

УДК 621.315

№ держресстрації 0123U100805

Інв. №

ДЕРЖАВНИЙ БІОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

вул. Алчевських, 44, м. Харків, 61002

тел. +38(057) 7003888 <http://btu.kharkov.ua>, info@btu.kharkov.ua

ЗАТВЕРДЖУЮ

Проректор з наукової роботи

Валерій МИХАЙЛОВ



ЗВІТ

ПРО НАУКОВОДОСЛІДНУ РОБОТУ

**«ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ЯКОСТІ
ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ТА ЕФЕКТИВНОСТІ ЇЇ ВИКОРИСТАННЯ В
МЕРЕЖАХ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ НА
ОСНОВІ SMART GRID ТЕХНОЛОГІЙ»**

(остаточний)

Керівник НДР

д.т.н., проф.

Мірошник О.О.

Рукопис закінчено 12 грудня 2024 року

Результати цієї роботи розглянуто науково-технічною радою факультету енергетики, робототехніки та комп'ютерних технологій, протокол №2 від 19.12.2024 р.

СПИСОК АВТОРІВ

Керівник НДР:
зав.кафедри електропостачання
та енергетичного менеджменту ДБТУ
д.т.н., професор



Мірошник О.О.
(вступ, розділи 1, 4)

Відповідальні виконавці:

Д-р техн. наук, професор



Мороз О.М.
(розділ 4)

Канд. техн. наук, доцент



Савченко О.А.
(розділ 2)

Канд. техн. наук, доцент



Трунова І.М.
(розділ 4)

Канд. техн. наук, доцент



Дудніков С.М.
(розділ 3)

Канд. техн. наук, доцент



Середа А.І.
(розділ 2)

Старший викладач



Пазій В.Г.
(розділ 3)

Старший викладач



Попадченко С.А.
(розділ 3)

Аспірант, асистент



Коломієць В.О.
(розділ 1)

Аспірант



Сивенко М.М.
(розділ 1)

Аспірант



Павлов А.О.
(розділ 4)

Аспірант



Бондарчук І.В.
(розділ 4)

Аспірант



Миргород Д.Г.
(розділ 4)

Аспірант



Оксенич Р.В.
(розділ 4)

Аспірант



Сотнік О.В.
(розділ 4)

РЕФЕРАТ

Звіт про НДР; 137 с., 30 рис., 11 табл., 113 джерел.

Об’єкт досліджень – процеси під час транспортування електричної енергії в електричних мережах.

Предмет досліджень – методи підвищення ефективності управління режимами в електричних мережах.

Мета досліджень – підвищення ефективності виробництва, передачі, розподілу та використання електричної енергії, модернізація і розвиток електроенергетичної галузі України пов’язані з вирішенням питань керування режимами роботи в енергосистемі, створенню більш ефективних засобів транспортування і розподілення електроенергії, що потребує застосування нових технологій «розумних» мереж.

Методи дослідження – під час виконання роботи використовувались такі методи дослідження як методи теорії ймовірностей та математичної статистики, аналітичні методи дослідження електричних кіл.

Одержані наукові результати роботи: Досліджено найпоширеніші види пошкоджень у розподільних мережах напругою 6-35 кВ. Показано, що переважна їх кількість утворює однофазні замикання, які також можуть викликати напругу в місці пошкодження та негативно впливати на електрообладнання, що може призвести до зниження економічних показників. Проаналізовано методи підвищення надійності розподільних мереж напругою 6-35 кВ. Основна увага зосереджена на способі підвищення надійності за рахунок заземлення нейтралі через аркан-реактор, основною перевагою якого в експлуатації є продовження роботи з однофазним колом на землю без відключення споживачів. Конкретний приклад розрахунку параметрів при використанні запропонованої імітаційної моделі в DiGSILENT PowerFactory, що містить 5 повітряних і 5 кабельних ліній електропередач напругою 35 кВ і від 10 до 100 кілометрів. Врахування в якості критерію споживання активної енергії введеного сигналу після пошкодження покращує точність визначення лінії. Дослідження, проведені в процесі тестування пристрою РС83-АВЗ показали відповідність його функціональності та характеристик до використання в сучасних умовах, а також

високу надійність роботи і порівняно нескладний процес освоєння даного пристрою, що дозволяє рекомендувати його для використання в сучасних електричних мережах. Розроблено метод для оцінки послідовного опору, коефіцієнта ідеальності, контролю відстеження точки максимальної потужності (MPPT), струму насичення та шунтової провідності в освітлених сонячних елементах. Отримано результати діяльності територіальних підрозділів операторів систем розподілу, що ґрунтуються на порівнянні цільового значення та фактичного значення Індексу середньої тривалості перерв у системі для кожного територіального підрозділу. Умови визначення коефіцієнта стимулювання для досягнення найкращих результатів діяльності територіальних підрозділів операторів систем розподілу згідно з рейтингом підрозділу за різницею між фактичним значенням і цільовим значенням середнього показника тривалості переривання системи або прямо пропорційно рейтингу, або пропорційно досягнутого рівня надійності.

Новизна одержаних результатів: Розроблено імітаційну модель розподільчої мережі в режимі однофазного замикання на землю та розраховано її основні параметри. В якості середовища моделювання використовується програмний комплекс DiGSILENT Використовується PowerFactory. Використання даної моделі дозволить досліджувати перехідні процеси в режимі однофазного заземлення, запобігати аварійним ситуаціям у розподільних мережах. Вдосконалено метод визначення пошкодженої лінії на основі сигнальної лінії. Розроблено математичну модель фотоелектричної (PV) комірки представлена з використанням середовища Matlab-Simulink для знаходження параметрів нелінійного рівняння, що зв'язує струм з рівнянням напруги. Розроблено мотиваційну модель підвищення надійності електропостачання, яка враховує технічний стан обладнання розподільних мереж територіальних підрозділів ОРС та рівень виконання інвестиційного плану технічного обслуговування, капітального ремонту, реконструкції. або пропонується заміна обладнання через його технічний стан.

Науковий рівень: якісно нові методи та технології, розширення, доповнення відомих даних.

Значимість та практичне застосування:

Одержано динамічний вибір параметрів і частоти сигналу, що подається в мережу, який аналізується цим методом в реальному часі. Точність перетворення сигналу в частотній області підвищується за допомогою фазового перетворення Фур'є. Порівняльний аналіз характеристик мікропроцесорного пристрою PC83-AB3 та електромеханічних пристроїв релейного захисту показав високу ефективність, надійність та технічні переваги мікропроцесорних рішень у сучасних електроенергетичних системах. Розроблений понижуючий перетворювач постійного/змінного струму, що дозволяє покращити режими роботи СЕС в цілому. Пропонується при визначенні цільового значення Індексу середньої тривалості перерв в системі, за яким аналізується результат діяльності територіальних підрозділів за попередній рік, враховувати технічний стан обладнання розподільних мереж на початку діяльності, що аналізується. Також при цьому пропонується враховувати рівень виконання інвестиційного плану технічного обслуговування, капітального ремонту, реконструкції або заміни обладнання через його технічний стан.

За темою отримано опубліковано наукових публікацій у наукових виданнях групи А - 23 публікацій, що індексуються у базах Scopus та Web of Science; наукових публікацій у зарубіжних виданнях - 14; наукових публікацій у фахових наукових виданнях України групи Б - 21; наукових публікацій у матеріалах наукових конференцій - 56.

Результати досліджень впроваджено в освітній процес ДБТУ (акт впровадження від 30.04.2024 р.) та у виробництво (РЗА Системс, акт впровадження від 26.02.2024 р.). Акти впровадження додаються.

ІНТЕЛЕКТУАЛІЗАЦІЯ, SMART GRID, МОНІТОРИНГ, СОНЯЧНА ЕЛЕКТРИЧНА СТАНЦІЯ, МЕРЕЖА, ТЕХНОЛОГІЇ, ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА, ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЯ, ЕНЕРГОСИСТЕМА, ЕФЕКТИВНІСТЬ.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ.....	8
ВСТУП.....	9
1. АНАЛІЗ СВІТОВОЇ ПРАКТИКИ ВПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ SMART GRID В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНУ ГАЛУЗЬ	10
1.1 Оцінка стану та реалізації концепцій розвитку інтелектуальних електромереж у світовій практиці	10
1.2 Перспективи розвитку «інтелектуальних» мереж у світовій енергетичній сфері	19
1.3 Висновки.....	24
2. ДОСЛІДЖЕННЯ ТА МОДЕЛЮВАННЯ ОДНОФАЗНИХ КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ	25
2.1 Визначення лінії з однофазним коротким замиканням в розподільчій мережі методом введення сигналу	25
2.2 Дослідження та моделювання імітаційної моделі однофазного замикання в програмі DiGSILENT PowerFactory	38
2.3 Дослідження та порівняння характеристик мікропроцесорного пристрою релейного захисту та автоматики РС83-АВ3 компанії «РЗА СИСТЕМЗ» з пристроями електромеханічного типу.....	44
2.4 Висновки	61
3. ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З СОНЯЧНИМИ ЕЛЕКТРИЧНИМИ СТАНЦІЯМИ	63
3.1 Моделювання автономної сонячної електростанції та її роботи в енергосистемі	63
3.2 Математичне моделювання параметрів когенераційного фотоелектричного модуля для гібридних сонячних зарядних електростанцій електромобілів	75
3.3 Висновки	87

4. РОЗРОБКА ТА УДОСКОНАЛЕННЯ МОДЕЛЕЙ ТА МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ	89
4.1 Мотиваційна модель покращення безперебійності електропостачання в післявоєнній Україні.....	89
4.2 Дослідження використання однофазних автотрансформаторів у розподільних мережах для стабілізації рівнів напруги	101
4.3 Висновки	118
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	120
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	123
ДОДАТОК А Акти впровадження у навчальний процес	136
ДОДАТОК Б Акт впровадження у виробництво.....	137

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

МРМК – міжрегіональна розподільна мережева компанія

РГ – розподілена генерація

ВДЕ – відновлювальні джерела енергії

ПС – підстанція

СЕС – сонячна електрична станція

HVDC – технологія електропередавання електроенергії постійного струму

FACTS – гнучка система регулювання електропередачі змінного струму

ВСТУП

Розвиток електроенергетики України згідно положень концепції Smart Grid обумовив появу низки проблем та викликів, які потребують детального їх аналізу та вирішення задля можливого подальшого розвитку національної електроенергетичної галузі в даному напрямку, що має пришвидшити інтеграцію України в Європейський енергетичний простір. Найбільш доцільним варіантом для вирішення даного питання є використання передового світового досвіду, зокрема, останніх наукових досягнень країн, що досягли найкращих результатів у розвитку електроенергетичної сфери. Вище означене потребує переосмислення принципів керування електроенергетичними процесами в електроенергетичних системах, вдосконалення процесу компенсації реактивної потужності та посиленні ролі інформаційної складової в електричних мережах, оптимізації ринкових процесів та керування взаємодією кінцевого споживача з елементами системи.

Разом з тим відбувається перехід від традиційної енергетики, до системи із клієнто-орієнтованими потоками енергії від джерел електроенергії до кінцевих споживачів, тобто до децентралізованої, з джерелами розосередженої генерації (ДРГ) та активними споживачами, що суттєво впливають на стан електроенергетичних систем та змінюють принципи керування потоками електроенергії системи. Якщо відносно всієї електроенергетичної системи глобальні зміни реалізувати досить складно, то відносно окремих її складових, даний процес є більш простішим. Суттєвий потенціал до впровадження інноваційних технологій та принципів мають локальні енергетичні системи, зокрема Microgrid, при впровадженні яких в області електроенергетики можливе значне підвищення енергоефективності та надійності систем електропостачання.

1 АНАЛІЗ СВІТОВОЇ ПРАКТИКИ ВПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ SMART GRID В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНУ ГАЛУЗЬ

1.1 Оцінка стану та реалізації концепцій розвитку інтелектуальних електромереж у світовій практиці

Сьогодні світовий попит на електроенергію зростає швидше ніж, попит на первинні енергоносії. Згідно з прогнозом Міжнародного Енергетичного Агентства (МЕА) до 2030 р. темпи зростання попиту на електроенергію випереджатимуть в 1,5–2 рази темпи зростання попиту на первинні енергоносії. Найвищий темп зростання попиту на електроенергію спостерігається в країнах Азії. Світовий попит на електроенергію та енергоресурси зображений на рисунку 1..

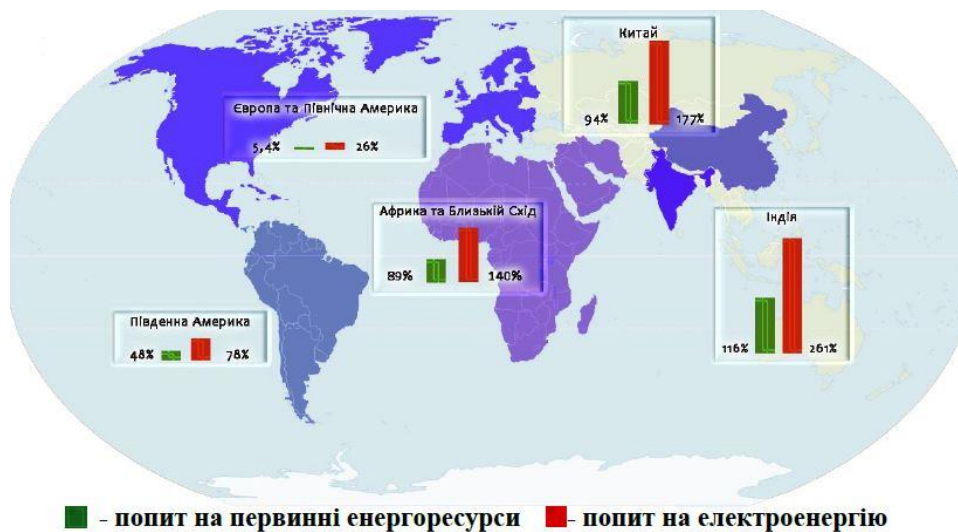


Рисунок 1. - Світовий попит на електроенергію та енергоресурси

Брак резервів потужності генерації в періоди пікових навантажень, особливо в умовах інтенсивного нарощування потужностей ПДЕ, може призводити до розбалансування режиму роботи енергосистеми і як наслідок – до порушень сталого електропостачання. Дослідження, проведені в УСТЕ Європейського Союзу, показали, що починаючи з 2015 р. очікується зниження резервів генерації практично у всіх європейських країнах. Найбільш ефективним заходом щодо подолання дефіциту електроенергії в цих умовах є об'єднання енергосистем і взаємне перетікання

електроенергії між енергосистемами сусідніх країн, особливо в період розвитку сучасних та «інтелектуальних» міжсистемних зв'язків (у тому числі вставок постійного струму (ВПС)).

Необхідність вироблення нової концепції розвитку електроенергетики було продиктовано економічним зростанням, нерозривно пов'язаним зі збільшенням обсягу енергоспоживання і підвищенням вимог до якості та рівня надійності енергопостачання, у наслідок чого виникли суттєві обмеження технологічного, економічного та екологічного планів. У результаті проведеного Міжнародним енергетичним агентством, відповідними аналітичними відомствами США і ЄС аналізу стану та розвитку світової енергетичної сфери зроблено висновок, що успішне розв'язання нових проблем у рамках колишньої концепції екстенсивного розвитку електроенергетики переважно шляхом тільки нарощування потужностей і розширення кількісного складу енергетичного та електротехнічного обладнання, навіть з поліпшеними характеристиками, виявляється недостатнім. Тому в більшості розвинених зарубіжних країн все більше уваги приділяється питанням впровадження в електроенергетиці «інтелектуальних» технологій («Smart Grid») як основи майбутнього розвитку енергетики. У зв'язку з цим в зарубіжній енергетичній практиці ініційовано розроблення концепцій інноваційного оновлення електроенергетики, основаної на таких вихідних положеннях:

1. Системна модернізація галузі охоплює всі її складові: генерацію електроенергії, диспетчеризацію, передавання і розподіл, збут і управління енергоспоживанням.

2. Електрична мережа (всі її сегменти) розглядається як основний об'єкт формування нового технологічного базису, розвитку функціональних властивостей енергосистеми.

3. Енергетична система розвивається як «інтернет-подібна» інфраструктура для формування в енергетичній, інформаційній, економічній і фінансових сферах взаємовідносин між усіма суб'єктами енергетичного ринку та іншими зацікавленими сторонами.

4. Процес формування концепцій охоплює весь комплекс робіт – від попередніх досліджень до широкого впровадження інновацій і провадиться на всіх рівнях інноваційного розвитку електроенергетики – нормативно-правовому, технологічному, технічному, організаційному, управлінському та інформаційному.

5. Розробка та реалізація концепцій та відповідних програм впровадження «інтелектуальних» технологій носить інноваційний характер і дає поштовх до переходу на новий технологічний уклад в електроенергетиці та економіці в цілому.

В основу концепцій, які прийняті та реалізуються у енергетичній сфері розвинених країн, покладено узгоджену на національному рівні систему поглядів на роль і місце електроенергетики в суспільстві, сукупне бачення цілей її розвитку і підходів до їх досягнення, а також визначення необхідного технологічного базису для її реалізації. Центральне місце серед енергоефективних розробок займають «інтелектуальні» мережі, які представляють собою автоматизовані саморегульовані енергосистеми, засновані на передових інформаційних технологіях і спроможні зробити енергопостачання більш надійним, а споживання енергоресурсів – більш економічним, з максимальним обмеженням негативної дії на екологію.

У світовій енергетичній сфері існують різні трактування поняття «інтелектуальні мережі» (Smart Grid). У загальному понятті «інтелектуальна» мережа – це електрична мережа, що на основі сучасних інноваційних технологій обладнання ефективно координує та управляє дією всіх підключених до неї об'єктів – від різних систем генерації, передачі та розподілу електроенергії до її споживачів з метою створення економічно рентабельної та стабільної енергосистеми з низькими втратами і високим рівнем надійності та якості енергопостачання. Відповідно до Європейської технологічної платформи Smart Grid – це «електричні мережі, що задовольняють вимогам енергоефективного та економічного функціонування енергосистеми шляхом скоординованого управління за допомогою сучасних двосторонніх комунікацій між елементами електричних мереж, електричних станцій та споживачів електроенергії». Інститутом інженерів електротехніки і електроніки США (IEEE) та Міністерством енергетики США визначення Smart Grid сформульовано як концепції повністю інтегрованої, саморегульованої і самовідновної електроенергетичної системи, що має

мережеву топологію і включає в себе всі генеруючі джерела, магістральні і розподільчі мережі, а також споживачів електричної енергії, об'єднаних двостороннім потоком енергії та інформації, керованих єдиною мережею автоматизованих пристроїв у режимі реального часу. У країнах Східної Європи системи Smart Grid визначено як активно-адаптивні мережі, що представляють енергетичну систему нового покоління, засновану на принципах різноманітності організації і управління її функціонуванням та розвитком для забезпечення ефективного використання ресурсів та надійного, якісного і ефективного енергозабезпечення споживачів за рахунок гнучкої взаємодії всіх видів генерації, електричних мереж та споживачів на основі єдиної «інтелектуальної» ієрархічної системи управління. Із проведеного огляду випливає, що перш за все Smart Grid трактується сьогодні в усьому світі як концепція інноваційного оновлення електроенергетики, що дозволяє за рахунок використання новітніх технологій, інструментів і методів значно підвищити ефективність роботи енергетичних систем. Державні структури більшості розвинених зарубіжних країн розглядають технології Smart Grid як основу національних програм розвитку електроенергетики, компанії-виробники обладнання на основі нових технологій та енергетичні компанії – як базу для забезпечення стійкої інноваційної модернізації та розвитку енергетичної інфраструктури. На загальносвітовому рівні концепції Smart Grid поєднують ряд сучасних напрямів і технологій, серед яких [1 -84]:

- системи управління режимами електросистем та енергоспоживанням, у тому числі «інтелектуальні» системи управління при централізованій та розподіленій генерації електроенергії, включаючи альтернативні джерела енергії;
- системи автоматизації розподілу електроенергії для середніх і низьких класів напруг (Distribution automation);
- «розумний» облік – технології «інтелектуальних» систем обліку і розрахунків (Smart metering) та режимного управління навантаженням;
- системи абонентського обліку та білінгу в галузі енергопостачання та комунального обслуговування (Customer Information System);

- системи зарядки електромобілів тощо.
- Впровадження технологій «інтелектуальних» мереж сприятиме інтеграції

в електромережу поновлюваних джерел енергії.

В енергодифіцитних регіонах при модернізації електромереж застосовують технології режимного управління навантаженням шляхом впровадження «розумних» багатотарифних лічильників для тарифного стимулювання споживачів до зниження доступної потужності в період проходження максимуму навантаження в енергосистемі. З метою підвищення ефективності використання енергетичних ресурсів і надійності роботи електромережевого комплексу під час світової економічної кризи ініціативу розвитку «інтелектуальних» мереж було підтримано на рівні урядів ряду розвинених країн. Країни ЄС, США, Канади активізували роботу в зазначених напрямках з пріоритетною реалізацією двох основних складових концепції Smart Grid: гнучких систем управління режимами потоків енергії та регулювання рівня напруги (FACTS, СТАТКОМ), а також системи «розумного» багатотарифного обліку споживання енергоресурсів (Smart Metering). У рамках реалізації концепції Smart Grid мають бути врахованими вимоги усіх зацікавлених сторін – держави, генеруючих, мережевих і енергозбутових компаній, споживачів і виробників обладнання тощо. Відповідно до цього визначено ключові цінності нової електроенергетики:

- доступність – забезпечення споживачів енергією відповідно до необхідних параметрів;
- надійність та якість енергозабезпечення;
- економічність – оптимізація та диференціація тарифів на енергозабезпечення з одночасним зниженням загальносистемних витрат на виробництво і розподіл електроенергії;
- ефективність використання всіх видів ресурсів і технологій під час виробництва, передавання, розподілу та споживання електроенергії;
- зниження негативного впливу на навколишнє середовище.

Принципово новим є те, що всі ключові вимоги (цінності) пропонується розглядати як рівноправні, їх розташування і порядок виконання нормативно не зафіксовано, тому вони визначаються індивідуально для кожного суб'єкта відносин (енергокомпанії, регіону, міста тощо). В основу досягнення вищезазначених цілей в концепції Smart Grid закладено такі базові підходи:

1. Врахування інтересів усіх сторін і клієнтоорієнтованість. Прийняття рішень з розвитку та функціонування електроенергетики відбувається шляхом збалансування масиву вимог сторін у контексті очікуваних ними вигод і витрат, де споживачеві відведено роль активного учасника процесу в частині самостійного формування умов щодо обсягу одержуваної енергії, характеру її властивостей і якості енергетичних послуг.

2. Зростання ролі систем автоматизованого управління режимами енергосистем та енергоспоживанням з поліпшенням керованості окремих елементів і енергосистеми в цілому.

3. Перетворення інформаційних зв'язків у основний елемент, що забезпечує перехід від енергетичної системи до якісно нової – енергоінформаційної системи. При цьому інформація виступає головним засобом оптимізації управління.

У рамках концепцій Smart Grid розвиваються такі функціональні властивості електроенергетики:

1. Самовідновлення в разі аварійних пошкоджень. Енергосистема та її елементи постійно підтримують свій технічний стан на необхідному рівні ідентифікацією ризиків, їх аналізу і переходу від управління за фактом збурення до попередження аварійного пошкодження елементів електромережі.

2. Мотивація активної поведінки кінцевого споживача.

3. Забезпечення надійності енергопостачання та якості електроенергії в різних цінових сегментах. Трансформація системно-орієнтованого підходу (System based approach) у клієнто-орієнтований (Customer based).

4. Різноманіття типів електростанцій і пристроїв акумулювання електроенергії (розподілена генерація). Оптимальна інтеграція генеруючих і акумулюючих потужностей в енергосистему, підключення за допомогою стандартизованих

процедур технічного приєднання та впровадження «мікроенергосистем» (Microgrid) на рівні користувачів.

5. Розширення ринків потужності та енергії з включенням в їхню діяльність кінцевих споживачів. Відкритий доступ на ринки електроенергії активного споживача і розподіленої генерації.

Створення інтегрованих «інтелектуальних» мереж вимагає розроблення нової динамічної архітектури оперативно-диспетчерського керування енергетичними мережами в режимі реального часу та дієвих систем регулювання енергопотоків. Завдяки використанню новітніх технологій автоматизованих систем диспетчерського управління (АСК ДУ) та збору даних, відомих як SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*), стає можливою інтеграція систем моніторингу, діагностування, вимірювання та аналіз режимів енергосистеми. Це дає змогу покращити функції телекерування, телесигналізації, телевимірювання та телерегулювання. Побудова «інтелектуальних» систем зумовила широке використання пристроїв силової електроніки. Зокрема, використання цілого ряду системних пристроїв гнучкого автоматичного регулювання об'єднано під однією загальною назвою – FACTS (*Flexible Alternative Current Transmission Systems*), що дають змогу адаптивно регулювати основні системні параметри передавання змінного струму у реальному масштабі часу з покращенням характеристик передавання потужності, збільшуючи гнучкість енергосистеми, її транспортну спроможність, більшу керованість і надійність.

Використання пристроїв FACTS базується на сучасних принципах поздовжньої та поперечної компенсації реактивних параметрів передавання (струму та потужностей) електроенергії. Застосування ж швидкодієвих напівпровідникових ключів і мікропроцесорних систем управління дало можливість перейти від повільного та дискретного оперативного управління до плавного автоматичного регулювання реактивних параметрів передавання зі швидкодією, достатньою для управління режимами під час протікання перехідних процесів у енергосистемах. Пристрої FACTS компенсують індуктивність лінії для забезпечення максимального передавання енергії (поздовжня компенсація) і здійснюють управління передаванням

енергії. Основними перевагами впровадження технологій FACTS у електроенергетику є: підвищення економічної ефективності; збільшення пропускної здатності існуючих мереж; поліпшення статичної та динамічної стійкості; демпфірування низькочастотних коливань потужності; ефективне керування напругою, потоками активної і реактивної потужностей згідно з трансакціями енергоринку та програмами експорту-імпорту електроенергії; підвищення надійності та зниження втрат електроенергії. В окремих випадках їх впровадження пропускна спроможність систем передачі електроенергії може бути подвоєна. Системи постійного струму високої напруги (HVDC) перетворюють змінний струм, що генерується, у постійний для передавання з послідуочим перетворенням у змінний струм для використання споживачами. Система HVDC ідеальна для передавання потужності з важкодоступних зон і на великі відстані з низькими втратами. Впровадження системи HVDC знижує витрати на інфраструктуру (менше опор лінії передавання), що компенсує більш значні інвестиції у перетворювальні підстанції. Сучасні автоматизовані системи обліку електроенергії – Smart Metering, як одна із складових Smart Grid. У більшості країн із розвиненою ринковою економікою проблеми підвищення ефективності використання енергетичних ресурсів і регулювання енергонавантаження реалізуються шляхом упровадження автоматизованих систем управління енергоспоживанням. У світовій практиці подібні системи мають позначення «AMR systems» (Automatic Meter Reading – система автоматичного зчитування показань лічильників) та більш досконалі системи – АММ (Automated Meter Management) і АМІ (Automated Meter Infrastructure), що дають змогу управляти режимом енергоспоживання. Майже всі провідні компанії виробники систем обліку працюють над створенням простих, надійних і дешевих систем обліку для побутових споживачів. При розробленні таких систем дотримуються двох основних положень – система повинна бути окупною й забезпечувати підвищену надійність функціонування. Основою систем AMR/АММ/АМІ є трирівнева пірамідальна структура (нижчий рівень – облік, середній – зв'язок (передавання даних), вищий – оброблення інформації). Ключові елементи системи – це надійне зберігання результатів вимірів і даних, багатофункціональність, швидкий і надійний

зв'язок, захист передавання даних (валідація, верифікація та авторизація), безпека й зручність для користувача. Технічні рішення, реалізовані в системах AMR/AMM/AMI на базі PLC-технології (передавання даних по електричних мережах), дають змогу:

- упроваджувати в кожного споживача диференційовані тарифні системи, змінюючи лише програмне забезпечення в пристрої збору даних, без будь-яких монтажних робіт і заміни лічильників;
- знімати показання лічильників багатоквартирного будинку за кілька секунд, дистанційно, не входячи в приміщення, де їх встановлено; при цьому самі контролери втрачають можливість змінювати показання лічильників;
- виявляти розкрадання електроенергії, сигналізувати при цьому і навіть дистанційно відключати неплатників.

Системи AMR/AMM/AMI об'єднують діяльність учасників ринку електроенергії (виробників електроенергії, постачальників, передавальні організації, розподільчі компанії, споживачів) з виробниками сучасного електрозбутового устаткування, законодавцями та регуляторами оптимізації діяльності як на ринках електроенергії, так і в електроенергетичній та житлово-комунальній, транспортній та інших галузях кожної країни. Сьогодні такі системи створено, вони постійно вдосконалюються, виробляються серійно й широко впроваджуються в зарубіжних країнах. Зазначені системи встановлено в електромережах більшості європейських країн і за межами Європи – у Єгипті, Африці, Австралії, Новій Зеландії, на Близькому й Далекому Сході та в ряді країн, що розвиваються. Пристрої систем обліку Smart Metering містять у собі ряд різних технологій, таких як зчитування, нагромадження і запам'ятовування інформації в режимі реального часу та оповіщення про втрати енергії і моніторинг якості комунальних послуг. Відмінною рисою «інтелектуальності» є наявність мікроконтролерів з незалежним живленням протягом 5–10 років і радіоканалів комунікацій на передавання та приймання інформації. «Інтелектуальні» лічильники як основний елемент системи Smart Metering є економічним засобом для одержання достовірної інформації, даючи можливість енергосистемам і ціноутворювальним органам широко запроваджувати

диференційовані тарифи на споживання залежно від часу доби й пори року і провадити моніторинг та управління енергоспоживанням через стимулююче тарифоутворення, забезпечуючи раціональне використання енергоресурсів. В цілому «інтелектуальні» мережі Smart Grid поєднують в собі елементи традиційної електроенергетики та новітні електроенергетичні технології, комплексні інструменти контролю (WACS - Wide Area Control System) та моніторингу (WAMS - Wide Area Monitoring System), інформаційні технології та засоби комунікації, «інтелектуальні» вимірювальні системи, у тому числі «інтелектуальні» лічильники (Smart Metering); динамічне керування електромережами (Dinamic Grid Management) та енергетичними потоками (FACTS тощо); регулювання попиту (Demand Response); підвищення безпеки; скорочення витрат енергоресурсів.

1.2 Перспективи розвитку «інтелектуальних» мереж у світовій енергетичній сфері

В умовах реалізації технології Smart Grid необхідно враховувати особливості технічного та технологічного стану генеруючих джерел, систем передавання і розподілу електроенергії в різних країнах. На сьогоднішній день у США період експлуатації майже 70% трансформаторних підстанцій та ліній електропередавання становить 25 і більше років. У країнах Східної Європи 56% енергообладнання вже перевищило свій нормативний термін експлуатації (30–40 років), а 7% – відпрацювало його двічі.

Виходячи із зазначеного для впровадження нових «інтелектуальних» технологій в розвинених країнах достатньо лише покращувати існуючу інфраструктуру та встановлювати окремі елементи системи Smart Grid, зокрема, регуляторів реактивної потужності, «інтелектуальних» лічильників, накопичувачів електроенергії тощо. У більшості країн, що розвиваються, необхідно замінити (реконструювати, модернізувати) фізично та морально зношене обладнання, та лінії електропередавання з одночасним поетапним переходом на нові «інтелектуальні» технології. За експертними оцінками, у світовій енергетичній сфері до початку 2009

р. уже діяло близько 2 млн «інтелектуальних» мереж з системами управління режимами, напругою, освітленням тощо. Враховуючи, що «інтелектуальні» електромережі мають величезний потенціал, за оцінкою МЕА очікується, що до 2015 р. урядові та приватні організації різних країн інвестують близько 200 млрд дол. США в розвиток і впровадження нових технологій Smart Grid. Відповідно до звіту Європейської комісії «Smart Grid projects in Europe: lessons learned and current developments», опублікованого в червні 2011 р., обсяги інвестицій у проекти «інтелектуальних» мереж становитимуть: у ЄС – 56,5 млрд євро до 2020 р.; у США – від 238 до 334, 5 млрд євро до 2030 р.; у Китаї – понад 70 млрд євро до 2020 р. За прогнозом МЕА, до 2030 р. на розвиток нових «інтелектуальних» електромереж і енергоустановок прогнозується спрямувати більше половини загальних інвестицій в електроенергетику. Тому зазначені системи – привабливе поле для інвестицій енергоконцернів і компаній, особливо в умовах інтенсивного розвитку розподіленої генерації, у тому числі ПДЕ, а також для виробників побутових приладів, ІТ і телекомунікаційних компаній. Завдяки впровадженню «інтелектуальних» мереж до 2020 р. лише в країнах ЄС на 20% планується підвищити ефективність споживання енергетичних ресурсів через скорочення питомого споживання енергії на одиницю ВВП, на стільки ж передбачено зниження шкідливих викидів у атмосферу. Очікується, що в зазначений період обсяги електропостачання через «інтелектуальні» мережі перевищать одну п'яту частину від загального їх обсягу. Для стимулювання інноваційних проектів Євросоюз відшкодовує компаніям-піонерам половину витрат на їх реалізацію. При цьому європейські країни за рахунок впровадження новітніх технологій розраховують на щорічне заощадження близько 7,5 млрд євро. У США передбачається значно збільшити інвестиції в «інтелектуальні» мережі вже до 2015 р. За розрахунками американських фахівців, за 20 років використання «інтелектуальних» електромереж економія може становити близько 48 млрд дол. Очікувані результати від впровадження систем Smart Grid:

- більш ефективне використання енергоресурсів;

- підвищення надійності електропостачання, зниження часу аварійного відключення; підвищення ефективності завантаження електромережевого обладнання;
- підвищення обсягу транзиту електроенергії (до 40–50%) без будівництва нових мережевих об'єктів;
- зниження витрат на виробництво електроенергії та рівня втрат електроенергії в електромережах;
- розвиток розподіленої генерації та активізація використання альтернативних джерел енергії;
- зменшення впливу об'єктів енергетики на екологію (скорочення викидів CO₂ в атмосферу);
- забезпечення двостороннього зв'язку із споживачем;
- виявлення нераціонального використання та розкрадань електроенергії, пошкоджень устаткування, а також зниження вартості енергоресурсів за умови впровадження диференційованих тарифів.

У рамках концепції та методології реалізації систем Smart Grid мають бути врахованими вимоги усіх зацікавлених сторін – держави, генеруючих мережних і енергозбутових компаній, споживачів і виробників обладнання тощо.

Перспективи розвитку енергетики ЄС визначено згідно з прийнятим Європарламентом «Планом дій ЄС з енергобезпеки та єдності дій: Другий Стратегічний огляд енергетики» та Енергетичною стратегією ЄС до 2020 р. Енергетична Стратегія та План дій є найважливішими документами ЄС у сфері енергетики, в яких визначено комплекс рішень на політичному рівні для досягнення основної мети розвитку енергетики, пов'язаної із забезпеченням стійкості, конкуренції та енергетичної безпеки. Зазначені цілі пропонується забезпечувати за рахунок підвищення до 2020 р. на 20% енергоефективності, зростання до 20% частки поновлюваних джерел енергії в енергоспоживанні та зниження на 20% викидів парникових газів до рівня 1990 р. Основними положеннями Енергетичної стратегії ЄС та Планом дій з енергоефективності визначено обов'язкове для виконання

завдання із скорочення енерговитрат на одиницю ВВП на 20% від рівня 2005 р. Зазначені стратегічні цілі та завдання для країн-членів ЄС визначено також відповідними Директивами ЄС (Додаток 3). Європейська Комісія та національні уряди країн ЄС, незважаючи на експертні оцінки щодо очікуваного значного зростання енергоспоживання до 2030 р., своїми національними планами передбачають до 2017 р. знизити енерговитрати на одиницю ВВП на 9% за рахунок підвищення ефективності використання енергетичних ресурсів, розвитку нових технологій, у тому числі за рахунок широкого впровадження систем Smart Grid. Крім цього впровадження зазначених систем дозволить до 2020 р. запобігти викидам понад 1 млрд т вуглекислого газу в атмосферу. Концепція побудови «інтелектуальних» мереж у Євросоюзі відповідно до звіту Комісії ЄС має забезпечувати:

- гнучкість: задоволення вимог споживачів і здатність реагувати на зміни та проблеми в майбутньому;
- Зокрема, «інтелектуальна» мережа повинна бути доступною для джерел поновлюваної енергії та для ефективних і надійних локальних джерел генерації з нульовим або низьким рівнем викидів вуглецю;
- надійність: мережа повинна бути надійною і забезпечувати високу якість постачання електроенергії;
- економічність: оптимальний результат досягається за рахунок інновацій, ефективного регулювання і управління розподілом електроенергії та єдиних умов конкуренції.

Державні структури в країнах ЄС розглядають системи Smart Grid як ідеологію національних програм розвитку електроенергетики, енергетичні компанії – як базу для забезпечення стійкої інноваційної модернізації своєї діяльності, компанії-виробники обладнання та технологій – як основу оптимізації бізнесу. Оновлена мережа повинна відповідати прийнятим стандартам і нормативам, мати стійкість до можливих ризиків і негативних впливів. Концепція впровадження «інтелектуальних» мереж розглядається як база для планування, побудови, розширення, функціонування та підтримки електромереж майбутнього. Прийнято, що впровадження технологій

Smart Grid – це еволюція галузі, процес безперервного розвитку і вдосконалення енергосистем з метою їх відповідності потребам споживачів сьогодні і в перспективі. Визначено що «інтелектуальні» мережі забезпечують підвищення надійності енергосистеми за рахунок регулювання та вирівнювання навантаження в електромережах розподіленої генерації, до яких підключено вітрові, сонячні електростанції та інші поновлювані джерела енергії. При цьому «інтелектуальні» мережі сприятимуть поліпшенню балансу між альтернативними джерелами енергії шляхом згладжування перепаду потужності від вітропарків у Західній і Північній Європі за рахунок використання потужностей від гідроелектростанцій Норвегії та геотермальних електростанцій Ісландії. Така диверсифікація поставок електроенергії є економічно обґрунтованою. Енергетичною стратегією і директивними рішеннями визначено головні цілі – розроблення та впровадження інноваційних технологій, диверсифікація споживаних енергетичних ресурсів і збільшення частки поновлюваних джерел у структурі первинних енергоресурсів, розвиток розподіленої генерації, комбінованого вироблення теплової та електричної енергії, зменшення шкідливого впливу на екологію. Істотні зміни відбудуться і в структурі ринку, що буде мати свої наслідки, у тому числі і для кінцевих споживачів.

Досвід країн ЄС показав, що впровадження розподіленої генерації (РГ) у діючі енергосистеми здійснюється в три етапи. Перший етап – пристосування РГ до діючих енергосистем. Цей етап країни ЄС вже пройшли. *(Довідково: Україна перебуває на першому етапі)*. Другий етап – створення децентралізованої електромережі, яка працює разом з основною енергосистемою. Країни ЄС, США перебувають на другому етапі. Джерела РГ і основна енергосистема стають рівноправними учасниками процесу забезпечення споживача електроенергією. Включаються процеси організації взаємодії між основною енергосистемою і РГ під час управління енергосистемою. Вирішуються проблеми спільної підтримки параметрів напруги у споживача, оптимізації втрат. На роздрібному ринку електроенергії починає діяти конкуренція. Третій етап – створення дисперсної енергосистеми, де значна частина енергії виробляється системами розподіленої генерації. Основною метою інтеграції РГ в енергосистему є підвищення надійності електропостачання, зменшення втрат

електроенергії та екологічного навантаження на довкілля. У той же час поява джерел РГ призводить до виникнення технічних проблем щодо організації їх роботи в енергосистемі – забезпечення надійності та стійкості роботи, якості електроенергії, організації диспетчерського управління, у тому числі виведення джерел РГ на паралельну роботу з енергосистемою та контролю відокремлення РГ від енергосистеми. При цьому підлягають розв’язанню можливі проблеми в електричних мережах середньої та низької напруги у зв’язку з появою двонаправлених перетікань електроенергії та необхідності обмеження струмів короткого замикання. Перед країнами-членами ЄС поставлено завдання розвитку надійних і гнучких електромереж. Виконання умов із збільшення частки поновлюваної генерації, зниження викидів парникових газів, а також забезпечення ефективності та надійності енергосистеми, її відповідності завданням розвитку ринку потребують істотних змін у політиці розвитку енергосистем.

1.3 Висновки

В науково-дослідній роботі повинні бути виконані такі завдання:

1. Проаналізувати світову практику впровадження технологій Smart Grid в електроенергетичну галузь.
2. Розробка концептуальних положень розвитку та впровадження "інтелектуальних" електричних мереж в Україні.
3. Удосконалити алгоритм та методику визначення пошкодження лінії з однофазним коротким замиканням в розподільчій мережі методом введення сигналу.
4. Виконати дослідження та моделювання імітаційної моделі однофазного замикання в програмі DiGSILENT PowerFactory.
5. Виконати дослідження та моделювання режимів електричних мереж з сонячними електричними станціями.
6. Розробити методи, моделі та пристрої підвищення якості електроенергії в електричних мережах.

2 ДОСЛІДЖЕННЯ ТА МОДЕЛЮВАННЯ ОДНОФАЗНИХ КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ

2.1 Визначення лінії з однофазним коротким замиканням в розподільчій мережі методом введення сигналу

Однофазне замикання на землю в мережі з глухозаземленою нейтраллю характеризується значними струмами, при цьому захист відключає лінію, що призводить до перебоїв в електропостачанні [1]. У мережі з ізольованою нейтраллю або з нейтраллю, заземленою через дугогасильні реактори, струми на землю досить малі і мережа з таким пошкодженням може працювати деякий час до усунення несправності [2]. За статистичними даними близько 60...70% усіх несправностей припадає на однофазні замикання на землю [3].

У кабельних мережах при їх значній протяжності збільшується розподілена потужність, а отже, і ємнісний струм. У таких мережах для зменшення струму замикання на землю доцільно використовувати режим роботи нейтралі через дуговий реактор [3]. Однак у мережі з реактором реалізувати визначення пошкодженої лінії дещо складніше.

Залежно від способу введення сигналу все обладнання та алгоритми визначення пошкодженої лінії можна умовно розділити на дві групи [4], [5]. Обладнання, робота якого заснована на фіксації перехідного сигналу несправності електромережі, використовує пасивне виявлення лінії. Цей метод на основі реактивної складової струму запропоновано в [6], [7]. Посилання [8], [9], [10] використовує вейвлет-перетворення для ідентифікації пошкодженої лінії непошкодженої лінії, а пошкоджену через несправність лінію пропонує використовувати вейвлет-перетворення для вибору лінії з аналізом енергії [7], [11]. Однак існують певні труднощі у використанні даного методу, насамперед через короткий час закриття, що впливає на точність та реалізацію даного методу виявлення пошкоджень.

Спосіб введення сигналу відноситься до методів активного виявлення пошкоджень. Цей спосіб реалізується шляхом пропускання та контролю проходження

певного сигналу по лінії. Цей сигнал можна ввести, наприклад, від обмотки відкритого трикутника трансформатора напруги, як запропоновано в [8]. До недоліків такого входу можна віднести зниження точності через реактивний опір. Подача сигналу постійного струму в лінію для визначення величини компонента постійного струму кожної лінії [9], [12], [13] з метою виявлення пошкодженої лінії також не дуже ефективна через вразливість входу. Сигнал постійного струму до перешкод. Відомий також спосіб введення змінного синусоїдального сигналу [10], [14], [15]. Але цей спосіб має певні обмеження по частоті сигналу. В [10] запропоновано спосіб подачі сигналу частотою 50 Гц. У цьому випадку пошкодження можна визначити по зміні напруги і струму нульової послідовності. Цей спосіб підходить для мереж з низьким опором заземлення, але в мережах з ізолюваною нейтраллю його застосування буде супроводжуватися певними труднощами.

Враховуючи недоліки аналізованих методів, можна помітити, що найдоцільніше визначати пошкоджену лінію шляхом введення сигналу змінного струму [16], [17]. У нормальному режимі здійснюється моніторинг стану ліній, а при пошкодженні в залежності від параметрів мережі вибирається частота вхідного сигналу, вимірюється та обробляється його значення за допомогою швидкого перетворення Фур'є (APFFT) [7, 18-21].

Для реалізації способу передачі сигналу використовується схема, наведена на рис. 1. Вона містить вихідні лінії, з позначеними ємнісними опорами, опір заземлення R_G , який має місце в точці заземлення G . Сигнал вводиться в мережу за допомогою спеціального трансформатора, підключеного до нейтралі заземлюючого трансформатора [22,23]. За допомогою роз'єднувача K можна перевести мережу в режим ізолюваної або компенсованої нейтралі, вмикаючи або відключаючи реактор L_x . Також є можливість змінити частоту вхідного сигналу.

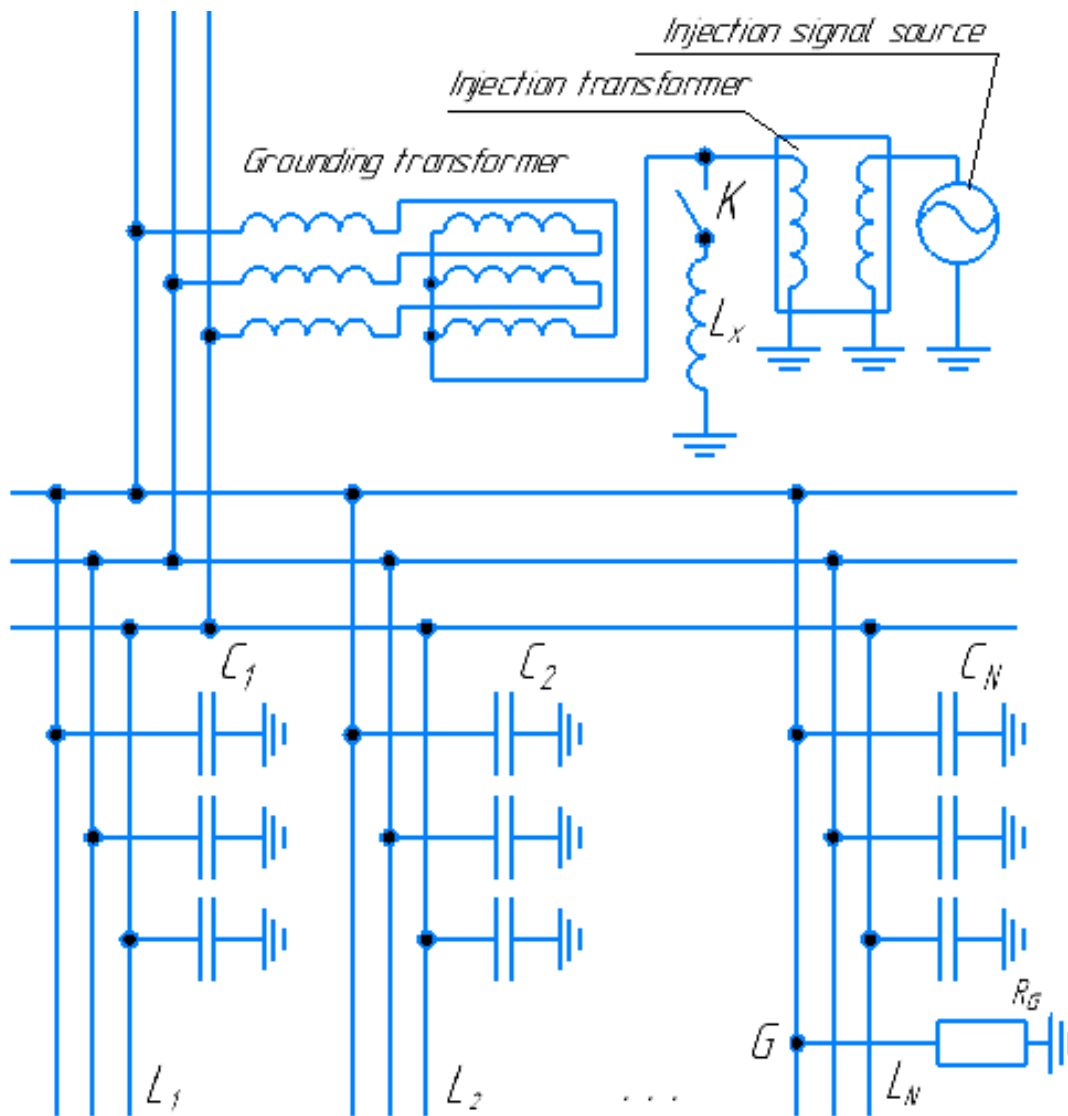


Рисунок 1. Визначення пошкодженої лінії методом введення сигналу.

Застосування заземлюючого трансформатора дозволяє отримати напругу нульової послідовності від аналізованої мережі. Таким чином, коли виникає пошкодження, його можна виявити шляхом зміни напруги нейтралі, а також шляхом визначення векторів струму та напруги вхідного сигналу в аналізованій мережі [24-27]. Потім сигнал дискретизується в початковій точці кожного вихідного рядка. Аналізуючи сигнал, що надходить на кожну лінію, можна здійснити визначення пошкодженої лінії.

Також однією з позитивних рис цього методу слід вважати введення сигналу на низькій стороні. Такий спосіб впровадження є високобезпечним, оскільки

виключається робота в первинних колах електричної мережі, де напруга може досягати кількох сотень тисяч вольт [14, 28].

Вимірювання параметрів розподільної мережі проводяться в режимі реального часу, тобто ведеться постійний моніторинг режиму роботи лінії. Також при застосуванні цього методу пропонується вводити кілька частот сигналу. Як показав аналіз, найбільш доцільно використовувати 3 частоти [29]. Спосіб дозволяє забезпечити безперебійність електропостачання розподільної мережі. Виходячи з вищесказаного, необхідно створити математичну модель.

Традиційна розподільна мережа малої потужності все ще використовує ізольовану нейтраль, не враховуючи ефект гасіння дуги. Схема заміщення системи наведена на рис. 2.

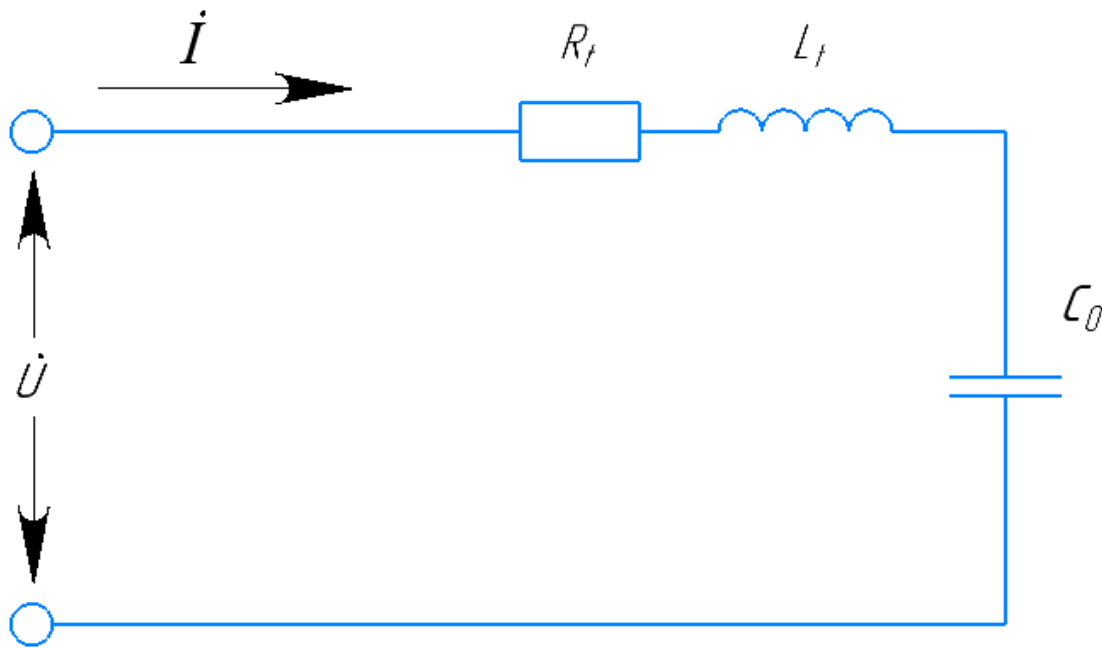


Рисунок 2. Схема заміни мережі з ізольованою нейтраллю.

Величина повного опору Z всієї системи визначається виразом:

$$Z = \frac{\dot{U}}{\dot{I}} = R_t + j\omega L_t + \frac{1}{j\omega C_t}. \quad (1)$$

де ω – кругова частота вхідного сигналу, яка визначається за формулою $\omega = 2\pi f$.
З сигнали з частотами ω_1 , ω_2 і ω_3 вводяться в нейтральну мережу. Потім ви можете обчислити опір системи Z_1 , Z_2 і Z_3 , як показано в рівнянні (2).

$$\begin{cases} |Z_1|^2 = R_t^2 + (\omega_1 L_t - \frac{1}{\omega_1 C_0})^2 \\ |Z_2|^2 = R_t^2 + (\omega_2 L_t - \frac{1}{\omega_2 C_0})^2, \\ |Z_3|^2 = R_t^2 + (\omega_3 L_t - \frac{1}{\omega_3 C_0})^2 \end{cases} \quad (2)$$

Згідно з рівнянням (3), розподілена ємність C_0 визначається з урахуванням сумарних опорів, розрахованих у рівнянні (2).

$$C_0 = \left[\frac{\omega_1^2 (|Z_2|^2 - |Z_3|^2) + \omega_2^2 (|Z_3|^2 - |Z_1|^2) + \omega_3^2 (|Z_1|^2 - |Z_2|^2)}{(\omega_3^2 - \omega_2^2) / \omega_1^2 + (\omega_1^2 - \omega_3^2) / \omega_2^2 + (\omega_2^2 - \omega_1^2) / \omega_3^2} \right]^{\frac{1}{2}}. \quad (3)$$

У системах з компенсованою нейтраллю онлайн-моніторинг виконувати складніше. Проводиться після вимкнення дугогасильного реактора.

Розглядаючи наведені еквівалентні схеми, значення пропускної здатності вищевказаних елементів можна отримати наступним чином:

$$\begin{cases} R_t' = \frac{R_t}{R_t^2 + (\omega L_t - 1 / \omega C_0)^2} \\ C_0' = \frac{j}{\omega C_0 R_t^2 + \omega C_0 (\omega L_t - 1 / \omega C_0)^2} \\ L_t' = -\frac{j \omega L_t}{R_t^2 + (\omega L_t - 1 / \omega C_0)^2}, \\ R_x' = \frac{R_x}{R_x^2 + \omega^2 L_x^2} \\ L_x' = -\frac{j \omega L_x}{R_x^2 + \omega^2 L_x^2} \end{cases} \quad (4)$$

Для мережі з ефективним заземленням нейтралі частота вхідного сигналу повинна бути великою і вибиратися вище 250 Гц. Формула, що співвідносить R_x , R_t , L_x і L_t для вказаних умов, наведена нижче (5).

$$\begin{cases} \omega^2 L_x^2 \square R_x^2 \\ (\omega L_t - \frac{1}{\omega C_0})^2 \square R_t^2 \end{cases} \quad (5)$$

Замінюючи співвідношення рівняння (5) в рівняння (4), можна отримати повну смугу пропускання Y спрощеної системи після введення високочастотного сигналу (6).

$$Y = \frac{\dot{I}}{\dot{U}} = \frac{R_t}{(\omega L_t - 1/\omega C_0)^2} + \frac{R_x}{\omega^2 L_x^2} + j(\frac{\omega C_0}{1 - \omega^2 L_t C_0} - \frac{1}{\omega L_x}), \quad (6)$$

Наступні рівняння обчислюють уявні компоненти системи, що характеризують її пропускну здатність. Для 3 частот сигналу вхідні уявні складові матимуть такий вигляд:

$$\begin{cases} B_1 = \frac{\omega_1 C_0}{1 - \omega_1^2 L_t C_0} - \frac{1}{\omega_1 L_x} \\ B_2 = \frac{\omega_2 C_0}{1 - \omega_2^2 L_t C_0} - \frac{1}{\omega_2 L_x} \\ B_3 = \frac{\omega_3 C_0}{1 - \omega_3^2 L_t C_0} - \frac{1}{\omega_3 L_x} \end{cases} \quad (7)$$

Для наступного розрахунку потужності реактора та системи необхідно визначити коефіцієнти, які враховують заздалегідь задані уявні частини. Ці коефіцієнти k_1 , k_2 , k_3 визначаються виразом (8):

$$\begin{cases} k_1 = \frac{\omega_3^2(\omega_2^2 - \omega_1^2)}{\omega_2 B_2 - \omega_1 B_1} \\ k_2 = \frac{\omega_2^2(\omega_3^2 - \omega_1^2)}{\omega_3 B_3 - \omega_1 B_1} \\ k_3 = \frac{\omega_1^2(\omega_3^2 - \omega_2^2)}{\omega_3 B_3 - \omega_2 B_2} \end{cases}, \quad (8)$$

Індуктивність L_x дугогасного реактора визначається виразом:

$$L_x = \frac{k_2 - k_1}{\omega_1^2(\omega_2^2 - \omega_3^2) + \omega_1 B_1(k_1 - k_2)}. \quad (9)$$

Загальна розподілена ємність C_0 лінії визначається виразом:

$$C_0 = \frac{(\omega_1^2 - \omega_2^2)(\omega_3^2 - \omega_2^2)(\omega_1^2 - \omega_3^2)}{\omega_1^2(k_2 - k_3)(\omega_2^2 - \omega_3^2) - \omega_3^2(k_1 - k_2)(\omega_1^2 - \omega_2^2)}. \quad (10)$$

Таким чином, за наведеними вище формулами можна отримати основні параметри для вибору частоти сигналу, що використовується для визначення пошкодження. До них відносяться індуктивність реактора та ємність лінії.

Частота вхідного сигналу буде залежати від характеристик ліній і мережі, де має бути виявлено пошкодження [30]. Для різних мереж, відповідно, частота повинна бути різною. Математичні моделі, що використовуються для систем з ізольованою й ефективно заземленою нейтраллю, також будуть різними.

Відповідно, вхідний сигнал, що подається в мережу, буде розподілятися між точкою пошкодження, що характеризується опором R_G і розподіленою ємністю мережі C_0 . Якщо мережа знаходиться в робочому стані, то, відповідно, значення струму $I_G = 0$, і весь сигнал пройде через розподілену ємність.

Повний струм, що протікає в лінії, визначається за формулою:

$$I_G = \frac{1}{1 + j\omega C_0 R_g} I_{in}. \quad (11)$$

Амплітуда $\dot{I}_G$ визначається виразом (12).

$$|\dot{I}_G| = \frac{1}{\sqrt{1 + j\omega C_0 R_g}} |\dot{I}_{in}|, \quad (12)$$

де $\omega = 2\pi f$, f – частота вхідного сигналу.

Як бачимо з вищесказаного, для мережі з ізольованою нейтраллю рівень вхідного сигналу повинен бути максимально високим. Це підвищить ефективність виявлення пошкоджень.

Резонансне заземлення частіше зустрічається в розподільних мережах великої потужності. Напрямок проходження вхідного сигналу через дугогасний реактор, через який нейтраль з'єднана з землею, показано на рис. 4.

На діаграмі L_x – індуктивність дугогасного реактора, а $\dot{I}_L$ – відповідний струм, що протікає через цей реактор [31]. Таким чином, в цій системі є 3 складові, або гілки струму сигналу, що подається. Виходячи з цього рівняння, яке визначає цей струм матиме вигляд:

$$\dot{I}_G = \frac{j\omega L_x}{R_g + j\omega L_x - \omega^2 C_0 L_x R_g} \dot{I}_{in}. \quad (13)$$

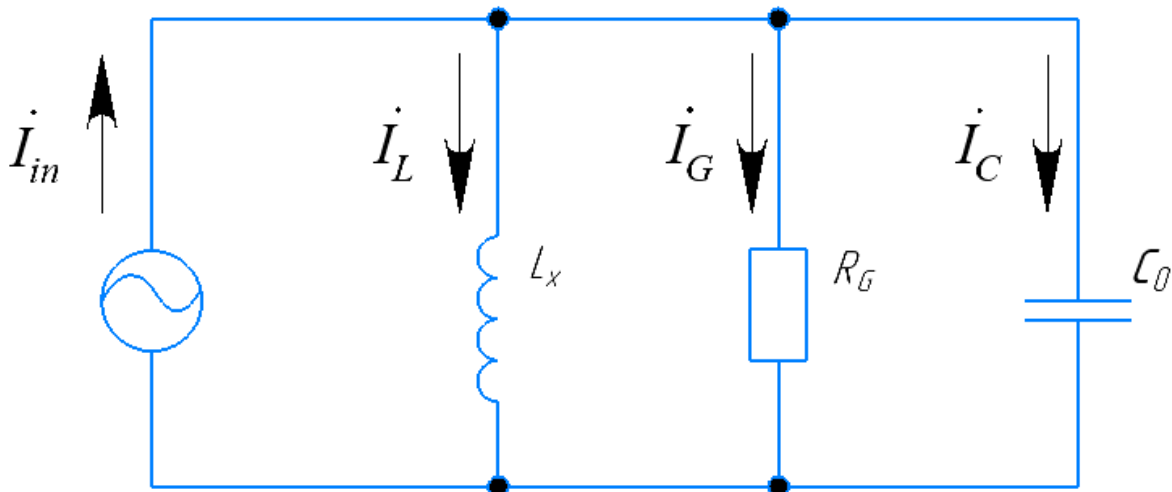


Рисунок 4. Схема проходження сигналу в системі заземлення нейтралі резонансного типу.

Амплітуда струму для випадку компенсованої нейтралі визначається виразом

$$|I_G| = \frac{1}{\sqrt{1 + (\omega C_0 R_g - R_g / \omega L_x)^2}} |I_{in}|. \quad (14)$$

Розрахунок частоти сигналу, який вводиться в лінію для мережі з компенсованою нейтраллю, можна провести за виразом:

$$f = \frac{1}{2\pi\sqrt{C_0 L_x}}. \quad (15)$$

Також слід зазначити, що на величину частоти впливатимуть як параметри мережі, так і параметри самого реактора, що необхідно враховувати при розрахунках і на що варто звернути увагу.

V. ВИКОРИСТАННЯ ШВИДКОГО ПЕРЕТВОРЕННЯ ФУР'Є ДЛЯ АНАЛІЗУ РЕЗУЛЬТАТІВ

У процесі вимірювання даних розподільної мережі виходить приблизний сигнал. Алгоритми швидкого перетворення Фур'є (ШПФ) і дискретного перетворення Фур'є (ДПФ) часто використовуються для обробки цифрових сигналів і для перетворення дискретних даних із часової області в частотну. Однак у цьому випадку в лініях виникають спотворення, і важко отримати точну форму сигналу. Відповідно, для усунення цієї проблеми доцільно застосовувати всі фази швидкого перетворення Фур'є.

Зменшення впливу помилки дискретизації є суттю фазової обробки сигналу. Саме з цієї причини розраховується зменшення похибки в самому центрі сигналу. Повна N-точкова фазова обробка APFFT вимагає $2N - 1$ даних, які, у свою чергу, розбиваються на N-сегментні дані. Номер кожного обробленого сегмента N додається в коло в центрі обробки даних. Усі попередньо оброблені фазою дані були отримані з N точок. Структура системи APFFT наведена на рис. 5.

Відомо, що синусоїдальний сигнал, згідно з виразом Ейлера, можна представити у вигляді експоненціального сигналу. Тому, як правило, вважається, що

експоненціальний сигнал є вихідним сигналом. Це значно полегшує процес виведення. Виходячи з цього, вихідний сигнал $f(n)$ можна представити у вигляді:

$$f(n) = e^{j(\omega_0 n + \varphi_0)}, \quad (16)$$

де $N < n < N - 1$.

На першому етапі виконується аналіз сигналу за спектром ШПФ, а на другому етапі виконується розрахунок за визначенням ШПФ, що демонструється у виразі (17). Отримане $F(K)$ FFT виглядає так:

$$F(k) = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} f(n) e^{-j \frac{2\pi}{N} nk} = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} e^{j(\frac{2\pi}{N} k_0 n + \varphi_0)} e^{-j \frac{2\pi}{N} nk} = \frac{1}{N} \frac{\sin[\pi(k_0 - k)]}{\sin[\pi(k_0 - k)/N]} e^{j\varphi_0} e^{j\pi(\frac{N-1}{N})(k_0 - k)}. \quad (17)$$

На третьому етапі виконується спектральний аналіз APFFT. APFFT формується з фазової попередньої обробки даних, а також FFT. На рис. 7 показує дані фазової обробки. Пропонований спосіб всефазної попередньої обробки полягає в тому, що при зсуві центрального циклу $f(0)$, який описується виразом (18), залишається тільки N даних.

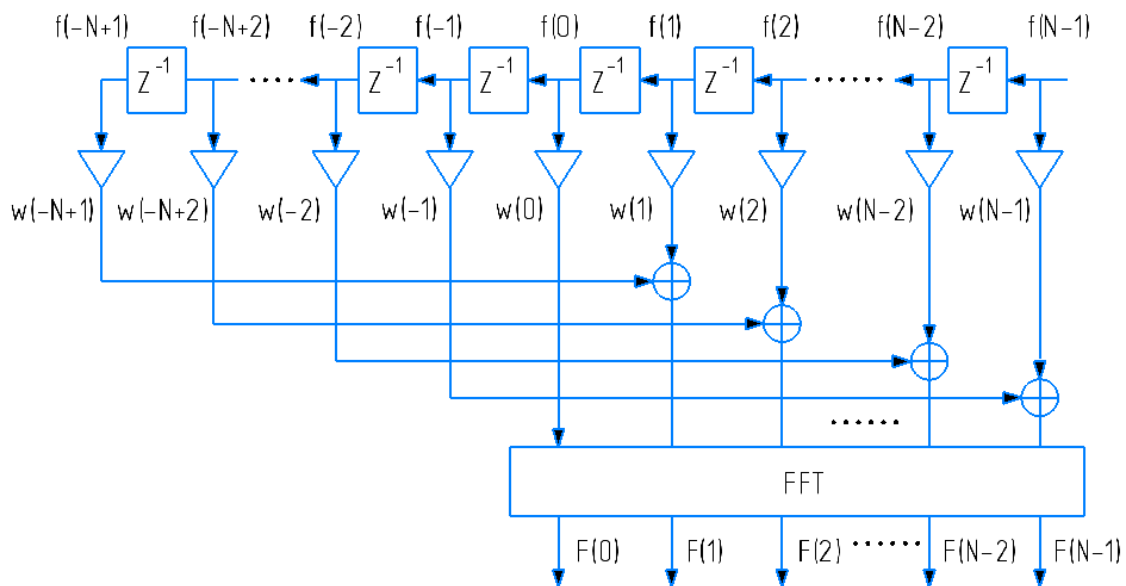


Рисунок 5. Блок-схема системи APFFT.

$$\begin{aligned}
 f_0 &= [f(0), f(1), \dots, f(N-1)] \\
 f_1 &= [f(-1), f(0), \dots, f(N-2)] \\
 &\dots\dots\dots \\
 f_{N-1} &= [f(-N+1), f(-N+2), \dots, f(0)].
 \end{aligned}
 \tag{18}$$

Вираз (18) показує дані після всіх етапів попередньої обробки. Отримані дані після всієї фазової обробки зазвичай еквівалентні N групам вихідних даних, що відповідає характеристикам лінійного та частотного зсуву ДПФ. Наступним кроком є аналіз DFT і лінійна суперпозиція. У той же час, припущення, що дискретне перетворення Фур'є, яке відповідає f_i , є $F_i(k)$, зробить свій шлях. Отриманий результат перетворення APFFT $F_{AP}(K)$ має вигляд (19).

$$F_{AP}(k) = \frac{1}{N} \sum_{m=0}^{N-1} F_m(k) e^{j \frac{2\pi}{N} mk} = \frac{1}{N^2} \frac{\sin^2[\pi(k_0 - k)]}{\sin^2[\pi(k_0 - k) / N]} e^{j\varphi_0}, \tag{19}$$

З виразів (17) і (19) можна зробити висновок, що амплітуда APFFT є квадратом амплітуди звичайного FFT. Це підтверджується тим, що ефект придушення сильніший на бічній пелюстці, а також відбувається виділення основної спектральної лінії в амплітудному спектрі. Тому це впливає на придушення витоку спектру. Аналізуючи вираз APFFT, можна зробити висновок, що у фазовому спектрі APFFT кожна зі спектральних ліній відповідає початковій фазі. Крім того, можна побачити, що фазовий спектр ШПФ має зсув спектру. Можна побачити, що фазовий спектр APFFT може точно відображати початкову фазу без будь-якої корекції.

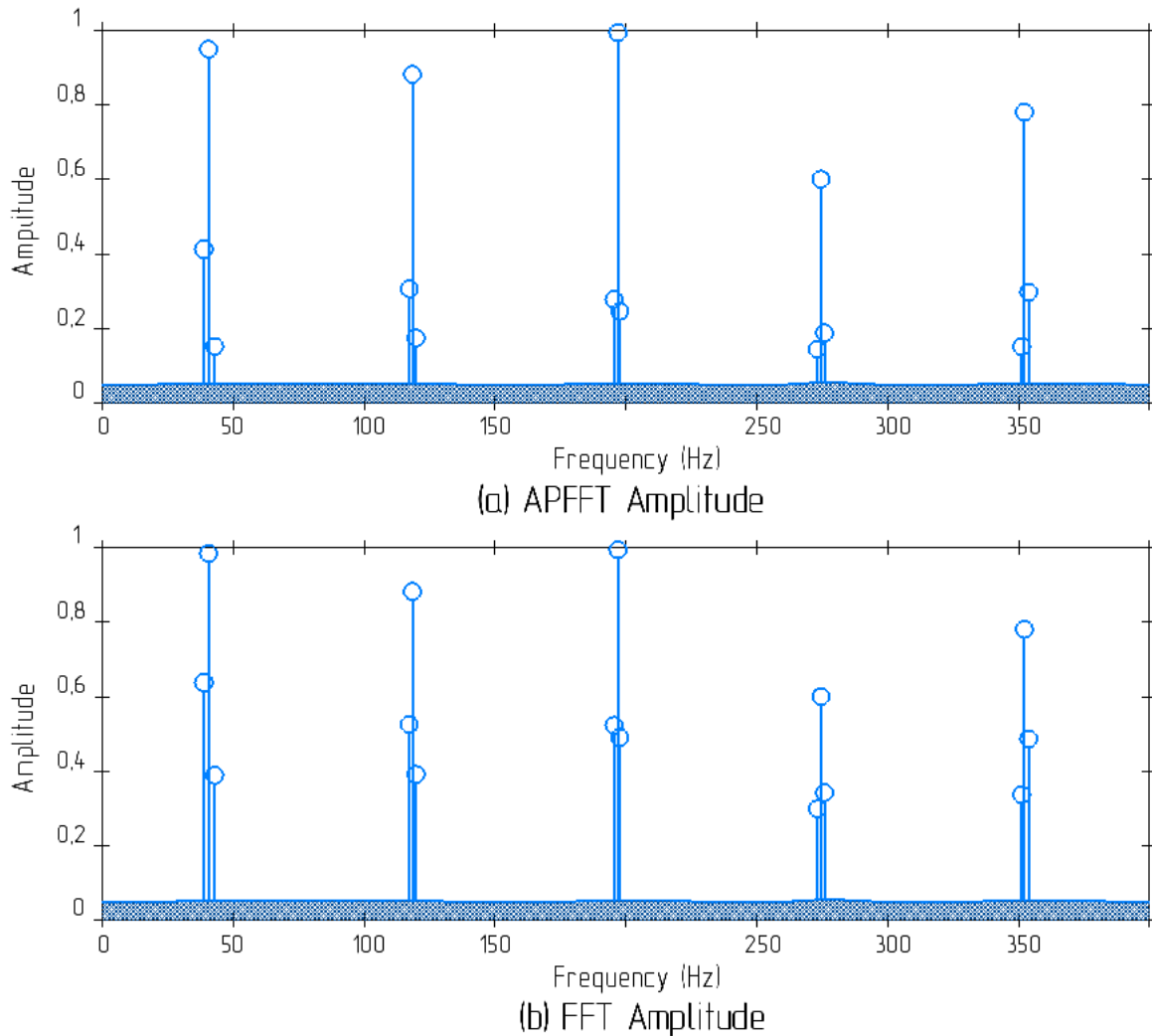


Рисунок 6. Порівняльний аналіз амплітудних спектрів APFFT і FFT.

Для порівняння методів обробки APFFT і FFT було проведено моделювання в середовищі MATLAB. Під час експерименту було згенеровано кілька сигналів (у даному випадку 5), які накладалися один на одного та аналізувалися. Результати порівняння наведено на рис. 6 і 7. Як видно з аналізу, всефазний швидкий аналіз Фур'є показав трохи вищу ефективність. Так, хоча значення бічного пелюстка основної спектральної лінії в APFFT всього в 2 рази менше, ніж у FFT, але в FFT вихідний фазовий спектр не коригується і спектр виявляється зміщеним. Тому для завдання визначення струму та напруги вхідного сигналу доцільніше використовувати метод APFFT.

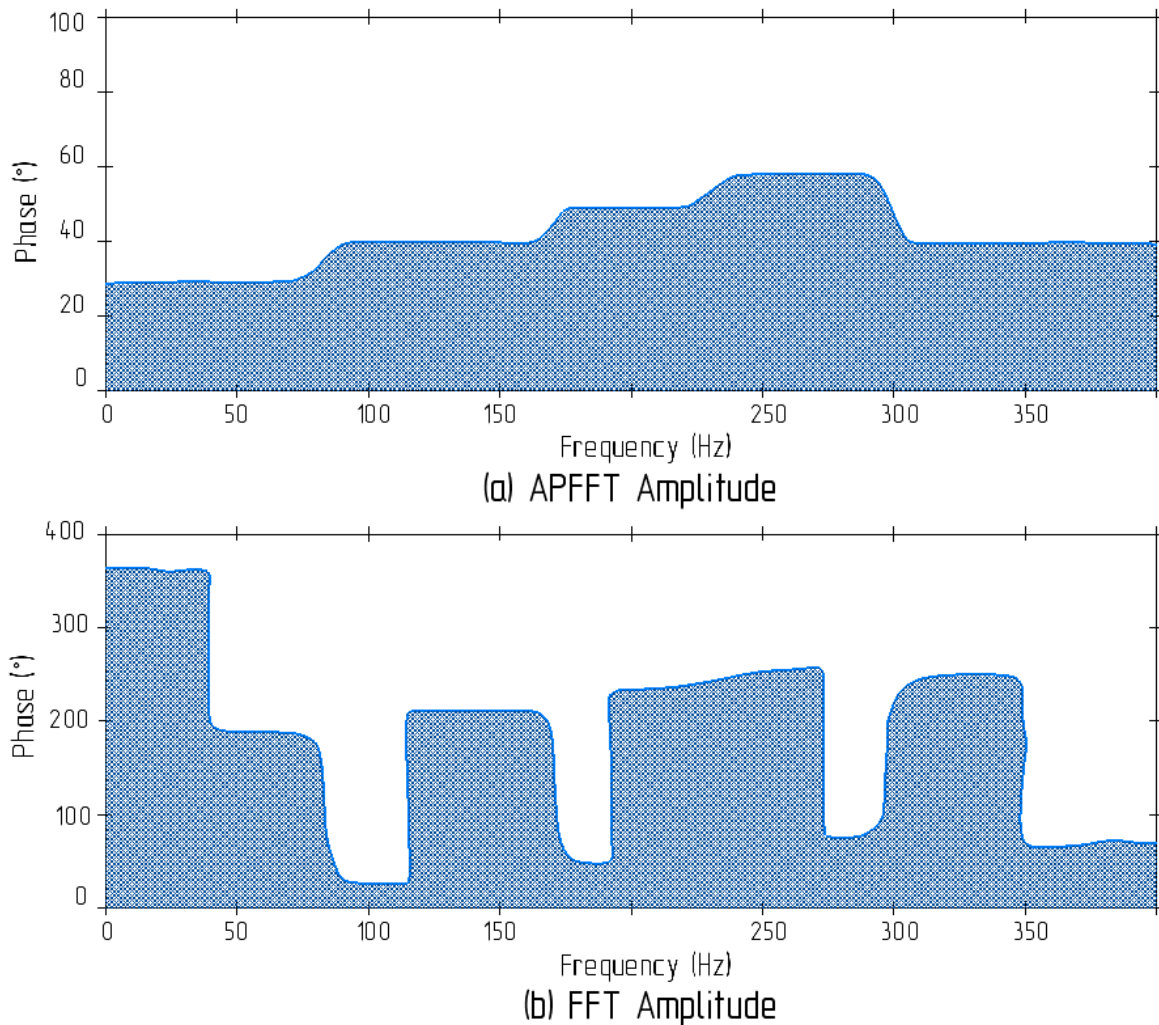


Рисунок 7. Порівняльний аналіз амплітудних спектрів APFFT і FFT.

Основним критерієм визначення однофазного замикання на землю є збільшення споживаної активної потужності пошкодженою лінією. Таким чином, можна визначити пошкоджену ділянку шляхом порівняння ліній за рівнем споживання вхідного сигналу. Таким чином можна підвищити імунітет методу.

Критерієм оцінки виникнення несправності є значення напруги нейтральної точки. Критерієм оцінки виникнення несправності є значення напруги нейтральної точки. Збільшення напруги нейтралі більш ніж на 20% вважається наявністю пошкодження, як показано в рівнянні (20), де U_0 - напруга нейтральної точки, а U_A - нормальна напруга фази.

$$U_0 > 20\% \cdot U_A. \quad (20)$$

При нормальному стані мережі необхідно через рівні проміжки часу подавати сигнал і вимірювати значення напруги нейтральної точки U_0 . Введення сигналу відбувається при відхиленні напруги нейтралі від нормального значення більш ніж на 20%. При цьому визначаються струми, напруги і кути, що створюються між ними в мережі під час проходження сигналу. Обробка цих величин здійснюється за допомогою APFFT. Вираз (21) визначає потужність активного сигналу кожної лінії від 1 до N.

$$P_i = |\dot{U}_i| |\dot{I}_i| \cos \theta_i, \quad i = 1, \dots, N. \quad (21)$$

Критерієм визначення точності пошкодженої лінії є задовільна умова рівняння (22). Порівняння базується на максимальному та другому за величиною значеннях. Відповідно $P_i - P_a$ є максимальними, а P_b . K_f є другим за величиною.

$$K_f = \frac{P_a}{P_b} > 1,5. \quad (22)$$

2.2 Дослідження та моделювання імітаційної моделі однофазного замикання в програмі DiGSILENT PowerFactory

Одним із найпоширеніших видів пошкоджень у розподільчих мережах напругою 6-35 кВ є однофазне замикання землі (ОЛС). Частка цього оперативного збитку становить близько 90% від загальної суми збитку [1-4]. Крім того, при значних струмах ОЛЗ може перерости в багатофазне КЗ. Після пошкодження ізоляторів відбувається обрив проводів повітряної лінії, через які може виникнути крокова напруга. Також ОЛС негативно впливає на електрообладнання, що може призвести до зниження економічних показників. Одним із способів підвищення надійності роботи розподільних мереж напругою 6 - 35 кВ є заземлення нейтралі через дуговий

калібровий реактор, основною перевагою якого в експлуатації є безперервна робота від ПЛН без відключення споживачів [5-10].

Складність реалізації цього режиму роботи нейтралі пов'язана з тим, що ємнісний струм змінюється в залежності від конфігурації мережі, резонанс може підтримуватися тільки автоматично, за допомогою плавно регульованих копій (плунжерного типу) і автоматичної системи управління. У практиці експлуатації має місце неправильне використання компенсації ємнісних струмів, тому не виконуються інструкції та рекомендації щодо компенсації ємнісних струмів, викладені в [11-13]. Таким чином, вигоди від компенсації зменшуються. Це дає привід деяким фахівцям робити висновки про недоліки компенсації і навіть про її шкідливість (великий рівень перенапруги дуги і можливість переходу ОЛН в міжфазне замикання зі значним розладом).

В енергетиці існують прилади для забезпечення якості електроенергії. У таких пристроях використовується активна фільтрація струму. Це складна (об'ємна) електрична система. Аналіз, як і експериментальна перевірка таких систем є дуже витратною і трудомісткою роботою. В даному випадку, щоб не проводити такі дорогі процедури, проблему вирішили заміною пристрою на віртуальну комп'ютерну модель.

З метою підвищення ефективності розподільної мережі з компенсованою нейтраллю та усунення компенсаційних недоліків рекомендується використовувати плавно регульовані реактори з автоматичним регулюванням. Велику увагу слід приділити системі керування дуговим реактором, оскільки від неї залежить правильність компенсаційного струму для різних конфігурацій електричної мережі. Оцінити різні системи управління можна за допомогою імітаційного моделювання. Моделювання розподільної мережі з компенсованою нейтраллю дозволяє досліджувати перехідні процеси, що відбуваються в різних режимах роботи, та проводити аналіз впливу перехідних процесів на роботу систем автоматичного регулювання [14, 15].

PowerFactory реалізовано схему заміни розподільної мережі [8].

DIGSILT POWERFACTORY — це інженерний інструмент для аналізу промислових, передавальних і комерційних електричних систем. Він був

розроблений як вдосконалена інтегрована та інтерактивна програмна система, призначена для електричних систем та аналізу систем управління для досягнення основних завдань планування та оптимізації режимів. Точність і достовірність результатів, отриманих за допомогою цього програмного забезпечення, підтверджено безліччю впроваджень, виконаних організаціями, які займаються плануванням та експлуатацією електроенергетичних систем [9, 16-20].

Щоб відповідати сучасним вимогам до аналізу електричних систем, програмний пакет DIGSILENT розроблений як інтегрований інженерний інструмент, який забезпечує легкий доступ до всіх доступних функцій, замість набору різних програмних модулів. Наступні основні функції PowerFactory представлені в одній виконуваний програмі [21-24]:

- визначення, зміна та впорядкування варіантів дослідження; основні чисельні методи; функції виведення та документування;
- інтегрована інтерактивна однорядкова графічно-інформаційна програмна оболонка;
- база даних елементів електричних систем і вихідних параметрів;
- інтегровані розрахункові функції (наприклад, розрахунок параметрів ліній електропередачі (пульпи) та електричних машин за геометричними розмірами або паспортними даними);
- налаштування електричної мережі на основі інтерактивного або оперативного запиту до системи SCADA;
- багатофункціональний інтерфейс для динамічного відображення за допомогою комп'ютера.

Завдяки єдиній базі даних, яка містить всю необхідну інформацію про обладнання електричної системи (наприклад, параметри ЛЕП, генератори, захисні пристрої, коливання, контролери), PowerFactory легко виконає будь-які або одночасно всі доступні функції в одному і те саме програмне середовище. Деякі з цих функцій: розрахунок встановленого режиму, розрахунок струмів короткого замикання, гармонічний аналіз, координація захисних пристроїв, розрахунок стійкості та модальний аналіз [25-27].

PowerFactory містить вражаючий список функцій моделювання, який постійно зростає:

- аналіз встановленого режиму та струмів короткого замикання для всіх типів електричних мереж, у тому числі комплексних 1-, 2-, 3-фазних змінних та систем постійного струму;
- аналіз мереж низької напруги;
- оптимізація збутових мереж;
- вибір місця перетину кабельних ліній;
- моделювання динамічних та електромагнітних перехідних процесів;
- аналіз власних номерів;
- ідентифікація системи;
- аналіз надзвичайних ситуацій та захист;
- гармонійний аналіз;
- аналіз надійності та стійкості до напруги;
- моделювання пристроїв силової електроніки;
- Моделювання заземлення;
- аналого-цифрові інтерфейси, інтерфейс для SCADA/GIS/NIS.
- Сумісність з іншими програмними продуктами, такими як PSS/E та PSS/U.
- Оптимізація встановленого режиму.

Розглянемо більш детально розрахунок основних параметрів моделі розподільної мережі в режимі ОЗС. На рис. 1 зображена модель трифазної електричної мережі. Для визначення середнього значення фазної ємності відносно повітряної лінії скористаємося виразом [9, 28-31]:

$$C_{\text{ПЛ}} = 0,4884 \cdot 10^{-9} K_{\text{тр}} \cdot K_{\text{кл}} \cdot K_{\text{розм}} \times \ln(3,4 \cdot 10^3 r + 3,56 \cdot 10^3) \times \ln(-0,02 PK_{U1} + 2,97 K_{U2}), \quad (1)$$

де $K_{\text{тр}}$ – коефіцієнт, що залежить від наявності блискавкозахисту;

$K_{\text{кл}}$ – коефіцієнт, який залежить від кількості кіл лінії, що підвішена в одній опорі;

$K_{розм}$ – коефіцієнт, що залежить від розміщення проводів на опорі;

r – радіостанції обертання фази, мм;

P – величина міжфазних відстаней між фазами (якщо дволанцюгова лінія лише одне коло), м;

K_{U1}, K_{U2} – коефіцієнти, що залежать від напруги лінії (при $U = 6-10$ кВ $K_{U1} = 5,29$, $K_{U2} = 1,175$; при $U = 35$ кВ $K_{U1} = K_{U2} = 1$) [9].

Коефіцієнт K_{mp} набуває таких значень: при відсутності кабелю $K_{mp} = 1$; з однолітерним рядком і наявністю кабелю $K_{mp} = 1,082$; При двоколісній лінії наявності троса $K_{mp} = 1,037$. Коефіцієнт K_{kil} набуває таких значень: при одноколісній лінії $K_{kil} = 1$; При двоколісній лінії $K_{kil} = 1,15$.

Середню ємність фази відносно землі для кабельної лінії знайдемо за таким виразом [11, 28, 30]:

$$C_{ku} = K_{vyk} \cdot 10^{-7} \cdot \left(\ln \left(K_f + \frac{K_u}{\sqrt{F}} \right) \right)^{-1}, \quad (2)$$

де $K_{вик}$ – коефіцієнт використання кабелю;

K_f – коефіцієнт живої форми;

K_u – коефіцієнт номінальної напруги кабелю;

F – робочий переріз, мм².

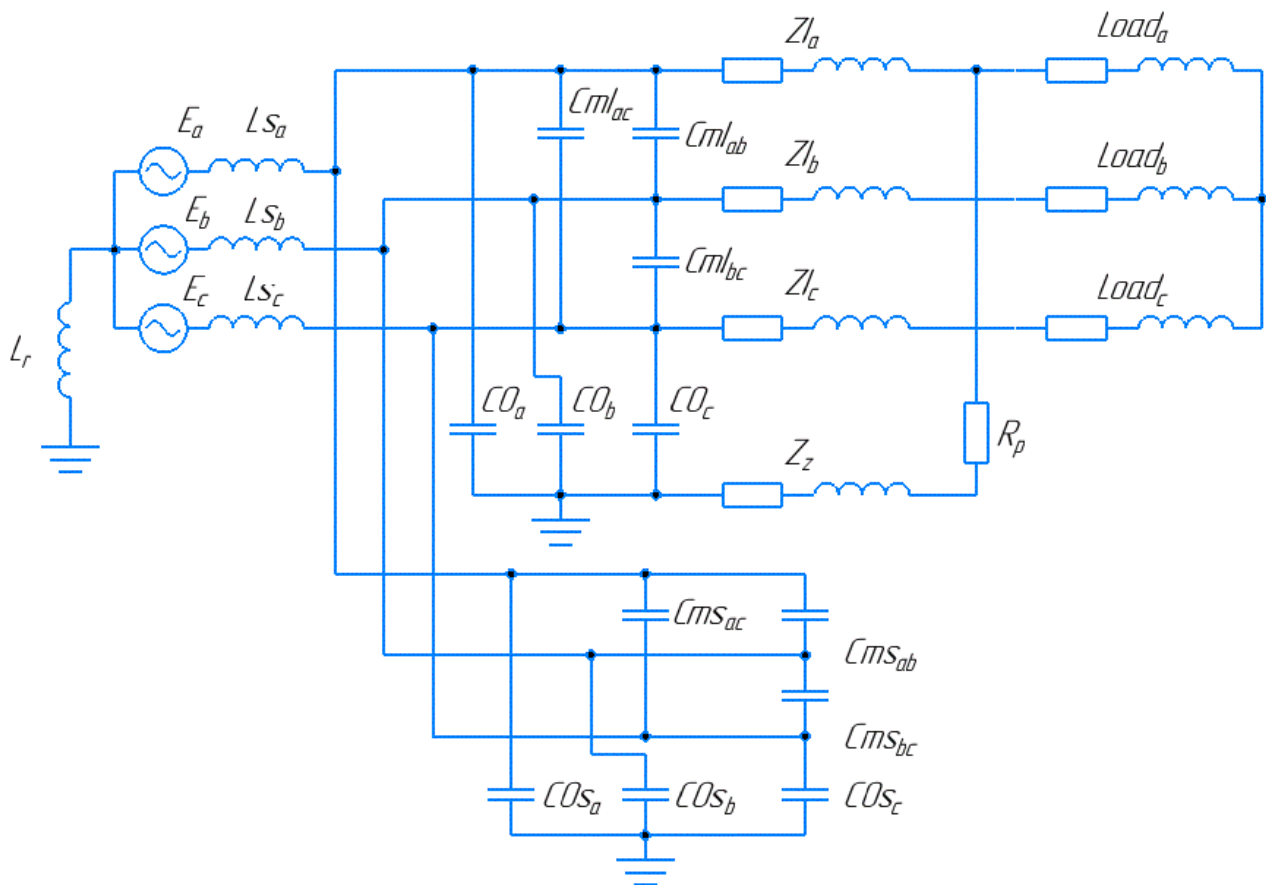


Рис. 1. Імітаційна модель трифазної електричної мережі

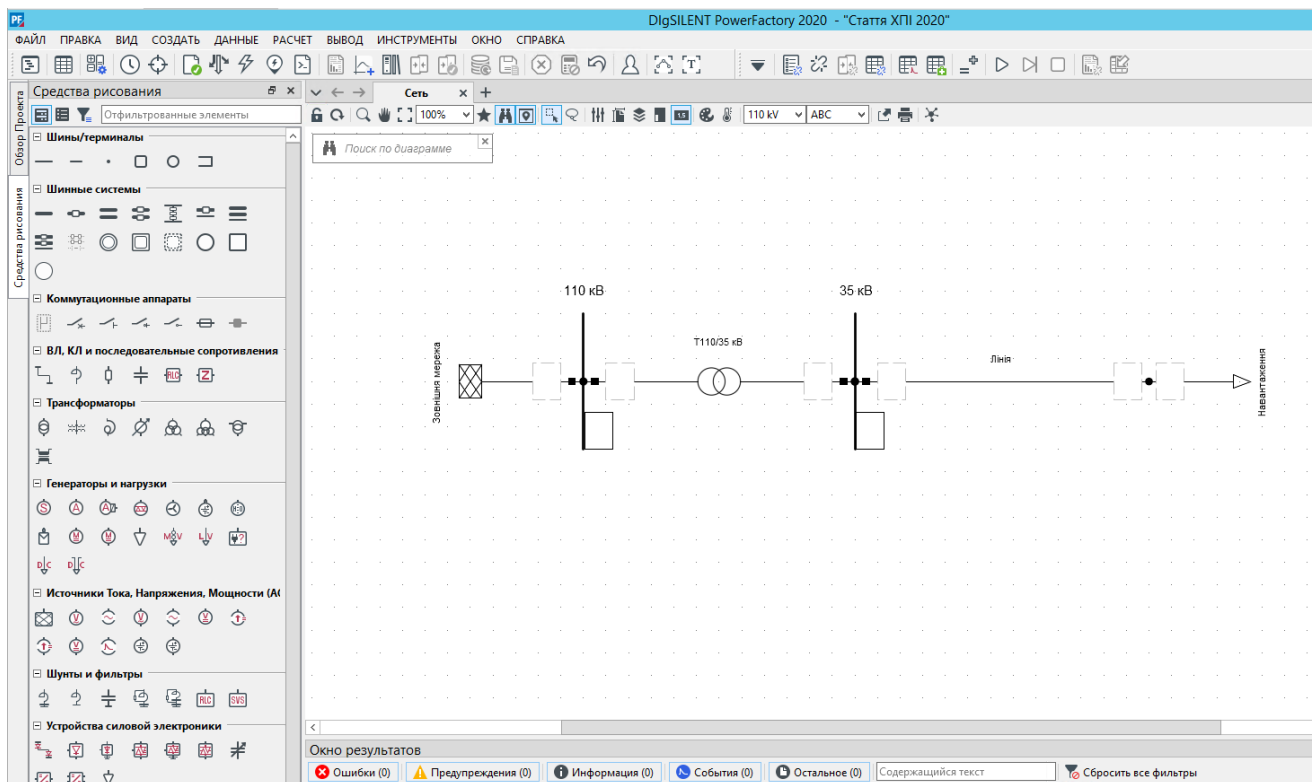


Рис. 2. Модель трифазної електричної мережі в DigSILENT PowerFactory

Розглянемо конкретний приклад розрахунку параметрів при використанні імітаційної моделі. Для цього ми будемо вбудовані в Digsilent Модель моделі PowerFactory та визначення схем заміни. Щоб знайти параметри схеми заміщення, розглянемо конкретний приклад. Для цього візьміть 5 повітряних (АС 70/11; АС 95/16; АС 120/19; АС 150/19; АС 185/24) і 5 кабельних (ПВП 70/11; ПВП 95/16; ПВП 120/ 16; РvР 185/24) [10] Передача лінії 35 кВ і довжиною від 10 до 100 км. Результати наведені в табл. 1.

За допомогою такої імітаційної моделі можливі розрахунки з високою точністю, а також з малими витратами часу.

Таблиця 1. Параметри ліній в імітаційній моделі

Перетин дроту, мм ²		70	95	120	150	185
Повітряна лінія	L , Нп	0,0138	0,0134	0,0132	0,0129	0,0129
	C , мкФ / км	0,049	0,05	0,05	0,051	0,051
Кабельна лінія	L , Нп	0,00436	0,00443	0,00424	0,00404	0,00389
	C , мкФ / км	4,567	5,231	5,644	5,822	6,377

2.3 Дослідження та порівняння характеристик мікропроцесорного пристрою релейного захисту та автоматики РС83-АВЗ компанії «РЗА СИСТЕМЗ» з пристроями електромеханічного типу

В процесі роботи електроенергетичної системи (ЕЕС) неминуче виникають аварійні ситуації, які порушують нормальну роботу обладнання та системи в цілому. Серед аварій, що мають найвищу небезпеку є короткі замикання (КЗ), які здатні охоплювати великі ділянки мережі та можуть мати досить тяжкі наслідки для всієї ЕЕС. Особливо ризикованим подібні аварійні ситуації є під час воєнного стану, коли енергетична інфраструктура постійно піддається атакам, має знижений ресурс, знижену надійність, але вимоги що висувуються до неї навпаки підвищені, оскільки крім забезпечення роботи зв'язку, банків, державних установ необхідно також

забезпечувати населення водопостачанням та теплопостачанням особливо в зимовий період.

Для локалізації пошкоджених елементів і запобігання розвитку аварій в ЕЕС використовуються пристрої релейного захисту та автоматики (РЗА), які відіграють вирішальну роль у підтриманні стабільної та безпечної роботи ЕЕС та забезпеченні надійного електропостачання.

Релейний захист – це автоматична система, метою якої є оперативне виявлення та відокремлення пошкоджених елементів ЕЕС у разі виникнення аварійних ситуацій. Пристрій релейного захисту виявляє зону пошкодження і відключає її від працездатної частини ЕЕС з подальшим відновленням нормальної роботи решти елементів системи [1,2].

Зараз існує три елементні бази, на яких будуються пристрої РЗА: електромеханічна, електронна та мікропроцесорна (цифрова). Найпершими і найстарішими є електромеханічні засоби. Проте досить велика їх кількість експлуатується і зараз і за оцінками з різних джерел на даний час їхня частка в ЕЕС України складає до 70% від загальної кількості. Електронні прилади були проміжними між електромеханічними і мікропроцесорними, але через певні особливості не набули поширення. Найсучаснішими є мікропроцесорні або цифрові пристрої РЗА. Дані пристрої останнім часом досить стрімко розвиваються та набувають поширення в Україні, з той час як за кордоном вони експлуатуються вже понад 30 років. Найбільш відомими зарубіжними фірмами в області розробок цифрових пристроїв релейного захисту та автоматики є ABB, SIEMENS, ALSTOM, GENERAL ELECTRIC. Таке широке використання цифрових терміналів РЗА викликане їх беззаперечними перевагами, що робить їх застосування в енергосистемах на даний час практично безальтернативним. Основними з них є:

- більш висока точність відтворення заданих характеристик функціонування пристрою. В цілому, апаратна похибка цифрових захистів може досягати до 2%. Так, один з основних параметрів вимірювальних органів захисту – коефіцієнт повернення – може мати значення 0,99. Досягнення такого значення коефіцієнта на напівпровідникових та електромеханічних реле потребує складних технічних рішень.

Прикладом такого реле є захист від симетричного перевантаження статора генератора, виконаного на спеціальному реле РТВК. Це реле виконано на напівпровідникових елементах і дозволяє збільшити коефіцієнт повернення до 0,99. Про те воно є дорогим та громіздким. Висока точність відтворення характеристик захистів дозволяє змінити деякі параметри узгодження між захистами суміжних елементів електричної мережі. Наприклад, можна зменшити ступінь селективності для максимальних струмових захистів суміжних елементів мережі, що в свою чергу зменшить час їх спрацювання і, як наслідок, час ліквідації аварії;

- отримання характеристик будь-якої складності. Це особливо є актуальним для дистанційних захистів, вимірні органи яких можуть мати які завгодно характеристики і враховувати будь-які особливості режимів, що можуть виникати в енергосистемі. При цьому зміна форми характеристик не потребує ніяких додаткових технічних переробок – вона змінюється на алгоритмічному рівні;

- запам'ятовування координат режиму під час спрацювання цифрового пристрою. Практично всі цифрові захисти запам'ятовують координати режиму аварійного та доаварійного режиму, що дає змогу експлуатаційному персоналу здійснювати глибокий аналіз аварійних ситуацій, визначати причини аварії і на основі цього при необхідності уточнювати та змінювати характеристики захистів та автоматики;

- можливість змінювати конфігурацію пристрою. В процесі розвитку мережі може виникнути необхідність в зміні характеристик пристроїв захисту – змінити уставки, ввести або вивести з роботи деякі функції тощо. Такі зміни не потребують ніяких технічних витрат, тому що вони здійснюються на програмному рівні;

- універсальність. Ця особливість цифрових пристроїв в більшій мірі стосується розробників, а не експлуатацію. Використовуючи універсальний процесорний модуль, відкоректувавши вхідні та вихідні кола, змінюючи алгоритм функціонування, можна створювати різні типи захистів та автоматики;

- значно менші габарити та менші затрати електротехнічних матеріалів. Один невеликий за розміром цифровий пристрій може замінити цілу групу складних реле, виконаних на напівпровідниках або електромеханічних елементах. Наприклад,

напівпровідниковий дистанційний захист від міжфазних к.з. має дев'ять вимірних дистанційних органів, кожен з яких виконаний у вигляді окремого модуля. В цифровому ж пристрої характеристики всіх цих вимірних органів задаються на програмному рівні і реалізуються віртуально в процесорі;

- можливість самодіагностики. Алгоритми функціонування сучасних цифрових пристроїв захисту, особливо складних, обов'язково включають функцію самодіагностики, яка періодично здійснює контроль справності всіх складових пристрою – вхідних кіл, вихідних кіл, цифрових елементів і при виявленні несправностей робота пристрою блокується з автоматичним повідомленням про це черговому персоналу. Традиційні ж пристрої релейного захисту, особливо електромеханічні, такої можливості не мають і є багато випадків в експлуатації, коли при виникненні аварії ці пристрої не спрацьовували і після аналізу виявлялось, що вони були несправними, про що оперативний персонал і не здогадувався;

- менше споживання енергії для функціонування, що суттєво зменшує потужність джерел енергії оперативного струму;

- менше навантаження та первинні вимірювальні трансформатори струму та напруги. Потужність споживання сучасних цифрових пристроїв релейного захисту складає до 0,5 В·А. Це дає змогу під'єднувати до первинних вимірювальних трансформаторів струму та напруги більшу кількість пристроїв релейного захисту та автоматики, забезпечуючи при цьому роботу трансформаторів струму та напруги в заданому класі точності;

- простота в експлуатації. Під час проведення планових профілактичних робіт немає необхідності перевіряти характеристики окремих складових елементів, як в традиційних пристроях релейного захисту, тому що фізично їх немає, їхні характеристики реалізовані програмно. Тому перевіряються лише загальні характеристики функціонування. Це суттєво зменшує номенклатуру робіт і відповідно час перевірки пристроїв.

Таким чином, з огляду на зростання частки цифрових РЗА з кожним роком та наявністю вказаних переваг даних пристроїв досить актуальним завданням є знати

принципи побудови пристроїв МП РЗА та вміти з ними працювати: підключати, налаштовувати та експлуатувати.

Формулювання мети статті. Провести комплексний порівняльний аналіз характеристик мікропроцесорного пристрою РС83-АВЗ та електромеханічних пристроїв релейного захисту для визначення ефективності, надійності та технічних переваг мікропроцесорних рішень у сучасних електроенергетичних системах.

Аналіз останніх досліджень. Забезпечення надійної та безаварійної роботи електроустановок тісно пов'язане з підвищенням технічного рівня РЗА, впровадженням комплексної автоматизації керування нормальними, аварійними та післяаварійними режимами роботи, що зумовлено безперервністю процесів виробництва, розподіл і споживання електроенергії.

Сучасні автоматизовані системи РЗА працюють на базі пристроїв МП, які поєднують багато видів захисту та протиаварійної автоматики. Один термінал РЗА здатний виконувати багато функцій, кількість яких може досягати сотень. Також важливою особливістю сучасних пристроїв РЗА є можливість інтеграції їх в інформаційну мережу, що дозволяє реалізувати концепції «Цифрова підстанція» та «Smart Grid» [3,4].

Ще одна особливість сучасного РЗА – використання вільно-програмованої логіки. Ця технологія являє собою різновид мови програмування на основі логічних схем, що дозволяє задавати власні або змінювати існуючі програмні алгоритми пристрою. Тобто за рахунок даної технології з'являється можливість налаштувати пристрій під конкретні специфічні завдання, що можуть виникнути у користувача [5,6].

Також причиною переходу на нову елементну базу є й те, що при цьому змінюються не принципи роботи захисту та автоматики, а лише розширюється їх функціональність, що робить експлуатацію більш зручною.

Щодо етапів розвитку систем РЗА від електромеханіки до цифрової підстанції, можна зазначити, що схемотехніка, логіка роботи (алгоритми) і розрахунок уставок – присутні в усіх системах РЗА незалежно від елементної бази, але ці складові мають різні частки.

В електромеханічних пристроях логіка роботи алгоритмів РЗА зрозуміла безпосередньо з принципової схеми; невеликий відсоток її прихований в самих реле. Однак самі схеми реле в основному прості, а алгоритми їх роботи очевидні. Таким чином, РЗ на електромеханіці є чітким і зрозумілим при вивченні.

У цифрових терміналах зовнішня електрична схема зменшена і спрощена, а складні логічні зв'язки переносяться всередину цифрового пристрою. Кількість алгоритмів, реалізованих в одному пристрої, різко зростає.

Також підвищуються вимоги до персоналу, що експлуатує і обслуговує МП термінали. Фахівці служби РЗА повинні знати всі аспекти електромеханіки, а також правила роботи з логічними схемами. Крім того, вони повинні розуміти особливості використання цифрових пристроїв, такі як призначення дискретних входів, правила роботи з програмним забезпеченням, оперативне живлення терміналу, електромагнітна сумісність (ЕМС) і т. д. Відповідно при роботі з МП пристроями пред'являються більш високі стандарти на кваліфікацію персоналу, ніж при використанні електромеханічних систем.

Цифрова підстанція є ключовим елементом розумної енергетики, де організація всіх інформаційних потоків при вирішенні задач моніторингу, аналізу та керування здійснюється в цифровому вигляді, а параметри такої передачі визначаються єдиним електронним файлом проекту [7]. В якості основного середовища передачі даних в цифровій підстанції використовується локальна мережа (LAN) на основі технології Ethernet і використовуються протоколи зв'язку, описані стандартом IEC 61850 [8]. Основними характеристиками такої підстанції є інтелектуалізація основного обладнання, розвинена мережа зв'язку та автоматизація експлуатації та управління.

У концепції цифрової підстанції на основі стандартів IEC 61850 схемотехніка майже повністю скорочена, а логічна частина розширена. Через відсутність візуалізації стає надмірною ступінь абстрактності у поданні інформації і погіршується розуміння системи. Функції РЗ автономні і не прив'язані до конкретного обладнання; вони реалізовані у віртуальній моделі підстанції. Для роботи з таким обладнанням потрібні фахівці вищого рівня, ніж ті, хто має справу зі звичайними

терміналами МП РЗА. Вони повинні знати про сучасну підстанцію з транспортними протоколами МП РЗА та IEC 61850.

Сучасна система автоматизації підстанцій, що ґрунтується на стандарті IEC 61850, є загальною технологією для забезпечення інфраструктури інтелектуальної мережі в системі передачі, але для реалізації цього необхідний постійний розвиток. IEC61850 постійно використовується для модернізації або розширення існуючих підстанцій, а також для впровадження нових цифрових підстанцій, чим закладається основа для плавної інтеграції всієї системи. Завдяки цій технології можна досягти передового енергоменеджменту та управління в розумній мережі.

Проте основи РЗА однакові для стандартного релейного захисту та для цифрових підстанцій, оскільки IEC 61850 не вносить жодних істотних нововведень у цьому аспекті. Сфера застосування стандарту IEC 61850 – системи зв'язку всередині підстанції.

Незважаючи на переваги цифрової технології IEC 61850, у системі є вразливості з точки зору кібербезпеки. Зокрема це відсутність автентифікації та шифрування повідомлень, що дозволяє перехоплювати повідомлення та змінювати стани вимикачів на підстанції, здійснювати несанкціоновані відключення або включення та чинити загрозу навіть життю людей. [9].

Знання різних методів кібератак, а також застосовних, можливих і найсучасніших механізмів захисту можуть дозволити дослідникам ефективно їх вивчати та вдосконалювати різні методи боротьби з новими формами кібератак на енергетичні системи [9].

В процесі еволюції РЗА основні зміни відбулися в схемотехніці, де відбувся перехід від використання громіздких релейних систем на основі візуально зрозумілих елементів до компактних пристроїв, здатних підключатися до інформаційної мережі цифрової підстанції, як звичайний комп'ютер.

Останніми роками різко зріс попит на енергію у зв'язку зі швидким розвитком різноманітних галузей промисловості та суспільства. Незважаючи на довгострокове підвищення енергоефективності, до 2050 року глобальне споживання енергії за базовим сценарієм зросте майже на 50% порівняно з 2020 роком [10]. З точки зору

споживання енергії, зміна клімату на глобальному рівні збільшила потребу у використанні електричних пристроїв для зменшення споживання бензину та викидів парникових газів у всіх секторах економіки [11, 12].

Відбулися значні зміни у виробництві енергії. Основним рушієм цієї трансформації стало зростання частки відновлюваних джерел енергії. З розвитком сонячної, вітрової, гідроенергетики та інших відновлювальних технологій стало можливим широкомасштабне впровадження «зелених» технологій у виробництво енергії [13], що сприяло диверсифікації енергетичного портфеля багатьох країн та зменшенню залежності від нестабільні ринки та ціни на викопне паливо.

Крім того, важливу роль у новому підході до виробництва енергії відіграє тенденція до використання децентралізованої та розподіленої генерації [13]. Усі ці виклики спонукали електроенергетику до перетворення своїх електромереж із застарілих на розумні.

В останні десятиліття за кордоном активно обговорюється і розвивається ідея інтелектуальної енергетичної системи, відомої як Smart Grid. Він представлений як інноваційна ідея розвитку електроенергетики в майбутньому [3]. Інтелектуальні електромережі, які називаються Smart Grid, є модернізованою версією звичайних мереж за рахунок використання модемних систем автоматизації та зв'язку, які забезпечують двосторонній обмін як енергією, так і інформацією, за допомогою яких можна автоматично підвищувати ефективність, надійність, економічні вигоди, а також забезпечують сталість процесів виробництва та розподілу електроенергії в режимі реального часу [4].

Іншими словами, Smart Grid – це цифрова технологія, яка забезпечує двосторонній зв'язок між комунальним підприємством та його клієнтами, а також моніторинг ліній електропередач, що робить мережу «розумною».

На додаток до забезпечення зв'язку в реальному часі між усіма системами, від генерації та передачі до розподілу та кінцевих користувачів, розумні мережі впроваджують нові можливості, технології та різноманітне обладнання для моніторингу, яке постійно відслідковує, перевіряє та повністю контролює всю

систему. Потреба в такій інфраструктурі привела до існуючої мережі концепцію Інтернету речей (IP) [14].

IP стає все більш важливою та поширеною концепцією в сучасному світі. Він охоплює широкий спектр пристроїв, починаючи від розумних термостатів і смарт-годинників до промислових датчиків і медичних пристроїв. Основна ідея IP полягає в тому, щоб дозволити пристроям збирати та обмінюватися даними через Інтернет, таким чином створюючи розумніші та ефективніші системи [14].

Все це накладає відбиток і на стабільність роботи мереж, їх надійність, безаварійність. В умовах коли від безаварійної роботи мережі залежить не лише робота окремого вузла, а і обмін інформацією, робота всіх елементів в цілому, вимоги до пристроїв РЗА, до функцій які повинні забезпечувати ці пристрої значно зростають.

Основна частина. Зараз на ринку України існує велика кількість пропозицій МП терміналів різних виробників, що відрізняються як за функціональністю так і за вартістю. Одним з таких пристроїв є пристрій РС83-АВЗ компанії РЗА-СИСТЕМЗ [15].

Пристрій РС83-АВЗ призначений для використання у схемах релейного захисту та протиаварійної автоматики ліній напругою 6...35 кВ, а також може бути використаний на приєднання інших класів напруг. Пристрій може встановлюватися в релейних відсіках КРУ, КРУН і КСВ, на панелях та шафах в релейних залах і на пультах управління, а також у релейних шафах зовнішньої установки на ОРУ. Пристрій може застосовуватися як самостійний пристрій, так і з іншими пристроями РЗА.

РС83-АВЗ – багатофункціональний цифровий пристрій, зібраний на сучасній елементній базі із застосуванням SMD монтажу, що поєднує різні функції захисту, контролю, керування та сигналізації. Загальний вигляд пристрою РС83-АВЗ наведено на рис. 1.



Рисунок 1 – Зовнішній вигляд пристрою PC83-AB3

Пристрій забезпечує наступні експлуатаційні можливості:

- виконання функцій захисту, автоматики управління та сигналізації;
- локальне (місьцеве) та дистанційне завдання внутрішньої конфігурації (введення захисту та автоматики, вибір захисних характеристик, кількості ступенів захисту, налаштування аварійного осцилографа, функцій світлодіодів та ін.) та її зберігання;
- дистанційне перемикавання наборів уставок;
- сигналізацію спрацьовування захистів та автоматики, положення комутаційних апаратів, несправності пристрою за допомогою реле та світлодіодів, що призначаються, а також по каналу АСУ;
- реєстрацію та зберігання осцилограм;
- можливість підключення до однієї з обраних точок функціональної логічної схеми за допомогою програмованих реле;
- контроль та індикацію положення вимикача, а також справності його ланцюгів керування, місцеве та дистанційне керування вимикачем, перемикавання режиму керування, діагностику вимикача;
- вимірювання поточних значень електричних параметрів об'єкта, що захищається;

- визначення виду аварії;
- безперервний оперативний контроль працездатності (самодіагностики) протягом усього часу роботи;
- гальванічну розв'язку входів і виходів, включаючи живлення, для забезпечення високої перешкоди;
- високий опір та міцність ізоляції входів та виходів щодо корпусу та між собою для підвищення стійкості пристрою до перенапруг, що виникають у вторинних ланцюгах КРУ;

У пристрої передбачені календар та годинник астрономічного часу з енергонезалежним харчуванням з індикацією року, місяця, дня місяця, години, хвилини та секунди з можливістю синхронізації ходу годинника по АСУ.

Пристрій забезпечує синхронізацію внутрішнього годинника від зовнішнього пристрою.

Даний пристрій здатний виконувати функції, наведені в табл. 1.

Аналізуючи функціональні особливості мікропроцесорних пристроїв РЗА в цілому, та зокрема пристрою РС83-АВЗ можна зазначити наступне. Якщо для захисту лінії використовуються МП термінали, то при відключенні автоматичного вимикача від системи захисту або при спрацьовуванні автоматики у внутрішній пам'яті пристрою зберігається інформація про момент спрацьовування, найменування спрацьованого захисту або автоматики, а також запис електричних параметрів в періоди до аварії, під час аварії та після її завершення. Завдяки цьому функціоналу можна точно відновити хід подій, що дає змогу проаналізувати стан мережі, коли відбуваються серйозні аварії. Реєстрація аварійних ситуацій здійснюється з високою розподільною здатністю в часі. МП термінали здатні вимірювати події тривалістю кілька мілісекунд, що при аналізі роботи захисних пристроїв дозволяє правильно визначити послідовність їх спрацьовування, а також зробити висновок про відповідність роботи захисних механізмів із зазначеними налаштуваннями та умовами. Записи подій зберігаються пристроєм в його енергонезалежній пам'яті.

Термінал захисту має функцію самодіагностики, а також контролює роботу вхідних і вихідних кіл, що дозволяє швидко визначати несправності. У разі

використання електромеханічного захисту порушення в роботі цих пристроїв часто залишаються непоміченими, а їх несправності часто виявляються лише тоді, коли система захисту працює неправильно або повністю виходить з ладу.

У пристрої МП РЗА зміна параметрів спрацьовування захисту здійснюється в меню шляхом вибору необхідних значень. У цьому випадку можна організувати кілька наборів параметрів і легко перемикатися між ними, що виявляється дуже зручним, коли потрібно тимчасово змінити задані значення.

Однією з додаткових переваг МП терміналів є можливість інтегрувати їх із системою диспетчерського керування та збору даних (SCADA), що дозволяє обслуговуючому персоналу підстанції контролювати стан комутаційних пристроїв, навантаження та напругу на шині, а також дистанційно керувати обладнанням безпосередньо з центрального командного пункту.

Таблиця 1 – Перелік функцій, що виконуються пристроєм PC83-AB3 [15].

№ п/ п	Функція	Кількість ступеней захисту	Код ANSI
1	МСЗ направлена, з можливістю виводу направленості з вольтметровим блокуванням по $U_{\phi \min}$, $U_{л \min}$, $U_{1 \min}$, $U_{2 \max}$, із залежними і незалежними характеристиками	8	67(V), 50/51(V)
2	Захист від замикань на землю (ЗНЗ) по струму $3I_0$ або опору Z_0 , направлений з можливістю виводу направленості, з пуском по $3U_0$ або без пуску, із залежними і незалежними характеристиками	4	67N, 50/51N, 21N
3	Захист від замикання на землю із залежними характеристиками від суми вищих гармонік $3I_0$	2	-
4	Захист по напрузі ЗН (ЗМН U_{ϕ} , ЗМН $U_{л}$, ЗПН $U_{л}$, ЗПН $3U_0$, ЗМН U_1 , ЗПН U_2)	4	27, 59, 59N, 27- 1, 59-2
5	Захист струму зворотної послідовності ОБР (I_2 , I_2/I_1)	2	46

6	Логічний захист шин (ЛЗШ)	2	
7	АЧР по частоті мережі	2	
8	ЧАПВ по частоті мережі	2	
9	Логіка АЧР-ЧАПВ по дискретному входу	1	
10	УРОВ	2	50BF
И	АПВ	2	79
12	БНН	1	VTS
13	Визначення місця пошкодження (ВМП)	+	
14	Керування вимикачем (АУВ)	+	
15	Контроль ресурсу вимикача	+	
16	Технічний облік електроенергії	+	
17	Вимірювання, розрахунок, відображення на дисплеї та передача по мережі всіх аналогових величин з якими працює пристрій	+	
18	Розрахунок, відображення на дисплеї та передача по мережі активної та реактивної потужності, коефіцієнта потужності	+	

Сучасні прилади РЗА поєднують в одній системі функції РП, вимірювання, регулювання та контролю електроустановки. У складі автоматизованих систем керування технологічними процесами енергооб'єктів вони виступають кінцевими пристроями збору інформації.

Проведемо порівняльний аналіз функціональних можливостей пристроїв РЗА на основі електромеханічних реле та мікропроцесорних РЗА на прикладі пристрою РС83-АВЗ. Порівняння характеристик електромеханічних реле і МП пристроїв наведено у табл. 2.

Таблиця 2 – Порівняння характеристик електромеханічних реле та мікропроцесорних пристроїв

№	Параметр	Електромеханічні реле	Мікропроцесорні пристрої
1	Принцип дії	Грунтується на використанні контактів і електромагнітів. При зміні параметрів електричної мережі релейний механізм реагує на електромагнітне поле перемиканням контактів.	Працюють за алгоритмами, заданими програмою. Мікропроцесор обробляє дані від датчиків і приймає рішення відповідно до заданих параметрів.
2	Швидкість реакції	Обмежена механічними процесами швидкість реакції обмежена часом, необхідним для руху механізму	Забезпечує високу швидкість обробки та відповіді завдяки швидким обчисленням, що робить їх ефективними в середовищах, що швидко змінюються
3	Гнучкість і налаштування	Обмежені налаштування параметрів і функціональності, їх здатність змінюватись обмежена механічною конструкцією	Вони мають високу гнучкість конфігурації та програмування. Параметри захисту, часові затримки та логіку роботи можна легко змінити
4	Складність алгоритмів захисту	Може забезпечити базові алгоритми захисту, але обмежено у реалізації складних алгоритмів, таких як диференціальний захист або гармонічний аналіз	Дозволяє реалізувати широкий спектр складних алгоритмів, включаючи диференціальний і гармонічний аналіз, а також інтегровані функції моніторингу та діагностики
5	Надійність	Надійний, витримує тимчасові перевантаження. Однак з віком і зношеністю механізмів і контактів їх надійність може знижуватися	Від цього залежить надійність електронних компонентів. Може виникати несправність через перенапругу, електромагнітні перешкоди або помилки програмного забезпечення
6	Інтеграція та дистанційне керування	Як правило, не мають вбудованої інтеграції та можливостей дистанційного керування	Легко інтегрується в системи управління, моніторингу та діагностики, що дозволяє дистанційно налаштовувати та контролювати їх роботу
7	Технічне обслуговування	Вимагають періодичного калібрування та обслуговування для надійної роботи	Потрібна технічна підтримка та оновлення програмного забезпечення

Електромеханічні реле – це традиційні пристрої релейного захисту, що працюють на основі фізичних принципів електромагнетизму і механіки. До їх складу входять контакти, пружини та електромагніти, які реагують на зміну електричних параметрів мережі. Дані пристрої мають наступні переваги:

- простота і надійність: електромеханічні реле привабливі простотою конструкції, що забезпечує їх розуміння інженерами і техніками;
- перешкодостійкість: ці пристрої демонструють певний рівень стійкості до електромагнітних перешкод і коливань напруги, що робить їх цінними в ситуаціях, коли електрична мережа не дуже стабільна.

Проте їм властивий і ряд недоліків:

- обмежена швидкість і точність: електромеханічні реле мають обмежену швидкість спрацьовування та час відгуку, що може бути недостатнім для забезпечення захисту від швидких подій, таких як короткі замикання;
- необхідне технічне обслуговування: реле потребують періодичного обслуговування та калібрування для забезпечення надійної роботи. Через механічну природу складових частин вони зношуються і з часом можуть потребувати заміни;
- обмежені можливості: складні сучасні системи електропостачання можуть потребувати більш складних алгоритмів захисту, які важко або неможливо реалізувати за допомогою електромеханічних реле.

На відміну від електромеханічних пристроїв, мікропроцесорні термінали релейного захисту мають такі переваги:

- висока точність і швидкість: пристрої МП мають можливість виконувати обробку даних з підвищеною швидкістю і точністю, що полегшує реалізацію складних алгоритмів захисту і швидке реагування на події;
- гнучкість і налаштування: можна налаштувати параметри захисту відповідно до унікальних системних вимог, що стає важливим для адаптації до різноманітних умов роботи;
- інтеграція та контроль: пристрої МР легко інтегруються з іншими системами автоматизації, моніторингу та управління, що дозволяє досягти більш глибокого рівня контролю над роботою системи електропостачання.

Також їм властиві певні недоліки:

- висока вартість: використання пристроїв МП передбачає інвестиції в електронні компоненти та програмне забезпечення, що може призвести до збільшення витрат порівняно з використанням електромеханічних реле;
- неремонтопридатність: при виході з ладу функціонального вузла його можна замінити тільки в цілому;
- залежність від електронних компонентів: МП пристрої можуть стати вразливими, коли в електронних компонентах виникають проблеми або дефекти;
- для програмування, налаштування та обслуговування пристроїв МП необхідні спеціалісти відповідної кваліфікації;
- можливість навмисного дистанційного впливу на РЗ МП з метою порушення його нормальної працездатності;
- крім того, термінали МП РЗА різних виробників не можуть бути взаємозамінними через відсутність єдиного стандарту на обладнання.

Електромеханічні реле підходять лише для невеликих систем захисту, де мало компонентів і потрібна висока надійність та є обмеження в ціні. МП пристрої дозволяють використовувати більш складні та гнучкі алгоритми захисту, легко інтегрувати їх в автоматизовані системи, а також більш точно налаштовувати параметри захисту.

Вибір між цими типами пристроїв залежить від конкретних вимог системи захисту:

- якщо необхідно забезпечити високу точність, складні алгоритми захисту та інтеграцію з іншими системами, то вибір за МП пристроями;
- якщо необхідний захист має просту схему та обмежений бюджет, то можна розглянути використання електромеханічних реле.

У сучасних системах РЗА поширене поєднання електромеханічних реле і пристроїв МП, що дозволяє поєднати переваги обох підходів: точність, гнучкість і можливість інтеграції МП пристроїв, високу надійність електромеханічних реле.

В сучасних умовах просування концепції Smart Grid, що є складним і масштабним процесом та вимагає змін на різних рівнях енергетичної системи,

використання сучасних технологій та інновацій, спрямованих на підвищення ефективності, надійності та стійкості електроенергетики, використання МП РЗА є однією з ключових вимог побудови захисту мереж.

Уміння фахівців правильно розрахувати параметри роботи систем РЗА і налаштувати їх підвищує надійність роботи і безпеку експлуатації електрообладнання. Тому важливо ще на етапі навчання у вищому навчальному закладі отримати не лише теоретичні знання, а й практичні навички роботи з сучасним обладнанням.

Порівнюючи сучасні МП РЗА на прикладі пристрою РС83-AB3 та електромеханічні реле можна зробити такі висновки:

1. Електромеханічні реле, безсумнівно, відігравали важливу роль в електроенергетиці, але вони мали певні обмеження: вони були відносно однофункціональними та вимагали ручного налаштування для різних сценаріїв. Крім того, вони піддаються зносу, що зумовлює необхідність їх постійного (регулярного або періодичного) обслуговування.

2. При прийнятті рішення про перехід від електромеханічних реле до мікропроцесорних релейних пристроїв слід враховувати вимоги до системи, її складність, швидкість відгуку та рівень інтеграції. У деяких випадках спільне використання цих двох типів пристроїв дозволяє досягти оптимального балансу між надійністю і функціональністю системи захисту.

3. Сьогодні на зміну традиційному релейному захисту приходять пристрої МП, які поєднують функції захисту, автоматики, контролю та сигналізації. Їх використання підвищує чутливість захисту і скорочує час спрацьовування, що зменшує збитки від відключень електроенергії. Також можливе створення автоматизованих систем управління підстанціями та їх інтеграція з АСУ верхнього рівня. Це відкриває перспективи використання МП терміналів як основних пристроїв релейного захисту в електричних мережах для подальшого просування до ідеальної моделі Smart Grid.

4. Ефективний вибір обладнання МП РЗА для підстанції потребує оптимізації витрат та ефективності. Необхідно врахувати початкові та загальні витрати на

обслуговування терміналів МП РПА за 10 років. Також важливо враховувати витрати на оновлення програмного забезпечення та послуги спеціалістів від виробника.

5. Дослідження, проведені в процесі тестування пристрою РС83-АВЗ показали відповідність його функціональності та характеристик до використання в сучасних умовах, а також високу надійність роботи і порівняно нескладний процес освоєння даного пристрою, що дозволяє рекомендувати його для використання в сучасних електричних мережах.

2.4 Висновки

1. Запропоновано новий метод визначення пошкодженої лінії з замиканням на землю на основі методу введення сигналу для визначення лінії з замиканням на землю в системах заземлення нейтралі з малими струмами замикання на землю:

- Запропонований метод дозволяє підвищити точність основного методу при визначенні пошкодженої лінії в системі з ізолюваною або компенсованою нейтраллю. Описаний алгоритм дозволяє однозначно вказати пошкоджену лінію і скоротити час на пошуки. Час введення та вибірка цього методу не залежать від ступеня несправності та середовища.

- Динамічний вибір частоти сигналу досить ефективний при використанні в розподільчих мережах, які характеризуються мінливістю характеристик. Вхідний сигнал може більшою мірою поглинатися пошкодженою лінією.

- Обробка сигналу здійснюється за допомогою APFFT. При цьому вирівнюється спектр, знижується вплив сторонніх перешкод, покращуються амплітудно-фазові характеристики, підвищується точність аналізу.

- Для підвищення точності виявлення пошкоджень аналізується активна потужність вхідного сигналу, а не напруга.

- Запропонований метод виділення пошкодженої лінії на основі сигналу може реалізувати визначення пошкодженої лінії в умовах високого опору заземлення нейтралі..

2. При використанні DIgSILENT Програмний комплекс PowerFactory , є можливість досягти більш високого і швидкого результату в розрахунках. Основна перевага DIgSILENT в порівнянні з іншими спеціалізованими прикладними пакетами PowerFactory - це орієнтація на електророзрахунки, наявність вбудованих функцій і алгоритмів розрахунків і відповідність їх прийнятим стандартам і можливість вибору стандарту і методології розрахунків, що дозволяє скоротити час розрахунку і забезпечити високу надійність. Створення та використання віртуальної моделі пристроїв дозволяє: підтвердити основні теоретичні положення щодо розробки систем керування пристроями, що забезпечують якість електроенергії; для оцінки якості фільтра кривої струму при використанні різних сторонніх факторів, що створює навантаження.

3. При прийнятті рішення про перехід від електромеханічних реле до мікропроцесорних релейних пристроїв слід враховувати вимоги до системи, її складність, швидкість відгуку та рівень інтеграції. У деяких випадках спільне використання цих двох типів пристроїв дозволяє досягти оптимального балансу між надійністю і функціональністю системи захисту. Ефективний вибір обладнання МП РЗА для підстанції потребує оптимізації витрат та ефективності. Необхідно врахувати початкові та загальні витрати на обслуговування терміналів МП РПА за 10 років. Також важливо враховувати витрати на оновлення програмного забезпечення та послуги спеціалістів від виробника. Дослідження, проведені в процесі тестування пристрою РС83-АВЗ показали відповідність його функціональності та характеристик до використання в сучасних умовах, а також високу надійність роботи і порівняно нескладний процес освоєння даного пристрою, що дозволяє рекомендувати його для використання в сучасних електричних мережах.

3 ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З СОНЯЧНИМИ ЕЛЕКТРИЧНИМИ СТАНЦІЯМИ

3.1 Моделювання автономної сонячної електростанції та її роботи в енергосистемі

Сучасні тенденції розвитку електроенергетичних систем пов'язані з масовим впровадженням нових технологій, таких як розподілена генерація на основі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) [1].

Дослідження відновлюваної енергетики показали її ефективність. Сонячна енергетика є найбільш розвиненим напрямком, що дозволяє знизити вартість і споживання палива децентралізованих і енерговіддалених джерел електропостачання. Також такі системи не мають рухомих частин, не виробляють шуму, не потребують або не потребують технічного обслуговування, не забруднюють навколишнє середовище, мають модульну структуру та високу надійність [2, 3].

Фотоелектрична (PV) генерація електроенергії є найважливішим і стійким альтернативним джерелом електроенергії, доступним на даний момент, завдяки великій кількості та легкому доступу сонячної радіації навколо Землі. Незважаючи на коротку тривалість сонячного світла, сонячна енергія широко доступна вдень і вільна для використання [4, 5]. Останнім часом фотоелектрична система була визнана лідером у виробництві відновлюваної електроенергії, оскільки вона може генерувати електроенергію постійного струму без сильного впливу на навколишнє середовище та забруднення.

Використовуючи модель, можна теоретично передбачити поведінку фотоелектричної системи щодо певних параметрів, таких як сонячне випромінювання, температура та опір. Існують різні моделі фотоелектричних систем. Серед них найпростіша модель з одним діодом. Це гарний компроміс між простотою та точністю, він найбільш широко використовується: як з послідовними, так і з паралельними резисторами, щоб показати вплив світла та температури на фотоелектричний модуль, забезпечити взаємодію з перетворювачем потужності, знайти найкращі рівняння для

струм (I) і напруга (V) для моделі з одним фотоелементом та вплив послідовного та паралельного опору [6, 7]. Прямий розрахунок контролюється математичною моделлю за допомогою програмного забезпечення Matlab-Simulink.

Фотоелектричні системи з контрольованим відстеженням максимальної потужності (MPPT) забезпечують кращу продуктивність, виконують систематичний аналіз під час моделювання та оцінки ключових підсистем для максимізації потужності сонячних батарей. При їх моделюванні використовується однодіодна еквівалентна схема [8].

Фотоелектричні масиви використовуються в багатьох технічних додатках, таких як зарядні пристрої для акумуляторів, фотоелектричні системи, підключені до мережі, гібридні сонячні панелі та супутникові системи живлення (рис. 1).

Рис.1 (а, б) – моделі найбільш часто використовуваного фотоелемента: джерело струму, паралельне одному або двом діодам. Однодіодна модель має чотири компоненти: джерело фотоструму, діод, паралельний джерелу, ряд резисторів R_s і шунтуючий резистор R_{sh} . На рис. 1(б) представлена модель із двома діодами: додатковий діод для кращого підгонки кривої.

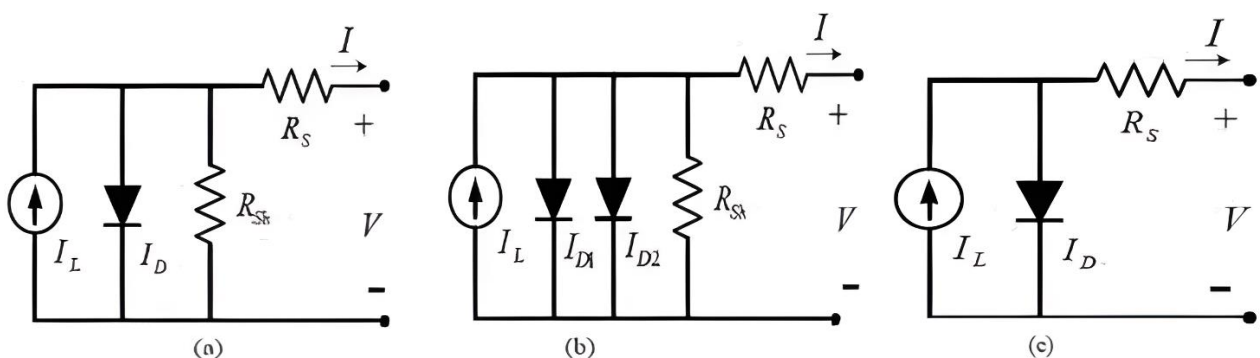


Рис. 1. Моделі еквівалентних схем фотоелектричних елементів: (а) Модель з одним діодом, (б) Модель з двома діодами, (с) Спрощена еквівалентна схема фотоелектричних елементів.

Опір шунта R_{sh} досить великий, тому ним зазвичай можна знехтувати. Таким чином, чотири параметричні моделі на рис. 1 (а, б) можна спростити до рис. 1с.

Вихідна напруга V і струм навантаження I співвідносяться [1] як:

$$I = I_L - I_D = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + IR_S}{\alpha} \right) - 1 \right]. \quad (1)$$

де I_L – легкий струм (А);

I_0 – струм насичення (А);

I – струм навантаження (А);

V – вихідна напруга (В);

R_S – послідовний опір (Ω);

α – коефіцієнт завершення вимірювання теплової напруги (В).

Чотири параметри (I_L , I_0 , R_S і α) можуть бути визначені для отримання співвідношення $I - V$ (модель чотирьох параметрів). Еквівалентна схема на рис. 1с і рівняння (1) маскують складність фактичної моделі, оскільки чотири параметри є функціями температури, струму навантаження та сонячної радіації.

Світловий струм I_L можна розрахувати як:

$$I_L = \frac{\Phi}{\Phi_{ref}} [I_{L,ref} + \mu_{I,SC}(T_C - T_{C,ref})]. \quad (2)$$

де Φ – освітленість (Вт/м²);

Φ_{ref} – еталонна освітленість (використовується значення 1000 Вт/м²);

$I_{L,ref}$ – світловий струм за стандартних умов (1000 Вт/м² і 25 °С);

T_C – температура фотоелемента (°С);

$T_{C,ref}$ – еталонна температура (використовується значення 25°С);

$\mu_{I,SC}$ – температурний коефіцієнт струму короткого замикання (А/°С);

$I_{L,ref}$ і $\mu_{I,SC}$ – доступні в паспорті виробника.

Струм насичення I_0 можна виразити через його значення за стандартних умов [5]:

$$I_0 = I_{0,ref} \left(\frac{T_{C,ref} + 273}{T_C + 273} \right)^3 \exp \left[\frac{e_{gap} N_S}{q \alpha_{ref}} \left(1 - \frac{T_{C,ref} + 273}{T_C + 273} \right) \right], \quad (3)$$

де $I_{0,ref}$ – струм насичення (А) за стандартних умов;

e_{gap} – ширина забороненої зони матеріалу;

N_s – кількість комірок в серії фотоелектричного модуля;

q – заряд електрона ($1,60217733 \times 10^{-19}$ С);

α_{ref} – значення за стандартних умов.

Параметри модуля були в основному налаштовані відповідно до специфікацій Solar MSX60 для сонячного випромінювання 1000 Вт/м^2 і температури комірки 25°C [3]. Налаштування параметрів наведено в таблиці I.

Таблиця 1. Параметри параметрів, які використовуються фотоелектричним модулем у моделюванні

Параметри модуля	Цінності
Опорна напруга (B_r)	17,1 В
Опорний струм (I_r)	3,5А
Температурний коефіцієнт струму короткого замикання	$3 \times 10^{-3} \text{ мА/}^\circ\text{C}$
Температурний коефіцієнт струму короткого замикання (β)	$-73 \times 10^{-3} \text{ мВт/}^\circ\text{C}$
Струм короткого замикання (I_{sc})	3,8А
Послідовний опір (R_s)	0,47 Ом

На рис. 2 показано симуляцію Simulink запропонованого фотоелектричного модуля, підключеного до резистивного навантаження постійного струму. Кінцевий резистор R_L був встановлений на 4,5 Ом для роботи МРРТ. Випромінювання (G), 1000 Вт/м^2 і температура модуля (T_C) 25°C були використані для моделювання.

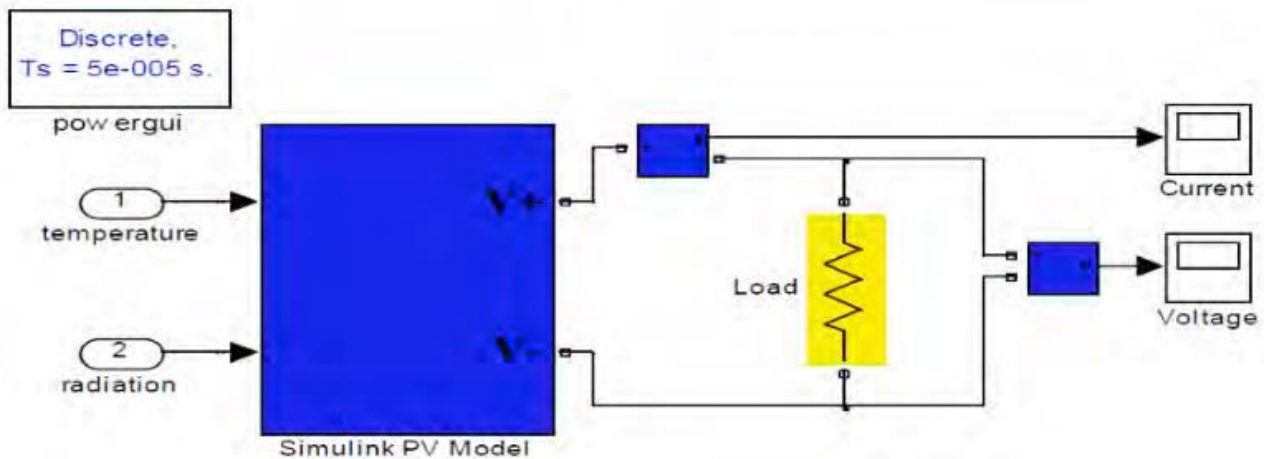


Рис. 2. Simulink моделювання фотоелектричного модуля для навантаження постійного струму.

Внутрішній резистор R_i і конденсатор C_i були встановлені на 1 Ом і 10^{-2} F відповідно. Перехідна характеристика фотоелектричного модуля, коли він підключений до резистивного навантаження, показана на рис. 3 (a,b,c). Напруга та струм навантаження встановлюються на постійне значення приблизно через $0,05 \text{ с}$ перехідного процесу.

Розрахунковий час може бути скоригований для C_i та R_i . Налаштування перехідної реакції фотоелектричного модуля особливо корисно для аналізу стабільності напруги та потужності енергосистем, що живляться від фотоелектричних панелей. Потужність, що подається на навантаження фотоелектричним модулем, була досягнута в стаціонарному режимі роботи після проектування перехідних процесів. Це дозволяє більш реалістично аналізувати фотоелектричні панелі при моделюванні енергосистеми.

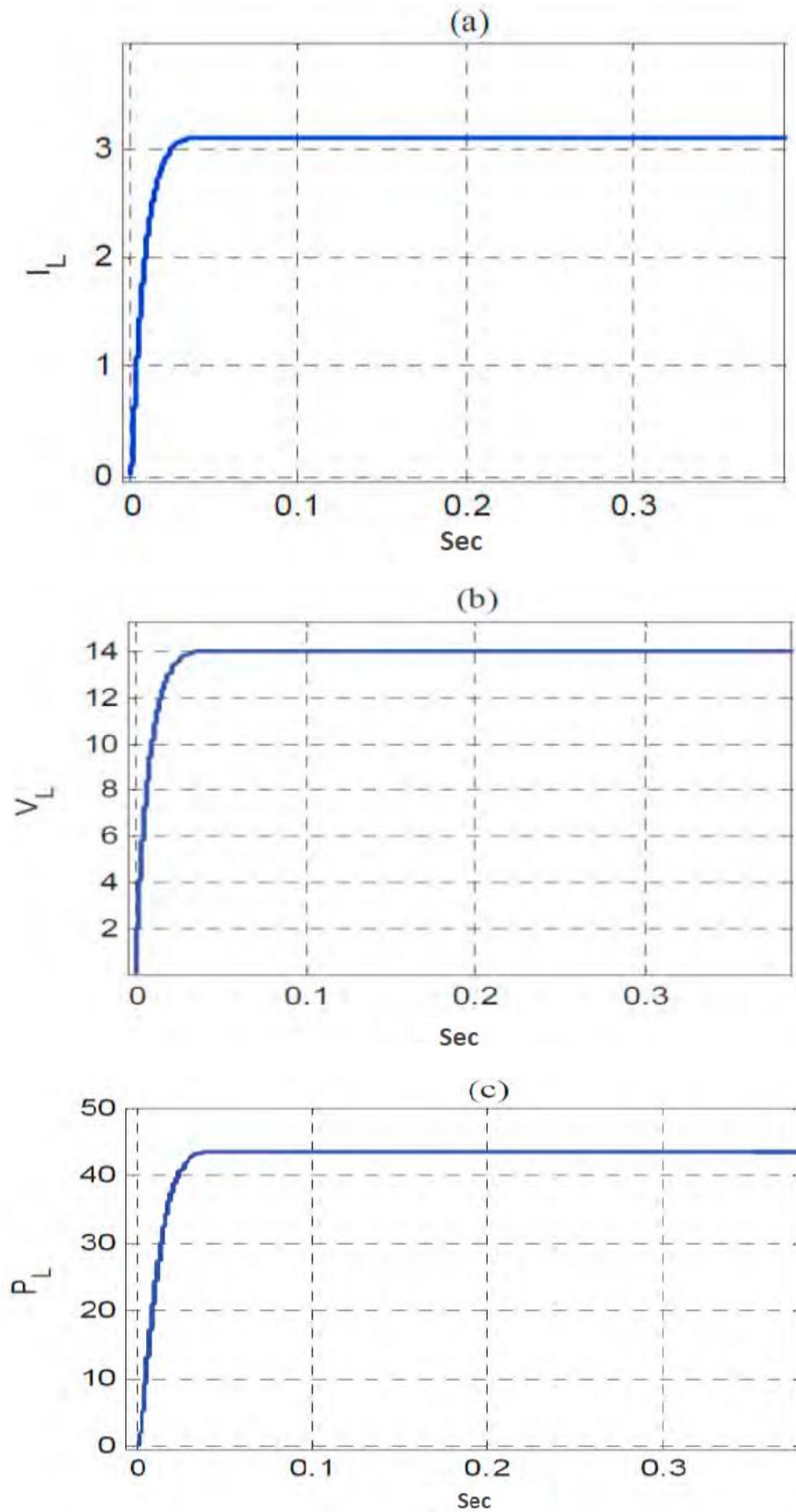


Рис. 3. Струм I (a), напруга V (b) та потужність P (c) фотоелектричного модуля для опору навантаження 4,5 Ом.

У характеристиках фотоелектричного модуля існує єдина максимальна точка потужності для певного робочого стану. Бажано, щоб фотоелектричний модуль працював близько до цієї точки, тобто потужність фотоелектричного модуля наближається до точки максимальної потужності [2, 9].

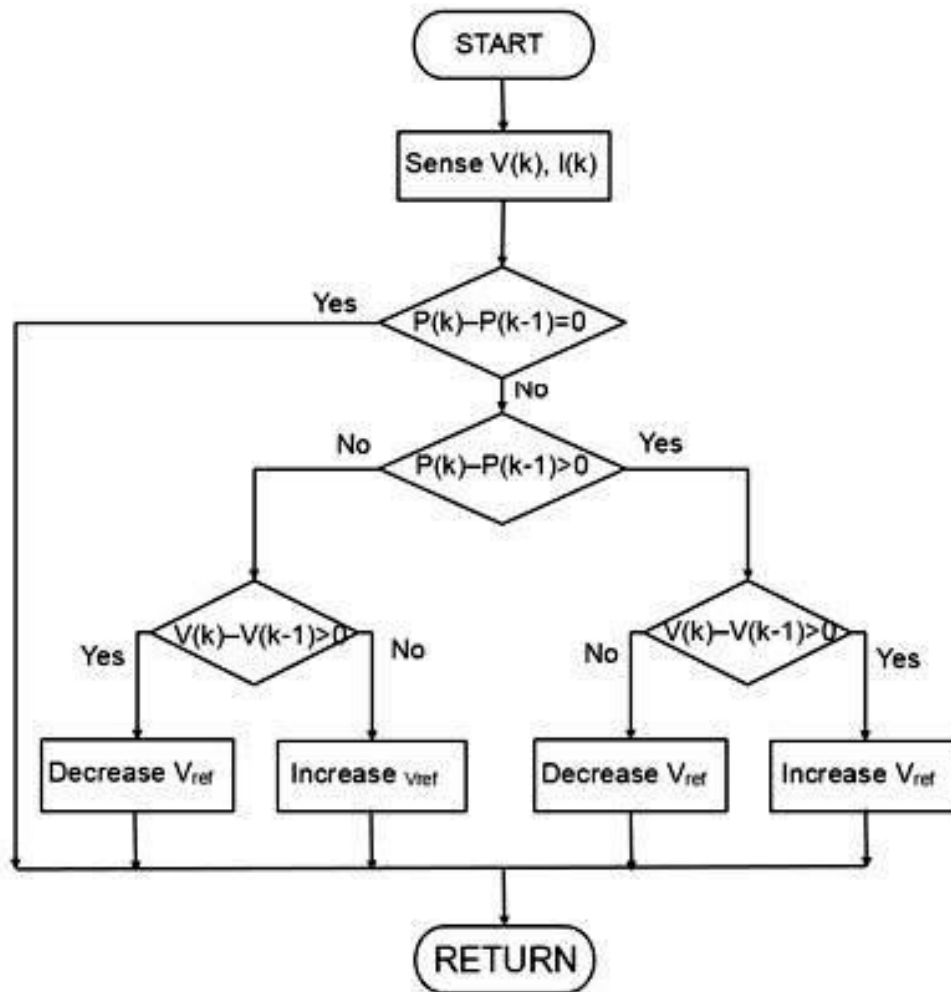


Рис . 4. Схема методу MPPT (P&O)

Існує багато алгоритмів MPPT. Алгоритм збурення та спостереження (P&O) забезпечує оптимальну роботу системи за різних умов. На рис. 4 показано запропонований алгоритм MPPT для керування потужністю PV. Метою алгоритму MPPT є автоматичне визначення максимальної робочої напруги та максимального робочого струму, за яких фотоелектричний модуль може працювати на максимальній потужності за заданих умов освітлення та температури. Алгоритм P&O MPPT починається з обчислення вихідної потужності фотоелектричних модулів і зміни її шляхом вимірювання як струму, так і напруги фотоелектричного модуля [8, 10].

Метод МРРТ в цьому випадку періодично контролює підвищення або зниження напруги сонячного фотомодуля. Якщо такі збурення генеруються в тому самому напрямку і якщо це призводить до зменшення потужності фотоелектричного модуля, то збурення генеруються в протилежному напрямку [3].

Робочий цикл змінюється до отримання МРРТ, однак система коливається навколо МРРТ, зменшуючи розмір кроку збурення, зменшуючи коливання, але сповільнюючи відстеження [9, 11-13].

Система на рис. 5 моделюється з контрольної точки зору, зміна температури або випромінювання створює нову точку максимальної потужності. Системі потрібно перейти до цієї нової інсталяції. МРРТ виконує завдання моніторингу в поєднанні з РІ-регулятором. Потім необхідний робочий цикл застосовується до пристрою, який керує затвором МОП-транзистора в понижувальному перетворювачі.

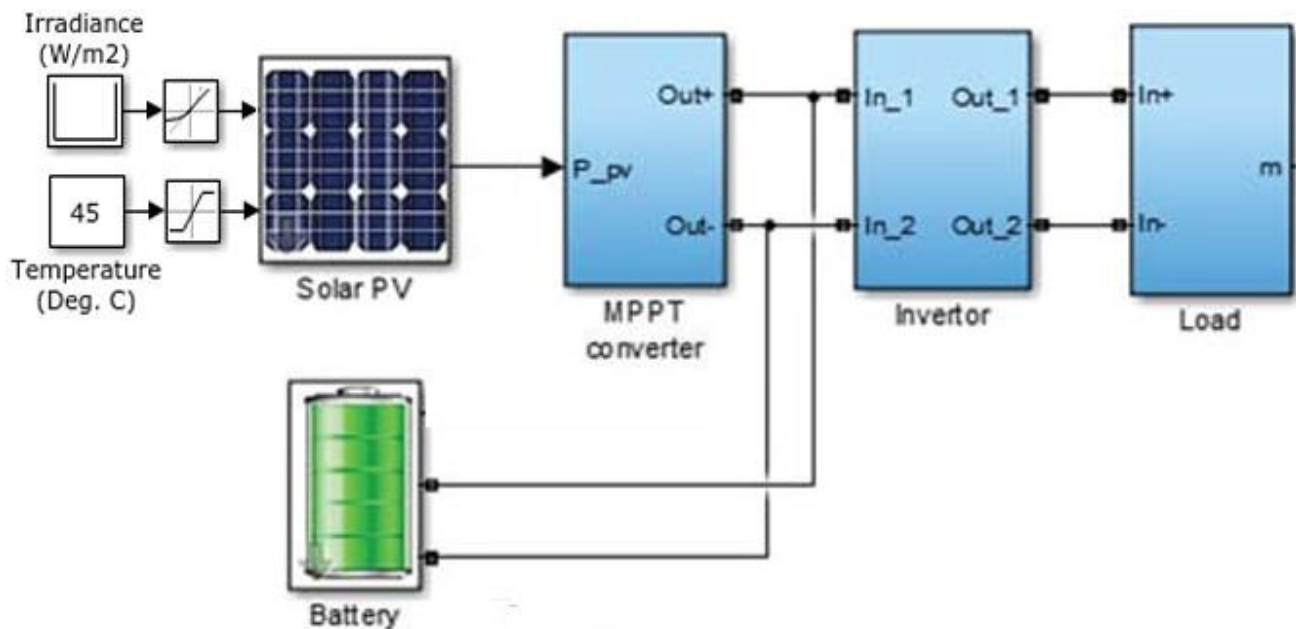


Рис. 5. Модель Matlab-Simulink запропонованої фотоелектричної системи.

Для моделювання перехідних процесів використовувалася бібліотека Specialized Power Systems і Electrical Specialized Power Systems. Модель створена на основі наближених характеристик фотоелектричного генератора та спрощених

математичних функцій, яка представлена у вигляді блоку підсистеми [14-16]. Реалізація всієї системи в Matlab/Simulink показана на рис. 5.

Моделювання використовує різні погодні умови [9]. У першому наборі: (550 Вт/м^2 та 25°C), (600 Вт/м^2 та 35°C), (1200 Вт/м^2 та 45°C) та (1000 Вт/м^2 та 55°C). Максимальна потужність фотоелектричного модуля та вихідна потужність показані на рис. 6. Видно, що система досягає максимальної потужності. Різниця між вихідною потужністю та потужністю фотоелектричного модуля зумовлена втратами в перетворювачі [17, 18].

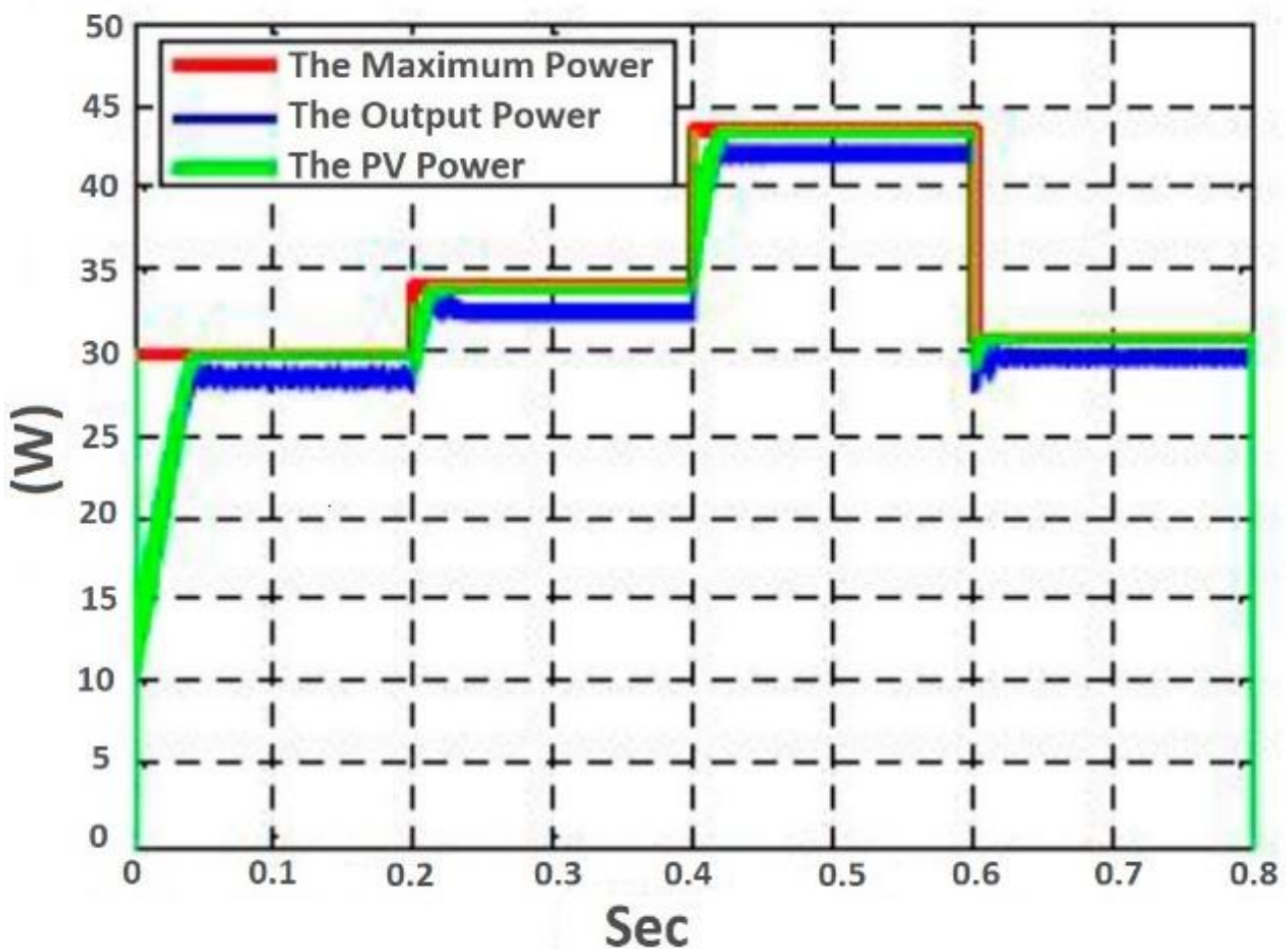


Рис. 6. Різниця між Потужність фотоелектричного модуля, максимальна потужність і вихідна потужність для першого набору.

У другому наборі: (220 Вт/м^2 та 25°C), (600 Вт/м^2 та 35°C), (800 Вт/м^2 та 45°C) та (600 Вт/м^2 та 55°C). На рис. 7 показано, що система відстежує максимальну потужність навіть на цих низьких рівнях.

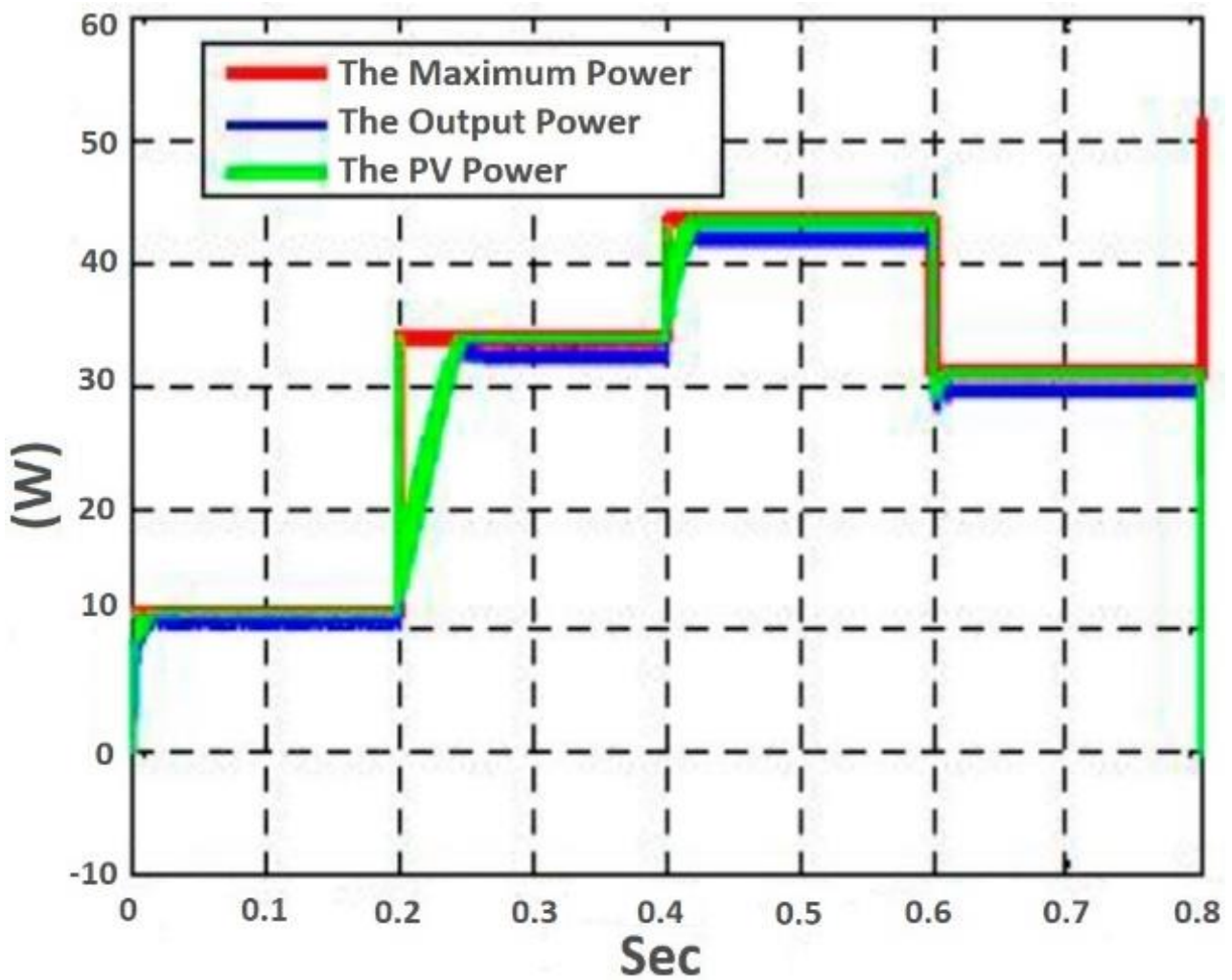


Рис. 7. Різниця між Потужність фотоелектричного модуля, максимальна потужність і вихідна потужність для другого випадку

У третьому наборі: (600 Вт/м² та 25°C), (800 Вт/м² та 35°C), (1400 Вт/м² та 45°C) та (1200 Вт/м² та 55°C) [9]. На рис. 8 показана відповідна вихідна потужність.

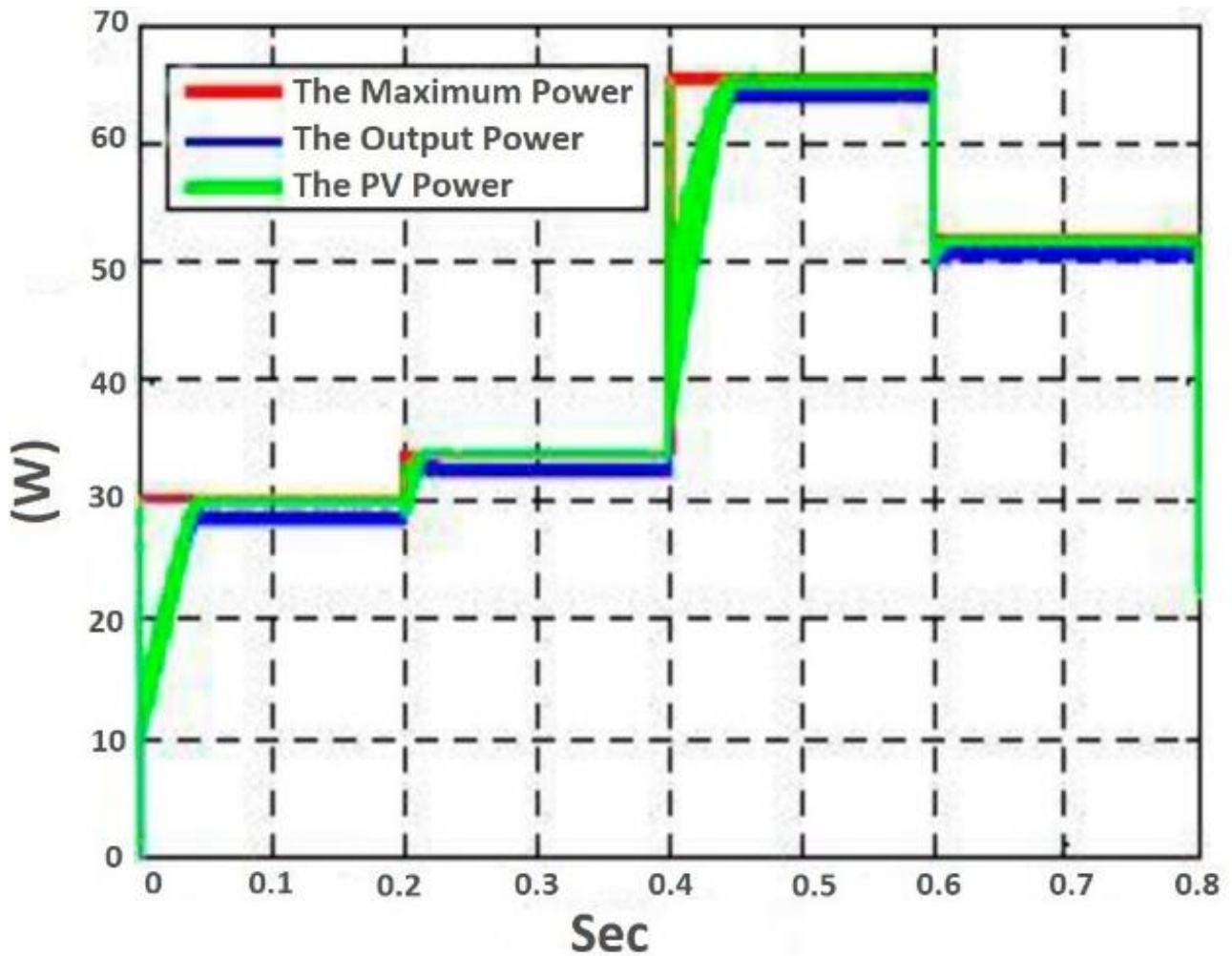


Рис. 8. Різниця між Потужність PV модуля, максимальна потужність і вихідна потужність для третього випадку

Збільшення рівня посилення збільшує час наростання системи і, отже, покращує реакцію системи на зміни температури та радіації [19-25], як показано на рис. 9.

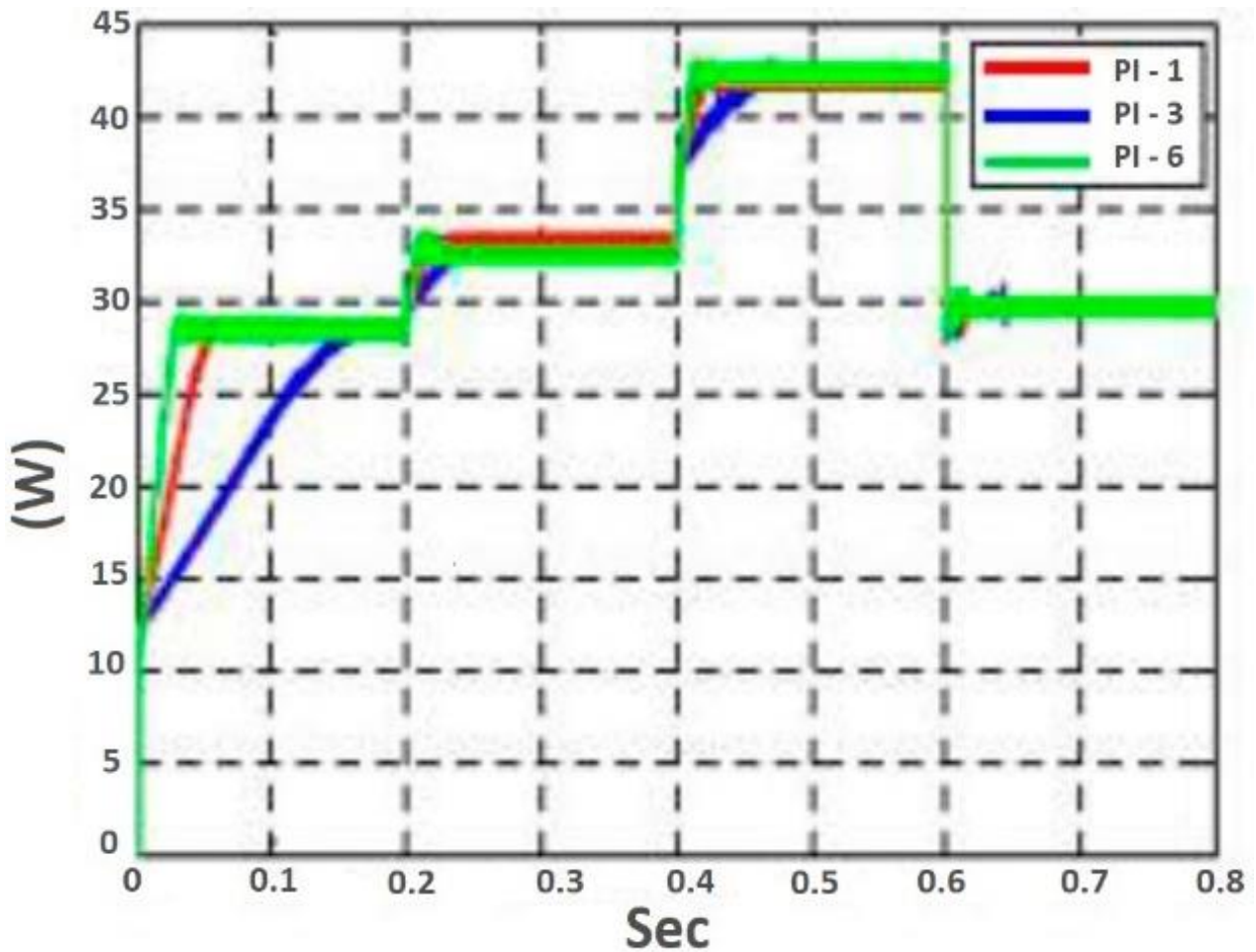


Рис. 9. Вихідна потужність з різними рівнями посилення.

На рис. 10 показано вплив частоти МРРТ на відгук системи. При 200 Гц відгук повільний, при 1 кГц відгук стає швидшим. Збільшення частоти МРРТ вище 1 кГц не покращує відгук системи, оскільки динаміка всієї системи контролюється динамікою перетворювача [26 - 28].

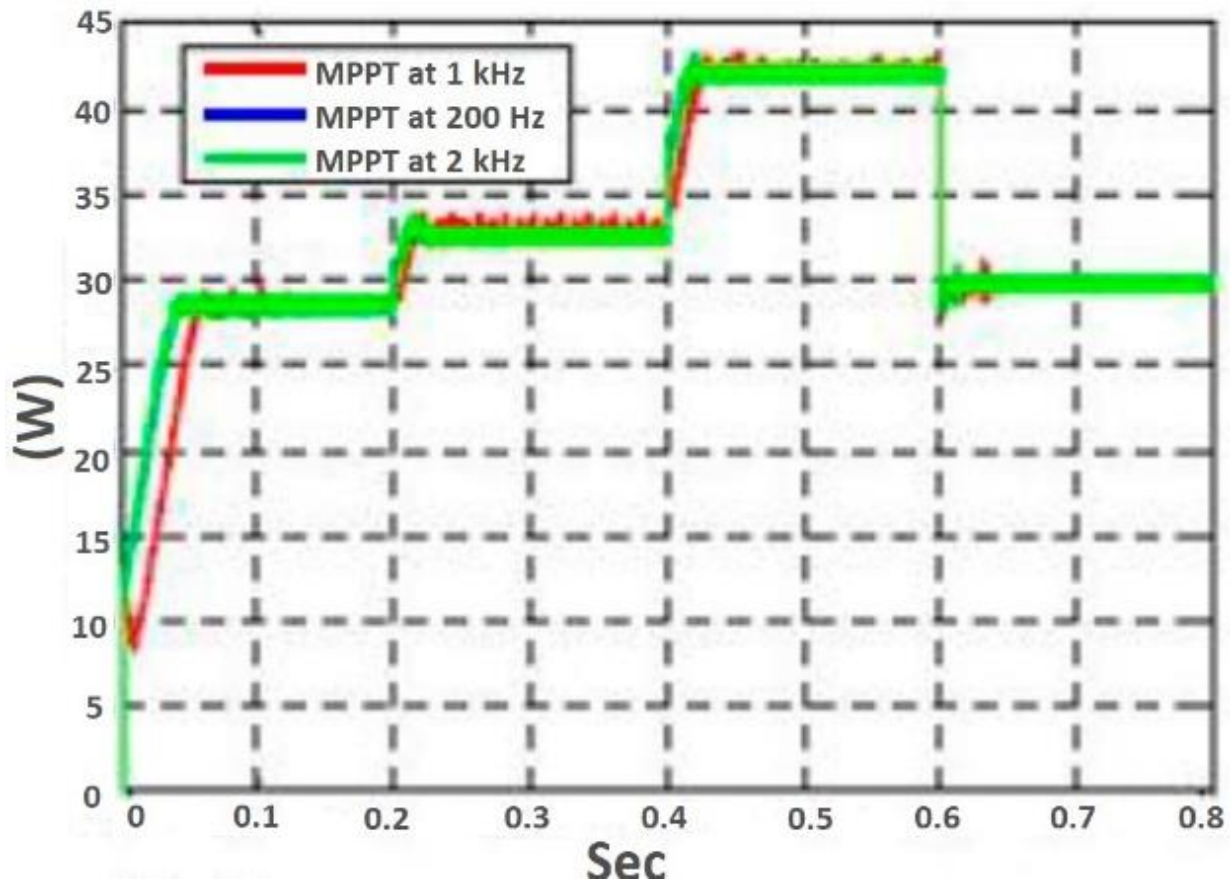


Рис. 10. Вихідна потужність на різних частотах MPPT.

На основі підходу Matlab/Simulink загальна продуктивність автономних фотоелектричних систем визначається залежно від рівня сонячного випромінювання та стану заряду батареї.

Результати показують, що навантаження на споживачів покривається незалежно від рівня сонячної радіації.

3.2 Математичне моделювання параметрів когенераційного фотоелектричного модуля для гібридних сонячних зарядних електростанцій електромобілів

Дефіцит електроенергії є глобальною проблемою. Стійкі джерела енергії, включаючи сонячну, вітрову, геотермальну та інші види енергії, розробляються для задоволення глобального попиту на електроенергію [1,2]. Дослідники шукали шляхи розробки нових технологій для перетворення сонячної енергії як спосіб вирішення

проблеми [3,4]. Будучи чистим, дешевим і відновлюваним джерелом енергії, сонячна енергія є ефективним джерелом, яке може допомогти суспільству подолати залежність від звичайних джерел енергії, таких як викопне паливо, у стійкий спосіб [5,6]. Вже обґрунтовано використання сонячної енергії для кондиціонування, охолодження, обігріву, зарядки [7-9].

З метою енергозбереження певний науковий інтерес викликає пошук способу заряджання акумуляторних батарей (АБ) електромобілів від сонячних електростанцій (СЕС), встановлених на дахах адміністративних будівель АЗС (АЗС) [4,10].

Переорієнтація на електромобілі – світовий тренд. Європейські країни, Китай та Індія заявили, що через 10-25 років відмовляться від продажу автомобілів з двигунами внутрішнього згоряння, а автовиробники почали зосереджуватися на виробництві гібридів і електромобілів. Про плани переходу на електроприводи вже заявили BMW, Daimler, Volkswagen Group та інші. Щорічно світові продажі електричних і гібридних автомобілів збільшуються щонайменше вдвічі. У Китаї найбільше електромобілів. Друге місце займає Європа, зокрема скандинавські країни. Очікується, що до кінця поточного року кількість електрокарів перевищить 5 мільйонів. За даними Центру Разумкова, до 2035 року кожен четвертий автомобіль в Україні буде електричним [11].

Станом на 01.01.2022 в Україні працює понад 2200 станцій для підзарядки електромобілів. Особливо активно мережа електроАЗС розвивається в Київській, Чернігівській, Полтавській та Харківській областях. Наявність електрозаправок вже чітко помітна на основних магістралях: Київ-Полтава-Харків, Київ-Одеса, Харків-Дніпро-Запоріжжя-Мелітополь-Азовське море. Інфраструктура зарядних станцій в Україні включає як відомі мережі АЗС, що спеціалізуються виключно на підзарядці електромобілів, так і автономні зарядні станції, розташовані поблизу ресторанів, готелів та інших об'єктів. Водночас можна відзначити, що в Україні гостро відчувається дефіцит швидких зарядних станцій – їх у десятки разів менше, ніж звичайних [10].

Можливість створення локальних електромереж для зарядки БД електромобілів на діючих стаціонарних АЗС на основі відновлюваних джерел з метою економії електроенергії, отриманої традиційним способом, обґрунтовано в [4,8]. Для підвищення сумарної ефективності СЕС замість плоских сонячних панелей пропонується

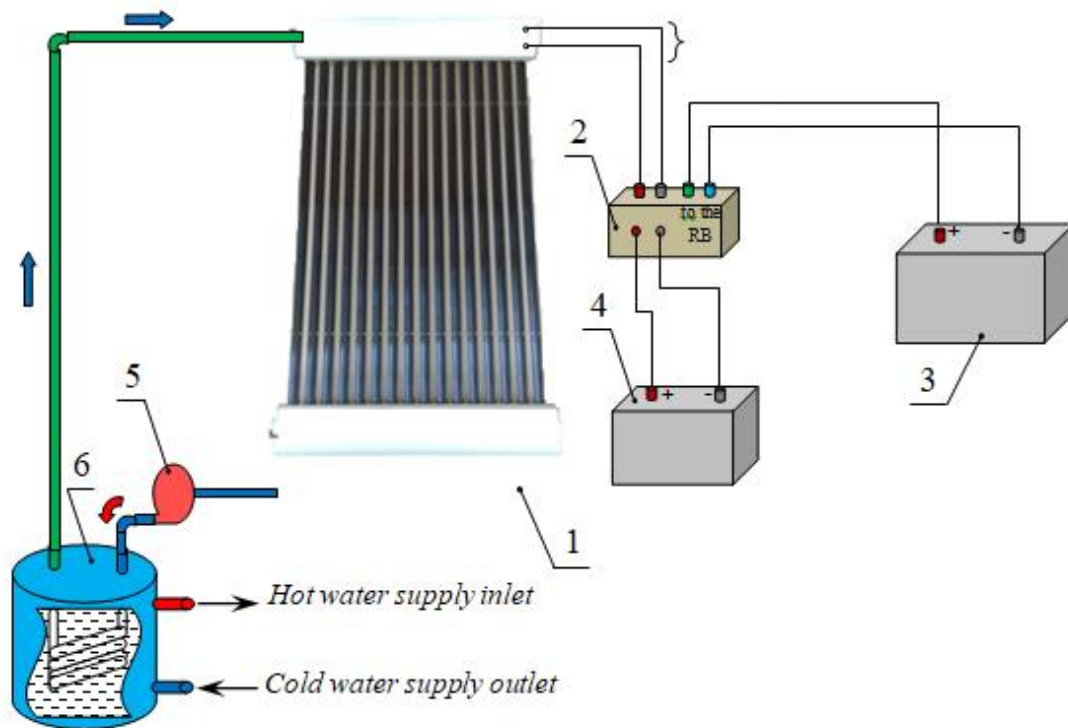
використовувати СЕС на когенераційних фотоелектричних модулях (ФЕМ) циліндричної форми, що охолоджуються рідиною. Це дасть можливість створювати гібридні СЕС для одночасного виробництва електричної та теплової енергії [12,16,17].

Для розробки гібридних СЕС на основі когенераційних ФЕУ з метою побудови локальних електромереж на АЗС необхідно виконати математичний опис параметрів циліндричного фотоелектричного перетворювача (ФПВ), що є основою ФЕВ, як функції Параметри РБ з урахуванням пікової добової питомої густини потужності сонячної радіації.

Метою дослідження є математичне моделювання параметрів циліндричного фотоелектричного перетворювача когенераційної (гібридної) ФЕУ для локальних мереж для зарядки БД електромобілів на АЗС.

Локальна електрична мережа на основі СЕС, яка складається з гібридної сонячної фотоелектричної панелі (ГЕС) з циліндричними когенераційними РVM для зарядки електромобілів та отримання теплової енергії для використання в системах гарячого водопостачання, показана на рис. 1. ТЕСЕС з циліндричною когенерацією РVM (рис. 2) поєднує в собі циліндричну фотоелектричну панель (РVP) для виробництва електроенергії та колектор для виробництва тепла [6,8].

Локальна електромережа на основі СЕС, яка складається з гібридної сонячної фотоелектричної панелі (ГЕС) з циліндричними когенераційними РVM для зарядки електромобілів та отримання теплової енергії для використання в системах гарячого водопостачання, показана на рисунку 1. ТЕСЕС з циліндричною когенерацією РVM (рис. 2) поєднує в собі циліндричну фотоелектричну панель (РVP) для виробництва електроенергії та колектор для виробництва тепла [6,8].



1 - СЕС з когенерацією ПВМ; 2 – контролер; 3 – буфер РБ; 4 – РБ електромобіля;
5 – циркуляційний насос; 6 – теплоаккумулятор

Рис. 1. Локальна електрична мережа на базі СЕС з циліндричними когенераційними ФЕУ для зарядки електромобілів та гарячого водопостачання.

Добова енергія ΣW_{SPP} , яка повинна вироблятися СЕС на базі циліндричних когенераційних модулів для одночасного виробництва електричної та теплової енергії та необхідна для забезпечення роботи місцевої електромережі для зарядки електромобілів та гарячого водопостачання становить визначається наступним рівнянням:

$$\Sigma W_{SPP} = W_{SPP} + Q_B, \quad (1)$$

де W_{SPP} – загальна добова електроенергія, вироблена СЕС, кВт · год;

Q_B – сумарна добова тепла енергія, вироблена СЕС, кВт · год.

Загальна добова електроенергія, вироблена СЕС W_{SPP} , витрачається на зарядку буферного РБ, що забезпечує роботу локальної мережі в ранкові та вечірні години, коли інтенсивність сонячного випромінювання недостатня. Величина W_{SPP} повинна перевищувати необхідну електроенергію для зарядки буфера АВ на коефіцієнт запасу $SPP k_r$, тобто

$$W_{SPP} = k_{rSPP} W_{RB}, \quad (2)$$

де W_{RB} – електроенергія, необхідна для зарядки буфера RB, кВт·год.
Електроенергія для зарядки буфера РБ визначається як

$$W_{RB} = \frac{k_{rRB}}{\eta_{rRB}} \left(\frac{W_{RB EV}}{\eta_{rRB EV}} + W_P \right), \quad (3)$$

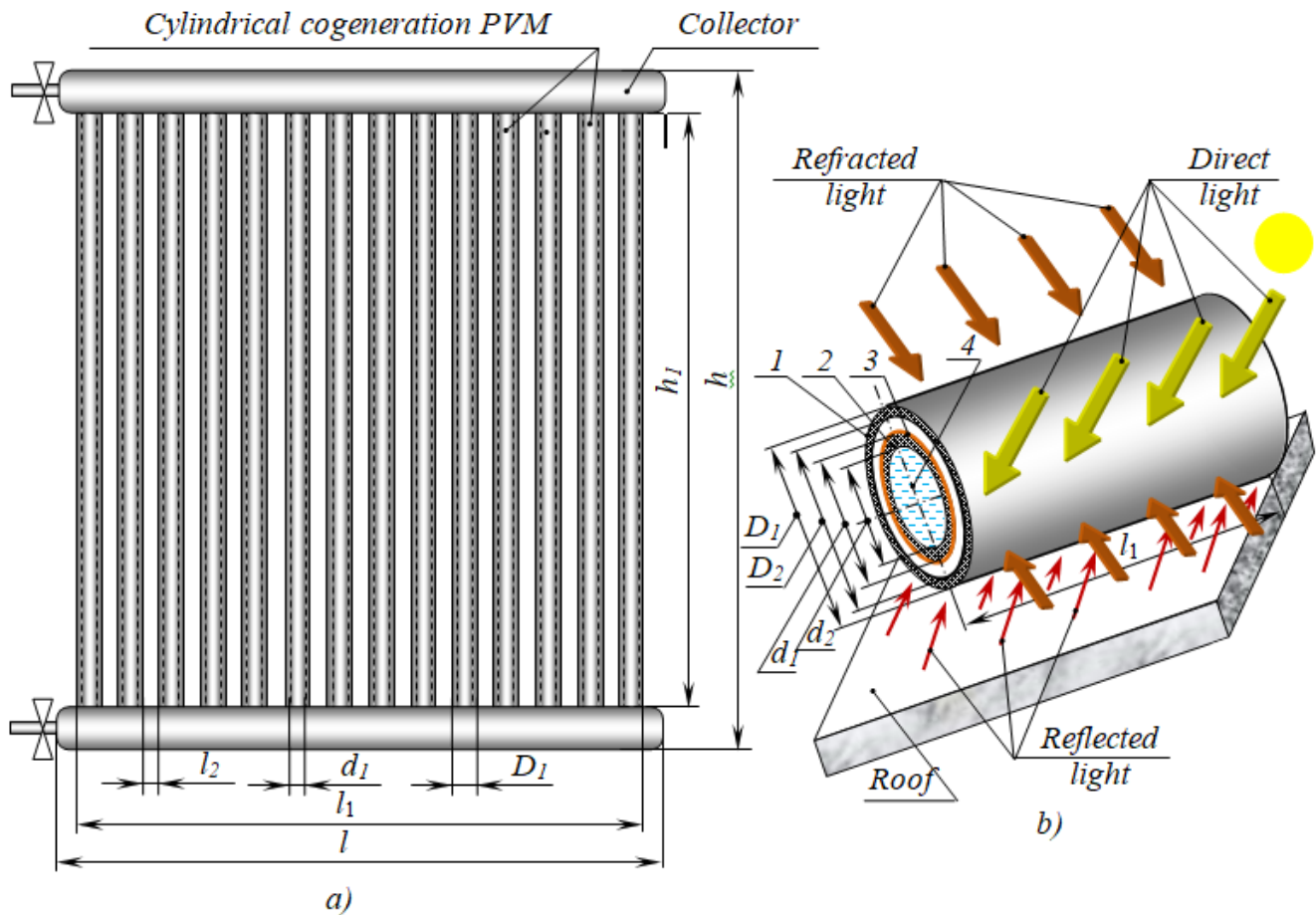
де $W_{RB EV}$ – електроенергія, необхідна для зарядки ел транспортний засіб, кВт·год;

W_P – споживана насосом електроенергія, кВт·год;

η_{rRB} – зарядова ефективність буфера RB, гу;

$\eta_{rRB EV}$ – ефективність зарядки електромобіля, гу;

k_{rRB} – коефіцієнт запасу енергії буфера RB, гу



а) ТЕС; б) циліндрична когенераційна ФВМ

1 – зовнішня труба; 2 – внутрішня труба; 3 – ПВТ; 4 – теплоносій

Рис. 2. Розрахункова схема ТЕС та поглинання сонячного світла когенераційними ФЕВ.

У найпростішому випадку, коли батарея електромобіля повністю розряджена, необхідна зарядна енергія дорівнює

$$W_{RB\ EV} = U_{RB\ EV} \cdot C_{RB\ EV}, \quad (4)$$

де $U_{RB\ EV}$ – напруга електромобіля, В;

$C_{RB\ EV}$ – потужність RB електромобіля, А·год.

Для більш точного визначення $W_{RB\ EV}$ використовується вираз [13]:

$$W_{RB\ EV} = U_{RB\ EV} \int_{C_0}^{C_{max}} C_{RB\ EV} \cdot \psi(C) \cdot dC, \quad (5)$$

де $\psi(C)$ – функція з урахуванням випадкового характеру і частота процесу заряджання електромобіля.

Електроенергія, споживана насосом для забезпечення циркуляції теплоносія в замкнутому контурі «теплоколектор - теплоаккумулятор», визначається за рівнянням

$$W_p = t P_{CON} = \rho g t \frac{GH}{\eta_p}, \quad (6)$$

де ρ – густина теплоносія, кг/м^3 ;

g – прискорення вільного падіння, м/с^2 ;

t – час роботи насоса, с;

G – витрата теплоносія через колектор, м^3 ;

H – необхідний тиск теплоносія, м;

η_p – ККД насоса, ру

Таким чином, математична модель необхідної сумарної добової електроенергії, виробленої СЕС, матиме такий вигляд:

$$W_{SPP} = k_{rSPP} \frac{k_{rRB}}{\eta_{rRB}} \left(\frac{U_{RB\ EV} \int_{C_0}^{C_{max}} C_{RB\ EV} \cdot \psi(C) \cdot dC}{\eta_{rRB\ EV}} + \rho g t \frac{GH}{\eta_p} \right). \quad (7)$$

Для визначення параметрів СЕС, з метою ідентифікації виробництва загальної добової електроенергії $W_{СЕС}$, необхідно визначити кількість когенераційних ПВМ та їх параметри (діаметр труб та їх довжина). Загальна добова електроенергія, вироблена одним РВМ $W_{РВМ}$, дорівнює загальній добовій електроенергії, виробленій РВР, яка осідає на внутрішній трубі РВМ (рис. 2) і визначається наступним рівнянням [14]:

$$W_{PVM} = W_{PVP} = S_{PVP} \eta_{PVP} \int_0^{\tau} q_{max} \sin\left(\frac{\pi t}{\tau}\right) \cdot dt = \frac{2\tau}{\pi} q_{max} S_{PVP} \eta_{PVP}, \quad (8)$$

де S_{PVP} – площа поверхні циліндричного ПВП, м²;

η_{PVP} – ефективність ПВП, ру;

q_{max} – добова пікова питома потужність сонячної енергії
радіація, Вт/м²;

τ – тривалість дня, год;

t – тривалість доби, год.

Відомо, що ефективність ПВП істотно залежить від їх температури [15]. Ефективність звичайних (плоских) сонячних панелей в залежності від температури їх поверхні визначається відомим виразом [16]:

$$\eta_{pi} = \eta_0 (1 - k_t (T_{pi} - T_0)), \quad (9)$$

де η_0 – ККД сонячної панелі на початковому етапі температура, %;

T_0 – початкова температура панелі, при якій η_0 , °С визначається;

T_{pi} – температура сонячної панелі, при якій η_{pi} , °С визначається;

k_t – температурний коефіцієнт ПВП сонячної панель, гу

Для традиційних сонячних панелей k_t приймається рівним 0,0045, що дає достатню точність розрахунку η_{pi} при температурі сонячної панелі T_{pi} [17]. Але в нашому випадку вираз (9) дає суттєву похибку, оскільки ТГЕС складається з циліндричних ФВМ, а для перетворення сонячного випромінювання бере участь пряме, заломлене та відбите світло (рис. 2). Отже, для проведення розрахунків за виразом (9) ми отримали залежність температурного коефіцієнта циліндричного ПВП (k_{tc}) від його температури, яка зображена на рис.3.

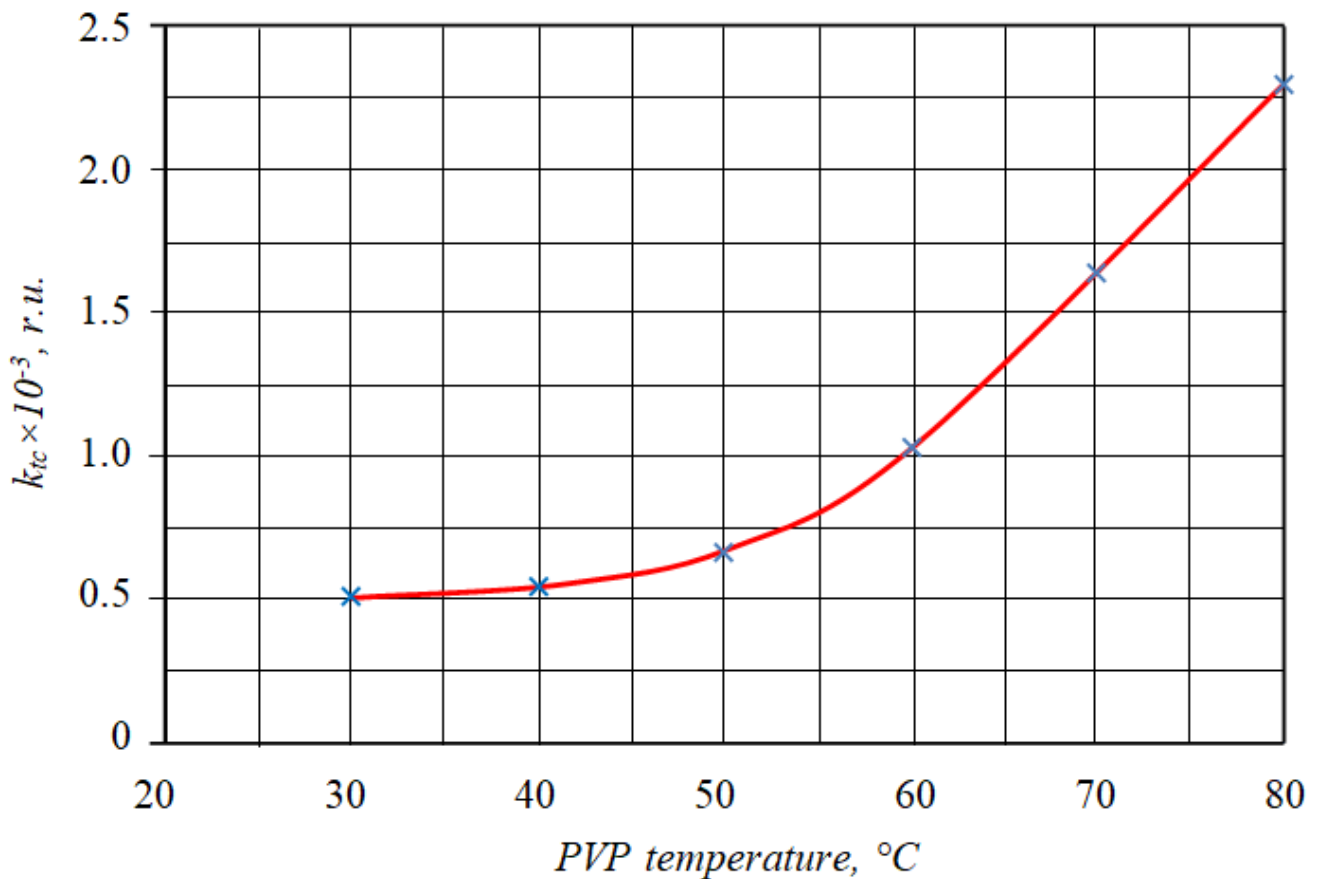


Рис. 3. Залежність температурного коефіцієнта циліндричного ПВП (k_{tc}) від його температури.

Для виготовлення циліндричного ФВП використовувався тонкоплівковий гетерофотоконвертер (ГФК) з арсеніду галію (GaAs) зі структурою AlGaAs-GaAs, оскільки він має більший ККД порівняно з кремнієвим. Їхня заборонена зона практично збігається з оптимальною забороненою зоною для напівпровідникових перетворювачів сонячної енергії 1,4 еВ. У кремнієвих перетворювачах цей показник дорівнює 1,1 еВ. Товщина КВД становить 5-6 мкм для отримання ефективності близько 20%, тоді як товщина кремнієвої - 20-30 мкм.

Дослідження показують, що коли PVP нагрівається на один градус вище 25°C , він втрачає напругу 0,002 В, що становить 0,4%/ $^{\circ}\text{C}$. У яскравий сонячний день елементи PVP нагріваються до $70\ldots 80^{\circ}\text{C}$, кожен втрачаючи 0,07...0,09 В. Це основна причина зниження ефективності. За даними досліджень ПВП на основі GaAs побудовано залежність η ПВП від його температури (рисунок 4).

Як видно з рисунку, експериментальна залежність і розрахована за виразом (9) практично збігаються. Отже, для розрахунку ККД ПВП залежно від його температури можна з достатньою точністю використати вираз (9), але замість температурного коефіцієнта ПВП сонячної панелі k_t потрібно використовувати коефіцієнт циліндричного ПВП k_{tc} використовується.

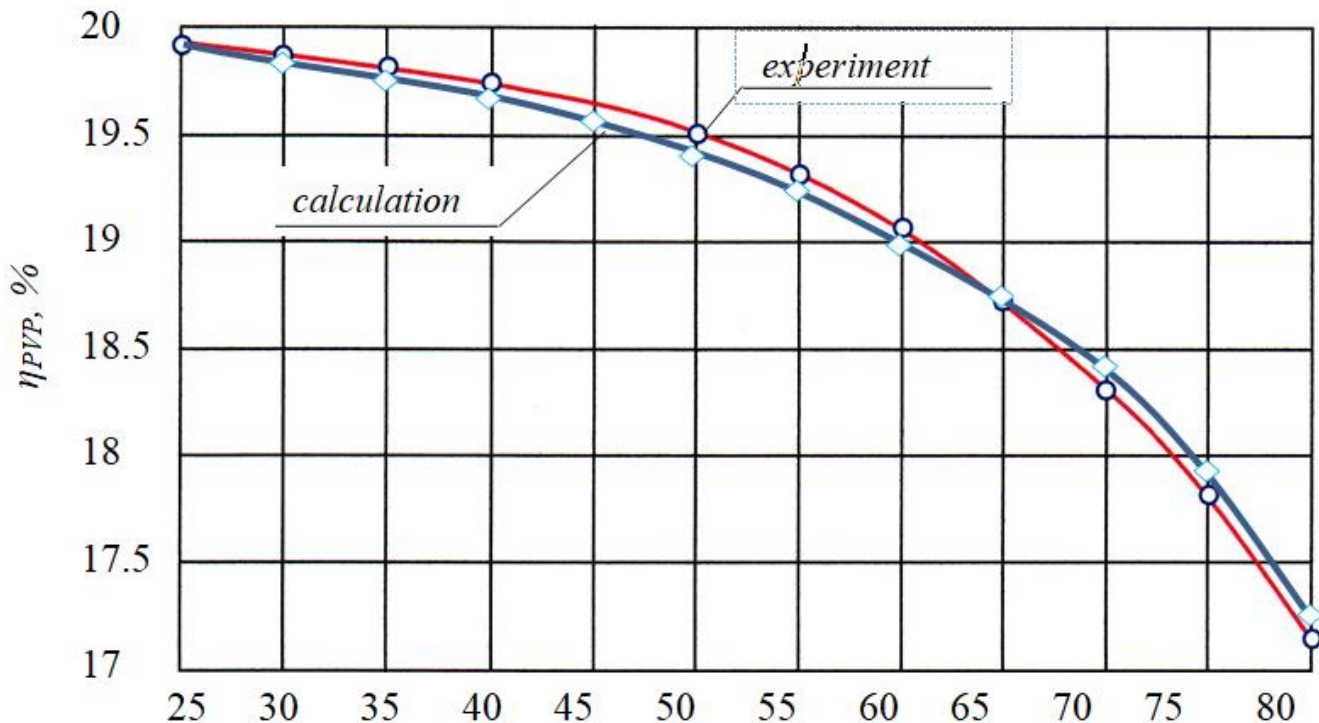


Рис. 4. Залежність ефективності ПВП від його температури.

4 показано, що підвищення температури PVP від 25°C до 80°C знижує η_{PVP} (25°C) з 19,8% до η_{PVP} (80°C), що становить 17,3%, тобто на 12,6%. Тому для покращення роботи ПВП та підвищення його ефективності пропонується використовувати контур охолодження. Температура теплоносія, що циркулює по замкнутому контуру «теплоколектор - теплоаккумулятор», підтримується на рівні 50°C, що цілком достатньо для системи гарячого водопостачання. При температурі ПВП 50°C η_{PVP} (50°C) дорівнює 19,5%, тобто його ефективність знижується лише на 1,5%.

Загальна добова електроенергія, вироблена СЕС, дорівнює

$$W_{SPP} = n \cdot W_{PVM} = n \cdot W_{PVP}, \quad (10)$$

де n – кількість ПВМ у СПП.

Підставляючи вираз (8) у рівняння (10), знаходимо площу поверхні циліндричного PVP S_{PVP} при його температурі 50°C :

$$S_{PVP} = \frac{W_{SPP}}{n \cdot \eta_{PVP(50^\circ\text{C})} \int_0^\tau q_{\max} \sin\left(\frac{\pi t}{\tau}\right) \cdot dt}. \quad (11)$$

Для більш точного визначення площі поверхні циліндричного ПВП необхідно врахувати коефіцієнт пропускання світлової хвилі k_{tr} , який дорівнює відношенню потоку випромінювання F , що пройшов через середовище (скло), до потік випромінювання F_0 , що потрапив на його поверхню ззовні.

Підставляючи рівняння (7) у вираз (11), отримуємо математичну модель залежності площі поверхні циліндричного ПВП від параметрів РБ електромобіля та насоса для перекачування теплоносія з урахуванням пікової добової питомої щільності потужності сонячного випромінювання:

$$S_{PVP} = \frac{k_{rSPP} \frac{k_{rRB}}{\eta_{rRB}} \left(\frac{U_{RB\ EV} \int_{C_0}^{C_{\max}} C_{RB\ EV} \cdot \psi(C) \cdot dC}{\eta_{rRB\ EV}} + \rho g t \frac{GH}{\eta_p} \right)}{n \cdot k_{tr} \cdot \eta_{PVP(50^\circ\text{C})} \int_0^\tau q_{\max} \sin\left(\frac{\pi t}{\tau}\right) \cdot dt}. \quad (12)$$

Оскільки циліндричні PVM мають поверхню на 360° , вони перетворюють більше сонячного світла (прямого, заломленого та відбитого) в електричну енергію. В ідеалі поверхня даху, на яку встановлюється ПВМ, повинна бути білою, щоб краще відбивати сонячне світло. Час вироблення електроенергії в звичайних плоских сонячних панелях обмежений сектором проходження Сонця, оскільки світло падає під певним кутом до їх поверхні. У порівнянні з ними, циліндричні PVM можуть вловлювати світло протягом більш тривалого часу. Поверхня 360° також усуває

потребу в сонячних трекарах. Зазори між окремими модулями пропускають повітря через панелі. Це гарантує стабільність у періоди сильного вітру (до 210 км/год). У свою чергу, вітер, проходячи через зазори, очищає ПВМ, що підвищує ефективність і продуктивність. Завдяки своїй конструкції сніг падає крізь панелі, а також відбиває сонячне світло під панеллю назад до неї, і ефективність модуля підвищується. Поглинання сонячного світла РВМ показано на малюнку 2.

Трубки ФВМ виготовлені з міцного боросилікатного скла, що забезпечує пропускання хвиль сонячного світла в діапазоні 0,4...2,7 мкм. Боросилікатне скло більш стійке до хімічного впливу навколишнього середовища і завдяки меншому коефіцієнту теплового розширення менш чутливе до різких перепадів температури. Для виготовлення ПВМ використовували трубки з боросилікатного скла Т-300С з наступними параметрами: зовнішня труба - $D_{\text{внх.}} = 50$ мм, товщина стінки $\Delta = 2,5$ мм, $D_{\text{вн}} = 45$ мм; внутрішня труба - $d_{\text{вн}} = 30$ мм, товщина стінки $\Delta = 2,5$ мм, $d_{\text{вн}} = 25$ мм; довжина труб $l = 1500$ мм.

Оскільки товщина ПВП становить 5-6 мкм, то нею можна знехтувати, а зовнішній діаметр внутрішньої труби *вивести*, можна прийняти рівним діаметру ПВП $d_{\text{ПВП}}$. Таким чином, площа поверхні циліндричного ПВП за його параметрами дорівнює

$$S_{\text{PVP}} = \pi \cdot l \cdot d_{\text{PVP}} = \pi \cdot l \cdot d_{\text{out}}. \quad (13)$$

Для розрахунку зовнішнього діаметра внутрішньої труби d_{out} ми вибрали стандартну довжину труби l_{st} , тоді

$$d_{\text{out}} = \frac{S_{\text{PVP}}}{\pi \cdot l_{\text{st}}} = \frac{\left(k_{\text{rSP}} \frac{k_{\text{rRB}}}{\eta_{\text{rRB}}} \left(\frac{U_{\text{RB EV}} \int_{C_0}^{C_{\text{max}}} C_{\text{RB EV}} \cdot \psi(C) \cdot dC}{\eta_{\text{rRB EV}}} + \rho g t \frac{GH}{\eta_p} \right) \right)}{n \cdot k_{\text{tr}} \cdot \eta_{\text{PVP}(50^\circ \text{C})} \int_0^{\tau} q_{\text{max}} \sin\left(\frac{\pi t}{\tau}\right) \cdot dt} \cdot \pi \cdot l_{\text{st}}. \quad (14)$$

Після розрахунку d_{out} ми вибираємо стандартний найбільший діаметр внутрішньої труби d_{st} ($d_{st} \geq d_{out}$).

Теплова енергія $Q_B(t)$, вироблена теплоносієм для нагрівання об'єму теплоносія V_B в системі «теплоколектор – теплоаккумулятор» до температури $T_B(t)$ протягом часу t визначається як

$$Q_B(t) = c_r \cdot \rho \cdot V_B (T_B(t) - T_{B0}), \quad (15)$$

де c_r – питома маса теплоємності теплоносія, Дж/кг·К;

ρ – густина теплоносія, кг/м³;

T_{B0} – початкова температура теплоносія, °С.

Таким чином, математична модель добової потужності ΣW_{CEC} , виробленої СЕС на базі циліндричних когенераційних модулів для зарядки РБ електротранспорту та гарячого водопостачання, дорівнюватиме

$$\Sigma W_{SPP} = k_{rRB} \frac{k_{rRB}}{\eta_{rRB}} \left(\frac{U_{RB\ EV} \int_{C_u}^{C_{max}} C_{RB\ EV} \cdot \psi(C) \cdot dC}{\eta_{rRB\ EV}} + \rho g t \frac{GH}{\eta_p} \right) + c_r \cdot \rho \cdot V_B (T_B(t) - T_{B0}) \quad (16)$$

3.3 Висновки

1. Запропонована модель фотоелектричної системи на основі схеми допомагає аналізувати продуктивність комерційних фотоелектричних модулів. Загальна модель фотоелектричного модуля розроблена із загально використовуваними блоками як замаскованим блоком підсистеми. Результати моделювання демонструють відмінну збіг з кривими продуктивності, наведеними в технічних паспортах вибраних моделей. Таким чином, модель може бути використана для аналізу продуктивності будь-якого комерційного фотоелектричного модуля. Також моделюється підвищувальний перетворювач постійного/змінного струму, і результати отримані від перетворювача з постійним джерелом входу постійного струму та шляхом підключення до нього

фотоелектричного модуля. Результати показують близьку відповідність між вихідним сигналом вхідного перетворювача постійного струму та перетворювача з фотоелектричним живленням.

2. Досліджено вихідну напругу та струм підвищувального перетворювача постійного струму з фотоелектричним живленням, що отримані для зміни рівнів впливу при постійній температурі.

3. Для розробки СЕС на основі гібридної ФВМ отримано математичну модель залежності площі поверхні циліндричного ПВП від параметрів РБ та насоса для перекачування теплоносія з урахуванням пікової добової питомої потужності сонячного випромінювання з метою будівництва локальних електромереж на АЗС.

4. Експериментально досліджено циліндричний тонкоплівковий GaAs ПВП (товщиною 5-6 мкм) зі структурою AlGaAs-GaAs та отримано залежність його ефективності від температури, на підставі чого встановлено, що при нагріванні ПВП від 25°C до 80°C, його ефективність знижується на 12,6%.

5. Пропонується охолоджувати ПВП теплоносієм до температури 50°C, достатньої для системи гарячого водопостачання. Це призведе до зниження ефективності РVP лише на 1,5%, при збільшенні ефективності майже на 10% порівняно зі звичайними модулями без охолодження, які влітку нагріваються до 80-90°C.

6. Для визначення ефективності системи розрахунковим шляхом з урахуванням температури ПВП отримано залежність температурного коефіцієнта циліндричного ПВП від його температури, що дозволяє проводити розрахунки з високою точністю.

4 РОЗРОБКА ТА УДОСКОНАЛЕННЯ МОДЕЛЕЙ ТА МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

4.1 Мотиваційна модель покращення безперебійності електропостачання в післявоєнній Україні

Мотиваційні моделі для операторів систем розподілу (ОРС) на основі винагород і штрафів з метою покращення безперебійності електропостачання використовуються в багатьох країнах Європи. В останньому CEER-ECRB Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply [1] наведено аналіз найкращих практик використання такої мотивації. Наприклад, цільові показники стандартів надійності електропостачання встановлюються з урахуванням топології мережі оператора системи та зони обслуговування відповідно до областей і територіальних районів Грузії. Відповідно, мотиваційна модель у цій країні базується на винагородах і штрафах для кожного регіону зони обслуговування DSO на основі покращення/погіршення Індексу середньої тривалості перерви в системі (SAIDI) у кожному регіоні зони обслуговування DSO за певний тарифний рік [1]. В Україні обладнання розподільних мереж також обслуговується територіальними підрозділами - районними електричними мережами (РЕМ). Проте лише в цілому для ОРС використовувати мотиваційну схему покращення безперебійності постачання з огляду на невідповідність між досягнутим фактичним значенням SAIDI та цільовим значенням на певний тарифний рік згідно з порядком встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії [2]. Крім того, певною мотивацією для покращення безперебійності постачання електричної енергії є також виплата компенсацій споживачам за порушення гарантованих стандартів якості безперебійності постачання згідно з Порядком забезпечення стандартів якості постачання електричної енергії та надання компенсацій споживачам за їх невиконання [3].

Для підвищення якості електропостачання в [4] запропоновано мотиваційну модель для територіальних підрозділів ОСР з огляду на можливий фактор впливу підрозділів на безперебійність електропостачання, що може бути наслідком системної недосконалості технічної експлуатації розподільних мереж. Також у цій мотиваційній моделі враховуються інші ключові параметри якості електропостачання (якість електроенергії та комерційна якість електроенергії). Водночас, у [4] запропоновано лінійну функцію, виражену математичною моделлю з верхньою та нижньою межею для визначення фактора стимулювання для досягнення найкращих результатів роботи територіальних підрозділів ОСР з розподілу електроенергії. Словенія реалізувала цей підхід, як зазначено в [1]. Проте різноманітні вихідні умови, в яких перебувають територіальні підрозділи ДСО, у запропонованих у [4] моделях не враховані. Наприклад, рівень фінансування необхідного технічного обслуговування, капітального ремонту, реконструкції або заміни обладнання розподільних мереж відповідно до його технічного стану (тобто рівень виконання інвестиційної програми). Відповідно до звіту Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах електроенергетики та комунального господарства (НКРПМ є Регулятором в Україні) [5] рівень недофінансування інвестиційних програм більшості ОКС у довоєнний час зменшився. Але після цілеспрямованих ракетних ударів по енергетичній інфраструктурі України енергетична галузь потребує дуже значних інвестицій, що є одним із вагомих факторів, у тому числі для об'єктивної оцінки результатів діяльності територіальних підрозділів ДСО.

Якість обслуговування енергетичного обладнання розподільних мереж безпосередньо впливає на параметри надійності електропостачання, як зазначено в [6-9]. Від технічного стану розподільних мереж значною мірою залежить і якість напруги. На це також зверталася увага в [10-13]. Необхідно також враховувати, що одним із основних викликів, які постають перед ОСР в Україні, є не лише технічна зношеність обладнання (що в довоєнний час було однією з основних причин відмови від обладнання розподільних мереж, як зазначено в [14, 15]), а й значне погіршення технічного стану обладнання внаслідок військових дій. Це викликано неможливістю належного технічного обслуговування обладнання розподільних мереж,

пошкодженням обладнання внаслідок ракетних обстрілів. Таким чином, різні ОСО, навіть різні територіальні підрозділи в рамках однієї ОСО, перебувають у різних умовах у питанні впливу зазначених негативних факторів. Тому також одним із суттєвих факторів для оцінки результатів післявоєнної діяльності територіальних підрозділів ДСО щодо підвищення безперебійності електропостачання є технічний стан енергетичного обладнання розподільних мереж до аналізованого періоду в мотиваційній моделі.

Також одним із актуальних питань на сьогодні є оптимізація діяльності ДСО. Зокрема, питання оптимізації технічного обслуговування системи розподілу електроенергії досліджувалися в [16]. Оптимізація системи технічного обслуговування розподільних мереж, перш за все, для підвищення надійності електропостачання, є предметом досліджень в університетах. Так, у [17] школа електротехніки КТН проводить багато досліджень з цього питання з різними вихідними даними для розрахунків надійності систем розподілу електричної енергії. Зокрема, було зосереджено увагу на ефективному управлінні активами. Запровадження мотиваційної моделі для територіальних підрозділів ДСО з огляду на розподіл інвестицій між підрозділами пропорційно технічному стану обладнання до періоду, в якому аналізуються результати діяльності підрозділів, також може бути чинником оптимізації служби технічного обслуговування дистрибуції. система електрики.

У роботі [18] запропоновано метод аналізу ефективності використання інвестицій для підвищення безперебійності електропостачання, який базується на використанні коефіцієнтів, ідентичних добутку середнього питомого фінансування інвестиційних програм з урахуванням умовних одиниць. (у.о.) енергетичного обладнання та цільового SAIDI. Проте не досліджується фактор впливу технічного стану обладнання розподільних мереж, який визначає різні рівні інвестицій.

Висновок багатьох міжнародних організацій [19-22] полягає в тому, що електроенергетика стає все більш важливим фактором сталого економічного розвитку, а лібералізація енергетичних ринків стає невід'ємною частиною розвитку електроенергетичної галузі. Основна мета лібералізації – створити конкурентне

середовище, підвищити енергоефективність і максимально задовольнити базові вимоги споживачів. Досвід європейських країн із лібералізованими ринками електроенергії розглядається в [21], де особливу увагу було приділено стимулам регулювання для ОСР щодо їхніх інвестицій.

Тому основною метою даної статті є розробка мотиваційної моделі підвищення безперебійності електропостачання, яка враховує технічний стан обладнання розподільних мереж територіальних підрозділів ДСО, рівень виконання інвестиційного плану та SAIDI за рахунок технологічні порушення в електричних мережах.

Відповідно до Порядку розроблення та подання на затвердження Плану розвитку систем розподілу та інвестиційних програм ОСР, затвердженого Регулятором [23], кожен ОСР повинен враховувати поточний технічний стан енергетичного обладнання системи розподілу та прогнозувати його вдосконалення після виконання інвестиційної програми в кожному тарифному році, що розглядається. Також кожен ОСР повинен щорічно звітувати органу державного контролю про технічний стан обладнання розподільних мереж станом на 31 грудня звітного року за формою 56-сила. Технічний стан обладнання розподільних мереж визначається шляхом якісної оцінки згідно з [24] за чотирма критеріями якості - добрий технічний стан (достатньо обслуговується обладнання), задовільний (потребує капітального ремонту), незадовільний (потребує реконструкції) та непридатний (необхідна заміна цього обладнання).

Умовні одиниці використовуються для прийняття до уваги трудомісткості робіт з поліпшення технічного стану обладнання розподільних мереж. Наприклад, у Методиці [25], затвердженій постановою Регулятора, наведено коефіцієнти перерахунку в у.о. для всіх видів обладнання розподільних мереж. Кількість у.о. на 100 км повітряної лінії залежить від напруги мережі та виду матеріалу опори ЛЕП (дерево, дерево на залізобетонних пасинках, залізобетон або метал). Наприклад, 100 км по трасі ВЛ напругою 10 кВ на металевій опорі - 110 у.о., а 100 км по трасі ВЛ напругою 0,4 кВ на дерев'яній опорі - 260 у.о. Від напруги залежить і кількість у.о. для обладнання підстанцій.

Територіальні підрозділи ДСО - районні електромережі (ДЕНк), можуть мати різну кількість у.о. обладнання. Різна кількість обладнання може перебувати в одному із якісних станів – добре (TK_1), задовільно (TK_2), незадовільно (TK_3), непридатне до використання (TK_4), і потребує відповідного виду робіт (технічного обслуговування, капітальний ремонт, реконструкція або заміна цього обладнання з відповідною фінансовою підтримкою). Масив у.о. - загальна кількість у.о. ($U.o._k$), та кількість у.о. для обладнання в чотирьох можливих технічних умовах для окремих k -их територіальних підрозділів ДСО ($U.o._{ki}$) на 31 грудня тарифного року t_{n-1} (що визначається кожним ДСО за формою звітності 56-сила, вимоги стандарту [24] і представлені в Плані розвитку системи розподілу) показано в таблиця 1.

Таблиця 1. Масив устаткування розподільних мереж територіальних підрозділів ДСО

ДЕН	Загальна кількість обладнання (у.о.)	Кількість обладнання в певному технічному стані на 31 грудня року t_{n-1} (у.о.)			
		TC_1	TC_2	TC_3	TC_4
$ДЕН_1$	$CU_1 = \sum_{i=1}^4 CU_{1i}$	CU_{11}	CU_{12}	CU_{13}	CU_{14}
$ДЕН_2$	$CU_2 = \sum_{i=1}^4 CU_{2i}$	CU_{21}	CU_{22}	CU_{23}	CU_{24}
$ДЕН_3$	$CU_3 = \sum_{i=1}^4 CU_{3i}$	CU_{31}	CU_{32}	CU_{33}	CU_{34}
...	...	...	...	...	...
$ДЕН_k$	$CU_k = \sum_{i=1}^4 CU_{ki}$	CU_{k1}	CU_{k2}	CU_{k3}	CU_{k4}

Пропонуємо використовувати в мотиваційній моделі базову частину фінансування k -го територіального підрозділу ОСР F_k^b у відносних одиницях (г.у.) на технічне обслуговування обладнання розподільних мереж у році t_n з огляду на технічний стан обладнання цього підрозділу. Цю базову частину фінансування k -го територіального підрозділу ДСО можна визначити за рівнянням

$$F_k^b = \frac{\sum_{i=1}^4 CU_{ki} \cdot x_i}{\sum_{k=1}^K \sum_{i=1}^4 CU_{ki}}, \quad (1)$$

де CU_{ki} – кількість у.о. обладнання розподільних мереж k -го територіального підрозділу ДСО, яке перебувало в i -му технічному стані на 31 грудня року t_{n-1} ;

x_i – базова частина фінансування технічного обслуговування, капітального ремонту, реконструкції або заміни обладнання ОРС, яка припадає на певний вид робіт відповідно до i -го технічного стану обладнання розподільних мереж з Інвестиційних програм ДСО за рік t_n , грн ;

K – кількість територіальних підрозділів ДСО.

Кожна базова частка фінансування x_i у рівнянні (1) повинна бути однаковою для кожного k -го територіального підрозділу ОРС для визначення базової частини фінансування F_k^b та може бути визначена підприємством ОРС відповідно до розрахунку відповідних витрат за рівнянням

$$\left. \begin{aligned} x_i &= F_i / F; \\ F &= \sum_{i=1}^4 F_i. \end{aligned} \right\}, \quad (2)$$

де Φ – сумарні інвестиції по всіх територіальних підрозділах ОРС відповідно на технічне обслуговування (Φ_1), капітальний ремонт (F_2), реконструкція (F_3) або заміна розподільної мережі обладнання з Інвестиційних програм ДСО на рік t_n , грн.

З самого початку кожен ДСО обчислює цільове значення SAIDI для базового року з урахуванням фактичних значень SAIDI за попередні три роки до розрахунку SAIDI, а потім обчислює цільове значення SAIDI для кожного тарифного року до року, визначеного Регулятор, коли необхідно досягти загальних цілей SAIDI (для міських мереж це 150 хвилин, для сільських мереж 300 хвилин відповідно до [26-28]).

У мотиваційній моделі підвищення безперебійності електропостачання в розподільних мережах територіальних підрозділів ОРС пропонуємо використовувати

фактичні SAIDI, а саме SAIDI внаслідок технологічних порушень. у році t_{n+1} , які в першу чергу пов'язані з технічним станом обладнання на 31 грудня року t_{n-1} та пов'язані з рівнем виконання інвестиційного плану технічного обслуговування, капітального ремонту, реконструкції або заміни обладнання через його технічний стан у році t_n [29,30]. Пропонуємо визначати завдання $SAIDI_k^*$ у році t_{n+1} для кожного територіального підрозділу ДСО за рівнянням з урахуванням технічного стану обладнання розподільних мереж територіальних підрозділів ДСО (через F_k^b) та фактичного фінансування необхідного робіт, що відповідають технічному стану обладнання, а саме

$$SAIDI_k^* = SAIDI_{DSO}^* - SAIDI_{DSO}^* \cdot (F_k^f / F_k^b - 1), \quad (3)$$

де $SAIDI_{DSO}^*$ – цільовий SAIDI або DSO в рік t_{n+1} з Планів розвитку систем розподілу, хв.;

F_k^f – фактичний рівень фінансування k -го територіального підрозділу ДСО у році t_n , для виконання робіт відповідно до технічного стану обладнання зі звітної інформації про виконання Інвестиційної програми ДСО, гу.

Також у мотиваційній моделі покращення безперебійності електропостачання в розподільних мережах територіальних підрозділів ДСО ми пропонуємо використовувати різницю між фактичним $SAIDI_k^f$ і цільовим показником $SAIDI_k^*$ у році t_{n+1} , яка визначається в наступному році t_{n+2} за рівнянням

$$\Delta SAIDI_k = SAIDI_k^f - SAIDI_k^*, \quad (4)$$

Скласти рейтинг територіальних підрозділів можна за рік t_{n+2} на основі $\Delta SAIDI_k$. Також можна визначити коефіцієнт стимулювання відповідно до рейтингу для кожного підрозділу, наприклад, для таких узагальнених умов, які використовують лінійну функцію, виражену математичною моделлю з верхньою та нижньою межею:

$$\left. \begin{aligned} X_{Rk} &= 1, R=1; \\ X_{Rk} &= 0, R=K; \\ X_{Rk} &= X_{(R-1)k} - 1/(K-1) \end{aligned} \right\}, \quad (5)$$

де X_{Rk} – коефіцієнт стимулювання досягнення кращих показників k -го територіального підрозділу ДСО, який визначається його рейтингом, гу;

R – порядковий номер рейтингу територіального підрозділу ДСО.

Також для використання в мотиваційній моделі підвищення безперебійності електропостачання в розподільних мережах територіальних підрозділів ОСР можна запропонувати визначення коефіцієнта стимулювання $X_{Sk}(\%)$, пропорційного $\Delta SAIDI_k$. Наприклад, за таких умов, що надають певний відсоток від загального обсягу стимулюючого фінансування лише тим територіальним підрозділам ОСР, які досягли кращих фактичних показників $SAIDI_k^f$ від цільових $SAIDI_k^*$ або аналогічних. Його можна реалізувати за таких умов:

$$\left. \begin{aligned} X_{Sk} &= 0, \Delta SAIDI_k > 0; \\ X_{Sk} &= (\Delta SAIDI_k \cdot 100 / \sum_{k=1}^{K^*} \Delta SAIDI_k), \Delta SAIDI_k \leq 0 \end{aligned} \right\}, \quad (6)$$

де K^* – кількість територіальних підрозділів ДСО з $\Delta SAIDI_k \leq 0$.

Визначення складових мотиваційної моделі, яка була запропонована для підвищення безперебійності електропостачання територіальними підрозділами ОСР, схематично по роках наведено на рис. 1.

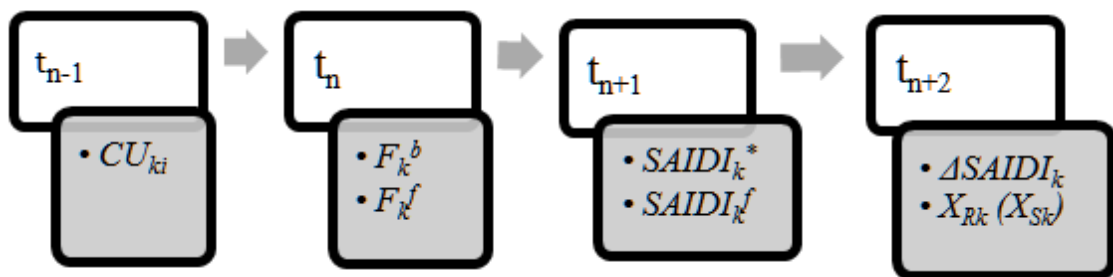


Рисунок 1 - Схема з року в рік визначення компонентів мотиваційної моделі, яка була запропонована для підвищення безперебійності електропостачання територіальними підрозділами ДСО.

Для визначення обсягу можна використовувати коефіцієнт стимулювання досягнення кращих результатів діяльності k -го територіального підрозділу ОСР, який визначається його рейтингом (X_{Rk}) або пропорційно досягнутому рівню безперебійності електропостачання (X_{Sk}), щорічного заохочення працівників територіального підрозділу ДСО. Також рейтинг, який визначається запропонованою методикою, можна використовувати в інших схемах стимулювання досягнення найкращих результатів роботи територіального підрозділу ДСО, наприклад, із застосуванням не тільки заохочень, а й стягнень. Розглянемо приклад використання мотиваційної моделі підвищення безперебійності електропостачання територіальними підрозділами ДСО за вихідними даними, які наведені нижче. Загальна кількість у.о. (CU_k), та кількість у.о. на обладнання в чотирьох можливих технічних умовах для десяти територіальних підрозділів ДСО (CU_{ki}) на 31 грудня року t_{n-1} показано в таблиці 2.

Таблиця 2. Масив у.о. обладнання розподільних мереж територіальних підрозділів ДСО на прикладі використання запропонованої мотиваційної моделі.

ДЕНІ	Загальна кількість обладнання (у.о.)	Кількість обладнання в певному технічному стані на 31 грудня року t_{n-1} (у.о.)			
		TC_1	TC_2	TC_3	TC_4
$ДЕН_1$	119121	3886	26169	59556	53544
$ДЕН_2$	125344	7895	29926	56013	28976
$ДЕН_3$	137611	17856	20161	25043	58786
$ДЕН_4$	121378	8414	30835	34108	23691
$ДЕН_5$	130810	16276	20200	55022	20574
$ДЕН_6$	137750	6751	38640	51759	23832
$ДЕН_7$	138679	10278	50597	51685	57463
$ДЕН_8$	132429	17061	32906	55883	47757
$ДЕН_9$	117681	7076	22712	47754	56584
$ДЕН_{10}$	129034	7905	28178	49202	28883

Для прикладу ми взяли базову частину фінансування технічного обслуговування, капітального ремонту, реконструкції або заміни обладнання ДСО, яка припадає на певний вид робіт відповідно до i -го технічного стану обладнання розподільних мереж з Інвестиційні програми ДСО на рік t_n як: $x_1=0,05$; $x_2=0,15$; $x_3=0,3$; $x_4=0,5$. Також ми взяли цільове значення SAIDI для DSO ($SAIDI_{DSO}^*$), що дорівнює 365 для тарифного року t_{n+1} відповідно до Плану розвитку їх систем розподілу. Результати розрахунку за рівнянням (1) базової частини фінансування k -го територіального підрозділу ОСР F_k^b (гу) на технічне обслуговування обладнання розподільних мереж у році t_n з урахуванням технічного стану обладнання цього підрозділу: показано в таблиці III. Умовні дані фактичної частини фінансування k -го територіального підрозділу ДСО F_k^f (гу) в році t_n , на виконання робіт відповідно до технічного стану обладнання зі звітної інформації про виконання Інвестиційної програми ДСО також наведено в таблиці 3.

Таблиця 3. Результати розрахунку базових частин фінансування та умовні дані фактичних частин фінансування територіальних підрозділів ДСО

ДЕН i	F_k^b , гу	F_k^f , гу
ДЕН $_1$	0,1231	0,0932
ДЕН $_2$	0,0913	0,0913
ДЕН $_3$	0,1031	0,1014
ДЕН $_4$	0,0685	0,0953
ДЕН $_5$	0,0774	0,1005
ДЕН $_6$	0,0848	0,1097
ДЕН $_7$	0,1321	0,0977
ДЕН $_8$	0,1172	0,0833
ДЕН $_9$	0,1171	0,1507
ДЕН $_{10}$	0,0854	0,0734

Результати розрахунку за рівнянням (3) цільового значення $SAIDI_k^*$ в рік t_{n+1} для кожного територіального підрозділу ДСО з огляду на технічний стан обладнання цього підрозділу та фактичне фінансування необхідних робіт у році t_n наведено в таблиці IV. Умовні дані фактичного значення $SAIDI_k^f$ за рік t_{n+1} (можна отримати зі звітних даних про безперебійність електропостачання), та наведено різницю між фактичним значенням $SAIDI_k^f$ та цільовим значенням $SAIDI_k^*$ у році t_{n+1} , яке визначається за рівнянням (4) для кожного територіального підрозділу ОСР. також у таблиці 4.

Таблиця 4. Результати розрахунку SAIDI за рівняннями (3), (4) та умовні дані фактичного значення SAIDI

ДЕН _i	$SAIDI_k^*$, XB	$SAIDI_k^f$, XB	$\Delta SAIDI_k$, XB
ДЕН ₁	442	340	-102
ДЕН ₂	356	445	89
ДЕН ₃	362	532	170
ДЕН ₄	217	404	187
ДЕН ₅	249	344	95
ДЕН ₆	251	566	315
ДЕН ₇	449	316	-133
ДЕН ₈	459	678	219
ДЕН ₉	254	345	91
ДЕН ₁₀	406	297	-109

Рейтинг територіальних підрозділів ДСО, складений за допомогою фільтрації від найменшого значення $SAIDI_k^f$ до найбільшого, наведено в таблиці V. Результати рейтингу на основі $\Delta SAIDI_k$ та результати розрахунку факторів стимулювання X_{Rk} і X_{Sk} для досягнення кращої продуктивності k -го територіального підрозділу ОСР, які визначені відповідно рівнянням (5) та рівнянням (6), наведені в таблиці VI. Аналізуючи отримані результати, можна зробити висновок, що рейтинг територіальних підрозділів ДСО в таблиці VI відрізняється від рейтингу в таблиці 5.

Таблиця 5. Рейтинг територіальних підрозділів ДСО за фактичним значенням SAIDI

ДЕН _i	SAIDI _k ^f , XB.
ДЕН ₁₀	297
ДЕН ₇	316
ДЕН ₁	340
ДЕН ₅	344
ДЕН ₉	345
ДЕН ₄	404
ДЕН ₂	445
ДЕН ₃	532
ДЕН ₆	566
ДЕН ₈	678

Таблиця 6. Рейтинг територіальних підрозділів ДСО за різницею між фактичним значенням сайди та цільовим значенням сайди та факторами стимулювання, які визначаються рівняннями (5), (6)

ДЕН _i	$\Delta SAIDI_k$, XB.	X _{Rk} , py	X _{Sk} , %
ДЕН ₇	-133	1	38,57
ДЕН ₁₀	-109	0,8889	31,66
ДЕН ₁	-102	0,7778	29,76
ДЕН ₂	89	0,6667	0
ДЕН ₉	91	0,5556	0
ДЕН ₅	95	0,4444	0
ДЕН ₃	170	0,3333	0
ДЕН ₄	187	0,2222	0
ДЕН ₈	219	0,1111	0
ДЕН ₆	315	0	0

Розберемо більш детально, наприклад, першу позицію рейтингів. ДЕН₇ за даними таблиці I мав фактичне недофінансування технічного обслуговування, капітального ремонту, реконструкції або заміни обладнання у 26 % від бази. ДЕН₁₀ також мав недофінансування, але менше, ніж ДЕН₇ (на 14%). При цьому різниця між фактичним значенням $SAIDI_k^f$ та цільовим значенням $SAIDI_k^*$ ДЕН₇ краще, ніж ДЕН₁₀ протягом 24 хвилин за даними таблиці IV. Так, результат роботи ДЕН₇ при меншому фінансуванні кращий, ніж результат діяльності ДЕН₁₀, оскільки тривалість перерв електропостачання внаслідок технологічних порушень менше на 24 хвилини. Тому ДЕН₇ має вищий рейтинг у Таблиці 6 замість ДЕН₁₀ (на відміну від рейтингу в Таблиці 5). Що об'єктивно відображає результат порівняльного аналізу діяльності підрозділів, оскільки мотиваційна модель враховувала не лише фактичне значення SAIDI за рік t_{n+1} , а й технічний стан обладнання розподільних мереж кожного підрозділу за рік t_{n-1} ; та рівень базового фінансування та фактичного фінансування технічного обслуговування, капітального ремонту, реконструкції або заміни обладнання за технічним станом у році t_n ; і цільове значення SAIDI в рік t_{n+1} визначені для кожного територіального підрозділу ДСО для більш точної оцінки їх можливостей та фактичного результату їх діяльності.

4.2 Дослідження використання однофазних автотрансформаторів у розподільних мережах для стабілізації рівнів напруги

Виробництво електроенергії - це складний і дорогий бізнес, пов'язаний із споживанням природних ресурсів, таких як вугілля, нафта, газ та інші. ККД турбін для вироблення електроенергії зазвичай не перевищує 30-40% [1].

Також досить великими є втрати електроенергії під час її транспортування від місць генерації до споживачів.

На величину втрат електричної енергії впливає ряд причин, серед яких основними можна виділити втрати напруги [1-4].

Зараз, в умовах воєнного часу, коли в Україні йде війна і російські військові цілеспрямовано виводять з ладу електропідстанції та мережі, ситуація з електропостачанням вкрай критична. Внаслідок пошкодження ряду ліній електропередачі збільшується навантаження на інші лінії. Крім того, збільшується еквівалентний опір ліній електропередач. Це призводить до збільшення напруги і втрат потужності в лініях електропостачання. Здатність передавати електроенергію і напругу у вузлах значно знижується, а струми в лініях зростають. Це вимагає аварійного відключення. [1-5].

Особливо гостро проблема якості електричної енергії постає в розподільчих мережах сільських споживачів зі змінним і непередбачуваним режимом навантаження, де кількість інформації про електричне навантаження є основою для раціонального вирішення практично всього спектру проблем у електроенергетиці: постачання, проектування та експлуатація обладнання для енергопостачальних організацій та споживачів [6, 7].

Огляд світової наукової літератури в цій галузі показав, що ця проблема є дуже актуальною і для сусідньої з нами країни Польщі. Автор [8] зазначає, що в останні роки різко зросли проблеми з підтримкою правильних параметрів напруги живлення в мережах низької напруги, таких як рівні та несиметрія фазних напруг, провали напруги, мерехтіння та наявність вищих гармонік. Наразі це стосується переважно повітряних ліній електропередач у житлових районах з малою забудовою. Часто це мережі, побудовані у другій половині минулого століття, з невеликими ділянками кабелів і довгими лініями електропередач. Значними є також міграція та зміни місця проживання населення [8].

За даними Євростату, з 2005 по 2016 рік частка людей, які переїжджають у будинки на околицях міст, зросла з 49,5% до понад 55,8%. Зі збільшенням міграції збільшується споживання енергії в приватних будинках. Як правило, таке підвищення відбуватиметься за рахунок використання таких споживачів електроенергії, як пральні машини, сушильні машини, електроплити, індукційні плити, теплові насоси, зарядні пристрої, підключені неузгоджено за окремими фазами та хаотично

ввімкнені, а також встановлення малих виробничі підприємства, підключені до мережі низької напруги напруги [8].

Аналіз середньорічного споживання електроенергії в приватних домогосподарствах Польщі показує споживання 3-8 МВт-год (приблизно 300-650 кВт-год на місяць), яке суттєво зростає найближчим часом через збільшення кількості зарядок електромобілів від побутової мережі низької напруги [8].

На думку авторів, у післявоєнний період Україна зіткнеться з подібними проблемами, пов'язаними з низькою якістю електроенергії, яка посилюватиметься зруйнованою енергетичною інфраструктурою. Тому особливої актуальності набудуть всілякі способи підтримки якості електричної енергії відповідно до нормативних документів України і особливо в сільських розподільчих мережах [9, 11].

Від якості роботи сільських електричних мереж залежить якість і економічність забезпечення споживачів електричною енергією. Показники якості електричної енергії повинні відповідати державному стандарту України [11].

Якість електричної енергії характеризується: відхиленнями, коливаннями, несинусоїдальністю напруги, несиметрією трифазної системи напруги, відхиленнями та коливаннями частоти, провалами та пульсаціями напруги тощо. Одним із основних показників якості електричної енергії є – відхилення напруги від номінального значення ($\pm 10\%$) [11].

Відхилення напруги негативно впливає на роботу та термін служби побутових споживачів електричної енергії [10-14].

Існують різні способи усунення вищевказаних негативних наслідків, наприклад, автор 4 пропонує використовувати балансувальний трансформатор для стабілізації рівня напруги.

Трансформатор струму симетрування навантаження — пристрій для симетрування струмів навантаження в мережі низької напруги [16,17] . Робота пристрою полягає в наступному: частина струму, що протікає по нульовому провіднику, поглинається трансформатором і рівномірно розподіляється на окремі фази. Зменшення дисбалансу струму автоматично усуває дисбаланс напруги поблизу місця установки пристрою.

Основною причиною використання такого типу пристроїв є необхідність зменшити асиметрію та коливання напруги (включаючи мерехтіння світла), спричинені незбалансованим (переважно однофазним) споживанням, особливо глибоко в лінії [16, 17].

Також вирішити проблему відхилення рівня напруги від стандарту в сільських мережах можна за допомогою самонесучих ізольованих проводів, здатних захистити мережу від перевантажень і стрибків напруги.

Крім того, самонесучі кабелі з ізоляційним покриттям мають підвищену міцність і монтуються в найкоротші терміни. Крім перерахованих переваг, необхідно віднести стійкість до сильного вітру або опадів: такі дроти не рвуться, на них не намерзає лід, а також вони не бояться низьких температур і води.

Застосування самонесучого ізольованого проводу має ряд істотних переваг. А головне – зменшити збитки. Справа в тому, що індуктивний опір низьковольтної лінії, виготовленої з цього дроту, в три, а то й більше разів менший, ніж у лінії, виконаної з алюмінієвого або сталевих алюмінієвого дроту. По суті, це майже те саме, що кабельна лінія. Самонесучі ізольовані проводи, які вирішують весь комплекс завдань, пов'язаних з прокладкою повітряних мереж низької напруги. При цьому його вартість дуже мало відрізняється від інших доступних марок проводів [16, 17].

В умовах воєнного стану в нашій країні та за відсутності можливості фінансування діючих електричних мереж, а особливо при невеликій кількості споживачів електроенергії, як це буває в сільській місцевості, можна запропонувати використовувати однофазні трансформатори, які можуть додати напругу для стабілізації напруги однофазних споживачів. Таке рішення може дати подвійний ефект - підвищення якості і зниження втрат при експлуатації при відносно низьких матеріальних витратах.

Щоб обґрунтувати рішення про використання цього трансформатора, проведемо деякі розрахунки.

Для визначення якості електричної енергії та відхилення напруги від її номінального значення розраховуються втрати напруги:

$$\Delta U = \frac{PR_{line} + QX_{line}}{U_{nom}}, \quad (1)$$

P , Q – активна та реактивна потужність, що передається по лінії; R_{line} і X_{line} – активний і реактивний опір лінії; U_{nom} – номінальна напруга.

Активний опір лінії визначається за формулою:

$$R_{line} = r_0 l, \quad (2)$$

l – довжина лінії (ділянки), км; r_0 – питомий електричний опір лінії при 20°C Ом/км.

Реактивний (індуктивний) опір лінії (ділянки) визначається за формулою:

$$X_{line} = x_0 l, \quad (3)$$

l – довжина лінії (ділянки), км; x_0 – питомий індуктивний опір лінії при 20° С Ом/км.

З урахуванням наведених вище формул отримуємо формулу для розрахунку втрат напруги в лінії:

$$\Delta U = \frac{Pr_0 + Qx_0}{U_{nom}} l. \quad (4)$$

Формула 4 показує пряму залежність падіння напруги від довжини лінії. На ділянках ЛЕП, віддалених від трансформаторної підстанції, падіння напруги збільшується понад допустиму межу. Ці випадки характерні також для сільських низьковольтних ліній, що мають велику довжину та відгалуження.

Для підтримки напруги можна регулювати коефіцієнт трансформації силового трансформатора за допомогою перемикача напруги в межах $\pm 5\%$. Параметри трансформатора, для яких визначаються втрати в електромережах і розподільчих

мережах, а також у самому трансформаторі, наведені для номінального режиму, тобто при номінальному коефіцієнті трансформації.

Втрати енергії в силовому трансформаторі зазвичай поділяють на дві частини: в залежних від навантаження обмотках і магнітних.

У мережі для компенсації втрат напруги в лінійних опорах необхідно підвищити напругу на низькій стороні трансформатора, для чого зменшують коефіцієнт трансформації силового трансформатора за рахунок зменшення числа витків первинної обмотки. При цьому зміна втрат електроенергії відбувається як в провідниках мережі 10 кВ і провідниках мережі 0,4 кВ, так і в обмотках і магнітопроводі силового трансформатора. Втрати потужності холостого ходу в силовому трансформаторі визначаються з урахуванням прикладеної напруги на основі втрат потужності холостого ходу, наведених у технічному паспорті цього обладнання. Але якщо в цьому випадку положення перемикача становить $\pm 5\%$, то розрахунок втрат за номінальними параметрами призводить до значних похибок через зміни втрат в трансформаторі та мережі порівняно з номінальним режимом:

1. Втрати холостого ходу силового трансформатора змінюються, оскільки число витків первинної обмотки змінилося на 5% при постійній напрузі, що подається на обмотку вищої напруги. У зв'язку з цим величина магнітної індукції в осерді трансформатора зміниться на 5%. Можна вважати, що приріст втрат в електротехнічній сталі пропорційний квадрату приросту індукції, тоді при зменшенні числа витків на 5% втрати холостого ходу будуть збільшуватися:

$$\Delta P_{\text{idle}}^{+0.05} = \Delta P_{\text{idle nom}} \left(\frac{B^{+0.05}}{B_{\text{nom}}} \right)^2 = 1.05^2 \Delta P_{\text{idle nom}}. \quad (5)$$

2. Змінюються також втрати навантаження в обмотках трансформатора. При зміні числа витків первинної обмотки коефіцієнт трансформації струму становить:

$$k = \frac{W_1 \pm \Delta W}{W_2} = k_{\text{nom}} (1 \pm \beta), \quad (6)$$

$\beta = \Delta W / W_1$, - відносний приріст числа витків обмотки W_1 .

Втрати навантаження в обмотках трансформатора при номінальному коефіцієнті трансформації визначаються виразом:

$$\Delta P_{\text{short circuit}} = I_1^2 (r_1 + k_{\text{nom}}^2 r_2), \quad (7)$$

r_1, r_2 - активний опір первинної та вторинної обмоток.

Первинний струм:

$$I_1 = \frac{U_1}{Z_1 + k_{\text{nom}}^2 (Z_2 + Z_{\text{load}})}, \quad (8)$$

$Z_1, Z_2, Z_{\text{load}}$ - повний опір обмоток трансформатора і опір навантаження.

Перемикання числа витків первинної обмотки при зміні коефіцієнта трансформації призведе до зміни заданих значень опору вторинної обмотки Z_2 і навантаження трансформатора Z_{load} . Також змінюються активний r_1 і опір Z_1 первинної обмотки. Припустимо, що зміна параметрів первинної обмотки пропорційна зміні числа витків і зробимо припущення про переважання опору навантаження. Розрахунок втрат навантаження силового трансформатора з урахуванням зміни коефіцієнта трансформації можна провести за формулою:

$$\Delta P'_{\text{short circuit}} = \Delta P'_{\text{nom short circuit}} \frac{2 \pm \beta}{2(1 \pm \beta)^2} \left(\frac{S_{\text{load}}}{S_{\text{nom}}} \right)^2, \quad (9)$$

$S_{\text{load}}, S_{\text{nom}}$ - повна потужність навантаження та повна номінальна потужність трансформатора.

3. Зміна коефіцієнта трансформації призводить до зміни втрат у лініях розподільної мережі. Розглянемо схему електроживлення (рис. 1) з двома навантаженнями $S_1, (Z_{1\text{load}})$ і $S_2, (Z_{2\text{load}})$. Припустимо, що коефіцієнт потужності обох навантажень однаковий. У номінальному режимі $U_{\text{high}} = U_{\text{high nom}}, U_{\text{low}} =$

$U_{low\ nom}$. Напруга на кінці лінії з опором Z_{2line} дорівнює U_{load} . Ця напруга може опускатися нижче $U_{low\ nom}$, тобто виходити за допустимі межі згідно з [16]. Ми припускаємо, що $U_{load\ min} = 0.95U_{low\ nom}$.

В цьому випадку втрати в ЛЕП становитимуть:

$$\Delta P_{line\ 2} = 3I_{line}^2 R_{line} = 3 \frac{(U_{low} - U_{load})^2}{Z_{line}^2} R_{line}. \quad (10)$$

Для ліній 0,4 кВ $Z_{line} = R_{line}$ можна врахувати. Змінимо тепер положення перемикача на трансформаторі в бік підвищення напруги на споживачі на 5 % (рис. 2). При цьому значення напруги змінюється. Однак у реальній ситуації напруга проблемного споживача знижується більш ніж на 5%. У крайньому випадку він може зменшитися на 10%, тому залишається можливість компенсувати це зниження зміною коефіцієнта трансформації.

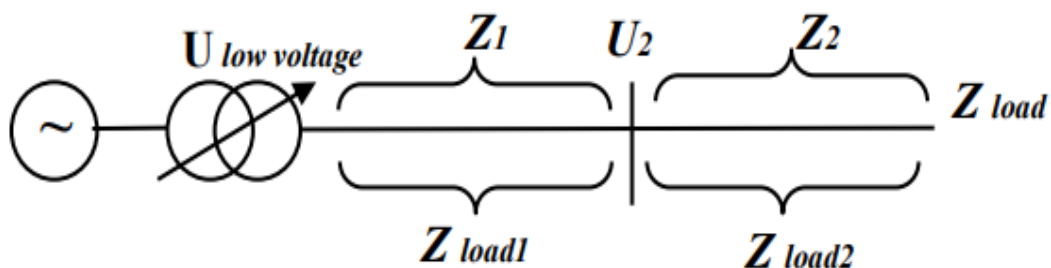


Рис. 1. Умовна схема електропостачання розподільної лінії сільського комунального призначення.

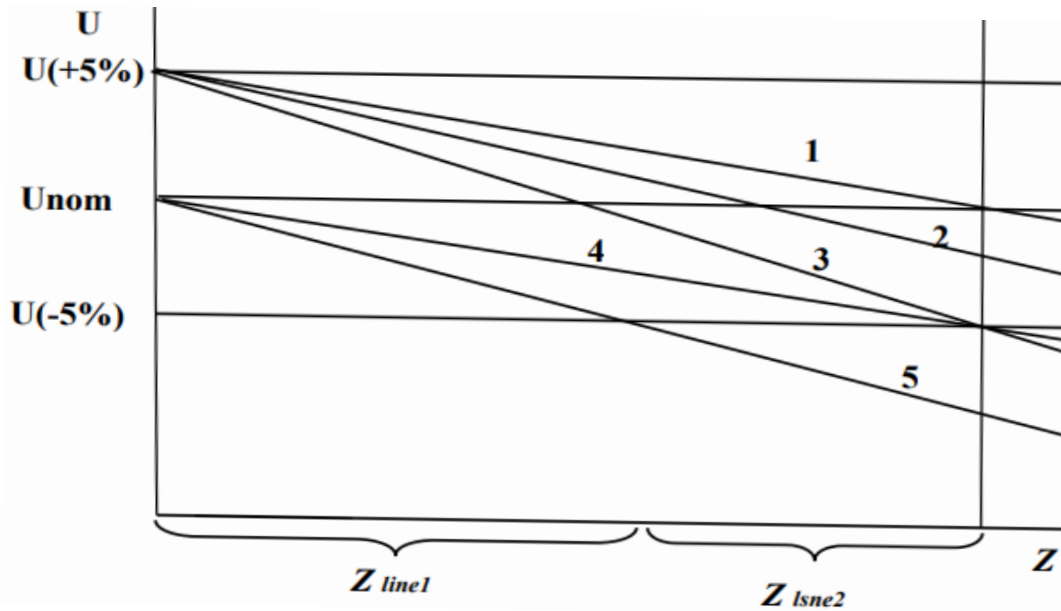


Рис. 2. Розподіл напруги на розподільній лінії при використанні трансформатора, що змінює витки на високу напругу в межах 5%: 1 - Напруга на шинах зі сторони 0,4 кВ вище номінального на 5%, напруга в кінці в Z_{line} дорівнює U_{nom} ; 2 - Напруга на шинах з боку 0,4 кВ на 5% вище номінальної напруги, напруга в кінці Z_{line} дорівнює допустимій межі; 3 - Напруга на шинах з боку 0,4 кВ на 5% вище номінальної напруги, напруга в кінці Z_{line} менше ніж U_{nom} за допустимою межею; 4 - Напруга на шинах з боку 0,4 кВ на 5% дорівнює номінальному, напруга в кінці Z_{line} менше ніж U_{nom} за допустимою межею; 5 - Напруга на шинах з боку 0,4 кВ дорівнює 5% від номінальної напруги, напруга в кінці Z_{line} перевищує допустиму межу відхилення.

4. Підвищення напруги на нижній частині трансформатора призводить до нерозрахованого збільшення споживання навантаження S_2 . Це збільшення також можна вважати додатковими втратами. Відносне збільшення цих додаткових втрат становитиме:

$$\Delta P_{S_2} = \frac{k}{k_{nom}}. \quad (11)$$

Існують шляхи підвищення якості електроенергії для проблемних споживачів шляхом зміни [16-22]:

- ЕРС джерела струму;
- потужність трансформатора та (або) коефіцієнт його трансформації;
- опір лінії електропередачі; схеми підключення навантажень (реконструкція схеми).

Для підвищення рівня напруги в побутових мережах села одним із таких заходів є встановлення автотрансформатора для регулювання напруги в кінці лінії з проблемним навантаженням (рис. 1). У запропонованому варіанті автотрансформатор використовується як підвищувальний. В даному випадку первинна обмотка загальна, вторинна - вся обмотка автотрансформатора. Різниця між первинним і вторинним струмами проходить через загальну обмотку. Через незалежну частину всієї обмотки протікає тільки струм цієї обмотки:

$$I_{load} = k_{cal} \frac{U_{low}}{Z_{load}}, \quad (12)$$

$k_{cal} = \frac{w_2}{w_1}$ - розрахунковий коефіцієнт трансформації.

Первинний струм:

$$I_1 = k_{pow} k_{cal} I_{load} = k_{cal} (k_{power} k_{cal} - 1) I_{load} \frac{U_{low}}{Z_{load}}. \quad (13)$$

$k_{power} > 1$ - відношення первинної потужності автотрансформатора до вторинної. Більше 1 через силу намагнічування та втрати в обмотках. Розраховується за максимальним значенням k_{cal} . Безперервна потужність навантаження:

$$S_{load} = k_{cal}^2 \frac{U_{load}^2}{Z_{load}}, \quad (14)$$

Додаткові втрати при використанні автотрансформатора, який може додати вольт, складаються з 4 частин:

- втрати в лініях 0,4 кВ до автотрансформатора,
- втрати в лініях 0,4 кВ після автотрансформатора,
- втрати в обмотках автотрансформатора,
- втрати намагнічування автотрансформатора.

Для (1) і (2) розглянемо розрахункову схему (рис. 1). Зробимо припущення, що втрати в обмотках і намагніченості автотрансформатора набагато менше, ніж втрати в лініях живлення 1 і 2. Тоді автотрансформатор можна представити у вигляді ідеального трансформатора з коефіцієнтом трансформації k_{cal} . Перейдемо, враховуючи прийняте припущення, до розрахункової еквівалентної схеми (рис. 3).

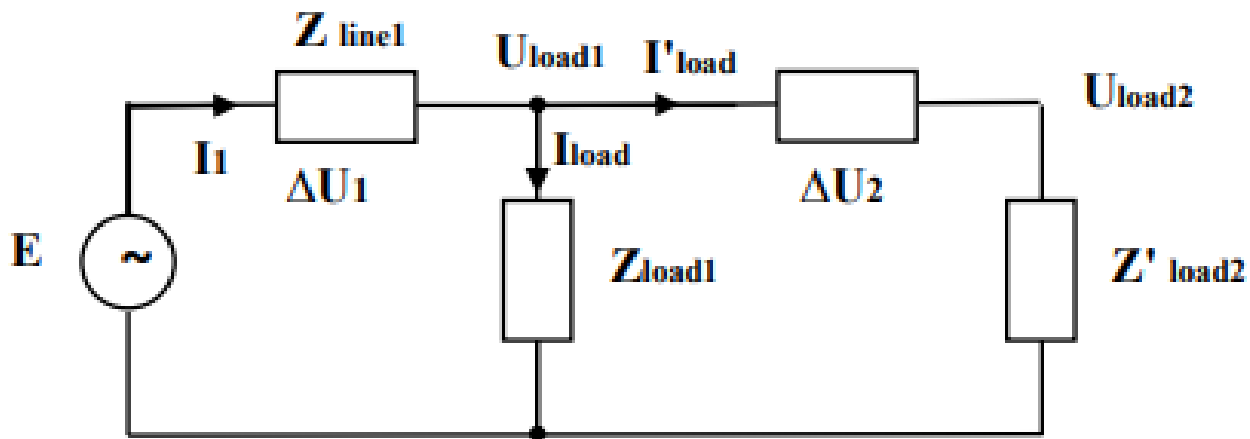


Рис. 3. Розрахункова еквівалентна схема підключення навантаження через автотрансформатор

Замінімо навантаження розрахунковими опорами:

$$Z_{load1} = \frac{U_{nom}^2}{\sqrt{P_{load1}^2 + Q_{load1}^2}}, Z_{load2} = \frac{U_{nom}^2}{\sqrt{P_{load2}^2 + Q_{load2}^2}}. \quad (15)$$

Приводимо параметри обмотки високої напруги до параметрів обмотки низької напруги:

$$Z'_{load2} = \frac{Z_{load}}{k_{cal}^2}, Z'_{line2} = \frac{Z_{line}}{k_{cal}^2}. \quad (16)$$

Струми гілок розрахункової схеми заміщення визначаються виразами:

$$I_1 = \frac{E}{Z_{line1} + \frac{(Z'_{line2} + Z'_{load2})Z_{load1}}{Z_{load1} + Z'_{line2} + Z'_{load2}}}, \quad (17)$$

$$I'_{load2} = \frac{E}{Z_{line1} + \frac{Z_{load1}}{Z_{load1} + Z'_{line2} + Z'_{load2}}}. \quad (18)$$

Введемо відносні одиниці. Зробивши заміни, отримаємо вирази для повного струму:

$$I'_1 = \frac{E(k_{cal}^2 Z_{load1} + x^* Z_{line1} + k^* Z_{load1})}{k_{cal}^2 Z_{line1} + (x^* Z_{line1} + k^* Z_{load1})(Z_{line1} + Z_{load1})}, \quad (19)$$

$$k^* = \frac{Z_2^*}{1 - Z_2^*}, \quad (20)$$

і для проблемного струму навантаження:

$$I'_{load2} = I_1 \frac{k_{cal}^2 Z_{load1}}{k_{cal}^2 Z_{load1} + x^* Z_{line1} + k^* Z_{load1}}. \quad (21)$$

Оскільки одним із основних параметрів є падіння напруги в лініях живлення навантаження, розрахований опір лінії можна виразити через падіння напруги та опір відповідного навантаження. Для цього приймемо друге припущення – коефіцієнти потужності навантаження однакові для всіх споживачів.

Через опір лінії Z_{line2} та навантаження протікає однаковий струм Z_{load2} , тому ми можемо записати:

$$Z_{line2} = \Delta U_2^* Z_{load2}, \quad (22)$$

$$\frac{\Delta U_1}{U_{1load}} = \Delta U_1^* = \frac{Z_{line1}}{Z_{load1}} + \frac{Z_{line1}}{Z_{load1} + Z'_{line2} + Z'_{load2}}. \quad (23)$$

Другою складовою (22) можна знехтувати, оскільки максимальне значення навантаження, S_{load2} прийняте до розгляду, становить 0,1-0,15 від навантаження S_{load1} . Це означає, що Z_{load2} в 6-10 разів більше, ніж Z_{load1} . Значення Z_{line2} може бути більше або менше Z_{line1} залежно від схеми підключення навантажень і їх відстані від джерела. У будь-якому випадку Z_{line2} буде значно менше суми опорів $Z_{load2} + Z_{load1}$. Таким чином, друга складова виразу (22) має значення не більше 15% від першої, нею можна знехтувати.

$$\Delta U_1^* \approx \frac{Z_{line1}}{Z_{load1}}, \quad Z_{line1} \approx \Delta U_1^* Z_{load1}. \quad (24)$$

Отримуємо для загального падіння напруги:

$$\Delta U^* = \left(1 + \frac{x^*}{k^*}\right) U_1^*. \quad (25)$$

Падіння напруги на першій лінії:

$$U_1^* = \frac{U^*}{1 + \frac{x^*}{k^*}}. \quad (26)$$

Таким чином, для заданого загального падіння напруги з урахуванням електричної відстані та відносної потужності навантаження отримуємо:

$$Z_{line1} = \frac{\Delta U^*}{\frac{x^*}{k^*}} Z_{load1}. \quad (27)$$

Отриманий вираз дозволяє перейти, в загальному випадку, від падіння напруги до основного навантаження до розгляду всього падіння напруги від джерела до навантаження проблемного споживача.

Перемикання коефіцієнта трансформації в розподільному трансформаторі в межах $\pm 5\%$ можна змінити втрати в обмотках трансформатора на 12-14%. Також зміна коефіцієнта трансформації призводить до зміни втрат у розподільній мережі. Підвищення номінальної напруги призводить до позапланового збільшення споживання електроенергії.

Замінімо навантаження розрахунковими опорами, які, як показано в [16, 17], прийнятні для мережі 0,4 кВ:

$$Z_{\text{load}} = \frac{U_{\text{nom}}^2}{\sqrt{P_{\text{load}}^2 + Q_{\text{load}}^2}}, \quad (28)$$

U_{nom} - номінальна напруга, кВ; P_{load} - активна потужність, кВт; Q_{load} - реактивна потужність, кВАр.

Вважаємо, що навантаження розподіляється по лініях живлення. У зв'язку з цим наведемо вихідну схему ЛЕП у вигляді схеми на рис. 1. Нехтуючи опором живильної мережі та трансформатора, виділимо в ланцюзі основну частину навантаження та навантаження проблемних споживачів. Ми замінюємо опори лінії і на еквівалентні, виділяючи еквівалентний опір лінії, що живить основну частину навантаження, і опір лінії для живлення проблемних навантажень. У цьому випадку вихідна еквівалентна схема матиме вигляд на рис. 2. Струм навантаження визначається виразом [17] :

$$I_2 = \frac{Z_{\text{load1}}}{Z_{\text{line1}}(Z_{\text{load1}} + Z_{\text{line2}} + Z_{\text{load2}}) + Z_{\text{load1}}(Z_{\text{line2}} + Z_{\text{load2}})} U_{\text{problem}}, \quad (29)$$

Z_{load1} - опір основної частини навантаження, Ом; Z_{load1} , Z_{load2} - еквівалентні опори частин навантаження, Ом; Z_{line1} , Z_{line2} - еквівалентний опір ліній електропередачі, Ом.

Напруга в проблемній зоні [17] :

$$U_{\text{problem}} = I_2 Z_{\text{load2}}. \quad (30)$$

Є способи покращити якість електроенергії для проблемних споживачів шляхом змін [16-23] :

- ЕРС джерела струму;
- потужність трансформатора та (або) коефіцієнт його трансформації;
- опір лінії електропередачі; схеми підключення навантаження (реконструкція ланцюга).

Для поліпшення стану рівня напруги в сільських інженерних мережах одним із таких заходів є встановлення автотрансформатора для регулювання напруги в кінці лінії з проблемним навантаженням (рис. 4).

Якщо врахувати збільшення втрат напруги в лінії внаслідок збільшення струму лінії при застосуванні автотрансформатора, приймаємо розрахунковий коефіцієнт 1,06. Враховуючи, що ККД малих силових трансформаторів становить 0,9-0,95 [23-25] .

Через загальну частину обмотки автотрансформатора проходить різниця струмів, так що площа поперечного перерізу провідника буде значно менше, ніж у провідника незалежної частини обмотки. [26, 27] .

Пропонований варіант автотрансформатора використовується як підвищувальний. В даному випадку первинна обмотка загальна, вторинна - вся обмотка автотрансформатора. Для дроту марки ПБД, по якому виконані обмотки такого автотрансформатора, середній коефіцієнт заповнення вікна магнітопровода становить 0,4. [16, 17] .

Масово випускаються марки однофазних сухих трансформаторів універсального призначення повинні визначати необхідні коефіцієнти за параметрами існуючих трансформаторів на номінальну (потужну) потужність автотрансформатора і частоту $f = 50$ Гц.

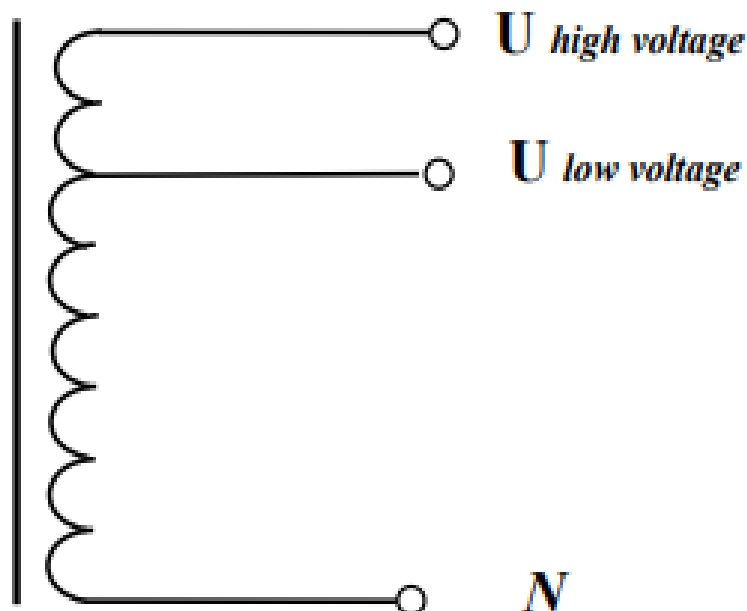


Рис. 4. Схема автотрансформатора для додавання вольт.

Враховуючи, що автотрансформатор буде працювати в складних кліматичних умовах, прийmemo розрахункову густину струму обмоток $j = 1,7 \text{ А/мм}^2$ за умови виконання обмоток мідним дротом. [17] .

Значення розрахункової магнітної індукції для магнітопровода з високоякісної електротехнічної сталі становитиме $B_{\max} = 1.35 \text{ тесла}$, враховуючи, що магнітопровод трансформаторів виготовлений для однофазного сухого багатоцільового призначення та має технологічний зазор. [17] .

У таблиці 1 однофазні сухі трансформатори багатоцільового призначення потужністю 0,063 - 4 кВА з напругою первинної обмотки від 115 до 660 В, вторинної обмотки від 12 до 260 В призначені для живлення ланцюгів керування, місцевого освітлення, сигналізації та автоматика, випрямлячі [28] .

Таблиця 1. Технічні характеристики трансформаторів серії однофазні сухі багатоцільові потужністю 0,063 - 4 кВА

Трансформаторного типу	Номинальна потужність, кВА	Струм холостого ходу, %	Напруга короткого замикання, %	ККД, %	Габаритні розміри, мм, не більше			Вага, кг, не більше
					Л	Б	Х	
<i>однофазний сухий багатоцільовий I – 0,063</i>	0,063	25	13	83	90	100	125	1.8
<i>однофазний сухий багатоцільовий I – 0,1</i>	0,1	24	9	86	105	100	160	2.5
<i>однофазний сухий багатоцільовий I – 0,16</i>	0,16	23	7	88	115	100	160	3.0
<i>однофазний сухий багатоцільовий I – 0,25</i>	0,25	22	5.5	90	120	100	160	4.0
<i>однофазний сухий багатоцільовий I – 0,4</i>	0,4	20	4.5	92	135	125	185	6.0
<i>однофазний сухий багатоцільовий I – 0,63</i>	0,63	19	4	93	155	150	210	9.0
<i>однофазний сухий багатоцільовий I – 1,0</i>	1.0	17	3.5	94	175	150	230	11.0
<i>однофазні сухі багатоцільові – 1,6</i>	1.6	15	3	95	210	160	300	19.0
<i>однофазний сухий багатоцільовий I – 2,5</i>	2.5	12	2.8	96	230	200	350	35,0
<i>однофазний сухий багатоцільовий I – 4,0</i>	4.0	8	2.5	97	250	210	350	40,0

На рис. 5 наведено умовну схему розподілу напруг на розподільній лінії при застосуванні підвищувального автотрансформатора напруги. Який може бути використаний для регулювання рівня напруги в розподільних мережах сільського комунального господарства.

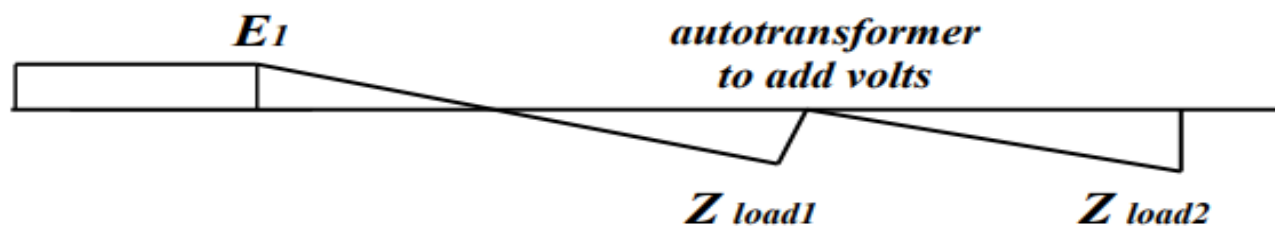


Рис. 5. Розподіл напруги на розподільній лінії при використанні автотрансформатора для підвищення рівня напруги.

Таким чином, можна створити групу автотрансформаторів, яка забезпечить потужність 5 + 40 кВА та підвищення напруги на 5%-10%.

Якщо до і після використання автотрансформатора напруга джерела живлення залишається незмінною, величина втрат в лініях збільшується.

Але сенс використання автотрансформатора в тому, що при його використанні можна знизити напругу джерела живлення. У цьому випадку сумарні втрати можуть як зменшуватися, так і збільшуватися залежно від параметрів мережі та підключеного проблемного навантаження.

4.3 Висновки

1. Як показав аналіз практичного використання мотиваційної моделі підвищення безперебійності електропостачання, вона дозволяє більш об'єктивно оцінити результати діяльності територіальних підрозділів ОСР, оскільки модель враховує технічний стан обладнання розподільних мереж, територіальних підрозділів ДСО та рівень виконання Інвестиційного плану з технічного обслуговування, капітального ремонту, реконструкції або заміни обладнання за його технічним станом. У запропонованій мотиваційній моделі основним фактором впливу є середня тривалість перерв у електропостачанні, спричинених технологічними порушеннями в розподільних мережах. Це фактор, від якого залежить якість діяльності ДСО, зокрема, його територіальних підрозділів. Також, особливо в післявоєнній Україні, дуже суттєвими є чинники фактичного технічного стану обладнання, можливості та ефективності використання інвестицій для його вдосконалення. Можливість

використання запропонованої мотиваційної моделі обґрунтовується наявністю джерел інформації для кожного територіального підрозділу ДСО.

2. Теоретичні дослідження, проведені на основі розрахунку умовної розподільчої електричної лінії з використанням автотрансформатора, що додає напругу, показали ефективність його використання в цих мережах. Його використання дозволить зменшити втрати в силовому трансформаторі та фідері проблемного навантаження, а також змінити рівень напруги на 5-10% у необхідній точці ЛЕП.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Запропоновано новий метод визначення пошкодженої лінії з замиканням на землю на основі методу введення сигналу для визначення лінії з замиканням на землю в системах заземлення нейтралі з малими струмами замикання на землю. Даний метод дозволяє підвищити точність основного методу при визначенні пошкодженої лінії в системі з ізольованою або компенсованою нейтраллю. Описаний алгоритм дозволяє однозначно вказати пошкоджену лінію і скоротити час на пошуки. Час введення та вибірка цього методу не залежать від ступеня несправності та середовища.

2. При використанні DIgSILENT Програмний комплекс PowerFactory, є можливість досягти більш високого і швидкого результату в розрахунках. Основна перевага DIgSILENT в порівнянні з іншими спеціалізованими прикладними пакетами PowerFactory - це орієнтація на електророзрахунки, наявність вбудованих функцій і алгоритмів розрахунків і відповідність їх прийнятим стандартам і можливість вибору стандарту і методології розрахунків, що дозволяє скоротити час розрахунку і забезпечити високу надійність. Створення та використання віртуальної моделі пристроїв дозволяє: підтвердити основні теоретичні положення щодо розробки систем керування пристроями, що забезпечують якість електроенергії; для оцінки якості фільтра кривої струму при використанні різних сторонніх факторів, що створює навантаження.

3. При прийнятті рішення про перехід від електромеханічних реле до мікропроцесорних релейних пристроїв слід враховувати вимоги до системи, її складність, швидкість відгуку та рівень інтеграції. У деяких випадках спільне використання цих двох типів пристроїв дозволяє досягти оптимального балансу між надійністю і функціональністю системи захисту. Ефективний вибір обладнання МП РЗА для підстанції потребує оптимізації витрат та ефективності. Необхідно врахувати початкові та загальні витрати на обслуговування терміналів МП РПА за 10 років. Також важливо враховувати витрати на оновлення програмного забезпечення та послуги спеціалістів від виробника. Дослідження, проведені в процесі тестування пристрою PC83-AB3 показали відповідність його функціональності та характеристик

до використання в сучасних умовах, а також високу надійність роботи і порівняно нескладний процес освоєння даного пристрою, що дозволяє рекомендувати його для використання в сучасних електричних мережах.

4. Запропонована модель фотоелектричної системи на основі схеми допомагає аналізувати продуктивність комерційних фотоелектричних модулів. Загальна модель фотоелектричного модуля розроблена із загально використовуваними блоками як замаскованим блоком підсистеми. Результати моделювання демонструють відмінну збіг з кривими продуктивності, наведеними в технічних паспортах вибраних моделей. Таким чином, модель може бути використана для аналізу продуктивності будь-якого комерційного фотоелектричного модуля. Також моделюється підвищувальний перетворювач постійного/змінного струму, і результати отримані від перетворювача з постійним джерелом входу постійного струму та шляхом підключення до нього фотоелектричного модуля. Результати показують близьку відповідність між вихідним сигналом вхідного перетворювача постійного струму та перетворювача з фотоелектричним живленням.

5. Для розробки СЕС на основі гібридної ФВМ отримано математичну модель залежності площі поверхні циліндричного ПВП від параметрів РБ та насоса для перекачування теплоносія з урахуванням пікової добової питомої потужності сонячного випромінювання з метою будівництва локальних електромереж на АЗС.

6. Запропоновано мотиваційної моделі підвищення безперебійності електропостачання, що дозволяє більш об'єктивно оцінити результати діяльності територіальних підрозділів ОСР, оскільки модель враховує технічний стан обладнання розподільних мереж. територіальних підрозділів ДСО та рівень виконання Інвестиційного плану з технічного обслуговування, капітального ремонту, реконструкції або заміни обладнання за його технічним станом. У запропонованій мотиваційній моделі основним фактором впливу є середня тривалість перерв у електропостачанні, спричинених технологічними порушеннями в розподільних мережах. Це фактор, від якого залежить якість діяльності ДСО, зокрема, його територіальних підрозділів. Також, особливо в післявоєнній Україні, дуже суттєвими є чинники фактичного технічного стану обладнання, можливості та ефективності

використання інвестицій для його вдосконалення. Можливість використання запропонованої мотиваційної моделі обґрунтовується наявністю джерел інформації для кожного територіального підрозділу ДСО..

7. Теоретичні дослідження, проведені на основі розрахунку умовної розподільчої електричної лінії з використанням автотрансформатора, що додає напругу, показали ефективність його використання в цих мережах. Його використання дозволить зменшити втрати в силовому трансформаторі та фідері проблемного навантаження, а також змінити рівень напруги на 5-10% у необхідній точці ЛЕП.

8. Результати досліджень впроваджено в освітній процес та у виробництво. Результати роботи пропонуються також до використання енергопостачальним компаніям, які експлуатують електричні мережі, а також проектним установам.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

До розділу 1:

1. European Smart Grids Technology Platform. Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future. – Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2006.
2. Попадченко С. А. Ефективність електропостачання споживачів в умовах Smart Grid // Вісник ХНТУСГ ім. Петра Василенка Випуск 153 «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України» - Харків: ХНТУСГ, 2014. - С.17-19.
3. Мороз О. М. Використання технологій Smart Grid для підвищення ефективності електропостачання споживачів / О. М. Мороз, М. М. Черемісін, О. А. Савченко, С. А. Попадченко, С.В. Дюбко // Енергетика: економіка, технології, екологія.
4. Smart Power Grids – Talking about a Revolution. [Online]. Available: https://www.ieee.org/about/technologies/emerging/emerging_tech_smart_grids.pdf
5. A. Peabody, “Evolution of Real-time Monitoring and its Future Benefits,” in Proc. 13th Int. Workshop on Atmospheric Icing on Structures, 2009, pp. 156–161.
6. “Guide for application of direct real-time monitoring systems.” 2012. CIGRE Tech. Brochure No. 498. Stud. Committee B2.
7. A. Abiri-Jahromi, M. Fotuhi-Firuzabad, M. Parvania, and M. Mosleh, “Optimized Sectionalizing Switch Placement Strategy in Distribution Systems,” IEEE Trans. on Power Del., vol. 27, no. 1, pp. 362-370, Jan. 2012.
8. Single-Phase Step Voltage Regulators. [Online]. Available: <http://www.howard-nd.com/HowardTransformers/VoltageRegulatorsDetail.asp>
9. Pole Mounted High Voltage Reactive Power Compensation Device. [Online]. Available: http://www.hycapacitor.cn/en/show_cp.asp?id=48
10. F. Kreikebaum, D. Das, Y. Yang, F. Lambert, and D. Divan, “Smart Wires – a distributed, low-cost solution for controlling power flows and monitoring transmission

lines,” in 2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technol. Conf. Europe (ISGT Europe), Gothenburg, 2010, pp. 1-8.

11. Guardian™ Product Family. [Online]. Available: <http://www.smartwires.com/guardian/>
12. E. Padilla, Substation automation systems: design and implementation. 1st ed., Chichester: Wiley, 2016
13. P. Couture, “Smart Power Line and photonic de-icer concepts for transmission-line capacity and reliability improvement,” Cold Regions Science and Technology, vol. 65, no. 1, pp. 13-22, 2011.
14. IEC/TR 61850-1 Ed. 2.0 b:2013 Communication networks and systems for power utility automation - Part 1: Introduction and overview, IEC Std. 2013.
15. Natural Gas Pipeline SCADA. [Online]. Available: <https://www.novatechweb.com/process-control/natural-gas-pipeline-monitoring/>
16. SCADA Advantage™ for the oil and gas industry. [Online]. Available: https://library.e.abb.com/public/5ae89e3dfb19fb3cc1257b2f00529da9/SCADA_brochure_low.pdf
17. Smart Grid Roadmap for the State of New York. [Online]. Available: https://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/NYSSGC_Attachment.pdf

До розділу 2:

1. M. Pignati, L. Zanni, P. Romano, R. Cherkaoui, and M. Paolone, “Fault detection and faulted line identification in active distribution networks using synchrophasors-based real-time state estimation,” IEEE Trans. Power Del., vol. 32, no. 1, pp. 381-392, Feb. 2017.
2. M. Salehi and F. Namdari, “Fault classification and faulted phase selection for transmission line using morphological edge detection filter,” IET Gener., Transmiss. Distrib., vol. 12, no. 7, pp. 1595-1605, Apr. 2018.
3. C. H. Kim and R. K. Aggarwal, “Closure on ‘a novel fault detection technique of high impedance arcing faults in transmission lines using the wavelet transform,’” IEEE Trans. Power Del., vol. 18, no. 4, pp. 1596-1597, Oct. 2003

4. Pazyi V., Miroshnyk O., Moroz O., Trunova I., Savchenko O, Halko S. Analysis of technical condition diagnostics problems and monitoring of distribution electrical network modes from smart grid platform position. 2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), 57-60, 20168725 DOI: 10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250080
5. M.V. Kirichenko, R.V. Zaitsev, V.R. Kopach, "Advanced Methods of Increasing and Monitoring the Lifetime of Nonequilibrium Minority Charge Carriers in Master Dies for High-Performance Silicon Solar Cells", Telecommunications and radio engineering, vol. 69, no. 5, pp. 441-450, 2010.
6. Trunova I., Miroshnyk O., Moroz O., Pazyi V., Sereda A., Dudnikov S. The analysis of use of typical load schedules when the design or analysis of power supply systems. 2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), 61-64, 20168739 DOI: 10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250120
7. A. Borghetti, M. Bosetti, C. Nucci, M. Paolone and A. Abur, "Integrated use of time-frequency wavelet decompositions for fault location in distribution networks: Theory and experimental validation", IEEE Trans. Power Del., vol. 25, no. 4, pp. 3139-3146, Oct. 2010.
8. DlgSILENT. Power System Solutions. <https://www.digsilent.de/en/>
9. Trunova, I., Miroshnyk, O., Savchenko, O., Moroz, O. The perfection of motivational model for improvement of power supply quality with using the one-way analysis of variance. Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu 2019(6), p. 163-168. DOI: 10.29202/nvngu/2019-6/24
10. J. Mora-Flòrez, J. Meléndez and G. Carrillo-Caicedo, "Comparison of impedance based fault location methods for power distribution systems", Elect. Power Syst. Res., vol. 78, no. 4, pp. 657-666, 2008.
11. Trunova, I., Miroshnyk, O., Savchenko, O., Moroz, O., Pazyi, V., Shchur, T., Kasner, R., Bałdowska-Witos, P. Scheduling of preventive maintenance of an power equipment of the agricultural enterprises. Journal of Physics: Conference Series. Volume 1781, Issue 1, 0120182020 International Conference on Applied Sciences, ICAS 2020 DOI: 10.1088/1742-6596/1781/1/012018

12. Bezruchko, V.M., Buinyi, R.O., Strogii, A.Y., Tkach, V.I. Application of Gsm technology for identification of phase-to-ground faults in electric networks with isolated neutral and pin-type isolation. *Technical Electrodynamics*, 2018(5), pp. 96–99
13. Buinyi, R., Dikhtiaruk, I., Zorin, V. The automatic sectionalization of the distributing networks with high voltage of 6-10 kv with application the disconnectors of new generation. *Technical Electrodynamics*, 2014, (3), pp. 70–75.
14. J. Ren, S. Venkata and E. Sortomme, "An accurate synchrophasor based fault location method for emerging distribution systems", *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 29, no. 1, pp. 297-298, Feb. 2014.
15. M. Salehi and F. Namdari, "Fault classification and faulted phase selection for transmission line using morphological edge detection filter," *IET Gener., Transmiss. Distrib.*, vol. 12, no. 7, pp. 1595-1605, Apr. 2018.
16. M. Pignati, L. Zanni, P. Romano, R. Cherkaoui, and M. Paolone, "Fault detection and faulted line identification in active distribution networks using synchrophasors-based real-time state estimation," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 32, no. 1, pp. 381-392, Feb. 2017.
17. V. Pazyi, O. Miroshnyk, O. Moroz, I. Trunova, O. Savchenko, S. Halko, "Analysis of technical condition diagnostics problems and monitoring of distribution electrical network modes from smart grid platform position," 2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), 57-60, 20168725 <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250080>.
18. J. Ren, S. Venkata and E. Sortomme, "An accurate synchrophasor based fault location method for emerging distribution systems," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 29, no. 1, pp. 297-298, Feb. 2014.
19. C. Kim and R. Aggarwal, "Closure on 'a novel fault detection technique of high impedance arcing faults in transmission lines using the wavelet transform,'" *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 18, no. 4, pp. 1596-1597, Oct. 2003
20. P. Rajaraman, N. A. Sundaravaradan, R. Meyur, M. J. B. Reddy, and D. K. Mohanta, "Fault classification in transmission lines using wavelet multiresolution analysis," *IEEE Potentials*, vol. 35, no. 1, pp. 38-44, Jan. 2016

21. S. Zi-zheng and Q. Li-jun, "Study on automatic arc suppression coil compensation technology and fault line selection and location based on fixed-frequency signal injection method," in Proc. 2nd Int. Conf. Artif. Intell., Manage. Sci. Electron. Commerce (AIMSEC), Dengleng, Aug. 2011, pp. 4354-4357
22. Z. Gao, H. Zhang, and X. Sun, "Fault line selection and location method for small current grounding with half wave DC injection," Power Syst. Protection Control, vol. 41, no. 13, pp. 139-145, Jun. 2013.
23. Мірошник, О.О., Мороз О.М., Пазій В.Г., Миргород Д.Г., Ганус Р.О., Галько С.В. "Дослідження та порівняння характеристик мікропроцесорного пристрою релейного захисту та автоматики РС83-АВЗ компанії «РЗА СИСТЕМЗ» з пристроями електромеханічного типу. Праці Таврійського державного агротехнологічного університету імені Дмитра Моторного, 2024, 2, 24. с. 78-95. <https://doi.org/10.32782/2078-0877-2024-24-2-7>.
24. H. Al_Issa, M. Qawaqzeh, A. Khasawneh, R. Buinyi, V. Bezruchko, O. Miroshnyk, "Correct Cross-Section of Cable Screen in a Medium Voltage Collector Network with Isolated Neutral of a Wind Power Plant," Energies 2021, 14, 3026. <https://doi.org/10.3390/en14113026>
25. G. Yan, G. Li, Z. Zhang, L. Xiao, J. Cao, G. Mu, and W. Dai, "Development of capacitive current measurement device for distribution network based on sweep frequency method," Electr. Power Automat. Equip., vol. 3, no. 3, pp. 64-68, Apr. 2007.
26. V. Voytenko, S. Stepenko, O. Velihorskyi, R. Chakirov, D. Roberts and Y. Vagapov, "Digital control of a zero-current switching quasi-resonant boost converter," 2015 Internet Technologies and Applications (ITA), Wrexham, UK, 2015, pp. 365-369, doi: 10.1109/ITechA.2015.7317428.
27. Пазій В. Г. Обґрунтування вибору оптимальної кількості та місць встановлення показників місць коротких замикань в ПЛ 10 кВ на базі PLC технологій / Пазій В. Г., Сиротенко М. О., Мірошник О. О. // Вісник ХНТУСГ ім. П. Василенка «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України» – Харків: ХНТУСГ, 2016. – Вип. 175. – С. 27–29.

28. 1. Мірошник, О., Мороз, О., Пазій, В., Миргород, Д., Ганус, Р., Галько, С. Підвищення ефективності роботи мереж АТ «Харківобленерго» шляхом використання установок компенсації реактивної потужності. Науковий вісник Таврійського державного агротехнологічного університету, 2024, 14(2). <https://doi.org/10.32782/2220-8674-2024-24-2-23>

29. Пазій В. Г. Підвищення ефективності пристроїв контролю адресності місць коротких замикань в електричних розподільних мережах 6-10 кВ на базі PLC технологій. Вісник ХНТУСГ. Вип. 153. «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України». – Харків: ХНТУСГ, 2014. – С. 29–31.

30. Пазій В.Г. Підвищення ефективності експлуатації електричних ліній 6-35 кВ за рахунок моніторингу аварійних ситуацій / Пазій В.Г., Черемісін М.М., Мірошник О.О. // Вісник ХНТУСГ ім. П. Василенка «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України» – Харків : ХНТУСГ, 2018.

31. Пазій В.Г. Аналіз проблем діагностики технічного стану та моніторингу режимів розподільних електричних мереж / Пазій В.Г., Мірошник О.О., Нестеров М.Н. // Вісник ХНТУСГ ім. П. Василенка «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України» – Харків : ХНТУСГ, 2017.

32. Крючков І. П., Неклепаев Б. Н., Старшинов В. А. та ін Розрахунок коротких замикань і вибір електрообладнання: навч. посібник для студ. Вища. учеб. закладів. - М.: Видавничий центр «Академія», 2006. - 416 с.

До розділу 3

1. European Commission, 2010, The European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan), European Commission Research and Innovation, ec.europa.eu/research/energy (accessed 4th December 2012)

2. R. Forristall, Heat Transfer Analysis and Modeling of a Parabolic Trough Solar Receiver Implemented in Engineering Equation Solver, NREL Report TP550-34169, National Renewable Energy Laboratory, Golden, 2003.

3. Alternative Energy. (n.d.). Solar Inverter Sizing. Retrieved from [altenergy: http://www.altenergy.org/renewables/solar/DIY/inverter-sizing.html](http://www.altenergy.org/renewables/solar/DIY/inverter-sizing.html)

4. Desideri, U., Zapparelli, F., & Garroni, E. (2013). Comparative analysis of concentrating solar power and photovoltaic technologies: Technical and environmental evaluations. *Science Direct*, 765-784.
5. U. Desideri, F. Zapparelli, and E. Garroni, "Comparative analysis of concentrating solar power and photovoltaic technologies: Technical and environmental evaluations," *Science Direct*, 2013, pp. 765-784..
6. E. Franklin, "Solar Photovoltaic (PV) Site Assessment," Retrieved from Cooperative extension, 2017, <https://extension.arizona.edu/sites/extension.arizona.edu/files/pubs/az1697-2017.pdf>.
7. Павлов А.О., Мороз О.М., Мірошник О.О., Пазій В.Г., Серeda А.І. Дослідження параметрів СЕС для забезпечення роботи насосних станцій систем водопостачання. Міжнародна науково-практична конференція Електроенергетика, електромеханіка та технології в АПК, Харків: ДБТУ, 6 листопада 2024, с. 89-91.
8. Map of solar radiation distribution. [Electronic resource]. Access mode: <https://rent techno.ua/assets/images/blog/pvgis-eu-2012.png>
9. S. Halko, O. Suprun, O. Miroshnyk, "Influence of temperature on energy performance indicators of hybrid solar panels using cylindrical cogeneration photovoltaic modules," 2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology, KhPI Week, 2021, 21259624, pp. 132–136. <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek53812.2021.9569975>
10. James P. Dunlop "Photovoltaic systems," National Joint Apprenticeship and Training Committee for the Electrical Industry, American Technical Pub., 2010, p. 469. ISBN 978-0-826913-11-1.
11. Weis, C. (2013, January). Considerations for Off-Grid PV Systems. Retrieved from Home Power: <https://www.homepower.com/articles/solar-electricity/designinstallation/considerations-grid-pv-systems>
12. S. Benoy, M. Pandey, D. Bhattacharjya, B. Saikia, "Recent trends in supercapacitor-battery hybrid energy storage devices based on carbon materials," *Journal of Energy Storage*, 2022, Vol. 52, Part B. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104938>
13. Галько, С. В., Дудніков, С. М., Мірошник, О. О., Мороз, О. М., & Трунова, І. М. Розробка алгоритму роботи комбінованої системи електропостачання з

відновлюваними джерелами енергії. Праці Таврійського державного агротехнологічного університету імені Дмитра Моторного, 2024, 24(1), 109-121.
<https://doi.org/10.32782/2078-0877-2024-24-1-8>

14. Експериментальні дослідження факторів впливу на генерацію сонячної електростанції. Мороз О. М., Мірошник О. О., Павлов А. О., Савченко О. А., Тоберт М. Ю. Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Енергетика надійність та енергоефективність, № 2(3) 2021. С. 114-123. – Режим доступу до ресурсу: <http://erec.khpi.edu.ua/article/view/247805>.

15. X. Zhou et al., “An overview on distribution automation system,” in 2016 Chinese Control and Decision Conf. (CCDC), Yinchuan, 2016, pp. 3667-3671.

16. IndustrialIT for Power Generation. Power Plant Automation. [Online]. Available: <http://www.ssapower.com/wp-content/uploads/2015/04/ABB-Power-Plant-Automation.pdf>

17. ASTROSE. Autonomous sensor network for condition monitoring of power lines. [Online]. Available: http://www.enas.fraus.de/documents/Downloads/datenblaetter/ASTROSE_EN_highres_web.pdf

18. Y. Yang, D. Divan, R. G. Harley, and T. G. Habetler, “Design and implementation of power line sensor network for overhead transmission lines,” in 2009 IEEE PES General Meeting, Calgary, Canada, 2009, pp. 1-8.

19. ISCM – Overhead Line Monitoring. [Online]. Available: http://www.energy.siemens.com/nl/pool/hq/automation/eneas/Overhead_Line_Monitoring_Brochure_EN.pdf

20. Siemens Distribution Feeder Automation. [Online]. Available: <http://w3.usa.siemens.com/smartgrid/us/en/distribution-grid/products/distribution-automation-systems/pages/distribution-feeder-automation-systems.aspx>

21. Multilin Intelligent Line Monitoring System. [Online]. Available: http://www.gegridolutions.com/products/brochures/Multilin_ILMS_GEA12689D.pdf

22. Real Time Transmission Line Conductor Monitor. [Online]. Available: <http://lindsey-usa.com/wp-content/uploads/2015/10/11F-001-TLM-3-2016.pdf>

23. P. Lehky and J. Sabata, "Automated icing monitoring system," in Proc. 10th Int. Workshop on Atmospheric Icing of Structures (IWAIS 2002), Brno, Czech Republic, Jun. 2002.
24. S. M. Fikke, J. E. Kristjarnsson, and B. E. Kringlebotn Nygaard, "Modern meteorology and atmospheric icing," in *Atmospheric Icing of Power Networks*, M. Farzaneh, Ed., Berlin: Springer, 2008, pp. 1–30.
25. P. Bonelli, M. Lacavalla, P. Marcacci, G. Mariani, and G. Stella, "Wet snow hazard for power lines: a forecast and alert system applied in Italy," *Natural Hazards and Earth System Science*, vol. 11, no. 9, pp. 2419–2431, Sep. 2011.
26. K.J. Zhu, B. Liu, H.J. Niu, and J.H. Li, "Statistical Analysis and Research on Galloping Characteristics and Damage for Iced Conductors of Transmission Lines in China," in Proc. 2010 Int. Conf. Power System Technol., Hangzhou, China, 24–28 October 2010, pp. 1–5.
27. Y. Tan, L. Meegahapola, K. M. Muttaqi, "A review of technical challenges in planning and operation of remote area power supply systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014, vol. 8, pp. 876-889. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.034>
28. P. S. Georgilakis, N. D. Hatziargyriou, "A review of power distribution planning in the modern power systems era: Models, methods and future research," *Electric Power Systems Research*. 2015, vol. 121. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.12.010>
29. C. J. Kikkert, "MV to LV transformer PLC bypass coupling networks for a low cost Smart Grid rollout," in 2011 IEEE PES Innovative Smart Grid Technol., Perth, WA, 2011, pp. 1-6.
30. N. Uribe-Pérez, L. Hernández, D. de la Vega, and I. Angulo, "State of the Art and Trends Review of Smart Metering in Electricity Grids," *Appl. Sci.*, vol. 6, no. 3, p. 68, Feb. 2016.
31. R. Sevljan and R. Rajagopal, "Actively Calibrated Line Mountable Capacitive Voltage Transducer For Power Systems Applications," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol.PP, no.99, pp.1-1, (IEEE Early Access Articles) DOI:10.1109/TSG.2016.2643636

32. Spectrum Power™ HIS Historical Information System. [Online]. Available: http://w3.usa.siemens.com/smartgrid/us/en/transmission-grid/products/ems-applications-components/ems-applications-components-tab/Documents/HIS_01-20-2010.pdf

33. Quickly reduce electricity losses and theft. [Online]. Available: <https://static1.squarespace.com/static/555f7771e4b097314db865be/t/564e336ae4b06113e810693a/1447965546989/Awesense-Brochure-web.pdf>

34. Distribution Management System (DMS) Components. [Online]. Available: <http://w3.usa.siemens.com/smartgrid/us/en/distribution-grid/products/distribution-management-system-components/Pages/dms-components.aspx>

35. IEC 61850-7-420:2009 Communication networks and systems for power utility automation - Part 7-420: Basic communication structure - Distributed energy resources logical nodes, IEC Std. 2009.

36. IEC TR 61850-7-510:2012 Communication networks and systems for power utility automation - Part 7-510: Basic communication structure - Hydroelectric power plants - Modelling concepts and guidelines, IEC Std. 2012.

37. Draft IEC TR 61850-90-6 (57/1615/DC): Communication networks and systems for power utility automation Part 90-6: Use of IEC 61850 for Distribution Automation Systems

38. Feeder Operations in the Blink of an Eye. [Online]. Available: <http://www.tdworld.com/ami/feeder-operations-blink-eye>

39. IEC TR 61850-90-3:2016 Communication networks and systems for power utility automation - Part 90-3: Using IEC 61850 for condition monitoring diagnosis and analysis, IEC Std. 2016.

До розділу 4:

1. Трунова І. М. Якість з електропостачання споживачів: монографія / І. М. Трунова, О. О. Мірошник – Харків: ФОП Панов А. М., 2018. - 179 с.

2. Трунова І. М. Якість електропостачання: навчальний посібник / І. М. Трунова, О. О. Мірошник, В. Г. Пазій – Харків: ФОП Панов А. М., 2019. - 204 с.

3. Трунова, І. М., Мірошник, О. О., Серeda, А. І., Дудніков, С. М., Пазій, В. Г., Мороз, О. М., Савченко, О. А., Попадченко, С. А., Галько, С. В., Ладижинський, І. В. Автоматизована система обґрунтування реконструкції об'єктів розподільних мереж. Праці Таврійського державного агротехнологічного університету імені Дмитра Моторного, 2024, 24(2), 96-108. <https://doi.org/10.32782/2078-0877-2024-24-2-8>
4. Павлов А.О., Мороз О.М., Мірошник О.О., Пазій В.Г., Серeda А.І. Методика розрахунку споживання електричної енергії насосними станціями системи водопостачання. Міжнародна науково-практична конференція Електроенергетика, електромеханіка та технології в АПК, Харків: ДБТУ, 6 листопада 2024, с. 35-37.
5. Оберемок Д.О., Миргород Д.Г., Мірошник О.О., Серeda А.І., Пазій В.Г. Аналіз стану електричних мереж та огляд сучасних проблем. перспективи інтеграції сонячних електростанцій та систем зберігання енергії. Міжнародна науково-практична конференція Електроенергетика, електромеханіка та технології в АПК, Харків: ДБТУ, 6 листопада 2024, с. 82-83.
6. P. Komada. The incentive scheme for maintaining or improving power supply quality | [System zachęt do utrzymania lub poprawy jakości Zasilania] / Komada, P., Trunova, I., Miroshnyk, O., Savchenko, O., Shchur, T.// PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY - №5, 2019, 79-82 pp.
7. I. Trunova, O. Miroshnyk, O. Savchenko, O. Moroz. The perfection of motivational model for improvement of power supply quality with using the one-way analysis of variance . ISSN 2071-2227, Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu, 2019, № 6, 163-168 pp.
8. “7th Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply”, CEER-ECRB, December 2022.
9. NCRPMS Resolution from 2018.10.05 № 1175 “About the statement of the Order of establishment (formation) of tariffs for services on distribution of electric energy”.
10. NCRPMS Resolution from 2018.06.12 № 375 “About the statement of the Order of ensuring quality standards of electricity supply and providing compensation to consumers for their non-compliance”.

11. Miroshnyk, O., Kovalyshyn, S., Tomporowski, A., Kruszelnicka, W., Bałdowska-Witos, P. Research of probability characteristics of current and voltage unbalance based on using graphs of load for the duration at the substation *Journal of Physics: Conference Series*, Volume 1426, Issue 1, 012036, 2020.
12. Iryna Trunova, Oleksandr Miroshnyk, Oleksandr Moroz, Volodymyr Pazyi, Anatolii Sereda, Serhii Dudnikov. The analysis of use of typical load schedules when the design or analysis of power supply systems//2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), 5-10 Oct. 2020, Kharkiv, Ukraine, Ukraine, Publisher: IEEE - Page(s): 61 – 64.
13. Miroshnyk, O., Kovalyshyn, S., Bałdowska-Witos, P., Kruszelnicka, W., Tomporowski, A. Researching and modelling of unbalanced regimes in systems of household electric power consumers. *Journal of Physics: Conference Series*, Volume 1426, Issue 1, 012035, 2020.
14. Oleksandr Miroshnyk, Oleksandr Moroz, Oleksandr Savchenko, Iryna Trunova, Svitlana Popadchenko, Volodymyr Pazyi. Decrease of non-symmetry of currents and voltage in 0.38 / 0.22 kV networks by networking method//2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), 5-10 Oct. 2020, Kharkiv, Ukraine, Ukraine, Publisher: IEEE - Page(s): 53 - 56.
15. “Report on the activity results of the National Commission which is carrying out state Regulation in spheres of Power and Municipal Services, in 2020”. NCRPMS, May 2021
16. L. Bertling, R. Allan, and R. Eriksson, “A reliability-centered asset maintenance method for assessing the impact of maintenance in power distribution systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 1, pp. 75-82, Feb. 2005. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2004.840433>
17. “The work of the National Commission which is carrying out state Regulation in spheres of Power and Municipal Services. A year of war. The year of indomitability,” [Electronic resource]. URL: <https://www.nerc.gov.ua/storage/app/sites/1/uploaded-files/buletin-1.pdf>

18. M. Mahmoudi, A. E. Barkany, A. E. Khalfi, "A maintenance optimization policy for an electric power distribution system: case of the HV/MV substations," *Engineering*, vol.6, no.5, April 2014, pp. 236-253, <https://doi.org/10.4236/eng.2014.65028>
19. P. Hilber, "Maintenance Optimization for Power Distribution Systems," Ph.D. Thesis, Department of Elect. Power Engineering, KTH, Stockholm, 2008.
20. "National Reporting 2022. Final ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2021".
21. A. Zamulko, Y. Chernetska, "Benchmarking method for analyzing the efficiency of the electricity distribution system operators," *Power engineering: economics, technique, ecology*, no.3, December 2018, pp. 35-44. <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2018.164264>
22. NCRPMS Resolution from 2018.09.04 № 955 "About the statement of the Procedure for development and submission for approval of distribution system development plans and investment programs of distribution system operators".
23. SOU 40.1.20.576, 2005, "Methodical instructions on accounting and analysis in power systems of the technical condition of distribution networks with a voltage of 0.38-20 kV with overhead power lines," Ministry of Energy of Ukraine, 67 p.
24. NCRPMS Resolution from 2008.06.12 № 691 "About the statement of the method of calculating the fee for the joint use of technological electrical networks".
25. NCRPMS Resolution from 2013.07.23 № 1009 "About the About establishment of parameters of regulation having long-term validity, for the purposes of incentive regulation".

ДОДАТОК А

Акти впровадження у навчальний процес

УЗГОДЖЕНО



Проректор з наукової роботи

Валерій МИХАЙЛОВ
«12» 2024 р.

УЗГОДЖЕНО

Проректор з науково-педагогічної роботи
Державного біотехнологічного університетуМаксим СЕРІК
«__» 2024 р.

АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ

результатів науково-дослідних, дослідно-конструкторських і технологічних робіт в освітній процес закладів вищої освіти

Замовник Державний біотехнологічний університет
найменування організації
В.о. ректора ДБТУ к.т.н. Кудряшов А.І.

Дійсним актом підтверджується, що результати науково-дослідної роботи:
№ 3-24 Д «Дослідження технічних характеристик та переваг мікропроцесорного пристрою
релейного захисту та автоматики РС83-АВ3 «РЗА СИСТЕМ3» з релейним захистом на
електромеханічному принципі дії»

(назва роботи)

виконаної на кафедрі: електропостачання та енергетичного менеджменту,
впроваджено в освітній процес кафедр: електропостачання та енергетичного
менеджменту.

(найменування структурного підрозділу, де здійснювалося впровадження)

1. Вид впроваджених результатів: нові технології, статті, остаточний звіт.
2. Форма впровадження: акт виконаних робіт, остаточний звіт.
3. Новизна результатів науково-дослідних робіт: модифікації
(піонерське, принципово нове, якісно нове, модифікації, модернізація старих розробок)
4. Перелік курсів і дисциплін, у рамках яких впроваджено результати НДР:

- по кафедрі електропостачання та енергетичного менеджменту, за дисциплінами «Релейний захист», «Програмно-апаратне забезпечення систем керування в енергетиці» (спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка);

5. Соціальний і науково-економічний ефект: дослідження технічних характеристик та переваг мікропроцесорного пристрою релейного захисту та автоматики РС83-АВ3 «РЗА СИСТЕМ3», у результаті впровадження переваг мікропроцесорного пристрою релейного захисту та автоматики РС83-АВ3 «РЗА СИСТЕМ3» підвищиться надійність та ефективність розподільних мереж.

Керівник НДР:

докт. техн. наук, професор
кафедри електропостачання та
енергетичного менеджментуОлександр МІРОШНИК
«26» лютого 2024 р.

Завідувач кафедри

Електропостачання та
енергетичного менеджментуОлександр МІРОШНИК
«26» лютого 2024 р.

ДОДАТОК Б

Акт впровадження у виробництво

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ БІОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ПОГОДЖЕНО
Проректор з наукової роботи ДБТУ

М.П. « » 2024 р.

Валерій МИХАЙЛОВ

ЗАТВЕРДЖУЮ
Директор ТОВ «РЗА СИСТЕМЗ»

М.П. « » 2024 р.

Олександр МІКУЛИЧ

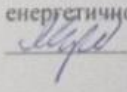
А К Т
ВПРОВАДЖЕННЯ НАУКОВО-ДОСЛІДНОЇ РОБОТИ У ВИРОБНИЦТВО

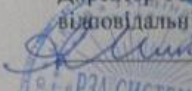
Замовник Товариство з обмеженою відповідальністю «РЗА СИСТЕМЗ»

Мікулич Олександр Юрійович
(П.І.Б. керівника організації)

Цим актом підтверджується, що результати роботи, яку виконано на тему № 3-24 Д «Дослідження технічних характеристик та переваг мікропроцесорного пристрою релейного захисту та автоматики РС83-АВЗ «РЗА СИСТЕМЗ» з релейним захистом на електро cơchanічному принципі дії» на кафедрі електропостачання та енергетичного менеджменту вартістю 50 000,00 грн (п'ятдесят тисяч грн 00 коп.), яка виконувалася з 5 лютого 2024 р. по 30 квітня 2024 р впроваджені Товариство з обмеженою відповідальністю «РЗА СИСТЕМЗ» (найменування підприємства, де здійснювалось впровадження)

- Вид впроваджених результатів рекомендації щодо застосування мікропроцесорного пристрою релейного захисту та автоматики РС83-АВЗ «РЗА СИСТЕМЗ» в розподільних мережах ТОВ «РЗА СИСТЕМЗ»
- Характеристика масштабу впровадження унікальне
- Форма впровадження:
Методика (метод) рекомендації щодо застосування мікропроцесорного пристрою релейного захисту та автоматики РС83-АВЗ «РЗА СИСТЕМЗ» в розподільних мережах ТОВ «РЗА СИСТЕМЗ»
- Новизна результатів науково-дослідних робіт: якісно-нові
(піонерські, принципово нові, якісно нові, модифікація, модернізація старих розробок)
- Дослідно-промислова перевірка _____
- Впроваджені:
- в промислове виробництво _____
(участок, цех/и, процес)
- в проектні роботи Товариство з обмеженою відповідальністю «РЗА СИСТЕМЗ»
(вказати об'єкт, підприємство)
- Річний економічний ефект (розрахунок додається)
очікуваний _____ тис. грн. _____
(від впровадження в проект)
фактичний _____ тис. грн. _____
- Соціальний і науково-технічний ефект удосконалення науково-технічних напрямків полягає в підвищенні надійності та ефективності розподільних мереж, що дозволить зменшити перерви в електропостачанні побутових та промислових споживачів.

ВІД ВИКОНАВЦЯ
Керівник роботи
докт. техн. наук, професор
кафедри електропостачання та енергетичного менеджменту

Олександр Мірошник

ВІД ПІДПРИЄМСТВА
Директор Товариство з обмеженою відповідальністю «РЗА СИСТЕМЗ»

Олександр МІКУЛИЧ

