

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
КРИВОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИЙ ФАКУЛЬТЕТ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ІНЖЕНЕРІЇ

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до кваліфікаційної роботи магістра
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
освітньо-професійна програма
«Системи електропостачання промислових підприємств, міст та локальних
об'єктів»

На тему: «АНАЛІЗ СПОСОБІВ ЗБІЛЬШЕННЯ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ
ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ В ЕЛЕКТРОМЕРЕЖАХ З ВІТРОВИМИ
ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯМИ»

КНУ.МР.141.25.667с-01

Здобувач
групи СЕП-24м

/підпис/

Володимир АНТОНОВ

/ім'я, прізвище/

Завідувач кафедри:
д.т.н., проф.

/підпис/

Олег СІНЧУК

/ім'я, прізвище/

Керівник:
к.т.н., доц.

/підпис/

Олексій МИХАЙЛЕНКО

/ім'я, прізвище/

Гарант ОП:
к.т.н., доц.

/підпис/

Олексій МИХАЙЛЕНКО

/ім'я, прізвище/

Криворізький національний університет
Факультет: *електротехнічний*
Освітній рівень: *магістр*
Спеціальність: *141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка*

**ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ
ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ**
Антонова Володимира Анатолійовича

1. Тема роботи: Аналіз способів збільшення пропускної здатності ліній електропередачі в електромережах з вітровими електростанціями
2. Строк подання студентом роботи: 16 грудня 2025 р.
3. Мета та завдання кваліфікаційної роботи: полягає у дослідженні ефективності методів підвищення пропускної здатності ліній електропередачі в електромережах з вітровими електростанціями для підвищення якості електропостачання
4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно розробити):
I. Загальні дані про способи підвищення пропускної здатності ліній електропередачі; II. Створення моделі для аналізу підвищення пропускної здатності електромережі з вітровою електростанцією; III. Оцінювання впливу послідовної компенсації на якість електропостачання в системі з вітроелектростанцією
5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):
Статичні характеристики вітротурбіни; Модель енергетичного каналу ВЕУ; Система керування асинхронного генератора подвійного живлення ВЕУ; Моделі енергосистеми з вітроелектростанцією; Вплив ємності пристрою продольної компенсації на якість роботи електричної мережі та ВЕС при сталій швидкості вітру; Вплив швидкості вітру на якість роботи електричної мережі та ВЕС при сталій ємності продольного компенсатора; Вплив кута керування тиристорно-керованого компенсатора на якість роботи електромережі та ВЕС при сталому вітрі

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Консультант	Дата, підпис	
		Завдання видав	Завдання прийняв
I	Олексій МИХАЙЛЕНКО		
II	Олексій МИХАЙЛЕНКО		
III	Олексій МИХАЙЛЕНКО		

7. Календарний план

№	Етапи роботи	Термін виконання
1	Обробка літератури	01.09.2025–14.09.2025
2	Виконання розділу 1	15.09.2025–01.10.2025
3	Виконання розділу 2	02.10.2025–25.10.2025
4	Виконання розділу 3	26.10.2025–14.11.2025
5	Завершення оформлення роботи	15.11.2025–24.11.2025
6	Антиплагіатна перевірка	25.11.2025–16.12.2025
7	Підготовка презентації та доповіді	16.12.2025–17.12.2025

Дата видачі завдання: 01.09.2025 р.

Здобувач вищої освіти _____

Володимир АНТОНОВ

Керівник роботи _____

Олексій МИХАЙЛЕНКО

АНОТАЦІЯ

У роботі досліджено вплив послідовної компенсації на підвищення пропускної здатності електричних мереж, до складу яких входять вітроелектростанції з двосторонньо живленими асинхронними генераторами.

Об'єкт дослідження – електроенергетична система з вітроелектростанцією, підключеною до мережі через лінію електропередачі з елементами послідовної компенсації.

Предмет дослідження – вплив параметрів послідовної компенсації, зокрема, конденсаторних батарей або тиристорно-керованого компенсатора, на якість електропостачання, стійкість та пропускну здатність системи з вітровою генерацією.

Представлено аналітичний огляд сучасного стану вітроенергетики в Україні, принципів побудови вітроенергетичних установок, методів компенсації реактивної потужності та засобів стабілізації роботи енергосистеми при підключенні вітрових джерел енергії. На основі аналізу створено математичну та симуляційну модель вітроелектростанції з послідовною компенсацією лінії електропередачі у середовищі MATLAB/SimscapPowerSystems, у якій реалізовано систему керування двосторонньо живленим генератором, а також модулі послідовної компенсації на базі конденсаторів або тиристорно-керованого послідовного компенсатора. Проведено моделювання режимів роботи системи за різних швидкостей вітру та рівнів компенсації, виконано оцінку стабільності, коливальності напруги, потужності та струмів у лінії. Отримані результати показали, що оптимальний вибір параметрів компенсації дозволяє підвищити ефективність передачі електроенергії, зменшити втрати та запобігти виникненню субсинхронних резонансних коливань.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: ЕЛЕКТРОМЕРЕЖА, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ, ВІТРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, ПРОПУСКНА ЗДАТНІСТЬ, ПОСЛІДОВНА КОМПЕНСАЦІЯ.

ЗМІСТ

Анотація	2
Вступ.....	5
Розділ 1. Загальні дані про способи підвищення пропускної здатності ліній електропередачі	7
1.1 Сучасний стан вітроенергетики України	7
1.2 Принципи побудови ВЕС	9
1.3 Загальні дані про послідовну компенсацію	13
1.3.1 Послідовна компенсація із застосування конденсаторів	15
1.3.2 Тиристорно-керувний послідовний компенсатор.....	16
1.4 Сучасні здобутки в галузі послідовної компенсації для підвищення пропускної спроможності ліній електропередачі в електромережах з ВЕС	18
Висновки до розділу 1	23
Розділ 2. Створення моделі для аналізу підвищення пропускної здатності електромережі з вітровою електростанцією.....	25
2.1 Модель електромережі з ВЕС та послідовною компенсацією	25
2.2 Модель аеродинамічних властивостей ВЕУ.....	27
2.3 Побудова системи керування асинхронним генератором ВЕУ.....	32
2.3.1 Керування інвертором на боці ротора.....	32
2.3.2 Керування інвертором на боці мережі	37
2.4 Модель з електромережі з ВЕС і тиристорно-керуваним послідовним компенсатором	41
Висновок до розділу 2	43
Розділ 3. Оцінювання впливу послідовної компенсації на якість електропостачання в системі з вітроелектростанцією.....	44

3.1 Дія ємності послідовної компенсації на роботу електромережі та ВЕС (швидкості вітру незмінна)	44
3.2 Дія швидкості вітру на роботи електромережі та ВЕС (ємність конденсаторів послідовної компенсації незмінна).....	53
3.3 Дія кута керування тиристорно-керованого послідовного компенсатора на роботу електромережі та ВЕС (швидкість вітру незмінна)	61
3.4 Заходів щодо покращення надійності електромереж з ВЕС.....	68
Висновки до розділу 3	69
Висновки	70
Список використаних джерел	72

ВСТУП

У сьогоднішній, коли все більше уваги приділяється інтеграції відновлюваних джерел енергії в енергетичному секторі, особливо гостро постає питання забезпечення стабільної та надійної роботи електромереж.

Вітроенергетика, як один із ключових напрямів «зеленої» енергетики, характеризується значною змінністю генерації, що залежить від природних умов, зокрема швидкості вітру і впливає на роботу електромереж. У таких системах виникають проблеми коливань частоти, зниження напруги в точках підключення, а також збільшення втрат потужності через нерівномірне виробництво енергії.

Одним з найбільших викликів при підключенні великих вітростанцій до електромереж є обмежена пропускна здатність ліній електропередачі, особливо коли ці станції дуже віддалені від приймачів електроенергії. Такі лінії електропередачі часто мають значну довжину, високий індуктивний опір та, як наслідок, великі втрати напруги та обмежену здатність передавати потужність. У таких системах виникають проблеми коливань частоти, зниження напруги в точках підключення, а також збільшення втрат потужності через нерівномірне виробництво енергії.

У цьому контексті актуальним стає застосування пристроїв послідовної компенсації, які дозволяють штучно знизити індуктивний опір лінії шляхом введення ємнісного реактивного опору, що компенсує індуктивну складову. Це не лише підвищує пропускну здатність лінії, але й покращує статичну та динамічну стійкість системи. Крім того, застосування таких пристроїв дозволяє зменшити коливання напруги, які можуть виникати через різкі зміни генерації вітрових установок, а також підвищити здатність системи протистояти коротким замиканням та іншим аварійним режимам.

У разі відсутності ефективних засобів управління потоками потужності та підтримки стійкості, інтеграція великих обсягів вітрової енергії може призвести до зниження надійності енергосистеми, збільшення ризиків

відключень та навіть каскадних аварій. Тому впровадження пристроїв послідовної компенсації є не просто технічним рішенням, а стратегічною необхідністю для забезпечення безперебійного, ефективного та стабільного функціонування енергосистеми в умовах масштабної інтеграції відновлюваних джерел енергії.

РОЗДІЛ 1. ЗАГАЛЬНІ ДАНІ ПРО СПОСОБИ ПІДВИЩЕННЯ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

1.1 Сучасний стан вітроенергетики України

Сучасний стан вітроенергетики України характеризується поєднанням значного потенціалу для подальшого розвитку, наявності вже запущених потужностей та серйозних викликів, пов'язаних із загальною енергетичною кризою, військовими діями та нестабільністю регуляторного середовища. До 2022 року Україна демонструвала стабільний ріст у сфері вітроенергетики, зокрема завдяки діючому «зеленому» тарифу, який створив сприятливі умови для інвестування як вітчизняних, так і іноземних компаній.

На початок 2022 року загальна встановлена потужність вітрових електростанцій (ВЕС) в Україні перевищувала 1,7 ГВт, що робило вітроенергетику другим за обсягом джерелом відновлюваної енергії після сонячної. Основні ВЕС були зосереджені у південних регіонах країни – зокрема в Одеській, Миколаївській, Запорізькій та Дніпропетровській областях, де спостерігаються найсприятливіші вітрові умови. Проте з початком повномасштабної війни багато з цих регіонів опинилися під загрозою або тимчасовою окупацією, що призвело до пошкодження окремих об'єктів інфраструктури, зокрема ліній електропередачі, трансформаторних підстанцій та безпосередньо вітротурбін. Це ускладнило інтеграцію відновлюваних джерел енергії через проблеми з балансуванням та надійністю мережі.

На сьогодні багато існуючих ВЕС працюють у режимі обмеженої генерації через проблеми з експортними можливостями, внутрішнім навантаженням та технічними обмеженнями мережі. Водночас, відновлення та модернізація енергосистеми, зокрема шляхом впровадження сучасних систем управління, засобів гнучкості (наприклад, систем зберігання енергії, гібридних станцій) та рішень для підвищення пропускної здатності

електромереж, створюють передумови для поновлення росту вітроенергетики після завершення війни.

Незважаючи на усі вищезначені несприятливі обставини, вітроенергетика залишається стратегічно важливою для енергетичної незалежності України та її інтеграції до європейських енергетичних ринків, зокрема через синхронізацію з ENTSO-E. Тому останнім часом спостерігається значне поліпшення її стану.

Згідно з існуючими прогнозами, обсяги вітрової генерації в Україні будуть стабільно зростати щороку (рис. 1.1).



Рисунок 1.1 – Сучасний стан та потенціал розвитку вітроенергетики України [1]

Вже до завершення 2025 року очікується, що річне виробництво електроенергії з вітрових джерел подвоїться і досягне рівня 6 ТВт·год при загальній встановленій потужності близько 2,2 ГВт. У наступному, 2026 році, цей показник має збільшитися ще більше – до 9 ТВт·год, а сумарна потужність вітрових електростанцій сягне 2,9 ГВт. Найбільш стрімке зростання планується на 2027–2028 роки: за цей період річне виробництво має зрости до 12 ТВт·год у 2027-му та до 15 ТВт·год у 2028-му. Подальший розвиток галузі передбачає досягнення загальної встановленої потужності на

рівні 6 ГВт до 2030 року, що дозволить виробляти близько 17,5 ТВт·год «зеленої» електроенергії щороку [1].

Україна має значні територіальні ресурси для реалізації таких планів: придатними для розміщення вітростанцій вважаються приблизно 16,5 тисяч квадратних кілометрів земель. Це створює реальні передумови для спорудження сотень нових вітроустановок у різних частинах країни, зокрема у південних і східних областях, де спостерігаються найсприятливіші вітрові умови. Такий великий ресурсний потенціал не лише забезпечить задоволення внутрішнього попиту на електроенергію, а й відкриє можливості для експорту «зеленої» електрики до країн Європейського Союзу, особливо в контексті інтеграції української енергосистеми до європейських електромереж [1].

1.2 Принципи побудови ВЕС

Основним обладнанням, яке виробляє електроенергію на ВЕС, є вітрогенератор або вітроенергетична установка (ВЕУ).

Робота будь-якого вітрогенератора ґрунтується на обертанні вітроколеса під дією вітрового потоку, при цьому обертальний момент через передавальний механізм передається на генераторний вал, де перетворюється на електричну енергію.

Кінетична енергія повітряного потоку, що проходить крізь поперечний переріз площею, визначається його щільністю та швидкістю:

$$W = \rho \frac{v^3 S}{2}. \quad (1.1)$$

де ρ – щільність вітру;

v – швидкість вітру;

S – площа вітрового колеса.

Механічна енергія, яку отримує вітродвигун, залежить від коефіцієнта використання вітрової енергії $\mu = \frac{W_{\text{ед}}}{W}$, що, своєю чергою, визначається конструкцією вітродвигуна та режимом його роботи:

Електрична потужність генератора вітроустановки розраховується з урахуванням радіуса вітроколеса та коефіцієнта корисної дії електромеханічного перетворювача:

$$P_{\text{ел}} = \pi \rho v^3 \frac{R^2}{2} \mu \eta,$$

де R – радіус вітрового колеса;

η – ККД генератора.

За принципом перетворення енергії вітродвигуни поділяють на дві категорії: ті, у яких обертальний момент створюється завдяки різниці сил лобового опору повітряного потоку на лопаті відносно осі обертання, і ті, що приводяться в рух аеродинамічною підйомною силою. До першої групи належать карусельні, роторні та барабанні конструкції, які відрізняються простою будовою, низькою вартістю і невибагливістю в експлуатації, проте через низьку ефективність (коефіцієнт використання вітрової енергії не перевищує 0,18) і тихохідність не набули широкого поширення. Теоретичні розрахунки свідчать, що максимальна потужність досягається, коли робоча поверхня, що сприймає вітровий потік, рухається із швидкістю, яка становить приблизно третину швидкості вітру.

Сьогодні найпоширенішим типом вітрогенератора є крильчаста конструкція, у якій обертальний момент виникає завдяки аеродинамічним силам, що діють на лопаті вітроколеса. Саме такі вітродвигуни виробляють і використовують у більшості країн світу через їхню високу ефективність – коефіцієнт використання вітрової енергії у швидкохідних моделей досягає 0,48.

За конструкцією вітрогенератори поділяють на два типи: з вертикальною і горизонтальною вісями обертання. Перші не потребують переорієнтації й здатні ефективно працювати за будь-якого напрямку вітру. Через широке застосування саме трилопатевих крильчастих вітродвигунів із горизонтальною віссю обертання подальша увага зосереджена на вітроелектростанціях саме такої конструкції. Другі працюють найефективніше, коли потік вітру перпендикулярний до площини обертання лопатей, тому вони обладнуються системами автоматичної орієнтації – зазвичай крилом-стабілізатором або спеціалізованою слідкуючою системою.

Через домінування крильчастих трилопатевих вітродвигунів із горизонтальною віссю обертання подальша увага зосереджена саме на вітроелектростанціях такої конструкції. Залежно від потужності ВЕУ поділяють на великі мережеві установки, що живлять потужні споживачі, та малі автономні системи, призначені для локального електропостачання.

На сьогодні найпоширенішими є саме мережеві вітроелектростанції, що пояснюється вищою енергоефективністю великих установок, зокрема завдяки стабільнішому та потужнішому вітровому потенціалу на висоті веж до 100 метрів, а також можливістю безпосередньої інтеграції в єдину енергосистему. Це дозволяє гнучко узгоджувати обсяги генерації зі споживанням і усуває необхідність у дорогих системах накопичення енергії чи резервному живленні, що є обов'язковими для автономних установок. Для електропостачання окремих або віддалених споживачів використовують малопотужні автономні ВЕУ, які традиційно також виконують із крильчастим вітроколесом і горизонтальною віссю обертання.

Через мінливість вітрового ресурсу автономні вітроелектростанції обов'язково оснащують буферним накопичувачем, зазвичай акумуляторною батареєю, що визначає вимогу до генератора, його вихідна напруга має бути кратною 12 В. У сучасних малопотужних ВЕУ переважно застосовують безредукторні багатополюсні синхронні генератори з постійними магнітами та напівпровідниковим випрямлячем, а для стабілізації напруги й

оптимального заряджання акумуляторів використовують регулятор напруги. Для отримання стандартної змінної напруги застосовують автономний інвертор із підвищувальним трансформатором. Застосування швидкохідних вітродвигунів дозволяє відмовитися від редуктора, що покращує масогабаритні, економічні та експлуатаційні характеристики установки. У номінальному режимі частота обертання вітроколеса може досягати сотень обертів на хвилину, що робить можливим пряме з'єднання з генератором. При цьому швидкохідність вітродвигуна знижується зі збільшенням кількості лопатей, їхньої ширини та кута встановлення відносно площини обертання.

Робота ВЕС під навантаженням визначається графічним перетином характеристик вітрогенератора разом із електричним навантаженням. Тут можливі два режими: із постійною та зі змінною швидкістю обертання, причому останній є ефективнішим, оскільки дозволяє максимально використовувати вітрову енергію при довільній швидкості вітру, забезпечуючи роботу поблизу пікових значень потужності. Саме тому сучасні ВЕУ, як правило, працюють у режимі змінних оборотів і обов'язково оснащуються інвертором для стабілізації вихідної напруги. У конструкції багатьох вітродвигунів, особливо малої потужності, механізми регулювання швидкості обертання або відсутні взагалі, або передбачені лише для обмеження потужності за перевищення номінальної швидкості вітру; окремо реалізовано аварійний захист вітроколеса від вітру під час надзвичайно сильних поривів. Традиційне аеродинамічне регулювання, через поворот ветроголовки або зміну кута встановлення лопатей, обмежує генерацію та частоту обертання при високих швидкостях вітру, що знижує загальну енергоефективність. Натомість сучасні ВЕУ часто відмовляються від такого регулювання, повністю використовуючи вітровий потік у робочому діапазоні, що супроводжується більш широким діапазоном обертів і підвищеними вимогами до міцності конструкції, але забезпечує максимальний коефіцієнт використання вітрової енергії та загальний ККД. Розрахунки свідчать, що такий підхід дозволяє отримувати до 30% більше

електроенергії порівняно з установками із аеродинамічною стабілізацією обертів.

1.3 Загальні дані про послідовну компенсацію

Принцип поздовжньої або послідовної компенсації полягає у зменшенні реактивного індуктивного опору лінії електропередачі шляхом увімкнення в її послідовну схему спеціальних компенсуючих пристроїв, найчастіше конденсаторів або керованих елементів типу тиристорно-керованих послідовних компенсаторів [2].

У звичайному режимі лінія електропередачі має власний індуктивний опір:

$$X_L = \omega L, \quad (1.2)$$

де L – індуктивність лінії,

$\omega = 2\pi f$ – кутова частота мережі.

Цей опір обмежує передавальну здатність потужності між двома вузлами системи.

Активна потужність, що передається лінією, визначається співвідношенням [2]:

$$P = \frac{U_1 U_2}{X_L} \sin(\delta), \quad (1.3)$$

де U_1, U_2 – напруги на кінцях лінії

δ – різниця між кутами фаз цих напруг.

Із (1.2) видно, що чим більший індуктивний опір X_L , тим менше може бути передана потужність при тих самих умовах напруги й кута. Тому зменшення ефективного опору за рахунок послідовної компенсації безпосередньо підвищує пропускну здатність лінії.

З енергетичної точки зору, принцип поздовжньої компенсації полягає у частковому «вирівнюванні» фази струму та напруги в лінії, оскільки реактивна складова зменшується. Це знижує втрати потужності та покращує

коефіцієнт потужності всієї мережі. Таким чином, поздовжня компенсація створює умови для збільшення передавання активної потужності без підвищення напруги або прокладання додаткових ліній. Векторна діаграма (рис. 1.2) показує принцип послідовної компенсації.

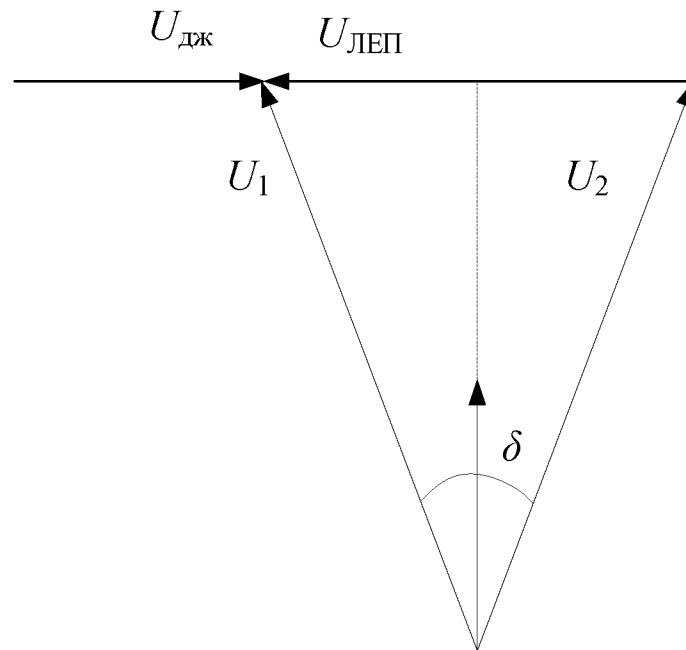


Рисунок 1.2 – Векторна діаграма послідовної компенсації

Отже, принцип поздовжньої компенсації базується на штучному зниженні індуктивного опору лінії шляхом додавання ємнісної реактивності.

Послідовна компенсація також впливає на динамічні характеристики електроенергетичної системи. Вона підвищує кутову стійкість генераторів, зменшує коливання напруги та прискорює відновлення режиму після коротких замикань. У перехідних процесах зменшення реактивного опору дозволяє обмежити коливання потоку потужності між вузлами і стабілізувати фазові зсуви. Проте при надмірній компенсації, коли X_C наближається до X_L , можлива поява субсинхронних резонансних коливань, які виникають через взаємодію ємнісних конденсаторів із механічними резонансними частотами роторів генераторів. Тому рівень компенсації повинен вибиратися

так, щоб забезпечити компроміс між збільшенням передавальної здатності та уникненням нестійкості.

1.3.1 Послідовна компенсація із застосування конденсаторів

Найпростішим варіантом послідовної компенсації є встановлення послідовних конденсаторів. Ємнісний опір $X_C = \frac{1}{\omega C}$ компенсує частину індуктивного опору лінії. Результируючий реактивний опір лінії з послідовною компенсацією визначається як $X_{екв} = X_L - X_C$. Завдяки цьому сумарний опір зменшується, що безпосередньо впливає на величину потужності, яку можна передати через лінію [2]:

$$P = \frac{U_1 U_2}{X_{екв}} \sin(\delta). \quad (1.4)$$

Ефективність компенсації визначається коефіцієнтом компенсації:

$$k_c = \frac{X_C}{X_L}, \quad (1.5)$$

який характеризує частку індуктивного опору, компенсованого ємнісним опором.

Тоді результируючий опір можна записати у вигляді $X_{екв} = X_L(1 - k_c)$, а максимальна передана потужність як [2]:

$$P_{\max} = \frac{U_1 U_2}{X_L(1 - k_c)}. \quad (1.6)$$

При типовому діапазоні компенсації $k_c = 0,3 \dots 0,7$ передавальна здатність лінії може збільшуватися в 1,4...3 рази залежно від ступеня компенсації. Таким чином, при сталих параметрах напруги і фазового зсуву, збільшення веде до пропорційного зростання передавальної здатності лінії.

З точки зору енергетичного балансу, послідовно ввімкнені конденсатори виконують роль локальних джерел реактивної потужності, оскільки вони створюють напругу, що протидіє індуктивному падінню напруги на лінії. Напруга на конденсаторі $U_C = IX_C$ зменшує сумарне падіння напруги вздовж лінії, тому напруга на приймальному кінці стає вищою, а кутова різниця між кінцями лінії – меншою. У результаті лінія передає більше активної потужності при тих самих умовах струму і напруги, а втрати потужності зменшуються.

Однак послідовна компенсація впливає не лише на статичні режими, а й на динаміку електроенергетичної системи. Вона зменшує зсув фаз між напругою та струмом, покращує кутову стійкість генераторів і забезпечує швидше відновлення після збурень. При виникненні короткого замикання або різких змін навантаження послідовна ємність зменшує коливання потужності, стабілізуючи взаємодію між джерелом і навантаженням. Проте надмірна компенсація може спричиняти небезпечні резонансні явища, зокрема субсинхронні коливання, коли частота коливань у системі генераторів вітротурбін співпадає з власними коливаннями конденсатора. Для уникнення цього застосовуються керовані компенсатори, в яких величина змінюється динамічно за допомогою тиристорних ключів, що дозволяє підтримувати стабільність системи навіть при зміні режимів роботи.

1.3.2 Тиристорно-керовний послідовний компенсатор

Звичайна послідовна компенсація має сталу величину X_C , тому не здатна швидко реагувати на зміни режимів у реальному часі, особливо при коливаннях потужності, коротких замиканнях або динамічних змінах генерації у мережах з відновлюваними джерелами.

Тиристорно-керований послідовний компенсатор (ТКПК) усуває цей недолік, дозволяючи плавно регулювати ступінь компенсації. Його структура складається з послідовного конденсатора, шунтованого тиристорно-керованим реактором (ТКР) – котушкою індуктивності, підключеною

паралельно конденсатору через пару зустрічно-паралельно з'єднаних тиристорів. При цьому еквівалентний опір комбінації змінюється залежно від кута вмикання тиристорів α . Змінюючи момент провідності тиристорів протягом півперіоду, можна регулювати струм через реактор, а отже й ефективну ємність усієї системи.

Еквівалентний реактивний опір ТКПК у загальному вигляді визначається як [2]:

$$X_{TKPK} = X_C \left(\frac{X_L(\alpha)}{X_L(\alpha) - X_C} \right), \quad (1.7)$$

де $X_L(\alpha)$ – індуктивний опір реактора, що залежить від кута керування тиристорів.

При малих кутах вмикання (α близько 90 ел. град.) індуктивність активно проводить струм і компенсує дію конденсатора, тому ефективний опір системи має індуктивний характер. При збільшенні кута керування тиристори проводять меншу частину півперіоду, і ТКПК переходить у ємнісний режим, при якому еквівалентний опір зменшується, а потік активної потужності через лінію зростає.

Таким чином, ТКПК може працювати в кількох режимах: індуктивному, при якому компенсатор фактично збільшує реактивний опір лінії; ємнісному, при якому він його зменшує; і блокованому, коли тиристори вимкнені, а конденсатор працює як звичайний фіксований послідовний елемент. Регулювання в межах цих режимів дозволяє в реальному часі керувати розподілом потужності між паралельними лініями, стабілізувати напругу та зменшувати коливання потоку потужності. Це особливо важливо у мережах з високою часткою вітрової або сонячної генерації, де швидкі зміни потужності вимагають миттєвої реакції компенсувальних пристроїв.

З точки зору динаміки системи, тиристорно-керовані компенсатори відіграють важливу роль у підвищенні кутової та частотної стійкості. При виникненні коротких замикань або швидких збурень ТКПК може тимчасово

зменшити або збільшити компенсацію, запобігаючи втраті синхронізму генераторів. Це досягається зміною ефективного опору $X_{ef} = X_L - X_{ТКПК}$, що змінює передавальну характеристику потужності $P = \frac{U_1 U_2}{X_{ef}} \sin(\delta)$. При зменшенні X_{ef} система здатна передати більшу потужність, а при зростанні X_{ef} – обмежити потік у разі аварійного перевантаження.

Крім того, ТКПК зменшують ризик виникнення субсинхронних резонансів, характерних для звичайних конденсаторних установок, оскільки їхня реактивність може адаптивно змінюватися відповідно до коливань у системі. Це забезпечує більш плавну взаємодію між електромеханічними коливаннями роторів генераторів вітротурбін і електричними параметрами мережі.

1.4 Сучасні здобутки в галузі послідовної компенсації для підвищення пропускної спроможності ліній електропередачі в електромережах з ВЕС

У роботі [3] на основі огляду літератури розглядаються принципи послідовної компенсації в електропередачах, її переваги для стаціонарного та динамічного режимів роботи енергосистеми, еволюція від механічних перемикачів до сучасних силових електронних пристроїв, а також питання управління, застосування та практичні реалізації; також висвітлено ключові виклики технології у контексті побудови повністю декарбонізованої енергосистеми.

У [4] аналізуються проблеми компенсації ліній електропередачі при інтеграції відновлюваних джерел енергії, методи виявлення та локалізації КЗ у компенсованих і некомпенсованих лініях, а також адаптивні схеми дистанційного захисту, що зменшують негативний вплив компенсації та ВДЕ на мережу, підкреслюючи необхідність розуміння інженерами релейного захисту динаміки таких гібридних систем.

У [5] запропоновано нову адаптивну стратегію керування ковзним режимом вищого порядку (AHOSM) для пригнічення субсинхронних коливань у послідовно компенсованій вітроенергетичній системі з двосторонньо живленим асинхронним генератором (ДЖАГ), де задача демпфування зводиться до керування струмом, розробляються адаптивні закони керування на основі функції Ляпунова, а ефективність методу перевіряється за різних умов – рівнів компенсації, швидкостей вітру, типів коротких замикань та збурень, з порівнянням із ПІ-регулюванням і класичним ковзним режимом першого порядку.

У [6] зазначається, що при передачі електроенергії від ВЕС по послідовно компенсованих лініях може виникати субсинхронний резонанс (ССР), який загрожує стабільності електропостачання та механічній міцності обладнання. Автори розробили модель і стратегію керування уніфікованим контролером потоку потужності (UPFC) на основі dq -розв'язки, дослідили ССР за допомогою методу комплексного крутного моменту та часових симуляцій, і показали, що UPFC з субсинхронними демпфуючими контролерами ефективно зменшує SSR. Встановлено, що послідовний перетворювач UPFC суттєво впливає на резонансні характеристики, тоді як шунтовий – майже не впливає. Дослідження проведено на типовій енергосистемі з інтегрованими вітровими турбінами.

У [7] підкреслюється, що через високу випадковість і переривчастість вітроенергетики зростають вимоги до стабільності таких систем, особливо під час збурень або аварій у мережі, коли легко виникає нестабільність напруги. Для її запобігання пропонується використання STATCOM, який надає реактивну потужність. Моделювання показало, що інтеграція STATCOM значно покращує стабільність роботи вітроенергетичної системи.

У [8] представлено характеристики системи передачі енергії від ВЕС з послідовною компенсацією. На основі аналізу проаналізовано характеристики передачі вітрової енергії за умови послідовної компенсації.

Нарешті, після інтеграції вітрової енергетики досліджуються різні характеристики імпедансу/порядок впливу.

У [9] досліджено вплив різних типів ВЕС на субсинхронні крутильні коливання в умовах часткової заміни традиційної генерації у послідовно компенсованій мережі. Показано, що для вітроелектростанції типу 3 навіть 19% проникнення може спричинити нестабільність через ефекти подвійно живлених індукційних генераторів, але стабільність можна відновити за допомогою металооксидного варистора. Для типу 4 домінуючим чинником є зниження потужності парової турбіни, а допустимий рівень проникнення залежить від демпфування турбіни – за достатнього демпфування він може сягати 87,5%. Автори роблять висновок, що при інтеграції ВЕС до компенсованих ліній слід враховувати не лише коефіцієнт компенсації, а й тип ВЕС та рівень їх проникнення.

У [10] запропоновано аналітичний підхід для оцінки впливу послідовної компенсації на навантаженість повітряної лінії електропередачі. Спочатку розглядаються внутрішні характеристики лінії та будується залежність її навантажуваності від ємнісного реактивного опору, а потім вплив компенсації на потік потужності в мережі. На основі теореми компенсації розроблено швидкий метод розрахунку необхідного ступеня компенсації у замкненій формі. Верифікація на тестових мережах підтвердила точність методу порівняно з класичним оптимальним потоком потужності, що робить його корисним інструментом для планувальників енергосистем.

У [11] досліджено ризик ССР у великих вітроелектростанціях з асинхронними генераторами, підключених до послідовно компенсованих ліній. Для придушення ССР пропонується встановлення STATCOM із спеціальним контролером. На основі лінеаризованої моделі стану простору, побудованої на модифікованому IEEE First SSR Benchmark, проаналізовано власні значення за різних рівнів генерації та компенсації. Результати, підтверджені електромагнітним моделюванням у PSCAD/EMTDC, свідчать,

що SSR дійсно може виникати при високій компенсації, але його можна ефективно згладити за допомогою правильно налаштованого STATCOM.

У [12] досліджено потенціал появи CCP у ВЕС типу 1, підключених одночасно до лінії HVDC на основі LCC і паралельної послідовно компенсованої лінії змінного струму. На основі комбінації еталонних систем CIGRE та IEEE побудовано лінеаризовану динамічну модель, за допомогою якої проаналізовано власні значення та чутливість CCP до параметрів системи. Показано, що регулятор струму випрямляча HVDC не взаємодіє з підсинхронними модами генератора, тому при такій конфігурації CCP малоймовірний. Однак у разі радіального підключення ВЕС лише до компенсованої лінії може виникати CCP через ефект індукційного генератора.

У [13] аналізується вплив послідовного конденсатора на стабільність напруги та якість електроенергії в умовах високого проникнення вітрової генерації. Досліджено провали напруги, здатність до LVRT, гармоніки та мерехтіння для вітроелектростанцій з FSWT і ДЖАГ при наявності послідовної та шунтової компенсації. Моделювання в PowerFactory з урахуванням стандартів IEC показало, що застосування послідовного конденсатора покращує стабільність системи та якість електроенергії.

У [14] порівнюється ефективність шунтової (STATCOM) та послідовної (SSSC) компенсації для підвищення стабільності вітроелектростанцій. Моделювання в Matlab/Simulink на тестовій системі показало, що SSSC може забезпечувати рівень стабілізації напруги в точці спільного включення, порівнянний із STATCOM, але при нижчій номінальній напрузі – за умови оптимального розташування в мережі. Обидва пристрої ефективні, проте вибір між ними залежить від топології мережі та режимів експлуатації.

У [15] представлено програмний підхід до визначення ємнісного опору послідовного конденсатора та оптимального місця його розміщення для досягнення максимальної потужності передачі енергії від ВЕС. Відповідна

програма з прикладами рішень надана для застосування в режимі реального часу.

У [16] досліджено стабільність двосторонньо живлених асинхронних генераторів у послідовно компенсованих мережах на основі детальної моделі стану-простору з урахуванням контурів управління. Проаналізовано вплив коефіцієнтів ПІ-регуляторів, потужності, міцності мережі та рівня компенсації на стійкість системи. Завдяки введенню інваріантів спрощено обчислення нових початкових умов при зміні параметрів, що дозволяє ефективно оптимізувати налаштування управління. Прогнози стабільності, отримані через аналіз власних значень, підтверджені часовим моделюванням у PSCAD/EMTDC.

У [17] запропоновано інтелектуальну схему дистанційного реле для захищення ліній із послідовною компенсацією та інтегрованою вітроелектростанцією, яка використовує лише струмові вимірювання. Виявлення несправностей ґрунтується на знаках різниці амплітуд напівциклів струму, а класифікація – на ознаках, отриманих за допомогою розкладу Фур'є–Бесселя та скорочених методом сингулярного розкладу, з подальшим застосуванням ансамблевого класифікатора. Метод перевірено в MATLAB/Simulink та на реальному часі OPAL-RT, продемонструвавши час відгуку менше 10 мс, точність виявлення 100% та класифікації 99,37%.

У [18] проаналізовано ризик низькочастотних коливань у системах із ДЖАГ-вітроелектростанціями та послідовною компенсацією. На основі реалістичної еталонної мережі побудовано повну аналітичну модель з урахуванням електричних і механічних компонентів. За допомогою аналізу коефіцієнтів участі та чутливості виявлено критичні режими і запропоновано заходи щодо їх усунення шляхом корекції параметрів управління. Також оцінено ефективність скринінгової методики для ранньої оцінки ризику SSR, результати якої узгоджуються з модальним аналізом. Усі висновки підтверджені електромагнітними симуляціями.

У [19] зазначається, що послідовна компенсація часто використовується для підвищення пропускної здатності ліній, що передають енергію від віддалених вітроелектростанцій, але це несе ризик ССР. Автори моделюють систему на основі модифікованої першої еталонної моделі IEEE з повною динамікою перетворювачів ДЖАГ (GSC і RSC), що забезпечує більш точне відтворення SSR порівняно зі спрощеними моделями. Аналіз власних значень та часове моделювання в MATLAB показали вплив ССР за різних умов – зміни швидкості вітру та рівня компенсації.

Пом'якшення та мінімізація впливу явищ, пов'язаних із субсинхронним резонансом у вітроелектростанціях, стали предметом досліджень в області енергетичних систем. У [20] розглядаються такі явища, як ССР, SSCI та SSTI, що спостерігаються в різних типах вітроелектростанцій. Також представлені методи аналізу та пом'якшення їх впливу. Цей огляд допоможе дослідникам у вирішенні проблем, пов'язаних із субсинхронним резонансом у вітроелектростанціях.

У [21] досліджено ССР у вітроелектростанціях з ДЖАГ, підключених до послідовно компенсованої мережі, за допомогою лінеаризованої моделі стану-простору. За аналізом факторів участі, чутливості власних значень та кореневих локусів виявлено ключові параметри SSR. Запропоновано метод його пригнічення на основі віртуального послідовного опору ротора, ефективність якого підтверджено аналізом власних значень та симуляційним моделюванням.

Висновки до розділу 1

Розділ узагальнює сучасний стан вітроенергетики в Україні, принципи побудови вітроелектростанцій, основи послідовної компенсації ліній електропередачі та сучасні наукові підходи до забезпечення стійкості мереж із високою часткою вітрової генерації. Показано, що інтеграція ВЕС вимагає застосування сучасних засобів компенсації, таких як ТКПК, STATCOM, SSSC та інтелектуальних систем управління й захисту, щоб уникнути

субсинхронних резонансів, підвищити пропускну здатність ліній і забезпечити надійну роботу енергосистеми.

РОЗДІЛ 2. СТВОРЕННЯ МОДЕЛІ ДЛЯ АНАЛІЗУ ПІДВИЩЕННЯ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ З ВІТРОВОЮ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЄЮ

2.1 Модель електромережі з ВЕС та послідовною компенсацією

Спрощено модель вітроенергетичної системи (ВЕС), яка підключена до електричної мережі за допомогою радіальної ЛЕП, що містить елементи послідовної компенсації показано на рис. 2.1.

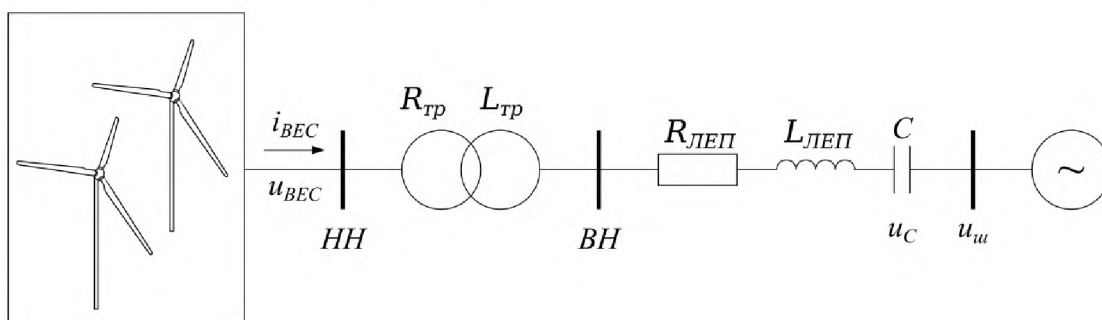


Рисунок 2.1 – Схема електромережі з ВЕС

У такій моделі враховано основні електромагнітні процеси, які відбуваються під час передачі потужності від генератора вітроустановки до точки приєднання в мережі, однак опущено другорядні нелінійні ефекти для спрощення аналізу.

Послідовна компенсація реалізується за допомогою включення в лінію конденсаторів або тиристорно-керованих компенсаторів, що зменшують її індуктивний опір і, відповідно, підвищують ефективність передачі потужності. Це дозволяє зменшити спад напруги на ЛЕП, покращити стабільність напруги в точці приєднання ВЕС до мережі та підвищити пропускну здатність лінії без необхідності збільшення перерізу провідників.

У спрощеній моделі розглядаються основні параметри вітрогенератора, система керування електричною потужністю, динаміка напруги та струмів у лінії, а також вплив коефіцієнта компенсації на стійкість системи. Такий підхід дає змогу досліджувати режими роботи ВЕС при змінних швидкостях

основі IGBT змінного/постійного/змінного струму (рис. 2.3). Обмотка статора підключена безпосередньо до мережі 50 Гц, тоді як ротор живиться зі змінною частотою через перетворювач змінного/постійного струму. ДЖАГ дозволяє отримувати максимальну енергію від вітру при низьких швидкостях вітру шляхом оптимізації швидкості турбіни, мінімізуючи при цьому механічні навантаження на турбіну під час поривів вітру.

Система керування використовує контролер моменту для підтримки швидкості. Проаналізуємо її пізніше.

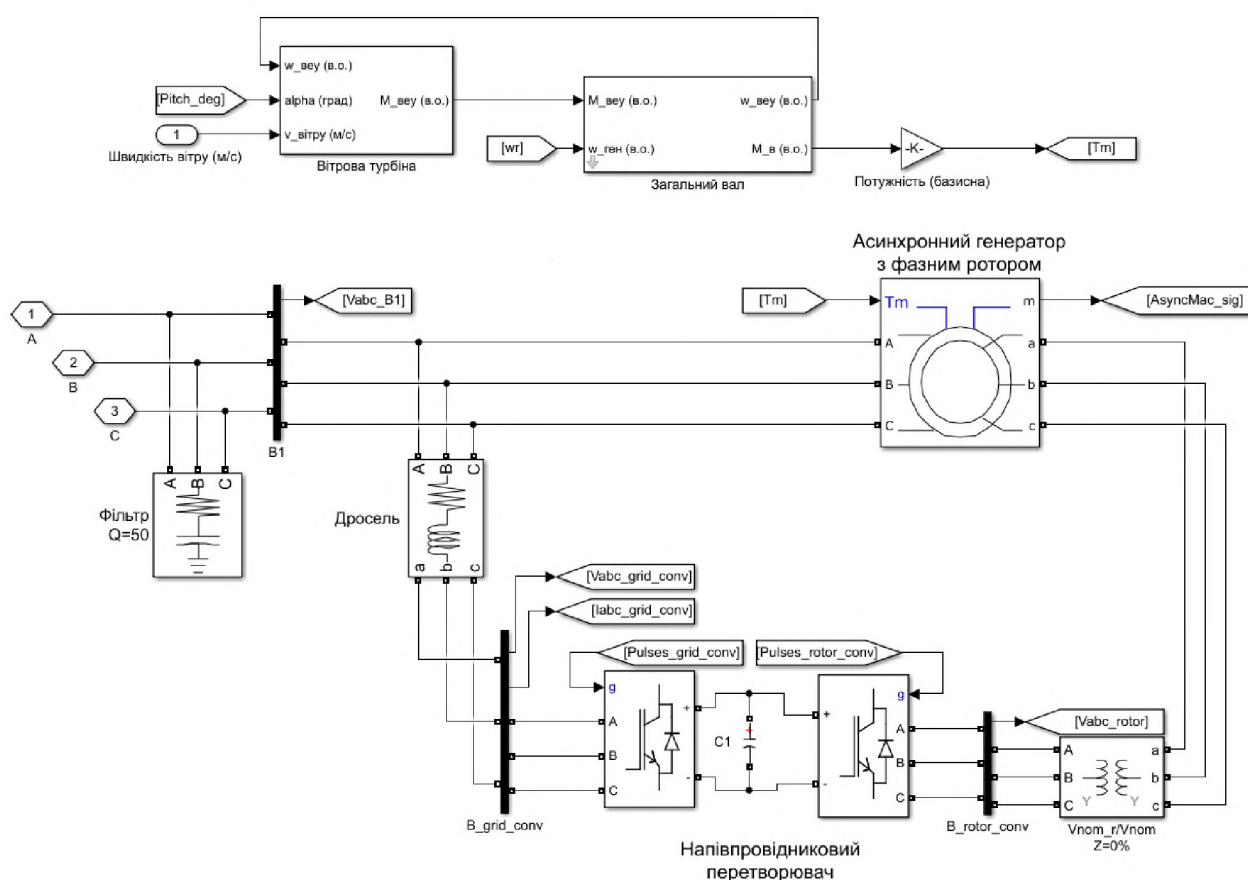


Рисунок 2.3 – Модель електричної частини ВЕУ

Швидкість вітру при симуляції може регулюватися. Реактивна потужність, що виробляється вітровою турбіною також регулюється.

2.2 Модель аеродинамічних властивостей ВЕУ

Вітроенергетична установка виробляє електроенергію, перетворюючи кінетичну енергію вітру, що охоплює зону обдування лопатей. Коли

повітряний потік зустрічається з лопатями пропелерної горизонтальної вітротурбіни, на них виникає аеродинамічна підйомна сила, яка приводить вітроколесо в обертання. Цю підйомну силу, а отже й швидкість обертання ротора, можна регулювати шляхом зміни кута атаки – нахилу лопатей відносно напрямку вітру. Обертальний рух передається валом усередині гондоли до редуктора, який підвищує частоту обертання до рівня, необхідного для ефективної роботи електричного генератора.

Вироблена генератором електроенергія надходить на трансформатор, що підвищує напругу до стандартного рівня розподільної мережі, забезпечуючи її подальше передавання споживачам.

Потужність ВЕУ:

$$P(v) = 0,5 C_p(\lambda, \alpha) \rho S v^3, \quad (2.1)$$

де $C_p(\lambda, \alpha)$ – ефективність використання вітру;

S – площа вітроколеса;

v – швидкість вітру;

ρ – щільність повітря.

C_p визначаємо за виразом:

$$C_p = \frac{P_{BEU}}{P_e}, \quad (2.2)$$

де P_e – вітрова потужність;

P_{BEU} – потужність ВЕУ.

C_p обчислюємо аналітично:

$$C_p(\lambda, \alpha) = C_1 (C_2 - C_3 \alpha - C_4 \alpha^{1,5} - C_5) e^{-C_6}; \quad (2.3)$$

де α – кут повертання лопатей вітроколеса;

λ – відношення швидкостей наконечника лопаті і вітру:

$$\lambda = \frac{\omega R}{v}, \quad (2.4)$$

де ω – швидкість вітроколеса; R – радіус вітрового колеса.

Коефіцієнти за [22] беруться як $C_1 = 0,5$, $C_2 = 116/\lambda_i$, $C_3 = 0,4$, $C_4 = 0$, $C_5 = 5$ і $C_6 = 21/\lambda_i$:

$$\lambda_i = \frac{(\alpha^3 + 1) - 0,035(\lambda + 0,08\alpha)}{(\alpha^3 + 1)(\lambda + 0,08\alpha)}, \quad (2.5)$$

$C_p(\lambda, \alpha)$ і λ дозволяють узагальнено описувати роботу вітроколеса ВЕУ будь-якої конструкції. При фіксованій швидкості вітру функція $C_p(\lambda, \alpha)$, що відповідає сталій кутовій частоті обертання вітроколеса, досягає певного максимального значення, яке, у свою чергу, змінюється разом із коливаннями швидкості вітру. Це означає, що шляхом цілеспрямованого регулювання швидкості вітротурбіни підтримується оптимальне значення коефіцієнта ефективності перетворення вітрової енергії в електричну за різних умов.

Варіюючи $C_p(\lambda, \alpha)$ і λ , можна побудувати характеристику ВЕУ (рис. 2.4), яка наочно демонструє, що пік ефективності досягається за певних значень цих коефіцієнтів.

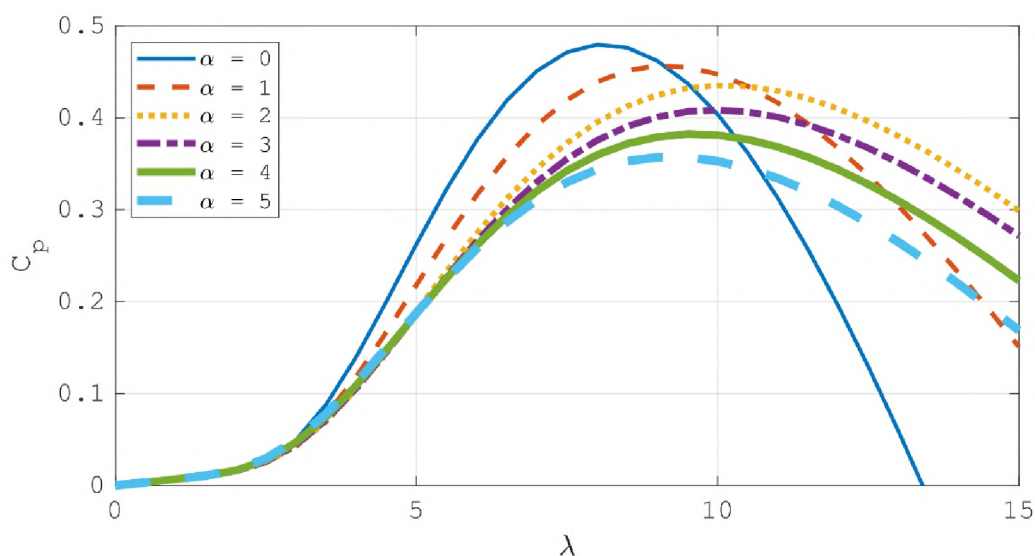


Рисунок 2.4 – Статичні характеристики ВЕУ

Зокрема, максимальне $C_{p\max} = 0,475$ спостерігається при конкретних $\alpha = 0^\circ$ і $\lambda = 8,2$ куті встановлення лопатей, що підтверджується графічно на наведеній залежності.

Модель перетворення вітрової енергії ВЕУ у MATLAB показується на рис. 2.5.

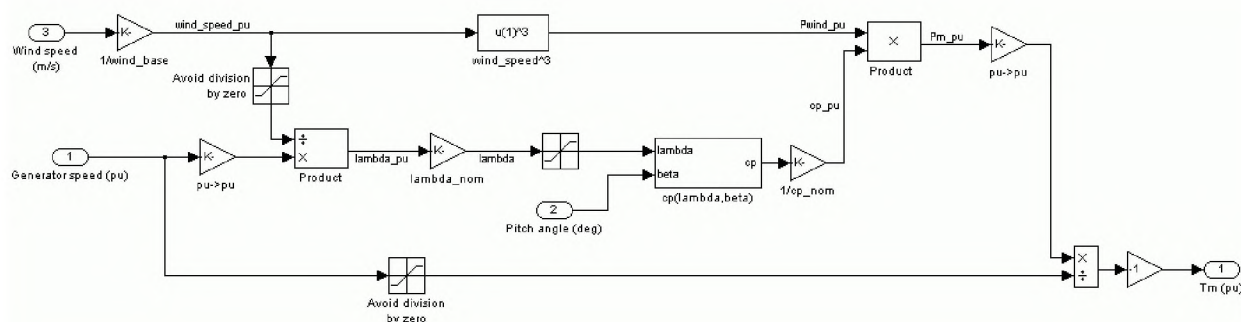


Рисунок 2.5 – Модель перетворення вітрової енергії вітротурбіною [23]

Іншою характеристикою ВЕУ виступає крива потужності, зображена на рис. 2.6, що відображає функціональний зв'язок між електричною потужністю, що виробляється агрегатом, та швидкістю вітру в умовах його роботи. Тут крива побудована для ВЕУ GE Vernova GE 1.5sle 1,5 МВт фірми General Electric, що буде використана в симуляційній моделі BEC.

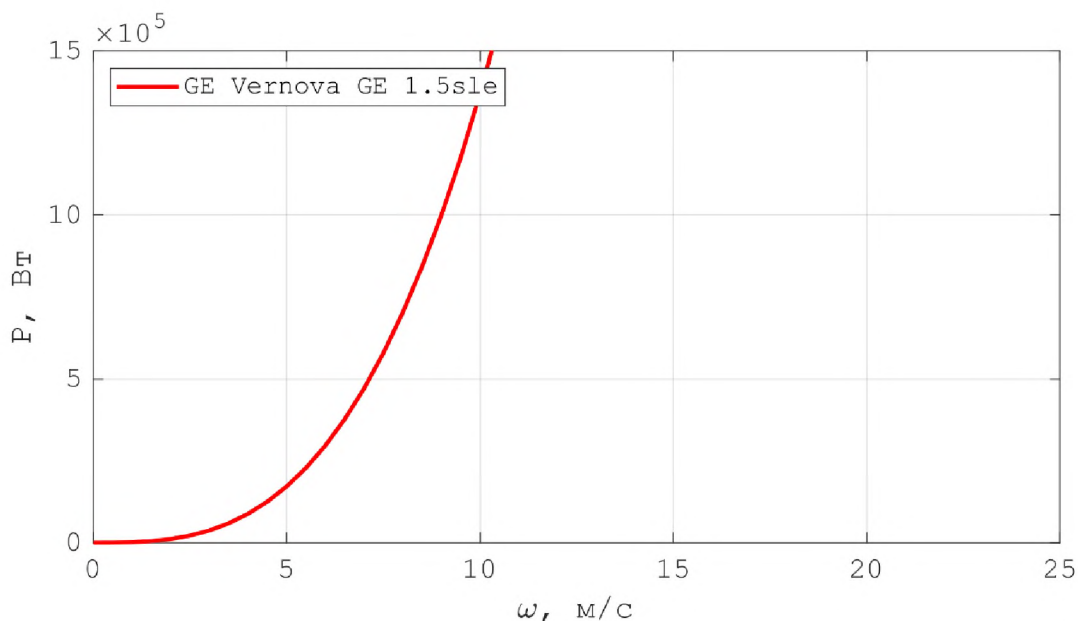


Рисунок 2.6 – Крива потужності ВЕУ

Крива має три ключові точки, що визначають її робочий діапазон: мінімальна швидкість вітру, починаючи з якої ВЕУ здатна генерувати електроенергію; швидкість вітру, за якої досягається номінальна потужність генератора; та гранична швидкість вітру, за якої експлуатація вітротурбіни ще допустима з огляду на механічні навантаження на конструкцію та вимоги безпеки.

Ці значення обираються на стадії проектування конструкторами виходячи з балансу між максимально можливим енерговиробництвом, міцністю елементів конструкції та економічною доцільністю, адже підвищення міцності призводить до істотного зростання вартості установки. Криві потужності, що відображають залежність вихідної електричної потужності від швидкості вітру, надаються виробниками у технічній документації на ВЕУ, але їх також можна отримати експериментально. Для цього анемометр розміщується на щоглі поблизу, але не на самій вітротурбіні, щоб уникнути спотворення показань, спричиненого турбулентністю повітряного потоку у зоні роботи лопатей.

2.3 Побудова системи керування асинхронним генератором ВЕУ

Загальний вид системи керування показаний на рис. 2.7.

2.3.1 Керування інвертором на боці ротора

Побудова системи керування ДЖАГ у складі ВЕУ потужністю 1,5 МВт на стороні ротора ґрунтується на векторному керуванні струмами ротора в системі координат, синхронній з магнітним полем статора (див. рис. 2.8). ДЖАГ має статор, безпосередньо підключений до мережі змінного струму з напругою $U_s = 690 \text{ В}$ та частотою $f_s = 50 \text{ Гц}$, і ротор, який живиться через двонаправлений перетворювач змінного струму в змінний (АС-DC-АС) із ШІМ-керуванням. Цей перетворювач складається з двох частин: перетворювача на стороні ротора (ПСР) і перетворювача на стороні мережі (ПСМ), з'єднаних через постійну шину напруги U_{DC} .

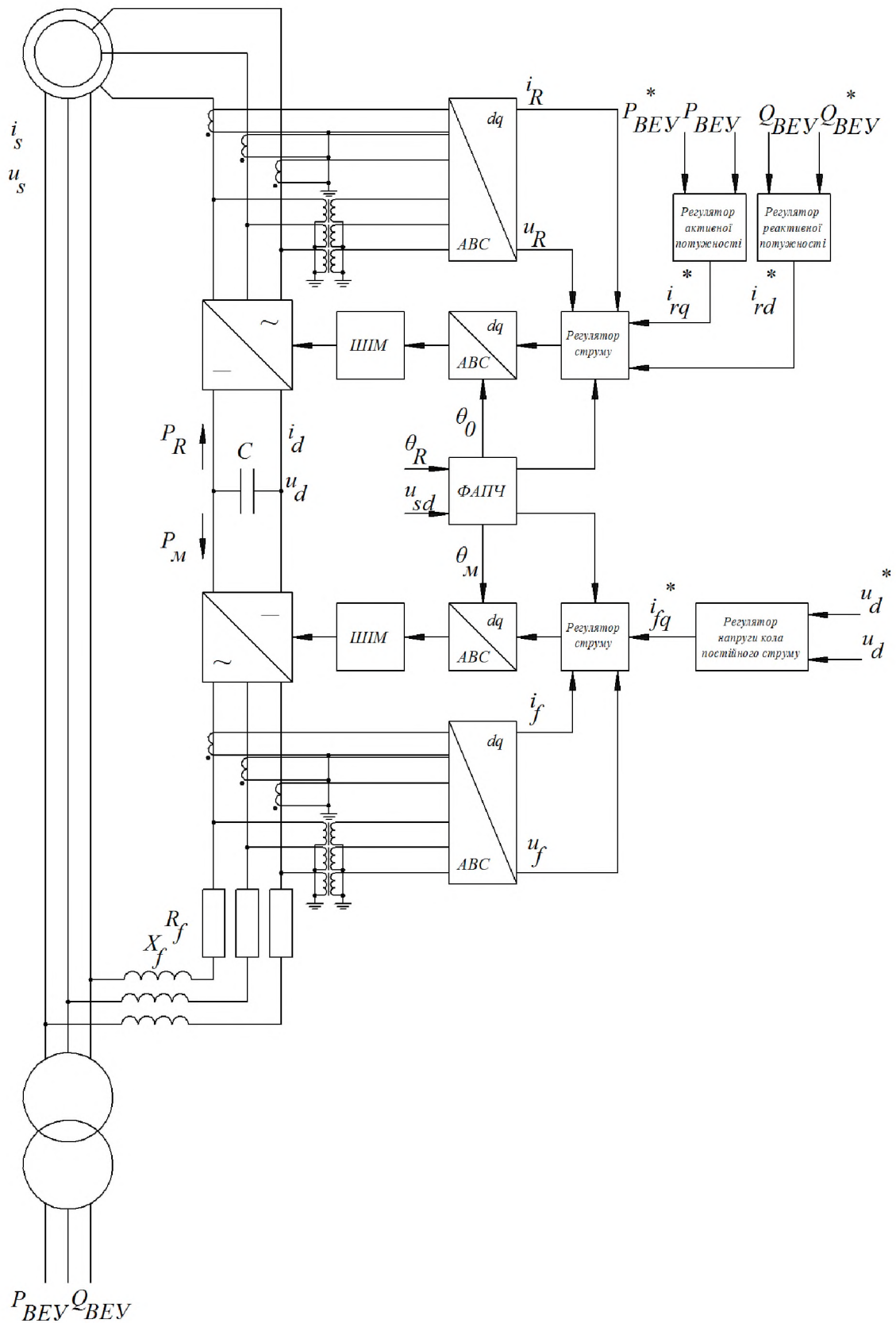


Рисунок 2.7 – Структурна схема ДЖАГ з системою керування

ПСП забезпечує регулювання активної та реактивної потужності, які обмінюються між генератором і мережею, а перетворювач на стороні мережі стабілізує напругу постійного струму та підтримує синхронізацію з мережею.

Векторне керування реалізується шляхом перетворення фазних величин ротора у двовимірну систему координат dq , орієнтовану за потоком статора. У такій системі потокозчеплення статора ψ_s прикладене вздовж осі d , тому $\psi_{sq} = 0$. Математичний опис ДЖАГ у цій системі координат задається рівняннями:

$$\begin{aligned} u_{sd} &= R_s i_{sd} + \frac{d\psi_{sd}}{dt} - \omega_s \psi_{sq}; \\ u_{sq} &= R_s i_{sq} + \frac{d\psi_{sq}}{dt} - \omega_s \psi_{sd}; \\ u_{rd} &= R_r i_{rd} + \frac{d\psi_{rd}}{dt} - (\omega_s - \omega_r) \psi_{rq}; \\ u_{rq} &= R_r i_{rq} + \frac{d\psi_{rq}}{dt} - (\omega_s - \omega_r) \psi_{rd}, \end{aligned} \quad (2.6)$$

де R_s і R_r – опори статора і ротора,

ω_s – синхронна кутова частота,

ω_r – механічна кутова швидкість ротора,

$\psi_{sd}, \psi_{sq}, \psi_{rd}, \psi_{rq}$ – складові потокозчеплень.

Потокозчеплення:

$$\begin{aligned} \psi_{sd} &= L_s i_{sd} + L_m i_{rd}; \\ \psi_{sq} &= L_s i_{sq} + L_m i_{rq}; \\ \psi_{rd} &= L_r i_{rd} + L_m i_{sd}; \\ \psi_{rq} &= L_r i_{rq} + L_m i_{sq}, \end{aligned} \quad (2.7)$$

де L_s, L_r – власні індуктивності статора та ротора;

L_m – магнітна взаємоіндуктивність.

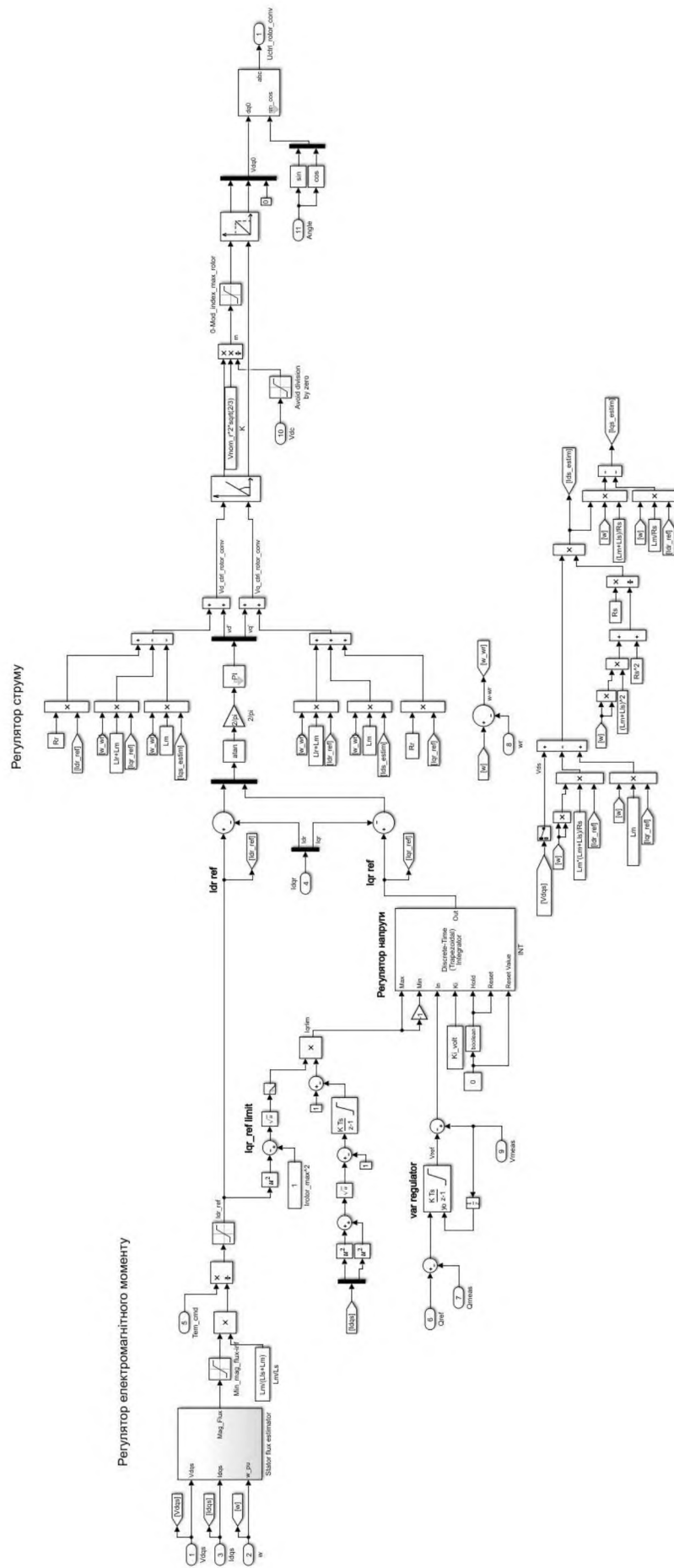


Рисунок 2.8 – Система керування ПСР

Електромагнітний момент, що розвивається машиною, виражається через струми в системі координат:

$$M_e = \frac{3}{2} \frac{p}{2} L_m (i_{sq} i_{rd} - i_{sd} i_{rq}), \quad (2.8)$$

де p – кількість пар полюсів.

У випадку орієнтації за потоком статора ($\psi_{sq} = 0$), електромагнітний момент спрощується:

$$M_e = \frac{3}{2} \frac{p}{2} \frac{L_m}{L_s} \psi_{sd} i_{rq}, \quad (2.9)$$

що показує, що момент прямо пропорційний q-компоненті роторного струму i_{rq} , тоді як d-компонента i_{rd} впливає на величину потокозчеплення та реактивну потужність. Таким чином, регулювання i_{rq} дозволяє керувати активною потужністю, а i_{rd} – реактивною.

ПСР вимірює напругу і струм ротора, перетворює їх у координати dq та порівнює з опорними значеннями, що надходять від регуляторів потужності. Регулятори активної та реактивної потужності мають вигляд пропорційно-інтегральних (ПІ) контролерів, вихід яких формує опорні струми i_{rq}^* і i_{rd}^* .

Отримані опорні значення порівнюються з фактичними струмами ротора, і за різницею формується керуюча дія для модуляції ШІМ інвертора ротора.

Модульований сигнал з частотою:

$$f_r = s f_s, \quad (2.10)$$

де $s = (\omega_s - \omega_r) / \omega_s$.

2.3.2 Керування інвертором на боці мережі

Перетворювач на стороні мережі ПСМ виконує підтримання сталої напруги U_{DC} на шині постійного струму, регулюючи потік активної потужності між перетворювачем і мережею. Керування ПСМ здійснюється також у координатах dq , орієнтованих за напругою мережі, де компонент i_{md} визначає активну потужність, а i_{mq} – реактивну.

Регулювання активної потужності відбувається для стабілізації U_{DC} за законом:

$$P_{DC} = \frac{U_{DC}}{R_{DC}} + C_{DC} \frac{dU_{DC}}{dt}, \quad (2.11)$$

що забезпечує енергетичний баланс у системі.

Основне завдання системи керування ПСМ (рис. 2.9) полягає у стабілізації напруги постійного струму U_{DC} і регулюванні обміну реактивною потужністю між генератором і мережею. Керування реалізується за допомогою векторного керування струмами у dq -системі координат, синхронній із напругою мережі. Для цього вимірюється трифазна напруга мережі u_A, u_B, u_C і за допомогою перетворень Парка-Горєва вона перетворюється у складові u_{md} і u_{mq} , де вісь d орієнтована вздовж миттєвого вектора напруги мережі, тому $u_{mq} = 0$. Струми мережі також перетворюються у ті ж координати i_{md} і i_{mq} .

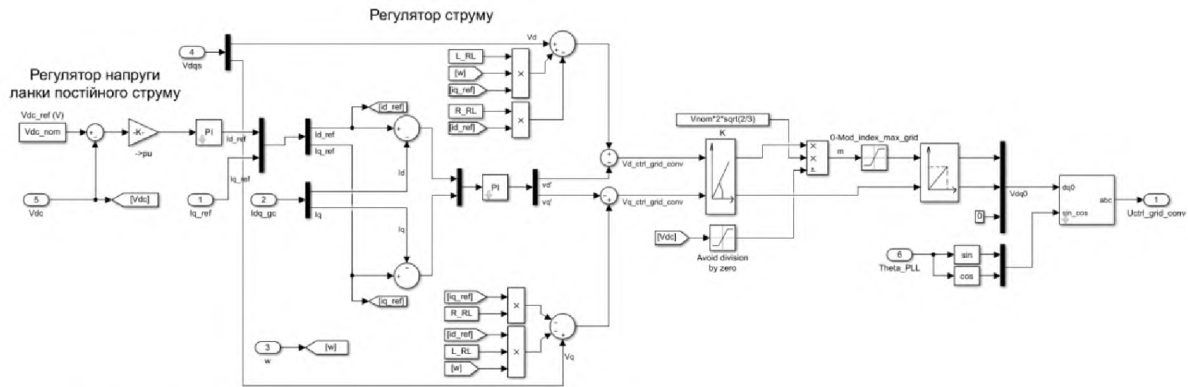


Рисунок 2.9 – Система керування ПСМ

У такому разі активна потужність, що обмінюється між перетворювачем і мережею:

$$P_M = \frac{3}{2} (u_{md} i_{md} + u_{mq} i_{mq}) \approx \frac{3}{2} u_{md} i_{md}, \quad (2.12)$$

а реактивна потужність визначається як

$$P_M = \frac{3}{2} (u_{mq} i_{md} - u_{md} i_{mq}) \approx -\frac{3}{2} u_{md} i_{mq}. \quad (2.13)$$

Звідси випливає, що активна потужність контролюється через компоненту i_{md} , а реактивна через i_{mq} .

ПСМ підключений до фільтра з індуктивністю L_f , який обмежує гармоніки струму і забезпечує плавний обмін енергією з мережею. Динамічні рівняння для керування ПСМ у dq :

$$\begin{aligned} u_{md} &= R_f i_{md} + L_f \frac{di_{md}}{dt} - \omega_s L_f i_{mq} + u_{md}; \\ u_{mq} &= R_f i_{mq} + L_f \frac{di_{mq}}{dt} - \omega_s L_f i_{md} + u_{mq}, \end{aligned} \quad (2.14)$$

де R_f – активний опір фільтра;

L_f – його індуктивність;

ω_s – кутова частота мережі;

u_{md} і u_{mq} – напруги на виході інвертора.

Вихідні напруги перетворювача формуються за допомогою широтно-імпульсної модуляції (ШІМ), при цьому керуючі сигнали генеруються з ПІ-регуляторів струму для осей d і q .

Система регулювання напруги U_{DC} реалізується через зовнішній контур активної потужності. Виміряне значення постійної напруги порівнюється з опорним U_{DC}^* , і помилка подається на ПІ-регулятор, вихід якого формує опорний струм по осі d i_{md}^* , що визначає обмін активною потужністю між шиною постійного струму та мережею. Таким чином, енергетичний баланс:

$$C_{DC} \frac{dU_{DC}}{dt} = i_{DC} = i_{md} \frac{3}{2} \frac{u_{md}}{U_{DC}} - i_r, \quad (2.15)$$

Регулювання реактивної потужності здійснюється незалежним контуром, який формує опорний струм i_{mq}^* на основі бажаного коефіцієнта потужності або напруги у точці приєднання генератора до мережі. У нормальних умовах i_{mq}^* обирають таким, щоб забезпечити нульову реактивну потужність $Q_m = 0$, або для підтримання напруги при слабкому з'єднанні з мережею його коригують у напрямку генерації або споживання реактивної потужності.

ШІМ-контролер формує керуючі імпульси для IGBT-модулів інвертора, забезпечуючи мінімізацію гармонічних спотворень і точне відтворення бажаних напруг u_{md}^* і u_{mq}^* .

Частота комутації обирається у діапазоні 2...5 кГц залежно від потужності перетворювача, що для системи 1,5 МВт становить близько 3 кГц.

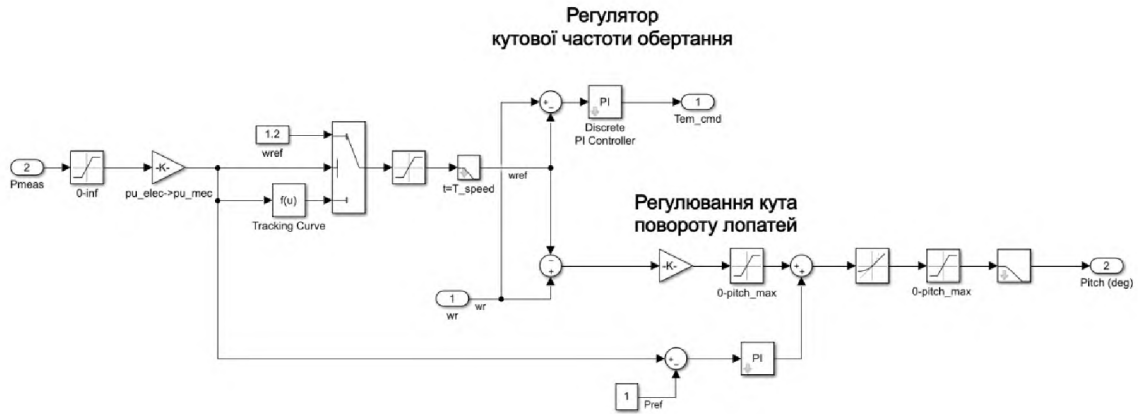


Рисунок 2.10 – Системи керування кутом лопатей і швидкістю ВЕУ

Контроль струмів здійснюється окремо по осях d і q для кожного перетворювача. Позначимо помилки по осях через $e_d(t) = i_d^*(t) - i_d(t)$ і $e_q(t) = i_q^*(t) - i_q(t)$.

Для осей dq керуючі напруги:

$$\begin{aligned} u_d^{III}(t) &= K_{\Pi,d} e_d(t) + K_{I,d} \int_0^t e_d(\tau) d\tau; \\ u_q^{III}(t) &= K_{\Pi,q} e_q(t) + K_{I,q} \int_0^t e_q(\tau) d\tau. \end{aligned} \quad (2.16)$$

Однак реальна модель ДЖАГ містить індуктивні і кутові перехресні члени типу ωL_i , тому мають бути складники, які компенсують перехресні члени.

Для ПСМ повна команда напруги, що подається на ШІМ, формується як сума ПІ-виходу та компенсаційних членів:

$$\begin{aligned} u_{md}^* &= u_d^{III} + R_f i_{md} + \omega_s L_f i_{mq} + L_f \frac{di_{md}}{dt}; \\ u_{mq}^* &= u_q^{III} + R_f i_{mq} - \omega_s L_f i_{md} + L_f \frac{di_{mq}}{dt}. \end{aligned} \quad (2.17)$$

Для ПСР аналогічно:

$$\begin{aligned}
 u_{rd}^* &= u_d^{III} + R_r i_{rd} + \omega_s L_r i_{rq} + L_r \frac{di_{rd}}{dt}; \\
 u_{rq}^* &= u_q^{III} + R_f i_{rq} - \omega_s L_r i_{rd} + L_r \frac{di_{rq}}{dt}.
 \end{aligned}
 \quad (2.18)$$

При орієнтації за потоком статора містить додаткові члени зі статора через взаємоіндуктивність L_m , які враховують у вигляді додавання $L_m \frac{di_{sd}}{dt}$ і $L_m \frac{di_{sq}}{dt}$.

2.4 Модель з електромережі з ВЕС і тиристорно-керуваним послідовним компенсатором

ТКПК у середовищі MATLAB/Simscapе Power Systems моделюється як послідовна ємність C , включена в ланцюг лінії, паралельно якій підключений керований реактор L з тиристорною групою, або опосередковано як комбінація послідовного контуру з керованою змінною індуктивністю [25].

Модель мережі з ВЕС і ТКПК для послідовної компенсації показується на рис. 2.11.

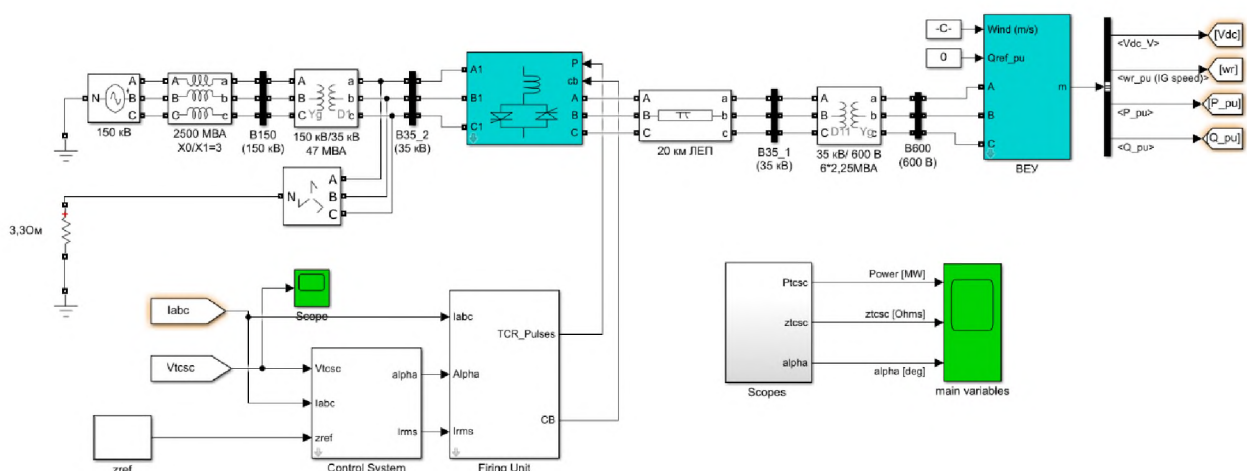


Рисунок 2.11 – Модель з електромережі з ВЕС і тиристорно-керуваним послідовним компенсатором

У Simscape Power Systems для моделювання ТКПК використовуються реальні моделі тиристорів (блоки Thyristor/Diode або Universal Bridge) із генерацією імпульсів затримки $\alpha(t)$. Утворений у Simulink генератор імпульсів синхронізують з фазовим сигналом мережі (ФАПЧ) і задають відлік часу від перетину напруги, щоб подавати імпульси в потрібний момент; такий підхід дає правильні гармонічні складові, але вимагає малих кроків інтегрування і повільний у моделюванні.

Для побудови моделі в Simscape береться «Series RLC Branch» (або окремих елементах «Capacitor» і «Series R»/«Series L») і розміщується послідовно ємність і опір для відображення втрат. Паралельно до цієї ємності підключається реактор L та тиристорний міст (два зустрічно-паралельні тиристорні ключі або Universal Bridge у конфігурації ТКР). Тиристорні блоки в Simscape Electric Power Components дозволяють задавати керуючі імпульси; необхідно додати snubber-ланцюги (RC) і обмежувальні діоди/опори щоб уникнути проблем при перемиканні. Для моделювання поглинання надлишкової енергії рекомендується додати варистор/нелінійний опір (MOV) паралельно конденсатору.

З метою захисту від надвеликих струмів слід передбачити байпасну тиристорну групу, що шунтує конденсатор при аварійних умовах; у моделі це реалізується другим тиристорним мостом, що замкне послідовне з'єднання при спрацьовуванні логіки захисту.

Керування ТКПК зазвичай будується як регулятор, який подає команду куту затримки $\alpha(t)$. Стандартна керуюча система вимірює струм і напругу ЛЕП, оцінює активну та реактивну потужності у вузлі, має зовнішній контур (наприклад ПІ) для регулювання потоку активної потужності або амплітуди коливань, і внутрішню логіку, що переводить вихід регулятора у кут $\alpha(t)$.

Висновок до розділу 2

Розділ присвячено розробці деталізованої моделі електромережі з вітроелектростанцією та елементами послідовної компенсації для аналізу можливостей підвищення пропускної здатності лінії електропередачі. Описано структуру радіальної мережі з 30-кілометровою ЛЕП 35 кВ, до якої підключена 9 МВт ВЕС на основі двосторонньо живленого асинхронного генератора, а також наведено математичний і симуляційний опис аеродинамічних характеристик вітротурбіни, кривої потужності та системи векторного керування перетворювачами на боці ротора й мережі. Також розглянуто принципи моделювання тиристорно-керованого послідовного компенсатора у середовищі MATLAB/Simscapе. Запропонована модель дозволяє досліджувати режими роботи ВЕС за різних умов вітру, оцінювати вплив рівня компенсації на стійкість системи та розробляти ефективні стратегії управління для забезпечення надійної та ефективної інтеграції вітрової генерації в енергосистему.

РОЗДІЛ 3. ОЦІНЮВАННЯ ВПЛИВУ ПОСЛІДОВНОЇ КОМПЕНСАЦІЇ НА ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ В СИСТЕМІ З ВІТРОСТАНЦІЄЮ

У розділі виконаємо симуляцію ВЕС з послідовною компенсацією базуючись на моделях в MATLAB/Simscapе Power Systems з минулого розділу. Під час симуляції ВЕС 6 ВЕУ 1,5 кВт замінені одним ВЕУ 9 кВт.

3.1 Дія ємності послідовної компенсації на роботу електромережі та ВЕС (швидкості вітру незмінна)

Просимулюємо роботи електромережі з ВЕС при постійній вітровій швидкості 8 м/с. Приймаємо, що ВЕС підключена до електромережі через ЛЕП з некерованим послідовним компенсатором (базованим на конденсаторах) при різних ступенях компенсації. Необхідно проаналізувати дію різних рівнів компенсації на роботу електромережі.

Графіки характеристик електромережі при ємностях ППК 400, 800, 1200 і 4000 мкФ наведені на рис. 3.2– 3.16.

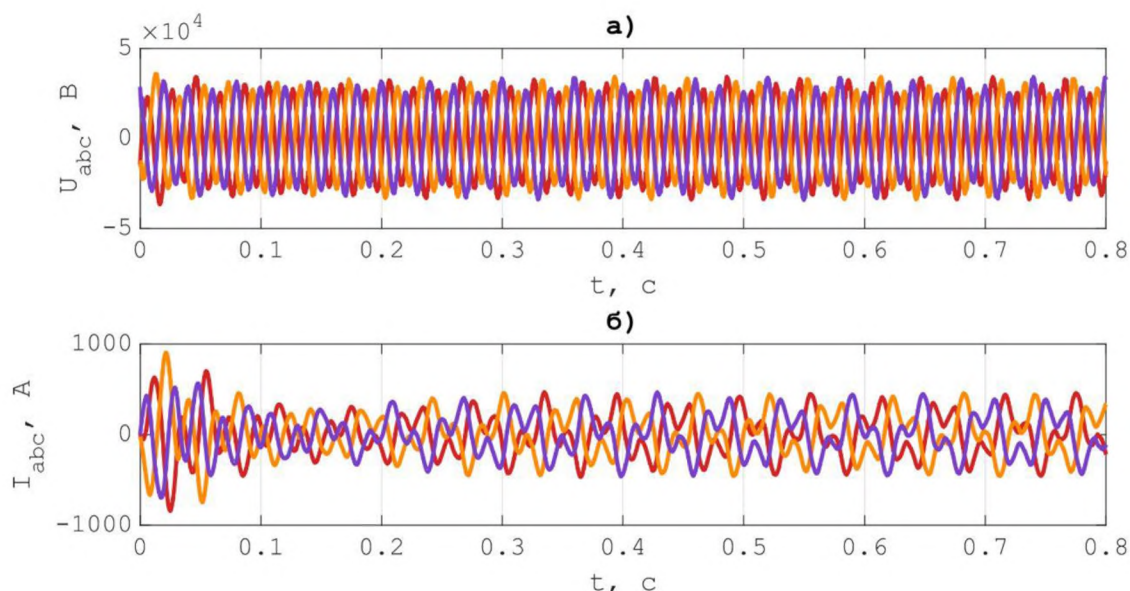


Рисунок 3.1 – Характеристики електромережі з ВЕС при ємності послідовної компенсації 400 мкФ: а) напруга початку ЛЕП; б) струм початку ЛЕП

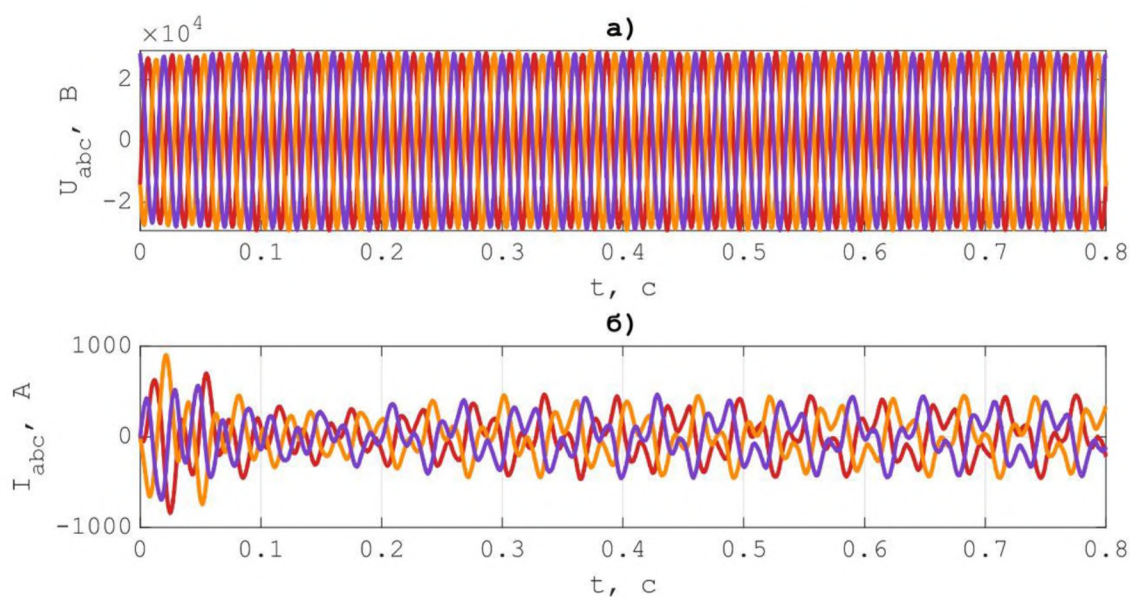


Рисунок 3.2 – Характеристики електромережі з ВЕС при ємності послідовної компенсації 400 мкФ: а) напруга кінця ЛЕП; б) струм кінця ЛЕП

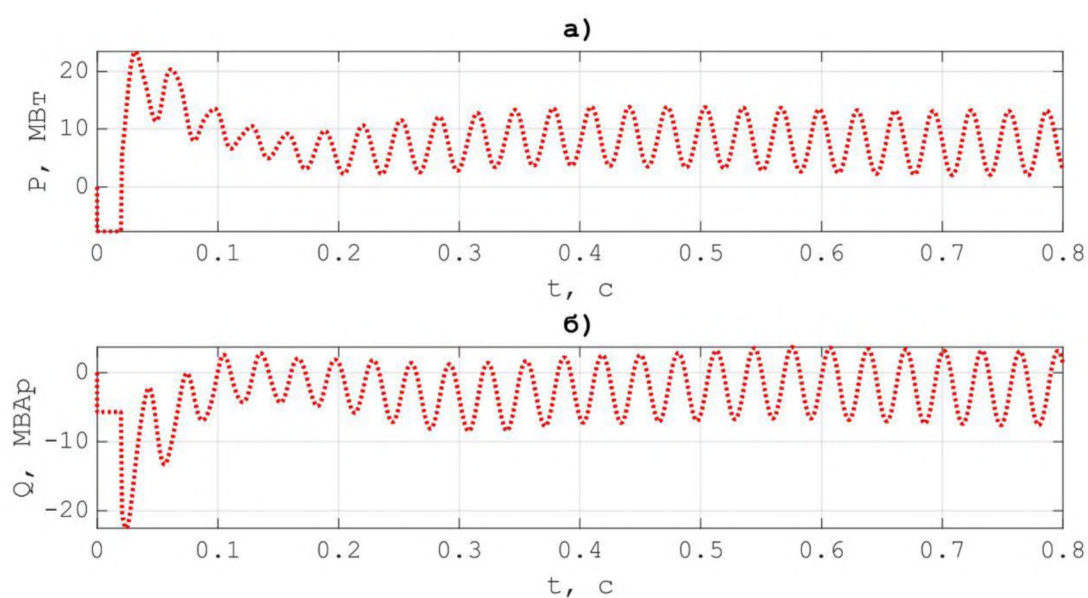


Рисунок 3.3 – Характеристики електромережі з ВЕС при ємності послідовної компенсації 400 мкФ: а) активна потужність ВЕС; б) реактивна потужність ВЕС

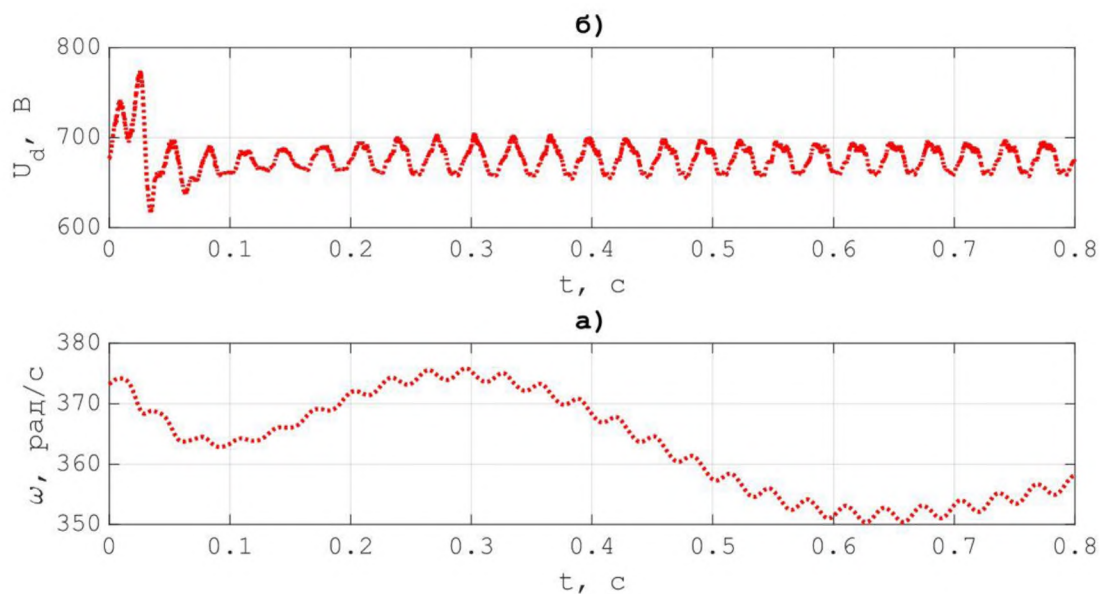


Рисунок 3.4 – Характеристики електромережі з ВЕС при ємності послідовної компенсації 400 мкФ: а) кутова частота ДЖАГ; б) напруга постійного струму

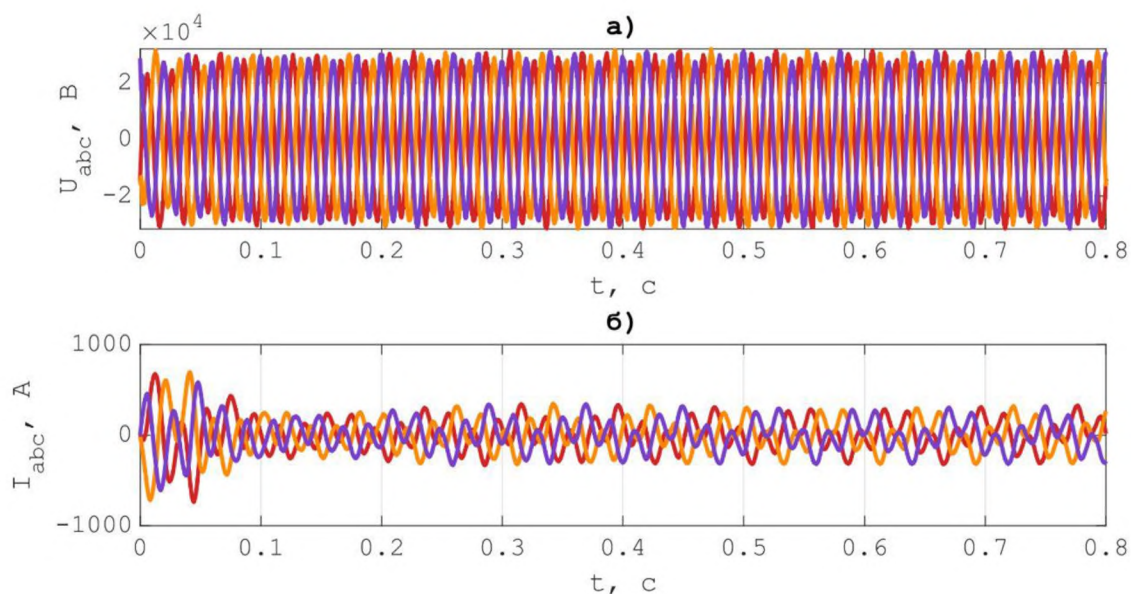


Рисунок 3.5 – Характеристики електромережі з ВЕС при ємності послідовної компенсації 800 мкФ: а) напруга початку ЛЕП; б) струм початку ЛЕП

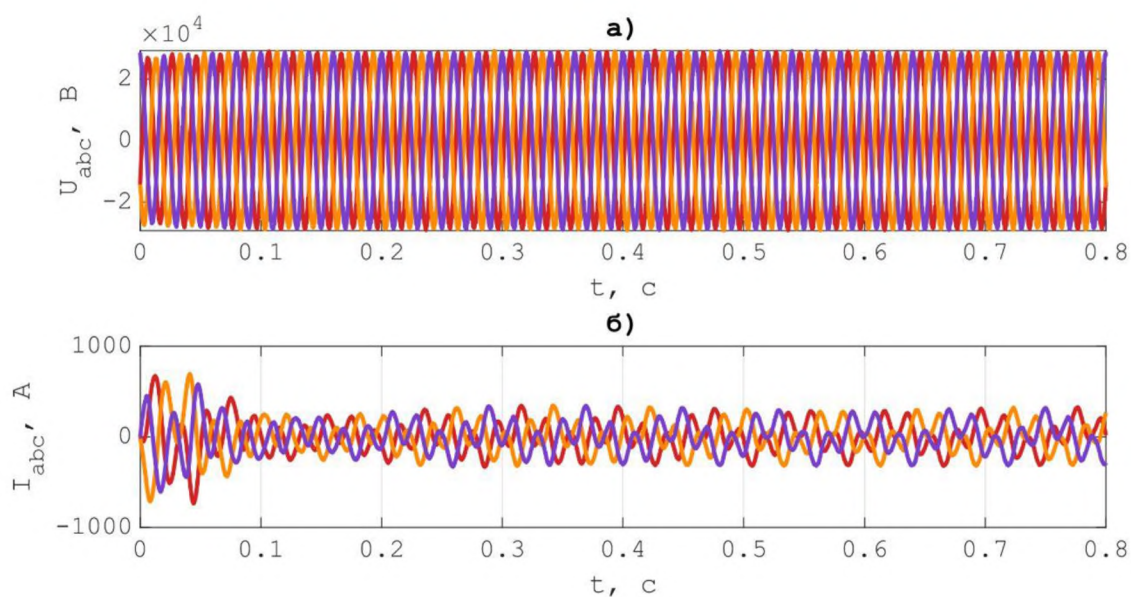


Рисунок 3.6 – Характеристики електромережі з ВЕС при ємності послідовної компенсації 800 мкФ: а) напруга кінця ЛЕП; б) струм кінця ЛЕП

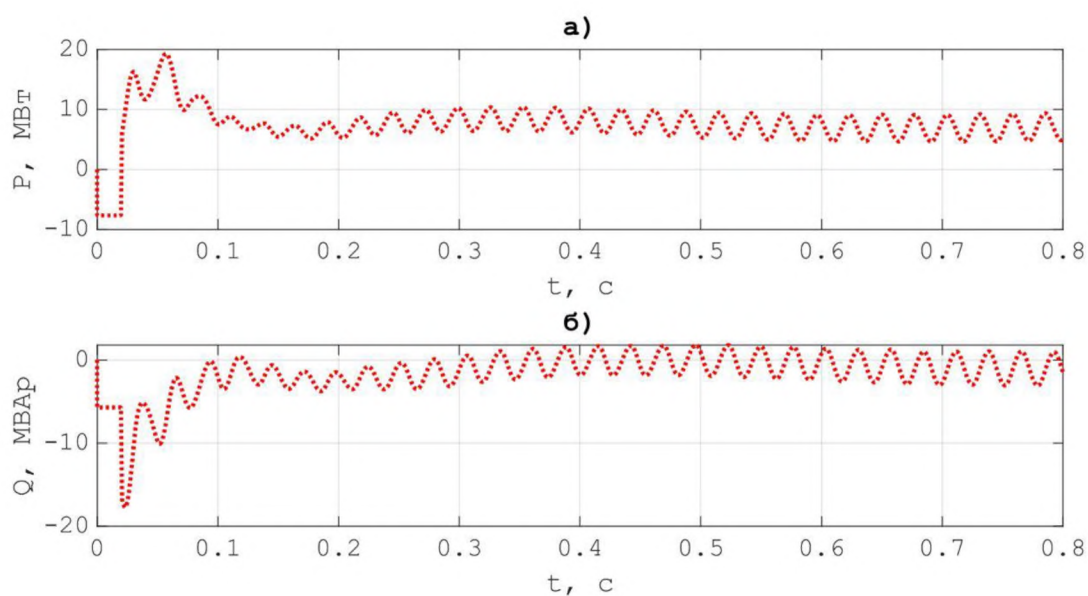


Рисунок 3.7 – Характеристики електромережі з ВЕС при ємності послідовної компенсації 800 мкФ: а) активна потужність ВЕС; б) реактивна потужність ВЕС

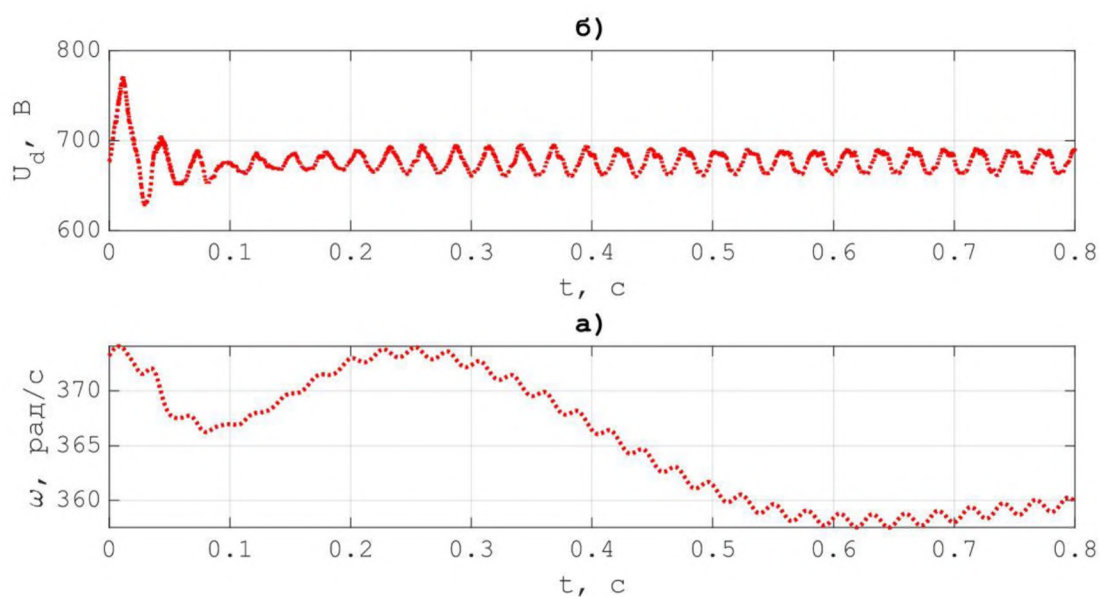


Рисунок 3.8 – Характеристики електромережі з ВЕС при ємності послідовної компенсації 800 мкФ: а) кутова частота ДЖАГ; б) напруга постійного струму

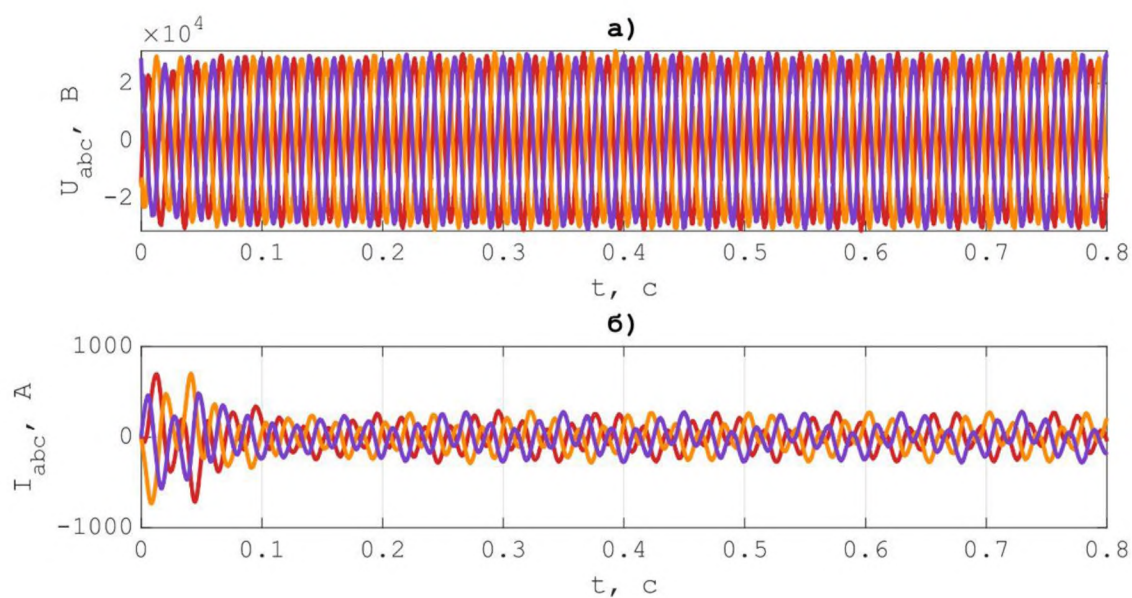


Рисунок 3.9 – Характеристики електромережі з ВЕС при ємності послідовної компенсації 1200 мкФ: а) напруга початку ЛЕП; б) струм початку ЛЕП

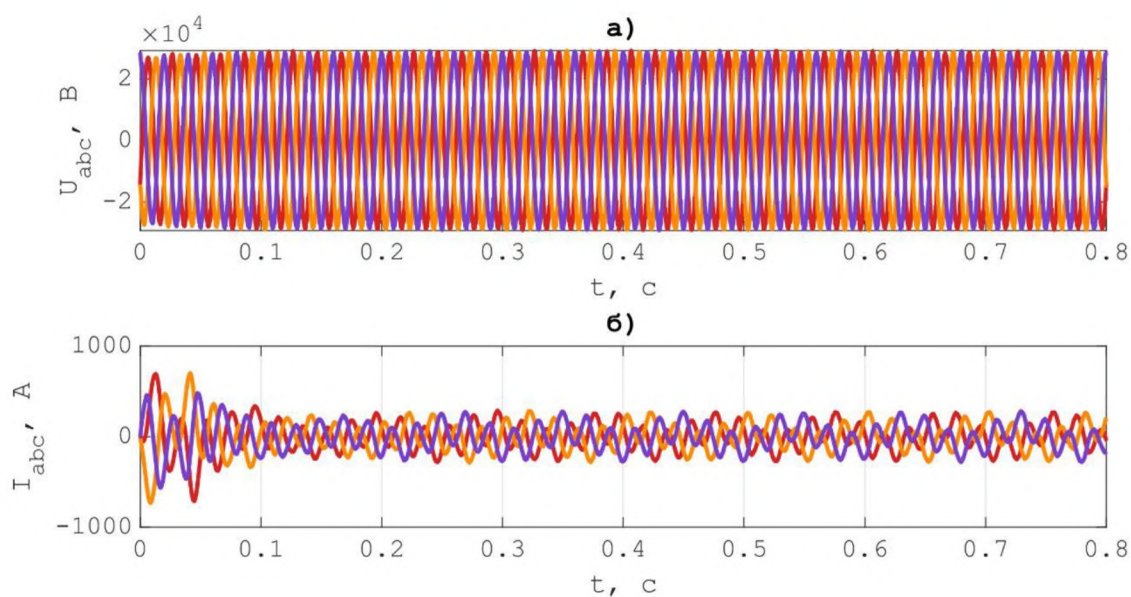


Рисунок 3.10 – Характеристики електромережі з ВЕС при ємності послідовної компенсації 1200 мкФ: а) напруга кінця ЛЕП; б) струм кінця ЛЕП

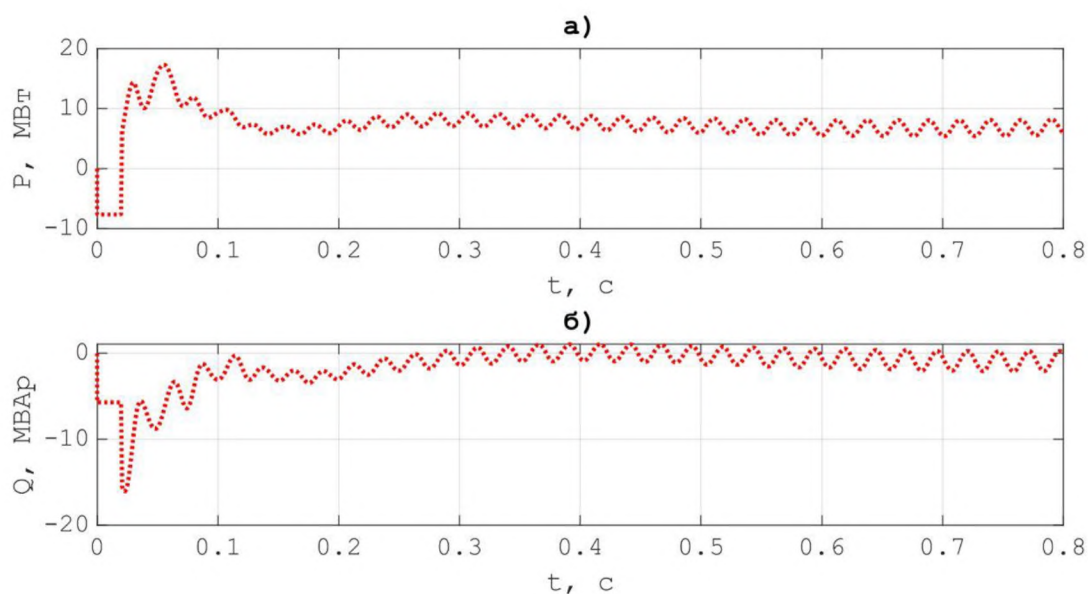


Рисунок 3.11 – Характеристики електромережі з ВЕС при ємності послідовної компенсації 1200 мкФ: а) активна потужність ВЕС; б) реактивна потужність ВЕС

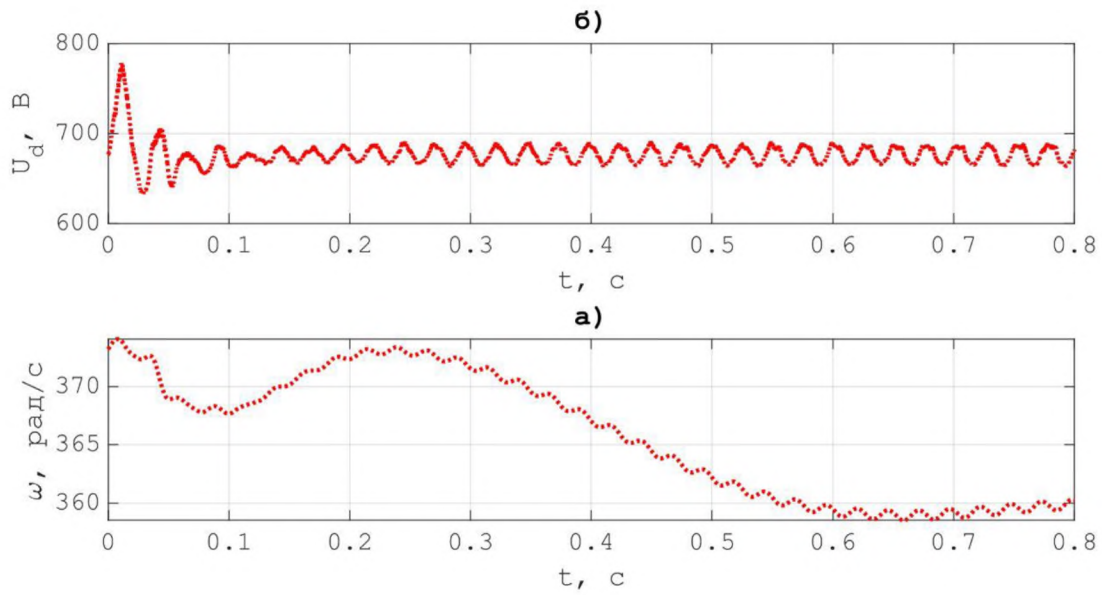


Рисунок 3.12 – Характеристики електромережі з ВЕС при ємності послідовної компенсації 1200 мкФ: а) кутова частота ДЖАГ; б) напруга постійного струму

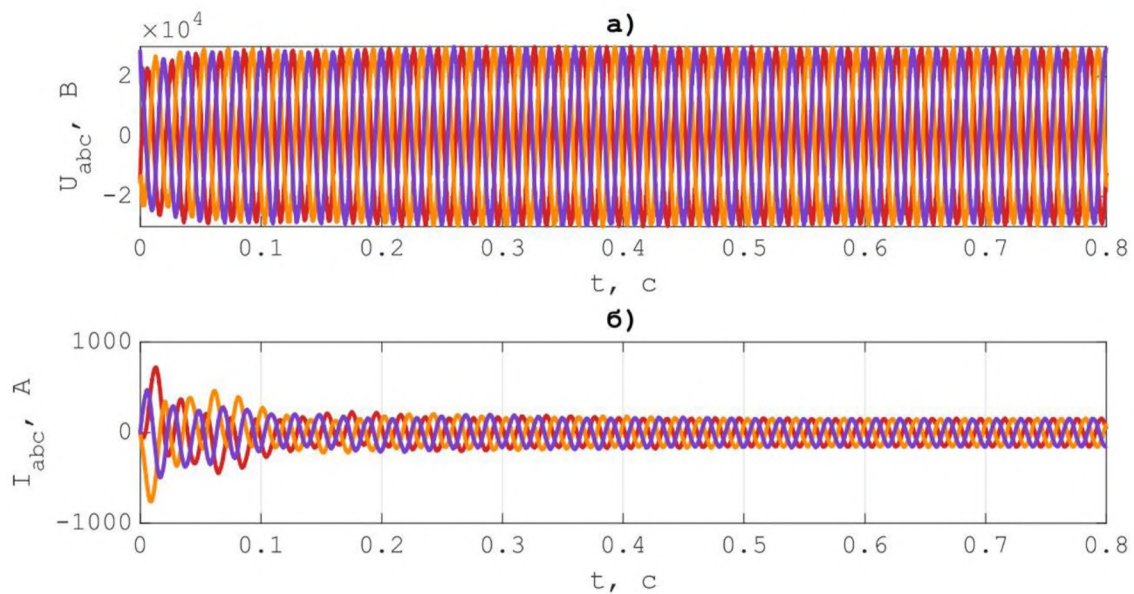


Рисунок 3.13 – Характеристики електромережі з ВЕС при ємності послідовної компенсації 4000 мкФ: а) напруга початку ЛЕП; б) струм початку ЛЕП

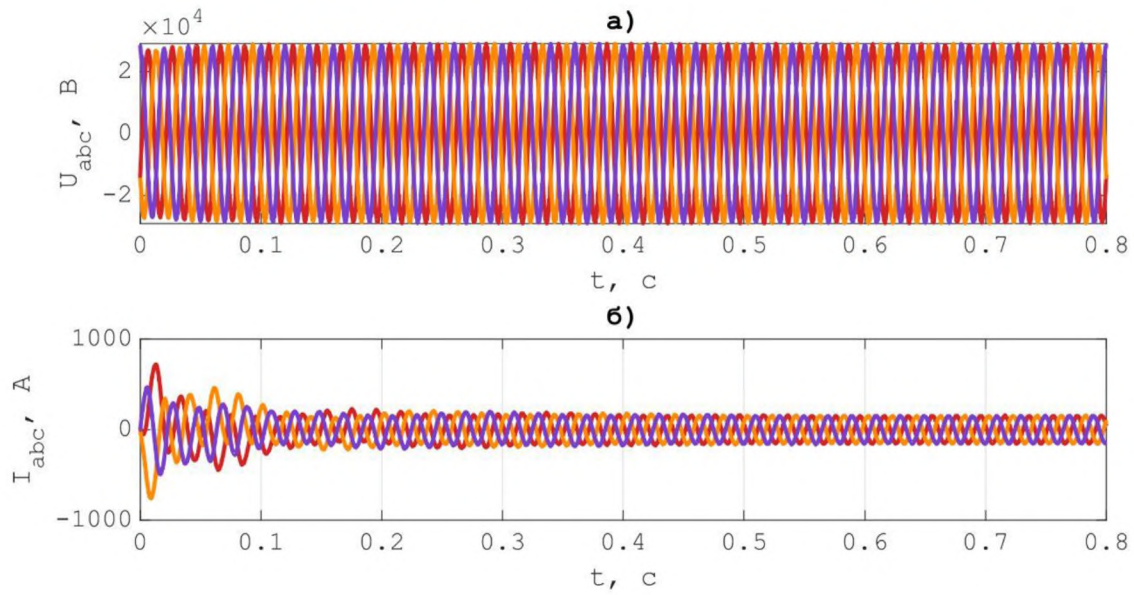


Рисунок 3.14 – Характеристики електромережі з ВЕС при ємності послідовної компенсації 4000 мкФ: а) напруга кінця ЛЕП; б) струм кінця ЛЕП

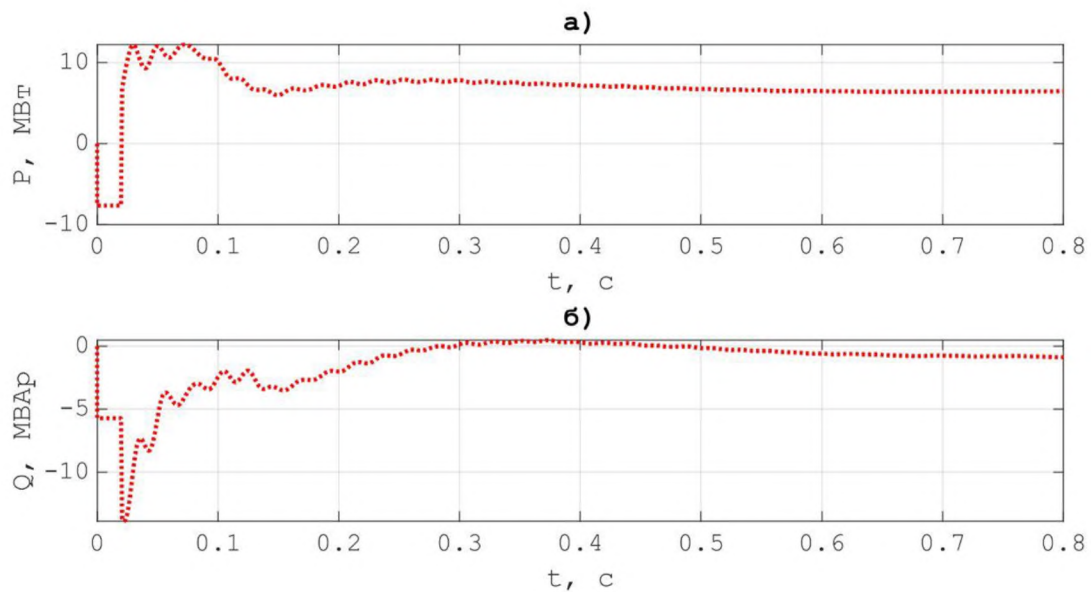


Рисунок 3.15 – Характеристики електромережі з ВЕС при ємності послідовної компенсації 4000 мкФ: а) активна потужність ВЕС; б) реактивна потужність ВЕС

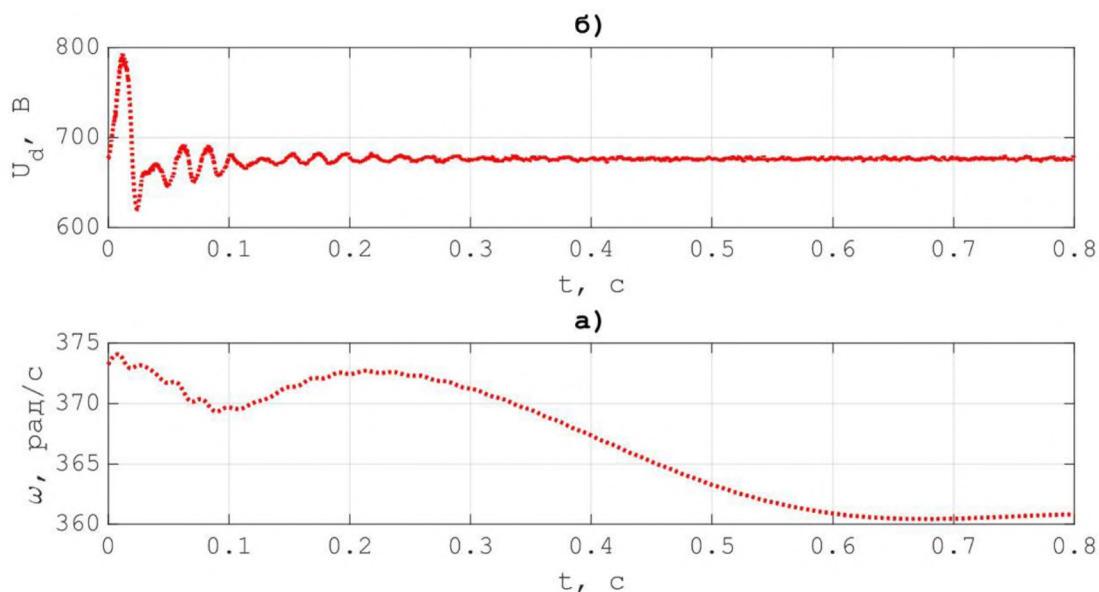


Рисунок 3.16 – Характеристики електромережі з ВЕС при ємності послідовної компенсації 4000 мкФ: а) кутова частота ДЖАГ; б) напруга постійного струму

У разі недостатньої ємності послідовного компенсатора в електромережі спостерігаються різкі стрибки напруги та підвищення струму в аналізованих точках ЛЕП. При цьому рівень перенапруг може досягати значень $1,4U_{ном}$, які значно перевищують допустимі норми. Крім того, у мережі виникає суттєва несинусоїдальність і струму, і напруги.

Напруга на конденсаторах компенсатора може перевищувати гранично допустимий рівень, що часто призводить до пошкодження конденсаторів. У таких випадках подальша експлуатація пристрою неможлива без повної заміни пошкоджених елементів, яка вимагає повного відключення лінії електропередавання на весь період ремонтних робіт.

Активна та реактивна потужності, які генерує ВЕС, характеризуються незатухаючими коливаннями. Це пов'язано з тим, що обмотки ротора ВЕУ із ДЖАГ з'єднані з електромережею через силовий перетворювач. Унаслідок цього мережеві збурення передаються безпосередньо на роторні обмотки, спричиняючи зростання амплітуди струму в них. Таке зростання призводить до інтенсивного нагріву обмоток і, як наслідок, до їх пошкодження.

Хоча у схемі послідовного компенсатора передбачено швидкодіючий захист для реагування на аварійні режими, його спрацьовування не завжди встигає запобігти пошкодженням. Це пояснюється тим, що через динамічну взаємодію через перетворювач ДЖАГ напруга й струм у лінії можуть досягти критичних значень буквально за лічені мілісекунди.

Однак при збільшенні ємності послідовного компенсатора до 1200 мкФ і вище спостерігається згасання коливань активної та реактивної потужності, а також повне усунення несинусоїдальності струму й напруги в мережі. Незважаючи на це, на початку ЛЕП можуть виникати перенапруги, рівень яких залишається високим $1,2U_{ном}$. Хоча коливання напруги у цьому випадку загасають, це відбувається досить повільно, а на початкових етапах аварійного процесу перенапруги можуть спричинити відмову конденсаторів компенсатора.

3.2 Дія швидкості вітру на роботи електромережі та ВЕС (ємність конденсаторів послідовної компенсації незмінна)

ВЕС із ДЖАГ спроможна функціонувати в широкому діапазоні швидкостей вітру. Обсяг електроенергії, яку виробляє ВЕС, напряму залежить від інтенсивності вітрового потоку.

Для моделі ВЕС GE Vernova GE 1.5sle мінімальна (пускова) швидкість вітру, при якій починається генерація електроенергії, становить 3,5 м/с, а номінальна вітрова швидкість – 11 м/с.

Коли швидкість вітру нижча за номінальну, ротор ДЖАГ обертається з частотою, меншою за синхронну. У цьому режимі перетворювач, підключений до мережі, працює у режимі випрямляча, забезпечуючи подачу електричної потужності з мережі до роторних обмоток генератора для підтримки необхідних умов роботи.

Навпаки, коли вітер перевищує номінальне значення, швидкість обертання ротора контролюється шляхом регулювання кута встановлення лопатей (pitch-контроль) і підтримується вищою за синхронну. У цьому

випадку мережевий перетворювач переходить у режим інвертора, перетворюючи енергію, отриману від ротора, і подаючи її в електричну мережу.

Для аналізу впливу змінної швидкості вітру на загальну стійкість і надійність енергосистеми розглядається ЛЕП із фіксованою ємністю конденсаторів послідовної компенсації, яка становить 1200 мкФ.

Графіки, наведені на рис. 3.19, свідчать, що за швидкості вітру 4 м/с ВЕС виробляє лише 45% від номінальної потужності ($0,45P_{ном}$). У таких умовах механічний момент на БЕУ є недостатнім для компенсації коливань електромагнітного моменту, що призводить до нестабільного обертання ротора ДЖАГ. Це, у свою чергу, викликає втрату синхронізму.

Як наслідок, спостерігається значне зростання амплітуди напруги як на початку лінії електропередавання, так і на обкладинках конденсаторів послідовного компенсатора. Це добре видно на рис. 3.17 та 3.18. На початковій ділянці ЛЕП виникають різкі стрибки напруги: спочатку вона досягає $1,3U_{ном}$, а згодом – навіть $2U_{ном}$. У цьому режимі ДЖАГ неодноразово переходить із генераторного режиму в режим двигуна. Хоча конструкція ДЖАГ технічно дозволяє такі перехідні процеси без відключення від електромережі, вони є небажаними з експлуатаційної точки зору. Особливо небезпечними вони стають у разі постійної передачі потужності від ВЕС до енергосистеми, оскільки спричиняють суттєві коливання напруги та потужності в мережі. Крім того, струм у роторі досягає аварійних значень менше чим через 2 секунди після початку процесу.

Тому при переході ДЖАГ у двигунний режим необхідно негайно від'єднати всю ВЕС від електромережі, щоб запобігти пошкодженню обладнання та зберегти стійкість роботи енергосистеми.

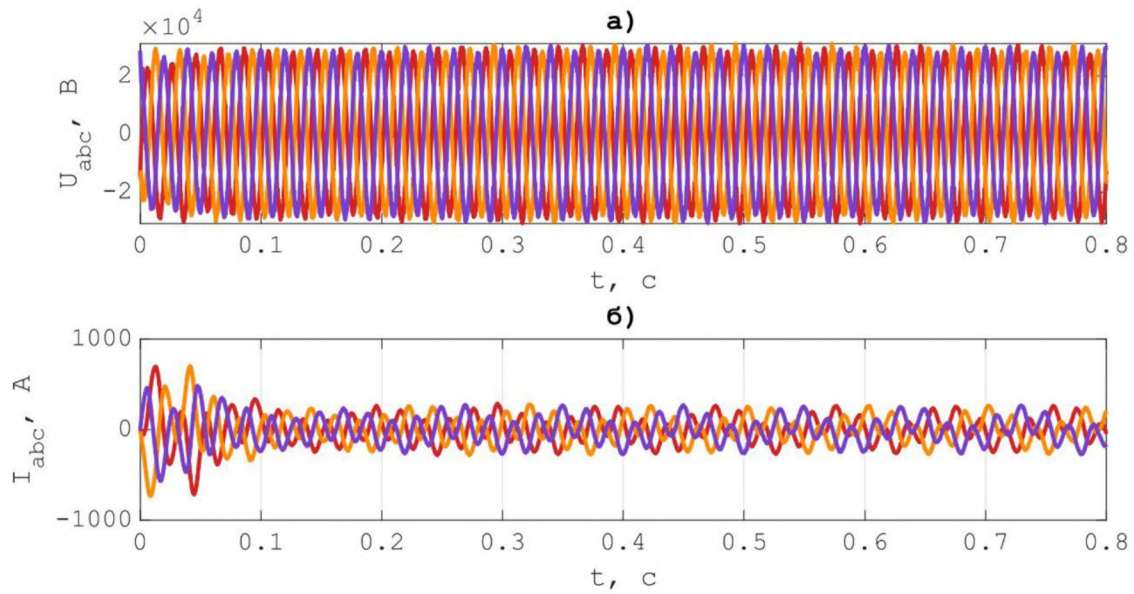


Рисунок 3.17 – Характеристики електромережі з ВЕС при вітровій швидкості 4 м/с: а) напруга початку ЛЕП; б) струм початку ЛЕП

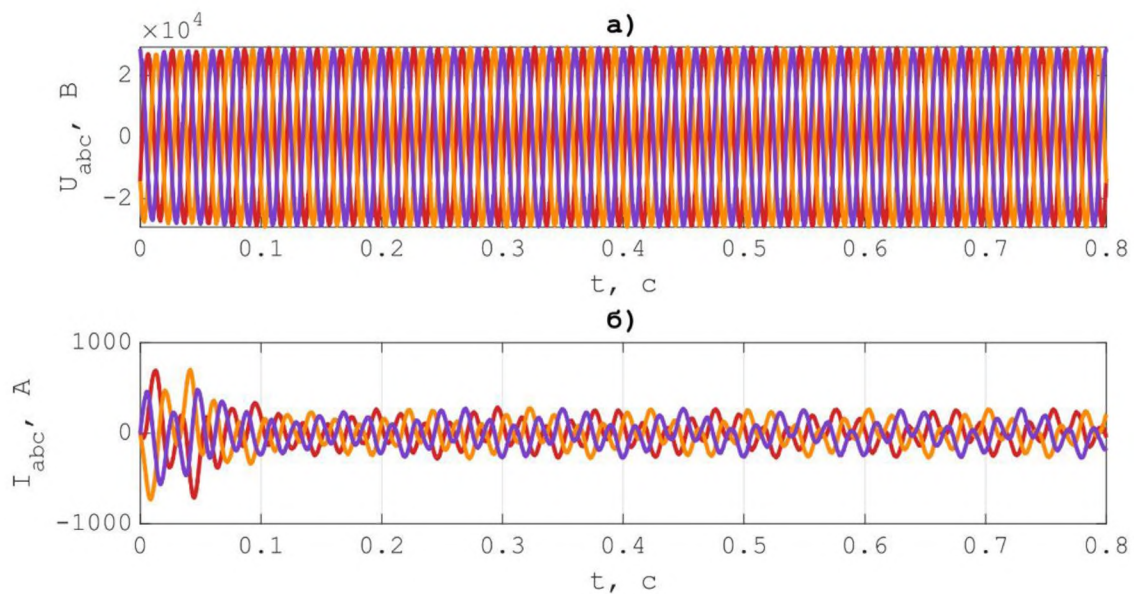


Рисунок 3.18 – Характеристики електромережі з ВЕС при вітровій швидкості 4 м/с: а) напруга кінця ЛЕП; б) струм кінця ЛЕП

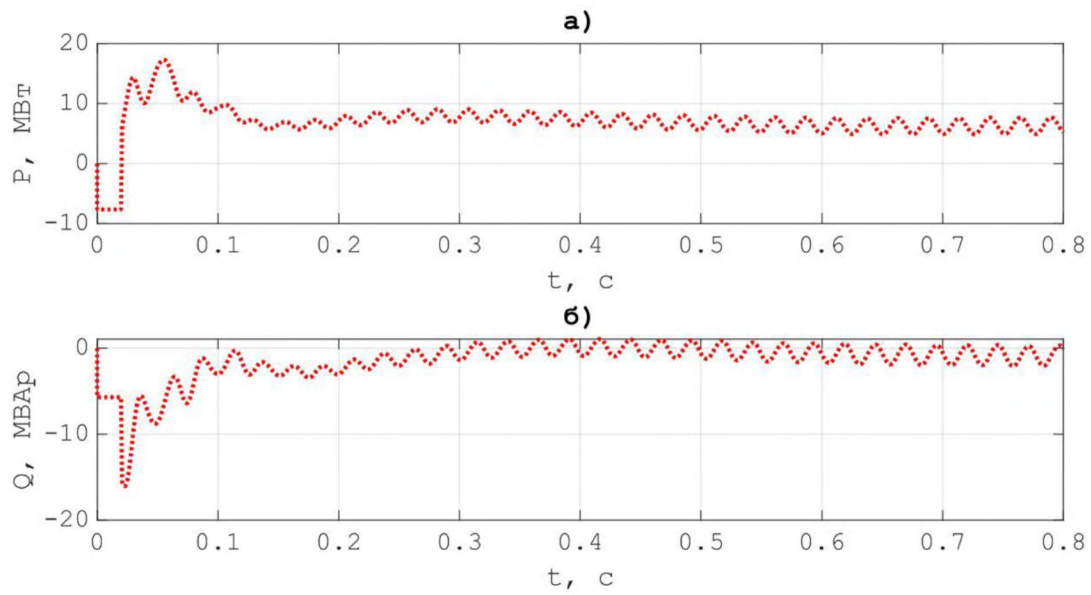


Рисунок 3.19 – Характеристики електромережі з ВЕС при вітровій швидкості 4 м/с: а) активна потужність ВЕС; б) реактивна потужність ВЕС

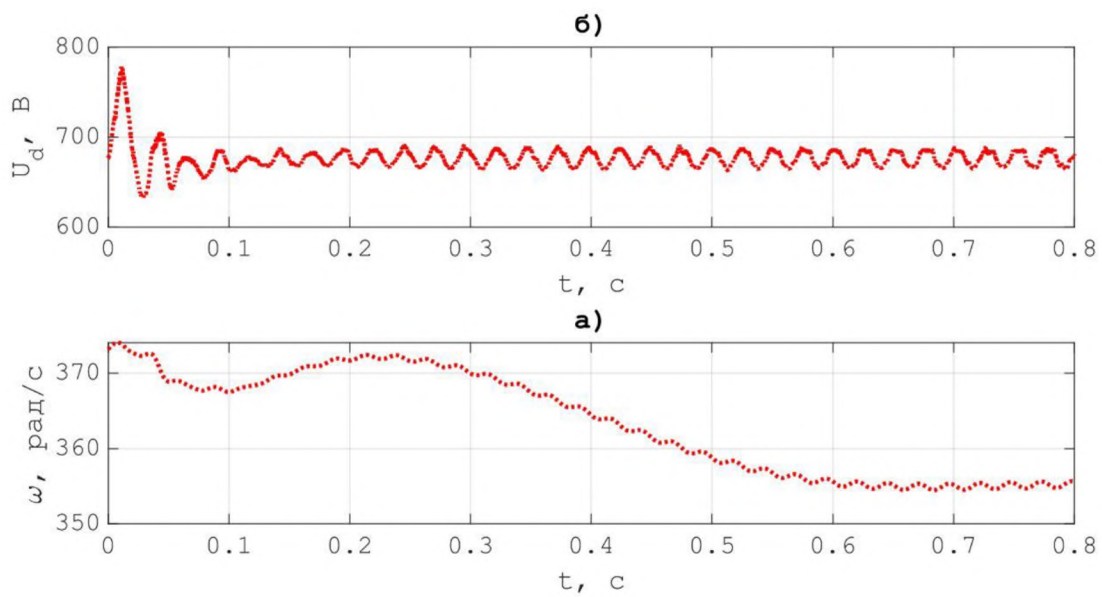


Рисунок 3.20 – Характеристики електромережі з ВЕС при вітровій швидкості 4 м/с: а) кутова частота ДЖАГ; б) напруга постійного струму

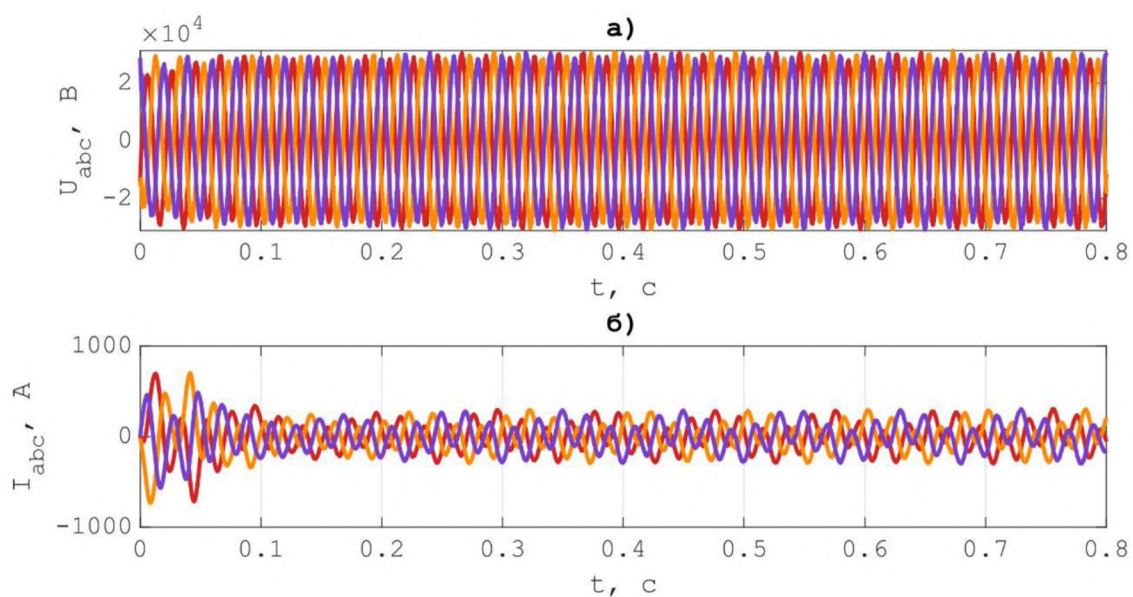


Рисунок 3.21 – Характеристики електромережі з ВЕС при вітровій швидкості 11 м/с: а) напруга початку ЛЕП; б) струм початку ЛЕП

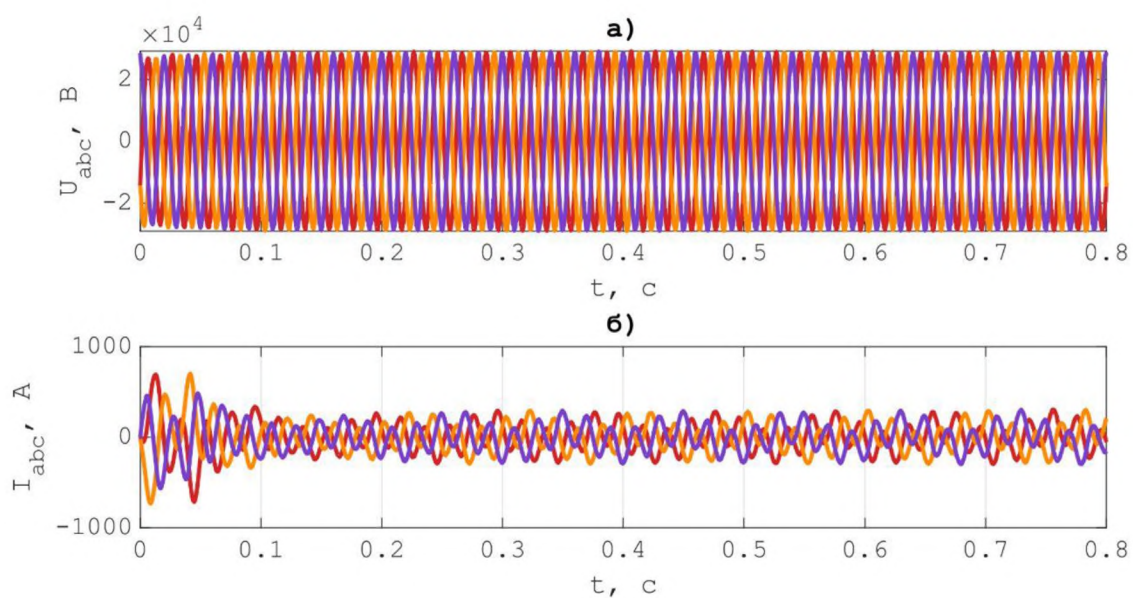


Рисунок 3.22 – Характеристики електромережі з ВЕС при вітровій швидкості 11 м/с: а) напруга кінця ЛЕП; б) струм кінця ЛЕП

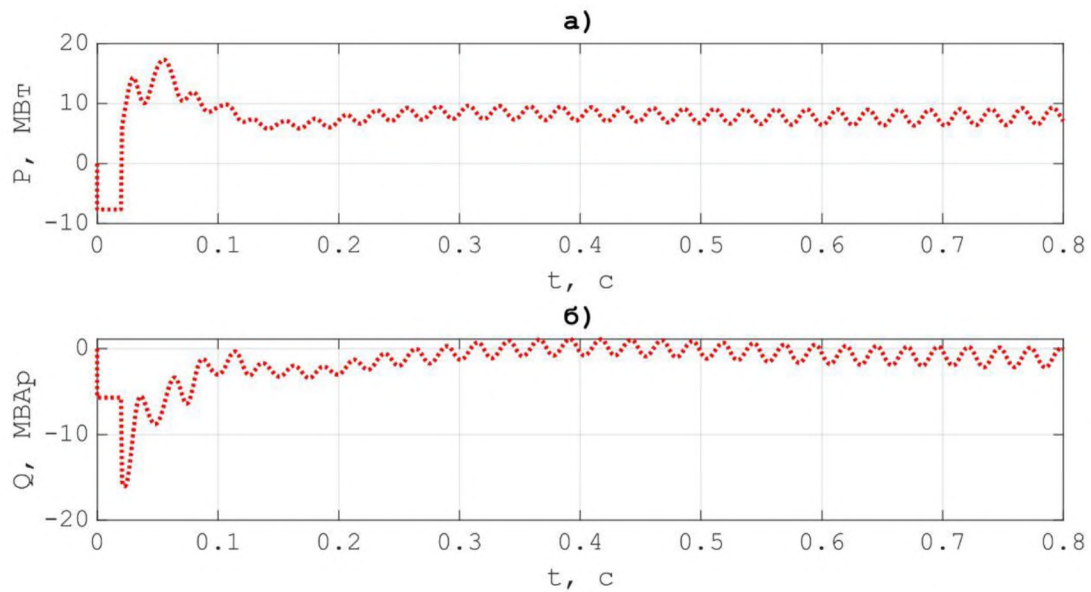


Рисунок 3.23 – Характеристики електромережі з ВЕС при вітровій швидкості 11 м/с: а) активна потужність ВЕС; б) реактивна потужність ВЕС

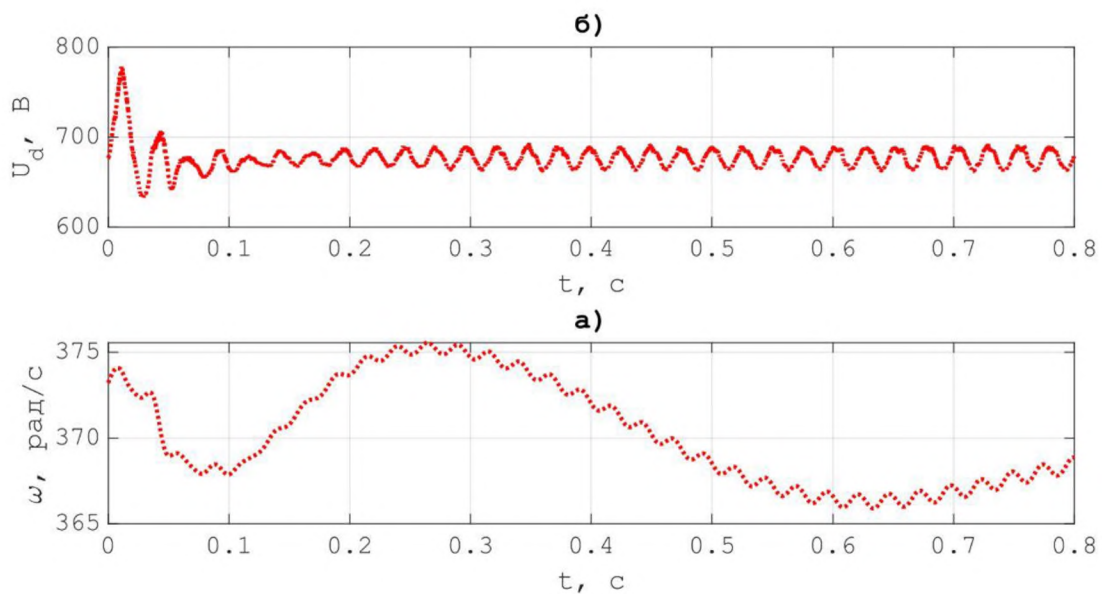


Рисунок 3.24 – Характеристики електромережі з ВЕС при вітровій швидкості 11 м/с: а) кутова частота ДЖАГ; б) напруга постійного струму

При вітрі 25 м/с перенапруги є менш вираженими, а перехідні процеси протікають стабільніше без втрати синхронізму. Хоча загасання коливань відбувається повільно, що створює певну загрозу для обладнання, генератор не переходить у двигунний режим і не споживає потужність із мережі. Струм

у роторі перевищує номінальне значення, проте не досягає критичного рівня; таке перевантаження вважається допустимим протягом короткого часу.

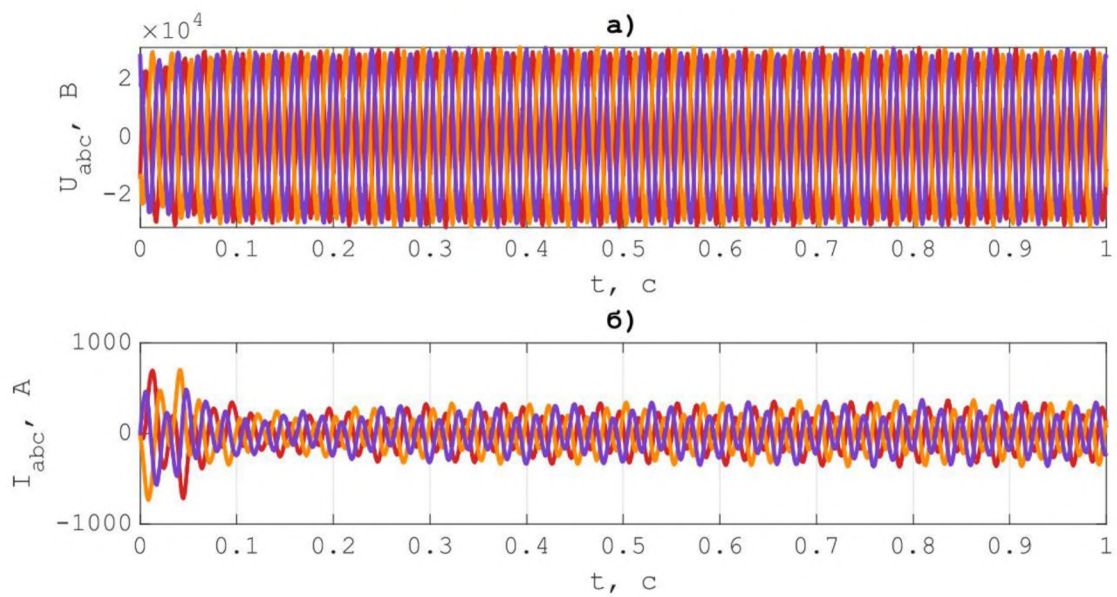


Рисунок 3.25 – Характеристики електромережі з ВЕС при вітровій швидкості 25 м/с: а) напруга початку ЛЕП; б) струм початку ЛЕП

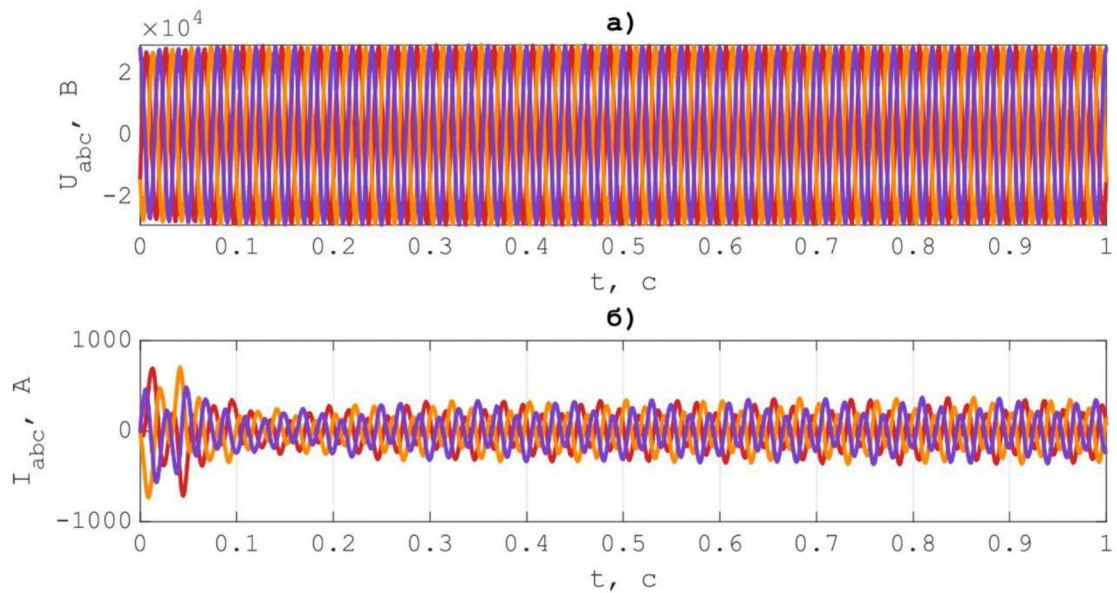


Рисунок 3.26 – Характеристики електромережі з ВЕС при вітровій швидкості 25 м/с: а) напруга кінця ЛЕП; б) струм кінця ЛЕП

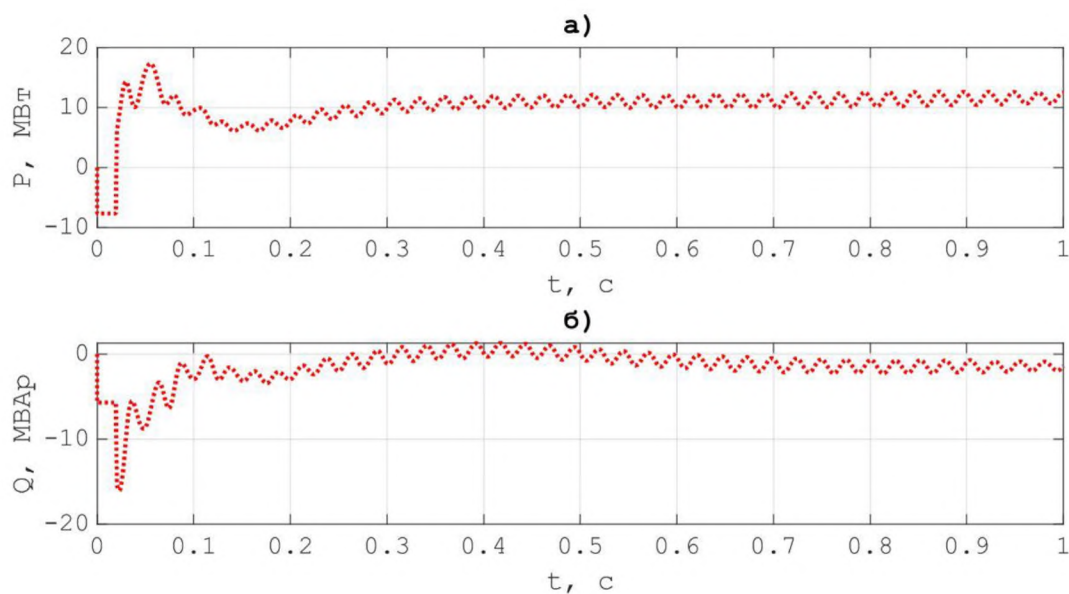


Рисунок 3.27 – Характеристики електромережі з ВЕС при вітровій швидкості 25 м/с: а) активна потужність ВЕС; б) реактивна потужність ВЕС

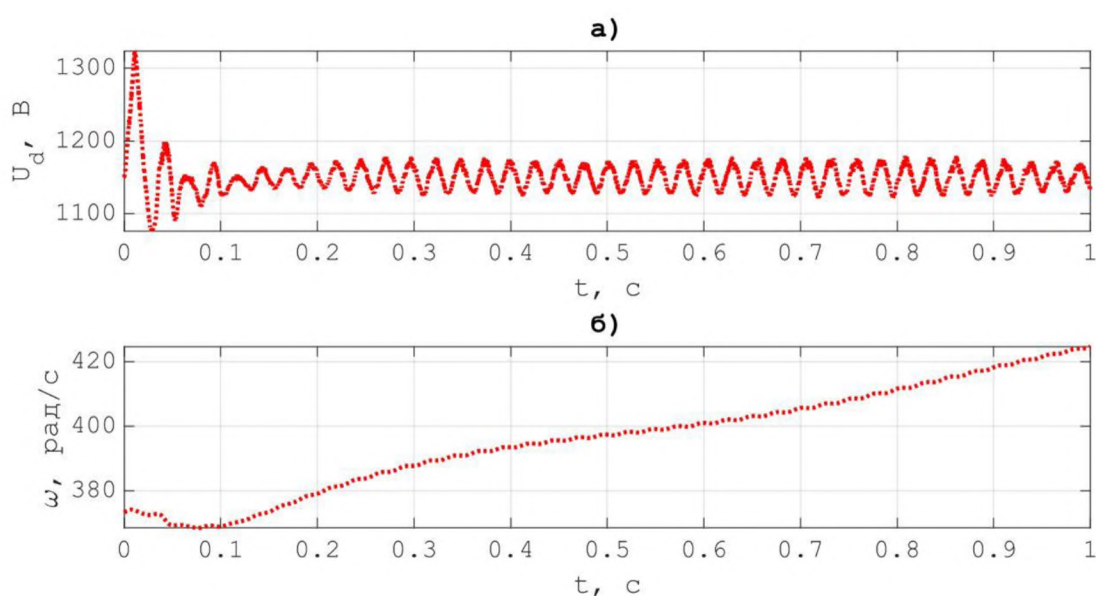


Рисунок 3.28 – Характеристики електромережі з ВЕС при вітровій швидкості 25 м/с: а) напруга постійного струму б) кутова частота ДЖАГ

У разі слабого вітру в енергосистемі спостерігаються значні перенапруги та нестабільність роботи ДЖАГ, що проявляється у переході в двигунний режим. Ротор при цьому обертається зі швидкістю нижчою за синхронну, а отже, накопичує менше кінетичної енергії. На валу генератора виникає нестійкий електромагнітний момент, який викликає коливання

ротора. При швидкості вітру до 8 м/с це може призвести до втрати синхронізму, серйозних перенапруг та струмових перевантажень.

Навпаки, за умов сильного вітру система керування ДЖАГ підтримує номінальну швидкість обертання ротора за рахунок регулювання кута встановлення лопатей вітроколеса. У цьому режимі механічний момент, який створюється турбіною ВЕУ, досягає номінального рівня, що зменшує вплив коливань електромагнітного моменту. Крім того, система управління активно стабілізує частоту обертання ротора, компенсуючи збурення шляхом зміни положення лопатей та корекції механічного моменту, що підвищує загальну стійкість роботи установки.

Отже, надійність і якість функціонування ВЕС є низькими при малих швидкостях вітру, коли швидкість обертання ротора не досягає синхронної. Саме в цих умовах найбільш імовірні пошкодження генераторного обладнання, а також конденсаторів послідовної компенсації через високі рівні перенапруг і нестабільних струмів.

3.3 Дія кута керування тиристорно-керованого послідовного компенсатора на роботу електромережі та ВЕС (швидкість вітру незмінна)

Подивимось як характеристики електромережі з ВЕС і тиристорно-керованим послідовним компенсатором (ТКПК) від кута керування тиристорами, який визначає ефективну ємність конденсаторів. Візьмемо ємність конденсаторів комутуємих тиристорним перетворювачем 4000 мкФ і встановимо кути керування 5, 60 і 150 ел. град. Вітрова швидкість 8 м/с.

При малому куті керування 5 ел. град. ТКПК надає максимальну ємнісну компенсацію, що призводить до значного зниження індуктивного опору лінії. У результаті напруга на кінці ЛЕП (біля ВЕС) підвищується, а струм зростає через зменшення загального опору. Однак за недостатньої генерації (наприклад, при слабкому вітрі) це може викликати перенапруги,

особливо на початку лінії, і нестабільність форми струму через взаємодію з перетворювачем ДЖАГ.

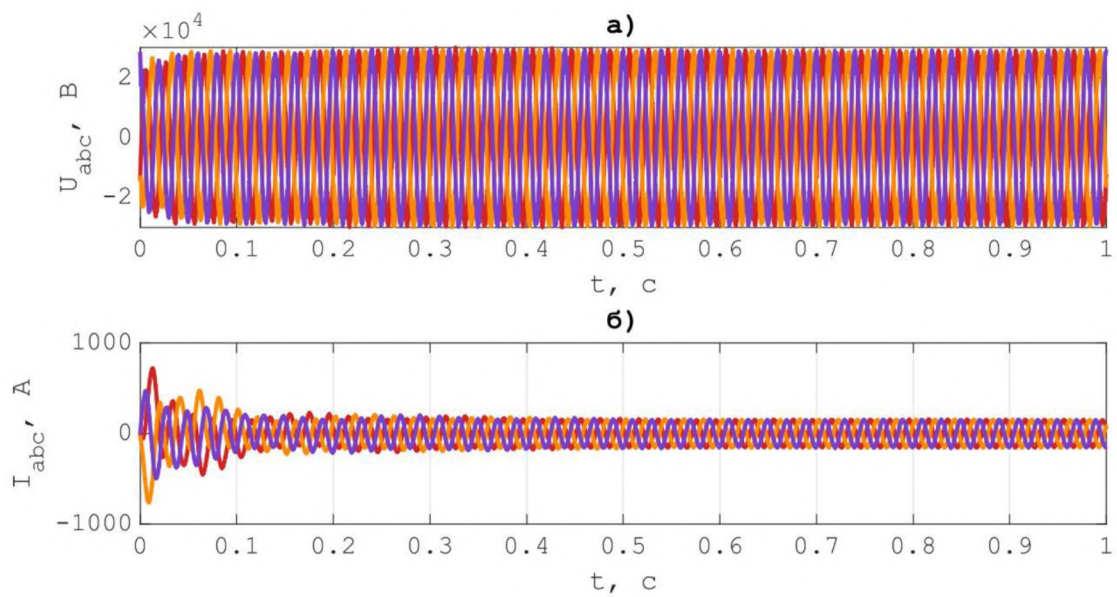


Рисунок 3.29 – Характеристики електромережі з ВЕС при куті керування 5 ел. град.: а) напруга початку ЛЕП; б) струм початку ЛЕП

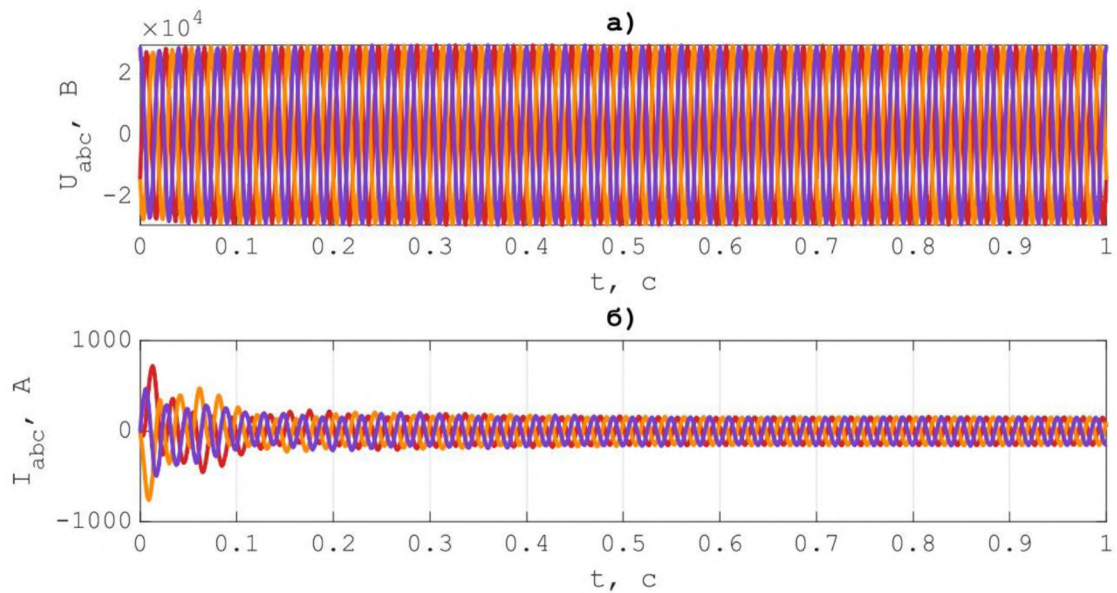


Рисунок 3.30 – Характеристики електромережі з ВЕС при куті керування 5 ел. град.: а) напруга кінця ЛЕП; б) струм кінця ЛЕП

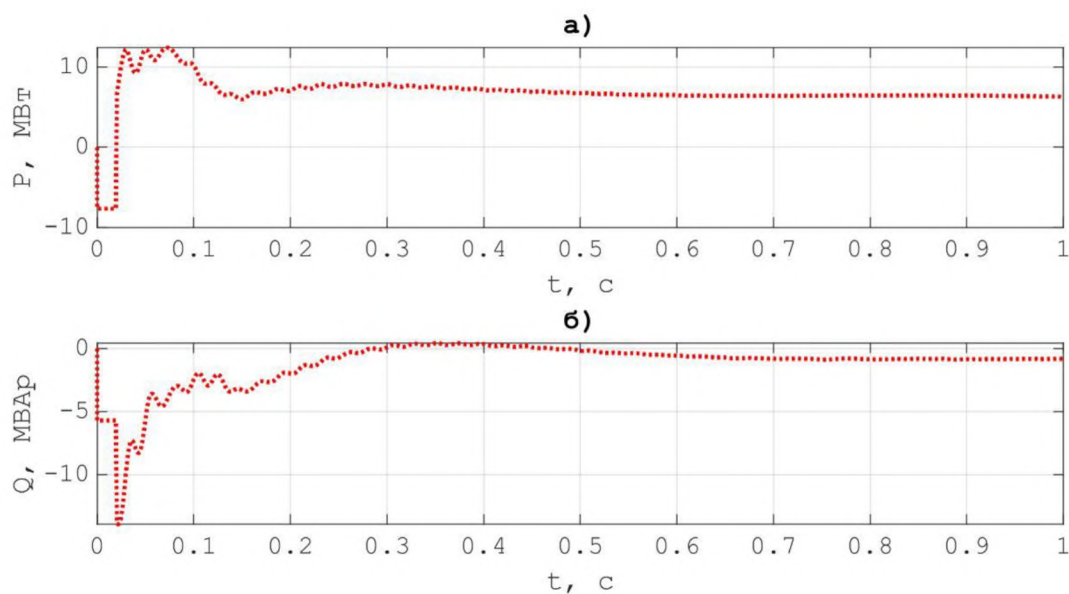


Рисунок 3.31 – Характеристики електромережі з ВЕС при куті керування 5 ел. град.: а) активна потужність ВЕС; б) реактивна потужність ВЕС

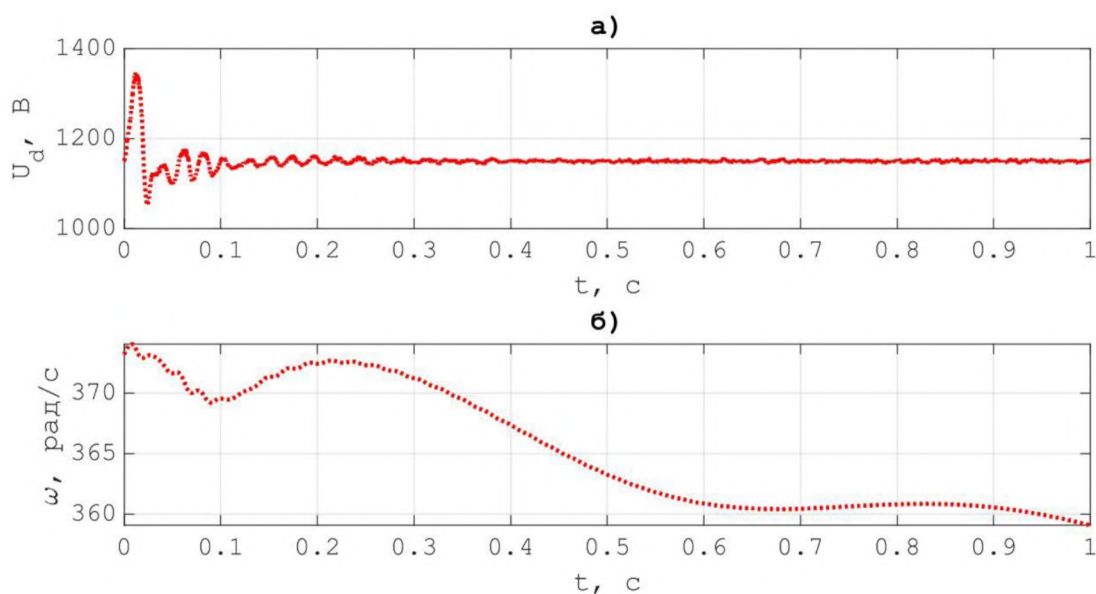


Рисунок 3.32 – Характеристики електромережі з ВЕС при куті керування 5 ел. град.: а) напруга постійного струму б) кутова частота ДЖАГ

При середньому куті 60 ел. град. компенсація є частковою, що забезпечує кращий баланс між зниженням втрат і контролем рівня напруги.

Напруга на початку та в кінці лінії залишається в межах допустимих значень, а коливання струму помітно згладжуються.

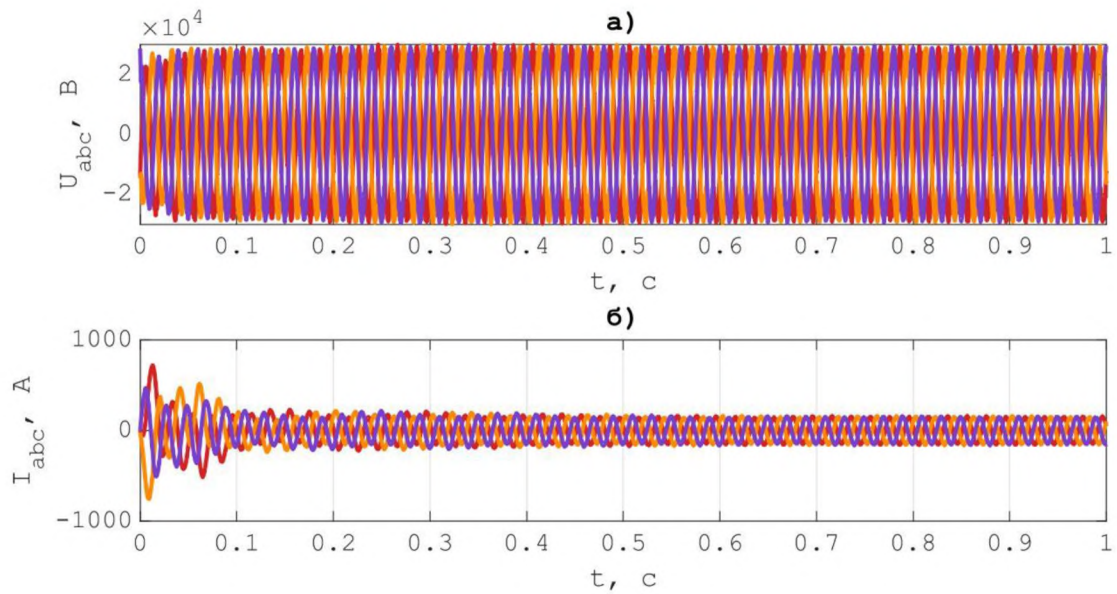


Рисунок 3.33 – Характеристики електромережі з ВЕС при куті керування 60 ел. град.: а) напруга початку ЛЕП; б) струм початку ЛЕП

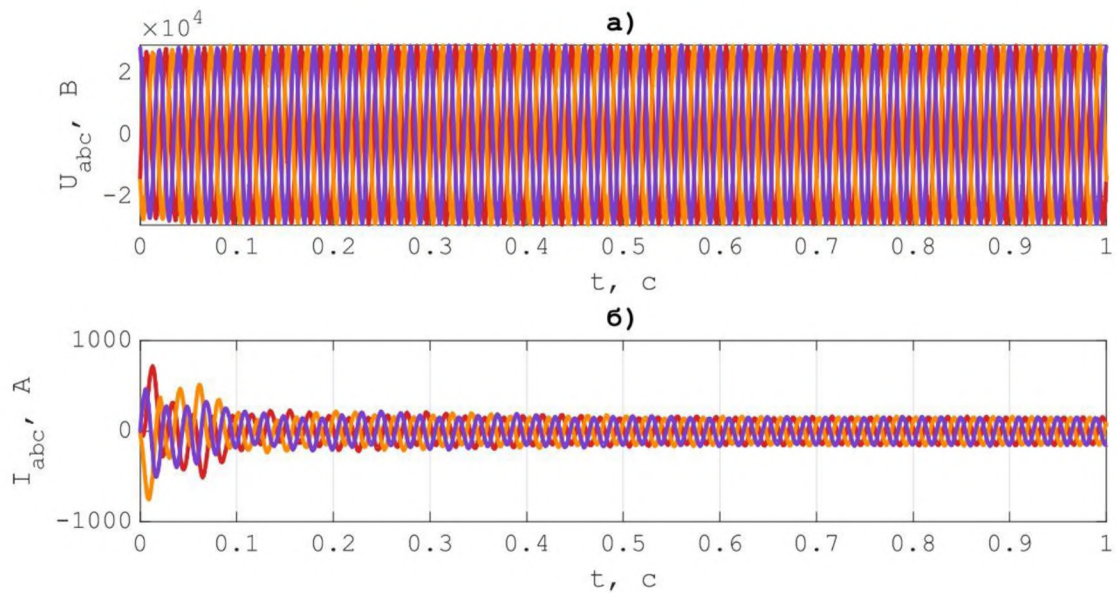


Рисунок 3.34 – Характеристики електромережі з ВЕС при куті керування 60 ел. град.: а) напруга кінця ЛЕП; б) струм кінця ЛЕП

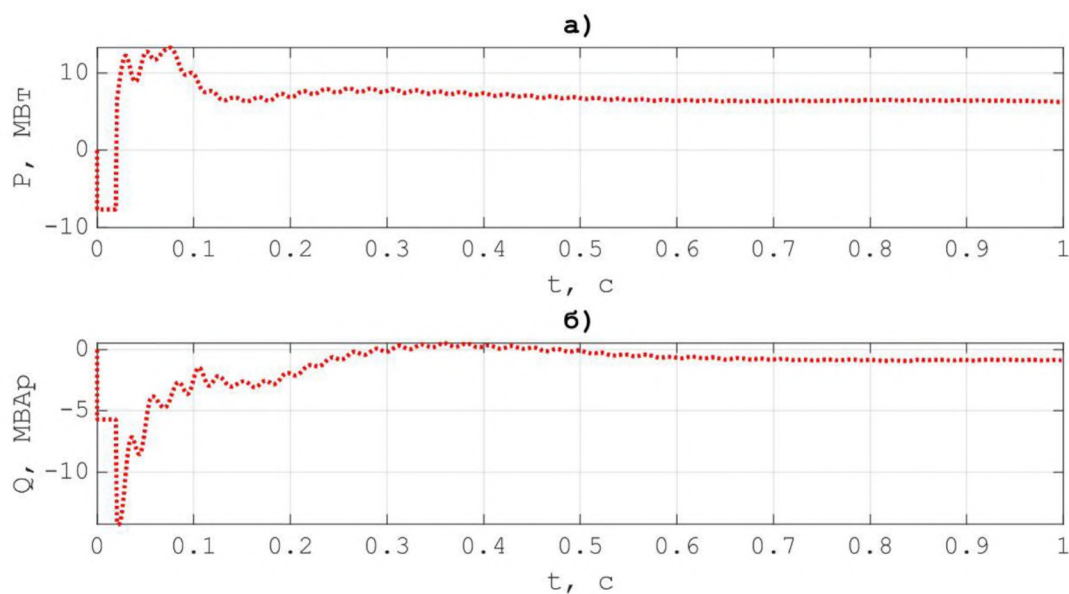


Рисунок 3.35 – Характеристики електромережі з ВЕС при куті керування 60 ел. град.: а) активна потужність ВЕС; б) реактивна потужність ВЕС

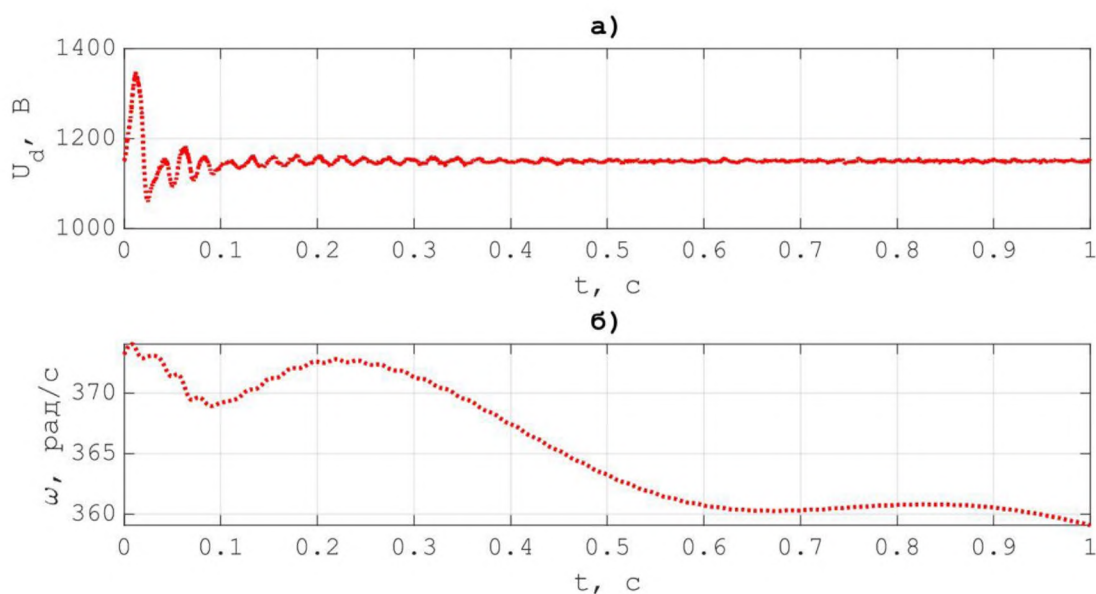


Рисунок 3.36 – Характеристики електромережі з ВЕС при куті керування 60 ел. град.: а) напруга постійного струму б) кутова частота ДЖАГ

При великому куті 150 ел. град. ефективна ємність ТКПК мінімальна, компенсація слабка, і лінія працює майже як некомпенсована. Це призводить до зниження напруги в кінці ЛЕП (особливо під навантаженням), але

зменшує ризик перенапруг і резонансних явищ. Струм у лінії зменшується, проте зростають втрати та погіршується пропускна здатність.

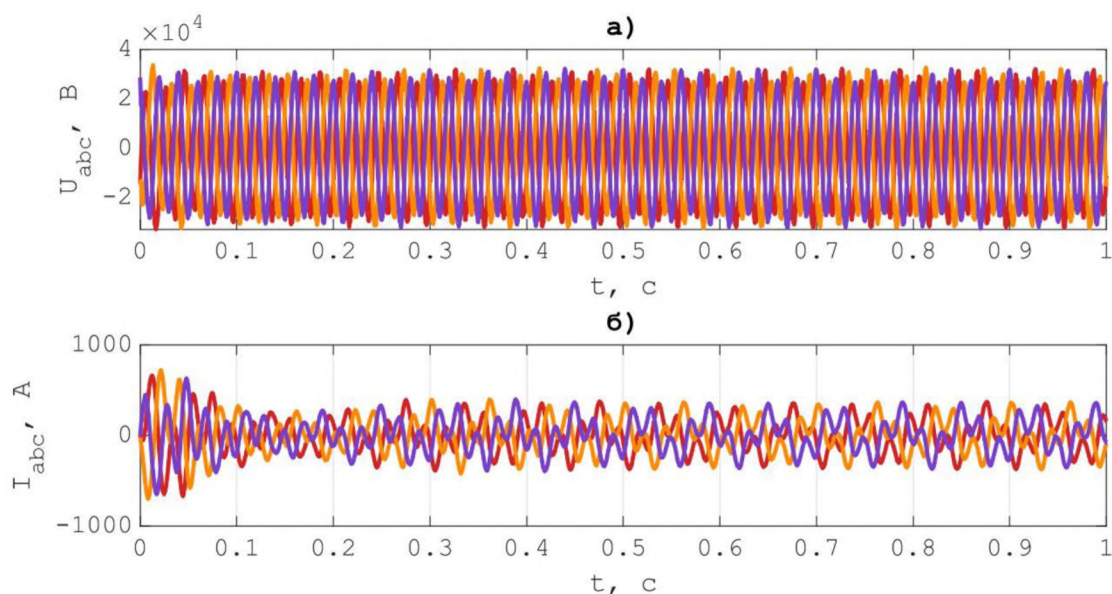


Рисунок 3.37 – Характеристики електромережі з ВЕС при куті керування 150 ел. град.: а) напруга початку ЛЕП; б) струм початку ЛЕП

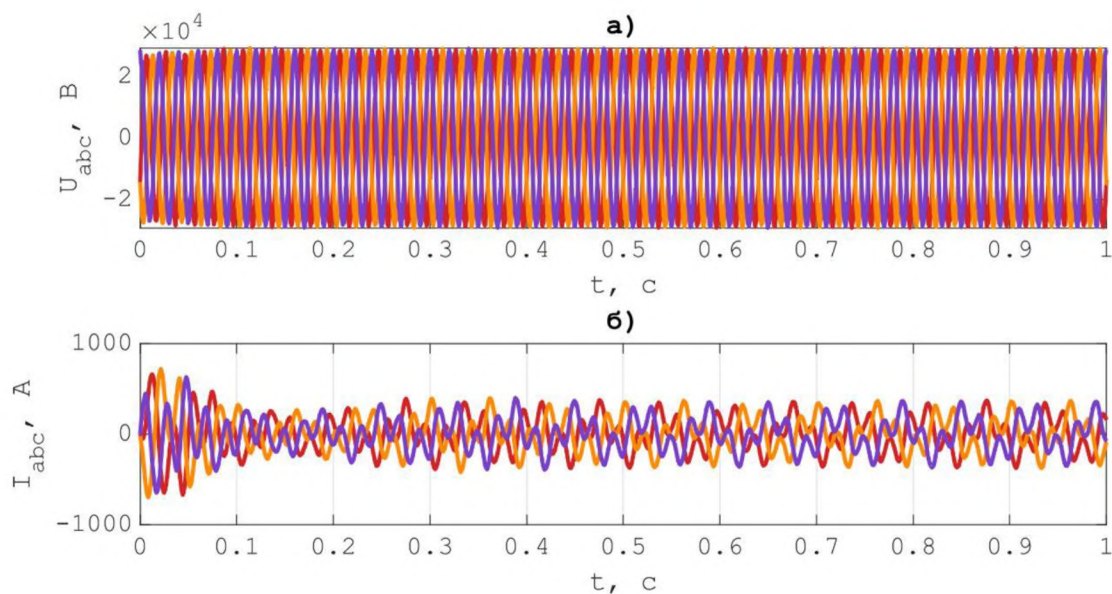


Рисунок 3.38 – Характеристики електромережі з ВЕС при куті керування 150 ел. град.: а) напруга кінця ЛЕП; б) струм кінця ЛЕП

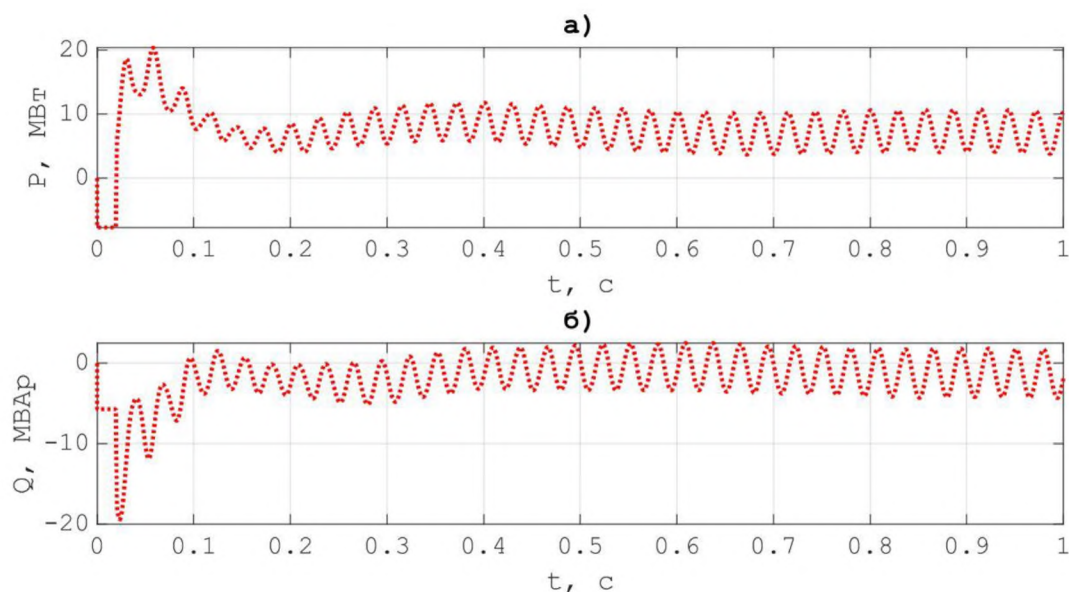


Рисунок 3.39 – Характеристики електромережі з ВЕС при куті керування 150 ел. град.: а) активна потужність ВЕС; б) реактивна потужність ВЕС

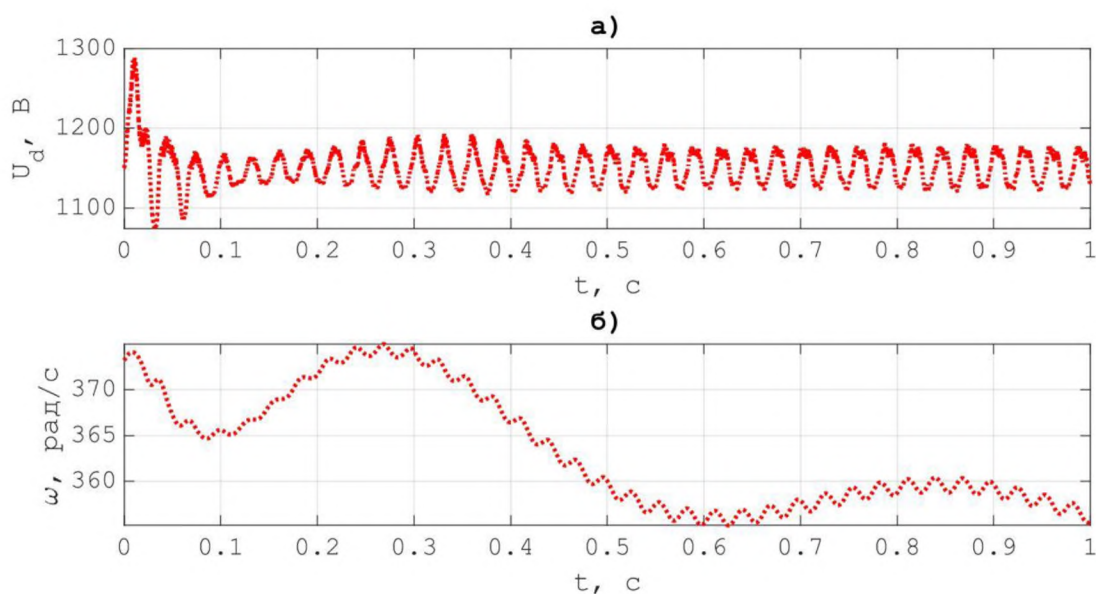


Рисунок 3.40 – Характеристики електромережі з ВЕС при куті керування 150 ел. град.: а) напруга постійного струму б) кутова частота ДЖАГ

Таким чином, зміна кута керування ТКПК дозволяє гнучко регулювати рівень компенсації, що впливає на профіль напруги вздовж лінії та струмові режими. Однак через специфіку ДЖАГ (наявність перетворювача, чутливість

до збурень мережі) надто глибока компенсація (малі кути) може викликати нестабільність напруги, спотворення струму та ризик втрати синхронізму, тоді як недостатня компенсація (великі кути) знижує ефективність передачі потужності від ВЕС. Оптимальний кут керування вибирається з урахуванням поточної швидкості вітру, навантаження та стану мережі.

3.4 Заходів щодо покращення надійності електромереж з ВЕС

Для традиційних електростанцій розроблено комплекс технічних і організаційних заходів, спрямованих на підвищення стійкості та надійності їхньої роботи при використанні компенсуючих пристроїв у лініях електропередавання. Особлива увага приділяється взаємодії генераторів із системами позовжньої компенсації, оскільки така інтеграція може спричиняти резонансні явища, перенапруги та інші небажані електромагнітні процеси. З метою мінімізації цих ризиків запропоновано кілька ключових груп заходів:

Застосування систем автоматичного регулювання збудження дозволяє оперативно коригувати рівень збудження синхронного генератора в залежності від стану мережі, що підвищує динамічну стійкість та сприяє ефективному демпфуванню коливань потужності.

Використання силових фільтрів гармонік зменшує вплив несинусоїдальності струму та напруги, що особливо актуально при наявності резонансних частот, спричинених взаємодією індуктивності лінії та ємності компенсатора.

Впровадження шунтуючих пристроїв для послідовного компенсатора – до них належать керовані джерела реактивної потужності (STATCOM, SVC), керовані шунтові реактори та інші динамічні компенсатори, які дозволяють оперативно регулювати рівень реактивної потужності й запобігати надмірним перенапругам під час аварійних або перехідних процесів.

Використання спеціалізованих захисних систем, які дозволяють швидко від'єднувати генератор від мережі у разі виникнення небезпечних

режимів (наприклад, при стрибках напруги, резонансі або втраті синхронізму).

Хоча ці заходи спочатку розроблялися для класичних синхронних генераторів, їхній потенціал може бути адаптований і до сучасних ВЕС з ДЖАГ. Проте при цьому необхідно враховувати специфіку конструкції ВЕУ: наявність перетворювачів частоти, здатність до варіації швидкості обертання, а також іншу природу взаємодії з мережею порівняно з традиційними джерелами живлення.

Висновки до розділу 3

Моделювання ВЕС із ДЖАГ, підключеної через поздовжньо компенсовану ЛЕП, показало зниження надійності енергосистеми. При низькій ємності конденсаторів послідовної компенсації спостерігаються незатухаючі коливання й стрибки напруги через взаємодію мережі з ротором через перетворювач. Зі зростанням ємності перенапруги посилюються.

Найменш стійка робота була при слабкому вітрі. Ротор обертався нижче синхронної швидкості, виникали розхити, втрата синхронізму та перехід у двигунний режим, що призводило до значних коливань напруги й потужності. При сильному вітрі ВЕУ стабільніша, але залишається ризик електромагнітних перехідних процесів. Проте імовірність руйнування механічних частин ВЕУ низька.

Зміна кута керування ТКПК дозволяє регулювати рівень компенсації, впливаючи на напругу та струм у лінії. Однак через особливості ДЖАГ надто глибока компенсація (малі кути) може спричинити нестабільність напруги, спотворення струму та втрату синхронізму, а недостатня (великі кути) – знизити ефективність передачі потужності від ВЕС. Оптимальний кут визначається залежно від швидкості вітру, навантаження та стану мережі.

ВИСНОВКИ

Проведені в магістерській роботі теоретичні та модельні дослідження дозволили зробити такі висновки:

1. Проведений аналіз сучасного стану вітроенергетики України показав високий потенціал подальшого розвитку галузі за рахунок природних ресурсів вітру та інтеграції у європейський енергетичний простір. Проте надійність вітрової генерації в умовах нестабільної мережі потребує удосконалення систем компенсації реактивної потужності та керування потужністю.

2. Досліджено принцип послідовної компенсації ліній електропередачі, який дозволяє зменшити їхній індуктивний опір і підвищити пропускну здатність. Визначено, що застосування тиристорно-керованого послідовного компенсатора (ТКПК) забезпечує гнучке регулювання рівня компенсації, підвищуючи ефективність передачі енергії від віддалених вітроелектростанцій.

3. У середовищі MATLAB/Simscapе створено математичну модель системи з вітроелектростанцією на базі двосторонньо живленого асинхронного генератора та елементами послідовної компенсації. Модель відображає електромагнітні, механічні та керуючі процеси, дозволяючи оцінювати стабільність системи при різних рівнях вітру та параметрах компенсації.

4. Результати симуляцій показали, що за малої ємності конденсаторів компенсації спостерігаються незатухаючі коливання напруги, а зі збільшенням ємності виникають перенапруги через взаємодію мережі з ротором генератора. Найбільш нестійкий режим роботи ВЕС виявлено при низьких швидкостях вітру, коли ротор обертається нижче синхронної швидкості.

5. Аналіз впливу кута керування тиристорно-керованих компенсаторів засвідчив, що надто глибока компенсація (малі кути) може

призвести до втрати синхронізму й спотворення струмів, тоді як недостатня компенсація (великі кути) знижує ефективність передачі потужності. Оптимальний режим компенсації визначається швидкістю вітру та станом електричної мережі.

6. Отримані результати підтвердили доцільність застосування тиристорно-керованих компенсаторів у системах із вітроелектростанціями для стабілізації напруги та підвищення пропускної здатності ліній електропередачі. Використання таких систем дозволяє зменшити ризики субсинхронних резонансів і забезпечити більш надійну інтеграцію вітрової генерації в енергосистему.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Мандровська, О. (2025, July 31). Вітровий прорив: Україна може у 5 разів збільшити виробництво «зеленої» електроенергії. Комерсант український. <https://komersant.ua/vitrovyy-proryv-ukraina-mozhe-u-5-raziv-zbilshyty-vyrobnytstvo-zelenoi-elektroenerhii/>
2. Miller, J., Brunet-Watson, M., & Leighfield, J. (2014). Review of Series Compensation for Transmission Lines (No. JU4715; p. 65). PSC North America - Power Networks.
3. Ordóñez, C. A., Gómez-Expósito, A., & Maza-Ortega, J. M. (2021). Series Compensation of Transmission Systems: A Literature Survey. *Energies*, 14(6), 1717. <https://doi.org/10.3390/en14061717>
4. Mazibuko, N., Akindeji, K. T., & Moloi, K. (2024). A Review on the Impact of Transmission Line Compensation and RES Integration on Protection Schemes. *Energies*, 17(14), 3433. <https://doi.org/10.3390/en17143433>
5. Han, Y., Li, S., & Du, C. (2020). Adaptive Higher-Order Sliding Mode Control of Series-Compensated DFIG-Based Wind Farm for Sub-Synchronous Control Interaction Mitigation. *Energies*, 13(20), 5421. <https://doi.org/10.3390/en13205421>
6. Jiang, H., Song, R., Du, N., Zhou, P., Zheng, B., Han, Y., & Yang, D. (2019). Application of UPFC to mitigate SSR in series-compensated wind farms. *The Journal of Engineering*, 2019(16), 2505–2509. <https://doi.org/10.1049/joe.2018.8533>
7. Lan, Y., & Du, S. (2023). Improvement of Grid-connected Reactive Power Compensation for Wind Farms Based on STATCOM. *Journal of Physics: Conference Series*, 2427(1), 012004. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2427/1/012004>
8. Li, Y., Chi, Y., Tang, H., & Liu, C. (2019). Study on characteristics of wind power transmission system with series compensation. *The Journal of Engineering*, 2019(16), 3333–3336. <https://doi.org/10.1049/joe.2018.8420>

9. Lin, C. H. (2022). Comparison of Impact on Turbine Shafts Torsional Behavior for Integration of Two Types of Wind Farm into a Series-Compensated Transmission System. *Energies*, 15(18), 6796. <https://doi.org/10.3390/en15186796>
10. Massimo Gatta, F., Lauria, D., Quaia, S., & Lauria, S. (2023). Analytical methods for series compensation of a transmission line. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 145, 108647. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108647>
11. Moharana, A., Varma, R. K., & Seethapathy, R. (2012a). Modal analysis of Type-1 wind farm connected to series compensated transmission line and LCC HVDC transmission line. 2012 IEEE Electrical Power and Energy Conference, 202–209. <https://doi.org/10.1109/EPEC.2012.6474951>
12. Moharana, A., Varma, R. K., & Seethapathy, R. (2012b). SSR mitigation in wind farm connected to series compensated transmission line using STATCOM. 2012 IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications, 1–8. <https://doi.org/10.1109/PEMWA.2012.6316401>
13. Orchi, T. F., Hossain, M. J., Pota, H. R., & Rahman, M. S. (2013). Voltage stability and power quality issues of wind farm with series compensation. 2013 IEEE Electrical Power & Energy Conference, 1–6. <https://doi.org/10.1109/EPEC.2013.6802968>
14. Orchi, T. F., Pota, H. R., & Hossain, M. J. (2012). Stability improvement of wind farms using shunt and series compensation: 2012 22nd Australasian Universities Power Engineering Conference: “Green Smart Grid Systems”, AUPEC 2012. AUPEC 2012. <http://www.scopus.com/inward/record.url?scp=84871844727&partnerID=8YFLogxK>
15. Palanichamy, C., & Wong, Y. C. (2015). Transmission Line Series Compensation for Wind Energy Transmission. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 78(1), 012013. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/78/1/012013>

16. Pedra, J., & Monjo, L. (2025). Influence of Series Compensated Line on the DFIG Wind Turbine Control Parameter Settings (SSRN Scholarly Paper No. 5624252). Social Science Research Network. <https://doi.org/10.2139/ssrn.5624252>
17. Prabhu, M. S., Biswas, S., Nayak, P. K., Abdelaziz, A., & El-Shahat, A. (2023). An intelligent protection scheme for series-compensated transmission lines connecting large-scale wind farms. *Frontiers in Energy Research*, 11. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2023.1141235>
18. Trevisan, A. S., Fecteau, M., Mendonça, Â., Gagnon, R., & Mahseredjian, J. (2021). Analysis of low frequency interactions of DFIG wind turbine systems in series compensated grids. *Electric Power Systems Research*, 191, 106845. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106845>
19. Verma, N., & Kumar, N. (2022). DFIG-Based Wind Plant Coupled Series Compensated Transmission Line: Modeling and SSR Stability Analysis. *Journal of The Institution of Engineers (India): Series B*, 103(6), 1917–1926. <https://doi.org/10.1007/s40031-022-00807-6>
20. Virulkar, V. B., & Gotmare, G. V. (2016). Sub-synchronous resonance in series compensated wind farm: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 55, 1010–1029. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.012>
21. Wang, L., Huang, B., Sun, H., Chen, Y., & Liu, Y. (2019). Analysis of SSR characteristics in DFIGs based wind farm integrated to a series-compensated network. *The Journal of Engineering*, 2019(18), 4858–4863. <https://doi.org/10.1049/joe.2018.9337>
22. Heier, S. (2014). *Grid Integration of Wind Energy*. 494.
23. Wind Turbine. (n.d.). MathWorks. Retrieved October 20, 2025, from <https://www.mathworks.com/help/sps/powersys/ref/windturbine.html>
24. Wind Farm - Doubly-Fed Induction Generator (DFIG). (n.d.). MathWorks. Retrieved October 20, 2025, from <https://www.mathworks.com/help/sps/ug/wind-farm-dfig-detailed-model.html>

25. Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC). (n.d.). MathWorks. Retrieved October 20, 2025, from <https://www.mathworks.com/help/sps/ug/tcsc-detailed-model.html>