

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ВІДНОВЛЮВАНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ
ЗАХІДНОЧЕСЬКИЙ УНІВЕРСИТЕТ

РУБАНЕНКО ОЛЕНА ОЛЕКСАНДРІВНА

МОНОГРАФІЯ

**ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ
ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ**

Пльзень-Вінниця-Київ – 2024

УДК 621.311.29

Рекомендовано до друку Вченою радою Інституту відновлюваної енергетики НАН України (протокол № 22 від 11 листопада 2024 року).

РЕЦЕНЗЕНТИ:

Кудря Степан Олександрович, директор Інституту відновлюваної енергетики Національної академії наук України, доктор технічних наук, професор

Комар В'ячеслав Олександрович, завідувач кафедри електричних станцій і систем, Вінницького національного технічного університету, доктор технічних наук, професор

Рубаненко О.О. *Підвищення енергоефективності відновлюваних джерел енергії*: монографія.
Вінниця: Влавке. 2024, 428 ст.

В монографії викладені теоретичні та практичні питання підвищення енергоефективності відновлюваних джерел енергії. Проаналізовано стан відновлюваної енергетики України. У монографії досліджено актуальну науково-технічну задачу розроблення й удосконалення методів і моделей підвищення енергоефективності відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в енергетичних системах. Мета дослідження, представленого в монографії, полягає в формуванні науково-технічних основ підвищення енергоефективності відновлюваних джерел енергії в балансі електроенергії енергетичних систем на основі використання різних способів резервування електроенергії та розроблення і удосконалення моделей і методів аналізу їх технічного стану.

Призначена для наукових та інженерно-технічних співробітників, які займаються проєктуванням та експлуатацією відновлюваних джерел енергії.

ISBN 978-80-7497-508-0

© Рубаненко О.О., 2024

ЗМІСТ

Передмова.....	9
PREFACE.....	15
ВСТУП.....	19
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ	20
РОЗДІЛ 1. ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ВДЕ В УКРАЇНІ І СВІТІ ТА ЇХ ВЗАЄМОВПЛИВ З ЕЕС.....	28
1.1. Особливості функціонування ВДЕ в сучасних умовах.....	28
1.2. Тенденції до зміни встановленої потужності та обсягів генерування електроенергії ВДЕ в умовах реалізації стратегії декарбонізації	32
1.3. Забезпечення балансової надійності ЕЕС з ВДЕ та проблеми, що пов'язані з їх реалізацією	41
1.3.1. Основні технології забезпечення балансу електроенергії в ЕЕС з ВДЕ.....	41
1.3.2. Відповідальність виробників ВДЕ за небаланси.....	46
1.4. Задача оптимального керування параметрами електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії.....	48
1.5. Вплив стану електричних мереж на енергоефективність ВДЕ.....	50
Висновки до розділу 1.....	53
РОЗДІЛ 2. ВПЛИВ МЕТЕОРОЛОГІЧНИХ ФАКТОРІВ НА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ВДЕ.....	56
2.1. Математичне моделювання впливу метеорологічних факторів на генерування електроенергії ВДЕ.....	56

2.1.1. Використання часових рядів для представлення генерування ВДЕ	56
2.1.2. Кореляційний аналіз генерування ВДЕ.....	66
2.2. Аналіз вхідних даних для прогнозування генерування ВДЕ....	72
2.2.1. Частотний аналіз вхідних даних для прогнозування генерування ВДЕ.....	72
2.2.2. Вейвлет аналіз генерування електроенергії ВДЕ.....	75
2.2.3. Скалограма і скейлограма вейвлет аналізу часового ряду генерування електроенергії ВДЕ	78
2.3. Прогнозування генерування електроенергії ВДЕ	81
2.3.1. Методи прогнозування часових рядів генерування електроенергії ВДЕ	81
2.3.2. Оцінка впливу метеорологічних факторів на генерування ВДЕ.....	86
2.4. Формування графіка генерування фотоелектричних станцій ...	87
2.4.1. Визначення генерування електроенергії фотоелектричними станціями.....	90
2.4.2. Аналіз генерування електроенергії фотоелектричною станцією.....	90
2.4.3. Метод оцінки впливу метеорологічних показників на ефективність генерування ФЕС	92
2.5. Опис роботи та інтерфейсу програмного комплексу аналізу нерівномірності графіку генерування та впливу метеорологічних факторів.....	99
Висновки до розділу 2.....	116

РОЗДІЛ 3. ПРОГНОЗУВАННЯ ГЕНЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ФЕС В БАЛАНСУЮЧІЙ ГРУПІ ЕНЕРГОСИСТЕМИ.....	122
---	-----

3.1. Визначення найбільш впливових метеорологічних факторів на генерування ФЕС.....	124
3.1.1. Визначення впливових метеорологічних факторів на генерування ФЕС на прикладі сонячного опромінення за аналітичними виразами.....	124
3.1.2. Онлайн визначення впливових метеорологічних факторів на генерування ФЕС на прикладі сонячного випромінювання.....	130
3.1.3. Аналіз емпіричних моделей для розрахунку сонячного випромінювання.....	132
3.2. Визначення генерування ВДЕ з використанням штучних нейронних мереж	136
3.2.1. Формування моделі для прогнозування погодинних графіків генерування електроенергії.....	136
3.2.2. Визначення генерування ФЕС з використанням модуля Neural Networks ПК MATLAB.....	142
3.2.3. Визначення погодинного значення генерування ВДЕ з використанням модуля Neuro Fuzzy Designer (ANFIS – Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System).....	149
3.2.4. Нейро-нечітка модель погодинного генерування ВДЕ з використанням ANFIS.....	151
3.3. Структура нечіткої нейронної продукційної мережі погодинного генерування ФЕС	153
Висновки до розділу 3.....	159
РОЗДІЛ 4. ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ПІД ЧАС ЇХ РОБОТИ В БАЛАНСУЮЧІЙ ГРУПІ.....	160
4.1. Моделювання технічного стану ФЕС засобами ФТА.....	161
4.1.1. Побудова дерева відмов для ФЕС.....	161

4.1.2. Використання FTA для оцінки надійності та вдосконалення під час проектування.....	163
4.1.3. Кількісна оцінка подій FTA	166
4.1.4. Оцінювання надійності електричної мережі та побудова FTA.....	171
4.2. Аналіз технічного стану фотоелектричних станцій.....	176
4.2.1. Дерево пошкоджень FTA ФЕС.....	176
4.2.2. Розроблення дерева пошкоджень фотоелектричного модуля	178
4.2.3. Приклад аналізу пошкоджуваності ФЕМ	181
4.2.4. Основні дефекти фотоелектричних модулів, які експлуатуються на ФЕС в ЕЕС.....	186
4.3. Коефіцієнт загального залишкового ресурсу ФЕМ.....	193
4.4. Програмно-апаратний комплекс визначення технічного стану обладнання ФЕС.....	206
4.4.1. Блок-схема програмно-апаратного комплексу визначення технічного стану ФЕС та визначення коефіцієнтів-індикаторів.....	207
4.4.2. Критеріальне моделювання генерування ВДЕ для програмно-апаратного комплексу	208
4.4.3. Розробка коефіцієнтів-індикаторів аномальної роботи ФЕМ...	214
Висновки до розділу 4.....	217

РОЗДІЛ 5. КОМПЕНСАЦІЯ ВПЛИВУ НЕРІВНОМІРНОСТІ

ГЕНЕРУВАННЯ ВДЕ НА РЕЖИМНУ ТА БАЛАНСОВУ НАДІЙНІСТЬ

ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....	219
5.1. Режимна і балансова надійності ЕЕС з ВДЕ.....	220
5.2. Зменшення похибки прогнозування ФЕС в процесі балансування режимів ЕЕС з використання ГЕС	225

5.2.1. Передумови компенсації нерівномірності графіка генерування ФЕС за допомогою ГЕС	225
5.2.2. Підвищення енергоефективності ФЕС в балансі потужності та електроенергії з використанням малих ГЕС.....	226
5.3. Використання водневих технологій для підвищення енергоефективності ВДЕ під час балансування режимів ЕЕС.....	230
5.3.1. Отримання водню для підтримання стабільності генерування ВДЕ та водню в електроенергетичних системах з використанням водневих технологій.....	232
5.3.2. Визначення оптимального значення ціни електроенергії та водню в електроенергетичних системах з використанням водневих технологій.....	239
5.4. Використання біогазових установок для компенсації нерівномірності генерування ВДЕ.....	260
5.4.1. Передумови зменшення похибки прогнозування графіків генерування ВДЕ за допомогою біогазових установок.....	260
5.4.2. Підвищення енергоефективності ВДЕ в балансі потужності та електроенергії з використанням біогазових установок.....	264
Висновки до розділу 5.....	269

РОЗДІЛ 6. БАЛАНСУВАННЯ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ З ВДЕ КРИТЕРІАЛЬНИМ МЕТОДОМ..... 272

6.1. Комплексний підхід компенсації нерівномірності графіка генерування ВДЕ.....	273
6.2. Критеріальне програмування для розв'язання задачі визначення оптимальних витрат на компенсацію нестабільності ВДЕ.....	278
6.3. Критеріальна модель питомих витрат на резервування за	

сценарієм, по якому використовуються хімічні накопичувачі.....	282
6.4. Критеріальна модель питомих витрат на резервування за сценарієм, по якому використовуються хімічні накопичувачі та біогазові установки.....	288
6.5. Практичне використання способів компенсації нерівномірності графіків генерування електроенергії ВДЕ	296
6.5.1. Визначення допусків відхилень параметрів.....	296
6.5.2. Математичні моделі для визначення допусків.....	300
6.5.3. Визначення допусків за принципом рівних впливів.....	302
6.5.4. Розподіл допусків із використанням критеріальних моделей.....	306
6.6. Побудова нечіткої моделі витрат на резервування в залежності від питомої вартості та встановленої потужності.....	315
Висновки до розділу 6.....	323
ВИСНОВКИ.....	326
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	330
ДОДАТКИ.....	363
ДОДАТОК А. Ілюстративний матеріал.....	364
ДОДАТОК Б. Основні дефекти ФЕМ, які експлуатуються на ФЕС ЕЕС.....	394
ДОДАТОК В. Генерування міні-ГЕС.....	405
ДОДАТОК Г. Характеристика водневих технологій для сумісного використання з ВЕС.....	415

Передмова

Рубаненко О. О. Підвищення енергоефективності відновлюваних джерел енергії. – Монографія.

Монографія охоплює питання підвищення енергоефективності відновлюваних джерел енергії в балансі електроенергії електроенергетичних систем.

Дослідження проводилось в рамках проєктів MSCA4Ukraine ID номер 1233365, 24-PKVV-UM-006 “Support for innovation, renovation and improvement of renewable energy sources teaching and extension of trilateral cooperation between NTU in Kyiv, VNTU in Vinnytsia and UWB in Pilsen” та 24-PKVV-UM-007 “Support for innovation of teaching renewable energy sources, evolution of power supply for emergency shelters for war refugees and interuniversity cooperation between UWB and VNTU”.

У першому розділі проведено аналіз встановленої потужності та обсягів генерування електроенергії ВДЕ в умовах реалізації стратегії декарбонізації в світі і в Україні в довоєнний час, що дозволило виявити основні тенденції зміни та є корисним для оцінювання можливості планування заходів щодо підвищення їх енергоефективності в балансі електроенергії енергетичних систем. Також в першому розділі сформовано особливості функціонування ВДЕ з нерівномірним графіком генерування в електричних мережах енергосистем та виокремлено негативні характерні ознаки розподільних електричних мереж України, що зменшують енергоефективність ВДЕ.

Тому, наразі виникла задача підвищення енергоефективності в балансі електроенергії в енергетичних системах, яку можна вирішити за рахунок використання комбінованих систем енергопостачання на основі відновлюваних і традиційних джерел енергії різних видів із необхідними для електроенергетичної системи динамічними характеристиками. Зокрема високоманеврової генерації, що дозволить забезпечити балансову надійність енергосистеми та одночасне зростання частки відновлюваної енергетики з нерівномірним графіком відпуску електроенергії і підвищить її ефективність. Для систематизації підходу вирішення

цієї задачі розроблені основні технології забезпечення балансової надійності та досліджено проблеми, пов'язані з їх реалізацією. Тобто, під час експлуатації ВДЕ потрібно мати балансуючий резерв системи. В довоєнні часи в умовах дефіциту маневрених потужностей графік навантаження енергосистеми регулювався за рахунок вугільних теплових електричних станцій (ТЕС), що призводили до шкідливих викидів в атмосферу. Після пошкодження більшої частини теплових електричних станцій навантаження енергосистеми регулюються усіма доступними засобами, включаючи гідроелектростанції, обмеження споживачів і т.д. Тому досліджено питання відповідальності виробників ВДЕ за небаланси, що регламентується нормативними документами. Ними встановлена відповідальність ВДЕ за відхилення від затвердженого для них погодинного графіка генерування електроенергії на наступну добу. За відхилення від заданого графіка (для фотоелектричних станцій (ФЕС) допустима похибка дорівнює 5%, а для вітрових електричних станцій (ВЕС) – 10%) наступають штрафні санкції від гарантованого покупця електроенергії, що суттєво впливає на економічну складову енергоефективності ВДЕ.

ВДЕ згідно кодексу електричних мереж стає повноцінним об'єктом керування режимом електроенергетичної системи (ЕЕС) з точки зору балансування потужності та електроенергії, регулювання реактивної потужності і напруги, підвищення надійності і якості електроенергії. Збільшення генерування ВДЕ призводить до перерозподілу перетоків потужностей та зміни рівня напруги. Тому актуальною є задача оптимізації системи керування параметрами нормальних режимів з ВДЕ в сучасних умовах. Для реалізації запропонованих шляхів підвищення енергоефективності ВДЕ потрібно адаптувати відому задачу оптимального керування параметрами розподільних мереж з різнотипними відновлюваними джерелами генерування до сучасних умов. Сформована задача оптимального керування параметрами нормального режиму електроенергетичної системи з високим рівнем інтеграції ВДЕ може бути описана інтегральним критерієм оптимальності та в загальному випадку сформульована як задача теорії оптимального керування з квадратичним критерієм якості.

Зокрема, на відміну від існуючої задачі, запропоновано враховувати планове значення генерування ВДЕ та потужність керованих ВДЕ (біогазових та водневих установок), що дозволить підвищити їх енергоефективність.

Слід зазначити, що в світовій практиці розроблені алгоритми та програмне забезпечення, що дозволяють формувати прогнозні дані генерування електроенергії. Проте питання надійного та точного прогнозування все ще вимагає ретельного вивчення та дослідження, оскільки постійна зміна погоди значно ускладнює процес прогнозування. Особливістю енергосистеми України є також проблеми балансування електроенергії. Цей дисбаланс потужності спричинений недостатнім обсягом маневреної потужності для балансування. Така ситуація в електричних мережах на тлі тенденцій щорічного збільшення встановленої потужності та генерування електроенергії ВДЕ ставить нові виклики підвищення енергоефективності ВДЕ. Частішають випадки, коли системний оператор по передачі і розподілу електроенергії змушений обмежувати відпуск електроенергії від ФЕС і ВЕС. В цих умовах актуалізується проблема вивчення впливу метеорологічних факторів на енергоефективність ВЕС і ФЕС, а також проблема накопичення надлишку електроенергії, виробленої на ВДЕ в певні періоди. В даній роботі розглядаються і порівнюються між собою хімічні накопичувачі, водневі технології, біогазові установки та системне резервування як окрема платна послуга.

У другому розділі вперше розроблено метод визначення множини впливних метеорологічних факторів на обсяг генерування електроенергії ВДЕ з нерівномірним графіком генерування в залежності від місця їх локації, що дозволило сформувати вибірку найінформативніших метеорологічних факторів для прогнозування їх генерування на наступну добу за погодинним графіком та планування їх експлуатації з метою підвищення енергоефективності ВДЕ.

Представлено основні методи аналізу генерування ВДЕ та впливу основних метеорологічних факторів. Зокрема проведено аналіз генерування ВДЕ дахових та наземних ФЕС, ВЕС та малих гідроелектростанцій (ГЕС). Для визначення найбільш впливових метеорологічних факторів на генерування ВДЕ сформовано

базу даних значень генерування ВДЕ та різноманітних метеорологічних факторів. У якості метеорологічних впливних факторів обрано фактори, інформація по яких є у вільному доступі.

Для аналізу використано теорію часових рядів та кореляційний аналіз, а саме було визначено критерії Спірмена, Пірсона і Кендела. Розглянуто прогнозування ФЕС як засобу підвищення їх енергоефективності у балансі енергосистеми. Складність в тому, що максимальне генерування ФЕС, як правило, спостерігається тоді, коли в ЕЕС відносно мінімальне навантаження. Максимум навантаження в ЕЕС приходить на ранок і вечірні години. Доходить до того, що в весняно-літній період орієнтовно з 11 до 15 години приходить навіть обмежувати генерування ФЕС, часом до 1000 МВт і більше, а це потужність блоку атомної електричної станції (АЕС). Для автоматизації процесу аналізу енергоефективності генерування ВДЕ та впливу метеорологічних факторів на цей процес створено програмно-апаратний комплекс в LabView, що дозволяє автоматизувати процеси аналізу ефективності генерування ВДЕ і визначити множину найвпливовіших факторів за коефіцієнтами кореляції в залежності від типу ВДЕ.

У третьому розділі вперше досліджено можливість використання теорії штучних нейронних мереж для прогнозування генерування ФЕС в Україні, визначено погодинне генерування ВДЕ з використанням модуля Neural Networks ПК MATLAB та побудовано нейро-нечітка модель погодинного генерування ВДЕ з використанням ANFIS. Отримана нейро-нечітка модель генерування дозволяє визначити погодинне генерування на добу вперед в залежності від метеорологічних факторів. На енергоефективність ВДЕ впливають не тільки метеорологічні фактори, а й технічний стан обладнання, метод визначення якого на прикладі обладнання ФЕС представлений в наступному розділі. Прогнозування виробництва електроенергії з мінімальною похибкою для мінімізації можливої компенсації за неточні прогнозні дані є необхідним для власників ФЕС, ВЕС та міні-ГЕС. Прогнозування стає ключовим інструментом для економічно ефективної інтеграції ВДЕ, таких як ВЕС, ФЕС.

У четвертому розділі вперше розроблено метод оцінювання технічного стану фотоелектричного модуля ФЕС з використанням нейро-нечіткого моделювання та експертної оцінки фахівців, що, на відміну від існуючих методів, створює умови для більш точного визначення фактичного генерування ФЕС при участі їх в балансуванні режимів енергосистем і, як результат, зменшення штрафних санкцій та підвищення економічної ефективності для вирішення завдання підвищення енергоефективності ВДЕ. Розроблено дерево пошкоджень ФЕС та її основного елемента фотоелектричного модуля (ФЕМ). На підставі дослідження пошкоджуваності зарубіжних і вітчизняних ФЕС розроблено математичну модель для оцінювання технічного стану ФЕС і визначення залишкового ресурсу для врахування участі їх в керуванні режимами ЕЕС. Вдосконалено метод виявлення несправностей фотоелектричних модулів в режимі онлайн, який в розвиток існуючого методу моніторингу базується на інформації, зібраній SCADA системами фотоелектричних установок та досвіду експлуатаційного персоналу, з врахуванням чутливості генерування ФЕС критеріальним методом до зміни кожного з впливних факторів, що дозволило зменшити кількість хибних спрацювань та підвищити енергоефективність ФЕС в цілому.

У п'ятому розділі досліджено можливість створення систем гібридного використання водню та електроенергії, як джерела палива для транспорту та для генерування електроенергії, а також для вирішення проблем балансування електроенергії. Запропонована модель інтегрованої воднево-електричної енергетичної системи з урахуванням розподілу енергії між різними агрегаторами за критерієм мінімального значення вартості водню та електроенергії з врахуванням обмежень хімічних накопичувачів та пропускної здатності ліній електропередачі (ЛЕП) і газової мережі. А також, визначено основні параметри та вартість створення автономного комбінованого комплексу на основі вітрової установки та з використанням водневих технологій за різними сценаріями (в залежності від коефіцієнту корисної дії (ККД) батареї паливного елемента, інтенсивності вітру, встановленої потужності та кількості вітрогенераторів,

обсягу і кількості ресиверів, типу та ККД електролізера). А також, досліджено можливість використання біогазових установок і малих ГЕС для компенсації нерівномірності графіка генерування ФЕС.

У шостому розділі запропоновано способи компенсації нерівномірності графіків генерування ВДЕ (накопичувачі хімічного типу, водневі технології, біогазові технології, системний резерв на ТЕС, ГЕС і гідроакумуючими електричними станціями (ГАЕС)) і підвищення енергоефективності ВДЕ як однієї зі складових балансування режимів ЕЕС. Розроблена критеріальна модель сумарних витрат на підвищення енергоефективності ВДЕ, що дозволяє визначити їх оптимальне значення у відносних одиницях і при неповноті вхідної інформації визначити їх чутливість в залежності від зміни потужності кожного способу резервування та оцінити їх співрозмірність. Вперше розроблено метод оптимізації витрат на підвищення енергоефективності ВДЕ в балансі електроенергії енергетичної системи методом критеріального програмування, що, на відміну від існуючих методів, дозволяє отримати результат у відносних одиницях та визначити співрозмірність витрат різних способів резервування електроенергії для компенсації нерівномірності графіків генерування ВДЕ. А також, вперше розроблено метод аналізу економічної стійкості витрат на забезпечення енергоефективності ВДЕ в балансі електроенергії енергетичної системи до змін потужності способів резервування електроенергії шляхом аналізу їх чутливості критеріальним методом, який на відміну від існуючих методів дозволяє визначити вплив кожного зі способів резервування на витрати при неповноті вхідної інформації. В додатку А зібраний ілюстративний матеріал монографії.

Щиро дякую доктору технічних наук, професору Лежнюку Петру Дем'яновичу, за консультування та професійні поради при здійсненні досліджень та написанні монографії.

Ключові слова: енергоефективність, відновлювані джерела енергії, нерівномірність графіку генерування, баланс електроенергії, хімічні накопичувачі, водневі установки, фотоелектричні станції, вітрові електричні станції, фотоелектричний модуль, технічний стан.

PREFACE

Rubanenko O.O. Improving the energy efficiency of renewable energy sources. – The Monograph.

In the dissertation the actual scientific and technical problem of development and perfection of methods and models of increase of energy efficiency of renewable energy sources (RES) in power systems is solved. The purpose of the dissertation is to form a scientific and technical basis for improving the energy efficiency of renewable energy sources in the electricity balance of energy systems based on the use of different methods of electricity back up and development and improvement of models and methods of analysis of their technical condition. The first section analyzes the installed capacity and volumes of RESs electricity generation in the implementation of the decarbonization strategy in the world and in Ukraine, which revealed the main trends in recent years and is useful for assessing the possibility of planning measures to improve their energy efficiency in the energy balance of energy systems. Also in the first section, the peculiarities of RESs operation with uneven generation schedules in electric networks of power systems are formed and the negative characteristic features of distribution electric networks of Ukraine, which reduce the energy efficiency of RESs, are singled out. Therefore, now there is a problem of increasing energy efficiency in the balance of electricity in energy systems, which can be solved through the use of combined energy supply systems based on renewable and traditional energy sources of different types with the necessary dynamic characteristics for the power system. In particular, high-shunting generation, which will ensure the balance reliability of the power system and the simultaneous growth of the share of renewable energy with an uneven schedule of electricity supply and increase its efficiency. To systematize the approach to solving this problem, the basic technologies for ensuring balance reliability have been developed and the problems associated with their implementation have been studied. That is, during the operation of RESs it is necessary to have a balancing reserve of the system. Currently, in conditions of shortage of maneuvering capacity, the load schedule of the power system is regulated by coal-fired thermal power plants (TPPs),

which leads to harmful emissions into the atmosphere. Therefore, the issue of liability of RESs producers for imbalances, which is regulated by regulations, has been studied. They established the responsibility of RESs for deviations from the approved hourly schedule of electricity generation for the next day. Deviations from the set schedule (for photovoltaic power plants (PVPs)) allowable error is 5%, and for wind power plants (WPPs – 10%) there are penalties from the guaranteed buyer of electricity, which significantly affects the economic component of energy efficiency.

The second section for the first time developed a method for determining the set of influential meteorological factors on the amount of electricity generated by RESs with an uneven generation schedule depending on their location, which allowed to form a sample of the most informative meteorological factors to predict their generation for the next day. increasing the energy efficiency of RESs.

The main methods of analysis of RESs generation and the influence of the main meteorological factors are presented. In particular, the analysis of RES generation of roof and ground PVPs, WPPs and small hydropower plants (HPPs) was carried out. To determine the most influential meteorological factors on RESs generation, a database of RESs generation values and various meteorological factors has been formed. Factors for which information is freely available are selected as meteorological influencing factors. Time series theory and correlation analysis were used for the analysis, namely, the Spearman, Pearson, and Kendel criteria were determined. The forecasting of PVPs as a means of increasing their energy efficiency in the balance of the power system is considered. The difficulty is that the maximum generation of PVPs, as a rule, is observed when the power systems has a relative minimum load. The maximum load in the power system is in the morning and evening. It comes to the point that in the spring and summer from approximately 11 to 15 o'clock you have to even limit the generation of PVPs, sometimes up to 1000 MW and more, and this is the capacity one unit of of the nuclear power plant (NPP). To automate the process of energy efficiency analysis of RESs generation and the influence of meteorological factors on this process, a software and hardware complex in LabView was created, which allows to automate the analysis

of RESs generation efficiency and determine many of the most influential factors by correlation coefficients depending on RESs type.

In the third section, the possibility of using the theory of artificial neural networks to predict PVPs generation in Ukraine was investigated for the first time, hourly RES generation using the MATLAB PC Neural Networks module was determined, and a neuro-fuzzy model of RESs hourly generation using ANFIS was built. The obtained neuro-fuzzy generation model allows determining the hourly generation for the day ahead depending on meteorological factors. The energy efficiency of RESs is influenced not only by meteorological factors but also by the technical condition of the equipment, the method of determining which on the example of PVPs equipment is presented in the next section. Forecasting electricity production with minimal error to minimize possible compensation for inaccurate forecast data is necessary for owners of PVPs, WPPs, and mini-HPPs. Forecasting is becoming a key tool for cost-effective integration of RES, such as wind farms, PVPs.

The fourth section for the first time developed a method for assessing the technical condition of the photovoltaic module PVPs using neuro-fuzzy modeling and expert evaluation, which, in contrast to existing methods, creates conditions for more accurate determination of the actual generation of PVPs with their participation in balancing power systems. As a result, reduction of penalties and increase of economic efficiency for the decision of a problem of increase of energy efficiency of RES. The fault tree of PVPs and its main element of the photovoltaic module (PVM) is developed. Based on the study of damage to foreign and domestic PVPs, a mathematical model was developed to assess the technical condition of PVPs and determine the residual resource to take into account their participation in the control of power system. Improved the method of detecting faults in photovoltaic modules online, which in the development of the existing monitoring method is based on information collected by SCADA systems of photovoltaic installations and experience of operating personnel, taking into account the sensitivity of PVPs generation by the criterion method to change each of the influential factors. and increases the energy efficiency of PVPs as a whole.

The fifth section explores the possibility of creating hybrid systems for the use of hydrogen and electricity as a source of fuel for transport and electricity generation, as well as to solve the problem of balancing electricity. A model of an integrated hydrogen-electric power system is proposed, taking into account the distribution of energy between different aggregators according to the criterion of the minimum value of hydrogen and electricity, taking into account the limitations of chemical storage and capacity of transmission lines and gas network. Also, the main parameters and cost of creating an autonomous combined complex based on wind turbine and using hydrogen technologies in different scenarios (depending on the efficiency (efficiency) of the fuel cell battery, wind intensity, installed capacity and number of wind turbines, volume and number receivers, type and efficiency of the cell).

The sixth section proposes ways to compensate for the unevenness of RESs generation schedules (chemical storage, hydrogen technology, biogas technology, system reserve at TPPs, HPPs and hydroelectric power plants (HPPs)) and increase the energy efficiency of RESs as one of the components. A criterion model of total costs for energy efficiency improvement of RESs is developed. The method was developed to optimize the costs of increasing the energy efficiency of RESs in the electricity balance of the energy system by criterion programming, which, unlike existing methods, allows to obtain the result in relative units and determine the cost proportions. Also, for the first time a method of analyzing the economic stability of energy efficiency RESs in the balance of electricity of the power system to changes in the power of electricity reserve methods by analyzing their sensitivity by the criterion method, which in contrast to existing methods allows to determine the impact of each method of the reserve for case incomplete input data.

I sincerely thank Doctor of Technical Sciences, Professor Lezhnyuk Peter Demyanovich, for consultations and professional advices during research and written monographs.

Keywords: energy efficiency, renewable energy sources, non-uniformity of generation schedule, electricity balance, chemical storage, hydrogen installations, photovoltaic stations, wind power plants, photovoltaic module, technical condition.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

FTA	Fault Tree Analyses (Аналіз дерева пошкоджень)
IRENA	The International Renewable Energy Agency
NREL	National Renewable Energy Laboratory
SAIDI	System Average Interruption Duration Index (Індекс середньої тривалості переривання в роботі системи)
АЕС	Атомна електрична станція
ВДЕ	Відновлювані джерела енергії
ВЕС	Вітрова електрична станція
ГАЕС	Гідроакumuлююча електрична станція
ГЕС	Гідроелектростанція
ДРГ	Джерело розподіленого генерування
ЕЕС	Електроенергетична система
ЄС	Європейський Союз
ЛЕП	Лінія електропередачі
МГЕС	Мала гідроелектростанція
НКРЕКП	Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг
ННМ	Нейро-нечітка мережа
ОЕС	Об'єднана енергетична система
ОСП	Оператор системи передачі
ОМ	Оператор електричних мереж
ОПН	Обмежувачі перенапруг
ОСР	Оператор системи розподілу
ПФ	Перетворення Фур'є
РЕМ	Розподільні електричні мережі
ТЕС	Теплова електрична станція
ФЕМ	Фотоелектричний модуль
ФЕС	Фотоелектрична станція
ЧР	Часовий ряд
ШНМ	Штучна нейронна мережа

ВСТУП

Актуальність роботи та обґрунтування вибору теми дослідження.

Дисертаційну роботу присвячено актуальній задачі підвищення енергоефективності відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в балансі електроенергії енергетичної системи (ЕЕС). У дисертаційній роботі вирішується актуальна науково-технічна задача розроблення й удосконалення методів і моделей підвищення енергоефективності ВДЕ в ЕЕС. Розробляються науково-технічні способи і засоби підвищення енергоефективності ВДЕ шляхом оптимізації витрат на резервування потужності та електроенергії для компенсації нерівномірності графіків генерування вітровими (ВЕС) і фотоелектричними станціями (ФЕС) методом критеріального програмування. Зокрема, уточняється фактичне генерування ФЕС в процесі прогнозування погодинного графіка видачі електроенергії в ЕЕС за рахунок врахування деградації фотоелектричних модулів (ФЕМ) і визначення їх залишкового ресурсу.

Відомо, що в наш час значно зросла кількість ВДЕ в розподільних електричних мережах. ВДЕ вже є невід'ємним елементом ЕЕС, який задіяний для керування її режимами. Очевидно, що вони мають оптимально інтегруватися в електричні мережі, нарощуючи потужність генерування та покращуючи техніко-економічні показники електричних мереж, що можливо досягти за рахунок підвищення енергоефективності ВДЕ. В Україні понад 50 % електромереж потребують капремонту, реконструкції та повної заміни через їх значну зношеність та недофінансування робіт з оновлення. Зношеність окремого обладнання енергетичної інфраструктури деяких операторів систем розподілу (ОСР) досягає 70 %. За умов зростання кількості та потужності ВДЕ приєднаних до зношених розподільних мереж – зростає пошкоджувальність обладнання цих мереж, що призводить до зменшення енергоефективності ВДЕ. В звітах про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) за 2018 та 2019 роки зазначено, що технічний стан інфраструктури галузі наближається до критичного

через високий ступінь зношеності обладнання, застарілість технологій, відсутність достатнього рівня інвестицій, а саме на більшості електричних станцій проєктний ресурс обладнання вже вичерпано і воно експлуатується понад парковий термін експлуатації. Так, наприклад, із 75 енергоблоків генеруючих компаній теплових електростанцій 68 енергоблоків (16962 МВт або 78,7 %) експлуатується понад парковий термін експлуатації, 2 енергоблоки (600 МВт або 2,8 %) експлуатується понад граничний термін експлуатації і 5 енергоблоків (4000 МВт або 18,6 %) експлуатується понад проєктний термін експлуатації. При цьому у 2018 році було виведено із експлуатації 8 енергоблоків. Також в звіті за 2019 р. наголошено, що порівняно з країнами ЄС показники SAIDI і SAIFI в Україні є значно вищими, що зумовлено високим рівнем зносу електричних мереж в Україні. Тому актуальною є задача підвищення енергоефективності ВДЕ для, по-перше, заміни генеруючих потужностей, що використовують органічні види палива, на станції, що використовують відновлювальні види енергії, а по-друге, сприяння забезпечення надійного електропостачання споживачів.

Збільшення потужностей ВДЕ, зокрема ФЕС, ВЕС, малих гідроелектростанції (МГЕС) впливає на процес балансування режимів ЕЕС, що в свою чергу збільшує втрати електроенергії. Залежність від метеорологічних умов ФЕС, ВЕС, МГЕС потребує значного резервування потужностей, наразі це можливо лише завдяки ТЕС і ГЕС. Балансування Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України забезпечується за рахунок ГЕС/ГАЕС та ТЕС при потужності ВДЕ менше 3000 МВт, подальше балансування без розвантаження атомних електричних станцій (АЕС) неможливе, по-іншому приходится обмежувати потужність ВДЕ, що практикується зараз. Тому актуальною є задача підвищення енергоефективності ВДЕ в балансі електроенергії в ЕЕС, а особливо це стосується ВЕС і ФЕС, які мають нерівномірний графік генерування.

На сьогодні енергосистема найбільше потребує швидкодіючих резервів первинного та автоматичного вторинного регулювання, зокрема – високоманевреного генерування з швидким стартом/зупинкою і широким діапазоном регулювання потужності. Так, за даними НЕК «Укренерго», потреба в

додатковій маневреній потужності оцінюється в 500 МВт уже в поточному році і до 2,5 ГВт – протягом наступних п'яти років. Цей обсяг може бути отриманий або шляхом розширення діапазону регулювання існуючих енергоблоків, або введенням в експлуатацію нового високоманевреного генерування. Оптимальним видається комплексний підхід, коли для компенсації нерівномірності графіка генерування ВДЕ використовуються декілька способів. В цьому випадку мінімізуються сумарні витрати на компенсацію нерівномірності генерування ВДЕ шляхом резервування потужності. Питання підвищення енергоефективності ВДЕ в балансі електроенергії ЕЕС, досліджували ряд українських науковців: Будько В. І., Буткевич О. Ф., Блінов І. В., Васько П. Ф., Гаєвський О. Ю., Денисюк С. П., Каплун В. В., Кирик В. В., Кириленко О. В., Кудря С. О., Кузнецов М. П., Комар В. О., Лежнюк П. Д., Суржик Т. В., а також закордонні науковці Milan Belik (Мілан Белік), Sree Lakshmi Gundebommu (Срі Лакшмі Гундебому), Mohit Bajaj (Мохіт Баджадж), Victor Bolgov (Віктор Болгов), Marijana Cosovic (Мар'яна Косович) та інші.

Науково-дослідна робота проводилась відповідно до наукового напрямку Науково-дослідного інноваційного центру факультету електротехніки та кафедри електроенергетики Західночеського університету; кафедри електричних станцій і систем, тематики науково-дослідної роботи Вінницького національного технічного університету, відділу вітроенергетики Інституту відновлюваної енергетики Національної академії наук України т

Мета і задачі дослідження. Метою дослідження є формування науково-технічних основ підвищення енергоефективності відновлюваних джерел енергії в балансі електроенергії енергетичних систем на основі використання різних способів резервування електроенергії та розроблення і удосконалення моделей і методів аналізу їх технічного стану.

Для досягнення мети в роботі розв'язані такі основні задачі:

- сформовано особливості функціонування ВДЕ в Україні та у світі та їх вплив на ЕЕС в сучасних умовах, а також виділено основні негативні ознаки електричних мереж, що зменшують ефективність ВДЕ;

- розроблено метод визначення впливних метеорологічних факторів на генерування ВДЕ в залежності від його локації з використанням кореляційно-регресійного аналізу;
- досліджено можливість використання нейро-нечіткого моделювання для погодинного прогнозування обсягів генерування ФЕС в залежності від метеорологічних факторів та створена штучна нейронна мережа для прогнозування генерування ФЕС;
- встановлена можливість використання теорії побудови дерева пошкоджень (Fault Tree Analyses) для аналізу технічного стану ВДЕ та створено дерево пошкоджень для ФЕС та фотоелектричного модуля (ФЕМ);
- встановлено основні види пошкоджень ФЕМ та досліджено їх деградацію, класифіковано пошкодження та з'ясовано причини їх виникнення, розрахована ймовірність їх виникнення;
- розроблено метод визначення технічного стану фотоелектричних модулів, що дозволило отримати коефіцієнт залишкового ресурсу для врахування їх впливу на нерівномірність графіку генерування ФЕС;
- запропоновано шляхи підвищення енергоефективності генерування ВДЕ, зокрема досліджено можливості використання водневих технологій для компенсації нерівномірності графіку генерування ВДЕ та визначена орієнтована вартість реалізації проєкту;
- досліджено можливість створення систем гібридного використання водню для генерування електроенергії, а також для вирішення проблем балансування електроенергії;
- розроблено метод оптимізації витрат на підвищення енергоефективності ВДЕ шляхом компенсації нерівномірності їх графіків генерування критеріальним методом з врахуванням чутливості критерію оптимальності.

Об'єктом дослідження дисертаційної роботи є процес оптимальної експлуатації відновлюваних джерел енергії в енергетичній системі.

Предметом дослідження є методи і засоби підвищення енергоефективності відновлюваних джерел енергії в балансі електроенергії енергетичних систем.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано теорію часових рядів, штучних нейронних мереж, нечіткої логіки, статистично-кореляційного аналізу, теорію аналізу чутливості оптимальних рішень, теорію подібності та критеріальний метод. Для прогнозування генерування ВДЕ використано нейро-нечітке моделювання та штучні нейронні мережі. Для визначення технічного стану ВДЕ використано теорію ймовірності та нейро-нечітке моделювання, зокрема модель Сугено. При формуванні математичних моделей використовувалась матрична алгебра. Наукові положення, висновки та рекомендації, що сформульовані в дисертації, базуються на аналізі результатів експериментальних досліджень. Дослідження обсягів генерування ВДЕ та вплив метеорологічних факторів здійснювалось в програмному середовищі LabView. Нейро-нечітке моделювання реалізоване в програмному комплексі MATLAB.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в тому, що проведений комплекс досліджень дозволяє здійснити теоретичне узагальнення і розв'язати науково-технічну проблему розробки методів і засобів підвищення енергоефективності ВДЕ в умовах використання їх для балансування режимів енергетичних систем.

Зокрема *вперше*:

- розроблено метод визначення множини впливних метеорологічних факторів на обсяг генерування електроенергії ВДЕ з нерівномірним графіком генерування в залежності від місця їх локації, що дозволило сформувати вибірку найінформативніших метеорологічних факторів для прогнозування їх генерування на наступну добу за погодинним графіком та планування їх експлуатації з метою підвищення енергоефективності ВДЕ;

- розроблено метод оцінювання технічного стану фотоелектричного модуля ФЕС з використанням нейро-нечіткого моделювання та експертної оцінки фахівців, що, на відміну від існуючих методів, створює умови для більш точного

визначення фактичного генерування ФЕС при участі їх в балансуванні режимів енергосистем і, як результат, зменшення штрафних санкцій та підвищення економічної ефективності;

- оделювання та експертної оцінки фахівців, що, на відміну від існуючих методів, створює умови для більш точного визначення фактичного генерування ФЕС при участі їх в балансуванні режимів енергосистем і, як результат, зменшення штрафних санкцій та підвищення економічної ефективності;

- розроблено метод оптимізації витрат на підвищення енергоефективності ВДЕ в балансі електроенергії енергетичної системи методом критеріального програмування, що, на відміну від існуючих методів, дозволяє отримати результат у відносних одиницях та визначити співрозмірність витрат різних способів резервування електроенергії для компенсації нерівномірності графіків генерування ВДЕ;

- розроблено метод аналізу економічної стійкості витрат на забезпечення енергоефективності ВДЕ в балансі електроенергії енергетичної системи до змін потужності способів резервування електроенергії шляхом аналізу їх чутливості критеріальним методом, який на відміну від існуючих методів дозволяє визначити вплив кожного зі способів резервування на витрати при неповноті вхідної інформації.

Набув *подальшого розвитку*:

- метод комбінованого використання в системах енергопостачання відновлюваних джерел енергії різних видів, який полягає в оптимізації водне- та електропостачання для інтегрованої воднево-електричної енергетичної системи з урахуванням розподілу енергії між різними агрегаторами за критерієм мінімального значення вартості водню та електроенергії;

- метод критеріального програмування для задач з моделлю витрат на компенсацію нерівномірності графіка генерування ВДЕ з мірою складності більше одиниці, що дозволяє виразити одні затрати на резервування через інші і порівняти їх ефективність між собою у відносних одиницях, а не в іменованих

одиницях;

- сформовано особливості функціонування електричних мереж та їх основні характерні ознаки, що впливають на енергоефективність ВДЕ в балансі електроенергії енергетичних систем і врахування яких дозволить зменшити їх негативний вплив на функціонування ВДЕ як елемента ЕЕС;
- розроблено дерево пошкоджень фотоелектричного модуля, що дозволило виявити його елементи, які потребують підвищеної уваги, та умови експлуатації, які призводять до інтенсивного розвитку цих дефектів;
- метод виявлення несправностей фотоелектричних модулів в режимі онлайн, який в розвиток існуючого методу моніторингу базується на інформації, зібраній SCADA системами фотоелектричних установок та досвіду експлуатаційного персоналу, з врахуванням чутливості генерування ФЕС критеріальним методом до зміни кожного з впливних факторів, що дозволило зменшити кількість хибних спрацювань та підвищити енергоефективність ФЕС в цілому.

Практичне значення одержаних результатів.

Практична цінність роботи полягає в тому, що на підставі виконаних досліджень вирішено актуальну задачу підвищення енергоефективності ВДЕ з нерівномірним графіком генерування в балансі електроенергії енергетичної системи, що проявляється у розробленні оптимальної стратегії резервування потужності і електроенергії та вибору оптимальних потужностей способів резервування з точки зору балансової надійності, розробці алгоритмів та програмній реалізації методів, зокрема:

- сформовано особливості функціонування ВДЕ, які зменшують їх енергоефективність та дозволяють враховувати їх негативний вплив в формуванні стратегії розвитку ВДЕ;
- запропонований метод визначення найвпливовіших метеорологічних факторів на генерування ВДЕ з використанням кореляційного аналізу, дозволив сформувати множини найвпливовіших метеорологічних факторів для фотоелектричних, вітрових та малих і мікро- гідравлічних електростанцій;

- розроблений метод діагностування ФЕМ в умовах неповноти початкових даних, який шляхом використання нейро-нечіткого моделювання дозволяє отримати поточне значення коефіцієнту залишкового ресурсу ФЕМ і в залежності від результату зробити висновок про один зі станів ФЕМ: справний, з незначними відхиленнями параметрів, передаварійний, аварійний та зменшити похибку прогнозування такого стану.

- розроблений метод дослідження можливих способів підвищення енергоефективності ВДЕ з нерівномірним графіком генерування в ЕЕС шляхом аналізу чутливості відносних витрат на них, який реалізований у вигляді алгоритму і програми, що дозволяє оцінювати різні способи резервування і компенсації нерівномірності графіків генерування ВДЕ і вибрати з них оптимальні за даних економічних умов.

РОЗДІЛ 1

ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ВДЕ В УКРАЇНІ І СВІТІ ТА ЇХ ВЗАЄМОВПЛИВ З ЕЕС

1.1. Особливості функціонування ВДЕ в сучасних умовах

За даними Міжнародного агентства з відновлюваної енергетики (IRENA – міжурядової організації, яка підтримує країни в їх переході до сталого енергетичного майбутнього і досліджує всі типи відновлюваних джерел енергії, включаючи біоенергетику, геотермальну, гідравлічну, океанічну, сонячну та вітрову енергію, для досягнення сталого розвитку, доступу до електроенергії, енергетичної безпеки та використання безвуглецевих технологій генерування електроенергії) зазначено швидкі темпи нарощування встановленої потужності відновлюваних джерел енергії [1], в тому числі і ВДЕ з нерівномірним графіком генерування. В нормативному документі СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014 «Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище» під електростанцією негарантованої потужності розуміють електростанцію, яка використовує нестабільний природний енергоресурс, в результаті чого вона має обмежену можливість або зовсім не має можливості регулювати свою потужність у відповідності із заданим добовим графіком [2], тобто має природно нерівномірний графік генерування.

У вимогах до вітрових (ВЕС) та фотоелектричних станцій (ФЕС) при їхній роботі паралельно з об'єднаною енергетичною системою (ОЕС) України зазначено, що ВЕС та ФЕС прийнято вважати електростанціями з природно нерівномірним графіком генерування електроенергії за певних погодних умов, тобто існує можливість припинення видавання ними активної потужності в мережу для ВЕС при швидкості вітру менше 3-5 м/с, а для ФЕС при сонячній радіації менше 200 Вт/м² [3].

В статті [4] автор згадує про нерівномірність графіку генерування ВЕС і ФЕС, що зумовлена природними умовами, а також наголошує на ролі ВДЕ в балансі електроенергії ЕЕС. Зокрема, в статті [4] зазначено, що з метою декарбонізації, тобто зменшення викидів усіх видів парникових газів від спалювання викопного палива, в першу чергу вугілля, при виробництві теплової та електричної енергії, що становлять близько 40 % загального обсягу світових викидів просувалась ідея тотального домінування відновлюваних джерел електроенергії над традиційною енергетикою. Але на думку автора це призводить до руйнування надійних енергетичних систем. Також, поняття ВДЕ з нерівномірним графіком генерування, як джерела живлення, використовується в зарубіжній науковій статті [5], в якій автор наголошує, що розвиток (ВДЕ) значно впливає на традиційне генерування, особливо на забезпечення надійності та статичної стійкості системи. Причину в цьому вбачає в живленні від генераторів перервної потужності, що вимагає постійно ввімкненої резервної потужності в мережу, яка не перевищує 20 %. Аналіз літературних джерел дозволив сформулювати основні особливості функціонування електричних мереж в сучасних умовах, що впливають на енергоефективність ВДЕ в Україні (рис. 1.1.) [6–10].

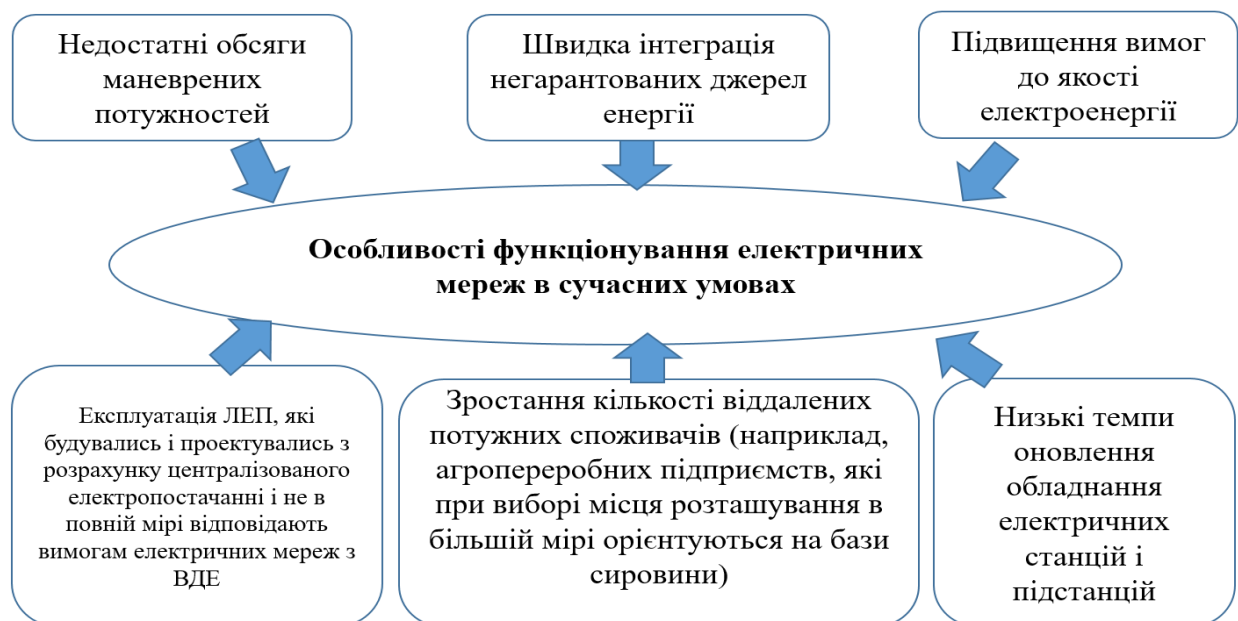


Рис. 1.1. Особливості функціонування електричних мереж з ВДЕ в сучасних умовах.

Оскільки ВДЕ інтегровані в переважній більшості в розподільні електричні мережі (РЕМ), хоча їх експлуатація має вплив на ОЕС в цілому, то розглянуто особливості функціонування РЕМ в сучасних умовах, які впливають на енергоефективність ВДЕ в балансі електроенергії в ЕЕС. Якісне функціонування РЕМ підвищить ефективність використання ВДЕ та інтерес власників ВДЕ до нарощування їх встановленої потужності, тому це питання потребує більш детального дослідження [11]. Зокрема в [9] зазначено, що швидке збільшення встановленої потужності ВДЕ обумовлює проблеми розподіленого енергопостачання та розвитку електромереж. Врахування типу джерела живлення, рівня напруги, графіку споживання дасть змогу досягти максимальних результатів при коригування енергетичної стратегії та розвитку енергетики конкретного регіону чи міста.

Робочий стан електромереж є важливою умовою для реалізації ефективного використання ВДЕ, що зумовлює інтерес до адаптації розподільної мережі до нових просьюмерів, тому більш ретельно почали контролюватись показники надійності, коефіцієнт навантаження, струм короткого замикання, якість електроенергії [12]. Наразі 50 % обладнання електричних мереж потрібно оновити чи відремонтувати, а у окремих операторів системи розподілу зношеність обладнання електричних мереж сягає 70 % [13]. В статті [8] проаналізовані основні характеристики функціонування РЕМ України, які негативно впливають на розвиток ВДЕ, зокрема на залучення іноземних інвестицій (див. рис. 1.2).

Екологічні проблеми пов'язані з видобуванням викопного палива, зменшення запасів викопних енергоносіїв, перевантаження електричних мереж низької напруги та погіршення показників їх якості функціонування є мотивацією інтегрування джерел (малих генерувальних потужностей) розподіленого генерування (ДРГ) та перетворення існуючої електроенергетичної системи в реструктуризовану. Тобто, йдеться про створення локальних електричних систем і мікроелектромереж, які б сприяли підвищенню енергоефективності ВДЕ під час їх експлуатації [9].

Оптимізація режимів роботи таких мереж, які виникають внаслідок швидкого інтегрування ВДЕ, є викликом для операторів електричних мереж (ОМ). Наразі гостро стоїть проблема якості електроенергії. Якість електроенергії є дуже важливою характеристикою систем з ВДЕ. Сьогодні споживачі є більш чутливими до збурень в мережі. Хаотичне інтегрування ВДЕ та нелінійність навантаження більшості потужних споживачів є поширеним явищем в РЕМ, що негативно впливають на енергоефективність ВДЕ з природно нерівномірним графіком генерування електроенергії [14].



Рис. 1.2. Негативні характерні ознаки розподільних електричних мереж України що зменшують енергоефективність ВДЕ.

На особливості якості функціонування електричних мереж з ВДЕ в сучасних умовах впливає також тип ВДЕ та його режими роботи [9]. Тому для формування стратегії підвищення енергоефективності ВДЕ в балансі електроенергії ЕЕС потрібно дослідити тенденції зміни встановленої потужності ВДЕ та обсягів генерування електроенергії ними [15].

1.2. Тенденції до зміни встановленої потужності та обсягів генерування електроенергії ВДЕ в умовах реалізації стратегії декарбонізації

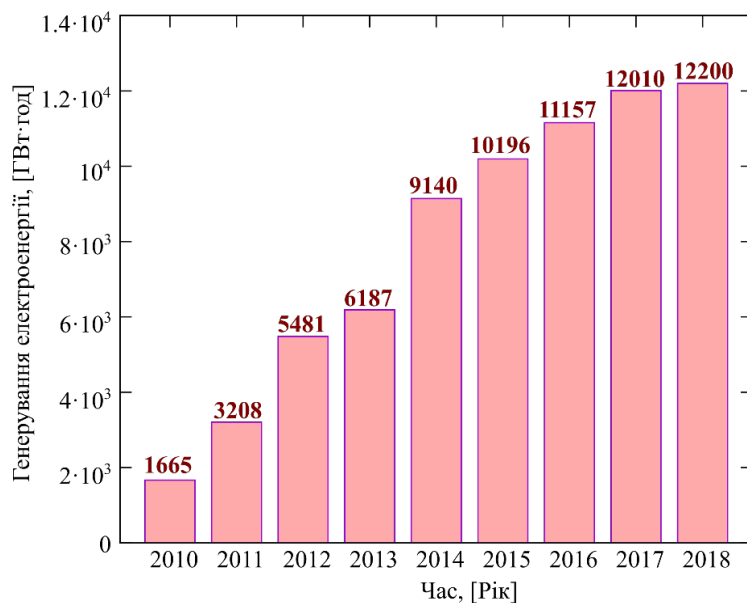
З часів індустріальної революції більшість країн світу все ще залежні від викопних видів палива. Ця залежність спричиняє серйозні наслідки для клімату, а також для здоров'я людини. Три чверті глобальних викидів парникових газів є результатом спалення викопного палива для генерування електроенергії. Також, використання викопного палива призводить до забруднення повітря і щороку призводить до щонайменше 5 мільйонів передчасних смертей [16]. Зокрема в [16] зазначено, щоб зменшити викиди CO₂ та забруднення повітря, світ повинен швидко перейти до низьковуглецевих джерел енергії – ядерних та відновлюваних технологій. Найпопулярнішими ВДЕ є: сонячна енергія, енергія вітру, гідроенергія, енергія припливів, геотермальна енергія, енергія біомаси.

Стати першим у світі кліматично нейтральним континентом до 2050 року є метою Європейської енергетичної стратегії зеленого курсу, найамбітнішого пакету заходів, який повинен дозволити європейським громадянам та бізнесу отримати вигідні умови для реалізації стратегії сталого розвитку. Використання відновлюваної енергії має багато потенційних переваг, включаючи зменшення викидів парникових газів, диверсифікацію енергопостачання та зменшення залежності від вартості викопного палива (зокрема, нафти та газу).

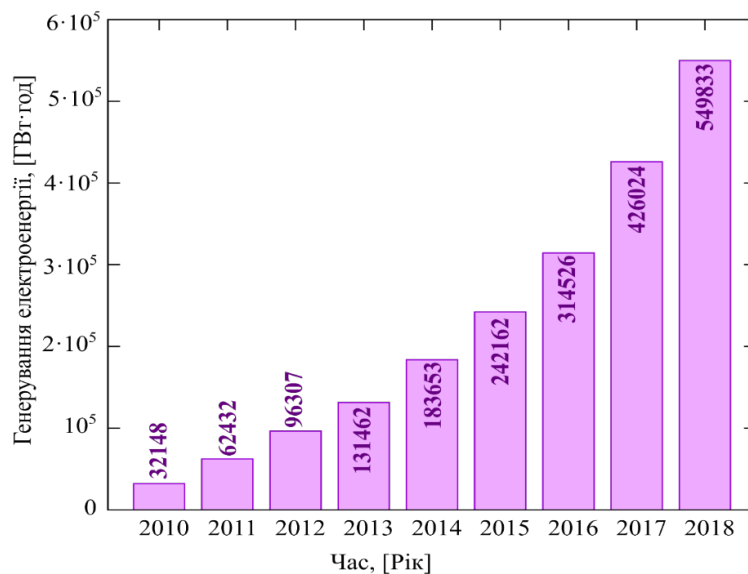
Швидкі темпи будівництва нових об'єктів ВДЕ може також стимулювати зайнятість населення в Європейському Союзі (ЄС) шляхом створення робочих місць у нових «зелених» технологіях. Останні статистичні дані щодо частки енергії з відновлюваних джерел загалом та у трьох секторах споживання (електроспоживання, опалення та охолодження, транспорт) у ЄС подано в [17]. За даними NREL (National Renewable Energy Laboratory) за одну годину на Землю надходить більше енергії сонця, ніж використовується населенням Землі за один рік. Сьогодні використовується енергія сонця по-різному – для обігріву будинків і підприємств, для нагрівання води або генерування електроенергії [18]. За оцінками

Міжнародного енергетичного агентства попит на ВДЕ зростає, незважаючи на негативний вплив ситуації, викликаной COVID-19 [19].

За даними IRENA з кожним роком зростає світове генерування електроенергії ВДЕ. Одними з найпопулярніших видів ВДЕ є сонячна та вітрова енергія, про що свідчить світова тенденція збільшення генерування електроенергії ФЕС і ВЕС (рис. 1.3) [1].



а)



б)

Рис. 1.3. Тенденція збільшення генерування електроенергії за даними IRENA в світі: а) сонячні термальні станції; б) ФЕС.

В Україні, як і в світі спостерігається десятирічна тенденція стрімкого зростання потужностей відновлюваної енергетики (рис. 1.4) [20].

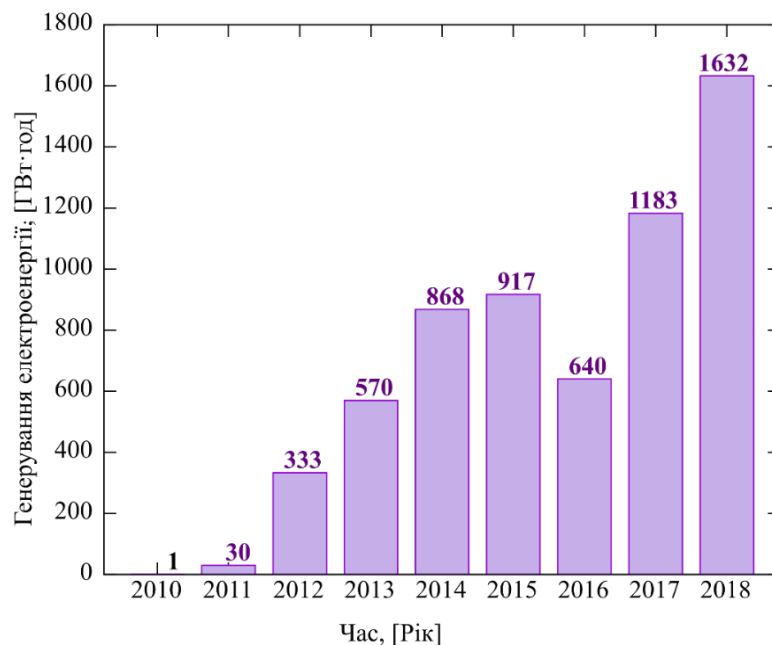


Рис. 1.4. Тенденція збільшення генерування електроенергії ФЕС в Україні за даними IRENA.

Щорічне світове збільшення на 7,9 % встановленої потужності було забезпечено введенням в експлуатацію ФЕС та ВЕС, частка яких склала 84 % від усіх типів ВДЕ (рис. 1.5).

Загальна потужність виробництва енергії з ВДЕ в світі досягла 2551 ГВт на кінець 2018 року. Спостерігається стабільна тенденція до стрімкого зростання темпів приросту приєднання до електричних мереж ОЕС України об'єктів відновлюваної енергетики. Загальна встановлена потужність об'єктів електроенергетики, що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії та яким встановлено «зелений» тариф, в порівнянні з 2017 роком збільшилась на 742,5 МВт (з яких ВЕС – 67,7 МВт, СЕС – 646,4 МВт, біомаса/біогаз – 24,4 МВт, мікро-, міні- та малі гідроелектростанції – 4 МВт) та становить 2117,2 МВт.

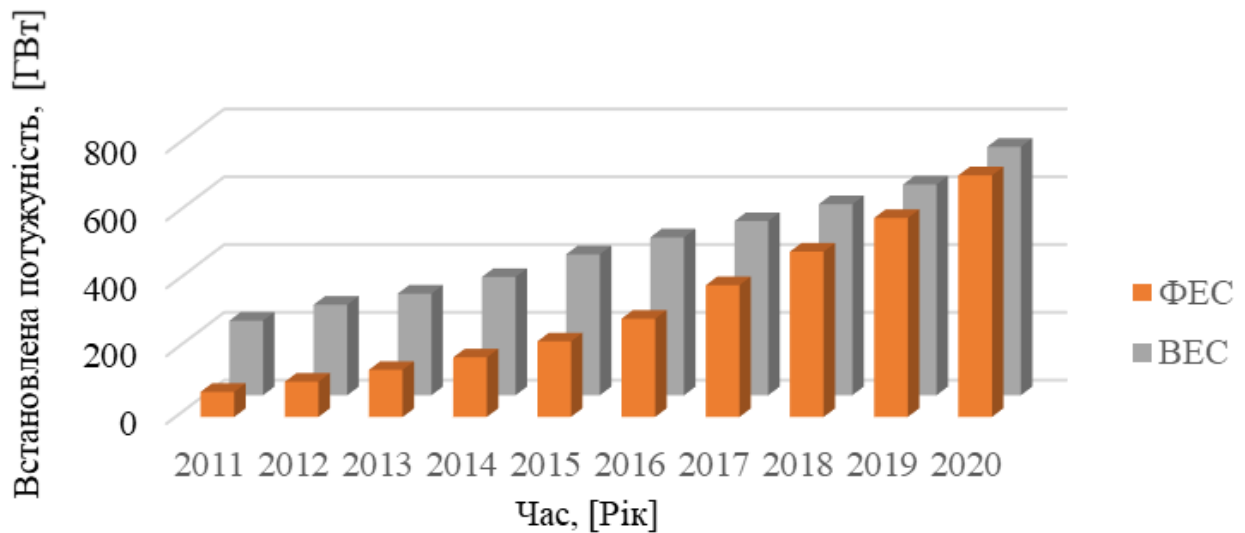


Рис. 1.5. Динаміка зміни встановленої потужності БЕС і ФЕС в світі за даними IRENA.

Загальна встановлена потужність генеруючих установок приватних домогосподарств зросла у 3 рази: з 51 МВт станом на кінець 2017 року до 157 МВт наприкінці 2018 року. Встановлена потужність ВДЕ в Україні за даними НЕК «Укренерго» представлена на рис. 1.6.

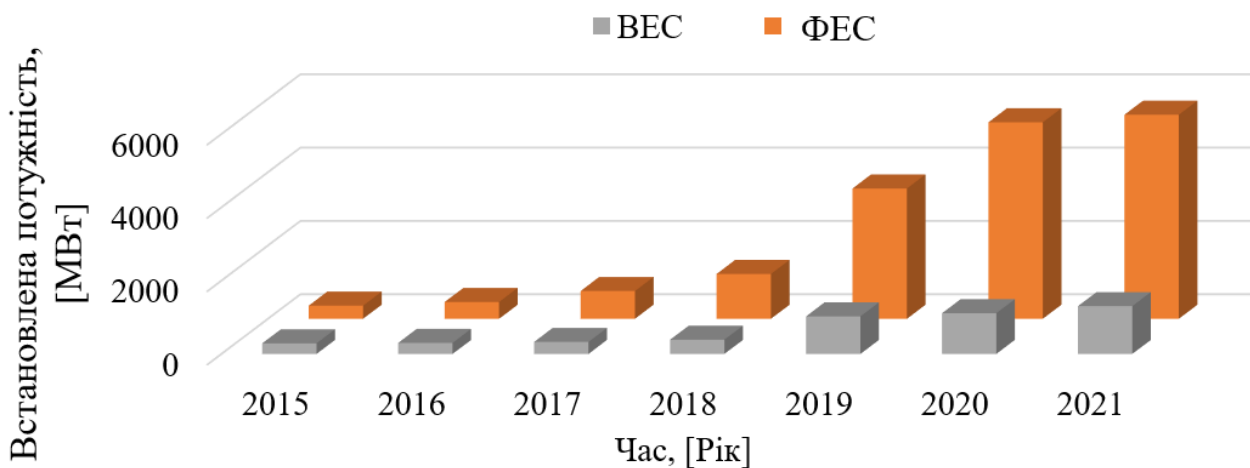


Рис. 1.6. Встановлена потужність ВДЕ в Україні за даними НЕК «Укренерго».

Виробництво електричної енергії за 2018 рік об'єктами електроенергетики, яким встановлено «зелений» тариф, порівняно з 2017 роком збільшилось на 691 млн. кВт·год або на 33% та становить 2 777,3 млн. кВт·год (що складає 1,9 % від обсягів виробництва електричної енергії електростанціями, які входять до ОЕС України) [20]. Тенденція збільшення встановленої потужності ВДЕ в Україні, які реалізують генеровану потужність за «зеленим» тарифом за даними Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), показана на рис. 1.7.

План реалізації стратегії збільшення використання ВДЕ вимагає врахування нових підходів до системи контролю параметрів ВДЕ. За даними НЕК «Укренерго» у 2020 році структура встановленої потужності в енергетичному секторі України змінилася порівняно з 2019 роком таким чином: зросла частка електричних станцій з нерівномірним графіком генерування, тобто ВЕС і ФЕС і склала разом 6473,8 МВт (що на 1893,4 МВт більше ніж у 2019 році). Потужність ТЕС і ТЕЦ склала 21,8 ГВт та 6,1 ГВт та потужність ГЕС і ГАЕС склала 4,8 ГВт та 1,5 ГВт відповідно. Встановлена потужність ГАЕС, ГЕС, ТЕС, ТЕЦ залишається незмінною з 2018 року. Також у 2020 році зросла частина ВЕС та ФЕС у структурі генерування електроенергії майже вдвічі – до 6,8% (3,3% у 2019 р.) при загальному обсязі генерування електроенергії 148,9 млрд кВт·год. ГЕС, ГАЕС та ТЕС відіграють ключову роль у покритті пікового навантаження та компенсації нерівномірності генерування ВЕС і ФЕС, що зменшує їх енергоефективність [21].

Оскільки малі гідроелектростанції потребують значних інвестицій та особливих природних умов, то ВЕС та ФЕС доступні для більшості [20]. Про системи та концепції керування в електромережах з малими ГЕС та ФЕС проведено багато досліджень, які представлені в роботах [22-27]. Але для електромереж України також актуальні дослідження щодо ВЕС [28]. Обсяги виробництва електроенергії ВЕС в світі, та Україні протягом останніх років показано на рис. 1.8 [1].

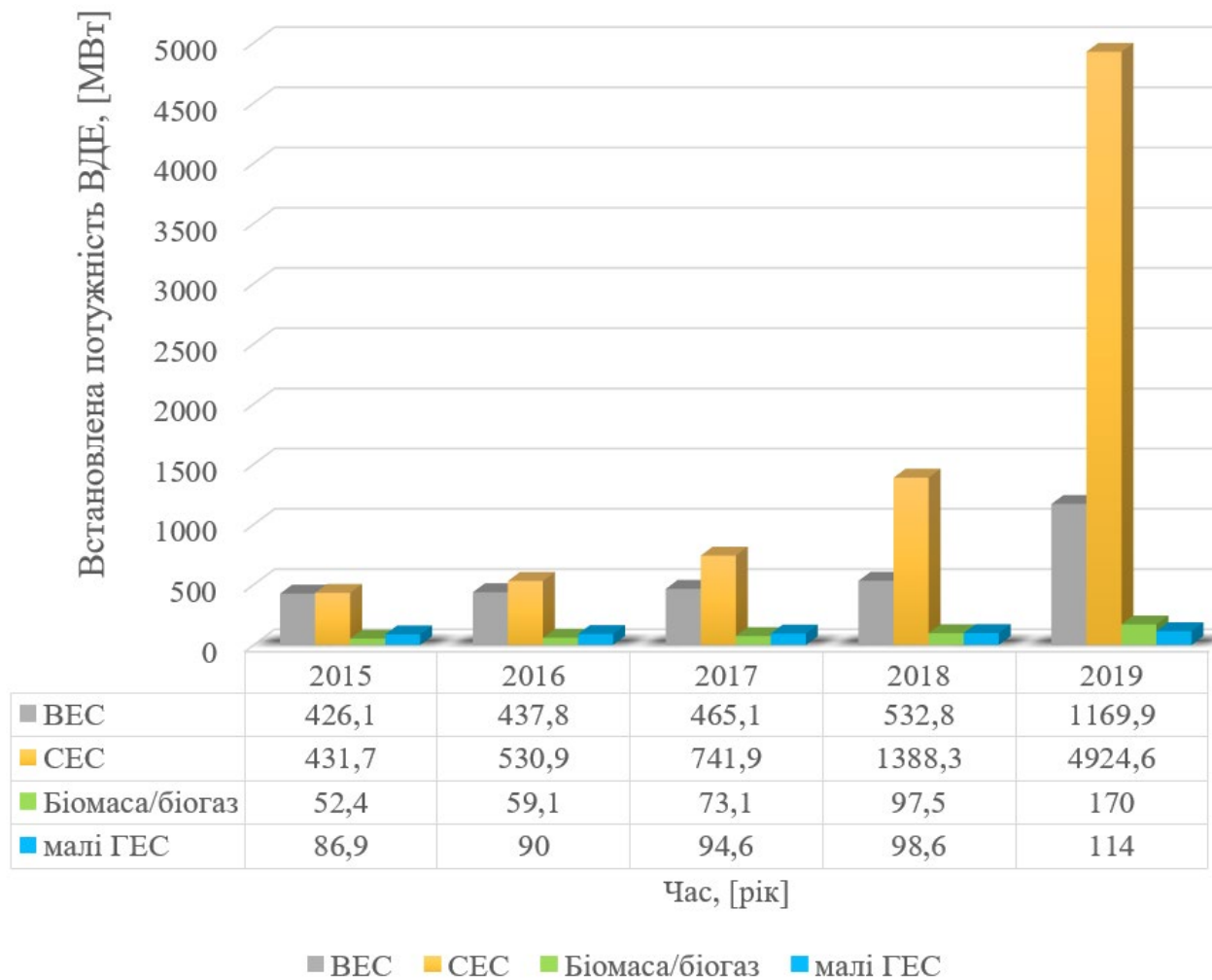


Рис. 1.7. Тенденція збільшення встановленої потужності ВДЕ в Україні, які реалізують генеровану потужність за «зеленим» тарифом за даними НКРЕКП.

З рис. 1.5 видно, що найбільша частина ВДЕ є ФЕС і ВЕС, які належать до джерел енергії з нерівномірним графіком генерування, оскільки суттєво залежать від погодних умов. Енергетична система України – одна з найменш гнучких у світі. У ній критично не вистачає маневрових потужностей для компенсації нерівномірності графіків генерування ВЕС і ФЕС. У разі прийняття Україною нових зобов'язань згідно з вимогами Паризької угоди запланованих 20 % ВДЕ у 2035 році стане недостатньо [29]. Використання ГЕС частково допоможе вирішити дану проблему.

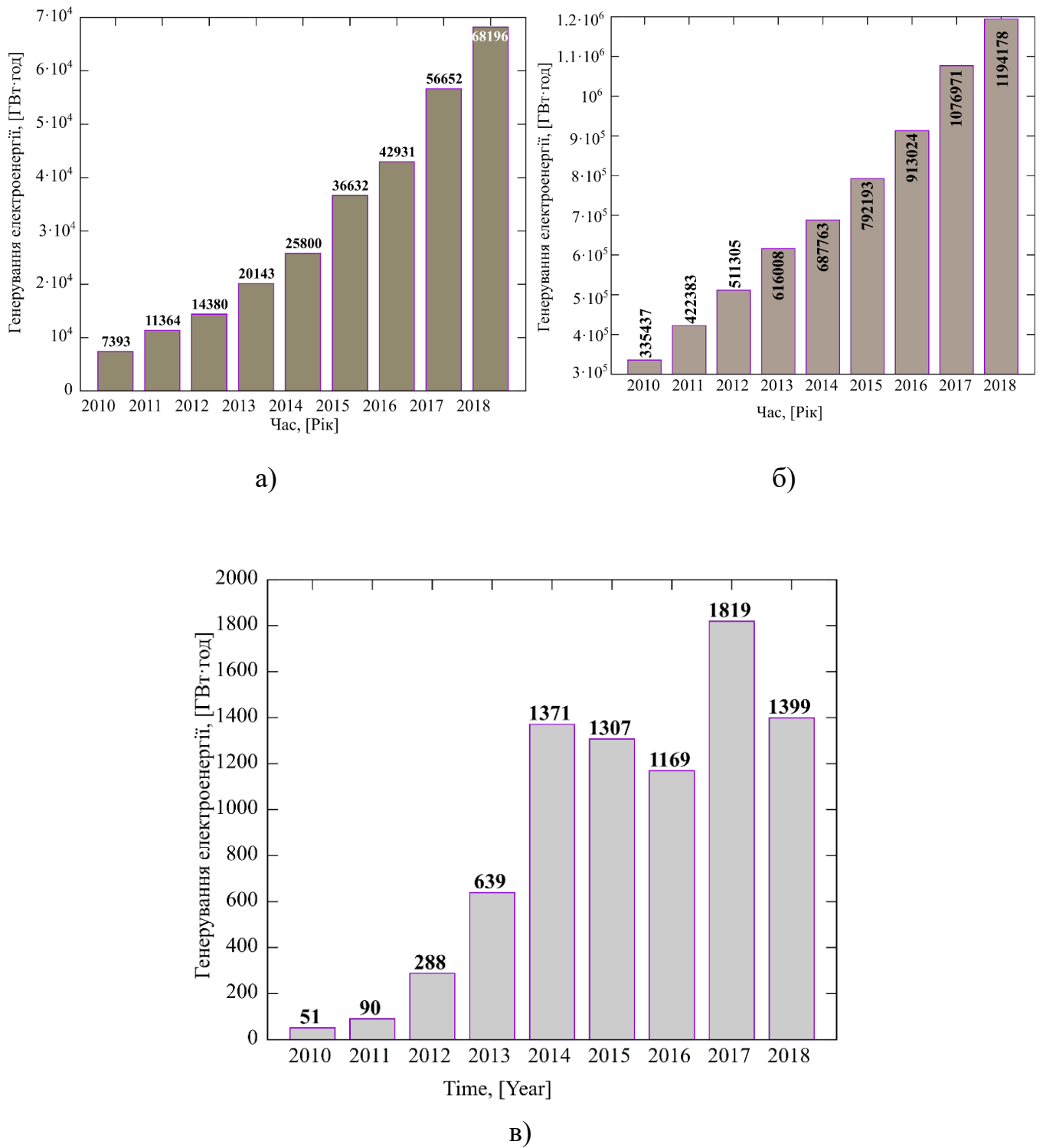


Рис. 1.8. Обсяги генерування електроенергії за даними IRENA: а) у світі Offshore вітроелектростанціями; б) у світі Onshore вітроелектростанціями [30]; в) обсяг генерування електроенергії ВДЕ в Україні.

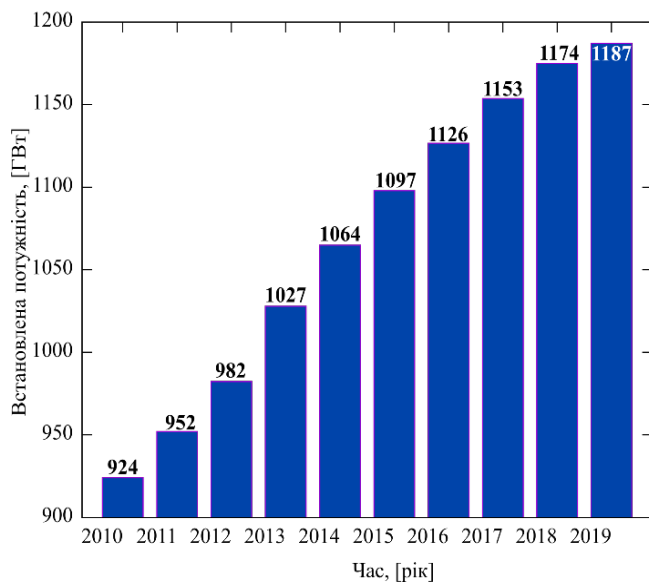
В найближчі роки вся енергетична база планети зміниться [31, 32]. Екологічні проблеми, які необхідно терміново вирішити для зменшення викидів CO₂, стали потужним поштовхом для розвитку ВДЕ. До 60 % електроенергії до 2030 року буде вироблятися за рахунок ВДЕ в європейських електромережах. Енергетична стратегія країни до 2035 року передбачає, що ВДЕ становитимуть 25 % в енергетичному балансі. Також, прогнозується, що інвестиції у ВДЕ в Європі до 2035 р. будуть більшими ніж інвестиції в ТЕС і АЕС, більше ніж у три рази [33].

Генерування електроенергії ГЕС є одним із пріоритетних напрямків розвитку ВДЕ. ГЕС – це компромісне рішення, яке задовольняє вимоги до обсягу виробництва електроенергії, якості електроенергії, вартості електроенергії та екології [34]. ГЕС має великий потенційний ресурс – 14576 ТВт·год.

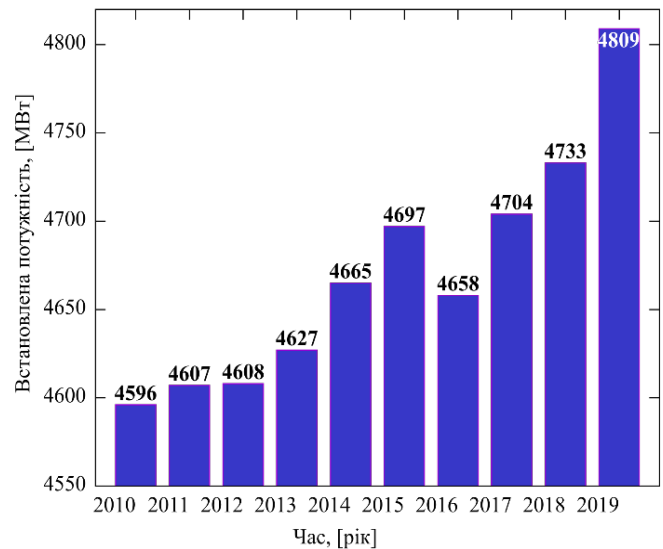
Встановлена потужність ГЕС є меншою, ніж потенційний ресурс ГЕС (рис. 1.9, а) [35, 36]. За даними Міжнародного агентства з відновлюваних джерел енергії, у світі спостерігається постійне збільшення встановленої потужності ГЕС, як показано на рис. 1.9, а). В Україні також зберігається тенденція збільшення встановленої потужності ГЕС, як показано на рис. 1.9, б).

Варто зазначити, що низький технічний стан ліній електропередачі та нерівномірність графіку генерування електроенергії ФЕС та ВЕС спричиняють негативні ситуації для споживача. Ці ситуації зумовлюють можливі режими часткового живлення деяких споживачів мережі. Для зменшення дефіциту електроенергії пропонується використання для відновлення постачання електроенергії споживачам енергомереж спільне використання різних джерел енергії, зокрема міні-ГЕС.

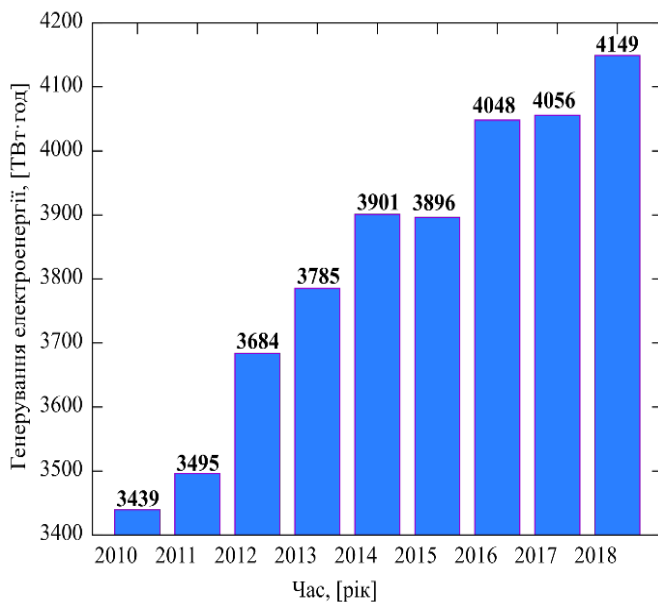
Використання ГЕС для виробництва електроенергії має багато переваг, таких як постійне поновлюване використання водних ресурсів та контрольоване стабільне генерування. ГЕС є популярними у всьому світі та Україні, про що свідчить обсяг річного генерування електроенергії ГЕС у світі та в Україні, що показано на рис. 1.9, в) та рис. 1.9, г) відповідно.



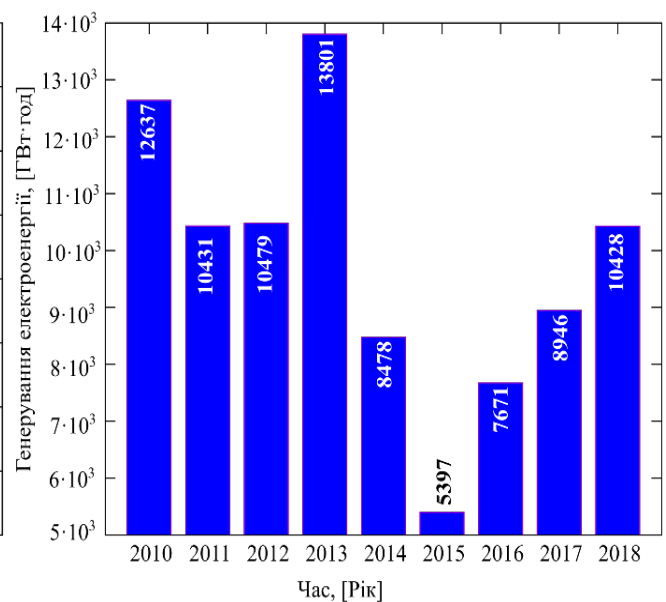
а)



б)



в)



г)

Рис. 1.9. Встановлена потужність ГЕС за даними IRENA: а) в світі; б) в Україні; обсяги генерування електроенергії: в) у світі; г) Україні.

Питання можливості компенсації нерівномірності ВДЕ за допомогою ГЕС є актуальним і потребує більш детального дослідження.

1.3. Забезпечення балансової надійності ЕЕС з ВДЕ та проблеми, що пов'язані з їх реалізацією

1.3.1. Основні технології забезпечення балансу електроенергії в ЕЕС з ВДЕ

Наразі існує потреба розвитку нових генеруючих потужностей із необхідними для енергосистеми динамічними характеристиками, зокрема – високоманеврового генерування. Це дозволить забезпечити балансову надійність ЕЕС з ВДЕ в умовах стрімкого розвитку відновлюваної енергетики з нерівномірним графіком відпуску електроенергії, а також створить умови для ефективного і продуктивного використання ВДЕ [37]. Надто тоді, коли в ЕЕС, згідно балансуючому ринку, вимагається планувати погодинний графік генерування ВДЕ на наступний день.

Основні технології забезпечення балансової надійності ЕЕС в умовах інтеграції ВДЕ з природно нерівномірним графіком генерування станом на 2021 рік показані на рис. 1.10.

Сучасні програми прогнозування, хоча і дозволяють передбачити очікувану генерацію та споживання на добу вперед і навіть на годину, проте не забезпечують повний контроль над цим процесом. В умовах дії балансуючого ринку забезпечується процес балансування, що складається з трьох основних етапів: оператор системи передачі визначає потреби в балансуючих резервах; оператор системи передачі закуповує необхідні балансуєчі потужності; оператор системи передачі закуповує необхідну балансуєчу енергію. Проблема забезпечення балансуючого резерву постає особливо гостро. Є ризик, що інвестори не встигнуть зреагувати на зростання попиту на нову потужність і в стислі терміни забезпечити введення необхідного обсягу балансуючих резервів, особливо на початковому етапі функціонування оптового ринку з уведеними обмеженнями [37].

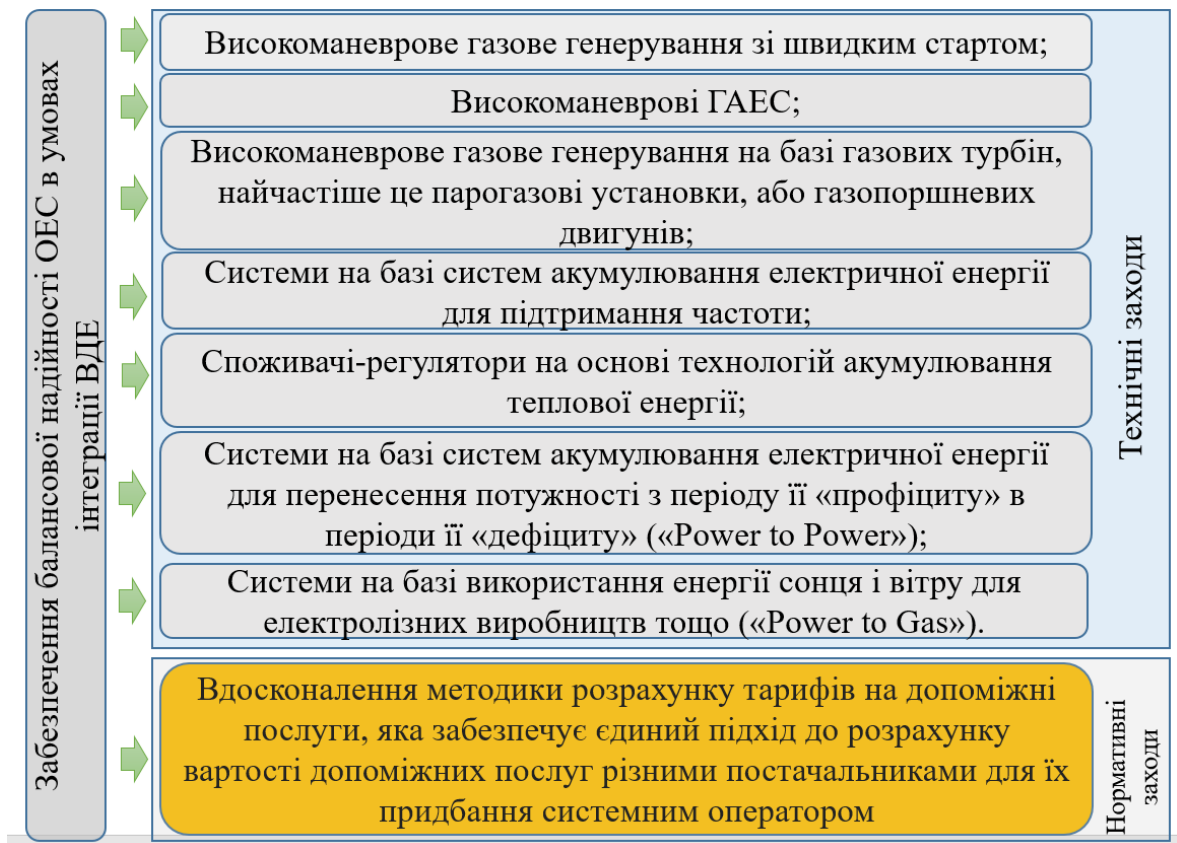


Рис. 1.10. Технології підвищення енергоефективності ВДЕ в балансі електроенергії енергетичних систем.

Тобто при використанні ВДЕ потрібно мати балансуєчий резерв системи, який забезпечується не лише ГЕС і ГАЕС, а також і ТЕС. Зараз в умовах дефіциту маневрених потужностей, зменшення навантаження енергосистеми покривається за рахунок вугільних ТЕС. Внаслідок роботи в непередбачених проектом умовах, а саме їх непроєктні пуски і зупинки пришвидшують зменшення ресурсного терміну експлуатації, підвищується аварійність блоків і супроводжується понаднормативним споживанням палива [38, 39]. Все це призведе також до додаткових затрат на ремонт та обслуговування. Тільки на пуск одного енергоблоку потужністю 300 МВт витрачається 70 т мазуту, а середні перевитрати палива на 1 кВт·год, згенерованої таким чином електроенергії, складають від 10 до 30 %. Очевидно, що це призводить до надлишкового забруднення навколишнього середовища.

Згідно звіту НКРЕП за 2018 рік більшість блоків ТЕС потребують заміни

або реконструкції, оскільки відпрацювали свій нормативний ресурс або наближаються до нього. Так, наприклад, із 75 енергоблоків генеруючих компаній теплових електростанцій 68 енергоблоків (16962 МВт або 78,7 %) експлуатується понад парковий термін експлуатації, 2 енергоблоки (600 МВт або 2,8 %) експлуатується понад граничний термін експлуатації і 5 енергоблоків (4000 МВт або 18,6 %) експлуатується понад проєктний термін експлуатації (рис. 1.11) [20]. Очевидно, що такий стан теплових електростанцій, які в основному створюють системний резерв щодо компенсації нерівномірності графіків генерування ВДЕ, не дозволяє надіятися на те, що ТЕС можуть бути надійним резервом ВДЕ досить тривалий час. Необхідно шукати інші способи резервування ВДЕ під час роботи в складі ЕЕС [27].

Наприклад, одним з відомих, але досі не реалізованих напрямків помітного зменшення витрат енергосистеми на виробництво електроенергії є вирішення задачі узгодження нерівномірності графіків електричного навантаження енергосистеми з графіками генерування ВДЕ. У поєднанні з існуючими в ЕЕС маневреними потужностями це може забезпечити нормальний режим роботи ВДЕ на першому етапі, поки не будуть введені інші способи резервування, які вимагають суттєвих капіталовкладень. Це можуть бути накопичувачі електроенергії хімічного типу, водневі технології, біогазові установки, тощо [40].

Регулювання потужності для забезпечення стабільної роботи ЕЕС вимагає врахування особливих умов режимів роботи електричних станцій. Основна властивість електроенергії це одночасність споживання і генерування, а для збереження балансу, споживання і генерування мають бути рівними. Тому, з врахуванням графіків споживання відповідно формуються режими роботи електричних станцій та їх графіки генерування. Технологічні властивості всіх електричних станцій різні, наприклад АЕС з блоками ВВЕР технологічно не придатні для поточного регулювання потужності [41], тому вони постійно працюють з номінальною потужністю і покривають базис графіка навантаження.

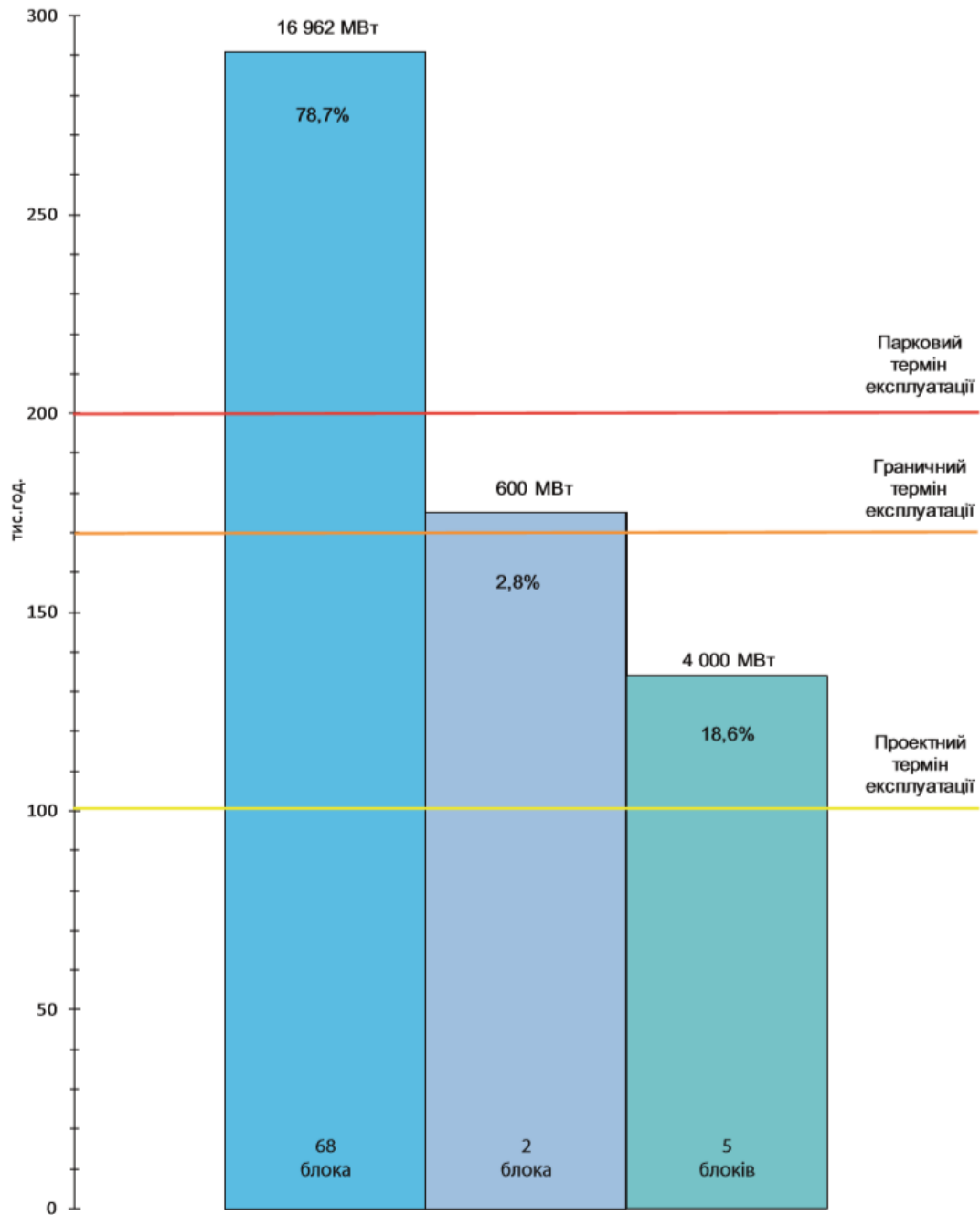


Рис. 1.11. Технічний стан енергоблоків енергогенеруючих компаній теплових електростанцій по ресурсу роботи станом на 01.01.2019.

Відповідно до цього гостро постає проблема компенсації небалансу потужності між генеруванням і споживанням усіма наявними для цього засобами. В першу чергу використовуються такі накопичувачі електроенергії

як Дністровська, Ташликська ГАЕС. Досить в широкому діапазоні регулювати потужність і частоту дозволяють теплові електричні станції конденсаційного типу (в середньому потужність, що генерується ТЕС може варіюватись в діапазоні 40-50 % від номінального значення). ТЕС і ГЕС створюють резерв потужності необхідний для забезпечення надійної роботи ЕЕС. Резерв потужності, який забезпечить безперебійне електропостачання споживачів, складається з навантажувального, аварійного і ремонтного, та компенсації недогенерування джерелами енергії з нерівномірним графіком генерування і складає 20-25 % середньодобового споживання.

Наразі ВДЕ (особливо ФЕС і ВЕС) є повноправними учасниками надання послуг по виробництву електроенергії, але їхня залежність від метеопараметрів та зміни потужності від нуля до номінальної ускладнює роботу системи в цілому. Неконтрольоване встановлення та генерування ВДЕ, відсутність будь-яких обмежень з боку ЕЕС, тобто вся вироблена електроенергія видавалась в електричні мережі без всяких обмежень [41, 42], наряду з позитивом викликало нові проблеми балансування режимів ЕЕС. Тому перед великими компаніями, які надають послуги по встановленню і обслуговуванню ВДЕ, та власниками потужних ВДЕ стоїть задача створення систем накопичення енергії (СНЕ). Це новий вид послуг, який допоможе врегулювати питання балансування потужності в ЕЕС і забезпечить енергоефективність ВДЕ. Ринок давно потребує послуг, що можуть надавати накопичувачі на балансуєчому ринку та ринку допоміжних послуг. Необхідно створити законодавче та регуляторне поле, яке дозволить ідентифікувати учасника ринку – оператора системи накопичення енергії, вирішити питання приєднання електроустановок СНЕ до електричних мереж операторів систем та основних споживачів, а також визначити технічні вимоги до таких установок в частині надання відповідних послуг. Впровадження системи накопичення енергії стратегічно важливе завдання, яке необхідно вирішити для підвищення гнучкості об'єднаної електроенергетичної системи України, що в подальшому дасть можливість збільшити обсяги генерації чистої електроенергії з відновлюваних джерел енергії [43].

Також, одним із перспективних напрямків розвитку є використання біогазових технологій, що особливо актуально в умовах стрімкого розвитку аграрного комплексу України [44-48]. Потужні агропромислові комплекси, займають значні території, їх будують ближче до сировини, тому електропостачання здійснюється від мереж 10-0,4 кВ, в окремих випадках 110 кВ. З метою забезпечення якісного тепло- та електропостачання підприємства АПК все частіше використовують ВДЕ, які є не тільки різних різновидів (СЕС, ВЕС, малі ГЕС, біогазові установки), а й мають широкий діапазон потужностей генераторів. Використання альтернативних джерел енергії, забезпечить не лише енергетичну незалежність підприємств АПК, а стане додатковим джерелом доходу, що регламентується Законом України «Про електроенергетику» та Законом України «Про альтернативні джерела енергії» (зі змінами, внесеними Законом України «Про ринок електричної енергії»), в яких передбачено механізм стимулювання розвитку виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії шляхом встановлення «зеленого» тарифу [44].

1.3.2. Відповідальність виробників ВДЕ за небаланси

Відповідальність виробників електроенергії ВДЕ стимулює до пошуку шляхів підвищення їх енергоефективності та регламентується нормативними документами, а саме: Законом України «Про ринок електричної енергії»; Постановою НКРЕП «Про затвердження нормативно-правових актів, що регулюють діяльність гарантованого покупця та купівлі електричної енергії за «зеленим» тарифом та аукціонною ціною» №641 від 26.04.2019 р. та Постановою НКРЕП «Про затвердження правил ринку» №307 від 14.03.2018 р. Згідно аналізу цих документів можна виділити три основні базові принципи врегулювання відповідальності, які представлені на рис. 1.12.

Під відповідальністю за баланс, розуміють зобов'язання учасників ринку повідомляти і виконувати погодинні графіки електричної енергії відповідно до обсягів купленої та проданої електричної енергії та нести фінансову

відповідальність за врегулювання небалансів. Під небалансом електричної енергії розуміють, розраховану, відповідно до правил ринку, для кожного розрахункового періоду різницю, між фактичними обсягами відпуску або споживання, імпорту, експорту електричної енергії, сторони відповідальної за баланс, та обсягами купленої чи проданої електричної енергії, зареєстрованої відповідно до правил ринку.

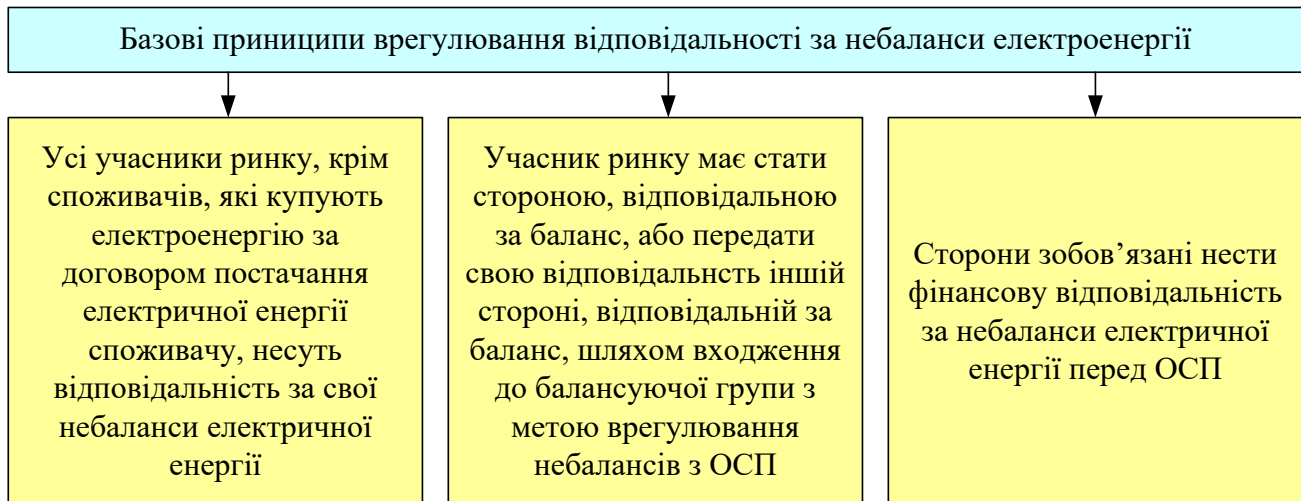


Рис. 1.12. Базові принципи врегулювання відповідальності за небаланси електроенергії.

Розмір відповідальності за небаланси виробників перед гарантованим покупцем показаний на рис. 1.13. Ця відповідальність виникла ще 1 липня 2019 року для виробників електроенергії з альтернативних джерел енергії, фінансова відповідальність учасників балансуєчої групи перед гарантованим покупцем виникла з 1 січня 2021 року. Важливу роль відіграє допустима похибка прогнозування (Tolerance margin), а саме до 31 грудня 2029 року відшкодування суб'єктам господарювання, який виробляє електричну енергію на об'єктах електроенергетики, що використовують енергію сонячного випромінювання і вітру та входить до складу балансуєчої групи гарантованого покупця, здійснюється у разі відхилення фактичних погодинних обсягів відпуску електричної енергії такого об'єкта господарювання від його погодинного графіку

відпуску електричної енергії більш як на 5 % (для ВЕС – 10 %). Очікується зменшення похибки прогнозування, оскільки накопичується база даних, досвід програмування, нові програмні засоби та адаптація існуючих та підвищується енергоефективність самих ВДЕ.

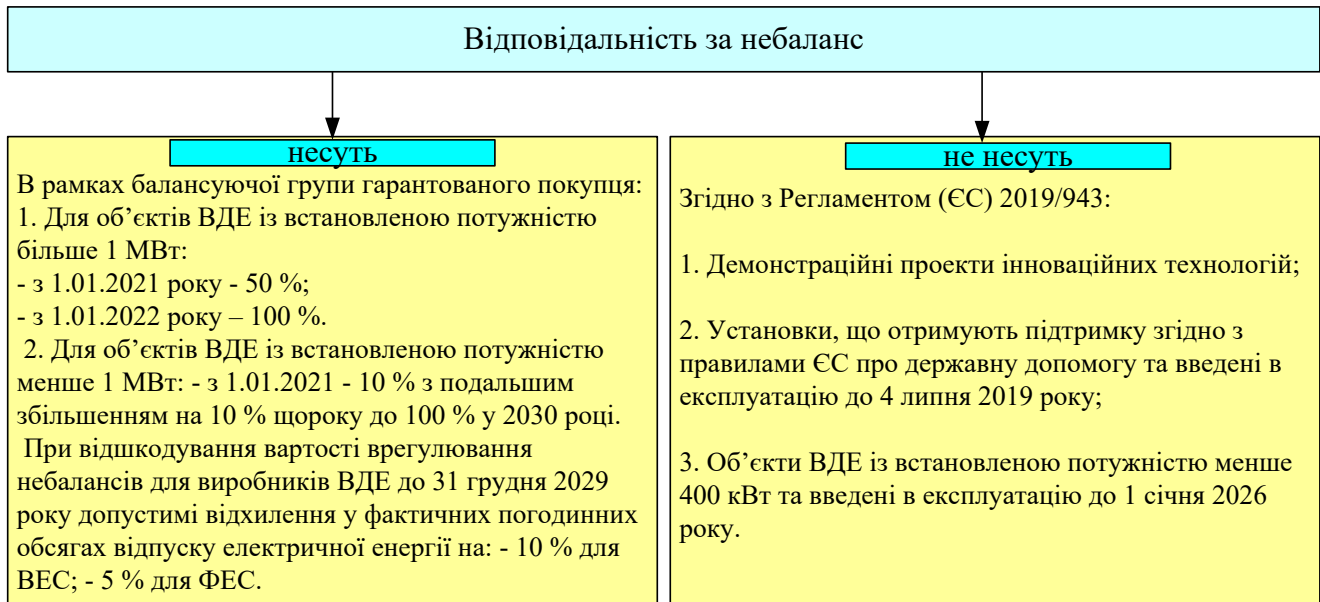


Рис. 1.13. Відповідальність за небаланс об'єктів енергетики.

1.4. Задача оптимального керування параметрами електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії

Задача оптимального керування параметрами нормального режиму ЕЕС з високим рівнем інтеграції відновлюваних джерел енергії з нерівномірним графіком генерування може бути описана інтегральним критерієм та в загальному випадку сформульована як задача теорії оптимального керування з квадратичним критерієм якості [49-52]:

мінімізувати функцію керування

$$F(u) = \int_{t_0}^{t_k} [\mathbf{x}_t(t) \mathbf{H} \mathbf{x}(t) + \mathbf{u}_t(t) \mathbf{L} \mathbf{u}(t)] dt, \quad (1.1)$$

в просторі станів системи

$$\frac{dx}{dt} = \mathbf{A}\mathbf{x}(t) + \mathbf{B}\mathbf{u}(t); \quad \mathbf{x}(t_0) = \mathbf{x}_0, \quad (1.2)$$

$$\mathbf{y}(t) = \mathbf{C}\mathbf{x}(t) + \mathbf{D}\mathbf{u}(t), \quad (1.3)$$

де $\mathbf{x}(t)$, $\mathbf{u}(t)$, $\mathbf{y}(t)$ – відповідно вектори стану, керування і спостереження; $\mathbf{A}$, $\mathbf{B}$, $\mathbf{C}$, $\mathbf{D}$, $\mathbf{H}$, $\mathbf{L}$ – матриці постійних коефіцієнтів, за фізичним змістом узагальнені параметри ЕЕС; t_0 , t_k – початок і кінець інтервалу часу, при якому мінімізується функція керування (для ЕЕС це зазвичай 15 хв.); $\mathbf{x}_0$ – початкове значення вектору стану.

$$\mathbf{x}(t) = \begin{bmatrix} \mathbf{J}(t) \\ \dot{\mathbf{U}}_{\Delta}(t) \\ U_{\delta} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{y}(t) = \begin{bmatrix} \dot{\mathbf{S}}_e(t) \\ \dot{\mathbf{I}}_e(t) \\ \mathbf{U}(t) \\ \dot{\mathbf{S}}_{ВДЕ_план}(t) \end{bmatrix}, \quad \mathbf{u}(t) = \begin{bmatrix} \mathbf{k}(t) \\ \mathbf{Q}_{ДРП}(t) \\ \dot{\mathbf{S}}_{ВДЕ}(t) \\ \mathbf{P}_{НЕ}(t) \\ \mathbf{S}_{ВУ,Біо}(t) \end{bmatrix}, \quad (1.4)$$

де $\mathbf{J}(t) = \hat{\mathbf{U}}_o^{-1}(t) \hat{\mathbf{S}}(t)$ – вектор струмів у вузлах ЕЕС; $\dot{\mathbf{U}}_o(t)$ – діагональна матриця вузлових напруг; $\dot{\mathbf{S}}(t) = \mathbf{P} + j\mathbf{Q}$ – вектор потужностей у вузлах; $\dot{\mathbf{U}}_{\Delta}(t)$ – вектор напруг вузлів відносно базисного; U_{δ} – напруга базисного вузла; $\dot{\mathbf{U}}(t)$ – вектор напруг вузлів; $\dot{\mathbf{S}}_e(t) = \mathbf{P}_e + j\mathbf{Q}_e$, $\dot{\mathbf{I}}_e(t)$ – вектори потужностей і струмів у вітках ЕЕС, де здійснюються телевиміри; $\dot{\mathbf{S}}_{ВДЕ_план}(t)$ – вектор прогнозованих значень потужностей генерування ВДЕ; $\mathbf{k}(t)$, $\mathbf{Q}(t)$, $\dot{\mathbf{S}}_{ВДЕ}(t)$, $\mathbf{P}_{НЕ}(t)$ – вектори коефіцієнтів трансформації, навантажень джерел реактивної потужності, потужностей ВДЕ і накопичувачів електроенергії; $\mathbf{S}_{ВУ,Біо}(t)$ – вектор потужності водневих і біогазових установок. При цьому основні елементи критерію оптимальності при керуванні можуть бути узагальнені, як показано на рис. 1.14 [53].

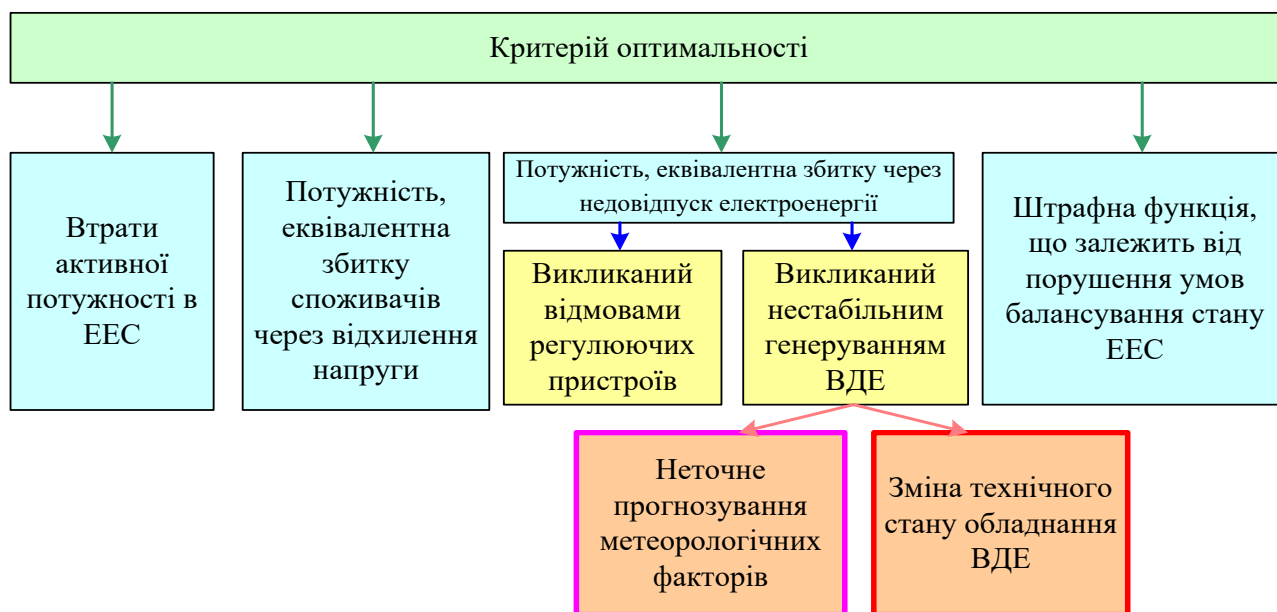


Рис. 1.14. Основні складові критерію оптимальності при керуванні ЕЕС.

1.5. Вплив стану електричних мереж на енергоефективність ВДЕ

Відомо, що в наш час значно зросла кількість ВДЕ саме в розподільних електричних мережах. В цих мережах має місце понаднормове відхилення напруги; за певних умов значно зростає значення переданої по ЛЕП потужності, що перевищує максимально допустимі значення для існуючих перерізів, особливо для застарілих ЛЕП під час пікового генерування [54]. З цих та інших причин зросла пошкоджуваність: ЛЕП 35-10 кВ, вимірювальних трансформаторів напруги, кабельних ліній, розрядників, ОПН, оливних вимикачів, силових трансформаторів [55-59]. За умов зростання кількості та потужності ВДЕ приєднаних до зношених розподільних мереж – зростає пошкоджуваність обладнання цих мереж. Пошкодження електричних мереж впливає на роботу ВДЕ. Вони можуть або зовсім відключатись через відсутність зв'язку з мережею, або можуть обмежувати свою потужність через невідповідність параметрів (зміна напруги вище/нижче номінальної, комутаційні перенапруги, тощо). В будь-якому випадку це призводить до зменшення виробленої ВДЕ електроенергії і погіршення економічності.

Основні показники якості функціонування електричних мереж можна представити з точки зору якості електропостачання, яка в свою чергу характеризується рівнем надійності (індекс SAIDI; індекс SAIFI; індекс MAIFI; індекс ENS) [60], якістю надання послуг та якістю електричної енергії (рис. 1.15). Значення індексу SAIDI з вини компаній у 2019 році – 683 хв., для порівняння в Чехії – 84 хв., Данії – 12 хв., Німеччині – 12 хв. Значення індексів SAIDI та ENS для України наведені на рис. 1.15.

Можливі три основні сценарії впливу ВДЕ на якість функціонування електричних мереж :

Сценарій № 1. ВДЕ покращує якість функціонування електричних мереж. Це пояснюється тим, що раніше було одне джерело живлення споживачів, а тепер два і більше, тобто надійність електропостачання споживачів зростає і відповідно енергоефективність ВДЕ теж.

Сценарій № 2. ВДЕ покращує якість функціонування електричних мереж за певних умов. В такому трактуванні основними умовами, що впливають на генерування ВДЕ, є метеорологічні фактори, які мають стохастичний характер. Тому до умов, що формують якість функціонування електричних мереж з ВДЕ, відноситься достовірність прогнозних метеорологічних параметрів та технічний стан обладнання електричних мереж і ВДЕ. Показники якості електропостачання споживачів, будуть залежати від надійності та енергоефективності роботи ВДЕ та електричних мереж.

Сценарій № 3. ВДЕ погіршує якість функціонування електричних мереж, наприклад виникла ситуація коли відбулось КЗ на шинах ВДЕ.

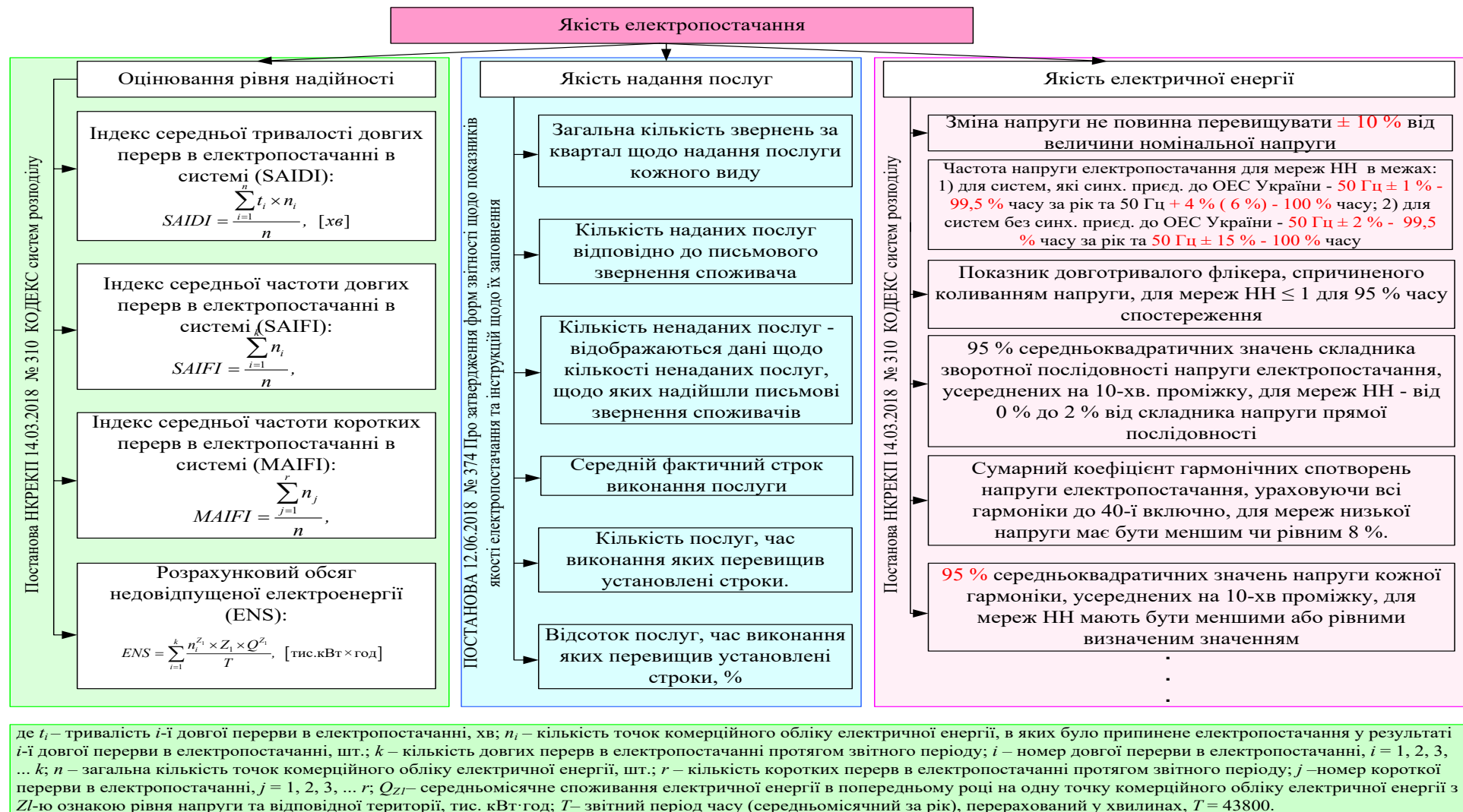
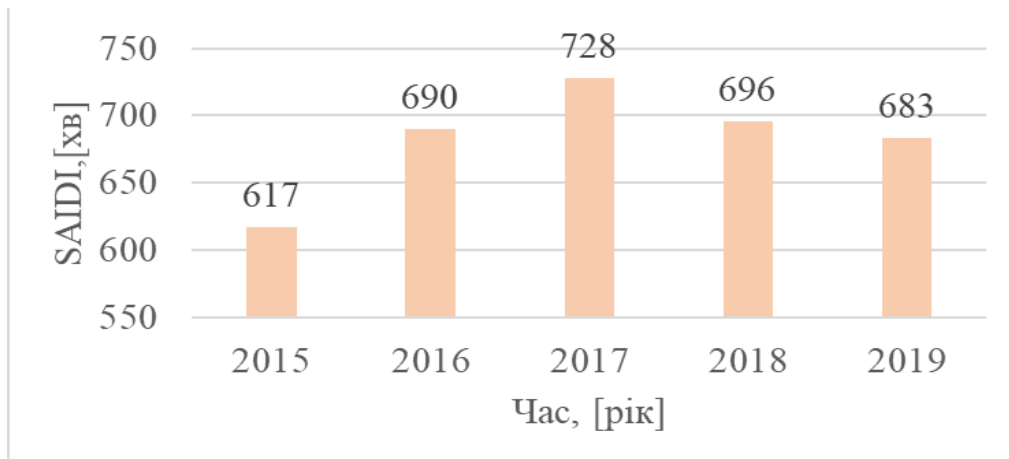
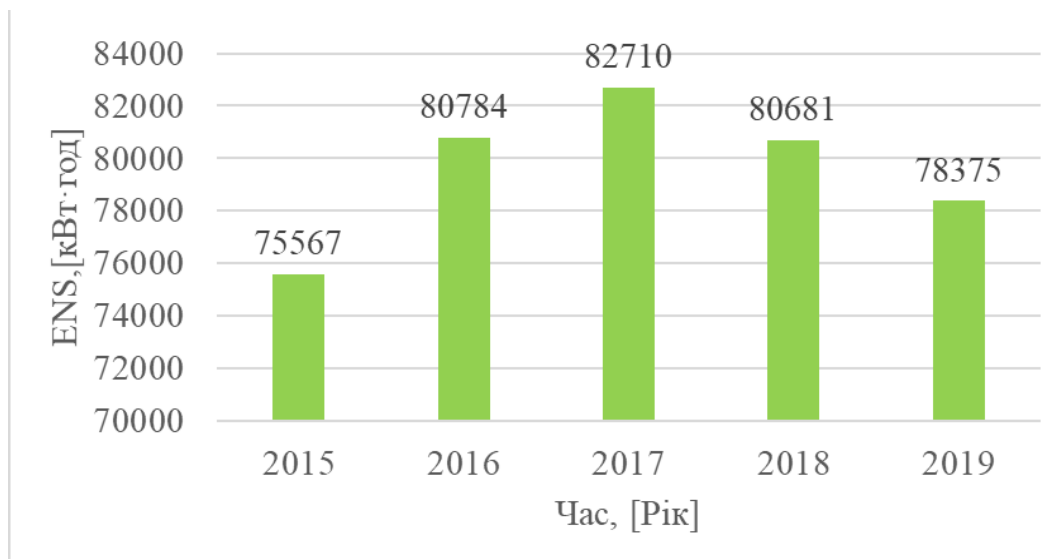


Рис. 1.15. Показники, які характеризують якість електропостачання і визначаються постановами НКРЕКП [60-62].



а)



б)

Рис. 1.16. Індеси для України: а) SAIDI; б) ENS.

Висновки до розділу 1

В сучасних умовах задача підвищення енергоефективності ВДЕ з нерівномірним графіком генерування в балансі потужності та електроенергії ЕЕС є актуальною і її вирішення забезпечить сталий розвиток ВДЕ та виконання зобов'язань щодо курсу декарбонізації.

В Україні спостерігаються проблеми балансування в електроенергетичних системах. Цей дисбаланс потужності спричинений збільшенням потужності ВЕС і ФЕС та недостатнім обсягом маневреної потужності для балансування. Нажаль, ці процеси – розбудова ВДЕ і збільшення маневреної потужності в ЕЕС, не розвивалися паралельно. Така ситуація в електричних мережах на тлі тенденцій щорічного збільшення встановленої потужності та генерування електроенергії ВДЕ ставить нові виклики та задачі.

Для української енергетики проблема є більш актуальною, оскільки з 1 січня 2021 р. прийнято постанову про фінансову відповідальність за небаланс потужності в електроенергетичній системі [61]. Енергопостачальні компанії, які генерують електроенергію за допомогою ВДЕ, будуть змушені платити штрафи за порушення балансу електроенергії. В цих умовах актуалізується проблема аналізу нерівномірності генерування ВДЕ при керуванні параметрами нормальних режимів роботи електроенергетичних систем.

Прогнозування виробництва електроенергії з мінімальною похибкою для мінімізації можливої компенсації за неточні прогнозні дані є необхідним для власників ФЕС, ВЕС та міні-ГЕС. Прогнозування стає ключовим інструментом для економічно ефективної інтеграції ВДЕ, таких як ВЕС, СЕС, малі-ГЕС, у мікро-, локальні, регіональні та національні енергетичні системи, про що більш детально описано в третьому розділі.

Слід також зазначити, що навіть завдяки великій кількості програмного забезпечення та алгоритмів, що дозволяють формувати прогнозні дані, питання надійного та точного прогнозування все ще вимагає ретельного вивчення та дослідження, оскільки постійна зміна погоди значно ускладнює процес прогнозування. Процесу прогнозування передують процес аналізу природної нерівномірності графіку генерування ВДЕ, а саме ідентифікації найвпливовіших метеорологічних факторів, чому і присвячений другий розділ.

При підвищенні енергоефективності ВДЕ, а саме ФЕС, актуальною є задача визначення технічного стану їх обладнання та розробка апаратно-програмного комплексу онлайн моніторингу генерування ФЕС. Тому в четвертому розділі

наведений детальний аналіз експериментальних досліджень деградації обладнання ФЕС, а саме фотоелектричних модулів та проведено нейро-нечітке моделювання коефіцієнту їх залишкового ресурсу.

Вдосконалення існуючих та розвиток нових балансувальних потужностей, з залученням новітніх технологій сприятиме підвищенню енергоефективності ВДЕ як показано в п'ятому розділі.

Оптимальним видається комплексний підхід, коли для підвищення енергоефективності ВДЕ використовуються декілька способів резервування для компенсації нерівномірності графіків їх генерування. В цьому випадку мінімізуються сумарні витрати на підвищення енергоефективності ВДЕ шляхом резервування потужності. Задачі оптимізації витрат на способи підвищення енергоефективності ВДЕ розв'язуються в шостому розділі методами критеріального програмування [49, 63-65] та нечіткого моделювання [50, 66-70], що дозволяє визначити чутливість витрат до встановленої потужності кожного способу резервування та визначити їх співрозмірність.

РОЗДІЛ 2

ВПЛИВ МЕТЕОРОЛОГІЧНИХ ФАКТОРІВ НА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ВДЕ

2.1. Математичне моделювання впливу метеорологічних факторів на генерування електроенергії ВДЕ

Основна відмінність централізованого електропостачання в електричних мережах від розосередженого полягає в тому, що зміна потоків потужності (потоків перетікань електроенергії) та склад балансової структури головним чином залежать лише від графіку споживання. У електричних мережах, з глибокою інтеграцією ВДЕ з природно нерівномірним графіком генерування без достатнього акумулюючого резерву, протягом доби змінюється склад генерувальних потужностей під впливом різних факторів, в тому числі і метеорологічних, а також змінюється схема передачі енергії до споживачів під дією природних умов. Зокрема, як зазначено в [71], суттєво може змінюватись склад обладнання, що впливає на балансову надійність системи. Тому важливо оцінити можливість забезпечення балансової надійності ВДЕ у електричних мережах з урахуванням їх графіків генерування та споживання. Оцінити генерування ВДЕ в ЕЕС неможливо без аналізу експериментальних даних [71], які можуть бути представлені у вигляді часових рядів.

2.1.1. Використання часових рядів для представлення генерування ВДЕ

2.1.1.1. Способи оцінки часових рядів для погодинного генерування ВДЕ. Процеси зміни добового та погодинного генерування електроенергії ВДЕ протягом року, доби, години в залежності від впливу метеорологічних факторів, графіків споживання електроенергії, параметрів, що характеризують технічний

стан електричного обладнання мереж можуть бути описані за допомогою часових рядів.

Під часовим рядом (ЧР) розуміють послідовність значень деякої змінної (або змінних), що реєструються через певні проміжки часу (регулярні або нерегулярні). Якщо розглядається часовий ряд з однією змінною, то він є одномірним, у випадку ж з декількома паралельно досліджуваними змінними – багатовимірним часовим рядом [72]. Тобто, часовий ряд – це послідовність впорядкованих в часі значень змінних, що характеризують стан і зміну досліджуваного явища [73].

Часові ряди активно застосовуються при вивченні властивостей динамічних складних систем до яких відносяться електроенергетичні системи з відновлюваними джерелами енергії, в тому числі при експериментальних дослідженнях. Це також актуально в тих випадках, коли виникають труднощі при створенні адекватної математичної моделі для опису досліджуваного процесу, але є в достатній кількості інформація щодо вимірюваної досліджуваної величини. Тому аналіз якості функціонування електричних мереж з ВДЕ, особливо при великій вибірці вимірюваних даних, часто реалізують шляхом обробки отриманих сигналів методами оцінки числових рядів [74].

В загальному випадку одномірний часовий ряд із спостережень y_t , що виміряні в моменти часу, можна розкласти на наступні складові або компоненти [72]:

- тренд (T_t): характеризує довгострокову тенденцію в даних (зниження або зростання). Тренд може бути лінійним або нелінійним. У деяких часових рядах може також спостерігатися зміна напрямку тренду (наприклад, коли зростання змінюється спадом);
- циклічна компонента (C_t): довгострокові циклічні коливання. Як правило, частота таких змін непостійна;
- сезонна компонента (S_t): короткочасні періодичні зміни, що мають фіксовану частоту (наприклад, добові зміни кількості сонячного світла, що падає на одиницю поверхні Землі);

- нерегулярна компонента (ε_t): ефекти випадкових факторів («шум»).

Хоча функціональний зв'язок між перерахованими компонентами може приймати практично будь-яку форму, зазвичай розглядають залежності наступних двох видів:

- адитивну модель:

$$y_t = T_t + C_t + S_t + \varepsilon_t, \quad (2.1)$$

- мультиплікативну модель:

$$y_t = T_t \times C_t \times S_t \times \varepsilon_t. \quad (2.2)$$

Адитивну модель застосовують для опису стаціонарних часових рядів, в яких середнє значення і дисперсія y_t приблизно постійні для всіх t . Мультиплікативна ж модель краще підходить для опису нестаціонарних рядів, в яких зазвичай мають місце виражений тренд і зростання дисперсії y_t в часі.

Часові ряди аналізуються з метою: короткого опису характерних особливостей; підбору статистичної моделі, яка буде описувати часовий ряд; визначення природи ряду і прогнозування (передбачення майбутніх значень часового ряду по поточним і ретроспективним даним), керування процесом, який генерує цей ряд. Реалізація цих цілей вимагає, щоб модель ряду була ідентифікована і формально описана. Як тільки модель визначена, можна за її допомогою інтерпретувати отримані дані.

Як і більшість інших видів аналізу, аналіз часових рядів передбачає, що дані містять систематичну складову і випадковий шум, який ускладнює виявлення регулярних компонент. Більшість методів дослідження часових рядів включає різні способи фільтрації шуму, що дозволяють побачити регулярну складову більш чітко. В даний час існує два якісно різних підходи до дослідження часових рядів які базуються на статистичних та динамічних методах. До статистичних відносяться методи побудови ймовірнісних моделей. Динамічні методи базуються на теорія Такенса (Такенса-Мане). Сучасне уявлення про можливості оцінки часових рядів дає ембедологія (від англ. *embedding* - вкладення), яка об'єднує елементи теорії розмірності, теорії інформації, топології, диференціальної

динаміки і теорії динамічних систем. У вирішенні задач детального аналізу числових рядів генерування електроенергії ВДЕ з природно нерівномірним графіком відпуску також можуть бути використанні методи критеріального програмування [73].

Основні етапи аналізу часових рядів:

1. Графічна інтерпретація та опис динаміки зміни часового ряду;
2. Виділення та видалення закономірних складових ЧР, що залежать від часу, тренду, сезонних циклічних складових;
3. Виділення та видалення низько- або високочастотних складових процесу (фільтрації) ;
4. Дослідження випадкової складової ЧР, що залишилась після п. 2. і п. 3.;
5. Побудова математичної моделі для опису випадкової складової та перевірка її адекватності;
6. Прогнозування розвитку досліджуваного процесу, представленого ЧР;
7. Дослідження взаємодії між різними ЧР.

Підходи до моделювання часового ряду можна розділити на два напрямки:

- моделювання не випадкової складової в сукупності;
- розкладання часового ряду на складові компоненти і моделювання значень кожної компоненти окремо .

До найбільш відомих методів аналізу ЧР відносяться:

- кореляційний аналіз, що дозволяє виявити істотні періодичні залежності і їх лаги (затримки) всередині одного процесу (автокореляція) або між декількома процесами (кросскореляція);
- спектральний аналіз, що дозволяє знаходити періодичні і квазіперіодичні складові ЧР;
- вейвлет аналіз;
- фрактальний аналіз;

- згладжування і фільтрація, що призначені для перетворення ЧР з метою видалення з них високочастотних або сезонних коливань;
- застосування моделей авторегресії і змінного середнього, які визначають однорідні коливання навколо середнього значення;
- прогнозування, що дозволяє на основі підібраної моделі зміни ЧР передбачати його значення в майбутньому.

Враховуючи основні ознаки ЧР, є перспективним їх використання для аналізу впливу метеорологічних факторів на генерування електроенергії ВДЕ і визначення коефіцієнту небалансу. Найбільш часто використовувані методи статистичної обробки первинних результатів емпіричних досліджень (дані про генерування електроенергії ВДЕ протягом року, доби, години, зміна метеорологічних параметрів, зміна параметрів електричного обладнання що ідентифікують його технічний стан т.д.) за кількісними шкалами діляться на дві великі групи: параметричні і непараметричні. Параметричні методи застосовуються в тих випадках, коли емпіричний розподіл даних є нормальним, тобто відповідає закону нормального розподілу Гауса. Якщо ж емпіричний розподіл відрізняється від нормального, то потрібно використовувати непараметричні методи. Для того, щоб результати обробки даних були достовірними, потрібно правильно вибрати методи обробки. Тому перше, що необхідно зробити при обробці даних за кількісними шкалами, – це перевірити дані на нормальність розподілу.

Перед тим як здійснити коваріаційний аналіз даних, потрібно вибрати метод кореляції. Основним критерії є перевірка даних на нормальність, тобто відповідність Гаусовому розподілу.

2.1.1.2. Оцінювання генерування електроенергії ВДЕ на нормальність розподілу. Генерування електроенергії ВДЕ завжди має певну стохастичну складову, тому що залежить від умов, зумовлених географічним розташуванням, і вносить певні проблеми під час розв'язання задачі забезпечення надійного і якісного електропостачання споживачів.

Оцінку надійності постачання енергії від фотоелектричних станцій (ФЕС) неможливо провести без аналізу експериментальних даних та адекватного визначення впливних факторів. Причиною можливих похибок визначення впливних факторів на генерування ФЕС є неточність вибору методу кореляційного аналізу. Основним критерієм вибору методу кореляційного аналізу, а саме коефіцієнту кореляції, є відповідність розподілу даних нормальному закону.

Для перевірки досліджуваних даних на нормальність розподілу використовують графічні [75] та статистичні методи [76]. Тому проводиться оцінка добового та погодинного генерування електроенергії для всіх аналізованих ВДЕ. Як, приклад, наведено результати оцінювання на нормальність закону розподілу за добовим значенням генерованої електроенергії за 2019 рік для ФЕС «Цекинівська № 2», встановленою потужністю 1045 кВт, графічним методом номограм.

Наведений на рис. 2.1 графік ілюструє перевірку досліджуваних даних на нормальність, він побудований наступним чином:

1. Відсортовано значення добового генерування по збільшенню і пронормовано відносно їх математичного сподівання (вісь абсцис – добове генерування у в.о., відсортоване і пронормоване);

2. Встановлена відповідність значенню добового генерування ФЕС та його ймовірність:

$$W_i \equiv (i-0,5)/n, \quad (2.3)$$

де W_i – значення добової генерації ФЕС, вимірюється у відносних одиницях; i – порядковий номер від 1 до n ; n – кількість днів в році (в 2019 $n=365$).

1. Отримано масив зворотніх значень стандартного нормального інтегрального розподілу з ймовірністю, визначеною у попередньому пункті за допомогою зворотної функції стандартного нормального

розподілу (вісь ординат – зворотне значення стандартного нормального інтегрального розподілу).

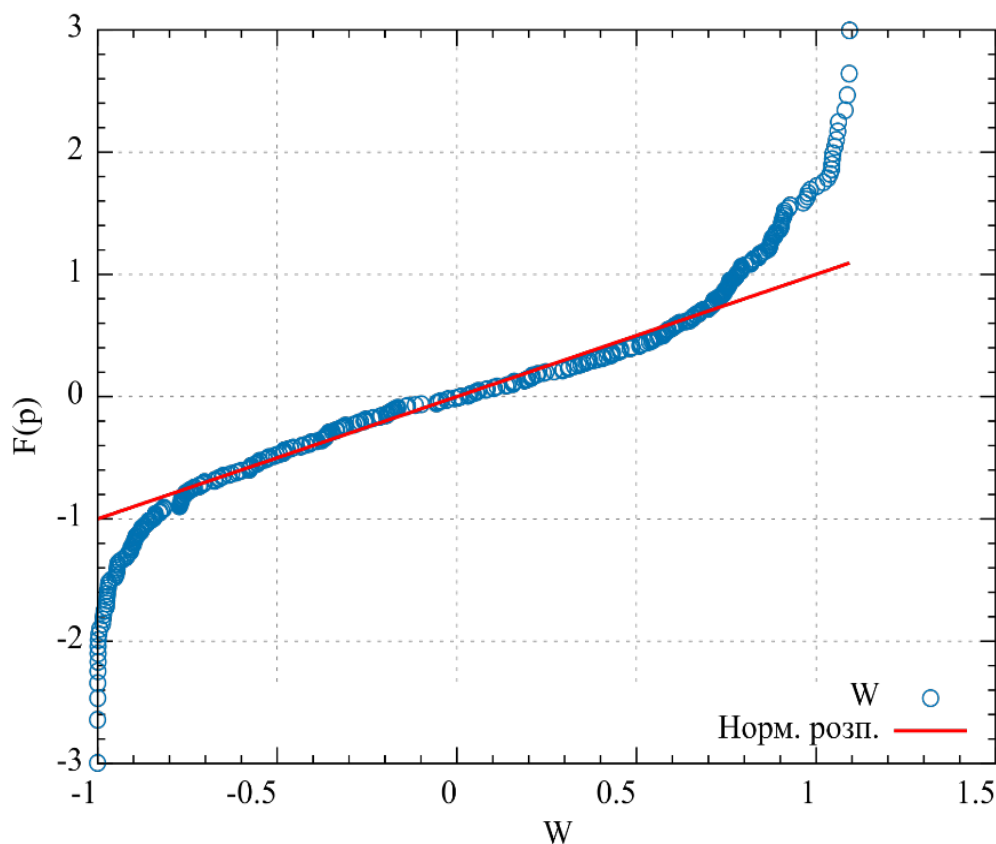


Рис. 2.1. Перевірка добового генерування електроенергії ФЕС
«Цекинівська № 2» на нормальність.

З отриманого графіка, можна зробити висновок що побудована крива розподілу добового генерування електроенергії протягом 2019 суттєво відрізняється від прямої, що характеризує нормальний розподіл, тому припущення, що досліджувані дані розподілені за нормальним законом відхилено.

Для перевірки адекватності отриманого результату використано статистичні методи, описані в [76, 77]. В [77] зазначено, що багатопараметричні критерії застосовують в тому випадку, якщо немає апіорної інформації про тип відхилення від нормального розподілу, тому застосовано критерій Шапіро-Уїлка.

Критерій Шапіро-Уїлка базується на відношенні оптимальної нелінійної незміщеної оцінки дисперсії до її звичайної оцінки методом максимальної правдоподібності.

Статистика критерію має вигляд:

$$W = \frac{1}{s^2} \left[\sum_{i=1}^k a_{n-i+1} (x_{n-i+1} - x_i) \right]^2, \quad (2.4)$$

$$s^2 = \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2, \quad (2.5)$$

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i. \quad (2.6)$$

де W – статистика критерію; $\left[\sum_{i=1}^k a_{n-i+1} (x_{n-i+1} - x_i) \right]^2$ – квадрат

середньоквадратичного відхилення Ллойда; $k = n/2$ при умові, що n – парне;

$k = n/2 - 1$ при умові, що n – непарне; n – кількість членів вибірки (для 2019 року – 365 днів); x – змінна (добове генерування ФЕС); a_{n-i+1} – коефіцієнти, наведені в довідникових таблицях і обираються в залежності від обсягу вибірки вхідних даних [76].

Критичне значення статистики $W(\alpha)$ наведене в довідникових таблицях. Якщо $W < W(\alpha)$, то нульова гіпотеза нормальності розподілу відхиляється на рівні значимості α .

Наближене значення ймовірності емпіричного значення W при H_0 обчислюється за формулою:

$$z = \gamma + \eta \ln \left(\frac{W - \varepsilon}{1 - W} \right), \quad (2.7)$$

де $\gamma, \eta, \varepsilon$ – коефіцієнти довідникової таблиці.

Вивчення потужності критерію Шапіро-Уїлка показало, що це найбільш ефективний критерій перевірки нормальності розподілу випадкових величин. Для

великих n таблиці коефіцієнтів a_{n-i+1} є незручними, тому використовують модифікований критерій Шапіро-Уїлка – критерій Шапіро-Франція. Його статистика має вигляд:

$$W' = \frac{1}{s^2} \left[\sum_{i=1}^k c_{n-i+1} (x_{n-i+1} - x_i) \right]^2, \quad (2.8)$$

де

$$c_{n-i+1} = \frac{m_{n-i+1}}{\left(\sum_{i=1}^n m_{i,n}^2 \right)^{\frac{1}{2}}}, \quad (2.9)$$

$m_{i,n}$ – математичне очікування i -ої порядкової статистики із стандартного нормального розподілу. Апроксимація

$$m_i = \Phi^{-1} \left(\frac{i - \frac{3}{8}}{n + \frac{1}{4}} \right) = u_p, \quad (2.10)$$

де

$$p = \frac{i - \frac{3}{8}}{n + \frac{1}{4}} \quad (2.11)$$

не спотворює суттєво критерій W' . Використовуючи апроксимацію для квантиля стандартного нормального розподілу можна записати:

$$u_p = 4,91[p^{0,14} - (1-p)^{0,14}], \quad (2.12)$$

і для

$$p = \frac{i - \frac{3}{8}}{n + \frac{1}{4}}, \quad (2.13)$$

$$m_i = 4,91 \left\{ \left(\frac{i - \frac{3}{8}}{n + \frac{1}{4}} \right)^{0,14} - \left(\frac{n - i + \frac{5}{8}}{n + \frac{1}{4}} \right)^{0,14} \right\}. \quad (2.14)$$

Для визначення критерію Шапіро-Уїлка великої вибірки, якою є вибірка добового генерування протягом 2019 року фотовольтаїчною станцією «Цекинівська № 2», без використання табличних даних застосували корисну апроксимацію наведену в [76]. Для $\alpha=0,05$ статистика визначена за формулою:

$$W_1 = \left(1 - \frac{0,6695}{n^{0,65189}} \right) \frac{s^2}{B}, \quad (2.15)$$

де

$$B = \left\{ \sum_{j=1}^m a_j (x_{n-j} - x_j) \right\}^2, \quad (2.16)$$

$$m = \left[\frac{n}{2} \right], \quad (2.17)$$

$$a_0 = \frac{0,899}{(n-2,4)^{0,4162}} - 0,02, \quad (2.18)$$

$$a_j = a_0 \left[z + \frac{1483}{(3-z)^{10,845}} + \frac{71,610^{-10}}{(1,1-z)^{8,26}} \right], \quad (2.19)$$

$$z = \frac{n-2j+1}{n-0,5}. \quad (2.20)$$

Якщо $W_1 < 1$, то нульова гіпотеза нормальності розподілу випадкових величин відхиляється. Для вибірки добового генерування протягом 2019 року фотовольтаїчною станцією «Цекинівська № 2» $W_1 = 0,98$, тому нульова гіпотеза нормальності розподілу випадкових величин відхиляється, що і підтвердило попередній розрахунок. Але для аналізу великих вибірок даних на нормальність і з метою максимальної автоматизації процесу використана розроблена програма в LabView National Instruments, яка використовує стандартні модулі LabView.

Наступним кроком було реалізовано кореляційний аналіз впливу метеорологічних факторів на генерування електроенергії ВДЕ.

2.1.2. Кореляційний аналіз генерування ВДЕ

2.1.2.1. Коефіцієнт Пірсона. Основним завданням кореляційно-регресійного аналізу є оцінка найбільш істотних кількісних характеристик причинно-наслідкових зв'язків між різними процесами і явищами, тобто оцінка зв'язку між коефіцієнтом небалансу, генеруванням та споживанням, між генеруванням електроенергії ВДЕ та метеорологічними факторами і т.д. З цією метою можуть бути застосовані коефіцієнти кореляції Пірсона, Спірмена та Кендела.

Найбільш поширеним критерієм оцінювання тісноти зв'язку між величинами є коефіцієнт кореляції Пірсона, який визначається за формулою:

$$r_{fW} = \frac{n \cdot \sum f_i \cdot W_i - (\sum f_i) \cdot (\sum W_i)}{\sqrt{\left(n \cdot \sum f_i^2 - (\sum f_i)^2\right) \left(n \cdot \sum W_i^2 - (\sum W_i)^2\right)}}, \quad (2.21)$$

де W_i – добове генерування; f_i – метеорологічний фактор.

Але має обмежену область застосування, зумовлену наступними вимогами:

1. Порівнювальні величини повинні бути в інтервальній чи відносній шкалі (кількісними і безперервними).
2. Як мінімум одна з величин (а краще обидві) повинні мати нормальний розподіл (тому розрахунок цього коефіцієнта є параметричним методом оцінки взаємозв'язку ознак).
3. Залежність між змінними носить лінійний характер.
4. Гомоскедастичність (варіабельність однієї змінної не залежить від значень іншої змінної).
5. Досить великий обсяг вибірки, як мінімум 25 спостережень.

Таким чином, перед прийняттям рішення про застосування коефіцієнта кореляції Пірсона необхідно знати:

1. Тип даних.
2. Розподіл досліджуваних величин, а якщо це невідомо, то перевірити розподіл обох змінних у вибірці.
3. Скатерограму, для того, щоб переконатися, що зв'язок між змінними носить лінійний характер, а також щоб перевірити умову гомоскедатичності. При дотриманні цієї умови розкид даних змінної W буде приблизно однаковим для всіх значень змінної f .

Якщо варіабельність змінної W змінюється в залежності від значень змінної f (скатерограма має вигляд трикутника, трапеції і т.п.), то тоді коефіцієнт кореляції Пірсона не буде належним чином відображати взаємозв'язки між змінними.

Перевірка нормальності розподілу даних та аналіз скатерограм дозволив зробити висновок про можливість застосування інших критеріїв – наприклад рангового коефіцієнту Спірмена.

2.1.2.2. Коефіцієнт Спірмена. Був застосований кореляційний аналіз порядкових (ординарних) змінних: рангова кореляція. Використання порядкових, ординальних змінних дозволило впорядкувати статично досліджені об'єкти за ступенем появи в них досліджуваних ознак. Використовувати порядкові змінні потрібно у випадках, коли шкала безпосереднього кількісного виміру цього об'єкта невідома або має умовний зміст і є тільки допоміжним засобом для наступного ранжування досліджуваних об'єктів.

Так як генерування ВДЕ та метеорологічні показники завжди прив'язані до часової шкали, то і ранжувати можна у відповідності до порядкових змінних (тобто часу – року, місяцю, доби, години, хвилини), що особливо важливо в умовах сучасного ринку електроенергії для виконання задач балансування.

Таким чином, у загальному вигляді на відміну від статистичного аналізу k -ої ($k = 0, 1, 2, \dots, p$) кількісної ознаки $x^{(k)}$, коли в результаті її вимірювання

(спостереження) на об'єктах можна кожному статистично дослідженому об'єкту поставити у відповідність деяку в фізично інтерпретованій шкалі числову характеристику $x^{(k)}$, результатом вимірювання порядкової змінної є співставлення (присвоєння) кожному з досліджуваних об'єктів деякої умовної числової мітки, що визначає місце цього об'єкта в ряду із усіх n досліджуваних об'єктів, впорядкованих по зменшенню степені прояву в них k -ої досліджуваної ознаки. В цьому випадку $x_i^{(k)}$ називають рангом i -го об'єкта по k -ій ознаці.

Процес впорядкування об'єктів $O_1, O_2, \dots, O_n$ відбувається або з використанням експертної інформації, тобто з залученням експертів, або формалізовано – шляхом переходу від початкового ряду спостережень деякої допоміжної кількісної ознаки до відповідного варіаційного ряду.

В результаті вимірювання $p+1$ порядкових змінних n досліджуваних об'єктів $O_1, O_2, \dots, O_n$ сформовано таблицю початкових даних. В табл. 2.1 елемент $x_i^{(k)}$ задає порядкове місце (ранг), яке займає об'єкт в ряду всіх статистично досліджених об'єктів, впорядкованим по зменшенню степені прояву k -ої досліджуваної ознаки (тобто по змінній $x^{(k)}$).

Рангова кореляція це статистичний зв'язок між порядковими змінними, тобто цей зв'язок аналізується на базі початкових статистичних даних, представлених впорядкуваннями (ранжуваннями) n досліджуваних об'єктів по різним ознакам. Визначається узгодженість (або зв'язок) між впорядкуванням досліджуваних об'єктів за ознакою $x^{(k)}$ і впорядкуванням тих же об'єктів за іншою ознакою $x^{(j)}$ як показано в табл. 2.1. Для виміру степені зв'язку між ранжуваннями $X^{(k)} = (x_1^{(k)}, x_2^{(k)}, \dots, x_n^{(k)})^T$ і $X^{(j)} = (x_1^{(j)}, x_2^{(j)}, \dots, x_n^{(j)})^T$ використано ранговий коефіцієнт кореляції Спірмена:

$$\hat{r}_{kj}^{(s)} = 1 - \frac{6}{n^3 - n} \sum_{i=1}^n (x_i^{(k)} - x_i^{(j)})^2. \quad (2.22)$$

Для співпадаючих ранжирувань при $x_i^{(k)} = x_i^{(j)}$ для всіх $i=1, 2, \dots, n$ буде $\hat{r}_{kj}^{(s)} = 1$ а для протилежних $x_i^{(k)} = n - x_i^{(j)} + 1$ при $i=1, 2, \dots, n$ буде $\hat{r}_{kj}^{(s)} = -1$. В усіх інших випадках $|\hat{r}_{kj}^{(s)}| < 1$. Але даний вираз використано у випадку відсутності об'єднаних рангів в обох досліджуваних ранжуваннях.

Таблиця 2.1.

Узгодженість (або зв'язок) між впорядкуванням досліджуваних об'єктів за ознакою $x^{(k)}$ і впорядкуванням тих же об'єктів за іншою ознакою $x^{(j)}$

Порядковий номер об'єкта	Порядковий номер досліджуваної змінної («ознака»)							
	0	1	2	3	...	k	...	p
1	$x_1^{(0)}$	$x_1^{(1)}$	$x_1^{(2)}$	$x_1^{(3)}$	...	$x_1^{(k)}$	...	$x_1^{(p)}$
2	$x_2^{(0)}$	$x_2^{(1)}$	$x_2^{(2)}$	$x_2^{(3)}$	...	$x_2^{(k)}$	...	$x_2^{(p)}$
⋮	...	...	...	...	...	...	...	...
i	$x_i^{(0)}$	$x_i^{(1)}$	$x_i^{(2)}$	$x_i^{(3)}$	...	$x_i^{(k)}$	...	$x_i^{(p)}$
...					...		...	
n	$x_n^{(0)}$	$x_n^{(1)}$	$x_n^{(2)}$	$x_n^{(3)}$	...	$x_n^{(k)}$	...	$x_n^{(p)}$

Для його розповсюдження на загальний випадок визначено для кожного k -того ранжування $X_i^{(k)}$ ($k = 0, 1, \dots, p$) величину

$$T^{(k)} = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{m^{(k)}} \left[\left(n_i^{(k)} \right)^3 - n_i^{(k)} \right], \quad (2.23)$$

де $m^{(k)}$ – число груп нерозрізнених рангів у змінній $x^{(k)}$, а $n_i^{(k)}$ – число елементів (рангів), що входять в i -ту групу нерозрізнених рангів (в частому випадку відсутності об'єднаних рангів – $m^{(k)} = n, n_1^{(k)} = n_2^{(k)} = \dots = n_n^{(k)} = 1$ і відповідно $T^{(k)} = 0$; крім того, групи нерозрізнених рангів, які складаються з єдиного елемента, в

дійсності не приймають участь в розрахунку величини $T^{(k)}$. Тоді ранговий коефіцієнт Спірмена між ранжуваннями визначено за виразом:

$$\hat{r}_{kj}^{(a)} = \frac{\frac{1}{6}(n^3 - n) - \sum_{i=1}^n (x_i^{(k)} - x_i^{(j)})^2 - T^{(k)} - T^{(j)}}{\sqrt{\left[\frac{1}{2}(n^3 - n) - 2T^{(k)}\right] \left[\frac{1}{2}(n^3 - n) - 2T^{(j)}\right]}}. \quad (2.24)$$

Якщо $T^{(k)}$ і $T^{(j)}$ є невеликими відносно $\frac{1}{6}(n^3 - n)$ величинами, то тоді використано наближене співвідношення (а при $T^{(k)} = T^{(j)}$ воно точне):

$$\hat{r}_{kj}^{(a)} = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (x_i^{(k)} - x_i^{(j)})^2}{\frac{1}{6}(n^3 - n) - (T^{(k)} + T^{(j)})}. \quad (2.25)$$

2.1.2.3. Коефіцієнт Кендела. широко використовуваною характеристикою тісноти статистичного зв'язку між двома ранжуваннями є ранговий коефіцієнт кореляції Кендала, що визначається співвідношенням:

$$\hat{r}_{kj}^{(K)} = 1 - \frac{4v(X^{(k)}, X^{(j)})}{n(n-1)}, \quad (2.26)$$

де $v(X^{(k)}, X^{(j)})$ – мінімальна кількість обмінів сусідніх елементів послідовності $X^{(j)}$, необхідна для приведення її до впорядкування $X^{(k)}$. Очевидно, що величина $v(X^{(k)}, X^{(j)})$ симетрична відносно своїх аргументів, тому кількість обмінів буде мінімальною для послідовності $X^{(k)}$, необхідних для приведення до виду $X^{(j)}$. При співпадаючих ранжируваннях $X^{(k)}$ і $X^{(j)}$ $\hat{r}_{kj}^{(K)}=1$ (так як $v(X^{(k)}, X^{(j)})=0$), а при протилежних (тобто при $x_i^{(k)} = n - x_i^{(j)} + 1$, $i = 1, 2, \dots, n$), так що

$v(X^{(k)}, X^{(j)}) = \frac{1}{2} n(n-1) \hat{r}_{kj}^{(K)} = -1$. В усіх інших випадках $|\hat{r}_{kj}^{(K)}| < 1$. Тобто коефіцієнт Кендела визначається на основі співвідношення типу «більше-менше», справедливості яких встановлена при побудові шкал. Виділено пару об'єктів і порівнюються їх ранги за однією ознакою і за іншою. Якщо за першою ознакою ранги утворюють прямий порядок (тобто порядок натурального ряду), то парі приписується +1, якщо зворотний, то -1. Для виділеної пари відповідні плюс - мінус одиниці (за ознакою X і за ознакою Y) перемножуються. Результат, дорівнює +1; якщо ранги пари обох ознак розташовані в однаковій послідовності, і -1, якщо в зворотній. Але обчислення $\hat{r}_{kj}^{(K)}$ пов'язане з необхідністю обчислення величини $v(X^{(k)}, X^{(j)})$ і відповідно є більш трудомістким, чим $r_{kj}^{(S)}$ [78]. Але, по перше коефіцієнт Кендела має деякі переваги в порівнянні і з коефіцієнтом Спірмена, тобто свою область застосування, а саме: а) коли потрібно досконально дослідити статистичні ознаки даних, тобто динаміку зміни розподілу; б) при збільшенні кількості даних, тобто збільшення ранжувань. Для коефіцієнта Кендела діє тотожне співпадіння величин: $v(X^{(k)}, X^{(j)})$ і $I(X^{(k)}, X^{(j)})$, де число інверсій $I(X^{(k)}, X^{(j)})$ – це просто число розкладених в неоднаковому порядку пар елементів послідовностей $X^{(k)}$ і $X^{(j)}$, що є мірою порушення порядку об'єктів в одній послідовності відносно іншої. Для визначення $I(X^{(k)}, X^{(j)})$ об'єкти перенумеровуються в порядку, що визначається рангами послідовності $X^{(k)}$. Тоді досліджувані ранжування відповідним чином видозмінюються, тобто перетворюються до виду $\tilde{X}^{(k)}, \tilde{X}^{(j)}$ де $\tilde{X}^{(k)} = (1, 2, \dots, n)^T$; $\tilde{X}^{(j)} = (1, 2, \dots, x_n^{(j)})^T$, а число інверсій $I(X^{(k)}, X^{(j)}) \equiv I(\tilde{X}^{(k)}, \tilde{X}^{(j)})$, а відповідно, і величина $v(X^{(k)}, X^{(j)})$ визначається за формулою

$$v(X^{(k)}, X^{(j)}) = I(\tilde{X}^{(k)}, \tilde{X}^{(j)}) = \sum_{q=1}^{n-1} \sum_{i=q+1}^n v_{qi}^{(j,k)}, \quad (2.27)$$

де

$$v_{ql}^{(j,k)} = \begin{cases} 1 \\ 0 \end{cases}, \quad (2.28)$$

де $v_{ql}^{(j,k)}=1$, якщо $\tilde{x}_q^{(i)} \rangle \tilde{x}_l^{(j)}$ – тобто порушений порядок послідовності $\tilde{X}^{(k)}$; 0 в протилежному випадку.

Число інверсій може змінюватись від нуля до $\frac{1}{2}n(n-1)$ що відповідає випадку протилежних ранжувань. Отримавши всі можливі коефіцієнти кореляцій генерування електроенергії та метеорологічних факторів, здійснено частотний аналіз часового ряду генерування електроенергії. З цією метою використали перетворення Фур'є.

2.2. Аналіз вхідних даних для прогнозування генерування ВДЕ

2.2.1. Частотний аналіз вхідних даних для прогнозування генерування ВДЕ

Спектральний аналіз є одним з найпотужніших інструментів обробки експерименту. Зокрема, він використовується для аналізу даних, виявлення характерних частот, з метою усунення шуму і т.д. Спектром сукупності даних $y(x)$ є деяка функція іншої координати (або координат, якщо мова йде про багатовимірний спектр) $F(\omega)$, отриману відповідно до певного алгоритму. Прикладами спектрів є перетворення Фур'є, спектр потужності, вейвлет-перетворення [79]. Частотний аналіз вхідних даних виконувався за допомогою перетворення Фур'є (ПФ), що є універсальним інструментом для виконання аналізу спектру потужності сигналів часової області [80]. ПФ дозволяє представити набір даних (потужність генерування ВДЕ) у вигляді комбінації функцій синуса і косинуса, це дає змогу виділити періодичні компоненти в початкових даних (значення метеорологічних факторів) і оцінити їх вплив на

вихідні дані (потужність генерування ВДЕ) або форму функції. Існують три основні форми ПФ: інтегральне ПФ, ряди Фур'є і дискретне ПФ.

Дискретне ПФ ставить у відповідність часовій функції $f(n)$, яка визначена на N -точками вимірів на заданому часовому інтервалі, іншу функцію $F(k)$, яка визначена на частотному інтервалі. Функція на часовому інтервалі задана за допомогою N -відрахувань, а функція на частотному інтервалі задається за допомогою k -кратного спектру [81]:

$$F(k) = \sum_{n=0}^{N-1} f(n) \cdot e^{-j \frac{2\pi}{N} \cdot n \cdot k}, \quad k = 0, \dots, N-1, \quad (2.29)$$

де N – кількість значень сигналу (кількість значень добового генерування ВДЕ за рік 365-366, кількість значень погодинного генерування ВДЕ за рік – 8760-8784 годин в днях), виміряних за період, а також кратність частотного спектру; k – індекс частоти.

Частота k -го сигналу визначається за виразом:

$$f(k) = \frac{k}{T}, \quad (2.30)$$

де T – період часу, протягом якого досліджувалось генерування електроенергії ВДЕ.

Зворотне ПФ ставить у відповідність частотній функції $F(k)$, що визначена K -кратним спектром на частотному інтервалі іншу функцію $f(n)$, яка визначена на часовому інтервалі:

$$f(n)F(k) = \frac{1}{N} \cdot \sum_{k=0}^{N-1} F(k) \cdot e^{-j \frac{2\pi}{N} \cdot n \cdot k}, \quad k = 0, \dots, N-1, \quad (2.31)$$

Обчислювальна складність алгоритму дискретного ПФ є квадратичною, тобто необхідно N^2 операцій комплексного множення і ділення.

Швидке ПФ являє собою алгоритм обчислення, який дозволяє зменшити кількість відповідних обчислювальних дій відносно прямого обчислення дискретного ПФ (2.29). Алгоритм швидкого ПФ є більш точним відносно стандартного дискретного перетворення, оскільки при скороченні операцій також зменшуються сумарні похибки округлення.

Для аналізу даних використано FFT (Fast Fourier Transform) – швидке ПФ [82]. Швидке ПФ має ряд переваг, зокрема, зменшується час потрібний для обчислення та функція FFT є в переважній більшості програмних засобів (MATLAB, LabView, MathCad). Оскільки найпростішим способом визначення дискретного ПФ є пряме додавання, що призводить до N операцій на кожний коефіцієнт, а всіх коефіцієнтів N , то загальна сума операцій складає $O(N^2)$.

У випадку швидкого ПФ (ШПФ) загальна сума операцій складає $O(N \cdot \log N)$. ШПФ використовується до масиву даних, кількість яких кратна двом.

В залежності від вхідних даних (сигналу) виникають складнощі застосування ПФ, зокрема в зазначено що [83, 84]:

- при нестационарних сигналах суттєво збільшується обчислювальна складність, а відповідно час і похибки зростають;
- істотні особливості сигналу у вигляді розривів або піків спричиняють несуттєві зміни частотного образу сигналу в усьому нескінченному інтервалі частот, які впливають на всю частотну вісь, що робить їх виявлення в спектрі практично неможливим та інше.

Оскільки генерування ВДЕ містить і стохастичну складову, то спрогнозувати стаціонарність сигналу, який характеризує генерування неможливо з достатньо високою ймовірністю. Тому в окремих випадках для аналізу генерування електроенергії ВДЕ доцільно використовувати вейвлет-аналіз. Вейвлет-перетворення не тільки розділяє досліджуваний сигнал на частини, а й виділяє з нього компоненти різних масштабів. Кожний виділений компонент аналізується з тим ступенем детальності, яка відповідає його масштабу.

2.2.2. Вейвлет аналіз генерування електроенергії ВДЕ

Інтегральним вейвлет-перетворенням функції $F(t) \in L^2(R)$ є вираз [85]:

$$W(a,b) = \frac{1}{|a|^{1/2}} \int_{-\infty}^{\infty} f(t) \psi^* \left(\frac{t-b}{a} \right) dt, \quad (2.32)$$

де $a, b \in R, a \neq 0$.

Функція $\psi(t)$ є вейвлетом (аналізуючим, базисним або материнським вейвлетом). В формулі (2.31) символом $*$ позначена процедура комплексного спряження. Параметр a визначає розмір вейвлету і є масштабом (Scale). Його аналогом в Фур'є аналізі є період (частота) гармонічного коливання, але потрібно враховувати що поняття масштабу є більш широке чим поняття періоду, тому що в ФП функціональний вид ядра перетворення зафіксований раз і назавжди, в той час як вейвлет-перетворення однієї і ті ж функції можна отримати за допомогою різних базисних вейвлетів (тобто різних систем масштабів). Параметр b задає часову локалізацію вейвлета і є зсувом (Shift) [86]. Цей параметр не має аналогу в ФП [85]. Зворотнє вейвлет-перетворення задається виразом [85]:

$$f(t) = C_{\psi}^{-1} \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} W(a,b) \psi \left(\frac{t-b}{a} \right) \frac{1}{a^{1/2}} \frac{dad b}{a^2}, \quad (2.32)$$

де C_{ψ} – нормувальний коефіцієнт:

$$C_{\psi} = \int_{-\infty}^{\infty} |\hat{\psi}|^2 |\omega|^{-1} d\omega < \infty. \quad (2.33)$$

Також у якості окремих вейвлет-перетворень знайшли застосування і дискретні вейвлет-перетворення, але в [85] зазначено, що для аналізу числових рядів безперевні перетворення більш зручні, чим дискретні.

Частотно-часова локація є характерною особливістю вейвлетів, що дозволяє їх використовувати для аналізу генерування електроенергії ВДЕ в залежності від зміни впливних факторів: для фотовольтаїчних станцій – температура панелі, вологість, розсіяна радіація і т.д. Тобто вейвлети $\Psi(t)$ і їх ПФ $\hat{\psi}(\omega)$ суттєво відрізняються від нуля лише на малих інтервалах часу і частоти і дуже мало відрізняються від нуля поза цих інтервалів. Кількісною мірою локалізації функції $z(t) \in L^2(R)$ може бути її центр $\langle t \rangle$ і радіус Δ_t [85]:

$$\langle t \rangle = \frac{I}{\|z\|^2} \int_{-\infty}^{\infty} t |z(t)|^2 dt, \quad (2.34)$$

$$\Delta_t^2 = \frac{I}{\|z\|^2} \int_{-\infty}^{\infty} |t - \langle t \rangle|^2 |z(t)|^2 dt. \quad (2.35)$$

При цьому ефективна ширина вейвлета приймається рівною $2\Delta_t$ [85].

Різноманіття сімейств-вейвлетів (вейвлет МНАТ (мексиканський капелюх), вейвлет Морле), дозволяє підібрати оптимальний для аналізу часового ряду вейвлет, і використовувати вейвлет-перетворення для вирішення задач прогнозування генерування електроенергії ВДЕ.

Для забезпечення зворотності вейвлет-перетворення, вейвлет повинен відповідати рівнянню (2.33). Це забезпечується умовою [85]:

$$\hat{\psi}(0) = 0, \quad (2.36)$$

$$\int_{-\infty}^{\infty} \hat{\psi}(t) dt = 0. \quad (2.37)$$

Вейвлети, для яких виконуються умови (2.36) і (2.37) є корисними при аналізі часових рядів з поліноміальними трендами. Ігноруючи тренд, вони зразу дозволяють дослідити високочастотні компоненти ряду. Якщо дві функції $f(t)$ та $\hat{f}(\omega)$ пов'язані між собою співвідношенням Фур'є [85]:

$$\hat{f}(\nu) = \int_{-\infty}^{\infty} f(t) e^{-i2\pi\nu t} dt, \quad (2.38)$$

$$f(t) = \int_{-\infty}^{\infty} \hat{f}(\nu) e^{i2\pi\nu t} d\nu, \quad (2.39)$$

де $|t| < \infty$ – часова область; $|\nu| < \infty$ – частотна область. То тоді у цьому випадку виконується рівність Парсеваля [85]:

$$\int_{-\infty}^{\infty} |f(t)|^2 dt = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} |\hat{f}(\omega)|^2 d\omega. \quad (2.40)$$

Інтеграл, лівої частині рівняння (2.40) є енергією сигналу $f(t)$. Густина спектру енергії:

$$E(\omega) = \frac{1}{2\pi} |\hat{f}(\omega)|^2. \quad (2.41)$$

Аналог рівності Парсеваля для вейвлет-перетворення:

$$\int_{-\infty}^{\infty} |f(t)|^2 dt = -C_{\psi}^{-1} \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} |W(a,b)|^2 \frac{dad b}{a^2}. \quad (2.42)$$

Густина спектру енергії (локальний спектр енергії):

$$E(a,b) = |W(a,b)|^2. \quad (2.43)$$

Але на відміну від (2.41), величина $E(a,b)$ визначає спектральну характеристику не тільки для заданого масштабу, але й для параметру зсуву b .

Густина спектру енергії (глобальний спектр енергії):

$$E_{\omega}(a) = \int_{-\infty}^{\infty} |W(a,b)|^2 db. \quad (2.43)$$

Рівняння (2.43) показує розподіл енергії по масштабах і є аналогом густини спектра енергії $E(\omega)$. Глобальний спектр енергії це густина спектра енергії, згладжена на кожному масштабі спектром Фур'є аналізуємого вейвлету:

$$E_{\omega}(a) = a \int_{-\infty}^{\infty} E(\omega) |\hat{\psi}(a\omega)|^2 d\omega. \quad (2.44)$$

2.2.3. Скалограма і скейлограма вейвлет аналізу часового ряду генерування електроенергії ВДЕ

Для аналізу генерування електроенергії ВДЕ, проаналізовано не функцію, задану на всій осі часу, а часовий ряд, довжина якого визначена. З цієї причини замість сказаних вище теоретичних понять використано їх практичні аналоги – оцінки. Тобто будемо вважати, що часовий ряд заданий значеннями функції, які слідує одна за одною з постійним кроком [85]:

$$f_k = f(t_k), \quad t_k = \Delta t_k, \quad k = 0, 1, \dots, N-1. \quad (2.45)$$

А тому для аналізу генерування електроенергії ВДЕ використано вейвлет-перетворення цієї послідовності наступним чином:

$$W_A(a, b) = \frac{1}{n(a, b)} \sum_{k=0}^{N-1} f_k \Psi^* \left(\frac{t_k - b}{a} \right), \quad (2.46)$$

де

$$n(a, b) = \sum_{k=0}^{N-1} e^{-\frac{1}{B} \left(\frac{t_k - b}{a} \right)^2}. \quad (2.47)$$

Причому B визначається типом вейвлета ($B=2$ для МНАТ-вейвлету та $B=\alpha^2$ для вейвлету Морле. При переході від (2.31) до (2.46) множник $\sqrt{a}$ замінений виразом, з метою усунення залежності амплітуд гармонічних компонентів від

параметру a , тому що ця залежність заважала оцінити їх відносно інтенсивності при графічному представленні вейвлет-спектрів.

$$\int_{-\infty}^{\infty} e^{-\frac{(t-b)^2}{\alpha^2 B}} dt = a\sqrt{B\pi}. \quad (2.48)$$

Тому будемо називати рівняння (2.46) амплітудною вейвлет-функцією. Ця функція визначається на дискретній множині значень аргумента a_i і b_i , $i = 0, \dots, N_a - 1$; $j = 0, \dots, N_b - 1$. Оцінка локального спектру визначається за виразом (2.48) і є скалограмою (scalogram), тобто має властивість описувати розподіл енергії по масштабам:

$$S(a_i, b_j) = |W_A(a_i, b_j)|^2. \quad (2.48)$$

Оцінка глобального спектру енергії визначається за виразом (2.49) і є скейлограмою (scalegram):

$$G(a_i) = \frac{1}{N^*} \sum_j S(a_i, b_j), \quad (2.49)$$

де N^* – число точок, по якому здійснюється усереднення.

Скейлограма в вейвлет-аналізі є прямим аналогом згладженої періодіограми в Фур'є аналізі. Алгоритм вейвлет-аналізу часового ряду генерування електроенергії ВДЕ представлений на рис. 2.2 [85, 87]. Отримана в результаті вейвлет-аналізу часового ряду генерування електроенергії ВДЕ інформація може бути використана для прогнозування рівня генерування електроенергії ВДЕ. З цією метою розглянуто методи прогнозування часових рядів.

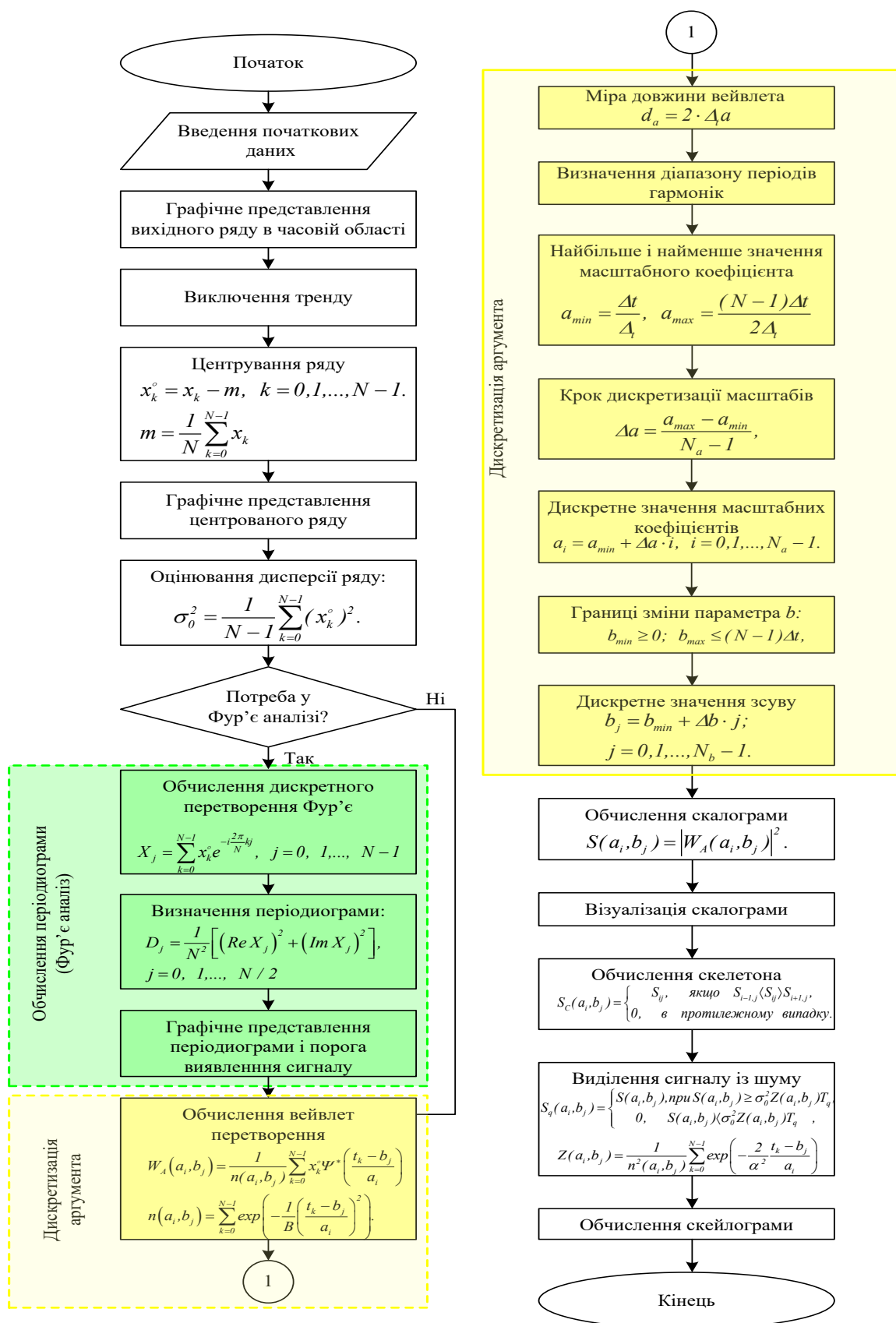


Рис. 2.2. Алгоритм вейвлет-аналізу часового ряду генерування електроенергії ВДЕ.

2.3. Прогнозування генерування електроенергії ВДЕ

З 1 січня 2021 року, з моменту набуття чинності норми про фінансову відповідальність виробників електричної енергії з відновлювальних джерел енергії за небаланси електричної енергії в межах балансуючої групи Гарантованого покупця, актуалізується питання прогнозування обсягів відпуску електричної енергії з мінімальною похибкою для мінімізації можливих відшкодувань за неточність прогнозованих даних.

Прогнозування стає ключовим інструментом для економічно ефективної інтеграції ресурсів виробників ВДЕ відновлюваної енергії, таких як вітрова і сонячна енергія, в локальні, регіональні і національні енергосистеми. Слід також зазначити що, навіть через значну кількість програмних комплексів та алгоритмів, що дозволяють формувати прогнозні дані, питання надійного і точного прогнозування ще потребує ретельного вивчення та дослідження, тому що постійна зміна погоди значно ускладнює процес прогнозування [88].

2.3.1. Методи прогнозування часових рядів генерування електроенергії ВДЕ

Методи прогнозування служать для дослідження системних зв'язків і закономірностей функціонування і розвитку об'єктів і процесів з використанням сучасних методів обробки інформації і являють собою важливий засіб в аналізі складних прикладних систем, в роботі з інформацією (значення генерування електроенергії, рівень опадів, розсіяна радіація, температура), в цілеспрямованому впливі людини на об'єкти дослідження з метою підвищення ефективності їх функціонування [89]. Задачі прогнозування генерування електроенергії ВДЕ можна класифікувати в залежності від призначення використання прогнозованих даних, як показано на рис. 2.3 [90].

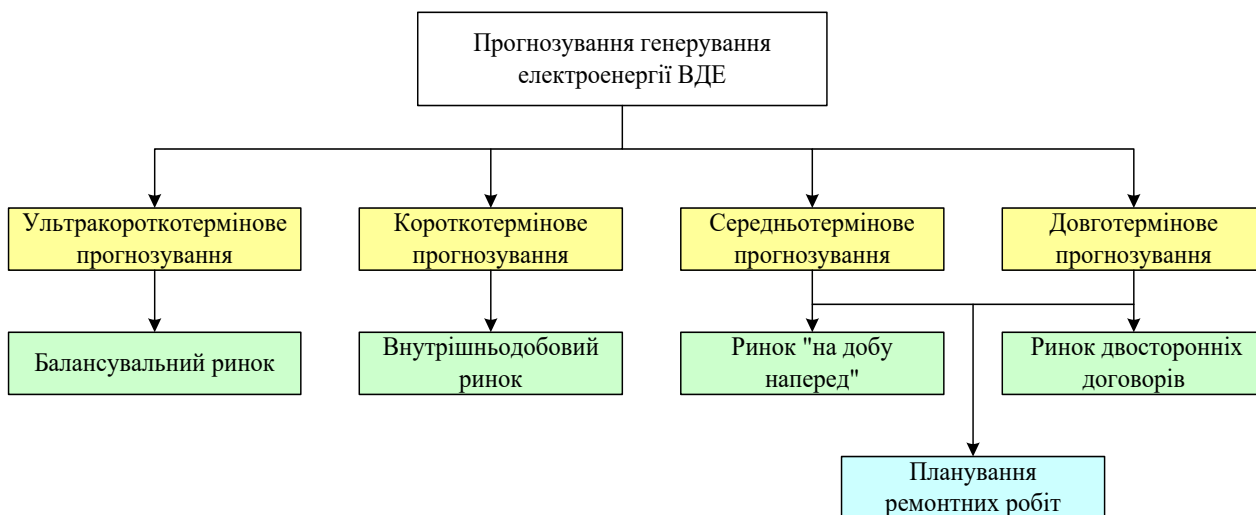


Рис. 2.3. Класифікація задач прогнозування в залежності від призначення використання прогнозованих даних.

Тобто для різних часових рядів, з різним часовим періодом класифікація терміну виконання прогнозування індивідуальна. Зокрема в статті 30 «Права та обов'язки виробників» Закону України про ринок електричної енергії від 13.04.2017 № 2019-VII зазначено що «виробники, які мають у власності та/або експлуатують енергогенеруюче обладнання встановленою потужністю понад 200 МВт включно, мають зберігати впродовж п'яти років інформацію, необхідну для перевірки оперативно-диспетчерських рішень та поведінки під час подання заявок (пропозицій) на ринку "на добу наперед", внутрішньодобовому ринку, балансуєчному ринку, ринку допоміжних послуг та при розподілі пропускної спроможності, яка включає, зокрема, погодинні дані по кожній електростанції щодо доступних генеруючих потужностей та обов'язкових резервів, включаючи постанційний розподіл таких резервів на момент подачі заявок/пропозицій, та фактичні дані».

Зокрема в статті 30 «Права та обов'язки виробників» Закону України про ринок електричної енергії від 13.04.2017 № 2019-VII зазначено, що «виробники, які мають у власності та/або експлуатують енергогенеруюче обладнання встановленою потужністю понад 200 МВт включно, мають зберігати впродовж п'яти років інформацію, необхідну для перевірки оперативно-диспетчерських

рішень та поведінки під час подання заявок (пропозицій) на ринку "на добу наперед", внутрішньодобовому ринку, балансуєчному ринку, ринку допоміжних послуг та при розподілі пропускну́ї спроможності, яка включає, зокрема, погодинні дані по кожній електростанції щодо доступних генеруючих потужностей та обов'язкових резервів, включаючи постанційний розподіл таких резервів на момент подачі заявок/пропозицій, та фактичні дані». Виконати цей п.5 статті 30 Закону України про ринок електричної енергії неможливо без застосування ефективних методів прогнозування.

На сьогоднішній день існує досить багато ефективних методів прогнозування, пов'язаних з потужними математичним апаратом [89], детальна класифікація яких наведена на рис. 2.4. Метод прогнозування являє собою послідовність дій, які потрібно виконати для отримання моделі прогнозування часового ряду. Модель прогнозування – функціональна залежність, що адекватно описує часовий ряд і є основою для отримання значень процесу у майбутньому. Важливо відзначити, що прогноз доцільніше проводити не для абсолютних величин часового ряду, а для різниці між сусідніми елементами з подальшим додаванням прогнозованої різниці до останнього елемента ряду (в результаті чого отримується значення наступного за останнім елемента ряду). Такий підхід дозволяє істотно знизити необхідний розмір безперервного інтервалу, в якому знаходяться прогнозні значення, і виявляти лінійні і квазілінійні тренди і їх періоди, що неможливо при прогнозуванні абсолютних величин часового ряду, які мають стохастичну складову (часові ряди як зміни приростів генерування ВДЕ в залежності від зміни метеорологічних факторів). Визначення меж інтервалу здійснюється наступним чином: обчислюється величина максимального і мінімального (з урахуванням знаку) відхилення поточного і попереднього елементів, отримані значення використовуються в якості лівої і правої меж інтервалу, який далі розбивається на потрібну кількість частин [89].

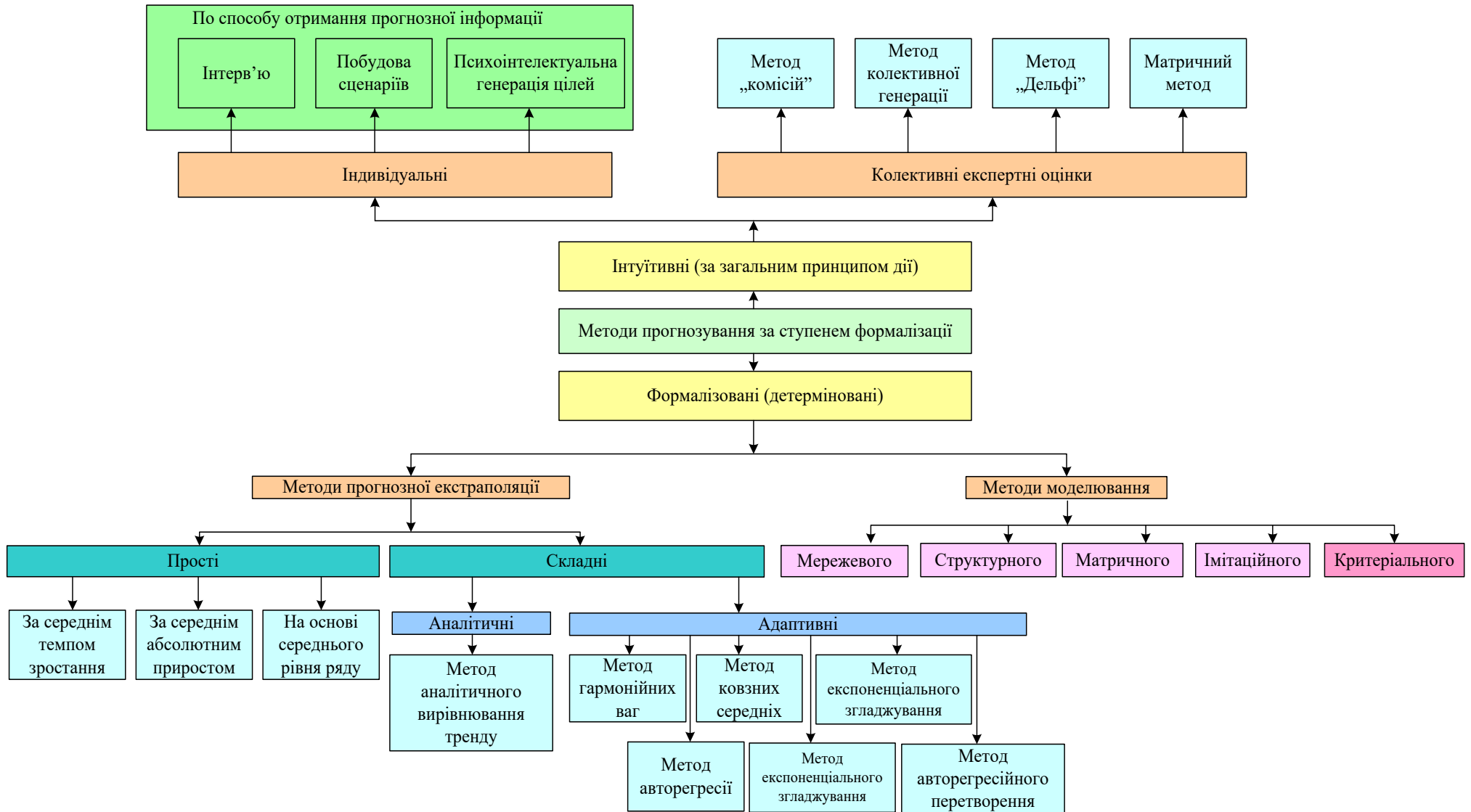


Рис. 2.4. Класифікація методів прогнозування часових рядів генерування електроенергії ВДЕ.

Однією з найбільш важливих класифікаційних ознак методів прогнозування є ступінь формалізації, яка досить повно охоплює прогностичні методи (рис. 2.4). Другою класифікаційною ознакою можна назвати загальний принцип і алгоритм реалізації методів прогнозування, третьою ознакою є спосіб отримання прогнозованої інформації [91].

Задачам прогнозування в сучасних умовах функціонування енергетичної галузі приділено багато уваги, зокрема: прогнозування балансу потужності в системах електропостачання [92]; прогнозування значення необхідного резерву потужності в електричних системах з ВДЕ [93]; прогнозування погодинного генерування ФЕС [94-96]; прогнозування обсягів недовідпуску електроенергії в аварійних режимах [97]; прогнозування споживання електроенергії [98] і генерування ВДЕ в залежності від зміни метеорологічних факторів (сонячне випромінювання, температура навколишнього середовища та швидкість вітру) [99, 100] та інші. Задача прогнозування генерування електроенергії ВДЕ є задачею нелінійного характеру зв'язками між обсягами генерування [101] ВДЕ та впливними метеорологічними та технологічними факторами, які безумовно впливають на точність прогнозу. Тому доцільним є застосування теорії аналізу чутливості енергоефективності генерування ВДЕ до зміни метеорологічних факторів та технологічних умов електричних станцій та електричних мереж.

Задача прогнозування часового ряду генерування електроенергії ВДЕ проілюстрована на рис. 2.5.

В задачах прогнозування генерування ВДЕ важливо визначити найбільш впливні метеорологічні фактори, що дасть змогу спростити прогностичні моделі та сфокусуватись на інформативніших показниках [102].

Для визначення найбільш впливових метеорологічних факторів на генерування ВДЕ потрібно сформувати базу даних значень генерування ВДЕ та різноманітних метеорологічних факторів.

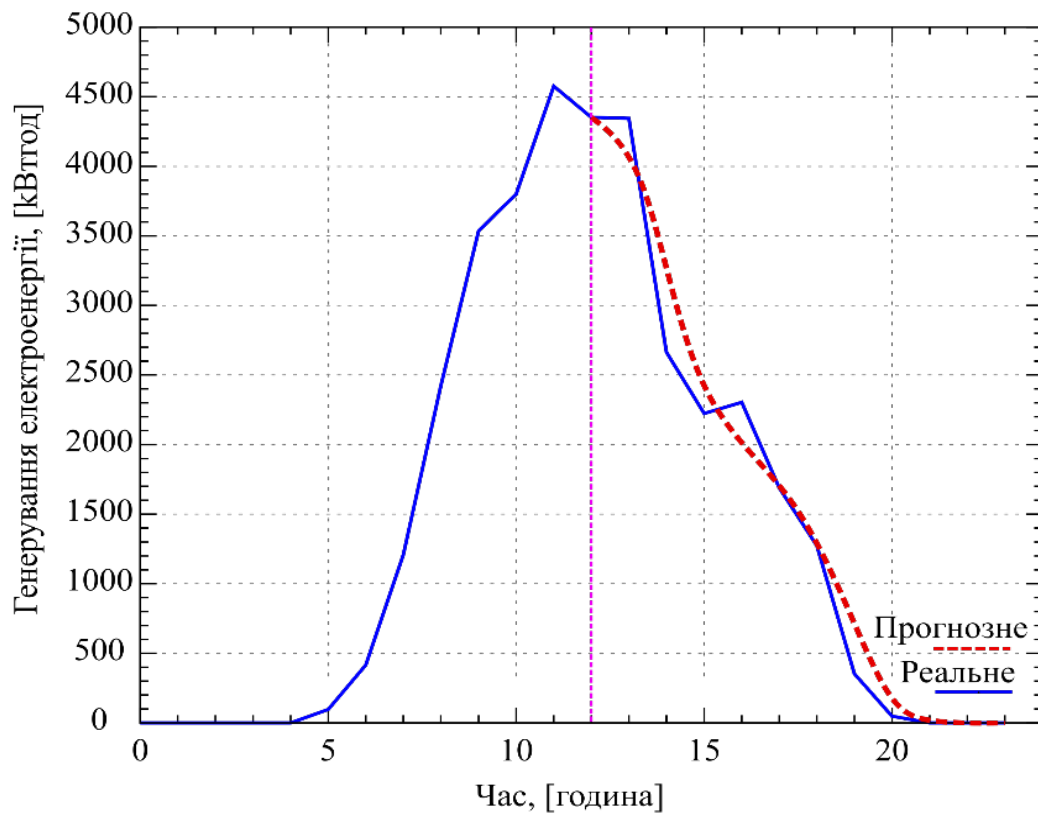


Рис. 2.5. Задача прогнозування часового ряду генерування електроенергії ВДЕ (генерування електроенергії ФЕС «Димерська» 28 травня 2019 року: крива червоного кольору – прогноз; крива синього кольору – реальні значення; крива фіолетового кольору – початок прогнозування).

2.3.2. Оцінка впливу метеорологічних факторів на генерування ВДЕ

Оскільки метеопараметри постійно змінюються, то актуальною задачею є задача визначення чутливості обсягів генерування ВДЕ до окремих параметрів, в першу чергу до найбільш впливових. Чутливість характеризує будь-яку технічну систему, обладнання, математичний метод і визначає їх реакцію на зміну вхідної інформації, структурні або параметричні варіації на помилки моделювання. Поняття «чутливості» має подвійний зміст. Для пристроїв (датчиків) і вимірювальних систем, їх якість і відповідно вартість, асоціюються з високою чутливістю і здатністю реагувати на слабкі вхідні сигнали. У інших випадках, до

яких відносяться: системи керування [63], обробки інформації, математичні методи розрахунку, висока якість означає низьку або мінімальну чутливість до можливих змін умовного функціонування і/або варіаційних елементів систем. Аналіз чутливості як складової частини сучасного системного аналізу використовується для рішення практичних завдань аналізу та оцінки, таких як, наприклад:

- аналіз систем при варіаціях апріорних даних;
- спрощення математичних моделей;
- визначення можливостей та допустимості спрощення алгоритмів обробки інформації і керування в системах;
- синтез системи з малою або мінімальною чутливістю до точності моделювання.
- оцінка чутливості генерування ВДЕ до зміни метеорологічних факторів.

Прикладні задачі оцінки чутливості, як задачі аналізу властивостей систем при наявності їх параметричних і/або структурних варіацій, потребують введення понять розрахункового і дійсного значення, розрахункової (РМ) і дійсної (ДМ) моделей.

В якості розрахункових моделей виступають моделі, що враховують номінальні режими і параметри функціонування системи. Ці РМ є основою для прийняття рішень, розробки алгоритмів та ін. В ДМ дослідник вводить ті зміни, які відображають ймовірні варіації параметрів (структури) в реальних умовах функціонування. Таким чином, РМ і ДМ відображають властивості розрахункових (РУ) і дійсних (ДУ) умов функціонування системи відповідно, причому РМ використовується для розробки розрахункових алгоритмів алг (функціонування, обробки інформації або керування). Тоді розрахункову якість системи можна оцінити, використовуючи пару (РМ + Ралг). Оцінка якості функціонування системи в реальних умовах повинна базуватися на парі (ДМ + Ралг). Особливе значення має аналіз потенційно досяжної якості системи в дійсних умовах. Цей аналіз передбачає розробку оптимальних алгоритмів (ОАлг),

що враховують властивості ДМ. Тому результати аналізу пари (ДМ + ОАлг) дозволяють отримати найкращий варіант системи (своєрідний «відліковий нуль»), що важливо при порівняльному аналізі дійсної якості системи з потенційно можливою. На основі такого зіставлення можуть бути вирішені багато завдань прикладного аналізу, такі, як вибір варіантів спрощення РМ, спрощення Ралг, вибору складу впливних метеорологічних факторів, ранжирування факторів, що впливають генерування ВДЕ та ін.

Аналіз чутливості передбачає отримання функцій чутливості (ф. ч.). Ці функції оцінюють якість роботи системи при неузгодженості розрахункових і дійсних умов функціонування. Для безперервних систем ф. ч. є коефіцієнти розкладання в ряд Тейлора за ступенями варіацій виду:

$$y[\mathbf{p}_0 + \Delta \mathbf{p}(k)] \approx y_0 + \sum_k f_k \cdot \Delta p_k + \dots; \quad (2.50)$$

$$f_k = \partial y(p) / \partial p_k,$$

де $y(\mathbf{p}_0) = y_0$ вихідний стан змінної y ; Δp_k – варіація k -того параметра; $\Delta \mathbf{p}(k)$ – вектор варіацій параметрів відносно вихідних (номінальних) значень $\mathbf{p}_0$, єдиний ненульовий (k -ий) елемент якого дорівнює Δp_k ; f_k – функція чутливості першого порядку, що визначається при номінальних умовах.

Для дискретних систем використовується функція чутливості виду:

$$f_k = \{y[\mathbf{p}_0 + \Delta \mathbf{p}(k)] - y_0\} / \Delta p_k. \quad (2.51)$$

Поряд з абсолютними функціями чутливості f_k (2.50) і (2.51) на практиці прикладного аналізу використовуються відносні їх значення:

$$r_k = f_k \cdot p_k / y_0, \quad (2.52)$$

що дозволяють проводити не тільки міжваріантний, а й міжсистемний аналіз чутливості. В (2.52) p_k та y_0 обрані в якості одного з варіантів забезпечення безрозмірності функції чутливості r_k .

Порівняльний аналіз функції чутливості при послідовній варіації елементів вектора p_0 дозволяє проводити їх ранжування, тобто сортування за ступенем впливу на результуючу якість системи. Це дає можливість виключити ряд малозначущих параметрів або факторів з моделі і, в результаті, спростити модель і / або розрахункові алгоритми [103]. Різного типу невизначеності мають місце при прогнозуванні генерування ВДЕ, це пояснюється стохастичною зміною погодних умов, некоректною роботою метеорологічних обладнання, недосконалою методологією збору та аналізу даних, технологічними особливостями генерування ВДЕ, в залежності від типу і місця розташування в електричній системі. Невизначеності існують як на основі фізики процесу, так і на основі аналізу даних. Зменшити вплив невизначеності дозволяє аналіз чутливості що базується на оцінці дисперсії вихідної величини [104].

Аналіз чутливості на основі дисперсії характеризує, як дисперсія вихідних даних моделі залежить від зміни вхідних даних моделі. Індекс Соболя є одним із найбільш широко використовуваних індексів чутливості для моделей з незалежними вхідними даними. Для моделей із залежними вхідними даними були вивчені різні підходи для отримання показників чутливості в літературі [104]. Типові підходи засновані на процедурах перетворення залежних вхідних даних у незалежні вхідні дані. Однак таке перетворення вимагає додаткової інформації про вхідні дані, наприклад, про структуру залежності або функції умовної щільності ймовірності. Тому для аналізу чутливості можна використовувати за основу дану для моделей із незалежними входами.

Спочатку будуються впорядковані розбиття лінійно незалежних багаточленів входів. Потім модифікований алгоритм Грама-Шмідта застосовується до впорядкованих вибірок для створення ортогональних многочленів щодо емпіричної міри на основі спостережуваних даних модельних входів і виходів.

Використовуючи поліноміальне розширення теорії Хаосу з ортогональними поліномами, можна отримати запропоновані показники чутливості на основі вхідних даних. Індeksi чутливості забезпечують інтуїтивну інтерпретацію того, як залежні вхідні дані впливають на дисперсію вихідних даних без апіорних знань про структуру залежності вхідних даних [104].

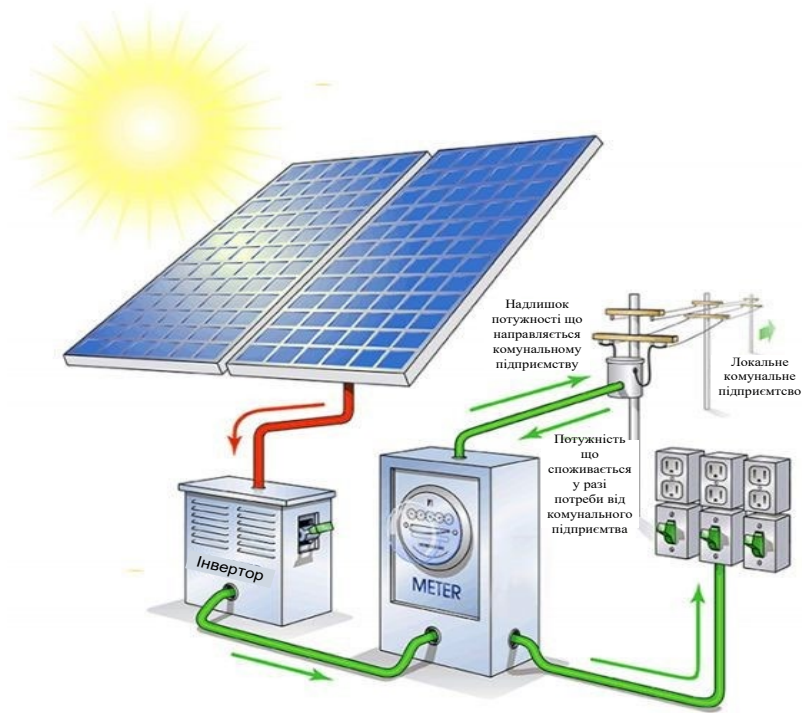
2.4. Формування графіка генерування фотоелектричних станцій

2.4.1. Визначення генерування електроенергії фотоелектричними станціями

Генерування електроенергії з енергії сонячного випромінювання здійснюється за схемою наведеною на рис. 2.6 [105].

Попередній розрахунок генерації електроенергії за допомогою сонячної електростанції легко виконати завдяки різним онлайн калькуляторам [106, 107], а також за формулами наведеними в [108, 109].

Основними факторами, які треба враховувати при визначенні генерування ФЕС, є тип установки (скошена покрівля; плоска кровля; земля та ін.); тип фотомодулів (полікристалічні, монокристалічні та TF і т.д.); азимут; кут нахилу; площа панелей; втрати (втрати через пил, сніг – 2%; втрати викликані зміною температури – від 5% до 20%; втрати в інверторі – 4-10%; втрати в кабельних лініях DC – 1-3 %; втрати в кабельних лініях AC – 1-3 %; затінення – від 0% до 80% (специфічно для кожного сайту); втрати при слабкому випромінюванні від – 3% до 7% та інші втрати).



а)

Calculation of the solar PV energy output of a photovoltaic system

Yellow cell = enter your own data
Green cell = result (do not change the value)
White cell = calculated value (do not change the value)

Global formula : $E = A * r * H * PR$

E = Energy (kWh)	2811 kWh/an
A = Total solar panel Area (m ²)	20 m ²
r = solar panel yield (%)	15%
H = Annual average irradiation on tilted panels (shadings not included)*	1250 kWh/m ² .an
PR = Performance ratio, coefficient for losses (range between 0.9 and 0.5, default value = 0.75)	0.75
Total power of the system 3.0 kWp	

Losses details (depend of site, technology, and sizing of the system)

- Inverter losses (5% to 15 %)	8%
- Temperature losses (5% to 15%)	8%
- DC cables losses (1 to 3 %)	2%
- AC cables losses (1 to 3 %)	2%
- Shadings 0 % to 40% (depends of site)	3%
- Losses weak irradiation 3% yo 7%	3%
- Losses due to dust, snow... (2%)	2%
- Other Losses	0%

б)

Рис. 2.6. ФЕС: а) спрощена схема роботи ФЕС; б) програма для визначення очікуваного значення генерування ФЕС українського та закордонного виробництва відповідно.

Узагальнена формула для визначення генерування ФЕС за певний період часу наведена на сайті Saur Energy Interantional та яка використовується в більшості онлайн калькуляторів [102, 106, 110]:

$$E = A \cdot r \cdot H \cdot PR \cdot h, \quad (2.53)$$

де E – електроенергія (кВт·год); A – загальна площа панелей (м^2); r – ККД модуля (%); H – сонячне випромінювання (кВт·год· м^{-2}) (енергія повної сонячної радіації яка поступає на одиницю площі); PR – коефіцієнт продуктивності, визначається з врахування постійних втрат (діапазон від 0,5 до 0,9, значення за замовчуванням = 0,75); h – кількість годин досліджуваного періоду.

В [108, 109] наведено формулу для визначення обсягу генерування електроенергії (місячний виробіток) ФЕС:

$$E_m = Q_n \cdot S_{\text{фП}} \cdot K_{\text{ККД}} \cdot K_{\text{ЕП}}, \quad (2.54)$$

де Q_n – місячний обсяг генерування електроенергії ФЕС;

Q_n – місячне надходження сумарної сонячної радіації на поверхню фотовольтаїчних панелей площею м^2 ;

$S_{\text{фП}}$ – задіяна площа фотовольтаїчних панелей;

$K_{\text{ККД}}$ – ККД сонячної панелі;

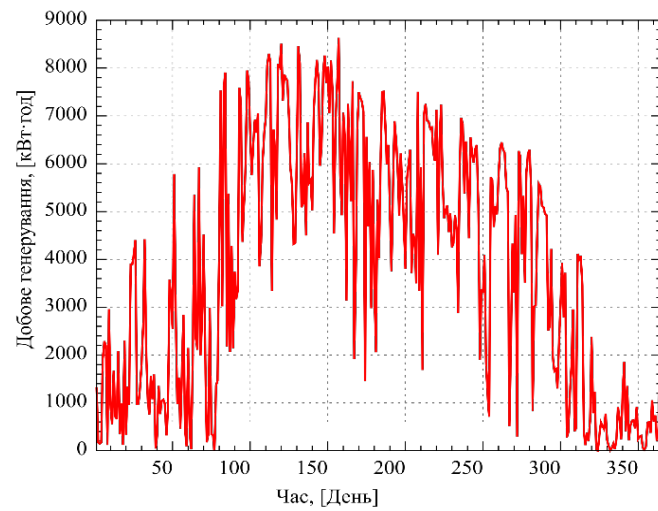
$K_{\text{ЕП}}$ – коефіцієнт що відображає частку ефективної поверхні.

2.4.2. Аналіз генерування електроенергії фотоелектричною станцією

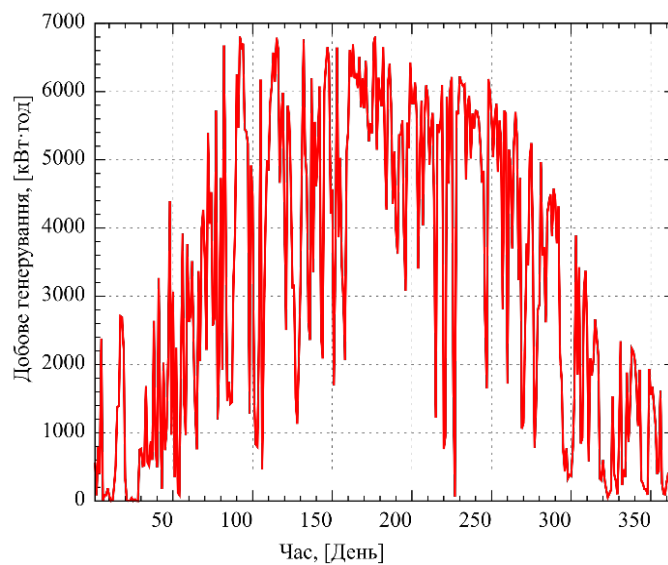
Вінницька область займає вигідне положення в Україні серед інших областей для розвитку сонячної енергетики завдяки своєму географічному положенню і сприятливому клімату і має досить високий потенціал для будівництва нових сонячних станцій і підвищення виробництва електроенергії за допомогою сонячних батарей. У Вінницькій області присутній ряд компаній, яким належать великі сонячні електростанції, до яких відносяться: Слободо-Бушанська ФЕС, Цекинівська ФЕС, Тростянецька ФЕС, Ямпільська ФЕС, Томашпільська ФЕС, Гальжбієвська ФЕС, та інші. Для південної частини обрано Цекинівську

ФЕС. Детальний аналіз генерування електроенергії фотовольтаїчними станціями Вінницької області наведений в [111-113]. Дана електрична станція розташована в Ямпільському районі Вінницької області і є виробником електричної енергії з енергії сонячного випромінювання, та згідно постанови НКРЕКП №1376 від 08.08.2016 має «зелений» тариф без ПДВ – 980,323 коп./кВт·год. Встановлена потужність 1,04544 МВт. Для генерування електроенергії використовуються 4356 панелей, потужністю 240 Вт з площею однієї панелі 1,6335 м²; та загальною площею 7115,526 м² з ККД модуля 15,9 %. Для дослідження використали значення добового генерування протягом 2018 та 2019 років. На рис. 2.7 представлено добове генерування досліджуваною станцією протягом 2018, 2019 років, а також представлена поденна різниця виробітку між 2018 та 2019 роками. Проаналізувавши дані рис. 2.7, можна зробити висновок, що значення генерування електроенергії протягом року суттєво змінюються (рис. 2.7 а) та рис. 2.7 б)), тому при прогнозуванні генерування ФЕС використання ретроспективних даних, таких як значення генерування на день або тиждень назад не є доцільним. Щодо порівняння генерування у відповідні дні різних років (рис. 2.7 в)) можна зробити висновок про суттєве відхилення, що показує недоцільність використання значення генерування рік назад в відповідні дні для прогнозування генерування [102].

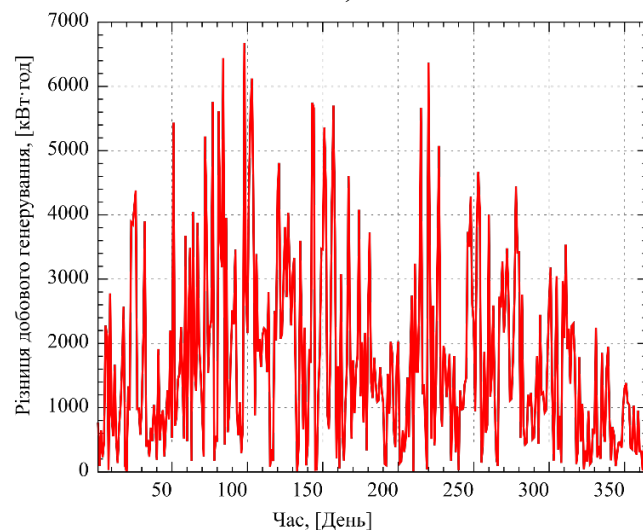
При розбитті області значень генерування на 20 рівних інтервалів розподіл генерування для 2018 року показаний на рис. 2.8 а). Проаналізувавши дані розподілу, представлені на рис. 2.8, можна зробити висновок що суттєвого зв'язку між значеннями генерування, кількістю днів з аналогічними значеннями генерування досліджуваною станцією немає, тому використання ретроспективних даних з прив'язкою до конкретної години чи дня року, при вирішенні задач прогнозування не дасть очікуваного результату.



а)

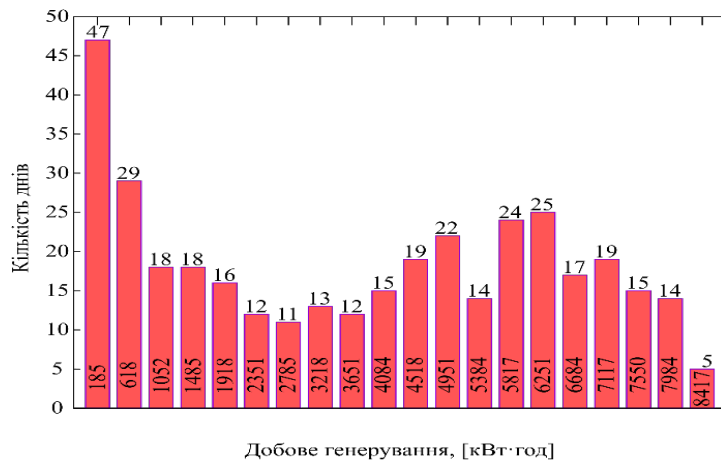


б)

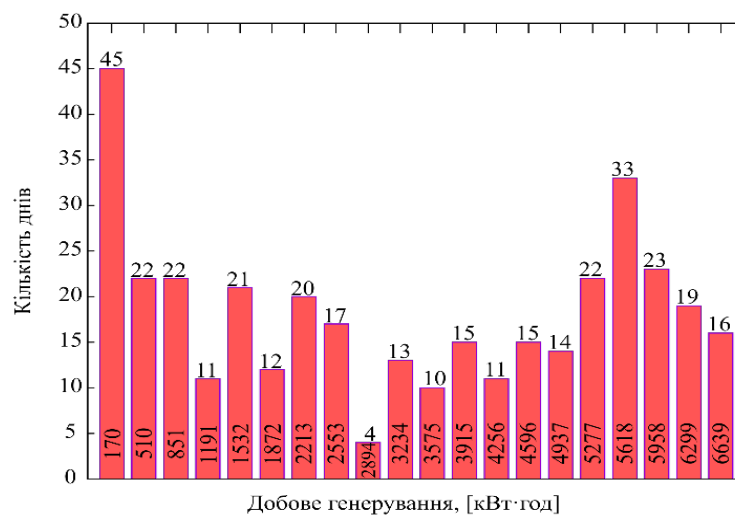


в)

Рис. 2.7. Добове генерування електроенергії Цекинівська ФЕС № 2: а) протягом 2018 року; б) 2019 року; в) подовове відхилення генерування 2018 та 2019 років.



а)



б)

Рис. 2.8. Генерування електроенергії Цекинівська ФЕС № 2: а) протягом 2018 року, б) протягом 2019 року.

За допомогою швидкого перетворення Фур'є проведено спектральний аналіз часових рядів добового генерування електроенергії протягом 2018 та 2019 років з використанням логарифмічної шкали представлення результатів та різним діапазоном частот. Результати аналізу підтвердили що магнітуди часових рядів генерування різних років суттєво відрізняються. Тому для прогнозування генерування ФЕС краще розглядати вплив метеорологічних факторів, а не ретроспективні дані по генеруванню. Для оцінки впливу на добове генерування протягом року метеорологічних факторів запропоновано використати кореляційно-регресійний аналіз [102].

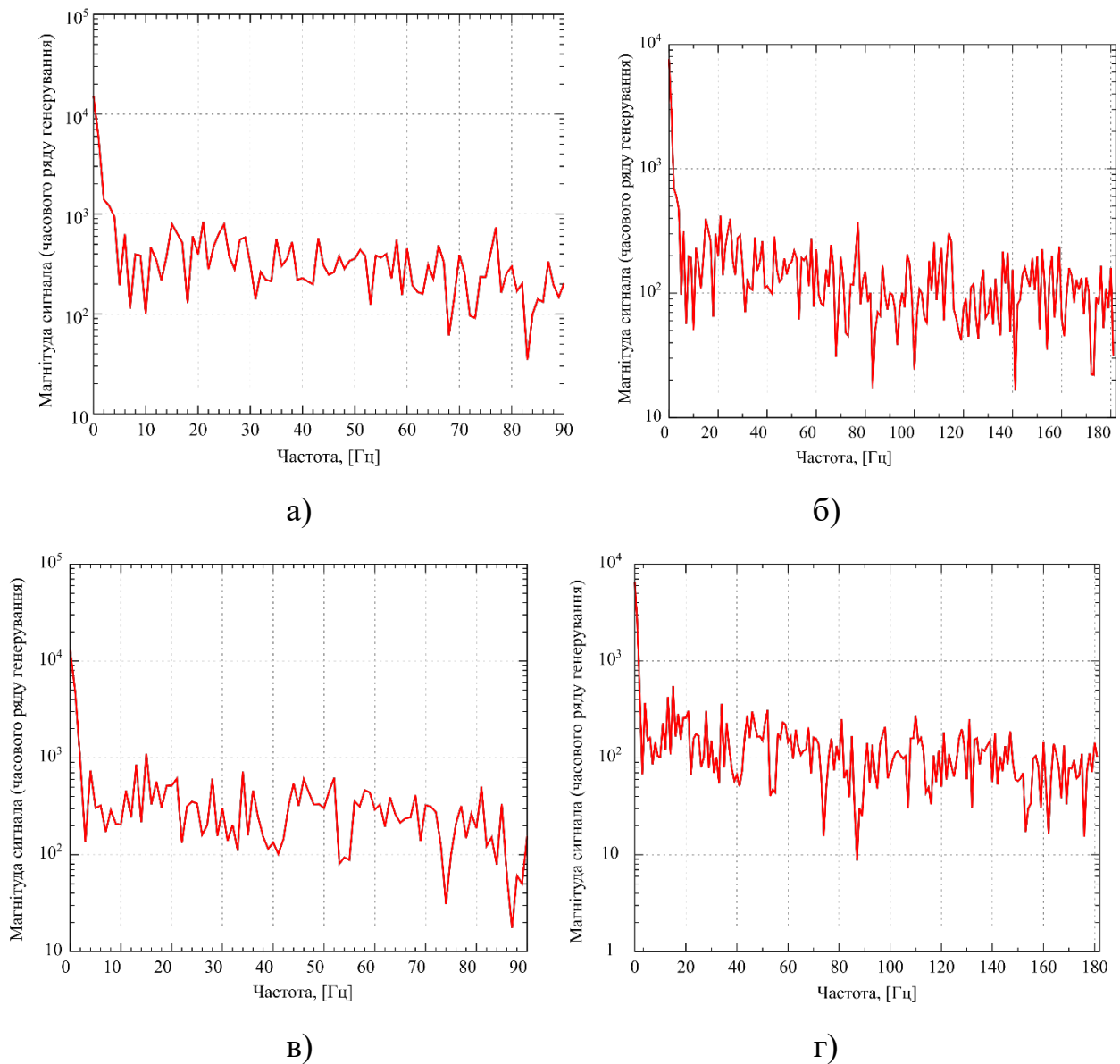


Рис. 2.9. Магнітуда сигналу добового генерування електроенергії ФЕС: а) протягом 2018 р. з діапазоном частоти після розбиття ЧР по осі x на 4 піддіапазона; б) протягом 2018 р. з діапазоном частоти після розбиття ЧР по осі x на 2 піддіапазона; в) протягом 2019 р. з діапазоном частоти після розбиття ЧР по осі x на 4 піддіапазона; г) протягом 2019 р. з діапазоном частоти після розбиття ЧР по осі x на 2 піддіапазона.

У якості метеорологічних впливних факторів обрано фактори, інформація по яких є у вільному доступі і представлена на сайті <https://power.larc.nasa.gov> поділені на 4 групи та представлені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2.

Перелік метеорологічних факторів з бази POWER Data Access Viewer v.1.1.1

№	Позначення в програмі	Англомова назва	Одиниці вимірювання	Переклад
1. Вологість, опади, тиск				
1.1	PRECTOT	Precipitation	mm day ⁻¹	Опади
			мм·день ⁻¹	
1.2	QV2M	Specific Humidity at 2 Meters	g/kg ⁻¹	Питома вологість на висоті 2 м
			г·кг ⁻¹	
1.3	RH2M	Relative Humidity at 2 Meters	%	Відносна вологість на висоті 2 м
1.4	PS	Surface Pressure	kPa	Поверхневий тиск
			кПА	
2. Температура				
2.1	T2M_RANGE	Temperature Range at 2 Meters	°C	Середня температура на висоті 2 м
2.2	TS	Earth Skin Temperature	°C	Температура поверхні Землі
2.3	T2MDEW	Dew/Frost Point at 2 Meters	°C	Температура точка роси на висоті 2 м
2.4	T2MWET	Wet Bulb Temperature at 2 Meters	°C	Температура вологої колби на висоті 2 м (Температура вологої колби на висоті 2 метри над поверхнею землі – це температура, показана термометром, покритим змоченою водою тканиною, над якою пропускається повітря.)
2.5	T2M_MAX	Maximum Temperature at 2 Meters	°C	Максимальна температура на висоті 2 м
2.6	T2M_MIN	Minimum Temperature at 2 Meters	°C	Мінімальна температура на висоті 2 м
2.7	T2M	Temperature at 2 Meters	°C	Значення температури на висоті 2 м
3. Вітер				
3.1	WS50M_RANGE	Wind Speed Range at 50 Meters	m/s	Середня швидкість вітру на висоті 50 м (діапазон)
			м/с	

Продовження таблиці 2.2

№	Позначення в програмі	Англомовна назва	Одиниці вимірювання	Переклад
3.2	WS10M_RANGE	Wind Speed Range at 10 Meters (m/s)	m/s	Середня швидкість вітру на висоті 10 м (діапазон)
			м/с	
3.3	WS50M_MIN	Minimum Wind Speed at 50 Meters	m/s	Мінімальна швидкість вітру на висоті 50 м
			м/с	
3.4	WS10M_MIN	Minimum Wind Speed at 10 Meters (m/s)	m/s	Мінімальна швидкість вітру на висоті 10 м
			м/с	
3.5	WS50M_MAX	Maximum Wind Speed at 50 Meters	m/s	Максимальна швидкість вітру на висоті 50 м
			м/с	
3.6	WS10M_MAX	Maximum Wind Speed at 50 Meters	m/s	Максимальна швидкість вітру на висоті 10 м
			м/с	
3.7	WS50M	Wind Speed at 50 Meters	m/s	Швидкість вітру на висоті 50 м (Середньодобова швидкість вітру на 50 метрів над поверхнею землі.)
			м/с	
3.8	WS10M	Wind Speed at 10 Meters	m/s	Швидкість вітру на висоті 50 м (Середньодобова швидкість вітру на висоті 10 метрів над поверхнею землі.)
			м/с	
4. Sizing and Pointing of Solar Panels an for Solar Thermal Application				
4.1	KT	Insolation Clearness Index (dimensionless)	(безрозмірний)	Індекс прозорості (від 0 до 1)
4.2	CLRSKY_SFC_SW_DWN	Clear Sky Insolation Incident on a Horizontal Surface	kW·h/m ² /day	Інсоляція ясного неба на горизонтальній поверхні
			кВт·год/м ² /день	
4.3	ALLSKY_SFC_SW_DWN	All Sky Insolation Incident on a Horizontal Surface	kW·h/m ² /day	Інсоляція всього неба на горизонтальній поверхні
			кВт·год/м ² /день	
4.4	ALLSKY_SFC_LW_DWN	Thermal Infrared (Longwave) Radiative Flux	kW·h/m ² /day	Тепловий інфрачервоний (довгохвильовий) радіаційний потік
			кВт·год/м ² /день	

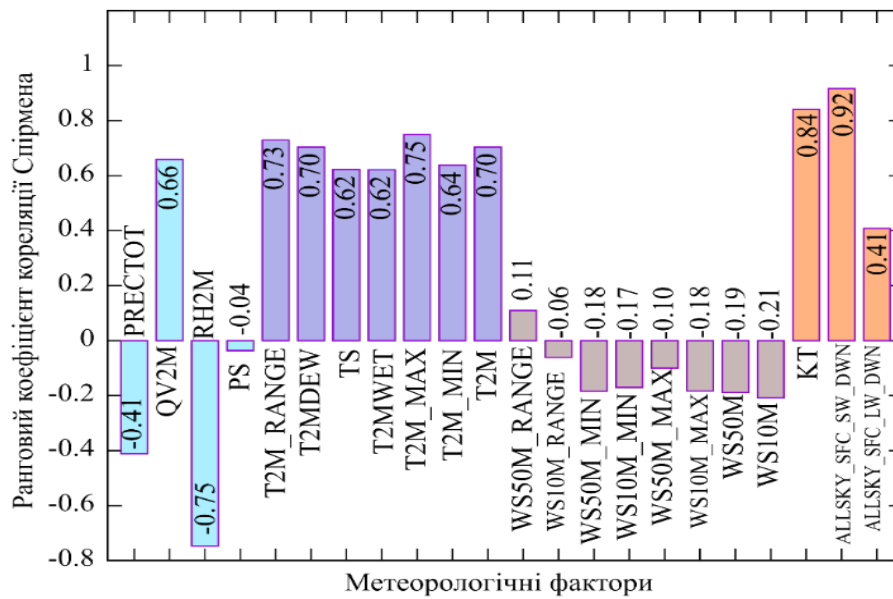
2.4.3. Метод оцінки впливу метеорологічних показників на ефективність генерування ФЕС

Проаналізувавши отримані результати табл. 2.3 та рис. 2.10-2.12 можна виділити найбільш впливові метеорологічні фактори з кожної групи, зокрема:

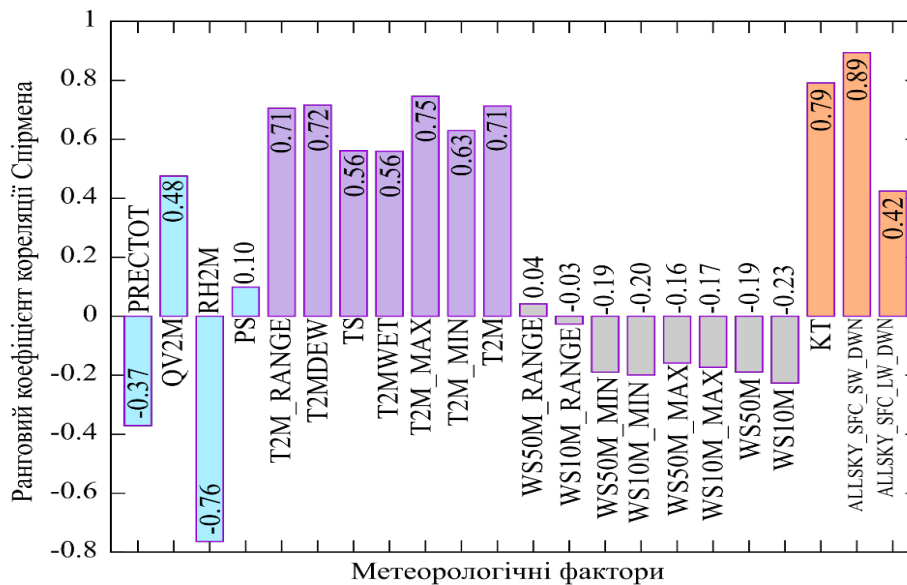
- з групи «Вологість, опади, тиск» – Відносна вологість на висоті 2 м (Співвідношення фактичного парціального тиску водяної пари до парціального тиску при насиченні, виражене у відсотках. Середньодобова відносна вологість повітря на висоті 2 метри над поверхнею землі.);
- з групи «Температура» – Максимальна температура на висоті 2 м (максимальна денна температура на рівні 2 метрів над поверхнею землі);
- з групи «Вітер» – Швидкість вітру на висоті 10 м (середньодобова швидкість вітру на висоті 10 метрів над поверхнею землі.);
- з групи «Sizing and Pointing of Solar Panels an for Solar Thermal Application» – Інсоляція всього неба на горизонтальній поверхні (середньодобова сумарна загальна сонячної радіації, що падає на горизонтальну поверхню землі);
- з групи «Solar Irradiance and Realted Parameters» – середньодобова величина теплового інфрачервоного (довгохвильового) радіаційного потоку.

З метою забезпечення адекватного вибору коефіцієнта кореляції, який найкраще характеризує оцінку впливу зміни метеорологічних факторів на генерування електроенергії ФЕС, проведений аналіз генерування ВДЕ на нормальність, тобто визначено Probability density function (PDF), зокрема функцію щільності неперервної випадкової величини (функція, що визначає ймовірність відносної правдоподібності, того що значення випадкової величини буде відповідати заданій події, для кожної окремої події (або точки) у множини всіх можливих значень, які може приймати випадкова величина). Аналіз на нормальність проводився в програмному середовищі LabView за допомогою розрахункового модуля TSA Normal Distribution Test VI, який визначає характер розподілу одновимірного часового ряду, порівнюючи дискретну гістограму часового ряду з розрахованою функцією нормального розподілу, яку TSA Normal

Distribution Test VI генерує відповідно до середнього та дисперсійного значень часового ряду.



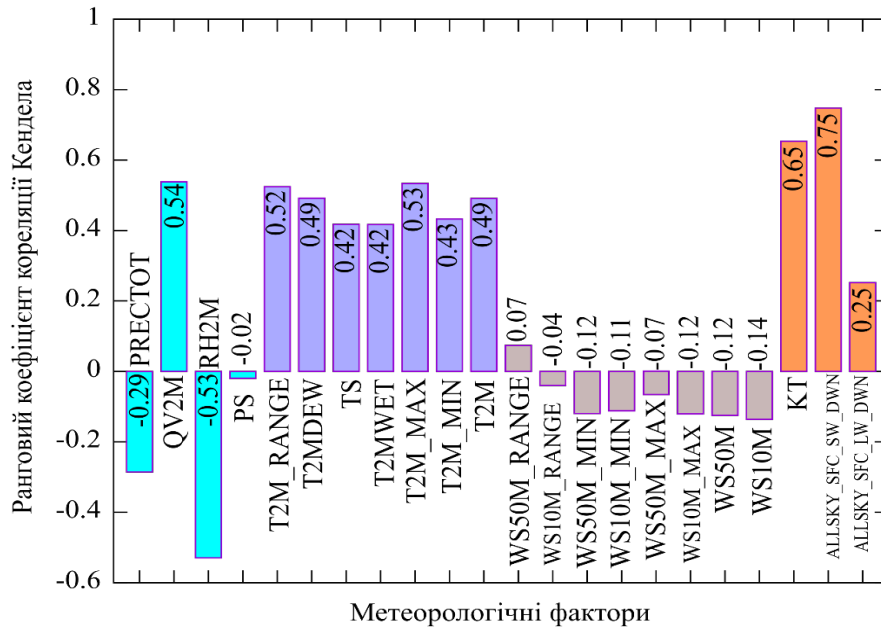
а)



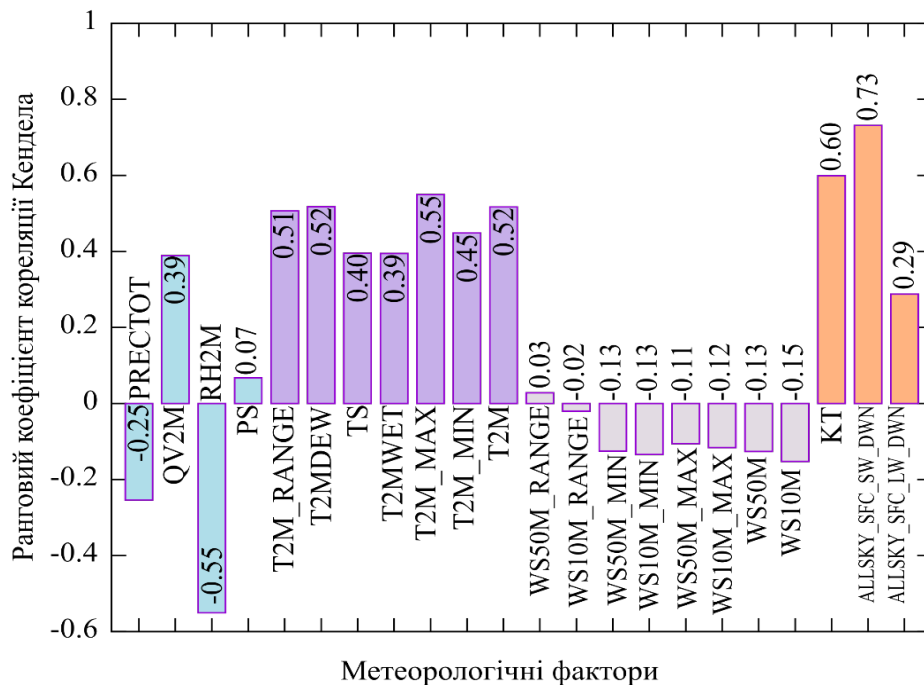
б)

Рис. 2.10. Ранговий коефіцієнт кореляції Спірмена для оцінки впливу метеорологічних факторів на генерування електроенергії Цекинівська ФЕС № 2 (4-5 черги): а) протягом 2018 року; б) протягом 2019 року.

Результати визначення кореляційних коефіцієнтів зведені в табл. 2.3.

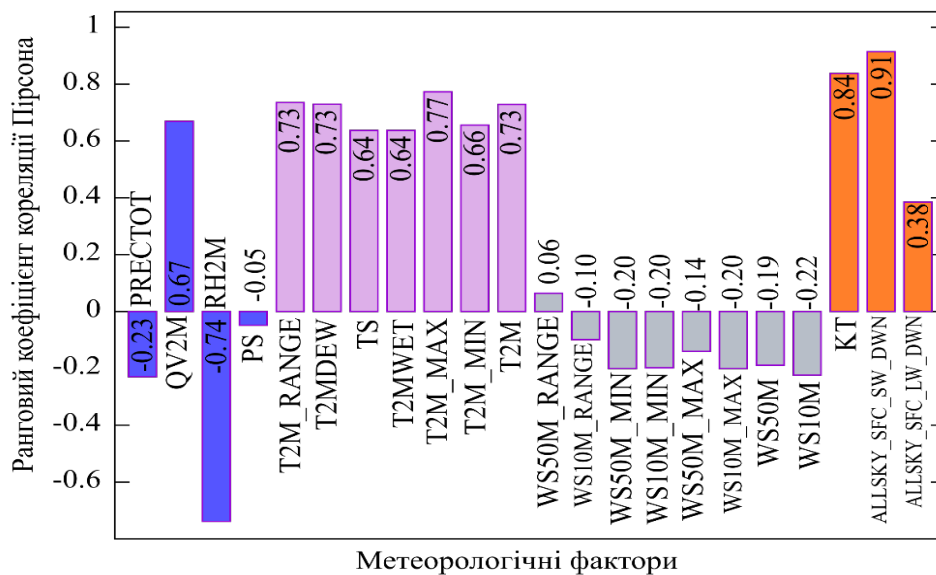


а)

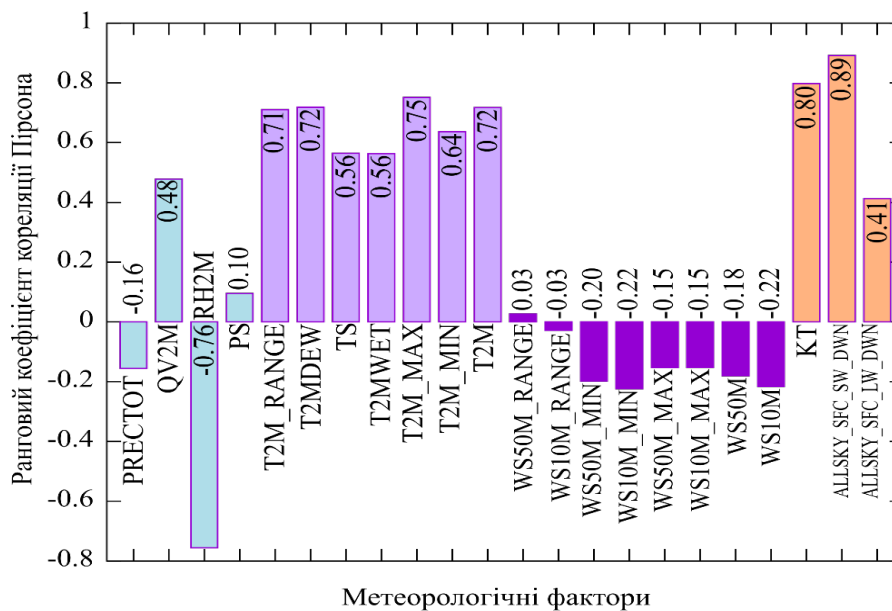


б)

Рис. 2.11. Ранговий коефіцієнт кореляції Кендела для оцінки впливу метеорологічних факторів на генерування електроенергії Цекинівська ФЕС № 2 (4-5 черги): а) протягом 2018 року; б) протягом 2019 року.



а)



б)

Рис. 2.12. Коефіцієнт кореляції Пірсона для оцінки впливу метеорологічних факторів на генерування електроенергії Цекинівська ФЕС № 2 (4-5 черги): а) протягом 2018 року; б) протягом 2019 року.

Результати розрахунку Probability density function для часового ряду генерування електроенергії ФЕС протягом 2018 та 2019, для різної кількості діапазонів показано на рис. 2.13 – 2.14.

Таблиця 2.3.

Результати визначення коефіцієнтів кореляції Кендела, Спірмена та Пірсона генерування електроенергії Цекинівська ФЕС № 2 (4-5 черги) протягом 2018 року та протягом 2019 року в залежності від зміни метеорологічних факторів

№	Метеорологічний фактор		Коефіцієнт кореляції 2018 р.			Коефіцієнт кореляції 2019 р.		
			Спірмена	Кендела	Пірсона	Спірмена	Кендела	Пірсона
1	Опади	PRESTOT	-0,411	-0,286	-0,230	-0,371	-0,254	-0,156
2	Питома вологість на висоті 2 м	QV2M	0,659	0,539	0,669	0,476	0,389	0,478
3	Відносна вологість на висоті 2 м	RH2M	-0,747	-0,530	-0,739	-0,764	-0,550	-0,756
4	Поверхневий тиск	PS	-0,036	-0,020	-0,049	0,099	0,067	0,096
5	Середня температура на висоті 2 м	T2M_RANGE	0,729	0,524	0,735	0,705	0,507	0,710
6	Температура поверхні Землі	TS	0,703	0,492	0,729	0,716	0,518	0,719
7	Температура точка роси на висоті 2 м	T2MDEW	0,622	0,418	0,637	0,561	0,395	0,564
8	Температура вологої колби на висоті 2 м	T2MWET	0,621	0,417	0,637	0,560	0,394	0,563
9	Максимальна температура на висоті 2 м	T2M_MAX	0,749	0,534	0,772	0,746	0,550	0,751
10	Мінімальна температура на висоті 2 м	T2M_MIN	0,638	0,432	0,656	0,630	0,448	0,636
11	Значення температури на висоті 2 м	T2M	0,703	0,491	0,728	0,713	0,517	0,717

Продовження таблиці 2.3

№	Метеорологічний фактор		Коефіцієнт кореляції 2018 р.			Коефіцієнт кореляції 2019 р.		
			Спірмена	Кендела	Пірсона	Спірмена	Кендела	Пірсона
12	Середня швидкість вітру на висоті 50 м	WS50M_RANGE	0,109	0,074	0,064	0,042	0,028	0,027
13	Середня швидкість вітру на висоті 10 м	WS10M_RANGE	-0,061	-0,040	-0,100	-0,027	-0,020	-0,029
14	Мінімальна швидкість вітру на висоті 50 м	WS50M_MIN	-0,183	-0,120	-0,201	-0,190	-0,125	-0,198
15	Мінімальна швидкість вітру на висоті 10 м	WS10M_MIN	-0,170	-0,112	-0,199	-0,199	-0,134	-0,224
16	Максимальна швидкість вітру на висоті 50 м	WS50M_MAX	-0,100	-0,065	-0,140	-0,158	-0,106	-0,153
17	Максимальна швидкість вітру на висоті 10 м	WS10M_MAX	-0,183	-0,121	-0,202	-0,173	-0,116	-0,152
18	Швидкість вітру на висоті 50 м	WS50M	-0,189	-0,125	-0,189	-0,189	-0,126	-0,181
19	Швидкість вітру на висоті 10 м	WS10M	-0,209	-0,136	-0,224	-0,227	-0,152	-0,216
20	Індекс прозорості (від 0 до 1)	KT	0,840	0,653	0,838	0,791	0,599	0,798
21	Інсоляція всього неба на горизонтальній поверхні	ALLSKY_SFC_SW_DWN	0,916	0,748	0,914	0,894	0,731	0,892
22	Тепловий інфрачервоний (довгохвильовий) радіаційний потік	ALLSKY_SFC_LW_DWN	0,408	0,252	0,385	0,424	0,288	0,413

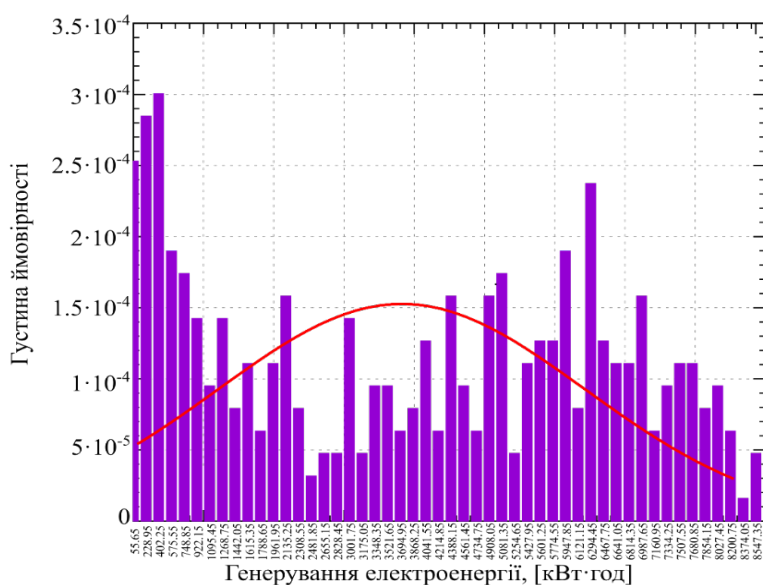


Рис. 2.13. Розподіл густин ймовірностей при розбитті часового ряду добового генерування електроенергії досліджуваної ФЕС протягом 2018 року на 50 діапазонів: гістограма – ЧР генерування, а крива червоного кольору – розрахована функція нормального розподілу.

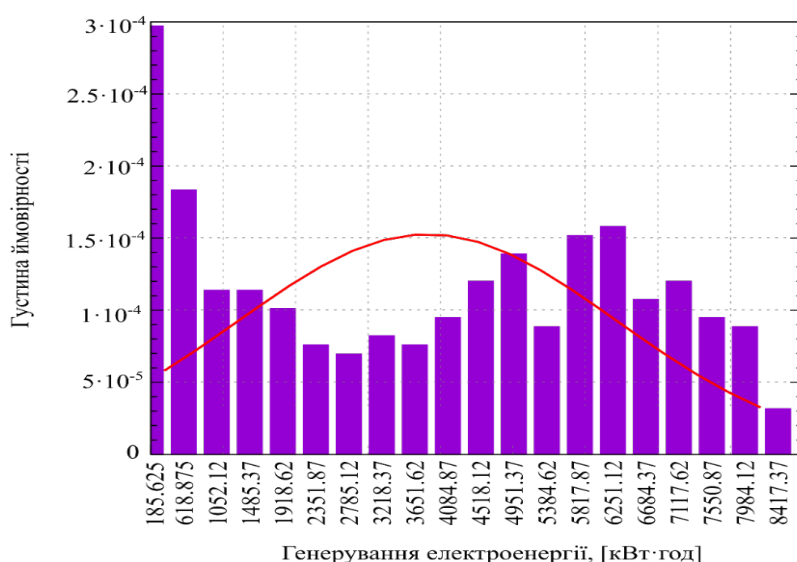


Рис. 2.14. Розподіл густин ймовірностей при розбитті часового ряду добового генерування електроенергії досліджуваної ФЕС протягом 2018 року на 20 діапазонів.

Аналіз рисунків 2.13 –2.14, які ілюструють оцінки даних на нормальність, дає можливість зробити висновок про те, що часовий ряд генерування електроенергії ФЕС не залежно програмного середовища, в якому проводився розрахунок, критерію оцінки на нормальність, кількості діапазонів розподілу густин ймовірностей, не відповідає нормальному закону розподілу. Тому це накладає обмеження на область застосування деяких кореляційного-регресійних коефіцієнтів. З врахуванням усіх властивостей досліджуваного часового ряду найдоцільніше використовувати ранговий коефіцієнт кореляції Спірмена для оцінювання впливу метеорологічних факторів на генерування електроенергії фотовольтаїчними системами та метод скатерограм [115, 116].

Скатерограми зазвичай використовуються для виявлення природи взаємозв'язку двох змінних (наприклад, генерування і відносної вологості), оскільки вони можуть надати більше інформації, ніж коефіцієнт кореляції. Наприклад, неоднорідність вибірки, за якою розраховуються кореляції, може призвести до спотворення значень коефіцієнта кореляції. При інтерпретації діаграм розсіювання звертають увагу на конфігурацію розкиду точок. Невеликий розкид точок означає високу ступінь кореляції як показано на рис. 2.15 а), рис. 2.15 б) та рис. 2.15 в). Великий розкид вказує на слабку кореляцію як показано на рис. 2.15 г). Для аналізу чутливості генерування електроенергії до найбільш впливних метеорологічних факторів, результати визначення яких показані в табл. 2.2–2.3 та на рис. 2.15–2.19 побудовано скатерограми розсіювання розподілу даних для наземної ФЕС за 2018 та 2019 роки. На рис. 2.15 побудовано чотири скатерограми, за показують розсіювання розподілу даних генерованої електроенергії за добу та метеорологічних параметрів з групи «Вологість, опади, тиск»: кількості опадів за добу (див. рис. 2.15 а)); питомої вологості на висоті 2 м над землею (див. рис. 2.15 б)); відносної вологості на висоті 2 м над землею (див. рис. 2.15 в)); поверхневого тиску (див. рис. 2.15 г)). Аналіз скатерограми показаної на рис. 2.15 в) підтверджує результати регресійно-кореляційного аналізу, тому що ранговий коефіцієнт кореляції Спірмена для цієї групи є найвищим для метеорологічного параметру – «Відносна вологість на висоті 2 м».

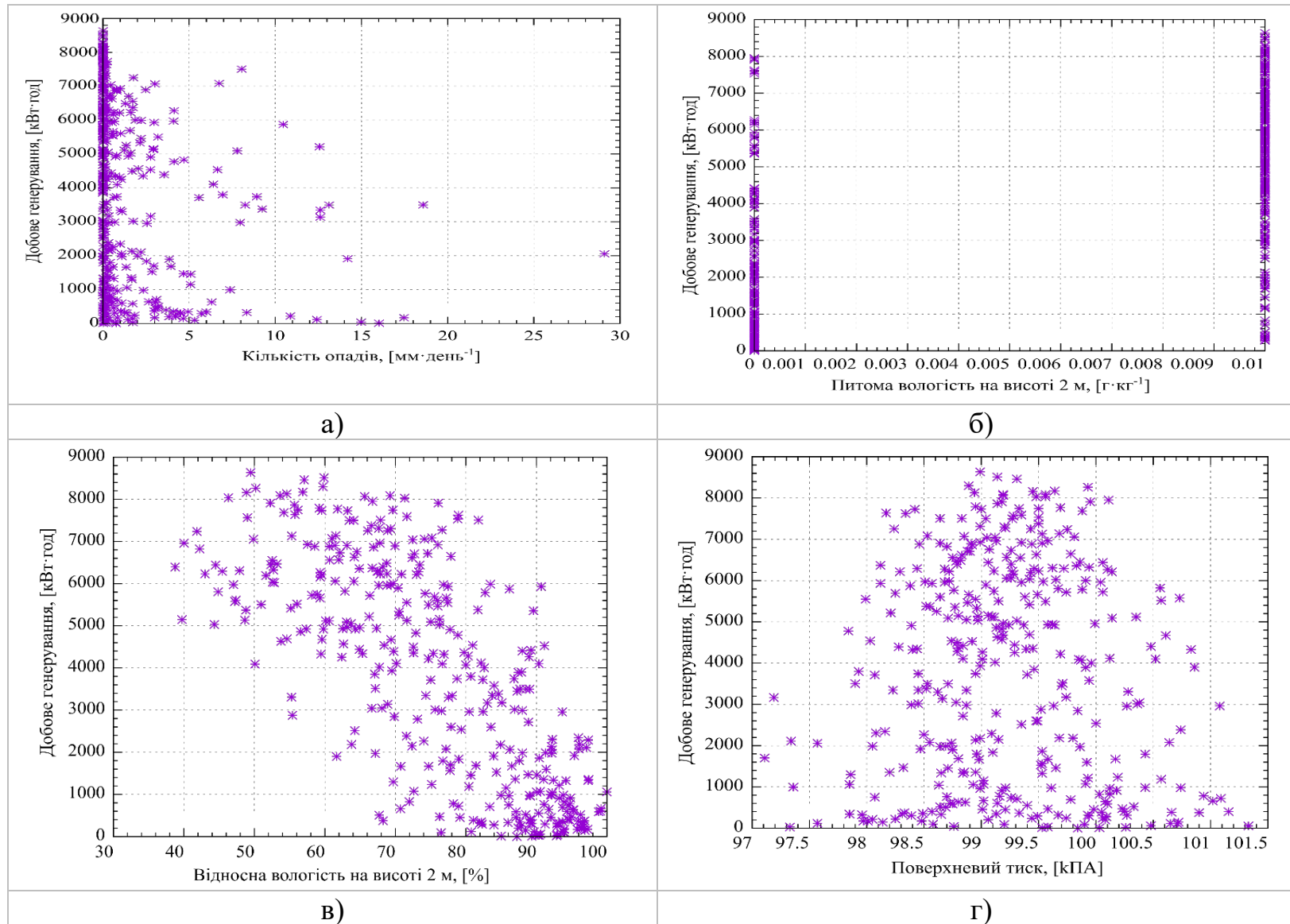
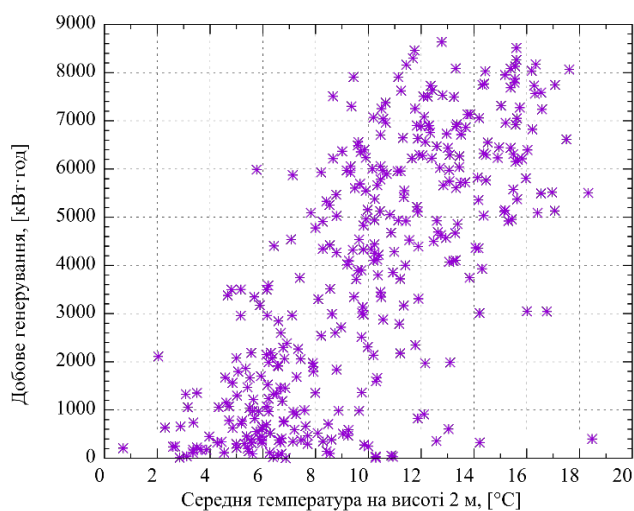
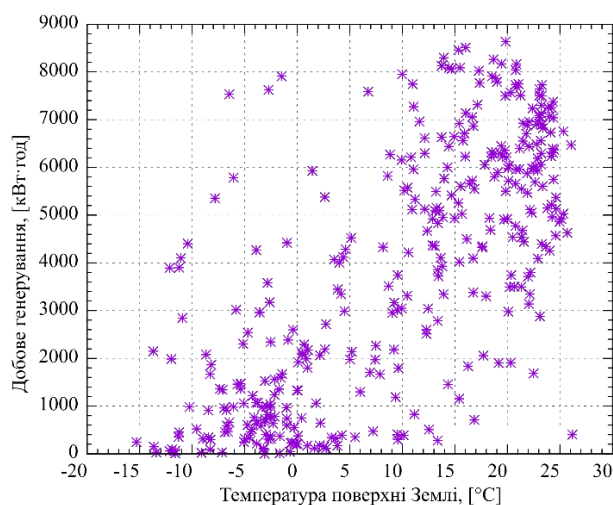


Рис. 2.15. Скатерограма розсіювання розподілу даних для наземної ФЕС за 2018 рік генерованої електроенергії за добу та метеорологічних параметрів з групи «Вологість, опади, тиск».

Аналогічні скатерограми отримано і для даних генерування ФЕС та метеорологічних факторів другої групи «Температура» з табл. 2.2, що показані на рис. 2.216, відповідно: рис. 2.16 а) діаграми розсіювання розподілу даних для наземної ФЕС генерованої електроенергії за добу та середньодобового значення температуру на висоті 2 м; рис. 2.16 б) діаграми розсіювання розподілу даних для наземної ФЕС генерованої електроенергії за добу та середньодобового значення температура поверхні землі; рис. 2.16 в) діаграми розсіювання розподілу даних для наземної ФЕС генерованої електроенергії за добу та середньодобового значення температура точка роси на висоті 2 м; рис. 2.16 г) діаграми розсіювання розподілу даних для наземної ФЕС генерованої електроенергії за добу та середньодобового значення температури вологої колби на висоті 2 метри, тобто температури, що вимірюється термометром, покритим змоченою водою тканиною, над якою пропускається повітря); рис. 2.16 д) діаграми розсіювання розподілу даних для наземної ФЕС генерованої електроенергії за добу та середньодобового значення максимальної температури на висоті 2 м; рис. 2.16 є) діаграми розсіювання розподілу даних для наземної ФЕС генерованої електроенергії за добу та середньодобового значення мінімальної температури на висоті 2 м; рис. 2.16 ж) діаграми розсіювання розподілу даних для наземної ФЕС генерованої електроенергії за добу та середньодобового значення температури на висоті 2 м.



а)



б)

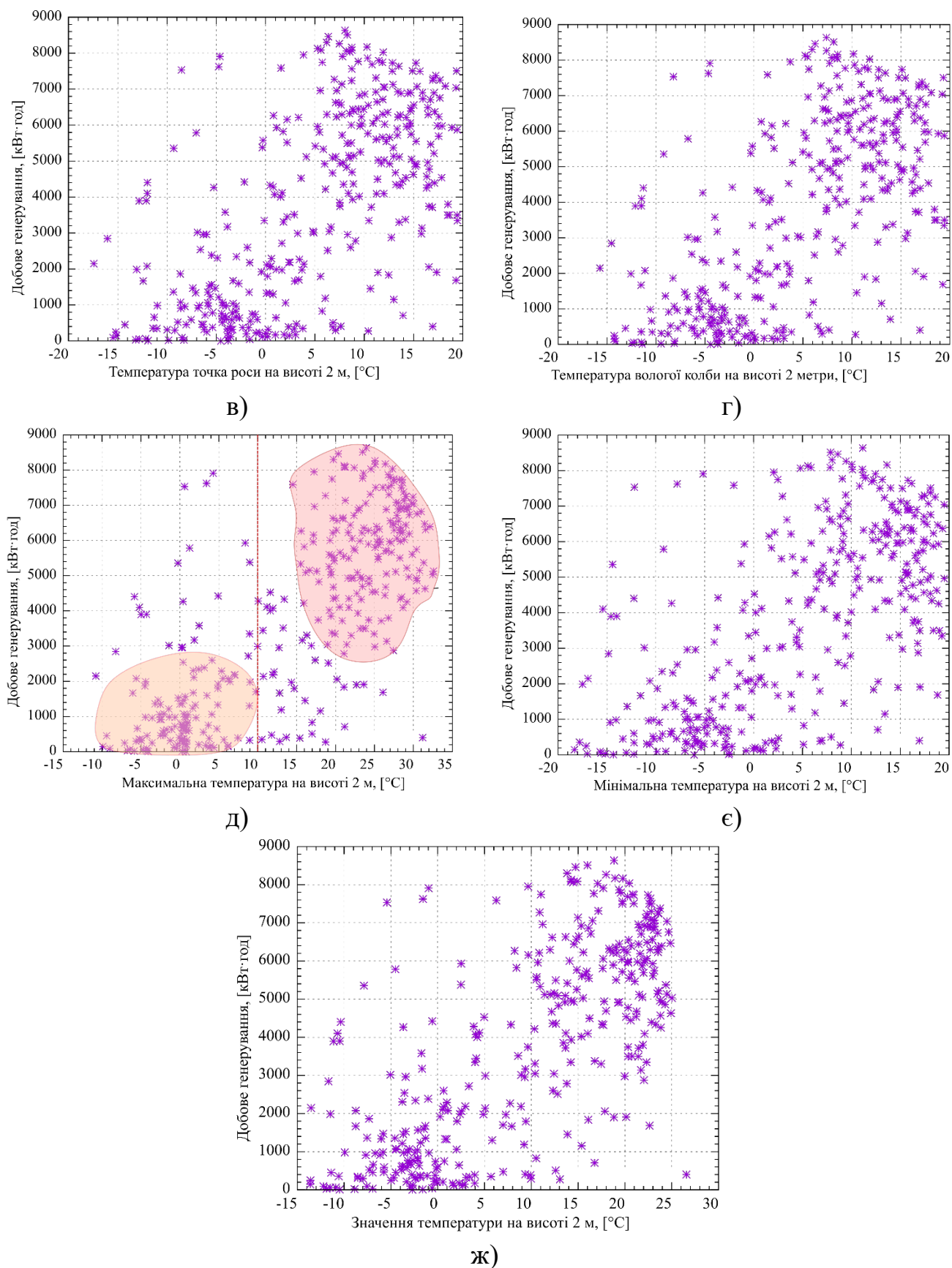
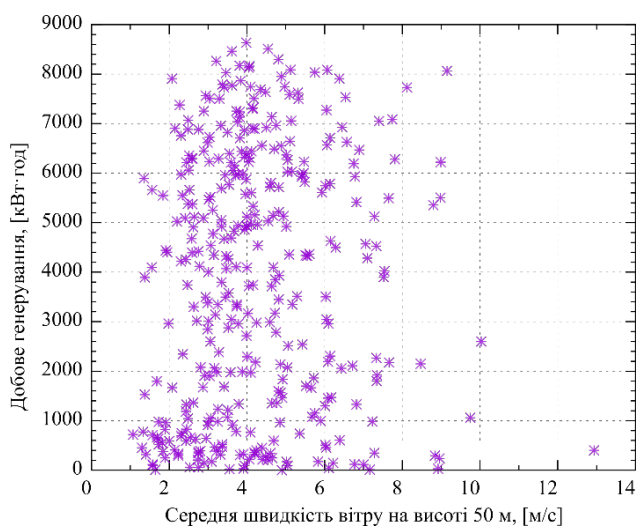
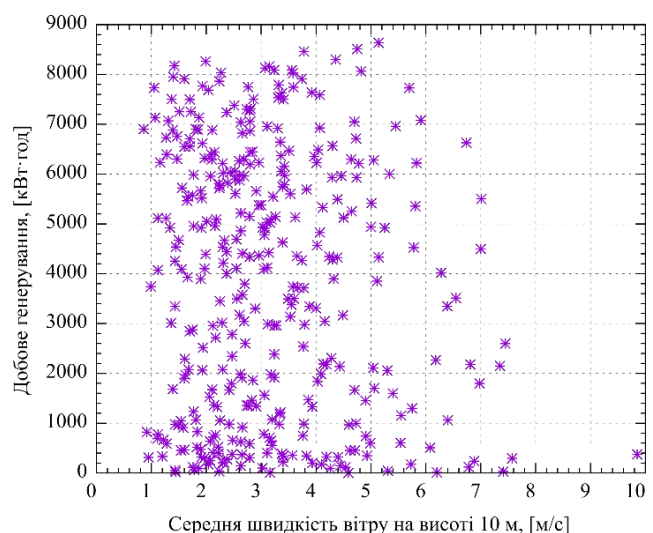


Рис. 2.16. Скатерограма розсіювання розподілу даних для наземної ФЕС «Цекинівка-2» 4-5 черга за 2018 рік генерованої електроенергії за добу та метеорологічних параметрів з групи «Температура».

Проаналізувавши результати розрахунку рангового коефіцієнту кореляції Спірмена для групи метеорологічних факторів «Температура» можна зробити висновок, що всі сім факторів мають суттєвий вплив. Розділення даних на підгрупи як показано на рис. 2.16 д) для діаграми розсіювання найбільш впливового фактора за ранговим коефіцієнтом Спірмена (див. табл. 2.3) може покращити оцінку чутливості генерування до зміни метеорологічних факторів. Але для узагальнення результатів та зручності їх аналізу, а також розроблення універсальних моделей, що підходять не лише для однієї фотоелектричної системи, є доцільним перехід від абсолютних одиниць до відносних. Для вирішення такого класу задач добре себе зарекомендував метод критеріального моделювання. Вплив метеорологічних факторів групи «Вітер», враховуючи результати кореляційно-регресійного аналізу не є суттєвим, але залишати їх поза уваги не можна, тому що хоч швидкість вітру не здійснює прямого впливу на генерування ФЕС, але має вплив на роботу станції в цілому, а також впливає на інші метеорологічні фактори, тому на рис. 2.17 показані скатерограми для розсіювання розподілу даних для наземної ФЕС «Цекинівка-2» 4-5 черга за 2018 рік генерованої електроенергії за добу та метеорологічних параметрів з групи «Вітер».



а)



б)

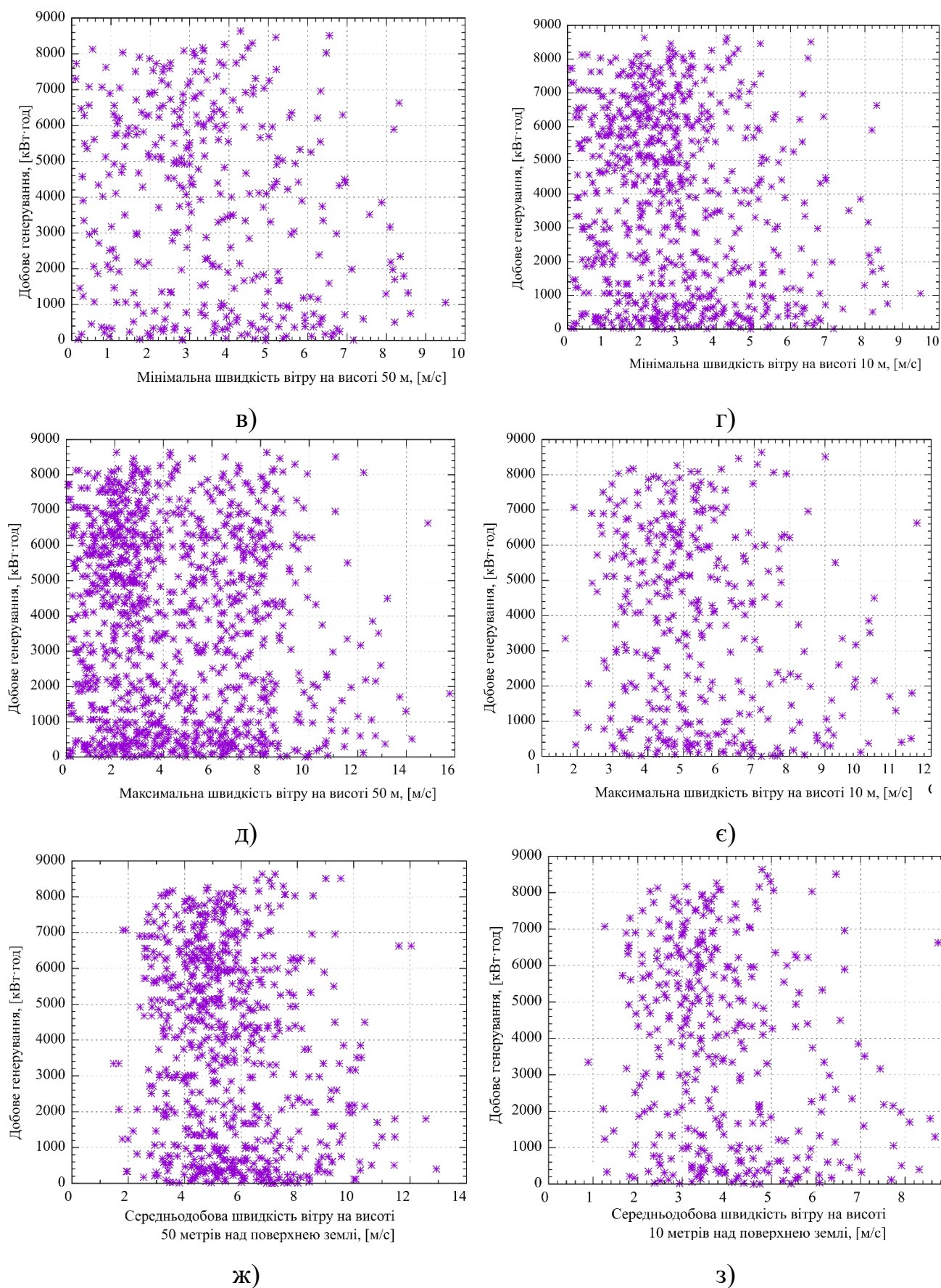
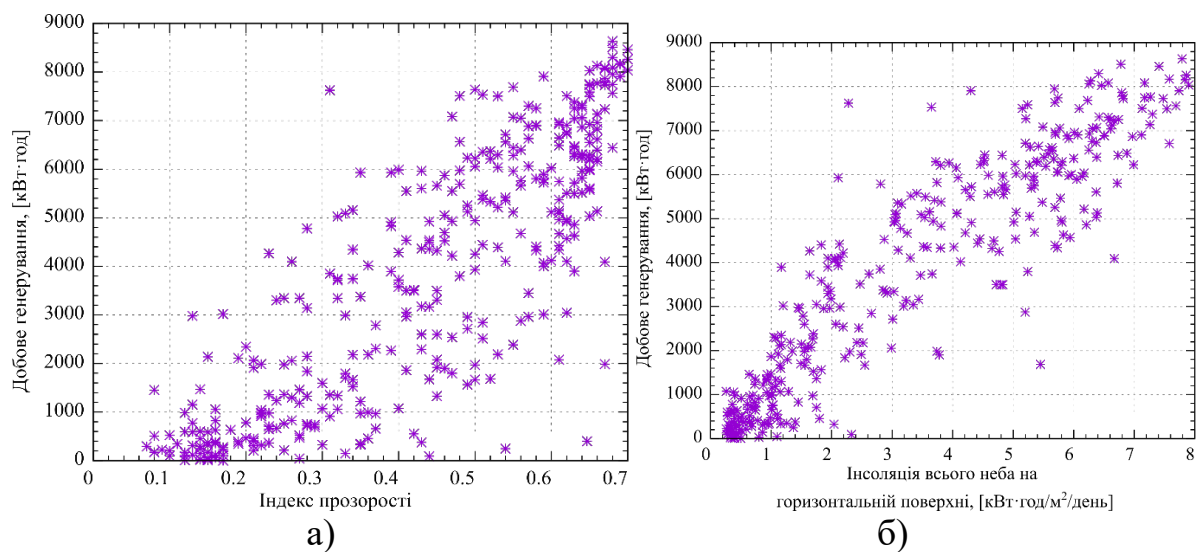


Рис. 2.17. Скатерограма розсіювання розподілу даних для наземної ФЕС «Цекинівка-2» 4-5 черга за 2018 рік генерованої електроенергії за

добу та метеорологічних параметрів з групи «Вітер»: а) діапазону значень середньої швидкості вітру на висоті 50 м; б) діапазону значень середньої швидкості вітру на висоті 10 м; в) мінімальної швидкості вітру на висоті 50 м; г) мінімальної швидкості вітру на висоті 10 м; д) максимальної швидкості вітру на висоті 50 м; є) максимальної швидкості вітру на висоті 10 м; ж) середньодобової швидкості вітру на висоті 50 метрів над поверхнею землі; з) середньодобової швидкості вітру на висоті 10 метрів над поверхнею землі.

За результатами кореляційно-регресійного аналізу табл. 2.3. та дослідження побудованих діаграм розсіювання розподілу даних можна зробити висновок, що для групи метеорологічних факторів «Вітер» найвпливовішим є фактор «Середньодобова швидкість вітру на висоті 10 метрів над поверхнею землі» (див. рис. 2.17 з)). Враховуючи перевірку даних на адекватність та виключення повторюваних факторів побудовано скатерограми розсіювання розподілу даних для факторів, а саме: індексу прозорості неба; інсоляції всього неба на горизонтальній поверхні (середньодобова сума загальної сонячної радіації, що падає на горизонтальну поверхню землі); теплового інфрачервоного (довгохвильового) радіаційного потоку.



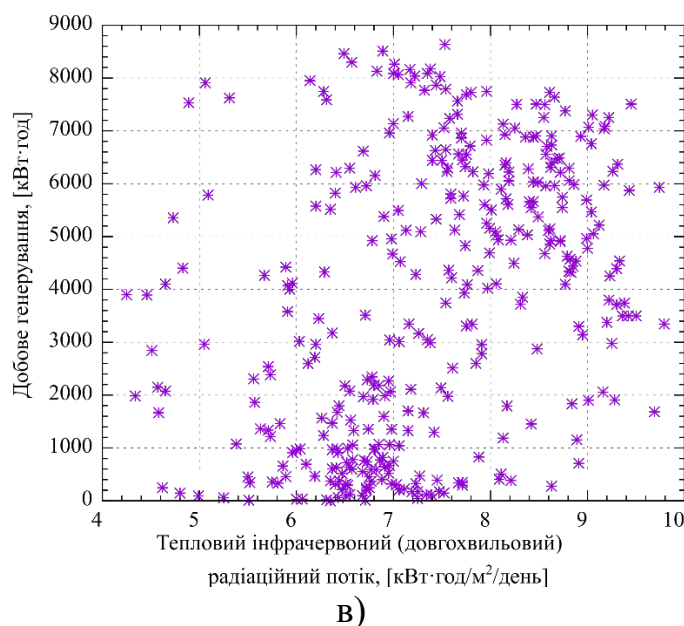


Рис. 2.18. Скатерограма розсіювання розподілу даних для наземної ФЕС

генерованої електроенергії за добу та розсіювання розподілу даних для факторів, а саме: а) індексу прозорості неба; б) інсоляції всього неба на горизонтальній поверхні (середньодобова сума загальної сонячної радіації, що падає на горизонтальну поверхню землі); в) теплового інфрачервоного (довгохвильового) радіаційного потоку.

Аналіз побудованих скатерограм (рис. 2.18) підтверджує результати кореляційно-регресійного аналізу (табл. 2.3.), що метеорологічний фактор «Інсоляції всього неба на горизонтальній поверхні (середньодобова сума загальної сонячної радіації, що падає на горизонтальну поверхню землі)» має найбільший вплив (див. рис. 2.18 б)) на генерування електроенергії ФЕС.

Перетворення Фур'є дає одновимірну інформацію про відносний внесок (амплітуду) різних часових масштабів (частот). Результатом вейвлет-перетворення одновимірного ряду є двовимірний масив амплітуд вейвлет-перетворення – значень коефіцієнтів $W(a, b)$. Розподіл цих значень в просторі (a, b) – (часовий масштаб, часова локалізація) дає інформацію про еволюцію відносного впливу (внеску) компонент різного масштабу в часі і називається спектром коефіцієнтів вейвлет-перетворення, (частотно) масштабно-часовим спектром або вейвлет-

спектром (time-scale spectrum, або wavelet spectrum на відміну від single spectrum перетворення Фур'є) [117].

Наступним кроком здійснення аналізу генерування ВДЕ була побудова скалограм та скейлограм [85, 118]. Проведено аналітичне вейвлет-перетворення (AWT) – це вейвлет-перетворення, яке забезпечує інформацію про амплітуду та фазу сигналів у часовій шкалі або частотно-часовій області [57].

Вейвлет перетворення проводилось в середовищі графічного програмування LabView за допомогою модуля розрахунку та візуалізації WA Configure Scalogram Indicator VI. Даний модуль відображає квадратну величину або фазу вейвлет-коефіцієнтів на графіку інтенсивності. Даний модуль відображає квадратну величину дійсних коефіцієнтів вейвлетів від безперервного вейвлет-перетворення WA і відображає квадратну величину або фазу комплексно визначених коефіцієнтів вейвлетів з аналітичного вейвлет-перетворення WA. Інформація про величину AWT, описує будь-який часовий ряд. Інформація про фазу кодує пов'язані за часом характеристики сигналів, наприклад, розташування певної послідовності величин. Зазвичай використовується інформацію про амплітуду для частотно-часового аналізу, а інформацію про фазу використовується для миттєвої оцінки частоти. AWT обчислює внутрішні добутки аналізованого сигналу та набір складних вейвлетів Морле. За результатами аналізу часового ряду генерування було побудовано дві скалограми та дві скейлограми (енергограми), як показано на рис. 2.26 при масштабуванні 128 за періодом повторюваності амплітудного значення сигналу та всією довжиною сигналу 365 днів.

Положення максимумів на скалограмі характеризують оцінку локального спектру часового ряду генерування електроенергії ВДЕ.

Побудовані енергограми при різних методах нормалізації мережі показані на рис. 2.19 в) і г) відповідно. Положення максимумів на енергограмах можна інтерпретувати як середній період появи центрального значення амплітуди, що вносять основний вклад до енергії аналізованого часового ряду.

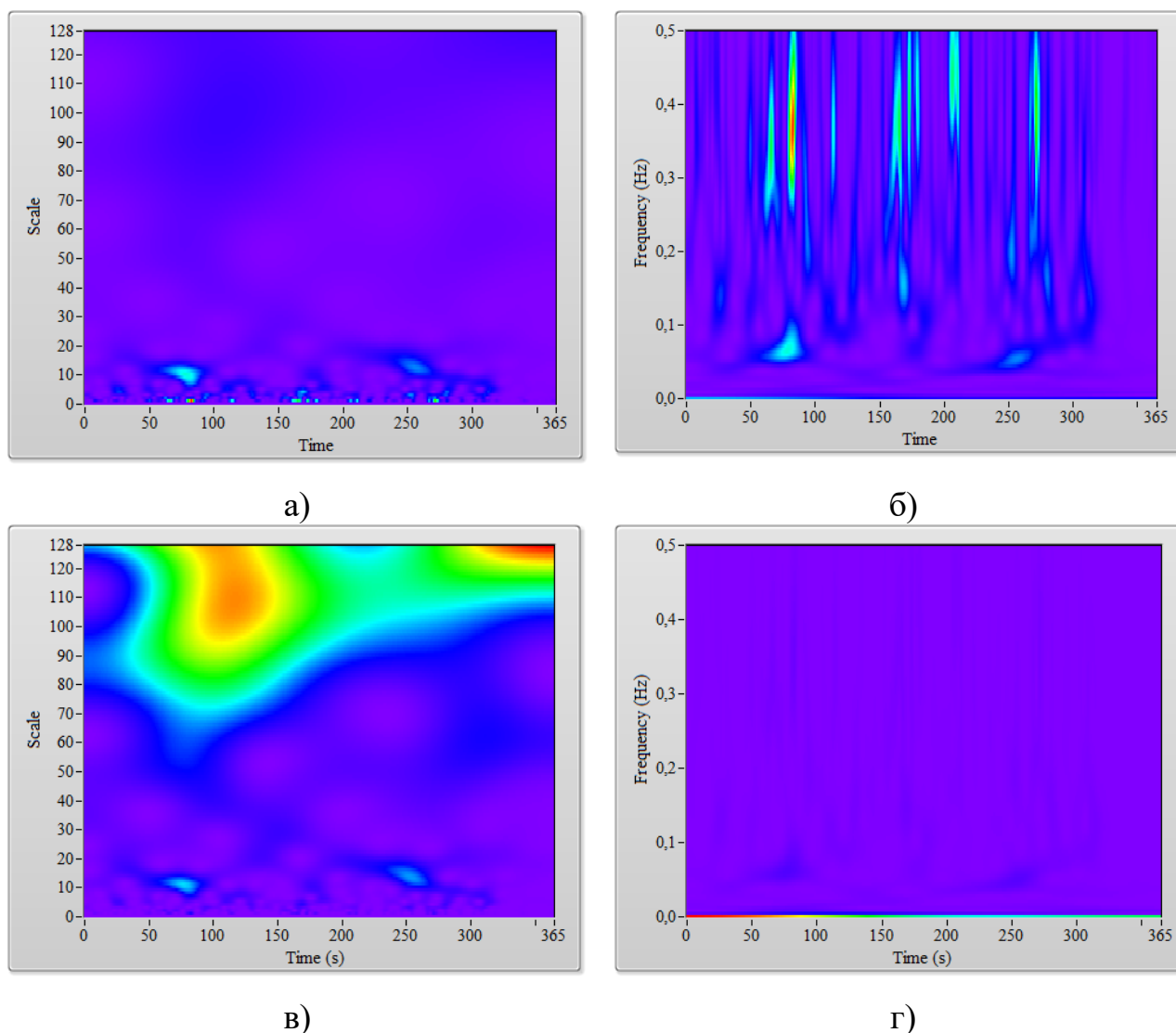


Рис. 2.19. Скалограма (а, б) і скейлограма (в, г) вейвлет аналізу часового ряду генерування електроенергії ВДЕ при масштабуванні осі Y по частоті (б, в) та масштабуванні осі Y по періоду появи амплітудного значення (а, в).

Спектр $W(a,b)$ одновимірного сигналу являє собою поверхню в тривимірному просторі. Замість зображення поверхонь часто представляють їх проекції на площину з ізолініями або ізорівнями, що дозволяє простежити зміну інтенсивності амплітуд вейвлет-перетворення на різних масштабах і в часі, а також картини ліній локальних екстремумів цих поверхонь (так званий «skeleton»), чітко виявляють структуру аналізованого процесу. Термін «скелет» або «скелетон» добре відображає характер картин ліній локальних екстремумів [117]. Рис. 2.19 в)

показує, що енергія сигналу часового ряду генерування ВДЕ нерівномірно розподілена по масштабам, тобто є виділені масштаби (Scales), має нестационарну структуру аналізованого процесу з елементами квазіперіодичності і має діапазони локальних періодичностей на різних масштабах [117].

Проаналізувавши отримані результати дослідження генерування ВДЕ та дослідивши можливі методи прогнозування, можна зробити висновок, що для прогнозування генерування електроенергії ФЕС потрібно враховувати метеорологічні фактори, які мають найвищий показник рангового коефіцієнту кореляції. Тому доцільним є визначати прогнозні значення впливних факторів, а потім по їхнім значенням визначати потужність генерування ВДЕ з використанням вже відомих формул або побудованих регресійних рівнянь індивідуально для кожної електричної станції. Для автоматизації аналізу часових рядів генерування та впливних метеорологічних факторів, пошуку рангових коефіцієнтів кореляції, побудови скатерограм, скалограм та скейлограм (енергограм), перевірки даних на нормальність розподілу був створена програма в середовищі LabView

2.5. Опис роботи та інтерфейсу програмного комплексу аналізу нерівномірності графіку генерування та впливу метеорологічних факторів

Перед початком роботи програми повинен бути сформований файл у форматі *.txt початкових даних у вигляді наведеному на рис. 2.20. В цьому файлі перший стовпчик відповідає за параметр «Час» («День» або «Година»), другий стовпчик величині генерування електроенергії за добу (або годину, або 15-хв.), а далі наведені всі метеорологічні фактори в послідовності наведених в табл. 2.2., окрім CLRSKY_SFC_SW_DWN (Clear Sky Insolation Incident on a Horizontal Surface). Сформувавши файл початкових даних можна перейти до програми аналізу генерування ВДЕ, інтерфейс якої показаний на рис. 2.21 а) і б). Потрібно завантажити файл початкових даних, для цього обираємо місце його розташування або вводимо вручну, як показано на рис. 2.21 а) позначено 1.

СЕС_Цекинівська_2018_генерація_метеорологія_добова – Блокнот

Файл	Правка	Формат	Вид	Справка								
1	1329	0,03	0	97,32	98,84	6,39	-0,02	0,4	0,41	4,89	-1,5	
2	174	3	0	97,27	98,48	3,65	2,12	1,88	1,86	3,98	0,33	
3	148	4,66	0	96,88	98,14	5,47	2,55	2,4	2,39	6,19	0,72	
4	171	0,84	0	95,78	98,01	3,36	0,96	0,99	1,04	3,34	-0,0	
5	1919	0,13	0	95,37	98,47	6,57	0,09	-0,43	-0,4	4,92	-1,6	
6	2291	0,03	0	97,37	99,09	6,77	0,65	0,59	0,58	5,37	-1,4	
7	2189	0,22	0	96,08	99,68	6,31	2,64	2,36	2,34	7,08	0,77	
8	115	1,46	0	89,67	100,65	4,53	1,62	0,17	0,15	3,78	-0,7	
9	2960	0,03	0	80,46	101,08	6,17	-3,58	-6,31	-6,04	0,22	-5,9	
10	966	0,01	0	86,11	100,12	6,22	-1,02	-2,99	-3	2,09	-4,1	
11	552	0,14	0	90,33	99,4	5,76	-0,3	-1,56	-1,5	3,02	-2,7	
12	1675	0,17	0	86,51	100,17	4,58	-1,44	-3,3	-3,18	1,71	-2,8	
13	721	0,27	0	78,96	101,09	5,19	-3,03	-6,14	-5,92	-0,64	-5,8	
14	659	0,52	0	70,71	101,02	2,88	-6,47	-11,3	-10,46	-5,47	-8,3	
15	2078	0,03	0	77,18	100,64	5	-8,67	-12,02	-11,13	-5,61	-10,	
16	345	0,12	0	82,19	99,13	7,14	-8,45	-11,03	-10,4	-5,08	-12,	
17	995	7,38	0	92,01	97,36	7,58	-2,9	-4,34	-4,34	0,63	-6,9	
18	119	12,42	0	93,77	97,57	6,27	-3,22	-3,54	-3,46	-0,76	-7,0	
19	2307	0,23	0	92,26	98,08	9,98	-5,15	-4,88	-4,89	1,71	-8,2	
20	331	1,27	0	85,97	98,65	6,67	-4,54	-3,92	-3,89	0,91	-5,7	
21	1338	0,05	0	92,4	98,65	6,53	-7,11	-7,09	-6,84	-2,5	-9,0	
22	960	0,84	0	89,13	98,99	7,16	-6,95	-8,18	-7,84	-3,56	-10,	
23	3893	0,01	0	87,41	99,91	9,6	-12,15	-12,83	-12,12	-4,98	-14,	
24	3901	0,02	0	87,89	100,86	9,73	-11,23	-12,1	-11,5	-4,29	-14,	

Рис. 2.20. Фрагмент файлу початкових даних для роботи.

Програмний комплекс працює наступним чином.

1. Обираємо досліджуваний параметр (номер параметра відповідає номеру стовпчика в файлі) на рис. 2.21 а) позначено 2.

2. Запускаємо розрахунок. Перший рисунок ілюструє залежність поточного параметру (це може бути генерування, інсоляція, температури і т.д.) від часу на рис. 2.21 а) позначено 3.

3. Другий рисунок показує кількість раз (днів, годин) значення даного параметру спостерігалось протягом досліджуваного період часу на рис. 2.21 а) позначено 4.

4. Третій рисунок ілюструє результат розрахунку кореляційних показників, по осі Y – значення кореляційних коефіцієнтів, по осі X – порядкові номери метеорологічних факторів, кількість яких можна обрати на рис. 2.21 а) позначено 5 і 6 відповідно.

5. Четвертий рисунок показує скатерограму розсіювання даних на рис. 2.21 а) позначено 9, досліджувані параметри для побудови скатерограми можна обрати: на рис. 2.21 а) позначено 7 і 8. Значення для побудови скатерограми

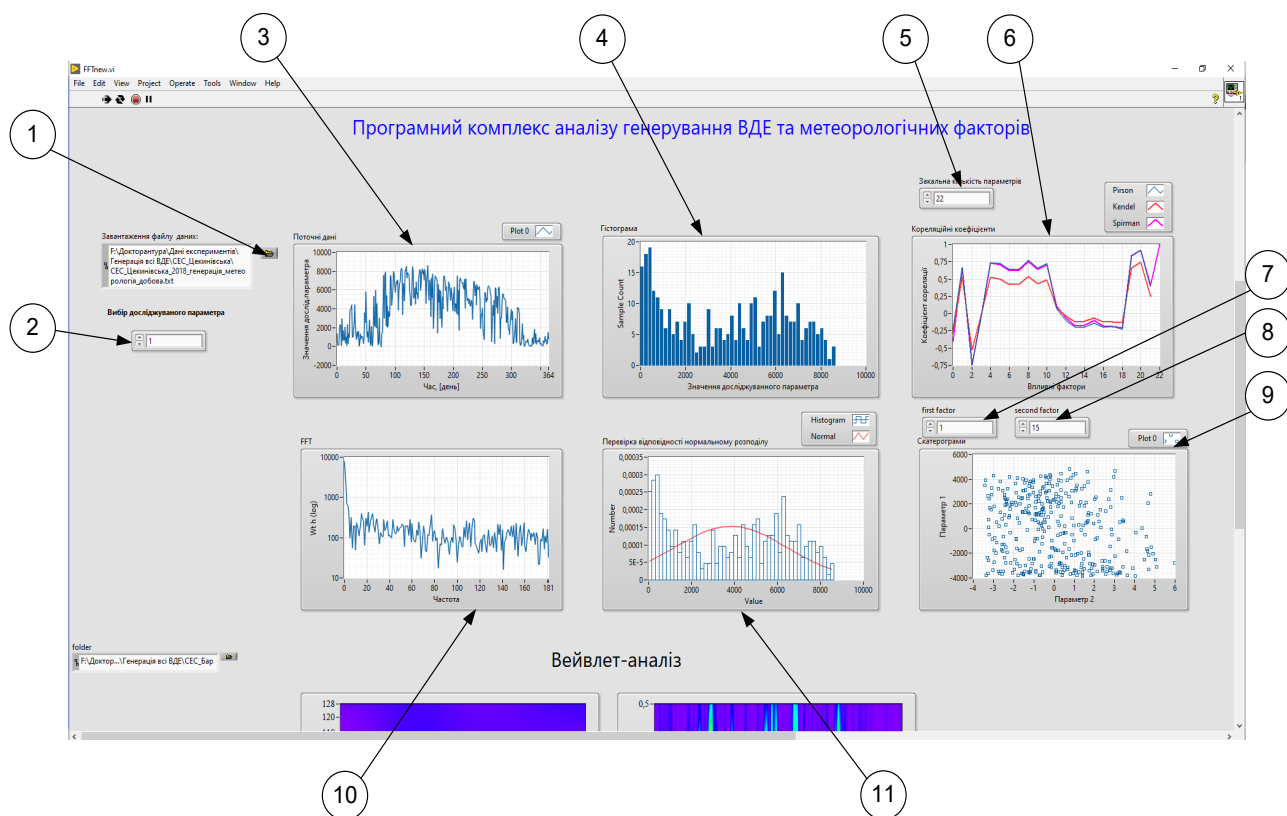
для зручності аналізу і відображення автоматично нормуються по середньому значенню.

6. П'ятий рисунок показує результат визначення розподілу густин ймовірностей при розбитті часового ряду досліджуваного параметра на 50 діапазонів: гістограма відповідає часовому ряду досліджуваного параметра, а крива червоного кольору є розрахованою функцією нормального розподілу, на рис. 2.21 а) позначено 10.

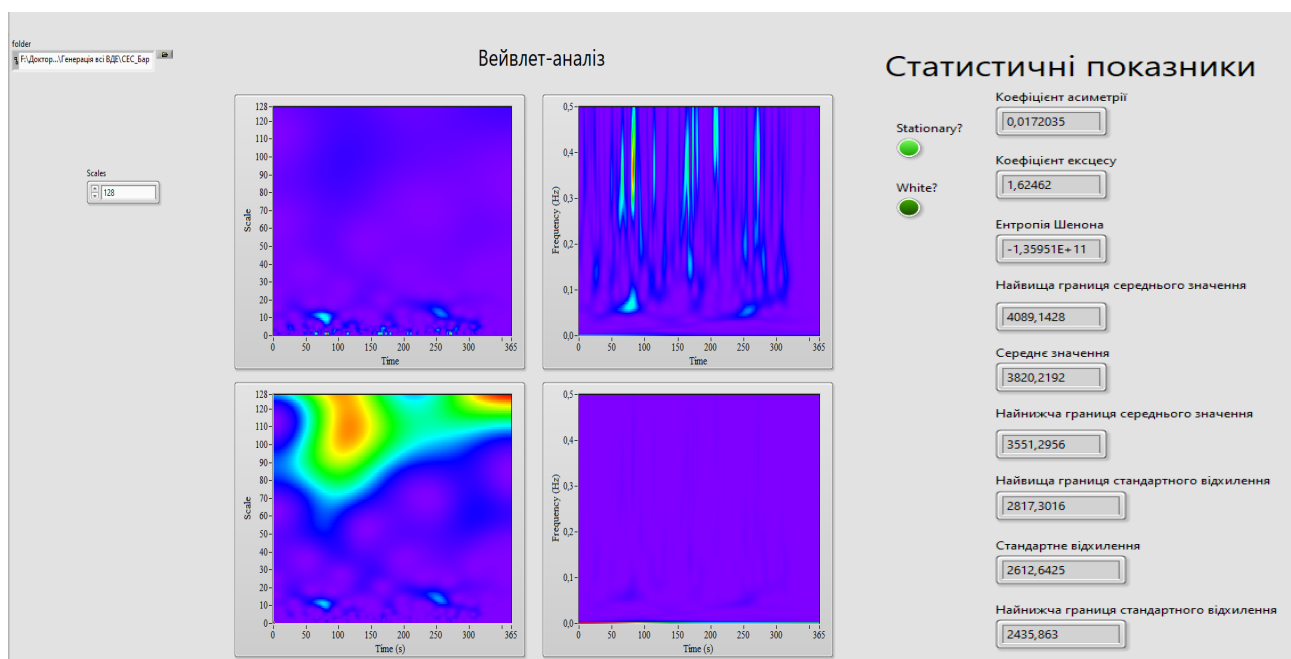
7. Шостий рисунок ілюструє результати Фур'є перетворення часового ряду досліджуваного параметра на рис. 2.21 а) позначено 11.

8. Скалограми і скейлограми з різними методами масштабування осі Y представлені на рис. 2.21 б).

9. Визначена статистичних показників і індикація стаціонарності досліджуваного часового ряду показано на рис. 2.21 в).



а)



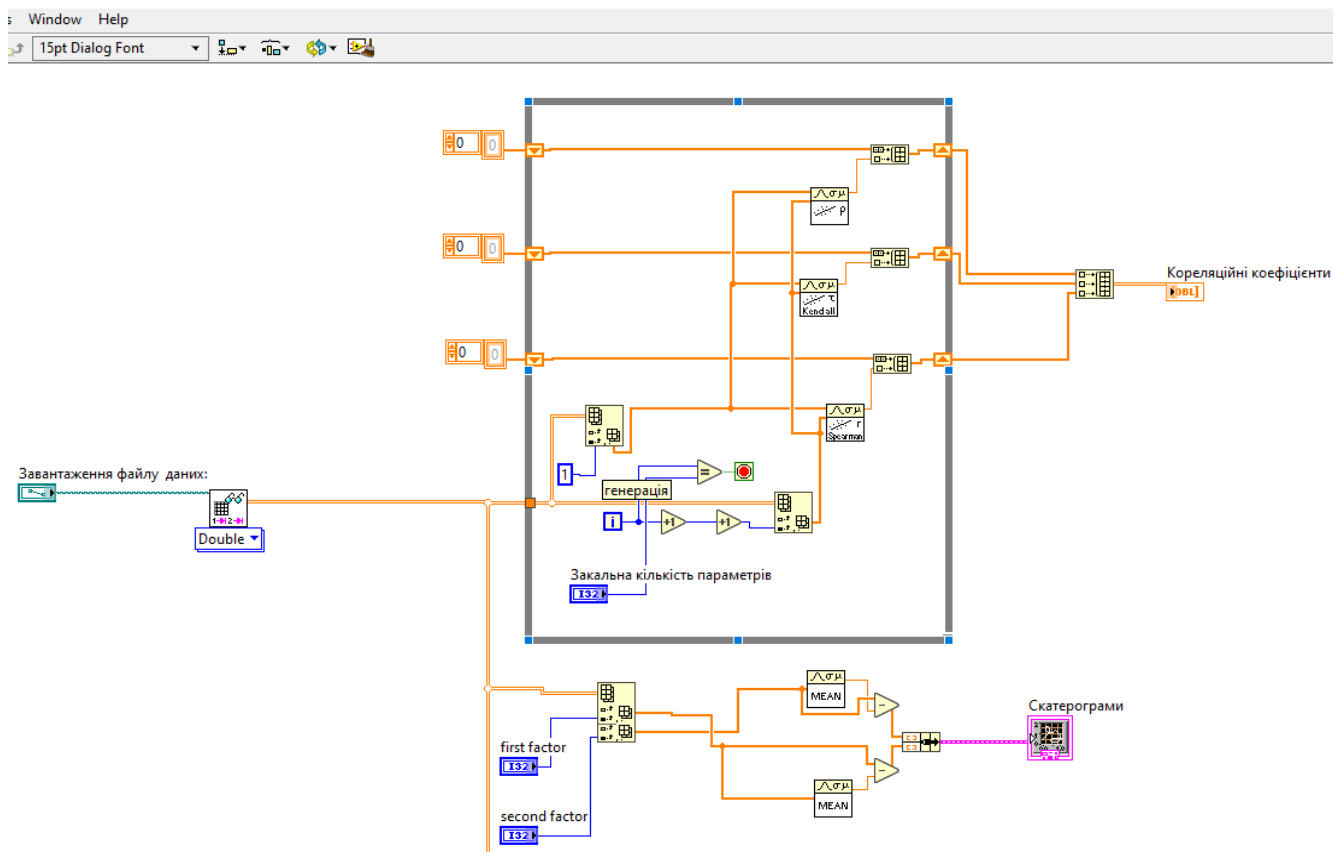
б)

в)

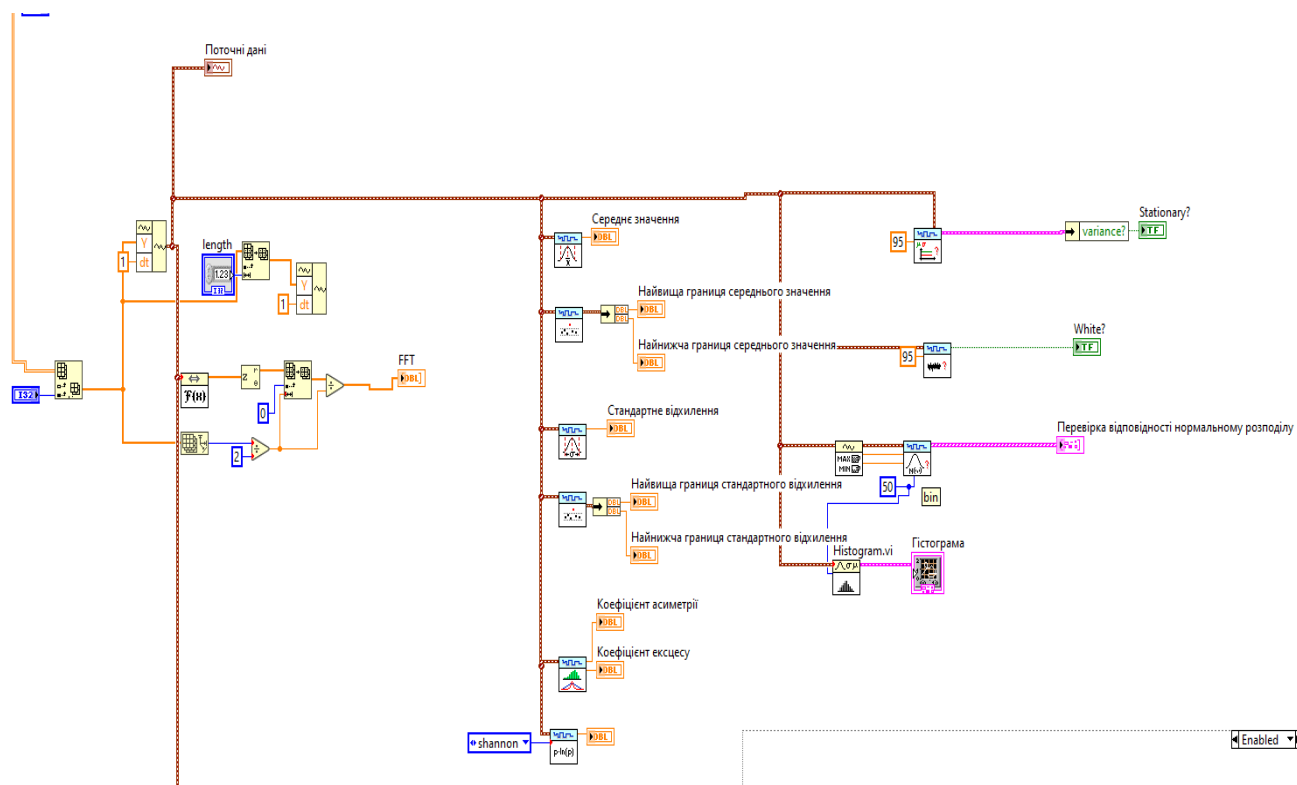
Рис. 2.21. Інтерфейс програми для аналізу генерування ВДЕ та метеорологічних факторів.

Таким чином, даний програмний комплекс є адаптованим для аналізу генерування електроенергії різними типами ВДЕ, та відповідними метеорологічними даними. Код програми представлений на рис. 2.22:

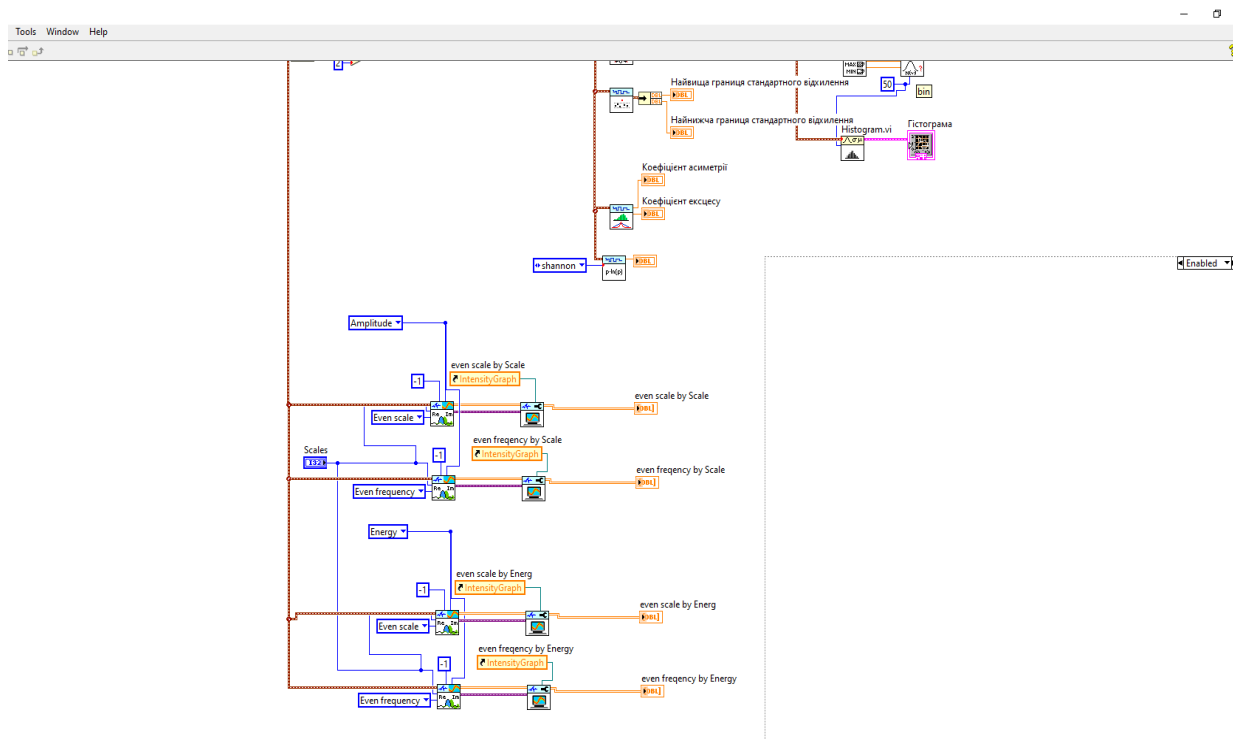
- код частини програми, яка відповідає за завантаження, визначення кореляційних коефіцієнтів, побудову скатерограм, представлений на рис. 2.22 а);
- код частини програми, яка відповідає за визначення статистичних характеристик часового ряду досліджуваного параметру (коефіцієнт асиметрії, коефіцієнт ексцесу, стандартне відхилення і його межі, середнє значення і його межі), а також Фур'є перетворення, дослідження стаціонарності одновимірного часового ряду, досліджуючи середнє та дисперсійне значення, та випадковості одновимірного часового ряду досліджуваного параметру представлений на рис. 2.22 б);
- код частини програми, яка відповідає за вейвлет-аналіз, а саме побудову скалограм і скейлограм з використанням різних способів масштабування осі Y (по частоті і по періоду) представлений на рис. 2.22 в).



a)



б)



в)

Рис. 2.22. Блок діаграма програми аналізу генерування ВДЕ та метеорологічних факторів.

Аналіз генерування ГЕС було здійснено за допомогою розробленого програмного комплексу, частина результатів розрахунку представлена на рис. 2.23.

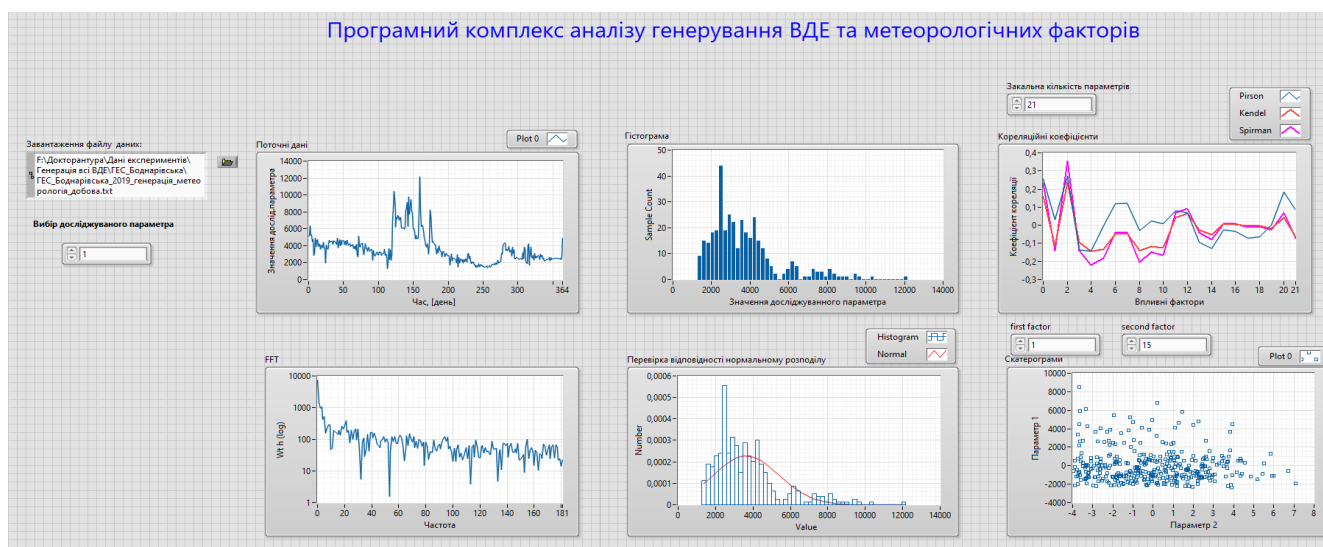


Рис. 2.23. Частина фронтальної панелі комплексу.

Висновки до розділу 2

Запропоновано для аналізу енергоефективності ВДЕ з нерівномірним графіком генерування використовувати теорію часових рядів. Для вірного вибору математичного апарату оцінки впливу метеорологічних факторів на генерування ВДЕ оцінено нормальність розподілу часового ряду генерування ВДЕ на прикладі ФЕС «Цекинівська» за критерієм Шапіро-Уїлка та Шапіро-Франція.

Здійснено кореляційний аналіз генерування ВДЕ в залежності від метеорологічних факторів за критерієм Пірсона, Кендела та Спірмена та визначено множину впливних факторів для наземної фотоелектричної станції: Проаналізувавши отримані результати можна виділити найбільш впливові метеорологічні фактори з кожної групи, зокрема:

- з групи «Вологість, опади, тиск» – Відносна вологість на висоті 2 м (Співвідношення фактичного парціального тиску водяної пари до парціального тиску при насиченні, виражене у відсотках. Середньодобова відносна вологість повітря на висоті 2 метри над поверхнею землі.);
- з групи «Температура» – Максимальна температура на висоті 2 м (максимальна денна температура на рівні 2 метрів над поверхнею землі);
- з групи «Вітер» – Швидкість вітру на висоті 10 м (середньодобова швидкість вітру на висоті 10 метрів над поверхнею землі.);
- з групи «Sizing and Pointing of Solar Panels an for Solar Thermal Application» – Інсоляція всього неба на горизонтальній поверхні (середньодобова сумарна загальна сонячної радіації, що падає на горизонтальну поверхню землі);
- з групи «Solar Irradiance and Realted Parameters» – середньодобова величина теплового інфрачервоного (довгохвильового) радіаційного потоку.

Побудовані скатерограми, скейлограми та скалограми залежності генерування ВДЕ та метеорологічних факторів, що дозволило віалізувати результати за кожним способом аналізу генерування ВДЕ та зміни метеорологічних факторів. Аналіз часового ряду генерування ВДЕ за допомогою вейвлет аналізу та швидкого перетворення Фур'є дозволяє встановити

закономірності в зміні генерування та зміні метеорологічних факторів протягом року.

я та зміні метеорологічних факторів протягом року.

Враховуючи складність математичних моделей та методів аналізу, а також значний обсяг масивів даних розроблено програмний комплекс для автоматизації розрахунків та візуалізації результатів аналізу генерування ВДЕ в залежності від метеорологічних факторів. Розроблено та детально описано програмний комплекс аналізу генерування ВДЕ та метеорологічних факторів.

Розроблено метод визначення впливних метеорологічних факторів на генерування ВДЕ в залежності від локації з використанням кореляційно-регресійного аналізу, а саме коефіцієнтів Спірмена, Кендела та Пірсона, яка реалізована за допомогою програмно-апаратного комплексу в ПК LabView.

Проаналізовано достовірність метеорологічних даних, детально досліджено джерела їх отримання та можливі набори, а також розроблено алгоритм формування ретроспективних метеорологічних даних для ВДЕ, які не обладнані метеопостом з б

зкоштовних ресурсів.

РОЗДІЛ 3

ПРОГНОЗУВАННЯ ГЕНЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ФЕС В БАЛАНСУЮЧІЙ ГРУПІ ЕНЕРГОСИСТЕМИ

3.1. Визначення найбільш впливових метеорологічних факторів на генерування ФЕС

3.1.1. Визначення впливових метеорологічних факторів на генерування ФЕС на прикладі сонячного опромінення за аналітичними виразами

Метеорологічні фактори, що впливають на генерування ВДЕ, можна прорахувати за відомими формулами [119, 120], саме за таким принципом працюють більшість програм прогнозування генерування, що використовуються для визначення місця і строку окупності побудови фотовольтаїчних станцій, наприклад Solcast [121], Meteoexploration [122], Photovoltaics [123] та інші [124].

Для можливості здійснення керуючих впливів в ЕЕС потрібно прорахувати параметри режиму, тому для оперативного керування доцільно знати інформацію щодо можливих обсягів генерування ВДЕ заздалегідь. Одним із впливових метеорологічних факторів є сонячне випромінювання. Зокрема в [125], представлено декілька математичних моделей для визначення погодинного та добового значення сонячного випромінювання. Більшість моделей прогнозування інтенсивності сонячного випромінювання використовують статистичні моделі (рис. 3.1). Data mining (дослідження баз даних) – це процес, що намагається виявити закономірності у великих наборах даних. На основі цього визначення сонячної інсоляції є процесом, що оцінює та прогнозує погодинні дані про сонячне випромінювання. Але при аналізі літератури виявлено велику кількість різних формул для визначення погодинного значення інтенсивності сонячного випромінювання.

Пряма складова сонячної радіації визначається з маси повітря. Для аналізу зміни метеорологічних факторів, наприклад прямої складової сонячної радіації з врахуванням маси повітря використовується спрощена формула (3.1) [123, 124]:

$$I_d = 1,353 \cdot 0,7^{AM^{0.678}}, \quad (3.1)$$

або більш складна формула:

$$I_d = 1,353 \cdot [(1 - a \cdot h) \cdot 0,7^{AM^{0.678}} + a \cdot h], \quad (3.2)$$

де $a=0,14$; h – висота над рівнем моря в км; AM – повітряна маса.

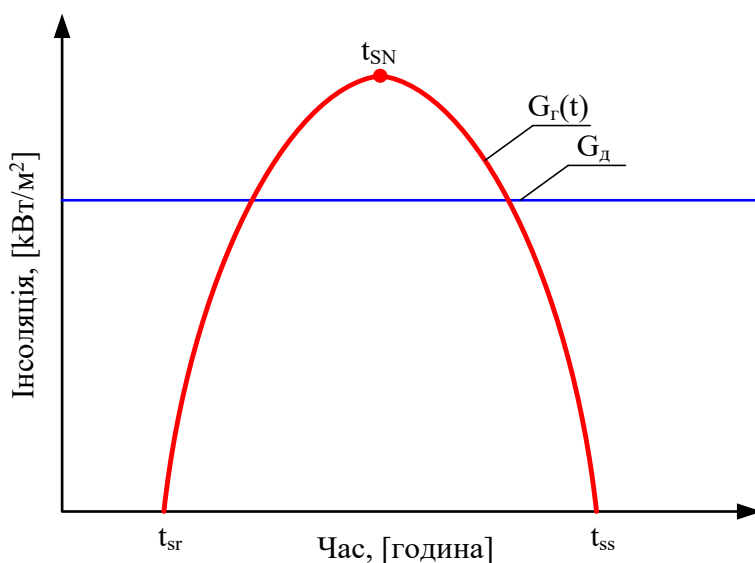


Рис. 3.1. Графічна представлення прогнозування погодинного $G_r(t)$ та добового G_d значення сонячного випромінювання.

Повітряна маса це довжина шляху, який світло проходить через атмосферу, нормована до найкоротшої довжини шляху, тобто, коли Сонце знаходиться прямо над досліджуваною точкою. Повітряна маса кількісно визначає зменшення сили світла під час проходження через атмосферу та поглинання повітрям та пилом.

Коли сонце прямо над досліджуваною точкою, повітряна маса дорівнює 1 і визначається за формулою:

$$AM = \frac{1}{\cos \theta}, \quad (3.3)$$

$$AM = \frac{1}{\cos \theta + 0,50572(96,07995 - \theta)^{-1,6364}}, \quad (3.4)$$

де θ – кут від вертикалі (зенітний кут), як показано на рис. 3.2 а).

Кількість сонячних годин – це час між сходом і заходом сонця для кожного дня року, який визначається за формулою:

$$Sunrise = 12 - \frac{1}{15^0} \cos^{-1} \left(\frac{-\sin \varphi \sin \delta}{\cos \varphi \cos \delta} \right), \quad (3.5)$$

$$Sunset = 12 + \frac{1}{15^0} \cos^{-1} \left(\frac{-\sin \varphi \sin \delta}{\cos \varphi \cos \delta} \right), \quad (3.6)$$

де δ – кут схилення сонця, визначається за формулою:

$$\delta = 23,45^0 \sin \left[\frac{360}{365} \cdot (284 + d) \right], \quad (3.7)$$

де φ – широта місцевості, d – порядковий номер дня року.

Величина сонячної радіації, що падає на нахилену поверхню модуля, є складовою падаючої сонячної радіації, яка перпендикулярна поверхні модуля. На рис. 3.2 показано б), як розрахувати випромінювання, що падає на нахилену поверхню (S_{modul}), враховуючи або сонячне випромінювання, виміряне на горизонтальній поверхні (S_{horiz}), або сонячне випромінювання, виміряне перпендикулярно сонцю ($S_{incident}$):

$$S_{horizontal} = S_{incident} \sin \alpha, \quad (3.8)$$

$$S_{mod} = S_{incident} \sin(\alpha + \beta), \quad (3.9)$$

$$\alpha = \sin^{-1} [\sin \delta \sin \varphi + \cos \delta \cos \varphi (\text{HRA})]. \quad (3.10)$$

Годинний кут (HRA) кут перетворює місцевий сонячний час (LST) у число градусів, за якими сонце рухається по небу. За визначенням, годинний кут дорівнює 0° в сонячний полудень.

Оскільки Земля обертається на 15° на годину, кожна година від сонячного полудня відповідає кутовому руху Сонця на небі в 15° . Вранці годинний кут від'ємний, вдень годинний – позитивний.

$$\text{HRA} = 15^\circ (\text{LST} - 12), \quad (3.11)$$

де LST – місцевий сонячний час (LST):

$$\text{LST} = \text{LT} + \frac{\text{TC}}{60}. \quad (3.12)$$

де TC – коефіцієнт коригування часу (Коефіцієнт коригування чистого часу (у хвилинах) враховує зміну місцевого сонячного часу (LST) в межах даного часового поясу внаслідок коливань довготи. Коефіцієнт 4 хвилини зумовлений обертанням Землі на 1° кожні 4 хвилини, LT (local time) – локальний час;

TC визначається за формулою:

$$\text{TC} = 4(\text{Longitude} - \text{LSTM}) + \text{EoT}, \quad (3.13)$$

де ΔT_{UTC} – різниця місцевого часу (LT) від Universal Coordinated Time (UTC) у годинах. ΔT_{UTC} також дорівнює часовому поясу ($15^\circ = 360^\circ/24$ години). Наприклад, Сідней, Австралія – $\text{UTC} + 10$, тому Меридіан за місцевим стандартним часом становить 150° Е. Фенікс, США – $\text{UTC} - 7$, отже LSTM становить 105° W, для України – $\text{UTC} + 1$ в зимовий час і $\text{UTC} + 2$ в літній час.

LSTM визначається за формулою:

$$LSTM = 15^\circ \Delta T_{UTC}. \quad (3.14)$$

Рівняння часу (EoT) (у хвилинах) є емпіричним рівнянням, яке коригує ексцентриситет орбіти Землі та осьовий нахил Землі з точністю до $\frac{1}{2}$ хвилини:

$$EoT = 9,87 \sin(2B) - 7,53 \cos(B) - 1,5 \sin(B), \quad (3.15)$$

$$B = \frac{360}{365}(d - 81). \quad (3.16)$$

Азимут розраховується за виразом (його фізичний зміст показаний на рис. 3.2 в):

$$Azimuth = \cos^{-1} \left[\frac{\sin \delta \cos \varphi - \cos \delta \sin \varphi \cos(HRA)}{\cos \alpha} \right], \quad (3.17)$$

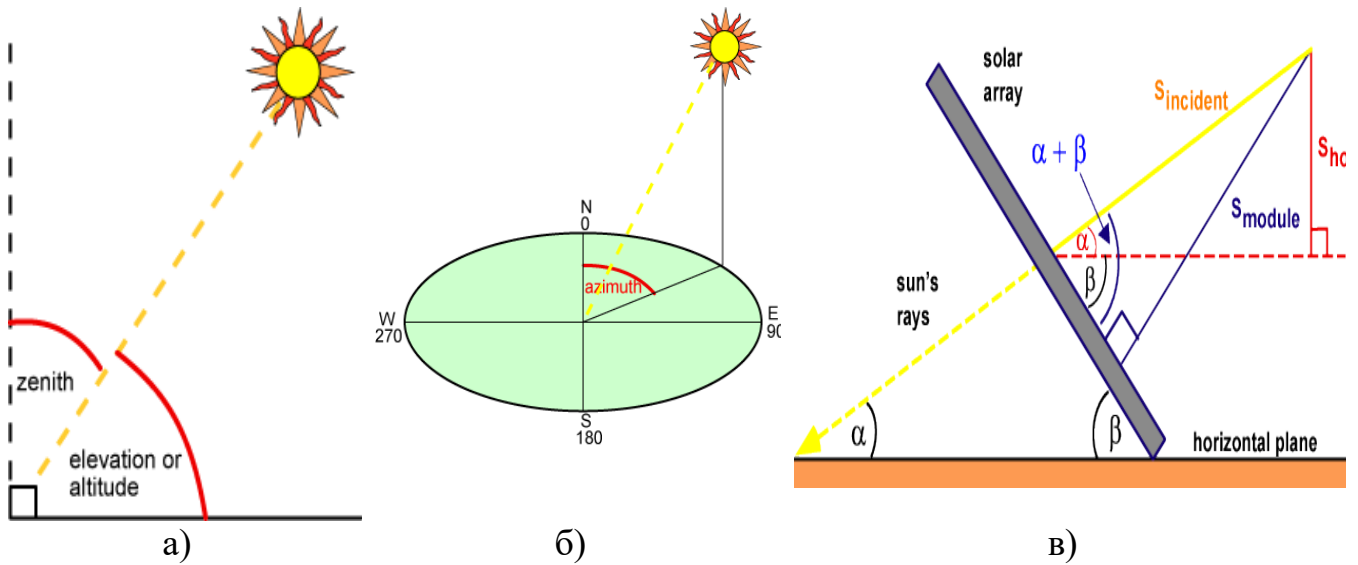


Рис. 3.2. Основні параметри визначення основного впливового фактора на генерування ФЕС: а) кут від вертикалі (зенітний кут); б) азимут; в) кут нахилу сонячної панелі [123].

де α – висота сонця визначається за формулами:

$$\alpha = 90 + \varphi - \delta ,$$

або

$$\alpha = \sin^{-1} [\sin \delta \sin \varphi + \cos \delta \cos \varphi (\text{HRA})] . \quad (3.18)$$

Глобальну сонячну радіацію на горизонтальній поверхні можна класифікувати наступним чином: дифузне сонячне випромінювання (I_b); пряме сонячне випромінювання (I_d). Сонячне випромінювання на горизонтальній поверхні – це сума горизонтального прямого та дифузного випромінювання:

$$I_H = I_d + I_b . \quad (3.19)$$

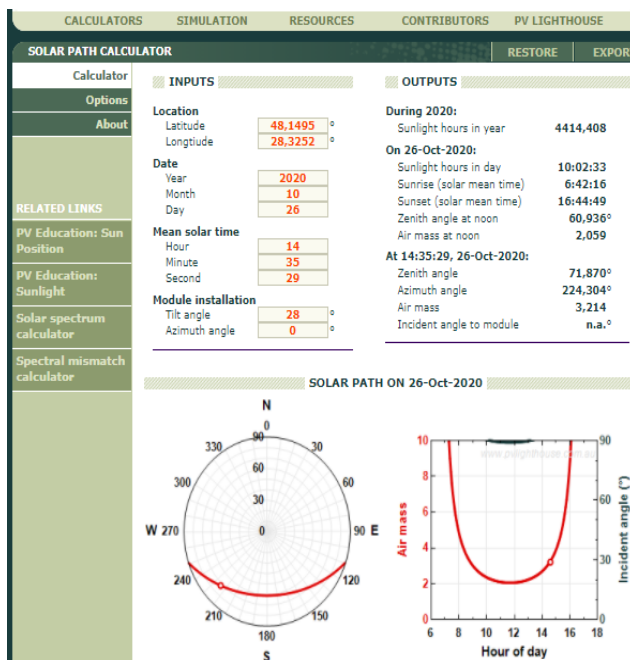
Погодинне дифузне випромінювання на горизонтальній поверхні I_d – це частина сонячного світла, яка проходить через атмосферу і споживаються, розсіюються або відбивається водяною парою, частинками пилу. Цей вид випромінювання не може давати тінь і тому не може бути сфокусованим. Велика кількість метеорологічних станцій вимірюють отримане глобальне сонячне випромінювання на горизонтальних поверхнях. З цієї причини існує ряд математичних моделей для оцінки дифузного сонячного випромінювання на горизонтальних поверхнях.

Моделі, які можуть визначити дифузне випромінювання на горизонтальних поверхнях, можна класифікувати на два типи наступним чином: параметричні моделі; декомпозиційні моделі.

Параметричні моделі для визначення сонячного випромінювання використовують інформація про метеорологічні умови, такі як стан атмосфери, фракційне сонячне світло, захмареність та вміст вологи в атмосфері є необхідними параметрами моделей [126].

3.1.2. Онлайн визначення впливових метеорологічних факторів на генерування ФЕС на прикладі сонячного випромінювання

Для визначення цих параметрів існує також, безліч онлайн додатків, що дає можливість визначити сонячне випромінювання та впливні на нього фактори онлайн безкоштовно, наприклад PV Light-House [127], як показано на рис. 3.3, а) що видає файл в форматі *.xls із 362 значень за добу та середньодобові значення за аналізований рік (365–366 значень) рис. 3.3, б). Ця програма також дозволяє спрогнозувати затрати на встановлення ФЕС та приблизний прибуток.



а)

	A	B	C	D	E	F
	Calculated for 26-Oct-2020	Time (hr)	Zenith angle (°)	Azimuth angle (°)	Air mass	Incident angle (°)
1						
2		10,2	64,24394771	154,9987735	2,3013	89,97333
3		10,27	63,96834477	156,0388277	2,2786	89,88502
4		10,33	63,70384479	157,084839	2,2573	89,80048
5		10,4	63,45059889	158,1366434	2,2373	89,71976
6		10,47	63,20875405	159,1940642	2,2186	89,64286
7		10,53	62,97845273	160,2569122	2,2011	89,56982
8		10,6	62,75983256	161,3249854	2,1847	89,50065
9		10,67	62,55302599	162,3980696	2,1695	89,43538
10		10,73	62,35815995	163,4759388	2,1554	89,37403
11		10,8	62,17535556	164,5583549	2,1424	89,31662
12		10,87	62,00472775	165,6450688	2,1304	89,26316
13		10,93	61,846385	166,7358204	2,1194	89,21367
14		11	61,70042903	167,8303391	2,1093	89,16817
15		11,07	61,56695447	168,9283447	2,1003	89,12667
16		11,13	61,44604867	170,0295475	2,0921	89,08918
17		11,2	61,33779137	171,1336496	2,0849	89,05572
18		11,27	61,24225452	172,2403448	2,0785	89,0263
19		11,33	61,15950202	173,3493202	2,0731	89,00092
20		11,4	61,08958956	174,4602564	2,0685	88,9796
21		11,47	61,03256443	175,5728286	2,0648	88,96234
22		11,53	60,9884654	176,6867073	2,0619	88,94914
23		11,6	60,95732257	177,8015594	2,0599	88,94001
24		11,67	60,93915727	178,9170492	2,0587	88,93496
25		11,73	60,93398206	180,0328389	2,0584	88,93398

б)

Рис. 3.3. Результати розрахунку в PV Light-House для Цекинівської ФЕС [127].

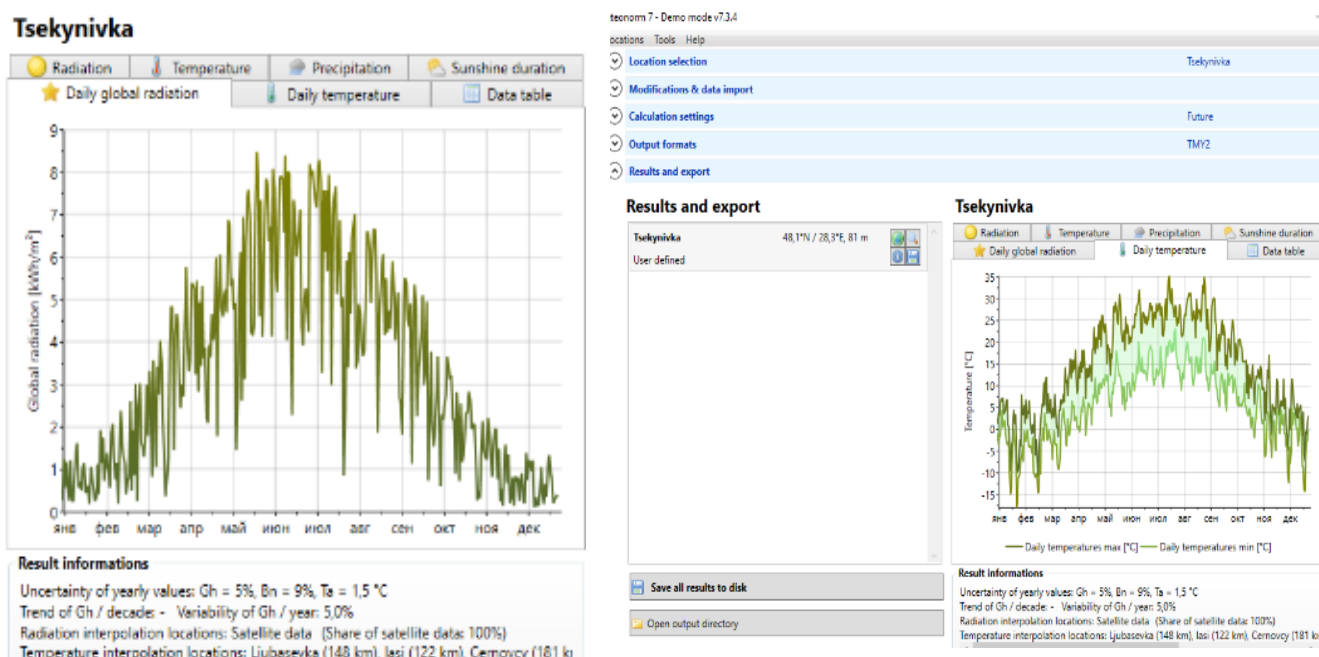
Генерування ФЕС залежить не тільки від сонячного випромінювання, але і від кута між модулем і сонцем. Фотомодуль видає максимальне значення генерованої потужності при перпендикулярному розташуванні до сонячних променів. Однак, оскільки кут між Сонцем і нерухомою поверхнею постійно змінюється, щільність сонячного випромінювання на нерухомому PV-модулі менше, ніж у падаючого сонячного світла.

Використання різноманітних додатків і емпіричних формул для розрахунку метеорологічних факторів не завжди забезпечує потрібну точність.

Згідно [61] продавець за «зеленим» тарифом несе відповідальність за порушення термінів надання даних, надання цих даних не в повному обсязі або недостовірних даних щодо продажу електричної енергії, а також за відхилення фактичних від прогнозних погодинних добових графіків відпуску електричної енергії.

Відповідно це зумовлює потребу у використанні вартісного програмного забезпечення і гарантійних зобов'язань щодо надійності прогнозу, наприклад Meteonorm [128] для метеорологічних даних (результати прогнозування сонячного випромінювання рис. 3.4 а) та температури б)).

Недоліком використання цього програмного забезпечення наразі є вартість і відсутність гарантійних зобов'язань щодо надійності прогнозу.



а)

б)

Рис. 3.4. Результати прогнозування сонячного випромінювання в Meteonorm 7.0 а) та температури б).

3.1.3. Аналіз емпіричних моделей для розрахунку сонячного випромінювання

З аналізу літературних джерел, можна зробити висновок що існує багато розроблених моделей для визначення сонячного погодинного значення випромінювання [125, 129]. Наприклад, Ліу і Джордан пропонують визначати погодинне значення сонячного випромінювання за формулою [130]:

$$\frac{G_h}{G_D} = \frac{(\pi / 24)(\cos HRA - \cos \omega_s)}{\sin \omega_s - (2\pi \omega_s / 360) \cos \omega_s}; \quad (3.20)$$

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan \varphi \tan \delta). \quad (3.21)$$

Мануель Колларес-Перьєра і Арі Рабл використовують іншу модель для визначення співвідношення погодинного значення сонячного випромінювання до добової значення [131]:

$$\frac{G_h}{G_D} = (a + b \cdot \cos HRA) \frac{(\pi / 24)(\cos HRA - \cos \omega_s)}{\sin \omega_s - (2\pi \omega_s / 360) \cos \omega_s}; \quad (3.22)$$

де a і b коефіцієнти, які визначаються з рівнянь:

$$a = 0.409 + 0.5016 \sin(\omega_s - 60); \quad (3.23)$$

$$b = 0.6609 - 0.4767 \sin(\omega_s - 60). \quad (3.24)$$

Крім того, Н. Р. Гарг та С. Н. Гарг перевірили адекватність кореляції Лю-Йорданія в [132], щоб оцінити погодинну горизонтальну глобальну радіацію наступним чином:

$$\frac{G_h}{G_D} = \frac{(\pi / 24)(\cos HRA - \cos \omega_s)}{\sin \omega_s - (2\pi \omega_s / 360) \cos \omega_s} - 0.008 \sin 3(HRA - 0.65). \quad (3.25)$$

Детальну класифікація математичних моделей для оцінки сонячного випромінювання наведено в табл. 3.1 [129]. З різноманіття наведених моделей можна зробити висновок що універсальної моделі для визначення найбільш впливального фактору на генерування ВДЕ не існує, а тому потрібно при виборі моделі керуватися наявними метеорологічними факторами, локалізацією об'єкта та ін.

Таблиця 3.1.

Класифікація математичних моделей для оцінки сонячного випромінювання

№	Назва моделі	Пояснення	Джерело
1. Параметричні математичні моделі для визначення погодинного дифузного випромінювання на горизонтальній поверхні (I_d)			
1.1	ASHRAE (American society of heating, refrigerating and air-conditioning engineers)	$I_H = I_{bN} \cos \theta_z + I_d$ $I_{bN} = A \exp \left[\frac{-B}{\cos \theta_z} \right]$ $I_d = C I_N$ $\theta_z = \cos^{-1}(\sin \delta \sin \varphi + \cos \delta \cos \varphi \cos \omega)$ де I_{bN} – нормальне сонячне випромінювання на горизонтальній поверхні; θ_z – зенітний кут; A, B, C – значення констант, наведені в [129].	[133]
1.2	Machler та Iqbal's	Досліджено оцінку погодинного дифузного сонячного випромінювання в залежності від погодинного глобального сонячного випромінювання, виміряного на горизонтальних поверхнях. Уточнено коефіцієнти A, B і C (моделі ASHRAE) з врахуванням ретроспективних даних за останні десятиліття.	[129, 134]
1.3	Parishwad's	Уточнено константи моделі ASHRAE (A, B та C), використовуючи статистичний аналіз показників виміряних даних сонячної радіації шести міст з різних регіонів Індії.	[135]
1.4	Nijegorodov's	Уточнено константи моделі ASHRAE, використовуючи комп'ютерну програму для прогнозування погодинної та щоденної глобальної сонячної радіації в Ботсвані на основі ретроспективних даних сонячного випромінювання в Ботсвані, Намібії та Зімбабве.	[136]

№	Назва моделі	Пояснення	Джере ло
Декомпозиційні математичні моделі для визначення погодинного дифузного випромінювання на горизонтальній поверхні (I_d)			
Моделі декомпозиції зазвичай використовують лише дані, що стосуються глобальної радіації, для оцінки дифузного випромінювання. Моделі декомпозиції базуються на кореляції між дифузним та сумарним випромінюванням на горизонтальній поверхні (M_t – індекс прозорості неба). Ця кореляція визначається як функція погодинного індексу прозорості (відношення годинної глобального сонячного випромінювання на горизонтальній поверхні (I_H) до погодинного значення позаземного сонячного випромінювання (I_o)). Індекс прозорості (M_t) є мірою впливу стану атмосфери. Це випадковий параметр, який змінюється залежно від пори року, клімату, географічного місцезнаходження: $M_t = \frac{I_H}{I_o}.$			
2.1	Chandrasekaran і Kumar's	Отримано залежності допомогою поліноміальної кореляції четвертого порядку: $0 < M_t \leq 0,24$ $I_d = (1,0086 - 0,176M_t)$ $0,24 < M_t \leq 0,8$ $I_d = (0,9686 + 0,1325M_t + 1,4183M_t^2 - 10,186M_t^3 + 8,3733M_t^4)I_H$ $0,8 < M_t \leq 1$ $I_d = (1,0086 - 0,176M_t)I_H$	[137]
2.2	Erbs	Аналогічний тип кореляції використовували Erbs та його колеги, опрацьовуючи дані, зібрані з п'яти станцій США в різних широтах між 31 і 42 градусами. Дані коливаються від 1 до 4 років. На кожній із станцій реєстрували погодинні значення нормального прямого випромінювання, а також глобального випромінювання на горизонтальній поверхні, а потім розраховували різницю між ними – дифузне випромінювання. $0 < M_t \leq 0,22$ $I_d = (1 - 0,09M_t)I_H$ $0,22 < M_t \leq 0,8$ $I_d = (0,9511 + 0,1604M_t + 4,388M_t^2 - 16,638M_t^3 + 12,336M_t^4)I_H$ $0,8 < M_t \leq 1$ $I_d = 0,165I_H$	[138]

№	Назва моделі	Пояснення	Джере ло
2.3	Jacovides	$0 < M_t \leq 0,1$ $I_d = 0,987 I_H$ $0,1 < M_t \leq 0,8$ $I_d = (0,94 + 0,937 M_t - 5,01 M_t^2 + 3,32 M_t^3) I_H$ $0,8 < M_t \leq 1$ $I_d = 0,177 I_H$	[139]
2.4	Karatasou's	$0 < M_t \leq 0,78$ $I_d = (0,9995 - 0,05 M_t - 2,4156 M_t^2 + 1,4926 M_t^3) I_H$ $0,78 < M_t \leq 1$ $I_d = 0,2 I_H$	[140]
2.5	Lam i Li's	$0 < M_t \leq 0,15$ $I_d = 0,977 I_H$ $0,15 < M_t \leq 0,17$ $I_d = (1,237 + 1,361 M_t) I_H$ $0,17 < M_t \leq 1$ $I_d = (0,273) I_H$	[141]
3. Математичні моделі погодинного глобального сонячного випромінювання на похилій поверхні (I_b)			
Три складові – сонячне випромінювання (I_{bb}), відбите сонячне випромінювання (I_r) та дифузне випромінювання (I_{db}) глобальної сонячної радіації, що падає на похилу поверхню (I_b). Частка падаючого випромінювання відбита землею називається відбитою радіацією: $I_b = I_{db} + I_{bb} + I_r$ Як правило, моделі дифузного випромінювання для похилих поверхонь можна класифікувати на дві групи: ізотропні та анізотропні моделі. Вони відрізняються розподілом неба на регіони з нормальною і підвищеною інтенсивністю дифузного випромінювання. Ізотропні моделі допускають рівномірність розподілу дифузної інтенсивності випромінювання над небом. Анізотропні моделі включають відповідні моделі для представлення зон підвищеного дифузного випромінювання.			
3.1 Ізотропні математичні моделі погодинного глобального сонячного випромінювання на похилій поверхні (I_b)			
3.1.1	Badescu's	$I_{d\beta} = \left(\frac{3 + \cos(2\beta)}{4} \right) I_d$	[142]
3.1.2	Koronakis	Використовували альтернативне припущення що ізотропне дифузне випромінювання неба, яке охоплює 66,7 % сумарного випромінювання неба для вертикальної площини, орієнтованої на південь розраховується за формулою: $I_{d\beta} = \frac{1}{3} \left(\frac{1}{2 + \cos\beta} \right) I_d$	[143]

№	Назва моделі	Пояснення	Джере ло
3.1.3	Liu and Jordan's	$I_{d\beta} = \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) I_d$	[129]
3.1.4	Tian's Model	$I_{d\beta} = \left(1 - \frac{\beta}{180} \right) I_d$	[144]
3.2 Анізотропні математичні моделі погодинного глобального сонячного випромінювання на похилій поверхні (I_b)			
3.2.1	Bugler's Model	$I_{d\beta} = \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \left(I_d - 0,05 \frac{I_{d\beta}}{\cos \theta_z} \right) \right) + 0,05 I_{d\beta} \cos \theta_z$	[145]
3.2.2	Temps i Coulson's	$I_{d\beta} = \frac{1}{2} I_d (1 + \cos \beta) P_1 P_2$ $P_1 = 1 + \cos^2 \theta (\sin^3 \theta_z)$ $P_2 = 1 + \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right)$	[146]
3.2.3	Hay's	$I_{d\beta} = I_d \left[f_{H_{ay}} \left(\frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \right) + \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) (1 - f_{H_{ay}}) \right]$ $f_{H_{ay}} = \frac{I_b}{I_0} = \frac{I_H - I_d}{I_0}$	[147]
3.2.4	Reindl's	$I_{d\beta} = I_d \left[f_{H_{ay}} \left(\frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \right) + \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) (1 - f_{H_{ay}}) \left(1 + f_R \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right) \right]$ $f_R = \sqrt{\frac{I_b}{I_H}}$	[148]

3.2. Визначення генерування ВДЕ з використанням штучних нейронних мереж

3.2.1. Формування моделі для прогнозування погодинних графіків генерування електроенергії

Оскільки ВДЕ стають все більш популярними у розвитку світової енергетики, підвищення точності прогнозування генерування ВДЕ є критичним для планування, керування параметрами режимів та експлуатації енергосистем. Однак це є складним завданням через непостійний і хаотичний характер даних, що характеризують роботу ВДЕ.

На сьогодні розроблено різні методи, включаючи фізичні моделі, статистичні методи, методи штучного інтелекту та їх гібриди для підвищення точності прогнозування ВДЕ [149]. Зокрема в [150] авторами досліджено актуальність використання Deep Learning, як перспективного машинного навчання, що здатне виявляти властиві нелінійні особливості та інваріантність структури даних [150].

Використання штучних нейронних мереж (ШНМ) для визначення сонячного випромінювання детально описано в роботі [125]. У цій роботі представлена модель для прогнозування погодинних даних про сонячне випромінювання з використанням середньодобового значення сонячної радіації. Запропонована модель являє собою узагальнену регресійну штучну нейронну мережу, яка має три входи, а саме середнє щоденне сонячне випромінювання, годинний кут та годинний кут заходу сонця. Вихідний шар має один вузол, який є середньою годинною сонячною радіацією. Навчання та розробка запропонованої моделі виконуються за допомогою MATLAB та вибірки 43800 наборів даних погодинної глобальної сонячної радіації. Результати показують, що запропонована модель має кращу точність прогнозування порівняно з деякими емпіричними та статистичними моделями. У цьому дослідженні для оцінки якості запропонованої моделі використовуються такі статистичні характеристики: середнє абсолютне значення похибки (MAPE – Mean Absolute Percentage Error) та середньоквадратична похибка. Ці значення для запропонованої моделі становлять 11,8 % та –3,1 % відповідно. До недоліків даної моделі можна віднести потребу у формуванні великої вибірки достовірних даних, які отримані шляхом накопичення протягом 5 років, та звісно наявності метеопосту на досліджуваній станції.

Використання і порівняння результатів прогнозування генерування ВДЕ з використанням трьох найпопулярніших технік представлено в багатьох літературних джерелах, зокрема мова йде про ANN (Artificial Neural network – штучні нейронні мережі), GPANN (Genetic algorithm fused with artificial neural network) і ANFIS (Adaptive Neuro-fuzzy inference system) [151-153]. Автори

статтей використовують їх для прогнозування генерування вітровими електричними станціями [151-153] та фотоелектричними станціями [154, 155] в залежності від зміни метеорологічних параметрів [156], споживання зарядними станціями для електромобілів, що заживлені від фотоелектричних станцій [80]. Це свідчить про актуальність використання даного напрямку прогнозування.

Якщо немає метеопосту на локації і потрібно визначити генерування ВДЕ можна скористатись онлайн-сервісами для визначення ретроспективних погодинних метеорологічних параметрів.

Для формування бази даних для створення і навчання ШНМ можна використати платформу розроблену European Commission – Photovoltaic Geographical Information System (https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#PVP) [157]. Для того щоб використати цей сервіс потрібно знати координати (Latitude/Longitude), тип панелей, потужність, що фотоелектричний модуль може генерувати за стандартних умов, встановлену потужність станції, втрати системи станції у відсотках (рис. 3.5).

Реальна встановлена потужність зараз для ФЕС «Цекинівська-2» складає 1045 кВт. Якщо невідома встановлена потужність станції, можна скористатись формулою:

$$P_{ст.} = S_{м} \cdot E / 100, \quad (3.26)$$

де $S_{м}$ – сумарна площа встановлених панелей, m^2 ; $S_{м} = n \cdot S_{м0}$; n – кількість встановлених панелей (Наприклад, для ФЕС «Цекинівська-2» $n=4356$), шт.; $S_{м0}$ – площа однієї фотоелектричної панелі (для ФЕС «Цекинівська-2» $S_{м0}=1,6635$), m^2 ; E – ефективність сонячних модулів (15,9 %), %.

Дані на даному сервісі доступні для даної локації з 2005 до 2016 року.

Фрагмент отриманої інформації з Photovoltaic Geographical Information System наведений в табл. 3.2 для 13 липня 2014 та 2015 років.

Legal notice | Cookies | Contact | English (en)

European Commission

PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM

European Commission > EU Science Hub > PVGIS > Interactive tools

Home Tools Downloads Documentation Contact us

Cursor: Selected: 48.149, 28.325 Elevation (m): 80

Use terrain shadows: ☒ Calculated horizon ☐ Upload horizon file

Download CSV Download JSON

GRID CONNECTED TRACKING PV OFF-GRID MONTHLY DATA DAILY DATA HOURLY DATA TWY

HOURLY RADIATION DATA

Solar radiation database: PVGIS-SARAH

Start year: 2005 End year: 2005

Mounting type: ☒ Fixed ☐ Vertical axis ☐ Inclined axis ☐ Two axis

Slope [°]: 28 Azimuth [°]: 0

☐ Optimize slope ☐ Optimize slope and azimuth

☒ PV power

PV technology: CIS

Installed peak PV power [kWp]: 1.045

System loss [%]: 25

☒ Radiation components

Download CSV Download JSON

Address: Finisera (Italy) Lat/Lon: 48.1496 28.3332

a)

	time	P	Gb(i)	Gd(i)	Gr(i)	H_sun	T2m	WS10m	Int
105181	20161231:0110	0	0	0	0	0	-4,05	2,56	0
105183	20161231:0210	0	0	0	0	0	-4,04	2,7	0
105184	20161231:0310	0	0	0	0	0	-4,02	2,84	0
105185	20161231:0410	0	0	0	0	0	-3,79	2,83	0
105186	20161231:0510	0	0	0	0	0	-3,57	2,81	0
105187	20161231:0610	0	0	0	0	0	-3,35	2,8	0
105188	20161231:0710	135,9	109,77	67,24	0,97	8,27	-2,27	2,94	0
105189	20161231:0810	351,27	344,82	101,8	2,32	13,93	-1,19	3,09	0
105190	20161231:0910	321,62	253,28	155,75	2,66	17,53	-0,11	3,23	0
105191	20161231:1010	275,69	183,58	168,56	2,6	18,74	0,66	3,32	0
105192	20161231:1110	350,78	295,75	152,42	2,77	17,43	1,43	3,42	0
105193	20161231:1210	346,64	339,19	106,65	2,32	13,74	2,2	3,52	0
105194	20161231:1310	198,53	193,15	68,76	1,15	8,01	1,53	3,55	0
105195	20161231:1410	0	0	0	0	0	0,85	3,59	0
105196	20161231:1510	0	0	0	0	0	0,18	3,63	0
105197	20161231:1610	0	0	0	0	0	0,03	3,83	0
105198	20161231:1710	0	0	0	0	0	-0,12	4,04	0
105199	20161231:1810	0	0	0	0	0	-0,26	4,25	0
105200	20161231:1910	0	0	0	0	0	-0,37	4,15	0
105201	20161231:2010	0	0	0	0	0	-0,48	4,05	0
105202	20161231:2110	0	0	0	0	0	-0,58	3,94	0
105203	20161231:2210	0	0	0	0	0	-0,58	3,94	0
105204	20161231:2310	0	0	0	0	0	-0,58	3,94	0
105205									
105206	P: PV system power (W)								
105207	Gb(i): Beam (direct) irradiance on the inclined plane (plane of the array) (W/m2)								
105208	Gd(i): Diffuse irradiance on the inclined plane (plane of the array) (W/m2)								
105209	Gr(i): Reflected irradiance on the inclined plane (plane of the array) (W/m2)								
105210	H_sun: Sun height (degree)								
105211	T2m: 2-m air temperature (degree Celsius)								
105212	WS10m: 10-m total wind speed (m/s)								
105213	Int: 1 means solar radiation values are reconstructed								
105214									
	Timeseries 48.150 28.331 SA 1kW								

б)

Рис. 3.5. Віконна заставка сервісу: а) для отримання погодинних метеорологічних даних Photovoltaic Geographical Information System; б) приклад отриманих даних.

Аналіз ненормованих супутникових даних, які враховані при визначенні генерування, фрагмент яких наведений в табл. 3.2, дав можливість встановити закономірності їх зміни. Наприклад параметр H_{sun} (висота сонця) умовно вважається сталим і його значення повторюється з року в рік або має незначне відхилення, тому може використовуватись як індикатор години і умовно вважати відомим наперед, тобто визначеним за емпіричними формулами і таким, що змінюється тільки під впливом певних астрофізичних закономірностей. Щодо температури на висоті 2 м та вітру на висоті 10 м, то ці метеорологічні дані є відомими, так як вони потрібні не лише для прогнозування роботи ВДЕ, а й також в сільському господарстві та авіаперевезеннях. Тому найбільш проблемними вважаються дані пов'язані з сонячним випромінюванням, так як цю величину найважче визначити.

Супутникові дані можуть мати похибку, встановлення метеопостів, а саме якісних пірометрів є вартісною процедурою

ою. Відомі зараз програмні засоби (MeteoNorm, SolarGis) зможуть надавати прогнозні дані за певні кошти і також не гарантують якість прогнозу. Для якісного прогнозування з задовільною точністю потрібно накопичити дані хоча б за рік роботи метеопосту, щоб отримати і проаналізувати певну вибірку даних.

Тому з метою визначення генерування ВДЕ в заданий момент часу, потрібно спрогнозувати сонячне випромінювання. Побудовано ШНМ, де вхідними даними є температура, висота сонця, швидкість вітру. Для покращення якості прогнозування, можна збільшувати кількість вхідних даних, кількість нейронів, кількість шарів (глибину) ШНМ, підібрати оптимальну модель ШНМ. На якість навчання мережі значною мірою впливає якість вхідних даних. Супутникові дані які є в наявності на безкоштовних сервісах, наприклад European Commission – Photovoltaic Geographical Information System, дають погодинні значення сонячного випромінювання.

Таблиця 3.2

Фрагмент отриманої інформації з Photovoltaic Geographical Information System.

13.07.2014								13.07.2015							
Час	Обсяг ген-ня	G _{b(i)}	G _{d(i)}	G _{r(i)}	H _{_sun}	T _{2m}	WS _{10m}	Час	Обсяг ген-ня	G _{b(i)}	G _{d(i)}	G _{r(i)}	H _{_sun}	T _{2m}	WS _{10m}
4:10	5,81	0	17,88	0,22	15,7	15,4	3,14	4:10	5,85	0	17,88	0,22	15,7	14,27	1,66
5:10	143,68	26,46	176,53	2,59	25,37	15,92	3,62	5:10	153,31	37,69	180,11	2,8	25,37	16,78	1,9
6:10	139,39	3,85	192,12	2,43	35,18	16,44	4,1	6:10	39,89	0	68,7	0,85	35,18	19,28	2,15
7:10	214,86	16,72	276,79	3,62	44,73	17,69	4,03	7:10	112,7	0	164,69	2,05	44,73	19,72	3,03
8:10	196,43	3,28	268,42	3,37	53,37	18,93	3,97	8:10	140,28	0	200,45	2,49	53,37	20,16	3,92
9:10	197	1,12	272,99	3,41	59,97	20,18	3,9	9:10	217,95	4,46	296,75	3,73	59,97	20,6	4,8
10:10	424,2	149,54	429,26	6,72	62,78	20,88	3,83	10:10	94,84	0	141,16	1,76	62,78	19,46	3,91
11:10	591,97	472,97	345,93	8,85	60,6	21,58	3,75	11:10	217,66	4,47	294,87	3,71	60,6	18,31	3,02
12:10	454,89	247,74	376,91	7,08	54,39	22,28	3,67	12:10	91,95	0	136,46	1,7	54,39	17,17	2,12
13:10	340,4	132,69	335,42	5,52	45,93	22,41	3,17	13:10	102,91	0	150,57	1,87	45,93	16,95	1,76
14:10	295,71	149,25	260,16	4,94	36,45	22,53	2,68	14:10	30,09	0	54,58	0,68	36,45	16,72	1,39
15:10	234,76	234	107,41	4,66	26,65	22,66	2,18	15:10	43,89	0	73,41	0,91	26,65	16,5	1,02
16:10	78,22	69,82	75,41	2,68	16,95	22,11	1,89	16:10	49,17	0,51	79,92	1,01	16,95	15,9	1,12
17:10	21,65	0	43,42	0,56	7,69	21,55	1,61	17:10	17,99	0	37,09	0,48	7,69	15,31	1,22

Для прогнозування погодинного сонячного випромінювання використано модулі nntool та Anfis MATLAB. Отримані результати можна використовувати для орієнтовної оцінки ефективності роботи ФЕС, але вони є незадовільними для оперативного балансування системи. Тому в роботі досліджено способи покращення якості навчання мережі (зменшення похибки навчання RMSE), зокрема як було рекомендовано в [158] збільшено кількість епох навчання мережі, кількість вхідних даних, змінено функції приналежності та методи формування функцій приналежності.

3.2.2. Визначення генерування ФЕС з використанням модуля Neural Networks ПК MATLAB

Проаналізувавши дані за 2013-2015 роки для місцерозташування ФЕС «Цекинівська-2», сформовано навчальну вибірку для створення штучної нейронної мережі. Для цього використано ПК MATLAB, а саме модуль для створення штучних нейронних мереж – Neural Networks Toolbox. До складу пакету входить більше 160 різних функцій, що дають можливість створювати, навчати і досліджувати нейронні мережі [159, 160].

При формуванні вибірки навчальних даних брались до уваги тільки ті погодинні дані коли станція генерує електроенергію [161]:

- вихід: погодинне значення генерування електроенергії ВДЕ кВт·год;
- вхід: $G_b(i)$: сонячне (пряме) опромінення на похилій площині (Вт/м²);
- $G_d(i)$: дифузне опромінення на похилій площині (Вт/м²);
- $G_r(i)$: відбите опромінення на похилій площині (Вт/м²);
- H_{sun} : висота сонця (градуси);
- T_{2m} : температура повітря на висоті 2 м (градуси Цельсія);
- WS_{10m} : загальна швидкість вітру 10 м (м/с).

На рис. 3.6–3.7 показано налаштування завантаження даних, налаштування мережі, вибір методу навчання та оцінки якості навчання, результати навчання відповідно.

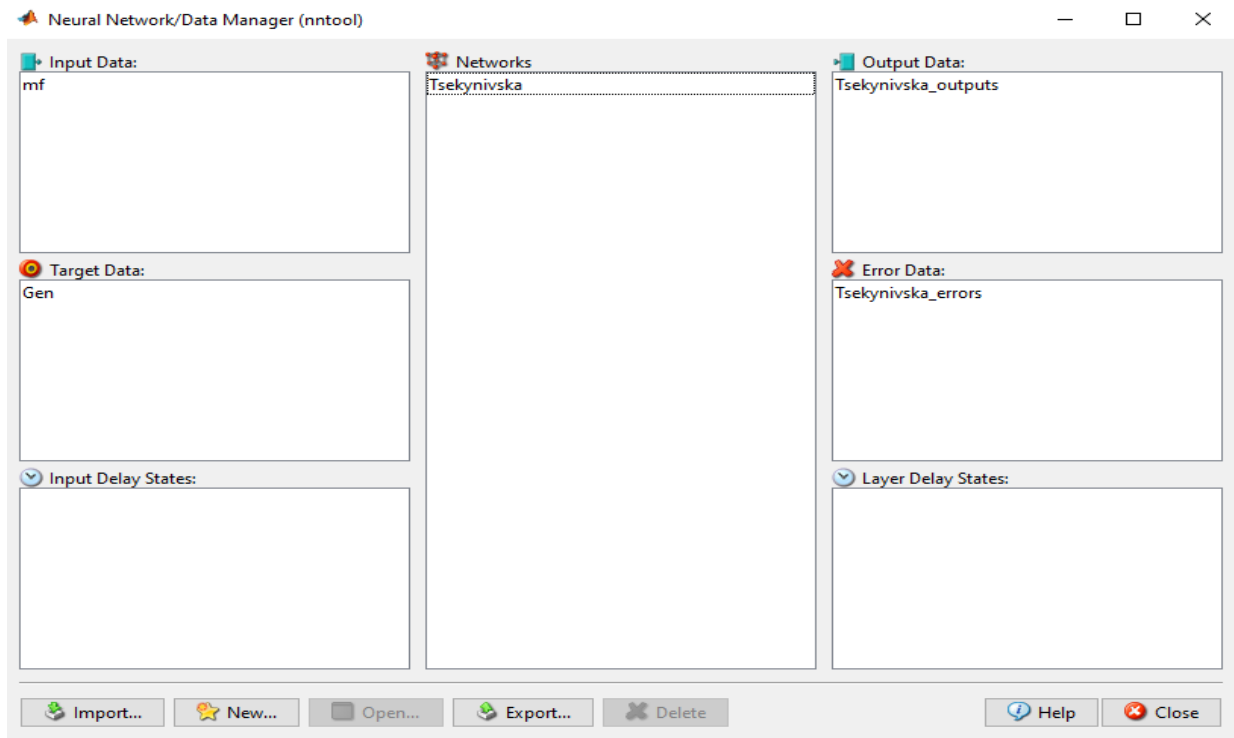
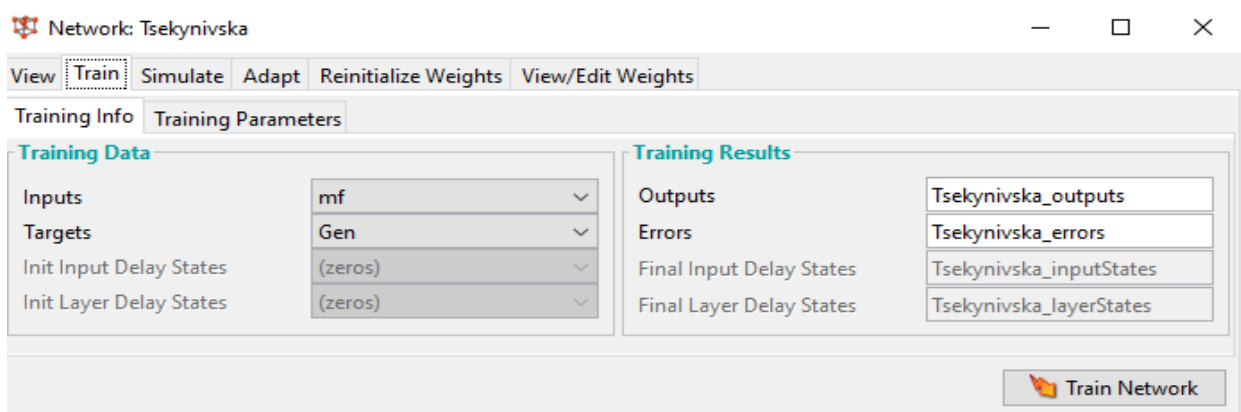
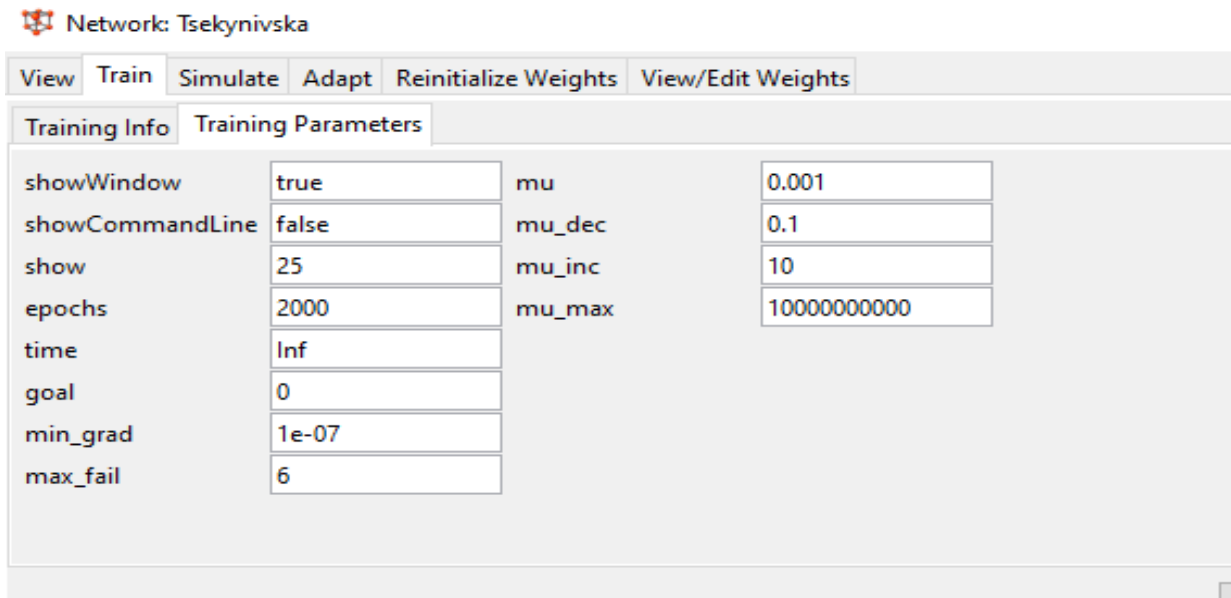


Рис. 3.6. Віконна заставка Neural Networks Toolbox для керування мережею і даними.

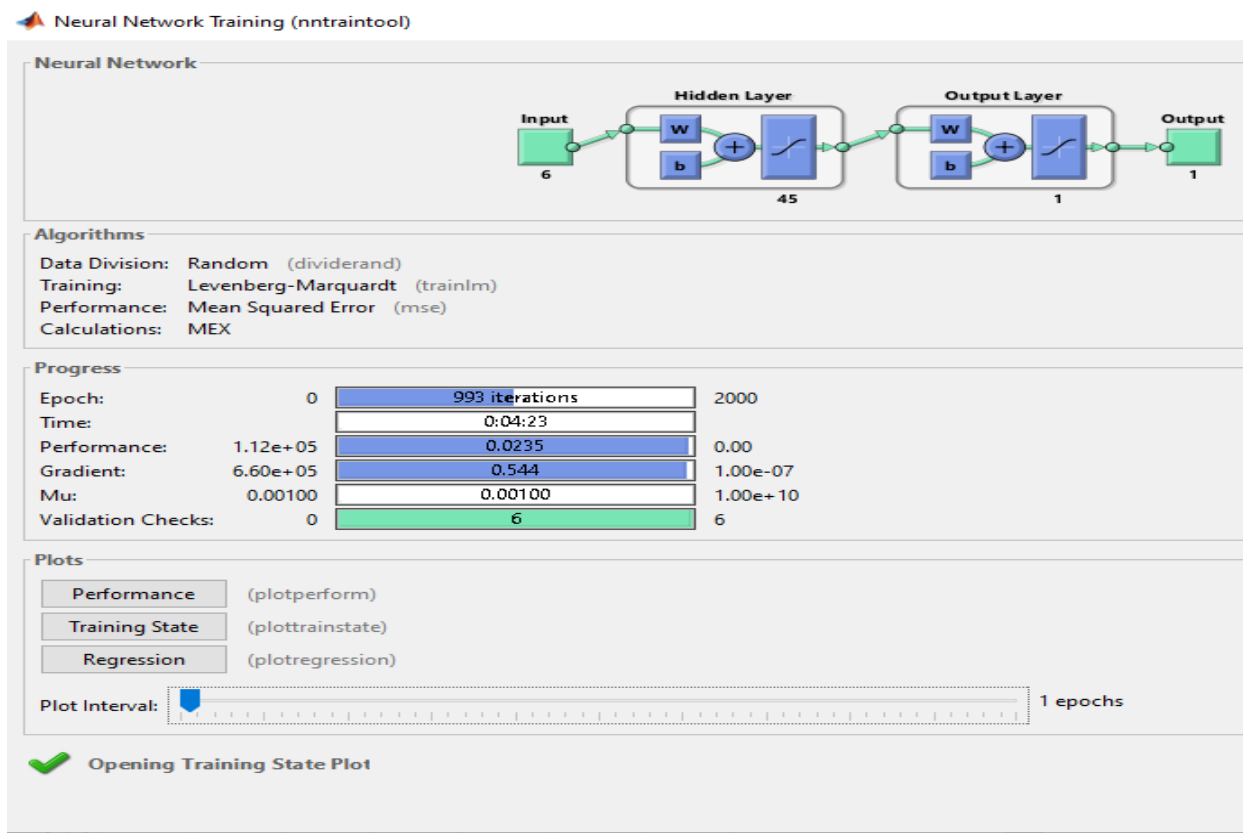


a)

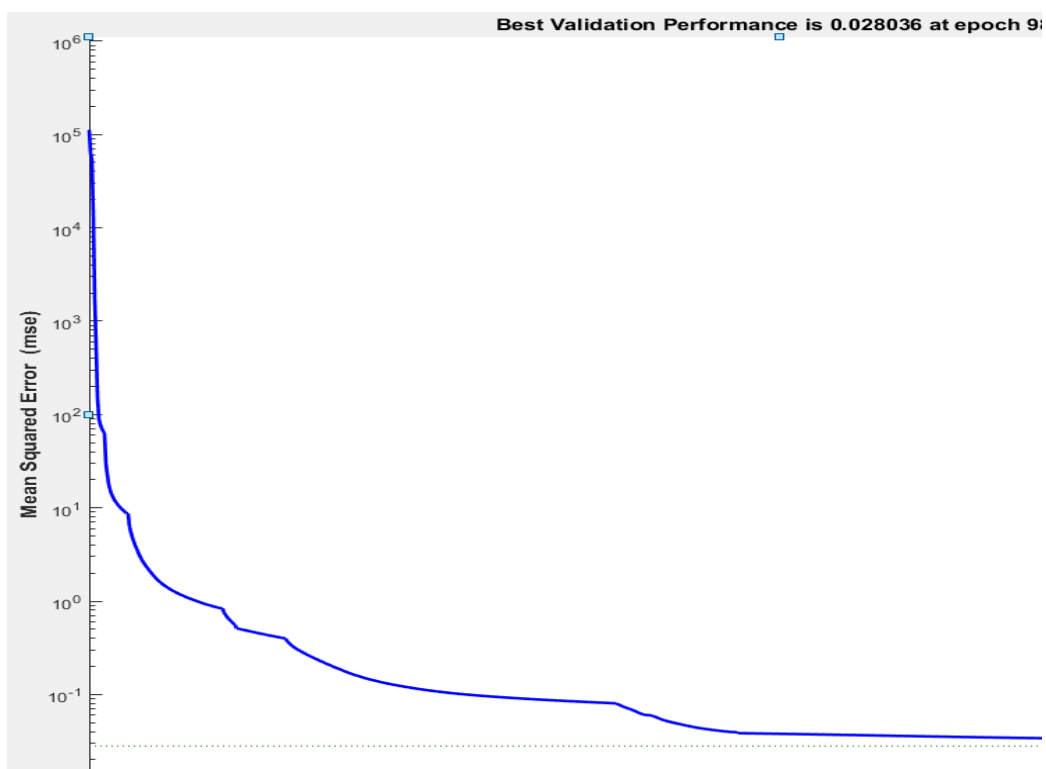


б)

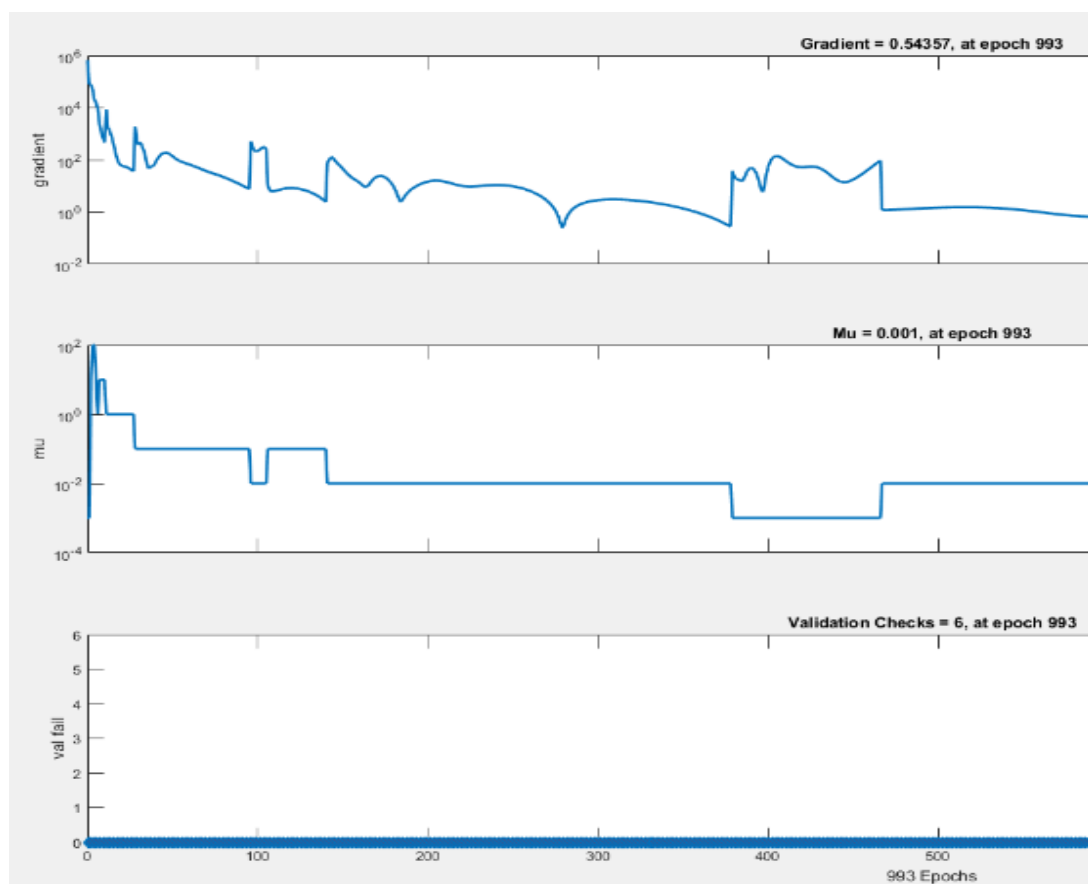
Рис. 3.7. Віконна заставка Neural Networks Toolbox для налаштування навчання мережі.



а)



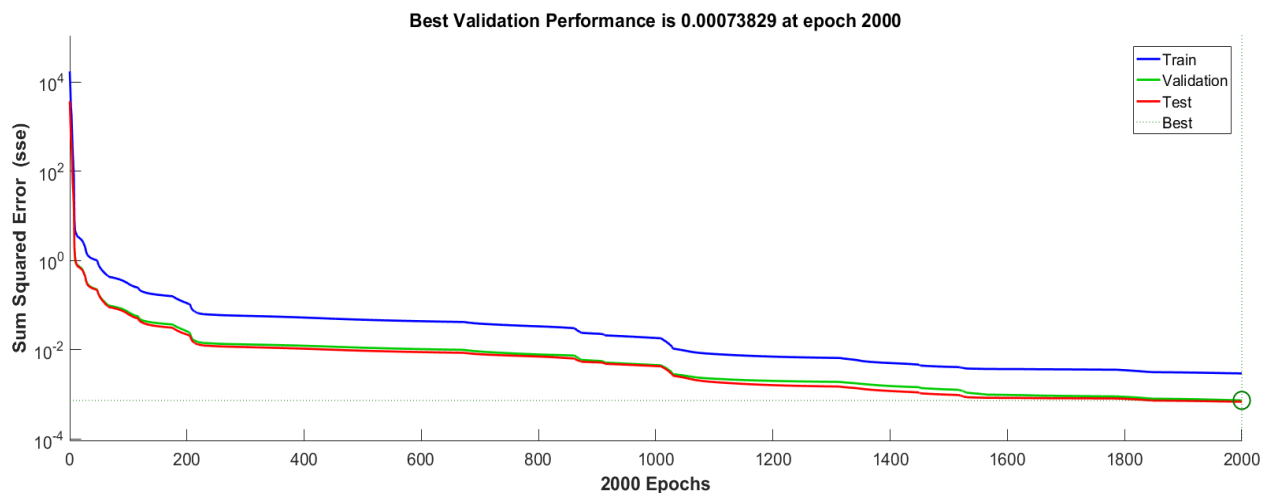
б)



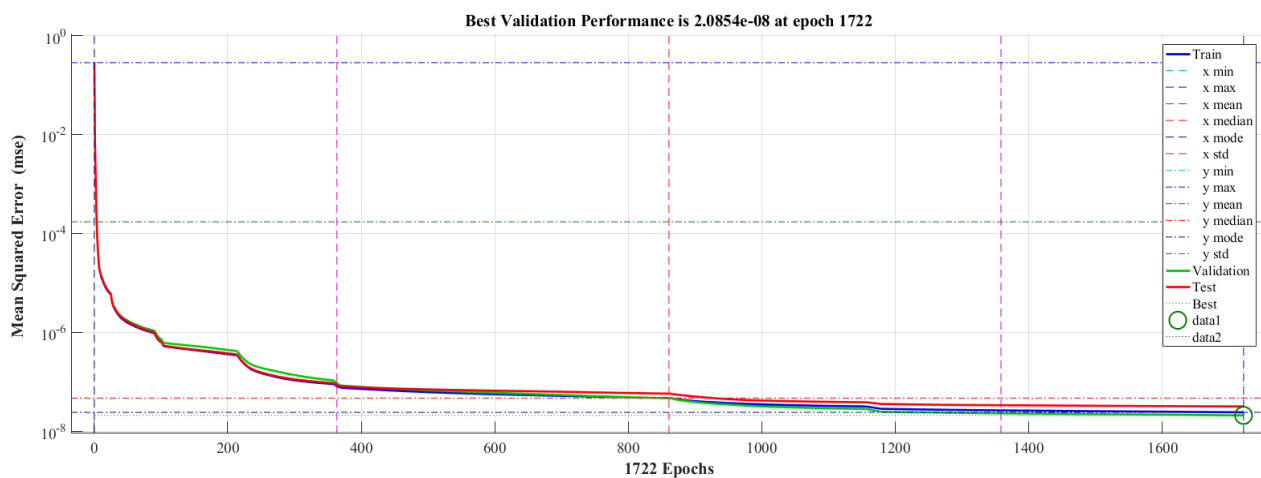
в)

Рис. 3.8. Результати навчання побудованої штучної нейронної мережі для ненормалізованої вибірки даних розміром 44997.

Для покращення якості навчання мережі використали нормалізацію навчальної вибірки шляхом віднімання середньорічного значення та ділення на максимально річне значення кожного погодинного значення з ненульовим генеруванням в рамках одного року. Результати навчання мережі після нормалізації даних показані на рис. 3.9.



a)



б)

Рис. 3.9. MSE та SSE навчання побудованої штучної нейронної мережі (ШНМ) для нормалізованих даних розміром 44997.

Оцінка якості навчання мережі здійснювалась за SSE (Sum Squared Error):

$$SSE = \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2. \quad (3.27)$$

де x_i – поточне значення; $\bar{x}$ – середнє значення; n – кількість спостережень;
 i – номер спостереження.

А також Mean Squared Error (MSE):

$$MSE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \hat{x}_i)^2. \quad (3.28)$$

$\hat{x}$ – отримане значення (спрогнозоване).

Якщо не можливо використати велику вибірку даних, то ШНМ можна навчати і по нормалізованій вибірці даних розміром 8171 (2 роки), що теж показало задовільний результат (див. рис. 3.10).

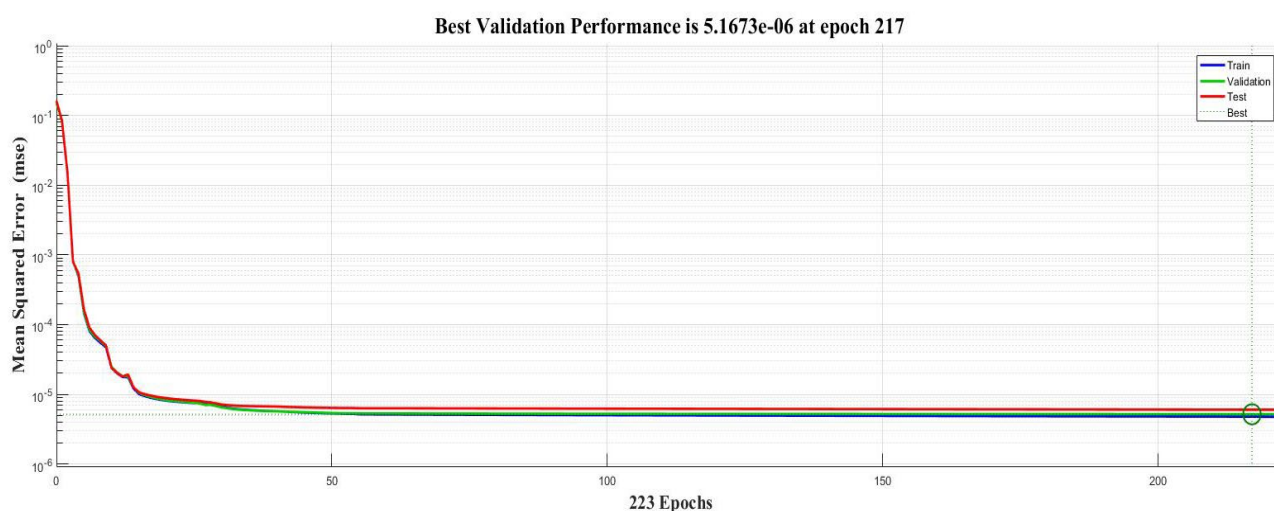


Рис. 3.10. MSE навчання побудованої штучної нейронної мережі
 (ШНМ) для нормалізованих даних розміром 8171.

Для того щоб можна було інтегрувати створену ШНМ в програмний модуль Simulink, з подальшим використанням для автоматичного налаштування, наприклад автоматичних регуляторів та організації систем керування використано команду gensim. З створеної мережею можна проводити різні експерименти, можливі в середовищі Simulink (див. рис. 3.11); взагалі, за допомогою команди

gensim здійснюється інтеграція створених нейромереж в блок-діаграми цього пакета з використанням наявних при цьому інструментів моделювання різних систем (наприклад, можливо вбудовування нейромережевого регулятора в систему управління і моделювання останньої і т. п.).

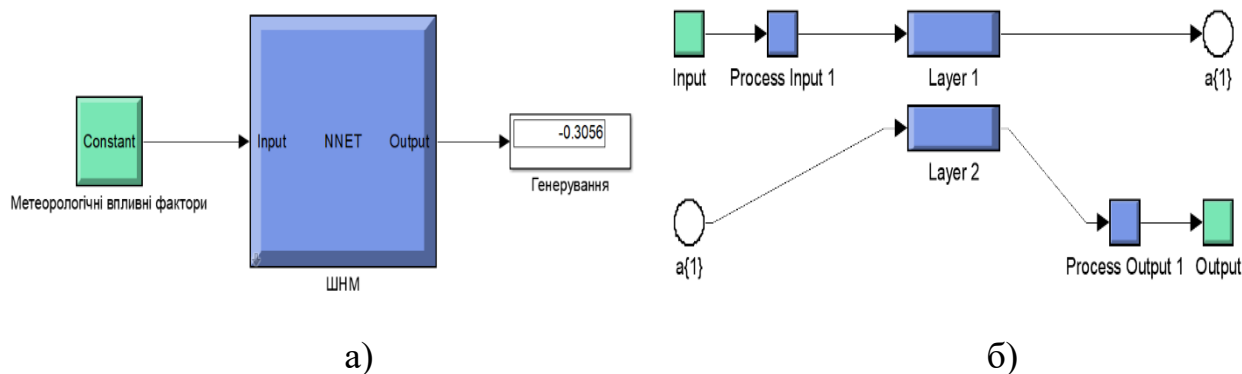


Рис. 3.11. Створена ШНМ в Simulink.

ШНМ була навчена за даними 2014 та 2015 р.р., та перевірена за даними 2016 року, відносна похибка визначення генерування 1,5 %.

Аналіз ненормованих супутникових даних, які враховані при визначенні генерування, фрагмент яких наведений в табл. 3.3, дав можливість встановити закономірності їх зміни. Наприклад параметр H_{sun} (висота сонця) умовно вважається сталим і його значення повторюється з року в рік або має незначне відхилення, тому може використовуватись як індикатор години і умовно вважатись відомим наперед, тобто визначеним за емпіричними формулами і таким що змінюється тільки під впливом певних астро-фізичних закономірностей. Щодо температури на висоті 2 м та вітру на висоті 10 м, то ці метеорологічні дані є відомими, так як вони потрібні не лише для прогнозування роботи ВДЕ, а й також в сільському господарстві. Тому найбільш проблемними вважаються дані пов'язані з сонячним випромінюванням, так як цю величину найважче визначити. Супутникові дані можуть мати похибку, встановлення метеопостів, а саме якісних піранометрів є вартісним заходом. Відомі зараз програмні засоби (MeteoNorm, SolarGis) зможуть надавати прогностичні дані за певні

кошти і також не беруть юридичну відповідальність за якість прогнозу. Для якісного прогнозування з задовільною точністю потрібно створити

ретроспективну вибірку даних хоча б за рік роботи метеопосту, щоб отримати і проаналізувати певну вибірку даних. Тому з метою визначення генерування ВДЕ в заданий момент часу, потрібно спрогнозувати сонячне випромінювання.

3.2.3. Визначення погодинного значення генерування ВДЕ з використанням модуля Neuro Fuzzy Designer (ANFIS – Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System)

Модуль Neuro-Fuzzy Designer дозволяє спроектувати, навчити і протестувати адаптивні нейронечіткі мережі (ANFIS) використовуючи навчальну вибірку супутникових початкових погодинних метеорологічних даних входи/вихід [162]. Використовуючи модуль Neuro-Fuzzy Designer можна налаштувати параметри функції приналежності Sugeno-типу нечіткої мережі виводу та автоматично згенерувати початкову структуру системи входи-вихід на основі початкових даних, а також у процесі налаштування можна змінити структуру системи виходу і перевірити мережу по тестових даних [163, 164]. ANFIS є універсальним інструментом для вирішення нелінійних задач [165].

Використання програмного забезпечення Fuzzy Logic Toolbox, може налаштувати нечіткі системи висновків Sugeno, використовуючи нейроадаптивні методи навчання, подібні до тих, що використовуються для навчання нейронних мереж. Алгоритм налаштування мережі використовує комбінацію методу найменших квадратів та методу градієнтного спуску зворотнього зв'язку, щоб змодельовати навчаючий набір даних [163, 164].

Математична модель генерування ВДЕ описана функцією та представлена на схемі (див. рис. 3.12).

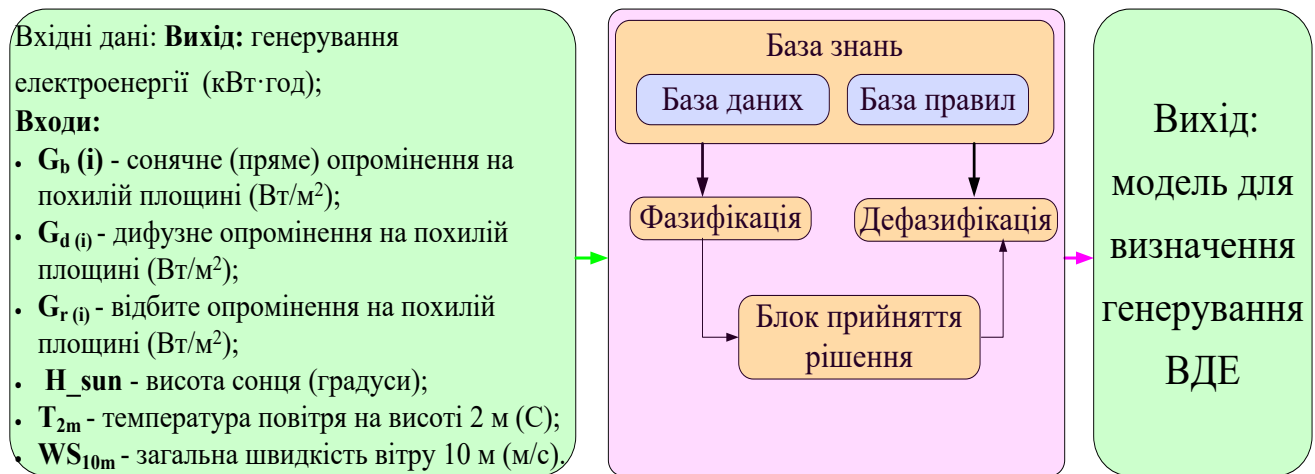


Рис. 3.12. Блок-діаграма нейро-нечіткої моделі генерування ВДЕ [162].

ANFIS є адаптивною системою нейро-нечіткого виводу. З одного боку, мережа ANFIS є нейронною мережею з єдиним виходом і декількома входами, які представляють собою нечіткі лінгвістичні змінні. При цьому терми вхідних лінгвістичних змінних описуються стандартними функціями належності (в результаті перебору всіх можливих функцій належності найкращий результат для поставленої задачі був отриманий при колокоподібних і гаусових функціях належності), а терми вихідної змінної представляються лінійними або постійними функціями належності (похибка навчання менше з лінійними функціями належності).

З іншого боку, мережа ANFIS являє собою систему нечіткого виводу, в якій кожне з правил нечітких продукцій має постійну вагу, що дорівнює 1. Такий тип мереж може бути успішно використаний для налаштування параметрів функцій приналежності і налаштування бази правил в нечіткій експертній системі. Раніше алгоритми навчання адаптивних нечітких систем вважались трудомісткими і часозатратними в порівнянні з алгоритмами навчання нейронних мереж. З використанням можливостей сучасних комп'ютерів це не є проблемою.

Навчання складається з двох етапів:

1. Генерування лінгвістичних правил.
2. Коригування функцій приналежності. Перший етап є задачею перебору всіх можливих варіантів типу, друге – до оптимізації в безперервних просторах.

3.2.4. Нейро-нечітка модель погодинного генерування ВДЕ з використанням ANFIS

Даний підхід, який добре себе зарекомендував для створення математичних моделей нелінійних і складних залежностей, було застосовано для формування математичної моделі коефіцієнта залишкового ресурсу трансформатора та його елементів, що більш детально описано в [166-170], формування критеріальної нейро-нечіткої моделі планового значення технічних втрат потужності в електричних мережах [50, 68, 171, 172], формуванні нелінійного та динамічно змінного критерію оптимальності при вирішенні задач оптимального керування нормальними режимами електричних мереж критеріальним методом з застосуванням нейро-нечіткого моделювання [66-69, 173]; формування нейро-нечіткої математичної моделі коефіцієнту залишкового ресурсу ділянки із зниженим опором ізоляції мережі оперативного постійного струму [174, 175] та ін. Не дивлячись на те, що модель нечіткого висновку Сугено була запропонована в 1983 році (був розроблений перший нечіткий контролер в Японії) [176], вона є актуальною і продовжує вдосконалюватись і активно розвиватись, про що свідчить велика кількість публікацій [177-181]. Тому є доцільним модель нечіткого висновку Сугено адаптувати для визначення погодинного генерування в залежності від впливних метеорологічних факторів.

Модель Сугено в застосуванні до нечітких систем керування детально описана в його праці [182]. Загальний вигляд математичної моделі, що описує процес керування, яку використовував М. Сугено для аналізу стабільності, керування, контролю нелінійних динамічних систем представлена у загальному вигляді [183, 184]:

$$\dot{x}(t) = f(x(t)) + g(x(t))u(t) \quad (3.29)$$

де $x(t) \in \square^n$ вектор стану; $u(t) \in \square^m$ вектор керування (вхід);

Нечітка модель нелінійної системи безперервного часу представлена у формі :

$$\begin{aligned} \text{Rule } R_i : \text{ IF } z_i(t) \text{ is } M_1^i \text{ and } \dots \text{ and } z_p(t) \text{ is } M_p^i \\ \text{ THEN } \dot{x}(t) = A_i x(t) + B_i u(t) \end{aligned} \quad (3.30)$$

де R_i – i -те правило нечіткого висновку; r – кількість вихідних правил; M_j^i з $i \in \Omega_r$ та $j \in \Omega_p$ – нечіткі множини; A_i , B_i матриці простору станів відповідних розмірностей i -ї локальної моделі. Вектор змінних визначається як $z(t) = [z_1(t) \dots z_p(t)]$.

Для дефазифікації використаний метод центроїда, тому модель можна представити у компактному вигляді:

$$\dot{x}(t) = \sum_{i=1}^r h_i(z) (A_i x(t) + B_i u(t)), \quad (3.31)$$

де нормалізоване значення функції приналежності $h_i(z)$ знаходиться за виразом:

$$h_i(z) = \frac{\omega_i(z)}{\sum_{i=1}^r \omega_i(z)}, \quad \omega_i(z) = \prod_{j=1}^p \mu_j^i(z_j). \quad (3.32)$$

Значення функції належності змінної до відповідної нечіткої множини M_j^i і задані $\mu_j^i(z_j)$. При цьому потрібно враховувати що нормалізація функцій належності відповідає умовам:

$$0 \leq h_i(z) \leq 1, \quad \sum_{i=1}^r h_i(z) = 1, \quad \sum_{i=1}^r \dot{h}_i(z) = 0. \quad (3.33)$$

Ефективність застосування моделей Такагі-Сугено для проведення операцій з нелінійними масивами даних детально описано в [185]. Для визначення пронормованого значення генерування ФЕС створюється математична модель у вигляді системи логічних рівнянь, фрагмент якої представлений, сформованою за методикою описаною в [175]:

$$\begin{cases}
 \text{ЯКЩО } G_{b(i)} \in \text{"мале"} \text{ } TAG_{d(i)} \in \text{"мале"} \text{ } TAG_{r(i)} \in \text{"мале"} \text{ } TAH_sun \in \text{"мале"} \text{ } TAT_{2m} \in \text{"мале"} \text{ } TAWS_{10m} \in \text{"мале"} \text{ } TO \\
 PG = a_{11} \cdot G_{b(i)} + a_{12} \cdot G_{d(i)} + a_{13} \cdot G_{r(i)} + a_{14} \cdot H_sun + a_{15} \cdot T_{2m} + a_{16} \cdot WS_{10m} \\
 \text{ЯКЩО } G_{b(i)} \in \text{"середнє"} \text{ } TAG_{d(i)} \in \text{"середнє"} \text{ } TAG_{r(i)} \in \text{"середнє"} \text{ } TAH_sun \in \text{"мале"} \text{ } TAT_{2m} \in \text{"мале"} \text{ } TAWS_{10m} \in \text{"мале"} \text{ } TO \\
 PG = a_{21} \cdot G_{b(i)} + a_{22} \cdot G_{d(i)} + a_{23} \cdot G_{r(i)} + a_{24} \cdot H_sun + a_{25} \cdot T_{2m} + a_{26} \cdot WS_{10m} \\
 \text{ЯКЩО } G_{b(i)} \in \text{"велике"} \text{ } TAG_{d(i)} \in \text{"велике"} \text{ } TAG_{r(i)} \in \text{"велике"} \text{ } TAH_sun \in \text{"велике"} \text{ } TAT_{2m} \in \text{"велике"} \text{ } TAWS_{10m} \in \text{"велике"} \text{ } TO \\
 PG = a_{31} \cdot G_{b(i)} + a_{32} \cdot G_{d(i)} + a_{33} \cdot G_{r(i)} + a_{34} \cdot H_sun + a_{35} \cdot T_{2m} + a_{36} \cdot WS_{10m} \\
 \dots \\
 \text{ЯКЩО } G_{b(i)} \in \text{"середнє"} \text{ } TAG_{d(i)} \in \text{"мале"} \text{ } TAG_{r(i)} \in \text{"велике"} \text{ } TAH_sun \in \text{"велике"} \text{ } TAT_{2m} \in \text{"велике"} \text{ } TAWS_{10m} \in \text{"велике"} \text{ } TO \\
 PG = a_{k1} \cdot G_{b(i)} + a_{k2} \cdot G_{d(i)} + a_{k3} \cdot G_{r(i)} + a_{k4} \cdot H_sun + a_{k5} \cdot T_{2m} + a_{k6} \cdot WS_{10m}
 \end{cases}$$

3.3. Структура нечіткої нейронної продукційної мережі погодинного генерування ФЕС

Структура нечіткої нейронної продукційної мережі детально описана в [176], а також представлена на рис. 3.13.

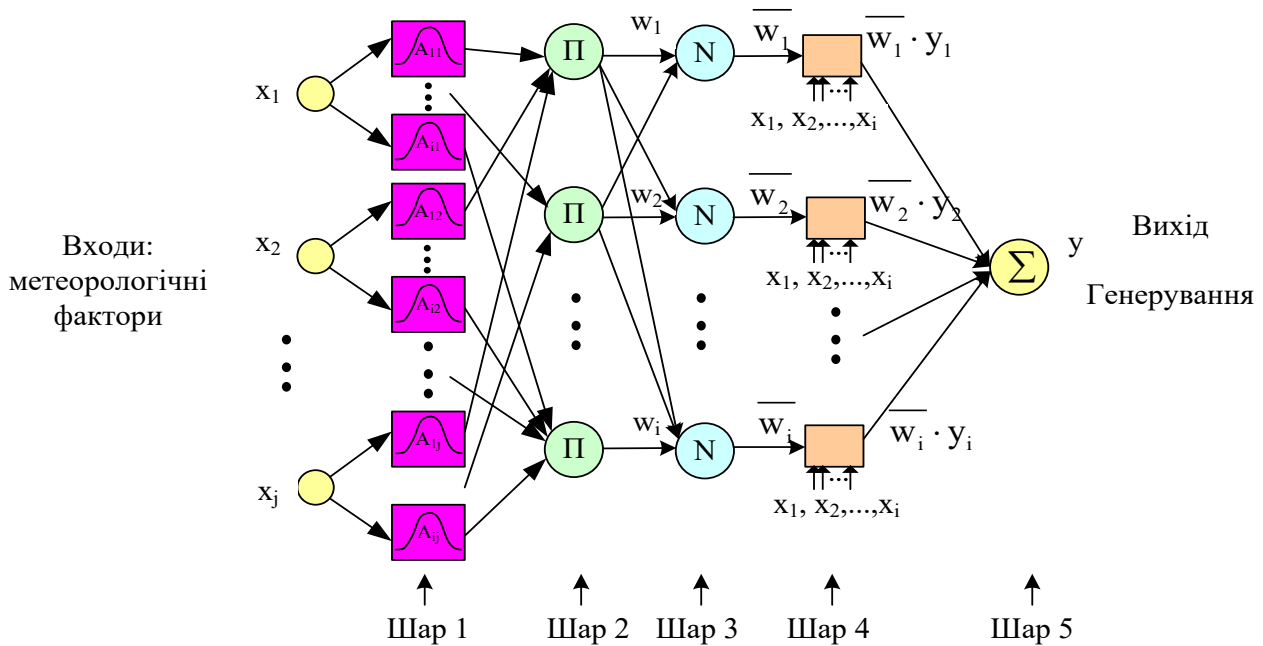


Рис. 3.13. Структура нечіткої нейронної продукційної мережі
погодинного генерування ВДЕ.

Для кожної входньої змінної нейро-нечіткої моделі використовувались терми з Гаусовими функціями належності, що представлені виразом:

$$f(x_{il}; \sigma_{il}; c_{il}) = e^{\frac{-(x_{il} - c_{il})^2}{2\sigma_{il}^2}}, \quad (3.34)$$

де: σ_{il} та c_{il} – числові параметри, σ_{il}^2 – в теорії ймовірності називається дисперсією розподілу, а другий параметр c_{il} – математичним очікуванням, i_l – вхідний фактор нейро-нечіткої моделі, який відповідає метеорологічному впливному фактору, x_{il} – значення i_l -го вхідного метеорологічного фактора моделі: $x_1 = G_{b(i)}$, $x_2 = G_{d(i)}$, $x_3 = G_{r(i)}$, $x_4 = H_{\text{sun}}$, $x_5 = T_{2m}$, $x_6 = WS_{10m}$.

Також функція належності може бути записана у вигляді рівняння [176]:

$$\mu_{A_{ij}}(x_j) = \exp\left(-0.5\left(\frac{x_j - a_{ij}}{b_{ij}}\right)^2\right), \quad (3.35)$$

де x_j – входи мережі; a_{ij} , b_{ij} – настраюються параметри функції приналежності; нечітка імплікація Ларсена – нечіткий добуток; Т-норма – нечітке твір; композиція не проводиться; метод дефазифікації – метод центроїда.

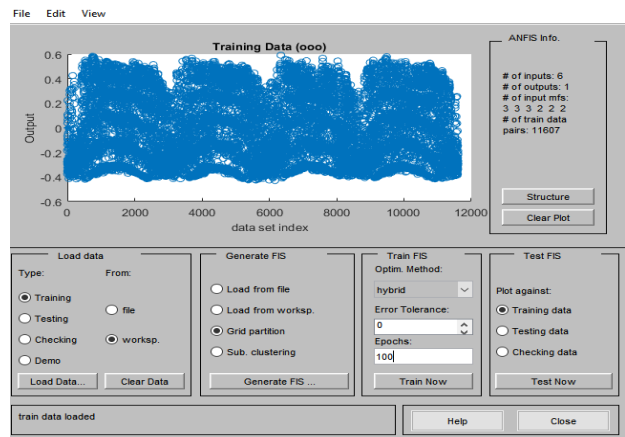
Враховуючи це функція вихідної змінної величини буде мати вигляд [176]:

$$y' = \frac{\sum_i \left(\left(c_{i0} + \sum_{j=1}^m c_{ij} x_j \right) \prod_j \mu_{A_{ji}}(x'_j) \right)}{\sum_{i=1}^n \prod_j \mu_{A_{ji}}(x'_j)} = \frac{\sum_i \left(\left(c_{i0} + \sum_{j=1}^m c_{ij} x_j \right) \prod_j \exp\left[-\left(\frac{x'_j - a_{ij}}{b_{ij}}\right)^2\right] \right)}{\sum_{i=1}^n \prod_j \exp\left[-\left(\frac{x'_j - a_{ij}}{b_{ij}}\right)^2\right]}. \quad (3.36)$$

Навчальна вибірка сформована наступним чином: вихід – погодинне значення генерування електроенергії ВДЕ; входи: $G_{b(i)}$ – сонячне (пряме) опромінення на похилій площині; $G_{d(i)}$ – дифузне опромінення на похилій площині; $G_{r(i)}$ – відбите опромінення на похилій площині; H_{sun} – кут сонця (градуси); T_{2m} – температура повітря на висоті 2 м; WS_{10m} – загальна швидкість вітру на висоті 10 м. Покрокова реалізація створення нейро-нечіткої моделі Сугено для визначення погодинного генерування ВДЕ в залежності від значень метеорологічних факторів показана на рис. 3.14, згідно запропонованої математичної моделі.

Gb(i)	Gd(i)	Gr(i)	H_sun	T2m	WS10m	P
-0,20981	-0,05513	-0,22712	-0,21505	-0,53669	0,0762	-0,18449
-0,25894	-0,15597	-0,28734	-0,26957	-0,52257	0,10634	-0,27905
-0,29291	-0,29707	-0,36216	-0,35532	-0,54261	0,05241	-0,37505
-0,27696	-0,27465	-0,3503	-0,36106	-0,53243	0,02862	-0,3506
-0,26748	-0,17327	-0,29647	-0,27315	-0,50221	0,03655	-0,29594
-0,17646	-0,01149	-0,19884	-0,19564	-0,46707	0,03655	-0,13494
-0,25883	-0,15802	-0,28825	-0,27237	-0,64901	-0,01817	-0,27665
-0,26523	-0,10305	-0,25997	-0,21521	-0,60205	-0,06099	-0,25905
-0,01105	0,01408	-0,14592	-0,19424	-0,57742	-0,04989	0,03982
-0,10594	-0,01513	-0,18698	-0,21179	-0,55279	-0,03799	-0,06589
-0,09538	-0,08904	-0,22712	-0,26585	-0,52848	-0,02689	-0,0916
-0,25909	-0,25108	-0,33752	-0,35143	-0,56691	-0,04592	-0,32258
-0,26151	-0,2632	-0,34391	-0,35982	-0,75574	0,0651	-0,32568
0,13632	-0,15738	-0,18789	-0,27144	-0,69499	-0,04355	0,10631
0,25044	-0,12485	-0,11307	-0,21397	-0,63423	-0,15298	0,22272
0,01332	0,01357	-0,13862	-0,19269	-0,60829	-0,0832	0,06366
-0,28895	-0,1504	-0,28825	-0,20993	-0,58234	-0,01262	-0,30408
-0,29391	-0,22378	-0,32566	-0,26383	-0,55673	0,05717	-0,34269
-0,26699	-0,25732	-0,34026	-0,34941	-0,61617	0,05796	-0,33137

a)



b)

INPUT

Number of MFs: 3 3 3 2 2 2

MF Type: trimf, trapmf, gbellmf, **gaussmf**, gauss2mf, pimgf, dsigmf, psigmf

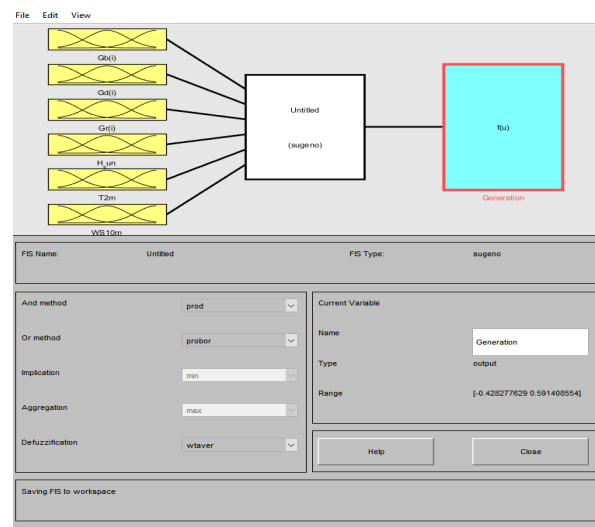
To assign a different number of MFs to each input, use spaces to separate these numbers.

OUTPUT

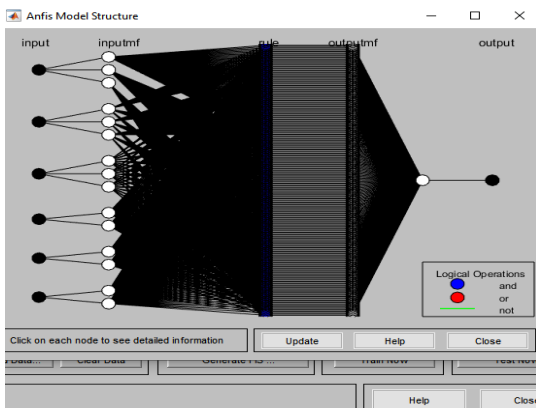
MF Type: constant, **linear**

OK Cancel

B)



r)



D)

```

ANFIS info:
  Number of nodes: 471
  Number of linear parameters: 1512
  Number of nonlinear parameters: 30
  Total number of parameters: 1542
  Number of training data pairs: 11607
  Number of checking data pairs: 0
  Number of fuzzy rules: 216

Start training ANFIS ...

  1    0.00337248
  2    0.00336929

Designated epoch number reached --> ANFIS training completed at epoch 2.

```

e)

```

Start training ANFIS ...

1    0.0033481
2    0.0033461

Designated epoch number reached --> ANFIS training completed at epoch 2.

ANFIS info:
  Number of nodes: 471
  Number of linear parameters: 1512
  Number of nonlinear parameters: 30
  Total number of parameters: 1542
  Number of training data pairs: 11607
  Number of checking data pairs: 0
  Number of fuzzy rules: 216

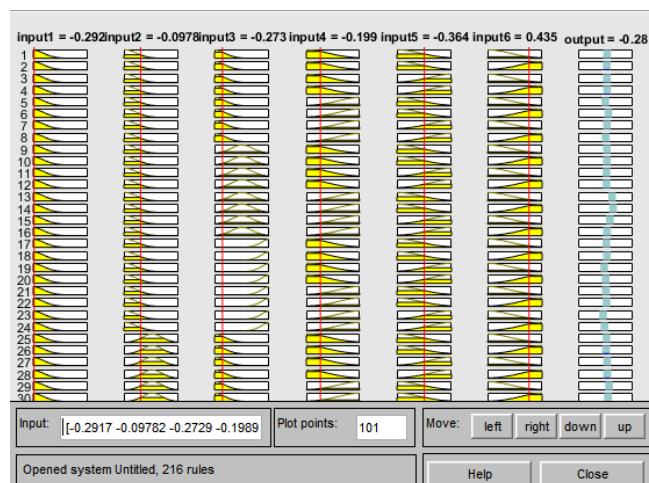
Start training ANFIS ...

1    0.00334601
2    0.00334408

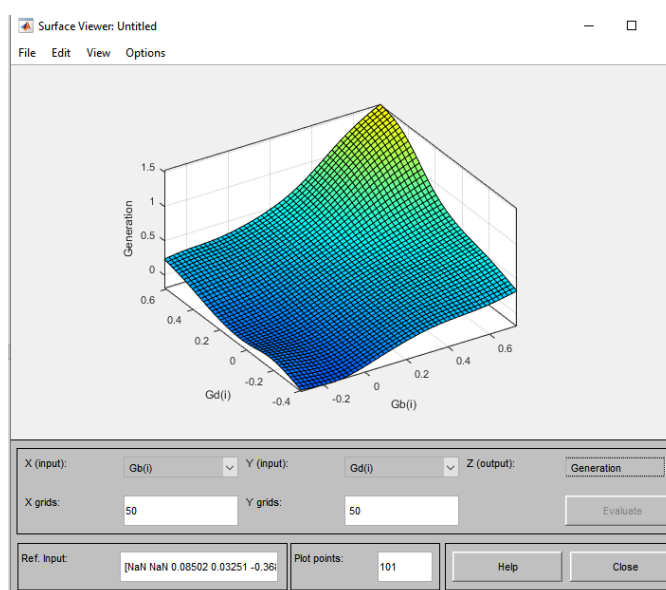
Designated epoch number reached --> ANFIS training completed at epoch 2.

```

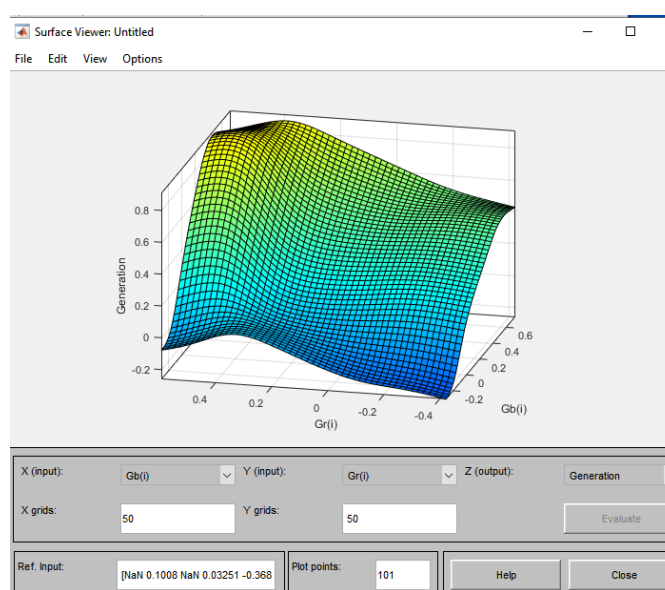
Ж)



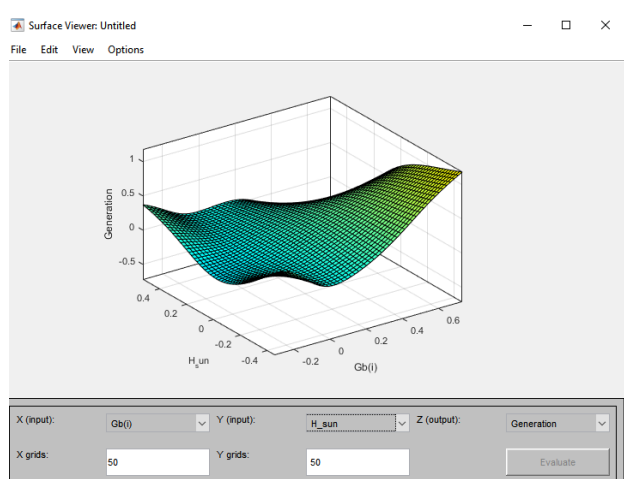
3)



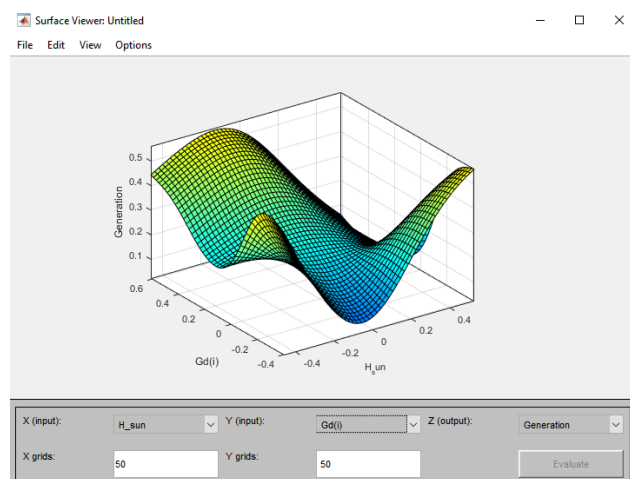
i)



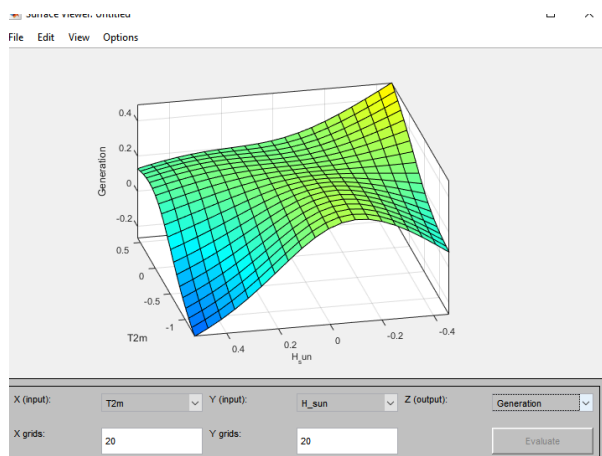
к)



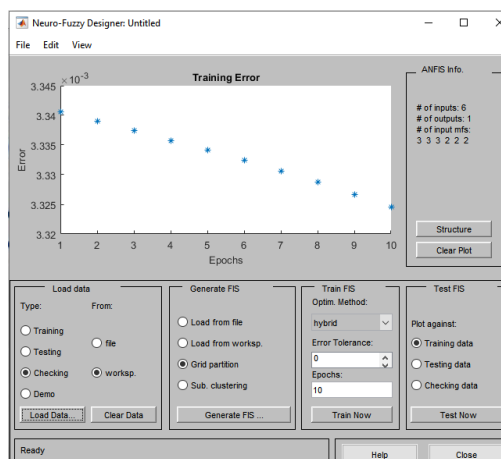
л)



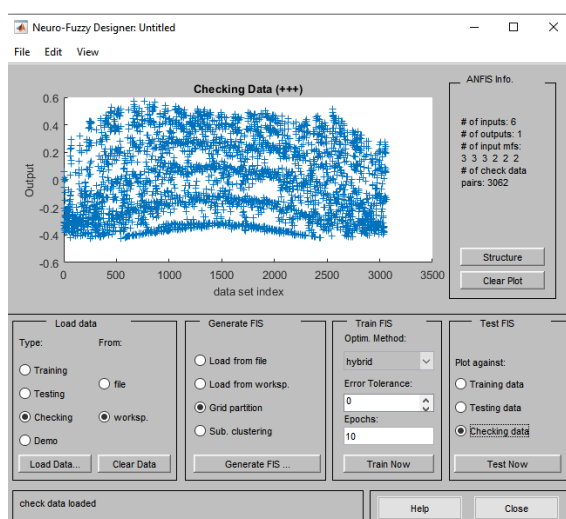
м)



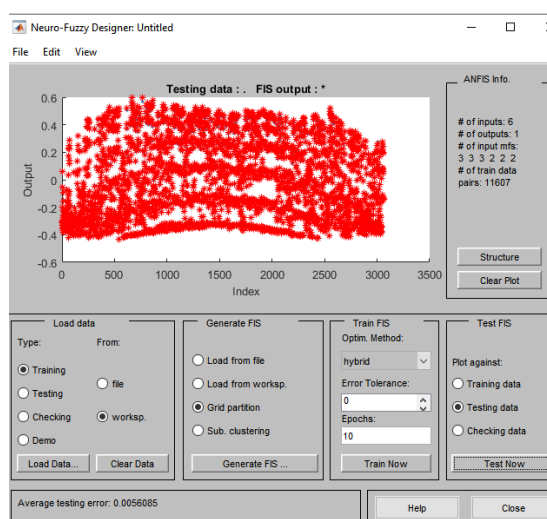
н)



п)



р)



с)

Рис. 3.14. Покрокова реалізація побудови, налаштування та використання нейро-нечіткої моделі Сугено для визначення погодинного значення генерування ВДЕ по заданих метеорологічних факторах: а) пронормована вибірка потрібних для навчання даних; б) введення початкових даних для навчання мережі; в) вибір параметрів нейро-нечіткої мережі (ННМ) Сугено; д) структура створеної ННМ; е) інформація про створену мережу; ж) похибка навчання мережі; з) результати роботи ННМ з ілюстрацією створених правил; і) залежність пронормованого значення генерування фотоелектричною станцією від пронормованого погодинного

значення дифузного опромінення та пронормованого погодинного значення сонячного (прямого) опромінення на похилій площині; к) залежність пронормованого значення генерування фотоелектричною станцією від пронормованого погодинного значення відбитого опромінення та пронормованого погодинного значення сонячного (прямого) опромінення на похилій площині; л) залежність пронормованого значення генерування фотоелектричною станцією від пронормованого значення висоти сонця та пронормованого погодинного значення сонячного (прямого) опромінення на похилій площині; м) залежність пронормованого значення генерування фотоелектричною станцією від пронормованого значення дифузного опромінення на похилій площині та пронормованого погодинного значення висоти сонця; н) залежність пронормованого значення генерування фотоелектричною станцією від пронормованого значення температури повітря на висоті 2 м та пронормованого погодинного значення висоти сонця; п) залежність зміни похибки навчання мережі в залежності від номера епохи навчання; р) і с) перевірка роботи створеної ННМ.

Саме тому запропонована методика може використовуватись для орієнтовного планування генерування, але не завжди є виправданою для прогнозування сонячного випромінювання. Також, навчання ШНМ в темпі процесу, вимагає постійного оновлення даних, а, відповідно, і додаткових затрат на вартісне обладнання для обчислення.

Використання лише обмеженої кількості супутникових даних, наданих безкоштовними сервісами, не врахування технічного стану обладнання, значно знижує ефективність погодинного прогнозування.

Висновки до розділу 3

Одним із способів забезпечення енергоефективності ВДЕ є прогнозування виробництва електроенергії з мінімальною похибкою для мінімізації можливої компенсації за неточні прогнозні дані в майбутньому. Прогнозування є ключовим інструментом для економічно ефективної інтеграції ВДЕ, таких як ВЕС, СЕС, малі-ГЕС, у мікро-, локальні, регіональні та національні енергетичні системи.

Універсальної моделі для визначення найбільш впливового фактору на генерування ВДЕ та визначення сонячного випромінення не існує, а тому потрібно при виборі моделі керуватися наявними метеорологічними факторами, локалізацією об'єкта, захмаренністю неба (прозорістю атмосфери) та ін. Для визначення цих параметрів існують онлайн додатки, що дозволяють визначити сонячне випромінення та впливові на нього фактори онлайн, наприклад, PV Light-House та інші. Проаналізовано математичні моделі для визначення сонячного випромінення.

Запропоновано для прогнозування використовувати штучні нейронні мережі. ШНМ була навчена за даними 2014 та 2015 р.р., що отримані з безкоштовного сервісу Photovoltaic Geographical Information System, та перевірена за даними 2016 року, при цьому відносна похибка визначення генерування 1,5 %.

Розроблено нейро-нечітку модель погодинного прогнозування генерування ВДЕ в залежності від метеорологічних даних для оцінки їх енергоефективності в балансі електроенергії ЕЕС. Встановлено, що використання лише обмеженої кількості супутникових даних наданих безкоштовними сервісами та не врахування технічного стану обладнання значно знижує ефективність погодинного прогнозування.

РОЗДІЛ 4

ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ПІД ЧАС ЇХ РОБОТИ В БАЛАНСУЮЧІЙ ГРУПІ

В п. 1.3.2. показана відповідальність виробників електроенергії ВДЕ за недотримання заявленого погодинного графіка генерування на наступну добу в складі балансуючої групи. В процесі експлуатації визначається похибка як різниця між прогнозованою і фактично виробленою ВДЕ електроенергією на протязі години, доби, місяця і т.д. Якщо похибка перевищує допустиме значення, то гарантованим покупцем встановлюються відповідні штрафні санкції. На значення санкцій впливає як не точний прогноз вироблення електроенергії ВДЕ, так і не точне визначення фактично виробленої ними електроенергії. Значення виробленої ВДЕ електроенергії визначається АСКОВЕ і її похибка залежить від точності системи обліку, яка відома і може бути врахована в процесі балансування. Щодо прогнозування виробленої електроенергії, то все значно складніше. Задачу прогнозування в залежності від погодних умов для ФЕС розглянуто в попередніх розділах. Вплив інших факторів на прогнозування графіка генерування ФЕС, таких як технічний стан її окремих елементів і в цілому, буде розглянуто в даному розділі.

При дослідженні енергоефективності роботи джерел енергії з нерівномірним графіком генерування, крім погодних умов, які мають стохастичний характер, важливо також враховувати їх технічний стан. Для цього можна використати метод аналізу дерева відмов (Fault tree analysis – FTA)) пов'язаний з ідентифікацією та аналізом умов та факторів, які впливають на виникнення певної головної події (відмови) і на поступове погіршення роботоздатності [186-189]. FTA був використаний для визначення впливних факторів на роботу синхронних генераторів при розробці онлайн системи діагностування [27, 190] і може бути використаний для діагностики ВДЕ [191, 192].

4.1. Моделювання технічного стану ФЕС засобами FTA

4.1.1. Побудова дерева відмов для ФЕС

Аналіз дерева відмов застосовується для аналізу подій і причин їх виникнення, з метою планування ремонтних робіт, створення систем моніторингу технічного стану обладнання, наприклад, обладнання ФЕС. Правила побудови та використання FTA регламентується стандартом ІЕС 61025 [186]. Існує два методи побудови FTA: якісний і кількісний. При застосуванні якісного методу ймовірність пошкоджень, і їм сприяючих факторів – вхідних подій – або їх частота виникнення, не розглядаються. Саме цей метод доцільно застосовувати для ФЕС, які експлуатуються не тривалий час і статистичної інформації про пошкодження обладнання накопичено недостатньо, щоб визначити ймовірності виникнення подій. Джерелом інформації в такому випадку є експлуатуючий персонал, нормативні документи, паспорт експлуатації обладнання, ДСТУ тощо. Тобто, якісний (традиційний) FTA це аналіз подій/пошкоджень, що використовується, коли виявляються потенційні причини або несправності без інтересу до їх ймовірності виникнення. Іноді деякі події в традиційному FTA досліджуються кількісно, але ці розрахунки не пов'язані з будь-якими загальними концепціями надійності, і в цьому випадку не робиться спроба розрахувати загальну надійність з використанням FTA. Другий підхід, прийнятий у багатьох галузях промисловості, кількісний, де моделюється весь об'єкт, процес або система, і переважна більшість основних подій, будь-то помилкові дії або події, які мають числові значення ймовірності виникнення, знайдені за допомогою аналізу статистичної інформації або експерименту. В цьому випадку кінцевим результатом є ймовірність виникнення головної події, що представляє надійність або ймовірність відмови або пошкодження. Цей підхід пов'язаний з ідентифікацією та аналізом умов та факторів, які викликають або можуть сприяти виникненню певної головної події. В FTA ця подія зазвичай є погіршення якості функціонування системи. У методології побудови дерева відмов багато термінів

використовуються для кращого пояснення мети аналізу або розумового процесу, що стоїть за таким аналізом, а саме: під терміном «результат» розуміємо результат дії або іншого входу, наслідок причини.

Дерево відмов – це організоване графічне зображення умов (подій, причин), які спричиняють або сприяють виникненню визначеного небажаного результату, який називається «найвищою подією». Дерево відмов ФЕС складається у формі, яку можна чітко зрозуміти, проаналізувати та, за необхідності, переставити, щоб полегшити ідентифікацію, та враховує фактори, що впливають на енергоефективність та інші експлуатаційні характеристики ФЕС, наприклад пошкодження чи деградація фотоелектричного модуля (ФЕМ). До таких факторів, наприклад, відносяться недоліки конструкції, екологічні або експлуатаційні навантаження, режими несправності компонентів, помилки оператора, несправності програмного забезпечення.

Кінцевим результатом дерева відмов може бути топ-подія. Дерево відмов описує несправність або подію, що виникає внаслідок впливаючих подій і характеризується певним поєднанням подій або станів. Наприклад, входами для воріт АБО, де результатом є стан або подія відповідно можуть бути стани або події. Усі вхідні дані у оператор І, що є результатом події, повинні бути подіями, тоді як, якщо результат є станом, усі вхідні дані повинні бути станами. Стан можна охарактеризувати ймовірністю того, що стан існуватиме в часі t , тоді як подія може характеризуватися або частотою відмови, або ймовірністю виникнення події в момент t . Традиційно дерево відмов будується для дослідження відмов або подій, що призводять до негативного результату. Ця концепція використовується давно в багатьох галузях промисловості, і є спеціально-розроблені стандарти і дерева відмов, що застосовуються наприклад в ядерній енергетиці [193]. Таким чином, це потужний інструмент для дослідження потенційних проблем, подій, профілактичних заходів, які виключають або пом'якшують небажаний результат. Згідно цього підходу аналізується результат, успіх чи відмова, і досліджуються стани або події, що ведуть до цього результату, визначається їх ймовірність існування чи виникнення, будується модель дерева

відмов, яка побудована належним чином, допоможе визначити ймовірність існування або виникнення передбачуваного результату. В такому викладенні дерево пошкоджень будується та оцінюється, так що результат характеризується ймовірністю наявності несправності або виникнення події і не пов'язаний з надійністю аналізованого елемента чи системи. Можливо, що основним або будь-яким іншим подіям у цьому виді аналізу не надається реального значення ймовірності, і вони використовуються лише при дослідженні події, яка потенційно може мати місце. У такому випадку вони можуть бути позначені описовою ймовірністю "високий, середній або низький" і оцінюються як потенційні учасники першої події чи стану. Такі типи дерев відмов часто використовуються для ідентифікації первинної несправності чи події, яка була одним чи головним фактором події.

4.1.2. Використання FTA для оцінки надійності та вдосконалення під час проєктування

У цьому випадку, FTA, дерево відмов може моделювати всю ФЕС або її частину, наприклад фотоелектричний модуль, що становить загрозу його надійності або експлуатаційній безпеці. У цьому випадку ймовірність виникнення може бути визначена традиційним чином, наприклад, при аналізі несправності або події, пов'язаних з безпекою, або детальний аналіз можливої несправності ФЕС протягом певного періоду часу може призвести до вираження своєї ненадійності або ймовірності виходу з ладу протягом цього періоду. Розробка дерева відмов повинна починатися на стадії проєктування ФЕС і продовжуватися на всіх етапах розробки. Еволюція дерева відмов повинна бути такою, щоб вона відображала хід проєктування. Таким чином, в процесі проєктування буде отримано розширене розуміння режимів відмов. «Аналіз, сумісний з проєктуванням», дозволяє зробити ранню зміну проєкту систем. Багато дерев пошкоджень будуть складними, і в цьому випадку для їх побудови може

знадобитися програмне забезпечення для аналізу дерев відмов. Важливо зазначити, що події дерева відмов не обмежуються лише відмовами програмного чи апаратного забезпечення, але включають їх взаємодію та інші фактори, наприклад, людські фактори або дії та процеси, що мають відношення до найголовнішої події. Там, де проводиться кількісний аналіз, але ймовірність виникнення деяких подій неможливо визначити, навіть якщо помилки або події (збої) є систематичними, ці події та їх функціональна (логічна) комбінація повинні бути включені до аналізу. У цьому випадку ці режими відмов не враховуватимуться при прогнозуванні надійності (або ймовірності відмови), але їх існування враховується навіть якісно.

Щоб ефективно використовувати техніку дерева відмов як методу\ для системного аналізу ФЕС, процедура повинна складатися щонайменше з наступних етапів:

- визначення обсягу аналізу;
- ознайомлення з конструкцією, функціями та функціонуванням ФЕС;
- визначення топ-події для ФЕС;
- побудова дерева подій;
- аналіз логіки дерева подій;
- звітування про результати аналізу;
- оцінка підвищення надійності та компромісів.

Якщо планується чисельний аналіз, необхідно буде визначити техніку чисельної оцінки ймовірностей первинних подій або інших атрибутів, таких як інтенсивність відмови, середній час між відмовами або середній час до відмови тощо. У використанні FTA при проєктуванні системи є кілька цілей. Однією з цілей є моделювання архітектури та функціональності ФЕС зверху вниз, пошук можливих режимів відмов та їх причин, які можуть призвести до результату, визначеного в верхній події. Виходячи з цієї інформації, аналізуються події-учасники ймовірності настання найважливішої події (як якісно, так і кількісно визначені сприяючі події) з метою виявлення їх відповідних причин. Це дозволяє знайти компромісне рішення та дослідити можливі щодо зменшення

неприйнятних можливих режимів відмови та, нарешті, оцінку досягнутого підвищення надійності. Будуючи функціональні зв'язки в системі, ФТА повинен виконувати персонал з детальними знаннями про систему, її конструктивні особливості та функціонування. Аналітик (експерт) повинен бути в змозі оцінити вплив потенційних режимів відмови та логічно визначити можливі причини ненормальних показників системи. Відсутність інженерних знань щодо функціонування системи та можливих режимів виходу з ладу призведе до ФТА, що може не бути справжнім представленням функціональності системи, і, таким чином, аналітичні результати стануть неадекватними. Підготувавшись, ФТА слід переглянути інженерною командою, яка бере участь у розробці ФЕС, на предмет правильності та повноти. Погоджені коригувальні дії повинні бути задокументовані та проаналізовані. Система, що аналізується, повинна мати інформацію про функціональні зв'язки між елементами системи:

- короткий опис функціонування;
- визначення того, що являє собою збій системи;
- функціональна структура системи, яка зазвичай представлена функціональною блок-схемою;
- граничні умови функціонування, (такі як електричні, механічні та експлуатаційні умови, які регулюються взаємодією та умовами функціонування з іншими системами. Такі умови слід описати шляхом визначення конкретних функцій, наприклад електричних з'єднань (внутрішніх чи зовнішніх));
- фізична структура системи, на відміну від функціональної структури;
- ідентифікація режимів роботи системи разом з описом роботи системи та очікуваною або прийнятною продуктивністю системи в кожному робочому режимі;
- особливості експлуатації;
- екологічні умови системи та відповідні людські аспекти (тобто ступінь підготовки операторів та обслуговуючого персоналу) тощо;
- документація, наприклад креслення, технічні характеристики, посібники з експлуатації, які містять детальну інформацію про проектування та експлуатацію

обладнання. Тривалість завдання, часовий інтервал між (періодичними) випробуваннями, а також час, необхідний для проведення коригувальних робіт з технічного обслуговування, повинні бути відомі, а також деталі щодо допоміжного обладнання та персоналу.

4.1.3. Кількісна оцінка подій FTA

Основна відмінність FTA від інших методів моделювання надійності полягає в тому, що FTA розглядає лише події, що сприяють виникненню першопочаткової події, і моделює їх функціональне поєднання та можливу динамічну взаємодію та взаємозалежність, тоді як інші методи мають справу з відмовою компонентів, коефіцієнтами або ймовірностями (не ймовірність режиму відмови компонента) за звичайного припущення незалежності відмови. Наприклад, конденсатор, що є фільтром напруги, може вийти з ладу (35% відмов), КЗ (55% відмов) або може змінити ємність (10% відмов), але лише КЗ може призвести до відмови системи, тоді враховується лише 55% ймовірності відмови. Це дозволяє реально визначити ті режими відмов або їх причини, які потребують уваги розробника. Здатність FTA правильно моделювати послідовність подій (за допомогою Маркового аналізу) первинними або проміжними, як вхід до іншої проміжної події робить її інструментом для визначення тих первинних подій/функцій чи проміжних подій, які є головним фактором ненадійності системи. Це дозволяє вдосконалити будову і режим експлуатації, що зменшить такі недоліки, і переглянути FTA, щоб перевірити доцільність запропонованих вдосконалень або зробити компромісне дослідження двох або більше варіантів удосконалення. У всіх наступних моделях FTA важливо пам'ятати, що значення ймовірності – це лише режими відмов і лише їм сприяючих фактори, або ймовірність статичних або динамічних комбінацій режимів відмови, що призводять до втрати функціонування та відмови системи.

При моделюванні надійності комплексної системи, в якій блоки або компоненти в схемі блоку надійності мають послідовну конфігурацію в системі, коли збій будь-якого з них представляв би відмови в системі.

Відповідною моделлю в дереві відмов буде те, що всі ці «блоки» (оператори чи події) враховуються в системі через логічний оператор АБО. Надійність верхньої «системи», що складається з «n» незалежних блоків визначається:

$$R_0(t) = R_1(t) \cdot R_2(t) \cdot R_3(t) \cdot \dots \cdot R_i(t) \cdot R_n(t), \quad (4.1)$$

де $R_i(t)$ – надійність i -того блоку системи; n – кількість блоків у досліджуваній системі.

Вищенаведеним виразом для визначення надійності моделюється ситуація, при якій блок 1 і блок 2, і решта блоків повинні бути функціонуючими для роботи системи.

У FTA результат відмови продукується або відмовою компонента 1, АБО компонента 2. Вираз, за яким визначають ймовірності відмови $F(t)$:

$$F(t) = 1 - R(t). \quad (4.2)$$

Ймовірність несприятливого результату АБО-оператора «системи», що складається з n незалежних входних операторів або подій:

$$F_S(t) = 1 - (1 - F_1(t)) \cdot (1 - F_2(t)) \cdot \dots \cdot (1 - F_i(t)) \cdot \dots \cdot (1 - F_n(t)). \quad (4.3)$$

Активне резервування передбачає, що характеристики відмов (моделі) для кожного входу залишаються однаковими, незалежно від кількості інших входів. Він також передбачає, що кожен вхід до активного блоку резервування є незалежним. Якщо вихідна подія мала відбутися лише в тому випадку, якщо відбуваються всі незалежні сприяючі події, вони повинні бути пов'язані між собою оператором І. Така конфігурація може бути резервною. Її також називають паралельною системою для аналізу надійності, навіть якщо фізична конфігурація

може бути різною. Вимога незалежності виконується, коли ймовірність вхідних подій не змінюється, незалежно від стану інших входів.

Математична модель надійності може бути представлена за допомогою оператора АБО, тобто якщо хоч один компонент чи другий пошкоджені:

$$R_S(t) = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - R_i(t)). \quad (4.4)$$

Для системи, компоненти якої пов'язані оператором І, що має n вхідних операторів або подій, з тим значенням, що система виходить з ладу, якщо компонент 1 І компонент 2 І, а решта компонентів виходять з ладу. Ймовірність відмови тоді:

$$F_S(t) = \prod_{i=1}^n (F_i(t)). \quad (4.5)$$

FTA з паралельним резервуванням передбачає, що для безперебійної роботи системи достатньо лише одного компонента, що функціонує, або система виходить з ладу лише у випадку відмови всіх компонентів.

Резервні елементи можуть працювати в режимі розподілу навантаження (наприклад, генератори в електромережі), ймовірність події виходу з ладу всіх компонентів може зростати, коли кожен виходить з ладу. Такі зміни у ймовірності подій порушити вимогу незалежності для використання простого І-оператора. Якщо вихід повинен відбуватися за умови що всі сприяючі події відбуваються, але вхідні події залежать одна від одної, тоді оператор І не використовується. У цьому випадку використовується динамічний оператор.

При резервуванні системи, за якого умовою функціонування системи є те, що наприклад, k із p яти однакових блоків залишається функціональними, то математичний вираз для визначення ненадійної роботи, який використовується у FTA, такий:

$$R_S(t) = 1 - \sum_{i=0}^{k-1} \frac{n!}{i!(n-i)!} [R_0(t)]^i \cdot [1 - R_0(t)]^{n-1}, \quad (4.6)$$

$$F_s(t) = \sum_{i=0}^{k-1} \frac{n!}{i!(n-i)!} [1 - F_0(t)]^i \cdot [F_0(t)]^{n-1}. \quad (4.7)$$

У FTA ця комбінація подій представлена операторами мажоритарного вибору більшості впливів, де число подій $m = n - k + 1$, а символ у відповідному операторі, m позначає, скільки подій має відбутися, щоб подія розповсюджувалася, далі в дерево. Наприклад, якщо необхідне резервування 3 з 6, перевага більшості – 4, оскільки внаслідок чотирьох вхідних подій залишаються функціонуючими лише два компоненти, а це означає, що система вийшла з ладу, оскільки вимога стосувалася щоб функціонувало три компоненти з 6.

При пасивному резервуванні розглядається встановлене резервування, під яким розуміють лише кількість активних елементів, необхідних для функціонування, і в разі виходу з ладу одного або декількох із цих компонентів один або більше резервних компонентів активується для того, щоб функціонувати замість пошкоджених елементів. Відмова системи визначається як подія, коли загальна кількість функціональних компонентів менша за кількість, необхідну для роботи системи. Надлишкові компоненти (запасні, резервні) в аналізі можуть вважатися такими, що не відмовляють («холодні» запасні елементи) або мають певну проміжну ймовірність виходу з ладу («гарячі» запасні елементи) до введення в активну роботу, або можуть бути з ймовірністю відмови такою ж, як і при експлуатації елемента.

Представлення резервування неможливо зі статичними операторами. Однак, може використовуватися оператор SPARE. Марковський аналіз повинен бути використаний для аналізу вхідних подій цього оператора. Резервування успішно вирішується використанням динамічного оператора. Тут оператор SPARE використовується для резервних систем, де змінюються ймовірності подій. SPARE – це оператор, для якого вихідна подія відбудеться, якщо кількість резервних елементів менше необхідної кількості. Представлення «холодних», «тепліх» та «гарячих» резервних елементів чи подій. Якщо всі мають експоненціальний розподіл, то рішення існує. Якщо ймовірність появи постійна,

то потрібен Марковий аналіз. Інші розподіли можуть потребувати умовних ймовірностей або їх моделювання. Умовна ймовірність виникає тоді, коли ймовірність події, що відбувається, залежить від настання іншої події, де інша подія має місце, лише якщо відбудеться перша подія. Умовна ймовірність виражається також у динамічних операторах, які використовують Марковий аналіз станів, таких як PRIORITY AND.

Для логічного аналізу використовуються три основні методи: дослідження, булеве скорочення та визначення множини подій наборів зрізів. Основою логічного аналізу є моделювання, яке забезпечує зображення дерева відмов структури, будь то функціональна, архітектурна або поєднання двох структур. Правильне моделювання означає представлення функцій або компонентів системи таким чином, щоб встановити їх взаємодію, залежність, безпосередні причини несприятливих результатів тощо.

Булеве скорочення може бути використане для оцінки наслідків загальних подій (однакових подій, що відбуваються в різних галузях) дерев відмов, де виникнення верхньої події не залежить від часу або послідовності подій. Булеве скорочення може бути здійснено шляхом розв'язання булевих рівнянь для дерева відмов. Булеве скорочення також може бути використане для визначення мінімальних наборів скорочень.

Існує кілька методів визначення мінімальних зрізів, але застосування великих дерев може бути невиправданим. Зріз – це група подій, які відбуваючись одночасно і призводять до виникнення події. Мінімальний зріз – це найменша така група, в якій всі події повинні відбуватися, щоб відбулася головна подія. Якщо будь-яка з подій у мінімальному наборі не відбудеться, то перша подія не відбудеться. Визначення може бути розширено до дерев відмов, залежних від послідовності подій. У таких випадках мінімальний набір зрізів визначає групу подій з можливістю викликати верхню подію. Коли виникнення верхньої події залежить від послідовності вхідних подій, цю подію аналізують, використовуючи методи Маркова.

Мета чисельного аналізу – дати кількісну оцінку ймовірності виникнення першої події або вибраного набору подій. Числовий аналіз також може бути використаний для підтримки та доповнення логічного аналізу. Для виконання чисельної оцінки дерева відмов необхідні ймовірнісні дані на рівні елемента. Методи прогнозування надійності та доступності, фактичні дані випробувань або експлуатації на місцях можуть використовуватися для встановлення кількісних значень.

4.1.4. Оцінювання надійності електричної мережі та побудова FTA

Дерево відмов з булевою алгеброю може спростити аналіз надійності. Як показано в цьому прикладі, дуже складні математичні вирази, які повинні були бути записані, якби аналіз був зроблений за допомогою блок-схеми надійності, замінені значно легшою булевою алгеброю. Використання FTA особливо зручно для складних схем, де також існує взаємозалежність програмного та апаратного забезпечення, а аналіз проводиться за допомогою одного з багатьох доступних програмних пакетів.

Приклад використання FTA для аналізу роботи електричної мережі показаний на рис 4.1 та 4.2.

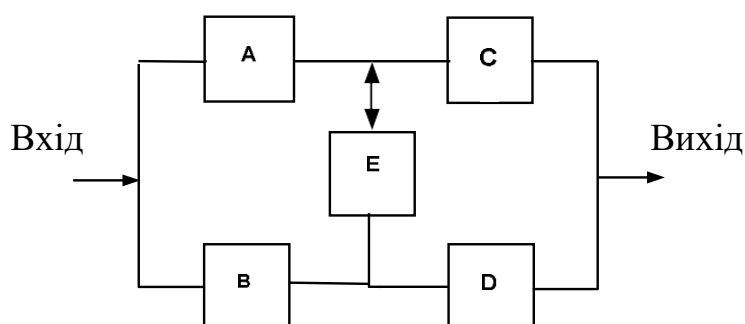


Рис. 4.1. Приклад електричної мережі з ВДЕ для FTA

Дана електрична мережа має вхід і вихід, тобто з'єднана з централізованою електричною системою. В електричній мережі вище потік потужності повинен надходити від входу до виходу. Він може протікати через блок Е в обох

напрямах (блок Е може генерувати і споживати електроенергію, наприклад в ньому встановлена електролізна установка або акумуляторна станція).

Одним із способів проведення аналізу було б моделювання системи за двох можливих станів, по-перше, припускаючи, що блок Е справний, а по-друге, за припущення, що блок Е несправний.

У першому випадку потік буде протікати через блоки А або В і С або D, якби вони були паралельними блоками відповідно.

Коли блок Е несправний (умова, коли Е не працює), блоки А і С знаходяться в серії, паралельно послідовним блокам В і D. Це представлено наступним рівнянням:

$$R_S = (R_A + R_B - R_A \cdot R_B) \cdot (R_C + R_D - R_C \cdot R_D) \cdot R_E + (R_A \cdot R_C + R_B \cdot R_D - R_A \cdot R_B \cdot R_C \cdot R_D) \cdot (1 - R_E) \quad (4.7)$$

Якщо

$$R_A = 0,78;$$

$$R_B = 0,30;$$

$$R_C = 0,15;$$

$$R_D = 0,50;$$

$$R_E = 0,40;$$

Тоді: $R_S = 0,344$.

Ймовірність відмови: $F_S = 0,656$.

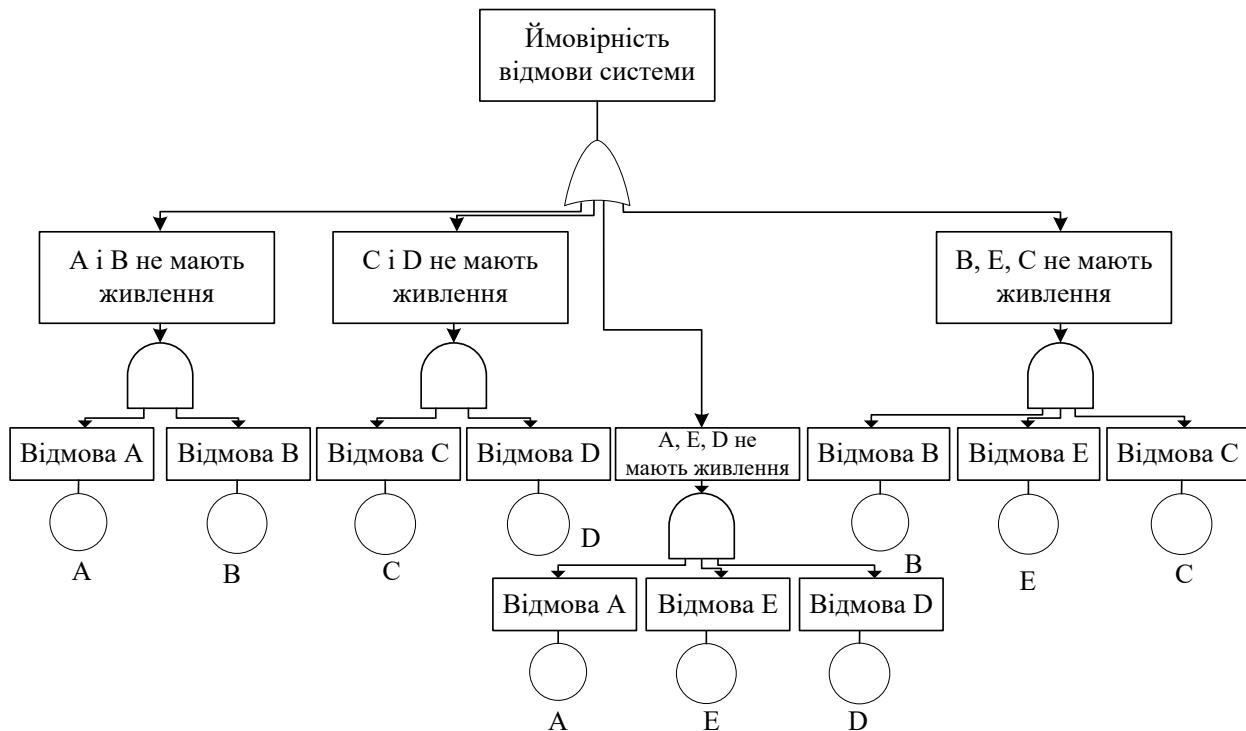


Рис. 4.2. Зображення дерева пошкоджень електричної мережі.

Використовуючи булеву алгебру та мінімальні зрізи (шлях перешкод функціонуванню системи) система на рис. 4.2 стає наступною:

Зрізи наборів в цій системі містять такі комбінації подій блокування сигналу через:

- блоки A і B ($c_1 = F_a F_b = ab$);
- блоки C і D ($c_2 = cd$);
- блоки A, E і D ($c_3 = aed$);
- блоки B, E і C ($c_4 = bec$).

Якщо виникає будь-яка з перерахованих вище комбінацій, перетоку потужності не буде від «Входу» до «Виходу». В булевій алгебрі ймовірність відмови системи буде такою:

$$F_S = \Pr(c_1 \cup c_2 \cup c_3 \cup c_4). \quad (4.8)$$

Ймовірність множин зрізів є:

$$\Pr(c_1) = F_A \cdot F_B = (1 - R_A) \cdot (1 - R_B);$$

$$\Pr(c_2) = F_C \cdot F_D = (1 - R_C) \cdot (1 - R_D);$$

$$\Pr(c_3) = F_A \cdot F_E \cdot F_D = (1 - R_A) \cdot (1 - R_E) \cdot (1 - R_D);$$

$$\Pr(c_4) = F_B \cdot F_E \cdot F_C = (1 - R_B) \cdot (1 - R_E) \cdot (1 - R_C).$$

Наведений вище простий приклад має визначену велику ймовірність відмов, щоб проілюструвати правильність деяких дерев відмов або методів обчислення булевої алгебри та вказати на відмови, які можуть бути введені іншими методами обчислення. Ці помилки можуть виникати у великих деревах відмов, підготовлених для систем, хоча ймовірність виникнення первинних чи основних подій дуже мала. Ймовірність виникнення подій таких великих дерев відмов згортається на вищому рівні, так що вхідні події у верхній події можуть мати високу ймовірність відмови, викликаючи неправильні результати в оцінці ймовірності виникнення подія вершини.

Не беручи до уваги загальну вітку, яка не повинна бути включена у розрахунки більше одного разу, ймовірність відмови (без роз'єднання) відповідно до рівнянь Езарі-Прошана:

$$F_{S-EP} = \Pr(c_1 \cup c_2 \cup c_3 \cup c_4) = 1 - [1 - \Pr(c_1)] \cdot [1 - \Pr(c_2)] \cdot [1 - \Pr(c_3)] \cdot [1 - \Pr(c_4)], \quad (4.9)$$

$$F_{S-EP} = 0,7079;$$

$$R_{S-EP} = 0,2921.$$

Формула Езарі-Прошана використовується для обчислення наближеної ймовірності верхньої події ФТА після генерації множин мінімальної кількості подій, що призведе до верхньої події. Метод Езарі-Прошана може врахувати загальні основні події та швидко обчислити результат у розумні строки.

Процедура розрахунку за цією формулою складається з декількох етапів:

1. Визначається множина мінімальної кількості подій, які можуть викликати відмову системи в цілому (виникнення основної події, що знаходиться зверху дерева відмов).

2. Розрахунок загального базового фактору.

Загальні базові події є базовими подіями що відображаються у всіх множинах мінімальних наборів подій.

$$F_s = \sum Pr(e(t)), \quad (4.10)$$

де $e(t)$ є загальна базова подія, що з'являється в усіх множинах мінімальних наборів подій, які можуть викликати відмову системи в цілому,

3. Розрахунок ймовірності виникнення ТОП-події

$$F_{s-EP} = F_s \cdot (1 - \sum (1 - F(MCS(y))))), \quad (4.11)$$

Де $MCS(y)$ – множина мінімальної кількості подій, які можуть викликати відмову системи в цілому; y – номер події; $F(MCS(y))$ – ймовірність виникнення множини мінімальної кількості подій, які можуть викликати відмову системи в цілому.

Наближення виняткових подій ігнорує всю ймовірність виникнення одночасності набору множин випадкових подій. З наближенням виняткових подій, цей розрахунок (не враховуючи розбіжність), ймовірність виходу з ладу та надійність тієї самої системи буде простим доповненням ймовірності:

$$F_{s-RA} = Pr(c_1) + Pr(c_2) + Pr(c_3) + Pr(c_4); \quad (4.12)$$

$$F_{s-RA} = F_A \times F_B + F_C \times F_D + F_A \times F_E \times F_D + F_B \times F_E \times F_C;$$

$$F_{s-RA} = 1,002;$$

$$R_{s-RA} = -2 \times 10^{-3}.$$

Введені в систему допущення виняткових подій можуть внести похибки в обчислення, коли ймовірність відмови більша, як видно з вищевказаного прикладу (ймовірність відмови вище одиниці). В наступному параграфі для

аналізу роботи ФЕС з використанням викладеної методики побудовано якісне дерево пошкоджень.

4.2. Аналіз технічного стану фотоелектричних станцій

4.2.1. Дерево пошкоджень FTA ФЕС

На функціонування ФЕС, як складної системи впливає ряд факторів, для детального аналізу яких побудовано дерево пошкоджень, яке представлено на рис. 4.3.

Дослідженню діагностування основних елементів фотоелектричних станцій присвячено багато робіт [194], [75, 77, 195-197], [198-204].

Якщо ж дослідження щодо діагностування трансформаторів, роз'єднувачів, ЛЕП, акумуляторів велися роками і відповідно є напрацьована методологічна і законодавча база, то задача діагностування фотоелектричних модулів стала актуальною буквально останнє десятиріччя. Основним і найменш дослідженим елементом ФЕС є фотоелектричний модуль (ФЕМ). Для визначення технічного стану ФЕС з врахуванням аналізу досвіду експлуатації ФЕМ в Україні і Чехії буде розглянуто окремо.

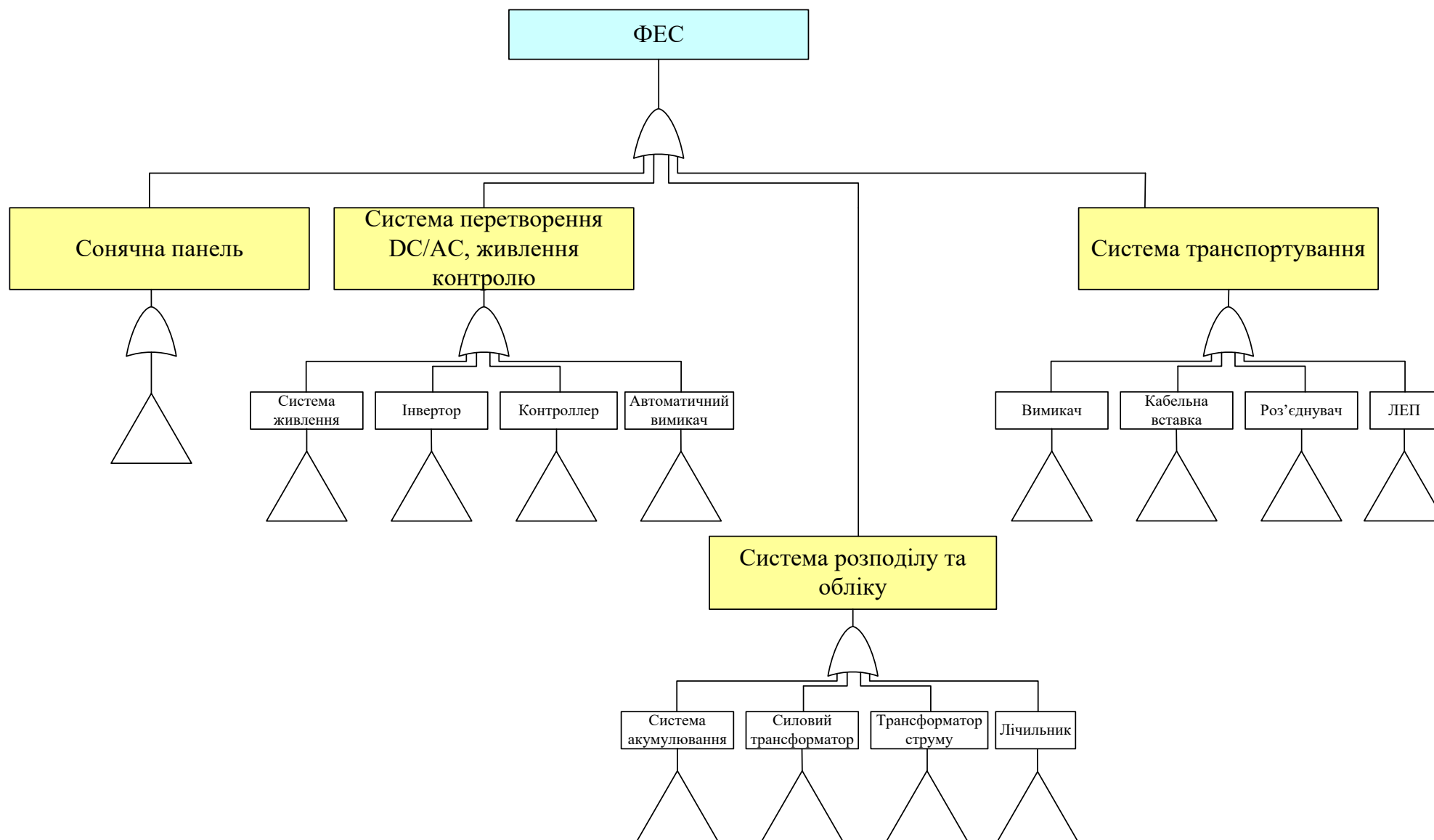


Рис. 4.3. Дерево пошкоджень ФЕС.

4.2.2. Розроблення дерева пошкоджень фотоелектричного модуля

Проаналізувавши рис. 4.3 можна зробити висновок, що фотоелектричний модуль (ФЕМ) є одним із основних елементів фотоелектричної станції. Дослідження проводилось для ФЕС України та для фотоелектричної станції, яка розташована на даху електротехнічного факультету Західно-Чеського університету (Чеська Республіка (ЧР)) [205]. Станція було введена в експлуатацію в 2005 році. Досліджувана станція складається 192 панелей (рис.4.4.). Всі електричні і неелектричні параметри вимірюється з 10-хвилинним інтервалом. Кут нахилу панелей 45° . Тепловізійний контроль кожної панелі здійснювався 1 раз в рік планово.



Рис. 4.4. Зовнішній вигляд досліджуваної ФЕС в ЧР.

Одним з елементів ФЕС є інвертор. Ефективність інверторів, як правило, дуже висока, в основному завдяки їх конструкції, оскільки більшість з них працюють на силовій електроніці. Однак їх ефективність залежить від навантаження, і вони досягають найкращих результатів при максимальній потужності фотоелектричної системи. Багаторічна практика та вимірювання показали, що інвертор залишатиметься у безвідмовному стані приблизно 8 років. З цієї причини бажано частіше перевіряти, ремонтувати або, в крайньому випадку, замінювати інвертори. Заявлений термін служби ФЕС коливається від 15 до 20 років, а інвертор є компонентом з меншим терміном служби. Найпоширеніші

типи несправностей – це несправності запобіжників, несправності мережі, що виникають через неякісність грозозахисту. Важливо правильно вибрати інвертор, щоб уникнути перевантаження. Інвертор можна перевантажувати лише на короткий час.

Якщо фотоелектрична система складається з декількох частин, необхідно використовувати з'єднувальну коробку. Досліджувана фотоелектрична електростанція складається з монокристалічних 192 панелей, типу Isofon I-150 розділених на 8 частин E1-E8, кожна частина містить 24 панелі, які розділені на три вітки по 8 модулів кожна.

У розподільній коробці є клеми підключення та запобіжники. Коробка з'єднання PV-масиву повинна бути виконана з класом захисту II і мати чітко розділені позитивні та негативні сторони всередині корпусу. Якщо з'єднувальна коробка розташована на відкритому повітрі, вона повинна бути захищена захистом IP 54 та стійкістю до УФ. Запобіжники відгалуження захищають лінію від перевантаження в разі несправності. Він повинен бути придатним як для роботи на постійного струму, так і для роботи зі змінним навантаженням. Розподільний щит розташований в тому ж приміщенні, що і інвертори. Розподільний щит містить електричні прилади, що використовуються для захисту, вимірювання, контролю електроустановок та лічильників електроенергії. Інші кабельні з'єднання з пристроями, будь то вторинні шафи або, наприклад, розетки, також містяться або в розподільному щитку або з'єднані з ним. Вони виготовлені з пластику або листової сталі. Дана розподільні шафа виготовлена зі ступенем захисту IP20, (але у випадку зовнішнього використання або вологих приміщень потрібно обирати зі ступенем захисту IP67). Розподільний щит використаний для підключення обладнання до локальної мережі. Кабелі від фотоелектричної системи вводяться в розподільну коробку. Електричне підключення, здійснене через розподільну коробку, відповідає всім технічним умовам, умовам підключення до мережі та чинним стандартам.

Електричні з'єднувальні кабелі між окремими сонячними модулями та кабелями до з'єднувальної коробки або до інвертора прокладені таким чином,

щоб запобігають можливим взаємним коротким замиканням і короткому замиканню на землю. Кабелі розташовані не на поверхні даху, а в спеціальній екранованій конструкції. Використано зовнішні кабелі з високою стійкістю до температури та ультрафіолетового випромінювання. Станція спроектована таким чином, щоб максимально зменшити довжину ліній. Лінія підключення змінного струму з'єднує інвертор та мережі НН через лічильник електроенергії та захисні пристрої. У досліджуваній системі Си-кабелі типу СУКУ використовуються для високострумових з'єднань, а FTP-кабелі типу 4x2x0,5 - для слабкострумових та передачі даних. Зовнішні кабелі прокладені на металевій кріпильній конструкції фотоелектричних панелей і розміщуються в кабельних лотках типу MARS. В будівлі кабелі прокладені в підвісних стелях, під штукатуркою та в ПВХ-смугах. Але все одно з часом спостерігається пошкодження кабелів.

ФЕС оснащена вимірювальним приладами, які дають змогу отримувати дані в процесі реального часу: основні метеорологічні фактори; глобальне сонячне опромінення; температуру ФЕМ; постійну, змінну напругу та струм; вихідну потужність (P , Q , S); коефіцієнт потужності; фазовий дисбаланс; спотворення гармонік (U , I) [205]. Під час вимірювання всі дані автоматично експортуються у файли в єдиному форматі, який можна обробити для поточного відображення на пристроях внутрішньої мережі університету.

Перший вихідний інтерфейс використовується для підключення до комп'ютера. Другий вихідний інтерфейс підключений безпосередньо до блоку відображення, в якому вимірювана енергія множиться на кількість частин з ФЕМ ($8x$) і використовується для відображення величин – миттєвої потужності, енергії, що подається на добу, зменшення викидів CO_2 . Враховуючи досвід експлуатації досліджуваних ФЕС в Україні та Чехії [205] побудовано дерево пошкоджень для ФЕМ (рис. 4.5) [191, 192].

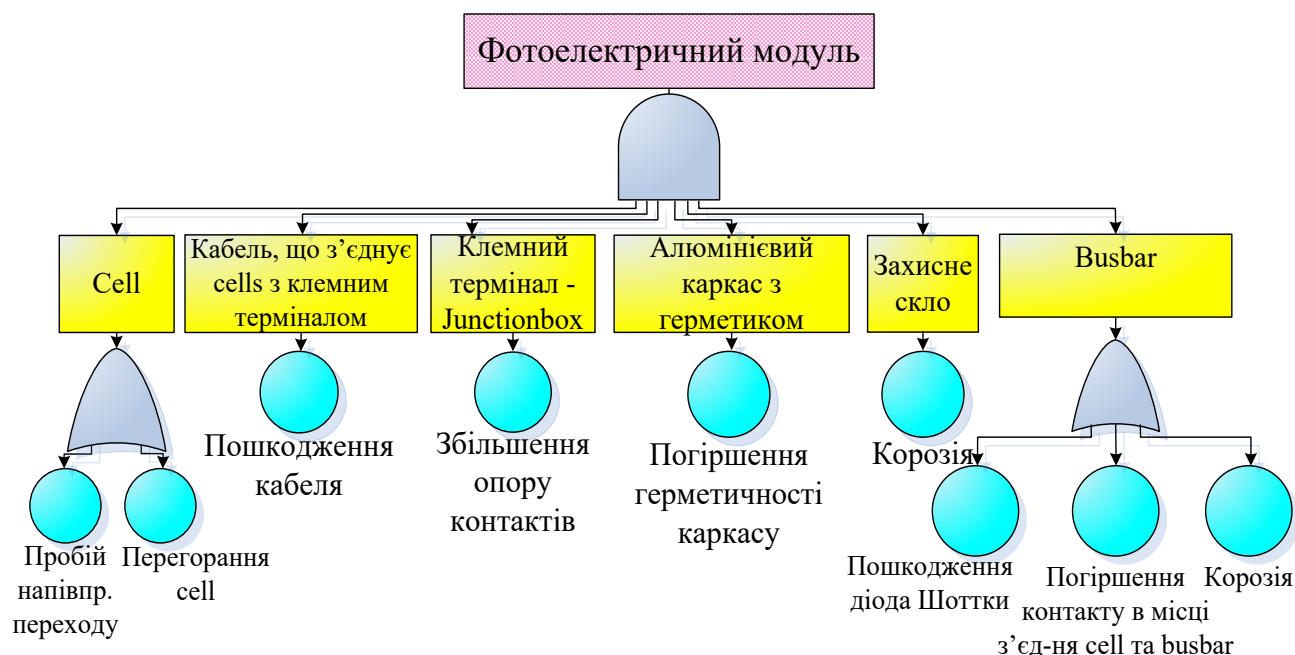


Рис. 4.5. Дерево пошкоджень для фотоелектричного модуля.

4.2.3. Приклад аналізу пошкоджуваності ФЕМ

Протягом 15 річної експлуатації ФЕС періодично тестували за допомогою термокамери Flir Tk 355 та аналізатора вольт-амперних характеристик HT Solar IV-400. Вимірювання, проведені між 2004 і 2018 роками, не виявили жодних суттєвих аномалій, а первинна візуальна перевірка PV-масиву виявила початок деградаційних процесів [205].

У табл. 4.1 коротко наведено щорічний прогрес деградації станції та річне виробництво електроенергії. За досліджуваний період спостерігались наступні пошкодження: несправності інвертора вказують лише на пошкодження запобіжників та несерйозні проблеми. 2 панелі несправні з 2013 року і обидві мають одну дефектну комірку. Несправності в категорії «Інші» означають, як правило, проблеми з вимірювальною системою, за винятком однієї проблеми із захистом від блискавки в 2004 році.

Пошкодження ФЕС протягом року [205].

Рік	ФЕМ	Інвертори	Кабелі	Конструкція	Інші	Генерування елек- троенергії, %
2004	0	0	0	0	5	100
2005	0	0	0	0	0	101
2006	0	0	0	0	0	101
2007	0	0	0	0	1	102
2008	0	1	0	0	0	103
2009	0	0	0	0	0	101
2010	0	0	0	0	0	103
2011	0	0	0	0	0	102
2012	0	0	0	0	0	101
2013	2	0	0	0	1	104
2014	2	0	0	1	0	100
2015	2	0	0	0	0	99
2016	2	0	0	0	2	99
2017	2	0	0	0	1	100
2018	2	0	0	0	1	99

У табл. 4.2 представлені пошкодження, виявлені влітку 2019/2020 років ФЕМ. Цифри означають кількість пошкоджених панелей, а не кількість конкретних дефектів. Основною причиною пошкодження ФЕМ є деградація cells, тому загальна кількість дефектних панелей становить 116.

Масова деградація окремих панелей була виявлена щорічними вимірюваннями 2019/2020. Усі випадки зведені в табл.4.2.

Таблиця 4.2

Пошкодження ФЕМ

Вид пошкодження	Кількість		Причина
	-	%	
повітряне забруднення	128	39,7	пиловий шар і сліди деградація
деградація cells	117	27,2	зміна кольору
hotspot (гарячі точки)	37	8,5	локальне перегрівання
мікротріщини	36	8,4	пошкодження
дефект металу	34	8,1	пошкодження провідників
дефект шини (bus)	19	4,4	корозія пайки
«сліди равликів»	18	4,1	деградація матеріалу
низька прозорість	15	3,7	Пошкодження скла, (ethylene-vinyl acetate – EVA degradation) розпад етилен-вінілацетату
пожовтіння	9	2,1	EVA деградація
локальні забруднення	8	1,9	екскременти птахів
пошкодження з'єднувальної коробки	5	1,2	корозія і деградація cells
пошкодження з'єднань	3	0,9	перегрівання, корозія
волога в панелях	1	0,4	розшарування
пошкодження скла та захисної плівки	1	0,4	механічний вплив

З 2004 року щороку аналізуються всі 192 панелі [205]. Thermocamera Flir Tk 355 використовується для первинної перевірки ФЕМ. ФЕМ з «підозрілим» технічним станом перевіряються більш детально. Виявлено 2 дефектні панелі. Під час послідовних випробувань до 2018 року не було виявлено прогресуючої деградації. Зразок термограми першої дефективної панелі (№ 84) за 2013 рік продемонстровано на рис. 4.6. Дефектна ФЕМ розташована в стрінгу № 4. Термограми за 2014 - 2018 роки ідентичні.

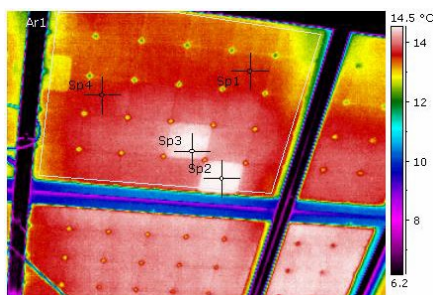


Рис. 4.6. Термограма панелі 84.

Кожна була від'єднана від стрінгу і виміряні її характеристики індивідуально за допомогою аналізатора характеристик VA Solar IV-400. Вольт-амперна характеристика непошкодженої панелі показана на рис. 4.7 а) (панель № 1, 2013). Обрано приклад з 2013 року, оскільки ці вимірювання виявили перші несправності ФЕМ ФЕС, що досліджувалася. Порівняння вольт-амперних характеристик (ВАХ) непошкодженої та пошкоджених ФЕМ показано на рис. 4.3 б). Результати вимірювань зведені в табл. 4.3.

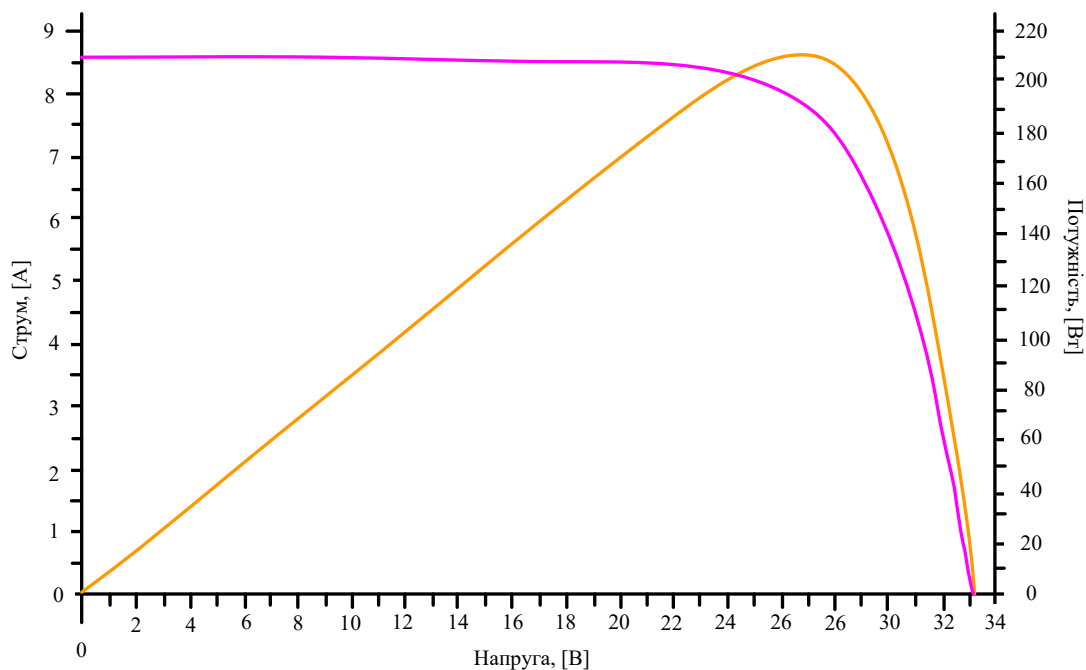
Таблиця 4.3

Результати вимірювання параметрів непошкодженої ФЕМ № 83 та пошкоджених панелей № 84 та № 141.

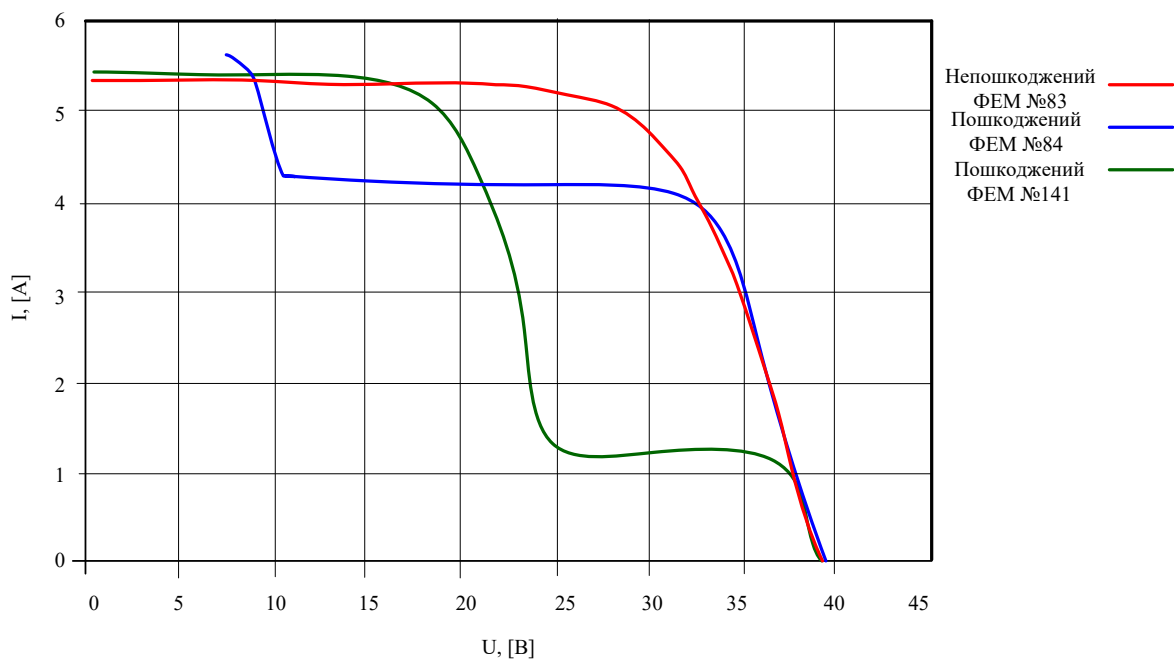
№ ФЕМ	P_m , [Вт]	U_{oc} , [В]	U_m , [В]	I_m , [А]	I_{sc} , [А]	I , [Вт·м ⁻²]	T , [°C]	FF, [%]
83	142,98	38,96	29,44	4,86	5,34	731,00	17,4	69
84	132,97	39,10	32,44	4,10	5,61	786,00	19,00	61
141	94,86	39,01	19,15	4,95	5,42	745,00	19,40	45

Пояснення до табл. 4.6: P_m , [Вт] – максимальна потужність; U_{oc} , [В] – напруга холостого ходу; U_m , [В] – напруга при якій ФЕМ генерує максимальну потужність; I_m , [А] – струм при якому ФЕМ генерує максимальну потужність; I_{sc} , [А] – струм короткого замикання; I – сонячне опромінення, [Вт·м⁻²]; T , [°C] – температура навколишнього середовища; Фактор заповнення (FF, %) – показник якості ФЕМ. Він розраховується шляхом порівняння максимальної потужності з

теоретичною потужністю, яка виводилася б як при напрузі розімкнутого контуру, так і при струмі короткого замикання. «Коефіцієнт заповнення», більш відомий під аббревіатурою «FF», є параметром, який у поєднанні з V_{oc} та I_{sc} визначає максимальну потужність сонячної батареї. FF визначається як відношення максимальної потужності сонячної батареї до добутку V_{oc} та I_{sc} [206].



а)



б)

Рис. 4.7. ВАХ: а) ФЕМ №1; б) ВАХ ФЕМ №83, №84, №141.

Червона крива побудована для непошкодженої панелі (ФЕМ № 83), зелена і синя криві побудовані для пошкоджених панелей (ФЕМ №84 і ФЕМ №141) (рис. 4.7).

4.2.4. Основні дефекти фотоелектричних модулів, які експлуатуються на ФЕС в ЕЕС

Основні виявлені дефекти фотоелектричних модулів, які експлуатуються в електричних мережах енергосистем наведені в додатку Б. До них відносяться: розшарування та деградації cells (темні cells), дефект «Hotspot», пошкодження задньої EVA або пошкодження фронтального скла, мікро-тріщини, «сліди равликів», забруднення та ін. В додатку Б приводяться наслідки пошкодження і деградації ФЕМ.

Дефекти ФЕМ призводять до погіршення стану і зменшення виробленої електроенергії. Не кожна виявлена несправність має однаковий вплив на технічний стан ФЕМ. Якщо вплив одного дефекту в даний час є незначним, то він може призвести до дуже серйозної проблеми в найближчому або більш далекому майбутньому. Приклад незначного впливу дефекту на ефективність роботи ФЕМ показано на рис. 4.8, де порівняно дві ВАХ для непошкодженого та пошкодженого ФЕМ (дефект – «слід равлика», який охоплює приблизно 2 % площі ФЕМ).

Всі інші несправності (hotspot, мікро-тріщини, дефект металізації, тощо) мають більш значний вплив на ВАХ і становлять 29 % випадків на ФЕМ, які досліджувалися. На рис. 4.9 показані ВАХ ФЕМ з виявленими дефектами і ВАХ непошкодженого ФЕМ (крива №1). Криві 2 та 3 демонструють ВАХ ФЕМ з дефектом «гарячі точки» (при дефекту одного cell), тоді як криві 4 і 5 ілюструють ВАХ ФЕМ з тим же дефектом, але з пошкодженими 2 cells, що з'єднані в незалежні стрінги. Криві 6 і 7 – ВАХ ФЕМ з дефектом мікро-тріщини в формі зірки, крива 8 – ВАХ ФЕМ з дефектом лінійна мікро-тріщина. Криві 9 і 10 демонструють ВАХ ФЕМ з дефектом – з'єднання cells в окремих стрінгах.

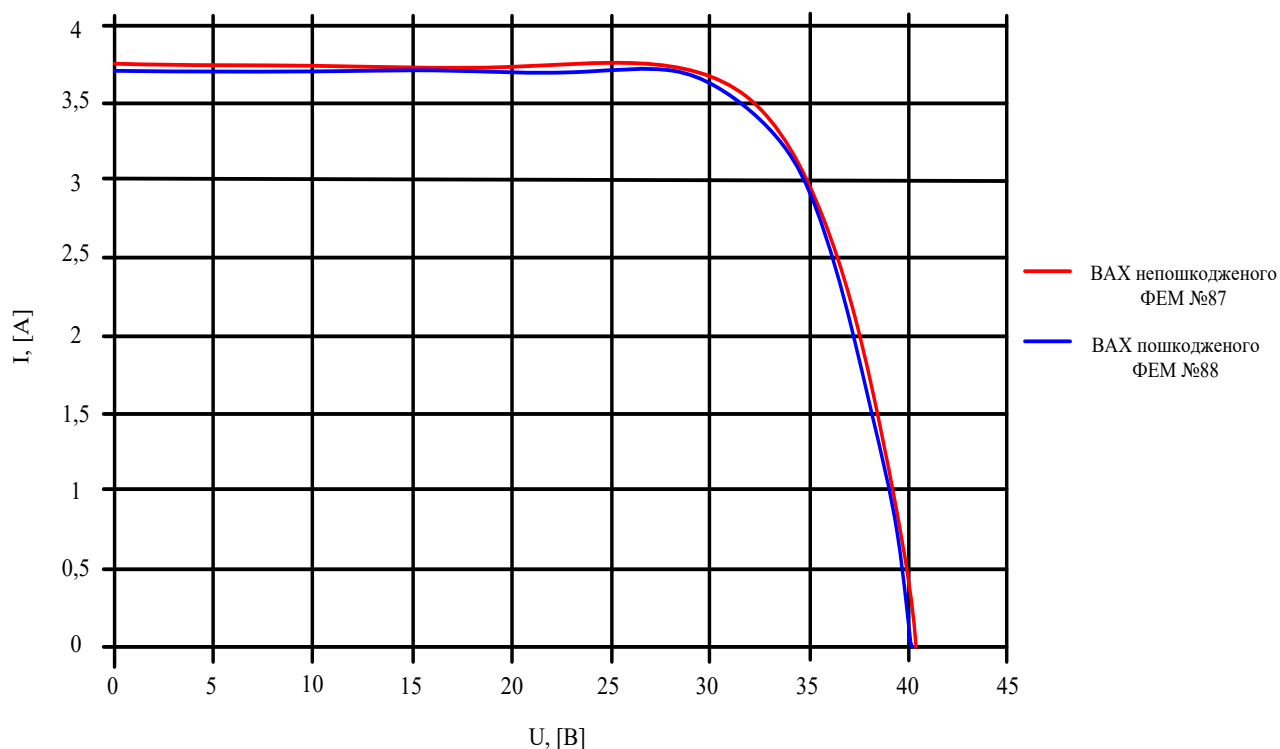


Рис. 4.8. ВАХ ФЕМ з дефектом «слід равлика» та місцеве забруднення.

В умовах зростання кількості ФЕС виникла необхідність сервісного, оперативного та експлуатаційного їх обслуговування, яке забезпечить безперебійну та ефективну їх роботу. Багато відомих компаній вже надають такі послуги, наприклад ТОВ «ЕНЕРГОІНВЕСТ», ТОВ «РЕНТЕХНО», НЕСС Сервіс, [207, 208]. У зв'язку з відсутністю нормативної документації та досвіду експлуатації ФЕС перед їх власниками і обслуговуючими компаніями виникає задача, які потребують швидкого вирішення. Однією з основних проблем виявилось експлуатація та діагностика фотоелектричних модулів. Згідно стандарту ДСТУ EN 60904-1:2009 рекомендується проводити зняття вольт-амперних характеристик фотоелектричних модулів та корегувати результати вимірювання за температурою й освітленістю згідно ІЕС 60891:2009 [209-211]. Користуючись даними, отриманими при знятті ВАХ, можна побачити відхилення від нормальної роботи ФЕМ внаслідок деградації, забруднення, затінення або виходу їх з ладу. Враховуючи що в середньому для забезпечення 1 МВт

потужності необхідно 3300 – 4400 фотоелектричних модулів, даний метод є дуже трудомістким та нерентабельним [212].

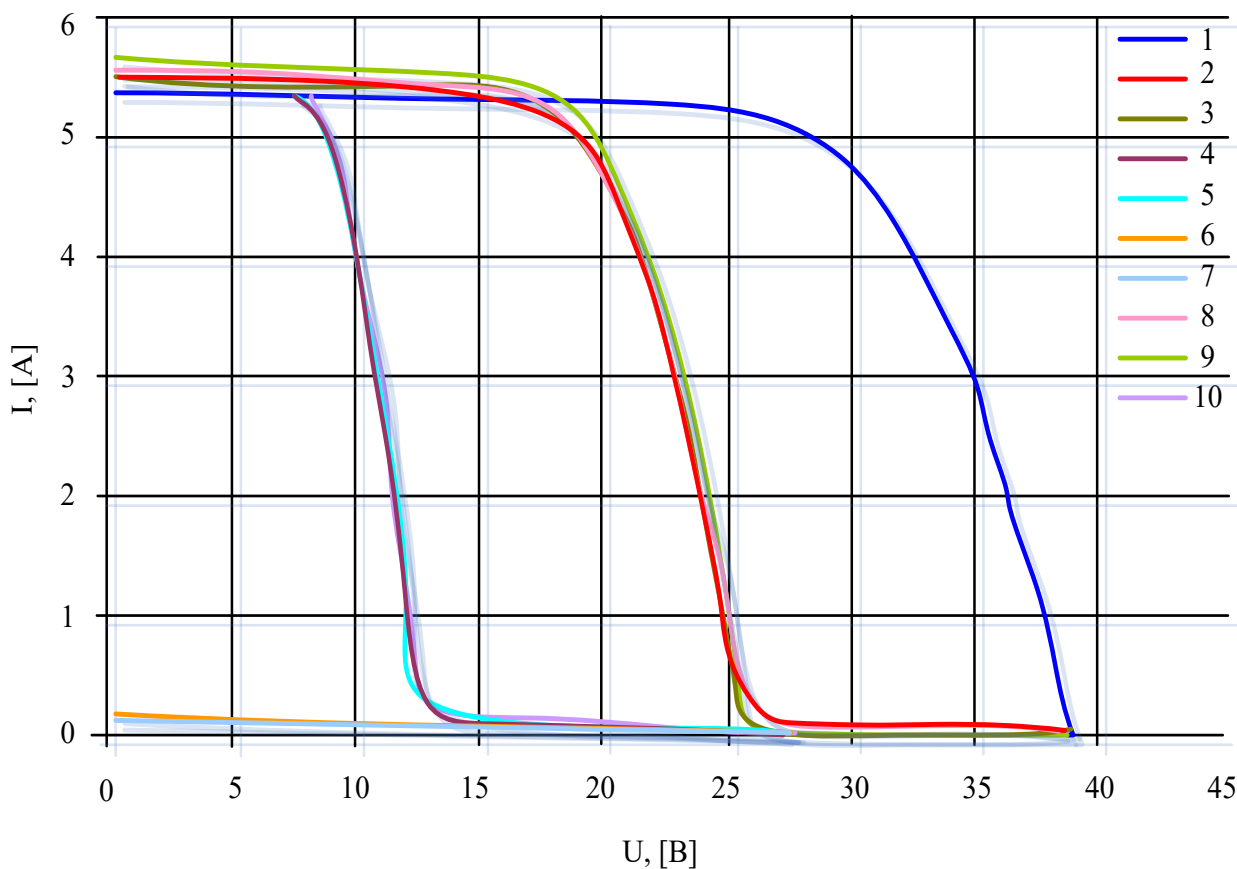


Рис. 4.9. ВАХ непошкодженого ФЕМ та ВАХ пошкоджених ФЕМ з різними дефектами.

В Україні для з огляду на великі обсяги ФЕС обстеження здійснюється засобами інфрачервоної техніки, а саме камери FLIR MSX, Infrared and Visible на базі квадрокоптера DJI MAVIC Enterprise Dual.

На сьогодні діагностування ФЕС здійснюється за методикою, яка складається з наступних етапів [212]:

1. Політ квадрокоптером з вбудованою тепловізійною камерою над фотоелектричними модулями та візуальний пошук температурних відхилень. При обстеженні фотоелектричних модулів індикаторною тепловізійною камерою на базі квадрокоптера є можливість ідентифікації температурних відхилень та фіксація місця їх розташування (див. рис. 4.10).



Рис. 4.10. Визначення пошкоджених ФЕМ за допомогою квадрокоптеру.

2. Обстеження модулів з тильної сторони за допомогою тепловізора для фіксації температурних відхилень та детального аналізу температур, що дозволяє уникнути відблисків (рис. 4.11).

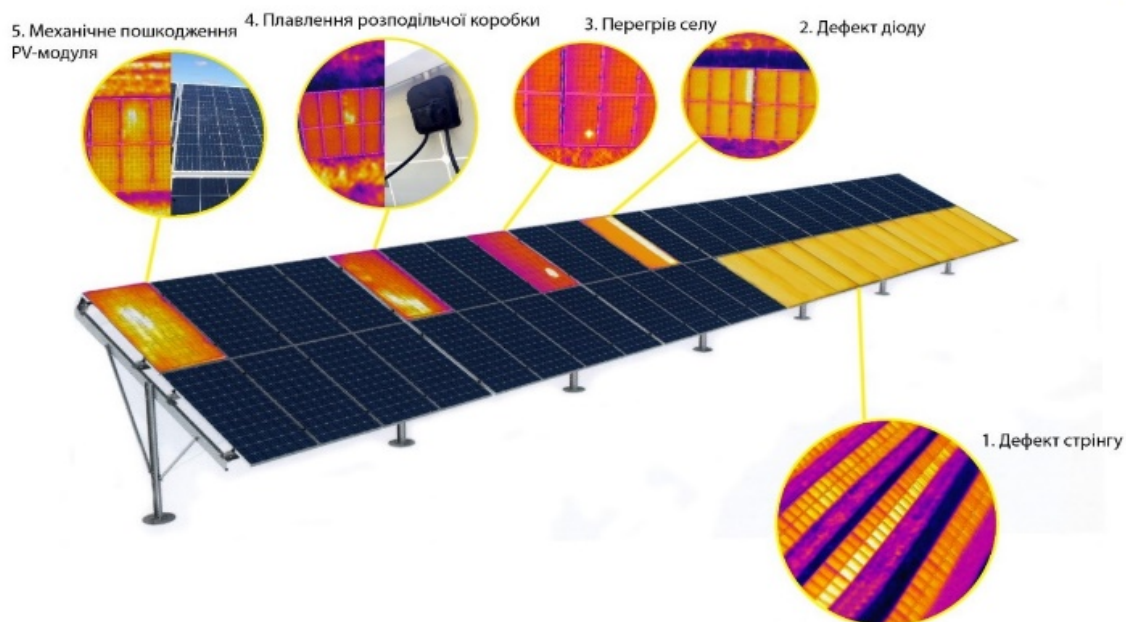


Рис. 4.11. Тепловізійне обстеження ФЕМ з тильної сторони.

3. Підтвердження дефекту зняттям ВАХ.

4. В ході обстеження фотоелектричних модулів різних виробників постійно ведеться статистика дефектності модулів. Фотоелектричні модулі різних виробників мають різні технології виробництва та особливості будови. Згідно зібраних даних вдалося виявити декілька типів дефектів та класифікувати їх.

Класифікація дефектів ФЕМ [212] :

1. Дефект стрінгу – повністю або частково непрацюючий електричний контур, який складається з послідовно з'єднаних фотоелектричних модулів [4]. Основними причинами виходу стрінгів з ладу може бути пошкодження запобіжників, наявність замикань на землю або пошкодження конекторів, що з'єднують фотоелектричні модулі.

2. Дефект діоду – шунтуючий діод спрацьовує; втрачається близько 33% від потужності модуля. Основні причини спрацювання шунтуючого діоду: часткове або повне затінення фотоелектричного модуля; пошкоджені контакти, якими підключаються діоди.

жені контакти, якими підключаються діоди.

3. Перегрів селу (Hotspot) – відбувається замикання на шині окремої ділянки модуля. При цьому увесь струм та напруга зосереджуються в одній комірці, після чого може відбутись навіть загоряння фотоелектричного модуля. Однією з причин може бути розгерметизація модуля.

4. Плавлення розподільчої коробки – може виникати через неправильне підключення стрінгів або модулів, а також внаслідок дефекту діоду; як правило, спостерігається підвищена температура розподільчих коробок і, як наслідок, їх плавлення.

5. Механічне пошкодження PV-модуля – пошкодження захисного скла, що призводить до розгерметизації модуля. Рекомендується провести заміну таких модулів, щоб уникнути коротких замикань всередині модуля та на стрінгах взагалом.

Аналіз пошкоджуваності ФЕМ свідчить про те, що у різних (за виробником) ФЕМ існують однотипні дефекти. Це такі дефекти, як: пошкодження cell (пробій напівпровідникового переходу, перегорання cell); пошкодження busbar (погіршення контакту в місці з'єднання cell з busbar та корозія провідного матеріалу); пошкодження клемного терміналу – junctionbox; пошкодження алюмінієвого каркасу (корозія алюмінію, вигинання каркасу, пересихання та розтріскування герметика та ущільнень); пошкодження захисного скла (розтріскування, абразивний вплив пилу у повітрі на прозорість скла).

Старіння скла починається практично відразу ж після його виготовлення. Вплив атмосфери активізує цей процес. Випадання «кислих» дощів, вплив на поверхню скла поверхневих газів, що містяться у повітрі, все це приводить до інтенсивного старіння скла, що неминуче призводить до зміну його властивостей, а саме прозорості та міцності.

У дійсності ж волога, що конденсується й тривало втримується на поверхні скла, інтенсифікує процес вилугування. Він полягає у постійному «вимиванні» іонів металу спочатку з поверхневого шару, що приводить до перерозподілу іонів у глибинних шарах що, у свою чергу, сприяє більш сильному розчиненню іонів металу. Внаслідок цих процесів відбувається руйнування кремній-кисневих зв'язків, що веде до збільшення пористості поверхні скла й ще більш активної її взаємодії з атмосферою. В остаточному підсумку процес стає незворотним.

В табл. 4.4 зведені основні пошкодження елементів ФЕМ..

Таблиця 4.4

Пошкодження елементів ФЕМ.

Елемент ФЕМ	Вид пошкодження	Результат	Параметр*		Пошкоджуваність, од.; в.о.; %**
cell	пробій напівпровідникового переходу	понад нормоване зменшення опору фотодіода в зворотному напрямку – зменшення опору села	Опір фотодіода, Ом	k ₁ , в.о.	101 од.; 0,034 в.о.; 3,36%
	перегорання селу	обрив з'єднувальних провідників (плоскої шини busbar), які з'єднують cell в ФЕМ	Опір проводів, Ом		
busbar	погіршення контакту в місці з'єднання cell та busbar	зростання температури в місці контакту та зменшення струму	Температура, °C Струм, А	k ₂ , в.о.	43 од.; 0,014 в.о.; 1,43%
	корозія	зменшення струму, нагрівання busbar	Струм, А		
	пошкодження діода Шоттки (пробій)	нагрів	Температура, °C Струм, А		
клемний термінал junctionbox	збільшення опору контактів	нагрів	Температура, °C Струм, А	k ₃ , в.о.	2504 од.; 0,833 в.о.; 83,3%
алюмінієвий каркас з герметиком	погіршення герметичності каркасу	нагрів, волога в середині ФЕМ	Температура, °C Струм, А	k ₄ , в.о.	54 од.; 0,018 в.о.; 1,8%
захисне скло	погіршення герметичності каркасу	нагрів, волога в середині ФЕМ	Температура, °C Струм, А	k ₅ , в.о.	80 од.; 0,027 в.о.; 2,66%
кабель, що з'єднує cells з клемним терміналом	пошкодження кабелю	ізоляція та опір коннектора	Опір ізоляції, МОм Температура, °C	k ₆ , в.о.	225 од.; 0,075 в.о.; 7,48%

4.3. Коефіцієнт загального залишкового ресурсу ФЕМ

Враховуючи те, що пошкодження кожного з вузлів ФЕМ, зазначених в табл. 4.4, призводить до пошкодження всього ФЕМ, то коефіцієнт загального залишкового ресурсу знаходиться за виразом (4.13) [166, 168] (див. рис. 4.12):

$$k_{pec} = \prod_{\tau=1}^v k_{\tau}^{p_{\tau}}, \quad (4.13)$$

де k_{τ} – коефіцієнт залишкового ресурсу ФЕМ по τ -му діагностичному параметру (вважаємо, що кожний контрольований діагностичний параметр, наприклад, температура, опір ізоляції, струм, напруга та інші впливають на залишковий ресурс елементів ФЕМ за мультиплікативним виразом (4.13), а кожний із діагностичних параметрів $k_1 - k_6$ впливає на коефіцієнт загального залишкового ресурсу всього ФЕМ), τ – τ -тий діагностичний параметр, v – кількість діагностичних параметрів відповідно до кількості вузлів (табл. 3.7), p_{τ} – ймовірність відхилень контрольованого параметра від гранично допустимого нормованого значення цього параметра:

$$p_{\tau} = \frac{y_{\tau}}{m_2}, \quad (4.14)$$

де y_{τ} – кількість відхилень контрольованого параметра від гранично допустимого нормованого значення цього параметра, які були виявлені шляхом контролю τ -го діагностичного параметра з загальної кількості виявлених відхилень контрольованих параметрів від гранично допустимого нормованого значення, m_2 – загальна кількість виявлених відхилень контрольованих діагностичних параметрів від їх гранично допустимих нормованих значень.

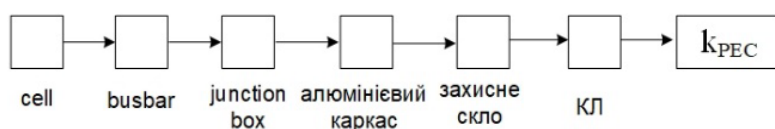


Рис. 4.12. Структурна схема моделі коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ

Відповідно до виразу (4.13) коефіцієнт загального залишкового ресурсу ФЕМ визначається за виразом:

$$k_{\text{заг.рес}} = k_1^{p_{k1}} \cdot k_2^{p_{k2}} \cdot k_3^{p_{k3}} \cdot k_4^{p_{k4}} \cdot k_5^{p_{k5}} \cdot k_6^{p_{k6}}, \quad (4.15)$$

де $k_1, k_2, k_3, k_4, k_5, k_6$ – відомі на момент розрахунку значення коефіцієнтів залишкового ресурсу по відповідних діагностичних параметрах, $p_{k1}, p_{k2}, p_{k3}, p_{k4}, p_{k5}, p_{k6}$ – ймовірності пошкоджень вузлів ФЕМ, виявлених шляхом контролю діагностичних параметрів з урахуванням загальної кількості пошкоджень. Так, відповідно до табл. 1: $p_{k1}=0,034$ в.о., $p_{k2}=0,014$ в.о., $p_{k3}=0,833$ в.о., $p_{k4}=0,018$ в.о., $p_{k5}=0,027$ в.о., $p_{k6}=0,075$ в.о. Для створення математичної моделі коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ було використано параметри, за кожним з яких можна робити висновок про стан ФЕМ, але жоден з даних параметрів не в повній мірі характеризує технічний стан, він лише вказує на певні зміни технічного стану ФЕМ. На даному етапі розвитку сучасного комп'ютерного забезпечення використання для вирішення поставленої задачі методів теорії нечітких множин є не складним завданням. Це дає змогу враховувати значення різних діагностичних параметрів при діагностуванні ФЕМ і створити базу правил їх взаємодії. За допомогою MATLAB створена модель коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ. З цією метою створено та скореговано вибірку навчальних даних, за якими отримано аналітичну залежність коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ від діагностичних параметрів у вигляді поліному. Отримана залежність може бути використана у програмному забезпеченні сучасних мікропроцесорних пристроїв діагностування ФЕ

Формування початкових навчальних даних було проведено таким чином: для шести вхідних параметрів моделі, які змінювались випадковим чином від 0 до 1, було визначено коефіцієнт загального залишкового ресурсу ФЕМ. Для зручності оперування даними і зменшення похибки навчання моделі, спрощення поточних розрахунків у MATLAB вхідні параметри моделі зводились до відносних одиниць їх відхилення від норми. Шість вхідних параметрів моделі –

коефіцієнти залишкового ресурсу деталей та вузлів ФЕМ, які залежать від поточних значень десяти діагностичних параметрів. Кількість параметрів може бути більшою. Фрагмент навчальної вибірки представлений в табл.4.5.

Таблиця 4.5

Фрагмент результатів розрахунків коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ

k_1 в.о.	k_2 , в.о.	k_3 , в.о.	k_4 , в.о.	k_5 , в.о.	k_6 , в.о.	$k_{\text{ресФЕМ}}$, в.о.
0,01	0,099	0,01	0,099	0,01	0,099	0,013431
0,02	0,098	0,02	0,098	0,02	0,098	0,022028
...	...	...	...	...	...	...
0,93	0,93	0,007	0,93	0,93	0,93	0,245720543

З метою наближення параметрів математичної моделі до реальних умов експлуатації необхідно опитати фахівців, що експлуатують, діагностують та ремонтують ФЕМ. Інформація, яка надана цими фахівцями врахована під час створення тестової вибірки даних.

Похибка навчання нейро-нечіткої моделі за навчальною вибіркою даних становила $\delta_n=1,7\%$ (0,017 в.о.). Отже нульове значення коефіцієнта залишкового ресурсу по будь-якому з цих діагностичних параметрів зменшує до нуля значення загального залишкового ресурсу ФЕМ.

Повна табл. 4.5 містить 534 розглянутих варіантів вибірок діагностичних параметрів та відповідних їм значень загального залишкового ресурсу ФЕМ. Відкориговані експертами дані були використані як навчальні дані при моделюванні в системі комп'ютерної математики MATLAB. Для цього використовувався пакет Fuzzy Logic Toolbox. За допомогою редактора ANFIS Editor (Edit – редактор, Adaptive Network of Fuzzy Inference of the System – адаптивна мережа системи нечіткого висновку) з використанням гібридного навчального алгоритму та використовуючи алгоритм нечіткого висновку Сугено було отримано нейро-нечітку модель коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ (з

використанням методу субкластеризації). Завантаження даних в ANFIS редакторі MATLAB показано на рис. 4.13.

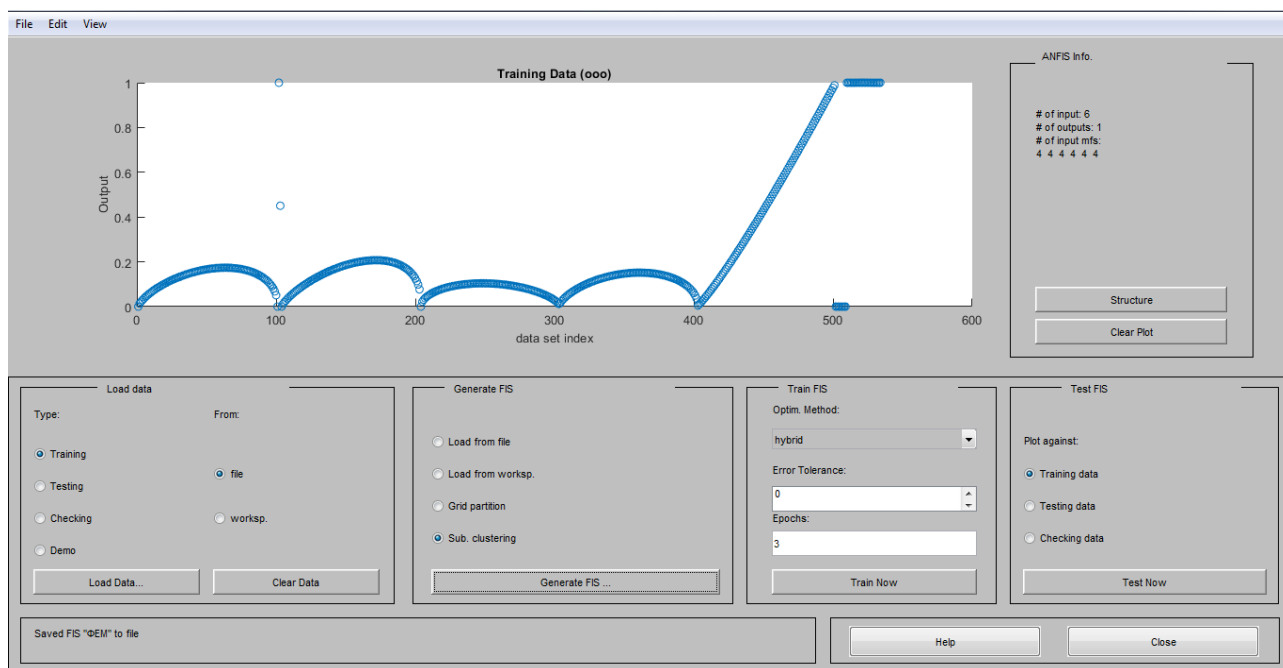


Рис. 4.13. Завантаження даних в ANFIS редакторі MATLAB

Структура отриманої нейро-мережі показана на рис. 4.14.

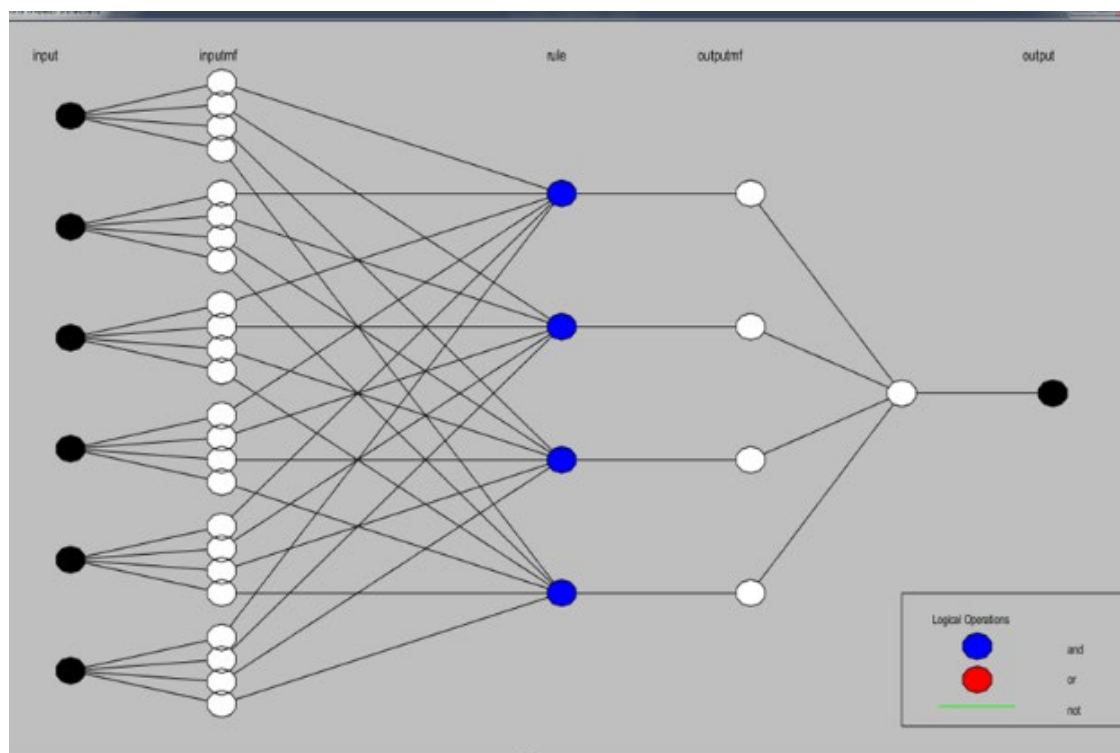


Рис. 4.14. Структура отриманої нейро-мережі.

Для кожної вхідної змінної нейро-моделі використовувались по чотири

лінгвістичних терми з гаусовими функціями належності, які були обрані за критерієм мінімальної похибки навчання моделі:

$$k_{\text{pec.i1}} = f(x_{i1}; \sigma_{i1}; c_{i1}) = e^{\frac{-(x_{i1}-c_{i1})^2}{2 \cdot \sigma_{i1}^2}}. \quad (4.16)$$

У виразі (4.16): σ_{i1} та c_{i1} – числові параметри, σ_{i1}^2 в теорії ймовірності називається дисперсією розподілу, а другий параметр c_{i1} – математичним сподіванням, i_1 – вхідний параметр нейро-нечіткої моделі, який відповідає діагностичному параметру, x_{i1} – значення i_1 -го вхідного параметра моделі: $x_1=k_1$; $x_2=k_2$; $x_3=k_3$; $x_4=k_4$; $x_5=k_5$; $x_6=k_6$.

Це такі терми, як: «нормальне» (стан ФЕМ – справний) значення діагностичного параметра – коефіцієнта його залишкового ресурсу (КЗР). Значення цих коефіцієнтів змінюються від 1 в.о. (ФЕМ справна) до 0 в.о. (ФЕМ справний). Значення КЗР згруповані в множини: нормальні значення діагностичних параметрів (КЗР $\in 1..0.76$), стан ФЕМ з незначними відхиленнями діагностичних параметрів (КЗР $\in 0.75..0.51$), передаварійний (КЗР $\in 0.5..0.26$) – з передаварійними відхиленнями діагностичних параметрів, аварійний (КЗР $\in 0.26..0$) – з аварійними відхиленнями діагностичних параметрів.

Для знаходження значення коефіцієнта загальнозалишкового ресурсу використовуємо нечітку нелінійну авторегресійну модель коефіцієнта загального залишкового ресурсу ФЕМ. Ця модель встановлює нечітке нелінійне перетворення між значеннями коефіцієнтів залишкового ресурсу по діагностичних параметрах та загальним коефіцієнтом залишкового ресурсу ФЕМ (4.17).

$$k_{\text{pecФЕМ}} = F(k_1, k_2, k_3, k_4, k_5, k_6), \quad (4.17)$$

де F – нечітке функціональне перетворення.

Математична модель коефіцієнта загального залишкового ресурсу є системою логічних рівнянь:

$$\left\{ \begin{array}{l}
 \text{ЯКЩО } k_1 \in \text{"нормальне"} \text{ТА } k_2 \in \text{"нормальне"} \text{ТА } k_3 \in \text{"нормальне"} \\
 \text{ТА } k_4 \in \text{"нормальне"} \text{ТА } k_5 \in \text{"нормальне"} \text{ТА } k_6 \in \text{"нормальне"} \\
 \text{ТО } k_{\text{ресФЕМ}} = a_{11} \cdot k_1 + a_{12} \cdot k_2 + a_{13} \cdot k_3 + a_{14} \cdot k_4 + a_{15} \cdot k_5 + a_{16} \cdot k_6 \\
 \text{ЯКЩО } k_1 \in \text{"незначне відхилення"} \text{ТА } k_2 \in \text{"незначне відхилення"} \\
 \text{ТА } k_3 \in \text{"нормальне"} \text{ТА } k_4 \in \text{"незначне відхилення"} \\
 \text{ТА } k_5 \in \text{"незначне відхилення"} \text{ТА } k_6 \in \text{"незначне відхилення"} \\
 \text{ТО } k_{\text{ресФЕМ}} = a_{21} \cdot k_1 + a_{22} \cdot k_2 + a_{23} \cdot k_3 + a_{24} \cdot k_4 + a_{25} \cdot k_5 + a_{26} \cdot k_6 \\
 \text{ЯКЩО } k_1 \in \text{"передаварійне"} \text{ТА } k_2 \in \text{"передаварійне"} \text{ТА } k_3 \in \text{"передаварійне"} \\
 \text{ТА } k_4 \in \text{"передаварійне"} \text{ТА } k_5 \in \text{"передаварійне"} \text{ТА } k_6 \in \text{"передаварійне"} \\
 \text{ТО } k_{\text{ресФЕМ}} = a_{31} \cdot k_1 + a_{32} \cdot k_2 + a_{33} \cdot k_3 + a_{34} \cdot k_4 + a_{35} \cdot k_5 + a_{36} \cdot k_6 \\
 \text{ЯКЩО } k_1 \in \text{"аварійне"} \text{ТА } k_2 \in \text{"аварійне"} \text{ТА } k_3 \in \text{"аварійне"} \\
 \text{ТА } k_4 \in \text{"аварійне"} \text{ТА } k_5 \in \text{"аварійне"} \text{ТА } k_6 \in \text{"аварійне"} \\
 \text{ТО } k_{\text{ресФЕМ}} = a_{41} \cdot k_1 + a_{42} \cdot k_2 + a_{43} \cdot k_3 + a_{44} \cdot k_4 + a_{45} \cdot k_5 + a_{46} \cdot k_6 \\
 \dots
 \end{array} \right. \quad (4.18)$$

Вихід моделі $k_{\text{рес.ФЕМ}}$ знаходиться як зрівноважена сума висновків бази правил, записаних у вигляді системи логічних рівнянь.

$$k_{\text{ресФЕМ}} = \sum_{j2=1}^{m3} w_{j2} \left(a_{j2\,1} \cdot k_1 + a_{j2\,2} \cdot k_2 + a_{j2\,3} \cdot k_3 + a_{j2\,4} \cdot k_4 + a_{j2\,5} \cdot k_5 + a_{j2\,6} \cdot k_6 + c_{j2} \right) \quad (4.19)$$

де $0 \leq w_{j2} \leq 1$ – ступінь виконання (вага) j_2 -го правила, яка визначається відповідністю реальних змін діагностичних параметрів ФЕМ, що відображені у j_2 -му правилі. Налаштування моделі полягає у визначенні параметрів функцій належності і рівнянь висновку. Необхідно визначити середньоквадратичне відхилення $\sigma_{k1} - \sigma_{k6}$ та математичне очікування $c_{k1}, c_{k2}, c_{k3}, c_{k4}$, гаусових функції належності, параметри рівнянь висновку ($a_{1\,1} - a_{4\,4}, c_1 - c_4$). Для полегшення налаштування та адаптації структури розробленої моделі до реальних параметрів конкретної ФЕМ модель реалізується у вигляді адаптивної нейронечіткої багатошарової мережі прямого розповсюдження ANFIS. ANFIS являє собою

найпростішу мережу прямого розповсюдження, яка містить адаптивні вузли, використовуючи правила навчання, параметри цих вузлів налаштовуються так, щоб мінімізувати похибку між реальним виходом моделі $k_{\text{рес.ФЕМ}}$ та реальним коефіцієнтом загального залишкового ресурсу $k_{\text{ресФЕМ. ФЕМ}}$ (4.20):

$$\delta = \sqrt{\frac{1}{N_1} \sum_{k_3=0}^{N_1-1} (k_{\text{рес.ФЕМ } k_3} - k_{\text{заг.ФЕМ } k_3})^2} \rightarrow \min, \quad (4.20)$$

де N_1 – кількість рядків у навчальній вибірці, k_3 – номер рядка в навчальній вибірці, починаючи з рядка з порядковим номером «0». Використовується гібридний навчальний алгоритм, кожна епоха якого складається з прямого та зворотного оптимізаційних розрахунків. З метою зменшення часу на навчання нейро-нечіткої моделі в системі комп'ютерної математики MATLAB використовуємо метод субкластеризації, тобто метод об'єднання об'єктів у групи на основі однаковості ознак для об'єктів однієї групи та неоднаковості ознак між групами. Більшість алгоритмів кластеризації не ґрунтуються на традиційних для статистичних методів припущеннях. Вони можуть використовуватись в умовах майже повної відсутності інформації про закони розподілу даних.

Кластеризацію використовують для об'єктів з кількісними (числовими), якісними або змішаними ознаками. Початковою інформацією для кластеризації є матриця спостережень, кожен рядок якої являє собою значення n ознак одного з M кластерів. Задача кластеризації полягає в розбитті об'єктів на декілька підмножин (кластерів), в яких об'єкти більш схожі між собою, ніж з об'єктами з інших кластерів. В матричному просторі «однаковість» зазвичай визначають через відстань. Відстань може розраховуватись як між початковими об'єктами (рядками матриці), так і від цих об'єктів до прототипу кластерів. Зазвичай координати прототипів не відомі і вони знаходяться одночасно з розбиттям даних на кластери. Використовувались такі параметри методу кластеризації: рівень впливу вхідних змінних (Range of influence) – 0,99; коефіцієнт послаблення

(Squash factor) – 1,5; коефіцієнт, який встановлює, у скільки разів потенціал даної точки має бути вищим за потенціал центра першого кластера для того, щоб центром одного з кластерів була призначена точка, яка розглядається (Асерт radio) – 0,5; коефіцієнт, який встановлює, у скільки разів потенціал даної точки має бути меншим за потенціал центра першого кластера, щоб ця точка була виключена з можливих центрів кластерів (Reject radio) – 0.15. Тому, наприклад, при подальшому моделюванні для коефіцієнта залишкового ресурсу $k_{рес}$ ФЕМ діагностичного параметра k_1 першого правила значення гаусової функції належності було взято такі значення параметрів: $\delta_{k1} = 0,3650$ в.о., $C_{k1} = 0,9951$ в.о. Для навчання мережі використовувався гібридний алгоритм навчання.

Після тридцяти епох навчання середньоквадратична похибка навчання склала 0.0128 в.о. (на тестовій вибірці 0,041 в.о.). В результаті навчання були отримані параметри гаусових функцій належності, які в подальшому були використані при створенні нейро-нечіткої моделі ФЕМ. З урахуванням проведених ітераційних обчислювальних експериментів визначено вектор параметрів функцій належності та отримано математичну модель коефіцієнта загального залишкового ресурсу ФЕМ для розглянутого прикладу (табл. 4.6). На рис. 4.14 показано фрагмент віконної заставки редактора адаптивної мережі системи нечіткого висновку (ANFIS Editor) пакету Fuzzy Logic Toolbox системи комп'ютерної математики MATLAB.

Сформована структура нейро-нечіткої моделі ФЕМ має шість входів та один вихід. Кожен з шести входів має по чотири терми. Тобто кожна множина можливих значень вхідних параметрів моделі умовно поділена на чотири підмножини: «нормальні» значення вхідного параметра, «незначні відхилення» значення вхідного параметра, «передаварійні» значення вхідного параметра, «аварійні» значення вхідного параметра.

Ця мережа має шість входів, один вихід та передбачає використання алгоритму нечіткого висновку Сугено:

$$\left\{ \begin{array}{l}
\text{ЯКЩО } k_1 \in \text{"нормальне"} \text{ТА } k_2 \in \text{"нормальне"} \text{ТА } k_3 \in \text{"нормальне"} \\
\text{ТА } k_4 \in \text{"нормальне"} \text{ТА } k_5 \in \text{"нормальне"} \text{ТА } k_6 \in \text{"нормальне"} \\
\text{ТО } k_{\text{рес ФЕМ}} = 1,048 \cdot k_1 - 0,0492 \cdot k_2 - 0,1529 \cdot k_3 + 0 \cdot k_4 + \\
+ 1,02 \cdot k_5 - 0,006532 \cdot k_6 + 0,8857; \\
\text{ЯКЩО } k_1 \in \text{"незначне відхилення"} \text{ТА } k_2 \in \text{"незначне відхилення"} \\
\text{ТА } k_3 \in \text{"нормальне"} \text{ТА } k_4 \in \text{"незначне відхилення"} \\
\text{ТА } k_5 \in \text{"незначне відхилення"} \text{ТА } k_6 \in \text{"незначне відхилення"} \\
\text{ТО } k_{\text{рес ФЕМ}} = 0,53 \cdot k_1 + 1,01 \cdot k_2 + 0,34 \cdot k_3 + 0,1000 \cdot k_4 - \\
- 0,84 \cdot k_5 - 0,15 \cdot k_6 + 0,00238; \\
\text{ЯКЩО } k_1 \in \text{"передаварійне"} \text{ТА } k_2 \in \text{"передаварійне"} \text{ТА } k_3 \in \text{"передаварійне"} \\
\text{ТА } k_4 \in \text{"передаварійне"} \text{ТА } k_5 \in \text{"передаварійне"} \text{ТА } k_6 \in \text{"передаварійне"} \\
\text{ТО } k_{\text{рес ФЕМ}} = 0,01 \cdot k_1 + 0,13 \cdot k_2 + 0,91 \cdot k_3 + 0,05 \cdot k_4 - 0,05 \cdot k_5 + \\
- 0,03 \cdot k_6 - 0,01155; \\
\text{ЯКЩО } k_1 \in \text{"аварійне"} \text{ТА } k_2 \in \text{"аварійне"} \text{ТА } k_3 \in \text{"аварійне"} \\
\text{ТА } k_4 \in \text{"аварійне"} \text{ТА } k_5 \in \text{"аварійне"} \text{ТА } k_6 \in \text{"аварійне"} \\
\text{ТО } k_{\text{рес ФЕМ}} = 0,1698 \cdot k_1 + 0,0389 \cdot k_2 + 0,2309 \cdot k_3 + 0,145 \cdot k_4 + 0,15k_5 + \\
+ 0,2731 \cdot k_6 - 0,00890.
\end{array} \right. \quad (4.21)$$

Побудована нейро-нечітка модель Сугено має такі характеристики: ступінь належності кожного значення вхідного параметра до відповідної цьому параметру множини значень, що визначається гаусовою функцією належності; модель призначена для знаходження числового значення коефіцієнта загального залишкового ресурсу ФЕМ, тому має один вихід. Модель дозволяє визначити значення коефіцієнта загального залишкового ресурсу ФЕМ залежно від значень вхідних параметрів – коефіцієнтів залишкових ресурсів по кожному з контрольованих діагностичних параметрів.

Так, якщо кожен з коефіцієнтів залишкового ресурсу діагностичних параметрів буде дорівнювати 0,5 в.о., то коефіцієнт загального залишкового ресурсу ФЕМ дорівнює 0,332 в.о., якщо кожен з коефіцієнтів залишкового ресурсу діагностичних параметрів буде дорівнювати 1 в.о., то коефіцієнт загального залишкового ресурсу ФЕМ (з похибкою 2%) дорівнює 0,98 в.о., якщо кожен з коефіцієнтів залишкового ресурсу діагностичних параметрів буде

дорівнювати 0 в.о., то коефіцієнт загального залишкового ресурсу ФЕМ (з похибкою 0,5%) дорівнює 0 в.о. (рис. 4.15 – рис. 4.17).

Таблиця 4.6

Параметри функції належності.

Вхідні параметри моделі	Назва терму (нечіткої множини значень вхідних параметрів)	Номер правила	Параметри функцій належності	
			δ	C
k_1	нормальні	1	0,35	0,21
	незначні відхилення	2	0,35	0,78
	передаварійні	3	0,35	0,81
	аварійні	4	0,35	0,91
k_2	нормальні	1	0,35	0,21
	незначні відхилення	2	0,35	0,78
	передаварійні	3	0,35	0,81
	аварійні	4	0,35	0,93
k_3	нормальні	1	0,35	0,022
	незначні відхилення	2	0,35	0,21
	передаварійні	3	0,35	0,81
	аварійні	4	0,35	0,93
k_4	нормальні	1	0,35	0,019
	незначні відхилення	2	0,35	0,079
	передаварійні	3	0,35	0,078
	аварійні	4	0,35	0,93
k_5	нормальні	1	0,35	0,21
	незначні відхилення	2	0,35	0,078
	передаварійні	3	0,35	0,081
	аварійні	4	0,35	0,93
k_6	нормальні	1	0,35	0,019
	незначні відхилення	2	0,349	0,019
	передаварійні	3	0,35	0,079
	аварійні	4	0,35	0,93

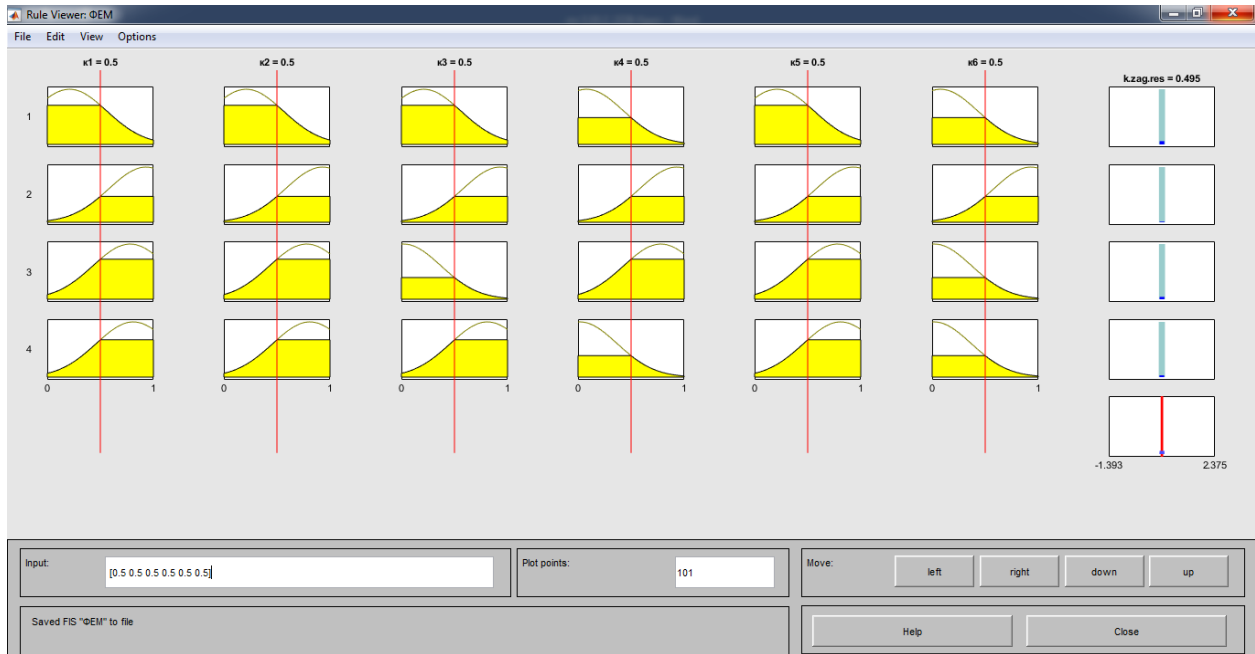


Рис. 4.15. Визначення коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ при значеннях всіх вхідних параметрів 0.5 в.о.

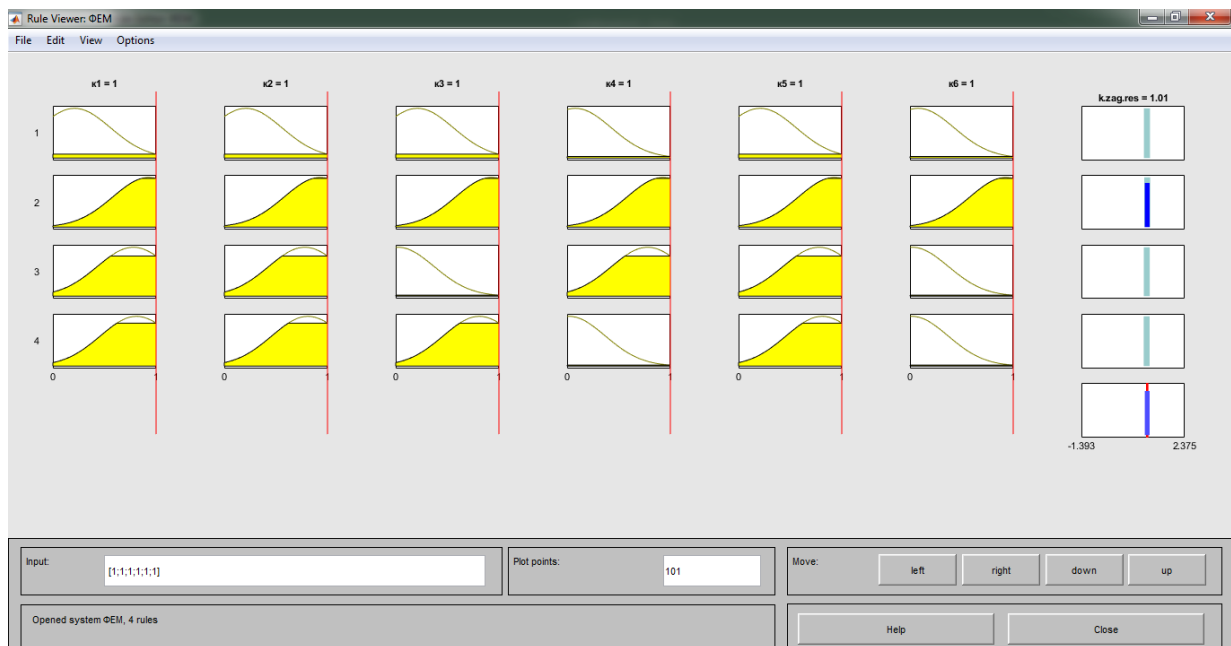


Рис. 4.16. Визначення коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ при значеннях всіх вхідних параметрів 1 в.о.

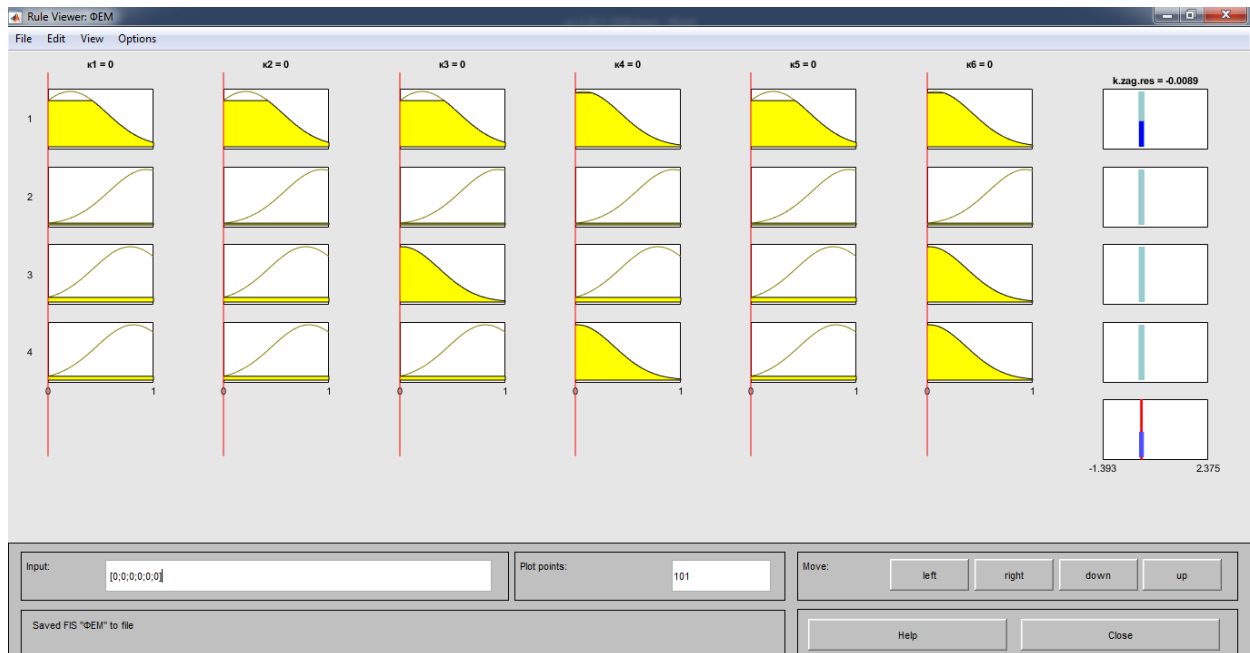


Рис. 4.17. Визначення коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ при значеннях всіх вхідних параметрів 0 в.о.

Складність залежностей вихідного параметра розробленої моделі від сукупності вхідних параметрів підтверджують графіки поверхонь цих залежностей, які показані на рис. 4.18 – 4.22.

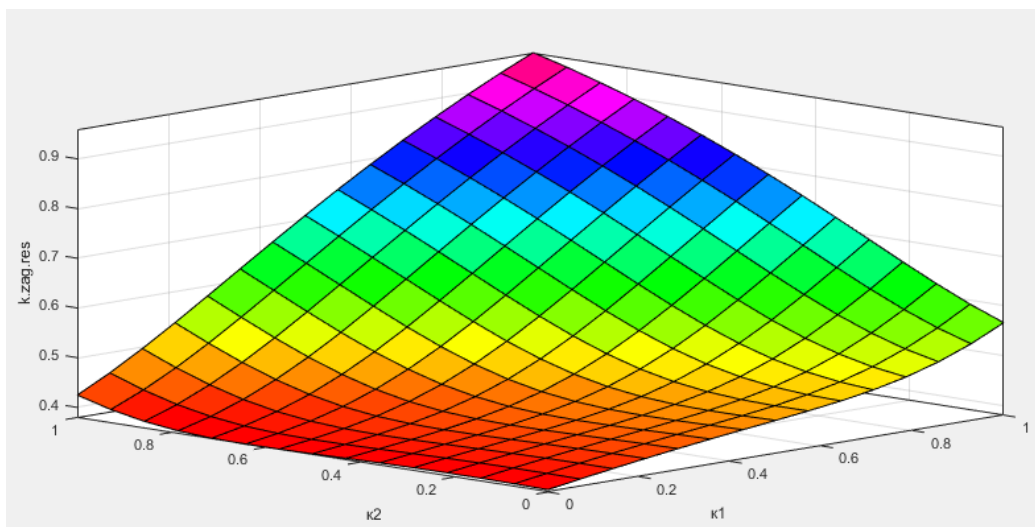


Рис. 4.18. Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ від k_1 та k_2 .

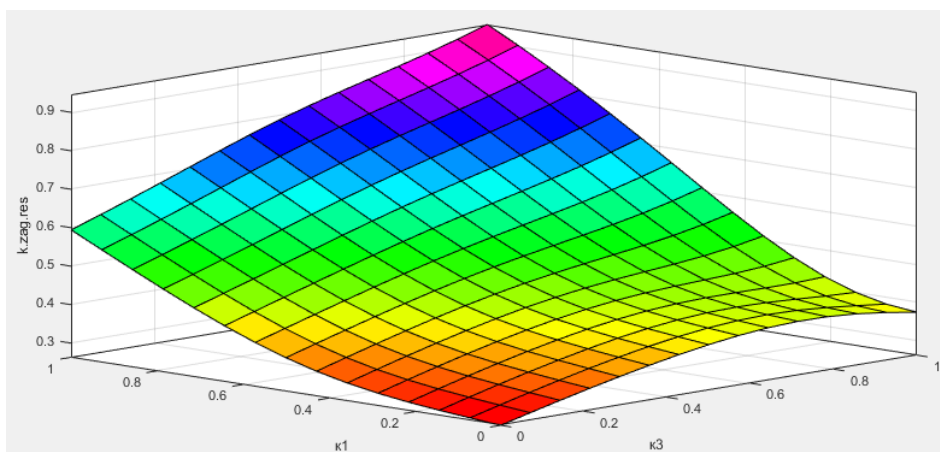


Рис. 4.19. Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ від k_1 та k_3 .

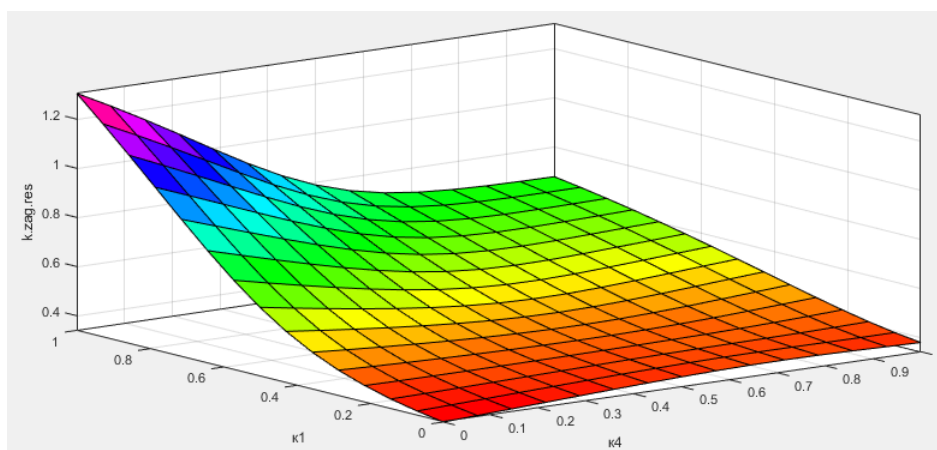


Рис. 4.20. Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ від k_1 та k_4 .

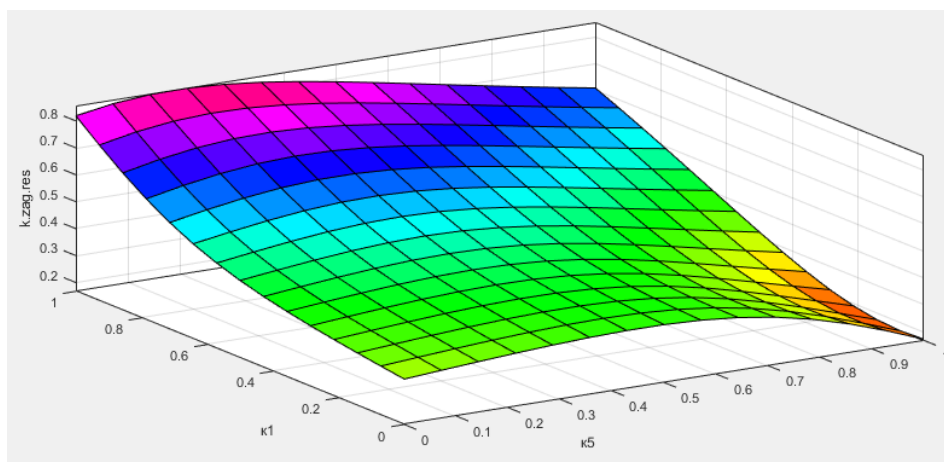


Рис. 4.21. Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ від k_1 та k_5 .

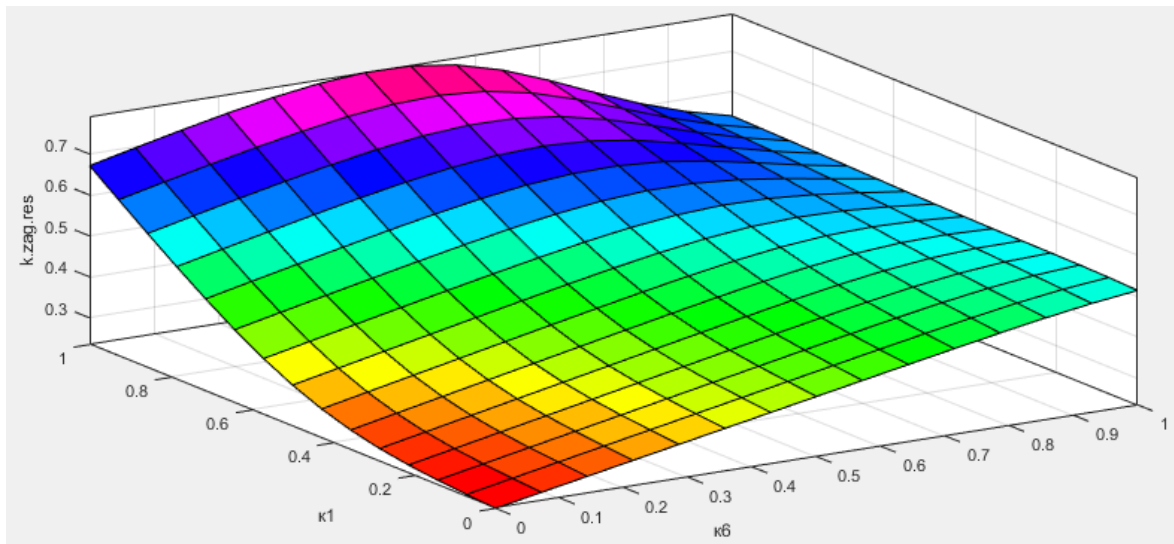


Рис. 4.22. Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ від k_1 та k_6 .

4.4. Програмно-апаратний комплекс визначення технічного стану обладнання ФЕС

Враховуючи швидкі темпи нарощування встановленої потужності ФЕС, виникають нові проблеми, які потребують термінового вирішення. Зокрема, до них відносяться: забезпечення надійності електропостачання; необхідність виявлення пошкоджень обладнання ФЕС та прогнозування виникнення пошкоджень; планування заміни пошкодженого обладнання та ремонтів, балансування потужності в ЕЕС. Тобто, виникає задача підтримки енергоефективності установок, що гарантуватиме очікуваний рівень генерування електроенергії, при цьому також, існує необхідність контролю за їх роботою, щоб уникнути можливих відключень, які можуть спричинити понаднормове відхилення планового значення генерування від поточного [213].

Можна виділити три способи діагностування пошкоджень: 1) шляхом візуального огляду, що потребує значних витрат часу та зусиль; 2) за допомогою обробки зображень, яка може бути розділена на термографію, електролюмінесценцію та УФ-флуоресценцію, що передбачає використання безпілотних технологій та іноді вимагає відключення станції від мережі; і 3) за допомогою аналізу електричних вимірювань, який можна отримати за допомогою

встановленої системи моніторингу [214]. Перші два способи полягають у використанні ретроспективних даних для формування моделі поточного стану ФЕМ. Також потрібно враховувати обмеження диспетчера на потужність генерування ФЕС, тобто ФЕС працює не з максимально доступною потужністю, а з заданою диспетчером, визначеною на основі встановленої потужності, рівня сонячного випромінювання та потреби мережі. Це означає, що інвертори не працюють у режимі відстеження максимальної потужності, а замість цього вони намагаються досягти оптимального значення генерування, що встановлене диспетчером. Отже, максимальне значення потужності (MPPT), що використовується в літературі для виявлення пошкоджень, не може використовуватися при виявленні технічного стану для ФЕС, які підключені до мережі і мають пристрої відстежування MPPT.

Тому, актуальною є розробка нових рішень для моніторингу, класифікації та виявлення несправностей (пошкоджень) роботи ФЕС та ідентифікація її технічного стану з врахуванням ретроспективних даних, отриманих за допомогою SCADA систем.

4.4.1. Блок-схема програмно-апаратного комплексу визначення технічного стану ФЕС та визначення коефіцієнтів-індикаторів

Запропонована методологія базується на двох етапах, як показано на рис. 4.23.

1. Моделювання, в ході якого, складається математична модель процесу функціонування ФЕС (з врахуванням визначення зони нечутливості, формування нейро-нечіткої моделі генерування) на основі ретроспективних даних про роботу ФЕС.

2. Процес моніторингу та прогнозування, при якому система працює в режимі реального часу, контролюючи технічний стан ФЕМ, з метою виявлення та діагностування появи дефектів або несправностей.

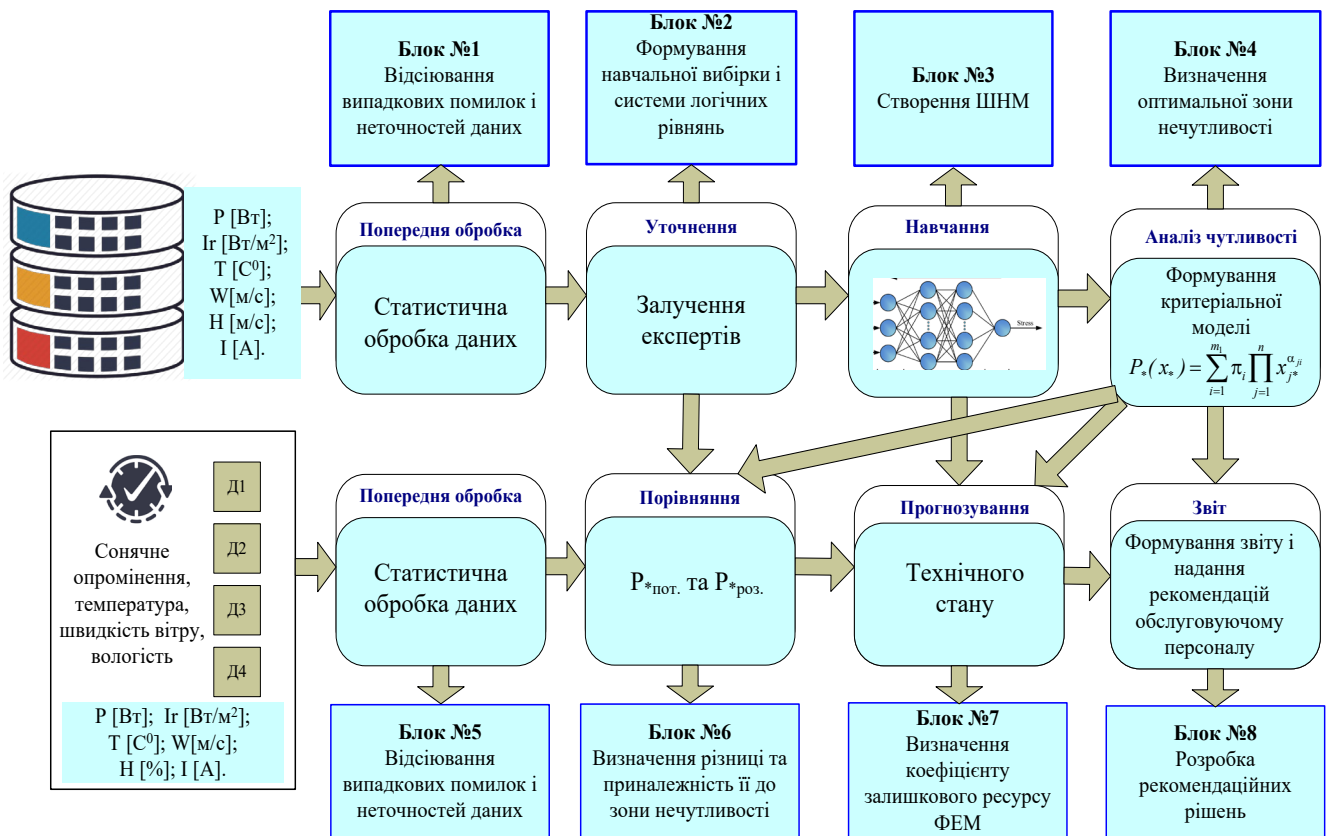


Рис. 4.23. Блок-схема програмно-апаратного комплексу визначення технічного стану ФЕС.

4.4.2. Критеріальне моделювання генерування ВДЕ для програмно-апаратного комплексу

Для визначення впливу на генерування ФЕС різних за фізичним змістом факторів, можна використовувати критеріальне моделювання, що передбачає перетворення вихідної моделі явищ чи об'єктів в безрозмірну, а саме критеріальну форму запису, де всі, приймаючі участь у процесі, величини мають зміст критеріїв подібності [215].

Для цього залежність, яка показана в [216], апроксимується позиномом:

$$P=f(T, W, I_r, H, I), \quad (4.22)$$

де P – потужність, яку генерує ФЕС, Вт; T – температура навколишнього середовища, $^{\circ}\text{C}$; I_r – сонячне опромінення, $\text{Вт}/\text{м}^2$; H – вологість, %; I – струм стрінга, А.

Позином, яким апроксимується (4.22), має вигляд [215]:

$$P = \sum_{i=1}^m a_i \prod_{j=1}^n x_j^{\alpha_{ji}}, \quad (4.23)$$

де P – потужність генерування; a_i та α_{ji} – постійні коефіцієнти, що визначаються властивістю досліджуваного процесу системи; x_j – змінні параметри системи.

Для аналізу вираз (4.23) представляється у критеріальній формі запису. Оцінка ведеться шляхом порівняння з базисним значенням, що характеризується значеннями параметрів $x_{1\phi}, x_{2\phi}, \dots, x_{n\phi}$ і передбачається, що

$$P_{\phi} = \sum_{i=1}^m a_i \prod_{j=1}^n x_{j\phi}^{\alpha_{ji}}, \quad \text{і т.д.}$$

а у базисних одиницях

$$P_* = \pi_{1\phi} \prod_{j=1}^n x_{j*}^{\alpha_{ji}} + \pi_{2\phi} \prod_{j=1}^n x_{j*}^{\alpha_{ji}} + \dots + \pi_{m\phi} \prod_{j=1}^n x_{j*}^{\alpha_{ji}}, \quad (4.24)$$

де $P_* = \frac{P}{P_{\phi}}$, $x_{j*} = \frac{x_j}{x_{j\phi}}$, π – критерій подібності.

Вираз (4.24) дозволяє визначити відносну зміну P при відхиленні x_j від прийнятого базисного значення. З позиції власника ВДЕ найоптимальнішим є режим, при якому станція генерує найбільший обсяг електроенергії. При цьому обладнання експлуатується без додаткових затрат на його ремонт, обслуговування і заміну.

Отримані дані фільтруються і коригуються у разі планового припинення роботи обладнання станції, вимушене обмеження роботи, тощо. Створюється нейро-нечітка мережа, яка дозволяє визначати генерування в залежності від метеорологічних факторів. Для встановлення зони нечутливості запропоновано використовувати критеріальний метод [217].

Поточні значення генерування порівнюється з ретроспективним, при таких же або наближених значеннях метеорологічних факторів. Якщо значення відхилення виходить за зону нечутливості, то потрібно проводити додаткові дослідження, а саме контролювати значення струмів стрінгів (визначати індикатори аномальної їх роботи) і шукати той, в якому є пошкоджені панелі. Поступове збільшення відхилення коефіцієнтів k_1-k_6 , визначених за ретроспективними даними і поточними, свідчить про розвиток дефектів. Визначення тенденції зміни k_1-k_6 дозволяє прогнозувати розвиток дефектів [216].

Визначення оптимальної зони нечутливості визначається за допомогою теорії чутливості [49, 63, 65, 218]. Багато досліджень присвячено саме застосуванню теорію аналізу чутливості динамічних систем, зокрема існує цілий клас динамічних систем, до яких відносяться і ЕЕС з ВДЕ, зміна станів яких розподілена в часі та просторі.

Зокрема в [65] зазначено, що основні проблеми полягають у розробці відповідних математичних моделей, які враховують динаміку досліджуваного об'єкта. Складність задач визначення впливу технічного стану обладнання ФЕС на його генерування, головним чином, мають багаторівневу територіальну і часову ієрархією та характеризуються випадковим характером збурень, що діють на системи, зміною в часі параметрів досліджуваних об'єктів, багатомірністю та нелінійним характером останніх.

Не дивлячись на те, що багато задач визначення технічного стану динамічних систем знайшли свій розв'язок, подальше їх розповсюдження та вдосконалення залишається актуальним, у зв'язку з широким впровадженням сучасних засобів обчислювальної техніки та інформаційних технологій [219]. Впровадження їх у SCADA передбачає широку автоматизацію основних функцій процесу керування

ВДЕ: збору та обробки інформації, прийняття рішень з управління станами, їх техніко-економічного аналізу та автоматизації основних функцій керування з врахуванням обмежень, які зумовлені зміною технічного стану обладнання ВДЕ, метеорологічних факторів, вимогами системного оператора. Сукупність сучасних ЕОМ, математичних методів моделювання та вимірювальних технічних засобів, що реалізують ідентифікацію технічного стану, дозволяє перейти на якісно новий рівень визначення технічного стану ФЕМ. Однак, відомі методи теорії чутливості, які ґрунтуються на використанні функцій чутливості або градієнтів досліджуваних властивостей системи, є недостатньо ефективними для аналізу та синтезу систем визначення технічного стану обладнання і його впливу на якість функціонування системи в цілому. Причини тут і в структурі самої системи, і в особливостях формування її станів [220]. В даній роботі розглядається один з можливих способів вирішення проблеми чутливості складної динамічної системи. В основу запропонованого методу покладено засоби теорії подібності, зокрема критеріальне моделювання [65, 171, 215, 217]. Особливістю використання критеріального методу є те, що оцінка чутливості здійснюється у відносних одиницях (див. рис. 4.24), оскільки визначення зони нечутливості P в іменованих одиницях пов'язано з низкою складностей. Метеорологічні фактори mf_i під час оцінки чутливості P також задаються у відносних одиницях.

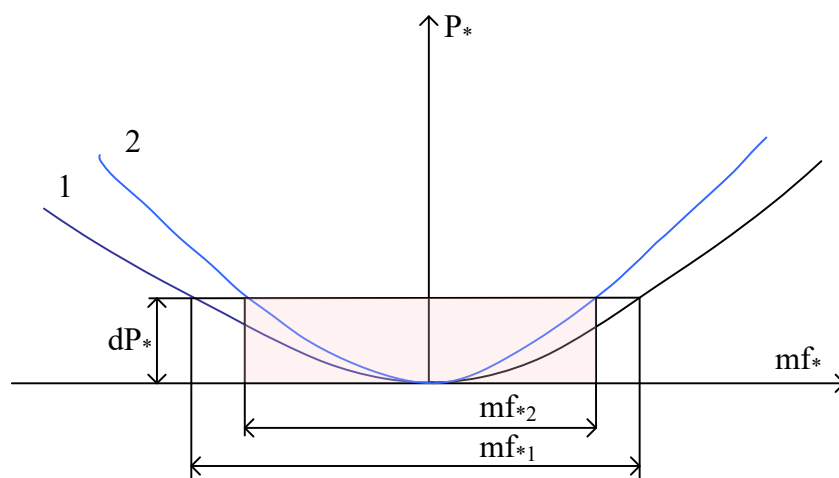


Рис. 4.24. Приклад критеріальних залежностей потужності генерування від зміни метеорологічних факторів.

У відносних одиницях задача розподілу допусків може бути розв'язана в такий спосіб. Визначаються гранично допустимі значення метеорологічних факторів mf_{*i}^- і mf_{*i}^+ [217]:

$$mf_{*i}^- = \left(\frac{\alpha - \beta}{-\beta} \frac{a}{1 + \delta F_{*i}} \right)^{-1/\alpha}, \quad (4.25)$$

$$mf_{*i}^+ = \left(\frac{\alpha - \beta}{\alpha} \frac{b}{1 + \delta F_{*i}} \right)^{-1/\beta}. \quad (4.26)$$

де δP_* – задане допустиме відхилення потужності генерування ВДЕ від його ретроспективного (оптимального) значення у відносних одиницях; a , b , α і β – коефіцієнти функції (двочленного полинома), якою апроксимується залежність $P_* = f(mf_*)$:

$$P_* = a mf_*^\alpha + b mf_*^\beta. \quad (4.27)$$

Використовуючи ці дані, обчислюються граничні значення полів допусків:

$$\delta mf_{*i}^{np} = mf_{*i}^+ - mf_{*i}^-, \quad i = \overline{1, m}.$$

Для метеорологічних факторів визначаються вагові коефіцієнти, що відображають їхній регулювальний ефект. В критеріальній системі відносних одиниць вони нормуються до одиниці [215]. У цьому випадку вагові коефіцієнти визначаються в такий спосіб:

$$\nu_i = \frac{\delta mf_{*i}^{np}}{\sum_{i=1}^m \delta mf_{*i}^{np}}. \quad (4.28)$$

Тоді значення допуску для i -го метеорологічного фактора визначиться:

$$\delta mf_{*i} \leq \frac{v_i \delta P_*}{|\mu_i|}, \quad (4.29)$$

де $\mu_i = \frac{\partial P_*}{\partial mf_{*i}} = a_i \alpha_i mf_{*i}^{\alpha_i-1} + b_i \beta_i mf_{*i}^{\beta_i-1}$ – з врахуванням апроксимації функції

позиномом.

Допуски, визначені за допомогою формули (4.29), відображають вплив метеорологічних факторів на генерування ВДЕ. Задані на підставі обчислених допусків δmf_{*i} зони нечутливості дозволяють більш обґрунтовано і з більшою ефективністю враховувати їх значення для визначення генерування ВДЕ. Розглянутий спосіб розподілу допусків за допомогою критеріальних моделей не єдиний. У залежності від обраної системи відносних одиниць нормування може бути виконано не тільки до одиниці [221]. Так у диференціальній системі відносних одиниць, розробленої саме для аналізу відповідності поточного генерування ретроспективному, що відповідає таким значенням метеорологічних факторів, які не виходять за допустимі межі, коефіцієнт нормування стосовно до критерію оптимальності, записаного в критеріальній формі

$$P_* = \sum_{i=1}^m \pi_i \prod_{j=1}^n mf_{*j}^{\alpha_{ji}},$$

де $\pi_i = \frac{a_i \prod_{j=1}^n mf_j^{\alpha_{ji}}}{P_o}$ – критерії подібності, а m і n відповідно кількість членів

у цільовій функції і кількість змінних.

4.4.3. Розробка коефіцієнтів-індикаторів аномальної роботи ФЕМ

Запропоновано використовувати коефіцієнти-індикатори, які вказують на аномальну роботу ФЕМ у стрінгу і фактично сигналізують на наявність проблеми в роботі стрінгу, а врахування їх чутливості до зміни метеорологічних

контрольованих факторів виключає помилкові рішення [216]. Порядок розрахунку коефіцієнтів-індикаторів наступний. Визначається:

1. Різниця у відсотках між середнім значенням струму стрінгів $I_{сер.cmp.}$ і поточним значення струму генерування конкретного досліджуваного стрінгу $I_{cmp.i}$:

$$k_1 = \frac{\sum_{i=1}^n (I_{сер.cmp.} - I_{cmp.i})}{I_{сер.cmp.}} \cdot 100. \quad (4.30)$$

2. Максимальна різниця у відсотках між середнім значенням струму стрінгів $I_{сер.cmp.}$ і поточним значення струму генерування конкретного досліджуваного стрінгу $I_{cmp.i}$:

$$k_2 = \max \frac{(I_{сер.cmp.} - I_{cmp.i})}{I_{сер.cmp.}} \cdot 100. \quad (4.31)$$

3. Дисперсія середнього значення струму всіх стрінгів $I_{сер.cmp.i}$ та дисперсія струму стрінга $I_{cmp.i}$:

$$k_3 = \sum_{i=1}^n (I_{cmp.i} - \overline{I_{cmp.}}), \quad (4.32)$$

$$k_4 = \sum_{i=1}^n (I_{сер.cmp.i} - \overline{I_{сер.cmp.}}). \quad (4.33)$$

4. Різниця у відсотках між середнім струмом всіх стрінгів $I_{сер.cmp.}^{t_{\max}(I_{сер.cmp.})}$ та струмом стрінгу $I_{cmp.i}^{t_{\max}(I_{cmp.i})}$ в точці (момент) максимального генерування:

$$k_5 = \frac{I_{сер.cmp.}^{t_{\max}(I_{сер.cmp.})} - I_{cmp.i}^{t_{\max}(I_{cmp.i})}}{I_{сер.cmp.}^{t_{\max}(I_{сер.cmp.})}}. \quad (4.34)$$

Різниця у відсотках між середнім значенням струму всіх стрінгів $I_{сер.стр.}^{t_{min}(I_{сер.стр.})}$ та струмом стрінгу $I_{стр.i}^{t_{min}(I_{стр.i})}$ в точці (момент) мінімального генерування:

$$k_5 = \frac{I_{сер.стр.}^{t_{min}(I_{сер.стр.})} - I_{стр.i}^{t_{min}(I_{стр.i})}}{I_{сер.стр.}^{t_{min}(I_{сер.стр.})}} . \quad (4.35)$$

На рис. 4.25 і 4.26 показано приклади виявлення пошкоджень на ФЕС, які виявлені за допомогою розробленого програмно-апаратного комплексу. В Додатку Б приведені пошкодження технічного стану ФЕС Писарівська.

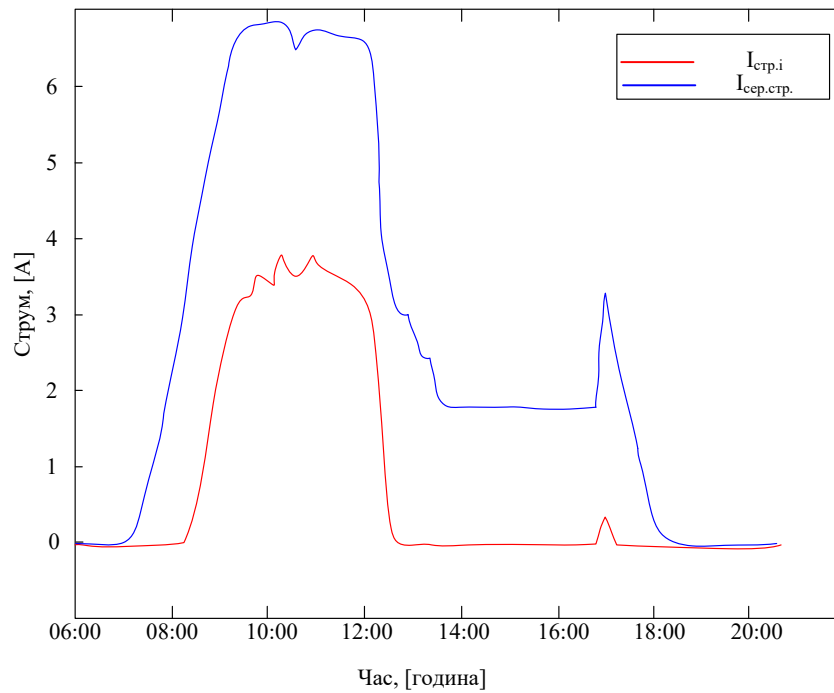


Рис. 4.25. Приклад несправності давача струму.

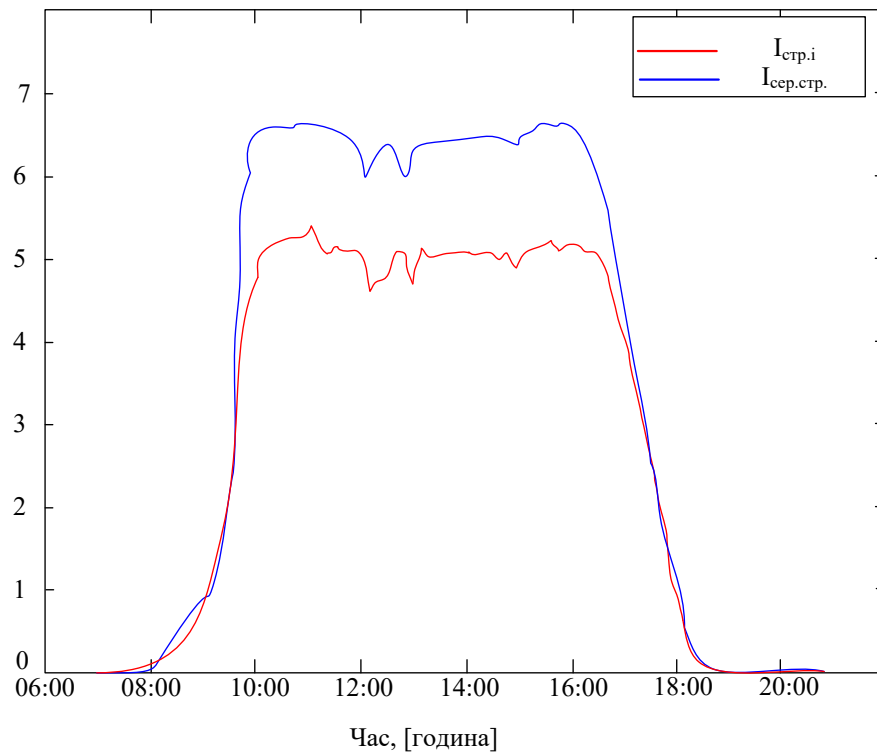


Рис. 4.26. Приклад наявності «гарячих точок».

Запропонований комплекс працює наступним чином (див. рис. 4.23). Накопичуються дані про значення потужності генерування станції та струмах стрінгів за певних метеорологічних факторах (Блок 1), поточні значення метеорологічних факторів порівнюються з ретроспективними (Блок 5), формується множина таких наборів, при яких метеорологічні фактори не виходять за зону нечутливості, межі якої визначені критеріальним методом (Блок 4). Поточне значення потужності порівнюється з ретроспективним, при однакових чи наближених метеорологічних факторах з сформованої множини (Блок 6). Для додаткової перевірки та виключення похибки, пропонується також потужність генерування порівнювати з розрахунковим значенням, визначеним з використанням нейро-нечіткої мережі (Блок 3) (навчальна вибірка і система логічних рівнянь попередньо коригується експертами з врахуванням особливостей роботи конкретної станції (Блок 2)). У випадку невідповідності поточного значення ретроспективному і розрахунковому, робиться висновок про потребу додаткових досліджень, а саме розрахунок коефіцієнтів-індикаторів для локалізації області пошуку пошкодженої панелі та визначення коефіцієнту

залишкового ресурсу (Блок 7), що дозволить ідентифікувати стан панелі (Блок 8) та спрогнозувати розвиток дефекту.

их досліджень, а саме розрахунок коефіцієнтів-індикаторів для локалізації області пошуку пошкодженої панелі та визначення коефіцієнту залишкового ресурсу (Блок 7), що дозволить ідентифікувати стан панелі (Блок 8) та спрогнозувати розвиток дефекту.

х досліджень, а саме розрахунок коефіцієнтів-індикаторів для локалізації області пошуку пошкодженої панелі та визначення коефіцієнту залишкового ресурсу (Блок 7), що дозволить ідентифікувати стан панелі (Блок 8) та спрогнозувати розвиток дефекту.

Висновки до розділу 4

На нерівномірність генерування ВДЕ впливають не лише метеорологічні фактори, а й технічний стан обладнання ФЕС. Оскільки ФЕМ експлуатуються в Україні досить нетривалий період і більшість ФЕМ є на гарантійному обслуговуванні, тому відповідно проблем з діагностуванням не виникало, а власники у разі виявлення пошкоджень замінювали ФЕМ по гарантії. Але з впровадженням процедури відшкодування гарантованому покупцю частки вартості небалансів електричної енергії для всіх виробників ВДЕ питання стабільного і прогнозованого генерування є більш актуальним, оскільки невідповідність заявленого генерування реальному передбачає фінансову відповідальність. Достовірне прогнозування генерування ФЕС неможливе без визначення їх технічного стану, адекватного планування обсягів і термінів ремонтних робіт і т.д. Також, треба враховувати, що деякі ФЕМ мають різні темпи деградації, що пов'язано з технологією виробництва та особливостями навколишнього середовища, де експлуатуються ФЕМ.

Досліджено пошкоджуваність зарубіжних і вітчизняних ФЕС, а саме проаналізовано роботу ФЕС, яка експлуатується більше 15 років, та розташована в Чехії, а також роботу ФЕС, які розташовані в Україні. В роботі для врахування

впливних факторів на технічних стан обладнання ФЕС розроблено дерево пошкоджень для ФЕС і ФЕМ з використанням методики FTA.

Розроблено метод діагностування ФЕМ в умовах неповноти початкових даних, який шляхом використання нейро-нечіткого моделювання дозволяє отримати поточне значення коефіцієнту залишкового ресурсу ФЕМ і, в залежності від результату, зробити висновок про один зі станів ФЕМ (справний, з незначними відхиленнями параметрів, передаварійний, аварійний) та зменшити похибку прогнозування такого стану.

Розроблено метод моніторингу та виявлення несправностей в режимі онлайн ФЕМ, які експлуатуються на ФЕС. Він базується лише на інформації, зібраній SCADA системами ФЕС та досвіду експлуатаційного персоналу. В якості вхідних даних використовуються метеорологічні фактори, які впливають на обсяг генерування ФЕС, таких як сонячне випромінювання, температура навколишнього середовища, струм кожного стрінгу.

Запропоновано визначати критеріальним методом зони нечутливості генерування до впливу метеорологічних факторів, які зумовлені точністю вимірювальних приладів, різною кореляцією зміни генерування і метеорологічних факторів та ін. Під час випробовувань, це дозволить виявити забруднення ФЕМ, несправності датчиків, а також пошкодження самих ФЕМ, наприклад наявність дефекту «гарячі точки», тощо. Запропоновано метод визначення залишкового ресурсу, що реалізований на платформі MATLAB, може бути легко інтегрованим у веб-сервер з прямим зв'язком із SCADA ФЕС та базами даних для роботи в режимі реального часу.

РОЗДІЛ 5

КОМПЕНСАЦІЯ ВПЛИВУ НЕРІВНОМІРНОСТІ ГЕНЕРУВАННЯ ВДЕ НА РЕЖИМНУ ТА БАЛАНСОВУ НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Від того, як підтримується баланс потужності в ЕЕС, залежить якість електроенергії в системі електроспоживання – відхилення частоти струму і напруги від нормативних значень. В ЕЕС для підтримання частоти в допустимих межах передбачені в якості резерву спеціальні маневрені потужності, якими, автоматично системами первинного і вторинного регулювання потужності електростанцій підтримується баланс між генеруванням і споживанням електроенергії. Потужність резерву маневрених блоків в ЕЕС розраховувалася так, щоб забезпечити споживачів якісною електроенергією, а для ЕЕС забезпечити її статичну і динамічну стійкість. Потужність резерву в ЕЕС завжди була обмеженою через його вартість. Тому, коли в ЕЕС почали розбудовуватися ВДЕ зі своїми особливостями, резервної потужності стало не вистачати, що стримує ріст потужності ВДЕ, а в деяких ситуаціях приходиться обмежувати генерування вже збудованих ВДЕ.

Результати досліджень, представлені в розділі 2, показали значну нерівномірність графіка генерування електроенергії ФЕС і ВЕС, викликану стохастичним характером впливових метеорологічних факторів. Не можна також недооцінювати вплив технічного стану обладнання ВДЕ, як показано в розділі 4, що впливає на обсяги генерування електроенергії і, відповідно, на режимну та балансову надійність ЕЕС.

Зменшення нерівномірності графіків генерування ВДЕ дасть змогу частково вирішити проблему балансування електроенергії в ЕЕС. Для цього необхідно застосувати сучасні технології акумулювання електроенергії та використати інші типи ВДЕ, які мають відносно стабільне генерування.

5.1. Режимна і балансова надійності ЕЕС з ВДЕ

Під режимною та балансовою надійностями ЕЕС мається на увазі здатність мережі підтримувати стабільність усталеного режиму у разі випадкових змін його параметрів та здатність ЕЕС неперервно підтримувати свій баланс активної і реактивної потужності, відповідно [60, 222].

Вирішення задачі забезпечення балансу режимів запропоновано в наукових працях [223, 224], де автори зосереджують увагу на ЛЕС, і наголошують що забезпечення балансу режимів ЛЕС в процесі генерування, розподілу та споживання електроенергії з урахуванням особливостей функціонування негарантованих джерел енергії у процесі реального часу, крім потужних комунікаційних можливостей розосередженої системи керування, вимагає залучення відповідних підходів щодо формування керуючих впливів та законів керування окремими джерелами електроенергії з урахуванням специфіки їх керованості та спостережності [223].

Оцінювання впливу генерування ФЕС на надійність роботи електричних мереж з врахуванням їх технічного стану здійснено в статті [225] та визначення ємності та графіка роботи накопичувача електроенергії представлено в статті [226].

Водень можна виробляти в періоди часу, коли ВДЕ генерують більше ніж заявлено до гарантованого покупця, та генерувати електроенергію з накопиченого водню в періоду часу, коли обсяги генерування електроенергії ВДЕ (ФЕС і ВЕС) менше заявленого обсягу. ВДЕ, які працюють на водні, можуть стати повноправним членом балансувальної групи і допоможуть зменшити збитки компаній, викликані штрафними санкціями із-за відхилення поточних значень генерування від прогнозних. Використання водневих технологій є перспективним напрямком, про що свідчить запуск програми Hydrogen for Climate Action у Європі. Згідно якої анонсовані 11 проєктів саме водневих технологій, спрямовані на збереження клімату на нашій планеті і недопущення екологічної катастрофи. Ці проєкти спрямовані на транспортування водню, його використання у

централізованій системі опалення, будівництво великих суден, що працюють на водні та розвиток інфраструктури. Водень відносять до відновлюваного джерела енергії. Його хімічні властивості такі, що коли він з'єднується і роз'єднується з іншими хімічними елементами, побічно виділяється велика кількість теплової і електричної енергії [227]. Зі слів директора з інновацій ДТЕК Е. Вольпе, що згідно з раніше озвученими планами Європа очікує від України 10 ГВт потужності електролізерів, з яких 2,5 ГВт направлено на розвиток локального ринку і 7,5 ГВт – повинні забезпечити транскордонну торгівлю з ЄС в перспективі на 2025 рік. Е. Вольпе підкреслив, що декарбонізація – це частина стратегії розвитку ДТЕК, який поставив собі амбітну мету – стати вуглецево-нейтральною компанією до 2040 року [228].

Станом на кінець липня 2020 року в Україні зареєстровано вже майже 23 тисячі електромобілів і трохи більше гібридів, які разом складають близько 46 тисяч авто. Національною транспортною стратегією до 2030 року передбачено стимулювання використання електромобілів. Також відомство ініціювало та активно долучилося до розробки ключових змін у державні будівельні норми в частині розміщення електрозаправок на дорогах.

Ситуація з COVID-19 [229], а саме зниження споживання на 8 %, та розміщення електрозаправок [230] змінило структуру навантаження. З врахуванням [227-234] запропоновано оновити графічну інтерпретацію балансу потужності в локальній електричній системі, представлену в [224] (див. рис. 5.1 а) і б)). На рис. 5.1 показано інтерпретацію процесу формування балансу потужності в ЕЕС з комбінованими живленням. За представленим в [223] сценарієм постачання електроенергії здійснюється від внутрішніх джерел ВЕС і ФЕС, малих гідроелектростанцій (ГЕС), когенераційних (КГУ) і біогазових (БГУ) установок та джерел централізованого живлення. Навантаження трансформаторних підстанцій складається з навантаження споживачів і генерування джерел електроенергії, які знаходяться у них на балансі (див. рис. 5.1а)). Сучасні умови функціонування ВДЕ характеризуються більш жорсткими умовами відповідальності за небаланси, нарощуванням новітніх технологій,

наприклад водневих установок (ВУ), зменшення загального споживання, та впровадженням нового типу споживача – електрозаправочних станцій (ЗС) (див. рис. 5.1 б)).

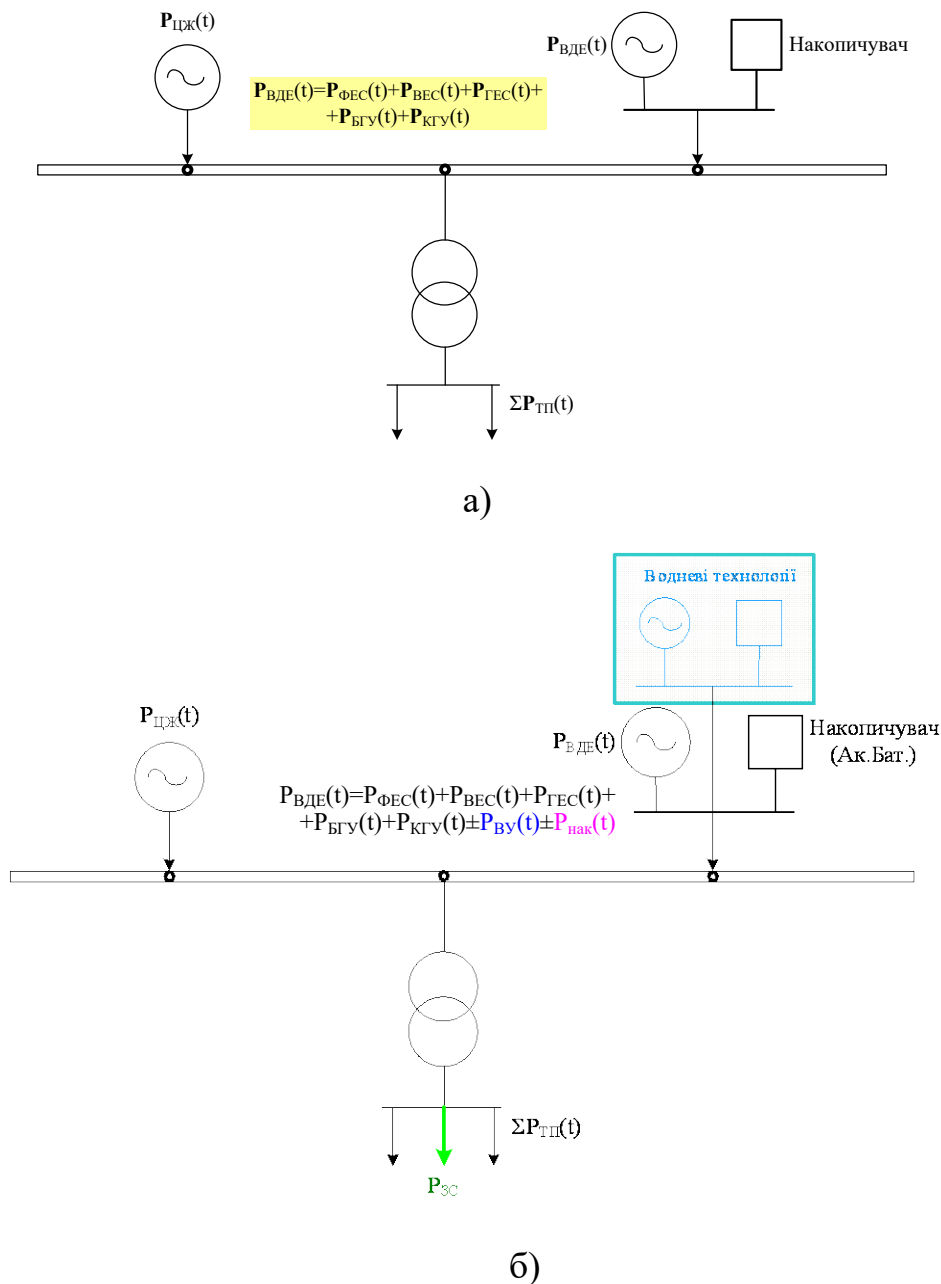


Рис. 5.1. Баланс потужності в ЕЕС: а) типовий [224]; б) з урахуванням сучасних тенденцій: встановлення зарядних станцій для електромобілів ($P_{ЗС}$) та застосування водневих технологій і сучасних накопичувачів.

З врахуванням останніх тенденцій розвитку прогресивних технологій споживання та генерування ВДЕ можуть виникати нові задачі оптимізації для ЕЕС з комбінованим електропостачанням (див. рис. 5.2).

Дослідження, проведені в розділі 1, показують стійку тенденцію збільшення генерування ВДЕ, а в [235] стверджується, з що така тенденція збережеться до 2050 року. Зі зростанням обсягу генерування ВДЕ в електричних мережах актуальною стає задача, яка формулюється наступним чином [223]:

$$\int_{t_0}^{t_k} \frac{1}{2} \left(P_{ВДЕ}(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t) \right) dt \rightarrow \min, \quad (5.1)$$

де $P_{ВДЕ}(t)$ – заявлений (заданий) графік сумарного генерування ВДЕ в ЕЕС;

$\sum_{i=1}^n P_i(t)$ – поточне сумарне генерування керованими ВДЕ в ЕЕС; n – кількість керованих ВДЕ в ЕЕС.



Рис. 5.2. Задачі оптимізації для ЕЕС з різнотипними ВДЕ.

Баланс потужності в мережі можна представити рівнянням [223, 236]:

$$P_{ЦЖ}(t) + \sum_{i=1}^n P_i(t) + \sum_{j=1}^m P_{ТПj}(t) - \Delta P(t) = 0, \quad (5.2)$$

де $P_{ЦЖ}(t)$ – потужність, що передається в ЕЕС від централізованих джерел електроенергії;

$P_{ТПi}(t)$ – навантаження трансформаторних підстанцій з врахуванням зарядних станцій для електромобілів;

$\Delta P(t)$ – технологічні втрати електроенергії (ТВЕ) в ЕЕС.

Тоді потужність централізованого живлення ЕЕС визначається за виразом, отриманим з (5.2):

$$P_{ЦЖ}(t) = - \sum_{i=1}^n P_i(t) + \sum_{j=1}^m P_{ТПj}(t) + \Delta P(t). \quad (5.3)$$

В ідеальному випадку ЕЕС повинна працювати в режимі, для якого виконуються умови, коли всі ВДЕ є керованими і забезпечують в повному обсязі потреби навантаження і їх генерування є передбачуване з достатньою точністю:

$$\begin{cases} P_{ВДЕ}(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t) = 0; \\ P_{ВДЕ}(t) = \sum_{j=1}^m P_{ТПj}(t). \end{cases} \quad (5.4)$$

Але для забезпечення таких умов повинна враховуватись не тільки інформація про метеорологічні умови для ВДЕ, які є негарантованими джерелами енергії, а й для ВДЕ, які є умовно-керованими і використовуються для оперативного керування параметрами нормальних режимів роботи ЕЕС з врахуванням їх технологічних обмежень.

5.2. Зменшення похибки прогнозування ФЕС в процесі балансування режимів ЕЕС з використанням ГЕС

5.2.1. Передумови компенсації нерівномірності графіка генерування ФЕС за допомогою ГЕС

Інтерес до малих, міні- та мікро- гідроелектростанцій викликаний з чинним «зеленим» тарифом та надбавками за використання обладнання вітчизняного виробництва. До малих ГЕС у більшості країн ЄС належать гідроелектростанції з встановленою потужністю до 5 МВт (Австрія, Німеччина, Польща, Іспанія, Франція та ін.). В Італії, Швейцарії та Латвії малі гідроелектростанції з встановленою потужністю до 3 МВт вважаються малими, в деяких інших країнах до 10 МВт (Греція, Ірландія, Португалія, Україна). Україна має хороший гідроенергетичний потенціал. В Україні понад 63 000 малих річок та потоків протяжністю 185760 км, їх загальний гідроенергетичний потенціал становить приблизно 12,5 млрд. кВт·год. Це дорівнює 28 % загального гідроенергетичного потенціалу протягом усього року України.

Сьогодні інтерес до експлуатації невеликих гідроелектростанцій, які мають незначний вплив на навколишнє середовище, простоту та надійність виробництва відновлюваної електроенергії, високі технології, відроджується і короткий термін будівництва [26]. Крім того, розвиток ГЕС дає простір для розвитку ФЕС і ВЕС [28, 102, 236, 237]. Якщо останні залежать від погодних умов і з точки зору ЕЕС є некерованими (за винятком, коли оператор системи передачі електроенергії може обмежити генерування ВДЕ), то ГЕС за умови забезпечення водою є керованими в досить широкому діапазоні.

Беручи до уваги також, технологічні особливості виробництва електроенергії на різних типах станцій, для них плануються відповідні графіки роботи, відповідно до яких, вони охоплюють добовий графік споживання електроенергії. ФЕС та ВЕС встановлюються у розподільних електричних мережах (РЕМ). Для України це дуже велика проблема, оскільки, по-перше,

згідно Звіту про діяльність Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, основна частина розподілених енергетичних мереж має старе обладнання, яке потребує оновлення [20, 57, 225]. Близько 50-60 % високовольтних електричних мереж та 75 % середньо- та низьковольтних розподільчих мереж потребують реконструкції. РЕМ проєктувались багато років тому для централізованого електропостачання та керування, а також лінії електропередачі мають велику довжину і недостатній переріз проводів. Тобто, необхідно враховувати, що для підвищення надійності і економічності виробництва електроенергії ФЕС і ГЕС потрібно реконструювати електричні мережі. Очевидно, що якщо малі ГЕС планується використовувати сумісно з ФЕС, то вони також повинні відповідним чином модернізовані. Більш детально про це з врахуванням зарубіжного досвіду щодо розбудови гідрокомплексів викладено в Додатку В.

5.2.2. Підвищення енергоефективності ФЕС в балансі потужності та електроенергії з використання малих ГЕС.

Можливість використання ГЕС для підвищення енергоефективності ВДЕ з нерівномірним графіком генерування досліджено на прикладі ФЕС «Слобода-Бушанська», що побудована в 2011-2012 роках в Ямпільському районі Вінницької області та має встановлену потужністю 1,875 МВт. Поряд з ФЕС «Слобода-Бушанська», розташована міні-ГЕС «Слобода-Бушанська», яка введена в експлуатацію у 2011 році із встановленою потужністю 0,264 МВт (рис. 5.3). Характеристики міні-ГЕС «Слобода-Бушанська»: $P=132$ кВт; $U=0,4$ кВ; $n=750$ об/хв; генератор – асинхронний; гідротурбіна – вертикальна пропелерна.

Графік погодинного генерування ФЕС «Слобода-Бушанська» станом на 9 липня 2020 року наведено на рис. 5.4. Прогнозований графік генерування ФЕС (зелена крива) був переданий гарантованому покупцеві для балансування режиму ЕЕС. Через зміну погодних умов фактичне вироблення електроенергії (синя

крива) не співпало з прогнозованим. Сумарна похибка склала за добу 14,45% , що більше ніж 5%, і ФЕС попадає під санкції.



Рис. 5.3. Зовнішній вигляд ФЕС та ГЕС «Слобода-Бушанська».

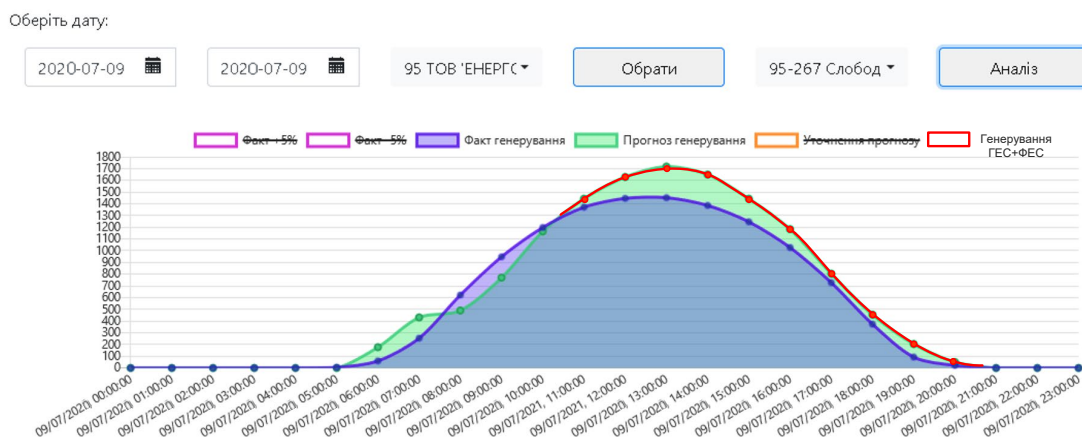


Рис. 5.4. Генерування ГЕС і ФЕС «Слобода-Бушанська» 9 липня 2020 р.:

синя крива – фактичне значення генерування ФЕС; зелена – прогнозне значення генерування ФЕС; червона – сумарне значення генерування ГЕС і ФЕС.

Для компенсації нерівномірності генерування ФЕС використано внутрішню добову корекцію за допомогою міні-ГЕС. В 11:00 було увімкнено один генератор ГЕС і завантажено на 54%. О 12:00 перший генератор ГЕС завантажено повністю,

але цього було недостатньо для компенсації нерівномірності генерування ФЕС, тому на 38% завантажено ще один генератор.

Станом на 13:00 два працюючих генератора покрили різницю прогнозного та фактичного значення генерування. З 14:00 потужність генераторів поступово знижувалась, а з 17:00 працював ще три години тільки один генератор ГЕС.

Тобто міні-ГЕС в повному обсязі скомпенсувала нерівномірність графіка генерування ФЕС. Сумарна похибка за добу стала менше 1 % і ФЕС вийшла з санкційної зони.

Потужності міні-ГЕС не завжди достатньо для компенсації нерівномірності графіку генерування ФЕС, але ГЕС допомагає значно її зменшити. Для тієї ж Слобода-Бушанської ФЕС на рис. 5.5 приведено графіки прогнозування і фактичного генерування станом на 8 липня 2020 року. Сумарна похибка склала за добу 24,27 % , що більше ніж 5 %, і ФЕС попадає під санкції.

еріть дату:

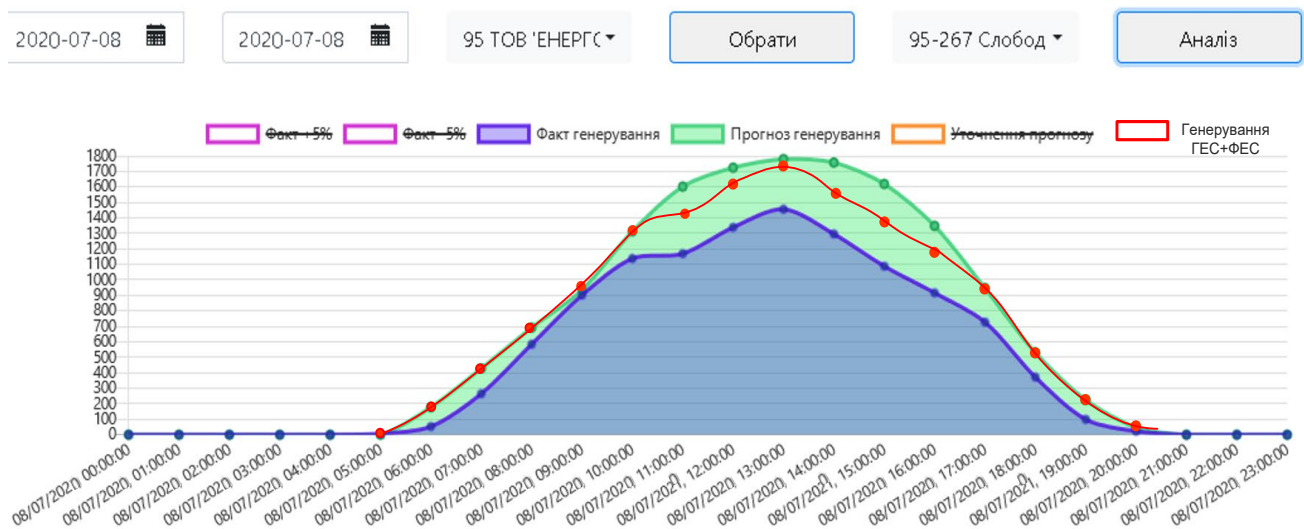


Рис. 5.5. Генерування ГЕС і ФЕС «Слобода-Бушанська» 8 липня 2020 р:

синя крива – фактичне значення генерування ФЕС; зелена – прогнозне значення генерування ФЕС; червона – сумарне значення генерування ГЕС і ФЕС.

Спільно з ГЕС вироблення електроенергії збільшилося (червона крива) і похибка в генеруванні Слобода-Бушанським енергокомплексом зменшилася до 6,2 %. Це трохи більше ніж 5%, але значно краще ніж 24,27 %.

Використання міні-ГЕС для підвищення енергоефективності ФЕС досліджено також на прикладі ФЕС і міні-ГЕС «Гальжбіївська» (рис. 5.6.).

ФЕС «Гальжбіївська» встановленою потужністю 1,431 МВт, побудована в 2012-2013 роках. Міні-ГЕС «Гальжбіївська», встановленою потужністю 0,27 МВт, має два синхронні генератори.



Рис. 5.6. Зовнішній вигляд ФЕС та ГЕС «Гальжбіївська».

Результати аналізу погодинного генерування ФЕС «Гальжбіївська» показано на рис. 5.7. Якби ФЕС працювала б за графіком, показаним синім кольором, то сумарна похибка прогнозування мала б бути 15,52 %. Завдяки ГЕС (червона крива) похибка зменшилася до допустимої.

Якщо ФЕС експлуатуються в складі балансуючої групи, то на відміну від розглянутих випадків, коли йдеться про індивідуальне використання ФЕС і ГЕС, можливе використання ГЕС групою для компенсації тієї або іншої ФЕС.

Оберіть дату:

2020-07-15

2020-07-15

0 ВНТУ

Обрати

95-266 Гальжбі

Аналіз

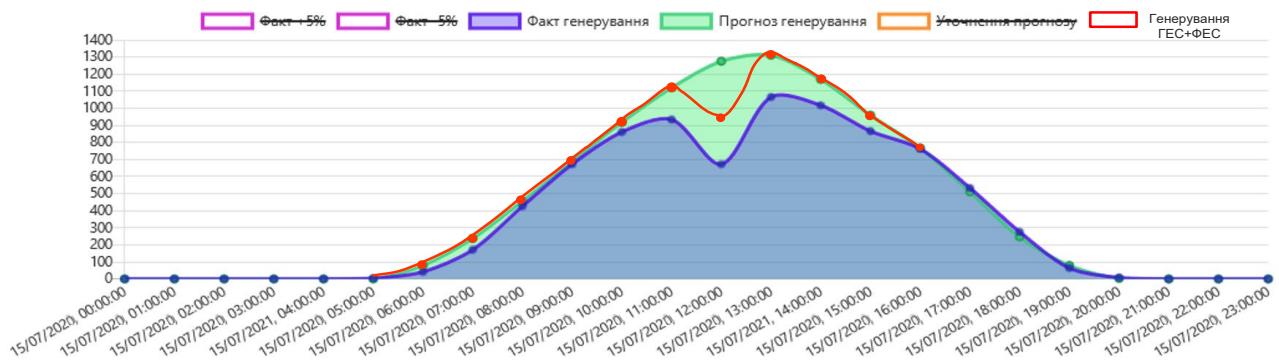


Рис. 5.7. Генерування ГЕС і ФЕС «Гальжбіївська» 15 липня 2020 р: синя крива – фактичне значення генерування ФЕС; зелена – прогнозне значення генерування ФЕС; червона – сумарне значення генерування ГЕС і ФЕС.

Отже, експлуатувати ФЕС доцільніше в складі балансувальної групи. Тут є певні переваги. Проте і ГЕС повинні бути згруповані, особливо ті, що працюють в каскаді. Перевагою роботи в групі є те, що з аналізу чутливості можна вибрати ту ГЕС, регулюванням потужності якої найдоцільніше компенсувати похибку прогнозування заданої ФЕС.

Зміна кліматичної ситуації в Україні, посухи та обміління річок в деяких регіонах, де встановлені малі ГЕС, вимагає пошуку нових засобів компенсації нерівномірності генерування ВДЕ, таких як використання водневих технологій і біогазових установок.

5.3. Використання водневих технологій для підвищення енергоефективності ВДЕ під час балансування режимів ЕЕС

Багато розвинутих країн світу, таких США, Китай почали активно використовувати водень як джерело електроенергії [238]. Водневі технології ефективно використовують не тільки в електроенергетиці, а й в транспорті та

теплоенергетиці [239]. Багато досліджень присвячено розробкам установок та технологій отримання та зберігання водню [240-242] та особливостей їх інтегрування в ЕЕС з ВДЕ [7, 243, 244]. Основними передумовами тут є те, що використання водневих технологій в перспективі може допомогти розв'язати проблеми електроенергетичної галузі в цілому (рис. 5.8). До вирішення цих проблем є багато підходів. В першу чергу це розвиток ВДЕ, таких як вітро-, сонячна - і гідроенергетика, а також атомної енергетики. Однак, оскільки ці джерела повинні бути прив'язані до конкретної місцевості і розосереджені на цих територіях, то вони не дозволяють вирішити завдання забезпечення електроенергією великих промислових підприємств і електротранспорту.

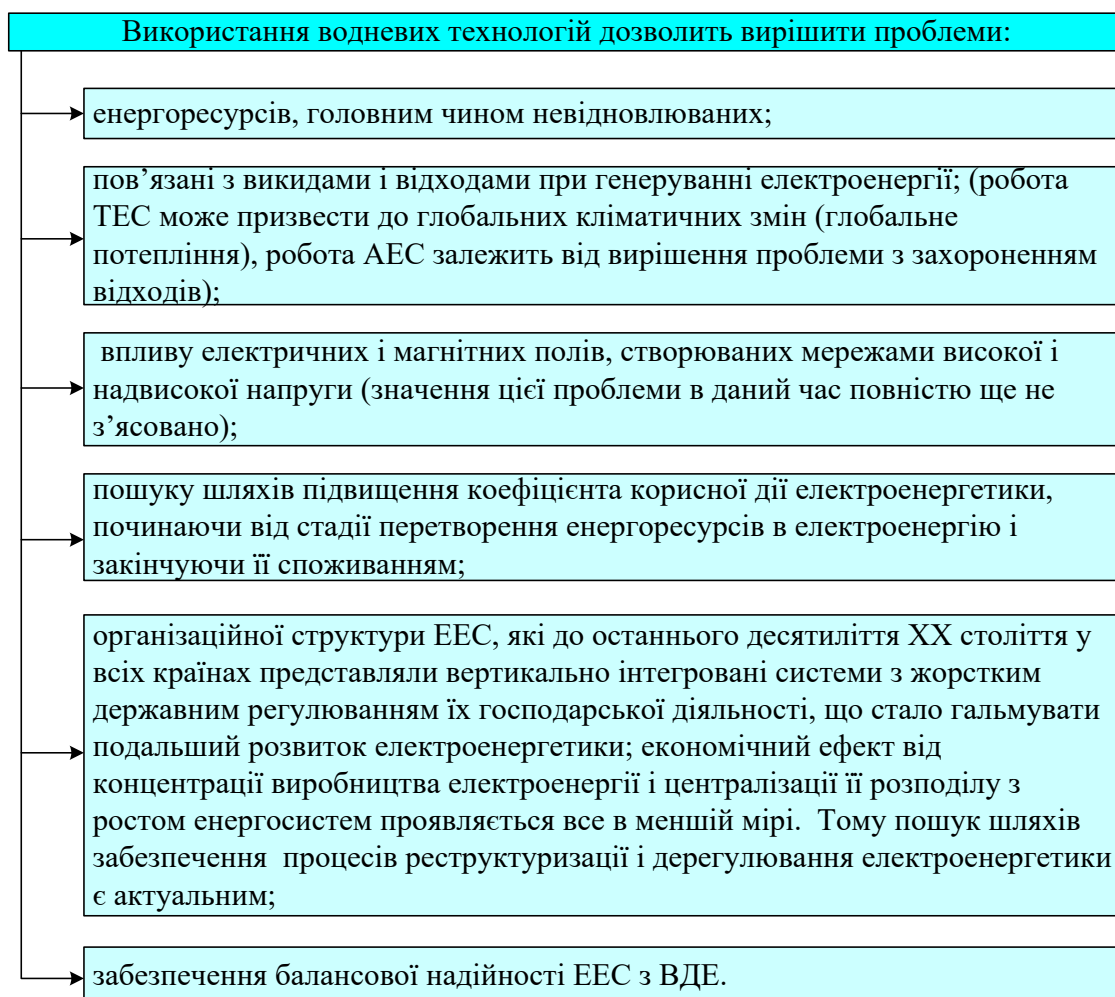


Рис. 5.8. Проблеми електроенергетики, які можна вирішити шляхом використання водневих технологій [245].

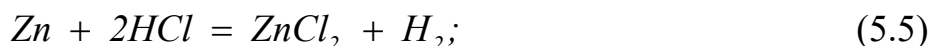
Воднева енергетика відповідає світовим тенденціям автономного і локального енергоспоживання. Використання водневих установок більш екологічне хоча б тому, що дозволяють генерувати стільки електроенергії, скільки необхідно споживачеві, і використовувати її з меншими втратами електроенергії ніж при централізованому живленні.

В Україні прийнята Дорожня карта розвитку водневої енергетики на період до 2035 року щодо забезпечення використання водню у якості екологічно чистого енергоносія [246]. Розвивається підхід, який полягає у використанні суміші Брауна (Brown's gas (ННО gas)), яка є більш ефективною з точки зору теплоутворення [247-249].

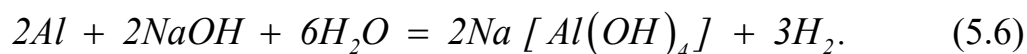
5.3.1. Отримання водню для підтримання стабільності генерування ВДЕ

Різноманітність способів отримання водню є однією з головних переваг водневої енергетики, оскільки підвищує енергетичну безпеку і знижує залежність від окремих видів сировини. До них відносяться: парова конверсія метану і природного газу, газифікація вугілля, електроліз води, піроліз, часткове окислення, біотехнології. Всі методи отримання водню можна розділити на лабораторні та промислові. У лабораторних умовах в даний час застосовується:

- взаємодія активних металів з кислотами – неокислювачами:

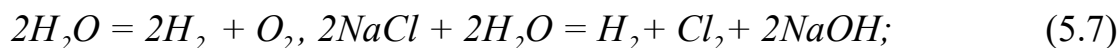


- взаємодія алюмінію (або цинку) з водними розчинами лугів:



У промисловості:

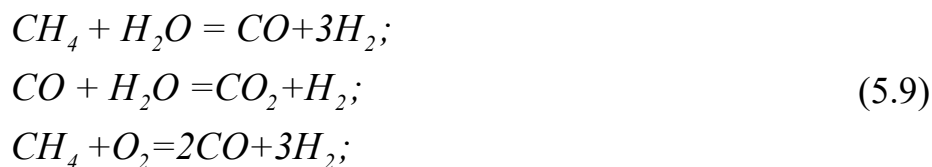
- електроліз води і водних розчинів лугів і солей:



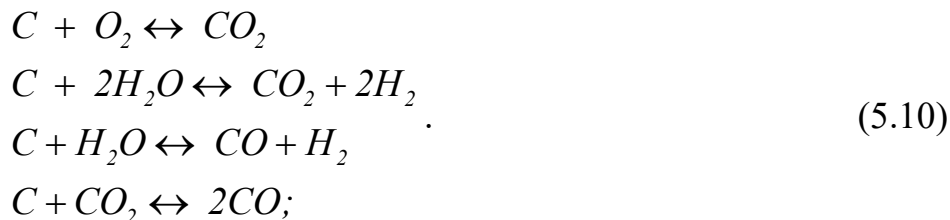
- пропускання парів води над вугіллям при 1000 °C:



- парова і парокиснева конверсія метану:



- газифікація вугілля:



- використання ядерної енергетики;

- використання альтернативних джерел енергії.

З розвитком виробництва водню в великих масштабах зазнали зміни методи його отримання. Так, залізо-паровий процес, газифікація твердого палива і виділення водню з коксового газу поступилися місцем більш економічним новим способам, однак старі методи і в даний час продовжують ще застосовуватися в промисловості в невеликих масштабах. Сьогодні технології великомасштабного виробництва і переробки водню є добре освоєними (рис. 5.9.).

В рамках проблеми участі ВДЕ в балансуванні режимів ЕЕС виробництво водню розглядається в двох аспектах. Перший, коли водень отримується будь-яким способом, акумулюється і використовується в установках для вироблення електроенергії (наприклад, когенеративних, ТЕС або ТЕЦ) за графіком, який сумісно з графіком фактичного генеруванням ВЕС або ФЕС, забезпечує заявлений для гарантованого покупця погодинний графік виробництва електроенергії на наступну добу з заданою точністю. Інший варіант, коли водень отримується безпосередньо з електроенергії, виробленої ВДЕ.

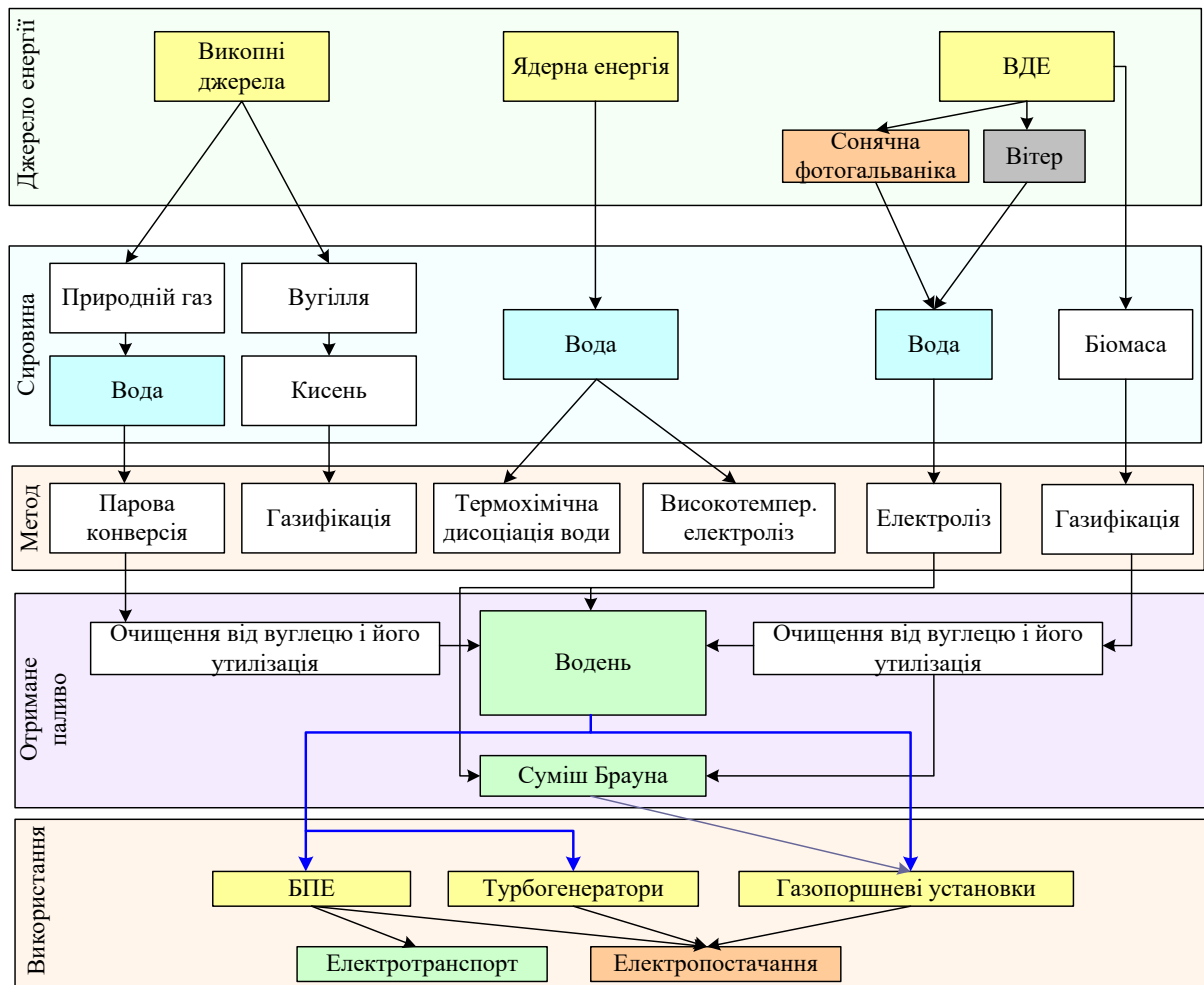


Рис. 5.9. Методи отримання водню та суміші Брауна та галузі їх застосування [250].

1. Недоліком першого варіанту є те, що коли енергосистема профіцитна, то для ВДЕ оператор системи передачі вимушений обмежувати вироблення ними електроенергії, що погіршує їх енергоефективність. В другому варіанті, коли енергосистема профіцитна, то вироблення електроенергії ВДЕ не обмежується, а витрачається на вироблення і акумулювання водню. Якщо енергосистема дефіцитна, то ВДЕ працюють на повну потужність, яку дозволяють погодні умови, а водневі установки вироблення електроенергії використовуються для зменшення похибки спрогнозованого і фактичного погодинного графіка генерування.

2. На сьогодні широке використання «чистого» водню стикається з такими складнощами: Виробництво водню з використанням низьковуглецевої електроенергії на даний момент є дорогим. Дослідження, проведені International Energy Agency (IEA) виявили, що вартість виробництва водню з ВДЕ може знизитися на 30 % до 2030 року в результаті зменшення витрат на ВДЕ та збільшення виробництва водню. Паливні елементи, обладнання для заправних станцій та електролізери (які виробляють водень з електрики та води) мають перспективу.

3. Розвиток водневої інфраструктури відбувається повільно. Ціни на водень для споживачів сильно залежать від того, скільки є заправних станцій, як часто вони використовуються та скільки водню поставляється на день. Вирішити цю задачу можна за допомогою планування та координації, що об'єднає національні та місцеві органи влади, промисловість та інвесторів.

4. Водень майже повністю постачається із природного газу та вугілля. Водень вже використовується у промислових масштабах у всьому світі, але його виробництво пов'язане з викидами CO_2 . Тому потрібно перепрофілювати виробництво водню за допомогою ВДЕ.

5. Нормативні акти обмежують розвиток чистої водневої енергетики. Уряд та промисловість повинні працювати разом, щоб діючі нормативні акти не були перешкодою для інвестицій.

Водень в залежності від технології отримання класифікують на «Зелений водень», який виробляється за допомогою електроенергії з ВДЕ, що мають нестабільний характер генерування; «Сірий водень», це водень отриманий з метану з відповідними викидами CO_2 ; «Блакитний водень» це сірий водень, але з використанням вугілля (зазвичай ефективність 50 – 70 %). «Жовтий водень» використовує ядерну електроенергію для електролізу. «Бірюзовий водень» отримують з метану піролізом розплавленого металу з побічним продуктом у вигляді вуглецю. Укрупнена схема використання водню для генерування тепла та електроенергії та компенсації впливу нестабільності генерування ВДЕ представлена на рис. 5.10.

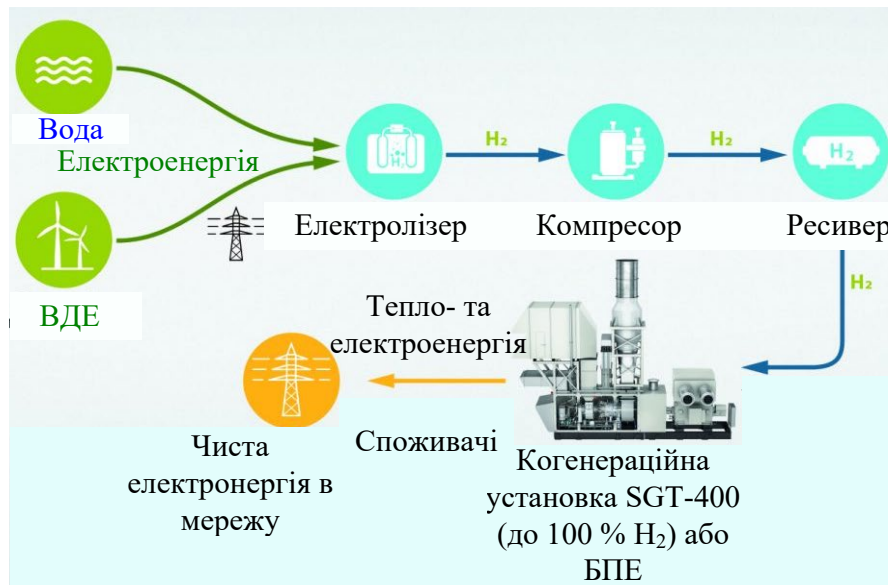


Рис. 5.10. Блок-схема використання водню для тепло- та електропостачання (БПЕ – батарея паливних елементів).

Принципова схема комбінованої енергоустановки (КЕУ) невеликої потужності, може містити батарею паливних елементів (БПЕ) або турбогенератор, вітрогенератор (ВГ), електролізер (ЕЛ), ресивер (РС) (рис. 5.10). Така установка могла б, наприклад, використовуватись в якості як автономного джерела енергопостачання, так і комбіновано з центром живлення.

Досліджено можливості використання різних типів БПЕ та вказано основні їх переваги і недоліки, визначено вартість та галузі застосування, результати дослідження наведені в табл. 5.1: з протонно-обмінною мембраною (ПОМ, англ. EMFC – proton exchange membrane fuel cell); лужні (Л, англ. AFC – alkaline fuel cell); паливні елементи з фосфорною кислотою (ФК, англ. PAFC – Phosphoric Acid Fuel Cell); паливні елементи з прямим окисненням етанолу (ПОЕ, англ. DMFC – Direct Methanol Fuel Cell); паливні елементи на основі розплавленого карбонату (ОРК, англ. MCFC – Molten Carbonate Fuel Cells); твердотільні оксидні паливні елементи (ТО, англ. SOFC – Solid Oxide Fuel Cell) [251].

Таблиця 5.1.

Аналіз БПЕ [252]

Характеристика	Тип БПЕ						
	ПОМ	Л	ФК	ПОЕ	ОРК	ТО	Дж-ло
Шар каталізатора	Pt	Pt або Ni	Pt	Pt та Ru (1:1)	Ni	Ni	[253]
Електроліт	Nafion	KOH	H ₃ PO ₄	Nafion	Molten carbonat (Карбонати літію і натрію)	YSZ (Стабілізовані й оксидом ітрію діоксид цирконію)	[254]
Анодний реагент	H ₂	H ₂	H ₂ /CH ₃ OH	CH ₃ OH/ H ₂	H ₂ /CO	H ₂ /CO	[255]
Температура (°C)	60-85	20-85	Більше 70	Менше 70	500-750	650-1100	[256]
Переваги	1. Широкий асортимент живлення. 2. Масштабування є простим. 3. Швидкий запуск. 4. Збільшена потужність.	1. Pt може бути замінено на інші матеріали. 2. Економічно ефективний 3. Швидкість реакції. 4. Швидкий запуск.	1. Зменшення CO ₂ . 2. Економічно ефективно, оскільки потрібно менше Pt. 3. Може використовуватися з комбінованими системами тепла та енергії 4. Стійка робота.	1. Нетоксичні викиди. 2. Ефективність. 3. Легке зберігання метанолу 4. Метанол дешевший.	1. Вища продуктивність клітин. 2. Можуть використовуватися різні типи палива. 3. Можна інтегрувати на газових турбінах. 4. Вартість.	1. Вартість. 2. Можливість працювати на різних типах палива	[257]

Продовження таблиці 5.1.

Характеристика	Тип БПЕ						
	ПОМ	Л	ФК	ПОЕ	ОРК	ТО	Дж-ло
Недоліки	1. Реакція відновлення може бути повільною. 2. Потребує регулювання тепла в камері. 3. Надлишок води. 4. Викиди CO ₂ . 5. Чистота використовуваного палива повинна бути високою.	1. Ефективність клітин знижується в присутності вуглекислого газу. 2. Чистота окислювача в області катода також повинна бути дуже високою.	1. Потрібен час для пуску. 2. Обмеження матеріалів, що використовуються для виготовлення ПЕ. 3. Іонна провідність у клітині низька. 4. Потужність нижча порівняно з такою, отриманою з іншого типу ПЕ	1. Можливість змішування реагентів. 2. Концентрація палива безпосередньо впливає на роботу ПЕ. 3. Каталізатор дорогий.	1. Деякі матеріали, що використовуються для побудови клітини схильні до корозії. 2. Щільність потужності нижча. 3. Потрібно досить багато часу, щоб він розпочався. 4. Матеріалів для виготовлення небагато.	1. Потрібен час для його пуску. 2. Обмеження матеріалів, що використовуються для виготовлення ПЕ. 3. Електроліти мають великий опір 4. Обмежена галузь застосування.	[258]
Електрична ефективність, %	40–80	50–75	50	20–40	50	55–60	[251]
Діапазон потужності роботи	Менше 550 кВт	5 Вт–250 кВт	45 кВт –1.5 MW	80 МВт 1.5 кВт	Менше 1 кВт – 1.5 мВт	4 кВт –3.5 МВт	[251]
Використання	1. Резервне живлення, як UPS. 2. Портативні пристрої, наприклад для ноутбуків. 3. Автомобільна промисловість.	1. Безпілотні машини. 2. Автомобільна промисловість. 3. Портативні зарядні пристрої.	1. Розподілене генерування.	1. Портативні зарядні пристрої.	1. Портативні зарядні пристрої 2. Розподілене генерування	1. Резервне живлення 2. Розподілене генерування.	[258]
Ціна (\$/Вт)	40-150	-	3-5	130	-	-	[255]

5.3.2. Визначення оптимального значення ціни електроенергії та водню в електроенергетичних системах з використанням водневих технологій

Оскільки водневі технології планується використовувати як резерв потужності для ВДЕ, то необхідно оцінити їх вартість для ЕЕС порівняно з іншими способами резервування (біогазові установки, системні послуги теплової генерації, хімічні акумулятори). В параграфі 5.2 показано використання малих ГЕС для корегування заявлених графіків генерування ФЕС. Приклад роботи водневих технологій розглянемо сумісно з ВЕС (див. табл. 5.2). У Додатку Г приведено особливості графіків генерування ВЕС, які можуть бути відкориговані в складі балансувальної групи.

Таблиця 5.2

Розрахунок генерування електроенергії з використанням БПЕ та ВЕС

№	Параметр	Од. в-ня	П-ня	Для гарантованого забезпечення 1 кВт		
1	Об'ємна теплота згорання H_2 при $P_0=101,3$ кПа, $T_0=0^\circ\text{C}$	кДж/м ³	H_v	10800		
2	Вихідна електрична потужність БПЕ	кВт	$P_{\text{БПЕ}}$	1		
3	ККД БПЕ	%	$\eta_{\text{БПЕ}} = \frac{3600 \cdot P_{\text{БПЕ}}}{G_{\text{водн}} \cdot H_v}$	0,4	0,5	0,6
4	Об'ємна витрати водню з ресивера (визначається $P_{\text{БПЕ}}$)	м ³ /ГОД	$G_{H_2} = \frac{3600 \cdot G_{\text{БПЕ}}}{\eta_{\text{БПЕ}} \cdot H_v}$	0,83	0,69	0,56
5	Електрична потужність електролізера	кВт	$P_{\text{ЕЛ}} = W_{\text{ЕЛ}} \cdot G_{H_2}$	3,25	2,6	2,17
6	Номінальна електрична потужність ВЕС, при факторі:	кВт	$P_{\text{ЕЛ}} = W_{\text{ЕЛ}} \cdot G_{H_2}$			
	При $\Psi=0,4$	кВт		8,13	6,5	5,42
	При $\Psi=0,5$	кВт		10,8	8,67	7,22
	При $\Psi=0,3$	кВт		6,5	5,2	4,33
7	ККД електролізера при $W_{\text{ЕЛ}} = 3,9$ кВт·год/нм ³	в.о.	$\eta_{\text{ЕЛ}} = \frac{H_v}{3600 \cdot W_{\text{ЕЛ}}}$	0,769		
8	Кількість водню, потрібна для роботи БПЕ					
8.2	24 години:	м ³		20	16	133,3
8.3	10 годин:	м ³		8,3	6,7	5,6
9	Електроенергія, яку повинна згенерувати ВЕС для	кВт·год	W_E			
9.2	24 год роботи електролізера:	кВт·год	$W_{\text{ЕЛ}24}$	78	62,4	52
9.3	10 год роботи електролізера	кВт·год	$W_{\text{ЕЛ}10}$	32,5	26	27,7

Для вирішення вищезазначених проблем балансування, запропонована модель інтегрованої воднево-електричної енергетичної системи з урахуванням розподілу енергії між різними агрегаторами.

Звичайна модель накопичення електроенергії наведена в літературі [259]. Цільова функція – максимізувати загальний прибуток використання накопичувачів за допомогою надання послуг по балансуванню потужності.

Представлена математична модель, що може визначити оптимальну економічну роботу акумулятора з урахуванням фізичних обмежень:

$$\sum_t \sum_i (P_{i,t}^{BAT,dis} \cdot \lambda^{gs} \cdot \Delta t - P_{i,t}^{BAT,cha} \cdot \lambda^{gb} \cdot \Delta t) - \sum_t \sum_i C_{i,t}^{BAT,aging}(P_{i,t}^{BAT,cha}, P_{i,t}^{BAT,dis}) , \quad (5.11)$$

$$\mathbf{A}^T \mathbf{S} - \mathbf{P}^C + \mathbf{P}^D + \mathbf{r} - \mathbf{d} = 0 , \quad (5.12)$$

$$S_{ij} - \gamma_{ij}(\theta_i - \theta_j) = 0 , \quad (5.13)$$

$$E_{i,r+1}^{BAT} = E_{i,t}^{BAT} + \Delta t \cdot P_{i,t}^{BAT,cha} \cdot \eta^C - \Delta t \cdot P_{i,t}^{BAT,dis} / \eta^D , \quad (5.14)$$

$$E_i^{BAT,MAX} \cdot \underline{SOC} \leq E_{i,t}^{BAT} \leq E_i^{BAT,MAX} \cdot \overline{SOC} , \quad (5.15)$$

$$-\bar{\mathbf{S}} \leq \mathbf{S} \leq \bar{\mathbf{S}} , \quad (5.16)$$

$$0 \leq \mathbf{P}^D \leq \bar{\mathbf{P}}^D , \quad (5.17)$$

$$0 \leq \mathbf{P}^C \leq \bar{\mathbf{P}}^C . \quad (5.18)$$

де $P_{i,t}^{BAT,cha}$ – зарядна потужність батареї; λ^{gb} – закупівельна ціна електроенергії; Δt – досліджуваний проміжок часу; $P_{i,t}^{BAT,dis}$ – розрядна потужність батареї; λ^{gs} – ціна продажу електроенергії; $C_{i,t}^{BAT,aging}$ – функція витрат пов'язаних з врахуванням старіння батареї; $E_{i,t}^{BAT}$ – обсяг накопиченої електроенергії; $E_{i,t}^{BAT,MAX}$ – потужність батареї; SOC (state of the charge) – стан заряду батареї; $\mathbf{A}^T$ – перша матриця інциденції вузлів та віток; $\mathbf{S}$ – вектор потужностей; $\mathbf{P}^C$ – потужність зарядки батареї; $\mathbf{P}^D$ – потужність розрядки батареї, $\mathbf{r}$ – потужність яку генерують

ВДЕ; $\mathbf{d}$ – потужність навантаження (споживачів); $\overline{(\square)}$ та $\underline{(\square)}$ – верхня та нижня межа; γ_{ij} – провідність віток; θ_i та θ_j – кути напруг в i -тому та j -тому вузлах; надалі P – електроенергія на інтервалі часу 1 год.

Запропонована математична модель, яка характеризує роботу накопичувача в мережі, описує задачу пошуку максимуму прибутку для власника накопичувача, для цього він може продавати електроенергію, коли ринкова ціна є найвищою і купувати електроенергію, коли ринкова ціна низька. Отже, наразі немає чіткого розуміння щодо можливості накопичувачів енергії вирішити проблему нерівномірності генерування ВДЕ, та компенсувати небаланси викликані місцевими коливаннями потужності і напруги, та зменшити ризик виникнення перерв в електропостачанні [259]. У світовій практиці для класичної диспетчерської моделі керування накопиченням енергії прибуток системи накопичення електроенергії в значній мірі залежить від ціни, і торгівля відбувається лише між накопичувачем енергії та мережею комунальних послуг. Цікавим є підхід при якому застосовується енергоспоживання, що означає спільне використання енергоресурсів споживачами. Таким чином, джерела доходу власників систем накопичування диверсифіковані.

Отже, у запропонованій моделі енергія всієї системи знаходиться в системі збереження енергії, де частина її надходить від центру живлення електричної мережі, а інша частина розподіляється та забезпечується споживачами. Запропонована система інтеграції систем накопичення та споживання електроенергії та водню представлена на рис. 5.11. Взаємозв'язані агрегатори можуть обмінюватися електроенергією та воднем через пов'язані інфраструктури. Існує два типи з'єднувальних точок газових та електричних мереж, тобто пристрої P2G та PH2EV. Кожен агрегатор в системі буде керувати акумуляторними батареями, пристроями P2G або PH2EV і діяти як покупці або продавці в рамках систем розподілу енергії. Агрегатор може вибрати продаж надлишкової енергії або придбання дефіцитної енергії у оператора розподільчої системи. Крім того, вони також можуть ділитися енергією з іншими агрегаторами. Агрегатори

«спілкуватимуться» між собою через канал зв'язку для обміну очікуваною енергією та цінами на придбання. Таким чином, кожен агрегатор має всі засоби для вирішення задачі керування перетоками потужності на місцевому рівні, а не централізовану структуру керування. Це означає, що агрегатор може одночасно узгоджувати ціну. Оператор ринку розподілу енергії збирає наміри щодо розподілу від агрегаторів та моніторить ситуацію на ринку електроенергії. Потім ринок розподілу енергії повідомляє оператору системи обсяги реалізації електроенергії.

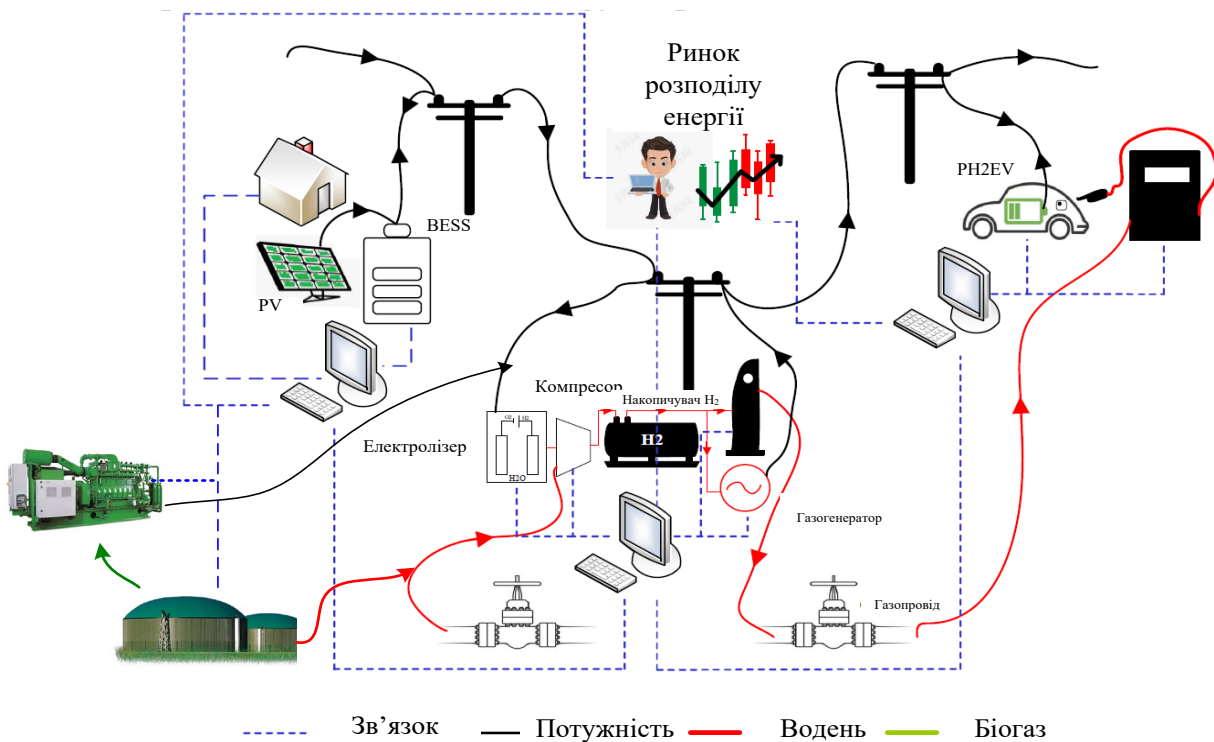


Рис. 5.11. Блок-схема реалізації методики балансування потужності в ЕЕС з використанням водневих технологій.

На сучасному етапі виробництво водню потребують великих інвестицій та мають значну вартість, а технології P2G та PH2EV не мають широкого застосування. Однак уряди більшості країни планують розвиток водневих технологій. Японський уряд, головуючи у G20 у 2019 році, представив звіт Міжнародному енергетичному агентству (MEA) щодо майбутнього водню. У цьому звіті зазначається, що «водень має довгострокові перспективи у багатьох

галузях, крім існуючих, а саме транспорт, опалення та електроенергетика мають найбільший потенціал використання водневих технологій». Однак також зазначається, що застосування водню в цих секторах потребує значної підтримки уряду. Незважаючи на те, що вдосконалення існуючої газової мережі для застосування суміші водню та газу є вартісним, це є найближчою та найшвидшою можливістю для використання водню в будівлях. За підрахунками, до 4 Мт потенційного водню буде використано для опалення, особливо в комерційних будівлях мегаполісів. Крім Японії, уряд Австралії також розробляє ряд стратегій розвитку водневої промисловості. Крім того, ринок розподілу енергії повинен бути прозорим і зрозумілим.

Запропонована система інтеграції водневих технологій представлена на рис. 5.11, згідно якої взаємопов'язані агрегатори можуть обмінюватися електроенергією та воднем. Існує два типи під'єднання точок газових та електричних мереж, тобто установок P2G та PH₂EV. Кожен агрегатор в системі буде керувати накопичувачами (батареями), пристроями P2G або PH₂EV і бути покупцями або продавцями електроенергії. Агрегатор може здійснити продаж надлишкової енергії або придбання дефіцитної енергії у оператора системи розподілу (ОСР). Крім того, вони також можуть ділитися енергією з іншими агрегаторами. Агрегатори мають доступ до інформації, яка передається каналами зв'язку, наприклад: прогнозовані обсяги генерування та споживання електроенергії. Таким чином, кожен агрегатор має всю інформацію (вектор керування, спостереження, впливу) для керування параметрами нормального режиму на місцевому рівні. Це також означає, що агрегатор може одночасно узгоджувати ціну на електроенергію, надавати послуги по розподілу та транспортування.

Коли просьюмери споживають електроенергію з централізованого пункту живлення, то відповідно вони оплачують її по вартості комунальних послуг. Функцію корисності можна описати як рівняння (5.19), яке є функцією натурального логарифма і широко використовується в економіці:

$$U = k \cdot \ln(1 + P), \quad (5.19)$$

де U – корисність; k – параметр корисності, що вказує на готовність брати участь у спільному енергоспоживанні; P – енергія, отримана від інших просьюмерів.

Згідно принципу загальний принцип зменшення граничної корисності Бернуллі, який полягає в тому, що будь-яке збільшення прибутку призведе до збільшення корисності, але це підвищення пропорційне кількості наявних товарів чи послуг. Математична модель корисності може бути представлена $dK = \left(\frac{1}{x}\right)dx$, або $K = \ln(x)$. Функцію корисності використовують для планування реалізації та розподілу електроенергії, але варто відзначити що функція корисності описує індивідуальні переваги по відношенню до товарів чи послуг, які виходять за рамки явної грошової вартості. Відповідно, використання функції корисності не обмежується конкретними товарами та послугами, тому є доцільним використання даного підходу для будь-яких товарів і послуг, навіть спільне використання водню чи електроенергії, тому його теж можна оцінити по принципу зменшення граничної корисності.

Параметр корисності визначається як рівень готовності купувати енергію у інших споживачів. Тому потрібно змодельовати значення k . Що стосується локальної електроенергетичної системи, то повинна виконуватись умова співвідношення вартості електроенергії:

$$C_H \leq C_P \leq C_{ЦЖ}. \quad (5.20)$$

Вартість електроенергії від накопичувача C_H за 1 кВт·год повинна бути менше ніж вартість електроенергії загального користування C_P (надлишкова електроенергія окремих просьюмерів), яка в свою чергу повинна бути менша вартості електроенергії отриманої з мережі (централізоване живлення) $C_{ЦЖ}$.

Співвідношення місцевого попиту та місцевої пропозиції визначається як коефіцієнт готовності до реалізації, показаний як:

$$k_2 = \frac{P_{cn.}}{P_{noc.}}. \quad (5.21)$$

Складова функції корисності k залежить від k_2 . Коли $0 \leq k_2 \leq 1$, це означає, що пропозиція перевищує попит. У цьому випадку ціна розподілу енергії буде дуже низькою, але не буде меншою, ніж ціна продажу до мережі. Таким чином, стимулом для того щоб споживачам було доцільно купляти електроенергії:

$$k = \Pi^{3\ EC} - \Pi^{6\ EC}, \quad (5.22)$$

де $\Pi^{3\ EC}$ – ціна електроенергії з мережі; $\Pi^{6\ EC}$ – ціна електроенергії яка може бути реалізована в електромережу централізованого живлення.

Коли $k_2 > 1$, це означає, що місцевий попит перевищує місцеву пропозицію. У цьому випадку ціна розподілу енергії буде відносно високою, але не буде вищою, ніж ціна, електроенергії з мережі. Таким чином, стимулом для закупівлі електроенергії споживачами буде:

$$k_c = \Pi^{3\ EC} - \Pi^{6\ EC} \frac{1}{k_2} - \Pi^{3\ EC} \left(1 - \frac{1}{k_2} \right) = \frac{\Pi^{3\ EC} - \Pi^{6\ EC}}{k_2}. \quad (5.23)$$

Криву $k-k_2$ можна представити залежністю (рис. 5.12). Коли місцевий попит постійно зростатиме, стимули покупців-споживачів наближаться до нуля. Таким чином, бажання брати участь у спільному використанні енергії визначається динамічним попитом, пропозицією та ціною.

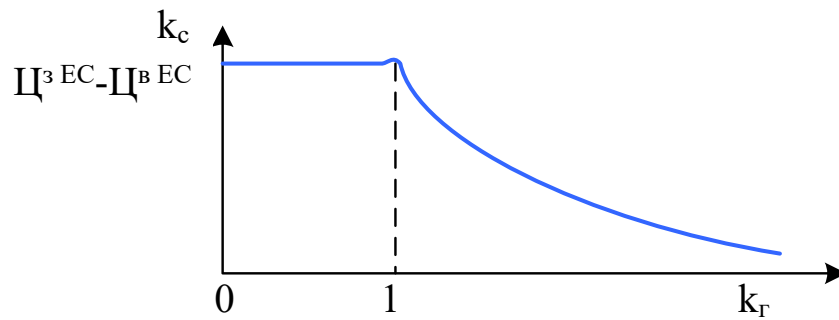


Рис. 5.12. Залежність коефіцієнту стимулу від коефіцієнту готовності.

Запропоновано агрегаторів класифікувати на три класи:

1. Агрегатори з інтегрованим споживанням водню і електроенергії.
2. Агрегатори – споживачі водню.
3. Агрегатори – споживачі електроенергії.

Сумарний прибуток об'єктів генерування електроенергії:

$$\sum Pr^{OGE} = \sum T(P) - \sum C(P), \quad (5.24)$$

де Pr^{OGE} – прибуток об'єктів генерування електроенергії; $T(P)$ – прибуток від реалізації електроенергії; $C(P)$ – це витрати на генерування, зберігання, розподіл та транспортування електроенергії. Прибуток всіх покупців електроенергії (споживачів):

$$\sum Pr^C = \sum U(P) - \sum T(P), \quad (5.25)$$

де Pr^C – прибуток всіх покупців електроенергії (споживачів); $T(P)$ – це вартість придбання енергії у продавців; $U(P)$ – прибуток всіх споживачів від спожитої електроенергії.

Розглядаючи загальний соціальний добробут, рівняння може виражатись як:

$$\sum Pr^{OGE} + \sum Pr^C = \sum U(P) - \sum C(P). \quad (5.26)$$

Коли загальний соціальний добробут розглядається як оптимізаційна задача, лише корисність споживачів та вартість електроенергії виробників повинні бути розраховані. Для інтегрованих споживачів електроенергії та водню, тобто вони можуть споживати/виробляти електроенергію або водень, функція корисності для режиму, коли вони виступають споживачами (тобто купують енергію), може бути виражена як:

$$U_{i,t}^{H,E} = k_{i,t}^{H,E} \cdot \ln(1 + P_{i,t}^{H,B} + P_{i,t}^{E,B}), \quad \forall i \in \Omega^{P2G} \cup \Omega^{FCV}, \quad (5.27)$$

де $U_{i,t}^{H,E}$ – корисність i -ого воднево-електроенергетичного інтегрованого агрегатора за час t ; $k_{i,t}^{H,E}$ – коефіцієнт, який характеризує стимул для того щоб споживачам було доцільно купляти електроенергії $P_{i,t}^{H,B}$ – кількість водню закуплена в інших агрегаторів; $P_{i,t}^{E,B}$ – обсяг електроенергії закупленої в інших агрегаторах; Ω^{P2G} – множина агрегаторів, що обладнані пристроями P2G; Ω^{FCV} – набір агрегаторів обладнані пристроями PH2EV. Коли воднево-електроенергетичні інтегровані агрегатори працюють в режимі генерування водню та електроенергії, то вартість їх послуг визначається за виразом:

$$C_{i,t}^{H,E} = a_i^H \cdot P_{i,t}^{H,S} + a_i^E \cdot P_{i,t}^{E,S}, \quad \forall i \in \Omega^{BAT}; \quad (5.28)$$

де a_i^H та a_i^E – параметри витрат на забезпечення воднем та електроенергією; Ω^{BAT} – множина агрегаторів, оснащених акумулятором.

Для агрегаторів тільки електроенергії (тобто вони можуть лише споживати/виробляти електроенергію), їх функція корисності в режимі споживання або генерування може бути виражена як:

$$U_{i,t}^E = k_{i,t}^E \cdot \ln(1 + P_{i,t}^{E,B}), \quad \forall i \in \Omega^{BAT}, \quad (5.29)$$

де $U_{i,t}^{H,E}$ – корисність i -ого агрегатора, який споживає чи генерує лише електроенергію за час t .

Коли агрегатори електроенергії діють як виробники (тобто продають електроенергію), їх функція витрат може бути виражена як:

$$C_{i,t}^E = a_i^E \cdot P_{i,t}^{E,S}, \quad \forall i \in \Omega^{BAT}. \quad (5.30)$$

Для агрегаторів тільки водню (тобто вони можуть лише споживати/виробляти водень), функція корисності в режимі споживання або генерування може бути виражена як:

$$U_{i,t}^H = k_{i,t}^H \cdot \ln(1 + P_{i,t}^{H,B}), \quad \forall i \in \Omega^{PHC}, \quad (5.31)$$

де Ω^{PHC} – множина агрегаторів, які є споживають лише водень.

Як зазначалося раніше, розглядаються три типи агрегаторів у цій роботі. Як споживачі, агрегатори мають власні накопичувачі енергії. Тому моделювання накопичення електроенергії є актуальним. Для агрегаторів, що мають ВДЕ, такі як ФЕС та ВЕС, часто використовують системи акумулювання.

Обмеження накопичення енергії змодельовано як:

$$E_{i,t+1}^{BAT} = E_{i,t}^{BAT} + P_{i,t}^{E,B} \cdot \eta^{C,BAT} - P_{i,t}^{E,S} / \eta^{D,BAT} k_{i,t}^H \cdot \ln(1 + P_{i,t}^{H,B}) : \lambda_{i,t}^{BAT}, g_{i,t}^{BAT}(x), \quad (5.32)$$

$$\forall i \in \Omega^{BAT};$$

де $E_{i,t}^{BAT}$ – стан заряду батареї; $\eta^{C,BAT}$ – це ефективність зарядки батареї (ККД пристрою зарядки); $\eta^{D,BAT}$ – це ефективність розряду батареї; $\lambda_{i,t}^{BAT}$ – множник Лагранжа; $g_{i,t}^{BAT}(x)$ – можливі обмеження, викликані технологічними особливостями батареї.

Запропонована методика розглядає два типи споживачів електроенергії та водню. Перший – це агрегатори, обладнані пристроями P2G. Технологія P2G може перетворити надлишок електроенергії, виробленої з відновлюваних джерел, в газ за допомогою електролізу, та накопичувати енергію у вигляді газу. Якщо агрегатор обладнаний генератором, водень може бути перетворений в електроенергію. Отже, обмеження по акумулюванню визначаються за виразом:

$$E_{i,t+1}^{P2G} = E_{i,t}^{P2G} + P_{i,t}^{H,B} + P_{i,t}^{E,B} \cdot \eta^{C,P2G} - P_{i,t}^{H,S} - P_{i,t}^{E,S} / \eta^{D,P2G} : \lambda_{i,t}^{FCV}, g_{i,t}^{FCV}(x), \forall i \in \Omega^{P2G}, (5.33)$$

де $E_{i,t}^{P2G}$ – стан накопичувача водню (заповненість ресивера); $\eta^{C,P2G}$ – це ефективність перетворення електроенергії в газ (ККД електролізера); $\eta^{D,P2G}$ – це ефективність перетворення газу в електроенергію (ККД БПЕ чи генератора); $\lambda_{i,t}^{FCV}$ – множник Лагранжа, $g_{i,t}^{FCV}(x)$ – обмеження для функції Лагранжа.

Другий тип інтегрованих агрегаторів електроенергії та водню – це агрегатори з використанням гібридних електричних та водневих транспортних засобів (PH2EVs), показані на рис. 5.13. Транспортні засоби мають резервуар для зберігання водню та акумулятор для зберігання електроенергії, бак для водню можна заправити, а акумулятор – заряджати. Водень може бути перетворюється в електроенергію з використанням паливних елементів. PH2EV може брати участь у формуванні споживання (V2G).

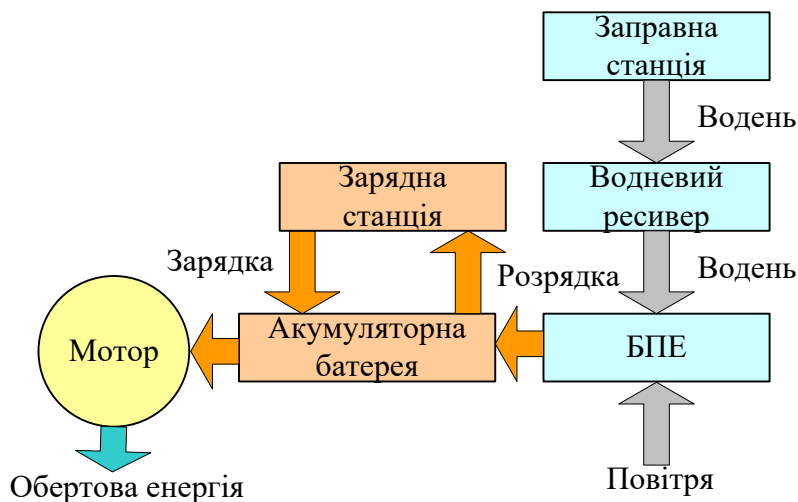


Рис. 5.13. Структура PH2EV [259].

Для формування моделі PH2EV, необхідно проаналізувати невизначеність яка виникає саме для електромобілів та гібридних автомобілів. Невизначеними параметрами є час прибуття та час від'їзду PH2EV, а також стан акумуляторів при прибутті та бажаний обсяг зарядки при відправленні для здійснення наступної подорожі. Тому запропоновано використати стохастичне програмування та ретроспективні дані. Можливі сценарії можна моделювати шляхом кластеризації ретроспективних даних за допомогою алгоритму k-means ++ [259]. Отже, PH2EV, які мають подібні характеристики, об'єднані в один сценарій. Для кожного сценарію обмеження накопичення енергії можуть бути виражені як:

$$E_{i,t+1,s}^{FCV} = E_{i,t,s}^{FCV} + P_{i,t,s}^{H,B} + P_{i,t,s}^{E,B} \cdot \eta^{C,FCV} - P_{i,t}^{E,S} / \eta^{D,FCV} ; \quad (5.34)$$

$$\lambda_{i,t}^{P2G}, g_{i,t}^{P2G}, \forall i \in \Omega^{FCV}, \forall s \in \Omega^S ;$$

$$E_{i,t_відн,s}^{FCV} \geq E_{i,t_відн,s}^{нотрібне}, \forall i \in \Omega^{FCV} \quad \forall s \in \Omega^S ; \quad (5.35)$$

$$P_{i,t,s}^{H,B}, P_{i,t,s}^{E,B}, P_{i,t,s}^{E,S} = 0 \quad \text{коли} \quad t < t_{прибуття} : \lambda_{i,t}^{FCV,HB} \lambda_{i,t}^{FCV,EB} \lambda_{i,t}^{FCV,ES}, \forall s \in \Omega^S ; \quad (5.36)$$

де $E_{i,t,s}^{FCV}$ – загальний стан PH2EV системи для s -го сценарію; $\eta^{C,FCV}$ та $\eta^{D,FCV}$ – ККД зарядження і розрядження накопичувача; $t_{відн}$ та $t_{прибуття}$ – час прибуття та відправки PH2EV, відповідно; $E_{i,t_відн,s}^{нотрібне}$ – потрібний запас електроенергії на час відправки для забезпечення проходження відстані до наступної зарядної станції; Ω^S – набір сценаріїв. Рівняння (5.34) є обмеженням балансу накопичення електроенергії для PH2EV. Рівняння (5.35) показує, що система накопичення електроенергії PH2EV повинна забезпечити можливість автомобіля здійснити подорож до наступної зарядної станції. Рівняння (5.36) показує, що до прибуття PH2EV на зарядну станцію, вона не може приймати участь в наданні послуг. Для агрегаторів, повинні бути виконані обмеження, що включають границю стану накопичення електроенергії (5.37), граничне значення потужності зарядки (5.38) і межу потужності розрядки (5.39):

$$E_{i,t}^{min} \leq E_{i,t} \leq E_{i,t}^{max} : \mu_{i,t}^{EN}, h_{i,t}^{EN}(x), \forall i \in \Omega^{P2G} \cup \Omega^{FCV} \cup \Omega^{BAT}, \quad (5.37)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{E,B} \leq P_{i,t}^{E,RATE}, 0 \leq P_{i,t}^{E,S} \leq P_{i,t}^{E,RATE} : \mu_{i,t}^{EN}, h_{i,t}^{EN}(x), \forall i \in \Omega^{P2G} \cup \Omega^{FCV} \cup \Omega^{BAT}, \quad (5.38)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{H,B} \leq P_{i,t}^{H,RATE}, 0 \leq P_{i,t}^{H,S} \leq P_{i,t}^{H,RATE} : \mu_{i,t}^{EN}, h_{i,t}^{EN}(x), \forall i \in \Omega^{P2G} \cup \Omega^{FCV} \cup \Omega^{BAT}. \quad (5.39)$$

Оскільки наразі задача оптимізації – це внутрішньодобове планування, стан накопичення енергії для агрегаторів P2G та для агрегаторів накопичувачів в кінці досліджуваного періоду (часового горизонту) має бути виконано умови:

$$E_{i,t_поч}^{BAT} = E_{i,t_кін}^{BAT} : \lambda_i^{SOC,BAT}, \forall i \in \Omega^{BAT}, \quad (5.40)$$

$$E_{i,t_поч}^{P2G} = E_{i,t_кін}^{P2G} : \lambda_i^{SOC,P2G}, \forall i \in \Omega^{P2G}. \quad (5.41)$$

де $t_поч$ та $t_кін$ – час початку та закінчення досліджуваного періоду.

В інтегрованих ЕЕС різнотипні агрегатори повинні домовитись про координацію для досягнення найвищого загального соціального добробуту шляхом обміну різними видами енергії. У запропонованій математичній моделі розглядається взаємозв'язок електричної мережі та газової мережі. Цільову функцію можна описати як:

$$\begin{aligned} Min(f(x)) = & \sum_{i \in \Omega^{AGG}} \sum_t B_{i,t}^{UG,E} + \sum_{i \in \Omega^{AGG}} \sum_t B_{i,t}^{UG,H} + \sum_{i \in \Omega^{FCV} \cup \Omega^{P2G}} \sum_t B_{i,t}^{H,E} + \sum_{i \in \Omega^{BAT}} \sum_t B_{i,t}^E - \\ & - \sum_{i \in \Omega^{FCV} \cup \Omega^{P2G}} \sum_t K_{i,t}^{H,E} - \sum_{i \in \Omega^{BAT}} \sum_t K_{i,t}^E - \sum_{i \in \Omega^{PHC}} \sum_t K_{i,t}^H + \sum_{i,j \in \Omega^{EB}} \Upsilon^E(S_{ij,t}) + \sum_{i,j \in \Omega^{GB}} \Upsilon^H(H_{ij,t}). \end{aligned} \quad (5.42)$$

де t – час; $B_{i,t}^{UG,E}$ – витрати на реалізацію електроенергії з комунальної мережі; $B_{i,t}^{UG,H}$ – витрати на реалізацію водню за допомогою комунальної мережі; $S_{ij,t}$ – перетік потужності у ij вітці; $H_{ij,t}$ – перетік газу у ij вітці; Υ^E та Υ^H – функція витрат розподільної мережі електроенергії та газу; Ω^{AGG} – множина всіх агрегаторів; Ω^{FCV} – множина всіх агрегаторів, що обладнані пристроями PH2EV;

Ω^{P2G} – множина всіх агрегаторів, що обладнані пристроями P2G; Ω^{BAT} – множина всіх агрегаторів, оснащених акумуляторними батареями; Ω^{PHC} – множина всіх газових шин; Ω^{EB} – множина всіх електричних шин; Ω^{GB} – множина всіх газових шин; $B_{i,t}^{H,E}$ – вартість електроенергії вироблена воднево-електроенергетичними інтегрованими агрегаторами, що працюють в режимі генерування водню та електроенергії; $B_{i,t}^E$ – вартість електроенергії вироблена агрегаторами з ВДЕ; $K_{i,t}^{H,E}$ – функція корисності для воднево-електроенергетичних інтегрованих агрегаторів, що працюють в режимі генерування та споживання водню та електроенергії; $K_{i,t}^H$ – функція корисності для агрегаторів, що працюють в режимі генерування та споживання водню; $K_{i,t}^E$ – функція корисності для агрегаторів, що працюють в режимі генерування та споживання електроенергії.

Вартість експлуатації електричних мереж (збори, що стягуються електричною мережею ОПС, що включають інвестиції та витрати на обслуговування електричних мереж), які можна оцінити як:

$$\sum_{i,j \in \Omega^{EB}} \Upsilon^E(S_{ij,t}) = \sum_t \left(\sum_{i \neq j} \alpha_1 S_{ij,t} + \sum_{i \neq j} \beta_1 (S_{ij,t})^3 \right), \forall i, j \in \Omega^{EB}. \quad (5.43)$$

Вартість експлуатації газових мереж (збори, що стягуються газовою мережею ОПС, що включають інвестиції та витрати на обслуговування електричних мереж), які можна оцінити як:

$$\sum_{i,j \in \Omega^{EB}} \Upsilon^H(H_{ij,t}) = \sum_t \left(\sum_{i \neq j} \alpha_1 H_{ij,t} + \sum_{i \neq j} H_1 (S_{ij,t})^3 \right), \forall i, j \in \Omega^{GB}. \quad (5.44)$$

Оскільки воднево-електроенергетичний інтегрований агрегатор може споживати водень або електроенергію, вартість мережі враховується як цільова функція, щоб запобігти надмірному використанню однієї конкретної мережі.

Мережа буде менш перевантаженою та надійнішою, якщо дві мережі будуть рівномірно використовуватися. Коли потужності місцевих ВДЕ недостатньо для забезпечення місцевого попиту, агрегатори торгуватимуть з централізованою мережею для забезпечення енергопостачання. Крім того, агрегатори також можуть продати надмірну електроенергію в централізовану мережу, а не ділитися з іншими агрегаторами. Вартість продажу електроенергії в централізовану мережу може визначатись за виразом:

$$C_{i,t}^{UG,E/H} = \begin{cases} C^{z\ EC,E/H} P_{i,t}^{UG,E/H}, & P_{i,t}^{UG,E/H} \geq 0 \\ C^{s\ EC,E/H} P_{i,t}^{UG,E/H}, & P_{i,t}^{UG,E/H} < 0 \end{cases}, \forall i, j \in \Omega^{EB/GB}. \quad (5.45)$$

де $P_{i,t}^{UG,E/H}$ це обсяг електроенергії/водню, придбані у i -го агрегатора та переданий до централізованої мережі. Коли $P_{i,t}^{UG,E/H} < 0$, це означає, що агрегатор продає електроенергію. У (5.45) ціни продажу/придбання електроенергії у централізованій мережі розглядається як відомі параметри. Ціна формується з врахуванням попиту та пропозиції на добу наперед, тому існує певна невизначеність при формуванні ціни на електроенергію та надання послуг по балансуванню на тривалий період. Тому доцільно більш детально розглянути ціну закупівлі електроенергії та водню на добу наперед з мережі централізованої мережі.

Для вирішення поставленої оптимізаційної задачі потрібно проаналізувати обмеження. У деяких літературних джерелах фізичні обмеження в задачі оптимізації розподілу електроенергії не враховуються [260], [261]. Врахування обмежень по перетокам потужності в ЛЕП, дасть можливість запобігти перевантаженню мережі. Так як ЛЕП мають малу відстань і передача потужності між агрегаторами буде короткотривалою, то втратами потужності в рамках досліджуваної мережі можна знехтувати [259]. Рівняння (5.46) є обмеженням, яке враховує баланс потужності (на шинах ЕЕС). Рівняння (5.47) – це обмеження потоків потужності.

$$P_{i,t}^{UG,E} + P_{i,t}^{UG,B} = \sum_{j \neq i} S_{ij,t} + P_{i,t}^{E,S} : \lambda_{i,t}^{EB}, g_{i,t}^{EB}(x), \forall i, j \in \Omega^{EB/GB}. \quad (5.46)$$

$$\underline{S}_{ij} \leq S_{ij,t} \leq \overline{S}_{ij} : \mu_{ij,t}^{S,UP}, \mu_{ij,t}^{S,DW}, \forall i, j \in \Omega^{EB}. \quad (5.47)$$

де $\underline{S}_{ij}$ і $\overline{S}_{ij}$ – верхня і нижня межі перетоків повної потужності;

Усталений потік газу $H_{ij,t}$ визначається тиском газу на обох кінцях трубопроводу, що може бути виражено рівнянням потоку Веймута, показаним як рівняння (5.48). Вираз $sgn(p_{i,t}^P, p_{j,t}^P)$ визначає напрямок потужності. Якщо значення напрямку потоку дорівнює 1, то потік від i до j вузла, якщо значення напрямку потоку дорівнює -1, то потік від j до i вузла.

$$H_{ij,t} = sgn(p_{i,t}^P, p_{j,t}^P) \mu_{ij}^{gaz.mp.} \sqrt{\left| (p_{i,t}^P)^2 - (p_{j,t}^P)^2 \right|}, \forall i, j \in \Omega^{GB}; \quad (5.48)$$

$$sgn(p_{i,t}^P, p_{j,t}^P) = \begin{cases} 1, & p_{i,t}^P \geq p_{j,t}^P \\ -1, & p_{i,t}^P < p_{j,t}^P \end{cases}, \forall i, j \in \Omega^{GB}. \quad (5.49)$$

де $sgn(p_{i,t}^P, p_{j,t}^P)$ – напрямок потоку; $p_{i,t}^P$ – тиск на шинах i ; $\mu_{ij}^{gaz.mp.}$ – константа, яка характеризує газову трубу.

Тиск газу в кожній шині повинен бути в межах:

$$\underline{p}_i \leq p_{i,t}^P \leq \overline{p}_i : \mu_{i,t}^{P,UP}, \mu_{i,t}^{P,DW}, \forall i \in \Omega^{GB}. \quad (5.50)$$

де $\underline{p}_i$ і $\overline{p}_i$ – верхня і нижня межі тиску перетоків газу.

Щоб компенсувати втрати тиску та компенсувати втрати електроенергії в газовій мережі, побудовані компресорні станції для передачі газу в трубопроводі. Згідно з [262], електроспоживання газового компресора можна оцінити як (5.51), що становить 3–5% вартості транспортованого газу [263]:

$$H_{ij,t}^{Комп} = \vartheta \cdot H_{ij,t}, \quad (5.51)$$

де $H_{ij,t}^{Комп}$ – споживання газу компресором; $H_{ij,t}$ – потік газу; ϑ – коефіцієнт попиту на газ. Рівняння балансу газового потоку може бути виражене як рівняння (5.52), що означає, що обсяг газу, що надходить у розподільний пункт, повинен дорівнювати обсягу газу, що виходить із розподільного пункту:

$$\underline{H}_{ij} \leq H_{ij,t} \leq \overline{H}_{ij} : \mu_{ij,t}^{H,UP}, \mu_{ij,t}^{H,DW}, \forall i, j \in \Omega^{GB}, \quad (5.52)$$

де $\underline{H}_{ij}$ і $\overline{H}_{ij}$ – верхня і нижня межі тиску перетоків газу;

Для визначення оптимального значення ціни для водню та електроенергії спільного використання запропоновано алгоритм, який представлений на рис. 5.22. Для визначення мінімуму цільової функції (5.42), потрібно володіти інформацією про всіх агрегаторів, тому іноді конфіденційність агрегаторів знаходиться під загрозою. Отже, для ефективного розв'язання загальної оптимізаційної задачі, яка є задачею нелінійного програмування, потрібно розкладання централізованої задачі на кілька локальних підзадач [264].

Під задачею оптимізації розуміємо задачу пошуку екстремумів і точок, в яких вони досягаються, і в загальному вигляді записана як [265]:

$$\begin{cases} f(x) \rightarrow \text{extr}, \\ x \in \Omega. \end{cases}, \quad (5.53)$$

де f – цільова функція, а множина Ω – область визначення або допустима множина задачі.

В задачі нелінійного програмування допустима множина задається кінцевою системою рівностей і нерівностей [265]:

$$\Omega = \left\{ x \in \mathbb{R}^n \mid g_i(x) = 0, i = 1, \dots, k; g_i(x) \leq 0, i = k + 1, \dots, p \right\}, \quad (5.54)$$

де $g_i : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}, i=1, \dots, p$, – деякі функції.

Підзадачі можуть бути вирішені локальними агрегаторами з обмеженим обміном інформацією. Застосування методу множників Лагранжа дозволить знайти екстремуми досліджуваної цільової функції.

Крок №1. Для того щоб сформулювати рівняння Лагранжа для цільової функції (5.42), потрібно перетворити вираз (5.48), тому піднесемо до квадрату праву і ліву частини:

$$(H_{ij,t})^2 = (\mu_{ij}^{az,mp.})^2 (p_{i,t}^P)^2 - (p_{i,t}^P)^2, \forall i, j \in \Omega^{GB}. \quad (5.55)$$

Блок-схема всього процесу прийняття рішень наведена на рис. 5.14 і описана виразом:

$$\begin{aligned} L(x) = & f(x) + \sum_t \sum_{i \in \Omega^{BAT}} \lambda_{i,t}^{BAT} \cdot g_{i,t}^{BAT}(x) + \sum_{i \in \Omega^{BAT}} \lambda_{i,t}^{SOC,BAT} (E_{i,t_noch.}^{BAT} - E_{i,t_кін.}^{BAT}) + \\ & + \sum_t \sum_{i \in \Omega^{P2G}} \lambda_{i,t}^{P2G} g_{i,t}^{P2G}(x) + \sum_{i \in \Omega^{P2G}} \lambda_{i,t}^{SOC,P2G} (E_{i,t_noch.}^{P2G} - E_{i,t_кін.}^{P2G}) + \\ & + \sum_t \sum_{i \in \Omega^{FCV}} \lambda_{i,t}^{FCV} g_{i,t}^{FCV}(x) + \sum_t \sum_{i \in \Omega^{EB}} \lambda_{i,t}^{EB} g_{i,t}^{EB}(x) + \sum_t \sum_{i \in \Omega^{GB}} \lambda_{i,t}^{GB} g_{i,t}^{GB}(x) + \\ & + \sum_{s \in \Omega^S} \sum_{t \in [1, t_{нр\ddot{u}б.}]} \sum_{i \in \Omega^{FCV}} (\lambda_{i,t}^{FCV,HB} (P_{i,t}^{HB}) + \lambda_{i,t}^{FCV,EB} (P_{i,t}^{EB})) + \sum_{s \in \Omega^S} \sum_{t \in [1, t_{нр\ddot{u}б.}]} \sum_{i \in \Omega^{FCV}} (\lambda_{i,t}^{FCV,ES} (P_{i,t}^{ES})) + \\ & + \sum_t \sum_{i \in \Omega^{GB}} \sum_{i \in \Omega^{GB} \neq i} \lambda_{ij,t}^{GF} \left((H_{ij,t})^2 - (\mu_{ij}^{az,mp.})^2 ((p_{i,t}^P)^2 - (p_{j,t}^P)^2) \right) + \\ & + \sum_t \sum_{i \in \Omega^{GB}} \sum_{i \in \Omega^{GB} \neq i} \left(\mu_{ij,t}^{S,UP} (S_{ij,t} - \overline{S_{ij}}) + \mu_{ij,t}^{S,DW} (\underline{S_{ij}} - S_{ij,t}) \right) + \\ & + \sum_t \sum_{i \in \Omega^{GB}} \sum_{i \in \Omega^{GB} \neq i} \left(\mu_{ij,t}^{H,UP} (H_{ij,t} - \overline{H_{ij}}) + \mu_{ij,t}^{H,DW} (\underline{H_{ij}} - H_{ij,t}) \right) \\ & + \sum_t \sum_{i \in \Omega^{GB}} \mu_{i,t}^{P,UP} (p_{i,t}^P - \overline{p}) + \sum_t \sum_{i \in \Omega^{GB}} \sum_{i \in \Omega^{GB} \neq i} \mu_{ij,t}^{P,DW} (\underline{p} - p_{i,t}^P) + \sum_t \sum_{i \in \Omega^{GB}} \mu_{i,t}^{EN} h_{i,t}^{EN}(x), \end{aligned} \quad (5.56)$$

де $\lambda_{i,t}^{BAT}$, $\lambda_{i,t}^{SOC,BAT}$, $\lambda_{i,t}^{P2G}$, $\lambda_{i,t}^{SOC,P2G}$, $\lambda_{i,t}^{FCV}$, $\lambda_{i,t}^{EB}$, $\lambda_{i,t}^{GB}$ – множники Лагранжа для обмежень у вигляді рівностей, а саме для обмеження ємності батареї;

Крок №2. Наведене вище рівняння є глобальною задачею, і його можна розділити на оптимізаційні підзадачі для кожного окремого агрегатора [266]. Отже, цільову функцію для n -го учасника ринку можна записати як:

$$\text{Min} \left(\sum_{n \in \Omega^{AGG}} f_n(\mathbf{x}_n) \right), \quad (5.57)$$

$$\mathbf{g}_{n,t}(\mathbf{x}_n) = 0, \quad (5.58)$$

$$\mathbf{h}_{n,t}(\mathbf{x}_n) \leq 0, \quad (5.59)$$

$$\mathbf{g}_{n,t} = \left[g_{n,t}^{(1)} \dots g_{n,t}^{(\delta 1)} \right]^T; \mathbf{h}_{n,t} = \left[h_{n,t}^{(1)} \dots h_{n,t}^{(\delta 2)} \right]^T, \quad (5.60)$$

де $f_n(\mathbf{x}_n)$ – підзадача оптимізації для n -го агрегатора; $\mathbf{g}_{n,t}(\mathbf{x}_n)$ – вектор обмежень у вигляді рівностей; $\mathbf{h}_{n,t}(\mathbf{x}_n)$ – вектор обмежень у вигляді нерівностей; $\delta 1$ і $\delta 2$ кількість обмежень нерівностей і рівностей для n -го агрегатора в момент часу. Глобальну функцію Лагранжа можна розкласти на суму локальних функцій Лагранжа:

$$L_{n,t}(\mathbf{x}_n, \{\lambda_{n,t}\}, \{\mu_{n,t}\}) = f_n(\mathbf{x}_n) + \sum_t \{\lambda_{n,t}\} \mathbf{h}_{n,t}(\mathbf{x}_n)^T + \sum_t \mu_{n,t} \mathbf{g}_{n,t}(\mathbf{x}_n)^T. \quad (5.61)$$

У цьому випадку функція Лагранжа L_n не опукла. Щоб зробити функцію Лагранжа опуклою, вводяться штрафні функції, а потім (5.61) змінюється на доповнену функцію Лагранжа:

$$\begin{aligned} L_{n,t}(\mathbf{x}_n, \{\lambda_{n,t}\}, \{\mu_{n,t}\}) = & f_n(\mathbf{x}_n) + \sum_t \{\lambda_{n,t}\} \mathbf{h}_{n,t}(\mathbf{x}_n)^T + \\ & + \sum_t \mu_{n,t} \mathbf{g}_{n,t}(\mathbf{x}_n)^T + \frac{III_1}{2} \sum_t \|\mathbf{h}_{n,t}(\mathbf{x}_{n,t})\| + \frac{III_2}{2} \sum_t \|\mathbf{g}_{n,t}(\mathbf{x}_{n,t})\|, \end{aligned} \quad (5.62)$$

де III – штрафна функція.

Крок №3. Для розв'язання оптимізаційної підзадачі для кожного агрегатора використовується субградієнтний метод з використанням обміну інформацією між суміжними агрегаторами.

$$\mathbf{x}_n[k+1] = \arg \min_{\mathbf{x}_n} L_n(\mathbf{x}_n, \{\lambda_{n,t}\}, \{\mu_{n,t}\}), \quad (5.63)$$

По-перше, визначення змінних змінні рішення $\mathbf{x}_n$ оновлюються згідно (5.63), де $\lambda_{n,t}$ та $\mu_{n,t}$ є відомими змінними на цьому етапі. Тоді множники Лагранжа локальної функції визначаються як похідні L_n відносно множників, $\lambda_{n,t}$ та $\mu_{n,t}$ визначаються за допомогою градієнтного методу, і на цьому етапі $\mathbf{x}_n$ розглядаються як відомі змінні:

$$\{\lambda_{n,t}[k+1]\} = \sum_{m \in \Omega} a_{nm}[k] \cdot \lambda_{n,t}[k] - \alpha[k] \cdot \left[\frac{\partial L_n}{\partial \lambda_{n,t}^{(1)}} \quad \dots \quad \frac{\partial L_n}{\partial \lambda_{n,t}^{(\delta 1)}} \right]^T, \quad (5.64)$$

$$\{\mu_{n,t}[k+1]\} = \sum_{m \in \Omega} a_{nm}[k] \cdot \mu_{n,t}[k] - \alpha[k] \cdot \left[\frac{\partial L_n}{\partial \mu_{n,t}^{(1)}} \quad \dots \quad \frac{\partial L_n}{\partial \mu_{n,t}^{(\delta 2)}} \right]^T, \quad (5.65)$$

де Ω – множина всіх учасників; m – m -ий агрегатор; a_{nm} – вага комунікаційного каналу між учасниками m та n , α – коефіцієнт, що характеризує швидкість збіжності субградієнтного методу. При визначенні ваги комунікаційного каналу між учасниками m та n $a_{nm} = a_{mn} > 0$, якщо комунікаційний канал між учасниками m та n існує, та $a_{nm} = a_{mn} = 0$ коли не існує. Значення a_{nm} повинно бути визначено у відповідності до всіх каналів зв'язку та передачі інформації і відповідати умові $\sum a_{nm}(k) = 1$ [267]. Цей крок повторюють, поки не буде виконана умова:

$$\|\lambda_{n,t}\| \leq r1, \quad \|\mu_{n,t}\| \leq r1. \quad (5.66)$$

Крок №4. Визначення значення цільової функції $f(x)$ і $L(x)$ відповідно до (5.42) і (5.56) повинно базуватись на останніх значеннях і результатах розрахунків агрегаторів. Потім, визначається відносна відхилення між цільової функцією прямої задачі та двоїстої [268] відповідно до [269] з врахуванням обмежень. Якщо відносна відхилення між значенням цільової функції прямої задачі та двоїстої (ВВПД) менше або дорівнює $r2$, де $r2$ – поріг чутливості,

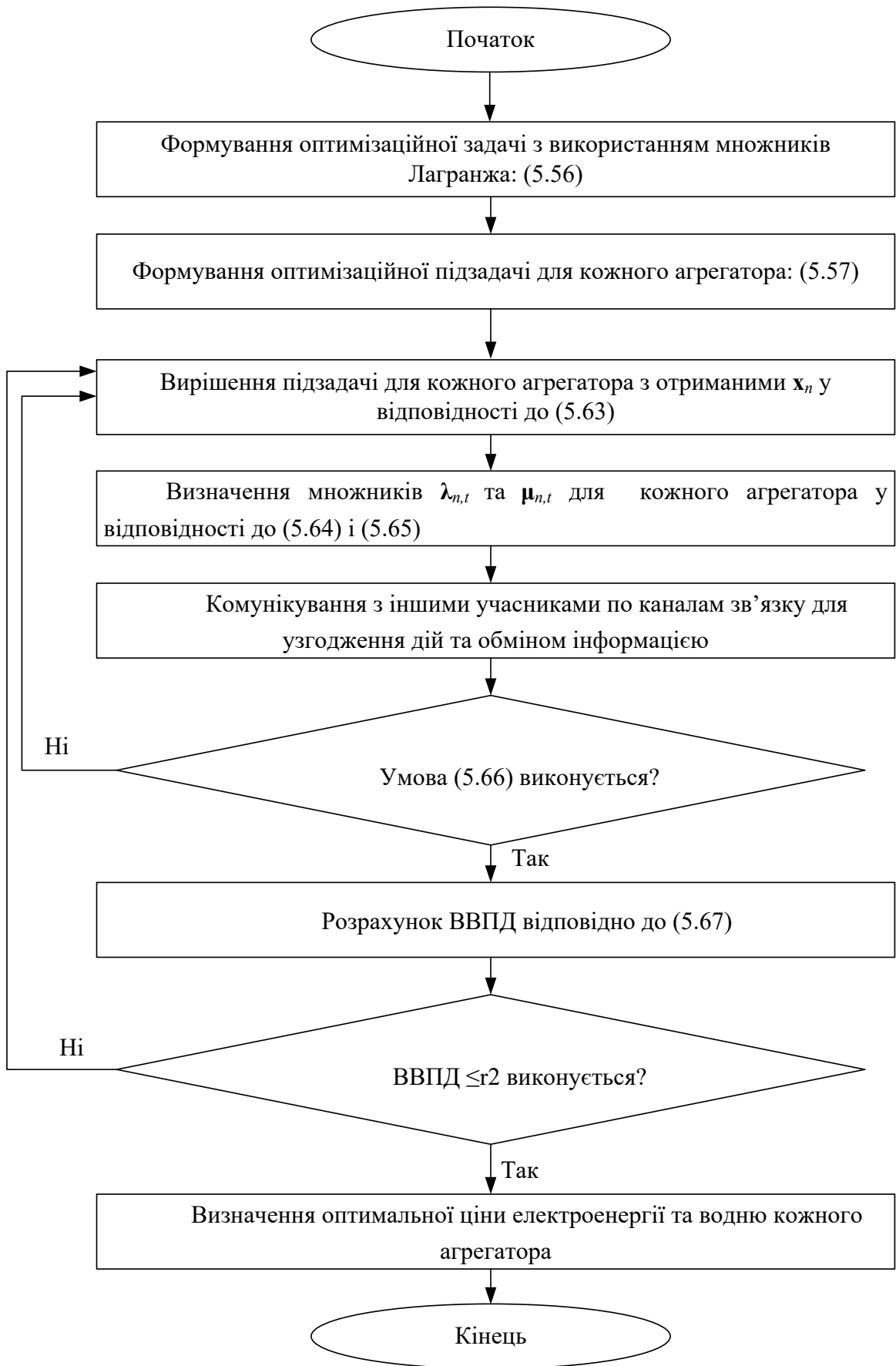


Рис. 5.14. Алгоритм визначення оптимального значення ціни.

перейдіть до кроку № 5, інакше поверніться до кроку № 3. для подальших ітерацій:

$$ВВПД = \frac{f(x) - L(x)}{L(x)}. \quad (5.67)$$

Крок №5. Оновлені множники $\lambda_{i,t}^{EB}$ та $\lambda_{i,t}^{GB}$ відображають баланс попиту та пропозиції електроенергії та водню на ринку розподілу енергії. Оптимальна ціна на електроенергію та водень для агрегатів можна виразити як:

$$C_{i,t}^E = \frac{\partial L}{\partial P_{i,t}^{E,S}} = a_i^E + \lambda_{i,t}^{EB}, \quad C_{i,t}^H = \frac{\partial L}{\partial P_{i,t}^{H,S}} = a_i^H + \lambda_{i,t}^{GB}, \quad (5.68)$$

де $C_{i,t}^E$ – оптимальне значення ціни електроенергії; $C_{i,t}^H$ – оптимальне значення ціни водню.

Звісно використання водневих технологій є актуальним та перспективним, але наразі дорогим, тому також запропоновано компенсувати нестабільність генерування ФЕС та ВЕС та покращення якості функціонування електричних мереж шляхом використання біогазових установок.

5.4. Використання біогазових установок для компенсації нерівномірності генерування ВДЕ

5.4.1. Передумови зменшення похибки прогнозування графіків генерування ВДЕ за допомогою біогазових установок

За даними НЕК «Укренерго» ЕЕС України вже потребує використання приблизно 2 ГВт високоманеврових потужностей, які можуть забезпечити не менше 4-х пусків на добу та мають значний діапазон регулювання (80 % від встановленої потужності). Розвиток біогазових технологій дозволяє ефективно

використовувати газотурбінні установки (пікери) і середньообертові двигуни внутрішнього згоряння (балансери) в якості високоманеврових потужностей. Використання біогазових технологій як балансирів дає можливість зменшити похибку прогнозування для ВДЕ з нерівномірним графіком генерування.

Використання біотехнологій поділяється на дві основні категорії: «традиційне» та «сучасне». «Традиційне» – використання біомаси у таких формах, як деревина, відходи тваринного походження та ін. Сучасні біоенергетичні технології включають в себе виробництво рідкого біопалива, сировиною для виготовлення якого є рослини; виробництво біогазу, що отриманий в результаті анаеробного перетворення залишків життєдіяльності тварин; системи опалення на деревних пелетах та інші. Близько трьох чвертей світового використання відновлюваних джерел енергії пов'язано з біоенергетикою, причому більше половини з них складається з традиційного використання біомаси. У 2015 році біоенергія становила близько 10 % загального кінцевого споживання енергії та 1,9 % світового виробництва електроенергії. Біомаса вже має значний потенціал для збільшення енергопостачання в густонаселених країнах із зростаючим попитом, таких як Бразилія, Індія та Китай, а біогаз може ефективно використовуватись для підвищення енергоефективності ВДЕ з нерівномірним графіком генерування в балансі електроенергії ЕЕС. Біогазові технології дозволяють вирішити найважливіші виклики сучасності: боротьба зі зростаючою кількістю органічних відходів, що утворюються сучасними суспільством та економікою, та необхідність зменшення CO₂. Перетворюючи органічні відходи у відновлюваний енергетичний ресурс, виробництво біогазу є одним із способів акумулювання електроенергії, що відповідає вимогам повторного використання ресурсів та утилізації відходів, та задовольняє зростаючий попит на енергетичні послуги балансування, а також відповідає екологічним вимогам. За даними IRENA з кожним роком зростає встановлена потужність енергетичних установок, які генерують електроенергію з рідкого біопалива, комунальних відходів, біогазу, твердого біопалива (рис. 5.15).

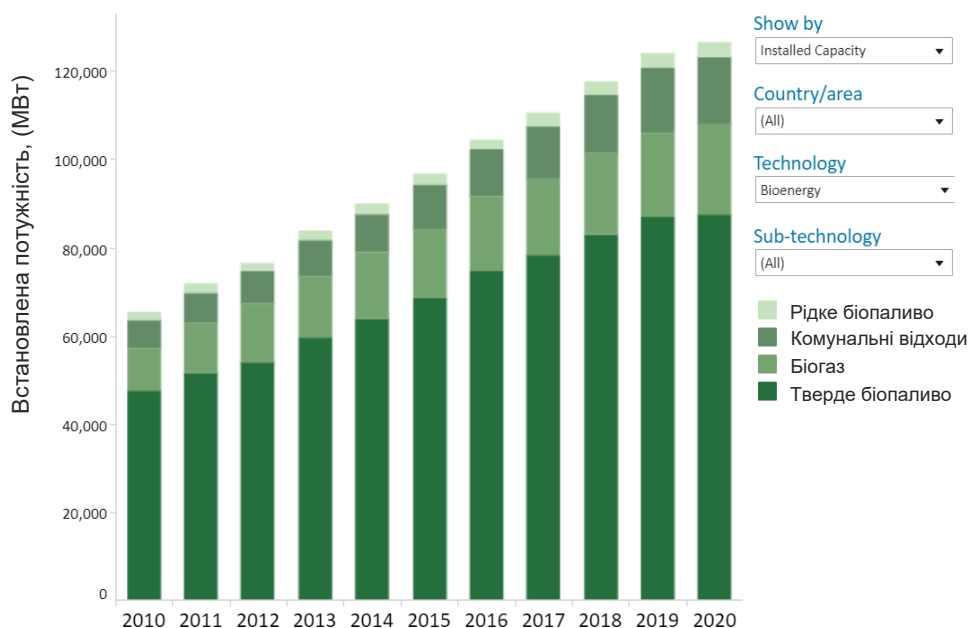


Рис. 5.15. Зміна встановленої потужності енергетичних установок, які генерують електроенергію з рідкого біопалива, комунальних відходів, біогазу, твердого біопалива в світі.

За результатами прогнозування ІЕА біоенергетика буде забезпечувати лише 5% від загальної кількості виробленої електроенергії в 2050 році, але вона вже є одним із джерел забезпечення маневреності з низьким рівнем викидів CO_2 (рис. 5.16).

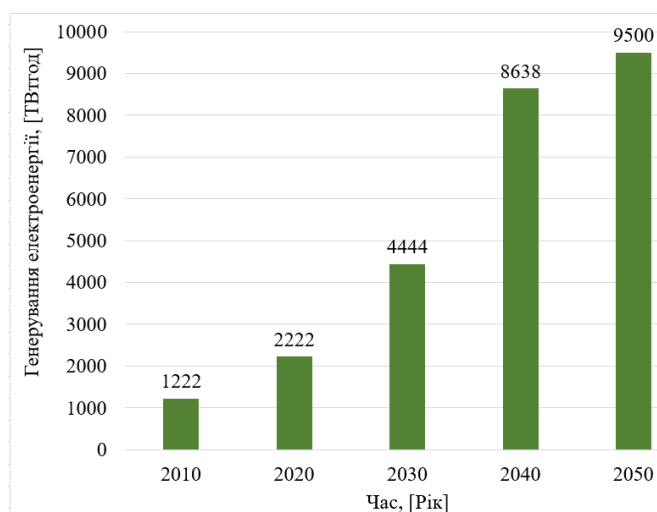


Рис. 5.16. Прогноз генерування електроенергії з використанням біотехнологій в світі.

Низка технологій виробництва енергії з біомаси є конкурентоспроможними варіантами виробництва енергії там, де доступні недорогі сільськогосподарські відходи, крім того, з'являються нові технології, які демонструють значний потенціал для подальшого скорочення витрат. Безпечне, довгострокове постачання недорогого сировинного палива відіграє вирішальну роль в оцінці економічності роботи електростанцій на біомасі та біогазу.

Витрати на вихідну сировину можуть дорівнювати нулю (наприклад, на целюлозно-паперових комбінатах, цукрових заводах, фермах, птахофабриках). LCOE (Levelised Cost of Energy – приведена вартість енергії), визначена на регіональному рівні, коливається від 0,057 доларів США / кВт·год в Індії та 0,062 доларів США / кВт·год у Китаї до 0,079 доларів США / кВт·год у Європі та 0,097 доларів США / кВт·год у Північній Америці, але якщо реалізовувати теплопостачання, ці значення будуть нижчим. Окремі проєкти дозволяють генерувати електроенергію, вартість якої становить від 0,030 до 0,140 доларів США / кВт·год; але існують більш високі значення – до 0,250 дол. США / кВт·год – особливо для проєктів спалювання відходів, де основною метою процесу є не виробництво електроенергії, а знешкодження відходів (Рис. 5.17).

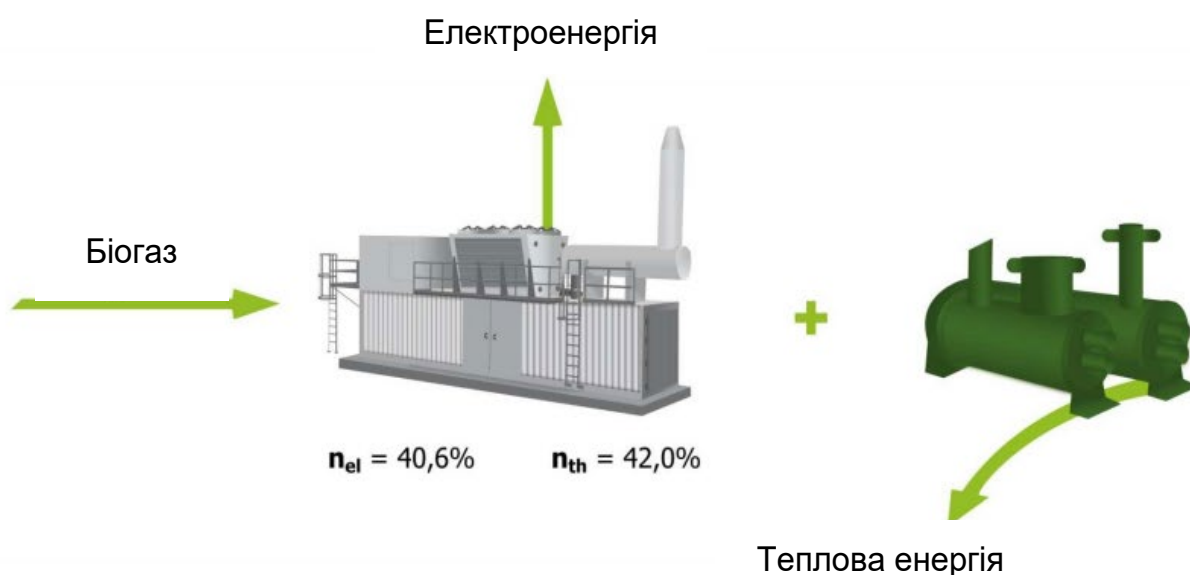


Рис. 5.17. Генерування електроенергії та теплової енергії.

Для генерування електроенергії використовується біогаз, який складається з 50-75 % метану, 25-45 % вуглекислого газу, 2-8 % водяної пари та домішок (O_2 , N_2 , NH_3 , H_2 , H_2S). Для порівняння – природний газ містить від 80 до 90 % метану. Середня теплотворна здатність біогазу становить близько 21-23,5 МДж/м³, так що 1 м³ біогазу відповідає 0,5-0,6 л дизельного палива або близько 6 кВт·год. Вихід біогазу з рослинної сировини залежить не тільки від типу сировини, але також від конструкції установки, температури бродіння та часу утримання, наприклад, кукурудзяний силос – дає приблизно в 8 разів більше біогазу на тонну, ніж коров'ячий гній.

5.4.2. Підвищення енергоефективності ВДЕ в балансі потужності та електроенергії з використанням біогазових установок

Можливість використання біогазових установок (БГУ) для підвищення енергоефективності ВДЕ з нерівномірним графіком генерування досліджено на прикладі ФЕС Вінницької птахофабрики МХП, що побудована в районі Ладизинської ТЕС. Потужність комплексу змінюється за графіком, який залежить від технологічного процесу. Його максимальне навантаження 25–30 МВт. Проектна потужність ФЕС 20 МВт. Продуктивність біогазової установки (рис. 5.18) розрахована на потужність когенераційних установок 20 МВт (дві черги по 10 МВт). На рис. 5.19 показана когенераційна установка (КУ) 10 МВт з синхронним генератором. Тобто, планується таким чином, щоб генерування електроенергії покривало її споживання.

Особливістю прикладу, який розглядається, є безпосередня електрична близькість електричної мережі з ВДЕ до Ладизинської ТЕС. ТЕС підтримує напругу на своїх шинах за графіком, яких задається оператором системи передачі електроенергії з інтересів електроенергетичної системи. Режим електричної мережі електропостачання птахофабрики разом зі всією інфраструктурою, а також ВДЕ, змушений підпорядковуватися режиму роботи ТЕС. Система електропостачання всього комплексу сформована як локальна електрична система

(ЛЕС) з внутрішнім балансуванням навантаження і генерування. Надлишок електроенергії, виробленої ФЕС і установками когенерації на біогазі, планується передавати в ЕЕС за зеленим тарифом. Складність полягає в тому, що окрім наявності надлишку електроенергії в ЛЕС необхідно забезпечити такі умови, щоб напруга на шинах підстанції, яка живить комплекс, була більшою за напругу на шинах ТЕС.



а)



б)

Рис. 5.18. Перша черга біогазової установки на 10 МВт.



Рис. 5.19. Когенераційна установка 10 МВт.

Ставиться задача як в (5.3), тобто необхідно мінімізувати потужність, яка споживається від централізованих джерел живлення з одночасним контролем умов за різницею напруги на шинах підстанції ЛЕС і ТЕС:

$$P_{ЦЖ}(t) = -\sum_{i=1}^n P_i(t) + \sum_{j=1}^m P_{ТПj}(t) + \Delta P(t) \rightarrow \min. \quad (5.69)$$

Розглядається два режими навантаження ЛЕС: максимальний в робочі дні і мінімальний у вихідні. Задача (5.69) в режимі максимальних навантажень розв'язується таким чином: згідно заявленого графіка електричних навантажень ЛЕС працюють ФЕС і централізоване живлення, а КУ підтримується точність графіка споживання відповідно до заявленого. В режимі мінімальних електричних навантажень в ЛЕС генерується електроенергії більше ніж споживається, тому є можливість віддавати частину електроенергії в ЕЕС за зеленим тарифом. Тут

дещо змінюється завдання для КУ. КУ має забезпечити умови передавання електроенергії в ЕЕС, підтримуючи при цьому точність виконання погодинного графіка видачі електроенергії в балансуєчу групу.

На рис. 5.20 – 5.23 проілюстровані графіки напруги на шинах 10 кВ підстанції (ПС) зв'язку ЛЕС з ЕЕС 110/35/10 кВ в режимах мінімальних (рис. 5.20–5.22) і максимальних навантажень (рис. 5.23). Лініями зеленого кольору 1 показано рівні напруги на шинах 10 кВ, куди під'єднуються КУ і ФЕС, а червоного 2 – напруга на шинах 110 кВ ПС, яка для порівняння приведена до шин 10 кВ.

На рис. 5.20, де в ЛЕС працюють КУ і ФЕС потужністю 5 МВт, не вдається передавати електроенергію в ЕЕС на протязі всієї доби. З 12 до 14 години не вдається передавати електроенергію з ЛЕС в ЕЕС, оскільки не виконується умова по напругах.

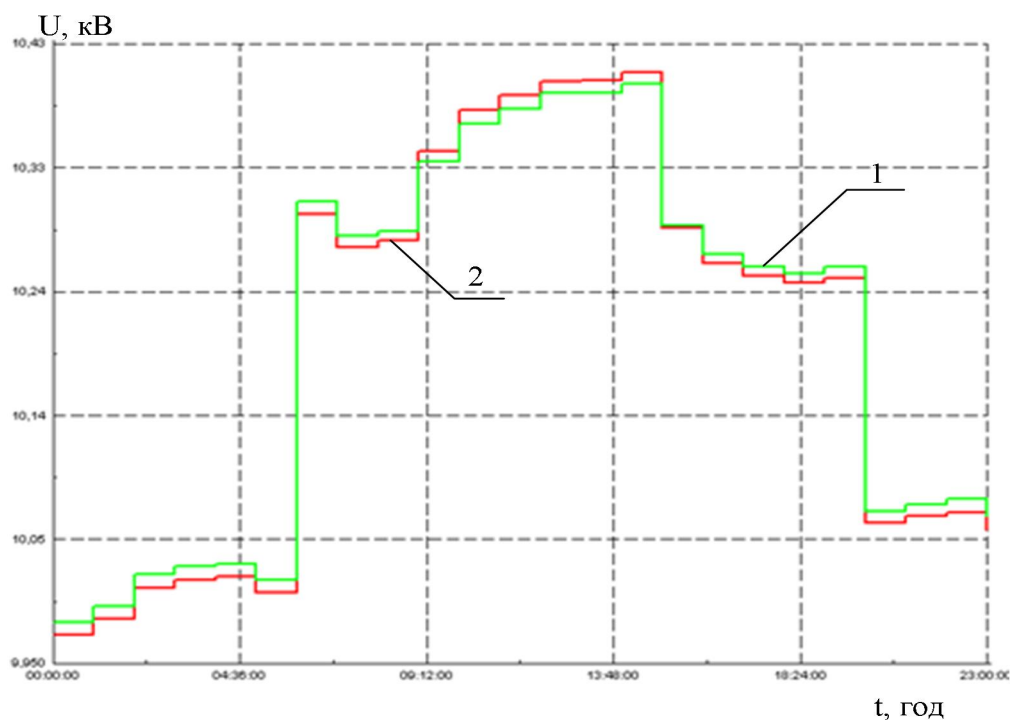


Рис. 5.20. Рівні напруг на стороні 10 кВ ПС 110/35/10 кВ, коли працюють дві черги КУ 20 МВт і ФЕС 5 МВт.

В іншому випадку, коли графік навантаження ЛЕС і потужність ФЕС 12 МВт дозволяють виконати умову за напругою, то надлишок електроенергії в ЛЕС успішно передається в ЕЕС (рис. 5.21).

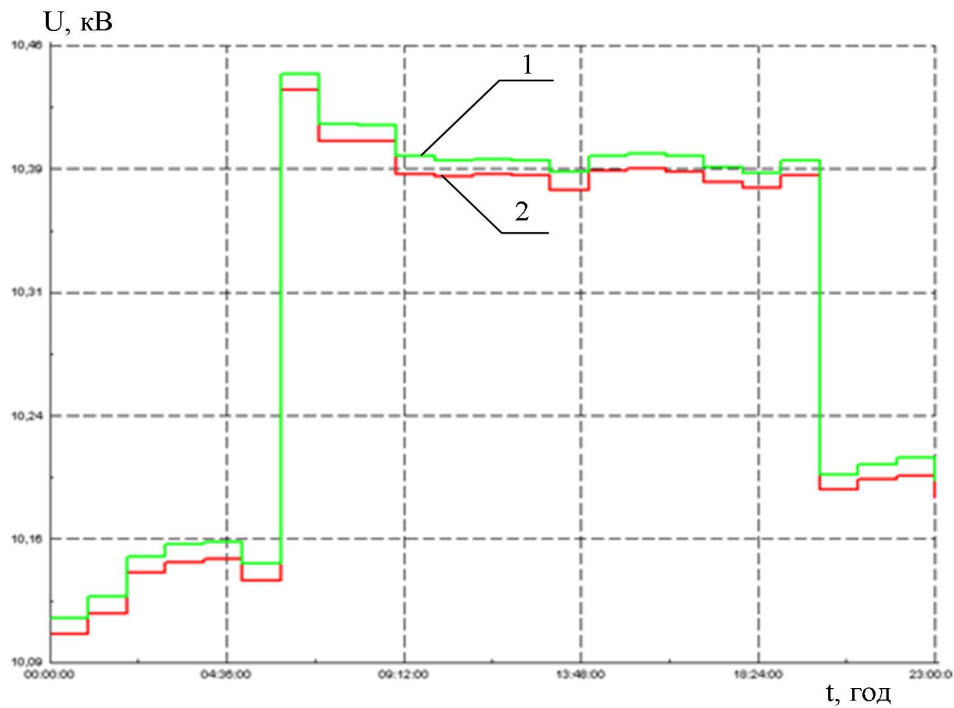


Рис. 5.21. Рівні напруг на стороні 10 кВ ПС 110/35/10 кВ, коли працюють дві черги КУ 20 МВт і ФЕС 12 МВт.

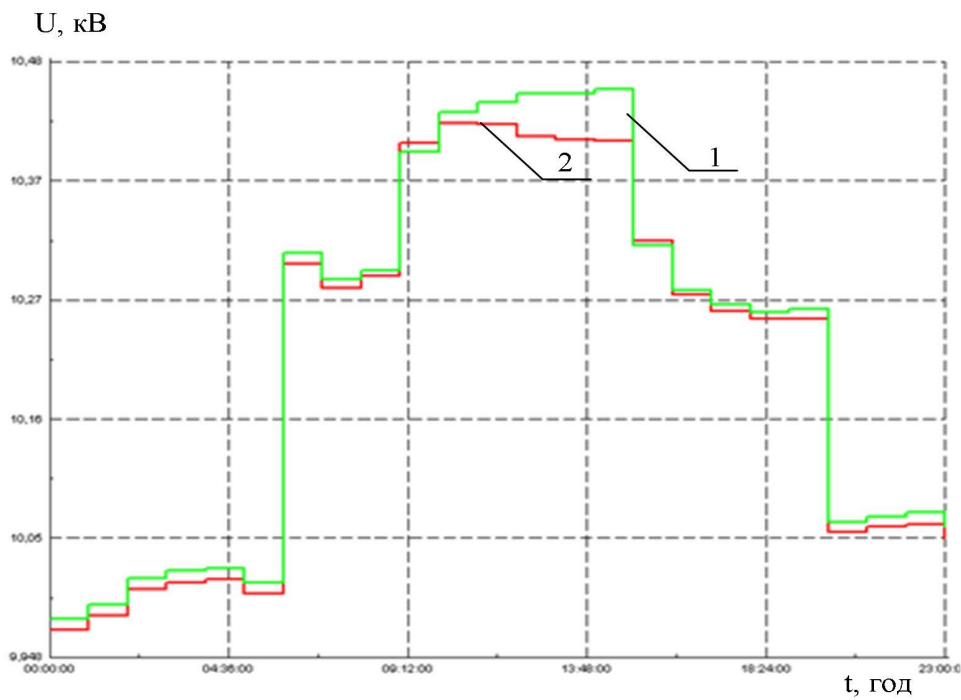


Рис. 5.22. Рівні напруг на стороні 10 кВ ПС 110/35/10 кВ, коли працюють дві черги КУ 20 МВт і ФЕС 19 МВт.

На рис. 5.22 проілюстровано випадок, коли не узгоджено графіки навантаження ЛЕС і її генерування. Навіть коли потужність КУ 20 МВт і ФЕС 19 МВт, то не весь час вдається видавати електроенергію в ЕЕС.

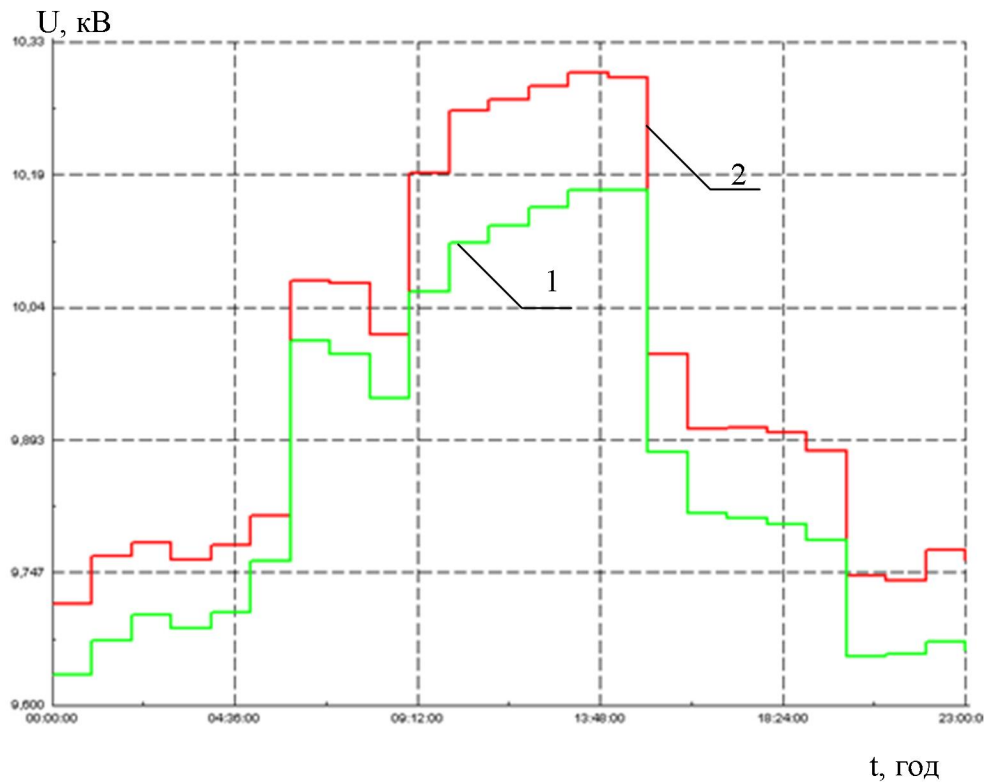


Рис. 5.23. Рівні напруг на стороні 10 кВ ПС 110/35/10 кВ, коли працюють дві черги КУ 20 МВт і ФЕС 19 МВт.

В режимі максимального навантаження, як показано на рис. 5.23, при увімкнених в ЛЕС всіх генеруючих джерел ЛЕС споживає електроенергію з ЕЕС. КУ в цьому випадку працює в режимі підтримки відповідності поточного графіка навантаження заявленому графіку.

Висновки до розділу 5

Збільшення частки ВЕС та ФЕС, які є електростанціями з нерівномірним графіком генерування, в балансі електроенергії потребує вирішення низки задач, пов'язаних з забезпеченням надійної та стабільної роботи електричних мереж з

ВДЕ, а також підвищення енергоефективності власне і ВДЕ. Перспективним в цьому напрямку є використання малих ГЕС, за умови вдосконалення їх будови та оптимізації алгоритмів керування ними. Аналіз експериментальних даних та розраховані показники кореляції генерування міні-ГЕС» дозволили зробити висновок, що генерування ГЕС не залежить в значній мірі від зміни метеорологічних факторів, а тому може бути використана для компенсації нестабільності генерування електроенергії негарантованими ВДЕ. Використання каскадних ГЕС замість одиничних міні-ГЕС призведе до кращих показників з точки зору стратегій компенсації нестабільності.

Аналіз отриманих коефіцієнтів рангової кореляції Спірмена показав, що для досліджуваної ВЕС, генерування електроенергію більш чутливе до зміни метеорологічних факторів і тому його важче передбачити, ніж генерування ФЕС. Оскільки швидкість вітру має більше стохастичну природу, ніж сонячна інсоляція (сонячна радіація). Швидка інтеграція ВЕС у ЕЕС може зменшити втрати енергії та пошкодження енергетичного обладнання. Одночасно необхідно вирішити проблему балансової надійності ЕЕС. Для детального аналізу зміни генерування та впливних факторів протягом року можна використовувати вейвлет-аналіз, оскільки ця методологія дозволяє оцінювати вплив більш інформативно.

У роботі запропоновано модель розподілу водню та електроенергії в інтегрованих енергетичних системах. Агрегатори з пристроями P2G та агрегати PH2EV розглядаються як точка з'єднання газової мережі та електричної мережі. Порівняно з існуючими моделями, запропонована модель є динамічною, оскільки враховує фізичні та законодавчі обмеження мережі (балансування). Алгоритм визначення оптимального значення ціни електроенергії та водню є прозорим та базується на відомому субградієнтному методі.

Перспективним є використання когенераційних установок, які працюють на біогазі, для наближення поточних графіків споживання або генерування до заявлених системному оператору по розподілу електроенергії. Досвід свідчить, що особливо корисними є когенераційні установки в локальних електричних системах, де крім об'єктів споживання електроенергії є також ВДЕ різних типів, а

також виробляється біогаз в достатній кількості для балансування режиму ЛЕС. Когенераційні установки, як незалежні від погодних умов, можуть приймати участь як для внутрішнього балансування електроенергії в ЛЕС, так і при балансуванні електроенергії в складі балансуючої групи в ЕЕС.

Якщо в енергосистемі з ВДЕ виникає питання балансування її режимів, то виникає питання щодо вибору резервних джерел електроенергії. Це можуть бути водневі технології, біогаз, який спрацьовується на електростанціях, системний резерв у вигляді ТЕС і ГЕС. Виникає необхідність вибрати оптимальний склад способів резервування ВДЕ. Для цього необхідно розробити метод оцінювання і порівняння між собою способів резервування ВДЕ.

РОЗДІЛ 6

БАЛАНСУВАННЯ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ З ВДЕ КРИТЕРІАЛЬНИМ МЕТОДОМ

На сьогодні спостерігається неузгодженість дій щодо розбудови відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) і готовності електричних мереж енергосистеми до транспортування та розподілу електроенергії, де генерується електроенергія ВДЕ. Спостерігається парадоксальна ситуація – чим інтенсивніше розбудовуються ВДЕ і збільшується їх потужність, тим більше проблем в електроенергетиці як технічних, так і фінансових. Чомусь не зверталось уваги на те, що одночасно з розвитком ВДЕ потрібно було відповідно модернізувати електричні мережі і передбачити методи та засоби компенсації нерівномірного графіка генерування ВДЕ, зокрема ФЕС, в будівництво яких інвестувалося найбільше. У гонитві за кількістю мало що робилося для покращання енергоефективності електропостачання завдяки розбудові ВДЕ. Стан зі втратами електроенергії і її якістю в електричних мережах в результаті не покращився, а часом навпаки, погіршився, зате виникли суттєві складнощі з балансовою надійністю.

На сьогодні це не тільки технічні проблеми, коли не розвивається інфраструктура, яка б відповідала частці ВДЕ в балансі потужності енергосистем України, а є проблеми розрахунків з інвесторами за вироблену електроенергію.

ВДЕ стають, а точніше вже є, невід'ємним елементом електроенергетичних систем (ЕЕС). Очевидно, що вони мають оптимально інтегруватися в електричні мережі, нарощуючи потужність генерування та покращуючи техніко-економічні показники електричних мереж, надто розподільних.

Серед особливостей ВДЕ в ЕЕС є їх вплив на режимну та балансову надійність. Оскільки ВЕС і ФЕС, як елементи забезпечення балансової надійності, характеризуються природною нестабільністю генерування, то в ЕЕС

обов'язковим має бути резервування. Це може бути резерв від наявних джерел гарантованого генерування, в першу чергу, блоків теплової генерації з регульовальним діапазоном 30–50%, а також індивідуальні або групові накопичувачі електроенергії (гідроакумуючі станції, хімічне акумулювання, водневі технології, біогазові технології та інші способи). Ефективними також можуть бути організаційні та технічні заходи з узгодження графіків електроспоживання і генерування ВДЕ, включно і обмеження на вироблену ними електроенергію. За необхідності оператор систем передачі може обмежити генерування ВДЕ, компенсуючи вартість недовиробленої ВДЕ електроенергії.

6.1. Комплексний підхід компенсації нерівномірності графіка генерування ВДЕ

Оптимальним видається комплексний підхід, коли для компенсації нестабільності генерування ВДЕ використовуються декілька способів. В цьому випадку мінімізуються сумарні витрати B_{Σ} на компенсацію нестабільності генерування ВДЕ шляхом резервування потужності.

Задача оптимізації резервування ставиться як

$$B_{\Sigma} = B_x(P_x) + B_e(P_e) + B_z(P_z) + B_c(P_c) + B_n(P_n) \rightarrow \min, \quad (6.1)$$

де $B_x(P_x)$ – витрати на резервування накопичувачами хімічного типу; $B_e(P_e)$ – витрати на водневі технології;

$B_z(P_z)$ – витрати, зв'язані з використанням біогазових технологій як резерву;

$B_c(P_c)$ – витрати на користування системним резервом, це є фактично компенсація за утримання резерву на завантаження для енергоагрегатів ТЕС, що працюють за ціновими заявками і визначається за формулою [270]:

$$B_c = \begin{cases} P_c \cdot (\epsilon_p^c - d\epsilon_n), \epsilon_p^c > d\epsilon_n \\ 0, \epsilon_p^c \leq d\epsilon_n \end{cases} \text{ (грн/год);} \quad (6.2)$$

ϵ_p^c – гранична ціна системи, яка формується для розрахункової години на оптовому ринку електроенергії; $d\epsilon_n$ – прирощена ціна палива, що визначається на основі похідної функції витрат палива на виробництво електроенергії за рівнем навантаження агрегату електростанції та вартості потрібного палива; $B_n(P_n)$ – витрати на запаси пропускної спроможності ліній електропередачі; P_x, P_b, P_s, P_c, P_n – відповідно оптимальні значення потужностей, які визначаються з кожного зі способів резервування.

Потреба України в резервуванні за інформацією протягом 2021-2023 роках становить 1500 МВт, щодо батарейних систем накопичення електроенергії [271]. Витрати на резервування накопичувачами хімічного типу включають в себе витрати встановлення:

$$B_x(P_x) = \epsilon_{P_x}^{num} \cdot P_x, \quad (6.3)$$

$\epsilon_{P_x}^{num}$ – питомі витрати на накопичувач певної ємності, грн./кВт·год.

Ці витрати суттєво залежать від типу накопичувача і зазначені в табл. 6.1 за даними IRENA (2017), Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi [272].

Також треба враховувати витрати на паливо, тобто вартість електроенергії для зарядки і обслуговування хімічних накопичувачів [273]. Вартість літій-іонних акумуляторів впала на 73% у період з 2010 по 2016 рік для транспортних технологій. Літій-іонні акумулятори для використання стаціонарно мають вищу встановлену вартість, ніж ті, що використовуються в електромобілях, через складніші цикли заряду/розряду, які вимагають дорожчих систем керування акумуляторами та спеціальне обладнання. Однак у Німеччині і для невеликих літій-іонних акумуляторних батарей вартість встановлення знизилася на 60 % у

період з 4 кварталу 2014 року по 2 квартал 2017 року. Але передбачається зростання масштабів виробництва літій-іонних акумуляторів для електромобілів, відповідно вартість може зменшитися до 2030 р. ще на 54-61 %.

Таблиця 6.1

Вартість електроенергії (палива для хімічних накопичувачів) на прикладі
АТ «Вінницяобленерго»

Прогнозована ціна закупівлі електричної енергії на ринках електричної енергії, без ПДВ грн./МВт·год:			
1 764,70			
Тариф на послуги з передачі електричної енергії ПРАТ «НЕК «УКРЕНЕРГО», без ПДВ грн/МВт·год:			
293,93			
Тариф на розподіл електричної енергії, без ПДВ грн/МВт·год			
АТ «Вінницяобленерго» (Постанова НКРЕКП №2362 від 09.12.2020р.):		АТ «Укрзалізниця» (Постанова НКРЕКП № 2361 від 09.12.2020р.):	
1 клас	167,14	1 клас	192,82
2 клас	1150,40	2 клас	907,44
Тариф на послуги постачальника універсальних послуг, без ПДВ грн/МВт·год:			
105,32			
Ціна на універсальні послуги для малих побутових споживачів, електроустановки яких приєднані до електричних мереж АТ «Вінницяобленерго» згідно з класом напруги, без ПДВ грн/МВт·год		Ціна на універсальні послуги для малих побутових споживачів, електроустановки яких приєднані до електричних мереж АТ «Укрзалізниця» згідно з класом напруги, без ПДВ грн/МВт·год	
1 клас	2 331,09	1 клас	2356,77
2 клас	3 314,35	2 клас	3071,39

Це відображатиме зниження загальної вартості встановлених літій-іонних батарей для стаціонарного застосувань до 145 доларів США за (кВт·год) та 480 доларів США / кВт·год, залежно від хімічних показників батареї (рис. 6.1).

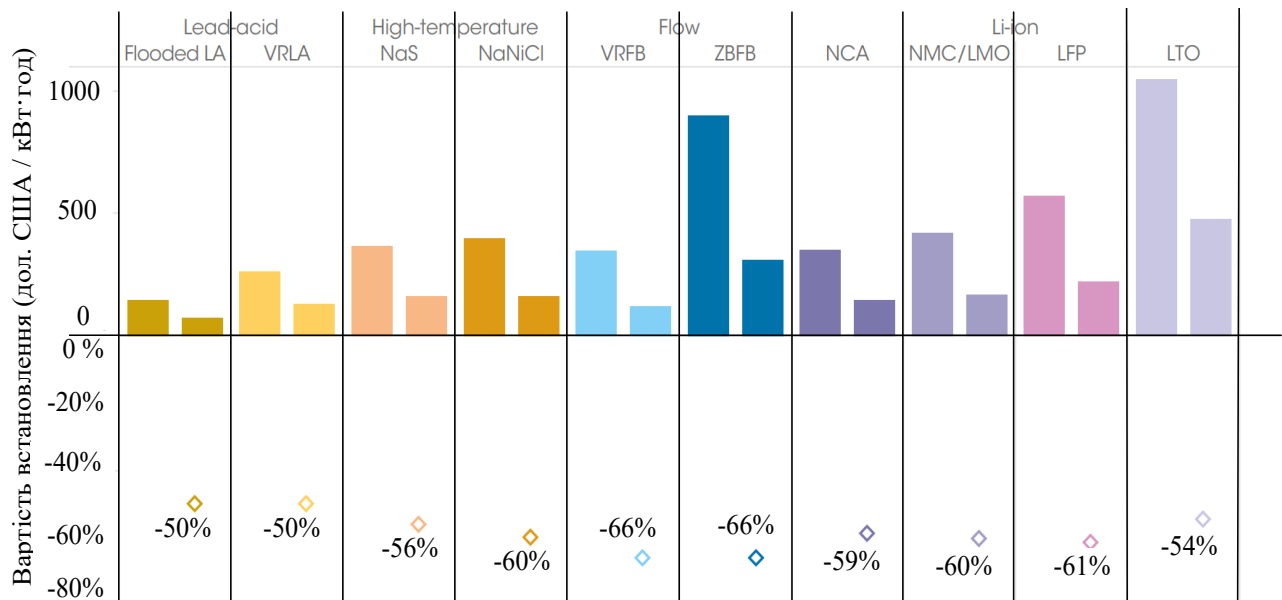


Рис. 6.1. Прогнозування зменшення вартості встановлення акумуляторної система зберігання електроенергії, 2016-2030 pp.: LA – lead-acid – свинцево-кислотна акумуляторна батарея (АК); VRLA – valve- regulated lead-acid – свинцево-кислотна АК з регульованим клапаном; NaS – sodium sulphur – натрієво-сірчана АК; NaNiCl – sodium nickel chloride – хлоридно-нікеле-натрієва АК; VRFB – vanadium redox flow battery – окислювально-відновна АК ванадієвого типу; ZBFB – zinc bromine flow battery – цинково-бромово АК; NCA– nickel cobalt aluminum – нікель-кобальт-алюмінієва АК; NMC / LMO – nickel manganese cobalt oxide/lithium manganese oxide – нікель-марганець-кобальт-оксидова / літій-оксид марганцева АК; LFP – lithium iron phosphate – літій-фосфатно-залізна АК; LTO – lithium titanate – літій титанатова АК.

Витрати на водневі технології визначаються як:

$$B_{\epsilon}(P_{\epsilon}) = \epsilon_{P_{\epsilon}}^{num} \cdot P_{\epsilon}, \quad (6.4)$$

де $\epsilon_{P_6}^{num.}$ – питомі витрати на водневій технології, 800 \$/кВт·год;

За даними сайту [274] на формування питомих витрат генерування електроенергії з використанням біогазових установок впливає тип і відстань бази сировини (економічно доцільною відстанню для доставки сировини є дистанція до 20 км для рідкої сировини і до 50 км – для сухої). Вартість 1 кВт встановленої потужності суттєво залежить від розміру і типу сировини, тобто чим більший проєкт, тим дешевше і в середньому становить 1500 € за 1 кВт встановленої потужності. Витрати, зв'язані з використанням біогазових технологій як резерву, визначаються:

$$B_z(P_z) = \epsilon_{P_z}^{num.} P_z, \quad (6.5)$$

де $\epsilon_{P_z}^{num.}$ – питомі витрати на біогазові технології.

Витрати на користування системним резервом:

$$B_c(P_c) = \epsilon_{P_c}^{num.} P_c, \quad (6.6)$$

де $\epsilon_{P_c}^{num.}$ – питомі витрати на користування системним резервом.

Оскільки будь який зі способів резервування генерування ВДЕ призводить до зміни потоків потужності лініями електропередачі, то для цього може бути недостатньо пропускної здатності частини ліній. Потрібно передбачити витрати на збільшення пропускної здатності електричної мережі:

$$B_n(P_n) = \epsilon_{P_n}^{num.} P_n \quad (6.7)$$

де $\epsilon_{P_n}^{num.}$ – питомі витрати по підтриманню запасу по пропускній спроможності ЛЕП; $P_n = P_x + P_\epsilon + P_z$.

Якщо задача оптимізації витрат на способи компенсації відхилення графіків генерування ВДЕ від заявлених розв'язується методом критеріального програмування, то в результаті визначаються критерії подібності, які є ваговими

коефіцієнтами окремих витрат в сумарних витратах B_Σ [275]. Критерії подібності для задачі (6.1) в цьому випадку визначаються методом інтегральних аналогів і вони пронормовані до одиниці:

$$\pi_x + \pi_\theta + \pi_z + \pi_c + \pi_n = 1, \quad (6.8)$$

де $\pi_i = \frac{B_i(P_i)}{B_\Sigma}$ – критерії подібності (вагові коефіцієнти) відповідно витрат на

способи компенсації нестабільності генерування ВДЕ. Результати оптимізації, отримані в такому вигляді, дозволяють аналізувати співрозмірність і чутливість складових цільової функції, в нашому випадку способів компенсації нестабільності генерування ВДЕ [49, 50, 171, 172, 215]. Результати співрозмірності дають можливість ранжувати способи компенсації за витратами, а чутливість – раціонально, найбільш ефективно використовувати потужності різних способів під час експлуатації.

6.2. Критеріальне програмування для розв’язання задачі визначення оптимальних витрат на компенсацію нестабільності ВДЕ

Критеріальне програмування для розв’язання такого класу задач передбачає подання функції у вигляді [281]:

мінімізувати

$$y(x) = \sum_{i=1}^{m_1} a_i \cdot \prod_{j=1}^n x_j^{\alpha_{ji}} \quad (6.9)$$

за умов

$$q_k(x) = \sum_{i=m_k+1}^{m_{k+1}} a_i \prod_{j=1}^n x_j^{\alpha_{ji}} \leq G_k, k = \overline{1, p}; \quad (6.10)$$

$$x_j > 0,$$

$$j = \overline{1, n},$$

де $y(x)$ – деякий узагальнений критерій оптимальності (витрат на способи компенсації нестабільності генерування ВДЕ); a_i, α_{ji} – постійні коефіцієнти (наприклад питомі витрати на користування системним резервом, питомі витрати на накопичувач певної ємності); x_j – змінні параметри (потужності установок компенсації нестабільності генерування ВДЕ); n – кількість змінних параметрів; m – сумарна кількість членів обмежень і цільової функції; m_1 – кількість членів цільової функції; k – номер обмеження; m_k – кількість членів k -го обмеження; p – кількість обмежень.

Відповідна до (6.9) двоїста задача може бути сформульована таким чином [215]: максимізувати

$$d(\pi_o) = \prod_{i=1}^m \left(\frac{a_i}{\pi_{io}} \right)^{\pi_{io}} \prod_{k=1}^p \left(\frac{\lambda_k}{G_k} \right)^{\lambda_k} \quad (6.11)$$

за умов ортогональності

$$\sum_{i=1}^m \alpha_{ji} \pi_i = 0, \quad j = \overline{1, n}, \quad (6.12)$$

та нормування

$$\sum_{i=1}^{m_1} \pi_i = 1, \quad (6.13)$$

де π_i – двоїсті змінні двоїстої задачі КП, які за своїм змістом є критеріями подібності [172]; $\lambda_k = \sum_{i=m_k+1}^{m_{k+1}} \pi_{io}$ – нормовані множники Лагранжа.

В КП систему рівнянь ортогональності та нормування можна записати в загальному вигляді:

$$\alpha \cdot \pi = b, \quad (6.14)$$

де α – матриця показників задачі (6.9)–(6.10); b – вектор вільних членів ортонормованої системи рівнянь; π – вектор критеріїв подібності.

Розв'язувати задачу визначення оптимального складу компенсувальних потужностей, приходиться з мірою складності $t = m - n - 1 \geq 1$. Для таких задач ортонормована систем рівнянь записується у вигляді [171]:

$$\begin{vmatrix} \alpha_{11} & \alpha_{12} & \dots & \alpha_{1m_1} & \alpha_{1m_1+1} & \alpha_{1m_1+2} & \dots & \alpha_{1m} \\ \alpha_{21} & \alpha_{22} & \dots & \alpha_{2m_1} & \alpha_{2m_1+1} & \alpha_{2m_1+2} & \dots & \alpha_{2m} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \alpha_{3m_1+1} & \alpha_{3m_1+2} & \dots & \alpha_{3m} \\ \alpha_{n1} & \alpha_{n2} & \dots & \alpha_{nm_1} & \alpha_{nm_1+1} & \alpha_{nm_1+2} & \dots & \alpha_{nm} \\ 1 & 1 & \dots & 1 & 0 & 0 & \dots & 0 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} \pi_1 \\ \pi_2 \\ \pi_3 \\ \dots \\ \pi_m \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \dots \\ 1 \end{vmatrix}, \quad (6.15)$$

де $m_1 + 1$; $m_1 + 2$ і т. ін. – індекси членів системи рівнянь, які відповідають членам обмежень (6.10).

В [215] показано, що критерії подібності, які описуються системою ортонормованих рівнянь, визначаються:

$$\pi_i = \beta_{oi} + \sum_{b=1}^t \beta_{ib} \cdot \pi_{bb}, \quad i = \overline{1, m}, \quad (6.16)$$

де β_{oi} – елемент вектору нормалізації; β_{ib} – елемент вектору нев'язки; π_{bb} – базисні критерії подібності; $t=m-n-1$ – міра складності задачі КП.

Якщо записати критерії подібності через базисні критерії та вектори нормалізації і нев'язки, то двоїста функція переписеться в такому вигляді:

$$\begin{aligned} d(\pi_b) = & \prod_{i=1}^m \left(\frac{a_i}{\beta_{oi} + \sum_{b=1}^t \beta_{ib} \cdot \pi_{bb}} \right)^{\beta_{oi} + \sum_{b=1}^t \beta_{ib} \cdot \pi_{bb}} \times \\ & \times \prod_{k=1}^p \left(\sum_{i \in T_k} \left(\beta_{oi} + \sum_{b=1}^t \beta_{ib} \cdot \pi_{bb} \right) \right)^{\sum_{i \in T_k} \left(\beta_{oi} + \sum_{b=1}^t \beta_{ib} \cdot \pi_{bb} \right)}. \end{aligned} \quad (6.17)$$

Тут T_k – множина, що складається з індексів членів k -го обмеження.

Оскільки розглядаються задачі, де функція $d(\pi)$ випукла, то завжди можна замінити визначення $d(\pi)_{\max}$ знаходженням стаціонарної точки функції $\ln d(\pi)$, тому що множини максимізуючих точок цих функцій збігаються [215]. Прологарифмуємо вираз (6.17):

$$\begin{aligned} \ln d(\pi_b) = & \ln \prod_{i=1}^m a_i^{\beta_{oi}} + \sum_{b=1}^t \pi_{bb} \cdot \ln \prod_{i=1}^m a_i^{\beta_{ib}} - \sum_{i=1}^m \left(\beta_{oi} + \sum_{b=1}^t \beta_{ib} \cdot \pi_{bb} \right) \cdot \ln \left(\beta_{oi} + \sum_{b=1}^t \beta_{ib} \cdot \pi_{bb} \right) + \\ & + \sum_{k=1}^p \left[\sum_{i=m_k+1}^{i=m_{k+1}} \left(\beta_{oi} + \sum_{b=1}^t \beta_{ib} \cdot \pi_{bb} \right) \cdot \ln \sum_{i=m_k+1}^{i=m_{k+1}} \left(\beta_{oi} + \sum_{b=1}^t \beta_{ib} \cdot \pi_{bb} \right) \right]. \end{aligned}$$

Візьмемо похідну від цієї функції по базисних критеріях подібності π_b [215]:

$$\begin{aligned} (\ln d(\pi_b))' = & \sum_{b=1}^t \ln \prod_{i=1}^m a_i^{\beta_{ib}} - \sum_{i=1}^m \left[\sum_{b=1}^t \beta_{ib} + \ln \left(\beta_{oi} + \sum_{b=1}^t \beta_{ib} \cdot \pi_{bb} \right) \cdot \sum_{b=1}^t \beta_{ib} \right] - \\ & + \sum_{k=1}^p \left[\sum_{i=m_k+1}^{i=m_{k+1}} \sum_{b=1}^t \beta_{ib} + \ln \left(\sum_{i=m_k+1}^{i=m_{k+1}} \left(\sum_{b=1}^t (\beta_{ib} \cdot \pi_{bb}) + \beta_{oi} \right) \right) \cdot \sum_{i=m_k+1}^{i=m_{k+1}} \sum_{b=1}^t \beta_{ib} \right] \end{aligned} \quad (6.18)$$

Прирівнявши її до нуля та пропотенціювавши, отримаємо систему рівнянь, з якої можна отримати умови максимуму функції $d(\pi_j)$. Вони будуть мати такий вигляд:

$$\frac{\prod_{i=1}^m \left(\beta_{oi} + \sum_{b=1}^t \beta_{ib} \pi_{bb} \right)^{\sum_{b=1}^t \beta_{ib}}}{\prod_{k=1}^p \left[\sum_{i=m_k+1}^{i=m_{k+1}} \left(\sum_{b=1}^t (\beta_{ib} \cdot \pi_{bb}) + \beta_{oi} \right) \right]^{\sum_{i=m_k+1}^{i=m_{k+1}} \sum_{b=1}^t \beta_{ib}}} = \prod_{b=1}^t \prod_{i=1}^m a_i^{\beta_{ib}}, \quad b = \overline{1, t}. \quad (6.19)$$

Критеріальний метод було застосовано для раціональної побудови системи електропостачання споживачів та інших енергетичних задач [215], тому його використання для визначення питомих витрат на резервування є раціональним.

6.3. Критеріальна модель питомих витрат на резервування за сценарієм, по якому використовуються хімічні накопичувачі

Модифікована математична модель питомих витрат на 1 кВт резервування за сценарієм, по якому використовуються хімічні накопичувачі і враховуються особливості системи, для якої існує потреба в резервуванні:

$$B = \frac{C_1}{P_x} + C_2 P_c + C_3 P_n + C_4 \frac{P_x^2}{P_c^{-2} \cdot P_n}, \quad (6.20)$$

де C_1, C_2, C_3, C_4 – узагальнені константи, які містять вихідні дані задачі, що розв’язується.

Перша складова рівняння враховує питомі витрати на реалізацію резервування з використанням системи хімічних накопичувачів електроенергії; другий, третій, четвертий компоненти враховує витрати на електричні мережі. Запропоноване рівняння відповідає умові канонічності, оскільки $m=n+1$.

Ортонормована система рівнянь для (6.20) запишеться:

$$\begin{cases} -\pi_1 + 2\pi_4 = 0; \\ \pi_2 - 2\pi_4 = 0; \\ \pi_3 - \pi_4 = 0; \\ \pi_1 + \pi_2 + \pi_3 + \pi_4 = 1, \end{cases} \quad (6.21)$$

або в матричній формі:

$$\begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 & 2 \\ 0 & 1 & 0 & -2 \\ 0 & 0 & 1 & -1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \pi_1 \\ \pi_2 \\ \pi_3 \\ \pi_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix}. \quad (6.22)$$

Розв'язок даної системи рівнянь: $\pi_1 = \pi_2 = \frac{2}{6}$; $\pi_3 = \pi_4 = \frac{1}{6}$. Це означає, що вагові коефіцієнти витрат на хімічні накопичувачі і на системний резерв однакові і, відповідно, витрати на ці способи резервування мають бути однакові. На покращання пропускної здатності електричних мереж оптимально буде витратити половину витрат на хімічні накопичувачі або на системне резервування.

Економічно доцільні значення потужностей P_x , P_c і P_n визначаються з системи рівнянь:

$$\left\{ \begin{array}{l} \pi_1 = \frac{2}{6} = \frac{C_1}{P_{x o}}; \\ \pi_2 = \frac{2}{6} = C_2 \cdot P_{c o}; \\ \pi_3 = \frac{1}{6} = C_3 \cdot P_{n o}; \\ \pi_4 = \frac{1}{6} = \frac{C_4 \cdot P_{x o}^2}{P_{c o}^{-2} \cdot P_{n o}}, \end{array} \right. \quad (6.23)$$

де $P_{x o}$ – оптимальне значення потужності хімічних накопичувачів; $P_{c o}$ – оптимальне значення потужності системного резерву; $P_{n o}$ – оптимальне значення потужності пропускної здатності ЛЕП.

Розв'язок даної системи рівнянь:

$$\begin{aligned} P_{x o} &= \left(\frac{C_1^4}{4C_2^2 \cdot C_3 \cdot C_4} \right)^{\frac{1}{6}}; \\ P_{c o} &= \left(\frac{4C_1^2 \cdot C_3 \cdot C_4}{C_2^4} \right)^{\frac{1}{6}}; \\ P_{n o} &= \left(\frac{C_1^2 \cdot C_2^2 \cdot C_4}{16 \cdot C_3^5} \right)^{\frac{1}{6}}; \\ B_o &= 3 \left(4 \cdot C_1^2 \cdot C_2^2 \cdot C_3 \cdot C_4 \right)^{\frac{1}{6}}. \end{aligned} \quad (6.24)$$

В критеріальній формі запису сумарні витрати запишуться:

$$B_* = \frac{\pi_1}{P_{x^*}} + \pi_2 P_{c^*} + \pi_3 P_{n^*} + \pi_4 \frac{P_{x^*}^2}{P_{c^*} \cdot P_{n^*}}, \quad (6.25)$$

де $B_* = B/B_o$; $P_{i^*} = P_i/P_{io}$.

З врахуванням числових значень:

$$B_* = \frac{2}{6P_{x^*}} + \frac{2P_{c^*}}{6} + \frac{P_{n^*}}{6} + \frac{P_{x^*}^2}{6P_{c^*} \cdot P_{n^*}}. \quad (6.26)$$

Виокремимо складову витрат на резервування накопичувачами хімічного типу (перший член) та складову, яка характеризує витрати на користування системним резервом та витрати на збільшення запасу пропускної спроможності ліній електропередачі (другий член):

$$B_* = 0,333 \cdot P_{x^*}^{-1} + 0,667 \cdot (0,5 \cdot P_{c^*} + 0,25 \cdot P_{n^*} + 0,25 \cdot P_{x^*}^2 \cdot P_{c^*}^{-2} \cdot P_{n^*}). \quad (6.27)$$

Економічно доцільна співрозмірність складових моделі (6.20) не залежать від $C_1, \dots, C_4$. У відповідності прийнятій моделі (6.26) сумарні витрати B_Σ на компенсацію нестабільності генерування ВДЕ шляхом резервування будуть економічно доцільними, якщо 2/3 цих витрат будуть використанні на модернізацію мереж та використання системного резерву, а 1/3 витрат на резервування накопичувачами хімічного типу. Запропонована модель дозволяє також визначити частину витрат на запаси пропускної спроможності ліній електропередачі, що складає 0,25 та використання резерву системи, що складає 0,5.

Вирази (6.24) показують, що економічно доцільні значення потужностей, які визначаються з кожного зі способів резервування і витрат на їх реалізацію залежать від прийнятого сценарію реалізації резервування. Тому економічно

доцільні способи резервування та їх потужності, а також параметри реалізації кожного способу обираються з врахуванням їх взаємовпливу в системі. Вирази (6.24) також дозволяють оцінити вплив вихідних даних на економічно доцільні значення витрат і потужностей, які визначаються з кожного зі способів резервування, тобто дослідити чутливість витрат до зміни потужностей. Якщо прийняти за базисні певні значення констант ($C_1, \dots, C_4$), то вирази (6.24), набудуть вигляду:

$$P_{x o^*} = \left(\frac{C_{1^*}^4}{4C_{2^*}^2 \cdot C_{3^*} \cdot C_{4^*}} \right)^{\frac{1}{6}};$$

$$P_{c o^*} = \left(\frac{4C_{1^*}^2 \cdot C_{3^*} \cdot C_{4^*}}{C_{2^*}^4} \right)^{\frac{1}{6}}; \quad (6.28)$$

$$P_{n o^*} = \left(\frac{C_{1^*}^2 \cdot C_{2^*}^2 \cdot C_{4^*}}{16 \cdot C_{2^*}^5} \right)^{\frac{1}{6}};$$

$$B_{o^*} = 3 \left(4 \cdot C_{1^*}^2 \cdot C_{2^*}^2 \cdot C_{3^*} \cdot C_{4^*} \right)^{\frac{1}{6}}.$$

$$\text{де } C_{i^*} = \frac{C_i}{C_{i0}}, \quad i = \overline{1,4}.$$

З виразів (6.28) можна оцінити вплив зміни, наприклад C_1 на економічно доцільні значення усіх змінних виразу (6.27). Наприклад, якщо C_1 відносно базисного збільшиться втричі при незмінних C_2, C_3, C_4 то сумарні витрати B_Σ на компенсацію нестабільності генерування ВДЕ шляхом резервування збільшаться на 44,2 %, а потужність накопичувачів хімічного типу збільшиться вдвічі (208 %), потужність пропускної спроможності ліній електропередачі збільшиться на 44,2 %, потужність резерву системи теж збільшиться на 44,2 %.

При виборі складу потужностей для резервування, потрібно враховувати технічні обмеження, які не дозволяють використати економічно доцільні значення потужностей, що змінює співрозмірність і призводить до збільшення витрат.

Також критеріальне рівняння (6.27) дозволяє визначити зміни витрат при

зміні тієї чи іншої потужності, що оптимізується тобто дослідити економічну стійкість витрат до зміни параметрів: якщо P_x потужність накопичувачів хімічного типу збільшиться на 50 % то витрати зростуть на 9,7 %, а якщо вдвічі то витрати зростуть на 33 %, якщо P_c – збільшиться на 50 %, то витрати зростуть на 7,4 %, та якщо P_p – збільшиться на 50 %, то витрати зростуть на 2,8 %. Даний аналіз дозволив зробити висновок, що розподіл витрат для досліджуваного сценарію резервування більш чутливий до вибору потужності накопичувачів хімічного типу та вибору потужності системного резерву. На рис. 6.2 представлений аналіз чутливості питомих витрат у відносних одиницях до зміни одного з впливних факторів при незмінних інших, витрати визначено за формулою (6.27).

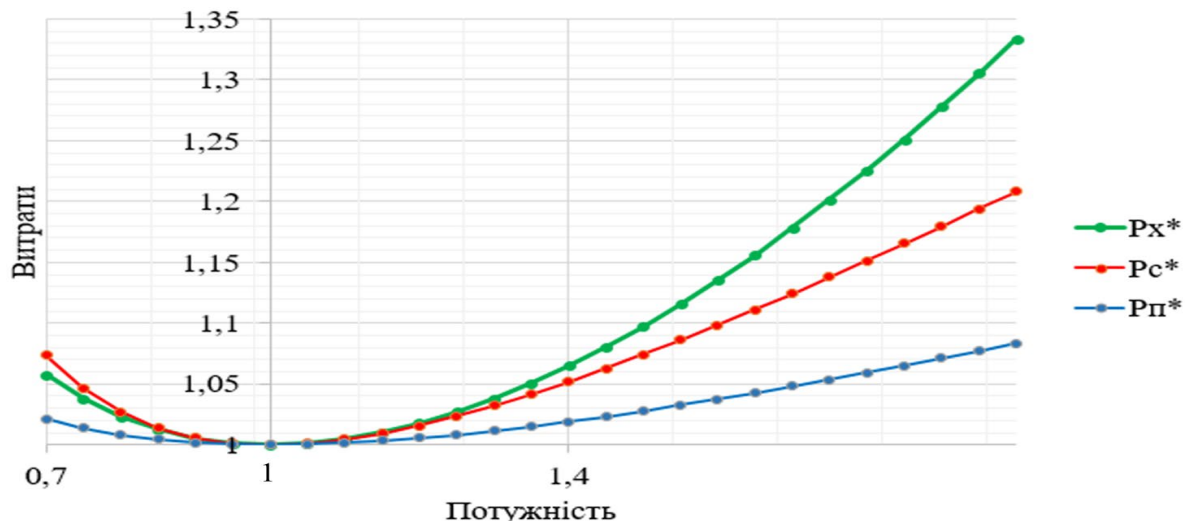
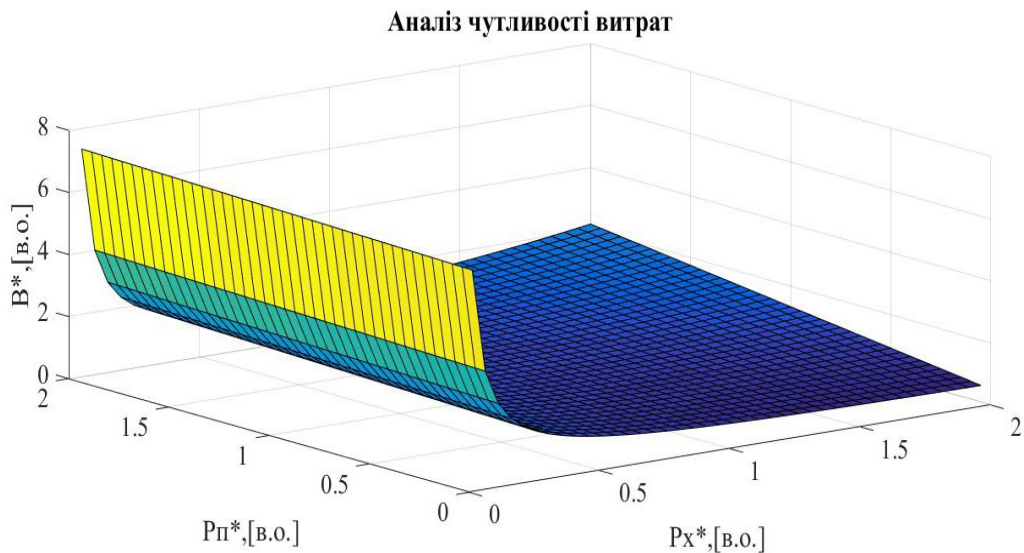
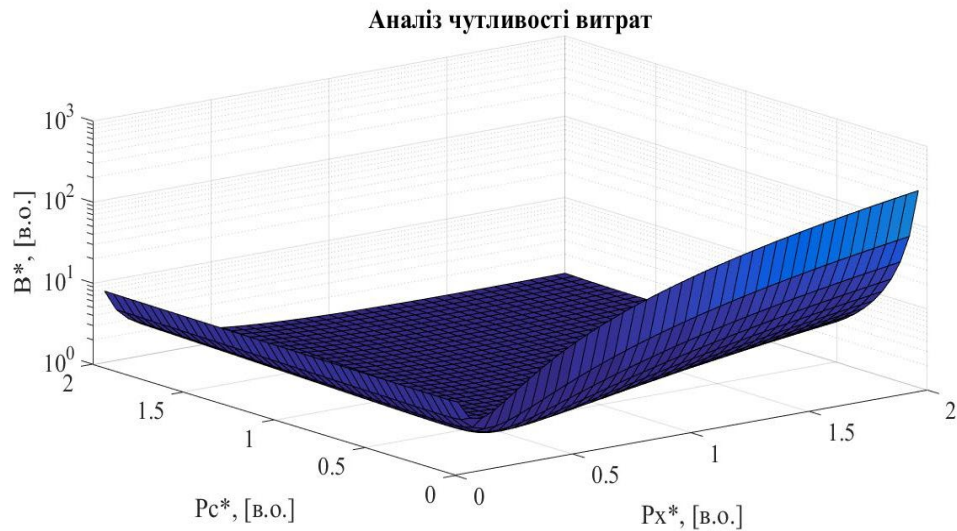


Рис. 6.2. Чутливість витрат: до зміни потужності накопичувачів хімічного типу (зелена крива); до зміни потужності системного резерву (червона крива) та до зміни потужності пропускної спроможності ліній електропередачі (синя крива).

На рис. 6.3 показана чутливість витрат в залежності від одночасної зміни потужності накопичувачів хімічного типу та до зміни потужності системного резерву, причому потужність накопичувачів хімічного типу зменшується пропорційно збільшенню потужності системного резерву. Чутливість зміни

витрат в залежності від одночасної зміни пропускної здатності ЛЕП та накопичувачів хімічного типу представлена на рис. 6.4. Взаємний вплив пропорційної зміни пропускної здатності ЛЕП та потужності системного резерву представлені на рис. 6.5.



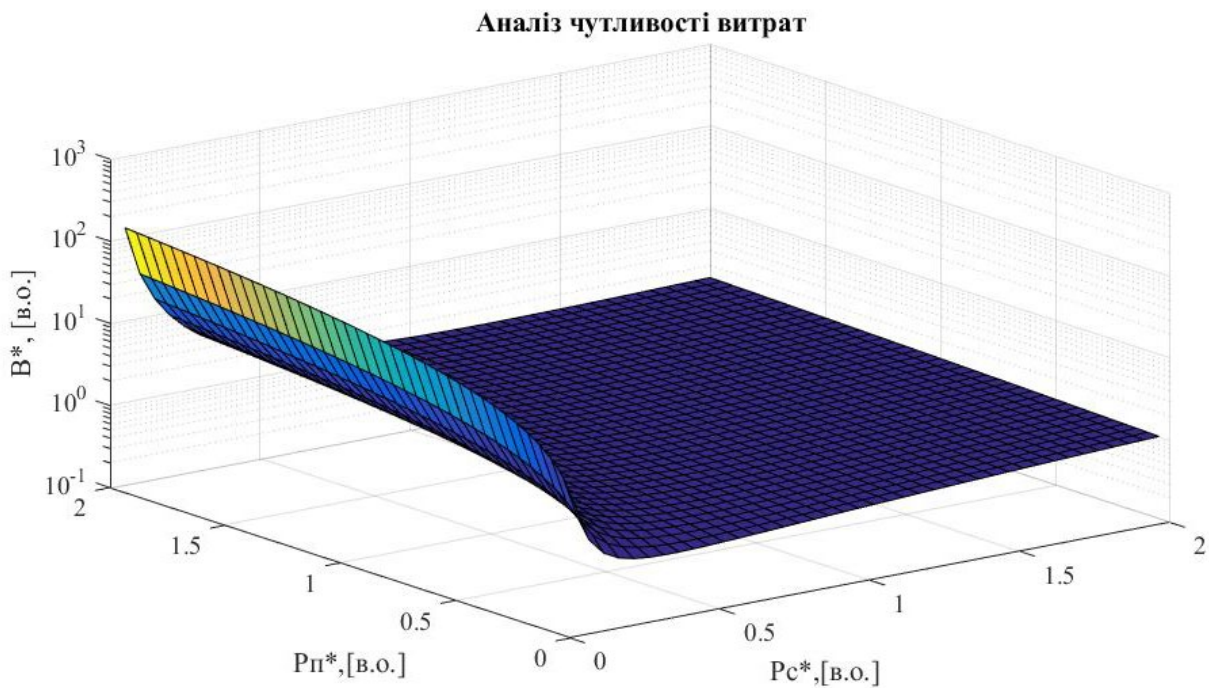


Рис. 6.5. Чутливість витрат до одночасної зміни пропускної здатності ЛЕП та потужності системного резерву.

Тому питання дослідження чутливості витрат B_{Σ} на компенсацію нестабільності генерування ВДЕ шляхом резервування потужності до зміни оптимальних значень потужностей, які визначаються з кожного зі способів резервування є актуальним і потребує детального дослідження.

6.4. Критеріальна модель питомих витрат на резервування за сценарієм, по якому використовуються хімічні накопичувачі та біогазові установки

Зміна (збільшення) системного резерву можлива лише шляхом збільшення генерування ТЕС, що не відповідає політиці декарбонізації. Зміна пропускної здатності ліній електропередачі шляхом реконструкції існуючих мереж (наприклад перехід на вищий клас напруги з 10(6) кВ на 20 кВ) є економічно недоцільною через значний строк окупності, а побудова нових ЛЕП є більш затратною. Отже,

доцільно розглянути задачу, коли з метою компенсації нестабільності генерування ВДЕ використовуються хімічні накопичувачі електроенергії та біогазові генерувальні установки з врахуванням пропускної здатності ЛЕП та наявної можливості компенсування з використанням системного резерву. При виборі оптимальних потужностей в залежності від способу резервування потужності та електроенергії приведені витрати можна представити у вигляді виразу [215]:

$$B = \left[(b_1 + b_2 P_x + b_3 P_c) \cdot P_n + b_4 \left(\frac{P_c}{P_x} \right)^2 \cdot \frac{P_n}{P_c} \right] + \left[b_5 + b_6 P_c + b_7 P_c P_x + b_8 P_x P_n + b_9 \frac{P_c P_n}{P_x} \right], \quad (6.29)$$

де b_1 - b_9 – узагальнені константи, що містять вихідні дані вирішуваної задачі.

Розглянемо сценарій, при якому змінними, що оптимізуються, є потужність хімічних накопичувачів та потужність біогазових установок. Значення змінних, що оптимізуються, знайдемо за допомогою критеріального методу. Для цього виокремлено змінну складову та введено наступні допущення:

$$\begin{aligned} C_1 &= b_2 P_n + b_7 P_c + b_8 P_n; \\ C_2 &= b_9 P_c P_n; \\ C_3 &= b_9 P_c^2 P_n; \\ C_4 &= b_3 P_n. \end{aligned} \quad (6.30)$$

Запишемо (6.29) з врахуванням (6.30)

$$B = C_1 P_x + C_2 P_x^{-1} + C_3 P_x^{-2} P_c^{-1} + C_4 P_c \rightarrow \min. \quad (6.31)$$

Визначимо мінімальне значення змінної складової витрат і відповідні йому оптимальні значення потужностей, які визначаються з кожного зі способів резервування – P_x, P_z , а також вектори критеріїв подібності π . Ступінь складності задачі дорівнює одиниці. Методика розв’язання такого типу задач та приклад її використання детально описано в [215, 275]. Враховуючи умову ортогональності та нормування, система рівнянь відносно критеріїв подібності записується у вигляді:

$$\begin{cases} \pi_1 - \pi_2 - 2\pi_3 = 0; \\ -\pi_3 + \pi_4 = 0; \\ \pi_1 + \pi_2 + \pi_3 + \pi_4 = 1. \end{cases} \quad (6.32)$$

В системі рівнянь (6.32) критерії подібності можуть бути визначені тільки через один з них – базисний. Для визначення вектора критеріїв подібності скористаємось методом описаним в [215]. Перетворимо матрицю α в α' перестановкою другого та четвертого стовпця матриці α :

$$\alpha = \begin{bmatrix} 1 & -1 & -2 & -1 \\ 0 & 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \Rightarrow \alpha' = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -2 & -1 \\ 0 & 1 & -1 & 0 \end{bmatrix}.$$

Матриця β , що складається з векторів нормалізації та нев’язки записується у вигляді:

$$\beta = \begin{bmatrix} 2 & 1 \\ 1 & 0 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}.$$

Тепер, щоб відновити порядок індексації π , порушений перестановкою другого та четвертого стовбців матриці α , змінимо місцями другий та четвертий рядки матриці β :

$$\beta = \begin{bmatrix} 2 & 1 \\ 0 & 1 \\ 1 & 0 \\ 1 & 0 \end{bmatrix}.$$

Вектори нормалізації β_0 і нев'язки β_1 визначаються як:

$$\beta_0 = \begin{bmatrix} 2 \\ 0 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \cdot \frac{1}{4}; \quad \beta_1 = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - 2 \cdot \begin{bmatrix} \frac{1}{2} \\ 0 \\ \frac{1}{4} \\ \frac{1}{4} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ -\frac{1}{2} \\ -\frac{1}{2} \end{bmatrix}.$$

Незалежною або базисною в термінах КМ є змінна π_2 , яка є ваговим коефіцієнтом другого члена рівняння (6.31). З врахуванням цього вираз для вектора критеріїв подібності запишеться у вигляді:

$$\pi = \beta_0 + \beta_1 \pi_2. \quad (6.33)$$

Тоді вектор критеріїв подібності в загальному випадку запишеться:

$$\pi = \begin{bmatrix} \frac{1}{2} \\ \pi_2 \\ \frac{1}{4} - \frac{1}{2} \pi_2 \\ \frac{1}{4} - \frac{1}{2} \pi_2 \end{bmatrix}.$$

Визначимо максимізуючий вектор π [18]:

$$\left(\frac{1}{2}\right)^0 \pi_2^1 \left(\frac{1}{4} - \frac{1}{2} \pi_2\right)^{\frac{1}{2}} \left(\frac{1}{4} - \frac{1}{2} \pi_2\right)^{\frac{1}{2}} = C_1^0 C_2^1 C_3^{-1/2} C_4^{-1/2}.$$

Розв'язуючи його відносно π_2 отримаємо

$$\pi_2 = \frac{C_2}{4C_3^{1/2}C_4^{1/2} + 2C_2}.$$

Підставимо в останній вираз значення коефіцієнтів C , тоді

$$\pi_2 = \frac{b_9}{4b_3^{1/2}b_4^{1/2} + 2b_9}.$$

З врахуванням отриманого значення базисної змінної π_2 оптимальний вектор π_o запишеться у вигляді:

$$\pi_o = \begin{bmatrix} \frac{1}{2} \\ b_9 \\ \frac{b_9}{\left[4(b_3b_4)^{1/4} + 2b_9\right]} \\ (b_3b_4)^{1/2} \\ \frac{(b_3b_4)^{1/2}}{\left[4(b_3b_4)^{1/4} + 2b_9\right]} \\ \frac{(b_3b_4)^{1/2}}{\left[4(b_3b_4)^{1/4} + 2b_9\right]} \end{bmatrix}. \quad (6.34)$$

Мінімальне значення складової витрат визначимо, скориставшись виразом:

$$B_{min} = \left(\frac{C_1}{\pi_{1o}}\right)^{\pi_{1o}} \left(\frac{C_1}{\pi_{2o}}\right)^{\pi_{2o}} \left(\frac{C_1}{\pi_{3o}}\right)^{\pi_{3o}} \left(\frac{C_1}{\pi_{4o}}\right)^{\pi_{4o}}.$$

З врахуванням виразів (6.30) і (6.32) отримаємо

$$B_{\min} = 2 \left((b_7 P_c + (b_2 + b_8) P_n) P_n P_c \left(2(b_3 b_4)^{\frac{1}{2}} + b_9 \right) \right)^{\frac{1}{2}}. \quad (6.35)$$

Оптимальне значення потужності хімічних накопичувачів знайдемо із співвідношення:

$$\pi_{10} B_{\min} = (b_2 P_n + b_7 P_c + b_8 P_n) P_{x o}.$$

Після відповідних перетворень:

$$P_{x o} = \left[\frac{(2\sqrt{b_3 b_4} + b_9)}{b_7 P_c + (b_2 + b_8) P_n} \right]^{\frac{1}{2}}. \quad (6.36)$$

Оптимальне значення потужності біогазових установок можна визначити із співвідношення:

$$\pi_{40} \cdot B_{\min} = b_3 P_n P_{z o}.$$

Після перетворень отримаємо:

$$P_{z o} = \left[\frac{b_4 P_c}{b_3} \cdot \frac{b_7 P_c + (b_2 + b_8) P_n}{P_n (2\sqrt{b_3 b_4} + b_9)} \right]^{\frac{1}{2}}. \quad (6.37)$$

Аналіз оптимального рішення на економічній стійкість можна провести за допомогою критеріальної моделі, яка для даної задачі має вигляд:

$$B_* = \pi_1 P_{x*} + \pi_2 P_{x*}^{-1} + \pi_3 P_{x*}^{-2} P_{z*}^{-1} + \pi_4 P_{z*}. \quad (6.38)$$

Для створення критеріальної моделі необхідно визначити компоненти вектора критеріїв подібності. З виразу (6.34) можна зробити висновок, що критерії подібності залежать лише від b_3 , b_4 та b_9 . Таким чином, для аналізу оптимального рішення достатньо знати лише ці коефіцієнти. Коефіцієнти b_1 - b_9 характеризують особливості ЕЕС, для якої передбачається компенсування нестабільності

генерування джерел енергії і залежать від багатьох факторів, таких як питома вартість встановленої потужності резервування в залежності від способу, вартість використання системного резерву і т.д.

Розглянемо сценарій, для якого, наприклад, $b_1=0.3$; $b_2=0.03$; $b_3=10 \cdot 10^{-3}$; $b_4=5 \cdot 10^{-3}$; $b_5=20$; $b_6=0.8 \cdot 10^{-3}$; $b_7=5 \cdot 10^{-3}$; $b_8=0.03$; $b_9=5.6 \cdot 10^{-3}$. При таких даних оптимальне значення потужності хімічних накопичувачів та потужності біогазових установок визначаються за формулами:

$$P_{xo} = 9,94 \cdot \sqrt{\frac{P_n \cdot P_c}{300 \cdot P_n + 25 \cdot P_c}},$$

$$P_{zo} = 0,04 \cdot \sqrt{300 \cdot P_n + \frac{25 \cdot P_c^2}{P_n}}.$$

Підставивши значення b_1 - b_9 в (6.33), отримаємо критерії подібності:

$$\pi = \begin{bmatrix} 0,5 \\ 0,142 \\ 0,179 \\ 0,179 \end{bmatrix}.$$

Тоді критеріальна модель (6.38) має вигляд:

$$B_* = 0,5P_{x^*} + 0,142P_{x^*}^{-1} + 0,179P_{x^*}^{-2}P_{z^*}^{-1} + 0,179P_{z^*}. \quad (6.39)$$

Дана модель зручна для аналізу чутливості витрат до зміни потужності хімічних накопичувачів (рис. 6.6) та потужності біогазових установок (рис. 6.7) [49, 63]. Вирази (6.36) і (6.37) показують, що економічно доцільні значення потужностей, які визначаються з кожного зі способів резервування і витрат на їх реалізацію залежать від прийнятого сценарію реалізації резервування з врахуванням наявного системного резерву та пропускної здатності ліній

електропередачі. Тому економічно доцільні способи резервування та їх потужності, а також параметри реалізації кожного способу обираються з врахуванням їх взаємовпливу в системі. Вирази (6.36) і (6.37) також дозволяють оцінити вплив вихідних даних на економічно доцільні значення потужностей, які визначаються з кожного зі способів резервування, а вираз (6.39) дозволяє дослідити чутливість витрат до зміни потужностей [20, 21].

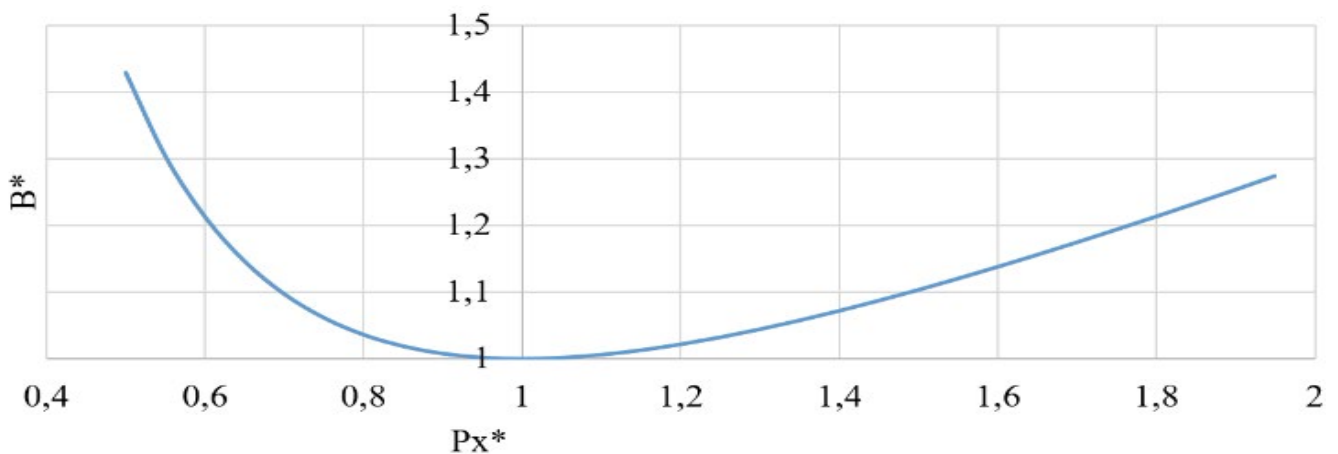


Рис. 6.6. Чутливість витрат до зміни потужності хімічних накопичувачів.

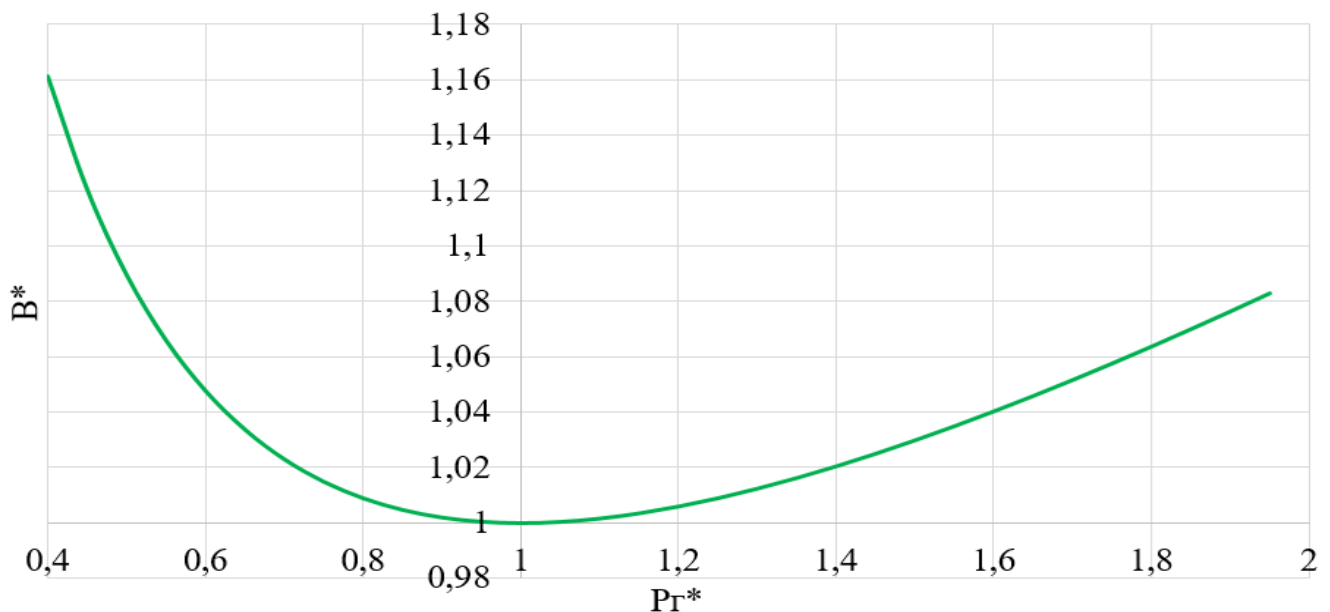


Рис. 6.7. Чутливість витрат до зміни потужності біогазових установок.

6.5. Практичне використання способів компенсації нерівномірності

графіків генерування електроенергії ВДЕ

6.5.1. Визначення допусків відхилень параметрів

При формуванні оптимального складу потужностей, визначаються їх значення з кожного зі способів резервування, що задовольняють оптимальному (мінімальному) значенню сумарних витрат B_{Σ} на компенсацію нестабільності генерування ВДЕ. Зокрема, розрахункові значення параметрів P_i можуть бути знайдені в процесі оптимізації сумарних витрат B_{Σ} на компенсацію нестабільності генерування ВДЕ. Реальні значення параметрів P_i системи резервування та її елементів звичайно відрізняються від оптимальних.

Відхилення значень параметрів від їхніх оптимальних значень у загальному випадку впливають на якість функціонування системи резервування, в тому числі і з економічної точки зору. У нашому випадку показник якості функціонування характеризується величиною B_{Σ} , що є функцією параметрів $P_1, \dots, P_m$. У розв'язуванні тут задачі це – параметри керування, а саме оптимальні значення потужностей, які визначаються з кожного зі способів резервування.

У процесі функціонування ЕЕС з ВДЕ визначаються оптимальні значення вказаних параметрів способів резервування $P_{1o}, \dots, P_{mo}$. Цим оптимальним значенням P_{io} відповідає оптимальне значення показника

$$B_o = B(P_{1o}, \dots, P_{mo}). \quad (6.40)$$

У реальній системі в силу технологічних (пропускна здатність ЛЕП, можливість встановлення заданих потужностей, які визначаються з кожного зі способів резервування і місце встановлення) та економічних обмежень значення параметрів P_{io} відрізняються від оптимальних на значення $\Delta P_1, \dots, \Delta P_m$. При цьому

$$B_{\Sigma} = B(P_{1o} + \Delta P_1, \dots, P_{mo} + \Delta P_m). \quad (6.41)$$

З виразу (6.41) слідує, що значення сумарних витрат B_{Σ} на компенсацію нестабільності генерування ВДЕ зміниться на:

$$\Delta B = B(P_{1o} + \Delta P_l, \dots, P_{mo} + \Delta P_m) - B_o. \quad (6.42)$$

Оскільки відхилення параметрів від їхніх оптимальних значень неминуче, і, як наслідок цього, поява варіації ΔB , то задаються допустимі межі зміни сумарних витрат B або їх варіації ΔB . Система резервування є працездатною, якщо

$$B(P_1, \dots, P_m) \in M_B, \quad (6.43)$$

або

$$\Delta B(\Delta P_1, \dots, \Delta P_m) \in \Delta M_B, \quad (6.44)$$

де M_B і ΔM_B – відповідно допустимі множини (області) значень сумарних витрат B_{Σ} на компенсацію нестабільності генерування ВДЕ B і його варіації ΔB .

Множини M_B і ΔM_B характеризують допуски на значення показника B і варіації ΔB . У загальному випадку під допусками прийнято розуміти заздалегідь установлені межі, у яких повинні знаходитися значення параметрів або визначеного показника, за допомогою якого оцінюється якість функціонування системи [217].

Кількісними характеристиками допуску є: верхнє P^+ і нижнє P^- – граничні відхилення від оптимального значення або розміри поля допуску δP , координата його середини P_{cp} і половина поля допуску δP_{cp} . Зазначені значення проілюстровані на рис. 6.8. Ці величини зв'язані між собою співвідношеннями [217]:

$$\begin{aligned} \delta P &= P^+ - P^-, \quad \delta P_{cp} = \frac{\delta P}{2}, \quad P_{cp} = \frac{1}{2}(P^+ + P^-), \\ P^+ &= P_{cp} + \delta P_{cp}, \quad P^- = P_{cp} - \delta P_{cp}. \end{aligned} \quad (6.45)$$

Звичайно поняття допуску ототожнюється з полем допуску δP , що є додатною величиною на відміну від інших характеристик допуску. Останні можуть бути від'ємними, додатними або рівними нулю.

Розрізняють пряму і зворотну задача розрахунку допусків. У прямій задачі по заданих допусках на параметри $P_1, \dots, P_m$ необхідно визначити допуск δB , у якому буде знаходитися значення B . Задача зводиться до побудови оператора перетворення Λ , що відображає δP , із параметричного простору $(P_1, \dots, P_m)$ у допуск δB із простору B :

$$\delta B = \Lambda\{\delta P\}. \quad (6.46)$$

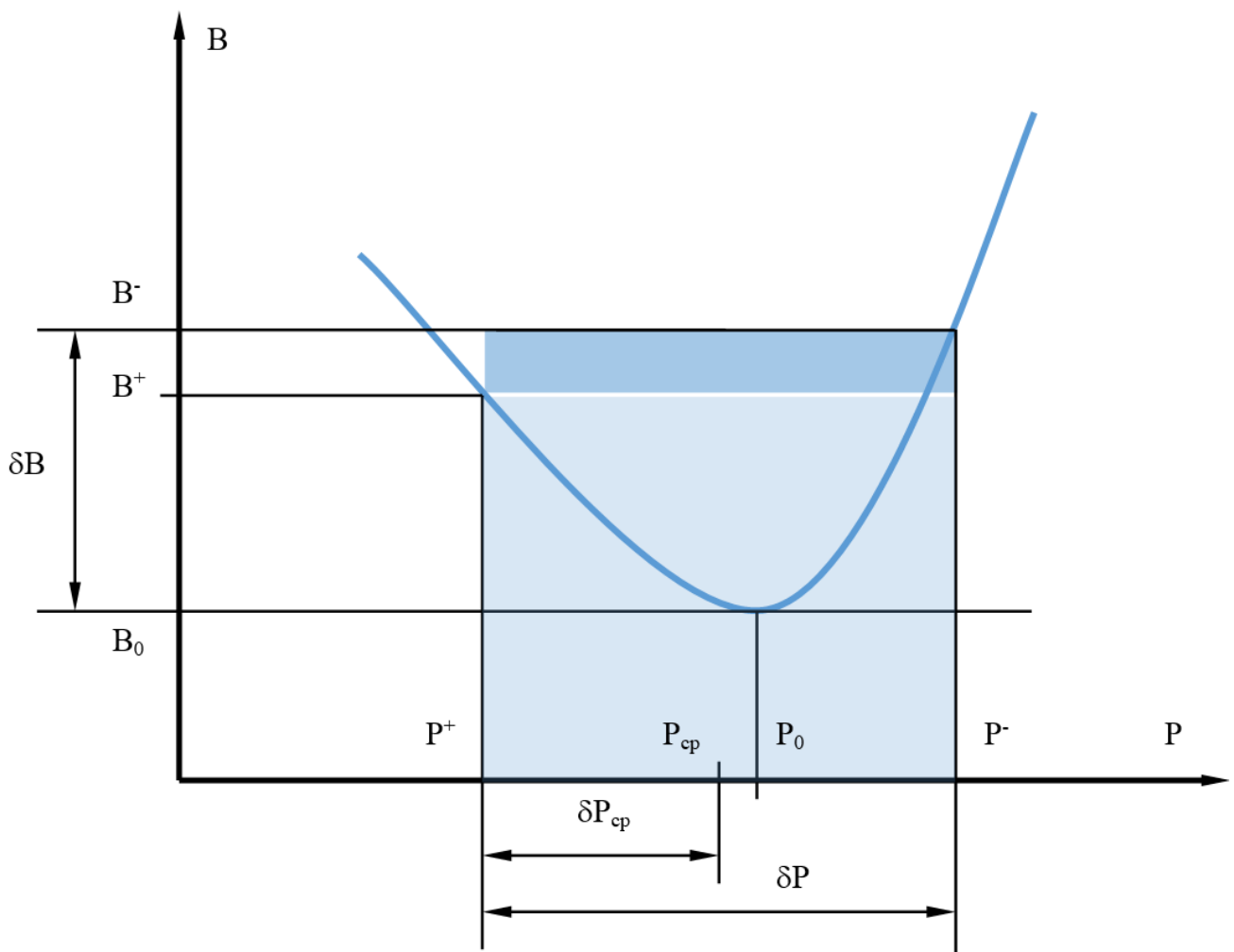


Рис. 6.8. Прямая задача розподілу.

У зворотній задачі розподілу допусків задається розмір допуску δB на показник B . Необхідно визначити допуски δP_i на параметри системи резервування так, щоб значення показника B знаходилося в допуску δB (див. рис. 6.9). Математично дана задача зводиться до знаходження оператора перетворення Λ^{-1} , що відображає δB , у допуск δP :

$$\delta P = \Lambda^{-1} \{ \delta B \}. \quad (6.47)$$

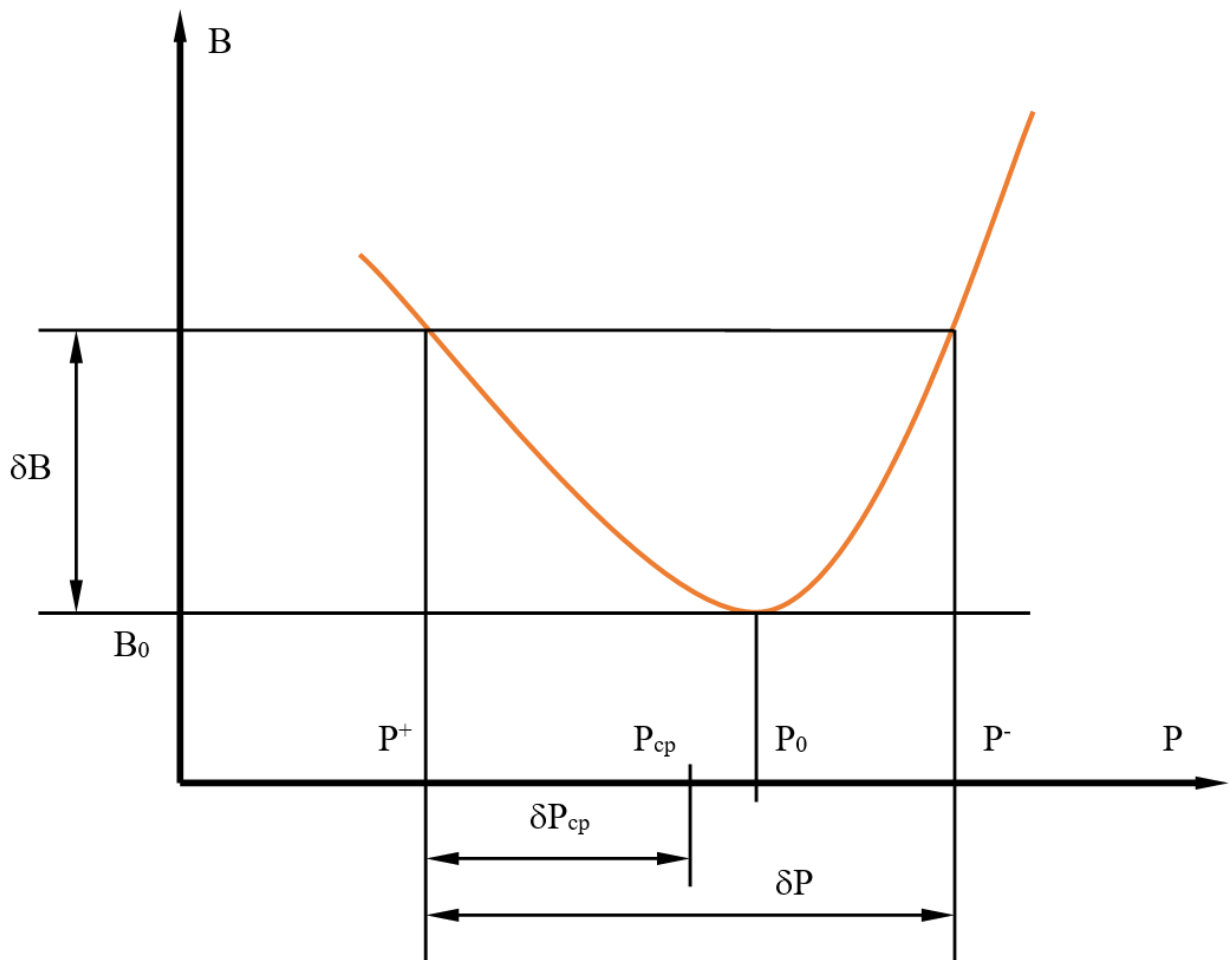


Рис. 6.9. Зворотна задача розподілу допусків.

Пряма задача фактично зводиться до аналізу точності системи при врахуванні відхилення параметрів. При наявності аналітичного зв'язку (6.40) між показниками B і параметрами $P_1, \dots, P_m$ ця задача легко розв'язується відомими методами [217]. Зворотна задача розподілу допусків є складною задачею, загальні

методи розв'язування якої в даний час відсутні. Деякі окремі підходи до визначення допусків розглянуті, наприклад в [217]. Найбільше поширення в розв'язуванні даної задачі одержали методи, засновані на застосуванні функцій і коефіцієнтів чутливості [8].

6.5.2. Математичні моделі для визначення допусків

При розрахунку допусків методами теорії чутливості передбачається, що відхилення значень параметрів від номінальних значень малі і що зміни параметрів у межах поля допуску є лінійними. Тоді варіацію (6.41) показника В можна представити у вигляді

$$\Delta B = \sum_{i=1}^m \beta_i \Delta P_i, \quad (6.48)$$

де $\beta_i = \left. \frac{\partial B}{\partial P_i} \right|_{\Delta u=0}$ – коефіцієнт чутливості. У виразі (6.48) величина ΔP_i є

варіацією, обумовленою як

$$\Delta P_i = P_i - P_{io}. \quad (6.49)$$

В залежності від співвідношення між величинами P_i і P_{io} варіація ΔP_i може бути додатною або від'ємною. Знаки коефіцієнтів чутливості $\beta_1, \dots, \beta_m$ відомі заздалегідь. Якщо орієнтуватися на найгірше поєднання відхилень параметрів, то для оцінки варіації показника В можна користуватися формулою [217]:

$$\Delta B = \sum_{i=1}^m |\beta_i| \delta P_i, \quad (6.50)$$

де $\delta P_i = \Delta P_i$ – розмір поля допуску параметра P_i .

Очевидно, що в цьому випадку за формулою (6.50) безпосередньо визначається поле допуску показника δB , тобто

$$\delta B = \sum_{i=1}^m |\beta_i| \delta P_i.$$

Для половини поля допуску:

$$\delta B_{cp} = \sum_{i=1}^m |\beta_i| \delta P_{cp}. \quad (6.51)$$

Якщо варіації $\Delta P_1, \dots, \Delta P_m$ є випадковими величинами, то для розрахунку допусків можна обмежитися значенням математичного очікування і дисперсії варіації ΔB . Нехай $\mathbf{K}_{\Delta P}$ – кореляційна матриця вектора $\Delta \mathbf{P} = (\Delta P_1, \dots, \Delta P_m)$, причому

$$\mathbf{K}_{\Delta P} = \begin{vmatrix} D_1 & K_{12} & \dots & K_{1m} \\ K_{21} & D_2 & \dots & K_{2m} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ K_{m1} & K_{m2} & \dots & D_m \end{vmatrix}. \quad (6.52)$$

Тоді математичне очікування $M[\Delta B]$ і дисперсія $D[\Delta B]$ варіації ΔB відповідно рівні

$$M[\Delta B] = \sum_{i=1}^m \beta_i M[\Delta P_i], \quad (6.53)$$

$$D[\Delta B] = \sum_{i=1}^m \beta_i^2 D_i + 2 \sum_{i < j} \beta_i \beta_j K_{ij}. \quad (6.54)$$

Розглянуті математичні моделі зв'язують поле допуску δB і величини поля допуску параметрів δP_i у детермінованій і ймовірностній постановці задачі розподілу допусків. Істотно вони не відрізняються – в обох випадках потрібно визначати коефіцієнти чутливості. Можна застосовувати різні алгоритми розподілу допусків на параметри вибору способу резервування (керування) стосовно до задачі, коли мінімізація функції витрат досягається одночасним

використанням оптимальних значень потужностей, які визначаються з кожного зі способів резервування і залежать від питомої вартості кВт·год кожним способом.

6.5.3. Визначення допусків за принципом рівних впливів

По приведеним вище моделях задача розподілу допусків має однозначний розв'язок тільки для випадку одного параметра, коли, наприклад,

$$\delta B = |\beta_i| \delta P_i.$$

Очевидно, що допуск δP_i потрібно вибрати так, щоб виконувалася умова

$$\delta P_{\text{дон}} \geq |\beta_i| \delta P_i,$$

де $\delta B_{\text{дон}}$ – задана допустима величина.

При цьому значення допуску δP_i при заданому значенні $\delta B_{\text{дон}}$ і відомому коефіцієнті чутливості визначається

$$\delta P_i \leq \frac{\delta B_{\text{дон}}}{|\beta_i|}. \quad (6.55)$$

В стохастичній моделі для випадку одного параметра

$$\mathbf{M}[\Delta B] = \beta_i \mathbf{M}[\Delta P_i], \quad D[\Delta B] = \beta_i^2 [\Delta P_i]. \quad (6.56)$$

Якщо розмір ΔP_i має симетричний розподіл, то для координати середини поля розсіювання параметра ΔP будуть:

$$\Delta P_{\text{іср}} = \mathbf{M}[\Delta P_i]. \quad (6.57)$$

Для варіації ΔB аналогічно

$$\Delta B_{cp} = M[\Delta B]. \quad (6.58)$$

В результаті отримаємо

$$\Delta P_{i\,cp} = \frac{\Delta B_{cp}}{\beta_i}. \quad (6.59)$$

Якщо розподіл B – нормальний або близький до нормального, то [217]

$$Pr(\Delta B - M[\Delta B] < 3\sigma[\Delta B]) = 0,997,$$

тобто практично вірогідно, що ΔB відхиляється від $M[\Delta B]$ не більш ніж на 3σ (правило трьох сигм). Тоді розмір поля допуску можна визначити

$$\delta F = 6\sigma[\Delta B], \quad (6.60)$$

звідки на підставі розмір поля допуску параметра P_i визначається:

$$\delta u_i \leq \frac{\delta B_{don}}{|\beta_i|} = \frac{6\sigma_\delta[\Delta B]}{|\beta_i|}. \quad (6.61)$$

У випадку декількох параметрів P_i розрахунок допусків можна виконати методом послідовних наближень, підбираючи допуски на параметри так, щоб значення B знаходилося в заданому допуску. Такий підхід при великій кількості параметрів може виявитися громіздким у обчислювальному відношенні. Значно простіший алгоритм дає принцип рівних впливів. Відповідно до цього принципу передбачається, що в співвідношенні значення всіх m складових $|\beta_i| \delta P_i$ рівні між собою. При цьому

$$\delta B = m |\beta_i| \delta P_i, \quad (6.62)$$

звідки

$$\delta P_i \leq \frac{\delta B}{m|\beta_i|}. \quad (6.63)$$

Для ймовірнісної моделі (6.53)–(6.54) принцип рівних впливів у випадку нормального розподілу параметрів дозволяє одержати такий вираз для допусків [217]:

$$\delta P_i \leq \frac{\delta B_{\text{don}}}{\sqrt{m\beta_i}}, \quad i = \overline{1, m}. \quad (6.64)$$

Розглянемо тепер питання розподілу допусків з врахуванням економічного чинника. При розрахунку допусків цілком природним є бажання, щоб нерівності вигляду

$$\delta B_{\text{don}} \geq \delta B = \sum_{i=1}^m |\beta_i| \delta P_i, \quad (6.65)$$

$$D_o[\Delta B] \leq D[\Delta B] = \sum_{i=1}^m \beta_i^2 D_i + 2 \sum_{i < j} \beta_i \beta_j K_{ij} \quad (6.66)$$

були сильнішими.

При заданих значеннях коефіцієнтів чутливості цього можна досягти тільки за рахунок зменшення допусків δP_i , $i = \overline{1, m}$, тобто за рахунок збільшення точності і стабільності елементів системи. Але останнє зв'язано зі збільшенням вартості цих елементів і в підсумку – вартості всієї системи резервування. В результаті виникає протиріччя між точністю, обумовленою співвідношеннями (6.65–6.66), і вартістю системи. Тобто задача розподілу допусків є оптимізаційною. Вона формулюється в такий спосіб: знайти допуски для значень параметрів $P_1, \dots, P_m$, при яких допуск на показник B не перевищує необхідне (задане) значення, а загальні витрати від експлуатації регулюючих пристроїв з врахуванням їхньої надійності і ресурсу є мінімальними.

При математичному формулюванні цієї задачі принциповим є вибір аналітичних залежностей функцій точності і вартості. Для оцінки точності (допуску) можуть бути використані вирази вигляду (6.50)–(6.54). Складнішим є вибір функції витрат, що зв'язує вартість системи з допусками на її елементи

[217]. Залежність витрат по i -му способу резервування від допуску δP_i у загальному вигляді можна визначити в такий спосіб:

$$B_i = B_i(\delta P_i) = B_i(\Delta P_i). \quad (6.67)$$

Тоді витрати B по забезпеченню резервування (керування резервними потужностями) в цілому можна представити у вигляді суми:

$$B = \sum_{i=1}^m B_i(\Delta P_i). \quad (6.68)$$

Основні складнощі зв'язані з визначенням виду функції $B_i(\Delta P_i)$. Задача ця складна, тому що витрати по функціонуванню САУ, крім допуску, можуть залежати від цілого ряду інших чинників. Спрощену функцію витрат можна представити

$$B_i = a_i + \frac{b_i}{\delta P_i^{\gamma_i}}. \quad (6.69)$$

Постійні a_i , b_i , γ_i у цій формулі визначаються експериментально, якщо відома вартість s_i для трьох або більше допусків.

У загальному задача оптимізації допусків зводиться до мінімізації функції $s(\delta P_1, \dots, \delta P_m)$:

$$\min \{s(\delta P_1, \dots, \delta P_m)\} \quad (6.70)$$

за умов

$$q(\delta P_1, \dots, \delta P_m) \leq q_{\text{дон}}, \quad (6.71)$$

де $q = q(\delta P_1, \dots, \delta P_m)$ – функція точності.

У загальному випадку – це задача нелінійного програмування із сепарабельною цільовою функцією – вона є сумою функцій, кожна з яких залежить лише від однієї змінної.

6.5.4. Розподіл допусків із використанням критеріальних моделей

Як бачимо, розподіл допусків у іменованих одиницях пов'язаний з низкою складностей. Щоб визначити відповідно до (6.50) варіації критерію оптимальності, необхідно попередньо знайти значення параметрів оптимального стану системи, який характеризується мінімальними витратами на резервування потужності кожним доступним способом P_{io} . При розв'язуванні зворотної задачі розподілу допусків проблема ще більше ускладнюється. Не завжди можна застосувати і метод рівних впливів. Наприклад, для таких систем як ЕЕС цей принцип є неприйнятним, оскільки реальне можливе резервування регулювальний ефект конкретних РП в них істотно відрізняється й оптимізація станів цих систем ведеться з урахуванням цієї обставини [217].

На рис. 6.10 приведено критеріальні залежності сумарних витрат B_{Σ} на компенсацію нестабільності генерування ВДЕ шляхом резервування потужності в ЕЕС $B_{*}=f(P_{*})$, коли критеріальні залежності відображають різний характер і можливості кожного зі способів резервування щодо їхнього використання для досягнення оптимального значення витрат.

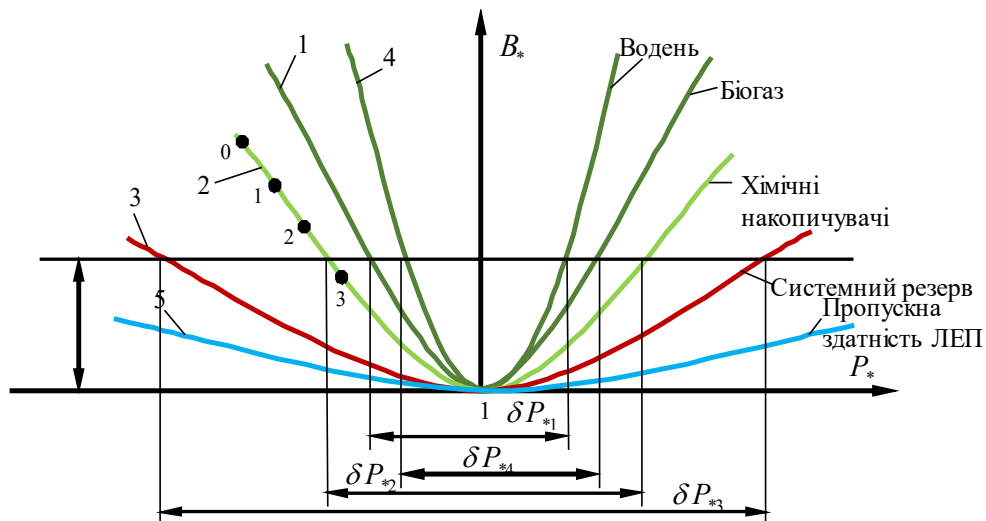


Рис. 6.10. Приклад критеріальних залежностей відносного значення витрат від потужності способу резервування

У відносних одиницях задача розподілу допусків може бути розв'язана в такий спосіб. Визначаються гранично допустимі значення параметрів P_{*i}^- і P_{*i}^+ , як це показано в [217]]:

$$P_{*}^{-} = \left(\frac{\alpha - \beta}{-\beta} \frac{a}{1 + \delta F_{*}} \right)^{-1/\alpha}, \quad P_{*}^{+} = \left(\frac{\alpha - \beta}{\alpha} \frac{b}{1 + \delta F_{*}} \right)^{-1/\beta}, \quad (6.72)$$

де δF_{*} – задане допустиме відхилення критерію оптимальності від його оптимального значення у відносних одиницях; a , b , α і β – коефіцієнти функції (двочленного полінома), якою апроксимується залежність $B_{*} = f(P_{*})$:

$$B_{*} = aP_{*}^{\alpha} + bP_{*}^{\beta}. \quad (6.73)$$

Використовуючи ці дані, обчислюються граничні значення полів допусків

$$\delta P_{*i}^{np} = P_{*i}^{+} - P_{*i}^{-}, \quad i = \overline{1, m}. \quad (6.74)$$

Для способів компенсації нестабільності генерування ВДЕ визначаються вагові коефіцієнти, що відображають їх участь у резервуванні. В критеріальній системі відносних одиниць вони нормуються до одиниці [215]. У цьому випадку вагові коефіцієнти визначаються в такий спосіб:

$$\nu_i = \frac{\delta P_{*i}^{np}}{\sum_{i=1}^m \delta P_{*i}^{np}}. \quad (6.75)$$

Тоді значення допуску для параметрів i -го способу на відміну від (6.63)

визначиться:

$$\delta P_{*i} \leq \frac{\nu_i \delta B_*}{|\mu_i|}, \quad (6.76)$$

де $\mu_i = \frac{\partial B_*}{\partial P_{*i}} = a_i \alpha_i P_{*i}^{\alpha_i-1} + b_i \beta_i P_{*i}^{\beta_i-1}$ – з врахуванням апроксимації функції

позиномом.

На відміну від (6.63) допуски, визначені за допомогою формули (6.76), відображають реальні можливості кожного способу резервування в рамках балансуєчої групи впливати на процес оптимізації станів системи. Задані на підставі обчислених допусків δP_{*i} зони нечутливості способів резервування дозволяють більш обґрунтовано і з більшою ефективністю коректувати їх склад і функціонування в системі резервування з метою досягнення загальносистемного ефекту. На практиці складається таким чином, що за рахунок зменшення δP_{*i} способів резервування, до яких критерій оптимальності найбільше чутливий (на рис. 6.10 це четвертий (водень), перший (біогазові установки) і другий (хімічні накопичувачі) способи, збільшується їх участь у покритті потреби в резерві і зменшується для інших (на рис. 6.10 це третій спосіб (системний резерв)).

Розглянутий спосіб розподілу допусків за допомогою критеріальних моделей не єдиний. У залежності від обраної системи відносних одиниць нормування може бути виконано не тільки до одиниці [217]. Так у диференціальній системі відносних одиниць, розробленої саме для аналізу критерію оптимальності в області оптимальних рішень, коефіцієнт нормування стосовно до критерію оптимальності, записаного в критеріальній формі

$$F_* = \sum_{i=1}^m \pi_i \prod_{j=1}^n P_{*j}^{\alpha_{ji}},$$

де $\pi_i = \frac{a_i \prod_{j=1}^n P_j^{\alpha_{ji}}}{B_o}$ – критерії подібності, а m і n відповідно кількість членів у

цільовій функції і кількість змінних, визначається:

$$k_j = \frac{\partial B_* / B_*}{\partial P_* / P_{*j}} = \sum_{i=1}^m \alpha_{ji} \pi_i, \quad j = \overline{1, n}. \quad (6.77)$$

За своїм фізичним змістом він є нормованим коефіцієнтом чутливості. Якщо для визначення k_j вибрати точки P_{*j}^- або P_{*j}^+ , то значення допусків параметрів способів резервування визначаються:

$$\delta P_{*j} \leq \frac{\delta B_*}{k_j}. \quad (6.78)$$

У цьому випадку коефіцієнт k_j показує вплив відносної похибки критерію B на відносну похибку параметра керування P , тобто він за своїм змістом є коефіцієнтом впливу, але у відносних одиницях.

Якщо значення допустимої відносної похибки з якихось інженерних міркувань задається, то розв'язується інша задача. Похибку необхідно врахувати в математичній моделі при оцінці чутливості оптимальних рішень. Оскільки ми використовуємо критеріальну модель, то це значить, що похибка впливає на значення критеріїв подібності.

Відповідно до (6.77) критерії подібності в цьому випадку визначаються із системи рівнянь:

$$\left. \begin{aligned} \sum_{i=1}^m \alpha_{ji} \pi_i &= k_j, \quad i = \overline{1, n}; \\ \sum_{i=1}^{m_1} \pi_i &= 1. \end{aligned} \right\}. \quad (6.79)$$

Розподіл допусків із використанням диференціальної системи відносних одиниць доцільно використовувати у випадках, коли необхідно математичну модель досліджувати в точках, координати яких відрізняються на відому величину від координат стаціонарної точки. Однак, якщо потрібно досліджувати позином в області екстремуму, то можна скористатися модифікацією цієї системи одиниць, у якій коефіцієнти k_j приймають нульові значення. Тоді система

лінійних рівнянь (6.79) трансформується до виду ортонормованої системи, що відповідає критеріальній системі одиниць.

За допомогою співвідношення

$$F_* = \sum_{i=1}^{m_1} \pi_i \prod_{j=1}^n P_{ji}^{\alpha_{ji}}. \quad (6.80)$$

може бути розв'язана пряма і зворотна задачі чутливості. За умови апроксимації цільової функції двочленним позиномом виду

$$B_{*i} = \pi_{1i} P_{*i}^{\alpha_i} + \pi_{2i} P_{*i}^{\beta_i}, \quad (6.81)$$

розв'язок зворотної задачі чутливості може бути отриманий в аналітичній формі. В (6.81) π_{1j} , π_{2j} – критерії подібності, а α_i , β_i – постійні коефіцієнти, які відображають характер залежності і міру впливу P_{*i} на значення B_* .

Згідно запропонованої методики, вирази для обчислення граничних значень області оптимальності параметрів мають вигляд

$$P_{*i}^- = \left(\frac{\alpha - \beta}{-\beta} \frac{\pi_{1i}}{1 + \delta B_*} \right)^{-1/\alpha}, \quad P_{*i}^+ = \left(\frac{\alpha - \beta}{\alpha} \frac{\pi_{2i}}{1 + \delta B_*} \right)^{-1/\beta}. \quad (6.82)$$

Отримані результати відносяться до випадку, коли критерії подібності π_i можуть розглядатися як постійні коефіцієнти. Проте в реальних системах так буває відносно рідко. Як правило, чисельні значення критеріїв подібності обчислюються як відношення параметрів досліджуваної системи, які визначаються з певною точністю. В цьому випадку критерії подібності визначаються, як

$$\tilde{\pi}_{ji} = \pi_{ji} + \delta \pi_{ji}, \quad j = \overline{1, 2}, \quad (6.83)$$

де $\delta\pi_{ji} = \frac{\delta b_{ji} P_{i0}^2}{F_{min}}$ – відхилення чисельного значення критерію подібності при

зміні параметрів математичної моделі на певну величину Δ ; δb_{ji} – коефіцієнт чутливості першого порядку параметрів математичної моделі.

З врахуванням останнього виразу межі області оптимальності на відміну від (6.82) визначаються за формулами:

$$\tilde{P}_{*i}^- = \left(\frac{\alpha - \beta \pi_{1i} + \delta\pi_{1i}}{-\beta \quad 1 + \delta B_*} \right)^{-1/\alpha}, \quad \tilde{P}_{*i}^+ = \left(\frac{\alpha - \beta \pi_{2i} + \delta\pi_{2i}}{\alpha \quad 1 + \delta B_*} \right)^{-1/\beta} \quad (6.84)$$

Отже, для однопараметричної задачі застосування критеріального методу дозволяє розв'язати зворотну задачу чутливості в аналітичному вигляді. На цьому розв'язування задачі чутливості можна вважати завершеним. Для багатопараметричної задачі області оптимальності окремих параметрів визначаються на підставі розподілу допусків на регульовальні параметри u при заданому δF , як це показано в п. 1.4. Розглянемо як ця задача може бути розв'язана в іменованих і відносних одиницях.

В реальній системі з різних причин значення параметрів відрізняються від оптимальних на величини $\Delta P_1, \dots, \Delta P_m$. При цьому критерій оптимальності отримує приріст

$$\Delta B = B(P_{10} + \Delta P_1, \dots, P_{m0} + \Delta P_m) - B_0.$$

Система є працездатною, якщо

$$\Delta B(\Delta P_1, \dots, \Delta P_m) \in \Delta M_B, \quad (6.85)$$

де ΔM_B - допустима множина (область) значень варіацій критерію оптимальності ΔB , яка характеризує допуски;

При розрахунку допусків методами теорії чутливості допускається, що

відхилення значень параметрів від оптимальних значень малі і що зміни параметрів в межах поля допуску є лінійними. Тоді варіація (6.85) критерію оптимальності B визначається:

$$\Delta B = \sum_{i=1}^m \mu_i \Delta P_i, \quad (6.86)$$

де $\mu_i = \left. \frac{\partial B}{\partial P_i} \right|_{\Delta P=0}$ – коефіцієнт чутливості. В останньому виразі величина ΔP_i є

варіацією, яка визначається як $\Delta P_i = P_i - P_{i0}$.

Якщо розраховувати на найгірше поєднання відхилень параметрів, то для оцінки допусків користуються формулою:

$$\Delta B = \sum_{i=1}^m |\mu_i| \delta P_i^h, \quad (6.87)$$

де $\delta P_i^h = \Delta P_i$ - половина поля допуску параметра P_i .

Згідно (6.87) безпосередньо визначається поле допуску критерію оптимальності δB . У випадку декількох параметрів розрахунок допусків можна здійснювати методом послідовних наближень, підбираючи допуски на параметри таким чином, щоб значення критерію оптимальності B знаходилося в заданому допуску. Такий підхід при великій кількості параметрів є громіздким в обчислювальному відношенні. Більш простим є алгоритм, що реалізує принцип рівних впливів. У відповідності з цим принципом припускається, що в співвідношенні (6.87) значення всіх складових $(|\mu_i| \delta P_i)$ рівні між собою. При цьому

$$\delta B = m |\mu_i| \delta P_i^h,$$

звідки

$$\delta P_i^h \leq \frac{\delta B}{m |\mu_i|}. \quad (6.88)$$

Як бачимо, розподіл допусків в іменованих одиницях пов'язаний з низкою

складнощів. Так, щоб визначити згідно (6.86) варіації критерію оптимальності, необхідно попередньо знайти значення параметрів P_{i0} . При розв'язанні зворотної задачі допусків проблема ще більше ускладнюється. Принцип рівних впливів стосовно таких систем як ЕЕС є неприйнятним, оскільки реальні ефекти від зміни конкретних параметрів в них суттєво відрізняються.

На рис. 6.10 наведено типовий для ЕЕС приклад, коли критеріальні залежності $B^*=f(P^*)$ відображають різний характер і можливості параметрів (способів резервування) щодо їх впливу на оптимізацію режимів системи. У відносних одиницях задача розподілу допусків розв'язується наступним чином. Згідно (6.82) або (6.84) визначаються граничні значення параметрів P_{*i}^- та P_{*i}^+ . Використовуючи ці дані, обчислюються

$$\delta P_{*i} = P_{*i}^+ - P_{*i}^-. \quad (6.89)$$

Для параметрів визначаються їх вагові коефіцієнти. Вони можуть бути визначені в результаті нормування δP_{*i} наступним чином:

$$\nu_i = \frac{\delta P_{*i}}{\sum_{i=1}^m \delta P_{*i}}. \quad (6.90)$$

Значення допуску δP_{*i}^h при заданому значенні δB^* визначається:

$$\delta P_{*i}^h \leq \frac{\nu_i \delta B^*}{|\mu_i|}, \quad (6.91)$$

$$\text{де } \mu_i = \frac{\partial B^*}{\partial P_{*i}} = \pi_{i1} \alpha_i P_{*i}^{\alpha_i-1} + \pi_{i2} \beta_i P_{*i}^{\beta_i-1}.$$

На відміну від (6.76) допуски, визначені за допомогою формули (6.91), більш точно відображають реальні можливості конкретного способу резервування

впливати на процес оптимізації витрат на резервування. Визначені таким чином δP_{*i} дозволяють більш обґрунтовано і з більшою техніко-економічною ефективністю досягати в системі загальносистемного ефекту.

Відмітимо, що розглянутий спосіб розподілу допусків у відносних одиницях неєдиний. В залежності від вибраної системи відносних одиниць нормування може бути виконане не тільки до одиниці. В диференціальній системі відносних одиниць, яка розроблена для аналізу критерію оптимальності саме в області оптимальних рішень, коефіцієнти нормування визначаються [217]:

$$k_j = \frac{\partial B / B}{\partial P / P_j} = \sum_{i=1}^m \alpha_{ji} \pi_i, \quad i = \overline{1, n}.$$

Якщо для визначення k_j вибрати точку P_{*j}^- або P_{*j}^+ , то значення половини поля допуску визначається:

$$\delta P_{*j}^h \leq \frac{\delta P_*}{k_j}.$$

В цьому випадку коефіцієнт k показує вплив відносної похибки критерію B на відносну похибку параметра P , тобто він має зміст коефіцієнта впливу. Відповідно в такий спосіб можна врахувати при визначенні області оптимальності і зони нечутливості похибки обчислення критеріїв подібності. Розглянутий алгоритм оцінки чутливості і розподілу допусків на параметри може бути реалізовано у вигляді програми. Таким чином, при аналізі чутливості оптимальних рішень можливо і доцільно застосовувати методи теорії подібності та моделювання. Завдяки властивостям критеріального методу чутливість досліджується без визначення функцій чутливості та оптимальних значень параметрів. У випадку, коли цільова функція апроксимована степеневим поліномом, розв'язок зворотної задачі чутливості має аналітичний вид.

кцій чутливості та оптимальних значень параметрів. У випадку, коли цільова функція апроксимована степеневим поліномом, розв'язок зворотної задачі чутливості має аналітичний вид.

6.6. Побудова нечіткої моделі витрат на резервування в залежності від питомої вартості та встановленої потужності

Витрати за кожним способом резервування:

$$B_b = f(P_b, c_{num_b}), \forall b \in B, \quad (6.92)$$

де B – множина способів резервування доступних для даної ЕЕС.

Наприклад, для ЕЕС в якій сировина для роботи біогазових установок знаходиться на відстані більшій 30-50 км, спосіб резервування з їх використанням розглядати не варто. Використання системного резерву у віддалених від централізованих джерел електроенергії регіонах теж може бути економічно не доцільним, так як потребуватиме значних витрат на збільшення пропускної здатності ЛЕП і т.д. Також аналіз літературних джерел показав що для деяких способів резервування чим більше встановлена потужність реалізуемого способу тим менше питома вартість 1 кВт. Для врахування таких обмежень при формуванні моделі сумарних витрат на резервування та в умовах відсутності повної інформації щодо ретроспективних даних та динамічності зміни питомих витрат за кожним способом резервування доцільно використовувати теорію нечіткої логіки, яка успішно застосовується для вирішення подібних задач [298, 299]. Скористаємось алгоритмом нечіткого висновку Мамдані [300], який програмно реалізований в ПК MATLAB.

Алгоритм Мамдані складається з шести основних етапів [300]: формування бази правил; фазифікації вхідних змінних; агрегування підумов в нечітких правилах продукцій; активізації підзаключень в нечітких правилах продукцій;

акумулювання заключень нечітких правил продукцій; дефазифікація вихідних змінних [301]. Процес нечіткого виведення являє собою деяку процедуру або алгоритм отримання нечітких висновків на основі нечітких умов або передумов. Цей процес поєднує в собі всі основні концепції теорії нечітких множин: функції приналежності, лінгвістичні змінні, нечіткі логічні операції, методи нечіткої імплікації і нечітку композиції. В [301] зазначено, що сформована таким чином база знань може бути представлена у вигляді розбиття простору на впливних факторів на області з розмитими межами, всередині яких функція y (функція відгуку) приймає нечітке значення, а кількість таких нечітких областей дорівнює кількості правил. Значення вихідної змінної y в результаті логічного висновку по j -тому правилу бази знань можна визначити з рівняння [302]:

$$\begin{aligned} &\text{якщо } x_1 = \tilde{a}_{1j} \text{ та } x_2 = \tilde{a}_{2j} \text{ та } \dots \\ &\text{та } x_n = \tilde{a}_{nj} \text{ з ваговим коефіцієнтом } w_j \\ &\text{то } y = \tilde{d}_j, j = \overline{1, m}; \end{aligned} \quad (6.93)$$

де $\tilde{a}_{1j}$ – нечіткий терм для змінної x_1 в першому правилі; тоді $\tilde{a}_{ij}$ – нечіткий терм для змінної x_i в j -ому правилі; $i = \overline{1, n}$; n – кількість змінних; m – кількість правил; $\tilde{d}_j$ – нечіткий висновок j -ого правила; $w_j \in [0, 1]$ – ваговий коефіцієнт, що показує адекватність j -ого правила. Позначимо, $\mu_j(x_i)$ – функція належності входу $x_i \in [\underline{x}_i, \overline{x}_i]$ нечіткого терму $\tilde{a}_{ij}$, тобто $\tilde{a}_{ij} = \int_{x_i \in [\underline{x}_i, \overline{x}_i]} (x_i) / x_i \mu_j$; $\mu_{d_j}(y)$ – функція належності виходу $y \in [\underline{y}, \overline{y}]$ нечіткому терму, тобто $\tilde{d}_j = \int_{y \in [\underline{y}, \overline{y}]} (y) / y \mu_{d_j}$. Тоді нечітке значення вихідної змінної y , яке отримане в результаті логічного висновку по j -му правилу:

$$\tilde{d}_j^* = \text{imp}(\tilde{d}_j, \mu_j(X^*)), j = \overline{1, m}, \quad (6.94)$$

де imp – імплікація, яка в нечіткому висновку Мамдані звичайно реалізовується операцією мінімуму; $\mu_j(X^*)$ – ступінь виконання посилки j -го правила для поточного вхідного вектора $X^* = (x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*)$ визначається за виразом:

$$\mu_j(X^*) = w_j \cdot (\mu_j(x_1^*) \wedge \mu_j(x_2^*) \wedge \dots \wedge \mu_j(x_n^*)), \quad j = \overline{1, m}, \quad (6.95)$$

де $\wedge$ – t-норма, яка в нечіткому висновку Мамдані реалізується операцією мінімуму.

Результуючу нечітку множину

$$\tilde{y}^* = \tilde{d}_1^* \cup \tilde{d}_2^* \cup \dots \cup \tilde{d}_m^*, \quad (6.96)$$

що відповідає операції максимуму над функціями належності:

$$\mu_{y^*}(y) = \max(\mu_{d_1^*}(y), \mu_{d_2^*}(y), \dots, \mu_{d_m^*}(y)). \quad (6.97)$$

Чітке значення виходу y^* відповідає вхідному вектору X^* , та визначається дефазифікацією нечіткої множини $\tilde{y}^*$ по методу центру тяжіння:

$$y^* = \int_{\underline{y}}^{\overline{y}} y \mu_{y^*}(y) dy / \int_{\underline{y}}^{\overline{y}} \mu_{y^*}(y) dy. \quad (6.98)$$

Для побудови моделі використано редактор систем нечіткого висновку FIS модуля Fuzzy Logic Toolbox ПК MATLAB [303]. Модель містить 10 входів і один вихід (рис. 6.11).

$$Inputs = \{P_x; e_x; P_e; e_e; P_e; e_e; P_c; e_c; P_n; e_n\} \quad (6.99)$$

де P_x – потужність хімічних накопичувачів, [в.о.]; e_x – питомі витрати на резервування 1 кВт потужності хімічними накопичувачами, [в.о.]; P_z – потужність біогазових установок, [в.о.]; e_z – питомі витрати на резервування 1 кВт потужності біогазовими установками, [в.о.]; P_e – потужність водневих установок, [в.о.]; e_e – питомі витрати на резервування 1 кВт потужності водневими установками, [в.о.]; P_c – потужність системного резерву, [в.о.]; e_c – питомі витрати на використання системного резерву, [в.о.]; P_n – потужність еквівалентна збільшенню пропускної здатності ЛЕП, [в.о.]; e_n – питомі витрати на еквівалентні збільшенню пропускної здатності ЛЕП на 1 кВт, [в.о.]. Кожна зміна описана за допомогою 5 термів. В якості терм-множини лінгвістичної змінної використовується множина $T = \{\text{«мала»}; \text{«менше середньої»}; \text{«середня»}; \text{«більше середньої»}; \text{«велика»}\}$, або у символічному вигляді $T = \{\text{«М»}; \text{«МС»}; \text{«С»}; \text{«БС»}; \text{«В»}\}$, відповідно.

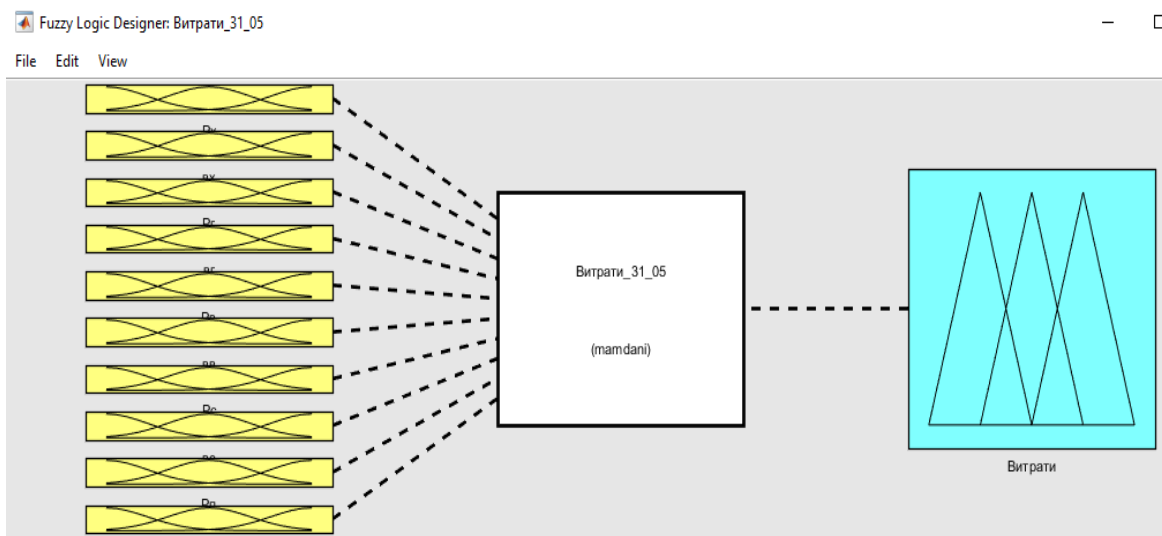
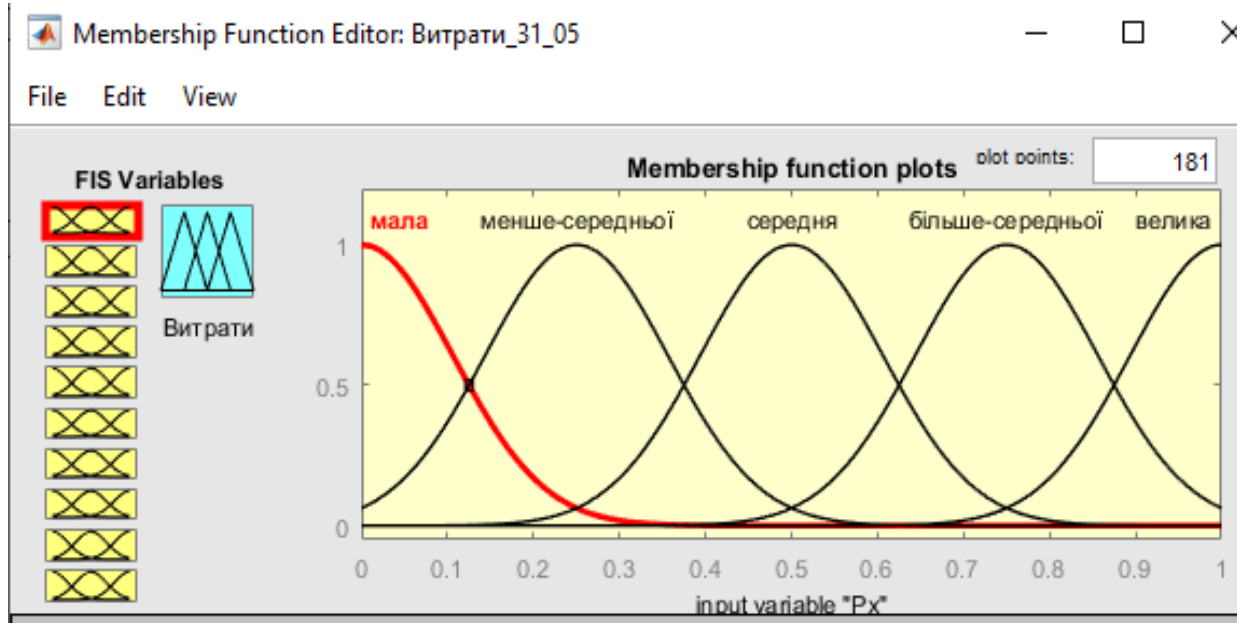
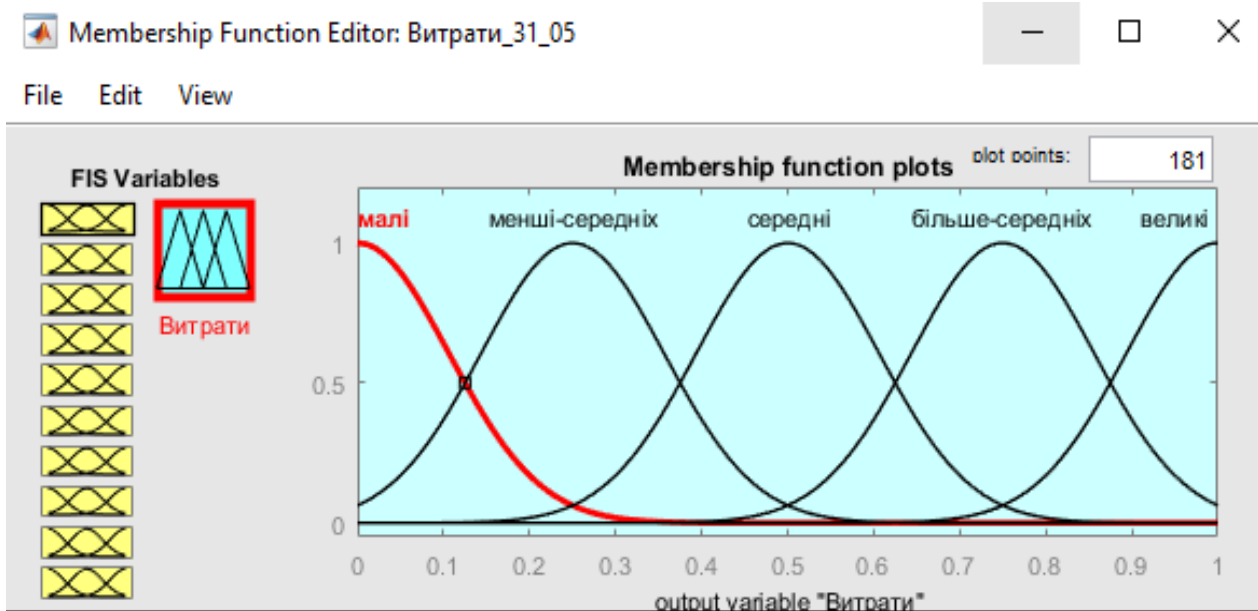


Рис. 6.11. Визначення вхідних і вихідної змінних в графічному редакторі FIS моделі витрат на резервування.

З використанням літературних джерел [303-306] була сформована база правил, фрагмент якої можна представити у вигляді табл. 6.2, що враховує різні сценарії резервування. З врахуванням терм-множини побудовано функції належності у вигляді гаусової кривої з використанням модуля Membership Function Editor, як показано на рис. 6.12.



а)



б)

Рис. 6.12. Функції належності для вхідних змінних: а) на прикладі потужності хімічних накопичувачів; б) на прикладі вихідної змінної, витрат на резервування.

Враховуючи всі 25 правил та рівняння (6.93), кожне з яких відповідає сценарію резервування потужності було побудовано базу правил за допомогою редактора Rule Editor, фрагмент створеної бази показаний на рис. 6.13.

Для кожного правила було обрано вагу $w_j=1$, але в залежності від пріоритетності, наприклад підтримка політики декарбонізації, ваги правил для сценаріїв по яким передбачається значне використання системного резерву можна зменшити.

Таблиця 6.2

Фрагмент бази даних для формування правил системи нечіткого висновку

№	P_x	e_x	P_e	e_e	P_z	e_z	P_c	e_c	P_n	e_n	B
1	М	В	В	М	-	-	-	-	М	М	С
2	М	В	М	В	-	-	В	М	В	В	БС
3	М	В	С	С	-	-	В	М	В	В	БС
4	М	В	М	В	М	В	В	М	БС	БС	В
5	МС	БС	МС	БС	МС	БС	БС	МС	БС	БС	БС
6	ВС	МС	БС	МС	В	В	М	НС	М	М	С
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
25	-	-	-	-	НС	ВС	ВС	ВС	С	С	С

Отримана нечітка модель дозволяє визначити витрати у в.о. залежно від значень питомих витрат та встановленої потужності за кожним способом резервування, як показано на рис. 6.13.

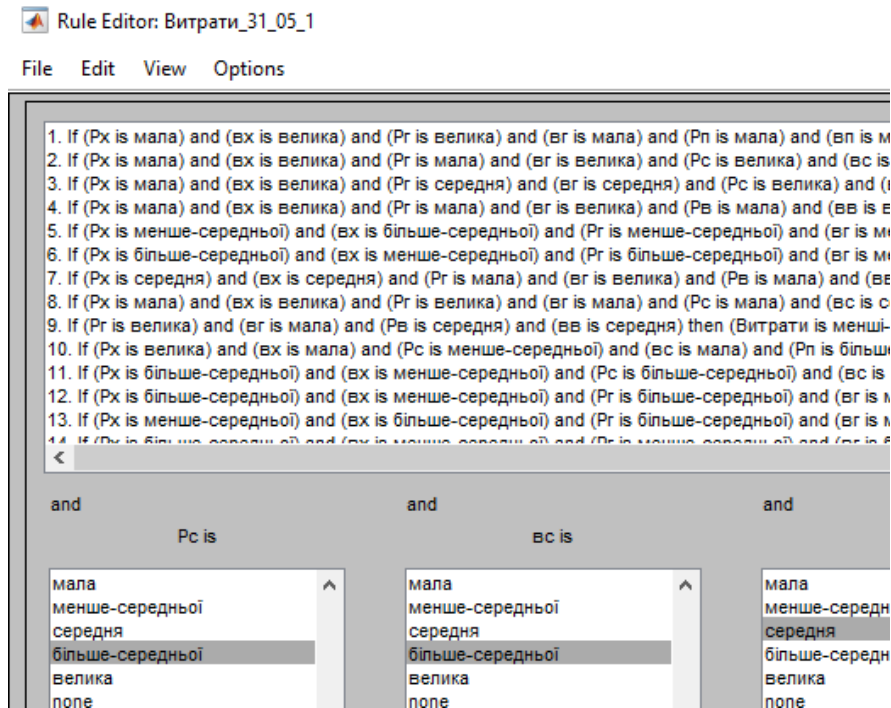


Рис. 6.13. Формування бази правил відповідно до табл. 6.2.

Також, було побудовано графічні залежності витрат на резервування від впливних факторів, що дозволяють визначити чутливість витрат до встановленої потужності і питомої вартості реалізації кожного способу резервування потужності в ЕЕС (рис. 6.15-6.17).

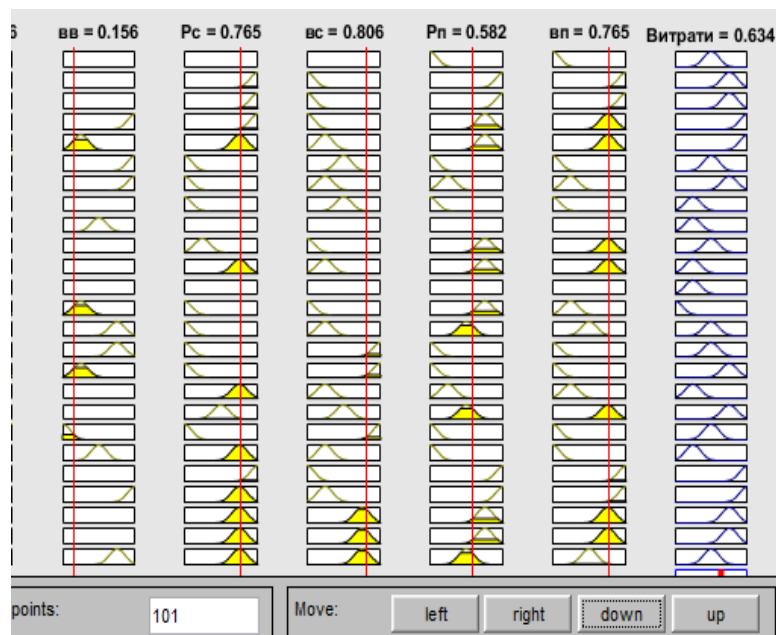


Рис. 6.14. Нечітка модель витрат, реалізована базою нечітких правил, що дозволяє визначити витрати у в.о.

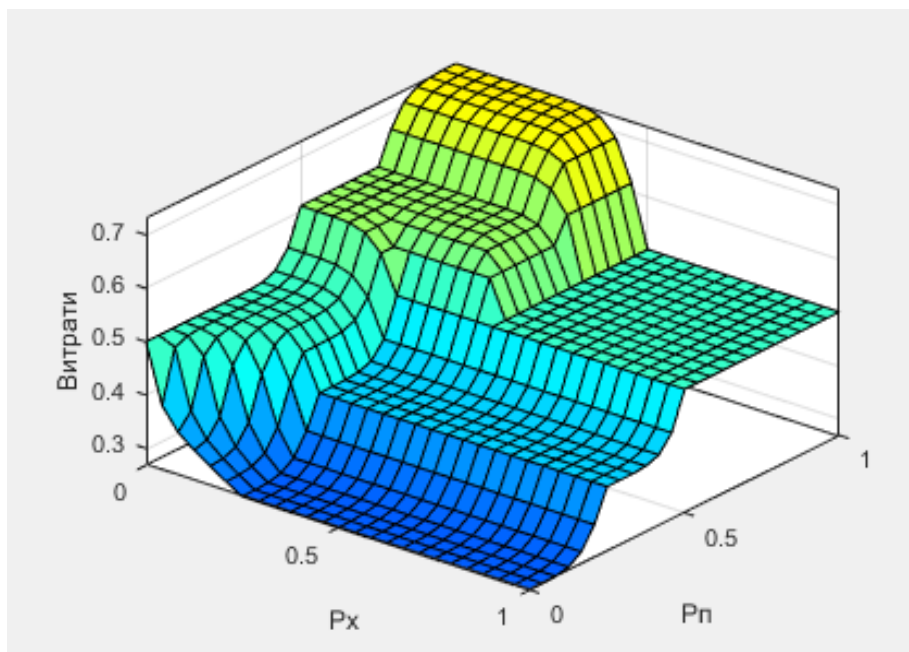


Рис. 6.15. Залежність витрат на резервування від встановленої потужності хімічних накопичувачів та збільшення пропускної здатності ЛЕП.

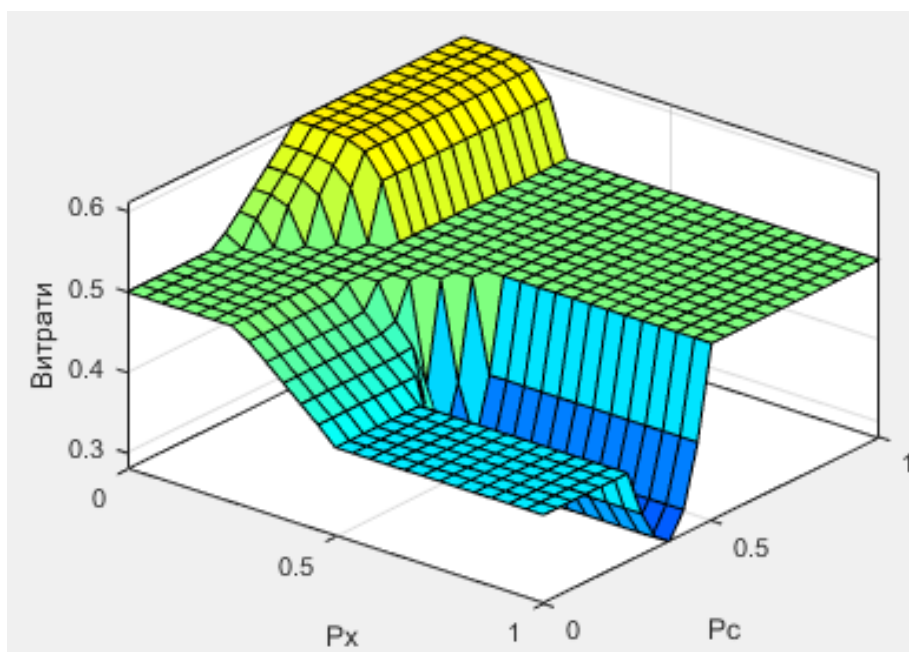


Рис. 6.16. Залежність витрат на резервування від встановленої потужності хімічних накопичувачів та збільшення використання системного резерву.

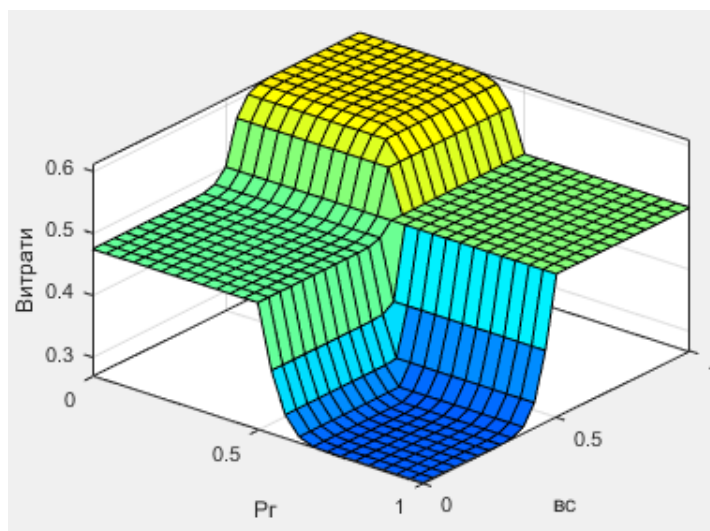


Рис. 6.17. Залежність витрат на резервування від встановленої потужності біогазових установок та питомої вартості використання системного резерву.

Висновки до розділу 6

Серед особливостей ВДЕ в ЕЕС є їх вплив на режимну та балансову надійність. Оскільки ВЕС і ФЕС як елементи забезпечення балансової надійності характеризуються нерівномірністю графіків генерування, то в ЕЕС обов'язковим має бути резервування. Це може бути резерв від наявних джерел гарантованого генерування, в першу чергу блоків теплової генерації з регульовальним діапазоном 30-50%, а також індивідуальні або групові накопичувачі електроенергії (гідроакумуючі станції, хімічне акумулювання, водневі технології, біогазові технології та інші способи). Ефективними також можуть бути організаційні та технічні заходи з узгодження графіків електроспоживання і генерування ВДЕ, включно і обмеження на вироблену ними електроенергію.

Якщо для компенсації нерівномірності графіків генерування ВДЕ за критерій оптимальності вибрано мінімальні витрати на створення системи резервування, то для обрання оптимального способу резервування можливо і доцільно використовувати один з методів теорії подібності – критеріальний

метод. Критеріальний метод дозволяє за мінімального об'єму інформації отримати відносну оцінку способів резервування у вигляді критеріїв подібності або вагових коефіцієнтів. Критеріальні залежності витрат на способи резервування заявлених графіків генерування ВДЕ дозволяють оцінювати їх співрозмірність, чутливість до змін умов експлуатації, а також обґрунтовувати вибір доцільних способів резервування в різних комбінаціях.

Питання дослідження чутливості витрат на компенсацію нерівномірності графіка генерування ВДЕ шляхом резервування потужності до зміни оптимальних значень потужностей, які визначаються з кожного зі способів резервування є актуальним і потребує детального дослідження в кожному окремому випадку. Результати оптимізації, отримані у вигляді критеріальних залежностей, дозволяють аналізувати співрозмірність і чутливість складових цільової функції, в нашому випадку витрат на компенсацію нерівномірності графіка генерування ВДЕ. Результати співрозмірності дають можливість ранжувати способи компенсації за витратами, а чутливість – раціонально, найбільш ефективно використовувати потужності різних способів підчас експлуатації.

Розроблено алгоритм розподілу допусків на параметри для багатопараметричної задачі чутливості. У цьому випадку розподіл допусків на параметри ведеться методом послідовних наближень, підбираючи їх таким чином, щоб значення витрат на резервування знаходилося в заданому допуску. Спростити задачу розподілу допусків можна використавши принцип рівних впливів.

Розроблено алгоритм розподілу допусків на параметри для багатопараметричної задачі чутливості з використанням критеріального моделювання. У цьому випадку розрахунок допусків на параметри ведеться критеріальним методом з врахуванням реального впливу параметрів регулюючих пристроїв на значення критерію оптимальності. На відміну від принципу рівних впливів це дозволяє більш обґрунтовано і з більшою ефективністю коректувати потужності у системі резервування з метою досягнення більшого загальносистемного ефекту.

Убезпечити баланс потужності та електроенергії в енергосистемі можливо, комплексно використовуючи наявні маневрені потужності, зокрема теплові, атомні та гідроелектростанції, біогазові установки, а також сучасні засоби (накопичувачі електроенергії, водневі технології, узгодження графіків генерування та споживання електроенергії, тощо). Отримана нечітка модель витрат реалізації комплексного підходу резервування потужності різними способами дозволить обрати найбільш економічно вигідний варіант з врахуванням особливостей функціонування ЕЕС та підтримки загальнодержавного курсу декарбонізації.

ВИСНОВКИ

В дисертаційній роботі вирішена важлива науково-прикладна проблема обґрунтування методів, математичних моделей та способів підвищення енергоефективності ВДЕ з нерівномірним графіком генерування в балансі електроенергії енергетичних систем шляхом підвищення точності погодинного прогнозування генерування ФЕС на наступну добу, уточнення фактичного вироблення електроенергії ФЕС, а також оптимізації варіантів резервування потужності для компенсації природної нерівномірності графіків вироблення електроенергії ВДЕ.

В роботі одержані наступні наукові та практичні результати:

1. Сформовано особливості функціонування ВДЕ в Україні та у світі і їх вплив на ЕЕС в сучасних умовах, а також виділено основні негативні ознаки електричних мереж, що зменшують ефективність ВДЕ, зокрема проблеми балансування в електроенергетичних системах, які спричинені недостатнім обсягом маневреної потужності в ОЕС України. Тому обґрунтовано шляхи врахування типу джерел живлення, рівня напруги, графіку споживання, нерівномірності графіку генерування, що дасть змогу досягти максимальних результатів при коригуванні енергетичної стратегії та розвитку відновлюваної енергетики конкретного регіону. Показано, що нормальний стан електричних мереж енергосистеми є важливою умовою для реалізації ефективного використання ВДЕ.

2. Розроблено метод визначення впливних метеорологічних факторів на генерування ВДЕ в залежності від локації з використанням кореляційно-регресійного аналізу, а саме коефіцієнтів Спірмена, Кендела та Пірсона, яка реалізована за допомогою програмно-апаратного комплексу в ПК LabView. Таким чином, визначаються прогнозні значення впливних факторів, а потім за їхніми значеннями визначається генерування ВДЕ з використанням аналітичних залежностей та побудованих регресійних рівнянь індивідуально для кожної електричної станції або для групи станцій, об'єднаних в балансуєчу групу.

3. Розроблено нейро-нечітку модель погодинного прогнозування генерування ВДЕ в залежності від метеорологічних даних для оцінки ефективності їх використання. Одним із способів забезпечення енергоефективності ВДЕ є прогнозування виробництва електроенергії з мінімальною похибкою для мінімізації можливої компенсації за неточні прогнозні дані в майбутньому. Прогнозування стає ключовим інструментом для економічно ефективної інтеграції ВДЕ, таких як ВЕС, СЕС, малі-ГЕС, у мікро-, локальні, регіональні та національні енергетичні системи.

4. На підставі дослідження пошкоджуваності зарубіжних і вітчизняних ФЕС розроблено математичну модель для оцінювання технічного стану ФЕС і визначення залишкового ресурсу для врахування участі їх в керуванні режимами ЕЕС. Для врахування впливних факторів на технічний стан обладнання ФЕС розроблено дерево пошкоджень для ФЕС і ФЕМ з використанням теорії ФТА. Розроблено метод ідентифікації технічного стану ФЕМ з використанням нейро-нечіткого моделювання, що дозволило розробити блок-схему і макет програмно-апаратного комплексу визначення пошкоджених модулів онлайн з застосуванням теорії чутливості.

5. Досліджено можливість створення систем гібридного використання водню та електроенергії, як джерела палива для транспорту та для генерування електроенергії, а також для вирішення проблем балансування електроенергії. Запропонована модель інтегрованої воднево-електричної енергетичної системи з урахуванням розподілу енергії між різними агрегаторами за критерієм мінімального значення вартості водню та електроенергії з врахуванням обмежень хімічних накопичувачів та пропускної здатності ЛЕП і газової мережі.

6. Розглянуто способи компенсації нерівномірності графіків генерування ВДЕ (накопичувачі хімічного типу, водневі технології, біогазові технології, системний резерв на ТЕС, ГЕС і ГАЕС) і підвищення енергоефективності ВДЕ як однієї зі складових балансування режимів електроенергетичної системи. Розроблена критеріальна модель сумарних витрат на підвищення енергоефективності ВДЕ, що дозволяє визначити їх оптимальне значення у

відносних одиницях і при неповноті вхідної інформації визначити їх чутливість в залежності від зміни потужності кожного способу резервування та оцінити їх співрозмірність.

7. Адаптовано критерій оптимальності керування параметрами електроенергетичної системи з ВДЕ, що мають нерівномірний графік генерування, шляхом введення в вектор спостереження та вектор керування прогнозного значення їх потужності та потужності керованих ВДЕ і накопичувачів відповідно, що дозволило підвищити їх енергоефективність при керуванні режимами ЕЕС. Складаються такі умови, що ВДЕ займає чільне місце в балансі електроенергії ЕЕС і завдяки їх економічності та надійності є підстави для їх інвестування та розбудови.

8. Визначено основні параметри та вартість створення автономного комбінованого комплексу на основі вітрової установки та з використанням водневих технологій за різними сценаріями (в залежності від ККД батареї паливного елемента, інтенсивності вітру, встановленої потужності та кількості вітрогенераторів, обсягу і кількості ресиверів, типу та ККД електролізера). Використання водневих технологій дозволить компенсувати природну нерівномірність графіку генерування ВЕС та оптимізувати витрати на резервування електроенергії даним способом в місцях де використання системного резерву ЕЕС є проблемним.

9. Працездатність та ефективність запропонованих у роботі методів, математичних моделей і програмних засобів підтверджено обчислювальними та практичними експериментами для реальних електричних станцій, що використовують ВДЕ. Розроблені програмні засоби для визначення множини впливних факторів на генерування ВДЕ в залежності від їх локації та визначення прогнозного значення генерування ВДЕ, а також метод визначення технічного стану фотоелектричних модулів передано для дослідної експлуатації до ТОВ «Українські технологічні продукти» (довідка про впровадження від 26.05.2021 р.), ТОВ «ЕНЕРГОІНВЕСТ» (довідка про впровадження від 31.05.2021 р.). Метод оптимізації витрат на підвищення енергоефективності ВДЕ в балансі

електроенергії енергетичної системи методом критеріального програмування, що дозволяє отримати результат у відносних одиницях та визначити співрозмірність витрат різних способів резервування електроенергії для компенсації нерівномірності графіків генерування ВДЕ та метод аналізу економічної стійкості витрат на забезпечення енергоефективності ВДЕ в балансі електроенергії енергетичної системи до змін потужності способів резервування електроенергії шляхом аналізу їх чутливості критеріальним методом, який на відміну від існуючих методів дозволяє визначити вплив кожного зі способів резервування на витрати при неповноті вхідної інформації передано для дослідної експлуатації в АТ «Вінницяобленерго» (довідка про впровадження від 20.04.2021 р.). Метод визначення технічного стану електричного обладнання в умовах неповноти даних передано для дослідної експлуатації у Відокремлений підрозділ НЕК «Укренерго» «Південно-Західна електроенергетична система» (довідка про впровадження від 13.05.2021 р.). Результати дисертаційної роботи використано в навчальному процесі Вінницького національного технічного університету (довідка про впровадження від 05.05.2021 р.).

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. IRENA (2019). Renewable capacity statistics. URL: <https://www.irena.org/publications/2019/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2019> (дата звернення: 15.11.2020).
2. СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. Чинний від 2014-11-03. Вид. офіц. Київ : Міненерговугілля України, 2014. 60 с. (Інформація та документація).
3. СОУ НЕК 341.001:2019 Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їх роботі паралельно з об'єднаною енергетичною системою України. Чинний від 2019-01-28.. Вид. офіц. Київ : ДП «НЕК «Укренерго», 2019. 27 с. (Інформація та документація).
4. Безвуглецева енергетика – вітер у кишенях споживача або ядерне заощадження. URL: <https://www.unian.ua/economics/energetics/10477752-bezvugleceva-energetika-viter-u-kishenyah-spozhyvacha-abo-yaderne-zaoshchadzhennya.html> (дата звернення: 15.11.2020).
5. Tyagunov M. Distributed energysystem's is the future of the world's power industry. *In 2017 2nd International Conference on the Applications of Information Technology in Developing Renewable Energy Processes & Systems (IT-DREPS): the materials of international conference, Amman, Jordan, 6-7 Dec. 2017. Amman. 2017. P. 1 – 4.*
6. Лежнюк П. Д., Ковальчук О. А., Нікіторович О. В., Кулик В. В. Відроджені джерела енергії в розподільних електричних мережах: монографія. Вінниця : ВНТУ, 2014. 204 с.
7. Distribution of wind power generation dependently of meteorological factors / Rubanenko O., Miroshnyk O., Shevchenko S., Yanovych V., Danylchenko D., Rubanenko O. *In 2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek) : the materials of international conference, Kharkiv, Ukraine, 5-10 Oct. 2020. Kharkiv. 2014. P. 472 – 477.*

8. Підвищення надійності функціонування розподільних електричних мереж / Бондаренко Р. В., Довгалюк О. М., Омеляненко Г. В., Піротті О. Є., Сиромятнікова Т. В. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. 2018. Вип. 195. С. 69 – 71.
9. Bajaj M., Singh A. Grid integrated renewable DG systems: A review of power quality challenges and state-of-the-art mitigation techniques. *International Journal of Energy Research*, 2020. Vol. 44. No. 1. P. 26 – 69.
10. Conka Z. Impact of renewable energy sources on power system stability. *Scientific Journal of Riga Technical University*. 2014. Vol. 32. P. 29 – 34.
11. Lezhniuk P., Komar V., Rubanenko O. Information support for the task of estimation the quality of functioning of the electricity distribution power grids with renewable energy source. *In 2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS 2020): the materials of international conference*, Kyiv, Ukraine, 12-14 May 2020. Kyiv. 2017. P. 168 – 171.
12. Research on instability of distributed renewable energy power access to distribution network / Y. He, F. Li, X. Wang, S. Shen, K. Zhu. *In 2019 IEEE 3rd Information Technology, Networking, Electronic and Automation Control Conference (ITNEC): the materials of international conference*, Chengdu, China, 15-17 March 2019. Chengdu. 2019. P. 38 – 41.
13. В Україні 50% електромереж потребують негайного капремонту. URL: <https://ua-energy.org/uk/posts/v-ukraini-50-elektromerezh-potrebuieut-nehainoho-kapremontu> (дата звернення: 15.11.2020).
14. Матвійчук В. А., Рубаненко О. О., Явдик В. В. Аналіз режимів роботи мікроелектромереж і методів керування ними. *Техніка, енергетика, транспорт АПК*, 2017. № 1 (96). С. 133 – 136.
15. Gundebommu S. L., Rubanenko O., Hunko I. Analysis of Three-level Diode Clamped Inverter for Grid-connected Renewable Energy Sources. *2019 IEEE 20th International Conference on Computational Problems of Electrical Engineering (CPEE) : the materials of international conference*, Lviv-Slavske, Ukraine, 15-18 Sept. 2019. Lviv-Slavske. 2019. P. 1 – 6.

16. Ritchie H., Roser M. Renewable Energy. URL: <https://ourworldindata.org/renewable-energy#citation> (дата звернення: 16.08. 2020).
17. A European Green Deal. Striving to be the first climate-neutral continent. URL: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en (дата звернення: 14.08. 2020).
18. Shinn L. (2018). Renewable Energy: The Clean Facts. URL: <https://www.nrdc.org/stories/renewable-energy-clean-facts> (дата звернення: 15.08. 2020).
19. IEA. Global Energy Review 2020. URL: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2020> (дата звернення: 16.08. 2020).
20. Звіт про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг у 2018 році. Постанова НКРЕКП № 440 від 29.03.2019. URL: https://www.nerc.gov.ua/index.php/map_9/data/filearch/Materialy_zasidan/2018/?id=39678 (дата звернення: 16.08. 2020).
21. У 2020 році встановлена потужність ВЕС та СЕС зросла на 41%, а їхня частка у структурі виробництва електроенергії — вдвічі. URL: <https://ua.energy/zagalni-novyny/u-2020-rotsi-vstanovlena-potuzhnist-ves-ta-ses-zrosla-na-41-a-yihnya-chastka-u-strukturi-vyrobnytstva-elektroenergiyi-vdvichi/> (дата звернення: 16.08. 2020).
22. Lezhniuk P., Kravchuk S., Polishchuk A. Selfoptimization local electric systems modes with renewable energy sources. *Przegląd Elektrotechniczny*, 2019. Vol. 95. No.6. P. 27 – 31.
23. Lezhnuk P., Rubanenko O., Hunko I. Optimal management of small hydroelectric plants power generation in local electrical systems. *Lecture Notes in Mechanical Engineering*. 2019. P. 289 – 298.
24. Lezhniuk P., Kravchuk S., Buslavets O. Selfoptimization modes of electric grids with renewable energy sources using the principle of least action. *2019 IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS 2019)* : the materials of international conference, Kyiv, Ukraine, 17-19 April 2019. Kyiv. 2019. P. 33 – 36.

25. Kuchanskyi V., Nesterko A., Rubanenko O., Hunko I. Modes of electrical systems and grids with renewable energy sources. Riga, Latvia, European Union: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2019. 210 p.

26. Hydroelectric power generation for compensation instability of non-guaranteed power plants / Rubanenko O., Yanovych V., Miroshnyk O., Danylchenko D. *2020 IEEE 4th International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)* : the materials of international conference, Istanbul, Turkey, 7-11 Sept. 2020. Istanbul. 2020. P. 52 – 56.

27. Рубаненко О. О., Гунько І. О. Аналіз роботи ВДЕ в розподільних мережах та шляхи компенсації їх нестабільності. *Вісник Хмельницького національного університету*. 2019. № 5. С. 176 –179.

28. Assessment of the power quality in electric networks with wind power plants / Gundebommu S. L., Hunko I., Rubanenko O., Kuchansky V. *2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)* : the materials of international conference, Kyiv, Ukraine, 12-14 May 2020. Kyiv. 2020. P. 190-194.

29. Домбровський О., Гелетука Г. Україні потрібна нова "зелена" енергетична стратегія. URL: <https://www.epravda.com.ua/rus/columns/2020/01/3/655486/> (дата звернення: 16.08. 2020).

30. IRENA. Electricity generation trends. Navigate through the filters to explore trends in renewable energy. URL: <https://www.irena.org/> (дата звернення: 16.08. 2020).

31. Owusu P. A., Asumadu-Sarkodie S. A review of renewable energy sources, sustainability issues and climate change mitigation. *Cogent Engineering*. 2016. Vol. 3. No. 1. 14 p.

32. Battery energy storage technologies for sustainable electric vehicles and grid applications / Lakshmi G. S., Olena R., Divya G., Oleksandr R. *Journal of Physics: Conference Series*, 2020, Vol. 1495. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/1495/1/012014> (Дата звернення: 02.09. 2020).

33. Тучинський Б. Г., Кудря С. О., Іванченко І. В., Іванчук В. Ю. Невідворотність переходу України до відновлюваної енергетики. *Відновлювана енергетика*, 2020. № 4(63). С. 6 – 21.
34. Márquez J. L., Molina M. G., Pacas J. M. Dynamic modeling, simulation and control design of an advanced micro-hydro power plant for distributed generation applications. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2010. V. 35, No. 11, P. 5772-5777.
35. IEA. (2020). Hydropowers. URL: <https://www.iea.org/reports/hydropower> (Дата звернення: 02.09. 2020).
36. I. H. Association, The 2018 Hydropower Status Report, 2018, URL: https://hydropower-assets.s3.eu-west-2.amazonaws.com/publications-docs/iha_2018_hydropower_status_report_4.pdf. (Дата звернення: 02.09. 2020).
37. (2019). Ринок електроенергії: У Міненерго побоюються щодо обсягу балансуючих резервів. URL: <https://www.ukrinform.ua/rubric-economy/2749714-rinok-elektroenergii-u-minenergo-pobouutsa-sodo-obsagu-balansuucih-rezerviv.html>. (Дата звернення: 02.09. 2020).
38. Находов В. and З. А. (2020). Активное участие в выравнивании суточных графиков нагрузки энергосистемы может принести от 200 млн до 1 млрд грн в год. 2020. URL: <http://reform.energy/news/aktivnoe-uchastie-v-vyravniivanii-sutochnykh-grafikov-nagruzki-energositemy-mozhet-prinesti-ot-200-mln-do-1-mlrd-grn-v-god-uchenye-13421> (Дата звернення: 02.09. 2020).
39. Находов В. Усовершенствование новой модели рынка электроэнергии путем управления режимами электропотребления (научное мнение). 2020. URL: <http://reform.energy/news/usovershenstvovanie-novoy-modeli-rynka-elektroenergii-putem-upravleniya-rezhimami-elektropotrebleniya-nauchnoe-mnenie-13412> (Дата звернення: 02.09. 2020).
40. Розробка газогенераторного котла для отримання теплової енергії в сільському господарстві шляхом використання біовідходів. Матвійчук В. А., Веселовська Н. Р., Дмитришен О. М., Рубаненко О. О. *Науковий вісник*

Національного університету біоресурсів і природокористування України, Vol. 209, No. 1, С. 76 – 84, 2015.

41. Комар В. О. Проблеми використання фотоелектричних станцій в електроенергетичній системі України. 2020, URL: <https://ir.lib.vntu.edu.ua/bitstream/handle/123456789/30711/%D0%9A%D0%BE%D0%BC%D0%B0%D1%80.pdf?sequence=1&isAllowed=y> (Дата звернення: 02.09. 2020).

42. Лежнюк П. Д., Гунько І. О., Рубаненко О. О. Вплив РДЕ на втрати активної потужності в ЛЕС. *Техніка, енергетика, транспорт АПК*, 2015. №. 3, С. 84 – 88.

43. (2020). Черговий крок до врегулювання роботи Систем Накопичення Енергії (СНЕ) в Україні - done! URL: <https://www.facebook.com/201417793690822/posts/1036716246827635/> (Дата звернення: 15.09. 2020).

44. Рубаненко О. О. Використання біоресурсів для компенсації нестабільності вітрових і сонячних електричних станцій з метою забезпечення незалежного електропостачання підприємств АПК. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. Технічні науки*. 2018. № 196. С. 8 – 9.

45. Матвійчук В. А., Собчук Н. В., Рубаненко О. О. Використання локальних джерел електроенергії для оптимізації структури ЕЕС. *Вісник Хмельницького національного університету. Технічні науки*. 2018. № 4. С. 208 – 214.

46. Матвійчук В. А. Ефективність використання біогазогенератора в АПК України. Матвійчук В. А., Собчук Н. В., Слободянюк О. В., Рубаненко О. О. *Техніка, енергетика, транспорт АПК*. 2017. № 4. С. 114-119.

47. Рубаненко О. О. Дослідження можливості створення мікромереж з використанням розосереджених джерел енергії (біомаси). *Вісник Хмельницького національного університету*. 2016. № 2(235). С. 216 – 220.

48. Рубаненко О. О. Мікроелектромережі як засіб підвищення надійності електропостачання підприємств в АПК. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. Петра Василенка. Технічні*

науки. «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України», 2016. № 175. С. 43 – 45.

49. The sensitivity of the process of optimal decisions making in electrical networks with renewable energy sources. Lezhniuk P., Komar V., Rubanenko O., Ostra N. *Przegląd Elektrotechniczny*, 2020. Vol. 96, No. 10, P. 32 – 38.

50. Petrushenko O. Y., Petrushenko Y. O., Rubanenko E. A. The dvoistoy problem solution of the optimal control by normal regimes of EPS with using neurofuzzy modelling. *Technical Electrodynamics*, 2012. №. 2, P. 36 – 37.

51. Lezhniuk P., Komar V., Teptya V., Rubanenko O., Principle of the least action in models and algorithms optimization of the conditions of the electric power system. *Przegląd Elektrotechniczny*, 2020. Vol. 96. № 8. P. 88 – 94.

52. Lezhniuk P., Teptya V., Komar V., Rubanenko O. Principle of least action in models and algorithms of optimisation states power system. *Modeling, Control and Information Technologies: Proceedings of International scientific and practical conference*, 2019. P. 173 – 176.

53. Lakshmi G. S., Rubanenko O., Hunko I. Control of the Sectioned Electrical Network Modes with Renewable Energy Sources. *2021 International Conference on Sustainable Energy and Future Electric Transportation (SEFET)*, 2021, P. 1 – 6.

54. Лежнюк П. Д., Рубаненко О. О., Гунько І. О. Керування режимами секціонованих розподільних електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії. Вісник Вінницького політехнічного інституту, 2020. № 2, С. 42 – 49.

55. Rubanenko O., Grishchuk M., Rubanenko O. Planning of the experiment for the defining of the technical state of the transformer by using amplitude-frequency characteristicю *Przegląd Elektrotechniczny*, 2020. Vol. 96, No. 3. P. 119 – 124.

56. Hashemi-Dezaki H., Rubanenko O., Hryshchuk M., Rubanenko O. Optimal techno-economic sequence-based set of diagnostic tests for distribution transformers using genetic algorithm. *Periodica polytechnica Electrical engineering and computer science*, 2020. Vol. 64, №. 4. P. 406– 411.

57. Моніторинг технічного стану електричних мереж з ізолюваною нейтраллю на основі розподіленої системи RC-фільтрів з обмежувачами

перенапруг та телеметрією напруг. Матвієнко С. В., Рубаненко О. О., Явдик. В. В. *Техніка, енергетика, транспорт АПК*, 2018, № 2. С. 48 – 53.

58. Kuchansky V., Rubanenko O. Influence assesment of autotransformer remanent flux on resonance overvoltage. *UPB Scientific Bulletin, Series C: Electrical Engineering and Computer Science*, 2020. Vol. 3, P. 233 – 250.

59. Measures and technical means for increasing efficiency and reliability of extra high voltage transmission lines. Kuchansky V., Paul S., Rubanenko O., Hunko I. *Przegląd Elektrotechniczny*, 2020. Vol. 96, №. 11. P. 135 – 141.

60. Про затвердження Кодексу системи передачі, 2018. URL: <https://www.nerc.gov.ua/?id=31909> (Дата звернення:15.09. 2020).

61. Постанова 26.04.2019 № 641 Про затвердження нормативно-правових актів, що регулюють діяльність гарантованого покупця та купівлі електричної енергії за «зеленим» тарифом та за аукціонною ціною. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0641874-19> (Дата звернення:15.09. 2020).

62. Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Постанова від 12 червня 2018 року № 374 м. Київ. Про затвердження форм звітності щодо показників якості електропостачання та інструкцій щодо їх заповнення. URL:https://ips.ligazakon.net/document/view/GK39942?ed=2021_02_03&an=4232 (Дата звернення:15.09. 2020).

63. The Sensitivity of the Model of the Process Making the Optimal Decision for Electric Power Systems in Relative Units. Lezhniuk P., Rubanenko O., Komar V., and Sikorska O. *2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, 2020, P. 247-252.

64. Astakhov Y. N, Lezhnyuk P. D. Optimization of electric-network regimes by the criterial-programming method. *Power Engineering (New York) (English Translation of Izvestiya Akademii Nauk SSSR, Energetika i Transport*, 1979. Vol. 17, №. 1.

65. Lezhniuk P., Rubanenko O. Optimal solutions sensitivity analysis in complex systems in relative units. *Chapter of book: Scientific research of the XXI century*. 2021. Volume 2. P.111 – 118.
66. Лежнюк П. Д. Рубаненко О. О. Оптимальне керування нормальними режимами електроенергетичних систем критеріальним методом з використанням нейро-нечіткого моделювання. *Вісник ВПІ*, Лис. 2010. Вип. 1, С. 127–130.
67. Петрушенко О. Ю., Рубаненко О. О. Розв'язання двоїстої задачі оптимального керування електричною системою із застосуванням нейро-нечіткого моделювання. *Вісник ВПІ*, Лис 2010. Вип. 6. С. 114 –117.
68. Лежнюк П. Д., Рубаненко О. О. Оптимальне керування нормальними режимами ЕЕС критеріальним методом з застосуванням нейро-нечіткого моделювання. УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2012. Монографія, Вінниця: ВНТУ, 2012, 136 с., ISBN 978-966-641-468-0.
69. Лежнюк П. Д., Рубаненко О. О. Оптимальне керування нормальними режимами електроенергетичних систем критеріальним методом з використанням нейро-нечіткого моделювання. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2012. № 1. С. 127 – 130.
70. Лежнюк П. Д., Рубаненко О. О. Нормування втрат електроенергії в електричних мережах агропромислового комплексу критеріальним методом з застосуванням нейро-нечіткого моделювання. *Вісник Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут» Серія «Нові рішення в сучасних технологіях»*. 2016. № 18 (1190). С. 60 – 65.
71. Кулик В. В., Кириченко В. Ф. Оцінювання балансової надійності відновлюваних джерел електроенергії у розподільних мережах з урахуванням типових графіків генерування та споживання. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, 2018. №. 1, С. 73-79.
72. Мاستицкий С. Э. (2020). Анализ временных рядов с помощью R. URL: <https://ranalytics.github.io/tsa-with-r> (дата звернення:15.09. 2020).
73. Афанасьев В.Н., Юзбашев М. М., Анализ временных рядов и прогнозирование. МОСКВА: «ФИНАНСЫ И СТАТИСТИКА» 2001.

74. Лоскутов А. Ю. Анализ временных рядов. URL: https://chaos.phys.msu.ru/loskutov/PDF/Lectures_time_series_analysis.pdf (дата звернення: 15.09. 2020).

75. M. Belik, "Efficiency of auxiliary mounted passive solar systems," Renewable Energy and Power Quality Journal, Article vol. 1, no. 15, pp. 702 – 706, 2017, Art. no. 439.

76. Кобзарь А. И. Прикладная математическая статистика. Для инженеров и научных работников. М.: Физматлит, 2006. 816 с.

77. Bělík M., Škorpil J., Muhlbacher J. Mathematical model of 20 kWp photovoltaic system. *Proceedings of the 4th International Scientific Symposium on Electric Power Engineering, ELEKTROENERGETIKA 2007*, P. 197 – 199.

78. Айвазян С.А., Мхитарян В.С. Эконометрика, статистика. Издательство: Юнити Формат:. 1998, р. 1000. URL: <https://institutiones.com/download/books/3045-prikladnaya-statistika-osnovy-ekonometriki.html>. (Дата звернення: 15.09. 2020).

79. Кирьянов В. , Кирьянова Е.Н. Вычислительная физика – М.: Полибук Мультимедиа, 2006. 352 с.: ил. ISBN 5-902932-02-5.

80. Jaladi K. K., Kumar S., Saini L. M. ANFIS Controlled Grid Connected Electric Vehicle Charging Station Using PV Source. *2020 First IEEE International Conference on Measurement, Instrumentation, Control and Automation (ICMICA)*, 2020, P. 1-5.

81. Преобразование Фурье. Моделирование в энергетике URL: <http://simenergy.ru/math-analysis/digital-processing/82-fourier-transform> (дата звернення: 15.09.2020).

82. Osgood B. The Fourier Transform and its Applications. URL: <http://cau.ac.kr/~mhhgtx/courses/AdvancedMath/references/FTandApplications.pdf> (дата звернення: 15.09. 2020).

83. Лежнюк П. Д. Мірошник О. О. Застосування перетворень Фур'є та вейвлет-спектрограм для ідентифікації спотворень режимів роботи розподільних мереж 0,38/0,22 кв, *Вісник ВПІ*, Бер 2015, Вип. 1, С. 71–79.

84. Перелигін Б. В., Ткач Т. Б., Гор'єв С. А. Спектрально-часовий аналіз даних моніторинга: навчальний посібник. Одеський державний екологічний університет. Одеса: ТЕС, 2017. 124 с.
85. Витязев В.В. Вейвлет-анализ временных рядов. СПб.: Изд-во С.-Петербург. ун-та, 2001. – 58 с.
86. Столбова А. А. Разработка и программная реализация алгоритмов непрерывного вейвлет-преобразования временных рядов с регулярной дискретизацией. *Программные продукты и системы*, 2017. № 4, С. 765 – 769.
87. Власов А. А., Иволгин В. И. Практическая реализация Фурье- и вейвлет-анализа временных рядов, полученных в эксперименте. *Вестник ТГУ*, 2004. т.9. №.4. С. 498-501
88. С. Чорний. (2020). Нові правила гри для виробників електричної енергії з відновлювальних джерел енергії в Україні. URL: <https://eba.com.ua/novi-pravyla-gry-dlya-vyrobnykiv-elektrychnoyi-energiyi-z-vidnovlyuvalnyh-dzherel-energiyi-v-ukrayini/> (дата звернення: 15.09. 2020).
89. Лысяк А. С., Рябко Б. Я. Методы прогнозирования временных рядов с большим алфавитом на основе универсальной меры и деревьев принятия решений. *Вычислительные технологии*, 2014. № 19. С. 76 – 93.
90. Повноцінна енергетична біржа: як працює ринок "на добу наперед" (2019). URL: <https://www.epravda.com.ua/projects/promarket-energo/2019/12/12/654707/> (дата звернення: 15.09. 2020).
91. Громова Н. М., Громова Н. И. Основы экономического прогнозирования. Москва: Академия Естествознания, 2006. ISBN: 978-5-91327-005-4.
92. Лежнюк П. Д., Кравчук С. В. Котилко І. В. Фотоелектричні станції як елемент енергоефективного електропостачання, *Опт-ел. інф-енерг. техн.*, вип. 38, вип. 2. С. 100–106
93. Lezhniuk P., Komar V., Kravchuk S. Regimes Balancing in the Local Electric System with Renewable Sources of Electricity. *2019 IEEE 20th International Conference on Computational Problems of Electrical Engineering (CPEE)*, P. 1 – 4.

94. Forecasting Hourly Photovoltaic Generation On Day Ahead. Lezhniuk P., Kravchuk S., Netrebskiy V., Komar V., Lesko V. *2019 IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. P. 184 – 187.
95. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В., Дідіченко Є. С. Аналіз метеопараметрів для погодинного прогнозування виробітку електроенергії фотовольтаїчними електростанціями на добу наперед. *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*, 2017. № 1 (6). С. 27-31.
96. Кузнєцов М. П., Лисенко О. В. Возможности короткотерминового прогнозування сонячної енергії. *Відновлювана енергетика*, 2017. № 1. С. 25-32.
97. Мірошник О. В., Мороз О. М. Прогнозування обсягів недовідпуску електроенергії в аварійних режимах на базі штучних нейронних мереж. *Енергетика і автоматика*, 2014. № 3, С. 96 – 101.
98. Тимчук С. А. Методика формирования нечеткой прогнозной регрессионной модели электропотребления. *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*. 2014. № 2. С. 76 – 78,
99. Optimal Day-Ahead Self-Scheduling and Operation of Prosumer Microgrids Using Hybrid Machine Learning-Based Weather and Load Forecasting Faraji J., Ketabi A., Hashemi-Dezaki H., Shafie-Khah M., Catalão J. P. S. *IEEE Access*, 2020. Vol. 8, P. 157284 – 157305.
100. Zheng X., Ran X., Cai M. Short-Term Load Forecasting of Power System based on Neural Network Intelligent Algorithm. *IEEE Access*, 2020. P. 1-8.
101. Mathematical modeling of operation quality of electric grid with renewable sources of electric energy. Lezhnyuk P., Komar V., Kravchuk S., Sobchuk D. *Proceedings of the International Conference on Modern Electrical and Energy Systems, MEES 2017*, P. 324 – 327.
102. Rubanenko O., Yanovych V. Analysis of instability generation of Photovoltaic power station. *2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*, 2020, 3. 128 – 133.

103. Ивановский Р. И. Прикладные аспекты теории чувствительности," *Научно-технические ведомости СПбГПУ. Информатика. Телекоммуникации. Управление*. 2011. № 6 (1). С. 102 – 110.
104. Liu Z., Choe Y. Data-driven sensitivity indices for models with dependent inputs using polynomial chaos expansions. *Structural Safety*, 2021. Vol. 88, P. 101984.
105. Reedy. T. Understanding Solar Power System. URL: <https://www.pinterest.com/pin/263390278190699415/> (дата звернення:15.09. 2020).
106. Калькулятор сонячної електростанції. (2020). URL: <https://rentechno.ua/ua/solar-calc.html> (дата звернення:18.09. 2020).
107. How to calculate the annual solar energy output of a photovoltaic system? (2020). URL: <https://photovoltaic-software.com/principle-ressources/how-calculate-solar-energy-power-pv-systems> (дата звернення:10.11. 2020).
108. Филенко В. В. До питання визначення дійсних геліоенергетичних ресурсів. *Проблемы машиностроения*. 2015. Т. 18, № 1. С. 67 – 72.
109. Маляренко В. А., Темнохуд О. О. Порівняння розрахункових та реальних значень генерації ФЕС потужністю 10кВт. *Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України*, 2016. № 175. С. 119 – 121.
110. Bureau S. N. (Mar 25th, 2016). Here is how you can calculate the annual solar energy output of a photovoltaic system. URL: <https://www.saurenergy.com/solar-energy-blog/here-is-how-you-can-calculate-the-annual-solar-energy-output-of-a-photovoltaic-system> (дата звернення:10.11. 2020).
111. Стаднік М. І., Рубаненко О. О., Бондаренко С. В. Аналіз ефективності генерації електроенергії на основі сонячної енергії в Вінницькій області. *Техніка, енергетика, транспорт АПК*. 2016. № 2 (94). С. 104 – 114.
112. Стаднік М. І., Рубаненко О. О., Бондаренко С. В. Визначення рівня генерації електроенергії на сонячній електростанції відносно її встановленої потужності. *Техніка, енергетика, транспорт АПК*. 2016. № 3 (95). С. 213 – 220.

113. Стаднік М. І., Рубаненко О. О., Бондаренко С. В. Вибір встановленої потужності сонячної електростанції та її елементів. *Техніка, енергетика, транспорт АПК*. 2017. № 1 (96). С. 166 – 175.
114. Рубаненко О. О. Аналіз нестабільності негарантованих джерел енергії в електричних мережах. *Вісник Хмельницького національного університету*. 2020. № 5. С. 226 – 230.
115. Lamedica R., Romito D. Z. Renewable energy integration system: Economic, environmental and energetic assessments. *2012 IEEE International Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON)*. 2012. P. 574 – 579.
116. Knisely Charles W., Knisely K. I. Engineering communication. Cengage Learning, Inc, 18th November 2013. p. 608. ISBN: 9781285436043
117. Astaf'eva N. M. Wavelet analysis: basic theory and some applications. *Physics-Uspekhi*, 1996. Vol. 39, No. 11, P. 1085 – 1108..
118. Self-similarity through high-variability: statistical analysis of Ethernet LAN traffic at the source level. Willinger W., Taqqu M. S., Sherman, Wilson D. V. *IEEE/ACM Transactions on Networking*, Feb. 1997. Vol. 5. No. 1. P. 71-86.
119. Сивков С. И., Методы расчета характеристики солнечной радиации. Ленинград, 1968. Л.: Гидрометеиздат, 1968. 234 с.
120. Chung M. H. Estimating Solar Insolation and Power Generation of Photovoltaic Systems Using Previous Day Weather Data. *Advances in Civil Engineering*. 2020. Vol. 2020, P. 8701368.
121. Luffman J. (2020). Solar forecasting and real-time irradiance data. Overview: Global Coverage, Rapid Update data. URL: <https://solcast.com/solar-radiation-data/inputs-and-algorithms/> (дата звернення: 1.11. 2020).
122. Forecasts for informed decisions (Solar Calculator). 2020. URL: <https://meteoexploration.com/maproom/gfsmaps.php?lang> (дата звернення: 1.12. 2020).

123. Bowden S. G. (2020). Photoplays Education Webster. Calculation of Solar Insolation. URL: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/calculation-of-solar-insolation> (дата звернення: 1.12.2020).
124. PV Forecast for the Optimal Operation of the Medium Voltage Distribution Network: A Real-Life Implementation on a Large Scale Pilot. Dimovski A., Moncecchi M., Falabretti D., Merlo M. *Energies*, 2020. Vol. 13, No. 20, P. 5330.
125. Elmenreich W. A Model for Hourly Solar Radiation Data Generation from Daily Solar Radiation Data Using a Generalized Regression Artificial Neural Network. *International Journal of Photoenergy*, 2015. Vol. 2015, P. 1 – 13.
126. Gueymard C. Critical analysis and performance assessment of clear sky solar irradiance models using theoretical and measured data. *Solar Energy*, 1993. Vol. 51. P. 121 – 138.
127. Keith McIntosh M. A., Ben Sudbury. (2020). PV Lighthouse is a website of online resources for photovoltaic (PV) engineers and scientists. URL: <https://www2.pvlighthouse.com.au/calculators/solar%20path%20calculator/solar%20path%20calculator.aspx> (дата звернення: 1.12.2020).
128. Jan Remund S. M., Schmutz M., Graf. P. (2020). Meteonorm Software Worldwide irradiation data. Meteonorm Version 8. URL: https://meteonorm.com/assets/publications/5BV.3.8_pvsec_2020_mn8.pdf (дата звернення: 1.12.2020).
129. Mousavi Maleki S. A. H., Gomes H. C. Estimation of Hourly, Daily and Monthly Global Solar Radiation on Inclined Surfaces: Models Re-Visited. *Energies*, 2017. No. 10. P. 1 – 28.
130. B. Y. H. Liu and R. C. Jordan, "The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation," *Solar Energy*, vol. 4, no. 3, pp. 1 – 19, 1960/07/01/ 1960.
131. Collares-Pereira M., Rabl A. The average distribution of solar radiation-correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values. *Solar Energy*, 1979. Vol. 22, No. 2, P. 155 – 164.

132. Garg H. P., Garg S. N. Improved correlation of daily and hourly diffuse radiation with global radiation for Indian stations. *Solar & Wind Technology*, 1987. Vol. 4, No. 2, P. 113 – 126.
133. Bakirci K. Estimation of Solar Radiation by Using ASHRAE Clear-Sky Model in Erzurum, Turkey. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 2009. Vol. 31, No. 3, P. 208 – 216.
134. Machler M. A., Iqbal A. T. A modification of the ASHRAE clear sky irradiation model. *Conference proceeding by ASHRAE*, 1985. Vol. 91, P. 106 – 115,
135. Parishwad G. V., Bhardwaj R. K., Nema V. K. Estimation of hourly solar radiation for India. *Renewable Energy*, 1997. Vol. 12, No. 3. P. 303 – 313.
136. Nijegorodov N. mproved ashrae model to predict hourly and daily solar radiation components in Botswana, Namibia, and Zimbabwe. *Renewable Energy*, 1996. Vol. 9, No. 1, P. 1270 – 1273.
137. Chandrasekaran J., Kumar S. Hourly diffuse fraction correlation at a tropical location. *Solar Energy*, 1994. Vol. 53, No. 6, P. 505 – 510.
138. Erbs D. G., Klein S. A., Duffie J. A. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy*, 1982. Vol. 28, No. 4, P. 293 – 302.
139. Comparative study of various correlations in estimating hourly diffuse fraction of global solar radiation. Jacovides C. P., Tymvios F. S., Assimakopoulos V. D., Kaltsounides N. A. *Renewable Energy*, 2006. Vol. 31, No. 15, P. 2492 – 2504.
140. Karatasou S., Santamouris M., Geros V. Analysis of experimental data on diffuse solar radiation in Athens, Greece, for building applications. *International Journal of Sustainable Energy*, 2003. Vol. 23. No. 1-2, P. 1 – 11.
141. Lam J. C., Li D. H. W. Correlation between global solar radiation and its direct and diffuse components. *Building and Environment*, 1996. Vol. 31, No. 6, P. 527 – 535,.

142. V. Badescu, "3D isotropic approximation for solar diffuse irradiance on tilted surfaces," *Renewable Energy*, vol. 26, no. 2, pp. 221-233, 2002/06/01/ 2002.
143. Koronakis P. S. On the choice of the angle of tilt for south facing solar collectors in the Athens basin area. *Solar Energy*, 1986. Vol. 36, No. 3, P. 217 – 225.
144. Tian Y. Q., Davies-Colley R. J., Gong P., Thorrold B. W., Estimating solar radiation on slopes of arbitrary aspect. *Agricultural and Forest Meteorology*, 2001. Vol. 109.N. 1, P. 67 – 74.
145. Bugler J. W. The determination of hourly insolation on an inclined plane using a diffuse irradiance model based on hourly measured global horizontal insolation. *Solar Energy*, 1977. Vol. 19, No. 5, P. 477 – 491.
146. Temps R. C., Coulson K. L. Solar radiation incident upon slopes of different orientations. *Solar Energy*, 1977. Vol. 19, No. 2, P. 179 – 184.
147. J. E. Hay, "Calculation of monthly mean solar radiation for horizontal and inclined surfaces," *Solar Energy*, 1979. Vol. 23, No. 4, P. 301 – 307.
148. Reindl D. T., Beckman W. A., Duffie J. A. Evaluation of hourly tilted surface radiation models. *Solar Energy*, 1990. Vol. 45, No. 1. P. 9 – 17.
149. Rubanenko O., Gundebommu S. L., Cosovic M., Lesko V. Predicting the Power Generation from Renewable Energy Sources by using ANN. *2021 20th International Symposium INFOTEH-JAHORINA*, 2021. P. 1 – 6.
150. A review of deep learning for renewable energy forecasting. Wang H., Lei Z., Zhang X., Zhou B., Peng J. *Energy Conversion and Management*, Vol. 198, P. 111799.
151. Probabilistic Forecast of Wind Power Generation with Data Processing and Numerical Weather Predictions. Wu Y. K., Wu Y. C., Hong J. S., Phan L. H., Phan Q. D. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2020. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9176791> (дата звернення: 1.12.2020).
152. Forecasting of Wind Speed in Malang City of Indonesia using Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System and Autoregressive Integrated Moving Average

Methods. Suyono H., Prabawanti D. O., Shidiq M., Hasanah R. N., Wibawa U., Hasibuan A. *2020 International Conference on Technology and Policy in Energy and Electric Power (ICT-PEP)*, 2020, P. 131 – 136.

153. Hussieny A.-A., El-Beltagy M. A., El-Tantawy S. Forecasting of renewable energy using ANN, GPANN and ANFIS (A comparative study and performance analysis). *2020 2nd Novel Intelligent and Leading Emerging Sciences Conference (NILES)*, 2020, P. 54 – 59.

154. ANFIS Controller Design Using PSO Algorithm for MPPT of Solar PV System Powered Brushless DC Motor Based Wire Feeder Unit. Hamouda N., Babes B., Kahla S., Boutaghane A., Beddar A., Aissa O. *2020 International Conference on Electrical Engineering (ICEE)*, 2020, P. 1 – 6.

155. Andrew-Cotter J., Uddin M. N., Amin I. K. Particle Swarm Optimization based Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System for MPPT Control of a Three-Phase Grid-Connected Photovoltaic System. *2019 IEEE International Electric Machines & Drives Conference (IEMDC)*, 2019, P. 2089 – 2094.

156. Sujil A., Kumar R., Bansal R. C., FCM Clustering-ANFIS-based PV and wind generation forecasting agent for energy management in a smart microgrid. *The Journal of Engineering*. 2019. Vol. 2019, No. 18. P. 4852 – 4857.

157. RPhotovoltaic Geographical Information System. URL: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#PVP (дата звернення: 1.12.2020).

158. Odabas M. S., Temizel K. E., Caliskan O., Senyer N., Kayhan G., Ergun E. Determination of reflectance values of hypericum s leaves under stress conditions using adaptive network based fuzzy inference system. *Neural Network World*. 2014, Vol. 24, No. 1, pp. 79 – 87. URL: doi: <https://www.doi.org/10.14311/NNW.2014.24.004>. (дата звернення: 11.02.2021).

159. Моделирование нейронных сетей в MATLAB. 2010. URL: <http://window.edu.ru/resource/149/77149/files/%D0%9C%D0%BE%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B8%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%B0%D0%BD%D0%B8%D0>

[%B5%20%D1%81%D0%B5%D1%82%D0%B5%D0%B9%20%D0%9B%D0%A0.pdf](#)

(дата звернення: 11.02.2021).

160. Сердюк А. А. (2017). Компьютерные системы искусственного интеллекта. URL: http://www.dgma.donetsk.ua/docs/kafedry/avp/metod/%D0%9A%D0%A1%D0%A8_%20%D0%9F%D1%80%D0%B0%D0%BA%D1%82%D0%B8%D0%BA%D1%83%D0%BC.pdf (дата звернення: 11.02.2021).

161. Рубаненко О. О., Данильченко Д. О., Тептя В. В. Визначення генерування ВДЕ з використанням штучних нейронних мереж. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: Нові рішення в сучасних технологіях. – Харків: НТУ «ХПІ». 2020. № 2 (4). С. 76 – 83.

162. Jang J. R. ANFIS: adaptive-network-based fuzzy inference syste. *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics*, Vol. 23, No. 3. P. 665-685, 1993.

163. Train Adaptive Neuro-Fuzzy Inference Systems. URL: <https://www.mathworks.com/help/fuzzy/train-adaptive-neuro-fuzzy-inference-systems-gui.html> (дата звернення: 11.02.2021).

164. Neuro-Adaptive Learning and ANFIS. URL: <https://www.mathworks.com/help/fuzzy/neuro-adaptive-learning-and-anfis.html> (дата звернення: 11.02.2021).

165. Talpur N., Abdulkadir S. J., Hasan M. H., A deep learning based neuro-fuzzy approach for solving classification problems, *2020 International Conference on Computational Intelligence (ICCI)*, 2020, P. 167 – 172.

166. Rubanenko O., Kazmiruk O., Bandura V., Matvijchuk V., Rubanenko O. Determination of optimal transformation ratios of power system transformers in conditions of incomplete information regarding the values of diagnostic parameters. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 2017. Vol. 4, No. 3(88), P. 66 – 79.

167. Study of the impact of the technical state of the transformers with the LTC on the parameters of the EES modes optimal control. Rubanenko O. E., Kazmiruk O. I., Zyska T., Gromaszek K., Junisbekov M. *Recent Advances in Information Technology*, 2017, P. 173 – 191.

168. Rubanenko O., Lezhniuk P., Rubanenko O., Determination of optimal transformation ratios of power system transformers in conditions of incomplete Information regarding the values of diagnostic parameters. *Chapter of book: Fuzzy Logic*). London, UK: IntechOpen Limited, 2019. URL: <https://www.intechopen.com/chapters/70379> (дата звернення: 11.02.2021).

169. Рубаненко О. О., Рубаненко О. Є. Використання методів нечіткого моделювання в прогнозуванні стану високовольтних вводів. *Вісник Хмельницького національного університету*. 2013. №. 2, С. 202 – 209.

170. Рубаненко О. Є., Лежнюк П. Д., Рубаненко О. О. Оптимальне керування нормальними режимами ЕЕС з врахуванням нормативного значення технічних втрат електроенергії та технічного стану трансформаторів з РПН. *Вісник ДонНТУ*. 2013, №. 1, С. 20-25. URL: <http://ea.donntu.edu.ua/bitstream/123456789/23189/1/168.pdf> (дата звернення: 11.02.2021).

171. Determination of similarity criteria in optimization tasks by means of neuro-fuzzy modelling Rubanenko O. O., Komar V. O., Petrushenko O. Y., Smolarz A., Smailova S., Imanbekova U. *Przeglad Elektrotechniczny*, 2017. Vol. 93, No. 3, P. 93-96,

172. Gundebommu S. L., Rubanenko O., Cosovic M., Determination of Normative Value Power Losses in Distribution power grids with Renewable Energy Sources using Criterion Method. *2020 19th International Symposium INFOTEH-JAHORINA (INFOTEH)*, 2020, P. 1-6.

173. Рубаненко О. О., Гунько І. О. Нормування технічних втрат електроенергії в ЕЕС при оптимальному керуванні їх режимами з використанням критеріального програмування і нейронечіткого моделювання. *Вісник Хмельницького національного університету. Технічні науки*. 2013. № 6. С. 249-253.

174. Rubanenko O. Determination of functioning quality of area with mionectic resistance isolation of operative direct-current network by neuro-fuzzy modeling. *Техніка, енергетика, транспорт АПК*. 2017. № 2(97), С. 144-152,.

175. Рубаненко О. Є., Матвійчук В. А., Рубаненко О. О. Визначення якості функціонування ділянки із зниженим опором ізоляції мережі оперативного

постійного струму за допомогою нейро-нечіткого моделювання. *Вісник Хмельницького національного університету*. 2015. № 3. С. 187-195. (ISSN 2307-5732)

176. Хижняков Ю. Н. Алгоритмы нечеткого, нейронного и нейро-нечеткого управления в системах реального времени. 2013. URL: <https://pzs.dstu.dp.ua/logic/bibl/higa.pdf> (дата звернення: 28.07.2021).

177. P. Cortés-Antonio et al., Learning rules for Sugeno ANFIS with parametric conjunction operations. *Applied Soft Computing*, Vol. 89, P. 106095.

178. Amar Bensaber B., Pereira Diaz C. G., Lahrouni Y. Design and modeling an Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System (ANFIS) for the prediction of a security index in VANET. *Journal of Computational Science*, 2020. Vol. 47, P. 101234.

179. Inyurt S., Ghaffari Razin M. R. Regional application of ANFIS in ionosphere time series prediction at severe solar activity period. *Acta Astronautica*, 2020. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0094576520307025> (дата звернення: 13.03.2021).

180. Performance assessment of a solar powered hydrogen production system and its ANFIS model. Senthilraja S., Gangadevi R., Köten H., R. Marimuthu, *Heliyon*, 2020, Vol. 6, No. 10, P. e05271.

181. Beliakov G., Gagolewski M., James S. Robust fitting for the Sugeno integral with respect to general fuzzy measures. *Information Sciences*, 2020, Vol. 514, P. 449 – 461.

182. Fuzzy Control Systems: Past, Present and Future. Nguyen A., Taniguchi T., Eciolaza L., Campos V., Palhares R., Sugeno M., *IEEE Computational Intelligence Magazine*, 2019. Vol. 14, No. 1, P. 56 – 68.

183. Fuzzy Tuned PID Controller for Envisioned Agricultural Manipulator. Paul S., Arunachalam A., Khodadad D., Andreasson H., and Rubanenko O. *International Journal of Automation and Computing*, 2021, No. 18, P. 568–580. URL: <https://link.springer.com/article/10.1007/s11633-021-1280-5> (дата звернення: 13.04.2021).

184. Fuzzy Tuned PID Controller for Vibration Control of Agricultural Manipulator. Paul S., Arunachalam A., Khodadad D., Rubanenko O. *HORA 2020 - 2nd International Congress on Human-Computer Interaction, Optimization and Robotic Applications, Proceedings*, 2020. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9152848> (дата звернення: 26.01.2021).

185. Nagy Z., Lendek Z., Buşoniu L., Observer Design for a Class of Nonlinear Systems With Nonscalar-Input Nonlinear Consequents," *IEEE Control Systems Letters*, Vol. 5, No. 3, P. 971-976, 2021.

186. Fault Tree Analysis (FTA), December 2006. INTERNATIONAL IEC STANDARD 61025 Second edition 2006-12.

187. Equipment systems reliability analysis based on FTA. Che J., Lv M., Yang Z., Wang Z., Xu F. *2012 International Conference on Quality, Reliability, Risk, Maintenance, and Safety Engineering*, 2012, P. 293-296.

188. T. Fukuya, M. Hirayama, and Y. Mihara, "Software design verification using FTA," in *Proceedings of IEEE 3rd Asian Test Symposium (ATS)*, 1994, pp. 208-213.

189. Fault Tree Analysis and Failure Mode Effects Analysis Based on Multi-level Flow Modeling and Causality Estimation. Gofuku A., Koide S., Shimada N. *2006 SICE-ICASE International Joint Conference, 2006* , P. 497-500.

190. Лежнюк П. Д. Оцінювання деградації фотоелектричних станцій в задачі прогнозування генерування електроенергії [Текст] : монографія / П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, О. О. Рубаненко. – Вінниця : ВНТУ, 2021. – 216 с.

191. Cosovic M., Rubanenko O., Gundebommu S. L. Analysis of the distributed power generation with focus on power plant technical conditions, *2021 20th International Symposium INFOTEH-JAHORINA (INFOTEH)*, P. 1 – 6. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=9400702> (дата звернення: 26.01.2021).

192. O. Rubanenko, M. Belik, O. Rubanenko, P. B. Bobba, I. Smaglo and G. S. Lakshmi, Determining Probable Locations of Photovoltaic Modules Malfunctions, *2024 IEEE 4th International Conference on Sustainable Energy and Future Electric*

Transportation (SEFET), Hyderabad, India, 2024, pp. 1-6, doi: 10.1109/SEFET61574.2024.10717959.

193. Vesely W. E., Goldberg F. F., Roberts N. H., Haasl D. F., Fault Tree Handbook. Systems and Reliability Research Office of Nuclear Regulatory Research U.S. Nuclear Regulatory Commission Washington, D.C. 20555 U.S. Nuclear Regulatory Commission, 2020. URL: <https://www.nrc.gov/docs/ML1007/ML100780465.pdf> (дата звернення: 26.01.2021).

194. G. Alves dos Reis Benatto and al., Drone-Based Daylight Electroluminescence Imaging of PV Modules. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 2020, Vol. 10, No. 3, P. 872 – 877.

195. M. Belik, J. Timr and O. Rubanenko, "Prediction of the degradation process of mono-Si photovoltaic panels in Ukrainian and Czech conditions," *2023 23rd International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*, Brno, Czech Republic, 2023, pp. 1-6, doi: 10.1109/EPE58302.2023.10149312.

196. Belik M. Simulation of photovoltaic panels thermal features. *Proceedings of the 2017 18th International Scientific Conference on Electric Power Engineering, EPE 2017*, 2017. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=7967294> (дата звернення: 1.03.2021).

197. Belik M. Weather dependent mathematical model of photovoltaic panels. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, 2017. Vol. 1, No. 15, P. 698 – 701.

198. Analysis of solar panel's lumped equivalent circuit parameters using LASSO. Garaj M., Chung H. S., Lo A. W.-l., Wang H., *2019 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, P. 3427 – 3432.

199. M. Garaj, K. Y. Hong, H. S.-H. Chung, J. Zhou, and A. W. Lo, Photovoltaic Panel Health Diagnostic System for Solar Power Plants. *2019 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, 2019, P. 1078 – 1083.

200. Mitrofanov S. V., Baykasenov D. K., Nemaltsev A. U. Development of Automated System for Remote Control and Diagnostics of Solar Power Plant Parameters with Dual-Axis Solar Tracker. *2019 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)*, 2019, P. 1 – 5.

201. Bharadwaj P., Karnataki K., John V. Formation of Hotspots on Healthy PV Modules and Their Effect on Output Performance. *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC)*, 2018, P. 0676 – 0680.
202. Lozanov Y., Tzvetkova S., Petleshkov A. Faults in photovoltaic modules and possibilities for their detection by thermographic studies. *2019 11th Electrical Engineering Faculty Conference (BulEF)*, 2019, P. 1 – 5.
203. Huang J., Wai R., Yang G. Design of Hybrid Artificial Bee Colony Algorithm and Semi-Supervised Extreme Learning Machine for PV Fault Diagnoses by Considering Dust Impact. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2020, Vol. 35, No. 7, P. 7086 – 7099.
204. Kongphet V., Migan-Dubois A., Delpha C., Diallo D., Lechenadec J., Photovoltaic Fault Detection and Diagnosis: Which Level of Granularity for PV Modeling?, in *2020 Prognostics and Health Management Conference (PHM-Besançon)*, 2020, P. 180 – 186.
205. Belik M. Evaluation of long term degradation process of monocrystalline si photovoltaic panels. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, 2020. Vol. 18, P. 551 – 555.
206. A. Kravchik. (2021). Fill Factor. URL: https://wiki.openmod-initiative.org/wiki/Fill_Factor (дата звернення: 1.03.2021).
207. Т. «РЕНТЕХНО». (2020). Гарантійне та післягарантійне сервісне обслуговування сонячних електростанцій. URL: <https://rent techno.ua/ua/services/maintenance.html> (дата звернення: 3.03.2021).
208. Н. Сервіс. (2021). Operations & Maintenance. Комплексне рішення для об'єктів електроенергетики: забезпечення безперебійної, безпечної та максимально ефективної роботи і економії бюджету замовника на управлінні об'єктом. URL: <https://kness.energy/operations-maintenance/>

209. ДСТУ EN 60904-1:2009. Фотоелектричні прилади. Частина 1. Фотоелектричні вольт-амперні характеристики. Методи вимірювання. (EN 60904-1:2006, IDT). [Чинний від 2012-01-01]. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2018. 8 с.
210. Photovoltaic devices – Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics, 2009. URL: <https://www.sis.se/api/document/preview/570180/> (дата звернення: 5.03.2021).
211. Blagojevic T. A Revision of IEC 60891 2nd Edition 2009-12 Data Correction Procedures 1 and 2:PV Module Performance at Murdoch University, Bachelor of Engineering, School of Engineering and Information Technology Murdoch, ENG460 Engineering Thesis, 2016. URL: <https://researchrepository.murdoch.edu.au/id/eprint/40274/> (дата звернення: 5.03.2021).
212. Смагло І. І. Діагностика фотоелектричних модулів засобами інфрачервоної техніки. *Доповідь на міжнародній науково-практичній інтернет-конференції молодих вчених та студентів «Сучасні тенденції розвитку агропромислового сектора економіки в умовах конференції» Вінницький національний аграрний університет, Вінниця, Україна 14-15 травня 2020.*
213. Rahimi K., Mohajeryami S., Majzoobi A. Effects of photovoltaic systems on power quality, *2016 North American Power Symposium (NAPS)*, 2016, P. 1 – 6.
214. M. Köntges et al., Review of Failures of Photovoltaic Modules. 2014. URL: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/IEA-PVPS_T13-01_2014_Review_of_Failures_of_Photovoltaic_Modules_Final.pdf (дата звернення: 5.03.2021).
215. Астахов Ю. Н., Лежнюк П. Д. Применение критериального метода в энергетике. К. : УМК ВО, 1989. 140 с.
216. Supervision and fault detection system for photovoltaic installations based on classification algorithms. Castallà M., Kampouropoulos K., Urbano E., Romeral L., *Renewable Energy and Power Quality Journal*, 2020. Vol. 18, P. 375 – 379.

217. Лежнюк П. Д. Аналіз чутливості оптимальних рішень в складних системах критеріальним методом: моногр. Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2003. 131 с.
218. Розенвассер Е. Н., Юсупов Р. М. Чувствительность систем автоматического управления. Л.: Энергия, 1969. 208 с.
219. Гоголюк П. Ф., Гречин Т. М. Теорія автоматичного керування. Львів: Видавництво НУ «Львівська політехніка», 2019. 208 с.
220. Macromodeling of electrical grids with renewable energy sources for assessing their energy efficiency. Lezhniuk P., Komar V., Kravchuk S. *Computational Problems of Electrical Engineering*. Lviv: Lviv Politechnic Publishing House, 2019. Vol. 9. No 1. P. 14 –20.
221. Лежнюк П.Д., Бевз С.В. Системи відносних одиниць в оптимальному керуванні нормальними режимами ЕЕС. *Вісник НУ «Львівська політехніка»*, 2000. № 400. С. 76 – 83.
222. Журахівський А. В., Казанський С. В., Матеєнко Ю. П., Пастух О. Р. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського: Вид-во «Політехніка». 2017. 457 с.
223. Лежнюк П. Д., Кравчук С. В., Котилко І.В. Відновлювальні джерела електроенергії в електричних мережах як елемент енергоефективного електроспоживання. *Світлотехніка та електроенергетика*, 2019. № 56(3), С. 99 – 106.
224. Балансування електроенергії в електричній мережі з відновлюваними джерелами енергії. Лежнюк П. Д., Комар В.О., Кравчук С. В. (2019). URL: https://www.ntseu.net.ua/docs/sl2019_legnuk.pdf (дата звернення: 5.03.2021).
225. Вплив розосередженого генерування на надійність роботи електричних мереж / Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В., Котилко. І. В. *Вісник НТУ «ХПІ»*, Серія: Нові рішення в сучасних технологіях. Харків: НТУ«ХПІ». 2018 № 45 (1321). С. 25 – 31.

226. Фотоелектрична станція з накопичувачем як елемент балансування режиму в локальній електричній системі / Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В., Бурикін О. Б. *Наукові нотатки*. 2019. № 65. С. 129 – 136.

227. О. Рєпкін. (2020). Де використовуються водневі технології: перспективи для України. URL <https://ecolog-ua.com/news/de-vykorystovuyutsya-vodnevi-tehnologiyi-perspektyvy-dlya-ukrayiny> (дата звернення: 7.03.2021).

228. Е. Вольпе. (2020). Водневі технології відкривають можливості для декарбонізації основних секторів економіки України. URL <https://dtek.com/media-center/press/vodorodne-tehnologii-otkryvayut-vozmozhnosti-dlya-dekarbonizatsii-osnovnykh-sektorov-ekonomiki-ukrainy/> (дата звернення: 7.03.2021).

229. Tetiana Mylenka and B. Novyk. (2020). Impact of Covid-19 on the Ukrainian energy sector. URL: <https://www.pv-magazine.com/2020/04/28/impact-of-covid-19-on-the-ukranian-energy-sector/> (дата звернення: 7.03.2021).

230. В. Криклій. (2020). Маємо стимулювати використання електромобілів в Україні та створити належну інфраструктуру. URL: <https://www.kmu.gov.ua/news/mayemo-stimulyuvati-vikoristannya-elektromobiliv-v-ukrayini-ta-stvoriti-nalezhnu-infrastrukturu-vladislav-kriklij> (дата звернення: 7.03.2021).

231. В. Криклій. (2020). Інфраструктура для електрокарів. Що маємо та що в планах? URL: <https://nv.ua/ukr/biz/experts/elektromobili-v-ukrajini-ta-elektro-zapravki-ministr-infrastrukturi-novini-ukrajini-50108510.html> (дата звернення: 7.03.2021).

232. Investigation of impacts of plug-in hybrid electric vehicles' stochastic characteristics modeling on smart grid reliability under different charging scenarios / Hariri. A. M., Hejazi M. A., Hashemi-Dezaki H. *Journal of Cleaner Production*, 2021. Vol. 287, P. 125500. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.125500> (дата звернення: 10.03.2021).

233. Electric vehicles integration with renewable energy sources and smart grids Sree Lakshmi G., Olena Rubanenko, Divya G., and I. Hunko, *Lecture Notes in Electrical Engineering*. 2020. Vol. 687, P. 397 – 411.

234. Analysis of ANPCI & DCMLI fed to PMSM Drive for Electric Vehicles / Lakshmi G. S., Rubanenko O., Swarupa M. L., Deepika K., 2020 *IEEE India Council International Subsections Conference (INDISCON)*, 2020, P. 254 – 259. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9344572> (дата звернення: 10.03. 2021).

235. Moriarty P., Honnery D. Global renewable energy resources and use in 2050, 2018, P. 221–235. URL: https://www.researchgate.net/publication/328861347_Global_renewable_energy_resources_and_use_in_2050 (дата звернення: 10.03. 2021).

236. Distribution Energy Generation using Renewable Energy Sources / Sree Lakshmi G., Rubanenko O., Divya G., Lavanya V. 2020 *IEEE India Council International Subsections Conference (INDISCON)*, India, 2020. URL: https://www.researchgate.net/publication/347933638_Distribution_Energy_Generation_using_Renewable_Energy_Sources (дата звернення: 16.03.2021).

237. Renewable Energy Generation and Impacts on E-Mobility / Sree Lakshmi G., O. Rubanenko, Hunko I. *Journal of Physics: Conference Series*, 2020, Vol. 1457. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/1457/1/012009/meta> (дата звернення: 16.03.2021).

238. Chapter 1 – The Role of Hydrogen Energy: Strengths, Weaknesses, Opportunities, and Threats. Ren J., Gao S., Liang H., Tan S., L. Dong, *Hydrogen Economy*, A. Scipioni, A. Manzardo, and J. Ren, Eds.: Academic Press, 2017, P. 1-33.

239. Chapter 23 – The Role of Fuel Cells and Hydrogen in Stationary Applications. Volkart K., Densing M., De Miglio R., Priem T., Pye S., Cox B. *Europe's Energy Transition*. M. Welsch et al., Eds.: Academic Press, 2017. P. 189 – 205.

240. Chapter 11 – PEM Electrolyzers and PEM Regenerative Fuel Cells Industrial View. Mittelsteadt C., Norman T., Rich M., Willey J. *Electrochemical Energy*

Storage for Renewable Sources and Grid Balancing, Moseley P. T. and Garche J., Eds. Amsterdam: Elsevier, 2015. P. 159 – 181.

241. Abe J. O., Popoola A. P. I., Ajenifuja E., Popoola O. M. Hydrogen energy, economy and storage: Review and recommendation. *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 44, No. 29, P. 15072 – 15086.

242. Hydrogen-based uninterruptible power supply. Varkaraki E., Lymberopoulos N., Zoulias E., Guichardot D., Poli G. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2007. Vol. 32, P. 1589 – 1596.

243. Chapter 14 - Electric Conditioning and Efficiency of Hydrogen Production Systems and Their Integration with Renewable Energies. Ursúa A., Sanchis P., Marroyo L. *Renewable Hydrogen Technologies*, Eds. Amsterdam: Elsevier, 2013, P. 333 – 360.

244. A Multiscale Energy Systems Engineering Approach for Renewable Power Generation and Storage Optimization. Demirhan C. D., Tso W. W., Powell J. B., Heuberger C. F., Pistikopoulos E. N., *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 2020. Vol. 59, No. 16, P. 7706 – 7721.

245. Радченко Р. В., Мокрушин А. С., Тюльпа В. В., Водород в энергетике. Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2014. с. 229.

246. Концепція дорожньої карти розвитку водневої енергетики України на період до 2035 року. Кудря С. О., Рєпкін О. О., Яценко Л. В., Шинкаренко Л. Я., Ткаленко М.А. *Відновлювана енергетика*. 2019. № 4. С. 22 – 28.

247. Ozcanli M., Akar M. A., Calik A., Serin H. Using HHO (Hydroxy) and hydrogen enriched castor oil biodiesel in compression ignition engine. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017. Vol. 42, No. 36, P. 23366 – 23372.

248. Effect of HHO gas on combustion emissions in gasoline engines. Musmar A., Al-Rousan A. *Fuel*. 2011. Vol. 90, No. 10, P. 3066 – 3070.

249. Production of Brown's Gas using Hydroxy Generator. Mamilla V., Murthy K., Krishna M., Manikantha Swamy T. S., Ramesh A., Krishna M. *International Journal of Engineering and Technology (UAE)*, 2018. Vol. 7. P. 428 – 457.

250. Водородная энергетика: методы получения водорода и экономические оценки (2021). URL: <https://goldvoice.club/@boltyn/vodorodnaya-energetika-metody-polucheniya-i-ekonomicheskie-ocenki/> (дата звернення: 10.03. 2021).

251. Technical and Commercial Challenges of Proton-Exchange Membrane (PEM) Fuel Cells. Alaswad A. et al. *Energies*, 2021, Vol. 14. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/1/144> (дата звернення: 10.03.2021).

252. Кузьмінський Є. В., Щурська К.О., Самаруха І.А. Паливні елементи. І. Сучасний стан розроблення. *Відновлювана енергетика*. 2013. № 1. С. 90 – 96.

253. Development of Bi-polar plate design of PEM fuel cell using CFD techniques. Wilberforce T. et al. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017. Vol. 42, No. 40, P. 25663 – 25685.

254. A review on fuel cell technologies and power electronic interface Kirubakaran A., Jain S., Nema R. K. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 13, No. 9, P. 2430 – 2440.

255. Ali D. M. and Salman S. K., *Proceedings of the 41st International Universities Power Engineering Conference*, 2006, Vol. 1, P. 98-102.

256. Comparative study of different fuel cell technologies. Mekhilef S., Saidur R., Safari A. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 16, No. 1, P. 981 – 989, 2012/01/01/ 2012. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032111004709> (дата звернення: 14.03.2021).

257. Current status of fuel cell based combined heat and power systems for residential sector. Ellamla H. R., Staffell I., Bujlo P., Pollet B. G., Pasupathi S. *Journal of Power Sources*. 2015. Vol. 293, P. 312 – 328. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378775315009313?via%3Dihub> (дата звернення: 14.03.2021).

258. Appleby A. J. Fuel cell technology: Status and future prospects. *Energy*. 1996. Vol. 21, No. 7, P. 521 – 653. URL: <https://www.semanticscholar.org/paper/Fuel-cell-technology%3A-Status-and-future-Appleby/607bdafe3e65e33a711d2ee0b298eace91fca469> (дата звернення: 20.02.2021).

259. Integrated Electricity and Hydrogen Energy Sharing in Coupled Energy Systems. Tao Y., Qiu J., Lai S., Zhao J. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2020. P. 1149 – 1162. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9195429> (дата звернення: 20.02.2021).

260. An Incentive-Compatible Energy Trading Framework for Neighborhood Area Networks With Shared Energy Storage. Mediawaththe C. P., Shaw M., Halgamuge S., Smith D. B., Scott P. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2020. Vol. 11, No. 1, P. 467 – 476. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8626171> (дата звернення: 27.02.2021).

261. Decentralized Neighborhood Energy Management With Coordinated Smart Home Energy Sharing. Celik B., Roche R., Bouquain D., Miraoui A. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2018. Vol. 9, No. 6, P. 6387 – 6397. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7937821> (дата звернення: 27.02.2021).

262. A Linear Programming Approach to Expansion Co-Planning in Gas and Electricity Markets. Qiu J.; Yang H.; Dong Z.Y.; Zhao J. H.; Meng K.; Luo F. J.; Wong K.P. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2016. Vol. 31, No. 5, P. 3594 – 3606. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7350261> (дата звернення: 27.02.2021).

263. Borraz-Sánchez C., Ríos-Mercado R. Improving the operation of pipeline systems on cyclic structures by tabu search. *Computers & Chemical Engineering*, 2009. Vol. 33, P. 58 – 64, URL: <http://yalma.fime.uanl.mx/~roger/work/Papers/paper-cace-2009.pdf>

264. Kiss, G. M., Kaska, J., de Oliveira, R. A. H., Rubanenko, O., Tóth, B. Performance Analysis of FEM Solvers on Practical Electromagnetic Problems, *Periodica Polytechnica Electrical Engineering and Computer Science*, 2021, Vol. 65(2), P. 113 – 122. URL: <https://doi.org/10.3311/PPee.17144> (дата звернення: 25.03.2021).

265. Бахтин В. И., Иванишко И. А., Лебедев А. В., Пиндрик О. И. Метод множителей Лагранжа. Минск : БГУ, 2012. 40 с.

266. Transactive Real-Time Electric Vehicle Charging Management for Commercial Buildings With PV On-Site Generation. Zhaoxi L., Wu Q., Shahidehpour M., Li C., Huang S., Wei W., *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2019. Vol. 10, No. 5, P. 4939 – 4950. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8467995> (дата звернення: 14.03.2021).

267. Demand Response Load Following of Source and Load Systems. Hu J., Cao J., Yong T., Guerrero J. M., Chen M. Z. Q., Li Y. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*. 2017. Vol. 25, N. 5, P. 1586 –1598. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7726070> (дата звернення: 14.03.2021).

268. A variational perspective on accelerated methods in optimization / Wibisono A., Wilson A. C., Jordan M.I. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America, PNAS*. 2016. Vol. 113, P. E7351 – E7358. URL: <https://www.pnas.org/content/pnas/113/47/E7351.full.pdf> (дата звернення: 14.03.2021).

269. Hierarchical Scheduling of Aggregated TCL Flexibility for Transactive Energy in Power Systems / Song M., Sun W., Wang Y., Shahidehpour M., Li Z., and Gao C. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2020. Vol. 11, No. 3, P. 2452 – 2463 URL: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8913612> (дата звернення: 16.03.2021).

270. Методи забезпечення впровадження допоміжних послуг для підвищення надійності функціонування ОЕС України в ринкових умовах / Кириленко О. В., Блінов І. В., Парус Є. В., Рибіна О. Б., Танкевич С. Є. Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України. 2013. Вип. 35. С. 23 –29. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/PIED_2013_35_5 (дата звернення: 16.03.2021).

271. М. Сисоєв. (2019). Системи накопичення енергії (energy storages): перспективи для України. URL <https://getmarket.com.ua/ua/news/sistemi-nakopichennya-energiyi-energy-storages-perspektivi-dlya-ukrayini> (дата звернення: 16.03.2021).

272. IRENA, Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030. 2017. URL: <https://www.irena.org/publications/2017/%20Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets> (дата звернення: 18.03.2021).

273. Кабінет Міністрів України постановою від 28.12.2020 р. №1325 встановив фіксовану ціну на електроенергію з 1 січня по 31 березня 2021 року, яка становитиме 1,68 грн за 1 кВт·год. 2021. URL: https://yasno.com.ua/news/b2b_news/prices_for_small_business_2021 (дата звернення: 22.03.2021).

274. Інвестиції в альтернативну енергетику: як в Україні заробляють на біогазі.(2019) URL: <https://getmarket.com.ua/ua/news/investiciyi-v-al-ternativnu-energetiku-yak-v-ukrayini-zaroblyayut-na-biogazi> (дата звернення: 20.03.2021).

275. Веников В. А. Теория подобия и моделирования. Москва: Высшая школа, 1976. 479 с.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

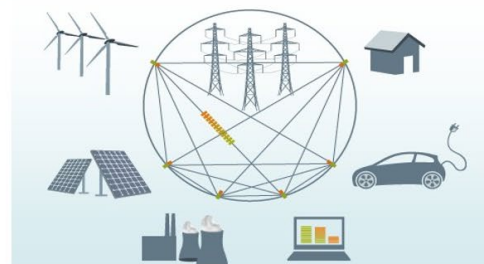
Ілюстративні матеріали

ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В БАЛАНСІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

Мета та задачі

Метою дослідження є формування науково-технічних основ підвищення енергоефективності використання відновлюваних джерел енергії в балансі електроенергії енергетичних систем на основі використання різних способів резервування електроенергії та розроблення й удосконалення моделей і методів аналізу їх технічного стану.





1. ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ВДЕ В УКРАЇНІ І СВІТІ ТА ЇХ ВЗАЄМОВПЛИВ З ЕЕС



4

1. Особливості функціонування ВДЕ в електричних мережах в сучасних умовах



Рис. 5.1. Особливості функціонування електричних мереж в ЕЕС в сучасних умовах, що знижують енергоефективність ВДЕ.

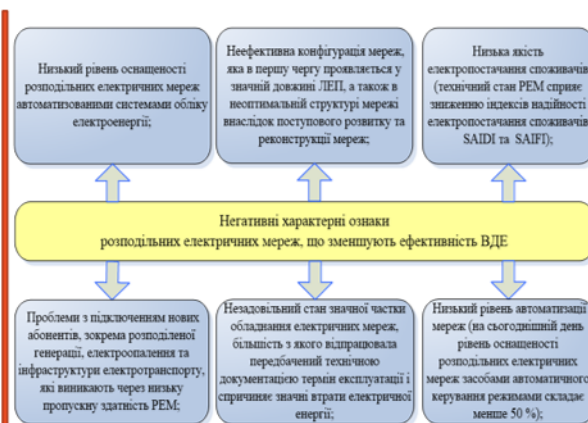


Рис. 5.2. Ознаки розподільних електричних мереж з ВДЕ.

1. ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ВДЕ В УКРАЇНІ І СВІТІ ТА ЇХ ВЗАЄМОВПЛИВ З ЕЕС

5

1.1. Показники надійності ЕЕС, які можна покращити з підвищенням енергоефективності ВДЕ

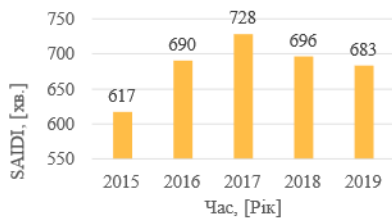


Рис. 6.1. Індекс SAIDI.

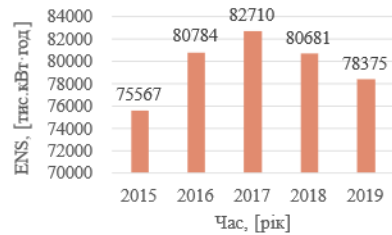
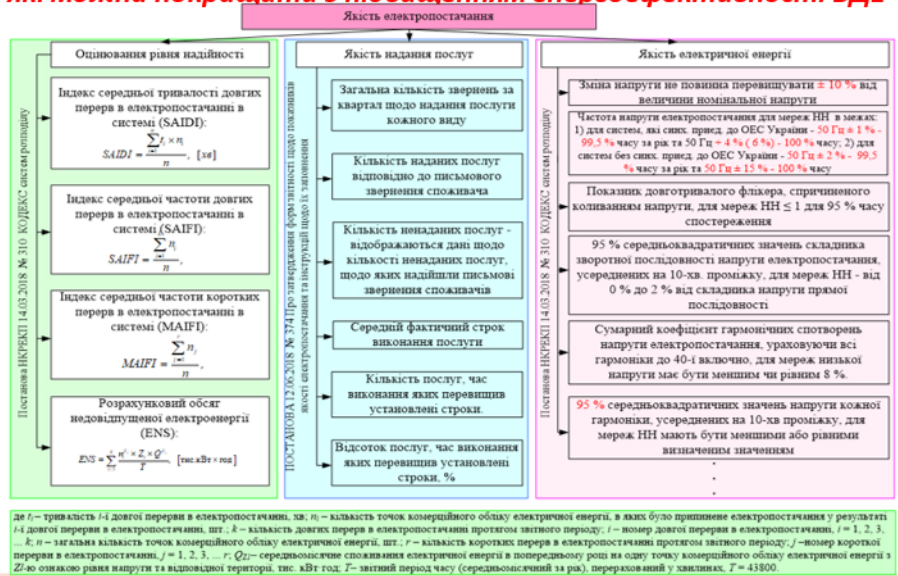


Рис. 6.2. Індекс ENS.



Основні показники якості функціонування електричних мереж можна представити з точки зору якості електропостачання, яка в свою чергу характеризується рівнем надійності (індекс SAIDI; індекс SAIFI; індекс MAIFI). Значення індексу SAIDI з вини компаній у 2019 році в Україні – 683 хв., для порівняння в Чехії – 84 хв., Данії – 12 хв., Німеччині – 12 хв.

1. ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ВДЕ В УКРАЇНІ І СВІТІ ТА ЇХ ВЗАЄМОВПЛИВ З ЕЕС

6

1.2. Тенденції до зміни встановленої потужності ВДЕ в умовах реалізації стратегії декарбонізації

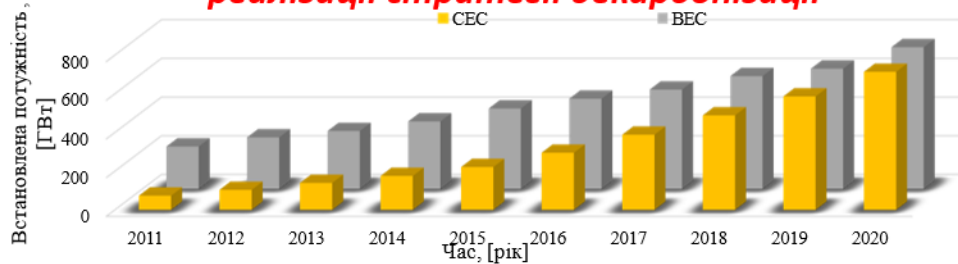


Рис. 7.1. Встановлена потужність CEC і BEC в світі за даними IRENA.

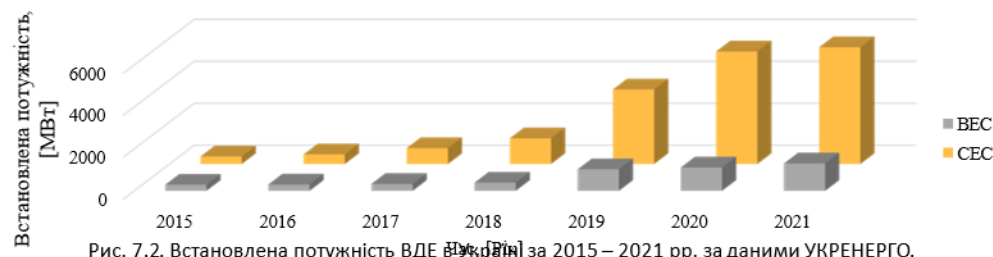


Рис. 7.2. Встановлена потужність ВДЕ в Україні за 2015 – 2021 рр. за даними УКРЕНЕРГО.

1. ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ВДЕ В УКРАЇНІ І СВІТІ ТА ЇХ ВЗАЄМОВПЛИВ З ЕЕС

7

Встановлена потужність ВДЕ

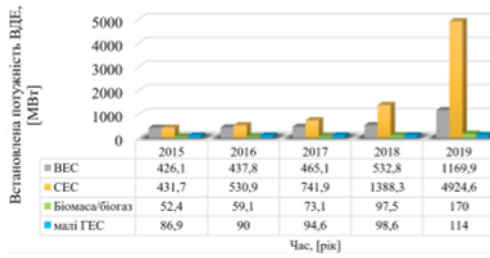


Рис. 8.1 Встановлена потужність ВДЕ в Україні, які реалізують генеровану потужність за «зеленим» тарифом за даними НКРЕКП

Похибка виробників електроенергії, які використовують енергію сонячного випромінювання і вітру та входять до складу балансувальної групи гарантованого покупця, визначається за розрахунковий період як:

$$f = \frac{W_t - W_{t_{np}}}{W_{t_{np}}} 100\% \quad (8.1)$$

де W_t – фактичний обсяг відпуску електроенергії, кВт·год;
 $W_{t_{np}}$ – обсяг відпуску електроенергії, що був спрогнозований виробником та наданий гарантованому покупцю, кВт·год.

1.3. Шляхи підвищення енергоефективності ВДЕ в балансі електроенергії енергетичних систем

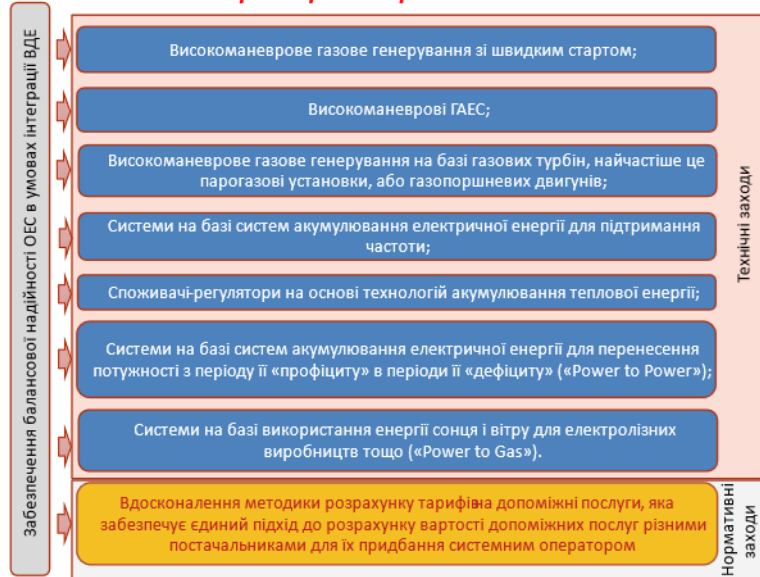


Рис. 8.3 Шляхи підвищення енергоефективності ВДЕ в балансі електроенергії електроенергетичних систем

1. ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ВДЕ В УКРАЇНІ І СВІТІ ТА ЇХ ВЗАЄМОВПЛИВ З ЕЕС

8

1.4. Задача оптимального керування параметрами ЕЕС з різнотипними ВДЕ

Задача:

Мінімізувати функцію керування

$$F(u) = \int_{t_0}^{t_k} [x_t(t)Hx(t) + u_t(t)Lu(t)] dt \rightarrow \min \quad (9.1)$$

в просторі станів системи

$$\frac{dx}{dt} = Ax(t) + Bu(t); \quad x(t_0) = x_0; \quad (9.2)$$

$$y(t) = Cx(t) + Du(t), \quad (9.3)$$

де $x(t)$, $u(t)$, $y(t)$ – відповідно вектори стану, керування і спостереження; A , B , C , D , H , L – матриці постійних коефіцієнтів, за фізичним змістом узагальнені параметри ЕЕС; t_0 , t_k – початок і кінець інтервалу часу, при якому мінімізується функція керування (для ЕЕС це зазвичай 15 хв.); x_0 – початкове значення вектору стану.

$$x(t) = \begin{bmatrix} \dot{J}(t) \\ \dot{U}_\Delta(t) \\ U_\delta \end{bmatrix}; \quad y(t) = \begin{bmatrix} \dot{S}_e(t) \\ \dot{I}_e(t) \\ U(t) \\ \dot{S}_{ВДЕ_план}(t) \end{bmatrix}; \quad u(t) = \begin{bmatrix} k(t) \\ Q_{ДРП}(t) \\ \dot{S}_{ВДЕ}(t) \\ P_{НБ}(t) \\ S_{ВУ_Біо}(t) \end{bmatrix}$$

де $\dot{J}(t) = \dot{U}_\Delta^{-1}(t) \dot{S}(t)$ – вектор струмів у вузлах;
 $\dot{U}_\Delta(t)$ – діагональна матриця вузлових напруг;
 $\dot{S}(t) = P + jQ$ – вектор потужностей у вузлах;
 $\dot{U}_\Delta(t)$ – вектор напруг вузлів відносно базисного;
 U_δ – напруга базисного вузла;
 $\dot{U}(t)$ – вектор напруг у вузлах;
 $\dot{S}_{ВДЕ_план}(t)$ – вектор прогнозованих значень потужностей генерування ВДЕ;
 $k(t)$; $Q_{ДРП}(t)$; $\dot{S}_{ВДЕ}(t)$; $P_{НБ}(t)$; $S_{ВУ_Біо}(t)$ – вектори коефіц. транс., навантажень джерел реак. потужності, потужностей ВДЕ (частк. кер.) і накопичувачів електроенергії вектор потужності водневих і біогазових установок

1. ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ВДЕ В УКРАЇНІ І СВІТІ ТА ЇХ ВЗАЄМОВПЛИВ З ЕЕС

9

1.5. Формування критерію оптимальності при керуванні ЕЕС з ВДЕ та балансу потужності

$$P_{ЦЖ}(t) + \sum_{i=1}^n P_i(t) - \sum_{j=1}^m P_{ТП}(t) - \Delta P(t) \pm P_{нак.}(t) = 0, \quad (10.1)$$

де $P_{ЦЖ}(t)$ – потужність, що передається в ЕЕС від централізованих джерел електроенергії;
 $P_i(t)$ – генерування ВДЕ в ЕЕС;
 $P_{ТП}(t)$ – навантаження трансформаторних підстанцій;
 n – кількість ВДЕ в ЕЕС;
 m – кількість підстанцій;
 $P_{нак.}(t)$ – потужність накопичувачів.

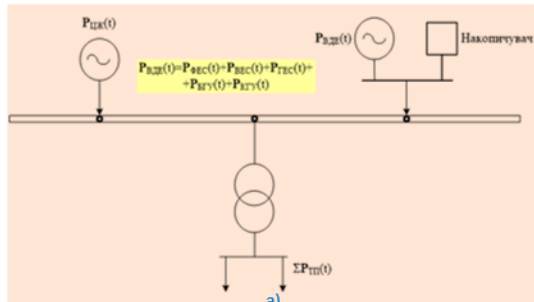
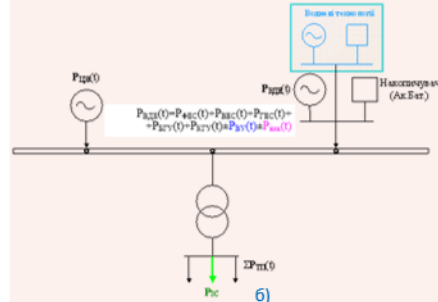


Рис. 10.2. Баланс потужності в електричних мережах: типовий а); з урахуванням сучасних тенденцій: встановлення зарядних станцій для електромобілів ($P_{ЗС}$) та застосуванням водневих технологій і сучасних накопичувачів б).



Рис. 10.1 Формування критерію оптимальності



1. ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ВДЕ В УКРАЇНІ І СВІТІ ТА ЇХ ВЗАЄМОВПЛИВ З ЕЕС

10



2. АНАЛІЗ ВПЛИВУ МЕТЕОРОЛОГІЧНИХ ФАКТОРІВ НА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ВДЕ



2. АНАЛІЗ ВПЛИВУ МЕТЕОРОЛОГІЧНИХ ФАКТОРІВ НА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ВДЕ.

11

2.1. Інтерфейс програми для аналізу генерування ВДЕ та метеорологічних факторів

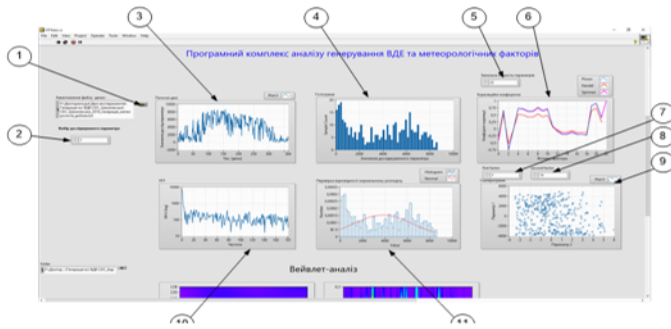


Рис. 12.1 Інтерфейс програми для аналізу генерування ВДЕ та метеорологічних факторів.

- ❑ вибір файлу з початковими даними (1);
- ❑ вибір досліджуваного параметру (2);
- ❑ графік залежності поточного параметру (це може бути генерування, інсоляція, температура т.д.) від часу (3);
- ❑ кількість раз (днів, годин) значення даного параметру спостерігалось протягом досліджуваного періоду часу (4);
- ❑ розрахунок кореляційних показників, по осі Y – значення кореляційних коефіцієнтів, по осі X – порядкові номери метеорологічних факторів, кількість яких можна побачити на рис.13.1 позначено 5 і 6 відповідно;
- ❑ скатерограма розсіювання даних (9);
- ❑ досліджувані параметри для побудови скатерограми обираються у вікні (7 і 8);
- ❑ розподіл густин ймовірностей при розбитті часового ряду досліджуваного параметру на 50 діапазонів: гістограма відповідає часовому ряду досліджуваного параметру, а крива червоного кольору є розрахованою функцією нормального розподілу (10);
- ❑ Фур'є перетворення часового ряду досліджуваного параметру (11).

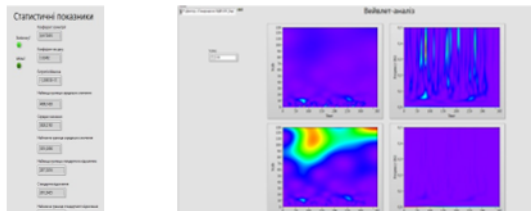


Рис. 12.2 Структурна схема обробки результатів спостережень за електричними параметрами ВДЕ та метеорологічними параметрами в зоні їх розташування в програмному забезпеченні LabView

2. АНАЛІЗ ВПЛИВУ МЕТЕОРОЛОГІЧНИХ ФАКТОРІВ НА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ВДЕ.

12

2.2. Досліджувані метеорологічні параметри

Поз-ня в програмі	Англomовна назва	Од. вим.	Переклад
1. Вологість, опади, тиск			
1.1	PRECTOT	Precipitation	мм·день ⁻¹
1.2	QV2M	Specific Humidity at 2 Meters	г·кг ⁻¹
1.3	RH2M	Relative Humidity at 2 Meters	%
1.4	PS	Surface Pressure	кПа
2. Температура			
2.1	T2M_RANGE	Temperature Range at 2 Meters	°C
2.2	TS	Earth Skin Temperature	°C
2.3	T2MDEW	Dew/Frost Point at 2 Meters	°C
2.4	T2MWET	Wet Bulb Temperature at 2 Meters	°C
2.5	T2M_MAX	Maximum Temperature at 2 Meters	°C
2.6	T2M_MIN	Minimum Temperature at 2 Meters	°C
2.7	T2M	Temperature at 2 Meters	°C
3. Вітер			
3.1	WS50M_RANGE	Wind Speed Range at 50 Meters	м/с
3.2	WS10M_RANGE	Wind Speed Range at 10 Meters	м/с
3.3	WS50M_MIN	Minimum Wind Speed at 50 Meters	м/с
3.4	WS10M_MIN	Minimum Wind Speed at 10 Meters	м/с
3.5	WS50M_MAX	Maximum Wind Speed at 50 Meters	м/с
3.6	WS10M_MAX	Maximum Wind Speed at 10 Meters	м/с
3.7	WS50M	Wind Speed at 50 Meters	м/с
3.8	WS10M	Wind Speed at 10 Meters	м/с
4. Sizing and Pointing of Solar Panels an for Solar Thermal Application			
4.1	KT	Insolation Clearness Index (dimensionless)	-
4.2	CLRSKY_SFC_SW_DWN	Clear Sky Insolation Incident on a Ho Surface	кВт·год/м²/день
4.3	ALLSKY_SFC_SW_DWN	All Sky Insolation Incident on a Hor. Surface	кВт·год/м²/день
5. Solar Irradiance and Realted Parameters			
5.1	ALLSKY_SFC_LW_DWN	Thermal Infrared (Longwave) Radiative Flux	кВт·год/м²/день
			Тепловий інфрачерв. (довгохв.) рад. потік



Рис. 13.1 Алгоритм формування метеорологічної бази даних для ВДЕ.

2. АНАЛІЗ ВПЛИВУ МЕТЕОРОЛОГІЧНИХ ФАКТОРІВ НА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ВДЕ.

13



2.3. Розробка алгоритму формування бази метеорологічних даних - NASA Prediction of Worldwide energy resources POWER Release-8

Рис. 14.1 Формування бази метеорологічних даних за допомогою NASA Prediction of Worldwide energy resources POWER Release-8: а) головна сторінка проекту NASA Prediction of Worldwide energy resources POWER Release-8; б) сторінка переходу до адаптивного веб-додатку, що забезпечує отримання даних, складання графіків та інструменти візуалізації «Data Access Viewer»; в) діалогове вікно для вибору локації ВДЕ; г) введення координат СЕС «Цекинівська-2»; д) діалогове вікно вибору набору метеорологічних даних та потрібного часового періоду; е) діалогове вікно аналізу отриманих даних; ж) файл отриманих метеорологічних даних.

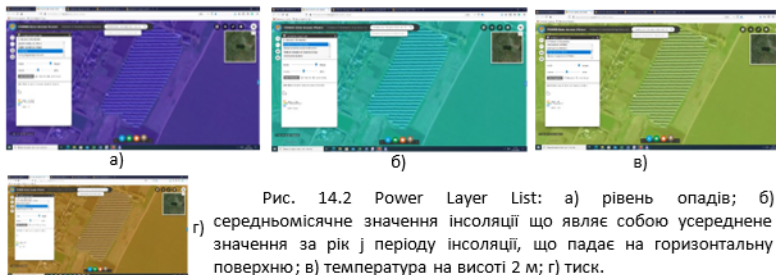


Рис. 14.2 Power Layer List: а) рівень опадів; б) середньомісячні значення інсоляції що являє собою усереднене значення за рік j періоду інсоляції, що падає на горизонтальну поверхню; в) температура на висоті 2 м; г) тиск.

2. АНАЛІЗ ВПЛИВУ МЕТЕОРОЛОГІЧНИХ ФАКТОРІВ НА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ВДЕ.

14

2.4. Кореляційний та вейвлет-аналіз генерування ВДЕ

Коефіцієнти кореляційного аналізу

Коефіцієнт Пірсона

Найбільш поширеним критерієм оцінювання тісноти зв'язку між величинами є коефіцієнт кореляції Пірсона, який визначається за формулою:

$$r_{py}^P = \frac{n \cdot \sum_{i=1}^n f_i \cdot W_i - \left(\sum_{i=1}^n f_i \right) \cdot \left(\sum_{i=1}^n W_i \right)}{\sqrt{\left(n \cdot \sum_{i=1}^n f_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n f_i \right)^2 \right) \left(n \cdot \sum_{i=1}^n W_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n W_i \right)^2 \right)}}, \quad i=1, 2, \dots, n \quad (15.1)$$

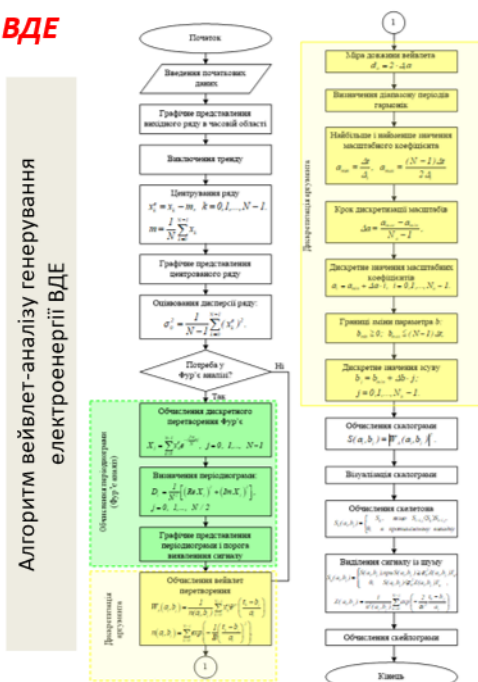
де W_i – добове генерування;
 f_i – метеорологічний фактор.

Коефіцієнт Спірмена

$$r_{py}^S = 1 - \frac{6}{n^3 - n} \sum_{i=1}^n (W_i - f_i)^2, \quad (15.2)$$

Коефіцієнт Кендела

$$r_{py}^{(K)} = 1 - \frac{4v(W_i, f_i)}{n(n-1)}, \quad (15.3)$$



2. АНАЛІЗ ВПЛИВУ МЕТЕОРОЛОГІЧНИХ ФАКТОРІВ НА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ВДЕ.

15

2.5. Коефіцієнти кореляції Спірмена, Кендела, Пірсона для оцінки впливу метеорологічних факторів на генерування електроенергії СЕС Цекинівська № 2 (4-5 черги) протягом 2018-2019 рр.

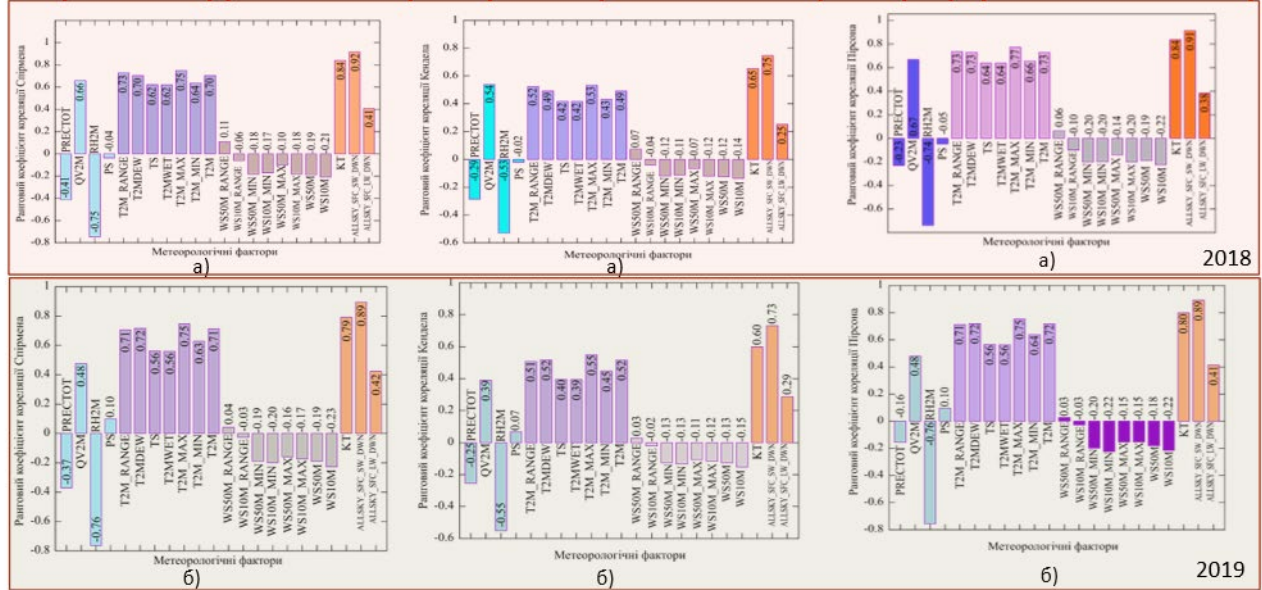


Рис. 16.1 Коефіцієнт кореляції Спірмена

Рис. 16.2 Коефіцієнт кореляції Кендела

Рис. 16.3 Коефіцієнт кореляції Пірсона

2. АНАЛІЗ ВПЛИВУ МЕТЕОРОЛОГІЧНИХ ФАКТОРІВ НА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ВДЕ.

16



3. ПРОГНОЗУВАННЯ ГЕНЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ФЕС В БАЛАНСУЮЧІЙ ГРУПІ ЕНЕРГОСИСТЕМИ.



3. ПРОГНОЗУВАННЯ ГЕНЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ФЕС В БАЛАНСУЮЧІЙ ГРУПІ ЕНЕРГОСИСТЕМИ.

17

3.2. Визначення погодинного генерування ФЕС з використанням модуля Neural Networks ПК MATLAB

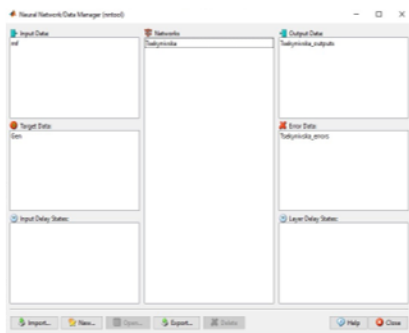


Рис. 19.1 Вікно заставка Neural Networks Toolbox для керування мережею і даними.

Оцінка якості навчання мережі здійснювалась за SSE (Sum Squared Error):

$$SSE = \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \quad (19.1)$$

x_i – поточне значення; $\bar{x}$ – середнє значення;
 n – кількість спостережень;
 i – номер спостереження.

А також Mean Squared Error (MSE)

$$MSE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \hat{x}_i)^2 \quad (19.2)$$

$\hat{x}_i$ – отримане значення (спрогнозоване).

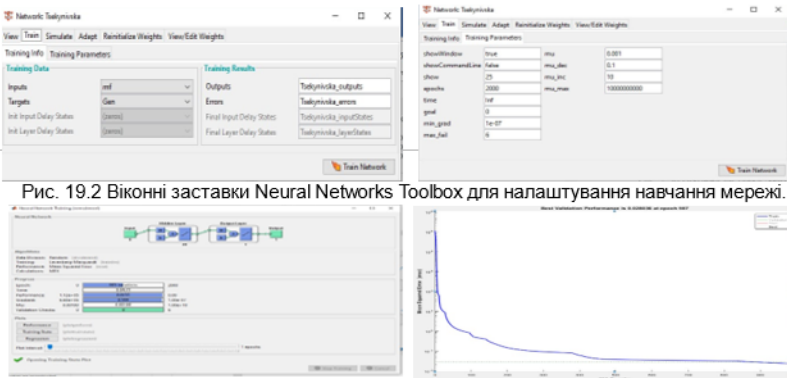


Рис. 19.2 Вікно заставка Neural Networks Toolbox для налаштування навчання мережі.

Рис. 19.3 Результати навчання побудованої штучної нейронної мережі для ненормалізованої вибірки даних розміром 44997.

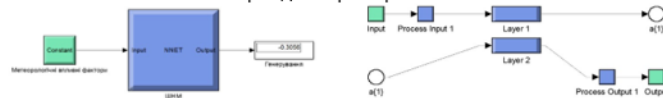


Рис. 19.4 Створена ШНМ в Simulink

Відносна похибка визначення генерування склала 1,5 %.

3. ПРОГНОЗУВАННЯ ГЕНЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ФЕС В БАЛАНСУЮЧІЙ ГРУПІ ЕНЕРГОСИСТЕМИ.

19

3.3. Визначення погодинного значення генерування на наступну добу ФЕС з використанням модуля Neuro Fuzzy Designer

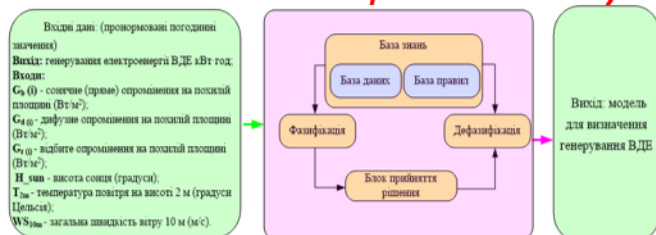


Рис. 20.1 Блок-діаграма нейро-нечіткої моделі генерування ВДЕ

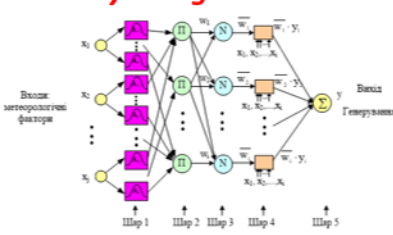


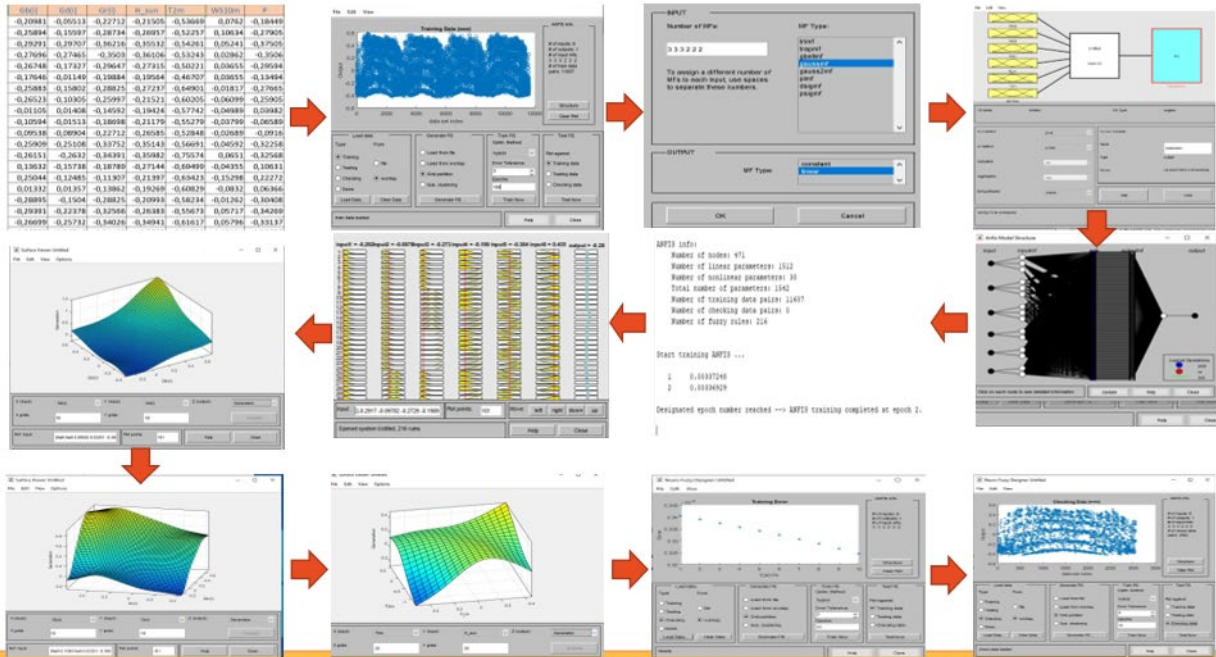
Рис. 20.2 Структура нечіткої нейронної мережі погодинного генерування ВДЕ

ЯКЩО $G_{b(i)} \in \text{"мале"} \wedge G_{d(i)} \in \text{"мале"} \wedge G_{r(i)} \in \text{"мале"} \wedge H_{_sum} \in \text{"мале"} \wedge T_{2m} \in \text{"мале"} \wedge WS_{10m} \in \text{"мале"} \wedge TO$
 $PG = a_{11} \cdot G_{b(i)} + a_{12} \cdot G_{d(i)} + a_{13} \cdot G_{r(i)} + a_{14} \cdot H_{_sum} + a_{15} \cdot T_{2m} + a_{16} \cdot WS_{10m}$
ЯКЩО $G_{b(i)} \in \text{"середнє"} \wedge G_{d(i)} \in \text{"середнє"} \wedge G_{r(i)} \in \text{"середнє"} \wedge H_{_sum} \in \text{"мале"} \wedge T_{2m} \in \text{"мале"} \wedge WS_{10m} \in \text{"мале"} \wedge TO$
 $PG = a_{21} \cdot G_{b(i)} + a_{22} \cdot G_{d(i)} + a_{23} \cdot G_{r(i)} + a_{24} \cdot H_{_sum} + a_{25} \cdot T_{2m} + a_{26} \cdot WS_{10m}$
ЯКЩО $G_{b(i)} \in \text{"велике"} \wedge G_{d(i)} \in \text{"велике"} \wedge G_{r(i)} \in \text{"велике"} \wedge H_{_sum} \in \text{"велике"} \wedge T_{2m} \in \text{"велике"} \wedge WS_{10m} \in \text{"велике"} \wedge TO$
 $PG = a_{31} \cdot G_{b(i)} + a_{32} \cdot G_{d(i)} + a_{33} \cdot G_{r(i)} + a_{34} \cdot H_{_sum} + a_{35} \cdot T_{2m} + a_{36} \cdot WS_{10m}$
.....
ЯКЩО $G_{b(i)} \in \text{"середнє"} \wedge G_{d(i)} \in \text{"мале"} \wedge G_{r(i)} \in \text{"велике"} \wedge H_{_sum} \in \text{"велике"} \wedge T_{2m} \in \text{"велике"} \wedge WS_{10m} \in \text{"велике"} \wedge TO$
 $PG = a_{k1} \cdot G_{b(i)} + a_{k2} \cdot G_{d(i)} + a_{k3} \cdot G_{r(i)} + a_{k4} \cdot H_{_sum} + a_{k5} \cdot T_{2m} + a_{k6} \cdot WS_{10m}$

3. ПРОГНОЗУВАННЯ ГЕНЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ФЕС В БАЛАНСУЮЧІЙ ГРУПІ ЕНЕРГОСИСТЕМИ.

20

3.4. ANFIS модель визначення погодинного значення генерування ФЕС з використанням модуля



3. ПРОГНОЗУВАННЯ ГЕНЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ФЕС В БАЛАНСУЮЧІЙ ГРУПІ ЕНЕРГОСИСТЕМИ.

21



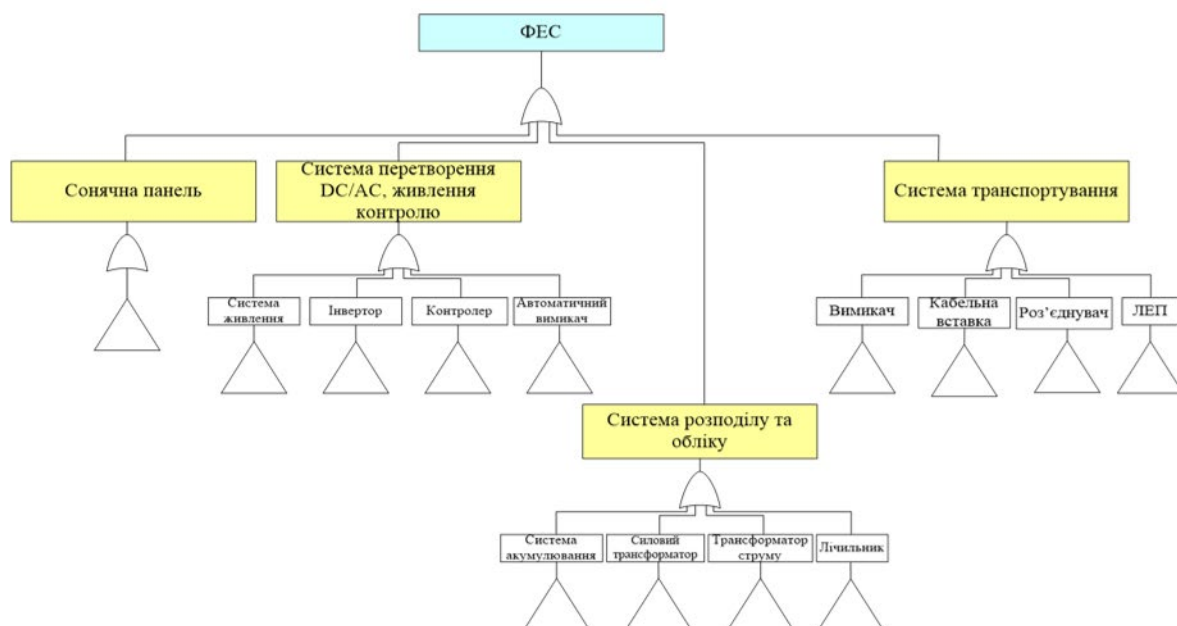
4. ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ПІД ЧАС ЇХ РОБОТИ В БАЛАНСУЮЧІЙ ГРУПІ



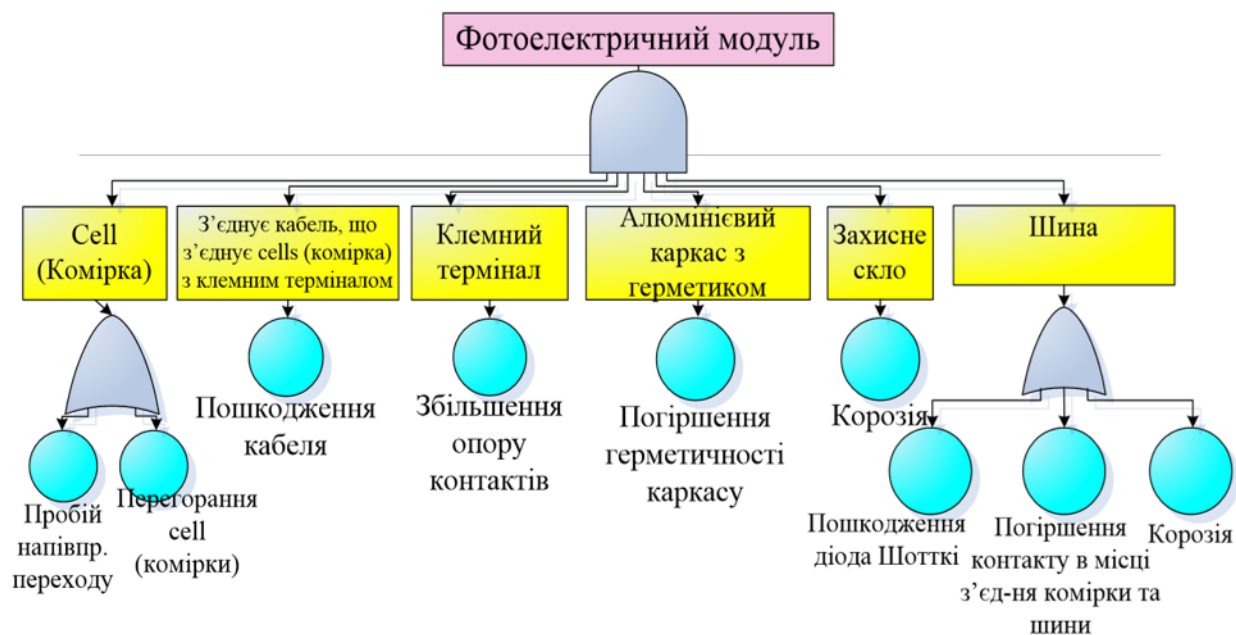
4. ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ПІД ЧАС ЇХ РОБОТИ В БАЛАНСУЮЧІЙ ГРУПІ

22

4.1. Дерево пошкоджень ФЕС



4.2. Дерево пошкоджень фотоелектричного модуля



4.3. Досліджувані ФЕС



Рис. 25.1. Досліджувана дахова ФЕС Західночеського університету.



Рис. 25.2. Досліджувані наземні ФЕС України.



Рис. 25.3. Досліджувана дахова ФЕС ВНТУ (Вінниця).

4. ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ПІД ЧАС ЇХ РОБОТИ В БАЛАНСУЮЧІЙ ГРУПІ

25

4.4. Основні дефекти ФЕМ, які експлуатуються на закордонних ФЕС

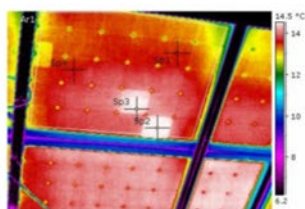


Рис. 26.1. Термограма панелі 84



Рис. 26.2. Розшарування та деградація cells ФЕМ

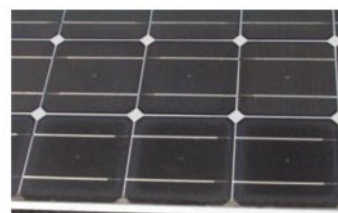


Рис. 26.3. Деградація cells



Рис. 26.4. Деградація cells

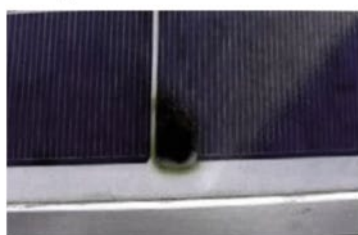


Рис. 26.5. «Hotspot» (ФЕМ №67)



Рис. 26.6. Пошкодження EVA (пошкодження етилен-вінілацетатового покриття ФЕМ)

4. ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ПІД ЧАС ЇХ РОБОТИ В БАЛАНСУЮЧІЙ ГРУПІ

26

4.4. Пошкодження, виявлені влітку 2019/2020 років фотоелектричних модулів

Вид пошкодження	Кількість		Причина	Рік	ФЕМ	Інвер.	Кабелі	Констр.	Інші	Ген-ня елект., [%]
	-	%								
повітряне забруднення	128	39,7	пиловий шар і сліди деградація	2004	0	0	0	0	5	100
деградація cells	117	27,2	зміна кольору	2005	0	0	0	0	0	101
hotspot (гарячі точки)	37	8,5	локальне перегрівання	2006	0	0	0	0	0	101
мікротріщини	36	8,4	пошкодження	2007	0	0	0	0	1	102
дефект металу	34	8,1	пошкодження провідників	2008	0	1	0	0	0	103
дефект шини (busbar)	19	4,4	корозія пайки	2009	0	0	0	0	0	101
відшарування скла	18	4,1	деградація матеріалу	2010	0	0	0	0	0	103
низька прозорість	15	3,7	скло, (ethylene-vinyl acetate – EVA degradation) розпад етиленвінілацетату	2011	0	0	0	0	0	102
пожовтіння	9	2,1	EVA degradation	2012	0	0	0	0	0	101
локальні забруднення	8	1,9	екскременти птахів	2013	2	0	0	0	1	104
пошкодження junction box (з'єднувальної коробки)	5	1,2	коррозія і деградація cells	2014	2	0	0	1	0	100
пошкодження з'єднань	3	0,9	перегрівання, корозія	2015	2	0	0	0	0	99
вода в панелях	1	0,4	розшарування	2016	2	0	0	0	2	99
пошкодження скла та захисної плівки	1	0,4	механічний вплив	2017	2	0	0	0	1	100
				2018	2	0	0	0	1	99

Цифри означають кількість пошкоджень, а не панелей. Основною причиною пошкодження ФЕМ є деградація cells, тому загальна кількість дефектних панелей становить 116.

4. ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ПІД ЧАС ЇХ РОБОТИ В БАЛАНСУЮЧІЙ ГРУПІ 27

4.5. Вплив дефектів фотоелектричних модулів, які експлуатуються на закордонних ФЕС

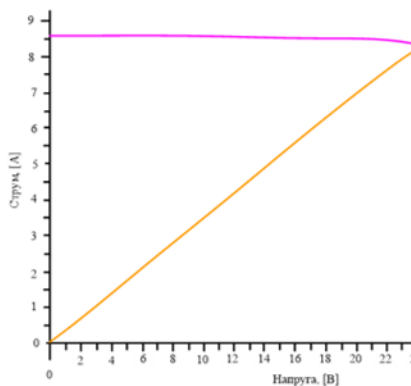


Рис. 28.1. ВАХ ФЕМ №1.

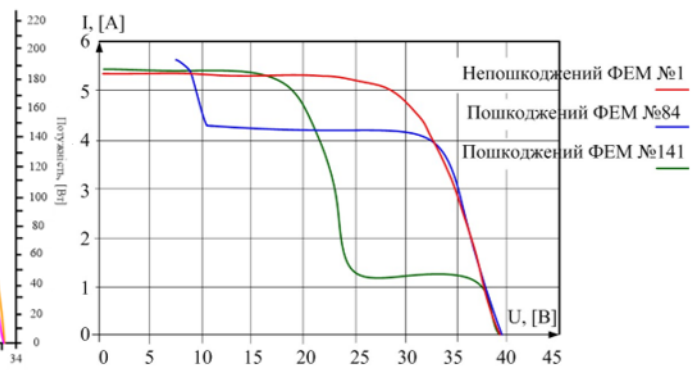


Рис. 28.2. ВАХ ФЕМ №83, №84, №141.

№ ФЕМ	$P_{m\max}$ [Вт]	U_{oc} [В]	$U_{m\max}$ [В]	$I_{m\max}$ [А]	I_{sc} [А]	I , [Вт·м ⁻²]	T , [°C]	FF, [%]
83	142,98	38,96	29,44	4,86	5,34	731,00	17,4	69
84	132,97	39,10	32,44	4,10	5,61	786,00	19,00	61
141	94,86	39,01	19,15	4,95	5,42	745,00	19,40	45

$P_{m\max}$ [Вт] – максимальна потужність; U_{oc} [В] – напруга розімкнутого контуру; $U_{m\max}$ [В] – напруга при якій ФЕМ генерує максимальну потужність; $I_{m\max}$ [А] – струм при якому ФЕМ генерує максимальну потужність; I_{sc} [А] – струм короткого замикання; I – сонячне опромінення, [Вт·м⁻²]; T , [°C] – температура навколишнього середовища; Фактор заповнення (FF, %) – це, по суті, показник якості ФЕМ. Він розраховується шляхом порівняння максимальної потужності з теоретичною потужністю, яка виводилася б як при напрузі розімкнутого контуру, так і при струмі короткого замикання. «Коефіцієнт заповнення», більш відомий під абревіатурою «FF», є параметром, який у поєднанні з U_{oc} та I_{sc} визначає максимальну потужність сонячної батареї. FF визначається як відношення максимальної потужності сонячної батареї до добутку U_{oc} та I_{sc} .

4. ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ПІД ЧАС ЇХ РОБОТИ В БАЛАНСУЮЧІЙ ГРУПІ 28

Продовження 4.6. Вплив дефектів фотоелектричних модулів, які експлуатуються на закордонних ФЕС

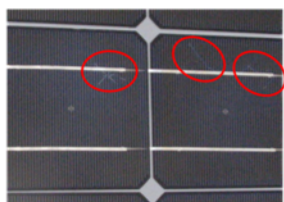


Рис. 29.1. Мікро-тріщини (ФЕМ №104).



Рис. 29.2. Вплив забруднення



Рис. 29.3. Дефект «Сліди равликів» (ФЕМ №88).

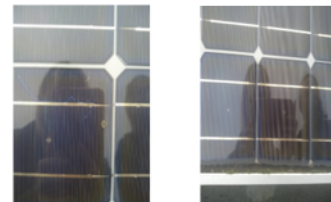


Рис. 29.4. Мікро-тріщини на склі та пошкодження герметика

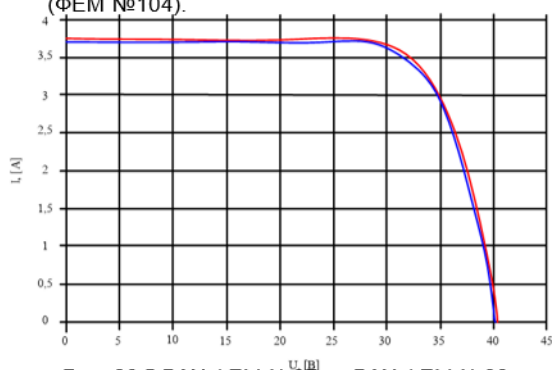


Рис. 29.5. ВАХ ФЕМ №87 та ВАХ ФЕМ №88.

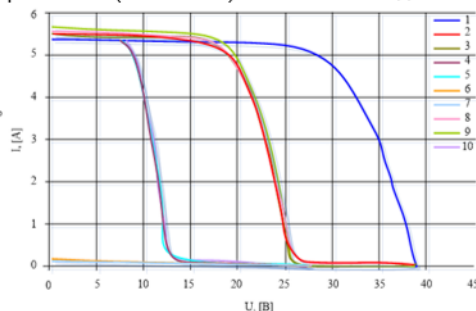


Рис. 29.6. ВАХ непошкодженого ФЕМ та ВАХ пошкоджених ФЕМ з різними дефектами.

4. ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ПІД ЧАС ЇХ РОБОТИ В БАЛАНСУЮЧІЙ ГРУПІ 29

Продовження 4.6. Вплив дефектів фотоелектричних модулів, які експлуатуються на закордонних ФЕС



Рис. 30.1. Пошкодження каркасу ФЕМ (пошкодження герметика, пошкодження рамки, пошкодження кріплення).



Рис. 30.3. Помилки монтажу та значне вигинання каркасу ФЕМ.



Рис. 30.4. Зростання опору та нагрів контактів в місці з'єднання cells і busbar ФЕМ.



Рис. 30.5. Зростання опору та нагрів контактів в місці з'єднання cells між собою або пошкодження діоду Шоттки.

4. ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ПІД ЧАС ЇХ РОБОТИ В БАЛАНСУЮЧІЙ ГРУПІ 30

Продовження 4.6. Вплив дефектів фотоелектричних модулів, які експлуатуються на закордонних ФЕС

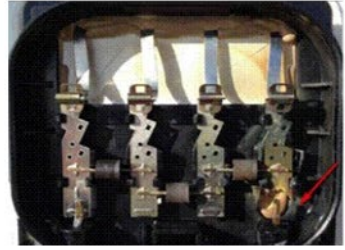


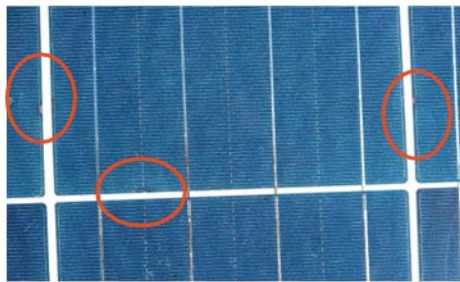
Рис. 31.1. Клемний термінал junction box – місце можливого перегріву.



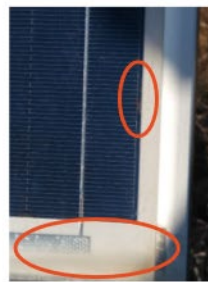
Рис. 31.2. Результати пошкодження ізоляції та контактних з'єднань.

4. ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ПІД ЧАС ЇХ РОБОТИ В БАЛАНСУЮЧІЙ ГРУПІ 31

Продовження 4.6. Вплив дефектів фотоелектричних модулів



«hotspots»



пошкодження герметика



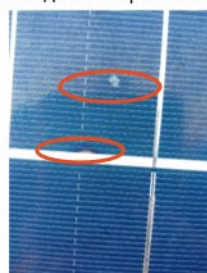
Забруднення



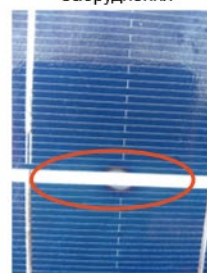
Тріщини на захисному склі ФЕМ.



Випинання каркасу ФЕМ



«hotspots» і відшарування



Деградація

Рис. 32.1. Основні дефекти ФЕМ, виявлені на Писарівській сонячній електростанції 3 березня 2021.

4. ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ПІД ЧАС ЇХ РОБОТИ В БАЛАНСУЮЧІЙ ГРУПІ 32

4.7. Визначення коефіцієнту загального залишкового ресурсу фотоелектричних модулів

$$k_{pec} = \prod_{\tau=1}^v k_{\tau}^{p_{\tau}} \quad (33.1)$$

де k_{τ} – коефіцієнт залишкового ресурсу ФЕМ по τ -му діагн. параметру (вважаємо, що кожний контрольований діагн. параметр, наприклад, температура, опір ізоляції, струм, напруга та інші впливають на залишковий ресурс елементів ФЕМ за мультиплікативним виразом (33.1), а кожний коефіцієнт залишкового ресурсу по τ -му діагн. параметру $k_1 - k_6$ впливає на коефіцієнт загального залишкового ресурсу всього ФЕМ), τ – τ -тий діагностичний параметр, v – кількість діагностичних параметрів відповідно до кількості вузлів (табл. 34), p_{τ} – ймовірність відхилення контрольованого параметра від гранично допустимого нормованого значення цього параметра (33.2):

$$p_{\tau} = \frac{y_{\tau}}{m_2}, \quad (33.2)$$

де y_{τ} – кількість відхилень контрольованого параметра від гранично допустимого нормованого значення цього параметра, які були виявлені шляхом контролю τ -го діагностичного параметра з загальної кількості виявлених відхилень контрольованих параметрів від гранично допустимого нормованого значення, m_2 – загальна кількість виявлених відхилень контрольованих діагностичних параметрів від їх гранично допустимих нормованих значень.



Рис. 33.1 Структурна схема моделі коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ

Відповідно до виразу (33.1) коефіцієнт загального залишкового ресурсу ФЕМ визначається за виразом:

$$k_{pec} = k_1^{p_{k1}} \cdot k_2^{p_{k2}} \cdot k_3^{p_{k3}} \cdot k_4^{p_{k4}} \cdot k_5^{p_{k5}} \cdot k_6^{p_{k6}} \quad (33.3)$$

де $k_1, k_2, k_3, k_4, k_5, k_6$ – відомі на момент розрахунку значення коефіцієнтів залишкового ресурсу по відповідних діагностичних параметрах,

$p_{k1}, p_{k2}, p_{k3}, p_{k4}, p_{k5}, p_{k6}$ – ймовірності пошкоджень вузлів ФЕМ, виявлених шляхом контролю діагностичних параметрів з урахуванням загальної кількості пошкоджень. Так, відповідно:

$$p_{k1}=0.034 \text{ в.о.},$$

$$p_{k2}=0.014 \text{ в.о.},$$

$$p_{k3}=0.833 \text{ в.о.},$$

$$p_{k4}=0.018 \text{ в.о.},$$

$$p_{k5}=0.027 \text{ в.о.},$$

$$p_{k6}=0.075 \text{ в.о.}$$

4. Визначення технічного стану ВДЕ з використанням нейро-нечіткого моделювання та дерева пошкоджень.

33

Елемент ФЕМ	Вид пошкодження	Результат	Параметр*	Пошкоджуваність, од.; в.о.; %**
cell	пробій напівпровідникового переходу	понад нормоване зменшення опору фотодіода в зворотному напрямку – зменшення опору села	Опір фотодіода, Ом	101 од.; 0.034 в.о.; 3.36%
	перегорання cell	Відсутня напруга на cell	Температура, °C	
busbar	погіршення контакту в місці з'єднання cell та busbar	обрив з'єднувальних провідників (плоскої шини busbar), які з'єднують cell в ФЕМ зростання температури в місці контакту та зменшення струму	Температура, °C	43 од.; 0.014 в.о.; 1.43%
	корозія	зменшення струму, нагрівання busbar	Температура, °C	
	пошкодження діода Шоттки (пробій)	нагрів	Температура, °C Струм, А	
клемний термінал – junctionbox	збільшення опору контактів	нагрів	Температура, °C Струм, А Опір, Ом	2504 од.; 0.833 в.о.; 83.3%
алюмінієвий каркас з герметиком	погіршення герметичності каркасу	нагрів, волога в середині ФЕМ	Температура, °C Вологість, %	54 од.; 0.018 в.о.; 1.8%
захисне скло	погіршення герметичності каркасу	нагрів, волога в середині ФЕМ	Температура, °C Вологість, %	80 од.; 0.027 в.о.; 2.66%
кабель, що з'єднує cells з клемним терміналом	пошкодження кабелю	ізоляція та опір конектора	Опір ізоляції, МОм Температура, °C	225 од.; 0.075 в.о.; 7.48%

4. ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ПІД ЧАС ЇХ РОБОТИ В БАЛАНСУЮЧІЙ ГРУПІ

34

4.8. Математична модель коефіцієнта загального залишкового ресурсу

Математична модель коефіцієнта загального залишкового ресурсу є системою логічних рівнянь

ЯКЩО $k_1 \in \text{"нормальне"} \text{ТА } k_2 \in \text{"нормальне"} \text{ТА } k_3 \in \text{"нормальне"}$
 ТА $k_4 \in \text{"нормальне"} \text{ТА } k_5 \in \text{"нормальне"} \text{ТА } k_6 \in \text{"нормальне"}$
 ТО $k_{\text{ресФЕМ}} = a_{11} \cdot k_1 + a_{12} \cdot k_2 + a_{13} \cdot k_3 + a_{14} \cdot k_4 + a_{15} \cdot k_5 + a_{16} \cdot k_6$
 ЯКЩО $k_1 \in \text{"незначне відхилення"} \text{ТА } k_2 \in \text{"незначне відхилення"}$
 ТА $k_3 \in \text{"нормальне"} \text{ТА } k_4 \in \text{"незначне відхилення"}$
 ТА $k_5 \in \text{"незначне відхилення"} \text{ТА } k_6 \in \text{"незначне відхилення"}$
 ТО $k_{\text{ресФЕМ}} = a_{21} \cdot k_1 + a_{22} \cdot k_2 + a_{23} \cdot k_3 + a_{24} \cdot k_4 + a_{25} \cdot k_5 + a_{26} \cdot k_6$
 ЯКЩО $k_1 \in \text{"передаварійне"} \text{ТА } k_2 \in \text{"передаварійне"} \text{ТА } k_3 \in \text{"передаварійне"}$
 ТА $k_4 \in \text{"передаварійне"} \text{ТА } k_5 \in \text{"передаварійне"} \text{ТА } k_6 \in \text{"передаварійне"}$
 ТО $k_{\text{ресФЕМ}} = a_{31} \cdot k_1 + a_{32} \cdot k_2 + a_{33} \cdot k_3 + a_{34} \cdot k_4 + a_{35} \cdot k_5 + a_{36} \cdot k_6$
 ЯКЩО $k_1 \in \text{"аварійне"} \text{ТА } k_2 \in \text{"аварійне"} \text{ТА } k_3 \in \text{"аварійне"}$
 ТА $k_4 \in \text{"аварійне"} \text{ТА } k_5 \in \text{"аварійне"} \text{ТА } k_6 \in \text{"аварійне"}$
 ТО $k_{\text{ресФЕМ}} = a_{41} \cdot k_1 + a_{42} \cdot k_2 + a_{43} \cdot k_3 + a_{44} \cdot k_4 + a_{45} \cdot k_5 + a_{46} \cdot k_6$

У виразі:

$$k_{\text{ресФЕМ}} = f(x_{j1}; \sigma_{j1}; c_{j1}) = e^{\frac{-(x_{j1} - c_{j1})^2}{2\sigma_{j1}^2}} \quad (35.1)$$

σ_{j1} , σ_{j1}^2 в теорії ймовірності називається дисперсією розподілу, а другий параметр c_{j1} – математичним сподіванням, i_1 – вхідний параметр нейро-нечіткої моделі, який відповідає діагностичному параметру, x_{j1} – значення i_1 – го вхідного параметра моделі: $x_1=k_1$; $x_2=k_2$; $x_3=k_3$; $x_4=k_4$; $x_5=k_5$; $x_6=k_6$.

Значення КЗР згруповані в множини:

- **нормальні** значення діагностичних параметрів (КЗР $\in 1..0.76$),
- стан ФЕМ з **незначними відхиленнями** діагностичних параметрів (КЗР $\in 0.75..0.51$),
- **передаварійний** (КЗР $\in 0.5..0.26$) – з передаварійними відхиленнями діагностичних параметрів,
- **аварійний** (КЗР $\in 0.26..0$) – з аварійними відхиленнями діагностичних параметрів.

Таблиця 35.1 – Фрагмент результатів розрахунків коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ

k_1 В.О.	k_2 В.О.	k_3 В.О.	k_4 В.О.	k_5 В.О.	k_6 В.О.	$k_{\text{ресФЕМ}}$ В.О.
0,01	0,099	0,01	0,099	0,01	0,099	0,013431
0,02	0,098	0,02	0,098	0,02	0,098	0,022028
...	...	...	...	...	...	...
0,93	0,93	0,007	0,93	0,93	0,93	0,245720543

4. ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ПІД ЧАС ЇХ РОБОТИ В БАЛАНСУЮЧІЙ ГРУПІ 35

Продовження 4.8. Математична модель коефіцієнта загального залишкового ресурсу

Вихід моделі $k_{\text{рес.ФЕМ}}$ знаходиться як зрівноважена сума висновків бази правил, записаних у вигляді системи логічних рівнянь.

$$k_{\text{ресФЕМ}} = \sum_{j2=1}^{m3} w_{j2} \left(a_{j21} \cdot k_1 + a_{j22} \cdot k_2 + a_{j23} \cdot k_3 + a_{j24} \cdot k_4 + a_{j25} \cdot k_5 + a_{j26} \cdot k_6 + c_{j2} \right) \quad (36.1)$$

$0 \leq w_{j2} \leq 1$ – ступінь виконання (вага) $j2$ -го правила, яка визначається відповідністю реальних змін діагностичних параметрів ФЕМ, що відображені y_{j2} -му правилі.

Налаштування моделі полягає у визначенні параметрів функцій належності і рівнянь висновку. Необхідно визначити середньоквадратичне відхилення $\sigma_a - \sigma_c$ математичне очікування $c_{k1}, c_{k2}, c_{k3}, c_{k4}$, гаусових функції належності, параметри рівнянь висновку ($a_{j1} - a_{j4}, c_1 - c_4$). Для полегшення налаштування та адаптації структури розробленої моделі до реальних параметрів конкретної ФЕМ модель реалізується у вигляді адаптивної нейронечіткої багатошарової мережі прямого розповсюдження ANFIS. ANFIS являє собою найпростішу мережу прямого розповсюдження, яка містить адаптивні вузли, використовуючи правила навчання, параметри цих вузлів налаштовуються так, щоб мінімізувати похибку між реальним виходом моделі $k_{\text{м.рес.ФЕМ}}$ та реальним коефіцієнтом загального залишкового ресурсу $k_{\text{ресФЕМ}}$ (ФЕМ):

$$\delta = \sqrt{\frac{1}{N_1} \sum_{k_3=0}^{N_1-1} (k_{\text{м.рес.ФЕМ } k_3} - k_{\text{рес.ФЕМ } k_3})^2} \rightarrow \min \quad (36.2)$$

де N_1 – кількість рядків у навчальній вибірці,

k_3 – номер рядка в навчальній вибірці, починаючи з рядка з порядковим номером «0».

4. ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ПІД ЧАС ЇХ РОБОТИ В БАЛАНСУЮЧІЙ ГРУПІ 36

Продовження 4.8. Математична модель коефіцієнта загального залишкового ресурсу

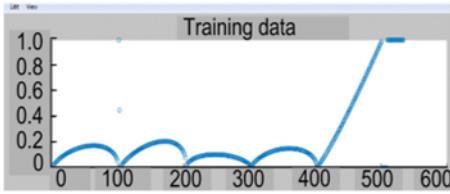


Рис. 37.1. Завантаження даних в ANFIS редакторі MATLAB.

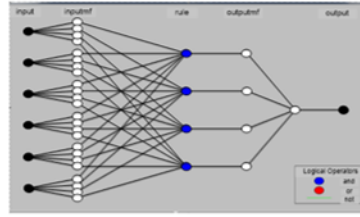


Рис. 37.2. Структура отриманої нейро-мережі.

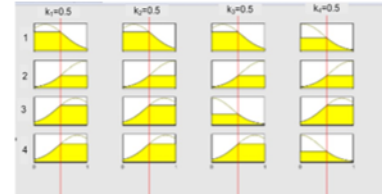


Рис. 37.3. Визначення коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ при значеннях всіх вхідних параметрів 0.5 в.о.

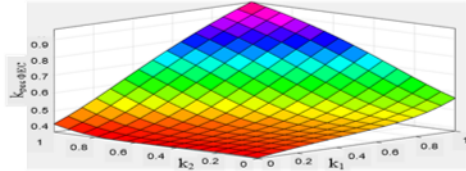


Рис. 37.4. Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ від k_1 та k_2 .

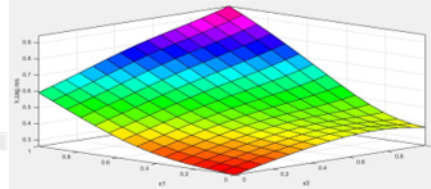


Рис. 37.5. Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ від k_1 та k_3 .

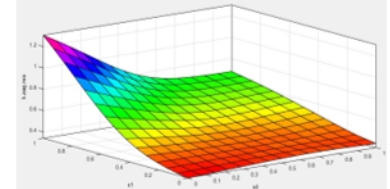


Рис. 37.6. Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ від k_1 та k_3 .

4. ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ПІД ЧАС ЇХ РОБОТИ В БАЛАНСУЮЧІЙ ГРУПІ 37

4.9. Розробка програмно-апаратного комплексу визначення технічного стану обладнання ФЕ

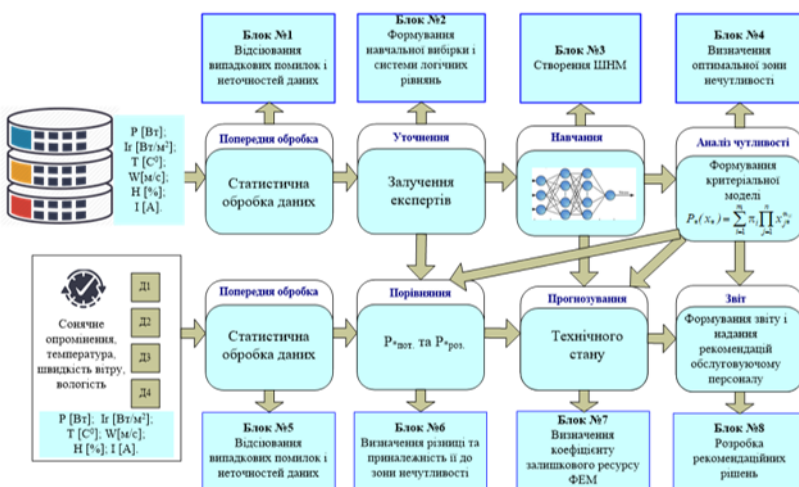


Рис. 38.1. Блок-схема програмно-апаратного комплексу визначення технічного стану ФЕ.

Критеріальне моделювання генерування ВДЕ

$$P = f(T, W, Ir, H, I), \quad (38.1)$$

$$y = \sum_{i=1}^m a_i \prod_{j=1}^n x_j^{\alpha_{ji}} \quad (38.2)$$

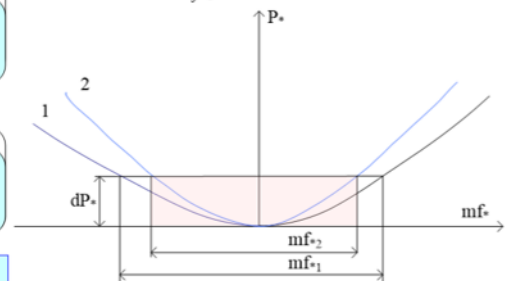


Рис. 38.2. Приклад критеріальних залежностей потужності генерування від зміни метеорологічних факторів.

4. ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ПІД ЧАС ЇХ РОБОТИ В БАЛАНСУЮЧІЙ ГРУПІ 38

4.10. Коефіцієнти-індикатори аномальної роботи ФЕМ

1. Різниця у відсотках між середнім значенням струму стрінгів $I_{\text{сер.стр.}i}$ і поточним значення струму генерування конкретного досліджуваного стрінгу $I_{\text{стр.}i}$:

$$k_1 = \frac{\sum_{i=1}^n (I_{\text{сер.стр.}i} - I_{\text{стр.}i})}{I_{\text{сер.стр.}}} \cdot 100 \quad (39.1)$$

2. Максимальна різниця у відсотках між середнім значенням струму стрінгів $I_{\text{сер.стр.}i}$ і поточним значення струму генерування конкретного досліджуваного стрінгу $I_{\text{стр.}i}$:

$$k_2 = \max \frac{(I_{\text{сер.стр.}i} - I_{\text{стр.}i})}{I_{\text{сер.стр.}}} \cdot 100 \quad (39.2)$$

3. Дисперсія середнього значення струму всіх стрінгів $I_{\text{сер.стр.}i}$ та

дисперсія струму стрінга $I_{\text{стр.}i}$:

$$k_3 = \sum_{i=1}^n (I_{\text{стр.}i} - \overline{I_{\text{стр.}i}})^2 \quad (39.3)$$

$$k_4 = \sum_{i=1}^n (I_{\text{сер.стр.}i} - \overline{I_{\text{сер.стр.}i}})^2 \quad (39.4)$$

4. Різниця у відсотках між середнім струмом всіх стрінгів $\overline{I_{\text{сер.стр.}i}}$ та струмом стрінгу $I_{\text{стр.}i}$ в точці (момент) максимального/мінімального генерування:

$$k_5 = \frac{I_{\text{сер.стр.}}^{\text{max}}(I_{\text{сер.стр.}i}) - I_{\text{стр.}i}^{\text{max}}(I_{\text{сер.стр.}i})}{I_{\text{сер.стр.}}^{\text{max}}(I_{\text{сер.стр.}i})} \quad (39.5)$$

$$k_6 = \frac{I_{\text{сер.стр.}}^{\text{min}}(I_{\text{сер.стр.}i}) - I_{\text{стр.}i}^{\text{min}}(I_{\text{сер.стр.}i})}{I_{\text{сер.стр.}}^{\text{min}}(I_{\text{сер.стр.}i})} \quad (39.6)$$

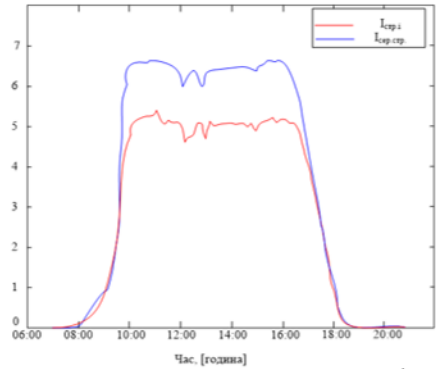


Рис. 39 Приклад пошкодження ФЕМ наявності «гарячих точок»

4. ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ПІД ЧАС ЇХ РОБОТИ В БАЛАНСУЮЧІЙ ГРУПІ 39



5. КОМПЕНСАЦІЯ ВПЛИВУ НЕРІВНОМІРНОСТІ ГЕНЕРУВАННЯ ВДЕ НА РЕЖИМНУ ТА БАЛАНСОВУ НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

$$B_{\Sigma} = B_x(P_x) + B_e(P_e) + B_z(P_z) + B_c(P_c) + B_n(P_n)$$

де $B_x(P_x)$ – витрати на резервування накопичувачами хімічного типу;
 $B_e(P_e)$ – витрати на водневі технології;
 $B_z(P_z)$ – витрати, зв'язані з використанням біогазових технологій як резерву;
 $B_c(P_c)$ – витрати на користування системним резервом, це є фактично компенсація за утримання резерву на завантаження для енергоагрегатів ТЕС;
 $B_n(P_n)$ – витрати на запаси пропускної спроможності ліній електропередачі.



5. КОМПЕНСАЦІЯ ВПЛИВУ НЕРІВНОМІРНОСТІ ГЕНЕРУВАННЯ ВДЕ НА РЕЖИМНУ ТА БАЛАНСОВУ НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 40

5.1 Підвищення енергоефективності ФЕС в балансі потужності та електроенергії з використанням малих ГЕС.



Рис. 41.1. Зовнішній вигляд ФЕС та ГЕС «Слобода-Бушанська».



Рис. 41.2. Генерування ГЕС і ФЕС «Слобода-Бушанська» 9 липня 2020 р.: синя крива – фактичне значення генерування ФЕС; зелена – прогнозне значення генерування ФЕС; червона – сумарне значення генерування ГЕС і ФЕС.

Рис. 41.3. Генерування ГЕС і ФЕС «Гальжбіївська» 15 липня 2020 р: синя крива – фактичне значення генерування ФЕС; зелена – прогнозне значення генерування ФЕС; червона – сумарне значення генерування ГЕС і ФЕС.



5. КОМПЕНСАЦІЯ ВПЛИВУ НЕРІВНОМІРНОСТІ ГЕНЕРУВАННЯ ВДЕ НА РЕЖИМНУ ТА БАЛАНСОВУ НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 41

5.2. Використання водневих технологій для підвищення енергоефективності ВДЕ під час балансування режимів ЕЕС



Рис. 42.1. Схема використання водню для підвищення енергоефективності.

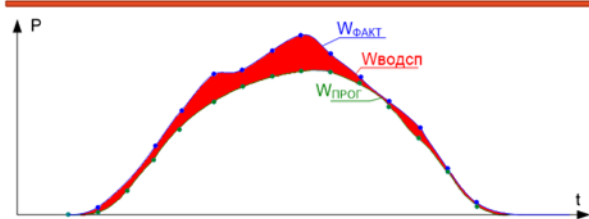


Рис. 42.2. Споживання водневою установкою та генерування ВДЕ з нерівномірним графіком генерування: синя крива – фактичне значення генерування; зелена – прогнозне значення генерування; червона область – електроенергія яку може споживати (акумлювати) воднева установка.

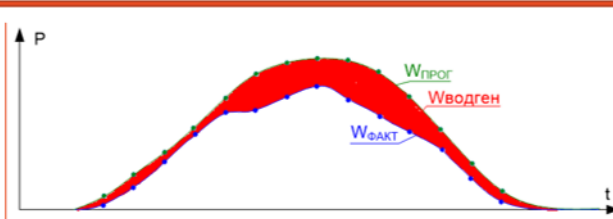


Рис. 42.3. Генерування водневою установкою та ВДЕ з нерівномірним графіком генерування: синя крива – фактичне значення генерування; зелена – прогнозне значення генерування; червона область – електроенергія яку може генерувати воднева установка.

5. КОМПЕНСАЦІЯ ВПЛИВУ НЕРІВНОМІРНОСТІ ГЕНЕРУВАННЯ ВДЕ НА РЕЖИМНУ ТА БАЛАНСОВУ НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 42

5.2.1. Генерування електроенергії батареєю паливного елемента

Електричний ККД БПЕ визначається за виразом:

$$\eta_{\text{БПЕ}} = \frac{3600 \cdot P_{\text{БПЕ}}}{G_{\text{БПЕ}} \cdot H_V} \quad (43.1)$$

де $P_{\text{БПЕ}}$ – потужність БПЕ, кВт;
 $G_{\text{БПЕ}}$ – об'ємна витрата водню з ресивера (визначається $P_{\text{БПЕ}}$).

Зі співвідношення (43.1) отримано формулу об'ємної витрати водню для БПЕ:

$$G_{H_2} = \frac{3600 \cdot P_{\text{БПЕ}}}{\eta_{\text{БПЕ}} \cdot H_V} \quad (43.2)$$

$H_V = 10800$ (кДж/м³) – об'ємна теплота згорання H₂
 при P₀=101,3 кПа, T₀=0° С.

Електрична потужність електролізера, що виробляє водень:

$$P_{\text{ЕЛ}} = W_{\text{ЕЛ}} \cdot G_{H_2} \quad (43.3)$$

де $W_{\text{ЕЛ}} = 3,9$ кВт·год/м³ (електроспоживання електролізера).

ККД електролізера визначається виразом:

$$\eta_{\text{ЕЛ}} = \frac{H_V}{3600 \cdot W_{\text{ЕЛ}}} \quad (43.4)$$

ККД електролізера при $W_{\text{ЕЛ}} = 3,9$ кВт·год/м³ прийнято 0,79.

5. КОМПЕНСАЦІЯ ВПЛИВУ НЕРІВНОМІРНОСТІ ГЕНЕРУВАННЯ ВДЕ НА РЕЖИМНУ ТАБАЛАНСОВУ НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 43

5.2.2. Розрахунок за методикою Р.В. Радченка, А.С. Мокрушина, В.В. Тюльпи генерування електроенергії БПЕ і ВЕС

№	Параметр	Од. в-ня	Для гарантованого забезпечення 25 кВт							Для гарантованого забезпечення 1 кВт						
1	Об.теплота згорання Н ₂ при Р ₀ =101,3 кПа, Т ₀ =0°С	кДж/м ³	10800													
2	Вих.елек. пот. БПЕ	кВт	25							1						
3	ККД БПЕ	%	0,29	0,35	0,4	0,45	0,5	0,55	0,6	0,29	0,35	0,4	0,45	0,5	0,55	0,6
4	Об'ємна витрати водню з ресивера (визначається Р _{БПЕ})	м ³ /год	28,74	23,81	20,83	18,52	16,67	15,15	13,89	1,15	0,95	0,83	0,74	0,69	0,61	0,56
5	Електр.потужність електролізера, що виробляє водень	кВт	112,07	92,86	81,25	72,22	65,00	59,09	54,17	4,48	3,71	3,25	2,89	2,60	2,36	2,17
6	Ном. елек. пот. ВЕС, при факторі пот.:															
6.1	При Ψ =0,4	кВт	280,17	232,14	203,1	180,6	162,5	147,7	135,4	11,21	9,29	8,13	7,22	6,50	5,91	5,42
6.1	При Ψ=0,5	кВт	373,56	309,52	270,8	240,7	216,7	197	180,6	14,94	12,4	10,8	9,63	8,67	7,88	7,22
6.1	При Ψ=0,3	кВт	224,14	185,71	162,5	144,4	130,0	118,2	108,3	8,97	7,43	6,50	5,78	5,20	4,73	4,33
7	ККД електролізера при W _{ел} =3,9 кВт·год/нм ³	в.о.	0,769	0,769	0,769	0,769	0,769	0,769	0,769	0,769	0,769	0,769	0,769	0,769	0,769	0,769
8	Кількість водню, для роботи БПЕ	м ³														
8.1	8760 годин:	м ³	251724	208571	182500	162222	146000	132727	121666	10068	8342	7300	6488	5840	5309	4866
8.2	24 години:	м ³	689,7	571,4	500	444,4	400	363,6	333,3	27,6	22,9	20	17,8	16	14,54	13,33
9	Електроенергія зген. ВЕС для	кВт·год														
9.1	8760 годин роботи електролізера:	кВт·год	981724	813428	711750	632666	569400	517636	474500	39268	32537	28470	25306	22776	20705	18980
9.2	24 годин роботи електролізера:	кВт·год	2689,7	2228,6	1950,0	1733,3	1560,0	1418,2	1300,0	107,6	89,1	78,0	69,3	62,4	56,7	52,0

5. КОМПЕНСАЦІЯ ВПЛИВУ НЕРІВНОМІРНОСТІ ГЕНЕРУВАННЯ ВДЕ НА РЕЖИМНУ ТАБАЛАНСОВУ НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 44

5.2.3. Балансування потужності в ЕЕС з використанням водневих технологій

$$\text{Функція корисності: } U = k \cdot \ln(1 + P) \quad (45.1)$$

де U – корисність; k – параметр корисності, що вказує на готовність брати участь у спільному енергоспоживанні; P – енергія, отримана від інших просьюмерів.

Параметр корисності визначається як рівень готовності купувати енергію у інших споживачів. Умова співвідношення вартості електроенергії:

$$C_H \leq C_P \leq C_{ЦЖ} \quad (45.2)$$

Вартість електроенергії від накопичувача за 1 кВт-год повинна бути менше ніж вартість електроенергії загального користування (надлишкова електроенергія окремих просьюмерів), яка в свою чергу повинна бути менша вартості електроенергії отриманої з мережі (ЦЖ). Співвідношення місцевого попиту та пропозиції визначається як коефіцієнт готовності до реалізації, показаний як:

$$k_c = \frac{P_{пр.}}{P_{роз.}} \quad (45.3)$$

Коли $0 \leq k_c \leq 1$, це означає, що пропозиція перевищує попит. У цьому випадку ціна розподілу енергії буде дуже низькою, але не буде меншою, ніж ціна продажу до мережі. Таким чином, стимулом для того щоб споживачам було доцільно купувати електроенергію:

$$k_c = U^3 EC - U^6 EC \quad (45.4)$$

Коли $k_r > 1$, це означає, що місцевий попит перевищує місцеву пропозицію. У цьому випадку ціна розподілу енергії буде відносно високою, але не буде вищою, ніж ціна, електроенергії з мережі.

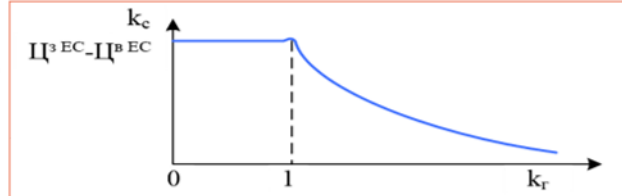


Рис. 44.1. Залежність коефіцієнту стимулу від коефіцієнту готовності

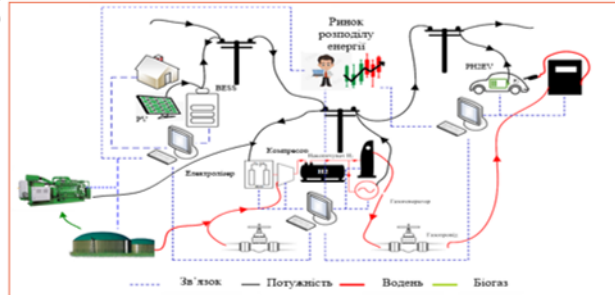


Рис. 45.2. Блок-схема реалізації методики балансування потужності в ЕЕС з використанням водневих технологій

5. КОМПЕНСАЦІЯ ВПЛИВУ НЕРІВНОМІРНОСТІ ГЕНЕРУВАННЯ ВДЕ НА РЕЖИМНУ ТАБАЛАНСОВУ НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 45

Продовження 5.2.3. Балансування потужності в ЕЕС з використанням водневих технологій

В інтегрованих ЕЕС різномітні агрегатори повинні домовитись про координацію для досягнення найвищого загального соціального добробуту шляхом обміну різними видами енергії. У запропонованій математичній моделі розглядається взаємозв'язок електричної мережі та газової мережі. Цільову функцію можна описати як:

$$\begin{aligned} \text{Min}(f) = & \sum_{i \in \Omega^{AG}} \sum_t C_{i,t}^{UG,E} + \sum_{i \in \Omega^{AG}} \sum_t C_{i,t}^{UG,H} + \sum_{i \in \Omega^{FCV} \cup \Omega^{P2G}} \sum_t C_{i,t}^{H,E} + \sum_{i \in \Omega^{BAT}} \sum_t C_{i,t}^E - \\ & - \sum_{i \in \Omega^{FCV} \cup \Omega^{P2G}} \sum_t U_{i,t}^{H,E} - \sum_{i \in \Omega^{BAT}} \sum_t U_{i,t}^E - \sum_{i \in \Omega^{HC}} \sum_t U_{i,t}^H + \sum_{i,j \in \Omega^{EB}} \gamma^E(S_{ij,t}) + \sum_{i,j \in \Omega^{GB}} \gamma^H(H_{ij,t}) \end{aligned} \quad (46.1)$$

де $C_{i,t}^{UG,E}$ – витрати на реалізацію електроенергії за допомогою комунальної мережі;

$C_{i,t}^{UG,H}$ – витрати на реалізацію водню за допомогою комунальної мережі;

$C_{i,t}^{H,E}$ – витрати на генерування водню та електроенергії; $C_{i,t}^E$ – витрати на генерування електроенергії;

$U_{i,t}^{H,E}$ – функція корисності в режимі споживання або генерування водню і електроенергії;

$S_{ij,t}$ – перетік потужності у ij вітці;

$H_{ij,t}$ – перетік газу у ij вітці;

γ^E та γ^H – функції витрат розподільної мережі електроенергії та газу;

Ω^{AG} – множина всіх агрегаторів; Ω^{FCV} – множина всіх агрегаторів обладнаних пристроями PH2EV;

Ω^{P2G} – множина всіх агрегаторів, що обладнаних пристроями P2G; Ω^{BAT} – множина всіх агрегаторів, оснащених акумуляторними батареями.

Ω^{HC} – множина всіх газових шин; Ω^{EB} – множина всіх електричних шин; Ω^{GB} – множина всіх газових шин.

В оптимізаційній функції перші два компоненти характеризують вартість на реалізацію електроенергії та водню за допомогою існуючих комунальних мереж; третій і четвертий елементи характеризують вартість поширення електроенергії та водню між іншими агрегаторами; п'ятий, шостий, сьомий елементи це корисність споживання енергії спільного користування; останні два компоненти це вартість експлуатації мереж.

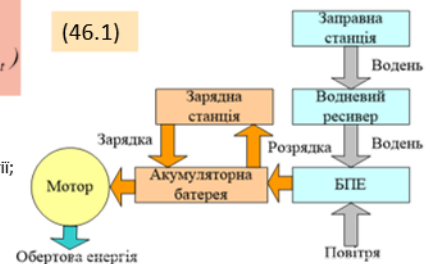


Рис. 46.1. Структура PH2EV.

5. КОМПЕНСАЦІЯ ВПЛИВУ НЕРІВНОМІРНОСТІ ГЕНЕРУВАННЯ ВДЕ НА РЕЖИМНУ ТАБАЛАНСОВУ НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 46

Продовження 5.2.1 Балансування потужності в ЕЕС з використанням водневих технологій

Функція Лагранжа:

$$\begin{aligned}
 L(x) = & f(x) + \sum_t \sum_{i \in \Omega^{BAT}} \lambda_{i,t}^{BAT} g_{i,t}^{BAT}(x) + \sum_{i \in \Omega^{BAT}} \lambda_{i,t}^{SOC,BAT} (E_{i,t}^{SOC,BAT} - E_{i,t-1}^{SOC,BAT}) + \sum_t \sum_{i \in \Omega^{P2G}} \lambda_{i,t}^{P2G} g_{i,t}^{P2G}(x) + \sum_{i \in \Omega^{P2G}} \lambda_{i,t}^{SOC,P2G} (E_{i,t}^{SOC,P2G} - E_{i,t-1}^{SOC,P2G}) + \sum_t \sum_{i \in \Omega^{FCV}} \lambda_{i,t}^{FCV} g_{i,t}^{FCV}(x) + \\
 & + \sum_t \sum_{i \in \Omega^{EB}} \lambda_{i,t}^{EB} g_{i,t}^{EB}(x) + \sum_t \sum_{i \in \Omega^{GB}} \lambda_{i,t}^{GB} g_{i,t}^{GB}(x) + \sum_{t \in \Omega^{FCV}} \sum_{i \in \Omega^{HB}} (\lambda_{i,t}^{FCV,HB} (P_{i,t}^{HB}) + \lambda_{i,t}^{FCV,EB} (P_{i,t}^{EB})) + \sum_{t \in \Omega^{FCV}} \sum_{i \in \Omega^{ES}} (\lambda_{i,t}^{FCV,ES} (P_{i,t}^{ES})) + \\
 & + \sum_t \sum_{i \in \Omega^{UP}} \sum_{j \in \Omega^{DR}} \lambda_{i,j}^{UP} ((H_{i,j}^{UP})^2 - (\mu_{i,j}^{UP})^2 ((P_{i,j}^{UP})^2 - (P_{j,j}^{UP})^2)) + \sum_t \sum_{i \in \Omega^{UP}} \sum_{j \in \Omega^{DR}} (\mu_{i,j}^{S,UP} (S_{i,j} - \bar{S}_{i,j}) + \mu_{i,j}^{S,DR} (\bar{S}_{i,j} - S_{i,j})) + \\
 & + \sum_t \sum_{i \in \Omega^{UP}} \sum_{j \in \Omega^{DR}} (\mu_{i,j}^{H,UP} (H_{i,j} - \bar{H}_{i,j}) + \mu_{i,j}^{H,DR} (\bar{H}_{i,j} - H_{i,j})) + \sum_t \sum_{i \in \Omega^{UP}} \mu_{i,t}^{P,UP} (P_{i,t} - \bar{P}_{i,t}) + \sum_t \sum_{i \in \Omega^{DR}} \mu_{i,t}^{P,DR} (\bar{P}_{i,t} - P_{i,t}) + \sum_t \sum_{i \in \Omega} \mu_{i,t}^{EN} h_{i,t}^{EN}(x) \quad (47.1)
 \end{aligned}$$

Обмеження, що характеризують функціонування системи накопичення енергії змодельовано як:

$$E_{i,t+1}^{BAT} = E_{i,t}^{BAT} + P_{i,t}^{E,B} \cdot \eta^{C,BAT} - P_{i,t}^{E,S} / \eta^{D,BAT} k_{i,t}^H \cdot \ln(1 + P_{i,t}^{H,B}) : \lambda_{i,t}^{BAT}, g_{i,t}^{BAT}(x), \forall i \in \Omega^{BAT} \quad (47.2)$$

де $E_{i,t}^{BAT}$ – стан заряду батареї; $\eta^{C,BAT}$ – це ефективність зарядки батареї (ККД пристрою зарядки); $\eta^{D,BAT}$ – це ефективність розряду батареї;

$\lambda_{i,t}^{BAT}$ – множник Лагранжа; $P_{i,t}^{E,B}$ – це обсяг електроенергії закупленої в інших агрегаторах; $P_{i,t}^{H,B}$ – обсяг водню закупленого в інших агрегаторів;

$$E_{i,t+1}^{P2G} = E_{i,t}^{P2G} + P_{i,t}^{H,B} + P_{i,t}^{E,B} \cdot \eta^{C,P2G} - P_{i,t}^{H,S} - P_{i,t}^{E,S} / \eta^{D,P2G} : \lambda_{i,t}^{FCV}, g_{i,t}^{FCV}(x), \forall i \in \Omega^{P2G} \quad (47.3)$$

Де $E_{i,t}^{P2G}$ – стан накопичувача водню (заповненість ресивера); $\eta^{C,P2G}$ – це ефективність перетворення електроенергії в газ (ККД електролізера); $\eta^{D,P2G}$ – це ефективність перетворення газу в електроенергію (ККД БПЕ чи генератора); $P_{i,t}^{H,S}$ – обсяг водню проданого іншим агрегаторам; $P_{i,t}^{E,S}$ – обсяг електроенергії проданої іншим агрегаторам.

5. КОМПЕНСАЦІЯ ВПЛИВУ НЕРІВНОМІРНОСТІ ГЕНЕРУВАННЯ ВДЕ НА РЕЖИМУ ТАБАЛАНСОВУ НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 47

5.3. Підвищення енергоефективності ВДЕ в балансі потужності та електроенергії з використанням біогазових установок.

$$P_{ц.ж}(t) = - \sum_{i=1}^n P_i(t) + \sum_{j=1}^m P_{г.п.ж}(t) + \Delta P(t) \rightarrow \min$$



Рис. 48.1. Перша черга біогазової установки на 10 МВт.



Рис. 48.2. Когенераційна установка 10 МВт.

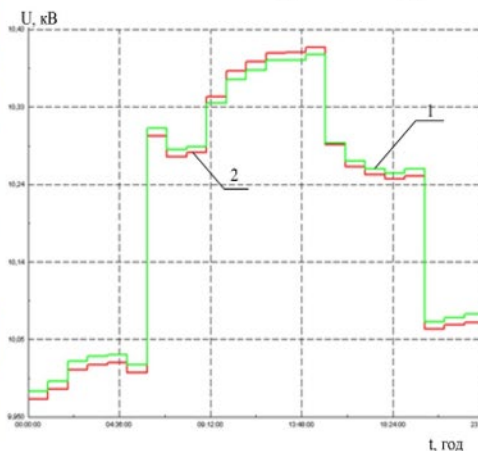


Рис. 48.3. Рівні напруг на стороні 10 кВ ПС 110/35/10 кВ, коли працюють дві черги КУ 20 МВт і ФЕС 5 МВт.

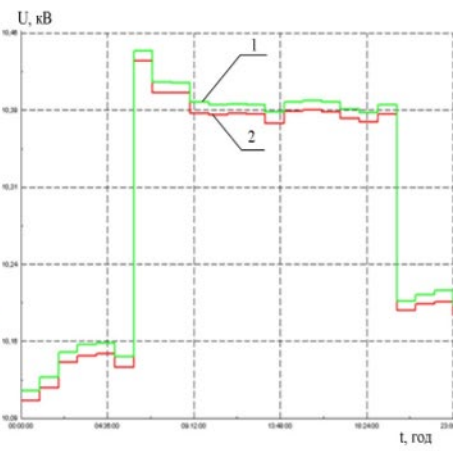
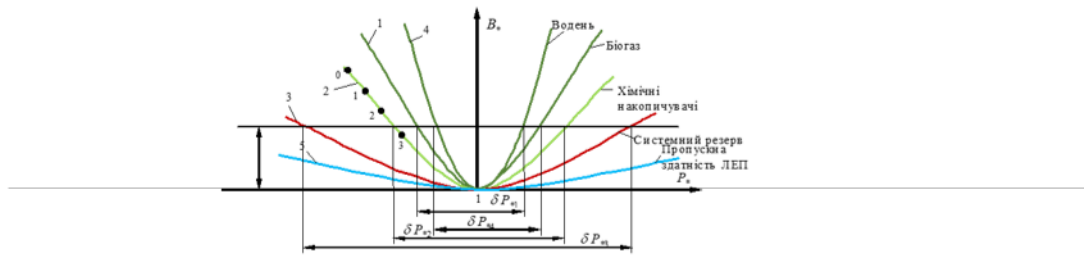


Рис. 48.4. Рівні напруг на стороні 10 кВ ПС 110/35/10 кВ, коли працюють дві черги КУ 20 МВт і ФЕС 12 МВт.

5. КОМПЕНСАЦІЯ ВПЛИВУ НЕРІВНОМІРНОСТІ ГЕНЕРУВАННЯ ВДЕ НА РЕЖИМУ ТАБАЛАНСОВУ НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 48



6. БАЛАНСУВАННЯ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ З ВДЕ КРИТЕРІАЛЬНИМ МЕТОДОМ

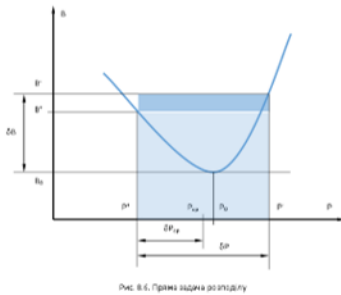
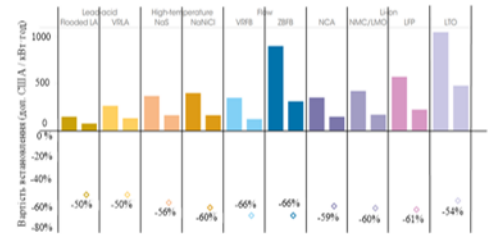


Рис. 6.6. Прямої лінійної розподілу



6. БАЛАНСУВАННЯ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ З ВДЕ КРИТЕРІАЛЬНИМ МЕТОДОМ 49

6.1. КОМПЛЕКСНИЙ ПІДХІД ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ВДЕ

$$B_{\Sigma} = B_x(P_x) + B_v(P_v) + B_z(P_z) + B_c(P_c) + B_n(P_n) \rightarrow \min \quad (50.1)$$

де $B_x(P_x)$ – витрати на резервування накопичувачами хімічного типу;

$B_v(P_v)$ – витрати на водневі технології;

$B_z(P_z)$ – витрати, зв'язані з використанням біогазових технологій як резерву;

$B_c(P_c)$ – витрати на користування системним резервом, це є фактично компенсація за утримання резерву на завантаження для енергоагрегатів ТЕС, що працюють за ціновими заявками і визначається за формулою:

$$B_c = \begin{cases} P_c \cdot (e_p^c - d\sigma_n), e_p^c > d\sigma_n \\ 0, e_p^c \leq d\sigma_n \end{cases} \quad (\text{грн/год}) \quad (50.2)$$

e_p^c – гранична ціна системи, яка формується для розрахункової години на оптовому ринку електроенергії;

$d\sigma_n$ – прирощена ціна палива, що визначається на основі похідної функції витрат палива на виробництво електроенергії за рівнем навантаження агрегату електростанції та вартості потрібного палива;

$B_n(P_n)$ – витрати на запаси пропускної спроможності ліній електропередачі;

P_x, P_v, P_z, P_c, P_n – відповідно оптимальні значення потужностей, які визначаються з кожного зі способів резервування.

Критерії подібності, які є ваговими коефіцієнтами, дозволяють визначити співрозмірність між заходами компенсації нерівномірності графіків генерування ВДЕ.

$$\pi_x + \pi_v + \pi_z + \pi_c + \pi_n = 1 \quad (50.3)$$

π – критерії подібності (вагові коефіцієнти) відповідно витрат на способи компенсації нерівномірності графіку генерування ВДЕ.

$$\pi_i = B_i(P_i) / B_{\Sigma}$$

6. БАЛАНСУВАННЯ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ З ВДЕ КРИТЕРІАЛЬНИМ МЕТОДОМ 50

6.2. Математична критеріальна модель питомих витрат на 1 кВт резервування за сценарієм по якому використовуються хімічні накопичувачі

$$B = \frac{C_1}{P_s} + C_2 P_c + C_3 P_n + C_4 \frac{P_s^2}{P_c^2 \cdot P_n} \quad (51.1)$$

де C_1, C_2, C_3, C_4 – узагальнені константи, що містять вихідні дані вирішуваної задачі.

Перша складова рівняння враховує питомі витрати на реалізацію резервування з використанням системи хімічних накопичувачів електроенергії; другий, третій, четвертий компоненти враховує витрати на електричні мережі. Запропоноване рівняння відповідає умові канонічності, так $m=n+1$.

Ортонормована система рівнянь (51.2):

$$\begin{cases} -\pi_1 + 2\pi_2 = 0 \\ \pi_2 - 2\pi_3 = 0 \\ \pi_3 - \pi_4 = 0 \\ \pi_1 + \pi_2 + \pi_3 + \pi_4 = 1 \end{cases} \quad (51.2)$$

$$\begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 & 2 \\ 0 & 1 & 0 & -2 \\ 0 & 0 & 1 & -1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \pi_1 \\ \pi_2 \\ \pi_3 \\ \pi_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix}$$

$$\pi_1 = \pi_2 = \frac{2}{6}, \quad \pi_3 = \pi_4 = \frac{1}{6}$$

$$\begin{aligned} \pi_1 &= \frac{2}{6} = \frac{C_1}{P_s} \\ \pi_2 &= \frac{2}{6} = C_2 \cdot P_c \\ \pi_3 &= \frac{1}{6} = C_3 \cdot P_n \\ \pi_4 &= \frac{1}{6} = \frac{C_4 \cdot P_s^2}{P_c^2 \cdot P_n} \end{aligned}$$

$$B = 3 \left(4 \cdot C_1^2 \cdot C_2^2 \cdot C_3 \cdot C_4 \right)^{\frac{1}{6}}$$

$$P_s = \left(\frac{C_1^4}{4 C_2^2 \cdot C_3 \cdot C_4} \right)^{\frac{1}{6}}$$

$$P_c = \left(\frac{4 C_1^2 \cdot C_3 \cdot C_4}{C_2^2} \right)^{\frac{1}{6}}$$

$$P_n = \left(\frac{C_1^2 \cdot C_2^2 \cdot C_4}{16 \cdot C_3^5} \right)^{\frac{1}{6}}$$

$$C_i = \frac{C_i}{C_{i0}}, \quad i = \overline{1,4}$$

В критеріальній формі запису вираз витрат:

$$B_s = \frac{\pi_1}{P_s} + \pi_2 P_c + \pi_3 P_n + \pi_4 \frac{P_s^2}{P_c^2 \cdot P_n} \quad (51.3)$$

Виокремомо складову витрат на резервування накопичувачами хімічного типу (перший член) та складову, яка характеризує витрати на користування системним резервом та витрати на збільшення запасу пропускної спроможності ліній електропередачі (другий член):

$$B_s = 0,333 \cdot P_s^{-1} + 0,667 \cdot (0,5 \cdot P_c + 0,25 \cdot P_n + 0,25 \cdot P_s^2 \cdot P_c^{-2} \cdot P_n^{-1})$$

Якщо прийняти за базисні певні значення констант ($C_1, \dots, C_4$), то набудуть вигляду:

$$\begin{aligned} P_{s*} &= \left(\frac{C_{1*}^4}{4 C_{2*}^2 \cdot C_{3*} \cdot C_{4*}} \right)^{\frac{1}{6}} \\ P_{c*} &= \left(\frac{4 C_{1*}^2 \cdot C_{3*} \cdot C_{4*}}{C_{2*}^2} \right)^{\frac{1}{6}} \\ P_{n*} &= \left(\frac{C_{1*}^2 \cdot C_{2*}^2 \cdot C_{4*}}{16 \cdot C_{3*}^5} \right)^{\frac{1}{6}} \\ B_s &= 3 \left(4 \cdot C_{1*}^2 \cdot C_{2*}^2 \cdot C_{3*} \cdot C_{4*} \right)^{\frac{1}{6}} \end{aligned} \quad (51.4)$$

6. БАЛАНСУВАННЯ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ З ВДЕ КРИТЕРІАЛЬНИМ МЕТОДОМ 51

6.3. Аналіз чутливості витрат

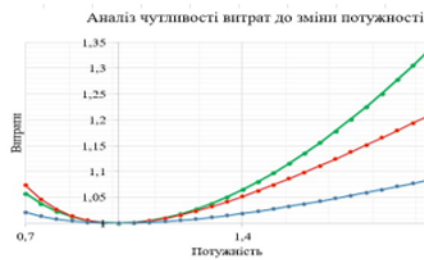


Рис. 52.1. Чутливість витрат: до зміни потужності накопичувачів хімічного типу (зелена крива); до зміни потужності системного резерву (червона крива) та до зміни потужності пропускної здатності ліній електропередачі (синя крива).

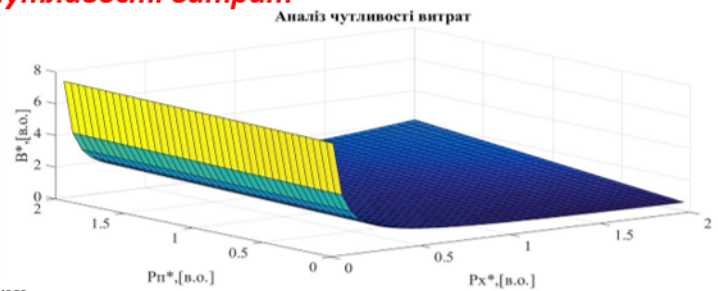


Рис. 52.3. Чутливість витрат до одночасної зміни потужності накопичувачів хімічного типу та до зміни пропускної здатності ЛЕП.

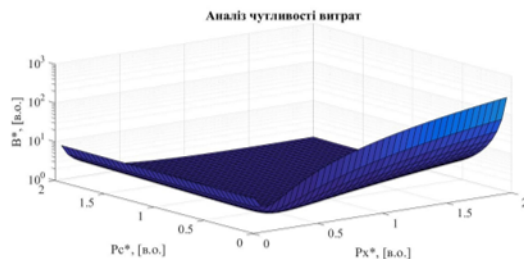


Рис. 52.2. Чутливість витрат до одночасної зміни потужності накопичувачів хімічного типу та потужності системного резерву.

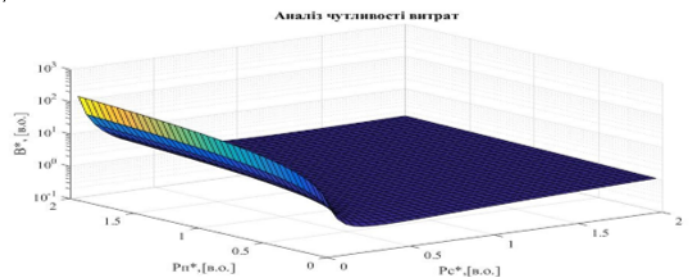


Рис. 52.4. Чутливість витрат до одночасної зміни пропускної здатності ЛЕП та потужності системного резерву.

6. БАЛАНСУВАННЯ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ З ВДЕ КРИТЕРІАЛЬНИМ МЕТОДОМ 52

6.3. Аналіз чутливості витрат у [%]

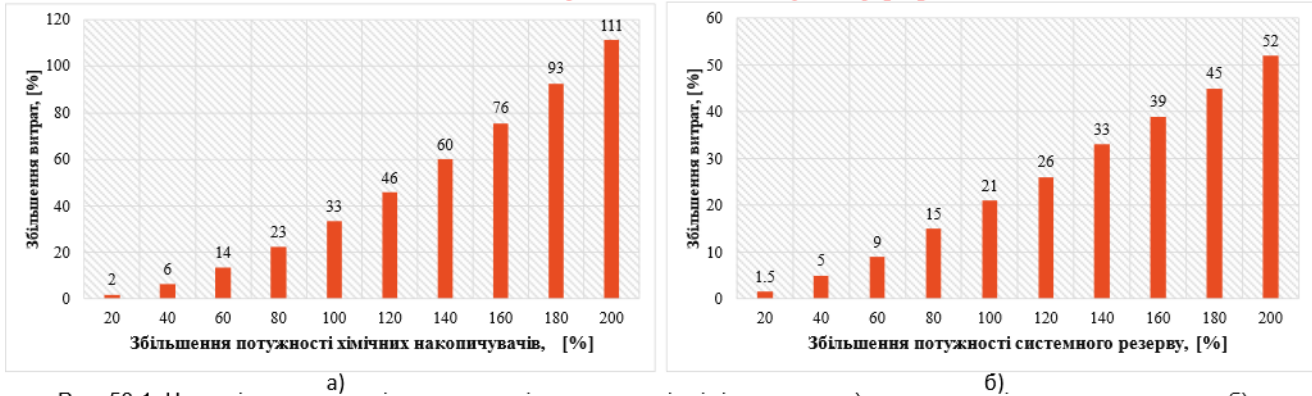


Рис. 53.1. Чутливість витрат зміні потужності накопичувачів хімічного типу а) та потужності системного резерву б).

Також критеріальне рівняння дозволяє визначити зміни питомих витрат при зміні тієї чи іншої потужності, що оптимізується, тобто дослідити **економічну стійкість витрат** до зміни параметрів:

- якщо P_x потужність накопичувачів хімічного типу збільшиться на 50 % то значення витрат збільшиться на **9,7 %**,
- а якщо вдвічі – то значення витрат збільшиться на 33 %,
- якщо P_c збільшиться на 50 %, то значення витрати збільшиться на 7,4 %,
- якщо P_n збільшиться на 50 %, то значення витрат збільшиться на 2,8 %.
- Даний аналіз дозволяє зробити висновок, що розподіл витрат для досліджуваного сценарію резервування більш чутливий до вибору потужності накопичувачів хімічного типу та вибору потужності системного резерву.

6. БАЛАНСУВАННЯ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ З ВДЕ КРИТЕРІАЛЬНИМ МЕТОДОМ 53

6.3. Математична критеріальна модель питомих витрат на 1 кВт резервування за сценарієм по якому використовуються хімічні накопичувачі та біогазові установки.

$$B_s = \left[(b_1 + b_2 P_x + b_3 P_c) \cdot P_n + b_4 \left(\frac{P_c}{P_x} \right) \left(\frac{P_n}{P_c} \right) \right] + \left[b_5 + b_6 P_c + b_7 P_c P_x + b_8 P_x P_n + b_9 \frac{P_x P_c}{P_x} \right] \quad (54.1)$$

де b_1 - b_9 – узагальнені константи, що містять вихідні дані вирішуваної задачі.

$$\begin{aligned} C_1 &= b_2 P_n + b_7 P_c + b_8 P_n \\ C_2 &= b_9 P_c P_n \\ C_3 &= b_4 P_c^2 P_n \\ C_4 &= b_3 P_n \end{aligned} \quad (54.2)$$

Запишемо (54.1) з врахуванням (54.2)

$$B = C_1 P_x + C_2 P_x^{-1} + C_3 P_x^{-2} P_c^{-1} + C_4 P_c \quad (54.3)$$

Враховуючи умову ортогональності та нормування, система рівнянь відносно критеріїв подібності записується у вигляді:

$$\begin{cases} \pi_1 - \pi_2 - 2\pi_3 = 0 \\ -\pi_3 + \pi_4 = 0 \\ \pi_1 + \pi_2 + \pi_3 + \pi_4 = 1 \end{cases} \quad (54.4)$$

Запишемо для останньої системи рівнянь відповідну матрицю показників α :

$$\alpha = \begin{bmatrix} 1 & -1 & -2 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 \end{bmatrix}, \quad \alpha' = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -2 & -1 \\ 0 & 1 & -1 & 0 \end{bmatrix}.$$

Тоді матриця, що складається з векторів нормалізації та нев'язки записується у вигляді:

$$\beta = \begin{bmatrix} 2 & 1 \\ 1 & 0 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \Rightarrow \beta' = \begin{bmatrix} 2 & 1 \\ 0 & 1 \\ 1 & 0 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (54.5)$$

Вектори нормалізації β_0 і нев'язки β_1 визначаються як:

$$\beta_0 = \begin{bmatrix} 1/2 \\ 0 \\ 1/4 \\ 1/4 \end{bmatrix}; \beta_1 = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - 2 \cdot \begin{bmatrix} 1/2 \\ 0 \\ 1/4 \\ 1/4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ -1/2 \\ -1/2 \end{bmatrix}. \quad (54.6)$$

Оскільки незалежною змінною є π_2 , то вектор критеріїв подібності записується у вигляді: $\pi = \beta_0 + \beta_1 \pi_2$.

З врахуванням числових значень β_0 і β_1 вектор критеріїв подібності записується:

$$\pi = \begin{bmatrix} \frac{1}{2} \\ b_2 \\ \frac{4(b_2 b_3)^2 + 2b_5}{(b_2 b_4)^2} \\ \frac{4(b_2 b_3)^2 + 2b_5}{(b_2 b_4)^2} \\ \frac{(b_2 b_4)^2}{4(b_2 b_3)^2 + 2b_5} \end{bmatrix} \quad (54.7)$$

6. БАЛАНСУВАННЯ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ З ВДЕ КРИТЕРІАЛЬНИМ МЕТОДОМ 54

6.4. Нечітка модель питомих витрат на 1 кВт резервування.

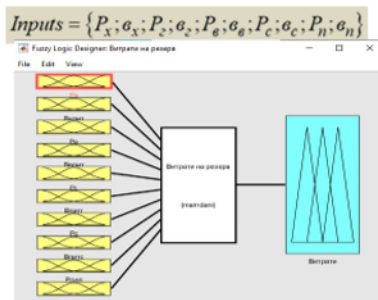


Рис. 55.1. Модель Мамдані витрат на резервування.

Таблиця 55.1 - Фрагмент бази даних для формування правил системи нечіткого висновку

№	P_x	$V_{n,x}$	P_z	$V_{n,z}$	P_e	$V_{n,e}$	P_c	$V_{n,c}$	P_n	$V_{n,n}$	V
1	М	В	В	М	-	-	-	-	М	М	С
2	М	В	М	В	-	-	В	М	В	В	БС
3	М	В	С	С	-	-	В	М	В	В	БС
4	М	В	М	В	М	В	В	М	БС	БС	В
5	МС	БС	МС	БС	МС	БС	БС	БС	БС	БС	БС
6	ВС	МС	БС	МС	В	В	М	НС	М	М	С
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
25	-	-	-	-	НС	ВС	ВС	ВС	С	С	С

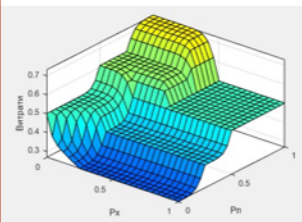


Рис. 55.4. Залежність витрат на резервування від встановленої потужності біогазових установок та питомої вартості використання системного резерву.

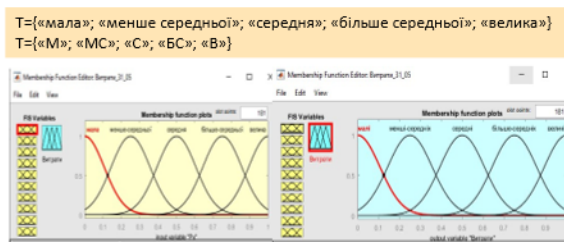


Рис. 55.2. Функції належності для вхідних змінних, на прикладі потужності хімічних накопичувачів а) та вихідної змінної б) витрат на резервування.



Рис. 55.3 Отримані правила системи нечіткого висновку

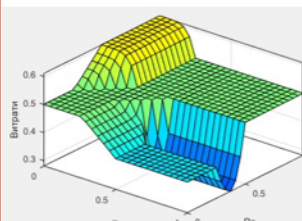


Рис. 55.5. Залежність витрат на резервування від встановленої потужності хімічних накопичувачів та збільшення використання системного резерву.

6. БАЛАНСУВАННЯ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ З ВДЕ КРИТЕРІАЛЬНИМ МЕТОДОМ 55

Наукова новизна

Наукова новизна одержаних результатів полягає в тому, що проведений комплекс досліджень дозволяє здійснити теоретичне узагальнення і вирішити науково-прикладну проблему розробки методів та засобів підвищення енергоефективності ВДЕ в умовах використання їх для балансування режимів енергетичних систем.

Зокрема *вперше*:

- розроблено метод визначення множини впливних метеорологічних факторів на обсяг генерування електроенергії ВДЕ з нерівномірним графіком генерування залежно від місця їх локації, що дозволило сформулювати вибірку найінформативніших метеорологічних факторів для прогнозування їх генерування на наступну добу за погодинним графіком та планування їх експлуатації з метою підвищення енергоефективності ВДЕ;
- розроблено метод оцінювання технічного стану фотоелектричного модуля ФЕС з використанням нейронечіткого моделювання та експертної оцінки фахівців, що, на відміну від існуючих методів, створює умови для більш точного визначення фактичного генерування ФЕС за участі їх в балансуванні режимів енергосистем і, як результат, зменшення штрафних санкцій та підвищення економічної ефективності;
- розроблено метод оптимізації витрат на підвищення енергоефективності ВДЕ в балансі електроенергії енергетичної системи методом критеріального програмування, що, на відміну від існуючих методів, дозволяє отримати результат у відносних одиницях та визначити співрозмірність витрат різних способів резервування електроенергії для компенсації нерівномірності графіків генерування ВДЕ;
- розроблено метод аналізу економічної стійкості витрат на забезпечення енергоефективності ВДЕ в балансі електроенергії енергетичної системи до змін потужності способів резервування електроенергії шляхом аналізування їх чутливості критеріальним методом, який, на відміну від існуючих методів, дозволяє визначити вплив кожного зі способів резервування на витрати у випадку неповноти вхідної інформації.

Наукова новизна

Набули *подальшого розвитку*:

- метод комбінованого використання в системах енергопостачання відновлюваних джерел енергії різних видів, який полягає в оптимізації водне- та електропостачання для інтегрованої воднево-електричної енергетичної системи з урахуванням розподілу енергії між різними агрегаторами за критерієм мінімального значення вартості водню та електроенергії;
- метод критеріального програмування для задач з моделлю витрат на компенсацію нерівномірності графіка генерування ВДЕ з мірою складності більше одиниці, що дозволяє виразити одні затрати на резервування через інші та порівняти їхні ефективності між собою у відносних одиницях, а не в іменованих;
- метод виявлення несправностей фотоелектричних модулів в режимі онлайн, який в розвитку існуючого методу моніторингу базується на інформації, зібраній SCADA системами фотоелектричних установок, та досвіді експлуатаційного персоналу, з врахуванням чутливості генерування ФЕС критеріальним методом до зміни кожного з впливних факторів, що дозволило зменшити кількість хибних спрацювань та підвищити енергоефективність ФЕС в цілому.

А також:

- сформовано особливості функціонування електричних мереж та їх основні характерні ознаки, що впливають на енергоефективність ВДЕ в балансі електроенергії енергетичних систем і врахування яких дозволить зменшити їх негативний вплив на функціонування ВДЕ як елемента ЕЕС;
- розроблено дерево пошкоджень фотоелектричного модуля, що дозволило виявити його елементи, які потребують підвищеної уваги, та умови експлуатації, що призводять до інтенсивного розвитку цих дефектів

НАУКОВА НОВИЗНА

57

Висновки

В роботі вирішена важлива науково -прикладна проблема обґрунтування методів, математичних моделей та способів підвищення енергоефективності ВДЕ з нерівномірним графіком генерування в балансі електроенергії енергетичних систем шляхом підвищення точності погодинного прогнозування генерування ФЕС на наступну добу, уточнення фактичного вироблення електроенергії ФЕС, а також оптимізації варіантів резервування потужності для компенсації природної нерівномірності графіків вироблення електроенергії ВДЕ.

В роботі одержані наступні наукові та практичні результати:

- Сформовано особливості функціонування ВДЕ в Україні та у світі і їх вплив на ЕЕС в сучасних умовах, а також виділено основні негативні ознаки електричних мереж, що зменшують ефективність ВДЕ, зокрема проблеми балансування в електроенергетичних системах, які спричинені недостатнім обсягом маневреної потужності в ОЕС України. Тому обґрунтовано шляхи врахування типу джерел живлення, рівня напруженості, графіку споживання, нерівномірності графіку генерування, що дасть змогу досягти максимальних результатів при коригуванні енергетичної стратегії та розвитку відновлюваної енергетики конкретного регіону. Показано, що нормальний стан електричних мереж енергосистеми є важливою умовою для реалізації ефективного використання ВДЕ.
- Розроблено метод визначення впливних метеорологічних факторів на генерування ВДЕ в залежності від локації з використанням кореляційно-регресійного аналізу, а саме коефіцієнтів Спірмена, Кендела та Пірсона, яка реалізована за допомогою програмно-апаратного комплексу в ПК LabView. Таким чином, визначаються прогнозовані значення впливних факторів, а потім за їхніми значеннями визначається генерування ВДЕ з використанням аналітичних залежностей та побудованих регресійних рівнянь індивідуально для кожної електричної станції або для групи станцій, об'єднаних в балансуєчу групу.
- Розроблено нейро-нечітку модель погодинного прогнозування генерування ВДЕ в залежності від метеорологічних даних для оцінки ефективності їх використання. Одним із способів забезпечення енергоефективності ВДЕ є прогнозування виробництва електроенергії з мінімальною похибкою для мінімізації можливої компенсації за неточні прогнозовані дані в майбутньому. Прогнозування стає ключовим інструментом для економічно ефективної інтеграції ВДЕ, таких як ВЕС, СЕС, малі ГЕС, у мікро-, локальні, регіональні та національні енергетичні системи.
- На підставі дослідження пошкоджуваності зарубіжних і вітчизняних ФЕС розроблено математичну модель для оцінювання технічного стану ФЕС і визначення залишкового ресурсу для врахування участі їх в керуванні режимами ЕЕС. Для врахування впливних факторів на технічний стан обладнання ФЕС розроблено дерево пошкоджень для ФЕС і ФЕМ з використанням теорії ФТА. Розроблено метод ідентифікації технічного стану ФЕМ з використанням нейро-нечіткого моделювання, що дозволило розробити блок-схему і макет програмно-апаратного комплексу визначення пошкоджених модулів онлайн з застосуванням теорії чутливості.
- Досліджено можливість створення систем гібридного використання водню та електроенергії, як джерела палива для транспорту та для генерування електроенергії, а також для вирішення проблем балансування електроенергії. Запропонована модель інтегрованої воднево-електричної енергетичної системи з урахуванням розподілу енергії між різними агрегаторами за критерієм мінімального значення вартості водню та електроенергії з врахуванням обмежень хімічних накопичувачів та пропускної здатності ЛЕП і газової мережі.

ВИСНОВКИ

58

Висновки (продовження)

- 6. Розглянуто способи компенсації нерівномірності графіків генерування ВДЕ (накопичувачі хімічного типу, водневі технології, біогазові технології, системний резерв на ТЕС, ГЕС і ГАЕС) і підвищення енергоефективності ВДЕ як однієї зі складових балансування режимів електроенергетичної системи. Розроблена критеріальна модель сумарних витрат на підвищення енергоефективності ВДЕ, що дозволяє визначити їх оптимальне значення у відносних одиницях і при неповноті вхідної інформації визначити їх чутливість в залежності від зміни потужності кожного способу резервування та оцінити їх співрозмірність.
- 7. Адаптовано критерій оптимальності керування параметрами електроенергетичної системи з ВДЕ, що мають нерівномірний графік генерування, шляхом введення в вектор спостереження та вектор керування прогнозного значення їх потужності та потужності керованих ВДЕ і накопичувачів відповідно, що дозволило підвищити їх енергоефективність при керуванні режимами ЕЕС. Складаються такі умови, що ВДЕ займає чільне місце в балансі електроенергії ЕЕС і завдяки їх економічності та надійності є підставою для їх інвестування та розбудови.
- 8. Визначено основні параметри та вартість створення автономного комбінованого комплексу на основі вітрової установки та з використанням водневих технологій за різними сценаріями (в залежності від ККД батареї паливного елементу, інтенсивності вітру, встановленої потужності та кількості вітрогенераторів, обсягу і кількості ресиверів, типу та ККД електролізера). Використання водневих технологій дозволить компенсувати природну нерівномірність графіку генерування ВЕС та оптимізувати витрати на резервування електроенергії даним способом в місцях де використання системного резерву ЕЕС є проблемним.
- 9. Працездатність та ефективність запропонованих у роботі методів, математичних моделей і програмних засобів підтверджено обчислювальними та практичними експериментами для реальних електричних станцій, що використовують ВДЕ. Розроблені програмні засоби для визначення множини впливних факторів на генерування ВДЕ в залежності від їх локації та визначення прогнозного значення генерування ВДЕ, а також метод визначення технічного стану фотоелектричних модулів передано для дослідної експлуатації до ТОВ «Українські технологічні продукти» (довідка про впровадження від 26.05.2021 р.), ТОВ «ЕНЕРГОІНВЕСТ» (довідка про впровадження від 31.05.2021 р.). Метод оптимізації витрат на підвищення енергоефективності ВДЕ в балансі електроенергії енергетичної системи методом критеріального програмування, що дозволяє отримати результат у відносних одиницях та визначити співрозмірність витрат різних способів резервування електроенергії для компенсації нерівномірності графіків генерування ВДЕ та метод аналізу економічної стійкості витрат на забезпечення енергоефективності ВДЕ в балансі електроенергії енергетичної системи до змін потужності способів резервування електроенергії шляхом аналізу їх чутливості критеріальним методом, який на в методі дозволяє визначити вплив кожного зі способів резервування на витрати при неповноті вхідної інформації передано для дослідної експлуатації в АТ «Вінницькобленерго» (довідка про впровадження від 20.04.2021 р.). Метод визначення технічного стану електричного обладнання в умовах неповноті даних передано для дослідної експлуатації у Відокремлений підрозділ НЕК «Укренерго» «Південно-Західна електроенергетична система» (довідка про впровадження від 13.05.2021 р.). Результати дисертаційної роботи використано в навчальному процесі Вінницького національного технічного університету (довідка про впровадження від 05.05.2021 р.).

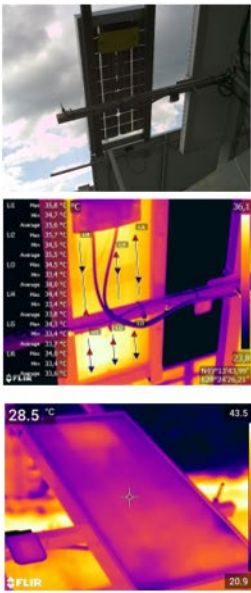


Рис. А.1 Термограма ФЕМ отримана за допомогою Flir T540 №79317216

А.1 Результати дослідження технічного стану монокрист. панелі ВНТУ

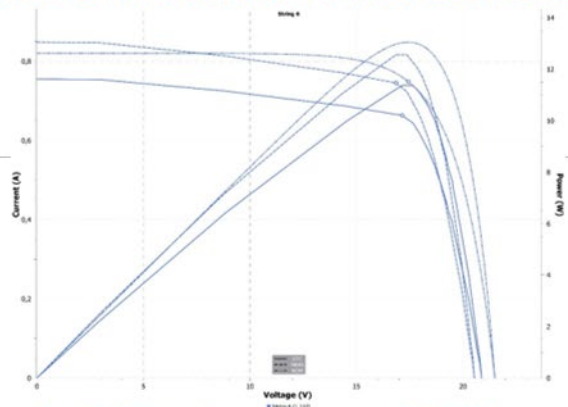
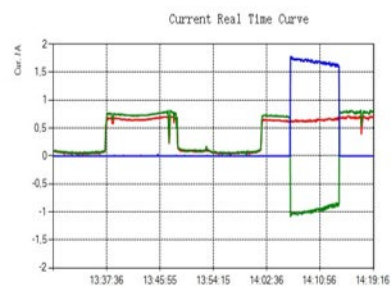
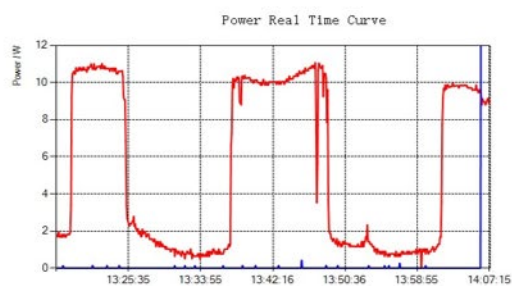


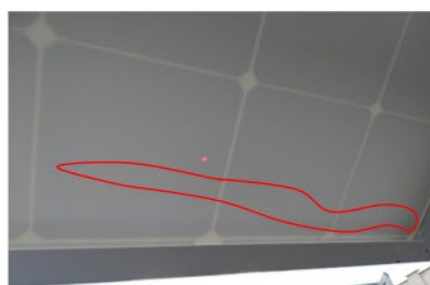
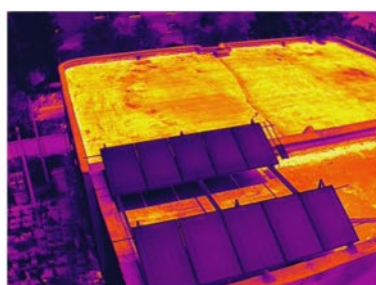
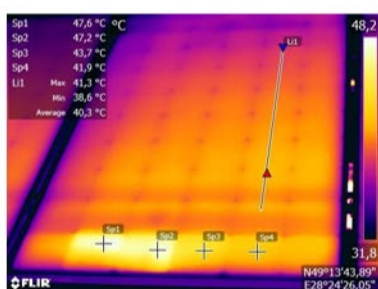
Рис. А.3 Фотоелектричний модуль встановлений на даху ВНТУ і ЗСУ

Б. Результати дослідження технічного стану монокрист. панелі



4. Визначення технічного стану ВДЕ з використанням нейро-нечіткого моделювання та дерева пошкоджень. 59

В. Результати дослідження технічного стану ФЕМ ВНТУ (Термограми)



4. Визначення технічного стану ВДЕ з використанням нейро-нечіткого моделювання та дерева пошкоджень. 60

ДОДАТОК Б

ОСНОВНІ ДЕФЕКТИ ФЕМ, ЯКІ ЕКСПЛУАТУЮТЬСЯ НА ФЕС ЕЕС

Розглянуто, як приклад, ФЕС, яка була введена в експлуатацію в 2005 році. Досліджувана станція складається 192 панелей, яка вже функціонує більше 16 років. Всі електричні і неелектричні параметри вимірюються з 10-хвилинним інтервалом. Кут нахилу панелей 45°. Тепловізійний контроль кожної панелі здійснювався 1 раз в рік планово.

На рис. Б.1 показано розшарування та деградації cells (темні cells). Обидва дефекти помітні в середині зображення.



Рис. Б.1. Розшарування та деградація cells ФЕМ.

117 панелей досліджуваної ФЕМ мають дефект деградації cells також розміру. Деградація матеріалу окремих клітин у більшості випадків із 116 дефектних ФЕМ виявляється не на одному дефектному cell, а на певній кількості cells (див. рис. Б.2). Пошкоджені cells зазвичай певну послідовність. Ця залежність свідчить про технологічні проблеми в процесі вироблення. Найбільш очевидною причиною є однорідність сировинного кремнієвого матеріалу або неоднорідність газоподібного середовища під час процесу пасивації [194].

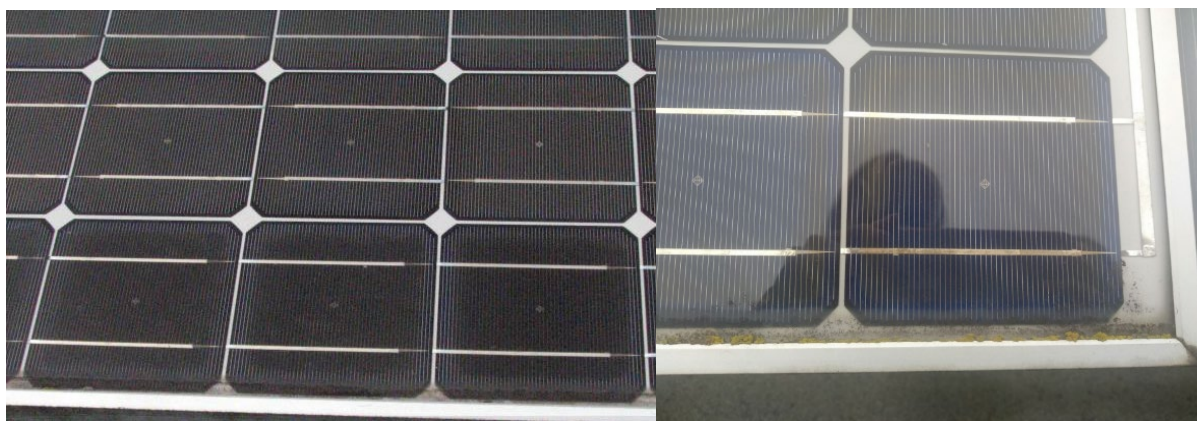


Рис. Б.2. Деградація cells.

Дефект «Hotspot» був виявлений на 37 ФЕМ. Приклад «hotspot» представлений на рис. Б.3.



Рис. Б.3. «Hotspot» (ФЕМ №67).

Має значний вплив на технічний стан та енергоефективність генерування це пошкодження задньої EVA або пошкодження фронтального склБ. ФЕМ відкрита для потрапляння вологості, що призводить до швидкого пошкодження панелі. Зразок пошкодження EVA представлений на рис. Б.4.



Рис. Б.4. Пошкодження EVA (пошкодження етилен-вінілацетатового покриття ФЕМ).

Під час аналізу 2019/2020 було виявлено 36 нових мікро-тріщин. Два типових приклади мікро-тріщини представлені на рис. Б.5. Ця панель є унікальною, оскільки це єдина панель з більш ніж 1 коміркою з мікро-тріщиною. Права комірка є прикладом мікро-тріщини у формі зірки, а ліва – зразком лінійної мікро-тріщини.

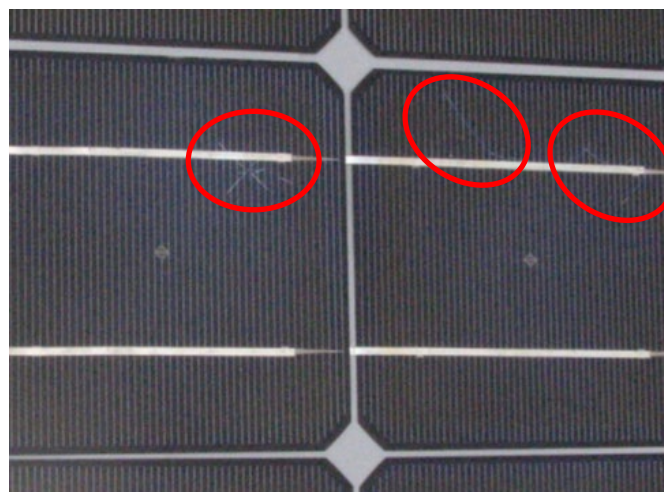


Рис. Б.5. Мікро-тріщини.

Мікро-тріщина є результатом місцевого фізичного та термічного впливу. З часом цей дефект розповсюджується, тобто тріщина зростає і повільно розділяє cell в одному або декількох напрямках. Мікро-тріщини ініціюють виникнення термічних дефектів та деградацію всього ФЕМ [192, 194].

Ще одну проблему з однорідністю процесу виготовлення або сировини можна спостерігати як так звані «сліди равликів». Ці дефекти можна виявити на фронтальній стороні пошкодженого cell, як показано на рис. Б.6. На ФЕМ виявлено 18 різних дефектів.

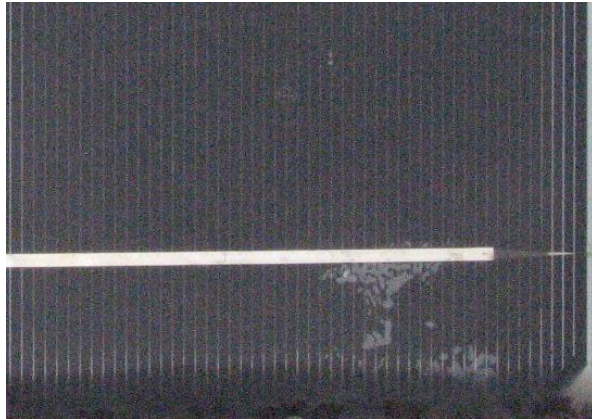


Рис. Б.6. Дефект «Сліди равликів».

Майже на всіх 192 панелях видно значні сліди значного повітряного забруднення, що супроводжується деградацією покривного матеріалу. Ці сліди можна знайти на нижньому краї панелей. На металевий каркас у цій частині панелі прикріплені забруднюючі речовини, і їх не можливо повністю вимити з поверхні під час природних дощів, забруднювачі починають створювати шар, який повільно стає твердим і міцним.

Поверхні ФЕС пошкоджуються не тільки під дією фізичних навантажень, але й хімічних процесів. Створене середовище стає сприятливим для розвитку мікроорганізмів і починається біологічна корозія. Типовий приклад цього явища на ФЕМ №21 проілюстрований на рис. Б.7, (верхня панель). Забруднення створює смугу заввишки приблизно 1 см. Також на верхній панелі видно корозію алюмінієвого каркаса.

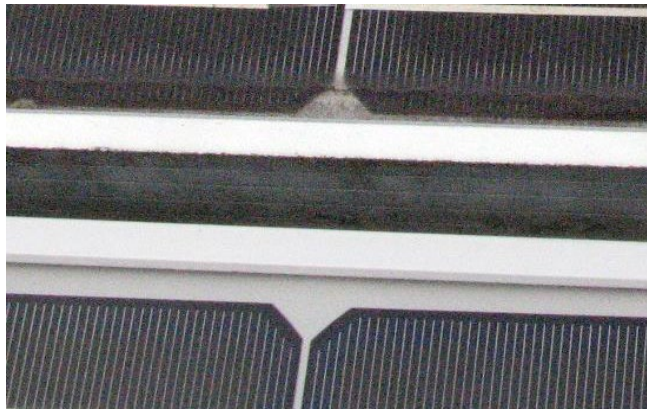


Рис. Б.7. Вплив забруднення.

Не кожна виявлена несправність має однаковий вплив на технічний стан ФЕМ. Якщо вплив одного дефекту в даний час є незначним, то він може призвести до дуже серйозної проблеми в найближчому або більш далекому майбутньому.

Приклад впливу незначного дефекту на ефективність роботі ФЕМ показано на рис. Б.8. Порівняно дві ВАХ для непошкодженого та пошкодженого ФЕМ (дефект – «слід равлика»). Цей дефект охоплює приблизно 2 % площі ФЕМ.

Усі менш серйозні дефекти («сліди равликів», місцеве забруднення тощо) мають подібний вплив на ВАХ і склали 177 випадків із 431 виявлених.

Повітряне забруднення, виявлене на 128 панелях, не має помітного впливу на поведінку панелі в даний час (або вплив не вдалося визначити, оскільки на панелі присутня інша несправність).

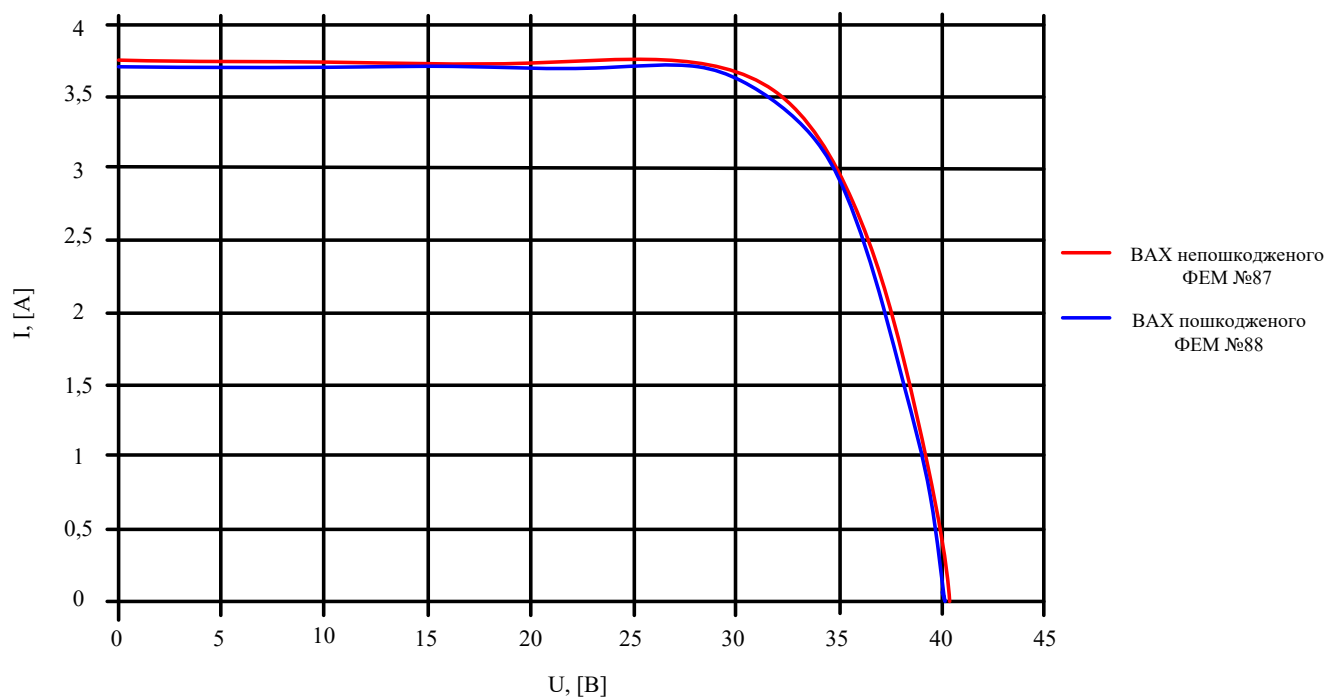


Рис. Б.8. ВАХ з незначними дефектами ФЕМ.

На рис. Б.9 показаний дефект розтріскування захисного скла внаслідок помилок монтажу ФЕМ (а саме кріплення ФЕМ), вітрових навантажень, порушень у виготовленні каркасу ФЕМ та ін.). Пошкодження каркасу ФЕМ (пошкодження герметика, пошкодження рамки, пошкодження кріплення) показано на рис. Б.10–Б.12.

Значне вигинання каркасу (рис. Б.12), на якому кріпляться ФЕМ створило передумови пошкодження каркасів самих ФЕМ, погіршення контакту в місці з'єднання cell з busbar (рис. Б.13); зростання опору та нагрів контактів в місці з'єднання cells між собою або пошкодження діоду Шоттки (рис. Б.14).

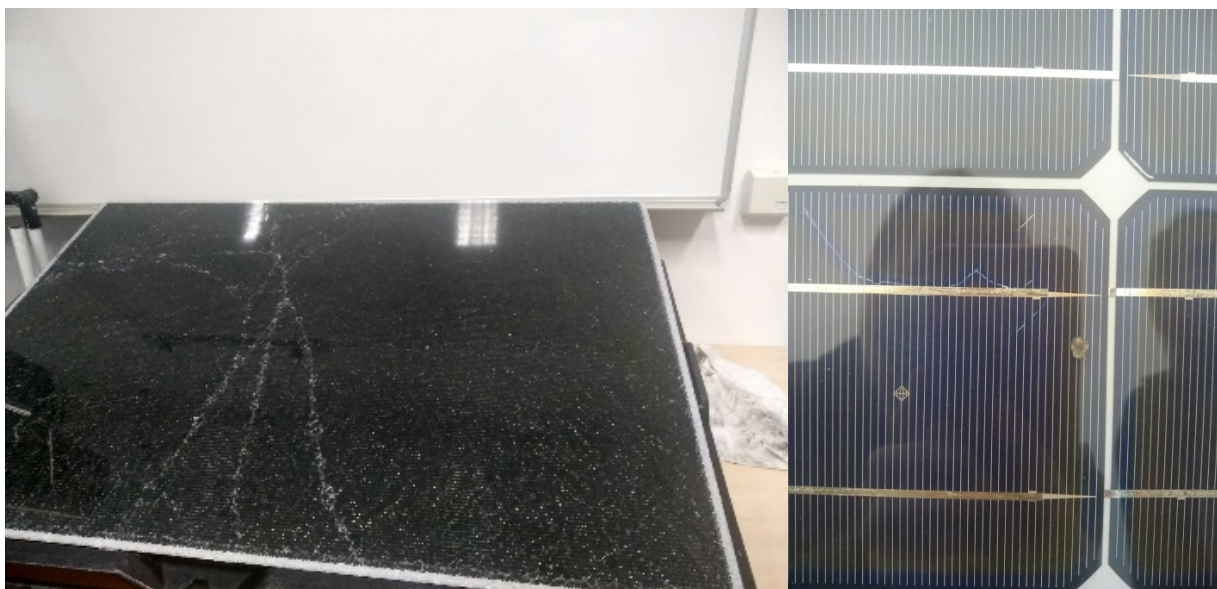


Рис. Б.9. Тріщини на захисному склі ФЕМ.

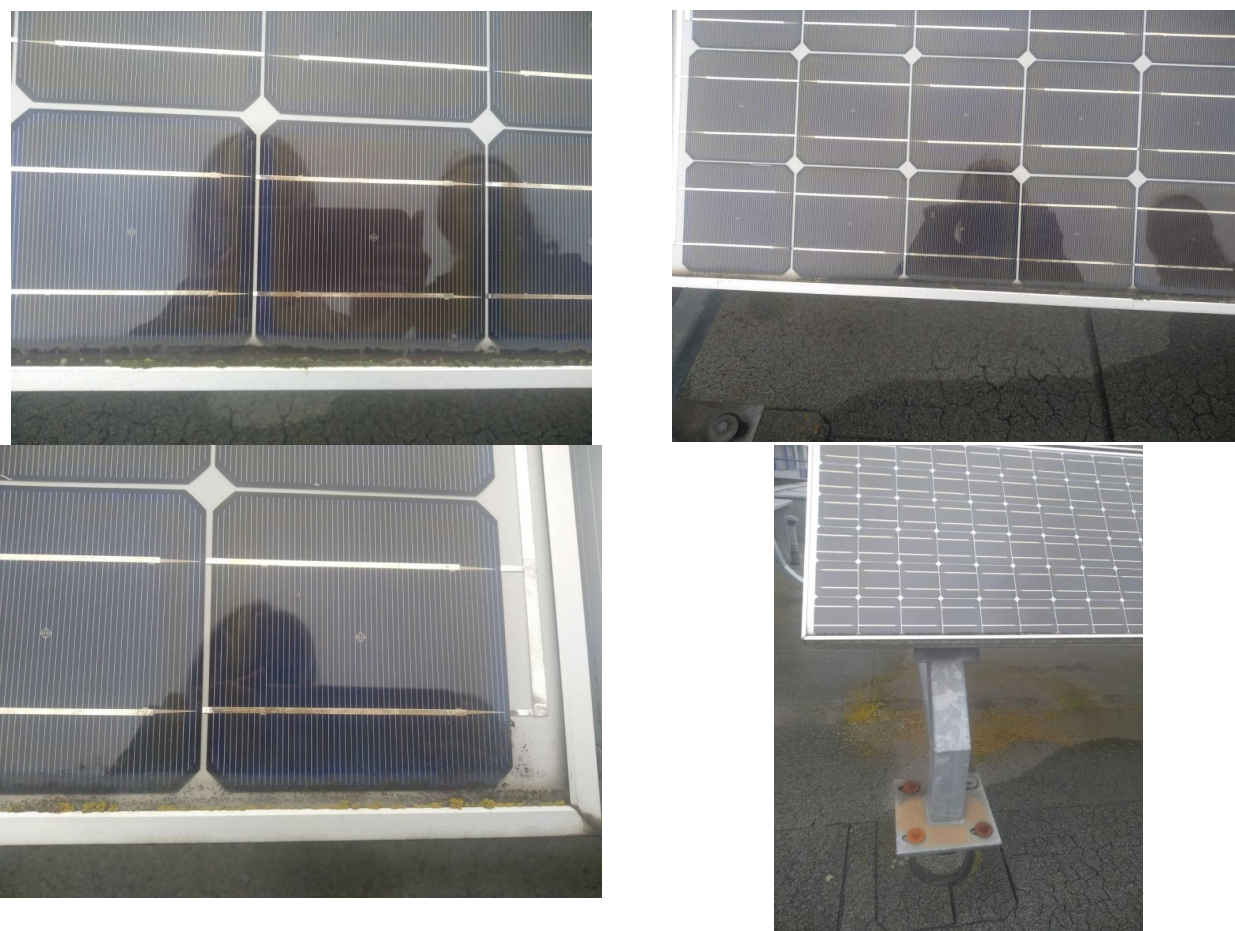


Рис. Б.10. Пошкодження каркасу ФЕМ (пошкодження герметика, пошкодження рамки, пошкодження кріплення).



Рис. Б.11. Пошкодження герметика ФЕМ та склопакету.



Рис. Б.12. Помилки монтажу та значне вигинання каркасу ФЕМ.



Рис. Б.13. Зростання опору та нагрів контактів в місці з'єднання sell з busbar ФЕМ.



Рис. Б.14. Зростання опору та нагрів контактів в місці з'єднання sells між собою або пошкодження діоду Шоттки.

Клемний термінал junctionbox теж є місцем можливого перегріву (рис. Б.15). Невчасне виявлення пошкодження ізоляції та контактних з'єднань можуть мати значні наслідки (рис. Б.16).



Рис. Б.15. Клемний термінал junctionbox – місце можливого перегріву.



Рис. Б.16. Результати пошкодження ізоляції та контактних з'єднань.

Пошкодження, що виявлені на Писарівській ФЕС за допомогою програмно-апаратного комплексу, описаного в п. 4.4.

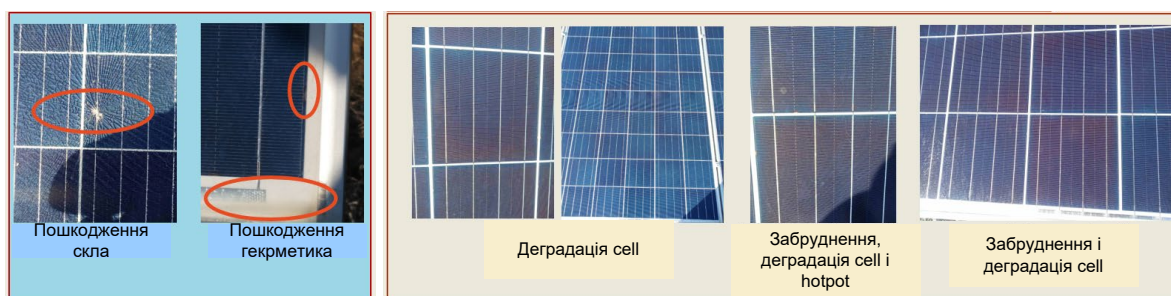
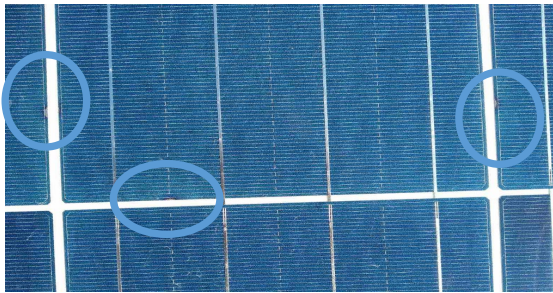


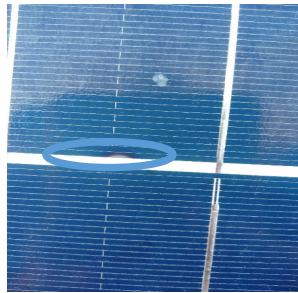
Рис. Б.17. Пошкодження виявлені на Писарівський ФЕС 3 березня 2021 шляхом візуального огляду.

Також, запропонований комплекс допоможе уникнути помилкових висновків, щодо технічного стану ФЕМ, наприклад під час візуального огляду можна помітити коричневі сліди по краях сонячних елементів у фотоелектричному модулі, які часто плутають з hotpot, але насправді це

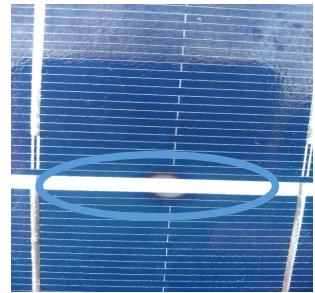
потемніння спричинені особливостями виробництва, як зазначено в [214] і мають вигляд показаний на рис. Б.18.



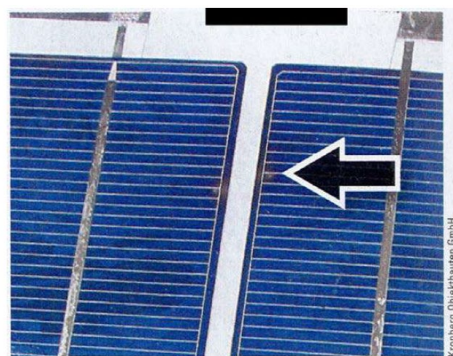
а)



б)



в)



г)

Рис. Б.18. Коричневі плями на краю cell, які не є пошкодженням: а), б), в) фото зроблені на ФЕС в Україні; г) фото наведені в звіті ІЕА-PVPS T13-01:2014 [214].

Додаток В

ГЕНЕРУВАННЯ МІНІ-ГЕС

В.1. Аналіз генерування міні-ГЕС

Результати досліджень ефективності роботи малих ГЕС Вінницької області за 2018 рік, наведені в [27] і визначено, що найбільш продуктивними місяцями року для малих ГЕС були березень та листопад 2018 року, а серпень характеризувався мінімальним рівнем генерування, на відміну від ФЕС для яких червень виявився найбільш продуктивним у 2018 році, а грудень найменш продуктивним.

Аналіз отриманих результатів дав можливість зробити висновок, що сучасні малі гідроелектростанції (МГЕС) мають великий потенціал розвитку з збільшенням інтересу до відновлюваних ресурсів та розподіленого виробництва енергії; однак, гідрологічні умови для яких були спроектовані ГЕС, базуються на застарілій інформації про стан річок, вимагають виконання операцій з розширення потоків води та відхилень потоків. Для підтримки високої ефективності перетворення енергії необхідні спеціальні методи контролю топології систем. Крім того, у вигляді децентралізованих джерел енергії, розташованих поблизу своїх споживачів, МГЕС покращують стабільність мережі за рахунок диверсифікації системи електропостачання та зменшення втрат на транспортування. Тому доцільно будувати МГЕС, що використовують інноваційні генераторні установці (гідро-комплекси): гвинтові турбіни інтегровані з синхронним генератором, який працює з змінною швидкістю в системі, що підключена до мережі. Цей спосіб вдосконалення будови МГЕС запропонували Dariusz Borkowski та Tomasz Wegiel в статті [234], де описали основні елементи цієї системи перетворення енергії. Запропонована та перевірена спеціальна стратегія контролю та керування. Всі представлені тут результати походять від фактичної МГЕС потужністю 150 кВт, що містить два інноваційних гідро-комплекси, які працюють паралельно.

Рентабельність МГЕС багато в чому залежить від їх розташування та гідрологічних характеристик місцевості. МГЕС – це, насамперед, «річкові» електричні станції, які можуть зберігати невелику кількість або взагалі не зберігають воду. Економічна експлуатація вимагає широкого потоку і високої ефективності через значні коливання річкових потоків протягом року. Подвійна регульована турбіна Каплана зазвичай відповідає цій вимозі; однак, це рішення не є економічним для МГЕС через складність механічної системи і високу пошкоджувальність окремих елементів, відсутність якісних та недорогих систем онлайн діагностування. Альтернативним підходом є система змінної швидкості (СЗШ), яка змінює швидкість турбіни по відношенню до фактичних гідравлічних умов для максимізації ефективності турбіни. Пропелерна турбіна з СЗШ з фіксованими лопатями є найбільш перспективним підходом для низьконапірних вузлів. Ця конструкція значно спрощує механічну систему, але вимагає в системі перетворення енергії наявності силового електронного блоку (СЕБ), щоб відповідати навантаженню і контролювати потік потужності від генератора до мережі. Синхронні генератори з постійними магнітами (СПМ) є найбільш зручним з числа типів генераторів, які використовуються у МГЕС, тому що має велику кількість полюсів і високу ефективність при широкому діапазоні навантажень.

В.2. Адаптація зарубіжного досвіду вдосконалення будови гідро-комплексів

Використання гідро-комплексу: СПМ, інтегрований з пропелерною турбіною, що працює зі змінною швидкістю, дасть змогу працювати МГЕС ефективніше. На додаток до вищезазначених переваг, запропонована інтеграція виключає зовнішній вал і зменшує розміри гідрокомплексу, створюючи тим самим модульну і компактну структуру. Таке інноваційне рішення було представлено в [234] як експериментальна електростанція, що містить два гідрокомплекси загальною потужністю 150 кВт. У цій роботі запропоновано аналіз ефективності СПМ та СЕБ. Крім того, вона представляє модифіковані

стратегії управління процедурою зберігання об'єму води, їх роботою та реальними характеристиками потужності та крутного моменту. Блок-схема системи перетворення енергії представлена на рис. В.1.

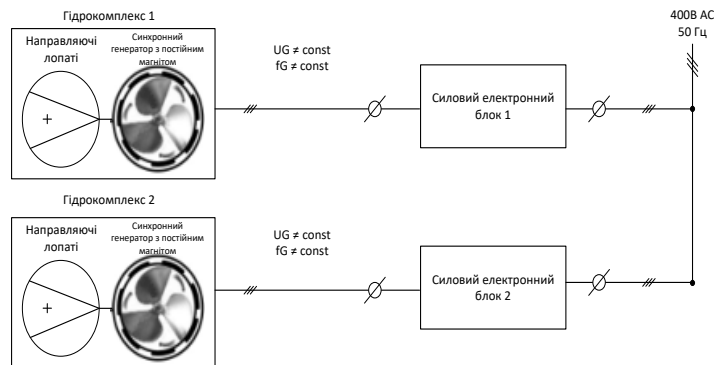


Рис. В.1. Блок-схема перетворення енергії у МГЕС, що включає два гідрокомплекси та силові електричні блоки.

Запропонований гідрокомплекс виконаний у трубоподібній формі. Його елементи зображені на рис. В.2. Основними елементами є інтегровані турбіна та генератор.

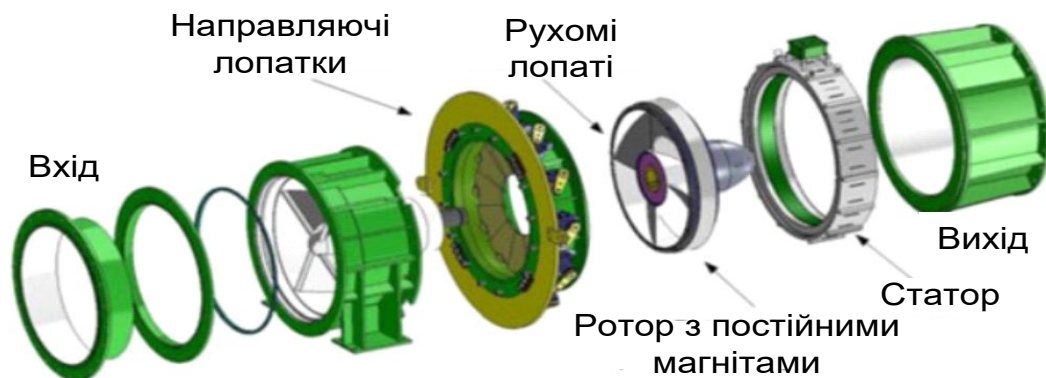


Рис. В.2. Основні елементи гідрокомплексу.

Статор СГПМ має класичну трифазну будову; однак, він повинен бути спеціально розроблений з відповідними розмірами, щоб відповідати гідрологічним умовам (ширині та напору потоку води) та його обмотки повинні

бути захищені від вологи спеціальною герметизуючою сполукою. Це ущільнення є критично важливим для підтримання електричної ізоляції генератора і його слід періодично контролювати, щоб гарантувати безпечну роботу. Ротор інтегрований з пропелерною турбіною; постійні магніти прикріплюються безпосередньо до зовнішнього кільця турбіни, тим самим передаючи крутний момент від турбіни до ротора і кільця без необхідності зовнішнього валу. Такий підхід виключає складність створення і підтримки системи валу і зменшує механічні втрати. Додатковою перевагою такого підходу є ефективність охолодження, викликана водою, яка протікає через зазор між ротором і статором і збільшує перевантажувальну здатність генератора. Іншим важливим елементом гідрокомплексу є набір направляючих апаратів, які керують потоком. Регульовані направляючі лопаті усувають зміни потоку, що виникають внаслідок зміни гідрологічних умов і забезпечують безперервне виробництво енергії в широкому діапазоні потоку води. Але адаптувати зарубіжний досвід до українських гідроресурсів можливо тільки при розробці сучасних адаптованих систем керування за допомогою програмного забезпечення LabView і MATLAB Simulink.

В.3. Аналіз добового генерування електроенергії протягом 2019 року міні-ГЕС – «Боднарівська»

Для аналізу розподілу добової генерації електроенергії протягом 2019 року обрано, як приклад, міні-ГЕС – «Боднарівська» (див. рис. В.3.).

Для визначення розрахункового значення виробництва електроенергії міні-ГЕС були використані вирази:

$$P = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot H, \quad (\text{В.1})$$

де P – вихідна потужність турбіни ГЕС в кВт; Q – швидкість потоку в трубі ($\text{м}^3 \cdot \text{с}$); ρ – щільність ($\text{кг} \cdot \text{м}^{-3}$); g – прискорення сили тяжіння ($\text{м} \cdot \text{с}^{-2}$); H – висота перепаду (напор) (м); η – глобальний коефіцієнт корисної дії (зазвичай між 0,7 і 0,9). Загальне генерування електроенергії за день може отримати:

$$E_{daily} = P \cdot t, \quad (B.2)$$

де t дорівнює 24 годині.

Беручи до уваги розташування міні-ГЕС «Боднарівська» та типу турбіни, визначено основні параметри. Для цієї ГЕС використовуються турбіни Каплана гвинтового типу вертикальної конструкції. Діаметр труби 1,2 м; $\eta = 0,8$; $\rho = 1000 \text{ кг} \cdot \text{м}^{-3}$; $g = 9,81 \text{ м} \cdot \text{с}^{-2}$. Висота та швидкість перепаду (напору) змінюються протягом дня та року. Їх значення залежать від середньодобової величини опадів і середньодобової величини вологості навколишнього середовища, значення H коливалося від 5 до 15 м; а витрата Q – від 5 до 15 $\text{м}^3 \cdot \text{с}^{-1}$. Також ця міні-ГЕС має два синхронних генератора потужністю 600 кВт. На рис. В.3 показані дві криві: червона крива представляє розрахункові значення, а синя крива – експериментальні дані.

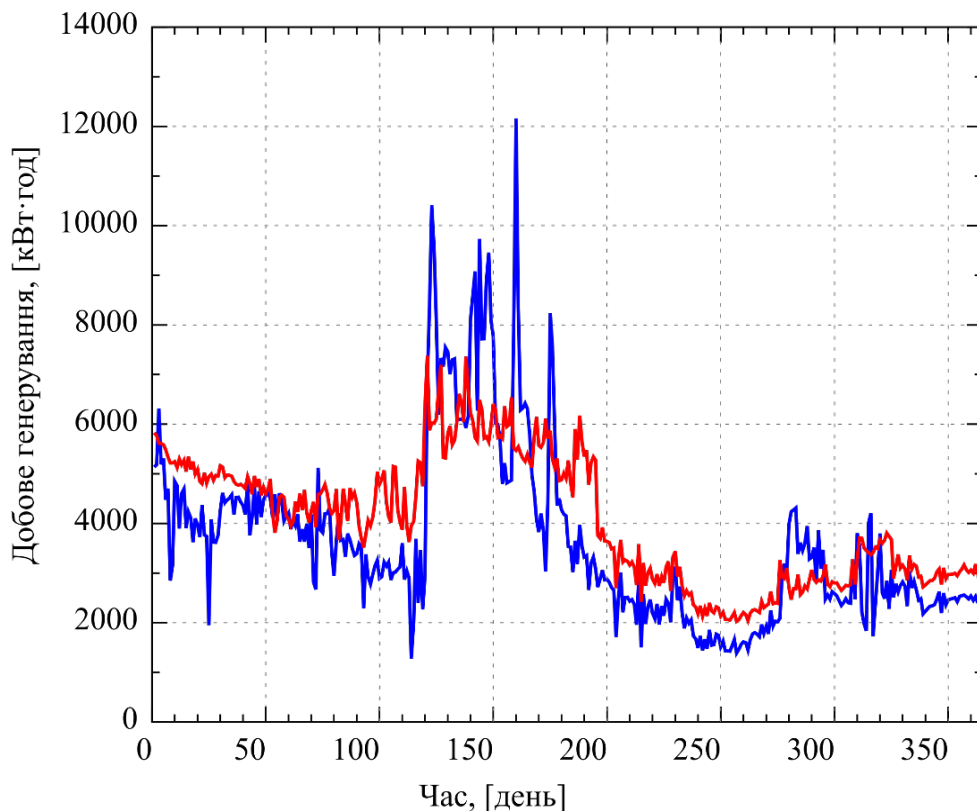


Рис. В.3. Розподіл добового генерування енергії протягом 2019 року

Генерування електроенергії міні-ГЕС «Боднарівська» за 2019 рік, отримане за експериментальними даними, становить 1,332 ГВт·год, розрахункове значення вироблення електроенергії становить 1,472 ГВт·год. Різниця становить 11 %. Різницю між розрахунковими та експериментальними даними можна пояснити диспетчеризацією ГЕС. ГЕС більш маневрені, і вони можуть брати активну участь у балансуванні електроенергії в ЕЕС.

В.4. Дослідження чутливості генерування ГЕС до зміни метеорологічних факторів

Одним з основних параметрів, який потрібно враховувати для оцінки ефективності використання ГЕС для балансування, є чутливість генерування електроенергії до метеорологічних факторів. Вибрано коефіцієнт рангової кореляції Спірмена для оцінки експериментальних даних, оскільки дані не розподіляються нормально, тому не можна використовувати коефіцієнт кореляції Пірсона. Так як, рангова кореляція є мірою взаємозв'язку між випадковими величинами (спостережувані умови, змінні). Коли значення коефіцієнта рангової кореляції Спірмена дорівнює: 1 або -1 – кореляція ідеальна; від $\pm 0,7$ до $\pm 0,999$ – кореляція сильна; від $\pm 0,3$ до $\pm 0,699$ – кореляція помірна; від 0 до $\pm 0,299$ – кореляція слабка або погана. На рис. В.4 показані основні отримані метеорологічні фактори та коефіцієнт рангової кореляції Спірмена. Фактори, виділені на рис. В.4 бірюзовим кольором, характеризують вологість; червоним – температуру; синім – вітер; помаранчевим – інсоляцію.

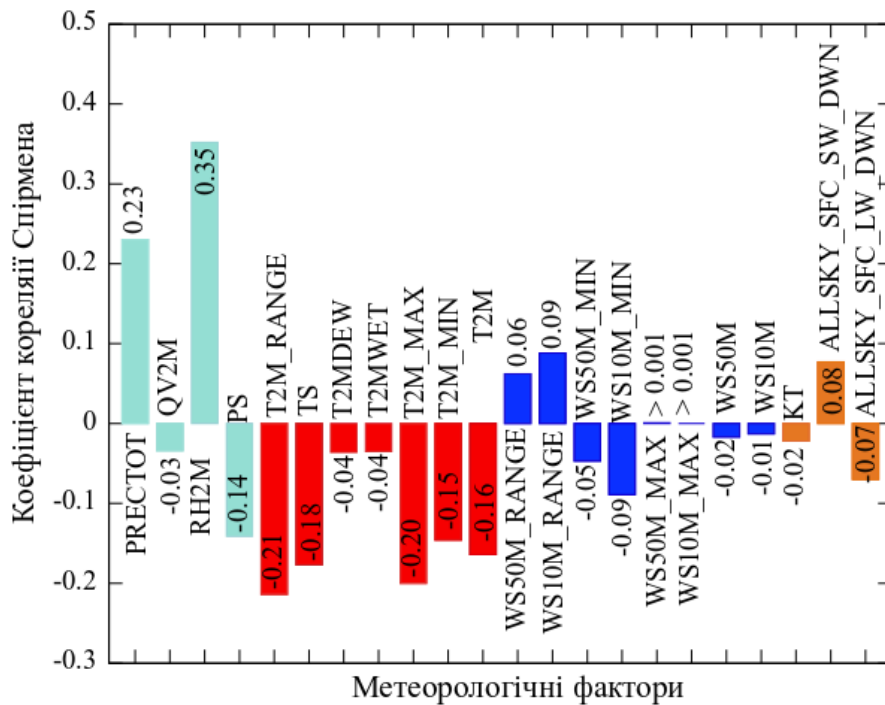


Рис. В.4. Ранговий коефіцієнт кореляції Спірмена для оцінки впливу метеорологічних факторів на генерування електроенергії міні-ГЕС «Боднарівська» протягом 2019 року.

Результати визначення коефіцієнтів кореляції Кендела, Спірмена та Пірсона генерування електроенергії міні-ГЕС «в залежності від зміни метеорологічних факторів зведені в табл. В.1.

Як бачимо на отриманих результатах рангової кореляції Спірмена, для метеорологічного фактора «Відносна вологість на 2 м» коефіцієнт рангової кореляції Спірмена становить 0,35, що означає, що кореляція є помірною. Інші метеорологічні фактори мають значення коефіцієнта рангової кореляції Спірмена від 0 до $\pm 0,299$ – кореляція слабка. С. Генерування ГЕС каскадними малих та міні ГЕС є більш ефективним. Сьогодні на малих річках України багато гідроелектростанцій, які розташовані на одному водотоці або в одному басейні, тому працюють узгоджено. Завдяки такому розміщенню створено серію каскадів ГЕС.

Таблиця В.1.

Результати визначення коефіцієнтів кореляції Кендела, Спірмена та Пірсона генерування електроенергії міні-ГЕС
«Боднарівська» протягом 2019 року в залежності від зміни метеорологічних факторів

№	Метеорологічний фактор		Коефіцієнт кореляції 2019 р.		
			Спірмена	Кендела	Пірсона
1	Опади	PRECTOT	0,232	0,255	0,232
2	Питома вологість на висоті 2 м	QV2M	-0,139	0,031	-0,139
3	Відносна вологість на висоті 2 м	RH2M	0,353	0,271	0,353
4	Поверхневий тиск	PS	-0,140	-0,136	-0,140
5	Середня температура на висоті 2 м	T2M_RANGE	-0,221	-0,146	-0,221
6	Температура поверхні Землі	TS	-0,180	-0,002	-0,180
7	Температура точка роси на висоті 2 м	T2MDEW	-0,040	0,119	-0,040
8	Температура вологої колби на висоті 2 м	T2MWET	-0,039	0,122	-0,039
9	Максимальна температура на висоті 2 м	T2M_MAX	-0,203	-0,031	-0,203
10	Мінімальна температура на висоті 2 м	T2M_MIN	-0,148	0,022	-0,148
11	Значення температури на висоті 2 м	T2M	-0,167	0,008	-0,167
12	Середня швидкість вітру на висоті 50 м	WS50M_RANGE	0,068	0,079	0,068
13	Середня швидкість вітру на висоті 10 м	WS10M_RANGE	0,094	0,070	0,094
14	Мінімальна швидкість вітру на висоті 50 м	WS50M_MIN	-0,040	-0,096	-0,040
15	Мінімальна швидкість вітру на висоті 10 м	WS10M_MIN	-0,081	-0,127	-0,081

Продовження таблиці В.1

№	Метеорологічний фактор		Коефіцієнт кореляції 2019 р.	№	Метеоролог ічний фактор
			Спірмена		
16	Максимальна швидкість вітру на висоті 50 м	WS50M_MAX	0,009	-0,026	0,009
17	Максимальна швидкість вітру на висоті 10 м	WS10M_MAX	0,008	-0,032	0,008
18	Швидкість вітру на висоті 50 м	WS50M	-0,009	-0,070	-0,009
19	Швидкість вітру на висоті 10 м	WS10M	-0,006	-0,064	-0,006
20	Індекс прозорості (від 0 до 1)	KT	-0,028	0,002	-0,028
21	Інсоляція на гориз.пов.	ALLSKY_SFC_SW_DWN	0,069	0,184	0,069
22	Тепловий інфрачервоний радіац.потік	ALLSKY_SFC_LW_DWN	-0,072	0,084	-0,072

З метою забезпечення прибутковості малих гідроелектростанцій особливо актуальними є питання планування та оперативного управління режимами їх роботи з метою отримання максимального прибутку від продажу електроенергії. Однак для малих гідроелектростанцій та їх каскадів, що мають одну систему керування водними ресурсами, вимоги останньої можуть значною мірою визначити можливість регулювання генерування всього каскаду. Це обмежує діапазон регулювання ГЕС і участі каскаду ГЕС у компенсації нерівномірності генерування ФЕС і ВЕС. Модель оптимального керування електроенергії малої та міні-ГЕС представлена в [23]. Потужність N частини річки, що використовується ГЕС, можна отримати, якщо врахувати втрати, тиск та енергію у виразі [235]:

$$N = 9.81 \cdot Q \cdot H_{sup} \cdot \eta_t \cdot \eta_g, \quad (B.3)$$

де Q – втрати води, які використовуються для виробництва електроенергії ($\text{м}^3 \cdot \text{с}^{-1}$); H_{sup} – напір (різниця між відстанню по вертикалі, яка вимірюється між верхньою точкою живлячої труби (позначка Водозабірник) і точкою, де вода виходить з турбіни, і гідравлічними втратами, пов'язаними з тертям і явищем турбулентності в трубопроводі. Ці втрати залежать від типу, матеріалу труби, діаметра, довжини труби, кількості вигинів і ін. (м); η_t – ефективність турбін; η_g – ефективність генератора. Якщо замінити коефіцієнти 9,81, η_t та η_g в (B.3) на коефіцієнт k , враховуючи можливе відхилення навантаження гідроелектротурбін ГЕС від оптимального, то середній коефіцієнт k для ГЕС (з встановленою потужністю ГЕС до 6 МВт – дорівнює від 6,8 до 7,0:

$$N = 7 \cdot Q \cdot H_{sup}. \quad (B.4)$$

З врахуванням результатів дослідження, можна зробити висновок, що малі-ГЕС, хоч і є ефективним засобом компенсації нерівномірності генерування ФЕС і ВЕС, але на жаль не здатні в повній мірі здійснити компенсацію із-за неспіврозмірності темпів встановлення ФЕС і ВЕС та оновлення і реконструкції малих ГЕС.

ДОДАТОК Г

**ХАРАКТЕРИСТИКА ВОДНЕВИХ ТЕХНОЛОГІЙ ДЛЯ СУМІСНОГО
ВИКОРИСТАННЯ З ВЕС****Г.1. Аналіз нерівномірності генерування електроенергії ВЕС**

Міжнародне енергетичне агентство (МЕА) представило прогноз генерування електроенергії ВЕС, які розташовані на суші за сценарієм сталого розвитку. Рис. Г.1. ілюструє, що в 2030 році вироблення вітрової енергії вітру на суші збільшиться більш ніж удвічі порівняно з 2020 роком.

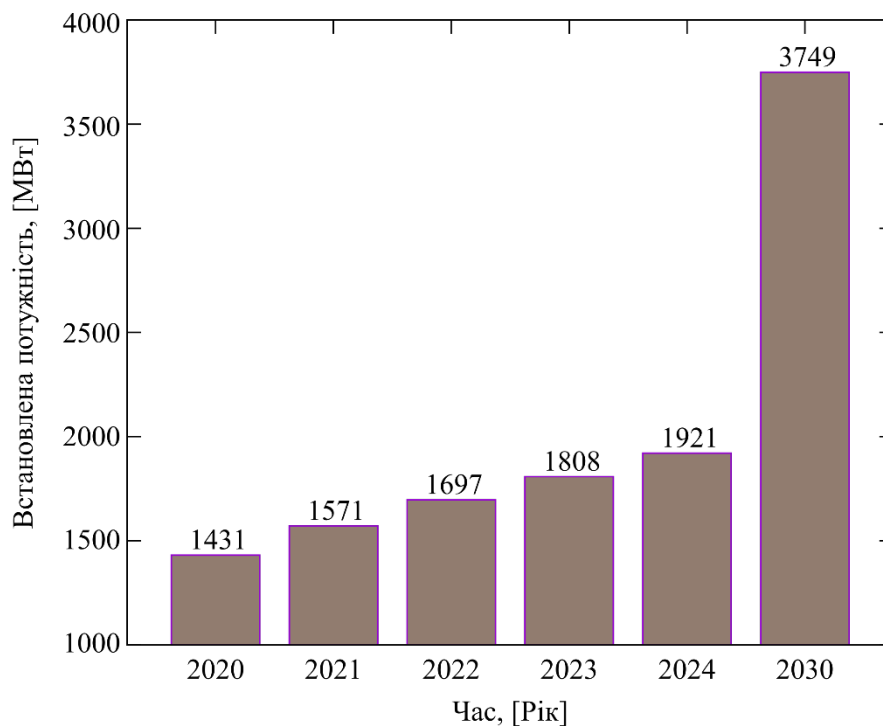


Рис. Г.1. Прогнозування світового генерування електроенергії ВЕС.

Але потрібно бути обережним із швидкими тенденціями інтеграції вітрових установок у розподільні електричні мережі. Оскільки вітроелектростанції з точки зору балансової надійності характеризуються нерівномірності графіку генерування, тому потребує наявності значного резерву потужності для ЕЕС з ВЕС. Це може бути резерв від теплових електростанцій, індивідуальних або

групових об'єктів електроенергетики, що надають послуги по балансуванню потужності, водневих установок. Тому актуальною є задача визначення впливних метеорологічних факторів на генерування ВЕС, з метою подальшого прогнозування їх генерування і визначення потрібної потужності балансування.

Для визначення впливу метеорологічних факторів використовуються експериментальні дані, отримані протягом 2019 року ВЕС «Сокіл», яка розташована в Польщі, (гміна Соболев Гарволінського повіту Мазовецького воєводства) [11]. Для цієї ВЕС використовується 1 турбіна типу V-100 / 2,00 МВт [22, 23]. Технічні параметри цієї турбіни наведені в табл. Г.1.

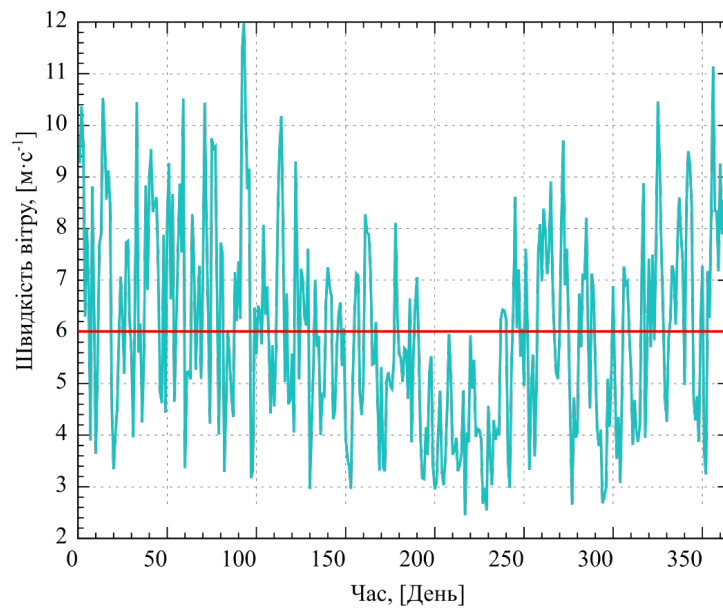
Таблиця Г.1.

Характеристики досліджуваної ВЕС

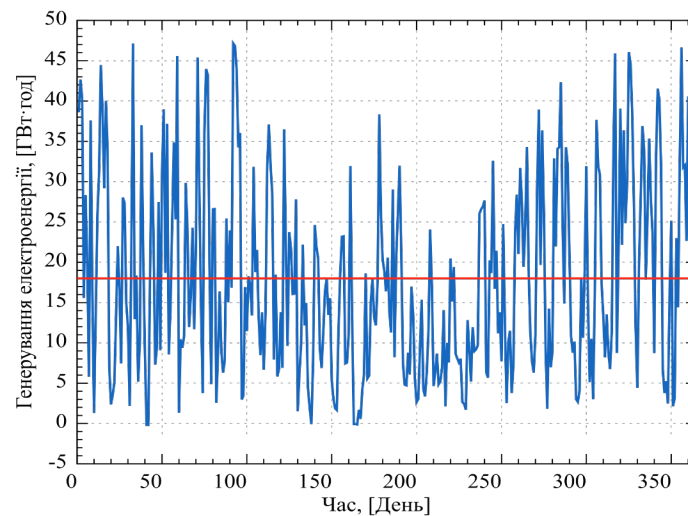
Параметри	Значення
Експлуатаційні характеристики	
Потужність при швидкості вітру 20 м/с	2,000 кВт
Швидкість вітру, при якій починає генерувати	3 м/с
Швидкість вітру, при якій потрібно зупити турбіну генерувати	22 м/с
Швидкість вітру при, якій обмежується генерування	20 м/с
Клас по вітру	ІЕС ІІВ
Ротор	
Діаметр	100 м
Площа	7,854 м ²
Повітряний тормоз	Повний тормоз на кожен лопать з трьома циліндрами
Електричні характеристики	
Частота	50 Гц
Тип генератора	4 полюса (50 Гц)
Вежа	
Висота	80 м (ІЕС ІІВ)

На рис. Г.2 а) показано середньодобове значення швидкості вітру протягом 2019 року – зелена крива та середньорічна швидкість вітру протягом 2019 року –

червона лінія. Щоденні обсяги генерування електроенергії досліджуваною ВЕС показано на рис. Г.2б) – синя крива та середньорічне добове генерування протягом 2019 року – червона лінія.



а)



б)

Рис. Г.2. Параметри що впливають та характеризують ВЕС: а) середньодобове значення швидкості вітру; б) обсяги добового обсягу генерування електроенергії протягом 2019 року досліджуваною вітроелектростанцією.

Сьогодні існує багато методів прогнозування швидкості вітру та виробництва електроенергії, які дають нормальні результати і можуть

прогнозувати з високою ймовірністю [258-262]. Але проблема балансування потужності в ЕЕС з ВЕС залишається актуальною. Балансування потужності ВЕС ускладнене тим, що в силу природних умов діапазон зміни потужності ВЕС дуже великий і часто змінюється. За необхідності компенсації нерівномірності генерування електроенергії ВЕС може бути використана тільки технологія накопичення. На рис. Г.2 б) вся електроенергія, яка розташована вище червоної лінії, може бути використана для виробництва та зберігання H_2O_2 або H_2 [11]. Коли обсяги генерування електроенергії ВЕС нижче червоної лінії, то електроенергія буде генеруватися турбогенераторами або за допомогою газопоршневих двигунів з використанням накопиченого водневого палива [263] (див. рис. Г.3).

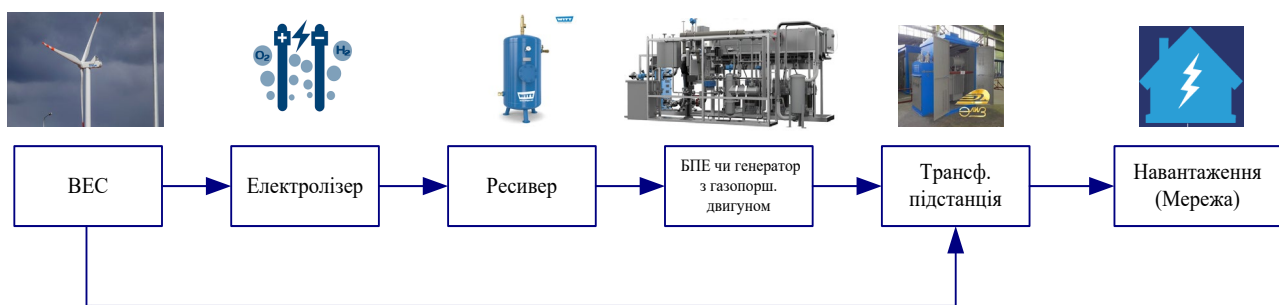


Рис. Г.3 Схема використання водню для компенсації нестабільності ВЕС.

Отримані від NASA метеорологічні дані (програма Power Project Data Viewer) щодо обсягів добового генерування електроенергії та швидкості вітру від датчиків ВЕС перевірялись на нормальність за допомогою створеної LabView програми для порівняння отриманих даних (у відносних одиницях) (рис. Г.4).

Проаналізовано середньодобову швидкість вітру, нормоване значення обсягів генерування електроенергії вітровими електростанціями протягом 2019 року та взаємозв'язок інших факторів. Для визначення впливу метеорологічного фактора на генерування електроенергії ВЕС можуть бути використані три коефіцієнти кореляції: Пірсона, Спірмена, Кендалла. З урахуванням отриманого результату перевірки даних був вибраний коефіцієнт рангової кореляції Спірмена, оскільки цей метод кореляції дає хороші результати, коли дані не розподіляються

нормально. Фактори, виділені на рис. Г.5 синім кольором, характеризують вологістю; фіолетовим – температуру; сірим – вітер; помаранчевим – інсоляцію.

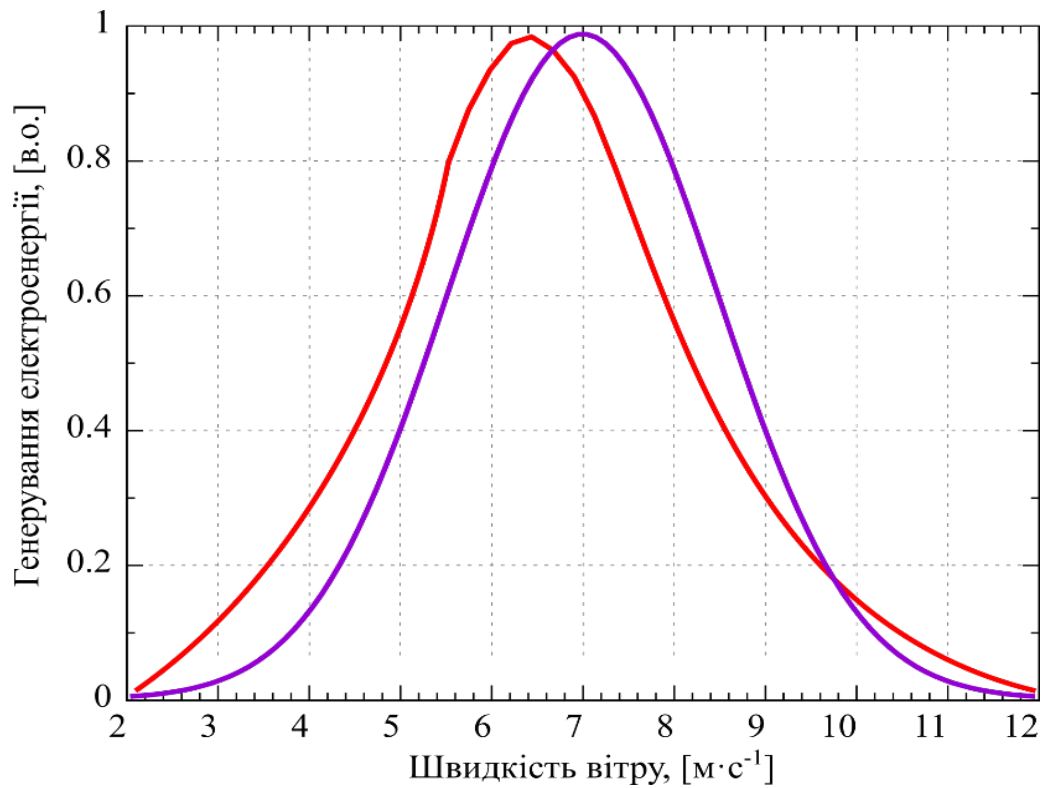


Рис. Г.4. Результати порівняння нормованого значення обсягів генерування електроенергії, що залежать від швидкості вітру (червона крива) та розподілу Гауса для цих даних (фіолетова крива).

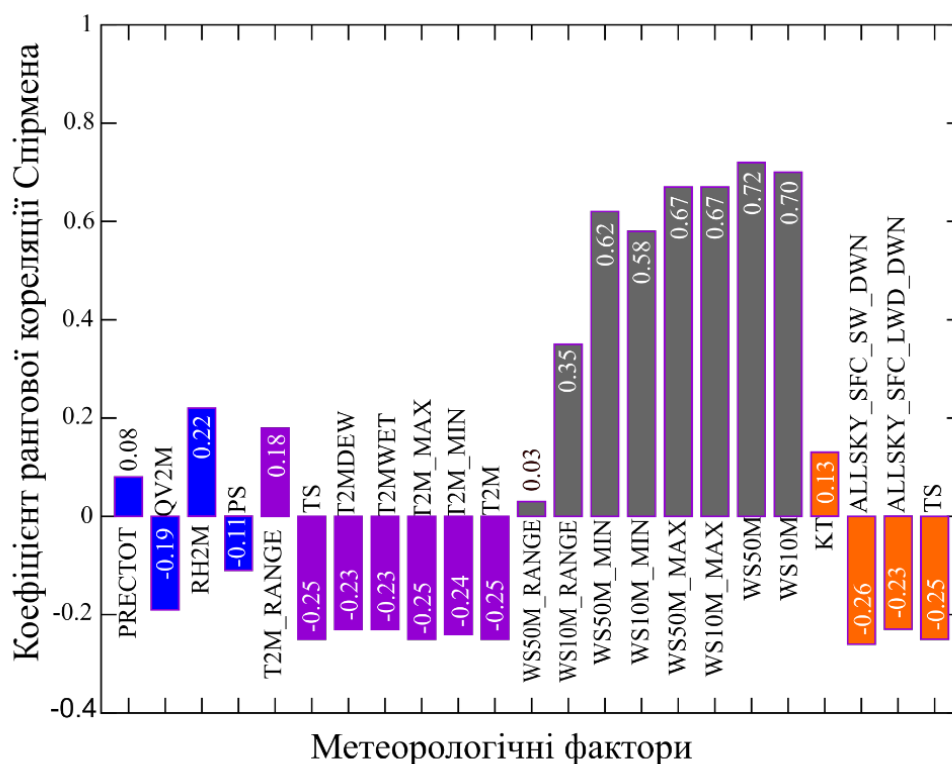


Рис. Г.5. Ранговий коефіцієнт кореляції Спірмена для оцінки впливу метеорологічних факторів на генерування електроенергії ВЕС «Сокіл» протягом 2019 року.

Результати розрахунку та пояснення аббревіатур з рис. Г.5 представлені в табл. Г.2 (помаранчевим кольором виділено основні фактори метеорологічного впливу для виробництва електроенергії вітроелектростанції з сильною кореляцією; зеленим – кореляція помірна; сірим – кореляція слабка).

Отже, основними впливними метеорологічними факторами на генерування електроенергії ВЕС є «Швидкість вітру на 50 метрів» та «Швидкість вітру на 10 метрів», оскільки отримані значення коефіцієнта рангової кореляції Спірмена становлять від $\pm 0,7$ до $\pm 0,999$. Інші метеорологічні фактори, і для прогнозування точності виробництва електроенергії ці фактори також слід враховувати. Популярним є напрямок використання вейвлет-аналізу для вирішення задач енергетики [264]. Основною перевагою цієї методології є можливість аналізу даних з різними шкалами часу та частоти.

Результати визначення коефіцієнту кореляції Спірмена генерування
електроенергії ВЕС «Сокіл» протягом 2019 року в залежності від зміни
метеорологічних факторів

Метеорологічний фактор		Коефіцієнт кореляції Спірмена 2019 р.
PRECTOT	Опади	0,08
QV2M	Питома вологість на висоті 2 м	-0,19
RH2M	Відносна вологість на висоті 2 м	0,22
PS	Поверхневий тиск	-0,11
T2M_RANGE	Середня температура на висоті 2 м	0,18
TS	Температура поверхні Землі	-0,25
T2MDEW	Температура точка роси на висоті 2 м	-0,23
T2MWET	Температура вологої колби на висоті 2 м	-0,23
T2M_MAX	Максимальна температура на висоті 2 м	-0,25
T2M_MIN	Мінімальна температура на висоті 2 м	-0,24
T2M	Значення температури на висоті 2 м	-0,25
WS50M_RANGE	Середня швидкість вітру на висоті 50 м	0,03
WS10M_RANGE	Середня швидкість вітру на висоті 10 м	0,35
WS50M_MIN	Мінімальна швидкість на висоті 50 м	0,62
WS10M_MIN	Мінімальна швидкість на висоті 10 м	0,58
WS50M_MAX	Максимальна швидкість на висоті 50 м	0,67
WS10M_MAX	Максимальна швидкість на висоті 10 м	0,67
WS50M	Швидкість вітру на висоті 50 м	0,72
WS10M	Швидкість вітру на висоті 10 м	0,7
KT	Індекс прозорості (від 0 до 1)	0,13
ALLSKY_SFC_ SW_DWN	Інсоляція всього неба на горизонтальній поверхні	-0,26
LW_DWN	Тепловий інфрачервоний (довгохвильовий) радіаційний потік	-0,23

Вейвлет-перетворення одновимірною сигналу – це його подання у вигляді узагальненого ряду або інтеграла Фур'є та системою базисних функцій. Тому для аналізу генерування ВЕС були побудовані скалограми вейвлет-коефіцієнтів з використанням LabView. Хвильова скалограма, створена в результаті суми

синусоїдальних хвиль з різними періодами та амплітудою, показує різні області інтенсивності та інтенсивність сигналу (вхідних даних) за допомогою зміни кольору. Колір скалограми відображає інтенсивність відповідного коефіцієнта вейвлету (синій: низький; червоний: високий). На рис. Г.6 (а) та (б) видно, що період повторення максимальних значень отриманих вейвлет-коефіцієнтів для генерування електроенергії має дуже подібний розподіл для аналогічних коефіцієнтів вейвлетів для швидкості вітру.

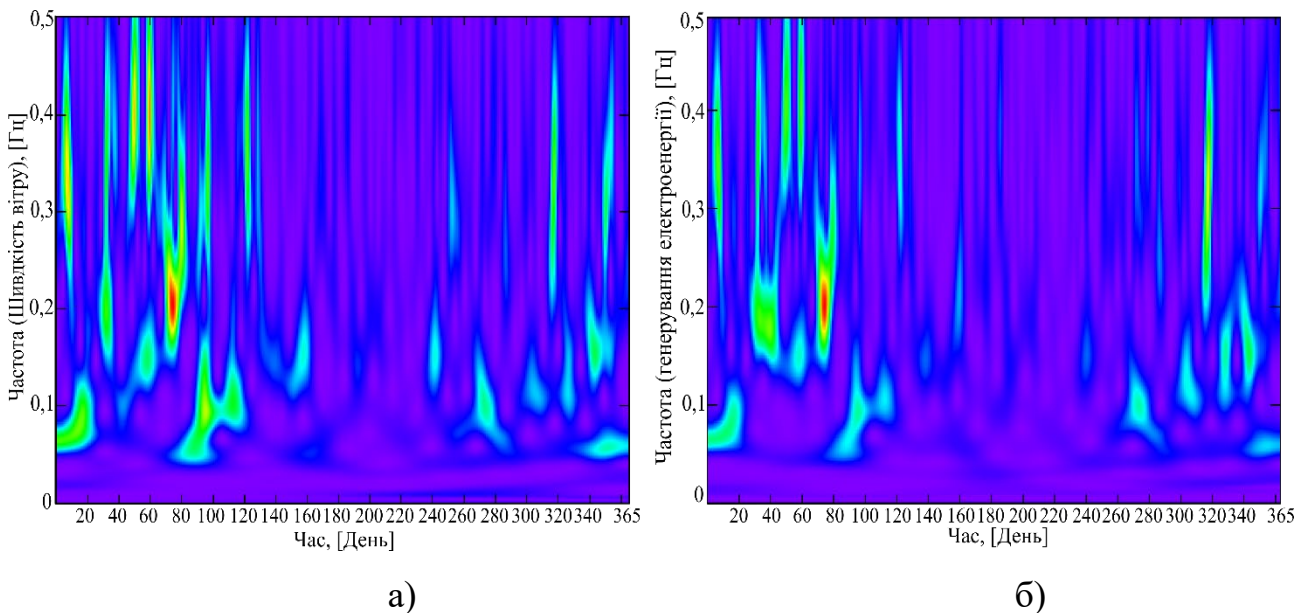


Рис. Г.6. Скалограми розподілу вейвлетів (із використанням нормалізація за амплітудою сигналу та методом рівномірної частотної дискретизації за шкалою 365): а – добової швидкості вітру; б – генерування електроенергії протягом 2019 року.

Г.2. Розрахунок генерування електроенергії з використанням водневих технологій

В [265] зазначено, що існує перша в світі електростанція яка генерує електроенергію з водню в промислових масштабах в рамках проекту «перетворення від водню до електроенергії». Це чотирирічний проєкт HYFLEXPOWER, дозволить перетворити комбіновану теплову та електричну енергію (ТЕЦ) потужністю 12 МВт на целюлозно-паперовій фабриці Engie Solutions у Франція, щоб продемонструвати весь цикл перетворення від водню до

енергії. Установлена в 2007 році ТЕЦ використовує природний газ для генерування електроенергії газовою турбіною Siemens Gas and Power SGT-400, що постачається комунальному підприємству EDF. Він також генерує пару, яка використовується паперовою фабрикою Smurfit Карра для сушіння целюлози від переробки макулатури для виготовлення паперу для картону. Компанія Siemens Gas and Power, яка відіграватиме вирішальну роль координатора проєкту для HYFLEXPOWER, забезпечить електролізерною системою для виробництва водню з ВДЕ. Хоча частина цього водню може бути використана для накопичення, Siemens також модернізує існуючу промислову газову турбіну SGT-400 на ТЕЦ для використання суміші природного газу та водню для виробництва енергії, працюючи над поступовим збільшенням частки водню в паливі щонайменше до 80%, а з часом і до 100%. Тим часом компанія Engie побудує споруду з виробництва та зберігання водню, включаючи станцію змішування природного газу та водню.

ЄС забезпечить 10,5 млн. Євро (11,7 млн. дол. США) із загального бюджету проєкту 15,2 млн. Євро (16,9 млн. доларів США) за допомогою програми «Горизонт 2020», а решту профінансують інші партнери консорціуму. Поки Siemens та Engie отримають основну частину фінансування з боку ЄС, серед інших основних одержувачів фінансування на розвиток водневих технологій є британський проєкт по адаптації газотурбінних генераторів Centrax, який покликаний розробити пакет для роботи з водневими технологіями та встановити нову турбіну. Тим часом Німецький аерокосмічний центр координуватиме роботу з університетським коледжем Лондона, Університетом Дуйсбург-Ессен у Німеччині та Університетом Лунда у Швеції для підтримки розвитку технології водневих турбін. Зокрема, Національний технічний університет Афін проводитиме економічну, екологічну та соціальну оцінки концепції, а французька консалтингова компанія Arttic підтримуватиме оперативне управління проєктами та комунікаційну діяльність. Коли проєкт завершиться, як заплановано на 30 квітня 2024 р., то в першу чергу очікується досягнення мети – «генерування 12 МВт електроенергії газовою турбіною з використанням газової суміші (80 %

водню, а в перспективі 100 % водню), при цьому викиди в атмосферу будуть в нормі або менше норми». Для досягнення амбіційних цілей проєкт буде поетапним. У 2021 році HYFLEXPOWER встановить установки для виробництва, зберігання та постачання водню на пілотній демонстраційній площадці. Роботи з встановлення газової турбіни для суміші природного газу та водню плануються на 2022 рік. До 2023 року газова турбіна (і взагалі вся установка) буде працювати з використанням майже 100% водню. За останні два десятиліття розпочали роботу понад 200 проєктів з отримання водню шляхом електролізу з використанням електроенергії та води з метою зменшення викидів, та використання його в транспортній галузі, зменшення обсягів використання природного газу в промисловості, та збільшення обсягів інтегрування ВДЕ в ЕЕС, але більшість з них були пілотними проєктами потужністю до 1 МВт. На разі ситуація змінилась і інвестори переосмислюють роль водню у постачанні електроенергії до мережі. Незважаючи на те, що за останні два десятиліття було побудовано або планувалося подати кілька енергетичних проєктів водневої електроенергетики що будуть інтегровані в ЕЕС, багато з них передбачають спалювання водню в газових турбінах, хоча і при невеликих обсягах («сірим водень»). Зараз більше розробників досліджують інтеграцію зеленого водню для виробництва енергії. Наприклад, усі основні виробники газових турбін в даний час розробляють газові турбіни, які можуть спалювати 100% водень як для пікових, так і для базових навантажень, як декарбонізовану альтернативу природному газу. Інші проєкти генерування електроенергії та тепла з водню охоплюють використання паливних елементів та генераторів. Багато моделей газових турбін Siemens вже мають можливість використовувати водень, а деякі вже доступні як варіанти з високим вмістом водню. Siemens має досвід виробництва і обслуговування 55 турбін 60-х років минулого століття які працюють з використанням суміші водню та газу у всьому світі. Цей обсяг у 2020 році збільшився на 20%. Наприклад, минулого року компанія Siemens оголосила, що всі її аеродинамічні установки, оснащені системами з низьким рівнем викидів (заснованими на технології дифузійних пальників), вже виготовляються у виконанні що забезпечить досягнення цілі на 2030 рік щодо використання водню

як палива. Проєкт HYFLEXPOWER намагатиметься продемонструвати 100% придатність використання водневих технологій на промислових турбінах, оснащених технологією низького рівня викидів, повідомили в Siemens для POWER. Існуюча турбіна Siemens SGT-400, задіяна в проєкті HYFLEXPOWER, є невеликою промисловою газовою турбіною, що використовує технологію пальників G30, з перевіреною конструкцією радіального завихрювача, вже зараз працює з водневим паливом (10% водень), Siemens планує довести його до 100% використання водневого палива шляхом модернізації турбогенератора SGT-400 (системи пальників та технології згоряння).

Отже, використання водню для турбогенераторів є перспективним але немає широкого розповсюдження, тому наразі є можливість використання паливних елементів. Одним з цікавих і перспективних застосувань паливних елементів, які зараз інтенсивно досліджуються, є введення їх до складу енергоустановок, що використовують такі ВДЕ як ВЕС, чи ФЕС. Для генерування електроенергії використовуються БПЕ (батареї паливних елементів). В [266] наведена покрокова методика розрахунку установки БПЕ, що використана для розрахунку та адаптована до сучасних умов функціонування ЕЕС в Україні.

Електричний ККД БПЕ визначається за виразом:

$$\eta_{\text{БПЕ}} = \frac{3600 \cdot P_{\text{БПЕ}}}{G_{\text{БПЕ}} \cdot H_V}, \quad (\text{Г.1})$$

де $P_{\text{БПЕ}}$ – потужність БПЕ, кВт; $G_{\text{БПЕ}}$ – об’ємна витрати водню з ресивера (визначається $P_{\text{БПЕ}}$).

Зі співвідношення (Г.1) отримано формулу об’ємної витрати водню для БТЕ:

$$G_{H_2} = \frac{3600 \cdot G_{\text{БПЕ}}}{\eta_{\text{БПЕ}} \cdot H_V}, \quad (\text{Г.2})$$

де $H_V = 10800$ (кДж/м³) – об’ємна теплота згорання H₂ при P₀=101,3 кПа, T₀=0°C.

Відповідно для БПЕ з різним ККД для забезпечення безперебійної роботи об'ємна витрата водню з ресивера буде складати від 28,74 до 13,89 м³/год для забезпечення 25 кВт, та від 1,15 до 0,56 м³/год для забезпечення 1 кВт. Для забезпечення безперебійної роботи БПЕ протягом року (8760 годин) об'ємна витрата водню з ресивера буде складати від 251724 до 121666 м³. Для забезпечення безперебійної роботи БПЕ протягом доби (24 годин) об'ємна витрата водню з ресивера буде складати від 2689,7 до 148,2 м³.

Електрична потужність електролізера, що виробляє потік водню визначається виразом:

$$P_{EL} = W_{EL} \cdot G_{H_2} , \quad (Г.3)$$

де W_{EL} $W_{EL} = 3,9$ кВт·год/м³ (електроспоживання електроенергії електролізером).

Електрична потужність електролізера, що виробляє водень для забезпечення генерування водню, а обсязі, потрібному для безперебійної роботи БПЕ, буде складати 112,0 кВт для ПБЕ з ККД=0,29 та 54,17 кВт для ПБЕ з ККД=0,6 для 25 кВт, та 4,48 кВт для ПБЕ з ККД=0,29 та 0,6 кВт для ПБЕ з ККД=0,6 для 1 кВт.

ККД електролізера визначається виразом:

$$\eta_{EL} = \frac{H_V}{3600 \cdot W_{EL}} , \quad (Г.4)$$

ККД електролізера при $W_{EL} = 3,9$ кВт·год/м³ прийнято 0,79 [243].

Річний виробіток електроенергії ВЕС характеризують фактором потужності ψ (Capacity factor), що визначається обсягом фактично виробленої електроенергії за рік до обсягу електроенергії, який ВЕС могла б виробити при безперервній роботі на номінальній потужності протягом року. За літературними даними ψ зазвичай становить 0,3-0,5 [271]. Для того щоб забезпечити роботу електролізера визначена встановлена електрична потужність ВЕС, а також визначено кількість, тип, встановлена потужність ВЕС при факторі потужності $\Psi=0,3-0,5$ та ККД БПЕ від 0,29 до 0,6 та визначено вартість ВЕС [270]. Наприклад, для забезпечення

генерування електроенергії БПЕ 1 кВт протягом 24 години при його ККД $\eta_{БПЕ}=0,5$ та вартістю 27 тис. грн. потрібен електролізер вартістю 18,5 тис. грн. при $\eta_E=0,79$ та $W_{EL} = 3,9$ кВт·год/м³ повинен виробити 16 м³ водню та використає 62,4 кВт·год електроенергії, яка може бути згенерована однією ВЕС встановленою потужністю 10 кВт та вартістю 387,056 тис. грн., а у разі потреби зберігати водень, потрібно ресивер об'ємом 16 м³ та вартістю 30 тис. грн. Якщо реалізувати отриманий водень за 0,154 тис. грн. за 1 м³ то прибуток складе 2,46 тис. грн.

З отриманих розрахунків можна зробити висновок, що використання водню поки що є дорогим, але перспективним і може бути використане в окремих випадках, коли це економічне доцільно.

Рубаненко Олена Олександрівна

**ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ
ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ**

Монографія

Редактор Олена Рубаненко

Оригінал-макет підготовлено автором.

ISBN 978-80-7497-508-0

Видавництво
“Влавке”
Харків, Україна

Підписано до друку 25.11.2024. Формат 29,7×42 ¼
Гарнітура Times New Roman. Папір офсетний.
Друк різнографічний. Ум. др. арк. 25.63
Наклад 50 прим. Зам. №

Віддруковано в видавництві “Влавке”
вул. Жон Мироносиць (Совнаркоміська),
10, “Будинок вчених”, оф. 6,
61002, м. Харків, Україна