

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії

(повна назва факультету)

Кафедра електричної інженерії

(повна назва кафедри)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(назва освітнього ступеня)

на тему:

**ВПЛИВ СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ НА ВИРОБНИЦТВО
ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТРАДИЦІЙНИМИ СПОСОБАМИ**

Виконав(ла): студент 6 курсу, групи ЕМм
спеціальності 141

«Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

(підпис) Карпенко В.О.
(прізвище та ініціали)

Керівник (підпис) Тарасенко М.Г.
(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль (підпис) Вакуленко О.О.
(прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри (підпис) Тарасенко М.Г.
(прізвище та ініціали)

Рецензент (підпис) Козак К.М.
(прізвище та ініціали)

Тернопіль 2020

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)

Кафедра Електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
Тарасенко М. Г.
(підпис) (прізвище та ініціали)
« 02 » вересня 2020 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня магістр
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

студенту Карпенкові Віталію Олеговичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Вплив сонячної енергетики на виробництво електроенергії
традиційними способами

Керівник роботи Тарасенко Микола Григорович, проф., д.т.н.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від «01» вересня 2020 року № 4/7-619

2. Термін подання студентом завершеної роботи грудень 2020 року

3. Вихідні дані до роботи Удосконалити розрахункову математичну модель високовольтних і розподільчих електричних мереж. Провести вимірювання систем електропостачання об'єктів з підключеними сонячними установками. Дослідити вплив сонячних установок на конфігурацію графіків навантаження енергосистеми і на відносні втрати електроенергії в електричних мережах. Проаналізувати втрати електроенергії в розглянутих електричних мережах.

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

1. Аналітичний розділ

2. Розрахунково-дослідницький розділ

3. Проектно-конструкторський розділ

4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

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

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я. к.т.н., доцент		
	Клепчик В.М., старший викладач		
Нормоконтроль	Вакуленко О.О., старший викладач		

7. Дата видачі завдання 2 вересня 2020 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	15.08.2020	
2	Аналітичний розділ	15.09.2020	
3	Розрахунково-дослідницький розділ	15.10.2020	
4	Проектно-конструкторський розділ	15.11.2020	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	15.12.2020	
6	Висновки	01.12.2020	
7	Оформлення пояснювальної записки	05.12.2020	
8	Оформлення графічної частини	10.12.2020	

Студент

_____ (підпис)

Карпенко В.О.

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Тарасенко М.Г.

_____ (прізвище та ініціали)

Реферат

Карпенко В.О. Вплив сонячної енергетики на виробництво електроенергії традиційними способами.

Стор. - 68; рис. - 13; табл. - 17; креслень - __; джерел - 17; додатків - --.

Метою кваліфікаційної роботи було підвищення ефективності функціонування електричних мереж, в тому числі при наявності сонячних генеруючих установок, за рахунок зниження відносних втрат електроенергії.

У даній роботі проведено вимірювання систем електропостачання об'єктів з підключеними сонячними установками. Досліджено вплив сонячних установок на графіки навантаження енергосистеми і на відносні втрати електроенергії в електричних мережах.

Досліджено, що у робочі дні підключення до шин 380 В споживача сонячних панелей приводить до згладжування графіка навантаження живлячої енергосистеми. У вихідні дні, коли навантаження споживача зменшується і стає рівною з потужністю, яка генерується сонячними панелями, відбувається істотне зростання нерівномірності добового графіка навантаження.

В роботі удосконалено методику визначення доцільної потужності сонячних панелей за критерієм мінімізації відносних втрат електроенергії, на основі якої визначено раціональна потужність сонячних панелей при різних варіантах вихідних даних.

Ключові слова: Система електропостачання, сонячні енергетичні установки, графік навантаження, втрати електроенергії.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	9
1.1 Вплив локальних джерел генерації на системи електропостачання об'єктів	9
1.2. Вплив джерел генерації на параметри системи електропостачання	9
1.2.1. Вплив джерел генерації на величину втрат електроенергії	9
1.2.2. Вплив відновлювальних джерел генерації на характеристики напруги і її регулювання.	11
1.2.3. Заходи та рекомендації щодо забезпечення функціонування та приєднання локальних джерел живлення РГ при впровадженні в системах електропостачання об'єктів	15
1.3. Висновки до розділу	16
2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	18
2.1. Методи розрахунку втрат електроенергії в електричних мережах	18
2.2. Загальний підхід до оцінки ефекту впровадження сонячних енергетичних установок	26
2.3. Вплив сонячної генерації на втрати електроенергії	30
2.4. Висновки до розділу	38
3 НАУКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	39
3.1. Оцінка впливу сонячної генерації, підключеної до мереж 0,4 кВ на коефіцієнт форми графіка навантаження	39
3.2. Вплив сонячної генерації, підключеної до мереж 0,4 кВ на втрати електроенергії	42
3.3. Методика оцінки доцільною генерації від сонячних батарей за критерієм мінімізації відносних втрат електроенергії	44
3.4. Висновки до розділу	54
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	55
4.1. ОХОРОНА ПРАЦІ	55

4.1.1. Безпека при виготовленні друкованих плат	55
4.1.2. Техніка безпеки при експлуатації електрообладнання та електромереж	57
4.2. БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	59
4.2.1. Проведення планування заходів цивільного захисту на підприємстві у випадку надзвичайних ситуацій	59
4.2.2. Дослідження стійкості роботи у надзвичайних ситуаціях підприємств електротехнічної та світлотехнічної галузі	61
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	65
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	66

ВСТУП

Актуальність теми роботи. В останнє десятиліття традиційні джерела енергії становлять основну загрозу для екосистеми. Зараз світ віддає всі свої ресурси для пошуку вирішення цієї проблеми та збільшення залежності від відновлюваної джерел енергії (ВДЕ). Фотоелектрична технологія - одне з цих рішень. Фотоелектрична система (ФЕС) містить напівпровідникову панель, що перетворює сонячне світло в електрику постійного струму, та інвертор, що перетворює постійний у змінний струм, що використовується в електромережі. Встановлено, що ВДЕ у великих масштабах без спеціального контролю впливають на цілісність, надійність, безпеку та стабільність електромережі. Проте проблему не можна легко вирішити, оскільки нова проблема виникає внаслідок мінливості та періодичності сонячної енергії. Навіть якщо ми припустимо найоптимістичнішу ситуацію, коли сонячні панелі завжди будуть на сонці, потужність, генерована від фотоелектричної системи, змінюється протягом доби. Коли сонячне світло затінює хмари або навколишнє середовище, потужність фотоелектричної системи може різко впасти. Як результат, будь-яка фотоелектрична генерація, включаючи розподілену, забезпечує більше непостійної потужності, ніж навантаження від споживачів.

Для зменшення можливого негативного впливу відновлюваних джерел енергії на роботу електроенергетичної системи в багатьох країнах окрім вимоги обов'язкового прогнозування потужності вітрових та сонячних електростанцій існують спеціальні вимоги, що регламентують поведінку їх в певних ситуаціях (так звані "Grid code"). Згідно цих вимог вітроелектрична система (ВЕС) та ФЕС повинні мати можливість підтримки балансу активної потужності, постачати реактивну потужність до мережі, та виконувати контроль частоти і напруги в точці приєднання.

Таким чином, **актуальність даної роботи** визначається проведенням досліджень для пошуку рішень, що дозволяють знизити втрати електроенергії в електричних мережах в тому числі в умовах функціонування розподіленої генерації.

Мета і завдання роботи: є підвищення ефективності функціонування електричних мереж, в тому числі при наявності сонячних генеруючих установок, за рахунок зниження відносних втрат електроенергії.

Для досягнення поставленої мети в даній роботі необхідно вирішити наступні завдання:

1. Удосконалити розрахункову математичну модель високовольтних і розподільчих електричних мереж для оцінки та аналізу втрат електроенергії.

2. Провести вимірювання систем електропостачання об'єктів з підключеними сонячними установками.

3. Дослідити вплив сонячних установок на конфігурацію графіків навантаження енергосистеми і на відносні втрати електроенергії в електричних мережах.

4. Проаналізувати втрати електроенергії в розглянутих електричних мережах і на основі отриманих результатів розробити ефективні заходи щодо зниження втрат електроенергії.

Об'єкт дослідження: Електричні мережі, споживачі в яких підключені сонячна енергетичні установки.

Предмет дослідження: Техніко-енергетичні характеристики відносних втрат електроенергії в електричних мережах в тому числі в умовах підключення до споживачів сонячних установок.

Наукова новизна отриманих результатів:

1. Виявлено проблема надлишкової сонячної генерації в вихідні дні, що приводить до перетікання активної потужності від споживача в енергосистему, що призводить до зміни конфігурації графіка навантаження і збільшення відносних втрат електроенергії;

2. Розроблено методику оцінки доцільною генерації від сонячних батарей за критерієм мінімізації відносних втрат електроенергії.

Практична цінність результатів дослідження:

1. Розроблена методика оцінки доцільною генерації від сонячних батарей, яка дозволяє мінімізувати відносні втрати електроенергії в електричних

мережах, де підключена сонячна установка.

2. Запропоновані заходи щодо зниження втрат електроенергії, які дозволяють значно підвищити рівень енергоефективності електричних мереж.

Апробація результатів магістерської роботи. Основні положення роботи і її результати доповідалися на ІХ Міжнародна науково-технічна конференція молодих учених та студентів «Актуальні задачі сучасних технологій» (Тернопіль, 2020 р.)

Структура роботи. Робота складається з розрахунково-пояснювальної записки та графічної частини. Розрахунково-пояснювальна записка складається з вступу, 4 розділів, висновків та переліку посилань.

1. АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1. Вплив локальних джерел генерації на системи електропостачання об'єктів

Впровадження локального джерела живлення (ЛДЖ) або накопичувача на стороні споживача супроводжується значним техніко-економічним ефектом, що обумовлює мотивацію до застосування даних технологій, так і необхідність забезпечення функціонування системи електропостачання шляхом реалізації технічних і технологічних заходів.

Технічні ефекти підключення пов'язані як з безпосереднім додаванням додаткового джерела активної і реактивної потужності, так і з його режимом роботи і топологією реорганізованої системи електропостачання.

Розглядаючи паралельний режим роботи розподіленої генерації (РГ) з центральною електроенергетичною системою (ЦЕС), до уваги беруться як «зовнішні» аспекти впровадження, пов'язані з параметрами системи зовнішнього електропостачання і роботою системного оператора, так і «внутрішні» аспекти, пов'язані з характеристиками і параметрами систем внутрішнього електропостачання електрогосподарств споживачів. Різниця в точках зору відбувається як в умовах так і в завданнях, які ставляться перед проектувальником розподілених систем, так і в параметричній оцінці їх функціонування. У зв'язку з цим потрібно комплексний розгляд ефектів впровадження.

1.2. Вплив джерел генерації на параметри системи електропостачання

1.2.1 Вплив джерел генерації на величину втрат електроенергії

Одним з найбільш значущих підстав впровадження РГ і розподілених ресурсів (РР) з точки зору енергосистеми, є зниження втрат електроенергії при її передачі [1, 2, 3].

Мінімізація втрат досягається за рахунок розташування джерел активної і реактивної енергії в безпосередній близькості від споживачів, і, як наслідок, зменшення перетоків потужності по протяжним лініям електропередачі від централізованих генеруючих станцій. В основному, розподілені генератори працюють в індуктивному режимі з коефіцієнтом потужності 0,8-1,0; однак при застосуванні синхронних генераторів і інвертерів можлива робота в ємнісному режимі [3]. Тоді принцип вибору розташування РГ для зниження втрат електроенергії аналогічний принципам розташування пристроїв компенсації реактивної потужності [2].

При високих втратах в лінії фідера підключення генератора у споживача дасть позитивний ефект з точки зору зниження втрат. З іншого боку, при великій потужності підключення джерела РГ і виникненні зворотніх перетікань потужності від ЛДЖ, потрібен більший фізичний ресурс (пропускна здатність) системи (з точки зору, наприклад, характеристик нагріву) [3]. Можливість виникнення таких випадків описана в [1]: при перевищенні потужності РГ загального навантаження мережі приблизно в два рази, втрати в розподільній мережі в даному випадку будуть більше.

Оскільки розташування ЛДЖ залежить від споживачів, енергосистеми, з одного боку, спостерігає зниження втрат в своїх мережах, з іншого боку - локальні збільшення перетоків потужності, здатні привести до небажаних перевантажень мережевого електроустаткування. Оптимальне розташування і типорозмір РГ можуть бути досягнуті за рахунок програмного аналізу перетоків потужності навантаження.

При проектуванні новостворюваних розподілених систем і модернізації існуючих, мережеве електрообладнання повинно бути розраховане на передачу повної потужності навантаження споживачів без врахування розміщення об'єктів РГ і РР. Таке рішення обумовлене необхідністю забезпечення надійного електропостачання об'єктів при відключенні розподілених енергоблоків. Тому при «нормальній» паралельній роботі РГ з централізованою системою, коефіцієнт завантаження ліній електропередачі буде істотно нижче розрахункового. З врахуванням того, що втрати потужності безпосередньо

залежать від повного опору лінії, таке «надмірне» проектування побічно сприятиме зменшенню втрат.

Розглядаючи підключення РГ з точки зору споживача, загальний ефект від зниження втрат при передачі електроенергії (ЕЕ) може бути не дуже значним. Розглянемо наступний приклад. Значна частка споживачів, які позиціонують як малі, що розглядають можливість впровадження РГ як засіб забезпечення енергонезалежності та підвищення надійності, не мають на своєму балансі протяжних і розгалужених розподільних мереж. Підключення РГ для таких споживачів проводиться на шинах вступного розподільного пункту, тобто максимально близько до межі балансової належності. Таким чином, зміна величини втрат у власних мережах для таких споживачів мінімально і визначається тільки інтегральною зміною профілю напруги і балансу потужності в точці підключення. Однак, для середніх і великих споживачів, що мають власні протяжні мережі, в тому числі середньої і високої напруги, в разі підключення ЕБ РГ до шин локальних розподільних пунктів, ефект може бути досить відчутним. З вищесказаного випливає, що визначальним фактором при оцінці впливу РГ на втрати електроенергії є топологія систем внутрішнього електропостачання споживачів, а оцінка ефекту зміни втрат як частки в загальному впливі повинна бути прив'язана до показників даної топології.

1.2.2 Вплив відновлювальних джерел генерації на характеристики напруги і її регулювання.

Підключення РГ може впливати на характеристики напруги в системах електропостачання (СЕР) за рахунок ряду причин, пов'язаних як безпосередньо з самими енергоблоками (ЕБ), так і з особливостями їх паралельної роботи з системою, координацією і синхронізацією параметрів при проектуванні і включенні.

Паралельна робота енергоблоків з СЕР передбачає направлення перетікань потужності як в сторону навантаження, так і в бік енергосистеми. При однобічному потоці регулювання напруги здійснюється декількома

способами: за допомогою регулювання перемиканням трансформаторів (під навантаженням або без збудження) і автотрансформаторів; за допомогою вольт-додаткових трансформаторів і лінійних регуляторів; за допомогою регулювання параметрів СЕП (живлячої мережі); за допомогою регулювання величини вироблюваної реактивної потужності. Функціонування енергоблоків РГ можливо в двох режимах: «слідування» напрузі (voltage following) і регулювання напруги [4]. У першому випадку «слідування» означає пасивне регулювання за рахунок зміни балансу потужностей в системі. Режим регулювання означає активну підтримку вихідного рівня напруги в контрольованій точці.

Як було згадано вище, впровадження ЛДЖ РГ на стороні споживача сприяє зниженню навантаження на фідерах і зменшення втрат потужності і напруги, що призводить до очікуваного позитивного ефекту при регулюванні і підтримці необхідних рівнів [5, 6, 7]. Проте, підключення розподіленого енергоблоку до фідерів з встановленими силовими і вольт-додатковими трансформаторами з автоматичним регулюванням під навантаженням (РПН), напруга на шинах електроприймачів може ставати нижче за рахунок некоректної роботи систем управління. Цей феномен виникає в пікових режимах в результаті зниження чутливості систем управління при «видимому» зменшенні навантаження на фідері за рахунок підключення розподіленого генератора поблизу від споживача [3, 4]. Згідно [4], показовим критерієм можливого виникнення даної проблеми може бути перевищення потужності генератора на 10% над потужністю, що протікає через мережевий регулятор, а також більш близьке розташування РГ до регулятора, ніж до навантаження. Очевидні кілька способів вирішення проблеми: зміна діапазону регулювання і уставок лінійного регулятора, підключення РГ вище регульованих трансформаторів за рівнем, або установка додаткових пристроїв регулювання, «компенсуючих» даний ефект.

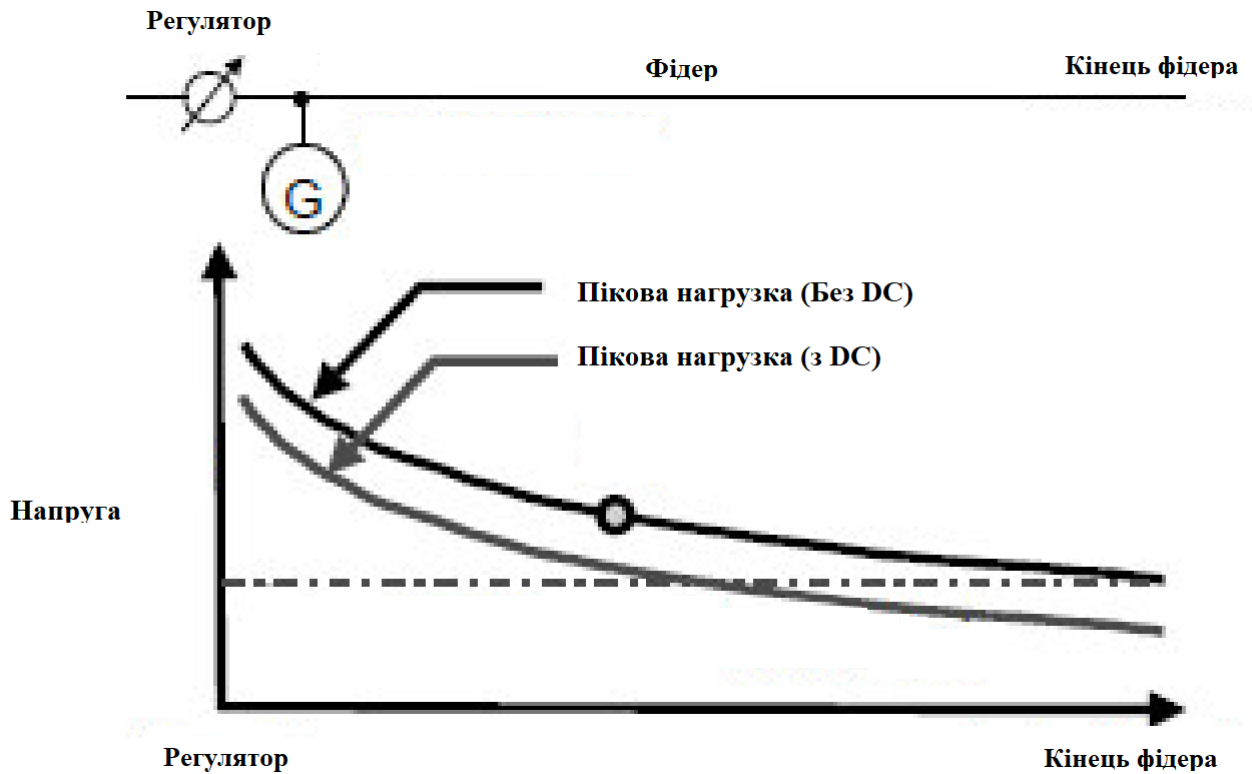


Рисунок 1.1 - Зниження напруги на шинах споживача при підключенні РГ після регулятора [8]

Разом з тим, впровадження розподілених енергоблоків в існуючі мережі може призводити до тривалих перевантажень за рахунок зміни балансу потужностей і зворотніх перетікань потужності. Так, наприклад, джерело живлення РГ, підключений до силового трансформатора, який живить деяке навантаження, може підняти рівень напруги на вторинній стороні, що призведе до перевантажень у електроприймачів. Це відбувається, якщо силовий трансформатор підключений до мережі в точці з рівнем напруги вище фіксованого нормативного або близьким до нього [3]. З огляду на підключення додаткового джерела і зниженні втрат, при відсутності комплексу модифікацій параметрів існуючої СЕП, відбувається зміна балансу реактивної потужності, в результаті чого в поточних умовах і для заданих параметрів мережі рівень напруги буде підвищуватися. Підключення джерела живлення РГ також супроводжується виникненням зворотнього перетікання потужності і, в деякій мірі, підвищенням напруги.

Основну частку малопотужних енергоблоків РГ становлять установки, що підключаються до розподільної мережі за допомогою інверторів, які забезпечують регулювання параметрів РГ в точці загального сполучення (ТЗС). Зокрема, до таких енергоблоків відносяться генератори на ВДЕ, мікротурбіні установки. Згідно [9], виділяються три стратегії інверторного регулювання. Велика частина інверторних установок є джерелами струму, що працюють при одиничному коефіцієнті потужності. Енергоблоки з такою стратегією регулювання є тільки джерелами активної потужності і не роблять позитивного впливу на регулювання напруги в мережі. При застосуванні інверторів напруги можливі два варіанти. По-перше, установка може виробляти реактивну потужність, обмежену підтримкою встановленого коефіцієнта потужності і максимального рівня виробленої повної потужності. По-друге, може забезпечувати допустимий рівень напруги на виході РГ. В останньому випадку можливості регулювання обмежені максимальною виробленою реактивною потужністю. Вплив способу регулювання РГ також відзначено в [1]: при незалежному від навантаження регулювання параметрів енергоблоків може спостерігатися невідповідність локальних коливання навантаження і генерації, при цьому максимальні рівні напруги можуть збільшитися.

Асинхронні генератори (АГ) знаходять широке застосування в технологіях РГ (міні-ГЕС, мікротурбіни і малопотужні газопоршневі установки) на увазі простоти і дешевизни, проте мають ряд недоліків, що позначаються на параметрах напруги в розподілених СЕП. Основним з них є значне споживання реактивної потужності, яке призводить до необхідності додаткового застосування компенсуючих пристроїв з гнучким регулюванням, особливо для електропостачання споживачів зі змінним графіком навантаження. Застосування АГ відбивається в зменшенні можливостей регулювання напруги [10] як засобами СЕП, так і власними системами (що актуально для малих і мініатюрних енергоблоків, наприклад, непромислових споживачів).

При розгляді розподілених систем електропостачання з великою кількістю малопотужних генераторів, важливою особливістю є можливість

частих включень і відключень споживчих установок РГ, що працюють з постійним коефіцієнтом потужності і без власних пристроїв регулювання [4]. У масштабах розподіленої СЕП, непередбачуваний режим роботи і не координованість безлічі експлуатованих розосереджених енергоблоків, підключених до загальної системи, призводить до постійної зміни параметрів СЕП і навантажень споживачів в її складі і, як наслідок, необхідність адаптивного регулювання напруги. Для існуючих систем може знадобитися перегляд принципів і способів регулювання.

Таким чином, вибір технології джерел живлення РГ впливає на параметри напруги в СЕП, тим самим викликаючи необхідність перегляду методик і рівнів регулювання напруги, корекції уставок і узгодження технічних засобів керування і захисту, зміни рівнів компенсації реактивної потужності.

1.2.3 Заходи та рекомендації щодо забезпечення функціонування та приєднання локальних джерел живлення РГ при впровадженні в системах електропостачання об'єктів

Заходи щодо забезпечення функціонування та приєднання локальних джерел живлення при паралельному режимі роботи можна розділити на дві групи:

- екстенсивні заходи, спрямовані, переважно, на реконструкцію існуючих СЕП і зміна їх фізичних параметрів за рахунок заміни окремих елементів і зміни конфігурації схем з'єднань;
- інтенсивні заходи, пов'язані зі зміною алгоритмів роботи і регулювання, застосуванням пристроїв контролю і управління з метою забезпечення необхідних характеристик на базі існуючого мережевого електроустаткування.

Реалізація інтенсивних заходів є основою організації підключення РГ в ТЗС на увазі їх технологічності і адаптивності, однак це може супроводжуватися значними капіталовкладеннями і в координації з системним оператором на увазі необхідності відповідної модифікації систем управління ЦЕС, а також узгодження алгоритмів і параметрів.

Приватними прикладами екстенсивних заходів є зміна повного опору кола живлення електроприймачів в режимі КЗ за рахунок включення реакторів і розподільних трансформаторів, заміна електрообладнання у відповідність з оновленими характеристиками. Варто розуміти, що локальна дія на конкретний показник СЕП або режиму її роботи може привести до відповідного зміни інших характеристик, що породжує необхідність комплексної оцінки заходи в параметричних і топологічних умовах даної розподіленої системи.

З врахуванням описаного вище багатогранного впливу на системи електропостачання та їх характеристики, докладного розгляду підлягає оцінка комплексного ефекту впровадження ЕБ РГ в СЕП споживачів, спрямована на забезпечення структурної оптимізації параметрів і режимів функціонування розподілених систем з точки зору забезпечення технічної сумісності з діючими та проєктовані системами електропостачання та електроспоживання, підвищення надійності та якості електропостачання, а також досягнення максимальних техніко-економічних показників при експлуатації електрогосподарств споживачів.

1.3 Висновки до розділу

1. Впровадження локальних джерел живлення і розподіленої генерації пов'язане з певними технічними ефектами, пов'язаними зі зміною режимів електропостачання та регулювання їх параметрів, якості електроенергії, організації захисту і управління.

2. Вплив на параметри якості електроенергії та режими електропостачання обумовлено технологією застосовуваних розподілених джерел енергії та схемами їх підключення, а також фізичними питаннями підключення джерела ЕЕ в безпосередній близькості від споживача, його регулюванням і оперативним управлінням.

3. При обґрунтуванні і реалізації проєктів впровадження локальних джерел живлення і РГ в СЕП споживачів необхідно приділяти належну увагу визначенню технічної сумісності, забезпечення правильного функціонування

розподілених систем, координації з ЦЕС і системою внутрішнього електропостачання, підвищення надійності та якості електропостачання, досягнення оптимальних експлуатаційних показників. Для проведення техніко-економічного обґрунтування з врахуванням виконання цих завдань доцільно використовувати комплексний показник, що враховує основні фактори багатогранного впливу знову підключаються енергоблоків

2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Методи розрахунку втрат електроенергії в електричних мережах

Згідно [11,12,13], в залежності від часу виконання розрахунків втрат електроенергії розрізняють три види розрахунків (рисунок 2.1), кожен з яких має свої цілі:

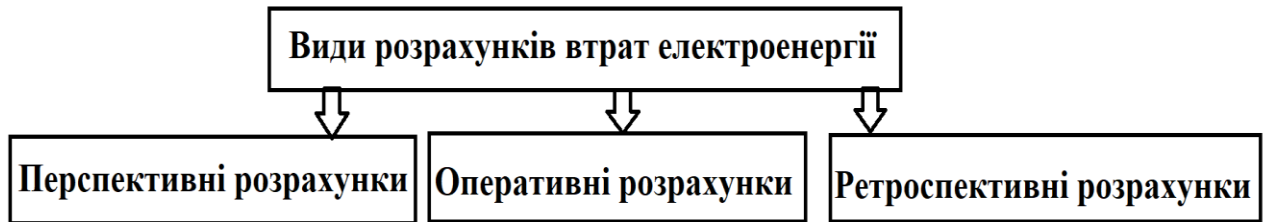


Рисунок 2.1 - Види розрахунків втрат в залежності від часу їх виконання

- 1.) Перспективні розрахунки (оцінка очікуваних втрат в майбутньому):
 - Визначення очікуваних втрат електроенергії на наступні роки;
 - Оцінка очікуваної ефективності планованих заходів щодо зниження втрат;
 - Порівняння варіантів реконструкції електричних мереж.
- 2). Оперативні розрахунки (за поточні інтервали часу):
 - Контролю за поточними значеннями втрат і їх зміною в часі;
 - Оперативне коригування режиму і схеми електричної мережі з метою мінімізації втрат електроенергії;
 - Складання балансів потужності по енергосистемі в цілому, її структурних підрозділах та підстанцій з метою контролю за дотриманням лімітів по потужності;
 - Визначення очікуваних втрат електроенергії на кінець місяця, кварталу, року;
 - Формування бази даних, що використовуються при прогнозуванні втрат електроенергії.
- 3). Ретроспективні розрахунки виконують для (за минулі інтервали часу):

- Визначення структури втрат електроенергії за групами елементів електричної мережі;
- Виявлення елементів (груп елементів) з підвищеними втратами електроенергії і розробка заходів щодо їх зниження;
- Визначення фактичної ефективності впроваджених заходів щодо зниження втрат;
- Складання балансів електроенергії по енергосистемі в цілому, її структурних підрозділах та підстанцій, і розробка заходів щодо зниження небалансів до допустимих значень;
- Визначення техніко-економічних показників енергосистеми;
- Проведення фінансових розрахунків з споживачами та іншими енергосистемами за втрати електроенергії в лініях і трансформаторах, що не враховуються лічильниками;
- Оцінка комерційних втрат.

Класифікація методів розрахунку навантажувальних втрат електроенергії приведена на рисунок 2.2.



Рисунок 2.2 - Класифікація методів розрахунку навантажувальних втрат електроенергії

Навантажувальні втрати електроенергії за період часу T годин (D днів) можуть бути розраховані одним з наступних п'яти методів в залежності від обсягу наявної інформації про схеми і навантаження мережі (методи розташовані в порядку зниження точності розрахунку) [12].

- 1) Оперативних розрахунків;
- 2) Розрахункової доби;
- 3) Середніх навантажень;

- 4) Кількість годин найбільших втрат потужності;
- 5) Оцінки втрат за узагальненою інформацією про схеми і навантаження мережі.

Метод 1, як випливає з його назви, відноситься до методів оперативного розрахунку втрат, методи 2 - 4 – до аналітичних і метод 5 – до оціночних. (Рисунок 2.2).

Втрати потужності в мережі при використанні для розрахунку втрат електроенергії методів 1 - 4 розраховуються на основі заданої схеми мережі і навантажень її елементів, визначених за допомогою вимірювань або за допомогою розрахунку навантажень елементів електричної мережі відповідно до відомими законами електротехніки.

Метод оперативних розрахунків. Втрати електроенергії за методами 2 - 4 можуть розраховуватися за кожен місяць розрахункового періоду з врахуванням схеми мережі, яка відповідає цьому місяцю. Допускається розраховувати втрати за розрахункові інтервали, що включають в себе кілька місяців, схеми мереж в яких можуть розглядатися як незмінні. Втрати електроенергії за розрахунковий період визначають, як суму втрат, розрахованих для війшовших до розрахункового періоду місяців (розрахункових інтервалів).

Методи оцінки втрат за узагальненою інформацією про схеми і навантаження мережі застосовуються для розрахунку втрат електроенергії в електричних мережах напругою 0,38 кВ.

Метод оперативних розрахунків полягає у визначенні навантажувальних втрат електроенергії в кожному елементі мережі як суми втрат активної потужності в ustalених режимах на деякому проміжку часу. Сумарні навантажувальні втрати електроенергії в мережі за розрахунковий період визначають за виразом:

$$\Delta W = 3 \cdot \sum_{i=1}^n R_i \cdot \sum_{i=1}^m I_{ij}^2 \cdot \Delta t_{ij}, \quad (2.1)$$

де n - число годин елементів мережі;

Δt_{ij} - інтервал часу, протягом якого струмове навантаження I_{ij} і-го елемента мережі з опором R_i приймають незмінною;

m - число інтервалів часу.

У методі розрахункової доби розрахунок втрат проводять за розрахункові (контрольні) добу місяця, для яких відома конфігурація графіків навантаження в вузлах мережі, і визначають за виразом:

$$\Delta W_{nj} = k_l \cdot k_{\phi.m}^2 \cdot \Delta W_{доб} \cdot D_{mj}, \quad (2.2)$$

де k_l - коефіцієнт, що враховує вплив втрат в арматурі ВЛ (підтримуючі затискачі, пристрої для гасіння вібрації, дистанційні розпорки) і що дорівнює 1,02 для ліній напругою 110 кВ і вище і рівним 1,0 для ліній більш низьких напруг;

K_{ϕ}^2 - коефіцієнт форми графіка навантаження за період;

$\Delta W_{доб}, D_{mj}$, є еквівалентне число діб в j -м розрахунковому місяці, за які втрати, розраховані за середню добу місяця, будуть дорівнюють сумі втрат, розрахованих за кожну добу місяця за фактичними добовими графіками навантаження.

Метод середніх навантажень. Вираз для розрахунку втрат електроенергії цим методом запишеться так:

$$\Delta W_{nj} = k_l \cdot k_k \cdot \Delta P_{cp} \cdot T_j \cdot k_{\phi}^2, \quad (2.3)$$

де k_k - коефіцієнт, що враховує відмінність конфігурацій графіків активних і реактивних навантажень різних гілок мережі, і в формулі приймається рівним 0,99;

ΔP_{cp} - втрати потужності в мережі при середніх за розрахунковий інтервал навантаженнях вузлів;

T_j - розрахунковий інтервал.

Метод кількості годин найбільших втрат потужності. За аналогією з методом середніх навантажень розрахунок втрат електроенергії даним методом здійснюють за формулою:

$$\Delta W_{nj} = k_l \cdot k_k \cdot \Delta P_{нб} \cdot T_j \cdot \tau_0, \quad (2.4)$$

де $\Delta P_{нб}$ - втрати потужності в режимі найбільшого навантаження мережі;

T_j - розрахунковий інтервал;

τ_0 - відносне число годин найбільших втрат потужності, визначене за графіком сумарного навантаження мережі за розрахунковий інтервал.

Коефіцієнт k_k в цій формулі приймається рівним 1,03.

Для використання вище перелічених формул, використовується наступні коефіцієнти (інтегрують множники) [107,108,112,115]:

Час втрат потужності (річне) τ_0 ;

$$\tau_0 = \tau_c \cdot \tau_m \cdot \tau_N, \quad (2.5)$$

В свою чергу:

Добове відносне число годин найбільших втрат потужності τ_c :

$$\tau_c = \sum_{(i)} \frac{P_i^2 \cdot \Delta t_i}{P_{нб}^2 \cdot T}, \quad (2.6)$$

де P_i - навантаження за час Δt ;

$P_{нб}$ - найбільше навантаження в день;

T - час періоду.

Коефіцієнт враховує неоднаковість споживання в робочі і неробочі дні розрахункового місяця τ_m :

$$\tau_m = \frac{D_p + K_w^2 \cdot D_{нр}}{D_m}, \quad (2.7)$$

де $D_p, D_{нр}$ - число робочих і неробочих днів у місяці ($D_m = D_p + D_{нр}$);

K_w - відношення значень електроенергії, споживаної в середній неробочий і середній робочий день.

$$K_w = \frac{W_{нр}}{W_p}, \quad (2.8)$$

$W_{нр}, W_p$ - споживані енергії в середній неробочий і середній робочий дні.

Коефіцієнт враховує неоднаковість споживання в різні місяці розрахункового періоду (період рік) τ_N :

$$\tau_N = \sum_{i=1}^{N_j} \frac{W_{mi}^2}{N_j \cdot W_{m.p}^2}, \quad (2.9)$$

де W_{mi} - відпуск електроенергії в мережу за i -й місяць розрахункового інтервалу;

$W_{m,p}$ - відпуск електроенергії в мережу в розрахунковому місяці;

N_j - кількість місяців в j -м розрахунковому інтервалі

Коефіцієнт заповнення графіка навантаження K_3 :

$$K_3 = \frac{W}{P_{нб} \cdot T} = \frac{P_{cp} \cdot T}{P_{нб} \cdot T} = \frac{P_{cp}}{P_{нб}}, \quad (2.10)$$

де W - передана електроенергія через елемент за час T ;

$P_{нб}$ - найбільше навантаження;

P_{cp} - середня навантаження.

В свою чергу середнє навантаження:

$$P_{cp} = \frac{W}{T}, \quad (2.11)$$

де W -передана енергія за час T .

Коефіцієнт форми за розрахунковий інтервал (дорівнює одному місяцю) K_{ϕ}^2

$$k_{\phi}^2 = k_{\phi.c}^2 \cdot k_{\phi.m}^2, \quad (2.12)$$

Коефіцієнт форми за розрахунковий інтервал, (рівний один рік) K_{ϕ}^2 :

$$k_{\phi}^2 = k_{\phi.c}^2 \cdot k_{\phi.m}^2 \cdot k_{\phi.N}^2, \quad (2.13)$$

В свою чергу коефіцієнт форми добового графіка навантаження в день контрольних замірів $K_{\phi.c}^2$:

$$k_{\phi.c}^2 = \sum_i \frac{P_i^2 \cdot \Delta t_i}{P_{cp}^2 \cdot T}, \quad (2.14)$$

де P_i^2 значення навантаження за час Δt ;

P_{cp} -середня навантаження в день контрольних замірів;

T - інтервал часу.

Коефіцієнт форми графіка добових відпусток електроенергії в мережу за місяць (графік з числом значень, що дорівнює кількості днів у місяці контрольних замерів) $K_{\phi.m}^2$:

$$K_{\phi.m}^2 = \frac{(D_p + K_w^2 \cdot D_{np}) \cdot D_m}{(D_p + K_w \cdot D_{np})^2}, \quad (2.15)$$

де D_p, D_{np} - число робочих і неробочих днів у місяці ($D_m = D_p + D_{np}$);

K_w - відношення значень електроенергії, споживаної в середній неробочий і середній робочий день.

Коефіцієнт форми графіка місячних відпусток електроенергії в мережу (графік з числом значень, що дорівнює кількості місяців у розрахунковому інтервалі) $K_{\phi.N}^2$:

$$K_{\phi.N}^2 = \sum_{i=1}^{N_j} \frac{W_{mi}^2}{N_j \cdot W_{сер.міс}^2}, \quad (2.16)$$

де W_{mi} - відпуск електроенергії в мережу за i -й місяць розрахункового інтервалу;

$W_{сер.міс}$ - середньомісячний відпуск електроенергії в мережу за рік (місяці розрахункового інтервалу);

N_j - число місяців в j -м розрахунковому інтервалі. коефіцієнт форми графіка навантаження K_{ϕ}^2 , який визначається за коефіцієнтом заповнення графіка навантаження K_3 :

$$K_{\phi}^2 = \frac{1 + 2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3}, \quad (2.17)$$

де K_3 - коефіцієнт заповнення графіка навантаження.

Коефіцієнт нерівномірності графіка навантаження α :

$$\alpha = \frac{P_{нм}}{P_{нб}}, \quad (2.18)$$

де $P_{нб}$ - найбільше навантаження;

P_{nm} - найменше навантаження.

Втрати електроенергії в лініях 10-35 кВ і живлячих трансформаторах 10/0,4 кВ розраховуються методом середніх навантажень наступним чином [12]:

$$\Delta E_n = 3 \cdot k_k \cdot I_{cp}^2 \cdot R \cdot T \cdot K_\phi^2, \text{кВт} \cdot \text{год} \quad (2.19)$$

де k_k - коефіцієнт корекції, що враховує відмінність конфігурацій графіків активної і реактивної навантаження (приймається 0,99);

T - число годин в періоді;

K_ϕ^2 - коефіцієнт форми графіка навантаження за період;

R - активний опір елемента мережі;

I -середній за період T струм в елементі мережі.

Як впливає з виразу (2.19) втрати електроенергії за розрахунковий період прямо пропорційні значенням K_ϕ^2

У зв'язку з особливостями обсягу і характеристик вихідних даних про схемах і режимах електричних мереж різних класів напруги і можливостями застосування методів, розрахунок втрат рекомендується поділяти на п'ять груп: [11,12,17]:

- Транзитні електричні мережі напругою 220 кВ і вище (міжсистемні зв'язку), через які здійснюється обмін потужністю між енергосистемами;
- Замкнуті електричні мережі 110 кВ і вище, які не беруть участі в обміні потужністю між енергосистемами;
- Розімкнуті електричні мережі напругою 35 - 150 кВ;
- Електричні мережі напругою 10 -35 кВ;
- Електричні мережі напругою 380 В.

У діючій методиці з розрахунку втрат [15] не дані обмеження по використанню того чи іншого методу розрахунку втрат. Виходить, що для визначення втрат електроенергії в мережах можна використовувати метод найбільших втрат, що є недопустимим через велику похибки цього методу.

Метод оперативних розрахунків приймається в основному для розрахунку навантажувальних втрат в замкнутих електричних мережах 220 кВ і елементах за кожен годину доби. При наявності необхідного обсягу інформації цим методом рекомендується розраховувати втрати і в мережах більш низьких класів напруг.

Метод розрахункової доби застосовуються головним чином для розрахунку навантажувальних втрат в замкнутих мережах напругою 220 кВ і вище при відсутності вихідних даних, необхідних для проведення розрахунків методом оперативних розрахунків. При наявності необхідної інформації даний метод рекомендується для використання в мережах більш низьких класів напруги.

Метод середніх навантажень широко використовується для розрахунку втрат електроенергії в розімкнутих мережах 110 кВ і нижче.

Метод кількості годин найбільших втрат потужності, для розрахунку втрат застосовувати не рекомендується, якщо є вихідні дані, що дозволяють розрахувати втрати будь-яким з вищеописаних методів.

Наявні оцінки втрат за узагальненою інформацією про схеми і навантаження мережі застосовується для мереж напругою 0,38 кВ, які вимагають мінімального обсягу вихідних даних і дозволяють отримувати цілком прийнятний результат.

2.2 Загальний підхід до оцінки ефекту впровадження сонячних енергетичних установок

Як було показано в розділі 1, впровадження локальних джерел живлення і розподіленої генерації, які працюють ізольовано або паралельно з ЦЕС, мотивується рядом техніко-економічних особливостей функціонування таких об'єктів в системах електропостачання.

Аналіз техніко-економічного ефекту є невід'ємною частиною обґрунтування доцільності впровадження та раціональності організації підключення і режиму роботи розподіленої генерації при приєднанні до

енергосистеми. Умова паралельної роботи ЛДЖ з ЦЕС накладає ряд вимог і обмежень, що відбиваються на техніко-економічній ефективності і доцільності впровадження розподілених систем на увазі можливих неприпустимих витрат на реконструкцію та реорганізацію СЕП, її обслуговування і управління функціонуванням. Зміна профілю регулювання напруги, уставок і пристроїв захисту і автоматики, а також необхідність екстенсивної реконструкції СЕП для забезпечення необхідних показників надійності і ефективності, може вимагати значних капіталовкладень. Разом з тим, реалізація локальних заходів щодо поліпшення окремих показників і досягнення технічної сумісності РГ з СЕП за окремими критеріями не виправдані з огляду на ймовірну відповідь деградації суміжних характеристик. Перехід на ізольоване використання ЛДЖ в якості основного джерела живлення також вимагає перевірки сумісності існуючої системи з джерелами живлення в нових умовах функціонування.

Необхідне створення методики оцінки ефекту впровадження ЛПП РГ в СЕС об'єктів, що дозволяє дати повноцінний аналіз і порівняння показників варіантів на підставі можливого технічного і технологічного впливу приєднання таких енергетичних установок до системи електропостачання об'єкта. Ефект впровадження ЛПП РГ як складного технологічного комплексу багатогранний і включає в себе як енергетичні, так і екологічні і економічні аспекти. Розглянемо ефект впровадження РГ з точки зору електротехнічних показників впливу, які обумовлюють приєднання генеруючих установок до системи електропостачання споживача та їх участь в структурі споживання електроенергії.

Необхідно взяти до уваги, що споживач електроенергії, будучи ініціативною стороною процесу впровадження власного джерела електроенергії, схильний сприймати окремі афектіруєміє параметри і характеристики як малозначущі, приділяючи значну увагу внутрішнім процесам в електрогосподарстві і його експлуатації, а також ефективності інвестицій. Ряд чинників і проблем, які зачіпають протилежну сторону балансової належності та експлуатаційної відповідальності, повністю або частково не залежать від волі

і технічних можливостей споживача і повинні бути вирішені або стороною ЕЕС, або колегіально. Це повинно знайти відображення в методиці.

Оцінка ефекту впровадження ЛПП і РГ повинна проводитися на підставі відомостей про технічні характеристики ЕБ РГ, топологічних показниках СЕС, профілі енергоспоживання об'єкта. Вихідні параметри оцінки ефекту впровадження ЛДЖ можна розділити з «мотиваційної» точки зору: на економічні (що стосуються фінансової складової електроспоживання та ефективності інвестицій) і технічні (дозволяють визначити ступінь впливу на систему внутрішнього електропостачання споживача). Такий підхід дозволяє, по-перше, виділити дві паралельні сфери інтересів при впровадженні, по-друге - в подальшому проводити сепарованого, поетапну або інтегральну оцінку та оптимізацію результуючого показника впливу.

З урахуванням нерівномірності показників протягом року або іншого розглянутого циклу електроспоживання, доцільно введення періодичного поділу параметрів впливу та подальша композиція в підсумковому виразі.

Задамо вираз для результуючого показника ефекту приєднання ЛДЖ до системи внутрішнього електропостачання споживача. На підставі вищевикладеного підходу, введемо характеристичні показники «а» - економічний, і «b» - технічний. Їх поєднання в результуючому має носити мультиплікативний характер (за принципом логічного елемента «І»). Облік періодичності повинен носити адитивний характер (по аналогії з елементом «АБО»). Введемо позначення і термін результуючого показника, що оцінює ефект впливу приєднання РГ до СЕП - *ТІІ* - total interconnection impact, «результуючий вплив приєднання». Модель вираження для *ТІІ* представляється в наступному вигляді:

$$ТІІ = a_1b_1 + a_2b_2 + \dots + a_nb_n \quad (2.20)$$

де $a_1, a_2 \dots a_n$ - періодичні економічні показники;

$b_1, b_2 \dots b_n$ - періодичні технічні показники.

Таким чином, виконується наступна логіка: технічні та економічні показники враховуються спільно і з рівним вагою у вигляді доданків, які

умовно показують ефект за аналізований період. Відповідно, вираз 2.20 можна представити у вигляді (2.21) як суму локальних показників по тимчасовим ділянкам і для всього аналізованого періоду T :

$$TII = \sum_T a_n b_n, \quad (2.21)$$

Визначимо необхідні властивості показників і їх поєднання. Основною вимогою, що пред'являються до « a » і « b », є однотипність їх області визначення і тренда змін. Дана умова визначає стабільність і наочність оцінки TII , що особливо важливо для вирішення оптимізаційних завдань при виборі варіанту впровадження ЛДЖ. Варто зазначити, що у виразах (2.20) і (2.21), як уже було зазначено раніше, характеристичні показники не мають будь-яких вагових коефіцієнтів і рівнозначні у визначенні TII логічно і математично. Важливою рисою показників є відсутність розмірності, що дозволяє проводити оцінку кожного варіанту рішення по комплексному «балу», отриманому при порівнянні з якимось «первинним еталоном», яким пропонується встановити значення функції і окремих показників для варіанту без впровадження РГ. Уявімо це у вигляді виразу (2.22):

$$y_i = \frac{X_i}{X_u}, \quad (2.22)$$

де y_i - характеристичний показник;

X_i в чисельнику - характеристика i -го варіанти ЛДЖ;

X_u в знаменнику - характеристика при живленні тільки від централізованої системи.

Для характеристичних показників, таким чином, справедлива закономірність:

- $y < 1$ характеризує позитивний ефект впровадження РГ в порівнянні в централізованим електропостачанням;
- $y > 1$ характеризує негативний ефект впровадження РГ;
- $y = 1$ - паритет з централізованим електропостачанням. Застосуємо дані принципи при формуванні показників.

2.3 Вплив сонячної генерації на втрати електроенергії

Для оцінки впливу сонячної генерації (СГ) на втрати електроенергії і коефіцієнт форми графіка навантаження, були проведені натурні вимірювання потужностей в електричних мережах Тернопільської області. Виміри проводилися 2020 року протягом 14 днів за допомогою приладів типу «Ресурс-UF2M» на двох об'єктах:

- Об'єкт №1, період вимірювання з 19.07. 00:00 год. по 01.08. 22:50 год.
- Об'єкт №2, період вимірювання з 11.08. 23:00 год. по 25.08. 22:50 год.

На рис 2.3. представлена принципова схема електропостачання споживача з приєднанням сонячних панелей до мережі 0,4 кВ, із зазначенням місць розміщення спеціалізованих засобів вимірювання параметрів електричної енергії (табл. 2.1).

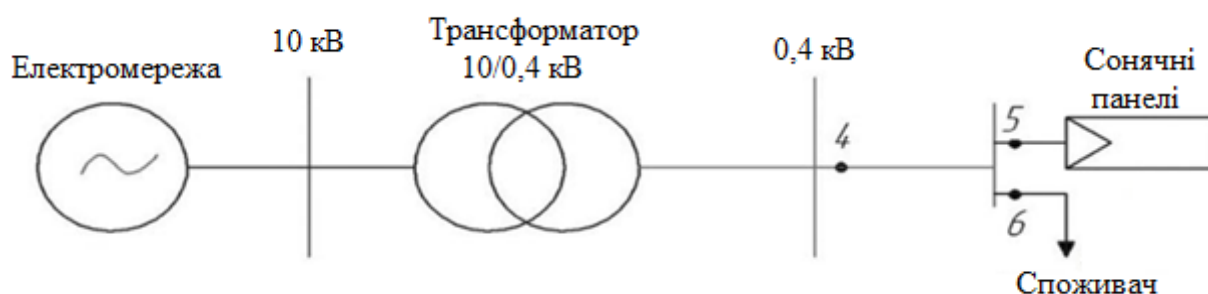


Рисунок 2.3 - Принципова схема електропостачання споживача з приєднанням сонячних панелей до мережі 0,4 кВ

Виміри проводилися:

- в лінії напругою 380 В, що живить споживача - точка 4
- у вузлі підключення сонячних панелей- точка 5;
- на вводі споживача - точка 6.

Вихідні дані сонячних панелей які встановлені на двох розглянутих об'єктах, наведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.1 - Розстановка приладів вимірюють параметрів електричної енергії в досліджуваних об'єктах

Дата проведення вимірювань	Об'єкт	Кількість точок	№ приладу	U _н , кВ	Назва точки
19.07. 20 р. - 01.08. 20 р.	№1	1	Ресурс-UF2М	0,38	точка 4 – лінія до споживача
		2	Ресурс-UF2М	0,38	точка 5- підключення сонячних панелей
		3	Ресурс-UF2М	0,38	точка 6 вхід споживача
11.08.20 р. - 25.08. 20 р.	№ 2	1	Ресурс-UF2М	0,38	точка 4 – лінія до споживача
		2	Ресурс-UF2М	0,38	точка 5- підключення сонячних панелей
		3	Ресурс-UF2М	0,38	точка 6 вхід споживача

Таблиця 2.2 - Вихідні дані сонячних панелей

Параметр	Значення
Встановлена потужність сонячних панелей, кВт	40
Клас установки	мережева
Сонячні панелі, шт	192
Максимальна генерована потужність 1 панелі, Вт	210
Струм 1 панелі, А	0,319 А
Інвертор, кВт	4 x 10
Кут нахилу, спрямовані строго на південь, градус	30

Пристрої показників якості електричної енергії Ресурс-UF2М (рис. 2.4) призначені для вимірювань характеристик напруги, включаючи основні

показники якості електричної енергії (ПЯЕ) по ГОСТ 13109-97, характеристик струму, потужності і енергії змінного трифазного і однофазного струму, як в автономному режимі, так і в складі інформаційно-вимірювальних систем. Пристрої призначені для контролю показників якості електричної енергії і аналізу якості електричної енергії.



Рисунок 2.4 – Зовнішній вигляд пристроя для вимірювання показників якості електричної енергії Ресурс-UF2M

Область застосування: пристроя ПЯЕ на підприємствах промисловості і в енергосистемах, обстеження електромереж підприємств (енергоаудит), облік потоків потужності в енергосистемах, облік міжсистемних перетоків, облік вироблення і споживання електроенергії.

Пристрої можуть бути використані в якості зразкового лічильника електроенергії для перевірки і повірки лічильників електроенергії, в тому числі і на місці експлуатації, класу 0,5 (0,5S) і менш точних (модифікації «Ресурс-UF2С», «Ресурс-UF2М») і класу 1,0 (1,0S) і менш точних (модифікація «Ресурс-UF2»).

Пристрої випускаються в наступних модифікаціях: «Ресурс-UF2», «Ресурс-UF2С», «Ресурс-UF2М».

Пристрої виконані в настінному стаціонарному варіанті (модифікації «Ресурс-UF2», «Ресурс-UF2С») і настільному переносному варіанті (модифікація «Ресурс-UF2М»). Всі модифікації приладу мають вбудовані клавіатуру і індикатор для роботи в автономному режимі.

Пристрої мають інтерфейси RS232 і RS485. Вони можуть працювати в складі автоматизованих систем типу «Ресурс».

Пристрої «Ресурс-UF2» мають дві групи трифазних вимірювальних входів напруги, з номінальними діючими значеннями $I_{нм}$ фазних / міжфазних напруг 220 / (380) В (прямий вхід) і (56 / 100) В (трансформаторний вхід). Напруги подаються одночасно тільки на одну групу входів.

Пристрої «Ресурс-UF2С» і «Ресурс-UF2М» мають 4 вимірювальних входу напруги, що працюють на двох діапазонах вимірювання: 220 / 380 В і 56 / 100 В.

Вимірювачі можуть використовуватися для роботи в однофазних, трифазних трипровідних і чотирипровідних електричних мережах. Додатково модифікації «Ресурс-UF2С» і «Ресурс-UF2М» можуть використовуватися для роботи в п'ятипровідних електричних мережах.

Вимірювальні входи напруг гальванічно ізольовані від інших частин пристроя.

При вимірах в електричних мережах з більш високими значеннями напруги повинні бути використані вимірювальні трансформатори напруги або подільники напруги.

Пристрої мають три (модифікація «Ресурс-UF2») або чотири (модифікації «Ресурс-UF2С» і «Ресурс-UF2М») групи входів для вимірювання характеристик струму з номінальним діючим значенням сили струму $I_{нм}$ 5 А, 1 А при безпосередньому підключенні, і більше при використанні трансформаторів струму. Вимірювальні входи струму гальванічно ізольовані один від одного і від інших частин вимірювача.

Пристрої можуть комплектуватися різніми трансформаторами струму (ТС) з номінальним первинним струмом: 1 А, 5 А, 50 А, 100 А, 200 А, 500 А, 1000 А, 3000 А. Вимірювач забезпечує роботу з двома типами рознімних трансформаторів струму: тип «Т» - з струмовим виходом, тип «П» - з

потенційним виходом. При комплектації приладів трансформаторами струму, їх коротке позначення і номінальні значення первинних струмів вказуються через дефіс в найменуванні пристрою без позначення одиниці виміру.

На рисунку 2.5 і 2.6 наведені фотографії об'єктів дослідження, де проводилися натурні вимірювання потужностей і підключені прилади типу «Ресурс-UF2М».

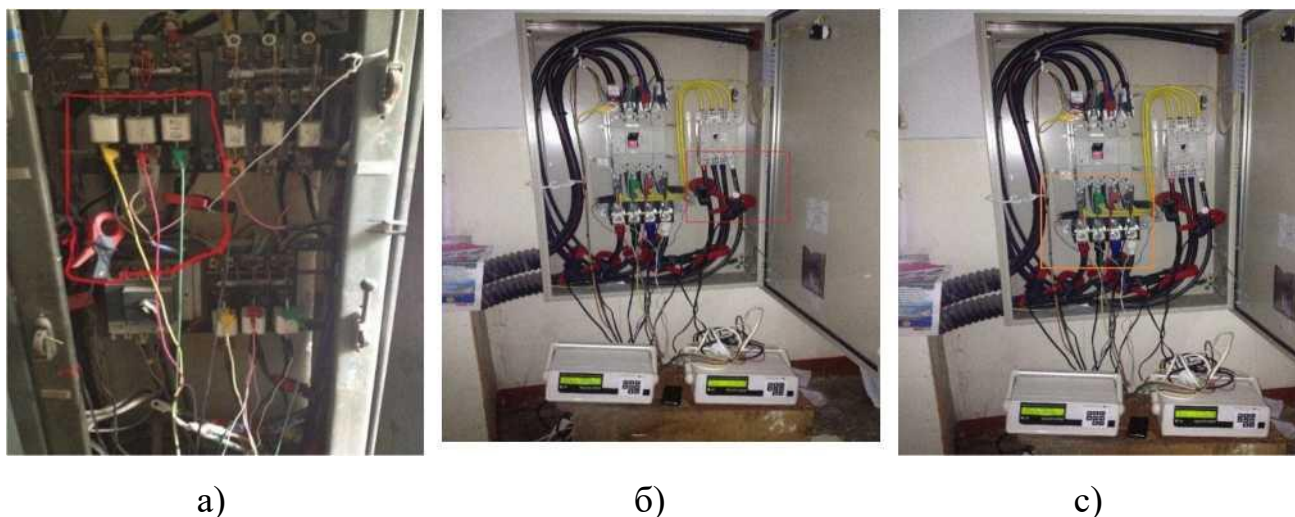


Рисунок 2.5 - Підключення прилади до вузлів в ході натурних вимірів потужностей на об'єкті №1 а) точка 4 – лінія до споживача; б) точка 5- підключення сонячних панелей; с) точка 6 вхід споживача.

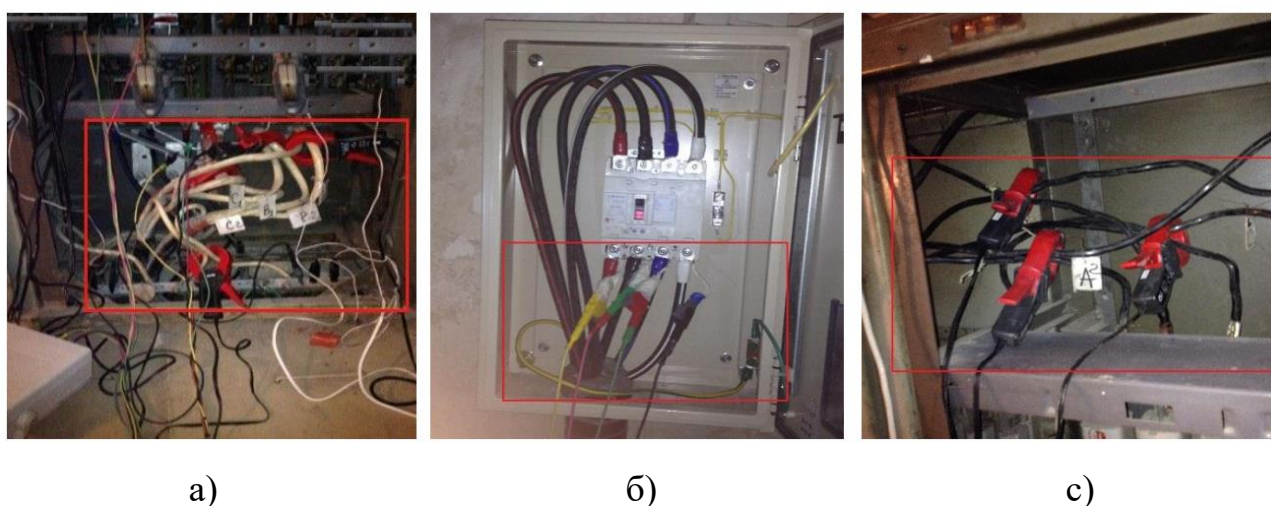


Рисунок 2.6 - Підключення прилади до вузлів в ході натурних вимірів потужностей на об'єкті №2: а) точка 4 – лінія до споживача; б) точка 5- підключення сонячних панелей; с) точка 6 вхід споживача

В результаті вимірювання були зняті значення потужностей з інтервалом часу 10 хвилин. Як приклад, результати вимірювань графіків навантаження в точці 4 (рис. 2.3) об'єкта №1 з інтервалом усереднення 10 хвилин за весь період (14 днів) наведено на рисунку 2.7.

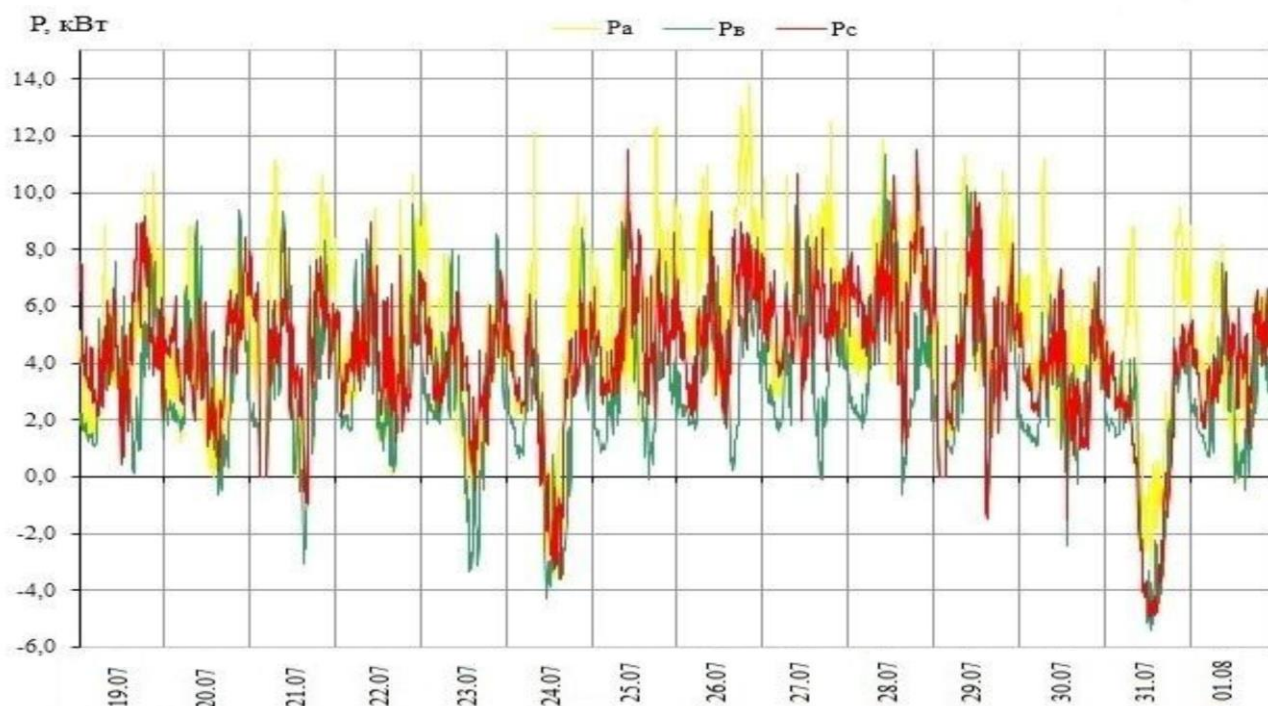
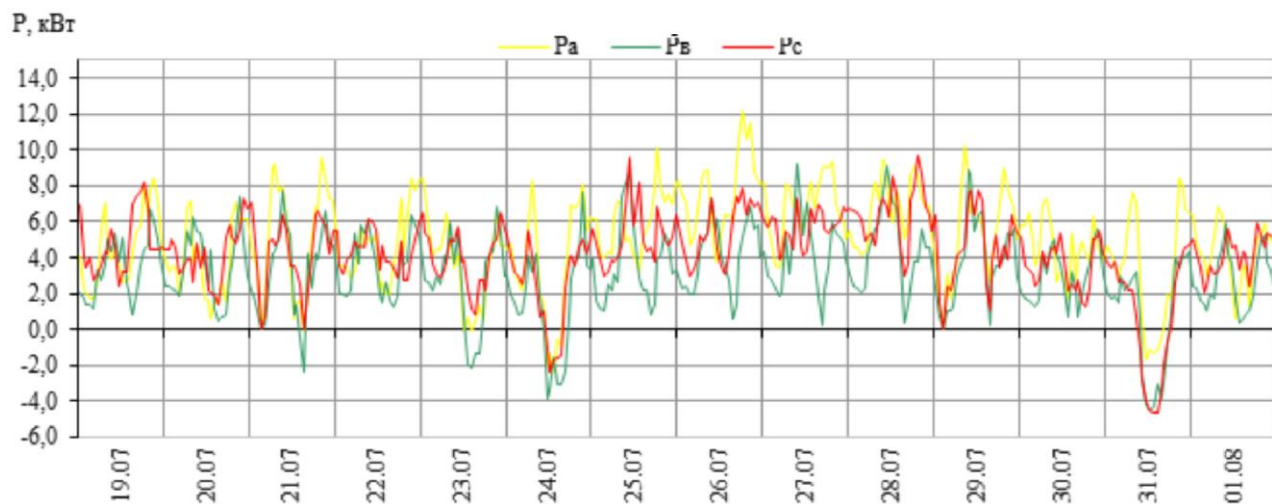


Рисунок 2.7 - Графіки активних фазних навантажень в точці 4 (об'єкт №1) з інтервалом усереднення 10 хвилин за 14 днів

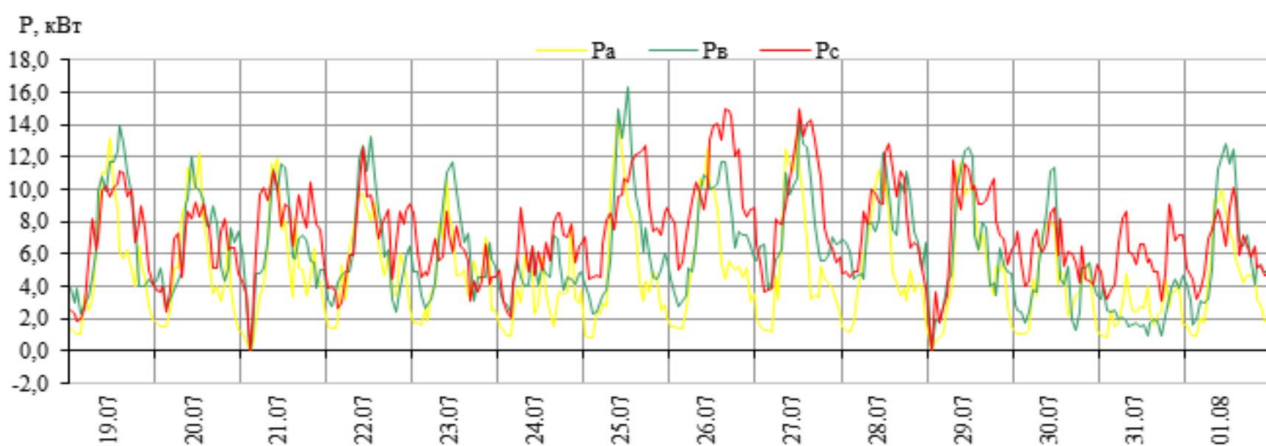
Так як при розрахунках втрат електроенергії прийнято в якості інтервалу усереднення брати 1 годину, то після обробки вимірюваних потужностей у всіх точках об'єктів №1 і №2, графіки потужностей наводилися з інтервалом усереднення 1 годину за кожною добу і за весь період вимірювання (14 днів). Результати вимірювань графіків навантаження в об'єктах №1 і №2 з інтервалом усереднення 1 годину за кожен день, за весь період (14 днів) наведені на рисунку 2.8 і 2.9.



а)

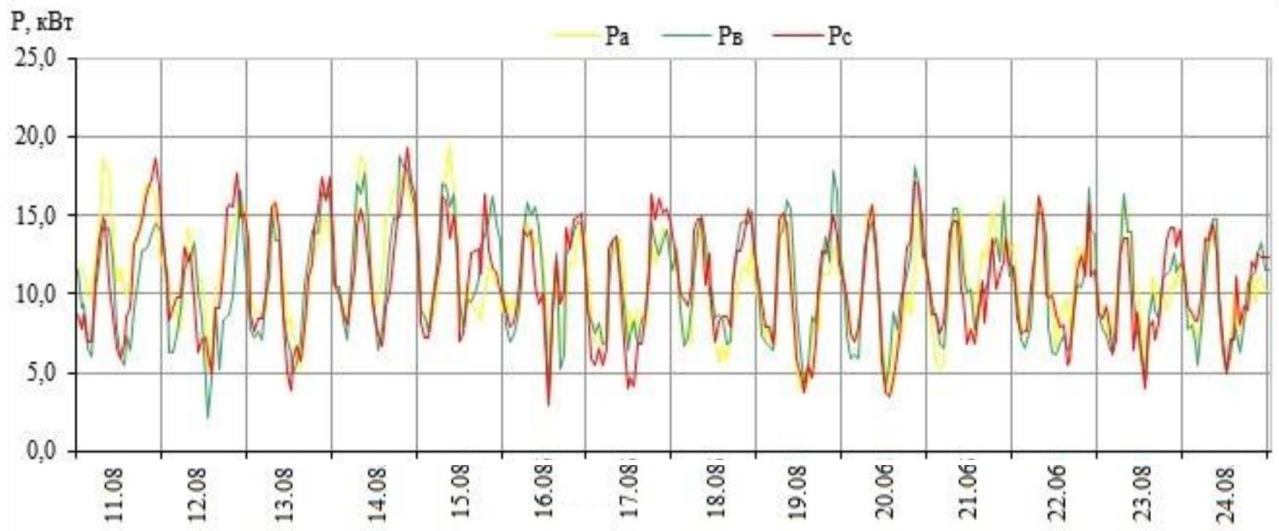


б)

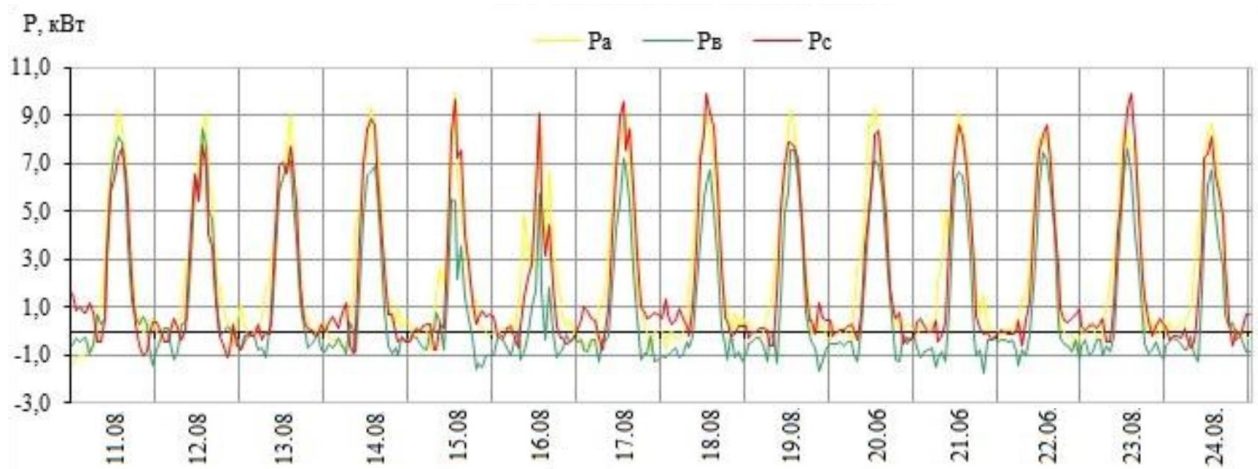


в)

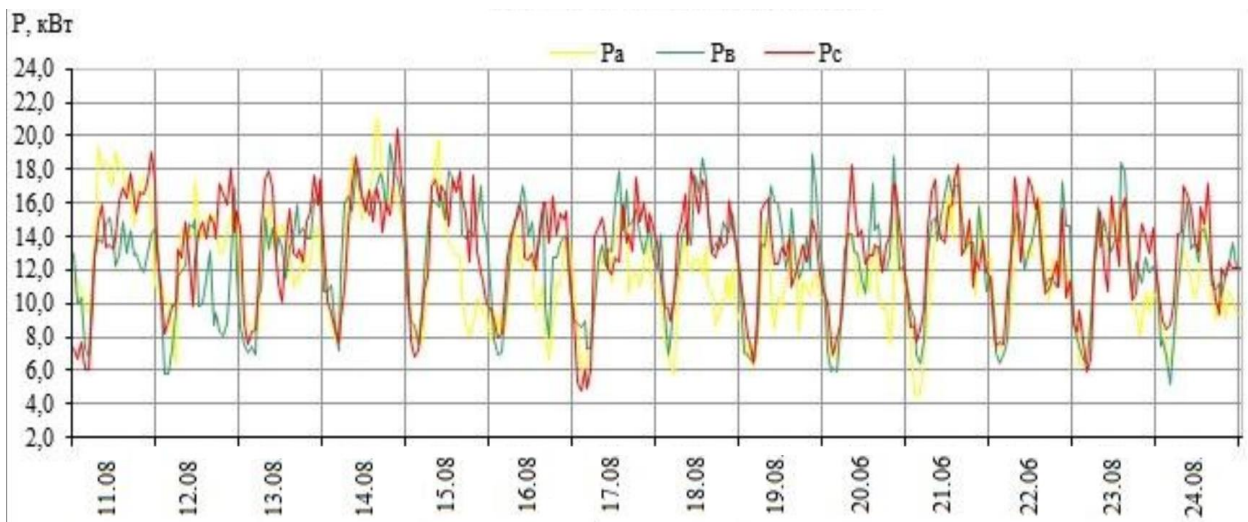
Рисунок 2.8 - Графіки активних фазних навантажень на об'єкті №1 з інтервалом усереднення 1 година за добу протягом 14 днів: а) точка 4 – лінія до споживача; б) точка 5-підключення сонячних панелей; с) точка 6 вхід споживача



а)



б)



в)

Рисунок 2.9 - Графіки активних фазних навантажень на об'єкті №2 з інтервалом усереднення 1 година за добу протягом 14 днів: а) точка 4 – лінія до споживача; б) точка 5-підключення сонячних панелей; с) точка 6 вхід споживача

Для оцінки можливості поширення результатів вимірювань за один тиждень серпня на весь рік, були зіставлені середні значення за добу генерованої потужності сонячними батареями. Так за 1 тиждень серпня середня потужність за добу склала 19-26 кВт, а за даними [16] середня потужність за добу в жовтні, листопаді, березні і квітні становить 17-21 кВт. Оскільки, як було зазначено вище, число сонячних днів в році становить 280 днів, то це дозволяє поширювати отримані в роботі результати на весь рік.

2.4. Висновки до розділу

1. Удосконалено математичну модель для аналізу і оцінки втрат електроенергії, які можуть застосовуватися при подальших дослідженнях і дозволяють проводити розрахунки втрат електроенергії при різних поєднаннях змін вихідних даних.

2. В результаті проведених вимірювань отримані усереднені графіки навантаження об'єктів №1 і №2 до і після підключення сонячної генерації.

3 НАУКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1. Оцінка впливу сонячної генерації, підключеної до мереж 0,4 кВ на коефіцієнт форми графіка навантаження

Умовно можна вважати, що при відсутності сонячної генерації графік навантаження в точці 4 був би такий самий, як фактичний в точці 6. Тому для аналізу впливу підключення сонячної генерації до шин споживача необхідно зіставити конфігурації графіків навантаження в точках 4 і 6.

Усереднені результати вимірювань графіків навантаження в точках 4 і 6 (рисунок 2.3) з інтервалом усереднення 1 годину за робочий і вихідний день представлені на рисунках 3.1 і 3.2.

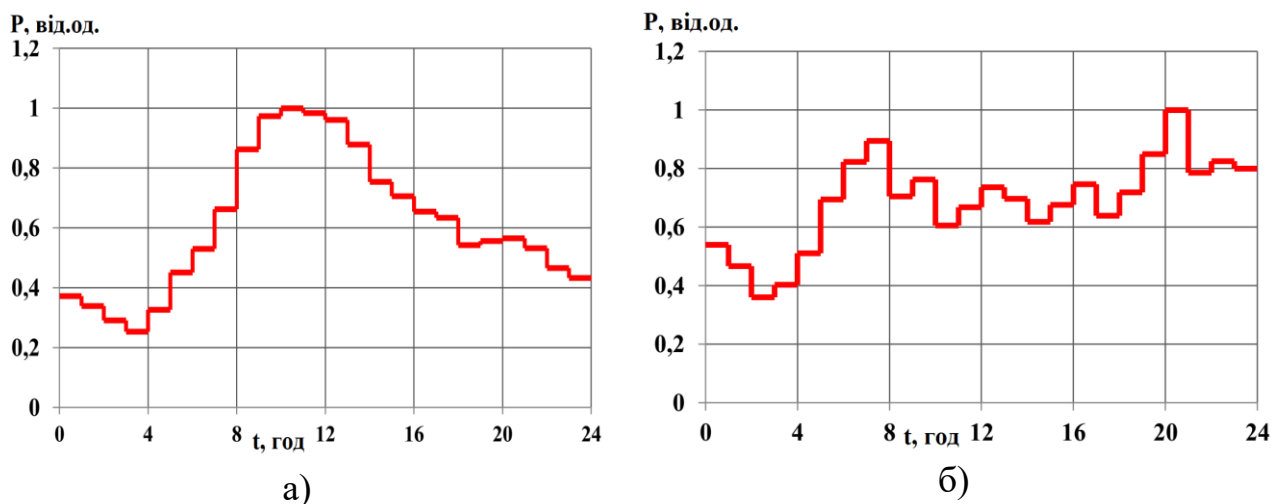


Рисунок 3.1 - Графік навантаження у точці 6 на об'єкті №1: а) - робочого дня; б) - вихідного дня

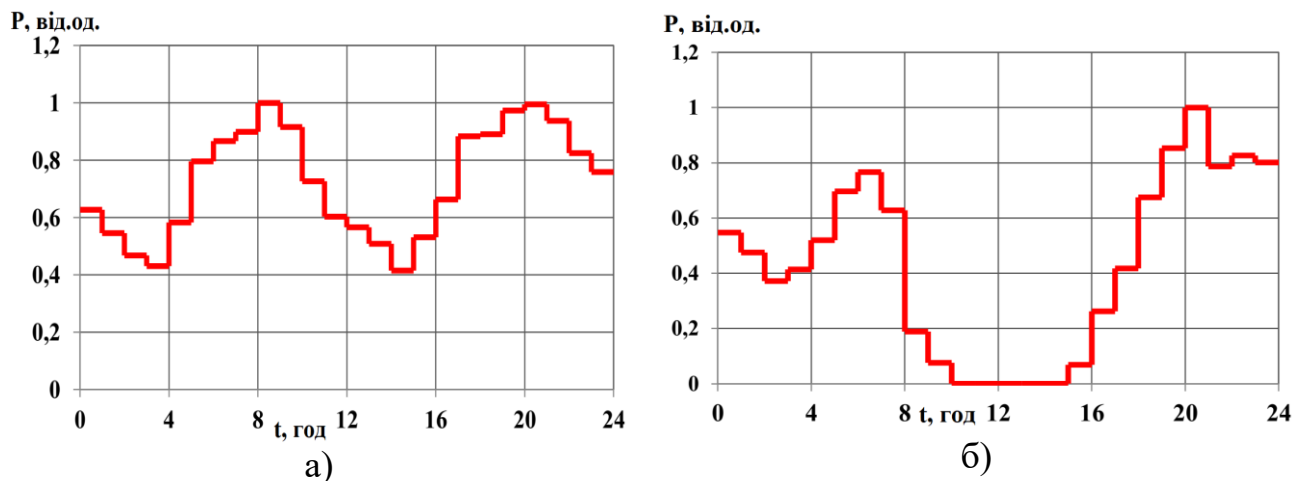


Рисунок 3.2 - Графік навантаження у точці 4 на об'єкті №1: а) - робочого дня; б) - вихідного дня

Для аналізу форми графіків в таблиці 3.3 представлені результати обчислень коефіцієнтів заповнення графіка навантаження $K_{3,2}$, нерівномірності α , форми K^2_{ϕ} за формулами (2.10), (2.14), (2.18) [12].

Таблиця 3.3 - Значення коефіцієнтів заповнення графіка навантаження, нерівномірності та форми для виміряних графіків електричних навантажень

Дата	Коефіцієнти в точці 4			Коефіцієнти в точці 6		
	$K_{3,2}$	α	K^2_{ϕ}	$K_{3,2}$	α	K^2_{ϕ}
19.07.2020	0,55	0,22	1,06	0,54	0,13	1,11
20.07.2020	0,53	0,00	1,09	0,54	0,15	1,08
21.07.2020	0,58	0,00	1,10	0,61	0,28	1,05
22.07.2020	0,51	0,15	1,07	0,46	0,17	1,09
23.07.2020	0,50	0,00	1,13	0,48	0,23	1,06
24.07.2020	0,39	0,00	1,24	0,61	0,21	1,04
25.07.2020	0,51	0,22	1,04	0,50	0,14	1,10
26.07.2020	0,68	0,38	1,065	0,69	0,27	1,11
27.07.2020	0,7	0,39	1,036	0,54	0,21	1,17
28.07.2020	0,69	0,33	1,063	0,6	0,32	1,10
29.07.2020	0,62	0,15	1,087	0,55	0,10	1,16
30.07.2020	0,51	0,29	1,079	0,52	0,24	1,14
31.07.2020	0,57	0,03	1,197	0,71	0,41	1,06
1.08.2020	0,67	0,29	1,093	0,58	0,20	1,19

Зіставляючи коефіцієнти графіків навантаження споживача (точка б) і енергосистеми (точка 4) (рис. 2.3) можна зробити висновок, що коефіцієнти заповнення (щільності) і форми практично збігаються в усі дні, крім 24 і 31 липня. У точці - 4 20, 21, 23, 24 і 31 липня коефіцієнт нерівномірності дорівнює нулю, оскільки генерується сонячними батареями активна потужність перевищувала споживану споживачем потужність. Спостерігався перетікання потужності від шин споживача до шин трансформатора 10 / 0,4 кВ. Тому графік навантаження характеризувався нульовими значеннями споживаної потужності.

Однак 24 і 31 липня спостерігається істотне зростання, нерівномірності графіка навантаження енергосистеми (точка 4) в порівнянні з графіком навантаження споживача (точка б). Зазначені дати є вихідними днями, в які навантаження споживача значно знизилася, а сонячна генерація залишилася незмінною. Внаслідок цього утворився зворотній перетік потужності від споживача в енергосистему, який можна порівняти з навантаженням споживача (рисунок 3.3).

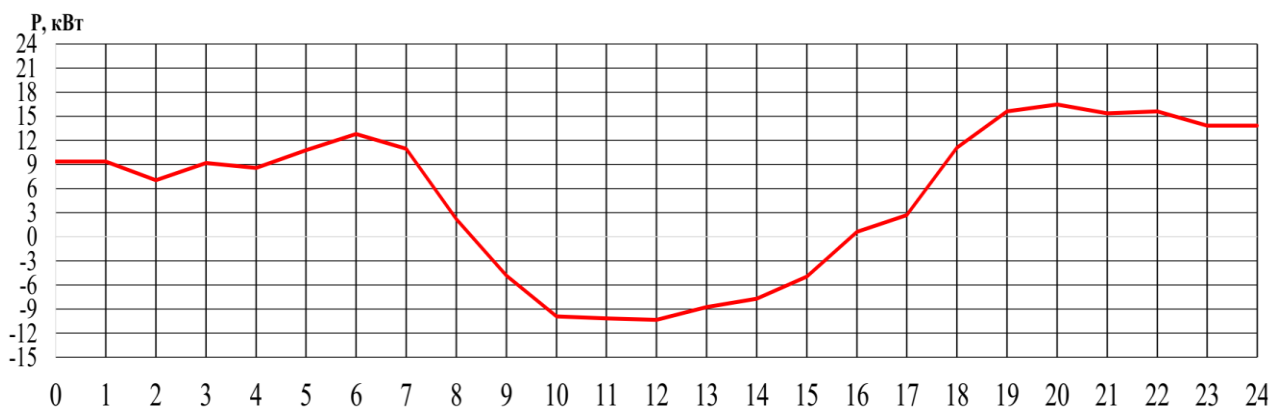


Рисунок 3.3 - Графік передачі потужності в точці - 4 (31.07)

Як наслідок, в зазначені дні зросло значення та коефіцієнт форми графіка навантаження.

3.2. Вплив сонячної генерації, підключеної до мереж 0,4 кВ на втрати електроенергії

Для аналізу і оцінки впливу сонячної генерації на втрати електроенергії в лінії 380 В і трансформаторі 10/0,4 кВ, вони були розраховані методом середніх навантажень за формулою (2.19) [12] за кожен день періоду вимірювань. Результати наведені в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 - Відносні втрати електроенергії в схемі електричної мережі (рисунок 2.3)

Дата	Відносні втрати електроенергії, %	
	За графіком в точці 4	За графіком в точці 6
19.07.20	0,50	0,65
20.07.20	0,49	0,57
21.07.20	0,54	0,61
22.07.20	0,49	0,60
23.07.20	0,52	0,49
24.07.20	1,05	0,4
25.07.20	0,53	0,68
26.07.20	0,62	0,72
27.07.20	0,57	0,73
28.07.20	0,60	0,63
29.07.20	0,50	0,68
30.07.20	0,42	0,46
31.07.20	0,86	0,32
01.08.20	0,46	0,56

Зіставляючи значення відносних втрат електроенергії до і після підключення сонячних батарей (таблиця 3.4), можна зробити висновок, що в усі дні, крім 24 і 31 липня, спостерігається зниження втрат електроенергії на 20-

40%. Однак 24.07 і 31.07 відносні втрати електроенергії, розраховані за графіком навантаження лінії більше, ніж втрати, розраховані за графіком навантаження споживача. Це пояснюється наступним.

Відповідно до формули (2.19), втрати електроенергії пропорційні квадрату коефіцієнта форми. Як впливає з таблиці 3.3 коефіцієнт форми графіка навантаження K^2_{ϕ} лінії 380 В від трансформатора 10/0,4 кВ в точці 4 в робочі дні менше, ніж в точці 6. Отже, при підключенні сонячної генерації відбудеться зниження втрат електроенергії, що цілком очікувано, як за рахунок зниження переданої потужності, так і за рахунок вирівнювання графіка навантаження.

Але в вихідний день (31 липня) навпаки спостерігається зростання коефіцієнта форми графіка навантаження K^2_{ϕ} в точці 4. Тому в вихідний день буде спостерігатися суттєве зростання втрат електроенергії в електричній мережі (рисунок 2.3) у відносних одиницях від відпуску електроенергії в мережу як за рахунок зменшення обсягу переданої електроенергії по лінії, так і за рахунок збільшення коефіцієнта форми. (Таблиця 3.4).

Для усунення збільшення втрат електроенергії були змодельовані розрахунки втрат електроенергії за умови, що сонячна генерація буде в 2 рази менше (таблиця 3.5).

В результаті моделювання втрат електроенергії при зменшенні сонячної генерації в два рази усунені зворотні перетікання потужності в вихідні дні, що призводить до істотного зниження відносних втрат електроенергії у вихідні.

Тому в цих умовах необхідно визначити доцільну потужність, що отримується від сонячних панелей в вихідні дні для запобігання зростанню відносних втрат електроенергії як одного з показників ефективності роботи електромережних компаній.

Таблиця 3.5 - Відносні втрати електроенергії в схемі електричної мережі (рисунок 2.3)

Дата	Відносні втрати електроенергії, %	
	<i>При фактичній сонячній генерації</i>	<i>При сонячній генерації що становить 50% фактичної</i>
19.07.20	0,50	0,59
20.07.20	0,49	0,52
21.07.20	0,54	0,53
22.07.20	0,49	0,55
23.07.20	0,52	0,46
24.07.20	1,05	0,43
25.07.20	0,53	0,63
26.07.20	0,62	0,70
27.07.20	0,57	0,68
28.07.20	0,60	0,64
29.07.20	0,50	0,54
30.07.20	0,42	0,45
31.07.20	0,86	0,12
01.08.20	0,46	0,53

3.3. Методика оцінки доцільною генерації від сонячних батарей за критерієм мінімізації відносних втрат електроенергії

В (3.1) наведено вираз балансового рівняння.

$$P_{\text{баланс}} = P_{Г1} + P_{Г2} - \Delta P - P_{\text{спож}} = 0, \quad (3.2)$$

де $P_{Г1}$ - генерація потужності від енергосистеми;

$P_{Г2}$ - генерація від потужності від сонячних панелей;

ΔP - втрати потужності в мережі;

$P_{\text{СПОЖ}}$ - навантаження споживача. (Рисунок 2.3).

Тому для мінімізації втрат електроенергії в умовах зміни навантаження споживача для підтримки балансу потужності рівняння (3.1), необхідно регулювати генерацію від сонячних панелей $P_{Г2}$.

Рівняння для визначення доцільної генерації від сонячних батарей за критерієм мінімізації відносних втрат електроенергії.

Відпуск електроенергії $E_{ВД}$:

$$E_{ВД} = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{ср} \cdot T, \quad (3.2)$$

де $U_{ном}$ - номінальну напругу,

$I_{ср}$ - переданий середній струм через елемент за час T ;

Коефіцієнт форми графіка навантаження K_{ϕ}^2 :

$$K_{\phi}^2 = \frac{I_i^2 \cdot \Delta t_i}{I_{ср}^2 \cdot T}, \quad (3.3)$$

де I_i^2 - значення струму за час Δt ,

$I_{ср}^2$ - переданий середній струм через елемент за період T .

$$I_i^2 = (I_{нагрi} - I_{сгi})^2 \quad (3.4)$$

де $I_{сгi}$ - струм сонячної генерації (в точці 5),

$I_{нагрi}$ - струм навантаження (в точці 6).

Вираз для доцільної генерації сонячних батарей за критерієм мінімізації відносних втрат електроенергії відповідно до виразами (2.19), (3.2), (3.3) (3.4) запишеться у вигляді:

$$\frac{\Delta \mathcal{E}_H}{\mathcal{E}_{опт}} = \frac{3 \cdot K_K \cdot R \cdot \sum_{i=0}^T (I_{нагрi} - I_{сгi})^2 \cdot \Delta t_i}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{ср} \cdot T}, \quad (3.5)$$

Для визначення оптимального відключеного струму сонячної генерації ($I_{опт.октл.ср}$) візьмемо похідну від формулою (3.5) по струму сонячної генерації $I_{сгi}$

$$\frac{\partial \frac{\Delta \mathcal{E}_H}{\mathcal{E}_{опт}}}{\partial I_{сгi}} = \frac{3 \cdot K_K \cdot R \cdot T}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{ср} \cdot T} \cdot \left[\frac{\partial}{\partial I_{сгi}} \left(\frac{\sum_{i=0}^T (I_{нагрi} - I_{сгi})^2}{I_{ср}} \right) \right]; \quad (3.6)$$

Прирівняємо нулю формулу (3.6) і спрощуємо:

$$\frac{3 \cdot K_K \cdot R \cdot \partial}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot T \cdot \partial I_{сг.откл}} \left[\frac{\sum_{i=0}^T [I_{нагр i} - (I_{сг i} - I_{сг.откл i})]^2 \cdot \Delta t i}{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=0}^T (I_{нагр i} - (I_{сг i} - I_{сг.откл i}))} \right] = 0$$

$$\frac{3 \cdot K_K \cdot R \cdot \partial}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot T \cdot \partial I_{сг.откл}} \left[\frac{\sum_{i=0}^T (I_{нагр i} - I_{сг i} + I_{сг.откл i})^2 \cdot \Delta t i}{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=0}^T (I_{нагр i} - I_{сг i} + I_{сг.откл i})} \right] = 0$$

$$\left[\frac{\sum_{i=0}^T (I_{нагр i} - I_{сг i} + I_{сг.откл i})^2 \cdot \Delta t i}{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=0}^T (I_{нагр i} - I_{сг i} + I_{сг.откл i})} \right] = 0$$

$$\frac{\left[2 \cdot \sum_{i=j}^T (I_{нагр i} - I_{сг i} + I_{сг.откл i}) \cdot \Delta t i \cdot \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=0}^T (I_{нагр i} - I_{сг i} + I_{сг.откл i}) - \sum_{i=0}^T (I_{нагр i} - I_{сг i} + I_{сг.откл i})^2 \cdot \Delta t i \cdot T_{откл} \right]}{\left[\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=0}^T (I_{нагр i} - I_{сг i} + I_{сг.откл i}) \right]^2} = 0$$

так як

$$I_{ср}^2 = \left[\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=0}^T (I_{нагр i} - I_{сг i} + I_{сг.откл i}) \right]^2 \neq 0,$$

Тоді

$$\left[2 \cdot \sum_{i=j}^T (I_{нагр i} - I_{сг i} + I_{сг.откл i}) \cdot \Delta t i \cdot \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=0}^T (I_{нагр i} - I_{сг i} + I_{сг.откл i}) - \sum_{i=0}^T (I_{нагр i} - I_{сг i} + I_{сг.откл i})^2 \cdot \Delta t i \cdot T_{откл} \right] = 0$$

$$\frac{2}{T} \left[\sum_{i=j}^{T_{откл}} (I_{нагр i} - I_{сг i}) + \sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{сг.откл i} \right] \cdot \left[\sum_{i=0}^T (I_{нагр i} - I_{сг i}) + \sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{сг.откл i} \right] - \left[\sum_{i=0}^T (I_{нагр i} - I_{сг i})^2 + \sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{сг.откл i}^2 \cdot T_{откл} \right] \cdot \Delta t i = 0$$

$$I_{нагр i} + I_{сг i} = I_{нагр \Sigma i} \Rightarrow$$

Тоді

$$\frac{2}{T} \left[\sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{нагр \Sigma i} \cdot \sum_{i=0}^T I_{нагр \Sigma i} + \sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{нагр \Sigma i} \cdot \sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{сг.откл i} + \sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{сг.откл i} \cdot \sum_{i=0}^T I_{нагр \Sigma i} + \sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{сг.откл i}^2 \cdot T_{откл} \right] -$$

$$- \left[\sum_{i=0}^T I_{нагр \Sigma i}^2 + \sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{сг.откл i}^2 \cdot T_{откл} \right] \cdot \Delta t i = 0$$

$$\left[\frac{2}{T} - T_{откл} \right] \cdot \sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{сг.откл i}^2 + \frac{2}{T} \cdot \left[\sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{нагр \Sigma i} \cdot \sum_{i=0}^T I_{нагр \Sigma i} \right] \cdot \sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{сг.откл i} - \left[\sum_{i=0}^T I_{нагр \Sigma i}^2 - \frac{2}{T} \cdot \sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{нагр \Sigma i} \cdot \sum_{i=0}^T I_{нагр \Sigma i} \right] = 0$$

$$\sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{сг.откл i} = I_{сг.откл i} \Rightarrow$$

Тоді

$$\left[\frac{2}{T} - T_{откл} \right] \cdot I_{сг.откл i}^2 + \frac{2}{T} \cdot \left[\sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{нагр \Sigma i} \cdot \sum_{i=0}^T I_{нагр \Sigma i} \right] \cdot I_{сг.откл i} - \left[\sum_{i=0}^T I_{нагр \Sigma i}^2 - \frac{2}{T} \cdot \sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{нагр \Sigma i} \cdot \sum_{i=0}^T I_{нагр \Sigma i} \right] = 0$$

де $a = \frac{2}{T} - T_{откл}$;

$T_{откл}$ – час відключення сонячних панелей;

$$v = \frac{2}{T} \cdot \left[\sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{нагр\Sigma i} + \sum_{i=0}^T I_{нагр\Sigma i} \right];$$

T – кількість годин за добу;

$I_{нагр\Sigma i}$ - сума навантажувальних струмів (в точці 4);

$$c = \left[\sum_{i=0}^T I_{нагр\Sigma i}^2 - \frac{2}{T} \cdot \sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{нагр\Sigma i} \cdot \sum_{i=0}^T I_{нагр\Sigma i} \right];$$

$$a \cdot I_{сг.отклі}^2 + v \cdot I_{сг.отклі} + c = 0 \quad (3.7)$$

Вирішуючи рівняння (3.7), отримаємо оптимальний відключаємий струм сонячної генерації ($I_{опт.откл.сг}$)

$$I_{опт.откл.сг} = \frac{-v \pm \sqrt{v^2 - 4 \cdot a \cdot c}}{2 \cdot a}; \quad (3.8)$$

Визначимо для нашого прикладу:

$$a = \frac{2}{T} - T_{откл} = \frac{2}{24} - 9 = -8,917$$

$$v = \frac{2}{T} \cdot \left[\sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{нагр\Sigma i} + \sum_{i=0}^T I_{нагр\Sigma i} \right] = \frac{2}{24} \cdot [95,57 + 281,76] = 31,44$$

$$c = \left[\sum_{i=0}^T I_{нагр\Sigma i}^2 - \frac{2}{T} \cdot \sum_{i=j}^{T_{откл}} I_{нагр\Sigma i} \cdot \sum_{i=0}^T I_{нагр\Sigma i} \right] = \left[3732,75 - \frac{2}{24} \cdot 95,57 \cdot 281,76 \right] = 1488,77$$

Використовуючи формулу (3.8) визначимо оптимальний відключаємий струм сонячної генерації ($I_{опт.откл.сг}$):

$$I_{опт.откл.сг} = \frac{-31,44 \pm \sqrt{31,44^2 - 4 \cdot (-8,917) \cdot 1488,77}}{2 \cdot (-8,917)} = 11,3A$$

Згідно розрахунків оптимальний відключаємий струм сонячної генерації ($I_{опт.откл.сг}$) в вихідний день (31.07) склав $I_{опт.откл.сг} = 11,3$ А.

Згідно таблиця 3.2, струм однієї сонячної панелі дорівнює $I_{п} = 0,319$ А.

Виходячи з цього, кількість відключених сонячних панелей буде становити 36 штук. ($11,3 / 0,319 = 35,423$ штук). При відключенні 36 штук сонячних панелей їх сума струмів дорівнює 11,484 А. ($36 \cdot 0,319 = 11,484$ А)

Потужність відключених сонячних панелей складе:

$$P_{сг} = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{опт.откл.сг} = 1,732 \cdot 0,38 \cdot 11,484 = 7,55 \text{ кВт} \quad (3.9)$$

Отже у вихідні дні, згідно з формулою (3.9) ми повинні відключити 36 штук сонячних панелей, потужністю 7,55 кВт.

Для верифікації пропонованого методу розрахунку і підтвердження коректності результату розрахунку оптимального відключення струму сонячних панелей ($I_{опт.откл.сг}$), були проведено регулювання (зменшення) сонячної генерації в вихідні дні "вручну". Результати регулювання "вручну" для вихідного дня (31-липня) наведені в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 - Електроспоживання в точці 4 (рисунок 2.3) 31.07

Час	Фактична сонячна генерація, кВт	Після регулювання (зменшення) сонячної генерації, кВт
00:00	-0,358	-0,358
01:00	-0,355	-0,355
02:00	-0,357	-0,357
03:00	-0,358	-0,358
04:00	-0,355	-0,355
05:00	-0,363	-0,363
06:00	0,527	0,527
07:00	4,449	4,449
08:00	9,13	1,53
09:00	15,076	7,476
10:00	19,374	11,774
11:00	21,14	13,54
12:00	21,254	13,654
13:00	19,168	11,568
14:00	17,555	9,955
15:00	13,467	5,867
16:00	8,424	0,824

17:00	3,729	3,729
18:00	0,465	0,465
19:00	-0,375	-0,375
20:00	-0,375	-0,375
21:00	-0,349	-0,349
22:00	-0,366	-0,366
23:00	-0,369	-0,369

Як було зазначено вище, сонячна генерація спостерігається в інтервалі з 8 години ранку до 16 години вечора, тому відключення сонячних панелей вибиралось тільки в цьому інтервал. Оптимальне регулювання сонячної генерації для кожної години склало 7,6 кВт.

У таблиці 3.7 наведено зіставлення відносних втрати електроенергії в точці 4 до відключення частини сонячних панелей і після.

Таблиця 3.7 - Відносні втрати електроенергії в точці 4 (рисунок 2.3)

Дата	Відносні втрати електроенергії, %	
	Фактичні	Після відключення частини сонячних панелей на основі розробленої методики
31.07	0,86	0,188

З таблиці 3.7 видно, що значення відносних втрат електроенергії, після відключення частини сонячних батарей зменшилася в 4,57 рази.

Таким чином, для зниження відносних втрат електроенергії в вихідний день в досліджуваній мережі необхідно відключити 36 штук сонячних панелей з 8 години до 16-ї години.

Для узагальнення результатів були проведені варіаційні розрахунки для визначення доцільної сонячної генерації наступним чином:

Варіація 1 при фактичному графіку навантаження в точці - 4 31.07 (рисунок 2.3) без врахування сонячної генерації (таблиця 3.8).

Таблиця 3.8 - Фактичний графік навантаження в точці № 4 31.07

(рисунок 2.3) без врахування сонячної генерації

Р,кВт	t, год
8,969	00:00
8,99	01:00
6,639	02:00
8,756	03:00
8,189	04:00
10,348	05:00
13,222	06:00
15,303	07:00
11,348	08:00
10,214	09:00
9,404	10:00
10,921	11:00
10,837	12:00
10,374	13:00
9,787	14:00
8,482	15:00
8,973	16:00
6,383	17:00
11,436	18:00
15,134	19:00
16,033	20:00
14,946	21:00
15,152	22:00
13,439	23:00

Варіація 2 при збільшенні в два рази навантаження в точці-4 31.07 (рисунок 2.3) без врахування сонячної генерації (таблиця 3.9).

Таблиця 3.9 - Графік при збільшенні навантаження вдвічі в точці № 4 31.07(рисунок 2.3) без врахуванням сонячної генерації

Р,кВт	t, год
17,938	00:00
17,98	01:00
13,278	02:00
17,512	03:00
16,378	04:00
20,696	05:00
26,444	06:00
30,606	07:00
22,696	08:00
20,428	09:00
18,808	10:00
21,842	11:00
21,674	12:00
20,748	13:00
19,574	14:00
16,964	15:00
17,946	16:00
12,766	17:00
22,872	18:00
30,268	19:00
32,066	20:00
29,892	21:00
30,304	22:00
26,878	23:00

Варіація 3 при збільшенні в два рази навантаження в точці 4 31.07 (рисунок 2.3) з урахуванням сонячної генерації (таблиця 3.10).

Таблиця 3.10 - Графік при збільшенні навантаження вдвічі в точці № 4 31.07(рисунок 2.3) з врахуванням сонячної генерації

Р,кВт	t, год
18,29	00:00
18,33	01:00
13,63	02:00
17,87	03:00
16,73	04:00
21,05	05:00
26,97	06:00
35,05	07:00
31,82	08:00
35,50	09:00
38,18	10:00
42,98	11:00
42,92	12:00
39,91	13:00
37,12	14:00
30,43	15:00
26,37	16:00
16,49	17:00
23,33	18:00
30,64	19:00
32,41	20:00
30,24	21:00
30,67	22:00
27,24	23:00

Варіація-4 при збільшенні в два рази навантаження в точці 4 31.07 (рисунок 2.3) з врахуванням сонячної генерації (відключення сонячних панелей для кожної години на 7,6 кВт з 8 години ранку до 16 години вечора) (таблиця 3.11).

Таблиця 3.11 - Графік при збільшенні навантаження вдвічі в точці № 4 31.07(рисунок 2.3) з врахуванням сонячної генерації (відключення сонячних панелей для кожної години на 7,6 кВт)

Р,кВт	t, год
18,296	00:00
18,335	01:00
13,635	02:00
17,87	03:00
16,733	04:00
21,059	05:00
26,971	06:00
35,055	07:00
24,226	08:00
27,904	09:00
30,582	10:00
35,382	11:00
35,328	12:00
32,316	13:00
29,529	14:00
22,831	15:00
18,77	16:00
16,495	17:00
23,337	18:00
30,643	19:00
32,418	20:00
30,241	21:00
30,67	22:00
27,247	23:00

Варіація-5 - при зменшенні в два рази навантаження в точці 4 31.07 (рисунок 2.3) без врахування сонячної генерації (таблиця 3.12).

Таблиця 3.12 - Графік при зменшенні навантаження вдвічі в точці № 4 31.07(рисунок 2.3) без врахуванням сонячної генерації

Р,кВт	t, год
4,4845	00:00
4,495	01:00
3,3195	02:00
4,378	03:00
4,0945	04:00
5,174	05:00
6,611	06:00
7,6515	07:00
5,674	08:00
5,107	09:00
4,702	10:00
5,4605	11:00
5,4185	12:00
5,187	13:00
4,8935	14:00
4,241	15:00
4,4865	16:00
3,1915	17:00
5,718	18:00
7,567	19:00
8,0165	20:00
7,473	21:00
7,576	22:00
6,7195	23:00

Варіація-6 - при зменшенні в два рази навантаження в точці 4 31.07 (рисунок 2.3) з врахуванням сонячної генерації (таблиця 3,13).

Таблиця 3.13 - Графік при зменшенні навантаження вдвічі в точці № 4 31.07(рисунок 2.3) з врахуванням сонячної генерації

Р,кВт	t, год
4,8425	00:00
4,85	01:00
3,6765	02:00
4,736	03:00
4,4495	04:00
5,537	05:00
7,138	06:00
12,1	07:00
14,804	08:00
20,183	09:00
24,076	10:00
26,600	11:00
26,672	12:00
24,355	13:00
22,448	14:00
17,708	15:00
12,910	16:00
6,9205	17:00
6,183	18:00
7,942	19:00
8,3685	20:00
7,822	21:00
7,942	22:00
7,0885	23:00

Варіація-7 - при зменшенні в два рази навантаження в точці 4 31.07 (рисунок 2.3) з врахуванням сонячної генерації (відключення сонячних панелей

для кожної години на 7,6 кВт з 8 години ранку до 16 години вечора) (таблиця 3.14).

Таблиця 3.14 - Графік при зменшенні навантаження вдвічі в точці № 4 31.07(рисунок 2.3) з врахуванням сонячної генерації (відключення сонячних панелей для кожної години на 7,6 кВт)

Р,кВт	t, год
4,8425	00:00
4,85	01:00
3,6765	02:00
4,736	03:00
4,4495	04:00
5,537	05:00
7,138	06:00
12,1	07:00
7,204	08:00
12,583	09:00
16,476	10:00
19	11:00
19,07	12:00
16,755	13:00
14,85	14:00
10,1	15:00
5,3105	16:00
6,92	17:00
6,183	18:00
7,942	19:00
8,3685	20:00
7,822	21:00
7,942	22:00
7,0885	23:00

Результати розрахунків коефіцієнта форми графіка навантаження K_{ϕ}^2 при кожній варіації згідно з формулою (2.14), і середнього струму I_{cp} наведені в таблиці 3.15.

Використовуючи вихідні дані (таблиця 3.15) для кожної варіації, втрати електроенергії в точці 4 були розраховані методом середніх навантажень за формулою (2.19). Результати наведені в таблиці 3.15.

Таблиця 3.15 - Вихідні дані для розрахунку втрат електроенергії в точці 4 31.07 і їх результати.

Варіант №	K_{ϕ}^2	I_{cp} , А	Відносні втрати електроенергії %
1	1,063	16,401	0,359
2	1,063	32,802	0,71
3	1,09	44,752	1,07
4	1,066	40,421	0,94
5	1,063	8,20	0,179
6	1,412	20,15	0,675
7	1,259	15,819	0,490

З таблиці 3.15 видно, що при варіанті 1 значення відносних втрат електроенергії в точці 4 становить 0,359%. Так як у формулі (2.19) середній струм дорівнює квадрату, відповідно при варіанті 2 значення відносних втрат

електроенергії в точці 4 збільшилася в два рази і становить 0,71%, по відношенню до варіанту 1, що цілком очікувано.

З таблиця 3.15 видно, що при варіанті 3, значення K_{ϕ}^2 і I_{cp} в точці 4 збільшується, відповідно до формули (2.19), при збільшенні K_{ϕ}^2 і I_{cp} значення відносних втрати збільшується, при цьому в варіанті 3 відносні втрати електроенергії в точці 4 рівні 1,07%, що в 1,5 разу стали більше в порівнянні з варіантом 2.

Відносні втрати електроенергії при варіанті 4 в точці-4 складають 0,94%, по відношенню до варіанту 3 зменшуються на 0,13%, причиною чого є відключення сонячних панелей для кожної години на 7,6 кВт з 8 години ранку до 16-ї години вечора.

При варіанті 5 значення складо $I_{cp} = 8,2$ А, тобто в два рази менше по відношенню до варіанту 1. При цьому значення відносних втрат в точці 4 становить 0,179% що в два рази менше по відношенню до варіанту 1, що цілком очікувано.

При варіанті 6 спостерігається зростання коефіцієнта форми графіка навантаження $K_{\phi}^2 = 1,41$ в точці 4. Причиною є зворотний перетік потужності від споживача в енергосистему. Тому при варіанті 6 спостерігалось істотне зростання відносних втрат електроенергії в точці 4, за рахунок зменшення обсягу переданої електроенергії по лінії, так і за рахунок збільшення коефіцієнта форми.

Відносні втрати електроенергії при варіанті 7 в точці 4 становлять 0,490%, по відношенню до варіанта 6 зменшуються на 0,185%, причиною чого є відключення сонячних панелей для кожної години на 7,6 кВт з 8 години ранку до 16 години вечора.

3.4. Висновки до розділу

1. У робочі дні підключення до шин 380 В споживача сонячних панелей приводить до згладжування графіка навантаження живлячої енергосистеми. У вихідні дні, коли навантаження споживача зменшується і стає рівною з

потужністю, яка генерується сонячними панелями, відбувається істотне зростання нерівномірності добового графіка навантаження.

2. Підключення сонячної генерації може призвести до зростання відносних втрат електроенергії за рахунок, з одного боку зменшення обсягу переданої електроенергії та збільшення вкладу умовно-постійних втрат в загальні втрати, з іншого боку зростання коефіцієнта форми графіка навантаження через збільшення нерівномірності графіка навантаження. Таким чином, безпосереднє підключення сонячної генерації до розподільної мережі може призвести до зниження енергоефективності електромережі за рахунок зростання втрат електроенергії в відносних одиницях від відпуску електроенергії в мережу.

3. Удосконалено методику визначення доцільної потужності сонячних панелей за критерієм мінімізації відносних втрат електроенергії, на основі якої визначено раціональна потужність сонячних панелей при різних варіантах вихідних даних.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Охорона праці

4.1.1 Безпека при виготовленні друкованих плат

При розробці системи автоматичного повороту фотоелектричних модулів першим етапом виготовлення пристрою є витравлювання друкованих плат.

Сучасна технологія виготовлення друкованих плат складається з великої кількості різних механічних, фотохімічних і хімічних операцій.

При виконанні технологічних процесів виготовлення друкованих плат можуть виникнути наступні небезпеки і шкідливості: ураження електричним струмом, вибухо- і пожежонебезпека, термічний опіки, хімічний опік, небезпека травмування механічними пристроями, ураження шкірних покривів і отруєння, шум, вібрація, світловий вплив газорозрядних ламп.

Більшість матеріалів і речовин, що застосовуються при виготовленні друкованих плат, є небезпечними для здоров'я і життя людини. Шкідливі речовини та їх пари можуть проникати в організм людини через органи дихання, шкіру і травний тракт.

Вдихання хімічних речовин у будь-якому агрегатному стані (газ, пари, пил) призводить до ураження верхніх дихальних шляхів і до загальнотоксичного ефекту при всмоктуванні речовин в кров. У травний тракт шкідливі речовини потрапляють при вживанні води, їжі та курінні на ділянках виготовлення друкованих плат.

Нагрівання розчинів веде до інтенсивного паротворення і виділенню газів, що несуть з собою частинки розчину, а це призводить до збільшення забруднення атмосфери виробничих приміщень. Так, хлоровані вуглеводні (трихлоретилен, тетрахлоретан) при дії на них сонячного світла або відкритих джерел полум'я утворюють нову речовину – газ фосген (надзвичайно небезпечний), а при реагентному методі очищення відпрацьованих вод від сполук ціану може утворитися хлорціан. Попадання кислоти в лужний ціаністий електроліт, змішування кислих і ціаністих стоків або вентиляційних

викидів може призвести до утворення ціаністого водню. Процеси знежирення, травлення, електрохімічної обробки і хімічного фрезерування супроводжуються виділенням парів кислот і лугів і надходженням їх в зону дихання [5, с. 128].

Багато шкідливих речовини потрапляють в організм через шкіру, особливо небезпечні хромові композиції, концентровані кислоти, луги та розчинники.

У відділеннях приготування електролітів завжди має місце висока концентрація пилу і парів токсичних речовин, особливо під час розтарування матеріалів, дозування, приготування розчинів, змішування сипучих компонентів і транспортних операцій.

При ціаністому мідненні і срібленні утворюється ціанистий водень, який надходить в атмосферу, в цих випадках відчувається запах мигдалю. Поява ціанідів у повітрі над ваннами – результат виносу дрібних крапельок електроліту бульбашками газів (водню і кисню), що виділяються на електродах при електролітичній дисоціації, а також випаровування розчинів. Ціанистий водень утворюється в результаті контакту ціаністого розчину з вуглекислою. У ванн оксидування виявляються пари лугу, у ванн декапірування – пари соляної кислоти, у ванн освітлення алюмінію азотною кислотою – оксиди азоту, у ванн кадміювання – оксиди кадмію; при нікелювання – ціанистий водень, при хромуванні – хромовий ангідрид, при очищенні свинцевих анодів – пил свинцю.

Однією з умов забезпечення безпеки праці є потоковість виробництва у відповідності з технологічною послідовністю окремих операцій, передбачаючи автоматизацію і механізацію процесів, а також централізація приготування електроліту. Пульти оператора автоматичних ліній з програмним керуванням повинні бути віддалені від ванн на певну відстань, що виключає вплив на працюючих небезпечних і шкідливих виробничих факторів [5, с. 131].

При неможливості автоматизації процесів повинна бути забезпечена комплексна механізація окремих операцій – підготовчих, транспортних, фінішних, зокрема, завантаження плат у ванни та їх вивантаження.

Особлива увага приділяється заміні токсичних речовин менш токсичними або нетоксичними, заміні шкідливих операцій менш шкідливими. Всі робочі

місця обладнуються витяжною вентиляцією, а працюючі застосовувати засоби індивідуального захисту органів дихання, очей і шкірних покривів.

4.1.2. Техніка безпеки при експлуатації електрообладнання та електромереж

До обслуговування електрообладнання допускаються особи не молодше 18 років, які не мають медичних протипоказань, що заважають виконанню робіт, що отримали вступний і первинний інструктажі на робочому місці, виробниче навчання, перевірку знань.

Електромонтер повинен знати схему електропостачання об'єктів виробництва, повинен мати навички прийомів технічних методів обслуговування електроустановок. Він забезпечується усіма засобами індивідуального захисту та спецодягом. Інструменти і засоби захисту повинні бути випробувані, справні та використовуються за призначенням [13, с. 76].

При експлуатації діючих електроустановок застосовують електрозахисті засоби та запобіжні пристосування. Ручне включення і відключення устаткування напругою понад 1000 В необхідно виконувати в діелектричних рукавичках, колошах або на килимку. Відключення виконують таким чином: відключають роз'єднувачі, знімають плавкі вставки запобіжників, від'єднують привод мережі. Після вивішування плаката перевіряють відсутність напруги на відключеній ділянці мережі. В оперативному журналі роблять запис про відключення. Включення проводять тільки після відмітки в журналі про закінчення робіт із зазначенням відповідальної особи.

Безпека виконання забезпечується також організаційними заходами. До них відноситься оформлення роботи нарядів, оформлення допуску до роботи, нагляд під час виконання роботи [13, с. 78].

Наряд є письмовим дозволом на роботу в електроустановках, що визначає місце, час, початок і закінчення робіт; умови безпечного його проведення, склад бригади та осіб, відповідальних за безпеку. Без наряду по усному чи письмовому розпорядженню, але з обов'язковим записом в журналі можуть виконуватися такі роботи, як прибирання приміщень до огороження електрообладнання, чистка кожухів, доливка масла в підшипники, догляд за

колекторами, контактними кільцями, щітками, заміна запобіжників. При роботі з електроустановками напругою до 1000 В без зняття напруги необхідно: захистити розташовані поблизу робочого місця інші струмовідні частини, що знаходяться під напругою, до яких можливий випадковий дотик; працювати в діелектричних калошах або стоячи на ізолюючій підставці, або на діелектричному килимі; застосовувати інструмент з ізолюючими рукоятками (у викруток, крім того, повинен бути ізольований стрижень), за відсутності такого інструменту користуватися діелектричними рукавичками.

При виконанні робіт без зняття напруги на струмовідних частинах за допомогою ізолювальних засобів захисту необхідно: тримати ізолювальні частини засобів захисту за рукоятки до обмежувального кільця; розташовувати ізолюючі частини засобів захисту так, щоб не виникла небезпека перекриття по поверхні ізоляції між струмоведучими частинами двох фаз чи замикання на землю; користуватися тільки сухими і чистими ізолювальними частинами засобів захисту з непошкодженим лаковим покриттям.

При виявленні порушення лакового покриття чи інших несправностей ізолювальних частин засобів захисту користування ними має бути негайно припинене [13, с. 81].

Щозмінні огляди електрообладнання та мереж повинен проводити черговий електрик. При огляді слід звертати увагу на наступне: відсутність змін стану електрообладнання при його функціонуванні; ступінь корозії, фарбування труб, кріпильних елементів; справність введів проводів та кабелів в електроустановку; справність заземлюючих пристроїв; наявність попереджувальних плакатів та знаків маркування на вибухонебезпечному електрообладнанні; наявність всіх передбачених конструкцією болтів, що кріплять елементи оболонки (вони повинні бути добре затягнуті); потрапляння на електрообладнання бризок, крапель і пилу.

При виявленні ненормальної роботи силового трансформатора черговий електрик повинен вивести його з роботи з обов'язковим дотриманням усіх заходів особистої безпеки, використовуючи необхідні засоби індивідуального захисту. Таке відключення проводиться при: сильному

нерівномірному шумі і потрiскування всередині трансформатора; ненормальному і постійно зростаючому нагріванні трансформатора при номінальному навантаженні і роботі пристроїв охолодження; викид масла з розширювача або розриві діафрагми вихлопної труби; течі масла з пониженням його рівня нижче мінімально допустимого.

При цьому робиться запис в оперативному журналі і повідомляється відповідальному за електрогосподарство [13, с. 83].

Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів і правил техніки безпеки при експлуатації електроустановок споживачів вимагають проводити регулярні огляди та ремонт електромереж, а також вимірювання опору та ізоляції.

4.2. БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.2.1. Проведення планування заходів цивільного захисту на підприємстві у випадку надзвичайних ситуацій

Екологічна обстановка у світі останніми роками погіршилась і вважається несприятливою. Засоби масової інформації майже щодня повідомляють про надзвичайні ситуації, що відбуваються у світі: лісові пожежі, повені, цунамі, землетруси, обвали, зсуви, селеві потоки, виверження вулканів, урагани, смерчі, снігові й пилові бурі та інші стихійні лиха, аварії і катастрофи на підприємствах і транспорті, що супроводжуються загибеллю людей, руйнуванням населених пунктів і об'єктів господарювання, у тому числі й у сільському господарстві, а часто забрудненням і зараженням довкілля.

Щорічно в нашій країні виникають надзвичайні ситуації природного та техногенного характеру, що призводить до загибелі багатьох людей і значних матеріальних збитків.

Масштаби, характер руйнувань і кількість постраждалих людей залежать від типу, масштабу і місця аварії, катастрофи або стихійного лиха, від швидкості розвитку надзвичайної ситуації, особливостей регіону, об'єктів господарювання і населених пунктів, що опинилися в районі надзвичайної ситуації. Таку ситуацію можна порівнювати з воєнними діями. Для проведення

рятувальних робіт потрібне залучення великої кількості людей і матеріальних ресурсів, а несподіваний розвиток подій скорочує час на підготовку і проведення таких заходів [30].

Зниження масштабів людських втрат та матеріальних збитків, запобігання надзвичайним ситуаціям техногенного і природного характеру, ліквідація їх наслідків є важливою загальнодержавною проблемою і одним з найважливіших завдань органів виконавчої влади, всіх органів управління цивільної оборони, управління всіх рівнів, спеціалістів і населення. Кардинальне вирішення проблем захисту населення і територій України від НС, зменшення їх соціально-економічних і екологічних наслідків можливе лише шляхом проведення цілого комплексу заходів.

У значній мірі досягнення цієї мети залежить від уміння керівників усіх рівнів (від об'єктового до урядового), спрогнозувати усі можливі наслідки НС, чітко спланувати заходи щодо їх запобігання та ліквідації, організувати управління під час їх виконання, високого стану готовності до дій у НС органів управління, сил і населення [Кодекс цивільного захисту України від 02.10.2012 №5403-VI, ст. 130]. Виконання всіх умінь, завдань, перш за все, буде залежати від якості планування та повноти виконання запланованих заходів на об'єктовому рівні [16, с. 395].

Суть планування заходів ЦЗ, на випадок НС полягає в аналізі стану ЦЗ;

- оцінка обстановки, яка може скластися при виникненні аварій, катастроф і стихійних лих та застосування противником сучасних засобів ураження;
- розробка заходів, спрямованих на захист населення та підвищення стійкості функціонування в мирний час та в особливий період;
- установлення послідовності, строків, способів здійснення намічених заходів і виконавців та визначенні необхідних ресурсів для їх проведення.

Головною метою планування заходів ЦЗ є створення умов для:

- організованого і своєчасного проведення заходів захисту робітників, службовців, їх сімей і населення, яке мешкає в зоні можливого ураження;
- забезпечення успішного проведення рятувальних і невідкладних робіт (РiНР) при ліквідації наслідків НС техногенного та природного характеру;

– участі в територіальній обороні та антитерористичній діяльності в особливий період.

Планування має бути також спрямоване на те, щоб запобігти або максимально знизити людські та матеріальні втрати, а також забезпечити життєдіяльність галузі, регіону підпорядкованих їм об'єктів і населення у разі виникнення вищезазначених ситуацій.

При плануванні заходів ЦЗ на особливий період повинно забезпечуватися взаємне узгодження і ув'язка їх із заходами мобілізаційного розгортання народного господарства та заходами, які проводять військове командування та органи управління ЦЗ [16, с. 396].

Планування повинно бути реальним, цілеспрямованим, конкретним, точним, гнучким, перспективним, базуватися на глибоко продуманих рішеннях, обґрунтованих розрахунках та враховувати специфіку і особливості діяльності. Воно повинно здійснюватися завчасно та забезпечувати своєчасний ввід планів ЦЗ в дію, особливо під час раптового виникнення НС техногенного та природного характеру і в особливий період.

Документами для планування є укази Президента України, законодавчі акти ВРУ, постанови та розпорядження КМУ, «План реагування на НС державного рівня», витяги з рішення начальника ЦЗ області, району по організації та веденню ЦЗ на території області або району, витяг з «Плану організації евакозаходів та визначення місць розміщення евакуйованого населення».

На об'єктах господарювання повинні бути розроблені два плани, а саме:

- дій з попередження та ліквідування НС (на мирний час);
- цивільного захисту (на воєнний час) [30].

Головна мета цих планів – максимальне зниження людських та матеріальних втрат у будь-яких умовах обстановки.

4.2.2. Дослідження стійкості роботи у надзвичайних ситуаціях підприємств електротехнічної та світлотехнічної галузі

Під стійкістю роботи об'єктів електротехнічної і світлотехнічної галузі розуміють його спроможність в умовах надзвичайної ситуації випускати

продукцію в запланованому обсязі та номенклатурі, а при отриманні середніх руйнувань або порушенні зв'язків з кооперації та поставок відновлювати виробництво у мінімальні терміни.

Під стійкістю роботи об'єктів, які безпосередньо не виробляють матеріальні цінності розуміють їх спроможність виконувати свої функції в умовах НС [16, с. 404].

На стійкість роботи об'єктів електротехнічної та світлотехнічної галузі в умовах НС впливають наступні фактори:

- надійність захисту робітників та службовців;
- спроможність інженерно-технічного комплексу об'єкта протистояти у визначеному ступеню уражаючих факторів стихійного лиха, аварій, катастроф та сучасних видів зброї;
- захищеність об'єкта від вторинних уражаючих факторів (пожеж, вибухів, зараження отруйними речовинами);
- надійність системи забезпечення об'єкта всім необхідним для виробництва (сировиною, паливом, комплектуючими вузлами і деталями, електроенергією, водою, газом та іншим);
- стійкість та безперервність управління виробництвом та ЦО;
- підготовленість об'єкта до ведення РіНР та робіт щодо порушеного виробництва.

Захист робітників та службовців досягається чотирма основними способами:

- укриття людей в захисних спорудах;
- проведення евакозаходів;
- радіаційно-хімічний захист;
- медичний і біологічний захист [16, с. 405].

Надійно захистити виробничий персонал об'єкта можливо лише при комплексному використанні усіх основних способів захисту.

Захист виробничих фондів полягає у підвищенні протидії будинків, споруд і конструкції об'єкта до уражаючих факторів та захисті технологічного

обладнання, верстатів, систем і комунікацій та інших засобів, що формують основу виробничого процесу.

Створення надійних систем електро-, водо- та теплозабезпечення об'єктів:

а) підвищення стійкості електрозабезпечення:

- розподіл схеми електромереж на незалежно працюючі частини;
- закільцювання електромереж та підключення їх до декількох джерел енергозабезпечення;

– створення резерву дизельних електростанцій;

б) підвищення стійкості систем водопостачання:

- водопостачання від двох незалежних джерел, одне з яких підземне;
- захист вододжерел та резервуарів чистої води;
- створення обвідних (байпасних) ліній навколо водонапірних веж;

в) підвищення стійкості систем газу, тепло- та паливо- забезпечення:

– розподільні газопроводи робити підземними та передбачати їх кільцювання;

– газорозподільні станції та опорні пункти обвідних газопроводів передбачати в підземному варіанті;

– встановлювати в основних вузлових точках систем автоматичні вимикаючі пристрої, які спрацьовують при аваріях [16, с. 406].

Підвищення протипожежної стійкості:

- максимальне скорочення запасів палива та вибухонебезпечних речовин;
- проведення профілактичних протипожежних заходів;
- підготовка сил і засобів пожежогасіння.

Створення стійкості системи матеріально-технічного постачання. На об'єктах електротехнічної і світлотехнічної галузі створюють запаси сировини, палива, комплектуючих вузлів і деталей, обладнання, які дозволяють продовжувати роботу на випадок дезорганізації постачання.

Створення стійкості системи управління:

- підготовка ПУ (захищених);
- забезпечення ПУ засобами зв'язку;
- використання автоматизованої системи управління. Підготовка до прискореного (негайного) відновлення порушеного виробництва;

- розробка необхідної технічної та технологічної документації;
- створення запасів матеріальних засобів для встановлення робіт;
- розробка розрахунків сил і засобів для відновлюючих робіт;
- визначення вірогідної черговості робіт по відновленню виробництва з урахуванням наявних ресурсів та місцевих умов.

Крім того, на стійкість роботи підприємств електротехнічної та світлотехнічної галузі буде впливати наявність підготовленої робочої сили.

Підвищення надійності та оперативності управління виробництвом:

- створення на об'єкті стійкої системи зв'язку;
- висока підготовка керівного складу;
- своєчасне прийняття вірних рішень та постановка завдань підлеглим у відповідності до обстановки, що склалася [16, с. 407].

Підвищення стійкості роботи об'єкта електротехнічної та світлотехнічної галузі досягається завчасним проведенням комплексу інженерно-технічних, технологічних та організаційних заходів, які спрямовані на максимальне зниження дії уражаючих факторів і створення умов для ліквідації наслідків НС.

Інженерно-технічні заходи – це комплекс робіт, що забезпечують підвищення стійкості виробничих будинків і споруд, обладнання, комунально-енергетичних систем.

Технологічні заходи забезпечують підвищення стійкості роботи об'єкті шляхом зміни технологічного процесу, що сприяє спрощенню виробництва продукції та усуває можливість виникнення вторинних уражаючих факторів.

Організаційні заходи передбачають розробку і планування дій керівного командно-начальницького складу штабу, служб і формування ЦО при захисті робітників і службовців, проведенні РіНР, відновленні виробництва.

Висновок: планування заходів цивільного захисту призначене для максимального зниження людських жертв та матеріальних збитків під час настання НС. Запорукою успіху роботи підприємства у будь-яких випадках, а також при настанні НС є висока стійкість підприємства. Для підвищення стійкості найпершим є створення стійкої системи управління, а також створення надійних систем постачання ресурсів та енергоресурсів. Також потрібно проводити заходи для підвищення стійкості виробничих будівель, споруд та змінювати технологічних процес на більш новіший і стійкіший.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Удосконалено математичну модель для аналізу і оцінки втрат електроенергії, які можуть застосовуватися при подальших дослідженнях і дозволяють проводити розрахунки втрат електроенергії при різних поєднаннях змін вихідних даних.

2. В результаті проведених вимірювань отримані усереднені графіки навантаження об'єктів №1 і №2 до і після підключення сонячної генерації.

3. У робочі дні підключення до шин 380 В споживача сонячних панелей приводить до згладжування графіка навантаження живлячої енергосистеми. У вихідні дні, коли навантаження споживача зменшується і стає рівною з потужністю, яка генерується сонячними панелями, відбувається істотне зростання нерівномірності добового графіка навантаження.

4. Підключення сонячної генерації може призвести до зростання відносних втрат електроенергії за рахунок, з одного боку зменшення обсягу переданої електроенергії та збільшення вкладу умовно-постійних втрат в загальні втрати, з іншого боку зростання коефіцієнта форми графіка навантаження через збільшення нерівномірності графіка навантаження. Таким чином, безпосереднє підключення сонячної генерації до розподільної мережі може призвести до зниження енергоефективності електромережі за рахунок зростання втрат електроенергії в відносних одиницях від відпуску електроенергії в мережу.

5. Удосконалено методику визначення доцільної потужності сонячних панелей за критерієм мінімізації відносних втрат електроенергії, на основі якої визначено раціональна потужність сонячних панелей при різних варіантах вихідних даних.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Федоров В.К. Влияние распределенной генерации на потери и качество электрической энергии / В.К. Федоров. Е.Н. Леонов. Д.В. Федоров // Омский научный вестник. - 2016 - № 6 (150) - С. 72-76.

2. Gonzalez-Longatt F.M. Impact of Distributed Generation over Power Losses in Distribution System / F.M. Gonzalez-Longatt // 9th International Conference. Electrical Power Quality and Utilization. - Barcelona. - October 9-11, 2007.

3. Sarabia A.F. Impact of distributed generation on distribution system. A Dissertation Submitted to the Faculty of Engineering, Science and Medicine, Aalborg University in Partial Fulfilment for the Degree of Master Graduate. - Aalborg University, Denmark. - June, 2011.

4. Comfort R. Power Quality Impact of Distributed Generation: Effect on Steady State Voltage Regulation / R. Comfort. M. Gonzalez. A. Mansoor. P. Barker. T. Short, A. Sundaram / <http://citeseerx.ist.psu.edu>.

5. Antonova G. Distributed Generation and Its Impact on Power Grids and Microgrids Protection / G. Antonova. M. Nardi. A. Scott. M. Pesin // 2012 65th Annual Conference for Protective Relay Engineers. -April 2-5, 2012. - pp. 152 – 161.

6. Nazari M.H. Potential Problems and Solutions Associated with Distributed Generation / M.H. Nazari. M. Ilic // 4th Carnegie Mellon Electricity Industry Conference, Pittsburgh, U.S. - April, 2008.

7. Pecas Lopes J.A. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities / J.A. Pecas Lopes N. Hatziargyriou J. Mutale, P. Djapic N. Jenkins // Electric Power Systems Research. - 2007.

8. Jamian J.J. Implementation of evolutionary particle swarm optimization in distributed generation sizing / J.J. Jamian M.W. Mustafa H. Mokhlis M.A. Babarudin // International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE). - Vol. 2, No. 1, February 2012.

9. Begovic. M. Impact of Renewable Distributed Generation on Power Systems / M. Begovic. A. Predelj. A. Rohatgi. D. Novosel // Proceedings of the 34th Hawaii International Conference on System Sciences – 2001.

10. Hussain. B. Impact Studies of Distributed Generation on Power Quality and Protection setup of an Existing Distribution Network / B. Hussain. S.M. Sharkh. S. Hussain // 20th International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM 2010) . - Pisa, IT. - 2010.

11. Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений И: 34-70-030 - 87. РД 34.09.253 - М.: СПО «Союзтехэнерго», 1987.

12. S. R. Chorshanbiev. G.V. Shvedov. K.B. Nazirov. F.O. Ismoilov. and H. M. "Sultan Structural analysis of power losses in (6-10 / 0.4 kV) urban distribution electric networks of the city of Dushanbe, the Republic of Tajikistan" 2019 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIConRus), St. Petersburg, Russia, 2019.

13. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов. - М.: Энергоатомиздат, 1989.

14. Шведов Г.В., Сипачева О.В., Савченко О.В. Потери электроэнергии при её транспорте по электрическим сетям: расчет, анализ, нормирование и снижение / Под ред. Ю.С. Железко. — М.: Издательский дом МЭИ, 2013.

15. Потери мощности и энергии в электрических сетях. / Под ред. Г, Е. Поспелова. -М: Энергоиздат, 1981.

16. Bukarica V. United nations development programme Tajikistan: Energy efficiency master plan for Tajikistan/ V.Bukarica, Morvaj, S.Robic // Dushanbe, 2011.

17. Шведов Г.В. Методика управления генерацией солнечных батарей по критерию минимизации относительных потерь электроэнергии в электрических сетях / Г.В. Шведов С.Р. Чоршанбиев Ш.Дж Джураев // Вестник МЭИ. - 2019. - №1. - С. 20 - 28.