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

ЗАТВЕРДЖУЮ
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Лежнюк П. Д.
_____
«_____» _____ 2019р.

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи
на здобуття ступеня «магістр»

ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ ОПТИМІЗАЦІЇ МІСЦЬ ПРИЄДНАННЯ РОЗОСЕРЕДЖЕНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ
08-13.МКР.015.00.095 ПЗ

Виконав: студент 2 курсу, групи ЕСМ-18м
спеціальності
141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітня програма «Електричні станції»
Лозовецький А.А. _____

Керівник:
к.т.н., доц.,
Бурикін О.Б. _____
«____» _____ 20__ р.

Рецензент: _____
_____
«___» _____ 2019 р.

Вінниця – 2019 рік

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС

д-р техн. наук., проф. Лежнюк П. Д. _____
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізв.) (підпис)
" " 2019 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську кваліфікаційну роботу на здобуття кваліфікації магістра зі спеціальності: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Освітньо-професійна програма – Електричні мережі і системи

Магістранта групи ЕСМ-18м Лозовецького Андрія Андрійовича
(назва групи) (прізвище, ім'я і по батькові)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: «Дослідження методів оптимізації місць приєднання розосереджених джерел енергії в розподільних мережах»

Вхідні дані: параметри розподільної мережі 10 кВ Ямпільского району .

Короткий зміст частин магістерської кваліфікаційної роботи

1. Графічна: Графіки навантажень підстанції Сл. Підлісівської підстанції 35/10 кВ; Схема електричних з'єднань 31, 33, 35 фідерів Сл. Підлісівської підстанції; Схема Цекинівської СЕС; Техніко-економічні показники.

2. Текстова (пояснювальна записка): Актуальність та обґрунтування доцільності розробки; Проблеми функціонування розподільних електричних мереж з розподіленими джерелами енергії; Оптимізація місць приєднання розподілених джерел енергії у розподільних мережах; Визначення втрат потужності електричної мережі 10 кВ; Техніко економічна частина; Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.

6. Консультанти з окремих розділів магістерської кваліфікаційної роботи:

Науковий керівник _____ канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС
(підпис) наук. ступінь, вчене звання (посада)

“____” _____ 20___ р. О.Б. Бурикін
ініціали та прізвище

Економічна частина _____ канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС
(підпис) наук. ступінь, вчене звання (посада)

“____” _____ 20___ р. В. В. Нетребський
ініціали та прізвище

Охорона праці та безпека
в надзвичайних ситуаціях _____ д-р. техн. наук, доц., професор кафедри ЕСС
(підпис) наук. ступінь, вчене звання (посада)

“____” _____ 20___ р. Є. А. Бондаренко

Дата попереднього захисту роботи “____” грудня 20____ р.

Рецензент _____ _____
(підпис) (наук. ступінь, вчене звання , посада)

“____” _____ 20___ р. (ініціали та прізвище)

Завдання видав _____ канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС
(підпис) наук. ступінь, вчене звання (посада)

“____” _____20___ р. О.Б. Бурикін
ініціали та прізвище

Завдання отримав магістрант _____ А.А. Лозовецький
(підпис) (ініціали та прізвище)

“____” _____ 20___ р.

ЗМІСТ

ВСТУП 10
РОЗДІЛ 1 ПРОБЛЕМИ ФУНКЦІОНУВАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З РОЗПОДІЛЕНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ.... 13
1.1 Проблеми формування інтелектуальних електричних мереж, відповідно до концепції SMART GRID Стан та загальна характеристика проблеми використання ВДЕ.. 13
1.1.1 Принципи функціонування розподільних мереж з РДЕ у концепції SMART Grid.. 15
1.1.2 Стандартизація функціонування розподілених джерел енергії при їх інтеграції у розподільні мережі на базі концепції Smart Grid 17
1.2 Аналіз задач оптимізації місць приєднання РДЕ. 21
1.2.1 Цільові функції оптимізації місць приєднання РДЕ за критерієм мінімуму інвестицій 22
1.2.2 Цільові функції оптимізації місць приєднання РДЕ з урахуванням критеріїв якості електроенергії 24
1.2.3 Цільові функції оптимізації місць приєднання РДЕ з урахуванням критеріїв надійності електропостачання. 26
1.2.4 Цільові функції оптимізації місць приєднання РДЕ за критерієм мінімуму інвестицій 27
1.3 Постановка задачі на дослідження 29
1.3.1 Техніко-економічне обґрунтування 29
1.3.2 Науково-технічне обґрунтування 30
1.4 Висновки.. 33
РОЗДІЛ 2 ОПТИМІЗАЦІЯ МІСЦЬ ПРИЄДНАННЯ РОЗОСЕРЕДЖЕНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ. 34
2.1 Задачі оптимізації режимів роботи РЕМ з РДЕ 34
2.2 Комплексна задача оптимізації місць приєднання розосереджених джерел енергії у розподільних електричних мереж 36

2.2.1 Імовірність забезпечення нормативного відхилення напруги для заданого звітного періоду. 38
2.2.2 Визначення числових характеристик навантаження для обчислення імовірності забезпечення нормативних втрат електроенергії 40
2.3 Висновки.. 42
РОЗДІЛ 3 РОЗРАХУНКИ З ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО МІСЦЯ ПРИЄДНАННЯ РОЗОСЕРЕДЖЕНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ 44
3.1 Визначення сумарного прибутку від експлуатації РДЕ на прикладі Цекинівської СЕС 44
3.2 Визначення оптимального місця приєднання РДЕ за критерієм сумарного прибутку від його експлуатації на прикладі Цекинівської СЕС.. 53
РОЗДІЛ 4 ТЕХНІКО ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА 54
4.1 Розрахунок економічного ефекту від зміни оптимального місця приєднання РДЕ 55
РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ 57
5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта 58
5.1.1 Вимоги безпеки щодо організації робочих місць 58
5.1.2 Електробезпека 60
5.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії 61
5.2.1 Мікроклімат 61
5.2.2 Склад повітря робочої зони. 62
5.2.3 Виробниче освітлення. 63
5.2.4 Виробничий шум 65
5.2.5 Виробнича вібрація. 66
5.2.6 Виробничі випромінювання.. 68
5.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи розподільних електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій 69

5.3.1 Дослідження стійкості роботи розподільної електричної мережі в умовах дії іонізуючих випромінювань 70
5.3.2 Дослідження стійкості роботи розподільної електричної мережі в умовах дії електромагнітного імпульсу.. 72
5.4 Розробка превентивних заходів по підвищенню безпеки роботи розподільних електричних мереж в умовах надзвичайних ситуацій 74
ВИСНОВКИ. 76
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ 78
ДОДАТКИ 83
Додаток А 84
Додаток Б 87
Додаток В 88

АНОТАЦІЯ

Лозовецький А.А.: «Дослідження методів оптимізації місць приєднання розосереджених джерел енергії в розподільних мережах». Магістерська кваліфікаційна робота - Вінниця: ВНТУ, 2019. – 80 с., Таблиць: 11, Рисунків : 21, Бібліографія: 37.

В представленій магістерській кваліфікаційній роботі розглянуто проблеми функціонування розподільних електричних мереж з розподіленими джерелами енергії, стан та загальну характеристику проблеми використання РДЕ, проведено стандартизацію функціонування розподілених джерел енергії при їх інтеграції у розподільні мережі на базі концепції Smart Grid, виконано оптимізацію місць приєднання розосереджених джерел енергії у розподільних мережах. Проведено розрахунки з визначення оптимального місця приєднання розосереджених джерел енергії у розподільних електричних мережах.

Ключові слова: розосереджені джерела енергії, розподільча електрична мережа, оптимізація, Smart Grid.

АННОТАЦИЯ

Лозовецкий А.А.: «Исследование методов оптимизации мест присоединения рассредоточеных ситочников энергии в распределительных сетях». Магистерская квалификационная работа - Винница: ВНТУ, 2019. - 80 с., Таблиц: 11 рисунков: 21 Библиография: 37.

В данной магистерской квалификационной работе рассмотрены проблемы функционирования распределительных электрических сетей с распределенными источниками энергии, состояние и общую характеристику проблемы использования РИЭ, проведена стандартизация функционирования распределенных источников энергии при их интеграции в распределительные сети на базе концепции Smart Grid, выполнено оптимизацию мест присоединения рассредоточенных источников энергии в распределительных сетях. Проведены расчеты по определению оптимального места присоединения рассредоточенных источников энергии в распределительных электрических сетях.

Ключевые слова: рассредоточенные источники энергии, распределительная электрическая сеть, оптимизация, Smart Grid.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ

АЕС – атомна електрична станція;

ВЕС – вітрова електрична станція;

ГДК – гранично допустима концентрація;

ГЕУ - геліоенергетичні установки;

ЕЕС – електроенергетична система;

ЕС – електрична станція;

ЕМ – електричні мережі;

ЕОМ – електронна обчислювальна машина;

ЛЕП – лінія електропередачі;

МГЕС – мала гідроелектростанція;

НС – навколишнє середовище;

ПС – підстанція;

РДДБ – ринок двосторонніх договорів та балансуючого ринку електроенергії;

РДЕ – розосереджені джерела електроенергії;

РЕМ – розподільча електрична мережа;

СЕС – сонячна електрична станція;

ТЕС – теплова електрична станція;

ТП – трансформаторна підстанція.

ВСТУП

Актуальність теми. Використання відновлюваних джерел енергії на сьогодні є важливим напрямком розвитку енергетики України як з економічних, так і з політичних міркувань [1]. З одного боку рівень забезпеченості власними первинними енергоносіями не дозволяє говорити про енергетичну незалежність країни, а з іншого – Україна має великий потенціал у галузі відновлюваної енергетики [2]. На сьогодні намітився і реалізується на практиці поступовий перехід від суто централізованої моделі електропостачання споживачів, основою якої є потужні ТЕС і АЕС, до комбінованої, коли частина електроенергії виробляється відновлювані джерела. Вони працюють безпосередньо у розподільних електричних мережах розвантажуючи тим самим магістральні мережі.

Важливість розбудови відновлюваних джерел характерна для більшості європейських країн, оскільки має ряд переваг, порівняно з традиційною енергетикою [3–5]. Тому питанням їх проектування та експлуатації присвячено велику кількість робіт вчених з України, Італії, Франції, Польщі та інших країн [6–10]. Серед них слід відмітити роботи науковців з Інституту електродинаміки та Інституту відновлюваної енергетики НАН України.

Однак крім переваг є й недоліки, серед яких слід виділити ускладнення функціонування електричних мереж у разі зростання в них встановлених потужностей розосереджених джерел електроенергії (РДЕ), до яких відносяться як відновлювані джерела електроенергії (РДЕ) (малі ГЕС, сонячні електростанції (СЕС), вітрові електростанції (ВЕС)), так і традиційні джерела електроенергії (когенераційні, газотурбінні і парогазові установки) відносно невеликої потужності.

Разом з тим електричні мережі (ЕМ) енергосистем проектувалися і споруджувалися за умов централізованого електропостачання. Розбудова в них РДЕ породжує нові нехарактерні для минулого періоду проблеми і задачі [11, 12]. Вони породжуються, в першу чергу, нестабільністю генерування РДЕ через

природну залежність їх від стану навколишнього середовища. Звідси необхідність узгодженого електропостачання від РДЕ і підстанцій електроенергетичної системи (ЕЕС).

Окрім того слід враховувати, що одночасно змінюються економічні умови функціонування електроенергетики як галузі, зокрема перехід від оптового ринку електроенергії єдиного покупця до балансуючого ринку електроенергії та електропостачання за двосторонніми угодами. Отже, актуальним є дослідження впливу розосередженого генерування електроенергії на режими електричних мереж за умов необхідності виконання державної програми розбудови РДЕ.

Мета і задачі дослідження. Метою роботи є підвищення ефективності роботи розподільчих електричних мереж з РДЕ за рахунок оптимізації місця їх приєднання та залучення засобів автоматичного керування.

Основними **задачами дослідження** є такі:

– аналіз відомих методів оптимізації функціонування електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії;

– аналіз проблем формування інтелектуальних електричних мереж;

– розроблення методу оптимізації місць приєднання розосереджених джерел енергії та споживання розподільних електричних систем Smart Grid;

Об’єкт дослідження – нормальні режими розподільних електричних систем з розосередженими джерелами енергії.

Предмет дослідження – методи і засоби багатокритеріальної оптимізації режимів роботи розподільних електричних мереж.

Методи дослідження.

У процесі дослідження застосовувались: методи аналітичної геометрії, лінійної алгебри, комп’ютерне моделювання для аналізу та перевірки справедливості отриманих теоретичних положень.

Наукова новизна одержаних результатів:

- отримав подальший розвиток оптимізації місць приєднання розосереджених джерел енергії до розподільних електричних мереж, що на

відміну від відомих враховує у цільовій функції показники якості електричної енергії та дозволяє визначити оптимальне місце приєднання за критерієм сумарного прибутку від експлуатації РДЕ;

Практичне значення одержаних результатів полягає у тому, що на основі проведених теоретичних досліджень та отриманих наукових результатів:

- вдосконалено діючі програмні засоби для оцінки ймовірності забезпечення нормативного відхилення напруги та нормативних втрат потужності для заданого звітного періоду;

- отримано розрахункові дані з використання вдосконалених засобів у складі програми розрахунку режимів розподільних електричних мереж «Втрати 10/0,4 кВ».

РОЗДІЛ 1
ПРОБЛЕМИ ФУНКЦІОНУВАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З РОЗПОДІЛЕНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

1.1 Проблеми формування інтелектуальних електричних мереж, відповідно до концепції SMART GRID

Сучасні тенденції розвитку світової енергетики спрямовані на модернізацію електричних мереж. Більшість промислово розвинених країн світу розуміють необхідність підвищення енергетичної ефективності в контексті проблем глобального потепління, стимулюючи розвиток альтернативної та відновлювальної енергетики, підвищення рівня автоматичної оптимізації та контролю електричних мереж, вдосконалення засобів релейного захисту та ін.

Розвиток енергетики поставив питання про поступовий перехід від традиційних технологій, що передбачають використання централізованого генерування електричних мереж, до принципово нового рішення, яке орієнтоване на широке застосування розосереджених джерел енергії, та активних мереж, які здатні надавати послуги з передачі та зберігання і перетворення електричної енергії. Активні електричні мережі, здатні швидко адаптуватися до мінливих потреб зацікавлених сторін - власників, споживачів, продавців. Вони розглядаються як ключовий елемент інфраструктури «розумних» енергосистем майбутнього [13]. На сьогоднішній день усі аспекти створення подібних «розумних» енергосистем розглядаються в концепції Smart Grid в енергетиці, найбільш відомій концепції модернізації електричних мереж [14].

Така концепція характеризується двосторонніми потоками електроенергії та інформації для створення автоматизованої, широко розгалуженої розподільної мережі. Обмін інформацією в ній відбувається між комунікаційними доменами генерування, передачі, розподілу та споживання

електроенергії, які фізично представлені системами автоматизації та управління виробництвом кожного із доменів. Крім двостороннього обміну потоками електроенергії та інформації, ця концепція передбачає здійснення поточного контролю, захисту і оптимізації функціонування всіх взаємодіючих елементів. До цих елементів відносяться потужні генератори і розосереджені джерела енергії, які за допомогою магістральних і розподільних мереж об'єднані з промисловими споживачами, установками накопичення електроенергії, а також з кінцевими споживачами.

Слід підкреслити, що Smart Grid - це не тільки нові енергетичні технології, але також і сучасні інформаційні та комунікаційні технології білінгу, електронної комерції, управління доступом та адміністрування в мережах різного масштабу, моделювання та зберігання даних, віртуалізації, комп'ютерної безпеки, розподілених обчислень, збору, обробки і передачі інформації в реальному часі. По суті, Smart Grid слід розглядати не як окрему технологію, а як комплексний підхід і методику створення великомасштабних «розумних» підприємств, що функціонують на базі нової технологічної платформи і надають широкий спектр послуг з використанням інформаційних та енергетичних технологій.

Фахівці вважають [15], що застосування сучасних технологій управління, поряд з широким використанням новітніх інформаційних і комунікаційних технологій, дасть можливість підтримувати в «розумних» енергосистемах попит і пропозицію на рівні окремого пристрою. Smart Grid дозволить споживачам усвідомлено брати участь у функціонуванні енергосистем, також покращиться використання активів в енергетиці і зросте економічна ефективність, підвищиться якість електроенергії і стійкість енергосистем до несанкціонованих зовнішніх впливів і стихійних лих. Нарешті, перехід до «розумних» енергосистем дасть поштовх розвитку нових видів продукції та послуг, а також до формування нових ринків.

1.1.1 Принципи функціонування розподільних мереж з РДЕ у концепції SMART Grid. Принципи роботи Smart Grid полягають в значній інтеграції та автоматизації процесів генерування, передачі та споживання. В загальному випадку під Smart Grid технологіями розуміють набір програмно-апаратних засобів, які сприяють підвищенню ефективності передачі електроенергії. Під ефективністю розуміють:

- децентралізацію функцій генерації та управління потоками електроенергії та інформації в енергетичній системі;
- зниження витрат на організацію системи передачі електроенергії;
- оперативне усунення неполадок;
- можливість передачі електроенергії та інформації в двох напрямках, що вважається важливою умовою для концепції розподіленої енергетики та використання відновлювальних джерел енергії.

Електрична мережа на основі концепції Smart Grid об’єднує дві підсистеми:

- підсистема передачі електроенергії;
- підсистема обміну інформацією.

Таким чином, окрім традиційних ліній передачі вводяться інформаційні зв’язки, які об’єднують всіх учасників ринку електроенергії. Наближений склад учасників ринку та зв’язку між ними покажемо на рис. 1.1.

Сучасні реалізації елементів Smart Grid у багатьох країнах дають можливість стверджувати, що технологічно такі системи створюють передумови для високоефективного використання РДЕ для розв’язання як локальних (забезпечення максимального прибутку від їх експлуатації), так і загальносистемних (підвищення якості функціонування розподільних електричних мереж) задач. Відповідно до концепції Smart Grid, усі учасники та організатори процесу енергообміну в ЕЕС можуть бути розподілені між сферами діяльності, або так званими доменами. Основні функції доменів, пов’язаних з роботою відновлюваних джерел електроенергії в розподільних мережах, показано на рис. 1.2.

Рисунок 1.1 – Концептуальна модель енергосистеми

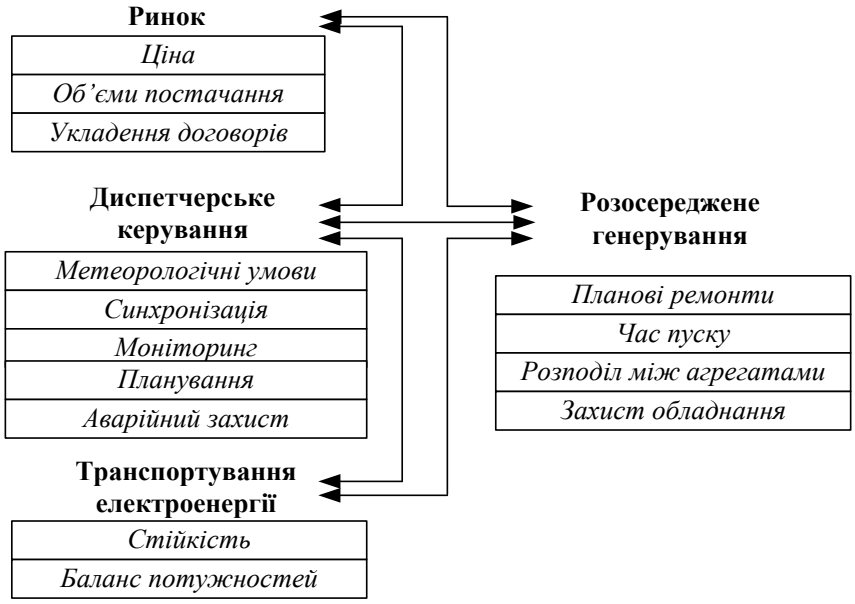

Рисунок 1.2 – Основні функції окремих доменів Smart Grid пов'язаних з генеруванням електроенергії за рахунок розосереджених джерел

Домен «Розосереджене генерування» об’єднує електричні станції, у тому числі РДЕ різних типів, що видають електроенергію у розподільні електричні мережі. Його основним завданням є підвищення ефективності виробництва електроенергії такими джерелами. Особливі складності виникають на шляху оптимізації функціонування вітрових та сонячних електричних станцій, оскільки їх режими визначаються стохастичним впливом навколишнього середовища, й при цьому практично неможливо запасати первинну енергію (як, наприклад, у випадку малих ГЕС). Описаний домен пов’язаний інформаційними потоками з доменами керування, організації функціонування ринку електроенергії, а також доменом транспортування електроенергії. Інформаційний зв’язок з останнім є найбільш важливим, оскільки транспортний домен функціонально виконує, сумісно з іншими доменами, збір і обробку інформації, захист обладнання, оптимізацію функціонування та інше.

Інформаційні зв’язки дозволяють на рівні диспетчерського керування враховувати експлуатаційні особливості різних електричних станцій, що використовують відновлювані джерела енергії, особливо ВЕС та СЕС, процес виробництва електроенергії на яких має ряд особливостей технічного та організаційного характеру. Інформаційні зв’язки з доменом «Ринок» дозволяють узгоджувати задачі оперативної оптимізації режимів ЕЕС з заявленими обсягами постачання електроенергії за умовами двосторонніх договорів, кон'юнктурою ринку електроенергії, коригуванням цін на постачання електроенергії та інші системні послуги.

1.1.2 Стандартизація функціонування розподілених джерел енергії при їх інтеграції у розподільні мережі на базі концепції Smart Grid. На сьогоднішній день у багатьох країнах розроблено низку стандартів Smart Grid для засобів релейного захисту, контролю та моніторингу магістральних та розподільних мереж. Серед них особлива увага приділяється стандартам пов’язаним із приєднанням на паралельну роботу відновлювальних джерел розподіленого генерування з існуючими електроенергетичними системами. Ці

стандарти є технологічно нейтральними та універсальними для всіх типів РДЕ до 10 МВА та регулюють технічні вимоги до електроенергетичних систем з розподіленими джерелами генерування. Стандарти включають в себе загальні вимоги до РДЕ у нормальних та аварійних режимах, вимоги до показників якості напруги, відокремленої та паралельної роботи з енергосистемою, вимоги до підключення та синхронізації генераторів РДЕ, а також специфікації та вимоги до проектування, виробництва, монтажу, введення в експлуатацію та періодичних випробувань.

Стандартів, що мають відношення до Smart Grid, налічується близько сотні [16]. Серед них стандарти IEC («Standards for power quality» та «Flicker Standards»), стандарти CSA (CAN3-C235-83, 107.1/UL1741, C22.2, C.22.3, C22.1), стандарти IEEEP2030 та інші. У комплексі цих стандартів розглядаються принципи забезпечення інтероперабельності енергетичних технологій, інформаційних технологій з елементами енергетичних систем, автоматикою кінцевих користувачів і навантажувальними пристроями споживачів.

Основним стандартом, який регламентує під’єднання на паралельну роботу РДЕ є стандарт інституту інженерів з електротехніки та електроніки (IEEE 1547) [17]. Діючий стандарт встановлює критерії та вимоги для з’єднання РДЕ з електроенергетичною системою. Комплекс стандартів IEEE 1547 містить ряд документів, присвячених різним аспектам забезпечення взаємодії та зв'язності між розподіленими ресурсами, інтегрованими до складу енергетичних систем, і складається з таких частин:

1. IEEE 1547.1 – стандарт загальної процедури відповідності випробувань приєднання РДЕ до енергосистеми.
2. IEEE 1547.2 – забезпечує деталізовані вказівки приєднання на паралельну роботу.
3. IEEE 1547.3 – вимоги по обміну інформацією, моніторингу та контролю РДЕ.

4. IEEE 1547.4 – вимоги до обладнання та його експлуатації у відокремлених локальних енергосистемах з РДЕ.
5. IEEE 1547.5 – призначений для РДЕ потужністю вище 10 МВА.
6. IEEE 1547.6 – практичні аспекти підключення РДЕ до розподільних мереж.

Процес приєднання на паралельну роботу РДЕ до електричних мереж України, на сьогодні, не має чіткого галузевого керівного документу або стандарту та регламентується правилами приєднання електроустановок до електричних мереж затвердженими постановою НКРЕ №1137 від 14.12.2005 зі змінами та доповненнями від 20.09.2007 [18]. У постанові зазначені лише організаційні моменти приєднання електроустановок призначених для виробництва електричної енергії. Таким чином, технічні вимоги приєднання РДЕ до електричних мереж регламентуються сукупністю галузевих нормативних документів, ГОСТ та ДСТУ.

З метою перевірки можливості використання досвіду зарубіжних країн достатньо порівняти технічні вимоги стандарту IEEE 1547 [17], стандартів Німеччини [19], проект вимог приєднання РДЕ в Україні [20] та діючий ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» [18], що є базовим для енергетики України. Порівняльна характеристика приведена в табл.1.1.

Таблиця 1.1 – Порівняльна характеристика показників якості електричної енергії

Показник	Вимоги відповідно до нормативного документу			
	IEEE 1547	ГОСТ 13109-97	Проект вимог приєднання РДЕ в Україні	Стандарти Німеччини
Відхилення частоти	Допустиме відхилення частоти в РДЕ не повинне перевищувати в синхронізованих системах значення від -0,2 до +0,5Гц.	Відхилення частоти в синхронізованих системах електропостачання не повинне перевищувати ± 0,2 Гц; в ізольованих системах електропостачання відхилення складає ± 1 Гц.	Частота повинна знаходитись в діапазоні від 49,6 (гранично допустиме зниження частоти) до 50 Гц (нормально допустиме підвищення частоти).	Частота повинна знаходитись в діапазоні від 47,5(гранично допустиме зниження частоти) до 51,5 Гц (нормально допустиме підвищення частоти).
Гармоніки	Максимальна гармонічна складова струму складає 4% для непарних гармонік $n \leq 11$.	Значення гармонічної складової напруги знаходиться в межах від 0,2 до 6% від Uном%.	Значення гармонічної складової напруги знаходиться в межах від 0,2 до 6% від Uном%.	Максимальна гармонічна складова струму складає 0,058 – 0,04%, для непарних гармонік 0,06 – 0,18.%
Відхилення напруги	Відхилення напруги на шинах РДЕ в нормальних робочих умовах не повинне перевищувати значення від -12 до +10 %.	Нормально допустиме відхилення напруги – ±5%. Гранично допустиме – ±10%.	Нормально допустиме відхилення напруги – ±5%. Гранично допустиме – – ±10%.	В електричних мережах відхилення напруги на шинах РДЕ складає не більше 2%.

1.2 Аналіз задач оптимізації місць приєднання РДЕ

Недослідженість питань проектування та експлуатації РДЕ в сучасних умовах, їх впливу на режими роботи електричних мереж, неузгодженість номінальних параметрів основного обладнання з потребами таких джерел, відсутність типових рішень стосовно засобів захисту та автоматизації процесу виробництва електроенергії не дозволяє приймати обґрунтовані проектні рішення під час їх розбудови, крім того не дозволяє ефективно їх експлуатувати. Тому, актуальним є розвиток методичного, інформаційного і технічного забезпечення їх експлуатації. Важливим в цьому напрямку є комплексність і методологічна єдність в прийнятті рішень щодо покращення експлуатаційних характеристик РДЕ при роботі їх в електричних мережах.

В інженерній практиці різних країн розв’язується ряд задач оптимізації розподільних електричних мереж з РДЕ. Їх можна поділити на такі, що розв’язуються на етапах проектування та експлуатації. Такі задачі оптимізації, як автономна робота РДЕ, розташування комутаційного обладнання та формування комунікаційної мережі тісно взаємопов’язані та практично не можуть бути розв’язані в сучасних умовах. Автономна робота РДЕ, зважаючи на умовну-керованість та нестабільність цих джерел енергії, є фактично не можливою без розвиненої комунікаційної мережі. Наявність останньої дозволить отримувати двосторонній зв’язок між РДЕ та споживачами електроенергії, відповідно до концепції Smart Grid, та регулювати режими електроспоживання підтримуючи умови автономної роботи.

Серед комплексу задач, що виникають в процесі впровадження РДЕ, доцільно вивчати і розв’язувати в першу чергу ті, які безпосередньо впливають на масштаби й інтенсивність розбудови альтернативних джерел енергії, зокрема РДЕ, та правильне рішення яких зможе сформувати наряду з «зеленими тарифами» стійку мотивацію у інвесторів та енергопостачальних компаній щодо розбудови РДЕ в Україні.

1.2.1 Цільові функції оптимізації місць приєднання РДЕ за критерієм мінімуму інвестицій. Загальна вартість РДЕ складається не лише з інвестицій на обладнання РДЕ та витрат на їх будівництво, а також і з решти об'єму інвестицій з відстроченими витратами на будівництво в мережі. Відповідно, в результаті об'єктивна функція інвестиційної вартості РДЕ матиме наступний вигляд:

$$\min F_{інвест} = \min \sum_{j=1}^{N_{РДЕ}} (1-\beta) \cdot C_j \cdot P_{j\,РДЕ} \qquad (1.1)$$

де $N_{РДЕ}$ –загальна кількість вузлів, в яких може бути встановлене РДЕ;

β – коефіцієнт відкладеного платежу інвестицій у будівництво РДЕ;

C_j – вартість обладнання та вартість його встановлення у вузлі j; грн/кВт

$P_{jРДЕ}$ – номінальна потужність РДЕ, встановленого у вузлі j.

Відповідно до стандарту 1547-2003 (див. п.п.1.1.2), РДЕ можуть працювати у автономному режимі при дотриманні всіх вимог на підключення. Коли виникає аварія в енергосистемі, критичне навантаження, яке зв'язане з вузлом РДЕ, може бути підтримане і тому втрати, які викликані суттєвими перервами навантаження, можуть бути зменшені до певного значення:

$$\min F_{відокр} = \min \sum_{j=1}^{N_{РДЕ}} \lambda \cdot C_i \cdot (P_{нав_i} - P_{РДЕ_i}), \qquad (1.2)$$

де $N_{РДЕ}$ –загальна кількість вузлів, в яких може бути встановлене РДЕ;

λ – коефіцієнт, що враховує категорію споживача;

C_i – вартість втрат викликана перервою у електропостачанні за одиницю часу;

$P_{наві}$ – повна потужність навантаження у вузлі і;

$P_{РДЕі}$ -номінальна потужність РДЕ, встановленого у вузлі і.

Для вказаної цільової функції можна виокремити три автономних режими роботи станцій:

1. $P_{наві} > P_{РДЕі}$ – режим коли РДЕ може генерувати лише частину навантаження вузла.

2. $P_{наві} = P_{РДЕі}$ – режим видачі максимальної потужності РДЕ, без погіршення прибутковості.

3. $P_{наві} < P_{РДЕі}$ – режим РДЕ задовольняє місцеві вимоги електроспоживання.

При приєднанні до розподільчої мережі буде змінено напрям потоку потужності в індивідуальному відвітвленні. Відповідно, втрати в розподільчій мережі будуть змінені, що призводить до зменшення потоку потужності у вітках в цілому. Однак, якщо потужність РДЕ буде занадто великою, то потік потужності збільшується, що спричиняє великі втрати. Тому, загальномережеві втрати тісно пов’язані з розміром та місцем знаходження РДЕ:

$$\min F_{втр} = \min C_2 \sum_{i=1}^{N_{лінії}} P_{втр\ i}, \tag{1.3}$$

де $N_{лінії}$ – загальна кількість розподільчих віток лінії;

$P_{втр\ і}$ – втрати в мережі в і-й вітці;

C_2 – вартість втрат «грн/кВт».

Таким чином комплексна цільова функція матиме наступний вигляд:

$$\min F = \min(F_{інв} + F_{відокр} + F_{втр}). \tag{1.4}$$

Багатоцільова функція оптимізації може бути перетворена в єдину проблему оптимізації для того, щоб отримати мінімальну об’єктивну цінність даного рівняння.

Обмеження комплексної цільової функції можуть бути, яку формі рівностей, так і у формі нерівностей. Умови для обмежень у формі рівностей представлені у вигляді рівнянь пропускної здатності лінії. Рівняння для обмежень у формі нерівностей включають в себе:

1) Обмеження пропускної здатності лінії:

$$\left|S_l\right| \le S_{l_{\max}}$$

де S_l – це складова вектору потоку потужності на лінії*l;*

S_{lmax} – максимальне обмеження потоку потужності в лінії *l.*

2) Обмеження по напрузі на шинах РДЕ:

$$V_{min_i} \prec V_i \prec V_{max_i}$$

де V_{maxi}та V_{mini} означають відповідно верхню та нижню межу в кожному вузлі при інтегрування РДЕ.

3) Загальна потужність РДЕ зв’язаних з мережею:

$$\sum_{i=1}^{N_{РДЕ}} P_{РДЕ_i} \le \delta P_{нав}$$

де $P_{РДЕ\ i}$ – номінальна потужність, встановлена в і-му вузлі;

$P_{наві}$ – потужність навантаження;

δ – верхня межа пропорції загальної потужності РДЕ.

Вихідна потужність РДЕ залежить від таких невизначених факторів, як швидкість вітру, сонячна радіація та в деякій іншій степені. Якщо РДЕ візьме великий відсоток електроенергії в розподільчій мережі, то якість живлення системи погіршиться відповідно. Тому, необхідно керувати загальною інтегрованою потужністю РДЕ.

1.2.2 Цільові функції оптимізації місць приєднання РДЕ з урахуванням критеріїв якості електроенергії. Для цільової функції (1) використовується 4 величини: скорочення втрат електроенергії, покращення профілю напруги, зниження сумарних гармонічних спотворень та зниження витрат. Ці параметри повинні бути складені з обмеженнями для отримання

належних цільових функцій. Загальна цільова функція зі складеними обмеженнями визначається таким чином:

$$F_{заг} = k_1 \cdot f_U + k_2 \cdot f_C \tag{1.5}$$

де k_1 та k_2 – вагові коефіцієнти, а f_U визначається як:

$$\min f_U = \sum_{i=1}^{n} \left| U_i - U_{i,безВДЕ} \right| + \sum_{j=1}^{m} k_{1_i} \cdot \max(0,(СГС_i - СГС_{\max})) +$$

$$\sum_{j=1}^{m} k_j \cdot \max(0,(P_j^{зВДЕ} - P_j^{безВДЕ})) + \sum_{i=1}^{n} k_{2_i} \left[\max(0,(U_i^{\min} - U_i)) + \max(0, U_i - U_i^{\max}) \right].$$

де $U_{i,}^{без\ РДЕ}$- напруга на і-й шині без РДЕ;

U_i - напруга на і-й шині з РДЕ;

$P_j^{без\ РДЕ}$- втрати активної потужності в j-й вітці без РДЕ;

$P_j^{з\ РДЕ}$ - втрати активної потужності в j-й вітці з РДЕ;

$СГС_i$ - сумарні гармонічні спотворення в і-й шині з РДЕ;

$СГС_{max}$ - допустимі сумарні гармонічні спотворення в і-й шині;

U^{max}_i, U^{min}_i - максимальна та мінімальна допустима напруга в і-й шині відповідно;

k_i, k_j - впливові або штрафні фактори;

n - кількість шин;

m - кількість віток.

$$\min f_C = \sum_{i=1}^{nDG} \left[(k_1 \cdot C_{P_i} + k_2 \cdot C_{Q_i}) + k_3 \cdot C_{l_i} \right],$$

де C_{li} – купівля та вартість розстрочки i-го РДЕ;

C_{Pi}, C_{Qi} – вартість активної та реактивної електроенергії для *i*-го РДЕ, відповідно;

k_1, k_2, k_3 – вагові коефіцієнти;

P_i, Q_i – активна та реактивна потужності, що генеруються *i*-м РДЕ.

1.2.3 Цільові функції оптимізації місць приєднання РДЕ з урахуванням критеріїв надійності електропостачання. Користь РДЕ дуже сильно залежить як від його розташування, в розподільчих фідерах, так і від їх типу та розміру. В цілях підвищення надійності і отримання переваг для розміщення РДЕ, пропонується аналітичний метод для урахування місцезнаходження РДЕ і підвищення надійності. Запропонований метод вирішує задачу оптимального розміщення РДЕ з точки зору максимальної користі РДЕ. У той же час, він також встановлює метод оцінки надійності розподілених мереж з РДЕ, та використовує лінійну інтерполяцію для вимкнення споживача. Результати випробувань показали, що при правильному виборі місця установки РДЕ, їх використання поліпшує надійність, скорочує витрати перерви електропостачання споживача і зберігає втрати потужності. Найважливішим є те, що електроенергетичні компанії можуть отримати максимальну економічну вигоду.

Запропонований метод вирішує задачу оптимального розміщення РДЕ для отримання максимального прибутку.

Підвищення надійності, що розглядається як вартість електроенергії споживача, може бути вартістю недовідпуску електроенергії (CIC) або піком зниження витрат навантаження. Цільова функція, що базується на проблемі розміщення РДЕ, наступна:

$$MaxF = Benefit^{РДЕ} = \frac{(1+\rho)^N}{(1+\rho)^N + 1} \cdot \left[K_{РДЕ} \cdot T_{\max} \cdot (\Delta P_{втр}^{РДЕ} + W_{РДЕ}) + (b^0 - b^{РДЕ})\right]$$

$$V^{\max} \le V_i \le V^{\max};$$
$$Q^{\max} \le Q_i \le Q^{\max},$$

де $Benefit^{РДЕ}$ - користь від місцезнаходження РДЕ;

ρ – норма дисконту, ρ = 0,9;

N – очікувана інвестиція часу, N = 20;

$К_{РДЕ}$ – прибуток від РДЕ,($/КВт*год);

$Т_{мах}$ – максимальний час використання, (год);

$\Delta P_{втр}^{РДЕ}$ - середнє скорочення втрат потужності щорічно через розміщення РДЕ;

$W_{РДЕ}$ - середнє генерування РДЕ за рік;

$b^0, b^{РДЕ}$ - вартість недовідпуску електроенергії без РДЕ та з РДЕ.

1.2.4 Цільові функції оптимізації місць приєднання РДЕ за критерієм мінімуму інвестицій. В запропонованій цільовій функції для розташування та розміру РДЕ враховуються наступні пункти:

- інвестиційна вартість РДЕ;
- вартість експлуатації та обслуговування РДЕ;
- вартість втрат електроенергії.

Цільова функція може бути представлена таким виразом:

$$MinZ = \sum_{y=1}^{ncd} C_{DS_i} \cdot K_{iDS} + \sum_{y=1}^{nyr}\sum_{i=1}^{ncd}\sum_{l=1}^{nld} PW^y \cdot C_{i,l} \cdot K_{EDS} \cdot T_l + \sum_{y=1}^{nyr}\sum_{j=1}^{nss}\sum_{l=1}^{nld} PW^y \cdot P_{SS_{j,l}} \cdot K_{SS_l} \cdot T_l$$

$$C_{DS_i} = \max_{l=1,2,\ldots,nld} \{C_{i,l}\}$$

$$PW = \frac{1+InfR}{1+IntR}$$

де Z – значення цільової функції ($);

ncd – кількість можливих розташувань РДЕ в мережі;

nld – кількість рівнів навантаження за рік;

nss – значення ВН/СН підстанції в системі;

nyr – плановий період (рік)

C_{DGi} – обрана потужність РДЕ для встановлення в *i*-му вузлі (МВА);

K_{IDG} – інвестиційна вартість РДЕ ($/МВА);

K_{EDG} – вартість експлуатації РДЕ, включаючи втрати на його обслуговування ($/МВт);

K_{SSl} – ринкова ціна електроенергії в рівні навантаження l ($/МВт);

$P_{SSj,l}$ – потужність, що направлена від підстанції j до рівня навантаження l, включаючи втрати в мережі (МВт);

$C_{i,l}$ – потужність, що генерується РДЕ, яке встановлене в *i-му* вузлі та на рівні навантаження l (МВт);

PW – поточна вартість;

IntR – процента ставка;

InfR – рівень інфляції.

Цільова функція (1) зводиться до мінімуму, якщо будуть виконуватись обмеження, які наведено нижче.

- потужності секції фідерів:

Потужність, що транспортується кожною секцією фідера протягом року повинна бути рівною або меншою, ніж пропускна здатність його провідника.

$$I_{i,l} \le I_{i,\max}$$

де $I_{i,l}$ та $I_{i,max}$ – потокорозподіл та температурні межі *i-ї* секції.

Модифікований (вперед/назад) алгоритм розподіленого потокорозподілу використовується для оцінювання поведінки системи. Як тільки розраховано вузлові напруги, використовується наступний вираз для оцінки відповідного обмеження:

$$V_{\min} \le V_{i,l} \le V_{\max}$$

де $V_{i,l}$ – обчислена величина напруги на і-му вузлі впродовж рівня навантаження l;

V_{min} and V_{max} – відповідно мінімальне та максимальне значення допустимої робочої напруги.

- обмеження загальної потужності РДЕ:

Дане обмеження обмежує загальну потужність РДЕ, які встановлені в розподільчій системі (через будь-які практичні / фінансові обмеження). Тому:

$$\sum_{i=1}^{ncd} C_{DG_i} \le C_{DG_{\max}}$$

де C_{DGi} – обрана потужність РДЕ для встановлення в *i*-му вузлі.

C_{DGi} - це загально допустима потужність РДЕ, яка може бути під'єднана до системи.

1.3 Постановка задачі на дослідження.

1.3.1 Техніко-економічне обґрунтування. Україна є енергодефіцитною країною та імпортує близько 70 відсотків обсягу природного газу власного споживання. Водночас енергоємність вітчизняної економіки в 3—4 рази перевищує відповідні показники економічно розвинутих країн, що робить Україну надзвичайно чутливою до умов імпортування природного газу та унеможливлює гарантування нормальних умов життєдіяльності громадян та установ бюджетної сфери.

Використання відновлюваних джерел енергії є одним із найбільш важливих напрямів енергетичної політики України, спрямованої на заощадження традиційних паливно-енергетичних ресурсів та поліпшення стану оточуючого природного середовища. Збільшення обсягів використання відновлюваних джерел енергії в енергетичному балансі України дасть змогу

підвищити рівень диверсифікації джерел енергоносіїв, що сприятиме зміцненню енергетичної незалежності держави.

На сьогодні річний технічно досяжний енергетичний потенціал відновлюваних джерел енергії в Україні, за підрахунками Інституту відновлюваної енергетики Національної академії наук, досягає 68,6 млн. тонн нафтового еквіваленту, що становить близько 50 відсотків загального енергоспоживання в Україні. Основними напрямами використання відновлюваних джерел енергії в Україні є: вітрова енергія, сонячна енергія, енергія річок, енергія біомаси, геотермальна енергія, енергія навколишнього природного середовища з використанням теплових насосів.

На кінець першого півріччя 2014 року загальна електрична потужність об’єктів відновлюваної енергетики, які працюють за “зеленим” тарифом, в Україні становила 1419 МВт, з яких загальна потужність вітроелектростанцій — 497 МВт, сонячних електростанцій — 819 МВт, малих гідроелектростанцій — 77 МВт, об’єктів виробництва електроенергії з біомаси та біогазу — 26 МВт. Встановлена потужність об’єктів, що виробляють теплову енергію з відновлюваних джерел енергії, перевищила 1070 МВт.

Таким чином зважаючи на зростання частки розосередженого генерування у розподільних мережа оптимізація місць приєднання РДЕ є актуальною задачею.

1.3.2 Науково-технічне обґрунтування. Характерною рисою наукового дослідження, яка вирізняє його від інших видів дослідження є використання наукових методів. Визначальною рисою наукового методу є вимога об'єктивності, що виключає суб'єктивне тлумачення результатів. Не повинні прийматися на віру будь-які твердження, навіть якщо вони виходять від авторитетних вчених. Методи поділяються на дві групи: теоретичні та емпіричні.

В інженерній практиці різних країн розв’язується ряд задач оптимізації розподільних електричних мереж з РДЕ. Їх можна поділити на такі, що

розв’язуються на етапах проектування та експлуатації (рис. 1.3). Такі задачі оптимізації, як автономна робота РДЕ, розташування комутаційного обладнання та формування комунікаційної мережі тісно взаємопов’язані та практично не можуть бути розв’язані в сучасних умовах. Автономна робота РДЕ, зважаючи на умовну-керованість та нестабільність цих джерел енергії, є фактично не можливою без розвиненої комунікаційної мережі. Наявність останньої дозволить отримувати двосторонній зв’язок між РДЕ та споживачами електроенергії, відповідно до концепції Smart Grid, та регулювати режими електроспоживання підтримуючи умови автономної роботи.

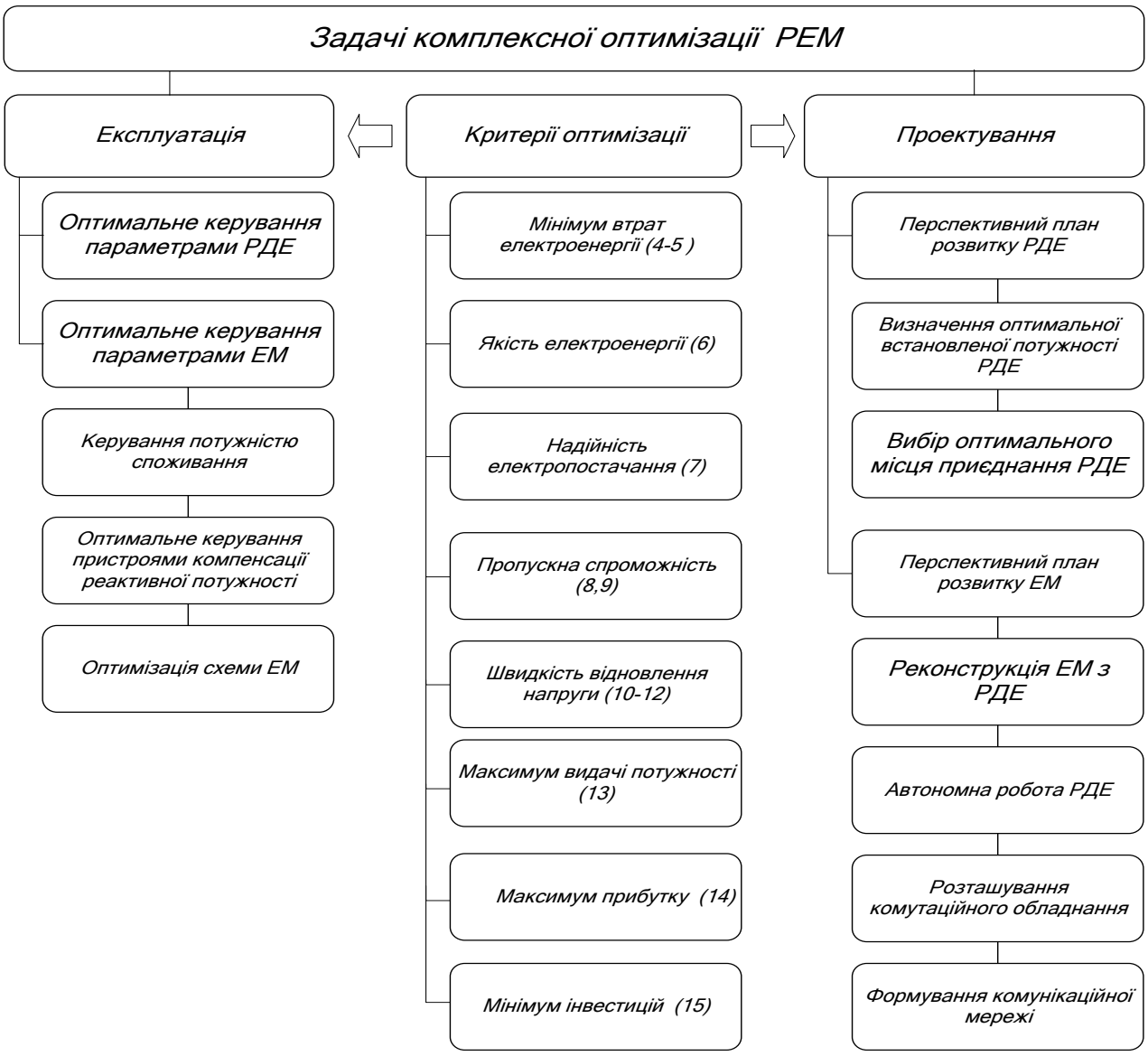

Рисунок 1.3 – Задачі комплексної оптимізації РЕМ

Зазвичай вказані задачі розв’язуються шляхом декомпозиції на задачі оптимізації функціонування РДЕ та задачі функціонування ЕМ. В залежності від поставлених задач кожну із них розв’язують використовуючи один із критеріїв оптимальності, таких як: мінімум втрат електроенергії [21], якість електроенергії [22], надійність електропостачання [23], пропускна спроможність [24,25], швидкість відновлення напруги [26-28], максимум видачі потужності [29], максимум прибутку [30], мінімум інвестицій [31] тощо.

При виборі критерію оптимальності і формуванні відповідної математичної моделі слід враховувати, що одночасно з розвитком розосередженого генерування змінюються також економічні умови функціонування електроенергетики як галузі, зокрема перехід до нової конкурентної моделі оптового ринку електроенергії – ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку електроенергії (РДДБ).

У випадку реалізації електропостачання за двосторонніми договорами за участі РДЕ, коли останні видають потужність в електричну мережу, постає необхідність узгодження їх роботи з енергосистемою, від якої здійснюється централізоване живлення. Це стає обов’язковим, коли встановлена потужність РДЕ в ЕМ складає суттєву частку від її сумарного навантаження (наприклад, 20% і більше). В цьому випадку РЕМ можна і доцільно розглядати як локальну електричну систему (РЕМ), в якій окрім зазначених вище задач постають задачі дослідження статичної і динамічної стійкості РДЕ та інші, характерні для електричної системи [32].

Серед комплексу задач, що виникають в процесі впровадження РДЕ, доцільно вивчати і розв’язувати в першу чергу ті, які безпосередньо впливають на масштаби й інтенсивність розбудови альтернативних джерел енергії, зокрема РДЕ, та правильне рішення яких зможе сформувати наряду з «зеленими тарифами» стійку мотивацію у інвесторів та енергопостачальних компаній щодо розбудови РДЕ в Україні.

Такою задачею, зокрема, є задача отримання максимального прибутку від експлуатації РДЕ для їх розбудови за умови зменшення втрат електроенергії та

покращення її якості в РЕМ, а також підвищення надійності електропостачання [32]. При цьому, враховуючи що електроенергія від РДЕ передається лініями РЕМ одночасно з електроенергією інших джерел, то необхідно виділяти з сумарних втрат електроенергії ту частку, яка стосується транзиту від РДЕ.

Враховуючи специфіку забезпечення рентабельності РЕМ, доцільно розв'язувати комплексну задачу оптимізації перспективного плану розвитку умовно-керованих відновлювальних джерел енергії $P_{ВДЕi}$, $i = 1,2…n$ для забезпечення максимальних надходжень від реалізації їх електроенергії за умов багатоступеневого тарифу енергоринку u_i та умов зменшення втрат електроенергії та покращення її якості в РЕМ.

1.4 Висновки

Оскільки збільшення кількості РДЕ призводить до загострення технічних проблем з організації їх паралельної роботи в енергосистемі – забезпечення стійкості роботи, якості електроенергії, організації диспетчерського керування, у тому числі контролю відокремлення РДЕ від енергосистеми, синхронізації РДЕ з енергосистемою, то постає задача розробки єдиного стандарту. Цей стандарт буде регламентувати під'єднання на паралельну роботу РДЕ в Україні з урахуванням стратегії розвитку електричних мереж та перспектив впровадження технологій концепції Smart Grid у національну електричну мережу. Перехід до єдиного стандарту розширить можливості застосування РДЕ та можливості споживачів, а також покращить взаємодію всіх суб'єктів енергосистеми в режимі реального часу.

Аналіз досвіду розв'язання ряду задач оптимізації розподільних електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії різних країн дозволив виконати систематизацію розглянутих задач та дослідити можливості їх комплексного застосування для оптимізації режимів локальних електричних систем. У якості критеріїв оптимізації режимів РЕМ доцільно використовувати максимум прибутку від виробленої електричної енергії РДЕ, з урахуванням їх впливу на роботу ЕМ.

РОЗДІЛ 2

ОПТИМІЗАЦІЯ МІСЦЬ ПРИЄДНАННЯ РОЗОСЕРЕДЖЕНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ

2.1 Задачі оптимізації режимів роботи розподільних електричних мереж з РДЕ

Стабільне, якісне постачання електроенергією промислових об’єктів і населення є однією з необхідних умов економічного розвитку країни. На сьогоднішній день спостерігається прогресуюче старіння основного обладнання електричних станцій та мереж, особливо розподільних. Зокрема, за останні 15 років, протягом яких процеси їх відновлення та модернізації відстали від фізичного старіння, коефіцієнт дефектності електромереж України досяг 13%, сформувалися передумови для істотного зниження ненадійності електропостачання та погіршення якості електроенергії. Додатковим фактором, що негативно відбивається на режимах роботи розподільних електричних мереж (ЕМ) є тенденція до впровадження в комунально-побутовому та промисловому секторах засобів індивідуального електроопалення, а також локальних засобів підвищення якості електроенергії (зокрема, стабілізаторів напруги). Це підвищує завантаження ЕМ і, отже, для забезпечення необхідної якості електроенергії та надійності електропостачання стає необхідною реконструкція ЕМ, з будівництвом нових ліній електропередачі (ЛЕП) та розвитком джерел електроенергії, альтернативних централізованому електропостачанню від крупних електричних станцій (ЕС) (рис. 2.1).

Розвиток паралельно з реконструкцією ЕМ розосередженого електрогенерування, як це показано на рисунку 2.2 є актуальним не тільки для України. Наприклад, в країнах Євросоюзу розглядається можливість доведення частки РДЕ в 2020 р. до 20%. Значна роль тут відводиться ГЕС, зокрема малим ГЕС (МГЕС).

Рисунок 2.1 – Централізоване електропостачання від крупних електричних станцій

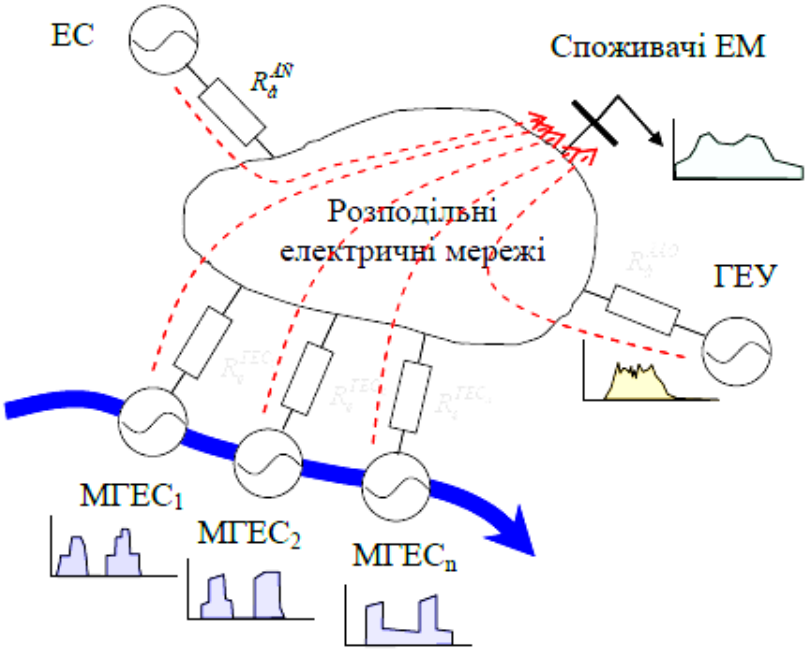

Рисунок 2.2 – Розподільні електричні мережі з розосередженими джерелами енергії.

До 2020 року планується введення біля 17000 малих ГЕС, встановленою потужністю близько 14 ГВт, з забезпеченням щорічної генерації до 55 ТВт·год. Такий підхід має ряд переваг в контексті експлуатації ЕМ, серед яких можливість підвищення якості електроенергії та надійності електропостачання споживачів ЕМ за рахунок менших обсягів модернізації основного обладнання та подовження термінів реконструкції ЕМ. Крім того, часто є можливість, коригуючи схеми приєднання РДЕ залежно від типу та потужності останніх, підвищувати техніко-економічні показники експлуатації ЕМ без залучення додаткового фінансування. В даній роботі досліджуються окремі аспекти

функціонування розподільних електричних мереж в умовах зростання навантаження споживачів та збільшення частки децентралізованого генерування за рахунок відновлюваних джерел енергії, таких як малі гідроелектростанції та їх каскади, а також геліоенергетичні установки (ГЕУ). З метою підвищення ефективності експлуатації ЕМ пропонуються методи та засоби формування умов оптимальності їх режимів за рахунок раціональних схем приєднання РДЕ, а також оперативного керування останніми.

2.2 Комплексна задача оптимізації місць приєднання розосереджених джерел енергії у розподільних електричних мереж

Вираз для визначення сумарного прибутку від експлуатації РДЕ приєднаних на паралельну роботу у РЕМ можна записати таким чином:

$$П_{ВДЕ} = \sum_{i=1}^{n} u_i \cdot P_{ВДЕ_i} \cdot k_{в_i} \cdot T, \qquad (2.1)$$

де $P_{ВДЕ_i}$ – встановлена потужність *i*-го РДЕ, кВт;

u_i – тариф на виробництво електроенергії *i*-м РДЕ («зелений тариф»), коп./кВт*год;

$k_{в_i}$ – коефіцієнт використання встановленої потужності *i*-го РДЕ;

T – тривалість графіка навантажень, год.

Цільову функцію задачі оптимізації місць приєднання розосереджених джерел енергії в РЕМ пропонується представити так:

$$Ц = П_{ВДЕ} \cdot e^{-(1-k_1 \cdot \overline{P}(Uy,T))} \cdot e^{-(1-k_2 \cdot \overline{P}(\Delta W_н,T))} - Ш_{P_{гр}} - Ш_{P_н} \to \max \qquad (2.2)$$

де $\overline{P}(Uy,T)$ – імовірність забезпечення нормативного відхилення напруги для заданого звітного періоду;

$\overline{P}(\Delta W_н, T)$ – імовірність забезпечення нормативних втрат електроенергії;

k_1, k_2 – вагові коефіцієнти, використання яких дозволяє змінювати вплив показників якості напруги на результати оптимізації;

$Ш_{P_{гр}}$, $Ш_{P_н}$ – штрафні функції, введені в цільову функцію $Ц$ для врахування обмежень типу нерівностей за втратами активної потужності та пропускною здатністю РЕМ:

$$Ш_{P_{гр}} = \begin{vmatrix} \sum_{i=1}^{n} P_{ВДЕ_i} - \sum_{j=1}^{m} P_{н_j} \le P_{гр} \to & 0 \\ \sum_{i=1}^{n} P_{ВДЕ_i} - \sum_{j=1}^{m} P_{н_j} > P_{гр} \to & B_{рек} \end{vmatrix}; \quad Ш_{P_н} = \begin{vmatrix} \sum_{i=1}^{n} P_{ВДЕ_i} \le \sum_{j=1}^{m} P_{н_j} \to & 0 \\ \sum_{i=1}^{n} P_{ВДЕ_i} > \sum_{j=1}^{m} P_{н_j} \to & B_{\Delta W} \end{vmatrix},$$

де $P_{н_j}$ – потужність навантаження j-го вузла споживання;

$P_{гр}$ – пропускна здатність РЕМ, що обмежується найбільш слабкою ділянкою мережі;

$B_{рек}$ – витрати на реконструкцію РЕМ для забезпечення працездатності у разі перевищення граничної потужності;

$B_{\Delta W}$ – витрати на додаткові втрати електроенергії, у разі якщо сумарна потужність РДЕ перевищить сумарну потужність навантаження.

Розв’язком задачі оптимізації (2.1) буде оптимальне місце розташування РДЕ з оптимальною встановленою потужністю за умов багатоступеневого тарифу енергоринку u_i та умов зменшення втрат електроенергії та покращення її якості в РЕМ.

Для розв’язку цієї задачі існує ціла низка методів та підходів, які вже широко застосовуються у традиційній електроенергетиці [32] і призначені для знаходження чисельних розв’язків оптимізаційних задач, що відповідають заданій сукупності вхідних даних (поточному вектору стану системи), чого є достатньо з практичних цілей.

2.2.1 Імовірність забезпечення нормативного відхилення напруги для заданого звітного періоду. Відхилення напруги характеризується показником усталеного відхилення напруги δU_y. Воно являється наслідком добових, сезонних і технологічних змін електричних навантажень споживачів, а також потужності компенсуючих пристроїв, регулювання напруги генераторами електростанцій і на підстанціях енергосистем, зміни схеми електричних мереж.

Відхилення напруги δU – це різниця між фактичним U_t та номінальним $U_н$ значеннями напруги:

$$\delta U_y = U - U_{ном},$$

або у відсотках:

$$\delta U_y = \frac{U - U_{ном}}{U_{ном}} 100 \qquad (2.3)$$

Для нього встановлені норми:

– нормально допустимі та гранично допустимі значення усталеного відхилення напруги δUу на вводах електроприймачів дорівнює відповідно $\pm$5% та $\pm$10% від номінальної напруги електричної мережі;

– нормально допустимі та гранично допустимі значення напруги в точках загального приєднання споживачів електричної енергії до електричних мереж напругою 0,38 кВ і більше повинні бути встановлені в угодах на використання електричної енергії з урахуванням необхідності виконання чинного стандарту на виводах електроприймачів.

Розраховують значення усередненої напруги U_y (В, кВ) як результат усереднення N спостережень напруг $U_{(1)i}$ за інтервал часу 1 хв (за хвилину не менше 18 спостережень):

$$U_y = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{N} U_i^2}}{N} \qquad (2.4)$$

де U_i – значення напруги $U_{(1)i}$ в і-му спостереженні

Якість електричної енергії відповідає вимогам стандарту, якщо всі значення усталеного відхилення напруги, що виміряні протягом 24 год. знаходяться в інтервалі, обмеженому гранично допустимими значеннями, а не менше 95% вимірювань за цей період знаходяться в інтервалі обмеженому нормально допустимими значеннями.

Статистична оцінка ймовірності забезпечення нормативного відхилення напруги пропонується визначати за формулою для визначення статистичної оцінка ймовірності безвідмовної роботи технічних засобів:

$$\overline{\mathrm{P}}(\mathrm{t}) = [\mathrm{N}_0 - \mathbf{n}(\mathrm{t})] \big/ \mathrm{N}_0 \qquad (2.5)$$

де $\mathbf{n(t)}$ – кількість технічних засобів, що відмовили за час t;

N_0 – загальна кількість технічних засобів, що підлягають випробуванням.

Проекуючи вираз (2.5) до значення усередненої напруги U_y яка знаходиться в межах нормативного відхилення отримаємо ймовірність забезпечення нормативного відхилення напруги:

$$\overline{P}(Uy,T) = t(Uy_{\pm 5\%}) \big/ T \qquad (2.6)$$

де $t(Uy_{\pm 5\%})$ – час коли значення усередненої напруги знаходилось у допустимих межах.

Таким чином, використання ймовірності забезпечення нормативного відхилення напруги, у якості змінної в цільовій функції (2.1) та (2.2), дозволить враховувати показник якості напруги під час розрахунку оптимального значення сумарного прибутку від експлуатації РДЕ приєднаних на паралельну роботу у розподільній мережі.

2.2.2 Визначення числових характеристик навантаження для обчислення імовірності забезпечення нормативних втрат електроенергії. Використання цільової функції (2.2) до задачі оптимізації місць приєднання розосереджених джерел енергії у розподільних електричних мереж передбачає розрахунок імовірності забезпечення нормативних втрат електроенергії. В залежності від повноти інформації про навантаження елементів електричної мережі за розрахунковий період для розрахунків навантажувальних втрат розподільних мереж 10 кВ можуть використовуватись наступні методи [6]:

1. Методи, в яких використовують кількість годин найбільших втрат τ:

$$\Delta W_н = \Delta P_{\max} \tau \,, \tag{2.7}$$

де $\Delta P_{\max}$ - втрати потужності в режимі максимального навантаження мережі.

2. Методи середніх навантажень, які використовують формулу

$$\Delta W_н = \Delta P_{ср} k_ф^2 T \,, \tag{2.8}$$

де $\Delta P_{ср}$ – втрати потужності в мережі при середніх навантаження вузлів (або мережі в цілому) за час Т;

$k_ф$ – коефіцієнт форми графіка потужності або струму.

Інтегрування неперервного графіка навантаження здійснюється з використанням способів дискретної обробки. Відповідно визначаються всі залежні величини. Наприклад, середньоквадратичне значення струму знаходиться за формулою

$$I_{с.кв.} = \sqrt{\frac{1}{T}\sum_{i=1}^{n} I_i^2 \Delta t_i} \,. \tag{2.9}$$

Величини τ і $k_ф$, що характеризують форму графіка навантаження визначаються наступним чином [6].

Відомо, що кількість годин найбільших втрат визначається за формулою:

$$\tau = k_з^2 k_ф^2 T\,, \tag{2.10}$$

де $k_з$ – коефіцієнт заповнення графіка, який характеризує відносну кількість годин використання максимального навантаження. Він визначається:

$$k_з = \frac{P_{ср}}{P_{\max}}, \tag{2.11}$$

де $P_{ср} = W / T$ – середнє значення потужності за період Т;

W – електроенергія, відпущена споживачам за період Т;

P_{max} – максимальне навантаження мережі.

Для визначення втрат електроенергії за формулами (2.7) або (2.8) достатньо визначити одну з величин τ чи $k_ф$. Іншу можна визначити з рівняння зв'язку (2.10). Як правило, в першу чергу визначають $k_ф$.

На сьогодні відомо ряд методів визначення коефіцієнта форми графіка навантаження [6]. Найкращі результати для мереж 10-0,4 кВ забезпечує наступний метод:

якщо $\lambda < 1, \quad то \quad k_ф^2 = \left(\frac{0{,}124}{k_з} + 0{,}876 \right)^2$;

якщо $\lambda \geq 1, \quad то \quad k_ф^2 = 1 + \frac{(1 - k_з)(k_з - k_{\min})^2}{(1 + k_з - 2k_{\min})k_з^2}$,

де $\lambda = \frac{k_з - k_{\min}}{1 - k_з}$, $\qquad k_{\min} = P_{\min} / P_{\max}$.

Таким чином, для визначення втрат електроенергії за звітний період Т необхідна інформація про мінімальне та максимальне навантаження мережі, а також кількість відпущеної (спожитої) електроенергії за це й же період.

Для визначення ймовірності забезпечення нормативного відхилення втрат електроенергії використаємо вираз аналогічний (2.6):

$$\overline{P}(\Delta W_н, T) = {t(\Delta W_{\pm 5\%})}/{T} \tag{2.12}$$

де $t(\Delta W_{\pm 5\%})$ – час коли значення втрат електроенергії знаходилось у допустимих межах.

Таким чином, використання ймовірності забезпечення нормативного відхилення втрат електроенергії, у якості змінної в цільовій функції (2.1) та (2.2), дозволить враховувати показник втрат електроенергії під час розрахунку оптимального значення сумарного прибутку від експлуатації РДЕ приєднаних на паралельну роботу у розподільній мережі.

2.3 Висновки

Для підвищення техніко-економічної ефективності сумісної експлуатації розосереджених джерел електроенергії і розподільних електричних мереж необхідно розв’язати такі основні завдання, що дозволить збільшити виробництво електроенергії РДЕ, зменшити втрати електроенергії в розподільних електричних мережах і покращити якість електропостачання споживачів.

З метою ефективної експлуатації розосереджених джерел електроенергії та їх комплексного використання в електричних мережах енергосистем досліджено особливості й нові їх властивості, які виникають в результаті їх сумісної роботи в складі РЕМ.

Важливим в досягненні ефективного використання РДЕ є правильний вибір місця їх під’єднання в електричній мережі. Оптимізація схеми приєднання розосереджених джерел електроенергії до електричної мережі зі співмірною сукупною потужністю навантаження повинна здійснюватися за

результатами аналізу сумарного прибутку від експлуатації РДЕ приєднаних на паралельну роботу у РЕМ.

Розв’язок пропонованої задачі оптимізації місця приєднання розосереджених джерел енергії дозволить визначити оптимальне місце розташування та оптимальну встановлену потужність РДЕ у РЕМ за умов їх сумісної експлуатації. Функціональні обмеження враховуються штрафними функціями по втратам електроенергії та пропускній здатності РЕМ. Обмеження на параметри – у ітераційному процесі пошуку розв’язку. Цільова функція враховує показники якості електроенергії, недотримання яких різко віддаляє отриманий розв’язок від оптимуму функції.

РОЗДІЛ 3

РОЗРАХУНКИ З ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО МІСЦЯ ПРИЄДНАННЯ РОЗОСЕРЕДЖЕНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

3.1 Визначення сумарного прибутку від експлуатації РДЕ на прикладі Цекинівської СЕС.

Розрахунки з визначення оптимального місця приєднання РДЕ на паралельну роботу з розподільною ЕМ виконані на прикладі Цекинівської сонячної електростанції, яка розташована у Ямпільському районі. Основні характеристики станції такі:

– введена в експлуатацію – 28.12.2011 р.;

– встановлена потужність:

Цекинівська СЕС №1: 1,43 МВт;

Цекинівська СЕС №2: 1,43 МВт;

Цекинівська СЕС №3: 0,25 МВт;

Електрична схема станції подана на рис. 3.1-3.2. Цекинівська СЕС видає електроенергію безпосередньо в електричну мережу 10 кВ через фідери Ф-31 та Ф-35 підстанції 35/10 кВ «Слобода Підлісівська». Схема приєднання подана на рис. 3.3. Для зв'язку СЕС фідером Ф-35 на напрузі 10 кВ використовується повітряна ЛЕП довжиною 12 м, виконана проводом АС-70.

Протяжність ПС 35/10 «Сл.Підлісівська» ф.№31 становить 21,3 км. Даний фідер містить: 40 вузлів, 18 трансформаторних підстанцій; 8 роз'єднувачів, один з яких нормально вимкнений, 2 вимикача, одну сонячну електростанцію Цекинівська СЕС №1 потужністю 1,430 МВт.

Вихідні дані про розподільну мережу 10 кВ, до якої Цекинівська СЕС №1 віддає потужність через Ф-31 на підстанцію 35/10 кВ «Сл.Підлісівська», приведені в додатку А. Для дослідження впливу СЕС на режими роботи мережі

розраховано режими відповідно до графіків навантажень у день видачі максимальної потужності СЕС.

Графіки навантажень Ф-31 та Ф-35 представлено на рис. 3.4-3.5 Графіки видачі потужності Цекинівською СЕС №1, №2 та №3 представлено на рис. 3.6-3.7.

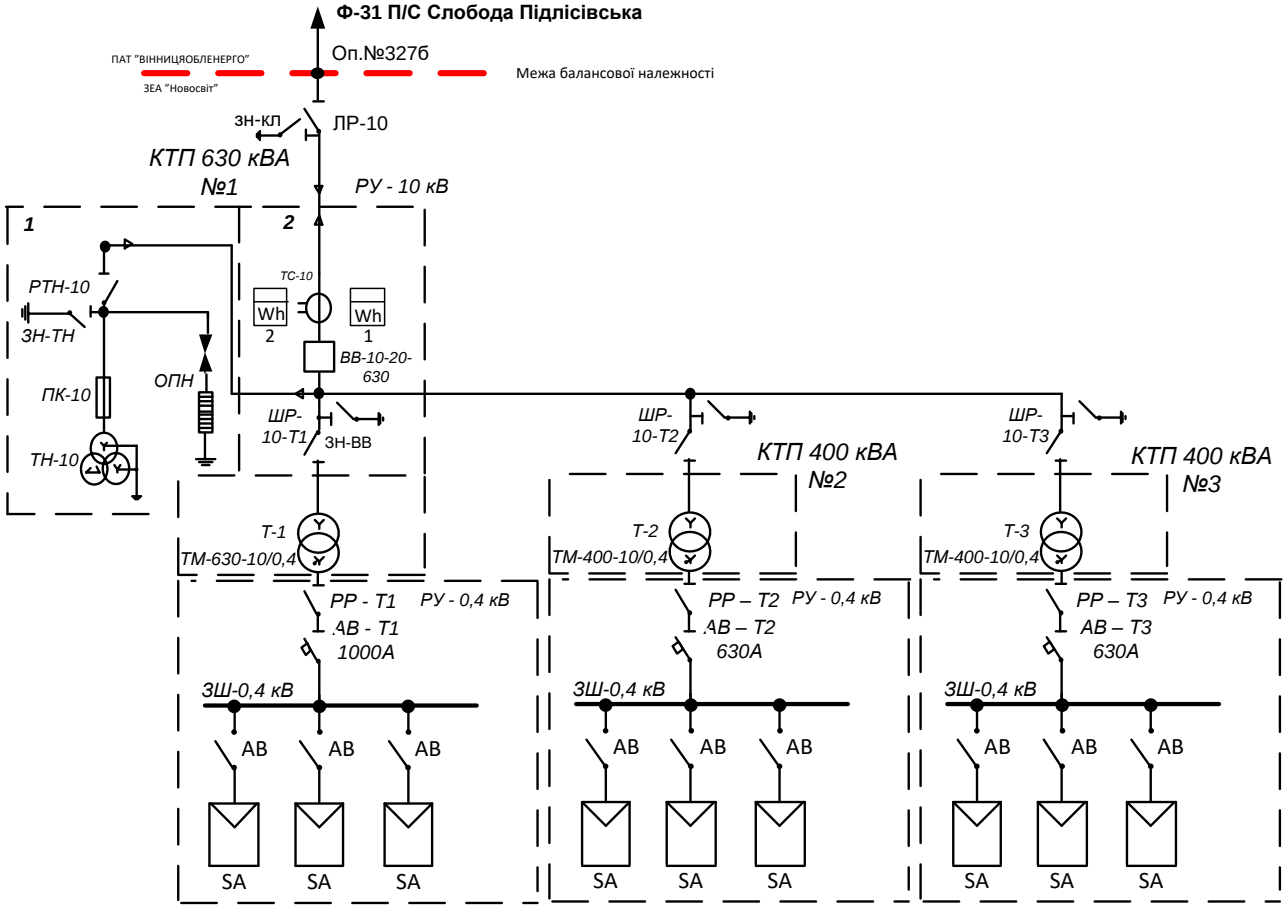

Рисунок 3.1 – Схема електричних з’єднань Цекинівської СЕС№1 ЗЕА «Новосвіт»

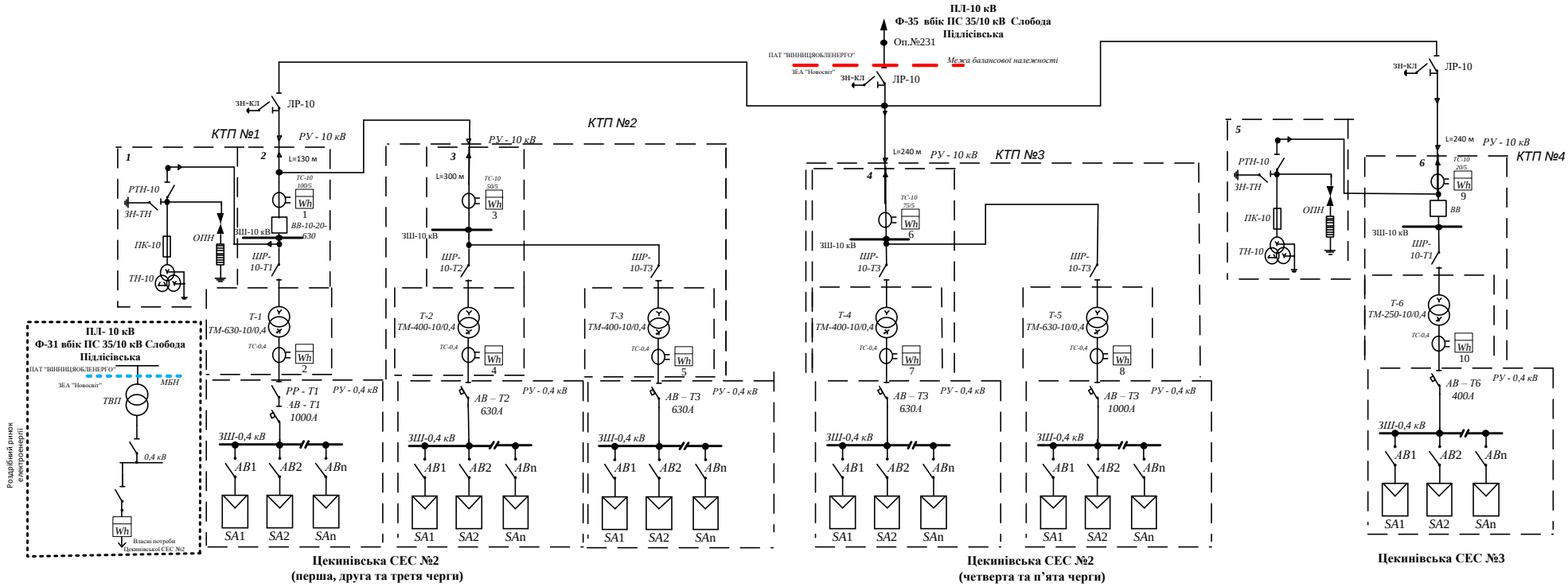

Рисунок 3.2 – Схема електричних з'єднань Цекинівської СЕС №2 (перша, друга, третя, четверта та п'ята черги) та Цекинівська СЕС №3

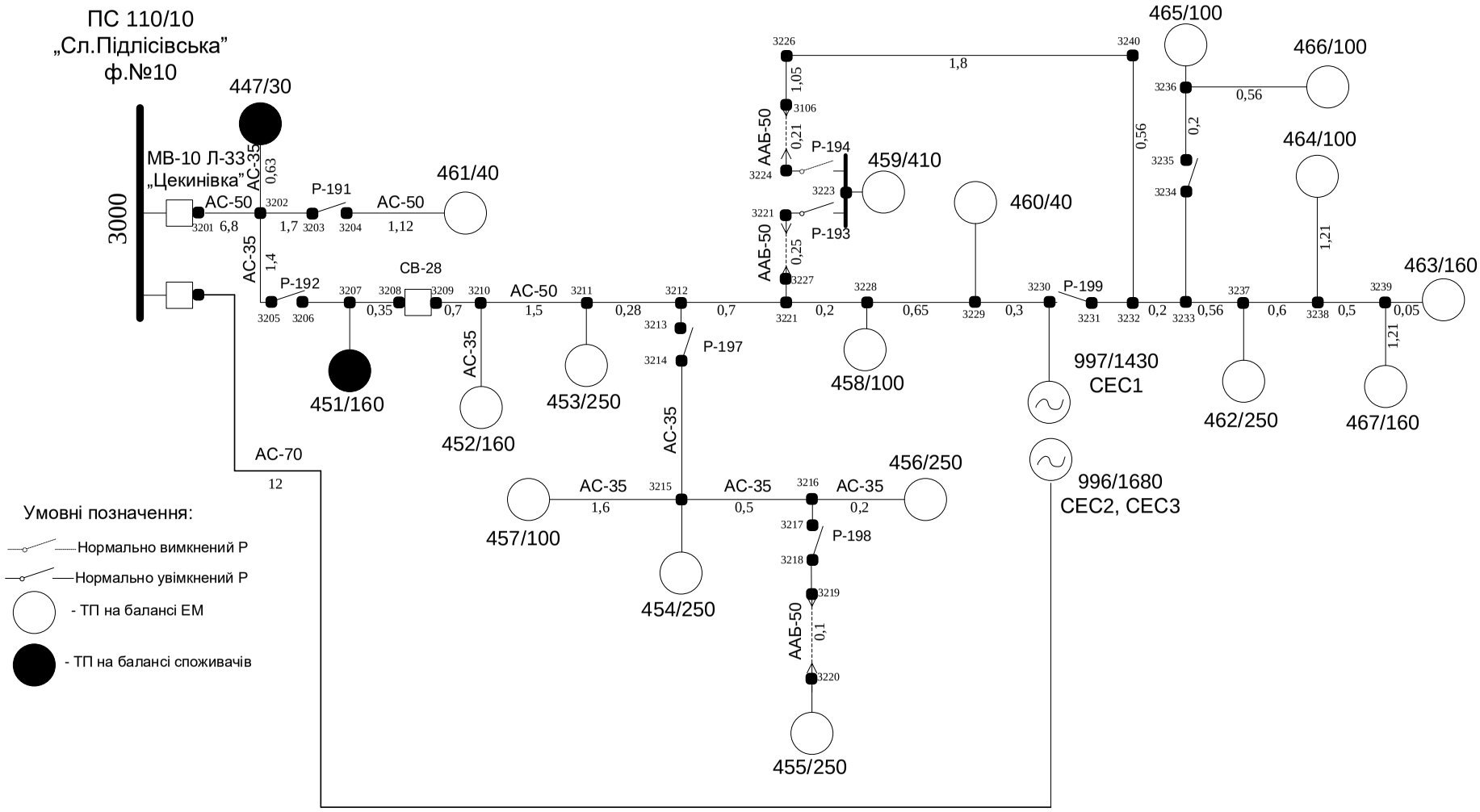

Рисунок 3.3 – ПС 35/10 «Сл.Підлісівська» ф.№31 та ф.№35

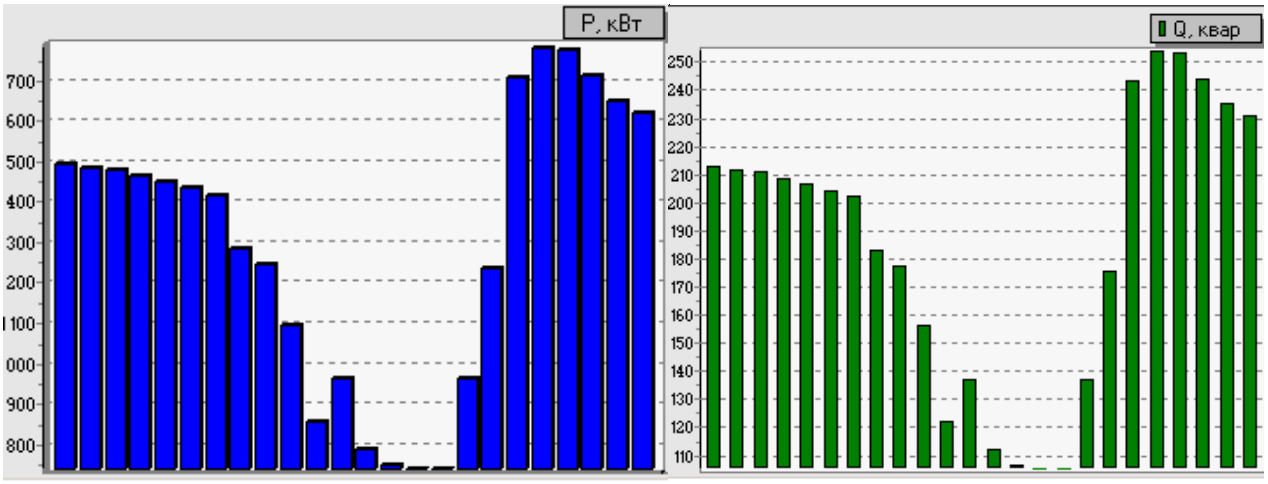

Рисунок 3.4 – Графіки навантаження по активній та реактивній потужності ПС 35/10 «Сл.Підлісівська» ф.№31

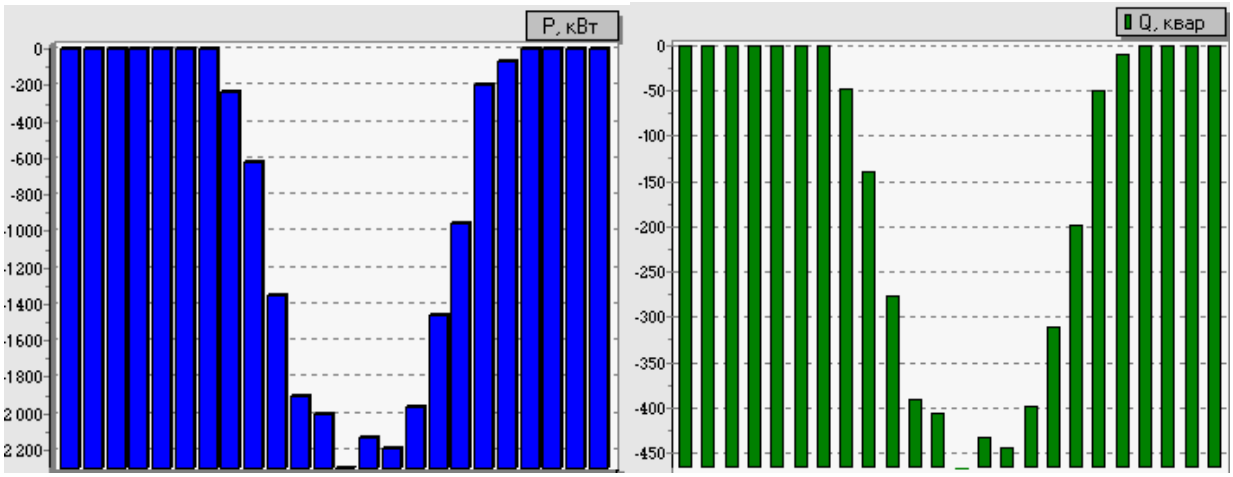

Рисунок 3.5 – Графіки навантаження по активній та реактивній потужності ПС 35/10 «Сл.Підлісівська» ф.№35

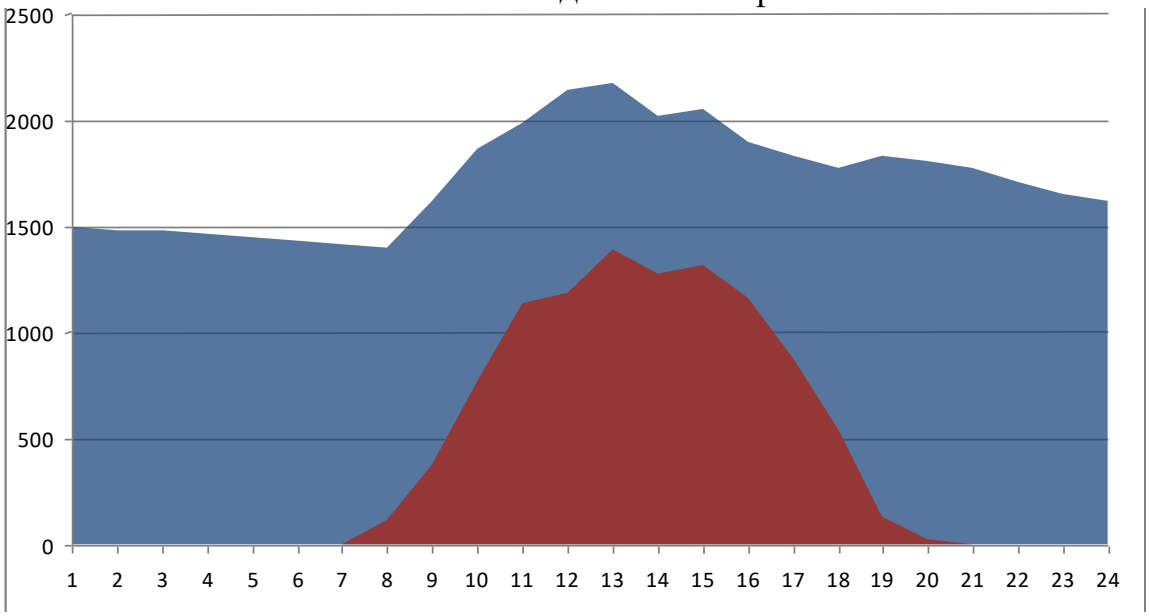

Рисунок 3.6 – Графіки видачі потужності Цекинівською СЕС №1 та навантаження ПС 35/10 «Сл.Підлісівська» ф.№31

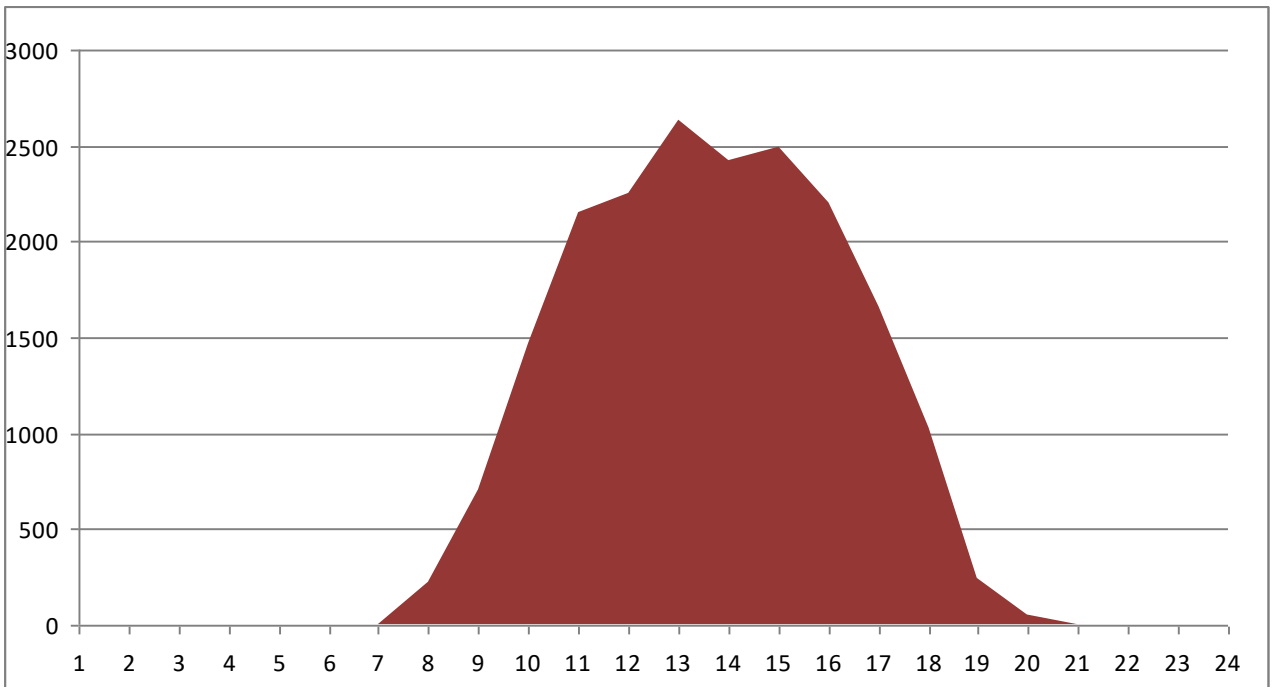

Рисунок 3.7 – Графіки видачі потужності Цекинівською СЕС №2,3

Параметри для розрахунку цільової функції (2.1) визначались за допомогою програми "Втрати 10/0,4 кВ". Було введено інформацію про підстанції (рис 3.8), проводи, роз'єднувачі, що дало можливість порахувати втрати в цілому по підстанціях та окремо по фідерам (додаток В).

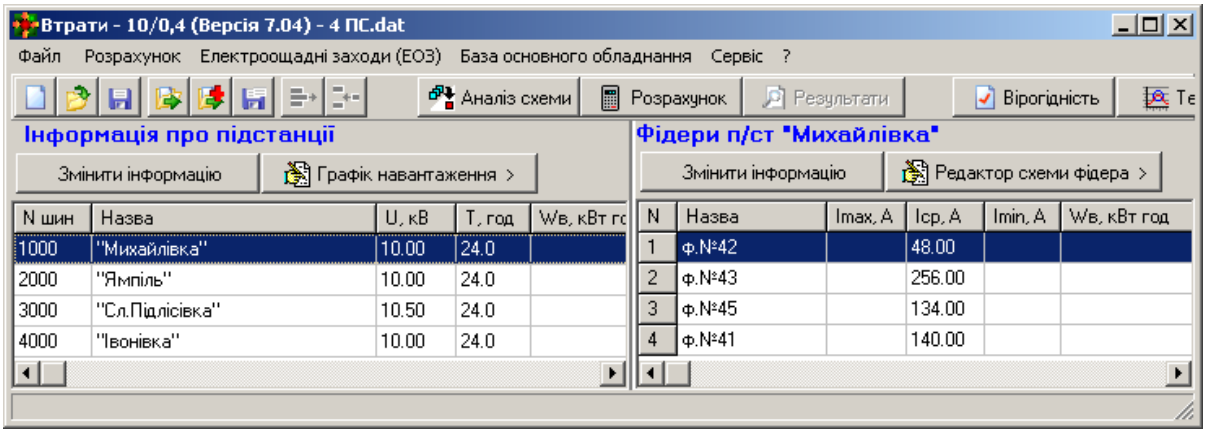

Рисунок 3.8 - Інформація про підстанції у програмі «Втрати-10/0,4»

Для вказаних графіків видачі потужності та генерування (рис. 3.4-3.7) було розраховано ймовірності забезпечення нормативних втрат електроенергії та забезпечення нормативного відхилення напруги. Результати розрахунку приведено на рис. 3.9-3.12.

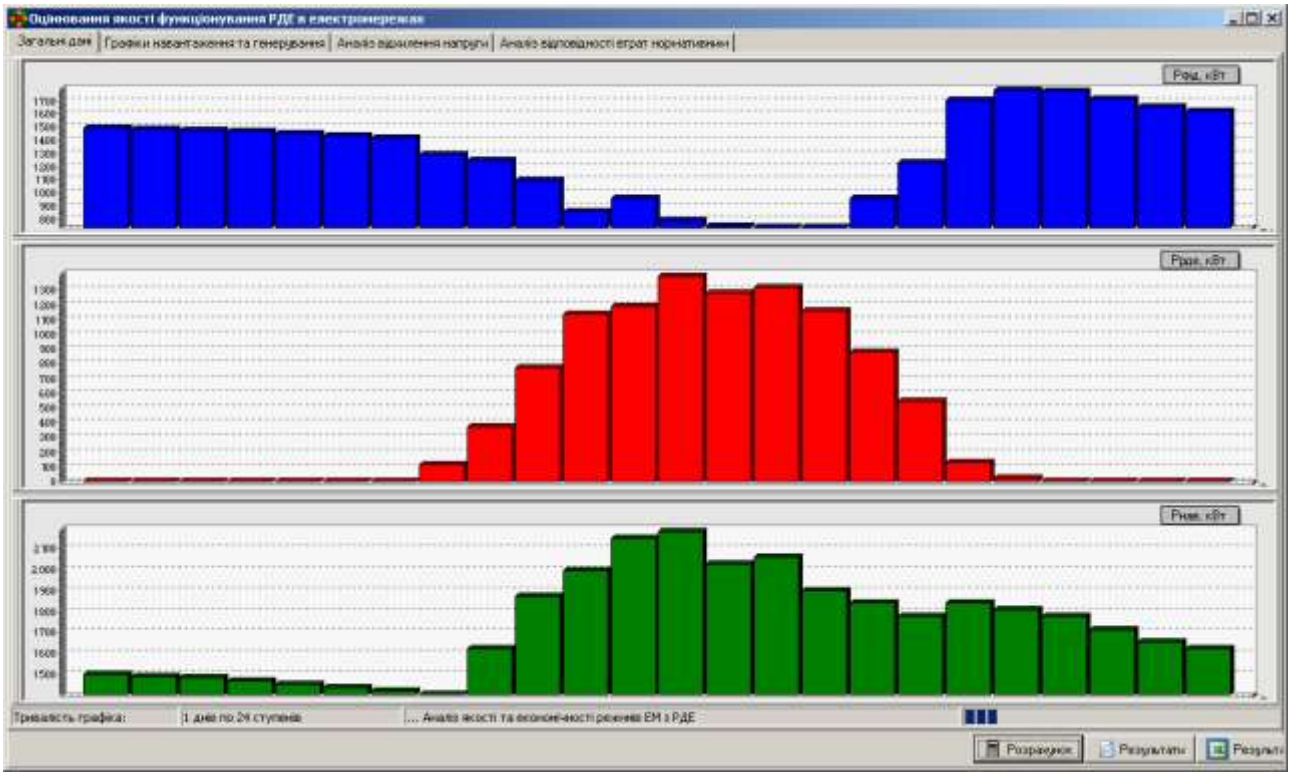

Рисунок 3.9 – Загальні дані для розрахунку по ПС 35/10 «Сл.Підлісівська» ф.№31

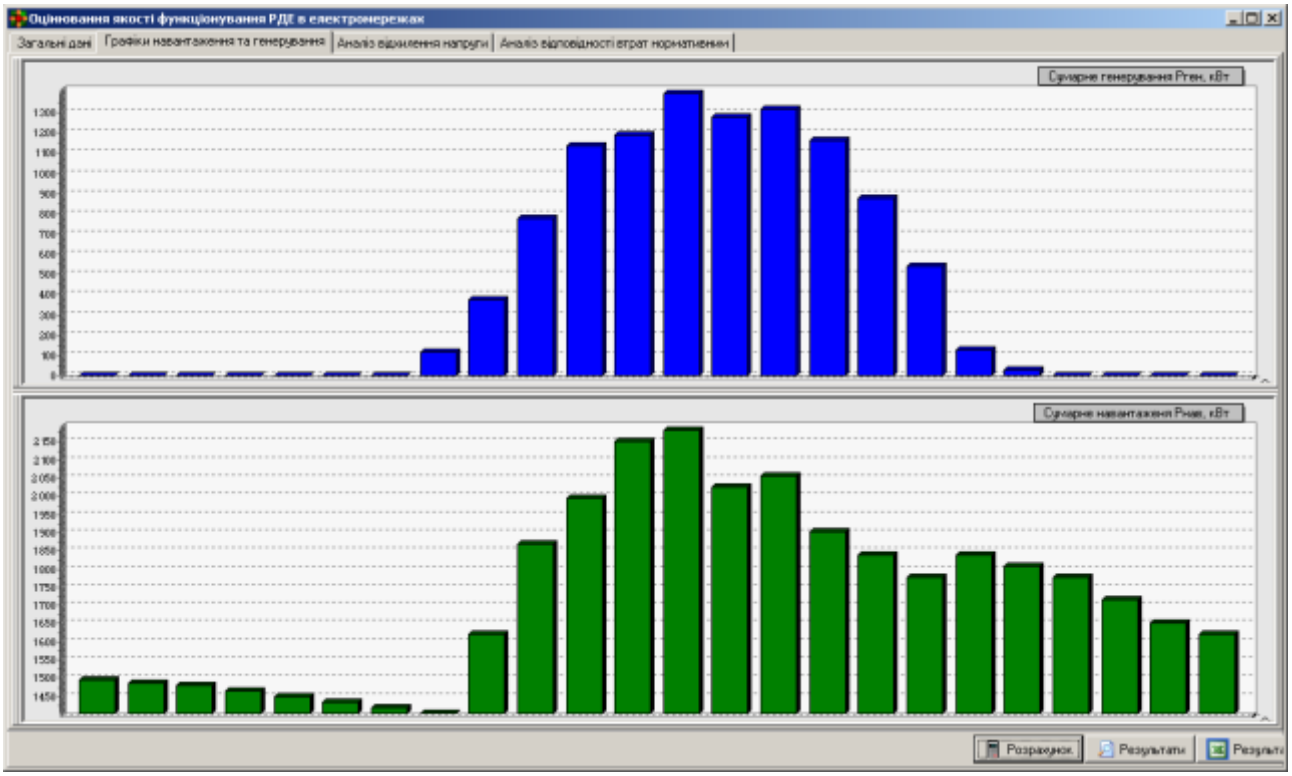

Рисунок 3.10 – Графіки генерування та навантаження по ПС 35/10 «Сл.Підлісівська» ф.№31

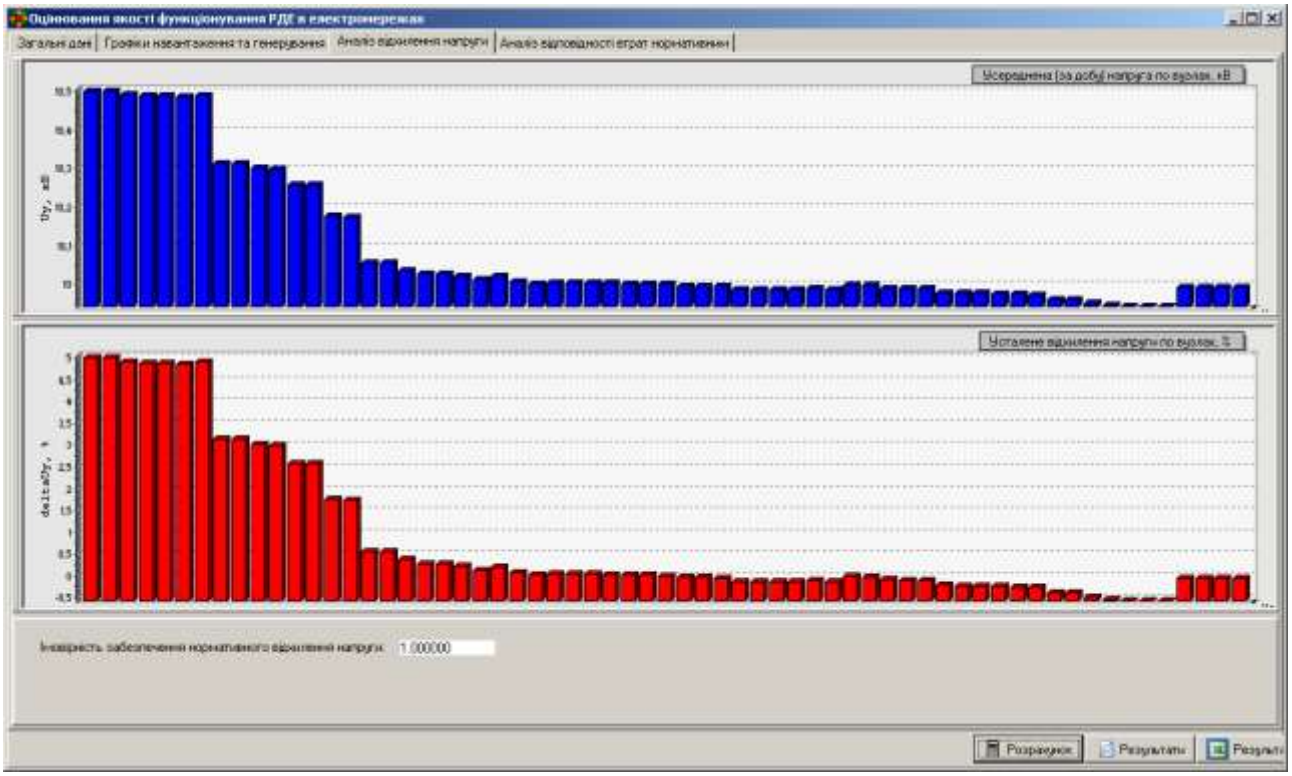

Рисунок 3.11 – Розрахунок ймовірності забезпечення нормативного відхилення напруги

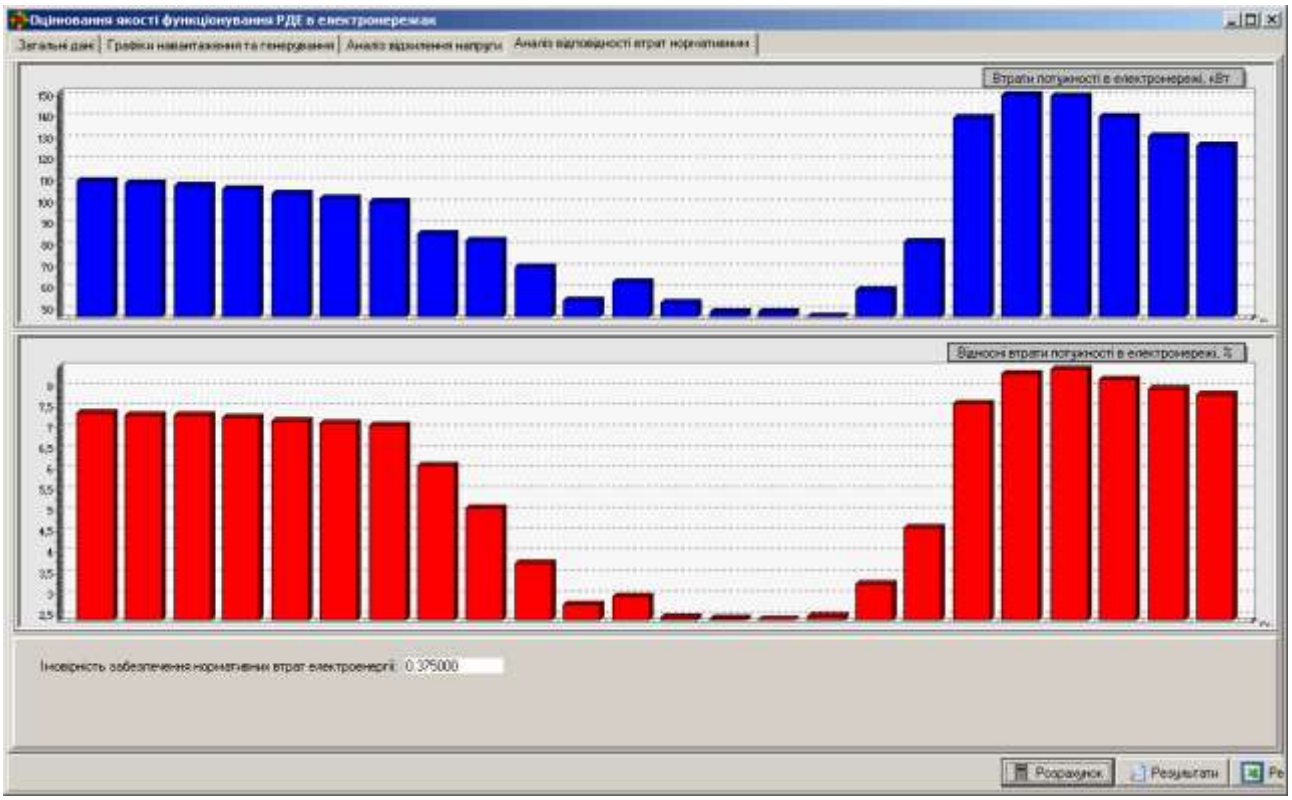

Рисунок 3.12 – Розрахунок забезпечення ймовірності нормативних втрат електроенергії

Для розрахунку числового значення цільової функції (2.2) скористаємось тарифами на виробництво електроенергії Цекинівської СЕС відповідно до постанови НКРЕ № 1072 від 31.07.2014 «Про встановлення «зелених» тарифів на електричну енергію». Тарифи приведено у табл. 3.1

Таблиця 3.1 – «ЗЕЛЕНІ» тарифи на електричну енергію, вироблену суб'єктами господарювання на об'єктах електроенергетики, що використовують альтернативні джерела енергії.

№ з/п	Енергогенеруючі компанії	«Зелені» тарифи без ПДВ, коп/кВт·год
1	2	3
1	Цекинівська СЕС	731,95
2	Цекинівська СЕС № 2 (1-3 черги)	731,95
3	Цекинівська СЕС № 2 (4-5 черги)	533,71
4	Цекинівська СЕС № 3	533,71

Числове значення сумарного прибутку від експлуатації Цекинівської СЕС №1 приєднаної на паралельну роботу у Яміпльский РЕМ можна записати таким чином:

$$П_{ВДЕ} = \sum_{i=1}^{n} ц_i \cdot P_{ВДЕ_i} \cdot k_{в_i} \cdot T = 731{,}95 \cdot 1430 \cdot 0.8 \cdot 24 = 200964{,}192 \; грн.$$

Цільова функцію задачі оптимізації місць приєднання розосереджених джерел енергії в РЕМ отримає таке числове значення:

$$Ц = П_{ВДЕ} \cdot e^{-(1-k_1 \cdot \overline{P}(Uy,T))} \cdot e^{-(1-k_2 \cdot \overline{P}(\Delta W_н,T))} =$$
$$= 200964{,}192 e^{-(1-1\cdot1)} \cdot e^{-(1-1\cdot0{,}375)} = 107568 \; грн.$$

Таким чином, недотримання нормативних втрат потужності зменшує сумарний прибуток від експлуатації РДЕ на 50%.

Отримане значення сумарного прибутку може варіюватись залежно від значення вагових коефіцієнтів k_1 та k_2. Значення цих коефіцієнтів можуть встановлюватись на базі експертної оцінки або техніко-економічного порівняння значимості втрат та якості напруги.

3.2 Визначення оптимального місця приєднання РДЕ за критерієм сумарного прибутку від його експлуатації на прикладі Цекинівської СЕС

З метою оцінки ефективності розробленої цільової функції виконано перерозподіл видачі потужностей між фідерами ф.№31 та ф.№35.

Для розрахунку значення цільової функції змінювалось значення встановленої потужності Цекинівської СЕС№1 у бік зростання, шляхом приєднання частини генеруючи потужностей з Цекинівської СЕС№2. Відповідно до перерозподілу змінювався і графік навантаження ф.№31 та ф.№35.

Результати розрахунку приведено у табл.3.2.

Таблиця 3.2 – Результати розрахунку сумарного прибутку від експлуатації РДЕ для різних місць приєднання.

Встановлена потужність		Сумарний прибуток	Імовірність забезпечення нормативного відхилення напруги	Імовірність забезпечення нормативних втрат електроенергії	Значення цільової функції
Цекинівська СЕС №1, кВт	Цекинівська СЕС №2 та №3, кВт	$П_{ВДЕ}$, грн	$\overline{P}(Uy,T)$, в.о.	$\overline{P}(\Delta W_н,T)$, в.о.	$Ц$, грн
1430	1430+250	200964	1	0,375	107568
1430+250	1430	236097	1	0,4	129573
1430+650	1430-400	257177	1	0,416	143993
1430+1280	1430-1030	289500	0,91	0,4	143761

Як видно з результатів дослідження, оптимальним є приєднання потужності 2080 кВт до фідера №31 Слобода-Підлісівської підстанції. Збільшення встановленої потужності призводить до погіршення якості напруги, що суперечить умовам видачі електроенергії.

РОЗДІЛ 4
ТЕХНІКО ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Задачею проектування реконструкції електричних мереж є розроблення та обґрунтування технічних і економічних питань, які обумовлюють реконструкцію електричних мереж, забезпечуючи доцільну надійність електропостачання споживачів в необхідній кількості і необхідну якість з врахуванням екологічних та соціальних вимог.

Проекти реконструкції електричних мереж повинні служити вихідним матеріалом для обґрунтування необхідності та доцільності будівництва або реконструкції ліній електропередач і підстанцій та визначення їх технічних характеристик і параметрів.

Необхідність реконструкції мереж обумовлена тим, що майже все електроенергетичне обладнання, яке експлуатується зараз на території України, вже виробило свій ресурс, як за технічними показниками, так і за моральними. Існуючий на сьогоднішній час сучасний стан електричних мереж зумовлений тим, що енергопостачальні компанії не мають коштів на проведення істотної реконструкції розподільних мереж, загальні втрати електроенергії в яких досягають 30-35%.

Ці втрати зумовлені не тільки технічним станом обладнання електричних мереж, а, також, тим, що електричні мережі, побудовані 15-30 років тому, не відповідають сучасному стану споживання електроенергії, що теж веде до збільшення втрат. Більшу частину загальних втрат складають технічні втрати – близько 20%, зумовлені саме технічним станом розподільних мереж. Ці втрати необхідно та можливо знизити шляхом проведення технічної реконструкції існуючих розподільчих мереж.

4.1 Розрахунок економічного ефекту від зміни оптимального місця приєднання РДЕ

В умовах переходу до ринкових відносин в економіці та реформи ціноутворення основним показником ефективності основних фондів, що знову вводяться на рівні підприємства стає абсолютна ефективність (рентабельність), яка є визначальним критерієм доцільності капіталовкладень.

В якості економічного показника рекомендуються так звані дисконтні витрати.

При спорудженні всієї ЕМ дисконтні затрати для кожного з варіантів визначають за формулою:

$$З = К\text{-}Л + В/Е + Зб \qquad (4.1)$$

де З – дисконтні затрати, тис.грн; К – одноразові капітальні витрати, тис.грн; Л-ліквідна вартість демонтованого обладнання; В – амортизаційні витрати на реновацію та витрати на експлуатацію мережі; Е = 0.1 – норма дисконту; Зб – можливий народногосподарський збиток від перерви електропостачання, викликаної відключенням споживачів внаслідок пошкоджень елементів електричної мережі.

Відповідно до проведених розрахунків, капітальні витрати на проведення реконструкції ЕМ не передбачаються. Збільшення щорічних експлуатаційних витрат не передбачається, тому що використовується вже існуюче обладнання у повному об’ємі.

Щорічні витрати на експлуатацію мережі В складаються із відрахувань від капітальних витрат на амортизацію, ремонт і обслуговування лінії $В_Л$; та підстанцій $В_П$ та вартості $В_{\Delta W}$ втрат електроенергії ΔW за рік:

$$В = В_л + В_п + В_{\Delta w}$$

де $В_л$ - відрахування від капітальних витрат на реновацію та експлуатацію ліній, тис. грн.:

$В_п$ - відрахування від капітальних витрат на реновацію та експлуатацію підстанцій, тис. грн.:

$В_{\Delta w}$ - відрахування від капітальних витрат на вартість втрат електроенергії ΔW за рік , тис. грн.

Втрати на реновацію та експлуатацію ліній, а також витрати на реновацію та експлуатацію підстанцій є не змінними для всіх варіантів.

Визначимо зміну втрат електроенергії:

$$\Delta W = W_П – W_Р, \quad (4.5)$$

де $W_п$ – втрати електроенергії в мережі до проведення реконструкції;

$W_р$ – втрати електроенергії в мережі після проведення реконструкції.

Відповідно до (4.5) для вихідної схеми реконструкції ЕМ зниження втрат електричної енергії за добу становить:

$$\Delta W_д = 2270 – 2130 = 140 \text{ (кВт·год.)}$$

за рік:

$$\Delta W_р = 140*365 = 51100 \text{ (кВт·год.)}$$

З урахуванням результатів попередніх розрахунків економічний ефект від запровадження проведених досліджень становить:

$$Е = 0{,}37*51100 = 18907 \text{ грн.}$$

Отже, виходячи з отриманих результатів по розробці заходів з реконструкції розподільних електричних мереж Ямпільського району можна зробити висновок, що третій варіант за критерієм сумарного прибутку від експлуатації РДЕ дозволить зменшити витрати на передачу електроенергії розподільною електричною мережею. При цьому зміна втрат електроенергії в мережі після реконструкції складе $\Delta W_д = 140$ кВт·год на добу, або $\Delta W = 51100$ кВт·год на рік.

РОЗДІЛ 5

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

5.1 Задачі розділу

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні безпечні і здорові умови праці. Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права зайнятих працівників на охорону їх життя і здоров’я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні умови праці, це стосується і робіт пов’язаних з обслуговуванням розподільних електричних мереж.

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки.

Найбільш важким ймовірним технологічним порушенням у розподільній електричниій мережі є руйнування розподільчого пристрою ЗРП-10 кВ. Руйнування ЗРП-10 кВ без резервування унеможливлює виробництво передачу електроенергії.

Виникнення аварійних ситуацій у розподільній електричниій мережі, які б призводили до утворення вражаючих небезпечних факторів для зовнішнього середовища не можливе.

Технічне обслуговування та ремонт електрообладнання повинні виконувати тільки кваліфіковані фахівці. З метою безпеки перед проведенням технічного обслуговування трансформаторної підстанції необхідно відключити всіх підключених електроспоживачів.

Наведене вище обґрунтовує актуальність проблеми, що полягає у розвитку питань охорони праці при виконанні робіт пов’язаних з експлуатацією розподільних електричних мереж, які працюють в складі електроенергетичної системи України з урахуванням сучасних знань, системного та ризик-орієнтовного підходів про природу небезпеки.

Отже, для мінімізації ризику професійного захворювання та травматизму працівників при експлуатації розподільних електричних мереж сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою дипломного проектування:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт пов’язаних з обслуговуванням ЗРП-10 кВ розподільної мережі, які працюють в складі електроенергетичної системи України за міждержавним НПАОП 40.1-1.01-97 «Правила безпечної експлуатації електроустановок»

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при обслуговуванні ЗРП-10 кВ розподільної електричної мережі. Розрахувати параметри заземлюючого пристрою обладнання РП – 10 кВ.

3. Описати основні заходи протипожежного захисту ЗРП-10 кВ.

5.2 Аналіз умов праці робіт пов’язаних з обслуговуванням розподільних електричних мереж, які працюють в складі електроенергетичної системи України

На основі аналізу літературних джерел [47] та викладеного матеріалу у підрозділі 5.1 при робіт пов’язаних з обслуговуванням розподільних електричних мереж повинні бути враховані наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ГОСТ 12.003-74: на оперативно-ремонтний персонал в електричних мережах впливають наступні шкідливі та небезпечні виробничі фактори:

Фізичні:

– підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;

– підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
– підвищена та понижена рухомість повітря;
– підвищена та понижена вологість повітря;
– нестача природного освітлення;
– недостатня освітленість робочої зони;
– підвищений рівень шуму на робочому місці;
– підвищений рівень вібрації;
– небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може виникнути через тіло людини.

Психофізіологічні:

– фізичні перевантаження (динамічні);
– нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, емоційні перевантаження).

5.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека при обслуговуванні розподільних електричних мереж

5.3.1 Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України

Проект будівництва ЗРП-10 кВ повинні бути виконанні у відповідності до чинних норм:

- Закон України "Про охорону праці"
- «Правила технічної експлуатації електричних станцій та мереж»
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6 -750 кВ
- НПАОП 40.1-1.01-97 «Правила безпечної експлуатації електроустановок»
- НПАОП 40.1-1. «Правила експлуатації електрозахисних засобів»
- Правила улаштування електроустановок

Для забезпечення електробезпеки на ЗРП-10 кВ передбачається:

- влаштування захисного заземлюючого пристрою;
- забезпечення необхідних віддалій до струмопровідних елементів та розташування їх на висоті відповідно до вимого ПУЕ, що є достатнім для безпечного проїзду або проходу обслуговуючого персоналу;
- електромагнітне блокування комутаційних апаратів, що виключає помилкові дії персоналу при виконанні оперативних переключень;
- контроль ізоляції;
- застосування попереджуючої сигналізації, написів, плакатів;
- застосування індивідуальних та групових засобів захисту.

Для забезпечення сприятливих умов праці на електростанції передбачено:

– освітлення робочих проходів;
– опалення приміщень;
– природну та примусову вентиляцію приміщень.

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки. Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками.

Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні

накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

Обладнання повинно бути надійно заземлене. Справність і опір контуру заземлення один раз на рік перевіряється. Забороняється виконувати всі види ремонту під час роботи установки.

5.3.2 Розрахунок захисного заземлення для обладнання в ЗРП-10 кВ

Відповідно до вимог глави 1.7 ПУЕ:2014, заземлюючий пристрій електростанції виконується за вимогою до його опору для електроустановок напругою до 1 кВ в електричних мережах з глухозаземленою та ізольованою нейтраллю, до заземлюючих пристроїв яких ставляться більш жорсткі вимоги, ніж до заземлюючих пристроїв електричних мереж понад 1 кВ з ізольованою нейтраллю. Відповідно до п. 1.7.92 та 1.7.96 ПУЕ:2014 опір заземлюючого пристрою повинен складати не більше 4 Ом.

По периметру ЗРП-10 кВ прокласти круг сталевий (d=10 мм), який приєднати зварюванням до загального заземлюючого пристрою електростанції не менше, ніж у двох точках.

До заземлюючого пристрою електростанції для захисту від непрямого дотику приєднати всі металеві корпуси електротехнічного обладнання (в т. ч ящики з’єднань, опорні конструкції панелей) та екрани кабельних ліній.

Основний вплив на величину опору заземлювачів надає верхній шар грунту на глибині до 20-25 м, тому при розрахунку і пристрої заземлення необхідно знати його питомий опір.

Залежно від складу (чорнозем, пісок, глина і т. п.), розмірів і щільності прилягання один до одного частинок, вологості і температури, наявності розчинних хімічних речовин (кислот, лугів, продуктів гниття і т. д.) питомий опір грунтів змінюється в дуже широких межах.

Найбільш важливими факторами, що впливають на величину питомого опору грунту, є вологість і температура. Протягом року в зв'язку зі зміною атмосферних і кліматичних умов утримання вологи в грунті: і його температура змінюються, а отже, змінюється і питомий опір. Найбільш різкі коливання

питомої опору спостерігаються у верхніх шарах землі, які взимку промерзають, а влітку висихають. З даних вимірювань випливає, що при зниженні температури повітря від 0 до-10 ° С питомий опір ґрунту на глибині 0,3 м збільшується в 10 разів, а на глибині 0,5 м - в 3 рази.

Розрахунок контуру заземлювачів зводиться до визначення такого числа розміщення штучних заземлювачів, при якому опір розтікання струму не перевищує нормоване значення.

Для обґрунтування параметрів заземлюючого пристрою, який використовується в схемі заземлення РП 10 проведемо розрахунок за загальноприйнятою методикою[48].

При розрахунку будемо використовувати програмне забезпечення Mathcad.

Тип заземлювального пристрою – вертикальні сталеві труби з розмірами:

l_B = 3 м; d_B=0,04м; товщина стінки δ = 3,5 мм; відстань між вертикальними заземлювачами a = 3 м., тобто a/l_B=1. Глибина закладання заземлювачів H_0 = 0,8м., B_C=40 мм.

Ґрунт – глина; склад – однорідний; вологість – мала. Кліматична зона – III.

Визначаємо розрахунковий питомий опір чорнозему

$$\rho_{розр.} = \rho_{табл.} \cdot К_с, \qquad (5.1)$$

де $\rho_{табл.} = 250$ Ом ·– приблизні значення питомих електричних опорів різних ґрунтів та води, Ом·м

$К_с = 1,2$– коефіцієнт сезонності $К_{с.в.}$ для однорідної землі при вимірюванні її опору:

$$\rho_{розр.} = 250 \cdot 1,2 = 300\,(Ом \cdot м)$$

Визначаємо відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача (рис. 5.1):

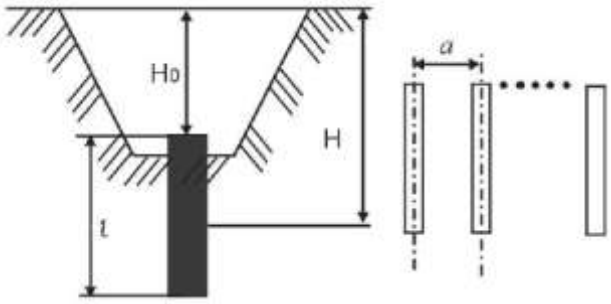

Рисунок 5.1 – Схема розміщення заземлювача в ґрунті

$$H = H_0 + \frac{l_B}{2}, \tag{5.2}$$

$$H = 0,8 + \frac{3}{2} = 2,3\,(м)$$

Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_B = 0,366\frac{\rho_{Розр.}}{l_B}\left(\lg\frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2}\lg\frac{4H + l_B}{4H - l_B}\right); \tag{5.3}$$

$$R_B = 0,366\frac{300}{3}\left(\lg\frac{2\cdot 3}{0,04} + \frac{1}{2}\lg\frac{4\cdot 2,3 + 3}{4\cdot 2,3 - 3}\right) = 79,661 \text{ (Ом).}$$

Визначаємо орієнтовну кількість вертикальних заземлювачів при $\eta_B = 1$

де η_B – коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів

$$n_{ОР} = \frac{R_B}{R_д \cdot \eta_B} \tag{5.4}$$

$$n_{ОК} = \frac{79,661}{4\cdot 1} = 19,91;\ \text{приймаємо}\ n_{ОК} = 20\,\text{шт.}$$

Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів η_B, заземлювачі розташовані в ряд, $a / l_B = 2, n = 20$. Приймаємо $\eta_B = 0,47$.

Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з врахуванням коефіцієнта використання:

$$n_B = n_{OP} / n_B; \tag{5.5}$$

$$n_B = 20 / 0,47 = 42,55.$$

Приймаємо $n_B = 43$ шт.

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при $n_B = 43$ без врахування з'єднувальної стрічки:

$$R_{розр.в.} = \frac{R_B}{n_B \cdot \eta_B}; \tag{5.6}$$

$$R_{розр.в.} = \frac{79,661}{43 \cdot 0,47} = 3,92\,(Ом).$$

Визначаємо довжину з'єднувальної стрічки:

$$L_c = 1,05 \cdot a(n-1); \tag{5.7}$$

$$L_c = 1,05 \cdot 3(43-1) = 132,3\,(м).$$

За формулою (5.8) для горизонтальних електродів, розташованих в ґрунті, визначаємо опір розтікання струму:

$$R_Г = 0,366 \frac{\rho_{Розр.}}{L_C} \lg \frac{2 \cdot (L_C)^2}{H_O \cdot B_C}; \tag{5.8}$$

$$R_Г = 0,366 \frac{300}{132,3} \lg \frac{2 \cdot (132,3)^2}{2,3 \cdot 0,04} = 4,631.$$

Визначаємо коефіцієнт використання горизонтального заземлювача. при a / l =2, n=43. Приймаємо $\eta_Г = 0,22$.

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з врахуванням $\eta_Г$:

$$R_{розр.Г} = \frac{R_Г}{\eta_Г}; \quad (5.9)$$

$$R_{розр.Г} = \frac{4,631}{0,22} = 21,05 \text{ (Ом).}$$

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму заземлювального пристрою:

$$R_{розр.} = \frac{R_{розр.В} \cdot R_{розр.Г}}{R_{розр.В} + R_{розр.Г}}; \quad (5.10)$$

$$R_{розр.} = \frac{3,92 \cdot 21,05}{3,92 + 21,05} = 3,3 \text{ (Ом);}$$

Отриманий розрахунковий опір розтікання струму відповідає вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ.

5.4 Пожежна безпека будівлі ЗРП-10 кВ

Приміщення будівлі ЗРП-10 кВ згідно ОНТП 24-86 відносяться до категорії Д. До цієї категорії відносяться негорючі речовини у холодному стані. ЗЗРП-10 кВ розташовані у будівлі II ступеня вогнестійкості.

До II ступеня вогнестійкості відноситься будівля із несучими та огороджуючими конструкціями з природних та штучних кам'яних матеріалів.

Таблиця 5.2 – Дані по приміщенню

Категорія приміщення	Допустима поверхів Кількість	Ступінь вогнестійкості будівлі
Д	2	II

Приміщення категорії Д захищається вогнегасниками типу ВП-5. Відстань між вогнегасниками та місцями можливого загоряння не повинна перевищувати 70 м.

Біля ЗРП-10 кВ встановлюється 1 пожежний щит. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2 м х 2 м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт.

Ящик для піску має місткість 3 $м^3$ та укомплектовані совковою лопатою. У приміщеннях щит повинен бути в легкодоступному місці, ближче до виходу.

Як показує досвід, будівельні та інженерно-технічні заходи пожежної безпеки можуть надійно виконувати свої функції протягом періоду експлуатації тільки, якщо були вжиті необхідні заходи для забезпечення якісного проектування, реалізації проекту і при відповідальному експлуатуванні. До таких заходів відносяться:

• Застосування визнаних технічних стандартів, як основу при проектуванні;

• Застосування кваліфікованих професійних проектувальних організацій і кваліфікованих виконавців робіт;

• Виконання робіт спеціалізованими організаціями, які мають достатні професійні знання і досвід, навчений персонал, необхідне обладнання;

• Приймальні випробування і періодичний технічний нагляд атестованим технічним експертом, наприклад, спеціалістом VdS по системам пожежної безпеки;

• Регулярне обслуговування згідно з інструкціями, яке проводиться спеціалізованими організаціями і навченим персоналом з власного підприємства;

• Контроль за проведенням сервісних робіт (облуговування, перевірка і підтримка функціонального стану) і документування за допомогою журналу перевірок.

5.4 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи сонячної електростанції в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Всі системи електрогенерації є досить вразливими до дії загрозливих чинників, що виникають у надзвичайних ситуаціях. Електростанції відносяться до важливих підприємств, що використовуються в стратегічній і оборонній сфері. Тому важливим питанням є забезпечення високої стійкості роботи електростанції.

Дія радіації на матеріали та обладнання залежить в основному від виду випромінювання, дози опромінення, умов навколишнього середовища Найбільш чутливе до дії іонізуючого випромінювання є електронне обладнання систем управління СЕС. Серед елементів є напівпровідники, блок живлення, блок керування та силові елементи, транзистори, діоди. Через впливи на ізоляцію в трансформаторах можливі замикання обмоток, а відповідно і загорання трансформаторів.

В результаті опромінення системи в регуляторах змінюється струм і коефіцієнти підсилення; в конденсаторах понизиться напруга пробою і опір витоку, зміниться провідність і внутрішнє нагрівання. В ізоляційних і діелектричних матеріалах зміняться такі параметри: електрична провідність та діелектрична провідність.

Серед загрозливих чинників надзвичайних ситуацій особливо великий вплив на СЕС має вплив електромагнітного імпульсу. Він може призвести до загорання чутливих електричних та електронних елементів, зокрема транзисторів та діодів, а також до серйозних порушень в цифрових і контрольних пристроях. Електромагнітний імпульс пробиває ізоляцію, випалює елементи мікросхем, викликаючи коротке замикання. Ці наслідки призводять до пожеж на підприємстві, а в подальшому розвитку і вибухів. Саме тому є необхідність запобігати впливу цього фактору на електричне та електронне обладнання СЕС.

5.4.1 Дослідження стійкості роботи сонячної електростанції в умовах дії іонізуючих випромінювань

Визначаємо граничні значення дози опромінення $Д_{грі}$, для елементної бази системи, при яких виникають незворотні зміни [ ]. Отримані дані заносимо в таблицю 5.8.

Таблиця 5.8 – Граничні значення експозиційних доз електричної частини СЕС

№	Блоки станції	Елементна база	$Д_{грі}$, Р	$Д_{гр}$, Р
1	Блок живлення	Мікросхема К 1533 КП4	10^5	10^4
2	Блок керування СВП-4	Транзистори КТ-646	10^4	
		Діоди Д220А	10^4	
		Конденсатори СП5-30	10^7	
		Резистори ПЭВ 100-150 Ом	10^7	
3	Силові елементи	Трансформатор ТМ-100/6	10^7	
		Тиристори Т171-320-1.6	10^5	
		Дросель PLM3216	10^5	

Проаналізувавши дані таблиці 5.8 визначили, що самим уразливим елементом системи з мінімальною дозою $Д_{грі} = 10^4$ Р є транзистори та діоди а також елементи блоку живлення. Блок живлення в разі дії на нього іонізуючих випромінювань можна перенести в підвальне приміщення, що збільшить коефіцієнт ослаблення і відповідно його стійкість. Визначаємо можливу дозу опромінення за формулою:

$$Д_м = \frac{2 \cdot P_1\left(\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n}\right)}{K_{осл}}, \qquad (5.1)$$

де P_1 – максимальне значення рівня радіації ($P_1 = 4{,}79$Р/год);

t_k – час кінця опромінення ($t_k = 87600$ год (10 років));

$t_п$ – час початку опромінення ($t_п = 1$ год).

$К_{осл}$ – коефіцієнт послаблення радіації ($К_{осл} = 2$).

$$Д_м = \frac{2 \cdot 4{,}79\left(\sqrt{87600} - \sqrt{1}\right)}{2} = 1417{,}7 \text{ (Р)}.$$

Оскільки $Д_{грі} > Д_м$, то дана система стійка до дії радіації. Визначимо допустимий час роботи РЕА в заданих умовах за формулою:

$$t_д = \frac{Д_{гр} \cdot К_{осл} + 2 \cdot Р_1 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot Р_1}, \qquad (5.2)$$

$$t_д = \frac{10^4 \cdot 2 + 2 \cdot 4{,}79 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4{,}79} = 2378 \text{ (год)}.$$

Отже, можливо доза опромінення елементної бази $Д_м = 1417{,}7$ Р, а допустима – 10^4 Р. Отже, електрична частина сонячної електричної станції є стійкою в умовах дії іонізуючого випромінювання. Допустимий час роботи системи в заданих умовах становить 2378 год., при рівні радіації 4,79 Р/год.

5.4.2 Дослідження стійкості роботи сонячної електростанції в умовах дії електромагнітного імпульсу

Визначимо горизонтальну складову напруженості електромагнітного поля:

$$Е_г = Е_в \cdot 10^{-3}, \text{ кВ/м},$$

$$Е_г = 10{,}6 \cdot 10^3 \cdot 10^{-3} = 10{,}6 \text{ (В/м)}.$$

Визначаємо горизонтальну та вертикальну напругу наводки [15].

$$U_{гі} = Е_в \cdot 1_{гі}, \text{ В},$$

$$U_{гі} = 10{,}6 \cdot 10^3 \cdot 0{,}5 = 5300 \text{ (В)}.$$

$$U_{ві} = Е_г \cdot 1_в, \text{ В},$$

$$U_{ві} = 10{,}6 \cdot 0{,}5 = 5{,}3 \text{ (В)}.$$

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення для різних блоків:

$$U_д = U_ж + \frac{U_ж}{100} \cdot N, \qquad (5.3)$$

де N − відсоток допуску.

$$U_д = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12{,}6 \text{ (В)};$$

$$U_д = 24 + \frac{24}{100} \cdot 5 = 25{,}2 \text{ (В)};$$

$$U_ä = 380 + \frac{380}{100} \cdot 5 = 399 \text{ (В)}.$$

Визначаємо коефіцієнти безпеки для кожної ділянки:

$$К_б = 20 \cdot \lg \frac{U_д}{U_{г(в)}} \geq 40 \text{ [дБ]},$$

Горизонтальної та вертикальної складової напруженостей:

$$Кб_{г1} = 20 \cdot \lg \frac{12{,}6}{5300} = -52{,}47 \text{ (дБ)}; \qquad Кб_{в1} = 20 \cdot \lg \frac{12{,}6}{5{,}3} = 7{,}5 \text{ (дБ)};$$

$$Кб_{г2} = 20 \cdot \lg \frac{25{,}2}{5300} = -46{,}45 \text{ (дБ)}; \qquad Кб_{в2} = 20 \cdot \lg \frac{25{,}2}{5{,}3} = 13{,}54 \text{ (дБ)};$$

$$Кб_{г3} = 20 \cdot \lg \frac{399}{5300} = -22{,}46 \text{ (дБ)}; \qquad Кб_{в3} = 20 \cdot \lg \frac{399}{5{,}3} = 37{,}53 \text{ (дБ)}.$$

Отримані дані заносимо в таблицю 5.9.

Таблиця 5.9 – Значення коефіцієнтів безпеки блоків СЕС

№	Найменування блоків	$Кб_г$, дБ	$Кб_в$, дБ	Результат дії
1	Блок живлення, 12 В	−52,47	7,5	Нестійкий
2	Блок управління, 24 В	−46,45	13,54	Нестійкий
3	Силові елементи, 380 В	−22,46	37,53	Нестійкі

Границя стійкості блоку живлення $Кб_{мін} = -52{,}47$ (дБ), блоку управління $Кб_{мін} = -46{,}45$ (дБ), а силового кола $Кб_{мін} = -22{,}46$ (дБ). Отже, електрична частина СЕС є нестійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу. Для підвищення стійкості необхідно використати екранування напівпровідникових елементів та горизонтальних струмопровідних елементів.

Перехідне гасіння енергії електричного поля екраном для сталі:

$$A = 40 - Кб_{мін}. \quad (5.4)$$

Для блоку живлення:

$$A_1 = 40 + 52,47 = 92,47 \text{ (дБ)};$$

для блоку управління:

$$A_2 = 40 + 46,45 = 86,45 \text{ (дБ)};$$

для блоку силових елементів:

$$A_3 = 40 + 22,46 = 62,46 \text{ (дБ)}.$$

Розрахуємо товщини захисних екранів:

$$t = \frac{A}{5,2 \cdot \sqrt{f}}, \quad (5.5)$$

де f - найбільш характерна частота, ($f = 15$ кГц).

Для блоку живлення:

$$t_1 = \frac{92,47}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,14 \text{ (см)};$$

для блоку управління:

$$t_2 = \frac{86,45}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,13 \text{ (см)};$$

для блоку силових елементів:

$$t_3 = \frac{62,46}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,1 \text{ (см)}.$$

Отже, при екрануванні блоку живлення та блоку керування з використанням екрану товщиною 0,14 см зі сталі, система керування буде стійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу, при екрануванні силових елементів з використанням екрану товщиною 0,1 см, силові елементи будуть стійкими в умовах дії електромагнітного імпульсу.

В умовах дії іонізуючого випромінювання електрична частина СЕС залишається стійкою. Тому іонізуюче випромінювання для обладнання не є таким небезпечним, як для обслуговуючого персоналу. Після проведених розрахунків визначено, що робота системи автоматики стійка при заданому

рівні радіації 4,25 Р/год. До дії ЕМІ система керування виявилась нестійкою. Застосування екранування блокам управління і автоматики СЕС суттєво підвищує її стійкість в умовах дії електромагнітного імпульсу.

В результаті застосування екранів станція буде працювати стійко аж до значення напруженості вертикальної складової 10,6 кВ/м. Ще одним варіантом підвищення стійкості апаратури до дії ЕМІ є зменшення довжини струмопровідних частин шляхом вдосконалення схемокомпоновки та екранування кабелів живлення, елементів управління та автоматики СЕС.

ВИСНОВКИ

У магістерській кваліфікаційній роботі розглянуто проблеми функціонування розподільних електричних мереж з розподіленими джерелами енергії, стан та загальну характеристику проблеми використання РДЕ.

Основні результати досліджень є такими:

1. Оскільки збільшення кількості РДЕ призводить до загострення технічних проблем з організації їх паралельної роботи в енергосистемі – забезпечення стійкості роботи, якості електроенергії, організації диспетчерського керування, у тому числі контролю відокремлення РДЕ від енергосистеми, синхронізації РДЕ з енергосистемою, то постає задача розробки єдиного стандарту. Цей стандарт буде регламентувати під'єднання на паралельну роботу РДЕ в Україні з урахуванням стратегії розвитку електричних мереж та перспектив впровадження технологій концепції Smart Grid у національну електричну мережу. Перехід до єдиного стандарту розширить можливості застосування РДЕ та можливості споживачів, а також покращить взаємодію всіх суб'єктів енергосистеми в режимі реального часу.

2. Аналіз досвіду розв'язання ряду задач оптимізації розподільних електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії різних країн дозволив виконати систематизацію розглянутих задач та дослідити можливості їх комплексного застосування для оптимізації режимів локальних електричних систем. У якості критеріїв оптимізації режимів РЕМ доцільно використовувати максимум прибутку від виробленої електричної енергії РДЕ, з урахуванням їх впливу на роботу ЕМ.

3. Важливим в досягненні ефективного використання РДЕ є правильний вибір місця їх під'єднання в електричній мережі. Оптимізація схеми приєднання розосереджених джерел електроенергії до електричної мережі зі співмірною сукупною потужністю навантаження повинна здійснюватися за

результатами аналізу сумарного прибутку від експлуатації РДЕ приєднаних на паралельну роботу у РЕМ.

4. Розв’язок пропонованої задачі оптимізації місця приєднання розосереджених джерел енергії дозволить визначити оптимальне місце розташування та оптимальну встановлену потужність РДЕ у РЕМ за умов їх сумісної експлуатації. Функціональні обмеження враховуються штрафними функціями по втратам електроенергії та пропускній здатності РЕМ. Обмеження на параметри – у ітераційному процесі пошуку розв’язку. Цільова функція враховує показники якості електроенергії, недотримання яких різко віддаляє отриманий розв’язок від оптимуму функції.

5. В результаті виконання розрахункового експерименту на прикладі Ямпільскої розподільної електричної мережі визначено, що оптимальним є приєднання потужності 1830 кВт до фідера №31 Слобода-Підлісівської підстанції. Збільшення встановленої потужності призводить до погіршення якості напруги, що суперечить умовам видачі електроенергії.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Відновлювана енергетика XXI століття: X міжнарод. наук.-практ. конф.: матеріали конференції. – Крим, 2011. – 396 с.

2. Відновлювана енергетика XXI століття: XI міжнарод. наук.-практ. конф.: матеріали конференції. – Крим, 2011. – 405 с.

3. R. W. Wies, R. A. Johnson, J. Aspnes. Design of an energy efficient standalone distributed generation system employing renewable energy sources and smart grid technology // Proceedings of IEEE Power & Energy Society General Meeting. – 2010. – P. 1-8.

4. Кириленко О. В., Трач І. В. Технічні особливості функціонування енергосистем при інтеграції джерел розподіленої генерації / О. В. Кириленко, І. В. Трач // Праці Інституту електродинаміки НАН України. – 2009. – Вип. 24. – С. 3–7. – ISSN 1727-9895.

5. A. Kim, H. Seo, G. Kim, M. Park, I. Yu, Y. Otsuki, J. Tamura, S. Kim, K. Sim, K. Seong. Operating characteristic analysis of hts smes for frequency stabilization of dispersed power generation system // IEEE Transmitting On Applied Superconductivity. – 2010. – Vol. 20. – № 3. – P. 1334-1338.

6. Sharat Ranjan. Decentralised power generation and distribution // Proceedings of the Himalayan Small Hydropower Summit. – Dehradun, India. – 2006. – P. 147-155.

7. Taro Kondo, Jumpei Baba, Akihiko Yokoyama. Voltage control of distribution network with a large penetration of photovoltaic generations using facts devices // IEEE Transactions on Power and Energy. – 2006. – Vol. 126. – № 3. – P. 347-358.

8. B. Mahdad, K. Srairi and T. Bouktir. Optimal coordination and penetration of distributed generation with shunt facts using ga/fuzzy rules // Journal of Electrical Engineering & Technology. – 2009. – Vol. 4. – № 1. – P. 1-12.

9. H. Hatta, S. Uemura and H. Kobayashi. Cooperative control of distribution system with customer equipments to reduce reverse power flow from distributed

generation // Proceedings of IEEE Power&Energy Society General Meeting. – 2010. – P. 1-6.

10. Буцьо З. Ю. Мала гідроенергетика: світовий досвід і перспективи розвитку в Україні / З. Ю. Буцьо, Л. М. Луцюк, О. В. Гаврюк // Електропанорама. – 2011. – №6. – С. 47–51.

11. Лежнюк П. Д. Оптимальне керування розосередженими джерелами енергії в локальній електричній системі / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. А. Ковальчук // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Збірник наукових праць. Спеціальний випуск. Ч. 1. – 2011.– С. 48–55. – ISSN 1727-9895.

12. Кириленко А. В. Оптимизация режимов энергосистем в условиях рынка / А. В. Кириленко, В. Л. Прихно // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск. Енергетичні ринки: перехід до нової моделі ринку двосторонніх контрактів і балансуючого ринку. – К.: 2009. – С. 3–10.

13. Стогній Б.С. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення / Б.С. Стогній, О.В. Кириленко, С.П. Денисюк // Техн. електродинаміка. – 2010. – № 6. – С. 44–50.

14. NIST Releases Report on Smart Grid Development // National Institute of Standards and Technology (USA) – Recognized Standards for Inclusion In the Smart Grid Interoperability Standards Framework, Release 1.0 (електронний ресурс). Режим доступу: http://collaborate.nist.gov/twiki-sggrid/bin/view/_SmartGridInterimRoadmap/ InterimRoadmapFinal

15. European Smart Grids Technology Platform // European Commission. Directorate-General for Research Sustainable Energy System, EUR 22040, 2006. – 44 p.

16. National Institute of Standards and Technology, Standards Identified for Inclusion in the Smart Grid Interoperability Standards Framework, Release 1.0, September. 2009, [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://www.nist.gov/smartgrid/standards.html.

17. IEEE standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, IEEE 1547, 2003.

18. Survey of Studies and Analysis Tools Used for Assessment of Distributed Generation Integration in Canadian Distribution Systems. Report - CETC 2006-070 (TR).April 2006.

19. Правила приєднання електроустановок до електричних мереж. Постанова НКРЕ №1137 від 14.12.2005.

20. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

21. Лежнюк П. Д. Розосереджені джерела електроенергії в електричних мережах / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. А. Ковальчук, В. О. Хоменко // Вісник Чернігівського державного технологічного університету. – 2011. – №1. – С. 104–108.

22. Celso Penche. Layman's Handbook On How To Develop A Small Hydro Site (Second Edition). – DG XVII European Commision 200 rue de la Loi B-1049 Bruselas Belgica. – 1998. – 266 p.

23. Нікіторович О.В. Мала гідроенергетика в Україні: перспективи і проблеми її розвитку. Енергоефективність, екологія та безпека // Гідроенергетика України. – 2003. – №1. – 40-44.

24. 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.

25. Andrew Keane, Mark O’Malley “Optimal Allocation of Embedded Generation on Distribution Networks”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, no. 3, pp. 1640-1646, August 2005.

26. 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.

27. 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.

28. Hamid Falaghi, Mahmood-Reza Haghifam “ACO Based Algorithm for Distributed Generation Sources Allocation and Sizing in Distribution Systems”, PowerThech, pp. 555-560, 2007.

29. 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.

30. 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, 2011.

31. 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.

32. Nikhil K. Ardeshna, Badrul H. Chowdhury, “Supporting Islanded Microgrid Operations in the Presence of Intermittent Wind Generation”, IEEE, pp. 1-8, 2010.

33. C. L. T. Borges, and D. M. Falcao, Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement, International Journal of Power and Energy Systems, vol. 28, no. 6, pp. 413-420, July 2006.

34. Y. Alinejad-Beromi, M. Sedighizadeh, M. Sadighi “A Particle Swarm Optimization for Sitting and Sizing of Distributed Generation in Distribution Network to Improve Voltage Profile and Reduce THD and Losses”.

35. Liu Zifa, Wu Ziping, Xue Xiaoqiang, Zhang Jianhua “Optimal Configuration for Capacity of Distributed Generation Interconnected to Distribution Network Based on Improved”.

36. Методичні вказівки до виконання розділу "Охорона праці" в дипломних проектах і роботах студентів електротехнічних спеціальностей /Уклад. О.В. Кобилянський, О.П. Терещенко. – Вінниця: ВНТУ, 2004. – 45 с.

37. Бурикін О.Б. Оптимальне керування взаємовпливом електричних мереж енергосистем з урахуванням змінних параметрів // О.Б. Бурикін, В.О. Лесько, В.В. Видмиш, С.В. Гуцол / Збірник наукових праць ДонНТУ. – 2013 с.56-60.

38. Князевский Б.А. Охрана труда в электроустановках. – М.: Энергоатомиздат, 1983

39. Мягченко О. П. Безпека життєдіяльності людини та суспільства : навч. посіб. / О. П. Мягченко. – Київ : Центр учбової літератури, 2010. – 384 с.

40. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках. – М.: Энергоатомиздат, 1983.

41. Князевский Б.А. Охрана труда в электроустановках. – М.: Энергоатомиздат, 1983

42. "Правила устройства электроустановок" (ПУЭ-1987), шосте видання, Енергоатомвидав, 1987.

43. Бондаренко Є. А. Пожежна безпека : навч. посіб./ Є. А. Бондаренко. – Вінниця : ВНТУ, 2008. – 109 с.

Д О Д А Т К И

ДОДАТОК А

Міністерство освіти і науки України

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій та систем

Погоджено	ЗАТВЕРДЖУЮ
_____	Завідувач кафедри ЕСС
_____	д-р техн. наук., проф. Лежнюк П. Д.
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізв.)	(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізв.)
_____	(підпис)
(підпис)	" " 2019 р.
" " 2019 р.	

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ ОПТИМІЗАЦІЇ МІСЦЬ ПРИЄДНАННЯ РОЗОСЕРЕДЖЕНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ

08-13.МКР.015.00.003 ТЗ

Науковий керівник: к. т. н., доцент

_____ Бурикін О.Б.

(підпис)

Магістрант групи ЕСМ-18м

_____ Лозовецький А.А.

(підпис)

Вінниця 2019 р.

1. Призначення об’єкту і галузь використання

Електрична мережа 35/10 кВ включає в себе підстанцію „Слобода-Підлісівська” призначену для розподілу потужності у розподільній мережі. До підстанції приєднано фідери №31 та №35.

2. Склад об’єкту

До складу електричної мережі 35/10 кВ входить сонячна електрична станція «Цекинівська СЕС№1» потужністю 1430 кВт, «Цекинівська СЕС№2» потужністю 1430 кВт та «Цекинівська СЕС№3» потужністю 250 кВт.

3. Умови експлуатації

Експлуатація електричної мережі 35/10 кВ здійснюється в складі електричної системи 110/35/10 кВ, яка підпорядкована ВАТ „АК Вінницяобленерго”. Район з ожеледі приймається – 3 - й. Час втрат τ = 4000 год/рік. Фідери Ф-31, Ф-35 на підстанції „Слобода Підлісівська” працюють без компенсації реактивної потужності.

4. Технічне завдання

Для схеми електричної мережі (рисунок А1, таблиці А1 і А2) задані умови функціонування та графіки навантаження для типової літньої доби. Для заданих РДЕ необхідно вибрати умови оптимального приєднання до існуючої мережі.

5. Елементна база

Для схеми розвитку можна використовувати повітряні лінії та сучасне обладнання і апарати для нових підстанцій. Схеми ВРУ для проектованих підстанцій комплектуються вимикачами.

6. Конструктивне виконання

Для схем нових підстанцій рекомендовано використовувати схеми „Місток” з вимикачами в ланцюгах трансформаторів і в перемичці.

7. Показники технологічності

Розвиток схеми електричної мережі потрібно здійснювати з врахуванням технологічних умов керування режимами і селективного спрацювання

релейного захисту. Для застосування засобів по зменшенню втрат активної потужності використані норми втрат, що діють у ВАТ „АК Вінницяобленерго”.

8. Технічне обслуговування і ремонт

Технічне обслуговування і ремонт існуючої електричної мережі 110/35 кВ і нових об’єктів проводиться відповідними службами ВАТ „АК Вінницяобленерго”, а саме Ямпільськими РЕМ.

9. Живлення об’єкту

Живлення схеми розвитку забезпечується від системної підстанції 110 кВ.

10. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, графічні і ілюстративні матеріали, дослідні зразки (за наявності), анотації до МКР українською та іноземною мовами.

11. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

12. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про порядок підготовки магістрів у Вінницькому національному технічному університеті» з урахуванням змін, що подані у бюлетені ВАК України № 9-10, 2011р.

13. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом (за необхідності)

Відсутні.

Додаток Б

Графічний матеріал до захисту магістерської кваліфікаційної роботи

Завідувач кафедри _____ _____

_____ (підпис) (науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)

(назва кафедри)

Науковий керівник _____ _____

(підпис) (науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)

Рецензент _____ _____

(підпис) (науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)

Магістрант _____ _____

(підпис) (група, П.І.П.)

Науковий консультант_____ _____

(підпис) (науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)

Додаток В

Результати розрахунку електричної мережі