

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ТАВРІЙСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ АГРОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ДМИТРА МОТОРНОГО
Факультет енергетики і комп'ютерних технологій

«На правах рукопису»
УДК 621.3

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри електроенергетики
та електротехнологій
к.т.н., доц. _____ Юлія Постол
« 14 » лютого 2025 року

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи
здобувача другого (магістерського) рівня вищої освіти

**на тему: Дослідження вітроенергетичної установки з метою
підвищення якості електричної енергії
в локальній мережі.**

21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ

Виконав: студент М2 курсу, 21 МБ ЕЕ групи
спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка
Освітня програма : Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка

_____ А. О. Грєвцев
(підпис)

Керівник, к.т.н, доцент _____ О. І. Коваленко
(підпис)

Консультант, к.е.н., доцент _____ С.Р. Плотніченко
(підпис)

Нормоконтролер, к.т.н., доц. _____
(підпис)

Рецензент _____ В. С. Маришкін
(підпис)

Запоріжжя, 2025 р.

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ТАВРІЙСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ АГРОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ДМИТРА МОТОРНОГО

Факультет енергетики і комп'ютерних технологій
Кафедра електроенергетики і електротехнологій
Рівень вищої освіти: другий (магістерський)
Спеціальність: 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
електроенергетики і електротехнологій
к.т.н., доц. _____ Юлія Постол
« 27 » грудня 2024 року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧУ

Грєвцеву Антону Олеговичу

1. Тема роботи: Дослідження вітроенергетичної установки з метою підвищення якості електричної енергії в локальній мережі.

керівник роботи: Коваленко О. І., к.т.н., доцент.

затверджені наказом ректора університету від 23 вересня 2024 року № 441-С.

2. Строк подання здобувачем роботи: 12 лютого 2025 року.

3. Вихідні дані до роботи: статистичні дані району електропостачання, технічне завдання на кваліфікаційну роботу, матеріали виробничих та переддипломних практик, нормативні документи, науково-технічна література, електронні ресурси та ін.

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

Вступ.

1. Вплив вітроенергетичної її установки на якість виробленої електричної енергії.

2. Дослідження електромагнітної сумісності споживачів локальної електричної мережі.

3. Методи підвищення якості електричної енергії в локальній електричній мережі з вітроенергетичними установками.

4. Економічне обґрунтування запропонованих рішень.

Висновки

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслеників):

1. Локальна електрична мережа на основі вітроенергетичної установки. Показники якості. Плакат навчально-технічний.
2. Локальна електрична мережа на основі вітроенергетичної установки. Коливання напруги на затискачах вітрогенератора. Плакат навчально-технічний.
3. Локальна електрична мережа на основі вітроенергетичної установки. Схема компенсації реактивної потужності. Схема електрична принципова.
4. Локальна електрична мережа на основі вітроенергетичної установки. Схема багаторівневого інвертора напруги. Схема електрична принципова.
5. Локальна електрична мережа на основі вітроенергетичної установки. Економічне обґрунтування запропонованих рішень. Таблиця.

6. Консультанти розділів (підрозділів) роботи

Розділ (підрозділ)	П.І.Б., посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
4	Плотніченко С.Р., к.е.н., доцент	27.12.24	27.12.24

7. Дата видачі завдання: 27 грудня 2024 року.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1. Вплив вітроенергетичної установки на якість електричної енергії.	14.01.2025 р.	
2. Дослідження електромагнітної сумісності споживачів локальної електричної мережі.	24.01.2025 р.	
3. Методи підвищення якості електричної енергії в локальній електричній мережі з вітроенергетичними установками.	07.02.2025 р.	
4. Економічне обґрунтування запропонованих технічних рішень.	11.02.2025 р.	
6. Підпис керівником роботи.	12.02.2025 р.	
7. Підпис завідувачем кафедри.	14.02.2025 р.	

Здобувач вищої освіти	_____	А. О. Грєвцев
	(підпис)	
Керівник роботи, к.т.н., доцент	_____	О. І. Коваленко
	(підпис)	

№ рядка	Формат	Позначення			Найменування	Кільк. арк.	№ примір.	Примітка
1	A4	21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ			Дослідження			
2					вітроенергетичної її установки			
3					з метою підвищення			
4					якості електричної енергії			
5					в локальній мережі.	100		
6	A1	21ЕДД.11260409.02.25110000УП			Локальна електрична мережа	1	–	
7					на основі вітроенергетичної			
8					установки. Показники якості.			
9					Плакат навчально-технічний.	1	–	
10	A2	21ЕДД.11260409.02.25.120000УП			Локальна електрична мережа			
11					на основі вітроенергетичної			
12					установки. Коливання напруги			
13					на затискачах вітрогенератора.			
14					Плакат навчально-технічний.	1	–	
15	A1	21ЕЕД.11260409.02.25.220000ЭЗ			Локальна електрична мережа			
16					на основі вітроенергетичної			
17					установки. Схема компенсації			
18					реактивної потужності.			
19					Схема електрична принципова.	1	–	
20	A1	21ЕДД.11260409.02.25.320000ЭЗ			Локальна електрична мережа			
21					на основі вітроенергетичної			
22					установки. Схема багаторівневого			
23					інвертора напруги. Схема			
24					електрична принципова.	1	–	
25	A1	21ЕЕД.11260409.02.25.410000ТБ			Локальна електрична мережа			
					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ			
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата				
Розроб.		Грєвцев А.О.		11.02.25	Відомість технічного проєкту	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перев.		Коваленко О.І.		12.02.25			1	2
						ТДАТУ, 2025		
Н.контр.				12.02.25				
Затв.		Постол Ю.О.		14.02.25				

№ рядка	Формат	Позначення			Найменування	Кільк. арк.	№ примір.	Примітка
1					на основі вітроенергетичної			
2					установки. Економічне			
3					обґрунтування запропонованих			
4					Технічних рішень. Таблиця.	1	–	
5								
6								
7								
8								
9								
10								
11								
12								
13								
14								
15								
16								
17								
18								
19								
20								
21								
22								
23								
24								
25								
26								
27								
28								
					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ			Арк.
								2
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата				

РЕФЕРАТ

Гревцев А.О. Дослідження вітроенергетичної установки з метою підвищення якості електричної енергії в локальній мережі : кваліфікаційна робота. Запоріжжя : ТДАТУ, 2025. 103 с.

Обсяг кваліфікаційної роботи – 103 аркуші, кількість рисунків – 37, кількість таблиць – 10.

У кваліфікаційній роботі виконано аналіз локальної електричної мережі із вітроенергетичною установкою в якості головного джерела живлення.

Розглянуто показники якості електричної енергії в електричних мережах. Визначено допустимі межі їх відхилення від нормованих значень.

Наведено перелік факторів, що впливають на якість електричної енергії. Визначено, що межі відхилень показників якості електричної енергії залежать від схеми та режимів роботи як джерела живлення так і споживачів електричної енергії.

Досліджено зв'язок електромагнітної сумісності споживачів із балансовою надійністю локальної мережі. ВЕС як об'єкт розосередженої генерації може спричиняти різні типи кондуктивних збурень у розподільних мереж.

Розглянуто особливості впливу регулювання реактивної потужності вітроелектростанції на рівень змін напруги в мережі. Проаналізовано залежності, котрі дозволяють оцінити вплив регулювання реактивної потужності в пункті приєднання вітроелектростанції на характер змін напруги.

За допомогою математичного моделювання визначено параметри генерованої вихідної напруги головних складових джерел живлення.

Запропоновано ряд методів покращення електричної енергії в локальній мережі: застосування багаторівневого інвертора напруги; впровадження схеми діагностування мережі; застосування активних фільтрів гармонійних спотворень.

У кваліфікаційній роботі також наведено розрахунок економічної ефективності запропонованих технічних заходів.

Ключові слова : ЛОКАЛЬНА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА; ВІТРОГЕНЕРУЮЧА УСТАНОВКА; ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ABSTRACT

Grevtsev A.O. Research of a wind power plant for the purpose of improving the quality of electric energy in the local network: qualification work. Zaporizhzhia: TDAU, 2025. 103p.

The volume of the qualification work is 103 sheets, the number of figures is 37, the number of tables is 10.

In the qualification work, the analysis of the local electrical network with a wind turbine as the main power source was performed.

The indicators of the quality of electric energy in electric networks are considered. The permissible limits of their deviation from normalized values have been determined.

A list of factors affecting the quality of electrical energy is given. It is determined that the limits of deviations of electricity quality indicators depend on the scheme and modes of operation of both the power source and consumers of electric energy.

The relationship of electromagnetic compatibility with the balance reliability of the local network has been investigated. Wind farms as an object of dispersed generation can cause various types of conductive disturbances in distribution networks.

The peculiarities of the influence of the regulation of the reactive power of a wind power plant on the level of voltage changes in the network are considered. The dependencies that allow assessing the impact of reactive power regulation at the wind power connection point on the nature of voltage changes have been analyzed.

With the help of mathematical modeling, the parameters of the generated output voltage of the main components of power supplies have been determined.

A number of methods for improving electrical energy in the local network have been proposed: the use of a multi-level voltage inverter; implementation of a network diagnostic scheme; the use of active harmonic distortion filters.

The qualification work also provides a calculation of the economic efficiency of the proposed technical measures.

Keywords : LOCAL ELECTRIC GRID; WIND TURBINE; QUALITY OF ELECTRICAL ENERGY

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ВСТУП	9
1 ВПЛИВ ВІТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ УСТАНОВКИ НА ЯКІСТЬ ВИРОБЛЕНОЇ ЕНЕРГІЇ	11
1.1 Вимоги до якості електричної енергії у локальній мережі	13
1.2 Вплив споживачів на якість електроенергії.....	18
1.3 Аналіз якості електричної енергії, що виробляється вітроенергетичною установкою	30
1.4 Фактори, що впливають на якість електричної енергії	36
Висновки до розділу 1	44
2 ДОСЛІДЖЕННЯ ЕЛЕКТРОМАГНІТНОЇ СУМІСНОСТІ СПОЖИВАЧІВ ЛОКАЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	46
2.1 Стабілізація рівня напруги в локальній мережі	46
2.2 Дослідження процесу компенсації реактивної потужності	53
2.3 Приєднання вітроелектростанції до загальної мережі	60
Висновки до розділу 2.....	66
3 МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЛОКАЛЬНІЙ ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ З ВІТРОЕНЕРГЕТИЧНИМИ УСТАНОВКАМИ...	67
3.1 Моделювання втрат потужності асинхронного генератора	67
3.2 Впровадження багаторівневого інвертора напруги.....	74
3.3 Комплексне покращення якості електричної енергії в локальній мережі.....	79
Висновки до розділу 3	86
4 ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ЗАПРОПОНОВАНИХ РІШЕНЬ	87
Висновки до розділу 4	97
ВИСНОВКИ.....	95
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	97

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Кожне окреме підприємство зацікавлене у надійному забезпеченні електричною енергією своїх споживачів. Своєчасна модернізація підприємства безпосередньо пов'язана із впровадженням нової електротехніки, а при розбудові нової мережі реальний обсяг електричної енергії не завжди відповідає запланованому.

На одному рівні із традиційними джерелами живлення стоять вітроенергетичні установки. У головному екологічному питанні здобуття електричної енергії досягається із урахуванням нових обставин. Електропостачання від даного джерела характеризується новими особливостями роботи у порівнянні із розповсюдженими великими об'єктами енергосистеми. Електроспоживачі окремої локальної мережі можуть працювати тільки на електричній енергії відповідних заводських параметрів. Тому якість виробленої енергії не має поступатися традиційним джерелам живлення.

Актуальність теми. Локальна електрична мережа являється розподільною електричною мережею або її частиною, в якій в якості джерел енергії використовуються джерела розосередженого генерування, що використовують нетрадиційні та відновлювальні джерела енергії. Напруга у вузлах мережі з ВДЕ під час експлуатації може бути меншою або більшою граничних допустимих значень. Так само гармонійні складові струмів і напруг – можуть мати понаднормові відхилення.

Питання якості електричної енергії набуває особливого значення при проектуванні нових вітроелектростанцій. Технологія їх підключення не настільки вдосконалена як традиційні джерела генерування, а пряме підключення до мережі по-різному впливає на його роботу.

Мета і задачі дослідження. Метою кваліфікаційної роботи є підвищення якості електричної енергії в локальній мережі шляхом впровадження додаткових технічних і технологічних засобів.

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для досягнення поставленої мети в кваліфікаційній роботі необхідно провести дослідження та вирішити наступні задачі:

- проаналізувати основні вимоги щодо показників якості електричної енергії для нормального функціонування локальної мережі;
- проаналізувати режими роботи вітроенергетичної установки та визначити основні фактори, що впливають на якість електричної енергії в локальній;
- дослідити шляхи підвищення якості електричної енергії в локальній електричній мережі та запропонувати технічні рішення для їх реалізації;
- виконати техніко-економічні розрахунки для підтвердження ефективності запропонованих рішень.

Об'єкт дослідження – локальна електрична мережа на основі вітроенергетичної установки.

Предмет дослідження – показники якості електричної енергії в локальній електричній мережі.

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ВПЛИВ ВІТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ УСТАНОВКИ НА ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

1.1 Вимоги до якості електричної енергії у локальній мережі

Енергія вітру добре заміщує традиційну генерацію, що виробляє електроенергію шляхом спалювання викопного палива, а саме вугілля чи природного газу. Джерело енергії не потрібно здобувати і транспортувати до місця споживання: вітер сам поступає до встановленого на його шляху вітрогенератора. Ця особливість надзвичайно важлива для важкодоступних районів (степових та гірських) віддалених від джерел централізованого енергопостачання, і для відносно дрібних (потужністю до 100 кВт) споживачів енергії [1].

Постановою Кабінету міністрів України від 13.08.2024 № 761-р, про затвердження Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2030 року та плану заходів з його виконання скоротити викиди парникових газів, передбачено скорочення викидів парникових газів на 35 % від рівня 1990 року [2]. Оскільки найбільшою сферою вуглецю в економіці традиційно виступає енергетичний сектор, то очевидно, що значно більша увага має бути приділена скороченню викидів саме в енергетиці. Виробництво електроенергії за допомогою вітроенергетичного обладнання не супроводжується викидами забруднювальних речовин в атмосферне повітря. При цьому робота одного вітрогенератора потужністю 1 МВт скорочує щорічні викиди в атмосферу 1800 тонн CO₂, 9 тонн SO₂, 4 тонн оксидів азоту [3].

Європейський Союз багато уваги приділяє дослідженням та інноваціям у галузі вітроенергетики. Очікується, що вітрова енергія забезпечить найбільший внесок у досягнення цілей ЄС щодо використання відновлюваної енергії й надалі. Міжнародне енергетичне агентство (МЕА) представило прогноз генерування електроенергії ВЕС, які розташовані на суші за сценарієм сталого розвитку. Рисунок 1.1 ілюструє, що в 2030 році вироблення

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

електроенергії за рахунок використання енергії вітру на суші збільшиться більш ніж удвічі порівняно з 2020 роком [4].

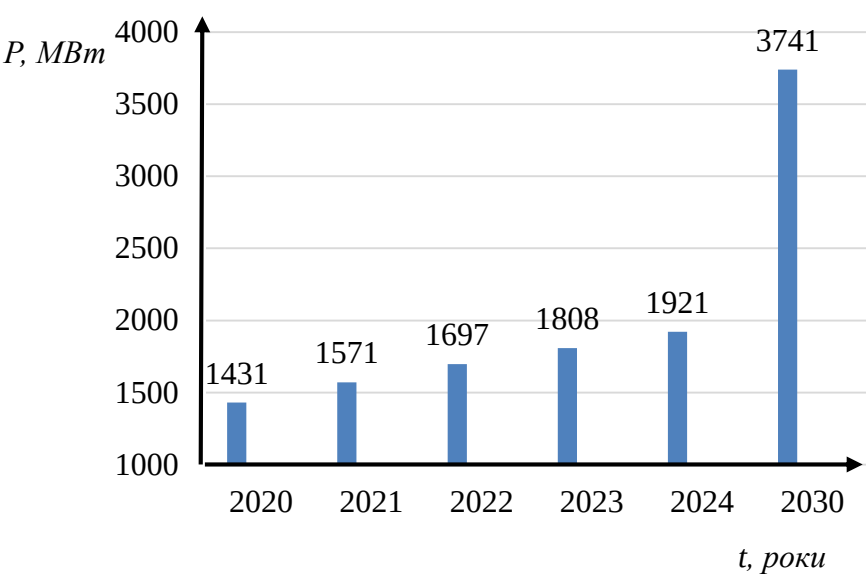


Рисунок 1.1 – Прогнозування світового генерування електроенергії вітрових електростанцій

На зміну централізованому електропостачанню від потужних електростанцій приходить комбіноване електропостачання, коли безпосередньо в розподільчих мережах розбудовують джерела «зеленої» генерації. В той час у мережах, які відрізані від загальної енергосистеми, неможливо виробляти якісну електроенергію без паралельного підключення до традиційних джерел енергії. Наш об’єкт розподільчої генерації – вітроенергетична (вітрогенеруюча) установка (ВГУ) – виконаний на основі статичного перетворювача, що дозволяє отримати номінальну вихідну активну потужність при коефіцієнті потужності близького до одиниці. Такий експериментальний характер роботи був більш менш припустимий для малих приватних господарств, які прагнули не підвищення ефективності енергосистеми, а відносної енергонезалежності [5].

З технічного погляду до електромережі підприємства можна підключити достатню кількість необхідних потужностей. Однак, це може внести суттєву

невизначеність в енергосистемі, погіршити її надійність та енергоефективність. Останнє обумовлено тим, що вартість інтеграції відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) в енергосистему підприємства зазвичай перевищує допустиму порівняно з традиційним енергозбереженням.

Завдання малої вітроенергетики полягає у забезпеченні надійного функціонування локальних вітроенергетичних систем, практика використання яких передбачає необхідність забезпечення певної кількості годин роботи виробничих механізмів споживачів.

Усім відомо, що підприємства не будують спеціально у місцях з великою концентрацією вітрового потоку. Якість роботи локальної електричної мережі (ЛЕМ) та надійність електропостачання багато в чому залежать від надійності роботи повітряної лінії електропередавання (ПЛ) 0,4 кВ. [6]. Так, за результатами досліджень [7], на 100 кілометрів електричних мереж з класом напруги 0,4 кВ відбувається близько 50 пошкоджень. Тому доцільніше буде розміщення ВГУ на території самого підприємства.

Локальна електрична система – це сукупність генеруючого електрообладнання обмеженої потужності, перетворювачів та споживачів електроенергії, що з'єднані між собою з урахуванням топології розподільної мережі, у яких протікають єдині електромагнітні процеси. Генеровані наслідки поганої якості електроенергії відчуються на кінцевому місці споживання. Підприємства, що відносяться до електроприймачів I та II категорії, потребують дотримання встановленої потужності від ВГУ на достатньому рівні. Оскільки перерви в електропостачанні тут можуть створити тяжкі наслідки і на працююче обладнання, і на безпеку життя людей [8]. Руйнація електрообладнання в цій особливій групі споживачів недопустима. Оскільки «зелена» енергетика залучається в енергосистему країни першим ділом для підняття безперебійного забезпечення електрикою великої промисловості.

Споживачі мають бути впевнені у гарантованому забезпеченні свого підприємства тією електроенергією, яка не створює негативний вплив на дороге електрообладнання.

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У таблиці 1.1 наведені усі вимоги щодо норм якості електричної енергії у загальних мережах [9].

Таблиця 1.1 – Показники якості електричної енергії (ГОСТ 13109-97)

Показник якості електроенергії	Позначення	Нормально допустиме значення	Гранично допустиме значення
відхилення частоти	Δf	$\pm 0,2$ Гц	$\pm 0,4$ Гц
усталене відхилення напруги	δ	± 5 %	± 10 %
розмах зміни напруги	δU_t	2 графіки	10 %
доза флікера (короткочасна і тривала)	P_{St} та P_{Lt}	1,38 (1,0) 1,0 (0,74)	
коефіцієнт несиметрії напруги за зворотною послідовністю	K_{2U}	2 % (0,38)	4 % (0,38)
коефіцієнт несиметрії напруги за нульовою послідовністю	K_{0U}	2 % (0,38)	4 % (0,38)
коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги	K_U	8 % (0,38)	12% (0,38)
коефіцієнт n -ої гармонічної складової напруги	$K_{U(n)}$	5 гармоніка, 6 % (0,38)	
тривалість провалу напруги	t_n		30 с
коефіцієнт тимчасової перенапруги	K_{nep}		1,47 до 1 с до 20 с 1,15 до 60 с
імпульсна напруга	U_{imn}		6 кВ, 4,5 кВ

В Україні діють два стандарти, які нормують якість електроенергії: ГОСТ 13109-97, який введено в дію з 1 січня 2000 р., та ДСТУ EN 50160-2014, який введено в дію з 1 жовтня 2014 р. наказом Мінекономрозвитку України № 573 від 20.05.2014 р. відповідно до Закону України від 15 грудня 2010 р. № 2787-VI «Про ратифікацію Протоколу про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства», згідно з яким Україна з 1

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

лютого 2011 р. стала членом Енергетичного Співтовариства. Останній є ідентичним європейському стандарту EN 50160:2010. Але при цьому міждержавний стандарт ГОСТ 13109-97 не втратив чинності.

В ДСТУ EN 50160-2014 [10] уточнено склад і термінологію показників якості електроенергії (таблиця 1.2).

Таблиця 1.2 – Показники якості електричної енергії (ДСТУ EN 50160-2014)

Показник якості електроенергії	Позначення	Нормально допустиме значення
відхилення частоти	Δf	$\pm 2 \%$ протягом 95 % часу за тиждень; $\pm 15 \%$ протягом 100 % часу вимірювань
відхилення напруги	δ	$\pm 10 \%$ (на інтервалі 10 хв) (+10/-15 %)
швидкі зміни напруги	δU_t	5%, графік (10 %)
показник довгочасного флікера	P_{Lt}	1,0
небаланс напруг	U_2	2 %
сумарний коефіцієнт гармонічних спотворень	$NEAN$	8 % (0,38)
напруга гармонік	$U_{(n)}$	5 гарм. – 6 %; 7 гарм. – 5 %... (0,38 кВ)
провал напруги, який регламентують залишкова напруга та тривалість провалу напруги	$U_{зал}, \Delta t_n$	Для мереж низької напруги 10-50 %, середньої напруги – 10–15 % (0,01...60 с)
переривання напруги електропостачання	t_n	Для мереж низької напруги від декількох десятків до декількох сотень в рік, тривалістю до 3 хв 70 % з них – не більше 1 с

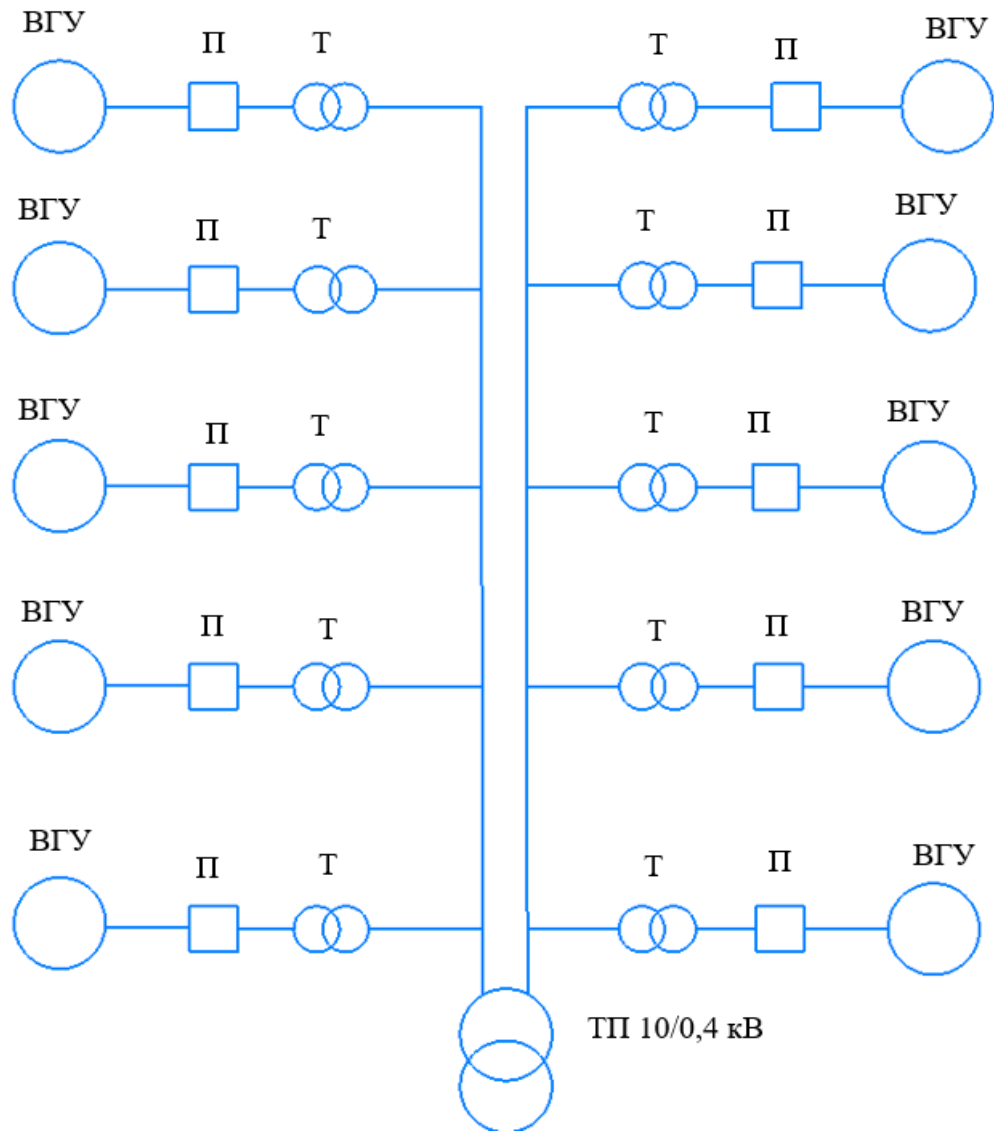
Структурна схема локальної електричної мережі з вітрогенераторами, зібрані в окрему вітроелектростанцію (ВЕС) представлений на рисунку 1.2.

ВЕС складається з таких елементів:

- ВГУ;
- розподільний пристрій;

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

- мережа збору потужності;
- центральна підстанція;
- лінія видавання потужності.



ВГУ – вітрогенеруюча установка; П – перетворювач;
Т – сполучний трансформатор; ТП 10/0,4 кВ – центральна трансформаторна підстанція

Рисунок 1.2 – Локальна електрична мережа на основі ВЕС

Для збору електричної потужності вітроелектричні установки з'єднуються послідовно у фідери. Далі кожен фідер власною лінією

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

електропередавання приєднується до центральної підстанції або до проміжного розподільного пристрою.

Залежно від потужності ВГУ їх кількості та розташування на майданчику виконання мережі може бути здійснено кабельними чи повітряними лініями або комбіноване. Останнє характерне для потужних ВЕС або в разі рознесення ВЕУ на значні відстані.

Напруга мережі збору потужності може становити 10, 20 або 35 кВ залежить від вищої напруги трансформатора, встановленого у ВГУ. Для потужних ВЕС можливе використання мереж двох різних напруг. У цьому разі збір потужності від ВЕУ в фідери виконується на низькій напрузі (10–35 кВ), далі фідери об'єднуються за допомогою проміжних підстанцій з вищою напругою 110 (150) кВ. Ці підстанції за допомогою ліній електропередавання приєднуються до центральної знижувальної станції.

Центральна підстанція призначена для збору потужності від окремих фідерів або розподільних пристроїв та підвищення напруги до рівня напруги в точці приєднання до електричних мереж. Конструктивне виконання центральної підстанції залежить від потужності ВЕС та способу приєднання до електричних мереж – зазвичай це блочна схема або схема містка.

Трансформатори підстанції видають низьку напругу безпосередньо до споживачів. У той же час, вони мають вагомий недолік – небезпеку виникнення ферорезонансних процесів між ємністю шин і приєданого до них обладнання та нелінійною індуктивністю трансформаторів напруги, що призводить до їх пошкодження протягом декількох хвилин [4]-[11].

При цьому враховуючи забезпечення норм стандарту ДСТУ EN 50160-2014 якості енергії у пунктах спільного приєднання (ПСП) допускається підключення різних приладів, які мають негативний вплив на споживану електричну напругу. Нелінійна характеристика однієї групи споживачів в одній мережі з іншими чутливими споживачами створює виразні погіршення показників якості електричної енергії. Електричні струми, що проходять через сумарний опір ПСП збільшують нелінійність напруги.

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.2 Вплив споживачів на якість електричної енергії

Розвиток електроенергетики за останні роки характеризується, з одного боку, впровадженням нової техніки та технологій, що зумовлюють застосування принципово нових рішень та супроводжуються погіршенням параметрів якості енергії (ПЯЕ), а, з іншого боку, широким використанням електронних схем з цифровим керуванням, що призводить до зниження завадостійкості приймачів електричної енергії та різкого зростання відмов у роботі чи хибних спрацювань. Тому виникла проблема розробки єдиних вимог до ПЯЕ та до захищеності обладнання від завад в електроенергетичних системах. Вказана проблема отримала назву електромагнітної сумісності (ЕМС).

У контексті локальних електричних мереж, електромагнітна сумісність визначається як здатність підключеного обладнання функціонувати належним чином, не створюючи неприпустимих електромагнітних завад для інших пристроїв у тій самій мережі. Якість електроживлення в ключових точках локальної мережі характеризується набором взаємопов'язаних показників, які залежать від параметрів мережевого обладнання та кабельної інфраструктури.

Погіршення ПЯЕ зазвичай пов'язане з наявністю пристроїв з нестабільним енергоспоживанням, асиметричним навантаженням та несинусоїдальними характеристиками споживання. Рівень взаємного впливу такого обладнання в межах локальної мережі визначається саме їх електромагнітною сумісністю, що особливо важливо для забезпечення стабільної роботи чутливого обладнання [9].

Спотворення якості електричної енергії можна поділити на 2 групи:

а) постійні у часі:

- 1) гармоніки та інтергармоніки;
- 2) коливання і небаланс напруг;

б) змінні у часі:

- 1) зниження або перевищення напруги;

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2) перевищення напруги.

Об'єктивна інформація про реальний вміст гармонік та інтергармонік у напругі живлення споживачів електричної енергії дає змогу належно реагувати на ситуацію та вибирати оптимальні параметри і режими наявних засобів для обмеження впливу гармонік на споживачів електричної енергії.

Електродугове зварювання широко застосовується в будівельних роботах. Електрична дуга при цьому споживає струм від імпульсної напруги, що має негативний вплив на загальну якість електричної енергії.

З точки зору аналізу спотворень синусоїдальної форми напруги та струму в широкому контексті функціонування дугового зварювального обладнання, спостерігається генерація специфічних неканонічних гармонічних складових, які характеризуються низькою ефективністю фільтрації при застосуванні конвенційних пасивних фільтрів з фіксованими параметрами налаштування. Більше того, варіативність динамічної вольт-амперної характеристики зварювальної дуги призводить до модуляції домінантних гармонічних компонентів напруги та струму в системі електропостачання [12].

Точність та достовірність оцінювання ПЯЕ залежить також від законів розподілу оцінок параметрів напруги, що для досліджуваних гармонійних електричних сигналів є завищеними. Тому для достовірної оцінки ПЯЕ необхідно розрахувати статистичний набір параметрів композиції декількох арксинусоїдальних законів розподілу, який традиційно застосовується при статистичній обробці результатів багатократних вимірювань у припущенні нормального закону їх розподілу [13].

Розглядаючи проблематику деградації якості електроенергії, особливо в напрямку генерації вищих гармонічних складових напруги та струму, необхідно відзначити частоту втрат електричної енергії в провідниках. Це явище обумовлене двома ключовими факторами: поверхневим ефектом (скін-ефектом) та суміжним підвищенням теплового навантаження на провідники. Специфіка однофазних зварювальних трансформаторів полягає в тому, що їх

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

робочий струм утворює замкнений контур через нейтральний провідник. При цьому спостерігається кумулятивний ефект: гармоніки третього порядку та кратні їм складові підсумовуються в нейтральному провіднику, що призводить до суттєвого зростання їх результуючого діючого значення. Як наслідок струм в нейтральному провіднику може перевищувати фазний у кілька разів.

Заплановані дослідження виконано з використанням електрозварювального однофазного трансформатора типу PARVA 175e фірми Деса, параметри якого подано у таблиці 1.3. Принципова схема живлення зварювального апарату наведена на рисунку 1.3 [14].

Таблиця 1.3 – Технічні характеристики апарату Деса PARVA 175e

Параметр	Номінальне значення
Напруга живлення апарата, В	230
Потужність апарата, кВт	2 – 5
Напруга на виводах вторинної обмотки, В	45 – 48
Межі струму зварювання, А	40 – 160
Уставка допустимого струму перевантаження, А	16
Діаметр електродів для зварювання, мм	1,6 – 4
Маса апарата, кг	18

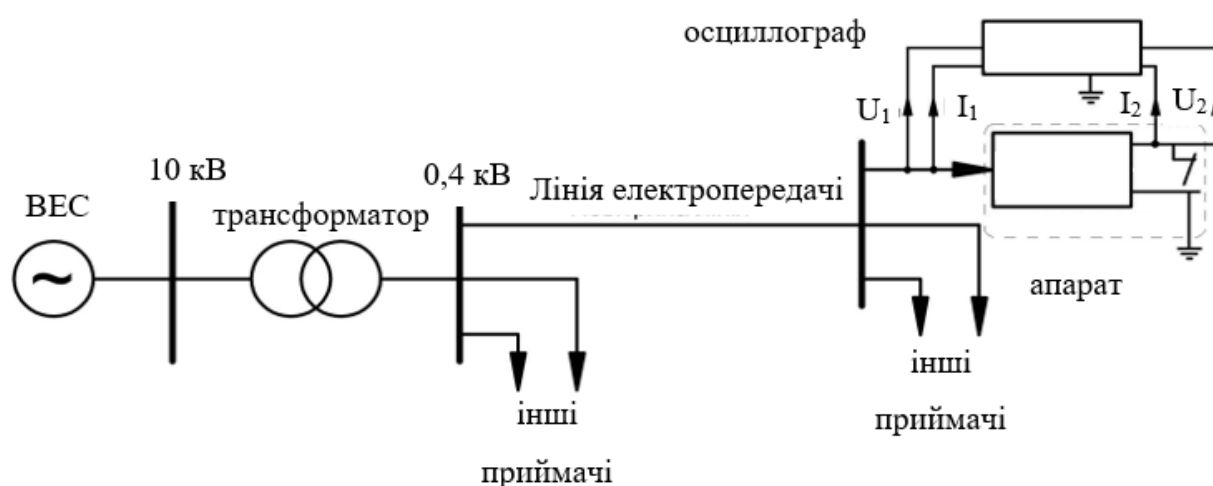


Рисунок 1.3 – Схема електроживлення електрозварювального апарата

Первинна обмотка зварювального апарата приєднана за допомогою кабельної лінії K та трифазної чотирипровідної повітряної лінії напругою 0,4 кВ довжиною 100-200 м, виконаної алюмінієвими проводами перерізом 35 мм², до шин споживчої трансформаторної підстанції. Шини трансформаторної підстанції 0,4 кВ приєднані до виводів вторинної обмотки трансформатора ТМН потужністю 63 кВА, із напругою 10 та 0,4 кВ та схемою з'єднання обмоток «трикутник-зірка з нульовим проводом. Первинна обмотка силового трансформатора напругою 10 кВ приєднана до системи електропостачання. Активний опір повітряної лінії напругою 0,4 кВ становить 173 МОм та реактивний опір 16 МОм. Опір кабельної лінії – активний і реактивний 153 МОм і 3 МОм відповідно.

Технічні характеристики та основні характеристики силового трансформатора наведені у таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Технічні характеристики силового трансформатора

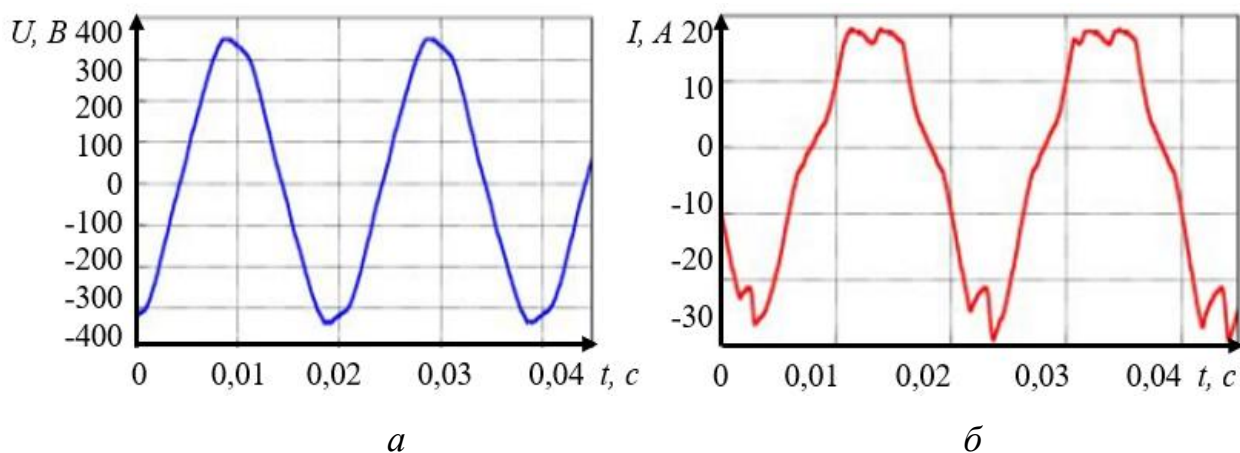
Параметр	Значення
Номінальна потужність, кВА	63
Напруга первинної обмотки, кВ	10
Напруга вторинної обмотки, кВ	0,4
Напруга короткого замикання, %	6,5
Індуктивність короткого замикання, мГн	0,323

Під час досліду, для дискретної реєстрації миттєвих значень струмів та напруг використано осцилограф типу ATENADS1022CL, для вимірювання параметрів на високій стороні використовувався прилад HANTEKT3100 і струмопроводи CIECA6 та SEMCP-11.

З аналізу осцилограм миттєвих значень напруги та струму в мережі 230 В на рисунку 1.4 видно спотворення синусоїдної форми напруги та сильне спотворення синусоїдної форми струму за рахунок вмісту непарних гармонік. Одночасно з рисунка можна помітити певну несиметрію напруги та достатню

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

несиметрію струму відносно нульового значення. Це свідчить, що у струмі присутні як непарні так і парні гармоніки. Разом з тим струм є умовним у часі.



a – миттєве значення напруги; *б* – миттєве значення струму;

Рисунок 1.4 – Осцилограма значень електричних величин

Коефіцієнт нелінійних спотворень (*NEAN*) – це міра складу гармонік у відповідному сигналі. Для чистої синусоїди він дорівнює нулю, визначається за формулою [10]

$$NEAN = \sqrt{\frac{U^2 - U_n^2}{U_n^2}}, \quad (1.1)$$

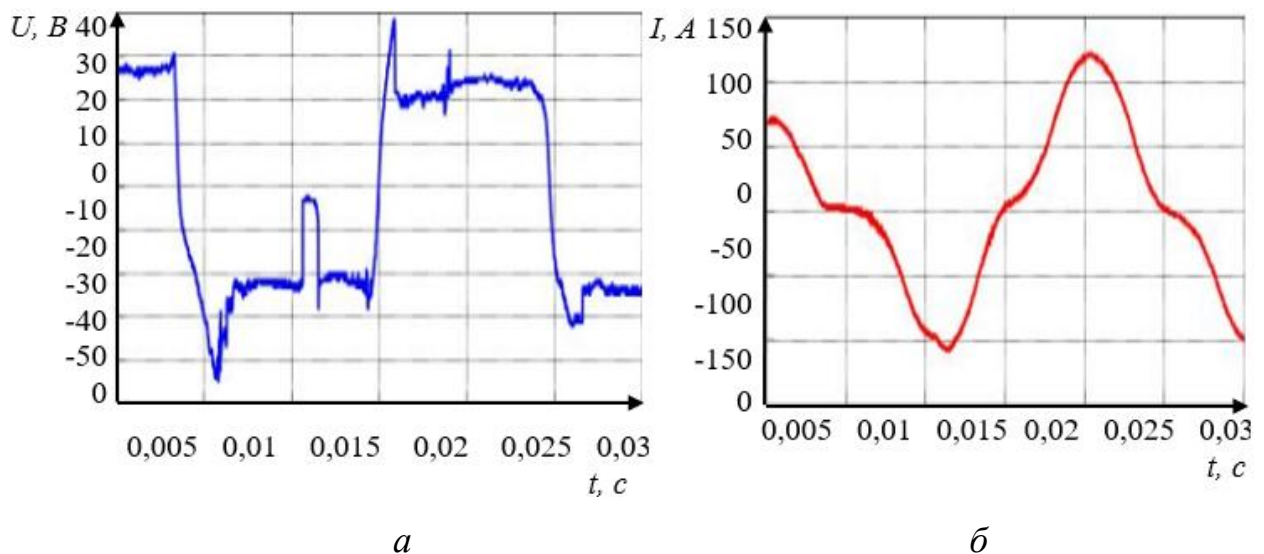
де U – середньоквадратичне значення діючої напруги;

U_n – значення першої гармоніки напруги.

На рисунку 1.5 продемонстровані осцилограми миттєвих значень напруги та струму зварювальної дуги на промисловій частоті, яка є типовою для електричних дуг. З осцилограм чітко видно імпульси напруги запалювання та інтервал стійкого горіння дуги. Незначна несиметрія напруги відносно нульового значення свідчить про різні емісійні властивості металу, що зварюється і електрода. Оцінюючи форму напруги можна допустити присутність широкого спектру гармонійних складових як парних, так і

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

непарних. Не дивлячись на незначну несиметрію, середні значення напруги дуги на кожному з півперіодів майже рівні і досягають 13 В.



a – миттєве значення напруги; *б* – миттєве значення струму

Рисунок 1.5 – Осцилограма значень електричної дуги

Проаналізувавши осцилограму струму дуги видно, що його додатна і від’ємна амплітуди є різними, але періодичність в часі зберігається. Аналізуючи якісну форму струму можна допустити, що він містить досить значні третю і п’яту гармоніки, які найбільше спотворюють синусоїдну форму.

За допомогою вимірювальної апаратури, що використовувалась, одночасно виконано розклад миттєвих значень напруг і струмів мережі живлення та зварювальної дуги за допомогою перетворення Фур’є в межах від першої до 25 гармонійної складової. Результати гармонійного аналізу наведено у вигляді гістограм.

На рисунку 1.6 наведено характеристики гармонік напруги зварювальної дуги. Внаслідок різних емісійних характеристик зварюваних металів і металу електрода, а також нелінійності вольт-амперної характеристики дуги, напруга дуги містить значну складову третьої гармоніки, величина якої досягає 5,7 В, що становить приблизно 32 % від основної. Крім того присутня п’ята гармоніка величиною до 3,5 В та друга гармонійна складова - 3,2 В. Значення

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

четвертої, дев'ятої, сьомої, восьмої та тринадцятої гармонік знаходяться в межах від 2 В до 1 В. Внаслідок присутності вказаних гармонік коефіцієнт гармонік напруги дуги дорівнює 14,2 %, що є значно вище від значення, яке допускається стандартами на якість електричної енергії.

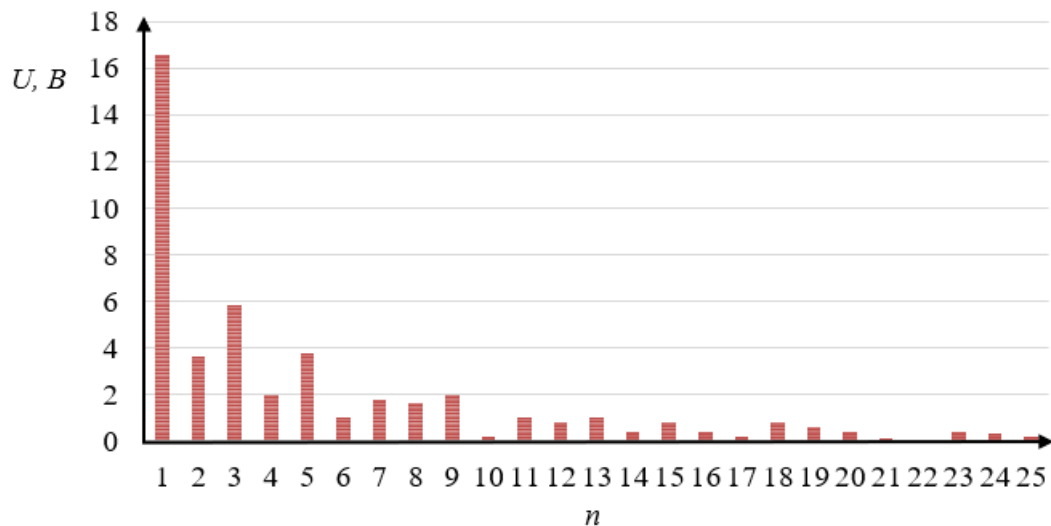


Рисунок 1.6 – Гістограма спектру гармонік напруги зварювальної дуги

Варто враховувати, що на початку зварювання, коли електрична дуга вкрай нестабільна, склад гармонік досить великий. Потім, після розплавлення металу, дуга стає більш стабільною, а склад гармонік зменшується.

На рисунках 1.7 і 1.8 наведені гістограми гармонік напруги і струму системи живлення 230 В, отримані на тому самому інтервалі часу, що і для напруги і струму дуги. Гармоніки напруги та струму системи живлення 230 В містять досить значну другу, а також третю та п'яту гармоніки. Помітним є зменшення третьої і збільшення другої гармонійних складових в порівнянні з напругою та струмом дуги, яке відбувається внаслідок різних електронних емісій зварюваних металів та металу електрода, що в свою чергу викликає появу другої гармоніки. Однак, не зважаючи на цю відмінність, з оцінки отриманих результатів виникає висновок про те, що необхідно застосовувати фільтри другої, третьої та п'ятої гармонік струмів з метою обмеження проникнення цих гармонік в мережу живлення. Враховуючи незначну

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

потужність зварювальних апаратів, виникає задача вибору параметрів цих фільтрів з точки зору їх структури та параметрів елементів (ємності конденсаторів та індуктивності реакторів), а також індивідуальних фільтрів чи фільтрів для групи зварювальних апаратів, що працюють одночасно.

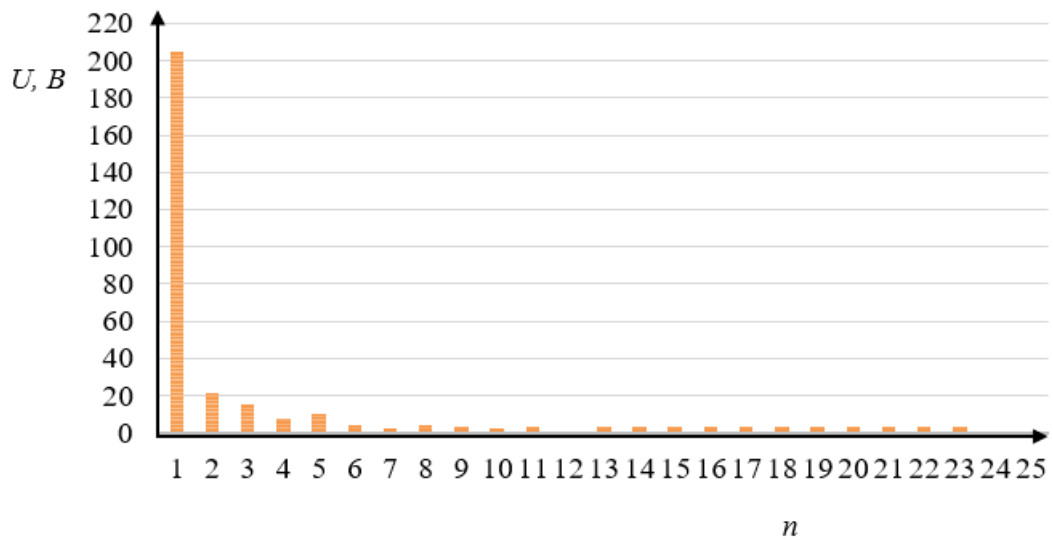


Рисунок 1.7 – Гістограма спектру гармонік напруги мережі

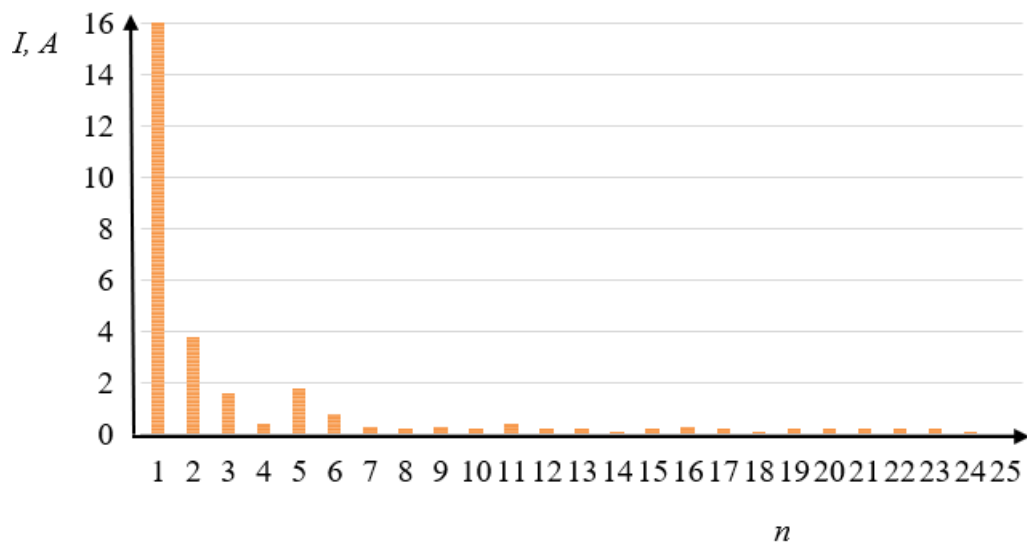


Рисунок 1.8 – Гістограма спектру гармонік струму мережі

Якщо порівнювати кількісні значення гармонік, що наведені на гістограмах (рисунки 1.6, 1.7 та 1.8) без додаткових обчислень є очевидним,

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

що коефіцієнти гармонік напруги та струму системи живлення кількісно є досить близькими до відповідних коефіцієнтів гармонік напруг і струмів дуги.

Також було здійснено вимірювання основних експлуатаційних величин зварювального апарату і системи живлення, які наведені у таблиці 1.5.

Таблиця 1.5 – Результати вимірювання електричних величин системи

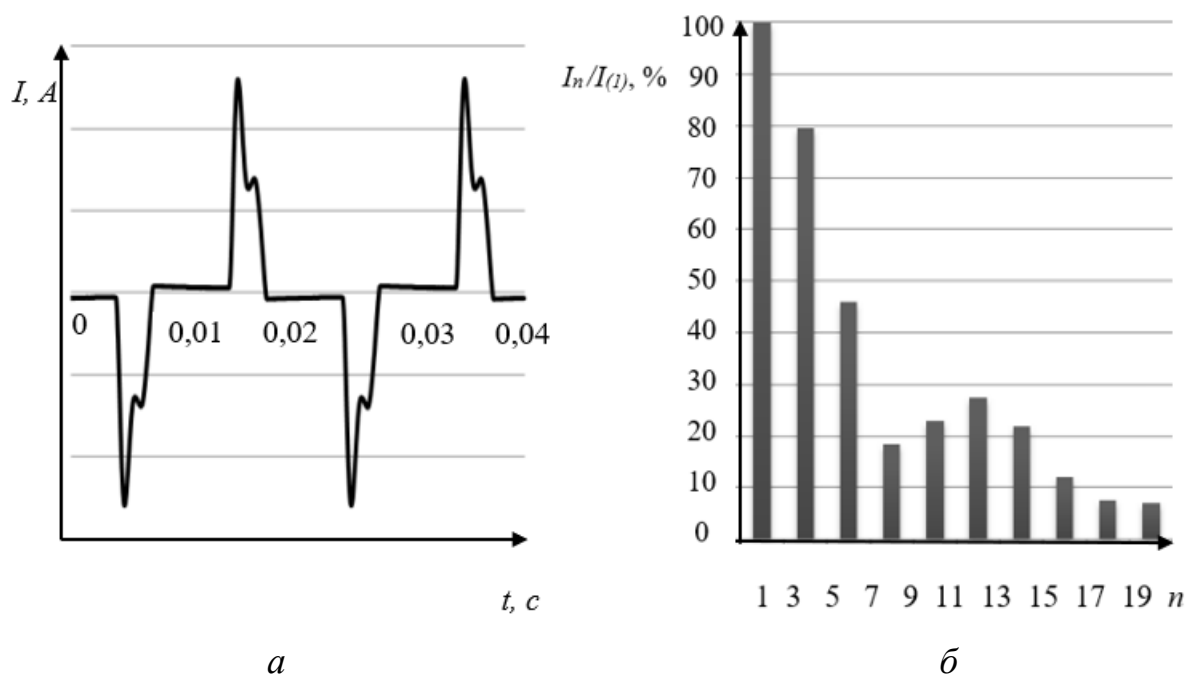
Величина	Значення
Вхідна напруга зварювального апарату, В	238,77
Струм на вході зварювального апарату, А	15,86
Активна потужність апарату, що споживається, кВт	1,74
Реактивна потужність апарату, що споживається, кВар	3,36
Повна потужність апарату, кВА	3,79
Коефіцієнт потужності, в.о.	0,46

Отримані результати вимірювань (таблиця 1.5) показали, що при коефіцієнті завантаження активною потужністю зварювального апарату біля 35% його коефіцієнт потужності становить 0,46, тобто є нижчим від нормованого значення. Такий режим є економічно не вигідним, оскільки велика реактивна потужність призводить до значного зростання втрат активної потужності в основних елементах системи електропостачання.

Одночасно слід зауважити, що вхідна напруга зварювального трансформатора перевищує номінальну приблизно на 8,78 В, що до певної міри викликало підмагнічування осердя трансформатора і, відповідно, додаткового спотворення форми струму в системі живлення. Значне споживання реактивної потужності довело струм зварювального апарату практично до номінального значення, хоча споживання активної потужності майже в два рази менше від реактивної, а повна потужність навіть не досягає номінальної активної. Це підтверджує, що необхідно застосовувати компенсацію реактивної потужності. Це доцільно виконати в комплексі із застосуванням фільтрів вищих гармонік.

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

Зокрема люмінесцентні лампи незалежно від наявності інших споживачів мають спотворену форму струму представлену на рисунку 1.9 [9].



a – осцилограма струму; b – спектр гармонік

Рисунок 1.9 – Характеристики електричного струму люмінесцентних ламп

Для лампи ESP13T27842 широкий спектр гармонік становить:

- 3-ої гармоніки щодо струму основної частоти становить 80%;
- для 5-ї гармоніки – 46%;
- для 7-ї – 19%,
- для 9-ї – 22%,
- для 11-ї – 27%,
- для 13-ї – 22%,
- для 15-ї – 12%.

Ще одним джерелом вищих гармонік в мережах низької напруги є перетворювачі з безтрансформаторним джерелом живлення:

- ноутбуки;
- монітори;
- процесори;

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

– телевізори і т. д.

Для них значення струму 3-ї гармоніки становить 80%, 5-ї – 46%, 7-ї – 19% від струму основної частоти. Характерний спектр гармонік наведено на рисунку 1.10 [15].

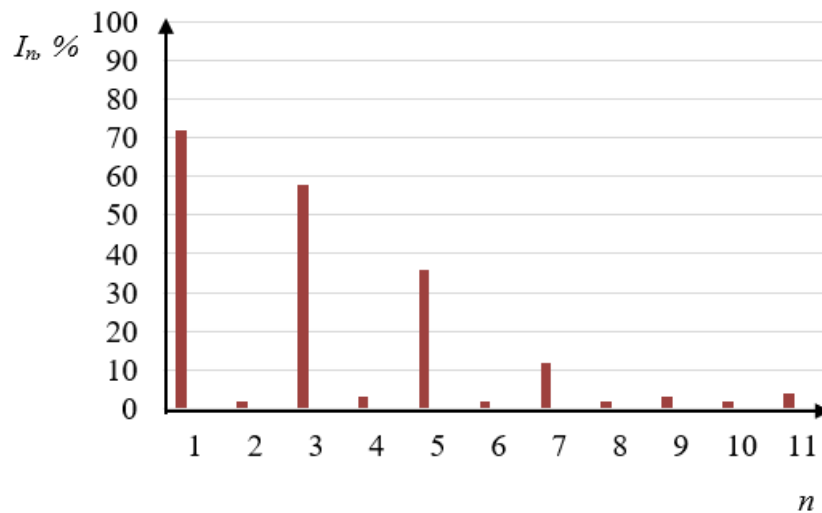


Рисунок 1.10 – Спектр гармонік споживаного комп’ютером струму

Зазначені вище несинусоїдальні характеристики споживання електроенергії створюють додаткові втрати потужності у мережах із заземленою нейтраллю [9]:

$$\Delta P = 3 \cdot r_1 \cdot I_1^2 \cdot \left(1 + k_{2I}^2 + \frac{r_0}{r_1} k_{0I}^2 \right), \quad (1.2)$$

де I_1 – середнє значення струму нульової послідовності, А;
 k_{2I} – коефіцієнт несиметрії струму зворотної послідовності;
 k_{0I} – коефіцієнт несиметрії струму нульової послідовності;
 r_1 – активний опір прямої послідовності;
 r_0 – активний опір нульової послідовності;

Для мереж напругою 0,4 кВ активний опір нульової послідовності становить

$$r_0 \approx \left(1 + 3 \frac{r_n}{r_\phi}\right) \cdot r_1, \quad (1.3)$$

де r_ϕ, r_n – активні опори фазного і нейтрального провідників.

У разі протікання струму спотвореної форми (за умови, що фазні та нульові жили одного перерізу) втрати активної потужності від струмів основної частоти і вищих гармонік:

$$\Delta P = 3 \cdot (r_{(1)} \cdot I_{(1)}^2 + \sum_{n=2}^{\infty} I_{(n)}^2 r_{(n)} + 3 \cdot \sum_{n=3,9,15}^{\infty} I_{(n)}^2 r_n). \quad (1.4)$$

Активний опір струмам n -ї гармоніки визначаються виразом

$$R_{(n)} = k_{n-\phi} R_{(1)}, \quad (1.6)$$

де $r_{(1)}$ – опір на першій (основній) гармоніці, Ом;

$k_{n-\phi}$ – коефіцієнт, що враховує поверхневий ефект (скін-ефект) та ефект близькості. Значення $k_{n-\phi}$ збільшується зі збільшенням номера гармоніки і залежить від матеріалу та перерізу провідника.

Рівень додаткових активних втрат від вищих гармонік в основних мережах електричних систем становить кілька відсотків від втрат на синусоїдній напрузі. У мережах підприємств, великих промислових центрів, а також у мережах електрифікованого залізничного транспорту ці втрати можуть досягати 10 – 15 % від основних технічних втрат.

Особливо сприйнятливі до вищих гармонік кабелі, якість діелектрика яких характеризується струмом витоку, що визначає втрати в ізоляції кабелю. Вимірами встановлено, що у разі, коли $k_{BG} = 6,85$ % за 2,5 роки струм витоку кабелю зростає на 36 %, а через 3,5 роки – на 43 %.

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Зовнішній вплив гармонік у мережах низької напруги найбільш помітний у перегріві нульових робочих провідників. Правила улаштування електроустановок не передбачають розімкнення нульового провідника приладами захисту, оскільки мережа проектується під синусоїдальне навантаження. Оскільки захист від струмів короткого замикання і перевантаження розрахований на всі провідники, струм нульової жили не повинен перевищувати найбільш допустимий у фазі. Такий негативний характер споживання електричного струму ставить вимогу, аби значення тривало допустимих струмів були занижені.

Споживачі, що живляться від автономної вітрогенеруючої установки ще більше залежать від ефективності її показників. Електродвигуни вітрогенераторів мають нестабілізовані електричні параметри, зокрема самозбудження [5]. При простих електричних схемах напруга і частота на виході генератора змінного струму будуть нестабільними.

Для автономних вітрогенераторів вимоги і прийняті технічні рішення по структурі ВГУ, що пред'являються можуть істотно відрізнятися від тих, які повинні працювати паралельно з енергосистемою. Це пояснюється тим, що в даному випадку необхідні стандартами значення напруги і частоти джерела енергії та їх стабільність не задаються енергосистемою, а повинні бути забезпечені системами автоматичного керування самою ВГУ [16].

1.3 Аналіз якості електричної енергії, що виробляється вітроенергетичною установкою

Локальна енергосистема на основі ВЕС, що відрізана від магістралі централізованої мережі, відноситься до мереж низької напруги. Встановлена потужність тут сильно залежить від показників вітру. Стабільна робота ВЕС у складі локальної електричної мережі (ЛЕМ) потребує знання не лише довготривалих перспектив генерування електроенергії, а й короткотермінових змін, тобто прогнозування на найближчі години та дні. Вітроустановки мають

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

енергетичну характеристику, яка на практиці може бути визначена лише наближено, в залежності від стабільності вітрового потоку. Якщо потужні вітроелектростанції під'єднано до відносно потужних мереж середньої чи високої напруги, то зміни напруги в цих мережах під час роботи вітроелектростанцій не є проблемою для споживачів. Коли ж гібридні електростанції з вітровими турбінами використовуються як основні чи підтримуючі джерела живлення у відносно малопотужних ЛЕМ, то зміни напруги тут можуть викликати порушення у роботі споживачів.

На рисунку 1.11 наведено приклад зміни робочої потужності для однієї ВГУ потужністю 225 кВт [4].

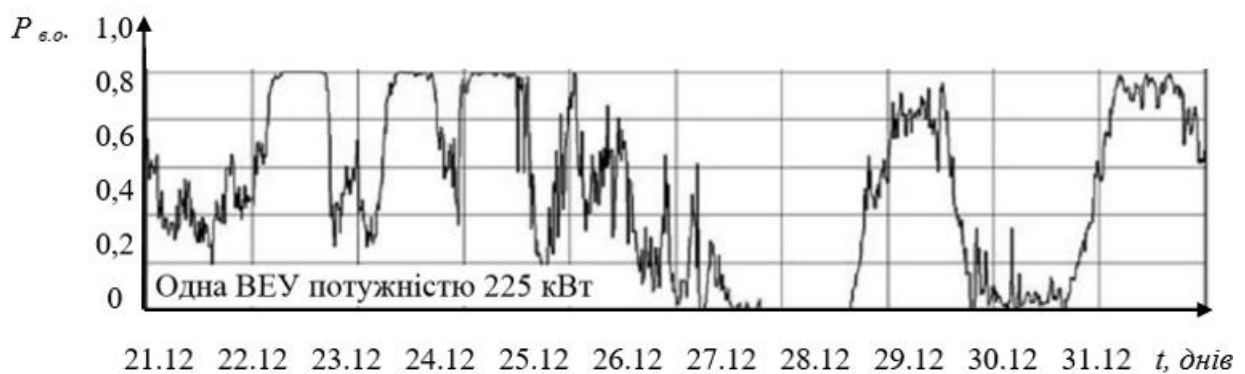


Рисунок 1.11 – Приклад зміни генерованої потужності

Вітрогенератори часто виконані на основі асинхронних машин з короткозамкненим ротором. В процесі роботи з'являються перепади напруги, які зумовлені не лише параметрами навантаження, а також значним генеруванням реактивної потужності.

Підтримка коефіцієнту потужності близько до одиниці здійснюється з допомоги конденсаторів, які здатні створювати резонанс. Необхідно враховувати, що резонансні явища можуть спричиняти гармонічні спотворення у відповідь на зміну напруги або частоти мережі [5]. Ще однією особливістю локальної мережі є те, що до її загальних шин низької напруги приєднані електроприймачі, які мають нелінійне навантаження:

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		31

- приводи електродвигунів з регулюванням швидкості обертання;
- імпульсні джерела живлення;
- електродугові печі;
- зварювальні апарати;
- лампи освітлення тощо.

ВЕС як об'єкти розосередженої генерації можуть спричиняти різні типи кондуктивних збурень у розподільних мережах:

- флуктуації напруги і флікер внаслідок сплеску струму у разі ввімкнення-вимкнення або розсинхронізації в роботі генератора споживача і основного генератора електричної системи;

- несиметрію напруг внаслідок несиметричного підключення генераторів або навантаження споживачів до трьох фаз розподільної мережі.

Виникнення гармонічних складових напруги в системі електропостачання обумовлено деформацією синусоїдальної форми вихідного струму об'єктів розосередженої генерації, які використовують статичні перетворювачі частоти, включаючи присутність постійної складової струму. Такі спотворення мають негативний вплив на функціонування електротехнічного обладнання, що може призводити не лише до погіршення його експлуатаційних характеристик, але й до незворотного пошкодження структурних елементів [5]. Варто зазначити, що подібні перетворювальні пристрої є невід'ємною частиною ВГУ, технічна конфігурація яких передбачає синхронну роботу з електричною мережею.

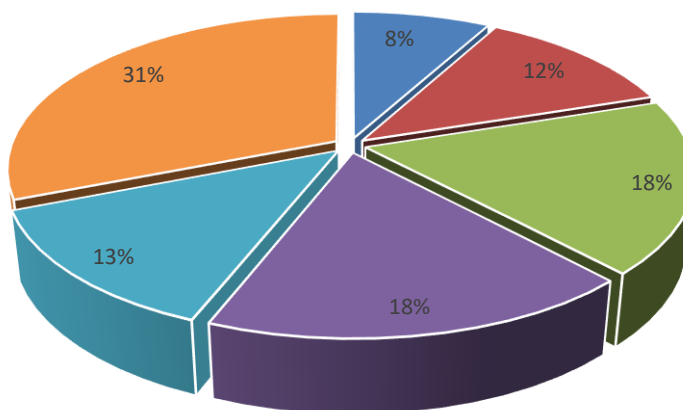
Мінливий характер ВГУ у поєднанні з нелінійним навантаженням споживачів погіршують якість електричної енергії у мережі. Причому гармоніки частіше генеруються тими самими споживачами. Забезпечення якості електричної енергії – це підтримка по електричних величин мережі на задовільному рівні.

В даному дослідженні показники якості умовно зводяться до показників несинусоїдальності відповідних кривих напруги і струму. Дослідження

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

електромеханічної системи перетворення вітру спрямоване на визначення якості електричної енергії від самого генератора до споживача.

На рисунку 1.12 показано, що стрибки напруги і гармоніки є основними факторами з негативним впливом на мережу [17].



- — короткочасні переривання; ■ — миттєві переривання; ■ — гармоніки;
 ■ — асиметрія напруги; ■ — перевищення напруги; ■ — провали напруги

Рисунок 1.12 – Вплив параметрів якості електроенергії на перебої в роботі електричного обладнання

Провал напруги – це тимчасове зменшення середньоквадратичної величини напруги в точці електричної системи електропостачання нижче ніж визначений стартовий поріг. Таке може статися, якщо до лінії енергоживлення буде підключена енергоємне навантаження, що викликає зниження напруги до моменту спрацювання захисних пристроїв, таке як коротке замикання.

Феномен асиметрії напруги спричиняє формування паразитних електромагнітних полів у машинах змінного струму. Характерною особливістю цих полів є те, що вони обертаються не лише із синхронною швидкістю в напрямку ротора, але й створюють протилежно спрямовані поля з подвійною синхронною швидкістю. Такий ефект призводить до підвищеного термічного навантаження на активні елементи машин, особливо на роторну частину, що негативно впливає на довговічність ізоляційних матеріалів [9].

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Присутність високочастотних гармонічних складових створює деструктивний вплив на промислові розподільчі мережі, зокрема, викликає надмірне термічне навантаження на електродвигуни, що суттєво скорочує їх експлуатаційний ресурс. Варто підкреслити, що підвищення температурного режиму функціонування будь-якого електротехнічного обладнання корелює зі зростанням ймовірності його відмов.

Відповідно до нормативних експлуатаційних вимог, протягом кожного семиденного інтервалу 95% середньоквадратичних значень напруги для кожної гармонічної складової, які усереднюються на десятихвилинному інтервалі, повинні не перевищувати граничних значень, специфікованих у таблиці 1.6. Необхідно враховувати, що резонансні явища можуть спричиняти підвищення амплітуди окремих гармонік [10].

Таблиця 1.6 – Величини напруг окремих гармонік до 25-го порядку в точках приєднання, у відсотках від напруги основного складника

Непарні гармоніки				Парні гармоніки	
Не кратні 3		Кратні 3			
Порядок	Відносна амплітуда, %	Порядок	Відносна амплітуда, %	Порядок	Відносна амплітуда, %
1	2	3	4	5	6
5	6,0	3	5,0	2	2,0
7	5,0	9	1,5	4	1,0
11	3,5	15	0,5	6	—
13	3,0	21	—	8	—
17	2,0	—	—	10	—
19	1,5	—	—	12	—
23	1,5	—	—	14	—

Провали напруги в мережі за своєю природою непередбачувані та непостійні за місцем і часом. На цей час неможливо дати статистичні результати стосовно

частоти провалів напруги, що повністю охоплюють усі європейські мережі. Зазвичай, тривалість провалів напруги залежить від вибраної стратегії побудови захисту в мережі, що в різних мережах може відрізнятися через структуру мережі та заземлення нейтралі. Тому типова тривалість провалів не обов'язково відповідає межам, наведеним у колонках таблиці 1.7.

Ці послідовності розрізняються порядком чергування фаз напруги (струму), чим і викликане розходження в їхньому впливі на роботу електроприймачів. Зокрема, струми нульової послідовності створюють додаткове підмагнічування сталі в електричних машинах, що призводить до погіршення їх характеристик і додаткового нагрівання статорів асинхронних двигунів (АД) та магнітопроводів трансформаторів.

Таблиця 1.7 — Класифікація провалів напруги за залишковою напругою та тривалістю

Залишкова напруга u , %	Тривалість t , мс				
	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$90 > u \geq 80$	елемент А1	елемент А2	елемент А3	елемент А4	елемент А5
$80 > u \geq 70$	елемент В1	елемент В2	елемент В3	елемент В4	елемент В5
$70 > u \geq 40$	елемент С3	елемент С2	елемент С3	елемент С4	елемент С5
$40 > u \geq 5$	Елемент D1	елемент D2	елемент D3	елемент D4	елемент D5
$5 > u$	Елемент X1	елемент X2	елемент X3	елемент X4	елемент X5

Вітрогенератори, як будь-які джерела енергії залежно від природних елементів, характеризуються мінливістю і доступністю вітру. Таким чином, енергія вітру не є такою, що може бути керованою і прогнозованою як енергія, отримана традиційними електростанціями. При проектуванні локальної електричної мережі на основі ВЕС варто враховувати всі особливості місцевості, що виділяється на розміщення вітроелектростанції.

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

1.4 Фактори, що впливають на якість електричної енергії

Останнім часом значно підвищується попит на встановлення в приватних господарствах автономних вітроагрегатів. Це пояснюється стимулюванням до енергетичної незалежності у тих місцях, де енергопостачанням від централізованої мережі є економічно недоцільним.

Враховуючи вимоги техніки безпеки, у відповідності до діючих в електроенергетиці нормативних документів щодо підключення об'єктів вітроенергетики до національної електромережі, верхня межа потужності параметричного ряду віротехніки для автономної енергетики має бути на рівні 20 кВт. За нижню межу потужності віротехніки для малої вітроенергетики приймається така, яка може задовольняти потреби резервного освітлення та роботи переносної апаратури. Виходячи з показників потенціальних вітроустановок вітчизняного виробництва, пропонується їх використання у наступних сферах життєдіяльності України:

- електрозабезпечення невеликих селищ, хуторів, фермерських господарств (ВГУ потужністю до 20 кВт.);
- електрозабезпечення невеликих та середніх фермерських господарств (ВГУ потужністю до 7,5 кВт.);
- електрозабезпечення приватних сімейних сільськогосподарських підприємств (ВГУ потужністю до 3 – 4 кВт.);
- електрозабезпечення приватних осель, помешкань для відпочиваючих (ВГУ потужністю близько 1 кВт.);
- для водопостачання, аерація водойм, мікрозрошення сільськогосподарських культур.

Питомі показники енергетичного потенціалу вітру для різних кліматичних зон України залежно від висоти наведено на рисунку 1.13 [1].

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

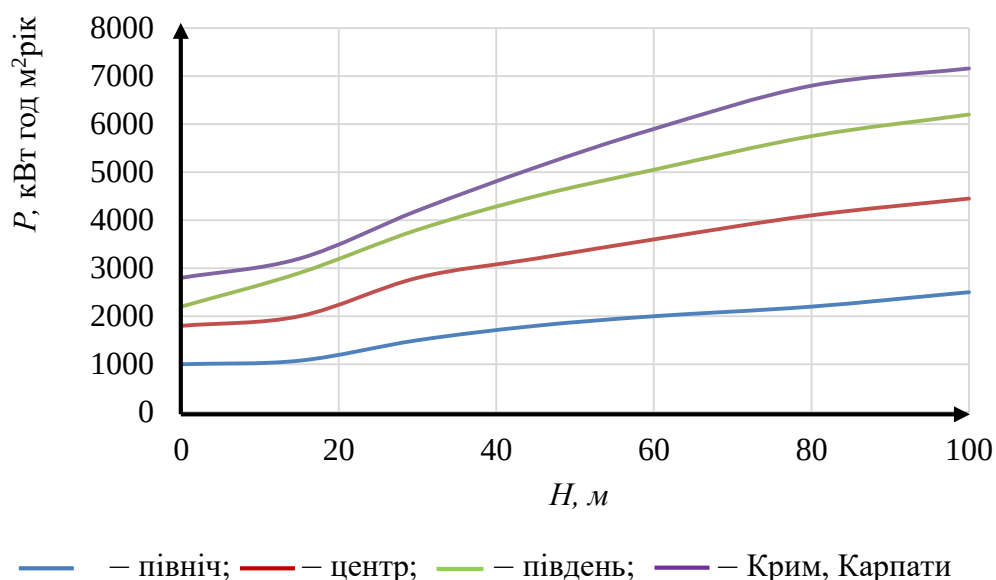


Рисунок 1.13 – Залежність питомих показників енергетичного потенціалу вітру від висоти в різних кліматичних зонах України

Аналіз графічних залежностей демонструє, що для всіх кліматичних зон України спостерігається стійка тенденція до зростання питомого енергетичного потенціалу вітрової енергії зі збільшенням висоти відносно базового рівня 10-метрової позначки. Кількісно це зростання характеризується наступними коефіцієнтами:

- на висоті 30 м – у 1,5 рази;
- на висоті 60 м – у 2 рази;
- на висоті 100 м – в 2,5 рази.

З метою проведення порівняльного аналізу якості виробництва вітроенергетичних установок на вітчизняних підприємствах було здійснено порівняльне дослідження експлуатаційних характеристик трьох установок американського виробництва та вітчизняних аналогів, інстальованих на Донузлавській вітроелектростанції. Таблиця 1.8 містить усереднені експлуатаційні показники для трьох американських ВГУ (№1-3) та решти вітроенергетичних установок даної електростанції, що перебували в режимі стабільної експлуатації. Часові рамки дослідження охоплюють період

реалізації програми розвитку вітроелектростанцій, починаючи з 1993 року, протягом якого здійснювалось виробництво установок моделі USW56-100 [1].

Таблиця 1.8 – Середні показники експлуатації ВЕУ на Донузлавській ВЕС

Рік	Години вітру		Коефіцієнт технічної готовності ВЕУ		Коефіцієнт використання встановленої потужності	
	№1-3	всі ВГУ	№1-3	всі ВГУ	№1-3	всі ВГУ
1998	2374	1726	1,0	0,85	8,2	6
1999	1519	1507	0,97	0,79	7,7	5,7
2000	2041	1719	0,95	0,92	7,2	6,5
2001	2216	1766	0,91	0,88	7,9	6,6
2002	2167	1932	0,96	0,9	9,1	7
2003	2409	1905	1,0	0,91	8	6,6
2004	2120	1695	0,94	0,87	7	5,9
2005	2001	1424	1,0	0,82	7,6	5,1
2006	1942	1144	0,99	0,7	7,1	4,3
Середнє	2088	1646	0,97	0,85	7,8	5,9

Порівняльний аналіз демонструє, що вітроелектростанції українського виробництва характеризуються нижчим показником технічної готовності порівняно з американськими аналогами, з різницею приблизно у 10%. Це безпосередньо корелює зі зниженим коефіцієнтом використання встановленої потужності.

Серед ключових факторів, що впливають на процес генерації електроенергії на рівні станції, варто виділити енергоспоживання на власні потреби та експлуатаційні простой. Проектні показники власного споживання встановлюються на рівні 8% від загальної виробленої енергії, хоча фактичні значення варіюються в діапазоні 5-10%. Суттєвим аспектом є також те, що реальна стартова швидкість вітру, необхідна для початку генерації ВГУ, перевищує паспортні характеристики і сягає понад 6 м/с, що зумовлено специфікою налаштування систем управління. Такі параметри

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

встановлюються експлуатаційним персоналом з метою мінімізації зношування обладнання в умовах турбулентного вітрового режиму.

Імовірність виникнення вітру певної швидкості протягом визначеного періоду часу може бути представлена у вигляді гістограми, побудованої за даними спостережень за швидкістю протягом тривалого часу (декілька років). У вітчизняній і світовій практиці для визначення імовірності виникнення певних швидкостей вітру протягом року широкого застосування набуло використання двопараметричної функції розподілу Вейбула [18], яка дозволяє визначити у годинах тривалість дії швидкостей вітру певного інтервалу

$$f(u) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right], \quad (1.7)$$

де $f(u)$ – вірогідна тривалість дії швидкостей вітру різних значень;

v – швидкість вітру, м/с;

c – масштабний коефіцієнт;

k – безрозмірний параметр форми, який характеризує параметр кривої.

Таку характеристику вітрових параметрів ділянки отримано з відкритих джерел [19].

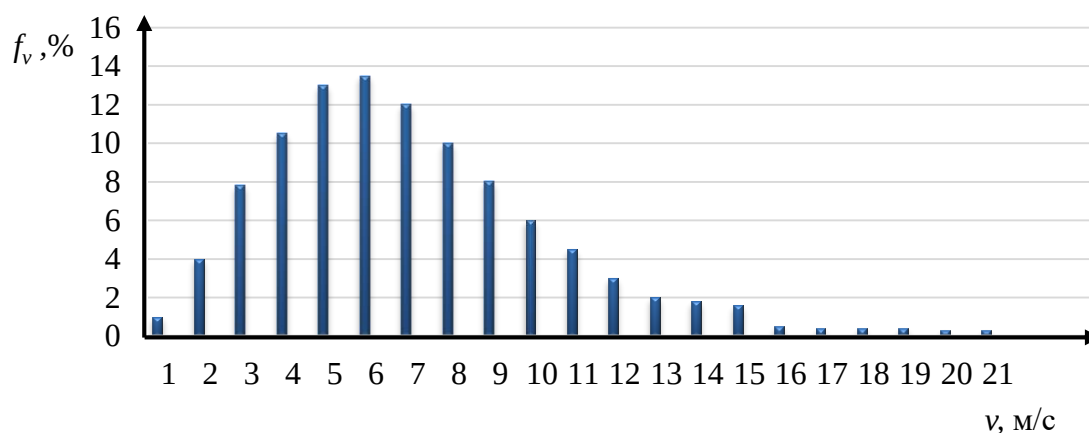


Рисунок 1.14 – Аналітичний розподіл Вейбула зазначеної ділянки

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		39

Система перетворення вітрової потужності являє собою певний комплекс різних пристроїв для передачі потужності від валу вітроколеса до споживача з підвищенням або без підвищення частоти обертання валу цієї машини. В процесі експлуатації ВГУ в локальній електричній мережі (ЛЕМ) мають місце пошкодження обладнання та побутової техніки, викликані понаднормовим зростанням напруги під час максимального генерування ВЕС та мінімуму добового графіка споживання мережі [7].

Установка USW56 – 100 виконана на базі асинхронного генератора (АГ) з короткозамкненим ротором. Як показано на рисунку 1.15 даний тип потребує перетворювача на повну потужність від номінальної потужності генератора, а також редуктора для узгодження швидкості обертання вітряної турбіни. Також генератор живиться реактивною потужністю із перетворювача для збудження [20].

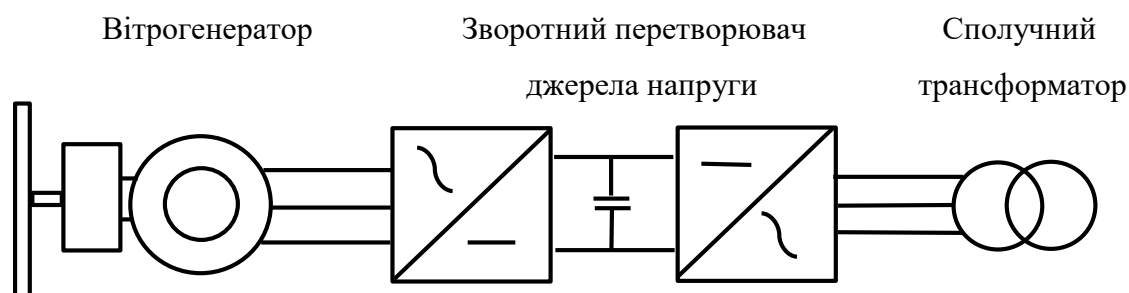


Рисунок 1.15 – Вітряна турбіна з перетворювачем на повну потужність

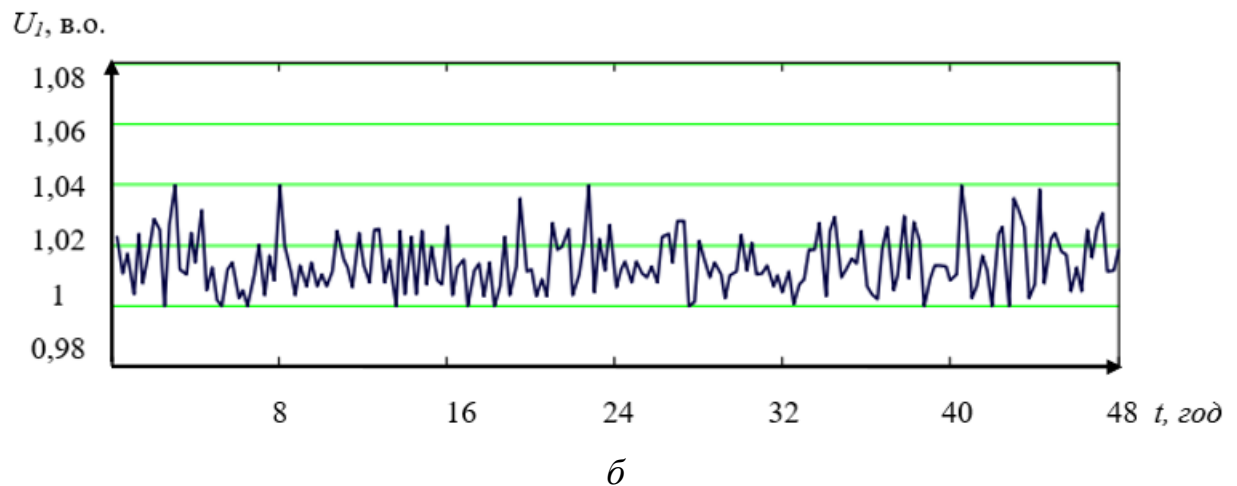
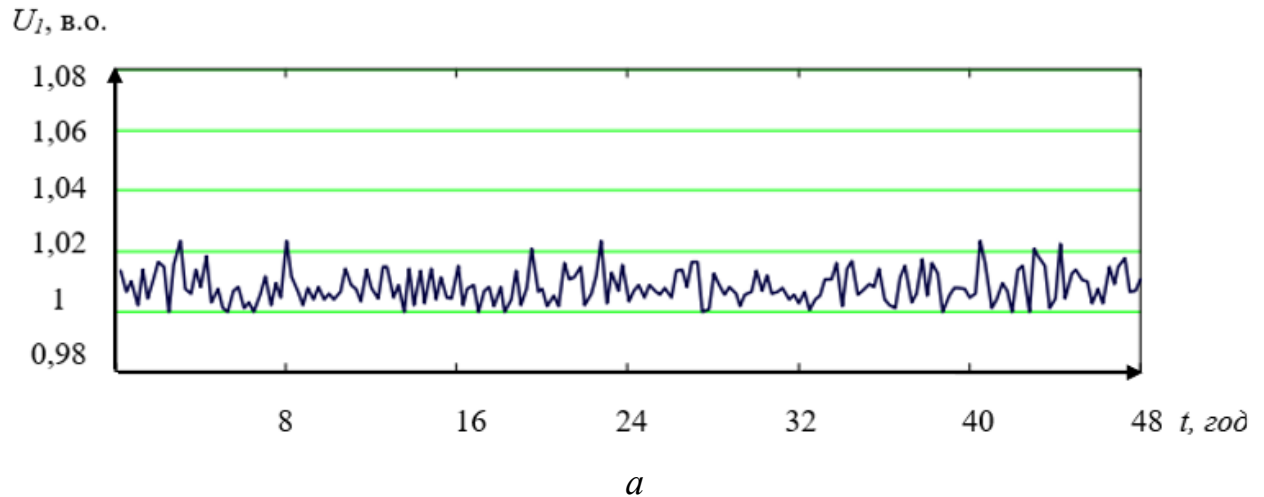
Противагами надходження прийнятного значення напруги є її падіння та перевищення.

На рисунку 1.15, а показано зміни напруги у ПСП ВГУ потужністю 1000 кВт., якщо вітроелектростанція генерує в мережу тільки активну потужність ($\tan \varphi = 0$). Для порівняння на рисунку 1.5, б показано часову функцію змін напруги, коли вітроелектростанція генерує в мережу і реактивну потужність, яка залежить від величини активної потужності гібридної станції $P_{ГСТ}$ і визначається згідно з виразом [21]:

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q_{Гсг} = P_{Гсг} \cdot tg\varphi \quad (1.8)$$

де tg – коефіцієнт реактивної потужності взятий для порівняльних розрахунків (відповідає специфікації генератора вітроелектростанції).



a – напруга ВЕС за умови $tg\varphi = 0$;

$б$ – напруга ВЕС за умови $tg\varphi = 0,17$

Рисунок 1.16 – Зміна напруги в пункті спільного приєднання за різних умов регулювання реактивної потужності

Окрім залежності генерування електричної енергії від метеорологічних умов споживачі мають враховувати нестійкі характеристики статичних перетворювачів енергії. У наш час для ВГУ широке застосування отримали

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

перетворювачі частоти на основі автономних інверторів напруги (АІН) (рисунок 1.17) [22]. Їх використання викликає ряд проблем.

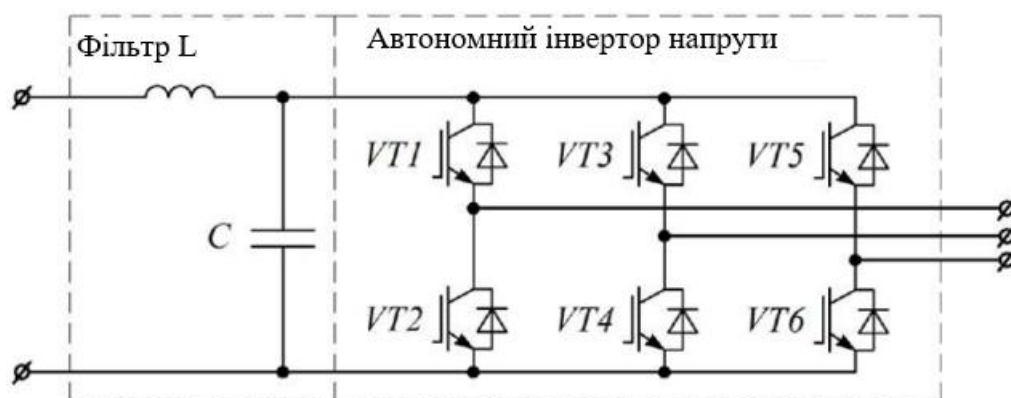


Рисунок 1.17 – Автономний інвертор напруги з вхідним LC – фільтром

Енергія у колі постійного струму накопичується у конденсаторах. Режим короткого замикання для АІН є критичним. Оскільки струм короткого замикання має найбільше значення в електроприладах спрацьовує захист та вимикає АІН від мережі. Так було і для ВГУ, поки вони займали невелику долю виробітку енергії. Та з ростом вітроенергетики захисне вимкнення перетворювачів викликало аварійні процеси у всій мережі.

Перетворювачі частоти на основі АІН з транзисторними модулями IGBT мають вихідний струм, ближчий до синусоїдального, але їх вихідна напруга має ряд імпульсів прямокутної форми з крутими фронтами (рисунок 1.18). Це є причиною генерування вищих гармонік, які можуть спровокувати аварійні режими у різних типах електрообладнання.

Результатом є викид піків напруги dU/dt на електрогенераторі. При короткій довжині кабелю (кілька метрів) dU/dt досягає 1500-2000 В/мкс, а пікова напруга на генераторі у 2 – 2,3 рази вище номінальної діючої напруги U . Тому для них потрібні генератори з підвищеною ізоляцією обмоток. При довжині кабелю вище 100 м dU/dt знижується, та при цьому реактивна напруга росте до 2,6 – 2,7 від U [23].

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

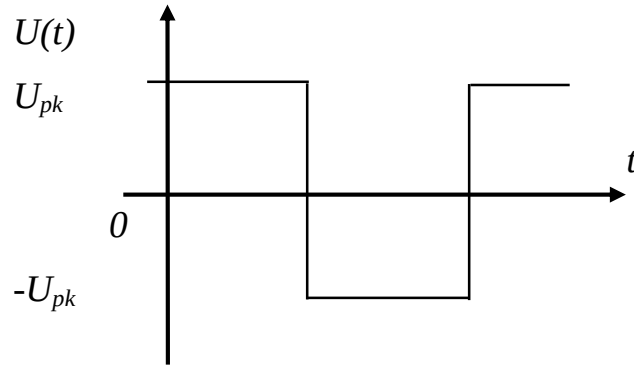


Рисунок 1.18 – Послідовність прямокутних імпульсів напруги з коефіцієнтом заповнення 50 %

Висота башти сучасних вітряних турбін складає більше 100 метрів. Тому для АІН обрано варіант з короткою відстанню між перетворювачем та генератором з підвищеною ізоляцією. Генератор завжди знаходиться у верхній частині башти вітряної турбіни (у гондолі), перетворювач частоти з АІН, як правило, встановлюється разом з ним. Це має ряд недоліків:

- наявність вуглецевого струмопровідного пилу від лопатей вітряка;
- високий рівень вібрацій;
- спеціальні вимоги до захисту від блискавок;
- рівень захисту IP54;
- рідинне охолодження, що має двоконтурний характер: контур рідинного охолодження і теплообмінник рідина-повітря, розташований поза гондолою.

Усе це дуже ускладнює та підвищує ціну на перетворювач, а також знижує надійність його роботи.

У системах генерування електроенергії, де застосовуються паралельні конденсаторні банки для компенсації реактивної потужності, навіть мінімальні спотворення струму в лінії електропередавання можуть мати деструктивний характер [5]. При послідовному з'єднанні конденсаторних банок з підстанційним трансформатором формується комбінація LC-фільтрів, що потенційно створює зону низького імпедансу на частотах гармонік нижчих

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

порядків, що, в свою чергу, формує умови для циркуляції спотворених струмів у мережі. Така конфігурація може призводити до двох критичних проблем: надмірного навантаження на конденсаторні батареї та значної деформації напруги на шинах середньої напруги.

Тому згідно вимог [8] коли можливе перевантаження конденсаторів струмами вищих гармонік, має бути передбачений захист, який вимикає конденсаторну установку з витримкою часу за діючого значення струму для одиничних конденсаторів, яке перевищує 130 % номінального.

Наявність несинусоїдальності напруги має комплексний вплив на функціонування електроспоживачів усіх типів [9]. Негативний ефект обумовлюється не лише додатковим термічним навантаженням від вищих гармонік струму, але й специфікою формування гармонічними складовими трьох характерних послідовностей:

- прямої послідовності (включає 1-у, 4-у, 7-у та подальші гармоніки);
- зворотної послідовності (охоплює 2-у, 5-у, 8-у та наступні гармоніки);
- нульової послідовності (містить гармоніки, кратні трьом: 3-ю, 6-у, 9-у та інші).

Диференціація впливу цих послідовностей на роботу електроприймачів визначається специфічним порядком чергування фаз напруги та струму для кожної з них. Особливо критичним є вплив струмів нульової послідовності, які викликають додаткове підмагнічування магнітопроводів електричних машин. Це призводить до деградації експлуатаційних характеристик обладнання та підвищеного теплового навантаження на статорні обмотки асинхронних двигунів (АД) і магнітні системи трансформаторів.

Висновки до розділу 1

Генерування електричної енергії за рахунок перетворення енергії вітру є досить актуальним напрямком. Для окремих мереж, що віддалені від традиційних джерел живлення впровадження вітроенергетичних установок

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

цінується за доступність джерела живлення та зменшення викидів вуглекислого газу. Враховуючи збільшення потужностей сучасних вітроелектростанцій постає питання якості виробленої електричної енергії, що має відповідати повному переліку вимог чинним стандартам якості.

Більшість сучасної побутової техніки, що виконані на основі електронних схем, є причиною несинусоїдальних навантажень. Пов'язано це із широким вмістом гармонік, що у пункті спільного приєднання з іншими споживачами викликає ще більші збурення у мережі. Несинусоїдальний струм зокрема спричиняє втрати потужності. Тому перед підключенням певних електроприладів постає питання дослідження єдиних електромагнітних процесів, що, протікаючи у закритій мережі, є спільними для всіх.

Продуктивність вітроенергетичних установок напряму залежить від швидкості вітру, тому має мінливий характер. Збурення у подачі електричної енергії з'являються через сплески вихідного струму. Пов'язано це із роботою конденсаторів, що є у схемі роботи для коригування коефіцієнту потужності, та несиметричному підключенні споживачів. Зокрема вітрогенератор виконаний на основі асинхронного генератора виділяє у мережу реактивну потужність, яка підвищує загальне навантаження і потребує детального вивчення.

Важливою складовою вітроенергетичної установки є перетворювач частоти, який має гарантувати високу якість електричної енергії. Проте досить часто вихідна напруга перетворювача має незадовільну форму, що вносить порушення в електромагнітну сумісність мережі і споживачів, що потребує додаткового дослідження

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45

2 ДОСЛІДЖЕННЯ ЕЛЕКТРОМАГНІТНОЇ СУМІСНОСТІ СПОЖИВАЧІВ ЛОКАЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

2.1 Стабілізація рівня напруги в розподільній мережі

Забезпечення електричною енергією локальної мережі за рахунок вітроенергетичної установки ставить нові питання до якості надходження енергії. Установка, що працює в автономному режимі практично залежить від частоти вітру і не завжди гарантує безперебійну роботу. Особливо тяжкі наслідки можуть бути для підвищених навантажень.

Сучасні вітроенергетичні установки характеризуються здатністю змінювати активну потужність зі швидкістю до 10% від встановленої потужності за секунду. Проте необхідно враховувати, що інтеграція вітрогенераторів у електромережу здійснюється здебільшого груповим методом, при цьому вітроелектростанція може включати декілька десятків установок. В масштабах енергосистеми функціонує множина територіально розподілених ВЕС на відстані сотень кілометрів, де стохастичні варіації швидкості вітру відбуваються асинхронно.

Згідно з даними Міжнародної енергетичної агенції (IEA), сумарна потужність групи ВЕС демонструє відносно плавну динаміку змін. В екстремальних метеорологічних умовах зафіксовано флуктуації потужності зі швидкістю 10-35% від номінального значення за годину, з окремими піковими значеннями до 40%. При цьому середньостатистичний показник змін становить 5% на годину. Короткострокові зміни (в межах однієї хвилини) характеризуються максимальними значеннями 0,5-0,8% від номінальної потужності.

Варто відзначити, що амплітуда коливань потужності для одиничних агрегатів перевищує аналогічний показник для територіально розподілених ВЕС. Статистичний аналіз демонструє, що при одногодинному усередненні

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

стандартне відхилення збільшується приблизно на 33% при редукції кількості вітроенергетичних установок (ВЕУ) від понад 250 до менше 14 одиниць [24].

Сучасні системи електропостачання повинні вміти балансувати попит та пропозицію в будь-який момент, мати більш гнучке керування та забезпечувати оптимізовану ефективність використання енергії. При використанні ВГУ досить важко здійснювати контроль за величинами генеруючих потужностей для конкретного проміжку часу. Ми не можемо підлаштувати швидкість вітру, виходячи з потреб споживача. Такий тип ВДЕ може працювати більш оптимально при використанні разом із системами накопичення електричної енергії. Необхідно враховувати, що місце установки в даному випадку буде безпосередньо біля генерування на основі ВДЕ.

З точки зору системного аналізу дисбаланс енергії являє собою комплексний параметр, що інтегрально відображає флуктуації потужності в часовому проміжку, враховуючи як амплітуду, так і полярність відхилень між генерацією та споживанням. Візуалізація кумулятивних об'ємів енергетичного профіциту та дефіциту через графічні подання дає підстави для формування обґрунтованих висновків щодо необхідної ємності акумуляційних систем. Принципово важливим аспектом є імовірнісний розподіл варіативності показників, оскільки орієнтація виключно на екстремальні значення енергетичного дисбалансу при проектуванні накопичувальних елементів може призвести до економічно нераціонального завищення їх параметрів. При здійсненні оптимізаційного аналізу доцільно диференціювати підходи: при використанні критерію математичного очікування – базуватися на медіанних значеннях потенційної акумуляції, а при застосуванні критерію надійності – враховувати специфіку статистичного розподілу індикаторів енергетичного дисбалансу [7].

Надійність постачання енергії розглядається переважно в межах економічної доцільності. Середня потужність ВЕС має задовольняти середній рівень її споживання (рисунок 2.1). Для компенсації невідповідності поточної

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

генерації та споживання, тобто небалансу потужності використано акумуляторну батарею [25].

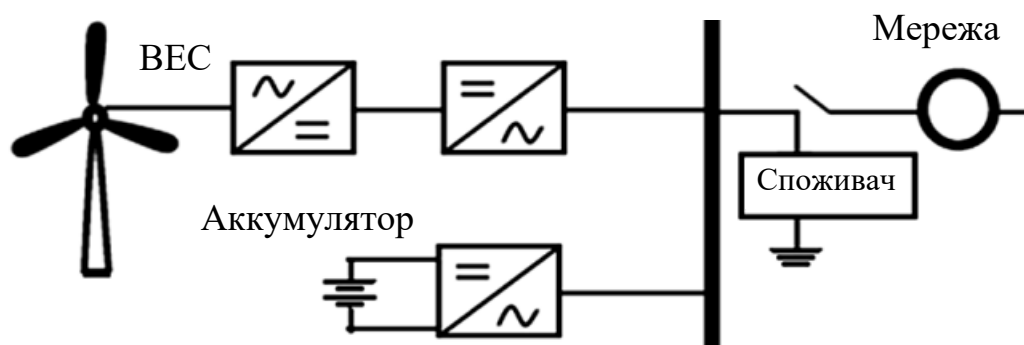


Рисунок 2.1 – Локальна електрична мережа на основі ВЕС

Сукупний баланс потужностей в такій ЛЕМ можна описати виразом

$$V(t) = P_w(t) - P_A(t) + P_G(t) - P_U(t), \quad (2.1)$$

де $P_w(t)$ – поточна потужність вітроелектростанції;
 $P_A(t)$ – потужність акумуляторної батареї;
 $P_G(t)$ – потужність регульовального генератора;
 $P_U(t)$ – навантаження локальної мережі.

Регульовальним генератором може виступати дизель генератор. Результатом складання потужностей є варіативна складова $V(t)$, що описує миттєві випадкові відхилення від нульового балансу.

В електроенергетичних системах найбільш суттєвий вплив прогнозується на наявні резерви стійкості системи. Критичне перевищення активною потужністю гранично допустимих значень ініціює каскадний розвиток перехідного режиму, що характеризується комплексом електромагнітних та електромеханічних процесів у часовому інтервалі між нормативним та післяаварійним станами системи.

Ретроспективний аналіз первинних стандартів інтеграції генеруючих потужностей у електромережу демонструє, що початкова застава управління

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

вітроелектростанціями базувалася на їх автоматичному відключенні при виявленні провалів напруги. Фундаментальним недоліком такої методології управління є контрпродуктивний ефект – замість реалізації функції підтримки стабільності мережі відбувається зниження генерації електроенергії саме в критичний період, що суперечить принципам забезпечення надійності електропостачання.

З цієї причини останнім часом в стандартах генератор має підтримувати з'єднання з мережею у випадках провалів напруги і не допускати відімкнення під час збоїв у мережі.

Вимога LVRT (low voltage ride through) [26] для підтримування генераторного режиму була висунута у Німеччині. На основі технічної документації на підключення до мережі оператор мережі перевіряє відповідність технічних вимог у запланованій точці приєднання. Перевірка кожної ВГУ проводиться окремо, при цьому вітроелектростанція не може працювати з розгалуженим підключенням.

Наразі вимога стає універсальною функцією для ВЕС. Наприклад, вимога LVRT для Великобританії показана на рисунку 2.2.

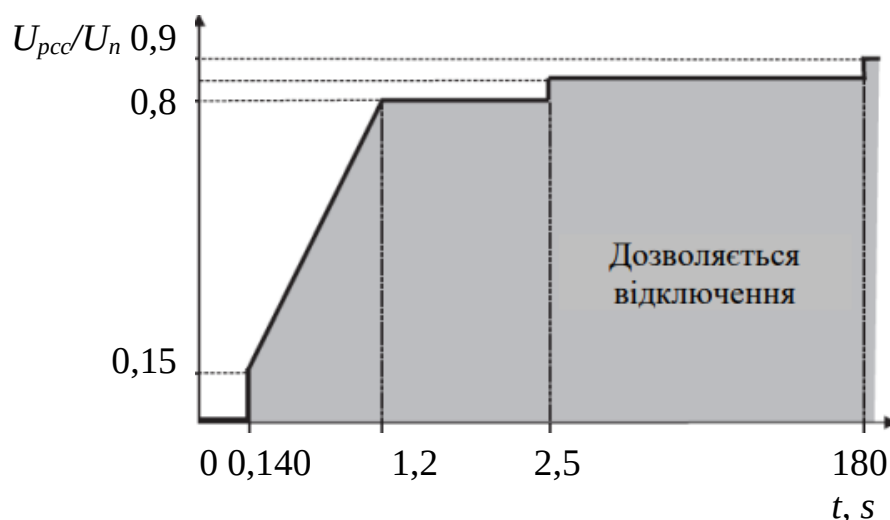


Рисунок 2.2 – Вимога LVRT відповідно до національного стандарту Великобританії

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		49

Наприклад, якщо амплітуда напруги в ПСП дорівнює 0,15 за 2,5 с, то об'єкт вітрогенерації може бути від'єднано. Крива застосовується для трифазних збоїв: варто зауважити, що згідно з вимогами Великобританії, турбіна має залишатися підключеною для симетричних збоїв нульової напруги тривалістю до 140 мс.

Домінуюча частка провалів напруги характеризується субсекундною тривалістю при збереженні остаточної напруги вище 40% номінального значення. Водночас спостерігаються аномальні випадки з більш тривалою депресією напруги та нижчими залишковими значеннями. Специфічною особливістю окремих регіональних мереж є систематична поява провалів напруги в діапазоні 85-90% від номіналу, що обумовлюється процесами комутації споживачів.

Фундаментальним нормативним документом у сфері метрології якості генерованої електроенергії виступає стандарт ІЕС 61400-21 ed. 2.0:2008. Його юрисдикція першочергово поширюється на вітроенергетичні установки, інтегровані до мереж середньої та високої напруги, з потенційною екстраполяцією на низьковольтні системи. Даний стандарт встановлює комплексну методологічну базу, що охоплює:

- верифікаційні процедури відповідності вітроенергетичних установок критеріям якості електроенергії;
- специфікацію параметричних характеристик якості генерованої електроенергії;
- метрологічний інструментарій квантифікації встановлених характеристик.

У контексті якісних показників електроенергії стандарт регламентує наступні ключові аспекти:

- параметризацію флікер-ефекту та гармонічних складових;
- алгоритми реагування вітроустановки на флуктуації мережевої напруги;

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- функціональність керування генерацією активної та реактивної потужності;
- граничні значення спрацювання системи мережевого захисту Retry.

Регламентовані стандартом процедури вимірювань характеризуються високим ступенем інваріантності відносно локаційних специфікацій та конфігурації точок підключення вітроенергетичних установок. Це дозволяє узагальнювати отримані під час випробувального періоду параметричні характеристики якості електроенергії на альтернативні режими експлуатації обладнання.

Затверджений протокол оцінки відповідності критеріям якості електричної енергії демонструє оптимальну застосовність до вітроенергетичних установок, інтегрованих у системи енергопостачання з константною частотою та розширеними можливостями модуляції активної та реактивної потужності. У випадках, що виходять за межі даної специфікації, методологічні принципи оцінки відповідності, закладені в стандарті, набувають рекомендаційного характеру.

Для теоретичного аналізу фундаментальних залежностей, що характеризують кореляцію між регулюванням реактивної потужності в точці приєднання вітроелектростанції та динамікою напруги, доцільно ввести математичну нотацію повного еквівалентного опору електромережі в пункті спільного приєднання, що дозволить здійснити подальшу формалізацію досліджуваних процесів [22]

$$Z = z^{j\psi} = r + jx. \quad (2.3)$$

Для аналізу картини змін напруги у ПСП під час експлуатаційних режимів роботи гібридної електростанції знехтуємо поперечною складовою спаду напруги і втратами потужності в лінії електропередачі. Розглянемо такі характерні режими.

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

Коефіцієнт реактивної потужності дорівнює нулю. Згідно із взятими попередньо припущеннями, відносні зміни напруги у ПСП можемо розрахувати за виразом

$$\Delta U_{t^*} \approx \frac{P_{Гст} \cdot r}{U_{ном}^2}. \quad (2.4)$$

де $U_{ном}$ – номінальна напруга мережі.

Коефіцієнт реактивної потужності має ємнісний характер. Це означає, що вітроелектростанція генерує реактивну потужність у мережу. Тоді відносні зміни напруги розраховуємо як

$$\Delta U_{t^*} \approx \frac{P_{Гст} \cdot r + Q_{Гст} \cdot x}{U_{ном}^2}. \quad (2.5)$$

Коефіцієнт реактивної потужності має індуктивний характер. У цьому режимі вітроелектростанція споживає реактивну потужність з мережі.

Відносні зміни напруги розраховуємо згідно з виразом:

$$\Delta U_{t^*} \approx \frac{P_{Гст} \cdot r - Q_{Гст} \cdot x}{U_{ном}^2}. \quad (2.6)$$

Покажемо принципові особливості впливу регулювання реактивної потужності вітроелектростанції на рівень змін напруги в мережі. Аналізуючи наведені вирази (2.5) – (2.6), бачимо, що відповідним вибором значення і знаку реактивної потужності в кожний момент часу можемо практично стабілізувати напругу. Це стосується і повільних (відхилень), і швидких (коливань) змін напруги. Залежно від кута повного опору електричної мережі на підставі виразу (2.5) можемо визначити оптимальні зміни реактивної потужності

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

вітроелектростанції для мінімізації змін напруги в ПСП. Вираз (2.5) подаємо у вигляді

$$\Delta U_t^* \approx \frac{x}{U_{ном}^2} \left(P_{ГСт} \frac{r}{x} - Q_{ГСт} \right) = \frac{x}{U_{ном}^2} \left(P_{ГСт} \frac{1}{tg\psi} - P_{ГСт} \cdot tg\varphi \right), \quad (2.7)$$

де φ – кут еквівалентного опору електричної мережі у ПСП.

Звідси випливає умова оптимального регулювання реактивної потужності:

$$Q_{ГСт} = P_{ГСт} \frac{r}{x} = P_{ГСт} \frac{1}{tg\psi}. \quad (2.8)$$

На основі аналізу взаємних залежностей у рівняннях (2.7) та (2.8) можна сформулювати фундаментальну закономірність: існує обернена пропорційність між величиною кута еквівалентного опору електромережі у пункті спільного приєднання та необхідним обсягом реактивної потужності для стабілізації напруги. В контексті інженерно-технічних рішень це транслюється у вимогу використання провідників з оптимізованим поперечним перерізом для повітряних ліній електропередавання.

Пріоритетним аспектом постає забезпечення нормативних показників якості напруги у кінцевих споживачів. Характерні шаблони флуктуацій напруги та струму, типові для систем з традиційною генерацією, можуть зазнавати суттєвої деградації при збереженні функціонування вітроенергетичних установок під час провалів напруги.

Специфіка експлуатації вітроенергетичних установок на базі асинхронних генераторів з фіксованою швидкістю обертання характеризується необхідністю генерації реактивної потужності для забезпечення самозбудження. Більше того, сучасні мережеві стандарти регламентують обов'язкову інжекцію реактивної потужності в мережу для

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

відновлення номінальних параметрів напруги при виникненні аварійних ситуацій або провалів.

У сфері метрології реактивної електроенергії критично важливим є забезпечення технічної можливості обліку реактивної енергії в процесах її отримання суб'єктами господарювання від електропередавальних організацій або зворотної передачі. Така необхідність виникає при здійсненні комерційних розрахунків або моніторингу дотримання узгоджених режимів експлуатації генеруючого обладнання реактивної потужності споживача [8].

2.2 Дослідження процесу компенсації реактивної потужності

Реактивна потужність – це потужність, яка періодично передається від мережі до споживача і назад, не здійснюючи корисної роботи. Основне призначення цієї складової – це створення магнітних полів в індуктивних приймачах, при цьому електроенергія, що запасається в кожному індуктивному елементі, поширюється по мережі, здійснюючи коливальні рухи.

Навантаження в промислових мережах зазвичай має індуктивний характер, що викликає споживання крім активної потужності, істотної частки реактивної потужності. Внаслідок повна потужність збільшується і призводить до:

- збільшення плати постачальнику електричної енергії;
- додаткові втрати у провідниках внаслідок збільшення струму, а отже зменшення пропускної спроможності мережі;
- завищення потужності трансформаторів та перерізу кабелів;
- відхилення напруги від номіналу.

З метою усунення зазначених негативних ефектів застосовуються конденсаторні установки (КУ), які виконують функцію компенсації реактивної потужності і фільтрації гармонійних параметрів електромережі. Комутація звичних установок призводить до виникнення значних завищень

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

напруги і струму і зменшення їх життєвого циклу, що призводить до додаткових збитків. При перехідних процесах при включенні конденсаторів виникають короточасні кидки струму, які можуть перевищувати номінальний струм (амплітудою до 550 %) [27].

Для якісної оцінки впливу високої гармоніки на роботу КУ запропоновано порівняння параметрів режиму роботи установки у вузлі навантаження за умов наявності та відсутності джерела високої гармоніки. Для проведення дослідів запропонована фізична модель, принципова схема якої наведена в графічній частині роботи (рисунок 2.3) [28].

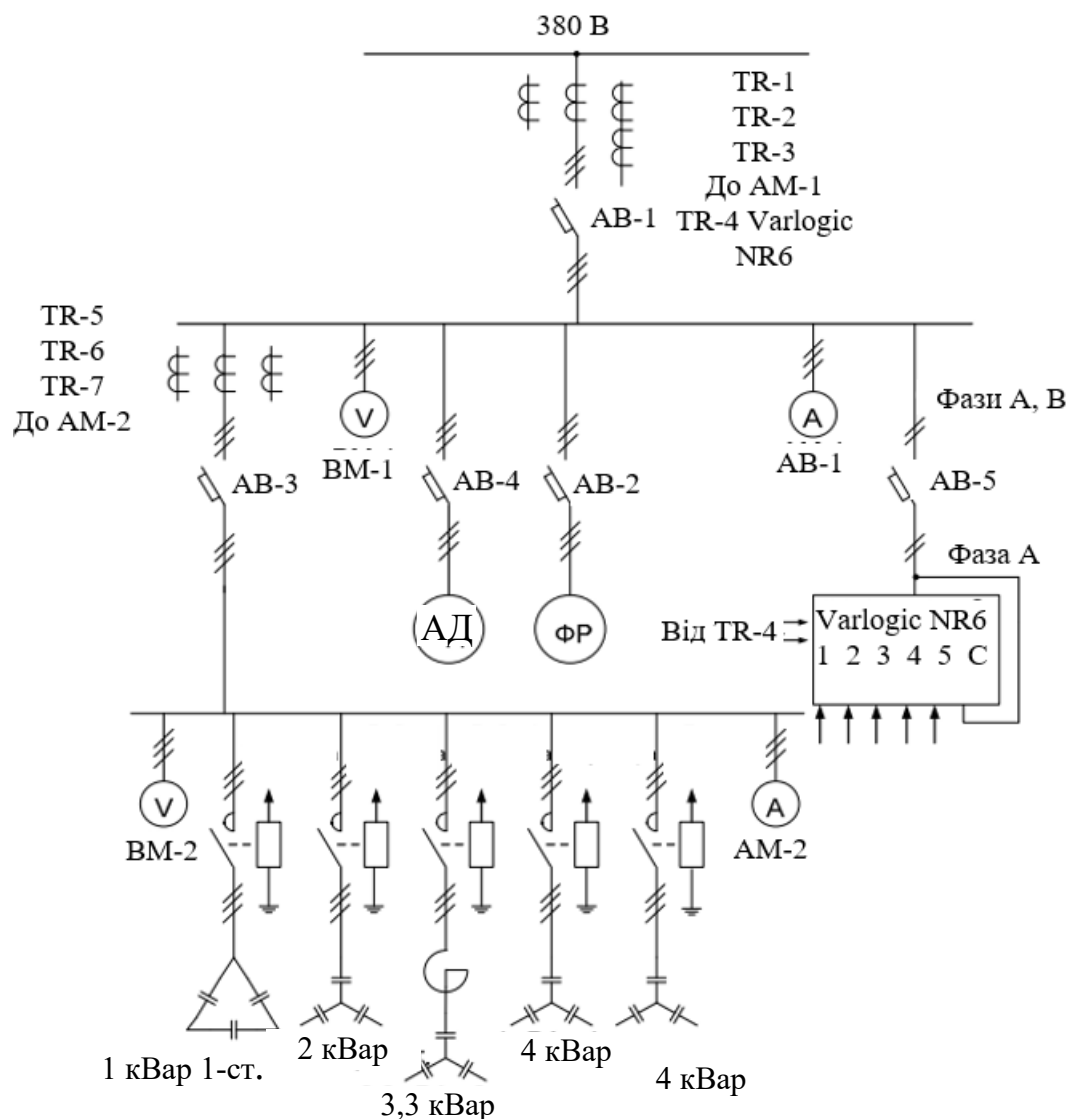


Рисунок 2.3 – Схема для зняття дослідних характеристик КУ

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

Випрямляч виступає первинним джерелом генерації вищих гармонік, амплітудою яких можна керувати через модуляцію активного опору в колі постійного струму. Для дослідження впливу індуктивної складової в контурі навантаження представлено послідовне включення дроселя з активним опором, з можливістю його шунтування за допомогою комутаційного елемента.

Схема системи живлення базується на подачі синусоїдальної напруги з двох вільних фаз, із залученням трансформатора струму (номінальний вторинний струм 5 А) у третю незалежну фазу. Наша схема передбачає обмеження амплітуди фазної напруги до 200 В. У даній конфігурації електроживлення реалізується через автоматичний вимикач АВ-5 з фаз А і В, з встановленим у фазі С трансформатором струму з коефіцієнтом трансформації 40/5 А. Комутаційна логіка передбачає подачу напруги з фази А на спільний контакт "С" регулятора, з подальшим розподілом на котушки відповідних контакторів та замиканням кола через нульовий провідник.

Для моделювання вузла навантаження обрано типовий індуктивно-активний елемент - асинхронний двигун, комутація якого здійснюється через автоматичний вимикач АВ-4. Враховуючи відносно невелику потужність двигуна, система доповнена паралельно підключеним фазорегулятором.

Специфіка даної схеми полягає у закороченні вторинної обмотки фазорегулятора, що забезпечує індуктивний характер навантаження з мінімальним значенням 5 кВАр. Таким чином, можливі наступні режими експлуатації:

- автономна робота асинхронного двигуна потужністю 1,5 кВт
- незалежне функціонування фазорегулятора в діапазоні потужностей 5-17 кВАр;
- паралельна робота обох елементів системи.

Для реєстрації сигналів та зняття осцилограм та гістограм було використано систему реєстрації та аналізу аварійних ситуацій електроенергетичних об'єктів «альтра-1» функціями якої є:

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- аналіз координат усталених режимів та аварійних процесів визначення максимальних значень;
- визначення зміни в часі діючих значень, симетричних складових, гармонічного складу координат режимів;
- визначення віддалі до місця пошкодження на лініях електропередавання, синтезу координат режимів тощо.

Основні характеристики та схеми підключення наведені в інструкції до цієї системи. У роботі система підключалась до системи шин.

Розглянемо та проведемо аналіз деяких режимів роботи досліджуваного вузла навантаження з конденсаторною батареєю та без конденсаторної батареї (рисунку 2.4, 2.5).

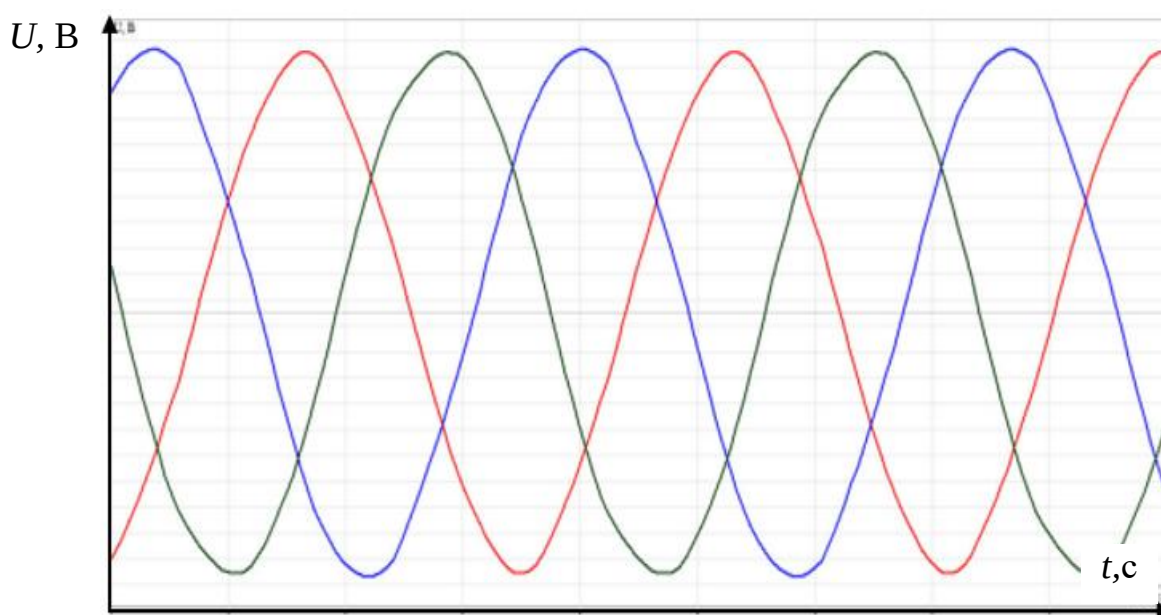


Рисунок 2.4 – Осцилограми напруги при ввімкненому активно-індуктивному навантаженні

Як видно із поданих вище осцилограм, це нормальний режим роботи мережі без конденсаторної батареї та джерела вищих гармонік.

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57



Рисунок 2.5 – Осцилограма струму активно-індуктивного навантаження

При активації випрямляча з робочим струмом 0,9 А осцилографічні дослідження (представлені на рисунках 2.6 та 2.7) демонструють явно виражену деформацію синусоїдального характеру напруги.

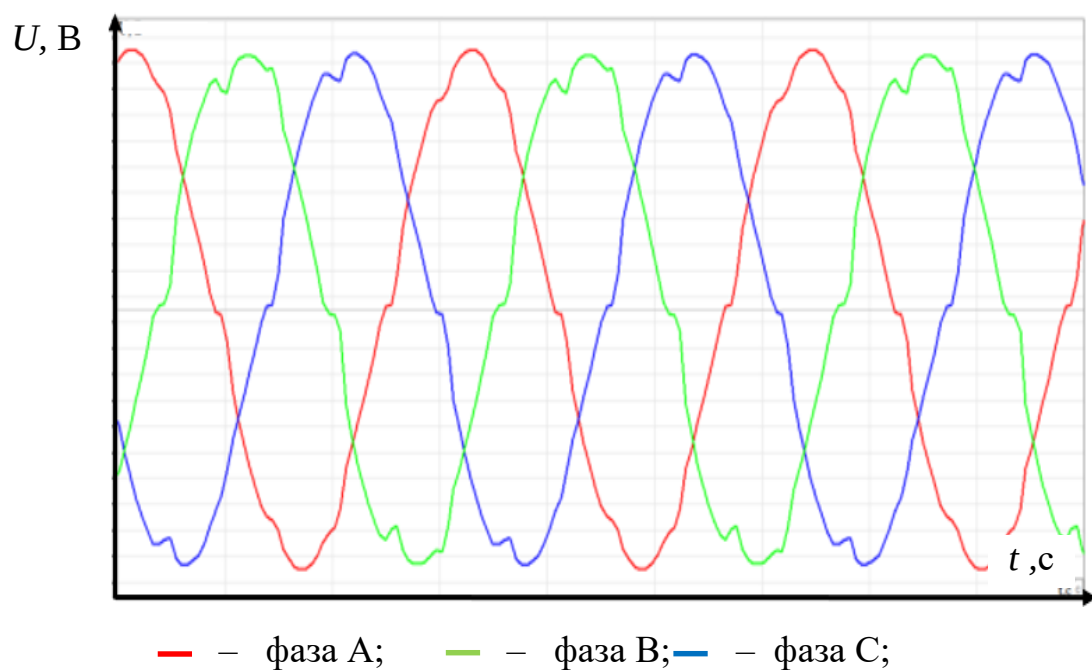


Рисунок 2.6 – Характеристики фазних напруг при увімкненому активно-індуктивному навантаженні та випрямлячі

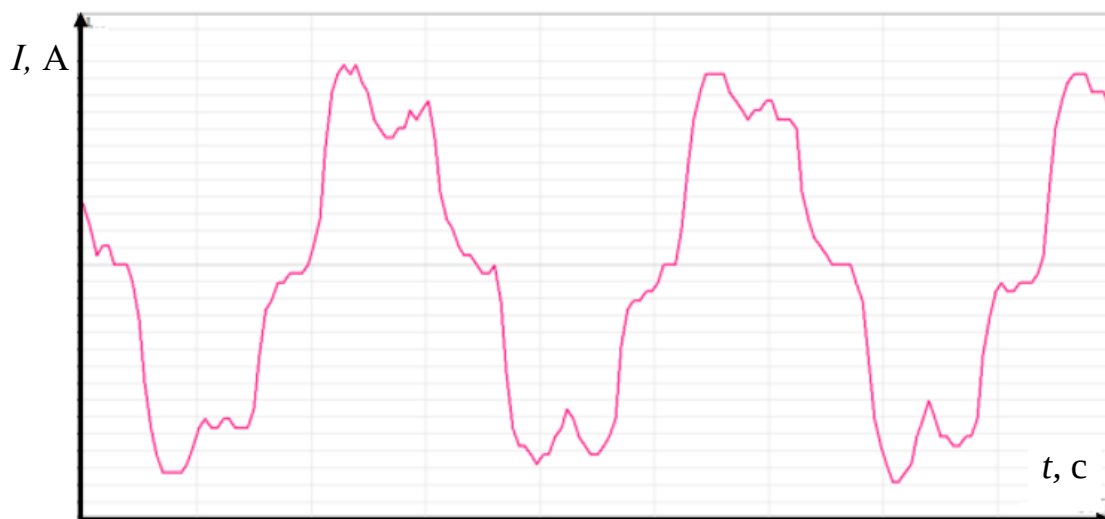


Рисунок 2.7 – Струм у колі випрямляча

Збільшуємо струм в колі випрямляча до 4,53 А, тим самим підіймаємо рівень вищих гармонік у мережі та проводимо аналогічні дослідження (рисунок 2.8).

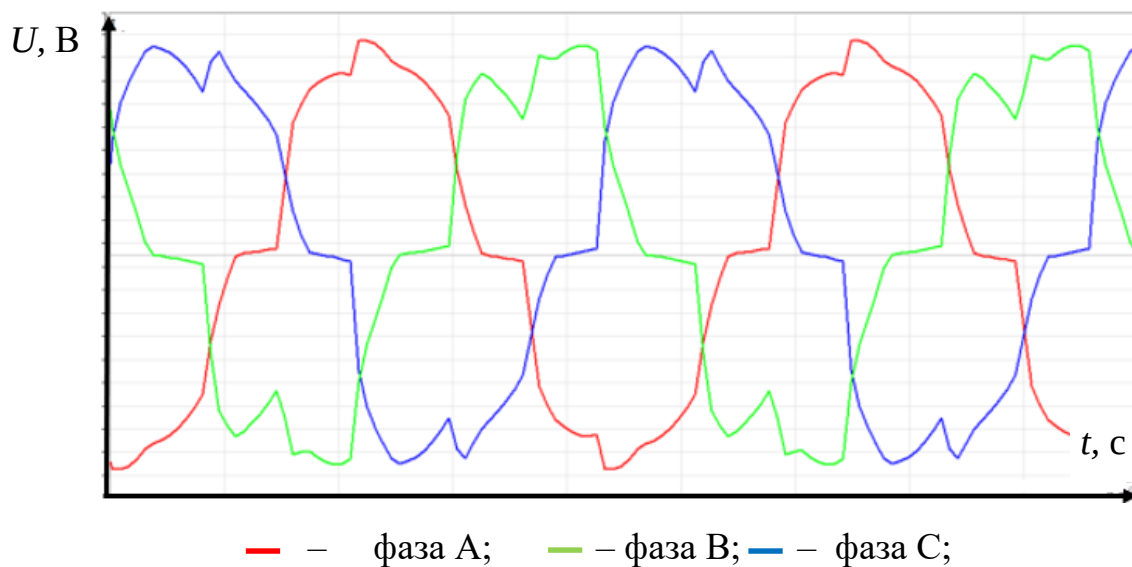
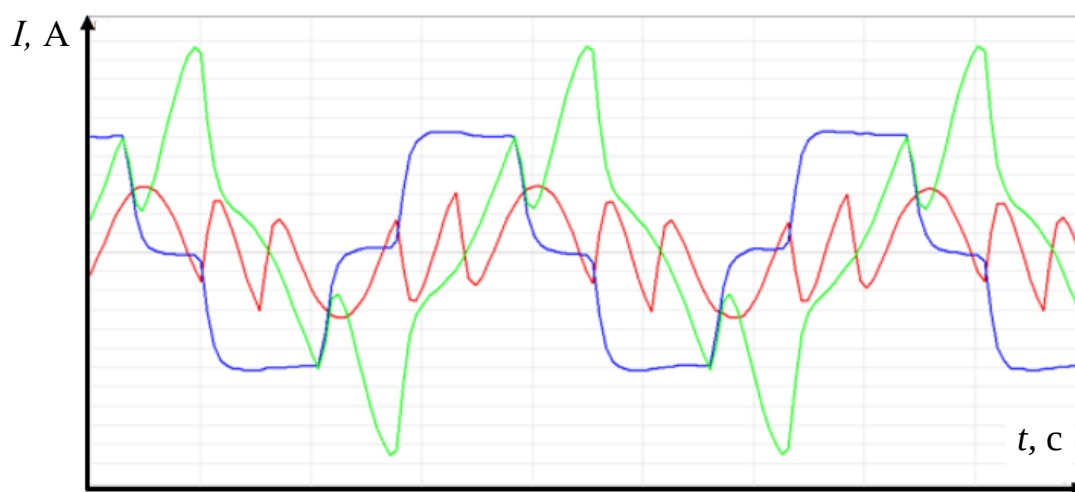


Рисунок 2.8 – Характеристики напруг при активно-індуктивному навантаженні

З представлених вище кривих напруги та струмів робимо висновок, що наявність у мережі конденсаторних установок позитивно впливає на форму кривої напруги (рисунок 2.6), але значно погіршує синусоїдальність кривої

струму (рисунок 2.9) конденсаторної установки, що негативно впливає на їх роботу, та зменшує термін їх експлуатації.



— загальний струм вузла; — струм випрямляча; — струм батарей;

Рисунок 2.9 – Характеристики струму установки

Наявність у мережі конденсаторних установок позитивно впливає на форму кривої напруги, але значно погіршує синусоїдальність кривої струму конденсаторної установки, що, у свою чергу, негативно впливає на їхню роботу конденсаторної установки, та зменшує термін їх експлуатації

У європейських країнах існує важлива вимога – вітрові електростанції повинні працювати з високою ефективністю (коефіцієнт потужності понад 0,95) незалежно від умов роботи [5].

Вітрогенератори найкраще працюють, коли вони підключені до загальної електромережі. Якщо ВГУ використовується автономно, наприклад, для живлення окремої частини підприємства, необхідно ретельно узгоджувати його потужність із потребами споживачів електроенергії.

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60

2.3 Приєднання вітроелектростанції до загальної мережі

Змінний та непередбачуваний характер видачі потужності, притаманний вітровій енергетиці, може призвести до негативного впливу на режими роботи об'єднаної енергосистеми.

Широке впровадження вітроенергетики створює серйозні технічні виклики для енергосистеми. Оскільки сила вітру постійно змінюється, потрібно або мати системи накопичення енергії, або постійно регулювати потужність всієї енергосистеми, щоб компенсувати ці коливання. Особливо важливим є підтримання балансу між виробництвом і споживанням електроенергії та контроль частоти в мережі [24].

Хоча для традиційних електростанцій з синхронними генераторами методи забезпечення стабільної паралельної роботи добре вивчені, особливості роботи вітрових електростанцій вимагають перегляду та вдосконалення цих методів. При цьому важливо розуміти не тільки як забезпечити стабільну роботу самих вітроелектростанцій, але й як вони впливають на роботу інших електростанцій в системі.

Згідно з нормативними документами, енергосистема вважається стійкою, якщо вона здатна повертатися до нормального режиму роботи після різних порушень, зберігаючи синхронну роботу всіх електростанцій та не допускаючи переходу в асинхронний режим. Це ключова вимога для надійного функціонування будь-якої енергосистеми [29].

На прикладі вітроелектростанцій Запорізької області показано, що коливання потужності протягом години в середньому становлять 5% від максимальної потужності, а в екстремальних випадках можуть досягати 39%. При цьому коливання потужності майже не змінюються, якщо розглядати різні проміжки часу від 15 хвилин до години [30].

Однією з головних проблем є ризик одночасного непередбаченого відключення багатьох вітрових установок. Щоб запобігти цьому, створюють резерв потужності (10-15% від потужності вітроелектростанції) та

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

впроваджують системи прогнозування швидкості вітру. На необхідний розмір резерву впливає точність прогнозів та географічне розташування електростанцій.

Для вітроелектростанцій поняття стійкості роботи означає здатність продовжувати роботу при короткочасних падіннях напруги в мережі. В Україні для великих вітроелектростанцій (понад 2 МВт) встановлено вимогу: вони повинні працювати щонайменше 0,5 секунди при падінні напруги до 20% від номінальної без відключення. Більшість сучасних вітрогенераторів відповідають цим вимогам. Українські правила також вимагають враховувати можливість відключення вітроелектростанцій при значних відхиленнях напруги чи частоти. Системи керування та захисту працюють у двох напрямках: захищають саму вітроелектростанцію від проблем у мережі та захищають мережу від можливих проблем на вітроелектростанції [31].

На рисунку 2.10 показано як формується баланс потужності в ЛЕМ з комбінованим електропостачанням [32].

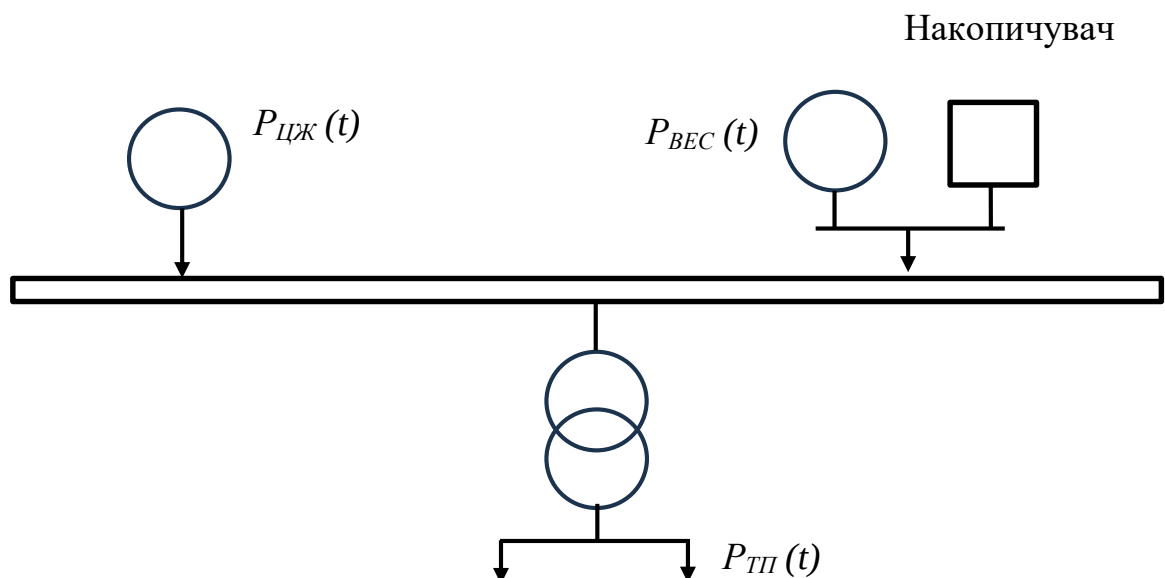


Рисунок 2.10 – Баланс потужності в локальній електричній мережі

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

Для ЛЕМ з комбінованим електропостачанням можуть виникати три різні задачі оптимізації:

- забезпечення максимального прибутку від реалізації електричної енергії за умов багатоступеневого тарифу енергоринку та технічних обмежень з боку окремих видів ВДЕ;

- зменшення залежності локальної електричної мережі з сумарним навантаженням $P_{нав}(t)$ від централізованої системи енергопостачання, тобто мінімізації навантаження локальної системи на основний центр живлення;

- мінімізації на інтервалі часу $t_k - t_0$ відхилень від заявленого на наступну добу прогнозованого графіка генерування в ЛЕМ з врахуванням метеорологічних умов в районі електропостачання та характеристик ВДЕ.

Зі зростанням обсягу генерування ВДЕ в електричних мережах актуальною стає задача, яка формулюється наступним чином:

$$\int_{t_0}^{t_k} \frac{1}{2} (P_{BEC}(t) - P_i(t))^2 dt \rightarrow \min, \quad (2.7)$$

де $P_{BEC}(t)$ – заданий графік сумарного генерування ВЕС в ЛЕМ;

$P_i(t)$ – поточне сумарне генерування ВЕС.

В ЛЕМ для надійного та якісного електропостачання споживачів має підтримуватися баланс потужності:

$$P_{цж}(t) + P_i(t) - P_{ТПі}(t) - \Delta P(t) = 0, \quad (2.8)$$

де $P_{цж}(t)$ – потужність, яка передається в ЛЕМ від централізованих джерел електроенергії;

$P_{ТПі}$ – навантаження трансформаторної підстанції;

$\Delta P(t)$ – технологічні втрати електромережі в ЛЕМ.

З (2.8) визначається потужність централізованого живлення ЛЕМ:

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_{\text{цж}}(t) = P_{\text{тл}}(t) + \Delta P(t) - P_i(t) = 0, \quad (2.9)$$

Потужність $P_{\text{цж}}(t)$ в залежності від внутрішнього балансу потужності в ЛЕМ може бути зі знаками плюс або мінус. В першому випадку централізоване живлення є резервом генерування в ЛЕМ, а в другому – ЛЕМ віддає надлишок електроенергії в ЕЕС. Відмітимо, що необхідною умовою визначення $P_{\text{цж}}(t)$ є підтримування з заданою точністю генерування ВДЕ в ЛЕМ (ідеально мало б бути $P_{\text{ВЕС}}(t) - P_i(t) = 0$). При цьому має враховуватися прогнозна інформація щодо метеорологічних параметрів, яка надається відповідною підсистемою системи керування і дозволяє достатньо адекватно відтворювати стани керованих ВДЕ на наступну добу.

Забезпечення балансу режимів ЛЕМ в процесі генерування, розподілу та споживання електроенергії з урахуванням особливостей ВЕС у реальному часі крім потужних комунікаційних можливостей розосередженої системи керування вимагає залучення відповідних підходів щодо формування керуючих впливів та законів керування окремими джерелами електроенергії з урахуванням специфіки їх керованості та спостережності.

Якщо нас цікавлять швидкі (до години) зміни рівня споживання, виходячи з подібності графіків споживання за кожную добу, як випадковий процес можна розглядати саме добовий хід поточної потужності, а кожную окрему добу вважати його випадковою реалізацією.

Параметричний опис електричного навантаження з використанням осереднених помісячно даних дозволяє побудувати графік з високим рівнем невизначеності (рисунок 2.11). Такий графік допускає значні відхилення від лінії добового графіка; не визначеним залишається також темп зміни потужності [33].

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

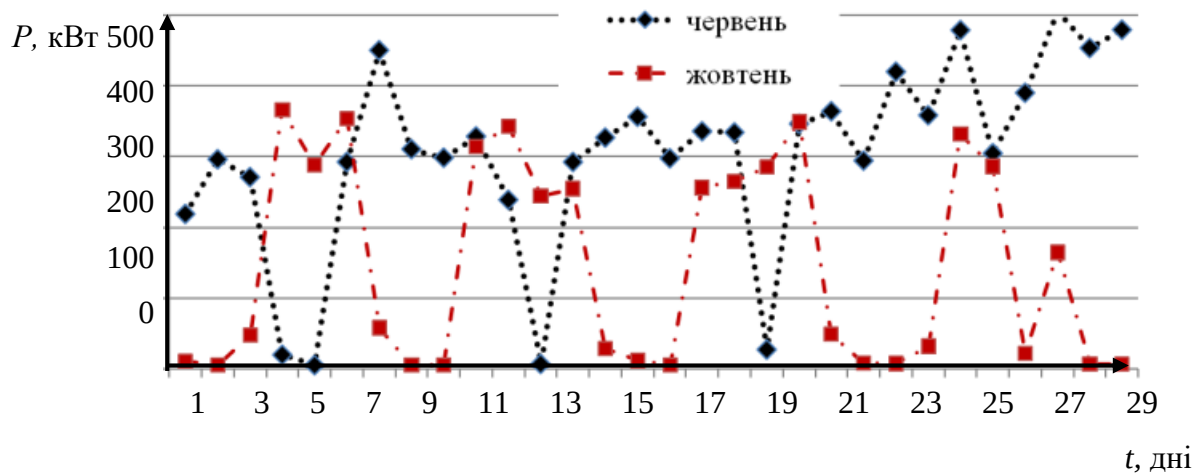


Рисунок 2.11 – Приклад змін електричної потужності впродовж місяця (мале підприємство)

Традиційний метод представлення випадкових процесів такого роду – сума середнього та випадкової величини, яка моделюється різними підходами:

$$P(t) = P_c(t_i) + X(t) = \frac{1}{\Delta t} \int_{t_i}^{t_i + \Delta t} P(t) + X(t), \quad (2.10)$$

де $P(t)$, $P_c(t_i)$ – миттєве та середнє значення потужності на інтервалі осереднення;

$X(t)$ – пульсації потужності навантаження відносно середнього значення.

За визначенням математичне очікування пульсацій: $M\{X(t)\}=0$. Крім того, $0 \leq P(t) \leq P_{max}$, що накладає відповідні обмеження на розмах $X(t)$.

Підприємства, де виробниче обладнання працює у заданому проміжку часу мають менші сплески потужності. При наявності історичних даних, які містять послідовності значень у вигляді часового ряду, математична модель може бути вдосконалена введенням середньодобової складової та відповідного аналітичного виразу для пульсацій потужності:

$$P(t) = \omega(t) + \sigma_{ad} \cdot \varepsilon + U(t), \quad (2.11)$$

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		65

де $\omega(t)$ – осереднена крива, що імітує добовий хід;
 σ_{ad} – стандартне відхилення середньодобових значень;
 ε – стандартна нормально розподілена випадкова величина;
 $U(t)$ – випадкова складова, що описує пульсації в момент часу t і описує відповідний процес.

Дана модель описує рівень навантаження в кожен окремий часовий інтервал. Початковою умовою вважається наявність планового графіка навантаження, який відповідає осередненому графіку $P_c(t_i)$. Відхилення від нього $X(t)$ вважаються небалансом потужності з відповідним знаком [34].

Висновки до розділу 2

Стабільна робота електроспоживачів може гарантуватися тільки у разі дотримання балансу потужностей. Додатковими складовими, що покривають перепади потужності у локальній мережі є акумулятор та дизель-генератор.

У зв'язку з індуктивним характером навантаження у локальній мережі активно застосовується компенсація реактивної потужності. Проведено дослідження електромагнітних процесів у конденсаторній установці. Конденсаторна установка успішно долає коливання напруги в локальній мережі, проте не стримує гармоніки струму. Таким чином конденсаторна установка не може забезпечувати високу якість електричного струму у мережі.

Вітрогенеруюча установка не може підтримувати постійну стабільність надходження потужності, тому локальна мережа потребує періодичного підключення до об'єднаної енергосистеми. В такому випадку вплив на якість електричної енергії від самої установки незначний. Періодичні збурення характерні для кожної мережі, проте незначні відхилення набувають широкого значення залежно від складу споживачів. Одним з варіантів забезпечення якісною електроенергією споживачів є розділення локальної мережі на дві частини відповідно до вимог споживачів до якості електричної енергії.

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЛОКАЛЬНІЙ ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ З ВІТРОЕНЕРГЕТИЧНИМИ УСТАНОВКАМИ

3.1 Моделювання втрат потужності асинхронного генератора

Згідно І розділу першими проявами низької якості електроенергії є спотворення форми синусоїдної напруги у колах живлення, відхилення напруги за межі встановлених допусків або повні перерви подачі електричної енергії. Ці спотворення можуть тривати від кількох мілі секунд до кількох годин. Зовні спотворення зазвичай проявляються як неправильна робота обладнання або повна його зупинка.

Метою методів покращення якості генерованої енергії є забезпечення відповідності напруги і струму належним стандартам. Для обрання методу підвищення якості електроенергії проведемо математичний аналіз роботи асинхронного генератора для визначення причин відхилення напруги на ньому та у сполучному трансформаторі.

Асинхронний генератор з короткозамкненим ротором застосовується через дві головні переваги: вони дуже надійні в роботі та дозволяють виробляти електроенергію з меншими витратами.

Проте в роботі таких генераторів є важливий нюанс: коли частота в мережі падає, в асинхронному двигуні зростає магнітний потік. Це призводить до значного збільшення струму - при зниженні частоти на 10% струм може зрости на 20-30%. Таке збільшення струму може призвести до перегріву обмотки статора двигуна, що є небезпечним для обладнання.

У разі збільшення частоти магнітний потік АД зменшується, що призводить до збільшення струму ротора, оскільки

$$M = k\Phi I_r \cos\psi_r, \quad (3.1)$$

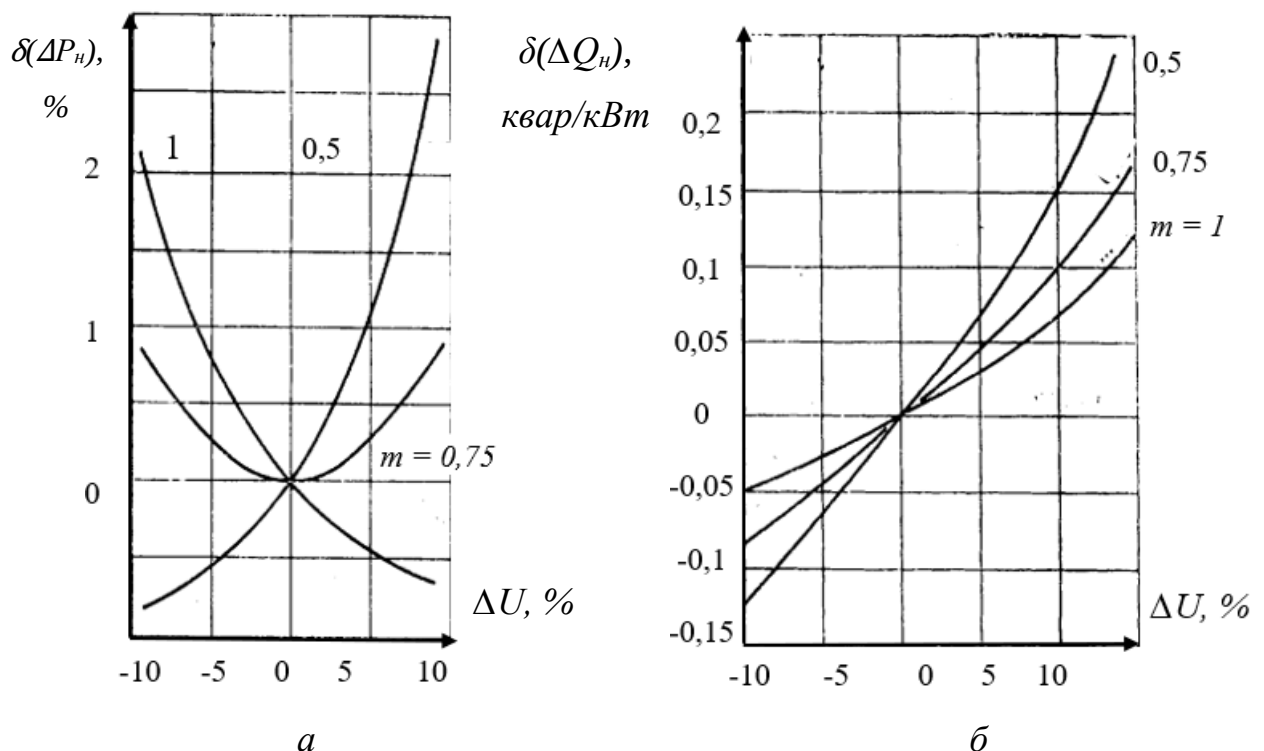
де I – струм ротора, А;

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$\cos \psi_r$ – коефіцієнт потужності ротора.

Відповідно збільшується струм статора, що теж може викликати перегрів АД.

Аналогічну дію має збільшення або зменшення напруги живлення асинхронного генератора. У разі зменшення напруги зменшується магнітний потік і збільшується струмове навантаження АГ. Додаткові втрати активної та реактивної потужності залежать від коефіцієнта завантаження АГ. Втрати активної потужності в повністю завантажених двигунах, що працюють із постійним моментом опору, зростають під час зниження напруги внаслідок збільшення струму, що споживається з мережі. Залежність збільшення втрат активної $\delta(\Delta P_n)$ і реактивної $\delta(\Delta Q_n)$ потужності АГ від напруги для різних коефіцієнтів завантаження показано на рисунку 3.1, а та рисунку 3.1, б , відповідно [9].



a – активна потужність;

б – реактивна потужність;

Рисунок 3.1 – Залежності додаткових втрат потужності асинхронного двигуна від напруги

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		68

Відхилення напруги впливає на роботу тиристорних перетворювачів. Під час підвищення напруги кут регулювання автоматично збільшується, а під час зниження – зменшується. Внаслідок цього під час підвищення напруги погіршується коефіцієнт потужності. Підвищення напруги на 1 % призводить до збільшення реактивної потужності на 1-1,5 %. Питома витрата електроенергії, споживаної тиристорним перетворювачем частоти, істотно зростає за $\delta U > 0$ і дещо знижується за $\delta U < 0$.

Векторно-керовані АГ з інвертором напруги можуть збуджуватися від батареї і забезпечувати стабільну напругу живлення автономної мережі постійного струму. Проте енергетичні показники АГ дещо нижчі, ніж у наприклад синхронних генераторах і потребують поліпшення.

Векторне керування представляє у математичному описі ідеалізоване керування асинхронною машиною. В рухомих координатах (d, q) , що обертаються зі швидкістю ω_0 , електромагнітні процеси в АГ з короткозамкненим ротором можна описати системою диференціальних рівнянь [35]:

$$\left\{ \begin{array}{l} U_{sd} = R_s I_{sd} + d \Psi_{sd} / dt - \omega_0 \Psi_{sq}; \\ U_{sq} = R_s I_{sq} + d \Psi_{sq} / dt - \omega_0 \Psi_{sd}; \\ R_r I_{rd} + d \Psi_{rd} / dt - (\omega_0 - z_p \omega) \Psi_{rq} = 0; \\ R_r I_{rq} + d \Psi_{rq} / dt - (\omega_0 - z_p \omega) \Psi_{rd} = 0. \end{array} \right. \quad (3.2)$$

та рівняннями

$$\Psi_{sd} = L_s I_{sd} + L_m I_{rd}; \quad \Psi_{rd} = L_m I_{rd} + L_m I_{sd}; \quad (3.3)$$

$$\Psi_{sq} = L_s I_{sq} + L_m I_{rq}; \quad \Psi_{rq} = L_r I_{rq} + L_m I_{sq}; \quad (3.4)$$

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Psi_{md} = L_m I_{md}; \quad I_{md} = I_{sd} + I_{rd}; \quad (3.5)$$

$$\Psi_{mq} = L_m I_{mq}; \quad I_{mq} = I_{sq} + I_{rq}; \quad (3.6)$$

$$M_e = (3z_p/2) K_r (\Psi_{rd} I_{sq} - \Psi_{rq} I_{sd}); \quad (3.7)$$

$$P_2 = -(3/2)(U_{sd} I_{sq} + U_{sq} I_{sd}), \quad (3.8)$$

де d, q – індекси проекції на однойменні координатні осі узагальнених векторів напруги статора $U_s = [U_{sd}, U_{sq}]^T$, струму статора $I_s = [I_{rd}, I_{sq}]$, струму ротора $I_r = [I_{rd}, I_{rq}]^T$; струму намагнічування $I_m = [I_{md}, I_{mq}]^T$; потокозчеплення статора $\psi_s = [\psi_{sd}, \psi_{sq}]^T$; потокозчеплення ротора $\psi_r = [\psi_{rd}, \psi_{rq}]^T$; основного потокозчеплення $\psi_m = [\psi_{md}, \psi_{mq}]$;

M_e – електромагнітний момент генератора;

z_p – кількість пар полюсів;

ω – кутова швидкість ротора;

P_2 – вихідна активна потужність генератора R_s ;

R_r — відповідно, активні опори фаз статора та ротора, зведеного до статора;

L_m — індуктивність намагнічування;

$L_s = L_m + L_{s\sigma}$; $L_r = L_m + L_{r\sigma}$ — повні індуктивності фаз статора і ротора, де

$L_{s\sigma}, L_{r\sigma}$ — індуктивності від полів розсіювання; $K_r = L_m / L_r$.

Інвертор напруги може вважатися пропорційною ланкою, а ланка постійного струму на виході описується диференціальним рівнянням

$$dU_{dc}/dt = I_c/C_{dc}, \quad (3.9)$$

де U_{dc} – напруга ланки постійного струму;

C_{dc} – ємність накопичувального конденсатора у ланці постійного струму;

I_c – струм заряджання конденсатора.

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Цей струм дорівнює

$$I_c = I_{dc} - I_L, \quad (3.10)$$

де I_{dc} – струм ланки постійного струму;

I_L – струм навантаження.

Нехтуючи втратами в інверторі, на основі балансу потужностей генератора та ланки постійного струму $U_{dc} I_{dc} = P_2$.

Основні втрати потужності в АГ включають:

- омічні втрати в активних опорах статора та ротора;
- магнітні втрати або втрати в залізі (сталі);
- додаткові та механічні втрати.

Омічні втрати та втрати в залізі враховані у показаній на рисунку 3.2 Т-подібній схемі заміщення фази АГ, де R_m – опір, що відображає магнітні втрати в генераторі; s – ковзання.

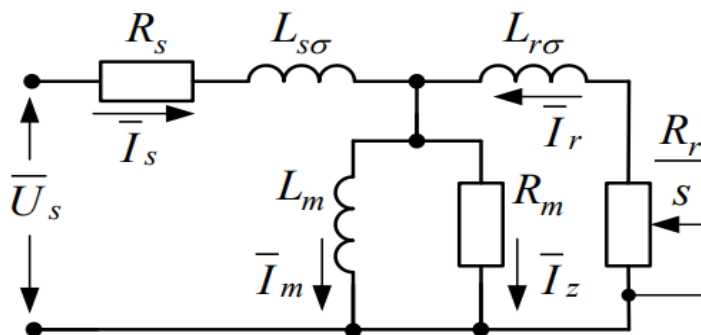


Рисунок 3.2 – Т-подібна схема заміщення фази АГ

Отримаємо вирази для втрат потужності на основі Т-подібної схеми заміщення. Розташування векторів потокозчеплень та струмів АГ у зорієнтованій за ψ_r системі координат (d, q) показано на рисунку 3.3.

У цій векторній діаграмі проекціями вектора ψ_m на осі d та q будуть величини $\psi_{md} = \psi_r$ та $\psi = I_q K_r L_{r\sigma}$, відповідно [30]. Вектор струму I_z , який протікає через магнітний опір R_m , визначається як $I_z = j\omega_0 \psi_m / R_m$, де $j = -\sqrt{1}$.

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71

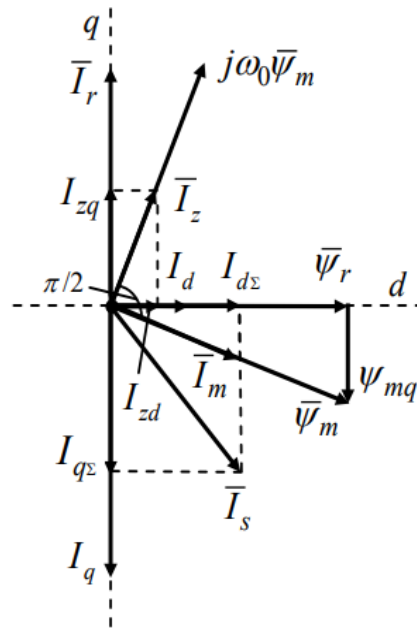


Рисунок 3.3 – Векторна діаграма в координатах (d, q)

На основі рисунку 3.3 з урахуванням того, що в АГ моментна складова вектора струму статора є від'ємною $I_q < 0$, отримаємо формули для проекцій I_{zd} та I_{zq} вектора I_z на осі d та q у вигляді:

$$I_{zd} = -\omega_0 K_r L_{r\sigma} I_q R_m^{-1}; I_{zq} = \omega_0 \Psi_r R_m^{-1}. \quad (3.11)$$

Отже, вираз для втрат потужності в обмотці статора запишеться

$$P_s = 1,5 R_s \left((I_d + I_{zd})^2 + (I_q + I_{zq})^2 \right). \quad (3.12)$$

Втрати потужності у роторі

$$P_r = 1,5 \left(I_q K_r \right)^2 R_r. \quad (3.13)$$

Втрати потужності у залізі АГ визначаються як

$$P_{fe} = 1,5 \left(I_{zd}^2 + I_{zq}^2 \right) R_m. \quad (3.14)$$

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Додаткові втрати потужності в АГ, згідно з [36], приблизно можна вважати пропорційними квадрату струму ротора та квадрату частоти напруги статора. Отже, додаткові втрати визначаються як

$$P_a = 1,5K_a\omega_0^2K_r^2I_q^2, \quad (3.15)$$

де K_a – коефіцієнт додаткових втрат.

Сполучний трансформатор до кожного асинхронного генератора, що враховує усі втрати, починає працювати у режимі насичення. Даний режим спричиняє нелінійність залежності індукції від напруженості магнітного поля у залізних сердечниках трансформатора. Коли напруга продовжує надходити, недозавантажений трансформатор починає генерувати гармоніки у струмі [11].

Напруга мережі від ВЕС визначається як

$$U = 4,44fwk_{oo}\Phi, \quad (3.16)$$

де f – частота, Гц;

w – число витків;

k_{oo} – обмотковий коефіцієнт статора;

Φ – основний магнітний потік

Протікання в обмотках трансформатора несинусоїдних струмів, внаслідок поверхневого ефекту і ефекту близькості, призводить до збільшення активного опору обмоток трансформатора та, як наслідок, до додаткового нагрівання і зменшення терміну його служби. Крім того, високочастотні гармоніки струму є причиною появи вихрових струмів в осерді трансформатора, що також викликає додаткові втрати потужності й перегрів трансформатора. Під час протікання в трансформаторі струмів вищих гармонік додаткові втрати можуть сягати 30...50 %. Додаткові втрати в трансформаторі, зумовлені несинусоїдністю, можна наближено вказати виразом [9]

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		73

$$\Delta P_{T.нсн} \approx 3 \sum_{n=2}^{\infty} I_{(n)}^2 r_{(1)} \sqrt{n}, \quad (3.17)$$

який можна також записати через коефіцієнти n -ої гармоніки струму:

$$\Delta P_{T.нсн} \approx \Delta P_{кз} \sum_{n=2}^{\infty} k_{I(n)}^2 \sqrt{n}, \quad (3.18)$$

де k_{In} – коефіцієнт n -ої гармоніки струму $k_{In} = I_n / I_{(1)}$;
або через коефіцієнти n -ої гармоніки напруги:

$$\Delta P_{T.нсн} \approx \frac{\Delta P_{кз}}{u_{кз}^2} \sum_{n=2}^{\infty} \left(\frac{k_{U(n)}}{k_{Z(n)}} \right)^2 \sqrt{n}, \quad (3.19)$$

де $k_Z = Z_n / Z_1$.

Проблеми з якістю електроенергії, що пов'язані з відхиленням напруги виникають на трьох рівнях у системі електропостачання:

- рівень вітроелектростанції;
- рівень розподільних підстанцій і трансформаторів;
- рівень електроприймачів.

Ціллю методів покращення якості генерованої енергії є забезпечення відповідності напруги і струму стандартам. Метод для трансформаторної підстанції та споживачів пропонується у комплексній формі.

3.2 Впровадження багаторівневого інвертора напруги

Багаторівневі інвертори напруги (БІН) усе частіше використовуються у вітроенергетиці [22]. Порівняно з класичними дворівневими інверторами, БІН мають низку переваг:

- забезпечення більшої потужності у перетворювачах;

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- зниження складу вищих гармонік у навантаженні та мережі живлення;
- зменшення комутаційних втрат у напівпровідникових перемикачах, що безпосередньо підвищує ККД;
- збільшення синусоїдальної вихідної напруги та струму.

Робота [36] пропонує метод оптимізації форми вихідної напруги в багаторівневих каскадних інверторів (рисунок 3.4). Метод ґрунтується на такому підході: тривалість кожного ступеня у формі вихідної напруги задається постійною, а регулюється амплітуда ступеня напруги.

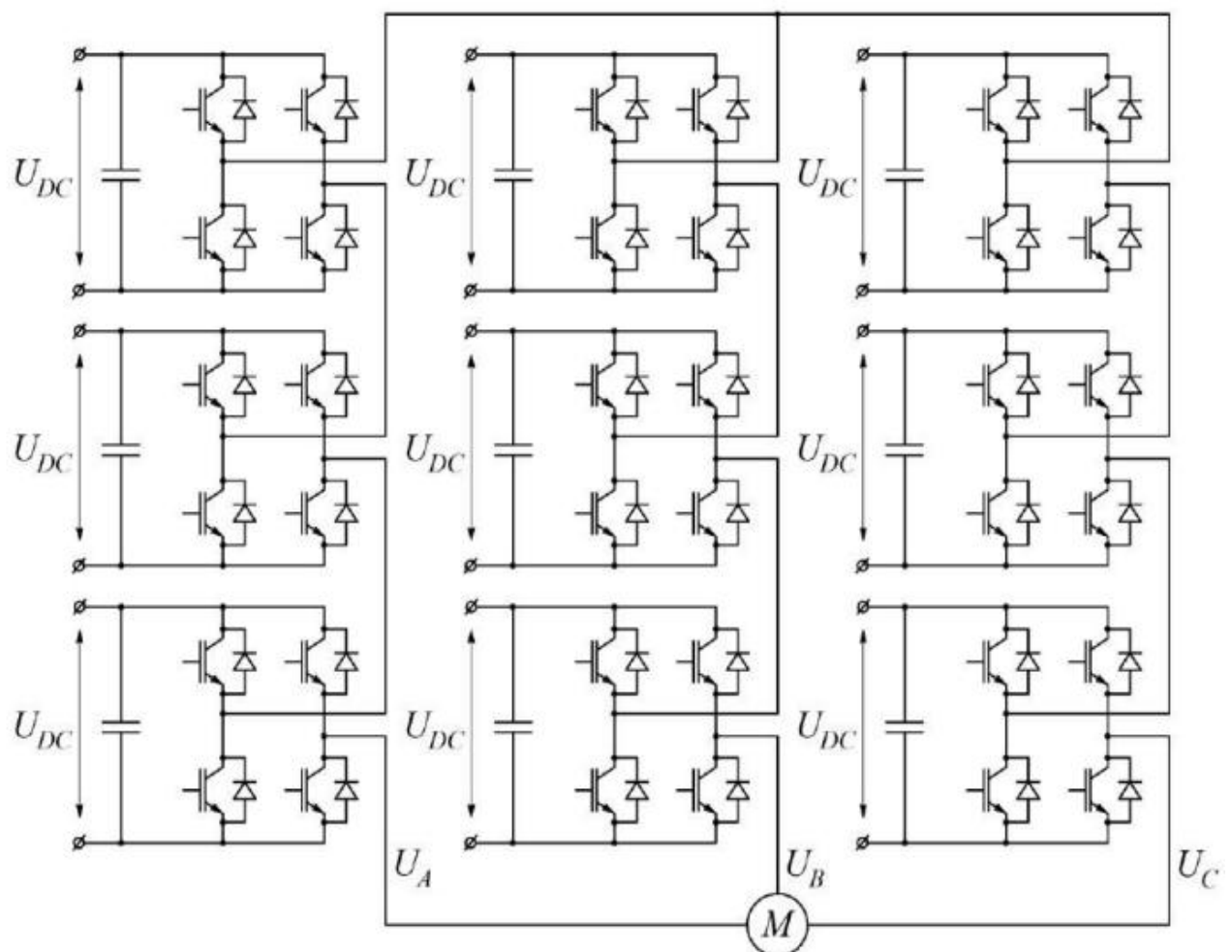


Рисунок 3.4 – Схема каскадного багаторівневого інвертора

Отримання оптимальної вихідної напруги синусоїдальної форми досягається за рахунок амплітудного перетворення двополярного сигналу інвертора.

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		75

Ефект амплітудного перетворення полягає в розбиранні діапазону його значень на певну кількість інтервалів синусоїдального сигналу в ступінчастий вид. Вихідні дані розраховуються з використанням методу округлення до найближчого значення, що створює вихідний сигнал, симетричного відносно нуля:

$$y = q \cdot \text{round} \left(\frac{A_{\sin}}{q} \right), \quad (3.20)$$

де y – вихідний дискретний сигнал;

$A_{\sin}$ – вхідний синусоїдальний сигнал;

q – параметр амплітудного перетворення, $q = 1$ [22].

Концепція отримання оптимальної форми поступово-дискретної напруги зводиться до мінімізації та вирівнювання площі вищих гармонік відносно чверті періоду форми вихідної напруги. Оптимізація форми досягається обчисленням значення амплітуди $A_{\sin}$, при якому середній вміст вищих гармонік буде мінімальним.

Приклад такої дискредитації для формування семирівневої вихідної напруги наведено на рисунку 3.5.

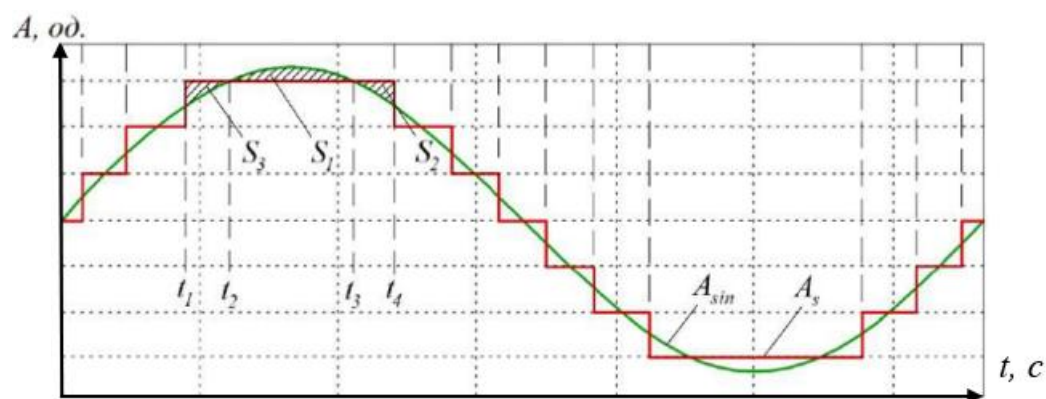


Рисунок 3.5 – Результуюча форма вихідної напруги та її перша гармоніка

Таким чином, дана задача зводиться до вимоги рівності площ:

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76

$$S_1 = S_2 + S_3. \quad (3.21)$$

Площі S_1, S_2, S_3 , що наведено на рисунку 3.5, визначається виразами:

$$S_1 = \int_{t_2}^{t_3} (A_{\sin} \cdot \sin(wt) - A_s) dt; \quad (3.22)$$

$$S_2 = \int_{t_1}^{t_2} (A_s - A_{\sin} \sin(wt)) dt; \quad (3.23)$$

$$S_3 = \int_{t_3}^{t_4} (A_s - A_{\sin} \sin(wt)) dt; \quad (3.24)$$

де A_s – амплітуда максимального ступеня виділеної форми при дискредитації, $A_s = 2$ [22];

$A_{\sin}$ – амплітудний вихідний сигнал.

Особливістю даного розв’язання є те, що для будь-якої кількості ступенів вихідної напруги рівність розв’язується при значенні амплітуди синусоїдального нульового сигналу:

$$A_{\sin} = A_s + 0,25. \quad (3.24)$$

Таким чином, максимальна синусоїдальність досягається заданням синусоїдального сигналу з амплітудою:

$$A_{\sin} = \frac{N_L - 1}{2} + 0,25, \quad (3.25)$$

де N_L – число рівнів у формі вихідної напруги багаторівневого інвертора.

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Час перемикання рівнів для формування оптимальної форми вихідної напруги визначається за виразом:

$$t_i = \frac{\arcsin\left(\frac{i-0,5}{\frac{N_L}{2}-0,25}\right)}{360} \cdot T_{Uout}; \quad (3.26)$$

де i – порядковий номер перемикання у чверті періоду вихідної напруги;

T_{Uout} – частота перемикання вихідної напруги.

Залежності величин гармонік (NEAN) і форми вихідної напруги (RMS) з різним A_{sin} від коефіцієнту модуляції наведено у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Залежності NEAN s RMS з різним A_{sin} від коефіцієнта модуляції

Кількість рівнів у напрузі								
5			7			9		
A_{sin}	NEAN	U_{rms} , кВ	A_{sin}	NEAN	U_{rms} , кВ	A_{sin}	NEAN	U_{rms} , кВ
1,5	31,2	0,92	2,5	17,71	1,65	3,5	12,41	2,37
1,6	28,5	1,21	2,6	17,37	1,89	3,6	12,45	2,59
1,7	24,2	1,32	2,7	15,62	1,99	3,7	11,47	2,69
1,8	21,1	1,39	2,8	14,12	2,07	3,8	10,59	2,76
1,9	18,9	1,44	2,9	13	2,13	3,9	9,88	2,82
2	17,6	1,49	3	12,24	2,18	4	9,37	2,88
2,1	16,8	1,52	3,1	11,73	2,22	4,1	9,05	2,92
2,2	16,4	1,55	3,2	11,53	2,26	4,2	8,88	2,97
2,25	16,37	1,56	3,25	11,49	2,27	4,25	8,88	2,99
2,3	16,45	1,58	3,3	11,56	2,29	4,3	8,92	3,01
2,4	16,7	1,6	3,4	11,7	2,32	4,4	9,08	3,04
2,49	17,1	1,62	3,49	12,1	2,35	4,49	9,33	3,07

Відповідно до таблиці 3.1 оптимальна форма багаторівневої напруги досягається при коефіцієнті модуляції A_{sin} з виразу (3.24). Крім цього,

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

очевидно, що регулюючи коефіцієнт модуляції A_{sin} , можна досить ефективно регулювати величину вихідної напруги в АІН.

Перевагою такого рішення є те, що запропонований метод дає змогу забезпечити мінімально можливе значення коефіцієнту гармонійних спотворень форми вихідної напруги БІН з будь-якою кількістю ступенів у формі вихідної напруги.

3.3 Комплексне покращення якості електричної енергії в локальній мережі

Перевагою методів комплексної оптимізації є те що вони безпосередньо враховують:

- обмеження складної електричної системи;
- синтезують ідеї не лише класичних методів оптимізації,
- методів досліджень усталених та граничних (за аперіодичною стійкістю) режимів.

Керування та інформаційний зв'язок в ЛЕМ з великою кількістю інверторів кожної ВГУ потрібний для керування ВЕС з метою запобігання або усунення понаднормових відхилень електричних параметрів на шинах підстанцій та в лінії електропередавання. Завдання полягає в тому, щоб відмовитись від фіксованого коефіцієнта потужності та від постійної реактивної потужності ВЕС і мати можливість динамічно регулювати генеровану ВГУ потужність у відповідності до змін потужності навантаження протягом доби. Досягається це за допомоги концепції Smart Grids.

Системи керування автоматичною розосередженою генерацією можуть знаходитись на великій відстані від ВДЕ. Пропонується використовувати відомі засоби автоматичного керування ВЕС та засоби диспетчерського контролю та керування ними.

Пристрої керування локальною мережею ВЕС повинні бути розраховані на те, що в ЛЕМ можуть використовуватись потужні інвертори різних

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						79
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

виробників. Якщо є багато інверторів, то для обміну інформацією можуть використовуватись комунікаційні команди, які можуть надходити через групи комунікаційних контролерів, які умовно об'єднані в кластери, як показано на рисунку 3.12 [6].

На рисунку 3.6 показано, що контролери нижнього рівня, які вбудовані в інвертори ВЕС, обмінюються даними з контролерами станції. Для інформаційного зв'язку підстанції «1» з ВЕС використовуються протокол Modbus. Modbus – відкритий комунікаційний протокол, заснований на порядку «ведучий-ведений» (master-slave), широко застосовується для організації зв'язку між електронними пристроями. Використовується для передачі даних через послідовні лінії зв'язку RS-485, RS-422, а також мережі TCP/IP.

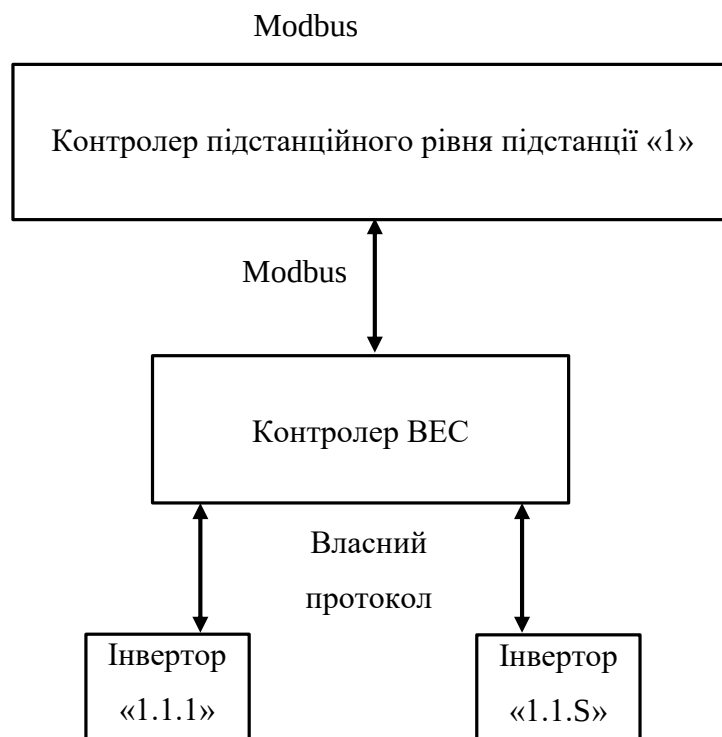


Рисунок 3.6 – Структурна схема обміну даними між ВЕС та центром інформаційного обміну та керування ВЕС в ЛЕМ

В розподільній електричній мережі формується база даних про вироблення електроенергії ВЕС, аналізується та оцінюється балансна надійність та визначаються прогнознi дані оперативні та наступний день для визначення участі ВЕС в покритті графіка навантаження.

В останні роки широкого розповсюдження набули силові активні фільтри. Широкі можливості силових активних фільтрів дозволяють використовувати їх для вирішення більшості завдань покращення якості електроенергії:

- фільтрація гармонік;
- керування реактивною потужністю для корекції $\cos \varphi$;
- регулювання напруги;
- балансування несиметрії навантаження;
- зниження дози флікеру та інші.

Характеристикам силових активних фільтрів присвячено багато досліджень, в ході виконання яких покращувався рівень компенсації порушень якості електричної енергії, підвищувалась швидкодія та удосконалювались методи керування фільтрокомпенсуючими пристроями (рисунок 3.7).

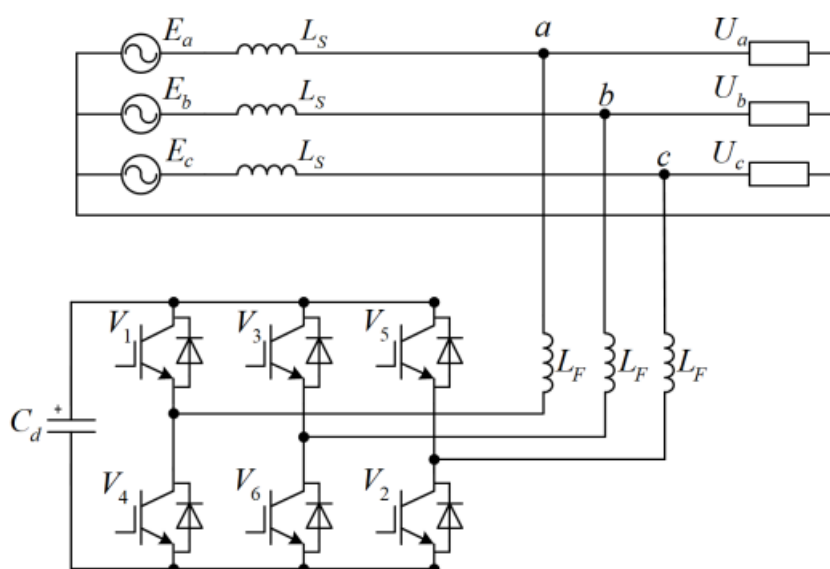


Рисунок 3.7 – Принципова схема паралельного чистого АФ

Дослідження [36] розглядає застосування послідовного силового активного фільтру для компенсації спотворень напруги вищими гармоніками. Експериментальні результати підтверджують ефективність такого фільтру у зниженні загального рівня гармонічних спотворень. Проте дослідження має суттєві методологічні обмеження, оскільки розглядає лише специфічні порядки гармонік, залишаючи поза увагою інші аспекти погіршення якості електричної енергії. Актуальним залишається питання визначення оптимальної опорної напруги, яка б максимально відповідала параметрам симетричності та синусоїдальності.

Методологія визначення напруги компенсації передбачає послідовність операцій, що починається з вимірювання поточних параметрів напруги мережі через систему датчиків, які формують вектор $u_{S,abc} = [u_{S,a} \ u_{S,b} \ u_{S,c}]$. Наступним етапом є математична трансформація виміряного сигналу напруги з системи координат abc до системи $\alpha\beta$, що необхідно для подальшої обробки сигналу та формування компенсаційного впливу.

Виконують трансформацію сигналу напруги мережі з координат abc до $\alpha\beta$:

$$u_{S,\alpha\beta} = T_{\alpha\beta}^{abc} u_{S,abc} = [u_{S\alpha} \ u_{S\beta}]^T, \quad (3.27)$$

де $T_{\alpha\beta}^{abc}$ – матриця трансформації abc до $\alpha\beta$:

$$T_{\alpha\beta}^{abc} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix}. \quad (3.28)$$

Визначають поточну фазу напруги основної частоти:

$$\omega_1 t = \theta = \arccos \frac{u_{S\alpha}}{u_{S\beta}}. \quad (3.29)$$

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						82
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Виконують трансформацію сигналу напруги мережі з координат abc до dq координат:

$$u_{sdq} = T_{dq}^{abc} u_{sabc} = \begin{bmatrix} u_{sd} & u_{sq} \end{bmatrix}^T, \quad (3.30)$$

де T_{dq}^{abc} – матриця трансформації abc до dq :

$$T_{dq}^{abc} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} -\sin(\omega_1 t) & -\sin(\omega_1 t - 120^\circ) & -\sin(\omega_1 t + 120^\circ) \\ \cos(\omega_1 t) & \cos(\omega_1 t - 120^\circ) & \cos(\omega_1 t + 120^\circ) \end{bmatrix}. \quad (3.31)$$

За сутністю, при зазначеному перетворенні координат, проекції напруги на осі dq є векторами з постійною довжиною. В умовах несинусоїдальності та несиметрії проекції напруги на осі dq системи координат є складними періодичними функціями. Тому наступним кроком визначають постійні складові напруги мережі в координатах dq шляхом усереднення на періоді повторюваності T_c :

$$\bar{u}_{sd} = \frac{1}{T_e} \int_{t-T_c}^t u_{sd} dt; \quad (3.32)$$

$$\bar{u}_{sq} = \frac{1}{T_e} \int_{t-T_c}^t u_{sq} dt. \quad (3.33)$$

В результаті визначають амплітуду узагальненого вектора напруги мережі в координатах dq :

$$U_{sdq} = \sqrt{\bar{u}_{sd}^2 + \bar{u}_{sq}^2}. \quad (3.34)$$

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						83
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Зважаючи на наявність сталих відхилень напруги від номінального її значення, співвідносять амплітуду вектора напруги мережі в координатах dq з її номінальним наперед заданим значенням U_{sdq}^{nom} :

$$\dot{U}_{sdq} = U_{sdq}^{nom} / U_{sdq}. \quad (3.35)$$

Визначають номінальну миттєву напругу мережі основної частоти прямої послідовності в координатах abc :

$$u_{sabc1+} = T_{abc}^{dq-1} [\bar{u}_{sd} \bar{u}_{sq}]^T \dot{U}_{sdq} = T_{abc}^{dq-1} u_{sdq} \dot{U}_{sdq} = [u_{sa1+} u_{sb1+} u_{sc1+}]^T. \quad (3.36)$$

Визначають задану напругу компенсації:

$$\dot{u}_{SFabc} = -(u_{sabc} - u_{sabc+1}) = [u_{SFa} u_{SFb} u_{SFC}]^T. \quad (3.37)$$

Розглянемо функціонування пристрою в умовах наявності вищих гармонік, що генеруються нелінійними елементами сторонніх потужних навантажень та спотворюють напругу мережі. Ефективність компенсації вищих гармонік дослідимо шляхом завдання в складі мережевої напруги п'ятої гармоніки:

$$u = \sqrt{2}U_1 \sin(\omega t + \theta_{U_1}) + \sqrt{2}U_5 \sin(5\omega t + \theta_{U_5}), \quad (3.38)$$

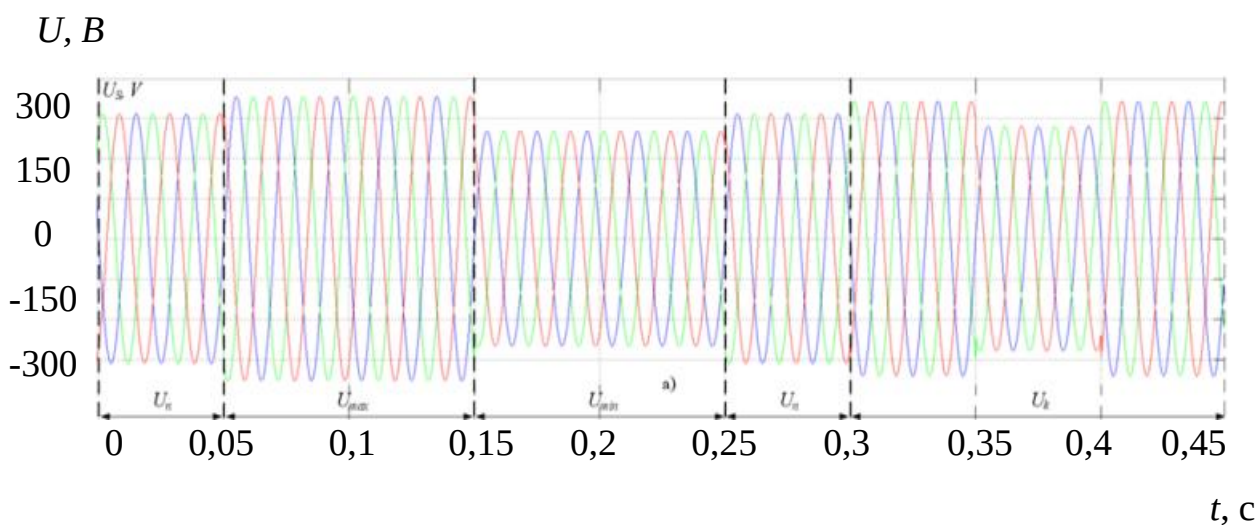
де U_1, U_5 – діюче значення напруги основної та п'ятої гармоніки, відповідно;

$\theta_{U_1}, \theta_{U_5}$ – початкова фаза напруги основної та п'ятої гармоніки, відповідно.

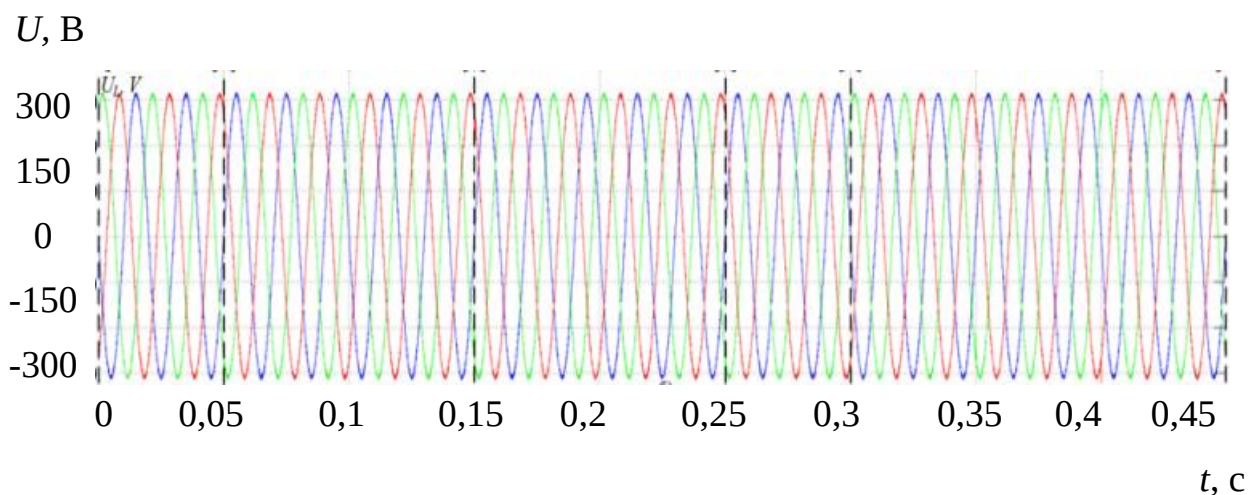
					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						84
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На рисунку 3.8 наведено часові діаграми напруги мережі при її збільшенні (0,05-0,15 с), при провалі (0,15-0,25 с) та коливаннях (0,3-0,45 с). В даному випадку пристрій забезпечує стабілізацію напруги (рисунок 3.14 б) з діючим значенням за кожною з фаз $U_{rms} = 300$ В [37].

В режимі фільтрації загальна форма напруги наблизилась до синусоїди, зменшилися гармоніки напруги 5, 11, 13, 15, 17. Окремої уваги вартий спектр мережевої напруги з позиції розподілу гармонік, порядок яких перевищує 17.



a



б

a – відхилення напруги;

б – скомпенсована напруга

Рисунок 3.8 – Осцилограми значення напруги навантаження

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		85

Метод керування активним фільтром в системі dq -координат порівняно з системою керування на основі pq -теорії миттєвої потужності простіший, оскільки виключено операції ділення миттєвих сигналів. До переваг dq -алгоритму відноситься те, що, він забезпечує роздільну компенсацію вищих гармонік і реактивної потужності.

Висновки до розділу 3

На основі математичного моделювання визначено додатковий вплив на якість виробленої електричної енергії від асинхронного генератора та сполучного трансформатора. Враховуючи втрати потужності та коливання напруги залежно від конструкції пристрою, пропонуються методи покращення значення вихідної напруги.

Для асинхронного генератора запропоновано застосування багаторівневих інверторів напруги. Пояснюється це більш досконалим значенням напруги на виході ніж для типових інверторів. Сполучний трансформатор отримуватиме оптимальну напругу живлення та передаватиме її з меншими відхиленнями.

Збільшення надійності електропостачання можливе за умов вчасного діагностування стану усіх складових локальної мережі. Враховуючи вивчені раніше порушення норм якості через мінливий характер вітроенергетичної установки та характеристики електроприймачів, впровадження системи контролерів допоможе підтримувати сталий зв'язок усіх інверторів вітроустановок для вчасного діагностування роботи обладнання.

Відхилення норм якості електричної енергії зі сторони споживачів пропонується вирішити за допомогою активного фільтру. Функція пристрою націлена на створення гармонічних спотворень зворотної послідовності для їх взаємного компенсування.

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						86
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4 ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ЗАПРОПОНОВАНИХ РІШЕНЬ

У нових економічних умовах через приватизацію окремих енергетичних об'єктів втрати виробництва електроенергії через відхилення напруги є вкрай небажаними.

Реактивна потужність, яку видають електростанції системи, пов'язана з напругою на шинах навантаження U_n і збудженням генераторів: $E \equiv i_{збудж}$. Для радіальної мережі, сумарний опір якої x , справедлива залежність [33]

$$U_n^2 = \left(E - \frac{Q_n + \Delta Q}{E} x \right)^2 - \left(\frac{Px}{E} \right)^2, \quad (4.1)$$

де P – активна потужність електропередавання;

Q_n – реактивна потужність навантаження;

ΔQ_n – втрати реактивної потужності в мережі і на генераторі.

З (4.1) випливає, що регулювання напруги на шинах навантаження U_n і підтримування його заданого значення забезпечується регулюванням збудження генераторів $E \equiv i_{збудж}$, що, у свою чергу, означає регулювання реактивної потужності генераторів.

Капітальні вкладення на компенсуючі пристрої можуть бути визначені на основі преїскурантних довідкових цін або розраховані

$$K_{КП} = R_P \cdot Q_{КП}, \quad (4.2)$$

де R_P – вартість реактивної потужності, грн /кВАр;

$Q_{КП}$ – потужність встановлюваного компенсуючого пристрою, кВАр.

Річний економічний ефект використання компенсуючих пристроїв визначають так:

$$E = 3_{П.Р.}^{Д.П.} - 3_{П.Р.}^{П.П.}, \quad (4.3)$$

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						87
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $E_{КП}$ – річний економічний ефект від упровадження пристроїв компенсації;
 $З_{П.Р.}^{Д.П.}, З_{П.Р.}^{П.П.}$ – приведені річні витрати до та після установки компенсуючих пристроїв відповідно.

Оскільки установлення компенсуючих пристроїв вимагає капітальних вкладень на їх придбання, то визначається

$$З_{П.Р.}^{П.П.} = C^{П.П.} + E_H \cdot K_{КП}, \quad (4.4)$$

де $C^{П.П.}$ – поточні експлуатаційні витрати після установлення пристроїв;
 $K_{КП}$ – капітальні вкладення на придбання та установлення пристроїв компенсації;

E_H – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень, який визначають як зворотну величину нормативного терміну окупності капіталовкладень T_H .

Установлення нормативного терміну окупності пов'язане з індивідуальним підходом. Це може бути термін, установлений з урахуванням галузевої специфіки, досвіду роботи інших підприємств чи за бажанням інвестора. У нашій країні використовують такі значення нормативного терміну окупності витрат:

- для капіталомістких заходів, що вимагають істотного вкладення коштів і значного періоду їх освоєння $T_H = 8 - 10$ років [37];
- для заходів реконструктивного типу, пов'язаних із модернізацією виробництва або впровадженням нової техніки $T_H = 5 \div 6$ років [37].

Для виконання прогнозування показників енергетичної й економічної ефективності інвестиційного проєкту у відділі вітроенергетики ІВЕ НАН України розроблено відповідні агреговані математичні моделі, які відображають енергетичні й економічні наслідки генерації електроенергії ВЕС [4].

Як показники дохідності використовуються: загальноживаний в інвестиційних розрахунках показник EBITDA (Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization) – прибуток до вирахування відсотків за кредит, податків й амортизації; показник чистої приведеної вартості проєкту NPV і

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						88
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

похідні від нього – внутрішня норма рентабельності IRR, термін повернення інвестицій РВ, індекс рентабельності PI [38].

Як показник витрат застосовується спеціально розроблений для електроенергетики галузевий показник – нормована собівартість електроенергії (Levelized Cost of Energy, LCOE) [39]. Цей показник є загальноживаним і настільки важливим для прийняття інвестиційних рішень, що дослідження його виконуються в географічному й технологічному розрізах щорічно авторитетними американськими та європейськими консалтинговими компаніями й профільними професійними об'єднаннями.

Вартість капіталовкладень у спорудження вітроелектростанції можна оцінити на основі експертних оцінок з урахуванням витрат на вітрогенератори Vestaz V126 вартістю 1446 євро/кВт [4].

Наведено рівняння, що виражають прямі, опосередковані й зворотні взаємозв'язки між розрахунковими показниками моделі.

Ціна ВГУ, інсталюваної на майданчику (з транспортуванням і з установкою):

$$П = i \cdot p, \quad (4.3)$$

де i – питомі інвестиції у ВГУ (інсталювану на майданчику ВЕС);

p – номінальна потужність ВГУ.

Сума інвестицій в проект:

$$I = n \cdot П; \quad (4.4)$$

де n – кількість ВГУ на ВЕС.

Сума власних інвестицій:

$$I_e = \frac{\lambda}{100} I, \quad (4.5)$$

де λ – частка власних інвестицій.

Сума кредиту:

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						89
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_c = I - I_e. \quad (4.6)$$

Річна сума повернення боргу (на кінець t -го року):

$$\Delta_t = \begin{cases} 0, & 1 \leq t \leq T_g, \\ \frac{I_c}{T_c - T_g}, & T_g < t < T_c, \\ 0, & T_c < t < T_r, \end{cases} \quad (4.7)$$

де T_r – термін реалізації проекту в роках;

T_g – термін пільгового періоду щодо повернення кредиту;

T_c – термін повернення кредиту.

Поточна сума боргу (на кінець t -го року):

$$debt = debt_{t-1} - \Delta_t, \quad debt = I_c. \quad (4.8)$$

Річні виплати відсотків за користування кредитом протягом t -го року:

$$C_t = \frac{\mu}{100} \cdot debt_{t-1}, \quad (4.9)$$

для всіх $t \in \{1, 2, \dots, T_r\}$.

Виробіток електроенергії протягом t -го року:

$$E_t = 8760kP_t, \quad (4.10)$$

де k – коефіцієнт використання встановленої потужності.

Виручка від реалізації електроенергії протягом t -го року:

$$V_t = \frac{\tau}{100} E_t, \quad (4.11)$$

де τ – тариф на електроенергію ВЕС, євроцентів/кВт·год.

Сума експлуатаційних витрат протягом t -го року:

$$B_t = \frac{\omega}{100} \cdot k, \quad (4.12)$$

де ω – норматив річних експлуатаційних витрат.

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Прибуток до оподаткування на кінець t -го року:

$$Z_t^b = V_t - (Q_t + C_t). \quad (4.13)$$

Нарахований податок на прибуток на кінець t -го року:

$$G_t = \begin{cases} 0, & D_t \geq Z_t^b \\ \frac{g}{100} (Z_t^b - D_t), & D_t < Z_t^b, \\ G_0 = 0. \end{cases} \quad (4.14)$$

Прибуток після оподаткування на кінець t -го року:

$$Z_t^a = Z_t^b - G_t. \quad (4.15)$$

Накопичена NPV на кінець t -го року:

$$NPV_t = NPV_{t-1} + \frac{Z_t^a - \Delta_t}{\left(1 + \frac{\delta}{100}\right)^t} = 0. \quad (4.16)$$

де δ – норма дисконтування грошових потоків.

Внутрішня норма рентабельності (IRR):

$$NPV = -1 + \sum_{i=1}^{T_r} \frac{Z_t^a - \Delta_t}{\left(1 + \frac{\delta}{100}\right)^t} = 0. \quad (4.17)$$

Термін повернення інвестицій:

$$-1 + \sum_{i=1}^T \frac{Z_t^a}{\left(1 + \frac{\delta}{100}\right)^t} = 0. \quad (4.18)$$

Індекс рентабельності:

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						91
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$PI = \frac{NPV}{I}.$$

Результати розрахунків прогнозних показників ефективності інвестиційного проекту ВЕС за 25 років наведено у таблиці 4.1 [4].

Таблиця 4.1 – Розрахункові показники ефективності

№	Параметр	Значення
1	Сума інвестицій, млн грн.	1,61
2	Сума власних інвестицій, млн грн.	0,51
3	Сума кредиту, млн грн.	1,10
4	Сума експлуатаційних витрат, млн грн.	0,60
5	Сума витрат на обслуговування боргу, млн грн.	0,43
6	Сума поточних витрат, млн грн.	1,02
7	Загальна сума витрат на проект, млн грн.	2,63
8	Середня собівартість 1 кВт·год електроенергії, грн.	1,35
9	Приведена (discount 5 %) собівартість електроенергії (LCOE)	1,89
10	Річний виробіток електроенергії ВЕС, млн кВт·год	388,8
11	Загальний виробіток електроенергії, млн кВт·год	9719
12	Приведений час роботи ВЕС в режимі повного навантаження, год/рік	3524
13	Виручка від реалізації електроенергії ВЕС, млн грн.	524
14	EBITDA, млн грн.	494
	Чиста приведена вартість проекту (NPV):	
15	Discount = 0 %, млн грн.	4,82
16	Discount = 5 %, млн грн.	1,74
17	Внутрішня норма рентабельності (IRR), %	12,5
18	Внутрішня норма рентабельності власних інвестицій (IRR _{equity}), %	36,5
19	Рентабельність інвестицій по EBITDA (ROIEBITDA)	23,3
	Термін повернення інвестицій (PB):	
20	Discount = 0 %, роки	9,09
21	Discount = 5 %, роки	11,30
	Індекс рентабельності (PI):	
22	Discount = 0 %	3,01
23	Discount = 5 %	1,09
24	Податкові надходження до бюджету, млн грн.	1,33

Висновки до розділу 4

Виконано розрахунок економічної ефективності від впровадження заходів щодо покращення якості електричної енергії в локальній мережі з вітроенергетичними установками. З урахуванням витрат на впровадження пристроїв для підвищення якості електричної енергії передбачається:

- кроком розрахунку моделі є один рік;
- значення всіх параметрів інвестиційного проєкту, не змінюються протягом терміну реалізації інвестиційного проєкту.
- інвестиції у засоби підвищення якості електроенергії здійснюються лише один раз – перед початком першого року реалізації проєкту (в нульовий рік), – і тому не дисконтуються.

Заходи щодо покращення показників якості електричної енергії в локальній електричній мережі є ефективними і окупними.

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						93
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі проведено теоретичні дослідження вітроенергетичної установки у локальній електричній мережі та наведено заходи з підвищення якості електричної енергії. На основі отриманих у роботі результатів можна зробити наступні висновки.

1. Аналіз вітроенергетичної установки показав різкі зміни потужності за певний проміжок часу. Порушення вимог якості електричної енергії відбувається через залежність роботи вітрогенератора від частоти надходження вітру. Відхилення норм якості електричної енергії поділяються на постійні та змінні у часі.

2. Вплив на якість електричної енергії мають гармоніки 3, 5 та 7 величини та перепади напруги. У пункті спільного приєднання вітроустановок до мережі визначається основний вміст гармонік. Вітроустановка на основі асинхронного генератора потребує залучення реактивної потужності, яке збільшує навантаження на мережу та потребує застосування кабелю більшого перерізу.

3. Надійність у якісному електропостачанні підтримується у локальній мережі за рахунок акумулятора та дизель-генератора. Найбільші обсяги потужності мають запасатися для підтримки стійкості мережі. Якщо провали напруги вітроустановки досягають до 80 % за 2,5 секунди, то дозволяється її відключення від мережі і приєднати локальну мережу до загальної системи електропостачання.

4. При компенсації реактивної потужності в локальній мережі з'являються вищі гармонійні складові напруги та струму. Сплески струму у конденсаторній установці можуть досягати до 550 % від номінального значення та потребують фільтрації.

5. Підтримка безперебійного електрозабезпечення із вимогами синхронізації роботи споживачів досягається при створенні резерву потужностей. Приєднання до об'єднаної енергосистеми дає змогу передавати

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		94

вироблену електроенергію на продаж та уникнути аварійного дисбалансу. Вітроелектростанція потребує резерву потужностей до 15 % від номінальної потужності локальної мережі. Для забезпечення електромагнітної сумісності споживачів їх розділяють на 2 групи в залежності від характеру роботи та вимог до якості електричної енергії.

6. Підвищити показники якості електричної енергії вітроенергетичної установки пропонується встановленням багаторівневого інвертора напруги. Обраний метод керування дозволяє регулювати форму вихідної напруги.

7. Комплексне покращення якості енергії локальної мережі досягається через інформаційний зв'язок всіх складових мережі на основі Smart Grids. Формується база даних про вироблення електроенергії ВЕС, аналізується та оцінюється балансна надійність. За даними протоколу виконується прогнозування на наступну добу у покритті графіка навантаження. Зменшення складу гармонік споживачів досягається застосування активного фільтру гармонік. Осцилограми значень напруги показали задовільні значення. При цьому зменшився вміст 5, 11, 13, 15 та 17 гармонійних складових.

7. Математичні моделі в економічній частині роботи показали ефективність запропонованих технічних рішень.

Модернізація локальної мережі на основі 32 вітроенергетичних установок із сучасними засобами контролю виробленої електроенергії складає 1,59 млн гривень. Із урахуванням цін на компенсуючі пристрої виробіток електроенергії за рік складатиме 388,8 млн кВт/год. Термін повернення інвестицій 11 років.

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						95
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кудря С. О. Нетрадиційні та відновлювальні джерела електроенергії : підручник. Київ : НТУУ «КПІ», 2012. 492 с.
2. Будстандарт: вебсайт. URL : https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=110634 (дата звернення 19.12.2024).
3. Lecture Notes for the Fourier Transform and its Applications. Professor Brad Osgood. Electrical Engineering DepartmentStanford University. URL : <http://cau.ac.kr/%7Emhhgtx/courses/AdvancedMath/references/FTandApplications.pdf> (the date of application: 04.12.2024).
4. Вітроенергетика / За заг. ред. С. О. Кудрі. Київ : Інститут відновлюваної енергетики НАНУ, 2023. 135 с.
5. Комплекси генерування електроенергії з функціями компенсації реактивної потужності та активної фільтрації на базі машини подвійного живлення: монографія / І. А. Шаповал, В. М. Михальський, М. Ю. Артеменко, [та ін.]. Київ : Інститут електродинаміки НАН України, 2020, 241 с.
6. Забезпечення електромагнітної сумісності в локальних електричних мережах / А. К. Шидловський та ін. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Сер. Нові рішення в сучасних технологіях. Харків : НТУ «ХПІ». 2018. № 26 (1302).
7. Лежнюк П. Д., Рубаненко О. Є., Гунько О. І. Оптимізація режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами електроенергії. Вінниця : ВНТУ, 2018. 174 с.
8. Правила улаштування електроустановок : Видання офіційне. Міненерговугілля України. Харків : Форт, 2023. 768 с.
9. Бурбело М. Й. Електромагнітна сумісність і керування якістю електроенергії в системах електропостачання : електронний навчальний посібник. Вінниця : ВНТУ, 2023. 159 с. URL : http://pdf.lib.vntu.edu.ua/books/2021/Burbelo_2021_102.pdf (дата звернення 26.12.2024).

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						96
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

10. ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності [Чинний від 20.05.2014]. Видання офіційне. Київ : Національний стандарт України, 2014. 27 с.

11. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання / А. Ю. Орлович, П. Г. Плешков, О. А. Козловський, [та ін.]. Кропивницький : Центральноукраїнський національний технічний університет, 2019. 272 с.

12. Gudym V. I. Technical facilities reduction of harmonics in the electricity supply systems. *Technical electrodynamics*. 1996. №3. Р. 30-35. URL : https://ww2.eagle.org/content/dam/eagle/rules-and-guides/current/conventional_ocean_service/150_ctrlofharmonicsinelecpowersystems/electrical-harmonics-gn.pdf (the date of application: 27.12.2024).

13. Я. А. Янковецький. Дослідження якості електричної енергії на підприємствах. Вінницький національний технічний університет, 2016. URL : <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-fceem/all-fceem2016/paper/download/1201/727> (дата звернення 28.12.2024).

14. Гудим В. І., Янків В. В., Мамцяж Д. Аналіз гармонік в мережах живлення електрозварювального обладнання змінної напруги. *Вісник приазовського державного технічного університету*. Серія : Технічні науки. Маріуполь : ПДТУ, 2015. С.14-21.

15. Соломчак О. В., Гладь І. В. Проблеми розрахунку та компенсації реактивної потужності в мережах з несинусоїдним (нелінійним) навантаженням. *Енергетика та електрифікація*. 2008. № 6. С. 27-32.

16. Півняк Г., Шкрабець Ф., Нойбергер Н., Ципленков Д. Основи вітроенергетики : підручник. Дніпро : Національний гірничий університет, 2015. 335 с.

17. Волошко А. В., Шевчук В. В. Провали напруги в електричних мережах та визначення їхніх характеристик. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. Вінниця : ВПІ. 2023. №5. С. 12-17. URL : <https://visnyk.vntu.edu.ua/index.php/visnyk/article/view/2925/2721> (дата звернення 09.01.2025).

18. Ahmeda S. A. A Statistical Analysis of Wind Power Density Based on the Weibull and Ralyeigh models of «Penjwen Region» Sulaimani / S.A. Ahmeda,

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						97
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

H.O. Mahammed // Jordan Journ. of Mechanical and Industrial Engineering. 2012. Vol. 6, № 2. P. 135 –140. URL : <https://jjmie.hu.edu.jo/files/v6n2/jjmie-144-10.pdf> (the date of application 09.01.2025).

19. Покровський К. Б., Кужелєв М. Ю. Оцінка ефективності вітроелектростанції на основі даних з відкритих джерел». *Вісник Національного університету «Львівська політехніка», Електроенергетичні та електромеханічні системи*. Львів : НУ «Львівська політехніка». 2016. № 862. с.123-127. URL : <https://science.lpnu.ua/sites/default/files/journal-paper/2019/oct/19279/18.pdf> (дата звернення 11.01.2025).

20. T. Ackermann. Wind Power in Power Systems. Royal Institute of Technology. Stockholm, Sweden. John Wiley & Sons, 2005. URL : https://library.uniteddiversity.coop/Energy/Wind/wind_power_in_power_systems.pdf (дата звернення 16.01.2025).

21. Варецький Ю. О., Горбань В. М., Пазика Я. С. Зміни напруги в електричній мережі з гібридною електростанцією. *Вісник Національного університету «Львівська політехніка». Електроенергетичні та електромеханічні системи*. Львів : Національний університет «Львівська політехніка», 2016. №840. с. 17-23. URL : http://www.irbis-nbuv.gov.ua/cgi-bin/irbis_nbuv/cgiirbis_64.exe?I21DBN=LINK&P21DBN=UJRN&Z21ID=&S21REF=10&S21CNR=20&S21STN=1&S21FMT=ASP_meta&C21COM=S&2_S21P03=FILA=&2_S21STR=VNULPEEC_2016_840_5 (дата звернення 17.01.2025).

22. Нерубацький В. П., Плахтій О. А., Гордієнко Д. А. Енергоефективні топології та алгоритми модуляції в автономних інверторах напруги : монографія. Харків : ТОВ «Планета-Прінт». 2021. 248 с.

23. Md Rabiul Islam, Youguang Guo, and Jianguo Zhu. Power converters for wind turbines: Current and future development. Materials and processes for energy: communicating current research and technological developments (A. MéndezVilas, Ed.). Centre for Electrical Machines and Power Electronics, University of Technology Sydney. Australia. https://www.researchgate.net/profile/Md-Rabiul-Islam10/publication/262974138_Power_converters_for_wind_turbines_Current_and_future_development/links/550103ab0cf2de950a71d6dd/Power-converters-for-wind-turbines-Current-and-future-development.pdf (дата звернення 20.01.2025).

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						98
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

24. Кузнєцов М. П. Фактори впливу вітрової енергетики на стійкість енергосистеми. *Відновлювальна енергетика*. 2015. №2. С. 51-55. URL : http://www.irbis-nbuv.gov.ua/cgi-bin/irbis_nbuv/cgiirbis_64.exe?I21DBN=LINK&P21DBN=UJRN&Z21ID=&S21REF=10&S21CNR=20&S21STN=1&S21FMT=ASP_meta&C21COM=S&2_S21P03=FILE=&2_S21STR=vien_2015_2_7 (дата звернення 17.01.2025).

25. Кузнєцов М. П. Моделивання балансу потужностей в комбінованій енергосистемі з відновлювальною генерацією. *Відновлювальна енергетика*. 2021. №2 (65). С. 6 -18.

26. A STATCOM with Supercapacitors for Low-Voltage Ride-Through in Fixed-Speed Wind Turbines. Andrés Felipe Obando-Montaño, Camilo Carrillo, José Cidrás and Eloy Díaz-Dorado. Department of Electrical Engineering, University of Vigo, EEI, Campus Universitario. URL : <https://www.researchgate.net/publication/276036845> (дата звернення 18.01.2025).

27. Данильченко Д. О., Кузнєцов Д. С. Використання пристроїв компенсації реактивної потужності при впровадженні розподіленої генерації. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність. Харків : НТУ «Харківська політехніка». 2024. № 1 (8), С. 24-31.

28. Сабат М. Б., Лисяк В. Г., Шелех Ю. Л, Чечель В. Вплив несинусоїдальної напруги на роботу вузла комплексного навантаження з конденсаторними установками. *Технічні науки та технології*. Львів : Національний університет «Львівська політехніка», 2021. №3 (25) С. 244-255.

29. СОУ-Н МЕВ 40.1.00100227-68:2012 Стійкість енергосистеми. Керівні вказівки. НТЦЕ НЕК Укренерго. Введено в дію 21.10.2012. 36 с. URL : https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=63832 (дата звернення: 20.01.2025).

30. Кузнєцов М. П. Вплив вітрової енергетики на статичну стійкість енергосистеми. *Відновлювана енергетика*. 2015. № 3. с. 24 – 30. URL : file:///C:/Users/Asus/Downloads/vien_2015_3_7.pdf (дата звернення 20.01.2025).

31. Кузнєцов М. П. Забезпечення електроенергетичного балансу при наявності вітрових електростанцій. *Відновлювана енергетика*. 2014. № 2.

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						99
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

С. 60-64. . URL : http://www.irbis-nbuv.gov.ua/cgi-bin/irbis_nbuv/cgiirbis_64.exe?I21DBN=LINK&P21DBN=UJRN&Z21ID=&S21REF=10&S21CNR=20&S21STN=1&S21FMT=ASP_meta&C21COM=S&2_S21P03=FILA=&2_S21STR=vien_2014_2_11 (дата звернення: 23.01.2025).

32. Лежнюк П. Д., Кравчук С.В., Котилко І.В. Відновлювальні джерела електроенергії в електричних мережах як елемент енергоефективного електроспоживання. *Світлотехніка та електроенергетика*. Вип. 56, №03. с. 99-105.

33. Ю. Г. Качан, О. А. Шрам. Щодо доцільної схеми приєднання відновлювальних джерел енергії до промислових електромереж. *Відновлювана енергетика*. №2. 2023. С. 11 – 17. URL : <https://ve.org.ua/index.php/journal/article/download/390/305> (дата звернення 23.01.2025).

34. Кузнєцов М.П., Мельник О.П. Вплив нестабільності споживання на енергетичний баланс гібридної енергосистеми. Інститут відновлюваної енергетики НАН України. Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут ім. Ігоря Сікорського». С. 8 – 17. (дата звернення 24.01.2025).

35. Приймак Б. І. Векторне керування асинхронним генератором з підвищеним коефіцієнтом корисної дії. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. Вінниця : ВПІ. 2021. №1. С. 49-56.

36. Беззуб М. А., Бялобржеський О. В., Тодоров О. В., Рева І. В. Дослідження функціонування послідовного силового активного фільтра за умови різних показників відхилення якості електричної енергії. *Вісник приазовського державного технічного університету*. Серія: Технічні науки. Маріуполь : ПДТУ. 2021. Вип. 43. С. 129-138.

37. Лебединський І. Л., Борзенков І. І., Дяговченко І. М., Загородня Т. М. Енергозберігаючі технології в електропостачанні : конспект лекцій. Суми : Сумський державний університет, 2023. 99 с.

38. Infobir startub tripe: website. URL : <https://startups.infobip.com/glossary/earnings-before-interest-taxes-depreciation-and-amortization-ebitda> (the date of application: 16.02.2025).

39. Doe office of Indian energy : website. URL : <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/08/f25/LCOE.pd> (the date of application: 19.02.2025).

					21ЕЕД.11260409.02.25.000000ПЗ	Арк.
						100
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		