделі.

Точність прогнозування моделі ARIMA залежить від наявності вираженого тренду даних, але має в середньому найнижчу похибку $RMSE \geq 0,68$ та $MAPE \geq 17,62\%$.

Точність прогнозування методом середнього є найвищою з похибками $RMSE \geq 1,58$ і $MAPE \geq 30\%$ та залежить від середньоквадратичного значення швидкості вітру, а також кількості значень, для яких визначається середнє значення. При прогнозуванні даним методом враховувалися 6 значень перед прогнозом. З ростом кількості врахованих значень середнє значення методу наближається до середнього значення усієї вибірки, при цьому росте середньоквадратичне відхилення, а отже і похибка RMSE. При зменшенні кількості врахованих значень метод наближається до методу сталості.

У зв'язку з стохастичним характером потужності навантаження необхідно виконувати прогнозування функції зміни потужності навантаження для подальшого розрахунку різниці енергії, що буде забезпечуватися акумуляторами.

2.4.Прогнозування потужності навантаження

Прогнозування функції зміни потужності навантаження виконується з використанням моделі ARIMA(3, 0, 1), методом середнього, методом сталості. Кожні T хвилин прогноз проводиться на наступні $T...6T$ хвилин, де T – дискретність даних, крок числових значень швидкості вітру та прогнозування. Вихідні дані наведені з дискретністю $T = 10$ хв. Для аналізу більш

довготривалих трендів усереднено дані кожні 30 та 60 хв, внаслідок чого отримаємо дані з дискретністю 30 та 60 хв. Для порівняння точності прогнозування використаємо похибку MAPE (1.14).

На рис. 2.23 показано приклад прогнозування довготривалих трендів даних потужності навантаження моделлю ARIMA(3, 0, 1) (чорним кольором), методом сталості (червоним кольором), методом середнього (рожевим кольором). Синім кольором показані вихідні дані, а зеленим – межа, починаючи з якої відбувалося прогнозування.

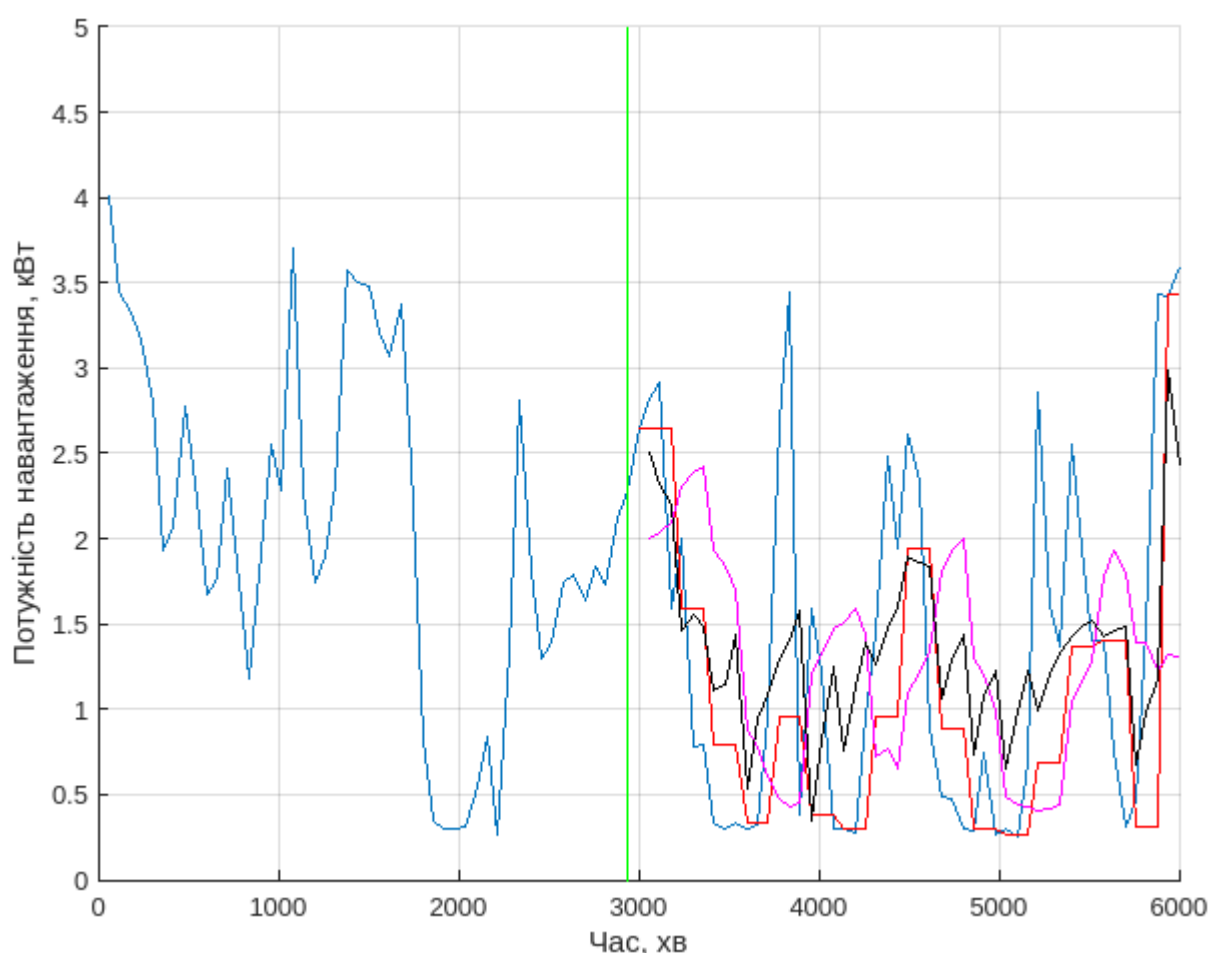


Рис. 2.23. Приклад прогнозування потужності навантаження з дискретністю 60 хвилин на 180 хвилин різними методами

На рис. 2.24 показано приклад прогнозування раптових змін потужності навантаження моделлю ARIMA(3, 0, 1) (чорним кольором), методом сталості

(червоним кольором), методом середнього (рожевим кольором). Синім кольором показані вихідні дані, а зеленим – межа, починаючи з якої відбувалося прогнозування.

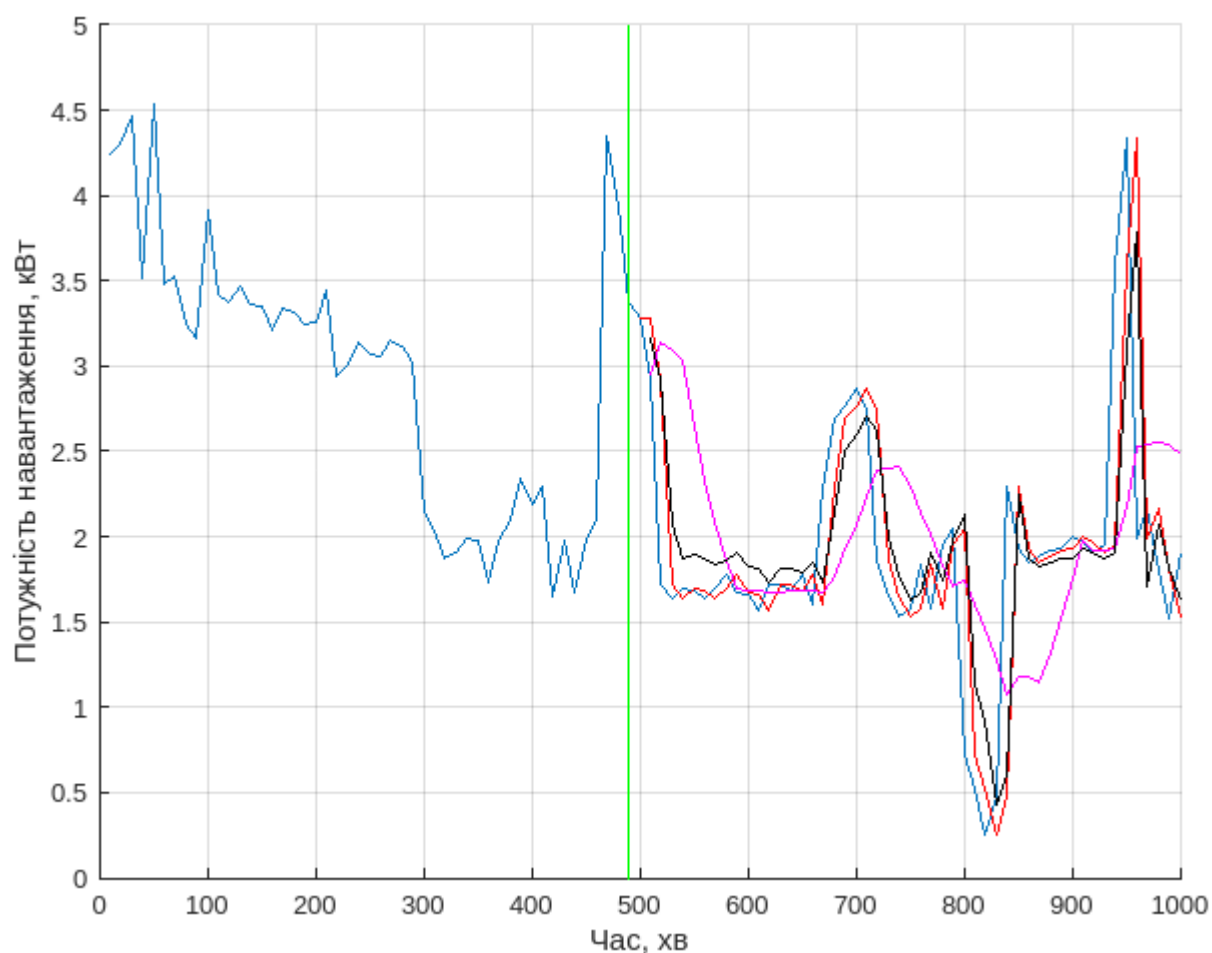


Рис. 2.24. Приклад прогнозування потужності навантаження з дискретністю 10 хвилин на 10 хвилин різними методами

Порівняння точності прогнозування з дискретністю 10, 30 та 60 хвилин показано у табл. 2.10-табл. 2.12 відповідно.

Табл. 2.10. Порівняння точності прогнозування для даних з дискретністю 10 хвилин

	$\tau = 10$		$\tau = 30$		$\tau = 60$	
	RMSE	MAPE	RMSE	MAPE	RMSE	MAPE
ARIMA(3,0,1)	0,56	33,67	0,76	54,76	0,84	72,77

Метод сталості	0,58	23,14	0,81	34,61	0,89	44,74
Метод середнього	0,79	48,56	0,87	54,06	0,95	62,80

Табл. 2.11. Порівняння точності прогнозування для даних з дискретністю 30 хвилин

	$\tau = 30$		$\tau = 90$		$\tau = 180$	
	RMSE	MAPE	RMSE	MAPE	RMSE	MAPE
ARIMA(3,0,1)	0,60	37,82	0,79	63,66	0,96	86,49
Метод сталості	0,62	27,12	0,83	44,91	1,05	64,27
Метод середнього	0,90	65,68	0,99	74,44	1,11	87,76

Табл. 2.12 Порівняння точності прогнозування для даних з дискретністю 60 хвилин

	$\tau = 60$		$\tau = 180$		$\tau = 360$	
	RMSE	MAPE	RMSE	MAPE	RMSE	MAPE
ARIMA(3,0,1)	0,70	54,95	0,89	85,45	1,00	109,24
Метод сталості	0,74	41,07	1,01	67,93	1,21	95,33
Метод середнього	1,13	108,031	1,24	121,56	1,28	125,80

Не залежно від дискретності даних та дальності прогнозу модель ARIMA показує найнижчі показники похибки $RMSE \geq 0,56$, а похибка $MAPE \geq 17,62\%$ є вищою за похибку методу сталості для даних з дискретністю 10 хвилин у зв'язку з впливом низьких значень потужності навантаження, що призводить до появи високих значень відносної похибки при низьких значеннях потужності навантаження.

Точність прогнозування методу сталості є близькою до точності прогнозування моделлю ARIMA при прогнозуванні раптових змін даних швидкості вітру з дальністю прогнозу до 30 хвилин, і росте для даних з більшої дискретністю та при більшій дальності прогнозу у зв'язку зі стохастичністю значень потужності навантаження.

Точність прогнозування методом середнього є найвищою з похибками $RMSE \geq 0,79$ і $MAPE \geq 30\%$ та залежить від середньоквадратичного значення потужності навантаження, а також кількості значень, для яких визначається середнє значення. При прогнозуванні даним методом враховувалися 6 значень перед прогнозним. З ростом кількості врахованих значень середнє значення методу наближається до середнього значення усієї вибірки, при цьому росте середньоквадратичне відхилення, а отже і похибка RMSE. При зменшенні кількості врахованих значень метод наближається до методу сталості.

Висновки до розділу 2

1. Серед законів розподілу, які показують найкращий результат при використанні нової метрики AICK допасованості законів розподілу, для опису функції зміни швидкості вітру обрано закон розподілу Вейбула з наступними параметрами: $k=1,895$, $c=5,928$, що є близькими до запропонованих у доповіді, що описує спосіб отримання значень швидкості вітру та їх характеристики. Найменше значення AIC отримано для моделі ARIMA($p=4,q=0,d=1$), тому модель з даними параметрами є адекватною і буде використовуватися при прогнозуванні швидкості вітру.
2. Серед законів розподілу, які показують найкращий результат при використанні нової метрики AICK допасованості законів розподілу, для опису функції зміни потужності навантаження обрано закон розподілу Бірнбаума-Сандерса з наступними параметрами: $\beta=0,71$, $\gamma=1,04$. Найменше значення AIC отримано для моделі ARIMA($p=3,q=0,d=1$), тому модель з даними параметрами є адекватною і буде використовуватися при прогнозуванні потужності навантаження.
3. Порівняння похибок прогнозування показує, що використання моделі ARIMA(4, 0, 1) при прогнозуванні функції зміни швидкості вітру забезпечує найменшу похибку прогнозування $RMSE \geq 0,56$ та $MAPE \geq 17,62\%$, причому похибка росте при виконанні довгострокового прогнозу та для даних з більшою дискретністю.
4. Порівняння похибок прогнозування показує, що використання моделі ARIMA(3, 0, 1) при прогнозуванні функції зміни потужності навантаження забезпечує найменшу похибку прогнозування $RMSE \geq 0,68$ та $MAPE \geq 17,62\%$, причому похибка росте при виконанні довгострокового прогнозу та для даних з більшою дискретністю.

РОЗДІЛ 3. РОЗРАХУНОК КІЛЬКОСТІ АКУМУЛЯТОРІВ

Вибір ємності системи балансування та кількості акумуляторів впливає на можливість забезпечення балансу енергій між енергією на виході вітроустановки та енергією, що потрібна для навантаження. Стримуючим фактором використання акумуляторів є їх висока вартість, яка може досягати 25% вартості установки ВЕУ, тому вибір кількості акумуляторів пов'язаний водночас і з рентабельністю установки та використання вітроустановки [17].

3.1. Вплив параметрів навколишнього середовища на кількість акумуляторів

Ємність акумулятора кількісно визначає час, протягом якого акумулятор може розряджатися заданим струмом, вимірюється у $A \cdot год$ і визначається за наступною формулою [96]:

$$C = \int_0^{\tau} i dt, \quad (3.1)$$

де i – струм розряду, t – час розряду.

При постійному струмі розряду та для паспортних даних акумулятора (номінальний струм та час розряду $t = \tau$) формула (3.1) спрощується до вигляду [97][98]:

$$C = i \cdot t. \quad (3.2)$$

Тоді для визначення кількості акумуляторів при використанні їх у якості резерву використовується наступна формула, яка використовує паспортну ємність акумулятора при заданому часі та струму розряду [99]:

$$n = \frac{C}{C_b} = \frac{it}{C_b}, \quad (3.3)$$

де n – кількість акумуляторів, C_b – номінальна ємність одного акумулятора.

При цьому оцінюється час живлення навантаження на час відсутності енергії з вітроустановки.

Але в реальних сценаріях використання акумулятори не розряджаються постійним номінальним струмом і час розряду ніколи не співпадає з часом типового циклу розряду акумулятора і тому не може бути використаний для розрахунку ємності акумулятора [97].

При розрахунках буде використовуватися акумулятор серії HZB12-180FA [100] виробника HAZE Battery Company Ltd з номінальною ємністю $C_{ном} = 179 A \cdot год$ при $t = 10 год$.

Формула Пейкерта. Врахуванню залежності ємності акумулятора від струму розряду присвячені роботи, що описані емпіричними співвідношеннями, зокрема: закон Пейкерта [101], рівняння Лібенова [102], рівняння Агуфа [103], рівняння залежності ємності від струму розряду по глибині пористого електроду [104]. Усе перераховане вище може бути використано для врахування залежності ємності акумулятора від струму розряду вирішення поставленої задачі, при цьому закон Пейкерта є найпоширенішим у використанні у зв'язку з простотою використання, точністю (похибка менше 10%) та можливістю застосування у широких температурних межах [105].

В. Пейкертом в 1897 році представлена формула залежності ємності від струму розряду у свинцево-кислотних акумуляторах. Закон Пейкерта описує співвідношення між розрядним струмом (нормованим до деякого номінального струму) і ємністю (нормованою до деякого номінального значення) у заданому діапазоні розрядних струмів [106]:

$$C_{II} = i^k \cdot t = i_{II} \cdot t, \quad (3.4)$$

де C_{II} – ємність Пейкерта, k – константа Пейкерта ($k = 1, 1.1, 1.3$ [106]).

Ємність Пейкерта визначається як ємність, отримана при розряді струмом 1A [107].

Загальний вигляд залежності ємності акумулятора від розрядного струму для свинцево-кислотного акумулятора показаний на рис. 3.1 [108].

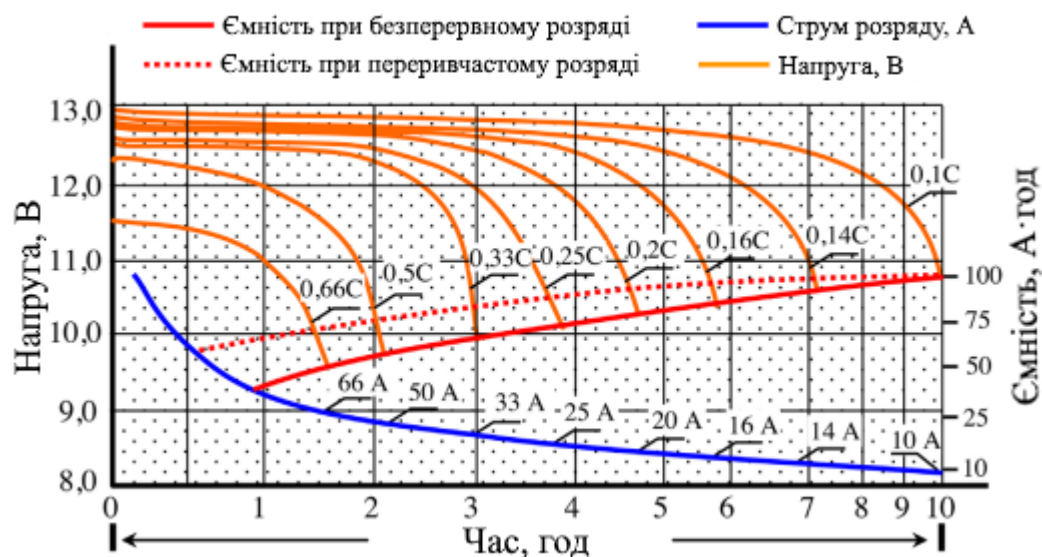


Рис. 3.1. Загальний вигляд залежності ємності акумулятора у відсотках відносно максимальної від розрядного струму

Константа (коефіцієнт) Пейкерта розраховується за формулою [109]:

$$k = \log_{\frac{C_1}{C_2}} \frac{t_2}{t_1}, \quad (3.5)$$

де C_1 і C_2 – величини ємності, на які зменшується вихідна ємність за час розряду t_1 і t_2 відповідно.

Значення константи є постійним для одного і того ж акумулятора і залежить не тільки від типу акумулятора, але й від його конструкції [110] та змінюється при старінні акумулятора [105].

Розрахуємо значення константи Пейкерта, виходячи з даних у табл. 3.1, наведених для акумулятора HZB12-180FA [100] (при температурі $T = 20^\circ \text{C}$ за час розряду t_i ємність акумулятора зменшується на значення C_i при струмі i_i).

Табл. 3.1. Вихідні дані для розрахунку константи Пейкерта

Рядок даних i	C_i	t_i	i_i
1	$C_1 = 119 A \cdot год$	$t_1 = 1 год$	$i_1 = 119 A = 1 C$
2	$C_2 = 179 A \cdot год$	$t_2 = 10 год$	$i_1 = 17,9 A = 0,1 C$

Підставляючи дані з табл. 3.1 у формулу (3.5), отримуємо значення $k = 1,216$. На рис. 3.2 наведено порівняння емпіричної залежності ємності акумулятора від розрядного струму та апроксимації, отриманої з використанням закону Пейкерта. Похибка $MAPE = 2,6\%$ у діапазоні $t = 1 \dots 10$ год.

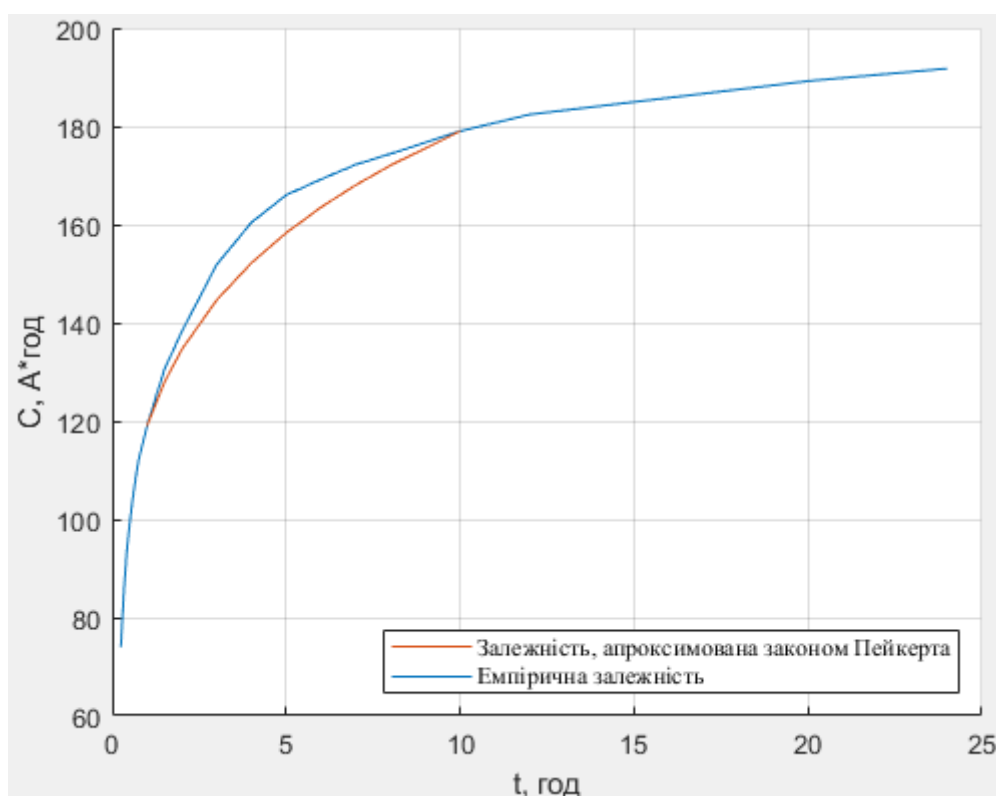


Рис. 3.2. Порівняння емпіричної залежності ємності акумулятора у від розрядного струму та апроксимації, отриманої з використанням закону Пейкерта

Ємність при струмі розряду 1А (ємність Пейкерта) зазвичай не наводиться виробниками акумуляторів, натомість вказується ємність при розряді протягом певного часу, наприклад, 20 год [107]. Тому виведемо формулу визначення ємності при довільному струмі розряду та часу.

Підставивши $i = \frac{C}{\tau}$ з формули (3.2) у рівняння $i_{II} = i^k$ з формули (3.4),

отримуємо:

$$i = \left(\frac{C}{\tau} \right)^k, \quad (3.6)$$

Підставивши формулу (3.6) у (3.4), отримуємо:

$$C_{II} = \left(\frac{C}{\tau} \right)^k \tau = \frac{C^k}{\tau^{k-1}} = C \left(\frac{C}{\tau} \right)^{k-1}. \quad (3.7)$$

Поділивши (3.7) на i^k , отримуємо:

$$\begin{aligned} \frac{C_{II}}{i^k} &= \frac{C}{i^k} \cdot \left(\frac{C}{\tau} \right)^{k-1}, \\ t_b &= \tau \cdot \left(\frac{C}{i \cdot \tau} \right)^k, \end{aligned} \quad (3.8)$$

де $\tau \cdot \left(\frac{C}{\tau} \right)^k$ – ємність Пейкерта.

Формула (3.8) дозволяє знайти час розряду t для заданого струму розряду i , причому пара $(t; i)$ відповідає точці на апроксимуючій кривій рис.

3.2. Ємність акумулятора знаходиться домноженням (3.8) на струм розряду i :

$$C_b = i \cdot t_b = \left(\frac{C}{i \cdot \tau} \right)^k \cdot i \cdot \tau. \quad (3.9)$$

Альтернативною задачею є знаходження струму розряду i для заданого часу розряду t :

$$i_b^k = \frac{\tau \cdot \left(\frac{C}{\tau}\right)^k}{t} \quad (3.10)$$

$$i_b = \sqrt[k]{\frac{\tau}{t}} \cdot \frac{C}{\tau}$$

Тоді ємність акумулятора знаходиться домноженням (3.10) на час розряду t :

$$C_b = i_b \cdot t = \sqrt[k]{\frac{\tau}{t}} \cdot \frac{C}{\tau} \cdot t \quad (3.11)$$

Формули (3.9) та (3.11) дозволяють вирахувати ємність акумулятора для заданих для заданого струму розряду i та часу розряду t відповідно без необхідності отримання ємності Пейкерта.

Кількість акумуляторів на основі формули Пейкерта. На практиці струм та час розряду $(t; i)$ можуть знаходитися за межами кривої залежності ємності акумулятора від розрядного струму, а ємність системи балансування:

$$C = t \cdot i \quad (3.12)$$

може бути більшою за ємність акумулятора, тому встановлюється певна кількість акумуляторів $n = \frac{C}{C_b}$ однакової ємності C_b .

При використанні формули (3.8) струм розряду акумулятора є рівним необхідному струму роботи системи балансування $i = i_b$, а час розряду акумулятора t_b може бути меншим за необхідний час роботи системи балансування: $t_b < t$, тому акумулятори комутуються по черзі на час t_b , а загальна кількість акумуляторів є рівною:

$$n \geq \frac{t}{t_b} = \frac{t}{\tau} \cdot \left(\frac{i \cdot \tau}{C}\right)^k \quad (3.13)$$

При використанні формули (3.10) час розряду акумулятора є рівним необхідному часу роботи системи балансування $t_b = t$, а струм розряду акумулятора i_b може бути меншим за необхідний струму роботи системи

балансування $i_b < i$, тому акумулятори комутуються паралельно для забезпечення струму розряду i , а загальна кількість акумуляторів є рівною [3]:

$$n \geq \frac{i}{i_b} = \sqrt[k]{\frac{t}{\tau}} \cdot \frac{i \cdot \tau}{C}. \quad (3.14)$$

Фактори, що впливають на ємність системи балансування, а отже і на кількість акумуляторів [111]:

- 1) глибина розряду;
- 2) вік акумулятора та термін його служби;
- 3) температура акумулятора;
- 4) струм заряду та розряду.

Закон Пейкерта має обмеження, серед яких:

- 1) швидкість саморозряду не враховується;
- 2) глибина розряду акумулятора не враховується;
- 3) вплив температури акумулятора не враховується;
- 4) вік акумулятора не враховується, однак слід зауважити, що коефіцієнт Пейкерта збільшується з віком акумулятора [7];
- 5) ємність може визначатися лише для діапазону струмів розряду, обмеженого часом розряду t_1 і t_2 [112], що використовувалися для визначення константи Пейкерта за формулою (3.5) та апроксимації кривої залежності ємності від часу розряду;
- 6) точність визначення ємності знижується (виходить за межі похибки в 10% [105]) як при низькому, так і при високому струмах розряду [113]: при високому струмі розряду ($>10C$ [105]) розрахована ємність виявляється значно вище експериментальної, а при низьких струмах ($<C/20$ [105]) ємність прямує до нескінченності;
- 7) врахування конструктивних властивостей акумуляторів зосереджується у єдиному параметрі – константі Пейкерта, яка не є

константою для різних акумуляторів і розраховується окремо для кожного типу акумуляторів.

Врахування впливу глибини розряду. Глибина розряду має обмежуватися щоб запобігти перерозряду та перезаряду акумулятора для подовження ресурсу його роботи. При збільшенні глибини розряду кількість циклів суттєво зменшується, що впливає на величину коефіцієнту Пейкерта. Вплив глибини заряду-розряду на ємність акумулятора та число його циклів заряду-розряду, а також крива розрядного струму наводяться виробником. На рис. 3.3 [114] наведено зміну терміну служби типового свинцево-кислотного акумулятора у залежності від циклів заряду-розряду.

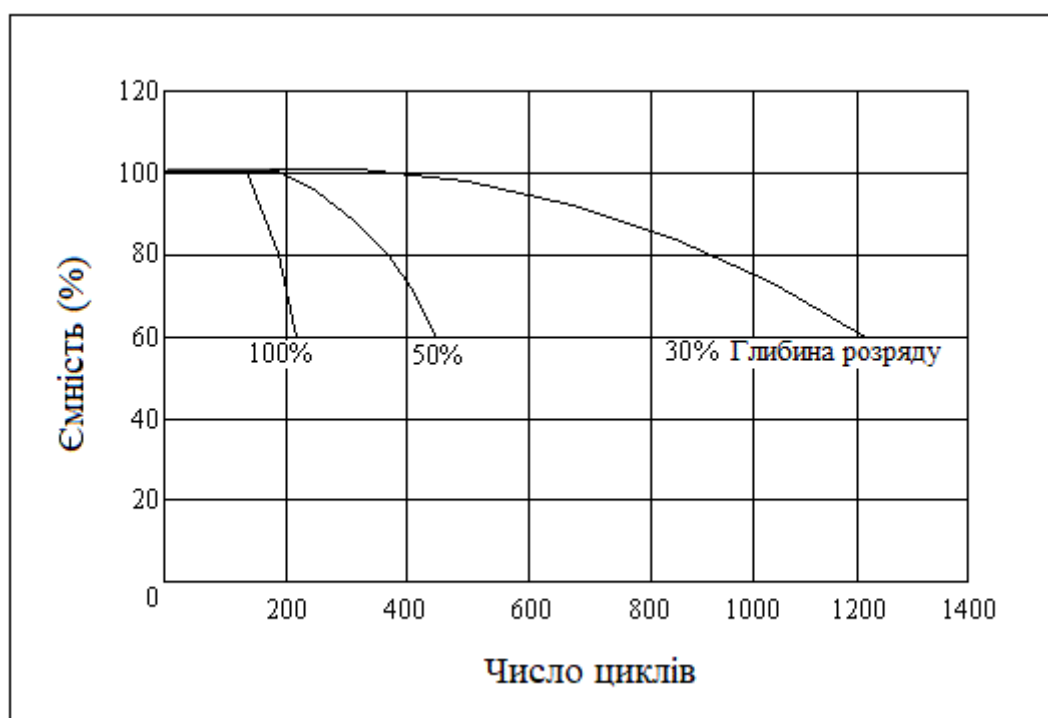


Рис. 3.3. Залежність ємності акумулятора від терміну служби в циклах заряду-розряду

З рис. 3.3 видно, що з ростом кількості циклів розряду та глибини розряду зменшується ємність, що відповідає часу розряду t_1 і t_2 .

Для врахування впливу усіх рівнів DoD, дані з рис. 3.3 допасуємо деякою функцією $C = f(N_c, D)$ [115]. Приклад допасування зображено на рис. 3.4.

Допасування було виконано поліноміальною функцією 2-го порядку:

$$C(N_c, D) = 107 + 0,058N_c - 0,096D - 1,6 \cdot 10^{-5} N_c^2 - 1,9 \cdot 10^{-3} N_c D + 1,6 \cdot 10^{-3} D^2, \quad (3.15)$$

Невідомі коефіцієнти були знайдені методом найменших квадратів. Похибки склали $MAPE = 3,52\%$, $RMSE = 4,78$.

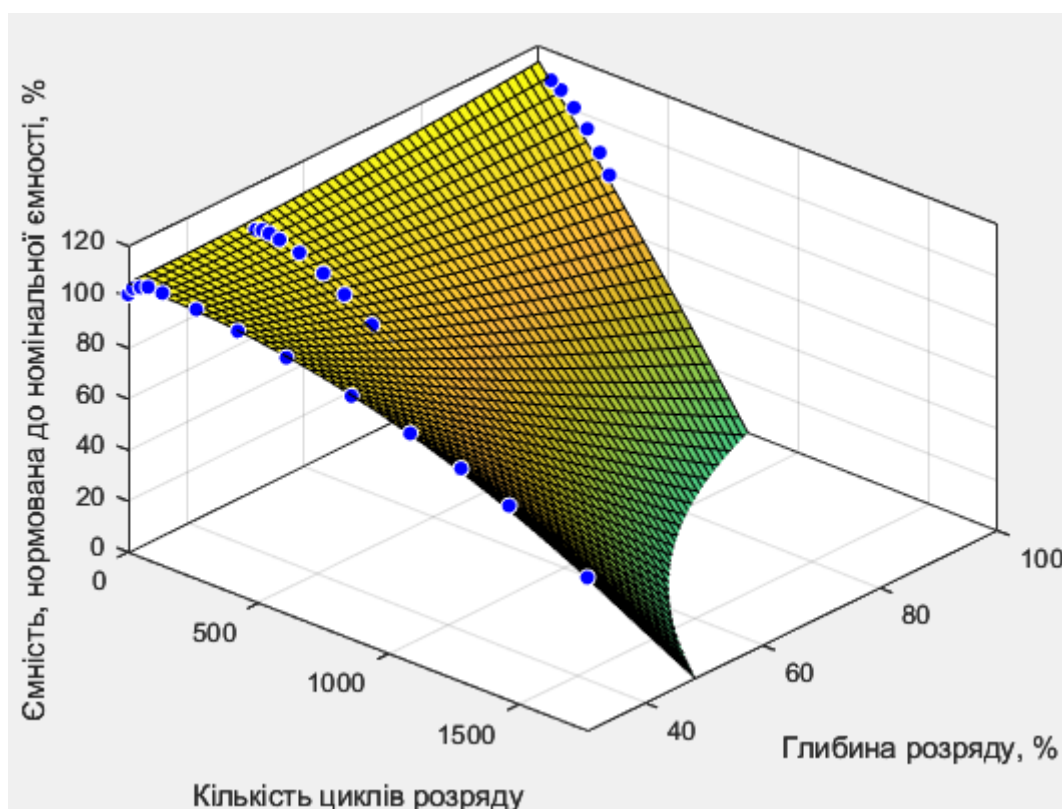


Рис. 3.4. Допасована поліноміальна функція залежності ємності акумулятора від глибини розряду та кількості циклів заряду-розряду

Глибина розряду впливає на ємність, доступну для використання під час конкретного циклу заряду-розряду, що може бути виражено еквівалентним часом розряду. З врахуванням глибини розряду D , корисна

ємність акумулятора стає рівною $(1-D) \cdot C$ і формула часу розряду (3.10) набуває наступного вигляду:

$$i_b = \sqrt[k]{\frac{\tau}{t}} \cdot \frac{(1-D) \cdot C(N_c)}{\tau}. \quad (3.16)$$

Тоді мінімальна кількість акумуляторів системи балансування може бути вирахована наступним чином:

$$n \geq \sqrt[k]{\frac{t}{\tau}} \cdot \frac{i \cdot \tau}{(1-D)C}, \quad (3.17)$$

Герметичні акумулятори з регульованими клапанами не рекомендується розряджати глибше 80% [116]. Для розрахунків глибина розряду була обрана на рівні $D = 50\%$, вважається, що кількість циклів заряду-розряду $N_c = 0$.

Врахування впливу температури. На рис. 3.5 наведено сімейство емпіричних графіків залежності ємності від температури для різних струмів розряду для акумулятора серії HZB12-180FA виробника HAZE Battery Company Ltd [100]. Ємність була нормованою наступним чином:

$$C_{\text{норм}} = \frac{C(T; i)}{C(T = 20^\circ \text{C}; i = 0,1C)}, \quad (3.18)$$

де $C(T = 20^\circ \text{C}; i = 0,1C)$ – нормуюча ємність при струмі розряду 0,1C і температурі 20°C.

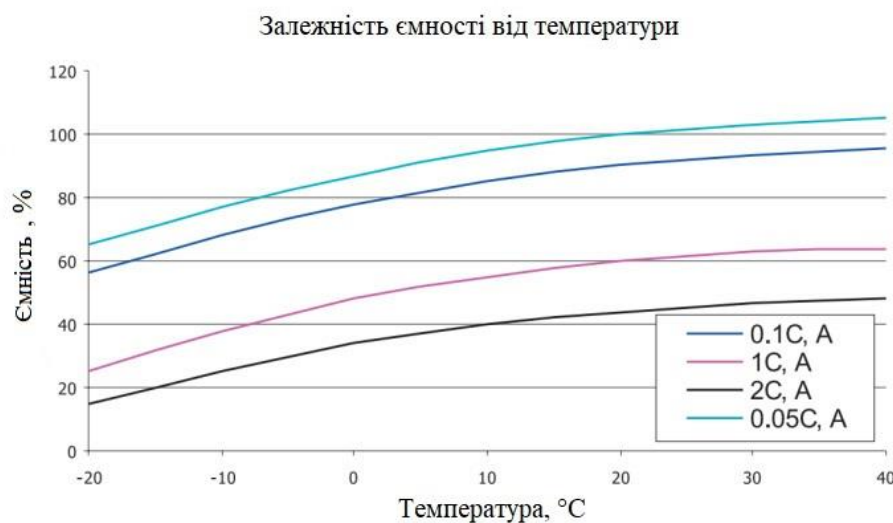


Рис. 3.5. Графіки залежності ємності від температури при різних струмах розряду акумулятора HZB12-180FA

У роботах [117], [118], [119] врахування температури відбувається на основі емпіричних залежностей. Врахуємо залежність ємності акумулятора від температури емпіричними залежностями, при цьому і ємність, і константа Пейкерта залежать від температури:

$$\begin{aligned} C_b(T) &= C_b \cdot c(T) \\ k(T) &= k \cdot k_T(T) \end{aligned} \quad (3.19)$$

де C_b і k – ємність акумулятора та константа Пейкерта при температурі $T = 20^\circ\text{C}$, $C_b(T)$ і $k_T(T)$ – коефіцієнти, що враховують вплив температури на ємність акумулятора та константу Пейкерта відповідно.

Тоді з урахуванням впливу температури кількість акумуляторів системи балансування:

$$n(T) \geq \sqrt[k(T)]{\frac{t}{\tau}} \cdot \frac{i \cdot \tau}{(1-D)C_b(T)}. \quad (3.20)$$

Для подальших розрахунків необхідно провести апроксимацію емпіричної залежності (рис. 3.5). Апроксимація проводилася поліномами 3-го порядку. Графічні результати апроксимації наведені на рис. 3.6.

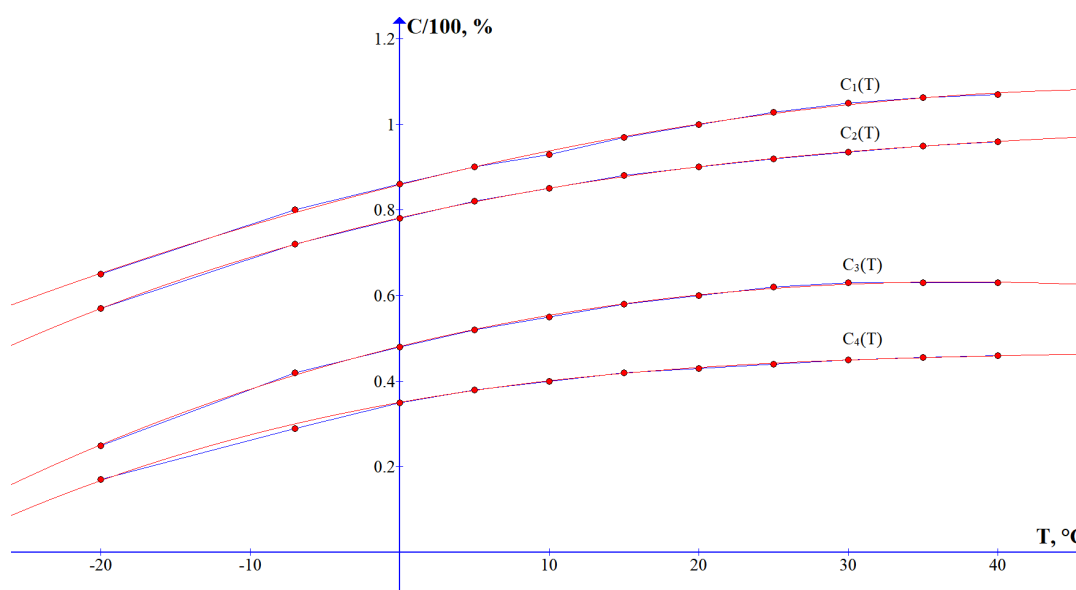


Рис. 3.6. Апроксимовані графіки залежності ємності від температури при різних струмах розряду акумулятора HZB12-180FA

Аналітичні вирази апроксимації мають наступний вигляд:

$$C_1(T, i = 0,05C) = C_b \cdot \left(-0,07 \cdot 10^{-6} \cdot T^3 - 80,1 \cdot 10^{-6} \cdot T^2 + 8,7 \cdot 10^{-3} \cdot T + 0,86 \right), \quad (3.21)$$

$$C_2(T, i = 0,1C) = C_b \cdot \left(0,67 \cdot 10^{-6} \cdot T^3 - 115 \cdot 10^{-6} \cdot T^2 + 8 \cdot 10^{-3} \cdot T + 0,78 \right),$$

$$C_3(T, i = 1C) = C_b \cdot \left(0,4 \cdot 10^{-6} \cdot T^3 - 136,8 \cdot 10^{-6} \cdot T^2 + 8,6 \cdot 10^{-3} \cdot T + 0,48 \right),$$

$$C_4(T, i = 2C) = C_b \cdot \left(0,97 \cdot 10^{-6} \cdot T^3 - 126,3 \cdot 10^{-6} \cdot T^2 + 6,2 \cdot 10^{-3} \cdot T + 0,35 \right),$$

де C_b – номінальна ємність при деякому постійному струмі розряду i та температурі $+20^\circ\text{C}$.

Вирази апроксимації враховують вплив не тільки температури, а і струму розряду аналогічно закону Пейкерта. Залежність ємності від

температури для заданого струму розряду можна виразити через температурний коефіцієнт корекції ємності α_T :

$$C(T) = C_b \cdot \alpha_T. \quad (3.22)$$

Даташит акумулятора [100] наводить зміну температурного коефіцієнту корекції ємності для 2-х діапазонів часу розряду: від 5 хв до 1 год та від 1 год до 100 год та для діапазону температур 0-40 °С. При використанні формули (3.22) похибка визначення ємності складає $MAPE = 2,6\%$ для зазначеного діапазону температур у порівнянні з апроксимованими виразами, але при цьому усуває залежність від струму розряду, тому надалі для врахування залежності ємності акумулятора від температури буде використовуватися формула (3.21), а залежність коефіцієнту Пейкерта від температури нехтується.

Врахування впливу похибки прогнозування швидкості вітру. Потужність на виході вітрогенератора визначається за формулою (1.2). Наприклад, для вітрогенератора СВ-3,1 [120], за умови, що щільність повітря $\rho = 1,25$, а коефіцієнт використання вітру $C_p = 0,5$, потужність на виході дорівнює $P = 3,77 \cdot v^3$.

Для оцінки рівня енергії для заряду або розряду акумулятора необхідно розрахувати величину потужності на виході вітрогенератора за прогнозованими значеннями швидкості вітру [121]. Якщо умовно прийняти, що швидкість вітру $v = 1$ н.о. (нормована одиниця), то потужність, що може бути отримана від вітрогенератора $P = 3,77$ н.о. [121]. Наприклад, якщо відносна похибка прогнозування складає $\delta_v = 0,15$, тобто, $v = 0,85$ н.о., потужність $P = 2,32$ н.о., і похибка розрахунку потужності складає $\delta_p = 38\%$ [121]:

$$\begin{aligned}\delta_P &= \left(1 - \frac{P(\Delta v)}{P(v)} \right) \cdot 100\% = \left(1 - \frac{\Delta v^3}{v^3} \right) \cdot 100\% = \\ &= \left(1 - \frac{0,85^3}{1^3} \right) \cdot 100\% \approx 38\%\end{aligned}$$

Це означає, що у межах $\pm 31\%$ ($(100 - 38) / 2 = 31\%$) від середнього значення енергії можна керовано заряджати або розряджати акумулятор (рис. 3.7) [121].

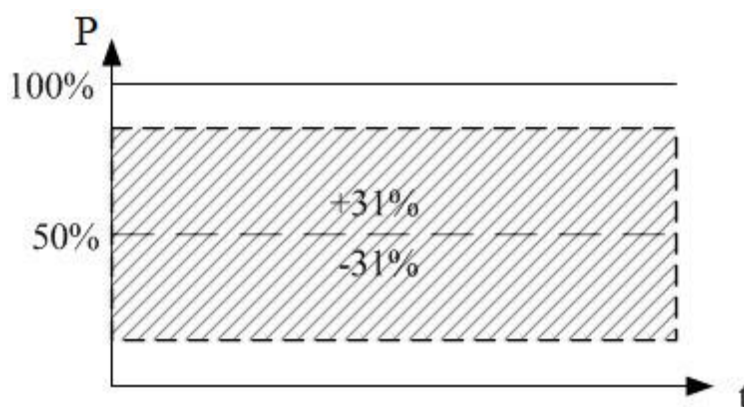


Рис. 3.7. Зона керованої роботи акумулятора

При досягненні похибки прогнозування швидкості вітру значення у 20%, зона керованої роботи акумулятора зникає [121]. Якщо необхідно забезпечити керовану область роботи акумулятора у 80%, то потрібно, щоб похибка прогнозування швидкості вітру не перевищувала 7% [121].

Для врахування впливу температури та похибки прогнозування на кількість акумуляторів використаємо наступну формулу [5]:

$$\delta n(T) = n(T) \cdot \delta_P(T), \quad (3.23)$$

де $n(T)$ – кількість акумуляторів з врахуванням температури, $\delta_P(T)$ – кількість акумуляторів з врахуванням похибки прогнозування.

Враховуючи, що при збільшенні зони керованої роботи зменшується δ_P і необхідна кількість акумуляторів, тому [5]:

$$\delta_p(T) = \frac{1}{1 - \delta_p} . \quad (3.24)$$

Розрахунок кількості акумуляторів у залежності від параметрів навколишнього середовища та характеристик акумуляторів. Підставляючи у формулу (3.20) значення номінальних вихідних даних: номінальний час розряду $\tau = 10 \text{ год}$, струм розряду $i = 17,9 \text{ А}$, номінальна ємність $C_{\text{ном}} = 179 \text{ А} \cdot \text{год}$, необхідний час роботи акумулятора $t = 10 \text{ год}$, отримаємо залежність кількості акумуляторів від температури та коефіцієнту Пейкерта:

$$n(T) \geq \sqrt[k(T)]{\frac{10}{20}} \cdot \frac{17,9 \cdot 20}{0,5 \cdot C_b(T)} = \sqrt[k(T)]{0,5} \cdot \frac{716}{C_b(T)} . \quad (3.25)$$

У табл. 3.2 наведено значення коефіцієнту Пейкерта для конкретних температур, а графік залежності кількості необхідних акумуляторів від температури наведено на рис. 3.8.

Табл. 3.2. Залежність кількості акумуляторів від температури

Температура T	-20 °C	-7 °C	0 °C	5 °C	10 °C
$n(T)$	4,40	3,62	3,35	3,19	3,07
Температура T	15 °C	20 °C	25 °C	30 °C	40 °C
$n(T)$	2,96	2,88	2,81	2,75	2,68

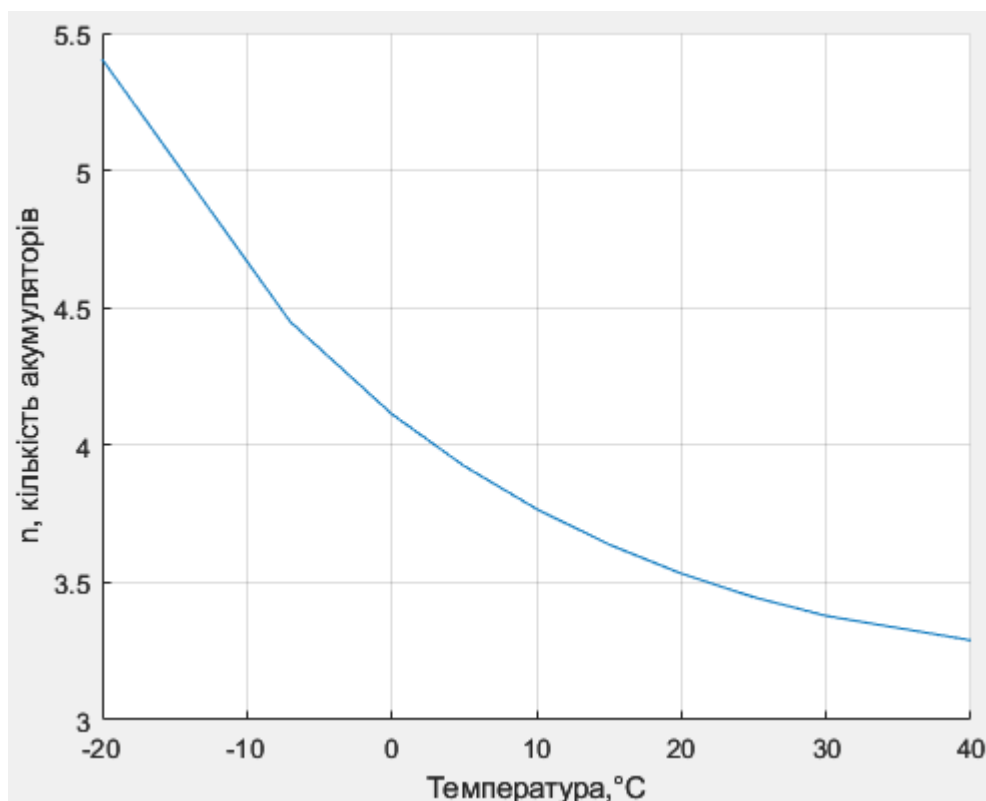


Рис. 3.8. Графік залежності кількості необхідних акумуляторів від температури

Виконавши інтерполяцію поліномом 2-го порядку, отримуємо залежність кількості акумуляторів від температури при фіксованих інших величинах:

$$n(T) = 0,6 \cdot 10^{-3} T^2 - 46,36 \cdot 10^{-3} T + 4,16. \quad (3.26)$$

В табл. 3.3 наведено залежності кількості акумуляторів від похибки прогнозування швидкості вітру при температурах від -20°C до 20°C .

Табл. 3.3. Залежності кількості акумуляторів від похибки прогнозування швидкості вітру та температури

δ_v	0%	5%	10%	15%	20%
δ_p	0%	14%	27%	39%	49%
$T = -20^{\circ}\text{C}$	5,40	6,30	7,41	8,80	10,56
$T = -10^{\circ}\text{C}$	4,62	5,39	6,34	7,53	9,03
$T = 0^{\circ}\text{C}$	4,11	4,80	5,64	6,70	8,03
$T = +10^{\circ}\text{C}$	3,77	4,39	5,17	6,13	7,36

$T = +20^{\circ}C$	3,53	4,12	4,85	5,75	6,90
--------------------	------	------	------	------	------

На рис. 3.9 показано сімейство кривих залежності кількості n акумуляторів системи балансування від температури T навколишнього середовища та похибки прогнозування швидкості вітру δ_v .

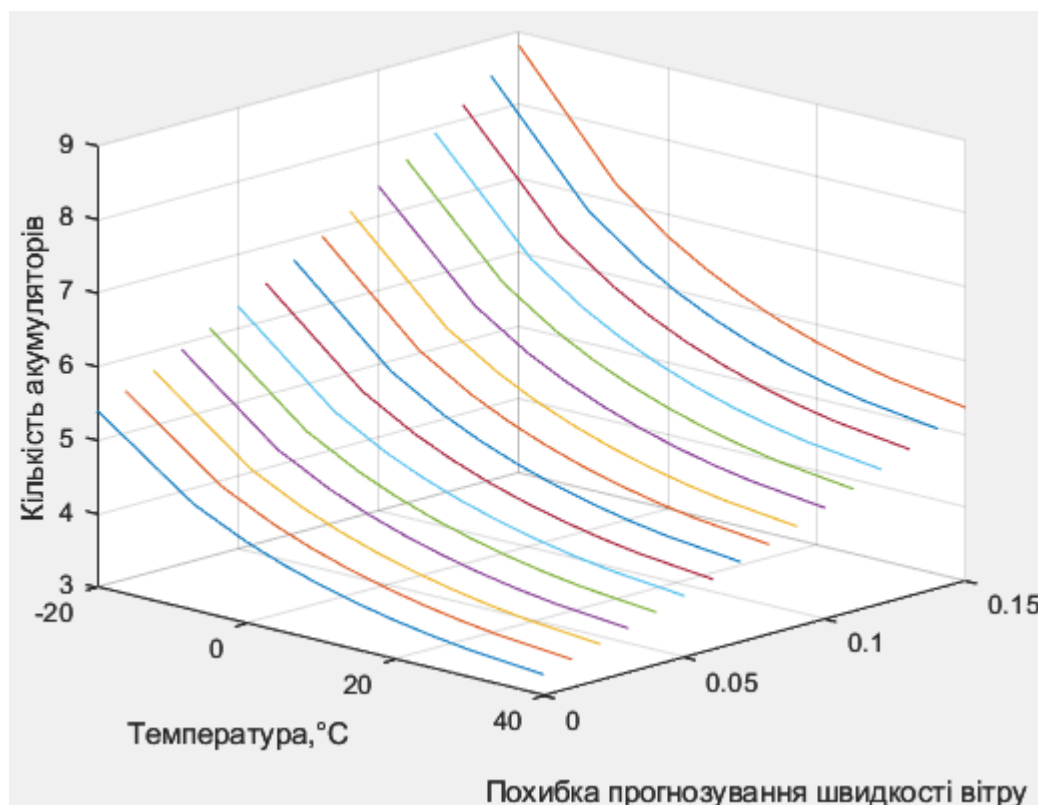


Рис. 3.9. Сімейство кривих залежності кількості акумуляторів від температури навколишнього середовища та похибки прогнозування швидкості вітру

Наприклад, при збільшенні похибки прогнозування з 5% до 15% кількість акумуляторів має бути збільшена в 1,39 разів, а при зниженні температури з $20^{\circ}C$ до $0^{\circ}C$ кількість акумуляторів має бути збільшена в 1,16 разів.

Нерівності (3.20) і (3.23) мають 2 особливості, які суттєво знижують точність розрахунку акумуляторів:

1. припускається, що система керування відсутня: вся енергія, отримана з ВЕУ, зберігається в акумуляторах, і вся енергія з акумуляторів віддається до навантаження;
2. тривалість інтервалу t заздалегідь невідома і залежить від енергії, отриманої з ВЕУ, та енергії, спожитої навантаженням за конкретних режимів роботи системи протягом конкретного періоду часу.

Для розрахунку кількості енергії, яку потрібно зберігати в акумуляторах, потрібно враховувати стохастичний характер потоків енергії вітроустановки та навантаження.

3.2. Вплив стохастичного характеру потоків енергії на кількість акумуляторів

Функція щільності ймовірності $f_v(v)$ показує частку часу або ймовірність того, що швидкість вітру v дорівнює або є меншою за задану швидкість вітру. З урахуванням цього, сумарна енергія на виході ВЕУ при усіх можливих швидкостях вітру, що діють на площину ротора протягом певного інтервалу часу, може бути виражена наступним чином [41]:

$$E_{in} = t \int_0^{\infty} P_{in}(v) f_v(v) dv, \quad (3.27)$$

де $P_{in}(v)$ – крива потужності вітрогенератора, t – інтервал часу.

Частина під інтегралом представляє середню потужність за інтервал t .

Сумарна енергія, що необхідна для навантаження (надалі будемо називати енергією навантаження), може бути отримана з рівняння (3.27) заміною $P_{in}(v)$ на $P_{out}(t_i)$ – потужності навантаження при часі $t_i = 0 \dots t$.

Різниця енергій першого порядку $\Delta E(t)$ – різниця між енергією ВЕУ та енергією навантаження, показує дефіцит енергії, необхідної для навантаження [12]:

$$\begin{aligned}
\Delta E(t) &= E_{out} - E_{in} \\
&= t \int_0^\infty P_{out} f(v) dv - t \int_0^\infty P_{in}(v) f(P) dP \\
&= t \int_0^\infty P_{out} f(P) dP - t \int_0^\infty P_{in}(v) f(P) dP \\
&= t \int_0^\infty (P_{out} - P_{in}(v)) f(P) dP
\end{aligned} \tag{3.28}$$

Для емпіричних розподілів ймовірностей використовувалася рівняння чисельного інтегрування за допомогою правила трапецій [122]:

$$\Delta E = \sum_{i=2}^m \Delta S_i = \sum_{i=2}^m \frac{\Delta P_{i-1} + \Delta P_i}{2} \cdot \Delta t_i, \tag{3.29}$$

де $\Delta P_i = P_{outi} - P_{ini}$, $\Delta t_i = \frac{t}{m}$ – підінтервал; m – кількість підінтервалів.

У даному випадку частота дискретизації P_{out} та P_{in} повинна бути однаковою.

Потужність ВЕУ та навантаження мають обиратися таким чином, щоб забезпечувалася нерівність:

$$\Delta E(t) \leq 0. \tag{3.30}$$

У ідеальному випадку, розподіли ймовірностей потужності ВЕУ та навантаження повинні бути рівними. У іншому випадку різниця між розподілами знаходиться з використанням метрик відстані між розподілами ймовірностей, наприклад, відстані Васерштейна [123].

Для двох законів розподілу P та Q , що описуються функціями розподілу ймовірностей $F(x)$ і $G(x)$ відповідно, відстань Васерштейна визначається наступним чином [124]:

$$W_p(P, Q) = \left(\int_{-\infty}^{\infty} \|F(x) - G(x)\|^p dx \right)^{1/p}, \tag{3.31}$$

де функція $\|a - b\|$ – функція відстані між a і b , p – момент.

Для одновимірного випадку і $p = 1$ це одновимірна відстань між точками: $|a - b|$.

З урахуванням одновимірного випадку відстань Васерштейна [124]:

$$W_{p=1}(P, Q) = \int_{-\infty}^{\infty} |F(x) - G(x)| dx. \quad (3.32)$$

Відстань Васерштейна, як і критерій Колмогорова, може використовуватися для оцінки подібності законів розподілу та визначення різниці між ними, але оскільки значення відстані є безрозмірною величиною, тому не може використовуватися для визначення різниці енергій.

Назвемо визначення кількості акумуляторів з використанням рівняння (3.28) методом різниць першого порядку. Даний метод може використовуватися для точкового балансування енергії за допомогою комутації акумуляторів, коли комутація спрямована на забезпечення безперебійного живлення на кожному інтервалі часу.

При існуванні тренду в часі (рис. 3.10) можливе використання альтернативного способу визначення різниці енергій. На рис. 3.10 синім кольором показаний приклад потужності ВЕУ, а червоним кольором – часовий тренд.

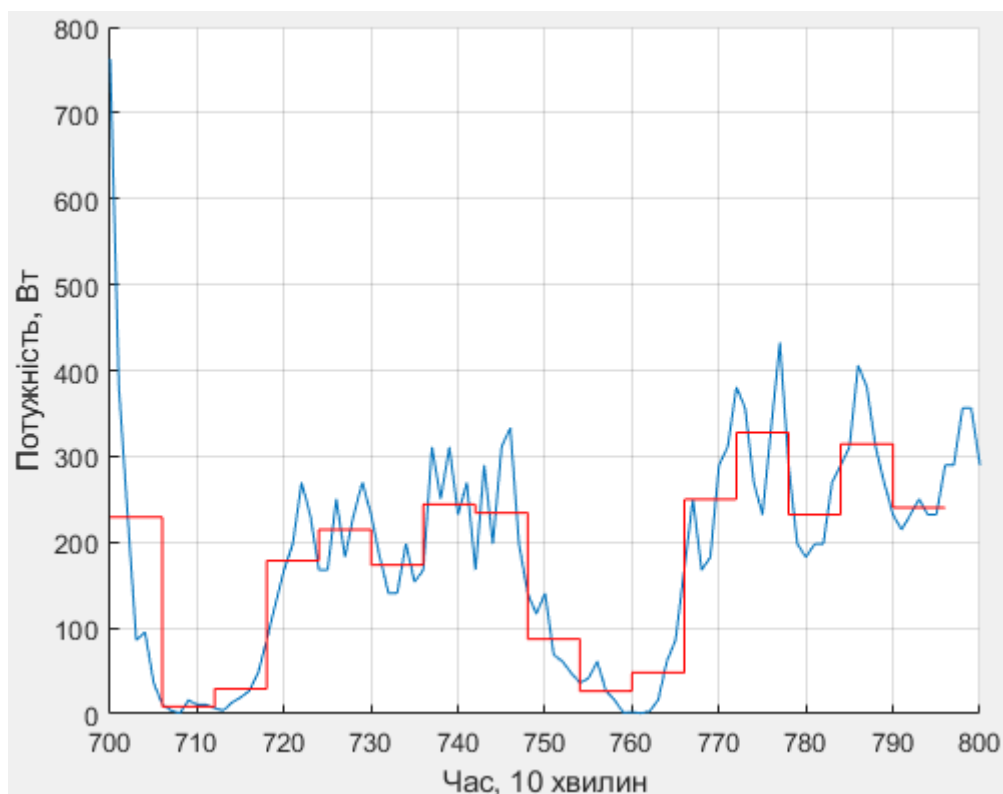


Рис. 3.10. Приклад наявності годинного тренду потужності ВЕУ

На рис. 3.11 показано флуктуації потужності ВЕУ навколо рівня тренду, розраховані як різниця між прогнозованою потужністю та постійною складовою.

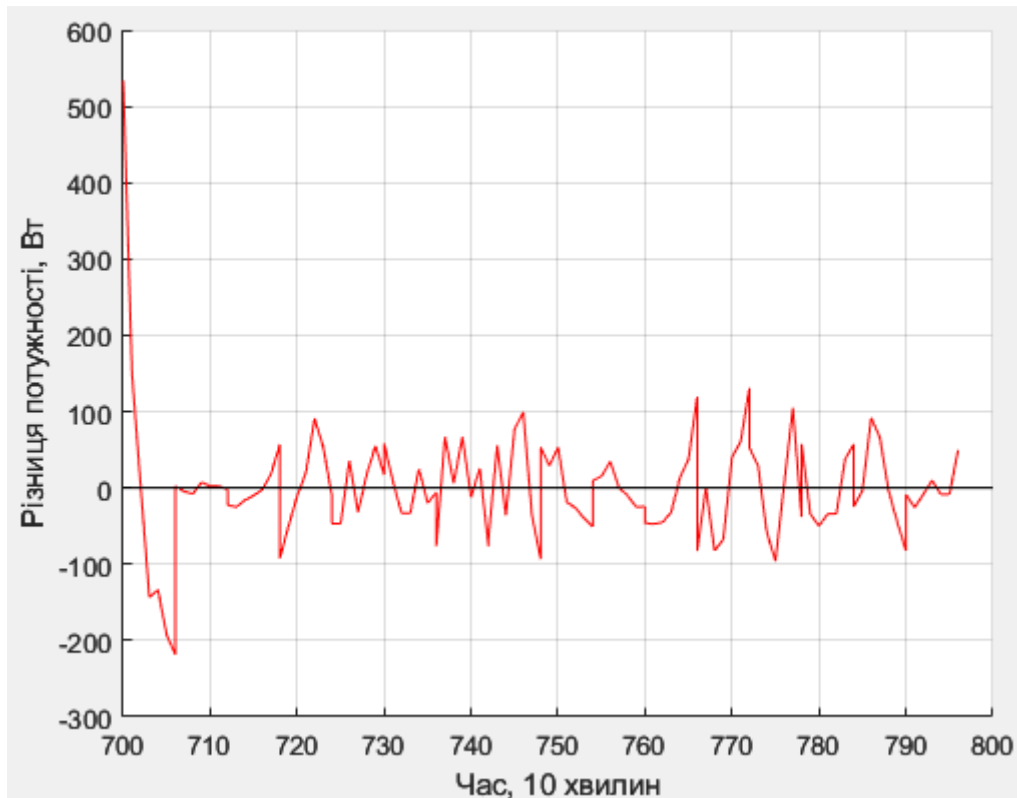


Рис. 3.11. Флуктуації потужності вітрогенератора без постійної складової

Тоді для компенсування різниці енергій за інтервал t , може бути використане модифіковане рівняння, яке враховує різницю між прогнозованим значенням енергії та значенням енергії тренду (постійної складової) [12]:

$$\begin{aligned}\Delta E_{out} &= E_{out} - E_{avg} \\ \Delta E_{in} &= E_{in} - E_{avg} \quad , \\ \Delta E^2(t) &= \Delta E_{out} - \Delta E_{in}\end{aligned}\tag{3.33}$$

де ΔE_{out} та ΔE_{in} – різниця між значенням енергії тренду E_{avg} та прогнозованим значенням енергії ВЕУ та навантаження відповідно, $\Delta E^2(t)$ – різниця енергії другого порядку.

Назвемо визначення кількості акумуляторів з використанням рівняння (3.33) методом різниць другого порядку. Даний метод спрямований на наближення та стабілізацію потужності системи до деякого передбачуваного

рівня, усереднюючи в часі величину дефіциту енергії навантаження та зменшуючи середню глибину розряду акумуляторів.

При розрахунках методом різниць другого порядку для спрощення прийmemo, що E_{avg} дорівнює середньому значенню енергії за всі інтервали часу. У реальних сценаріях використання E_{avg} може дорівнювати або випадковому значенню з теоретичного розподілу ймовірностей, або заздалегідь визначеному значенню, наприклад, значенню потужності навантаження згідно з планованим навантаженням пристроїв.

Чим точніше визначені значення ΔE_{out} , ΔE_{in} та E_{avg} , тим меншою буде різниця енергії для балансування, а отже і менша розрахункова кількість акумуляторів. Чим менша тривалість часового інтервалу, тим точніше можливо визначити значення ΔE_{out} , ΔE_{in} та E_{avg} , але в той же час частіше підвищиться частота комутації акумуляторів для коригування планованих циклів заряду-розряду акумуляторів відповідно до можливих майбутніх дефіцитів або надлишків енергії, що негативно вплине на їхній термін служби.

Ємність акумуляторів $E_s(t)$ для інтервалу часу t має бути не меншою за дефіцит енергії навантаження:

$$E_s(t) \geq \Delta E(t), \quad (3.34)$$

де $\Delta E(t)$ – різниця між енергією на виході БЕУ та енергією навантаження за вибраний інтервал часу t в годинах.

Надалі $\Delta E(t)$ буде використовуватися для позначення різниці енергії першого або другого порядку, якщо не зазначено інакше.

При використанні акумуляторів з однаковою енергоємністю їх кількість інтервалу часу t розраховується наступним чином:

$$n(t) = \frac{E_s(t)}{E(a)} = \frac{\Delta E(t)}{E(a)}, \quad (3.35)$$

де E_a – ємність одного акумулятора:

$$E_a = C_a \cdot U_a, \quad (3.36)$$

де U_a – напруга акумулятора, зарядженого до 100% номінальної ємності.

Назвемо метод визначення кількості акумуляторів без врахування параметрів з використанням рівняння (3.35) непараметризованим методом.

При виборі максимальної тривалості інтервалу часу t , при використанні рівняння (3.30), результат розрахунків буде відповідати ситуації, коли акумулятори не потрібні, оскільки всі дисбаланси енергії ігноруються. Тому тривалість інтервалу часу вибирається таким чином, щоб компенсувати тимчасову різницю між енергією на виході ВЕУ та енергією навантаження.

У випадку, коли для вибраного інтервалу часу енергія на виході ВЕУ вища, ніж енергія, необхідна для навантаження, рівняння (3.35) показує кількість акумуляторів, яка дозволяє компенсувати різницю між енергіями. В іншому випадку, коли розрахункова кількість акумуляторів виявляється негативною, це означає, що є вільна енергія, яку можна віддати до зовнішньої мережі, і кількість такої енергії еквівалентна певній кількості акумуляторів. Отже, необхідна кількість акумуляторів для забезпечення потреб навантаження дорівнює 0.

Рівняння (3.35) має особливості, які значно знижують точність розрахунку кількості акумуляторів:

- не врахована залежність від параметрів формули (3.23);
- при виборі короткого інтервалу часу кількість акумуляторів буде нерепрезентативною у зв'язку зі стохастичним характером потоків енергії вітру та потужності навантаження, а при виборі довгого інтервалу часу різниця енергії та необхідна кількість акумуляторів зростає
- передача надлишкової енергії з одного інтервалу часу на інший не враховується, натомість враховується найгірший випадок.

Кількість акумуляторів з урахуванням різниці енергій. Оскільки акумулятори працюють у системі де враховуються стохастичний характер

потоків первинної енергії та навантаження, тому доцільно оцінити вплив стохастичних потоків на кількість акумуляторів як різницю енергій поділену на середню потужність. Тоді час роботи акумуляторів буде визначатися наступним чином:

$$t_b = \frac{\Delta E(t)}{P_{out}} = \frac{\Delta E(t)}{U_a i}, \quad (3.37)$$

де i – струм розряду акумуляторів.

Підставивши (3.37) в формулу (3.20), отримуємо формулу мінімальної кількості акумуляторів з урахуванням різниці енергій та параметрів, указаних раніше:

$$\begin{aligned} n(t) &\geq \sqrt[k(T)]{\frac{\Delta E(t)}{U_a i}} \cdot \left(\frac{i \cdot \tau}{(1-D)C_b(T)} \right) \\ &= \sqrt[k(T)]{\frac{\Delta E(t)}{U_a \cdot i \cdot \tau}} \cdot \left(\frac{i \cdot \tau}{(1-D)C_b(T)} \right) \end{aligned} \quad (3.38)$$

Ємність системи балансування:

$$\begin{aligned} E_s(t) &\geq \sqrt[k(T)]{\frac{\Delta E(t)}{U_a i}} \cdot \frac{(i \cdot \tau)}{(1-D)} \cdot U_a \\ &= \sqrt[k(T)]{\frac{\Delta E(t)}{U_a \cdot i \cdot \tau}} \cdot \frac{(i \cdot \tau)}{(1-D)} \cdot U_a \end{aligned} \quad (3.39)$$

Визначення кількості акумуляторів за допомогою формули (3.38) назовемо параметризованим методом або методом з урахуванням параметрів.

При розрахунку кількості акумуляторів для довгого інтервалу часу $t_N = t \cdot N_t$, він ділиться на N_t менших підінтервалів тривалістю t , і для кожного підінтервалу $i = 1 \dots N_t$ розраховується кількість акумуляторів $n_i(t)$ за формулою (3.38), будуючи вибірку даних, з якої вибирається певне значення $n(t)$:

$$n(t) \leq n_{\max}(t), \quad (3.40)$$

де $n_{\max}(t)$ – максимальна кількість акумуляторів для будь-якого підінтервалу t_i .

Припустимо, що вітер дме постійно з низьким середнім значенням та низьким середньоквадратичним відхиленням, тоді система з вибраною кількістю акумуляторів $n(t) = n_{\max}(t)$ буде відповідати за компенсацію коливань відносно середньої потужності на виході ВЕУ під час кожного окремого інтервалу часу, припускаючи, що часові інтервали є незалежними і енергія з одного інтервалу не переноситься на інший.

Параметризовані та непараметризовані методи, що використовують різниці першого та другого порядків, надають оцінку мінімальної кількості акумуляторів у системі зберігання енергії, яка може забезпечити енергією на необхідну тривалість розряду з вказаними параметрами.

Порівняємо кількість акумуляторів, розраховану за параметризованим та непараметризованим методами різниць 1-го та 2-го порядків.

На рис. 3.12 зображено кількість акумуляторів у залежності від нормованої різниці енергії на виході ВЕУ та енергії навантаження. Помаранчева лінія відображає значення при використанні непараметричного методу різниць першого порядку, а синя лінія — параметричного методу різниць першого порядку. Для побудови графіків діапазони енергії на виході ВЕУ та енергії навантаження були поділені на 10 рівних інтервалів від мінімального до максимального значення енергії для даних за 8 тижнів, після чого була розрахована необхідна кількість акумуляторів для всіх можливих пар значень енергії вітру та навантаження. Значення енергії нормувалися відносно середнього значення енергії за всі інтервали часу t . Кількість акумуляторів, яка теоретично може забезпечити навантаження енергією з рівнем впевненості 95%, будемо рахувати як 95-й перцентиль.

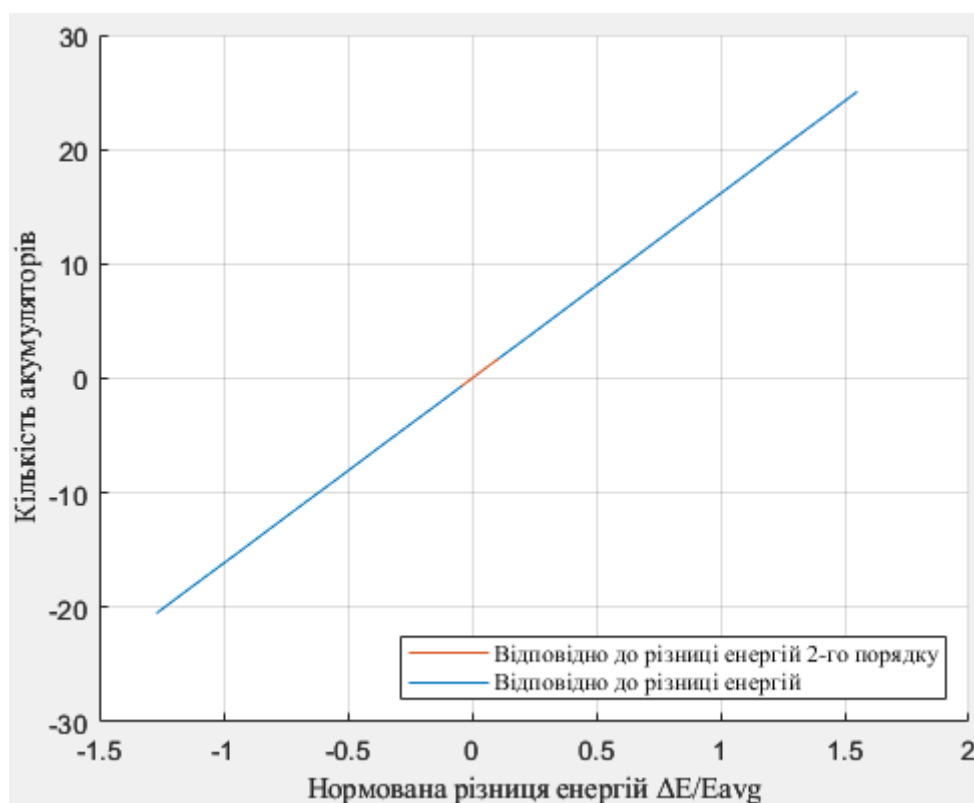


Рис. 3.12. Кількість акумуляторів у залежності від нормованої різниці енергії на виході ВЕУ та енергії навантаження відповідно до методу різниць першого порядку (синя крива) та методу різниць другого порядку (помаранчева крива)

На рис. 3.13 зображено кількість акумуляторів у залежності від енергії вітру та енергії навантаження. Графік 1 (синьо-зелений) відображає значення при використанні непараметризованого методу різниць першого порядку, а графік 2 (жовто-червоний) — при використанні параметризованого методу різниць першого порядку. Для побудови графіків діапазони енергії на виході ВЕУ та енергії навантаження були поділені на 10 рівних інтервалів від мінімального до максимального значення енергії для даних за 8 тижнів, після чого була розрахована необхідна кількість акумуляторів для всіх можливих пар значень енергії вітру та навантаження. Значення енергії нормувалися відносно середнього значення енергії за всі інтервали часу t .

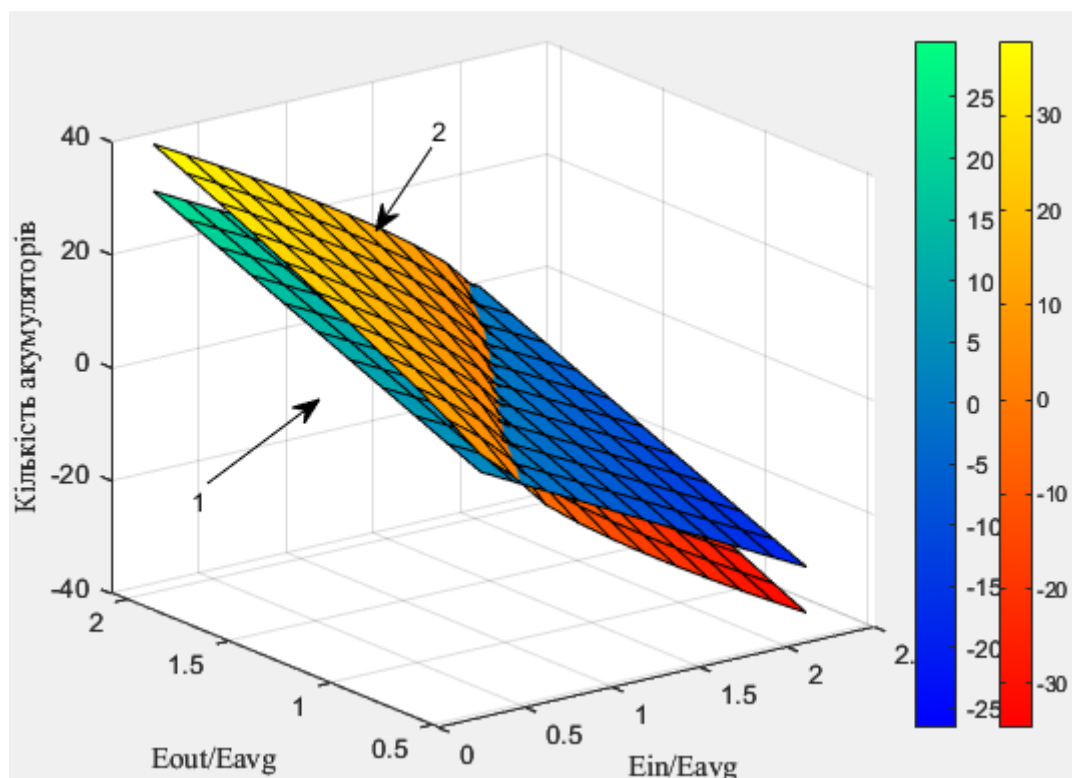


Рис. 3.13. Кількість акумуляторів у залежності від енергії на виході ВЕУ та енергії навантаження, з урахуванням параметрів (2) та без (1)

На рис. 3.14 зображено кількість акумуляторів у залежності від різниці між енергією вітроустановки та навантаження для різних інтервалів часу t , нормовану до середнього значення енергії за всі часові інтервали. Криві були побудовані за допомогою непараметризованого (червона крива) та параметризованого (синя крива) методу різниць першого порядку.

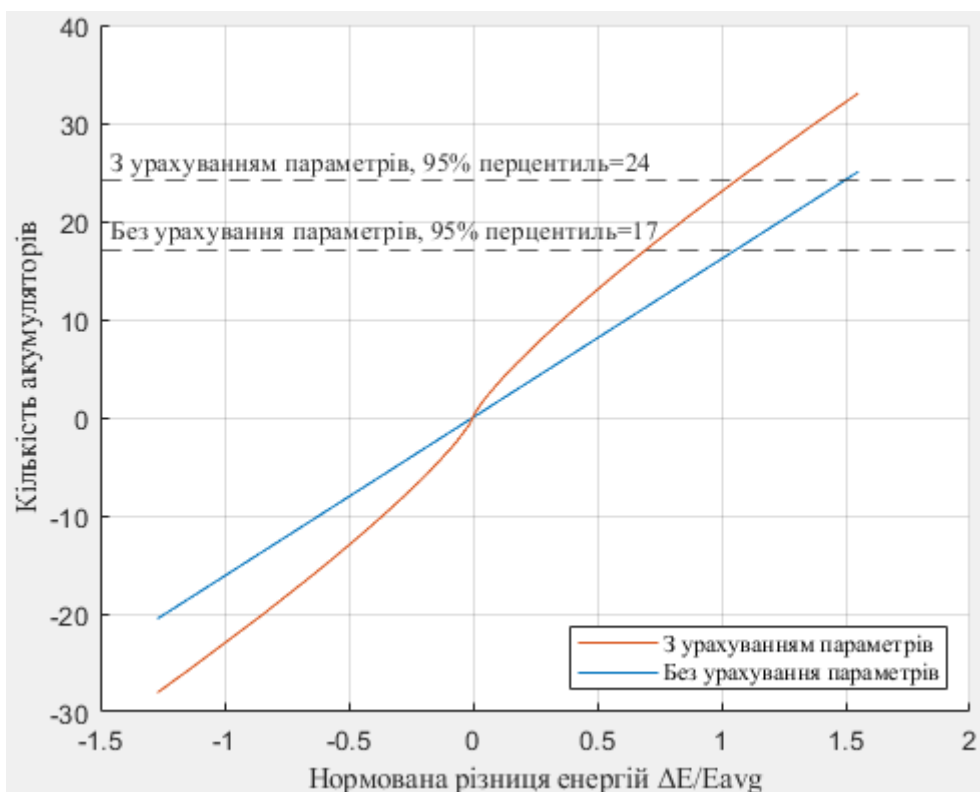


Рис. 3.14. Кількість акумуляторів у залежності від різниці між енергією на виході вітроустановки та енергією навантаження, з урахуванням впливу флуктуацій потужності (червона крива) та без (синя крива)

Збільшення необхідної кількості акумуляторів при використанні параметризованого методу у порівнянні з непараметризованим методом пояснюється тим, що зі збільшенням струму розряду та часу розряду згідно з нелінійним ефектом Пейкерта зменшується кількість енергії в акумуляторах, яку можна відібрати при їх розряді, тому необхідно збільшувати кількість акумуляторів для зберігання заданої кількості енергії.

На рис. 3.15 зображено кількість акумуляторів у залежності від значень методу різниць 2-го порядку. Графік 1 (блакитний) відображає значення при використанні непараметризованого методу різниць першого порядку, а графік 2 (червоний) – параметризованого методу різниць першого порядку.

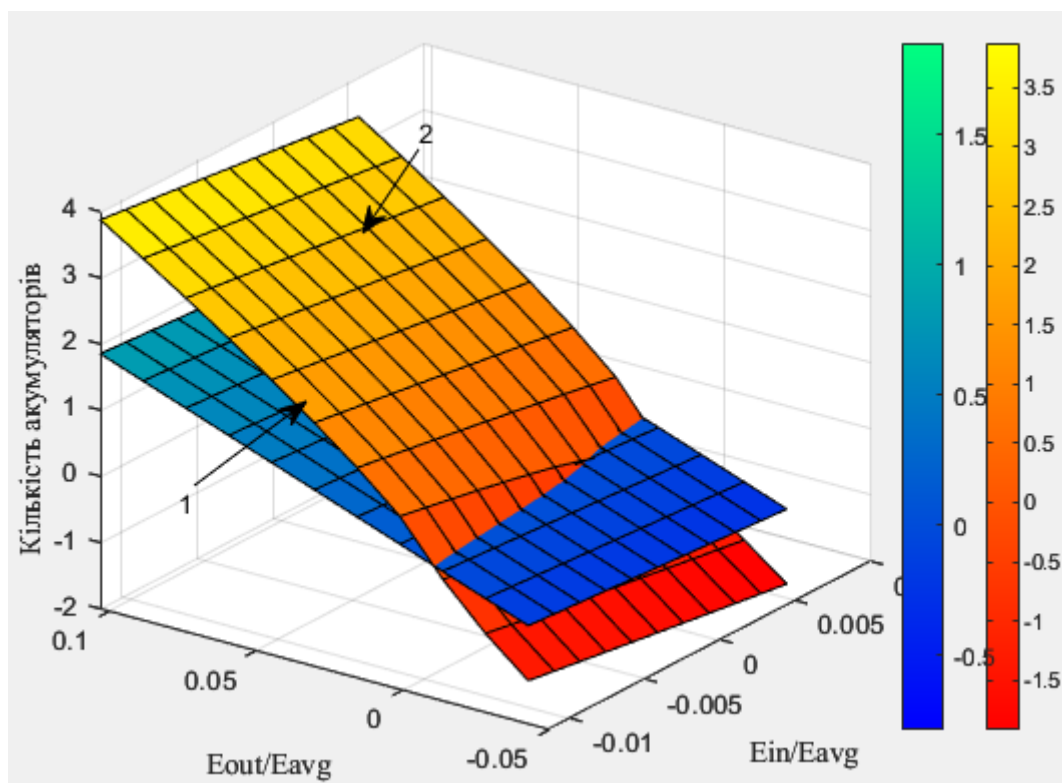


Рис. 3.15. Кількість акумуляторів у залежності від значень методу різниць 2-го порядку, з урахуванням параметрів (2) та без (1)

На рис. 3.16 зображено кількість акумуляторів у залежності від значень методу різниць 2-го порядку. Криві були побудовані за допомогою непараметризованого (червона крива) та параметризованого (синя крива) методу різниць першого порядку.

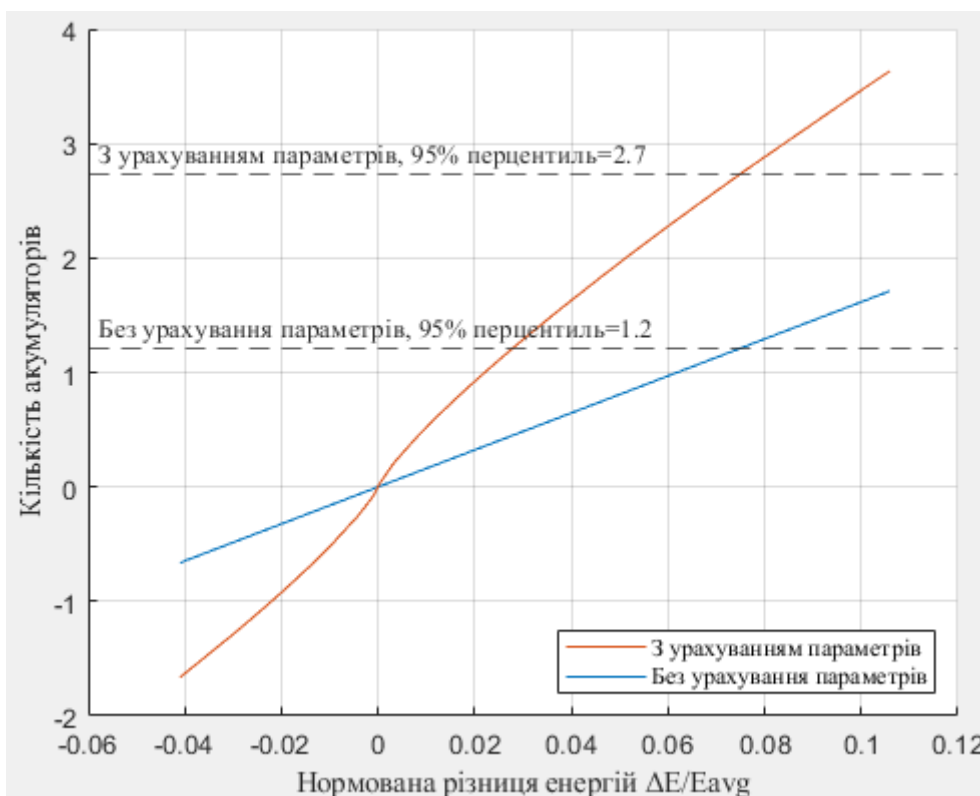


Рис. 3.16. Кількість акумуляторів у залежності від значень методу різниць 2-го порядку, з урахуванням параметрів (червона крива) та без (синя крива)

Рис. 3.14 і рис. 3.16 можна поділити на 4 квадранти з центром у точці перетину графіків. 1-й квадрант, розташований зверху праворуч відносно точки перетину, відображає інтервали часу з дефіцитом енергії, який необхідно компенсувати шляхом встановлення та використання акумуляторів, 3-й квадрант відображає інтервали часу з вільною енергією, яка буде зберігатися в акумуляторах або передаватися до зовнішньої мережі. Асиметрія графіків на рис. 3.14 і рис. 3.16 може бути пояснена стохастичним характером потоків енергії вітра та потужності навантаження на розглянутому інтервалі функцій зміни відповідних величин. З 1-го квадранту видно, що використання методу різниць другого порядку (рис. 3.16) вимагає встановлення меншої кількості акумуляторів (1,2 порівняно з 2,7) ніж використання методу різниць першого порядку (рис. 3.14) для ідентичних

функцій зміни енергії вітру та потужності навантаження при використанні відповідного алгоритму керування акумуляторами.

У порівнянні з іншими дослідженнями ємності системи балансування, джерела [15] [31] [32] не наводять спосіб визначення необхідного часу розряду акумуляторів у залежності від функції зміни енергії вітру та потужності навантаження, а також не враховують ефект Пейкерта.

Збільшена кількість акумуляторів при урахуванні різниці між теоретичним значенням енергії та отриманим значенням енергії пов'язана з великим розмахом значень потужності (коливаннями навколо середнього значення) та високим середньоквадратичним відхиленням.

Оскільки встановлення певної кількості акумуляторів може призвести до збитковості системи з акумуляторами, розглянемо особливості розрахунку максимальної кількості акумуляторів, при якій система з акумуляторами не буде збитковою.

3.3. Розрахунок беззбитковості системи з акумуляторами

Верхня межа кількості акумуляторів визначає вартість та рентабельність установки та використання акумуляторів – починаючи з деякого максимального значення кількості акумуляторів n_{\max} їх вартість стає перевищувати вартість накопиченої та відданої до навантаження енергії ΔE за час експлуатації. Виходячи з цього, має виконуватися нерівність:

$$\Delta E \cdot EC_{kWh} \geq n_{\max} \cdot BC_b, \quad (3.41)$$

де ΔE – різниця енергій, EC_{kWh} – вартість $1 kWh$ енергії, BC_b – вартість одного акумулятора та його встановлення.

Для врахування зміни вартості використання акумуляторів скористаємося формулою чистої поточної вартості NPV [125]:

$$NPV = \sum_{t=1}^{t_{col}} \frac{\Delta E \cdot EC_{kWh} - OM_t}{(1+r)^t} - n_{\max} \cdot BC_b, \quad (3.42)$$

де OM_t – витрати на експлуатацію та технічне обслуговування акумуляторів,
 r – відсоткова ставка, що відображає зміну вартості доданку
 $\frac{\Delta E \cdot EC_{kWh} - OM_t}{(1+r)^t}$ у часі.

Перепишемо формулу аналогічно нерівності (3.41) та врахуємо втрати при заряді та розряді акумуляторів:

$$\sum_{t=1}^{t_{tot}} \frac{\eta_b \Delta E \cdot EC_{kWh} - OM_t}{(1+r)^t} \geq n_{\max} \cdot BC_b, \quad (3.43)$$

де η_b – усереднений ККД обміну енергією з акумуляторами, що враховує втрати при заряді та розряді акумуляторів.

Оскільки ємність акумулятора залежить від глибини розряду, струму розряду, кількості циклів заряду-розряду, тому:

$$\eta_b = \frac{\Delta E_t}{C(D, i, cycles, T) \cdot U_b} \cdot \eta_{RB}, \quad (3.44)$$

де ΔE_t – кількість енергії, відданої до акумуляторів за крок часу t ,
 $C(D, i, cycles, T)$ – кількість енергії, що може бути отримана з акумуляторів після попереднього заряду енергією ΔE_t , η_{RB} – омічні втрати акумуляторів.

ККД обміну енергією змінюється у часі та у залежності від перерахованих параметрів. Урахування зміни η_b потребує зменшення кроку часу t формули (3.43) та інформацію про функцію зміни кількості енергії ΔE_t , глибини розряду $D(t)$, струму розряду $i(t)$, кількості циклів заряду-розряду $cycles(t)$ та температури $T(t)$ у часі. Зменшення кроку t має відбуватися до величини часу, за яку приростом функцій зміни величин можна знехтувати (години або хвилини).

Оскільки нерівність (3.43) може не мати розв'язку, тому врахуємо можливість зберігання лише частини енергії у акумуляторах:

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^{t_{sol}} \frac{\eta_b \cdot k_{\Delta E} \cdot \Delta E \cdot EC_{kWh} - OM_t}{(1+r)^t} \geq n_{\max} \cdot BC_b, \\ k_{\Delta E} \cdot \Delta E \cdot EC_{kWh} \geq n_{\max} D \cdot C_b \cdot U_b \end{cases}, \quad (3.45)$$

де $k_{\Delta E}$ – коефіцієнт, що визначає частку енергії, яка може зберігатися в акумуляторах.

Оскільки система нерівностей (3.45) містить багато невідомих, розглянемо ідеальний випадок: $k_{\Delta E} = 1$, $OM_t = 0$, $\eta_b = 0,9$ і натомість скористаємося формулою (3.43). Коефіцієнт r приймемо рівним 0,1, ціну 1 акумулятора HZB12-180FA $BC_b = 422\$$ [126], вартість електроенергії $EC_{kWh} = 0,069\$$ [127].

Максимальна кількість акумуляторів та термін окупності.

Максимальна кількість акумуляторів обмежується кількістю днів, протягом яких швидкість вітру знаходиться в певних робочих межах – не нижче мінімальної швидкості та не вище максимальної. У даних межах потужність вітроустановки є ненульовою. Для врахування мінімальної та максимальної швидкостей вітру розрахуємо імовірності появи відповідних швидкостей – частки днів на рік, протягом яких зберігається мінімальна або максимальна швидкість вітру і відповідно потужність на виході ВЕУ є рівною 0.

Тоді середня різниця енергій буде рівною:

$$\Delta E = \left[1 - (p_{v_{\min}} + p_{v_{\max}}) \right] \cdot P_v \cdot t_{sol} - P_i \cdot t_{sol}, \quad (3.46)$$

де $p_{v_{\min}}$ – імовірність появи мінімальної швидкості вітру $v_{\min} \leq v$, $p_{v_{\max}}$ – імовірність появи максимальної швидкості вітру $v_{\max} \geq v$, P_v – потужність на виході вітрогенератора (в кВт) за інтервал часу t при середній швидкості вітру, t_{sol} – строк служби акумуляторів, P_i – середня потужність навантаження за інтервал часу t .

У системі має зберігатися баланс між енергією, яка йде на заряд акумулятора та енергією, що віддається в навантаження при розряді. У найпростішому випадку, припускаючи що час заряду акумулятора рівний його

часу розряду, і що час окупності акумуляторів – це час розряду, тому час у формулі (3.46) буде рівним $t_{sol}/2$. У загальному випадку тривалість інтервалів розряду та заряду акумулятора мають співпадати, а середня кількість надлишкової енергії, що йде в акумулятор на інтервалах заряду має дорівнювати середній кількості недостатньої енергії, що відбирається з акумулятора на інтервалах розряду. При цьому припускається, що втрати енергії у зв'язку зі знаходженням за межами зони керованої роботи акумуляторів відсутні.

У залежності від закону розподілу кількість надлишкової енергії протягом інтервалу заряду за одиницю часу, що йде в акумулятори, кількість недостатньої енергії протягом інтервалу розряду, що відбирається з акумуляторів, а також час відсутності енергії з ВЕУ будуть відрізнятися.

Наявність додаткової залежності кількості акумуляторів від імовірності появи мінімальної швидкості вітру дозволяє врахувати:

- інтервали відсутності або низької швидкості вітру на протязі певного часу (при цьому припускається що мінімальна швидкість вітру зберігається протягом певного часу і є усередненою);
- пускову швидкість вітру, нижче якої генератор вітроустановки не виробляє енергію;
- мінімальну швидкість вітру для стабільного заряджання акумуляторів.

Наявність додаткової залежності кількості акумуляторів від імовірності появи максимальної швидкості вітру дозволяє врахувати:

- врахування швидкості вітру, яка може призвести до руйнування вітроустановки;
- врахування швидкості вітру, при якій вітроустановка вимикається і перестав генерувати енергію.

Розглянемо найгірший випадок, при якому акумулятори будуть працювати у циклічному режимі (присутні циклічні інтервали часу з

відсутністю потужності на виході ВЕУ). Тоді формула (3.46) набуває наступного вигляду [11]:

$$\Delta E = \left[1 - (p_{v\min} + p_{v\max}) \right] \cdot P_v \cdot t_{sol}. \quad (3.47)$$

Розглянемо закони розподілу Вейбула, Гамма, Накагамі та Узагальнений розподіл екстремальних значень, які при описі швидкості вітру показують найвищі значення метрики AISC та нормальний закон розподілу для порівняння, та порівняємо максимальну кількість акумуляторів, а також їх окупність. У табл. 3.4 та табл. 3.5 наведено імовірності появи мінімальної та максимальної швидкості вітру відповідно у залежності від закону розподілу швидкості вітру, а також еквівалентна кількість днів з даними швидкостями вітру.

Табл. 3.4. Імовірність появи мінімальної швидкості вітру у залежності від закону розподілу швидкості вітру

	Розподіл			
	Вейбула	Накагамі	Гамма	Узагальнений розподіл екстремальних значень
Імовірність	0,18	0,17	0,17	0,16
Еквівалент в днях	64,59	62,84	63	57,75

Табл. 3.5. Імовірність появи максимальної швидкості вітру у залежності від закону розподілу швидкості вітру

	Розподіл			
	Вейбула	Накагамі	Гамма	Узагальнений розподіл екстремальних значень
Імовірність	$40 \cdot 10^{-6}$	$20 \cdot 10^{-6}$	$0,8 \cdot 10^{-3}$	$1,3 \cdot 10^{-3}$
Еквівалент в днях	0,016	0,009	0,3	0,48

У табл. 3.6 наведено порівняння максимальної кількості акумуляторів та терміну окупності 1 акумулятора для різних законів розподілу.

Табл. 3.6. Термін окупності та максимальна кількість акумуляторів у залежності від закону розподілу

	Розподіл			
	Вейбула	Накагамі	Гамма	Узагальнений розподіл екстремальних значень
Термін окупності, днів	15,33	15,41	15,64	15,65
Кількість акумуляторів	285,75	284,19	280,1	279,9

Найбільшу кількість акумуляторів та найкоротший термін окупності можна отримати з функцією зміни швидкості вітру, яку можна допасувати законом розподілу Вейбула, але найточніша оцінка максимальної кількості акумуляторів знаходиться з використанням Узагальненого розподілу екстремальних значень, оскільки теоретична імовірність появи мінімальної швидкості вітру для даних розподілів є найближчою до практичної, отриманої з використаних даних. Імовірністю появи максимальної швидкості вітру можна знехтувати.

Висновки до розділу 3

1. Врахування залежності кількості акумуляторів системи балансування від струму розряду, часу розряду, глибини розряду, кількості циклів заряду-розряду, температури, похибки прогнозування швидкості вітру дозволяє уточнити кількість акумуляторів для безперебійного живлення навантаження. Наприклад, при збільшенні похибки прогнозування з 5% до 15% кількість акумуляторів має бути збільшена в 1,39 разів, а при зниженні температури з 20 °C до 0 °C кількість акумуляторів має бути збільшена в 1,16 разів.

2. Врахування впливу стохастичного характеру потоків енергії на кількість акумуляторів може здійснюватися методами різниць першого та другого порядків. Метод різниць першого порядку спрямований на точкове балансування енергії за допомогою комутації акумуляторів, при цьому комутація спрямована на забезпечення безперебійного живлення на кожному окремо вибраному інтервалі часу. Метод різниць другого порядку спрямований на наближення та стабілізацію потужності системи до деякого передбачуваного рівня, усереднюючи в часі величину дефіциту енергії навантаження та зменшуючи середню глибину розряду акумуляторів. Використання методу різниці другого порядку вимагає встановлення меншої кількості акумуляторів (1,2 порівняно з 2,7) ніж використання методу різниці першого порядку для ідентичних функцій зміни швидкості вітру та потужності навантаження при використанні відповідного алгоритму керування зберіганням енергії. При від'ємних значеннях кількості акумуляторів вважається, що протягом заданого інтервалу часу є вільна енергія, яку можливо зберігати в акумуляторах або віддавати до зовнішньої мережі.

3. Максимальна кількість акумуляторів та термін їх окупності залежать від струму розряду, часу розряду, глибини розряду, кількості циклів заряду-розряду, температури, похибки прогнозування швидкості вітру, стохастичного характеру потоків енергії. У найпростішому випадку

врахування стохастичного характеру потоків енергії може бути здійснено у залежності від імовірностей отримання мінімальної та максимальної швидкостей вітру у залежності від закону розподілу швидкості вітру.

РОЗДІЛ 4. МОДЕЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ ПРОЦЕСІВ В СИСТЕМІ З АКУМУЛЯТОРАМИ

У зв'язку з тим, що ємність акумуляторів залежить від параметрів навколишнього середовища, характеристик акумуляторів та стохастичного характеру потоків енергії, необхідно їх враховувати для забезпечення безперебійного живлення навантаження, тому необхідно провести моделювання окремих частин системи електроживлення з вітроустановкою та акумуляторами, що дозволить оцінити час розряду у залежності від кількості паралельно ввімкнених акумуляторів. Моделювання проведено для спрощеної схеми системи, побудованої на основі вітроустановки та блоку акумуляторів з системою керування, що генерує сигнали комутації акумуляторів.

4.1.Моделювання вітроустановки

Проведемо дослідження електромагнітних процесів у системі електроживлення з вітроустановкою та акумуляторами за допомогою програмного пакету Matlab R2022b Simulink, який реалізує імітаційне моделювання лінійних та нелінійних динамічних систем з використанням графічних блоків із заданими параметрами [128].

Схема моделі вітроустановки для визначення залежності потужності вітроустановки від кутової швидкості ротора для різних швидкостей вітру наведена на рис. 4.1.

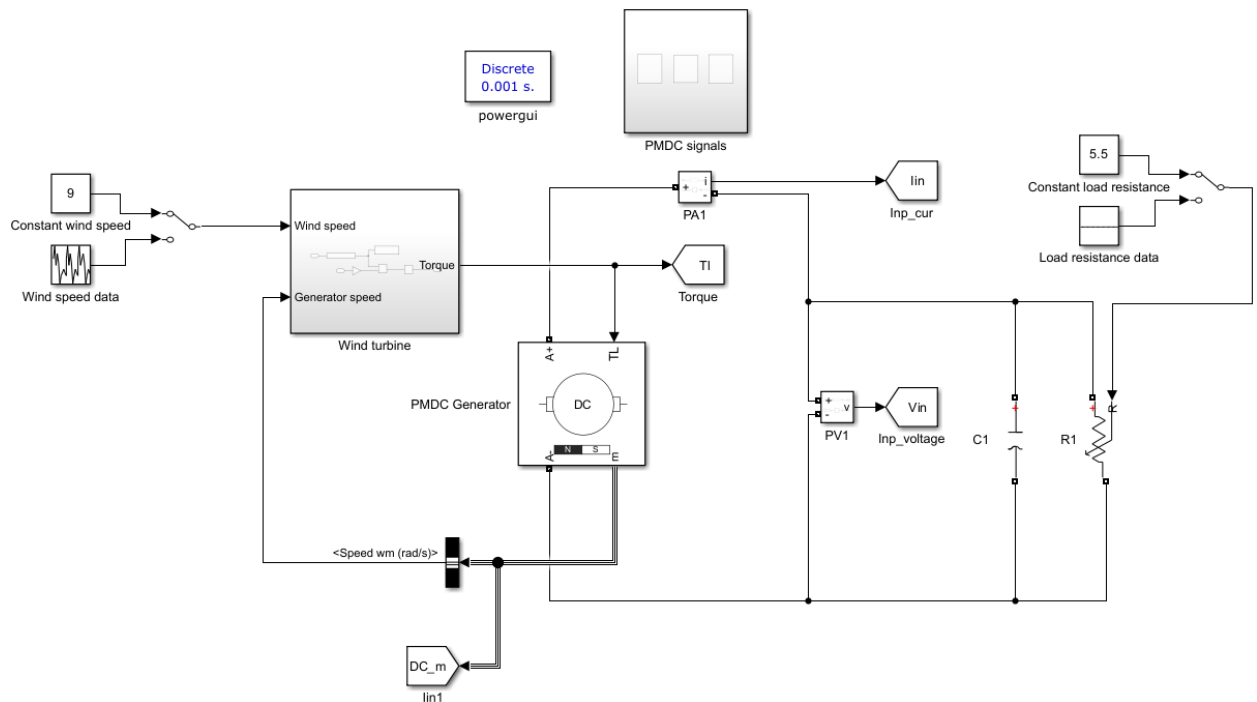


Рис. 4.1. Схема моделі вітроустановки в середовищі Simulink

Модель вітроустановки складається з наступних блоків:

1. Блоку механічної частини БЕУ *Wind turbine*, який визначає максимальне значення потужності вітроустановки у залежності від швидкості вітру v (вхід 1) та кутової швидкості на валу ω (вхід 2) за наступною формулою [129]:

$$T_L = \frac{P_r}{\omega} = \frac{kv^3}{\omega}. \quad (4.1)$$

Виходом блоку є обертальний момент, який передається на блок електричної частини.

2. Блоку електричної частини БЕУ *PMDC Generator*, представленої як генератор постійного струму на постійних магнітах, який перетворює механічну енергію на електричну постійної напруги. Налаштування даного блоку, взяті з [130], наведені на рис. 4.2.

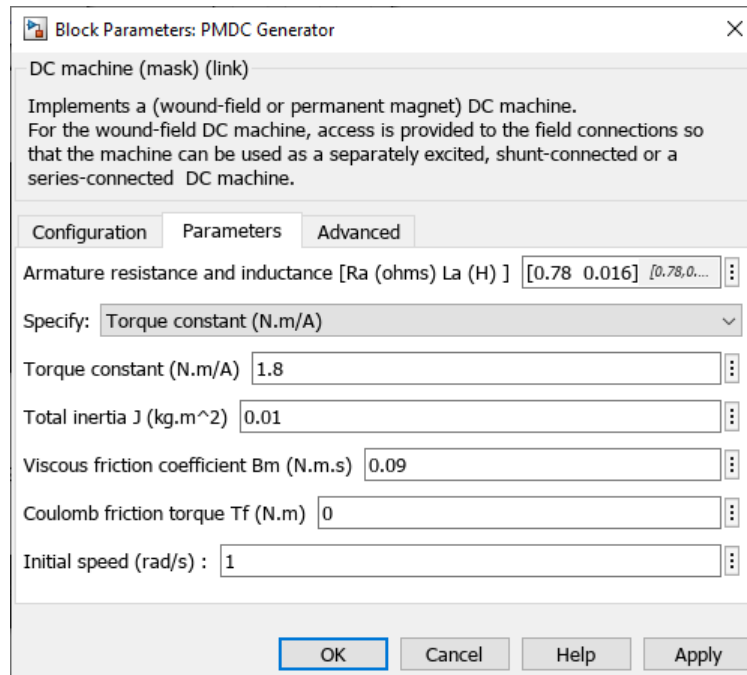


Рис. 4.2. Зображення параметрів блоку *PMDC Generator*

3. Блоку фільтру, представленого ємністю CI , яка згладжує напругу на виході блоку при зміні швидкості вітру та опору навантаження.

4. Блоку активного навантаження, потужність P_l якого залежить від опору $R_{load} = R1$:

$$P_l = \frac{U^2}{R_l}. \quad (4.2)$$

5. Блоку *Wind Speed Source*, який визначає функцію зміни швидкості вітру під час моделювання.

6. Блоку *Load Resistance Source*, який визначає функцію зміни опору навантаження під час моделювання.

7. Блоку виміру струму $PA1$, який вимірює струм на виході БЕУ.

8. Блоку виміру напруги $PV1$, який вимірює струм на виході БЕУ та навантаження.

9. Блоку визначення параметрів моделювання *powergui*. Даний блок відповідає за визначення кроку моделювання, способу вирішення

диференційних рівнянь та іншого. Крок моделювання був вибраний рівним 10^{-5} с.

10. Блоку *PMDC signals* відображення поточних значень струмів та напруг моделі, побудови графіків ВАХ та функцій змін струмів, напруг та потужностей під час моделювання.

За допомогою створеної моделі ВЕУ побудуємо графік залежності потужності моделі вітрогенератора від швидкості вітру (рис. 4.3) при коефіцієнті $k = 2,0522$.

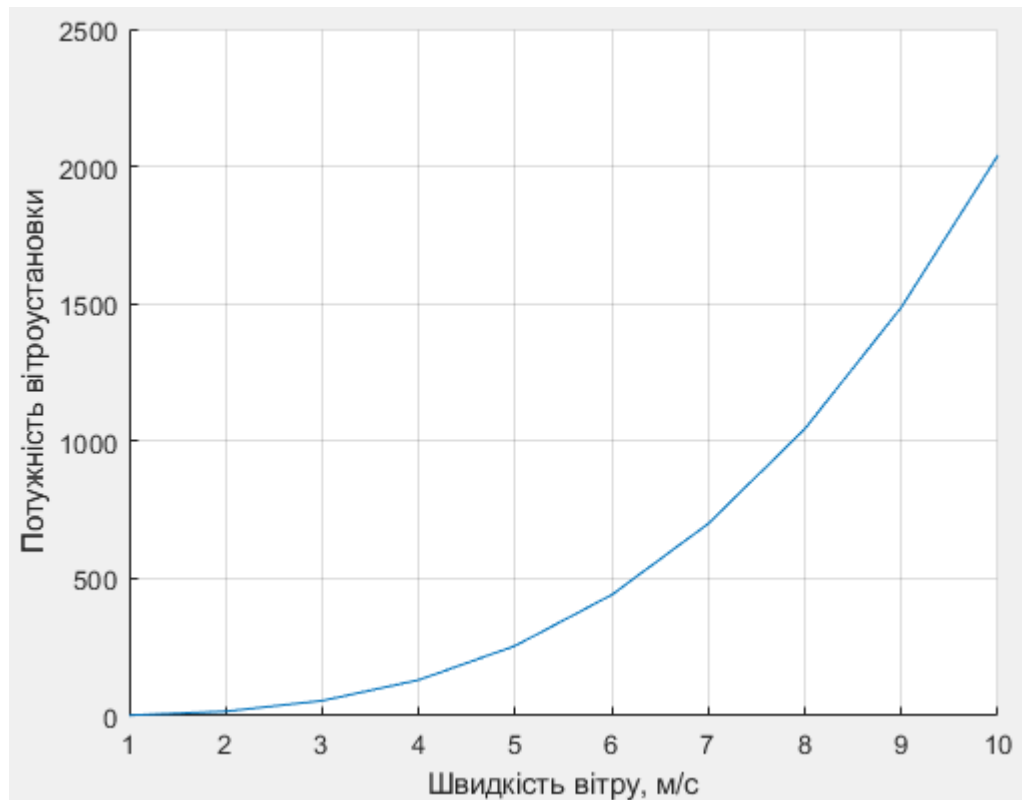


Рис. 4.3. Залежність потужності вітроустановки від швидкості вітру

Похибка між розрахованим значенням потужності та отриманим з моделі склала $MAPE = 0,58\%$.

Модель вітроустановки з використанням акумулятора. У зв'язку зі стохастичним характером потоку первинної енергії та навантаження,

необхідно використовувати акумулятори для забезпечення безперебійного живлення навантаження.

Схема з використанням акумулятора зображена на рис. 4.4.

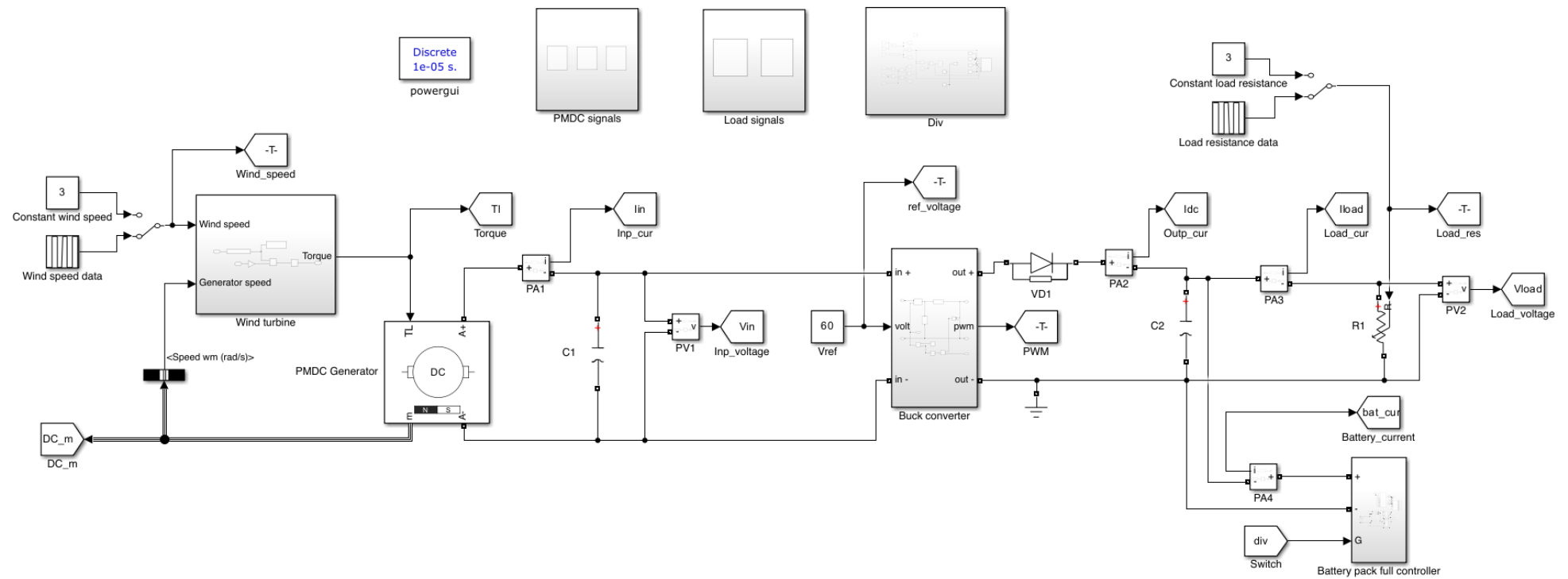


Рис. 4.4. Схема моделі вітроустановки з використанням акумулятора

Використання акумулятора у схемі потребує додавання перетворювачів для узгодження рівнів напруг БЕС та акумуляторів до значення, необхідного для навантаження та зарядно-розрядного пристрою. Для моделювання задамося напругою навантаження 60В, що відповідає 220В у випадку використання параметрів електричної мережі загального призначення.

Для узгодження рівнів напруг БЕС та навантаження використаємо блок понижуючого перетворювача, внутрішня будова якого зображена на рис. 4.5.

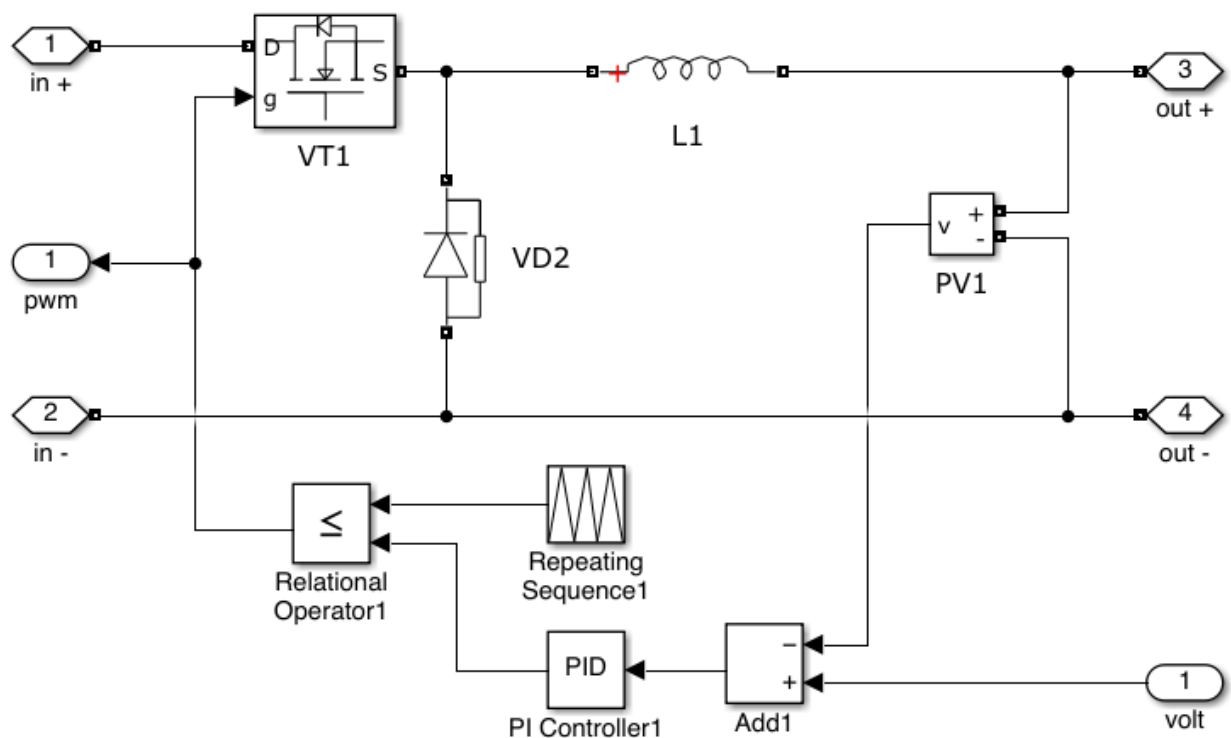


Рис. 4.5. Схема моделі понижуючого перетворювача

У моделі використані значення параметрів блоків, взяті з джерела [130], наведені для *VT1* на рис. 4.6, *VD2* на рис. 4.7. ШІМ контролер сформований з блоків *Repeating Sequence1* та *PI Controller1*.

Block Parameters: VT1

Mosfet (mask) (link)

MOSFET and internal diode in parallel with a series RC snubber circuit. When a gate signal is applied the MOSFET conducts and acts as a resistance (R_{on}) in both directions. If the gate signal falls to zero when current is negative, current is transferred to the antiparallel diode.

For most applications, L_{on} should be set to zero.

Parameters

FET resistance R_{on} (Ohms) :
0.1

Internal diode inductance L_{on} (H) :
0

Internal diode resistance R_d (Ohms) :
0.01

Internal diode forward voltage V_f (V) :
0

Initial current I_c (A) :
0

Snubber resistance R_s (Ohms) :
1e5 100000

Snubber capacitance C_s (F) :
inf Inf

☐ Show measurement port

OK Cancel Help Apply

Рис. 4.6. Зображення параметрів блоку *VT1*

Block Parameters: VD2

Diode (mask) (link)

Implements a diode in parallel with a series RC snubber circuit. In on-state the Diode model has an internal resistance (R_{on}) and inductance (L_{on}). For most applications the internal inductance should be set to zero. The Diode impedance is infinite in off-state mode.

Parameters

Resistance R_{on} (Ohms) :
0.001 0.001

Inductance L_{on} (H) :
0

Forward voltage V_f (V) :
0.8

Initial current I_c (A) :
0

Snubber resistance R_s (Ohms) :
5000

Snubber capacitance C_s (F) :
250e-9 2.5e-07

☐ Show measurement port

OK Cancel Help Apply

Рис. 4.7. Зображення параметрів блоку *VD2*

ШІМ контролер працює з частотою $f_{PWM} = \frac{1}{15 \cdot 10^3} \Gamma\text{ц}$ та наступними параметрами ПІ регулятора: $K_p = 0,0001$, $K_I = 2$.

Внутрішня будова схеми блоку з акумулятором зображена на рис. 4.8. Параметри свинцево-кислотного акумулятора *B1* зображені на рис. 4.9.

Внутрішня структура понижуючого перетворювача, що використовується у якості зарядного пристрою, є ідентична наведених на рис. 4.5. Внутрішня структура підвищуючого перетворювача наведена на рис. 4.10.

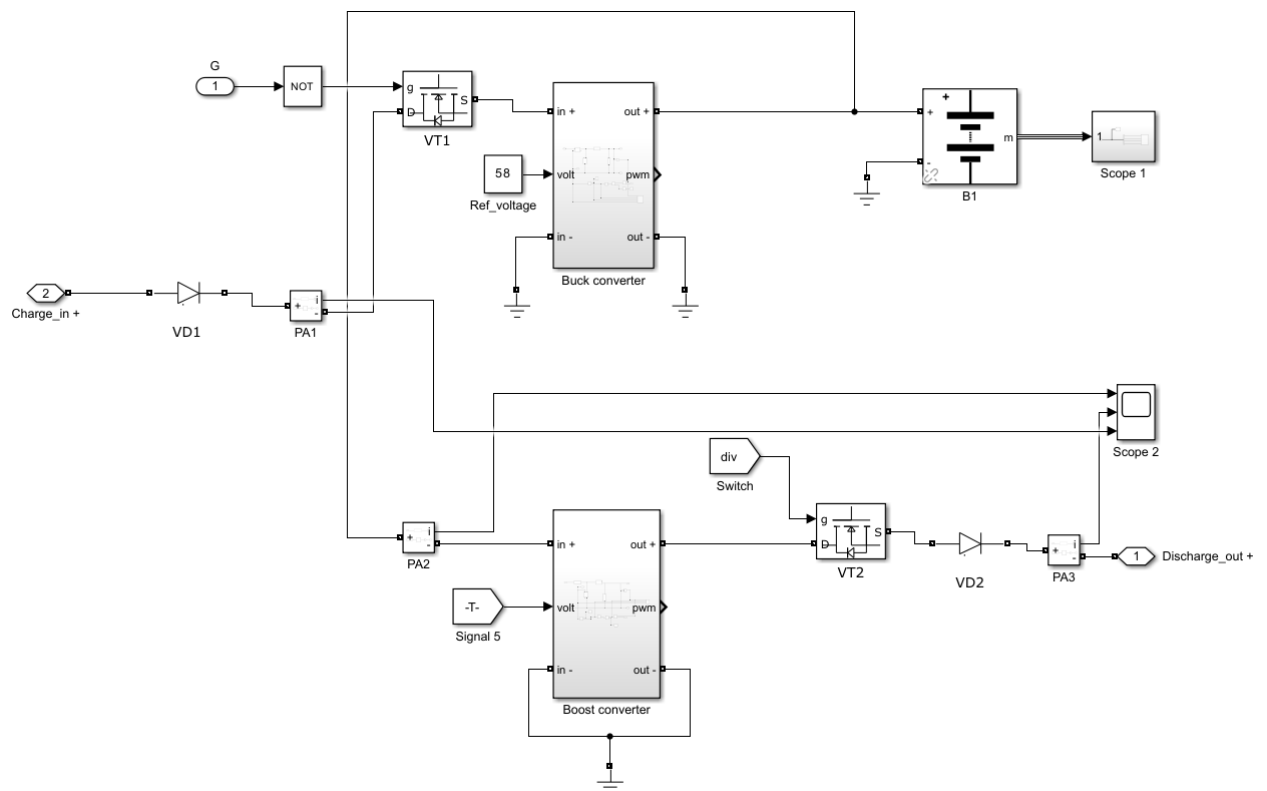
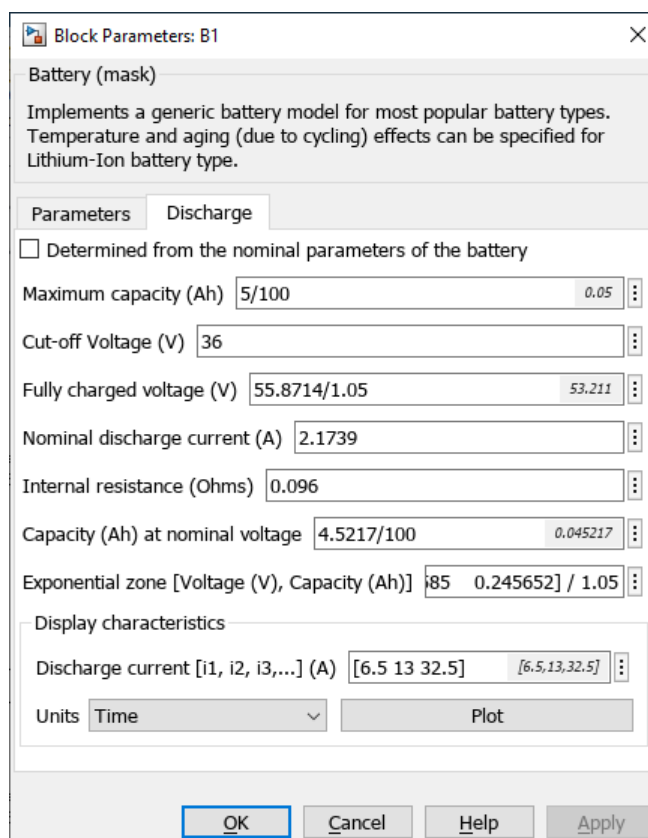


Рис. 4.8. Схема моделі блоку з акумулятором

Рис. 4.9. Зображення параметрів блоку *B1*

Номінальна напруга акумулятора 48 В складає, початковий SOC 70%.

Ємність акумулятора була зменшена у масштабі 1/3600 разів для можливості швидкого моделювання, тому 1 год реального часу відповідає 1 с машинного часу моделювання.

Значення ємності акумулятора вибране малим для забезпечення можливості швидкого моделювання.

У якості розрядного пристрою для акумулятора використовується понижуючий перетворювач, ідентичний зображеному на рис. 4.5.

У якості зарядного пристрою для акумулятора використовується підвищуючий перетворювач, який узгоджує рівень напруги DC-шини 60 В та рівень напруги акумулятора 48 В, і принцип роботи якого відповідає методу CV заряду. Оскільки зарядна напруга для свинцево-кислотних акумуляторів має бути в 1,15-1,2 разів більша за номінальну напругу акумулятора, тому у зв'язку з цим вихідним рівнем напруги навантаження обрано 60 В.

Внутрішня будова підвищуючого перетворювача зображена на рис. 4.5. Підвищуючий перетворювач складається зі стандартних елементів, таких як діод $VD1$, транзистор $VT1$, конденсатора $C1$, індуктивності $L1$ та ШІМ контролера, значення параметрів яких є аналогічними значенням понижуючого перетворювача.

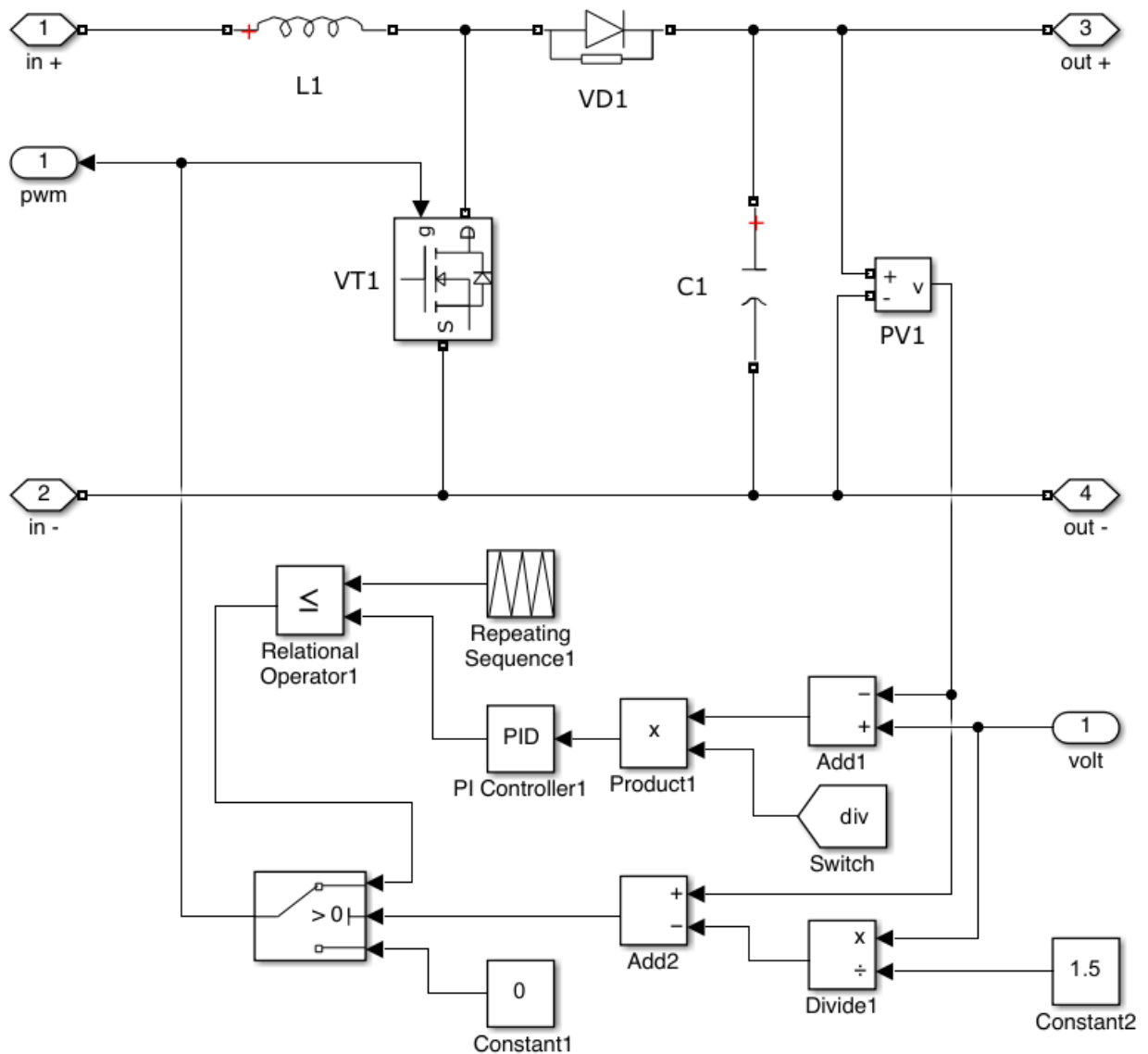


Рис. 4.10. Схема моделі підвищуючого перетворювача

При розряді акумулятора його вихідна напруга знижується, що потребує збільшення часу відкритого стану транзистора $VT1$ для забезпечення необхідного рівня вихідної напруги, який становить 60 В. При досягненні певного порогового значення напруги коефіцієнт заповнення

імпульсів керування ключем стає рівним одиниці, що призводить до закорочення клем акумулятора і швидкого заряду.

Для запобігання подібній ситуації в схему підвищуючого перетворювача додано захист, який при досягненні певного порогового значення напруги акумулятора зменшує коефіцієнт заповнення імпульсів до нуля. Експериментальним чином було встановлено, що для досліджуваного акумулятора дане значення становить приблизно 40 В, що в 1,5 рази менше опорної напруги підвищуючого перетворювача.

Проведемо моделювання схеми при зміні швидкості вітру та побудуємо графіки вхідної та вихідної напруги, а також стану акумулятора. Моделювання буде проводитися протягом 4 секунд для прискорення процесу моделювання, параметри якого змінюються з кроком в 1 секунду та наведені у табл. 4.1.

Табл. 4.1. Параметри моделювання

Час моделювання t , год	0...1	1...2	2...3	3...4
Швидкість вітру v , м/с	3	15	3	15
Потужність ВЕУ P_r , Вт	55,41	6926,2	55,41	6926,2
Опір навантаження R_l , Ом	2	2	2	2
Потужність навантаження P_l , Вт	1800	1800	1800	1800
Сигнал комутації	1	0	1	0

При зміні часу моделювання t з кроком в 1 секунду буде змінюватися швидкість вітру v , що відповідає потужності ВЕУ P_r . Опір навантаження фіксований і відповідає потужності навантаження $R_l = \frac{60^2}{2} = 1800$ Вт. Сигнал комутації є рівним 1 для розряду акумулятора та 0 для заряду.

На рис. 4.11 та рис. 4.12 наведено графіки часової залежності напруги на виході вітрогенератора та на навантаженні відповідно.

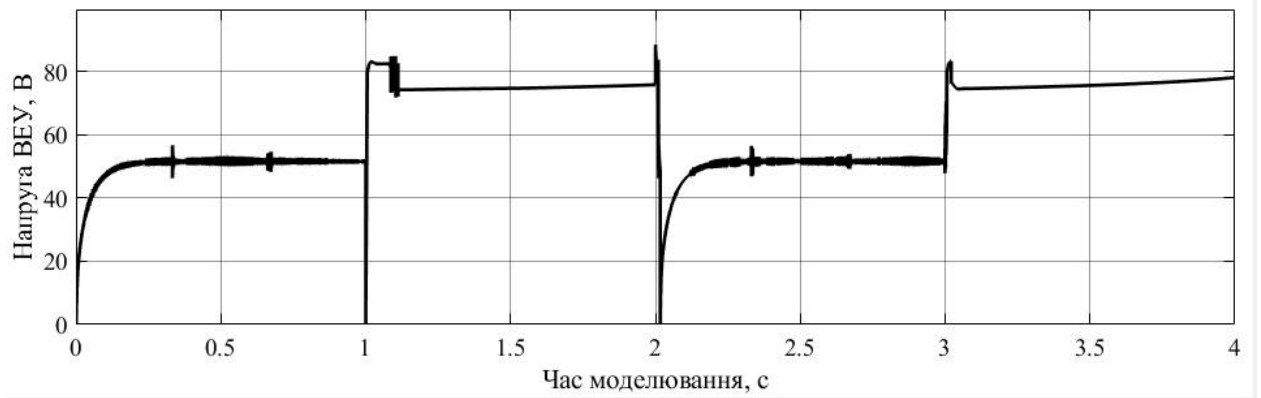


Рис. 4.11. Графік часової залежності напруги на виході вітрогенератора

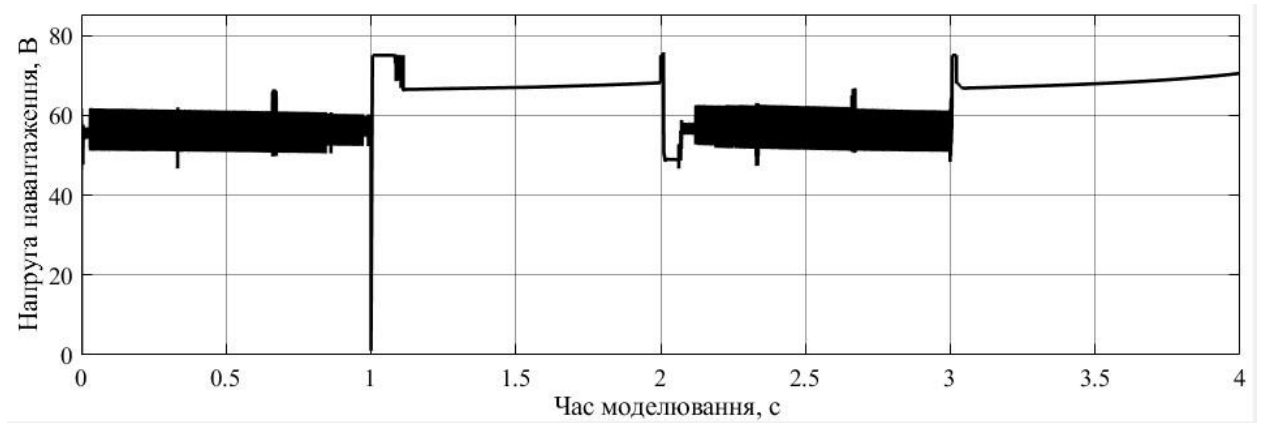


Рис. 4.12. Графік часової залежності напруги на навантаженні

На рис. 4.13 та рис. 4.14 наведено графіки часової залежності струму на виході вітрогенератора та на навантаженні відповідно.

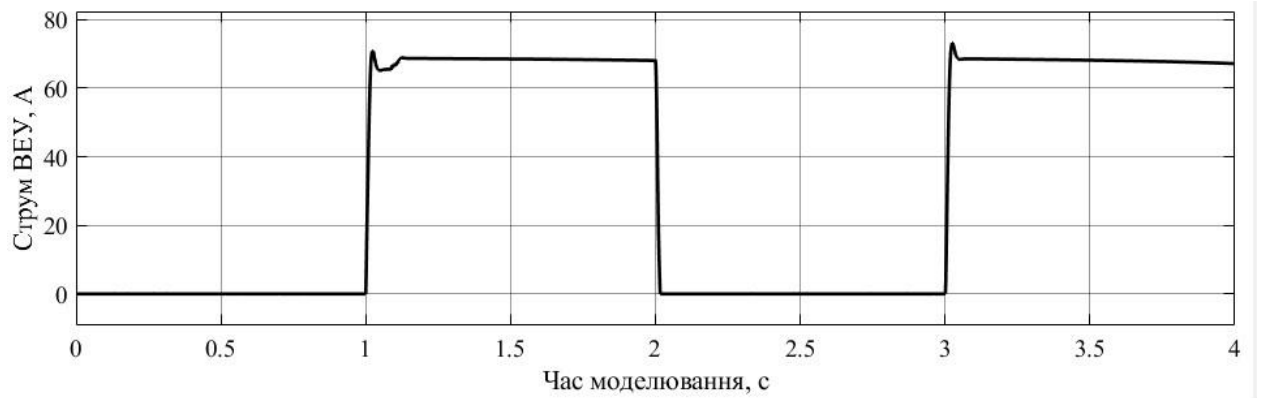


Рис. 4.13. Графік часової залежності струму на виході вітроустановки

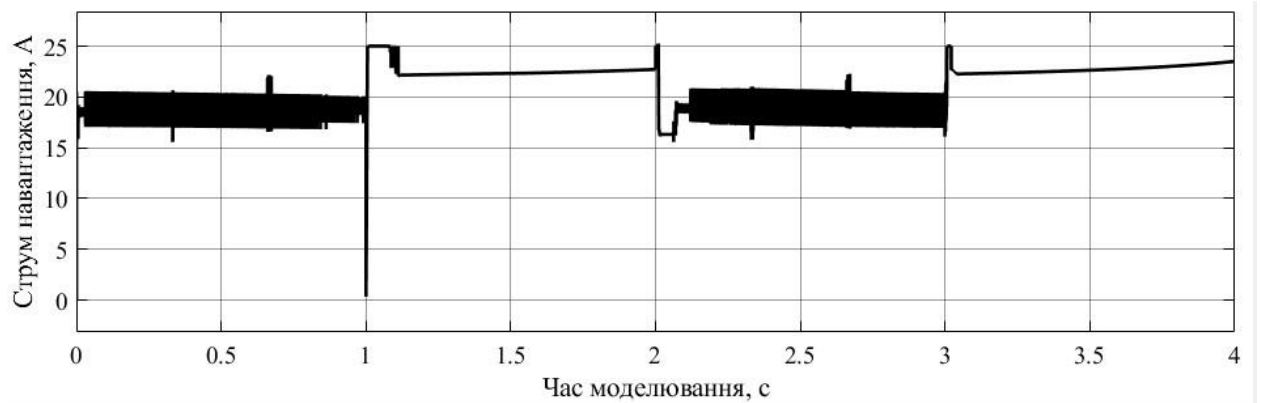


Рис. 4.14. Графік часової залежності струму навантаження

На рис. 4.15, рис. 4.16, рис. 4.17, рис. 4.18 зображено графіки часової залежності стану заряду, напруги, струму та кількості циклів заряду-розряду акумулятора відповідно.

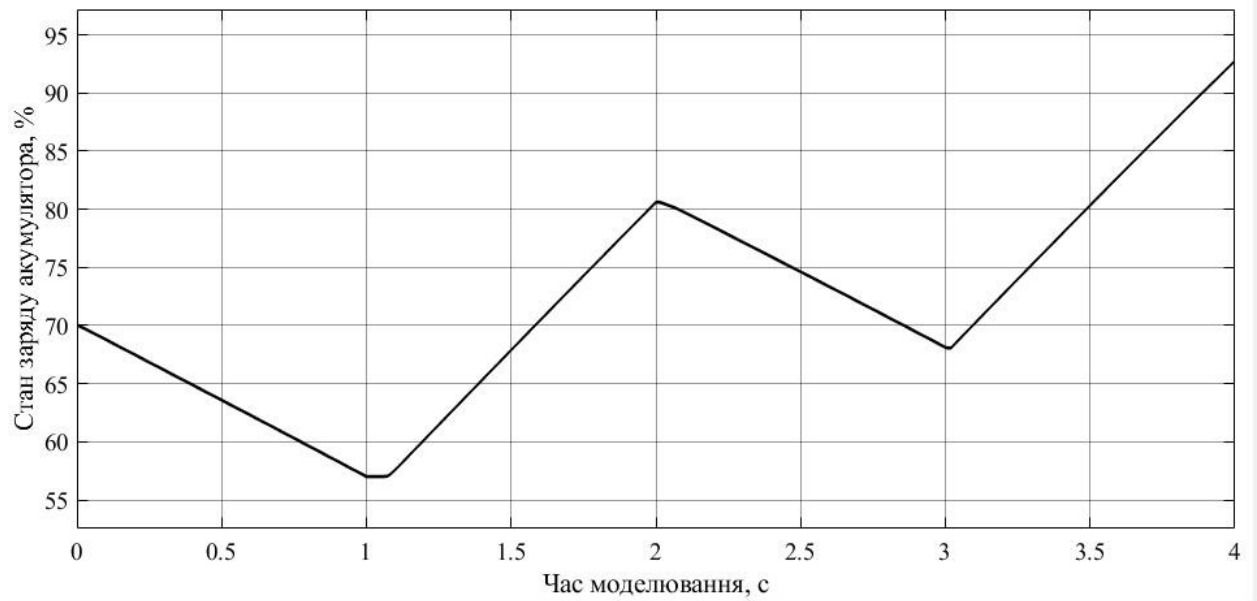


Рис. 4.15. Графік часової залежності стану заряду акумулятора

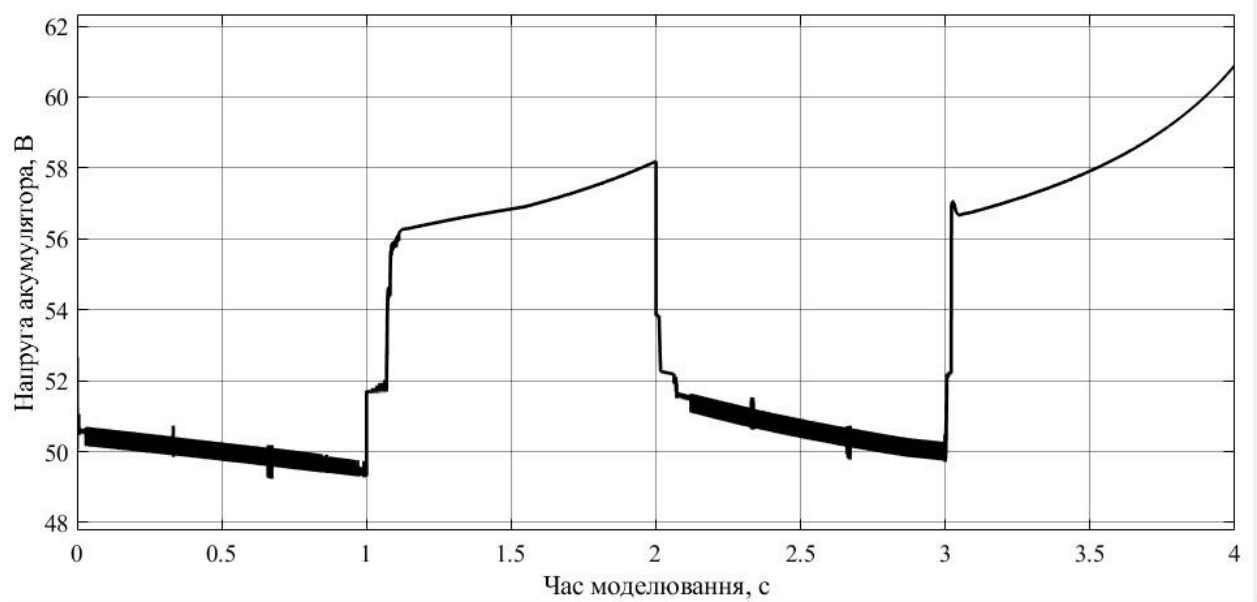


Рис. 4.16. Графік часової залежності напруги акумулятора

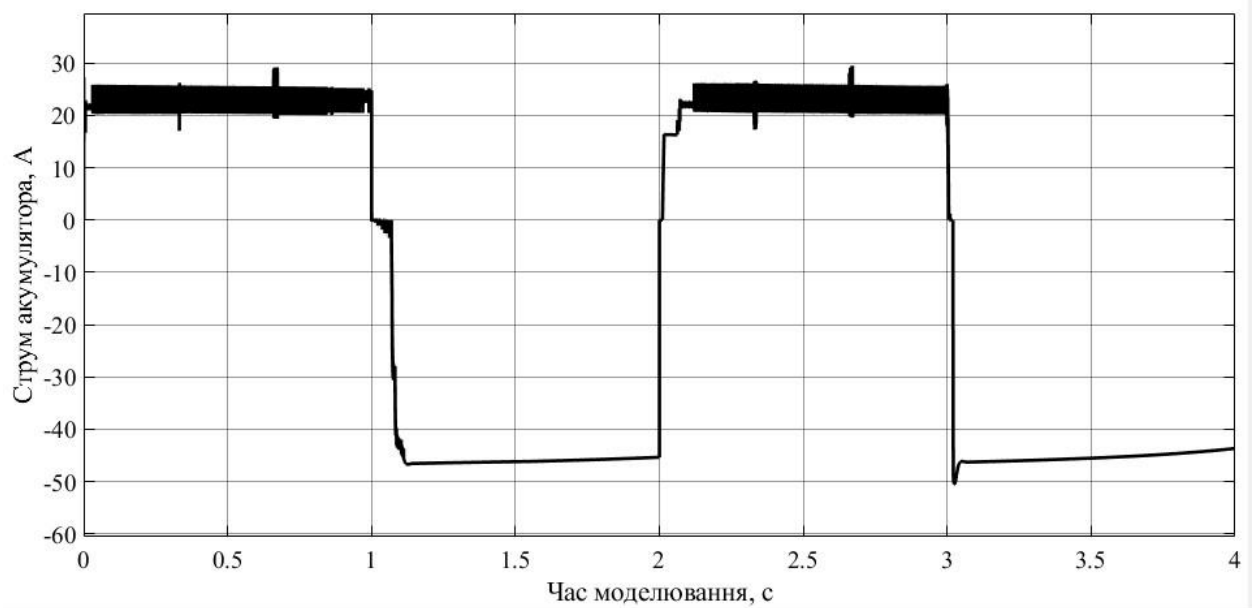


Рис. 4.17. Графік часової залежності струму акумулятора

Графік часової залежності струму акумулятора є інвертованим: додатне значення відповідає розряду акумулятора, а від'ємне – заряду.

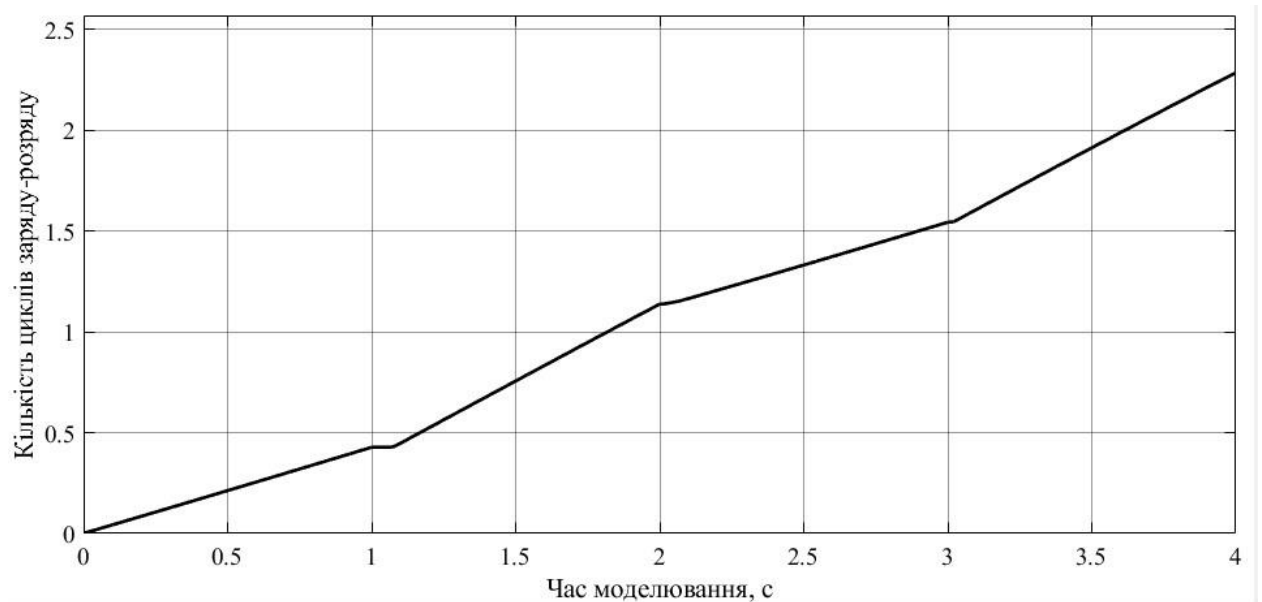


Рис. 4.18. Графік часової залежності кількості циклів заряду-розряду акумулятора

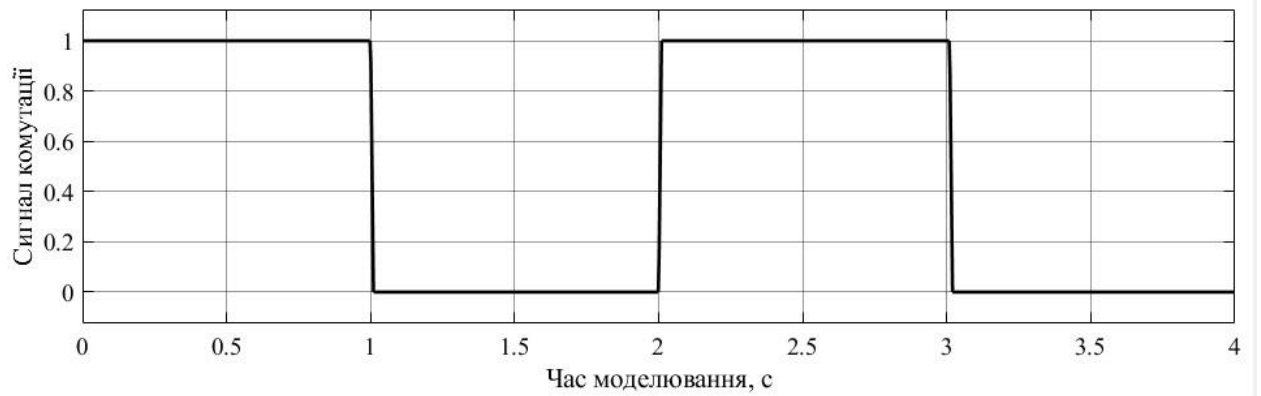


Рис. 4.19. Графік часової залежності сигналу комутації

Протягом часу $t = 0...1$ та $t = 2...3$ потужність ВЕУ P_r є меншою за потужність навантаження, а отже існує дефіцит енергії, тому сигнал комутації рівний 1 (рис. 4.19) і акумулятор розряджається. Протягом часу $t = 1...2$ та $t = 3...4$ потужність ВЕУ P_r є більшою за потужність навантаження, а отже існує надлишок енергії за формулою (3.28), тому сигнал комутації рівний 0 (рис. 4.19) і акумулятор заряджається.

Пульсації струму та напруги під час динамічної комутації акумулятора, пов'язаної зі зміною параметрів моделювання, указаних у табл. 4.1, пов'язані з недостатньою індуктивністю роботою підвищуючого перетворювача, проте збільшення індуктивності негативним чином впливає на час та точність моделювання. Указані пульсації струму та напруги, а також аналогічні пульсації між проміжками комутації можуть бути усунені за рахунок зменшення кроку моделювання до 10^{-6} с, але це призведе до значного збільшення часу моделювання.

Оскільки ємності одного акумулятора може бути недостатньо для забезпечення потреб навантаження, тому необхідно встановлювати та комутувати таку кількість акумуляторів, яка забезпечить живлення навантаження протягом заданого часу з заданим струмом та режимами роботи схеми.

4.2. Система керування з динамічною комутацією акумуляторів

Побудуємо блок комутації акумуляторів, що буде складатися зі 6 ідентичних акумуляторів, параметри кожного з яких наведені на рис. 4.9. Акумулятори комутуватимуться паралельно для збільшення загальної ємності. Внутрішню будову блоку з акумуляторами зображено на рис. 4.20.

Схема блоку містить основну шину та standby шину. Основна шина призначена для паралельної комутації акумуляторів для заряду або розряду, а standby шина може використовуватися для балансування акумуляторів між собою задля вирівнювання рівня SOC. Кожен акумулятор підключається до обох шин через окремі ідеальні ключі. Сигнали підключення акумуляторів (сигнали комутації) формується системою керування, яка подає сигнал логічної одиниці на кількість акумуляторів відповідно до формули (3.38). Інші акумулятори підключаються до ізольованої standby шини або не підключаються взагалі для можливості технічного обслуговування акумуляторів. Модульна структура блоку дозволяє змінювати кількість встановлених акумуляторів як у меншу, так і більшу сторону.

Завданнями системи керування, представленій блоком *Battery Controller* є:

- прогнозування різниці енергії на наступний інтервал часу;
- визначення напрямку струму блоку акумуляторів: на заряд або розряд відповідно до знаку різниці енергії;
- визначення кількості акумуляторів для комутації;
- визначення того, які акумулятори комутувати.

Визначення того, які акумулятори комутувати на наступний інтервал часу, відбувається рівномірним чином: для кожного акумулятора рахується метрика, що визначає величину старіння акумулятора (наприклад, кількість циклів заряду-розряду) і кожний раз при комутації вибираються акумулятори з найменшим значенням метрики та близькими значеннями напруги акумуляторів.

Динамічна комутація дозволяє [131]:

- оптимізувати стан заряду (SOC) і глибини розряду (DOD) комутуючи акумулятори паралельно та керуючи їх роботою незалежно, можна максимізувати SOC кожного акумулятора при мінімізації втрат електроенергії. Такий підхід дозволяє більш ефективно використовувати ємність акумулятора, продовжуючи термін служби

акумуляторів, уникаючи глибоких розрядів і забезпечуючи їх роботу в межах оптимальних параметрів [131];

- підвищити надійність роботи блоку акумуляторів: при виході з ладу одного або декількох акумуляторів або необхідності їх у технічному обслуговуванні, інші акумулятори можуть продовжувати функціонування [131].

Окрім того, в системі керування масивом акумуляторів *Battery Controller* передбачено наявність додаткового захисту, який з кроком моделювання моніторить рівень заряду SOC кожного акумулятора, і при досягненні значення 50% (максимальної глибини розряду D) відбувається зміна сигналу комутації, що змінює комутацію даного акумулятора, зупиняючи його розряд. Таким чином забезпечується подвійний захист масиву акумуляторів за допомогою системи керування та підвищуючого перетворювача для запобігання перезаряду та перерозряду акумуляторів.

Схема моделі блоку акумуляторів, зарядно-розрядного пристрою та системи керування наведені на рис. 4.21. Дана схема складається з:

1. системи керування блоку акумуляторів *Battery Controller*. Дана система на основі інформації про стан акумуляторів та параметрів параметризованого методу визначення кількості акумуляторів та прогнозованих рівнів генерації та споживання потужності генерує сигнали комутації для балансування навантаження. Програмна реалізація системи керування наведена у додатку Є. У рамках моделювання програмна реалізація системи керування є спрощеною і містить визначені значення сигналів комутації.
2. Блоку акумуляторів, який використовується для балансування рівня потужності навантаження та схема якого наведена на рис. 4.20.
3. Підвищуючого (*Boost converter*) та понижуючого (*Buck converter*) перетворювачів постійного струму, які слугують для узгодження рівнів напруги навантаження та блоку акумуляторів у процесі розряду-заряду.

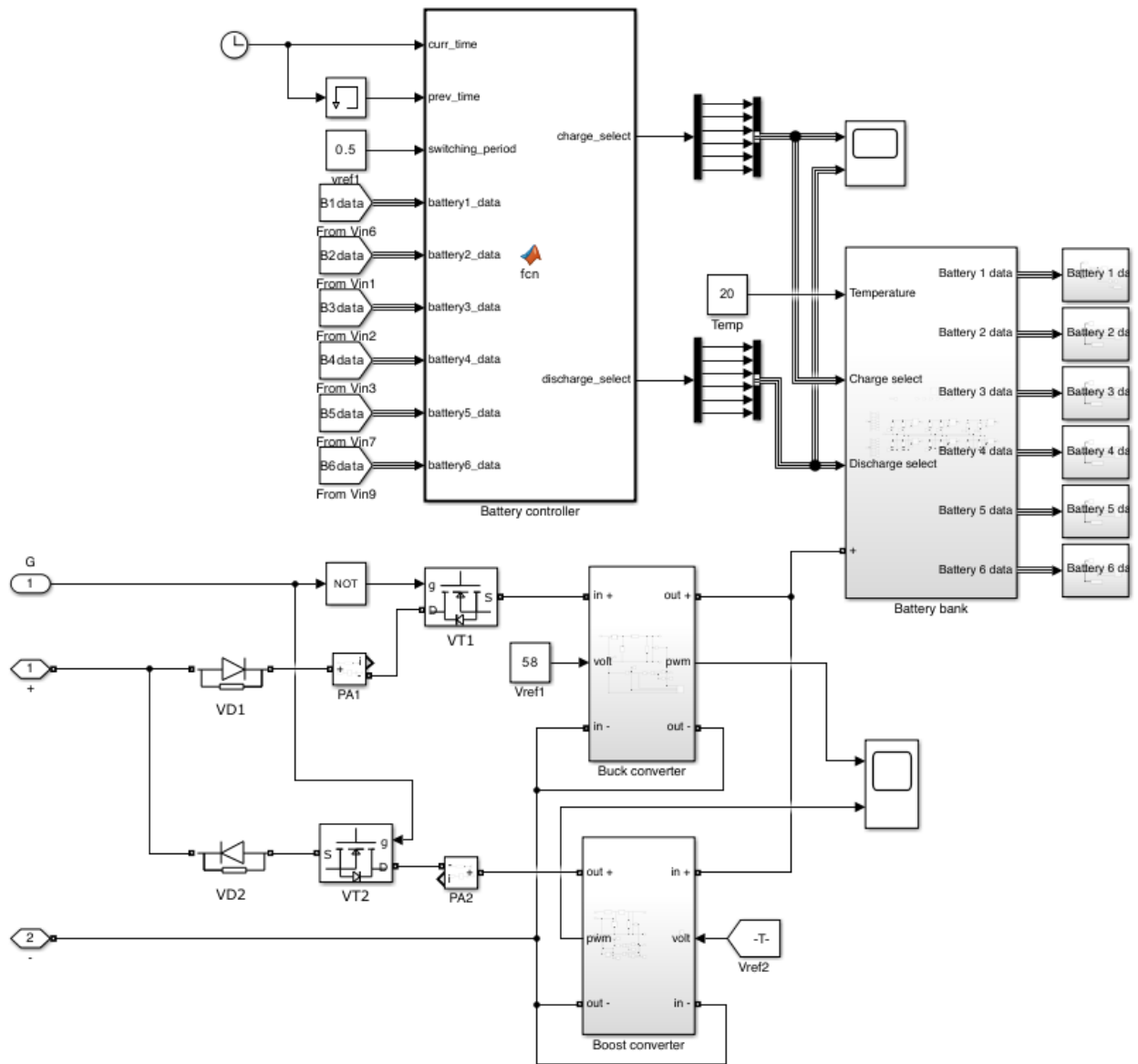


Рис. 4.21. Схема моделі блоку акумуляторів з зарядно-розрядним пристроєм та системою керування

4. Блокуючих діодів *VD1* та *VD2*, які запобігають протіканню зворотного струму.
5. Транзисторів *VT1* та *VT2*, які використовуються у якості ключів для комутації акумуляторів на розряд чи заряд на основі сигналу комутації. Рівень сигналу 0 відповідає заряду акумуляторів, а 1 – розряду.

6. Блоків V_{ref1} та V_{ref2} , які задають опорне значення напруги для понижуючого та підвищуючого перетворювачів відповідно. Дані значення становлять 58 та 60 В відповідно.
7. Службових блоків, які слугують для виведення інформації та відлагодження.

Проведемо моделювання комутованого блоку акумуляторів відповідно до функції зміни швидкості вітру та потужності навантаження з використанням непараметричного методу та параметричного методів визначення необхідної кількості акумуляторів.

4.3. Моделювання комутованого масиву акумуляторів

Проведемо моделювання схеми та побудуємо графіки вхідної та вихідної напруги, а також стану акумуляторів відповідно параметрів, наведених у табл. 4.2.

Табл. 4.2. Значення параметрів моделювання

Назва параметру	Значення
Ємність акумулятора	180 А·год
Напруга зарядженого акумулятора	53 В
Напруга шини постійного струму	60 В
Номінальний час розряду	82,8 год
Номінальний струм розряду	2,17 А
Початковий стан заряду акумулятора	70%
Глибина розряду акумулятора	50%
Температура	20 °С
Середня швидкість вітру	3 м/с

Середня потужність вітрогенератора	55 Вт
Середній опір навантаження	2 Ом
Середня потужність навантаження	1800 Вт
Струм розряду акумуляторів	24 А
Похибка прогнозування потужностей	0%
Необхідний час роботи акумуляторів	6 год
Мінімальна кількість акумуляторів	2
Мінімальна кількість акумуляторів з урахуванням закону Пейкерта	4

Моделювання будемо проводити на проміжку часу $t = 0 \dots 6,5$ год, 6 год з яких передбачається необхідність живлення навантаження.

На рис. 4.22, рис. 4.23, рис. 4.24 та рис. 4.25 показано графік часової залежності стану заряду, напруги, струму розряду та циклів заряду-розряду відповідно для обох акумуляторів.

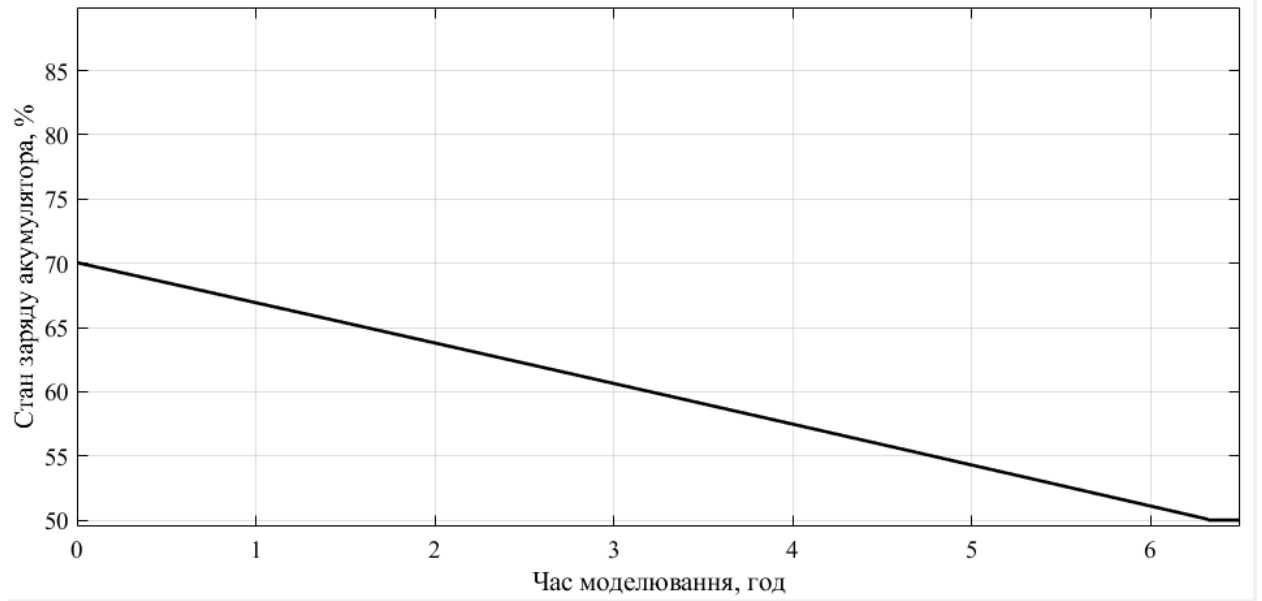


Рис. 4.22. Графік часової залежності стану заряду акумуляторів

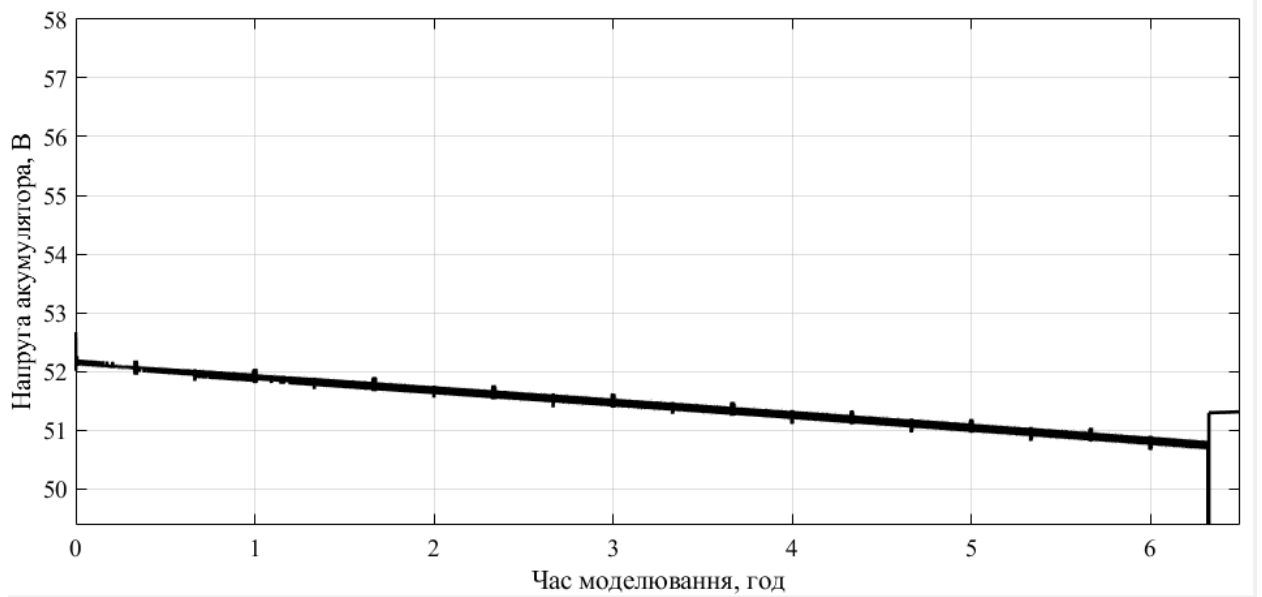


Рис. 4.23. Графік часової залежності напруги акумуляторів

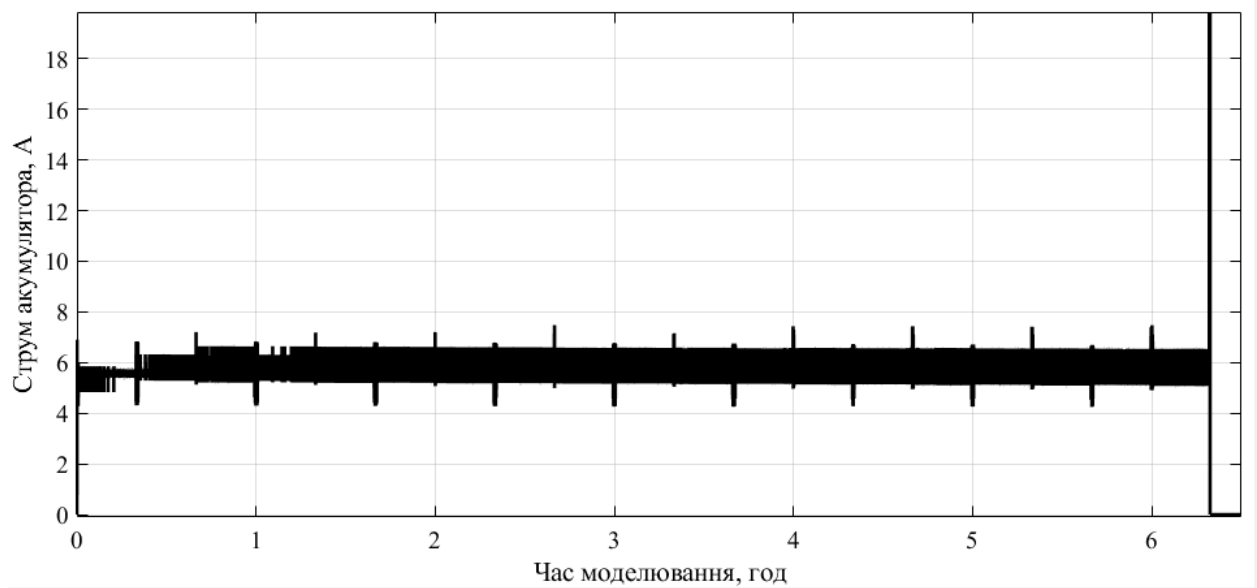


Рис. 4.24. Графік часової залежності струму акумуляторів

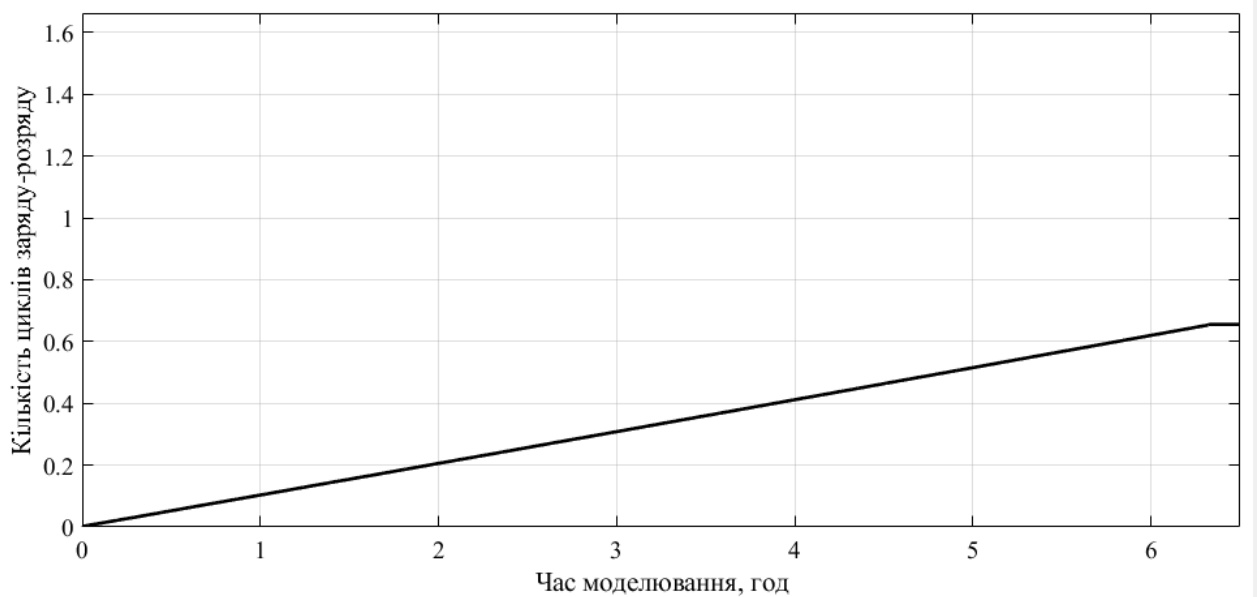


Рис. 4.25. Графік часової залежності кількості циклів заряду-розряду акумуляторів

На рис. 4.26 та рис. 4.27 показано графік часової залежності стану заряду, напруги, струму розряду та циклів заряду-розряду відповідно для обох акумуляторів.

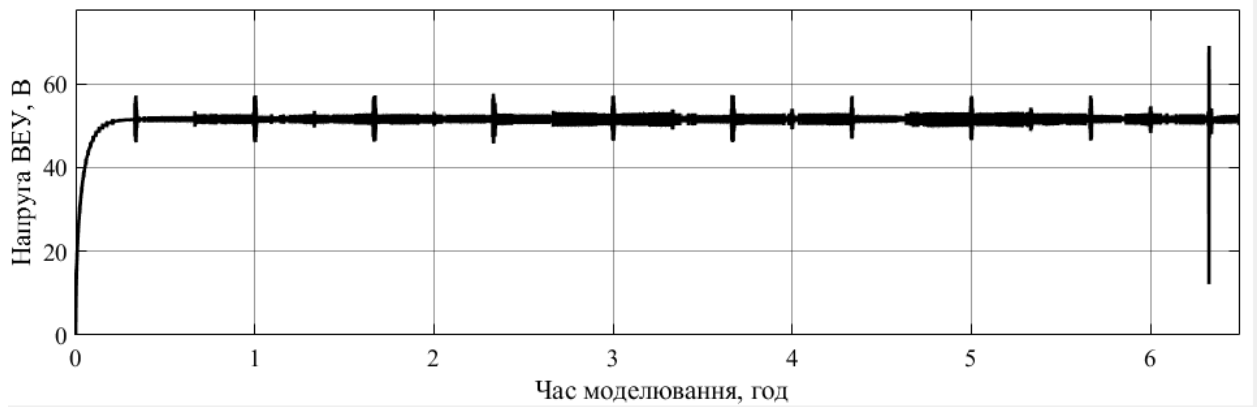


Рис. 4.26. Графік часової залежності напруги ВЕУ

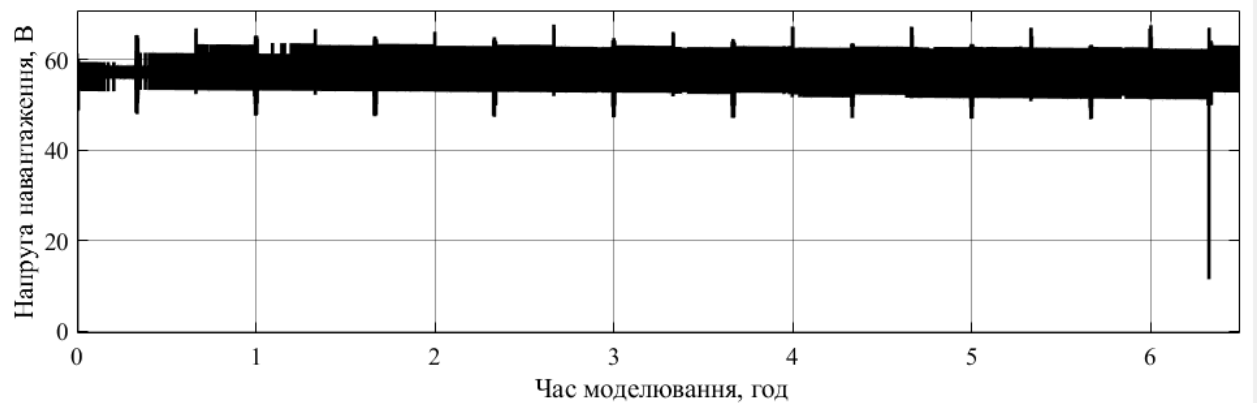


Рис. 4.27. Графік часової залежності напруги навантаження

З графіків можна побачити, що при очікуваному часі розряду 6 с фактичний час розряду склав близько 3 с, що пов'язано з впливом величини струму розряду. При врахуванні впливу параметрів роботи схеми з використанням параметричного методу розрахунку кількості акумуляторів має бути встановлено не менше 4 акумуляторів, тому проведемо аналогічне моделювання з 4 акумуляторами.

На рис. 4.28, рис. 4.29 рис. 4.30 та рис. 4.31 показано графік часової залежності стану заряду, напруги, струму розряду та циклів заряду-розряду відповідно для обох акумуляторів.

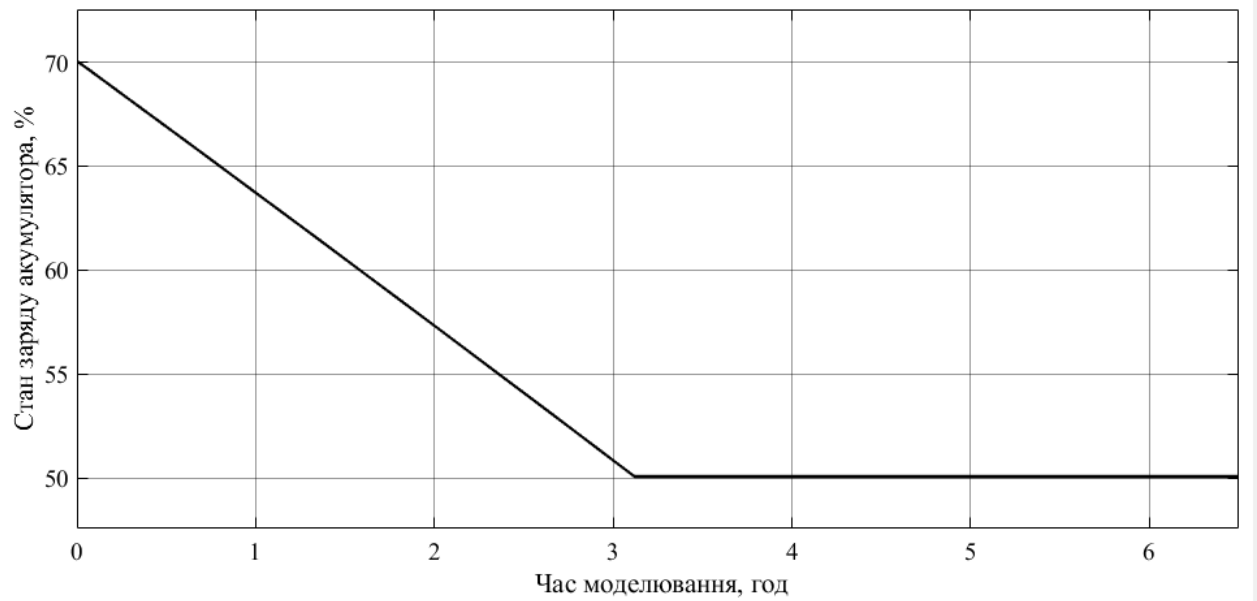


Рис. 4.28. Графік часової залежності стану заряду акумуляторів

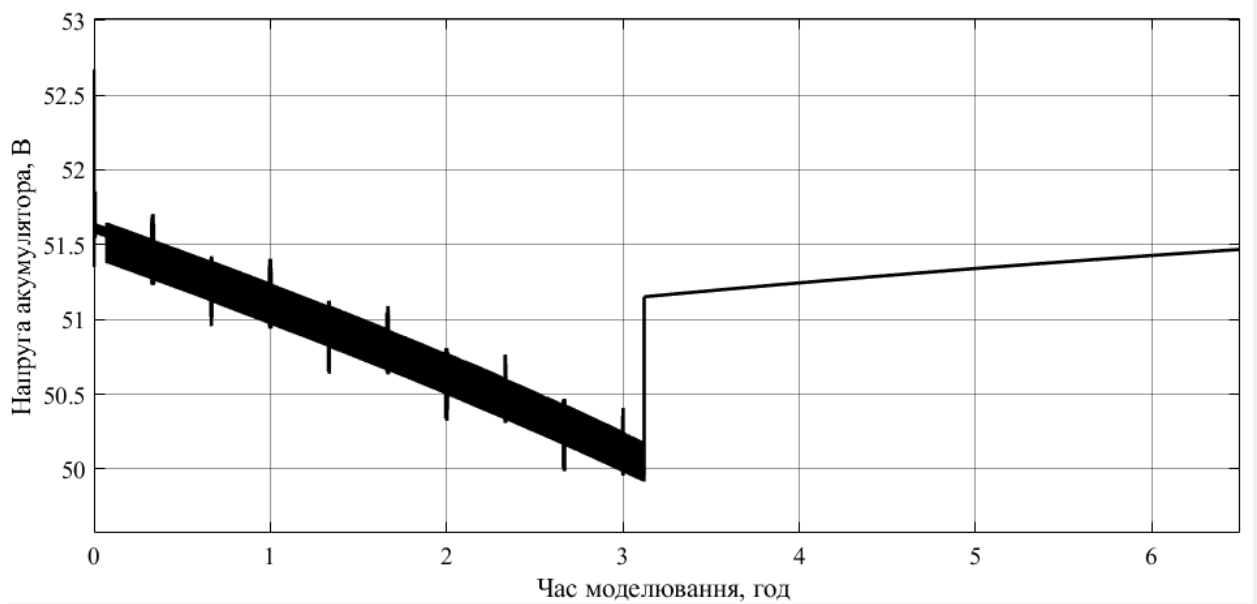


Рис. 4.29. Графік часової залежності напруги акумуляторів

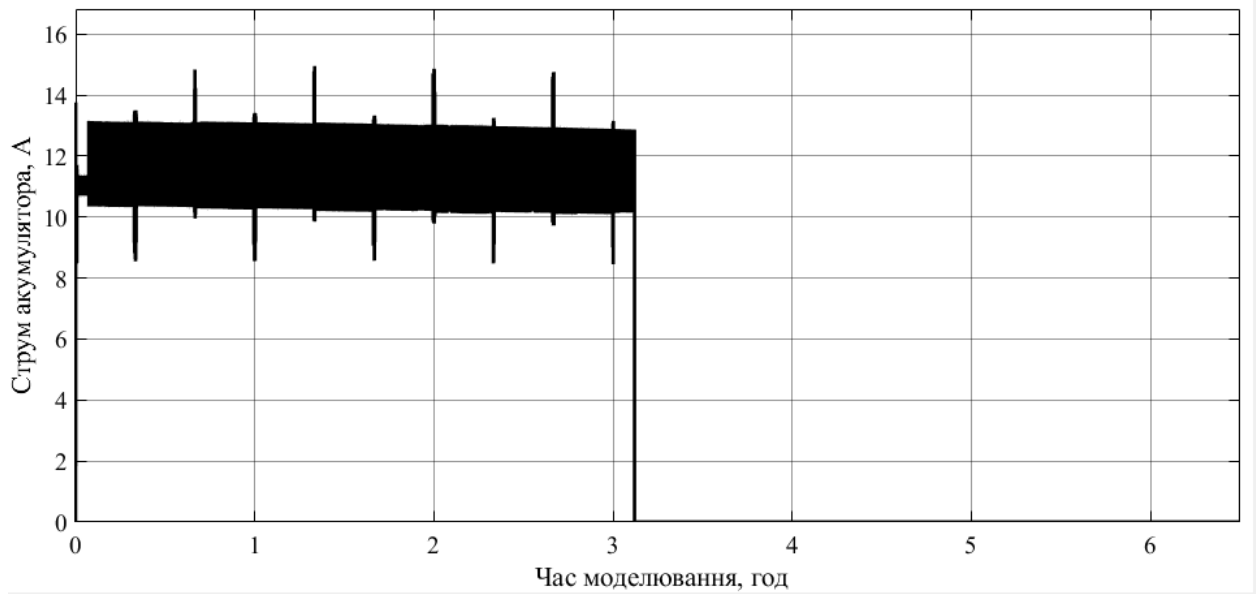


Рис. 4.30. Графік часової залежності струму акумуляторів

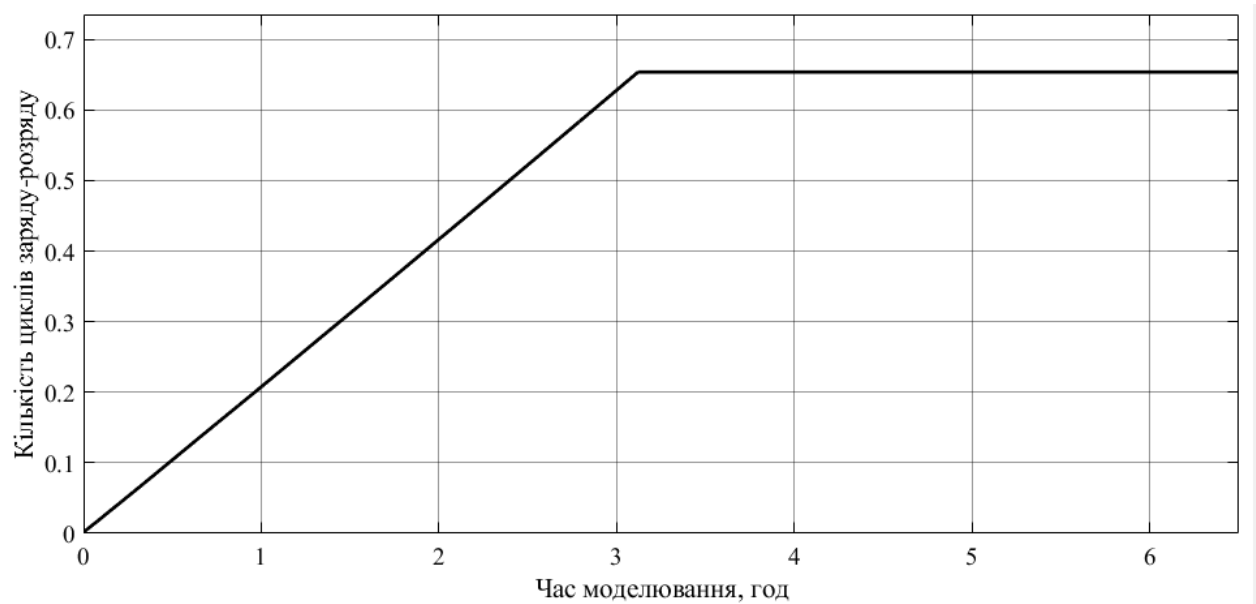


Рис. 4.31. Графік часової залежності кількості циклів заряду-розряду акумуляторів

На рис. 4.32 та рис. 4.33 показано графік часової залежності стану заряду, напруги, струму розряду та циклів заряду-розряду відповідно для обох акумуляторів.

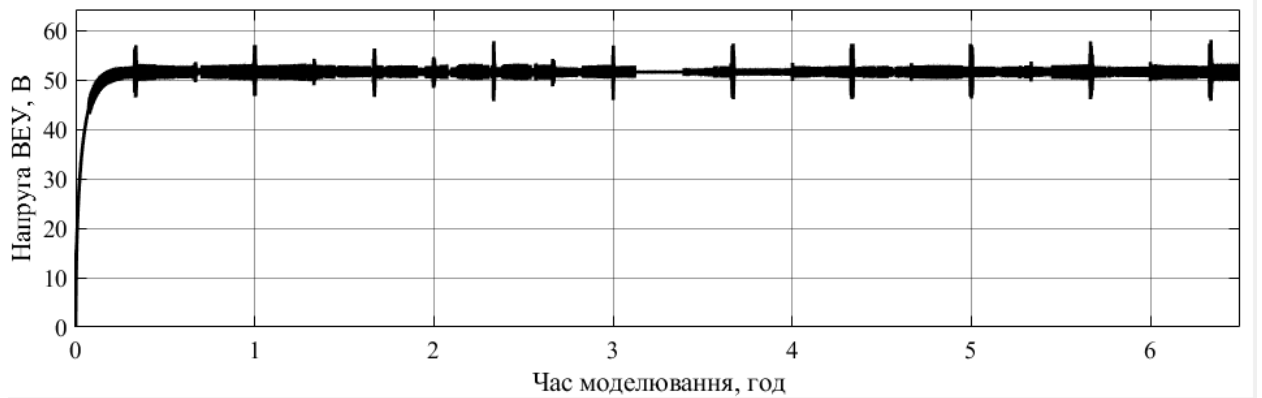


Рис. 4.32. Графік часової залежності напруги вітрогенератора

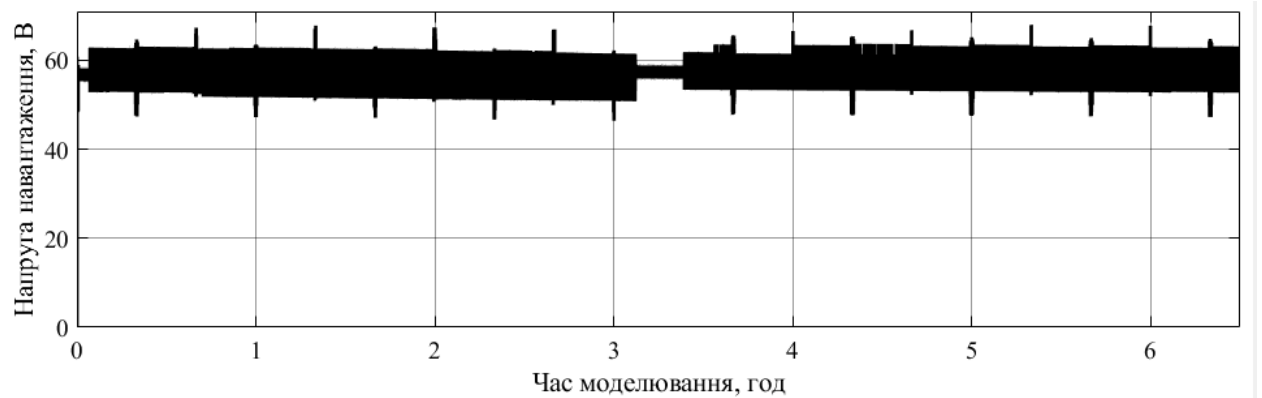


Рис. 4.33. Графік часової залежності напруги навантаження

Розрахунки за допомогою запропонованого параметричного методу показують необхідність використання 4 акумуляторів, що забезпечують енергією навантаження протягом близько 6 с, тоді як використання непараметричного методу з 2 акумуляторами забезпечує протягом близько 3 с. Кількість циклів заряду-розряду при використанні параметричного методу є нижчою, що подовжує ресурс роботи акумуляторів.

Висновки до розділу 4

1. Використання динамічної комутації з використанням циклічного планування з динамічним пріоритетом дозволяє оптимізувати стан заряду (SOC) і глибину розряду (DOD) кожного акумулятора, комутуючи вибрані акумулятори паралельно та керуючи їх роботою незалежно, а також дозволяє рівномірно використовувати акумулятори в часі, знижуючи кількість циклів заряду-розряду кожного акумулятора.

2. Використання модульної структури блоку акумуляторів дозволяє підвищити надійність роботи блоку акумуляторів: при виході з ладу одного або декількох акумуляторів, або при необхідності їх у технічному обслуговуванні, інші акумулятори можуть продовжувати функціонування.

3. Моделювання показало відповідність результатів розрахунків необхідної кількості акумуляторів для безперебійного живлення навантаження протягом заданого часу у 6 секунд при використанні параметричного методу розрахунку кількості акумуляторів у порівнянні з непараметричним, який забезпечив живлення протягом 3 секунд.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В роботі вирішена задача подальшого розвитку теорії керування акумуляторами в системі електроживлення з вітроустановкою на основі застосування динамічної комутації для подовження терміну їх роботи.

1. Порівняння похибок прогнозування показує, що використання моделі ARIMA(4, 0, 1) при прогнозуванні функції зміни швидкості вітру забезпечує найменшу похибку прогнозування $RMSE \geq 0,56$ та $MAPE \geq 17,62\%$, причому похибка росте при виконанні довгострокового прогнозу та для даних з більшою дискретністю.

2. Порівняння похибок прогнозування показує, що використання моделі ARIMA(3, 0, 1) при прогнозуванні функції зміни потужності навантаження забезпечує найменшу похибку прогнозування $RMSE \geq 0,68$ та $MAPE \geq 17,62\%$, причому похибка росте при виконанні довгострокового прогнозу та для даних з більшою дискретністю.

3. Врахування залежності кількості акумуляторів системи балансування від струму розряду, часу розряду, глибини розряду, кількості циклів заряду-розряду, температури, похибки прогнозування швидкості вітру дозволяє уточнити кількість акумуляторів для безперебійного живлення навантаження. Наприклад, при збільшенні похибки прогнозування з 5% до 15% кількість акумуляторів має бути збільшена в 1,39 разів, а при зниженні температури з 20 °C до 0 °C кількість акумуляторів має бути збільшена в 1,16 разів.

4. Врахування впливу стохастичного характеру потоків енергії на кількість акумуляторів може здійснюватися методами різниць першого та другого порядків. Метод різниць першого порядку спрямований на точкове балансування енергії за допомогою комутації акумуляторів, при цьому комутація спрямована на забезпечення безперебійного живлення на кожному окремо вибраному інтервалі часу. Метод різниць другого порядку спрямований на наближення та стабілізацію потужності системи до деякого

передбачуваного рівня, усереднюючи в часі величину дефіциту енергії навантаження та зменшуючи середню глибину розряду акумуляторів. Використання методу різниці другого порядку вимагає встановлення меншої кількості акумуляторів (1,2 порівняно з 2,7) ніж використання методу різниці першого порядку для ідентичних функцій зміни швидкості вітру та потужності навантаження при використанні відповідного алгоритму керування зберіганням енергії. При від'ємних значеннях кількості акумуляторів вважається, що протягом заданого інтервалу часу є вільна енергія, яку можливо зберігати в акумуляторах або віддавати до зовнішньої мережі.

5. Використання динамічної комутації з використанням циклічного планування з динамічним пріоритетом дозволяє оптимізувати стан заряду (SOC) і глибину розряду (DOD) кожного акумулятора, комутуючи вибрані акумулятори паралельно та керуючи їх роботою незалежно, а також дозволяє рівномірно використовувати акумулятори в часі, знижуючи кількість циклів заряду-розряду кожного акумулятора.

6. Моделювання показало відповідність результатів розрахунків необхідної кількості акумуляторів для безперебійного живлення навантаження протягом заданого часу у 6 секунд при використанні параметричного методу розрахунку кількості акумуляторів у порівнянні з непараметричним, який забезпечив живлення протягом 3 секунд.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- [1] IRENA-International Renewable Energy Agency, “World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway,” *World Energy Transitions*, pp. 1–176, 2023, Accessed: Aug. 14, 2023. [Online]. Available: <https://irena.org/Digital-Report/World-Energy-Transitions-Outlook-2022%0Ahttps://irena.org/publications/2021/March/World-Energy-Transitions-Outlook>
- [2] “Енергетична стратегія | Міністерство енергетики України.” Accessed: Aug. 14, 2023. [Online]. Available: <https://mev.gov.ua/reforma/enerhetychna-stratehiya>
- [3] М. К. Яременко, К. Клен, і В. Я. Жуйков, «Вплив похибки прогнозування швидкості вітру на вибір кількості акумуляторів системи балансування», *Мікросистеми, Електроніка та Акустика*, т. 26, вип. 3, с. 237245-1-237245–7, Груд 2021, doi: 10.20535/2523-4455.me.237245.
- [4] K. Klen, V. Martynyuk, and M. Yaremenko, “Influence of wind speed forecasting error on the number of batteries of the balancing system,” in *VIII scientific conference of students “Generation – Transmission – Use GPW 2021*, Morawa, Dec. 2021.
- [5] М. К. Яременко, К. С. Клен, and В. Я. Жуйков, “Вплив похибки прогнозування швидкості вітру на вибір кількості акумуляторів системи балансування,” in *VI міжнародна науково-технічна конференція «SMART-ТЕХНОЛОГІЇ В ЕНЕРГЕТИЦІ ТА ЕЛЕКТРОНІЦІ – 2021» (STEE-2021)*, Лазурне, Aug. 2021.
- [6] K. Klen, V. Martynyuk, and M. Yaremenko, «Prediction of primary energy flow considering its stochastic nature», *Maszyny Elektryczne. – Zeszyty Problemowe*, no. 1(125), pp. 107–110, 2021.
- [7] M. Yaremenko and K. Klen, «Influence of the Expected Wind Speed Fluctuation on the Number of Batteries of the Balancing System», *Power Electronics and Drives*, vol. 7, no. 1, pp. 187–196, Jan. 2022, doi: 10.2478/pead-2022-0014.
- [8] М. К. Яременко і К. С. Клен, «Оцінка рівня енергії вітрового потоку за супровідними даними», *Мікросистеми, Електроніка та Акустика*, т. 24, вип. 2, с. 56–63, Квіт 2019, doi: 10.20535/2523-4455.2019.24.2.160751.

- [9] K. Klen, V. Martynyuk, and 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, Nov 2019, doi: 10.23939/jcpee2019.02.028.
- [10] K. Klen, V. Martynyuk, and M. Yaremenko, “Prediction of the wind speed change function by linear regression method,” in *V scientific conference of students “Generation – Transmission – Use GPW 2018*, Morawa, Dec. 2018.
- [11] M. Yaremenko and K. Klen, «The Effect of Wind Speed Change on the Payback Period of Batteries», *2022 IEEE 41st International Conference on Electronics and Nanotechnology (ELNANO)*, IEEE, Oct 2022, pp. 667–671. doi: 10.1109/ELNANO54667.2022.9927066.
- [12] M. K. Yaremenko and K. S. Klen, «The Impact of Wind Power and Load Power Fluctuations on Energy Storage Sizing», *Microsystems, Electronics and Acoustics*, vol. 28, no. 3, Dec 2023, doi: 10.20535/2523-4455.me.290932.
- [13] Enerdata, “World Energy & Climate Statistics – Yearbook 2023.” Accessed: Jan. 18, 2024. [Online]. Available: <https://yearbook.enerdata.net/total-energy/world-consumption-statistics.html>
- [14] С. Білецький, В. М. Орловський, В. І. Дмитренко, and А. М. Похилко, *Основи нафтогазової справи*. Полтава: ПолНТУ, 2017. Accessed: Jan. 18, 2024. [Online]. Available: <https://core.ac.uk/reader/185669320>
- [15] H. Ritchie, M. Roser, and P. Rosado, “Energy.” Accessed: Jan. 18, 2024. [Online]. Available: <https://ourworldindata.org/electricity-mix>
- [16] А. М. Донець, “Умови стійкості навантажувальних режимів роботи вітродизельної установки,” Національна Академія Наук України, Інститут Відновлюваної Енергетики, Київ, 2017. Accessed: Jan. 18, 2024. [Online]. Available: https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/dis_Donets.pdf
- [17] Г. Півняк, Ф. Шкрабець, Н. Нойбергер, and Д. Циленков, *Основи вітроенергетики*. Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 2015. Accessed: Aug. 17, 2023. [Online]. Available: <https://core.ac.uk/download/pdf/48405972.pdf>

- [18] “ДСТУ ISO 3896-2007 Вітроенергетика. Вітроенергетичні установки та вітроелектричні станції. Терміни та визначення понять.” Київ, Jan. 01, 2009.
- [19] В. С. Кривцов, А. М. Олейников, and А. И. Яковлев, *Неисчерпаемая энергия. Кн. 1. Ветроэлектрогенераторы*. Харьков: Национальный аэрокосмический университет “Харьковский авиационный институт,” 2003.
- [20] К.-М. Kang *et al.*, “Energy Management Method of Hybrid AC/DC Microgrid Using Artificial Neural Network,” *Electronics (Basel)*, vol. 10, no. 16, p. 1939, Aug. 2021, doi: 10.3390/electronics10161939.
- [21] C. Trousseau and G. Kariniotakis, “Choice Criteria between AC and DC Bus in a subsystem in the frame of a distributed Power production,” *Med Power* 2002, 2002, Accessed: Aug. 24, 2023. [Online]. Available: <https://minesparis-psl.hal.science/hal-00534354>
- [22] І. Ю. Немудрий, “Підвищення ефективності електромеханічної системи вітроелектричних установок з аеродинамічною мультиплікацією,” Запоріжжя, 2015. Accessed: Aug. 24, 2023. [Online]. Available: <https://ir.nmu.org.ua/bitstream/handle/123456789/146759/%D0%94%D0%B8%D1%81%D0%B5%D1%80.pdf?sequence=3>
- [23] Я. А. Сябрук, Д. В. Потоцький, and В. В. Шевченко, “Аеродинамічні параметри вибору крильчатих вітродвигунів для вітроенергетичних установок,” Харків: НТУ “ХПІ,” 2013, pp. 231–232. Accessed: Jan. 06, 2024. [Online]. Available: <https://repository.kpi.kharkov.ua/items/77724df4-75f1-459d-a4dc-43119abb7198>
- [24] “Что лучше - вертикальный или горизонтальный ветрогенератор? Преимущества и недостатки.” Accessed: Aug. 18, 2023. [Online]. Available: <http://vetrogenerator.com.ua/vetrogenerator/vertikal/148-что-лучше-vertikalnyy-ili-gorizontalnyy-vetrogenerator-preimuschestva-i-nedostatki.html>
- [25] H. Teimourian, M. Abubakar, M. Yildiz, and A. Teimourian, “A Comparative Study on Wind Energy Assessment Distribution Models: A Case Study on Weibull Distribution,” *Energies (Basel)*, vol. 15, no. 15, p. 5684, Aug. 2022, doi: 10.3390/en15155684.

- [26] О. Д. Любімов, В. М. Коваленко, and А. І. Чубенко, “Методика оброблення статистичних даних параметрів вітру для прийняття рішення щодо розміщення вітроенергоустановки в конкретному регіоні,” *Електроніка та системи управління*, vol. 2, no. 28, 2011, Accessed: Aug. 16, 2023. [Online]. Available: <https://jrn1.nau.edu.ua/index.php/ESU/article/download/630/609>
- [27] A. Vaidya, B. H. Chowdhury, and M. Chamana, “Enabling wind power plants with frequency and voltage regulation capability by forced curtailment,” in *2012 North American Power Symposium (NAPS)*, IEEE, Sep. 2012, pp. 1–6. doi: 10.1109/NAPS.2012.6336393.
- [28] J. Pande, P. Nasikkar, K. Kotecha, and V. Varadarajan, “A Review of Maximum Power Point Tracking Algorithms for Wind Energy Conversion Systems,” *J Mar Sci Eng*, vol. 9, no. 11, p. 1187, Oct. 2021, doi: 10.3390/jmse9111187.
- [29] В. С. Кривцов, А. М. Олейников, and А. И. Яковлев, *Неисчерпаемая энергия. Кн. 2. Ветроэнергетика*. Харьков, Севастополь: Нац. аэрокосм. ун-т «Харьк. авиац. ин-т», Севаст. нац. техн. ун-т, 2004.
- [30] “Wind power - Energy Education.” Accessed: Aug. 14, 2023. [Online]. Available: https://energyeducation.ca/encyclopedia/Wind_power
- [31] М. П. Кузнецов and О. А. Мельник, *Комплексне використання відновлюваних джерел енергії: Курс лекцій: навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»*. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. Accessed: Jan. 18, 2024. [Online]. Available: https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/48635/1/Kompleksne_2022.pdf
- [32] Н. М. Москальчук and М. М. Приходько, “Оцінювання вітроенергетичного потенціалу карпатського регіону України,” *Науковий вісник НЛТУ України*, vol. 27, no. 1, pp. 125–128, 2017, Accessed: Aug. 14, 2023. [Online]. Available: https://nv.nltu.edu.ua/Archive/2017/27_1/30.pdf
- [33] К. С. Осипенко, “Керування режимами роботи перетворювачів автономних систем електроживлення,” Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук, Міністерство освіти і науки України Національний Технічний Університет України «Київський політехнічний інститут», Київ, 2016.

- [34] І. М. Нетробчук, *Метеорологія та кліматологія: конспект лекцій*. Луцьк: Вежа-Друк, 2019. Accessed: Aug. 25, 2023. [Online]. Available: https://evnuir.vnu.edu.ua/bitstream/123456789/16006/1/%D0%9B%D0%B5%D0%BA%D1%86%D1%96%D1%97%20_%20%D0%9D%D0%B5%D1%82%D1%80%D0%BE%D0%B1%D1%87%D1%83%D0%BA.pdf
- [35] H. A. B. Mahyoub, “A statistical analysis of wind speed data and an assessment of wind energy potential in Taiz-Yemen,” Oct. 2006, Accessed: Aug. 15, 2023. [Online]. Available: <https://osf.io/5cws6/download>
- [36] I. Dookie, S. Rocke, A. Singh, and C. J. Ramlal, “Evaluating wind speed probability distribution models with a novel goodness of fit metric: a Trinidad and Tobago case study,” *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, vol. 9, no. 3, pp. 323–339, Sep. 2018, doi: 10.1007/s40095-018-0271-y.
- [37] J. Wang, J. Hu, and K. Ma, “Wind speed probability distribution estimation and wind energy assessment,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 60, pp. 881–899, Jul. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.01.057.
- [38] Півняк Г., Шкрабець Ф., Нойбергер Н., and Ципленков Д., *Основи вітроенергетики. Підручник*. Дніпропетровськ: НГУ, 2015. Accessed: Jan. 06, 2024. [Online]. Available: https://pidru4niki.com/83013/tehnika/fizichni_osnovi_vikoristannya_energiy_i_vitru
- [39] J. P. Palutikof, B. B. Brabson, D. H. Lister, and S. T. Adcock, “A review of methods to calculate extreme wind speeds,” *Meteorological Applications*, vol. 6, no. 2, p. S1350482799001103, Jun. 1999, doi: 10.1017/S1350482799001103.
- [40] S. H. Li, “Design Wind Speed for Buildings and Facilities With Non-Standard Design Life in Canadian Wind Climates,” *Front Built Environ*, vol. 8, p. 829533, Mar. 2022, doi: 10.3389/FBUIL.2022.829533/BIBTEX.
- [41] Z. H. Hulio, W. Jiang, and S. Rehman, “Technical and economic assessment of wind power potential of Nooriabad, Pakistan,” *Energy Sustain Soc*, vol. 7, no. 1, p. 35, Dec. 2017, doi: 10.1186/s13705-017-0137-9.
- [42] М. К. Яременко, “Прогнозне керування системою Smart Grid,” Магістерська дисертація, Національний Технічний Університет України

«Київський Політехнічний Інститут імені Ігоря Сікорського», Київ, 2019.

- [43] R. Dhakal, A. Sedai, S. Pol, S. Parameswaran, A. Nejat, and H. Moussa, “A Novel Hybrid Method for Short-Term Wind Speed Prediction Based on Wind Probability Distribution Function and Machine Learning Models,” *Applied Sciences*, vol. 12, no. 18, p. 9038, Sep. 2022, doi: 10.3390/app12189038.
- [44] R. Sharma and D. Singh, “A Review of Wind Power and Wind Speed Forecasting,” *Journal of Engineering Research and Application*, vol. 8, no. 7, pp. 1–9, 2018, Accessed: Jan. 18, 2024. [Online]. Available: https://www.academia.edu/37090226/A_Review_of_Wind_Power_and_Wind_Speed_Forecasting
- [45] Q. Abdulgader, “Time Series Forecasting Using Arima Methodology with Application on Census Data in Iraq,” *Science Journal of University of Zakho*, vol. 4, no. 2, pp. 258–268, Dec. 2016, doi: 10.25271/2016.4.2.116.
- [46] M. Ghofrani and M. Alolayan, “Time Series and Renewable Energy Forecasting,” in *Time Series Analysis and Applications*, InTech, 2018. doi: 10.5772/intechopen.70845.
- [47] S. Kim and H. Kim, “A new metric of absolute percentage error for intermittent demand forecasts,” *Int J Forecast*, vol. 32, no. 3, pp. 669–679, Jul. 2016, doi: 10.1016/j.ijforecast.2015.12.003.
- [48] E. Grigonytė and E. Butkevičiūtė, “Short-term wind speed forecasting using ARIMA model,” *Energetika*, vol. 62, no. 1–2, Jul. 2016, doi: 10.6001/energetika.v62i1-2.3313.
- [49] В. І. Климко, “Вітросонячні системи електроживлення малопотужних споживачів,” Національний університет “Львівська політехніка,” Львів, 2016. Accessed: Jan. 10, 2024. [Online]. Available: <https://lpnu.ua/sites/default/files/2020/dissertation/1312/dissertatklymko.pdf>
- [50] В. Б. Волківський, “Управління зарядом акумуляторних батарей на основі перетворення в орієнтованому базисі,” Національний технічний університет України “Київський політехнічний інститут,” Київ, 2003. Accessed: Jan. 10, 2024. [Online]. Available: https://fel.kpi.ua/fel/data/library/diser/volkivskiy_masters_degree.pdf

- [51] В. Б. Волківський, “Напівпровідникові перетворювачі з підвищеною ефективністю заряду акумуляторів імпульсними асиметричними струмами,” Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук, Національний технічний університет України “Київський політехнічний інститут, Київ, 2007.
- [52] М. Б. Шелест and П. І. Гайда, *Основи будови та експлуатації акумуляторних батарей: навчальний посібник*. Суми: Сумський державний університет, 2014. Accessed: Aug. 21, 2023. [Online]. Available: <https://essuir.sumdu.edu.ua/bitstream/123456789/37035/1/baterei.doc>
- [53] Jauch Quartz GmbH, “6 Important Parameters for the Design-In of Lithium Polymer Batteries.” Accessed: Aug. 22, 2023. [Online]. Available: <https://www.jauch.com/blog/en/6-important-parameters-for-the-design-in-of-lithium-polymer-batteries/>
- [54] “Lithium Polymer Battery Technology.” Accessed: Aug. 22, 2023. [Online]. Available: https://manoonpong.com/Other/main_page=page_2.pdf
- [55] Є. В. Вербицький, *Енергозбереження і енергоефективність-1. Конспект лекцій для студентів напрямку підготовки 6.050802 «Електронні пристрої та системи»*. Київ: НТУУ “КПІ,” 2014. Accessed: Aug. 22, 2023. [Online]. Available: <https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/21708/1/EnergySaving%20I.pdf>
- [56] Victron Energy B.V., “Gel and AGM Batteries Datasheet.” Accessed: Sep. 04, 2023. [Online]. Available: <https://www.victronenergy.com/upload/documents/Datasheet-GEL-and-AGM-Batteries-EN.pdf>
- [57] BAE, “Comparison AGM-GEL.” Accessed: Sep. 04, 2023. [Online]. Available: <https://modeelectrical.com.au/wp-content/uploads/2017/10/AGM-GEL-comparison.pdf>
- [58] S. Görtz, “Battery energy storage for intermittent renewable electricity production,” Umeå, 2015. Accessed: Sep. 05, 2023. [Online]. Available: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:818683/FULLTEXT01.pdf>
- [59] E. Anderson *et al.*, “Broad Overview of Energy Efficiency and Renewable Energy Opportunities for Department of Defense Installations,” Golden, CO (United States), Aug. 2011. doi: 10.2172/1023698.

- [60] В. Г. Нефедов and Ю. В. Поліщук, *Електрохімічна енергетика. Свинцеві акумулятори: улаштування, виробництво, розрахунки: навчальний посібник*. Дніпропетровськ: ДВНЗ УДХТУ, 2013. Accessed: Jan. 10, 2024. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/profile/Yuliya-Polishchuk/publication/310796718_Elektrohimicna_energetika_Svincevi_akumulatori_ulastuvanna_virobnictvo_rozrahunki/links/5837489d08ae3a74b49af9cb/Elektrohimicna-energetika-Svincevi-akumulatori-ulastuvanna-virobnictvo-rozrahunki.pdf
- [61] М. В. Бик, С. В. Фроленкова, О. І. Букет, and Г. С. Васильєв, *Технічна електрохімія 2: Хімічні джерела струму [Електронний ресурс]: підручник для студ. спеціальності 161 «Хімічні технології та інженерія», спеціалізації «Електрохімічні технології неорганічних та органічних матеріалів»*. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2018. Accessed: Sep. 01, 2023. [Online]. Available: https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/23888/3/Tehn_el_chem_part2_Power_sources.pdf
- [62] R. Satpathy and V. Pamuru, “Off-grid solar photovoltaic systems,” in *Solar PV Power*, Elsevier, 2021, pp. 267–315. doi: 10.1016/B978-0-12-817626-9.00007-1.
- [63] U. Westerhoff, K. Kurbach, F. Lienesch, and M. Kurrat, “Analysis of Lithium-Ion Battery Models Based on Electrochemical Impedance Spectroscopy,” *Energy Technology*, vol. 4, no. 12, pp. 1620–1630, Dec. 2016, doi: 10.1002/ente.201600154.
- [64] O. Tremblay and L.-A. Dessaint, “Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications,” *World Electric Vehicle Journal*, vol. 3, no. 2, pp. 289–298, Jun. 2009, doi: 10.3390/wevj3020289.
- [65] Rubén Lopez Rodriguez, *Energy management optimization of a wind-storage based hybrid power plant connected to an island power grid*. Université Grenoble Alpes, 2021. Accessed: Jan. 12, 2024. [Online]. Available: <https://theses.hal.science/tel-03338743v1/document>
- [66] N. Campagna *et al.*, “Battery Models for Battery Powered Applications: A Comparative Study,” *Energies (Basel)*, vol. 13, no. 16, p. 4085, Aug. 2020, doi: 10.3390/en13164085.
- [67] E. Banguero, A. Correcher, Á. Pérez-Navarro, F. Morant, and A. Aristizabal, “A Review on Battery Charging and Discharging Control Strategies:

- Application to Renewable Energy Systems,” *Energies (Basel)*, vol. 11, no. 4, p. 1021, Apr. 2018, doi: 10.3390/en11041021.
- [68] Q. Lin, J. Wang, R. Xiong, W. Shen, and H. He, “Towards a smarter battery management system: A critical review on optimal charging methods of lithium ion batteries,” *Energy*, vol. 183, pp. 220–234, Sep. 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.06.128.
- [69] Y. E. Abu Eldahab, N. H. Saad, and A. Zekry, “Enhancing the design of battery charging controllers for photovoltaic systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58, pp. 646–655, May 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.061.
- [70] J. Yan, G. Xu, H. Qian, Y. Xu, and Z. Song, “Model Predictive Control-Based Fast Charging for Vehicular Batteries,” *Energies (Basel)*, vol. 4, no. 8, pp. 1178–1196, Aug. 2011, doi: 10.3390/en4081178.
- [71] H. Bizhani, S. K. H. Sani, H. Rezazadeh, and S. Muyeen, “A Comprehensive Comparison of a Lead-Acid Battery Electro-Thermal Performance Considering Different Charging Profiles,” in *2021 IEEE 4th International Conference on Computing, Power and Communication Technologies (GUCON)*, IEEE, Sep. 2021, pp. 1–6. doi: 10.1109/GUCON50781.2021.9573724.
- [72] ROHM semiconductor, “Charging Method.” Accessed: Jan. 19, 2024. [Online]. Available: <https://www.rohm.com/electronics-basics/battery-charge/charging-method>
- [73] Т. М. Базюк, “Підвищення енергоефективності локальних систем енергопостачання із активним споживачем та розосередженою генерацією,” Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук, Міністерство освіти і науки України Національний Технічний Університет України «Київський політехнічний інститут», Київ, 2016. Accessed: Jan. 12, 2024. [Online]. Available: https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/18289/1/Baziuk_diss.pdf
- [74] О. М. Мороз and О. О. Мірошник, *Проектування об’єктів альтернативної енергетики: курс лекцій для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти денної та заочної форм навчання за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»*. Харків: ДБТУ, 2023. Accessed: Jan. 12, 2024. [Online]. Available:

https://repo.btu.kharkov.ua/bitstream/123456789/25734/1/KL_141m_Proekt_obyektiv_23.pdf

- [75] О. В. Братусь, “Методи прогнозування нестационарних часових рядів на основі двобічного експоненційного згладжування та оптимальної фільтрації,” Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук, Національний Технічний Університет України «Київський Політехнічний Інститут імені Ігоря Сікорського», Київ, 2019. Accessed: Jan. 21, 2024. [Online]. Available: https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/29643/1/Bratus_diss.pdf
- [76] К. І. Скомороха, “Порівняльний аналіз методів прогнозування нелінійних нестационарних процесів,” Дипломна робота на здобуття ступеня бакалавра, Національний Технічний Університет України «Київський Політехнічний Інститут імені Ігоря Сікорського», Київ, 2020. Accessed: Jan. 21, 2024. [Online]. Available: https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/37394/1/Skomorokha_bakalavr.pdf
- [77] “Final report of wind measurement – GIZ/MoIT Wind Energy Project,” Xuan Hoa, Jul. 2013. Accessed: Aug. 15, 2023. [Online]. Available: http://gizenergy.org.vn/media/app/media/Publications/Windata/Annual%20Report/Xuan%20Hoa%20-%20Phu%20Yen/GIZ_Report%20Xuan%20Hoa-Year%202013%20-%20EN.pdf
- [78] BBC, “Vietnam profile - Timeline.” Accessed: Feb. 01, 2024. [Online]. Available: <https://www.bbc.com/news/world-asia-pacific-16568035>
- [79] Vietnam News Agency (VNA), “News in Phu Yen Province, Vietnam,” VietnamPlus. Accessed: Feb. 01, 2024. [Online]. Available: <https://en.vietnamplus.vn/region/phu-yen/116/page1.vnp>
- [80] “Thies Clima Products – Meteorology and environmental measuring technology.” Accessed: Aug. 15, 2023. [Online]. Available: <https://www.thiesclima.com/en/Products/Wind-measuring-technology-First-class/?art=1103>
- [81] MEASNET, “Anemometer Calibration Procedure.” Accessed: Feb. 03, 2024. [Online]. Available: https://www.measnet.com/wp-content/uploads/2021/05/MEASNET_Anemometer-Calibration-Procedure_Version-3_10122020.pdf

- [82] The University Institute of Microgravity “Ignacio Da Riva,” “Anemometer Calibration Procedure.” Accessed: Feb. 03, 2024. [Online]. Available: <https://www.idr.upm.es/index.php/en/anemometer-calibration?view=article&id=68:calibration-procedure&catid=18>
- [83] М. В. Карташов, *Імовірність, процеси, статистика*. Київ: ВПЦ Київський університет, 2007.
- [84] F. J. Massey, “The Kolmogorov-Smirnov Test for Goodness of Fit.,” *J Am Stat Assoc*, vol. 46, no. 253, pp. 68–78, 1951.
- [85] K. Aho, D. Derryberry, and T. Peterson, “Model selection for ecologists: the worldviews of AIC and BIC,” *Ecology*, vol. 95, no. 3, pp. 631–636, Mar. 2014, doi: 10.1890/13-1452.1.
- [86] Н. В. Ковтун and А.-Н. Я. Фаталієва, “Програмна реалізація відновлення пропущених даних: порівняльний аналіз,” *Статистика України*, vol. 4, pp. 12–20, 2020, doi: 10.31767/su.4(91)2020.04.02.
- [87] Е. Злоба and И. Яцкив, “Статистические методы восстановления пропущенных данных,” *Computer Modelling & New Technologies*, vol. 6, no. 1, pp. 51–61, 2002, Accessed: Feb. 06, 2024. [Online]. Available: <https://www.pzs.dstu.dp.ua/DataMining/preprocessing/bibl/recovery.pdf>
- [88] A. O. Adejumo, O. Odetunmibi, O. Adejumo, P. Oguntunde, N. Ikoba, and Job. Obalowu, “Modelling of Enugu state monthly rainfall using Box and Jenkins methodology,” *Annals. Computer Science Series*, vol. 16, no. 1, 2018, Accessed: Feb. 06, 2024. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/327237800_Modelling_of_Enugu_Monthly_Rainfall_Using_Box_and_Jenkins_Methodology
- [89] J. LeSage and R. K. Pace, *Introduction to Spatial Econometrics*. Chapman & Hall, 2008.
- [90] R. Nau, “Identifying the order of differencing in an ARIMA model.” Accessed: Feb. 10, 2024. [Online]. Available: <https://people.duke.edu/~rnau/411arim2.htm>
- [91] “Specifications of wind turbine VE-2.” Accessed: Aug. 15, 2023. [Online]. Available: <http://altenergo.biz/wp-content/uploads/2016/07/VE-2.pdf>
- [92] G. Hebrail and A. Berard, “Individual household electric power consumption.” Accessed: Feb. 08, 2024. [Online]. Available:

<http://archive.ics.uci.edu/dataset/235/individual+household+electric+power+consumption>

- [93] T. Hodge, “Hourly electricity consumption varies throughout the day and across seasons.” Accessed: Feb. 08, 2024. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=42915>
- [94] S. Matsumoto, K. Mizobuchi, and S. Managi, “Household energy consumption,” *Environmental Economics and Policy Studies*, vol. 24, no. 1, pp. 1–5, Jan. 2022, doi: 10.1007/s10018-021-00331-9.
- [95] Inc. The MathWorks, “Birnbau-Saunders Distribution.” Accessed: Feb. 09, 2024. [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/help/stats/birnbau-saunders-distribution.html>
- [96] В. І. Будько, “Використання енергії сонячного випромінювання та вітру для зарядження електромобілів,” Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут ім. Ігоря Сікорського» МОН України, Київ, 2019. Accessed: Dec. 01, 2023. [Online]. Available: https://www.ive.org.ua/wp-content/uploads/budko_18.10.2019.PDF
- [97] Ola Subhi Waheed Al-Qasem, “Modeling and Simulation of LeadAcid Storage Batteries within Photovoltaic Power Systems,” An-Najah National University, Nablus, 2012. Accessed: Aug. 19, 2023. [Online]. Available: https://staff-old.najah.edu/sites/default/files/Modeling_and_Simulation_of_LeadAcid_Storage_Batteries_within_Photovoltaic_Power_Systems__0.pdf
- [98] A. R. Utomo, F. Husnayain, and P. S. Priambodo, “Analysis of Lead Acid battery operation based on Peukert formula,” in *2014 International Conference on Electrical Engineering and Computer Science (ICEECS)*, IEEE, Nov. 2014, pp. 345–348. doi: 10.1109/ICEECS.2014.7045275.
- [99] “ESE 471 – Energy Storage Systems. Section 6: Battery bank sizing procedures.” Accessed: Dec. 03, 2023. [Online]. Available: https://web.engr.oregonstate.edu/~webbky/ESE471_files/Section%206%20Battery%20Sizing.pdf
- [100] “Haze - batteries catalogue.” Accessed: Aug. 15, 2023. [Online]. Available: https://inventory.ru/help/Каталог_HAZE_2014_fin_18.11.148s.pdf
- [101] W. Peukert, “About the dependence of the capacity of the discharge current magnitude and lead acid batterie,” *Elektrotech. Z*, vol. 20, pp. 287–288, 1897.

- [102] C. Liebenow, “Über den Elektrischen Widerstand der Metalle,” *Zeitschrift für Elektrochemie*, vol. 4, no. 8, pp. 201–211, Oct. 1897, doi: 10.1002/bbpc.18970040802.
- [103] I. A. Aguf, “Nekotoryie voprosyi teorii poristogo elektroda i protsessyi, protekayuschie v svintsovom akkumulyatore,” *Sb. rabot po HIT. L.*, pp. 87–100, 1968.
- [104] A. Winsel, “Beitrage zur Kenntniss der Stromverteilung in porösen Elektroden,” *Z. Electrochem.*, vol. 66, no. 4, pp. 287–304, 1962.
- [105] M. G. Cugnet, M. Dubarry, and B. Y. Liaw, “Peukert’s Law of a Lead-Acid Battery Simulated by a Mathematical Model,” *ECS Trans*, vol. 25, no. 35, pp. 223–233, Apr. 2010, doi: 10.1149/1.3414021.
- [106] “Peukert’s law.” Accessed: Dec. 01, 2023. [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Peukert%27s_law
- [107] S. Ioannou, K. Dalamagkidis, E. K. Stefanakos, K. P. Valavanis, and P. H. Wiley, “Runtime, capacity and discharge current relationship for lead acid and lithium batteries,” in *2016 24th Mediterranean Conference on Control and Automation (MED)*, IEEE, Jun. 2016, pp. 46–53. doi: 10.1109/MED.2016.7535940.
- [108] A. Aktaş and Y. Kirçiçek, “Solar Hybrid Systems and Energy Storage Systems,” in *Solar Hybrid Systems*, Elsevier, 2021, pp. 87–125. doi: 10.1016/B978-0-323-88499-0.00005-7.
- [109] Y.-H. Sun, H.-L. Jou, and J.-C. Wu, “Multilevel Peukert equations based residual capacity estimation method for lead-acid battery,” in *2008 IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies*, IEEE, Nov. 2008, pp. 101–105. doi: 10.1109/ICSET.2008.4746980.
- [110] C. C. Chan, E. W. C. Lo, and S. Weixiang, “The available capacity computation model based on artificial neural network for lead–acid batteries in electric vehicles,” *J Power Sources*, vol. 87, no. 1–2, pp. 201–204, Apr. 2000, doi: 10.1016/S0378-7753(99)00502-9.
- [111] M. Sufyan, N. A. Rahim, M. M. Aman, C. K. Tan, and S. R. S. Raihan, “Sizing and applications of battery energy storage technologies in smart grid system: A review,” *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 11, no. 1, Jan. 2019, doi: 10.1063/1.5063866.

- [112] R. Kaushik and I. G. Mawston, "Discharge characterization of lead/acid batteries," *J Power Sources*, vol. 28, pp. 161–169, 1989.
- [113] G. W. Vinal, *Storage Batteries*, vol. 4. London: Wiley, 1955.
- [114] Sacred Sun, "SP Series Technical Manual." Accessed: Feb. 23, 2024. [Online]. Available: <https://www.battery.co.za/wp-content/uploads/2014/07/Sacred-Sun-SP-Technical-Manual.pdf>
- [115] W. Maranda, "Capacity degradation of lead-acid batteries under variable-depth cycling operation in photovoltaic system," in *2015 22nd International Conference Mixed Design of Integrated Circuits & Systems (MIXDES)*, IEEE, Jun. 2015, pp. 552–555. doi: 10.1109/MIXDES.2015.7208584.
- [116] Mirdiansyah, A. Taqwa, and Y. Bow, "Monitoring Depth of Discharge of a Valve Regulated Lead Acid Battery in a Standalone PV System," 2021. doi: 10.2991/ahe.k.210205.042.
- [117] Q. Zhang, N. Cui, Y. Shang, B. Duan, and C. Zhang, "An improved Peukert battery model of nonlinear capacity considering temperature effect," *IFAC-PapersOnLine*, vol. 51, no. 31, pp. 665–669, 2018, doi: 10.1016/j.ifacol.2018.10.154.
- [118] H. Yang, "Dependence of Supercapacitor Peukert Constant on Voltage, Aging, and Temperature," *IEEE Trans Power Electron*, vol. 34, no. 10, pp. 9978–9992, Oct. 2019, doi: 10.1109/TPEL.2018.2890392.
- [119] G. Wu, R. Lu, C. Zhu, and C. C. Chan, "Apply a Piece-wise Peukert's Equation with Temperature Correction Factor to NiMH Battery State of Charge Estimation," *Journal of Asian Electric Vehicles*, vol. 8, no. 2, pp. 1419–1423, 2010, doi: 10.4130/jaev.8.1419.
- [120] "MegaWatt Technology - Wind turbine SV-3.1." [Online]. Available: <https://megawatt-technology.all.biz/vtrogenerator-sv-3-1-g17708723>
- [121] K. S. Klen, M. K. Yaremenko, and V. Ya. Zhuykov, "The influence of the wind speed prediction error on the size of the storage controlled operation zone in the system with the wind generator," *Praci elektrodinamiki Nacionalaμnoi akademii nauk Ukraini Institutu*, vol. 2020, no. 57, pp. 35–41, Dec. 2020, doi: 10.15407/publishing2020.57.035.
- [122] Atkinson and E. Kendall, *An Introduction to Numerical Analysis*, 2nd ed. New York: John Wiley & Sons, 1989.

- [123] S. T. Rachev, L. B. Klebanov, S. V. Stoyanov, and F. J. Fabozzi, “Probability Distances and Probability Metrics: Definitions,” in *The Methods of Distances in the Theory of Probability and Statistics*, New York, NY: Springer New York, 2013, pp. 11–31. doi: 10.1007/978-1-4614-4869-3_2.
- [124] V. M. Panaretos and Y. Zemel, “Statistical Aspects of Wasserstein Distances,” *Annu Rev Stat Appl*, vol. 6, no. 1, pp. 405–431, Mar. 2019, doi: 10.1146/annurev-statistics-030718-104938.
- [125] C. García-Santacruz, L. Galván, J. M. Carrasco, and E. Galván, “Sizing and Management of Energy Storage Systems in Large-Scale Power Plants Using Price Control and Artificial Intelligence,” *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 11, p. 3296, Jun. 2021, doi: 10.3390/en14113296.
- [126] Tracklink UK Limited, “HZB12-180FA Valve Regulated Lead Acid Battery.” Accessed: Feb. 26, 2024. [Online]. Available: <https://www.tklink.co.uk/products/railway-specific-products/filter/hzb12-180fa-valve-regulated-lead-acid-battery-hzb12/>
- [127] “Electricity price for household consumers will remain unchanged: Denys Shmyhal.” Accessed: Feb. 26, 2024. [Online]. Available: <https://www.kmu.gov.ua/en/news/dlia-pobutovykh-spozhyvachiv-tsina-elektryky-i-nadali-zalyshytsia-bez-zmin-denys-shmyhal>
- [128] Inc. The MathWorks, “Simulink Documentation.” Accessed: Feb. 26, 2024. [Online]. Available: https://www.mathworks.com/help/simulink/index.html?s_tid=hc_panel
- [129] R. Borkar and V. A. Kulkarni, “Modeling and Simulation of Wind Powered Permanent Magnet Direct Current (PMDC) Motor Using Matlab,” *International Journal of Science and Research (IJSR)*, vol. 4, no. 4, Apr. 2015, Accessed: Feb. 26, 2024. [Online]. Available: <https://www.ijsr.net/archive/v4i4/SUB153902.pdf>
- [130] P. Prasad, “Basic Wind Turbine with PMSG by using Matlab built in blocks.” Accessed: Feb. 26, 2024. [Online]. Available: https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/46294-simple_wind_turbine_pmsg-mdl
- [131] R. Sakipour and H. Abdi, “Optimizing Battery Energy Storage System Data in the Presence of Wind Power Plants: A Comparative Study on Evolutionary

- Algorithms,” *Sustainability*, vol. 12, no. 24, p. 10257, Dec. 2020, doi: 10.3390/su122410257.
- [132] C. Nebl, F. Steger, and H.-G. Schweiger, “Discharge Capacity of Energy Storages as a Function of the Discharge Current—Expanding Peukert’s equation,” *Int J Electrochem Sci*, vol. 12, no. 6, pp. 4940–4957, Jun. 2017, doi: 10.20964/2017.06.51.

ДОДАТОК А. Параметри та характеристики вітроустановок

Основні параметри та характеристики вітроустановок [17], [29]:

- тип вітродвигуна (горизонтально-осьовий чи вертикально-осьовий);
- розмір ВЕУ (діаметр вітроколеса, висота башти, кількість лопатей);
- маса ВЕУ;
- тип генератора – кількість фаз, тип струму – змінний чи постійний;
- номінальна та робочі напруги – діапазон можливих рівнів напруг на виході ВЕУ та тип напруги (постійна чи змінна);
- номінальна частота, Гц;
- номінальна потужність P_{nom} – потужність, що розвивається вітроустановкою при досягненні номінальної швидкості вітру;
- номінальна швидкість вітру – швидкість вітру, при якій ВЕУ досягає номінальної потужності;
- номінальна швидкість обертання – швидкість обертання вітроколеса, що відповідає номінальній швидкості вітру;
- робочий діапазон швидкостей вітру – діапазон швидкостей вітру, включаючи номінальну швидкість, на якому можливе отримання енергії;
- стартова швидкість вітру v_{min} – швидкість вітру, при якій вітроустановка починає виробляти електроенергію;
- максимальна (експлуатаційна) швидкість вітру – швидкість вітру, яка може призвести до руйнування не зупиненої вітроустановки;
- кількість виробленої енергії за певний проміжок часу (місяць, рік) – один з основних параметрів вітроустановки, який має бути узгоджений з кількістю енергії, спожитою навантаженням;
- коефіцієнт використання енергії вітру c_p – параметр, що характеризує ефективність роботи вітродвигуна, характеризує кількість повної

кінетичної енергії набігаючого на ротор вітрового потоку, що перетворюється у корисну механічну енергію на вітроколесі;

- графік залежності вихідної потужності вітроустановки від швидкості вітру.

ДОДАТОК Б. Технічні характеристики та параметри акумуляторів

До основних технічних характеристик та параметрів акумуляторів належать [51], [55]:

- 1) номінальна ємність C – кількість енергії, яку може зберігати акумулятор. Вимірюється у $Bm \cdot год$ або $A \cdot год$;
- 2) щільність енергії ω – це кількість енергії ($Bm \cdot год$), яку може зберігати акумулятор в одиниці ваги ($кг$), площі або об'єму;
- 3) напруга холостого ходу U_{oc} – це напруга на клеммах одного акумулятора при відсутності навантаження. При наявності навантаження вона буде дещо меншою (1,2 В для Ni-Cd та Ni-Mh акумуляторів);
- 4) номінальний струм навантаження I є добутком коефіцієнта $C_{ra} = \frac{1}{t}$ [132], обернено пропорційного до номінального часу розряду t на ємність $C [A \cdot год]$. ;
- 5) внутрішній опір R_s – опір, пов'язаний з неідеальністю роботи акумулятора, включає в себе омичний опір використаного матеріалу електродів; залежить від типу акумулятора, його конструктивних особливостей, умов роботи акумуляторів, кількості елементів у складі акумуляторної батареї та ін;
- 6) кількість циклів заряду-розряду N_{CD} – показник довговічності акумулятора. Цикл заряду-розряду акумулятора – це період заряду-розряду. З кожним таким циклом акумулятор зношується та зменшується його ємність (наприклад, до 80% від номінальної). Погіршення параметрів акумулятора і вихід з ладу обумовлені в першу чергу корозією ґратки й оповзанням активної маси позитивного електрода. Довговічність залежить також і від періодичності обслуговування акумулятора та глибини розряду акумулятора D ;

- 7) глибина розряду акумулятора D – відсоток від максимального рівня заряду, на який можна безпечно розрядити акумулятор;
- 8) діапазон робочих температур ΔT – відрізняється для заряду та розряду. Для заряду він є більш обмеженим, акумулятор не рекомендується розряджати при $T < 0^\circ \text{C}$;
- 9) саморозряд δC_D визначає частку ємності, яка втрачається акумулятором за певний проміжок часу (наприклад, за місяць) та при певній температурі (зазвичай, $T = 20^\circ \text{C}$). Акумулятори можуть мати вбудовану систему захисту від перезаряду та перезаряду, при цьому вона збільшить саморозряд. Деякі типи акумуляторів не рекомендується розряджати нижче деякого порогового значення D , інакше акумулятор почне незворотно втрачати ємність;
- 10) відносна вартість $1 \text{Вт} \cdot \text{г}$ енергії δC_P – параметр, що разом з номінальною ємністю впливають на ціну акумулятора.
Параметрами, що визначають ефективність роботи акумулятора:
- 11) коефіцієнт віддачі n_{Ah} – відношення кількості енергії в $A \cdot \text{г}$, відданого акумулятором при повному розряді, до кількості енергії, отриманій при заряді;
- 12) коефіцієнт корисної дії акумулятора (ККД) n_{Wh} – відношення кількості енергії, відданої споживачі при розряді до встановленої межі (глибини розряду), до кількості енергії, отриманої при заряді.

ДОДАТОК В. Порівняння параметрів акумуляторів

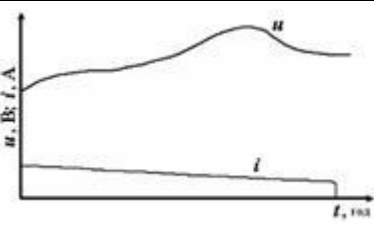
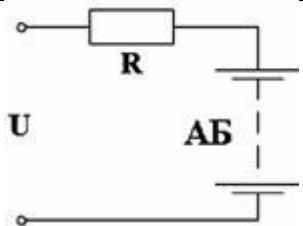
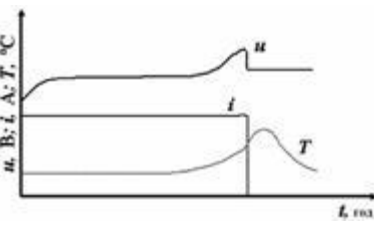
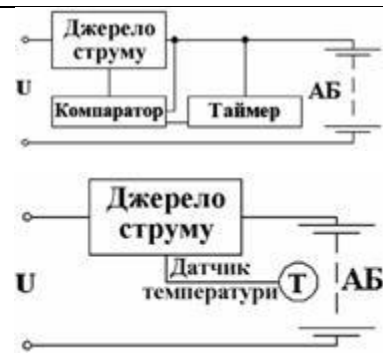
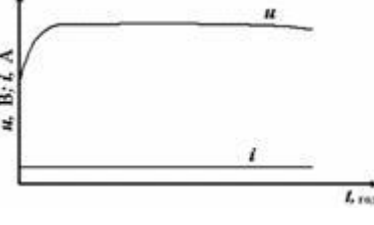

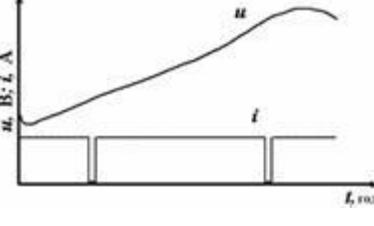

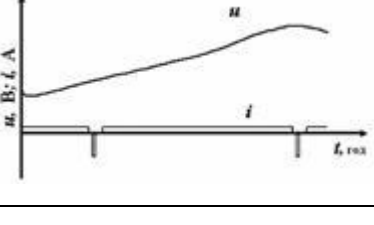

Таблиця В.1. Порівняння параметрів різних типів акумуляторів

Параметр	Тип акумулятора						
	Lead-Acid	AGM[56]	GEL[56]	Ni-Cd	Ni-Mh	Li-ion	Li-Pol
Щільність енергії, <i>Вт · год/кг</i>	30	46,5	42,4	40...60	60...80	100...150	150...200
Напруга холостого ходу, <i>В</i>	2	2	2	1,25	1,25	3,6	2,5-3,0
Номінальний струм навантаження, <i>А</i>	0,2C	0,05C	0,05C	> 2C	0,5...1C	> 1C	0,2C
Внутрішній опір, <i>мОм</i>	<100	1,4 [57]	1,55[57]	100...200	200...300	150...250	200...300
Кількість циклів заряду/розряду	200...500	500...750	1500...2500	1500	500	500...1000	100...150
Глибина розряду, %	20...40	50...80	50...80	100	100	50	50
Діапазон робочих температур, °C	-20...60	-20...50	-20...50	-40...60	-20...60	-20...60	-20...60
Саморозряд за	5-15%	<2%	<2%	20%	30%	10%	5%

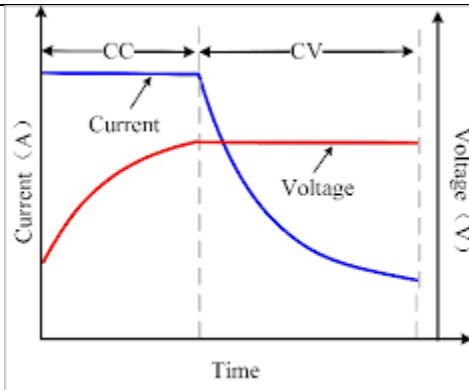
місяць							
Періодичність обслуговування, днів	90...180	Непотрібно	Непотрібно	30	60...90	Непотрібно	Непотрібно
Відносна вартість $1Bm \cdot z$ енергії	1...10	14	28	4...12	14	10...20	60

ДОДАТОК Г. Методи заряджання акумуляторів

Таблиця Г.1. Порівняння методів заряджання акумуляторів

Метод	Часові залежності струму заряду	Еквівалентна схема
Квазі-усталеного струму (CV-метод)		
Двоінтервальні методи (сімейство СС-методів)		
З безперервним підзарядженням акумулятора		
Імпульсне заряджання акумулятора		
Заряджання асиметричним струмом		

CC-CV-метод



ДОДАТОК Д. Програмна реалізація обробки даних і прогнозування функції зміни швидкості вітру та потужності навантаження

Програмна реалізація виконана у програмному середовищі Matlab мовою програмування Matlab. Структурно код програми розподілений на три частини:

1. Файлу `main_prepare_wind_data.m`, що виконує обробку даних та прогнозування функції зміни швидкості вітру.
2. Файлу `main_prepare_load_data.m`, що виконує обробку даних та прогнозування функції зміни потужності навантаження.

Лістинг коду файлу `main_prepare_wind_data.m`:

```
filename = "01AnNinhDong_Final.txt";
vt = read_huge_wind_data(filename, false); %load data from file
vt_old = vt; %save initial data in a separate variable, will work modify and work
with "vt" variable from now on
figure;
plot(vt_old); %plot all the data
grid on;
xlabel('Час, 10хв');
ylabel('Швидкість вітру, м/с');
xlim([0 length(vt)]);

%show regularity:
plot(vt(1:1000))
grid on
hold on
xlabel("Час, 10 хвилин");
ylabel("Швидкість вітру, м/с");
[f1]=fit([1:1000]', vt(1:1000), "fourier1");
plot(f1([1:1000]));
hold off;

%wind speed example over a week
plot_vt(vt(1:1000), 0, 1000)

vt_reduced=rmmissing(vt); %remove NaNs
vt_reduced(vt_reduced==0)=1e-3; %
check_distributions(vt_reduced, 'kstest2', 100, 1); %частота невідкидання 0-вої
гіпотези (перша колонка); this may take some time to execute
check_distributions(vt_reduced, 'kstest2', 1, 1); %IKA (2nd column)

vt_restored = restore_data(vt, "", "mean"); %restore data, 1st method
plot_restored_data(vt, vt_restored);

vt_adjusted = adjust_data_for_distribution(vt, "Weibull");
vt_restored = restore_data(vt_adjusted, "Weibull", "random"); %restore data, 2nd
method
plot_restored_data(vt, vt_restored);
```

```

vt_restored = restore_data(vt, 0, "regr"); %restore data, 3rd method
plot_restored_data(vt, vt_restored);

vt=vt_restored; %from now on use data restored by regression
vt(142040:142040+11693)=[]; %remove all consequent NaNs that were present in the
initial data
pin = vt_to_pt(vt_restored); %compute wind power

%plot hist & fitted distribution
a = restore_data(vt_adjusted, 0, "regr"); %restore data, 3rd method
histfit(a, 10, "Weibull")
xlabel("Швидкість вітру, м/с");
ylabel("Частота");

vt_hour=mean_compress_data(vt, 6); %hourly averaged data
vt_halfhour=mean_compress_data(vt, 3);

autocorr(vt(1:1000), 200) %autocorrelation
title("")
xlabel("Лар")
ylabel("Автокореляція")

parcorr(vt(1:1000), 200) %partial autocorrelation
title("")
xlabel("Лар")
ylabel("Автокореляція")
ylim([-0.2 0.2])

t=diff(vt); %1st order (d=1) diff to make data stationary;

autocorr(t(1:999))
title("")
xlabel("Лар")
ylabel("Автокореляція")
hold on;
h = findobj(gca, 'Type', 'Stem');
set(h, 'Color', 'blue');
parcorr(t(1:999))
title("")
xlabel("Лар")
ylabel("Автокореляція")
ylim([-0.2 0.2])
hold off;

[h,pValue,stat,cValue]=adftest(diff(vt(1:1000), 1), "Lags", 4)

%arima forecast test
Mdl = arima(0,4,1); %arima(p,q,d); d=1, here p=0,q=4
EstMdl = estimate(Mdl,vt(1:1000)); %build model based on 1000 values
[YF,YMSE] = forecast(EstMdl,1,vt(1:1000)); %forecast 1 value
YF(1) %print forecasted value

%check residuals
Mdl = arima(4,0,1); %arima(p,q,d); d=1, here p=0,q=4
EstMdl = estimate(Mdl,vt(1:1000)); %build model based on 1000 values
E = infer(EstMdl,vt(1:1000));
plot(E(1:1000))
grid on
xlabel("Час, 10 хв")
ylabel("Залишки")
figure

```

```

autocorr(E)
title("")
xlabel("Лар")
ylabel("Автокореляція залишків")
ylim([-0.2 0.2])

%create some forecast settings (default ones for now):
params=[];
params=fill_params(params);

%do forecast example:
[avg_wind, avg_error, avg_type]=predict_wind_param("arima.4.0.1", [1:10000],
vt(1:10000)', 50, 100, params)

%compare RMSE forecast error:
params.err_method="RMSE";
find_best_prediction_model_pqd([1:10000], vt(1:10000)', 50, 1000, params)

vt_halfhour=mean_compress_data(vt, 3);
find_best_prediction_model_pqd([1:10000], vt_halfhour(1:10000)', 50, 1000, params)

vt_hour=mean_compress_data(vt, 6);
find_best_prediction_model_pqd([1:10000], vt_hour(1:10000)', 50, 1000, params)

%plot forecast examples
params.xstep=60; %data granularity is 60 min
params.prediction_capacity=3; %predict 3 steps ahead
[avg_wind, avg_error, avg_type,
predicted_wind_arima]=predict_wind_param("arima.4.0.1", [1:100], vt_hour(1:100)', 50,
100, params);
[avg_wind, avg_error, avg_type, predicted_wind_mean]=predict_wind_param("mean",
[1:100], vt_hour(1:100)', 50, 100, params);
[avg_wind, avg_error, avg_type,
predicted_wind_persistent]=predict_wind_param("persistent", [1:100], vt_hour(1:100)',
50, 100, params);
hold on;
plot([3060:60:6000], predicted_wind_mean, 'Color', 'magenta');
plot([3060:60:6000], predicted_wind_arima, 'Color', 'black');
xlabel("Час, хв");
ylabel("Швидкість вітру, м/с");

params.xstep=10;
params.prediction_capacity=1;
[avg_wind, avg_error, avg_type,
predicted_wind_arima]=predict_wind_param("arima.4.0.1", [1:100], vt(1:100)', 50, 100,
params);
[avg_wind, avg_error, avg_type, predicted_wind_mean]=predict_wind_param("mean",
[1:100], vt(1:100)', 50, 100, params);
[avg_wind, avg_error, avg_type,
predicted_wind_persistent]=predict_wind_param("persistent", [1:100], vt(1:100)', 50,
100, params);
hold on;
plot([255*2:5*2:500*2], predicted_wind_mean, 'Color', 'magenta');
plot([255*2:5*2:500*2], predicted_wind_arima, 'Color', 'black');
xlabel("Час, хв");
ylabel("Швидкість вітру, м/с");

```

Лістинг коду файлу main_prepare_load_data.m:

```
filename = "household_power_consumption.txt";
```

```

pt = read_huge_power_consumption_data(filename, false);
pt_out = pt';

figure;
plot(pt_out); %plot all the data
grid on;
xlabel('t, 1хв');
ylabel('P, кВт');
xlim([0 length(pt_out)]);

%load power example over a day
plot_vt(pt_out(36+6*60+1+24*60*2:36+6*60+1+24*60*2+60*24), 0, 60*24)
xlabel("Час, 1 хвилину");
ylabel("Потужність навантаження, кВт");

pt_out_reduced=rmmissing(pt_out); %remove NaNs
dist_fit_data = fitdist(pt_out_reduced', "Birnb BaumSaunders");
plot(dist_fit_data, PlotType="cdf")
grid on;
xlabel("Потужність навантаження, кВт")
ylabel("Функція розподілу імовірностей")

dist = fitdist(pt_out_reduced', "Birnb BaumSaunders");
x=0:0.01:12;
dist_pdf = pdf(dist, x);
figure
hold on
box on
y = hist(pt_out_reduced, 10);
hist(pt_out_reduced, 10)
plot(x, dist_pdf * max(y), "LineWidth", 2, "Color", "red")
xlabel("Потужність навантаження, кВт");
ylabel("Частота");
xlim([0 12])
ylim([0 14] * 10e5)

pt_out_restored = restore_data(pt_out, 0, "regr"); %restore data, 3rd method
figure;
hold on;
grid on;
xlim([0 length(pt_out)]);
plot(pt_out_restored, "Color", "#D95319")
plot(pt_out, "Color", "blue");
xlabel("Час, 1 хвилину");
ylabel("Потужність навантаження, кВт");

pt_out=pt_out_restored; %from now on use data restored by regression

pt_out_10min=mean_compress_data(pt_out, 10);
pt_out=pt_out_10min;

pt_out_restored_1000=pt_out_restored.*1000;

autocorr(pt_out(1:1000), 200) %autocorrelation
title("")
xlabel("Лар")
ylabel("Автокореляція")

t=diff(pt_out); %1st order (d=1) diff to make data stationary;

autocorr(diff(pt_out(1:1000)))

```

```

title("")
xlabel("Лар")
ylabel("Автокореляція")
hold on;
h = findobj(gca, 'Type', 'Stem');
set(h, 'Color', 'blue');
parcorr(diff(pt_out(1:1000)))
title("")
xlabel("Лар")
ylabel("Часткова автокореляція")
ylim([-0.2 0.2])
ylabel("Автокореляція")
hold off;

[h,pValue,stat,cValue]=adftest(diff(pt_out(1:1000)), "Lags", 4)

%check residuals
Mdl = arima(3,0,1);
EstMdl = estimate(Mdl,pt_out(1:1000)); %build model based on 1000 values
E = infer(EstMdl,pt_out(1:1000));
plot(E(1:1000))
grid on
xlabel("Час, 10 хв")
ylabel("Залишки")
figure
autocorr(E)
title("")
xlabel("Лар")
ylabel("Автокореляція залишків")
ylim([-0.2 0.2])

%compare RMSE forecast error:
params.err_method="RMSE";
find_best_prediction_model_pqd([1:10000], pt_out(1:10000)', 50, 1000, params)

pt_out_halfhour=mean_compress_data(pt_out, 3);
find_best_prediction_model_pqd([1:10000], pt_out_halfhour(1:10000)', 50, 1000,
params)

pt_out_hour=mean_compress_data(pt_out, 6);
find_best_prediction_model_pqd([1:10000], pt_out_hour(1:10000)', 50, 1000, params)

%plot forecast examples
params.xstep=60; %data granularity is 60 min
params.prediction_capacity=3; %predict 3 steps ahead
[avg_pt_out, avg_error, avg_type,
predicted_pt_out_arima]=predict_wind_param("arima.3.0.1", [1:100],
pt_out_hour(1:100)', 50, 100, params);
[avg_pt_out, avg_error, avg_type, predicted_pt_out_mean]=predict_wind_param("mean",
[1:100], pt_out_hour(1:100)', 50, 100, params);
[avg_pt_out, avg_error, avg_type,
predicted_pt_out_persistent]=predict_wind_param("persistent", [1:100],
pt_out_hour(1:100)', 50, 100, params);
hold on;
plot([3060:60:6000], predicted_pt_out_mean, 'Color', 'magenta');
plot([3060:60:6000], predicted_pt_out_arima, 'Color', 'black');
xlabel("Час, хв");
ylabel("Потужність навантаження, кВт");

params.xstep=10;
params.prediction_capacity=1;

```

```

[avg_pt_out, avg_error, avg_type,
predicted_pt_out_arima]=predict_wind_param("arima.3.0.1", [1:100], pt_out(1:100)', 50,
100, params);
[avg_pt_out, avg_error, avg_type, predicted_pt_out_mean]=predict_wind_param("mean",
[1:100], pt_out(1:100)', 50, 100, params);
[avg_pt_out, avg_error, avg_type,
predicted_pt_out_persistent]=predict_wind_param("persistent", [1:100], pt_out(1:100)',
50, 100, params);
hold on;
plot([255*2:5*2:500*2], predicted_pt_out_mean, 'Color', 'magenta');
plot([255*2:5*2:500*2], predicted_pt_out_arima, 'Color', 'black');
xlabel("Час, хв");
ylabel("Потужність навантаження, кВт");

```

ДОДАТОК Е. Програмна реалізація розрахунку кількості акумуляторів

Програмна реалізація виконана у програмному середовищі Matlab мовою програмування Matlab. Лістинг коду файлу main_init_num_batteries.m:

```
%init C(t) data from the HZB battery
tt=[15/60 20/60 25/60 30/60 35/60 40/60 45/60 1 1.5 2 3 4 5 6 7 8 10 12 20 24];
ii=[296 255 224 198 178 162 149 119 87 69.1 50.6 40.1 33.2 28.2 24.6 21.8 17.9 15.2
9.46 7.99];
cc=ii.*tt;

peukert_k = peukerts_constant(119, 1, 179, 10)

my_peukert_relative_error(tt, ii, cc, 8, 17, 1)

my_peukert_capacity(tt,ii,cc,8,17)

battery_age_approx

temperature_arr=[-20 -7 0 5 10 15 20 25 30 40];

my_peukert_temperature(tt, ii, cc, 8, 17, temperature_err, 1)

batteries_arr = my_batteries_temperature(tt, ii, cc, 8, 17, 17.9, 10, 179, 20, 0.5, 0,
temperature_arr, 1);

format shortEng;
polyfit(temperature_arr,batteries_arr,2)
format short;

local_temperature_arr=[-20 -10 0 10 20];
local_deltav_arr=[0 0.05 0.10 0.15 0.20];
surf_arr = [];
for i=1:length(local_deltav_arr)
    disp("Num of batteries for deltaV=" + num2str(local_deltav_arr(i)));
    batteries_arr = my_batteries_temperature(tt, ii, cc, 8, 17, 17.9, 10, 179, 20,
0.5, local_deltav_arr(i), local_temperature_arr, 0)
    surf_arr = [surf_arr; batteries_arr];
end

local_temperature_arr=temperature_arr;
local_deltav_arr=[0:0.01:0.15];
denom=3.77*1^3;
nom=3.77.*(1-local_deltav_arr).^3;
delta_p=1-(nom./denom);
surf_arr = [];
figure;
hold on;
grid on;
for i=1:length(local_deltav_arr)
    disp("Num of batteries for deltaV=" + num2str(local_deltav_arr(i)));
    batteries_arr = my_batteries_temperature(tt, ii, cc, 8, 17, 17.9, 10, 179, 20,
0.5, local_deltav_arr(i), local_temperature_arr, 0);
    plot3(local_temperature_arr, local_deltav_arr(i)*ones(1,
length(local_temperature_arr)), batteries_arr);
    surf_arr = [surf_arr; batteries_arr];
end
xlabel("Температура, °C");
```

```

ylabel("Похибка прогнозування швидкості вітру");
xlabel("Кількість акумуляторів");

figure
grid on;
surf(local_temperature_arr, local_deltav_arr, surf_arr)
xlabel("Температура, °C");
ylabel("Похибка прогнозування швидкості вітру");
xlabel("Кількість акумуляторів");

plot_vt_trend(vt_to_pt(vt(700:800)), 700, 800, 6)
plot_vtdiff_trend(vt_to_pt(vt(700:800)), 700, 800, 6)

[y_in_total_area, y_out_total_area, y_in_diff_area, y_out_diff_area] =
my_areas_double_intervals(vt_to_pt(vt(1:8000)), k, pt_out_restored_1000(1:8000*10),
6*24);

find_dist_minmax(vt_adjusted, "Weibull")
find_dist_minmax(vt_adjusted, "Nakagami")
find_dist_minmax(vt_adjusted, "Gamma")
find_dist_minmax(vt_adjusted, "Generalized Extreme Value")

find_max_batteries(adjust_data_for_distribution(vt, "Weibull"), "Weibull")
find_max_batteries(adjust_data_for_distribution(vt, "Nakagami"), "Nakagami")
find_max_batteries(vt, "Gamma")
find_max_batteries(vt, "Generalized Extreme Value")

```


ДОДАТОК Є. Програмна реалізація системи керування

```

function [charge_select, discharge_select] = fcn(curr_time, prev_time,
switching_period, battery1_data, battery2_data, battery3_data, battery4_data,
battery5_data, battery6_data)

%initial values
charge_select=[0 0 0 0 0 0]';
discharge_select=[0 0 0 0 0 0]';

min_soc = 50;
b_data = [battery1_data, battery2_data, battery3_data, battery4_data, battery5_data,
battery6_data];

%simple test
if (curr_time >= 0)
    charge_select=charge_control_impl(curr_time, prev_time, switching_period,
battery1_data, battery2_data, battery3_data, battery4_data, battery5_data,
battery6_data);
    discharge_select=discharge_control_impl(curr_time, prev_time, switching_period,
battery1_data, battery2_data, battery3_data, battery4_data, battery5_data,
battery6_data);
end

for idx=1:length(b_data)
    if b_data(1, idx) <= min_soc
        charge_select(idx) = 0;
    end
end
for idx=1:length(b_data)
    if b_data(1, idx) >= max_soc
        charge_select(idx) = 0;
    end
end

end

```

ДОДАТОК Ж. Акт впровадження

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

Проректор з навчальної
роботи КПІ ім. Ігоря Сікорського
Анатолій МЕДИЧЕНКО

Вихідний № _____

від « _____ » 2023 р.



АКТ

**про впровадження результатів дисертаційної роботи
Яременка Михайла Костянтиновича
у навчальний процес Національного технічного університету України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**

Ми, що нижче підписалися, декан факультету електроніки КПІ ім. Ігоря Сікорського д.т.н., проф. Жуйков В.Я., зав. кафедрою електронних пристроїв та систем д.т.н., доц. Вербицький Є.В., доцент кафедри електронних пристроїв та систем к.т.н., доц. Батрак Л.М. склали Акт впровадження результатів дисертаційної роботи аспіранта кафедри електронних пристроїв та систем Яременка М.К. у навчальний процес КПІ ім. Ігоря Сікорського.

Матеріали дисертаційної роботи Яременка М.К. використані у навчальному процесі кафедри електронних пристроїв та систем при підготовці бакалаврів за освітньою програмою «Електронні компоненти і системи», а саме, у рамках дисципліни «Мережі постійного і змінного струму з альтернативними джерелами енергії - І» додано лекцію, в якій:

1) Наведено детальну інформацію щодо особливостей роботи та структури комбінованих систем генерації енергії з вітроустановками, а також розглянуті основні способи балансування енергії в таких системах (за рахунок її накопичення) та їх фізичні особливості.

2) На основі використання закону Пейкерта з врахуванням глибини розряду акумуляторної батареї та залежності її ємності від температури навколишнього середовища наведено формулу для розрахунку кількості акумуляторних батарей системи балансування.

3) Показано вплив похибки прогнозування швидкості вітру на величину зони керованої роботи акумуляторної батареї, та на їх кількість у системі балансування.

Декан факультету електроніки
д.т.н., проф.

Валерій ЖУЙКОВ

Завідувач кафедри
електронних пристроїв та систем,
д.т.н., доц.

Євген ВЕРБИЦЬКИЙ

Доцент кафедри
електронних пристроїв та систем,
к.т.н., доц.

Лариса БАТРАК