

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота
на правах рукопису

Решетнік Олександр Вікторович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Розробка методики оцінки ефективності впровадженню локальних джерел
живлення
(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня магістр

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Решетнік О. В.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Соколовський Олег Феліксович

(прізвище, ім'я, по батькові)

к.т.н., доцент кафедри електрифікації,
автоматизації виробництва та інженерної екології

(науковий ступінь, вчене звання)

АНОТАЦІЯ

Решетнік О. В. Розробка методики оцінки ефективності впровадженню локальних джерел живлення. Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2022.

Основною, метою кваліфікаційної роботи являється дослідження та розробку технічних методів оцінки та обґрунтування сумісності роботи локальних джерел живлення розподіленої генерації з системами електропостачання об'єктів, а також на формування на цій основі принципів та алгоритмів вибору параметрів ЛДЖ за їх впровадженні.

Ключові слова: математична модель, електрична мережа, локальне джерело живлення, розподілена генерація.

ABSTRACT

Reshetnik O. V. Development of a methodology for evaluating the effectiveness of the implementation of local power sources. Qualification work for obtaining a master's degree in specialty 141 - Electric power, electrical engineering and electromechanics - Polish National University, Zhytomyr, 2022.

The main goal of the qualification work is the research and development of technical methods for evaluating and substantiating the compatibility of local power sources of distributed generation with the power supply systems of objects, as well as the formation of principles and algorithms for the selection of LDH parameters for their implementation on this basis.

Keywords: mathematical model, electrical network, local power source, distributed generation.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. ВПЛИВ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ ТА ЛОКАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЖИВЛЕННЯ НА СИСТЕМИ ПРОМИСЛОВОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	7
1.1 Аналіз актуальності впровадження розподіленого виробництва електроенергії у системах електропостачання споживачів	7
1.2 Структура розподіленого виробництва електроенергії	10
1.3 Вплив розподіленої генерації на системи електропостачання об'єктів	12
1.3.1 Вплив на параметри режимів електропостачання .	13
1.3.2 Вплив на роботу систем захисту та автоматики та координацію пристроїв	25
Висновки по розділу 1	30
РОЗДІЛ 2. ОБГРУНТУВАННЯ ЗАГАЛЬНОГО ПІДХОДУ ДО ОЦІНКИ ЕФЕКТУ ВПРОВАДЖЕННЯ ЛОКАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЖИВЛЕННЯ	31
2.1 Загальний підхід до оцінки ефекту застосування ЛДЖ	31
2.2 Оцінка комплексного економічного ефекту застосування ЛДЖ з допомогою характеристичного показника	34
Висновки по розділу 2	38
РОЗДІЛ 3. ОЦІНКА КОМПЛЕКСНОГО ТЕХНІЧНОГО ТА ТЕХНОЛОГІЧНОГО ЕФЕКТУ ВПРОВАДЖЕННЯ ЛДЖ ЗА ДОПОМОГОЮ ХАРАКТЕРИСТИЧНОГО ПОКАЗНИКА	39
3.1 Визначення інтегральних оцінок при впровадженні ЛДЖ	39
3.2 Оцінка ступеня впливу ЛДЖ на якість електропостачання	46
3.3 Оцінка ступеня впливу ЛДЖ на показники енергоефективності	49
Висновки по розділу 3	51
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	52
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	53

ВСТУП

Актуальність тематики. Сучасні тенденції до розвитку цивільних і промислових підприємств і комплексів пов'язані з випереджальним зростанням потужностей, що споживаються, і перерозподілом центрів навантажень порівняно зі сформованими.

З огляду на дану ситуацію дедалі більшу поширеність набуває концепція розподіленої генерації (РГ), що полягає у організації локальних джерел живлення (ЛДЖ), накопичувачів і засобів управління енергоспоживанням за балансової належності споживачів.

Для віддалених об'єктів не менш актуальним є питання значної протяжності ліній електропередач від централізованих джерел, тому виникає проблема значних втрат потужності і напруги, що веде до нераціонального підвищення перерізів провідників і, як наслідок, до великих капітальних витрат. В даному випадку організація в центрі навантажень об'єкта локального джерела живлення, що працює ізольовано від енергосистеми або використовує її як резервне і ненавантажене в нормальному режимі джерела, є більш доцільною.

Поширення також отримало використання ЛДЖ для паралельної роботи з енергосистемою, в режимі компенсації пікових навантажень, а також як резервне (аварійне) джерело електропостачання. Найбільшу актуальність така концепція має на об'єктах з великим споживанням електроенергії в піковий годинник, а також на об'єктах з високими вимогами до надійності електропостачання (що мають споживачів 1-ї категорії особливої групи електропостачання, що вимагають організації третього джерела).

Відповідно до вищенаведених висновків, **метою кваліфікаційної роботи являється** дослідження та розробку технічних методів оцінки та обґрунтування сумісності роботи локальних джерел живлення розподіленої генерації з системами електропостачання об'єктів, а також на формування на цій основі принципів та алгоритмів вибору параметрів ЛДЖ за їх впровадженні.

Практична значимість роботи:

- розроблено методику визначення результуючого показника приєднання локального джерела живлення в системах електропостачання та оптимізації параметрів локальних джерел живлення з урахуванням його значень;

- здійснено розрахунок приватних характеристичних показників ефекту впровадження ЛДЖ: оцінено вплив ЛДЖ на витрати підприємства на електропостачання, параметри резерву реактивної потужності, втрат електроенергії, аварійних режимів та надійності системи електропостачання при паралельній роботі ЛДЖ із ЦЕС.

Методи проведення дослідження: розрахункові методи визначення параметрів режимів електропостачання в системах з локальними джерелами живлення; розрахункові методи визначення техніко-економічних показників реалізації об'єкта власної генерації; математичні методи оптимізації параметрів систем генерації електроенергії.

Перелік публікацій автора за темою дослідження :

Решетнік О. В. СТРУКТУРА РОЗПОДІЛЕНОГО ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «СТУДЕНТСЬКІ ЧИТАННЯ – 2022» 30 листопада 2022 року. Житомир: Поліський національний університет, 2022.- С 58-62.

Гончаренко Ю. П., Решетнік О. В. ВИЗНАЧЕННЯ ІНТЕГРАЛЬНИХ ОЦІНОК ПРИ ВПРОВАДЖЕННІ ЛОКАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЖИВЛЕННЯ

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «СТУДЕНТСЬКІ ЧИТАННЯ – 2022» 30 листопада 2022 року. Житомир: Поліський національний університет, 2022.- С 58-62.

Палійчук В. К., Кухарець М. М., Решетнік О. В.

ОЦІНКА КОМПЛЕКСНОГО ЕКОНОМІЧНОГО ЕФЕКТУ
ЗАСТОСУВАННЯ ЛОКАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЖИВЛЕННЯ З ДОПОМОГОЮ
ХАРАКТЕРИСТИЧНОГО ПОКАЗНИКА

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «СТУДЕНТСЬКІ ЧИТАННЯ – 2022» 30 листопада 2022 року.
Житомир: Поліський національний університет, 2022.- С 58-62.

РОЗДІЛ 1

ВПЛИВ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ ТА ЛОКАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛОВ ЖИВЛЕННЯ НА СИСТЕМИ ПРОМИСЛОВОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1 Аналіз актуальності впровадження розподіленого виробництва електроенергії у системах електропостачання споживачів

Найбільш загальним та послідовним визначенням розподіленої генерації можна вважати наступне [3, 4]. Розподілена генерація (РГ) - це виробництво електроенергії, розташоване поблизу споживача. Джерело розподіленої генерації підключений безпосередньо до розподільної електричної мережі або на стороні балансової належності споживача.

Під РГ, загалом уявленні, розуміється власне виробництво енергії, до якого відносяться [4]:

- будь-яке виробництво електричної енергії (ЕЕ), приєднане до систем промислового електропостачання та електропостачання об'єктів;
- комерційні аварійні та резервні дизельні генераторні установки (наприклад, у лікарнях та готелях);
- резервні генератори для житлових будинків, які продаються в магазинах обладнання;
- генератори, встановлені електромережними компаніями на підстанціях для підтримки напруги або з метою підвищення надійності.
- будь-які місцеві генератори з потужністю в межах, що варіюються від кількох кВт до десятків МВт у різних джерелах;
- енергоблоки, розташовані поблизу центрів навантаження;
- управління енергоспоживанням на стороні споживача, енергоефективне обладнання та інші інструменти для зниження споживання ЕЕ на стороні споживача (у даному випадку коректнішим було б вживання терміну «розподілені ресурси»).

Згідно з [3], на сьогоднішній день в Україні під поняття розподіленої генерації потрапляють, крім інших:

- блок-станції (джерела електричної енергії, які розташовані на території або в безпосередній близькості від промислового підприємства та належать власникам цього підприємства на правах власності або оренди;
- об'єкти малої та середньої генерації, серед яких газотурбінні та газопоршневі станції, а також електростанції на нетрадиційних та відновлюваних джерелах електроенергії (НВДЕ).

Іноді термін "мала енергетика" (англ. on-site power generation) використовується як синонім розподіленої генерації [5].

Поняття «розподілених енергетичних ресурсів (PP)» (англ. distributed resources), відповідно до [6], визначається як «ресурси споживачів та організацій, що забезпечують, які можуть бути розгорнуті по всій розподільній електричній мережі для задоволення системою потреб споживачів в енергії та надійності. Розподілені джерела можуть бути встановлені як на стороні постачальника, так і на стороні споживача». Відповідно до визначення [92], розподіленими ресурсами називаються джерела, які не підключені до магістральних мереж енергосистеми безпосередньо. Часто в літературі також використовують синонімічний термін розосереджених (англ. dispersed) ресурсів.

Розподілені ресурси включають два аспекти [4]:

- 1) розподілену генерацію, підключену до розподільних мереж або на стороні балансової приналежності споживача;
- 2) Кошти на стороні споживання, такі як системи керування електричними навантаженнями, що керують споживанням енергії в піковий годинник та годинник мінімуму та показниками енергоефективності з метою зменшити попит споживача в години піку та підвищити ефективність пристроїв та приводів промислових установок, або знизити загальне споживання з мережі. Важливий аспект розподілених ресурсів не лише у використанні власних джерел споживачем, а й у зниженні споживання. Це

впливає на електропостачання від розподільчої мережі. У [7] та інших джерелах під другою складовою розуміється, переважно, технології накопичення енергії.

Беручи до уваги наявні описи, визначимо розподілені енергетичні ресурси як технологічні комплекси для виробництва та накопичення електроенергії, підключені до розподільної мережі поблизу від споживача або безпосередньо на стороні його балансової приналежності, що включають генеруючі установки, засоби накопичення електроенергії, а також технології та пристрої управління електричними навантаженнями.

Термін розподілених систем електропостачання (РС) (англ. distributed utility) [8] ґрунтується на мережах та архітектурі систем майбутнього, заснованих на розподіленій генерації, розподілених ресурсах та розподіленій ємності. Концепція таких систем розвивається США, де цей термін широко використовується. У загальному розумінні, розподілені системи електропостачання є консолідованим поєднанням розподіленого виробництва електроенергії, технологій накопичення енергії, засобів управління електроспоживанням на стороні споживачів та енергоефективних пристроїв [8]. Відносно першої складової особлива увага приділяється використанню місцевих ресурсів для виробництва електроенергії та технологіям когенерації та тригенерації. Завданнями накопичувачів енергії є регулювання графіків навантаження, підвищення надійності та якості електропостачання за рахунок створення резерву потужності та енергії. Технології керування електроспоживанням покликані обмежувати максимуми навантаження споживачів (і таким чином вимоги до пропускної спроможності систем електропостачання). Економія споживання електроенергії та зменшення потреби у пропускній спроможності енергосистеми забезпечуються за рахунок застосування енергоефективних пристроїв.

Використання такого комплексного підходу в системах електропостачання та електроспоживання дозволяє, загалом, оптимізувати фінансові витрати на енергоресурси та обслуговування, підвищити надійність

та безперебійність електропостачання, створює потенціал та умови для використання екологічних технологій та управління ціноутворенням із пріоритетом споживачів на ринку електроенергії.

Основними стимулами до впровадження розподіленої генерації за споживача електроенергії є:

1) Економічні мотивації, пов'язані з оптимізацією витрат на енергопостачання об'єкта та паливно-енергетичні ресурси за рахунок

- зниження витрат на споживання електроенергії в пікові години при паралельній роботі власної генерації, а також при застосуванні накопичувачів енергії;

- підвищення енергоефективності за рахунок спільного виробництва теплової та електричної енергії;

- можливості використання побічних продуктів виробництва та альтернативних видів палива;

- можливості відповідного збільшення потужності, що генерується, за рахунок модульної структури об'єктів РГ при розширенні виробництва без значних капіталовкладень у мережеву інфраструктуру;

- виключення витрат на технологічне приєднання до електроенергетичної системи, особливо в умовах віддаленості об'єкта та малих резервів мережевої інфраструктури;

- зниження ризиків та втрат від аварійних перерв електропостачання за рахунок підвищення надійності системи електропостачання, а також підвищення енергобезпеки об'єкта генерації;

- можливості довгострокового планування виробництва за рахунок більшої передбачуваності витрат на енергоресурси.

2) Технічні мотивації, зумовлені

- підвищенням надійності електропостачання споживачів, зниження ризику аварійних зупинок виробництва;

- обмеженням пікових навантажень та перевантажень мережевого електрообладнання (як наслідок – збільшення терміну служби та зниження ризику аварійних відключень);
- підвищення стійкості системи електропостачання;
- можливістю забезпечення паралельної та автономної роботи РГ з централізованою енергетичною системою (ЦЕС), як наслідок – можливість забезпечення енергією віддалених об'єктів та об'єктів у зонах з низьким розвитком мережевої інфраструктури.

1.2 Структура розподіленого виробництва електроенергії

Для подальшого дослідження необхідно виділити поняття енергоблоку (ЕБ) розподіленої генерації. Під енергоблоком розподіленої генерації розуміється одиночна установка або сукупність генеруючих агрегатів розподіленої генерації та технологічних комплексів розподілених ресурсів незалежно від технології виробництва енергії, об'єднаних територіально - межами об'єкта або споруди, та електрично - загальною точкою підключення до зовнішньої розподільної мережі (точкою). Релевантним терміном, що використовується в літературі та цій роботі, для ЕБ РГ як для джерела, перш за все, електроенергії, є власне або локальне джерело живлення (ЛДЖ).

Режим роботи ЕБ РГ, з погляду підключення до ЦЕС, то, можливо автономним і паралельним. Автономний режим є класичним у розумінні сфери застосування РГ як власного джерела живлення. Тим не менш, паралельний режим має низку переваг для споживача, що зумовлюють його застосування, таких як підвищення надійності та безперебійності електропостачання, стійкості СЕП. Разом з цим процес підключення власного джерела на паралельну роботу та організації міжсистемного зв'язку дуже ускладнений [9].

Під точкою загального сполучення (ТЗС, англ.: point of common coupling [9]), розуміється точка приєднання локальної системи електропостачання до розподільчої електроенергетичної системи [9]. У локальних системах

електропостачання, до яких належать системи внутрішнього електропостачання об'єктів, виділяється точка, в якій здійснюється безпосереднє підключення енергоблоків РГ та розподілені ресурси (РР). На рисунку 1.1 показана загальна принципова схема структури приєднання об'єктів та міжсистемних з'єднань.



Рисунок 1.1 - Структура міжсистемних з'єднань [92]

У ТЗС виділяється система зовнішніх з'єднань (СЗС), що є сукупність міжсистемних технічних засобів і функцій, що розглядаються як групу, що використовуються для приєднання енергоблока РГ до зовнішньої розподільної мережі [9].

1.3 Вплив розподіленої генерації на системи електропостачання об'єктів

Впровадження локальних джерел живлення (ЛДЖ) на боці споживача можна охарактеризувати значним техніко-економічним ефектом, який зумовлює як мотивацію до застосування цих технологій, так і необхідність забезпечення нормального функціонування системи електропостачання.

Підключення таких джерел призводить до безпосереднього додавання активної та реактивної потужності, так і до зміни режиму роботи та топології реорганізованої системи електропостачання.

При паралельному режимі роботи РГ з ЦЕС, до уваги беруться як «зовнішні» аспекти впровадження, які пов'язані з параметрами системи зовнішнього електропостачання, так і «внутрішні» аспекти, які визначаються характеристиками та параметрами систем внутрішнього електропостачання та електрогосподарств споживачів. Відмінність у точках зору відбивається як умовах і завданнях, що ставляться перед проектувальником розподілених систем, так і в параметричній оцінці їх функціонування. У цьому потрібен індивідуальний та комплексний розгляд ефектів впровадження.

1.3.1 Вплив на параметри режимів електропостачання

Вплив на величину втрат електроенергії.

Однією з найважливіших підстав застосування РГ і РР з погляду енергосистеми, є зниження втрат електроенергії під час її передачі [7].

Мінімізувати втрати можна за рахунок розташування в безпосередній близькості від споживачів джерел активної та реактивної енергії, що зменшить величину перетікань потужності протяжними лініями електропередачі від централізованих генеруючих джерел. В основному розподілені генератори працюють в індуктивному режимі з коефіцієнтом потужності 0,8-1,0; проте при застосуванні синхронних генераторів та інвертерів можлива робота в ємнісному режимі [6]. В даному випадку принцип вибору розташування РГ для зменшення втрат електроенергії повністю аналогічний принципам розташування пристроїв компенсації реактивної потужності [7].

При високих втратах в лінії фідера підключення розподіленого генератора у споживача дасть позитивний ефект з погляду зниження втрат. З іншого боку, при великій потужності джерела РГ, що підключається, і виникненні зворотних перетікань потужності від ЛДЖ, потрібен більший фізичний ресурс (пропускна здатність) системи (з точки зору, наприклад, характеристик нагрівання) [6]. Можливість виникнення таких випадків

описана в [10]: при перевищенні потужності РГ загального навантаження мережі приблизно вдвічі, втрати у розподільчій мережі в даному випадку будуть більшими.

Оскільки розташування ЛДЖ залежить від споживачів, енергосистема, з одного боку, спостерігає зниження втрат у своїх мережах, з іншого боку – локальні збільшення перетоків потужності, здатні призвести до небажаних навантажень мережевого електрообладнання. Оптимальне розташування та типорозмір РГ можуть бути досягнуті за рахунок програмного аналізу перетікань потужності навантаження.

При проектуванні новостворених розподілених систем та модернізації існуючих мереже електроустаткування має бути розраховане на передачу повної потужності навантаження споживачів без урахування розміщення об'єктів РГ та РР. Таке рішення зумовлене необхідністю забезпечення надійного електропостачання об'єктів за відключення розподілених енергоблоків. Тому при «нормальній» паралельній роботі РГ з централізованою системою коефіцієнт завантаження ліній електропередачі останньої буде суттєво нижчим за розрахунковий. З огляду на те, що втрати потужності безпосередньо залежать від повного опору лінії, таке «надмірне» проектування побічно сприятиме зменшенню втрат.

Розглядаючи підключення РГ з погляду споживача, загальний ефект зниження втрат під час передачі ЕЕ може бути дуже значним. Розглянемо наступний приклад. Значна частка споживачів, що позиціонуються як малі, що розглядають можливість впровадження РГ як засіб забезпечення енергонезалежності та підвищення надійності, не мають на своєму балансі протяжних та розгалужених розподільчих мереж. Підключення РГ для таких споживачів здійснюється на шинах вступного розподільчого пункту, тобто максимально близько до межі балансової належності. Таким чином, зміна величини втрат у власних мережах для таких споживачів мінімальна і визначається лише інтегральною зміною профілю напруги та балансу потужності в точці підключення. Однак, для середніх і великих споживачів,

які мають власні протяжні мережі, у тому числі середньої та високої напруги, у разі підключення ЕБ РГ до шин локальних розподільчих пунктів ефект може бути дуже 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 у загальному впливі має бути прив'язана до показників цієї топології.

Вплив на характеристики напруги та її регулювання.

Підключення РГ може впливати на характеристики напруги в СЕП за рахунок низки причин, пов'язаних як безпосередньо з самими енергоблоками, так і з особливостями їхньої паралельної роботи з системою, координацією та синхронізацією параметрів при проектуванні та включенні.

Паралельна робота енергоблоків із СЕП передбачає напрям перетоків потужності як у бік навантаження, так і у бік енергосистеми. При односпрямованому потоці регулювання напруги здійснюється декількома способами: за допомогою регулювання перемиканням відпайок трансформаторів (під навантаженням або без збудження) та автотрансформаторів; за допомогою вольтододаткових трансформаторів та лінійних регуляторів; за допомогою регулювання параметрів СЕП (мережі живлення); за допомогою регулювання величини реактивної потужності, що виробляється. Функціонування енергоблоків РГ можливе у двох режимах: «дотримання» напруги (voltage following) та регулювання напруги [7]. У першому випадку «дотримання» означає пасивне регулювання за рахунок зміни балансу потужностей у системі. Режим регулювання означає активну підтримку вихідного рівня напруги в контрольованій точці (ТЗС).

Як було згадано вище, впровадження ЛДЖ РГ на стороні споживача сприяє зниженню навантаження на фідерах та зменшенню втрат потужності та напруги, що призводить до очікуваного позитивного ефекту при регулюванні та підтримці необхідних рівнів [11]. Тим не менш, підключення розподіленого енергоблоку до фідерів із встановленими силовими та вольтододатковими трансформаторами з автоматичним регулюванням під навантаженням (РПН),

напруга на шинах електроприймачів може ставати нижче за рахунок некоректної роботи систем керування. Цей феномен виникає у пікових режимах внаслідок зниження чутливості систем управління при «видимому» зменшенні навантаження на фідері за рахунок підключення розподіленого генератора поблизу споживача [7]. Згідно [7], показовим критерієм можливого виникнення даної проблеми може бути перевищення потужності генератора на 10% над потужністю, що протікає через мережевий регулятор, а також ближче розташування РГ до регулятора, ніж навантаження. Очевидними є кілька способів вирішення проблеми: зміна діапазону регулювання та уставок лінійного регулятора, підключення РГ вище регульованих трансформаторів за рівнем, або встановлення додаткових пристроїв регулювання, що «компенсують» даний ефект.

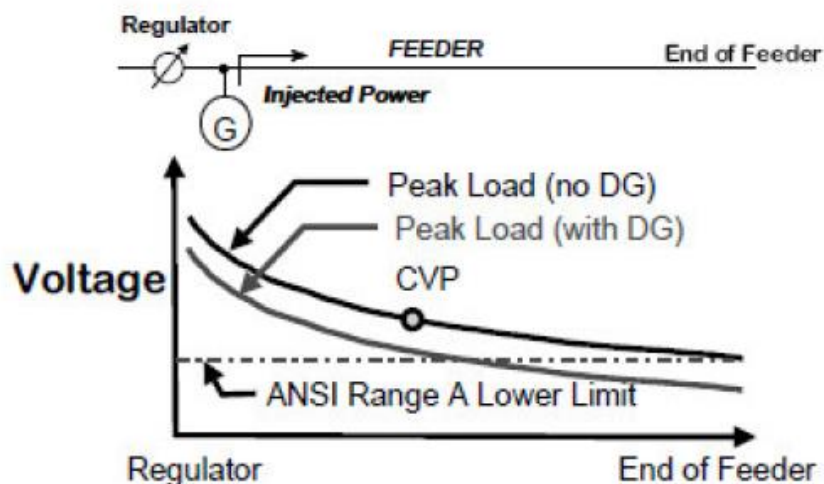


Рисунок 1.2 – Зниження напруги на шинах споживача при підключенні РГ після регулятора [117]

Разом з тим, впровадження розподілених енергоблоків у існуючі може призводити до тривалих перенапруг за рахунок зміни балансу потужностей та зворотних перетікань потужності. Так, наприклад, джерело живлення РГ, підключене до силового трансформатора, що живить деяке навантаження, може підняти рівень напруги на вторинному боці, що призведе до перенапруги електроприймачів, тому що силовий трансформатор який підключений до

мережі в даній точці має рівень напруги вищий фіксованого нормативного [130]. Зважаючи на підключення додаткового джерела та зниження втрат, за відсутності компенсуючої модифікації параметрів існуючої СЕП відбувається зміна балансу реактивної потужності, внаслідок чого в поточних умовах і для заданих параметрів мережі рівень напруги буде підвищуватися. Підключення джерела живлення РГ також супроводжується виникненням зворотного перетікання потужності і, певною мірою, підвищенням напруги.

Установки, які підключені до розподільної мережі за допомогою інверторів, складають основну частку малопотужних енергоблоків РГ. Зокрема, до таких енергоблоків належать генератори на відновлюваних джерелах енергії (ВДЕ), мікротурбінні установки. Відповідно до [12], можна виділити три типи інверторного регулювання. Більшість інверторних установок які являються джерелами струму, працюють з одиничним коефіцієнтом потужності. Відповідно енергоблоки з таким типом регулювання є лише джерелами активної потужності і не позитивно впливають на регулювання напруги в мережі. При застосуванні інверторів напруги можливі два випадки. В першому, установка може виробляти реактивну потужність, та не підтримувати встановлений коефіцієнт потужності і максимальний рівень повної потужності, що виробляється. В другому випадку, можливе забезпечення допустимого рівень напруги на виході РГ. В останньому випадку можливості регулювання обмежені максимальною реактивною потужністю, що виробляється.

У технологіях РГ широке застосування знаходять асинхронні генератори (АГ) (міні-ГЕС, мікротурбінні і малопотужні газопоршневі установки) завдяки своїй простоті і дешевизні, але при цьому мають ряд недоліків, що позначаються на параметрах напруги в розподілених СЕП. Так до основних недоліків можна віднести значне споживання реактивної потужності, яке веде до необхідності додаткового застосування пристроїв, що компенсують, з гнучким регулюванням, особливо для електропостачання споживачів зі змінним графіком навантаження. Застосування АГ відбивається у зменшенні

можливостей регулювання напруги [107] як засобами СЕП, так і власними системами (що актуально для малих та мініатюрних енергоблоків, наприклад, непромислових споживачів).

При розгляді розподілених систем електропостачання з великою кількістю малопотужних генераторів важливою особливістю є можливість частих включень та відключень споживчих установок РГ, що працюють з постійним коефіцієнтом потужності і без власних пристроїв регулювання [7]. У масштабах розподіленої СЕП, непередбачуваний режим роботи та нескоординованість безлічі розосереджених енергоблоків, що експлуатуються, підключених до загальної системи, призводить до постійної зміни параметрів СЕП і навантажень споживачів у її складі і, як наслідок, необхідності адаптивного регулювання напруги. Для існуючих систем може знадобитися перегляд принципів та способів регулювання.

Таким чином, вибір технології джерел живлення РГ впливає на параметри напруги в СЕП, тим самим викликаючи необхідність перегляду методик та рівнів регулювання напруги, корекції уставок та узгодження автоматичних систем управління та захисту, зміни рівнів компенсації реактивної потужності.

Вплив на параметри якості електроенергії

1) Несинусоїдність напруги

Джерело РГ як і електрообладнання споживачів може генерувати вищі гармонійні складові напруги. Дані гармоніки можуть вироблятися як безпосередньо в генераторі так і в обладнанні силової електроніки: інвертери, випрямлячі [11].

Для підключення багатьох РГ використовуються інвертери, які мають в своєму складі напівпровідникові керовані вентиля, які видають у мережу високий рівень вищих гармонік. Цю проблему можна вирішувати за рахунок використанням інверторів, побудованих на базі IGBT-транзисторів, які використовують широтноімпульсну модуляцію для створення не спотвореної синусоїдальної кривої [11].

Можна відзначити, що найкращою конфігурацією обмоток генераторів є з кроком $2/3$, яка являється найменшим виробником третьої гармоніки. Тому заземлюючі пристрої генераторів та підвищувальні трансформатори мають вирішальне значення в обмеженні поширення гармонік в фідері [11]. Відповідно до цього, систему заземлення потрібно вибирати із завдань зниження частки третьої гармоніки у системі. Це спричинить її виділення лише за РГ. Для цього, як правило, застосовується з'єднання обмоток трансформаторів в трикутник.

Відповідно до стандарту IEEE 519-2014 [9], а також стандарту підключення РГ IEEE 1547 [9], до розподілених генераторів застосовуються такі вимоги до ТЗС (див. таблицю 1.3).

Таблиця 1.3 – Вимоги до гармонійного складу вихідного струму розподілених генераторів [9]

Номер гармоніки, h	Допустимий рівень по відношенню до першої (для непарних гармонік),%
$h < 11$	4
$11::11 < 17$	2
$17::11 < 23$	1,5
$23::;h < 35$	0,6
$h2:35$	0,3
Суммарний рівень гармонічного спотворення	5

Межі гармонічного спотворення кривої напруги становлять 5% для сумарної несинусоїдності та 3% для кожної окремої гармоніки.

2) Відхилення та коливання напруги

При впровадженні РГ, основною причиною виникнення коливань напруги є джерела живлення з нестабільними характеристиками, до яких відносяться вітрові та фотоелектричні установки, що генерують [6]. Коливання напруги у розподілених СЕП також виникають миттєвих перепадах навантаження.

Провали напруги при роботі РГ можуть виникати як завдяки нерівномірності графіків вироблюваної потужності енергоблоків з ВДЕ, так і

у результаті застосування в установках асинхронних двигунів, які споживають значну реактивну потужність при пуску [6]. Як було сказано раніше, вирішенням цієї проблеми є підключення статичними компенсаторами з гнучким регулюванням. Ще однією причиною провалів є робота системної автоматики (АПВ, АВР) при перемиканнях між централізованим та розподіленим електропостачанням.

Коливання напруги можна зменшити завдяки підвищенню потужності енергоблоків, якісним управлінням вироблення активної та реактивної потужності та активним регулюванням напруги [5], а також шляхом застосування акумуляторів енергії для відновлюваних джерел, які дозволяють згладити впливи, що обурюють, в системі [7]. Іншим рішенням, запропонованим у [13], є створення гібридних енергоблоків РГ, що поєднують, поряд з накопичувачами ЕЕ, установки з відновлюваними та невідновлюваними джерелами енергії. При цьому передбачається застосування загальної системи регулювання, використання загального перетворювача, що дозволяють забезпечувати високу якість електроенергії, що генерується. Допустимо також застосування екстенсивних методів [5], до яких відноситься розширення пропускної спроможності розподільчих мереж, зокрема - за рахунок заміни провідників з метою зменшення втрат, а також виділення РГ на окрему лінію для живлення конкретного споживача.

3) Несиметрія напруги

Значна частка малопотужних однофазних генераторів, заснованих переважно на технологіях ВДЕ (вітрових та фотоелектричних), у розподілених СЕП є причиною несиметрії напруги [6]. Особливо дана ситуація актуальна для віддалених районів пріоритетом цивільних споживачів, приватних домогосподарств.

Вплив на параметри аварійних режимів

Енергоблоки споживачів РГ і РР, що підключаються в СЕП або в безпосередній близькості від них, безпосередньо впливають на параметри і

роботу СЕП в аварійних режимах. Виконуваний використанням РГ ефект виявляється у наступному [8]:

- збільшення та або зменшення струмів коротких замикань (залежно від топології СЕП);
- зміна напрямів перетікань у режимі КЗ при нерадіальному підключенні РГ до розподільчої мережі;
- неспрацьовування та хибне спрацювання релейного захисту (порушення чутливості захисту внаслідок зміни амплітуд струмів нормального та аварійного режимів);
- порушення координації пристроїв захисту та автоматики (як наслідок зміни рівня та напрямів перетікання струмів КЗ);
- неефективність роботи та пошкодження комутаційного електроустаткування.

При коротких замиканнях на шинах електроприймачів (див. рисунок 1.2) за рахунок збільшення опору ланцюга при додаванні РГ струм I_c , що показує «мережну» складову сумарного струму I_k може зменшитися.

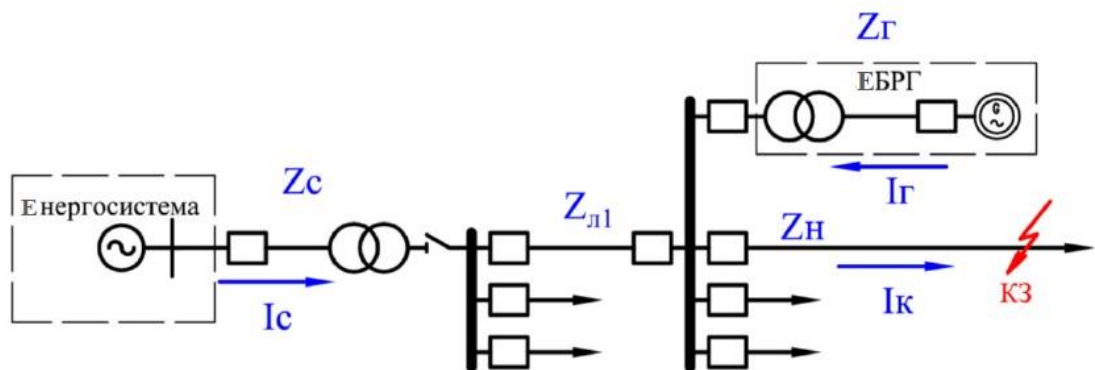


Рисунок 1.3 – Умовна схема при короткому замиканні на шинах навантаження

Таким чином, знизиться чутливість захисту на високих рівнях СЕП, виникне можливість каскадного та неселективного спрацювання. При цьому за рахунок підживлення від РГ «розподілена» складова I_r збільшуватиме сумарний I_k , що дорівнює сумі $(I_c + I_r)$. Другий ефект відбивається у

невиконанні умов термічної та електродинамічної стійкості ліній електропередачі та електроустаткування до струмів короткого замикання.

Проведений у попередній роботі [14] аналіз розрахункових значень струмів КЗ з прикладу діючої СЕП, на яку обґрунтовувалося використання РГ, і навіть результати досліджень, і моделювань, наведених у [15] підтверджує зазначений вище теза. Особливу актуальність розглянутий ефект має в існуючих системах, в які впроваджуються енергоблоки РГ та РР: проведені дослідження показали, що в певних умовах потрібен перерахунок та перевірка комутаційної спроможності електричних апаратів (особливо в мережах низької напруги 0,4-0,66 кВ), електродинамічної та термічної стійкості кабельних ліній, шинопроводів та електроустаткування. Негативний вплив на надійність та безперебійність роботи, а також безпеку експлуатації електрогосподарств може призвести до необхідності проведення масштабної реконструкції СЕП, її адаптації до умов розподіленої системи, особливо відповідальних споживачів.

Вплив блоку РГ залежить від кількох факторів, серед яких генерована потужність, віддаленість від точки КЗ та тип РГ.

У разі малої розподіленої генерації установки з невеликою потужністю не мають істотного впливу на струми КЗ; з іншого боку, формування великих енергоблоків із кількох малих агрегатів, наводить ще серйознішому збільшенню струмів КЗ, посилюючи наслідки їхнього впливу. У розподілених СЕП зменшення потужностей установок РГ можливе шляхом обмеження їх вибору з метою компенсації пікових режимів, харчування групи відповідальних електроприймачів, але не забезпечення повного навантаження споживача.

Вибір розташування енергоблоку РГ і точки підключення в локальній СЕП також відіграє роль у впливі на параметри аварійних режимів. У той же час обидві завдання (вибір раціональної точки та зменшення ефекту впровадження) мають залежність від топології та фізичних параметрів СЕС. Так, що вищий рівень підключення РГ, то менший вплив. При розгляді

варіантів підключення енергоблоків можливі наступні варіанти: підключення РГ до шин локального розподільчого пункту (РП) 0,4кВ – Г2; підключення РГ до шин РП 6кВ -Г1, як показано рисунку 1.3.

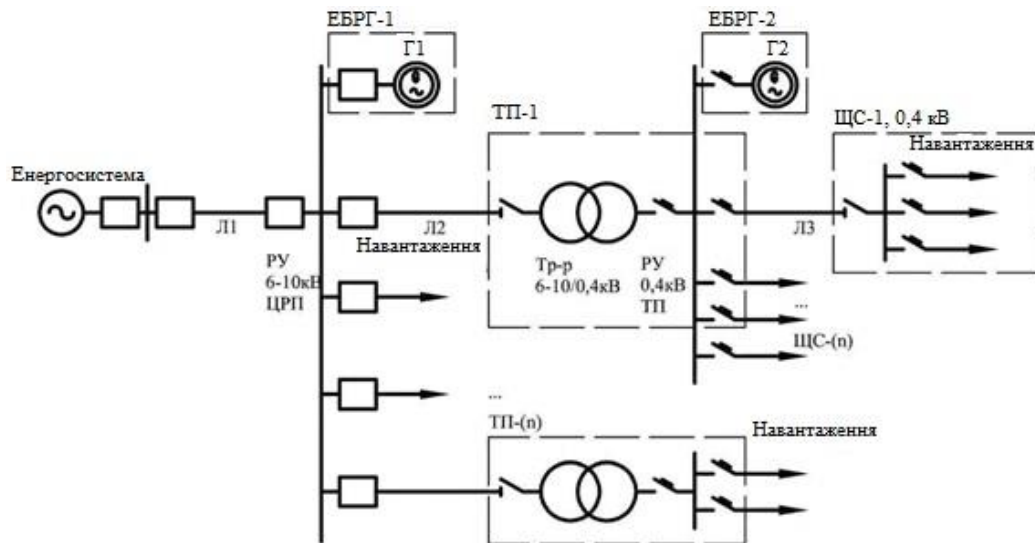


Рисунок 1.3 - Принципова схема підключення енергоблоків РГ. Збільшення опору ланцюга КЗ при підключенні до вищого рівнем у розглянутому випадку компенсується збільшенням потужності енергоблоку; обернена ситуація - при зниженні рівня точки підключення. Таким чином, для кожної конкретної структури СЕП можливість мінімізації ефекту впровадження з точки зору збільшення струмів КЗ встановлюється розрахунковим шляхом або моделюванням.

При нерівномірному виділенні в структурі електроспоживання окремих вузлів навантаження з потужними споживачами ЕЕ, параметри генератора Г2, що встановлюється безпосередньо у вузлі живлення такого споживача, може бути порівнянна з потужністю Г1, що підключається вище за рівнем (див. рис. 2.4). Така ситуація характерна для підприємств, яких, за наявних двох класів напруги у внутрішній розподільній мережі, за харчування, наприклад, адміністративної та технологічної частини відповідають різні підстанції або РП. На рисунку 2.5 продемонстровано результати проведеного аналізу. Порогове значення $I_{\text{пор}1}$ визначається за необхідною розрахунковою потужністю генератора Г1.

Як видно з графіка, чим менше відношення між установками на різних рівнях, тим більш значущою стає параметрична структура СЕП, що виділяє варіант підключення до вищого рівня.

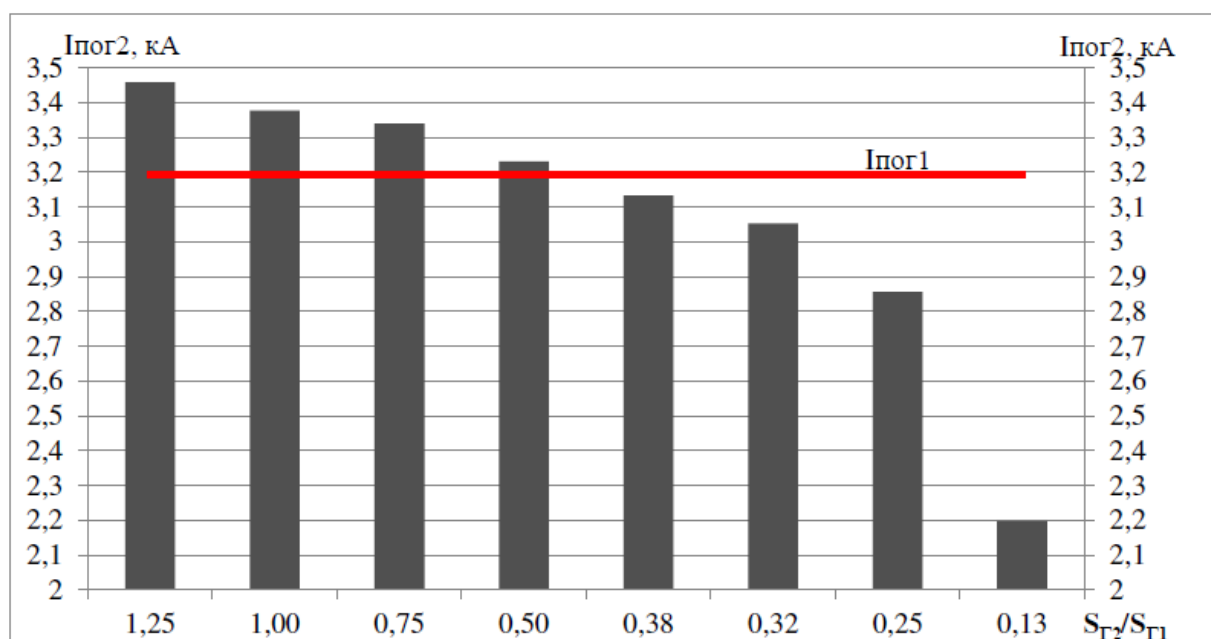


Рисунок 1.4 - Порівняння значень струмів підживлення за різних відносин потужностей $S_{Г2}/S_{Г1}$

Тип впроваджуваної установки також має значення під час аналізу ефекту застосування РГ. Найбільший вплив мають блоки з синхронними генераторами, особливо протягом перших кількох періодів струму КЗ [6]. Найменш вагомий внесок роблять інверторні енергоблоки, деякі з яких тривалість впливу на КЗ не перевищує одного періоду. Однак, навіть за малої тривалості збільшення струму, ефект застосування може серйозно позначитися на узгодженні захисту.

Найбільш загальним та простим заходом щодо зменшення впливу збільшення струмів короткого замикання є збільшення повного опору ланцюга КЗ за рахунок включення реакторів або збільшення опору трансформаторів зв'язку [5]. При реалізації цих заходів на стороні РГ вдається уникнути суттєвих змін електроустаткування та змін уставок захисту, проте недоліками такого рішення є зниження надійності розподіленої системи, погіршення

показників якості за напругою (за рахунок збільшення коливань та відхилень напруги), а також збільшення втрат електроенергії у ланцюзі РГ.

Помітний вплив зменшення ефекту застосування РГ надає застосування поділу мережі [12]. Дане рішення сприяє суттєвому зниженню рівнів струмів КЗ за рахунок збільшення опору ланцюга, проте впливає на амплітуду коливання напруги та безперебійність СЕП.

1.3.2 Вплив на роботу систем захисту та автоматики та координацію пристроїв

Організація підключення ЛЖД РГ у точці загального сполучення.

Досягнення позитивного ефекту підвищення надійності та якості електропостачання при підключенні РГ можливе лише за умови правильної організації та узгодження роботи захисних пристроїв у точці загального сполучення як з боку мережі, так і енергоблоку. Грамотний захист приєднання має враховувати обидві сторони за умови забезпечення виконання вимог енергосистеми.

Захист приєднання РГ залежить від типу та розмірів енергоблоку, його схеми приєднання до мережі та підключення трансформатора зв'язку [11].

Параметри та схеми з'єднання енергоблоків ЛБЖ та трансформаторів зв'язку мають бути узгоджені із зовнішньою енергосистемою. Невиконання умов може призвести до перенапруг, що призводять до пошкоджень системного електрообладнання та електроприймачів споживачів. З боку основної (первинної) СЕП тип трансформатора, що підключається, обумовлює істотний вплив на параметри заземлення в системі, будучи в ній як заземлене джерело. Внаслідок цього потрібно, щоб трансформатор мав заземлюючий контур (контур замикання струмів нульової послідовності) від обмотки низької напруги до обмотки високої напруги.

Як показують дослідження [13], пріоритетної схеми з'єднання обмоток трансформатора для приєднання РГ немає, вибір визначається проектувальником та вимогами електрогосподарства. Зазвичай у низьковольтних мережах застосовують схеми (РГ/СЕП) Δ/Y_0 , Y_0/Y_0 ; у

мережах 6-20 кВ зазвичай використовується з'єднання обмоток Δ , тому найпоширенішими вважаються схеми Y_0/Δ , Δ/Δ . Опис переваг та недоліків різних схем підключення згідно [6] наведено в таблиці 1.3 з ілюстрацією на рисунку 1.5.

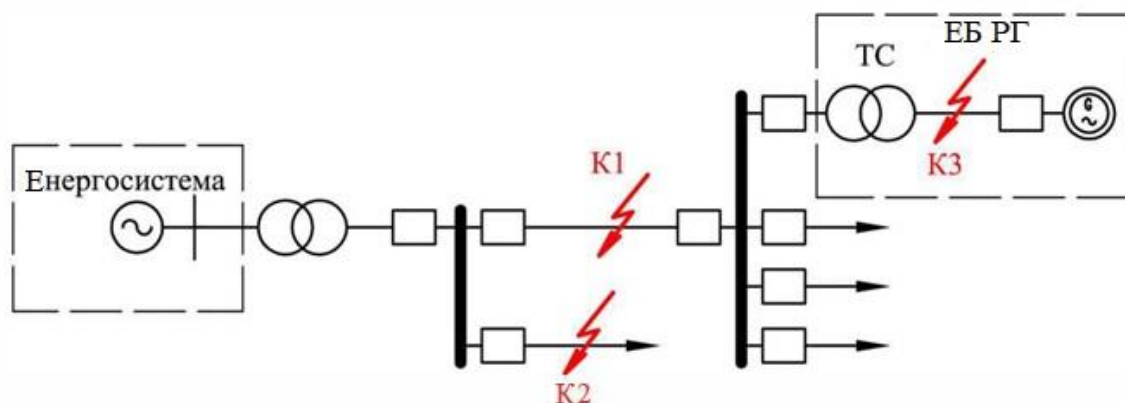


Рисунок 1.5 – Ілюстрація приєднання РГ через трансформатор

Організація захисту та автоматики міжсистемного з'єднання в РГ, у загальному випадку, повинна включати такі елементи, що визначаються в [9] і [8] і уточнюються відповідно до вимог системного оператора (СО) ЕС:

- Спрямований захист від зворотних перетікань потужності, зумовлений аномальними перетіканнями за забороненими СО в більшості випадків в енергосистемі, забороненими СО у більшості випадків;
- Спрямований струмовий захист для визначення та локалізації коротких замикань;
- Максимальний струмовий захист;
- Максимальний/мінімальний захист за напругою та частотою - основні методи для визначення ізолюваної роботи РГ та запобігання відключення споживачів;
- засоби захисту від автономізації РГ в аварійних режимах, включаючи засоби визначення підживлення струмів КЗ від РГ;
- Перевірка синхронізації за напругою - застосовується для забезпечення безпечного підключення на паралельну роботу при повторному включенні одного з джерел (як централізованого, так і розподіленого), використовується

як резервний елемент у вигляді погіршення показників надійності та якості електропостачання, викликаного збільшенням часу відновлення;

- Захист від зворотної послідовності та неповнофазних режимів – застосовується для виключення негативного впливу струмів зворотної послідовності на установки РГ;

- Обмеження навантажень з метою забезпечення допустимого балансу потужностей генерації та споживання та обмеження ефектів від його порушення (відхилень напруги та частоти), у тому числі при автономній роботі РГ;

- Автоматичне увімкнення резерву, що застосовується для забезпечення повноцінного електропостачання споживачів при відключенні одного з джерел живлення.

Розвиток технологій комплексних мікропроцесорних захистів, побудованих на підставі стандартів ІЕС 61850 [7], а також з урахуванням вимог ІЕЕЕ 1547 [9], дає помітні переваги в організації міжсистемного захисту у точці загального сполучення (ТЗС), що реалізуються на основі загального «міжсистемного» реле» [11].

«Автономізація» ЛДЖ РГ.

Критичним режимом, що вимагає швидкого визначення та локалізації, є перехід ЛДЖ на ізолювану роботу, або «автономізація» РГ.

Автономною або ізолюваною, «острівною» роботою розподіленого генератора називається ситуація, за якої один або кілька енергоблоків продовжують жити частину СЕП при відділенні від централізованої системи [5]. Автономний режим може підтримуватись лише тоді, коли генератори здатні забезпечити живлення навантаження в ізолюваній зоні.

Виділення на острівний режим роботи може статися внаслідок відключення вимикачів на лініях, спрацьовування запобіжників, роботи пристроїв секціонування на підстанціях. Ця ситуація небажана та ускладнює роботу, особливо якщо лінії обладнані автоматикою повторного включення (АПВ). Успіх роботи АПВ у більшості випадків залежить від гасіння дуги та

самоусунення нестійкого КЗ протягом безструмового періоду, проте присутність РГ може призводити до збереження КЗ постійним, оскільки джерела живлення підтримують напругу та перешкоджають правильному ефекту від роботи. У зв'язку з цим потрібно ускладнення захисту та збільшення часу роботи: необхідна перебудова уставок АПВ за часом, спрямована на збільшення «мертвого» періоду, щоб дати можливість сполучному вимикачу РГ визначити пропадання основного джерела та спрацювати за рахунок реле мінімальної напруги; підключення синхронізуючого пристрою (реле перевірки синхронізму), яке перевіряє відсутність напруги на стороні навантаження головного вимикача, що в результаті є найкращим рішенням у порівнянні зі збільшенням часу роботи АПВ [98]. Такі алгоритми дозволяють ефективно уникати роботи в «острівному» режимі, але ведуть до необхідності серйозних інвестицій у системи комунікації від споживачів РГ задля забезпечення роботи необхідних методів.

Крім того, в ізолюваному режимі роботи, за рахунок значного зменшення ресурсу потужностей, що генеруються, відбувається серйозне погіршення якості електроенергії та електропостачання, що виражається в коливаннях і провалах напруги і частоти, зниженні надійності. Особливо помітний цей ефект у системах із малопотужними енергоблоками РГ [12]. В результаті автономізації розподіленої системи, викликаній раптовим відключенням живильного сегмента ЦЕС, відбувається різка зміна балансу потужності, що супроводжується втратою стійкості СЕП, що веде до лавиноподібної зміни напруги та частоти.

Автоматичне повторне включення ліній, запитаних від РГ через ТЗС в ізолюваному режимі, призводить до виникнення перенапруг та, як наслідок, пошкоджень електроустаткування. Не варто забувати і про небезпеку для оперативного та ремонтного персоналу, який працює на нібито пошкодженій та відключеній лінії, у той час, як вона перебуває під напругою від джерел РГ та РР.

Автономізація розподіленої СЕП може бути навмисною, обумовленою технологічною необхідністю (оперативними перемиканнями з метою підвищення якості та надійності електропостачання), та ненавмисним, зумовленим аварійним або іншим ненавмисним відключенням централізованого джерела.

В даний час методи виявлення та запобігання автономізації засновані на вимірі вихідних параметрів РГ і поділяються на дві основні групи: місцеві та віддалені. Місцеві надалі поділяються на активні та пасивні [11].

Віддалені методи виявлення автономізації засновані на взаємоповідомленні між СЕП і РГ; вони мають більшу надійність, ніж місцеві, але вимагають досить великих капіталовкладень. До таких методів можна віднести віддалене відключення РГ при роботі (відключенні) головного вимикача лінії живлення [8, 11]. Будучи досить простим і прямим, метод ускладнюється розподіленим характером систем, що розглядаються, який часто виявляється у віддаленому розташуванні та супутніх проблем комунікації. Сучасні телекомунікаційні стандарти, наприклад IEC 61850 [90, 119], дозволяють здійснювати передачу повідомлень та команд по Ethernet, що спрощує наявність повідомлення та пристроїв автоматизації та захисту; застосовуються механізми керування GOOSE (Generic Object Oriented Substation Events) для миттєвого керування приєднанням РР.

Місцеві техніки засновані на вимірі різних параметрів системи у місці розташування РГ. Активні методи безпосередньо взаємодіють із системою, тоді як пасивні засновані на визначенні проблеми за отриманими в результаті вимірювань параметрами, утилізують інформацію про зміни (напруги, частоти і струму), що надходить, з метою прийняття подальших рішень.

Пасивні методи визначення автономізації швидкі і не вносять відчутних змін у систему, однак мають велику «мертву зону», в яку, наприклад, потрапляє робота ізольованої розподіленої СЕП при балансі споживаних потужностей навантаження і генерованих РГ.

Проблема балансу не стосується активних методів, оскільки їхня дія ґрунтується на внесенні в систему невеликих перешкод, які непомітні в режимі роботи РГ паралельно з мережею, але відчутні під час автономізації.

Використання тієї чи іншої методики визначення та запобігання автономізації, згідно [9], обумовлюється розміром і типом генераторів, схемою міжсистемного з'єднання в ТЗС, а також рівнями струмів підживлення КЗ у різних режимах. З урахуванням особливостей функціонування розподілених систем при варіюванні цих параметрів для забезпечення коректного функціонування електропостачання та підвищення безперебійності необхідно уточнення реалізації алгоритмів відключення та відновлення РГ при паралельній роботі з централізованою енергосистемою.

Основними засобами забезпечення захисту автономізації РГ є [8, 11]:

- Спрямований захист від зворотних перетікань потужності;
- Максимальний та мінімальний захист за напругою та частотою;
- Спеціальні засоби захисту від струмів нульової послідовності для усунення підживлення КЗ на землю;
- Засоби обмеження навантажень;
- Перевірка синхронізації за напругою.

У разі виникнення ізолюваного режиму роботи, обумовленого відключенням централізованого джерела електропостачання, енергоблок РГ також має бути ізолюваний від системи електропостачання для забезпечення коректної роботи системної автоматики, а потім знову включений на паралельну роботу. Це може бути реалізовано за допомогою комплексного використання наведених вище засобів на основі рекомендацій [93].

Висновки по першому розділу

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

РОЗДІЛ 2

ОБГРУНТУВАННЯ ЗАГАЛЬНОГО ПІДХОДУ ДО ОЦІНКИ ЕФЕКТУ ВПРОВАДЖЕННЯ ЛОКАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЖИВЛЕННЯ

2.1 Загальний підхід до оцінки ефекту застосування ЛДЖ

Як було показано у розділі 1, впровадження локальних джерел живлення та розподіленої генерації, що працюють ізольовано або паралельно з ЦЕС, мотивується низкою техніко-економічних особливостей функціонування таких об'єктів у системах електропостачання.

Аналіз техніко-економічного ефекту є невід'ємною частиною обґрунтування доцільності впровадження та раціональності організації підключення та 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 та доцільності впровадження розподілених систем у вигляді можливих недопустимих витрат на реконструкцію і реорганізацію СЕП, її обслуговування та управління функціонуванням. Так, як було показано в розділі 1, зміна профілю регулювання напруги, уставок та пристроїв захисту та автоматики, а також необхідність екстенсивної реконструкції СЕП для забезпечення необхідних показників надійності та ефективності може вимагати значних капіталовкладень. Разом з тим, реалізація локальних заходів щодо поліпшення окремих показів тел і досягнення технічної сумісності РГ з СЕП за окремими критеріями не виправдані через ймовірну деградацію відповідних суміжних характеристик. Перехід на ізольоване використання ЛДЖ як основне джерело живлення також вимагає перевірки сумісності існуючої системи з джерелами живлення в нових умовах функціонування.

Необхідно створення методики оцінки ефекту впровадження ЛДЖ РГ у СЕП об'єктів, що дозволяє дати повноцінний аналіз та порівняння показників варіантів на підставі можливого технічного та технологічного характеру дії приєднання електропостачання об'єкту до таких енергетичних установок до

системи. Ефект впровадження ЛДЖ РГ як складного технологічного комплексу багатогранний і включає як енергетичні, так і екологічні та економічні аспекти. Розглянемо ефект застосування РГ з погляду електротехнічних показників впливу, що зумовлюють приєднання генеруючих установок до системи електропостачання споживача та їх участь у структурі споживання електроенергії.

Необхідно взяти до уваги, що споживач електроенергії, будучи ініціативною стороною процесу застосування власного джерела електроенергії, схильний сприймати окремі параметри, що афектуються, і характеристики як малозначущі, приділяючи значну увагу внутрішнім процесам в електрогосподарстві та його експлуатації, а також ефективності інвестицій. Ряд факторів і проблем, що стосуються протилежної сторони балансової належності та експлуатаційної відповідальності, повністю або частково не залежать від волі та технічних можливостей споживача і мають бути вирішені або стороною ЕЕС, або колегіально. Це має знайти свій відбиток у методиці.

Вплив на параметри режимів електропостачання виражено у складностях регулювання профілю напруги та координації з принципами та пристроями управління в централізованих енергосистемах, а також у комплексі питань, пов'язаних із зміною напруги перетікань потужності та зміною параметрів аварійних режимів при підключенні РГ.

Оцінка ефекту впровадження ЛДЖ і РГ повинна проводитися на підставі відомостей про технічні характеристики ЕБ РГ, топологічні показники СЕС, профіль 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) та технічні (що дозволяють визначити ступінь впливу на систему внутрішнього електропостачання споживача). Такий підхід дозволяє, по-перше, виділити дві

паралельні сфери інтересів під час впровадження, по-друге - надалі проводити сепаровану, поетапну чи інтегральну оцінку та оптимізацію результуючого показника впливу.

З урахуванням нерівномірності показників протягом року або іншого циклу електроспоживання, що розглядається, доцільно введення періодичного поділу параметрів впливу і наступна композиція в підсумковому вираженні.

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 мати мультиплікативний характер (за принципом логічного елемента «І»). Облік періодичності повинен мати адитивний характер (за аналогією з елементом «АБО»). Введемо позначення та термін результуючого показника, що оцінює ефект впливу приєднання РГ до СЕП - ТІ - total interconnection impact, «результуючий вплив приєднання». Модель вираження для ТІ представляється у такому вигляді:

$$TII = a_1b_1 + a_2b_2 + \dots + a_nb_n, \quad (2.1)$$

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 рівною вагою у вигляді доданків, які умовно показують ефект за період, що розглядається. Відповідно, вираз 2.1 можна представити у вигляді (2.2) як суму локальних показників за тимчасовими ділянками і для всього аналізованого періоду Т:

$$TII = \sum_T a_i b_i . \quad (2.2)$$

Визначимо необхідні властивості показників та їх поєднання. Основною вимогою, що висуваються до «а» і «b», є однотипність їхньої області визначення та тренду змін. Ця умова визначає стабільність та наочність оцінки ТІ, що особливо важливо для вирішення оптимізаційних завдань при виборі

варіанта впровадження ЛДЖ. Варто зазначити, що у виразах (2.1) та (2.2), як уже було раніше зазначено, характеристичні показники не мають якихось вагових коефіцієнтів і рівнозначні у визначенні ТП логічно та математично. Важливою рисою показників є відсутність розмірності, що дозволяє проводити оцінку кожного варіанта рішення щодо комплексного «балу», отриманому при порівнянні з якимось «первинним стандартом», яким пропонується встановити значення функції та окремих показників для випадку без застосування РГ. Представимо це у вигляді виразу (2.3):

$$y_i = \frac{X_i}{X_{ц}} , \quad (2.3)$$

де y_i - характеристичний показник, X_i у чисельнику - характеристика i -го варіанта ЛДЖ, $X_{ц}$ у знаменнику - характеристика при живленні тільки від централізованої системи.

Для характеристичних показників таким чином справедлива закономірність:

- $y < 1$ характеризує позитивний ефект впровадження РГ порівняно з централізованим електропостачанням;
- $y > 1$ характеризує негативний ефект впровадження РГ;
- $y = 1$ - паритет із централізованим електропостачанням. Застосуємо ці принципи для формування показників.

2.2 Оцінка комплексного економічного ефекту застосування ЛДЖ з допомогою характеристичного показника

Опишемо економічний характеристичний показник «а». В основу синтезу параметра покладено мотивацію зниження плати за енергоресурси за рахунок використання більш ефективних джерел енергії енергосилових установок енергоблоків. Добові витрати на електроенергію при паралельній роботі РГ з мережею дорівнюють (2.4):

$$C_{EE.\Sigma} = C_{EE.EC} + C_{EE.PG} , \quad (2.4)$$

де $C_{EE,EC}$ - сумарні витрати на електропостачання від централізованої енергосистеми, $C_{EE,PG}$ - витрати на електропостачання від РГ.

При живленні споживачів тільки від централізованої енергосистеми справедливий такий вираз (2.5):

$$C_{EE,\Sigma} = W_{EE,\Sigma} \cdot T_{EE,EC} = \int_0^{t_c} P_{\Sigma}(t) dt \cdot T_{EE,EC} = \left(\sum_0^{t_c} P_{EE,\Sigma} \cdot t \right) \cdot T_{EE,EC}, \quad (2.5)$$

де $W_{EE,\Sigma}$ - електроенергія, спожита за добу; $T_{EE,EC}$ - вартість одиниці електроенергії від централізованої системи; $P_{EE,\Sigma}$ - середня потужність за період опосередкування за графіком електричних навантажень (у режимний день); $t_c = 24$ год. - період вимірювання, що дорівнює 1 добі.

Для паралельної роботи кожне доданок (2.4) визначатиметься формулами (2.6) та (2.7):

$$C_{EE,PG} = W_{EE,PG} \cdot T_{EE,PG} = \int_0^{t_c} P_{PG}(t) dt \cdot T_{EE,PG} = \left(\sum_0^{t_c} P_{PG} \cdot t \right) \cdot T_{EE,PG}, \quad (2.6)$$

$$C_{EE,EC} = W_{EE,EC} \cdot T_{EE,EC} = \int_0^{t_c} P_{EC}(t) dt \cdot T_{EE,EC} = \left(\sum_0^{t_c} P_{EC} \cdot t \right) \cdot T_{EE,EC}. \quad (2.7)$$

де $W_{EE,EC}$ - електроенергія, спожита від енергосистеми за добу; $W_{EE,PG}$ - електроенергія, що виробляється власним джерелом; $T_{EE,PG}$ - вартість одиниці ЕЕ від власного джерела; P_{EC} - середня потужність за період опосередкування за графіком електричних навантажень (у режимний день); P_{PG} - середня потужність середня потужність виробітку за період опосередкування, потужність працюючого ступеня.

У цьому випадку співвідношення потужностей та енергій буде наступним (2.8):

$$W_{EE,EC} = W_{EE,\Sigma} - W_{EE,PG} = \int_0^{t_c} [P_{\Sigma}(t) - P_{PG}(t)] dt = \sum_0^{t_c} [P_{\Sigma}(t) - P_{PG}(t)] \cdot t. \quad (2.8)$$

Необхідно задати оцінку моделі регулювання РГ з відносною прив'язкою до кількісних і потужних показників шаблів та режиму управління. Пропонується використовувати для цього коефіцієнти включення:

$$K_B = \frac{t_B}{t_c}, \quad (2.9)$$

де t_B – загальний час роботи (включення) ступеня за цикл; t_c – тривалість циклу (рівна 1 доби).

Помножимо вираз (2.6) на t_c/t_c і перетворюємо, виходячи з (2.9), враховуючи всі J-і ступені генерації:

$$\begin{aligned} C_{EE.PG} &= \frac{\left(\sum_{j=1}^n \sum_0^{t_c} P_{PGj} \cdot t_j \right)}{t_c} \cdot t_c \cdot T_{EE.PG} = \frac{(P_{PG_1} \cdot t_1 + P_{PG_2} \cdot t_2 + \dots + P_{PG_n} \cdot t_n)}{t_c} \cdot t_c \cdot T_{EE.PG} = \\ &= (P_{PG_1} \cdot K_{B1} + P_{PG_2} \cdot K_{B2} + \dots + P_{PG_n} \cdot K_{Bn}) \cdot t_c \cdot T_{EE.PG} = \left(\sum_{j=1}^n P_{PGj} \cdot t_j \right) \cdot t_c \cdot T_{EE.PG}, \end{aligned} \quad (2.10)$$

Таким чином, вираз, що вийшов (2.10) відображає як склад енергоблоку (у вигляді P_{PGj}), так і принципи управління і регулювання генерації (за рахунок коефіцієнтів включення).

Помножимо вирази (2.7) так само на t_c/t_c і перетворюємо, виходячи з (2.8) і відомої формули коефіцієнта заповнення графіка навантажень (2.11):

$$K_{з.г} = \frac{P_c}{P_{макс}}; \quad (2.11)$$

$$\begin{aligned} C_{EE.EC} &= \frac{\left(\sum_0^{t_c} P_{EC} \cdot t \right)}{t_c} \cdot t_c \cdot T_{EE.EC} = \frac{\left(\sum_0^{t_c} [P_{\Sigma} - P_{PG}] \cdot t \right)}{t_c} \cdot t_c \cdot T_{EE.EC} = \\ &= [P_{\Sigma} - P_{PG}] \cdot t_c \cdot T_{EE.EC} = [K_{з.г} \cdot P_{макс. \Sigma} - K_{з.г} \cdot P_{макс. PG}] \cdot t_c \cdot T_{EE.EC}, \end{aligned} \quad (2.12)$$

Отже, отриманий вираз (2.12) відбиває характер режиму електроспоживання рахунок введення характеристичного коефіцієнта заповнення графіка навантаження споживача.

Вартість енергії, одержуваної з централізованої системи, $T_{ee.ec}$ визначається залежно від встановленого порядку розрахунком і цінової категорії споживача. Для одноставкових тарифів ця величина визначається як встановлена вартість одиниці електроенергії, причому для тарифів, диференційованих за зонами доби - як середньозважена за обсягом спожитої енергії добова вартість:

$$T_{EE.EC} = \frac{W_{1.EC} \cdot T_{1.EC} + W_{2.EC} \cdot T_{2.EC} + W_{3.EC} \cdot T_{3.EC}}{W_{\Sigma.EC}}, \quad (2.13)$$

де $W_{1.EC}$, $W_{2.EC}$, $W_{3.EC}$, - обсяги електроенергії, спожиті з енергосистеми в нічний, напівпіковий та піковий періоди відповідно; $W_{\Sigma.EC}$, - сумарний обсяг електроенергії, спожитий на добу з енергосистеми; $T_{1.EC}$, $T_{2.EC}$, $T_{3.EC}$, - тарифні ставки за одиницю електроенергії в нічний, напівпіковий та піковий періоди відповідно.

Для багатоставкових тарифів застосовується така формула:

$$T_{EE.EC} = \frac{P}{W_{\Sigma.EC}} \cdot T_M + T_{EE}, \quad (2.14)$$

де P – заявлена потужність споживача; $W_{\Sigma.EC}$ - сумарний обсяг електроенергії, спожитий за добу з енергосистеми; T_M – тарифна ставка за одиницю потужності, T_{EE} – тарифна ставка за одиницю електроенергії.

У разі застосування багатоставкових тарифів з диференціацією вартості електроенергії за зонами доби, складова T_{EE} може бути знайдена як середньозважена відповідно до формули (2.13).

При розрахунках вартості електроенергії за формулами (2.7) та (2.12) з урахуванням диференційованих тарифів необхідно взяти до уваги, що при визначенні середньозваженої вартості електроенергії необхідно враховувати режим споживання: повністю від ЦЕС чи за паралельної роботі лип це безпосередньо впливає підсумкове значення через перерозподіл обсягів спожитої періоди енергії.

Собівартість ЕЕ, що виробляється джерелом РГ:

$$T_{EE.PG} = \frac{B_{E.PG}}{W_{\Sigma.EC}}, \quad (2.15)$$

де $B_{E.PG}$ - сумарні витрати на виробництво електроенергії енергоблоком РГ, що визначаються за формулою (2.16); $W_{\Sigma.PG}$ - сумарне номінальне виробництво електроенергії за розрахунковий період, з урахуванням споживання об'єктом та власними потребами, що визначається за формулою (2.17).

$$B_{E.PГ} = B_{П} + B_a + B_{TOiP} + B_{рег} + B_{нак} , \quad (2.16)$$

де B_T - паливні витрати, B_a - амортизаційні витрати, B_{TOiP} витрати на технічне обслуговування та ремонти, $B_{рег}$ - регулярні витрати (у тому числі, на заробітну плату обслуговуючому персоналу ($B_{зП}$) і витратні матеріали для експлуатації та обслуговування енергоблоку ($B_{рМ}$)), $B_{нак}$ - накладні та інші витрати (приймаються рівними 25% загальної суми витрат).

$$W_{\Sigma.PГ} = t_M \cdot P_{ном.PГ} , \quad (2.17)$$

де t_M – число годин максимуму навантаження, $P_{ном.PГ}$ – номінальна потужність енергоблоку ПГ.

Область значень коефіцієнта «а» має бути такою, щоб однозначно давати характеристичну оцінку кожному варіанту, ранжувати загальну популяцію від гіршого на краще - тобто висловлюватися (2.3). В даному випадку пропонується використовувати співвідношення витрат на електроенергію при впровадженні ПГ ($C_{EE.\Sigma.i}$) та витрат при живленні тільки від централізованої системи ($C_{EE.\Sigma.Ц}$), раніше описаних виразом (2.5):

$$a = \frac{C_{EE.\Sigma.i}}{C_{EE.\Sigma.Ц}} . \quad (2.18)$$

Таким чином вдається виділити чітке співвідношення між чисельником і знаменником: при перевищенні витрат на енергоресурсі $a > 1$, при зниженні - $a < 1$, паритетне значення «1» є межа цінової ефективності варіанта.

Необхідно відзначити, що таке визначення задає загальний тренд до мінімізації характеристичних коефіцієнтів і в цілому ЦФ, що також враховано при синтезі визначення характеристичного показника «b».

Висновки по третьому розділу

Розроблено загальний підхід до оцінки ефекту впровадження розподіленої генерації у системах електропостачання об'єктів при паралельній роботі з централізованим джерелом, виражений у визначенні результуючого показника ефекту приєднання ТП. В основі даного параметра лежить визначення економічних та технічних характеристичних показників «а» і «b» та їх подальша композиція.

РОЗДІЛ 3

ОЦІНКА КОМПЛЕКСНОГО ТЕХНІЧНОГО ТА ТЕХНОЛОГІЧНОГО ЕФЕКТУ ВПРОВАДЖЕННЯ ЛДЖ ЗА ДОПОМОГОЮ ХАРАКТЕРИСТИЧНОГО ПОКАЗНИКА

3.1 Визначення інтегральних оцінок при впровадженні ЛДЖ

Оцінка впливу ЛДЖ на технічні характеристики функціонування та надійності систем внутрішнього електропостачання та електрогосподарств об'єктів розглядається як комплексне завдання, побудоване на визначенні інтегрального показника, що поєднує кількох параметрів, що мають лінійне, нелінійне та дискретне вираження залежно від різних аналізованих факторів. Важливою особливістю є те, чи піддається характеристика, що афектується, прямій оцінці з точки зору її якості, або вимагає додаткової непрямой обробки.

Загальна маса аналізованих технічних ефектів, докладно описаних у розділі 1, істотна, проте специфічна з погляду технології РГ, що впроваджується, особливостей «архітектури» системи внутрішнього енергозабезпечення (СВЕЗ) споживачів і зовнішньої ЕЕС, а також підходів до управління електропостачанням та електроспоживанням. Враховуючи можливу структурну та параметричну різницю у варіантах впроваджуваної РГ, застосовуваних технологій, сферах та масштабах впливу, а також особливостях приєднання до СЕП споживача, оцінка ефекту повинна проводитися за конкретними характеристиками, що найбільш істотно відображають ступінь впливу власних джерел харчування на функціонування системи.

Застосуємо для інтегральної оцінки b вираз для узагальненого відгуку [16] від приватних технічних ефектів X_{ji} при відомих показниках X_{III} для централізованої схеми електропостачання, яке, з урахуванням використання позначень з даної роботи, записується наступним чином:

$$b_i = \sum_{l=1}^N k_l \left(\frac{X_{li}}{X_{III}} \right)^2, \quad (3.1)$$

де ваговий коефіцієнт $\sum_{I=1}^N k_I = 1, k_I \geq 0$.

У формулі (3.1) «ідеальним» значенням прийнято нульове значення ефекту впровадження, таким чином вдається досягти тенденції до мінімізації b . Ставлення X_{Ii} і X_{III} зведено квадрат з метою усунення можливості появи негативного відгуку.

Вагові коефіцієнти k можуть бути знайдені аналітично, на підставі експертної оцінки, однак це може супроводжуватися збільшенням похибки розрахунків, викликаної неточністю або помилковістю цієї оцінки. В результаті це може призвести до незадовільного результату, що впливає на проектне обґрунтування вибору генерації, а також експлуатаційні параметри. У цьому правильним підходом є створення обґрунтованого методу визначення вагових коефіцієнтів.

Практична значимість методу визначає низку базових вимог щодо нього:

- 1) Універсальність оцінки;
- 2) Облік реального впливу показник;
- 3) Облік специфіки об'єкта;
- 4) Повноцінність підходу;

З погляду універсальності оцінки вагових коефіцієнтів, необхідний вибір певного речового показника ефекту застосування власної генерації. В якості такої величини пропонується прийняти критерій техніко-економічного впливу на систему електропостачання: *збитки* (шт витрати) від порушень функціонування системи в різних режимах, що визначається у вартісних показниках для кожного фактора, що розглядається. Під шкодою в даному випадку слід розуміти наступний вираз (3.2), складений на підставі [17] з адаптацією до цього завдання:

$$Y_I = C_{ПЗ} + C_Y + C_B + C_{Вир} , \quad (3.2)$$

де $C_{ПЗ}$ – вартість превентивних заходів, C_Y – вартість заходів щодо усунення наслідків порушення у СЕП, C_B – вартість відновлення обладнання

(оцінюється як амортизація обладнання через передбачуване зниження ресурсу), $C_{Вир}$ – виробничий та технологічний збиток від порушення.

Розгляду цьому етапі підлягає лише робота з використанням споживачем власних джерел РГ.

Розглянемо два варіанти оцінки вагових коефіцієнтів.

1) Визначення вагових коефіцієнтів k_I як частки шкоди $ШУ_I$ у сумарних витратах споживача на електропостачання:

$$ШУ_I = \frac{Y_I}{C_{EE,\Sigma}} \quad (3.3)$$

де Y_I - збитки від порушення аналізованого показника при функціонування РГ, $C_{EE,\Sigma}$ - сумарні витрати споживача електропостачання під час запровадження РГ.

Такий підхід дозволяє здійснити прив'язку до «масштабу» споживача, але не забезпечує умову рівності суми k_I одиниці (для застосування їх у вихідній формулі), що вимагає введення додаткових дій щодо визначення вагових коефіцієнтів.

Тим не менш, на етапі дослідження такий підхід дозволить сформулювати необхідну статистику, з якої можливе аналітичне отримання вагових коефіцієнтів для різних типів споживачів, залежно від масштабу та вимог. Спочатку отримані значення $ШУ_I$ дозволять скласти алгоритм вибору, в якому вагові коефіцієнти будуть визначатися «класом» об'єкта певним дискретним показником, що поєднує описові характеристики споживача: масштаб, обсяги споживання, категорію надійності та вимоги до якості електроенергії.

Використання дискретного «класового» підходу до вибору вагових коефіцієнтів дозволить, при достатніх обсягах та достовірності статистики, прискорити процес розрахунку за рахунок відсутності кількох обчислювальних дій, передбачених статистикою, під час вирішення завдання. Однак похибка при цьому визначатиметься відмінністю «реального» споживача від «середнього за класом» і зростатиме із зменшенням обсягу інформації про об'єкт.

2) Визначення вагових коефіцієнтів k_I як частки в сумарному збитку від аналізованих показників, що афектуються:

$$k_I = \text{ШУ}_I = \frac{Y_I}{Z_\Sigma}, \quad (3.4)$$

де Z_Σ - сумарні збитки від порушення аналізованих показників при функціонуванні РГ:

$$Z_\Sigma = \sum Z_I, \quad (3.5)$$

В даному випадку дослідженню підлягає лише режим розподіленої системи, на виході виходить пайове співвідношення збитків, що спочатку виражені в грошових одиницях (єдиний вираз), причому $\sum \text{ШУ}_I = 1$ (повноцінність підходу), при цьому вагові коефіцієнти мають кінцеве визначення, що не залежить в рамках алгоритму від побічних показників, що не беруться до уваги у розрахунку: їхній розрахунок проводиться на підставі аналізу реальних значень для споживача, що підвищує точність розрахунку, оскільки кожен об'єкт розглядається як унікальний. Проте такий підхід призводить до необхідності докладного розрахунку окремих чинників об'єкта оптимізаційного дослідження. Збільшення числа обчислювальних операцій при локальному та глобальному розгляді негативно позначається на проміжній та підсумковій тривалості розрахунку та трудомісткості виконання завдання. Тим не менш, метод також дозволяє вести статистику, що згодом може, як і в першому випадку, забезпечити автоматизований розрахунок та вибір вагових коефіцієнтів. Також, відмінністю від першого підходу є факт прямого розрахунку ваг, певною мірою спрощує операцію: тобто збільшення кількості обчислень компенсується зменшенням кількості кроків.

Реальний вплив враховується за рахунок зміни частки шкоди порівняно з вихідними величинами: впровадження РГ та її позитивний та негативний вплив спричинить перерозподіл часток шкоди. Допустима наступна варіація визначення ваг з урахуванням такого перерозподілу:

$$k_I = \text{ШУ}_I = \left(\frac{Y_{I.Ц} - Y_{I.РГ}}{Y_{\Sigma.Ц} - Y_{\Sigma.РГ}} \right)^2, \quad (3.6)$$

де вираз у чисельнику - різниця збитків від аналізованого показника при централізованому електропостачанні та при впровадженні РГ; у знаменнику - різниця сумарних збитків від усіх показників, що враховуються.

Таким чином, у виразі (3.6) визначається вагова частка фактора, що змінюється в загальній зміні показника шкоди. Дана варіація підходу дозволяє не тільки чисельно оцінити факт впливу того чи іншого показника на загальну картину ефекту впровадження, але й побачити його частку в самій зміні, в яку сторону не відхилення. Такий метод може бути корисний при оцінці ефекту застосування РГ як найбільш «точковий» (що аналізує використання як різнобічна подія).

З вищевикладеного зроблено висновок, що застосування способу, відображеного (3.4), є найбільш доречним.

Визначення вагових коефіцієнтів пов'язане з розрахунком можливих збитків від порушення характеристик системи електропостачання. Важливо розуміти, що повноцінний облік всіх «пунктів» перестав бути раціональним, оскільки ефект застосування РГ, власне, обмежений декількома характеристиками, де реально значимий. При цьому до уваги дослідження не прийматиметься вплив на пристрої та мережі (і, як наслідок, збитки) централізованих ЕЕС. Безумовно, такий підхід досить суперечливий, оскільки врахування інтересів електромережових і генеруючих компаній є стратегічно важливим завданням для розвитку РГ як напряму в енергетиці. Однак, у даному випадку, субзавданням дослідження є забезпечення «внутрішнього» підходу, з погляду споживачів електроенергії, які розглядають доцільність реалізації проекту розподіленої системи та приймають рішення щодо будівництва об'єктів РГ. Інтереси централізованих енергопостачальних організації не поширюються на оптимізацію вибору параметрів РГ та стосуються дослідження впливу РГ з метою забезпечення безпечної та надійної роботи електроенергетичних мереж в умовах паралельного функціонування з енергоблоками РГ, що не входять у напрямок даної роботи.

З вищевикладеного обґрунтування очевидно, що визначення вагових коефіцієнтів є дуже специфічним завданням, що допускає різні варіанти розрахункових та теоретичних методів реалізації. Використання вагових коефіцієнтів як показників значущості того чи іншого фактора обґрунтовується специфікою об'єктів різного масштабу та призначення. Однак присутність додаткових розвідувальних і розв'язувальних досліджень призводить до введення додаткових етапів аналізу використовуваних методик і результатів, а також до подальшого ускладнення розв'язання задачі. Суб'єкт дослідження, яким є проектна чи консалтингова компанія, реалізує кінцеве завдання, тому практичне значення має лише фінальний показник.

Перетворимо вираз (3.1). Розглянемо b як середньозважений інтегральний показник впливу зміни окремих параметрів на результуючий ефект приєднання:

$$b_i = \frac{\sum_{l=1}^N (b_{li} \cdot Y_l)}{\sum_{l=1}^N Y_l}, \quad (3.7)$$

де b_{li} - приватний відгук i -го параметра приєднання джерела живлення РГ; Y_i - натуральний показник впливу по-йому параметру (критерію), виражений уніфікованою величиною.

Приватний відгук i -го параметра визначається за формулою (3.7) згідно з концепцією (2.3):

$$b_i = \frac{X_{li}}{X_{лц}}, \quad (3.8)$$

де X_{li} - значення показника приватних технічних ефектів для i -го варіанта приєднання ЛІП, $X_{лц}$ - значення показника приватних технічних ефектів для централізованої схеми електропостачання.

У запропонованій формулі (3.7) має місце смислове розвантаження розрахунку та, зокрема, вирази (3.2) від характеристичних «оцінок», вагових коефіцієнтів. У ході процесної реалізації дана особливість дозволяє здійснювати аналізований етап з меншою кількістю дій, що робить його більш

практичним. З погляду розробки «навчимого» алгоритму, позбавлення можливості збору статистики є негативною рисою.

З вищевикладеного очевидний висновок необхідність систематизації параметричної оцінки ефекту, проводити яку пропонується наступній основі. Відповідно до положень [1], у нормальному робочому режимі електричні системи повинні відповідати вимогам якості, надійності, живучості та економічності. Застосуємо дані тези при виборі параметрів, що оцінюються. З погляду електрогосподарств споживачів електроенергії, найбільш вагоме значення мають такі показники СВЕЗ, що афектуються: профіль напруги і частоти на шинах електроприймачів; стійкість системи та якість електропостачання в режимі автономізації; надійність електропостачання, частота та тривалість перерв електропостачання (комплексні показники надійності); параметри аварійних режимів (зокрема величина струмів короткого замикання); величина втрат у внутрішніх розподільчих мережах підприємства (параметри енергоефективності) Зіставляючи наведені вище висновки, отримуємо наступну картину (див. таблицю 3.1).

Таблиця 3.1 - Оцінка афектуючих показників

Якість ↓	Живучість ↓	Надійність ↓	Економічність ↓
Відхилення напруги і частоти, параметри автономізації	Параметри аварійних режимів	Комплексні показники надійності	Показники енергоефективності

Сума натуральних показників приєднання представима у такому вигляді:

$$\Sigma Y = Y_J + Y_{Ж} + Y_H + Y_E, \quad (3.9)$$

де Y_J – натуральний показник характеристики якості, $Y_{Ж}$ – натуральний показник характеристики живучості, Y_H – натуральний показник характеристики надійності, Y_E – натуральний показник характеристики економічності.

Для результуючого синтезу технічного характеристичного показника будемо застосовувати дану основу, розглядаючи підхід до визначення складових результуючого виразу кожного приватного фактора.

Прийmemo припущенням, прийнятим визначення «*b*», можливість гнучкої оцінки натуральних показників, заснованої на принципі обліку найбільш значимих чинників. Прийmemo до розгляду як натуральний показник Y_1 модель «збитку», описану вище виразом (3.2).

3.2 Оцінка ступеня впливу ЛДЖ на якість електропостачання

Відповідно до [9], якість електричної енергії характеризується тривалими та випадковими змінами характеристик напруги, що відносяться до частоти, значень, форми напруги та симетрії напруг. Керуючись висновками, отриманими в розділі 1, як базова для вивчення ефекту впровадження РГ характеристики приймаємо тривалі зміни значень напруги. Цей вибір зумовлений можливістю досягнення заявлених вище вимог виключення специфічності об'єкта та технології у загальній методиці, а також можливістю реалізації основних превентивних заходів щодо забезпечення якості електропостачання на стадії проектування.

Зважаючи на те, що пропонована модель оцінки пов'язана з визначенням дійсних та натуральних показників приєднання РГ, проведення даного аналізу з точки зору первинних показників ускладнене на заявленій проектній стадії. Тому пропонується використовувати для оцінки використовувати непрямі характеристики, що є причиною виникнення режимів, що розглядаються. Відповідно до положень першого розділу та загальних підходів до оцінки режимів систем електропостачання, найбільший вплив на рівень напруги надають вибір способу та модель регулювання в системах з РГ, а також режим генерації та споживання реактивної потужності (РП). Розглянемо останній фактор, керуючись можливістю обліку обсягу та профілю генерації та споживання реактивної потужності в СЕП з РГ.

В основу оцінки впливу РГ на якість електропостачання належить зміна балансу реактивної потужності в СЕП. Зважаючи на різні профілі вироблення та споживання РП для різних технологій та окремих установок РГ, баланс може змінюватися як у позитивну, так і в негативну сторону. При цьому позитивним ефектом впровадження РГ приймаємо зменшення дефіциту або збільшення потенційного обсягу РП.

Обсяг потреби компенсованої РП споживача визначається значенням Q_{Π} (квар). Компенсація у випадку здійснюється за рахунок приєднаної РГ ($Q_{РГ}$, квар) і пристроями, встановленими в СЕП споживача на шинах вузлів навантаження ($Q_{СЕП}$, квар), формуючи сумарне значення Q_{KV} . Таким чином, баланс реактивної потужності при приєднанні РГ представимо в наступному вигляді:

$$Q_{\Pi} = Q_{РГ} + Q_{СЕП} = Q_{KV} \quad (3.10)$$

При живленні тільки від централізованої системи, компенсація РМ здійснюється тільки за рахунок $Q_{СЕП}$:

$$Q_{\Pi} = Q_{СЕП} \quad (3.11)$$

Вважаємо початковий дефіцит реактивної потужності, компенсація проводиться до необхідного та достатнього рівня, що відповідає нормованому коефіцієнту потужності $\text{tg}\varphi_0$. Таким чином, потреба компенсації визначається виразом:

$$Q_{\Pi} = P_{P.нагр} (\text{tg}\varphi_{нагр} - \text{tg}\varphi_0) + \Delta Q, \quad (3.12)$$

де $P_{P.нагр}$ - розрахункова активна потужність навантаження;

$\text{tg}\varphi_{нагр}$ - середньозважений коефіцієнт потужності навантаження;

ΔQ - втрати реактивної потужності у розрахунковій мережі споживача.

Для визначення приватного відгуку (2.25) застосуємо наступний підхід. Прийmemo до уваги, що у разі визначення балансу реактивної потужності незадовільною вважається не лише недокомпенсація, а й перекомпенсація. Стандартні договори постачання електроенергії обмежують емісію реактивної

потужності в мережу, часто її повністю забороняючи. Отже, необхідне встановлення граничних рівнів компенсації. Введемо такі величини:

$Q_{П.мін}$ - мінімальний рівень компенсації, що визначається за (3.12) відповідно до нормованого коефіцієнта потужності $tg\varphi_o$, що встановлюється енергосистемою;

$Q_{П.макс}$ - максимальний рівень компенсації, що визначається (3.12) при $tg\varphi_o = 0$, тобто:

$$Q_{Пмакс} = P_{P.нав} \cdot tg\varphi_{нав} + \Delta Q. \quad (3.13)$$

Визначимо значення показника приватних технічних ефектів для аналізованого i -го варіанту і вихідної системи як «ступінь» попадання значення сумарної реактивної потужності Q_{KV} , що виробляється, в інтервал між $Q_{П.макс}$ і $Q_{П.мін}$:

$$X_{K,i} = \frac{\sqrt{[Q_{П.мін} - Q_{KV}]^2 + [Q_{П.макс} - Q_{KV}]^2}}{Q_{П.макс} - Q_{П.мін}}. \quad (3.14)$$

Для визначення значення показника приватних технічних ефектів для централізованої схеми електропостачання приймемо припущення, що при цьому засобами компенсації реактивної потужності забезпечується рівень $Q_{СЕП} = Q_{П}$. Сумарна реактивна потужність, що виробляється в режимі паралельної роботи енергосистеми та ЛДЖ визначається сумою (3.9). Таким чином, підставляючи ці значення (3.14), обчислюємо значення характеристичного показника по (3.7):

Опишемо область значень показника. Відповідно (2.14), паритетні значення відповідають рівності компенсованої потужності меж $Q_{П.макс}$ і $Q_{П.мін}$. У середині даного інтервалу відбувається зниження $b < 1$, причому мінімальне значення відповідає математичному очікуванню інтервалу. Поза інтервалом відбувається збільшення $b > 1$, що говоритиме про те, що для аналізованого варіанта характерний недолік чи надлишок реактивної потужності. Таким чином, область значень відповідає заданій концепції.

$$\begin{aligned}
b_{K,i} &= \frac{\sqrt{[Q_{\text{Пмін}} - (Q_{\text{РГ}} + Q_{\text{СЕП}})]^2 + [Q_{\text{Пмакс}} - (Q_{\text{РГ}} + Q_{\text{СЕП}})]^2}}{Q_{\text{Пмакс}} - Q_{\text{Пмін}}} = \\
&= \frac{\sqrt{[Q_{\text{Пмін}} - Q_{\text{Пмін}}]^2 + [Q_{\text{Пмакс}} - Q_{\text{Пмін}}]^2}}{Q_{\text{Пмакс}} - Q_{\text{Пмін}}} = \\
&= \frac{\sqrt{[Q_{\text{Пмін}} - (Q_{\text{РГ}} + Q_{\text{СЕП}})]^2 + [Q_{\text{Пмакс}} - (Q_{\text{РГ}} + Q_{\text{СЕП}})]^2}}{Q_{\text{Пмакс}} - Q_{\text{Пмін}}} = \\
&= \frac{\sqrt{+ [Q_{\text{Пмакс}} - Q_{\text{Пмін}}]^2}}{Q_{\text{Пмакс}} - Q_{\text{Пмін}}} = \\
&= \frac{\sqrt{[Q_{\text{Пмін}} - (Q_{\text{РГ}} + Q_{\text{СЕП}})]^2 + [Q_{\text{Пмакс}} - (Q_{\text{РГ}} + Q_{\text{СЕП}})]^2}}{Q_{\text{Пмакс}} - Q_{\text{Пмін}}}.
\end{aligned} \tag{3.15}$$

Натуральний показник ефекту розглянемо як величину плати за реактивну енергію, спожиту у період. Аналітичне визначення даної величини сформуємо з різниці між середньозваженим коефіцієнтом потужності у вузлі обліку енергії та нормованим рівнем, що визначається технічними умовами мережевої організації. Таким чином, розрахункова формула показника представима в наступному вигляді:

$$Y_{Ki} = \Delta W_Q \cdot C_{E.P.i} = (P_{P.nav} (tg\varphi_{nav} - tg\varphi_0)) \cdot T_{max} \cdot C_{E.P.i} \approx Q_{\text{П}} \cdot T_{max} \cdot C_{E.P.i}, \tag{3.16}$$

де T_{max} – число годин максимуму навантаження;

$C_{E.P.i}$ - вартість одиниці споживаної реактивної потужності відповідно до договору на електропостачання.

Як видно з (3.16), розрахунок показника Y_{Ki} включає в якості своєї складової певну потребу в компенсації реактивної потужності. Можна говорити, що смисловим навантаженням показника є додаткові витрати на плату за некомпенсовану реактивну енергію.

У той самий час, визначення натурального показника шляхом оцінки поодиноких інвестицій у компенсацію РП було б некоректною з погляду відповідності загальної концепції визначення результуючого ефекту приєднання, що передбачає врахування регулярних витрат.

3.3 Оцінка ступеня впливу ЛДЖ на показники енергоефективності

Показники енергоефективності та економічності системи в даному завданні характеризуються величиною втрат потужності та електроенергії.

Основою розрахунку показника є оцінка величини втрат активної електроенергії у розподільчій мережі споживача на ділянці «власне джерело живлення – розрахунковий вузол навантаження». Розрахунок втрат активної потужності та електроенергії будемо проводити за режимом максимальних навантажень, згідно з вихідними добовими графіками в режимні дні. Формула визначення втрат енергії (3.17):

$$\Delta W_i = \Delta P_{ij,\Sigma} \cdot T_{\max}, \quad (3.17)$$

де $\Delta P_{ij,\Sigma}$ - сумарні втрати активної потужності на ділянці, що розглядається,

T_{\max} – число годин максимуму навантаження.

Розрахунковим приймемо кінцевий вузол енергорозподілу, що є найбільш навантаженим у цій системі електропостачання з основних технологічних. Основними методичними рекомендаціями щодо вибору розрахункового вузла у порядку пріоритету є такі тези:

- 1) Енергоємність обладнання, що живиться;
- 2) Найбільша віддаленість джерел власної генерації;
- 2) Концентрація основних технологічних електроприймачів (за базовим напрямом діяльності об'єкта).

Прикладом розрахункового вузла навантаження може стати силовий розподільний пункт (щит) технологічного устаткування.

Зважаючи на специфіку призначення об'єкта, для офісних, багатофункціональних і невиробничих комплексів, виділення основного технологічного навантаження є завданням з неоднозначним рішенням. Крім того, вузли живлення основних електроприймачів за пріоритетним напрямком можуть не бути найбільш завантаженими, що позначатиметься на показовості вирішення задачі та точності подальшого оптимізаційного дослідження. Саме

тому структурному призначенню вузла навантаження надається найнижчий пріоритет під час роботи над завданням. Однак варто взяти до уваги, що частка допоміжного обладнання на виробничих об'єктах часто також велика, тому при сумірних навантаженнях основних та другорядних електроприймачів на промислових підприємствах варто віддавати пріоритет вузлам технологічного навантаження і безпосередньо електроприймачам основних технологічних ліній.

Характеристичний показник енергоефективності визначимо як відношення втрат електроенергії в СЕП об'єкта при впровадженні власного джерела (ΔW_{PG}) та втрат при живленні від централізованої енергосистеми ($W_{ЦЕС}$):

$$b_E = \frac{\Delta W_{PG}}{\Delta W_{ЦЕС}}, \quad (3.18)$$

Будучи прямою характеристикою енергоефективності втрати мають своїм натуральним показником Y витрати, що визначаються за поточним тарифом на електроенергію з урахуванням власного виробництва. Таким чином:

$$Y_{Ei} = \Delta W_{PGi} \cdot T_{EE.EC.i}, \quad (3.19)$$

де $T_{EE.EC.i}$ – вартість електроенергії для i -варіанту з урахуванням власної генерації.

Висновки по третьому розділу

Розроблено загальний підхід до оцінки ефекту впровадження розподіленої генерації у системах електропостачання об'єктів при паралельній роботі з централізованим джерелом, виражений у визначенні результуючого показника ефекту приєднання ТП. В основі даного параметра лежить визначення економічних та технічних характеристичних показників «а» і «б» та їх подальша композиція.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У ході проведення кваліфікаційної роботи вирішено такі завдання:

1. Виявлено основні параметри режимів роботи систем внутрішнього електропостачання об'єктів, схильні до зміни під впливом локальних джерел живлення, що приєднуються, а також причини виникнення ефекту впровадження розподіленої генерації, наявність залежності параметрів режимів СЕП від типу та розмірних характеристик енергоблоків ЛДЖ.

2. Доведено необхідність розрахункового визначення ефекту впровадження та оцінки технічної сумісності ЛДЖ при реалізації проектів з будівництва об'єктів РГ.

3. Розроблено методику оцінки ефекту впровадження розподіленої генерації у системах електропостачання споживачів, засновану на розрахунку результуючого показника ефекту приєднання (ТІІ). Подана методика дозволяє оцінити вплив локального джерела живлення на систему електропостачання та профіль електроспоживання для отримання первинних відомостей про доцільність реалізації запланованого проекту впровадження ЛДЖ при побудові системи розподіленої генерації на стадії передпроектного опрацювання, а також використовувати результати при виборі варіанта на стадії проектування.

Визначення економічного характеристичного показника приєднання «а» ґрунтується на мотивації зниження плати за енергоресурси за рахунок використання більш ефективних джерел енергії, енергосилових установок енергоблоків. Показник є співвідношення витрат на електроенергію при паралельній роботі РГ і витрат при живленні тільки від централізованої системи - таким чином, реалізується порівняння двох концепцій електропостачання.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Веников, В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах: Учеб. для электроэнергет. спец. вузов. - 4-е изд., перераб. и доп. - М.: Высш. шк., 1985. - 536 с.
2. 14. Правила улаштування електроустановок/ Міністерство енергетики та вугільної промисловості України/ Наказ №476 від 21.07.2017р.- Київ, 2017.
3. Ньюшлосс Д., Ряпин И. Развитие распределённой генерации/ Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО. 2012. Август. - 38 с.
4. Momoh J. A., Meliopoulos S., Saint R. Centralized and distributed generated power systems - a comparison approach / PSERC Publication 12-08, Howard University, 2012. June. - 33 p.
5. Comech, M.P. Protection in distributed generation / M.P. Comech, M. Garcia- Gracia, S. Вопоу, M.T. Villen // "Distributed Generation", book edited By D N Gaonkar. -February, 2010. -pp. 289 - 310.
6. Moskovitz D. Profits and Progress Through Distributed Resources / published By the Regulatory Assistance Project, Maine, USA, URL: <http://www.rapmaine.org/distribution.html>.
7. Leupp, P. ABB Review Special Report. IEC 61850. / P. Leupp, C. Ryttoft - ABB Review Special Report-August, 2010. - 64 p.
8. Ackermann T., Andersson G., Soder L. Distributed generation: a definition // Electric Power System Research. 2001. № 57. P. 195-204
9. IEEE 1547TM-2003. IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems / IEEE Standard Coordinating Committee 21 on Fuel Cells, Photovoltaics, Disperced Generation, and Energy Storage. - Approved 12 June 2003. Reaffirmed 25 September 2008 - 27 p.

10. Федоров, В.К. Вплив розподіленої генерації на втрати та якість електричної енергії/В.К. Федоров, Є.М. Леонов, Д.В. Федоров// Омський науковий вісник. – 2016-№ 6 (150) – С. 72-76.
11. 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 - 8 p.
12. 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 p.
13. Шеметов, А.М. Надійність електропостачання: навчальний посібник для студентів спеціальності 140211 «Електропостачання». -Магнітогорськ: ГОУ ВПО «МДТУ ім. Г.І. Носова», 2006. – 141 с.
14. Казанов, М.С. Впровадження джерела живлення малої розподіленої генерації в систему внутрішнього електропостачання підприємства // Федорівські читання – 2013. XLIII Всеросійська науково-практична конференція (з міжнародною участю) з елементами наукової школи для молоді -М.: Видавничий дім МЕІ-2013 – С. 181-18 .
15. Газізова, О.В. Створення алгоритму пошуку граничних режимів виходу електростанції на роздільну роботу з енергосистемою / О.В. Газізова, Д.А. Мусін, А.В. Малафєєв, А.І. Жданов // Електротехнічні системи та комплекси. – 2014. – № 3 (24). – С. 53-58.
16. Хамханов К.М. Основи планування експериментів: методичний посібник для студентів спеціальностей 190800 «Метрологія та метрологічне забезпечення» та 072000 «Стандартизація та сертифікація (за галузями промисловості)» / Східно-Сибірський державний технологічний університет. – Улан-Уде, 2001. – 50 с.
17. МТ-34-70-001-83. Методика расчета экономического ущерба от нарушений в работе энергетического оборудования - Москва, 1995 - 8 с.