

Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ  
завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Лежнюк П. Д.

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 р.

Пояснювальна записка  
до кваліфікаційної роботи  
на здобуття ступеня магістра

**ВПЛИВ ГЕНЕРУВАННЯ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА  
НАДІЙНІСТЬ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ**

08-13.МКР.004.00.100 ПЗ

Виконав: студент 2 курсу ОПІ магістра,  
групи ЕС-18м  
спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
освітня програма «Електричні станції»  
Улітіч Я. Ю. \_\_\_\_\_

Керівник: д.т.н., проф., зав. каф. ЕСС  
Лежнюк П. Д. \_\_\_\_\_  
“\_\_” \_\_\_\_\_ 2020 р.

Рецензент: \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_ 2020 р.

Вінниця – 2020 року

ЗАТВЕРДЖУЮ  
завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Лежнюк П.Д.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

## ЗАВДАННЯ

на магістерську кваліфікаційну роботу на здобуття ступеня магістра зі спеціальності: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Освітня програма – Електричні станції  
(шифр – назва спеціальності)

Магістр групи ЕС-18м Улітіч Ярослав Юрійович  
(назва групи) (прізвище, ім'я і по батькові)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: «Вплив генерування відновлювальних джерел енергії на надійність роботи електричних»

Вихідні дані: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання: 1. Кириленко О. В., Павловський В. В., Лук'яненко Л. М. Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах. Технічна електродинаміка. 2011. № 1. С. 46 – 53. 2. Жаркин А. Ф., Попов В. А., Сахрагард Саид Банузаде и др. Многокритериальная оценка альтернативных вариантов интеграции источников распределенной генерации в распределительные сети. Электронное моделирование. 2016. Т. 38, № 1. С. 99 – 112. 3. Вплив розосередженого генерування на надійність роботи електричних мереж / П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук, І. В. Котилко // Вісник НТУ «ХПІ», Серія: Нові рішення в сучасних технологіях. – Харків: НТУ «ХПІ». – 2018. – № 45 (1321). – С. 25-31.

Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: фактичні значення генерування п'яти ФЕС різних регіонів, подані за звітний період з 2018-04-01 по 2019-03-26 (розділ 3): ФЕС Димерка, ФЕС Ставчани, ФЕС Велитон, ФЕС Пороги, ФЕС Суворово

Короткий зміст частин магістерської кваліфікаційної роботи

1. Графічна: плакати
2. Текстова (пояснювальна записка): Вступ. 1. Оцінювання впливу генерування відновлювальних джерел енергії на надійність роботи розподільних електричних мереж. 2. Балансування режимів електричних мереж ОЕС України. 3. Економічна частина. 4. Алгоритмізація методів підвищення надійності роботи електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії. 5. Охорона праці та протипожежна безпека при проектуванні ФЕС. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

Консультанти з окремих розділів магістерської кваліфікаційної роботи:

Науковий керівник

\_\_\_\_\_

(підпис)

Д-р. техн. наук, проф., зав. кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

П. Д. Лежнюк

“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Економічна частина

\_\_\_\_\_

(підпис)

канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

В. В. Нетребський

“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Охорона праці та безпека  
в надзвичайних ситуаціях

\_\_\_\_\_

(підпис)

д-р. техн. наук, доц., професор кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

Є. А. Бондаренко

“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Дата попереднього захисту роботи “ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ червня 2020 р.

Рецензент

\_\_\_\_\_

(підпис)

\_\_\_\_\_

(наук. ступінь, вчене звання , посада)

“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

\_\_\_\_\_

(ініціали та прізвище)

Завдання видав

\_\_\_\_\_

(підпис)

-р. техн. наук, проф., зав. кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

П. Д. Лежнюк

“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Завдання отримав магістр

\_\_\_\_\_

(підпис)

Я. Ю. Улітч

(ініціали та прізвище)

“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

**ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ**

- EUE – Expected Unserved Energy;
- LOEE – Loss of Energy Expectation;
- LOLE – Loss of Load Expectation;
- LOLP – Loss of Load Probability;
- АЕС – атомна електрична станція;
- АСКОЕ – автоматизована система комерційного обліку електроенергії;
- ВДЕ – відновлювані джерела електроенергії;
- ВЕС – вітрова електрична станція;
- ЕЕС – електроенергетична система;
- ЕМ – електрична мережа;
- ЛЕП – лінія електропередачі;
- ЛЕС – локальна електрична система;
- ОІК – оперативно-інформаційний комплекс;
- ПБН – показники балансової надійності;
- ПК – програмний комплекс;
- РГ – розосереджене генерування;
- РДЕ – розосереджені джерела енергії;
- РЕМ – розподільні електричні мережі;
- РП – розподільний пристрій;
- СЕС – сонячна електрична станція;
- ТЕС – теплова електрична станція;
- ТП – трансформаторна підстанція.
- ФЕС – фотоелектрична станція

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	
АНОТАЦІЯ .....	6
ABSTRACT .....	
<b>РОЗДІЛ 1 ОЦІНЮВАННЯ ВПЛИВУ ГЕНЕРУВАННЯ</b>	
<b>ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА НАДІЙНІСТЬ РОБОТИ</b>	
<b>РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....</b>	
1.1 Аналіз нормативних актів, що регламентують роботу ВДЕ в електричних мережах ОЕС України .....	
1.1.1 Аналіз існуючих показників оцінювання надійності роботи електричних мереж .....	
1.1.2. Аналіз показників якості електричної енергії мереж з ВДЕ .....	12
1.2 Оцінювання впливу динаміки зростання ВДЕ на показники надійності роботи електричних мереж .....	
1.3 Аналіз технічного стану електричних мереж України енергосистем з огляду на можливість приєднання ВДЕ .....	
1.4 Оцінювання та підвищення надійності електропостачання електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії .....	
1.5 Висновки по розділу 1. ....	
<b>РОЗДІЛ 2 БАЛАНСУВАННЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ОЕС</b>	
<b>УКРАЇНИ .....</b>	
2.1 Передумови нарощування темпів та обсягів впровадження відновлювальних джерел енергії в мережі ОЕС України .....	
2.2 Розробка моделі визначення ємності накопичувача в умовах зростання генерування ФЕС .....	
Висновки до розділу 2 .....	
<b>РОЗДІЛ 3 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА</b>	
3.1 Оцінювання небалансів, викликаних прогнозуванням генерування ФЕС .....	

3.2 Встановлення відповідальності за небаланси, викликані генеруванням ФЕС.....	
3.3 Розрахунок плати за небаланси електроенергії .....	
3.4 Обґрунтування ємності накопичувача для балансування групи станцій	
3.5 Визначення ємності накопичувача для групи фотоелектричних станцій	
Висновки до розділу 3 .....	
<b>РОЗДІЛ 4 АЛГОРИТМІЗАЦІЯ МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ .....</b>	
4.1 Проблеми балансування електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії .....	
4.2 Алгоритм визначення обсягів та вартостей небалансів фес.....	
4.4 Алгоритм визначення ємності накопичувача для групи станцій електричної мережі .....	
4.5 Підвищення надійності роботи розподільних електричних мереж.....	
4.5.1 Алгоритм відновлення електропостачання споживачі розподільних електричних мереж .....	
4.6 Висновки до розділу 4 .....	
<b>РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПРОТИПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПРИ ПРОЕКТУВАННІ ФЕС.....</b>	
5.1 Охорона праці та пожежна безпека при будівництві та експлуатації ФЕС.....	
ВИСНОВКИ .....	
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	
Додаток А Технічне завдання МКР.....	

## АНОТАЦІЯ

Улітїч Ярослав Юрїйович\_ «Вплив генерування вїдновлювальних джерел енергїї на надїйнїсть роботи електричних мереж». Магїстерська квалїфїкацїйна робота. – Вїнниця : ВНТУ. 2020. – 100 с. Бїблїогр. : 33.

Рис. : 17. Табл. : 35.

В магїстерській квалїфїкацїйній роботї отримано нове вирїшення актуальної науково-прикладної задачї пїдвищення надїйностї електропостачання, що ґрунтується на подачї живлення вїд джерела з гарантованим графїком генерування на шини фотоелектричної станцїї та визначення ємностї накопичувача для фотоелектричної станцїї в умовах впровадження нового ринку електричної енергїї.

Ключовї слова: вїдновлювальнї джерела енергїї, фотоелектрична станцїя, вїдкрита розподїльна установка, ємнїсть накопичувача, обслуговування, експлуатацїя, трансформатор

## ABSTRACT

Ulitch Yaroslav Yuriyovych "The impact of the generation of renewable energy sources on the reliability of electrical networks." Master's qualification work. - Vinnytsia: VNTU. 2020. - 100 p. Bibliogr. : 33.

Fig. : 17. Табл. : 35.

In the master's qualification work a new solution of the current scientific and applied problem of increasing the reliability of power supply, based on power supply from a source with a guaranteed schedule of generation on the bus of the photovoltaic station and determining the storage capacity for the photovoltaic station in the new electricity market.

Keywords: renewable energy sources, photovoltaic station, open switchgear, storage capacity, maintenance, operation, transformer



## ВСТУП

У 2015 році наша держава однією з перших ратифікувала Паризьку Кліматичну угоду, тим самим підтвердивши свої наміри та зобов'язання інтегруватись в енергосистему ЄС та провести енергореформи у рамках вимог III енергетичного пакету, що передбачає в тому числі і створення сприятливих умов для введення нових енергогенеруючих потужностей відновлювальних джерел електроенергії (ВДЕ) [1]. Національний план дій з відновлювальної енергетики на період до 2020 р. передбачає, що частка генерування з відновлювальних джерел енергії в кінцевому енергоспоживанні має сягнути 11% [2].

Зараз Україна демонструє найвищі у світі темпи у підписанні договорів на майбутнє приєднання ВДЕ, але це продукує великі ризики для застарілої енергосистеми [3]. Ключовим є те, що, за офіційною інформацією НКРЕКП, в I кв. 2018 р. було введено в експлуатацію 159,4 МВт генеруючих потужностей, тобто 54 об'єктів електроенергетики (у 2,4 рази перевищує потужності, введені в експлуатацію за аналогічний період 2017 р.). При цьому об'єкти вітрових та фотоелектричних станцій (ВЕС та ФЕС) складають 92% введених потужностей, а середня одинична потужність введених в цей час об'єктів електроенергетики складає 3 МВт. Встановлена потужність ВЕС та ФЕС в Україні станом на середину 2018 року сумарно складає 1353 МВт (512 та 841 МВт відповідно). Виробництво електроенергії ВДЕ (ВЕС, ФЕС, біомаса) за 12 місяців 2018 р. склало 2632,4 млн. кВтг або на 38,8% більше ніж за цей же період у 2017 р. На середину 2019 р. ВДЕ в балансі країни складає біля 2%. Ці потужності майже не впливають на баланс електроенергії, проте їхні відхилення від запланованої генерації однаково компенсуються маневровими потужностями ОЕС України.

У 2017 р. кількість виданих технічних умов і підписаних договорів з НЕК «Укренерго» на приєднання до високовольтних мереж об'єктів «зеленої

енергетики», у порівнянні з 2016 р., зросла більш ніж у 30 разів за показником потужності. Це шалені темпи і така тенденція зберігається.

За даними Укренерго, нині вже підписано договорів на приєднання до 2025 р. до мереж установок «зеленої» енергетики потужністю 7426 МВт (ВЕС – 4200 МВт, ФЕС – 3226 МВт, без урахування великих ГЕС та ГАЕС). Проте, об'єднана енергетична система (ОЕС) може прийняти лише до 3 тис. МВт потужностей сонячних та вітрових електростанцій без ризику розбалансування і серйозних змін у своїй структурі.

Системний оператор у своєму дослідженні наголошує, що ФЕС та ВЕС з точки зору стабільності електропостачання – ненадійні. Відхилення від планових графіків протягом доби складає понад 450 МВт при встановленій потужності 1217 МВт. Ще однією специфікою встановлення відновлювальних джерел енергії є їх нерівномірне розміщення по всій Україні. Таким чином, наявність одного потужного джерела до 3 МВт або декількох менш потужних до 0.5 МВт, що під'єднані до однієї підстанції розподільної електричної мережі (РЕМ), дають можливість розглядати РЕМ як локальну електричну систему (ЛЕС). А для локальної електричної системи, ще чітко не сформовані законодавчі акти згідно яких будуть функціонувати відновлювальні джерела енергії.

Особливо гостро для розподільних електричних мереж постає питання надійності і безперебійності електропостачання та забезпечення нормативних показників якості електроенергії. Згідно постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) від 12.06.2018 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» [4], одним з гарантованих стандартів якості надання послуг Оператором системи розподілу (ОСР), згідно [5] є якість напруги у кінцевого споживача. Виходячи з цього доцільним буде здійснення аналізу нормативних актів, що врегульовують роботу відновлювальних джерел

енергії, що працюють поблизу споживача, тим самим впливаючи на якість їх електропостачання.

**Отже для досягнення мети, що поставлена в роботі, необхідно розв'язати такі задачі:**

1. Вдосконалення методу підвищення надійності електропостачання, що ґрунтується на подачі живлення від джерела з гарантованим графіком генерування на шини станції на базі ВДЕ;

2. Вдосконалення методу комплексного оцінювання надійності функціонування розподільних електричних мереж з ВДЕ шляхом врахування показників режимної на балансової надійності;

3. Алгоритмічна реалізація даних методів оскільки, як зазначалось, це спростить інженерне їх використання, що дозволить підвищити ефективність використання ВДЕ.

# РОЗДІЛ 1

## ОЦІНЮВАННЯ ВПЛИВУ ГЕНЕРУВАННЯ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА НАДІЙНІСТЬ РОБОТИ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

### 1.1 Аналіз нормативних актів, що регламентують роботу ВДЕ в електричних мережах ОЕС України

На разі в Україні ще не до кінця сформовано нормативне поле, згідно якого повинні функціонувати відновлювані джерела електроенергії, зокрема фотоелектричні станції. Проте, враховуючи динаміку зростання ВДЕ в електричних мережах та фінансову зацікавленість всіх гравців ринку електричної енергії, роботи по розробленню нових нормативних актів ведуться пришвидшеними темпами.

Станом на кінець 2018 року, в Україні діє закон «Про ринок електричної енергії» [6], серед особливостей якого можна виділити, формування нової структури його функціонування (рис.1.1).

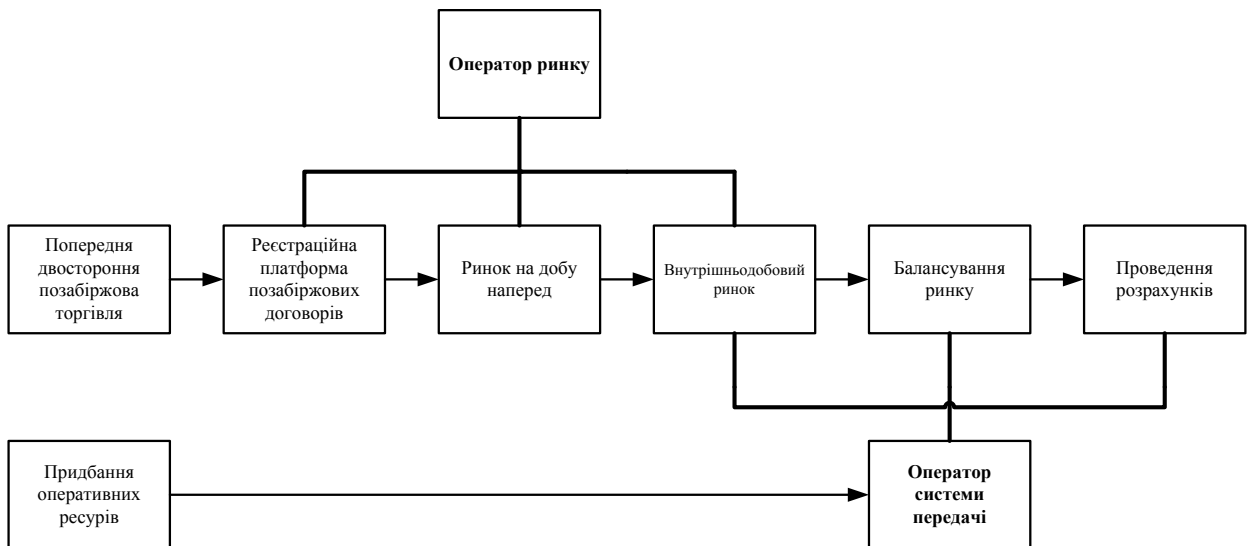


Рисунок 1.1– Структура функціонування ринку електричної енергії України

Закон [6] передбачає дотримання учасниками ринку, якими являються енергогенерувальні компанії та власники джерел негарантованої потужності (в тому числі ВДЕ), енергопостачальні компанії, кінцеві споживачі електричної енергії, дотримуватись правил ринку "на добу наперед" та внутрішньодобового ринку, кодексу системи передачі, кодексу систем розподілу, кодексу комерційного обліку, правил роздрібного ринку, інших нормативно-правових актів і нормативних документів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, та умов договорів, що укладаються на цьому ринку.

Регулятор визначає перелік показників якості електропостачання, які характеризують рівень надійності (безперервності) електропостачання [7], комерційної якості надання послуг з передачі, розподілу та постачання електричної енергії, а також якість електричної енергії [8]. Він затверджує їх значення, а також порядок компенсації за недотримання показників якості електропостачання та розмір компенсації.

### **1.1.1 Аналіз існуючих показників оцінювання надійності роботи електричних мереж**

Згідно стандарту IEEE 1366-2012 [9] та Постанови НКРЕКП «Про затвердження цільових показників надійності (безперервності) електропостачання на 2018 рік», визначено основні показники надійності роботи електричних мереж в тому числі і з відновлювальними джерелами енергії, що характеризують кількісно та якісно перерви в електропостачанні. Класифікація переривань в електропостачанні згідно ДСТУ EN 50160:2014:

- а) заплановані, коли споживача заздалегідь інформують про них;
- б) аварійні, які спричинено тривалими чи короткочасними короткими замиканнями, які найчастіше є наслідками зовнішніх подій, виходу з ладу обладнання чи стороннього втручання в його роботу. Випадкові перериви класифікують як:

- 1) довгі переривання (довше ніж три хвилини);

2) короточасні переривання (включно до трьох хвилин).

Для них введені наступні показники.

– System Average Interruption Frequency Index / Показник середньої частоти відмов:

$$SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_T}, \quad (1.1)$$

де  $N_i$  – кількість перерв в електропостачанні споживачів за звітній період,  $N_T$  – загальна кількість споживачів в електричній мережі.

– System Average Interruption Duration Index / Показник середньої тривалості відмов

$$SAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{N_T}, \quad (1.2)$$

де  $r_i$  – час відновлення електропостачання,  $N_i$  – кількість перерв в електропостачанні споживачів за звітній період,  $N_T$  – загальна кількість споживачів в електричній мережі.

– Customer Average Interruption Duration Index. Показник середньої тривалості відмов окремих споживачів

$$CAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{\sum N_i}, \quad (1.3)$$

де  $r_i$  – час відновлення електропостачання,  $N_i$  – кількість перерв в електропостачанні споживачів за звітній період.

– Customer Total Average Interruption Duration Index / Показник кількості споживачів, що мають перерви в електропостачанні

$$CTAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{CN}, \quad (1.4)$$

де  $r_i$  – час відновлення електропостачання,  $N_i$  – кількість перерв в електропостачанні споживачів за звітній період,  $CN$  – загальна кількість споживачів, які втрачали живлення протягом звітного періоду.

– Customer Average Interruption Frequency Index / Показник середньої частоти відмов

$$CAIFI = \frac{\sum N_i}{CN}, \quad (1.5)$$

де  $N_i$  – кількість перерв в електропостачанні споживачів за звітній період,  $CN$  – загальна кількість споживачів, які втрачали живлення протягом звітного періоду.

Average Service Availability Index / Показник готовності надання послуг

$$ASAI = \frac{N_T \times N_h - \sum r_i N_i}{N_T \times N_h}, \quad (1.6)$$

де  $r_i$  – час відновлення електропостачання,  $N_i$  – кількість перерв в електропостачанні споживачів за звітній період,  $N_T$  – загальна кількість споживачів в електричній мережі,  $N_h$  – у не високосний рік 8760 годин та 8784 у високосний.

– Customers Experiencing Multiple Interruptions / Кількість споживачів, що мають багатократні перерви в електропостачанні

$$CEMI = \frac{CN_{(k>n)}}{N_T}, \quad (1.7)$$

де  $N_T$  – загальна кількість споживачів в електричній мережі,  $CN$  – загальна кількість споживачів, які втрачали живлення протягом звітного періоду,  $k$  - кількість перерв живлення споживача за звітній період,  $n$  – загальна кількість споживачів електричної мережі, що аналізується.

– Average System Interruption Frequency Index / Показник середньої частоти відмов по навантаженню

$$ASIFI = \frac{\sum L_i}{L_T}, \quad (1.8)$$

де  $L_i$  – підключене навантаження кВА переривається для кожної події переривання,  $L_T$  - загальне підключене навантаження кВА, що надається.

– Average System Interruption Duration Index / Показник середньої тривалості відмов

$$ASIDI = \frac{\sum r_i L_i}{L_T}, \quad (1.9)$$

де  $r_i$  – час відновлення електропостачання,  $L_i$  – підключене навантаження кВА переривається для кожної події переривання,  $L_T$  - загальне підключене навантаження кВА, що надається.

– Momentary Average Interruption Frequency Index / Показник частоти короткочасних відмов

$$MAIFI = \frac{\sum IM_i N_{mi}}{N_T}, \quad (1.10)$$



де  $IM_i$  – кількість споживачів в яких відбулась короткострокова перерва в електропостачанні,  $N_{mi}$  – кількість споживачів, в яких відбулось переривання в електропостачанні за кожну аварію в електричній мережі,  $N_T$  – загальна кількість споживачів в електричній мережі.

– Momentary Average Interruption Event Frequency Index / Показник подій, що спричинили короткочасні відмови

$$MAIFI_E = \frac{\sum IM_E N_{mi}}{N_T}, \quad (1.11)$$

де  $IM_E$  – кількість споживачів в яких електричній мережі яких відбулась короткострокова аварія, що призвела до їх відключення,  $N_{mi}$  – кількість споживачів, в яких відбулось переривання в електропостачанні за кожну аварію в електричній мережі,  $N_T$  – загальна кількість споживачів в електричній мережі.

– Customers Experiencing Multiple Sustained Interruption and Momentary Interruption Events / Кількість споживачів що одночасно мають тривалі та короткочасні відмови

$$CEMSMI_n = \frac{CNT_{(k>n)}}{N_T}, \quad (1.12)$$

де  $CNT_{(k>n)}$  – загальна кількість споживачів, в яких було більше ніж  $n$  довгострокових та короткострокових перерв в електропостачанні,  $N_T$  – загальна кількість споживачів в електричній мережі,  $k$  - кількість перерв живлення споживача за звітній періоді,  $n$  – загальна кількість споживачів електричної мережі, що аналізується.

– Loss of load probability / Імовірність втрати навантаження

$$LOLP = \sum_{i=1}^T Q_i \sum_{k=1}^N p_{ik} (\Delta P_{ik}), \quad (1.13)$$

де  $Q_i = 1/T$  – ймовірність ступені графіка навантаження,  $p_{ik}$  – ймовірність стану генерувальних потужностей пов'язаних з відмовою агрегатів,  $\Delta P_{ik} = P_{Гik} - P_{Нik} < 0$  – дефіцит потужності в розподільних електричних мережах для  $k$ -го випадкового стану генерувальних потужностей.

– Розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії, кВт год (далі – ENS) розраховується за формулою (1.14) як сума добутків кількості відключених точок продажу електричної енергії на тривалість довгої перерви та на середнє споживання електроенергії на відповідному рівні напруги:

$$ENS = \sum_{l=1}^6 \sum_{i=1}^k \frac{n_i^{z_l} \cdot t_i \cdot Q^{z_l}}{43800}, \quad (1.14)$$

де  $z_l$  – ознака рівня напруги та відповідності території,  $i$  – номер довгої перерви в електропостачанні,  $i = 1, 2 \dots k$ ,  $n_i^{z_l}$  – кількість точок продажу електричної енергії, відключених внаслідок  $i$ -го довгого переривання з  $z$ -ю ознакою рівня напруги та відповідної території,  $t_i$  – тривалість  $i$ -ї довгої перерви в електропостачанні,  $Q^{z_l}$  – середньомісячне споживання електричної енергії в попередньому році на одну точку продажу електричної енергії з  $z_l$  - ю ознакою рівня напруги та відповідної території, тис. кВт·год, 43800 – звітний період часу (середньомісячний за рік), перерахований у хвилинах.

У нормальних робочих умовах річна частота переривань напруги, що перевищують три хвилини суттєво відрізняються між регіонами. Ця різниця має місце, окрім інших чинників, унаслідок відмінностей у побудові систем (тобто кабельні або повітряні лінії), у навколишньому середовищі та в кліматичних умовах. Щоб отримати інформацію про очікувані події, треба

консультуватися з оператором локальної мережі. У різних країнах існує національна статистика щодо переривань, яка містить орієнтовні значення. Узагальнювальний звіт щодо якості напруги, виданий Радою Європейських органів регулювання в енергетиці (CEER), містить певну статистику у деяких європейських країнах і огляд відповідних стандартів, що регламентують тривалі переривання. Під час порівняння статистичних даних щодо тривалих переривань необхідно враховувати принципи узагальнення статистики подій.

Розглянуті показники надійності електропостачання (1.1–1.14) дозволяють характеризувати одну зі складових частин якості електропостачання. Проте, таких показників досить багато і розбіжності між ними часто залежать від одиниць вимірювання, звітного періоду (хвилини або години) або обчислення одного показника. Наприклад, SAIDI дозволяє говорити про відповідність нормативу показника середньої тривалості відмов окремих споживачів (CAIDI, STAIDI) та показника середньої тривалості відмов (ASIDI). А аналіз показника SAIFI, дає базову інформацію про показники середньої частоти відмов (ASIFI та CAIFI) і т.д.

Виходячи з цього, пропонується використання лише основних показників надійності (ПН) – SAIFI, SAIDI, ENS, MAIFI, в разі необхідності можна також скористатися, показниками експлуатаційної готовності (ASAI) та експлуатаційного простою обладнання (ASUI) [9]. Використання даних показників, для оцінювання надійності роботи локальних електричних систем, як складових електричних мереж, обумовлено ще і тим, що показники ASAI та ASUI дозволяють оцінити збитки власників станції на базі ВДЕ. Наприклад, ФЕС, що розміщена поблизу споживачів, в разі недовідпуску електроенергії внаслідок аварії на лінії електропередачі (ЛЕП) на шляху до споживача або до ПС.

### **1.1.2. Аналіз показників якості електричної енергії мереж з ВДЕ**

Для дотримання вимог по забезпеченню якості електричної енергії, а саме, відхилення напруги відповідно до діючого нормативу ДСТУ EN

50160:2014,  $\pm 5\%$  та коефіцієнтів гармонік напруги та струму (THD-F, THD-R) було проаналізовано шляхи їх оцінювання.

Згідно [10], напруга гармоніки – синусоїдальна напруга з частотою, яка пропорційна з цілим множником основній частоті напруги електропостачання.

Напруги гармонік може бути оцінено:

– індивідуально через відносну амплітуду напруги окремої гармоніки ( $U_h$ ), віднесеною до напруги основного складника  $U_1$ , де  $h$ — це порядок гармоніки.

– інтегрально, наприклад, через сумарний коефіцієнт гармонічних спотворень (СКГС)THD, який обчислюють за формулою:

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} U_h^2}, \quad (1.15)$$

Напруги гармонік електропостачання спричинено, в основному, нелінійними навантаженнями споживачів підключеними до мереж електропостачання всіх рівнів напруги (табл. 1.1). Електричні струми гармонік, які протікають через опір мережі, збільшують величини напруг гармонік.

Оцінювання рівнів гармонійної складової синусоїди напруги для різних класів напруг відрізняється.

Таблиця 1.1 – Класифікація рівнів напруги в точці комерційного обліку електроенергії

<b>Рівень напруги</b>	<b>Напруга (<math>U_{п}</math>)</b>
4 (надвисока напруга)	$U_{п} > 154 \text{ кВ}$
3 (висока напруга)	$35 \text{ кВ} \leq U_{п} \leq 154 \text{ кВ}$
2 (середня напруга)	$1 \text{ кВ} < U_{п} < 35 \text{ кВ}$
1 (низька напруга)	$U_{п} \leq 1 \text{ кВ}$

Рівень напруги, як характеристики точки комерційного обліку (ТКО), встановлюється відповідно до [10], в залежності від величин номінальної напруги " $U_n$ " у точці вимірювання (у разі застосування вимірювальних трансформаторів – у точці підключення високовольтної обмотки трансформатора струму), до якої відноситься ТКО .

За нормальних робочих умов протягом кожного тижневого періоду 95% середньоквадратичних значень напруги кожної гармоніки, усереднених на 10-ти хвилинному проміжку, мають бути меншими чи рівними значенням, що їх наведено в таблиці 1. Резонанси можуть спричинювати вищі напруги окремих гармонік. Окрім того, СКГС напруги електропостачання (ураховуючи всі гармоніки до 40-ої включно) мають бути меншими чи рівними 8 %.

Величини напруг окремих гармонік для електричних мереж низького і середнього класу напруги (табл. 1.2) ідентичні. Проте під час розрахунку слід брати різну номінальну напругу, для різних мереж.

Таблиця 1.2 – Величини напруг окремих гармонік до 25-го порядку в точках приєднання, у відсотках від напруги основного складника  $U_1$ ,

Непарні гармоніки				Парні гармоніки	
Не кратні 3		Кратні 3			
Порядок $h$	Відносна амплітуда $U_h, \%$	Порядок $h$	Відносна амплітуда $U_h, \%$	Порядок $h$	Відносна амплітуда $U_h, \%$
5	6	3	5	2	2.0
7	5	9	1,5	4	1.0
11	3.5	15	0.5	6,8...24	0.5
13	3	21	0.5		
17	2				
19	1.5				
23	1.5				
25	1.5				

За нормальної роботи електричних мереж високої напруги протягом кожного тижневого періоду 95% середньоквадратичних значень напруги кожної гармоніки, усереднених на 10-ти хвилинному проміжку, мають бути меншими чи рівними орієнтовним значенням, що їх наведено в таблиці 3. Резонанси можуть спричинювати вищі напруги окремих гармонік. При цьому частина характеристик гармонійних складових вищих порядків ще знаходяться на доопрацюванні:

1. Норми для кожної окремої гармоніки — на розгляді.
2. Норма для СКГС напруги електропостачання (ураховуючи всі гармоніки до 40-ої включно) — на розгляді.
3. Обмеження порядку гармонік до 40 є загальноприйнятим. Для отримання необхідної точності вимірювання треба використовувати відповідний тип трансформатора напруги, особливо під час вимірювання гармонік високих порядків;

Таблиця 1.3 – Величини напруг окремих гармонік до 25-го порядку в точках приєднання, у відсотках від напруги основного складника  $U_1$ ,

Непарні гармоніки				Парні гармоніки	
Не кратні 3		Кратні 3			
Порядок $h$	Відносна амплітуда $U_h, \%$	Порядок $h$	Відносна амплітуда $U_h, \%$	Порядок $h$	Відносна амплітуда $U_h, \%$
5	5	3	3	2	1,9
7	4	9	1.3	4	1.0
11	3	15	0.5	6,8...24	0.5
13	2.5	21	0.5		
17	на розгляді				
19	на розгляді				
23	на розгляді				
25	на розгляді				

У випадку виявлення скарг норми на гармоніки в мережах високої напруги (ВН) установлюють, орієнтуючись на норми для середньої напруги (СН), коригуючи їх на величину  $D$  згідно з наведеною нижче формулою:

$$\text{Норма ВН} = \text{Норма СН} - D.$$

Якщо ухвалюють нормативні документи, у яких установлено нижчі ніж наведені рівні гармонік, то величину  $D$  погоджують між собою оператор мережі високої напруги та підключений споживач.

## 1.2 Оцінювання впливу динаміки зростання ВДЕ на показники надійності роботи електричних мереж

Збільшення частки генерування відновлювальних джерел енергії, для прикладу аналізуються ті, що мають найбільший приріст потужності, а саме вітрові (ВЕС) та фотоелектричні станції (рис. 1.2).

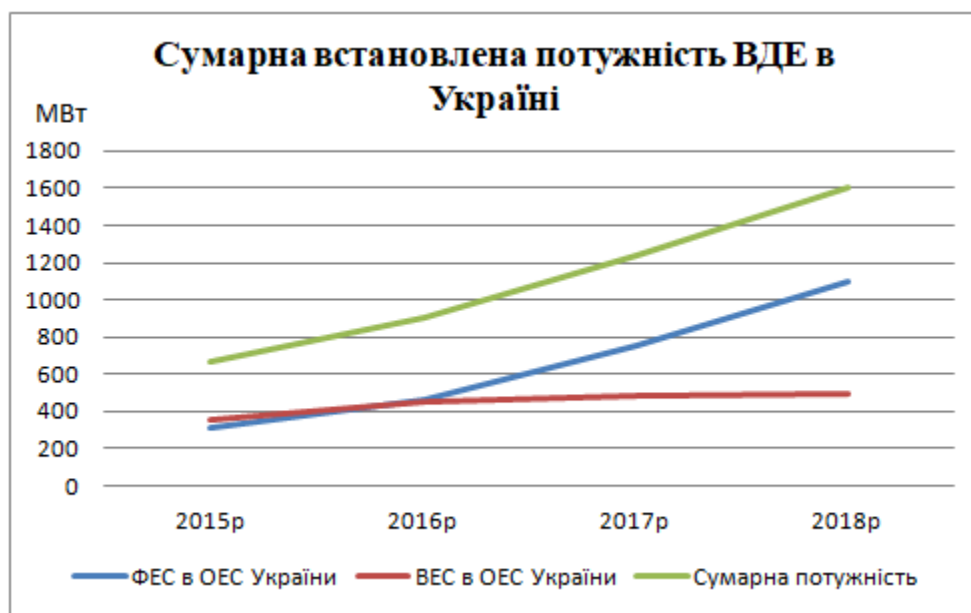


Рисунок 1.2 – Динаміка зміни потужності генерування відновлювальних джерел енергії в ОЕС України

Виходячи з даних по статистиці збільшення потужності генерування відновлювальних джерел енергії (рис.1.2) активне впровадження яких в електричні мережі почало зростати в 2015 році, потенційно може призвести

до підвищення довгих перерв в електропостачанні (SAIDI) електричних мереж. Слід відмітити, що ФЕС розміщені нерівномірно по території України, і в свою чергу досить важко оцінити їх вплив на надійність електропостачання електричних мереж. Проте аналіз показника SAIDI для енергопостачальних компаній ОЕС України (табл. 1.4) дає змогу це зробити.



Таблиця 1.4 – Індекси середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIDI) (технологічні порушення в мережах ліцензіата та заплановані без попередження споживача) за 2015-2017 р.

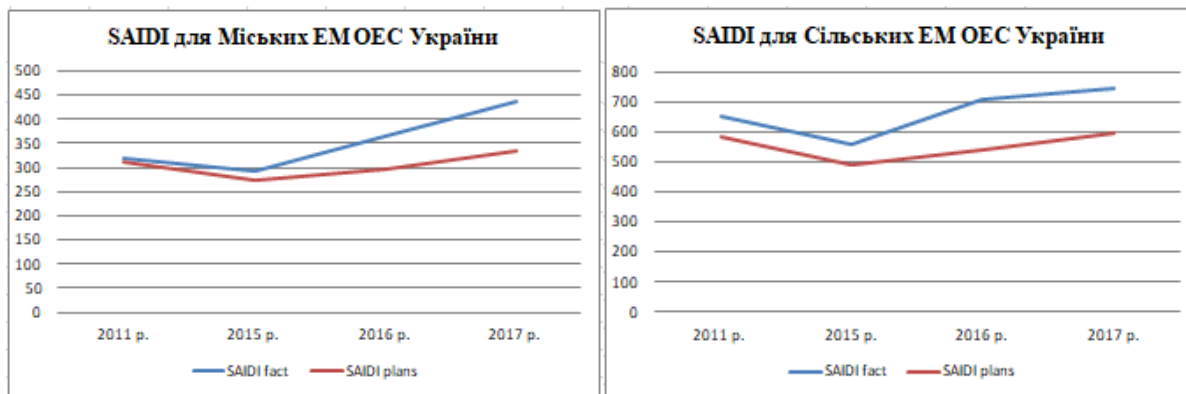
№ з/п	Ліцензіати з розподілу електричної енергії	SAIDI на рівнях напруги 0,4 – 20 кВ для міських населених пунктів, хв.							SAIDI на рівнях напруги 0,4 – 20 кВ для сільських населених пунктів, хв.						
		2015 р. факт	2016 р. факт	2017 р. факт	Сер. SAIDI (2015-2017 рр.)	Цільові 2016 р.	Цільові 2017 р.	Цільові 2018 р.*	2015 р. факт	2016 р. факт	2017 р. факт	Сер. SAIDI (2015-2017 рр.)	Цільові 2016 р.	Цільові 2017 р.	Цільові 2018 р.*
1	ПАТ «Вінницяобленерго»	371,4	390,5	413,9	391,9	409	358	362	416,2	443,3	360,8	406,8	497	424	393
2	ПрАТ «Волиньобленерго»	390,6	295,8	589,5	425,3	349	323	391	1 149,10	938,3	1553,8	1213,7	929	897	1099
3	АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі»	509	424,5	380,7	438,1	384	413	402	991,2	777,7	653,8	807,6	645	745	744
4	ПАТ «ДТЕК Донецькобленерго»***	934,9	1212,2	1204,0	1117,0	820	999	996	1378,6	2160,4	2235,8	1934,9	1169	1543	1731
5	ПрАТ «ЕК «Житомиробленерго»	282,2	262,6	342,0	295,6	333	262	277	603,9	543,1	574,3	573,8	589	543	540
6	ПрАТ «Закарпаттяобленерго»	426,1	474,6	512,9	471,2	438	417	431	842,5	1014,3	1433,9	1096,9	765	826	997
7	ПАТ «Запоріжжяобленерго»	236,2	352,1	261,0	283,1	184	242	267	97,1	754,3	420,3	423,9	300	307	408
8	ПрАТ «ДТЕК Київські електромережі»	152,3	162,8	153,4	156,2	227	165	155	361,7	120,2	5,8	162,6	494	377	163
9	ПрАТ «Київобленерго»	347,1	368,2	300,0	338,4	436	378	315	739	722,6	717,9	726,5	820	722	673
10	ПрАТ «Кіровоградобленерго»	325,2	528,8	423,2	425,7	319	356	391	843,8	1185,4	1114,9	1048,0	863	903	955
11	ТОВ «Луганське енергетичне об'єднання»***	88,6	382,7	598,1	356,5	150	193	331	156	298,6	808,7	421,1	300	209	406
12	ПрАТ «Львівобленерго»	473,8	496,4	520,6	496,9	485	429	454	1486,5	1462,9	1594,6	1514,7	1614	1305	1363
13	АТ «Миколаївобленерго»	529,7	564,6	524,0	539,4	505	513	491	926,5	1 106,0	940,8	991,1	941	982	905
14	АТ «Одесаобленерго»	838,8	1332,3	1196,4	1122,5	706	896	1001	958,6	1953,0	1783,5	1565,0	770	1157	1407
15	ПАТ «Полтаваобленерго»	394,8	472,8	419,8	429,1	348	384	394	1047,6	1276,1	1098,6	1140,8	903	998	1036
16	ПрАТ «Прикарпаттяобленерго»	406,2	364,7	357,3	376,1	386	358	248	1314,6	1240,7	1030,6	1195,3	1078	1096	1083
17	ПрАТ «Рівнеобленерго»	304,4	230,3	195,3	243,3	329	270	232	856,1	661,4	593,7	703,7	737	710	653
18	ПАТ «Сумиобленерго»	259,5	336,8	311,0	302,4	167	231	283	558,6	903,5	799,4	153,8	311	525	697
19	ВАТ «Тернопільобленерго»	199	489,1	329,8	339,3	230	276	315	421,4	1129,3	776,0	775,6	461	615	716
20	АК «Харківобленерго»	369,1	330,6	562,4	420,7	212	279	387	1056,7	594,8	1129,5	927,0	412	578	849
21	АТ «Херсонобленерго»	833,2	655,6	621,1	703,3	617	674	634	936,1	987,5	900,8	941,5	765	902	861
22	ПАТ «Хмельницькобленерго»	139,8	592,1	604,8	445,6	150	261	409	353,6	1380,3	1502,4	1078,8	300	600	981
23	ПАТ «Черкасиобленерго»	216,8	272,4	267,5	252,2	205	225	239	533,8	507,9	904,1	648,6	512	489	605
24	АТ «Чернівціобленерго»	105,6	207,2	329,6	214,1	150	143	206	194,7	458,5	685,1	446,1	300	260	428

№ з/п	Ліцензіати з розподілу електричної енергії	SAIDI на рівнях напруги 0,4 – 20 кВ для міських населених пунктів, хв.							SAIDI на рівнях напруги 0,4 – 20 кВ для сільських населених пунктів, хв.						
		2015 р. факт	2016 р. факт	2017 р. факт	Сер. SAIDI (2015-2017 рр.)	Цільові 2016 р.	Цільові 2017 р.	Цільові 2018 р.*	2015 р. факт	2016 р. факт	2017 р. факт	Сер. SAIDI (2015-2017 рр.)	Цільові 2016 р.	Цільові 2017 р.	Цільові 2018 р.*
25	ПАТ «Чернігівобленерго»	181,7	252,7	257,5	230,6	179	192	221	318	388,9	385,4	364,1	368	329	356
26	ДПЕМ ПрАТ «Атомсервіс»	41,6	56,2	68,4	55,4	73	60	55	0	5,3	0	1,8	125	115	2
27	ДП «Регіональні електричні мережі»***	561,3	148,8	278,0	329,4	372	339	307	0	628,7	666,3	431,7	0	210	415
28	ПАТ «ДТЕК ПЕМ-Енерговугілля»	53,3	236,2	496,9	262,1	42	107	248	0	0,0	0	0	0	0	0
29	ТзОВ НВП «Енергія-Новояворівськ»	149,6	349,1	304,6	267,8	231	275	253	223,8	70,6	108,6	134,3	91	117	134
30	ТОВ «Енергія-Новий Розділ»	3,4	1,8	2,3	2,5	11	10	3	0	0,0	0	0	0	0	0
31	ТОВ «ДТЕК Високовольтні мережі»	0	0,5	0,0	0,2	1	1	1	-	-	-	-	0	0	0
32	ПАТ «Укрзалізниця»***	176	260,2	211,1	215,8	117	176	208	206	371,0	258,6	278,5	191	258	279
33	ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»	143,3	196,1	256,3	198,6	154	177	193	2,8	9,4	47,3	19,8	62	33	20
34	КП «Міські електричні мережі»	15,6	11,9	23,3	16,9	61	48	17	389,1	0,0	615,5	334,9	257	270	331
35	ТОВ «Затоцькі електричні мережі»	0	0,0	2087,4	695,8	74	47	628	0	0,0	0	0	0	0	0
36	<b>Сумарний середній показник SAIDI</b>	<b>299</b>	<b>363</b>	<b>440</b>	<b>367</b>	<b>282</b>	<b>299</b>	<b>336</b>	<b>570</b>	<b>709</b>	<b>756</b>	<b>661</b>	<b>502</b>	<b>544</b>	<b>607</b>

\* - пропоновані цільові показники SAIDI на 2018 рік.

\*\*\* - показники SAIDI розраховані по підрозділам, що знаходяться на контрольованій території. Фактичні дані за попередні періоди - лише для підрозділів, які на даний момент територіально знаходяться на контрольованій території.

\*\*\*\* - середньозважені показники SAIDI по 6-ти Залізницям



а)

б)

Рисунок 1.3 – Зміна цільового запланованого показника SAIDI (червона крива) та фактичного (синя крива) для а) міських електричних мереж, б) сільських електромереж ОЕС України

При цьому, суттєву роль відіграє технічний стан електричних мереж до яких під'єднуються ВДЕ, оскільки поява джерела генерування поблизу споживача має призводити до розвантаження електричної мережі та позитивно впливати як на режимні параметри її роботи та і на надійнісні характеристики. Тому, проаналізовано темпи збільшення генерування ВДЕ в розрізі кожної енергопостачальної компанії, серед інших виділено АТ «Вінницяобленерго» (рис. 1.4). Оскільки в ньому, починаючи з 2015 року, приріст потужності генерування ФЕС у відсотковому співвідношенні майже аналогічний з ОЕС України. Але аналізується лише генерування ФЕС, тому що карта вітрового потенціалу для цього регіону малоперспективна.

Виходячи з даних по статистиці збільшення потужності генерування відновлювальних джерел енергії (рис.1.2) активне впровадження яких в електричні мережі почало зростати в 2015 році, потенційно може призвести до підвищення довгих перерв в електропостачанні (SAIDI) електричних мереж.

Достатній рівень технічного оснащення дозволяє розкрити потенціал відновлювальних джерел енергії з огляду на можливість забезпечення дотримання показника тривалості довгих перерв в електропостачанні в міських та сільських електричних мережах (рис. 1.5).

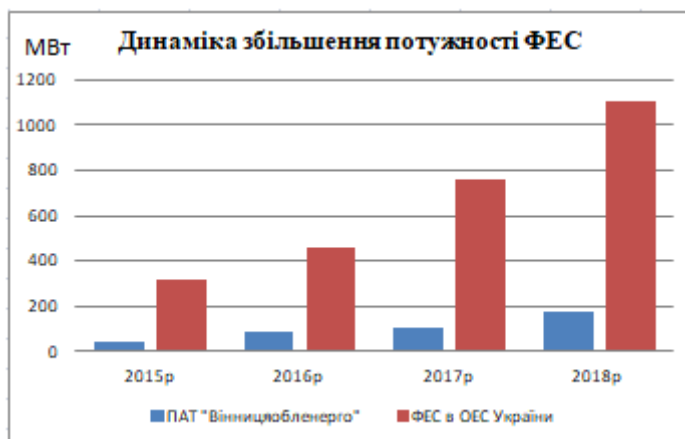
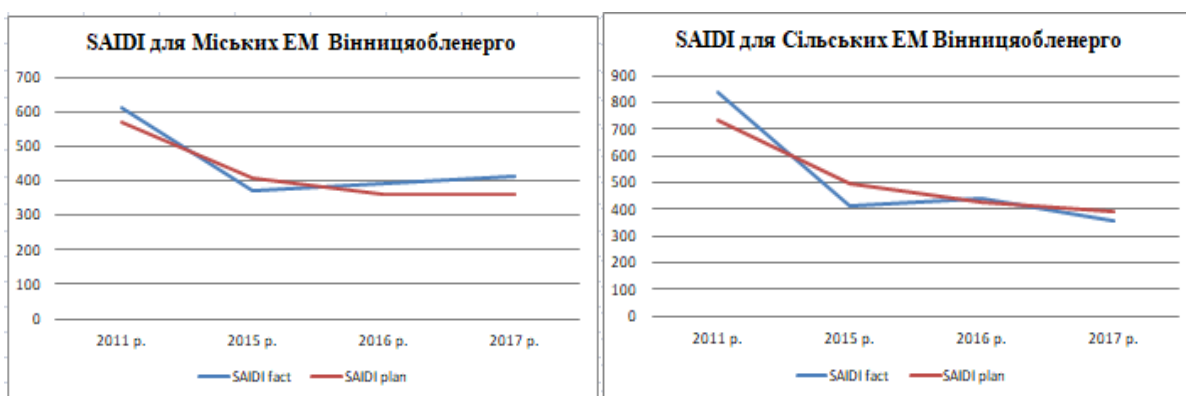


Рисунок 1.4 – Темпи збільшення генерування ФЕС в ПАТ «Вінницяобленерго» та ОЕС України



а)

б)

Рисунок 1.5 – Зміна цільового запланованого показника SAIDI (червона крива) та фактичного (синя крива) для а) міських електричних мереж, б) сільських електромереж ПАТ «Вінницяобленерго»

Аналіз залежностей на рисунках (1.3) та (1.5) дозволяє зробити висновок, що досягти максимального ефекту від впровадження відновлювальних джерел енергії з огляду на можливість забезпечення нормативних показників по надійності (безперебійності) електропостачання можна досягти враховуючи технічний стан електричної мережі, до якої вони приєднуються.

### **1.3 Аналіз технічного стану електричних мереж України енергосистем з огляду на можливість приєднання ВДЕ**

На сьогодні стан розподільних електричних мереж характеризується наступними показниками: понад 6,6% ліній електропередавання напругою 35-110 (150) кВ та 11,5% ліній електропередавання напругою 0,4- 10(6) кВ прийшли в технічно непрацездатний стан і потребують значних щорічних зростаючих витрат на технічне обслуговування та ремонт. Близько 22,3% трансформаторів напругою 35-110 (150) кВ і 14,9% трансформаторів напругою 10(6) кВ відпрацювали передбачений технічною документацією термін експлуатації, мають значні втрати, недостатню надійність та потребують заміни. Фактичні витрати електричної енергії в електричних мережах в середньому складають 12,1%, а в мережах окремих компаній сягають 18% внаслідок змін в структурі споживання електричної енергії, а саме: зростання навантажень в містах та зменшення їх в сільській місцевості – електричні мережі значних і найзначніших міст вимагають збільшення пропускної здатності та спорудження додаткових ПС 110 (150) кВ. Витрати на ремонт електричних мереж по роках зменшилися і складають близько 60% від необхідних, які визначаються Правилами технічної експлуатації електричних мереж. Стосовно співвідношення розвиненості мережі 0,4-110(150) кВ енергопостачальних компаній, то довжина ліній 35-110(150) кВ в одноколовому обчисленні становить 11,4% від загальної довжини мереж 0,4 – 110(150) кВ, кількість підстанцій 35-110(150) кВ складає 2,5%, а їх трансформаторна потужність – 64,4% від сумарної потужності трансформаторів 0,4-110(150) кВ. Серед ЛЕП 0,4-10(6) кВ кількість КЛ 0,4-10(6) кВ становить 9,7%. Аналіз технічного стану електричних мереж свідчить про значну міру морального та фізичного зношування її елементів, що в свою чергу, зменшує надійність електропостачання споживачів та приносить додаткові збитки енергопостачальним та генерувальним компаніям.

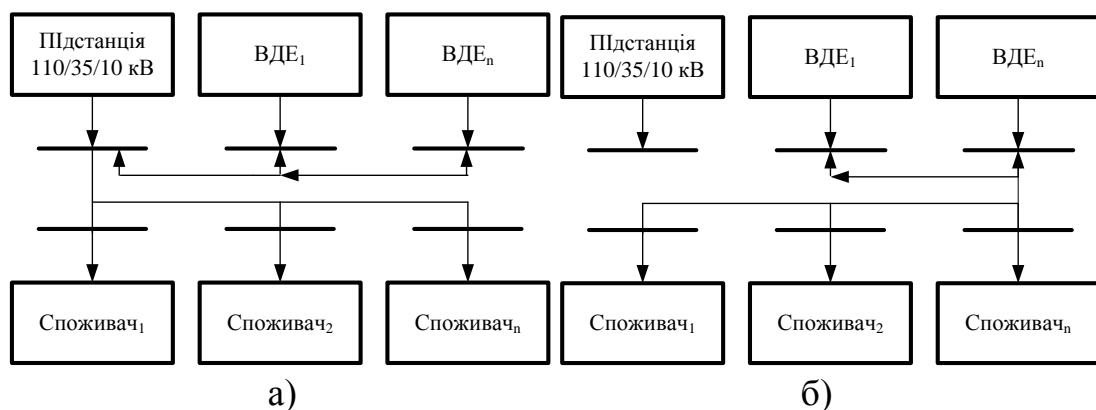
Що стосується довжини ліній електропередавання та терміну їх експлуатації станом на 31.12.2017 такі показники становлять (табл. 1.5).

Таблиця 1.5 – Довжина та терміни експлуатації ПЛ за класом напруги

Клас напруги	Всього, км		У т. ч. знаходяться в експлуатації (років)			
	по трасі	по ланцюгах	до 25	25-30	30-40	Більше 40
800 кВ	98,540	98,540	–	–	–	98,540
750 кВ	4595,111	4595,111	692,650	2380,272	2313,070	1316,671
500 кВ	374,760	374,760	38,100	–	159,600	177,060
400 кВ	338,950	338,950	–	–	–	338,950
330 кВ	12972,379	13536,732	1396,846	435,848	2282,108	9421,930
220 кВ	3019,385	3975,965	178,628	14,695	379,942	3402,700
110 кВ	448,728	549,780	52,730	20,500	40,505	436,045
35 кВ	112,441	114,051	21,318	12,530	17,400	62,803
<b>Разом:</b>	<b>21960,294</b>	<b>23583,889</b>	<b>2380,272</b>	<b>756,293</b>	<b>5192,625</b>	<b>15254,699</b>

Аналіз типових схем приєднання ВДЕ до мереж показує, що їх підключення відбувається до підстанцій 110/35/10 кВ і досить рідко до вищих класів напруги. Приведені в таблиці 1.5 дані показують, що більша частина мереж 35-110кВ морально та фізично застаріла і перебуває в експлуатації більше 40 років. Виходячи з цього, можливі ситуації, коли при пошкодженні таких ЛЕП втрачається централізоване електропостачання споживачів ТП 110/35/10 кВ і унеможлиблюється генерування ВДЕ, оскільки їх генерування залежить від рівня напруги та частоти точки, де вони приєднані.

Розглянемо декілька основних способів живлення споживачів ЛЕС (рис. 1.6).



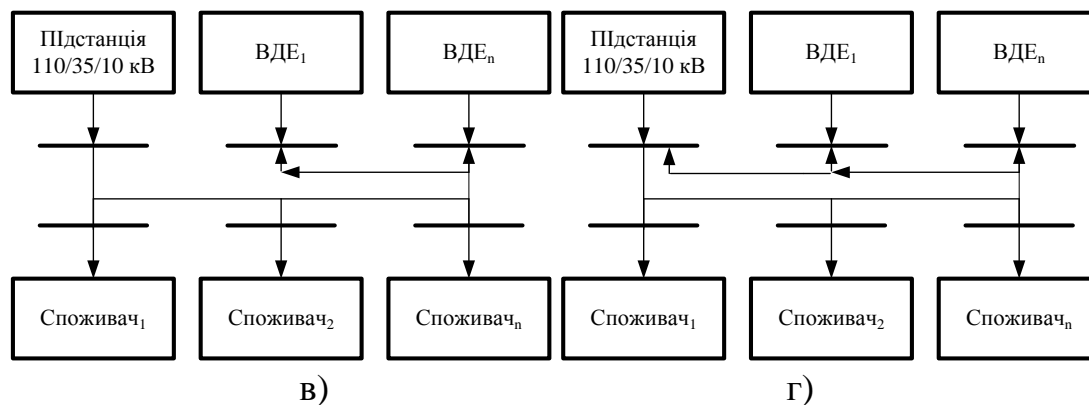


Рисунок 1.6 – Способи живлення споживачів ЛЕС:

а) коли генерована потужність ВДЕ подається на шини підстанції 110/35/10кВ і від неї окремою лінією живляться споживачі, б) потужність від ВДЕ напряму подається споживачам ЛЕС, в) споживачі ЛЕС живляться одночасно і від ВДЕ і від підстанції, г) в разі надлишку потужності ВДЕ після задоволення потреб в електроенергії споживачів ЛЕС потужність передається на підстанції 110/35/10кВ

Запропоновані схеми електропостачання (рис. 1.6) допускають можливість функціонування режимів, в яких локальна електрична система буде працювати в режимі енергоострова [11]. Виникнення такого режиму можливе при наявності різнотипних РДЕ, графік роботи яких не залежить від наявності централізованого електропостачання (малі гідроелектростанції, когенераційні установки) та наявності джерел типу ФЕС та ВЕС, які використовують інверторне обладнання, що «ведеться» мережею. Імовірність виникнення такого режиму залежить від технічного стану електричних мереж енергосистем. Інформація про термін експлуатації електричних мереж в розрізі кожної енергосистеми приведені в таблиці 1.6.

Таблиця 1.6 – Довжина та терміни експлуатації ПЛ за класом напруги в електроенергетичних системах

ЕС	Всього, км		У т. ч. знаходяться в експлуатації (років)			
	по трасі	по ланцюгах	до 25	25-30	30-40	Більше 40
Дніпровська	4577,687	4956,897	394,998	577,98	775,933	3207,982
Донбаська	1346,049	1856,599	114,456	11,459	298,377	1432,307
Західна	3418,860	3796,360	208,310	87,000	958,280	2542,770
Кримська	1274,823	1311,115	150,626	0,000	160,680	999,809
Південна	2581,818	2650,972	645,731	0,000	873,326	1131,915
Південно – Західна	2259,870	2263,400	229,540	46,820	502,060	1484,980
Північна	3618,707	3852,736	150,181	12,530	964,889	2725,136
Центральна	2882,480	2895,810	486,430	20,500	659,080	1729,800
<b>Разом по ОЕС:</b>	<b>21960,29</b>	<b>23583,889</b>	<b>2380,272</b>	<b>756,293</b>	<b>5192,625</b>	<b>15254,699</b>

Аналіз сумарного показника терміну експлуатації електричних мереж по ОЕС України (рис. 1.7) показав, що 65% електричних мереж експлуатується понад 40 років.

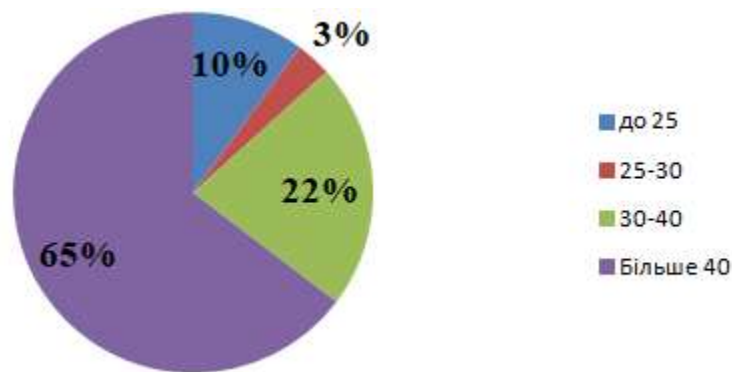


Рисунок 1.7 – Аналіз терміну експлуатації електричних мереж електроенергетичних систем

Тому, доцільно було б використати відновлювальні джерела енергії для підвищення надійності електропостачання споживачів електричної енергії.



## 1.4 Оцінювання та підвищення надійності електропостачання електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії

При оцінюванні надійності електричної мережі, необхідно враховувати те що вона складається з  $n$ -елементів. Мова йде про лінії електропередач, які відповідно до схеми з'єднані між собою. Будь-яка зміна стану (робочий, неробочий) будь-якого елемента призводить до зміни стану об'єкта загалом. Загальна кількість станів об'єкта дорівнює  $2^n$ . Відмову чи відновлення будь якого елемента слід розглядати як перехід об'єкта з одного стану в інший. Процес зміни станів є випадковим.

Якщо для кожного моменту часу ймовірність будь-якого стану в майбутньому залежить тільки від стану в певний момент і не залежить від того, яким способом об'єкт (система) прийшов у цей стан, то процес зміни станів є марковським. Марковським процес зміни станів стає, якщо час безвідмовної роботи і час відновлення кожного елемента системи підпорядковані експоненційному закону розподілу, бо тільки в цьому разі ймовірність відмови (відновлення) не залежить від попередньої тривалості роботи (відновлення). Марковський процес можна описати звичайними диференціальними рівняннями, у яких невідомими функціями є ймовірності станів. Розв'язавши рівняння, тобто визначивши ймовірності станів, можна встановити показники надійності об'єкта.

Нехай об'єкт складається з двох елементів. У заданий момент часу він може перебувати в одному з чотирьох станів, які утворюють повний простір станів об'єкта: 1 – обидва елементи в робочому стані, 2 – перший елемент відмовив і відновлюється, 3 – другий елемент відмовив і відновлюється, 4 – обидва елементи відмовили і відновлюються. Ймовірність перебування системи в названих станах відповідно буде позначати  $p_1, p_2, p_3, p_4$  (рис. 1.8). Ймовірність переходів системи зі стану  $i$  та стану  $j$  позначимо  $p_{ij}$ .

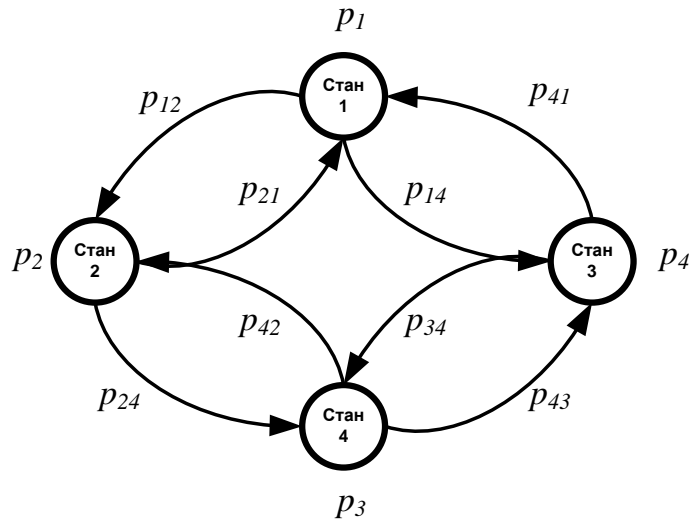


Рисунок 1.8 – Граф переходів у просторі станів об'єкта

Наприклад, імовірність  $p_{12}$  – це ймовірність відмови першого елемента за умови, що другий – у робочому стані,  $p_{43}$  – імовірність відновлення першого елемента за умови, що другий відновлюється і т. д. Переходи між станами 1 і 4, 2 і 3 відсутні, бо потік зміни станів ординарний і в заданий момент часу може змінитися стан тільки одного елемента.

На основі графа переходів складемо рівняння, що зв'язують імовірності станів об'єкта на початку і в кінці інтервалу часу  $(t, t+\Delta t)$  з урахуванням імовірностей переходів із стану в стан за проміжок часу  $\Delta t$ :

$$\begin{aligned}
 p_1(t + \Delta t) &= p_1(t) \left( 1 - (p_{12}(\Delta t) + p_{13}(\Delta t)) \right) + p_2(t) p_{21}(\Delta t) + p_3(t) p_{31}(\Delta t) \\
 p_2(t + \Delta t) &= p_2(t) \left( 1 - (p_{21}(\Delta t) + p_{24}(\Delta t)) \right) + p_4(t) p_{42}(\Delta t) + p_1(t) p_{12}(\Delta t) \\
 p_3(t + \Delta t) &= p_3(t) \left( 1 - (p_{31}(\Delta t) + p_{34}(\Delta t)) \right) + p_4(t) p_{43}(\Delta t) + p_1(t) p_{13}(\Delta t) \\
 p_4(t + \Delta t) &= p_4(t) \left( 1 - (p_{42}(\Delta t) + p_{43}(\Delta t)) \right) + p_3(t) p_{34}(\Delta t) + p_2(t) p_{24}(\Delta t)
 \end{aligned}
 \tag{1.16}$$

Перше рівняння цієї системи трактується так: імовірність того, що об'єкт у момент часу  $t+\Delta t$  перебуватиме в першому стані, дорівнює ймовірності того, що він перебуває в момент часу  $t$  у цьому стані і не перейде за час  $\Delta t$  у другий чи третій стани, плюс імовірність того, що в момент часу  $t$  об'єкт перебуває у

другому чи третьому станах  $i$  за час  $\Delta t$  перейде в перший стан. Аналогічно пояснюються решта рівнянь:

$$p_{ij}(\Delta t) = 1 - \exp(-\lambda_{ij}\Delta t) = 1 - \left(1 - \lambda_{ij}\Delta t + \frac{\lambda_{ij}^2\Delta t^2}{2!} - \dots\right) = \lambda_{ij}\Delta t, \quad (1.17)$$

де  $\lambda_{ij}$  – інтенсивність переходу об'єкта зі стану  $i$  у стан  $j$ , значення якої дорівнює інтенсивності відмови  $\lambda$  чи інтенсивності відновлення  $\lambda_e$  елемента, стан якого змінюється під час цього переходу.

Підставимо (1.17) у систему рівнянь (1.16) і після незначних перетворень з урахуванням умови

$$\lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{(p_i(t + \Delta t) - p_i(t))}{\Delta t} = \frac{dp_i(t)}{dt}. \quad (1.18)$$

У матрично-векторній формі така система рівнянь має вигляд

$$\frac{d\mathbf{p}^{\mathbf{u}}(t)}{dt} = \mathbf{H}d\mathbf{p}^{\mathbf{u}}(t), \quad (1.19)$$

де  $\mathbf{p}^{\mathbf{u}}(t), \frac{d\mathbf{p}^{\mathbf{u}}(t)}{dt}$  –  $n$ -вимірні вектори ймовірностей станів та їх похідних,  $\mathbf{H}$  – матриця інтенсивностей переходів  $n$ -го порядку.

У випадку задачі, що розглядається

$$\mathbf{H} = \begin{pmatrix} -(\lambda_{12} + \lambda_{13}) & \lambda_{21} & \lambda_{31} & 0 \\ \lambda_{12} & -(\lambda_{21} + \lambda_{24}) & 0 & \lambda_{42} \\ \lambda_{13} & 0 & -(\lambda_{31} + \lambda_{34}) & \lambda_{43} \\ 0 & \lambda_{24} & \lambda_{34} & -(\lambda_{42} + \lambda_{43}) \end{pmatrix}. \quad (1.20)$$

Систему рівнянь (1.19) можна записувати на основі графа переходів для об'єкта будь-якої структури відразу, не здійснюючи пояснених вище перетворень. Фактично необхідно тільки сформуувати матрицю  $\mathbf{H}$ . Кожен її рядок відповідає конкретному стану. На місці діагонального елемента пишуть взяту зі знаком мінус суму інтенсивностей переходів від цього стану до всіх інших. На місцях решти елементів рядка ставлять інтенсивності переходів до цього стану від інших станів об'єкта. У разі відсутності зв'язку між станами інтенсивність переходу дорівнює нулеві.

Розв'язавши диференціальне рівняння (1.19) для заданих початкових умов, отримаємо зміну в часі ймовірностей перебування об'єкта в усіх його станах  $p_i(t)$ ,  $i=1,2,\dots,n$ . Початкові умови залежать від того, який стан об'єкта прийняти за вихідний. Якщо перший, то

$$p_1(0) = 1; \quad p_i(0) = 0. \quad (1.21)$$

Підсумувавши ймовірності станів, у яких об'єкт вважається працездатним, отримаємо функцію готовності:

$$\Gamma(t) = \sum_{i \in m} p_i(t), \quad (1.22)$$

де  $m$  – множина робочих станів об'єкта.

Для побудови моделей відновлювальних об'єктів необхідно мати статистичні дані про час роботи та час відновлення всіх елементів структури мережі. Далі визначаються інтенсивності відмов [12] та інтенсивності відновлень, за якими в свою чергу встановлюються інтенсивності переходів. Дана модель функціонує за допущення, що розподіли величин часу відмов та часу відновлень елементів мають експоненціальний закон розподілу.

Розглянутий метод моделювання процесу оцінювання надійності роботи електричної мережі практично реалізований в програмного середовищі DIG Silent Power Factory.

### **1.5 Висновки по розділу 1.**

Джерела розосередженого генерування мають великий потенціал для підвищення продуктивності розподільної електричної мережі і це слід заохочувати. Однак, конструкція системи розподілу і методи роботи, як правило, на основі радіальних потоків потужності створюють низку проблем для успішного впровадження розподілених джерел енергії.

Для підвищення техніко-економічної ефективності сумісної експлуатації розосереджених джерел електроенергії і розподільних електричних мереж необхідно розв'язати ряд задач, що дозволить збільшити виробництво електроенергії ВДЕ, зменшити втрати електроенергії в розподільних електричних мережах, покращити якість і надійність електропостачання споживачів.

З метою ефективної експлуатації розосереджених джерел електроенергії та їх комплексного використання в електричних мережах енергосистем, особливо в сенсі задач підвищення надійності електропостачання, необхідно розробити метод відновлення електропостачання споживачів ЛЕС під час втрати централізованого живлення.

## РОЗДІЛ 2

### БАЛАНСУВАННЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ОЕС УКРАЇНИ

#### 2.1 Передумови нарощування темпів та обсягів впровадження відновлювальних джерел енергії в мережі ОЕС України

Україна взяла на себе зобов'язання включити 3-й енергопакет в своє національне законодавство у контексті Асоціації з ЄС і членством в Енергетичному Співтоваристві. У зв'язку з цим, так чи інакше, відбудеться відмова від Моделі оптового ринку з одним покупцем на користь багатосегментного ліберального ринку за загальноєвропейською моделлю, що включає ринки «на добу вперед», внутрішньо денної, що балансує, ринок допоміжних послуг («виправлення» частоти та напруги) плюс ринок двосторонніх контрактів. В ЄС таку трансформацію ринку (і повна відмова від зеленого тарифу) завершать до 2030 року.

Закон набрав чинності 11 червня 2017 року (з введенням деяких положень по запуску нових сегментів ринку з 1 липня 2019 року). Починаючи з 2030 року, всі виробники електроенергії з ВДЕ будуть нести повну відповідальність за свої дисбаланси, незалежно від дати початку функціонування об'єкта (див. також «Горизонт планування – надобу вперед»). Посилиться синхронізація з сусідніми енергоринками, вводиться ряд технічних вимог для інтеграції енергосистеми України в європейське середовище.

З 2015 року по 2018 рік потужність об'єктів відновлюваної електроенергетики (без урахування тимчасово окупованої території АР Крим), яким встановлено «зелений» тариф, збільшилась на 1 307 МВт (з 967 МВт до 2 274 МВт), з них введено в експлуатацію:

- у 2016 р. у 4 рази більше ніж у 2015 р. – 136 МВт;
- у 2017 р. у 2 рази більше – 291 МВт;
- у 2018 р. у 3 рази більше ніж за 2017 рік – 848 МВт.

У будівництво 1 307 МВт потужностей об'єктів відновлюваної електроенергетики інвестовано близько 1,2 млрд євро.

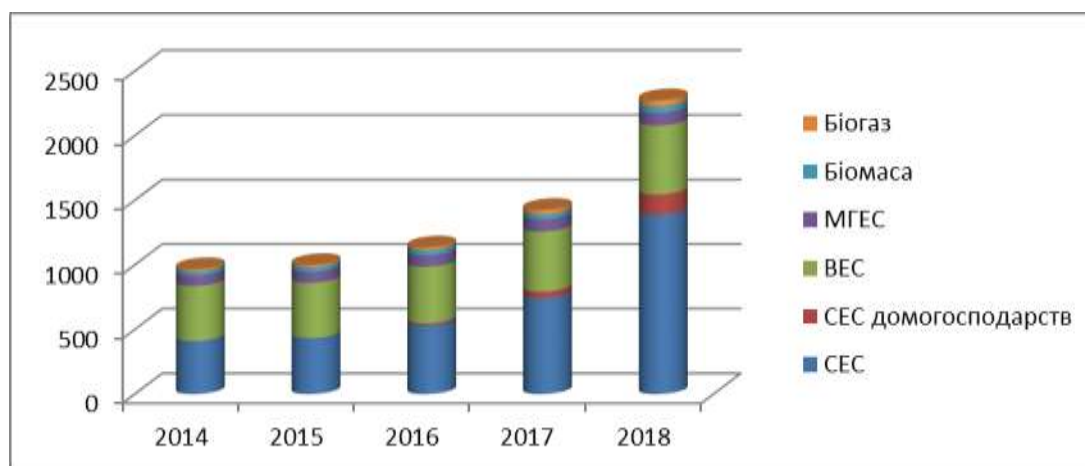


Рисунок 2.1 – Встановлена потужність об'єктів відновлювальної енергетики, що працюють за «зеленим» тарифом, МВт

Станом на 01.01.2019 року в Україні працює 8029 (579 промислових та 7 450 СЕС домогосподарств) об'єктів відновлюваної електроенергетики, яким встановлено «зелений» тариф, загальною потужністю 2 274 МВт, з них:

- 358 СЕС загальною потужністю 1 388 МВт;
- 30 ВЕС загальною потужністю 533 МВт;
- 7450 СЕС приватних домогосподарств 157 МВт;
- 148 МГЕС загальною потужністю 99 МВт;
- 10 електростанцій на біомасі загальною потужністю 51 МВт;
- 33 електростанції на біогазі загальною потужністю 46 МВт.

За 2018 року було введено 4 640 (200 промислових та 4440 СЕС домогосподарств) об'єктів відновлюваної електроенергетики, які використовують енергію світла, загальною потужністю 848 МВт, з них:

- 162 об'єктів сонячної енергетики загальною потужністю 645 МВт;
- 4440 сонячних станцій домогосподарств загальною потужністю 106 МВт;

За 12 місяців 2018 року об'єктами сонячної енергетики, яким видано «зелений» тариф, вироблено 1193 млнкВт·год електроенергії. Залучення в енергосистему

такої кількості відновлювальних джерел енергії та дотримання концепції низьковуглецевого розвитку, потребує двох речей:

- розвиток систем акумулювання енергії (САЕ);
- зменшення генерування від теплових електростанцій.

## 2.2 Розробка моделі визначення ємності накопичувача в умовах зростання генерування ФЕС

В енергетичній системі повинен виконуватись баланс по виробленню та споживанню електричної енергії. Тобто електричні станції мають повністю покривати потужності навантаження, а також втрати, що виникають при передачі електроенергії.

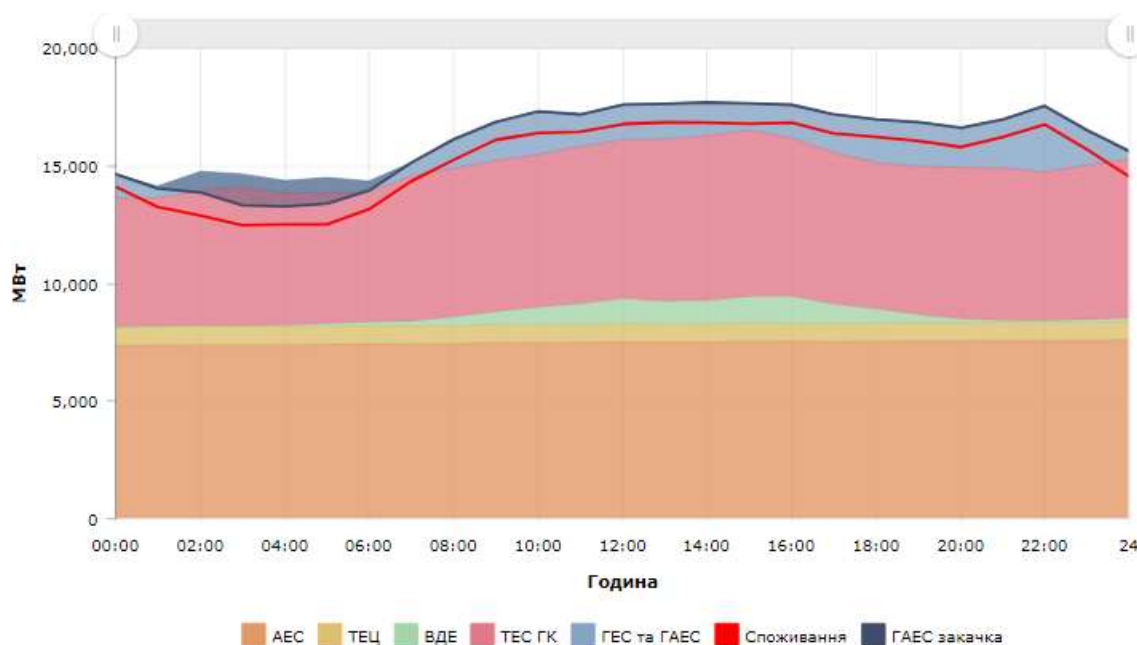


Рисунок 2.2 – Середній добовий графік генерування потужності за весняно-літній період

Це означає, що навантаження рівне сумі всіх потужностей генерування станціями, або іншими словами для покриття навантаження в енергосистемі повинно генеруватись рівно стільки потужності, скільки необхідно для



балансування потужності, якщо такий баланс не відбудуватиметься, це суттєво погіршить нормативні показники якості електричної енергії:

$$P_{\text{спож}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{ген}_i}, \quad (2.1)$$

де  $i$  – кількість типів електростанцій – АЕС, ТЕЦ, ВДЕ, ТЕС, ГЕС (ГАЕС).

Потужність генерування  $P_{\text{ген}_i}$  складається з суми потужностей всіх станцій розділених по типу генерування:

$$P_{\text{ген}} = P_{\text{АЕС}} + P_{\text{ТЕЦ}} + P_{\text{ТЕС}} + P_{\text{ВДЕ}} + P_{\text{ГЕС}} \pm P_{\text{ГАЕС}} \quad (2.2)$$

Оскільки Україна більше 10 років розвивається згідно концепції сталого розвитку та підтримує політику декарбонізації, відбувається нарощування обсягів генерування екологічно чистого генерування (СЕС та ВЕС). Наразі, енергосистема підходить до максимуму потужностей, що може прийняти від ВДЕ. Така обмеженість пояснюється, в тому числі, і низьким рівнем прогнозованості, а також не таким високим рівнем споживання. Отож в подальшому, для збільшення генерування ВДЕ необхідно змінювати відсоткове співвідношення структури балансуєчих потужностей в ОЕС України. Мова йде про зменшення кількості теплових електростанцій, що працюють на викопному паливі.

Для України, виходячи з її географічного положення, потенційно перспективним є нарощування генерування сонячних електричних станцій. Як відомо ФЕС не можуть стабільно на протязі всієї доби покривати потреби в енергоспоживанні, тому доцільним є запровадження систем акумулювання електроенергії (САЕ).

Наразі, в енергосистемі склад маневрових потужностей містить в собі виключно теплову генерацію. Таким чином зростання кількості та одичної

встановленої потужності ВДЕ призводить до збільшення необхідності резерву. Виходячи з цього, виникає зелено-вугільний парадокс, що являє собою необхідність значно збільшувати виробництво електроенергії (базове навантаження) на вугільних теплоелектростанціях (ТЕС), що мають шкідливі викиди, при великому обсязі потужностей «чистих» вітрових та сонячних електростанцій в енергосистемі України. Потужність виробництва електроенергії на ФЕС та ВЕС може різко змінюватися і слабо прогнозована через пряму залежність від зміни погоди — наявності сонця та вітру. За даними Укренерго станом на 2018 р. ОЕС України здатна без значних порушень стійкості прийняти 4,75 тис. МВт ВЕС та ФЕС. Коли загальна встановлена потужність ВЕС та ФЕС перевищить це значення, під час різкого коливання виробництва електроенергії з ВДЕ доведеться скорочувати базове навантаження на АЕС і збільшувати його на вугільних ТЕС, аби вони мали більше можливостей для маневрування. За даними Держенергоефективності станом на квітень 2019 р. в Україні вже працює понад 3 тис. МВт потужностей ВДЕ. З них понад 2200 МВт ФЕС (71%).

Лише в I кварталі 2019 р. введено в експлуатацію понад 860 МВт потужностей ВДЕ, більшість з яких — це майже 700 МВт ФЕС. Загальний обсяг технічних умов, виданих на приєднання ВДЕ в енергосистемі України, станом на квітень 2019 р. склав 10,5 тис. МВт, з них ФЕС – 6700 МВт. Ще на розгляді знаходиться 6000 МВт. Відсутність в Україні досконалої сучасної системи прогнозування виробництва електроенергії з ВДЕ не дозволяє точно передбачати рівень генерації вітрових та сонячних електростанцій. Наразі під час добового планування виробництва електроенергії ВДЕ похибка прогнозування закладається на рівні 30% .

Виходячи з цього впливає такий зв'язок, що для того щоб визначити обсяги маневрової потужності необхідно знати співвідношення такої потужності та обсяги приросту ВДЕ. Для цього необхідно проаналізувати основні джерела генерування потужності в ОЕС, які генерують потужності в

енергосистему, при запровадженні САЕ та нарощені потужностей ВДЕ в енергосистемі.

Потужність, яку ТЕС виробляє за добу із врахуванням збільшення генерування ВДЕ можна записати:

$$P'_{TEC_{\delta}} = P_{нав_{\delta}} - P_{AEC_{\delta}} - P_{ТЕЦ_{\delta}} - P'_{ВДЕ_{\delta}} - P_{ГЕС_{\delta}} \pm P_{ГАЕС_{\delta}}. \quad (2.3)$$

Тоді потужність ТЕС за годину буде визначатися:

$$P'_{TEC_t} = \frac{P'_{TEC_{\delta}}}{24}. \quad (2.4)$$

Для вирішення проблеми погодинного балансування потужностей в енергосистемі зі збільшенням частки генерування від ВДЕ до 6000 МВт запишемо рівняння балансу у вигляді:

$$P_{нав_t} = P_{AEC_t} + P_{ТЕЦ_t} + P'_{ВДЕ_t} + P_{ГЕС_t} + P'_{TEC_t} \pm P_{ГАЕС_t} \pm P_{САЕ_t}.$$

Графік потужності САЕ є менш волатильним, що дасть змогу точніше визначити, яку ємність повинен мати накопичувач. Збільшується база генерування ВДЕ за рахунок впровадження САЕ (див. рис. 2.3).

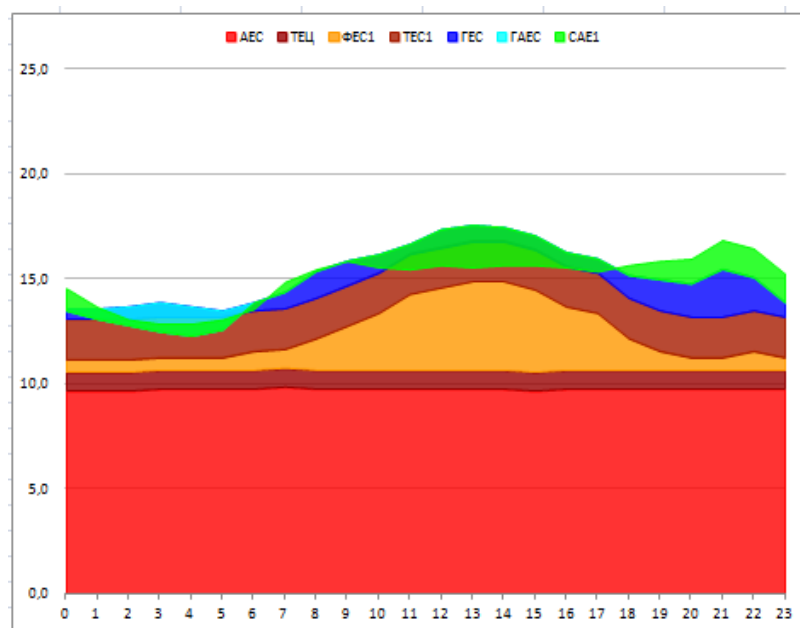


Рисунок 2.3 – Збільшення бази генерування ВДЕ за рахунок впровадження САЕ

На рис. 2.4 показано графік зміни добового циклу роботи САЕ при встановленій потужності ВДЕ 6000 МВт. Збільшення частки генерування від ВДЕ до 10000 МВт, дозволить зменшити до мінімуму генерування від ТЕС (рис. 2.5).

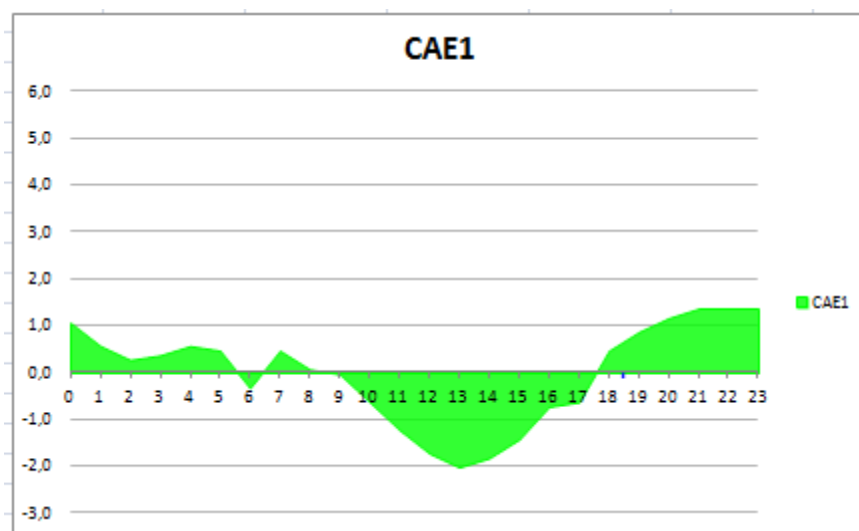


Рисунок 2.4 – Графік зміни добового циклу роботи САЕ при встановленій потужності ВДЕ 6000 МВт

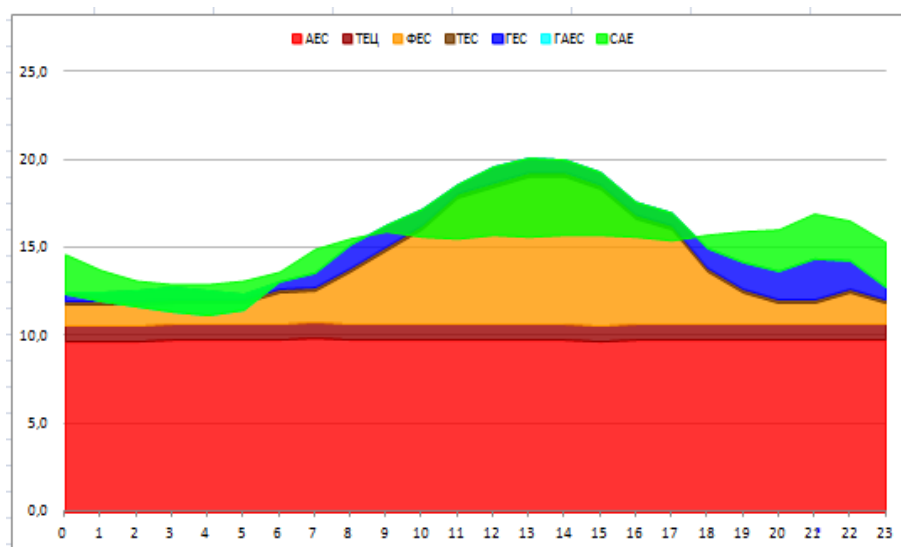


Рисунок 2.5 – Структура генерувальних потужностей в ОЕС України зі збільшеною часткою ВДЕ до 10000 МВт

Виходячи з цього потужність, яку має видавати САЕ за годину:

$$P_{САЕ_t} = P_{нав_t} - P_{АЕС_t} - P'_{ТЕС_t} - P_{ТЕЦ_t} - P'_{ВДЕ_t} - P_{ГЕС_t} \pm P_{ГАЕС_t}. \quad (2.5)$$

З рисунку 2.5 можна виділити характеристику, яку буде мати накопичувач. З рисунку 2.5 зрозуміло, що при повному витісненні генерування ТЕС в систему, графік САЕ набуде вигляду (рис. 2.6). Таке регулювання можливе лише у весняно-літній сезон, тому незважаючи на всі переваги даного підходу в системі мають залишитись ТЕС для осінньо-зимового балансування. Їх потужність необхідно вивести на стабільний рівень, а регулювання в необхідності заповнень мінімальних і максимальних піків здійснювати за допомогою САЕ.

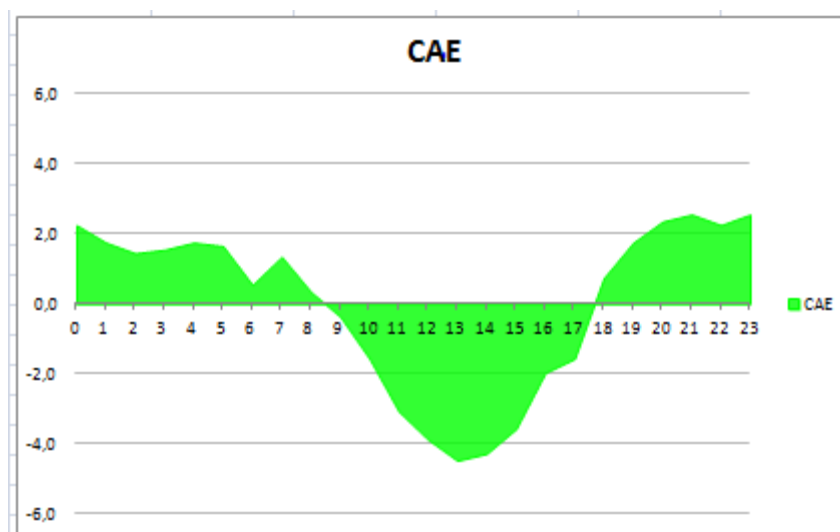


Рисунок 2.6 – Графік зміни добового циклу роботи САЕ при встановленій потужності ВДЕ 10000 МВт

Для того щоб виконати такі маніпуляції необхідно визначити ємність, яку повинен мати накопичувач для ефективної роботи:

$$W_D = \sum_{\substack{t=1 \\ P_{CAE_t} > 0}}^{24} P_{CAE_t} \cdot \quad (2.6)$$

Формула дає можливість розрахувати, яка ємність необхідна для виконання всіх операцій на протязі доби.

Виходячи з цього можна розрахувати оптимальну ємність на протязі року:

$$W_{PIK}^{OPT} = mean(\bar{W}_d) \cdot \quad (2.7)$$

Оптимальна потужність САЕ за рік розраховується за формулою:

$$P_{PIK}^{OPT} = mean(\bar{P}_{CAE_{доб}}) \cdot \quad (2.8)$$

Проаналізувавши типові графіки генерування та споживання ОЕС України, за даними НЕК «Укренерго» було промодельовано ситуацію, коли генерування ВДЕ досягне позначки 6 000 МВт.

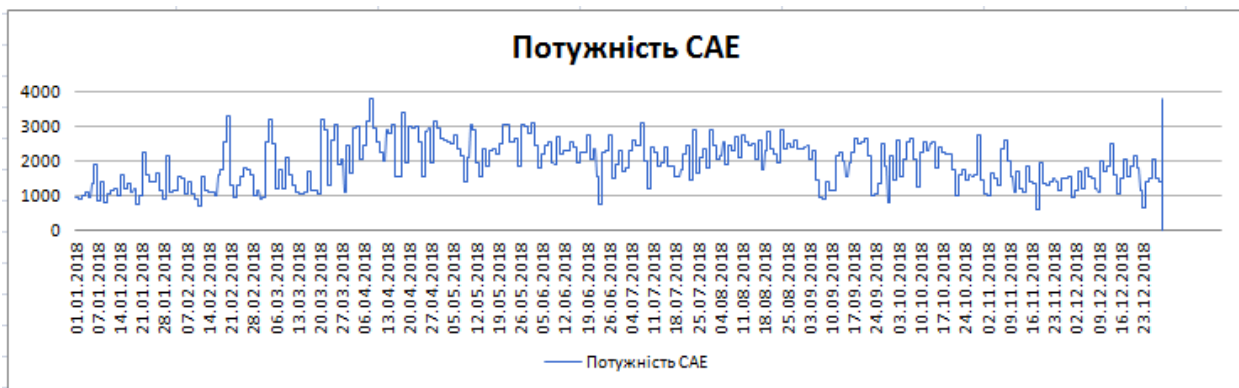


Рисунок 2.7 – Потужність САЕ, яка необхідна бути в системі для забезпечення стабільної роботи

При цьому потужність ТЕС зміниться при нарощенні потужностей ВДЕ та використанні САЕ.

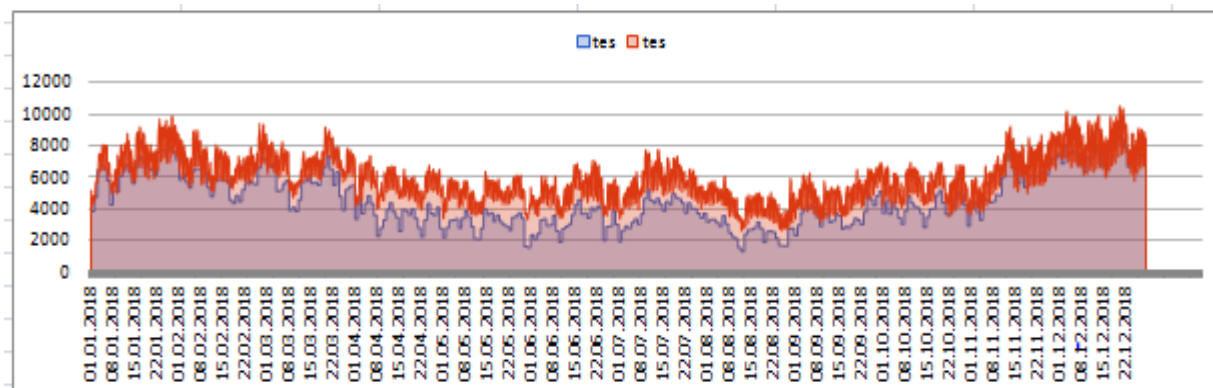


Рисунок 2.8 – Графік зміни потужностей ТЕС до та після введення САЕ

З графіка (рис. 2.8) видно, що збільшення частки генерування ВДЕ призведе до значних змін в генерованій потужності ТЕС, і, як наслідок, зменшення викидів вуглецевих сполук від ТЕС, а також забезпечить стабільний графік генерування, при якому ТЕС не матиме перевитрат палива. Вся маневрова потужність, яка буде необхідна системі, буде генеруватись із САЕ. Тобто, накопичувачі будуть повністю перекривати піки навантажень, а в мінімуми навантаження, коли в системі буде надлишок потужності від генерування ФЕС, вона буде накопичуватись в САЕ.

Із рисунку 2.8 можна визначити зміни в генеруванні ТЕС на протязі одного року з врахування змін в генеруванні ВДЕ. Такі зміни показано на рис. 2.9.

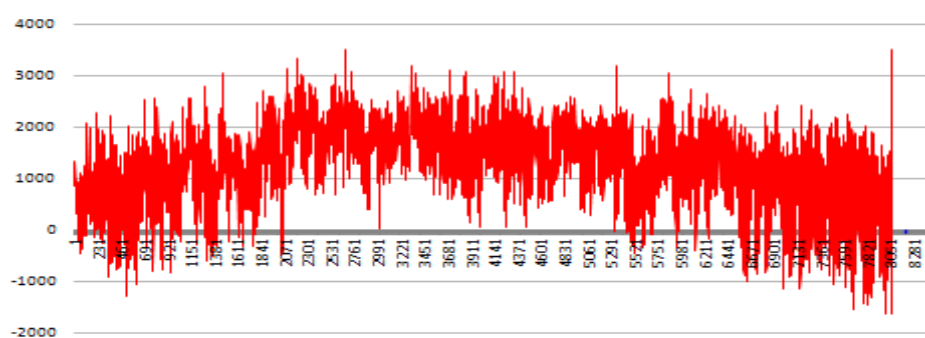


Рисунок 2.9 – Зміна генерування ТЕС на протязі року при збільшенні потужності ВДЕ

Задавшись припущенням про те, як буде розвиватись відновлювальна енергетика та проаналізувавши попередні темпи розвитку, можна визначити

потужність ВДЕ, яка буде генеруватись. Виходячи з того, як планується процес нарощування САЕ, можна порахувати, яка потужність має бути в накопичувача, а саме з якою ємністю йому необхідно буде працювати.

В табл. 2.1 приведені дані збільшення потужності та ємності САЕ відносно потужності ФЕС. За даними отриманими з табл. 2.1 побудовано графік залежності ємності САЕ від потужності ФЕС (див. рис. 2.10). Проаналізувавши рисунок 2.10 можна зробити висновок, що дана залежність близька до лінійної.

Таблиця 2.1 – Залежність збільшення потужності та ємності САЕ відносно потужності ФЕС

Потужність ФЕС, МВт	Ємність САЕ, МВт год	Потужність САЕ, МВт	Відношення ємності САЕ до її потужності
2000	6343	1104	5,745471014
3500	7607	1299	5,85604311
5000	9500	1635	5,810397554
6500	11716	2049	5,717911176
9000	15762	2800	5,629285714
15000	26105	4712	5,540110357

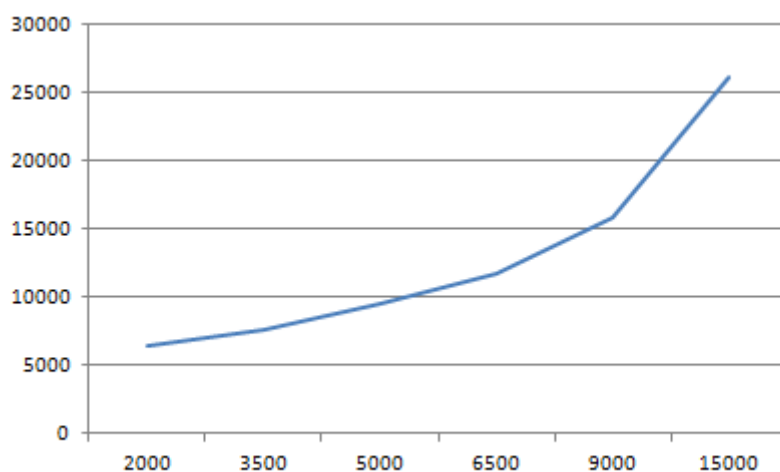


Рисунок 2.10 – Графік ємності САЕ в залежності від потужності ФЕС



Темпи розвитку ВДЕ в Україні визначаються енергетичною стратегією та стратегією низьковуглецевого розвитку. Проте основним суб'єктом формування квоти на будівництво електростанцій на базі ВДЕ, що працюватимуть за “зеленим” тарифом, визначений оператор системи передачі (ОСП), основною задачею якого є підтримання балансу графіків попиту та пропозиції електроенергії. Обмежуючим фактором є низький діапазон регульовальної потужності ТЕС в режимі весняно-літніх навантажень. Враховуючи відсутність жорсткої прив'язки величини квот до цільових показників стратегії розвитку енергетичної галузі є великі ризики, що ОСП буде мінімізувати величину квоти замість виконання комплексу заходів з розширення регулюючого діапазону генерації на ринку. Таке розширення можливе лише шляхом економічного стимулювання державою розбудови нових акумулюючих або маневрених потужностей, що є на сьогодні також дуже неврегульованим питанням. Маючи значний рівень акумулюючих потужностей, необхідно оцінювати прогнозованість ВДЕ для подальшого формування балансу генерування та споживання.

### **Висновки до розділу 2**

Збільшення обсягів генерування відновлювальних джерел енергії в ОЕС України можливе лише за рахунок збільшення маневрових потужностей. Оскільки Україна провадить політику низьковуглецевого розвитку, що підтверджується систематичною позицією як на міжнародній арені (зобов'язання в рамках Паризького договору, впровадження III-го енергопакету) та і у внутрішньому розвитку – застосування зеленого тарифу починаючи з 2009 року, тому такі джерела маневрової потужності повинні бути вільними від викидів CO<sub>2</sub>.

## РОЗДІЛ 3

### ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

#### **3.1 Оцінювання небалансів, викликаних прогнозуванням генерування ФЕС**

Впровадження нової моделі ринку електроенергії, зобов'язує власників ФЕС, яким встановлено «зелений тариф», прогнозувати графік генерування «на добу наперед». У зв'язку з неможливістю прогнозувати погодні умови з високою точністю, дана процедура ускладнюється. Оскільки прогноз генерування не буде співпадати з фактичним генеруванням, то власники ФЕС будуть платити кошти за викликані ними небаланси електричної енергії. З закону «Про ринок електричної енергії України» небаланс електричної енергії розрахований відповідно до правил ринку для кожного розрахункового періоду (година) – різниця між фактичними обсягами відпуску або споживання, імпорту, експорту електричної енергії сторони, відповідальної за баланс, та обсягами купленої і проданої електричної енергії, зареєстрованими відповідно до правил ринку.

Для розв'язання даної задачі насамперед необхідно проаналізувати наскільки ж відрізняється прогноз від факту генерування. На рисунку 2.11 зображено, як приклад, відхилення прогнозу від фактичного значення генерування п'яти ФЕС різних регіонів, а саме ФЕС Димерка, ФЕС Ставчани, ФЕС Велитон, ФЕС Пороги, ФЕС Суворово. Дані подані за звітний період з 2018-04-01 по 2019-03-26. Середня точність системи прогнозування 80%. Даний показник є середнім для точності подібних систем в Європі. Розрахунки виконані з допомогою програми, яка розроблена на кафедрі електричних станцій і систем ВНТУ.

На рисунку 3.1 показано зміну прогнозованих погодинних значень генерувань (зелений колір) та фактичних (фіолетовий). Більш детальний аналіз поданий на рисунку 3.2 на екранному зрізі оцінювання небалансів.

Інформативність даної таблиці обумовлюється наявністю усестороннього аналізу таких небалансів та можливості їх усунення за рахунок закупівлі небалансу на балансуєчому ринку, якщо мова йде про випадки коли фактична сумарно згенерована електроенергія менша за заявлені прогностні значення так і навпаки.



Рисунок 3.1 – Зрізок екрану програми прогнозування генерування ФЕС

Отже за допомогою табл. 1 ми можемо побачити що небаланс електричної енергії за рік по п'яти ФЕС складає близько 3550 МВт\*год.

Назва станції, що входить в балансову групу	Кількість електроенергії згенерованої за звітний період, кВт год	Кількість електроенергії прогнозованої за звітний період, кВт год	Кількість електроенергії, коли "Факт - Прогноз = 0", кВт год	Кількість електроенергії, коли "Факт - Прогноз < 0", кВт год	Модуль абсолютної похибки, "Факт - Прогноз", кВт год	Відносна похибка, %
ФЕС Димерка, ФЕС Ставчань, ФЕС Велитон, ФЕС Пароли, ФЕС Суворово	19504954.2	19474139.49	1790839.17	1760023.46	355061.63	18.2
ФЕС Димерка	5202736	5242636.31	683720.88	723041.31	940320.21	27.85
ФЕС Ставчань	4413476.4	4484871.35	575504.76	640833.29	1222524.05	27.7
ФЕС Велитон	2741132.8	2654195.96	370560.95	201630.25	670197.3	34.45
ФЕС Пароли	3925298	3964788.75	320128.15	549618.59	590746.74	27.18
ФЕС Суворово	3212331	3127646.91	436897.89	352213.79	789111.68	24.57

Рисунок 3.2 – Оцінювання точності прогнозу генерування ФЕС

### 3.2 Встановлення відповідальності за небаланси, викликані генеруванням ФЕС

Частка відшкодування гарантованому покупцю суб'єктами господарювання, які виробляють електричну енергію на об'єктах електроенергетики, що використовують енергію вітру і сонячного випромінювання, та на об'єктах електроенергетики, що використовують

гідроенергію (лише мікро-, міні- та малі гідроелектростанції), яким встановлено "зелений" тариф і які входять до складу балансуєної групи виробників за "зеленим" тарифом, вартості врегулювання небалансу гарантованого покупця становить:

до 31 грудня 2020 року – 0 відсотків; з 1 січня 2021 року – 10 відсотків; з 1 січня 2022 року – 20 відсотків; з 1 січня 2023 року – 30 відсотків; з 1 січня 2024 року – 40 відсотків; з 1 січня 2025 року – 50 відсотків; з 1 січня 2026 року – 60 відсотків; з 1 січня 2027 року – 70 відсотків; з 1 січня 2028 року – 80 відсотків; з 1 січня 2029 року – 90 відсотків; з 1 січня 2030 року – 100 відсотків.

До 31 грудня 2029 року відшкодування суб'єктом господарювання, який виробляє електричну енергію на об'єктах електроенергетики, що використовують енергію сонячного випромінювання, та входить до складу балансуєної групи виробників за "зеленим" тарифом, вартості свого небалансу гарантованому покупцю здійснюється у разі відхилення фактичних погодинних обсягів відпуску електричної енергії такого суб'єкта господарювання від його погодинного графіка відпуску електричної енергії більш як на 10 відсотків.

З 31 грудня року, в якому відбулося фактичне досягнення всіма суб'єктами господарювання, які виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії у щорічному енергетичному балансі України частки в розмірі 5 відсотків і більше, відшкодування суб'єктом господарювання, який виробляє електричну енергію на об'єктах електроенергетики, що використовують енергію вітру, вартості його небалансу гарантованому покупцю здійснюється у разі відхилення фактичних погодинних обсягів відпуску електричної енергії таким суб'єктом господарювання від його погодинного графіка відпуску електричної енергії більш як на 10 відсотків. Аналогічно для суб'єкта господарювання, який виробляє електричну енергію на об'єктах електроенергетики, що використовують енергію сонячного випромінювання, у разі відхилення більш як на 5 відсотків, а для суб'єкта господарювання, який виробляє електричну енергію на об'єктах

електроенергетики, що використовують гідроенергію (лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями), також у разі відхилення більш як на 5 відсотків. Підтвердження досягнення всіма суб'єктами господарювання, які виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії, у щорічному енергетичному балансі України частки в розмірі 5 відсотків і більше здійснюється уповноваженим Кабінетом Міністрів України центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері ефективного використання паливно-енергетичних ресурсів, енергозбереження, відновлюваних джерел енергії та альтернативних видів палива.

Станом на 01.01.19 року всього НЕК Укренерго було передана до електричних мереж 113 219 млн кВт год електроенергії, з яких генерованих ВДЕ (що працюються за зеленим тарифом) – 2884 млн кВт год, що складає майже 2.5% в балансі генерованої електроенергії. Проте, враховуючи темпи збільшення потужності генерування ФЕС та ВЕС та опираючись на дані НЕК по виданим технічним умовам, а також те що у 2018 році більша частина приросту генерувальних потужностей ФЕС припала на другий квартал року, є прогноз що до кінця 2019 року генерування від ВДЕ буде більше 5%.

### 3.3 Розрахунок плати за небаланси електроенергії

Гарантований покупець має бути стороною відповідальною за баланс (СВБ) для себе і всіх виробників за «зеленим» тарифом та повинен бути зареєстрованим тільки у балансуючій групі виробників за «зеленим» тарифом. Учасниками балансуючої групи гарантованого покупця можуть бути лише гарантований покупець та виробники за «зеленим» тарифом. Виробниками за «зеленим» тарифом здійснюється відшкодування гарантованому покупцю частки вартості врегулювання небалансу відповідно до Закону.

Обсяг відшкодування виробником за «зеленим» тарифом гарантованому покупцю частки вартості врегулювання небалансу у розрахунковий період  $CIEQ_t^p$  розраховується за формулами:

$$\text{Якщо } \varepsilon_t^{sum} > 0, \varepsilon_t^p > 0, \text{ та } IMSP_t < P_t^{DAM}, \text{ грн,}$$

$$\text{То } CIEQ_t^p = \frac{\varepsilon_t^p}{\sum_{p, \varepsilon_t^{ps} > 0} \varepsilon_t^{ps}} \cdot \varepsilon_t^{sum} \cdot (P_t^{DAM} - IMSP_t), \text{ грн,}$$

Якщо  $\varepsilon_t^{sum} < 0$ ,  $\varepsilon_t^p < 0$ , та  $IMSP_t > P_t^{DAM}$ , грн,

$$\text{То } CIEQ_t^p = \frac{\varepsilon_t^p}{\sum_{p, \varepsilon_t^{ps} < 0} \varepsilon_t^{ps}} \cdot \varepsilon_t^{sum} \cdot (P_t^{DAM} - IMSP_t), \text{ грн,}$$

в іншому випадку  $CIEQ_t^p = 0$ ,

де  $\varepsilon_t^p$  – величина врахованого відхилення фактичного обсягу відпуску електричної енергії генеруючими одиницями виробника за «зеленим» тарифом від його спрогнозованого погодинного графіка відпуску електричної енергії у розрахунковому періоді  $t$ , МВт·год;

$IMSP_t$  – ціна небалансу електричної енергії у розрахунковому періоді  $t$ , грн/МВт·год;

$P_t^{DAM}$  – ціна електричної енергії у розрахунковому періоді  $t$  на ринку «на добу наперед», грн/МВт·год;

$\varepsilon_t^{ps}$  – значення відхилення фактичного обсягу відпуску електричної енергії генеруючими одиницями виробника за «зеленим» тарифом від його спрогнозованого погодинного графіка відпуску електричної енергії у розрахунковому періоді  $t$ , МВт·год;

$\varepsilon_t^{sum}$  – сума відхилень фактичних погодинних обсягів відпуску електричної енергії усіх виробників за «зеленим» тарифом, що входять до балансуєчої групи виробників за «зеленим» тарифом, у розрахунковому періоді  $t$ , їх погодинних графіків відпуску електричної енергії, МВт·год.

Сума відхилень фактичних погодинних обсягів відпуску електричної енергії усіх виробників за «зеленим» тарифом, що входять до балансуєчої групи виробників за «зеленим» тарифом, у розрахунковому періоді  $t$  їх погодинних графіків відпуску електричної енергії ( $\varepsilon_t^{sum}$ ) розраховується за формулою

$$\varepsilon_t^{sum} = \sum_u^p \varepsilon_t^{ps}, \text{ МВт·год.}$$

Величина врахованого відхилення фактичного обсягу відпуску електричної енергії генеруючими одиницями виробника за «зеленим» тарифом від його спрогнозованого значення у розрахунковому періоді  $t$  ( $\varepsilon_t^p$ ) визначається за формулою

$$\varepsilon_t^p = \sum_{u \in p} \varepsilon_t^u, \text{МВт} \cdot \text{год},$$

де  $\varepsilon_t^u$  – урахована величина фактичного обсягу відпуску електричної енергії генеруючої одиниці виробника за «зеленим» тарифом у розрахунковому періоді від його погодинного графіка відпуску електричної енергії, МВт·год, яка визначається за формулами:

$$\text{якщо } \frac{|W_t^u - PR_t^u|}{PR_t^u} \cdot 100 > K^u, \text{ то } \varepsilon_t^u = (W_t^u - PR_t^u) \cdot \alpha^u / 100,$$

$$\text{в іншому випадку, } \varepsilon_t^u = 0,$$

$$\varepsilon_t^u = (W_t^u - PR_t^u) \cdot \alpha^u / 100,$$

де  $W_t^u$  – фактичний обсяг відпуску електричної енергії генеруючою одиницею виробника за «зеленим» тарифом у розрахунковому періоді, МВт·год;

$PR_t^u$  – обсяг відпуску електричної енергії генеруючою одиницею виробника за «зеленим» тарифом у розрахунковому періоді, що був спрогнозований виробником за «зеленим» тарифом та наданий гарантованому покупцю МВт·год;

$K^u$  – допустиме відхилення фактичних погодинних обсягів відпуску електричної енергії від погодинного графіка відпуску електричної енергії для типу генеруючої одиниці виробника за «зеленим» тарифом відповідно до Закону,%;

$\alpha^u$  – частка відшкодування гарантованому покупцю генеруючою одиницею виробника за «зеленим» тарифом вартості врегулювання небалансу гарантованого покупця, що визначається відповідно до Закону.

Величина відхилення фактичного обсягу відпуску електричної енергії генеруючими одиницями виробника за «зеленим» тарифом від його спрогнозованого погодинного графіка відпуску електричної енергії у розрахунковому періоді ( $\varepsilon_t^{ps}$ ) визначається за формулою:

$$\varepsilon_t^{ps} = \sum_{u \in p} (W_t^u - PR_t^u), \text{ МВт} \cdot \text{год.}$$

Платіж відшкодування виробником за «зеленим» тарифом гарантованому покупцю вартості врегулювання небалансу ( $P_{p,m}^{IEQ}$ ) за розрахунковий місяць визначається за формулою:

$$P_{p,m}^{IEQ} = \sum_d^m \sum_t^d CIEQ_t^p, \text{ грн.}$$

### 3.4 Обґрунтування ємності накопичувача для балансування групи станцій

На графіках (рис. 3.3) зображено приклад процесу відхилень погодинних небалансів в мережу від добових прогнозів без та з урахуванням допустимого відхилення прогнозування, за період близько 6000 годин.

До 31 грудня 2029 року відшкодування суб'єктом господарювання, який виробляє електричну енергію на об'єктах електроенергетики, що використовують енергію сонячного випромінювання, та входить до складу балансуєної групи виробників за "зеленим" тарифом, вартості свого небалансу гарантованому покупцю здійснюється у разі відхилення фактичних погодинних обсягів відпуску електричної енергії такого суб'єкта господарювання від його погодинного графіка відпуску електричної енергії більш як на 10 відсотків.



Звісно, вигляд графіка 3.33 не показує сумарну картину небалансів, тому ми просумуємо покази та виведемо результати на діаграму (рис. 3.4). Синім кольором показано небаланси потужностей за звітній період без урахування допустимого відхилення погодинних небалансів, червоним – з урахуванням допустимого відхилення. Загальний небаланс з урахуванням допустимого відхилення прогнозування склав 2384,6 МВт·год. Отже, маючи вартість 1 кВт·год небалансу, можна порахувати витрати на покриття небалансу за алгоритмом, наведеним вище, за відведений період часу.



Рисунок 3.3 – Відхилення погодинних небалансів в мережу від добових прогнозів

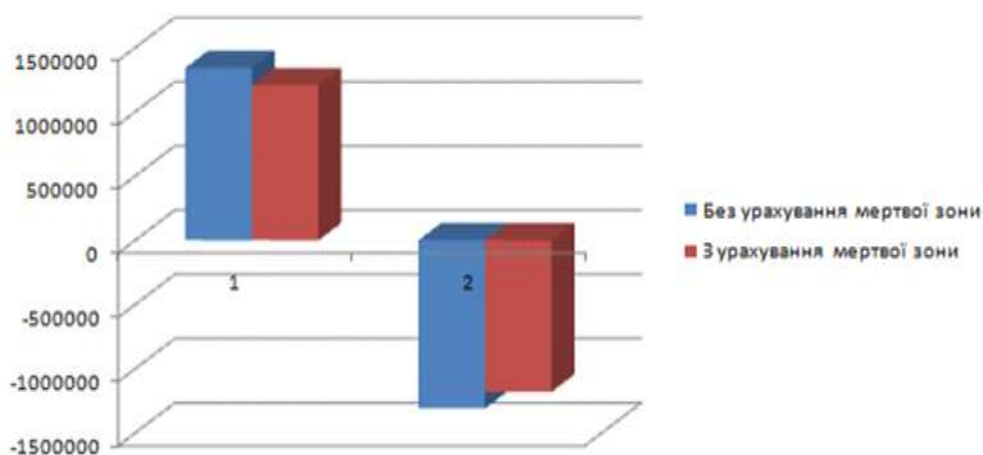


Рисунок 3.4 – Небаланси потужностей за звітній період без урахування мертвої зони (синій) та з (червоним)

Погодинні небаланси, що викликані групою фотоелектричних станцій, доцільно згрупувати та перейти до добових небалансів. Аналіз добових небалансів дає змогу визначити ємність накопичувача. Аналіз добових небалансів з рис. 3.5, дає змогу побудувати гістограму густин (рис. 2.16), що

дає змогу визначити ємність накопичува, що в найбільш імовірно зменшуватиме відповідальність за виникнення небалансів.



Рисунок 3.5 – Відхилення добових небалансів в мережу від добових прогнозів

На гістограмі (рис.3.6) помітно, що кількість випадків небалансу у відсотках найчастіше припадає на діапазон від «-10000 кВт·год» до «10000 кВт·год». Якщо не враховувати допустиме відхилення прогнозування, то 33% припадає на діапазон «-10000 – 0 кВт·год», а 29% на діапазон «0 – 10000 кВт·год». При врахуванні допустимого відхилення прогнозування відсотки змінюються на 34% та 30% відповідно. Таким чином модуль значення небалансів 60% добових небалансів знаходиться в діапазоні 20000 кВт·год.

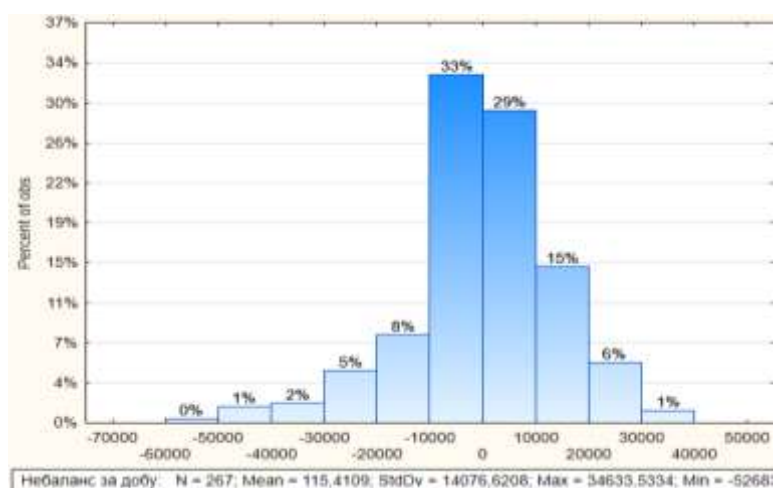


Рисунок 3.6 – Гістограма густин добових небалансів

Накладемо на модель фактичних добових небалансів балансуєчі ємності накопичувачів. На рис. 3.7 добовий небаланс електроенергії, з урахуванням роботи накопичувачів різної ємності, а саме 8, 11, 14, 17 та 20 МВт·год. Аналіз різних конфігурацій балансуєчої потужності, накладались на модель добових небалансів з урахуванням допустимого відхилення прогнозування.

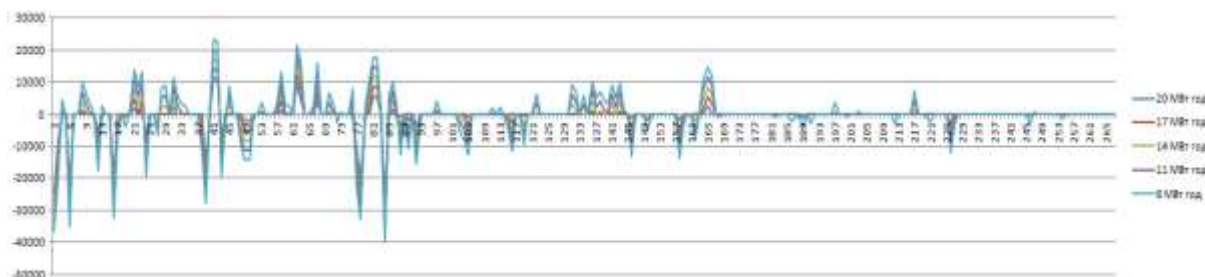


Рисунок 3.7 – Добовий небаланс електроенергії з урахуванням роботи накопичувачів різної ємності

На рис. 3.8 зображено незбалансований обсяг електроенергії з урахуванням використання накопичувачів різної ємності за звітній період (рік). На діаграмі (див. рис. 3. 8) помітно зменшення добових небалансів відповідно до накопичувачів різних ємностей. Зрозуміло, що при використанні накопичувача у 20 МВт·год, добовий небаланс стає взагалі мінімальним.

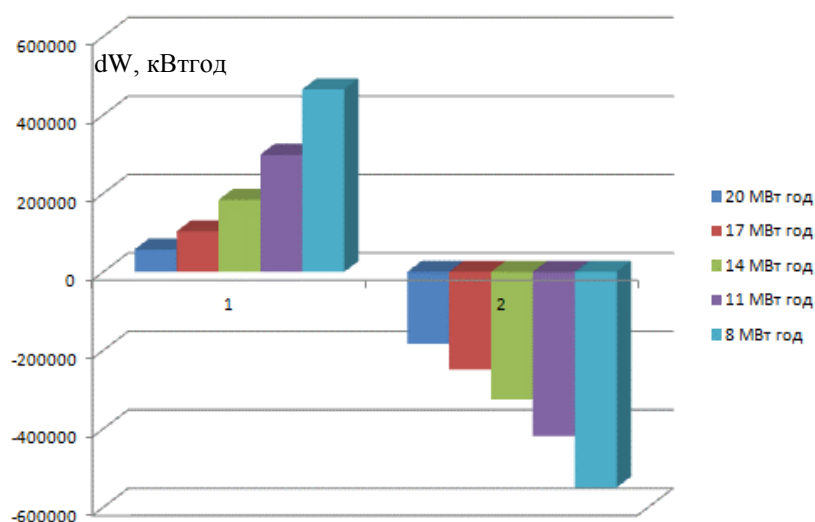
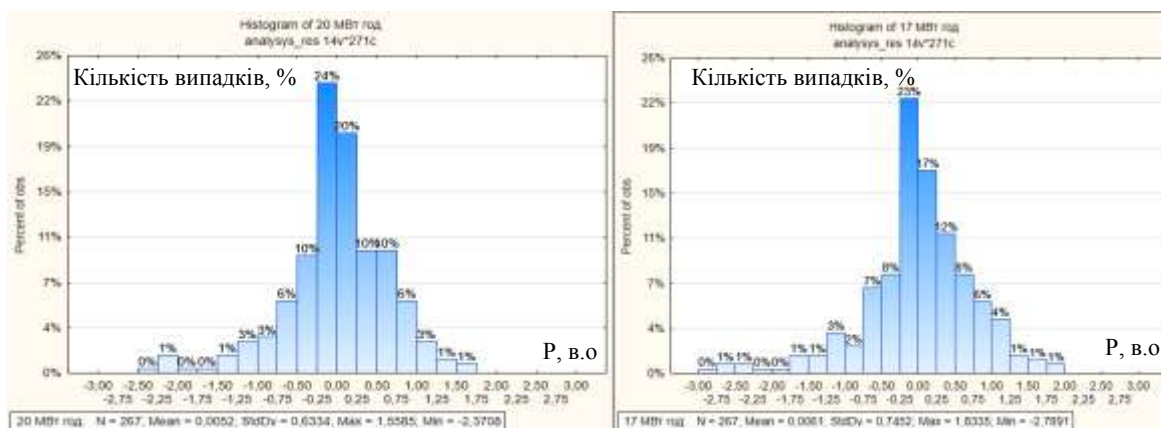


Рисунок 3.8 – Незбалансований обсяг електроенергії з урахуванням використання накопичувачів різної ємності за звітній період (рік).

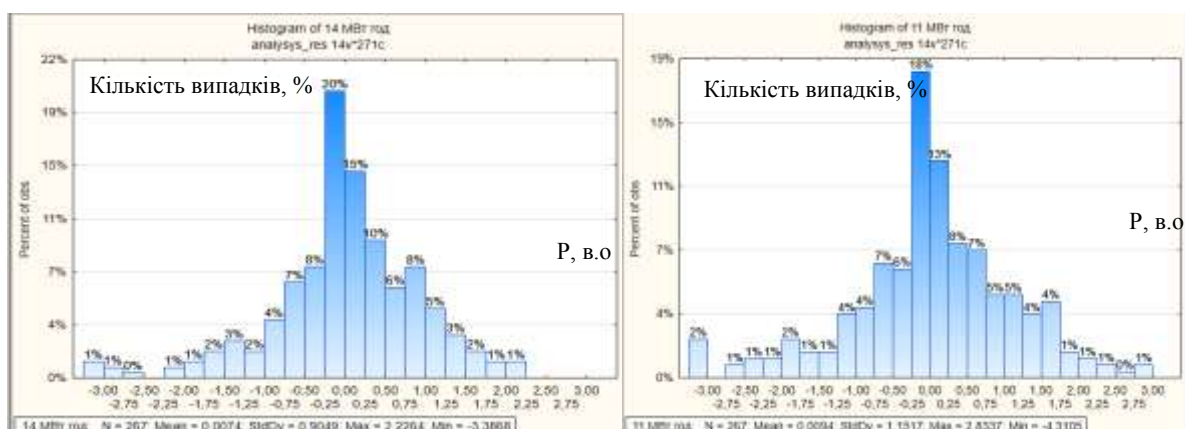
Задача вибору оптимальної ємності накопичувача – економічна, проте має серйозну технічну складову, тому що ресурс використання такої електроустановки нелінійно змінюється в залежності від режиму його використання. Аналіз гістограм інтенсивності завантаження накопичувача, дозволяє оцінити зменшення його ресурсу (кількість циклів заряд/розряд) в залежності від інтенсивності завантаження (рис. 3.9).

Аналіз гістограм інтенсивності завантаження накопичувача дозволяє оцінити зменшення його ресурсу (кількість циклів заряд/розряд) в залежності від інтенсивності завантаження та врахувати параметр глибини розряду DOD (Depth of Discharge). Типова характеристика, якого приведена на рисунку 3.10.



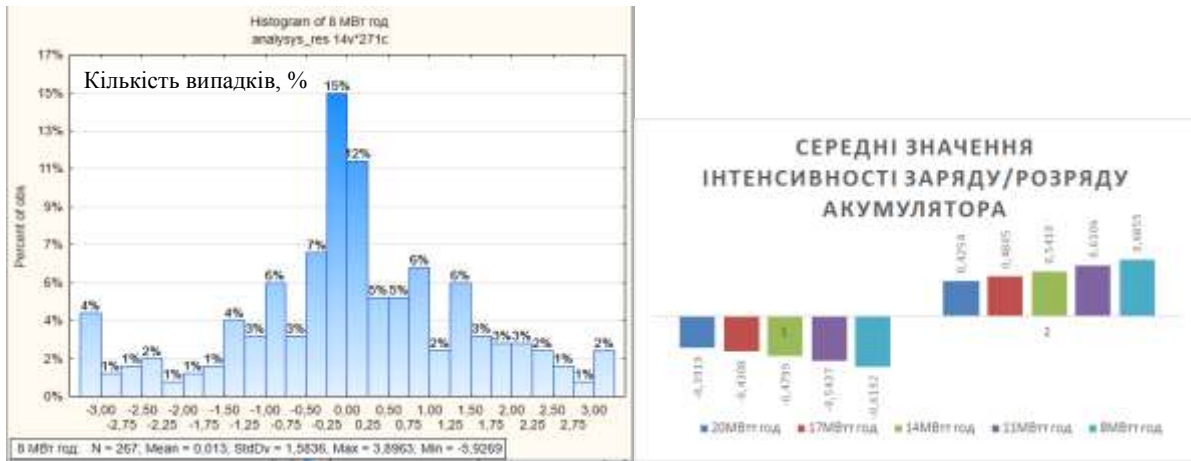
а)

б)



в)

д)



е)

ж)

Рисунок 3.9 – Гістограми залежності інтенсивності завантаження накопичувача ємністю а) 20 МВт год, б) 17 МВт год, в) 14 МВт год, г) 11 МВт год, д) 8 МВт год та ж) середні значення інтенсивності заряду/розряду для накопичувачів різної ємності

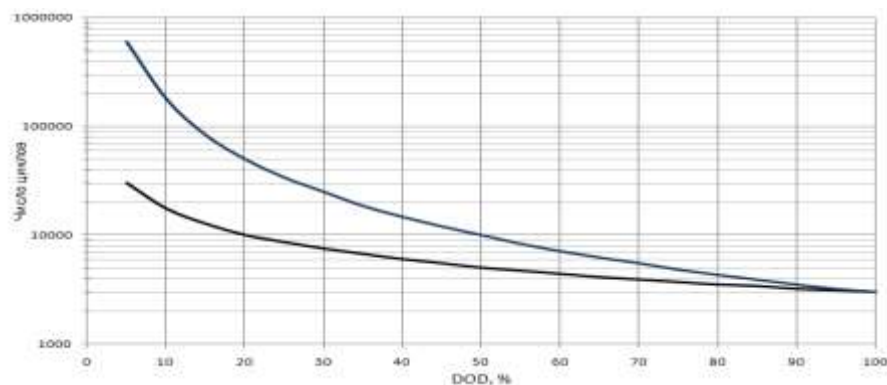


Рисунок 3.10 – Залежності кількості циклів роботи накопичувача від глибини розряду

Зрозуміло, що найменше значення завантаження буде у найпотужнішого накопичувача, проте і вартість його найбільша. Середнє значення інтенсивності заряду накопичувача 20 МВт·год становить 0.3919, а розряду того ж накопичувача – 0.4254.

### 3.5 Визначення ємності накопичувача для групи фотоелектричних станцій

Як було зазначено раніше, визначення ємності накопичувача є задачею економічною, тому необхідно враховувати витрати на його встановлення та експлуатацію. Цільова функція виглядатиме наступним чином:

$$B_{\Sigma} = B(W_{н.е}) + B(W_{граф}) + B_{експ} \rightarrow \min ,$$

де  $B(W_{н.е}) = \epsilon_{н.е}^{num} \cdot W_{н.е}$  – витрати на встановлення накопичувача певної ємності, грн;  $\epsilon_{н.е}^{num}$  – питомі витрати на накопичувач певної ємності, грн/кВт год;  $P_{н.е}$  – ємність накопичувача, кВт год;  $B(W_{граф})$  – штрафні санкції за недотримання заявленого на добу наперед графіка генерування з урахуванням використання накопичувача певної ємності, грн.;  $B_{експ}$  – експлуатаційні витрати на накопичувач, певної ємності, грн.

Таблиця 3.2 – Вартості небалансів при різних ємностях накопичувача

Ємність накопичувача, МВт год	Небаланс, кВт год	Вартість н.б.	Вартість н.е.	Сум. Вартість
1	2144702,842	64341085,25	4050000	68391085,25
2	1936835,968	58105079,05	8100000	66205079,05
3	1748761,322	52462839,66	12150000	64612839,66
4	1574180,48	47225414,4	16200000	63425414,4
5	1416889,734	42506692,03	20250000	62756692,03
6	1270342,476	38110274,29	24300000	62410274,29
7	1135308,847	34059265,42	28350000	62409265,42
8	1015110,491	30453314,73	32400000	62853314,73
9	908094,8029	27242844,09	36450000	63692844,09
10	809202,4417	24276073,25	40500000	64776073,25
11	718311,727	21549351,81	44550000	66099351,81
12	640654,5747	19219637,24	48600000	67819637,24
13	571889,4204	17156682,61	52650000	69806682,61
14	508908,2381	15267247,14	56700000	71967247,14
15	451817,4808	13554524,42	60750000	74304524,42
16	399482,7737	11984483,21	64800000	76784483,21
17	351806,2335	10554187	68850000	79404187
18	309183,623	9275508,69	72900000	82175508,69
19	272532,3848	8175971,543	76950000	85125971,54
20	240632,4805	7218974,414	81000000	88218974,41
Вартість небалансу 1кВт год на БР	30			
Кількість років	1			

Але варто враховувати, що вказані витрати на встановлення накопичувача буде лише в перший рік його роботи впливати на модель визначення ємності, далі в сумарній складовій витрат буде зростати лише вартість небалансів.

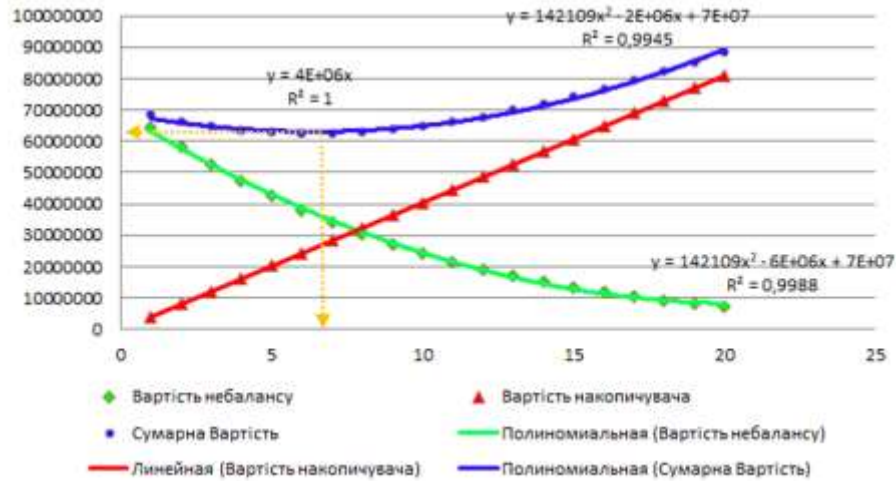


Рисунок 3.11 – Визначення ємності накопичувача

Запропонований метод визначення ємності накопичувача для групи станцій, ґрунтується на врахуванні їх імовірнісних характеристик та точності системи прогнозування генерування ФЕС на добу наперед. Вказана система дає точність прогнозу на рівні 80%, що в загальному відповідає середньому показнику точності таких систем.

### Висновки до розділу 3

В розділі запропоновано використання Battery energy storage system (BESS), для подальшого нарощування генерування ВДЕ. Оскільки темпи генерування ВДЕ досить високі, тому спільне використання BESS та ВДЕ, призведе до зменшення кількості теплових електростанцій, що вже технічно відпрацювали свій парковий ресурс.

Більше того такі системи можна буде використовувати в якості накопичувача для дотримання графіку генерування ФЕС на добу наперед. Враховуючи досить великий обсяг капіталізації таких систем, було сформовано цільову функцію, що враховує витрати на будівництво САЕ, вартості покриття небалансів та зменшення його циклу заряд/розряд.

## РОЗДІЛ 4

### АЛГОРИТМІЗАЦІЯ МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

#### 4.1 Проблеми балансування електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії

Зростання кількості та одиничної потужності відновлювальних джерел енергії, серед яких найбільше електроенергії генерується сонячними електростанціями, обумовлене значними інвестиціями в тому числі і закордонних інвесторів, які очікують отримувати прибутки від вкладених коштів. Разом з цим, для електропередавальних компаній та постачальників електричної енергії має досить велике значення якість електроенергії та рівні напруги у вузлах мережі, в тому числі і в місці приєднання станції. Це змушує враховувати природну нестабільність таких джерел, зокрема для планування режимів електричних мереж. Виробники, які працюють за «зеленим» тарифом повинні заявляти свій графік генерування на добу наперед [Постанова 641 НКРЕКП від 26.04.2019].

Таким чином, відпуск електроенергії за «зеленим» тарифом сонячними електростанціями залежить від технічного стану електричної мережі, що напряму впливає на прибуток інвестора, тому що в силу специфіки роботи ФЕС генерування може відбуватись, якщо напругу на шинах станції буде задавати зовнішня мережа. Якщо для великих промислових ФЕС, встановлена потужність яких більше 20МВт, де точка приєднання знаходиться по класу напруги від 110кВ, проблем з відсутністю напруги або досить великим її відхиленням немає, то в мережах 35кВ і нижче питання якості електроенергії критичне. Це обумовлено рядом факторів, зокрема, технічним станом таких мереж, моральним та фізичним зношенням силового обладнання, що



експлуатується, неузгодженою з графіком навантаження мережі роботою відновлювальних джерел, залежністю графіка ВДЕ від зміни тривалості світлового дня та погодних умов, відсутністю якісних даних комерційного обліку електроенергії.

Запровадження нової моделі ринку електроенергії, дозволяє частково вирішити вказані проблеми.

Першим позитивним кроком впровадження ринку електроенергії, є розроблення механізмів прогнозування генерування ФЕС та визначення відповідальності за прогнози. Можливість розділити транзит електроенергії, що здійснює оператор системи розподілу (ОСР), з поставкою електроенергії кінцевому споживачеві яку може здійснювати незалежний постачальник та введенням нової ролі, що відповідає за якість даних комерційного обліку електроенергії як по генеруванню (в тому числі і ФЕС) так і по споживанню, функціональна роль постачальника послуг комерційного обліку (ППКО) дозволяє визначити відповідальність кожного суб'єкта за спричинені ним небаланси.

Виходячи з цього, робота електричної мережі залежить від якісного функціонування ОСР, постачальника електроенергії, виробника за «зеленим» тарифом.

Особливу цінність становить робота оператора системи розподілу, який відповідає за режимну та структурну надійність елементів електричної мережі, оскільки від якості його роботи залежить обсяг реалізованої електричної енергії кінцевим споживачам незалежним постачальником та обсяг відпущеної електроенергії фотоелектричною станцією.

Мотивацією оператора систем розподілу є тариф на послуги з розподілу електричної енергії. Величина прибутку ОСР залежить від кількості електроенергії, що перетікає мережами, з урахуванням втрат. Тому, ОСР зацікавлений в покращенні показників надійності роботи ЕМ (SAIDI) та зменшення втрат оскільки це його прямі витрати.

Втрати електроенергії в електричній мережі залежить безпосередньо від режимів її експлуатації, на які впливає генерування фотоелектричних станцій. Загалом для планування режимів електричних мереж, необхідно проаналізувати структуру ринкових взаємозв'язків ФЕС з вищезазначеними суб'єктами ринку (рис.4.1).

На ФЕС, в залежності від термінів будівництва може бути декілька вузлів обліку електричної енергії (ВОЕ) і відповідно точок комерційного обліку (ТКО). Для того, щоб дані вчасно потрапляли до Адміністратора комерційного обліку (АКО), що фактично є структурним підрозділом оператора системи передачі (ОСП), тобто ПрАТ « НЕК Укренерго», необхідно визначитись з постачальником послуг комерційного обліку (ППКО), цю функціональну роль до введення нової моделі ринку електроенергії виконував оператор системи розподілу. Постачальник послуг комерційного обліку здійснює ряд заходів по установці АСКОЕ, наладці, збору даних, їх валідації та відправці в АКО.

Отож, ППКО встановлює автоматизовану систему комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) у ВОЕ, оператор засобів комерційного обліку (ОЗКО) - роль, яку виконує ППКО у процесі надання послуг зі встановлення, введення і виведення з експлуатації, технічного обслуговування засобів комерційного обліку (ЗКО), а також програмного і апаратного забезпечення, що використовуються для комерційного обліку електричної енергії. Оскільки, засобів комерційного обліку досить багато їх потрібно адмініструвати, за що відповідає адміністратор засобів комерційного обліку (АЗКО), який адмініструє бази даних у Датахаб з інформацією про засоби комерційного обліку в точках комерційного обліку. Зчитування даних з лічильників виконує оператор зчитування даних з лічильників (ОЗД) та передає їх до оператора даних комерційного обліку (ОДКО) – функція, яку виконує ППКО у процесі надання виконання робіт із формування та керування даними, зокрема, їх обробки, перевірки, валідації, зберігання, архівування та передачі до АКО валідованих даних комерційного обліку. Далі, дані передаються до Адміністратора комерційного обліку і відповідно до адміністратора розрахунків, що відповідає

за фінансові розрахунки між суб'єктами ринку з урахуванням небалансів, що спричинені неточністю прогнозу генерування ФЕС, тобто обсягу електричної енергії, що закуплена на балансуєчому ринку, у постачальників послуг з балансування. Постачальники послуг з балансування отримують команди від оператора системи передачі на розвантаження або завантаження в залежності від точності співпадіння обсягів заявленої електроенергії на покупку в рамках цін та обсягів що визначені на ринку на добу наперед та внутрішньодобового ринку. Заявлені на добу наперед графіки генерування ФЕС ДП «Гарантований покупець», що представляє інтереси всіх виробників, що працюють за «зеленим тарифом», тобто входять в його балансуєчу групу. Саме Гарантований покупець зобов'язаний, по-перше, проводити викуп всієї електроенергії у виробника за «зеленим» тарифом, по-друге, реалізовувати цю електроенергію на ринку на добу наперед та внутрішньодобовому ринку, по мінімальній ціні що складеться на ринку, по-третє, покривати різницю між «зеленим» тарифом та ціною що склалась на вказаних сегментах ринку. Різниця між ціною за якою гарантований покупець реалізує електроенергію на РДН та ВДР, покривається за рахунок PSO (publicserviceobligation) оператором системи передачі.

Таким чином виробники за «зеленим» тарифом до 9:00 за день до торгового дня надають гарантованому покупцю погодинні добові графіки відпуску електричної енергії та доступну потужність генеруючих одиниць з розбивкою по технологіях, тарифах/видах генерації/за видом альтернативного джерела та по географічних регіонах, такий прогноз виконується для подачі гарантованим покупцем заявок по продажу електроенергії на РДН.

Починаючи з 15:00 дня, що передує торговому, але не пізніше ніж за 2 години 45 хвилин до розрахункового періоду надають гарантованому покупцю оновлений графік відпуску електричної енергії для кожного розрахункового періоду торгового дня в рамках внутрішньодобових заявок Гарантованого покупця.

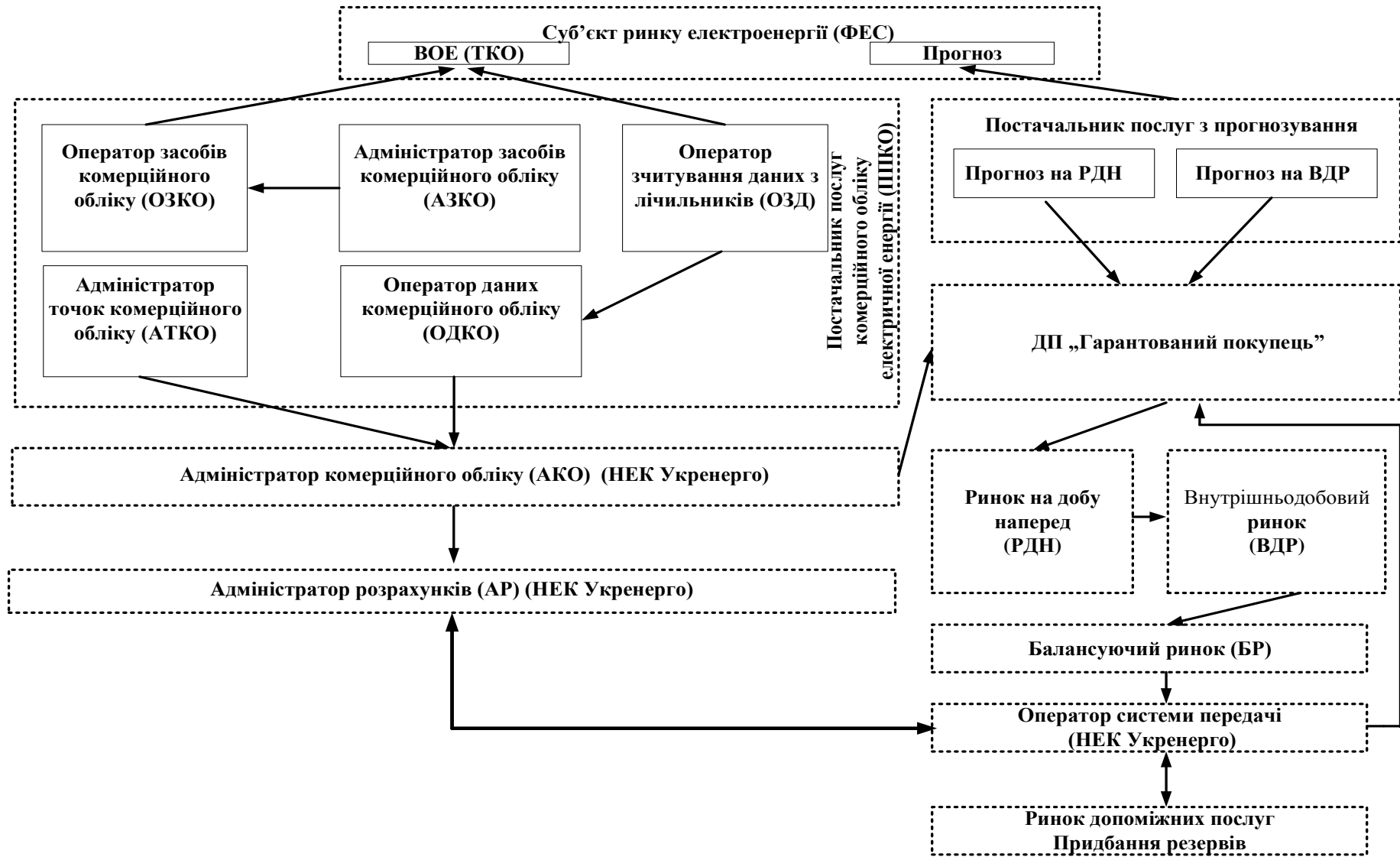


Рисунок 4.1 – Механізми обліку та визначення небалансів виробника за «зеленим» тарифом

Порядок розрахунку обсягів та вартостей небалансів приведено в розділі 2 даної роботи та відповідно до п.п 4.2.

#### 4.2 Алгоритм визначення обсягів та вартостей небалансів ФЕС

Відповідальність виробників за «зеленим» тарифом залежить від обсягів прогнозів електроенергії, що реалізована гарантованим покупцем на ринках РДН та/або ВДР та погодинних цін, що склалися на ринку РДН  $P_t^{DAM}$  та балансуючого ринку  $IMSP_t$ . На основі наявного дефіциту або профіциту електроенергії в ОЕС України. Дозволена точність системи прогнозування відповідно до Закону України «Про ринок електроенергії».

Якщо похибка прогнозу виробника за «зеленим» тарифом в годину  $t$ , менша за 10 відсотків, тоді плата за небаланс ( $CIEQ_t^p$ ) дорівнює нулю.

У випадку, коли відносна похибка прогнозу генерування становить більше 10 відсотків, та фактично згенеровані значення потужності більші за прогнозні  $\varepsilon_t^{sum} > 0, \varepsilon_t^p > 0$  в умовах дефіциту ринку електроенергії РДН, виникає небаланс у вигляді перегенерування, вартість небалансу визначається:

$$CIEQ_t^p = \frac{\varepsilon_t^p}{\sum_{p, \varepsilon_t^{ps} > 0} \varepsilon_t^{ps}} \cdot \varepsilon_t^{sum} \cdot (P_t^{DAM} - IMSP_t) \quad (4.1)$$

Якщо відносна похибка прогнозу генерування становить більше 10 відсотків, та фактично згенеровані значення потужності менші за прогнозні  $\varepsilon_t^{sum} < 0, \varepsilon_t^p < 0$  в умовах профіциту ринку електроенергії РДН, виникає небаланс у вигляді недогенерування, вартість небалансу визначається:

$$CIEQ_t^p = \frac{\varepsilon_t^p}{\sum_{p, \varepsilon_t^{ps} < 0} \varepsilon_t^{ps}} \cdot \varepsilon_t^{sum} \cdot (P_t^{DAM} - IMSP_t) \quad (4.2)$$

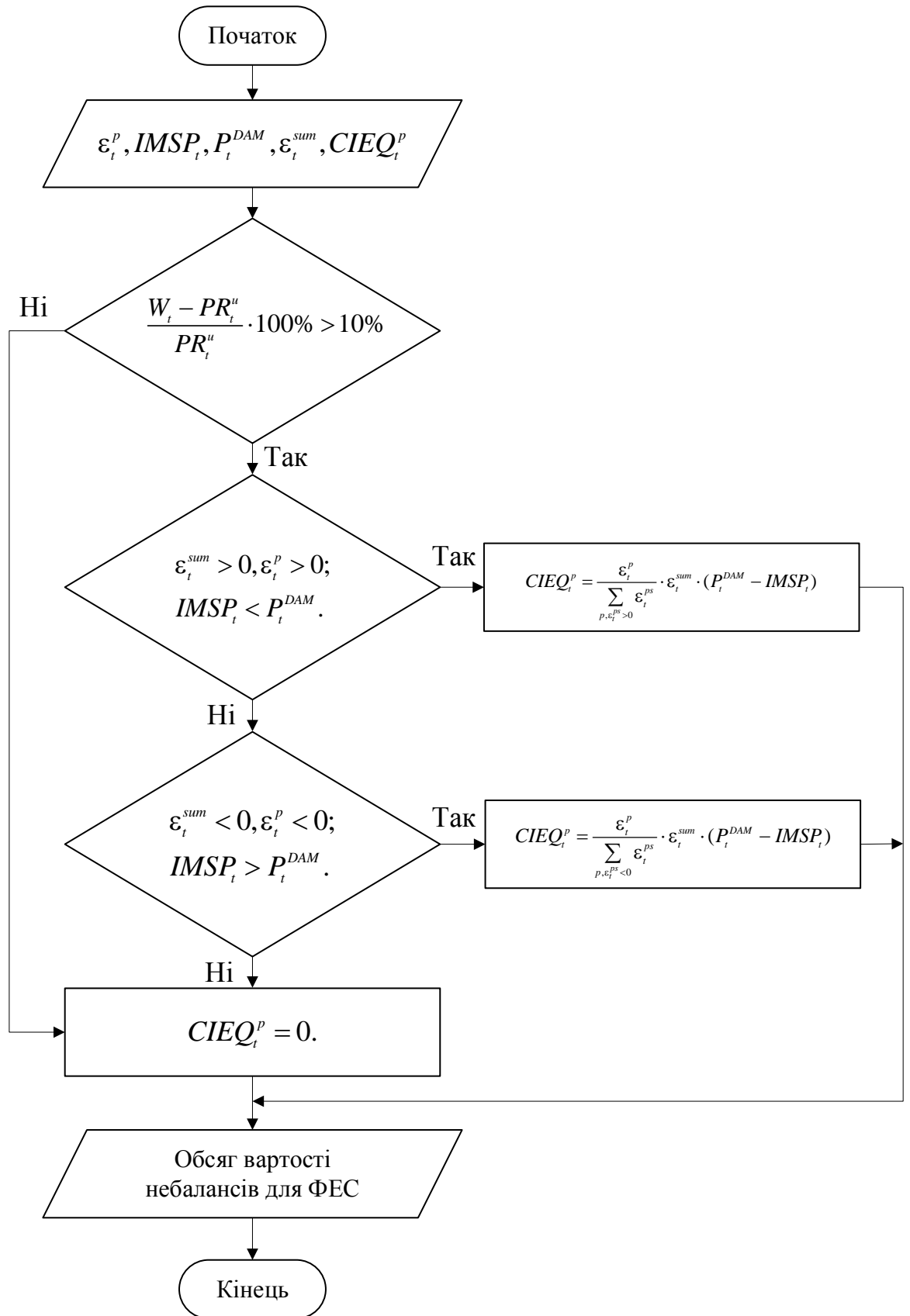


Рисунок 4.2 – Алгоритм оцінювання обсягу відповідальності за неточність прогнозу генерування ФЕС

З урахуванням алгоритму (рис. 4.2), відповідальність виробників, які працюють за «зеленим» тарифом залежить від декількох основних факторів:

- цін, що складаються на ринку на добу наперед та балансуєчому ринку;
- точності власної системи прогнозування генерування ФЕС;
- наявності балансуєчої потужності, що зможе компенсувати неточність системи прогнозування.
- точності системи прогнозування Гарантованого покупця.

Отже, найбільш надійний засіб для зменшення небалансів, є встановлення накопичувача на фотоелектричній станції.

Підвищення точності системи прогнозування на добу наперед, має фізичну межу на рівні 12%, оскільки без внутрішньодобового уточнення прогнозу, прогнозувати генерування ФЕС на добу наперед в допустимих межах відхилення (10%) досить важко.

#### **4.4 Алгоритм визначення ємності накопичувача для групи станцій електричної мережі**

Балансування відновлювальних джерел енергії, є непростю технічною задачею, що потребує значних капіталовкладень. Виходячи з цього, доцільніше буде встановлювати накопичувач для балансування групи виробників за «зеленим» тарифом, оскільки такий підхід, дозволяє балансувати більше потужностей відновлювальних джерел енергії, наприклад, ФЕС на однаковій ємності накопичувача. Це пояснюється тим, що графіки генерування фотоелектричних станцій при накладанні дають більш пологий «купол» і різких викидів потужності на такому графіку немає, що дає змогу отримати кращі техніко-економічні характеристики накопичувача.

Розроблений алгоритм (рис.4.3) побудований на основі погодинних даних по генеруванню фотоелектричних станцій –  $P_{\phi t}^{\text{ФЕС}}$ , МВт год, встановленій потужності фотоелектричних станцій  $P_{\text{ном}}^{\text{ФЕС}}$ , МВт,  $\alpha$  – кут нахилу панелей ФЕС.

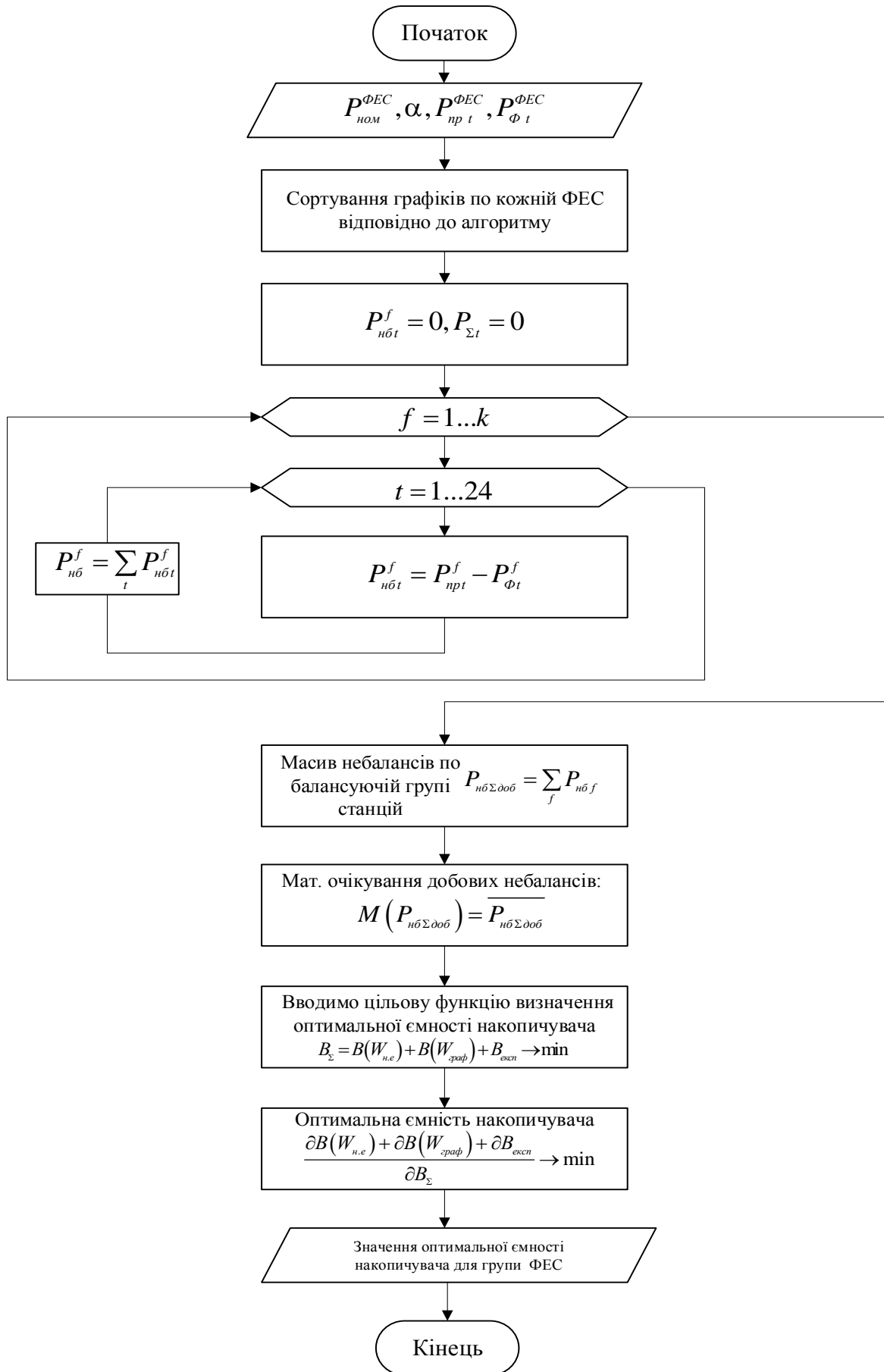


Рисунок 4.3 – Алгоритм визначення ємності накопичувача



Прогноз генерування ФЕС –  $P_{Пр t}^{ФЕС}$ , МВт год, що співставляється з фактом і на основі погодинного співставлення добових графіків визначається обсяги небалансу, що необхідно компенсувати накопичувачем.

Інформацію прогнозів, та фактично відпущеної електроенергії сортують по часу по кожному об'єкту виробника за «зеленим» тарифом, що входить в балансуючу групу, де загальна кількість об'єктівf.

По кожному виробнику за «зеленим» тарифом визначається обсяг небалансу, що спричинено неточністю системи прогнозування в кожному окрему годину  $P_{нбt}^f = P_{прt}^f - P_{Фt}^f$ . Сума погодинних небалансів по кожній станції в рамках однієї доби дає змогу визначити ємність накопичувача, який би покривав небаланси кожного окремого виробника за «зеленим» тарифом. Такий підхід є виправданим, оскільки дозволяє визначити ємність накопичувача виходячи не з встановленої потужності станції, а саме з обсягів небалансу, що вона спричиняє. Таким чином, різні виробники за «зеленим» тарифом, маючи різні системи прогнозування, що дають на виході різну точність прогнозу, можуть балансуватись одним накопичувачем.

Оператор системи накопичення (акумуляування) електроенергії, балансує групу станцій а потім в залежності від обсягів небалансу та годин їх виникнення від кожного виробника, розділяє вартість балансуючої електроенергії. Оскільки в жодному підзаконному актів немає чіткого визначення системи акумуляування електроенергії в рамках даної роботи під системою акумуляування електроенергії розуміється- електроустановка призначена для виробництва попередньо спожитої (накопиченої) електричної енергії, яка може виступати на ринку електричної енергії як диспетчеризоване навантаження або як виробник електричної енергії в різні періоди часу.

Оскільки накопичувач балансує групу станцій, знаходимо небаланс всієї групи як суму небалансів кожного виробника окремо  $P_{нб\Sigma доб}^f = \sum_f P_{нбf}^f$ .

Балансування виробників за «зеленим» тарифом є задачею економічною, оскільки витрати на встановлення накопичувача досить великої ємності будуть неспіврозмірними з витратами на покриття штрафних санкції Гарантованого покупця, тому пропонується визначати ємність накопичувача як середнє значення добових небалансів:

$$M(P_{\text{нб}\Sigma\text{доб}}) = \overline{P_{\text{нб}\Sigma\text{доб}}}, \quad (4.3)$$

де  $M(P_{\text{нб}\Sigma\text{доб}})$  – математичне очікування виникнення добового небалансу електроенергії.

Дане значення коригуємо відповідно до запропонованого у другому розділі роботи методі, в якому подано цільову функцію наступним чином:

$$B_{\Sigma} = B(W_{\text{н.е}}) + B(W_{\text{граф}}) + B_{\text{експ}} \rightarrow \min, \quad (4.4)$$

де  $B(W_{\text{н.е}}) = \epsilon_{\text{н.е}}^{\text{num}} \cdot W_{\text{н.е}}$  – витрати на встановлення накопичувача певної ємності, грн;  $\epsilon_{\text{н.е}}^{\text{num}}$  – питомі витрати на накопичувач певної ємності, грн/кВт год;

$P_{\text{н.е}}$  – ємність накопичувача, кВт год;  $B(W_{\text{граф}})$  – штрафні санкції за недотримання заявленого на добу наперед графіка генерування з урахуванням використання накопичувача певної ємності, грн.;  $B_{\text{експ}}$  – експлуатаційні витрати на накопичувач, певної ємності, грн.

Далі диференціюємо кожну зі складових витрат, та мінімізуємо цільову функцію:

$$\frac{\partial B(W_{\text{н.е}}) + \partial B(W_{\text{граф}}) + \partial B_{\text{експ}}}{\partial B_{\Sigma}} \rightarrow \min.$$

Як результат отримуємо оптимальну ємність накопичувача для балансуєчої групи фотоелектричних станцій.

Виходячи з вищевказаного, наявність накопичувача навіть для групи станцій, дозволяє отримати ряд переваг для власників станцій:

1. Зменшення витрат на покриття небалансів, викликаних неточністю системи прогнозування.
2. Дозволить планувати свій дохід на протязі року.

Остання перевага досить важлива для виробника за «зеленим» тарифом, оскільки більшість коштів, що залучені для будівництва джерела відновлювальної енергії – кредитні. Планування річної дохідності важливе, з огляду на графік виконання кредитних обов'язків по погашенню займу.

Для електроенергетичної системи, за рахунок стимулювання виробників встановлювати накопичувачі електроенергії можна досягти підвищення балансової надійності роботи системи, покращення якості електропостачання, підвищення гнучкості системи в цілому.

Іншою стороною комплексного питання підвищення надійності електропостачання є оптимізація показників частоти та тривалості перерв відпуску електричної енергії кінцевому споживачу, за рахунок можливості відновлення електропостачання для частини схеми мережі.

#### **4.5 Підвищення надійності роботи розподільних електричних мереж**

*Передумови нової концепції систем електропостачання.* Основні передумови становлення нової (інноваційної) концепції розвитку електроенергетики: дефіцит джерел електричної енергії; постійно зростаючі вимоги до надійності і якості електропостачання з боку споживачів; постійне підвищення вартості електричної енергії в усьому світі; зростання вимог зацікавлених сторін до результатів діяльності енергетичних компаній; вимоги екологічної й промислової безпеки функціонування енергетичних об'єктів; зниження загальносистемних витрат.

Для реалізації нової концепції розвитку електроенергетики необхідна зміна парадигми керування енергосистемою — від концепції централізованого керування до концепції розподіленого керування. Нові умови й каталізатори розвитку формують потребу в розробленні й впровадженні нових технологій і елементів, що забезпечують: рух потоків електроенергії й інформації від енергетичних компаній до споживачів і назад; постійний

Контроль за всіма елементами мережі – від роботи електростанцій до споживання електроенергії індивідуальними пристроями; інтеграцію й адаптацію розподілених джерел електроенергії (РДЕ) (у тому числі відновлюваних) і засобів акумуляування електроенергії.

Якщо електричні мережі функціонально були призначені для транспортування і розподілення електроенергії, виробленої централізовано на крупних електростанціях, то з розбудовою в них нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії вони набувають рис локальної електроенергетичної системи (ЛЕС). В зв'язку з цим виникають нові задачі: узгодження графіків навантаження споживачів і генерування ВДЕ з врахуванням їх нестабільності, оптимальне керування потоками потужності з метою зменшення втрат електроенергії і покращання її якості, забезпечення балансової надійності електроенергії в ЛЕС, що формується централізованим і місцевим генеруванням, тощо. Природно, що вирішення цих задач доцільно здійснювати з використанням сучасних SmartGrid технологій.

Концепція SmartGrid передбачає побудову цілком інтегрованої, саморегульованої та само відновлюваної системи, що містить всі джерела генерування електроенергії, магістральні та розподільні мережі, а також всі види споживачів електроенергії, які керуються єдиною мережею автоматизованих пристроїв в реальному часі. Впровадження SmartGrid технологій відбувається в рамках сценарію розвитку електроенергетики, коли за рахунок розосередженого генерування ВДЕ зменшується централізоване генерування, в результаті чого зменшується навантаження на магістральні

електричні мережі, а розподільні мережі повинні адаптуватися до нових умов експлуатації. Оскільки розподільні електричні мережі зі всією інфраструктурою проектувалися під централізоване живлення, то на сьогодні вони вимагають суттєвої модернізації.

Порівняно з існуючими електричними мережами в мережах на базі концепції SmartGrid приймаються або розвиваються інші функціональні властивості. До них відносяться в першу чергу: двосторонні комунікації між всіма елементами мережі, включно і електроспоживачами; розподілене генерування з резервуванням від електроенергетичної системи (ЕЕС); зміна топології від радіальної до замкненої і ліній електропередачі зі двостороннім живлення; керування потоками потужності з метою зменшення втрат електроенергії і покращання її якості; автоматизація керування режимами електричних мереж з метою їх самооптимізації; дистанційний моніторинг та діагностика технічного стану обладнання, що дозволяє формувати дії на попередження аварій.

Для реалізації нових функціональних властивостей розподільних електричних мереж і створення на їх основі ЛЕС необхідно розвивати інформаційне забезпечення на новому якісному рівні, яке має стати підставою для автоматизації процесів вироблення, транспортування і розподілу електроенергії в ЛЕС.

Незважаючи на те що розподілені джерела можуть виробити істотну частку електроенергії в енергосистемі, за відсутності ефективного керування електричними мережами розподілені джерела не зможуть замінити існуючі теплові, атомні і гідроелектростанції. Останні повинні будуть продовжувати в повному обсязі надавати системні послуги (регулювання частоти й напруги, забезпечення резервів потужності та ін.), необхідні для підтримки надійності електропостачання.

Слід відмітити, що ФЕС розміщені нерівномірно по території України і, в свою чергу, досить важко оцінити їх вплив на надійність електропостачання електричних мереж. На рис. 4.4, приведена зміна SAIDI

для 2011, 2015–2018 років, середнє значення по ОЕС для мїських та сїльських електричних мереж.

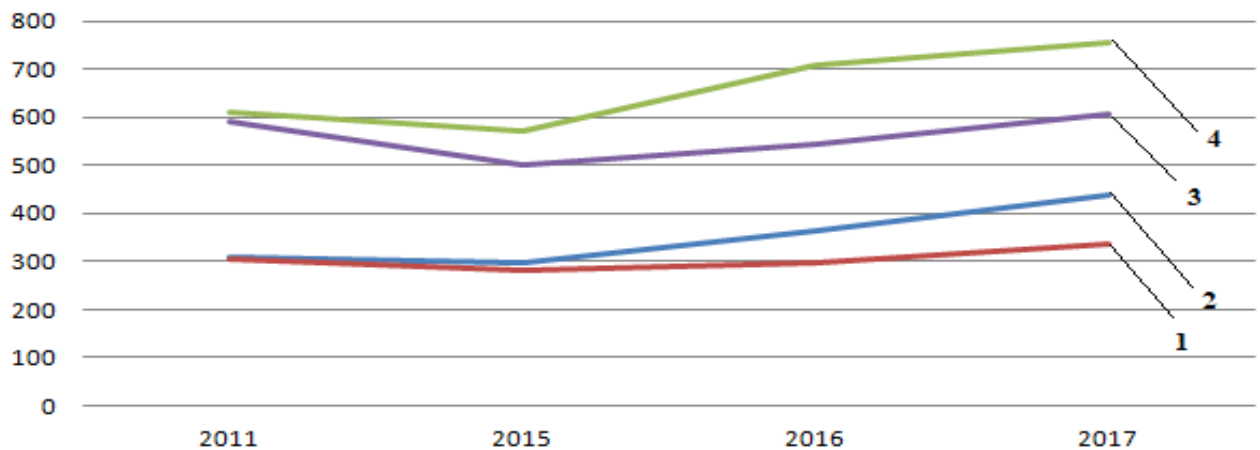


Рисунок 4.4 – Запланований показник SAIDI (1) та фактичний (2) для мїських електричних мереж та 4 і 4 – відповідно для сїльських мереж ОЕС України

Виходячи зі статистичних даних, збільшення потужності генерування відновлювальних джерел енергії, активне впровадження яких в електричні мережі почало зростати в 2015 році, може бути причиною підвищення довгих перерв в електропостачанні (SAIDI) електричних мереж. Проаналізовано темпи збільшення генерування ВДЕ в розрізі кожної енергопостачальної компанії, серед інших виділено ПАТ «Вінницяобленерго» (рис. 4.5), оскільки тут, починаючи з 2015 року, приріст потужності генерування ФЕС був найбільший. Аналізується лише генерування ФЕС, тому що вітровий потенціал для цього регіону є незначним. Отже, потужність генерування на початку 2015 року становила 41,3 МВт і збільшилися майже в чотири рази за наступні три роки – в кінці 2018 року потужність ФЕС становила 180 МВт. Проте вплив ФЕС на надійність мереж тут суттєво відрізняється від впливу на мережі ОЕС в цілому (див. рис. 4).

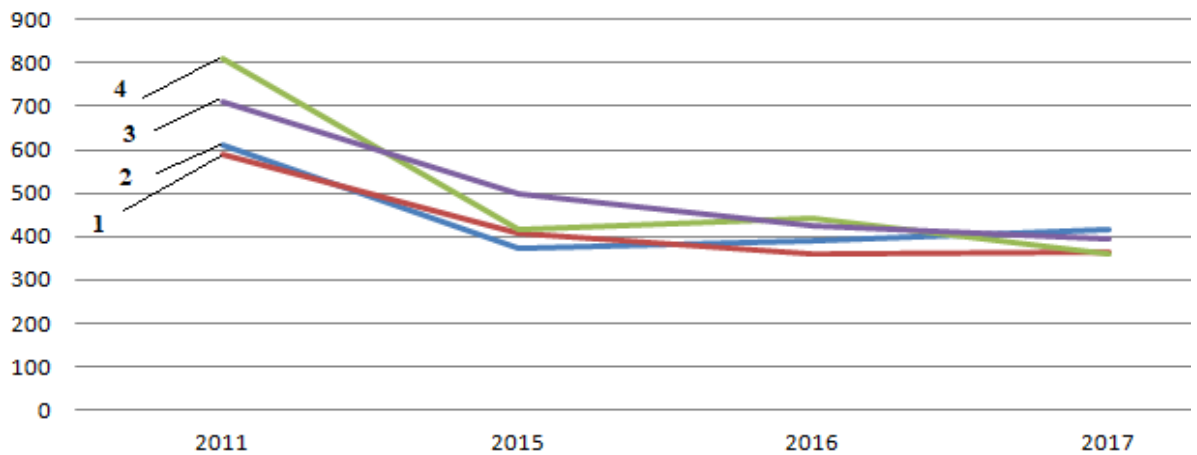


Рисунок 4.5 – Запланований показник SAIDI (1) та фактичний (2) для міських електричних мереж та (4) і (4) відповідно для сільських мереж ПАТ «Вінницяобленерго»

Одночасне покращення рівня технічного оснащення мереж, як спостерігається у «Вінницяобленерго», разом з розбудовою ФЕС дозволяє розкрити їх потенціал з огляду на можливість забезпечення дотримання показника тривалості довгих перерв в електропостачанні в міських та сільських електричних мережах. Аналіз залежностей на рис. 2 та 3 дозволяє зробити висновок, що оцінити і досягти максимального ефекту від впровадження відновлювальних джерел енергії з огляду на можливість забезпечення нормативних показників по надійності (безперебійності) електропостачання можна, враховуючи технічний стан електричної мережі, до якої вони приєднуються.

Генерування ФЕС має значний потенціал для підвищення ефективності розподільної електричної мережі і це слід заохочувати. Однак, конструкція системи розподілу і методи роботи, як правило, на основі радіальних потоків потужності створюють низку проблем для успішного впровадження розосереджених джерел енергії. Крім задачі балансування в електричних мережах для підвищення техніко-економічної ефективності сумісної експлуатації РДЕ і розподільних електричних мереж необхідно розв'язати ще

задачі зменшення втрат електроенергії в розподільних електричних мережах і покращання якості електропостачання споживачів.

Наявний технічний стан розподільних електричних мереж України оцінюється як незадовільний. Це призводить до високого рівня втрат електроенергії та спричинює низьку енергетичну ефективність процесу розподілу електричної енергії. Низька пропускна здатність таких електромереж створює перешкоди для задоволення зростаючого попиту на електричну енергію існуючих клієнтів, а також обмежує можливість приєднання нових споживачів. Невідповідний сучасним вимогам рівень автоматизації розподільних мереж України обумовлює значні операційні витрати на обслуговування, недостатній рівень надійності та безпеки енергопостачання.

Зношеність існуючого обладнання розподільних електричних мереж за різними оцінками складає на сьогодні від 40% до 80%, причому, внаслідок відсутності належного рівня капіталовкладень, цей стан з кожним роком продовжує погіршуватися. Проведення поглиблених досліджень технічного стану сприяє більш цільовому запровадженню сучасних технологічних рішень з підвищення енергоефективності роботи розподільних електромереж та інвестиційній підтримці розвитку основних фондів обласних добре себе зарекомендувала в частині підвищення надійності їх роботи.

Варто відмітити при наявності розгалуженої сітки комутаційних апаратів при втраті живлення від обох частин електромережі, можна використати розосереджені джерела генерування для заживлення частини мережі. Але слід зауважити, що лєвова частина розосередженого генерування в Україні припадає на фотоелектричні станції.

В силу особливостей використання інверторного обладнання на ФЕС, самостійно генерувати кінцевому споживачеві на змінному струмі ФЕС не може.

Таким чином при втрати електричного живлення в розподільних електричних мережах, фотоелектричні станції не зможуть видавати



потужність в мережу, і негативні наслідки відключення впливають, по-перше, на кінцевого споживача, збільшуючи недовідпуски електроенергії компанії постачальника електроенергії, по-друге, збільшують недовідпуск електроенергії від фотоелектричних станцій.

Виходячи з цього, в роботі було запропоновано метод відновлення електропостачання в частині електричної мережі за рахунок використання джерел з керованою потужністю, наприклад, мГЕС(яких також досить значний відсоток в електричній мережі) та ФЕС.

#### **4.5.2 Алгоритм відновлення електропостачання споживачі розподільних електричних мереж**

Оскільки метод відновлення постачання електроенергії споживачам ЛЕС ґрунтується на основі аналізу потоку відмов її структурних елементів, вводимо позначення  $p$  – імовірність відмови елемента ЛЕП. Враховуючи розміщення комутаційних апаратів (КА) можливе виникнення станіврізних схем заживлення, і, відповідно станів ЛЕС, на основі відмов її структурних елементів та місця розташування комутаційних апаратів,  $z$ -кількість станів.

Для аналізу багатьох варіантів схем живлення споживачів – станів ЛЕС, було використано програмний засіб «DIGSilentPowerFactory», що дозволяє змінювати конфігурацію електричної мережі для живлення споживачів від іншого фідера. На першому етапі вказуємо, з якої підстанції та який фідер чи частину планується заживити з іншого фідера. Перенесення навантаження відбувається відповідно до наявності комутаційних апаратів.

Наступним етапом є вибір підстанції та фідера, на який планується перенести частину віток іншого фідера. Слід зауважити, що для безпомилкового перенесення частини віток фідера потрібно мати чітку інформацію щодо місця встановлення та положення контактів комутаційних апаратів.

В разі вірного виконання перенесення віток, у вікні «перевірки результатів» помилок не буде.

При кожній конфігурації схеми буде певна кількість недовідпущеної електроенергії споживачам за звітний період, а також обсяги не реалізованої електроенергії ФЕС.

Блок визначення потужностей керованих джерел енергії (мГЕС, дГЕС) та умовно керованих ФЕС, дозволяє по наявній схемі визначити можливість подачі напруги від керованих джерел до ФЕС, в умовах відсутності електропостачання централізованих джерел живлення. При відсутності централізованих джерел генерування балансуючих та базисний вузол буде на шинах керованого джерела живлення і для підтримування стійкої роботи утвореної системи необхідно звести баланс потужностей навантаження та сумарного генерування всіх джерел живлення, що входять в електричну мережу  $\sum_k P_k^{нав} \leq P_{керов}^{ген}$ .

На рис. 4.6 показано як формується баланс потужності в ЛЕС з комбінованим електропостачанням. Поступлення електроенергії здійснюється від різнотипних 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.

Для ЛЕС з комбінованим електропостачанням можуть виникати три різні задачі оптимізації: забезпечення максимального прибутку від реалізації їх електроенергії за умов багатоступеневого тарифу енергоринку та технічних обмежень з боку окремих ВДЕ; зменшення залежності локальної електричної системи з сумарним навантаженням  $P_{нав}(t)$  від централізованого енергопостачання, тобто мінімізації навантаження локальної системи на основний центр живлення; мінімізації на інтервалі часу  $t_0 - t_k$  відхилень від заявленого на наступну добу прогнозованого графіка генерування в ЛЕС з врахуванням метеорологічних умов та характеристик ВДЕ.

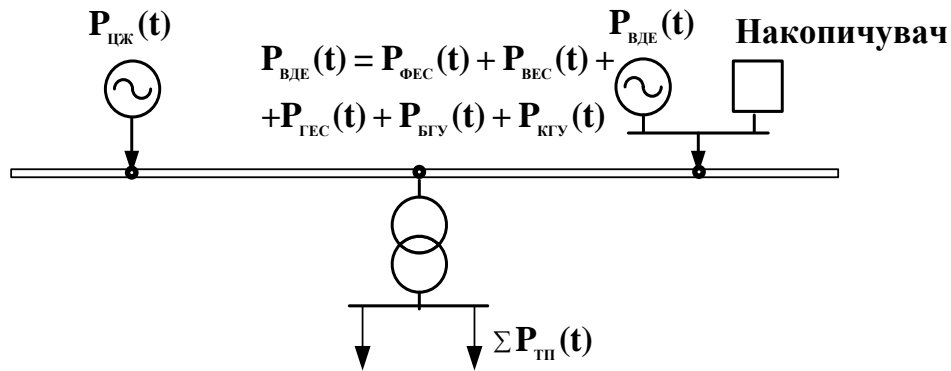


Рисунок 4.6 – Баланс потужності в локальній електричній системі

Зі зростанням обсягу генерування ВДЕ в електричних мережах актуальною стає задача, яка формулюється наступним чином:

$$\int_{t_0}^{t_k} \frac{1}{2} \left( P_{\text{ВДЕ}}(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t) \right)^2 dt \rightarrow \min, \quad (4.5)$$

де  $P_{\text{ВДЕ}}(t)$  – заявлений (заданий) графік сумарного генерування ВДЕ в ЛЕС,  $\sum_{i=1}^n P_i(t)$  – поточне сумарне генерування ВДЕ,  $n$  – кількість керованих ВДЕ в ЛЕС.

В ЛЕС для надійного та якісного електропостачання споживачів має підтримуватися баланс потужності:

$$P_{\text{цжс}}(t) + \sum_{i=1}^n P_i(t) - \sum_{j=1}^m P_{\text{ТП}j}(t) - \Delta P(t) = 0, \quad (4.6)$$

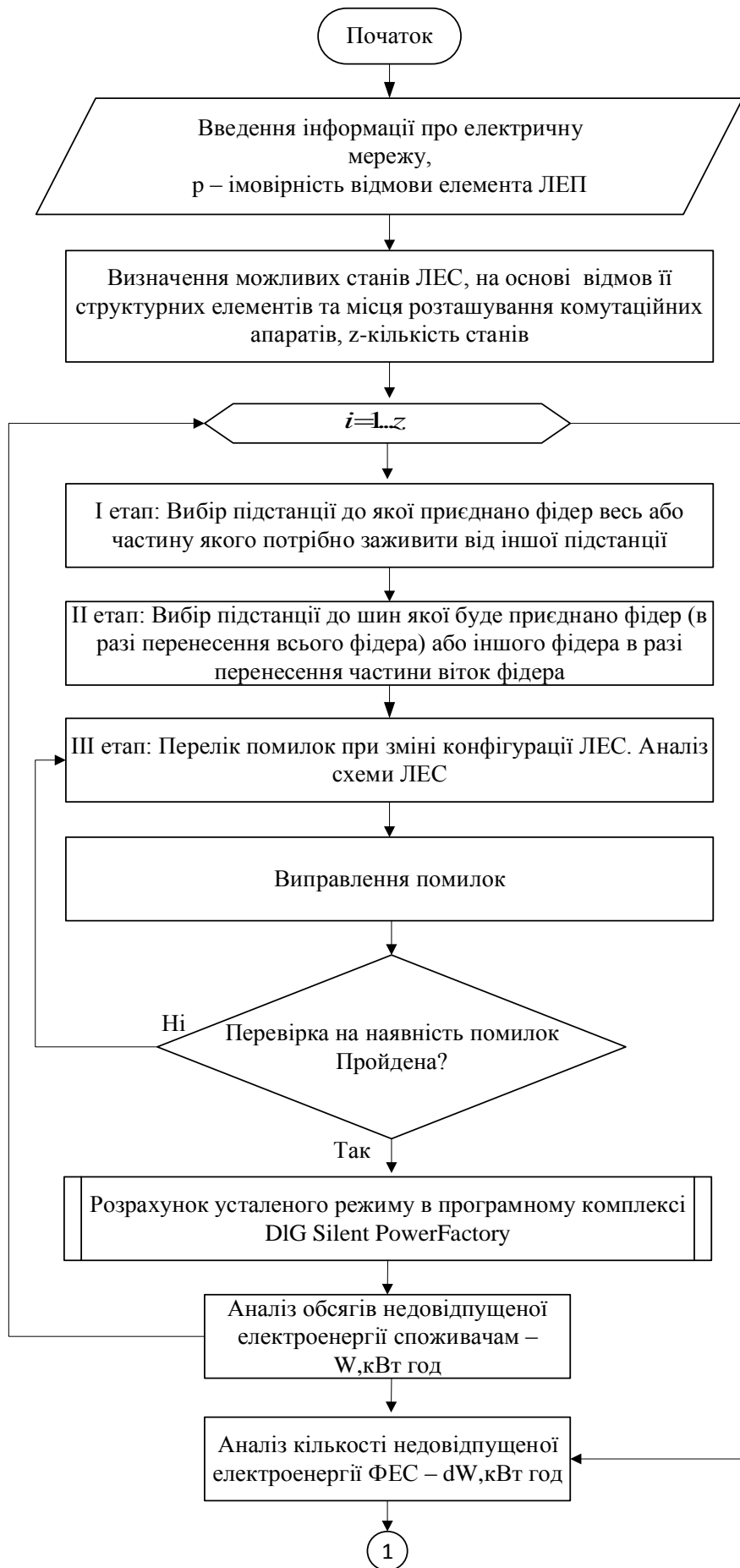
де  $P_{\text{цжс}}(t)$  – потужність, яка передається в ЛЕС від централізованих джерел електроенергії,  $P_{\text{ТП}i}(t)$  – навантаження трансформаторних підстанцій (ТП),  $m$  – кількість ТП,  $\Delta P(t)$  – технологічні втрати електроенергії (ТВЕ) в електричних мережах ЛЕС.

З (4.6) визначається потужність централізованого живлення ЛЕС:

$$P_{цжс}(t) = \sum_{j=1}^m P_{ТП j}(t) + \Delta P(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t) = 0. \quad (4.7)$$

Потужність  $P_{цжс}(t)$  в залежності від внутрішнього балансу потужності в ЛЕС може бути зі знаками плюс або мінус. В першому випадку централізоване живлення є резервом генерування в ЛЕС, а в другому – ЛЕС віддає надлишок електроенергії в ЕЕС. Відмітимо, що необхідною умовою визначення  $P_{цжс}(t)$  є підтримування з заданою точністю генерування ВДЕ в ЛЕС (ідеально мало б бути  $P_{ВДЕ}(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t) = 0$ ).

Забезпечення балансу режимів ЛЕС в процесі генерування, розподілу та споживання електроенергії з урахуванням особливостей ВЕС і ФЕС у реальному часі 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. Як приклад, такої системи можна навести систему керування ЛЕС з ВДЕ. Особливістю цієї системи керування є те, що вона відкрита для доповнення новими функціями і розширення можливостей. На сьогодні вона доповнена блоком, в якому використовуються типові графіки навантаження і реалізована методика визначення максимального навантаження трансформаторних підстанцій для прогнозування балансу потужності в ЛЕС і визначення ТВЕ в електричних мережах.



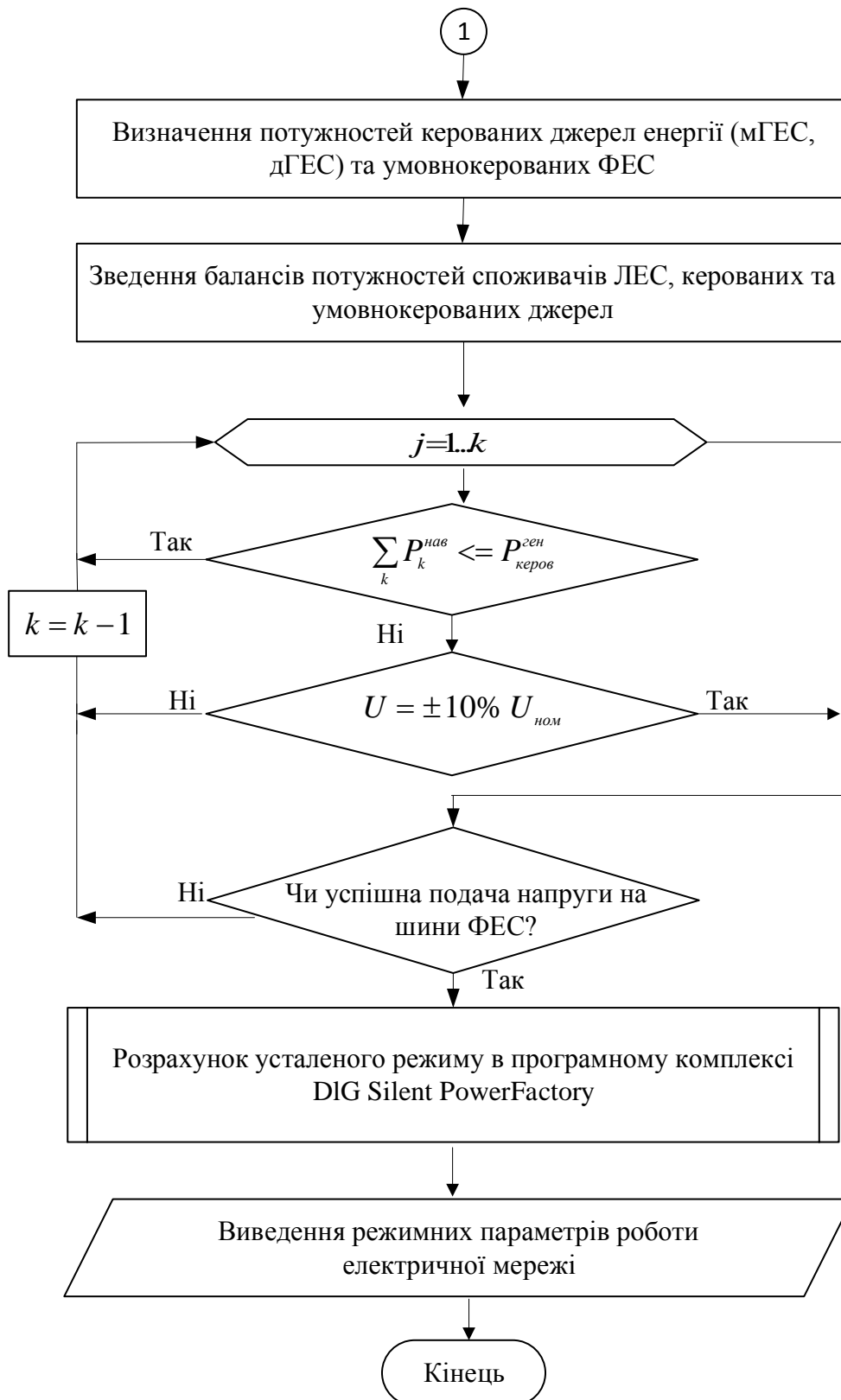


Рисунок 4.7 – Алгоритм відновлення електропостачання споживачів розподільної електричної мережі

#### 4.6 Висновки до розділу 4

Інтегрування ВДЕ, зокрема ФЕС, може і повинно здійснюватися з врахуванням інтересів електричних мереж. Розбудова ФЕС в електричних мережах може супроводжуватися підвищенням надійності (покращанням SAIDI і SAIFI), зменшення втрат електроенергії і покращанням її якості. Впровадження SMART GRID технологій на рівні децентралізованих систем електропостачання покращує їх техніко-економічну ефективність. Перехід на нову технологічну платформу обіцяє підвищити надійність, якість та економічність електропостачання.

Генерування ФЕС має значний потенціал для підвищення ефективності розподільної електричної мережі і це слід заохочувати. Однак, конструкція системи розподілу і методи роботи, як правило, на основі радіальних потоків потужності, створюють низку проблем для успішного впровадження розосереджених джерел енергії.

Для підвищення техніко-економічної ефективності сумісної експлуатації розосереджених джерел електроенергії і розподільних електричних мереж необхідно розв'язати ряд задач, що дозволить збільшити виробництво електроенергії ВДЕ, зменшити втрати електроенергії в розподільних електричних мережах, покращити якість і надійність електропостачання споживачів.

З метою ефективної експлуатації розосереджених джерел електроенергії та їх комплексного використання в електричних мережах енергосистем, особливо в сенсі задач підвищення надійності електропостачання, необхідно, розробити метод відновлення електропостачання споживачів, при втраті централізованого живлення.

## РОЗДІЛ 5

### ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПРОТИПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПРИ ПРОЕКТУВАННІ ФЕС

#### 5.1 Охорона праці та пожежна безпека при будівництві та експлуатації ФЕС

Охорона праці та пожежна безпека при будівництві та експлуатації ФЕС, що проектується, забезпечується прийнятими проектними рішеннями у суворій відповідності до Кодексу законів про працю (стаття 154), Закону України «Про охорону праці» (стаття 24), «Правил улаштування електроустановок» (далі ПУЕ) (видання шосте), ДБН А.3.2-2 ССБП «Охорона праці і промислова безпека в будівництві. Основні положення», Закону України "Про пожежну безпеку", НАПБ А.01.001 «Правила пожежної безпеки в Україні», НАПБ В.01.034 «Правила пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України», НАПБ 05.028 «Протипожежний захист енергетичних підприємств, окремих об'єктів та енергоагрегатів. Інструкція з проектування і експлуатації», ДБН А.3.1-5 «Організація будівельного виробництва» та іншими нормативними документами (див. додаток №2).

Небезпечними чинниками на ФЕС є елементи та обладнання під високою до 1 кВ, на К 10 кВ. При проектуванні ФЕС передбачається виконання вимог, що враховують умови охорони праці, попередження травматизму, професійних захворювань, пожеж та вибухів.

Для забезпечення охорони праці та пожежної безпеки передбачається:

- використання технічно досконалого обладнання;
- монтажних робіт машин і механізмів, у конструкції яких закладені принципи охорони праці;
- монтажних робіт за технологічними картами.

Будівництво ділянок ліній поблизу діючих електроустановок, що знаходяться під напругою, повинно виконуватися дотримуючись нормованих



відстаней до працюючих машин і механізмів, їх належного заземлення та інших заходів, що забезпечують безпечне виконання робіт. У тих випадках, коли вимоги в частині відстані від елементів діючих електроустановок, що знаходяться під напругою, до працюючих механізмів виконати не можна, необхідно відключити і заземлити ці електроустановки.

Кількість, тривалість і час таких відключень повинні бути вказані в проекті виконання робіт, складеного підрядною організацією відповідно до вимог ДБН А.3.1-5 і погоджені енергопостачальною організацією.

Для забезпечення безпеки проведення робіт з технічного обслуговування обладнання передбачується огороження струмоведучих частин, необхідні ізоляційні відстані, механічні блокування, пристрої захисного заземлення, системи дистанційного управління.

Все обладнання має бути обрано стійким до електродинамічної і термічної дії струмів короткого замикання, а автоматичні вимикачі мають необхідну здатність відключення. Обране досконале сучасне надійне обладнання має низьку вірогідність загоряння.

Основне обладнання ФЕС

– фотоелектричні модулі вироблені з негорючих матеріалів.

Потенційно пожежонебезпечним є КТП, що містить трансформаторну оливу. Архітектурно-планувальні рішення, використані конструктивні матеріали унеможливають поширення пожежі.

Кожне КТП має оснащуватись вуглекислотним вогнегасником місткістю 7 л та ящиком з піском місткістю 0,5 м<sup>3</sup> (за наявності відповідає особа зі сторони Замовника).

Має бути встановлено системи автоматичного пожежогасіння в камері трансформатора КТП, хоча, згідно таблиці А.2 додатку А ДБН В.2.5-56:2014, КТП не повинно обладнуватись автоматичною системою пожежогасіння та системою пожежної сигналізації, так як не відноситься до I або II групи (згідно НАПБ 05.032).

Внутрішні проїзди забезпечують вільний доступ пожежних машин та пожежників до КТП і ЯКНО.

Розрахунок класу наслідків (відповідальності) та категорії складності об'єктів будівництва Розрахунок класу наслідків (відповідальності) наземної фотоелектричної сонячної електростанції проведено відповідно до Закону України «Про регулювання містобудівної діяльності» та Закону України від 17 січня 2017 року № 1817-VIII "Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо удосконалення містобудівної діяльності", ДСТУ-Н Б В.1.2-16:2013 «Визначення класу наслідків (відповідальності) та категорії складності об'єктів будівництва».

1) Відношення до класу наслідків (відповідальності) СС3:

А) Об'єкт не розташована в охоронній зоні об'єктів культурної спадщини і не є об'єктом культурної спадщини. За показником «втрата об'єктів культурної спадщини» об'єкт будівництва не відноситься до класу наслідків (відповідальності) СС3;

Б) Об'єкт не є об'єктом підвищеної небезпеки, (відповідно до закону України «Про об'єкти підвищеної небезпеки» ( Відомості Верховної Ради України (ВВР), 2001, N 15, ст.73 ) , із змінами, внесеними згідно із Законами N 762-IV ( 762-15) від 15.05.2003, ВВР, 2003, N 30, ст.247 N 2562-VI (2562-17 ) від 23.09.2010, ВВР, 2011, N 6, ст.47 N 5459-VI ( 5459-17 ) від 16.10.2012, ВВР, 2013, N 48, ст.682 N 1193-VII (1193-18 ) від 09.04.2014, ВВР, 2014, N 23, ст.873) об'єкт будівництва не відноситься до класу наслідків (відповідальності) СС3; В)

Об'єкт будівництва не має будинків та споруд заввишки 100 м., та проектується с рівнем автоматизації, який не передбачає обслуговуючого персоналу на об'єкті.

За критерієм висоти будинків та споруд понад 100 м. та можливої небезпеки для Рішення відновлюваної енергетики здоров'я і життя людей понад 400 осіб, які постійно перебувають на об'єкті, по відношенню до класу

наслідків (відповідальності) СС3 , об'єкт будівництва не відноситься до об'єктів з класом наслідків (відповідальності) СС3.

2) Відношення до класу наслідків (відповідальності) СС2:

А) Об'єкт «Наземна фотоелектрична сонячна електростанція проектується с рівнем автоматизації, який не передбачає обслуговуючого персоналу на об'єкті. Розрахункова кількість людей (N1), які постійно перебувають на об'єкті – менше 50 осіб.

За критерієм «можлива небезпека для здоров'я та життя людей, які постійно перебувають на об'єкті», об'єкт будівництва не відноситься до класу наслідків (відповідальності) СС2;

Б) Об'єкт «Наземна фотоелектрична сонячна електростанція проектується с рівнем автоматизації, який не передбачає обслуговуючого персоналу на об'єкті, періодично на об'єкті може перебувати персонал (сервісний інженер – 2 людини, робітники благоустрою – 2 людини, Ремонтний персонал- 4 людини), одночасно на об'єкті може перебувати не більше 8 осіб. Кількість осіб (N2), які періодично перебувають на об'єкті – менше 100 осіб. За критерієм «можлива небезпека для здоров'я та життя людей, які періодично перебувають на об'єкті», об'єкт будівництва не відноситься до класу наслідків (відповідальності) СС2;

В) Збитки від руйнування чи пошкодження основних фондів розраховані відповідно до ДСТУ-Н Б В.1.2-16:2013 «Визначення класу наслідків (відповідальності) та категорії складності об'єктів будівництва». Згідно пункту 4.1 «Основне технологічне обладнання НФЕС» , основні складові НФЕС – це фотоелектричні модулі (ФЕМ), інвертори постійного струму, КТП 0,4/10 кВ 1000 кВА, та ЯКНО-10 кВ.

Обладнання фотоелектричної сонячної станції розосереджене по всій території НФЕС 10 га. Фотоелектричні модулі не підтримують горіння, КТП, рознесені на великі відстані по всій території НФЕС, тому загорання трансформатора не спричинить загоряння іншого обладнання.

Усі металоконструкції кріплення ФЕМ заземлені, а КТП та якісно заземлені та обладнані пристроями блискавкозахисту.

Виходячи із наведеного вище, ґрунтуючись на принципі одиничної відмови, найбільш імовірним сценарієм розвитку аварії, який спричинить максимальні збитки, слід вважати руйнування поля фотоелектричних модулів з розбиттям самих ФЕМ внаслідок понадпроектних сполучень вітрових та снігових навантажень.

### **Оцінка впливів на навколишнє середовище проекту «Нове будівництво наземної фотоелектричної сонячної електростанції,**

Джерела потенційного впливу планованої діяльності на навколишнє середовище. В результаті планованої діяльності не створюються фактори, які можуть мати негативний вплив на навколишнє середовище.

Стисла характеристика видів впливів планованої діяльності на навколишнє середовище Будівництво фотоелектричної сонячної наземної електростанції (далі ФЕС) здійснюється з метою генерації електричної енергії шляхом перетворення сонячного випромінювання за допомогою фотоелектричного ефекту безпосередньо в електричну енергію та видачі її в районну електричну мережу. Це викликано потребою в збільшенні долі електричної енергії, виробленої з альтернативних відновлювальних джерел енергії для покращення екологічної ситуації в Україні, зменшення викидів парникових газів, забруднюючих та шкідливих речовин.

Виробництво електричної енергії забезпечується методом прямого перетворення сонячного випромінювання. Кількість експлуатаційного персоналу – 0 чол. Постійний персонал на території ФЕС відсутній.

Охорона території здійснюється сторонньою охоронною організацією.

Оперативне керування станцією здійснюється віддалено. В результаті планованої діяльності створюються тверді відходи діяльності: відпрацьовані рукавички, залишки та відходи від упаковки, побутове сміття, які утворюються на площадці та направляються на полігони твердих побутових чи промислових відходів.

**Перелік екологічних, санітарно-епідеміологічних, протипожежних і містобудівних обмежень Екологічних, санітарно-епідеміологічних, протипожежних обмежень не існує.**

Опис методів прогнозування динаміки показників навколишнього середовища не здійснювалося.

Розрахунки розсіювання, сумації та концентрації шкідливих речовин в результаті планованої діяльності мали б здійснюватися згідно вимог ОНД-86 «Госкомитет. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий», та ОНД 1-84. «Госкомитет. Инструкция о порядке рассмотрения согласования и экспертизы воздухоохраных мероприятий и выдачи разрешения на выброс загрязняющих веществ в атмосферу по проектным решениям».

## ВИСНОВКИ

Підвищення техніко-економічної ефективності сумісної експлуатації розосереджених джерел електроенергії і розподільних електричних мереж досягається за рахунок розв'язання ряду задач, що дозволяє збільшити виробництво електроенергії ВДЕ, зменшити втрати електроенергії в розподільних електричних мережах, покращити якість і надійність електропостачання споживачів.

В роботі показано вирішення актуальної науково-прикладної задачі підвищення надійності роботи електричних мереж енергосистем за рахунок розроблення методів оптимального інтегрування відновлювальних джерел енергії, зокрема ФЕС та мГЕС за рахунок їх сумісного використання, а саме:

1. Результати проведених розрахунків підтверджують позитивний вплив джерел розосередженого генерування на режимну та балансову надійність розподільних електричних мереж. Міра цього позитивного впливу може бути різною в залежності від типу відновлювальних джерел та їх міри прогнозованості та технічного стану електричної мережі. Можна стверджувати, що позитивний ефект від використання ФЕС електричних мережах отримується лише за умови координованого сумісного використання ВДЕ та використання накопичувачів електроенергії.

2. В роботі обгрунтовано використання джерел накопичення електроенергії для подальшого нарощування відновлювальних джерел енергії та побудови нової, більш гнучкої енергетики, запропоновано використання Battery energy storage system (BESS), для подальшого нарощування генерування ВДЕ. Визначено основні технічні характеристики, а саме ємність накопичувача та його потужність та встановлено залежність цих значень з потужністю генерування ВДЕ в ОЕС України.

3. Для підвищення балансової надійності в роботі запропонований метод визначення ємності накопичувача для фотоелектричної станції. Показано, що запропонований метод дозволяє отримати низку переваг:

- зменшення витрат власника ФЕС на покриття небалансів викликаних складністю прогнозування генерування ФЕС;
- можливості врахування капітальних витрат на встановлення накопичувача при визначенні небалансів генерування ФЕС;
- підвищення режимної та балансової надійності розподільної мережі, де знаходиться ФЕС.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кириленко О. В., Праховник А. В. Енергетика сталого розвитку: виклики та шляхи побудови. Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск. 2010. С. 10 – 16
2. Кириленко О. В., Павловський В. В., Лук'яненко Л. М. Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах. Технічна електродинаміка. 2011. № 1. С. 46 – 53
3. Кузнецов М.П., Лисенко О.В. "Можливості короткотермінового прогнозування сонячної енергії", *Відновлювана енергетика*. – 2017. – №1.– С. 25-31.
4. П.Ф. Васько, Ю.А. Вихорев, "Актуальные вопросы развития малой гидроэнергетики в Украине на современном этапе", *Відновлювана енергетика*. – 2012. – № 3(30). – С. 60- 65. ISSN 1919 - 8058
5. Кудря С.О. "Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії" . – К.: НТУУ «КПІ», 2012. – 492 с. ISBN 978-966-622-521-7
6. Жаркин А. Ф., Попов В. А., Сахрагард Саид Банузаде и др. Многокритериальная оценка альтернативных вариантов интеграции источников распределенной генерации в распределительные сети. Электронное моделирование. 2016. Т. 38, № 1. С. 99 – 112.
7. Попов В. А. Учет фактора надежности электроснабжения при комплексной оценке вариантов интеграции источников распределенной генерации в распределительные сети / В. А. Попов та ін. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2015. № 4. С. 39 – 43.
8. Б.С. Стогній, О.В. Кириленко, А.В. Праховник, С.П. Денисюк, "Еволюція інтелектуальних електричних мереж та їхні перспективи в Україні" *Техн. електродинаміка* – 2011. – №5 – С. 52–67. – ISSN 1607-7970



9. С. П. Денисюк, Д. С. Горенко, "Аналіз проблем впровадження віртуальних електростанцій", *Енергетика: економіка, технології, екологія : науковий журнал*. – 2016. – № 2 (44). – С. 25-33.

10. П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук, "Визначення оптимальної потужності резерву для забезпечення балансової надійності локальної електричної системи", *Вісник НТУ «ХПІ»*. – Харків: НТУ «ХПІ». – 2016. – № 42 (1214). – С. 69-75. – doi: 10.20998/2413-4295.2016.42.11.

11. П.Д. Лежнюк, В.О. Комар, В.В. Кулик, "Вплив відновлюваних джерел енергії на функціонування розподільних електричних мереж", *Енергетика та електрифікація*. – 2015. – №1. – С. 8–12.

12. В.В. Кулик, О.Б. Бурикін, Ю.В. Малогулко, "Дослідження ефективності сумісної експлуатації локальних електричних мереж з ВДЕ та систем централізованого електропостачання", *Вісник Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут». Серія «Гірництво». Електрифікація та автоматизація гірничих робіт*. – 2014. – Вип. 25. – С. 113-120. – ISSN 2079-5688.

13. П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, Д. С. Собчук, "Аналіз впливу розосередженого генерування на режим розподільних електричних систем", *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. – №6. – 2013. – С. 45–47. – ISSN 1997-9266.

14. P. Lezhniuk Optimal integration of photoelectric stations in electric networks. Lezhniuk P.D., Komar V.O., Kravchuk S.V, Lesko V.O., Netrebskiy. – monograph. LAP LAMBERT Academic Publishing. – ISBN-13 - 978-620-0-08225-1. – 2019 – P – 220.

15. Ю.І. Тугай, В.В. Козирський, О.В. Гай, В.М. Бодунов, "Інтеграція поновлюваних джерел енергії в розподільні електричні мережі сільських регіонів", *Технічна електродинаміка*. – 2011. – № 5. – С. 63-67. ISSN 1607-7970

16. Варецький Ю. О., Горбань В. М., Пазина Я. С. Зміни напруги в електричній мікромережі з гібридною електростанцією. *Вісник*

Національного університету «Львівська політехніка». Електроенергетичні і електромеханічні системи. 2016. № 840. С. 17 – 23.

17. Л.Н. Добровольська, В.І. Волинець, Д.С. Собчук, В.В. Черкашина, "Електричні мережі з відновлюваними джерелами енергії: навчальний посібник". – Луцьк: РВВ Луцького НТУ, 2016. – 352 с.

18. Д.С. Собчук "Використання нетрадиційних джерел енергії в електроенергетичних системах для підвищення надійності та якості електропостачання", *Наукові нотатки. Міжвузівський збірник. Вип. 40.* – Луцьк, 2013. – С. 261–265.

19. Л.В. Давиденко, Н.В. Коменда, Т.І. Коменда. "Управління та контроль енергоспоживання: навч. посіб. рекомендовано Луцьким НТУ для студ. напряму "Електротехніка та електротехнології" МОН України, Луцький НТУ ; – Луцьк : Луцький НТУ, 2015. – 87 с. Луцький НТУ. ISBN 978–617–672–087–4

20. Walid El-Khattam Kankar Bhattacharya, Yasser Hegazy and M. M. A. Salama "Optimal Investment Planning for Distributed Generation in a Competitive Electricity Market", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1674-1684, August 2004. Analytical Approaches for Optimal Placement of Distributed Generation Sources in Power Systems.

21. N. S. Rau and Y.-H. Wan. "Optimum location of resources in distributed planning"*IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, pp. 2014-2020, Nov. 1994.

22. Caisheng Wang, M. Hashem Nehrir "An Analytical Method for DG Placements Considering Reliability Improvements", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 4, pp. 2068-2076, November 2004.

23. Hamid Falaghi, Mahmood-Reza Haghifam "ACO Based Algorithm for Distributed Generation Sources Allocation and Sizing in Distribution Systems", *PowerTech*, pp. 555-560, 2007.

24. Víctor H. Méndez Quezada, Juan Rivier Abbad, and Tomás Gómez San Román "Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of

Distributed Generation”, *IEEE Transactions on power systems*, vol. 21, no. 2, pp.533-540, May 2006.

25. Seyed Mohammad Hossein Nabavi, Somayeh Hajforoosh, Mohammad A.S. Masoum, “Placement and Sizing of Distributed Generation Units for Congestion Management and Improvement of Voltage Profile using Particle Swarm Optimization”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 2011.

26. Andrew Keane, Luis (Nando) F. Ochoa, Eknath Vittal, Chris J. Dent, Gareth P. Harrison “Enhanced Utilization of Voltage Control Resources With Distributed Generation” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 252-260, February 2011.

27. Lezhnyuk P.D. Modeling of electrical supply restoration in local electrical systems after loss of centralized power Lezhnyuk, P., Kravchuk, S., Kotylko, I., Sobchuk, N., Hunko, I. 2018 IEEE 3rd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems, IEPS 2018 – Proceedings, 10-14 Sept. 2018, DOI: 10.1109/IEPS.2018.8559583.

28. Lezhniuk, P., Kravchuk, S., Kotylko, I. Increasing electric network reliability by dispersed generation XX Jubilee International Conference 2019 “Computational Problems of Electrical Engineering” Slavsko, 2019, pp. 15-19. doi: 10.1109/CPEE.2019.9142621

29. Лежнюк, П. Д. Вплив розосередженого генерування на надійність роботи електричних мереж / П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук, І. В. Котилко // Вісник НТУ «ХПІ», Серія: Нові рішення в сучасних технологіях. – Харків: НТУ «ХПІ». – 2018. – № 45 (1321). – С. 25-31. – doi:10.20998/2413-4295.2018.45.04

30. Лежнюк П.Д. Оцінювання якості електропостачання в локальних електричних системах з різнотипними відновлювальними джерелами енергії / П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук, І. В. Котилко, І. О. Прокопенко // Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка – Харків: Харківський національний технічний університет сільського господарства імені Петра Василенка. Серія:

Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України. – №195. – С. 23-25 – 2018.

31. Лежнюк П.Д. Моделювання сумісної роботи розосереджених джерел електроенергії та централізованого електропостачання / П. Д. Лежнюк, І. О. Гунько, Ю. В. Малогулко, І. В. Котилко, Л. Р. Крот // Вісник чернігівського національний технологічного університету. Серія: Технічні науки та технології. – №2(12). – С.189-195 – 2018.

32. Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Ковальчук О. А., Котилко І. В, Оптимізація режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії з використанням smart grid технологій Оптимізація режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії з використанням smart grid технологій [Текст] / В. В. Кулик, П. Д. Лежнюк, О. А. Ковальчук, І. В. Котилко // Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК. – 2014. – № 2 (2). – С. 17-20.

33. Лежнюк П. Д., Самоорганізація режимів локальних електричних систем з комбінованим електропостачанням [Текст] / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, І. В. Котилко // Енергетика та електрифікація. - 2015. - № 12. - С. 27-29

## ДОДАТОК А

### Технічне завдання МКР

Міністерство освіти і науки України  
Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Лежнюк П.Д.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

\_\_\_\_\_ (підпис)

" \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

### ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи  
ВПЛИВ ГЕНЕРУВАННЯ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА  
НАДІЙНІСТЬ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ  
08-13.МКР.004.00.004 ТЗ

Науковий керівник: д.т.н., проф.

\_\_\_\_\_ Лежнюк П. Д.

(підпис)

Магістр групи ЕС-18м

\_\_\_\_\_ Улітіч Я. Ю.

(підпис)

Вінниця 2020 р.

## **1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)**

- а) актуальність досліджень обумовлена тим, що велика кількість інженерних задач пов'язаних з дослідженням впливу ВДЕ вимагає удосконалення методів дослідження, так як стандартні методи дослідження надійності роботи електричних мереж розроблялися для електричних систем з централізованим постачанням;
- б) наказ ректора ВНТУ № 76 від 6 березня 2020р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## **2. Мета і призначення МКР**

- а) мета – підвищення ефективності дослідження впливу генерування відновлюваних енергії на надійність роботи електричних мереж шляхом вдосконалення методу оптимізації місць приєднання ВДЕ та їх встановленої потужності на підставі аналізу режимної та балансової надійності;
- б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

## **3. Джерела розробки**

Список використаних джерел розробки:

1. Кириленко О. В., Павловський В. В., Лук'яненко Л. М. Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах. Технічна електродинаміка. 2011. № 1. С. 46 – 53.

2. Жаркин А. Ф., Попов В. А., Сахрагард Саид Банузаде и др. Многокритериальная оценка альтернативных вариантов интеграции источников распределенной генерации в распределительные сети. Электронное моделирование. 2016. Т. 38, № 1. С. 99 – 112.

3. Вплив розосередженого генерування на надійність роботи електричних мереж / П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук, І. В. Котилко // Вісник НТУ «ХПІ», Серія: Нові рішення в сучасних технологіях. – Харків: НТУ «ХПІ». – 2018. – № 45 (1321). – С. 25-31.

## **4. Технічні вимоги до виконання МКР**

базовий метод – метод комплексного оцінювання надійності функціонування розподільних електричних мереж

## **5. Економічні показники**

Оцінити небаланси, викликані прогнозуванням генерування ФЕС. Розрахувати плату за небаланси електроенергії.

### 6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	06.03.20	08.03.20	формування технічного завдання
2	Оцінювання впливу генерування відновлювальних джерел енергії на надійність роботи розподільних електричних мереж	09.03.20	25.03.20	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Балансування режимів електричних мереж ОЕС України	26.03.20	10.04.20	розділ 2
4	Економічна частина	11.04.20	25.04.20	розділ 3
5	Алгоритмізація методів підвищення надійності роботи електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії	26.04.20	08.05.20	розділ 4
6	Охорона праці та протипожежна безпека при проектуванні ФЕС	09.05.20	19.05.20	розділ 5
8	Оформлення пояснювальної записки	20.05.20	31.05.20	пояснювальна записка
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	01.06.20	04.06.20	плакати, презентація

### 7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

### 8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

**9. Вимоги до оформлення МКР**

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційну роботу у Вінницькому національному технічному університеті (БДР (БД), ДП (ДР), МКР)», 2015р.

**10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом**

Відсутні.