

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота
на правах рукопису

Савченко Володимир Валерійович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Обґрунтування інтеграції фотоелектричних станцій в енергосистему
(тема роботи)

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

Подається на здобуття освітнього ступеня бакалавр

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

Савченко В. В.
(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Островерхов Микола Якович
(прізвище, ім'я, по батькові)

д.т.н., професор кафедри електрифікації,
автоматизації виробництва та інженерної екології
(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2026

АНОТАЦІЯ

Савченко В. В. Обґрунтування інтеграції фотоелектричних станцій в енергосистему. Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня бакалавр за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2026.

Метою роботи є аналіз впливу інтеграції сонячної електростанції на сукупну інерцію енергосистеми та розробка рекомендацій щодо покращення її динамічних властивостей.

У даній роботі використані методи дослідження, які дозволили проаналізувати динамічні властивості тримашинної енергосистеми, змодельованої в програмному комплексі MATLAB/Simulink, до якої була інтегрована СЕС, що заміщує один із традиційних генераторів схожої потужності.

Ключові слова: сукупна інерція, відновлювані джерела електроенергії, сонячна електростанція, інвертор

ABSTRACT

Savchenko V. V. Justification of the integration of photovoltaic stations into the power system. Qualification work for the degree of bachelor in specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics – Polissia National University, Zhytomyr, 2026.

The purpose of the work is to analyze the impact of the integration of a solar power plant on the total inertia of the power system and develop recommendations for improving its dynamic properties.

This work uses research methods that allowed analyzing the dynamic properties of a three-machine power system, modeled in the MATLAB/Simulink software package, into which a solar power plant was integrated, replacing one of the traditional generators of similar capacity.

Keywords: total inertia, renewable energy sources, solar power plant, inverter

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. ІНТЕГРАЦІЯ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ НА ОСНОВІ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ДО ЄДИНОЇ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ : ОГЛЯД ПРОБЛЕМНИХ ПИТАНЬ ТА ПІДХОДІВ ДО ЇХ ВИРІШЕННЯ	7
1.1 Етапи інтеграції відновлюваних джерел енергії в енергосистему	8
1.2 Проблемні питання інтеграції та функціонування генерації на основі відновлюваних джерел енергії	11
Висновки по розділу 1	17
РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ ВПЛИВУ ІНТЕГРАЦІЇ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ НА СУКУПНУ ІНЕРЦІЮ ЕНЕРГОСИСТЕМИ	18
2.1. Низька інерція сонячних електростанцій	18
2.2. Відключення генерації у двомашинній моделі із сонячною електростанцією	21
Висновки по розділу 2	26
РОЗДІЛ 3. ОГЛЯД ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ЯКІ З'ЄДНАНІ З МЕРЕЖЕЮ	27
3.1 Безакумуляторні фотоелектричні системи	29
3.2 Принципи проектування під'єднаної до мережі системи електропостачання з сонячними батареями	31
Висновки по розділу 3	38
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	39
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	41

ВСТУП

Фотоелектрична технологія наразі є однією з найбільш розвинених технологій отримання електричної енергії на базі відновлюваного джерела енергії. Проблеми, пов'язані з розробкою та впровадженням фотоелектричних систем, вимагають інструментів моделювання, що дозволяють створити математичну модель, розрахувати параметри системи перетворення енергії та проаналізувати поведінку фотоелектричних систем та їх компонентів у різних режимах роботи. Ці інструменти також повинні дозволяти моделювати відповідні алгоритми управління. Моделювання та аналіз процесів, що відбуваються у фотоелектричних системах, дозволяє скоротити час, витрачений на всіх етапах проектування, а також дозволяє розробити та перевірити ефективність роботи алгоритмів управління. Знаходження балансу між ефективністю та вартістю компонентів фотоелектричних систем є особливо важливим аспектом для широкого впровадження цієї технології. Для покращення конструкції інтегрованої системи управління та точного прогнозування її роботи розробникам необхідно розуміти поведінку всієї фотоелектричної системи, в яку інтегрована система управління. Системи моделювання процесів фотоелектричних систем використовуються для оцінювання значень характеристик компонентів цих систем і в ряді випадків дозволяють уникнути дорогого та трудомісткого процесу польових випробувань.

Інтеграція відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), таких як сонячні електростанції (СЕС), в енергосистеми стає все більш поширеною практикою. Однак, на відміну від традиційних синхронних генераторів, ВДЕ не мають природної інерції, що призводить до зниження стійкості енергосистеми. Це особливо актуально для малих енергосистем, де навіть незначні зміни частоти можуть призвести до серйозних наслідків, включаючи відключення споживачів та аварії. У зв'язку з цим дослідження впливу інтеграції СЕС на сукупну інерцію енергосистеми є важливим завданням, що вимагає детального аналізу.

В останні роки проблема зниження інерції енергосистем через інтеграцію ВДЕ активно вивчається. У багатьох дослідженнях аналізуються динамічні властивості енергосистем з високою часткою ВДЕ, включаючи СЕС, та пропонуються підходи до покращення їх стійкості. Сьогодні обговорюються проблеми інтеграції ВДЕ в малі енергосистеми та пропонуються методи підвищення їх стійкості. У багатьох країнах досліджуються проблеми управління частотою в енергосистемах з високою часткою ВДЕ та пропонуються алгоритми для покращення динамічних характеристик, розглядаються методи моделювання та аналізу енергосистем із СЕС.

Метою цього дослідження є аналіз впливу інтеграції сонячної електростанції на сукупну інерцію енергосистеми та розробка рекомендацій щодо покращення її динамічних властивостей.

Завдання дослідження які були поставлені в даній роботі:

1. Моделювання тримашинної енергосистеми з традиційними синхронними генераторами та двомашинної енергосистеми із СЕС у програмному комплексі MATLAB/Simulink.
2. Аналіз інерційних відгуків енергосистеми при збуреннях, таких як відключення генератора.
3. Порівняння динамічних властивостей енергосистеми з традиційною генерацією та енергосистеми із СЕС.
4. Розробка рекомендацій щодо підвищення інерційності енергосистеми із СЕС.

У даній роботі використані **методи дослідження**, які дозволили проаналізувати динамічні властивості тримашинної енергосистеми, змодельованої в програмному комплексі MATLAB/Simulink, до якої була інтегрована СЕС, що заміщує один із традиційних генераторів схожої потужності.

Перелік публікацій автора за темою дослідження :

Свченко В. В. ЕТАПИ ІНТЕГРАЦІЇ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В ЕНЕРГОСИСТЕМУ

Матеріали науково-практичної конференції факультету інженерії та енергетики «НАУКОВІ ЧИТАННЯ за підсумками I-го туру Всеукраїнського конкурсу студентських наукових робіт з галузей знань і спеціальностей» 29 квітня 2026 року. Житомир: Поліський національний університет, 2026.- С 195-198.

Уманський Д.А., Свченко В. В. АНАЛІЗ ФАКТОРІВ ЯКІ ВИЗНАЧАЮТЬ РІВЕНЬ СОНЯЧНОГО ОПРОМІНЕННЯ

Матеріали науково-практичної конференції факультету інженерії та енергетики «НАУКОВІ ЧИТАННЯ за підсумками I-го туру Всеукраїнського конкурсу студентських наукових робіт з галузей знань і спеціальностей» 29 квітня 2026 року. Житомир: Поліський національний університет, 2026.- С 195-198.

РОЗДІЛ 1

ІНТЕГРАЦІЯ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ НА ОСНОВІ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ДО ЄДИНОЇ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ : ОГЛЯД ПРОБЛЕМНИХ ПИТАНЬ ТА ПІДХОДІВ ДО ЇХ ВИРІШЕННЯ

У всьому світі останніми роками спостерігається зниження обсягів використання невідновлюваних джерел енергії (кам'яного вугілля, торфу, нафти, природного газу тощо), а також масове будівництво відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Основні обсяги введення нових генеруючих потужностей в електроенергетиці припадають на сектор вітроенергетики та сонячної енергетики з метою мінімізації викидів парникових газів [1, 2].

Ці кроки продиктовані необхідністю реалізації планів щодо переходу до вуглецевої нейтральності за умови задоволення потреб суспільства в необхідних видах енергії в потрібних обсягах та за прийнятними цінами, а також забезпечення надійності, доступності та безпеки енергопостачання [3, 4].

ВДЕ все ще часто страждають від хибних уявлень, міфів, а в деяких випадках навіть дезінформації. Часто чутні претензії включають те, що накопичення електроенергії є необхідною умовою для інтеграції ВДЕ, і що звичайні генератори зазнають дуже високих додаткових витрат у міру зростання частки ВДЕ. [4] Такі заяви можуть відвернути осіб, які приймають рішення, від реальних, хоча в кінцевому підсумку регульованих, проблем.

Тому важливим, в першу чергу, є розгляд етапів інтеграції відновлюваних джерел енергії в централізовану енергосистему країни. Для досягнення мети необхідно вирішити наступні завдання: визначити основні структурні та технічні фактори, що визначають масштаби проблем інтеграції, запропонувати етапи впровадження ВДЕ (інтеграції).

1.1 Етапи інтеграції відновлюваних джерел енергії в енергосистему

Припустімо, що існує кілька етапів розвитку ВДЕ в країні, вони характеризуються кількістю електростанцій, що працюють на ВДЕ, та

ступенем їхнього впливу на централізовану електромережу. Ці етапи відрізняються збільшенням впливу виробленої потужності ВДЕ на енергосистему.

Протягом кількох років багато зарубіжних країн впроваджували ВДЕ у систему електропостачання. Їхній досвід може бути корисним для тих, хто тільки став на шлях відновлюваних джерел енергії в системі електропостачання. У статті [4] зазначено про існування 6 етапів впровадження ВДЕ в систему електропостачання. Залежно від етапу впровадження змінюється вплив ВДЕ на гнучкість усієї системи. Гнучкість у цьому контексті пов'язана зі здатністю енергосистеми справлятися з високим ступенем невизначеності та мінливості балансу попиту та пропозиції.

Найголовніша властивість, що відрізняє вітрові та сонячні фотоелектричні системи від інших джерел вироблення електроенергії, полягає в тому, що вироблення відновлюваної енергії коливається з часом. Це зумовлено різною доступністю вітру та сонячного світла. Невизначеність результатів та інші фактори можуть призвести до низки проблем, особливо на ранніх етапах розміщення, коли насправді проблем найменше.

Ми визначимо чотири етапи інтеграції ВДЕ. Вони розрізняються за впливом на роботу енергосистеми внаслідок збільшення частки потужності ВДЕ. Неможливо вивести прості правила, що пов'язують, наприклад, певну річну частку енергії вітру та сонця з певним рівнем зусиль з інтеграції або витрат. Узагальнення неминуче упускає важливі тонкощі, але забезпечує корисну основу для визначення пріоритетних завдань мережевої інтеграції, які в іншому випадку можуть бути представлені низкою проблем на початку інтеграції. Частка генерації ВДЕ, за якої можна сказати, що система переходить до наступної фази, залежить від низки обставин.

Основні структурні та технічні фактори, що визначають проблеми інтеграції:

- Географічне та технічне поширення ВДЕ: більший «розрив» тягне менші проблеми.

- Потужність енергосистеми: більші системи стикаються з меншими проблемами.
- Відповідність між попитом та виробництвом ВДЕ (сезонним та щоденним): оптимальний баланс тягне менше проблем.
- Гнучкість електростанцій (чи то теплові, гідроелектростанції, чи інші керовані відновлювані джерела енергії): коротший час запуску, здатність знижувати продуктивність до мінімальних значень та швидше наростання (зміна продуктивності) означають меншу кількість проблем.
- Взаємозв'язок, зберігання даних, прогнозування та реагування на попит: чим більша присутність кожного фактора, тим більш керованою є інтеграція.
- Функціонування системи, проєктування ринку та регулювання
- Експлуатація системи: оперативні рішення для електростанцій та підключень нових джерел та споживачів повинні бути близькі до роботи в режимі реального часу.
- Технічні стандарти (мережеві коди): якщо для електростанцій ВДЕ вимагатиметься системне обслуговування, проблеми інтеграції будуть меншими. (Такі вимоги повинні бути збалансовані з додатковими витратами на електростанції ВДЕ.)
- Еволюція попиту на електроенергію: зростаючий попит створює можливості для інвестицій у ВДЕ без витіснення чинної генерації; майбутній попит може бути сформований (до певної міри) відповідно до пропозиції.

Перший етап напрочуд простий: обсяг виробництва потужності від ВДЕ не має помітного впливу на систему. Там, де вітряні або сонячні установки встановлені в системі, набагато більший, ніж ВДЕ, вироблена потужність (та її коливання) залишається непоміченими.

На другому етапі вплив ВДЕ стає помітним, але за рахунок удосконалення методів експлуатації обсяг ВДЕ може бути досить легко інтегрований. Наприклад, може знадобитися створити систему прогнозування потужності ВДЕ, щоб гнучкі електростанції могли ефективно контролювати мінливість ВДЕ та реагувати на попит.

На третьому етапі виникає перша, значна проблема. Двома словами, вплив мінливості ВДЕ відчувається як з точки зору загальної роботи системи, так і іншими електростанціями. На цьому етапі гнучкість енергосистеми стає важливою.

Сьогодні двома основними ресурсами для збільшення гнучкості системи є диспетчерські електростанції та мережа передачі. У деяких системах існуючий гідроакумулятор з перекачуванням також може зробити відповідний внесок. Заглядаючи в майбутнє, можна сказати, що більш інноваційні рішення, такі як нові технології зберігання даних та великомасштабна РНП (реакція на попит), стануть ефективними регуляторами гнучкості.

Нові проблеми виникають і на четвертому етапі. Вони дуже технічні за своєю природою та менш інтуїтивні, ніж гнучкість, і пов'язані зі стабільністю енергосистеми. Стабільність енергосистеми характеризує її здатність протистояти збуренням у дуже короткі терміни. Наприклад, при виході з ладу більшого генератора стабільна енергосистема бачитиме лише невелике відхилення від своїх номінальних робочих налаштувань. Навпаки, в менш стабільних системах втрата великого блоку може призвести до низки значних впливів, які можуть поставити під загрозу надійність та безперебійність енергосистеми, і які проявляються протягом кількох секунд або менше.

Момент, коли стабільність системи стає проблемою для інтеграції ВДЕ, дуже специфічний для системи та може залежати від інженерних рішень, що були ухвалені багато десятиліть тому. Тому не існує простого правила, що дозволяє визначити, коли виникнуть проблеми зі стабільністю. Енергосистема не буде різко переходити від одного етапу до іншого.

Етапи мають концептуальний характер і призначені просто для того, щоб допомогти розставити пріоритети завдань. Наприклад, проблеми, пов'язані з гнучкістю, поступово виникатимуть на другому етапі, перш ніж стануть відмінною рисою третього етапу. Аналогічним чином, деякі проблеми, пов'язані зі стабільністю системи, виникнуть вже на третьому етапі. Неможливо точно сказати, за якої частки ВДЕ виникне проблема інтеграції,

наприклад, у країнах, що перебувають наразі на другому етапі розгортання, частка ВДЕ становить від 3% до 13%. Узагальнені характеристики етапів представлені у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 - Етапи впровадження ВДЕ

	властивості (старіючі по мірі проходження етапів)			
	1 етап	2 етап	3 етап	4 етап
Характеристики системи	Об'єм потужності ВДЕ не має значення для основної системи	Потужність ВДЕ стає помітним для системних операторів	Гібкість стає актуальною при великих перепадах запиту і пропозиції	Стабільність стає актуальною. Мощність ВДЕ покриває майже 100% запит у визначеному часі
Вплив на наявні генератори	Немає відмінностей від звичайного мережевого навантаження	Немає значного збільшення невизначеності і змінності мережевого навантаження, але є невеликі зміни в схемах роботи існуючих генераторів для пристосування до ВДЕ	Велика нестабільність в мережі навантаження. Головні відмінності в операційних схемах; скорочення електростанцій, що працюють безперервно	Не одна ЕС не працює цілодобово; всі електростанції коригують потужність відповідно до ВДЕ
Вплив на енергосистему	Локальна система розташована біля точки підключення якщо такі маютьс	Дуже вірогідний вплив на умови місцевої електромережі; можливі перевантаження при передачі, викликані зміною потоків електроенергії по мережі	Істотні зміни в структурі енергопотуку, обумовлені погодними умовами в різних місцях; збільшення двосторонніх потоків між частинами мережі з високою і низькою напругою	Необхідність у підсиленні всієї мережі і поліпшена здатність мережі відновлюватися після збурень
Проблеми зависять від	Локальних умов в мережі	Відповідність між запитом і виробництвом ВДЕ	Наявність гнучких ресурсів	Стійкість системи для протидії збуренням

1.2 Проблемні питання інтеграції та функціонування генерації на основі відновлюваних джерел енергії

Аналіз статистичних даних з російських та міжнародних джерел щодо вітроенергетичних установок (ВЕУ) різної потужності та фотоелектричних систем (ФЕС) дав такі висновки:

- коефіцієнти готовності ВДЕ досить високі, співставні з ГТУ та ГПУ об'єктів розподіленої генерації і знаходяться в діапазоні від 93,2 до 97,8% для ВЕУ та в діапазоні від 94,6 до 99% — для ФЕС;
- ВДЕ відключаються в 5...25 разів частіше і простоюють сумарно на 2...7% більше, ніж великоблочні газотурбінні та парогазові установки;
- частковий коефіцієнт внутрішніх причин відключень ВДЕ становить близько 32,5%, а зовнішніх причин — близько 67,5%, що обумовлено частотою та тяжкістю аварійних збурень у прилеглих розподільних мережах;
- ВЕУ мають сильно виражену залежність показників надійності від потужності. Зі збільшенням одиничної потужності ВЕУ спостерігається зниження середнього часу між вимушеними відключеннями на 1000 год/МВт, а коефіцієнта готовності — на 0,4%/МВт;
- середній час між вимушеними відключеннями ФЕС за останні десятиліття зменшився в 5 разів, що пов'язано з частими спрацьовуваннями захистів інверторів, при цьому коефіцієнт готовності зріс до 99% [4, 5].

Таким чином, обладнання ВЕС та СЕС має високі коефіцієнти готовності, але відключається досить часто, що призводить до накидів навантаження на прилеглу мережу та вимагає покриття аварійних дефіцитів активної потужності з боку традиційних електростанцій.

Розглянемо основні проблемні питання інтеграції та функціонування ВДЕ у складі енергосистем.

При інтеграції потрібне проведення реконструкції на прилеглих підстанціях, обсяг якої визначається проектом СВМ ВДЕ, включно з пристроями релейного захисту та автоматики (РЗА) [7].

Часто потужність ВДЕ обирається власником, виходячи з розрахункового гранично допустимого значення пропускної здатності ЛЕП 110—220 кВ, до якої планується приєднання, що вимагає встановлення на підстанціях протиаварійної автоматики. Для будівництва ВДЕ часто обирають земельні ділянки в сільських районах зі слабкими транзитними ЛЕП 110 кВ, віддалені

від центрів навантажень. Це суттєво збільшує перетоки потужності на великі відстані та призводить до зростання втрат електроенергії.

Відповідно до вимог на ЛЕП 110—220 кВ з двостороннім живленням необхідне встановлення швидкодіючих захистів абсолютної селективності. Оскільки ВДЕ з інверторами є джерелами струму (малий діапазон зміни робочих/аварійних струмів), то традиційні захисти ЛЕП з ВЧ-сигналами підлягають заміні, оскільки симетричні складові струмів при КЗ у зоні дії захисту з боку ВДЕ, а також при КЗ «за спиною» живлячої ПС, не можуть бути використані як інформативні параметри. Потрібні нові пристрої РЗА із застосуванням симетричних складових напруг, а також комбінацій дозволяючих/блокуючих ВЧ-сигналів [11].

Масові відключення ВЕС та СЕС при нормативних збуреннях у прилеглий мережі обумовлені застосуванням інверторів із заводськими налаштуваннями функції LVRT (Low Voltage Ride Through — підтримання безперервності електропостачання при низькій напрузі), що не відповідають вимогам вітчизняних методичних вказівок щодо стійкості енергосистем.

Перевантаження ЛЕП та силових трансформаторів виникають на підстанціях при накладанні запланованого перетоку потужності на видачу максимальної потужності ВЕС та/або СЕС.

До серйозних проблем відносять блокування потужності інших електростанцій, у тому числі теплових, що працюють за тепловим графіком навантаження, а також створення умов для роботи паливних ГУ на технологічних мінімумах навантаження.

Неучасть ВЕС та СЕС у загальному первинному регулюванні частоти при її зниженні в енергосистемі відбувається у зв'язку з відсутністю резерву потужності на завантаження (технічні вимоги щодо наявності оперативного резерву потужності наразі в Україні до ВДЕ не пред'являються).

У міжнародній практиці для ВДЕ можливе завдання абсолютного або відносного обмежень потужності, що видається в енергосистему, а також введення обмеження на швидкість зміни активної потужності при зміні вели-

чини надходження первинного енергоресурсу. При абсолютному обмеженні задають максимально допустиму величину потужності, що видається (СЕС та ВЕС - від 1,5 МВт). Відносне обмеження передбачає видачу в енергосистему потужності за мінусом встановленої величини гарантованого резерву (СЕС - від 1,5 МВт, ВЕС — від 25 МВт), який може бути використаний або в автоматичному режимі, або за командою диспетчера.

Підвищення рівнів напруги в розподільних мережах низької та середньої напруги на величину понад 10% в режимах мінімальних навантажень є критичним для електроприймачів споживачів. Видача мікрогенерацією домогосподарств на основі ФЕС надлишкової активної потужності по відношенню до споживаної в мережі 0,4 кВ (наприклад, у сонячний робочий день), де величина активного опору елементів перевищує реактивний, призводить до підвищення напруги в точці підключення ФЕС на величину більш ніж 10% від $U_{ном} = 230$ В. На рисунку 1.2 подано графіки напруг у мережі 0,4 кВ для трьох режимів.

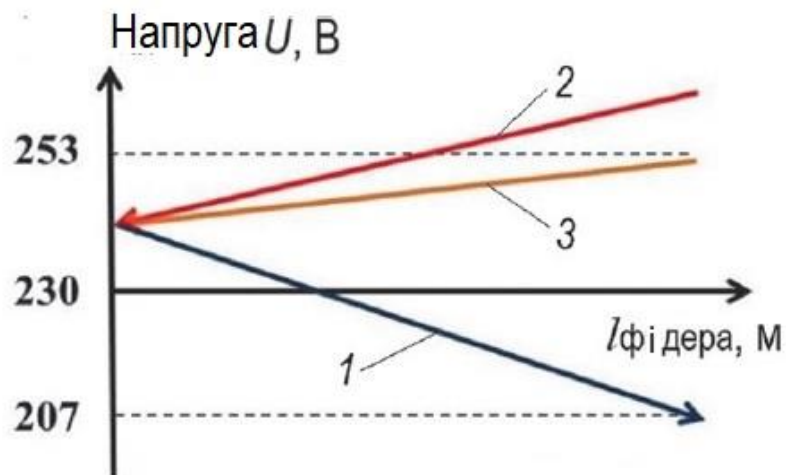


Рисунок 1.2. Графіки напруг у мережі 0,4 кВ у різних схемнорежимних умовах:

1 - максимальне споживання активної потужності P_{max} за відсутності вироблення ФЕС; 2 - видача P_{max} ФЕС за мінімального навантаження P_{min} ; 3 - видача P_{max} ФЕС за навантаження P_{min} з регульованим рівнем споживання реактивної потужності залежно від величини напруги

Запровадження технічних вимог до ВДЕ щодо споживання реактивної потужності під час видачі активної, залежно від величини напруги на виводах, стабілізує рівні напруги в мережах низької та середньої напруги, не допускаючи пошкоджень електроприймачів. При цьому встановлення додаткових засобів компенсації реактивної потужності в розподільчих мережах не потрібне.

Висока нерівномірність величини вироблення електроенергії ВЕС і СЕС протягом доби залежно від погодних умов продемонстрована на рис. 1.3.

Аналіз даних рис. 1.3 дає змогу зробити висновок, що різкі зміни величин активних потужностей, які виробляються ВЕС і СЕС, на коротких часових інтервалах вимагають наявності достатнього оперативного резерву потужності на високоманеврених традиційних електростанціях (ГАЕС, ГЕС, ТЕС).

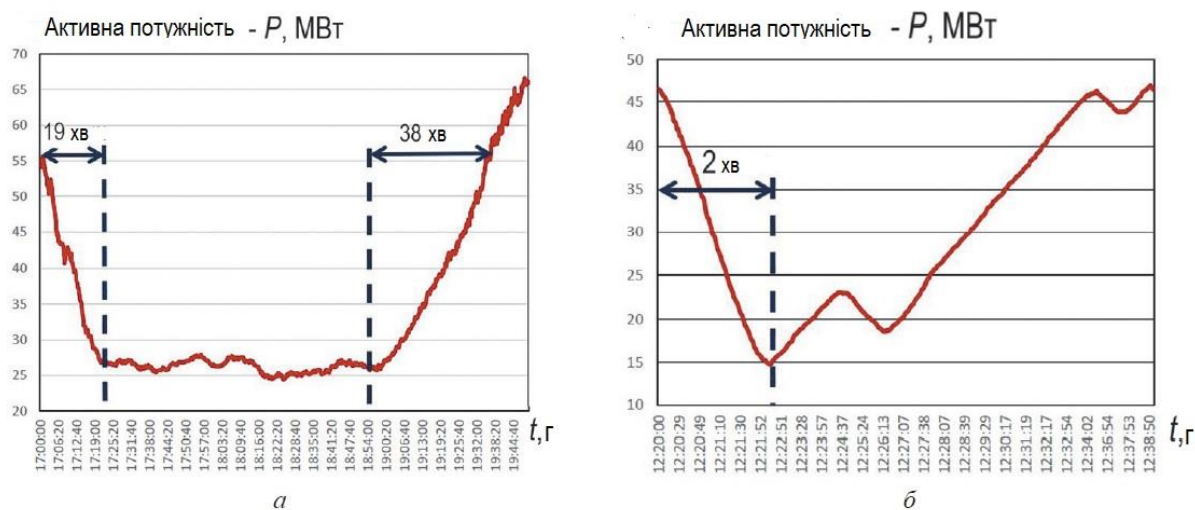


Рисунок 1.3. Графіки видачі активної потужності ВДЕ в енергосистему:

а — ВЕС; б — СЕС

Зазначений вплив ВДЕ на режими роботи енергосистем можна мінімізувати за рахунок створення локальних інтелектуальних енергосистем (ЛІЕС) на базі міні-ТЕЦ з високоманевреними ГТУ, ГПУ та ДГУ (гібридних енергетичних комплексів), інтеграції у ВЕС, СЕС, а також прилеглі

розподільчі мережі систем накопичення електроенергії (СНН) різних видів [9,10].

Неможливість (висока складність) обліку ВЕС та СЕС у балансах потужності пов'язана з відсутністю у станцій гарантованої потужності. Аналіз міжнародного досвіду показує, що впровадження систем оперативного та короткострокового прогнозування виробітку потужності ВЕС та СЕС, а також інтеграція в них СНН дозволяє вирішити цю задачу.

Дані оперативного прогнозу (0–6 год) необхідні для балансування енергосистеми та коригування графіків завантаження традиційних електростанцій, а короткострокового прогнозу (6–24 год) - для диспетчеризації, розрахунків потокорозподілів та виявлення перевантажень мережевого обладнання.

Для короткострокового прогнозування ефективним є спільне використання статистичних (статистичний аналіз часових рядів, виявлення статистичних закономірностей зміни параметрів) та структурних (інтелектуальний аналіз вихідних даних, що забезпечує виявлення неявних закономірностей зміни параметрів) моделей.

Найбільша похибка прогнозу виробітку СЕС виникає при змінній хмарності та опадах, але вона не перевищує 20% при короткостроковому та 10% — при оперативному прогнозуванні. Для зниження похибки прогнозу необхідна установка вимірювальних систем та датчиків, розподілених по майданчику СЕС та прилеглої території з метою збору та обробки поточних вимірювань щільності потоку енергії сонячного випромінювання.

Існують проблеми із забезпеченням чутливості пристроїв РЗА (мінімального підживлення струмами КЗ місць пошкодження) в острівному режимі роботи при великій частці ВДЕ у структурі генеруючих потужностей та із забезпеченням якості електроенергії в острівному режимі роботи при великій частці ВДЕ у структурі генеруючих потужностей в умовах низького завантаження інверторів (5...15%) на ВЕС та СЕС.

Висновки по першому розділу

Запропоновано 4 етапи інтеграції ВДЕ в енергосистему країни. Для оцінки масштабу проблем інтеграції визначено основні структурні та технічні фактори. Користуючись ними, можна умовно розділити шлях розвитку ВДЕ на кілька етапів впровадження ВДЕ, а також визначити поточний етап у тій чи іншій країні або її області. При грамотному підході до впровадження ВДЕ в нашій країні можливо досягти стабільної спільної роботи традиційних електростанцій та електростанцій, що працюють від ВДЕ.

Враховуючи досвід країн, які значно випередили за часткою «зеленої енергетики», можна дізнатися про основні труднощі, які можуть виникнути на кожному з етапів впровадження ВДЕ, а також передбачити зниження їхнього впливу або повну його відсутність. При бажанні впровадити електростанції ВДЕ, необхідно враховувати та заздалегідь передбачати шляхи підвищення гнучкості всієї енергосистеми.

РОЗДІЛ 2

АНАЛІЗ ВПЛИВУ ІНТЕГРАЦІЇ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ НА СУКУПНУ ІНЕРЦІЮ ЕНЕРГОСИСТЕМИ

2.1. Низька інерція сонячних електростанцій

У рамках даної роботи для визначення зміни сукупної інерції енергосистеми при заміщенні традиційних видів генерації на СЕС була розглянута тримашинна модель енергосистеми. На рисунку 2.1 представлена розрахункова схема енергосистеми.

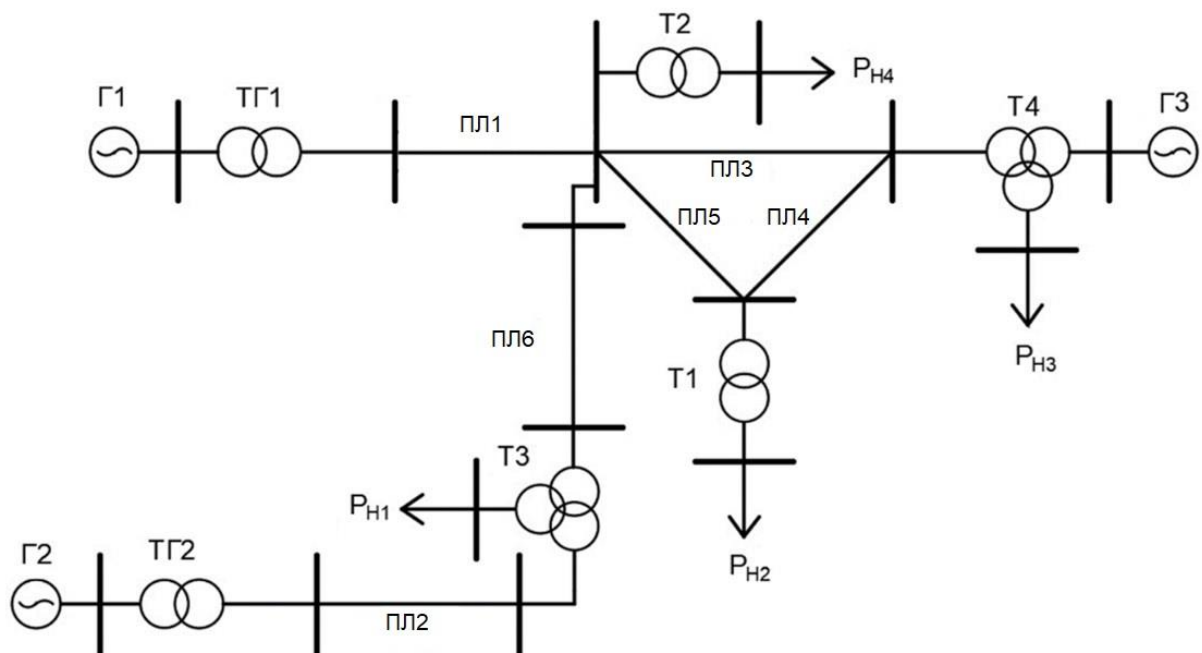


Рисунок 2.1 - Розрахункова схема енергосистеми

Сонячні електростанції можуть працювати як з підключенням до мережі, так і в автономному режимі. Однак така система може підтримувати лише обмежену потужність розподіленої відновлюваної генерації, наприклад, фотоелектричної. Більшість рішень управління відновлюваною генерацією не дозволяють обладнанню СЕС реагувати на відхилення частоти, тому фізично сукупна інерція енергосистеми з підключеними СЕС виявляється нижчою, ніж в енергосистемі, в якій генерація представлена синхронними генераторами [9]. Відсутність природної інерції обертання в перетворювачах напруги та струму

може призвести до зниження динамічної стійкості та надмірного відключення споживачів при виникненні небалансів активної потужності.

Для демонстрації зниження інерційності енергосистеми при заміні генерації на базі синхронної машини на СЕС далі розглядаються дві схеми енергосистеми:

1. Тримашинна енергосистема з такими традиційними генераторами:

– генератор №1 – $P_{\text{ном}} = 60$ МВт з видачею активної потужності $P_{TG1} = 9$ МВт;

– генератор №2 – $P_{\text{ном}} = 80$ МВт з видачею активної потужності $P_{TG2} = 30$ МВт;

– генератор №3 – $P_{\text{ном}} = 120$ МВт з видачею активної потужності $P_{TG3} = 40$ МВт.

2. Двохмашинна енергосистема з сонячною електростанцією. У цій схемі генератор № 1 замінений на СЕС схожої потужності $P_{\text{СЕС}} = 9$ МВт.

Відповідно, режим роботи мережі при заміні традиційної генерації на СЕС аналогічної потужності практично не змінюється, що необхідно для отримання достовірних результатів. Загальна кінетична енергія обертальної маси системи та обертових навантажень може бути знайдена таким чином [10]:

$$E = 1/2 J \omega^2, \quad (1)$$

де:

J — момент інерції;

ω — частота обертання ротора.

На швидкість зміни частоти ротора впливає баланс крутного моменту оберткової маси:

$$\frac{J d\omega}{dt} = \frac{P_t}{\omega} - \frac{P_e}{\omega}, \quad (2)$$

де:

P_t — механічний крутний момент;

P_e — електричний крутний момент.

З (2) випливає:

$$\frac{P_t}{w} - \frac{P_e}{w} = M_t - M_e, \quad (3)$$

де:

M_t — механічна потужність;

M_e — електрична потужність.

Постійна інерції системи характеризується як відношення кінетичної енергії до її номінальної потужності:

$$H = E/S, \quad (4)$$

де S — номінальна потужність системи.

Відомо, що швидкість зміни частоти залежить від інерції системи та початкового дисбалансу потужності [10]. Отже, швидкість зміни частоти розраховується таким чином:

$$\frac{dw}{dt} = \frac{P_t - P_e}{Tj}. \quad (5)$$

У свою чергу, $Tj=2H$, звідки випливає, що

$$\frac{dw}{dt} = \frac{P_t - P_e}{2H}. \quad (6)$$

Виходячи з вищесказаного, отримуємо, що за однакового ($P_t - P_e$) швидкість зміни частоти обернено пропорційна постійній інерції системи. Отже, основним параметром, за яким буде проводитися оцінка інерційності енергосистеми, є швидкість зміни частоти обертання ротора dw/dt [10].

Таким чином, необхідно аналізувати частоту обертання ротора одного з генераторів в обох моделях (тримашинній та двомашинній з СЕС).

Нижче представлена модель тримашинної енергосистеми (див. рис. 2.2) у MATLAB/Simulink, реалізована за розрахунковою схемою на рисуюнок 2.1.

Для визначення інерційності досліджуваної енергосистеми будемо аналізувати частоту обертання ротора генератора № 3 при відключенні генератора № 2 з $P_{TG2} = 30$ МВт. У момент часу $t = 20$ с на рисунку 3 відбувається відключення генератора № 2. АРС турбін генераторів №1 і №3, що залишилися, намагаються стабілізувати частоту обертання і встановлюють

її на рівень 0,995 в.о. На першому коливанні відбувається відхилення частоти від номіналу до значення 0,9882 в.о., що відповідає значенню $f = 49,41$ Гц.

За час $\Delta t = 20,63 - 20 = 0,63$ с частота змінилася б по дотичній до графіка на $\Delta w = 1 - 0,9882 = 0,0118$ в.о., тоді швидкість зміни частоти генератора № 3:

$$dw/dt = \Delta w / \Delta t = 0,019 \text{ в.о./с або } 0,95 \text{ Гц/с}$$

2.2. Відключення генерації у двомашинній моделі із сонячною електростанцією

На основі схеми, представленої на рисунку 2.3, було реалізовано модель СЕС [2] у програмному комплексі MATLAB/Simulink (див. рис. 2.4). У цій моделі було використано модель трирівневого інвертора, що входить до складу бібліотеки стандартних компонентів Simulink.

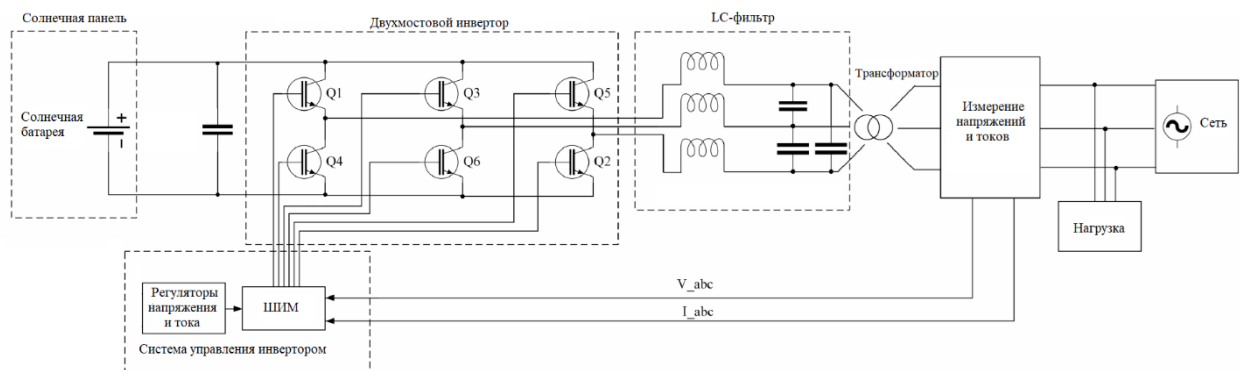


Рисунок 2.3 - Схема підключення СЕС до мережі

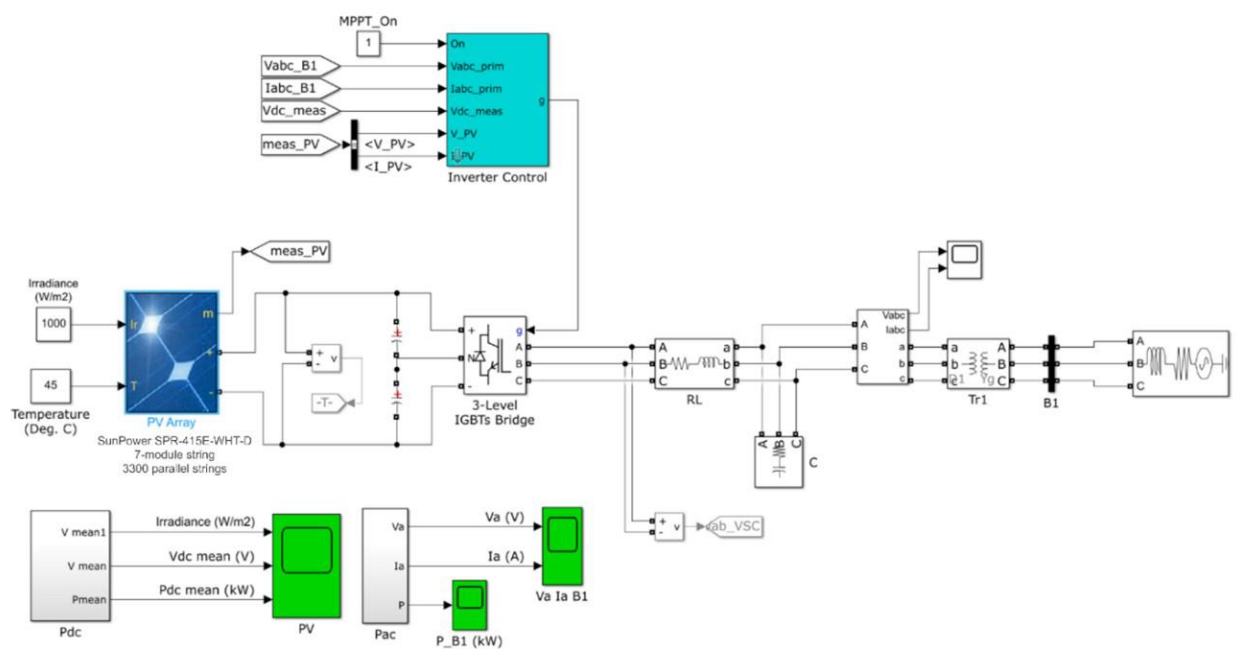


Рисунок 2.4 - Модель сонячної електростанції в MATLAB/Simulink

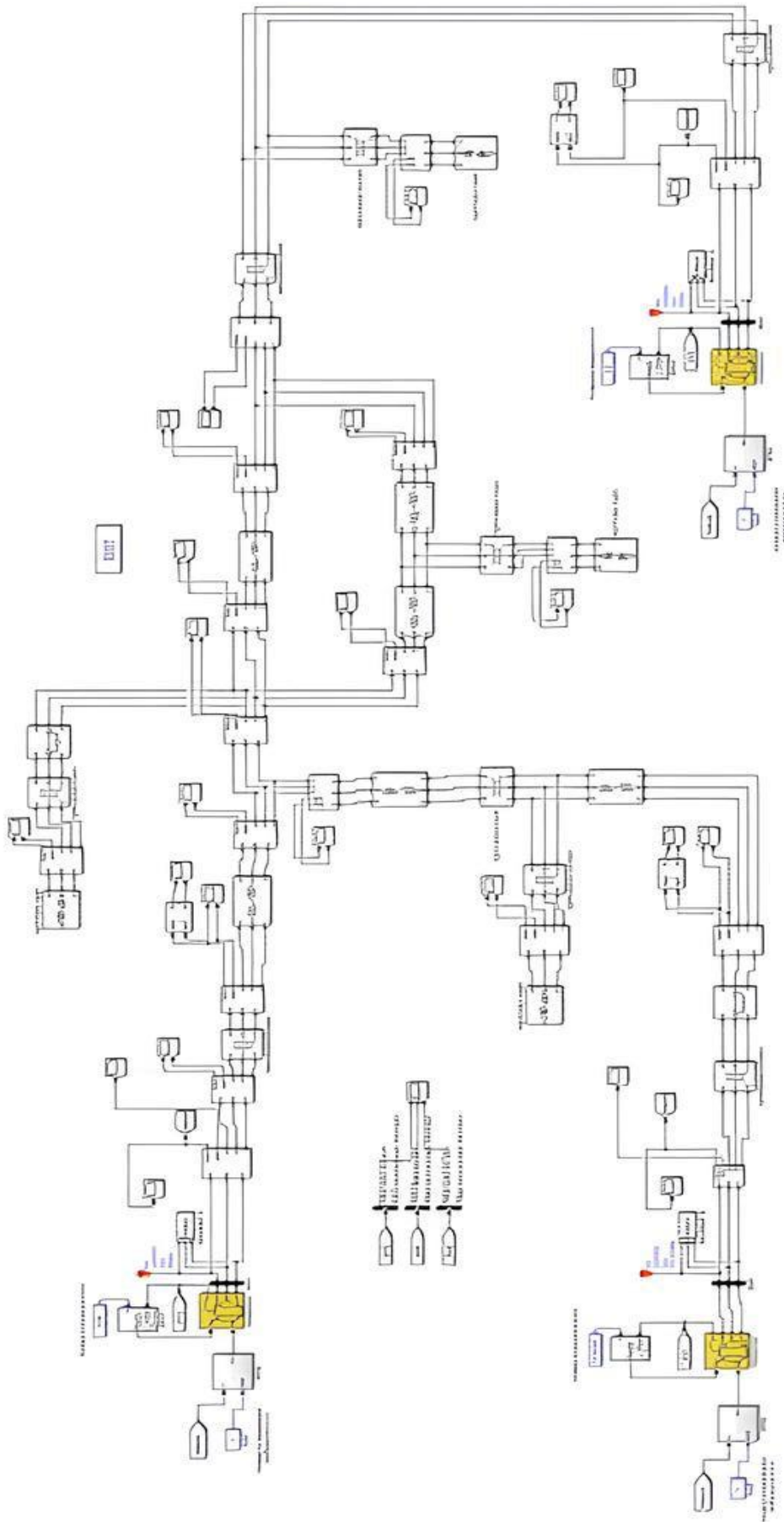


Рисунок 2.2.—Модель тримашинної енергосистеми в MATLAB/Simulink

Крім інвертора, в моделі представлені наступні блоки:

- сонячна батарея (SunPower SPR-415E-WHT-D);
- ємність на шинах постійного струму;
- регулятор (Inverter Control);
- інвертор;
- фільтр;
- еквівалент живильної мережі.

СЕС у даному випадку складається з 23100 фотоелектричних панелей, 7 послідовних груп по 3400 батарей, з'єднаних паралельно, потужністю $P = 415$ Вт кожна, всього сумарна потужність СЕС:

$$P_{pv} = 23100 \cdot 415 = 9,6 \text{ МВт}$$

Нижче представлена модель двомашинної енергосистеми з СЕС (див. рис. 2.5) у MATLAB/Simulink.

Як зазначалося раніше, для визначення інерційності досліджуваної енергосистеми необхідно аналізувати частоту обертання ротора генератора № 3 при відключенні генератора № 2 з $P_{TG2} = 30$ МВт.

У момент часу $t = 20$ с на рисунку 2.6 відбувається відключення генератора № 2. АРС турбіни генератора № 3 намагається стабілізувати частоту обертання і встановлює її на рівні 0,993 відн. од. На першому коливанні відбувається відхилення частоти від номіналу до значення 0,9816 відн. од., що відповідає значенню $f = 49,08$ Гц.

Визначаємо швидкість зміни частоти dw/dt генератора № 3.

За час $\Delta t = 20,46 - 20 = 0,46$ с частота змінилася б по дотичній до графіка на $\Delta w = 1 - 0,9816 = 0,0184$ відн. од., тоді швидкість зміни частоти генератора № 3:

$$dw/dt = \Delta w / \Delta t = 0,037 \text{ у.о/с або } 1,85 \text{ Гц.}$$

На рисунку 2.7 наведено осцилограми зміни частоти в обох схемах під час виникнення зазначеного збурення.

DOI: <https://doi.org/10.60797/IRJ.2025.154.82.8>

У результаті дослідження було встановлено, що заміна традиційного синхронного генератора на сонячну електростанцію призводить до зниження

сукупної інерції енергосистеми. Це проявляється у збільшенні відхилення частоти на 0,33 Гц та швидкості зміни частоти на 0,9 Гц/с при відключенні одного з генераторів.

Заміна генератора №1 на сонячну електростанцію схожої потужності призвела до зниження інерційності енергосистеми, ґрунтуючись на збільшенні швидкості зміни частоти та відхиленні частоти на першому коливанні.

Одним із способів підвищення сукупної інерції є створення системи регулювання, що реалізує віртуальну інерцію СЕС. Віртуальна інерція дозволить ефективно збільшити інерційність системи, незважаючи на необхідність створення резерву за активною потужністю СЕС.

На рисунку 2.7 наведено осцилограми зміни частоти в обох схемах під час виникнення зазначеного збурення.

У результаті дослідження було встановлено, що заміна традиційного синхронного генератора на сонячну електростанцію призводить до зниження сукупної інерції енергосистеми. Це проявляється у збільшенні відхилення частоти на 0,33 Гц та швидкості зміни частоти на 0,9 Гц/с при відключенні одного з генераторів.

Заміна генератора №1 на сонячну електростанцію схожої потужності призвела до зниження інерційності енергосистеми, ґрунтуючись на збільшенні швидкості зміни частоти та відхиленні частоти на першому коливанні.

Одним із способів підвищення сукупної інерції є створення системи регулювання, що реалізує віртуальну інерцію СЕС. Віртуальна інерція дозволить ефективно збільшити інерційність системи, незважаючи на необхідність створення резерву за активною потужністю СЕС.

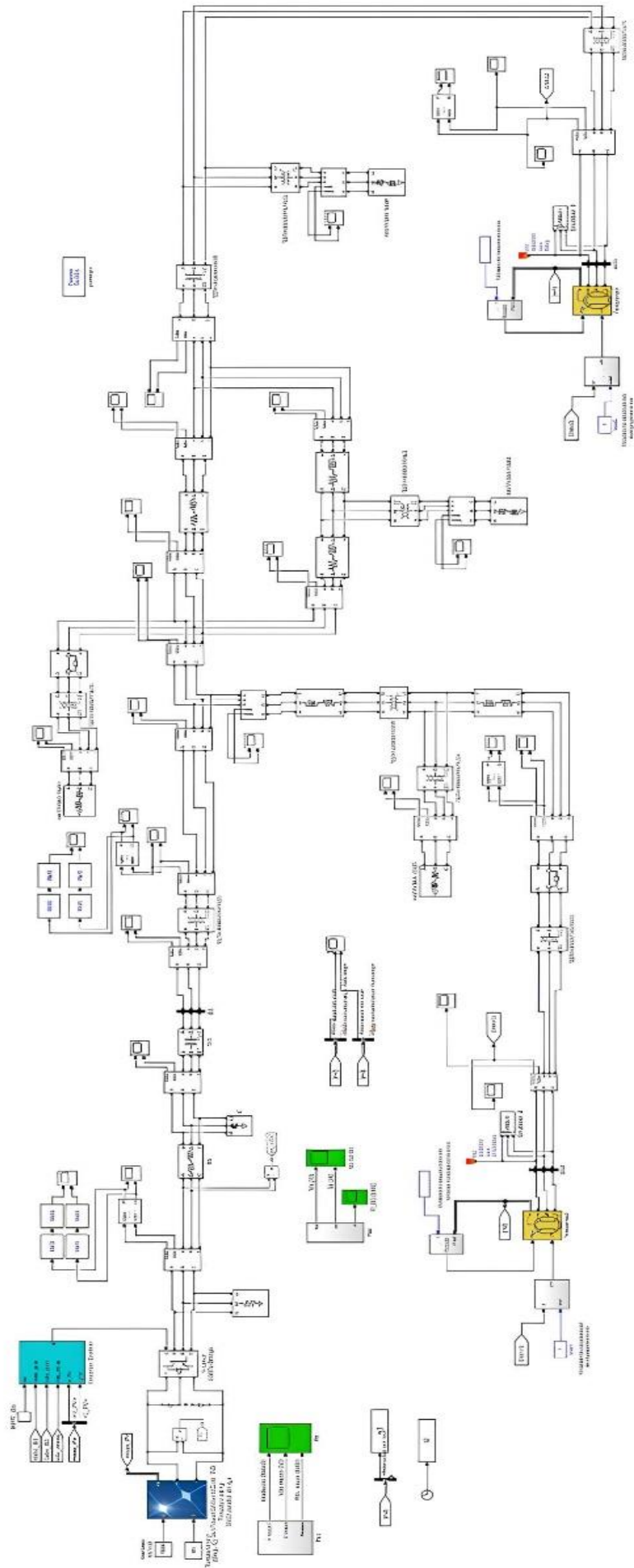


Рисунок 2.5- Модель системы солнечной электростанции

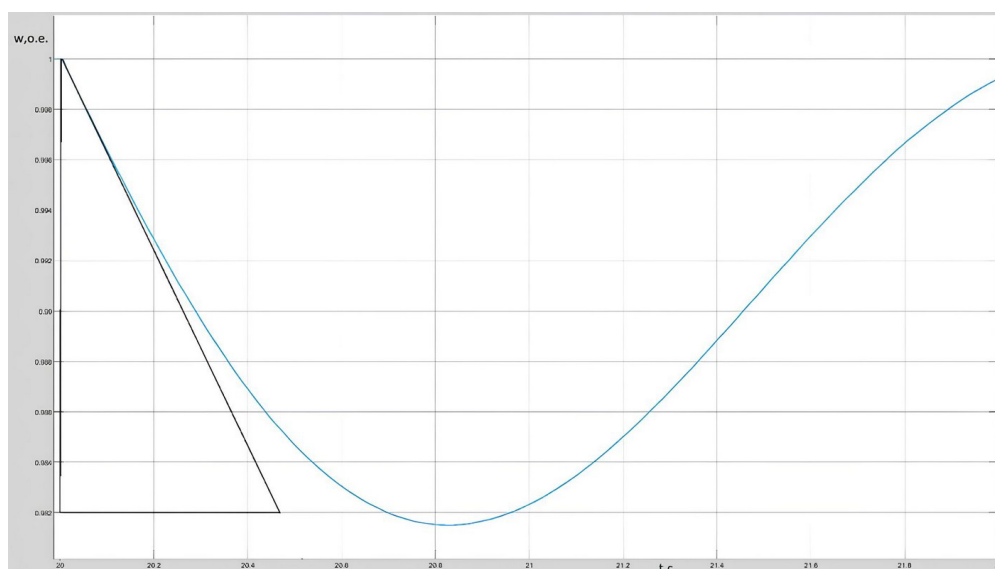


Рисунок 2.6 – Визначення dw/dt генератора № 3.

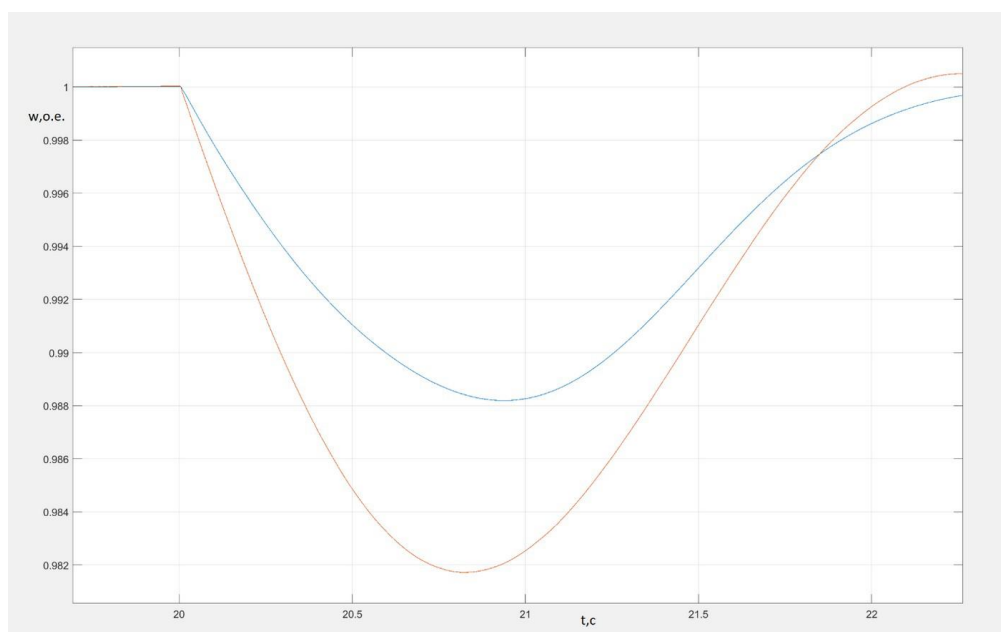


Рисунок 2.7– Частота обертання генератора №3 без СЕС (синій), із СЕС (червоний)

Висновки по другому розділу

Проведене дослідження підтверджує, що інтеграція сонячних електростанцій в енергосистему знижує її сукупну інерцію, що вимагає розробки нових підходів до управління частотою та потужністю. Одним із перспективних напрямків є впровадження систем віртуальної інерції, які можуть компенсувати нестачу природної інерції та підвищити стійкість енергосистеми.

РОЗДІЛ 3

ОГЛЯД ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ЯКІ З'ЄДНАНІ З МЕРЕЖЕЮ

Якщо ви вже маєте підключення до електричних мереж, то немає сенсу від них відключатися. Основною причиною, через яку люди хочуть мати автономну систему та відключитися від існуючих мереж централізованого електропостачання, є бажання отримати енергетичну незалежність і не залежати від аварій на електромережах, підвищення тарифів на електроенергію тощо. Однак усього цього можна досягти й не відключаючись від мережі[14].

Якщо у вас є перебої в електропостачанні, можна виділити в окрему групу відповідальних споживачів — наприклад, насоси та електроніка системи опалення, холодильник, чергове освітлення, радіо, телевізор тощо - і забезпечити їх безперебійне електроживлення за рахунок акумуляторних батарей. Якщо перебої в електропостачанні не перевищують кількох годин, то зазвичай цього достатньо, щоб вирішити цю проблему. Сонячні батареї використовуватимуться для зменшення споживання енергії від мереж, і допоможуть зменшити ваші рахунки за електроенергію. Ну а якщо ви оформите мікрогенерацію, то зможете віддавати надлишки сонячної електроенергії в мережу вдень, а забирати в інший час. Мережі в цьому випадку будуть вашим безкоштовним акумулятором нескінченної ємності.

У випадку частих аварій і відключень у мережах, а також якщо відключення тривалі (понад добу), вам потрібно поставити з'єднану з мережею батарейну фотоелектричну систему електропостачання. Більшість заміських будинків потребує саме батарейної фотоелектричної системи, оскільки ймовірність перебоїв в електропостачанні велика - з різних причин, починаючи від перевантаження та зношеності обладнання електромереж, до падіння дерев на ЛЕП, крижаних дощів, ураганів тощо[13].

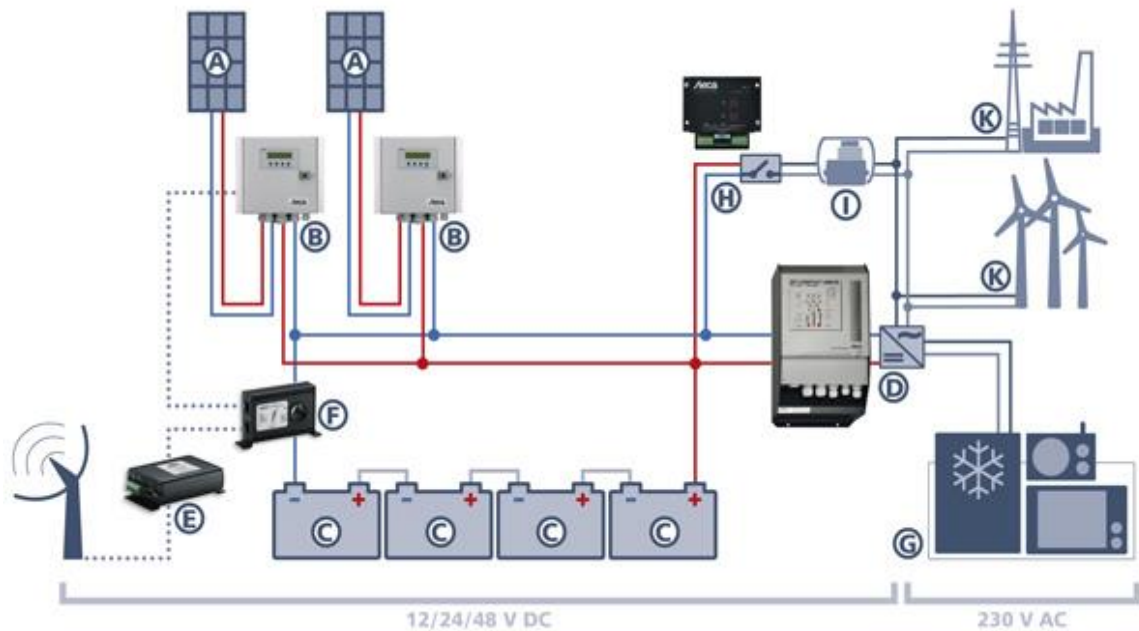


Рисунок 3.1- Приклад системи електропостачання з відновлюваними джерелами енергії та акумуляторами, під'єднаної до мережі

Введення в систему акумуляторів уможливорює роботу системи і за відсутності мережі. Існують спеціально розроблені батареїні гібридні інвертори, які можуть регулювати споживання енергії від мережі залежно від стану та ступеня зарядженості акумуляторів. Таким чином можна забезпечити пріоритетне використання енергії від сонячних батареї та/або вітрогенератора, не відключаючись від мережі[15]. Такі інвертори також не перенаправляють енергію в мережу, якщо зникла напруга в мережі, тим самим забезпечуючи безпеку під час проведення ремонтних робіт на лінії електропередачі. При використанні цього обладнання акумулятори не розряджаються і працюють практично в буферному режимі, що практично виключає їх знос і значно підвищує термін їхньої служби.

Для того, щоб не витратити зайві гроші на невиправдано потужну систему, споживачу необхідно ретельно порахувати, яке саме навантаження і протягом якого часу повинно буде працювати у разі аварії на ЛЕП. Дуже часто потрібно забезпечити приблизно 1/10 частину від загальної потужності споживачів під час перерв в електропостачанні. Решта навантаження може бути вимкнена або її робота зведена до мінімуму до відновлення роботи мереж. Це дозволить

суттєво знизити вартість резервної системи електропостачання споживача. Також, як уже згадувалося на інших сторінках нашого сайту, всі заходи щодо поліпшення енергоефективності та зменшення споживання повинні бути зроблені до того, як ми з вами почнемо розраховувати систему резервного електропостачання.

Типова безакумуляторна фотоелектрична система зараз коштує менше 3 доларів за піковий ват «під ключ». Це поки що єдиний вид фотоелектричної системи, що виробляє в більшості випадків енергію дешевше, ніж можна купити в електромережах (ціна «сонячної» електроенергії становить приблизно 3,5 грн/кВт*год при ціні відпуску споживачам – 4,32 грн/кВт*год).

Акумуляторні системи коштують від 8 доларів за ват встановленої потужності і вище, тому що потрібно додати акумулятори та додаткове обладнання для їх заряду.

3.1 Безакумуляторні фотоелектричні системи

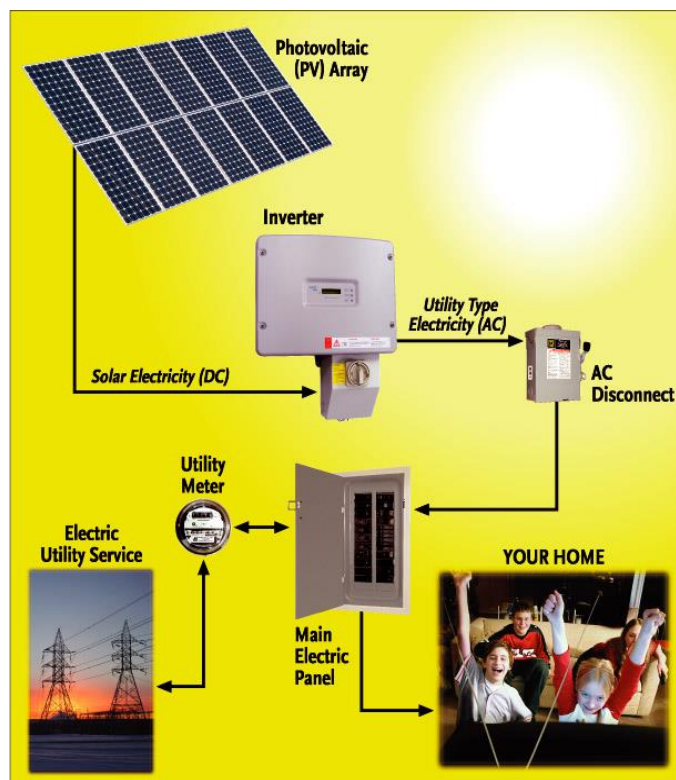


Рисунок 3.2 - Мережева фотоелектрична система електропостачання

Більшість підключених до мережі фотоелектричних систем, встановлених у світі, є безакумуляторними і вимагають наявності напруги в мережі для своєї

роботи. Мережа дає опорну напругу для мережевих інверторів, які синхронізуються з нею і видають ідентичну мережеву напругу. Якщо такого сигналу немає, або він починає сильно відрізнятися від нормального (за величиною напруги, частотою тощо), мережевий інвертор перестає працювати.

Перевагою такої системи є максимально ефективне використання сонячних батарей, які завжди працюють у точці максимальної потужності. Мережеві інвертори починають видавати енергію від сонячних батарей у мережу, починаючи з мінімального значення.

Припинення генерації мережевих інверторів у разі зникнення напруги в мережі також пов'язано із забезпеченням безпеки під час ремонтних робіт у мережах[14]. Необхідно забезпечити відсутність напруги на лінії, якщо подача напруги відключена електриком на підстанції.

При роботі паралельно з мережею сонячна батарея використовує мережу як акумулятор та джерело енергії, що забезпечує нестачу енергії. Наприклад, якщо ваш холодильник споживає 5 ампер, і сонячна батарея виробляє 5 ампер, то практично це означає, що ваш холодильник живиться від сонячних батарей. Однак не все так просто. Якщо при старті компресора мотор споживає 10 ампер, то тільки від сонячної батареї він не запуститься. Також, він може не працювати при хмарній або похмурій погоді. В цьому випадку все, чого не вистачає для нормальної роботи холодильника, буде братися з мережі.

Також, у мережу направлятимуться всі надлишки генерованої сонячними батареями енергії. В Україні це не завжди припустимо, оскільки переважна більшість лічильників електроенергії, встановлених в українських будинках та квартирах, вважають віддану електроенергію як спожиту. Позначається недосконалість нашого законодавства та нормативної бази, за якої всі споживачі електроенергії вважаються потенційними розкрадачами.

Для того, щоб виключити передачу електроенергії в мережу і не збільшувати показники лічильника відданою електроенергією, потрібно використовувати або спеціальні мережеві фотоелектричні інвертори, що

знижують свою потужність при появі надлишків енергії, або встановити спеціальний контролер надлишків енергії WattRouter. Але ідеальним варіантом буде оформлення мікрогенерації, при якій є взаємозалік відданої в мережу та спожитої енергії.

Акумуляторні фотоелектричні системи резервного електропостачання

Проектування системи з акумуляторами є складнішим і відповідальнішим, ніж проектування безбатарейної системи. Якщо ви помилитеся при виборі потужності з'єднаної з мережею безбатарейної системи, енергія, якої не вистачає, буде взята з мережі. Однак, якщо ви неправильно розрахуєте систему з акумуляторами, то під час перерв в електропостачанні ви можете опинитися без електроенергії, незважаючи на те, що ви маєте комплект «безперебійного електропостачання». Або заплатите за акумулятори більше, ніж потрібно, якщо встановите зайву ємність акумуляторів. Зрештою, помилки в проектуванні системи призводять або до надмірної вартості системи, або до нездатності системи забезпечити вас безперебійним електропостачанням. У будь-якому випадку, модифікації системи — це додаткові витрати.

3.2 Принципи проектування під'єднаної до мережі системи електропостачання з сонячними батареями

Потужність інвертора визначається сумарною потужністю навантаження, яке потрібно жити під час аварій у мережі. Тривалість відсутності подачі енергії від ЛЕП визначає ємність АКБ, потужність сонячної батареї, вітроустановки, резервного генератора тощо.

Для максимально ефективної роботи акумуляторна фотоелектрична система, з'єднана з мережею, вимагає використання спеціального гібридного інвертора. Можливі 3 варіанти роботи системи:

1. Сонячні батареї заряджають АКБ через контролер заряду, а потім енергія через інвертор передається в навантаження або мережу.
2. Сонячні батареї працюють на фотоелектричний мережевий інвертор, від нього живиться навантаження, надлишки енергії йдуть на заряд акумуляторів, а якщо АКБ заряджені, то направляються в мережу.

3. Гібридна система, що включає елементи обох вищезазначених типів, а саме мережевий інвертор та гібридний інвертор.

4. Гібридний комбінований інвертор, який включає в себе одночасно MPPT контролер, інвертор та зарядний пристрій.

3.2.1. Мережева фотоелектрична система електропостачання з контролером заряду постійного струму.

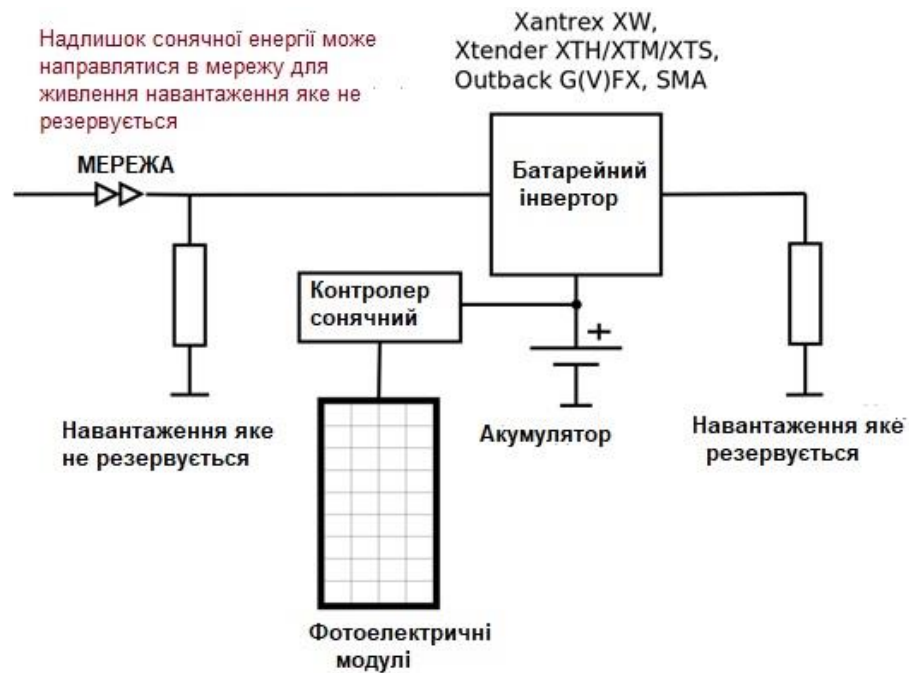


Рисунок 3.3 - Мережева фотоелектрична система електропостачання з контролером заряду постійного струму

Найпростішим і найпоширенішим варіантом є заряд акумуляторів від сонячних батарей через контролер заряду постійного струму. Якщо використовувати звичайний ДБЖ, то за наявності мережі заряд відбувається від мережі, і сонячні батареї практично не використовуються. Для того, щоб максимально використовувати енергію, що виробляється сонячними батареями, потрібно застосовувати контролер MPPT і спеціальний ДБЖ з функцією пріоритету живлення навантаження від джерела постійного струму (сонячні батареї тощо). У цьому випадку, навіть якщо АКБ заряджені повністю від мережі, енергія від СБ спрямовується в навантаження, тим самим зменшуючи споживання від мережі. Якщо навантаження споживає менше енергії, ніж виробляють сонячні батареї, такий ДБЖ може або спрямовувати

надлишки в мережу, або зменшувати вироблення сонячних батарей за рахунок підвищення напруги на акумуляторах.

У такій схемі можуть працювати всі європейські та американські гібридні інвертори (Studer Xtender, SMA Sunny Island/Backup, SE Conext XW, Outback GFX/GVFX). В останні роки й деякі російські інвертори здатні приймати енергію з виходу, - наприклад, МАП Енергія моделі Гібрид/Домінатор/Титанатор[14].

Є китайські інвертори, які в одному корпусі вже містять сонячний контролер та інвертор, причому інвертор може бути як звичайний, так і гібридний (тобто той, який може жити навантаження одночасно від мережі та від сонячних батарей не відключаючись від мережі). Це бюджетні інвертори Voltronic Power та Must Power, Sorotec, а також більш просунуті (і дорогі) інвертори Deye, Sacolar, Sofar Solar, Solinteg, Chisage та ін.

При аваріях на мережах централізованого електропостачання інвертор починає генерувати енергію від акумуляторів. Якщо сонячні батареї підключені через контролер заряду до акумуляторів, то інвертор використовує сонячну електрику, і, якщо її не вистачає, то й енергію з акумуляторів. Якщо сонячної енергії більше, ніж потрібно для споживачів, вона йде на заряд акумуляторів.

Переваги

1. Можливість використання енергії сонця як за наявності мережі, так і під час відключень

2. При тривалих перервах в електропостачанні — можливість відновлення роботи при глибокому розряді акумуляторів шляхом заряду АКБ від СБ

Недоліки

1. Втрати на подвійне перетворення сонячної електрики — втрати в контролері, в інверторі, частково в акумуляторах

2. Циклування акумуляторів призводить до їх зносу, проте такий режим має місце тільки при перервах в централізованому електропостачанні, в звичайному режимі акумулятори працюють в буферному режимі з терміном

служби близьким до сервісного. Тому бажано в таких системах використовувати літєві акумулятори, а не свинцево-кислотні.

3.2.2 Фотоелектрична система електропостачання з мережевим інвертором на вході ББЖ

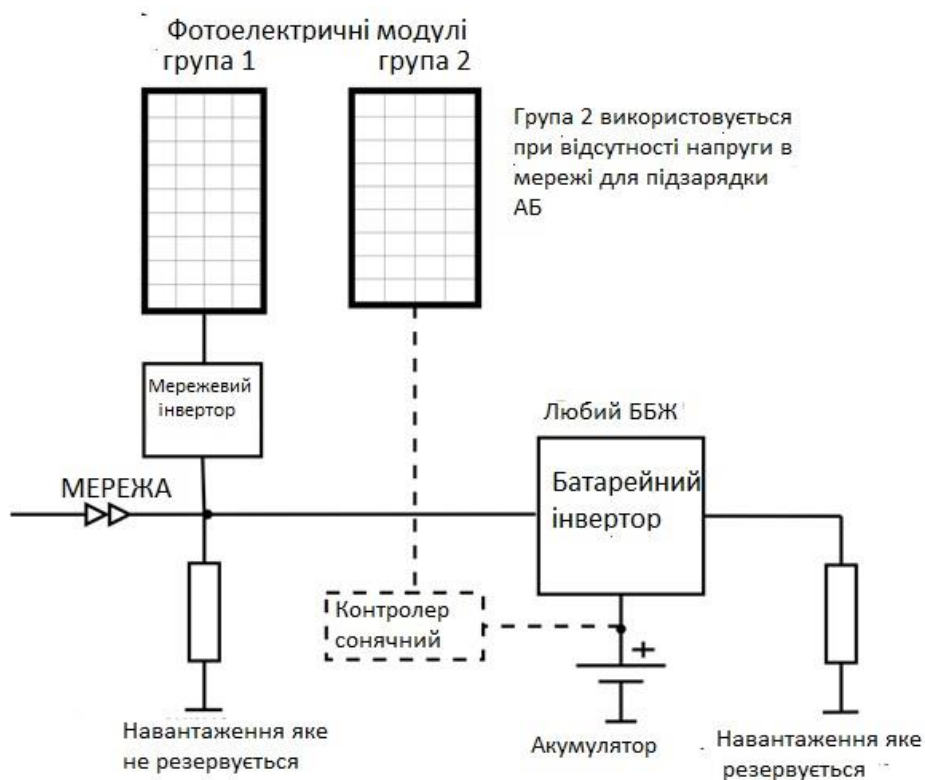


Рисунок 3.4 - Фотоелектрична система електропостачання з мережевим інвертором на вході ББЖ

У цій схемі застосовано вискоєфективний мережевий інвертор. Якщо основне споживання сонячної електрики відбувається вдень, і відключення централізованого електропостачання рідкісні та нетривалі, то така схема є найдешевшою та найефективнішою. У такій схемі може використовуватися будь-який безперебійник, навіть найпростіший. Коли світить сонце, мережевий інвертор забезпечує енергією навантаження у всьому будинку, зокрема й резервоване. Надлишки енергії надходять до загальної мережі тільки якщо споживання в будинку менше, ніж генерують сонячні батареї. Енергія сонця використовується і для зарядки акумуляторів. Ефективність мережевого інвертора понад 90%. Єдиним недоліком є припинення використання енергії сонця під час аварій у мережах.

Преимущества

1. У такой схеме могут работать любой ББЖ та любой сетевой фотоэлектрический инвертор
2. Мощность ББЖ выбирается за мощностью резервированного навантаження і не зависит от мощности солнечных батарей. Мощность сетевого инвертора может быть как больше, так и меньше.
3. Возможность восстановления при глубоком разряде аккумуляторов при использовании небольшой СБ, подключенной к АКБ через контроллер заряда (показан пунктиром). Это необязательный элемент, если отключения кратковременны.
4. Аккумуляторы весь час находятся в заряженном состоянии и практически работают в буферном режиме та используются только при отключениях сетевой электрики.

Недостатки

1. Прекращение использования энергии солнца в случае аварии в сетях

3.2.3 Фотоэлектрическая система электроснабжения с сетевым инвертором на выходе ББЖ

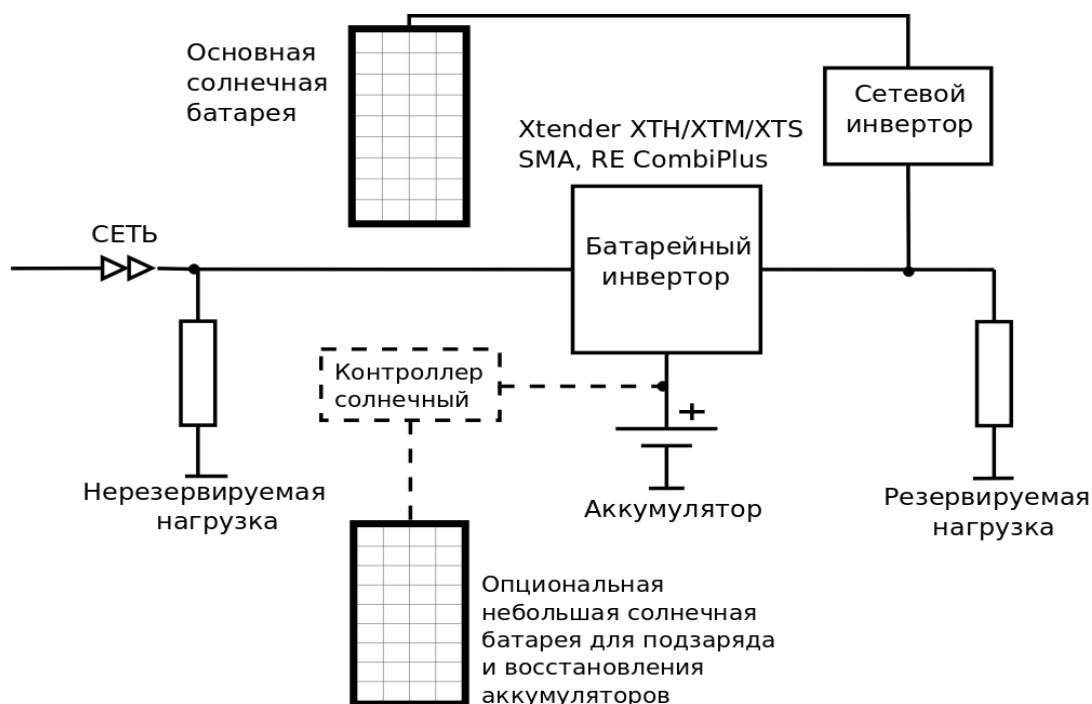


Рисунок 3.5 - Фотоелектрична система електропостачання з мережевим інвертором на виході ББЖ

У цій схемі також застосований високоефективний мережевий інвертор. Відмінність від попередньої схеми полягає в тому, що при зникненні напруги при відключенні мережі, сонячні батареї продовжують живити резервоване навантаження та заряджати акумулятори. У нормальному режимі, за наявності напруги в мережі, мережевий інвертор постачає енергією резервоване навантаження, при цьому ККД перетворення інвертора дуже високий - понад 90-95%. Якщо навантаження споживає менше, ніж виробляють сонячні батареї, надлишки енергії йдуть на заряд акумуляторів. Якщо навантаження споживає більше - то енергія, що бракує, береться з мережі. Після повного заряду акумуляторів надлишки енергії направляються в загальну мережу і живлять решту навантаження в будинку (до ББЖ).

При аварії в мережі ББЖ перемикається на роботу від акумуляторів і забезпечує одночасно опорну напругу для мережевого інвертора. Тому енергія сонця продовжує використовуватися і при аваріях у мережах. Як і за наявності мережі, надлишки сонячної електрики спочатку направляються на заряд акумуляторів. Після того, як акумулятори повністю зарядяться, можливі 2 варіанти:

- 1) ББЖ дає сигнал для вимкнення мережевого інвертора, і він залишається вимкненим до тих пір, поки напруга на АКБ не знизиться до заданого рівня.

- 2) При використанні мережевих інверторів SMA Sunny Boy спільно з ББЖ Xtender або SMA можливе поступове зниження потужності мережевого інвертора залежно від напруги на АКБ.

При аваріях у мережі батарейний інвертор забезпечує для мережевого інвертора опорну напругу, що дозволяє продовжувати живити навантаження змінного струму безпосередньо від сонячного мережевого інвертора. Звісно, все навантаження, підключене до батарейного інвертора, не отримує енергію - ні від акумуляторів, ні від сонячних батарей.

Якщо напруга в мережі не зникла, але вийшла за межі допустимого, то інвертор відключається від такої мережі і продовжує жити відповідальне навантаження якісним струмом - від СБ та від АБ[15]. Навантаження, підключене до інвертора, живиться тією напругою, яка є в мережі.

Переваги

1. Продовження використання сонячної енергії при аваріях на централізованій мережі електропостачання, тобто можливість використання енергії сонця як за наявності мережі, так і під час відключень.

2. Високий ККД використання енергії від сонячних батарей за рахунок застосування високоефективних мережевих інверторів та зниження втрат на стороні постійного струму за рахунок підвищеної напруги СБ.

3. Можливість відновлення при глибокому розряді акумуляторів при використанні невеликої СБ, підключеної до АБ через контролер заряду (показані пунктиром). Це необов'язковий елемент, якщо відключення короточасні.

4. Акумулятори весь час знаходяться в зарядженому стані і практично працюють у буферному режимі та використовуються лише при відключеннях мережевої електрики та відсутності сонячної енергії.

Недоліки

1. Необхідність застосування спеціальних ББЖ, які можуть заряджати АБ з виходу, а також направляти надлишки сонячної енергії в мережу. Також, такий ББЖ повинен або давати сигнал на відключення мережевого інвертора, або підвищувати частоту на виході для керування мережевим інвертором (більшість мережевих інверторів припиняють роботу при виході параметрів частоти за задані межі).

2. Сумарна потужність мережевих інверторів, підключених до такого ББЖ, повинна бути меншою або дорівнювати потужності зарядного пристрою ББЖ. Це необхідно для того, щоб утилізувати енергію від СБ при відключеннях мережі та розряджених акумуляторах.

3. При тривалих перервах у електропостачанні та відсутності сонячної енергії ББЖ може вимкнутися за низького рівня заряду АБ. Відновити їх можливо лише коли з'явиться напруга в мережі, або шляхом встановлення додаткового невеликого фотоелектричного модуля з контролером заряду. Такий випадок можливий, але ймовірність його дуже невелика.

Висновки по третьому розділу

Мережева сонячна станція фізично підключена до загальної лінії електропередач і не може функціонувати, якщо в мережі зникає електроенергія, тобто її не можна розглядати як єдине джерело енергії.

ВИСНОВКИ

Розглянуто 4 етапи інтеграції ВДЕ в енергосистему країни. Для оцінки масштабу проблеми інтеграції визначені основні структурні та технічні фактори. Використовуючи їх, можна умовно розділити шлях розвитку ВДЕ на кілька етапів впровадження ВДЕ, а також визначити поточний етап у тій чи іншій країні чи її області. В нашій державі також починається впровадження ВДЕ. Їх доля весь час зростає та наближається до відмітки в 7%. При грамотному підході до впровадження ВДЕ в нашій країні можна отримати стабільну спільну роботу традиційних електростанцій і електростанцій, що працюють від ВДЕ.

Враховуючи досвід країн, які пішли по долі «зеленої енергетики» далеко вперед, можна дізнатися про основні труднощі, які можуть виникнути на кожному з етапів впровадження ВДЕ, а також передбачити зниження їх впливу або повну його відсутність. При бажанні впровадити СЕС електростанції, необхідно враховувати і заздалегідь передбачити шляхи підвищення гнучкості всієї енергосистеми.

Позитивний синергетичний ефект у вирішенні проблемних питань інтеграції та функціонування ВДЕ у складі СЕС можливо отримати лише за умови паралельної реалізації максимальної кількості першочергових та перспективних кроків, розглянутих у роботі.

Необхідно виконати роботи з детального опрацювання та техніко-економічного обґрунтування реалізації першочергових та перспективних кроків, з оцінкою тарифно-балансових наслідків для споживачів.

Апробацію переліку організаційно-технічних рішень необхідно провести на обраній енергосистемі, у форматі реалізації пілотного проєкту, після чого приймати рішення щодо тиражування отриманого досвіду.

Для реалізації перелічених кроків знадобиться внесення змін до цілої низки нормативно-правових актів та нормативно-технічних документів.

Необхідна коригування та узгодження між собою інвестиційних програм суб'єктів електроенергетики під час реалізації пілотних проєктів, а також заходів з переліку першочергових та перспективних кроків.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Brown R. Dynamic Stability of Power Systems with High Penetration of Renewable Energy Sources / R. Brown [etal.] // IEEE Transactions on Power Systems. — 2022. — Vol. 38, № 1. — P. 123–135.
2. Johnson L. Frequency Control in Power Systems with High Renewable Penetration / L. Johnson [et al.] // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. — 2023. — Vol. 115. — P. 67–80.
3. Kumar S. Modeling and Simulation of Solar Power Plants in Power Systems / S. Kumar [et al.] // Renewable and Sustainable Energy Reviews. — 2021. — Vol. 135. — P. 110–125.
4. Bouraiou A. Modeling and Simulation of Photovoltaic Module and Array Based on One and Two Diode Model Using Matlab/Simulink / A. Bouraiou [et al.] // Energy Procedia. — 2018. — P. 864–877.
5. Білопольський, М.Г., «Аналіз та вирішення проблем ефективності використання альтернативних джерел енергії», Теоретичні та практичні аспекти економіки та інтелектуальної власності, т. 1 (3), с. 13–18.
6. Борохов, І.В., «Обґрунтування можливості використання альтернативних джерел енергії та шляхи їх впровадження», Праці Таврійського державного агротехнологічного університету, т. 14(2), с. 125–129.
7. Бурда, В.Є. (2011), «Аналіз практики та ефективності використання альтернативних джерел енергії в Україні та світі», Ефективна економіка, т. 11, доступно за посиланням: http://nbuv.gov.ua/UJRN/efek_2011_11_64
8. Закон України «Про альтернативні джерела енергії», доступно за посиланням: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15#Text>
9. Сонячна енергетика в Україні, доступно за посиланням: <https://avenston.com/articles/solar/>
10. Кузнецов М. П. Особливості комбінованих енергосистем з відновлюваними джерелами енергії: монографія / М. П. Кузнецов. — Київ: ІВЕ, 2022. — 142 с.

11. Зайченко С.В. Методологія та аналіз інтеграції відновлювальних джерел енергії в енергосистему України : монографія / С.В. Зайченко, О.В. Бориченко, А.Р. Трачук. – Одеса : Видавничий дім «Гельветика», 2025. – 166 с.

12. В. В. Кулик і М. В. Затхей, «ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ КОРОТКОСТРОКОВОГО ПРОГНОЗУВАННЯ ОБСЯГІВ ГЕНЕРУВАННЯ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ НА ОСНОВІ РЕКУРЕНТНИХ НЕЙРОННИХ МЕРЕЖ», *Вісник ВПІ*, вип. 5, с. 25–35, Жовт. 2025.

13. Д. С. Матушкін, «Огляд сучасних методів прогнозування сонячної енергії,» Матеріали аспірантських читань пам'яті професора Артура Праховника, 2021, с. 34-38. Київ, Україна. [Electronic resource]. Available: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/54577> .

14. А. Свердлова, «Прогнозування генерації сонячних панелей на основі погодних даних за допомогою машинного навчання,» Молодий вчений, № 7 (131), с. 57-63, 2024. <https://doi.org/10.32839/2304-5809/2024-7-131-2> .

15. О. А. Ковальчук, П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, і С. В. Кравчук, «Прогнозування графіка генерування фотоелектричних станцій на наступну добу,» с. 320-323. [Electronic resource]. Available: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/62592> .