

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(назва освітнього ступеня)

на тему: **Оцінка впливу джерел відновлюваної енергії на енергосистему**

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

«Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

(підпис) Сигіль В.Д.
(прізвище та ініціали)

Керівник (підпис) Белякова І.В.
(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль (підпис) Коваль В.П.
(прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри (підпис) Коваль В.П.
(прізвище та ініціали)

Рецензент (підпис) Савків В.Б.
(прізвище та ініціали)

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

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

Кафедра Електричної інженерії

(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Коваль В.П.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

« »

202_ р.

З А В Д А Н Н Я

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня магістр

(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

студенту Сигілю Віталію Дмитровичу

(Прізвище, Ім'я, По Батькові)

1. Тема роботи Оцінка впливу джерел відновлюваної енергії на енергосистему

Керівник роботи

Белякова Ірина Володимирівна, к.т.н., доц.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від « 12 » Листопада 2025 року № 4/7-966

2. Термін подання студентом завершеної роботи Грудень 2025 року

3. Вихідні дані до роботи Склад джерел відновлюваної енергії. Параметри навантаження енергосистеми. Електротехнічні параметри мережі. Відомості про режим роботи джерел ВДЕ. Нормативні обмеження та вимоги.

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

1. Аналітичний розділ

2. Розрахунково-дослідницький розділ

3. Проектно-конструкторський розділ

4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

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

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці. Безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я. к.т.н., доцент		
	Теслюк В.М., проректор з АГРБ		
Нормоконтроль	Коваль В. П. к.т.н., зав. кафедри ЕІ		

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

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

Студент

(підпис)

Сигіль В.Д.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Белякова І.В.

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Сигіль В. Д. Оцінка впливу джерел відновлюваної енергії на енергосистему.

Стор.65; рис. 27; табл. 1 ; джерел -14; додатків - 0.

Метою кваліфікаційної роботи полягає в дослідженні впливу слабкої електромережі на стійкість інверторних джерел енергії та розробці способу підвищення їхньої динамічної стійкості шляхом удосконалення системи керування

У роботі досліджено динаміку інверторних джерел енергії в умовах слабкої електромережі. Розроблено аналітичну модель та виконано аналіз стійкості із застосуванням методів простору станів і частотного аналізу. Показано вплив параметрів керування на виникнення низькочастотних коливань. Запропоновано метод підвищення стабільності шляхом координації керування та модуляції реактивної потужності.

Досліджено роботу інверторних джерел у слабкій електромережі та проаналізовано причини виникнення низькочастотних коливань. Показано, що стійкість системи істотно залежить від структури керування та рівня переданої потужності. Запропоновано метод підвищення стабільності на основі зворотного зв'язку з фільтром високих частот. Результати моделювання підтвердили ефективність підходу та його здатність підвищувати граничну потужність без втрати стійкості.

Ключові слова: інверторні джерела енергії, стійкість системи, керування потужністю, низькочастотні коливання, фільтр високих частот.

ЗМІСТ

Реферат	3
ЗМІСТ	4
ВСТУП	6
1. АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	8
1.1 Стан сучасної електромережі	8
1.1.1 Інверторні джерела енергії в слабких мережах	9
1.2 Можливості та виклики розподіленого виробництва	12
1.3 Підвищення надійності енергетичних систем	15
1.4 Висновок до розділу	17
2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	18
2.1 Стратегії моделювання та аналізу інверторних джерел енергії	18
2.1.1 Фазовий автопідстроювач в інверторних джерел енергії	21
2.1.2 Каскадне керування системою координат dq	22
2.2 Моделювання електромагнітних перехідних процесів (ЕМП)	24
2.3 Аналітична модель для інверторів які відстежують мережу	26
2.3.1 Аналіз стійкості інверторних систем	29
2.4 Ефективність інверторторів в умовах слабого підключення до електромережі та підвищення стабільності	30
2.5 Висновки до розділу	37
3 НАУКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	38
3.1 Модель інверторторів в умовах слабого підключення до електромережі	38
3.2 Продуктивність інверторних джерел енергії в слабких мережах	41
3.2.1 Низька стійкість енергомережі: основні причини	43
3.3 Симуляції ЕМП з контролером фільтра високих частот	47
3.3.1 Тест на малі збурення: Підвищення рівня потужності	48
3.3.2 Тест на великі збурення: Відключення лінії	53
3.4 Висновки до розділу	55
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	56
4.1 Охорона праці	56

4.1.1	Організація охорони праці при експлуатації системи	56
4.1.2.	Основні принципи забезпечення безпечної експлуатації електротехнічних пристроїв і мереж	57
4.2.	БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	60
4.2.1.	Організація системи безпеки в надзвичайних ситуаціях для енергосистем із розподіленою відновлюваною генерацією	60
	ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	63
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	64

ВСТУП

Актуальність теми роботи. Сучасний розвиток електроенергетики характеризується стрімким зростанням частки джерел відновлюваної енергії, зокрема сонячних і вітрових електростанцій, що зумовлено необхідністю зменшення негативного впливу на довкілля, підвищення енергоефективності та забезпечення енергетичної безпеки. Водночас інтеграція таких джерел у електроенергетичні системи супроводжується появою низки технічних викликів. На відміну від традиційних електростанцій, інверторні джерела не забезпечують природної інерційної підтримки мережі, що призводить до зниження її стійкості.

Зростання частки інверторних джерел спричиняє появу низькочастотних коливань, погіршення якості електроенергії та підвищення ризику втрати синхронізму. Це робить актуальним завдання аналізу впливу відновлюваних джерел енергії на динамічні процеси в енергосистемі та пошук ефективних методів керування, здатних забезпечити її стабільну роботу. Особливої уваги потребують питання координації роботи декількох інверторів, вибору параметрів регуляторів і підвищення демпфування коливальних процесів. У зв'язку з цим дослідження, спрямовані на оцінку впливу джерел відновлюваної енергії та розробку методів підвищення стійкості електроенергетичних систем, є актуальними та мають важливе наукове і практичне значення.

Мета роботи полягає в дослідженні впливу слабкої електромережі на стійкість інверторних джерел енергії та розробці способу підвищення їхньої динамічної стійкості шляхом удосконалення системи керування.

Для досягнення мети необхідно вирішити наступні завдання:

1. Проаналізувати особливості роботи інверторних джерел енергії в умовах слабкої електромережі.
2. Розробити математичну та імітаційну модель системи з кількома інверторами.
3. Оцінити ефективність запропонованого підходу за результатами імітаційного моделювання.

Об’єкт дослідження: Процеси функціонування електроенергетичних систем із інверторними джерелами енергії в умовах слабкої електромережі.

Предмет дослідження: Техніко-енергетичні характеристики інверторних джерел енергії під час їх роботи в умовах слабкої електромережі, з урахуванням впливу параметрів системи керування та режимів передавання потужності на стійкість і динамічні властивості електроенергетичної системи.

Наукова новизна отриманих результатів: Розроблено та обґрунтовано метод підвищення стійкості інверторної системи на основі зворотнього зв’язку з фільтром високих частот, що дозволяє зменшити амплітуду коливань без зміни статичних режимів роботи. Встановлено залежність між рівнем переданої потужності, параметрами мережі та виникненням нестійких режимів у слабких електромережах.

Практична цінність результатів дослідження полягає в можливості їх використання під час проектування та налаштування інверторних джерел енергії, що працюють у слабких електромережах. Запропонований метод підвищення стійкості на основі зворотнього зв’язку з фільтром високих частот може бути застосований у системах керування інверторами без зміни їх апаратної частини. Отримані результати дозволяють підвищити граничну передану потужність та зменшити рівень низькочастотних коливань у мережі..

Апробація результатів магістерської роботи. Основні положення роботи і її результати доповідалися на Міжнародній науково-технічній конференції „Фундаментальні та прикладні проблеми сучасних технологій “, присвячена 180-річчю з дня народження Івана Пулюя та 65-річчю з дня заснування Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя, (Тернопіль, 2025 р.) [1]

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

1. АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Стан сучасної електромережі

Ландшафт відновлюваної енергетики в Україні, швидко розвивається, і відновлювані джерела стають все більш інтегрованими в енергосистему. Станом на 2025 рік відновлювані джерела енергії забезпечують приблизно 11% всієї електроенергії в Україні, що робить їх другим за поширеністю джерелом після природного газу. Тим часом в Індії та Китаї на відновлювані джерела енергії припадає 20% та 31% виробництва електроенергії відповідно [1].

Ця нова енергетична парадигма передбачає значне використання відновлюваних джерел, таких як вітрова, сонячна та гідроелектрична енергія, які є важливими в рамках більш широкого ринку електроенергії. Ці ресурси в першу чергу залежать від силової електроніки для перетворення енергії [2]. Силова електроніка має вирішальне значення в управлінні змінною потужністю вітрових турбін і сонячних панелей. Наприклад, у вітроенергетиці в системах сонячної енергетики силова електроніка перетворює змінний струм, вироблений турбінами, на постійний, а потім знову на змінний, щоб відповідати стандартам електромережі. Аналогічно, в системах сонячної енергетики, перетворює постійний струм від сонячних панелей в сумісний з мережею змінний струм. Ці системи гарантують, що електроенергія, яка подається в мережу, є стабільною та ефективною, сприяючи безперешкодній інтеграції відновлюваних джерел в енергетичну інфраструктуру. Зазвичай ці системи на основі силової електроніки у вітро- та сонячних електростанціях називають інверторними джерелами енергії (Inverter Based Resources, IBR). На рисунку 1.1 зображено сучасну мережу відновлюваних джерел енергії.

Інтеграція інверторних джерел енергії в електромережу пов'язана з кількома проблемами. [3] Ці проблемами часто виникають через слабкі міжсистемні з'єднання або радіальні з'єднання з послідовними конденсаторами. Окрім коливань, робота інверторних джерел енергії стикається з численними іншими проблемами, такими як великі відхилення кута фазової петлі (PLL),

перенапруга та перевантаження змінного струму, як задокументовано в різних літературах [4-7]. Крім того, релейний захист стає більш складним для інверторних джерел енергії (IBR), оскільки традиційні схеми захисту можуть неадекватно реагувати на струми короткого замикання, що характеризуються меншими величинами та різними формами хвиль, які створюються інверторами [8].

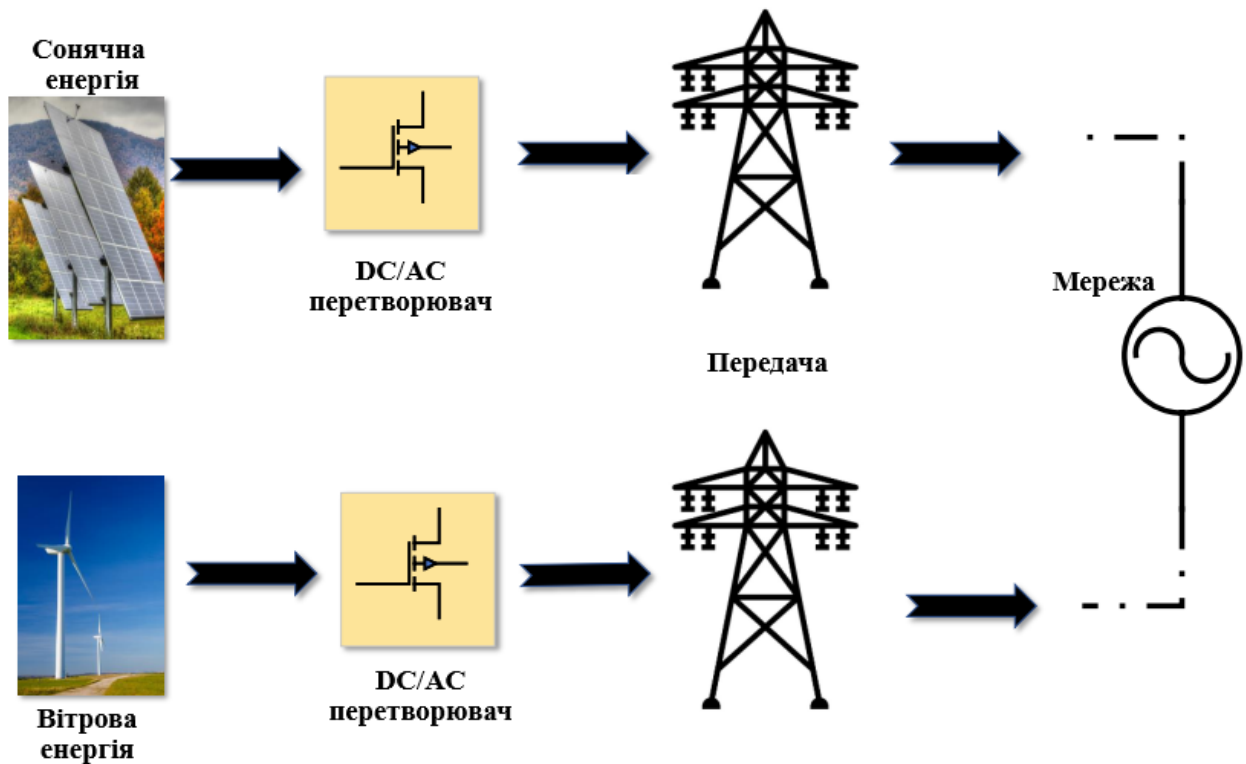


Рисунок 1.1 - Силова електроніка в сучасній електромережі.

1.1.1 Інверторні джерела енергії в слабких мережах

Традиційно такі електростанції встановлюються у віддалених районах, далеко від місцевих центрів навантаження. Ці електростанції зазвичай встановлюються з наддовгими лініями електропередач і мають дуже мало синхронних генераторів. Така конфігурація призводить до значного зниження надійності системи. Згідно з різними джерел з електричної надійності [9], надійність системи, або коефіцієнт короткого замикання (ККЗ), визначається як відношення між уявною потужністю короткого замикання (S_c) від короткого замикання в даній точці енергосистеми до номінальної потужності

інверторного ресурсу, підключеного в точці спільного приєднання (PCC) (S_N) [10]:

$$SCR = \frac{S_c}{S_N} \approx \frac{1}{X_{gri}} \quad (1.1)$$

Тут X_{gri} - це імпеданс мережі в одиницях.

ККЗ можна класифікувати як:

1. $ККЗ > 3$ класифікується як сильна мережа.
2. $2 < ККЗ \leq 3$ класифікується як слабка мережа.
3. $ККЗ \leq 2$ класифікується як дуже слабка мережа.

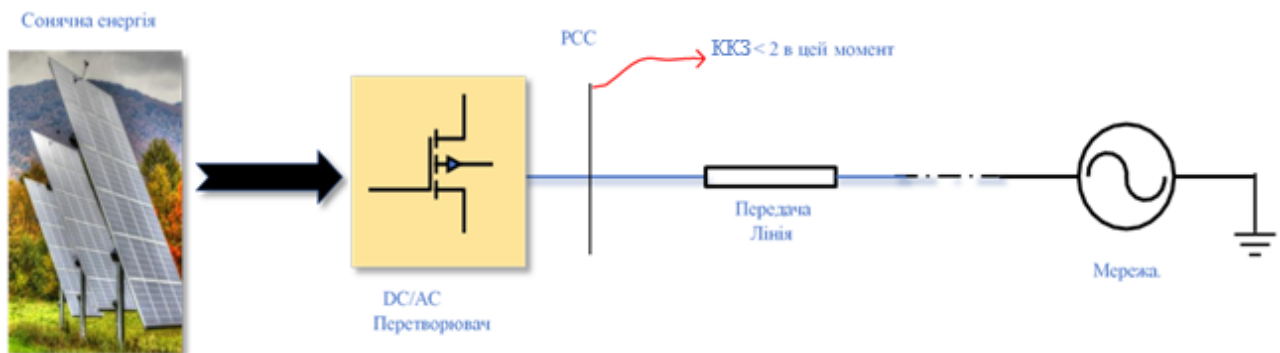


Рисунок 1.2 Зображення IBR, підключеного до слабкої мережі.

Деякі з реальних проблем стабільності, пов'язаних з роботою IBR в слабких мережах, наведені в [3]:

1. 30 Гц коливання у Західному Китаї, що сталося у 2015 році. Електростанція складалася з вітрових електростанцій типу 4, з'єднаних дуже довгою лінією електропередач, що робило її слабким з'єднанням з мережею.

2. 9 Гц коливання у 2019 році на офшорній вітровій електростанції у Великобританії. Критичною причиною стали погані параметри системи управління.

3. Австралійський оператор енергетичного ринку спостерігав коливання 7 Гц у 2019 році. Показник IBR був високим, а міцність системи - надто низькою.

4. 2011 р. Коли лінія електропередачі 138 кВ була введена на технічне обслуговування, коливання 4 Гц виникли, коефіцієнт реактивної потужності знизився нижче 2, і в системі виникли незатухаючі коливання.

Зазвичай ці коливання називають субсинхронними коливаннями (SSOs). Протягом багатьох років субсинхронні коливання в слабких мережах широко досліджувалися [12]. Узагальнюючи висновки з існуючої літератури, можна сказати, що основними причинами є погані параметри керування та взаємодії систем керування тощо.

Крім того, проблеми слабкої мережі також визначаються як проблеми стабільності напруги в стаціонарному режимі через чутливість до зміни напруги внаслідок закачування потужності [9]. На рисунку 1.2 показано систему, підключену до слабкої мережі.

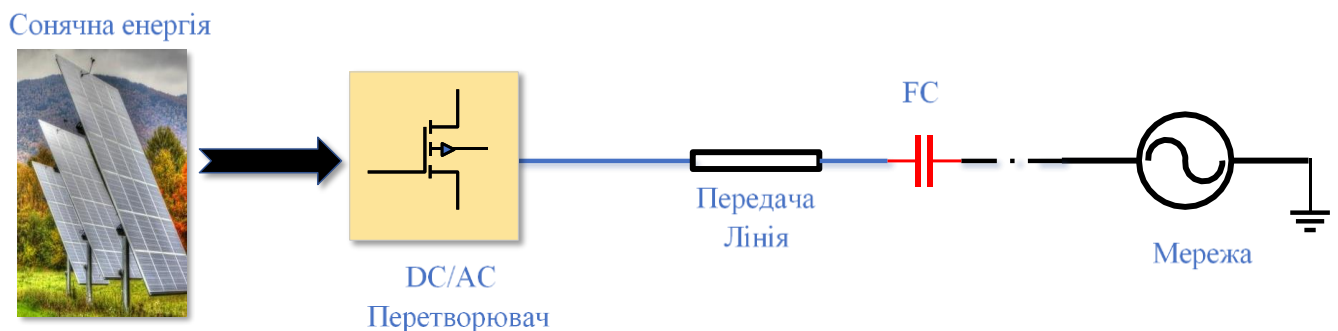


Рисунок 1.3 Зображення IBR, підключеного до послідовної компенсованої мережі.

1.1.2 IBR в мережах з послідовною компенсацією

Інша проблема стабільності виникає, коли електростанції IBR підключаються до мереж з послідовною компенсацією (Рисунок 1.3). Мережі з фіксованою послідовною компенсацією (FC) відіграють ключову роль у підвищенні ефективності та стабільності передачі електроенергії на великі відстані. Ці мережі передбачають включення конденсаторів послідовно з лініями електропередач, що ефективно зменшує загальний імпеданс лінії. Основною метою є збільшення пропускної здатності та забезпечення стабільності напруги на великих територіях.

Таким чином, можна збільшити потік електроенергії через існуючу інфраструктуру без необхідності будівництва нових ліній. Історично цей метод спричинив низку проблем зі стабільністю [3]:

1. 9,44 Гц SSO в Міннесоті (2007): Виникла подія перевантаження по струму, коли величина струму зросла зі 100 А до 1000 А протягом 0,3-секундного інтервалу. Це пов'язано зі встановленням 60% послідовної компенсації в мережі.

2. Випадки SSO 20-30 Гц у Техасі протягом 2009 та 2017 років: Основною причиною було визначено загальне встановлення 50% послідовної компенсації, реалізоване в два етапи.

Ці типи SSO також називають субсинхронним резонансом (SSR). Основною причиною нестабільності субсинхронного резонансу є поява резонансу в котушках індуктивності. З часом, як свідчать численні дослідження, основними причинами виникнення ССР у вітрогенераторах типу 3, підключених до послідовних компенсованих мереж, були визначені основні причини виникнення ССР. Такі дослідження, як [8, 9], визначили індукційний генераторний ефект (ІГЕ) як основний фактор, що спричиняє ССО, а не торсіонну взаємодію.

1.2 Можливості та виклики розподіленого виробництва

Парадигма щодо того, як забезпечити доступною електроенергією бідні верстви населення світу — енергією для розвитку — змінилася за останні два десятиліття. Історично склалося так, що високоцентралізовані (і часто авторитарні) уряди будували великі гідроелектростанції та гідроелектропередачі, а також довгі лінії розподілу та передачі електроенергії з кінцевою метою забезпечення електроенергією всіх громадян країни. Однак сьогодні широке коло учасників тихо оскаржує цей централізований та вертикальний підхід до електрифікації. Донори, неурядові організації (НУО), приватні компанії та громади співпрацюють з урядами з метою розробки невеликих локальних систем енергопостачання, відомих як розподілене енергопостачання (РГ). Наприклад, домогосподарство може встановити набір

сонячних фотоелектричних (ФЕУ) панелей для освітлення, а громада може використовувати мікрогідроелектростанцію для помелу зерна мешканців, тим самим підвищуючи цінність врожаю. РГ стає все більш поширеною альтернативою або доповненням до великомасштабної електрифікації мережі, оскільки обіцяє покращити місцеве прийняття рішень, полегшити доступ до енергії для бідних та захистити навколишнє середовище.

Системи РГ можуть варіюватися від мікрогенераційних установок потужністю від 1 кВт до 3 МВт. Два або більше блоків РГ можна об'єднати в мікромережу, з'єднану низьковольтними розподільними лініями. Невеликий масштаб і локалізоване розміщення цих систем РГ дозволяють громадам або домогосподарствам адаптувати енергопостачання до місцевого попиту та використовувати системи, що відповідають їхньому енергоспоживанню або профілю навантаження, протягом часу, чого не можуть зробити централізовані варіанти. Втрати електроенергії мінімізуються, а значні витрати на розширення електромережі усуваються. Кілька останніх досліджень показали, що децентралізована електрифікація може бути більш економічно ефективною, ніж розширення мережі, навіть для громад, розташованих лише за 5 км від мережі.

Системи РГ можуть працювати на різних енергетичних технологіях, включаючи дизельне паливо, дистильоване масло, природний газ, геотермальну енергію, вітрову енергію, біомасу, мікрогідроелектростанції, сонячну енергію або гібридну комбінацію цих джерел. Вчені приділяють набагато більше уваги відновлювальним формам РГ. Хоча дизельне генераторне обладнання історично було поширеним у районах, де доступ до електромережі відсутній або ненадійний, його недоліки включають шум, викиди, високі витрати палива та нестабільну доступність палива. Відновлювані форми РГ стають дедалі популярнішими в країнах, що розвиваються, частково тому, що вони дозволяють уникнути багатьох із цих проблем. Порівняно з дизельним паливом, відновлювані РГ спричиняють менше місцевого забруднення повітря та викидів вуглекислого газу. Остання перевага стає дедалі важливішою для донорів; великі установи з розвитку, такі як Світовий банк та Програма розвитку

Організації Об'єднаних Націй (ПРООН), є основними спонсорами відновлюваних РГ.

Системи РГ мають значний потенціал для обслуговування громад, які не мають доступу до електромережі — на даний момент це понад 20 % населення світу. Багато з цих громад мають мало перспектив для підключення до електромережі, оскільки центральним урядам або приватним комунальним підприємствам просто не вигідно обслуговувати малонаселені, бідні громади, де потреби мешканців в електроенергії є відносно мінімальними. Доступ до електромереж ще менш імовірний у віддалених районах, де витрати на розширення електромереж є надто високими, незалежно від того, чи є енергопостачальник державним чи приватним. РГ пропонує спосіб задоволення основних потреб цих користувачів без значних фінансових інвестицій, необхідних для розширення інфраструктури електромереж.

З 1970-х років було реалізовано багато проектів РГ для обслуговування різних громад по всьому світу. Наприклад, Grameen Shakti, приватна компанія, пов'язана з НУО Grameen Bank, до 2010 року встановила понад півмільйона сонячних систем для домівок у Бангладеш, з них майже 40% – лише у 2010 році. Аналогічно, уряди штатів Бразилії реалізували масштабні програми РГ у рамках національної урядової кампанії «Світло для всіх». Однак тематичні дослідження, що оцінюють ці та інші проекти і програми РГ, показують значні відмінності в результатах проектів РГ. Деякі з цих проектів і програм демонструють, що системи РГ можуть забезпечити бідні громади довгостроковим, стійким доступом до електроенергії. Інші залишили після себе непрацюючі системи через кілька років після первинної установки.

Незважаючи на те, що деякі виконавці задокументували уроки, винесені з минулих проектів, наукових досліджень щодо того, що саме визначає успіх або невдачу, проведено дуже мало. Уточнення цілей та результатів проектів РГ є не лише академічним завданням; це необхідно для підтримки зростаючої літератури з оцінки програм РГ, яка аналізує їхній вплив. Також відсутня наукова система факторів, що призводять до успіху в конкретних обставинах.

Така система необхідна, оскільки проекти РГ реалізуються в різних соціальних, культурних, політичних та економічних умовах. Таким чином, незважаючи на зростаючий глобальний інтерес до технологій РГ, нам бракує системного розуміння того, чому реалізуються програми РГ, як їх слід оцінювати та які фактори сприяють успіху програм. Індивідуальні тематичні дослідження проектів РГ містять багатий масив знань саме з цих питань, проте лише небагато вчених намагалися синтезувати цю інформацію в комплексному вигляді.

1.3 Підвищення надійності енергетичних систем

Надійність енергетичних систем відіграє ключову роль у забезпеченні сталого функціонування як промислових підприємств, так і житлового сектора. Сучасні енергетичні системи стикаються з численними викликами, серед яких зношення обладнання, вплив кліматичних факторів, зростання енергоспоживання та необхідність інтеграції відновлюваних джерел енергії. У міру того як суспільство стає все більш залежним від безперебійного енергопостачання, питання надійності набувають стратегічного значення, оскільки перебої в електропостачанні можуть призвести до значних економічних втрат, зниження продуктивності та погіршення якості життя [1-3].

Для кількісної оцінки надійності енергетичних систем використовуються ключові показники ефективності, найпоширенішими з яких є SAIDI (індекс середньої тривалості перебоїв у системі) та SAIFI (індекс середньої частоти перебоїв у системі). Перший показник відображає середню тривалість відключень на одного споживача протягом року, а другий вимірює середню кількість відключень на одного споживача за той самий період. Ці показники дозволяють оцінити ефективність енергетичних мереж та розробити стратегії їх модернізації.

Наслідки ненадійного енергопостачання виходять за межі технічних аспектів і мають значний вплив на економіку. Аварійні відключення та нестабільність енергопостачання призводять до зниження виробничих

потужностей, втрат у промисловості, погіршення умов ведення бізнесу та збільшення операційних витрат. У житловому секторі відключення електроенергії можуть призвести до соціального невдоволення, порушення роботи критично важливих систем та підвищення вартості альтернативних джерел енергії. Таким чином, підвищення надійності енергетичних систем є не тільки технічним, але й соціально-економічним завданням.

Розглядаються сучасні підходи до оптимізації мережевої інфраструктури, впровадження інтелектуальних систем моніторингу, автоматизованих рішень для управління розподільчими мережами та стратегій резервування. Особлива увага приділяється пошуку збалансованих рішень, які мінімізують частоту та тривалість відключень, зберігаючи при цьому розумні витрати на модернізацію енергетичної системи.

Надійність енергетичних систем визначається низкою факторів, серед яких ключову роль відіграють технічний стан обладнання, умови експлуатації та вплив зовнішніх чинників. В сучасних енергетичних системах однією з головних проблем залишається зношення та моральне старіння обладнання, що призводить до збільшення частоти відмов та зниження загальної ефективності енергопостачання. Значна частина електричних мереж була побудована кілька десятиліть тому і працює на межі своїх можливостей, що робить їх особливо вразливими до перевантажень і аварійних ситуацій.

Крім внутрішнього зносу, значний вплив також чинять зовнішні фактори, зокрема кліматичні умови [7]. Екстремальні температури, урагани, повені та інші природні явища сприяють руйнуванню інфраструктури та збільшують час, необхідний для відновлення енергопостачання. Такі події можуть значно погіршити показники надійності енергетичних систем, підвищивши значення SAIDI (індекс середньої тривалості перебоїв у системі) та SAIFI (індекс середньої частоти перебоїв у системі). Ці індекси відображають як частоту, так і тривалість перебоїв у електропостачанні, що дозволяє оцінити ефективність енергетичних систем у різних регіонах [8, 9].

Для аналізу поточного стану надійності електричних мереж можна порівняти показники SAIDI та SAIFI для різних енергетичних систем.

1.4 Висновок до розділу

У даному розділі проаналізовано сучасний стан електроенергетичних систем із зростаючою часткою відновлюваних джерел енергії та визначено основні проблеми їх інтеграції в електричні мережі. Показано, що активне впровадження інверторних джерел енергії істотно змінює динамічні властивості енергосистем, особливо в умовах слабких мереж та наявності послідовної компенсації. Встановлено, що низький коефіцієнт короткого замикання є одним із ключових чинників виникнення коливальних процесів і зниження стійкості роботи системи. Проаналізовано причини виникнення субсинхронних коливань та резонансних явищ, що підтверджує необхідність удосконалення алгоритмів керування інверторними установками. Окрему увагу приділено ролі розподіленої генерації як ефективного інструменту підвищення енергетичної доступності та сталого розвитку, особливо у віддалених регіонах. Водночас наголошено на наявності технічних, економічних і організаційних викликів, що супроводжують її впровадження. Проаналізовано вплив надійності електропостачання на функціонування енергосистем та значення показників SAIDI і SAIFI для оцінювання її якості. Зроблено висновок, що підвищення надійності та стійкості сучасних енергосистем потребує комплексного підходу, який поєднує розвиток мережевої інфраструктури, удосконалення систем керування та адаптацію нормативно-технічних рішень до умов зростаючої частки відновлюваної генерації.

2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Стратегії моделювання та аналізу інверторних джерел енергії

Загальна схема системи, прийнята в цій роботі, представлена на рисунку 2.1.

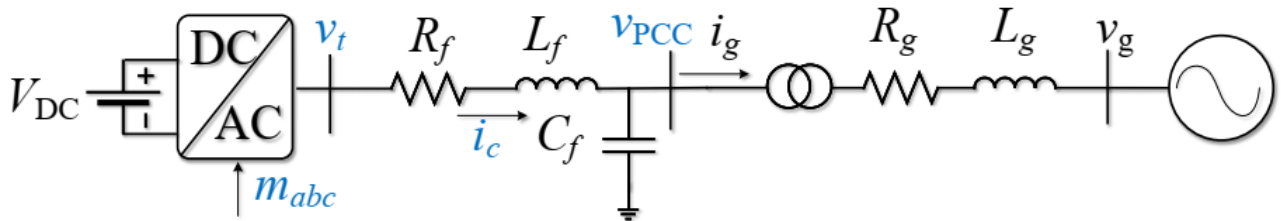


Рисунок 2.1 Схема системи, що використовується в роботі.

Система складається з трифазного DC-AC інвертора (IBR), підключеного до електромережі за допомогою ліній електропередач, представлених R_g і L_g . Між клемми інвертора та шиною загальної точки з'єднання (PCC) підключений дросельний фільтр. Дросель-фільтр представлений R_f , L_f і C_f . Джерело постійної напруги живить інвертори, а мережа змінного струму моделюється як джерело постійної напруги (нескінченна шина). Крім того, i_c - це струм перетворювача, v_{PCC} - напруга на шині PCC, а i_g - струм мережі.

Цей інвертор, або IBR, може використовувати два типи керування. Перший тип - це тип відстеження мережі (GFL), а другий - тип формування мережі (GFM). Далі будерозглядатися моделювання та аналіз двох типів керування. Фундаментально, управління GFL змушує IBR діяти як кероване джерело струму, тоді як GFM змушує IBR діяти як кероване джерело напруги. На рисунку 2.2 показано базову схему, що представляє типи IBR GFL та GFM.

При інтеграції з електромережею необхідний блок синхронізації. Цей блок надає важливу інформацію про фазовий кут і частоту вхідного сигналу змінного струму. Він дозволяє IBR функціонувати синхронно з мережею, надаючи необхідні дані про кут і частоту трифазного вхідного сигналу. В IBR

типу GFL завдання синхронізації виконується за допомогою PLL, тоді як в типі GFM синхронізуючим механізмом слугує регулятор напруги.

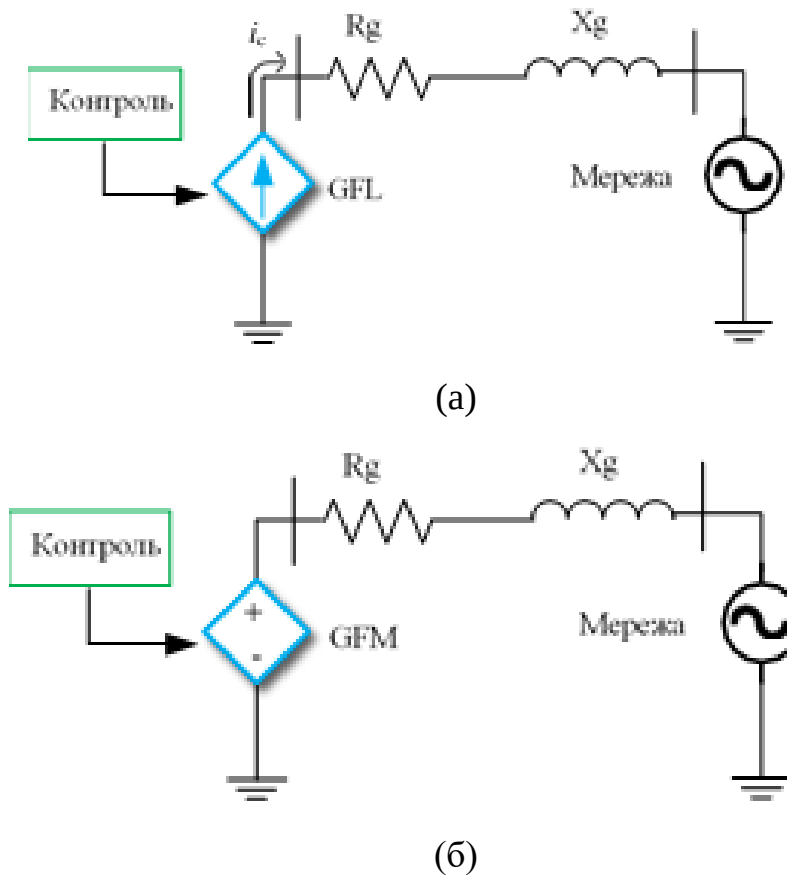


Рисунок 2.2 - Типи контролю інверторних джерел енергії. (а) відстеження мережі. (б) формування мережі

Крім того, блок синхронізації забезпечує кут зсуву фаз, що має вирішальне значення для інших аспектів керування. Цей вихідний сигнал фазового кута полегшує перетворення синусоїдальних сигналів напруги та струму в синхронну систему відліку або *dq-систему*, відповідно до перетворення Парка.

Щоб зрозуміти перетворення Парка припустимо, що трифазна напруга на шині РСС є:

$$\begin{aligned} v_{PCC,a}(t) &= V \cos(\omega t + \theta_0) \\ v_{PCC,b}(t) &= V \cos(\omega t - 120^\circ + \theta_0) \\ v_{PCC,c}(t) &= V \cos(\omega t + 120^\circ + \theta_0) \end{aligned} \quad (2.1)$$

Тут V - це величина, ω - частота в рад/с, а θ_0 - початковий фазовий кут. Для цієї збалансованої трифазної напруги РСС просторовий вектор можна описати як:

$$\vec{v}_{PCC} = \frac{2}{3} \left(v_{PCC,a} + v_{PCC,b} e^{j120^\circ} + v_{PCC,c} e^{-j120^\circ} \right) = V e^{j\theta_0} e^{j\omega t} \quad (2.2)$$

Просторовий вектор у (2.2) обертається з постійною кутовою швидкістю ω . Щоб побачити вектор простору в системі координат dq (рис. 2.3), ми можемо відняти кут ωt , отримавши таким чином наступне (припускаючи, що $d+jq$ - система координат):

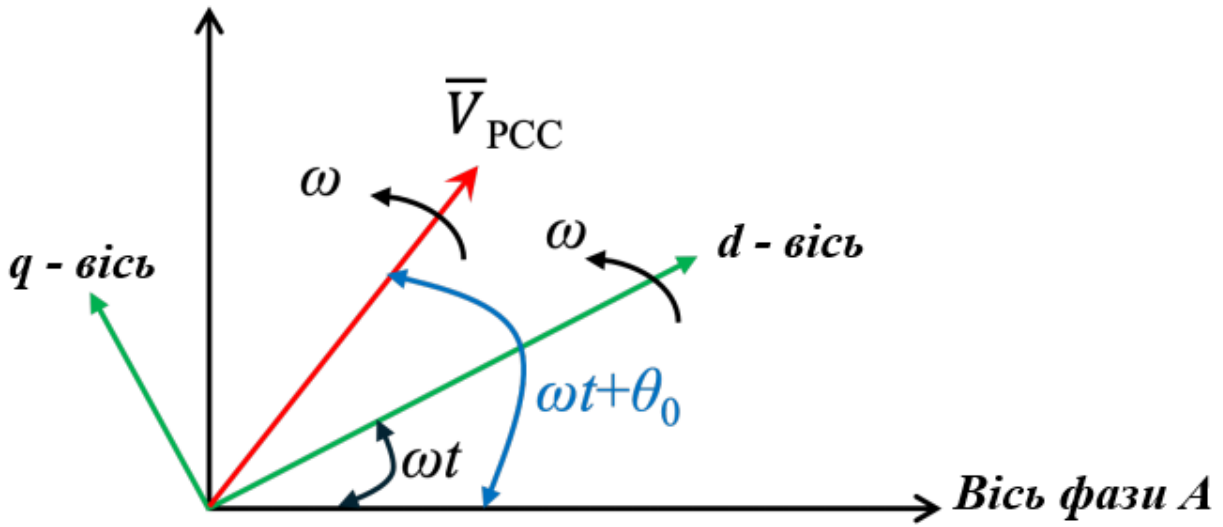


Рисунок 2.3 - Просторове векторне представлення перетворення системи координат abc в dq .

$$\frac{2}{3} \left(v_{PCC,a} + v_{PCC,b} e^{j120^\circ} + v_{PCC,c} e^{-j120^\circ} \right) e^{-j\omega t} = v_{PCC,d} + j v_{PCC,q} \quad (2.3)$$

Відокремлення реальної та уявної частин:

$$\begin{bmatrix} v_{PCC,d} \\ v_{PCC,q} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \cos(\omega t - 120^\circ) & \cos(\omega t + 120^\circ) \\ -\sin(\omega t) & -\sin(\omega t - 120^\circ) & -\sin(\omega t + 120^\circ) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{PCC,a} \\ v_{PCC,b} \\ v_{PCC,c} \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

Для $\theta_0 = 0$ і $V = 1$, отримуємо $v_{PCCd} = 1$, а $v_{PCCq} = 0$. Це перетворення змінює синусоїдальні та змінні в часі на простіші, подібні до постійного струму, що полегшує їх обробку та контроль. Таке спрощення особливо корисне при розробці систем керування та алгоритмів для електричних машин, дозволяючи зробити їх більш простими та ефективними. Функція блоку синхронізації полягає у забезпеченні кута ωt для перетворень.

2.1.1 Фазовий автопідстроювач в інверторних джерел енергії

У роботі прийнято синхронну систему відліку (SRF-PLL), яка широко використовується. SRF-PLL включає блок перетворення abc в dq (перетворення Парка) і ПІ-регулятор. На вхід подається трифазна напруга РСС шини $v_{PCC(abc)}$. Метою ПІ-регулятора є регулювання сигналу $v_{PCC(q)}$ до нуля в усталеному режимі. Структурна схема регулятора показана на рисунку 2.4.

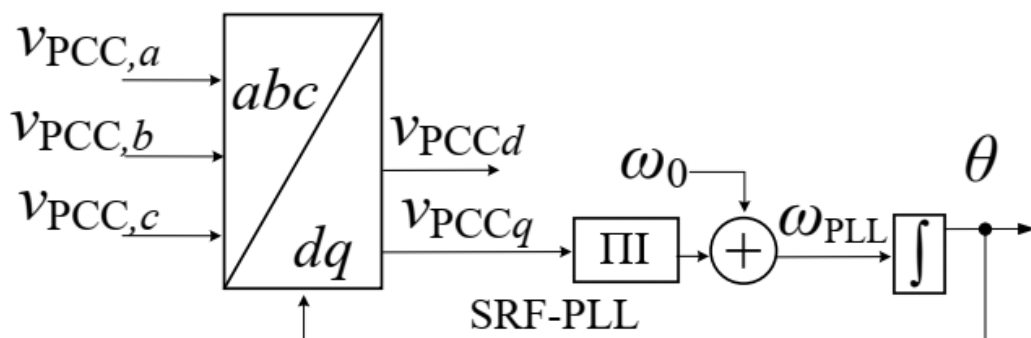


Рисунок 2.4 - Синхронна система відліку з фазовим автопідстроювачем (SRF-PLL), що використовується для контролю типу відстеження мережі (GFL).

Для GFL типу управління IBR, який вимагає інформації про кут мережі і частоту для підключення до мережі, PLL є критично важливим компонентом структури управління. Інші типи PLL, що використовуються в системах керування IBR, включають PLL з подвійною синхронною опорною рамкою та PLL з подвійним узагальненим інтегратором другого порядку.

З іншого боку, для технології GFM зазвичай використовується блок синхронізації, який керує падінням активної потужності частоти. Тут відхилення реальної потужності генерує відхилення частоти. Залежність є

лінійною і регулюється коефіцієнтом провалу. На рисунку 2.5 представлено звичайне регулювання провалу. Тут P_{ref} - це реальна опорна потужність, R - коефіцієнт провалу. Інші типи стратегій включають віртуальні синхронні машини (VSM) та управління віртуальним генератором (VOC).

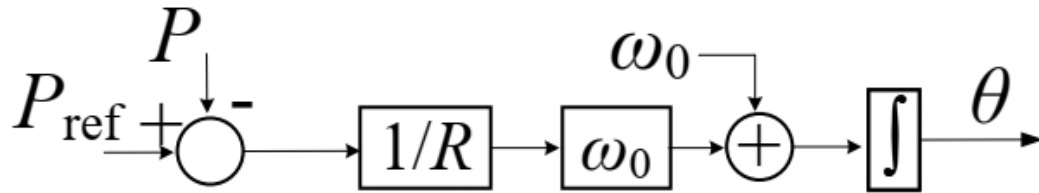


Рисунок 2.5 Синхронізація потужності, що використовується в управлінні формування мережі.

2.1.2 Каскадне керування системою координат dq

Другий аспект управління IBR - це головний контролер. Цей контролер може бути або не бути багаторівневим. Здебільшого швидкий внутрішній контур є регулятором струму (жорстко регулює струм IBR), а зовнішній контур є повільним регулятором реальної потужності (P) і напруги або регулятором реактивної потужності. Регулятори можуть бути реалізовані за допомогою ПІ-регуляторів (відслідковують сигнал постійного струму) або ПР-регуляторів (пропорційний резонансний регулятор), що відслідковують сигнал змінного струму. В даній роботі використовуються ПІ-регулятори. За допомогою блоку синхронізації змінні сигнали перетворюються на постійні системи координат dq .

Для управління GFM внутрішній контур подібний до типу GFL, але зовнішній контур відрізняється, де зовнішній контур управляє величиною напруги. Виходом алгоритму керування є опорні сигнали (m_{abc}) для перетворювачів. Крім того, реальна потужність P та реактивна потужність Q задаються через:

$$P = v_{PCCd} i_{cd} + v_{PCCq} i_{cq} \quad (2.5)$$

$$Q = v_{PCCq} i_{cd} - v_{PCCd} i_{cq}$$

де v_{PCCd} і v_{PCCq} є dq компонентами v_{PCC} . Величина напруги на шині РСС визначається як:

$$|V_{PCC}| = \sqrt{v_{PCCd}^2 + v_{PCCq}^2} \quad (2.6)$$

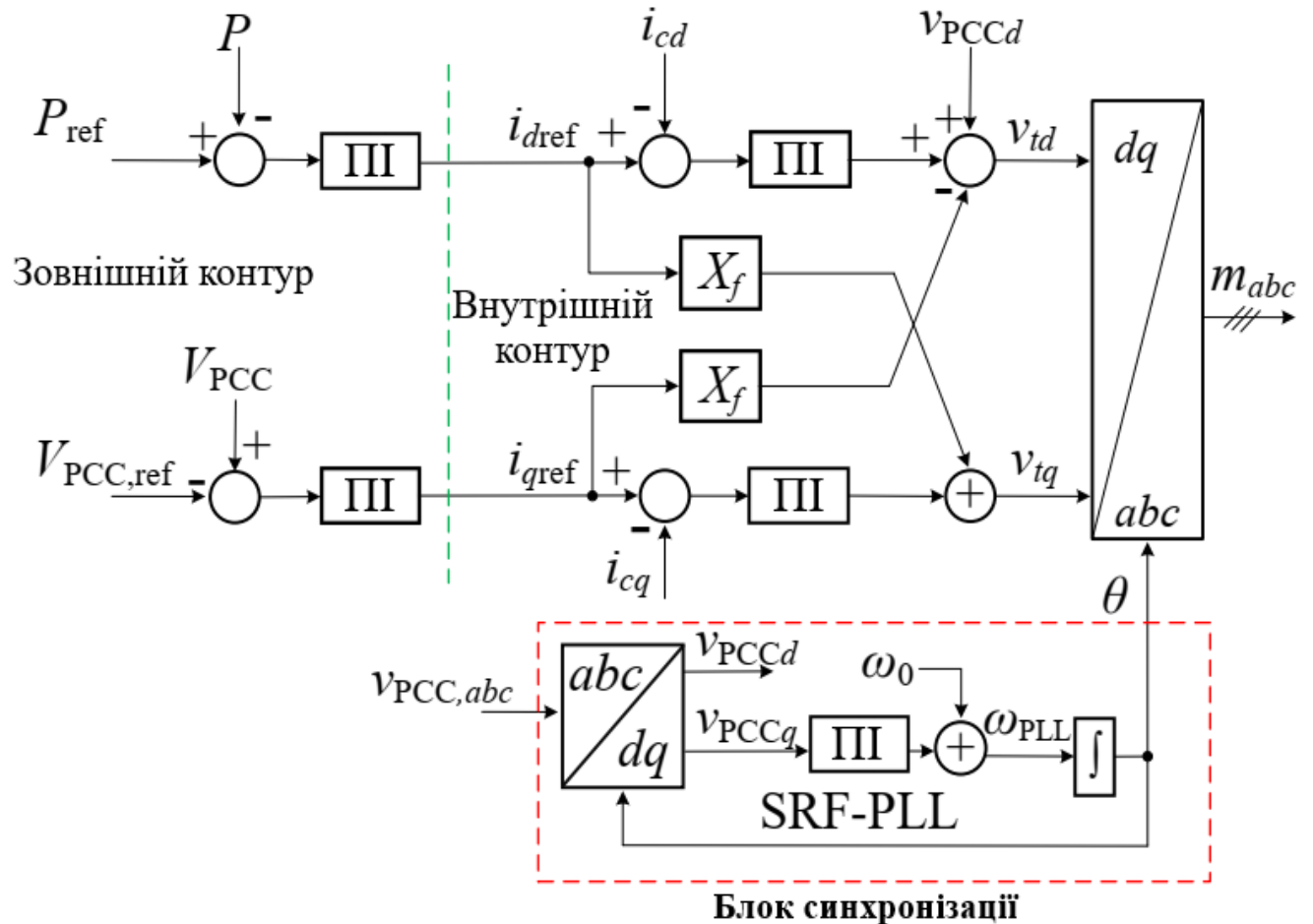


Рисунок 2.6 - Структура управління для IBR типу відстеження мережі.

На рисунках 2.6 та 2.7 представлено блок-схему управління GFL та GFM.

Для моделювання та вивчення динаміки підключених до мережі ресурсів на основі інверторів (IBR) використовуються три інструменти: (а) моделювання електромагнітних перехідних процесів, (б) нелінійні аналітичні моделі та (в) моделювання апаратного забезпечення в контурі.

2.2 Моделювання електромагнітних перехідних процесів (ЕМП)

Моделювання ЕМТ - це обчислювальні методи, що використовуються для аналізу поведінки енергосистем під час перехідних процесів, таких як раптові зміни навантаження. Ці симуляції пропонують точну динамічну модель мережі енергосистеми, що охоплює такі компоненти, як силові електронні пристрої, лінії електропередач, трансформатори та генератори. Основне програмне забезпечення для моделювання ЕМТ включає MATLAB/Simscapе Electrical та. Використано пакет MATLAB/Simscapе Electrical. MATLAB/Simscapе Electrical - це спеціалізований інструментарій для моделювання та імітації електричних систем. Графічний інтерфейс складається з силових електронних пристроїв, машин, датчиків та інших пасивних компонентів. Розширена бібліотека компонентів допомагає користувачеві моделювати фізичну систему в графічному середовищі.

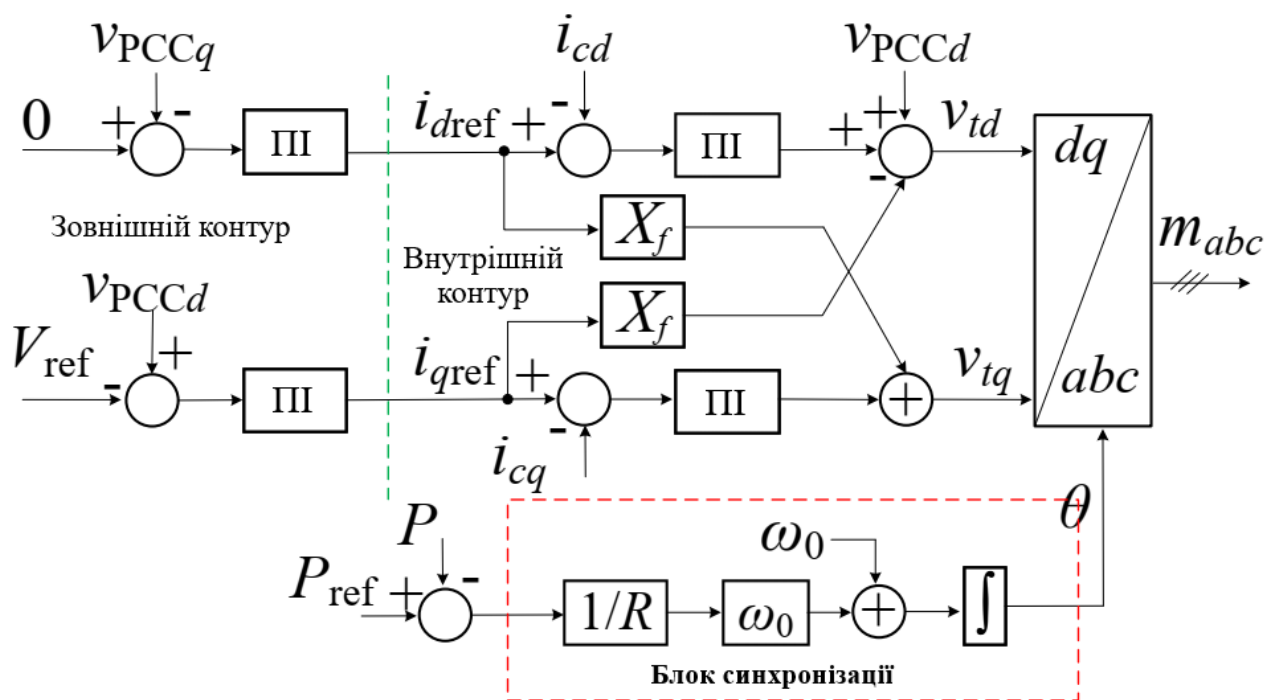


Рисунок 2.7 - Структура управління IBR для тип формування мережі (GFM).

Основою IBR є перетворювачі на основі силової електроніки. Ці перетворювачі можна моделювати за допомогою моделі детального

перемикання або усередненої моделі. Кожен підхід має свій набір переваг, і вибір між ними часто залежить від конкретних вимог моделювання, таких як необхідний рівень деталізації, доступні обчислювальні ресурси. Були прийняті усереднені методи моделювання. Причини цього перераховані нижче:

1. Усереднена модель зменшує обчислювальне навантаження та покращує швидкість моделювання.
2. Для цієї роботи основною метою є дослідження динаміки керування IBR, фундаментальної поведінки системи та низькочастотних коливань. Середньостатистична техніка моделювання чудово підходить для цих застосувань.

На рисунку 2.8 представлено електричне середовище MATLAB/Simscapе, що демонструє середню модель IBR, підключену до мережі.

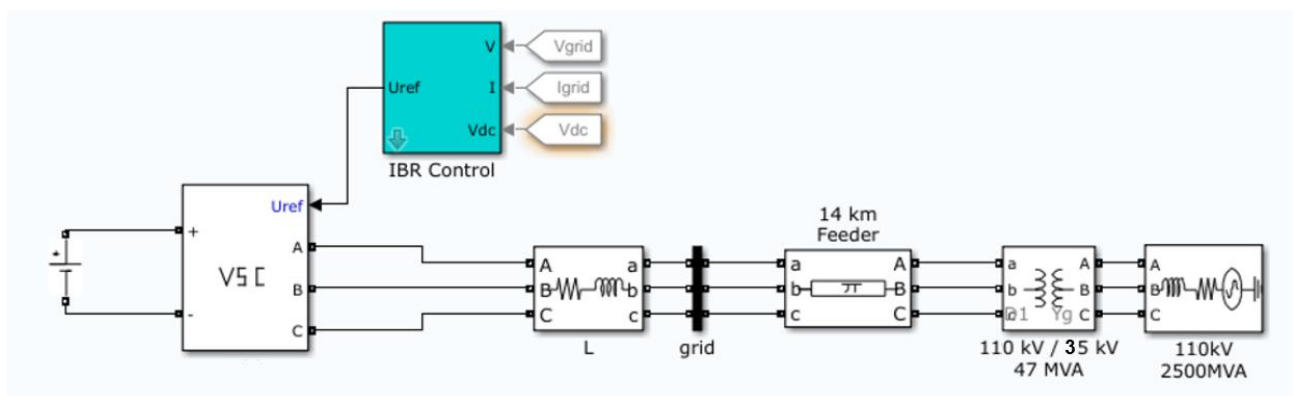


Рисунок 2.8 Модель інверторного джерела енергії (IBR), підключеного до електромережі.

Хоча моделі ЕМП дають точне уявлення про часову область мереж IBR, вони часто не дають чітких пояснень динамічної поведінки, що спостерігається. Щоб заповнити цю прогалину, розробляються нелінійні аналітичні моделі. Ці моделі враховують нелінійні взаємозв'язки між змінними системи за допомогою математичних уявлень і симуляцій. Моделювання включає в себе, по-перше диференціальні рівняння порядку, які визначають рівняння простору станів наступним чином:

$$\begin{aligned}\frac{dx}{dt} &= Ax + Bu \\ y &= Cx + Du\end{aligned}\tag{2.7}$$

де x - матриця, яка включає змінні стану, а u - вхідні дані. A , B , C та D - матриці, що визначають зв'язки між входами, виходами та внутрішнім станом системи.

Моделювання простору стану не тільки дає результати в часовій області, але й слугує потужним інструментом для проведення модального аналізу, включаючи аналіз власних значень, форми мод і коефіцієнтів участі. Крім того, нелінійні моделі полегшують аналіз у частотній області за допомогою таких методів, як діаграми Боде. Як приклад, нижче наведено побудову аналітичної моделі для GFL типу IBR. Для побудови аналітичної моделі використано рисунок 2.1 та рисунок 2.6.

2.3 Аналітична модель для інверторів які відстежують мережу

Система, представлена на рисунку 2.1, моделюється чотирма основними блоками: блок синхронізації (PLL), внутрішнє і зовнішнє керування, динаміка схеми і перетворення системи координат, як показано на рисунку 2.9. Зазначимо, що в той час як сигнали на рівні схеми базуються на системі мережі, сигнали, пов'язані зі структурою керування, базуються на системі або куті, що забезпечується блоком синхронізації.

Змінні стану описуються наступним чином: змінні мережі-системи координат, пов'язані зі схемою динаміка, в тому числі струму перетворювача i_{cdq}^g , напруга на шині РСС v_{PCCdq}^g , струм мережі i_{gdq}^g та напруга на послідовному конденсаторі v_{dq}^g , стани синхронізуючої системи, що представляють ПІ-регулятори зовнішнього контуру x_1 (вісь d) і x_2 (вісь q) та внутрішні регулятори струму x_3 і x_4 . У GFL-IBR блок синхронізації (PLL) включає дві змінні стану: $\Delta\omega$ (пов'язана з ПІ-регулятором) і $\Delta\theta$. Таким чином, тестовий стенд GFL-IBR складається з 12 змінних стану.

Аналітичну модель динаміки кола розроблено в сітковій системі координат dq , яка обертається зі швидкістю ω_0 . Диференціальні рівняння динаміки контуру RLC представлені наступним чином:

$$\begin{aligned}\frac{dv_{PCCd}^g}{dt} &= \frac{1}{C_f} (i_{cd}^g - i_{gd}^g) + \omega_0 v_{PCCq}^g \\ \frac{dv_{PCCq}^g}{dt} &= \frac{1}{C_f} (i_{cq}^g - i_{gq}^g) + \omega_0 v_{PCCd}^g\end{aligned}\quad (2.8)$$

Пристроєм синхронізації в GFL-IBR стенду-1 є блок синхронізації (PLL). Як згадувалося раніше, система керування працює в окремій системі відліку (кут θ), що забезпечується блоком синхронізації, який є PLL для GFL IBR. Система керування перетворювачем регулює dq -компоненти струму перетворювача i_c та напруги на шині РСС v_{PCC} у системі відліку керування. Через різні системи відліку, прийняті для моделі схеми та керування, відповідне перетворення системи відліку є важливим для точного моделювання.

Відношення між опорною системою координат та системою координат управління можна визначити, пов'язавши просторовий вектор струму або напруги з його векторами, що базуються на опорній системі координат та системі координат управління. Наприклад, просторовий вектор напруги на шині РСС v_{PCC} можна пов'язати зі змінними мережі та змінними системою координат управління наступним чином:

$$\begin{aligned}\vec{v}_{PCC} &= (v_{PCCd} + jv_{PCCq})e^{j\theta} = (v_{PCCd}^g + jv_{PCCq}^g)e^{j\omega_0 t} \\ \Rightarrow (v_{PCCd} + jv_{PCCq})e^{\Delta\theta} &= v_{PCCd}^g + jv_{PCCq}^g\end{aligned}\quad (2.9)$$

де $\Delta\theta = \theta - \omega_0 t$. З (2.9) видно, що сигнали в системі координат мережі можуть бути перетворені в систему координат синхронізації і навпаки. Повна аналітична модель представлена на рисунку 2.9.

Для точної розробки аналітичної моделі необхідна належна процедура ініціалізації. Ініціалізація здійснюється з використанням потоку потужності у

фазовій області. Наведено комплексну потужність на шині PCC: $S = V_{PCC} I_c^*$, де V_{PCC} - напруга на шині PCC, а I_c - струм через котушку індуктивності фільтра у фазах. Реальна потужність має вигляд: $P = \text{real}(S)$, а реактивна потужність: $Q = \text{imag}(Q)$. У цьому випадку напруга фази шини PCC визначається як $V_{PCC} = |V_{PCC}| \angle \theta$, а струм I_c визначається як:

$$I_g = \frac{V_{PCC} - V_g}{R_{gru} + iX_{gru}}, I_{Cf} = \frac{V_{PCC}}{-iX_{Cfu}}, I_c = I_g + I_{Cf} \quad (2.10)$$

Тут I_g - струм в лінії передачі, I_{Cf} - струм через конденсатор фільтра C_f , а $V_g = 1$. У разі реалізації керування PV_{PCC} , обмеженнями є $P = P_{ref}$ та $|V_{PCC}| = V_{PCC,ref}$. Тут P_{ref} і $V_{PCC,ref}$ - бажані умови роботи на шині PCC. Оптимізаційна задача розв'язується для значень Q та θ . За заданими P , Q , $|V_{PCC}|$, та θ - змінні стану, що обчислюються для ініціалізації.

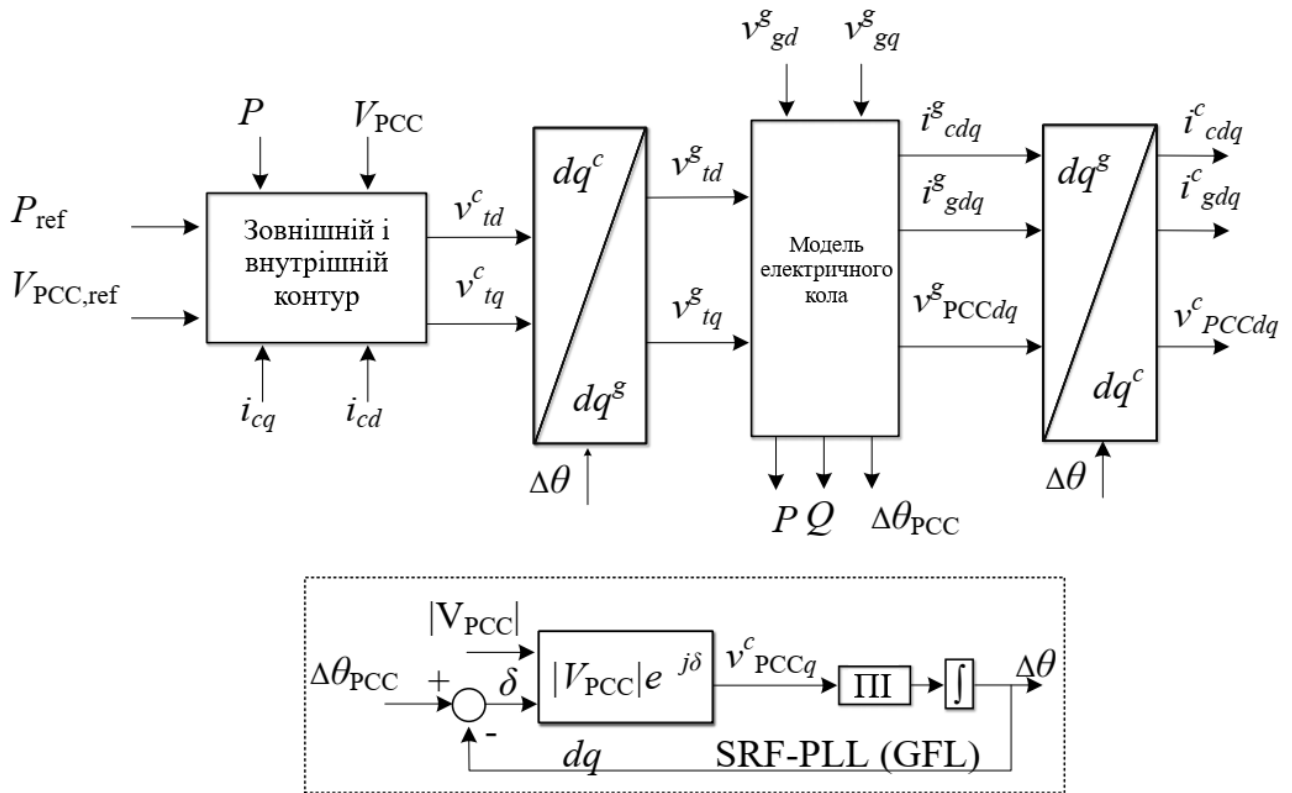


Рисунок 2.9 - Аналітична модель для типу відстеження мережі IBR.

Після ініціалізації ми лінеаризуємо аналітичну модель, щоб отримати лінійну інваріантну в часі модель. Побудуємо нелінійну аналітичну модель, що представляє IBR. У моделі всі змінні стану (загалом 12) залишаються незмінними у стаціонарному стані. Лінійна модель інваріантну в часі отримується чисельно за допомогою функції `linmod` в MATLAB, яка витягує лінійна модель інваріантну безперервного часу навколо робочої точки за допомогою алгоритму блокової лінеаризації. В результаті отримуємо модель простору станів, як показано в (2.7).

2.3.1 Аналіз стійкості інверторних систем

Аналіз стійкості системи інверторного джерела енергії (IBR) проводиться з використанням моделі простору станів. Цей аналіз виконується двома методами. Перший метод передбачає оцінку "власних значень".

Аналіз власних значень у моделі простору станів є важливим аспектом розуміння динаміки та стійкості системи. Для системи в просторі станів власні значення матриці A (матриці станів) обчислюються за формулою:

$$\det(A - \lambda I) = 0 \quad (2.11)$$

де I - матриця тотожності, а λ - власні значення. У MATLAB це досягається викликом функції `eig(A)`. Власні значення мають вирішальне значення для оцінки стабільності та динаміки системи. Власні значення - це комплексні числа, де дійсна частина вказує на швидкість експоненціального спаду або зростання, а уявна частина (якщо вона присутня) вказує на коливальну поведінку з частотою, пропорційною величині уявної частини. З точки зору стійкості, якщо всі власні значення лежать у лівій половині комплексної площини, система вважається стійкою. Якщо будь-які власні значення лежать у правій половині площини, то система нестійка. Власні значення на уявній осі вказують на граничну стійкість. Іншим інструментом, який використовується для аналізу стійкості системи, є критерій Боде. Діаграма Боде, або графік Боде, - це графічне представлення частотної характеристики

лінійної, незмінної в часі системи. Вона складається з двох: амплітудного (в шкалі дБ) і фазового. Стабільність можна проаналізувати, оцінивши запаси підсилення і фазові запаси. Рисунок 2.10 містить підсумок побудови нелінійної аналітичної моделі.

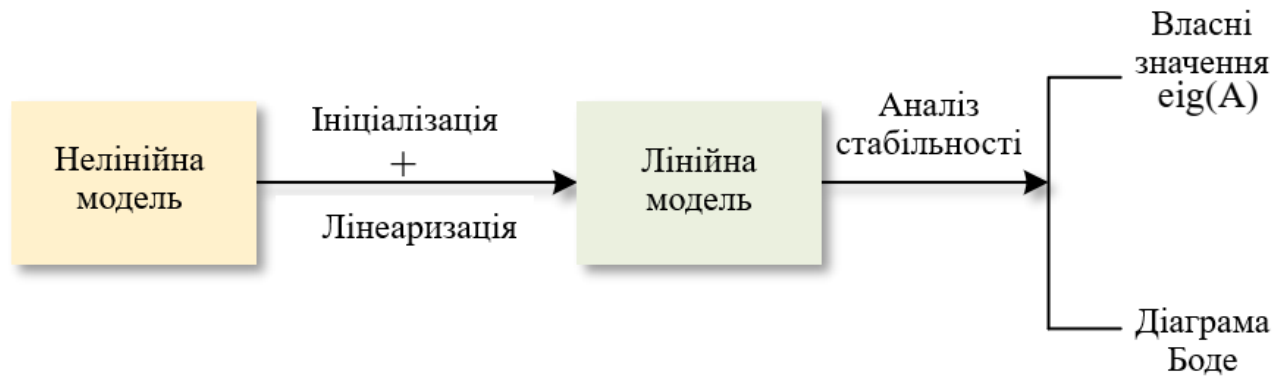


Рисунок 2.10 - Підсумок побудови нелінійної аналітичної моделі та аналізу стійкості за допомогою MATLAB.

2.4 Ефективність інверторторів в умовах слабого підключення до електромережі та підвищення стабільності

Протягом багатьох років обговорювалися і повідомлялося про методи підвищення стабільності слабкої мережі для IBR на основі перетворювачів з джерелом напруги (VSC), що слідкують за мережею. Ці методи можна класифікувати на три категорії: ті, що мають справу з фазообертаючими контурами, ті, що мають справу з внутрішніми регуляторами струму, і ті, що мають справу з зовнішніми регуляторами.

Відомо, що PLL вносить від'ємний опір у низькочастотній області в системі dq. Тому налаштування параметрів PLL активно досліджуються.

Нещодавні дослідження показують, що пропорційний коефіцієнт підсилення внутрішнього регулювання струму впливає на слабку стабільність мережі. Коефіцієнт підсилення має труднощі з балансуванням вольтамперної характеристики РСС та демпфірувальної здатності в умовах слабкої мережі. Вирішення цієї проблеми полягає у реструктуризації пропорційно-інтегрального (ПІ) регулятора в інтегрально-пропорційний (ІП) регулятор.

Реконструйоване управління струмом призводить до вищого запасу стійкості для VSC.

Можна бачити, що деякі конструкції, можуть підвищити запас стійкості окремих інверторів поблизу межі стаціонарного стану. Альтернативно, налаштування параметрів для фіксованих структур управління може бути ще одним варіантом підвищення стійкості. Однак, в деяких сценаріях цей варіант може бути нездійсненним. Отже, налаштування параметрів повинно бути в межах проектних рішень. У деяких випадках налаштування параметрів недостатньо для підвищення стабільності.

Було проведено попереднє дослідження, щоб визначити, чи забезпечують IBR, які працюють однаково в режимах регулювання потужності та напруги, найкращу стабільність в системі з двома IBR. Результати показують, що це не обов'язково так. Насправді, якщо один IBR працює в режимі регулювання напруги, а інший - в режимі регулювання реактивної потужності, вся система може досягти кращої стабільності. Таким чином, є можливість для подальшого вдосконалення через координацію.

Як згадувалося раніше, з попередніх досліджень ми виявили, що з одним IBR в режимі регулювання напруги, а іншим - в режимі регулювання реактивної потужності, вся система може досягти кращої стабільності. Щоб підтвердити це твердження, ми виконали моделювання ЕМП. На випробувальному стенді 0 один IBR працює в режимі керування PV_{PCC} , а IBR 2 - в режимі керування PQ , тоді як на випробувальному стенді 1 обидва IBR працюють в режимі керування PV_{PCC} . Структура управління представлена на рисунку 3.2. Результати представлені на рисунку 2.11. За аналогічних умов слабкої мережі ($KK3 \approx 1$), тестовий стенд 0 демонструє кращу стабільність, тоді як тестовий стенд 1 переходить до нестабільного стану. Отже, з підтримкою реактивної потужності система в мережі з декількома IBR працює краще. Концепція передбачає модуляцію одного або декількох IBR для введення реактивної потужності, тим самим підвищуючи продуктивність системи і оптимально підштовхуючи IBR до меж сталого стану.

З точки зору фізики, в низькочастотному діапазоні (ігноруючи дуже швидку електромагнітну динаміку ліній електропередач) добре відомо, що введення реактивної потужності в мережу може спричинити підвищення напруги. Математична залежність виглядає наступним чином.

$$\Delta V \approx X_g \Delta Q \quad (2.12)$$

де X_g - реактивний опір мережі. Зауважте, що у наведеній вище спрощеній залежності проігноровано вплив реальної потужності та/або реального струму i_d на напругу. Цей зв'язок базується на добре відомому зв'язку між реактивною потужністю та напругою.

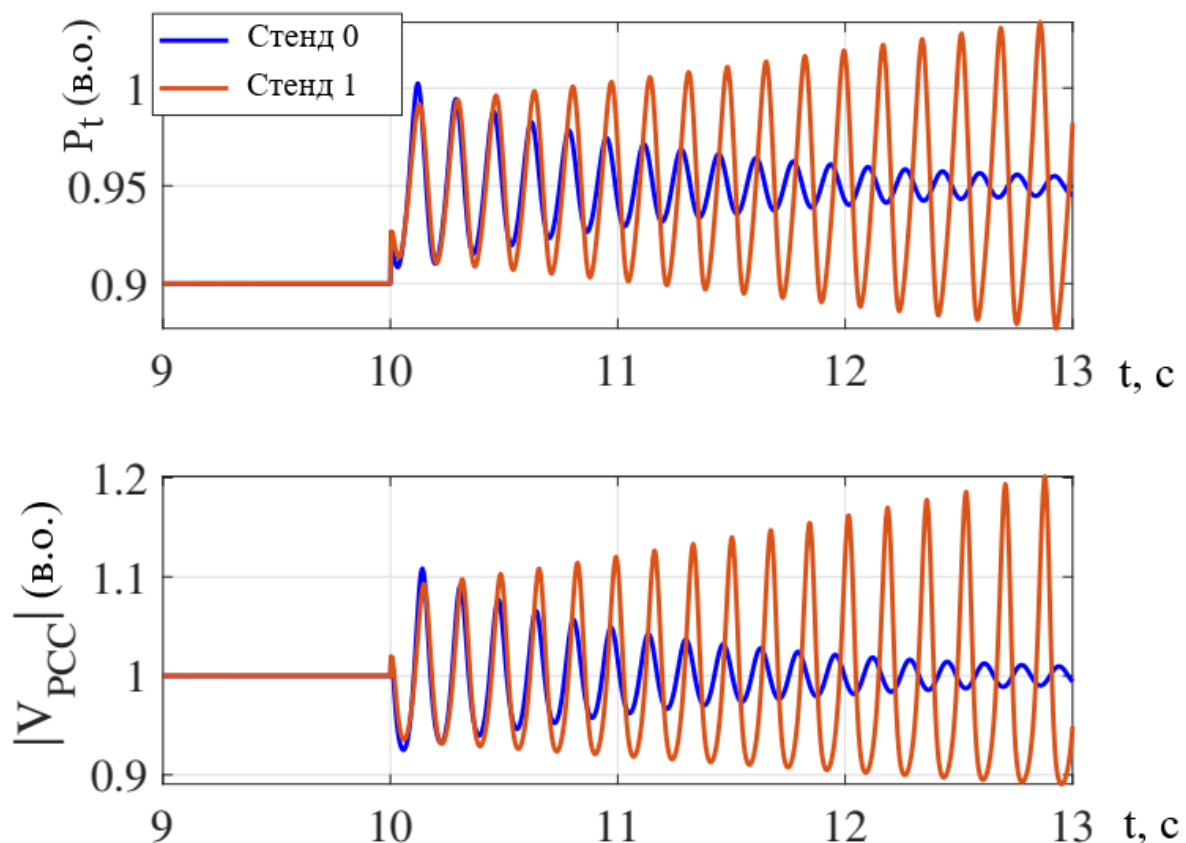


Рисунок 2.11 - Результати в часовій області для реальної потужності P_t на шині PSS від IBR 1 та IBR 2 та напруги на шині PSS. Випробувальний стенд 0 і випробувальний стенд 1 знаходяться в умовах дуже слабкої мережі ($X_g=1$ в.о.). Коефіцієнт підсилення регулятора Q для IBR-2 на стенді 0 становить (2,25), тоді як на стенді 1 коефіцієнт підсилення регулятора V_{PCC} для IBR-2 становить (0,25).

Якщо до точки з'єднання підключено два IBR, напруга матиме внески від введення реактивної потужності від обох IBR. Рівняння можна модифікувати наступним чином:

$$\Delta V \approx \underbrace{X_g \Delta Q_1}_{\Delta V_1} + \underbrace{X_g \Delta Q_2}_{\Delta V_2} \quad (2.13)$$

Можливо, що ΔV_1 і ΔV знаходяться у фазі, а ΔV_2 і ΔV - у протифазі, що означає, що IBR1 сприяє коливанням і є негативним фактором впливу, а IBR2 пом'якшує коливання і є позитивним фактором впливу. Отже, у нас є ще один спосіб розширити межі, окрім ретельної розробки/покращення індивідуального контролю IBR. Ми можемо координувати контролі IBR для подальшого вдосконалення.

Наша припущення полягає в тому, щоб один або декілька IBR забезпечували демпфування за рахунок зустрічної реактивної потужності. Для досягнення цієї мети IBR повинен бути спроектований таким чином, щоб його порядок струму по осі q модулювався позитивним зворотнім зв'язком відхилення напруги. Для системи з двома IBR, порядок струму по осі q буде модульованим для IBR2.

$$\Delta i_{q2} \approx \Delta i_{q2}^* = k \Delta V, \Rightarrow \Delta Q_2 \approx -V \Delta i_{q2} - \Delta V \quad (2.14)$$

Виходячи з (2.14), $\Delta Q_2 \approx -V \Delta i_{q2} - i_{2q0} \Delta V$. Якщо припустити, що початковий струм осі q дорівнює 0, або IBR2 не виробляє і не поглинає значної реактивної потужності, $\Delta Q_2 \approx -V \Delta i_{q2}$. Отже, коли порядок струму осі q модулюється пропорційно ΔV , результуюча модуляція реактивної потужності ΔQ_2 протидіє ΔV і може пом'якшити коливання напруги.

Стратегія керування включає модуляцію порядку струму однієї групи IBR за віссю q відповідно до відхилення напруги. Це досягається за рахунок зворотнього зв'язку за сигналом напруги РСС $V_{\text{РСС}}$ після проходження через

фільтр високих частот (ФВЧ) з передавальною функцією $\frac{\tau s}{\tau s + 1}$, коли $1/\tau$ - частота зрізу фільтр високих частот. Для забезпечення гнучкості додано додатковий коефіцієнт підсилення K . Керування реалізовано в лінійній блоксхемі системи з декількома ІВР, як показано на рисунку 3.6.

Передавальна функція від u до ΔV_{PCC} задається формулою:

$$G(s) = \frac{1}{1 + X_g \Phi B \mathcal{C}} = \frac{1}{1 + X_g K \frac{\tau s}{1 + \tau s}} = \frac{1 + \tau s}{1 + \tau s (X_g K + 1)} \quad (2.15)$$

З (2.15) можна зробити висновок, що передатна функція імітує фільтр нижніх частот (ФНЧ). Діаграми Бодє передавальної функції для $X_g = 1.0$, $\tau = 0.1$ с і для різних параметрів K представлені на рисунку 2.12. З рисунка 2.12 видно, що частота зрізу для $K = 1$ становить близько 1,1 Гц.

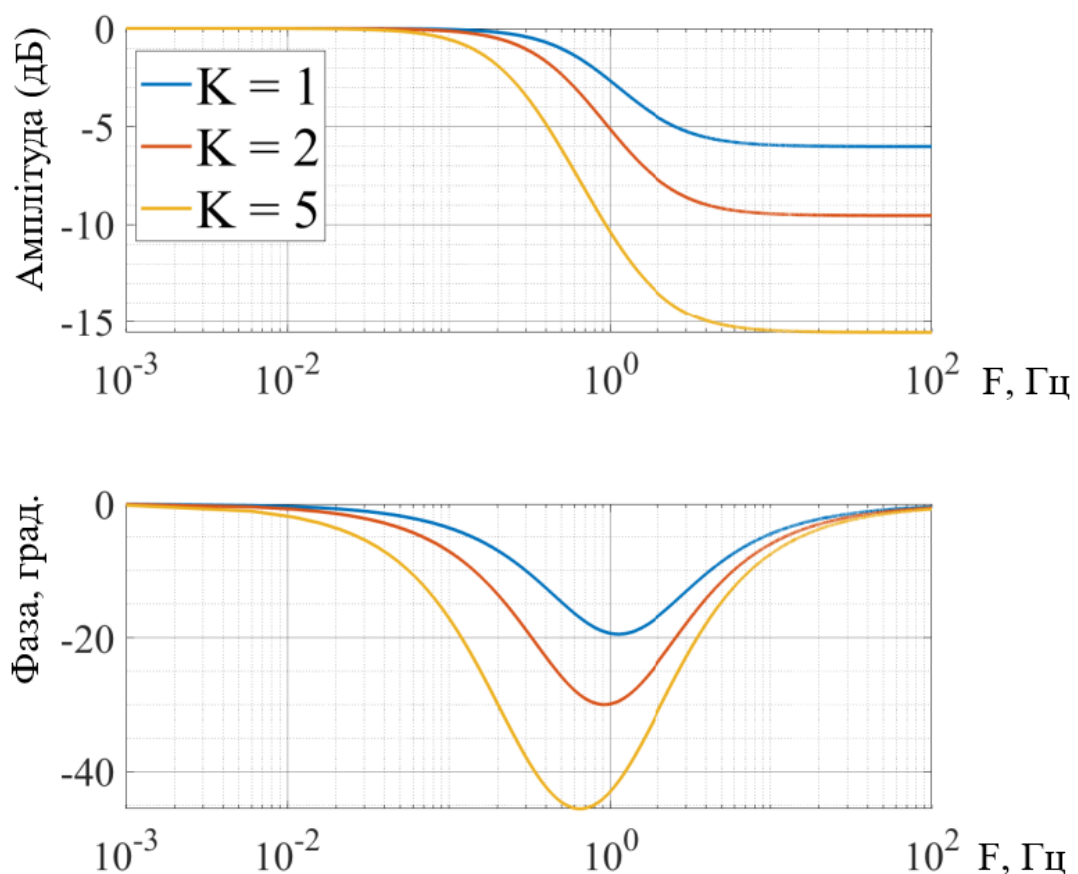


Рисунок 2.12 - Діаграма Бодє для передатної функції $G(s)$, яка імітує поведінку фільтра нижніх частот (ФНЧ).

Коефіцієнт підсилення передавальної функції $G(s)$ дорівнює одиниці без регулятора ФНЧ. З регулятором зі зворотнім зв'язком коефіцієнт підсилення передавальної функції зменшується в області декількох Гц. Отже, зв'язок між струмом осі dq та ΔV_{PCC} також зменшується. Таким чином, ФНЧ-регулятор є корисним для слабкої стабільності напруги в мережі.

Структурна схема, представлена на рисунку 3.6, побудована в середовищі MATLAB/Simulink. Передбачається наступна умова роботи: $P_{1,ref} = P_{2,ref} = 0,5$ в.о., а V_{PCC} підтримується на рівні 1 в.о. Невеликий крок зміни в 1% застосовується в $\Delta P_{1,ref}$. Результати моделювання на рисунку 2.13 показують, що система зазнає слабо загасаючих коливань з частотою близько 7 Гц. При ввімкненні управління ФНЧ, коливання загасають. Вибрані параметри регулятора стійкості: $\tau = 0,1$ с і $K = 5$.

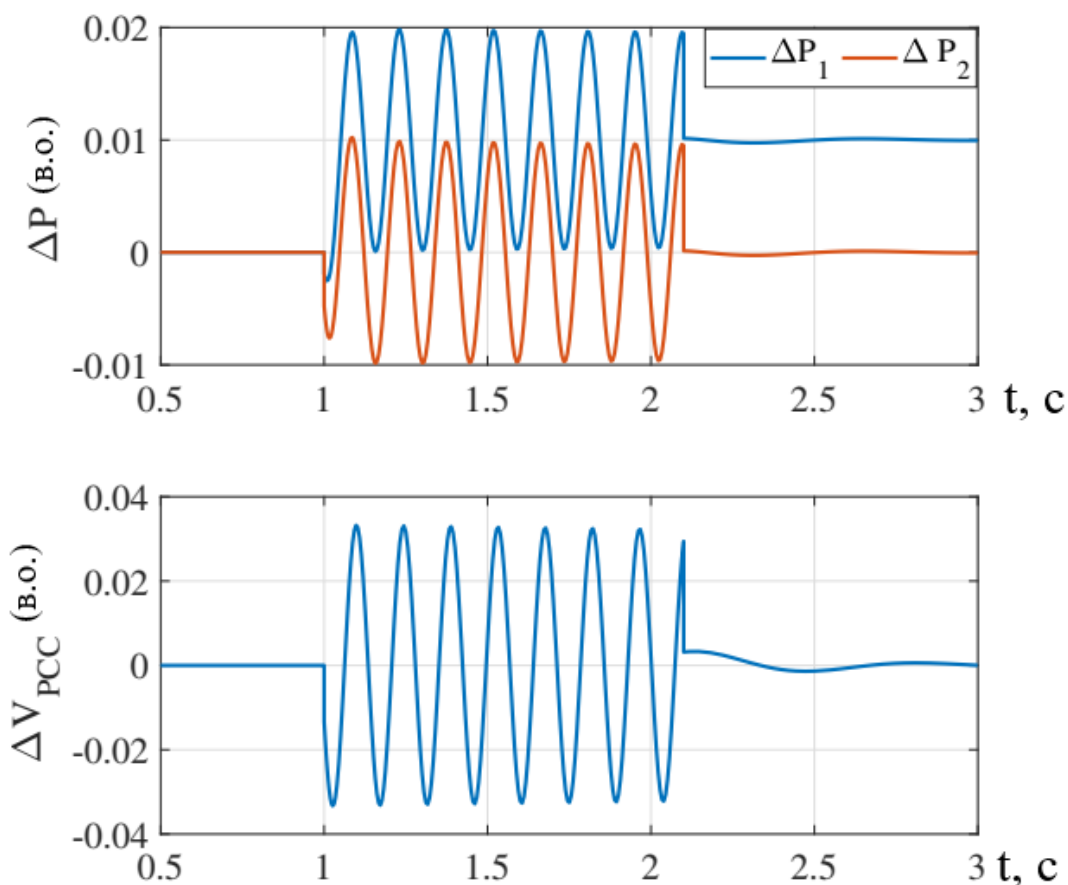


Рисунок 2.13 - Результати в часовій області для демонстрації впливу регулятора стабільності на зменшення слабких коливань мережі. При вимкненому контролері спостерігаються коливання 7 Гц при зміні кроку $\Delta P_{1,ref}$

на 0.01 в.о. при $t = 1$ с. Контролер ФНЧ вмикається при $t = 2.1$ с і коливання зменшуються.

Подальші дослідження проводяться в частотній області шляхом аналізу розімкнутої передатної функції. Розімкнута система отримана шляхом розриву в точці, позначеній червоним хрестиком на рисунку 3.6. Отримана передавальна функція має вигляд від u до u . Діаграма Бode представлена на рисунку 2.14. Видно, що без регулятора ФНЧ фазовий зсув відбувається на частоті 7 Гц, а запас підсилення в цій точці дорівнює 0 дБ, що означає гранично стабільну систему. Після додавання регулятора ФВЧ (червона крива) система є стабільною на частоті 7 Гц з позитивним запасом підсилення. Це спостереження узгоджується з результатами в часовій області, представленими на рисунку 2.13. Це може бути видно, що контролер ФНЧ змушує $G(s)$ (від u до ΔV_{PCC}) діяти як ФНЧ і ефективно зменшувати коефіцієнт підсилення в розімкнутому контурі в області декількох частот. Це, в свою чергу, підвищує стабільність.

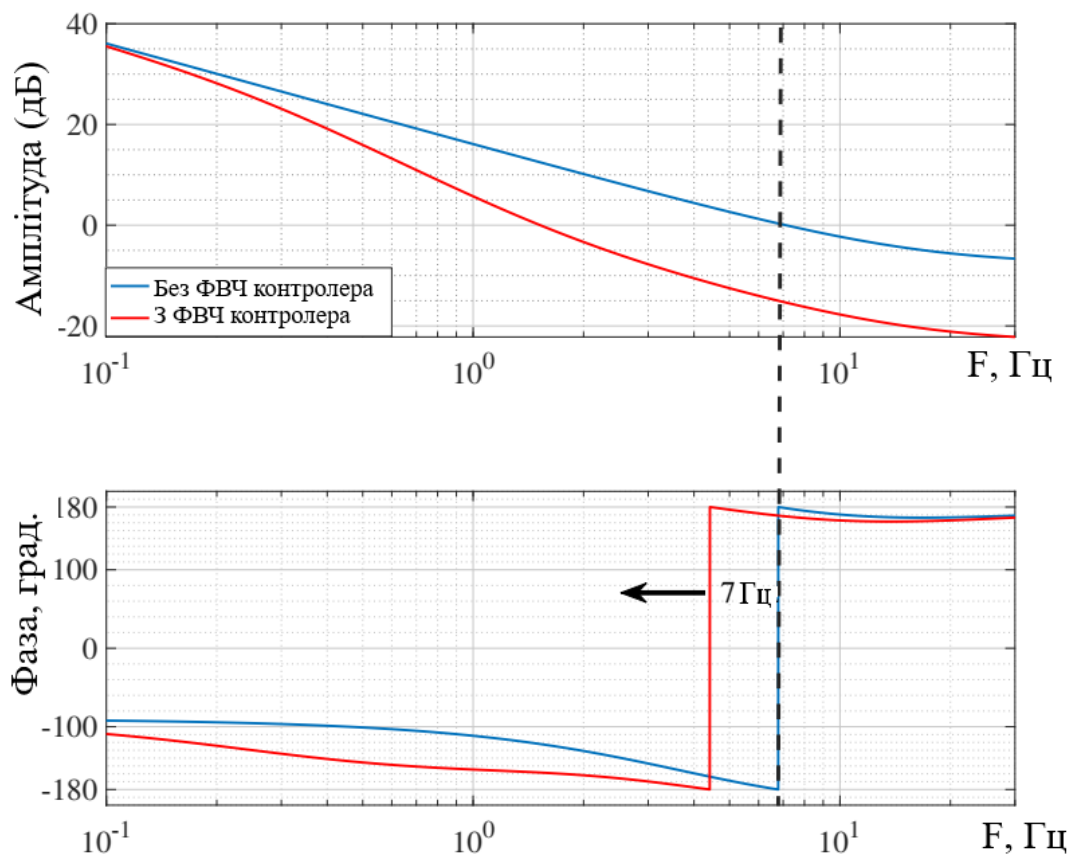


Рисунок 2.14 - Діаграма Бode розімкнутої системи від u до u . Синя крива показує передатну функцію розімкнутої системи без регулятора ФВЧ, і на частоті 7 Гц система є гранично стабільною. Червона крива показує

передаточну функцію з регулятором ФНЧ, яка вказує на стабільність системи на частоті 7 Гц.

2.5 Висновки до розділу

У даному розділі було розроблено та проаналізовано математичні й імітаційні моделі інверторних джерел енергії для дослідження їхньої динаміки в умовах слабкої електромережі. Розглянуто принципи керування інверторами типу GFL та GFM, а також особливості їх синхронізації з мережею. Побудовано аналітичну модель у просторі станів, яка дозволяє досліджувати стійкість системи та вплив параметрів керування на її динамічну поведінку. Показано, що застосування методу власних значень і частотного аналізу є ефективним інструментом оцінки стабільності інверторних джерел енергії. Проведено моделювання електромагнітних перехідних процесів із використанням середніх моделей, що забезпечує достатню точність при зниженні обчислювальних витрат. Досліджено вплив слабкої мережі на роботу IBR та виявлено критичну роль параметрів регуляторів у формуванні коливальних процесів. Обґрунтовано доцільність використання координації керування між декількома інверторами для підвищення стійкості системи. Запропоновано метод підвищення стабільності шляхом модуляції реактивної потужності з використанням фільтра низьких частот. Результати моделювання підтвердили ефективність запропонованого підходу та його здатність зменшувати низькочастотні коливання в слабких мережах.

3 НАУКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Модель інверторторів в умовах слабого підключення до електромережі

Схему досліджуваної системи представлено на рисунку 3.1. Система складається з двох трифазних DC-AC інверторів, з'єднаних паралельно на шині РСС, яка далі підключена до електромережі через лінію електропередачі, представлену R_g та X_g . Між клемми інвертора підключений дросельний фільтр. Дросельний фільтр представлений R_f , X_f і C_f . Кожен інвертор живиться від джерела постійної напруги. Мережа змінного струму моделюється як джерело постійної напруги.

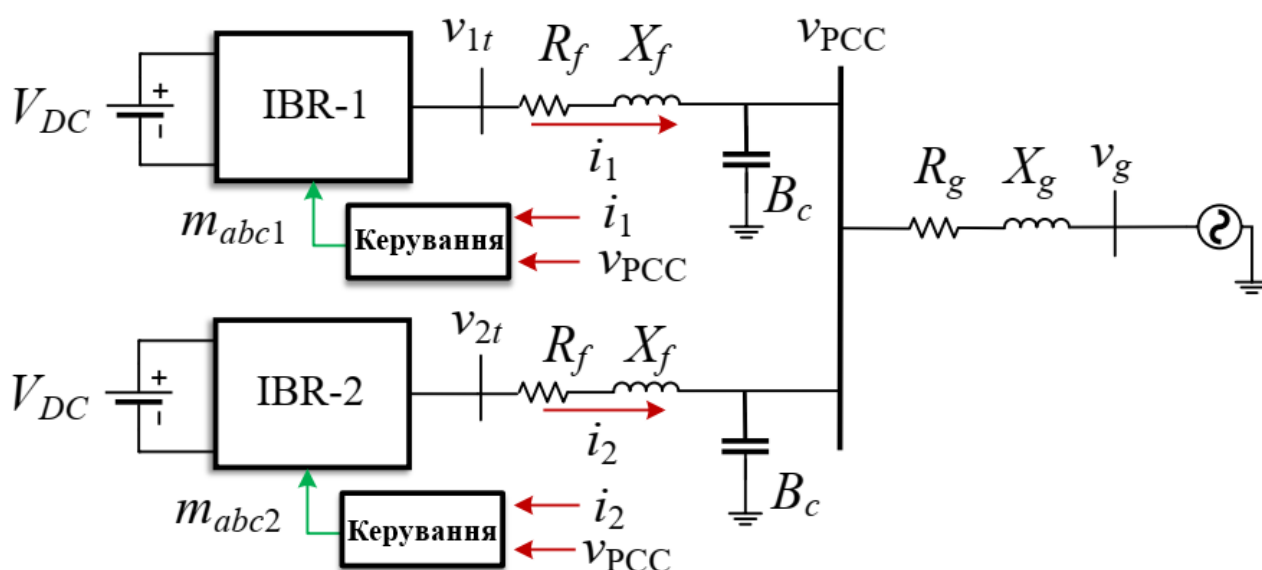


Рисунок 3.1 Схема випробувального стенду з двома інверторами.

Крім того, i_1 та i_2 - це струми перетворювачів для IBR-1 та IBR-2 відповідно, а v_{PCC} - це напруга на шині РСС. Обидва IBR є інверторами, що слідують за мережею. Розглядаються три різні тестові стенди для дослідження. Основна відмінність між двома системами полягає в структурі керування. Індеси "1" і "2" позначають IBR-1 і IBR-2 відповідно.

Тестовий стенд-1: На першому тестовому стенді (який називається Тестовий стенд 1) два IBR мають ідентичні елементи керування. Внутрішнє

керування струмом реалізовано в dq -системі на основі PLL, а зовнішнє керування регулює реальну потужність P і напругу на шині РСС V_{PCC} . Керування реальною потужністю генерує i_{dref} для керування струмом по осі d , а керування напругою генерує i_{qref} для керування струмом по осі q . Синхронна система відліку - PLL - використовується для синхронізації напруги РСС з мережею. Вихідний кут (θ) з PLL використовується для перетворення системи координат. Реальна потужність P_1 і реактивна потужність Q_1 задаються формулами:

$$\begin{aligned} P_1 &= v_d i_{1d} + v_q i_{1q} \\ Q_1 &= v_q i_{1d} - v_d i_{1q} \end{aligned} \quad (3.1)$$

де v_d і v_q є dq компонентами v_{PCC} . Аналогічно визначаються P_2 і Q_2 . Величина напруги на шині РСС визначається як:

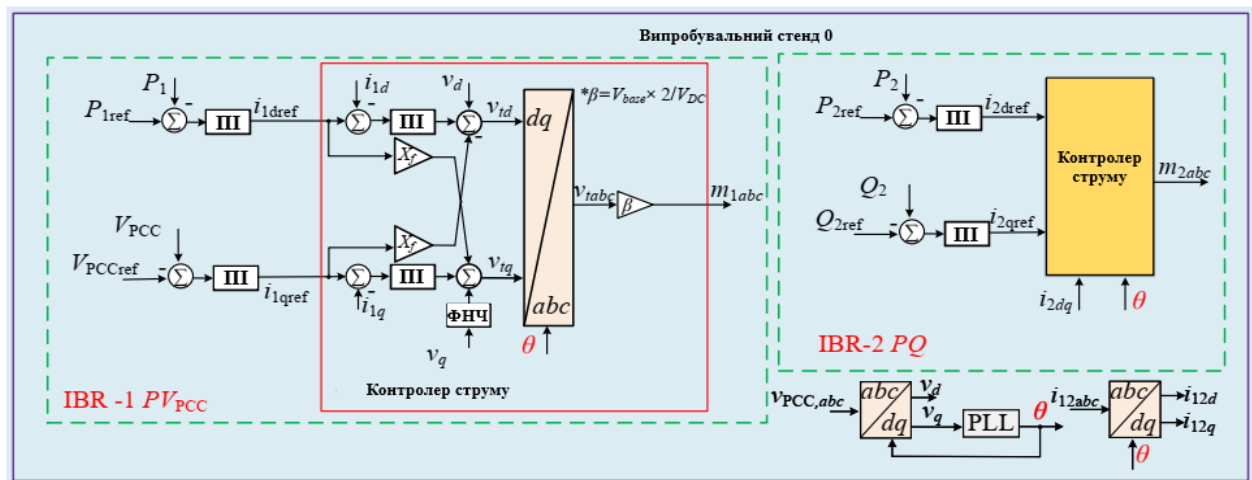
$$V_{PCC} = \sqrt{v_d^2 + v_q^2} \quad (3.2)$$

Крім того, для підвищення стабільності системи до сигналу зворотнього зв'язку v_q у внутрішньому регуляторі струму було додано фільтр зворотнього зв'язку (ФЗЗ) для підвищення стабільності системи. Фільтр зворотнього зв'язку є фільтром нижніх частот, а його передатна функція має вигляд $\frac{1}{T_{vf}s + 1}$, де T_{vf} - частота зрізу.

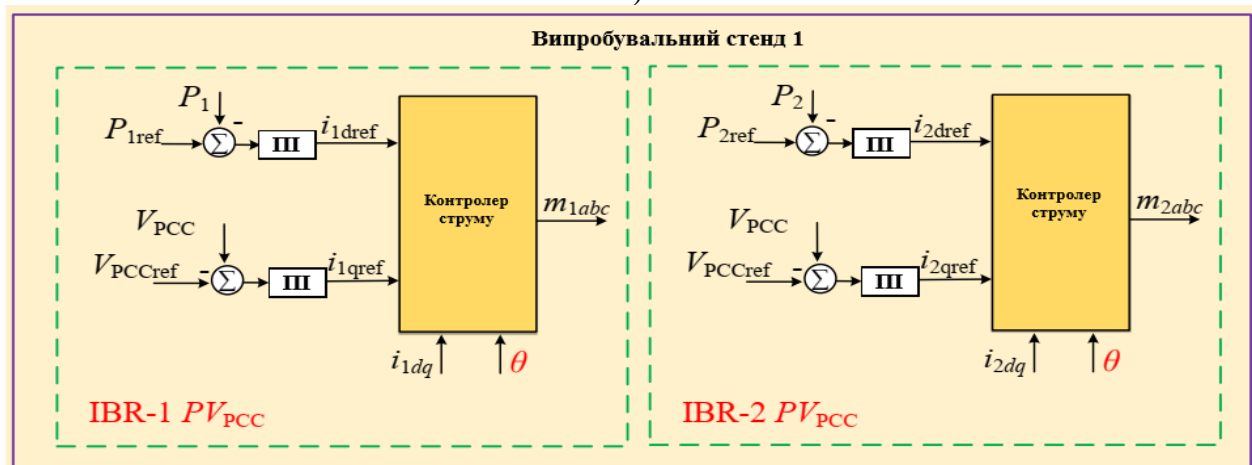
Випробувальний стенд 2: Для випробувального стенду 2, IBR-1 та IBR-2 мають різні структури управління для зовнішнього контролю. Внутрішні регулятори струму однакові. Для IBR-1 зовнішнє керування за віссю d - це керування реальною потужністю, тоді як для керування за віссю q зовнішнє керування - це керування реактивною потужністю. Замовлення на реактивну потужність генерується регулятором напруги на рівні станції. Для керування на рівні станції, уставка напруги ($V_{PCC,ref}$) порівнюється з вимірюванням V_{PCC} і

передається через інтегральний контролер для формування уставки реактивної потужності $Q_{1,\text{ref}}$. Крім того, враховується затримка (e^{-Tds}) для зв'язку між контролером на рівні станції та контролером на рівні інвертора. IBR-2 має таку саму структуру керування зовнішнім контуром за віссю d , як і IBR-1, але не має керування зовнішнім контуром за віссю q .

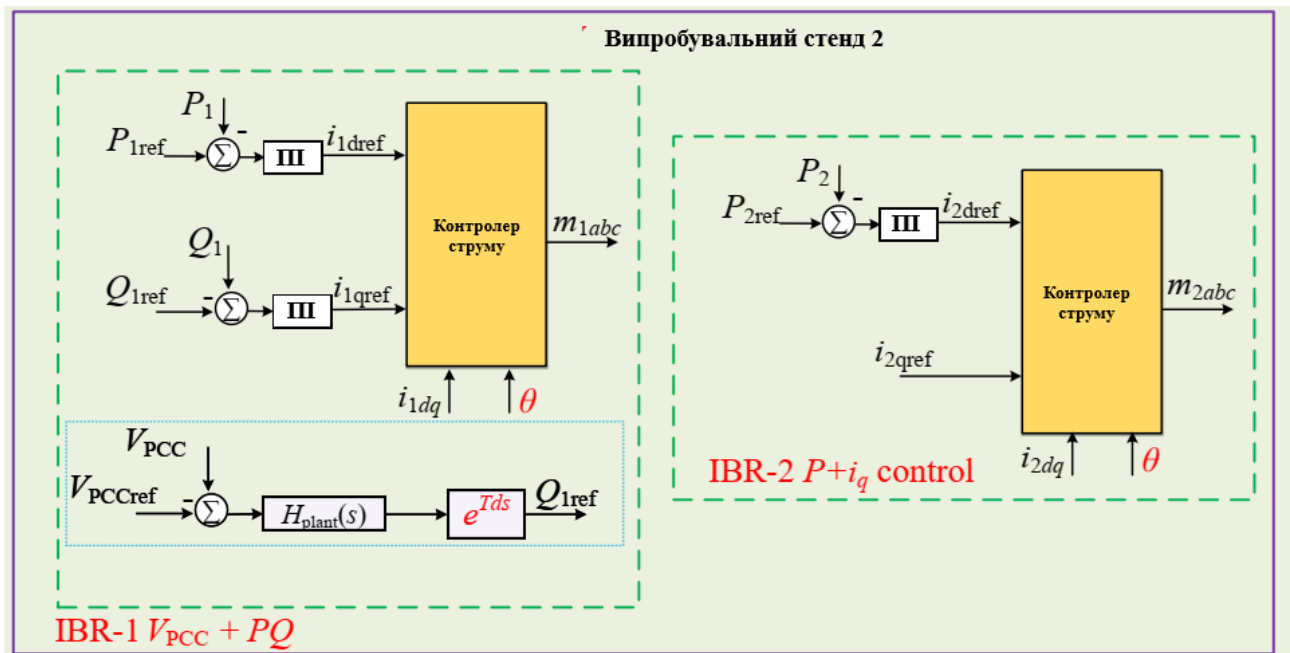
Випробувальний стенд 0: У випробувальному стенді 0 IBR-1 та IBR-2 мають різні зовнішні контури керування, але внутрішній контур керування струмом однаковий. Для IBR-1 зовнішній контур регулюється реальною потужністю P та напругою на шині PCC V_{PCC} , тоді як IBR-2 має зовнішній контур з регулюванням реальної потужності P та реактивної потужності Q . Реалізовано SRF-PLL, який синхронізує перетворювачі з мережею. Решта структури керування подібна до стенду 1. Детальні структури контролерів стендів 0, 1 та 2 представлені на рисунку 3.2. Коефіцієнти підсилення контролера базуються на системі для кожного блоку.



а)



б)



в)

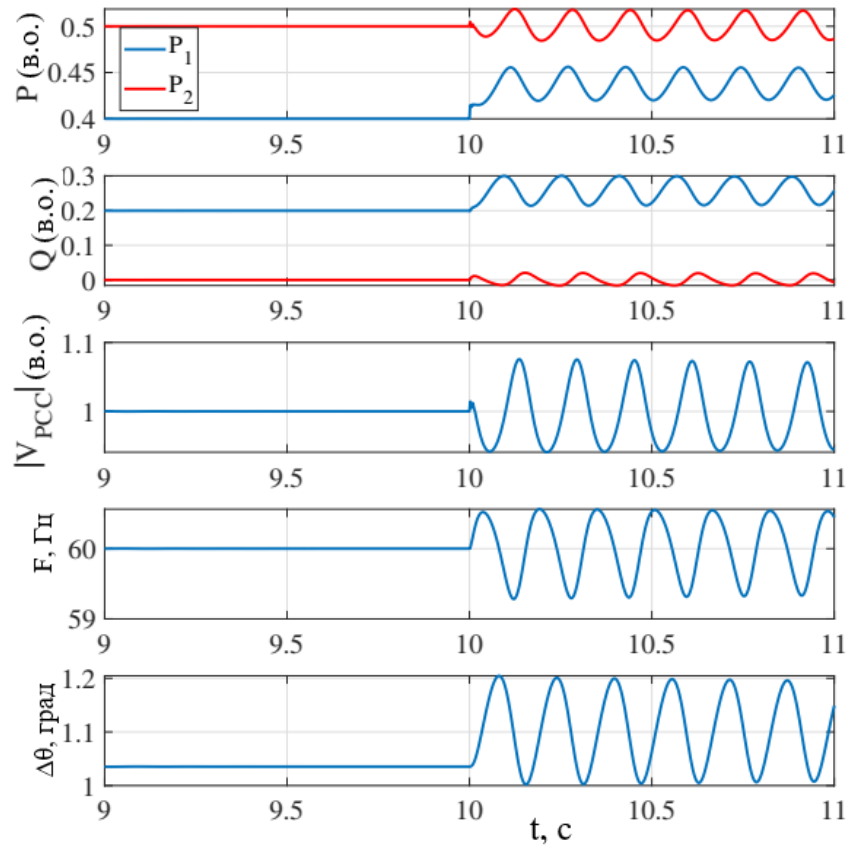
Рисунок 3.2 - Блок-схема управління для стенду 0, стенду 1 та стенду 2.

3.2 Продуктивність інверторних джерел енергії в слабких мережах

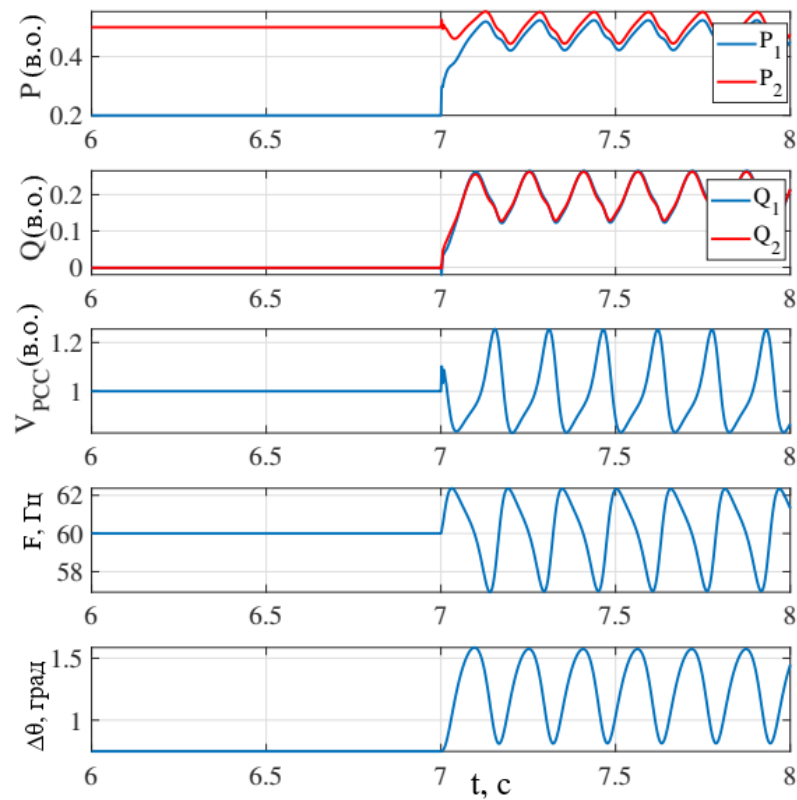
Три випробувальні стенди, розглянуті в розділі 3.1, змодельовані та імітовані за допомогою MATLAB/Sim-scape Electrical. Моделювання електромагнітних перехідних процесів (ЕМП) проводиться з коефіцієнтом короткого замикання (ККЗ), встановленим на рівні 1.0 в.о., і система піддається змінам у реальних порядках потужності. Результати моделювання показані на рисунку 3.3.

При зміні реального порядку потужності система відчуває слабкі коливання мережі. Випробувальний стенд 0 демонструє граничну стабільність при реальному порядку потужності 0,94 пула з частотою коливань 6 Гц. Тестовий стенд 1 демонструє частоту коливань 6,5 Гц при порядку потужності 0,974 пюрі, тоді як тестовий стенд 2 показує коливання на частоті 3,2 Гц, коли порядок потужності відрегульовано до 0,85 пюрі. Ці результати свідчать про те, що стабільність IBR може значно погіршитися за певних умов експлуатації. Різні частоти коливань на різних тестових стендах підкреслюють чутливість систем IBR до змін порядку живлення в умовах слабкої мережі. Важливо, що ці результати підкреслюють необхідність надійних стратегій управління, які

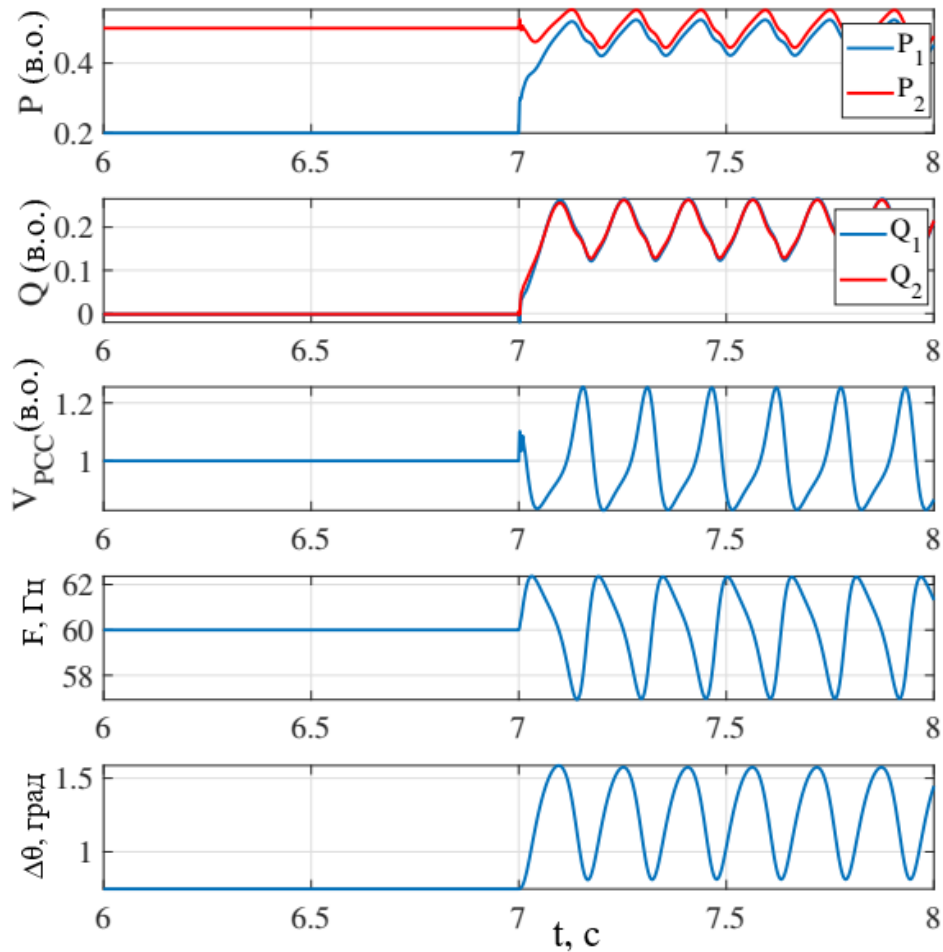
можуть ефективно керувати цими коливаннями та пом'якшувати їх, забезпечуючи стабільність та надійність системи. Це імітаційне дослідження чітко демонструє, що IBR, незалежно від його структури управління, буде відчувати слабкі коливання мережі при підключенні до слабкої мережі.



а)



б)



в)

Рисунок 3.3 Часова характеристика P , Q , V_{PCC} , f_{PLL} та $\Delta\theta$. На рисунку представлено відгук системи в умовах слабкої мережі, коли відбувається реальне збільшення порядку потужності. (а) Тестовий стенд 0: 6 Гц слабкі коливання мережі. (б) Тестовий стенд 1: слабкі коливання мережі 6,5 Гц. (в) Тестовий стенд 2: коливання 3,2 Гц.

3.2.1 Низька стійкість енергомережі: основні причини

Основною причиною слабких коливань мережі пояснюється за допомогою системи з двома IBR, представленої на рисунку 3.4, де кожен IBR представлений як кероване джерело струму.

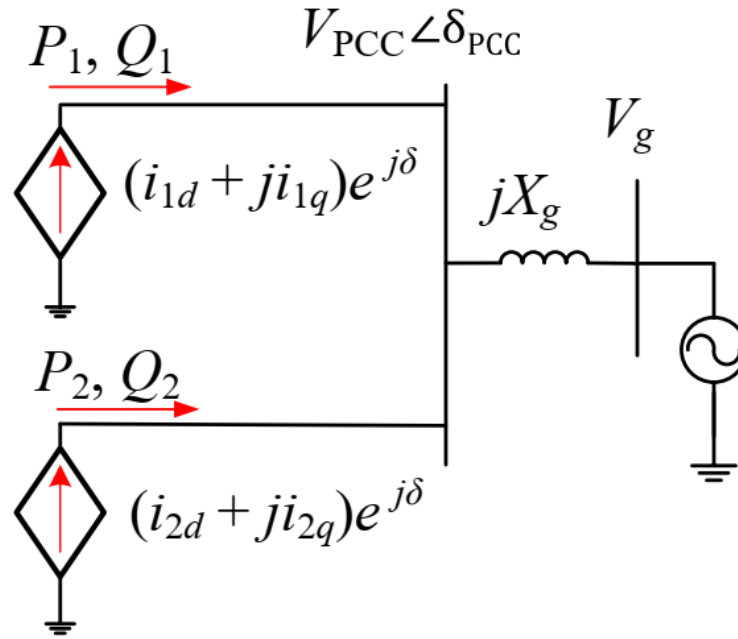


Рисунок 3.4 Просте представлення системи з двома IBR.

Опором лінії передачі та електромагнітною динамікою нехтуємо. Отже, для представлення лінії передачі використовується jX_g . Обидва IBR використовують векторне керування, у системі dq , де вісь d системи вирівняна з просторовим вектором напруги на шині PCC. Таким чином, для системи з двома IBR з аналізу схеми отримано наступну залежність:

$$V_{PCC} e^{j\delta_{PCC}} = jX_g (i_{1d} + ji_{1q} + i_{2d} + ji_{2q}) e^{j\delta} + V_g \quad (3.3)$$

де δ_{PCC} - кут на шині PCC, δ - кут від PLL.

Припускаючи, що $i_{1q}=i_{2q}=0$, а $G_{PLL}(s)$ є передаточною функцією від $\Delta\delta_{PCC}$ до $\Delta\delta$, і переставляючи, отримуємо

$$\Delta V_{PCC} = - \underbrace{X_g (i_{1d} + i_{2d})}_{c} \frac{X_g}{V_{PCC}} G_{PLL}(s) (\Delta i_{1d} + \Delta i_{2d}) - X_g (\Delta i_{1q} + \Delta i_{2q}) \quad (3.4)$$

З рівняння (3.4) можна зробити висновок, що для системи з двома IBR, ΔV_{PCC} має внески від Δi_{1d} , Δi_{2d} , Δi_{1q} та Δi_{2q} , включаючи динаміку PLL. PLL

спроектовано так, щоб мати смуга пропускання 13 Гц, відповідно до параметрів коефіцієнтів підсилення ПІ 60 і 1400. Діаграма спрямованості представлена на рисунку 3.5.

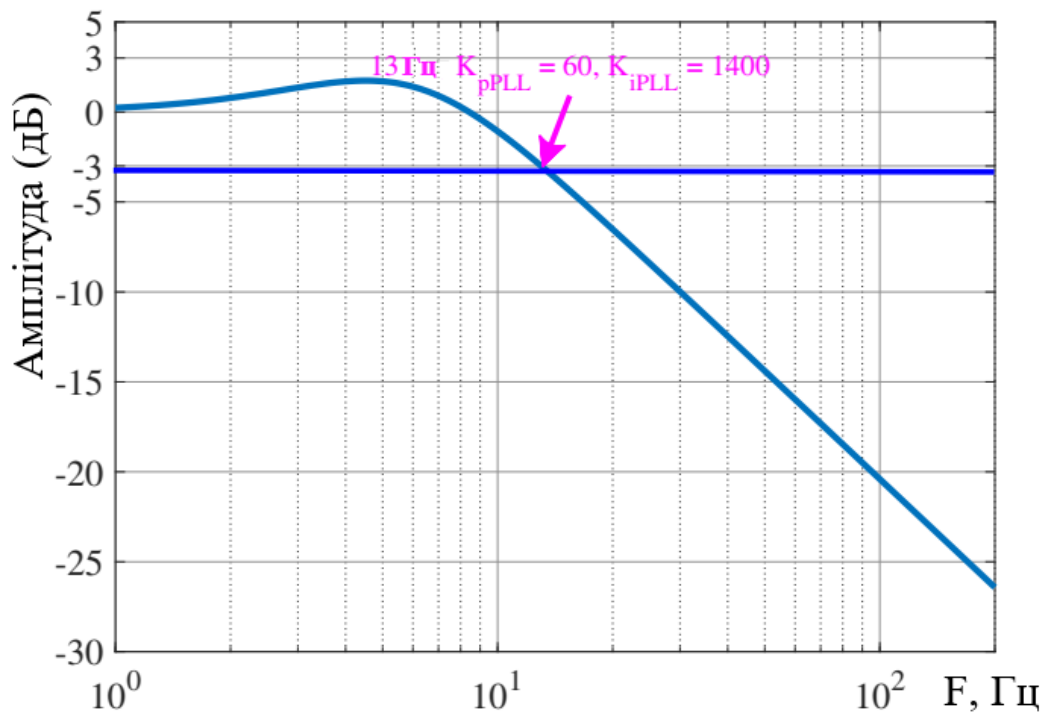


Рисунок 3.5 - Діаграма Боде для фазового синхронізатора (PLL) 13 Гц.

У дослідженні розглядається діапазон частот від $0 \approx$ до 10 Гц. Отже, можна сміливо припустити, що в цьому діапазоні частот PLL не впливає на динаміку системи, тобто $G_{PLL}(s)=1$. Лінійна залежність також знайдена для реальної та реактивної потужності для обох IBR.

$$\begin{aligned}\Delta P_1 &= i_{1d0}\Delta V_{PCC} + V_{PCC}\Delta i_{1d} \\ \Delta Q_1 &= -i_{1q0}\Delta V_{PCC} - V_{PCC}\Delta i_{1q}\end{aligned}\tag{3.5}$$

Аналогічно отримано вирази для ΔP_2 та ΔQ_2 . За допомогою (3.4) і 3.5 побудовано лінійну систему блоків системи з двома IBR, як показано на рисунку 3.6.

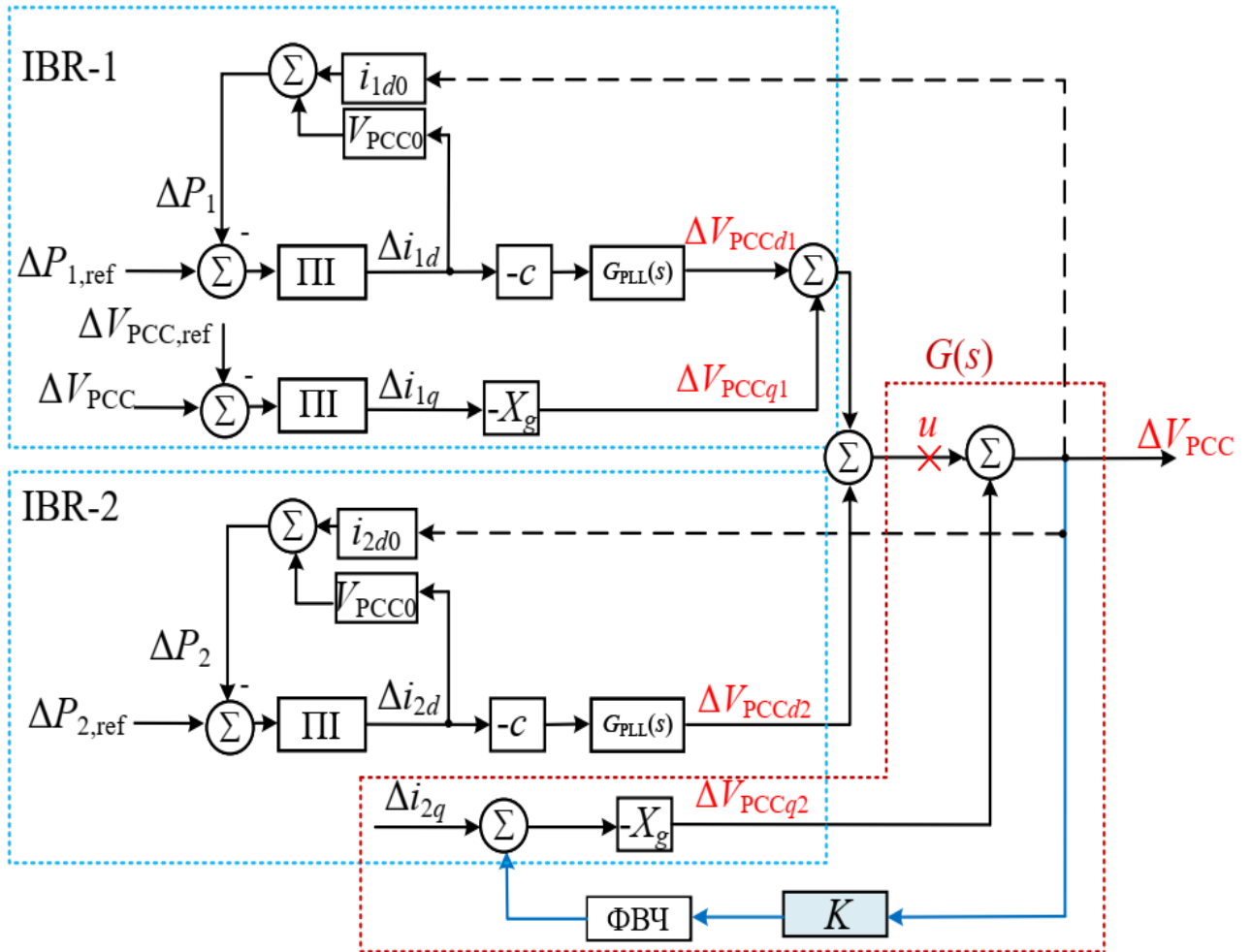


Рисунок 3.6 Блок-схема зі стратегією підвищення стійкості для системи з двома IBR.

На блок-схемі чітко видно зв'язок між керуванням реальною потужністю та напругою РСС. При слабких умовах мережі X_g є великою. Для високої передачі потужності δ також велике. Таким чином, слабка мережа і висока передача потужності можуть призвести до великого значення c . Відповідно до (3.4) і блок-схеми, збільшення порядку потужності призведе до збільшення Δi_d і, в свою чергу, до зменшення ΔV_{PCC} .

Це може призвести до зменшення ΔP . Отже, якщо вплив Δi_d є переважним, ΔP може не відповідати енергетичному порядку, що призводить до механізму нестабільності.

3.3 Симуляції ЕМП з контролером фільтра високих частот

Зворотний зв'язок за напругою на основі фільтра високих частот ФВЧ введено в IBR2 для обох стендів для модуляції порядку струму за віссю q , як показано на рисунку 3.7. Для кожного стенду проводиться по два випробування.

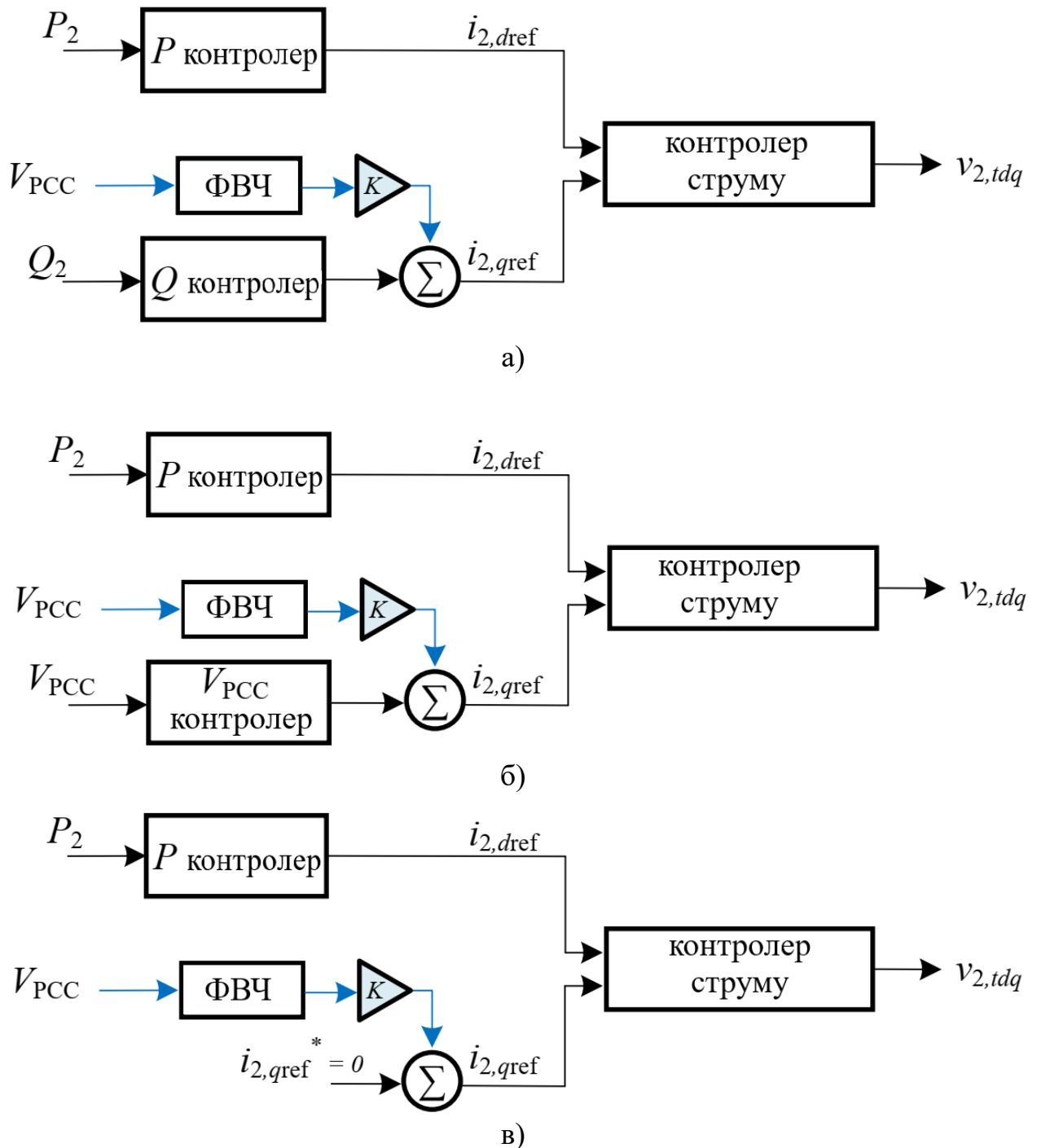


Рисунок 3.7 - IBR-2 з керуванням по зворотньому зв'язку по напрузі. (а) Тестовий стенд 0 (б) Тестовий стенд 1 (в) Тестовий стенд 2

3.3.1 Тест на малі збурення: Підвищення рівня потужності

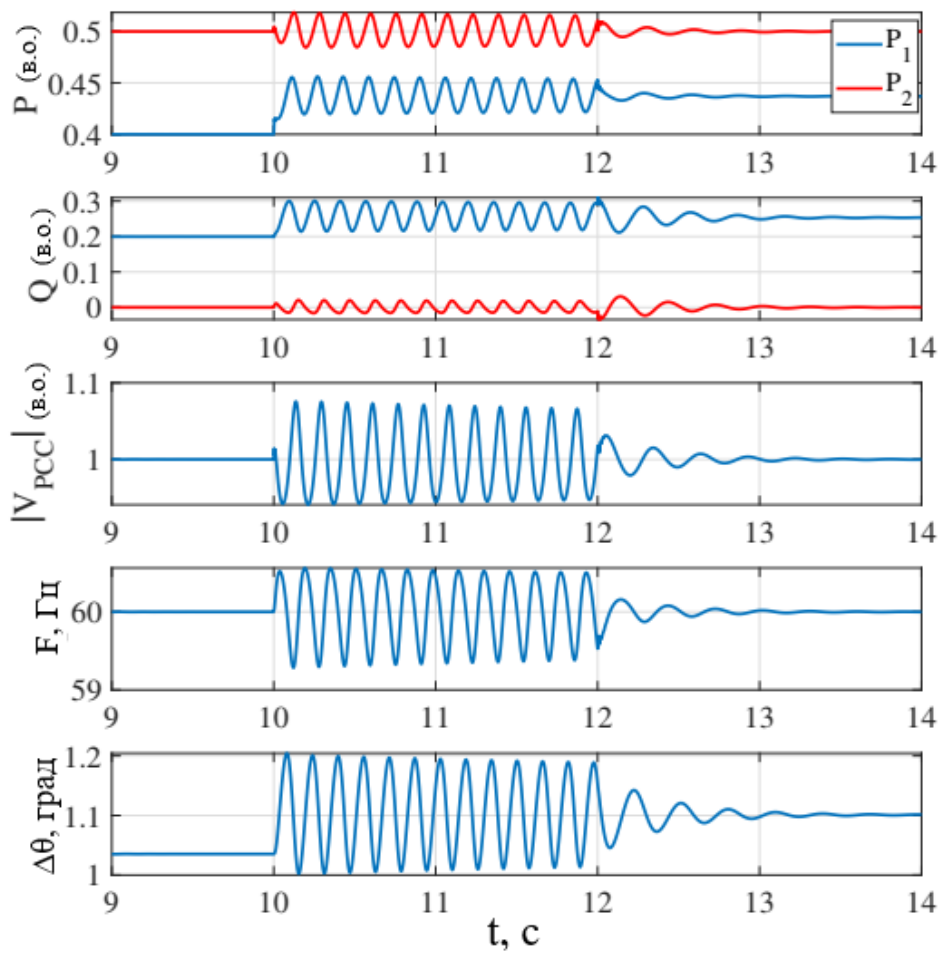
Для першого тесту порядок потужності двох IBR збільшується поетапно. Для тестового стенду 1 коли порядок потужності IBR-1 і IBR-2 становить 0,474 в.о. і 0,5 в.о. (тобто загальна вихідна потужність становить 0,974 в.о.) відповідно, система відчуває низькочастотні коливання. Частота коливань становить 6,5 Гц. Аналогічне збільшення порядку потужності реалізовано на тестовому стенді 2. При $P_{1,ref} = 0,55$ в.о. і $P_{2,ref} = 0,3$ в.о. система зазнає коливань з частотою 3,2 Гц.

Керування зворотним зв'язком ФВЧ реалізовано в IBR-2. Параметрами керування зворотним зв'язком є постійна часу ФВЧ τ та коефіцієнт підсилення K . Вибрані значення для стендів 0, 1 та 2 наведено в таблиці. 3.1. Для стенда 1 частота коливань становить 6,5 Гц, отже, постійна часу 0,1 с і коефіцієнт підсилення 5 можуть забезпечити достатнє зменшення коефіцієнта підсилення в частотній області. З іншого боку, тестовий стенд 2 має частоту коливань 3,2 Гц. Хоча той самий регулятор може забезпечити зменшення коефіцієнта підсилення на 3,2 Гц, він також вносить фазову затримку понад 20° . Для зменшення фазового запізнення для тестового стенду 2 використовується постійна часу 0,2 с і коефіцієнт підсилення 1.

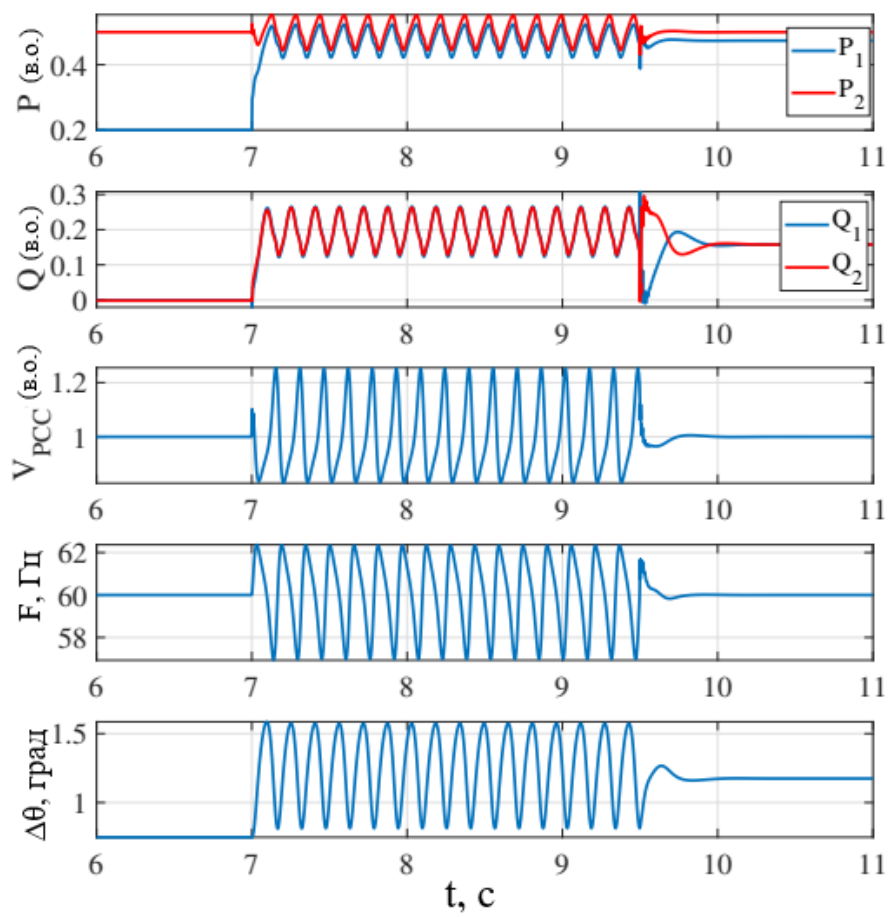
Таблиця 3.1 - Параметри керування зі зворотнім зв'язком, вибрані для стендів 1 та 2.

	τ	K	збільшення передачі потужності
Випробувальний стенд 1	0.1	5	9%
Випробувальний стенд 2	0.2	1	14%

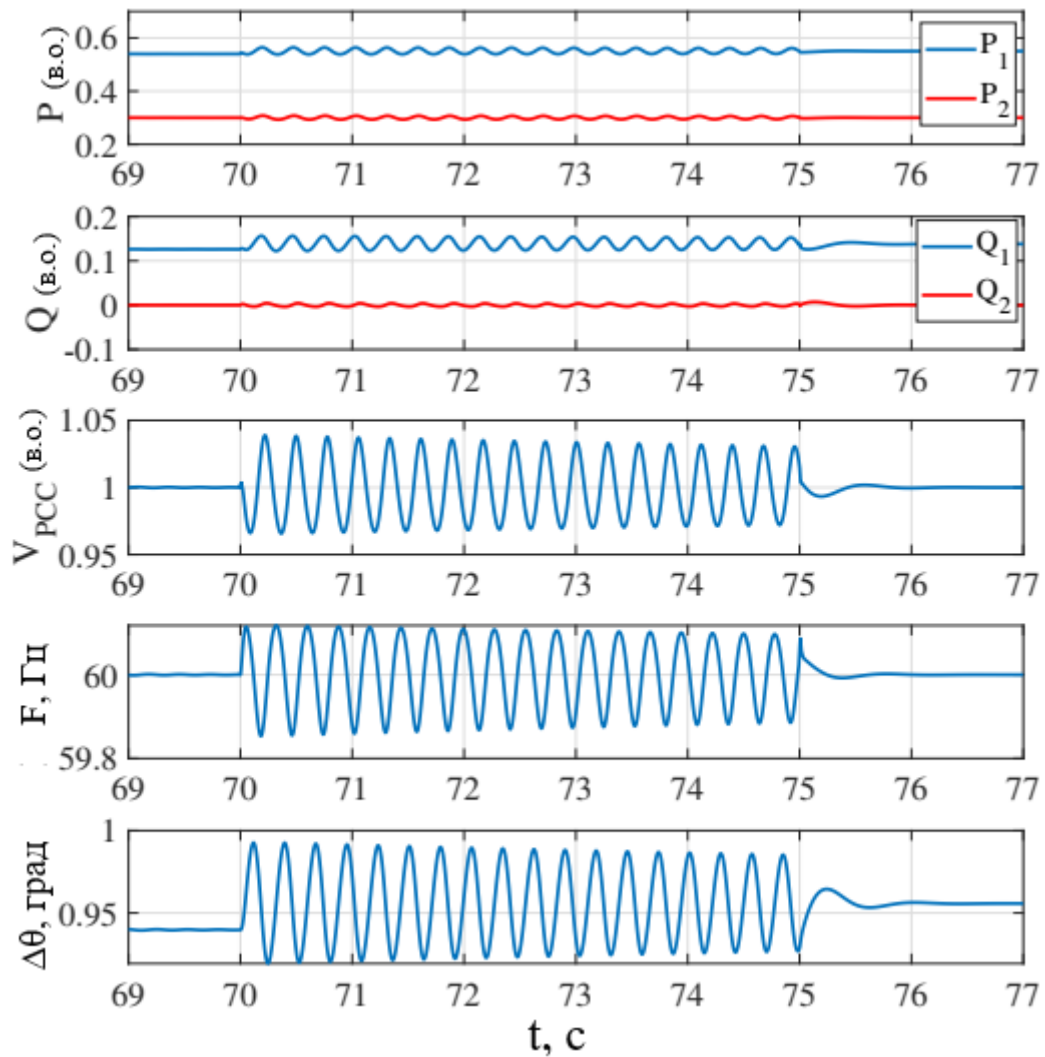
Увімкнення керування зворотнім зв'язком в IBR -2 зменшує коливання 6,5 Гц на стенді 1 та коливання 3,2 Гц на стенді 2. Динамічні характеристики потужності P , реактивної потужності Q , напруги на шині РСС V_{PCC} та виходу з PLL (частота та кут $\Delta\theta$) для IBR представлені на рисунку 3.8. Можна чітко бачити, що керування ФВЧ пом'якшує слабкі коливання мережі у всіх випадках.



a)



б)



в)

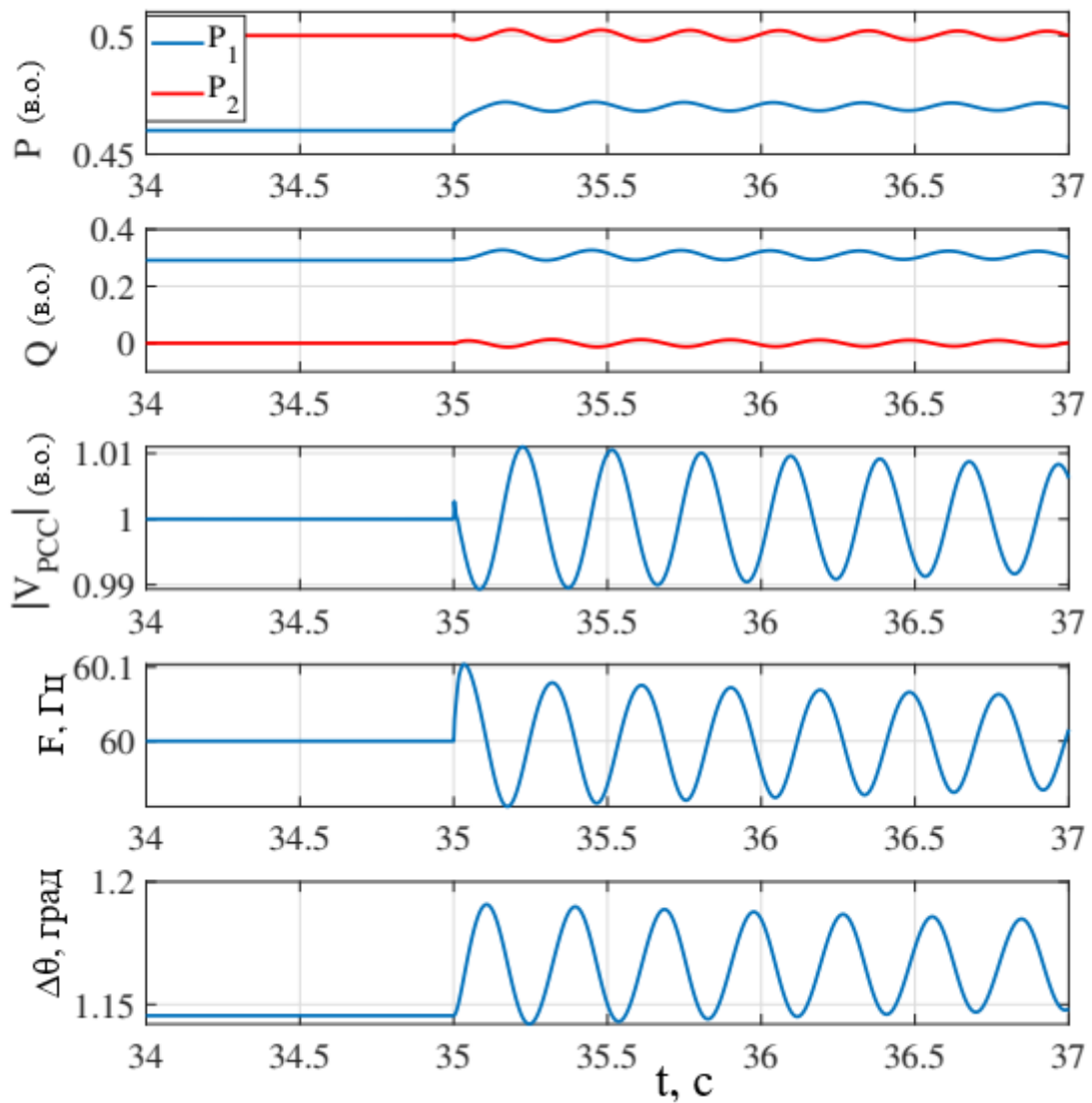
Рисунок 3.8 - Часова характеристика P , Q , V_{PCC} , f_{PLL} та $\Delta\theta$. На рисунку представлено відгук системи з введенням та без введення регулятора стійкості ФВЧ при дії потужності збільшення порядку. (а) Тестовий стенд 0: Регулювання напруги ФВЧ увімкнено на $t=12$ с. Регулятор пом'якшує слабкі коливання мережі 6,0 Гц. (б) Тестовий стенд 1: Регулювання напруги ФВЧ увімкнено на $t=9,5$ с. Регулятор пом'якшує слабкі коливання мережі 6,5 Гц. (в) Випробувальний стенд 2: Регулювання напруги ФВЧ увімкнено на $t=75$ с. Регулятор пом'якшує коливання 3,2 Гц

Для тестового стенду 1, з додаванням контролера, здатність експорту потужності двох ІБР зростає з 0,974 в.о. до 1,064 в.о., тобто на 9%. У той час як для тестового стенду 2 потужність передачі енергії з 0,85 до 0,97 в.о., тобто на 14%. Для стенду 1 передача потужності близька до межі стаціонарного стану

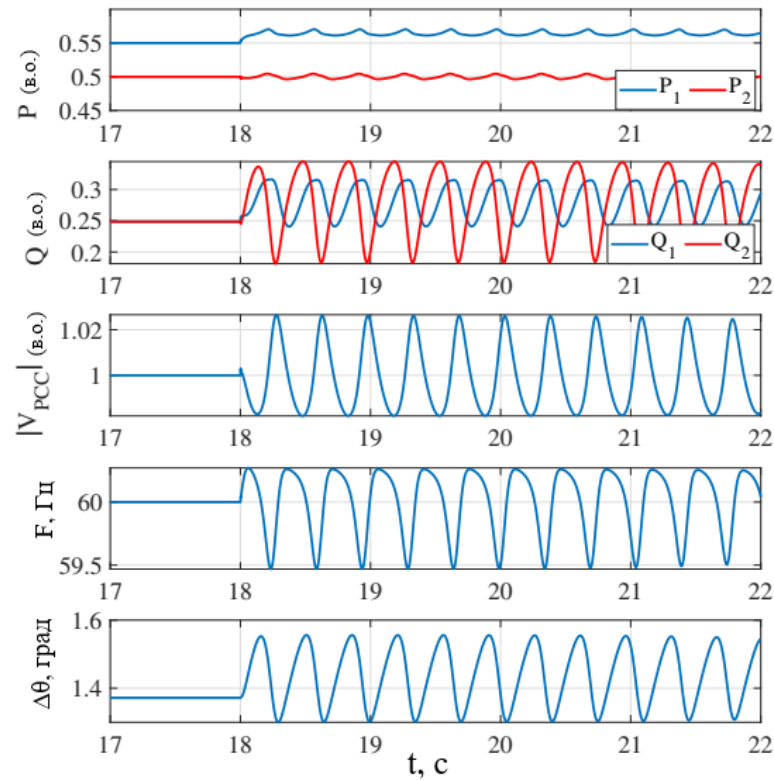
(1,1 в.о.), пов'язаного з $X_g = 1$ в.о. Результати моделювання для трьох стендів, що працюють у граничних стабільних умовах, представлені на рисунку 3.9.

Можна зробити такі зауваження::

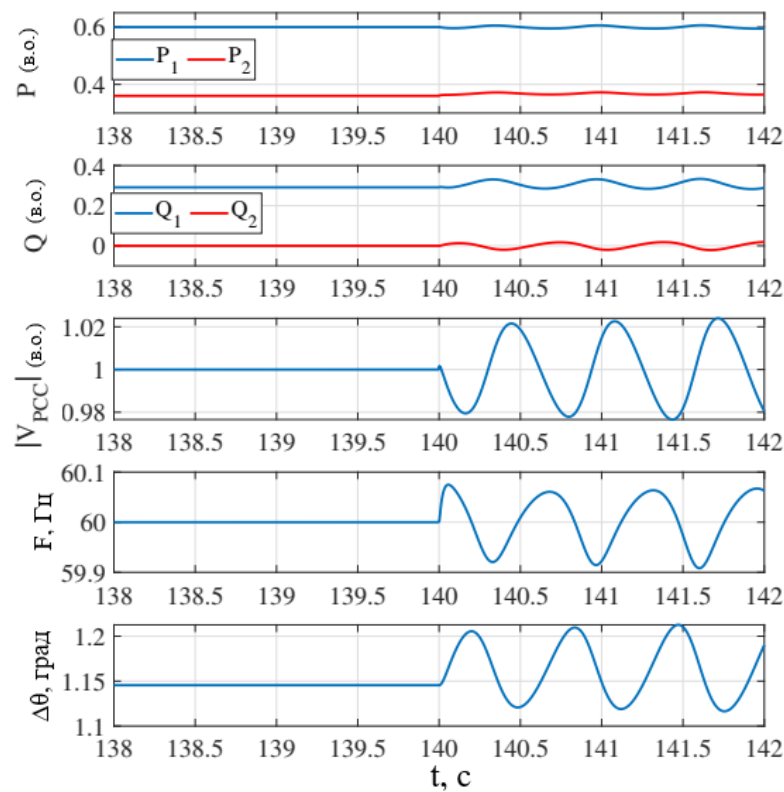
1. Контролер ФВЧ здатний пом'якшувати слабкі коливання мережі (6,5 Гц і 3,2 Гц) для різних сценаріїв. Ця здатність свідчить про надійність керування.
2. Контроль ФВЧ допомагає збільшити запас стійкості систем з декількома IBR.
3. Керування ФВЧ не змінює стаціонарні умови роботи.



a)



б)

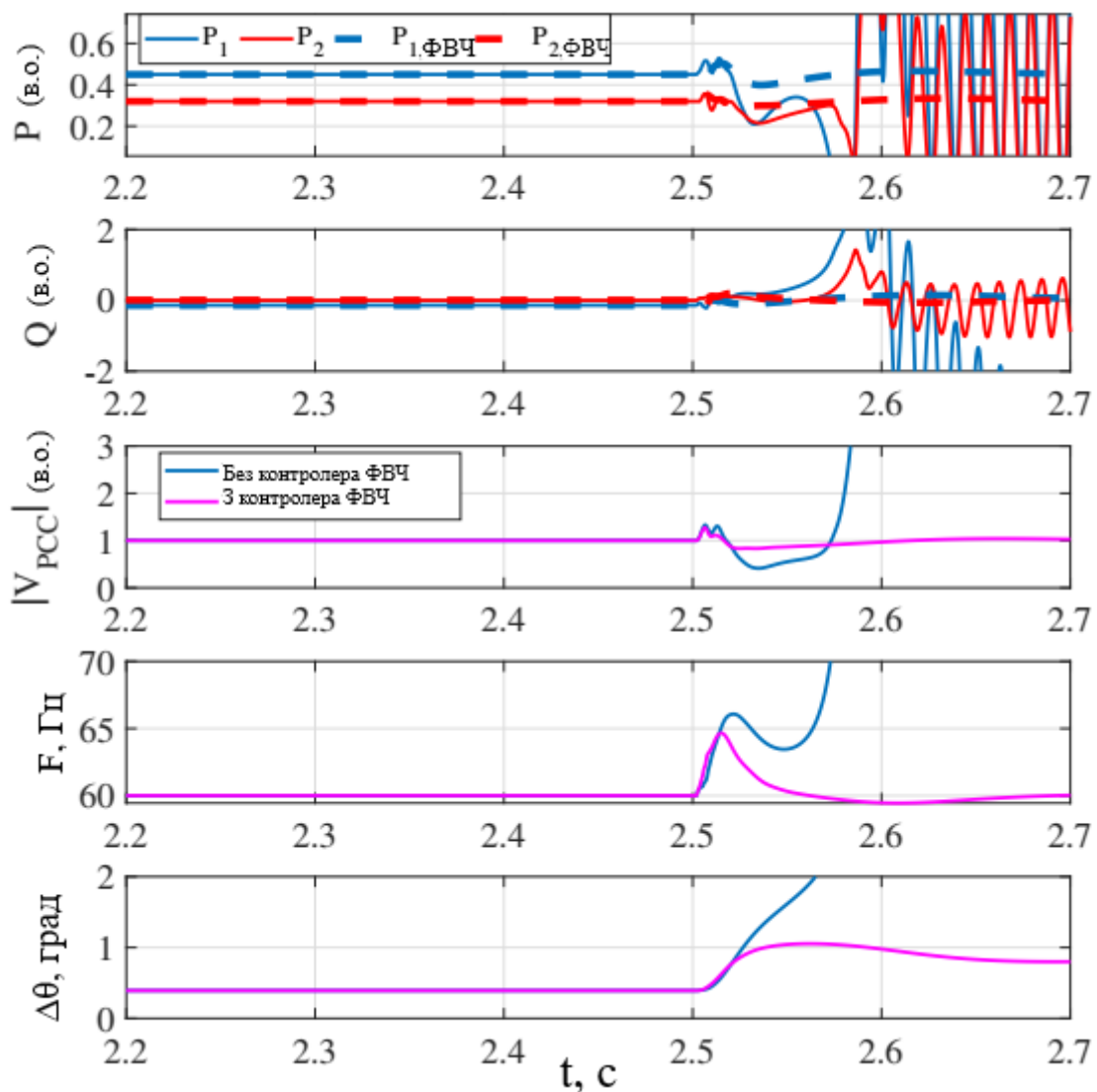


в)

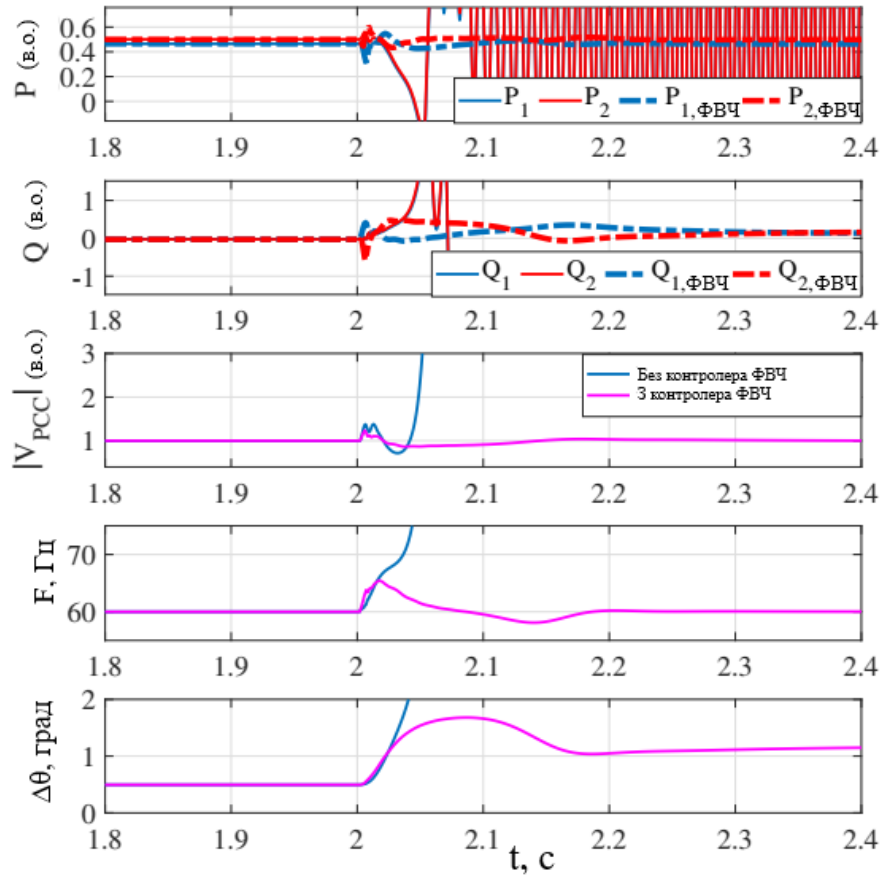
Рисунок 3.9 - Часові характеристики потужності P , реактивної потужності Q , V_{PCC} , частоти та кута PLL $\Delta\theta$. Результати показують, що здатність передачі потужності збільшилася після введення регулятора стабільності. (а) Випробувальний стенд 1 може передавати 1,06 в.о. потужності, тоді як (б) випробувальний стенд 2 може підштовхнути на 0,97 в.о. потужності.

3.3.2 Тест на великі збурення: Відключення лінії

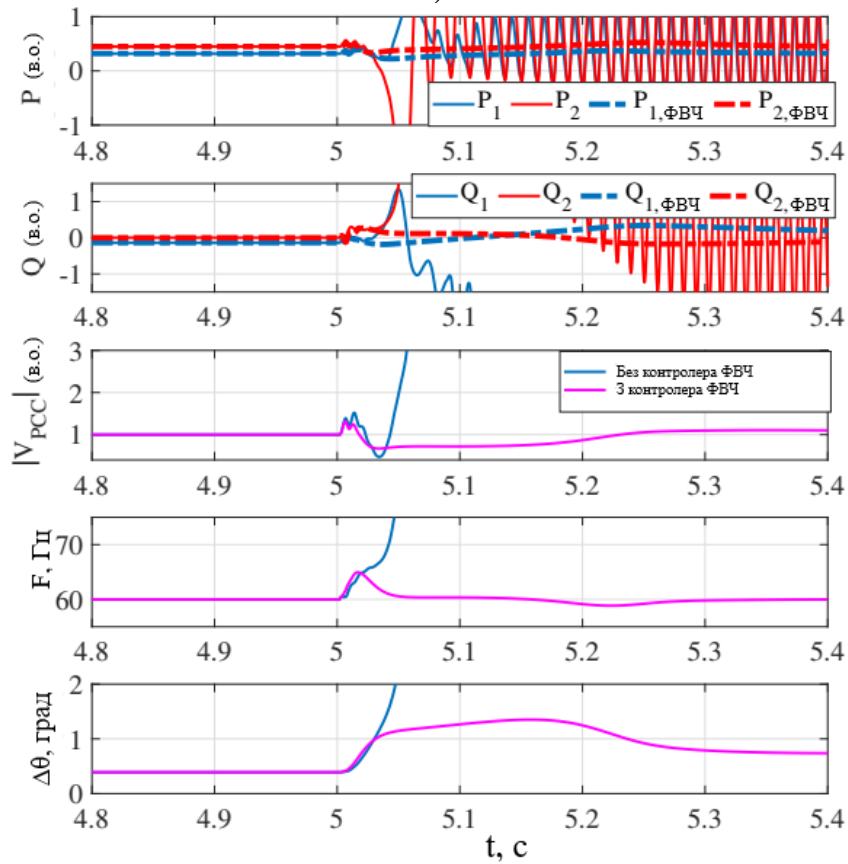
Крім того, проводяться випробування на великі збурення для імітації події відключення лінії електропередачі. Для обох тестових стендів X_g змінюється від 0,5 (ККЗ $\approx$ 2) до $X_g=1,0$ (ККЗ $\approx$ 1). Без стратегії управління зі зворотнім зв'язком система втрачає синхронність і стає нестійкою. Зі зворотнім зв'язком система залишається стійкою і витримує велике збурення. Результати для події відключення лінії представлені на рисунку 3.10. Для тестового стенду 1, при $t=2\text{ с}$, X_g змінюється від 0,5 в.о. до 1,0 в.о. Загальна вихідна потужність обох IBR становить 0,95 в.о. ($P_1=0,45$ в.о., і $P_2=0,5$ в.о.). У той час як для стенду 2 подія відключення лінії відбувається при $t=5\text{ с}$, а загальна вихідна потужність становить 0,77 в.о. ($P_1=0,45$ в.о., а $P_2=0,32$ в.о.).



а)



б)



в)

Рисунок 3.10 - Відключення лінії. P , Q , V_{PCC} , f_{PLL} та $\Delta\theta$ при зміні X_g від 0,5 в.о. до 1 в.о. (а) Тестовий стенд 0 (б) Тестовий стенд 1 (в) Тестовий стенд 2.

3.4 Висновки до розділу

У розділі досліджено роботу інверторних джерел енергії в умовах слабкої електромережі з використанням різних структур керування. Побудовано та проаналізовано моделі трьох випробувальних стендів, що дозволило оцінити вплив параметрів мережі та системи керування на стійкість IBR. Показано, що за низького коефіцієнта короткого замикання система схильна до виникнення низькочастотних коливань, частота яких залежить від структури керування та рівня переданої потужності. Аналітично обґрунтовано причини виникнення нестійкості, пов'язані з взаємодією контурів керування потужністю та напругою. Запропоновано метод підвищення стійкості шляхом введення зворотного зв'язку на основі фільтра високих частот. Результати імітаційного моделювання підтвердили ефективність запропонованого підходу для зменшення коливань і підвищення граничної переданої потужності. Доведено, що застосування ФВЧ дозволяє підвищити запас стійкості системи без зміни її статичних характеристик та забезпечує стабільну роботу навіть за великих збурень.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Охорона праці

4.1.1 Організація охорони праці при експлуатації системи

Охорона праці розглядає проблеми забезпечення здорових і безпечних умов праці. Виявляє і вивчає можливі причини нещасних випадків, професійних захворювань, аварій, вибухів, пожеж і розробляє систему заходів і вимог з метою виключення цих причин і створення безпечних і сприятливих для людини умов праці.

Завдання охорони праці є зведення до мінімуму імовірності пошкодження або захворювання працівників з одночасним забезпеченням комфорту при максимальній продуктивності праці. Навчання працівників безпеці праці проводять відповідно до вимог, які встановлюють порядок і види навчання. На всіх підприємствах і в організаціях незалежно від характеру і ступеню небезпеки виробництва навчання працівників проводять при підготовці нових робітників, проведенні різноманітних видів інструктажів і підвищенні кваліфікації [14].

Контроль за своєчасним і якісним навчанням виконує відділ охорони праці чи інженер з охорони праці, або ІТП, на якого наказом керівника підприємства покладено ці обов'язки. Ті, що вперше поступають на роботу, навчання проходять згідно з "Типовим положенням про підготовку і підвищення кваліфікації робітників". В журналі обліку навчальної роботи реєструють навчальну тему, за якою проводилось навчання. Інструктаж працюючих поділяють на вступний, початковий, на робочому місці, повторний, позаплановий і початковий. Вступний інструктаж з усіма, хто поступає на роботу незалежно від їх освіти і стажу роботи по даній професії, проводить інженер з охорони праці за програмою, затвердженою головним інженером підприємства, про проведення вступного інструктажу з обов'язковим підписом того, хто проводив інструктаж і того, хто його отримував.

Початковий інструктаж на робочому місці, повторний, позаплановий і поточний проводить керівник робіт. Початковий інструктаж на робочому місці проводять при прийомі на роботу нових робітників за інструкцією з охорони

праці, розробленою для окремих професій або видів робіт. Всі робітники після цього інструктажу і перевірки знань 2-5 змін (залежно від навичок і стажу роботи) працюють під наглядом бригадира чи майстра, потім оформляється допуск до їх самостійної праці.

Повторний інструктаж проходять всі працівники незалежно від кваліфікації, освіти і стажу роботи через три місяці. Його проводять з метою перевірки знання робітниками правил і норм з охорони праці.

Позаплановий інструктаж проводять коли змінилися правила охорони праці або технологічний процес, обладнання, інструмент та інші фактори, що впливають на безпеку праці; коли працівники порушують правила охорони праці, що можуть призвести чи призвели до травм, аварій чи пожежі, вибуху. Його проводять індивідуально чи з групою робітників однієї професії за програмою початкового інструктажу на робочому місці. При його реєстрації вказують причину, яка спричинила його проведення.

Умови праці мають велике значення практично для всіх виробничих показників - продуктивності праці, якості робіт, безпеки працівників та інше. Санітарно-гігієнічні умови праці характеризуються показниками виробничого середовища - рівнем освітлення, мікрокліматичними параметрами, загазованістю і запиленістю повітряного середовища, рівнем шуму і вібрації, наявністю іонізуючого випромінювання та інше.

4.1.2. Основні принципи забезпечення безпечної експлуатації електротехнічних пристроїв і мереж

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

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

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

Безпека виконання забезпечується також організаційними заходами. До них відноситься оформлення роботи нарядів, оформлення допуску до роботи, нагляд під час виконання роботи.

Наряд є письмовим дозволом на роботу в електроустановках, що визначає місце, час, початок і закінчення робіт; умови безпечного його проведення, склад бригади та осіб, відповідальних за безпеку. Без наряду по усному чи письмовому розпорядженню, але з обов'язковим записом в журналі можуть виконуватися такі роботи, як прибирання приміщень до огороження електрообладнання, чистка кожухів, доливка масла в підшипники, догляд за колекторами, контактними кільцями, щітками, заміна запобіжників. При роботі з електроустановками напругою до 1000 В без зняття напруги необхідно: захистити розташовані поблизу робочого місця інші струмовідні частини, що знаходяться під напругою, до яких можливий випадковий дотик; працювати в діелектричних калошах або стоячи на ізолюючій підставці, або на діелектричному килимі; застосовувати інструмент з ізолюючими рукоятками (у викруток, крім того, повинен бути ізольований стрижень), за відсутності такого інструменту користуватися діелектричними рукавичками.

При виконанні робіт без зняття напруги на струмовідних частинах за допомогою ізолювальних засобів захисту необхідно: тримати ізолювальні частини засобів захисту за рукоятки до обмежувального кільця; розташовувати ізолюючі частини засобів захисту так, щоб не виникла небезпека перекриття по поверхні ізоляції між струмоведучими частинами двох фаз чи замикання на

землю; користуватися тільки сухими і чистими ізолювальними частинами засобів захисту з непошкодженим лаковим покриттям.

При виявленні порушення лакового покриття чи інших несправностей ізолювальних частин засобів захисту користування ними має бути негайно припинене.

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

При виявленні ненормальної роботи силового трансформатора черговий електрик повинен вивести його з роботи з обов'язковим дотриманням усіх заходів особистої безпеки, використовуючи необхідні засоби індивідуального захисту. Таке відключення проводиться при: сильному нерівномірному шумі і потріскуванні всередині трансформатора; ненормальному і постійно зростаючому нагріванні трансформатора при номінальному навантаженні і роботі пристроїв охолодження; викид масла з розширювача або розриві діафрагми вихлопної труби; течі масла з пониженням його рівня нижче мінімально допустимого.

При цьому робиться запис в оперативному журналі і повідомляється відповідальному за електрогосподарство.

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

4.2. БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.2.1. Організація системи безпеки в надзвичайних ситуаціях для енергосистем із розподіленою відновлюваною генерацією

Функціонування енергосистеми, в якій зростає частка джерел відновлюваної енергії (ДВЕ), пов'язане з необхідністю забезпечення високого рівня безпеки та стійкості у випадках виникнення надзвичайних ситуацій природного, техногенного або соціального характеру. Інтеграція сонячних, вітрових, біоенергетичних та інших установок у мережеву інфраструктуру створює нові виклики для енергетичної галузі, оскільки ДВЕ мають унікальні властивості – змінність генерації, залежність від погодних умов, зростання кількості розподілених джерел та складність прогнозування навантажень. Це потребує комплексного підходу до управління ризиками та організації заходів безпеки.

Одним із ключових аспектів безпеки є оперативне реагування на порушення нормального режиму роботи енергосистеми. Надзвичайні ситуації можуть бути спричинені різними чинниками: різкими змінами погодних умов, катастрофічними штормами, блискавками, аваріями в електромережах, виходом з ладу інверторного обладнання чи акумуляторних систем, кібератаками або людським фактором. Для ДВЕ критичними також є явища, пов'язані зі зміною інтенсивності сонячного випромінювання, раптовим зниженням або збільшенням швидкості вітру, обмерзанням лопатей турбін, перегрівом фотоелектричних модулів чи пошкодженням трекерів.

Забезпечення безпеки в надзвичайних ситуаціях передбачає наявність багатоетапної системи захисту. На першому рівні здійснюється моніторинг параметрів генерації та стану обладнання в режимі реального часу. Використання інтелектуальних систем керування (SCADA, системи частотно-потужнісного контролю, мережеві сенсори) дозволяє швидко виявляти відхилення від нормальних режимів, що знижує ймовірність розвитку аварії. Наприклад, при різкому падінні виробітку сонячної електростанції через

погодні умови система автоматично вводить резервні потужності або надсилає команди для перерозподілу навантаження.

Другим важливим елементом є система автоматичного протиаварійного захисту. Для об'єктів відновлюваної енергетики характерна велика кількість силової електроніки (перетворювачів, інверторів), які повинні бути здатними до миттєвого відключення при небезпечних параметрах напруги, частоти чи температури. Сучасні інверторні системи оснащені механізмами швидкого виявлення коротких замикань, коливань напруги, перевантаження ліній та інших небезпечних режимів.

Особливу увагу приділяють ризикам, пов'язаним із пожежною безпекою. Фотовольтаїчні електростанції можуть становити небезпеку у разі короткого замикання в стрінгах, перегріву кабельних з'єднань, пошкодження інверторів або виникнення електричної дуги. Вітрові електростанції піддаються ризику загоряння гондол через несправності генератора або трансформатора. Для мінімізації наслідків впроваджуються автоматичні системи пожежогасіння, термодатчики, алгоритми аварійного зупинення турбіни та дистанційний моніторинг температури вузлів.

Надзвичайні ситуації природного характеру, такі як буревії, урагани, грози, повені, ожеледь, можуть суттєво пошкодити інфраструктуру ДВЕ. Вітрові турбіни повинні мати механізми аварійного складання лопатей і системи контролю швидкості обертання, тоді як сонячні панелі потребують стійких до граду, вітру та снігових навантажень конструкцій. Проєктування відновлюваних джерел здійснюється з урахуванням метеорологічних даних, а у разі прогнозування небезпечних умов виконується переведення обладнання в безпечний режим.

Іншим важливим аспектом є енергетична ізоляція та локалізація аварій, що дає змогу уникнути каскадних відмов. Розподілена генерація на основі ДВЕ дозволяє зменшити масштаби аварій, оскільки локальні джерела здатні підтримувати живлення в мікромережах навіть при пошкодженні основних ліній. Проте для цього потрібні якісні системи автоматичного секціонування,

введення резервних живильних ліній та акумуляторних систем, а також здатність мікромереж працювати в автономному режимі.

Особливої уваги потребує забезпечення кібербезпеки, адже сучасні об'єкти відновлюваної енергетики підключені до глобальних мереж передачі даних. Збій програмного забезпечення інверторів, зовнішній злам контролерів, фальсифікація телеметричних даних можуть призвести до порушення балансу потужностей, помилкових команд і навіть до аварій. Тому необхідним є використання захищених каналів зв'язку, систем багаторівневої аутентифікації, а також постійне оновлення програмного забезпечення.

Ключовим напрямом підвищення безпеки є навчання персоналу та розробка планів реагування. Оператори повинні володіти знаннями щодо дій при відмові інверторів, аварійних відключеннях, пожежах, травмуванні персоналу, загрозах ураження електричним струмом та інших небезпечних подіях. Регулярні тренування дозволяють мінімізувати час реагування і знизити наслідки надзвичайних ситуацій.

Загалом забезпечення безпеки в умовах надзвичайних ситуацій у системах з високою часткою ДВЕ потребує комплексного підходу: використання інтелектуальних систем керування, вдосконалення інфраструктури, резервування джерел, розвиток мікромереж, забезпечення кіберзахисту та високої кваліфікації персоналу. Такий підхід сприяє підвищенню стійкості енергосистеми та мінімізації ризиків, що є особливо важливим у контексті переходу до відновлюваної енергетики.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

З проведених досліджень можна зробити наступні висновки.

Розглянуто моделювання та аналіз інверторних джерел енергії в умовах слабкої електромережі. Проаналізовано принципи керування інверторами типу відстеження та формування мережі і особливості їх синхронізації з мережею. Побудовано аналітичну модель у просторі станів, яка дозволяє досліджувати динаміку та стійкість системи. Показано ефективність використання методів аналізу власних значень і частотних характеристик для оцінки стабільності. Проведене моделювання підтвердило вплив параметрів керування на виникнення низькочастотних коливань у слабких мережах. Обґрунтовано доцільність координації керування між кількома IBR для підвищення стійкості системи. Запропоновано підхід із модуляцією реактивної потужності, що дозволяє зменшити коливання напруги. Отримані результати підтверджують ефективність запропонованого методу для підвищення стабільності інверторних систем.

Досліджено роботу інверторних джерел енергії в умовах слабкої електромережі з використанням різних структур керування. Побудовано та проаналізовано моделі трьох випробувальних стендів, що дозволило оцінити вплив параметрів мережі та системи керування на стійкість IBR. Показано, що за низького коефіцієнта короткого замикання система схильна до виникнення низькочастотних коливань, частота яких залежить від структури керування та рівня переданої потужності. Аналітично обґрунтовано причини виникнення нестійкості, пов'язані з взаємодією контурів керування потужністю та напругою. Запропоновано метод підвищення стійкості шляхом введення зворотного зв'язку на основі фільтра високих частот. Результати імітаційного моделювання підтвердили ефективність запропонованого підходу для зменшення коливань і підвищення граничної переданої потужності. Доведено, що застосування ФВЧ дозволяє підвищити запас стійкості системи без зміни її статичних характеристик та забезпечує стабільну роботу навіть за великих збурень.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Сигіль, В. Д., Колодій, А. В., & Філюк, Я. О. (2025). Вплив мережевого сонячного фотоелектричного інвертора на енергосистему. Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції „Фундаментальні та прикладні проблеми сучасних технологій“, присвячена 180-річчю з дня народження Івана Пулюя та 65-річчю з дня заснування Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя, 58-58.
2. M. Nagpal, M. Jensen, M. Higginson et al., “Protection challenges and practices for interconnecting inverter based resources to utility transmission systems,” IEEE Power Energy Soc., pp. 1–65, 2020.
3. Шидлось, П. А., & Філюк, Я. О. (2025). Однофазний інвертор для фотоелектричних систем. Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції „Фундаментальні та прикладні проблеми сучасних технологій“, присвячена 180-річчю з дня народження Івана Пулюя та 65-річчю з дня заснування Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя, 68-68.
4. Пляшевський, В. В., Ухач, І. І., & Філюк, Я. О. (2024). Використання альтернативні джерела енергії для побутових споживачів. Збірник тез доповідей XIII Міжнародної науково-практичної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 281-281.
5. Колівошко, А. М., Соловко, Д. Ю., & Філюк, Я. О. (2023). Електрична мережа з розподіленими відновлювальними джерелами енергії. Матеріали XII Міжнародної науково-практичної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 262-262.
6. Філюк, Я. О., Андрійчук, В. А., Лисий, А. М., & Кваковський, Д. І. (2022). Системи керування автономною фотоелектричною установкою для віддалених споживачів. Матеріали XI Міжнародної науково-практичної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 97-97.
7. Філюк Я.О. Верешко В.Ю. (2021). Вплив мережевого інвертора на ефективність перетворення струму, що генерується фотоелектричною

системою. In Actual problems of modern technologies: book of abstracts of the X International scientific and practical conference of young researchers and students, (Ternopil, 24th-25th of November 2021.)/Ministry of Education and Science of Ukraine, Ternopil Ivan Puluj National Technical University [and other.].—Ternopil: PE Palianytsia VA, 2021. Т. 2.—152. (р. 19).

8. Andriychuk, V., & Filyuk, Y. (2018). Autonomous power supply system for outdoor illumination of residential areas in the territory of Ukraine. Вісник Тернопільського національного технічного університету, 89(1), 113-121.

9. Hereha, S., Koval, V., & Filyuk, Y. (2017). Збільшення ефективності використання сонячних панелей. Теоретичні та прикладні аспекти радіотехніки і приладобудування. Матеріали III Всеукраїнської науково-технічної конференції, 8-9 червня 2017 року: збірник тез доповідей.—Тернопіль: ФОП Паляниця ВА, 2017.—244 с., 202.

10. Andriychuk, V. A., & Filyuk, Y. O. (2017). Система автономного живлення зовнішнього освітлення. Lighting Engineering & Power Engineering, (1), 17-22.

11. Andriychuk, V., & Filyuk, Y. (2017). Use of solar energy for the outdoor lighting of Ternopil. Scientific journal of the Ternopil national technical university, (3), 126-133.

12. Andriychuk, V., & Filyuk, Y. (2017). Analysis of the energy potential of solar light of the western region of Ukraine with the account of climatic conditions. EUREKA: Physics and Engineering, (4), 25.

13. Коваль В.П. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи магістра для здобувачів другого рівня вищої освіти за ОПП Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ В.П. Коваль, М.Г. Тарасенко, О.А. Буняк, Л.Т. Мовчан – Тернопіль: ТНТУ, 2024. – 51 с.

14. Стручок В.С. Безпека в надзвичайних ситуаціях. Методичний посібник для здобувачів освітнього ступеня «магістр» всіх спеціальностей денної та заочної (дистанційної) форм навчання / В.С.Стручок. — Тернопіль: ФОП Паляниця В. А., 2022. — 156 с.