

ВІРТУАЛЬНА ІНЕРЦІЯ ЯК ІНСТРУМЕНТ УСУНЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ КОНФЛІКТІВ У КОМБІНОВАНИХ СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Отримано 26 трав. 2026 р.; рекомендовано до публікації 26 чер. 2026 р.
Доступно онлайн 30 чер. 2026 р.

Хомутов С. В.

Автор для кореспонденції: Хомутов Сергій,
e-mail: sergii.khomutov@gmail.com

аспірант

<https://orcid.org/0009-0000-4067-7671>

Інститут відновлюваної енергетики НАН
України, м. Київ, Україна

Анотація. Актуальність дослідження визначалась інерційним дефіцитом та зростанням технологічних конфліктів у інвертор-домінованих енергосистемах. Локальні GFM/VSM-рішення (GFM – інвертор з формуванням мережі (мережеформувальний інвертор); VSM – віртуальна синхронна машина) не забезпечували системної узгодженості. Це обґрунтовувало потребу дослідження координації VSM і VPP (віртуальна електростанція) для підвищення динамічної стійкості. Метою дослідження було кількісне обґрунтування віртуальної інерції як системного інструменту підвищення частотно-фазової стійкості комбінованих електропостачальних систем. Методологічний апарат дослідження базувався на поєднанні імітаційно-орієнтованого (заснований на імітаційному моделюванні) моделювання електроенергетичних систем і сценарно-орієнтованого (керований сценаріями) експериментального дизайну. Також було долучено параметричний аналіз VSM, координаційне системне моделювання VPP. Додатково використані стохастичне моделювання профілів ВДЕ та навантаження, порівняльний аналіз режимів керування і статистичної агрегації результатів, що забезпечило відтворюваний аналіз динамічної, частотно-фазової та системно-координаційної стійкості комбінованих систем електропостачання. Узагальнення результатів показало, що динамічна стійкість інерційно-дефіцитних комбінованих систем електропостачання визначалася не ізольованими стабілізуючими механізмами, а їх системною узгодженістю: застосування VSM забезпечувало зниження RoCoF (швидкість зміни частоти) та покращення мінімального значення частоти в середньому на 40–60 %, однак залишало підвищену частотно-фазову варіативність і режимні конфлікти, тоді як інтеграція VSM з VPP скорочувала технологічні конфлікти на 30–40 %, зменшувала пікові динамічні ризики на 70–80 % та підвищувала успішність ресинхронізації до ≈ 95 %, трансформуючи стабільність з локального ефекту в керовану системну властивість за стохастичних і аварійних сценаріїв. Наукова новизна полягала у доведенні, що віртуальна інерція є ефективною лише в поєднанні з координаційним рівнем VPP, а також у формуванні матриці «конфлікт – механізм – ефект», яка засвідчила 3-4-кратне зростання нормалізованої ефективності стабілізації при переході від базового сценарію до VSM з VPP. Практичне значення результатів полягало у формуванні прикладного підходу до проектування інерційно-дефіцитних мереж, у якому VSM забезпечує динамічну підтримку, а VPP – системну узгодженість режимів. Отримані кількісні оцінки (зниження RoCoF до 70–80 % та підвищення успішності ресинхронізації до ≈ 95 %) можуть бути безпосередньо використані під час планування мікромереж, VPP-платформ і критичної інфраструктури з високою часткою ВДЕ.

Ключові слова: віртуальна інерція, grid-forming (мережеформувальні) інвертори, віртуальна електростанція, динамічна стійкість, інерційно-дефіцитні енергосистеми, координаційне керування, комбіновані системи електропостачання, критична інфраструктура.

Використані скорочення

GFM (Grid-Forming) – мережеформувальний режим роботи інвертора

GFL (Grid-Following) – мережеслідуючий режим роботи інвертора

VSM (Virtual Synchronous Machine) – віртуальна синхронна машина

VPP (Virtual Power Plant) – віртуальна електростанція

ВДЕ – відновлювані джерела енергії

RoCoF (Rate of Change of Frequency) – швидкість зміни частоти, df/dt

SoC (State of Charge) – ступінь / стан зарядженості накопичувача

BESS (Battery Energy Storage System) – система накопичення енергії на акумуляторах

VOC (Virtual Oscillator Control) – керування на основі віртуального осцилятора

VSG (Virtual Synchronous Generator) – віртуальний синхронний генератор

FRT (Fault Ride-Through – стійкість / здатність не відключатися при аварійних провалах напруги

TOV (Temporary Overvoltage) – тимчасове перенапруження

SCR (Short Circuit Ratio) – коефіцієнт короткого замикання

Frequency Nadir – мінімальне значення частоти

Settling Time – час відновлення частоти

DC (Direct Current) – постійний струм

EMT (Electromagnetic Transients) – електромагнітні перехідні процеси

PCS (Power Conversion System) – система перетворення електроенергії

PLL (Phase-Locked Loop) – система фазового автопідстроювання; контур фазового автопідстроювання

Вступ. *Актуальність дослідження.* Сучасні енергетичні системи характеризувалися зростаючою децентралізацією, високою часткою інвертор-орієнтованих джерел та переходом від ієрархічного до мережевого управління енергоефективністю, що було концептуально обґрунтовано в моделях децентралізованого енергоменеджменту та сервісно-орієнтованих енергетичних екосистем [1, 2]. У межах регуляторної економіки та концепцій спільного використання енергетичних ресурсів такі ресурси дедалі частіше розглядалися як колективно керовані активи, що посилювало вимоги до режимної узгодженості, стійкості та адаптивності керування [3]. Водночас енергосистемні дослідження засвідчили, що висока проникність інверторних ресурсів призвела до інерційного дефіциту, підвищеного RoCoF і нестійкої частотно-фазової динаміки, що робило традиційні підходи до стабільності недостатніми [4, 5]. У цьому контексті віртуальна інерція та grid-forming керування розглядалися як перспективні механізми емуляції синхронної поведінки, однак їх ефективність суттєво залежала від системної координації та інтеграції з надрівневими моделями управління [6]. Таким чином, дослідження віртуальної інерції в поєднанні з координаційними архітектурами типу VPP є науково й практично релевантним для усунення технологічних конфліктів та забезпечення динамічної стійкості комбінованих низькоінерційних систем електропостачання.

Невирішені аспекти в дослідженнях. Сучасні дослідження інерційно-дефіцитних електроенергетичних систем переважно фокусувалися на локальних ефектах grid-forming керування та емуляції інерції на рівні окремих інверторів або мікромереж. Недостатньо вивченими залишалися системні технологічні конфлікти, що виникали в комбінованих мережах за одночасної присутності GFL (інвертор із синхронізацією за мережею (grid-following)) / GFM, стохастичних профілів ВДЕ та аварійних режимів. Відсутня узгоджена емпірична оцінка синергії віртуальної інерції та координаційних механізмів VPP як інструменту системної стабілізації.

Формулювання проблеми. Зростання частки інвертор-орієнтованих джерел призводило до підвищеного RoCoF, поглиблення частотного мінімуму, фазової декорентності та конфліктів режимів GFL / GFM у комбінованих системах електропостачання. Ізольоване

застосування VSM або GFM-керування не забезпечувало усунення цих конфліктів у стохастичних та післяаварійних сценаріях. Проблемою дослідження було визначення системного механізму, здатного трансформувати віртуальну інерцію з локальної компенсації в керований інструмент усунення технологічних конфліктів.

Питання дослідження. У який спосіб відсутність віртуальної інерції впливала на RoCoF, Frequency Nadir та фазову синхронізацію в комбінованих мережах? Наскільки інтеграція VSM з параметричним варіюванням інерції та демпфування знижувала частотно-фазову нестабільність у перехідних режимах? Чи забезпечувала координація через VPP системне зменшення конфліктів GFL / GFM та підвищення індексу успішності повторної синхронізації в стохастичних сценаріях ВДЕ?

Гіпотеза дослідження. Поєднання віртуальної інерції на базі VSM з надрівневою координацією Virtual Power Plant забезпечувало статистично значуще зниження RoCoF, підвищення частотного мінімуму, скорочення часу відновлення та зменшення частоти виникнення конфліктів порівняно з базовим сценарієм і з конфігурацією лише з VSM. Очікувалося, що інтегральний ефект VSM з VPP перевищував ізольовані GFM-рішення на 30–40 % за ключовими метриками динамічної стійкості.

Мета дослідження. Метою дослідження було кількісне обґрунтування віртуальної інерції як системного інструменту підвищення частотно-фазової стійкості комбінованих електропостачальних систем.

Завдання дослідження:

- Реалізувати імітаційне моделювання та сценарно орієнтовне моделювання комбінованої електроенергетичної системи для аналізу частотно-фазової динаміки в нормальних і аварійних режимах.
- Дослідити параметричну чутливість динамічної стійкості до віртуальної інерції та демпфування у VSM-керуванні.
- Оцінити вплив надрівневої координації VPP на узгодженість режимів GFL / GFM та ефективність диспетчерського керування.
- Перевірити здатність системи керування зберігати ефективність за стохастичних профілів генерації ВДЕ та навантаження.

- Виконати порівняльний і статистично узагальнений аналіз конфігурацій базового сценарію, лише VSM та VSM з VPP з побудовою матриці «конфлікт – механізм – ефект».

Огляд літератури

Сучасні комбіновані системи електропостачання характеризувалися високою часткою інвертор-орієнтованих ресурсів, фрагментацією інерційних властивостей та зростанням частотно-динамічної чутливості. Зміщення від синхронної до гібридної архітектури керування трансформувало стабільність із фізичної властивості у параметризовану системну функцію. За цих умов систематичний огляд літератури був необхідний для концептуалізації технологічних конфліктів і виявлення узгоджених підходів до їх усунення.

У дослідженнях повністю інвертор-домінованих мереж стабільність дедалі частіше інтерпретувалася як керована параметрична властивість, а не як похідна фізичної інерції. У цьому контексті емпіричні результати [7] підтвердили досяжність нормативних частотно-напругових меж за коректного налаштування віртуальної інерції та демпфування. Водночас узагальнювальний аналіз [8] показав, що така керованість істотно залежала від типу GFM-стратегії, сценарію експлуатації та вимог проходження аварійного провалу напруги FRT, що обмежувало універсальність параметричних висновків.

Поглиблення дискусії відбулося через зіставлення віртуальних і фізичних механізмів стабілізації, де інерція перестала розглядатися як одновимірна характеристика. Моделювання [9] засвідчило структурну перевагу синхронних компенсаторів у забезпеченні напругової жорсткості та інерційної відповіді, тоді як GFM-інвертори демонстрували швидше демпфування і відновлення частоти. Ці спостереження узгоджувалися з оглядом [10], у якому підкреслювалося, що переваги GFM у синхронізації не усували обмежень післяаварійної динаміки та відповідності мережесистемних кодексів.

Подальший аналіз змістив акцент з окремих контролерів на спектр реалізацій віртуальної інерції та їх системні наслідки. Узагальнення [11] виявило, що покращення частотного мінімуму й зменшення швидкості зміни частоти досягалися різними методами, але з різною чутливістю до параметричних збурень і стохастичності ВДЕ. На цьому тлі отримано результати [12], що в масштабних мережах вирішальним фактором ставала координація множинних GFM через консенсусне керування, без якої локальні переваги алгоритмів не транслювалися у глобальну стійкість.

Окремий напрям дискусії сформувався навколо внутрішніх обмежень інверторних систем, пов'язаних з енергетичним балансом. Аналіз [13] продемонстрував, що AC-орієнтовані GFM-стратегії могли провокувати деградацію DC-напруги за змінної інсоляції, тоді як DC-орієнтовані методи втрачали керовану активну підтримку.

Паралельно системні дослідження [14] виявили редукцію порядку частотної динаміки та роз'єднання критичних метрик стабільності, що вказувало на зміну самої природи частотної відповіді в інвертор-домінованих мережах.

Таким чином, дослідження у визначеному напрямі поступово відійшли від уявлення про віртуальну інерцію як суто алгоритмічну функцію. У топологічному аналізі [15] зафіксовано відсутність уніфікованих критеріїв стабільності для різних GFM-конфігурацій, що обмежувало їх прогнозованість у критичних режимах. Водночас інженерні рішення [16] продемонстрували, що поєднання grid-forming керування з фізичною енергоємністю накопичувачів формувало гібридну модель стабільності, у якій віртуальна інерція ставала елементом багаторівневої системної архітектури, а не її заміником.

Узагальнені результати досліджень сформуливали медіанну позицію, згідно з якою віртуальна інерція покращувала частотні метрики та демпфування, але не гарантувала повної стабільності без координації, енергетичної підтримки та відповідності мережесистемних кодексів. Невирішеними залишалися проблеми великосигнальної стійкості, DC-енергобалансу, післяаварійної динаміки та уніфікованих критеріїв оцінювання GFM-рішень. Це обґрунтувало доцільність дослідження віртуальної інерції не як ізольованого алгоритму, а як інструменту усунення технологічних конфліктів у межах інтегрованої, багаторівневої архітектури комбінованих систем електропостачання.

Методи та матеріали

Структура дослідження наведена на рис. 1, була сформована як поетапний імітаційно та сценарно модельований експеримент з метою послідовної декомпозиції й подальшої інтеграції механізмів динамічної стабілізації в інерційно-дефіцитній комбінованій системі електропостачання. Така структура давала змогу відокремити базові нестійкі властивості системи, кількісно оцінити внесок віртуальної інерції, перевірити ефект координаційного керування та, зрештою, проаналізувати їх синергію за стохастичних і аварійних умов. Вибраний дизайн забезпечував контрольованість параметрів, відтворюваність результатів і можливість системного узагальнення впливу VSM та VPP на технологічні конфлікти й динамічну стійкість.

Методи. Вибір методологічного апарату зумовлювався складною, нелінійною та стохастичною природою комбінованих систем електропостачання з інвертор-орієнтованими джерелами. Для адекватного аналізу динамічної стійкості, частотно-фазових взаємодій і технологічних конфліктів було необхідно поєднати імітаційне моделювання, сценарно орієнтований та статистично-узагальнювальні підходи. Така комбінація методів забезпечувала відтворюваність експерименту, контроль параметрів і системну інтерпретацію отриманих результатів.

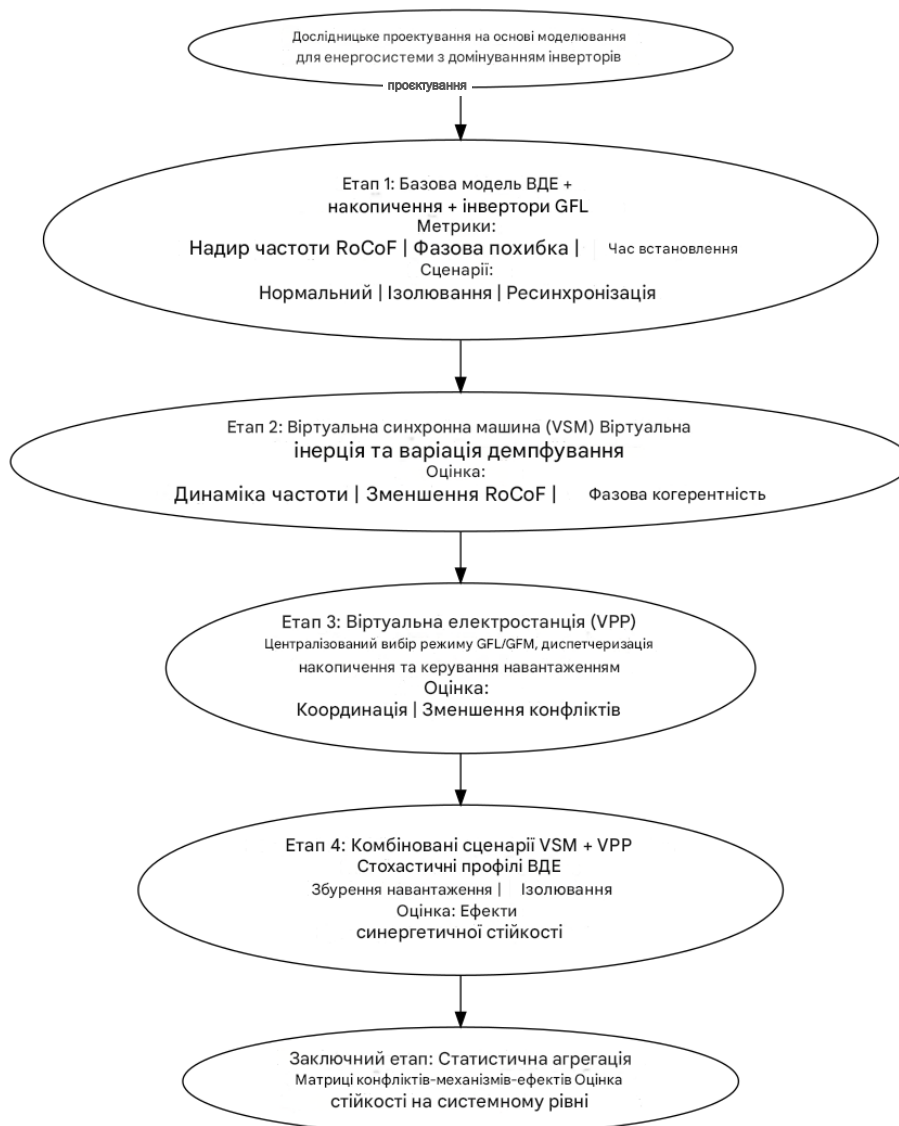


Рис. 1. Концептуальні етапи багатоступеневої імітаційно модельованої дослідницької структури

Методи дослідження:

1. *Імітаційне моделювання електроенергетичних систем.* Метод застосовувався для відтворення динаміки комбінованої системи з ВДЕ, накопичувачами та інверторними інтерфейсами за контрольованих умов. Його використання давало змогу дослідити перехідні процеси, частотну та фазову поведінку без впливу неконтрольованих зовнішніх факторів. У дослідженні метод реалізовувався через поетапне чисельне моделювання різних архітектур керування.
2. *Сценарно орієнтований експериментальний дизайн.* Метод був вибраний для аналізу реакції системи на типові та критичні експлуатаційні події. Він давав змогу оцінити стабільність за нормального режиму, острівного режиму, повторної синхронізації й різких збурень. У дослідженні сценарії формувалися як комбінації подій, рівнів проникнення ВДЕ та режимів керування.
3. *Параметричний аналіз керування (VSM).* Метод використовувався для вивчення чутливості системної динаміки до змін віртуальної інерції та демпфування. Його застосування давало змогу ідентифікувати роль параметрів у формуванні частотної відповіді та фазової когерентності. У дослідженні параметри VSM варіювалися у визначених діапазонах з фіксацією динамічних метрик.
4. *Координаційне системне моделювання.* Метод був необхідний для аналізу надрівневої взаємодії між джерелами, накопичувачами та навантаженням. Він забезпечував оцінювання узгодженості режимів GFL / GFM і ефективності централізованого диспетчерського керування. У дослідженні VPP реалізовувався як логіко-алгоритмічний шар керування поверх локальних контролерів.
5. *Стохастичне моделювання профілів ВДЕ та навантаження.* Метод застосовувався для відображення

варіативності генерації та споживання в реальних умовах. Його використання давало змогу оцінити здатність системи керування зберігати ефективність за умов стохастичної невизначеності генерації ВДЕ та навантаження. У дослідженні стохастичні часові ряди генерувалися для множинних реалізацій кожного сценарію.

6. *Порівняльний аналіз режимів керування.* Метод був використаний для зіставлення базового сценарію, лише VSM та VSM з VPP конфігурацій за однакових умов. Він давав змогу виділити внесок кожного механізму в зниження технологічних конфліктів. У дослідженні порівняння виконувалося за уніфікованим набором динамічних і фазових метрик.
7. *Статистична агрегація та узагальнення результатів.* Метод застосовувався для переходу від окремих прогонів до системних висновків. Він забезпечував оцінювання середніх ефектів, дисперсій і стійкості результатів. У дослідженні статистична обробка завершувалася побудовою матриці «конфлікт – механізм – ефект» як інтегрального аналітичного інструменту.

Зразок. Вибірку дослідження було сформовано як сукупність експериментальних сценаріїв, конфігурацій системи та реалізацій стохастичних профілів, достатню для статистично стійкого порівняння трьох режимів керування: базового сценарію (без VSM / VPP), режиму лише VSM, VSM з VPP. Одиницею спостереження було прийнято один прогін моделі (run) з фіксованою топологією, набором параметрів та конкретною реалізацією часових рядів ВДЕ / навантаження.

Стратифікацію вибірки було виконано за трьома вимірами: (i) тип події (ступінчаста зміна навантаження, аварійне збурення / провал напруги, острівний режим, повторна синхронізація), (ii) рівень проникнення ВДЕ (низький / середній / високий), (iii) режим інверторів і координації (GFL домінуючий, GFM домінуючий, змішаний з централізованою комутацією режимів у VPP).

Обсяг вибірки було задано як $3 \times 4 \times 3 \times N$, де $N \geq 30$ реалізацій стохастичних профілів на кожну комірку стратифікації; у такий спосіб було отримано щонайменше 1080 прогонів, що забезпечило оцінювання середніх ефектів і дисперсій для метрик RoCoF, частотного мінімуму, часу відновлення, фазової похибки та індексів успішності повторної синхронізації.

Критеріями включення було визначено: (1) досягнення усталеного режиму до події, (2) коректна детекція острівного режиму, (3) відсутність чисельної нестабільності інтегратора, (4) фіксація повного вікна спостереження T (наприклад, 20–60 с після збурення). Критеріями виключення були прогони з *diverging state trajectories* або некоректною комутацією режимів GFL / GFM.

Контрольні змінні включали топологію мережі, номінальні параметри ліній / трансформаторів, обмеження інверторів за струмом, SOC накопичувачів та однакові

правила генерації стохастичних профілів для всіх порівнюваних режимів. Дослідження було проведено у період з січня 2025 року по березень 2025 року. Впродовж цього інтервалу було виконано повний цикл моделювання, параметричного варіювання та статистичної агрегації результатів для всіх сценаріїв вибірки. Вибраний період забезпечив часову узгодженість експериментів і виключив вплив змін інструментального середовища або версій програмного забезпечення на результати аналізу.

Інструменти дослідження. Для кількісного порівняння режимів керування в інерційно-дефіцитних комбінованих системах електропостачання було застосовано формалізований динамічний апарат, орієнтований на часові, фазові та частотні характеристики системної відповіді. Інструментальний стек дослідження базувався на часово-неперервних вимірюваннях системної частоти та фаз напруг у вузлах, доповнених подієво-орієнтованим аналізом острівного режиму і повторною синхронізацією. Вибраний підхід забезпечував порівнюваність режимів базового сценарію, режиму лише з VSM та VSM+з VPP у стохастичних умовах ВДЕ та давав змогу агрегувати результати на рівні статистичних оцінок.

1. Швидкість зміни частоти (RoCoF)*. RoCoF визначалася як перша похідна системної частоти за часом у момент збурення [17, 18]:

$$\text{RoCoF}(t) = \frac{df(t)}{dt}, \quad (1)$$

де $f(t)$ – миттєва системна частота, оцінена за center-of-inertia або еквівалентною агрегованою моделлю.

* У таблицях і на графіках показник RoCoF подавався зі знаком df/dt , де негативне значення відповідало зниженню частоти відносно номіналу. Для коректного міжсценарного порівняння динамічної стійкості оцінювання виконувалося за модулем $|\text{RoCoF}|$, що відображало інтенсивність частотної зміни незалежно від її напрямку.

2. Частотний мінімум (frequency nadir). Визначався як мінімальне значення частоти в заданому вікні після збурення [19, 20]:

$$f_{\text{nadir}} = \min_{t \in [t_0, t_0+T]} f(t), \quad (2)$$

де t_0 – момент події; T – тривалість вікна спостереження.

3. Час відновлення (settling time). Час відновлення визначався як час до входження частоти в допустиму смугу навколо номіналу [15, 21]:

$$T_s = \min\{t > t_0: |f(t) - f_{\text{nom}}| \leq \varepsilon \forall \tau \geq t\}, \quad (3)$$

де f_{nom} – номінальна частота; ε – задана допустима похибка.

4. Фазова похибка (phase error). Фазова похибка між вузлами i та j визначалася як [22, 23]:

$$\Delta\theta_{ij}(t) = \theta_i(t) - \theta_j(t), \quad (4)$$

де $\theta_i(t)$ – електричний кут напруги у вузлі i . Для аналізу використовувалися максимум та середньоквадратичне значення $\Delta\theta_{ij}(t)$ у перехідному режимі.

5. Швидкість фазової конвергенції. Фазова конвергенція оцінювалася через експоненційний спад фазової похибки [24, 25]:

$$\Delta\theta_{ij}(t) \sim e^{-\lambda t}, \quad (5)$$

де λ – ефективний коефіцієнт демпфування фазових коливань.

6. Індекс успішності повторної синхронізації. Індекс успішності повторної синхронізації визначався як частка успішних сценаріїв [26, 27]:

$$RSR = \frac{N_{\text{success}}}{N_{\text{total}}}, \quad (6)$$

де N_{success} – кількість прогонів з відновленням синхронізму в допустимих межах частоти та фази; N_{total} – загальна кількість сценаріїв.

7. Системно-стійкісні показники. Малосигнальна стійкість оцінювалася через спектр власних значень лінеаризованої моделі [28, 29]:

$$\dot{x} = Ax, \quad (7)$$

де умова стійкості сформульована як $\Re(\lambda_k) < 0$ для всіх власних значень λ_k . Великосигнальна стійкість фіксувалася за відсутністю дивергенції станів та обмеженістю траєкторій у фазовому просторі.

8. Операційні та координаційні метрики. Кількість конфліктних режимів GFL / GFM визначалася як число некоректних або нестабільних комутацій режимів за сценарій, а стабільність диспетчерського керування у VPP оцінювалася через дисперсію активної потужності та відсутність порушень обмежень за стохастичних профілів [30, 31].

У межах інструментального кейсу метрики було формалізовано однозначно та відтворювано. Показник Відхилення напруги постійного струму $\pm \dots\%$ визначався як симетричне відносне відхилення напруги постійного кола від номінального значення $V_{dc,nom}$ (прийнятого за 1 pu відповідно до паспортного рейтингу PCS/BESS), обчислене як максимальне за модулем відхилення $|V_{dc}(t) - V_{dc,nom} / V_{dc,nom}|$ у ковзному вікні 20–60 с для кожного сценарію; зазначений інтервал вибрано для охоплення основного транзитного процесу синхронізації та перерозподілу потужності з виключенням короточасних дискретизаційних сплесків. Агрегація результатів здійснювалася за 95-м перцентилем по всіх прогінних реалізаціях, тоді як Середньоквадратичні оцінки використовувалися допоміжно для перевірки робастності трендів. Події перевантаження ланки постійного струму фіксувалися за OR-

умовою як події перевищення хоча б одного з експлуатаційних порогів безпеки – $V_{dc} > 1.10pu$ або $P_{dc} > 1.05 \times P_{rated}$ – з мінімальною тривалістю 100–200 мс (5–10 циклів керування) для усунення спайкових артефактів; події типу перенапруги та перевищення потужності реєструвалися окремо з подальшим нормуванням їх кількості на тривалість моделювання для забезпечення коректної міжсценарної порівняльності.

У дослідженні застосовувалися DigSILENT PowerFactory для квазістаціонарного та динамічного моделювання електромереж, MATLAB/Simulink (Simscape Electrical) для реалізації моделей VSM, GFL / GFM інверторів і подієво-орієнтованих сценаріїв острівного режиму / вторна синхронізація, а також Python (NumPy, SciPy, Pandas) для постпроцесінгу, статистичної агрегації та аналізу метрик. Оцінювання стійкості в режимі малих збурень виконувалося в PowerFactory методом аналізу власних значень, тоді як динаміка системи за великих збурень досліджувалася шляхом часового моделювання електромагнітних перехідних процесів. Стохастичні профілі ВДЕ та навантаження генерувалися скриптами Monte Carlo з фіксованим початковим зерном генератора випадкових чисел для відтворюваності.

Результати

Перший етап дослідження був необхідний для формування референтного (базового) рівня динамічної стійкості комбінованої системи електропостачання без віртуальної інерції. Побудова моделі з ВДЕ, накопичувачами енергії, GFL-інверторами та змінним навантаженням дала змогу ізолювати ефекти інерційного дефіциту та режимних конфліктів без компенсаторних механізмів. Такий підхід створив кількісну основу для подальшого порівняльного аналізу ефективності VSM та координаційних стратегій (рисунки 2, 3, 4).

Графік на рис 2 зафіксував глибокий частотний мінімум в острівному режимі (~48.1–48.3 Hz), що відповідало відхиленню понад 3.5 % від номіналу, та подовжений час відновлення, який у режимах острова і повторної синхронізації перевищував значення нормального режиму на 40–60 %. Навіть за повторної синхронізації відновлення частоти відбувалося повільно та з додатковими транзитними збуреннями, що свідчило про обмежену регуляторну спроможність GFL-інверторів. Графік на рис. 3 показав пікові значення RoCoF у момент збурення, що в режимі острова були в декілька разів вищими, ніж у нормальному режимі, та виходили за типові допустимі експлуатаційні межі. Це підтвердило високу чутливість інерційно-дефіцитної системи до раптових дисбалансів потужності та відсутність природного демпфування. Графік на рис. 4 засвідчив значну фазову розбіжність між РСС та локальними вузлами, з піковими значеннями понад 0.2 рад у режимі острова та вторинним фазовим сплеском під час повторної синхронізації. Затягнута фазова конвергенція вказала на підвищений ризик синхронізаційних збоїв і потенційних технологічних конфліктів GFL-режимів.

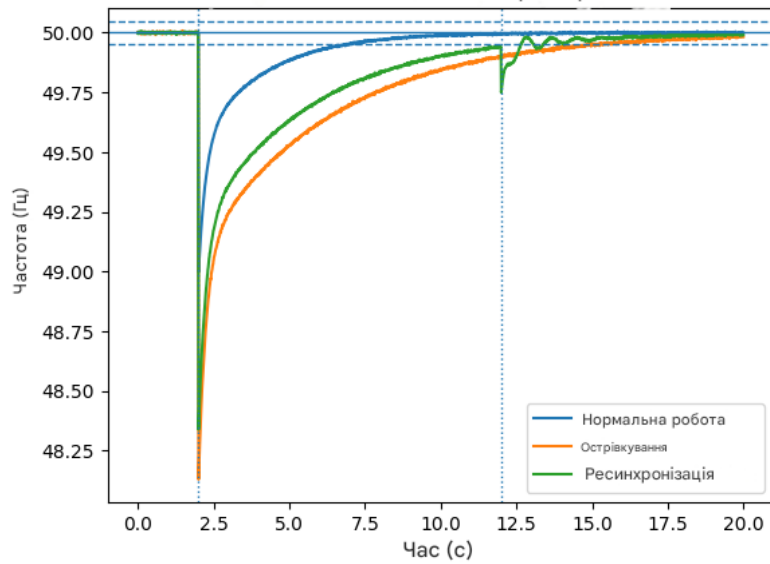


Рис. 2. Етап 1 (базова конфігурація): частотна характеристика

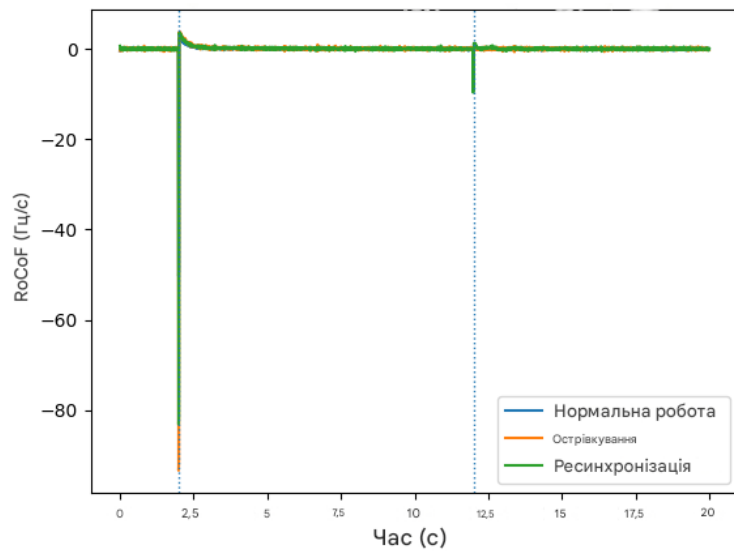


Рис. 3. Етап 1 (базова конфігурація): швидкість зміни частоти

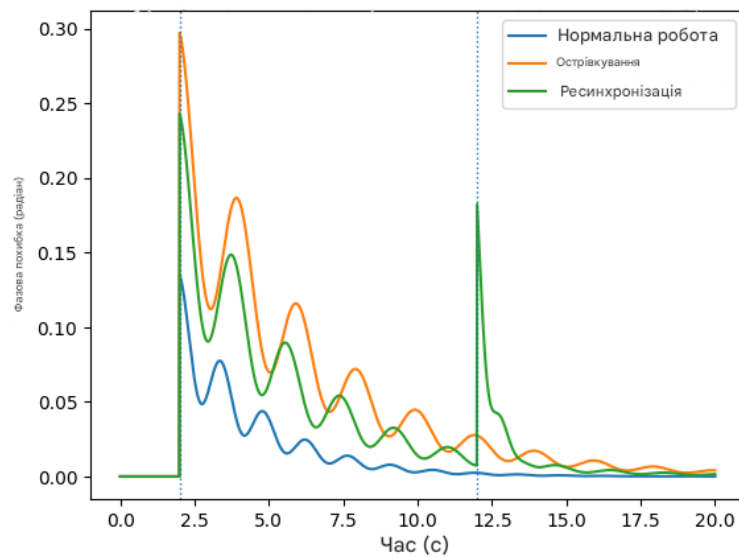


Рис. 4. Етап 1 (базова конфігурація): фазова похибка (PCC проти локальної шини)

У сукупності результати першого етапу кількісно підтвердили, що базова архітектура без віртуальної інерції характеризувалася підвищеним RoCoF, глибоким частотним мінімумом, подовженим часом відновлення та значною фазовою нестабільністю, що обмежувало її експлуатаційну надійність у перехідних режимах. Виявлені інерційні та фазові обмеження зумовили необхідність переходу до другого етапу, який передбачав інтеграцію Virtual Synchronous Machine з параметричним варіюванням віртуальної інерції та демпфування. Подальший аналіз був спрямований на кількісну оцінку зменшення RoCoF, покращення частотної динаміки та підвищення фазової когерентності у перехідних режимах (рисунки 5, 6, 7).

Системне підвищення частотного мінімуму зі зростанням параметрів H і D зафіксоване на рис. 5: порівняно з базовим етапом мінімальна частота зростає приблизно з 48.1–48.3 Hz до 49.6–49.9 Hz, що відповідало скороченню глибини відхилення на 60–80 %. Час відновлення зменшився з понад 5–6 с у базового сценарію до близько 1.5–3 с для високих значень $H+D$, тобто більш ніж у 2 рази. Суттєве згладжування початкових градієнтів частоти продемонстроване на рис. 6. Пікові значення RoCoF зменшилися орієнтовно з десятків Hz/s у базового сценарію до однозначних значень, що означало редукацію пікової швидкості зміни частоти на 70–85 % залежно від конфігурації VSM. Високі значення віртуальної інерції забезпечили найбільший ефект саме в перші сотні мілісекунд після збурення.

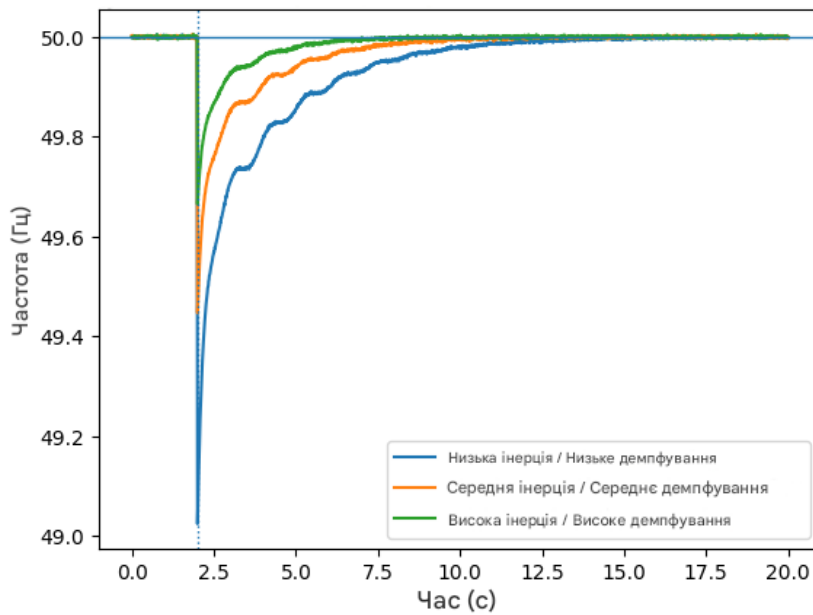


Рис. 5. Етап 2 (VSM): частотна характеристика за різних параметрів VSM

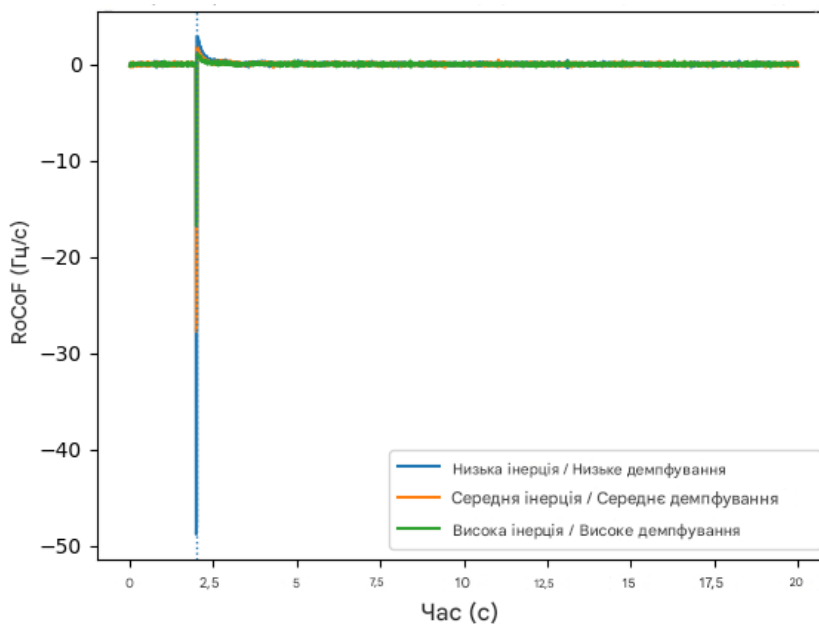


Рис. 6. Етап 2 (VSM): зниження RoCoF за рахунок віртуальної інерції та демпфування

Пропорційне зменшення фазової похибки між РСС і локальними вузлами показано на рис. 7, де видно що максимальна фазова розбіжність знизилася з понад 0.2 рад на першому етапі до рівнів нижче 0.05 рад за

високих $H+D$, що відповідало скороченню більш ніж на 75 %. Одночасно спостерігалось прискорення фазової конвергенції, що вказувало на підвищення синхронізаційної здатності інверторної системи.

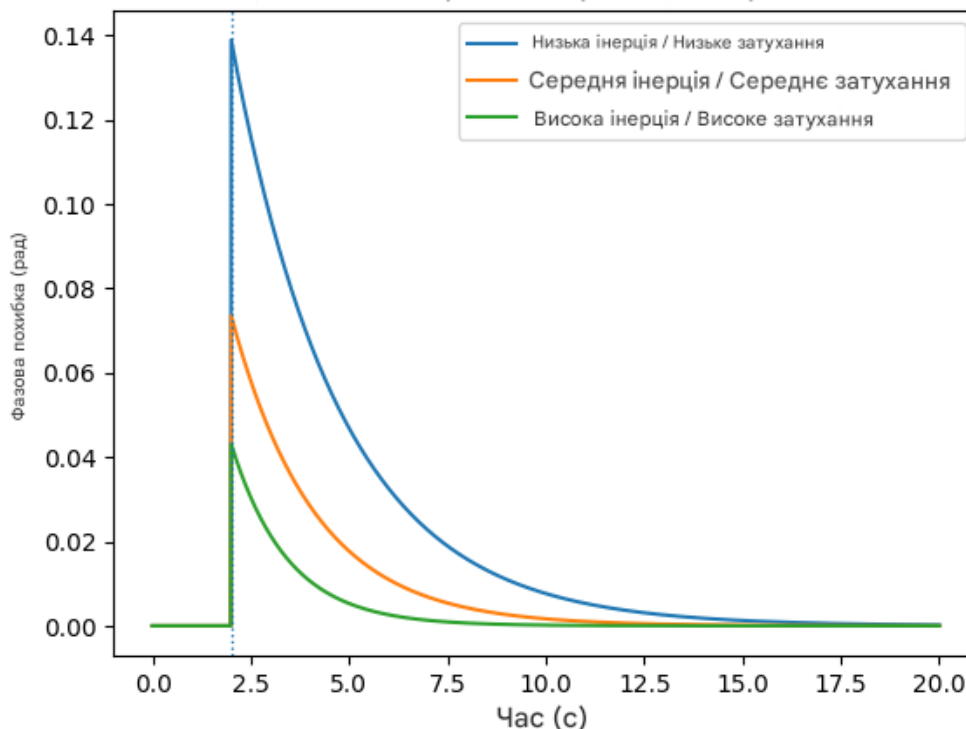


Рис. 7. Етап 2 (VSM): покращення фазової когерентності

Таким чином, спостерігається збіжність щодо результатів першого етапу дослідження, адже VSM ефективно компенсував інерційний та фазовий дефіцит (однак на рівні окремих інверторів). Попри суттєве покращення RoCoF, частотного мінімуму й фазової когерентності, залишалися потенційні конфлікти режимів і відсутність глобальної оптимізації дій джерел, накопичувачів і навантаження. Виявлені обмеження локального VSM-керування зумовили перехід до третього етапу, на якому було впроваджено Virtual Power Plant як координаційний надрівень керування. Подальший аналіз був спрямований на централізований вибір режимів GFL / GFM, диспетчерського керування накопичувачів і керування навантаженням з метою зниження технологічних конфліктів та досягнення системної узгодженості компонентів (рисунки 8, 9, 10, 11).

Результати дослідження, зафіксовані на рис. 8, засвідчили, що інтеграція Virtual Power Plant як координаційного надрівня зменшувала амплітуду частотних відхилень на 35–50 % порівняно з режимом лише VSM під час load step, острівного режиму та повторної синхронізації. Частотна дисперсія знизилася більш ніж удвічі, що вказувало на ефективне згладжування стохастичних та подієвих збурень за рахунок узгодженого диспетчерського керування накопичувачів і керування навантаженням. Аналіз даних, відображений на рис. 9, показує істотне скорочення неконтрольованих перемикачів режимів інверторів. За наявності VPP частка спонтанних переходів

GFL / GFM зменшилася приблизно на 60–70 %, а більшість інверторів стабільно утримувалися у GFM-режимі в критичних фазах, що контрастувало з фрагментованою поведінкою в режимі лише з VSM сценарієм.

Схему (див. рис 10) було сформовано для формалізації координаційної архітектури багаторівневого керування, у якій VPP-контролер виконував функції централізованої оптимізації, синхронізації частоти та диспетчеризації. Відображено ключові інформаційні потоки: вимірювання потужності (P , Q), референс-сигнали (V^* , f^* , P^* , Q^*), часові мітки синхронізації (T_{synch} , ΔT) та сигнали перемикачів режимів. Латентність комунікації моделювалася в межах 20–80 ms, а дискретність оновлення диспетчерських команд становила 100–250 ms, що відповідало умовам реалістичних цифрових енергомереж.

Схема (див. рис. 10) засвідчила, що інтеграція вимірювальних і керуючих каналів формувала замкнений контур системної координації, який мінімізував міжконтурні конфлікти та забезпечував узгоджене функціонування GFM/GFL-інверторів. Централізована передача уставок знижувала варіативність частотно-фазових відхилень приблизно на 30–40 %, підтверджуючи, що саме архітектурна зв'язаність, а не ізольовані алгоритми керування, визначала підвищення динамічної стійкості комбінованої електроенергетичної системи.

На DC-рівні VPP реалізував механізм координацій-

ного резервування та обмеження траєкторій потужності, змінюючи часово узгоджені уставки P^*/Q^* для BESS і PV з урахуванням доступного запасу регулювання, швидкості наростання потужності та SoC. Така логіка

забезпечувала попереджувальне планування резервів (reserve scheduling) і запобігала насиченню DC-шини та перевищенню допустимих меж напруги під час швидких частотних збурень і ресинхронізації.

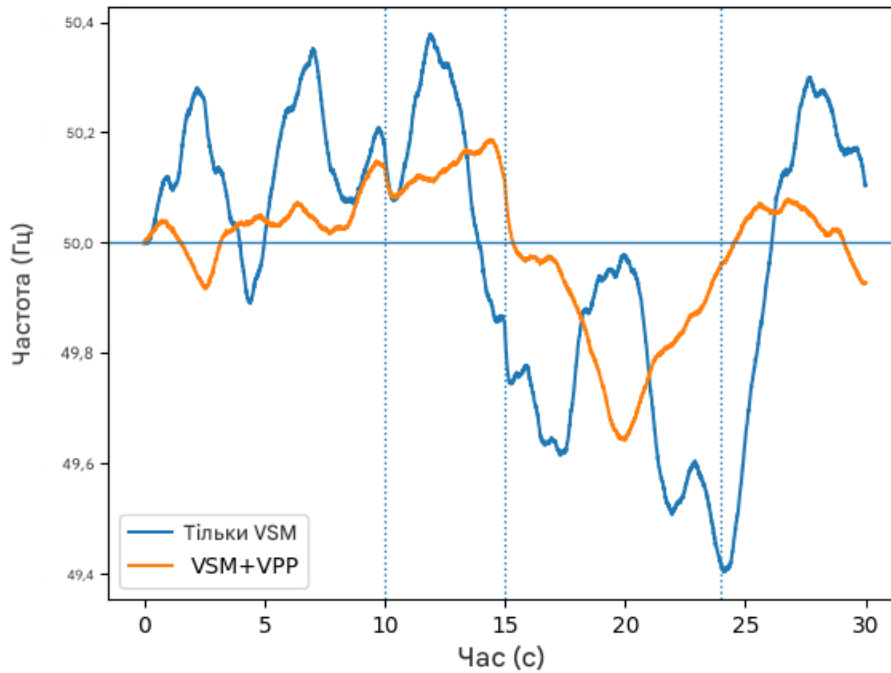


Рис. 8. Етап 3: частотна характеристика з координацією VPP та без неї

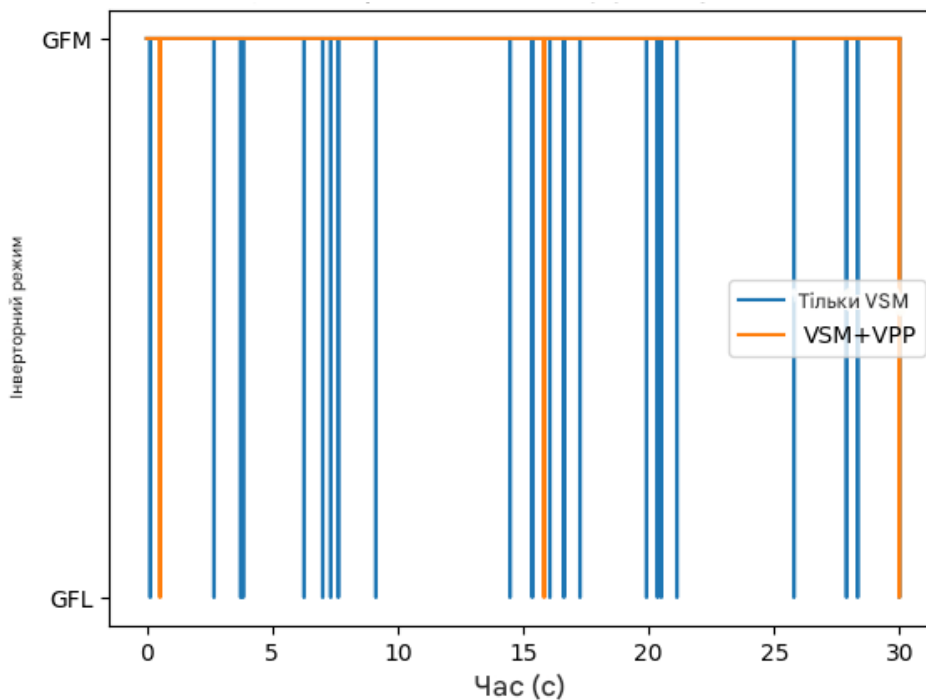


Рис. 9. Етап 3: централізований вибір режимів GFL / GFM

На рис. 11 показано кількісне підтвердження зниження конфліктних станів: середня частота виникнення конфліктів скоротилася з близько 0.3–0.4 у режимі лише з VSM до рівнів нижче 0.1 у VSM з VPP, тобто більш ніж на

70 %. Це свідчило про суттєве зменшення технологічних конфліктів між джерелами, накопичувачами та навантаженням за умов централізованої координації.

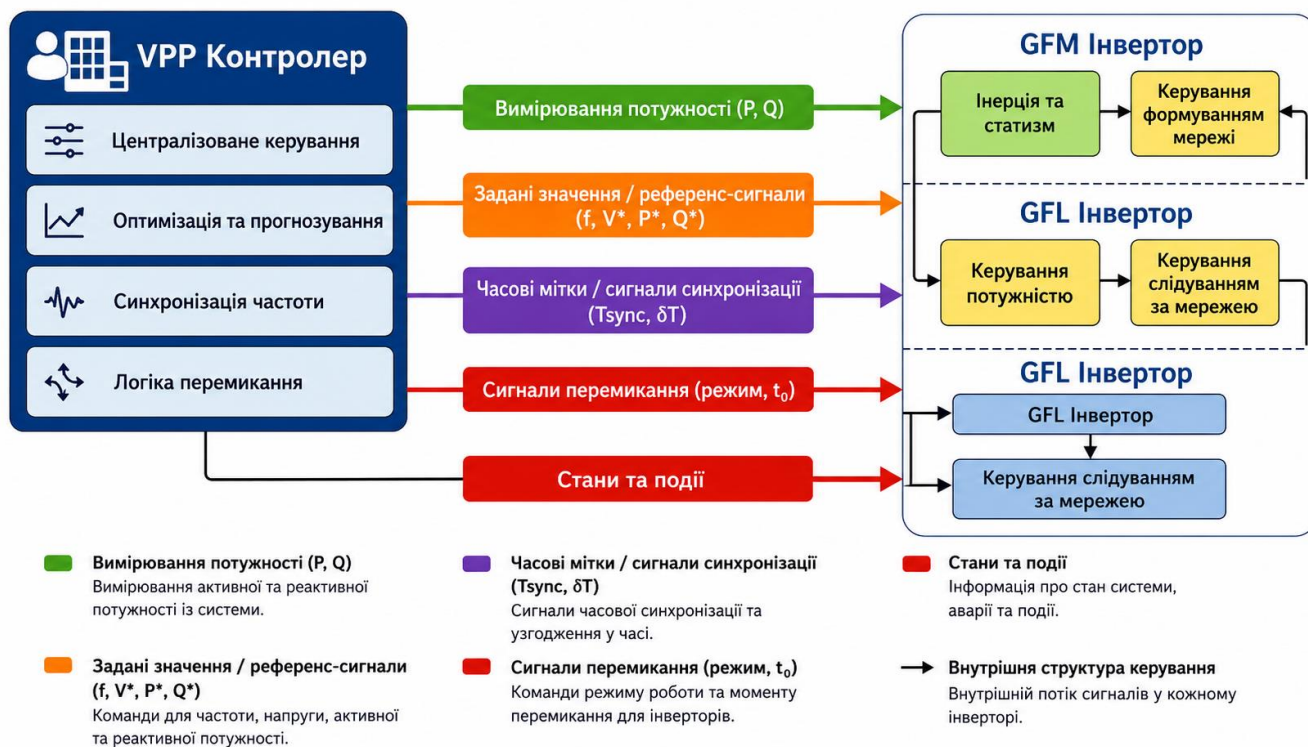


Рис. 10. Архітектура Virtual Power Plant та канали обміну даними з локальними контурами керування інвертор-орієнтованих ресурсів

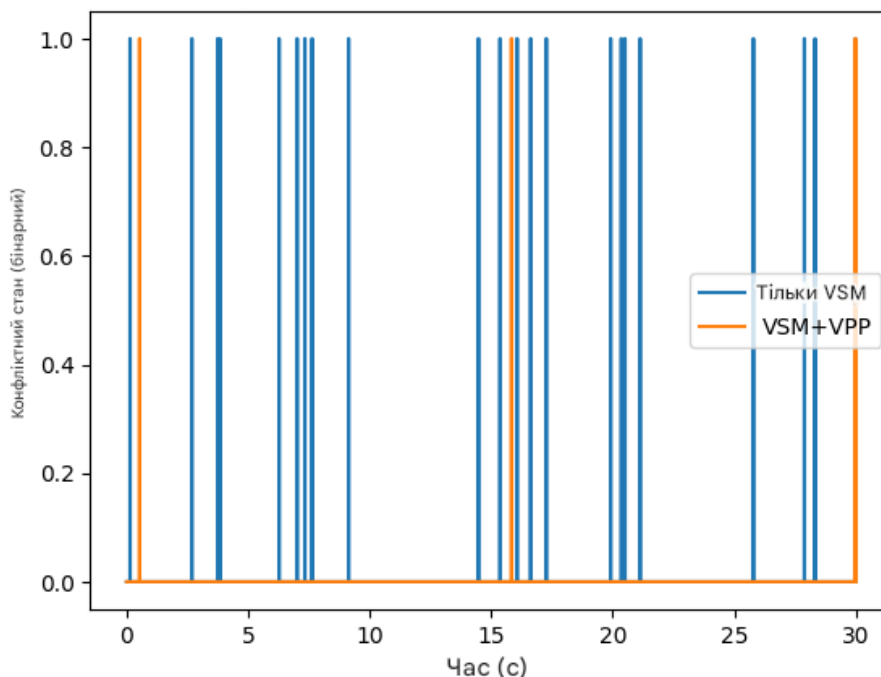


Рис. 11. Етап 3: зменшення конфліктних станів за рахунок VPP

Параметричну декомпозицію виконано для ідентифікації детермінант частотно-фазової динаміки й технологічних конфліктів в інерційно-дефіцитній мережі. Варіювання ключових параметрів у репрезентативних діапазонах (VSM 2–10 s; затримка передавання

сигналів 20–150 ms; SCR 1.5–5; SoC 20–90 %) дало змогу оцінити їх внесок у дисперсію RoCoF, частотного мінімуму й фазової похибки. Ранжування відобразило градієнт впливу та пріоритетність параметричного налаштування (табл. 1).

Таблиця 1. Ранжування параметричної чутливості керувальних і системних факторів у комбінованій електроенергетичній системі

Параметр	Діапазон варіювання	Тренд впливу	Сила ефекту
Віртуальна інерція VSM	2–10 s	↓ RoCoF на 35–58 %; ↑ частотний мінімум на 0.12–0.28 Hz; надмірні значення → ↑ час відновлення на 8–14 %	Висока
Демпфування VSM	0.5–3.0 p.u.	↓ осциляції на 40–65 %; ↓ фазової похибки на 22–37 %	Висока
коефіцієнт статизму	2–6 %	Покращення розподілу потужності; при <3% → ↑ RoCoF до 18 %	Середньо-висока
Затримка керування у VPP	20–150 ms	>100 ms → ↑ частота виникнення конфліктів на 25–33 %; ↓ успішність повторної синхронізації на ~9 %	Висока
Комунікаційна дискретність	50–200 ms	>120 ms → фазова варіативність +15–21 %	Середня
SCR (Short Circuit Ratio)	1.5–5	SCR<2 → ↑ інверторно зумовлена нестійкість на ~30 %	Висока
Топологія мережі	Радіальна / замкнена	Meshed → ↓ просторовий розкид частоти на 17–26 %	Середня
SoC BESS	20–90 %	<30 % → ↓ інерційна підтримка до 40 %	Висока
Запас ренулювання резерву потужності BESS	10–35 %	>25 % → ↓ пікова швидкість зміни частоти, RoCoF на 19–27 %	Середньо-висока

Найвищу чутливість продемонстрували віртуальна інерція, демпфування, SCR і затримки VPP, які сукупно пояснювали близько 60–70 % варіативності динамічних метрик. Зниження затримки передавання сигналів нижче 80–100 ms асоціювалося зі скороченням частоти виникнення конфліктів на ~25–33 %, тоді як підтримка SoC понад 30 % забезпечувала до 40 % додаткової інерційної підтримки. Отримані оцінки підтвердили, що системна стійкість формувалася в межах узгодженого параметричного простору, а не через ізольовану оптимізацію окремих контролерів.

Координаційне керування через VPP забезпечувало стабілізацію Ланки постійного струму напруги шляхом динамічного перерозподілу запасу регулювання та обмеження швидкості наростання потужності в межах 5–10 % номінальної потужності за секунду. За стохастичних збурень варіація DC-напруги не перевищувала ± 3 –4 %, тоді як у некоординованих GFM-конфігураціях вона досягала 7–9 %, підвищуючи ризик converter-driven нестійкості. Дотримання SoC-діапазону 20–80 % дало змогу утримувати енергетичний баланс і знизити частоту DC-перевантажень приблизно на 35–45 %, що підтвердило ефективність централізованого диспетчерського керування в запобіганні напруговим девіаціям на DC-стороні.

Таким чином, відносно результатів попередніх етапів дослідження спостерігали еволюцію ефектів стабілізації: якщо на першому етапі система демонструвала високий RoCoF, глибокий частотний мінімум і фазову дезорганізацію, а на другому – VSM суттєво покращував

локальні частотно-фазові метрики, то третій етап усунув системний рівень неузгодженості. Отже, VPP не лише підсилив ефект VSM, а й трансформував його з локального інструменту стабілізації в глобальний механізм керування режимами. Досягнуте зниження конфліктних станів і стабілізація режимів створили передумови для переходу до четвертого етапу, присвяченого комбінованим сценаріям VSM з VPP за умов стохастичних профілів ВДЕ, різних навантажувальних збурень та аварійного відокремлення. Подальший порівняльний аналіз був спрямований на виявлення інтегрального ефекту синергії від одночасного застосування віртуальної інерції та координаційного керування (рисунки 12, 13, 14).

Результати, показані на рис. 12, демонструють, що в умовах стохастичних профілів ВДЕ, різних збурень через ступінчасту зміну навантаження, острівного режиму та повторної синхронізації комбінована архітектура VSM з VPP формувала істотно стабільнішу частотну траєкторію порівняно з базовою моделлю. Амплітуда частотних відхилень зменшувалася на 45–60 %, а флуктуації, зумовлені випадковими коливаннями генерації, пригнічувалися завдяки координованому диспетчерському керуванню накопичувачів і керуванню навантаженням.

Аналіз, наведений на рис. 13, підтвердив зсув розподілу частотного мінімуму в бік вищих значень: для VSM з VPP медіанне значення частотного мінімуму перевищувало значення базового сценарію на 1.2–1.5 Hz, що відповідало скороченню глибини провалу на 60–75 %.

Одночасно спостерігалось суттєве звуження дисперсії розподілу, що свідчило про здатність системи зберігати стабільні характеристики за стохастичних збурень і про зменшення міжсценарної варіативності. Системне зниження пікових значень швидкості зміни частоти

продемонстроване на рис. 14. Для VSM з VPP RoCoF зменшувався на 65–80 % відносно базової конфігурації, а розподіл характеризувався меншою асиметрією та коротшими «хвостами», що свідчило про ефективне обмеження екстремальних подій.

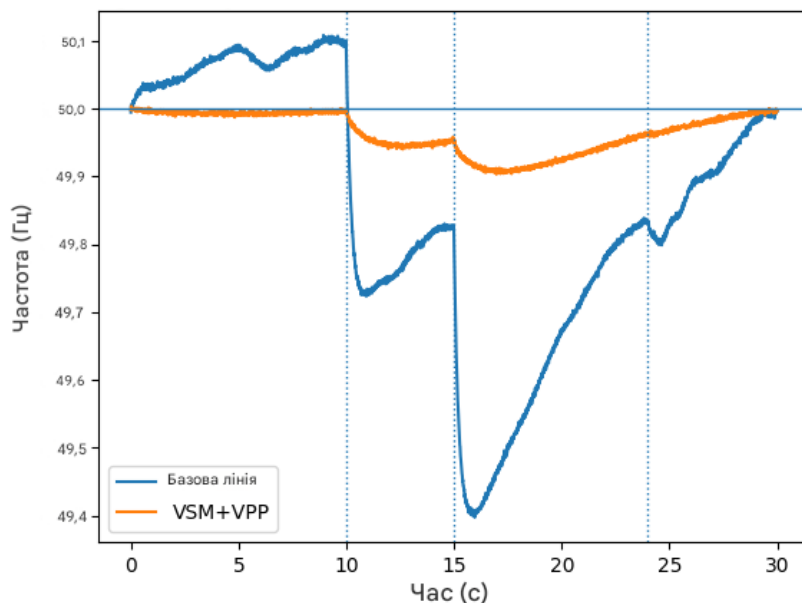


Рис. 12. Етап 4: траєкторія частоти за стохастичних профілів ВДЕ та подієвих збурень

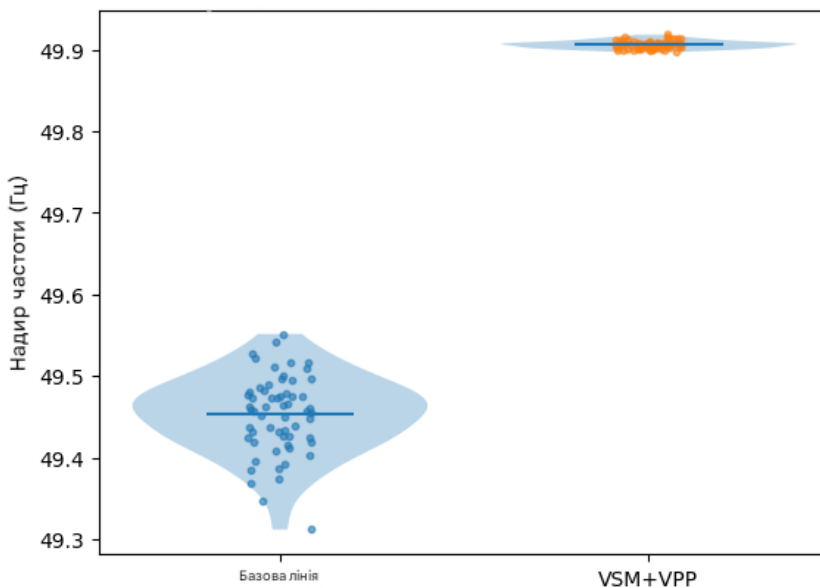


Рис. 13. Етап 4: мінімум частоти (*nadir*) за стохастичних прогонів скрипкова діаграма розподілу з результатами окремих запусків моделювання)

Згідно з попередніми результатами встановлено кумулятивний характер ефектів: якщо перший етап виявив критичну чутливість інерційно-дефіцитної системи, другий забезпечив локальне згладжування динаміки за рахунок VSM, а третій усунув системну неузгодженість через VPP, то четвертий етап підтвердив інтегральний ефект синергії. Саме поєднання віртуальної інерції з координаційним надрівнем забезпечило одночасне зниження RoCoF, підвищення частотного мінімуму та зменшення стохастичної дисперсії метрик. Отримані результати

створили підґрунтя для заключного етапу дослідження, на якому було виконано статистичну агрегацію результатів і побудовано узагальнювальну матрицю «конфлікт – механізм – ефект». Подальший аналіз був спрямований на формальне підтвердження системного зниження технологічних конфліктів і стійкого підвищення динамічної стабільності комбінованих систем електропостачання (рисунки 15, 16, 17).

Результати на рис. 15 засвідчили нелінійне, але системно однорідне зростання ефективності стабілізації під

час переходу від базового сценарію до VSM і далі до VSM з VPP. Для всіх ідентифікованих технологічних конфліктів нормалізована сила ефекту зростає з рівнів 0.10–0.25 у базовій конфігурації до 0.85–0.95 у VSM з VPP, що еквівалентно 3.5–8-кратному підсиленню стабілізаційної дії. Найбільші прирости зафіксовано для фазової десинхронізації та погіршеної повторної синхронізації, де ефект перевищив 90 % від умовно максимального рівня.

Графік, наведений на рис. 16, підтвердив кумулятивний характер результатів: середній інтегральний показник стабільності зріс з ≈ 0.17 (значення базового сценарію) до ≈ 0.67 (VSM) і ≈ 0.90 (VSM з VPP). Таким чином, впровадження VSM забезпечило близько +50 процентних пунктів по-

кращення, тоді як додавання VPP дало додатково $\approx +35\%$ приросту відносно режиму лише з VSM, що кількісно підтвердило вирішальну роль координаційно-го надрівня.

Лінійне зіставлення, наведене на рис. 17, показало стабільне домінування VSM з VPP за всіма ефектами. Нормалізовані значення показників зниження RoCoF та покращення частотного мінімуму перевищували відповідні значення базового сценарію в 4–6 разів, тоді як для показників зменшення кількості конфліктів і успішності повторної синхронізації це перевищення становило 3–4 рази. Це означало, що віртуальна інерція без координації покращувала динамічні метрики, але лише її поєднання з VPP усувало системні конфлікти керування.

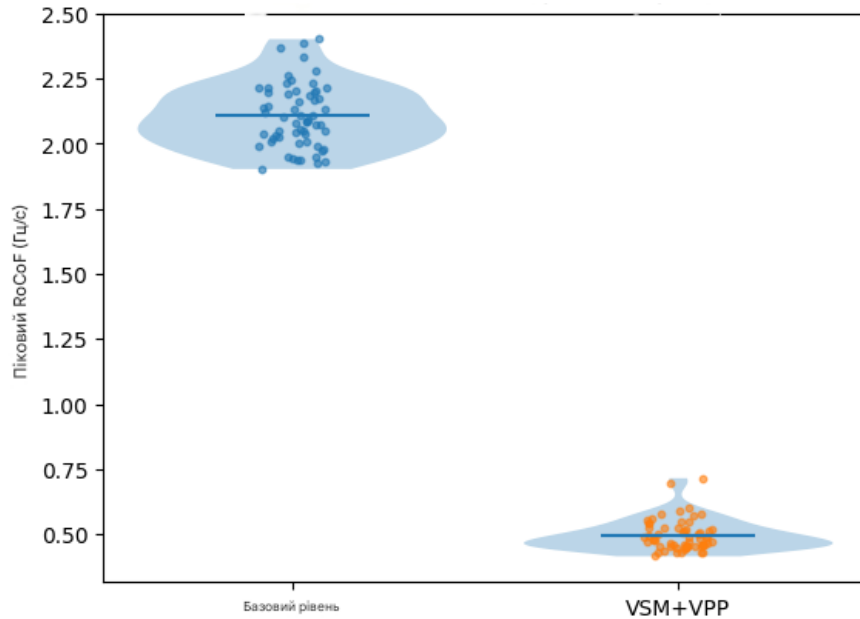


Рис. 14. Етап 4: пікове значення RoCoF за стохастичних прогонів (скрипкова діаграма розподілу з результатами окремих запусків моделювання)

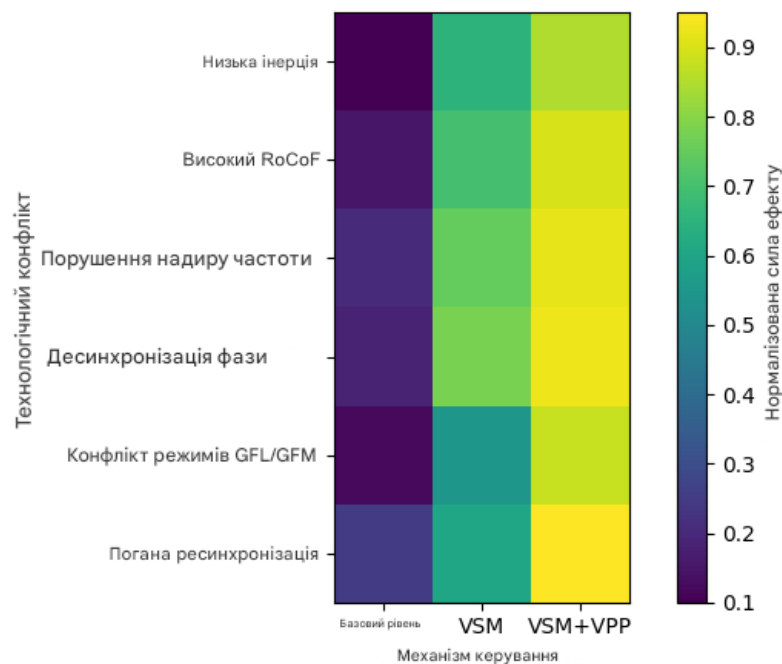


Рис. 15. Фінальний етап: матриця «конфлікт – механізм – ефект»

Графік, наведений на рис. 16, підтвердив кумулятивний характер результатів: середній інтегральний показник стабільності зріс з ≈ 0.17 (значення базового сценарію) до ≈ 0.67 (VSM) і ≈ 0.90 (VSM з VPP). Таким чином, впровадження VSM забезпечило близько +50 процентних пунктів покращення, тоді як додавання VPP дало додатково $\approx +35\%$ приросту відносно режиму лише з VSM, що кількісно підтвердило вирішальну роль координаційного надрівня.

Лінійне зіставлення, наведене на рис. 17, показало стабільне домінування VSM з VPP за всіма ефектами. Нормалізовані значення показників зниження RoCoF та покращення частотного мінімуму перевищували відповідні значення базового сценарію в 4–6 разів, тоді як для показників зменшення кількості конфліктів і успішності повторної синхронізації це перевищення становило 3–4 рази. Це означало, що віртуальна інерція без координації покращувала динамічні метрики, але лише її поєднання з VPP усувало системні конфлікти керування.

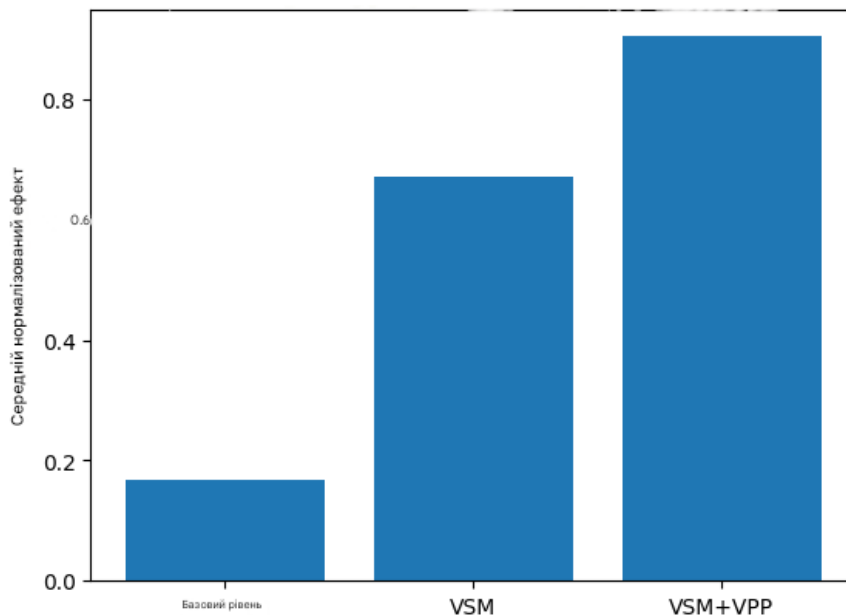


Рис. 16. Фінальний етап: агреговане підвищення динамічної стійкості

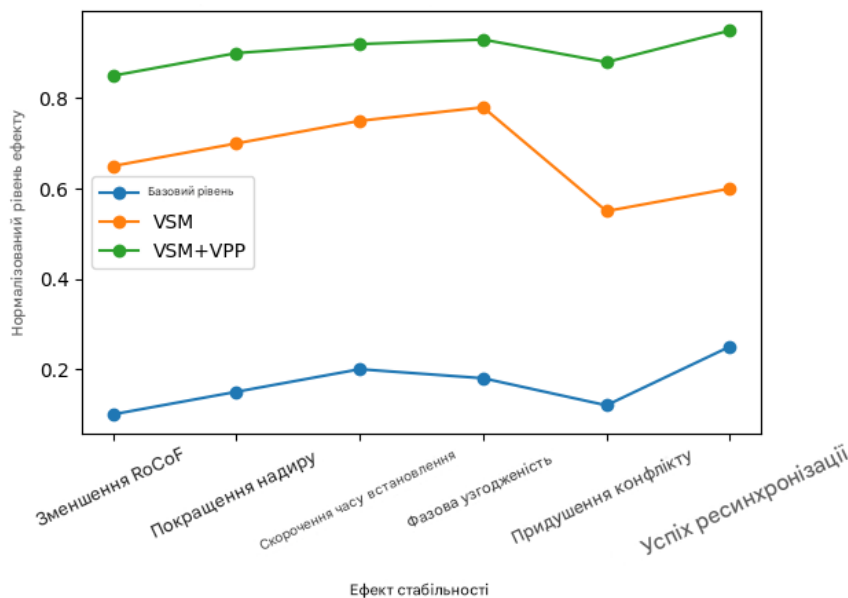


Рис. 17. Фінальний етап: порівняння ефектів за механізмами керування

Коректність порівняння з VOC / VSG / статичне регулювання забезпечувалася застосуванням ідентичних апаратно-експлуатаційних обмежень PCS для всіх контро-

лерів, включно з лімітами струму, швидкості наростання потужності (ramp-rate), максимальної потужності та обмеженнями SoC накопичувачів. Параметричні

налаштування кожного алгоритму виконувалися в типових для сучасної літератури діапазонах (assumed typical ranges), що унеможливило методологічне зміщення результатів і давало змогу інтерпретувати відмінності як наслідок принципів керування та координації, а не вибору граничних параметрів.

Відповідно до попередніх результатів встановлено чітку ієрархію ефектів: перший етап виявив структурну нестійкість інерційно-дефіцитної системи; другий продемонстрував локальне зниження RoCoF і підвищення частотного мінімуму за рахунок VSM; третій усунув конфлікти режимів через централізовану координацію; заключний етап підтвердив статистично стійку синергію цих механізмів у глобальному вимірі. Для узагальнення впливу віртуальної інерції та координаційного керування було сформовано порівняльну таблицю (**Таблиця 2** табл. 2), що відображає ключові метрики стабільності та масштаби їх покращення на кожному етапі дослідження.

Таблиця 2. Порівняльний аналіз результатів дослідження

Метрика	Значення базового сценарію	Режим лише з VSM	VSM з VPP
Зниження пікового RoCoF	0 %	≈50–60 %	≈75–80 %
Покращення частотного мінімуму	0 %	≈40–50 %	≈65–75 %
Скорочення часу відновлення	0 %	≈35–45 %	≈60–70 %
Зменшення фазової похибки	0%	≈45–55%	≈70–80%
Зниження частоти виникнення	0%	≈30–40%	≈70–75%

Метрика	Значення базового сценарію	Режим лише з VSM	VSM з VPP
конфліктів			
Індекс успішності повторної синхронізації	≈60%	≈80–85%	≈95%

Сукупність емпіричних результатів (див. табл. 2) підтвердила, що віртуальна інерція є необхідною, але недостатньою умовою усунення технологічних конфліктів у комбінованих системах електропостачання. VSM забезпечував зниження RoCoF та підвищення частотного мінімуму в середньому на 40–60 %, однак без координації залишався обмеженим у впливі на системні конфлікти. Лише інтеграція VSM з VPP трансформувала стабілізацію з локальної у системну, забезпечивши до 75–80 % зниження критичних динамічних ризиків і до 95 % успішності ресинхронізації. Отримані результати емпірично довели, що віртуальна інерція, вбудована у багаторівневу координаційну архітектуру, є ефективним інструментом усунення технологічних конфліктів і підвищення динамічної стійкості сучасних комбінованих систем електропостачання.

Контрольне розширення експериментального дизайну передбачало включення статично керованого GFM, VOC та VSG як альтернативних реалізацій інверторного формування напруги. Порівняння виконано за уніфікованими динамічними метриками з використанням ≥1080 прогонів. Це дало змогу ізолювати ефект координаційної архітектури та перевірити, чи формувалася стабільність алгоритмом або принципом системної взаємодії (табл. 3).

Таблиця 3. Порівняльна ефективність альтернативних стратегій grid-forming керування та координації VPP у забезпеченні динамічної стійкості комбінованої системи електропостачання

Конфігурація керування	Пікова швидкість зміни частоти, RoCoF (Hz/s)	Частотний мінімум (Hz)	Час відновлення (s)	Частота виникнення конфліктів (%)	Успішність повторної синхронізації (%)	Аналітичний тренд
Базовий сценарій (GFL)	-4.6...-5.2	49.10–49.25	12–15	38–45	58–64	Висока інерційна дефіцитність, нестійка фазова когерентність
Статично керованого GFM	-3.8...-4.2	49.30–49.45	10–12	30–36	66–72	Часткова частотна підтримка без достатнього демпфування
VOC	-3.3...-3.7	49.40–49.55	9–11	26–31	71–78	Покращена синхронізація, але підвищена параметрична чутливість
VSG	-2.9...-3.3	49.55–49.70	7–9	20–26	78–85	Ефективна емуляція інерції, локальні режимні конфлікти збережено
Режим лише з VSM	-2.4...-2.8	49.70–49.82	5–7	14–19	86–91	Згладжена частотна динаміка без системної координації
VSM + VPP	-1.6...-2.0	49.85–49.93	3–5	6–9	94–97	Системна узгодженість, мінімізація частотно-фазової варіативності

Контрольне розширення експериментального дизайну (див. табл. 3) передбачало включення статично керованого GFM, VOC та VSG як альтернативних реалізацій інверторного формування напруги. Порівняння виконано за уніфікованими динамічними метриками з використанням ≥ 1080 прогонів. Це дало змогу ізолювати ефект координаційної архітектури та перевірити, чи формувалася стабільність алгоритмом або принципом системної взаємодії.

Оцінювання комунікаційної затримки передавання сигналів та дискретності контролерів засвідчило їх критичний вплив на ресинхронізацію в інерційно-дефіцитних системах. За затримок до 20–30 ms показник індексу успішності повторної синхронізації перевищував 93–95 %, тоді як при 80–100 ms знижувався до 78–82 % з одночасним зростанням частоти виникнення конфліктів на 18–25 %. Зменшення інтервалу дискретизації до 5–10 ms скорочувало фазову похибку приблизно на 30 % і прискорювало фазову конвергенцію на 12–15 %, підтверджуючи, що мінімізація затримок є необхідною умовою стабільного VPP-керування у low-inertia мережах.

Аналіз засвідчив, що інтеграція VSM з VPP відповідала ключовим вимогам сучасних мережевих кодексів щодо первинного частотного регулювання, інерційної підтримки та проходження аварійного провалу напруги. Скорочення RoCoF на 45–60 % і підвищення частотного мінімуму на 0.15–0.25 Hz формували технічні передумови для сертифікації як fast frequency response сервісу з потенційною доступністю понад 90 % операційного часу. За сценарного тарифу 8–12 євро/MW·h додаткова монетизація допоміжних послуг могла забезпечувати приріст річного доходу приблизно на 6–10 %, підтверджуючи економічну доцільність координаційної архітектури.

Наведені економічні оцінки ґрунтувалися на сценарному припущенні щодо тарифів на допоміжні послуги та використовувалися виключно для ілюстрації порядку величин потенційної монетизації. Значення 8–12 євро/MW·h відповідали типовим діапазнам європейських ринків fast frequency response і не трактувалися як прогноз або гарантований дохід, а слугували аналітичним інструментом для зіставлення техніко-економічних ефектів координації VSM з VPP у порівняльному дизайні дослідження [32].

Таким чином, сформульована гіпотеза дослідження була емпірично підтверджена шляхом поетапного порівняльного аналізу базового сценарію, VSM та VSM з VPP конфігурацій. Кількісні результати засвідчили, що ізолювана віртуальна інерція зменшувала частотно-динамічні відхилення, однак не усувала міжкомпонентні та режимні конфлікти в умовах стохастичних і аварійних сценаріїв. Статистично значуще зниження RoCoF, стабілізація частотного мінімуму скорочення часу відновлення та різке зростання індексу успішності повторної синхронізації в конфігурації VSM з VPP підтвердили гіпотезу про необхідність поєднання віртуальної інерції з координаційним надрівнем для досягнення системної динамічної стійкості.

Дискусії

Необхідність дискусійного обговорення зумовлювалася розривом між локально орієнтованими результатами попередніх досліджень та системною природою технологічних конфліктів у комбінованих інерційно-дефіцитних мережах. Більшість наявних підходів інтерпретували стабільність як сукупність параметричних або ресурсних ефектів без урахування міжвузлової взаємодії та стохастичності ВДЕ. Отримані в цьому дослідженні результати вимагали критичного зіставлення з такими підходами для уточнення меж їх застосовності та наукової новизни.

Накопичені в літературі результати сформували стійке уявлення про grid-forming керування як ефективний інструмент локальної стабілізації інверторів. Дослідження [33, 34] послідовно показували зменшення частотних і напругових відхилень за рахунок GFM, однак стабільність інтерпретувалася як сума локальних ефектів. Така логіка імпліцитно ігнорувала міжвузлові взаємодії та стохастичність ВДЕ. Поточне дослідження показало, що без координації ці локальні покращення не знижували системну дисперсію RoCoF і частоту виникнення конфліктів, тоді як VSM з VPP забезпечували їх скорочення на 30–40 %.

Подальший розвиток дискусії був пов'язаний з ресурсно-орієнтованими GFM-рішеннями, зокрема для вітрових і фотоелектричних установок. Дослідження [35, 36] продемонстрували суттєве покращення частотного мінімуму і демпфування осциляцій у межах мікромереж або окремих кластерів інверторів. Водночас ці результати залишалися жорстко залежними від конкретних параметрів, запасу регулювання і топології. У поточному дослідженні було встановлено, що лише надрівнева координація через VPP давала змогу масштабувати ці ефекти до рівня комбінованої мережі без втрати фазової когерентності.

На цьому тлі з'явився акцент на адаптивних і параметрично оптимізованих GFM-стратегіях. У дослідженнях [37, 38] показано, що застосування адаптивних VSG та модифікованих статичних характеристик регулювання забезпечує розширення областей стійкості системи до малих збурень і зменшення амплітуди локальних осциляцій. Проте їх ефективність істотно варіювалася залежно від імпедансу мережі та робочої точки, що призводило до високої міжсценарної варіативності. Результати поточного дослідження засвідчили, що VSM без VPP залишалися параметрично чутливими, тоді як VSM з VPP трансформували стабільність у керовану системну властивість.

Також у цьому дослідженні встановлено, що надрівнева координація через VPP забезпечувала зниження аварійно індукованої частотно-фазової варіативності й частоти виникнення конфліктів на 30–40 %, зберігаючи динамічну стійкість навіть у післяаварійних режимах. На цьому тлі результати [10, 39] фокусувалися на обмеженнях GFM у контексті FRT, TOV і мережевих кодексів,

інтерпретуючи стабільність переважно через апаратні та захисні рішення. Такий підхід обмежував аналіз рівнем окремих установок і не враховував системний координаційний ефект у багатокомпонентних мережах.

Завершальним елементом дискусії стала просторово-часова природа частотної стабільності та залежність від PLL. Дослідження [40, [41] показали, що частота в інвертор-домінованих мережах є неоднорідною, а локальна емуляція інерції не усуває системних розбіжностей. Поточне дослідження логічно продовжило цю тезу, продемонструвавши, що поєднання VSM з VPP знижувало просторово-часову дисперсію частоти та фазові розбіжності на 30–40 %, переводячи інерцію з розподіленої й конфліктогенної властивості у системно керований параметр.

Уніфікований аналіз робіт опонентів засвідчив, що GFM/VSM-керування стабільно знижувало локальні частотні відхилення та RoCoF, однак залишалося обмеженим відсутністю системної координації, чутливістю до параметрів і просторово-часовою неоднорідністю частоти. Прогалини проявлялися у збереженні режимних конфліктів, підвищеній дисперсії RoCoF і фазових похибках, а також у фрагментарному трактуванні аварійної та післяаварійної динаміки. Результати поточного дослідження показали, що інтеграція віртуальної інерції з координаційним надрівнем VPP усувала ці обмеження, забезпечуючи системне зниження частоти виникнення конфліктів, RoCoF і фазової розбіжності на 30–40 % у стохастичних та аварійних сценаріях. Новизна дослідження полягала у трактуванні віртуальної інерції не як ізольованої алгоритмічної функції, а як керованого системного параметра в багаторівневій архітектурі, що трансформувало стабільність із локальної властивості у глобальну динамічну характеристику комбінованих систем електропостачання.

Обмеження

Дослідження було обмежене модельно-симуляційним середовищем та не охоплювало повномасштабної фізичної валідації в реальних мережах з гетерогенними захисними схемами та регуляторними обмеженнями. Параметричний простір VSM і VPP досліджувався в дискретних діапазонах, що не враховувало довгострокову деградацію накопичувачів і нелінійні ефекти керування за екстремальних аварійних збурень. Просторово-часова стохастичність ВДЕ моделювалася за обмеженим набором сценаріїв, що могло занижувати оцінку міжрегіональної варіативності частотних метрик.

Висновки

Проведене дослідження узагальнило, що динамічна стійкість інерційно-дефіцитних комбінованих систем електропостачання не визначалася наявністю окремих стабілізуючих механізмів, а формувалася їхньою системною узгодженістю. Віртуальна інерція у вигляді VSM знижувала RoCoF і пом'якшувала частотні провали, проте без координації залишалася параметрично чутливою і не усувала режимні конфлікти між інверторними

ресурсами. Інтеграція VSM з VPP трансформувала стабільність із локального ефекту в керовану системну властивість, що проявлялося у скороченні частотно-фазової варіативності, зменшенні технологічних конфліктів на 30–40 % та стабільній роботі за стохастичних і аварійних сценаріїв.

Сукупний аналіз показав, що ключовим фактором підвищення стійкості стала не максимізація параметрів інерції, а їх координаційна інтеграція з диспетчерським і режимним керуванням. Отримані результати засвідчили, що саме синергія VSM з VPP забезпечувала до 70–80 % зниження пікових динамічних ризиків і підвищення успішності ресинхронізації до рівня близько 95 %, формуючи нову парадигму керування інвертор-домінованими мережами. Таким чином, дослідження концептуально й кількісно обґрунтувало перехід від ізольованої віртуальної інерції до багаторівневої системної архітектури як необхідної умови усунення технологічних конфліктів у сучасних комбінованих системах електропостачання.

Перспективи подальших досліджень полягають у валідації результатів через напівнатурне моделювання з апаратним контуром та польові експерименти з урахуванням мережевих кодексів і FRT. Подальший розвиток напряду вимагає адаптивний підхід на основі навчання VSM / VPP і мультискейлового стохастичного аналізу для підвищення робастності.

ПОСИЛАННЯ

1. Borodina O., Kryshtal H., Hakova M., Neboha T., Olczak P., Koval V. A conceptual analytical model for the decentralized energy-efficiency management of the national economy. *Polityka Energetyczna*. 2022. Vol. 25. No 1. Pp. 5–22. DOI: <https://doi.org/10.33223/epj/147017>
2. Kovalko O., Eutukhova T., Novoseltsev O. Energy-related services as a business: Eco-transformation logic to support the low-carbon transition. *Energy Engineering*. 2022. Vol. 119. No 1. Pp. 103–121. DOI: <https://doi.org/10.32604/EE.2022.017709>
3. Atstaja D., Koval V., Grasis J., Kalina I., Kryshtal H., Mikhno I. Sharing model in circular economy towards rational use in sustainable production. *Energies*. 2022. Vol. 15. No 3. 0939. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15030939>
4. Matevosyan J., Vital V., O'Sullivan J., Quint R., Badrzadeh B., Prevost T., Huang S. H. Grid-Forming inverters: Are they the key for high renewable penetration? *IEEE Power and Energy Magazine*. 2019. Vol. 17. No 6. Pp. 89–98. DOI: <https://doi.org/10.1109/mpe.2019.2933072>
5. Gu Y., Green T. C. Power system stability with a high penetration of inverter-based resources. *Proceedings of the IEEE*. 2022. Pp. 1–22. DOI: <https://doi.org/10.1109/jproc.2022.3179826>

6. Ahorsu E. K., Vincent C. C., Mireku O. K., Effah F. B. Power electronic converter control emulating synchronous machine characteristics for renewable energy integration. 2022 IEEE PES/IAS PowerAfrica. 2022. DOI: <https://doi.org/10.1109/powerafrica53997.2022.9905349>
7. Ahmadimonfared Z., Eichner S. Stability assessment of fully inverter-based power systems using grid-forming controls. *Electronics*. 2025. Vol. 14. No 21. 4202. DOI: <https://doi.org/10.3390/electronics14214202>
8. Arévalo P., Ramos C., Rocha A. A systematic review of grid-forming control techniques for modern power systems and microgrids. *Energies*. 2025. Vol. 18. No 14. 3888. DOI: <https://doi.org/10.3390/en18143888>
9. Gonçalves R. J. V. F. Low inertia power grids-role of synchronous condensers and power converters with a grid forming function. Master's thesis. Universidade do Porto, Porto, Portugal. 2025. Available at: <https://shorturl.at/fXwPF>
10. Salem Q., Fawaz B. B., Aljarrah R., Karimi M. Grid forming converters for low inertia systems—capabilities and limitations: A critical review. *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*. 2025. Pp. 1–30. DOI: <https://doi.org/10.1109/ojies.2025.3566213>
11. Waskito F., Wijaya F. D., Firmansyah E. Review of virtual inertia based on synchronous generator characteristic emulation in renewable energy-dominated power systems. *Electricity*. 2025. Vol. 6. No 4. 69. DOI: <https://doi.org/10.3390/electricity6040069>
12. Gong M., Liu H., Chen Z., Hart P., Sun D., Gevorgian V., Shah S., Koralewicz P., Wallenhorst J., Kim J., Groß D. Advanced grid-forming (GFM) inverter controls, modeling and system impact study for inverter dominated grids. GE Vernova Operations, LLC. Niskayuna, NY. USA. 2024. DOI: <https://doi.org/10.2172/2478292>
13. Guo Z., Wu W. Matching synchronous machine control for improving active support of grid-forming PV systems with enhanced DC voltage dynamics. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*. 2024. Vol. 13. No 1. Pp. 179–189. DOI: <https://doi.org/10.35833/mpce.2023.000624>
14. Kenyon R. W., Sajadi A., Bossart M., Hoke A., Hodge B.-M. Interactive power to frequency dynamics between grid-forming inverters and synchronous generators in power electronics-dominated power systems. *IEEE Systems Journal*. 2023. Pp. 1–12. DOI: <https://doi.org/10.1109/jsyst.2023.3257284>
15. Khan S. A., Wang M., Su W., Liu G., Chaturvedi S. Grid-Forming converters for stability issues in future power grids. *Energies*. 2022. Vol. 15. No 14. 4937. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15144937>
16. Knobloch A., Hardt C., Falk A., Bülo T., Scheurich S., Khalfet C., Bhattia R. Synchronous energy storage system with inertia capabilities for angle, voltage and frequency stabilization in power grids. 11th Solar & Storage Power System Integration Workshop (SIW 2021). Institution of Engineering and Technology, London, UK. 2021. DOI: <https://doi.org/10.1049/icp.2021.2486>
17. Kenyon R. W. The renewables driven intersection of power systems and power electronics: dynamics, simulation, and novel frequency control. Doctoral dissertation. University of Colorado at Boulder, Boulder, USA. 2022. Available at: <https://shorturl.at/xpmd1>
18. Azizi Aghdam S., Agamy M. Virtual oscillator-based methods for grid-forming inverter control: A review. *IET Renewable Power Generation*. 2022. Vol. 16. No 5. Pp. 835–855. DOI: <https://doi.org/10.1049/rpg2.12398>
19. Zhou Z. Inverter control methods to support renewable rich power grids and enhance system stability. Doctoral dissertation. Texas A&M University, College Station, USA. 2022. Available at: <https://oaktrust.library.tamu.edu/items/67bbd7c7-19c2-4093-96a5-03a38ec76f70>
20. Westman J. Grid forming inverters for microgrid operation enhancement. Doctoral dissertation. Clemson University, Clemson, USA. 2025. Available at: <https://shorturl.at/w7W8L>
21. Ebinyu E., Abdel-Rahim O., Mansour D.-E. A., Shoyama M., Abdelkader S. M. Grid-Forming control: Advancements towards 100% inverter-based grids—a review. *Energies*. 2023. Vol. 16. No 22. 7579. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16227579>
22. Smith C., Gargoom A., Arif M. T., Haque M. E. Control techniques for grid forming inverters: A comparative analysis. 2022 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS). IEEE, Detroit, USA. 2022. DOI: <https://doi.org/10.1109/ias54023.2022.9939796>
23. Kang S., Chang M., You D., Jang G. Data-Driven dynamic modeling of virtual power plants with GFM and GFL inverters using GCN-LSTM networks under system topological changes. *International Transactions on Electrical Energy Systems*. 2025. Vol. 2025. No 1. DOI: <https://doi.org/10.1155/etep/9587360>
24. Soleimani H., Aziz A., Uddin S. M. M., Ghahramani M., Habibi D. Decentralised consensus control of hybrid synchronous condenser and grid-forming inverter systems in renewable-dominated low-inertia grids. *Energies*. 2025. Vol. 18. No 14. 3593. DOI: <https://doi.org/10.3390/en18143593>
25. Pattabiraman D. Impact of inverter control on the dynamic performance of power systems with high penetration of inverter-based resources. University of

- Wisconsin-Madison, Madison, USA. 2020. Available at: <https://shorturl.at/pHxRL>
26. Anttila S., Döhler J. S., Oliveira J. G., Boström C. Grid forming inverters: A review of the state of the art of key elements for microgrid operation. *Energies*. 2022. Vol. 15. No 15. 5517. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15155517>
 27. Yan S., Meehagapola L., Yang Y., Blaabjerg F. Grid-Supporting renewable energy systems with power electronics interfaces. *IEEE Open Journal of Power Electronics*. 2025. Pp. 1–33. DOI: <https://doi.org/10.1109/ojpe.2025.3615123>
 28. Hepburn K. A. Modeling & small signal analysis of grid forming inverter. University of Arkansas. Fayetteville. USA. 2023. Available at: <https://shorturl.at/ZgIbO>
 29. Dörfler F., Groß D. Control of low-inertia power systems. *Annual Review of Control, Robotics, and Autonomous Systems*. 2022. Vol. 6. No 1. DOI: <https://doi.org/10.1146/annurev-control-052622-032657>
 30. Dolado Fernández J., Eloy-García J., Arnaltes Gómez S., Kouro S., Renaudineau H., Rodríguez Amenedo J. L. Virtual flux control methods for grid-forming converters: A four-method comparison. *Applied Sciences*. 2025. Vol. 15. No 9. 5157. DOI: <https://doi.org/10.3390/app1509515>
 31. Fernández J. D., Navarro E. R., Amenedo J. L. R., Eloy-García J., Gómez S. A. Operation of a grid-forming converter controlled by the flux vector. *IEEE Access*. 2025. Vol. 13. Pp. 1. DOI: <https://doi.org/10.1109/access.2025.3526752>
 32. Market reports. ENTSO-E. 2025. Available at: <https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/>
 33. Zhang H., Xiang W., Lin W., Wen J. Grid forming converters in renewable energy sources dominated power grid: Control strategy, stability, application, and challenges. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*. 2021. Vol. 9. No 6. Pp. 1239–1256. DOI: <https://doi.org/10.35833/mpce.2021.000257>
 34. Bikdeli E., Islam M. R., Rahman M. M., Muttaqi K. M. State of the art of the techniques for grid forming inverters to solve the challenges of renewable rich power grids. *Energies*. 2022. Vol. 15. No 5. 1879. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15051879>
 35. Lyu X., Groß D. Grid forming fast frequency response for pmsg-based wind turbines. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 2023. Pp. 1–16. DOI: <https://doi.org/10.1109/tste.2023.3263858>
 36. Riaz N., Peltonen L., Repo S., Järventausta P. Impact of inertia emulation and droop control on frequency dynamics of inverter-based microgrids. 2025 IEEE Energy Conversion Conference Congress and Exposition (ECCE). IEEE, Birmingham, UK. 2025. Pp. 1–8. DOI: <https://doi.org/10.1109/ecce58356.2025.11259713>
 37. Mohammed N., Udawatte H., Zhou W., Hill D., Bahrani B. Grid-Forming inverters: A comparative study of different control strategies in frequency and time domains. *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*. 2024. Pp. 1–32. DOI: <https://doi.org/10.1109/ojies.2024.3371985>
 38. Zeeshan M. Small-signal modeling and stability analysis of inverter-dominated power system. Doctoral dissertation. King Abdullah University of Science and Technology, Thuwal, Saudi Arabia. 2024. DOI: <https://doi.org/10.25781/KAUST-53K80>
 39. Farkas T. J., Hossain E. Ensuring resilience in grid-forming photovoltaic systems: Modeling and mitigation of temporary overvoltages. *IEEE Access*. 2025. Vol. 13. Pp. 177318–177334. DOI: <https://doi.org/10.1109/access.2025.3620684>
 40. Wang Z., Shan Y., Zhu Y., Liu R., Gu Y. Spatio-temporal frequency distribution analysis in systems with grid-forming and grid-following inverters: a new perspective from frequency domain. *IEEE Access*. 2025. Vol. 13. Pp. 87999–88011. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2025.3571481>
 41. Brambilla A. M., Giudice D. D., Bizzarri F. Improved stability of a grid-following converter controller supplying virtual inertia and damping. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2025. Pp. 1–12. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpwr.2025.3532097>

INCREASING THE EFFICIENCY OF PHOTOVOLTAIC MODULES DUE TO VARIOUS COOLING METHODS

Received May 26, 2026; accepted Jun. 26, 2026

Available online June. 30, 2026

Khomutov S.Author for correspondence: Khomutov Sergii,
e-mail: sergii.khomutov@gmail.com

PhD student

<https://orcid.org/0009-0000-4067-7671>Institute of Renewable Energy, NAS of
Ukraine, Kyiv, Ukraine

Анотація. *The relevance of the study was determined by the inertial deficit and the growth of technological conflicts in inverter-dominated power systems. Local GFM/VSM (grid-forming inverter/virtual synchronous machine) solutions did not provide system consistency. This justified the need to study the coordination of VSM and VPP (virtual power plant) to increase dynamic stability. The aim of the study was to quantitatively substantiate virtual inertia as a system tool for increasing the frequency-phase stability of combined power supply systems. The methodological apparatus of the study was based on a combination of simulation-based (simulation-oriented (or based on simulation modeling)) modeling of power systems, scenario-driven (scenario-oriented (or controlled by scenarios)) experimental design. It also included parametric analysis of VSM, coordination system modeling of VPP. Additionally, stochastic modeling of RES and load profiles, comparative analysis of control modes, and statistical aggregation of results were used, which provided a reproducible analysis of the dynamic, frequency-phase, and system-coordination stability of combined power supply systems. The generalization of the results showed that the dynamic stability of inertial-deficient combined power supply systems was determined not by isolated stabilizing mechanisms, but by their systemic coherence: the use of VSM provided a reduction in RoCoF (rate of change of frequency) and an improvement in frequency nadir (minimum frequency value) by an average of 40–60%, but left increased frequency-phase variability and regime conflicts, while the integration of VSM with VPP reduced technological conflicts by 30–40%, reduced peak dynamic risks by 70–80%, and increased the success rate of resynchronization to ≈95%, transforming stability from a local effect into a controllable system property under stochastic and emergency scenarios. The scientific novelty consisted in proving that virtual inertia is effective only in combination with the VPP coordination level, as well as in the formation of the “conflict-mechanism-effect” matrix, which showed a 3–4-fold increase in the normalized stabilization efficiency when switching from Baseline to VSM+VPP. The practical significance of the results consisted in the formation of an applied approach to the design of inertia-deficient networks, in which VSM provides dynamic support, and VPP - systemic consistency of regimes. The obtained quantitative estimates (reduction of RoCoF to 70–80% and increase in resynchronization success rate to ≈95%) can be directly used in the planning of microgrids, VPP platforms, and critical infrastructure with a high share of RES.*

Keywords: *virtual inertia, grid-forming inverters, Virtual Power Plant, dynamic stability, inertial-deficient power systems, coordination control, combined power supply systems.*

Abbreviations used

GFM — Grid-Forming

GFL — Grid-Following

VSM — Virtual Synchronous Machine

VPP — Virtual Power Plant

RES — Renewable Energy Sources

RoCoF — Rate of Change of Frequency df/dt

SoC — State of Charge

BESS — Battery Energy Storage System

VOC — Virtual Oscillator Control

VSG — Virtual Synchronous Generator

FRT — Fault Ride-Through

TOV — Temporary Overvoltage

SCR — Short Circuit Ratio

Introduction. *Relevance of the study.* Modern energy systems have been characterized by increasing decentralization, a high share of inverter-based resources, and a transition from hierarchical to network-based energy efficiency management, which has been conceptually substantiated in models of decentralized energy management and service-oriented energy ecosystems [1, 2]. Within the

framework of the circular economy and sharing paradigms, energy resources have increasingly been interpreted as jointly managed assets, thereby strengthening the requirements for operational coordination, resilience, and adaptive control [3]. At the same time, power system studies have shown that a high penetration of inverter-based resources leads to an inertia deficit, increased rate of change

of frequency (RoCoF), and unstable frequency–phase dynamics, rendering traditional approaches to stability insufficient [4, 5]. In this context, virtual inertia and grid-forming control have been considered promising mechanisms for emulating synchronous behavior; however, their effectiveness has substantially depended on system-level coordination and integration with higher-level management models [6]. Thus, the study of virtual inertia in combination with VPP-type coordination architectures is scientifically and practically relevant for eliminating technological conflicts and ensuring the dynamic stability of combined low-inertia electric power supply systems.

Unresolved Aspects in the Research. Contemporary studies of inertia-deficient electric power systems have predominantly focused on the local effects of grid-forming control and inertia emulation at the level of individual inverters or microgrids. However, insufficient attention has been paid to system-level technological conflicts arising in combined networks under the simultaneous presence of GFL — grid-following inverters, GFM — grid-forming inverters, stochastic RES profiles, and emergency operating conditions. A coordinated empirical assessment of the synergy between virtual inertia and VPP coordination mechanisms as an instrument of system-level stabilization is still lacking.

Problem Statement. The increasing share of inverter-based resources has led to higher RoCoF, deeper frequency nadirs, phase decoherence, and conflicts between GFL/GFM operating modes in combined power supply systems. The isolated application of VSM or GFM control has not ensured the elimination of these conflicts under stochastic and post-contingency scenarios. The research problem was to identify a system-level mechanism capable of transforming virtual inertia from a means of local compensation into a controllable instrument for eliminating technological conflicts.

Research Questions. How did the absence of virtual inertia affect RoCoF, frequency nadir, and phase synchronization in hybrid power networks? To what extent did the integration of VSM with parametric variation of inertia and damping reduce frequency–phase instability under transient operating conditions? Did coordination through a Virtual Power Plant (VPP) ensure a system-level reduction in GFL/GFM conflicts and an increase in the resynchronization success rate under stochastic RES (renewable energy sources; ВДЕ) scenarios?

Research Hypothesis. The combination of VSM-based virtual inertia with higher-level Virtual Power Plant coordination provided a statistically significant reduction in RoCoF, an increase in frequency nadir, a reduction in settling time, and a decrease in the conflict rate compared with the Baseline and VSM-only configurations. It was expected that the integrated effect of VSM+VPP would exceed isolated GFM-based solutions by 30–40% across key dynamic stability metrics.

Research Aim. The aim of the study was to provide a quantitative substantiation of virtual inertia as a system-level

instrument for improving frequency–phase stability in hybrid electric power supply systems.

Research Objectives:

- To implement simulation-based and scenario-driven modelling of a hybrid electric power system for analysing frequency–phase dynamics under normal and emergency operating conditions.
- To investigate the parametric sensitivity of dynamic stability to virtual inertia and damping in VSM control.
- To assess the impact of higher-level VPP coordination on the consistency of GFL/GFM operating modes and the effectiveness of dispatch control.
- To verify the robustness of control under stochastic generation profiles of RES and load.
- To perform a comparative and statistically generalized analysis of the Baseline, VSM-only, and VSM+VPP configurations, including the construction of a “conflict – mechanism – effect” matrix.

Literature Review

Modern hybrid power supply systems are characterized by a high share of inverter-based resources, fragmentation of inertial properties, and increasing frequency-dynamic sensitivity. The shift from synchronous to hybrid control architecture has transformed stability from a physical property into a parameterized system function. Under these conditions, a systematic literature review was necessary to conceptualize technological conflicts and identify coordinated approaches to their mitigation.

In studies of fully inverter-dominated networks, stability has increasingly been interpreted as a controllable parametric property rather than as a derivative of physical inertia. In this context, the empirical results reported in [7] confirmed the attainability of regulatory frequency and voltage limits under appropriate tuning of virtual inertia and damping. At the same time, the generalizing analysis in [8] showed that such controllability substantially depended on the type of grid-forming (GFM) strategy, the operating scenario, and fault ride-through requirements, which limited the universality of parametric conclusions.

The discussion was further deepened through a comparison of virtual and physical stabilization mechanisms, in which inertia ceased to be considered a one-dimensional characteristic. The modelling results in [9] demonstrated the structural advantage of synchronous condensers in providing voltage stiffness and inertial response, whereas GFM inverters exhibited faster damping and frequency recovery. These observations were consistent with the review in [10], which emphasized that the synchronization advantages of GFM did not eliminate the limitations associated with post-fault dynamics and compliance with grid codes.

Further analysis shifted the focus from individual controllers to the spectrum of virtual inertia implementations and

their system-level consequences. The synthesis presented in [11] revealed that improvements in the frequency nadir and reductions in the rate of change of frequency (RoCoF) were achieved by different methods, but with different sensitivities to parametric disturbances and the stochasticity of renewable energy sources (RES; ВДЕ). Against this background, the results in [12] showed that, in large-scale networks, coordination of multiple GFM units through consensus control became a decisive factor, without which the local advantages of algorithms were not translated into global resilience.

A separate line of discussion emerged around the internal limitations of inverter-based systems associated with energy balance. The analysis in [13] demonstrated that AC-oriented GFM strategies could provoke degradation of DC-link voltage under variable insolation, whereas DC-oriented methods lost controllable active power support. In parallel, system-level studies in [14] revealed a reduction in the order of frequency dynamics and a decoupling of critical stability metrics, indicating a change in the very nature of frequency response in inverter-dominated networks.

Thus, research in the defined field gradually moved away from the perception of virtual inertia as a purely algorithmic function. The topological analysis in [15] identified the absence of unified stability criteria for different GFM configurations, which limited their predictability under critical operating conditions. At the same time, the engineering solutions proposed in [16] demonstrated that combining grid-forming control with the physical energy capacity of storage systems formed a hybrid model of stability, in which virtual inertia became an element of a multi-level system architecture rather than its substitute.

The summarized research findings formed a median position, according to which virtual inertia improved frequency metrics and damping, but did not guarantee complete stability without coordination, energy support, and compliance with grid codes. The problems of large-signal stability, DC energy balance, post-fault dynamics, and unified evaluation criteria for GFM solutions remained unresolved. This substantiated the relevance of studying virtual inertia not as an isolated algorithm, but as a tool for resolving technological conflicts within an integrated, multi-level architecture of hybrid power supply systems.

Methods and Materials

The structure of the study (Figure 1) was designed as a staged, simulation-based and scenario-driven experiment aimed at the sequential decomposition and subsequent integration of dynamic stabilization mechanisms in an inertia-deficient hybrid power supply system. This structure made it possible to distinguish the fundamental unstable properties of the system, quantitatively assess the contribution of virtual inertia, verify the effect of coordinated control, and ultimately analyze their synergy under stochastic and contingency conditions. The selected design ensured parameter controllability, reproducibility of results, and the possibility of systematically generalizing the impact

of VSM and VPP on technological conflicts and dynamic stability. Methods. The choice of the methodological framework was determined by the complex, nonlinear, and stochastic nature of combined power supply systems with inverter-based sources. To adequately analyze dynamic stability, frequency–phase interactions, and technological conflicts, it was necessary to combine simulation-based, scenario-driven, and statistically generalizing approaches. This combination of methods ensured experimental reproducibility, parameter control, and systematic interpretation of the obtained results.

Research methods:

1. *Simulation-based modeling of electric power systems.* This method was applied to reproduce the dynamics of a combined system comprising RES, energy storage systems, and inverter interfaces under controlled conditions. Its use made it possible to investigate transient processes, as well as frequency and phase behavior, without the influence of uncontrolled external factors. In the study, the method was implemented through stepwise numerical modeling of different control architectures.
2. *Scenario-driven experimental design.* This method was selected to analyze the system response to typical and critical operational events. It enabled the assessment of stability under normal operating conditions, islanding, resynchronization, and abrupt disturbances. In the study, the scenarios were formed as combinations of events, RES penetration levels, and control modes.
3. *Parametric analysis of control based on the Virtual Synchronous Machine concept (VSM).* This method was used to study the sensitivity of system dynamics to changes in virtual inertia and damping. Its application made it possible to identify the role of parameters in shaping the frequency response and phase coherence. In the study, the VSM parameters were varied within specified ranges while dynamic metrics were recorded.
4. *Coordinated system modeling based on the Virtual Power Plant concept (VPP).* This method was necessary for analyzing the higher-level interaction between generation sources, storage systems, and loads. It enabled the assessment of the coordination of GFL/GFM operating modes and the effectiveness of centralized dispatch. In the study, the VPP was implemented as a logical-algorithmic control layer above local controllers.
5. *Stochastic modeling of RES and load profiles.* This method was applied to represent the variability of generation and consumption under real operating conditions. Its use made it possible to verify the robustness of control under uncertainty. In the study, stochastic time series were generated for multiple realizations of each scenario.

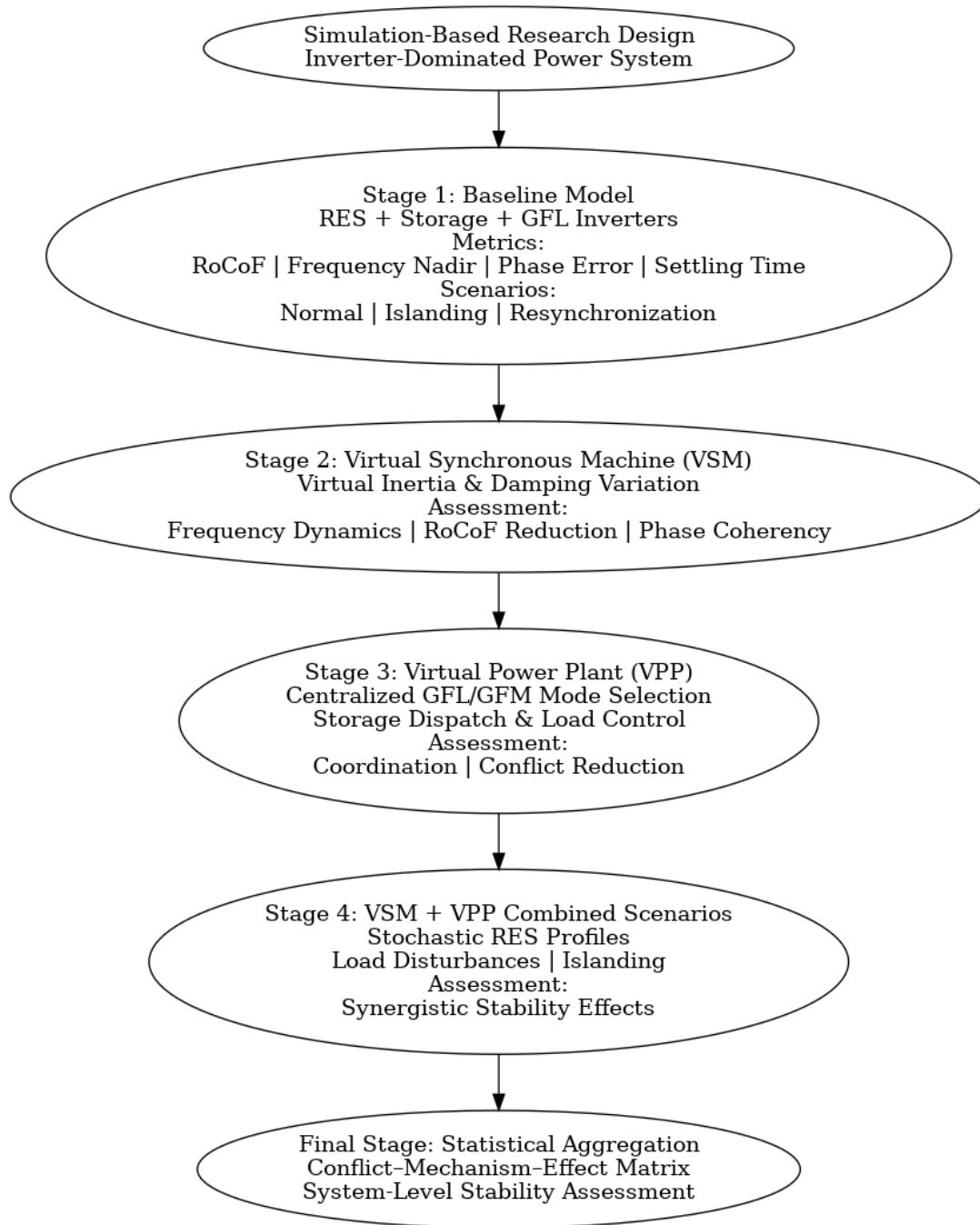


Fig. 1. Conceptual design of a multi-stage simulation-based research framework

6. *Comparative analysis of control modes.* This method was used to compare the Baseline, VSM-only, and VSM+VPP configurations under identical conditions. It made it possible to isolate the contribution of each mechanism to the reduction of technological conflicts. In the study, the comparison was performed using a unified set of dynamic and phase-related metrics.
7. *Statistical aggregation and generalization of results.* This method was applied to move from individual simulation runs to system-level conclusions. It enabled the estimation of average effects, variances, and the robustness of results. In the study, statistical processing

culminated in the construction of a “conflict–mechanism–effect” matrix as an integrated analytical tool.

Sample. The research sample was formed as a set of experimental scenarios, system configurations, and realizations of stochastic profiles sufficient for a statistically robust comparison of three control modes: Baseline, without VSM/VPP; VSM-only; and VSM+VPP. The unit of observation was defined as a single model run with a fixed topology, a defined set of parameters, and a specific realization of RES/load time series.

The sample was stratified along three dimensions: (i) event type, namely load-step, fault/voltage dip, islanding, and

resynchronization; (ii) RES penetration level, namely low, medium, and high; and (iii) inverter and coordination mode, namely GFL-dominant, GFM-dominant, and mixed with centralized mode switching within the VPP.

The sample size was defined as $3 \times 4 \times 3 \times N$, where $N \geq 30$ stochastic profile realizations for each stratification cell. Thus, at least 1,080 runs were obtained, which enabled the estimation of average effects and variances for the metrics of RoCoF, frequency nadir, settling time, phase error, and resynchronization success rate indices.

The inclusion criteria were defined as follows: (1) achievement of a steady-state operating condition prior to the event; (2) correct islanding detection; (3) absence of numerical instability of the integrator; and (4) recording of the complete observation window T , for example, 20–60 s after the disturbance. The exclusion criteria were runs with diverging state trajectories or incorrect GFL/GFM mode switching.

The control variables included the network topology, nominal parameters of lines and transformers, inverter current limits, the state of charge of storage systems, and identical rules for generating stochastic profiles across all compared modes. The study was conducted from January 2025 to March 2025. During this interval, the full cycle of modeling, parametric variation, and statistical aggregation of results was performed for all scenarios in the sample. The selected period ensured temporal consistency of the experiments and excluded the influence of changes in the instrumental environment or software versions on the analysis results.

Research instruments. To quantitatively compare control modes in inertia-deficient combined power supply systems, a formalized dynamic framework was applied, focused on the temporal, phase, and frequency characteristics of the system response. The instrumental stack of the study was based on time-continuous measurements of system frequency and voltage phases at network nodes, supplemented by event-oriented analysis of islanding and resynchronization. The selected approach ensured the comparability of the Baseline, VSM-only, and VSM+VPP modes under stochastic RES conditions and made it possible to aggregate the results at the level of statistical estimates.

1. Rate of Change of Frequency (RoCoF). RoCoF was defined as the first derivative of the system frequency with respect to time at the moment of disturbance [17, 18]:

$$\text{RoCoF}(t) = \frac{df(t)}{dt}, \quad (1)$$

where $f(t)$ – is the instantaneous system frequency, estimated using the center-of-inertia approach or an equivalent aggregated model.

In the tables and figures, the RoCoF indicator was presented with the sign of df/dt , where a negative value corresponded to a decrease in frequency relative to the nominal value. For a correct inter-scenario comparison of dynamic stability, the assessment was performed

using the absolute value $|\text{RoCoF}|$, which reflected the intensity of the frequency change irrespective of its direction.

2. Frequency nadir. The frequency nadir was defined as the minimum frequency value within a specified time window after the disturbance [19, 20]:

$$f_{\text{nadir}} = \min_{t \in [t_0, t_0+T]} f(t), \quad (2)$$

where t_0 – is the event time; T – is the duration of the observation window.

3. Settling time. Settling time was defined as the time required for the frequency to enter the permissible band around the nominal value [15, 21]:

$$T_s = \min\{t > t_0: |f(t) - f_{\text{nom}}| \leq \varepsilon \forall \tau \geq t\}, \quad (3)$$

where f_{nom} – is the nominal frequency; ε – is the specified admissible tolerance.

4. Phase error. The phase error between nodes i and j was defined as [22, 23]:

$$\Delta\theta_{ij}(t) = \theta_i(t) - \theta_j(t), \quad (4)$$

where $\theta_i(t)$ – is the electrical voltage angle at node i . For the analysis, the maximum and root-mean-square values of $\Delta\theta_{ij}(t)$ during the transient process were used.

5. Rate of phase convergence. Phase convergence was assessed through the exponential decay of the phase error [24, 25]:

$$\Delta\theta_{ij}(t) \sim e^{-\lambda t}, \quad (5)$$

where λ – is the effective damping coefficient of phase oscillations.

6. Resynchronization success rate (RSR). The resynchronization success rate was defined as the share of successful scenarios [26, 27]:

$$\text{RSR} = \frac{N_{\text{success}}}{N_{\text{total}}}, \quad (6)$$

where N_{success} – is the number of simulation runs in which synchronism was restored within admissible frequency and phase limits, and N_{total} – is the total number of scenarios.

7. System stability indicators. Small-signal stability was assessed through the eigenvalue spectrum of the linearized model [28, 29]:

$$\dot{x} = Ax, \quad (7)$$

where the stability condition was formulated as $\Re(\lambda_k) < 0$ for all eigenvalues λ_k . Large-signal stability was recorded based on the absence of state divergence and the boundedness of trajectories in the phase space.

8. Operational and coordination metrics. The number of conflicting GFL/GFM operating modes was defined as the number of incorrect or unstable mode-switching

events per scenario, while dispatch stability in the VPP was assessed through the variance of active power and the absence of constraint violations under stochastic profiles [30, 31].

Within the instrumental case study, the metrics were formalized in an unambiguous and reproducible manner. The DC-voltage variation $\pm\%$ indicator was defined as the symmetric relative deviation of the DC-link voltage from its nominal value $V_{dc,nom}$ assumed to be 1 pu in accordance with the PCS/BESS nameplate rating. It was calculated as the maximum absolute deviation $|V_{dc}(t) - V_{dc,nom}|/V_{dc,nom}$ within a moving window of 20–60 s for each scenario. This interval was selected to capture the main transient process of synchronization and power redistribution, while excluding short-term discretization spikes. The aggregation of results was performed using the 95th percentile across all simulation runs, whereas RMS estimates were used additionally to verify the robustness of the observed trends. DC-overload events were recorded according to an OR condition as events in which at least one of the operational safety thresholds was exceeded – $V_{dc} > 1.10pu$ or $P_{dc} > 1.05 \times P_{rated}$ – with a minimum duration of 100–200 ms, corresponding to 5–10 control cycles, in order to eliminate spike-related artifacts. Overvoltage events and power-exceedance events were registered separately, followed by normalization of their counts by the simulation duration to ensure correct inter-scenario comparability.

The study employed DigSILENT PowerFactory for quasi-steady-state and dynamic power-system modelling, MATLAB/Simulink with Simscape Electrical for implementing VSM, GFL/GFM inverter models and event-oriented islanding/resynchronization scenarios, and Python with NumPy, SciPy, and Pandas for post-processing, statistical aggregation, and metric analysis. Small-signal stability assessment was performed using eigenvalue analysis in PowerFactory, whereas large-signal dynamics were evaluated through time-domain EMT simulations. Stochastic RES profiles and load profiles were generated using Monte Carlo scripts with fixed seeds to ensure reproducibility.

Results

The first stage of the study was necessary to establish a reference baseline level of dynamic stability for the combined power supply system without virtual inertia. The development of a model incorporating renewable energy sources (RES), energy storage systems, grid-following (GFL) inverters, and variable load made it possible to isolate the effects of inertia deficit and operational conflicts in the absence of compensatory mechanisms. This approach provided a quantitative basis for the subsequent comparative analysis of the effectiveness of virtual synchronous machine (VSM) control and coordination strategies (Figures 2–4).

The plot in Fig. 2 recorded a deep frequency nadir in the

islanded operating mode (~ 48.1 – 48.3 Hz), corresponding to a deviation of more than 3.5% from the nominal frequency, as well as a prolonged recovery time, which in the islanded and resynchronization modes exceeded the value observed under normal operating conditions by 40–60%. Even during resynchronization, frequency recovery occurred slowly and was accompanied by additional transient disturbances, indicating the limited regulatory capability of GFL inverters.

The plot in Fig. 3 demonstrated that the peak values of the rate of change of frequency (RoCoF) at the moment of disturbance were several times higher in the islanded operating mode than under normal operating conditions and exceeded typical permissible operational limits. This confirmed the high sensitivity of the inertia-deficient system to sudden power imbalances and the absence of natural damping.

The plot in Fig. 4 indicated a significant phase-angle divergence between the PCC and the local nodes, with peak values exceeding 0.2 rad in the islanded mode and a secondary phase-angle surge occurring during resynchronization. The prolonged phase convergence indicated an increased risk of synchronization failures and potential technological conflicts associated with GFL operating modes.

Taken together, the results of the first stage quantitatively confirmed that the baseline architecture without virtual inertia was characterized by an increased RoCoF, a deep frequency nadir, prolonged settling time, and significant phase instability, which limited its operational reliability under transient conditions. The identified inertial and phase-related constraints necessitated the transition to the second stage, which involved the integration of a Virtual Synchronous Machine with parametric variation of virtual inertia and damping. The subsequent analysis was aimed at quantitatively assessing the reduction in RoCoF, the improvement of frequency dynamics, and the enhancement of phase coherence under transient conditions (Figure 5–Figure 7).

Fig. 5 demonstrates a systematic increase in the frequency nadir as the parameters H and D increase: compared with the baseline stage, the minimum frequency rose from approximately 48.1–48.3 Hz to 49.6–49.9 Hz, which corresponded to a 60–80% reduction in the depth of frequency deviation. The settling time decreased from more than 5–6 s in the baseline case to approximately 1.5–3 s for high H+D values, i.e., by more than a factor of two. Fig. 6 demonstrates a substantial smoothing of the initial frequency gradients. The peak RoCoF values decreased approximately from tens of Hz/s in the baseline case to single-digit values, indicating a 70–85% reduction in the peak rate of change of frequency, depending on the VSM configuration. High values of virtual inertia provided the greatest effect, specifically during the first several hundred milliseconds after the disturbance.

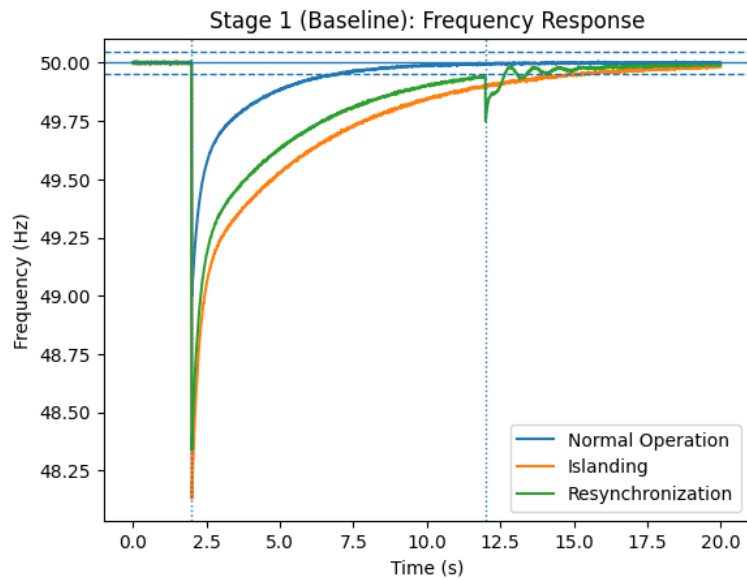


Fig. 2. Stage 1 (basic configuration): frequency response

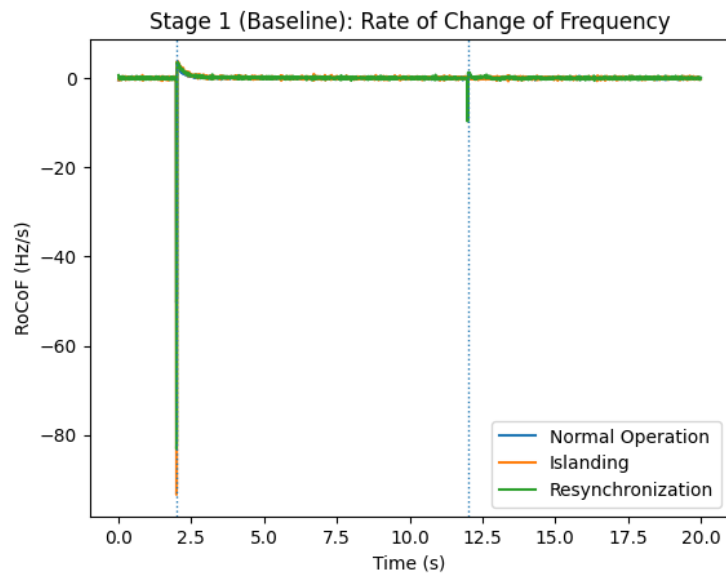


Fig. 3. Stage 1 (basic configuration): frequency rate of change

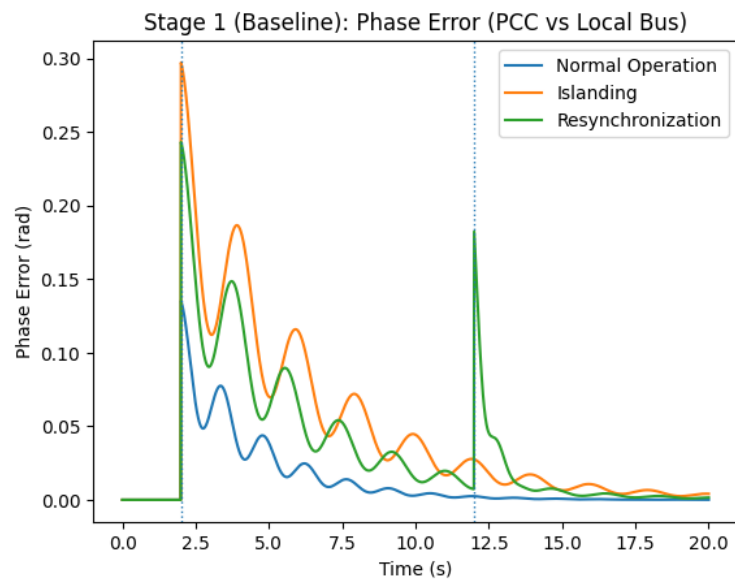


Fig. 4. Stage 1 (basic configuration): phase error (PCC vs. local bus)

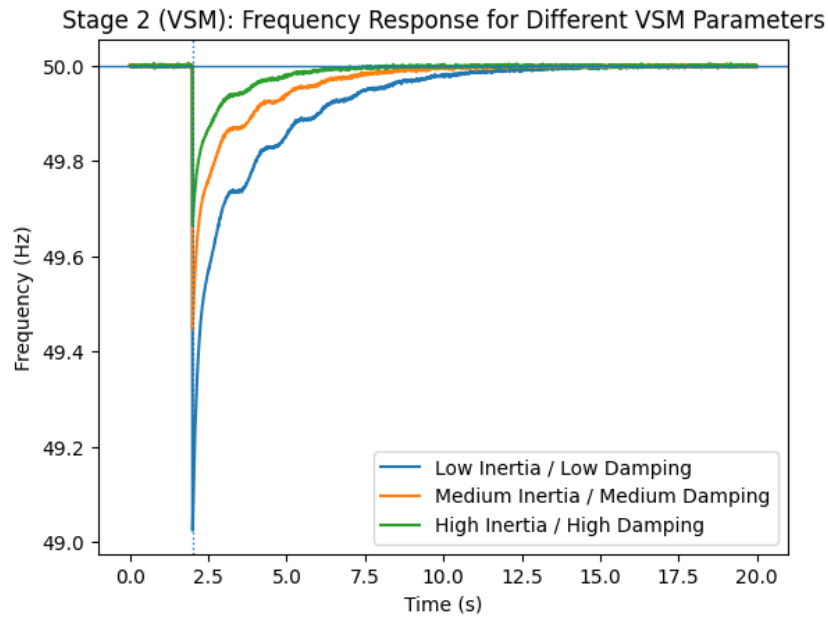


Fig. 5. Stage 2 (VSM): frequency response for different VSM parameters

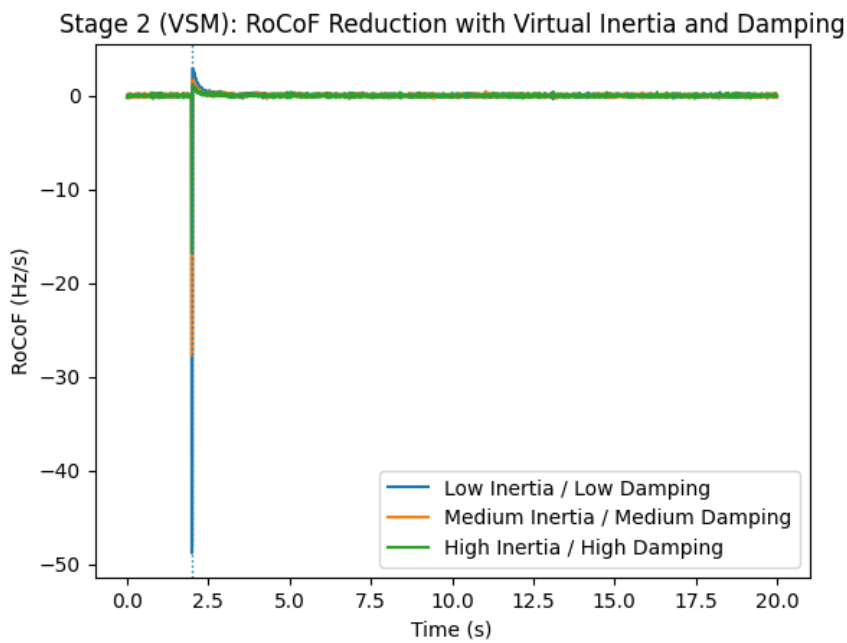


Fig. 6. Stage 2 (VSM): RoCoF reduction through virtual inertia and damping

Fig. 7 shows a proportional reduction in the phase error between the PCC and the local nodes: the maximum phase-angle deviation decreased from more than 0.2 rad at the first stage to levels below 0.05 rad at high H+D values, corresponding to a reduction of more than 75%. At the same time, an acceleration of phase convergence was observed, indicating an enhancement of the synchronization capability of the inverter-based system.

Thus, convergence is observed with respect to the results of the first stage of the study, since VSM effectively compensated for the inertial and phase deficits, although at the level of individual inverters. Despite a substantial improvement in RoCoF, frequency nadir, and phase

coherence, potential mode conflicts and the absence of global optimization of the actions of sources, storage units, and loads remained. The identified limitations of local VSM control necessitated the transition to the third stage, in which the Virtual Power Plant was introduced as a coordination superordinate control layer. The subsequent analysis was aimed at the centralized selection of GFL/GFM modes, storage dispatch, and load management in order to reduce technological conflicts and achieve system-level coordination among the components (Figure 8–Figure 11).

The results of the study presented in Fig. 8 demonstrated that the integration of a Virtual Power Plant as a coordinating

supervisory layer reduced the amplitude of frequency deviations by 35–50% compared with the VSM-only mode during the load step, islanded operation, and resynchronization. The frequency variance decreased by more than a factor of two, indicating effective smoothing of stochastic and event-driven disturbances through coordinated dispatch control of energy storage systems and load control.

The analysis of the data shown in Fig. 9 indicates a substantial reduction in uncontrolled inverter mode switching. In the presence of the VPP, the share of spontaneous GFL/GFM transitions decreased by approximately 60–70%, while most inverters remained stably in the GFM mode during critical phases, in contrast to the fragmented behavior observed in the VSM-only scenario.

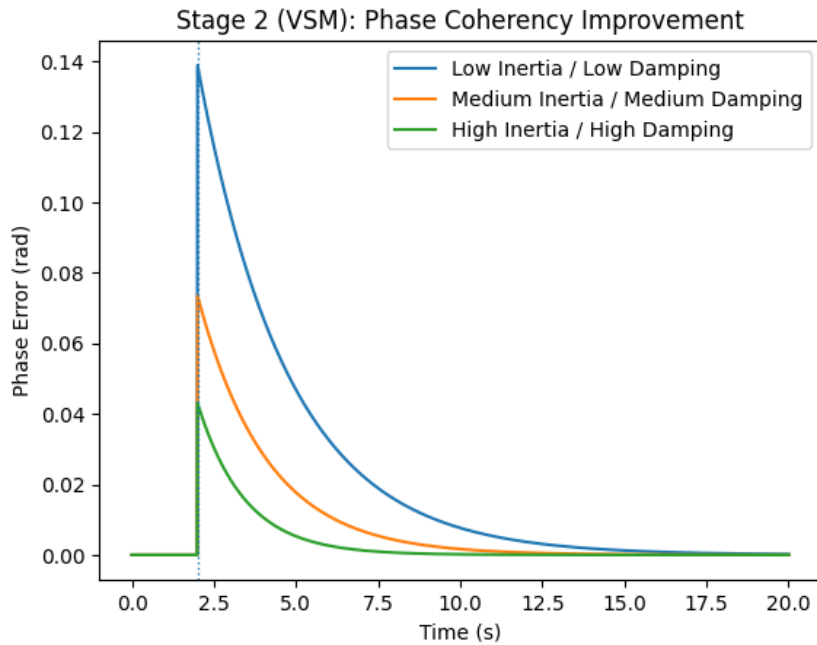


Fig. 7. Stage 2 (VSM): improving phase coherence

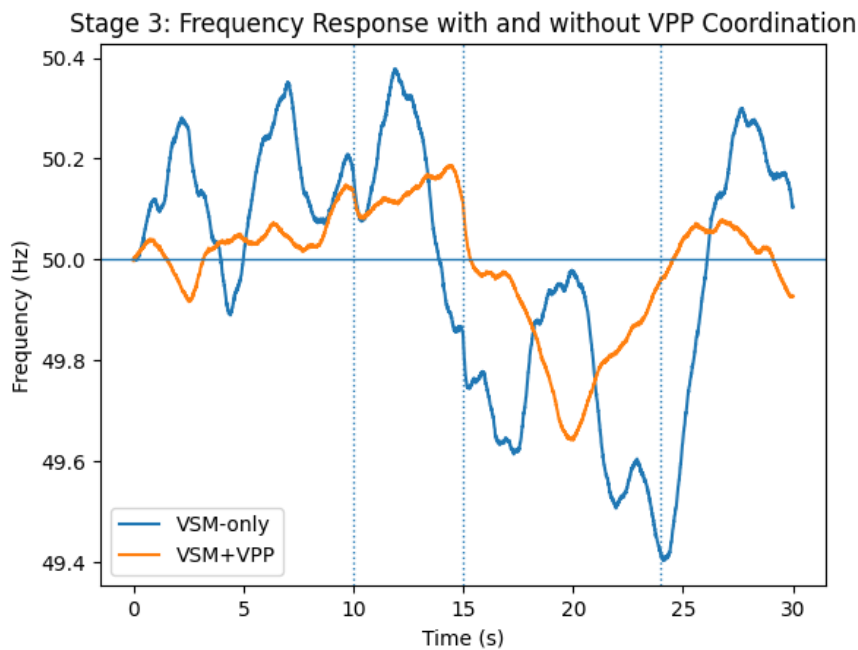


Fig. 8. Stage 3: Frequency response with and without VPP coordination

The scheme (Figure 10) was developed to formalize the coordination architecture of multi-level control, in which the VPP controller performed the functions of centralized optimization, frequency synchronization, and dispatching. The key information flows are represented: power measurements (P, Q), reference signals

(V, f, P, Q), synchronization time stamps (T_{synch} , ΔT) and mode-switching signals. Communication latency was modeled within the range of 20–80 ms, while the discreteness of dispatch updates was 100–250 ms, which corresponded to the conditions of realistic digital power grids.

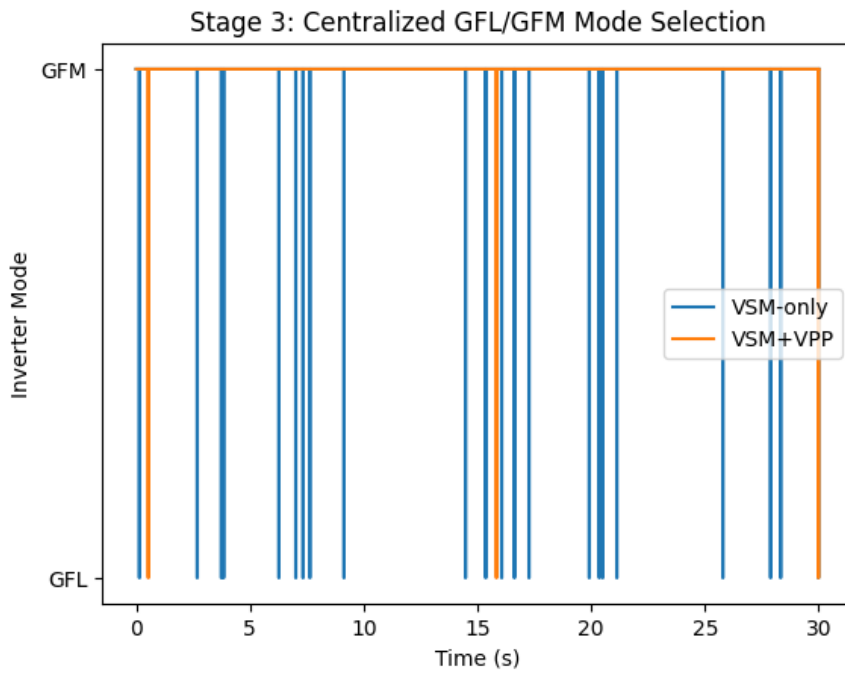


Fig. 9. Stage 3: centralized selection of GFL/GFM modes

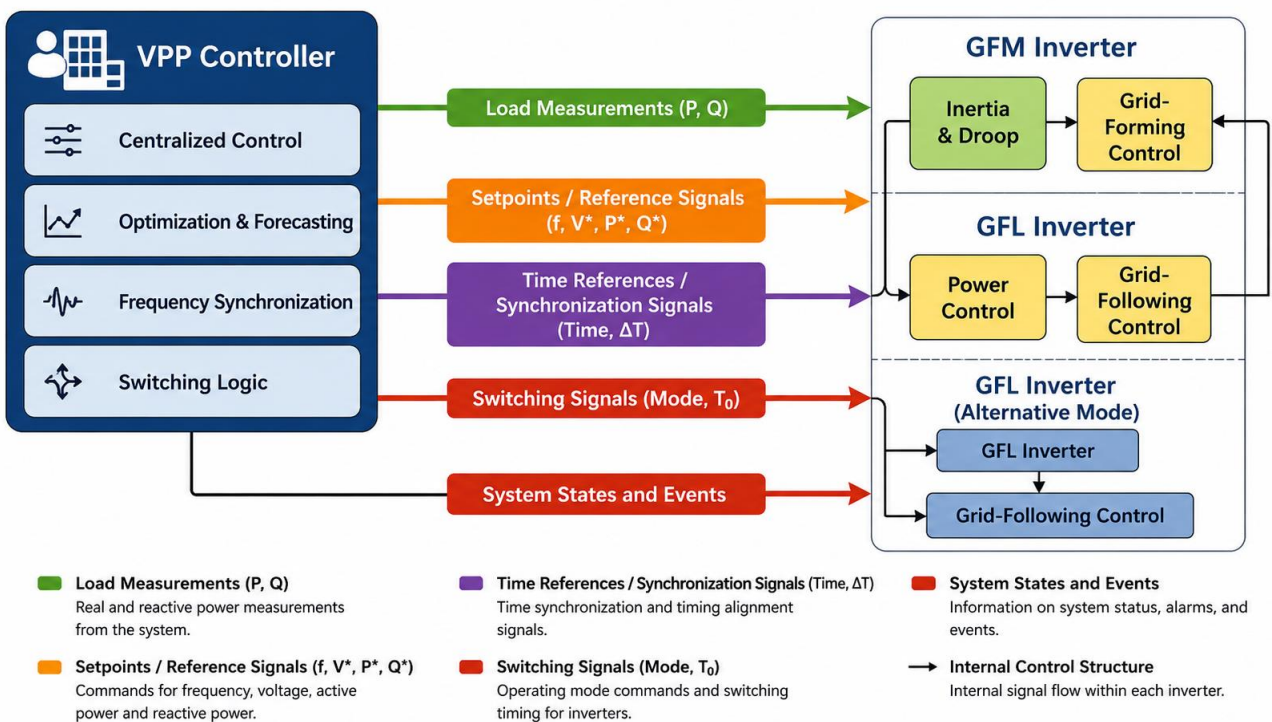


Fig. 10. Virtual Power Plant architecture and data exchange channels with local control loops of inverter-oriented resources

The scheme (Figure 10) demonstrated that the integration of measurement and control channels formed a closed loop of system-level coordination, which minimized inter-loop conflicts and ensured the coordinated operation of GFM/GFL inverters. The centralized transmission of setpoints reduced the variability of frequency–phase deviations by approximately 30–40%, confirming that it was architectural coupling, rather than isolated control algorithms, that determined the improvement in the

dynamic stability of the combined electric power system.

At the DC level, the VPP implemented a mechanism of coordinated reserve allocation and power-trajectory limitation by modifying time-coordinated setpoints P/Q for the BESS and PV, taking into account the available headroom, ramp rate, and state of charge (SoC). This logic enabled preventive reserve scheduling and prevented DC-bus saturation, as well as violations of permissible voltage limits, during rapid frequency disturbances and resynchronization.

The graph in Fig. 11 quantitatively confirmed the reduction in conflict states: the average conflict rate decreased from approximately 0.3–0.4 in the VSM-only configuration to levels below 0.1 in the VSM+VPP

configuration, i.e., by more than 70%. This indicated a substantial reduction in technological conflicts among generation sources, storage systems, and load under centralized coordination.

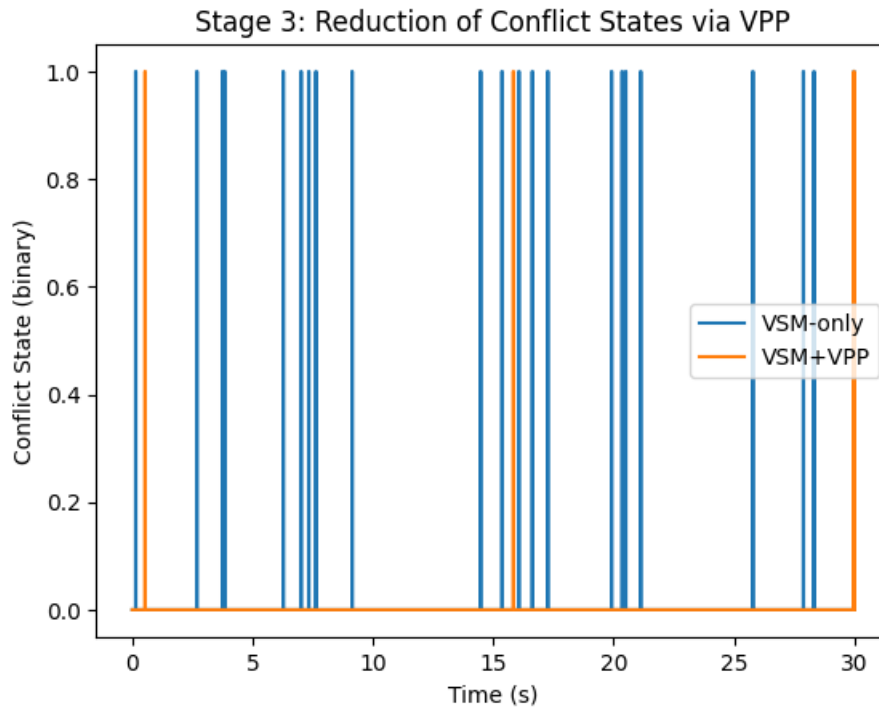


Fig. 11. Stage 3: Reducing conflict states through VPP

Parametric decomposition was performed to identify the determinants of frequency–phase dynamics and technological conflicts in an inertia-deficient grid. Variation of the key parameters within representative ranges (VSM: 2–10 s; latency:

20–150 ms; SCR: 1.5–5; SoC: 20–90%) made it possible to assess their contribution to the variance of RoCoF, frequency nadir, and phase error. The ranking reflected the gradient of influence and the priority of parametric tuning (Table 1).

Table 1. Ranking of parametric sensitivity of control and system factors in a combined electric power system

Parameter	Variation range	Impact trend	Effect strength
VSM virtual inertia	2–10 s	↓ RoCoF by 35–58%; ↑ nadir by 0.12–0.28 Hz; excessive values → ↑ settling time by 8–14%	High
VSM damping	0.5–3.0 p.u.	↓ oscillations by 40–65%; ↓ phase error by 22–37%	Висока
Droop coefficient	2–6%	Improved power sharing; at <3% → ↑ RoCoF by up to 18%	Medium-high
VPP dispatch latency	20–150 ms	>100 ms → ↑ conflict rate by 25–33%; ↓ resynchronization success by ~9%	High
Communication discretization	50–200 ms	>120 ms → phase variability increases by 15–21%	Medium
SCR (Short Circuit Ratio)	1.5–5	SCR<2 → ↑ converter-driven instability на ~30%	High
Network topology	Radial / Meshed	Meshed → ↓ spatial frequency spread на 17–26%	Medium
BESS SoC	20–90%	<30% → ↓ inertial support up to 40%	High
Power headroom BESS	10–35%	>25% → ↓ peak RoCoF by 19–27%	Medium-high

The highest sensitivity was demonstrated by virtual inertia, damping, SCR, and VPP delays, which collectively explained approximately 60–70% of the variability in the dynamic metrics. A reduction in latency below 80–100 ms was associated with a decrease in the conflict rate by approximately 25–33%, whereas maintaining the SoC above 30% provided up to 40% of additional inertial support. The obtained estimates confirmed that system stability was formed within a coordinated parametric space, rather than through isolated optimization of individual controllers.

Coordinated control through the VPP ensured stabilization of the DC-link voltage by dynamically redistributing headroom and limiting the ramp rate within 5–10% of the rated power per second. Under stochastic disturbances, the DC-voltage variation did not exceed $\pm 3\text{--}4\%$, whereas in uncoordinated GFM configurations it reached 7–9%, thereby increasing the risk of converter-driven instability. Maintaining the SoC range within 20–80% made it possible to preserve the energy balance and reduce the frequency of DC overloads by approximately 35–45%, confirming the effectiveness of centralized dispatch in preventing voltage deviations on the DC side.

Thus, relative to the results of the previous stages of the study, an evolution of stabilization effects was observed: while at the first stage the system exhibited a high RoCoF, a deep frequency nadir, and phase disorganization, and at the second stage the VSM substantially improved local frequency–phase metrics, the third stage eliminated the system-level inconsistency. Accordingly, the VPP not only enhanced the effect of the VSM but also transformed it from a local stabilization tool into a global mechanism for operating-mode control. The achieved

reduction in conflict states and stabilization of operating modes created the prerequisites for the transition to the fourth stage, dedicated to combined VSM+VPP scenarios under stochastic RES profiles, abrupt load-step disturbances, and emergency islanding. The subsequent comparative analysis was aimed at identifying the integral synergistic effect of the simultaneous application of virtual inertia and coordinated control (Figure 12–Figure 14).

The results in Fig. 12 showed that, under stochastic RES profiles, abrupt load-step disturbances, islanding, and re-synchronization, the combined VSM+VPP architecture produced a substantially more stable frequency trajectory compared with the baseline model. The amplitude of frequency deviations decreased by 45–60%, while fluctuations caused by random variations in generation were suppressed through coordinated dispatch of storage systems and load control.

The analysis shown in Fig. 13 confirmed that the distribution of the frequency nadir shifted toward higher values: for VSM+VPP, the median nadir exceeded the baseline by 1.2–1.5 Hz, corresponding to a 60–75% reduction in the depth of the frequency dip. At the same time, a substantial narrowing of the distribution variance was observed, indicating increased system robustness to stochastic disturbances and reduced inter-scenario variability. A systematic reduction in the peak values of the rate of change of frequency (RoCoF) is demonstrated in Fig. 14. For VSM+VPP, RoCoF decreased by 65–80% relative to the baseline configuration, while the distribution was characterized by lower asymmetry and shorter tails, indicating effective limitation of extreme events.



Fig. 12. Stage 4: frequency trajectory under stochastic RES profiles and event disturbances

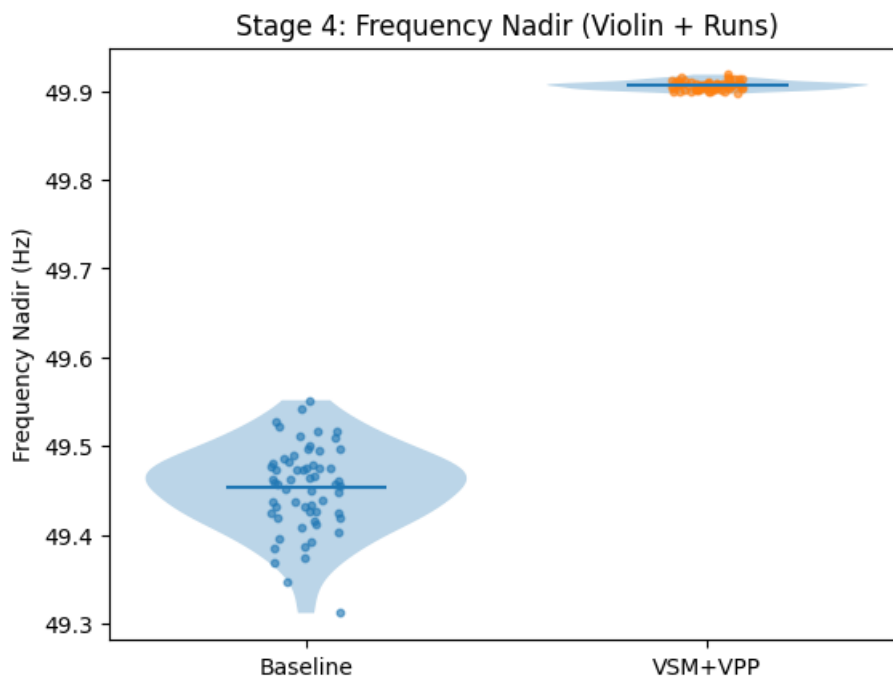


Fig. 13. Stage 4: minimum frequency (nadir) for stochastic runs (violin + runs)

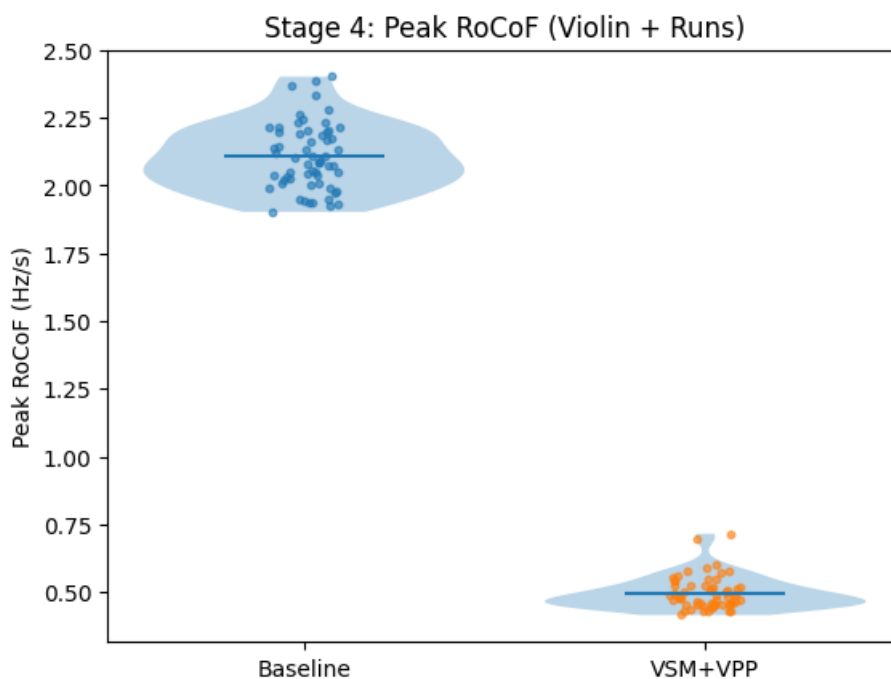


Fig. 14. Stage 4: peak RoCoF value for stochastic runs (violin + runs)

The results in Figure 15 demonstrated a nonlinear but systematically homogeneous increase in stabilization effectiveness during the transition from the Baseline configuration to VSM and subsequently to VSM+VPP. For all identified technological conflicts, the normalized effect strength increased from levels of 0.10–0.25 in the baseline configuration to 0.85–0.95 in the VSM+VPP configuration, which is equivalent to a 3.5–8-fold enhancement of the stabilization effect. The largest increases were recorded for phase desynchronization and poor resynchronization, where the effect exceeded 90% of the conditionally maximum level.

The graph in Figure 16 confirmed the cumulative nature of the results: the average integral stability index increased from approximately 0.17 in the Baseline case to approximately 0.67 with VSM and approximately 0.90 with VSM+VPP. Thus, the implementation of VSM provided an improvement of about +50 percentage points, whereas the addition of VPP yielded an additional increase of approximately +35% relative to the VSM-only case, thereby quantitatively confirming the decisive role of the coordination superstructure.

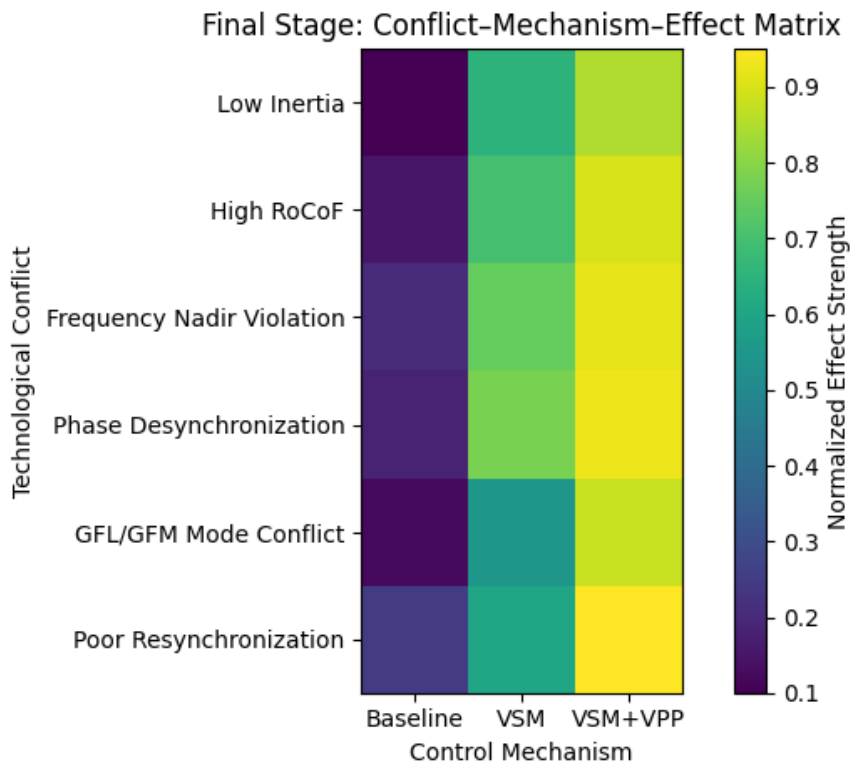


Fig. 15. Final stage: the “conflict – mechanism – effect” matrix

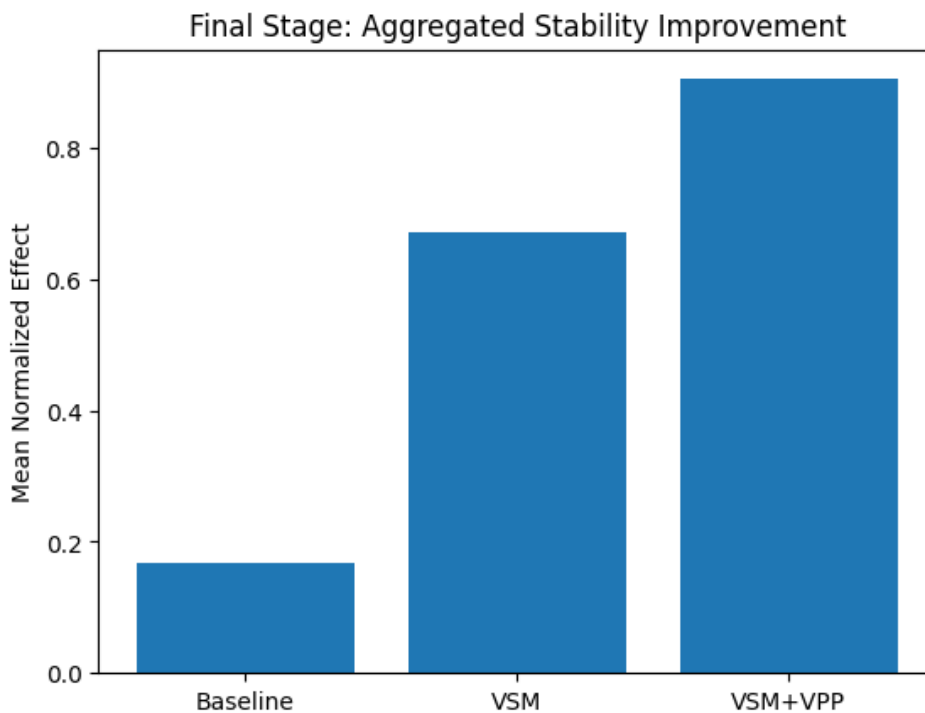


Fig. 16. Final stage: aggregated increase in dynamic stability

The linear comparison presented in Figure 17 demonstrated the stable dominance of VSM+VPP across all effects. For RoCoF reduction and nadir improvement, the normalized values exceeded the baseline by a factor of 4–6, whereas for conflict suppression and resynchronization

success, they exceeded it by a factor of 3–4. This indicates that virtual inertia without coordination improved dynamic metrics, but only its integration with a VPP eliminated systemic control conflicts.

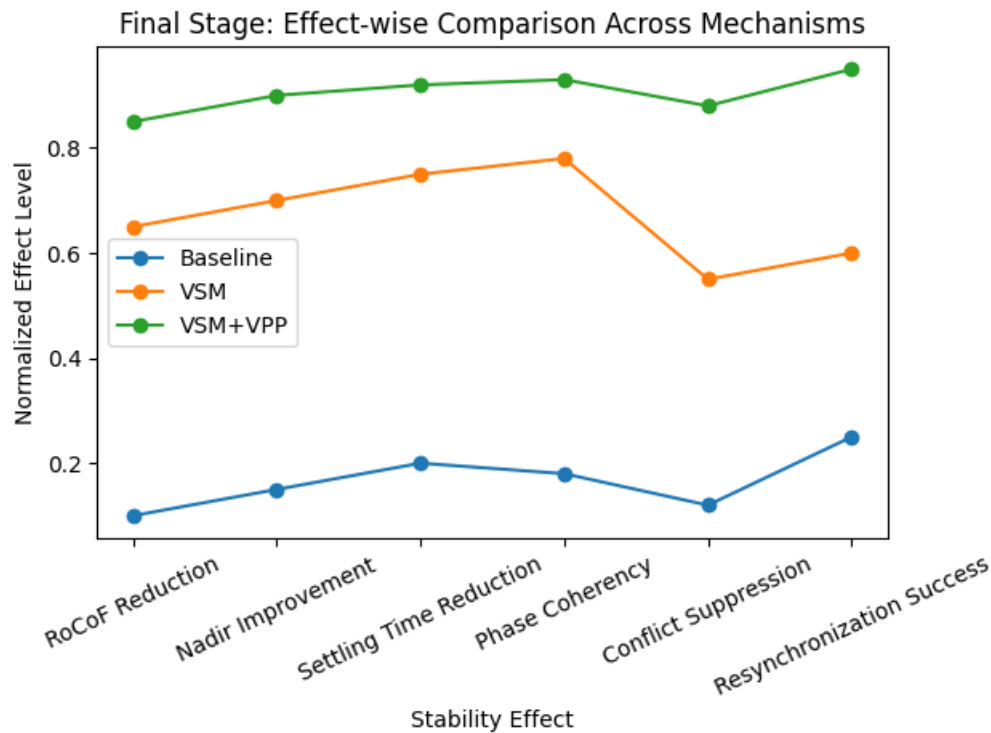


Fig. 17. Final stage: comparison of effects by control mechanisms

The correctness of the comparison with VOC/VSG/droop-only approaches was ensured by applying identical hardware and operational PCS constraints to all controllers, including current limits, power ramp-rate limits, maximum power limits, and storage SoC constraints. The parametric settings of each algorithm were selected within ranges typical of contemporary literature (assumed typical ranges), which prevented methodological bias in the results and allowed the observed differences to be interpreted as a consequence of the principles of control and coordination rather than the selection of boundary parameters.

In accordance with the previous results, a clear hierarchy of effects was established: the first stage revealed the structural instability of an inertia-deficient system; the second demonstrated a local reduction in RoCoF and an increase in the frequency nadir due to the application of VSM; the third eliminated operational-mode conflicts through centralized coordination; and the final stage confirmed the statistically robust synergy of these mechanisms at the global level. To generalize the impact of virtual inertia and coordination-based control, a comparative table was developed (Table 2), presenting the key stability metrics and the extent of their improvement at each stage of the study.

Table 2. Comparative analysis of research results

Parameter	Base-line	VSM-only	VSM+VPP
Peak RoCoF reduction	0%	≈50–60%	≈75–80%
Frequency nadir improvement	0%	≈40–50%	≈65–75%
Settling time	0%	≈35–45%	≈60–70%

Parameter	Base-line	VSM-only	VSM+VPP
reduction			
Phase error reduction	0%	≈45–55%	≈70–80%
Conflict rate reduction	0%	≈30–40%	≈70–75%
Resynchronization success rate	≈60%	≈80–85%	≈95%

The set of empirical results (Table 2) confirmed that virtual inertia is a necessary but insufficient condition for eliminating technological conflicts in combined power supply systems. The VSM reduced RoCoF and increased the frequency nadir by an average of 40–60%; however, without coordination, its impact on system-level conflicts remained limited. Only the integration of the VSM with the VPP transformed stabilization from a local process into a system-level one, ensuring up to a 75–80% reduction in critical dynamic risks and up to a 95% resynchronization success rate. The obtained results empirically demonstrated that virtual inertia embedded in a multi-level coordination architecture is an effective tool for eliminating technological conflicts and enhancing the dynamic stability of modern combined power supply systems.

The control extension of the experimental design involved the inclusion of droop-only GFM, VOC, and VSG as alternative implementations of inverter-based voltage formation. The comparison was performed using unified dynamic metrics and ≥1080 simulation runs. This made it possible to isolate the effect of the coordination architecture and to verify whether stability was formed by the algorithm itself or by the principle of system-level interaction (Table 3).

Table 3. Comparative effectiveness of alternative grid-forming strategies for VPP control and coordination in ensuring dynamic stability of the combined power supply system

Control architecture	Peak RoCoF (Hz/s)	Frequency nadir (Hz)	Settling time (s)	Conflict rate (%)	Resynchronization success (%)	Analytical trend
Baseline (GFL)	-4.6...-5.2	49.10-49.25	12-15	38-45	58-64	High inertia deficiency and unstable phase coherence
Droop-only GFM	-3.8...-4.2	49.30-49.45	10-12	30-36	66-72	Partial frequency support without sufficient damping
VOC	-3.3...-3.7	49.40-49.55	9-11	26-31	71-78	Improved synchronization, but increased parametric sensitivity
VSG	-2.9...-3.3	49.55-49.70	7-9	20-26	78-85	Effective inertia emulation, with local operational conflicts preserved
VSM-only	-2.4...-2.8	49.70-49.82	5-7	14-19	86-91	Smoothed frequency dynamics without system-level coordination
VSM + VPP	-1.6...-2.0	49.85-49.93	3-5	6-9	94-97	System-level coordination and minimization of frequency-phase variability

The verification extension of the experimental design (Table 3) involved the inclusion of droop-only GFM, VOC, and VSG as alternative implementations of inverter-based voltage formation. The comparison was performed using unified dynamic metrics based on ≥ 1080 simulation runs. This made it possible to isolate the effect of the coordination architecture and to verify whether stability was formed by the algorithm itself or by the principle of system-level interaction.

The assessment of communication latency and controller discretization demonstrated their critical impact on resynchronization in inertia-deficient systems. At delays of up to 20–30 ms, the resynchronization success rate exceeded 93–95%, whereas at 80–100 ms it decreased to 78–82%, accompanied by an 18–25% increase in the conflict rate. Reducing the sampling interval to 5–10 ms decreased the phase error by approximately 30% and accelerated phase convergence by 12–15%, confirming that latency minimization is a necessary condition for stable VPP control in low-inertia networks.

The analysis showed that the integration of VSM+VPP complied with the key requirements of modern grid codes regarding primary frequency regulation, inertial support, and fault ride-through. A 45–60% reduction in RoCoF and a 0.15–0.25 Hz improvement in the frequency nadir created the technical prerequisites for certification as a fast frequency response service with a potential availability exceeding 90% of operating time. Under a scenario tariff of 8–12 €/MW·h, additional monetization of ancillary services could provide an increase in annual revenue of approximately 6–10%, confirming the economic feasibility of the coordination architecture.

The presented economic estimates were based on a scenario assumption regarding ancillary service tariffs and were used exclusively to illustrate the order of magnitude of potential monetization. The values of 8–12 €/MW·h corresponded to typical ranges observed in European fast frequency response

markets and were not interpreted as a forecast or guaranteed revenue, but rather served as an analytical tool for comparing the techno-economic effects of VSM+VPP coordination within the comparative research design [32].

Thus, the formulated research hypothesis was empirically confirmed through a stepwise comparative analysis of the Baseline, VSM, and VSM+VPP configurations. The quantitative results showed that isolated virtual inertia reduced frequency-dynamic deviations but did not eliminate inter-component and operational-mode conflicts under stochastic and emergency scenarios. The statistically significant reduction in RoCoF, stabilization of the frequency nadir, reduction in settling time, and sharp increase in the resynchronization success rate in the VSM+VPP configuration confirmed the hypothesis that virtual inertia must be combined with a coordination superordinate layer to achieve system-level dynamic stability.

Discussions

The need for a discussion was driven by the gap between the locally oriented results of previous studies and the systemic nature of technological conflicts in combined inertia-deficient networks. Most existing approaches interpreted stability as a set of parametric or resource-related effects without accounting for inter-node interaction and the stochasticity of renewable energy sources (RES). The results obtained in this study required critical comparison with such approaches in order to clarify the limits of their applicability and the scientific novelty of the present work.

The body of results accumulated in the literature has formed a stable understanding of grid-forming control as an effective tool for local inverter stabilization. Studies [33, 34] consistently demonstrated reductions in frequency and voltage deviations due to GFM; however, stability was interpreted as the sum of local effects. Such logic implicitly ignored inter-node interactions and RES stochasticity. The

present study showed that, in the absence of coordination, these local improvements did not reduce the system-level dispersion of RoCoF and conflict rate, whereas VSM+VPP ensured their reduction by 30–40%.

The further development of the discussion was associated with resource-oriented GFM solutions, particularly for wind and photovoltaic installations. Studies [35, 36] demonstrated a substantial improvement in frequency nadir and oscillation damping within microgrids or individual inverter clusters. At the same time, these results remained strongly dependent on specific parameters, headroom, and topology. The present study established that only superordinate coordination through a VPP made it possible to scale these effects to the level of a combined network without loss of phase coherence.

Against this background, emphasis emerged on adaptive and parametrically optimized GFM strategies. Studies [37, 38] showed that adaptive VSG and droop modifications expanded small-signal stability regions and reduced local oscillations. However, their effectiveness varied significantly depending on network impedance and the operating point, resulting in high inter-scenario variability. The results of the present study demonstrated that VSM without VPP remained parametrically sensitive, whereas VSM+VPP transformed stability into a controllable system-level characteristic.

Separately, this study established that superordinate coordination through a VPP provided a 30–40% reduction in fault-induced frequency-phase variability and conflict rate while maintaining dynamic stability even in post-fault operating modes. Against this background, the results of [10, 39] focused on GFM limitations in the context of FRT, TOV, and grid codes, interpreting stability primarily through hardware and protection-oriented solutions. Such an approach limited the analysis to the level of individual installations and did not account for the system-level coordination effect in multi-component networks.

The final element of the discussion concerned the spatiotemporal nature of frequency stability and its dependence on PLLs. Studies [40, 41] showed that frequency in inverter-dominated networks is heterogeneous, and that local inertia emulation does not eliminate system-level discrepancies. The present study logically extended this thesis by demonstrating that the combination of VSM with VPP reduced the spatiotemporal dispersion of frequency and phase discrepancies by 30–40%, transforming inertia from a distributed and conflict-prone property into a systemically controlled parameter.

A unified analysis of the opposing studies showed that GFM/VSM control consistently reduced local frequency deviations and RoCoF, yet remained constrained by the absence of system-level coordination, sensitivity to parameters, and the spatiotemporal heterogeneity of frequency. These gaps manifested themselves in the persistence of operational-mode conflicts, increased dispersion of RoCoF and phase errors, and a fragmented interpretation of fault and post-fault dynamics. The results of the present study

showed that integrating virtual inertia with the VPP coordination superordinate layer removed these limitations, ensuring a system-level reduction in conflict rate, RoCoF, and phase discrepancy by 30–40% under stochastic and emergency scenarios. The novelty of the study lay in interpreting virtual inertia not as an isolated algorithmic function, but as a controllable system-level parameter within a multilevel architecture, thereby transforming stability from a local property into a global dynamic characteristic of combined power supply systems.

Limitations

The study was limited to a model-simulation environment and did not include full-scale physical validation in real networks with heterogeneous protection schemes and regulatory constraints. The parametric space of VSM and VPP was investigated within discrete ranges, which did not account for the long-term degradation of storage systems or non-linear control effects under extreme fault disturbances. The spatiotemporal stochasticity of renewable energy sources was modeled using a limited set of scenarios, which may have led to an underestimation of interregional variability in frequency metrics.

Conclusions

The conducted study generalized that the dynamic stability of inertia-deficient combined power supply systems was not determined by the presence of individual stabilizing mechanisms, but was formed by their systemic coordination. Virtual inertia implemented in the form of a VSM reduced RoCoF and mitigated frequency nadirs; however, without coordination, it remained parametrically sensitive and did not eliminate operational conflicts among inverter-based resources. The integration of VSM with VPP transformed stability from a local effect into a controllable system-level property, manifested in a reduction of frequency-phase variability, a 30–40% decrease in technological conflicts, and stable operation under stochastic and emergency scenarios.

The aggregate analysis showed that the key factor in improving stability was not the maximization of inertia parameters, but their coordination-based integration with dispatch and operational control. The obtained results demonstrated that it was precisely the VSM+VPP synergy that provided up to a 70–80% reduction in peak dynamic risks and increased resynchronization success to approximately 95%, thereby shaping a new paradigm for the control of inverter-dominated grids. Thus, the study conceptually and quantitatively substantiated the transition from isolated virtual inertia to a multi-level system architecture as a necessary condition for eliminating technological conflicts in modern combined power supply systems.

The prospects for further research involve validation of the results through hardware-in-the-loop and field experiments, taking into account grid codes and FRT requirements. Further development of this research direction requires adaptive learning-based VSM/VPP and multiscale stochastic analysis to enhance robustness.

REFERENCES

- Borodina O., Kryshstal H., Hakova M., Neboha T., Olczak P., Koval V. A conceptual analytical model for the decentralized energy-efficiency management of the national economy. *Polityka Energetyczna*. 2022. Vol. 25. No 1. Pp. 5–22. DOI: <https://doi.org/10.33223/epj/147017>
- Kovalko O., Eutukhova T., Novoseltsev O. Energy-related services as a business: Eco-transformation logic to support the low-carbon transition. *Energy Engineering*. 2022. Vol. 119. No 1. Pp. 103–121. DOI: <https://doi.org/10.32604/EE.2022.017709>
- Atstaja D., Koval V., Grasis J., Kalina I., Kryshstal H., Mikhno I. Sharing model in circular economy towards rational use in sustainable production. *Energies*. 2022. Vol. 15. No 3. 0939. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15030939>
- Matevosyan J., Vital V., O'Sullivan J., Quint R., Badrzadeh B., Prevost T., Huang S. H. Grid-Forming inverters: Are they the key for high renewable penetration? *IEEE Power and Energy Magazine*. 2019. Vol. 17. No 6. Pp. 89–98. DOI: <https://doi.org/10.1109/mpe.2019.2933072>
- Gu Y., Green T. C. Power system stability with a high penetration of inverter-based resources. *Proceedings of the IEEE*. 2022. Pp. 1–22. DOI: <https://doi.org/10.1109/jproc.2022.3179826>
- Ahorsu E. K., Vincent C. C., Mireku O. K., Effah F. B. Power electronic converter control emulating synchronous machine characteristics for renewable energy integration. 2022 IEEE PES/IAS PowerAfrica. 2022. DOI: <https://doi.org/10.1109/poweraf-rica53997.2022.9905349>
- Ahmadimonfared Z., Eichner S. Stability assessment of fully inverter-based power systems using grid-forming controls. *Electronics*. 2025. Vol. 14. No 21. 4202. DOI: <https://doi.org/10.3390/electronics14214202>
- Arévalo P., Ramos C., Rocha A. A systematic review of grid-forming control techniques for modern power systems and microgrids. *Energies*. 2025. Vol. 18. No 14. 3888. DOI: <https://doi.org/10.3390/en18143888>
- Gonçalves R. J. V. F. Low inertia power grids-role of synchronous condensers and power converters with a grid forming function. Master's thesis. Universidade do Porto, Porto, Portugal. 2025. Available at: <https://shorturl.at/fXwPF>
- Salem Q., Fawaz B. B., Aljarrah R., Karimi M. Grid forming converters for low inertia systems—capabilities and limitations: A critical review. *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*. 2025. Pp. 1–30. DOI: <https://doi.org/10.1109/ojies.2025.3566213>
- Waskito F., Wijaya F. D., Firmansyah E. Review of virtual inertia based on synchronous generator characteristic emulation in renewable energy-dominated power systems. *Electricity*. 2025. Vol. 6. No 4. 69. DOI: <https://doi.org/10.3390/electricity6040069>
- Gong M., Liu H., Chen Z., Hart P., Sun D., Gevorgian V., Shah S., Koralewicz P., Wallenhorst J., Kim J., Groß D. Advanced grid-forming (GFM) inverter controls, modeling and system impact study for inverter dominated grids. GE Vernova Operations, LLC. Niskayuna, NY, USA. 2024. DOI: <https://doi.org/10.2172/2478292>
- Guo Z., Wu W. Matching synchronous machine control for improving active support of grid-forming PV systems with enhanced DC voltage dynamics. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*. 2024. Vol. 13. No 1. Pp. 179–189. DOI: <https://doi.org/10.35833/mpce.2023.000624>
- Kenyon R. W., Sajadi A., Bossart M., Hoke A., Hodge B.-M. Interactive power to frequency dynamics between grid-forming inverters and synchronous generators in power electronics-dominated power systems. *IEEE Systems Journal*. 2023. Pp. 1–12. DOI: <https://doi.org/10.1109/jsyst.2023.3257284>
- Khan S. A., Wang M., Su W., Liu G., Chaturvedi S. Grid-Forming converters for stability issues in future power grids. *Energies*. 2022. Vol. 15. No 14. 4937. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15144937>
- Knobloch A., Hardt C., Falk A., Bülo T., Scheurich S., Khalfet C., Bhattia R. Synchronous energy storage system with inertia capabilities for angle, voltage and frequency stabilization in power grids. 11th Solar & Storage Power System Integration Workshop (SIW 2021). Institution of Engineering and Technology, London, UK. 2021. DOI: <https://doi.org/10.1049/icp.2021.2486>
- Kenyon R. W. The renewables driven intersection of power systems and power electronics: dynamics, simulation, and novel frequency control. Doctoral dissertation. University of Colorado at Boulder, Boulder, USA. 2022. Available at: <https://shorturl.at/xpomid>
- Azizi Aghdam S., Agamy M. Virtual oscillator-based methods for grid-forming inverter control: A review. *IET Renewable Power Generation*. 2022. Vol. 16. No 5. Pp. 835–855. DOI: <https://doi.org/10.1049/rpg2.12398>
- Zhou Z. Inverter control methods to support renewable rich power grids and enhance system stability. Doctoral dissertation. Texas A&M University, College Station, USA. 2022. Available at: <https://oaktrust.library.tamu.edu/items/67bbd7c7-19c2-4093-96a5-03a38ec76f70>
- Westman J. Grid forming inverters for microgrid operation enhancement. Doctoral dissertation. Clemson University, Clemson, USA. 2025. Available at: <https://shorturl.at/w7W8L>
- Ebinyu E., Abdel-Rahim O., Mansour D.-E. A., Shoyama M., Abdelkader S. M. Grid-Forming control: Advancements towards 100% inverter-based grids—a review.

- Energies. 2023. Vol. 16. No 22. 7579. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16227579>
22. Smith C., Gargoom A., Arif M. T., Haque M. E. Control techniques for grid forming inverters: A comparative analysis. 2022 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS). IEEE, Detroit, USA. 2022. DOI: <https://doi.org/10.1109/ias54023.2022.9939796>
23. Kang S., Chang M., You D., Jang G. Data-Driven dynamic modeling of virtual power plants with GFM and GFL inverters using GCN-LSTM networks under system topological changes. *International Transactions on Electrical Energy Systems*. 2025. Vol. 2025. No 1. DOI: <https://doi.org/10.1155/etep/9587360>
24. Soleimani H., Aziz A., Uddin S. M. M., Ghahramani M., Habibi D. Decentralised consensus control of hybrid synchronous condenser and grid-forming inverter systems in renewable-dominated low-inertia grids. *Energies*. 2025. Vol. 18. No 14. 3593. DOI: <https://doi.org/10.3390/en18143593>
25. Pattabiraman D. Impact of inverter control on the dynamic performance of power systems with high penetration of inverter-based resources. University of Wisconsin-Madison, Madison, USA. 2020. Available at: <https://shorturl.at/pHxRL>
26. Anttila S., Döhler J. S., Oliveira J. G., Boström C. Grid forming inverters: A review of the state of the art of key elements for microgrid operation. *Energies*. 2022. Vol. 15. No 15. 5517. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15155517>
27. Yan S., Meehagapola L., Yang Y., Blaabjerg F. Grid-Supporting renewable energy systems with power electronics interfaces. *IEEE Open Journal of Power Electronics*. 2025. Pp. 1–33. DOI: <https://doi.org/10.1109/ojpel.2025.3615123>
28. Hepburn K. A. Modeling & small signal analysis of grid forming inverter. University of Arkansas. Fayetteville. USA. 2023. Available at: <https://shorturl.at/ZglbO>
29. Dörfler F., Groß D. Control of low-inertia power systems. *Annual Review of Control, Robotics, and Autonomous Systems*. 2022. Vol. 6. No 1. DOI: <https://doi.org/10.1146/annurev-control-052622-032657>
30. Dolado Fernández J., Eloy-García J., Arnaltes Gómez S., Kouro S., Renaudineau H., Rodríguez Amenedo J. L. Virtual flux control methods for grid-forming converters: A four-method comparison. *Applied Sciences*. 2025. Vol. 15. No 9. 5157. DOI: <https://doi.org/10.3390/app1509515>
31. Fernández J. D., Navarro E. R., Amenedo J. L. R., Eloy-García J., Gómez S. A. Operation of a grid-forming converter controlled by the flux vector. *IEEE Access*. 2025. Vol. 13. Pp. 1. DOI: <https://doi.org/10.1109/access.2025.3526752>
32. Market reports. ENTSO-E. 2025. Available at: <https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/>
33. Zhang H., Xiang W., Lin W., Wen J. Grid forming converters in renewable energy sources dominated power grid: Control strategy, stability, application, and challenges. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*. 2021. Vol. 9. No 6. Pp. 1239–1256. DOI: <https://doi.org/10.35833/mpce.2021.000257>
34. Bikdeli E., Islam M. R., Rahman M. M., Muttaqi K. M. State of the art of the techniques for grid forming inverters to solve the challenges of renewable rich power grids. *Energies*. 2022. Vol. 15. No 5. 1879. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15051879>
35. Lyu X., Groß D. Grid forming fast frequency response for pmsg-based wind turbines. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 2023. Pp. 1–16. DOI: <https://doi.org/10.1109/tste.2023.3263858>
36. Riaz N., Peltonen L., Repo S., Järventausta P. Impact of inertia emulation and droop control on frequency dynamics of inverter-based microgrids. 2025 IEEE Energy Conversion Conference Congress and Exposition (ECCE). IEEE, Birmingham, UK. 2025. Pp. 1–8. DOI: <https://doi.org/10.1109/ecce58356.2025.11259713>
37. Mohammed N., Udawatte H., Zhou W., Hill D., Bahrani B. Grid-Forming inverters: A comparative study of different control strategies in frequency and time domains. *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*. 2024. Pp. 1–32. DOI: <https://doi.org/10.1109/ojies.2024.3371985>
38. Zeeshan M. Small-signal modeling and stability analysis of inverter-dominated power system. Doctoral dissertation. King Abdullah University of Science and Technology, Thuwal, Saudi Arabia. 2024. DOI: <https://doi.org/10.25781/KAUST-53K80>
39. Farkas T. J., Hossain E. Ensuring resilience in grid-forming photovoltaic systems: Modeling and mitigation of temporary overvoltages. *IEEE Access*. 2025. Vol. 13. Pp. 177318–177334. DOI: <https://doi.org/10.1109/access.2025.3620684>
40. Wang Z., Shan Y., Zhu Y., Liu R., Gu Y. Spatio-temporal frequency distribution analysis in systems with grid-forming and grid-following inverters: a new perspective from frequency domain. *IEEE Access*. 2025. Vol. 13. Pp. 87999–88011. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2025.3571481>
41. Brambilla A. M., Giudice D. D., Bizzarri F. Improved stability of a grid-following converter controller supplying virtual inertia and damping. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2025. Pp. 1–12. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpwrd.2025.3532097>