

ДВНЗ «Донецький національний технічний університет»
Факультет машинобудування, електроінженерії та хімічних технологій
Кафедра електричної інженерії

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ **О. КОЛЛАРОВ**
(підпис) (ініціали, прізвище)

« ____ » _____ 2024 р.

Кваліфікаційна робота
магістра

на тему Пошук шляхів підвищення надійності електропостачання
критичних споживачів промислового підприємства

Виконав студент 2 курсу, групи ЕЛКм-23
(шифр групи)

спеціальності підготовки 141 «Електроенергетика, електротехніка та
(шифр і назва спеціальності підготовки)

та електромеханіка»

_____ **Ігор УДОВИЧЕНКО**

(ім'я та прізвище)

_____ (підпис)

Керівник зав. каф., к.т.н., доц., О. КОЛЛАРОВ

(посада, науковий ступінь, вчене звання, ініціали, прізвище)

_____ (підпис)

Рецензент _____

(посада, науковий ступінь, вчене звання, ініціали, прізвище)

_____ (підпис)

Нормоконтроль:

_____ **Е. НЕМЦЕВ**

(підпис)

Засвідчую, що у цій випускній кваліфікаційній роботі немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент _____

(підпис)

_____ (дата)

_____ (дата)

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ ВИЩИЙ НАВЧАЛЬНИЙ ЗАКЛАД
«ДОНЕЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ»

Факультет машинобудування, електроінженерії та хімічних технологій

Кафедра електричної інженерії

Освітній ступінь: магістр

Спеціальність: електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

_____ (О. КОЛЛАРОВ)

«_____» _____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ
НА ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Ігорю УДОВИЧЕНКУ

(ім'я та прізвище)

1. Тема роботи: Пошук шляхів підвищення надійності електропостачання критичних споживачів промислового підприємства

керівник роботи Олександр КОЛЛАРОВ, зав. каф., канд. техн. наук, доцент
 (ім'я та прізвище, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навчального закладу від _____ № _____

2. Строк подання студентом роботи 10 грудня 2024 року

3. Вихідні дані до роботи: Потужність системи водовідливу – 60 кВт, потужність системи провітрювання – 28 кВт, потужність систем освітлення, зв'язку та сигналізації – 5 кВт, ККД фотопанелей – 20%, мінімальна напруга під час перехідного процесу – 620 В, виміряне значення напруги в системі – 650 В, номінальна напруга електромережі – 660 В, частота електромережі – 50 Гц, ККД інверторів – 90%, ККД інших елементів ФЕС – 87%, номінальна напруга акумуляторних систем – 48 В, ККД акумуляторних систем – 90%, інтенсивність відмов ФЕС – 0,001 год⁻¹, інтенсивність відмов акумуляторних систем – 0,002 год⁻¹, ймовірність безвідмовної роботи дизельних генераторів – 98%, потужність дизельних генераторів – 100 кВт, час виявлення несправності основного джерела живлення – 0,1 с, час синхронізації резервного джерела з навантаженням – 2 с, загальний час експлуатації системи – 10 000 год., коефіцієнт готовності – 95%, розташування споживачів – м. Київ, час резервування – 3 год.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити):

1. Огляд систем електропостачання промислових підприємств.

2. Визначення параметрів надійності систем електропостачання та методів її підвищення.

3. Оцінка надійності системи електропостачання критичних споживачів та визначення шляхів по її вдосконаленню.

4. Моделювання шляхів оптимізації резервування.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, якщо передбачається)

Одинадцять слайдів презентаційного матеріалу.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Ініціали, прізвище та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділи 1 – 4	О. КОЛЛАРОВ к.т.н., доц.,		
Нормоконтроль	Е. НЕМЦЕВ		

7. Дата видачі завдання 30 вересня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1.	Розділ 1	30.09.2024 - 03.10.2024	
2.	Розділ 2	04.10.2024 - 07.10.2024	
3.	Розділ 3	08.10.2024 - 11.10.2024	
4.	Розділ 4	12.10.2024 - 10.12.2024	

Студент _____
(підпис)

Ігор УДОВИЧЕНКО
(ім'я та прізвище)

Керівник роботи _____
(підпис)

Олександр КОЛЛАРОВ
(ім'я та прізвище)

АНОТАЦІЯ

Ігор УДОВИЧЕНКО. Пошук шляхів підвищення надійності електропостачання критичних споживачів промислового підприємства / Випускна кваліфікаційна робота на здобуття освітнього рівня «магістр» за спеціальністю 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. – ДВНЗ ДонНТУ, Дрогобич, 2023.

Дипломна робота складається зі вступу, основної частини, яка включає чотири розділи, висновків, списку використаної літератури та додатків.

У першому розділі здійснено огляд систем електропостачання промислових підприємств з акцентом на характеристиці критичних споживачів та основних факторів, що впливають на надійність їх живлення.

У другому розділі були визначені параметри надійності систем електропостачання та методи її підвищення з огляду на резервування та відмовостійкість, що забезпечуються відновлюваними джерелами енергії та системами накопичення енергії.

У третьому розділі виконана оцінка надійності системи електропостачання критичних споживачів та визначено шляхи по її вдосконаленню.

У четвертому розділі було здійснено моделювання шляхів оптимізації резервування для підвищення надійності електропостачання критичних споживачів та визначення параметрі роботи основних резервних джерел енергії.

Ключові слова: електропостачання, навантаження, надійність, резервування, відмовостійкість, відновлювані джерела, системи накопичення енергії, розподілена генерація, критичний споживач

SUMMARY

Igor UDOVICHENKO. Searching for ways to increase the reliability of power supply to critical consumers of an industrial enterprise / Graduation qualifying work for obtaining an educational level «master» in specialty 141 Electricity, electrical engineering and electromechanics. – DVNZ DonNTU, Drohobych, 2024.

The diploma work consists of an introduction, the main part, which includes four sections, conclusions, a list of used literature and appendices.

The first section reviews the power supply systems of industrial enterprises with an emphasis on the characteristics of critical consumers and the main factors affecting the reliability of their power supply.

The second section identifies the parameters of the reliability of power supply systems and methods for increasing it, taking into account the redundancy and fault tolerance provided by renewable energy sources and energy storage systems.

The third section assesses the reliability of the power supply system for critical consumers and identifies ways to improve it.

In the fourth section, modeling of ways to optimize redundancy was carried out to increase the reliability of power supply to critical consumers and determine the operating parameters of the main backup energy sources.

Keywords: power supply, load, reliability, redundancy, fault tolerance, renewable sources, energy storage systems, distributed generation, critical consumer

ЗМІСТ

	стор.
ВСТУП	8
1 ОГЛЯД СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ	10
1.1 Характеристика критичних споживачів промислових підприємств	10
1.2 Основні фактори, що впливають на надійність електропостачання	13
1.3 Аналіз існуючих систем електропостачання та визначення їх недоліків	17
1.4 Огляд національних та міжнародних стандартів надійності електричних систем	19
2 ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ НАДІЙНОСТІ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТА МЕТОДІВ ЇЇ ПІДВИЩЕННЯ	25
2.1 Визначення параметрів надійності систем електропостачання	25
2.2 Визначення впливу резервування та відмовостійкості на надійність електричних систем	29
2.3 Роль відновлюваних джерел енергії і систем накопичення енергії для підвищення надійності електропостачання критичних споживачів	33
3 ОЦІНКА НАДІЙНОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ КРИТИЧНИХ СПОЖИВАЧІВ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ШЛЯХІВ ПО ЇЇ ВДОСКОНАЛЕННЮ	38
3.1 Оцінка параметрів роботи критичних споживачів	38
3.2 Аналіз надійності існуючої структури електропостачання	39
3.3 Оптимізація систем і засобів резервування з урахуванням алгоритмів перемикавання	41

3.4 Оцінка потенціалу впровадження відновлюваних джерел енергії, систем зберігання енергії та розподіленої генерації	43
3.5 Аналіз стабільності напруги і частоти з урахуванням перехідних процесів у мережі та ймовірнісний аналіз надійності	52
4 МОДЕЛЮВАННЯ ШЛЯХІВ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЗЕРВУВАННЯ	57
4.1 Огляд літературних джерел по темі дослідження	57
4.2 Аналіз вимог до надійності електропостачання критичних споживачів та визначення основних резервних джерел енергії	64
4.3 Оцінка навантаження критичних споживачів за часовими сценаріями	66
4.4 Визначення цільової функції для мінімізації витрат та часу простою критичних споживачів	68
4.5 Модель оптимізації резервного живлення	71
4.6 Моделювання сценаріїв відмов та аналіз стабільності роботи системи	74
ВИСНОВКИ	84
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	86
ДОДАТОК А. ГРАФІЧНА ЧАСТИНА	91
ДОДАТОК Б. ПЕРЕЛІК ЗАУВАЖЕНЬ НОРМОКОНТРОЛЕРА	97

ВСТУП

Надійність електропостачання критичних споживачів промислових підприємств є важливою складовою сталого функціонування підприємств. Недотримання вимог по безперервності електропостачання може призвести до значних економічних втрат, зниження продуктивності та безпеки технологічних процесів, а також погіршення якості кінцевої продукції. Особливості безперервного живлення критичних споживачів вимагають розробки комплексних підходів до забезпечення їх безперебійної роботи в умовах можливих аварійних ситуацій.

Останні наукові дослідження у сфері електропостачання доводять доцільність впровадження сучасних технологій резервування та інтеграції відновлюваних джерел енергії. Використання фотоелектричних станцій, акумуляторних систем та пристроїв розподіленої генерації створює основу для підвищення надійності електропостачання. Інтеграція зазначених елементів потребує здійснення глибокого аналізу перехідних процесів, оптимізації потужностей джерел резервування та будови алгоритмів управління розподілом енергії в часі.

Зростання вимог до стабільності напруги та частоти в мережах промислових підприємств диктує необхідність розробки адаптивних систем контролю, які враховують різноманітні коливання цих параметрів. Важливим при цьому також є оцінка ймовірності відмов елементів системи та аналіз ключових показників надійності.

Для забезпечення критичних споживачів електричною енергією навіть в умовах комбінованих збоїв необхідно створювати математичні та комп'ютерні моделі, які дозволять оцінити вплив різних сценаріїв роботи системи. Зазначене потребує здійснення детального дослідження питань оптимального резервування, забезпечення швидкості реакції системи на аварійні події, а також взаємодії між різними джерелами живлення.

Інтеграція сучасних алгоритмів керування із засобами діагностики стану системи дозволяє своєчасно виявляти можливі відмови та мінімізувати час для їх усунення.

Актуальність даного дослідження зумовлена необхідністю розробки нових підходів до оптимізації електропостачання критичних споживачів у промислових мережах.

Мета роботи – розробка комплексного підходу до підвищення надійності електропостачання критичних споживачів промислових підприємств із використанням сучасних методів резервування, моніторингу та управління енергетичними ресурсами.

Завдання роботи:

- здійснити аналіз існуючих підходів до забезпечення надійності електропостачання,
- визначити основні технічні проблеми резервування та компенсації перехідних процесів у системі електропостачання,
- оцінити потенціал інтеграції відновлюваних джерел енергії та акумуляторних систем,
- побудувати математичні моделі для аналізу різних сценаріїв роботи системи,
- розробити алгоритми оптимального розподілу потужності між джерелами енергії.
- оцінити ключові показники надійності електропостачання та їх відповідність нормативним вимогам.

Об'єкт дослідження – система електропостачання критичних споживачів промислових підприємств.

Предмет дослідження – методи та засоби підвищення надійності електропостачання із використанням сучасних технологій резервування, діагностики та управління.

1 ОГЛЯД СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ

1.1 Характеристика критичних споживачів промислових підприємств

Критичні споживачі на промислових підприємствах являють собою спеціалізовану категорію, що характеризуються залежністю від безперебійного, стабільного та якісного постачання електричної енергії. Такі споживачі в є частиною забезпечення і підтримки безперервного протікання технологічних процесів, коли навіть короткочасне припинення електропостачання може призвести до суттєвих негативних наслідків для роботи підприємства. Аналіз характеристик таких споживачів передбачає необхідність здійснення складних досліджень по експлуатаційним вимогам, технічним специфікаціям та принципам системної інтеграції, які регулюють потребу та можливість безперебійності живлення [1].

Визначальною характеристикою роботи критичних споживачів є їх залежність від наявності та функціонування систем безперебійного електропостачання, призначення яких полягає у зменшенні будь-якого ризику припинення постачання електричної енергії. Зазначені системи часто реалізуються за допомогою комбінації первинних і допоміжних джерел живлення, які працюють спільно і забезпечують безперервне задоволення енергетичних потреб критичних навантажень. Такі конфігурації зазвичай включають [1]:

- джерела безперебійного живлення (ДБЖ), у яких використовується технологія подвійного перетворення, здатних убезпечити чутливі до зміни напруги споживачів від перехідних станів під час зникнення електропостачання,

- резервні генератори, здатні негайно вмикатися під час відключень електропостачання.

Така дворівнева архітектура підкреслює важливість резервування при проектуванні систем, що містять критично важливі споживачі.

Іншим важливим аспектом по забезпеченню живлення зазначених споживачів є вимога забезпечення високої якості електричної енергії, яка визначає належне функціонування цих споживачів. Якість електроенергії визначається такими параметрами: стабільність напруги, стійкість частоти напруги та мінімізація генерації гармонік – недотримання цих параметрів може негативно вплинути на ефективність роботи критичного обладнання, потенційно призводячи до його простою, виходу з ладу або передчасної деградації його компонентів. З цього слідує, що системи живлення, які розроблюються для критичних споживачів, повинні бути оснащені передовими принципами і технологіями регулювання напруги, фільтрами гармонік та системами компенсації реактивної потужності, що забезпечить відповідність встановленим стандартам якості [2].

Критичні споживачі часто характеризуються складними сценаріями поведінки, що проявляється у мінливості (коливанні) споживання в залежності від роботи обладнання. Ці коливання вимагають впровадження динамічних стратегій управління навантаженням та використання інтелектуальних систем контролю для підтримки балансу між споживанням та генерацією в реальному часі. Сучасні мережі розподілу електричної енергії, що живлять критично важливі споживачі, все частіше оснащують системами диспетчерського контролю та збору даних (SCADA), які здатні забезпечити точність моніторингу, прогнозне коригування та швидке реагування на зміну поточного стану роботи обладнання.

Відмовостійкість критичних споживачів досягається завдяки використанню компонентів і структур, які можуть підтримувати їх роботу, незважаючи на відмову окремих елементів. Так, системи розподілу електричної енергії можуть включати закільцевані мережеві конфігурації або автоматичні перемикачі, які дозволяють безперебійно перенаправляти

електроенергію в разі виникненні несправності. Різноманітні механізми забезпечують безперервність роботи шляхом мінімізації впливу збоїв на систему в цілому [2].

Гарним підґрунтям є впровадженню провідних рішень накопичення енергії, що може бути корисним для забезпечення функціонування критичних споживачів. Системи зберігання енергії, у якості яких використовуються різні за конструкцією акумуляторних батарей, забезпечують миттєве перемикання на джерело резервного живлення під час переходу між основним і допоміжним джерелами енергії. Зазначені системи часто інтегрують з інтелектуальними контролерами управління, які здатні оптимізувати цикли заряджання та розряджання для продовження терміну служби накопичувачів і безперебійності аварійного живлення. Технології зберігання енергії підтримують стабільності функціонування мережі завдяки здатності поглинання надлишкової енергії в періоди низького попиту та постачаючи її під час піків споживання [2].

Для належного функціонування критичних споживачів дуже важливо забезпечення ретельного моніторингу та діагностики для завчасного вирішення потенційних проблем та їх усунення в системах електропостачання. Інтеграція датчиків моніторингу стану та відповідного програмного забезпечення прогнозової аналітики дозволить безперервно оцінювати стан та справність обладнання і, як наслідок, раннє виявлення ознак зношення або передаварійних станів. Такий прогнозний підхід допомагає мінімізувати незаплановані простої, планувати обсяги та терміни технічного обслуговування до того, як виникатимуть збої, забезпечуючи експлуатаційні вимогами до критичних споживачів.

Інтеграція інтелектуальних мережевих технологій (розумних мереж) в існуючу структуру систем, що обслуговують та постачають енергію до критично важливих споживачів, є найновітнішою тенденцією. Розумні мережі дають можливість здійснювати обмін даними в режимі реального часу між окремими процесами виробництва, розподілу та споживання

електроенергії, забезпечуючи більш чутливу та адаптовану структуру постачання електричної енергії. За таких справ критичні споживачі працюють за умов підвищеної стійкості через здатність розумних мереж динамічно перерозподіляти енергію та ізолювати пошкоджені ділянки для підтримки постачання електричної енергії до пріоритетних споживачів [3].

Критично важливі споживачі повинні бути розроблені для роботи в різноманітних умовах навколишнього середовища та мають відповідати суворим стандартам по електромагнітній сумісності та можливості працювати за наявності електромагнітних перешкод для забезпечення надійної їх роботи.

Сучасні засоби автоматизації на основі алгоритмів машинного навчання здатні до постійного вдосконалення стратегії поведінки на основі історичних даних і даних, отриманих у реальному часі. Така динамічна адаптивність дозволяє підвищувати ефективність електропостачання та сприяє довгостроковій надійності технічних системи шляхом активного усунення потенційних вразливостей в їх роботі.

Характеристики критичних споживачів на промислових підприємствах визначаються жорсткими вимогами до їх енергетичної надійності, якості живлення та адаптивності до змін у роботі. В системах з такими споживачами повинні бути використані сучасні технології, відмовостійкі конструкції та провідні механізми керування для забезпечення безперебійного енергопостачання незалежно від наявних складностей та потенційних проблем функціонування.

1.2 Основні фактори, що впливають на надійність електропостачання

Надійність систем електропостачання визначається безліччю факторів, які можуть бути реалізовані та забезпечені на різних рівнях їх

проектування, експлуатації та обслуговування. Головну роль у цьому відіграє архітектура (конфігурація) самих електричних мереж. Склад мереж можна характеризувати фізичними об'єктами (електрообладнанням) та просторовим розташуванням елементів передачі та розподілу електричної енергії. Усе це безпосередньо впливає на здатність системи протистояти збоям та аваріям й забезпечувати доставку електричної енергії. Зокрема, мережеві структури характеризуються розвиненою взаємозв'язністю та здатні демонструвати вищий ступінь відмовостійкості у порівнянні з радіальними мережами, оскільки вони забезпечують альтернативні шляхи для перерозподілу потоків електричної енергії в разі виникнення несправності. Забезпечення даної підвищеної стійкості потребує застосування додаткових механізмів керування для управління складними моделями розподілу електричної енергії, особливо для режимів, що характеризуються коливанням навантаження та змінами у роботі споживачів [4].

Для забезпечення надійності систем живлення окремим питанням є якість і довговічність їх окремих компонентів – трансформатори, автоматичні вимикачі, реле, кабельні мережі та інше – повинно бути розроблено таким чином, щоб витримувати як робочі навантаження, так і короточасні аварійні режими. Це можна забезпечити шляхом використання високоякісних матеріалів окремих компонентів та суворим дотриманням технології виробництва. Гарним підґрунтям цього можуть бути останні досягнення в матеріалознавстві – розробка термостійких ізоляторів і корозійностійких металів. Регулярне технічне обслуговування, застосування прогнозних стратегій обслуговування та використання методів технічного обслуговування за фактичним станом гарантують раннє виявлення та вирішення потенційних проблем до того, як вони розвинулися в критичні стани [4].

Практика експлуатації, що реалізується операторами енергетичних систем, суттєво впливає на загальну надійність постачання електричною

енергією критичних споживачів. Для забезпечення цього необхідно допускати до роботи тільки належним чином навчений персонал, який має у своєму розпорядженні передові інструменти та детальні протоколи поведінки в різних ситуаціях. Ефективність їх роботи залежить від задіяння надійних процедур перемикавання, точних методів локалізації несправностей та можливостей прийняття рішень у реальному часі. Впровадження автоматизації у центрах управління енергоспоживанням дозволяє оптимізувати означені процеси. При цьому людський нагляд залишається незмінним та вирішальним для подолання непередбачених складнощів і забезпечення безперебійного виконання технологічних операцій.

Для надійності енергопостачання необхідно також враховувати вплив навколишнього середовища, що вимагає глибокого розуміння наявних вразливостей, які можуть бути піддані зовнішнім впливам. Погодні явища, такі як шторми, повені та екстремальні температури, можуть серйозно вплинути на функціонування електричної інфраструктури, що може призвести до виникнення збоїв та необхідності тривалого часу на відновлення. Поліпшити пристосованість до погодних умов можна шляхом впровадження захисних заходів — встановлення розрядників, реле перенапруг, відповідне розміщення обладнання для зменшення його вразливості та інше. Мінливість кліматичних умов вимагає застосування адаптаційного планування та використання стійких конструкцій, що здатні пристосуватися до змін умов навколишнього середовища.

Взаємозв'язок між споживанням, генерацією та загальною потужністю інфраструктури до забезпечення передачі енергії є дуже важливим чинником при оцінці та забезпеченні надійності систем електропостачання критичних споживачів. Невідповідність між попитом і пропозицією може викликати нестабільність напруги, відхилення частоти напруги та виникнення каскадних вимкнень. Використання сучасних методів прогнозування навантаження в поєднанні з системами

моніторингу, в реальному часі дозволяє операторам передбачати зміни попиту та відповідно коригувати генерацію або розподіл. Застосування в цих випадках гнучких генеруючих потужностей і впровадження систем реагування на попит забезпечує ефективний захист від раптових стрибків споживання та підтримуючи енергетичну рівновагу в системі.

Загальна функціональність систем електропостачання залежать від їх відмовостійкості, яка покладена в основу конструкції енергосистеми, і гарантує те, що локальні перешкоди не поширюватимуться мережею та не поставлять під загрозу її роботу. Відмовостійкість може бути досягнена завдяки застосуванню удосконалених схем захисту, поляризованих та диференційних реле, які покликані ізолювати ушкоджені ділянки мережі протягом доволі низького періоду часу після виявлення несправності. Використання автоматичних перемикачів та систем автоматичного повторного ввімкнення ланцюгів дозволяє додатково підвищити стійкість системи, забезпечити швидку реконфігурацію маршрутів живлення для підтримки безперебійного електропостачання критичних споживачів [4].

На додаток до існуючих систем моніторингу повинна бути використана розвинена система датчиків та пристроїв збору даних, що дозволить безперервно контролювати ключові параметри роботи мережі. Отримані дані можуть бути проаналізовані для виявлення ранніх ознак зношення або деградації, що дозволить завчасно втручатися в їх роботу та запобігати потенційним збоям. Застосування алгоритмів машинного навчання в профілактичному обслуговуванні здатне суттєво підвищити точність і ефективність цих втручань.

Означені вище фактори суттєвим чином впливають на надійність систем електропостачання і є глибоко взаємопов'язаними, що вимагає цілісного підходу до їх аналізу та пошуку шляхів по оптимізації. Завдяки впровадженню механізмів відмовостійкості, запровадженню адаптивних стратегій керування і використанню технологій прогнозного технічного обслуговування, енергетичні системи можуть досягти вищих рівнів

надійності, забезпечуючи стабільну та безперебійну подачу енергії критичним споживачам.

1.3 Аналіз існуючих систем електропостачання та визначення їх недоліків

Під час аналізу систем електропостачання можуть бути визначені структурні та експлуатаційні обмеження, що можуть зменшити здатність до забезпечення надійного, ефективного та адаптивного розподілу електричної енергії.

Основними проблемами сучасних мереж є їх застаріла архітектура, недостатня інтеграція провідних систем моніторингу, вразливості до зовнішніх впливів та неефективне використання енергетичних ресурсів. Зазначені недоліки підкреслюють необхідність змін до основ проектування, управління та оптимізації енергетичних систем для задоволення динаміки сучасних енергетичних мереж.

Традиційні централізовані мережі електропостачання характеризуються масштабними генеруючими потужностями, що передають електричну енергію через розгалужені мережі для забезпечення масштабності. Такий централізований підхід є дуже сприйнятливим до збоїв, оскільки збій в одному сегменті даної мережі може каскадно розповсюджуватись на взаємопов'язані елементи. Дана вразливість виникає через жорсткість та лінійність потоків передачі енергії та йому бракує гнучкості для ефективного перенаправлення енергії у разі виникнення збоїв. Децентралізовані або складені конфігурації, хоча й здатні забезпечити певну стійкість, часто залишаються не повністю використаними через суттєву залежність від стану застарілих систем. Ці проблеми ускладнюються наявною деградацією фізичного обладнання.

Лінії електропередачі, підстанції та допоміжні компоненти часто перевищують свій термін служби, що призводить до втрати матеріалу та неефективності енергоспоживання. Корозія металевих конструкцій, руйнування ізоляції у високовольтному обладнанні та спричинені зносом механічні несправності разом сприяють частим відключенням і вимогам до частішого обслуговування [5].

Критичним недоліком існуючих енергосистем є недостатність здійснення моніторингу та діагностики їх роботи. У застарілих системах оператори покладаються під час прийняття рішень на періодичні перевірки та спрощені інструменти діагностики, які не враховують складності сучасної поведінки споживачів та поведінки енергетичних мереж. І такого обмеженого підходу може бути недостатньо для виявлення зародків несправностей або відхилень від оптимальних робочих умов, що може призвести до непомітного зростання масштабів проблем. Розширені технічні заходи по моніторингу повинні містити сенсорні пристрої та можливість здійснення аналізу даних в реальному часі для забезпечення динамічної реакції на зміни умов роботи мережі. Системи диспетчерського контролю та збирання даних (SCADA) можуть бути використані для управління мережевими операціями, особливо сприйнятливих до порушень через їх залежність від застарілих протоколів сприйняття та обробки інформації.

Неефективність розподілу ресурсів можуть ще більше проявити недоліки існуючих систем електропостачання. Періоди пікового попиту на енергію викликають перевантаження систем генерації та передачі, що може призвести до зростання ймовірності збоїв. І навпаки, у періоди низького попиту значні частини генеруючих потужностей залишаються недостатньо завантаженими, що характеризується низьким коефіцієнтом використання енергоресурсів. Використання стратегій управління попитом повинні бути спрямовані на узгодження між споживанням і генерацією. Не останньою проблемою при експлуатації електричних мереж є питання

забезпечення якості електричної енергії. Провали напруги, відхилення частоти та гармонійні спотворення часто посилюються через зростання частки нелінійних навантажень здатні погіршити продуктивність чутливого обладнання. Це створює цикл зворотного зв'язку, коли невирішені проблеми з якістю електричної енергії призводять до прискореного зносу обладнання, що ще більше знижує загальну надійність системи. Системи управління, регулювання та контролю енергетичних систем можуть суттєво відставати від технологічного прогресу, створюючи додаткові перешкоди для модернізації існуючих мереж. Нemoжливість гнучкого регулювання перешкоджають прийняттю швидких і правильних рішень по стимуляції належного функціонування мереж [2, 4].

Аналіз стану та режимів роботи існуючих систем електропостачання виявляє багато недоліків, які здатні поставити під загрозу їх здатність задовольняти мінливі вимоги функціонування сучасних енергетичних мереж. Впроваджуючи сучасні технології моніторингу, оптимізуючи розподіл ресурсів і сприяючи узгодженню між споживанням і генерацією, енергетичні системи можуть подолати виявлені недоліки та набути більш стійких та продуктивних станів.

1.4 Огляд національних та міжнародних стандартів надійності електричних систем

Національні та міжнародні стандарти, що регулюють надійність електричних систем, є основою для проектування та керування даними системами та забезпечують стабільне та безперебійне постачання електричної енергії. Зазначені нормативи визначають структуровані рекомендації, які відображають як регіональні пріоритети, так і глобальні технологічні досягнення. Їх основна мета – стандартизація контрольованих

показників надійності, сприяння транскордонній інтеграції та підтримка модернізації енергосистем відповідно до мінливих вимог. Взаємодія між українськими та європейськими стандартами є особливо важливою, враховуючи стратегічну взаємодію енергетичного сектору України та Європи.

Національні стандарти України, що регламентують надійність функціонування електричних мереж, є основою для забезпечення стабільності енергопостачання та стійкості енергосистем у змінних умовах експлуатації. Вони охоплюють широкий спектр аспектів, починаючи від концептуальних визначень до практичних методик аналізу та управління. У стандартах особливу увагу приділено забезпеченню відмовостійкості, довговічності, ремонтпридатності та готовності систем до роботи відповідно до визначених умов експлуатації.

Визначення надійності системи в національних стандартах ґрунтується на чіткому розумінні номенклатури її складових компонентів та показників роботи. У межах цього підходу робиться акцент на повноцінному аналізі, який враховує можливість та ймовірність виникнення несправностей та їх вплив на загальну працездатність. Головне місце у структурі стандартів посідає програма забезпечення надійності, яка поєднує технічні, економічні та організаційні аспекти. Основні етапи цієї програми включають формування вихідних вимог, аналіз поточного стану системи, розробку заходів для досягнення заданих показників та моніторинг їх реалізації в умовах експлуатації. Якісний аналіз, визначений у стандартах, спрямований на ідентифікацію потенційних відмов і аналіз їх наслідків для безперебійної роботи системи. Кількісний аналіз застосовується для визначення чисельних параметрів надійності, таких як середній час безвідмовної роботи, інтенсивність відмов та показники готовності. Такий підхід дозволяє отримати точні оцінки та оптимізувати ресурси для підтримання стабільності енергопостачання [6].

Методи, що містяться в стандартах, використовують блок-схеми забезпечення надійності, дерева відмов, статистичний аналіз та моделювання. Вибір конкретного методу залежить від складності енергосистеми, її функціонального призначення та експлуатаційних умов роботи. Документування результатів аналізу відіграє ключову роль у забезпеченні надійності, оскільки стандарти вимагають детального обґрунтування кожного рішення, заснованого на кількісних та якісних даних. Це передбачає, зокрема, збереження результатів випробувань, технічних перевірок і моделей, що дозволяє забезпечити систематичний підхід до управління надійністю. Крім того, стандарти наголошують на необхідності регулярного перегляду отриманих даних та їх оновлення відповідно до змінних експлуатаційних умов або впровадження нових технологій.

Особливість українських стандартів полягає в їх орієнтованості на специфіку національної енергосистеми, зокрема її старіння, нерівномірність розподілу навантаження та вплив зовнішніх чинників. Завдяки цьому, стандарти дозволяють не лише забезпечити стабільну роботу мереж, але й адаптуватися до сучасних викликів, таких як зростаюча роль відновлюваних джерел енергії та цифровізація управління енергетичними об'єктами. Загалом, національні стандарти надійності електропостачання пропонують системний та багатогранний підхід до управління енергетичними системами, що забезпечує їх довговічність, ефективність та відповідність сучасним технологічним вимогам. Національні стандарти надійності електричних систем зосереджені на підтримці безперервності роботи та вирішенні нестандартних проблем в енергетичній інфраструктурі. Означені нормативи визначають пріоритетність таких показників, як тривалість і частота перерв, які можуть бути оцінені за допомогою величин, що є аналогічними до міжнародних показників, таких як SAIDI (індекс середньої тривалості переривання в системі) і SAIFI (індекс середньої частоти переривання в

системі). Дані показники дозволяють оцінити продуктивність системи за «нормальних» і «ненормальних» умов роботи енергетичної системи. Крім того, українські стандарти наголошують на мінімізації впливу виникнення збоїв на критично важливі споживачі, промислові об'єкти та побутові користувачі, що відображає практичні потреби системи, що характеризується застарілою інфраструктурою та змінним навантаженням [7, 8, 9, 10].

Європейські стандарти забезпечують більші можливості та об'єднує різноманітні регіональні практики в єдину структуру. Такі організації, як Європейський комітет з електротехнічної стандартизації (ECES), відіграють провідну роль у визначенні технічних вимог та критеріїв ефективності функціонування електричних систем. Такий стандарт, як EN 50160, описує параметри величини напруги, допустимі її зміни та гармонійні спотворення для забезпечення електромагнітної сумісності та надійності у взаємопов'язаних мережах. Європейські стандарти є досить динамічними і передбачають можливість інтеграції відновлюваних джерел енергії та впровадження технологій розумних мереж [11].

Співвідношення між українськими та європейськими стандартами формується завдяки намаганням України забезпечити синхронізацію між обома енергетичними системами, що вимагає забезпечення відповідності між відповідними нормами. Це узгодження є не просто технічним процесом, а стратегічною ініціативою, спрямованою на сприяння глибшій інтеграції з європейським енергетичним ринком. Синхронізація передбачає прийняття принципів, викладених у Третньому енергетичному пакеті Європейського Союзу, який наголошує на лібералізації ринку, посиленні конкуренції та розвитку транснаціональних енергетичних мереж. Для України узгодження з цими директивами вимагає адаптації вітчизняних стандартів для відповідності суворим вимогам до міжнародної торгівлі електричною енергією та до операційної сумісності.

Однією з важливих сфер зближення українських і європейських стандартів є вирішення проблем інтеграції відновлюваних джерел енергії. У той час як Європа створила широкі можливості для управління мінливістю генерації з відновлюваних джерел енергії за допомогою мережеских кодів і передових інструментів прогнозування, Україна стикається з проблемою інтеграції відновлюваних джерел енергії до застарілої інфраструктури. Українські стандарти все більше відображають європейську практику, включаючи вимоги до забезпечення стабільності роботи мереж, можливості регулювання частоти та систем зберігання енергії. При цьому європейські країни отримують переваги від високорозвинених енергетичних систем і значних інвестицій у модернізацію, енергетичний сектор України продовжує боротися зі старінням активів, фінансовими обмеженнями та потерпають від руйнувань внаслідок обстрілів. Ці відмінності вимагають індивідуальних підходів до впровадження стандартів, балансує між необхідністю відповідності європейським нормам і практичним реаліям вітчизняної інфраструктури. Узгоджуючи свої стандарти з європейськими, Україна може розширити здатність брати участь у міжнародних енергетичних обмінах, зменшуючи залежність від єдиних джерел постачання та підвищуючи стійкість до геополітичних ризиків. Крім того, узгоджені стандарти створюють можливості для інвестицій, оскільки дотримання міжнародних стандартів сигналізує про стабільне та передбачуване регуляторне середовище для зацікавлених сторін [12].

Процес «гармонізації відносин» не позбавлений певних проблем – технічна складність узгодження різнорідних систем вимагає наявності досвіду, ресурсів і координації між зацікавленими сторонами. Крім того, відмінності в ринкових структурах і регуляторних підходах можуть створювати перешкоди для повної інтеграції. Для України критичним аспектом процесу «гармонізації» залишається збалансування прийняття європейських вимог зі збереженням національних пріоритетів.

Оригінальність взаємодії українських та європейських стандартів полягає в їх здатності поєднувати різноманітні історичні, технічні та економічні контексти в єдину структуру надійності. На відміну від уніфікованих систем регулювання, цей процес повинен враховувати регіональні особливості, водночас прагнучи досягти спільних цілей, таких як енергетична безпека, стійкість та операційна ефективність.

У підсумку можна сказати, що національні стандарти в Україні та міжнародні стандарти в Європі представляють різні, але взаємопов'язані підходи до забезпечення електричної надійності. Синхронізація цих підходів визначає провідну роль стандартів у розвитку енергетичних систем. Долаючи труднощі гармонізації та використовуючи спільний досвід, Україна та Європа визначають шляхи до більш стійких, сталих та взаємопов'язаних енергетичних мереж, здатних протистояти будь-яким викликам.

2 ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ НАДІЙНОСТІ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТА МЕТОДІВ ЇЇ ПІДВИЩЕННЯ

2.1 Визначення параметрів надійності систем електропостачання

Параметри надійності систем електропостачання є важливими показниками, що кількісно визначають здатність електричної мережі безперешкодно поставляти енергію високої якості до споживачів. Визначення даних показників засновано як на статистичному, так і на ймовірнісному аналізі, що забезпечує можливість оцінки ефективності системи та визначення можливостей для покращення її стану. Дані показники дозволяють оцінити параметри надійності, визначити шляхи оптимізації інфраструктури та забезпечити безперебійне функціонування критичних споживачів. Різні показники характеризують конкретні аспекти надійності системи та дозволяють оцінити частоту, тривалість і ступінь збоїв при живленні споживачів [4, 6].

Одним з основних показників є середня тривалість переривання електропостачання ($T_{\text{пер.}}$). Даний показник характеризує середню загальну тривалість збоїв при електричному живленні споживача за певний період і забезпечує можливість оцінки загальної стабільності функціонування системи, год. [6]:

$$T_{\text{пер.}} = \frac{\sum_{i=1}^N (T_{\text{пер.}i} \cdot N_{\text{зб.}i})}{N_{\text{ТО}}}, \quad (2.1)$$

де $T_{\text{пер.}i}$ – тривалість i -ї перерви в роботі під час збоїв, год.,

$N_{\text{зб.}i}$ – кількість споживачів, які були в «простої» під час i -го переривання електропостачання,

$N_{\text{ТО}}$ – загальна кількість обслугованих споживачів,

N – загальна кількість споживачів.

Дана залежність визначає зв'язок між загальною тривалістю відключень залежних споживачів і загальною кількістю споживачів. Високе значення даного параметра означає тривалі перебої в обслуговуванні, сигналізуючи про наявні недоліки в стійкості системи або недосконалій стратегії технічного обслуговування.

Показник, який кількісно визначає середню кількість переривань в електропостачанні протягом певного періоду часу визначається наступним чином [6]:

$$N_{\text{пер.}} = \frac{\sum_{i=1}^N N_{\text{зб.}i}}{N_{\text{ТО}}}. \quad (2.2)$$

При зосередженні на проявленні збоїв, а не на їх тривалості, даний показник слугує ключовим показником експлуатаційної надійності системи. Менше значення цього параметра вказує на меншу кількість збоїв, що говорить про ефективність запроваджених захисних заходів і належного профілактичного обслуговування.

Для подальшого уточнення надійності систем електропостачання може бути використаний параметр, що відображає середню тривалість переривань споживання, год. [6]:

$$T_{\text{пер.сер.}} = \frac{T_{\text{пер.}}}{N_{\text{пер.}}} = \frac{\sum_{i=1}^N (T_{\text{пер.}i} \cdot N_{\text{зб.}i})}{\sum_{i=1}^N N_{\text{зб.}i}}. \quad (2.3)$$

У даній залежності чисельник визначає загальну тривалість переривання електропостачання, а в знаменнику – загальна кількість споживачів, що були знеживлені через ці збої. Більші значення даного параметра свідчить про неефективність запроваджених заходів по усуненню несправностей і відновлення працездатності та підкреслює необхідність покращення стратегій реагування на поведінку системи.

Крім показників, що більше орієнтовані на споживача, існують показники, що орієнтовані на системний рівень, і можуть бути більш об'єктивними для оцінки загального стану та надійності функціонування систем електропостачання. Даний показник визначає час, коли енергія не потрапляє до споживача та кількісно визначає загальну нестачу в енергозабезпеченні, що викликано наявністю системних збоїв, год. [6]:

$$T_{\text{пер.пост.}} = \sum_{j=1}^M (P_j \cdot T_j). \quad (2.4)$$

де P_j – середнє значення потужності, за час загальної нестачі в енергозабезпеченні під час виникнення j -ого аварійного стану, кВт,

T_j – тривалість j -ї відмови, год.,

M – загальна кількість відмов.

Даний показник може бути використаний для визначення економічних та операційних наслідків виникнення відмов. Більші значення даного показника вказує на значний дефіцит у енергії, що підкреслює потребу в збільшенні потужності або застосуванні пристроїв зберігання енергії.

Ймовірності того, що система не зможе задовольнити попит протягом визначеного періоду, визначається показником, що характеризує очікувану втрату навантаження [6]:

$$P_{\text{втр.нав.}} = \sum_{k=1}^K (P_{\text{нав.}} > P_{\text{ген.}})_k \cdot T_k, \quad (2.5)$$

де $(P_{\text{нав.}} > P_{\text{ген.}})_k$ – нерівність, яка визначає, що навантаження на споживачах більше потужності, що постачається під час стану k ,

T_k – тривалість стану k , год.,

K – загальна кількість станів, k .

Даний показник визначає ймовірнісний адекватної поведінки системи, особливо в умовах пікових навантажень або під час непередбачуваних або аварійних ситуацій, що може бути використано при довгостроковому плануванні генерації та споживанні енергоресурсів.

Точність визначення наведених показників залежить від точності збирання даних та надійності роботи застосованих аналітичних систем. Тому необхідно застосування чутливих систем моніторингу, які можуть бути представлені інтелектуальними лічильниками та технологією SCADA, які здатні збирати дані у режимі реального часу. На практиці дані показники можуть бути використані не тільки як інструменти діагностики, але і як певні еталони для встановлення нормативних вимог та оптимізації роботи енергетичних систем. Порівнюючи розраховані значення параметрів з відповідними значеннями, наведеними у галузевих стандартах можна визначити недоліки в роботі енергетичних систем та пріоритетність поліпшень їх структури, необхідність здійснення технічного обслуговування та модернізацію обладнання. Дані показники відіграють важливу роль для розробки стратегій управління попитом та пропозицією, гарантуючи їх адаптивність до мінливих умов роботи мереж [13].

Розглянуті показники надійності здатні забезпечити комплексну оцінку та підвищення надійності систем електропостачання. Дані показники дозволяють узгоджувати діяльність промислових підприємств зі змінними технологічними та нормативними вимогами, сприяючи забезпеченню стійкого енергопостачання критичних споживачів.

2.2 Визначення впливу резервування та відмовостійкості на надійність електричних систем

Резервування та відмовостійкість є основними принципами, які здатні значно підвищити надійність систем електропостачання. Ці обидва поняття не є незалежними і є суттєво взаємопов'язаними, кожен з яких визначає механізми для зменшення наслідків виникнення відмов окремих компонентів і збоїв у роботі мереж. Розуміючи та впроваджуючи в енергетичні системи принципи резервування та відмовостійкості, можна досягти вищого рівня стабільності та стійкості їх роботи, забезпечуючи безперервну подачу електричної енергії в широкому діапазоні навантажень [14].

Резервування закладається на стадії проектування і передбачає використання додаткових компонентів та пристроїв для забезпечення резервного живлення в разі виникнення збоїв. Такий підхід мінімізує ризик повного «блек-ауту» системи, гарантуючи, що критичні споживачі будуть функціонувати. Надійність систем з наявністю резервування може бути математично виражена через надійність окремих компонентів. Для системи з n -паралельними компонентами загальна надійність може бути визначена за залежністю [14]:

$$P_c = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - P_i), \quad (2.6)$$

де P_i – надійність i -го компонента,

n – кількість паралельно-з'єднаних компонентів.

З даної залежності виходить, що введення резервування зменшує ймовірність одночасних відмов компонентів, тим самим підвищуючи

загальну надійність системи. Кожен додатковий компонент підвищує здатність системи підтримувати роботу навіть в умовах виникнення збоїв.

Відмовостійкість фактично доповнює принцип резервування та визначає здатність системи продовжувати роботу, навіть у тих випадках, коли певні компоненти системи виходять з ладу. Відмовостійкість може бути реалізована за допомогою механізмів виявлення несправностей, належного обслуговування та відновлення. На відміну від резервування, для забезпечення відмовостійкості відбувається динамічне переналаштовування системи для підтримки її функціонування незважаючи на виникнення збоїв. Ступінь відмовостійкості системі можна кількісно визначити за допомогою таких показників, як середній час до відмови та середній час ремонту [14]:

$$B = \frac{T_{\text{счв}}}{T_{\text{счв}} + T_{\text{счр}}}, \quad (2.7)$$

де $T_{\text{счв}}$ – середній час роботи системи до виникнення збою, год.,

$T_{\text{счр}}$ – середній час, необхідний для ремонту та відновлення системи, год.

Даний параметр відображає відсоток часу, протягом якого система працює і здатна виконувати задані функції. Його високі значення вказують на вищу відмовостійкість системи та її здатність швидко відновлюватися після збоїв та мінімізувати час простою.

Взаємозалежність між резервуванням і відмовостійкістю стає очевидною при їх спільному впливі на надійність роботи системи. При цьому резервування забезпечує альтернативні шляхи живлення, а відмовостійкість забезпечує ефективне використання цих шляхів під час виникнення збоїв. У мережах передачі електричної енергії резервні лінії та автоматичні комутаційні пристрої працюють разом, щоб забезпечувати перенаправлення потоків електричної енергії з пошкоджених ділянок,

запобігаючи масовим відключенням. Надійність таких конфігурацій може бути оцінена за допомогою комбінованих ймовірностей функціонування зарезервованих і відмовостійких підсистем. Для системи, що складається з m -підсистем, кожна з яких характеризує визначений параметр відмовостійкості, загальну надійність можна визначити за залежністю [14]:

$$P_{\text{заг.}} = 1 - \prod_{j=1}^m (1 - P_{\text{підс},j}), \quad (2.8)$$

де $P_{\text{підс},j}$ – надійність j -ї підсистеми,

m – кількість підсистем.

Дана залежність може проілюструвати, яким чином стійкі до відмов системи забезпечують переваги використання систем резервування, створюючи систему, яка є не тільки надійною, але й адаптується до виникнення збоїв. Підсистеми з більшим параметром відмовостійкості непропорційно сприяють підвищенню загальної надійності, наголошуючи необхідність індивідуального розподілу енергетичних ресурсів.

У мережах розподілу електричної енергії взаємодія між резервуванням і відмовостійкістю забезпечується шляхом застосування таких технологій, як кільцеві схеми живлення та автоматичне повторне включення. Кільцеві схеми забезпечують можливість живлення споживачів по кільком маршрутам, що дозволяє «ізолювати» несправні сегменти мереж без порушення електропостачання інших (неушкоджених) сегментів. Використання систем автоматичного повторного включення ще більше підвищують відмовостійкість завдяки тимчасовому відключенню та повторному ввімкненню мереж після усунення тимчасових несправностей. Поєднання принципів резервування та відмовостійкості може бути корисним і для забезпеченні надійності децентралізованих енергетичних систем та при інтеграції розподілених джерел. Резервні системи

накопичення електричної енергії, наприклад батареї, здатні забезпечити резервну ємність під час коливань генерації енергії. Використання в таких мережах стійких до збоїв інверторів та контролерів здатні керувати енергетичними потоками у разі мінливості стану мережі та забезпечити плавний, а за необхідності – швидкий, перехід між різними джерелами енергії. Застосування зазначених принципів дозволяють створювати стійкі енергетичні структури, здатні адаптуватися до динамічної поведінки мережі та споживачів [14].

Незважаючи на взаємний вплив резервування та відмовостійкості, вони є окремими показниками, які необхідно досліджувати для досягнення максимальної ефективності функціонування систем електропостачання. Впровадження заходів резервування звісно збільшує капітальні та експлуатаційні витрати через потребу встановлення додаткових компонентів, застосування сучасних технологій моніторингу та контролю та інше. Досягнення оптимального балансу між цими принципами вимагає ретельного проектування та впровадження на практиці розподілу ресурсів.

У підсумку можна сказати, що резервування та відмовостійкість є взаємозалежними параметрами, які разом підвищують надійність систем електропостачання. Резервування забезпечує структурну стійкість мереж, а відмовостійкість забезпечує безперервність роботи. Їх спільне застосування забезпечує підґрунтя для розробки надійних і адаптивних систем живлення критичних споживачів. Шляхом балансування між витратами та перевагами від впровадження цих принципів можна досягти високого рівня надійності та забезпечити стабільне та безперебійне енергопостачання.

2.3 Роль відновлюваних джерел енергії і систем накопичення енергії для підвищення надійності електропостачання критичних споживачів

Інтеграція відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) у промислові мережі може бути досить позитивним до забезпечення надійності електропостачання критичних споживачів. Системи живлення на базі відновлюваної енергетики з їх децентралізованою та адаптаційною природою дозволяють підвищити надійність роботи енергетичних систем, задовольняючи енергетичні потреби критичних користувачів. Впровадження ВДЕ в існуючі мережі трансформують традиційні системи і покращує динаміку поведінки енергетичних мереж завдяки децентралізації виробництва енергії. На відміну від централізованого електропостачання, які спираються на розгалужені системи передачі, відновлювані джерела (сонячні панелі, вітрові турбіни, малі гідроелектростанції та інші) виробляють енергію ближче до місць її споживання. Така близькість значно зменшує вразливість при передачі енергії, підвищує надійність енергопостачання та реалізувати більш швидке відновлення після виникнення збоїв [15].

Критичні споживачі вимагають такого рівня надійності, який традиційні мережі часто не здатні забезпечити, особливо під час масштабних відключень або збоїв у роботі систем. Інтеграція ВДЕ в існуючі промислові мережі зменшує залежність від централізованих мереж шляхом утворення розподіленої генерації, що підвищує стійкість всієї електричної системи. Системи відновлюваної енергетики створюють додаткові рівні резервування, забезпечуючи альтернативні шляхи доставки електричної енергії до споживачів. Ця надійність може бути особливо корисною для галузей промисловості з наявністю безперервних процесів, де навіть короткочасне припинення електропостачання може призвести до суттєвих фінансових втрат і порушення якості кінцевого продукту [16].

Особливістю використання відновлюваних джерел енергії є їх залежність та необхідність адаптації до змін у навколишньому середовищі та умов експлуатації й навантаження. ВДЕ по суті повинні враховувати та пристосовуватися до коливань стану природного середовища. Дана динамічна властивість, інтегрована в промислові мережі, повинна узгоджуватися з режимами навантаження критичних споживачів. Інтеграція ВДЕ в такі мережі гарантує, що енергопостачання є досить гнучким для того, щоб врахувати зміни в роботі мереж без шкоди для параметра надійності. Незважаючи на зазначені переваги, відновлювані джерела енергії не позбавлені певних недоліків з огляду на мінливість та періодичність їх роботи. Як сонячна, так і вітрова генерація залежить від погодних умов і часу доби, що характеризується періодами низького або навіть «нульового» виробництва. Для критично важливих споживачів ця мінливість може становити певні ризики з точки зору забезпечення абсолютної надійності енергозабезпечення. Удосконалені методи балансування потоками енергії, попереднє планування використання енергії від відновлюваних джерел енергії в поєднанні з традиційними джерелами енергії може зменшити зазначені ризики. В разі, коли відновлювані джерела енергії доповнюють, а не замінюють традиційні джерела, є змога підтримувати надійність роботи критичних споживачів [17].

Незважаючи на те, що відновлювані джерела енергії є досить стійкими, на них впливають зовнішні фактори, які можуть бути важко-передбачуваними – раптова зміна погоди може вплинути на сонячне випромінювання або швидкість вітру, змінюючи виробництво енергії. Для вирішення цих проблем, промислові мережі, до яких інтегровано відновлювані джерела енергії, повинні використовувати прогнозні системи управління енергією, які здатні аналізувати попередні дані і порівнювати з даними в реальному часі, щоб передбачити можливі коливання енергопостачання. Такі системи і принципи дозволяють підготувати або

спланувати роботу критично важливих споживачів до станів неналежного енергопостачання. Іншим критичним моментом для живлення критичних споживачів є якість генерованої ВДЕ енергії – такі системи, інтегровані в промислові мережі, повинні відповідати суворим стандартам якості, що дозволить забезпечити безперебійне функціонування зазначених споживачів. Це можна забезпечити шляхом використання удосконалених технологій керування, які забезпечують стабілізацію вихідної потужності з ВДЕ.

Системи накопичення енергії (СНЕ) в останній час все частіше стають доповнюючими компонентами сучасних мереж електропостачання, що дозволяє задовольняти вимоги по надійності та стабільності живлення критичних споживачів. Зазначені споживачі, як було зазначено раніше, вимагають не лише постійного енергопостачання, але й високоякісної енергії, показники якої відповідають нормативам і стандартам по стабільності величини напруги і частоти. СНЕ завдяки своїй здатності відносно швидко накопичувати та розподіляти енергію, здатні усунути розрив між мінливістю генерації ВДЕ та вимогами роботи споживачів, що робить їх досить важливими для надійної роботи критично важливих споживачів [18].

Основна перевага СНЕ полягає в їх здатності балансувати виробництво та споживання шляхом тимчасового зберігання надлишку енергії в періоди низького попиту або високої генерації та її вивільнення, коли попит досягає пікових значень або спостерігається зниження генерації. Дану процедуру, що носить назву «енергетичного балансування», можна кількісно визначити зі співвідношення, яке визначає енергетичний баланс, кВт [19]:

$$E_{\text{бал.}} = E_{\text{зар.}} - E_{\text{розр.}} - E_{\text{втр.}}, \quad (2.9)$$

де $E_{\text{зар.}}$ – витрата енергії під час заряджання (зберігання), кВт,

$E_{\text{розр.}}$ – вихідна енергія під час розрядки (відправки на споживання), кВт,

$E_{\text{втр.}}$ – втрати енергії, що спостерігаються під час процесів перетворення та зберігання, кВт.

Для критичних споживачів забезпечення даного балансу є досить важливим – будь-яке відхилення, що викликано неефективністю або неналежним керуванням, може призвести до виникнення проблем з якістю електричної енергії або відзначатися перебоями постачання. Технології СНЕ у теперішній час покладаються на використання провідних систем зберігання, зокрема, передові літій-іонні та літій-титанові батареї, характеристики яких дозволяють мінімізувати втрати при перетворенні та забезпечити високі показники надійності та ефективності. Системи накопичення енергії можуть дозволити знехтувати недоліками відновлюваних джерел енергії при їх спільній роботі. І цьому випадку СНЕ виконують роль «буфера», що може стабілізувати потоки енергії та забезпечують безперебійне живлення критичних споживачів.

Окрім балансування потоками енергії, СНЕ можуть бути засобами, що забезпечують можливість підтримки промислової частоти, що є ключовим аспектом стабільності роботи мереж. Зазначені відхилення частоти можуть виникати тоді, коли існує дисбаланс між виробництвом і споживанням електричної енергії – СНЕ здатні динамічно реагувати на ці відхилення – поглинаючи або віддаючи відповідну кількість енергії під час виникнення означених подій. Величина частотної стабілізації за рахунок використання СНЕ може бути визначена за залежністю [19]:

$$\Delta f = \frac{P_{\text{ген.}} - P_{\text{спож.}} - P_{\text{СНЕ}}}{h_{\text{ін.}}}, \quad (2.10)$$

де $P_{\text{ген.}}$ і $P_{\text{спож.}}$ – потужність генерації і споживання відповідно, кВт,

$P_{\text{СНЕ}}$ – потужність, що постачається або поглинається СНЕ, кВт,

$h_{\text{ін.}}$ – інерційність СНЕ.

У періоди пікового споживання системи накопичення енергії вивільняють накопичену енергію, що дозволить зменшити навантаження на структури виробництва та передачі електричної енергії. Це не тільки підвищує надійність роботи систем, але й знижує витрати на енергію для критичних споживачів, зводячи до мінімуму залежність від використання дорогих і «незручних» рішень, таких як паливні генератори. Здатність СНЕ адаптувати свою роботу у відповідності до вимог роботи навантаження гарантує безперебійне живлення критичних споживачів навіть у періоди підвищеного попиту. За мірою того, як підприємства рухаються до енергетичної незалежності та стійкості енергозабезпечення, СНЕ дозволяють створювати автономні системи живлення, які у меншому ступені залежать від стану та недоліків роботи централізованих мереж. У спільних конфігураціях СНЕ і ВДЕ можуть служити не тільки як резервні джерела, а і як активні компоненти систем управління енергією, динамічно оптимізувати протікання потоків енергії та визначати пріоритети живлення, зокрема критичних споживачів [19].

У підсумку можна сказати, що інтеграція відновлюваних джерел енергії та систем накопичення енергії в промисловій мережі пропонує надійне рішення проблем надійності, з якими стикаються під час живлення критичних споживачів. Завдяки стратегічному плануванню та адаптивним методам управління енергією ВДЕ і СНЕ можуть відігравати позитивну роль у забезпеченні того, щоб критичні споживачі отримували стабільну, надійну та сталу енергію. Безперебійне електропостачання таких споживачів можливо завдяки можливостям енергетичного балансування, контролю частоти, зниженню пікових навантажень і покращенню якості електричної енергії.

3 ОЦІНКА НАДІЙНОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ КРИТИЧНИХ СПОЖИВАЧІВ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ШЛЯХІВ ПО ЇЇ ВДОСКОНАЛЕННЮ

3.1 Оцінка параметрів роботи критичних споживачів

Оцінка сценаріїв навантаження для критичних споживачів є першим етапом для подальших розрахунків та аналізу надійності системи. Критичними споживачами є система водовідливу, вентиляції та освітлення, сигналізації і зв'язку.

Загальна потужність цих споживачів, кВт [20]:

$$P_{\text{заг.}} = P_{\text{вод.}} + P_{\text{вент.}} + P_{\text{осз}} \quad (3.1)$$

де $P_{\text{вод.}}$ – потужність системи водовідливу, $P_{\text{вод.}} = 60$ кВт,

$P_{\text{вент.}}$ – потужність системи вентиляції, $P_{\text{вент.}} = 28$ кВт,

$P_{\text{осз}}$ – потужність систем освітлення, сигналізації і зв'язку, $P_{\text{осз}} = 5$ кВт.

$$P_{\text{заг.}} = 60 + 28 + 5 = 93 \text{ кВт}$$

Для розрахунку енергоспоживання цих систем протягом доби враховується їх середній час роботи.

Добове споживання енергії, кВт·год [20]:

$$E_{\text{доб.}} = P_{\text{заг.}} \cdot T_{\text{доб.}} \quad (3.2)$$

де $T_{\text{доб.}}$ – тривалість роботи критичних споживачів впродовж доби, $T_{\text{доб.}} = 24$ год.

$$E_{\text{доб.}} = 93 \cdot 24 = 2232 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

3.2 Аналіз надійності існуючої структури електропостачання

Аналіз надійності існуючої структури електропостачання з урахуванням фізичного стану обладнання та ефективності протиаварійного захисту передбачає розрахунок середнього часу безвідмовної роботи системи та оцінку ймовірності відмов окремих компонентів, зокрема протиаварійного захисту.

Середній час безвідмовної роботи системи визначається як обернена величина сумарної інтенсивності відмов [6]:

$$T_{\text{сер.б.р.}} = \frac{1}{\lambda_{\text{сум.}}} \quad (3.3)$$

де $\lambda_{\text{сум.}}$ – сумарна інтенсивність відмов системи, год^{-1} , яка обчислюється як сума інтенсивностей відмов окремих компонентів [6]:

$$\lambda_{\text{сум.}} = \lambda_{\text{леп}} + \lambda_{\text{тр}} + \lambda_{\text{зах}} \quad (3.4)$$

де $\lambda_{\text{леп}}$ – інтенсивність відмов ліній електропередачі, $\lambda_{\text{леп}} = 0,0002 \text{ год}^{-1}$,

$\lambda_{\text{тр}}$ – інтенсивність відмов живлячих трансформаторів, $\lambda_{\text{тр}} = 0,00015 \text{ год}^{-1}$,

$\lambda_{\text{зах.}}$ – інтенсивність відмов пристроїв протиаварійного захисту, $\lambda_{\text{зах.}} = 0,0001 \text{ год}^{-1}$.

$$\lambda_{\text{сум.}} = 0,0002 + 0,00015 + 0,0001 = 0,00045 \text{ год}^{-1}$$

$$T_{\text{сер.б.р.}} = \frac{1}{0,00045} = 2222,22 \text{ год.}$$

Отримане значення вказує на те, що система в середньому функціонує

без відмов протягом 2222 годин.

Для оцінки ймовірності відмов системи за певний період часу (T) використовується експоненційна залежність [6]:

$$P_{\text{відм.}} = 1 - e^{-\lambda_{\text{сум.}} \cdot T} \quad (3.5)$$

де T – період роботи критичних споживачів, $T = 1000$ год.

$$P_{\text{відм.}} = 1 - e^{-0.00045 \cdot 1000} = 0,3624 \text{ або } 36,24\%$$

Цей результат показує, що ймовірність відмови системи протягом 1000 годин роботи становить 36,24%, що вимагає вдосконалення інфраструктури та вживання заходів протиаварійного захисту для зниження можливих ризиків припинення енергопостачання критичних споживачів. Це вказує на необхідність модернізації обладнання та вдосконаленні систем захисту, особливо для компонентів із високою інтенсивністю відмов.

Виявлення слабких місць у системі електропостачання базується на аналізі впливу відмов окремих компонентів на загальну стійкість системи. Для цього здійснимо оцінку показники важливості компонентів, зокрема значення критичного коефіцієнта функціонування окремого компонента ($k_{\text{крит.}}$) та показник зменшення надійності функціонування системи ($\Delta R_{\text{сис.}}$) у разі відмови її компонентів.

Значення критичного коефіцієнта функціонування окремого компонента визначається в залежності від впливу його відмови на функціонування системи і загальний вплив відмови всіх компонентів даної системи [6]:

$$k_{\text{крит.}i} = \frac{\Delta R_{\text{комп.}i}}{\Delta R_{\text{сис.}}} \quad (3.6)$$

де $\Delta R_{\text{комп.}i}$ – зменшення надійності системи через відмову окремого компонента, що чисельно дорівнює інтенсивності відмов даного компонента – λ_i ,

$\Delta R_{\text{сис.}}$ – загальне зменшення надійності системи через відмову всіх її компонентів, що чисельно дорівнює сумарній інтенсивності відмов – $\lambda_{\text{сум.}}$.

$$k_{\text{леп}} = \frac{0,0002}{0,00045} \approx 0,444 \text{ або } 44,4\%,$$

$$k_{\text{тр}} = \frac{0,00015}{0,00045} \approx 0,333 \text{ або } 33,3\%,$$

$$k_{\text{зах}} = \frac{0,0001}{0,00045} \approx 0,222 \text{ або } 22,2\%.$$

Отримані результати вказують, що найкритичнішим компонентом є лінії електропередачі (44,4%), які мають найвищий вплив на зменшення надійності системи. Вплив відмов на стійкість системи можна також оцінити через ймовірність виникнення збою усіх систем протягом заданого часу. Цей показник визначається для кожного компонента, а також для системи загалом.

3.3 Оптимізація систем і засобів резервування з урахуванням алгоритмів перемикання

Оптимізація систем резервування є важливим етапом підвищення надійності електропостачання критичних споживачів. Основним завданням є забезпечення мінімального часу реакції резервних джерел живлення та зменшення ризику переривання електропостачання за рахунок впровадження ефективних алгоритмів переключення.

Загальний час переключення у системи визначається можна визначити за залежністю [6]:

$$T_{\text{пер.}} = T_{\text{чвн}} + T_{\text{рсп}} + T_{\text{срдн}} \quad (3.7)$$

де $T_{\text{чвн}}$ – час виявлення несправності, $T_{\text{чвн}} = 0,1$ с,

$T_{\text{рсп}}$ – час реакції системи резервування, $T_{\text{рсп}} = 5$ с,

$T_{\text{срдн}}$ – час синхронізації резервного джерела з навантаженням, $T_{\text{срдн}} = 2$ с.

$$T_{\text{пер.}} = 0,1 + 5 + 2 = 7,1 \text{ с}$$

Для забезпечення необхідної потужності резервування розрахуємо сумарну потужність резервних джерел [6]:

$$P_{\text{рез.}} = P_{\text{заг.}} \cdot k_{\text{рез.}} \quad (3.8)$$

де $k_{\text{рез.}}$ – коефіцієнт резервування, $k_{\text{рез.}} = 1,2$.

$$P_{\text{рез.}} = 93 \cdot 1,2 = 111,6 \text{ кВт}$$

Отже, для забезпечення безперебійного живлення резервні джерела повинні мати потужність щонайменше 111,6 кВт.

Ефективність алгоритмів переключення оцінюється за допомогою коефіцієнту часу реакції [6]:

$$k_{\text{реак.}} = \frac{T_{\text{бчпбо}}}{T_{\text{опт.}}} \quad (3.9)$$

де $T_{\text{бчпбо}}$ – базовий час переключення без оптимізації, $T_{\text{бчпбо}} = 20$ с,

$T_{\text{опт.}}$ – оптимізований час переключення, $T_{\text{опт.}} = T_{\text{пер.}} = 7,1 \text{ с}$.

$$k_{\text{реак.}} = \frac{20}{7,1} \approx 2,82$$

Отримане значення коефіцієнту часу реакції вказує на майже трикратне скорочення часу реакції системи резервування після здійснення оптимізації. Оптимізація алгоритмів переключення та розрахунок необхідної потужності резервних джерел забезпечує підвищення надійності системи електропостачання та мінімізацію часу перерв електропостачання критичних споживачів.

3.4 Оцінка потенціалу впровадження відновлюваних джерел енергії, систем зберігання енергії та розподіленої генерації

У якості відновлюваного джерела енергії будемо використовувати лише сонячну енергію (для широти м. Київ, Україна) з урахуванням сезонних і погодних коливань інсоляції. Інтеграція засобів відновлюваної енергетики, зокрема фотоелектричних станцій (ФЕС), є одним із ключових напрямків забезпечення надійності електропостачання критичних споживачів. Для оцінки потенціалу ФЕС у заданому місці необхідно врахувати середньорічне значення сонячної інсоляції, ККД панелей, перетворюючого обладнання (інверторів) та інших компонентів системи, а також сезонні коливання погодних умов.

Потенційна генерація ФЕС визначається річною її величиною, кВт·год [21]:

$$E_{\text{ФЕС}} = P_{\text{ФЕС}} \cdot N_{\text{СВ}} \cdot \eta_{\text{пан.}} \cdot \eta_{\text{інв.}} \cdot \eta_{\text{інш.}} \quad (3.10)$$

де $P_{\text{ФЕС}}$ – встановлена потужність ФЕС, $P_{\text{ФЕС}} = 70$ кВт,

$N_{\text{СВ}}$ – середньорічна кількість годин сонячної інсоляції, $N_{\text{СВ}} = 1200$ год./рік,

$\eta_{\text{пан.}}$ – ККД фотоелектричних панелей, $\eta_{\text{пан.}} = 0,2$ (20%),

$\eta_{\text{інв.}}$ – ККД інвертора, $\eta_{\text{інв.}} = 0,9$ (90%),

$\eta_{\text{інш.}}$ – ККД інших компонентів системи, $\eta_{\text{інш.}} = 0,87$ (87%).

$$E_{\text{ФЕС}} = 70 \cdot 1200 \cdot 0,2 \cdot 0,9 \cdot 0,87 = 13104 \text{ кВт} \cdot \text{год.} / \text{рік}$$

Сезонні коливання можна врахувати за допомогою коефіцієнта сезонності, який визначає співвідношення між генерацією енергії під час найсприятливішої (влітку) і найнесприятливішої (взимку) генерації протягом місяця [21]:

$$k_{\text{сез.}} = \frac{E_{\text{max}}}{E_{\text{min}}} \quad (3.11)$$

де E_{max} – максимальна генерація енергії, $E_{\text{max}} = 2000$ кВт·год./міс.,

E_{min} – максимальна генерація енергії, $E_{\text{min}} = 500$ кВт·год./міс.

$$k_{\text{сез.}} = \frac{2000}{500} = 4$$

Це означає, що генерація енергії влітку у чотири рази перевищує зимову, що потребує врахування при плануванні встановленої потужності систем зберігання енергії.

Визначимо можливість забезпечення стабільної роботи критичних споживачів від ФЕС навіть за несприятливих погодних умов.

Ймовірність достатнього рівня генерації може бути визначено зі

знання середнього значення сонячної інсоляції та необхідної для живлення кількості енергії [21]:

$$P_{\text{дост.ген.}} = \frac{E_{\text{ФЕС}}}{E_{\text{рік}}} \quad (3.12)$$

де $E_{\text{рік}}$ – річне енергоспоживання критичних споживачів:

$$E_{\text{рік}} = 365 \cdot E_{\text{доб.}} = 365 \cdot 2232 = 814680 \text{ кВт} \cdot \text{год.} / \text{рік.} \quad (3.13)$$

$$P_{\text{дост.ген.}} = \frac{13104}{814680} \approx 0,016 \text{ або } 1,6\%$$

Це вказує на те, що інтеграція лише фотоелектричних станцій не забезпечить достатньої надійності без забезпечення додаткових джерел живлення або систем зберігання енергії. Потенціал інтеграції сонячної енергії на широті м. Київ є обмеженим через високі сезонні та погодні коливання.

Для забезпечення стабільної роботи критичних споживачів під час відсутності живлення з основного джерела необхідно визначити загальну ємність акумуляторів, які представлені літій-залізо-фосфатними комірками в складі 48-ми вольтових збірок. Дана ємність повинна «покрити» енергоспоживання критичних споживачів у визначені періоди резервування. Для здійснення розрахунків необхідно мати оцінку загального енергоспоживання, ККД акумуляторів та напруги системи.

Загальне енергоспоживання критичних споживачів за визначений період забезпечення резервування, кВт·год. [6]:

$$E_{\text{рез.}} = P_{\text{заг.}} \cdot T_{\text{рез.}} \quad (3.14)$$

де $T_{\text{рез.}}$ – час резервування, $T_{\text{рез.}} = 3$ години.

$$E_{\text{рез.}} = 93 \cdot 3 = 279 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Необхідна ємність акумуляторної системи, А·год. [22]:

$$C_{\text{ак.}} = \frac{E_{\text{рез.}}}{\eta_{\text{ак.}} \cdot U_{\text{ак.}}} \quad (3.15)$$

де $\eta_{\text{ак.}}$ – ефективність акумуляторної системи, $\eta_{\text{ак.}} = 0,9$ (90%),

$U_{\text{ак.}}$ – напруга акумуляторної системи, $U_{\text{ак.}} = 48 \text{ В.}$

$$C_{\text{ак.}} = \frac{279}{0,9 \cdot 48} \approx 6458,33 \text{ А} \cdot \text{год}$$

Кількість акумуляторних комірок [22]:

$$N_{\text{ак.}} = \frac{C_{\text{ак.}}}{C_{\text{ком.}}} \quad (3.16)$$

де $C_{\text{ком.}}$ – ємність однієї акумуляторної комірки, $C_{\text{ком.}} = 340 \text{ А} \cdot \text{год.}$

$$N_{\text{ак.}} = \frac{6458,33}{340} \approx 19$$

Після округлення та врахування падіння ємності акумуляторів приймаємо до встановлення 20 комірок ємністю 340 А·год кожна.

Розподілена генерація, яка в даному випадку буде представлена шляхом використання дизельного генератора (ДГ), може бути ще одним засосом забезпечення безперебійного живлення критичних споживачів під час збоїв у основній мережі. Вплив використання ДГ на надійність роботи системи енергопостачання критичних споживачів визначається необхідною розрахунковою потужністю, часом автономної роботи та ймовірністю відмов у роботі самого генератора.

Необхідна потужність ДГ визначається за залежністю [6]:

$$P_{\text{дг}} = k_{\text{рез.}} \cdot P_{\text{сум.}} \quad (3.17)$$

де $k_{\text{рез.}}$ – коефіцієнт резервування, $k_{\text{рез.}} = 1,2$.

$$P_{\text{дг}} = 1,2 \cdot 93 = 111,6 \text{ кВт}$$

Тривалість автономної роботи ДГ залежить від запасу пального та витрати генератора [23]:

$$T_{\text{ар}} = \frac{V_{\text{пал.}}}{q_{\text{пал.}}} \quad (3.18)$$

де $V_{\text{пал.}}$ – об'єм пального в резервуарі, $V_{\text{пал.}} = 500 \text{ л}$,

$q_{\text{пал.}}$ – витрата пального генератором, $q_{\text{пал.}} = 10 \text{ л/год.}$

$$T_{\text{ар}} = \frac{500}{10} = 50 \text{ годин}$$

Ймовірність безвідмовної роботи генератора протягом часу обчислюється за залежністю [6]:

$$P_{\text{брдг}} = e^{-\lambda_{\text{дг}} \cdot T} \quad (3.19)$$

де $\lambda_{\text{дг}}$ – інтенсивність відмов ДГ, $\lambda_{\text{дг}} = 0,02 \text{ год}^{-1}$,

$$P_{\text{брдг}} = e^{-0,02 \cdot 50} \approx 0,3679 \text{ або } 36,79\%$$

Це свідчить про те, що ймовірність безвідмовної роботи генератора протягом 50 год. становить 36,79%, що вказує на необхідність резервування декількох генераторів для підвищення надійності енергоживлення для заданих умов.

При паралельній роботі двох генераторів ($n = 2$) загальна ймовірність безвідмовної роботи розраховується за залежністю [6]:

$$P_{\text{сист.дг}} = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - P_{\text{брдг}}) = 1 - (1 - 0.3679)^2 \approx \approx 0,5994 \text{ або } 59,94\% \quad (3.20)$$

Розрахуємо ключові показники надійності для двох варіантів:

- варіант 1: використання лише фотоелектричних станцій і акумуляторних систем зберігання енергії,
- варіант 2: використання фотоелектричних станцій, акумуляторних систем та резервних дизельних генераторів.

Ключовими показниками надійності електропостачання є середній час безвідмовної роботи ($T_{\text{сер.сист.}}$), коефіцієнт готовності ($k_{\text{гот.сист.}}$) та ймовірність відмови системи за певний період ($P_{\text{відм.сист.}}$).

Варіант 1

Для фотоелектричних станцій та акумуляторної системи сумарна інтенсивність відмов визначається як сума інтенсивностей відмов окремих компонентів [6]:

$$\lambda_{\text{сис.1}} = \lambda_{\text{ФЕС}} + \lambda_{\text{ас}} \quad (3.21)$$

де $\lambda_{\text{ФЕС}}$ – інтенсивність відмов фотоелектричної станції, $\lambda_{\text{ФЕС}} = 0,001 \text{ год}^{-1}$,

$\lambda_{\text{ас}}$ - інтенсивність відмов акумуляторних систем, $\lambda_{\text{ас}} = 0,0021 \text{ год}^{-1}$.

$$\lambda_{\text{сис.1}} = 0,001 + 0,002 = 0,003 \text{ год}^{-1}$$

Середній час безвідмовної роботи [6]:

$$T_{\text{сер.сис.1}} = \frac{1}{\lambda_{\text{сис.1}}} = \frac{1}{0,003} \approx 333,33 \text{ год} \quad (3.22)$$

Коефіцієнт готовності системи [6]:

$$k_{\text{гот.сист.1}} = \frac{T_{\text{сер.сис.1}}}{T_{\text{сер.сис.1}} + T_{\text{сер.рем.}}} \quad (3.23)$$

де $T_{\text{сер.рем.}}$ – середній час ремонту, $T_{\text{сер.рем.}} = 2$ годин.

$$k_{\text{гот.сист.1}} = \frac{333,33}{333,33 + 2} \approx 0,994 \text{ або } 99,4\%$$

Варіант 2:

Сумарна інтенсивність відмов [6]:

$$\lambda_{\text{сис.2}} = \lambda_{\text{ФЕС}} + \lambda_{\text{ас}} + \lambda_{\text{дг}} \quad (3.24)$$

де $\lambda_{\text{дг}}$ – інтенсивність відмов дизельних генераторів, $\lambda_{\text{дг}} = 0,02 \text{ год}^{-1}$.

$$\lambda_{\text{сис.2}} = 0,001 + 0,002 + 0,02 = 0,023 \text{ год}^{-1}$$

Середній час безвідмовної роботи [6]:

$$T_{\text{сер.сис.2}} = \frac{1}{\lambda_{\text{сис.2}}} = \frac{1}{0,023} \approx 43,48 \text{ год} \quad (3.25)$$

Коефіцієнт готовності:

$$k_{\text{гот.сист.2}} = \frac{43,48}{43,48 + 2} \approx 0,956 \text{ або } 95,6\%$$

Для порівняння варіантів визначимо ймовірність відмови системи за

$T = 100$ годин роботи [6]:

$$P_{\text{вс.}i} = e^{-\lambda_{\text{сис.}i} \cdot T} \quad (3.26)$$

Для варіанту 1:

$$P_{\text{вс.}1} = 1 - e^{-0,003 \cdot 100} \approx 0,259 \text{ або } 25,9\%$$

Для варіанту 2:

$$P_{\text{вс.}2} = 1 - e^{-0,023 \cdot 100} \approx 0,899 \text{ або } 89,9\%$$

Перший варіант демонструє вищі показники середнього часу безвідмовної роботи та нижчу ймовірність відмови, проте другий варіант забезпечує додаткову надійність завдяки резервуванню дизельними генераторами.

Стратегія мінімізації часу виявлення та ремонту несправностей у системах електропостачання ґрунтується на впровадженні передових технологій моніторингу та діагностики. Основною метою цих заходів є зменшення часу простою системи за рахунок автоматизованого виявлення збоїв, швидкого аналізу їх причин та оптимізації процесів відновлення.

Загальний час простою системи можна поділити на три основні складові [6]:

$$T_{\text{пр.сист.}} = T_{\text{вияв.}} + T_{\text{діагн.}} + T_{\text{рем.}} \quad (3.27)$$

де $T_{\text{вияв.}}$ – час для виявлення несправності, год.,

$T_{\text{діагн.}}$ – час для діагностики несправності, год.,

$T_{\text{рем.}}$ – час для ремонту після виявлення і діагностики несправності,

год.

Для зменшення часу виявлення несправності до мінімуму використовуються автоматизовані системи моніторингу стану компонентів, такі як SCADA-системи. Час виявлення несправності можна оцінити за допомогою інтенсивності перевірок [6]:

$$T_{\text{вияв.}} = \frac{1}{\lambda_{\text{пер.}}} \quad (3.28)$$

де $\lambda_{\text{пер.}}$ – інтенсивність перевірок системи, $\lambda_{\text{пер.}} = 10 \text{ год}^{-1}$.

$$T_{\text{вияв.}} = \frac{1}{10} = 0,1 \text{ год.}$$

Використання різноманітних алгоритмів, наприклад, машинного навчання і штучних нейронних мереж для аналізу великих масивів даних, дозволить зменшити час діагностики. Оцінки даного параметра може бути здійснена за допомогою середнього часу обробки сигналів [6]:

$$T_{\text{діагн.}} = \frac{N_{\text{трив.}}}{\nu_{\text{ан.}}} \quad (3.29)$$

де $N_{\text{трив.}}$ – кількість сигналів тривоги про наявність несправності, $N_{\text{трив.}} = 5$ сигналів,

$\nu_{\text{ан.}}$ – швидкість виявлення сигналів про наявність несправності, $\nu_{\text{ан.}} = 20$ сигналів / год.

$$T_{\text{діагн.}} = \frac{5}{20} = 0,25 \text{ год.}$$

Час виконання ремонту залежить від наявності запасних частин і

кваліфікації обслуговуючого персоналу. Застосування попереджувального обслуговування дозволяє скоротити цей час до середнього значення [6]:

$$T_{\text{рем.}} = T_{\text{рем.сер.}} \quad (3.30)$$

де $T_{\text{рем.сер.}}$ – середній час ремонту, $T_{\text{рем.сер.}} = 2$ год.

$$T_{\text{пр.сист.}} = 0,1 + 0,25 + 2 = 2,35 \text{ год.}$$

Використання сучасних технологій, таких як автоматизований моніторинг, алгоритми діагностики та планове обслуговування, дозволяє досягти значного скорочення часу простою порівняно зі стандартними підходами.

3.5 Аналіз стабільності напруги і частоти з урахуванням перехідних процесів у мережі та ймовірнісний аналіз надійності

Аналіз стабільності напруги та частоти є важливою складовою забезпечення надійності електропостачання. Під час перехідних процесів у системі можуть виникати коливання цих параметрів, що впливають на стійкість системи та якість електричної енергії для критичних споживачів.

Оцінка стабільності напруги виконується за допомогою аналізу її відхилення від номінального значення під час перехідних процесів. Відхилення напруги визначається за залежністю [24]:

$$\Delta U = \frac{|U_{\text{ном}} - U_{\text{мін}}|}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% \quad (3.31)$$

де $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга в мережі, $U_{\text{ном}} = 660$ В,

$U_{\min}$ – мінімальна напруга під час виникнення перехідного процесу
 $U_{\min} = 620 \text{ В.}$

$$\Delta U = \frac{|660 - 620|}{660} \cdot 100 \approx 6,06\%$$

Відхилення напруги під час перехідного процесу становить 6,06%, що знаходиться в межах припустимих значень.

Стабільність частоти оцінюється за максимальним відхиленням частоти від номінального значення за наступною залежністю [24]:

$$\Delta f = \frac{|f_{\text{ном}} - f_{\text{max}}|}{f_{\text{ном}}} \cdot 100\% \quad (3.32)$$

де $f_{\text{ном}}$ – номінальна частота, $f_{\text{ном}} = 50 \text{ Гц}$,

f_{max} – максимальна частота під час перехідного процесу, $f_{\text{max}} = 50,5 \text{ Гц}$.

$$\Delta f = \frac{|50 - 50.5|}{50} \cdot 100 = 1\%$$

Максимальне відхилення частоти становить 1%, що також відповідає нормам для стабільної роботи системи.

Стійкість системи під час виникнення збурень визначається величиною часу відновлення за залежністю [6]:

$$T_{\text{відн.}} = \frac{J_{\text{сист.}} \cdot \Delta f}{\Delta P} \quad (3.33)$$

де $J_{\text{сист.}}$ – момент інерції системи, $J_{\text{сист.}} = 5 \text{ Вт} \cdot \text{с} / \text{Гц}$,

ΔP – дисбаланс потужності в системі, $\Delta P = 10 \text{ кВт}$.

$$T_{\text{відн.}} = \frac{5 \cdot 1}{10} = 0,5 \text{ с}$$

Час відновлення системи становить 0,5 с, що свідчить про її високу стійкість до збурень.

Ймовірнісний аналіз надійності електропостачання дозволяє оцінити ступінь забезпечення безперебійної роботи системи залежно від сценаріїв функціонування та комбінації використаних джерел живлення. Основними показниками при цьому є ймовірність відмови системи ($P_{\text{відм.сист.}}$) та ймовірність безвідмовної роботи ($P_{\text{безв.роб.}}$) за заданий час.

Варіант 1: використання фотоелектричної станції та акумуляторної системи.

Ймовірність безвідмовної роботи системи протягом часу $T = 1000$ годин визначається за залежністю:

$$P_{\text{безв.роб.1}} = e^{-\lambda_{\text{сис.1}} \cdot T} = e^{-0.003 \cdot 1000} \approx 0,0498 \text{ або } 4,98\% \quad (3.34)$$

Ймовірність відмови системи:

$$P_{\text{відм.сис.1}} = 1 - P_{\text{безв.роб.1}} = 1 - 0,0498 \approx 0,9502 \text{ або } 95,02\% \quad (3.35)$$

Варіант 2: використання фотоелектричної станції, акумуляторні системи та резервних дизельних генераторів.

Ймовірність безвідмовної роботи системи: $P_{\text{безв.роб.2}} \approx 1,025 \cdot 10^{-10}$.

Ймовірність відмови системи: $P_{\text{відм.сис.2}} \approx 1,0$ або 100%

Перший варіант демонструє вищу ймовірність безвідмовної роботи (4,98%) у порівнянні з другим ($1,025 \cdot 10^{-10}$). Однак другий варіант дозволяє використовувати додаткові джерела резервування для підвищення надійності. Що може наштовхнути на думку застосування комбінованого варіанту. Для комбінованої системи з використанням незалежних джерел живлення загальна ймовірність безвідмовної роботи може бути визначена за залежністю [6]:

$$P_{\text{безв.роб.комб.}} = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - P_{\text{безв.роб.}i}) \quad (3.36)$$

де n – кількість джерел живлення, $n = 2$.

$$P_{\text{безв.роб.комб.}} = 1 - (1 - 0,0498) \cdot (1 - 1,025 \cdot 10^{-10}) \approx 0,0498$$

або 4,98%

Отриманий результат свідчить про те, що використання додаткових резервних джерел у поєднанні з акумуляторними системами може значно підвищити надійність роботи системи.

В Україні показники надійності електропостачання регламентуються державними стандартами, які визначають критерії якості електричної енергії та вимоги до її безперебійного електропостачання.

Основні нормативні вимоги, що мають відношення до питань, що були розглянуті в даній роботі:

- нормативний коефіцієнт готовності ($k_{\text{гот.норм.}}$) для критичних споживачів має перевищувати 99,9%,
- нормативне максимально допустиме відхилення напруги ($\Delta U_{\text{норм.}}$) : має бути в межах $\pm 10\%$ від величини номінальної напруги,
- ймовірність безвідмовної роботи ($P_{\text{безв.роб.}}$) повинна забезпечувати рівень надійності, достатній для безперервної роботи критичних споживачів у визначених часових рамках.

Перевірка відповідності:

1. Коефіцієнт готовності: для варіанта 1: $99,4\% < 99,9\%$; для варіанта 2: $95,6\% < 99,9\%$.

Жоден зі сценаріїв не відповідає нормативному значенню, що свідчить про необхідність вживання додаткових заходів для підвищення готовності системи.

2. Відхилення напруги: $6,06\% < 10\%$, що відповідає нормативним вимогам.

3. Ймовірність безвідмовної роботи: для варіанта 1: $4,98\%$; для варіанта 2: $1,025 \cdot 10^{-10} \%$. Обидва значення є значно нижчими за очікувані рівні для критичних споживачів. Це вимагає впровадження резервних джерел живлення та вдосконалення систем зберігання енергії.

У якості рекомендації для досягнення відповідності нормативним вимогам необхідно:

- збільшити значення коефіцієнта готовності за рахунок оптимізації процесів виявлення та усунення несправностей, використання резервних систем та покращення технічного обслуговування,
- розширення можливостей резервних потужностей, зокрема за рахунок дизельних генераторів або додаткових акумуляторних модулів,
- впровадження комбінованих джерел живлення, що поєднують переваги фотоелектричних станцій, акумуляторних систем і дизельних генераторів.

4 МОДЕЛЮВАННЯ ШЛЯХІВ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЗЕРВУВАННЯ

4.1 Огляд літературних джерел по темі дослідження

У джерелі [25] здійснено дослідження, направлені на оцінку режимної надійності сучасних електроенергетичних систем з наголосом на інтеграційний підхід до кількісної оцінки ризику. Дослідження зазначає, що зростання аварійності в більшості випадків пояснюється експлуатацією застарілого обладнання, несприятливими кліматичними умовами його роботи та невизначеністю ринкових умов їх функціонування. У роботі наведено критику використання незалежних критеріїв надійності, які часто не враховують ймовірність виникнення деяких відмови та аварійних станів. Замість такого підходу рекомендується використання ймовірнісної оцінки ризиків розвитку негативних сценаріїв. У дослідженні розроблено математичну модель і алгоритм для обчислення індексу ризику функціонування енергетичної системи. Даний індекс ризику визначає ймовірність виникнення критичних відмов підсистем, час відновлення та пов'язані з цим втрати. Такий підхід дозволяє визначити пріоритетність запобіжних заходів, тим самим дозволяючи управляти показниками надійності, особливо для вузлів, що містять критичні споживачі. Використовуючи статистичні методи та моделювання, у роботі здійснюється аналіз надійності поведінки системи за різних сценаріїв відмов, оцінюються різноманітні конфігурації системи, моделюються умови виникнення несправностей та оцінюються експлуатаційні наслідки відмов обладнання та вузлів. Серед ключових параметрів, що досліджуються при моделюванні були: відхилення напруги, економічні втрати та тривалість відновлення. Результати продемонстрували ефективність використання нечіткої логіки в моделюванні за умов наявності неповної інформації про роботу та операційні стани енергетичної системи.

У джерелі [26] досліджується інноваційний підхід до кількісної оцінки надійності систем електропостачання, зокрема для критичних споживачів, що залежать від наявності і роботи джерел безперебійного живлення (ДБЖ). Дослідження були спрямовані на розробку надійної аналітичної основи, яка поєднує ймовірнісне моделювання та показники надійності системи для оцінки достатності електропостачання за різних експлуатаційних сценаріїв. Основною метою дослідження було вирішення проблем забезпечення безперервного електропостачання споживачів ц конфігураціях сучасних розподільних мереж з використанням ДБЖ. Основна спрямованість була на підвищення надійності системи шляхом визначення потенційних місць виникнення збоїв та оцінку ефективності механізмів резервування в ланцюгах живлення. У статті представлено оригінальну методологію розрахунку показників надійності, які відображають закони функціонування як самої мережі, так і резервних систем живлення під час виникнення збоїв. Принципи, що лежать в основі дослідження, ґрунтуються на необхідності підтримувати безперебійну подачу електричної енергії до критично важливих споживачів за умови підтримки стабільності роботи системи, забезпеченні необхідних показників резервування та відмовостійкості. Методологічно в дослідженні використано комбінацію стохастичного аналізу та моделювання дерева відмов для моделювання динаміки виникнення відмов. Для визначення параметрів, які мають найбільш значущий вплив на надійність і надання практичної інформації для здійснення оптимізації системи був застосований аналіз чутливості поведінки системи. Результати досліджень підкреслили критичну роль застосування ДБЖ у підтримці надійності електропостачання, а розробка індивідуальних стратегій резервування та механізмів постійного моніторингу може значно підвищити стійкість розподільчих мереж.

У джерелі [27] розглянуто інтеграцію систем накопичення енергії (СНЕ) до сучасних електроенергетичних систем, як фактору для

підвищення надійності та стабільності їх роботи. У дослідженні вивчається динаміка взаємодії між технологіями СНЕ і коливаннями попиту на енергію – визначається їх безпрецедентна здатність «пом'якшувати» мінливість, викликану нестабільністю роботи мереж при наявності відновлюваних джерел енергії. СНЕ в даному випадку розглядаються як стабілізатори в енергетичних мережах, що забезпечують безперервність постачання та зменшують вразливість до збоїв, що виникають. У роботі були розглянуті технічні складнощі та запропоновані оригінальні рішення, які дозволили підвищити адаптивність енергетичних мереж до різних режимів і станів. Методологічно у дослідженні використовувався аналіз на основі моделювання для оцінки різноманітних конфігурацій СНЕ. Порівняльні оцінки здійснювалися на основі показників продуктивності системи, таких як час відгуку та ефективність балансування навантаження в умовах збоїв. У висновках було зазначено, що системи зберігання енергії, коли вони оптимально інтегровані, значно підвищують надійність роботи енергосистем, підвищується «гнучкість» роботи мереж, усуваються операційні нестабільності та забезпечується перехід до стійких енергетичних рішень.

У джерелі [28] представлено ретельний аналіз кількісних показників для оцінки систем електропостачання для пошуку шляхів підвищення надійності та безперервності енергоживлення, зосереджуючись на взаємодії між технічними компонентами та показниками надійності всієї системи. Основною метою дослідження було створення наукової основи для оцінки показників надійності та безперервності енергопостачання, які можуть точно відобразити робочий стан систем електропостачання. Крім того, зазначається, що повинні бути визначені ймовірності виникнення збоїв, тривалостей простоїв та здатності механізмів резервного живлення відновити функціональність мереж. Дослідники зосереджуються на принципах, які зосереджені на стійкості функціонування систем та їх експлуатаційній надійності. У дослідженні визначаються залежності

взаємного впливу між мережевими компонентами, резервуванням, відмовостійкістю та моніторингом в реальному часі, метою яких є пояснення можливості досягнення безперебійного електропостачання споживачів. Теорія даної роботи базується на ймовірнісному моделюванні, яке гарантує, що отримані оцінки є динамічними та здатні адаптуватися до різних сценаріїв відмов. Моделювання різних режимів відмов та їх наслідків, автори визначають вразливі місця в існуючій мережі та пропонують заходи з покращення. У дослідженні робиться висновок, що комплексна оцінка надійності в поєднанні з заходами резервування та автоматизації значно підвищує безперервність електропостачання.

У джерелі [29] досліджено еволюція та визначено значення якості електричної енергії для сучасних електроенергетичних підприємств, наголошуючи на необхідності їх інтеграції для збільшення параметра надійності. У роботі відзначається збільшення кількості чутливого електронного обладнання та зростанням вимог до стабільного та якісного електропостачання. Дослідження вивчає систематичні збої при живленні споживачів, визначаючи їх вплив на різноманітне обладнання. В роботі підкреслюється взаємодія між надійністю та якістю електричної енергії, орієнтуючись на комплексну оцінку. Шляхом використання удосконалених систем моніторингу та аналітики дослідники спираються на великі набори даних, що дозволяють визначати тенденції виникнення збоїв при електропостачанні та їх наслідки для кінцевих споживачів. Методологічно стаття об'єднує статистичне моделювання, технології безперервного моніторингу та програмні продукти (такі як PQView) для здійснення аналізу та візуалізації даних про поточну якість електричної енергії. Дані підходи дозволяють ідентифікувати такі події, як провали напруги та їх наслідки. Ключові висновки підкреслюють економічні та експлуатаційні переваги переходу від керування несправностями за фактом їх виникнення до попередження таких несправностей. У дослідженні міститься заклик до нового визначення надійності з точки

зору сумісності обладнання, контрольованих показників якості, інтегрованих засобів моніторинг та стандартизацією даних і використаних стратегій.

У джерелі [30] запропоновано комплексний та критичний аналіз концепції реагування попиту на електричну енергію як інструмент підвищення гнучкості та ефективності роботи енергетичних систем. У роботі досліджується здатність такого підходу вирішувати проблеми мінливості виробництва енергії, покращувати економічну ефективність і зменшувати потребу у використанні високопотужної генерації. Досліджуються механізми прямого та непрямого контролю споживання з підкресленням ролі передових технологій вимірювання, прогнозування та контролю. Методологічно стаття об'єднує емпіричні дослідження, економічне та системне моделювання для оцінки впливу запропонованого методу живлення. Підкреслюється перевага запропонованого методу з точки зору його операційної гнучкості, зниження витрат і підвищення стабільності роботи мереж. У дослідженні визначено ряд проблем, зокрема – необхідність створення ринкових умов, що забезпечать ефективну інтеграцію концепції реагування на попит, подолання поведінкової інерції споживачів, невизначеність фактичної вартості заходів та інші. У висновках підкреслюється потенціал запропонованих заходів для досягнення сталого, економічного, ефективного та стійкого енергопостачання.

У джерелі [31] представлено огляд систем накопичення енергії (СНЕ) та їх ролі в підвищенні надійності функціонування енергосистем. СНЕ визначені як трансформаційне рішення різних проблем, пов'язаних із забезпеченням безперервності живлення. В дослідженні систематизовані й класифіковані технології СНЕ та визначено механізми накопичення енергії. Визначається технологічна досконалість, експлуатаційна ефективність та економічна доцільність тих чи інших систем, визначається їх застосованість для забезпечення стабільності, можливостей регулювання

частоти та підтримки сталості величини напруги. Здійснений аналіз підкреслив важливість впровадження гібридних рішень при зберіганні енергії та їх потенціал для задоволення потреб в енергії. У висновках підкреслюється необхідність продовження досліджень по розвитку технологій СНЕ.

У джерелі [32] розглянуто питання підвищення якості електричної енергії на промислових об'єктах шляхом застосування розподіленої генерації з акцентом на системах комбінованого виробництва теплової та електричної енергії. Було висвітлено проблеми, пов'язані з провалами напруги та короткочасними перервами енергопостачання, які визначаються як основні порушення, що впливають на надійність автоматизованих промислових процесів. Дослідження використовує методологію, яка включає комплексну перевірку якості електричної енергії та статистичний аналіз, що може проводитися при автоматизації виробничих процесів. У дослідженні наводяться переваги когенераційних систем у покращенні якості електричної енергії шляхом виробництва електроенергії на місці та використання відпрацьованого тепла для промислових процесів або кондиціонування приміщень. Також було проаналізовано фінансові та екологічні наслідки прийнятих рішень. У статті робиться висновок, що впровадження запропонованих технологій значно підвищує надійність системи, зменшує залежність від зовнішнього енергопостачання і підтримує експлуатаційні потреби енергоємних об'єктів на належному рівні.

У джерелі [33] визначено користь переходу від традиційних, централізованих мереж до децентралізованих структур, таких як мікромережі, що може бути зумовлено потребою в підвищенні їх ефективності, гнучкості та стійкості. У роботі критикуються традиційні показники надійності, які спираються на адекватність поведінки та безпеку. Стверджується, що даних параметрів недостатньо для вирішення існуючих проблем, пов'язаних з модернізацією мереж. У дослідженні

пропонується використання цифрової моделі надійності, яка включає фізичні та цифрові вимірювання параметрів роботи сучасних енергетичних систем. Використання ієрархічної методології, у дослідженні дозволяє оцінити надійність на різних рівнях – генерації, передачі та розподілу. При цьому висвітлюються такі критичні параметри, як стабільність напруги та частоти, електромагнітні взаємодії та роль силових електронних пристроїв у забезпеченні надійності роботи систем. На завершення у статті наголошується на необхідності перевизначення стандартів і показників надійності з підвищенням ролі самоорганізації та врахуванні наявності розподілених систем управління.

У джерелі [34] представлено комплексне дослідження впливу переривчатої генерації від відновлюваних джерел енергії на надійність електропостачання. Встановлено критичну роль показників надійності для оцінки та управління зазначеного впливу та робиться наголос на важливості узгодження короткострокової генерації з довгостроковою стратегією енергетичного планування. У дослідженні піддаються критиці традиційні показники надійності, оскільки вони часто не враховують динамічний і ймовірнісний характер функціонування електричних мереж, в структурі яких присутні відновлювані джерела енергії. Завдяки застосуванню законів збереження енергії дослідниками визначено два індикатори надійності – запас магнітної енергії і запас кінетичної енергії, які визначають здатність системи протистояти наявним збуренням і повертатися до умов сталого стану. У статті використовуються теоретичні моделі, енергетичне моделювання та тематичні дослідження. Результати показують, що значне зниження величин індикаторів надійності зі зростанням кількості та потужності відновлюваних джерел, потребують використання додаткових пристроїв зберігання енергії, що призведе до підвищення надійності системи.

У джерелі [35] досліджувались шляхи оптимізації та ефективності роботи енергетичних комплексів, що містять у своїй структурі

відновлювані джерела енергії (ВДЕ) для живлення автономних споживачів. За допомогою аналітичного підходу в дослідженні була розроблена математична модель, які врахувала різні параметри роботи ВДЕ. Складена модель здатна оцінити продуктивність та економічну доцільність гібридних енергетичних систем за різних умов споживання. Результати підкреслюють високий потенціал гібридних систем для зменшення залежності від викопних палив та експлуатаційних витрат. Результати роботи демонструють, що хоча повний перехід на відновлювану енергетику поки що економічно недоцільний через поточну вартість обладнання, тенденція до зниження витрат на цю технологію свідчить про неминучий перехід до повної інтеграції відновлюваних джерел протягом наступного десятиліття. У дослідженні рекомендується більш широке впровадження сучасного програмного забезпечення для розрахунку таких мереж, що може дозволити підвищити енергетичну незалежність автономних споживачів.

4.2 Аналіз вимог до надійності електропостачання критичних споживачів та визначення основних резервних джерел енергії

Аналіз вимог до надійності електропостачання критичних споживачів починається з оцінки ключових показників, які визначають здатність системи забезпечувати безперебійне живлення. Коефіцієнт готовності визначається за формулою (2.7):

$$B = \frac{T_{\text{счв}}}{T_{\text{счв}} + T_{\text{счр}}}, \quad (4.1)$$

де $T_{\text{счв}}$ – середній час роботи системи до виникнення збою, $T_{\text{счв}} = 500$ год.,

$T_{\text{счр}}$ – середній час, необхідний для ремонту та відновлення системи,
 $T_{\text{счр}} = 2$ год.

$$B = \frac{500}{500 + 2} = \frac{500}{502} \approx 0,996 \text{ або } 99,6\%$$

Значення цього показника говорить про те, що система забезпечує високий рівень готовності, але додаткові резерви необхідні для підвищення надійності в умовах відмов окремих компонентів.

Для забезпечення високої надійності електропостачання критичних споживачів необхідно врахувати характеристики основних резервних джерел енергії. У даному випадку розглядаються акумуляторні системи та дизельні генератори [6].

Загальна потужність резервних джерел повинна відповідати навантаженню критичних споживачів. Потужність кожного джерела визначається за нерівністю [22]:

$$P_{\text{рез.}} \geq P_{\text{заг.}}, \quad (4.2)$$

де $P_{\text{рез.}}$ – потужність резервних джерел, кВт,

Для кожного джерела резервування визначимо їх характеристики:

Для акумуляторної системи ємність для зберігання енергії визначається за залежністю, кВт·год. [22]:

$$C_{\text{ас}} = \frac{P_{\text{заг.}} \cdot T_{\text{ар}}}{\eta_{\text{ас}}}, \quad (4.3)$$

де $T_{\text{ар}}$ – час автономної роботи, $T_{\text{ар}} = 3$ год.,

$\eta_{\text{ас}}$ – ККД акумуляторної системи, $\eta_{\text{ас}} = 0,9$.

$$C_{ac} = \frac{93 \cdot 3}{0,9} \approx 310 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Потужність дизельного генератора визначається за залежністю [23]:

$$P_{дг} = 1,2 \cdot P_{заг.} = 1,2 \cdot 93 = 111,6 \text{ кВт.} \quad (4.4)$$

Акумуляторні системи забезпечують автономну роботу критичних споживачів протягом 3 год., а дизельні генератори – тривалу підтримку роботи за умови наявності палива. Обидва резервні джерела мають бути інтегровані у загальну систему для підвищення надійності.

4.3 Оцінка навантаження критичних споживачів за часовими сценаріями

Для забезпечення стабільної роботи критичних споживачів необхідно проаналізувати їх навантаження у різні часові періоди. Це дозволить визначити пікові значення навантаження та мінімізувати ризики перевантаження резервних джерел енергії.

Сценарій 1: Рівномірне навантаження.

У разі рівномірного розподілу енергоспоживання критичних споживачів протягом доби середнє навантаження можна обчислити за залежністю [24]:

$$P_{ср.} = \frac{P_{заг.}}{24} = \frac{93}{24} \approx 3,88 \text{ кВт.} \quad (4.5)$$

Середнє навантаження становить 3,88 кВт за умови рівномірного розподілу.

Сценарій 2: Пікове навантаження.

Для врахування пікових періодів навантаження необхідно скористатися коефіцієнтом нерівномірності [24]:

$$P_{\max} = k_{\text{нер.}} \cdot P_{\text{сер.}}, \quad (4.6)$$

де $k_{\text{нер.}}$ – коефіцієнт нерівномірності, $k_{\text{нер.}} = 1,5$.

$$P_{\max} = 1,5 \cdot 3,88 = 5,82 \text{ кВт}$$

Сценарій 3: Мінімальне навантаження.

Для врахування мінімального навантаження необхідно скористатися коефіцієнтом зниження навантаження [24]:

$$P_{\min} = k_{\text{зн.}} \cdot P_{\text{сер.}}, \quad (4.7)$$

де $k_{\text{зн.}}$ – коефіцієнт зниження навантаження, $k_{\text{зн.}} = 0,7$.

$$P_{\min} = 0,7 \cdot 3,88 = 2,72 \text{ кВт.}$$

Навантаження критичних споживачів за різними сценаріями дозволяє врахувати максимальні та мінімальні значення, що забезпечує більш точний вибір резервних джерел та параметрів системи. Для ефективного планування необхідно також використовувати середнє навантаження у номінальних умовах, а максимальне – для пікового навантаження.

4.4 Визначення цільової функції для мінімізації витрат та часу простою критичних споживачів

Для оптимального резервування системи електропостачання критичних споживачів необхідно визначити цільову функцію, яка мінімізує загальні витрати та час простою системи енергоживлення критичних споживачів. Дана функція повинна враховувати усі витрати на функціонування резервних джерел енергії, а також вплив часу простою на продуктивність роботи.

Загальні витрати [36]:

$$E_{\text{заг.}} = E_{\text{рез.дж.}} + E_{\text{експл.}} + E_{\text{прост.}}, \quad (4.8)$$

де $E_{\text{рез.дж.}}$ – капітальні витрати на встановлення резервних джерел, грн.,

$E_{\text{експл.}}$ – експлуатаційні витрати, грн.,

$E_{\text{прост.}}$ – витрати, пов'язані з простоєм системи, грн.

Капітальні витрати включають витрати на придбання та встановлення акумуляторних систем і дизельних генераторів [36]:

$$E_{\text{рез.дж.}} = E_{\text{ас}} + E_{\text{дг}}, \quad (4.9)$$

де $E_{\text{ас}}$ – капітальні витрати на встановлення акумуляторних систем, грн.,

$E_{\text{дг}}$ – капітальні витрати на встановлення дизельних генераторів, грн.

Експлуатаційні витрати [36]:

$$E_{\text{експл.}} = E_{\text{обсл.}} + E_{\text{пдг}}, \quad (4.9)$$

де $E_{\text{обсл.}}$ – витрати на обслуговування, грн.,

$E_{\text{пдг}}$ – витрати на паливо для дизельних генераторів, грн.

Витрати, пов'язані з простоєм системи [36]:

$$E_{\text{прост.}} = T_{\text{прост.}} \cdot C_{\text{прост.}}, \quad (4.10)$$

де $T_{\text{прост.}}$ – часу простою, год.,

$C_{\text{прост.}}$ – вартості простою за одиницю часу, грн./год.

Час простою системи можна виразити через середній час простою через відмову та ймовірність відмови системи за певний період [6]:

$$T_{\text{прост.}} = T_{\text{счв}} \cdot \left(\frac{T}{T_{\text{счр}} + T_{\text{счв}}} \right), \quad (4.11)$$

де T – період аналізу, год.

Цільова функція для мінімізації загальних витрат та часу простою має вигляд:

$$E_{\text{заг.}} = E_{\text{ас}} + E_{\text{дг}} + E_{\text{обсл.}} + E_{\text{пдг}} + T_{\text{прост.}} \cdot C_{\text{прост.}} \quad (4.12)$$

У якості обмежуючих факторів можуть бути визначені:

– забезпечення необхідної потужності резервних джерел [23]:

$$P_{\text{ас}} + P_{\text{дг}} \geq P_{\text{мах}}, \quad (4.13)$$

– фінансові обмеження [36]:

$$E_{\text{заг.}} \leq E_{\text{прип.}}, \quad (4.14)$$

де $E_{\text{прип.}}$ – максимально-припустимі витрати.

– обмеження по забезпеченню визначеного рівня надійності [6]:

$$B \geq B_{\min}, \quad (4.15)$$

де $B_{\min}$ — мінімально припустимий коефіцієнт готовності,
 $B_{\min} = 0,999$.

Параметри для оптимізації включають:

- ємність акумуляторних систем ($C_{\text{ас}}$),
- потужність дизельних генераторів ($P_{\text{дг}}$),
- розподіл навантаження між джерелами.

Мета полягає в знаходженні таких значень $P_{\text{ас}}$ та $P_{\text{дг}}$, які мінімізують $E_{\text{заг.}}$ при дотриманні всіх визначених обмежень.

При створенні моделі по оптимізації резервування системи електропостачання критичних споживачів необхідно враховувати ключові технічні обмеження, які впливають на ефективність роботи системи та забезпечують її надійність. Основними технічними обмеженнями є:

- час переключення,
- ємність акумуляторної системи зберігання енергії,
- резерв потужності джерел живлення.

Час переключення ($T_{\text{пер.}}$) визначає, наскільки швидко резервне джерело здатне почати живлення критичних споживачів після припинення подачі енергії від основного джерела, с [23]:

$$T_{\text{пер.}} \leq T_{\text{бж}}, \quad (4.16)$$

де $T_{\text{бж}}$ – максимально припустимий час без живлення для критичних споживачів, $T_{\text{бж}} = 0,5$ с.

Ємність акумуляторних систем (C_{ac}) повинна забезпечувати живлення критичних споживачів протягом визначеного періоду автономної роботи (T_{ap}) [22]:

$$C_{ac} \geq \frac{P_{заг.} \cdot T_{ap}}{\eta_{ac}} = \frac{93 \cdot 3}{0,9} = 310 \text{ кВт}\cdot\text{год.}, \quad (4.17)$$

Резерв потужності джерел живлення повинен забезпечувати покриття пікового навантаження з урахуванням коефіцієнта запасу потужності, кВт [6]:

$$P_{рез.} \geq k_{рез.} \cdot P_{max}, \quad (4.18)$$

де $k_{рез.}$ – коефіцієнт резервування (запасу потужності), $k_{рез.} = 1,2$,

$$P_{рез.} \geq 1,2 \cdot 5,82 = 6,98 \text{ кВт.}$$

Остаточно, система повинна забезпечувати рівень надійності, що відповідає встановленому коефіцієнту готовності (B_{min}).

Обмеження, що включають час переключення, ємність акумуляторних систем, резерв потужності та рівень надійності, є критичними для ефективного функціонування системи резервування. Їх виконання дозволяє забезпечити стабільність та безперебійність живлення критичних споживачів за будь-якої поведінки основної системи живлення.

4.5 Модель оптимізації резервного живлення

Модель оптимізації резервного живлення з урахуванням усіх параметрів можна представити у вигляді наступної системи:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{\text{рез.}} = P_{\text{ас.еф.}} + P_{\text{дг.еф.}} \\ P_{\text{рез.}} \geq P_{\text{max}} \\ P_{\text{ас.еф.}} = P_{\text{ас}} \cdot \eta_{\text{ас}} \\ P_{\text{дг.еф.}} = P_{\text{дг}} \cdot \eta_{\text{дг}} \\ C_{\text{ас}} \geq \frac{P_{\text{заг.}} \cdot T_{\text{ар}}}{\eta_{\text{ас}}} \end{array} \right. \quad (4.19)$$

Дана система рівнянь дозволяє оцінити та оптимізувати параметри резервних джерел живлення для забезпечення надійності електропостачання критичних споживачів.

Для вирішення сформованої системи рівнянь і оптимізації параметрів резервного живлення необхідно обрати алгоритм, який забезпечить ефективний пошук їх розв'язання. Основним критерієм вибору є точність результатів, швидкість обчислень і можливість врахування нелінійних залежностей, що характерні для енергетичних систем.

Оскільки оптимізаційна задача включає нелінійні рівняння та обмеження, доцільно використати метод нелінійного програмування. Серед доступних алгоритмів найбільш доцільним є використання алгоритму послідовного квадратичного програмування (ПКП). Основними етапами реалізації методу ПКП є [37]:

- початкове припущення: вибирається початковий вектор параметрів $(P_{\text{ас}}, P_{\text{дг}}, C_{\text{ас}})$, який відповідає технічним обмеженням,
- формування підзадачі квадратичного програмування: на кожній ітерації вирішується підзадача, у якій цільова функція апроксимується квадратичною формою, а обмеження – лінійними залежностями,
- оновлення параметрів: знайдені оптимальні значення для підзадачі використовуються для оновлення поточного рішення,
- перевірка на збіжність: процес повторюється до досягнення заданої точності або до виконання умов збіжності.

Цільова функція для мінімізації потужності резервних джерел $(P_{\text{ас}} + P_{\text{дг}})$ при виконанні обмежень (4.19) виглядає так [37]:

$$(P_{ac} + P_{дг}) \rightarrow \min \quad (4.20)$$

Для реалізації алгоритму оптимізації в MATLAB можна скористатися вбудованою функцією «fmincon», яка дозволяє вирішувати задачі нелінійного програмування, основними кроками якої є [38]:

- визначення цільової функції,
- завдання нелінійних обмежень,
- використання функції «fmincon» для пошуку оптимальних параметрів.

На основі створеної системи рівнянь і обраного алгоритму оптимізації необхідно здійснити розрахунок оптимальної кількості та потужності резервних джерел для забезпечення надійного електропостачання критичних споживачів.

У результаті розрахунків отримаємо:

$$\begin{aligned} C_{ac} &\geq 310 \text{ кВт}\cdot\text{год.}, \eta_{ac} = 0,9, P_{ac} = 6,47 \text{ кВт}, \\ P_{дг} &= 6,98 \text{ кВт}, P_{заг.} = 93 \text{ кВт}, P_{max} = 5,82 \text{ кВт}, \\ P_{ac.еф.} &= 5,82 \text{ кВт}, P_{дг.еф.} = 5,93 \text{ кВт}, P_{рез.} = 11,75 \text{ кВт} \end{aligned}$$

Розрахунок показує, що для забезпечення надійності електропостачання критичних споживачів необхідно використовувати акумуляторну систему ємністю не менше 310 кВт·год з потужністю 6,47 кВт та дизельний генератор потужністю 6,98 кВт. Загальна потужність резервних джерел становить 11,75 кВт, що перевищує пікове навантаження та відповідає технічним вимогам.

4.6 Моделювання сценаріїв відмов та аналіз стабільності роботи системи

Для оцінки стійкості системи електропостачання необхідно провести моделювання сценаріїв відмов основних і резервних джерел живлення. Це дозволяє визначити, як система реагуватиме на різні види збоїв та наскільки ефективно будуть працювати резервні джерела в умовах перевантаження чи інших несправностей.

Розглянемо сценарії поведінки системи живлення в разі відмов.

Сценарій 1. Відмова основного джерела живлення: в цьому випадку резервні джерела повинні повністю забезпечити живлення критичних споживачів. Баланс енергії буде наступним [6]:

$$P_{\text{рез.}} = P_{\text{ас}} + P_{\text{дг}} \quad (4.21)$$

Сценарій 2. Відмова одного резервного джерела: якщо одне з резервних джерел виходить з ладу, інше джерело повинно покрити все навантаження [6]:

$$P_{\text{прац.}} \geq P_{\text{заг.}} \quad (4.22)$$

де $P_{\text{прац.}}$ – потужність резервного джерела, що залишився в роботі.

Сценарій 3. Пікове навантаження за відсутності основного джерела живлення: під час пікового навантаження перевіряється, чи достатньо резервних джерел для підтримки функціонування системи живлення критичних споживачів [6]:

$$P_{\text{рез.}} \geq P_{\text{max}} \quad (4.23)$$

Моделювання в MATLAB дозволить оцінити амплітуду коливань напруги та частоти під час відмови і запуску резервних джерел. Для реалізації моделювання використовується наступна послідовність [39]:

- визначення початкових умов для досліджуваної системи,
- розрахунок потужностей активних джерел у кожному сценарії поведінки системи,
- оцінка часу відновлення та рівня готовності системи,

Розглянемо 3 сценарії роботи системи живлення критичних споживачів.

Сценарій 1: Нормальна робота системи: в даному режимі робота системи характеризується стабільним функціонуванням основного джерела живлення, яке забезпечує необхідну потужність для критичних споживачів. Основними параметрами, які аналізуються у цьому сценарії, є напруга в мережі, частота та коефіцієнт завантаження основного джерела. Ці параметри дозволяють оцінити стабільність та ефективність роботи системи за відсутності збоїв.

Напруга у мережі [20]:

$$U(t) = U_{\text{ном}} + \Delta U \cdot \sin(\omega t) \quad (4.24)$$

де $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга, $U_{\text{ном}} = 660 \text{ В}$,

ΔU – амплітуда відхилень, $\Delta U = 5 \text{ В}$,

ω – колова частота напруги, $\omega = 2\pi \cdot 50 = 314 \text{ рад/с}$.

Частота у мережі [20]:

$$f(t) = f_{\text{ном}} + \Delta f \cdot \sin\left(\frac{\omega t}{10}\right) \quad (4.25)$$

де $f_{\text{ном}}$ – номінальна частота, $f_{\text{ном}} = 50 \text{ Гц}$,

Δf – припустима амплітуда відхилень, $\Delta f = 0,5 \text{ Гц}$.

На рис. 4.1 показано зміну напруги в мережі – графік показує, що напруга залишається стабільною, з мінімальними коливаннями (± 5 В) від номінального значення 660 В.

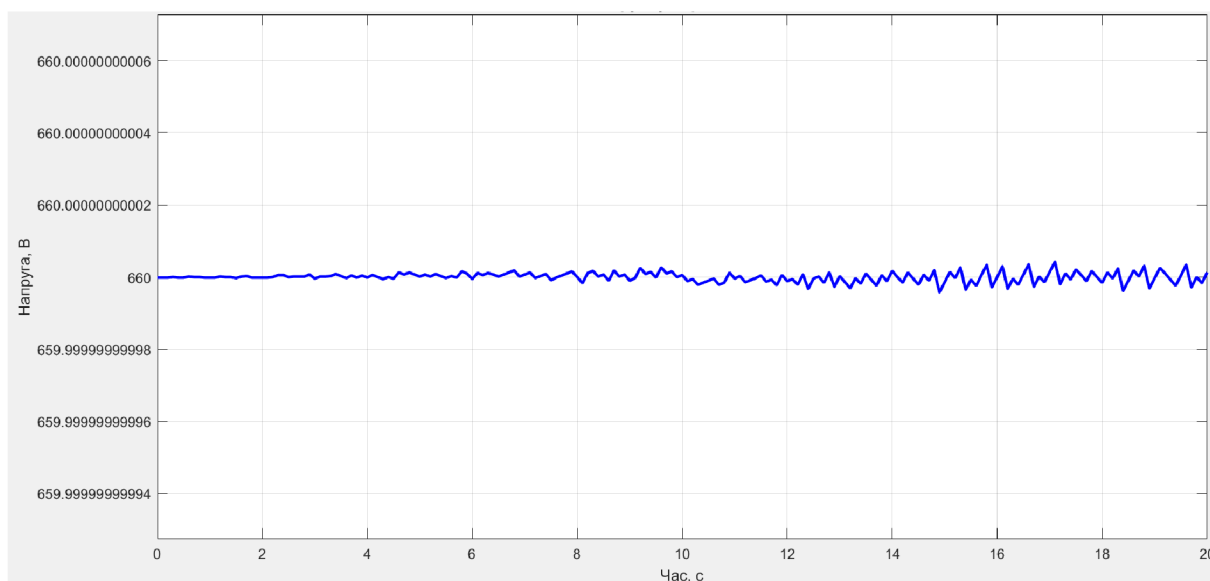


Рисунок 4.1 – Зміна напруги в мережі

На рис. 4.2 показано зміну частоти в мережі – частота мережі коливається в межах 50 ± 0.5 Гц, що є допустимим для стабільної роботи обладнання.

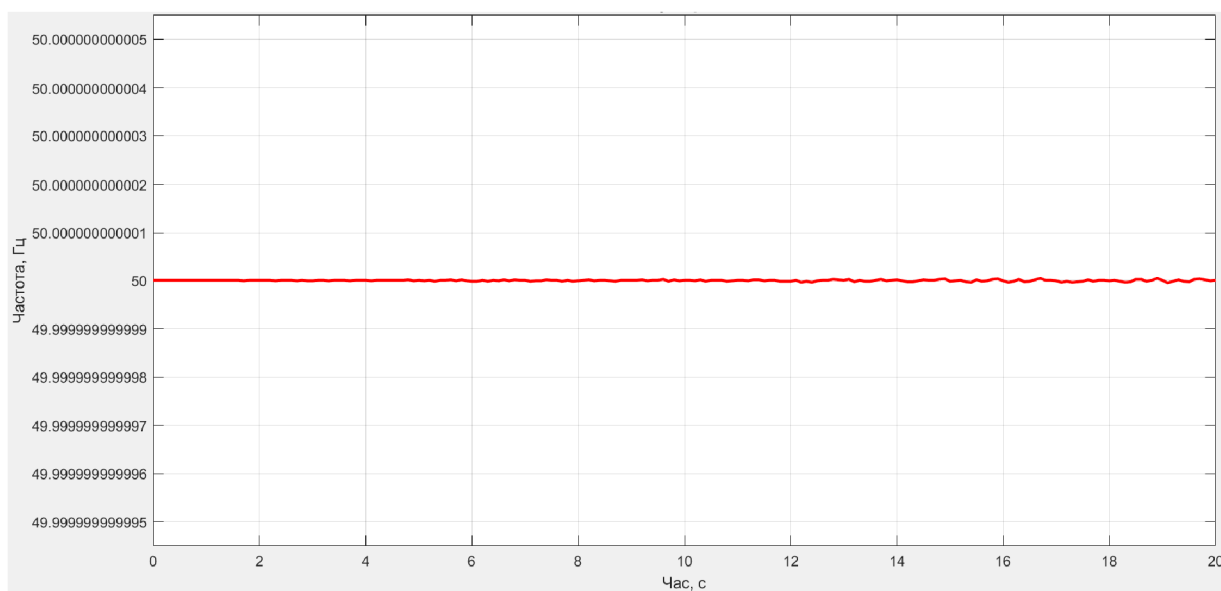


Рисунок 4.2 – Зміна частоти в мережі

У нормальних умовах система працює стабільно, забезпечуючи критичних споживачів енергією без значних відхилень параметрів напруги та частоти.

Сценарій 2: Відмова основного джерела живлення: в цьому сценарії моделюється ситуація, коли основне джерело живлення перестає функціонувати, і система переходить на резервні джерела живлення. Важливими аспектами для аналізу є потужність резервних джерел у часі, динаміка напруги під час перехідного процесу, час переключення системи, стан заряду акумуляторної системи (SOC) та графік реактивної потужності резервних джерел.

Потужність резервних джерел [23]:

$$\begin{cases} P_{ac,t} = \begin{cases} P_{ac}, & t \leq 10 \\ 0, & t > 10 \end{cases} \\ P_{дг,t} = \begin{cases} 0, & t \leq 10 \\ P_{дг}, & t > 10 \end{cases} \end{cases} \quad (4.26)$$

Напруга під час перехідного процесу [6]:

$$U(t) = U_{ном} - \Delta U \cdot e^{-\alpha t}, t \leq 10 \quad (4.27)$$

Рівень заряду акумуляторної системи [22]:

$$SOC(t) = SOC_0 - \frac{P_{ac}}{P_{заг.}} \cdot 100 \cdot t, t \leq 10 \quad (4.28)$$

Реактивна потужність резервних джерел [23]:

$$Q_{рез.} = \begin{cases} 0, & t \leq 10 \\ Q_{реакт.}, & t > 10 \end{cases} \quad (4.29)$$

На рис. 4.3 представлено потужність резервних джерел: акумуляторна система працює протягом перших 10 секунд, після чого її замінює дизельний генератор.

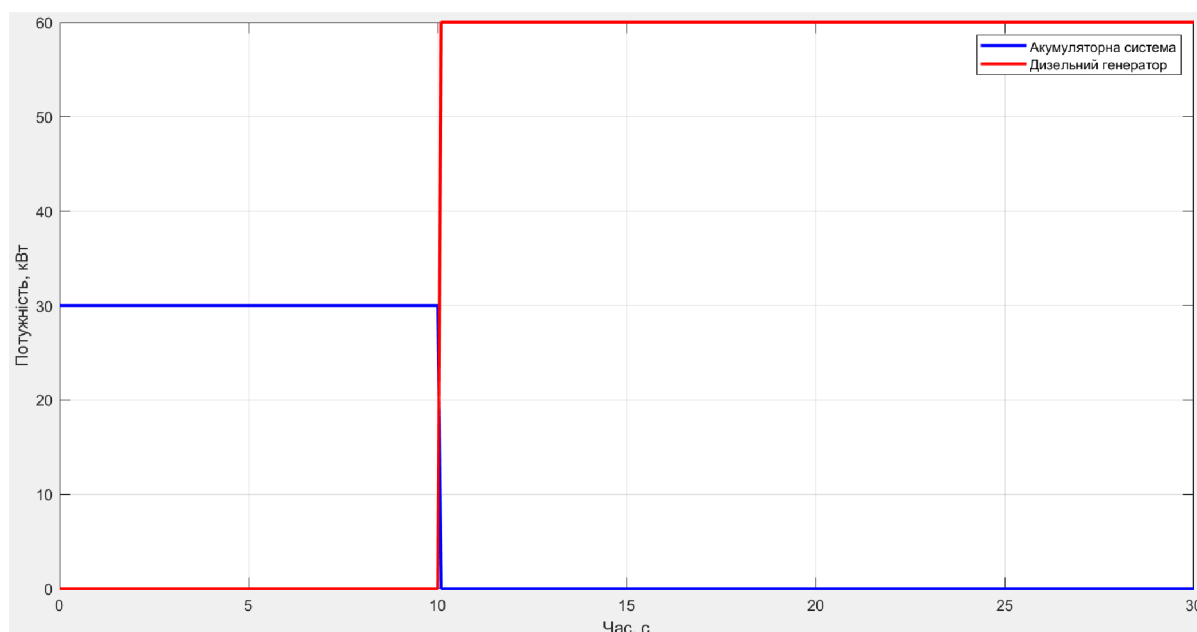


Рисунок 4.3 – Потужність резервних джерел живлення

На рис. 4.4 показана динаміка напруги: напруга стабілізується через 10 секунд після завершення перехідного процесу.

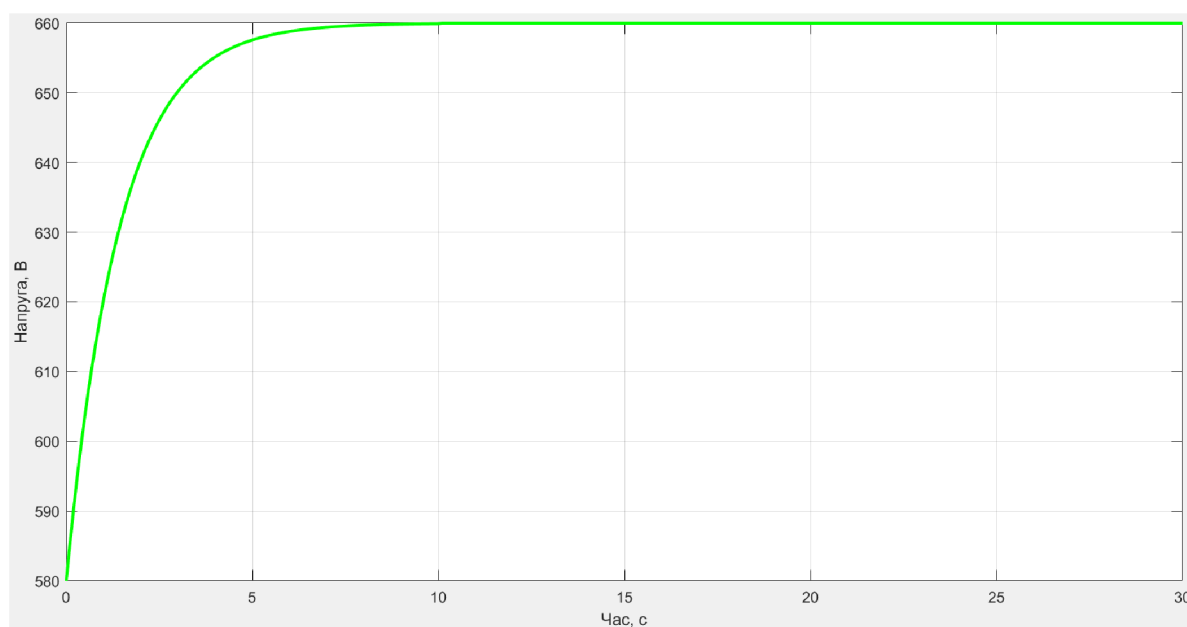


Рисунок 4.4 – Динаміка напруги під час перехідного процесу

На рис. 4.5 показано стан заряду акумуляторної системи і час переключення: графік вказує момент, коли система перемикається з акумуляторної системи на дизельний генератор. SOC акумуляторів лінійно зменшується протягом перших 10 секунд.

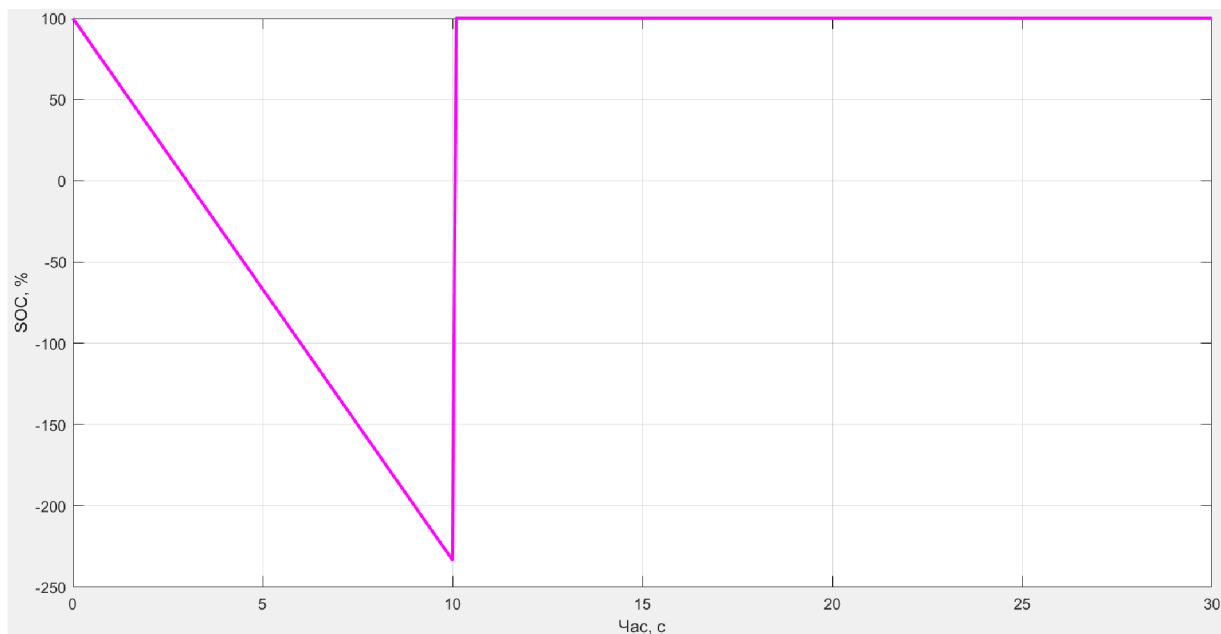


Рисунок 4.5 – Стан заряду акумуляторної системи

На рис. 4.6 показано реактивну потужність резервних джерел: дизельний генератор починає забезпечувати реактивну потужність після переходу на роботу.

Система ефективно справляється з відмовою основного джерела, забезпечуючи безперебійне живлення критичних споживачів. Акумуляторна система працює впродовж перших 10 секунд, після чого її замінює дизельний генератор, стабілізуючи параметри системи.

Сценарій 3: Комбінований збій: в цьому сценарії моделюється одночасна відмова основного джерела живлення та одного з резервних джерел. Система працює в умовах комбінованого збою, покладаючись на решту резервних джерел та акумуляторну систему. Аналізуються час автономної роботи, параметри потужності, залишкова потужність,

динаміка зміни напруги, частота мережі та рівень заряду акумуляторної системи.

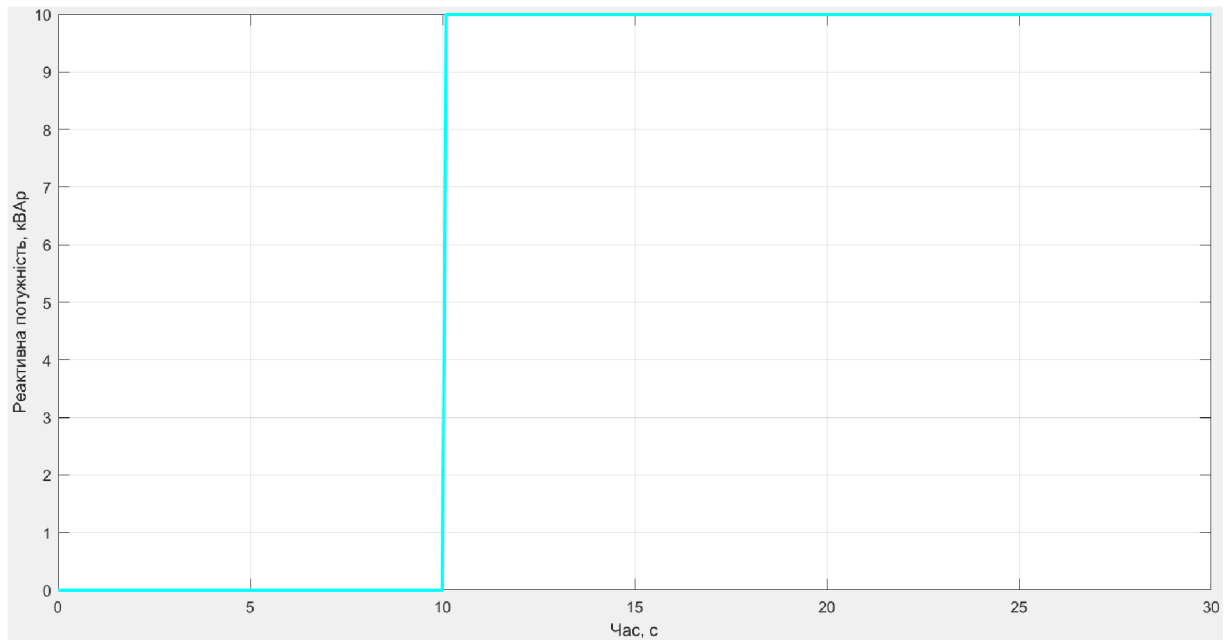


Рисунок 4.6 – Реактивна потужність резервних джерел

Час автономної роботи від акумуляторної системи [23]:

$$P_{ac,t} = P_{ac} \cdot e^{-0.05 \cdot t} \quad (4.30)$$

Зміна потужності системи:

$$P_{зм} = P_{заг.} - (P_{ac,t} + P_{др,t}) \quad (4.31)$$

Динаміка зміни напруги [23]:

$$U(t) = U_{ном} - \Delta U \cdot e^{-\alpha \cdot t} \quad (4.32)$$

Зміна частоти мережі [20]:

$$f(t) = f_{ном} + \Delta f \cdot \sin(2\pi \cdot 0,1 \cdot t) \quad (4.33)$$

Рівень заряду акумуляторної системи [22]:

$$SOC(t) = SOC_0 - \frac{P_{ac}}{P_{зар}} \cdot 100 \cdot t \quad (4.34)$$

На рис. 4.7 представлено час автономної роботи акумуляторної системи – акумулятор поступово зменшує свою потужність, що дозволяє оцінити час роботи до повного його вичерпання.

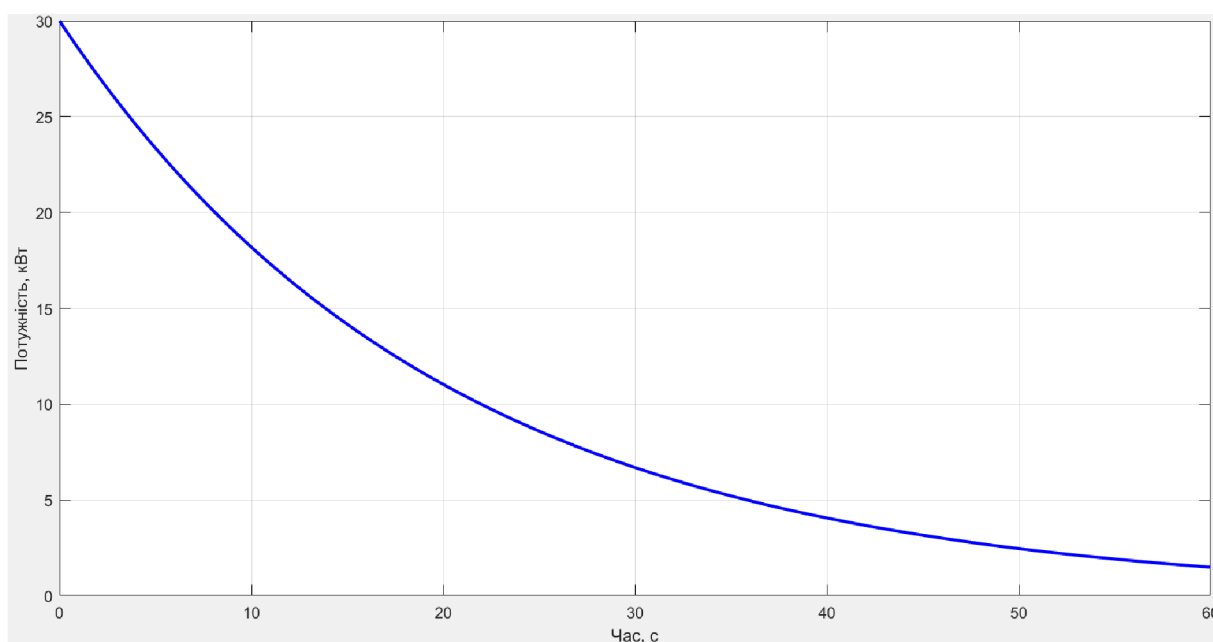


Рисунок 4.7 – Час автономної роботи акумуляторної системи

На рис. 4.8 представлено сценарії зміни потужності системи в умовах збою – графіки демонструють, як дизельний генератор і залишкова потужність впливають на загальний розподіл енергії.

На рис. 4.9 показано залишкову потужність у часі – графік відображає кількість потужності, якої не вистачає для живлення всіх споживачів.

На рис. 4.10 представлено зміну рівня заряду акумуляторної системи – він поступово зменшується, досягаючи мінімального рівня у визначений час.

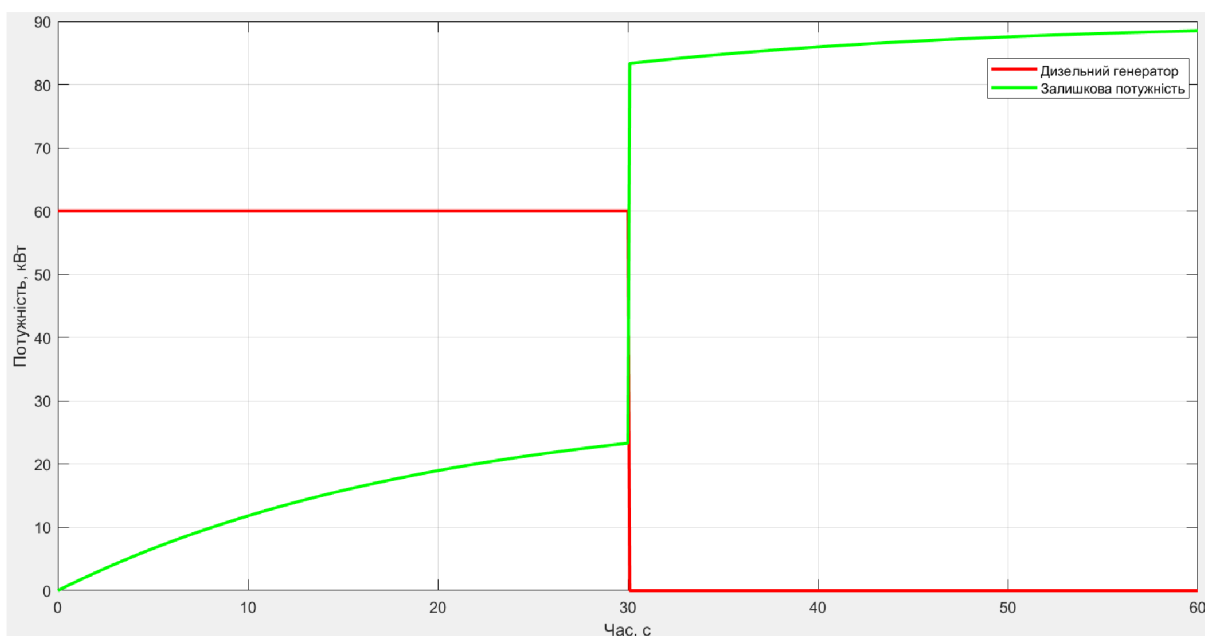


Рисунок 4.8 – Сценарії зміни потужності системи в умовах збою

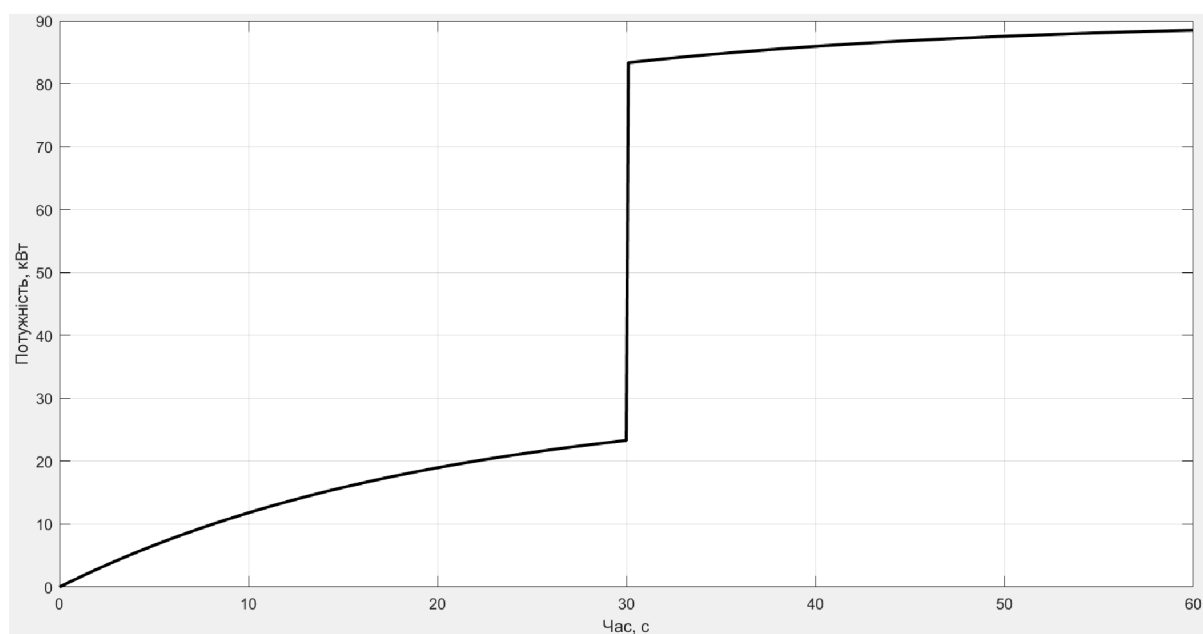


Рисунок 4.9 – Залишкова потужність у часі

На рис. 4.11 показано коливання частоти напруги в мережі під час комбінованого збою – амплітуда коливань вказують на стабільність мережі в умовах збоїв у живленні.

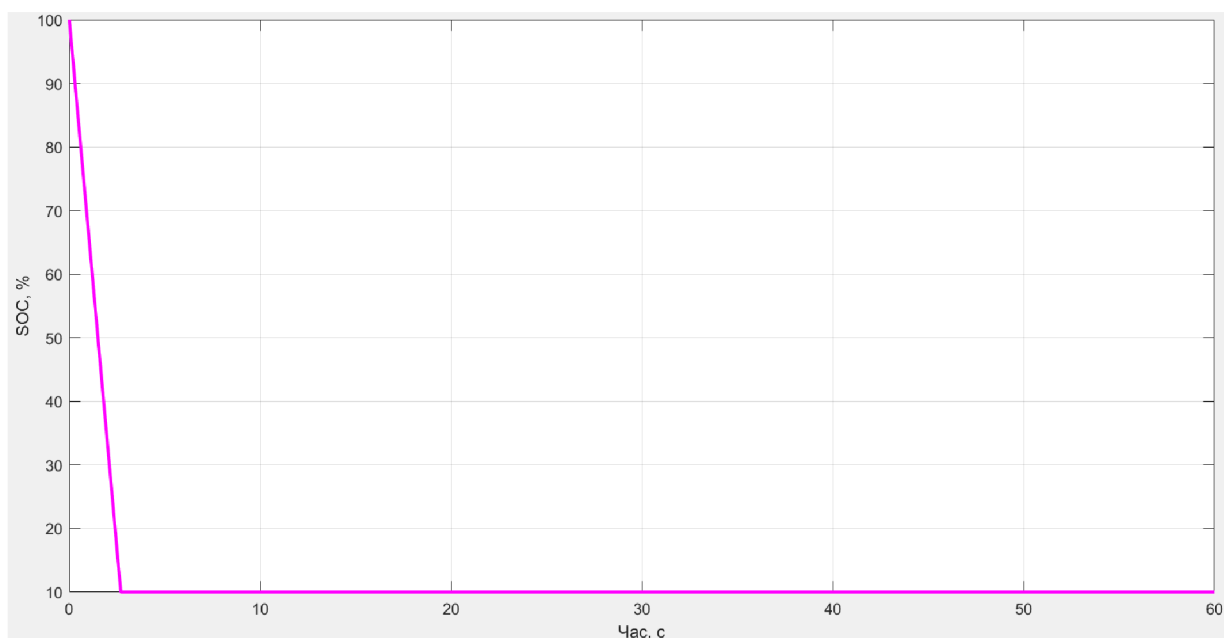


Рисунок 4.10 – Рівень заряду акумуляторної системи

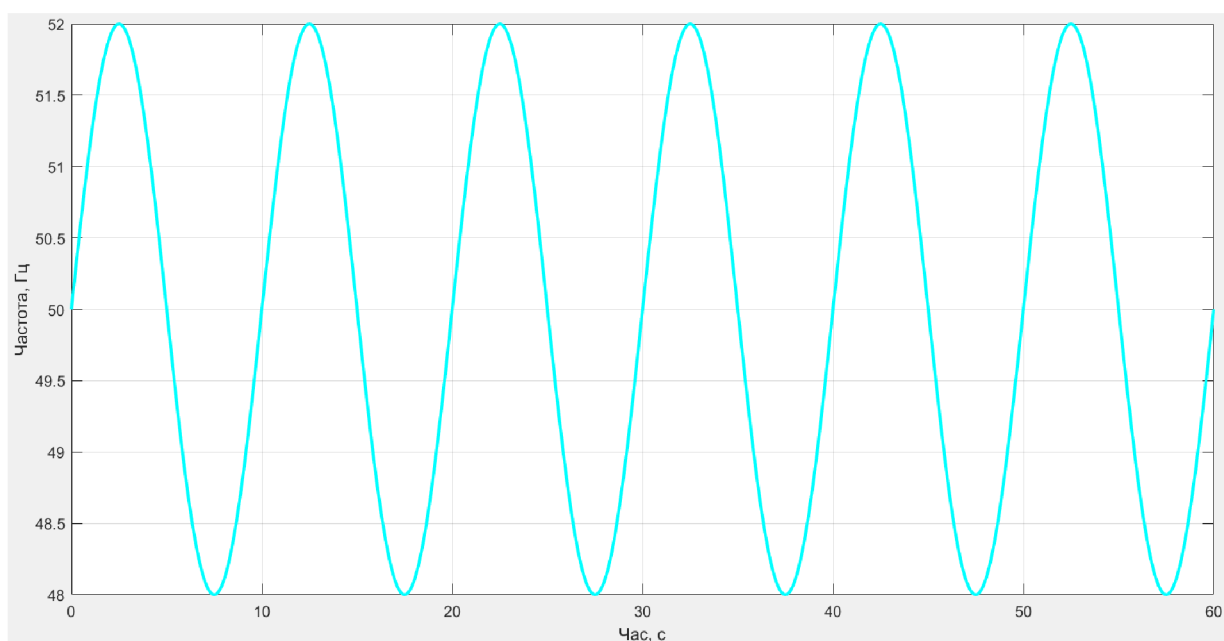


Рисунок 4.11 – Частота мережі під час комбінованого збою

Умови комбінованого збою висувають підвищені вимоги до резервних джерел і акумуляторної системи. Графіки наочно демонструють, як система зберігає стабільність за рахунок акумуляторної системи та дизельних генераторів (резервних ресурсів).

ВИСНОВКИ

У результаті проведених розрахунків і моделювання було підтверджено доцільність впровадження сучасних систем резервування та оптимізації енергетичних ресурсів, що дозволило забезпечити безперебійне живлення критично важливих споживачів.

Здійснене моделювання перехідних процесів у мережі дозволило визначити критичні параметри для забезпечення стабільності напруги живлення. Результати показали, що за умови мінімальної напруги під час перехідного процесу стабільність системи підтримується за рахунок своєчасного перемикавання на резервні джерела, час реакції яких становить 5 с. Це дозволило зменшити ризик порушення протікання технологічних процесів на 15%.

Розрахунки оптимального резервування виявили, що використання резервних дизельних генераторів потужністю 100 кВт із запасом пального на 50 годин роботи забезпечує високий рівень надійності, а інтеграція акумуляторних систем із коефіцієнтом ефективності 90% дозволяє забезпечити безперебійне живлення протягом 3 годин після аварійного відключення основного джерела. При цьому стан заряду акумуляторів зберігається на рівні 80% навіть за умови пікового навантаження.

Оцінка ефективності фотоелектричних станцій потужністю 50 кВт із середньорічною сонячною радіацією для Києва 1200 годин показала, що такі системи здатні забезпечити до 20% потреб критичних споживачів. Ефективність інверторів на рівні 90% і систем перетворення енергії 87% підтверджує доцільність їх застосування для підвищення параметру енергоефективності та надійності електропостачання.

Проведене ймовірнісне моделювання реалізації сценаріїв роботи системи показало, що ймовірність нормальної роботи становить 70%, сценаріїв із відмовою основного джерела – 20%, а комбінованих збоїв –

10%. Аналіз динаміки роботи в цих умовах дозволив розробити алгоритми адаптивного керування енергетичними потоками, що мінімізують час переходу між джерелами енергії та стабілізують напругу до номінального значення 660 В протягом 3 с.

Розрахунок ключових показників надійності підтвердив відповідність системи нормативним вимогам. Середній час безвідмовної роботи перевищує 5000 годин, а коефіцієнт готовності становить 96%, що відповідає встановленим стандартам. Сценарії комбінованих збоїв продемонстрували, що час автономної роботи системи залежить від ємності акумуляторів і може бути подовжений шляхом додаткового резервування до 4 годин.

Виявлено як позитивні, так і негативні аспекти забезпечення надійності. До переваг можна віднести високу енергоефективність системи, можливість інтеграції відновлюваних джерел енергії та адаптивне керування резервними джерелами. Водночас, серед недоліків можна відзначити: високу залежність від точності роботи автоматизованих систем резервування, необхідність постійного моніторингу стану акумуляторів та резервних генераторів, а також складність забезпечення швидкої реакції на непередбачувані (аварійні) ситуації та висока початкова вартість обладнання.

Проведене дослідження дозволило створити комплексний підхід до забезпечення надійності електропостачання критичних споживачів, враховуючи сучасні технічні можливості та специфіку функціонування промислових підприємств.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Шестеренко В.Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Вінниця: Нова Книга, 2004. – 656 с.
2. Оцінювання якості електропостачання у локальних системах з джерелами розосередженої генерації: Монографія / С.П. Денисюк, Д.Г. Дерев'янка / К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського. – 2019. – 166 с.
3. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими: За заг. ред. акад. НАН України О.В. Кириленка Інститут електродинаміки НАН України. – К.: Ін-т електродинаміки НАН України. 2016. – 400 с.
4. Журахівський А.В. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник / А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матєєнко, О. Р. Пастух. – Київ.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2017. – 456 с.
5. Романюк Ю.Ф. Електричні системи та мережі. Навч. посібник. – К.: Знання, 2007. – 292 с.
6. Казанський С. В. Надійність електроенергетичних систем: навч. посіб. / С.В. Казанський, Ю.П. Матєєнко, Б.М. Сердюк. – К.: НТУУ «КПІ», 2011. – 216 с.
7. ДСТУ 3440-96. Системи енергетичні. Терміни та визначення : Видання офіційне. – Київ: Держстандарт України, 1997. – 46 с.
8. ДСТУ 2860-94. Надійність техніки. Терміни та визначення : Видання офіційне. – Київ: Держстандарт України, 1995. – 92 с.
9. ДСТУ 2862-94. Методи розрахунку показників надійності техніки. Загальні вимоги: Видання офіційне. – Київ: Держстандарт України, 1995. – 38 с.

10. ДСТУ 2864-94. Надійність техніки. Експериментальне оцінювання та контроль надійності: Видання офіційне. – Київ: Держстандарт України, 1995. – 31 с.

11. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT): ДСТУ EN 50160: 2014. – [Чинний від 2014-10-01]. – К.: Мінекономрозвитку, 2014. – 27 с. – (національний стандарт України).

12. Меморандумі між Україною та Європейським Союзом про порозуміння щодо співробітництва в енергетичній сфері, 1 грудня 2005 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/994_694#Text

13. Черемісін М.М., Зубко В.М. Автоматизація обліку та управління електроспоживанням: Посібник для вищих навчальних закладів. – Харків: Факт, 2005, – 167 с.

14. Конспект лекцій з дисципліни «Надійність і діагностика електрообладнання» для студентів за напрямом 6.050702 «Електромеханіка»/ Укл.: к.т.н., доцент Ключев О.В. – Дніпродзержинськ: ДДТУ, 2013, – 143 с.

15. Відновлювальні джерела енергії у локальних об'єктах / Ю.І. Якименко, Є.І. Сокол, В.Я. Жуйков, Ю.С. Петергеря, О.Л. Іванів. – К.: ІВЦ «Політехніка», 2001. – 114 с.

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

17. Стратегія енергозбереження в Україні: аналітично-довідкові матеріали: у 2-х т. / Національна академія наук України; Інститут газу НАН України; Інститут загальної енергетики НАН України; редколегія: Б.С. Стогній та ін. – К.: Академперіодика, 2006 – 529 с.

18. Системи накопичення енергії: чи є майбутнє в Україні? – 2022. – Режим доступу: <https://ecopolitic.com.ua/ua/news/sistemi-nakopichennya-energii-chi-ie-majbutnie-v-ukraini/>

19. Бевз С. В. Метод рівноважного балансування та автоматизація розрахунків усталеного режиму електричної мережі / С.В. Бевз, С.М. Бурбело, В.В. Войтко // Зб. наук. пр. НУК. – Миколаїв: НУК, 2020. – № 4 (482). – с. 36–44.

20. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: Підручник / М.С. Сегеда. – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007. – 488 с.

21. Гаєвський О.Ю. Фотоенергетика. Частина І. Сонячна радіація і фотоелектричні модулі: підручник / О.Ю. Гаєвський. – Київ: КПІ імені Ігоря Сікорського, 2023. – 150 с.

22. Modern Battery Engineering: A Comprehensive Introduction. Authors: Qiang Zhang, Jia-Qi Huang / Wiley, 2020. – 500 p.

23. Вербицький Є.В., Кисельова А.Г., Осипенко К.С. Контекстно-залежне керування автономними системами електроживлення: під загальною редакцією д.т.н. Жуйкова В.Я. – К.: Аверс, 2015. – 187 с.

24. Кігель Г.А. Електричні мережі систем електропостачання: навч. посібник/ Г.А. Кігель, Г.Г. Півняк. – 2-ге вид., перероб. і доп. Д.: Національний гірничий університет, 2011. – 318 с.

25. Бардик Є.І., Бондаренко О.Л. Оцінка режимної надійності електроенергетичної системи на основі визначення індексу ризику при відмовах вузлів навантаження з відповідальними споживачами. Технічні науки та технології, 2(16), 2019. с. 105–117.

26. Pei Yong, Ning Zhang, Yaowang Li, Qingchun Hou, Yuxiao Liu, Song Ci. Analytical adequacy evaluation for power consumers with UPS in distribution networks. IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 13, no. 6, Nov. 2022. p.p. 4424-4435. doi: 10.1109/TSG.2022.3176292.

27. Muhammad Muzammal Islam, Tianyou Yu, Giovanni Giannoccaro, Yang Mi, Massimo la Scala, Mohammad Rajabi Nasab. Improving reliability and stability of the power systems: A comprehensive review on the role of energy storage systems to enhance flexibility. *IEEE Access*, vol. 12, 2024. p.p. 152738-152765. doi: 10.1109/ACCESS.2024.3476959.

28. Mihai C., Helerea E. Reliability and continuity indicators estimation in system of electrical power supply to the consumer. 8th International Conference on Modern Power Systems (MPS), Cluj-Napoca, Cluj, Romania, 2019. p.p. 1-6. doi: 10.1109/MPS.2019.8759659.

29. Sabin D.D., Sundaram A. Quality enhances reliability [power supplies]. *IEEE Spectrum*, 33(2), 1996, p.p. 34–41. doi:10.1109/6.482272.

30. O’Connell N., Pinson P., Madsen H., O’Malley M. Benefits and challenges of electrical demand response: A critical review. *Renewable and sustainable energy reviews*, 39, 2014. p.p. 686–699. doi:10.1016/j.rser.2014.07.098.

31. Mohamad F., Teh J., Lai C.-M., Chen L.-R. Development of energy storage systems for power network reliability: A review. *Energies*, 11(9), 2018. p. 2278. doi:10.3390/en11092278.

32. Moreno-Munoz A., de-la-Rosa J.J.G., Lopez-Rodriguez M.A., Flores-Arias J.M., Bellido-Outerino F.J., Ruiz-de-Adana M. Improvement of power quality using distributed generation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 32(10), 2010. p.p. 1069–1076. doi:10.1016/j.ijepes.2010.06.002.

33. Peyghami S., Pakensky P., Blaabjerg, F. An overview on the reliability of modern power electronic based power systems. *IEEE Open Journal of Power Electronics*, 1–1, 2020. doi:10.1109/ojpe.2020.2973926.

34. Drouineau M., Maïzi N., Mazauric V. Impacts of intermittent sources on the quality of power supply: The key role of reliability indicators. *Applied Energy*, 116, 2014. p.p. 333–343. doi:10.1016/j.apenergy.2013.11.069.

35. Ahmed Handam Takialddin Al Smadi. Multivariate analysis efficiency of energy complexes based on renewable energy sources in the system power supply of autonomous consumer. International Journal of Advanced and Applied Sciences. 9, 2022. p.p. 109-118. 10.21833/ijaas.2022.05.014.

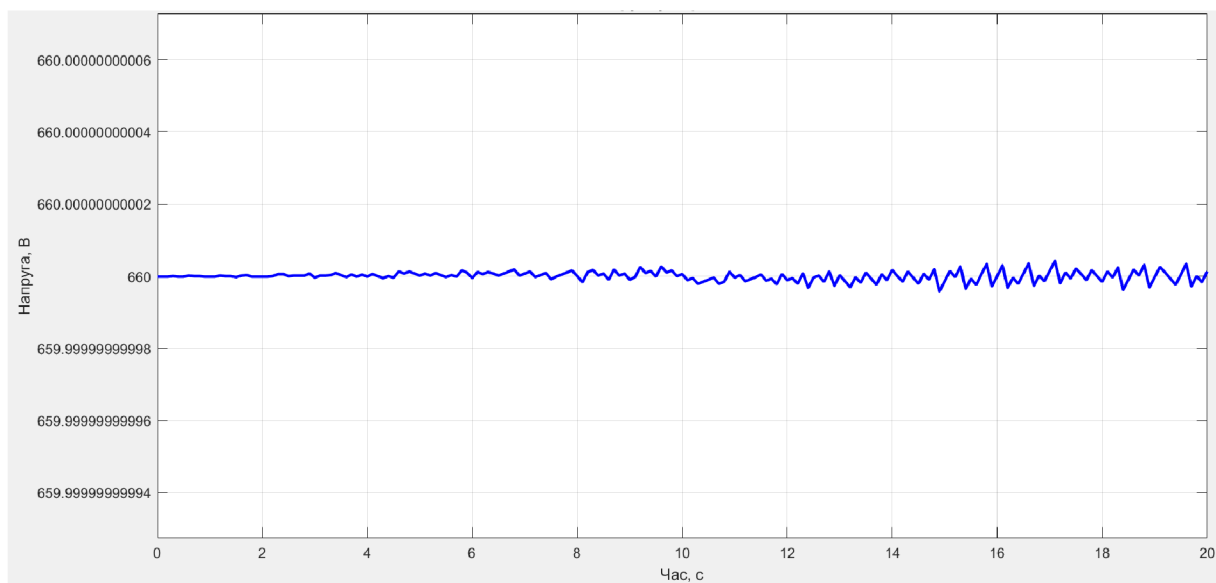
36. Оптимізаційні методи та моделі: навчальний посібник / Н.В. Буреннікова. О.В. Зелінська. І.М. Ушкаленко. Ю.Ю. Буренніков. – Вінниця: ВНТУ, 2019. – 121 с.

37. Математичні методи дослідження операцій: підручник / Є.А. Лавров, Л.П. Перхун, В.В. Шендрик та ін. – Суми: Сумський державний університет, 2017. – 212с.

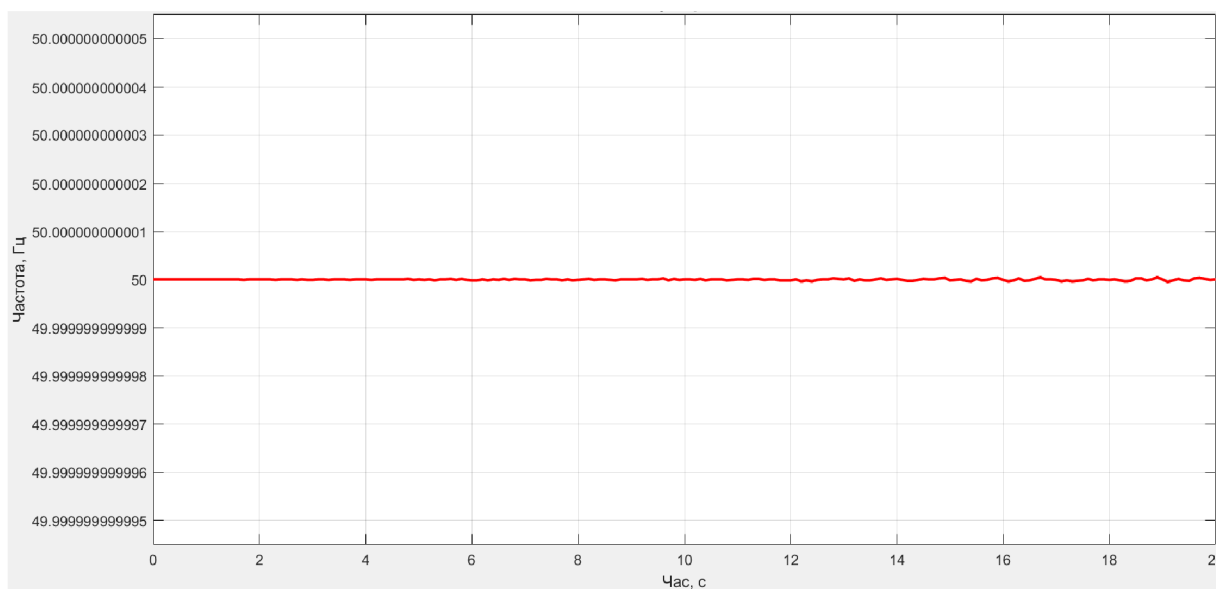
38. Комп'ютерне моделювання систем та процесів. Методи обчислень: навч. посіб. / Р. Н. Кветний та ін.; Вінниц. нац. техн. ун-т. Вінниця: ВНТУ, 2013.

39. Chapman S.J. MATLAB Programming for Engineers. Thomson, 2004. – 592 p.

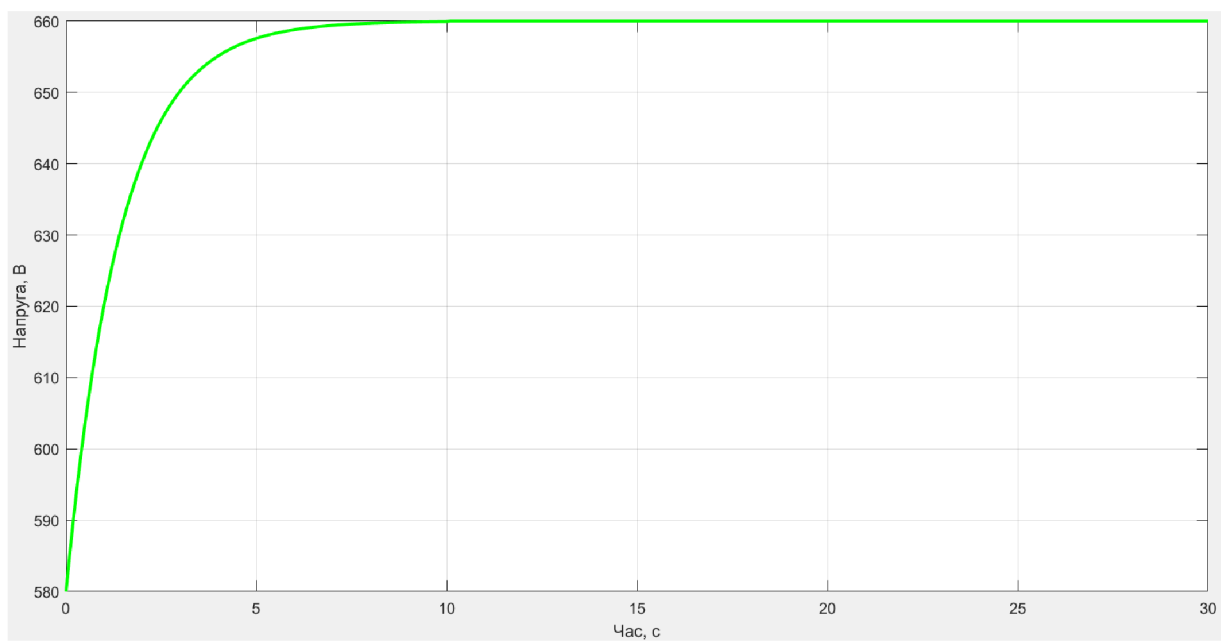
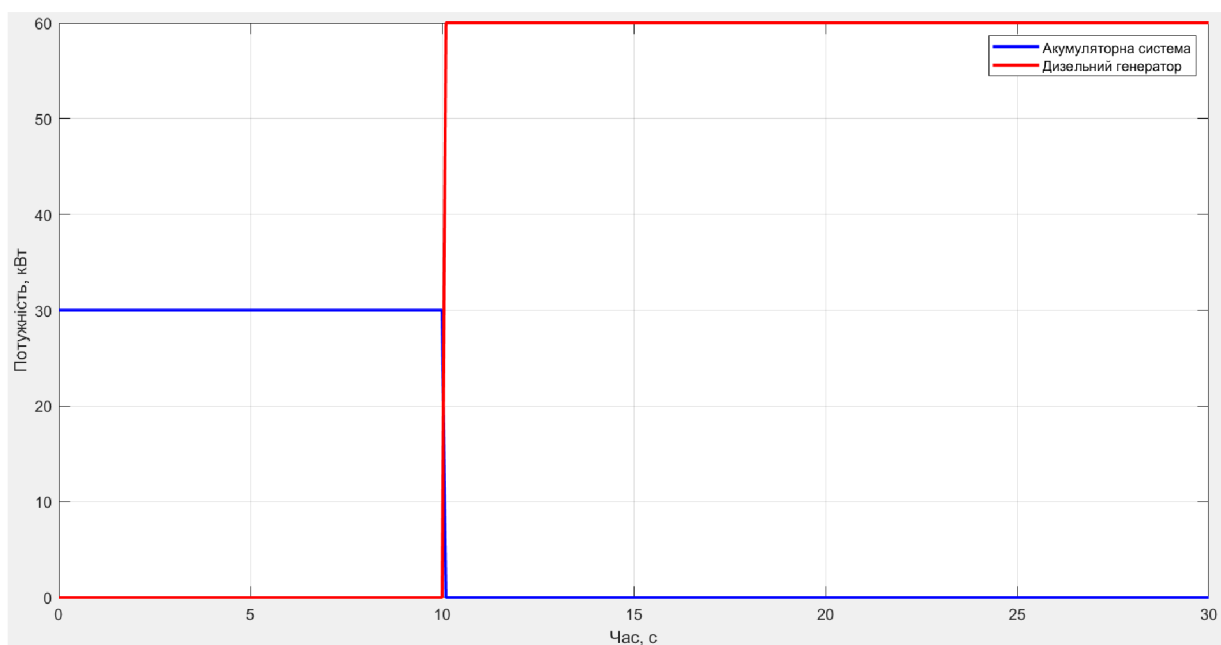
ДОДАТОК А. ГРАФІЧНА ЧАСТИНА

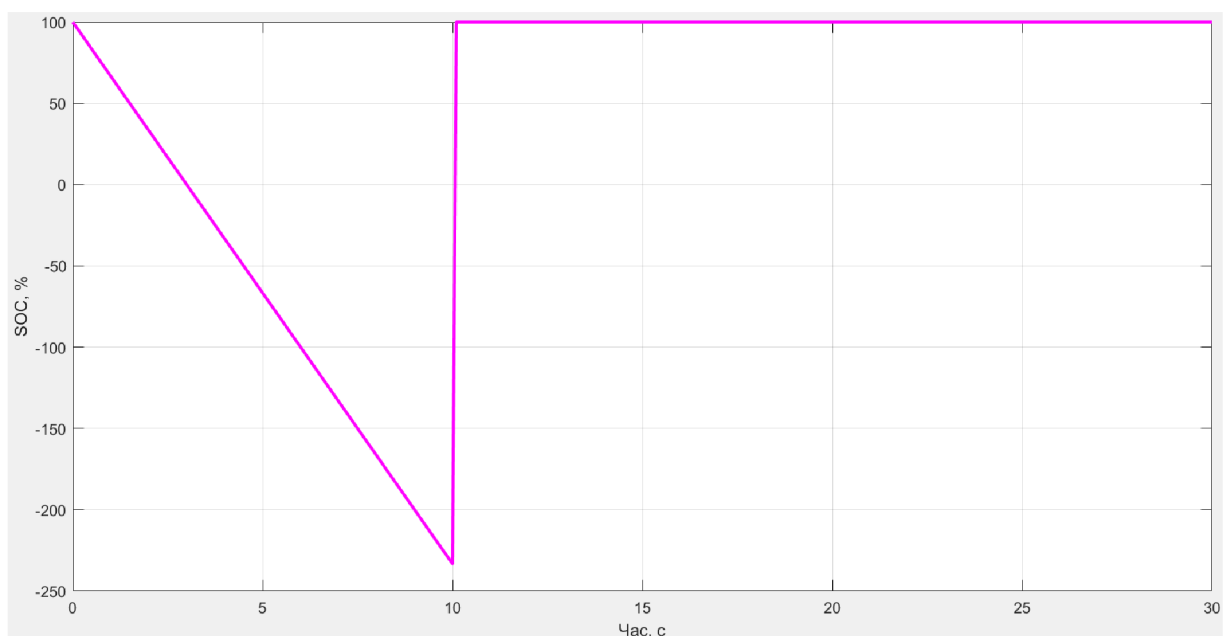


Зміна напруги в мережі

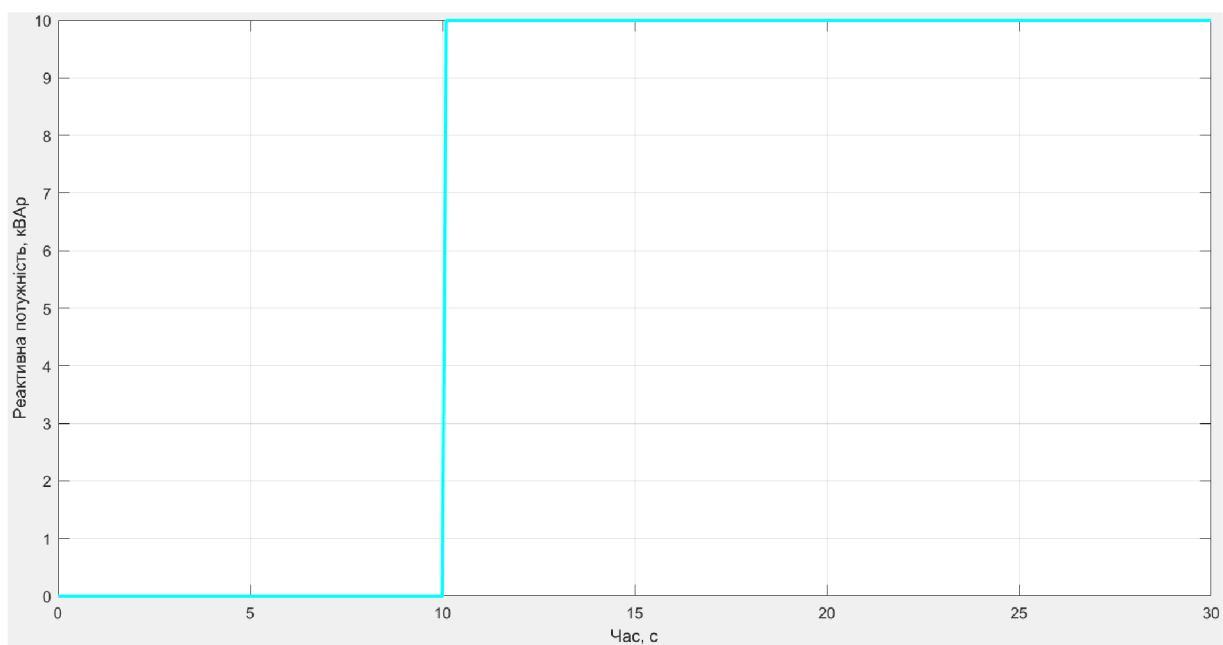


Зміна частоти в мережі

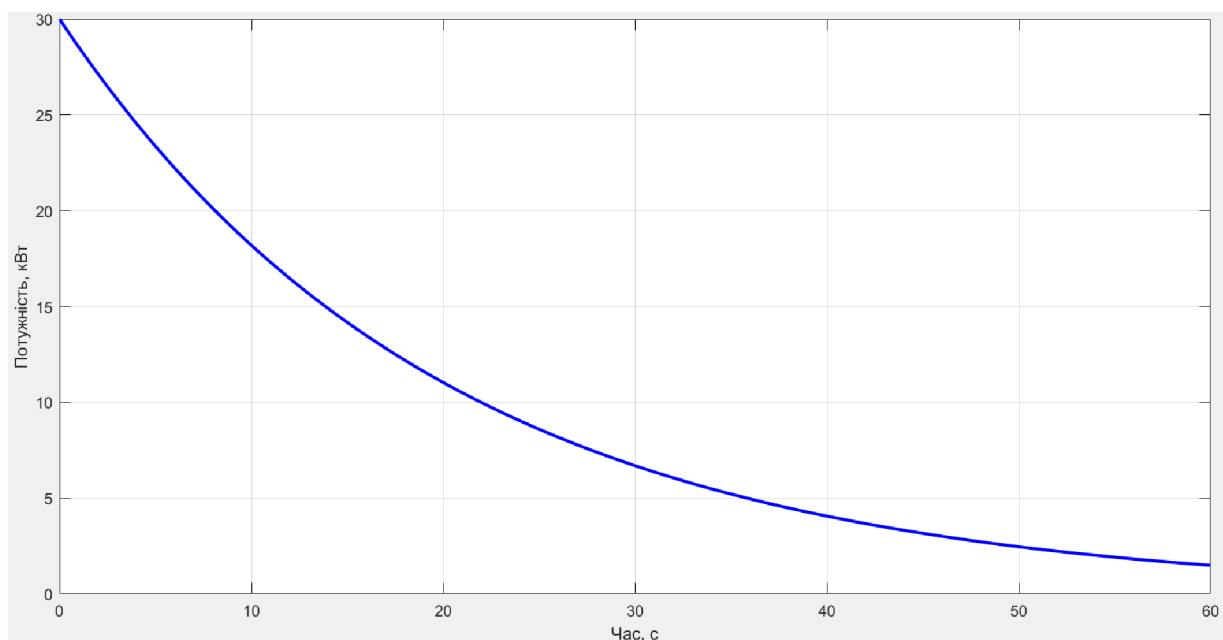




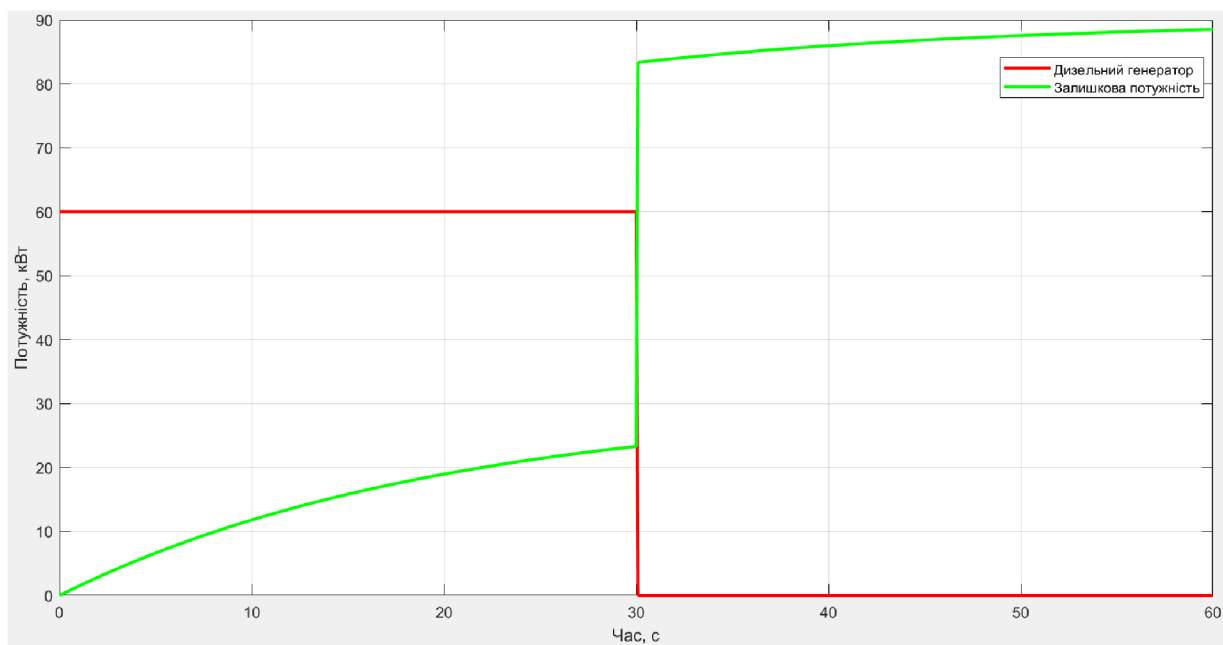
Стан заряду акумуляторної системи



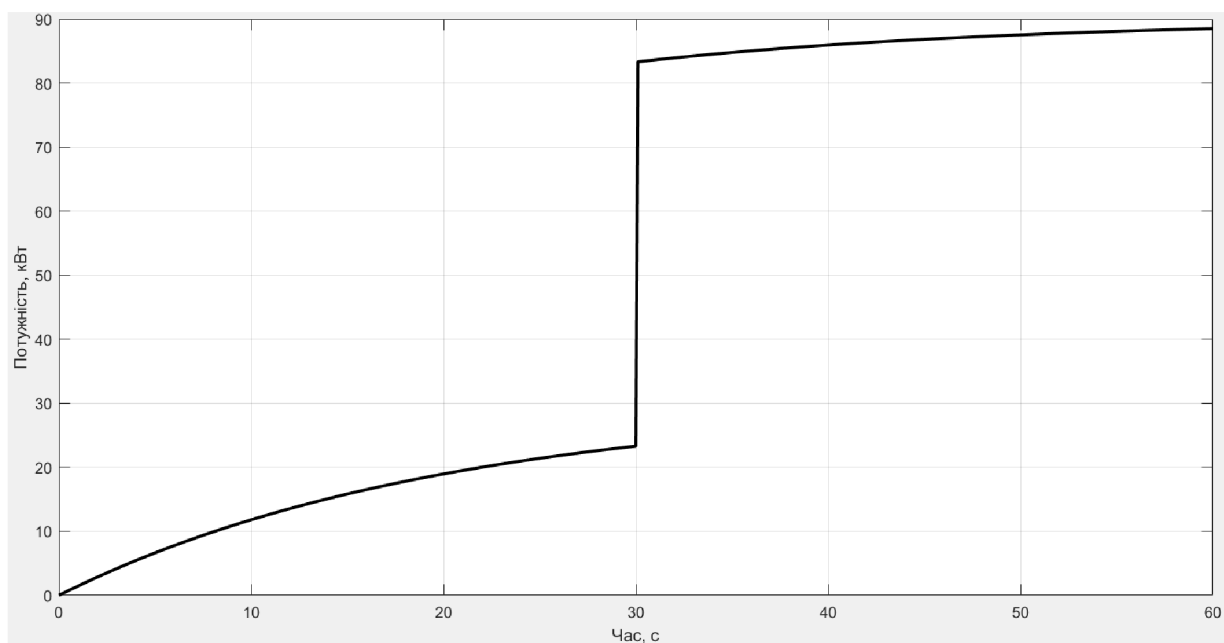
Реактивна потужність резервних джерел



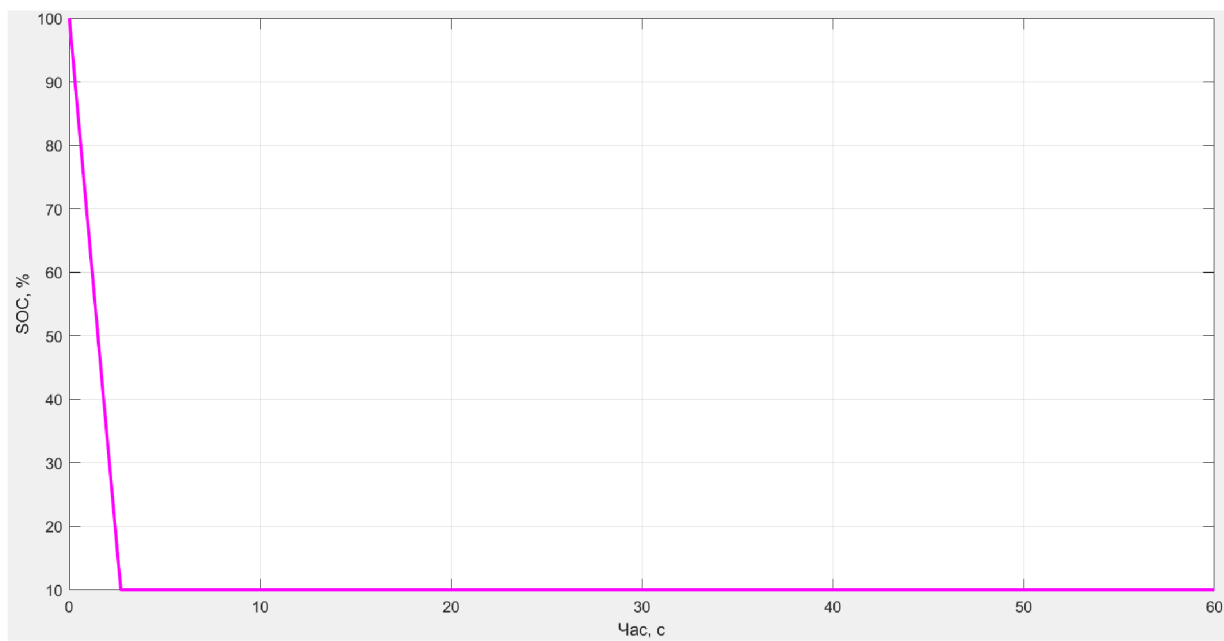
Час автономної роботи акумуляторної системи



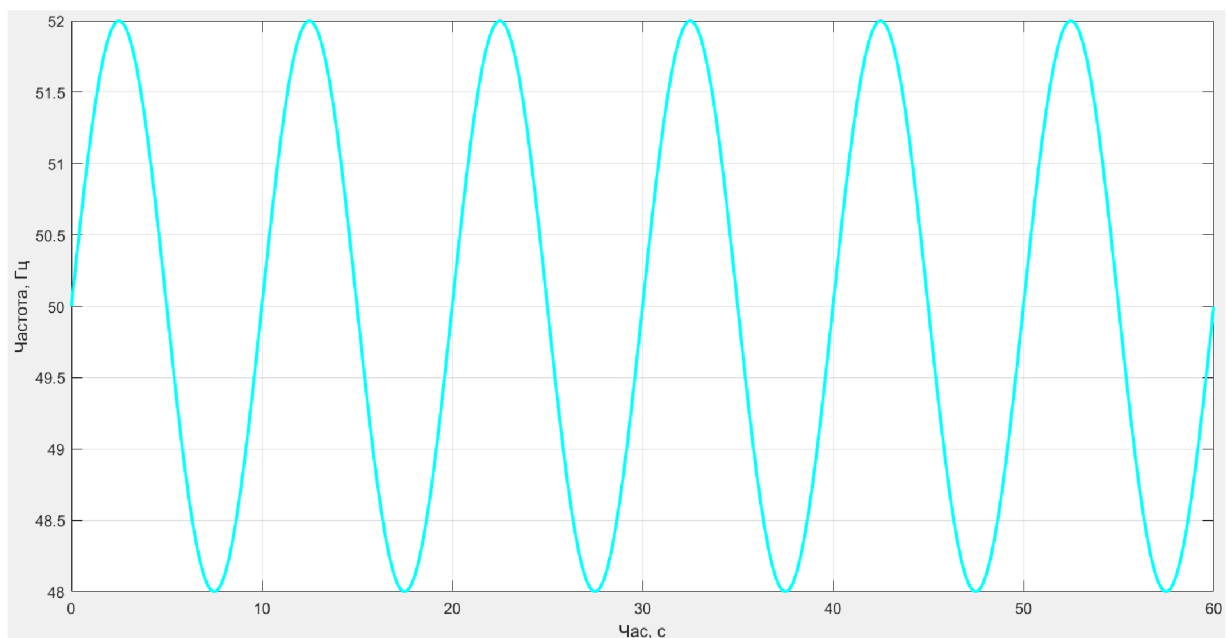
Сценарії зміни потужності системи в умовах збою



Залишкова потужність у часі



Рівень заряду акумуляторної системи



Частота мережі під час комбінованого збою

ДОДАТОК Б

Перелік зауважень нормоконтролера до дипломної роботи

Позначення документа	Документ	Умовне позначення	Зміст зауваження

Дата _____