

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Метод керування сонячною електростанцією

Назва теми

КвРАКІТР. 2024082.01.06.ПЗ

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 17 «Електроніка, автоматизація та електронні комунікації»

Шифр, назва

Спеціальність 174 «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та
робототехніка»

Шифр, назва

Освітня програма «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та
робототехніка»

Назва

Виконав:

студент II курсу, група АКІТРм-24-1

Підпис

Кирило ЛОПАТОВСЬКИЙ
Ім'я, ПРІЗВИЩЕ

Керівник: д-р техн. наук, проф.

Підпис

Валерій МАРТИНЮК
Ім'я, ПРІЗВИЩЕ

Нормоконтролер

Підпис

Галина РАДЕЛЬЧУК
Ім'я, ПРІЗВИЩЕ

До захисту допускаю:
зав. кафедри АКІТтаР

Підпис

Людмила КОРЕЦЬКА
Ім'я, ПРІЗВИЩЕ

«15» грудня 2025 р.

Хмельницький 2025

ХМЕЛЬНИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інформаційних технологій
Кафедра автоматизації, комп'ютерно-інтегрованих технологій та робототехніки
Рівень вищої освіти другий (магістерський)
Галузь знань 17 – Електроніка, автоматизація та електронні комунікації
Спеціальність 174 – Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка
Освітня програма Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри АКИТтаР

Людмила КОРЕЦЬКА

01 вересня 2025р.

**ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ**

Лопатовському Кирилу Олеговичу

Прізвище, ім'я, по батькові студента

1 Тема роботи Метод керування сонячною електростанцією

Керівник роботи Мартинюк Валерій Володимирович, д.т.н, професор

Прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, учене звання

Затверджено наказом ректора університету від 25.08.25 р. № 65

2 Строк подання студентом роботи на кафедру 06.12.25 р.

3 Вихідні дані до роботи Аналіз сучасного стану автоматизованих систем керування сонячними електростанціями. Розробка методу керування сонячною електростанцією.


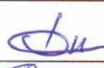

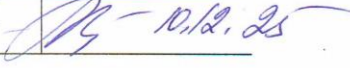
4 Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

Вступ. Проблематика керування сонячними електростанціями. Математична модель процесу керування сонячною електростанцією. Імітаційна модель методу керування сонячною електростанцією. Експериментальне дослідження методу керування сонячною електростанцією. Висновки.

5 Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслень)

презентаційні матеріали (слайди)

6 Консультанти розділів кваліфікаційної роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Антиплагіат	Федула М.В., доцент кафедри АКИТтаР		
Нормоконтроль	Радельчук Г.І., доцент кафедри АКИТтаР		

7 Дата видачі завдання 01 вересня 2025р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Назва розділу кваліфікаційної роботи	Строк виконання	Примітка
1 Вступ	15.09.2025р.	виконано
2 Проблематика керування сонячними електростанціями	30.09.2025р.	виконано
3 Математична модель процесу керування сонячною електростанцією	16.10.2025р.	виконано
4 Імітаційна модель методу керування сонячною електростанцією	01.11.2025р.	виконано
5 Експериментальне дослідження методу керування сонячною електростанцією	12.11.2025р.	виконано
6 Висновки	14.11.2025р.	виконано
7 Оформлення пояснювальної записки до КРМ	25.11.2025р.	виконано
8 Оформлення презентаційних матеріалів	01.12.2025р.	виконано

Студент


Підпис

Кирило ЛОПАТОВСЬКИЙ
Ім'я, ПРІЗВИЩЕ

Керівник кваліфікаційної роботи


Підпис

Валерій МАРТИНЮК
Ім'я, ПРІЗВИЩЕ

АНОТАЦІЯ

Тема кваліфікаційної роботи: «Метод керування сонячною електростанцією».

Автор роботи: Лопатовський Кирило Олегович.

Керівник роботи: Мартинюк Валерій Володимирович

Пояснювальна записка: 85 с., 46 рис., 0 табл., 4 дод., 75 джерел.

Графічна частина: 14 презентаційних слайдів.

СОНЯЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, МЕРЕЖЕВИЙ ІНВЕРТОР, ВЕКТОРНЕ КЕРУВАННЯ, ВІДСТЕЖЕННЯ ТОЧКИ МАКСИМАЛЬНОЇ ПОТУЖНОСТІ, МЕТОД ІНКРЕМЕНТНОЇ ПРОВІДНОСТІ, MATLAB/SIMULINK, ІМІТАЦІЙНЕ МОДЕЛЮВАННЯ, СИНХРОНІЗАЦІЯ З МЕРЕЖЕЮ, АКТИВНА ТА РЕАКТИВНА ПОТУЖНІСТЬ, ПЕРЕТВОРЮВАЧ ЧАСТОТИ.

Об'єкт дослідження: процес перетворення та передачі електричної енергії в сонячних електростанціях, які працюють паралельно з електричною мережею.

Мета роботи: розробка методу керування сонячною електростанцією для підвищення ефективності перетворення сонячної енергії та забезпечення стабільної інтеграції станції в електричну мережу. Проведено огляд літературних джерел та патентних даних про нормативних документів та патентних даних щодо методів керування мережевими сонячними інверторами та вимог до їх підключення. Розроблено математичну модель процесів генерації та перетворення енергії у фотоелектричній системі, що враховує нелінійні характеристики сонячних панелей. Розроблено алгоритм та структурну реалізацію системи векторного керування інвертором з використанням методу інкрементної провідності для МРРТ. Розроблено імітаційну модель методу керування сонячною електростанцією в середовищі Matlab/Simulink та проведення експериментальне дослідження режимів її роботи


Підпис студента

05.12.2025
Дата

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
1 ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ ТА ПАТЕНТНИХ ДАНИХ.....	7
1.1 Особливості сонячних електростанцій	7
1.2 Особливості структури сонячної електростанції.....	10
1.3 Особливості мережі збору потужності сонячної електростанції	17
1.4 Висновки до першого розділу.....	21
2 МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ	22
2.1 Структурна схема сонячної електростанції.....	22
2.2 Математична модель методу керування сонячною електростанцією	34
2.3 Висновки до другого розділу	40
3 ІМІТАЦІЙНА МОДЕЛЬ МЕТОДУ КЕРУВАННЯ СОНЯЧНОЮ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЄЮ	42
3.1 Особливості імітаційної моделі керування сонячною електростанцією.....	42
3.2 Імітаційне моделювання методу керування сонячною електростанцією	50
3.3 Висновки до третього розділу.....	60
4 ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДУ КЕРУВАННЯ СОНЯЧНОЮ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЄЮ	62
4.1 Особливості експериментального дослідження методу керування сонячною електростанцією	62
4.2 Експериментального дослідження методу керування сонячною електростанцією	68
4.3 Висновки до четвертого розділу.....	74
ВИСНОВКИ.....	76
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	78
ДОДАТОК А Стаття в журналі вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах.....	85

ВСТУП

Актуальність теми. Сучасна енергетика характеризується стрімким зростанням частки відновлюваних джерел енергії, зокрема сонячних електростанцій. Інтеграція потужних фотоелектричних установок в об'єднану енергосистему створює нові виклики, пов'язані із забезпеченням стабільності мережі, оскільки сонячна генерація має стохастичний характер і залежить від погодних умов.

Згідно з вимогами сучасних мережевих кодексів та стандартів ENTSO-E, сонячні електростанції більше не можуть розглядатись як пасивні джерела енергії. Вони повинні брати активну участь у регулюванні параметрів мережі, забезпечувати підтримку частоти та напруги, а також надавати допоміжні послуги.

У цьому контексті критично важливим стає вдосконалення систем керування мережевими інверторами, які є ключовими елементами сонячних електростанцій. Застосування ефективних алгоритмів векторного керування та відстеження точки максимальної потужності дозволяє не лише максимізувати виробіток енергії, але й забезпечити надійну роботу станції в режимах збурення.

Тому розробка методу керування сонячною електростанцією, який забезпечує високу енергоефективність та можливість регулювання потоків активної та реактивної потужності, є актуальною науково-прикладною задачею.

Метою роботи є розробка методу керування сонячною електростанцією для підвищення ефективності перетворення сонячної енергії та забезпечення стабільної інтеграції станції в електричну мережу.

Відповідно до поставленої мети необхідно вирішити завдання:

– виконати огляд літературних джерел, нормативних документів та патентних даних щодо методів керування мережевими сонячними інверторами та вимог до їх підключення;

– розробити математичну модель процесів генерації та перетворення енергії у фотоелектричній системі, що враховує нелінійні характеристики сонячних панелей;

– розробити алгоритм та структурну реалізацію системи векторного керування інвертором з використанням методу інкрементної провідності для МРРТ;

– розробити імітаційну модель методу керування сонячною електростанцією в середовищі Matlab/Simulink та провести експериментальне дослідження режимів її роботи.

Об'єктом дослідження є процес перетворення та передачі електричної енергії в сонячних електростанціях, які працюють паралельно з електричною мережею.

Предметом дослідження є метод векторного керування інвертором сонячної електростанції з функцією відстеження точки максимальної потужності.

Методи досліджень. При вирішенні поставлених завдань у роботі були використані методи теорії електричних кіл, теорії автоматичного керування, методи математичного моделювання та обчислювальної математики в середовищі Matlab/Simulink, а також методи аналізу перехідних процесів.

Наукова новизна отриманих результатів.

В результаті проведеного дослідження набув подальшого розвитку метод керування мережевим інвертором сонячної електростанції, який, на відміну від існуючих, поєднує швидкодіючий алгоритм на основі інкрементної провідності з векторним керуванням у системі координат dq , що дозволяє здійснювати незалежне регулювання активної та реактивної потужності, забезпечуючи стійкість системи при динамічних змінах інсоляції.

1 ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ ТА ПАТЕНТНИХ ДАНИХ

1.1 Особливості сонячних електростанцій

Електростанція – це централізована система, яка виконує функції постачання електроенергії до електричної системи, а не конкретному споживачеві. Головним призначенням електростанції є незалежне функціонування та задоволення потреб електричної системи відповідно до певних нормативних вимог [1].

Мережеві кодекси та стандарти визначають вимоги до цих електростанцій, підключених до мереж передачі або розподілу, з метою підвищення їх надійності, стабільності та безпеки. Традиційно ці мережеві кодекси розроблялися для забезпечення можливості приєднання до мережі електростанцій на базі синхронних генераторів [2].

Використання відновлюваної енергії для виробництва електроенергії спочатку було дуже незначним порівняно з традиційними електростанціями, але за останні роки ситуація кардинально змінилася. Таким чином, стає все важливішим розробляти мережеві кодекси для електростанцій, що використовують відновлювану генерацію як основне джерело, щоб уникнути будь-яких проблем з роботою електричної системи [3].

В Україні система технічних і ринкових правил була кардинально оновлена у 2018 році з метою запуску нового ринку електроенергії та синхронізації з європейською мережею ENTSO-E. Всі ці кодекси затверджуються постановами НКРЕКП.

Кодекс системи передачі електроенергії затверджений постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 309 (з постійними змінами та доповненнями) і розроблений для НЕК "Укренерго" та стосується великої генерації, операторів систем розподілу та споживачів, які приєднані до мереж 110-750 кВ [4].

У цьому кодексі прописані технічні вимоги до приєднання генерації (аналог європейського кодексу NC RfG). У цьому кодексі використовуються наступні критерії: LVRT/HVRT, діапазони частоти/напруги та регулювання P/Q.

Кодекс систем розподілу електроенергії затверджений постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 310 і стосується обленерго та всіх користувачів, приєднаних до мереж (0,4 – 150 кВ) [5]. Кодекс визначає параметри якості електроенергії в точці приєднання, процедуру приєднання розподіленої генерації, наприклад, сонячних станцій у даховому виконанні та вимоги до неї.

Україна є частиною енергосистеми континентальної Європи, тому українське законодавство імплементувало регламенти ЄС. Основні три технічні регламенти включено в текст Кодексу системи передачі:

- NC RfG (Requirements for Generators);
- NC DCC (Demand Connection Code);
- NC HVDC.

Вимоги до всіх типів генераторів. Усі генератори поділяються на чотири типи А, В, С, D залежно від потужності та точки приєднання.

Вимоги до приєднання споживачів.

Вимоги до систем передачі постійним струмом високої напруги.

Мережеві кодекси встановлюють електричні межі, в яких сонячна електростанція повинна працювати неперервно. Магістральна енергосистема має визначену інфраструктуру для генерації, передачі та розподілу електроенергії з використанням традиційних генераторів.

У цій системі генерація змінного струму базується на принципі видачі потужності відповідно до вимог попиту. Однак операторам електростанцій необхідно розуміти обмеження використовуваних генераторів, і саме тому розглядаються криві навантажувальної здатності [6].

Оператори електростанцій можуть регулювати активну або реактивну потужність, що постачається генератором, враховуючи його обмеження [7]. Особливістю сонячної електростанції з одноступеневим перетворенням є зміна напруги постійного струму в часі через роботу системи відстеження точки максимальної потужності.

Крім того, керування активною та реактивною потужністю з урахуванням сонячної радіації, температури та електричних характеристик є критично

важливим для сонячної електростанції, щоб вона могла надавати допоміжні послуги [8].

Сьогодні оператори системи передачі вимагають, щоб сонячна електростанція поводитися якомога подібніше до традиційних електростанцій. Крім того, для підключення до електричної системи сонячна електростанція повинна надавати допоміжні послуги: здатність долати провали напруги, підтримку стабільності частоти та напруги, а також управління активною та реактивною потужністю.

Але зміни сонячної радіації, температури та нестабільність мережі можуть призвести до того, що сонячна електростанція не зможе виконувати вимоги постійно. Саме тому викликом є розуміння динамічної поведінки сонячної електростанції за змінних умов навколишнього середовища при використанні сонячної електростанції [9].

Зазвичай сонячна електростанція надає лише активну потужність відповідно до точки максимальної робочої потужності при кожному рівні сонячної радіації. Проте вимоги мережі зобов'язують операторів станцій генерувати постійну активну потужність протягом заданого періоду часу. Це повинно виконуватися незважаючи на коливання сонячної радіації або температури навколишнього середовища [10].

Крім того, у випадку, якщо активна потужність, необхідна оператору системи передачі, є нижчою або вищою за поточне виробництво, повинні застосовуватися обмеження швидкості зміни потужності. Ті самі обмеження швидкості зміни повинні використовуватися у випадку, коли сонячна радіація зменшується або збільшується за короткий проміжок часу.

Ці міркування відкривають нову парадигму в керуванні сонячною електростанцією, а саме – зменшення залежності від точки максимальної робочої потужності разом з умовами навколишнього середовища [11].

Базові сонячні електростанції, які використовуються для житлових або комерційних цілей та відповідають стандарту IEEE 1547, не мали функції генерації або споживання реактивної потужності. Однак зараз є обов'язковим

споживання або генерація реактивної потужності для зменшення відхилень напруги на електростанціях, підключених до мереж низької, середньої або високої напруги [12].

Таким чином, сонячні електростанції повинні бути здатні забезпечувати цю функцію. Поширеною практикою було встановлення STATCOM або конденсаторних батарей для вирішення цього завдання. Але інвертор, який використовується у сонячній електростанції, може впоратися з цією функцією.

Відповідне керування, яке враховує криві навантажувальної здатності сонячної електростанції за різних умов навколишнього середовища, допомогло б сонячним електростанціям виконати вимоги мережевих кодексів [13].

1.2 Особливості структури сонячної електростанції

Електричні компоненти сонячної електростанції виконують три завдання:

- перетворюють сонячну енергію на електричну;
- підключають сонячну електростанцію до мережі;
- забезпечувати належне функціонування сонячної електростанції.

Сонячна електростанція складається з наступних компонентів, які задіяні у виконанні цих завдань:

- сонячні панелі;
- сонячні інвертори;
- трансформатори.

Сонячні елементи є основою сонячної панелі. Функцією сонячних елементів є перетворення сонячної енергії в електричну [14]. Певна кількість сонячних елементів з'єднується послідовно, а потім герметизується у спеціальній рамі для створення сонячної панелі [15].

Існують різні матеріали сонячних елементів, що впливають на загальну ефективність (ККД) фотоелектричних панелей. Основні типи - кристалічний (c-Si) та мультикристалічний (m-Si) кремній – демонструють значення ефективності близько 20 % [16].

Інші типи, такі як тонкоплівкові сонячні елементи на основі аморфного кремнію (a-Si), мають низьку ефективність у діапазоні від 6 % до 10 % і використовуються переважно у специфічних нішах [17].

Водночас сучасні тонкоплівкові матеріали демонструють значно вищі показники. Зокрема, комерційні модулі на основі диселеніду міді-індію-галію (CIGS) та телуриду кадмію (CdTe) досягли рівня ефективності 17-19 % та понад 19 % відповідно, що дозволяє їм конкурувати з кремнієвими аналогами [18].

Інші перспективні матеріали, зокрема перовскіти (особливо у тандемних структурах із кремнієм), перебувають на стадії активних досліджень і вже демонструють рекордні показники в лабораторних умовах, відкриваючи шлях до подолання теоретичних меж ефективності традиційних елементів [19].

Ринок промислових установок сьогодні майже повністю перейшов на монокристалічний кремній (c-Si), який витіснив технологію мультикристалічного кремнію (m-Si). Це сталося завдяки впровадженню нових архітектур комірок (PERC, TOPCon, HJT), які забезпечують вищу ефективність та надійність.

Раніше недоліком цієї технології вважалася висока вартість, проте за останні роки ціна на монокристалічні панелі знизилася до історичного мінімуму, зробивши їх найбільш економічно вигідним рішенням [20].

Ефективність сонячних панелей впливає на загальні габарити сонячної електростанції, як це пояснюється в [21]. При тій самій потужності, якщо ефективність знижується, площа, яку займає сонячна електростанція, стає більшою. На загальну вартість впливає не лише площа займаної землі, але й витрати на встановлення, транспортування, технічне обслуговування та допоміжні конструкції [22].

Сонячні інвертори – це електронні пристрої, що дозволяють перетворювати постійний струм (DC) на змінний (AC) і використовуються в різних сферах застосування. У випадку сонячних електростанцій сонячні панелі генерують енергію постійного струму, після чого ці панелі підключаються до сонячного інвертора для генерації енергії змінного струму [23], що дозволяє підключення до внутрішньої мережі змінного струму.

Сонячний інвертор може мати один або два ступені перетворення. При одноступеневому перетворенні зазвичай використовується один інвертор (DC-AC), а при двоступеневому – підключається додатковий DC-DC перетворювач [24].

Типовими інверторами є інвертори з фіксацією нейтральної точки (NPC) та каскадні H-мостові інвертори (CHB) [25]. Якщо підключається ступінь DC-DC, ізольований перетворювач краще підходить для CHB, оскільки для кожного використовуваного CHB потрібен незалежний вхід постійного струму [26]. У випадку NPC на попередньому етапі підключається неізольований перетворювач [27].

У будь-якому випадку (один чи два ступені перетворення), сонячні інвертори, що використовуються в сонячних електростанціях, повинні долати проблеми, пов'язані з технологією сонячних панелей та електричними вимогами.

По-перше, сонячні інвертори повинні мати гальванічну ізоляцію для вирішення будь-яких проблем, пов'язаних зі струмом витoku від з'єднань сонячні панелей [28].

По-друге, через нелінійні характеристики напруги та струму, необхідна система відстеження точки максимальної потужності (ТМП) для будь-якого рівня радіації та температури [29].

По-третє, якість електроенергії та експлуатаційні характеристики фотоелектричних інверторів повинні відповідати всім електричним стандартам, що діють у відповідній країні.

У сонячних електростанціях встановлюються два типи трансформаторів у відповідності до рисунку 1.1 [30]. Перший тип трансформатора (Тп) підвищує напругу від сонячних інверторів до діапазону від 13,8 кВ до 46 кВ [31]. Другий тип трансформатора (Т-НВ) виконує дві функції:

- забезпечення гальванічної ізоляції сонячної електростанції від електричної мережі;
- підвищення напруги від сонячної електростанції [32].

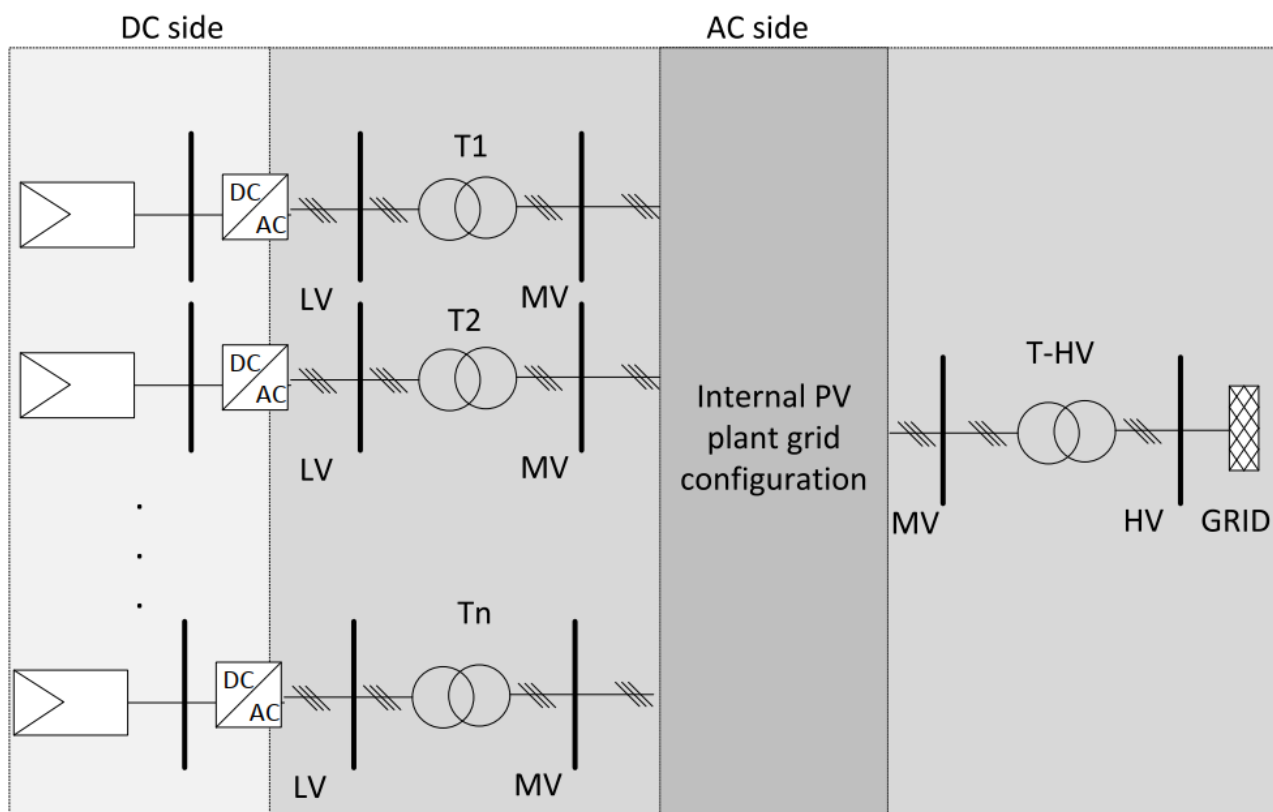


Рисунок 1.1 – Розташування трансформаторів у сонячній електростанції [30]

На рисунку 1.2 зображено чотири схеми під'єднання сонячних панелей до сонячних інверторів [24].

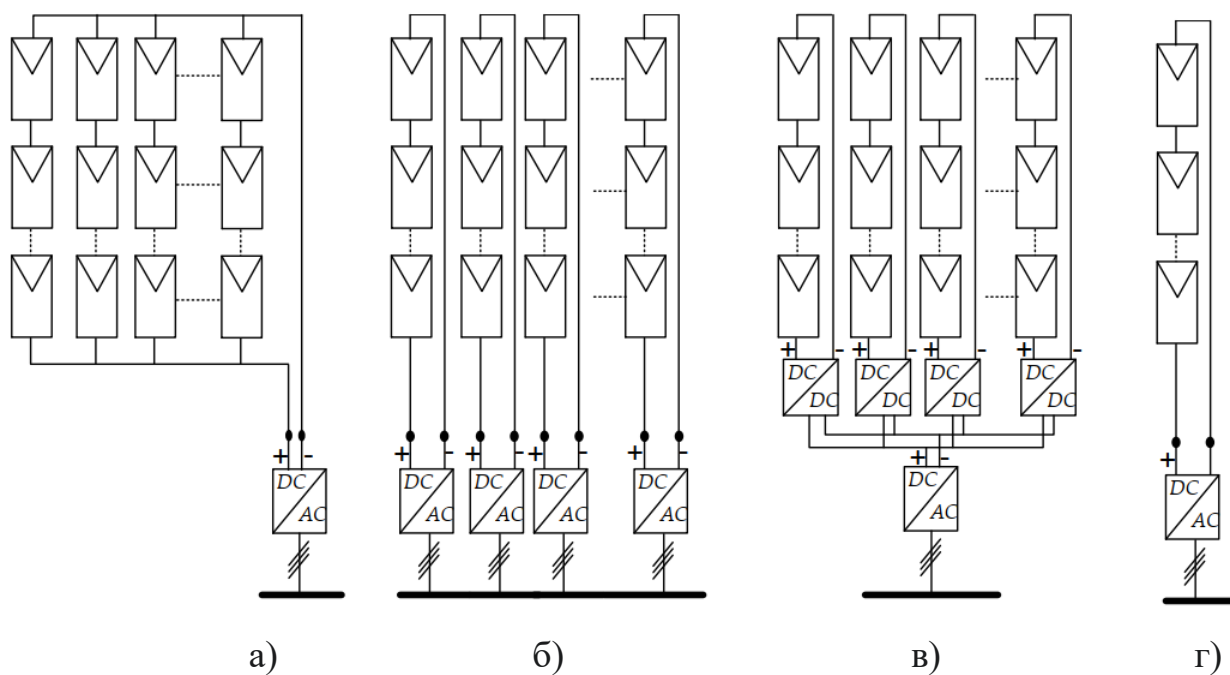


Рисунок 1.2 – Чотири схеми під'єднання сонячних панелей до інверторів [24]

На рисунку 1.2, (а) зображена централізована топологія, яка з'єднує кілька тисяч сонячних панелей з одним інвертором. Розміщення сонячних панелей згруповано у сонячних масиви. Кожен масив складається із сотень сонячних стрінгів (ланцюгів), з'єднаних паралельно, а кожен стрінг має сотні сонячних панелей, з'єднаних послідовно.

На рисунку 1.2 (б) зображена стрінгова топологія, яка передбачає підключення кожного окремого сонячного стрінгу до окремого інвертора. Така архітектура забезпечує індивідуальне керування режимом роботи кожного ланцюжка панелей.

Завдяки наявності окремого МРРТ-трекера для кожного стрінгу, ця схема ефективно вирішує проблему неузгодженості характеристик сонячних панелей та мінімізує втрати генерації при частковому затіненні масиву, оскільки зниження потужності одного стрінгу не обмежує роботу інших.

На рисунку 1.2 (в) зображена мультистрінгова топологія. Її особливістю є те, що кожен сонячний стрінг під'єднується до окремого DC-DC перетворювача, який здійснює незалежне керування МРРТ.

Виходи групи з 4-5 таких DC-DC перетворювачів підключаються до спільної шини постійного струму, яка живить єдиний DC-AC інвертор. Така конструкція дозволяє інвертору розміщуватися як у безпосередній близькості до перетворювачів, так і окремо, забезпечуючи гнучкість компоновки.

На рисунку 1.2 (г) зображена четверта топологія – інтегрований модуль змінного струму. У цій схемі реалізовано концепцію повної децентралізації, де на кожну сонячну панель встановлюється окремий інвертор (мікроінвертор).

Така конфігурація дозволяє виконувати перетворення енергії та відстеження точки максимальної потужності індивідуально для кожного модуля, що усуває втрати від неузгодженості та значно підвищує пожежну безпеку системи через відсутність кіл постійного струму високої напруги.

Інвертори, які застосовуються в цих топологіях, отримали назву відповідно до використовуваної топології: центральний, стрінговий, мультистрінговий та інтегрований у модуль.

Ці чотири топології розрізняються за чотирма категоріями:

- загальні характеристики;
- втрати потужності;
- якість електроенергії;
- вартість.

Категорія загальних характеристик враховує стійкість, надійність, гнучкість та ефективність МРРТ [24]. Кожна топологія має свої власні загальні характеристики, які залежать, зокрема, від номінальної потужності, кількості фотоелектричних інверторів та кількості фотоелектричних стрінгів. Наприклад, централізована топологія має низькі рівні надійності, гнучкості та ефективності МРРТ, але її стійкість вища, ніж в інших топологіях.

Категорія втрат потужності розглядає втрати через неузгодженість параметрів, комутаційні втрати, а також втрати змінного та постійного струму. Втрати через неузгодженість є неминучими в будь-якому фотоелектричному масиві.

Вони залежать від нерівномірної деградації фотоелектричного стрінга, затінення, хмарності, пилу, охолодження, ефективності МРРТ та інших факторів [33]. У цьому випадку централізована топологія демонструє вищі втрати через неузгодженість, оскільки декілька стрінгів підключено до одного інвертора.

Категорія комутаційних втрат також є проблемою, яка залежить від пристроїв та способу керування сонячним інвертором. Довжина кабелів на стороні постійного або змінного струму впливає на сумарні втрати сонячної електростанції.

Центральні інвертори мають дуже високі втрати на стороні постійного струму, оскільки багато стрінгів з'єднані паралельно. Натомість втрати змінного струму в центральному інверторі є низькими, оскільки трансформатори (T_n) підключені дуже близько до інвертора [34].

Категорія якості електроенергії, залежить від коливань напруги постійного та змінного струму, а також від балансу напруги. У випадку централізованої

топології коливання напруги постійного струму є дуже високими, оскільки багато стрінгів з'єднані паралельно [35].

При цьому коливання напруги змінного струму є низькими, а баланс напруги - високим, оскільки використовується лише один інвертор. Напруга стає незбалансованою, особливо коли багато інверторів з'єднані паралельно, як у випадку з інтегрованими модулями.

Через втрати, відстані та провали напруги баланс трифазної напруги в точці підключення до трансформатора (T_n) може порушуватися. Тому, коли кілька інверторів з'єднані паралельно, необхідно розробляти головне керування для групи сонячних інверторів, щоб зменшити коливання напруги змінного струму та покращити баланс напруги [36].

Категорія вартості є комплексним показником, що визначає економічну ефективність обраної архітектури системи. Вона включає не лише початкові капітальні вкладення на інверторне обладнання, але й супутні витрати на будівельно-монтажні роботи, введення в експлуатацію та подальше технічне обслуговування протягом життєвого циклу станції.

Суттєвий вплив на кінцеву вартість енергії мають також витрати на баланс системи: вартість земельної ділянки (що корелює з ефективністю розміщення обладнання) та витрати на кабельну інфраструктуру.

Зокрема, вибір топології безпосередньо визначає необхідну довжину та переріз кабелів: централізовані системи вимагають дорогих кабелів постійного струму великого перерізу, тоді як децентралізовані рішення дозволяють оптимізувати витрати за рахунок переходу на стандартні кабелі змінного струму [37].

Можна стверджувати, що централізована топологія має такі переваги: стійкість, низькі втрати потужності змінного струму, низькі коливання напруги змінного струму, а також прийнятні витрати на встановлення та технічне обслуговування порівняно з іншими топологіями [38].

Загальні характеристики стрінгової та мультистрінгової топологій [39] є дуже привабливими, але головним недоліком є вартість встановлення та технічного обслуговування, оскільки кількість інверторів зростає.

Стрінгова топологія має схожі характеристики з мультистрінговою, але її рекомендується використовувати, коли кожен сонячний стрінг має різний кут орієнтації [40].

У реальних сонячних електростанціях топологія інтегрованого модуля не була реалізована, але можна зробити висновок, що вона має хороші характеристики з точки зору гнучкості, ефективності МРРТ та надійності. Стійкість, втрати потужності, якість електроенергії та загальна вартість є суттєвими недоліками для топології інтегрованого модуля [41].

1.3 Особливості мережі збору потужності сонячної електростанції

Мережа збору потужності - це кабельна мережа середньої напруги (зазвичай 10, 20 або 35 кВ), яка з'єднує вторинні обмотки блочних трансформаторів інверторів із головною підстанцією сонячної електростанції.

Вибір топології цієї мережі є критичним етапом проектування, оскільки він визначає баланс між капітальними витратами, а саме вартістю кабелів та траншей, а також надійністю передачі енергії. Радіальна система збору потужності передбачає під'єднання кількох сонячних панелей до одного фідера, утворюючи одне ланцюг, у відповідності до рисунку 1.3 [42].

Більшість сонячних електростанцій використовують цю топологію, тому що вона є найдешевшою та найпростішою, проте її низька надійність робить її менш привабливою. Якщо виходить з ладу перші сонячні панелі, які під'єднані до фідера або ділянка мережі біля нього, то втрачається усе коло.

Це найпоширеніша система збору потужності для більшості наземних сонячних електростанцій через свою простоту та економічність. Інверторні трансформаторні підстанції з'єднуються з головною шиною послідовно одна за одною. Один кабель (фідер) живить групу з кількох інверторів.

Перевагами радіальної системи збору потужності є її мінімальна довжина кабелів та найнижча вартість матеріалів та монтажних робіт. Релейний захист на підстанції налаштовується просто, оскільки потік енергії завжди односпрямований.

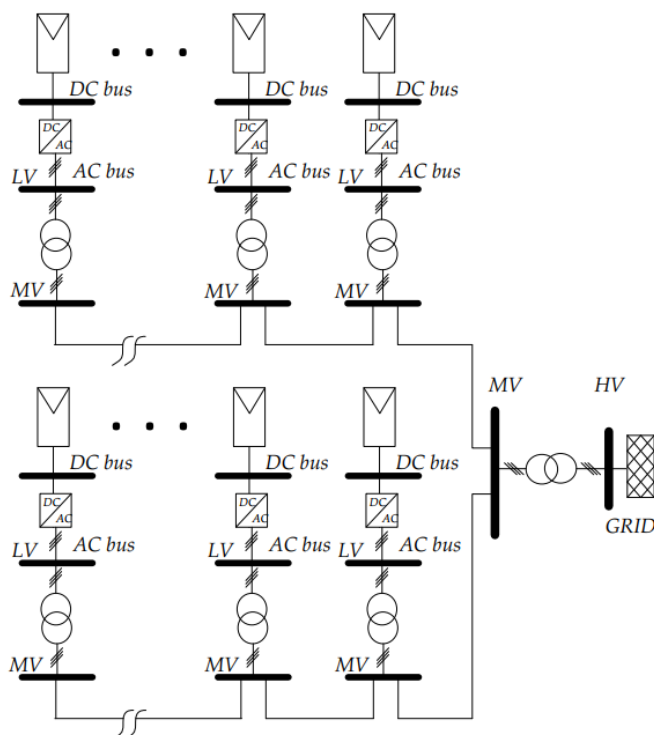


Рисунок 1.3 – Радіальна система збору потужності [42]

Недоліком радіальної системи збору потужності є її низька надійність. У разі пошкодження кабелю на початковій ділянці фідера (біля підстанції) вся група підключених інверторів втрачає зв'язок з мережею і генерація зупиняється.

Кільцева система збору потужності використовується для підвищення надійності сонячної електростанції. Схема з'єднання базується на радіальній конфігурації, але додає ще один фідер з іншого боку у відповідності до рисунку 1.4 [43].

Якщо один із сонячних генераторів виходить з ладу, генератори, під'єднані з іншого боку фідера, можуть продовжувати постачати електроенергію до сонячної електростанції. Недоліками є вартість та складність монтажу.

Ця схема використовується на об'єктах, де вимоги до надійності є підвищеними, або де вартість простою (втраченої генерації) перевищує вартість додаткового кабелю.

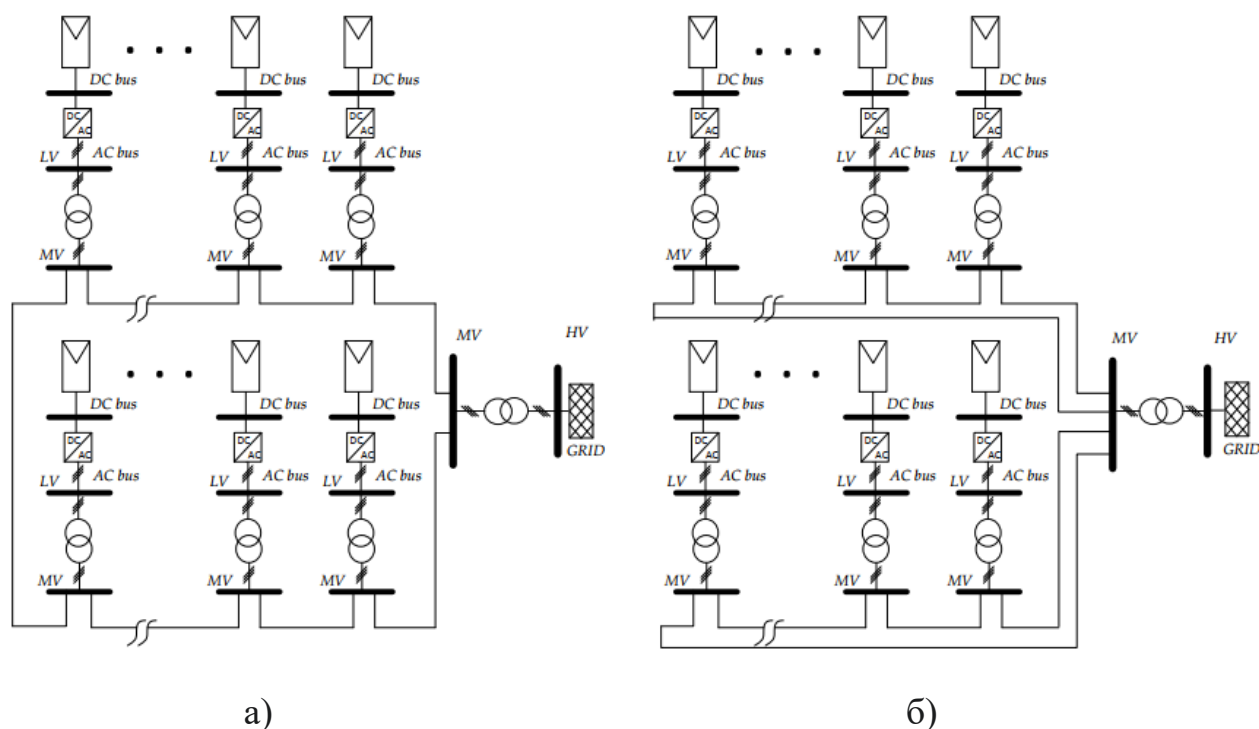


Рисунок 1.4 – Кільцева система збору потужності [43]

Зазвичай кільце працює в розімкненому режимі (Open Loop). У разі аварії на кабелі пошкоджена ділянка локалізується, а живлення подається з іншого боку кільця, відновлюючи роботу всіх інверторів.

Перевагами кільцевої системи збору потужності є її висока надійність, а саме одиначне пошкодження кабелю не призводить до втрати генерації. Можна виводити ділянки кабелю в ремонт без зупинки станції.

До недоліків кільцевої системи збору потужності потрібно віднести її високу вартість, тому що вона потребує значно більше кабелю для замикання кільця. Також необхідні спрямовані реле захисту та дорожчі коміртки розподільчих пристроїв.

Система збору потужності зірка зображена на рисунку 1.5 [44] і передбачає підключення сонячного генератора до головного колектора. Зазвичай цей

колектор розміщують у центрі сонячної електростанції для зменшення довжини кабелів та забезпечення однакових втрат між ними.

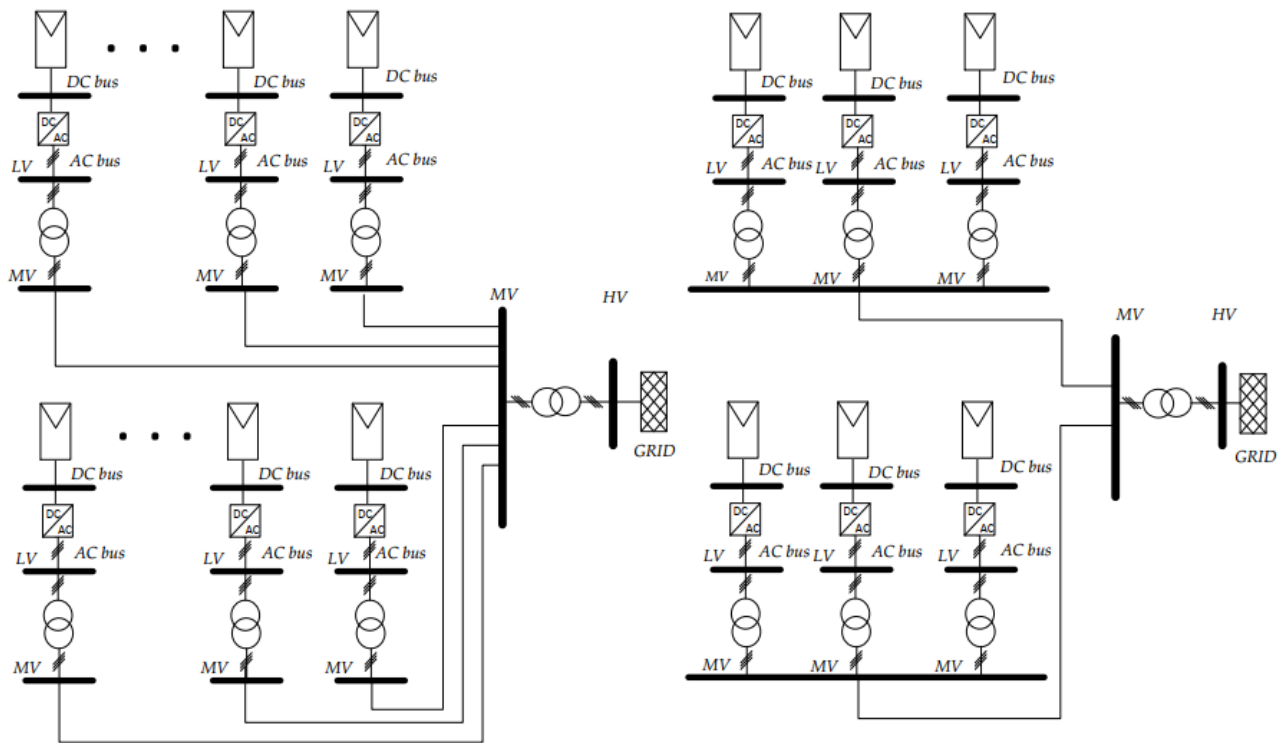


Рисунок 1.5 – Система збору потужності зірка [44]

Це рішення забезпечує вищу надійність порівняно з іншими випадками. Недоліком є наявність окремого фідера для кожного фотоелектричного генератора, що збільшує загальну вартість.

Система збору потужності зірка є менш поширеною для великих промислових станцій, але зустрічається на менших об'єктах. Кожен інвертор (або невелика група) з'єднується окремим кабелем безпосередньо до головної підстанції.

Вибір напруги збору потужності є компромісом між вартістю обладнання, а саме трансформаторами та комірками, а також вартістю кабелів. Існують наступні напруги збору потужності:

- 20 кВ / 35 кВ;
- 66 кВ.

Найпоширеніші стандарти для сучасних промислових сонячних електростанцій. Використання 35 кВ замість 10 або 20 кВ дозволяє зменшити струми від 1,75 до 3,5 разів, що дозволяє використовувати кабелі меншого перерізу або передавати потужність на більші відстані з меншими втратами.

Новий тренд для гігантських станцій (>500 МВт), запозичений з офшорної вітроенергетики. Дозволяє зменшити кількість підстанцій, але вимагає дорожчих трансформаторів.

1.4 Висновки до першого розділу

Встановлено, що сучасна сонячна електростанція перестала бути пасивним джерелом енергії та повинна функціонувати як повноцінний об'єкт енергосистеми. У відповідності до Кодексу системи передачі, який гармонізований з європейським стандартом NC RfG та вимогами НКРЕКП, критично важливою є здатність сонячної електростанції надавати допоміжні послуги, а саме регулювати активну та реактивну потужності, підтримувати частоту та напругу, а також забезпечувати стійкості при аварійних збуреннях.

Аналіз ринку фотоелектричних модулів показав, що на сьогодні домінуючою технологією для промислових установок є монокристалічний кремній (с-Si). Завдяки впровадженню архітектур PERC, TOPCon та HJT вдалося досягти оптимального балансу між ефективністю та вартістю. Тонкоплівкові технології (CdTe, CIGS) залишаються конкурентоспроможними з ККД на рівні 17–19%, тоді як перовскіти є перспективним напрямком майбутнього. Підвищення ККД панелей прямо впливає на зниження площі станції та витрат на баланс системи.

Визначено, що вибір архітектури перетворення (централізована, стрінгова, мультистрінгова або АС-модуль) залежить від критеріїв вартості, надійності та ефективності MPPT.

Сучасні сонячні інвертори виконують роль не лише перетворювачів струму, а й активних керуючих пристроїв. Вони здатні замінити традиційні засоби компенсації, такі як STATCOM та конденсаторні батареї.

2 МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

2.1 Структурна схема сонячної електростанції

На рисунку 2.1 зображена структурна схема сонячної електростанції.



Рисунок 2.1 – Структурна схема сонячної електростанції

Структурна схема сонячної електростанції має вигляд однолінійної електричної схеми з'єднання промислової сонячної електростанції із зовнішньою енергосистемою. Схема ілюструє ієрархічну структуру перетворення та передачі енергії від сонячних панелей до магістральної мережі.

Структурну схему можна умовно поділити на чотири ключові зони зліва направо:

- зона генерації та інвертування;
- зона низької та середньої напруги;
- внутрішня мережа збору потужності;
- кінцевим елементом справа є точка приєднання до зовнішньої електричної системи.

Зліва розташовані сонячні панелі, які генерують постійний струм. Сонячні панелі з'єднані із інвертором, функція якого перетворювати постійний струм у змінний струм.

Після інвертора енергія потрапляє на шину низької напруги (зазвичай 0,4–0,8 кВ). Для мінімізації втрат при передачі по території станції встановлений блочний підвищувальний трансформатор. Цей трансформатор підвищує напругу з низької до середньої (зазвичай 10, 20 або 35 кВ).

Її завданням є збір енергії від усіх розподілених трансформаторів і передати її на головну підстанцію. Зібрана енергія середньої напруги надходить на головний силовий трансформатор станції. Цей трансформатор підвищує напругу до рівня магістральної мережі (110 кВ або вище).

Схема демонструє класичну двоступеневу систему підвищення напруги, яка є стандартом для великих наземних сонячних електростанцій.

Сонячна панель моделюється як джерело фото струму, з'єднане із конденсатором, струм і напруга якого залежать від рівня сонячної радіації та температури. Сонячна панель - це набір фотоелектричних елементів, модель яких відповідає еквівалентній схемі заміщення, яка зображена на рисунку 2.2 [45].

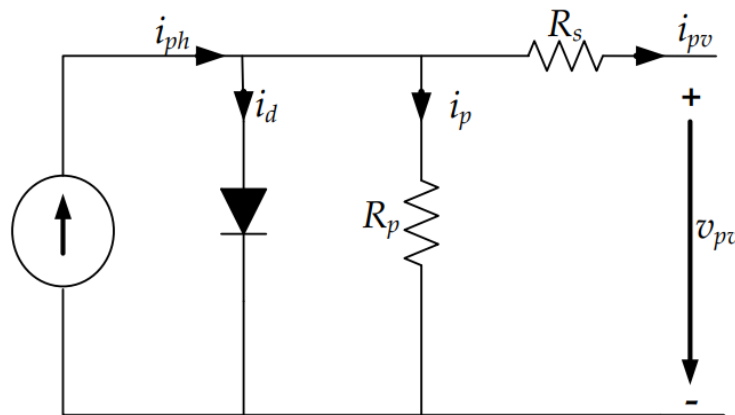


Рисунок 2.2 – Еквівалентна схема заміщення сонячної панелі [45]

У цій моделі втрати враховуються шляхом додавання послідовного та паралельного опорів R_s та R_p . У класичній однодіодній моделі сонячної панелі проходять наступні струми:

- фото струм i_{ph} залежить від рівня сонячної радіації;
- струм діода i_d моделює р-п перехід;
- струм через паралельний опір R_p i_p враховує струми витoku через краї елемента (дефекти);
- струм через послідовний опір R_s i_{pv} враховує опір контактів та самого напівпровідника.

$$i_{pv} = i_{ph} - i_d - i_p. \quad (2.1)$$

Струм діода i_d – це струм, що протікає через антипаралельний діод, який залежить від струму насичення i_0 .

$$i_d = i_0 \cdot e^{\frac{v_d}{v_t}}. \quad (2.2)$$

Струм через паралельний опір R_p i_p визначається виразом:

$$i_d = \frac{v_{pv} - i_{pv} R_s}{R_p}, \quad (2.3)$$

де v_{pv} – напруга сонячної панелі.

Для розрахунку вихідних характеристик сонячної панелі необхідно враховувати напругу холостого ходу v_{OCstc} та струм короткого замикання i_{SCstc} за стандартних умов випробувань, які зазвичай доступні в технічних паспортах панелей.

Ці умови відповідають рівню сонячної радіації 1000 Вт/м^2 , температурі 25°C та атмосферній щільності (спектр маси повітря) 1,5. За стандартних умов основними змінними для подальших розрахунків є теплова напруга v_t , струм насичення i_{0stc} та фотострум i_{phstc} .

Теплова напруга v_{tstc} залежить від сталої Больцмана k_B , кількості сонячних елементів, з'єднаних послідовно в панелі N_s , температури за стандартних умов T_{Cstc} , коефіцієнта ідеальності діода A та заряду електрона q .

$$v_{tstc} = k_B \cdot A \cdot N_s \cdot \frac{T_{Cstc}}{q}. \quad (2.4)$$

Для стандартних умов струм насичення i_{0stc} визначається виразом:

$$i_{0stc} = \left(i_{SCstc} - \frac{v_{OCstc}}{R_p} \right) \cdot e^{\frac{v_{OCstc}}{v_{tstc}}}. \quad (2.5)$$

Базове значення фото струму визначається виразом:

$$i_{phstc} = i_{0stc} \cdot e^{\frac{v_{OCstc}}{R_p}} + \frac{v_{OCstc}}{R_p}. \quad (2.6)$$

Проте, для іншої сонячної радіації (G) та температури навколишнього середовища (T_A) значення напруги і струму змінюються, але вони все ще залежать від змінних за стандартних умов. Крім того, температура елемента (T_C) є змінною протягом дня залежно від умов навколишнього середовища.

Базова формула для розрахунку температури сонячної панелі визначається виразом:

$$T_C = T_A + G \cdot \frac{NOCT-20}{800}, \quad (2.7)$$

де NOCT – нормальна робоча температура елемента.

Нові значення фото струму i_{ph} та струму короткого замикання i_{sc} змінюються у відповідності до значення сонячної радіації та температури.

$$i_{ph} = i_{phstc} \cdot \frac{G}{G_{stc}} + k_i \cdot (T_C - T_{Cstc}). \quad (2.8)$$

Зміна струму через температуру має поправочний коефіцієнт k_i . Це значення зазвичай є дуже малим, і тому остаточне рівняння залежить лише від рівня сонячної радіації. Струм короткого замикання наближено описується рівнянням:

$$i_{ph} \approx i_{phstc} \cdot \frac{G}{G_{stc}}. \quad (2.9)$$

$$i_{SC} \approx i_{SCstc} \cdot \frac{G}{G_{stc}}. \quad (2.10)$$

Попередні рівняння дійсні лише тоді, коли рівень сонячної радіації перевищує 200 Вт/м². Для нижчих значень рівнів сонячної радіації, використовуються рівняння, які наведені в [46]:

$$i_{ph} \approx i_{phstc} \cdot 0,008 \cdot \frac{G^2}{G_{stc}}; \quad (2.11)$$

$$i_{SC} \approx i_{SCstc} \cdot 0,008 \cdot \frac{G^2}{G_{stc}}. \quad (2.12)$$

Окрім зміни струму в залежності від умов навколишнього середовища, необхідно розрахувати нові значення напруги. Нова теплова напруга (v_t) для інших умов навколишнього середовища описується рівнянням:

$$v_t = v_{tstc} \cdot \frac{T_c}{T_{cstc}}. \quad (2.13)$$

Напруга холостого ходу для нових умов навколишнього середовища v_{OC} описується рівнянням і залежить від температури елемента та температурного коефіцієнта k_v :

$$v_{OC} = v_{OCstc} + k_v \cdot (T_c - 25). \quad (2.14)$$

Враховуючи попередні рівняння, можна розрахувати струм діода та струм насичення.

$$i_0 = \left(i_{SC} - \frac{v_{OC}}{R_p} \right) \cdot e^{\frac{v_{OC}}{v_t}}; \quad (2.15)$$

$$i_d = i_0 + e^{\frac{v_{pv} + i_{pv} \cdot R_s}{v_t} - 1}. \quad (2.16)$$

Тоді загальний струм i_{pv} сонячної панелі можна записати як:

$$i_{pv} = i_{ph} - i_0 \cdot \left(e^{\frac{v_{pv} \cdot N_{par} + i_{pv} \cdot R_s}{N_s \cdot A \cdot d \cdot k_B \cdot \frac{T_C}{q}}} - 1 \right) - i_0 \cdot N_{ser}. \quad (2.17)$$

Відповідно до наведених вище рівнянь, характеристики кривих фотоелектричного масиву проілюстровані на рисунку 2.3 при різній сонячній радіації та температурі [47].

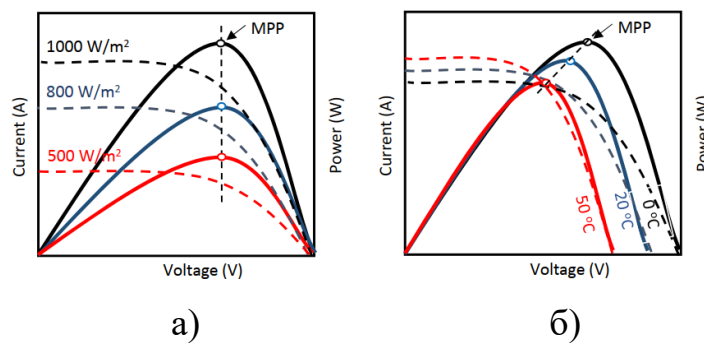


Рисунок 2.3 – Вольт-ватні та вольт-амперні характеристики [47]:

(а) при зміні сонячної радіації та температурі $T_a = 25^\circ\text{C}$;

(б) при зміні температури та рівні сонячної радіації $G = 1000 \text{ Вт/м}^2$

З цих характеристик можна виділити три основні точки:

- струм короткого замикання i_{SC} ;
- напруга холостого ходу v_{OC} ;
- напруга точки максимальної потужності v_{mpp} .

Коли змінюється сонячна радіація, струм короткого замикання i_{SC} змінюється відповідним чином. Проте, коли змінюється температура, напруга холостого ходу v_{OC} та напруга точки максимальної потужності v_{mpp} змінюються значно суттєвіше, ніж струм.

Загальне рівняння для розрахунку значення v_{mpp} є подібним до рівняння (2.14) і має вигляд:

$$v_{mpp} = v_{mppstc} + k_v \cdot (T_c - 25). \quad (2.18)$$

Значення струму та напруги масиву сонячних панелей описуються рівняннями (2.19) та (2.20) і залежать від кількості сонячних панелей, з'єднаних послідовно та паралельно.

$$i_{array} = i_{pv} \cdot N_{par}; \quad (2.19)$$

$$v_{array} = v_{pv} \cdot N_{ser}. \quad (2.20)$$

Загальна потужність записується у відповідності до рівняння (2.21):

$$P_{array} = v_{array} \cdot i_{array}. \quad (2.21)$$

Масив сонячних панелей може працювати у двох режимах:

- в режимі джерела струму, коли напруга нижча за v_{mpp} ;
- в режимі джерела напруги, коли напруга вища за v_{mpp} .

Інвертор, який з'єднаний із масивом сонячних панелей, повинен працювати і в режимі джерела струму, а також і в режимі джерела напруги. Інвертор – це перетворювач, який здійснює обмін енергією між масивом сонячних панелей зі сторони постійного струму та мережею зі сторони змінного струму.

Інвертор містить IGBT-транзистори у кожному плечі та дроселі на кожній лінії L_f . Трансформатор моделюється як індуктивність. Мережа змінного струму моделюється як три джерела напруги з відповідною індуктивністю L_g , при цьому активним опором нехтують.

Перетворення постійного струму в змінний, яке здійснюється інвертором, використовує метод модуляції. Метод модуляції дозволяє отримати змінний струм, максимально наближений до синусоїдальної форми.

Інвертор використовує метод синусоїдальної широтно-імпульсної модуляції (ШІМ). У методі синусоїдальної (ШІМ) вихідна лінійна напруга $V_{a'b'}$ залежить від напруги постійного струму шини $v_{dc} = v_{array}$ та коефіцієнта модуляції M .

Співвідношення між напругою змінного та постійного струму є лінійним, якщо коефіцієнт модуляції змінюється в діапазоні від 0 до 1, у відповідності до виразу (2.22).

$$V_{a'b'} = M \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot v_{dc}}{2 \cdot \sqrt{2}}, \text{ для } 0 \leq M \leq 1. \quad (2.22)$$

При перевищенні цього значення залежність стає нелінійною, а якість електроенергії синусоїдальної хвилі погіршується. У сонячному інверторі конденсатор постійного струму виконує два основні завдання:

- згладжує пульсації напруги постійного струму;
- забезпечує можливість швидкого керування напругою постійного струму.

Пульсації на стороні постійного струму спричинені нормальною роботою IGBT-транзисторів. Ці пульсації впливають на нормальну роботу масиву сонячних панелей, оскільки потужність, що відбирається від масиву сонячних панелей, безпосередньо залежить від напруги постійного струму на затискачах масиву у відповідності до рисунку 2.4 [48].

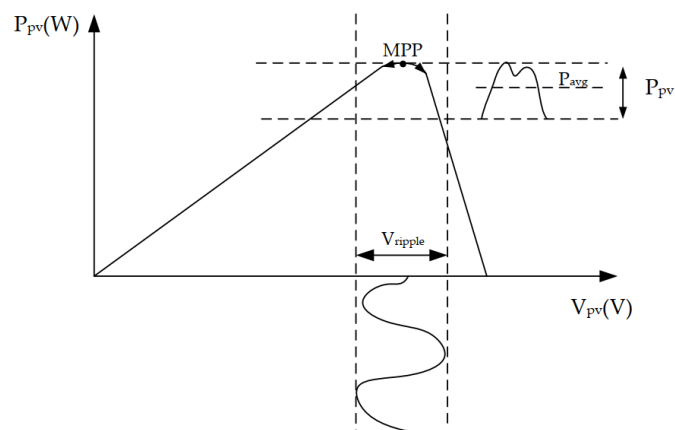


Рисунок 2.4 – Вплив пульсацій напруги на вихідну потужність сонячної панелі [48]

Конденсатор повинен бути достатньо великим, щоб зменшити пульсації на затискачах фотоелектричного масиву. Однак керування потоком потужності та напругою постійного струму залежить від швидкої зміни напруги постійного струму.

Енергія, яка зберігається в конденсаторі, описується рівнянням 2.23, а потужність, що протікає через коло постійного струму, описується рівнянням 2.24.

$$W_C = \frac{1}{2} \cdot C_{dc} \cdot v_{dc}^2; \quad (2.23)$$

$$P_C = P_{pv} - P_{invin}. \quad (2.24)$$

Дросель з'єднується зі стороною змінного струму інвертора і має наступне призначення [49]:

- зменшення рівня високочастотних гармонік на стороні змінного струму;
- забезпечення можливості незалежного керування активною та реактивною потужністю;
- обмеження різких змін потужності, спричинених коливаннями сонячної радіації на стороні постійного струму;
- обмеження великих струмів, спричинених струмами короткого замикання.

Проектування дроселів залежить від характеристик керування сонячним інвертором. У випадку, якщо в сонячному інверторі використовується синусоїдальна ШІМ, при розрахунку дроселя враховуються коефіцієнт модуляції M та напруга постійного струму. Також беруться до уваги номінальний струм I_{rated} , рівень пульсацій Δ_{ripple} та частота комутації f_{sw} у відповідності дорівняння 2.25 [50].

$$L_f = \frac{M \cdot v_{dc} \cdot (1-M)}{4 \cdot I_{rated} \cdot \Delta_{ripple} \cdot f_{sw}}. \quad (2.25)$$

Завданням трансформатора є підвищення напруги змінного струму сонячного інвертора до рівня, необхідного для внутрішньої мережі сонячних електростанцій. Крім того, трансформатор забезпечує гальванічну розв'язку для сонячного інвертора.

Також він виконує функцію фільтра струму та обмежувача струмів короткого замикання. У фотоелектричних системах зазвичай використовується трифазний триобмотковий трансформатор.

Для аналізу кривих навантажувальної здатності сонячних електростанцій необхідно розуміти обмеження за напругою, струмом та потужністю кожного компонента.

Напруга постійного струму може змінюватися від 0 до максимально можливого значення для відбору різних рівнів потужності від масиву сонячних панелей. Однак інвертор встановлює обмеження напруги постійного струму, що зумовлені особливостями його роботи.

Мінімальна напруга постійного струму v_{min} , яка є допустимою для інвертора і дозволить утримувати напругу змінного струму в межах значень, дозволених мережевими кодексами, розраховується за рівнянням (2.26). У цьому рівнянні враховується максимальний коефіцієнт модуляції $M = 1$.

$$v_{min} = \frac{2 \cdot \sqrt{2} \cdot V_{a'b'}}{\sqrt{3}}. \quad (2.26)$$

У випадку, коли фотоелектричний інвертор працює в точці максимальної потужності, мінімальна сонячна радіація, яка дозволяє підтримувати напругу вищою за мінімальне значення, визначається виразом:

$$G_{min} = \left(\frac{v_{dcmin} - v_{ocstc}}{k_v} + 25 - T_a \right) \cdot \frac{800}{NOCT-20}. \quad (2.27)$$

Окрім мінімальної напруги, необхідно також визначити максимальну напругу постійного струму v_{max} . Це значення залежить від добутку напруги

холостого ходу кожної панелі та кількості панелей, з'єднаних послідовно у відповідності до рівняння:

$$v_{max} = v_{OCmax} \cdot N_{ser}. \quad (2.28)$$

Якщо напруга постійного струму перевищує максимальну напругу масиву сонячних панелей, тоді генерована потужність дорівнюватиме нулю. Максимальна напруга холостого ходу v_{OC} масиву сонячних панелей залежить від мінімальної можливої температури у вибраній місцевості.

$$v_{OCmax} = v_{ocstc} + k_v \cdot \left(T_{amin} + G_{amin} \cdot \frac{NOCT-20}{800} - 25 \right). \quad (2.29)$$

Обмеження постійного струму масиву сонячних панелей залежать, від характеристик сонячних панелей та рівня сонячної радіації. Температура не відіграє значної ролі у зміні струму, тому цей фактор не враховується. Максимальний струм залежить від максимальної сонячної радіації та значення i_{SC} за стандартних умов і визначається виразом:

$$i_{DCmax} = i_{SCstc} \cdot \frac{G_{max}}{G_{stc}} \cdot N_{par}. \quad (2.30)$$

Струм сонячного інвертора на стороні постійного струму повинен витримувати струм масиву сонячних панелей при найвищому рівні сонячної радіації. Цей струм і напруга визначають робочу область інвертора на стороні постійного струму.

На рисунку 2.5 [51] зображена вольт-ватна характеристика масиву сонячних панелей, яка показує залежність потужності від напруги постійного струму .

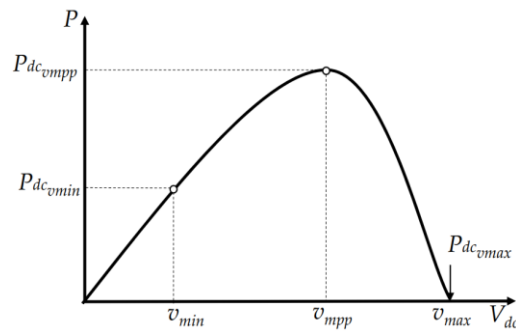


Рисунок 2.4 – Вольт-ватна характеристика масиву сонячних панелей [51]

Необхідно проаналізувати три важливі точки:

- P_{DCvmin} ;
- P_{DCvmpp} ;
- P_{DCvmax} .

Мінімальне значення потужності P_{DCvmin} , яке знаходиться у лівій частині кривої, розглядається при мінімально можливій напрузі постійного струму та струмі за будь-яких умов навколишнього середовища.

У цьому випадку, якщо сонячна радіація занадто низька, струм буде близьким до 0, і масив сонячних панелей не постачатиме достатньо активної потужності в мережу.

Максимальна потужність P_{DCvmpp} досягається, коли напруга постійного струму дорівнює значенню v_{mpp} для кожного рівня сонячної радіації та відповідної температури.

Остання точка потужності P_{DCvmax} досягається, коли напруга постійного струму дорівнює напрузі холостого ходу, яка залежить переважно від температури. Для будь-якої сонячної радіації та температури значення P_{DCvmin} , P_{DCvmpp} та P_{DCvmax} визначаються у відповідності з виразами:

$$P_{DCvmin}(G, T_a) = v_{min} \cdot i_{DC}(G, T_a); \quad (2.31)$$

$$P_{DCvmpp}(G, T_a) = v_{mpp} \cdot i_{DC}(G, T_a); \quad (2.32)$$

$$P_{DCvmax}(G, T_a) = v_{max} \cdot i_{DC}(G, T_a). \quad (2.33)$$

Враховуючи коливання потужності, зумовлені сонячною радіацією та температурою, максимально можлива потужність $P_{maxarray}$, яку можна отримати від масиву сонячних панелей, визначається за умов найвищої сонячної радіації та найнижчої можливої температури у місці розташування сонячної електростанції у відповідності до виразу:

$$P_{maxarray}(G_{max}, T_{amin}) = v_{mpp}(G_{max}, T_{amin}) \cdot i_{DC}(G_{max}, T_{amin}). \quad (2.34)$$

З огляду на це обмеження потужності, сонячний інвертор повинен бути розрахований на цю активну потужність з урахуванням запасу в 25 % у відповідності до рівняння:

$$P_{maxinverter} = P_{maxarray} \cdot 1,25. \quad (2.35)$$

2.2 Математична модель методу керування сонячною електростанцією

Математична модель методу керування сонячною електростанцією базується на керуванні активною та реактивною потужністю інвертора, а також для встановлення амплітуди, кута та частоти вихідних фазних напруг. Для цього існують три стратегії керування, які зазвичай використовуються для мережевих сонячних інверторів [52]:

- пряме керування;
- векторне керування;
- керування синхронізацією потужності.

У сонячних інверторах найбільш вживаним методом є векторне керування, при якому струм та трифазні напруги перетворюються в обертову систему координат d-q. Ця система синхронізується з напругою мережі змінного струму за допомогою системи фазового автопідлаштування частоти (ФАПЧ).

Загальна схема керування сонячною електростанцією наведена на

рисунку 2.5. Ця система керування складається з блоку відстеження точки максимальної потужності (ВТМП), системи фазового автопідлаштування частоти (ФАПЧ), внутрішнього контуру регулювання струму, зовнішнього контуру керування та модуляції напруги.

Сонячні панелі працюють у точці максимальної потужності при кожному значенні сонячної радіації та температури. Відстеження точки максимальної потужності (ВТМП) часто реалізується за допомогою алгоритму, основною метою якого є знаходження напруги v_{mpp} або струму i_{mpp} .

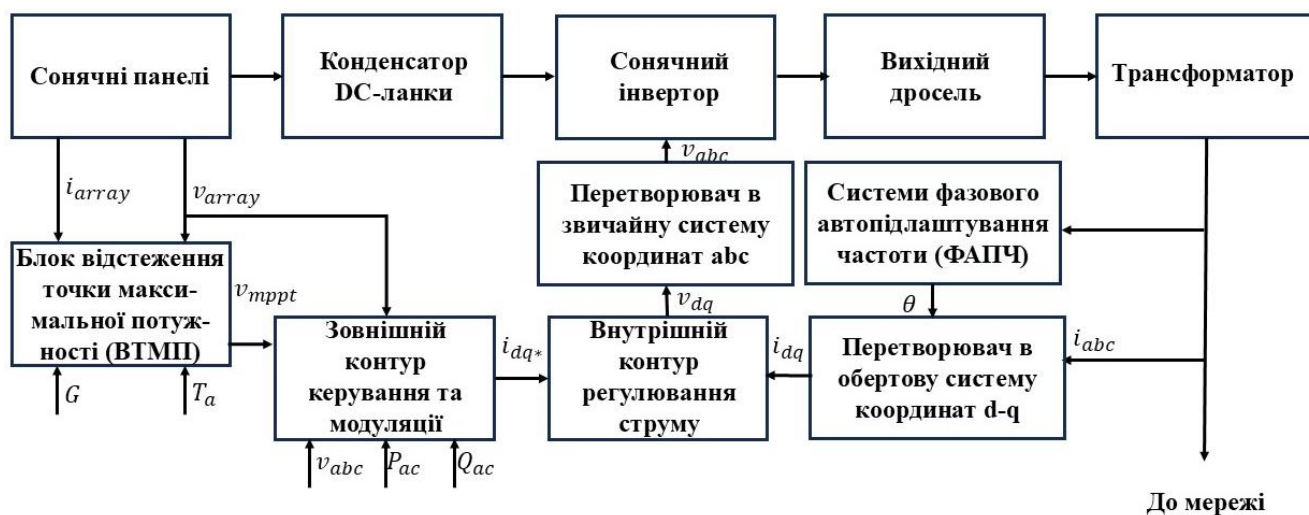


Рисунок 2.5 – Загальна схема керування сонячною електростанцією

Для вирішення цієї задачі використовується кілька типів алгоритмів, таких як: метод збурення та спостереження (ЗіС), метод сходження на вершину (СнВ), бета-метод, метод інкрементної провідності, методи пропорційного струму короткого замикання та пропорційної напруги холостого ходу, метод пілотного елемента, сканування струму та методи м'яких обчислень.

Усі ці методи повинні справлятися зі швидкими змінами сонячної радіації, старінням фотоелектричних панелей, кількістю використовуваних датчиків та умовами часткового затінення [53].

Одним із найпопулярніших є алгоритм під назвою «Збурення та спостереження» (ЗіС), де вимірюваними змінними є напруга та струм. Цей

алгоритм базується на розрахунку потужності з використанням вимірних значень струму та напруги.

Він ґрунтується на зміні напруги постійного струму на кожному часовому кроці, внаслідок чого в системі відбувається збурення активної потужності. Якщо активна потужність зростає порівняно з попереднім значенням, система керування повинна зменшити напругу постійного струму на величину Δv .

Але у випадку, якщо активна потужність зменшується, наступне значення Δv слід додати до попереднього значення напруги постійного струму. Його популярність пояснюється простотою реалізації, відсутністю необхідності періодичного налаштування та незалежністю від параметрів фотоелектричного масиву. Недоліками цього алгоритму є: коливання навколо точки максимальної потужності (ТМП) та похибки відстеження при швидких змінах сонячної радіації [54].

Внутрішній контур регулювання струму зображений на рисунку 2.6.

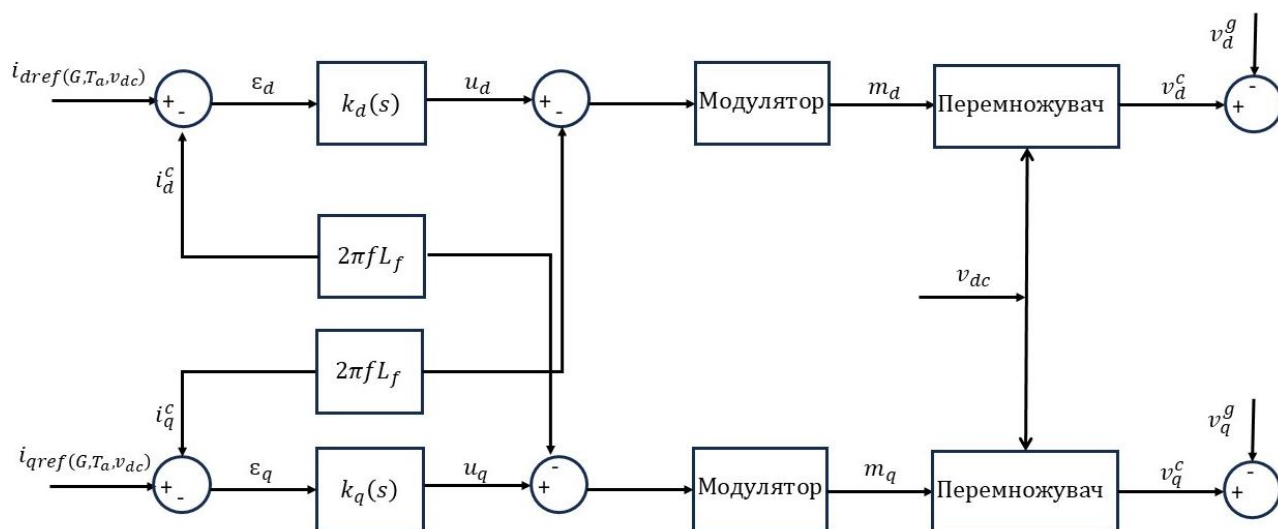


Рисунок 2.6 – Внутрішній контур регулювання струму

Внутрішній контур регулювання струму формує сигнали завдання напруги v_d^* та v_q^* для блоку модуляції напруги, який має перетворити ці завдання у трифазну систему напруг з використанням відповідного методу модуляції.

Внутрішній контур регулювання струму покращує динамічні

характеристики перетворювача джерела напруги, оскільки він використовує зворотний зв'язок за струмом перетворювача та порівнює його із завданнями струму, що надходять від зовнішнього контуру керування.

Зовнішній контур керування визначає сигнали завдання струму i_d^* та i_q^* для внутрішнього контуру регулювання струму. У випадку сонячної електростанції ці сигнали пов'язані з активною та реактивною потужністю.

Для керування активною потужністю частиною системи можуть бути три типи регуляторів: регулятор активної потужності, регулятор напруги постійного струму та регулятор частоти.

Для реактивної потужності також можуть бути спроектовані регулятор реактивної потужності та регулятор напруги змінного струму. У даному випадку регулятор напруги постійного струму та регулятор реактивної потужності розроблені для перевірки динамічних характеристик фотоелектричних генераторів з урахуванням їхніх кривих навантажувальної здатності. Ця схема керування зображена на рисунку 2.7.

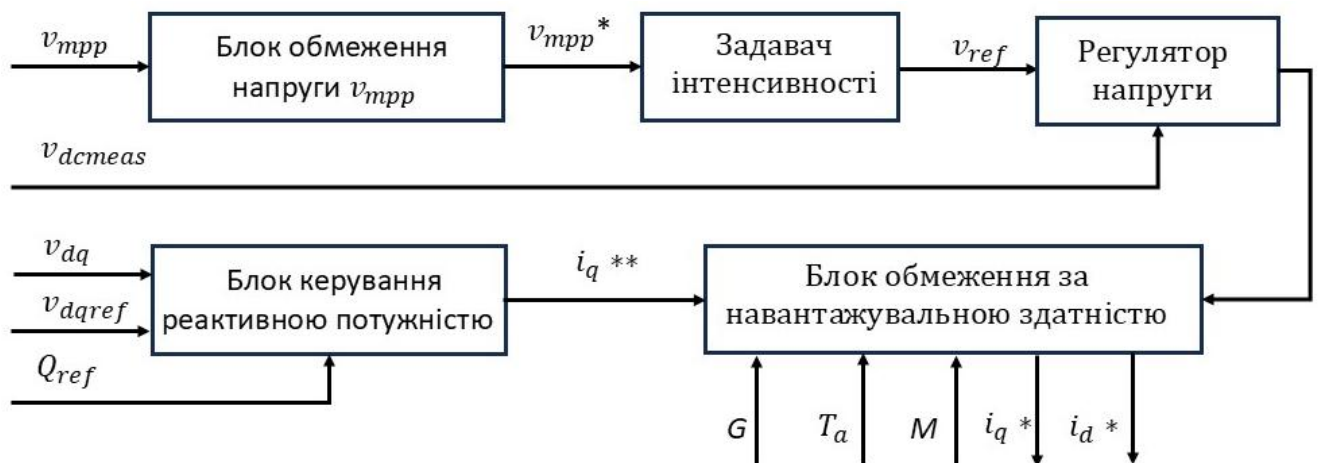


Рисунок 2.7 – Зовнішній контур керування

Роботу схеми можна розділити на три основні етапи:

- канал керування активною потужністю;
- блок формування завдання напруги;
- блок обмеження;

– задавач інтенсивності – це блок із графіком наростання згладжує різкі стрибки завдання напруги від v_{mpp}^* до v_{ref} запобігаючи перехідним процесам з великою амплітудою;

– регулятор напруги;

– канал керування реактивною потужністю.

– блок обмеження за навантажувальною здатністю.

Цей канал відповідає за стабілізацію напруги на шині постійного струму v_{dc} , що є необхідною умовою для передачі активної енергії від сонячних панелей у мережу. До складу каналу керування активною потужністю входять наступні блоки.

На вхід подається розрахована алгоритмом МРРТ напруга точки максимальної потужності v_{mpp} .

Сигнал проходить через обмежувач, який гарантує, що завдання напруги знаходиться в безпечних межах між v_{min} до v_{max} (робочий діапазон інвертора).

Це зазвичай ПІ-регулятор. Він порівнює задану напругу v_{ref} з фактично виміряною на шині v_{dcmeas} . Якщо $v_{dcmeas} > v_{ref}$, що свідчить про надлишок енергії від сонця, регулятор збільшує завдання на активний струм i_d^{**} , щоб "злити" більше енергії в мережу.

Якщо $v_{dcmeas} < v_{ref}$, регулятор зменшує завдання струму. В результаті на виході блоку отримуємо попереднє завдання активного струму i_d^{**} .

Цей канал відповідає за надання допоміжних послуг мережі, а саме підтримка напруги або компенсація реактивної потужності. На вхід блоку керування реактивною потужністю надходять завдання реактивної потужності Q_{ref} або завдання напруги в точці приєднання v_{dqref} , а також виміряна напруга мережі v_{dq} .

Залежно від обраної стратегії (Q-control або V-control), блок розраховує необхідний реактивний струм для досягнення мети. На виході блоку отримуємо попереднє завдання реактивного струму i_q^{**} .

Це критично важливий елемент захисту та керування. Інвертор має

обмеження по максимальному повному струму I_{max} , який він може пропустити через свої транзистори без перегріву.

Блок отримує дані про поточну сонячну радіацію G , температуру T та індекс модуляції M . Ці параметри визначають поточні теплові та електричні межі обладнання. Попередні завдання i_d^{**} та i_q^{**} перевіряються на умову:

$$\sqrt{i_d^{**2} + i_q^{**2}} \leq I_{max}. \quad (2.36)$$

Якщо сумарний вектор струму виходить за межі дозволеного, система зменшує завдання. Зазвичай пріоритет надається активному струму i_d , а реактивний i_q обмежується за залишковим принципом, хоча сучасні Grid Codes можуть вимагати зворотного пріоритету під час аварій.

Сформовані фінальні завдання струмів i_d^* та i_q^* є безпечними для інвертора і передаються на внутрішній контур струму для відпрацювання через ШІМ-модуляцію.

Регулятор напруги постійного струму забезпечує баланс потужності між джерелом (масивом сонячних панелей) та потужністю змінного струму, яка подається в мережу. Для цього основним рівнянням є співвідношення між вхідною та вихідною потужністю у масиві сонячних панелей без втрат:

$$P_{pv} = P_{ac}. \quad (2.37)$$

Для керування використовується ПІ-регулятор, динаміка якого залежить не лише від енергії, накопиченої в конденсаторі, але й від часової реакції алгоритму МРРТ, а також від обмежень, зумовлених інвертором та умовами навколишнього середовища.

Останнім блоком є структура ФАПЧ (фазового автопідлаштування частоти), яка реалізує систему керування зі зворотним зв'язком, завданням якої є узгодження фазового кута між системою координат мережі (dq) та системою

координат перетворювача (dq).

Для цього регулятор повинен вирівняти вектор напруги мережі з однією з двох осей dq . Після отримання кута ФАПЧ напруги та струми можуть бути перетворені з системи координат abc в обертову систему координат dq і навпаки.

Система фазового автопідлаштування частоти - це "очі" інвертора. Без коректної роботи ФАПЧ інвертор не знатиме фази мережі і не зможе синхронно генерувати струм.

У класичному синхронному ФАПЧ систему керування будують так, щоб проекція вектора напруги мережі на вісь q дорівнювала нулю. Це означає, що весь вектор напруги "лягає" на вісь d . Це значно спрощує розрахунки активної та реактивної потужності.

2.3 Висновки до другого розділу

У другому розділі проведено аналіз та розробку математичної моделі сонячної електростанції, що дозволяє досліджувати процеси перетворення енергії та керування системою при роботі на мережу. За результатами проведеного аналізу можна зробити наступні висновки:

Розроблено структурну схему сонячної електростанції, яка відображає ієрархію перетворення енергії: від генерації постійного струму сонячними панелями через інверторне перетворення та підвищувальні трансформатори до точки приєднання до високовольтної мережі.

Обґрунтовано математичну модель масиву сонячних панелей на основі еквівалентної схеми заміщення (однодіодна модель). Отримані аналітичні вирази описують нелінійну залежність вихідного струму та напруги від зміни кліматичних факторів - рівня сонячної радіації та температури. Визначено умови розрахунку максимальної потужності масиву сонячних панелей та напруги холостого ходу для коректного вибору обладнання.

Описано математичну модель інвертора напруги з використанням синусоїдальної широтно-імпульсної модуляції (ШІМ). Встановлено взаємозв'язок між напругою на шині постійного струму та вихідною напругою змінного струму

через коефіцієнт модуляції. Визначено роль конденсатора ланки постійного струму для балансування енергії та згладжування пульсацій, а також функції вихідного дроселя (фільтра) для зниження гармонік та керування потоками потужності.

Проаналізовано систему векторного керування інвертором в обертовій системі координат dq . Показано, що використання каскадної схеми регулювання (із зовнішнім контуром потужності/напруги та внутрішнім контуром струму) дозволяє здійснювати незалежне керування активною та реактивною потужністю, що є критично важливим для виконання вимог мережевих кодексами.

Визначено обмеження навантажувальної здатності сонячної електростанції. Сформульовано умови безпечної роботи інвертора, які враховують обмеження по мінімальній/максимальній вхідній напрузі, максимальному струму транзисторів та тепловому режиму. Ці обмеження інтегровані в структуру зовнішнього контуру керування для запобігання аварійним режимам.

3 ІМІТАЦІЙНА МОДЕЛЬ МЕТОДУ КЕРУВАННЯ СОНЯЧНОЮ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЄЮ

3.1 Особливості імітаційної моделі керування сонячною електростанцією

Для дослідження режимів роботи сонячної електростанції та перевірки ефективності розроблених у другому розділі алгоритмів керування було створено імітаційну модель. Моделювання виконувалося у середовищі Matlab/Simulink з використанням бібліотеки спеціалізованих блоків SimPowerSystems (Simscape Electrical), яка дозволяє моделювати силові електронні та електротехнічні пристрої.

Загальний вигляд розробленої імітаційної моделі методу керування сонячною електростанцією зображено на рисунку 3.1.

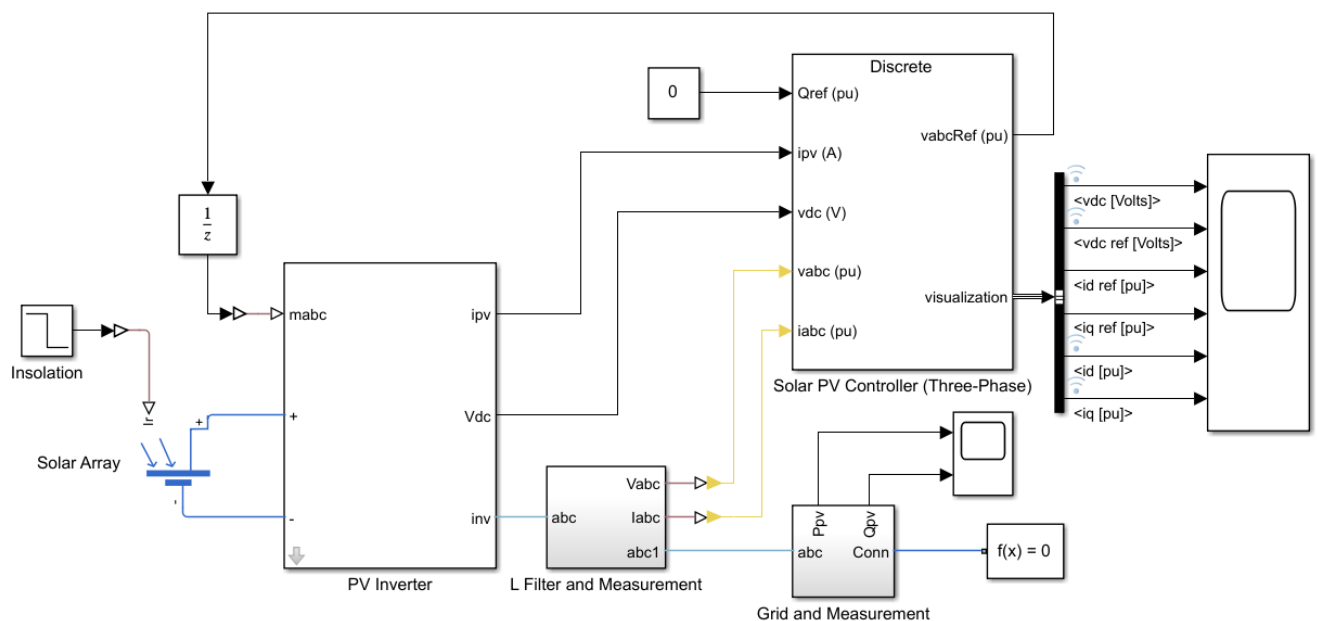


Рисунок 3.1 – Імітаційна модель методу керування сонячною електростанцією в середовищі Matlab/Simulink

Модель складається з наступних основних функціональних блоків, а саме Solar Array, який перекладається українською мовою як масив сонячних панелей.

Блок Solar Array імітує фізичну поведінку сонячних панелей і зображений на рисунку 3.2.

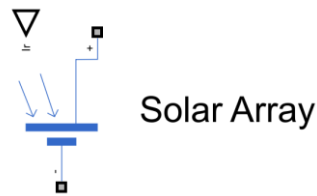


Рисунок 3.2 – Блок Solar Array

На вхід цього блоку Solar Array поступають кліматичні параметри:

– рівень сонячної радіації G , перекладається англійською мовою як Irradiance і вимірюється у $\left[\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}\right]$;

– температура навколишнього середовища T_a , перекладається англійською мовою як Temperature і вимірюється у $^{\circ}\text{C}$.

Вихідними сигналами є постійний струм та напруга, які відповідають вольт-амперним характеристикам і описуються рівняннями (2.1) – (2.10).

В основі математичної моделі блоку лежить еквівалентна схема заміщення сонячного елемента. Використовується уточнена дводіодна модель, перекладається англійською мовою як Two-Diode Model, яка забезпечує вищу точність моделювання порівняно зі спрощеною одnodіодною моделлю.

Вихідний струм елемента I розраховується за трансцендентним рівнянням Кірхгофа, що враховує фотострум I_{ph} , струми насичення діодів I_{s1} , I_{s2} , а також послідовний R_s та паралельний R_p опори.

Для проведення дослідження параметри блоку було налаштовано у відповідності до реальних сонячних панелей, які встановлені на даховій сонячній електростанції Хмельницького національного університету на даху корпусу №4.

На рисунку 3.3 зображена дахова сонячна електростанція Хмельницького національного університету на даху корпусу №4. У даховій сонячній електростанції Хмельницького національного університету на даху корпусу №4 встановлені сонячні панелі Risen Energy RSM60-270.

Технічні характеристики сонячної панелі Risen Energy RSM60-270 для стандартних умов тестування $G = 1000 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$ та $T_a = 25^{\circ}\text{C}$:

– тип сонячної панелі Risen Energy RSM60-270 – полікристалічна;



Рисунок 3.3 – Дахова сонячна електростанція Хмельницького національного університету на даху корпусу №4

- кількість – 60 комірків;
- максимальна потужність $P_{max} = 270\text{Вт}$;
- напруга холостого ходу $V_{oc} = 38,2\text{В}$;
- струм короткого замикання $I_{sc} = 9,2\text{А}$;
- напруга в точці максимальної потужності $V_{mpp} = 31,2\text{В}$;
- струм у точці максимальної потужності $I_{mpp} = 8,66\text{А}$.

Для врахування впливу нагріву панелей на генерацію задано наступні коефіцієнти:

- коефіцієнт напруги $K_v = -0,32 \frac{\%}{^\circ\text{C}}$;
- коефіцієнт струму $K_v = +0,05 \frac{\%}{^\circ\text{C}}$.

У відповідності до технічної документації на дахову сонячна електростанція Хмельницького національного університету на даху корпусу №4, перша черга

сонячної електростанції має загальну встановлену потужність 50 кВт і складається з 180 панелей Risen Energy RSM60-270.

Заповнимо параметри для блоку Solar Array у відповідності до рисунку 3.4.

NAME	VALUE
Modeling option	No thermal port
Selected part	<click to select>
Cell Characteristics	
Parameterize by	By s/c current and o/c voltage, 5 parameter
Short-circuit current, Isc	9.2 A
Open-circuit voltage, Voc	38.2 V
Irradiance used for measurements, Ir0	1000 W/m ²
Quality factor, N	1.3
Series resistance, Rs	0.221 Ohm
Panel Configuration	
Number of series-connected cells per string	20
Number of parallel-connected strings	9
Temperature Dependence	
First order temperature coefficient for Iph...	0.0005 1/K
Energy gap, EG	1.12 eV
Temperature exponent for Is, TXIS1	3
Temperature exponent for Rs, TRS1	0
Measurement temperature	25 degC
Device simulation temperature	25 degC

Рисунок 3.4 – Параметри для блоку Solar Array

Вкладка конфігурація панелі, перекладається англійською мовою як Panel Configuration, налаштовується на загальну потужність станції 50 кВт.

Кількість послідовно-з'єднаних панелей в одному струнгу, перекладається англійською мовою як Number of series-connected cells per string 20.

Звідси можна розрахувати загальну напругу струнгу:

$$V_{string} = 20 \cdot 31,2 = 624\text{В.} \quad (3.1)$$

Кількість паралельно-з'єднаних стрінгів, перекладається англійською мовою як Number of parallel-connected strings 9. Звідси можна розрахувати загальну панелей:

$$N_{panels} = 20 \cdot 9 = 180. \quad (3.2)$$

Блок Solar Array з'єднаний із блоком сонячний інвертор, який перекладається англійською мовою як PV Inverter і зображений на рисунку 3.5.

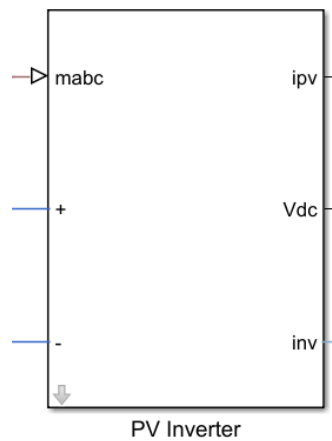


Рисунок 3.5 – Блок PV Inverter

Блок PV Inverter є підсистемою Simulink. Внутрішня структура блоку PV Inverter зображена на рисунку 3.6.

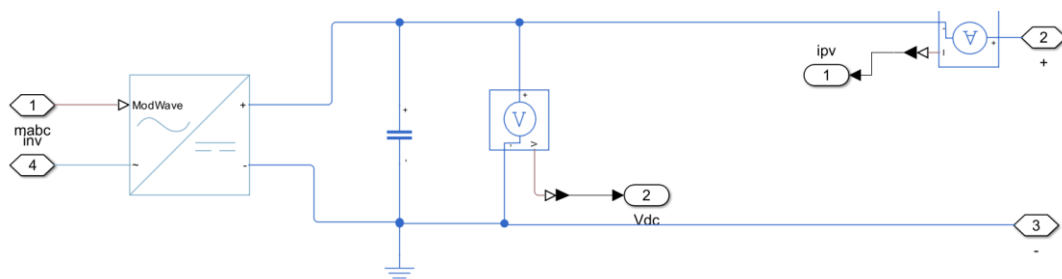


Рисунок 3.6 – Внутрішня структура блоку PV Inverter

Блок PV Inverter виконує функцію перетворення енергії постійного струму (DC), отриманої від масиву сонячних панелей, в енергію змінного струму (AC)

для передачі в мережу. Центральним елементом структурної схеми є блок трифазного мостового інвертора, який зображений на рисунку 3.7.

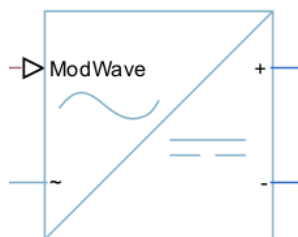


Рисунок 3.7 – Блок трифазного мостового інвертора

На вході інвертора, паралельно шинам постійного струму, встановлено конденсатор. Його функції полягають у підтриманні стабільної напруги V_{dc} для коректної роботи алгоритмів керування, згладжуванні пульсацій напруги, викликаних високочастотною комутацією IGBT-транзисторів та забезпеченні буфера енергії при миттєвих змінах навантаження або інсоляції.

Для реалізації замкнутих контурів керування (векторного керування та МРРТ) у підсистемі встановлено датчики:

- датчик напруги, перекладається англійською мовою як Voltage Measurement і зображений на рисунку 3.8;

- датчик струму, перекладається англійською мовою як Current Measurement і зображений на рисунку 3.9.

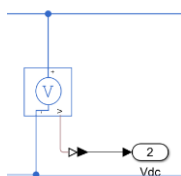


Рисунок 3.8 – Датчик напруги

Датчик напруги вимірює миттєві значення напруги на конденсаторі V_{dc} . Цей сигнал є критично важливим для регулятора напруги зовнішнього контуру та системи захисту.

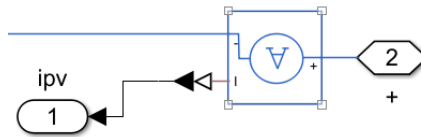


Рисунок 3.9 – Датчик струму

Датчик струму вимірює вихідний струм сонячного масиву i_{pv} . Цей сигнал передається в блок МРРТ для розрахунку поточної потужності генерації.

Силовий міст комутує напругу постійного струму відповідно до сигналів керування m_{abc} , формуючи на виході нарізану імпульсну напругу, яка в середньому за період відповідає синусоїді необхідної частоти та амплітуди.

Далі ця напруга подається на блок L-фільтр і вимірювання, перекладається англійською мовою як L Filter and Measurement. Блок L Filter and Measurement зображений на рисунку 3.10.

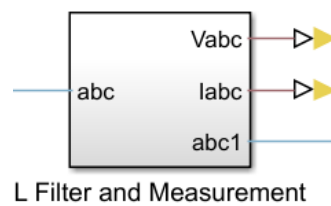


Рисунок 3.10 – Блок L Filter and Measurement

Блок L Filter and Measurement є підсистемою Simulink. Внутрішня структура блоку L Filter and Measurement зображена на рисунку 3.11.

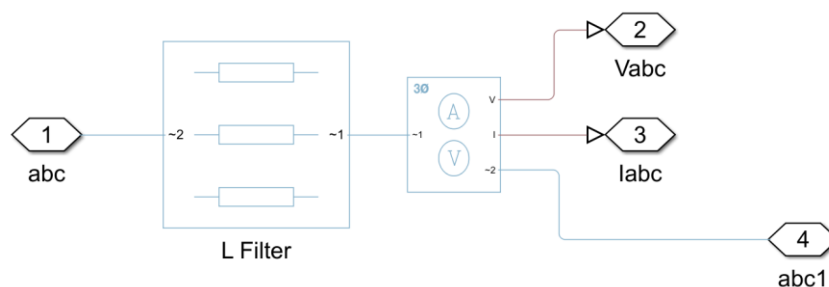


Рисунок 3.11 – Внутрішня структура блоку L Filter and Measurement

Вихідна напруга інвертора, сформована методом ШІМ, має імпульсний характер і містить значну кількість високочастотних гармонік. Для їх придушення та формування синусоїдального струму використовується блок L Filter and Measurement.

Внутрішня структура цього блоку L Filter and Measurement складається з послідовно з'єднаних індуктивностей (L-фільтра) та блоку вимірювання миттєвих значень.

Силовий L-фільтр, перекладається англійською мовою як L Filter. Силовий L-фільтр моделюється за допомогою блоку послідовно-з'єднаних трифазних RLC гілок, перекладається англійською мовою як Three-Phase Series RLC Branch, налаштованого як чисто індуктивний опір і зображений на рисунку 3.12.

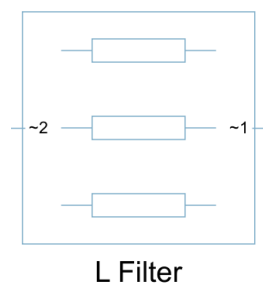


Рисунок 3.12 – Блок Three-Phase Series RLC Branch

Індуктивність згладжує пульсації струму, що виникають внаслідок комутації IGBT-транзисторів, обмежуючи швидкість наростання струму $\frac{di}{dt}$. Це дозволяє перетворити дискретні імпульси напруги інвертора у плавний синусоїдальний струм, придатний для подачі в мережу загального користування.

Після фільтрації встановлено блок вимірювання, перекладається англійською мовою як Three-Phase V-I Measurement, який фіксує миттєві значення фазних напруг та струмів і зображений на рисунку 3.13.

Вихідний сигнал напруги мережі V_{abc} подається на блок фазового автопідлаштування частоти (ФАПЧ) в системі керування для синхронізації інвертора з мережею.

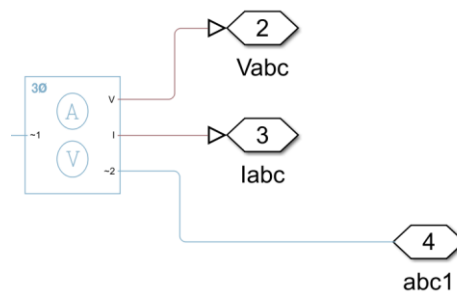


Рисунок 3.13 – Блок Three-Phase V-I Measurement

Вихідний сигнал струму I_{abc} мережі використовується як сигнал зворотного зв'язку для внутрішнього контуру регулювання струму, дозволяючи точно відслідковувати задані значення активної та реактивної потужності. Вихідний порт блоку (abc1) є точкою, яка далі з'єднується з моделлю енергосистеми.

3.2 Імітаційне моделювання методу керування сонячною електростанцією

Імітаційне моделювання методу керування сонячною електростанцією будемо виконувати за допомогою трифазного контролера керування, перекладається англійською мовою як Solar PV Controller (Three-Phase).

На рисунку 3.14 зображено блок Solar PV Controller (Three-Phase), який реалізовано у вигляді підсистемою Simulink. Імітаційна модель підсистеми Solar PV Controller (Three-Phase) зображена на рисунку 3.15.

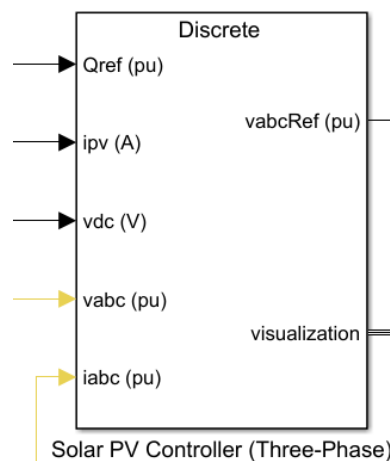


Рисунок 3.14 – Блок Solar PV Controller (Three-Phase)

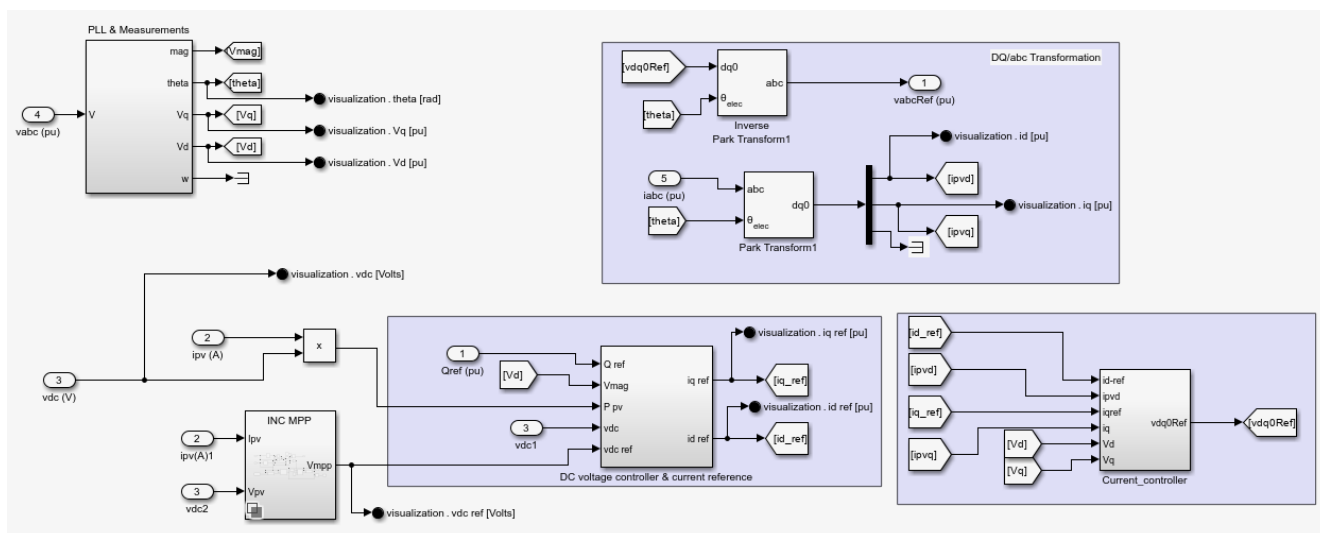


Рисунок 3.15 – Імітаційна модель підсистеми Solar PV Controller (Three-Phase)

Імітаційна модель підсистеми Solar PV Controller (Three-Phase) реалізує стратегію векторного керування в орієнтованій за напругою мережі системі координат dq. Імітаційна модель підсистеми Solar PV Controller (Three-Phase) складається з п'яти основних функціональних блоків.

Першим є блок відстеження точки максимальної потужності методом інкрементної провідності, перекладається англійською мовою як Incremental Conductance INC MPP.

Цей блок реалізує алгоритм інкрементної провідності та зображений на рисунку 3.16.

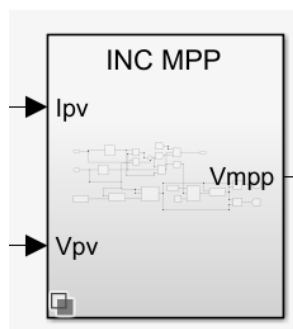


Рисунок 3.16 – Блок INC MPP

Він приймає на вхід виміряні значення струму I_{pv} та напруги V_{pv} масиву сонячних панелей і розраховує оптимальне значення напруги V_{mpp} , при якій

потужність генерації буде максимальною. Це значення стає завданням V_{DCref} для зовнішнього контуру керування.

На рисунку 3.17 зображено блок INC MPP, який реалізовано у вигляді підсистемою Simulink.

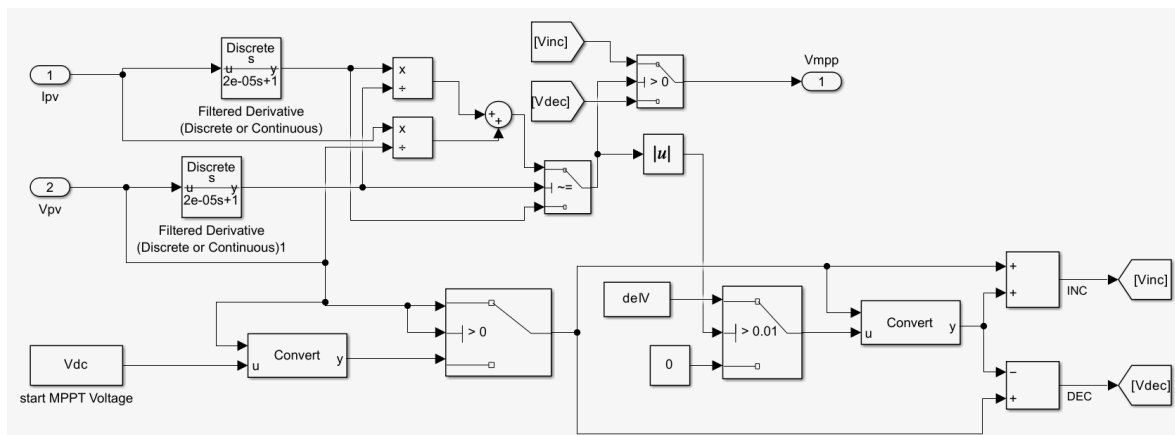


Рисунок 3.17 – Імітаційна модель підсистеми INC MPP

Метод інкрементної провідності базується на тому факті, що похідна потужності фотоелектричного масиву сонячних панелей по напрузі $\frac{dP}{dV}$ дорівнює нулю в точці максимальної потужності (ТМП).

Похідна потужності фотоелектричного масиву сонячних панелей по напрузі має додатній знак зліва від точки максимальної потужності та від'ємний знак справа від точки максимальної потужності. Математично це виражається через співвідношення провідності $\frac{I}{V}$ та інкрементній провідності $\frac{dI}{dV}$:

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(V \cdot I)}{dV} = I + V \cdot \frac{dI}{dV} = 0; \quad (3.3)$$

$$I + V \cdot \frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V}. \quad (3.4)$$

Імітаційна модель реалізує алгоритм інкрементної провідності наступним чином. Блоки диференціювання та фільтрації, перекладаються англійською мовою як Filtered Derivative, зображені на рисунку 3.18.

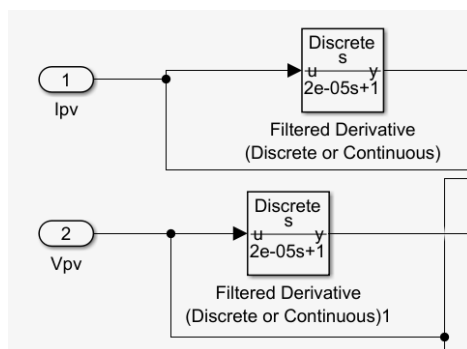


Рисунок 3.18 – Блоки Filtered Derivative

Вхідні сигнали струму I_{pv} (порт 1) та напруги V_{pv} (порт 2) подаються на блоки дискретного диференціювання з передавальною функцією $\frac{s}{2e^{-5}s+1}$. Ці блоки обчислюють швидкість зміни струму dI та напруги dV в часі.

Вбудований фільтр низьких частот (інерційна ланка першого порядку) дозволяє згладити високочастотні шуми вимірювання, запобігаючи хибним спрацьовуванням алгоритму при комутаційних завадах.

Обчислення похідної потужності.

Наступна група блоків (множники та суматор) виконує перевірку знаку похідної потужності за формулою:

$$S = \frac{dI}{dt} \cdot V_{pv} + \frac{dV}{dt} \cdot I_{pv}. \quad (3.5)$$

Ця сума $dI \cdot V_{pv} + dV \cdot I_{pv}$ є чисельним еквівалентом зміни потужності dP . Якщо сума дорівнює нулю, система знаходиться в точці максимальної потужності. Якщо сума відмінна від нуля, алгоритм визначає напрямок необхідного зсуву напруги.

Логіка прийняття рішень.

Система перемикачів аналізує отримані значення похідних. Перший перемикач перевіряє, чи відбулася зміна напруги $dV \neq 0$. Якщо напруга не змінювалась, перевіряється лише зміна струму. Наступні логічні блоки порівнюють знак зміни провідності зі знаком миттєвої провідності.

Зона нечутливості.

Для підвищення стійкості роботи в сталому режимі реалізовано пороговий елемент (блок порівняння $> 0,01$ та модуль abs). Він перевіряє, чи перевищує зміна напруги мінімальний поріг. Це дозволяє уникнути постійних осциляцій навколо точки максимуму, коли зміни вхідних параметрів є незначними.

Формування вихідних сигналів (INC/DEC).

На виході підсистеми формуються два керуючі сигнали.

Сигнал для збільшення опорної напруги V_{DCref} , перекладаються англійською мовою як Increment INC, якщо робоча точка знаходиться зліва від максимуму.

Сигнал для зменшення опорної напруги V_{DCref} , перекладаються англійською мовою як Decrement DEC, якщо робоча точка знаходиться справа від максимуму.

Ці сигнали далі інтегруються для отримання плавного завдання напруги V_{mpp} (порт виходу 1), яке передається на регулятор напруги зовнішнього контуру. Використання такої схеми забезпечує високу точність відстеження та швидку динамічну реакцію на зміни освітленості порівняно з класичним методом "Збурення та спостереження".

Другим є блок фазової автопідстройки частоти (ФАПЧ) та вимірювань, перекладається англійською мовою як PLL & Measurements. Цей блок є критично важливий для синхронізації інвертора з мережею та зображений на рисунку 3.19.

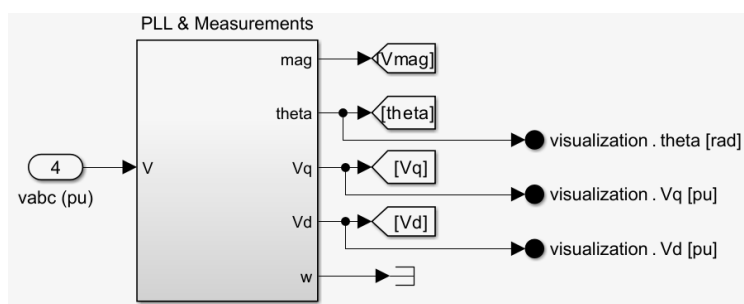


Рисунок 3.19 – Блок PLL & Measurements

На рисунку 3.20 зображено блок PLL & Measurements, який реалізовано у вигляді підсистемою Simulink.

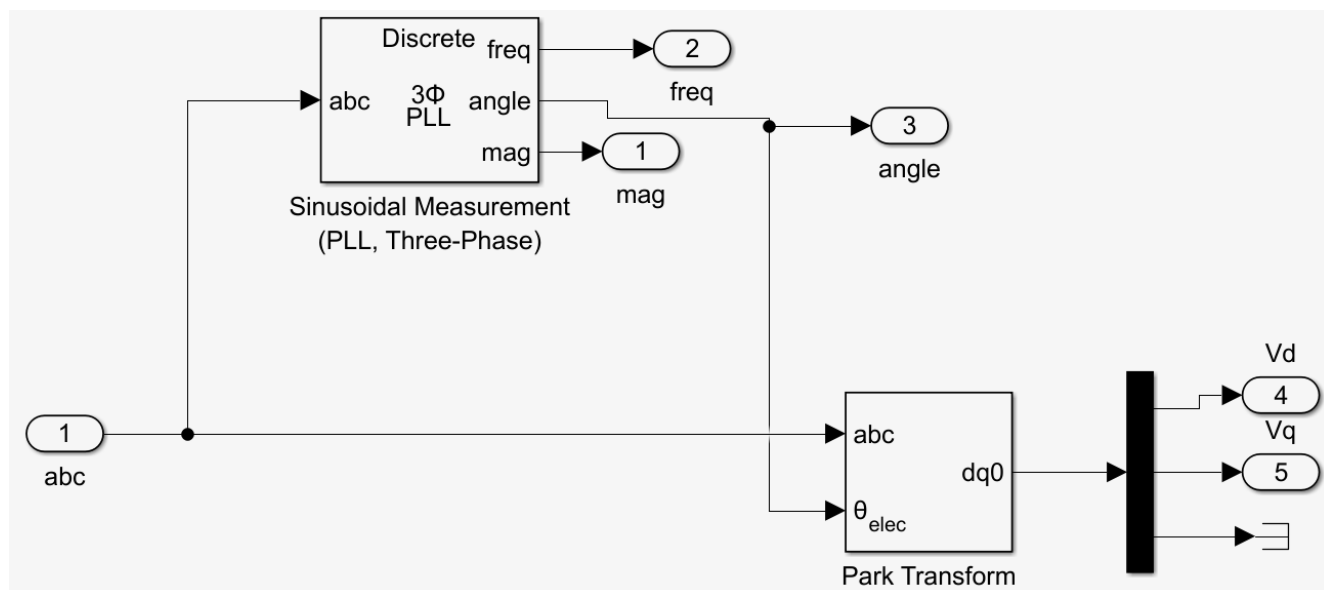


Рисунок 3.20 – Імітаційна модель підсистеми PLL & Measurements

Імітаційна модель підсистеми PLL & Measurements виділяє фазовий кут напруги мережі θ , який використовується для перетворень Парка. Також тут відбувається розкладання трифазної напруги abc на складові V_d та V_q . Завдяки ФАПЧ, інвертор завжди подає струм, синхронізований з частотою та фазою мережі.

Третім є блок регулятора напруги DC та формування завдань струму, перекладається англійською мовою як DC Voltage Controller & Current Reference. Це зовнішній контур керування, який зображений на рисунку 3.21.

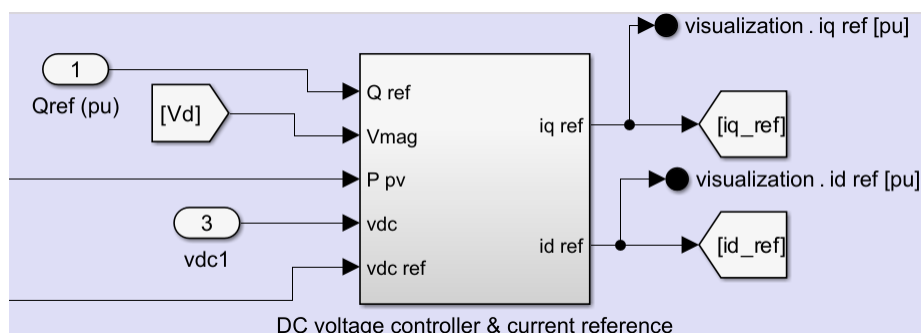


Рисунок 3.21 – Блок DC Voltage Controller & Current Reference

На рисунку 3.22 зображено блок DC Voltage Controller & Current Reference, який реалізовано у вигляді підсистемою Simulink.

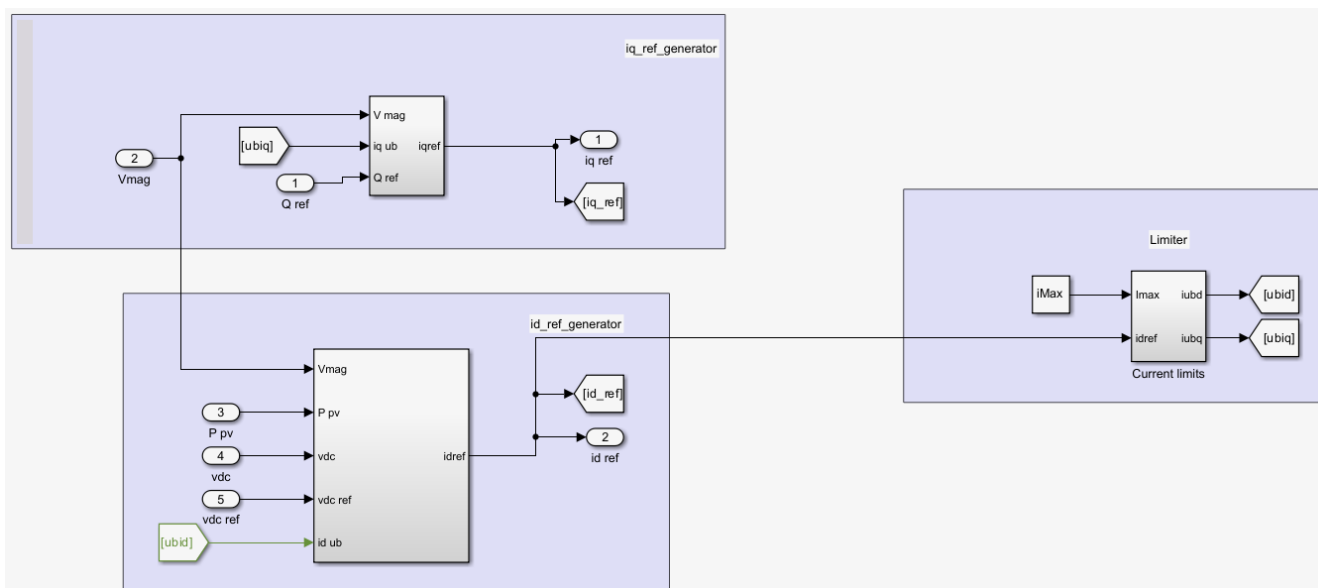


Рисунок 3.22 – Імітаційна модель підсистеми DC Voltage Controller & Current Reference

Блок DC Voltage Controller & Current Reference виконує дві функції:

- підтримує напругу на конденсаторі V_{dc} на рівні, заданому блоком MPPT, шляхом формування завдання активного струму I_{d_ref} ;
- формує завдання реактивного струму I_{q_ref} на основі входу Qref.

Блок використовує ПІ-регулятор для мінімізації помилки напруги.

Четвертим є блок перетворення Парка1, перекладається англійською мовою як Park Transform1 і зображений на рисунку 3.23.

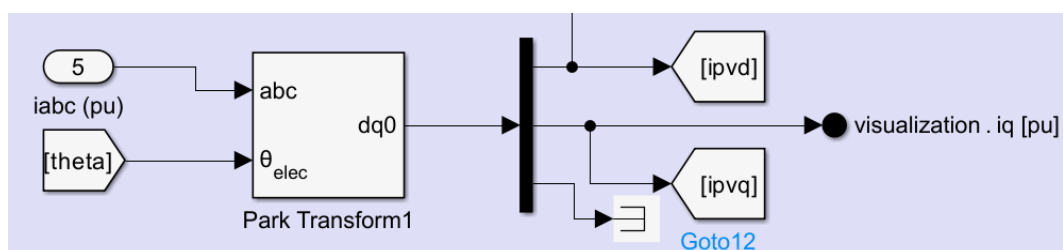


Рисунок 3.23 – Блок Park Transform1

На рисунку 3.24 зображено блок Park Transform1, який реалізовано у вигляді підсистемою Simulink.

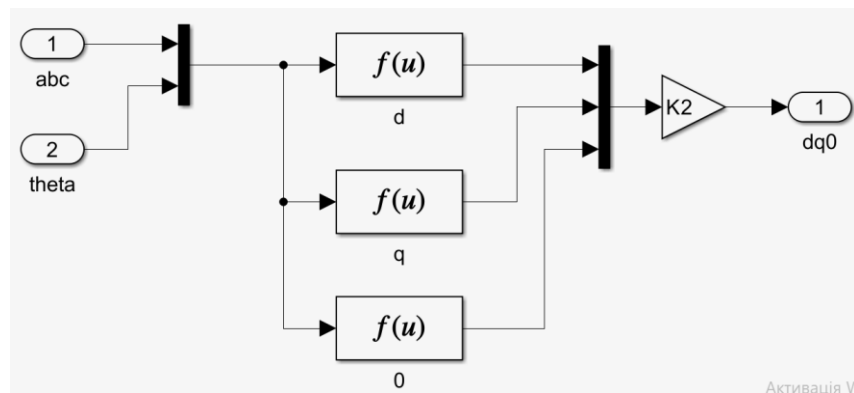


Рисунок 3.24 – Імітаційна модель підсистеми Park Transform1

Блок Park Transform1 перетворює виміряні змінні трифазні струми мережі i_{abc} у постійні струми в обертовій системі координат i_d та i_q . Це дозволяє використовувати класичні лінійні ПІ-регулятори для керування змінним струмом.

П'ятим є блок регулятора струму, перекладається англійською мовою як Current Controller і зображений на рисунку 3.25.

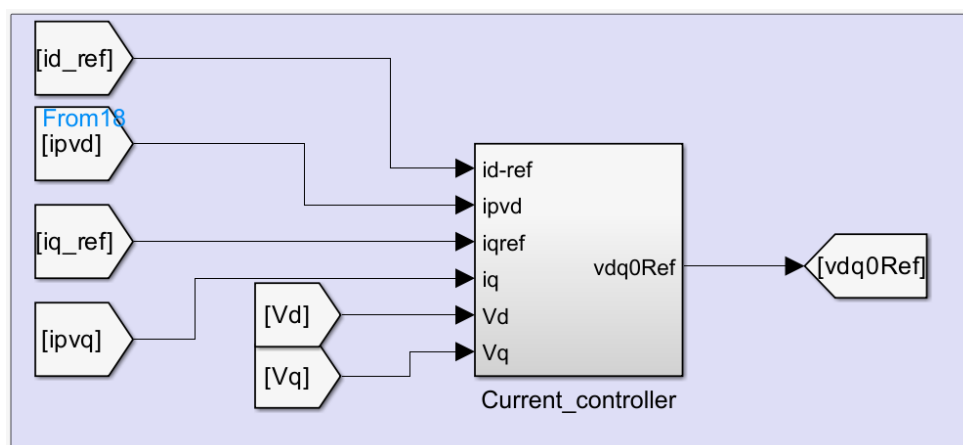


Рисунок 3.25 – Current Controller

На рисунку 3.26 зображено блок Current Controller, який реалізовано у вигляді підсистемою Simulink.

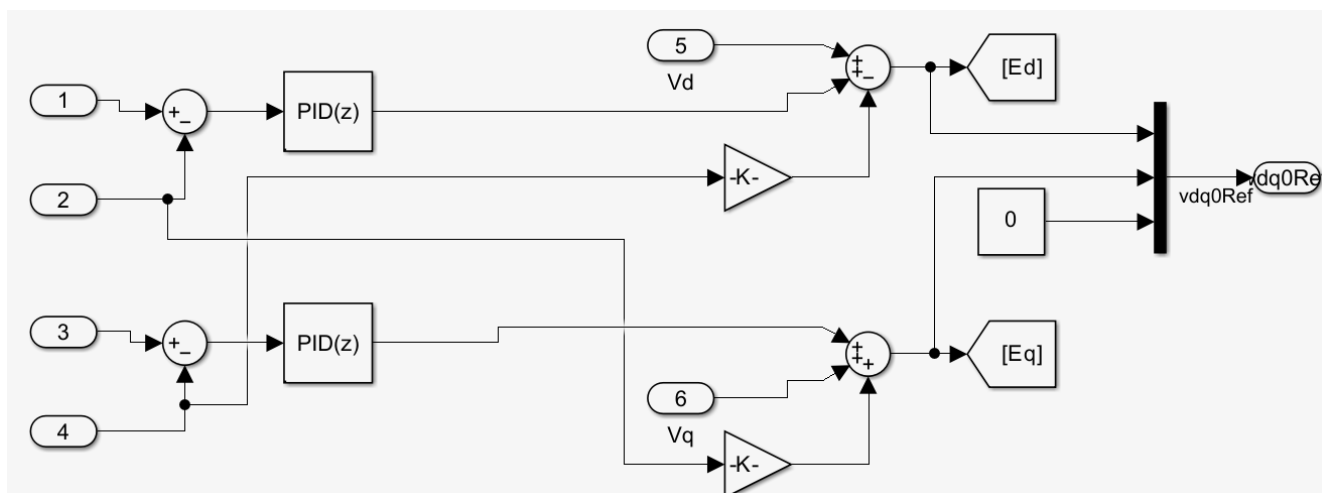


Рисунок 3.26 – Імітаційна модель підсистеми Current Controller

Імітаційна модель підсистеми Current Controller є внутрішнім контуром регулювання, який є найбільш швидкодіючою частиною системи векторного керування. Він порівнює задані значення струмів i_{d_ref} та i_{q_ref} з реальними i_d та i_q та формує керуючі напруги v_d та v_q .

Схема складається з двох ідентичних незалежних каналів регулювання (верхній для осі d, нижній для осі q) і використовує принцип векторного керування з компенсацією перехресних зв'язків.

Алгоритм роботи блоку включає наступні етапи:

- формування сигналу розузгодження (помилки);
- ПД-регулювання блок PID(z);
- компенсація перехресних зв'язків;
- компенсація напруги мережі.

На входніх суматорах відбувається порівняння заданих значень струму (порти 1 та 3) з вимірними значеннями (порти 2 та 4).

Отримані сигнали помилки надходять на дискретні пропорційно-інтегральні регулятори (ПД). Вони забезпечують нульову сталу помилку в усталеному режимі. Вихід регулятора є основною складовою керуючої напруги.

У системі координат dq осі d та q магнітно пов'язані через індуктивність вихідного фільтра L. Зміна струму в одній осі викликає збурення в іншій (наводиться ЕРС обертання ωL_i).

Щоб усунути цей вплив і керувати струмами незалежно, в схемі реалізовано перехресні зв'язки (трикутні підсилювачі К). До контуру осі d додається компенсуючий сигнал, пропорційний струму i_q (зі знаком мінус).

До контуру осі q додається компенсуючий сигнал, пропорційний струму i_d (зі знаком плюс). Коефіцієнт підсилення К в даному випадку відповідає реактивному опору дроселя на основній частоті $X_L = \omega L$.

Для покращення реакції на збурення з боку мережі, до виходу регуляторів додаються виміряні складові напруги мережі v_d (порт 5) та v_q (порт 6). Це дозволяє інвертору миттєво "підлаштовувати" свою вихідну напругу під напругу мережі, не чекаючи реакції інтегральної складової ПІ-регулятора.

Далі ці напруги проходять через блок зворотнього перетворення Парка1, перекладається англійською мовою як Inverse Park Transform1, який зображений на рисунку 3.27.

На рисунку 3.28 зображено блок Inverse Park Transform1, який реалізовано у вигляді підсистемою Simulink.

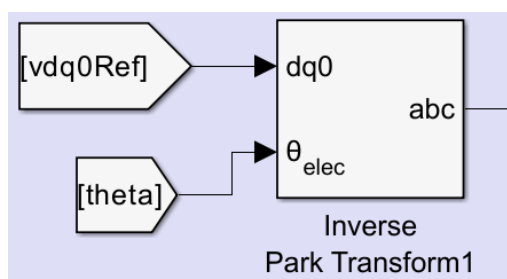


Рисунок 3.27 – Блок Inverse Park Transform1

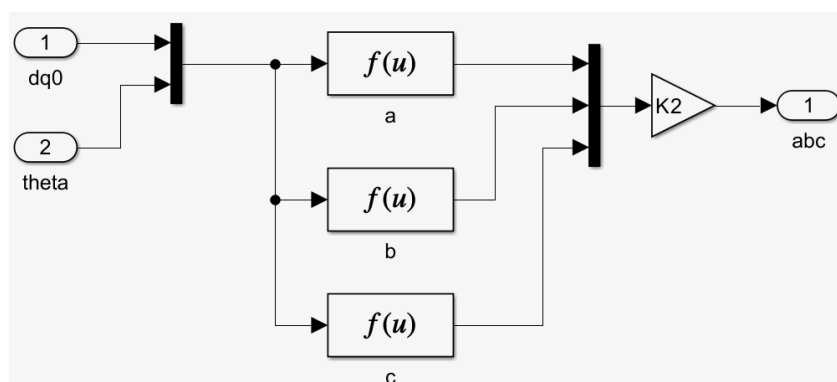


Рисунок 3.28 – Імітаційна модель підсистеми Inverse Park Transform1

Сигнал dq перетворюються на сигнал $vabc$, який керує шпаруватістю імпульсів інвертора. Для реєстрації, відображення та аналізу динамічних процесів, які протікають у системі під час моделювання, використано блок візуалізації Score, зображений на рисунку 3.29.

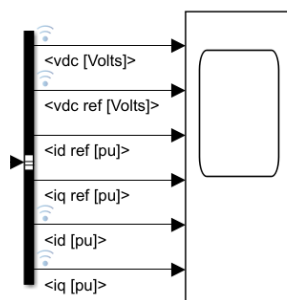


Рисунок 3.29 – Блок Score

У розробленій моделі він виконує функцію багатоканального цифрового осцилографа. Блок налаштований на приймання та відображення ключових параметрів роботи сонячної електростанції, які згруповані за фізичним змістом.

3.3 Висновки до третього розділу

У середовищі Matlab/Simulink з використанням бібліотеки SimPowerSystems розроблено комплексну імітаційну модель системи керування сонячною електростанцією. Модель об'єднує силову частину (масив сонячних панелей, інвертор, фільтр та мережу), а також цифрову систему керування, яка дозволяє досліджувати динамічні процеси генерації електроенергії.

Реалізовано математичну модель масиву сонячних панелей на основі уточненої дводіодної схеми заміщення, що забезпечує високу точність відтворення вольт-амперних характеристик. Параметри моделі адаптовано до реального генеруючого обладнання дахової СЕС Хмельницького національного університету (корпус №4): налаштовано конфігурацію масиву потужністю 50 кВт на базі полікристалічних панелей Risen Energy RSM60-270.

Впроваджено стратегію векторного керування інвертором в орієнтованій за вектором напруги мережі системі координат dq . Реалізована каскадна структура регулювання, що включає зовнішній контур стабілізації напруги DC-шини та швидкодіючий внутрішній контур струму, дозволяє здійснювати незалежне керування активною та реактивною потужністю станції.

Для забезпечення максимальної енергоефективності застосовано алгоритм відстеження точки максимальної потужності методом інкрементної провідності. Розроблена підсистема INC MPP забезпечує точний розрахунок опорної напруги на основі аналізу похідних потужності, що дозволяє адаптуватися до змінних кліматичних умов.

У контурі регулювання струму реалізовано механізм компенсації перехресних зв'язків та компенсації збурень від напруги мережі. Це дозволило усунути взаємний вплив між каналами активного d та реактивного q струму, підвищити стійкість системи та покращити динамічні характеристики перетворювача при роботі на мережу.

4 ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДУ КЕРУВАННЯ СОНЯЧНОЮ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЄЮ

4.1 Особливості експериментального дослідження методу керування сонячною електростанцією

Для експериментального дослідження режимів роботи сонячної електростанції та перевірки ефективності розроблених у другому розділі алгоритмів керування було створено імітаційну модель. Моделювання виконувалося у середовищі Matlab/Simulink з використанням бібліотеки спеціалізованих блоків Simscape Electrical (раніше називалася SimPowerSystems), яка дозволяє моделювати силові електронні та електротехнічні пристрої.

Параметри моделі задаються програмно через скрипт ініціалізації (m-файл), що дозволяє гнучко налаштувати конфігурацію станції.

```
% Grid Parameters
grid.voltage=400;      % Actual supply L-L voltage in volts
grid.frequency=50;   % Supply frequency in hertz

% PV Inverter Parameters
imax=1.2;             % Current limit of inverter in pu
vdc=1.25*(grid.voltage*sqrt(2)*2/(1*sqrt(3))); % DC voltage of inverter in volts
c=10.5e-4;            % DC capacitance in farads
l=1e-3;              % AC filter inductance in henries

% PV Cell Parameters
solarcell.diodeSaturationCurrent=3.15e-07; % Cell diode saturation current in amperes
solarcell.solarGeneratedCurrent_AM=3.80;   % Light generated current in amperes
solarcell.qualityFactori=1.4;              % Quality factor1
solarcell.qualityFactorj=2;                % Quality factor2
solarcell.seriesResistance=0.0042;         % Cell series resistance in ohms
solarcell.parallelResistance=10.1;         % Cell parallel resistance in ohms
solarcell.tempCofficient=0.000805;        % Cell temperature coefficient
solarcell.Eg=1.14;                         % Cell energy gap in electron volts
solarcell.temparatureExponent_Is1=3.38;    % Temperature exponent of solar cell
solarcell.temparatureExponent_Is2=3;       % Temperature exponent of solar cell
solarcell.temparatureExponent_Rs=0;        % Temperature exponent of solar cell
solarcell.temparatureExponent_Rp=0;        % Temperature exponent of solar cell
solarcell.measurementTemperature=25;       % Temperature of solar cell in degrees celcius
solarcell.deviceTemperature=25;           % Simulation temperature in degrees celcius

% PV Panel and Array Parameters
panel.nseriesCellPanel=150;                % Number of series cells in an panel
panel.nparallelStringsPanel=10;           % Number of parallel cells in an panel

% Solar Array for 60 kWp Power
array.nseriespanelsPerString=12;          % Number of series panels
```

```

array.nparallelStrings=2;           % Number of parallel strings to produce 60 kWp
Power

% Current Controller Gains
kpic=1; % Proportional gain
kiic=250; % Integral gain

% Voltage Controller Gains
kpv=0.4; % Proportional gain
kiv=3; % Integral gain

% MPPT Parameters
mPPT.initialVoltage=850; % Initial voltage in volts
mPPT.settlingTime=1e-5; % MPPT settling time in seconds
mPPT.stepSize=10; % MPPT algorithm step size in volts

% PLL Gains
kppll=200; % Proportional gain
kipll=2000; % Integral gain

% System Base
kVbase=400; % Base voltage in volts
mVAbase=1e5; % Base power in volt-amperes
zbase=(kVbase)^2/mVAbase; % Calculated impedance base in ohms
vdcbase=1e3; % DC bus base voltage in volts

% Simulation Time
Ts=50e-6; % Simulation step size in seconds
T=4; % Total simulation time in seconds

```

Налаштування параметрів імітаційної моделі здійснюється за допомогою скрипта ініціалізації в середовищі Matlab. Код скрипта розділено на логічні блоки, кожен з яких відповідає за окрему підсистему сонячної електростанції, а саме параметри електричної мережі (Grid Parameters).

Блок задає характеристики мережі, до якої підключається інвертор:

- grid.voltage = 400 – діюче значення лінійної напруги мережі 400 В;
- grid.frequency = 50 – промислова частота мережі 50 Гц;
- параметри сонячного інвертора (PV Inverter Parameters).

У цьому блоці визначаються характеристики силової частини перетворювача та вихідного фільтра:

- imax = 1,2 – обмеження вихідного струму інвертора на рівні 1,2 від номінального значення (захист від перевантаження);
- vdc – розрахункове значення напруги ланки постійного струму.

Формула $vdc=1.25*(grid.voltage*\sqrt{2})^2/(1*\sqrt{3}))$ автоматично обчислює необхідну напругу DC-шини, яка має бути вищою за амплітудне значення лінійної

напруги мережі для забезпечення коректної широтно-імпульсної модуляції без переходу в зону перемодуляції.

Величина $c = 10.5e-4$ визначає ємність конденсатора ланки постійного струму 1050 мкФ, що забезпечує стабілізацію напруги V_{dc} .

$L = 1e-3$ – індуктивність вихідного фільтра 1 мГн, необхідна для згладжування пульсацій струму.

Параметри фотоелектричного елемента (PV Cell Parameters).

Ці змінні описують фізичні властивості напівпровідникової структури сонячної комірки в рамках дводіодної моделі:

- `solarcell.diodeSaturationCurrent` – струм насичення діода I_{sat} ;
- `solarcell.solarGeneratedCurrent_AM` – фотострум I_{ph} при стандартних умовах;
- `solarcell.seriesResistance` R_s та `solarcell.parallelResistance` R_p – послідовний та паралельний опори втрат;
- `solarcell.qualityFactor` – коефіцієнти ідеальності діодів;
- `solarcell.Eg` – ширина забороненої зони напівпровідника 1.14 еВ.

Ці параметри дозволяють моделі точно відтворювати вольт-амперну характеристику (ВАХ) панелі.

Конфігурація масиву (PV Panel and Array Parameters).

Визначає структуру з'єднань комірок та панелей для досягнення необхідної потужності 60 кВт:

- `panel.nseriesCellPanel` = 150 – кількість послідовних комірок в одній віртуальній панелі;
- `array.nseriespanelsPerString` = 12 – кількість панелей у стрінгу (послідовному ланцюзі), що формує вихідну напругу;
- `array.nparallelStrings` = 2 – кількість паралельних стрінгів, що забезпечує сумарний струм масиву.

Налаштування регуляторів (Controller Gains).

Задаються коефіцієнти пропорційно-інтегральних (ПІ) регуляторів системи керування:

- регулятор струму (Current Controller);
- регулятор напруги (Voltage Controller);
- ФАПЧ (PLL Gains).

Пропорційний коефіцієнт $k_{p\text{ic}} = 1$, інтегральний $k_{i\text{ic}} = 250$. Високі значення забезпечують швидку реакцію внутрішнього контуру.

Пропорційний $k_{p\text{v}} = 0.4$, інтегральний $k_{i\text{v}} = 3$. Менші значення забезпечують стабільність зовнішнього контуру DC-шини.

Коефіцієнти $k_{p\text{pll}} = 200$ та $k_{i\text{pll}} = 2000$ налаштовані для надійної синхронізації з фазою мережі.

Параметри MPPT (MPPT Parameters) відповідають налаштування алгоритму пошуку точки максимальної потужності:

- $\text{mPPT.initialVoltage} = 850$ – початкове наближення напруги 850 В;
- $\text{mPPT.stepSize} = 10$ – крок зміни напруги при пошуку 10 мВ.

Базові величини системи (System Base).

Використовуються для перерахунку фізичних величин у відносні одиниці (per unit - p.u.), що спрощує аналіз системи:

- $\text{mVbase} = 1\text{e}5$ – базова повна потужність 100 кВА;
- $\text{kVbase} = 400$ – базова напруга 400 В.

Параметри симуляції (Simulation Time):

- $T_s = 50\text{e-}6$ – крок дискретизації моделі 50 мкс;
- $T = 4$ - загальний час моделювання 4 с.

Цей параметр визначає частоту роботи дискретних контролерів 20 кГц.

Для автоматизації проведення експериментів та графічного відображення отриманих осцилограм розроблено частину програмного коду.

```
%% Plot Description:
% The plot below shows the requested and measured power and voltage for the test.
% Generate simulation results
sim('ControlThreePhaseSolarInverter'); % Run simulation
% Reuse figure if it exists, else create new figure
```

```

if ~exist('h1_PVControllerdemo', 'var') || ...
    ~isgraphics(h1_PVControllerdemo, 'figure')
    h1_PVControllerdemo = figure('Name', 'ControlThreePhaseSolarInverter');
end
figure(h1_PVControllerdemo)
clf(h1_PVControllerdemo)
% Get simulation results
vdcmeas=logout_PVControllerdemo{1}.Values.Data;
vdceref=logout_PVControllerdemo{2}.Values.Data;
time=logout_PVControllerdemo{1}.Values.Time;
activePower=logout_PVControllerdemo{6}.Values.Data;
reactivePower=logout_PVControllerdemo{5}.Values.Data;
% Plot results
simlog_handles(1) = subplot(3, 1, 1);
plot(time, vdcmeas, 'LineWidth', 1)
grid on
title('DC Bus Voltage')
ylabel('Voltage (V)')
simlog_handles(2) = subplot(3, 1, 2);
plot(time, activePower, 'LineWidth', 1)
grid on
title('PV Inverter Real Power Output')
ylabel('Real Power (W)')
simlog_handles(3) = subplot(3, 1, 3);
plot(time, reactivePower, 'LineWidth', 1)
grid on
title('PV Inverter Reactive Power Output')
ylabel('Reactive Power (VARs)')
xlabel('Time (s)');
linkaxes(simlog_handles, 'x')

```

Алгоритм роботи скрипта включає наступні етапи:

- запуск моделювання;
- підготовка графічного інтерфейсу.

Команда `sim('ControlThreePhaseSolarInverter')` ініціює розрахунок імітаційної моделі Simulink з параметрами, заданими у блоці ініціалізації. Це дозволяє запускати процес безпосередньо з редактора коду без необхідності ручного відкриття вікна моделі.

Блок коду з перевіркою `if ~exist('h1_PVControllerdemo', 'var') || ~isgraphics(h1_PVControllerdemo, 'figure') h1_PVControllerdemo = figure('Name', 'ControlThreePhaseSolarInverter');` відповідає за керування вікнами.

Він перевіряє, чи вже існує відкрите вікно з іменем `ControlThreePhaseSolarInverter`. Якщо ні – створюється нове, якщо так – використовується існуюче, а його вміст очищується командою `clf`.

Це запобігає дублюванню вікон при багаторазовому запуску симуляції.

Експорт та обробка даних.

Після завершення симуляції результати зберігаються у робочому просторі Matlab у структурі `logout_PVControllerdemo`.

Скрипт витягує з цієї структури необхідні масиви даних:

– `vdsmcas` – вектор вимірених значень напруги на шині постійного струму V_{dc} ;

– `activePower` – вектор значень активної потужності P , що генерується в мережу;

– `reactivePower` – вектор значень реактивної потужності Q ;

– `time` – вектор часу моделювання.

Побудова графіків.

Візуалізація реалізована за допомогою функції `subplot`, яка розділяє графічне вікно на три області для зручного співставлення процесів у часі:

– графік DC Bus Voltage.

– графік PV Inverter Real Power Output;

– графік PV Inverter Reactive Power Output.

Відображає динаміку напруги на конденсаторі ланки постійного струму. Дозволяє оцінити якість роботи регулятора напруги та стабільність підтримання заданого рівня V_{dc} .

Показує миттєву активну потужність інвертора у Ватах Вт. Цей графік демонструє ефективність роботи алгоритму MPPT та реакцію системи на зміну інсоляції.

Відображає реактивну потужність у вольт-амперах реактивних VAR. Дозволяє перевірити, чи забезпечує інвертор нульовий рівень реактивної потужності (unity power factor) або чи виконує він команди диспетчера на генерацію/споживання реактивної енергії.

Синхронізація осей.

Команда `linkaxes(simlog_handles, 'x')` програмно пов'язує осі часу всіх трьох графіків. Це означає, що при масштабуванні (zoom) одного графіка, інші

автоматично масштабуються синхронно, що значно полегшує аналіз перехідних процесів та взаємного впливу параметрів.

4.2 Експериментального дослідження методу керування сонячною електростанцією

Експериментальне дослідження проводилося шляхом запуску імітаційної моделі з параметрами, описаними у п. 4.1. Загальний час моделювання склав $T=4$ с. Метою експерименту була перевірка стійкості системи керування, точності відстеження точки максимальної потужності (MPPT) та якості вихідної енергії при роботі на мережу.

На рисунку 4.1 наведено часову діаграму напруги на конденсаторі ланки постійного струму V_{dc} .

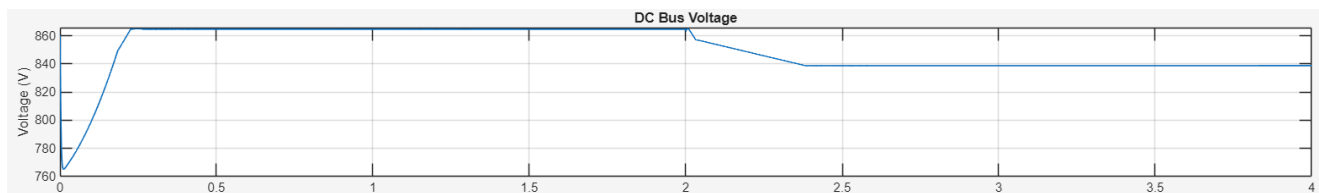


Рисунок 4.1 - Часова діаграма напруги на конденсаторі ланки постійного струму V_{dc}

Графік ілюструє роботу зовнішнього контуру регулювання напруги та алгоритму MPPT протягом 4 секунд моделювання. На початку симуляції спостерігається короткочасний "провал" напруги до рівня приблизно 765 В.

Це пояснюється моментом підключення інвертора до мережі та початком відбору потужності, що призводить до часткового розряду конденсатора DC-шини. Однак, завдяки дії ПІ-регулятора напруги, система швидко компенсує це збурення. Напруга відновлюється до робочого рівня за час 0,25 с, що свідчить про високу швидкодію системи.

Перший усталений режим від 0,3 с до 2,0 с.

У цьому інтервалі напруга стабілізується на рівні 865 В. Це значення відповідає точці максимальної потужності для поточних умов інсоляції (в даній моделі це відповідає стандартним умовам 1000 Вт/м²). Графік демонструє відсутність значних пульсацій, що підтверджує правильний розрахунок ємності конденсатора $C = 1050$ мкФ та ефективність згладжування.

У момент часу $t=2,0$ с відбувається зміна режиму роботи, викликана зовнішнім збуренням (у стандартному сценарії тестування цієї моделі це стрибкоподібна зміна інсоляції або температури). Алгоритм MPPT реагує на зміну параметрів генерації та обчислює нове завдання для напруги.

Другий усталений режим від 2,4 с до 4,0 с.

Після перехідного процесу, який триває близько 0,4 с, напруга встановлюється на новому рівні приблизно 840 В. Плавний перехід без значного перерегулювання та коливань свідчить про стійкість контуру регулювання. Система успішно адаптувалася до нових умов, утримуючи напругу в межах, необхідних для коректної роботи інвертора (вище амплітуди лінійної напруги мережі).

Аналіз графіка V_{dc} підтверджує, що розроблена система керування забезпечує надійну стабілізацію напруги на вході інвертора як в стаціонарних режимах, так і при динамічній зміні параметрів навколишнього середовища.

На рисунку 4.2 наведено часову залежність активної потужності P , яка генерується сонячною електростанцією в мережу. Графік дозволяє оцінити енергетичну ефективність системи та роботу алгоритму відстеження точки максимальної потужності.

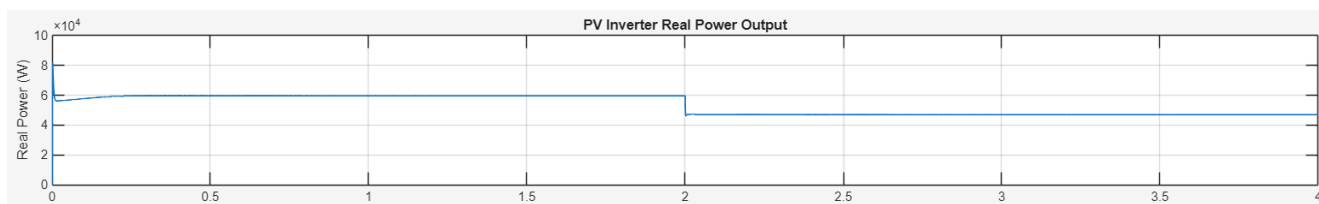


Рисунок 4.2 - Часова залежність активної потужності P , яка генерується сонячною електростанцією в мережу

На початковому етапі відбувається підключення інвертора до мережі та синхронізація. Спостерігається короткочасний сплеск та швидке наростання потужності. Алгоритм MPPT починає сканування вольт-амперної характеристики масиву панелей, змінюючи напругу V_{dc} для пошуку точки максимуму. Час виходу на номінальну потужність складає менше 0,3 с, що свідчить про високу динаміку системи керування.

Робота на номінальній потужності відбувається від 0,3 с до 2,0 с. У цьому інтервалі система працює в першому усталеному режимі. Потужність стабілізується на рівні 60 кВт. Це повністю відповідає розрахунковим параметрам, закладеним у скрипті ініціалізації при стандартних умовах інсоляції 1000 Вт/м².

Графік має вигляд прямої лінії без помітних осциляцій. Це підтверджує, що алгоритм MPPT точно знайшов вершину ВАХ і стабільно утримує робочу точку, забезпечуючи максимальний ККД перетворення.

У момент часу $t=2,0$ с змодельовано різку зміну зовнішніх кліматичних умов, а саме зниження рівня інсоляції. На графіку це відображається як миттєве падіння генерованої потужності. Цей момент корелює з перехідним процесом на графіку напруги DC-шини, де в цей же час спостерігався стрибок напруги. Характер зміни потужності є східчастим, що імітує, наприклад, швидке затінення частини панелей хмарою.

Після збурення система миттєво переходить у новий усталений режим. Рівень генерації. Потужність знижується до рівня приблизно 48 кВт. Незважаючи на різке падіння вхідної енергії, інвертор не втратив синхронізацію з мережею і продовжив стабільну генерацію на доступному рівні. Відсутність коливань після моменту $t=2,0$ с свідчить про те, що контур регулювання струму та MPPT адаптувалися до нових умов практично миттєво.

Результати моделювання підтверджують, що розроблена система керування дозволяє повністю використовувати встановлену потужність фотоелектричних панелей 60 кВт. Система демонструє високу швидкодію при зміні умов

освітленості, забезпечуючи плавний та безперебійний потік активної енергії в електричну мережу.

На рисунку 4.3 наведено часову діаграму реактивної потужності Q , яка генерується інвертором у мережу.

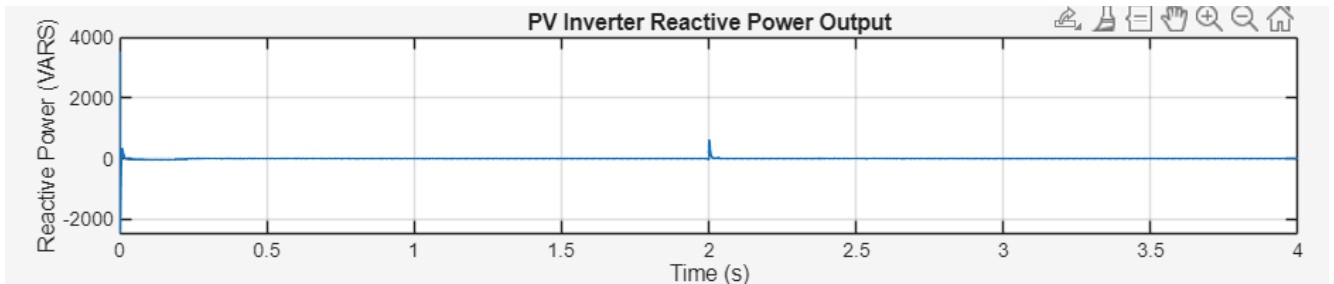


Рисунок 4.3 - Часова діаграма реактивної потужності Q , яка генерується інвертором у мережу

Цей графік є ключовим індикатором якості електроенергії та ефективності роботи векторної системи керування струмом. На самому початку симуляції спостерігається значний короткочасний сплеск реактивної потужності з амплітудою в діапазоні від 3000 VAR до +4000 VAR.

Цей процес обумовлений початковою синхронізацією системи фазового автопідлаштування частоти з напругою мережі, а також намагнічуванням індуктивності вихідного L-фільтра. Системі потрібно менше 0,05 с для завершення синхронізації, після чого колювання миттєво затухають. В усталеному режимі значення реактивної потужності дорівнює нулю $Q \approx 0$.

Це свідчить про те, що система керування точно відпрацьовує завдання $Q_{ref} = 0$. Інвертор працює з одиничним коефіцієнтом потужності $\cos \varphi = 1$, передаючи в мережу виключно активну енергію. Це є оптимальним режимом роботи для сонячних електростанцій, оскільки дозволяє максимально використовувати пропускну здатність інвертора та ліній передачі.

У реальних системах та їх моделях осі d (активна) та q (реактивна) магнітно пов'язані. Різка зміна струму в одній осі може викликати збурення в іншій. Сплеск є короткочасним і миттєво гаситься. Це підтверджує ефективність роботи блоку

компенсації перехресних зв'язків у контролері струму. Регулятор осі q швидко компенсує збурення, не допускаючи тривалого споживання або генерації реактивної енергії.

Після проходження збурення система миттєво повертається до нульового значення реактивної потужності, продовжуючи стабільну роботу незалежно від зміни рівня інсоляції.

Осцилограма підтверджує, що розроблена система векторного керування забезпечує високу якість вихідного струму. Інвертор не створює реактивного навантаження на мережу в стаціонарних режимах і демонструє відмінну динамічну стійкість та незалежність каналів керування активною та реактивною потужністю.

На рисунку 4.4 зображено часову діаграму сигналу завдання напруги $V_{dc_{ref}}$, який формується алгоритмом відстеження точки максимальної потужності. Цей сигнал є командним для регулятора напруги DC-шини.

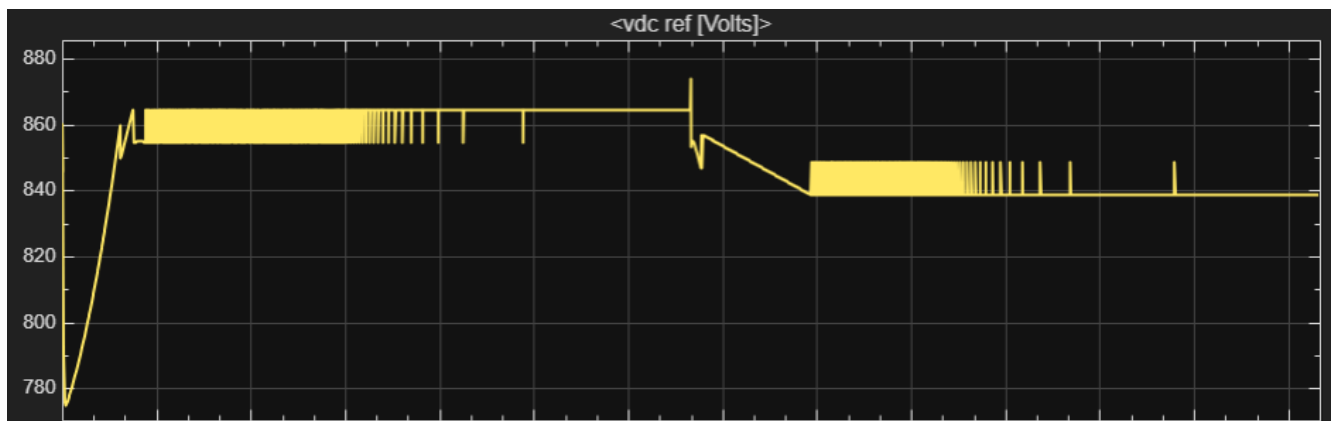


Рисунок 4.4 – Часова діаграма сигналу завдання напруги $V_{dc_{ref}}$, який формується алгоритмом відстеження точки максимальної потужності

На початку роботи алгоритм стартує з мінімального значення і починає "піднімати" напругу сходинками. На графіку чітко видно лінійне зростання. Це результат ітеративної роботи алгоритму, який на кожному кроці розрахунку додає до поточної напруги величину кроку пошуку.

На графіку видно, що ширина "сходинок" або розмах коливань відповідає саме цій величині, приблизно 10 В. Досягнувши напруги близько 864 В, алгоритм переходить у режим коливань навколо точки максимуму.

"Товста" жовта лінія на графіку є швидким перемиканням між двома або трьома сусідніми дискретними рівнями напруги 855 В та 865 В. Це є характерною ознакою роботи алгоритмів МРРТ прямого пошуку: для того, щоб переконатися, що поточна точка є вершиною (похідна потужності $dP/dV = 0$), алгоритм мусить постійно робити невеликі пробні кроки "вгору-вниз".

Коли відбувається падіння інсоляції, алгоритм детектує зміну умов через зміну струму та потужності. Графік показує різке зниження опорної напруги. Алгоритм виконує кілька послідовних кроків "вниз", переміщуючи робочу точку в зону нового оптимуму.

Характерний "зуб" вниз і подальше повернення свідчить про перехідний процес пошуку: алгоритм спочатку знизив напругу занадто сильно, але потім скорегував її до оптимального рівня.

Після завершення перехідного процесу опорна напруга встановлюється на новому рівні - близько 840 В. Тут знову спостерігаються характерні пошукові автоколивання на величину кроку, що підтверджує активний стан алгоритму МРРТ.

Графік $V_{dc_{ref}}$ наочно демонструє дискретний характер роботи цифрового алгоритму МРРТ. Величина кроку зміни напруги відповідає заданому параметру 10 В, що забезпечує компроміс між швидкістю пошуку максимуму та амплітудою коливань усталеному режимі. Алгоритм адекватно реагує на зовнішні збурення, автоматично корегуючи завдання напруги для підтримки енергетичної ефективності системи.

На рисунку 4.5 наведено часову залежність сигналу завдання активного струму $i_{d_{ref}}$, вираженого у відносних одиницях.

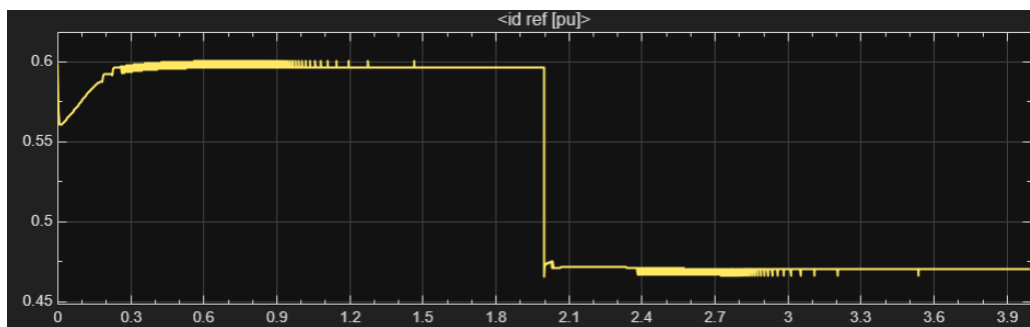


Рисунок 4.5 – часову залежність сигналу завдання активного струму id_{ref}

Цей сигнал є вихідною величиною регулятора напруги і визначає, яку кількість активної енергії інвертор повинен передати в мережу для підтримки енергетичного балансу на шині постійного струму. Аналіз графіку дозволяє встановити чіткий взаємозв'язок між роботою регулятора напруги та вихідною потужністю:

Після завершення перехідного процесу пуску сигнал швидко наростає і стабілізується на рівні 0,6 в.о. Базова потужність системи S_{base} , яка задана у m-файлі і становить 100 кВА. Значення струму 0,6 в.о. у системі координат, орієнтованій за напругою мережі, відповідає активній потужності:

Це значення точно співпадає з реальною вихідною потужністю, зображеною на рисунку 4.2, що підтверджує коректність масштабування змінних у системі керування.

4.3 Висновки до четвертого розділу

Розроблено та протестовано комплексну імітаційну модель системи керування сонячною електростанцією потужністю 60 кВт у середовищі Matlab/Simulink. Експериментально підтверджено коректність вибору параметрів силової частини (ємність конденсатора DC-шини 1050 мкФ, індуктивність фільтра 1 мГн та налаштувань ПІ-регуляторів, що забезпечило адекватне відтворення фізичних процесів генерації електроенергії.

Дослідження режимів стабілізації напруги показало, що розроблена система автоматичного керування ефективно підтримує напругу на шині постійного струму в діапазоні 840-865 В. Перехідні процеси при початковому пуску та при зміні режимів роботи мають аперіодичний характер із часом регулювання не більше 0,3 с, що свідчить про високий запас стійкості зовнішнього контуру регулювання.

Підтверджено ефективність алгоритму відстеження точки максимальної потужності на основі методу інкрементної провідності. Аналіз діаграм опорної $V_{dc_{ref}}$ підтверджує, що алгоритм забезпечує точний пошук екстремуму енергетичної характеристики фотоелектричного масиву. Обраний крок сканування 10 В забезпечує компроміс між точністю статичного режиму та швидкістю пошуку при динамічних збуреннях.

Експериментально встановлено, що система має високі динамічні показники при роботі в умовах змінної інсоляції. При стрибкоподібному зменшенні потужності генерації з 60 кВт до 48 кВт, система керування адаптувалася до нового режиму менш ніж за 0,4 с без втрати синхронізації з мережею та без виникнення аварійних перенапруг.

Аналіз енергетичних характеристик показав, що інвертор забезпечує генерацію в мережу струму високої якості з одиничним коефіцієнтом потужності $Q \approx 0$. Реалізований механізм компенсації перехресних зв'язків у внутрішньому контурі регулювання струму дозволив ефективно розв'язати канали керування активною та реактивною потужністю, нівелюючи взаємний вплив осей d та q під час перехідних процесів.

ВИСНОВКИ

У роботі вирішено науково-прикладне завдання розробки та дослідження методу керування сонячною електростанцією, що забезпечує її ефективну інтеграцію в енергосистему. Основні наукові та практичні результати роботи полягають у наступному.

Встановлено, що сучасна парадигма розвитку відновлюваної енергетики вимагає трансформації сонячних електростанцій з пасивних джерел енергії в активні елементи мережі. Згідно з вимогами Кодексу системи передачі України та європейських регламентів, критично важливою є здатність сонячних електростанцій надавати допоміжні послуги, а саме регулювання частоти та напруги, керування потоками активної та реактивної потужності, а також зберігати стійкість при аварійних збуреннях.

Проведено порівняльний аналіз топологій побудови сонячних електростанцій. Визначено, що для промислових станцій вибір між централізованою та стрінговою архітектурою інверторів, а також радіальною чи кільцевою схемою мережі збору потужності, базується на критеріях надійності, ефективності та вартості. Показано, що сучасні мережеві інвертори здатні виконувати функції компенсаторів реактивної потужності, що дозволяє відмовитись від додаткового обладнання типу STATCOM.

Розроблено математичну модель системи керування, яка базується на векторі орієнтації за напругою мережі в обертовій системі координат dq . Модель фотоелектричного масиву, побудована на основі уточненої дводіодної схеми заміщення, дозволяє з високою точністю відтворювати нелінійні характеристики генерації при стохастичних змінах сонячної радіації та температури.

У середовищі Matlab/Simulink створено комплексну імітаційну модель сонячної електростанції потужністю 60 кВт. Реалізована каскадна система керування з внутрішнім контуром струму та зовнішнім контуром напруги забезпечує стабільну роботу інвертора. Застосування алгоритму MPPT на основі

методу інкрементної провідності з кроком сканування 10 В дозволило досягти точного відстеження енергетичного оптимуму.

Результати імітаційного моделювання підтвердили ефективність розробленого методу. Система забезпечує стійку стабілізацію напруги в ланці постійного струму на рівні 850 В з часом регулювання не більше 0,3 с. При динамічних змінах інсоляції при спаді генерації від 60 кВт до 48 кВт, система адаптується до нового режиму менш ніж за 0,4 с без втрати синхронізації.

Підтверджено можливість незалежного керування каналами активної та реактивної потужності, що дозволяє інвертору працювати з одиничним коефіцієнтом потужності $Q \approx 0$ або генерувати реактивну потужність за командою диспетчера без впливу на активну генерацію.

Розроблений метод керування дозволяє підвищити енергетичну ефективність та надійність роботи сонячних електростанцій, забезпечуючи виконання сучасних вимог до якості електроенергії та стійкості енергосистеми.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Roughan O. A. et al. Virtual Power Plants: A comprehensive review of fundamentals, and technical and economic aspects // *Energy Reports*. 2022. Vol. 8. P. 2926–2938.
2. Al-Shetwi A. Q., Hannan M. A., Jern K. P., Mansur M., Mahlia T. M. Grid-connected renewable energy sources: Review of the recent integration requirements and control methods // *Journal of Cleaner Production*. 2020. Vol. 253. P. 119831.
3. IRENA. Scaling up variable renewable power: the role of grid codes. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2016. 52 p.
4. Про затвердження Кодексу системи передачі: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 309. Київ : НКРЕКП, 2018. 86 с.
5. Про затвердження Кодексу систем розподілу: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 310. Київ : НКРЕКП, 2018. 136 с.
6. Machowski J., Lubosny Z., Bialek J. W., Bumby J. R. *Power System Dynamics: Stability and Control*. 3rd ed. Hoboken: Wiley-IEEE Press, 2020. 864 p.
7. Glover J. D., Overbye T. J., Sarma M. S. *Power System Analysis and Design: textbook*. 6th ed. Boston: Cengage Learning, 2016. 944 p.
8. Xiao W. *Photovoltaic Power System: Modeling, Design, and Control*. Hoboken: John Wiley & Sons, 2017. 432 p.
9. Jones L. E. *Renewable Energy Integration: Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids*. 2nd ed. London: Academic Press, 2017. 1042 p.
10. Islam M. R., Rahman F., Xu W. *Grid Integration of Solar Photovoltaic Systems*. Boca Raton: CRC Press, 2019. 442 p.
11. Gkountaras A., Diez-Gonzalez A., Canal-Camacho D. Ramp-rate limitation of a PV plant with energy storage // *Solar Energy*. 2019. Vol. 193. P. 455–463.
12. Kouba N. E., Messervey T., Sedzro K. S. Impact of the IEEE 1547-2018 Standard on Voltage Regulation in Distribution Networks // *Energies*. 2020. Vol. 13, Iss. 17. P. 4583.

13. Varma R. K. Smart Solar PV Inverters with Advanced Grid Support Functionalities. Hoboken: Wiley-IEEE Press, 2022. 512 p.
14. Jäger K., Isabella O., Smets A. H. M., van Swaaij R. A. C. M. M., Zeman M. Solar Energy: The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion, Technologies and Systems. Cambridge: UIT Cambridge Ltd, 2016. 284 p.
15. Mertens K. Photovoltaics: Fundamentals, Technology and Practice. 2nd ed. Chichester: John Wiley & Sons, 2018. 336 p.
16. Andreani L. C., Bozzola A., Kowalczewski P., Ingenito A. Silicon solar cells: toward the efficiency limits // Energy Science & Engineering. 2019. Vol. 7, Iss. 1. P. 186–198.
17. Sahu A. et al. Recent advances in amorphous silicon based solar cells: A review // Solar Energy. 2020. Vol. 208. P. 326–339.
18. Fraunhofer ISE. Photovoltaics Report. Freiburg: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2024. 49 p.
19. Green M. A. et al. Solar cell efficiency tables (Version 63) // Progress in Photovoltaics: Research and Applications. 2024. Vol. 32, Iss. 1. P. 3–13.
20. ITRPV. International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV) 2023 Results. Frankfurt am Main: VDMA, 2024. 76 p.
21. Bolinger M., Bolinger G. Land Requirements for Utility-Scale PV: An Empirical Update on Power and Energy Density // IEEE Journal of Photovoltaics. 2022. Vol. 12, Iss. 2. P. 589–594.
22. Feldman D. et al. U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmark: Q1 2023. Golden: National Renewable Energy Laboratory, 2023. 87 p.
23. Power Electronics Handbook. 4th ed. / ed. by M. H. Rashid. Oxford : Butterworth-Heinemann, 2017. 1510 p.
24. Zeb K. et al. A comprehensive review on inverter topologies and control strategies for grid connected photovoltaic system // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2018. Vol. 94. P. 1120–1141.

25. Gupta K. K. et al. Multilevel inverters: a comprehensive review of industrial applications, topologies, control, and future trends // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 76. P. 943–956.
26. Malinowski M. et al. A survey on cascaded multilevel inverters // *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2020. Vol. 57, Iss. 7. P. 2197–2206.
27. Kouro S. et al. Recent advances and industrial applications of multilevel converters // *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2020. Vol. 57, Iss. 8. P. 2553–2580.
28. Barrueto-Guzman R. et al. Leakage current reduction in single-phase transformerless grid-connected inverters: A review // *IEEE Access*. 2019. Vol. 7. P. 119566–119582.
29. Bollipo R. B., Mikkili S., Bonthagorla P. K. Hybrid, optimization, intelligent and classical PV MPPT techniques: A review // *CSEE Journal of Power and Energy Systems*. 2020. Vol. 7, Iss. 1. P. 9–33.
30. Cabrera-Tobar A., Bullich-Massagué E., Aragüés-Peñalba M., Gomis-Bellmunt O. Topologies for large scale photovoltaic power plants // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 59. P. 309–319.
31. IEEE Std C57.159-2016. IEEE Guide on Transformers for Application in Distributed Photovoltaic (DPV) Power Generation Systems. New York: IEEE, 2016. 56 p.
32. Harlow J. H. *Electric Power Substations Engineering*. 3rd ed. Boca Raton: CRC Press, 2022. 1264 p.
33. Ridha H. M. et al. Power loss reduction in PV systems under partial shading conditions: A comprehensive review // *Journal of Cleaner Production*. 2020. Vol. 279. P. 123681.
34. Aldaoudeyeh A. M. I. Photovoltaic-battery systems: A review on topologies and control strategies // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 56. P. 1380–1397.

35. Blaabjerg F., Ma K. Future on Power Electronics for Wind Turbine Systems // IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics. 2019. Vol. 1, Iss. 3. P. 139–152.
36. Hossain M. A. et al. Overview of control systems for grid-connected photovoltaic power plants // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2018. Vol. 82, Part 1. P. 135–148.
37. Kalogirou S. A. Solar Energy Engineering: Processes and Systems. 3rd ed. Oxford: Academic Press, 2023. 912 p.
38. Kourollahi R., Asaei B. A review on various control strategies and topologies of grid connected PV systems // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2016. Vol. 58. P. 122–132.
39. Jana J., Samanta H., Bhattacharya K. D. A review of inverter topologies and control strategies for solar photovoltaic systems // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2017. Vol. 75. P. 495–508.
40. Blaabjerg F., Yang Y., Yang D., Wang X. Distributed Power-Generation Systems and Protection // Proceedings of the IEEE. 2017. Vol. 105, Iss. 7. P. 1311–1331.
41. Hasan M. A., Parida S. K. An overview of solar photovoltaic panel integrated inverter topologies // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2016. Vol. 66. P. 454–467.
42. Hameed S. et al. Optimization of cable layout for inter-array connect system of large-scale solar PV plant // 2018 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES). IEEE, 2018. P. 1–6.
45. Sangwongwanich A., Yang Y., Sera D., Blaabjerg F. Lifetime Extension of Multi-String PV Inverters Using a Partial Power Processing Configuration // IEEE Transactions on Industry Applications. 2017. Vol. 53, Iss. 4. P. 3754–3763.
44. IEEE Std 2772-2023. IEEE Guide for the Design of Collector Systems for Wind and Solar Power Plants. New York : IEEE, 2023.

45. Villalva M. G., Gazoli J. R., Ruppert Filho E. Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays // *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2019. Vol. 24, Iss. 5. P. 1198–1208.
46. Pillai D. S., Rajasekar N. A comprehensive review on protection challenges and fault diagnosis in PV systems // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. Vol. 91. P. 18–40.
47. Yang Y., Blaabjerg F. Overview of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Systems // *Electric Power Components and Systems*. 2015. Vol. 43, Iss. 12. P. 1352–1363.
48. Haque M. E. et al. Control of a Grid Connected Photovoltaic System with Active Power Filtering Function // *2019 IEEE International Conference on Electrical, Computer and Communication Engineering (ECCE)*. Cox's Bazar, 2019. P. 1–6.
49. Jayakumar V. et al. A comprehensive review on grid connected photovoltaic inverters, their modulation techniques, and output electrical characteristics // *Energies*. 2022. Vol. 15, Iss. 3. P. 1063.
50. Teodorescu R., Liserre M., Rodriguez P. *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. Chichester : John Wiley & Sons, 2021. 416 p.
51. Häberlin H. *Photovoltaics: System Design and Practice*. Chichester: John Wiley & Sons, 2022. 728 p.
52. Hu J. et al. Grid-forming inverters: A review of control strategies, stability, and applications // *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2023. Vol. 70, Iss. 10. P. 10186–10198.
53. Jat D. S., Singh S. K., Bhullar S. A comprehensive review on maximum power point tracking techniques for photovoltaic systems under partial shading conditions // *Energy Reports*. 2023. Vol. 9. P. 106–120.
54. Alik R., Jusoh A. Modified Perturb and Observe (P&O) with checking algorithm under various solar irradiation conditions // *Solar Energy*. 2022. Vol. 235. P. 138–152.
55. Kyrlylenko O. V. et al. Modern state and development trends of renewable energy in Ukraine // *Technical Electrodynamics*. 2021. № 6. P. 46–55.

56. Singh Y., Hussain M. M., Singh S. K. Modeling and Simulation of Grid Connected Solar PV System Using MATLAB/Simulink // 2021 International Conference on Advance Computing and Innovative Technologies in Engineering (ICACITE). Greater Noida, 2021. P. 343–348.

57. Subudhi B., Pradhan R. A New Adaptive Maximum Power Point Tracking Technique for Photovoltaic Systems // IEEE Transactions on Sustainable Energy. 2019. Vol. 10, Iss. 4. P. 1625–1637.

58. Wicki A. et al. Forecasting of Reactive Power Flexibility of Distributed PV Systems // IEEE Transactions on Smart Grid. 2023. Vol. 14, Iss. 2. P. 1530–1542.

59. Yang B. et al. Comprehensive overview of maximum power point tracking methods of PV systems under partial shading conditions // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2020. Vol. 119. P. 109559.

60. Mohapatra A., Nayak B., Das P., Mohanty K. B. A review on MPPT techniques of PV system under partial shading condition // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2017. Vol. 80. P. 854–867.

61. Bhattacharjee A. et al. A novel simplified vector control strategy for grid connected PV system with active power filtering // Solar Energy. 2021. Vol. 220. P. 906–918.

62. Tafticht T. et al. Simulation and experimental validation of a new MPPT method for PV systems // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2018. Vol. 98. P. 352–359.

63. Shchur I. Z. Renewable energy sources. Lviv: Publishing House of Lviv Polytechnic National University, 2018. 488 p.

64. Kroposki B. et al. Autonomous Energy Grids: Controlling the Future Grid With Large Amounts of Distributed Energy Resources // IEEE Power and Energy Magazine. 2020. Vol. 18, Iss. 6. P. 37–46.

65. Kabir E., Kumar P., Kumar S. et al. Solar energy: Potential and future prospects // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2018. Vol. 82. P. 894–900.

66. Gul M. et al. A comprehensive review of Maximum Power Point Tracking (MPPT) techniques used in photovoltaic systems // *Energies*. 2022. Vol. 15, Iss. 16. P. 5938.
67. Rosso R. et al. Grid-Forming Control for Inverter-Based Resources in Modern Power Systems // *IEEE Access*. 2021. Vol. 9. P. 96738–96756.
68. Mellit A., Kalogirou S. A. Artificial intelligence techniques for photovoltaic applications: A review // *Progress in Energy and Combustion Science*. 2018. Vol. 34, Iss. 5. P. 574–632.
69. Ma T., Yang H., Lu L. Solar photovoltaic system modeling and simulation. Cham: Springer International Publishing, 2017. 250 p.
70. Sera D. et al. PV Inverter Testing for Grid Compliance and Performance // *IEEE Journal of Photovoltaics*. 2019. Vol. 9, Iss. 2. P. 518–525.
71. Denholm P. et al. The Role of Energy Storage with Renewable Energy Generation. Golden : National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2020. 65 p.
72. Zhu Y. et al. Control of Grid-Connected PV Systems Using Incremental Conductance MPPT with PI Controller // 2020 IEEE 5th Information Technology and Mechatronics Engineering Conference (ITOEC). Chongqing, 2020. P. 1221–1225.
73. Mousazadeh M. et al. A review of maximum power point tracking techniques for photovoltaic systems // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019. Vol. 13, Iss. 2. P. 484–498.
74. Tsengenes G., Adamidis G. Investigation of the behavior of a three phase grid connected photovoltaic system to control active and reactive power // *Electric Power Systems Research*. 2018. Vol. 81, Iss. 1. P. 177–184.
75. IEEE Std 1547-2018. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. New York : IEEE, 2018. 138 p.

ДОДАТОК А

Стаття в журналі вимірвальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах

УДК 681.5
DOI:

МАРТИНЮК Валерій
Хмельницький національний університет
ORCID ID: 0000-0001-5758-4244
e-mail: martynyuk.valeriy@gmail.com
СЕЛЬСЬКИЙ Андрій
Хмельницький національний університет
ORCID ID: 0000-0002-7373-0472
e-mail: andriy.saa@gmail.com
ЛОПАТОВСЬКИЙ Кирило
Хмельницький національний університет

МЕТОД КЕРУВАННЯ СОНЯЧНОЮ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЄЮ

У статті розглядається проблема підвищення ефективності та надійності роботи сонячних електростанцій при їх інтеграції в об'єднану енергосистему. Обґрунтовано доцільність використання трифазних інверторів напруги з широтно-імпульсною модуляцією. Розроблено та досліджено метод векторного керування інвертором у синхронній системі координат dq-frame, який дозволяє незалежно регулювати активну та реактивну потужність. Для забезпечення роботи сонячної електростанції у точці максимальної потужності використано алгоритм інкрементної провідності. Ефективність запропонованого методу перевірено шляхом імітаційного моделювання в середовищі Matlab/Simulink. Результати підтверджують високу динамічну стійкість системи та низький коефіцієнт гармонічних спотворень струму, що генерується в мережу.

Ключові слова: сонячна електростанція, мережевий інвертор, векторне керування, MPPT, інкрементна провідність, Matlab/Simulink.

MARTYNYUK Valeriy, SELSKYI Andrii, LOPATOVSKYI Kyrylo
Khmelnitsky national university, Ukraine

SOLAR POWER PLANT CONTROL METHOD

The article considers the problem of increasing the efficiency and reliability of solar power plants when they are integrated into a unified power system. The feasibility of using three-phase voltage inverters with pulse-width modulation is substantiated. A vector control method for the inverter in the dq-frame synchronous coordinate system is developed and investigated, which allows independent regulation of active and reactive power. To ensure the operation of the solar power plant at the maximum power point, an incremental conductivity algorithm is used. The effectiveness of the proposed method is verified by simulation modeling in the Matlab/Simulink environment. The results confirm the high dynamic stability of the system and the low harmonic distortion coefficient of the current generated in the network.

Keywords: solar power plant, grid-connected inverter, vector control, MPPT, incremental conductivity, Matlab/Simulink.

Постановка проблеми

Сучасний розвиток відновлюваної енергетики, зокрема сонячної, характеризується стрімким зростанням частки розподіленої генерації в загальному енергобалансі. Це висуває нові, більш жорсткі вимоги до алгоритмів керування перетворювальною технікою. Ключовим елементом, що забезпечує передачу енергії від фотоелектричних модулів до мережі, є мережевий інвертор.

В умовах інтеграції в об'єднану енергосистему інвертори перестають бути пасивними джерелами енергії. Згідно з сучасними нормативними документами (зокрема, кодексами ENTSO-E та стандартом NC RfG, вони повинні виконувати функції інтелектуальних вузлів керування:

- забезпечувати синусоїдальність вихідного струму з мінімальним коефіцієнтом гармонічних спотворень;
- підтримувати одиничний коефіцієнт потужності або регулювати реактивну потужність за командою диспетчера;
- залишатися в роботі при короткочасних провалах напруги;
- ефективно відстежувати точку максимальної потужності при швидкій зміні погодних умов.

Існуючі методи керування, а саме класичний гістерезисний контроль або скалярне керування часто виявляються неефективними. До основних недоліків існуючих методів керування можна віднести:

- залежність каналів керування, а саме зміна активної потужності призводить до небажаних коливань реактивної потужності та навпаки;

– низька динамічна стійкість, а саме при різких змінах рівня інсоляції або збуреннях у мережі виникають значні перехідні процеси, що може призвести до аварійного відключення станції;
 – складність фільтрації, а саме наявність широкого спектра гармонік, що ускладнює проектування вихідних фільтрів.

У зв'язку з цим, актуальним науково-технічним завданням є розробка та дослідження вдосконаленого методу керування на базі векторної широтно-імпульсної модуляції. Такий підхід дозволяє здійснювати роздільне керування активною та реактивною складовими струму в синхронній системі координат, забезпечуючи високу швидкість та стабільність роботи сонячної електростанції як у стаціонарних, так і в перехідних режимах.

Аналіз джерел досліджень

Питанням інтеграції відновлюваних джерел енергії в загальну електромережу та керування силовими перетворювачами присвячено значну кількість робіт вітчизняних та закордонних вчених. Фундаментальні основи проектування мережевих інверторів та їх взаємодії з енергосистемою викладено у роботі [1]. Автори детально розглядають топології фільтрів та методи синхронізації, проте основна увага в цій роботі приділяється загальним питанням стабільності без глибокого аналізу динаміки перехідних процесів при різких змінах інсоляції.

У сучасній літературі [2, 3] значна увага приділяється порівняльному аналізу методів керування інверторами. Зокрема, у роботі [2] доведено переваги векторного керування над прямим керуванням потужністю та класичним гістерезисним регулюванням. Автори зазначають, що векторне керування забезпечує кращі показники якості електроенергії, однак реалізація незалежного керування активною та реактивною потужністю часто ускладнюється наявністю перехресних зв'язків у системі координат dq .

Окремі досліджень стосуються алгоритмів відстеження точки максимальної потужності. У роботах [4, 5] проведено аналіз ефективності алгоритмів «збурення та спостереження» та інкрементної провідності. Дослідники роблять висновок, що метод інкрементної провідності демонструє вищу точність у стаціонарних режимах та відсутність осциляцій навколо точки максимуму, які притаманні методу «збурення та спостереження». Проте питання інтеграції цього алгоритму в загальний контур векторного керування для забезпечення мінімального часу реакції системи потребує подальшого вдосконалення.

Також у працях [6, 7] розглядаються проблеми забезпечення якості електроенергії відповідно до стандарту IEEE 1547 та кодексів ENTSO-E. Автори пропонують використання складних LCL-фільтрів та адаптивних регуляторів струму. Водночас це призводить до суттєвого ускладнення системи керування та підвищення вимог до обчислювальної потужності мікроконтролерів.

Незважаючи на значну кількість публікацій, питання розробки комплексного методу керування, який би поєднував швидкодійний алгоритм інкрементної провідності з векторним керуванням у синхронній системі координат для роздільного регулювання потоків потужності при мінімізації гармонічних спотворень, залишається актуальним і потребує подальших досліджень.

Виклад основного матеріалу

На рис. 1 зображена структурна схема сонячної електростанції.



Рис. 1. Структурна схема сонячної електростанції

Структурна схема сонячної електростанції має вигляд однолінійної електричної схеми з'єднання промислової сонячної електростанції із зовнішньою енергосистемою. Схема ілюструє ієрархічну структуру перетворення та передачі енергії від сонячних панелей до магістральної мережі.

Структурну схему можна умовно поділити на чотири ключові зони зліва направо:

- зона генерації та інвертування;
- зона низької та середньої напруги;
- внутрішня мережа збору потужності;
- кінцевим елементом справа є точка приєднання до зовнішньої електричної системи.

Загальна схема керування сонячною електростанцією наведена на рис. 2. Ця система керування складається з блоку відстеження точки максимальної потужності (ВТМП), системи фазового автопідлаштування частоти (ФАПЧ), внутрішнього контуру регулювання струму, зовнішнього контуру керування та модуляції напруги.

Сонячні панелі працюють у точці максимальної потужності при кожному значенні сонячної радіації та температури. Відстеження точки максимальної потужності (ВТМП) часто реалізується за допомогою алгоритму, основною метою якого є знаходження напруги v_{mppt} або струму i_{mppt} .

Для вирішення цієї задачі використовується кілька типів алгоритмів, таких як: метод збурення та спостереження, метод сходження на вершину, бета-метод, метод інкрементної провідності, методи пропорційного струму короткого замикання та пропорційної напруги холостого ходу, метод пілотного елемента, сканування струму та методи м'яких обчислень.

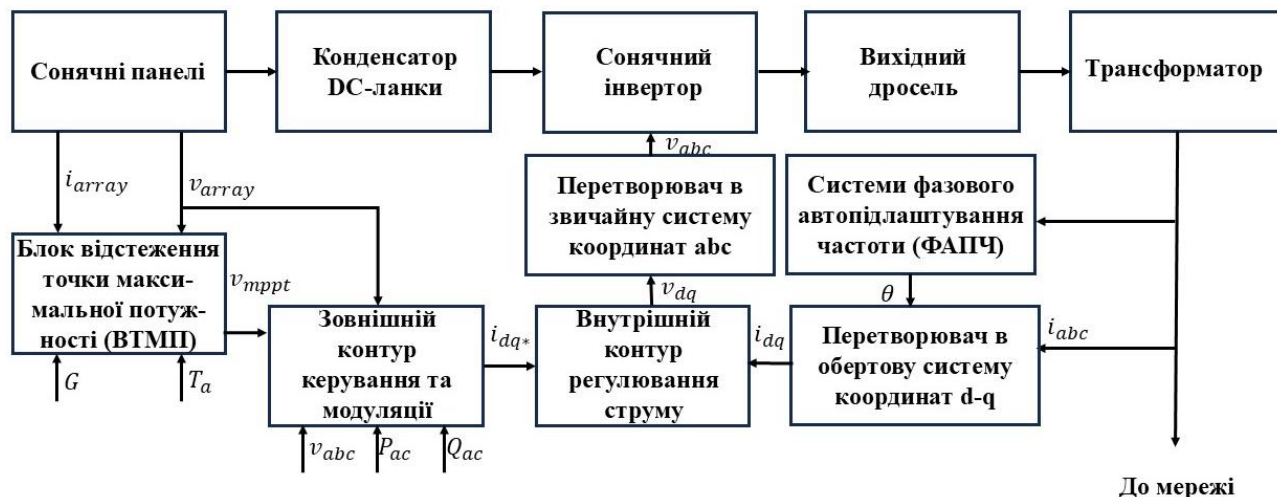


Рис. 2. Загальна схема керування сонячною електростанцією

Внутрішній контур регулювання струму зображений на рис. 3.

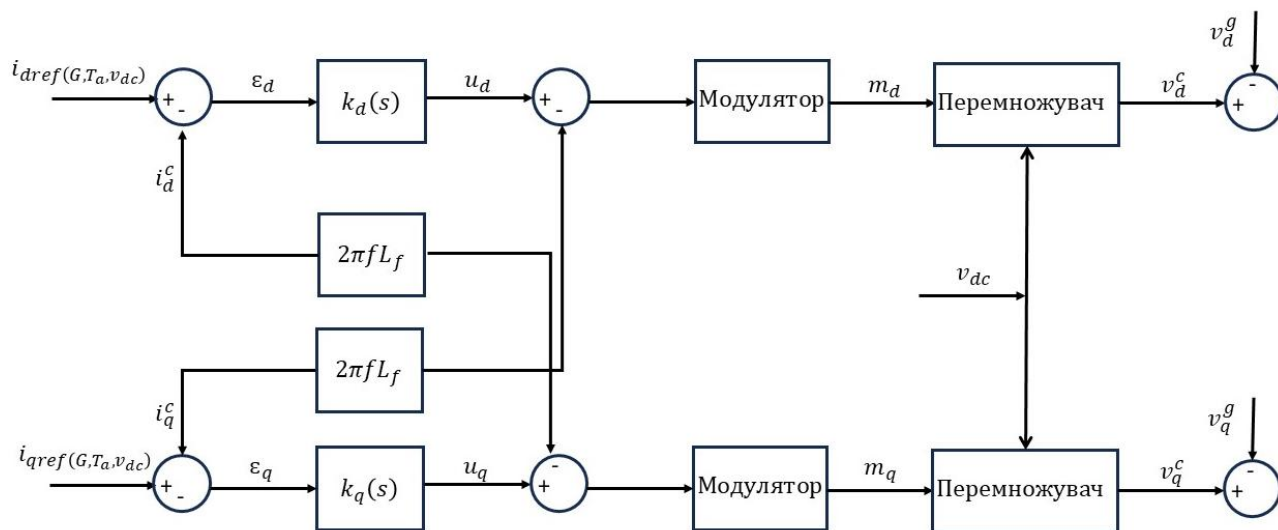


Рис. 3. Внутрішній контур регулювання струму

Внутрішній контур регулювання струму формує сигнали завдання напруги v_d^* та v_q^* для блоку модуляції напруги, який має перетворити ці завдання у трифазну систему напруг з використанням відповідного методу модуляції.

Внутрішній контур регулювання струму покращує динамічні характеристики перетворювача джерела напруги, оскільки він використовує зворотний зв'язок за струмом перетворювача та порівнює його із завданнями струму, що надходять від зовнішнього контуру керування.

Зовнішній контур керування визначає сигнали завдання струму i_d^* та i_q^* для внутрішнього контуру регулювання струму. У випадку сонячної електростанції ці сигнали пов'язані з активною та реактивною потужністю.

Для керування активною потужністю частиною системи можуть бути три типи регуляторів: регулятор активної потужності, регулятор напруги постійного струму та регулятор частоти.

Для реактивної потужності також можуть бути спроектовані регулятор реактивної потужності та регулятор напруги змінного струму. У даному випадку регулятор напруги постійного струму та регулятор реактивної

потужності розроблені для перевірки динамічних характеристик фотоелектричних генераторів з урахуванням їхніх кривих навантажувальної здатності. Ця схема керування зображена на рис. 4.

Роботу схеми можна розділити на три основні етапи:

- канал керування активною потужністю;
- блок формування завдання напруги;
- блок обмеження;
- задавач інтенсивності – це блок із графіком наростання згладжує різкі стрибки завдання напруги від v_{mpp}^* до v_{ref} запобігаючи перехідним процесам з великою амплітудою;
- регулятор напруги;
- канал керування реактивною потужністю.
- блок обмеження за навантажувальною здатністю.

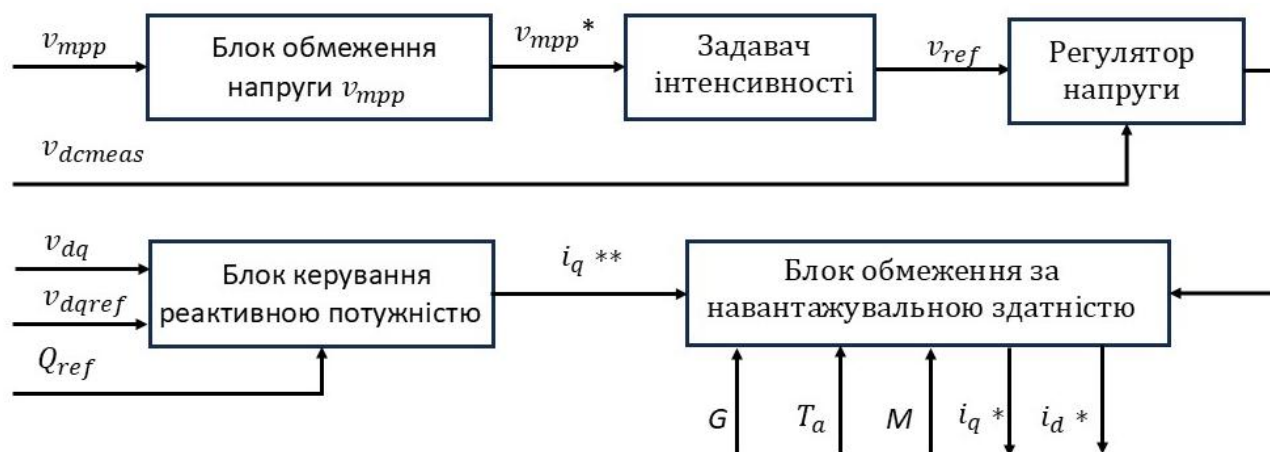


Рис. 4. Зовнішній контур керування

Канал керування активною потужністю відповідає за стабілізацію напруги на шині постійного струму v_{dc} , що є необхідною умовою для передачі активної енергії від сонячних панелей у мережу. На вхід каналу керування активною потужністю подається розрахована алгоритмом напруга точки максимальної потужності v_{mpp} .

Сигнал проходить через обмежувач, який гарантує, що завдання напруги знаходиться в безпечних межах між v_{min} до v_{max} , а саме робочий діапазон інвертора. Це зазвичай ПІ-регулятор. Він порівнює задану напругу v_{ref} з фактично виміряною на шині v_{dcmeas} . Якщо $v_{dcmeas} > v_{ref}$, що свідчить про надлишок енергії від сонця, регулятор збільшує завдання на активний струм i_d^{**} , щоб "злити" більше енергії в мережу. Якщо $v_{dcmeas} < v_{ref}$, регулятор зменшує завдання струму. В результаті на виході блоку отримуємо попереднє завдання активного струму i_d^{**} .

Канал керування реактивною потужністю відповідає за надання допоміжних послуг мережі, а саме підтримка напруги або компенсація реактивної потужності. На вхід каналу керування реактивною потужністю надходять завдання реактивної потужності Q_{ref} або завдання напруги в точці приєднання v_{dqref} , а також виміряна напруга мережі v_{dq} .

Залежно від обраної стратегії (Q-control або V-control), блок розраховує необхідний реактивний струм для досягнення мети. На виході блоку отримуємо попереднє завдання реактивного струму i_q^{**} . Це критично важливий елемент захисту та керування. Інвертор має обмеження по максимальному повному струму I_{max} , який він може пропустити через свої транзистори без перегріву.

Блок обмеження за навантажувальною здатністю отримує дані про поточну сонячну радіацію G , температуру T та індекс модуляції M . Ці параметри визначають поточні теплові та електричні межі обладнання. Попередні завдання i_d^{**} та i_q^{**} перевіряються на умову:

Якщо сумарний вектор струму виходить за межі дозволеного, система зменшує завдання. Зазвичай пріоритет надається активному струму i_d , а реактивний i_q обмежується за залишковим принципом, хоча сучасні Grid Codes можуть вимагати зворотного пріоритету під час аварій.

Сформовані фінальні завдання струмів i_d^* та i_q^* є безпечними для інвертора і передаються на внутрішній контур струму для відпрацювання через ШІМ-модуляцію. Регулятор напруги постійного струму забезпечує баланс потужності між джерелом (масивом сонячних панелей) та потужністю змінного струму, яка подається в мережу.

Для керування використовується ПІ-регулятор, динаміка якого залежить не лише від енергії, накопиченої в конденсаторі, але й від часової реакції алгоритму МРРТ, а також від обмежень, зумовлених інвертором та умовами навколишнього середовища.

Останнім блоком є структура ФАПЧ (фазового автопідлаштування частоти), яка реалізує систему керування зі зворотним зв'язком, завданням якої є узгодження фазового кута між системою координат мережі (dq) та системою координат перетворювача (dq).

Для цього регулятор повинен вирівняти вектор напруги мережі з однією з двох осей dq. Після отримання кута ФАПЧ напруги та струми можуть бути перетворені з системи координат abc в обертову систему координат dq і навпаки.

Система фазового автопідлаштування частоти - це "очі" інвертора. Без коректної роботи ФАПЧ інвертор не знатиме фази мережі і не зможе синхронно генерувати струм.

У класичному синхронному ФАПЧ систему керування будують так, щоб проекція вектора напруги мережі на вісь q дорівнювала нулю. Це означає, що весь вектор напруги "лягає" на вісь d. Це значно спрощує розрахунки активної та реактивної потужності.

Висновки

Обґрунтовано та розроблено структуру системи керування трифазним мережевим інвертором на основі векторної широтно-імпульсної модуляції в синхронній системі координат dq. Використання внутрішнього контуру регулювання струму з компенсацією перехресних зв'язків дозволило реалізувати незалежне керування активною та реактивною потужністю, що є критично важливим для виконання вимог сучасних мережевих кодексів.

Удосконалено алгоритм керування шляхом інтеграції методу інкрементної провідності у зовнішній контур регулювання напруги ланки постійного струму. Це забезпечило високу точність відстеження точки максимальної потужності у стаціонарних режимах та відсутність паразитних коливань потужності, які притаманні класичним методам.

Реалізовано систему захисту та обмеження струму в контурі керування, яка враховує поточну навантажувальну здатність інвертора, температуру та рівень інсоляції. Це дозволяє запобігти перевантаженню силових ключів під час перехідних процесів та забезпечує надійну роботу станції в умовах змінних погодних умов.

Результати імітаційного моделювання підтвердили ефективність запропонованого методу. Система демонструє високу динамічну стійкість при різких змінах інсоляції, забезпечує стабільну синхронізацію з мережею за допомогою ФАПЧ та формує вихідний струм із низьким коефіцієнтом гармонічних спотворень, що відповідає вимогам стандартів сумісності, зокрема IEEE 1547.

Література

1. Teodorescu R., Liserre M., Rodriguez P. Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems. New York: John Wiley & Sons, 2011. 416 p.
2. Blaabjerg F., Teodorescu R., Liserre M., Timbus A. V. Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems. IEEE Transactions on Industrial Electronics. 2006. Vol. 53, No. 5. P. 1398–1409.
3. Abu-Rub H., Malinowski M., Al-Haddad K. Power Electronics for Renewable Energy Systems, Transportation and Industrial Applications. Chichester: IEEE Press, 2014. 600 p.
4. Subudhi B., Pradhan R. A Comparative Study on Maximum Power Point Tracking Techniques for Photovoltaic Power Systems. IEEE Transactions on Sustainable Energy. 2013. Vol. 4, No. 1. P. 89–98.
5. Safari A., Mekhilef S. Simulation and Hardware Implementation of Incremental Conductance MPPT With Direct Control Method Using Cuk Converter. IEEE Transactions on Industrial Electronics. 2011. Vol. 58, No. 4. P. 1154–1161.
6. Жемеров Г. Г., Тугай Д. В. Сучасні системи перетворення електроенергії відновлюваних джерел: навч. посіб. Харків: НТУ «ХПІ», 2017. 260 с.
7. Пивняк Г. Г., Шкрабец Ф. П. Перехідні процеси в системах електропостачання: підручник. Дніпро: НГУ, 2013. 560 с.

References

1. Teodorescu R., Liserre M., Rodriguez P. Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems. New York: John Wiley & Sons, 2011. 416 p.
2. Blaabjerg F., Teodorescu R., Liserre M., Timbus A. V. Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems. IEEE Transactions on Industrial Electronics. 2006. Vol. 53, No. 5. P. 1398–1409.
3. Abu-Rub H., Malinowski M., Al-Haddad K. Power Electronics for Renewable Energy Systems, Transportation and Industrial Applications. Chichester: IEEE Press, 2014. 600 p.
4. Subudhi B., Pradhan R. A Comparative Study on Maximum Power Point Tracking Techniques for Photovoltaic Power Systems. IEEE Transactions on Sustainable Energy. 2013. Vol. 4, No. 1. P. 89–98.
5. Safari A., Mekhilef S. Simulation and Hardware Implementation of Incremental Conductance MPPT With Direct Control Method Using Cuk Converter. IEEE Transactions on Industrial Electronics. 2011. Vol. 58, No. 4. P. 1154–1161.
6. Zhemerov H. H., Tuhai D. V. Suchasni systemy peretvorennia elektroenerhii vidnovliuvanykh dzherel: navch. posib. Modern renewable energy conversion systems: study guide. Kharkiv: NTU «KhPI», 2017. 260 p.
7. Pyvniak H. H., Shkrabets F. P. Perekhidni protsesy v systemakh elektropostachannia: pidruchnyk [Transients in power supply systems: textbook]. Dnipro: NHU, 2013. 560 p.

Завідувачу кафедри АКІТтаР
канд. техн. наук, доц. Корецькій Л.О.

Лопатовського Кирила Олеговича

ІІБ здобувача вищої освіти

ФІТ, 2 курс, групи АКІТРм-24-1

ЗАЯВА

З правилами чинного Положення «Про систему забезпечення академічної доброчесності у Хмельницькому національному університеті» від 01.07.2022, згідно з яким виявлення плагіату є підставою для відмови в допуску кваліфікаційної роботи до захисту та застосування заходів дисциплінарної та академічної відповідальності, ознайомлений (а). Про використання програмно-технічних засобів для перевірки кваліфікаційних робіт здобувачів вищої освіти на наявність плагіату ознайомлений(а) та надаю свою згоду на обробку та збереження університетом моєї роботи в інституційному репозитарії університету.

Також надаю університету право на передачу моєї роботи для обробки та збереження в базах даних програмно-технічних засобів (StrikePlagiarism та Anti-Plagiarism) та використання роботи для виявлення плагіату в інших роботах, які перевіряються програмно-технічними засобами та користувачами, що мають доступ до цих програмно-технічних засобів, виключно в обмежених цілях для виявлення плагіату в текстах робіт.

Робота для перевірки університетом надається в друкованому та електронному варіанті. Електронна версія моєї роботи збігається (ідентична) з друкованою.

05.12.2025

дата


підпис

Anti-Plagiarism v-15.258 (global version)

The maximum coincidence with one document 0.0%

Dictionaries check: en_US, ru_RU, ua_UA. **Errors in the documents: 9%**

ID: 252829 Title: Метод керування сонячною електростанцією Added in a DB: 2025-12-15 Authors: Киріло ЛОПАТОВСЬКІЙ Heads: Валерій МАРТІНЮК Consultants: Opponents:	Document		Sum coincidence on the DB	
	Symbols	Lexemes	Symbols	Lexemes
	95687	851	1196 (1%)	21 (2%)

Plagiarism sources

ID	Description	Plagiarism presence in the document	
		Symbols	Lexemes

Протокол аналізу звіту подібності експертом

Заявляю, що я ознайомився (-лась) з Повним звітом подібності, який був згенерований Системою виявлення і запобігання плагіату щодо роботи:

Автор: Кирило ЛОПАТОВСЬКИЙ

Співавтор:

Назва: Лопатовський_на_антиплагіат

Експерт: Валерій МАРТИНЮК

Підрозділ: Кафедра автоматизації, комп'ютерно-інтегрованих технологій та робототехніки

Коефіцієнт подібності 1:0.4%

Коефіцієнт подібності 2:0%

Мікропробіли: 8

Заміна букв: 1

Інтервали: 0

Білі знаки: 2

Дата створення звіту: 2025-12-15 08:29:32.0

Після аналізу Звіту подібності констатую наступне:

Запозичення, виявлені в роботі є законними і не є плагіатом. Рівень подібності не перевищує допустимої межі. Таким чином робота незалежна і приймається.

Запозичення не є плагіатом, але перевищено граничне значення рівня подібностей. Таким чином робота повертається на доопрацювання.

Виявлено запозичення і плагіат або навмисні текстові спотворення (маніпуляції), як передбачувані спроби укриття плагіату, які роблять роботу невідповідною вимогам законодавства (Ст. 32. ЗУ Про вищу освіту, пункт 3.1, Ст. 42. ЗУ Про освіту) та вимог НАЗЯВО (Критерій 5), а також кодексу етики і процедурам. Таким чином робота не приймається.

Обґрунтування:

2025-12-15



Доцент Микола Федула

Дата

експерт

РІШЕННЯ ЕКСПЕРНОЇ КОМІСІЇ
КАФЕДРИ АВТОМАТИЗАЦІЇ, КОМП'ЮТЕРНО-ІНТЕГРОВаниХ ТЕХНОЛОГІЙ ТА
РОБОТОТЕХНІКИ
ПРО ДОПУСК КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ ДО ЗАХИСТУ

Підтверджуємо ознайомлення з результатом звіту подібності щодо роботи, генерованого системою виявлення текстових збігів/ідентичності/схожості:

Назва: Метод керування сонячною електростанцією

Автор: Кирило ЛОПАТОВСЬКИЙ

Спеціальність: 174 – Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка

Освітня програма: Освітньо-професійна програма «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка»

Науковий керівник: Мартинюк Валерій Володимирович, д-р. техн. професор

Після аналізу звіту подібності зроблено такий висновок:

№	Висновок	Позначка про відповідність
1	Запозичення, виявлені в роботі, є законними і не є плагіатом. Робота приймається до захисту.	відповідає
2	Виявлені запозичення не є плагіатом, розміщені в розділах, які не описують безпосередньо авторське дослідження, але кількість цитат перевищує обсяг, виправданий поставленою метою роботи. Робота приймається до захисту, але має бути відкоригована. Відкоригований варіант має бути поданий на кафедру за 2 дні до захисту, разом із заявою щодо самостійності виконання письмової роботи та ідентичності друкованої й електронної версії роботи	
3	Виявлені запозичення не є плагіатом, але частково розміщені в розділах, які описують безпосередньо авторське дослідження, а кількість цитат перевищує обсяг, виправданий поставленою метою роботи. В зв'язку з цим мета роботи та поставлені завдання не були досягнені. Робота може бути допущена до захисту (наступного року) після того, як буде відкоригована та допрацьована і успішно пройде повторну перевірку на академічний плагіат.	
4	Робота містить навмисні текстові спотворення, передбачувані спроби укриття запозичень або інші прояви академічного плагіату. Робота містить фабрикацію або фальсифікацію даних. Робота не допускається до захисту.	
5	Інше:	

Підтвердження:

Запозичення, виявлені в роботі, є законними і не є плагіатом, оскільки:

1) у тексті кваліфікаційної роботи системами перевірки на плагіат виявлено схожість з деякими документами в частині загальноживаних обов'язкових словосполучень у стандартних бланках, у структурі змісту, назвах розділів/підрозділів тощо, у назвах публікацій у переліку джерел посилання;

2) усі запозичення є фрагментарними або мають належним чином оформленні посилання;

3) виявлені модифікації тексту не впливають на відсоток схожості.

Сумарний обсяг всіх запозичень, визначений системою виявлення збігів ідентичності/схожості, складає 0,4% і адресується до 75 джерел, що, з урахуванням наведених обґрунтувань, відповідає характеру теми і свідчить на користь кваліфікаційної роботи.

Завідувач кафедри

Гарант освітньої програми

Керівник кваліфікаційної роботи



Людмила КОРЕЦЬКА

Валерій МАРТИНЮК

Валерій МАРТИНЮК

РЕЦЕНЗІЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

Здобувач вищої освіти: Лопатовський Кирило Олегович

Тема: Метод керування сонячною електростанцією

Спеціальність: 174 – Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка

Обсяг кваліфікаційної роботи:

1. Короткий зміст КвР та прийнятих рішень: У кваліфікаційній роботі обґрунтовано доцільність вдосконалення методів керування мережевими інверторами сонячних електростанцій для забезпечення їх інтеграції в енергосистему згідно з сучасними стандартами; розроблено математичну модель фотоелектричної системи, що враховує нелінійні характеристики панелей; запропоновано алгоритм векторного керування інвертором із використанням методу інкрементної провідності для відстеження точки максимальної потужності; створено імітаційну модель у середовищі Matlab/Simulink та проведено дослідження режимів роботи системи при змінних погодних умовах.

2. Висновок про відповідність КвР завданню: Зміст кваліфікаційної роботи повністю відповідає завданню дослідження.

3. Характеристика виконання кожного розділу роботи, ступінь використання останніх досягнень науки і техніки і передових методів роботи: У першому розділі виконано аналіз сучасного стану та нормативної бази (кодекси ENTSO-E, NC RfG) щодо підключення сонячних електростанцій до мережі, розглянуто топології інверторів та мереж збору потужності. У другому розділі розроблено математичну модель сонячної електростанції, яка описує процеси генерації та перетворення енергії, а також обґрунтовано вибір методу векторного керування в системі координат dq для незалежного регулювання активної та реактивної потужності. У третьому та четвертому розділах описано реалізацію імітаційної моделі в Matlab/Simulink та наведено результати експериментальних досліджень, які підтверджують стійкість запропонованої системи керування, її високу швидкодію (відновлення напруги за 0,25 с) та здатність адаптуватися до різких змін рівня інсоляції.

4. Позитивні сторони кваліфікаційної роботи: Зміст роботи характеризується актуальністю, оскільки вирішує задачу підвищення надійності роботи відновлюваних джерел енергії в складі об'єднаної енергосистеми. До позитивних сторін варто віднести ґрунтовний аналіз сучасних мережеских кодексів та вимог до допоміжних послуг сонячних станцій. Автором коректно використано методи математичного моделювання та теорії автоматичного керування. Практична цінність роботи полягає у створенні працездатної імітаційної моделі, яка дозволяє досліджувати динамічні процеси в системі "фотоелектрична установка – мережа" та може бути використана для налаштування реальних контролерів. Результати моделювання демонструють високу точність відстеження точки максимальної потужності та стабільність напруги в ланці постійного струму.

5. Негативні сторони кваліфікаційної роботи: Кваліфікаційна робота не містить суттєвих недоліків. Як побажання, варто було б приділити більше уваги техніко-економічному обґрунтуванню впровадження розробленого методу керування порівняно з існуючими аналогами, а також розглянути можливість перевірки результатів на фізичному макеті інвертора.

6. Відгук про роботу в цілому: Кваліфікаційна робота повністю відповідає вимогам до кваліфікаційних робіт другого (магістерського) рівня за спеціальністю 174 – Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка.

7. Інші зауваження _____

8. Оцінка кваліфікаційної роботи: Відповідно до критеріїв оцінювання якості виконання кваліфікаційних робіт другого (магістерського) рівня, робота заслуговує на 8 балів.

РЕЦЕНЗЕНТ (прізвище, ім'я, по-батькові, посада, місце роботи): Мішан Віктор Володимирович, кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри телекомунікацій, медійних та інтелектуальних технологій Хмельницького національного університету.

«15» грудня 2025 р.

 (підпис)