

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

ГРИЦАК РОМАН ІГОРОВИЧ

УДК 006.91:621.316

**ДИСЕРТАЦІЯ
РОЗРОБЛЕННЯ МЕТОДУ КОНТРОЛЮ ДОПУСТИМОГО НАВАНТАЖЕННЯ
ІЗОЛЬОВАНИХ МІКРОМЕРЕЖ ІЗ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ
ШЛЯХОМ ЗАСТОСУВАННЯ ГАРМОНІЧНОГО АНАЛІЗУ**

Спеціальність 152 – «Метрологія та інформаційно-вимірвальна техніка»
Галузь знань 15 – «Автоматизація та приладобудування»

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідні джерела



Грицак Р.І.

Науковий керівник:
кандидат технічних наук, доцент
Цих Віталій Сергійович

ІВАНО-ФРАНКІВСЬК - 2026

АНОТАЦІЯ

Грицак Р.І. Розроблення методу контролю допустимого навантаження ізольованих мікромереж із фотоелектричною генерацією шляхом застосування гармонічного аналізу. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 152 – метрологія та інформаційно-вимірювальна техніка, – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, м. Івано-Франківськ.

Об'єктом досліджень є процес визначення навантаження в ізольованих мікромережах із фотоелектричною генерацією.

Предметом дослідження є методи, алгоритми, моделі визначення допустимого навантаження інверторів в ізольованих мікромережах із фотоелектричною генерацією на основі гармонічного аналізу за умови дотримання нормативних вимог до показників якості електричної енергії.

У дисертаційній роботі вирішена науково-практична задача, пов'язана з розробленням методу контролю допустимого навантаження ізольованих мікромереж із фотоелектричною генерацією шляхом застосування гармонічного аналізу. Запропонований підхід спрямований на визначення допустимих режимів роботи інверторів з урахуванням активної та реактивної складових навантаження, характеру підключених споживачів і рівня гармонічних спотворень напруги.

У вступі обґрунтовано актуальність задач дослідження, сформульовано мету, об'єкт і предмет дослідження, визначено основні завдання, наукову новизну та практичне значення отриманих результатів.

У першому розділі виконано аналіз методів і засобів оцінки якості електричної енергії в загальних мережах, у тому числі із фотоелектричними системами. Розглянуто законодавче регулювання сфери стандартизації якості електричної енергії в Україні та Європейському Союзі, а також стандарти, що визначають окремі показники якості електроенергії, методи їх вимірювання та вимоги до засобів вимірювальної техніки. Окрему увагу приділено аналізу сучасних приладів контролю якості електричної

енергії та їхніх метрологічних характеристик, що дозволило визначити придатність таких засобів для дослідження мікромереж із фотоелектричною генерацією.

В цьому ж розділі виконано бібліографічний аналіз публікацій за напрямками дослідження, проаналізовано мережеву візуалізацію цитувань та виявлено актуальну проблематику, пов'язану з оцінюванням якості електроенергії в системах із фотоелектричною генерацією.

У другому розділі проведено експериментальне дослідження зміни показників якості електричної енергії в мікромережах із фотоелектричними системами. Для цього розроблено методику проведення експериментів та інформаційно-вимірювальну систему, що дозволила досліджувати роботу інверторів за різних режимів роботи та різного характеру навантаження. Експериментальні дослідження були спрямовані на визначення впливу топології інверторів, режимів роботи, а також активного, реактивного та нелінійного навантаження на вимірювання та зміну ПЯЕ.

За результатами експериментальних досліджень встановлено, що в ізольованих мікромережах із фотоелектричною генерацією рівень гармонічних спотворень напруги суттєво залежить від характеру підключеного навантаження. Показано, що нелінійне та реактивне навантаження може спричиняти зростання гармонічних складових, зміну форми кривої напруги та погіршення умов роботи інверторного обладнання при роботі в автономному режимі. Окремо виконано міжприладове метрологічне оцінювання узгодженості вимірювань загального гармонічного спотворення напруги, що дозволило підвищити достовірність отриманих експериментальних результатів.

У третьому розділі розроблено метод визначення допустимої потужності інверторів для роботи в ізольованих системах зі значним рівнем реактивного навантаження. Сформовано методичні основи визначення критеріїв прийнятності та меж застосування методу, обґрунтовано вибір випробувальних режимів і чинників впливу, а також розроблено алгоритм визначення максимально допустимої потужності та правила прийняття рішень. Основою методу є застосування

гармонічного аналізу для оцінювання допустимості режимів роботи інвертора за критерієм неперевикнення встановленого рівня THD напруги.

Також розглянуто метрологічне забезпечення методу та підходи до оцінювання достовірності результатів. Визначено можливості застосування методу в діючих мікромережах та експлуатаційних режимах і сформовано схему накопичення похибки розробленого методу. Це дозволило обґрунтувати застосування запропонованого підходу не лише для лабораторних випробувань, а й для практичного контролю допустимого навантаження в реальних ізольованих мікромережах із ФЕС.

У четвертому розділі виконано перевірку ефективності запропонованого методу та розглянуто можливості його інтеграції в нормативну базу. Для цього удосконалено математичну модель мікромережі з фотоелектричною системою в середовищі MATLAB/Simulink. Описано структуру математичної моделі, розроблено розрахунково-вимірювальний модуль для визначення допустимих P-Q режимів інвертора та реалізовано алгоритм автоматизації виконання методу визначення максимально допустимої потужності фотоелектричної системи.

Удосконалена математична модель дала змогу моделювати спільну роботу інвертора з активним, реактивно-індуктивним, реактивно-ємнісним та нелінійним навантаженням. За допомогою моделі проведено дослідження впливу параметрів навантаження на рівень гармонічних спотворень напруги та визначено допустимі області роботи інвертора в координатах активної і реактивної потужності.

Окрему увагу в четвертому розділі приділено формуванню пропозицій щодо удосконалення нормативної бази з урахуванням специфіки гібридних фотоелектричних систем. Запропонована в методі P-Q діаграма допустимих режимів роботи інвертора може бути використана виробниками інверторного обладнання як додатковий елемент технічної документації. Її застосування дозволяє проєктувальникам та експлуатаційним організаціям обґрунтовано вибирати потужність інвертора, враховувати характер майбутнього навантаження та попереджати режими, за яких можливе погіршення якості електричної енергії.

Ключові слова: вимірювання, інформаційно-вимірювальна система, моделювання, нормативні документи з якості електричної енергії, режими роботи, якість електричної енергії, показники якості електричної енергії, гармонічні спотворення, енергетика, реактивне та нелінійне навантаження, фотоелектричні станції, мікромережі, відновлювані джерела енергії, децентралізована та розосереджена генерація, локальні системи та мережі.

ABSTRACT

Hrytsak, R.I. Development of a method for controlling the permissible load of isolated microgrids with photovoltaic generation using harmonic analysis. – Qualifying scientific thesis in manuscript form.

Dissertation for the degree of doctor of philosophy in specialty 152 – metrology and information and measuring equipment. – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2026

The **object of research** is the process of determining the load in isolated microgrids with photovoltaic generation.

The **subject of research** is methods, algorithms, and models for determining the permissible load of inverters in isolated microgrids with photovoltaic generation based on compliance with regulatory requirements for power quality indicators.

This dissertation addresses a scientific and practical problem related to the development of a method for controlling the permissible load of isolated microgrids with photovoltaic generation through the application of harmonic analysis. The proposed approach is aimed at determining the permissible operating modes of inverters, taking into account the active and reactive components of the load, the nature of the connected consumers, and the level of voltage harmonic distortion.

The **introduction** justifies the relevance of the research tasks, formulates the purpose, object, and subject of the study, and defines the main objectives, scientific novelty, and practical significance of the obtained results.

The **first chapter** analyzes methods and means for assessing the quality of electrical energy in general grids, including those with photovoltaic systems. The legislative regulation of the field of electrical power quality standardization in Ukraine and the European Union is examined, as well as the standards defining specific electrical power quality indicators, methods for their measurement, and requirements for measuring instruments. Particular attention is paid to the analysis of modern electrical energy quality monitoring devices and

their metrological characteristics, which makes it possible to determine the suitability of such devices for studying microgrids with photovoltaic generation.

This chapter also presents a bibliographic analysis of publications in the field, examines citation network visualizations, and identifies current issues related to the assessment of power quality in systems with photovoltaic generation.

The **second chapter** presents an experimental study of changes in PQ indicators in microgrids with PV- systems. To this end, an experimental methodology and an information-measurement system were developed, enabling the investigation of inverter operation under various operating modes and load characteristics. The experimental studies were aimed at determining the influence of inverter topology, their operating modes, as well as active, reactive, and nonlinear loads on the measurement and variation of power quality indicators.

Based on the results of the experimental studies, it was established that in isolated microgrids with PV-generation, the level of THD significantly depends on the nature of the connected load. It is shown that nonlinear and reactive loads can cause an increase in harmonic components, a change in the shape of the voltage waveform, and a deterioration in the operating conditions of inverter equipment. Separately, an inter-instrument metrological assessment of the consistency of measurements of THD was performed, which allowed for an increase in the reliability of the experimental results obtained.

The **third chapter** presents a method for determining the permissible power of inverters for operation in isolated systems with a significant level of reactive load. The methodological foundations for determining the acceptability criteria and the limits of the method's application have been established; the selection of test modes and influencing factors has been justified; and an algorithm for determining the maximum permissible power and decision-making rules has been developed. The method is based on the application of harmonic analysis to assess the admissibility of inverter operating modes according to the criterion of not exceeding the established level of the total voltage harmonic distortion factor.

The metrological support for the method and approaches to assessing the reliability of the results is also considered. The possibilities for applying the method in existing

microgrids and operating modes are determined, and a scheme for error accumulation in the developed method is formulated. This allowed justifying the application of the proposed approach not only for laboratory tests but also for practical control of the permissible load in real isolated microgrids with photovoltaic generation.

Chapter 4 evaluates the effectiveness of the proposed method and examines the possibilities for its integration into the regulatory framework. To this end, an improved mathematical model of a microgrid with a PV-system was implemented in MATLAB/Simulink. The structure of the mathematical model is described, a calculation and measurement module is developed to determine the permissible P-Q modes of the inverter, and an algorithm is implemented to automate the method for determining the maximum permissible power of the PV-system.

The improved mathematical model made it possible to simulate the joint operation of the inverter with active, reactive-inductive, reactive-capacitive, and nonlinear loads. Using the model, a study was conducted on the influence of load parameters on the level of voltage harmonic distortion, and the permissible operating regions of the inverter were determined in terms of active and reactive power.

The fourth chapter devotes special attention to formulating proposals for improving the regulatory framework, taking into account the specifics of hybrid PV-systems. The P–Q diagram of permissible inverter operating modes proposed in the method can be used by inverter equipment manufacturers as an additional element of technical documentation. Its use allows designers and operating organizations to make informed choices regarding inverter capacity, account for the nature of the future load, and prevent operating modes in which power quality may deteriorate.

Keywords: measurements, information-measuring system, modeling, power quality standards and regulatory documents, operating modes, power quality, power quality indicators, harmonic distortion, energy sector, reactive and nonlinear load, photovoltaic stations, microgrids, renewable energy sources, decentralized and distributed generation, local systems and networks.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

Наукові праці, в яких опубліковано основні наукові результати дисертації:

1. Грицак, Р. І., Яворський, А. В. Огляд сучасного стану законодавчого регулювання, технологій та засобів вимірювальної техніки у сфері вимірювання якості електричної енергії. Measuring and computing devices in technological processes, - 2023 - (4), 251–264. <https://doi.org/10.31891/2219-9365-2023-76-34>

Особистий внесок здобувача:

- проведено аналіз та систематизовано вимоги до методів вимірювання ПЯЕ та ЗВТ, виконано порівняння сучасних аналізаторів ЯЕ за метрологічними характеристиками і функціональними можливостями, здійснено аналіз наукових джерел, щодо впливу ФЕС на вимірювання ПЯЕ, підготовлено висновки.

Внесок автора Яворський, А. В.:

- здійснено аналіз окремих наукових джерел щодо розвитку засобів вимірювальної техніки та взято участь у кінцевому формуванні висновків щодо перспектив їх застосування для дослідження фотоелектричних систем.

2. Грицак, Р. І., Цих, В. С. Перспективи удосконалення законодавчого регулювання вимог до якості електроенергії в Україні та ЄС . Технічна інженерія. - 2025 - (1(95)), 373–379. [https://doi.org/10.26642/ten-2025-1\(95\)-373-379](https://doi.org/10.26642/ten-2025-1(95)-373-379)

Особистий внесок здобувача:

- виконано порівняльний аналіз нормативного регулювання якості електричної енергії в Україні та Європейському Союзі, визначено взаємозв'язки між основними стандартами ЯЕ, методами вимірювання та вимогами до ЗВТ, а також обґрунтовано необхідність удосконалення нормативної бази з урахуванням особливостей мікромереж із фотоелектричною генерацією.

Внесок автора Цих, В. С.:

- виконано аналіз окремих положень щодо законодавчого регулювання якості електричної енергії в Україні та взято участь у формуванні загальних висновків щодо необхідності гармонізації національної нормативної бази з вимогами ЄС.

3. Грицак Р. І., Яворський А. В. Проблеми забезпечення якості електроенергії в мікромережах на основі гібридних систем живлення з фотоелектричними станціями, Вісник ВПІ. - 2025 - вип. 4, с. 22–31. <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2025-181-4-22-31>

Особистий внесок здобувача:

- розроблено методику експериментальних досліджень, взято участь у формуванні інформаційно-вимірювальної системи на основі гібридної ФЕС, проведення експериментальних вимірювань, виконано обробку й інтерпретацію отриманих даних, побудовано залежності зміни ПЯЕ від режимів роботи інверторів і характеру навантаження та сформовано основні висновки дослідження.

Внесок автора Яворський А. В.:

- виконано формування інформаційно-вимірювальної системи, підбір та підключення вимірювального обладнання, проведення експериментальних вимірювань, а також формування окремих частин висновків дослідження.

4. R. Hrytsak, V. Tsykh. Method for determining the permissible power of hybrid inverters for operation in isolated systems with significant reactivity, Measuring Equipment and Metrology. - 2025 - issue 86, pp. 64-73 <https://doi.org/10.23939/istcm2025.04.064>

Особистий внесок здобувача:

- розроблено метод визначення допустимого навантаження гібридних інверторів на основі гармонічного аналізу, сформовано підхід до побудови Р-Q-діаграм допустимих режимів роботи, удосконалено математичну модель гібридної ФЕС у середовищі MATLAB/Simulink та виконано моделювання режимів роботи інвертора з активним, реактивно-індуктивним, реактивно-ємнісним і нелінійним навантаженням.

Внесок автора Цих В.С.:

- виконано аналіз окремих результатів математичного моделювання та сформовано частину положень щодо можливості практичного застосування

запропонованого методу в ізольованих мікромережах, включаючи окремі частини загальних висновків дослідження.

Опубліковані праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

5. Грицак Р.І., Яворський А. В. Вплив зовнішніх факторів на якість електричної енергії згенерованої фотоелектричними системами. Інформаційне суспільство: технологічні, економічні та технічні аспекти становлення (випуск 84): міжнар. наук. інтер.-конф., м. Тернопіль, Україна, м. Ополе, Польща , 18-19 січня 2024: зб. тез доп. м. Тернопіль, Україна, м. Ополе, Польща , 2024. С. 136-139

6. Грицак Р. І., Яворський А. В. Порівняльний аналіз якості електричної енергії в ізольованих мережах змінного струму із системами резервного живлення на основі ФЕС. Інформаційно-вимірювальні технології: міжнар. наук.-практ. конф., м. Львів, 13–14 листопада 2024: зб. тез доп. м. Львів, 2024. С. 270-271

7. Грицак Р. І., Яворський А. В. Дослідження якості електроенергії при зміні режиму роботи гібридних інверторів в системах резервного живлення на основі ФЕС. Mechanisms of Scientific and Technical Potential Development: Proceedings of the 4th International Scientific and Practical Internet Conference, November 14-15, 2024: зб. тез доп. м. Дніпро, 2024. С. 103-105

8. Грицак Р.І. Цих В.С. Правові аспекти удосконалення законодавчого регулювання якості електроенергії в Україні на шляху до вступу в ЄС. Актуальні правові проблеми функціонування енергетичної системи України: наук.-практ. конф., м. Харків, 12 червня 2025: зб. тез доп. м. Харків, 2025. С. 39-46.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ.....	15
ВСТУП.....	16
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ ОЦІНКИ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В МЕРЕЖАХ ІЗ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИМИ СИСТЕМАМИ	23
1.1 Законодавче регулювання сфери якості електроенергії в Україні.....	23
1.2 Огляд особливостей функціонування системи стандартизації ЯЕ в Україні та ЄС	28
1.2.1 Огляд стандартів, що визначають показники якості електричної енергії	32
1.2.2 Методи вимірювання та вимоги до засобів вимірювання ПЯЕ.....	37
1.2.2.1 Стандарти, що визначають вимоги до методів та засобів вимірювання.....	38
1.2.2.2 Стандарти, що встановлюють загальні вимоги до приладів	44
1.3. Аналіз сучасних приладів контролю якості електричної енергії та їхніх метрологічних характеристик	48
1.4 Аналіз тенденцій розвитку наукових досліджень у галузі визначення якості електричної енергії.....	51
1.4.1 Бібліографічний аналіз публікацій за напрямками дослідження	51
1.4.2 Огляд особливостей визначення ЯЕ в мікромережах з ФЕС.....	57
1.5 Ізольовані мікромережі з фотоелектричними системами.....	64
1.6 Вибір наукових напрямків досліджень	68
РОЗДІЛ 2 ДОСЛІДЖЕННЯ ЗМІНИ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В МІКРОМЕРЕЖАХ ІЗ ФЕС	70
2.1 Розроблення методичного підходу до проведення експериментів у мікромережах із ФЕС з метою оцінювання ПЯЕ	71
2.2 Розроблення інформаційно вимірювальної системи для дослідження зміни ПЯЕ в мікромережах із ФЕС.....	74
2.3 Проведення експериментальних досліджень ПЯЕ у мікромережах із ФЕС.....	85
2.3.1 Вплив типу інвертора на показники якості електроенергії.....	87

2.3.2	Дослідження зміни ПЯЕ при різних режимах роботи інверторів	93
2.3.3	Аналіз впливу характеру навантаження на гармонічні та негармонічні складові напруги.....	103
2.3.4	Міжприладове метрологічне оцінювання узгодженості вимірювань загального гармонічного спотворення напруги.....	111
2.4	Висновки до розділу 2	119
РОЗДІЛ 3 РОЗРОБЛЕННЯ МЕТОДУ КОНТРОЛЮ ДОПУСТИМОГО НАВАНТАЖЕННЯ ІЗОЛЬОВАНИХ МІКРОМЕРЕЖ ІЗ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ ШЛЯХОМ ЗАСТОСУВАННЯ ГАРМОНІЧНОГО АНАЛІЗУ		122
3.1	Методичні основи формування меж застосування методу	122
3.2	Формування випробувальних режимів і визначення чинників впливу.....	124
3.3	Алгоритм методу визначення максимально допустимої потужності та правила прийняття рішень	126
3.4	Застосування методу для оцінювання допустимих режимів роботи в діючих мікромереж.....	130
3.5	Визначення бюджету невизначеності запропонованого методу.....	133
РОЗДІЛ 4 ПЕРЕВІРКА МЕТОДУ НА ОСНОВІ УДОСКОНАЛЕНОЇ МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ ТА ЙОГО ІНТЕГРАЦІЯ В НОРМАТИВНУ БАЗУ ...		146
4.1.	Удосконалення математичної моделі гібридної ФЕС в середовищі MATLAB ..	146
4.1.1.	Опис структури математичної моделі мікромережі з ФЕС в середовищі MATLAB/Simulink	149
4.1.2.	Розрахунково-вимірювальний модуль імітаційної математичної моделі мікромережі із ФЕС для визначення допустимих P–Q-режимів інвертора	156
4.1.3.	Принцип роботи удосконаленої математичної моделі мікромережі з ФЕС .	161
4.2.	Метрологічна оцінка результатів математичного моделювання запропонованого методу	165
4.3.	Пропозиції щодо удосконалення нормативної бази з урахуванням специфіки роботи гібридних ФЕС	170
ВИСНОВКИ.....		173

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	177
ДОДАТОК А.....	192
ДОДАТОК Б	204
ДОДАТОК В	210
ДОДАТОК Г	216
ДОДАТОК Д.....	218
ДОДАТОК Е	222
ДОДАТОК Ж.....	233
ДОДАТОК К.....	234
ДОДАТОК Л.....	237
ДОДАТОК М.....	240
ДОДАТОК Н.....	263

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

У роботі застосовано такі позначки та скорочення:

CENELEC	– Європейський комітет з електротехнічної стандартизації;
EMS	– електромагнітна сумісність;
ENTSO-E	– European Network of Transmission System Operators for Electricity;
IEC	– Міжнародна електротехнічна комісія;
IEEE	– Institute of Electrical and Electronics Engineers;
MPPT	– maximum power point tracking;
PQI	– прилади для вимірювання параметрів якості електроенергії;
RMS	– діюче значення;
THD	– сумарний коефіцієнт гармонічних спотворень;
ВДЕ	– відновлювані джерела енергії;
ГОСТ	– государственный стандарт;
ДСТУ	– Державний Стандарт України;
ЄС	– Європейський Союз;
ЗВТ	– засоби вимірювальної техніки;
ІВС	– Інформаційно-вимірювальна система;
НКРЕКП	– Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг;
ОЕС-У	– Об'єднана енергетична система України;
ПЯЕ	– показники якості електроенергії;
ФЕС	– фотоелектрична станція;
ШІМ	– широтно-імпульсна модуляція;
ЯЕ	– якість електричної енергії;

ВСТУП

Обґрунтування актуальності теми дослідження. Одним із важливих напрямів розвитку інформаційно-вимірювальних технологій, які широко застосовуються в електроенергетиці, є удосконалення методів контролю параметрів якості електричної енергії та режимів роботи електроенергетичних систем. У метрологічному аспекті це пов'язано з необхідністю забезпечення достовірного вимірювання та об'єктивного оцінювання показників якості електричної енергії. Особливого значення такі завдання набувають за умов впровадження ізолюваних та гібридних мікромереж із фотоелектричною генерацією, які забезпечують локальне електроживлення споживачів і дедалі частіше використовуються як засоби резервного електроживлення.

Одним із найпоширеніших технічних рішень у таких мікромережах є поєднання фотоелектричних модулів, акумуляторних батарей та інверторних перетворювачів. Вказані системи дають змогу підвищити надійність забезпечення електроенергією споживачів, забезпечити резервне електроживлення та зменшити залежність від централізованих електричних мереж. Для України зазначений напрям має особливу актуальність в умовах пошкодження енергетичної інфраструктури, частих змін режимів електропостачання та зростання потреби у локальних джерелах живлення.

Разом із тим, використання фотоелектричної генерації в ізолюваних мікромережах може супроводжуватися погіршенням ПЯЕ. На відміну від мереж, приєднаних до об'єднаної енергетичної системи, ізолювані мікромережі мають, як правило, обмежену потужність джерела, меншу жорсткість електричної мережі та вищу чутливість до зміни параметрів навантаження. У таких умовах інвертор ФЕС фактично виконує роль основного джерела напруги, а якість сформованої електроенергії значною мірою залежить від його топології, алгоритмів керування, параметрів фільтрації, режиму роботи акумуляторної батареї та характеру підключеного навантаження.

Важливим чинником, що впливає на стабільність роботи ізолюваних мікромереж, є структура навантаження. У реальних умовах до таких мереж підключаються не лише споживачі активної складової потужності, а й обладнання з істотною реактивною складовою та нелінійним характером споживання, зокрема імпульсні блоки живлення, світлодіодні системи освітлення, частотні перетворювачі, зарядні пристрої та побутова електроніка. Їхня робота може спричиняти спотворення форми кривої напруги та струму, зростання вмісту вищих гармонік, зниження коефіцієнта потужності, що призводить до додаткових втрат енергії та зниження надійності роботи інверторного обладнання.

У традиційних підходах до вибору та експлуатації інверторів основна увага переважно зосереджена на номінальній або повній потужності обладнання, допустимому коефіцієнту потужності, струмових обмеженнях та загальних вимогах безпеки. Однак такі характеристики не завжди дають змогу об'єктивно визначити, яке саме навантаження може бути підключене до інвертора без погіршення ПЯЕ. Це зумовлює необхідність застосування гармонічного аналізу як інструмента метрологічно обґрунтованого контролю допустимих режимів роботи ізолюваної мікромережі.

У зв'язку з цим актуальним є розроблення методу контролю допустимого навантаження ізолюваних мікромереж із фотоелектричною генерацією, який дозволяє встановлювати граничні режими роботи не лише за номінальними параметрами інвертора, а й за фактичним рівнем гармонічних спотворень напруги при різному характері навантаження. Застосування такого підходу дасть змогу підвищити достовірність оцінювання режимів роботи мікромереж, своєчасно виявляти критичні поєднання активної та реактивної складових навантаження та забезпечувати дотримання вимог до ЯЕ в умовах автономного електропостачання.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами, грантами. Дисертаційна робота виконувалась за особистою участю автора і відповідає науковому напряму кафедри інформаційно-вимірювальних технологій та

енергетичного менеджменту Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, а також в рамках:

- науково-дослідної теми «Удосконалення інформаційно-вимірювальних технологій у сфері енергетики» (номер державної реєстрації К 53/2023 РК 0123U104473 з 09.2023 по 06.2026 р.)

- досліджень за пріоритетним напрямком наукових досліджень «Енергоменеджмент, інформаційно-аналітичне та нормативно-методичне забезпечення енергетичної галузі» визначеного Постановою Кабінету Міністрів України № 476 від 30 квітня 2024 р. про затвердження переліку пріоритетних тематичних напрямів наукових досліджень і науково-технічних розробок на період до 31 грудня року, наступного після припинення або скасування воєнного стану в Україні.

Метою дослідження є розроблення методу контролю допустимого навантаження ізолюваних мікромереж із фотоелектричною генерацією на основі гармонічного аналізу, що забезпечує визначення меж допустимих режимів роботи інверторів за критерієм неперевикнення встановленого рівня гармонічних спотворень напруги при зміні активної і реактивної складових навантаження і його характеру.

Для досягнення поставленої мети в дисертаційній роботі необхідно вирішити такі **завдання**:

- проаналізувати сучасний стан наукових досягнень та нормативного забезпечення оцінювання якості електричної енергії в мікромережах із фотоелектричною генерацією, а також визначити неврегульовані питання контролю допустимого навантаження в ізолюваному режимі;

- розробити інформаційно-вимірювальну систему для дослідження режимів роботи гібридних інверторів у мікромережах із фотоелектричною генерацією;

- дослідити вплив характеру навантаження на якість електричної енергії в ізолюваних мікромережах із фотоелектричною генерацією, зокрема вплив

нелінійного, реактивно-індуктивного та реактивно-ємнісного навантаження на гармонічний склад напруги;

- розробити метод контролю допустимого навантаження ізолюваних мікромереж із фотоелектричною генерацією на основі гармонічного аналізу та побудови допустимих областей роботи за активною і реактивною потужністю;

- удосконалити математичну модель гібридної фотоелектричної системи, та провести моделювання роботи інвертора з різними типами навантаження та підтвердити ефективність запропонованого методу;

- сформулювати практичні рекомендації щодо застосування розробленого методу та розробити проєкт стандарту організації України (COY), що регламентує порядок контролю допустимого навантаження ізолюваних мікромереж із фотоелектричною генерацією з урахуванням результатів гармонічного аналізу та вимог до якості електричної енергії.

Об'єктом досліджень є процес визначення навантаження в ізолюваних мікромережах із фотоелектричною генерацією.

Предметом дослідження є методи, алгоритми, моделі визначення допустимого навантаження інверторів в ізолюваних мікромережах із фотоелектричною генерацією на основі гармонічного аналізу за умови дотримання нормативних вимог до показників якості електричної енергії.

Методи дослідження. Для досягнення мети використано методи системного аналізу наукових і нормативних джерел, експериментальних досліджень, методи вимірювання електричних параметрів, методи статистичної обробки результатів вимірювань, гармонічного та статистичного аналізу даних. Перевірку запропонованого методу здійснено за допомогою математичного й імітаційного моделювання в середовищі MATLAB/Simulink та зіставлення результатів моделювання з експериментальними даними. У процесі підготовки роботи технології штучного інтелекту використовувалися виключно як допоміжний інструмент для пошуку і систематизації наукових джерел, перевірки правопису, граматики,

пунктуації та редакційного оформлення окремих фрагментів тексту. Усі результати, джерела, дані, цитати та висновки перевірені й відредаговані автором особисто, наукові положення та результати є власним внеском автора.

Наукова новизна одержаних результатів. Наукова новизна результатів дисертаційної роботи визначається такими положеннями:

1. Вперше розроблено метод визначення допустимого навантаження гібридних інверторів шляхом побудови та застосування діаграми активно-реактивних навантажень (P-Q діаграма), що дало можливість забезпечити дотримання дозволеного рівня загального коефіцієнта гармонічних спотворень (THD) на виході інвертора в автономному режимі роботи мікромережі із гібридними фотоелектричними системами.

2. Удосконалено математичну модель гібридної фотоелектричної станції, яка реалізує імітаційне моделювання впливу нелінійного електричного навантаження активного, реактивно-індуктивного та реактивно-ємнісного характеру на режим функціонування інверторів, що дало можливість оцінити діапазон допустимого навантаження інвертора за умови дотримання нормативного показника загального коефіцієнта гармонічних спотворень (THD).

3. Набуло подальшого розвитку дослідження впливу нелінійного навантаження елементів освітлювальних систем на якість електричної енергії в ізольованих мікромережах з фотоелектричною генерацією малої потужності, що дало змогу деталізувати оцінку зміни THD в автономному режимі та дозволяє розробити шляхи удосконалення управління споживанням електроенергії.

Практичне значення одержаних результатів

Практичне значення отриманих результатів полягає у створенні методичного та програмного в частині імітаційного моделювання підґрунтя для контролю допустимого навантаження ізольованих мікромереж із фотоелектричною генерацією за умови забезпечення встановлених показників якості електричної енергії. Отримані результати можуть бути використані для обґрунтування допустимих режимів роботи

інверторів, оцінювання впливу характеру навантаження на гармонічний склад напруги та попередження режимів, за яких відбувається перевищення допустимого рівня гармонічних спотворень.

Запропонована у методі P–Q діаграма допустимих режимів роботи інвертора може бути використана виробниками інверторного обладнання як додатковий елемент технічної документації. Її наведення у паспортних даних або інструкціях з експлуатації дозволить проєктувальникам точніше оцінювати допустимі поєднання активної та реактивної складових навантаження з урахуванням рівня гармонічних спотворень напруги. Це сприятиме підвищенню якості проєктування та будівництва фотоелектричних систем, оскільки дасть змогу обґрунтовано вибирати потужність інвертора, враховувати характер майбутнього навантаження та попереджати режими, за яких можливе погіршення якості електричної енергії.

Особистий внесок здобувача. Основні положення та результати дисертаційної роботи одержані автором самостійно. Зокрема, в опублікованих у співавторстві роботах здобувачем:

- проведено теоретичний аналіз наукового, нормативного та нормативно-технічного забезпечення щодо оцінювання якості електричної енергії та контролю допустимого навантаження ізольованих мікромереж із фотоелектричною генерацією;
- визначено основні обмеження існуючих підходів до оцінювання роботи гібридних інверторів у автономному режимі та встановлено вплив характеру навантаження на рівень гармонічних спотворень напруги;
- розроблено методологічний підхід до проведення експериментальних досліджень, сформовано інформаційно-вимірювальну установку та проведено вимірювання показників якості електричної енергії за різних режимів роботи інверторів і типів навантаження;
- розроблено метод контролю допустимого навантаження ізольованих мікромереж із фотоелектричною генерацією шляхом застосування гармонічного аналізу та визначення допустимих поєднань активної й реактивної потужності;

- удосконалено математичну модель мікромережі з ФЕС для моделювання сумісної роботи інвертора з активним, реактивно-індуктивним, реактивно-ємнісним і нелінійним навантаженням;
- виконано перевірку запропонованого методу шляхом проведення математичного моделювання та підготовлено проєкт СОУ щодо його практичного застосування.

Апробація результатів роботи. Основні положення і результати дисертаційної роботи доповідались та обговорювались на Всеукраїнських науково-практичних конференціях, зокрема: II Міжнародній науково-практичній конференції «Інформаційно-вимірювальні технології ІВТ-2024» (м. Львів, 13-14 листопада 2024 р.), науково-практичній конференції «Актуальні правові проблеми функціонування енергетичної системи України» (м. Харків, 12 червня 2025 р.), міжнародній науковій інтернет конференції «Інформаційне суспільство: технологічні, економічні та технічні аспекти становлення» (випуск 84):, (м. Тернопіль- м. Ополе 18-19 січня 2024 р.), 4th International Scientific and Practical Internet Conference «Mechanisms of Scientific and Technical Potential Development», (м. Дніпро 14-15 листопада 2024 р.).

Публікації результатів досліджень. За темою дисертаційної роботи опубліковано 8 друкованих праць, із них 4 – статті у фахових наукових виданнях, затверджених МОН України; 4 – матеріали науково-практичних конференцій.

Обсяг і структура дисертації. Дисертація складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел і додатків. Окрім того, робота проілюстрована 38 рисунками, включає 16 таблиць, список використаних джерел зі 160 найменувань і 11 додатків.

РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ ОЦІНКИ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В МЕРЕЖАХ ІЗ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИМИ СИСТЕМАМИ

1.1 Законодавче регулювання сфери якості електроенергії в Україні

Законодавче регулювання параметрів ЯЕ в Україні нерозривно пов'язане зі структурою ринку електроенергії та розподілом відповідальності між його учасниками. Вимоги до напруги, частоти, рівня гармонічних спотворень, флікера та інших показників не існують у відриві від організаційної моделі галузі. Вони реалізуються через систему законів, кодексів, правил ринку, ліцензійних умов та технічних стандартів, які встановлюють обов'язки виробників, операторів систем передачі та розподілу, постачальників і споживачів. Саме тому для коректного аналізу нормативних вимог до ПЯЕ необхідно спочатку розглянути загальні принципи побудови ринку електроенергії та визначити, хто саме і в яких точках електроенергетичної системи відповідає за дотримання параметрів якості, а вже потім перейти до огляду профільних стандартів щодо ПЯЕ.

Сучасна модель ринку електричної енергії в Україні сформована на основі Закону України «Про ринок електричної енергії» [1] і загалом орієнтується на європейську практику, яка передбачає відокремлення видів діяльності з виробництва, передачі, розподілу та постачання електроенергії. Така модель відповідає вимогам Третього енергетичного пакета ЄС щодо анбандлінгу та створення конкурентних сегментів ринку [2]. Закон про ринок електроенергії і підзаконні акти унормовують функціонування ринку двосторонніх договорів, ринку «на добу наперед», внутрішньодобового ринку, балансуючого ринку та ринку допоміжних послуг. У кожному з цих сегментів діють окремі правила, однак усі вони інтегровані в єдину систему, де забезпечення ЯЕ є однією з передумов надійності та прозорості ринку загалом. Таке структурування ринку створює рамкові умови, в яких реалізуються технічні стандарти щодо допустимих відхилень напруги, частоти чи рівнів гармонічних спотворень, зокрема на основі гармонізації з європейськими стандартами

типу EN 50160 [3] і EN 61000 [4] серії, які імплементовані у вигляді національних ДСТУ.

На верхньому рівні ринку розташовані виробники електричної енергії. До цієї групи належать теплові, гідро та атомні електростанції, а також зростаючий сегмент ВДЕ, включно з ФЕС різної потужності. Їхня діяльність регулюється Законом «Про ринок електричної енергії» [1], ліцензійними умовами НКРЕКП та договорами участі в ринкових сегментах. Для об'єктів відновлюваної енергетики додатково застосовуються спеціальні механізми підтримки та зобов'язання з боку гарантованого покупця. З погляду ЯЕ виробник зобов'язаний забезпечити відповідність електричної енергії, яку він відпускає в мережу, встановленим параметрам напруги та частоти, а також допустимим рівням гармонічних складових, що визначаються галузевими стандартами та технічними умовами приєднання. На практиці це означає, що інверторні перетворювачі ФЕС з точки зору якості вихідної напруги мають відповідати вимогам EN 50160 [3] та іншим діючим нормативним документам у точці приєднання до мережі, в тому числі вимогам стандартів щодо електромагнітної сумісності, які регламентують допустимий рівень вищих гармонік у струмі та напрузі.

Ключову роль у забезпеченні системної надійності та інтеграції різних сегментів ринку відіграє оператор системи передачі, функції якого в Україні виконує НЕК «Укренерго». Його діяльність унормована Кодексом системи передачі [5], Правилами ринку [6] та ліцензійними умовами, затвердженими НКРЕКП. Оператор системи передачі відповідає за балансування енергосистеми, міждержавні перетоки, диспетчерське керування режимами роботи та формування вимог до параметрів якості у високовольтних мережах. У кодексі [5] містяться посилання на національні стандарти, що відтворюють EN 50160 [3] для мереж високої напруги, а також на методики вимірювання показників якості на основі EN 61000-4-30 [7], що визначає класи точності та підходи до вимірювання параметрів напруги у фіксованих інтервалах часу. Таким чином, законодавча та нормативна база для оператора системи

передачі одночасно визначає і правила ринкової взаємодії і технічні критерії ЯЕ, які мають виконуватися на міжсистемному рівні.

На наступному рівні структури ринку знаходяться оператори систем розподілу, які експлуатують мережі середньої та низької напруги й безпосередньо взаємодіють з переважною більшістю кінцевих споживачів, у тому числі з побутовими мікромережами, обладнаними гібридними ФЕС. Їхня діяльність регулюється Кодексом системи розподілу [8], який деталізує вимоги до приєднання нових об'єктів, до підтримання напруги в допустимих межах, до процедури вимірювання ПЯЕ та до надання відповідних звітів регулятору. Саме цей кодекс є одним з основних документів, що закріплює посилання на ДСТУ EN 50160 [9] як базовий стандарт в Україні для оцінювання ЯЕ у мережах до 35 кВ, а також використання стандарту ДСТУ EN 61000-4-30 [10] щодо вимірювання параметрів якості електроенергії при проведенні моніторингу або розслідуванні скарг споживачів. У попередніх дослідженнях було показано, що за умов широкого впровадження гібридних ФЕС саме в розподільчих мережах низької напруги найчастіше спостерігаються перевищення рівня гармонічних спотворень, що зумовлює необхідність уточнення та доповнення чинних вимог до ПЯЕ.

Окрему групу на ринку формують постачальники електроенергії, які укладають договори зі споживачами та здійснюють розрахунки за спожиту електроенергію. Їхню діяльність регламентують Правила роздрібного ринку електричної енергії [11] та відповідні ліцензійні умови. Формально саме оператори системи передачі та розподілу несуть технічну відповідальність за відповідність параметрів ЯЕ вимогам ДСТУ EN 50160 [9] у точках приєднання споживачів, а постачальники виступають суб'єктами договірних відносин. Проте у договорах на постачання та в публічних договорах приєднання фіксуються права споживача на отримання електроенергії встановленої якості і процедури звернення у випадку її порушення. Таким чином, хоч постачальник і не є технічно відповідальним за параметри якості, він стає важливим

елементом механізму реалізації прав споживача та каналом, через який вимоги стандартів переходять у практичну площину взаємодії з кінцевим користувачем.

Структурно ринок електроенергії можна уявити як послідовність взаємопов'язаних рівнів, де на верхньому знаходяться генеруючі потужності, далі - система передачі, розподільчі мережі та кінцеві споживачі, між якими діють комерційні відносини постачання. У цю схему додатково вбудовано оператора ринку, який забезпечує функціонування сегментів короткострокової торгівлі електроенергією, а також гарантованого покупця, який відповідає за реалізацію механізмів підтримки відновлюваної генерації. Над усією цією структурою знаходиться регулятор НКРЕКП, який затверджує кодифіковані документи, що деталізують повноваження та відповідальність суб'єктів ринку, а також формальні процедури контролю якості електропостачання. У такій ієрархічній схемі нормативні посилення на стандарти щодо ПЯЕ розподіляються по різних документах залежно від рівня мережі та ролі суб'єкта, однак загальною є вимога гармонізації з європейськими нормами, зокрема EN 50160 [3] та EN 61000-4-30 [7], які імplementовані до національних стандартів як ДСТУ EN 50160 [9] і ДСТУ EN 61000-4-30 [10].

Важливою особливістю українського нормативного поля є те, що законодавчі та підзаконні акти переважно не містять детального викладу конкретних числових вимог до ПЯЕ, а лише встановлюють загальні принципи, повноваження органів і суб'єктів та посиляються на технічні стандарти. Такий підхід відповідає європейській практиці, де закони визначають рамки, а конкретні параметри якості кодифіковані у стандартах, які можуть оперативніше оновлюватися у відповідь на технічний прогрес. З одного боку, це спрощує адаптацію українського законодавства до нових редакцій міжнародних стандартів і рекомендацій МЕК та IEEE. З іншого боку, в умовах швидкого зростання частки ВДЕ і появи мікромереж на основі гібридних ФЕС така модель регулювання створює ризик відставання стандартів від реальної практики та не врахування особливостей роботи ФЕС.

У цьому контексті особливої уваги заслуговує те, що чинні кодекси та правила ринку орієнтовані насамперед на мережі загального користування, тоді як автономні мікромережі, створені на базі гібридних ФЕС у побутовому секторі або на об'єктах малої потужності, часто випадають із прямої сфери дії формальних процедур моніторингу ПЯЕ. Формально такі системи розглядаються як внутрішні електроустановки споживача або суб'єкта господарювання, для яких основним критерієм є безпечність електроустановок і відповідність приладів вимогам електромагнітної сумісності, тоді як комплексні ПЯЕ в автономному режимі роботи регламентуються лише побічно через загальні положення стандартів типу EN 50160 [3], які історично були розроблені для мереж із централізованою генерацією. Це створює нормативну прогалину, яка на практиці проявляється у вигляді погіршення ЯЕ в автономних мікромережах та відсутності чітко визначеної відповідальності за її забезпечення.

Таким чином, законодавче регулювання сфери ЯЕ в Україні є багаторівневою системою, в якій правові норми, що визначають структуру ринку та функції його учасників, тісно переплітаються з технічними стандартами, що встановлюють конкретні показники якості й методи їх вимірювання. На рівні законів і кодексів закріплено розподіл відповідальності між виробниками, операторами систем передачі та розподілу, постачальниками та споживачами, а також визначено загальні механізми контролю й моніторингу ПЯЕ. Водночас числові значення допустимих відхилень параметрів якості та вимоги до засобів вимірювання делеговані системі стандартів, серед яких центральне місце займають ДСТУ EN 50160 [9], ДСТУ EN 61000-4-30 [10] та пов'язані з ними документи. Саме тому подальший аналіз нормативного забезпечення ПЯЕ доцільно зосередити на огляді цих стандартів, їх адаптації до умов української енергосистеми, а також на виявленні їх обмежень щодо застосування до мікромереж з гібридними ФЕС, що і є предметом наступного підрозділу.

1.2 Огляд особливостей функціонування системи стандартизації ЯЕ в Україні та ЄС

Структура системи стандартизації ПЯЕ значною мірою визначається історичними особливостями розвитку енергетики та моделлю організації ринку електроенергії. У країнах ЄС система стандартів формувалася в умовах поступового переходу від монопольних вертикально інтегрованих компаній до лібералізованих ринків із чітким розділенням видів діяльності та розвиненим наднаціональним регулюванням. В Україні тривалий час домінувала модель централізованої енергосистеми з використанням міждержавних ГОСТ, а перехід до європейської моделі розпочався порівняно недавно в рамках інтеграції в енергетичний простір ЄС та синхронізації з ENTSO-E [12]. Ці відмінності зумовили певну специфіку побудови нормативної бази щодо ЯЕ та пояснюють, чому аналіз системи стандартизації в Україні та ЄС є необхідною передумовою для коректного формулювання вимог до якості напруги в мікромережах з ФЕС і для подальшої розробки методів оцінювання допустимої потужності таких систем.

У ЄС функціонування системи стандартизації ЯЕ будують як багаторівневу ієрархію. На верхньому рівні знаходяться директиви та регламенти ЄС, які встановлюють загальні вимоги до внутрішнього ринку електроенергії та електромагнітної сумісності обладнання. На наступному рівні діють гармонізовані європейські стандарти, розроблені CENELEC, які деталізують технічні вимоги до характеристик напруги, методів вимірювання ПЯЕ та вимог до ЗВТ. Далі ці стандарти імплементують у національні системи стандартизації країн-членів ЄС, як правило, без зміни змісту, що забезпечує сумісність технічних вимог і методів вимірювань у всьому європейському енергетичному просторі. На завершальному рівні мережеві кодекси і технічні умови операторів систем передачі та розподілу інтегрують посилання на відповідні стандарти правил експлуатації обладнання.

Структуру європейської системи стандартизації ПЯЕ зручно ілюструвати узагальненою схемою, наведеною на рисунку 1.1.

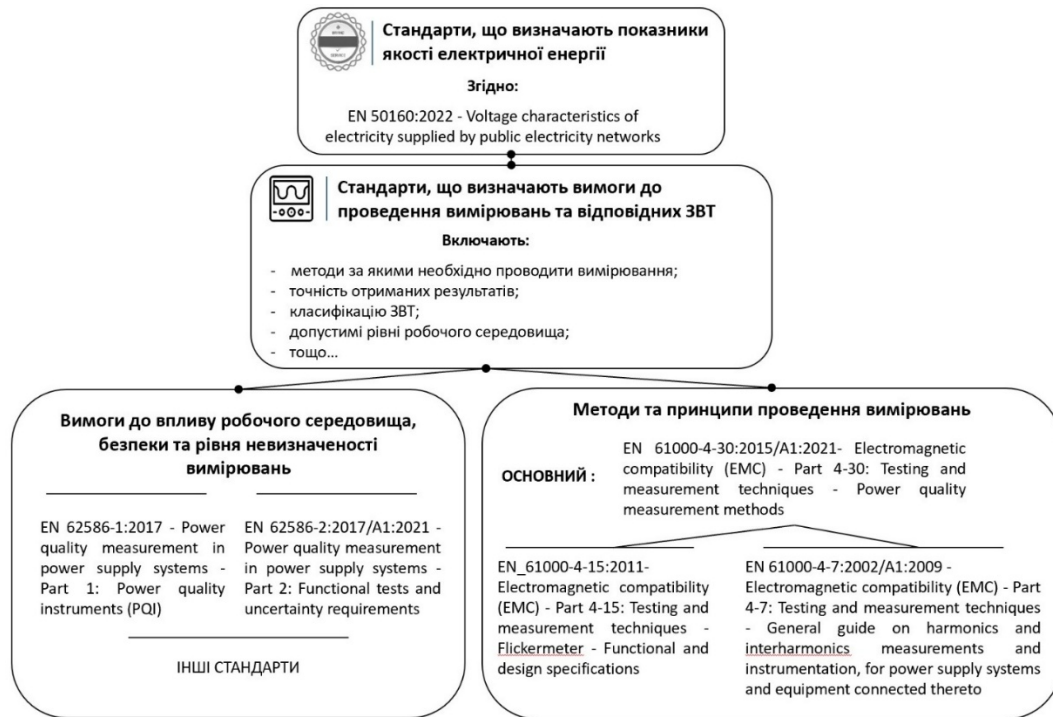


Рисунок 1.1. Структура та зв'язки між стандартами ЄС щодо ЯЕ [13]

У верхній частині схеми розміщено стандарт EN 50160 [3], який виконує роль базового документа для визначення характеристик напруги електропостачання в мережах загального призначення та визначає цільові діапазони відхилень основних показників якості. На наступному рівні розташовані стандарти щодо методів вимірювання, зокрема документи частини 4 серії EN 61000 [4], що встановлюють уніфіковані підходи до вимірювання частоти, напруги, флікера, гармонічних та інтергармонічних складових і забезпечують порівнюваність результатів незалежно від типу приладу та країни застосування. На третьому рівні схеми наведено стандарти, які визначають вимоги до приладів для вимірювання ПЯЕ та процедур їх метрологічного підтвердження. У ЄС таку роль відіграють стандарти серії EN 62586 [14-15], які класифікують вимірювальні прилади ЯЕ, встановлюють вимоги до їхніх функціональних можливостей і визначають методи перевірки відповідності класам точності. У сукупності ця структура реалізує логічний ланцюг, у якому спочатку

задаються нормативні показники якості, далі уніфікуються методи їх вимірювання, а потім стандартизуються вимоги до ЗВТ.

Українська система стандартизації у сфері ЯЕ в сучасному вигляді також будується за багаторівневим принципом, проте її становлення відбувалося в інших умовах. Традиційно основу нормативної бази становив ГОСТ 13109-97 [16] (чинний до 01.01.2026), який регламентував ПЯЕ в системах електропостачання загального призначення і застосовувався до всієї ОЕС-У. Після прийняття закону [1] та Закону України «Про стандартизацію» [17] було обрано курс на гармонізацію з європейськими підходами, що призвело до поетапного запровадження гармонізованих стандартів [9-10] та інших документів серій EN 61000 і EN 62586 у статусі національних стандартів. Таким чином, до 01.01.2026 українська система стандартизації у сфері ПЯЕ також має трирівневу побудову, але при цьому в окремих сферах зберігався вплив попередніх радянських стандартів і національних нормативних документів перехідного періоду (рисунк 1.2).



Рисунок 1.2 - Структура та зв'язки між стандартами України щодо ЯЕ [13]

На її верхньому рівні розташовано ДСТУ EN 50160 [9], який визначає характеристики напруги електропостачання в мережах загального призначення та допустимі діапазони їхніх відхилень.

На другому рівні показано адаптовані до національної системи стандарти серії EN 61000-4, передусім ДСТУ EN 61000-4-30 [10], ДСТУ EN 61000-4-7 [18] та ДСТУ EN 61000-4-15 [19], які встановлюють вимоги до методів вимірювання ПЯЕ, але не встановлюють нових нормативних значень цих показників. На третьому рівні розміщені ДСТУ EN 62586-1 [20] і ДСТУ EN 62586-2 [21], що регламентують вимоги до аналізаторів ЯЕ, класифікацію приладів, їхні функціональні можливості та методи випробування. Окремо на цій схемі позначено ГОСТ [16], який формально діяв паралельно з ДСТУ [9] упродовж тривалого часу та застосовувався в окремих випадках як договірна база між оператором мережі та споживачем.

Порівняння схем, наведених на рисунках 1.1 та 1.2, показує, що базова логіка побудови системи стандартизації ЯЕ в ЄС та Україні є подібною. В обох випадках існує розмежування між стандартами, які визначають ПЯЕ в мережах загального призначення, стандартами, що регламентують методи вимірювання окремих показників, та стандартами, які встановлюють вимоги до ЗВТ. У ЄС ці документи розробляє CENELEC на основі стандартів ІЕС, після чого вони набувають статусу гармонізованих стандартів і безпосередньо використовуються в національних системах. В Україні той самий підхід реалізується через прийняття стандартів ДСТУ EN, які є ідентичними відповідним EN і отримують юридичну силу через включення посилань на них у кодекси, ліцензійні умови діяльності операторів систем та інші нормативні документи енергетичного сектору.

Разом з тим, існує низка важливих відмінностей, що мають принципове значення для дослідження ЯЕ у мікромережах з ФЕС. По-перше, у ЄС зовнішній контур системи стандартизації сформовано однорідно, оскільки попередні національні стандарти, які суперечили [3] або стандартам серії EN 61000, були поступово скасовані. В Україні ж довгий час діяв ГОСТ 13109-97 [16] паралельно з

ДСТУ EN 50160 [9] (до 2026 року). Це створювало потенційну можливість різного трактування нормативних вимог до ЯЕ залежно від того, на який саме документ посилалися оператор системи розподілу та споживач [22]. По-друге, в ЄС більшість стандартів, що стосуються ЯЕ, мають прямі посилання в європейських мережевих кодексах, тоді як в Україні процес включення нових національних стандартів у нормативну базу відбувається з певною часовою затримкою і часто вимагає додаткових роз'яснень регулятора. Це може призводити до ситуацій, коли сучасні методи вимірювання ПЯЕ вже передбачені в [10], але ще не повністю інтегровані в практику вимірювань на рівні всіх операторів мереж.

З точки зору напрямку дисертаційного дослідження важливо підкреслити, що така структура стандартизації впливає на те, як саме інтерпретуються результати вимірювань ЯЕ у мікромережах з ФЕС. У європейській практиці за основу беруть допустимі діапазони показників якості згідно з EN 50160 та методи вимірювання, описані в ІЕС 61000-4-30 [7], а оцінка відповідності виконується із застосуванням вимірювачів класу А, що відповідають серії EN 62586. В Україні у сучасних дослідженнях мікромереж, у тому числі пов'язаних із гібридними ФЕС, також використовують цю трирівневу логіку, однак наявні прогалини у регламентації ЯЕ саме для ізольованих та малопотужних систем [23]. Це означає, що для оцінювання допустимої потужності фотоелектричних інверторів у мікромережах необхідно не тільки правильно вибрати критерії якості, а й чітко окреслити нормативну базу.

1.2.1 Огляд стандартів, що визначають показники якості електричної енергії

Система забезпечення ЯЕ в енергетичних мережах України та ЄС базується на сукупності нормативних документів, які встановлюють перелік ПЯЕ, їх допустимі межі та умови застосування. Саме ці стандарти визначають, що вважається

прийнятною якістю електропостачання для споживачів і створюють нормативну основу для оцінювання режимів роботи електроенергетичних систем.

У міжнародному вимірі базовим документом, який визначає ПЯЕ в мережах загального призначення, є стандарт EN 50160 [3]. Остання редакція 2022 року встановлює перелік основних характеристик напруги в точці приєднання користувача до публічних мереж низької, середньої, високої та надвисокої напруги і визначає діапазони, в межах яких ці характеристики мають перебувати за нормальних умов експлуатації. До таких характеристик належать номінальна частота, довготривалі відхилення напруги, короточасні зміни напруги, коливання напруги, тривалі та короточасні перерви, провали та перенапруги, коефіцієнт несинусоїдності напруги, коефіцієнт асиметрії напруги та показники флікера. Стандарт визначає не лише граничні значення для кожного показника, а й частку часу протягом тижневого інтервалу, в межах якої допускається перебування параметрів за межами номінального діапазону. Таким чином, EN 50160 формує єдину рамку для оцінювання якості електропостачання в мережах загального користування в ЄС.

Окрім [3], важливу роль у визначенні допустимих рівнів ПЯЕ відіграють стандарти серії IEC 61000-2, які встановлюють так звані рівні сумісності. Зокрема, IEC 61000-2-2 [24] визначає допустимі рівні низькочастотних перешкод і сигналів у мережах низької напруги, а IEC 61000-2-4 [25] регламентує рівні сумісності для промислових мереж з напругою до 35 кВ. У цих документах наводяться значення допустимих гармонічних складових напруги, рівні флікера та інші параметри для різних класів мереж. Вони розглядаються як орієнтовні рівні, яких слід дотримуватися під час проєктування та експлуатації мереж, щоб забезпечити електромагнітну сумісність між джерелами живлення та електроприймачами. У сукупності [3] та відповідні частини IEC 61000-2 встановлюють систему нормативних меж для ПЯЕ в мережах загального призначення та промислових мережах.

У міжнародній практиці також широко застосовують стандарт IEEE 519 [26], який містить рекомендації щодо граничних рівнів гармонічних складових напруги і

струму в точці загального приєднання та вводить цільові показники сумарного коефіцієнта гармонічних спотворень. На відміну від EN 50160 [3], де основний акцент зроблено на напрузі в мережах загального користування, IEEE 519 [26] більш детально регламентує допустимі струмові гармоніки залежно від співвідношення струму короткого замикання до струму навантаження. У численних оглядових роботах [22-23;27-29] зазначені стандарти розглядаються як взаємодоповнювальні документи, що задають вимоги відповідно до напруги та струму, тоді як методологічну основу для вимірювань формують стандарти серії ІЕС 61000-4 [7;10;18-19]. Під час аналізу роботи фотоелектричних станцій ці документи часто застосовують як референтні межі для оцінювання впливу ФЕС на ЯЕ в точці приєднання до мережі [30].

Важливим питанням є те, наскільки ці міжнародні стандарти враховують особливості роботи фотоелектричних систем, зокрема в мікромережах. EN 50160 [3] формально поширюється на публічні мережі загального користування і не описує розподіл джерел енергії в мережі, обмежуючись параметрами напруги на клемах користувача. ФЕС розглядаються як одне з можливих джерел, проте вимоги до їхнього впливу на мережу відображені лише опосередковано через граничні значення ПЯЕ в точці приєднання [30]. IEEE 519 [26] частково деталізує вимоги до нелінійних навантажень та перетворювальної техніки, включаючи інвертори ФЕС, проте його застосування зазвичай обмежується промисловими мережами або мережами з великою часткою перетворювачів. Низка досліджень, до прикладу, описаних у [30-31], показує, що зі зростанням частки фотоелектричної генерації, особливо в мережах низької напруги, можливе істотне збільшення рівнів гармонік та коливань напруги, яке не завжди адекватно враховується в чинних нормах.

В Україні система стандартів, що визначають ПЯЕ, має подвійний характер. З одного боку, тривалий час базовим документом був ГОСТ 13109-97 [16], який установлює перелік показників якості в системах електропостачання загального призначення та їх допустимі значення. У ньому регламентуються допустимі відхилення частоти, відносні відхилення напруги, коефіцієнт несинусоїдності

напруги, коефіцієнт несинусоїдності струму, коефіцієнт асиметрії напруги, а також окремі показники, пов'язані з імпульсними перенапругами. З іншого боку, у зв'язку з інтеграцією до європейського енергетичного простору, було прийнято гармонізований стандарт ДСТУ EN 50160 [9], перша редакція якого з'явилася у 2014 році, а з грудня 2023 року чинною є оновлена версія 2023 року, ідентична EN 50160:2022 [3]. Таким чином у перехідний період (2014 - 2026 рр.) в Україні одночасно існувало два стандарти, які визначають допустиму ЯЕ в мережах загального користування. Аналіз наукових публікацій підтверджує, що законодавство щодо ринку електричної енергії орієнтується саме на ДСТУ, тоді як ГОСТ продовжував застосовуватися у технічних регламентах та окремих договорах між оператором системи розподілу і споживачем [13; 22; 29; 31].

Порівняння вимог ГОСТу [16] і ДСТУ [9] показує, що за переліком основних ПЯЕ ці стандарти є подібними. Обидва документи нормують частоту, відхилення напруги від номінальної або заявленої, коефіцієнт несинусоїдності напруги, коефіцієнт асиметрії напруги, тривалі та короткочасні перерви електропостачання, а також провали та перенапруги. Водночас відрізняється підхід до статистичної інтерпретації результатів. У [9] для більшості показників використовують процентильні критерії, наприклад, вимога, щоб протягом тижня не менше певної частки виміряних значень перебувало в межах заданого діапазону. [16] Більше орієнтується на граничні значення без детальної статистичної інтерпретації, що відображає іншу філософію нормування, притаманну періоду централізованого розвитку енергосистем [31]. У деяких роботах відзначено, що за окремими показниками [9] є більш гнучким, оскільки допускає короткочасні відхилення за умови виконання статистичних критеріїв, тоді як ГОСТ [16] встановлює більш жорсткі миттєві межі. З іншого боку, для гармонічних складових обидва стандарти встановлюють обмеження для сумарного коефіцієнта гармонічних спотворень напруги на рівні близько 8% у мережах низької напруги, хоча деталізація вимог щодо окремих гармонік і умов вимірювання відрізняється [29].

ДСТУ EN 50160 фактично переносить у національне законодавство європейський підхід до визначення показників якості. Він вводить поняття заявленої напруги U_s , чіткі статистичні критерії для тривалості відхилень і коливань напруги, уточнює класифікацію перерв та провалів напруги. У наукових публікаціях підкреслюється, що впровадження ДСТУ EN 50160 наблизило українську практику оцінювання якості електропостачання до європейської, проте перехідний період із паралельною дією ГОСТ 13109-97 створював нормативну невизначеність [22;31]. У контексті мікромереж це означає, що при оцінюванні ЯЕ в системах з ФЕС необхідно чітко вказувати, який саме стандарт лежить в основі критеріїв, і враховувати відмінності в статистичному трактуванні результатів.

Важливо зрозуміти, що міжнародні та українські стандарти, які визначають ПЯЕ, першочергово орієнтовані на мережі загального користування з централізованою генерацією. Для споживача це означає гарантію певного рівня якості, а для оператора системи розподілу формує обов'язкові критерії, які мають бути дотримані. Однак ці стандарти не встановлюють безпосередніх вимог до допустимої встановленої потужності окремих джерел розподіленої генерації, зокрема ФЕС. Вони також не враховують специфіку режимів автономної роботи мікромереж, де джерелом напруги є інвертор, а характер навантаження може істотно відрізнятися від типового для мереж загального призначення.

В українських дослідженнях, присвячених аналізу національної нормативної бази, порівняння ГОСТ 13109-97 [16] та ДСТУ EN 50160 [9] часто використовується як відправна точка для формулювання пропозицій щодо її вдосконалення. Показано, що перехід на ДСТУ [9] є кроком до гармонізації з європейськими підходами, однак сам по собі не вирішує проблеми відсутності специфічних нормативів для мікромереж і локальних систем з фотоелектричними станціями [29-31]. У зазначених роботах рекомендується, зокрема, розробити додаткові національні документи або галузеві рекомендації, що встановлювали б критерії допустимої частки потужності ФЕС у локальній мережі з урахуванням забезпечення нормативних показників якості. Такий

підхід узгоджується з висновками міжнародних оглядів, у яких наголошується на потребі адаптації наявних стандартів до нових умов високого проникнення ВДЕ і мікромереж [27-28; 30; 32].

Отже, стандарти, що визначають ПЯЕ, як у ЄС, так і в Україні, формують послідовну систему нормативних вимог до параметрів напруги та частоти в мережах загального користування. Міжнародний рівень представлений передусім стандартом EN 50160 [9] у поєднанні з документами серії EN 61000-2 [24-25] і IEEE 519 [26], тоді як український рівень спирається на ДСТУ EN 50160 [9] із тривалим збереженням впливу ГОСТ 13109-97 [16] у перехідний період (до 2026 року). Ці стандарти забезпечують єдину базу для оцінювання якості електропостачання, однак їхня початкова орієнтація на централізовані мережі означає, що вони не враховують у повному обсязі особливості роботи мікромереж з ФЕС. Саме виявлення та наукове обґрунтування цих прогалин створює підґрунтя для розроблення удосконалених методів оцінювання допустимої потужності гібридних ФЕС, які забезпечували б дотримання встановлених стандартами меж ПЯЕ в умовах ізольованих та слабкозв'язаних електричних мереж.

1.2.2 Методи вимірювання та вимоги до засобів вимірювання ПЯЕ

Система нормативного забезпечення у сфері ПЯЕ спирається не лише на стандарти, що встановлюють перелік показників якості та їх допустимі значення, а й на розгалужений комплекс документів, які регламентують методи вимірювання цих показників та вимоги до ЗВТ. У міжнародній практиці, а також в Україні структура стандартизації побудована таким чином, що стандарти першої групи визначають, які параметри слід вважати показниками якості та які межі їх змін є припустимими, тоді як стандарти другої групи описують, яким саме чином ці показники мають вимірюватися, які алгоритми оброблення результатів слід застосовувати і які метрологічні характеристики повинні мати вимірювальні прилади. Для досліджень,

пов'язаних з ЯЕ в мікромережах з ФЕС, розуміння цієї структури є важливим, оскільки вона визначає коректність експериментальних даних та можливість їх порівняння з результатами інших дослідників.

В свою чергу, на рівні міжнародних та національних систем стандартизації можна чітко виокремити дві великі підгрупи нормативних документів, що описують вимоги до методів та засобів вимірювання. Перша підгрупа описує методи вимірювання показників ЯЕ та містить стандарти частини 4 серії ІЕС 61000 [4], які гармонізовані в Україні у форматі ДСТУ EN. Друга підгрупа визначає вимоги до засобів вимірювання ПЯЕ та об'єднує стандарти серії ІЕС 62586 [20-21] та їх національні аналоги ДСТУ EN. Вони тісно пов'язані між собою, оскільки вимоги до вимірювань визначаються одночасно змістом методологічних стандартів і характеристиками приладів, що реалізують ці методи.

1.2.2.1 Стандарти, що визначають вимоги до методів та засобів вимірювання

Актуальність питань ЯЕ вимагає чіткого нормативного регулювання методик вимірювання відповідних параметрів і характеристик вимірювальних приладів. У цій частині проаналізовано стандарти, які регламентують методики вимірювання та обробки ПЯЕ, а також вимоги до ЗВТ. Оскільки базові стандарти, що визначають показники якості, не описують методів їх визначення та необхідної точності приладів, для цього було розроблено цілий комплекс спеціалізованих нормативних документів. Найважливіші стандарти цього напрямку можна структурувати на такі групи: основні (документи, що встановлюють загальні методи та критерії вимірювання ПЯЕ), допоміжні стандарти (конкретизують окремі методики та аспекти вимірювань) та інші стандарти. Нижче наведено огляд цієї структури з характеристикою ключових документів (рисунок 1.3).

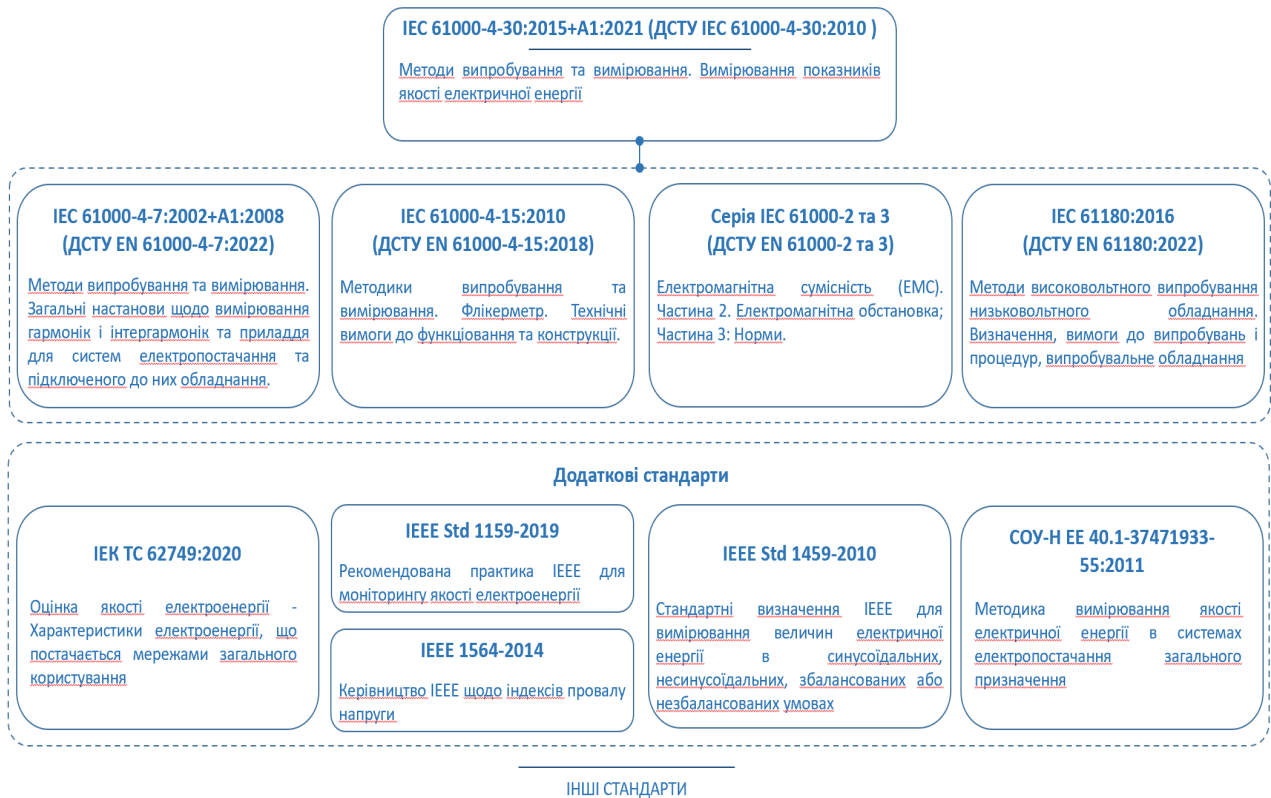


Рисунок 1.3 – Структура базових стандартів що описують методи вимірювання ПЯЕ

Основним стандартом у сфері методів вимірювання ПЯЕ є EN 61000-4-30:2015 (з поправкою A1:2021) [7]. Цей документ визначає єдині методи вимірювання та інтерпретації результатів для всіх основних параметрів ПЯЕ в системах електропостачання змінного струму з номінальною частотою 50 Гц [7]. Стандарт [7] спрямований на отримання надійних і повторюваних результатів незалежно від реалізації приладу, тому в ньому чітко регламентовано часові інтервали усереднення та алгоритми обчислення кожного параметра. Зокрема, базові вимірювані величини (напруга та струм) визначаються як діючі значення (RMS) на стандартних інтервалах 10/12 періодів, 150/180 періодів, 1 с, 10 с, 30 хв, 1 год та 2 год. Це дозволяє узгоджувати розрахунок похідних показників, таких як просадки чи перенапруги (що фіксуються на інтервалі 10/12 періодів), відхилення напруги за 10-хвилинними середніми (інтервал 10 хв) тощо. Стандарт [10] також вводить класи точності

приладів. Найвищий клас А гарантує максимальну точність і придатність результатів для арбітражу між постачальником та споживачем; клас S призначений для статистичних обстежень і дослідницьких цілей, де припустима дещо нижча точність; клас В є індикативним і не рекомендований для серйозних оцінок [10]. Передбачається, що в майбутньому клас В може бути взагалі скасований для аналізаторів якості, оскільки прилади цього класу не забезпечують нормативної точності і самостійно визначають методики вимірювання окремих параметрів виробником. Таким чином, [10] фактично встановлює «правила гри» для вимірювання ПЯЕ, визначаючи як технічні вимоги до засобів вимірювання, так і основні алгоритми обчислення показників.

Допоміжні стандарти деталізують вимірювання окремих видів показників і специфічних режимів. Так, ДСТУ EN 61000-4-7:2002 [18] з правками А1:2008 описує методи вимірювання гармонік та інтергармонік напруги й струму, а також вимоги до відповідних вимірювальних пристроїв. Цей стандарт поширюється на ЗВТ для вимірювання спектральних компонентів до 9 кГц, накладених на основну частоту 50 або 60 Гц, тобто фактично охоплює гармонічні спотворення в діапазоні, релевантному для ПЯЕ [18]. ДСТУ EN 61000-4-7 вводить дві категорії точності для аналізаторів гармонік – клас 1 та клас 2. Для приладів класу 1 похибка вимірювання гармонічних складових допускається до $\pm 5\%$ від виміряного значення, якщо гармоніка перевищує 1% номінальної напруги, і до $\pm 0,05\%$ від номінальної напруги – для дуже малих гармонік ($< 1\%$ від номіналу). Для класу 2 критерії точності менш жорсткі (припустима більша похибка, наприклад, $\pm 0,15\%$ номіналу при малих значеннях, поріг застосування від 3% номінальної напруги тощо) [18].

Стандарт EN 61000-4-15:2011 (гармонізований як ДСТУ EN 61000-4-15:2018 [19]) – визначає функціональні та конструктивні вимоги до флікерметра, тобто приладу для вимірювання мерехтіння напруги. Цей документ встановлює алгоритм оцінки рівня флікера, узгоджений із суб'єктивною чутливістю людського ока до коливань освітленості, для всіх типових форм флуктуацій напруги. Слід зазначити,

що сфери застосування окремих допоміжних стандартів можуть не повністю збігатися з основним стандартом. Наприклад, [10] охоплює вимірювання показників ПЯЕ в мережах напругою до 800 кВ, тоді як ДСТУ EN 61000-4-15 [19] призначений лише для низьковольтних мереж 120 В та 230 В. Відповідно, формально вимоги до вимірювання мерехтіння стандартизовані лише для низької напруги, що є певним незначним протиріччям між документами (це питання наразі вирішується шляхом уточнення у нових редакціях стандартів). Окрім зазначених нормативних документів, до групи допоміжних можна віднести частини 2 та 3 серії стандартів EN 61000, які встановлюють рівні електромагнітної сумісності та допустимі рівні емісій завад. Зокрема, стандарти EN 61000-2-2 [24], EN 61000-2-12 [33] визначають гранично допустимі рівні гармонік, флікеру та інших ПЯЕ у мережах низької та середньої напруги (так звані рівні сумісності), а EN 61000-3-2 [34], EN 61000-3-3 [35] та інші ліміти генерування гармонік і флікеру окремими пристроями. Хоча ці документи більше стосуються нормування ідентичних показників, вони є важливими супутніми стандартами, оскільки визначають критерії відповідності, з якими зіставляються результати вимірювань ПЯЕ.

До допоміжних належить і стандарт IEC 61180:2016 [36], який описує методи випробувань на високу напругу обладнання низьковольтних систем. Він регламентує випробувальні імпульсні напруги, ізоляційні відстані тощо, що важливо для забезпечення безпеки вимірювань і надійності роботи ЗВТ у разі появи перенапруг чи імпульсних завад. Тобто допоміжні стандарти розширюють і конкретизують положення основного EN 61000-4-30 [7], утворюючи з ним єдиний комплекс.

Додаткові стандарти та рекомендації доповнюють міжнародну нормативну базу з урахуванням новітніх тенденцій і національних потреб. На міжнародному рівні привертає увагу документ IEC TS 62749:2020 [37] розроблений міжнародною електротехнічною комісією. Він описує очікувані характеристики ПЯЕ в точках приєднання для низької, середньої і високої напруги мереж загального призначення. Хоча проблематика ЯЕ тісно пов'язана з ЕМС, цей документ не є стандартом ЕМС в

класичному розумінні. TS 62749 [37] радше містить методичні рекомендації з оцінювання ПЯЕ, узгоджені з європейськими підходами. У другій редакції TS 62749 (2020 р.) приділено увагу покращенню узгодженості з EN 50160 [3], зокрема, пояснено концепцію ковзних інтервалів тижневого оцінювання, методи агрегації подій та розглянуто нові явища, не охоплені базовими стандартами (додано додаток G «Інші феномени»). Важливим є й стандарт IEEE 1159-2019 [38], який є всесвітньо відомою настановою з моніторингу ПЯЕ, що описує класифікацію типів подій і відхилень напруги, вимірювальні пристрої для моніторингу та методи інтерпретації отриманих даних. Цей документ запровадив усталену термінологію для різних типів короточасних подій (миттєві, короточасні та довготривалі провали напруги, імпульсні перенапруги різних категорій тощо) і широко використовується під час налаштування функцій пристроїв моніторингу ПЯЕ. Інший профільний стандарт IEEE 1564-2014 [39] – це настанова щодо індексів провалів напруги. В ній визначено кількісні показники для оцінювання провалів (глибини та тривалості), а також методи узагальненої оцінки частоти та важкості провалів у певній точці мережі за статистичний період. Використання таких індексів (наприклад, SARFI – показник частоти провалів певної глибини) дозволяє порівнювати якість електропостачання за різними об'єктами і визначати, наскільки критичною є проблема провалів.

Важливим доповненням до засобів аналізу є стандарт IEEE 1459-2010 [40], який встановлює уніфіковані визначення електричних потужностей (активної, реактивної, повної тощо) в умовах несинусоїдальності та несиметрії режимів. У контексті вимірювання ПЯЕ цей стандарт дозволяє правильно обчислювати показники потужності в мережах зі спотвореними формами сигналів, зокрема для оцінки балансу потужностей, викликаних гармоніками, та коректного розрахунку коефіцієнта потужності при наявності вищих гармонік. Таким чином, документи IEEE не суперечать вимогам ІЕС, а розширюють їх, забезпечуючи глибший аналіз ЯЕ та узгоджені визначення показників.

Окремо слід розглянути вітчизняний нормативний документ СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-55:2011 [41], який належить до категорії настанов Міністерства енергетики України. Ця настанова містить детальну методику вимірювання ПЯЕ в системах електропостачання загального призначення. По суті, документ 2011 р. став практичним керівництвом для енергокомпаній щодо проведення вимірювань ПЯЕ. В ньому регламентовано порядок вимірювання напруги, частоти, показників нестабільності напруги, коефіцієнтів гармонік тощо, а також засоби вимірювання, що слід застосовувати. Проте зі зміною регуляторних вимог та гармонізацією українських стандартів з міжнародними постало питання актуальності цієї настанови. Деякі положення СОУ-Н нині дублюються або розходяться з сучасними стандартами ІЕС/ЕН. Зокрема, йдеться про настанови Укренерго, які базуються на старій нормативній базі.

На думку експертів, необхідно завершити перехід на відповідні європейські документи, скасувавши дію застарілих національних нормативів, який розпочався скасуванням ГОСТ 13109-97 [16]. А також переглянути або скасувати СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-55:2011[41], оскільки їхні вимоги не повністю узгоджуються з новими стандартами ([9-10] та ін.). Наприклад, різні документи по-різному визначають точки вимірювання ПЯЕ (точка розмежування балансової належності, точка приєднання навантаження або місце встановлення джерела завад)[19]. У більшості випадків ці визначення близькі, але бувають ситуації, коли вибір різної точки може дати відмінні результати оцінювання якості. Тому паралельне існування декількох нормативів породжує правові колізії, де постачальник електроенергії може посилатися на один документ, а споживач – на інший. Відповідно, хоча перелічені стандарти загалом узгоджені між собою і доповнюють один одного, для України актуальним є завдання усунути залишкові суперечності шляхом оновлення національної нормативної бази.

1.2.2.2 Стандарти, що встановлюють загальні вимоги до приладів

Не менш важливими є стандарти, які регламентують загальні вимоги до ЗВТ для аналізу ЯЕ, зокрема таких, як аналізатори ЯЕ. Такі стандарти охоплюють вимоги щодо електробезпеки, стійкості до кліматичних та механічних впливів, надійності ізоляції та інших аспектів придатності приладів до експлуатації.

Розглядаючи діючі стандарти по даному напрямку, можна відмітити, що у сфері вимірювання ЯЕ сформувалася розгалужена система стандартів. Ці стандарти, як і стандарти щодо методів вимірювання, можна розділити на основний (який визначає всі основні вимоги до самого приладу) та допоміжні. На рисунку 1.4 для спрощення розуміння наведено умовну структуру найважливіших стандартів.

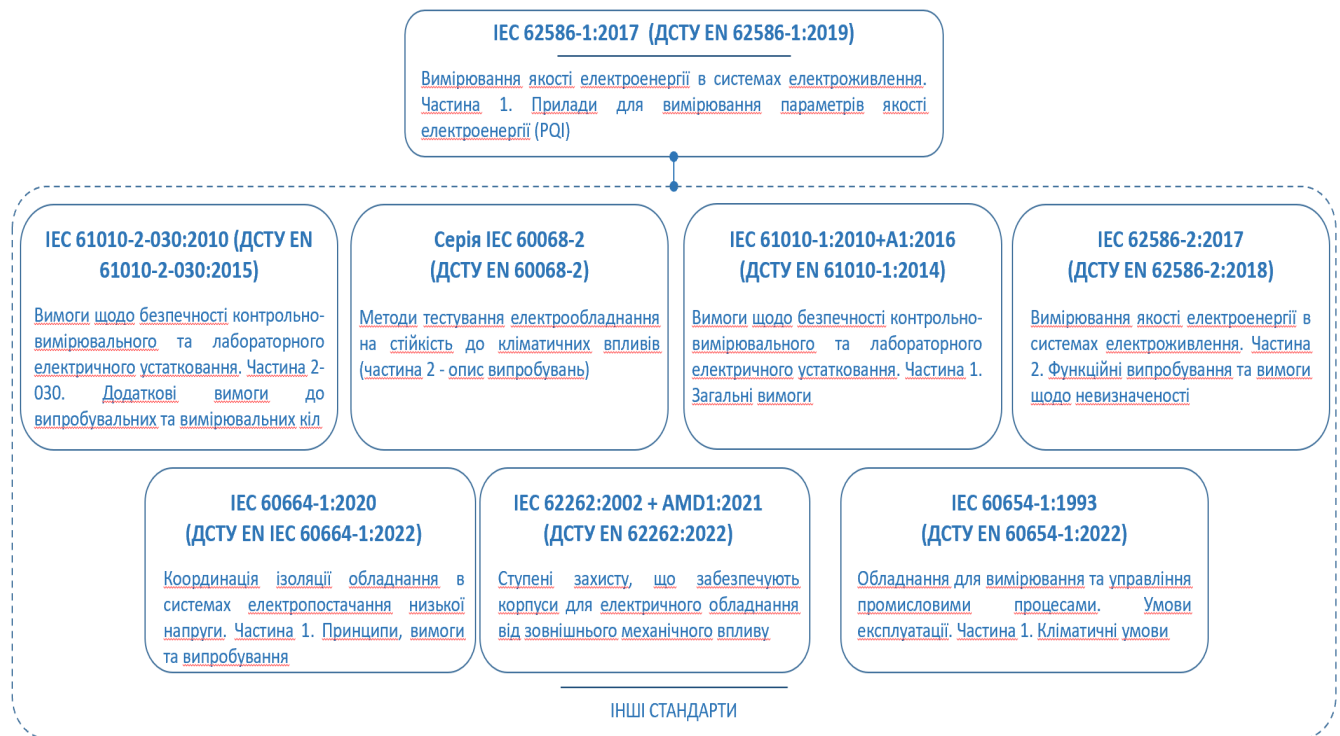


Рисунок 1.4 – Структура базових стандартів що описують вимоги до ЗВТ

Як показано на рисунку 1.4, основою системи нормативних вимог до приладів аналізу ЯЕ є міжнародний стандарт EN 62586-1:2017 [15]. Він встановлює загальні вимоги до продукту та показників продуктивності аналізаторів ЯЕ, що в стандарті

названі приладами PQI. Цей базовий стандарт охоплює широкий спектр параметрів, яким має відповідати прилад, і посилається на методики вимірювання ПЯЕ, визначені в інших стандартах. Для повноти вимог [15] використовується у поєднанні з низкою допоміжних стандартів, які деталізують окремі аспекти. Зокрема, до таких належать стандарти серії ІЕС 61010 [42;43] з електробезпеки, стандарти серії ІЕС 60068 [44] та споріднені документи з випробувань на вплив довкілля, а також стандарти з вимог до ізоляції та механічного захисту обладнання. Крім того, важливою складовою є стандарт EN 62586-2:2017 [14], який доповнює базовий документ вимогами щодо функціональних випробувань і похибок вимірювань.

Базовий стандарт [15] запроваджує розширені категорії класифікації аналізаторів: за кліматичними умовами використання та класом точності (категорії PQI-A та PQI-S відповідають приладам класу А і класу S згідно з EN 61000-4-30 [7]); за типом встановлення – стаціонарні (позначаються літерою F) чи переносні (P); за місцем використання – у приміщеннях (категорія 1) або надворі (категорія 0); за типом електромагнітного середовища – загальне (EMC Environment G) чи особливо суворе (EMC Environment H). Для кожної комбінації цих категорій стандарт встановлює мінімальні технічні вимоги, зокрема допустимі межі похибок вимірювань, часові інтервали усереднення вимірювань, вимоги до реєстрації даних тощо. Важливо, що EN 62586-1:2017 [15] є продуктовим стандартом, який гармонізує вимоги до приладу із методами вимірювання, встановленими іншими стандартами. Так, у ньому прямо зазначено, що функціональні можливості PQI мають забезпечувати виконання методик вимірювання ПЯЕ згідно зі стандартами [10; 18-19] (для загальних параметрів якості, гармонік та флікеру відповідно).

Документ [14] визначає методи функціональних випробувань аналізаторів ЯЕ та вимоги щодо допустимих невизначеностей (похибок) їхніх вимірювань. Фактично, EN 62586-2:2017 [14] надає процедури перевірки приладу на відповідність вимогам EN 62586-1:2017 [15] за точністю. У стандарті детально описано тестові умови та методики оцінювання похибки для кожного ПЯЕ. Ці параметри відповідають

переліку, визначеному стандартом [3] (характеристики напруги електропостачання), що є загальноприйнятим довідником допустимих коливань параметрів якості у мережах. Таким чином, слід відзначити, що ні [14], ні [15] не встановлюють вимог до приладів нижчого класу точності (класу В).

Аналізатори ЯЕ належать до контрольно-вимірювального електричного обладнання, отже, на них повністю поширюються вимоги базового стандарту ІЕС 61010-1:2010 (з поправкою А1:2016) [42]. Цей стандарт, гармонізований в Україні як ДСТУ EN 61010-1:2014 [45], встановлює загальні вимоги електробезпеки, зокрема щодо ізоляції електричних кіл, захисту від ураження струмом, протипожежної безпеки, нагрівання приладу, міцності конструкції тощо. Він вводить такі поняття, як категорії перенапруги (CAT II, CAT III, CAT IV), робочі напруги, подвійна або підсилена ізоляція, які є критично важливими при проектуванні аналізаторів, що підключаються безпосередньо до високовольтних кіл мережі. Для приладів, які містять спеціальні вимірювальні входи або кола випробувань (що характерно саме для аналізаторів якості, котрі вимірюють параметри електромережі), додатково застосовується стандарт ІЕС 61010-2-030:2010 [43] (в Україні – ДСТУ EN 61010-2-030:2015 [46]). Дотримання [45] та [46] є обов'язковим при сертифікації аналізаторів, адже ці стандарти гарантують, що прилад безпечний у користуванні, не становить ризику ураження електричним струмом для оператора і може експлуатуватися у промислових умовах.

Важливою складовою загальних вимог є стійкість приладів до зовнішніх впливів середовища, яка описується вимогами стандартів серії ІЕС 60068-2 [44] (гармонізованих як ДСТУ EN 60068-2 [47]). Ця серія стандартів встановлює методи випробувань електротехнічного обладнання на вплив різних факторів довкілля. При цьому загальні керівні вказівки щодо таких умов експлуатації містяться у стандарті ІЕС 60654-1:1993 [48] (ДСТУ EN 60654-1:2022 [49]). Цей документ класифікує кліматичні райони та умови (температурні діапазони, наявність соляного туману, вплив сонячної радіації тощо), в яких має працювати обладнання. На основі такої

класифікації виробник визначає, до якої категорії належить його прилад, і відповідно обирає рівні випробувань за [44].

Окремо слід виділити вимоги щодо механічної міцності та захисту корпусу приладу. Стандарт ІЕС 62262:2002 [50] з доповненнями AMD1:2021 (гармонізований як ДСТУ EN 62262:2022 [51]) визначає ступені захисту від зовнішніх механічних впливів (код ІК). Він встановлює градацію рівнів ударостійкості обладнання від ІК00 (без захисту) до ІК10 (високий рівень захисту). Класифікація здійснюється за енергією удару, яку здатен витримати корпус без пошкодження.

Важливим є і стандарт ІЕС 60664-1:2020 [52] (ДСТУ EN ІЕС 60664-1:2022 [53]). Він визначає принципи координації ізоляції в електрообладнанні, тобто встановлює необхідні відстані ізоляції та випробувальні напруги на пробій ізоляції для обладнання, що працює в мережах низької напруги (до 1000 В). ІЕС 60664-1:2020 [52] враховує категорію перенапруги (САТ), ступінь забруднення середовища (наприклад, промислове середовище може мати високий рівень пилу та вологи, що зменшує діелектричну міцність ізоляції), висоту над рівнем моря тощо, і на основі цих факторів визначає мінімальні величини ізоляційних проміжків. Дотримання цього стандарту є необхідним доповненням до вимог електробезпеки ІЕС 61010-1 [42], оскільки він деталізує інженерні параметри ізоляції, яких мають дотримуватися виробники приладів.

Варто відзначити, що в Україні впроваджено Технічний регламент на законодавчо регульовані ЗВТ [54], який вимагає відповідності гармонізованим європейським стандартам [14-15] для приладів аналізу ЯЕ. Проте формально сам аналізатор якості наразі не включений до переліку законодавчо регульованих ЗВТ (окремими пунктами регулюються лише його компоненти – наприклад, вимірювальні трансформатори струму, кліщі тощо). Це створює колізію: виробник змушений виконувати вимоги технічного регламенту щодо складових частин приладу, а також загалом дотримуватися стандартів [14-15], які можуть частково дублювати одна одну або відрізнятися сферою застосування. Тим не менш, такі проблеми є наслідком

неповної гармонізації нормативної бази і поступово вирішуються в процесі оновлення національних стандартів. У новітніх версіях українських стандартів і регламентів простежується тенденція до повного узгодження з міжнародними вимогами, усунення застарілих норм та дублювань.

Натомість питання достатності чинних стандартів для новітніх умов експлуатації (зокрема, в мікромережах із ФЕС) потребує окремої уваги. На сьогодні міжнародні стандарти орієнтовані переважно на традиційні електромережі змінного струму та загальноприйняті ПЯЕ (частота 50/60 Гц, гармоніки до 40-го порядку, фліккер тощо). Однак поява розподілених джерел енергії, таких як ФЕС, і розвиток автономних або резервних мікромереж створюють нові виклики щодо вимірювання ЯЕ, які потрібно враховувати, зокрема шляхом розширення сфери застосування чинних стандартів.

1.3. Аналіз сучасних приладів контролю якості електричної енергії та їхніх метрологічних характеристик

На основі розглянутих у попередніх підрозділах стандартів проведено аналіз наявних ЗВТ – аналізаторів ЯЕ. Проведення порівняння можливостей та метрологічних характеристик аналізаторів ЯЕ є важливим в розрізі напрямку дослідження, оскільки такий аналіз дозволить обґрунтовано підібрати обладнання для подальших експериментальних (промислових) досліджень у автономних та напівавтономних мікромережах із джерелами на основі ФЕС.

Для цього було проаналізовано наявні на ринку аналізатори якості електроенергії, короткий опис яких наведено у додатку А. Окремо для порівняння характеристик наведених приладів, на основі даних технічної документації, сформовано порівняльну таблицю відповідності ЗВТ основним вимогам описаних вище стандартів (таблиця 1.1).

Таблиця 1.1 – Відповідність аналізаторів ЯЕ вимогам стандартів та наявність додаткових функцій [29]

Параметр	Fluke 43-B		SONEL S.A. PQM-700UA		Metrel MI 2885 Master Q4		Metrel MI 2892 Power Master		Mavowatt 230		Fluke 435-II		A-eberle PQI-DA		Janitze UMG 512-PRO		Schneider Electric ION7650		Powerside PQube 3		
	Рівень відповідності/ вимірювальні величини																				
Тип	Портативні												Стаціонарні								
Частота	S	S	S	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	
Напруга	B	S	S	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	
Провали та перенапруги	-	S	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	
Переривання	-	S	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	
Небаланс	-	S	S	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	
Флікер	-	S	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F3	F3	F3	F3	F1	F1	F3	F3	
Гармоніки	II/III	I				I/III															I
Інтергармоніки	-	I				I/III												II/III	I		
Потужність	P, Q, S, PF, DPF																				
Облік енергії	kWh, kVAh, kVARh, Energy loss																				
Електробезпеки (CAT; 1000/600/300)	-	-/-/IV	III/IV/-					II/IV/-		-		-/III/IV		-/III/-		-		-			
Г дискр. (знач/цикл; Гц.)	-	-	7 кГц			512		500		40,96 кГц		512		1024		512					
Дист. керування	N/A	-	N/A	N/A	Так		N/A		N/A		N/A		N/A		N/A		N/A		Так		

Аналіз таблиці показав, що лише частина приладів повністю відповідає класу А за всіма параметрами. З портативних аналізаторів до класу А належать Fluke 435-II [55], Metrel MI 2892/2885 [56], MAVOWATT 230 [57], а також старші моделі Sonel (PQM-702/703) [58]. Натомість базові версії Fluke 43-B та Sonel PQM-700UA сертифіковані лише за класом S (вимірюють основні ПЯЕ з меншою точністю).

Окрім наведених портативних приладів, на практиці широкого застосування набули стаціонарні аналізатори ЯЕ. Такі пристрої призначені для постійного моніторингу параметрів мережі та зазвичай встановлюються стаціонарно (на DIN-рейку або в щит) у пунктах розподілу чи на вводах до відповідних споживачів. Конструктивно, стаціонарні аналізатори часто вже містять вбудовані вимірювальні трансформатори струму і напруги (або підключаються до існуючих вимірювальних

кіл), а отже, не потребують зовнішніх токових кліщів, як портативні комплекти [59-60]. Більшість сучасних стаціонарних моделей відповідають класу А, що дозволяє їх використовувати для офіційного моніторингу відповідності якості електроенергії нормативам. При цьому вартість таких приладів, як правило, нижча за портативні комплекти (орієнтовно від 20 до 100 тис. грн залежно від функцій), адже вони розраховані на масове застосування операторами систем розподілу та великими споживачами для постійного контролю якості [29]. Безпосередньо до таких ЗВТ можна віднести Schneider Electric ION7650 [61], A-eberlePQI-DA SMART [62], Janitza UMG 512-PRO [63], Powerside PQube 3 [64].

Варто зазначити, що деякі прилади (наприклад, Chauvin Arnoux CA8336, HT Italia PQA823) хоч і охоплюють широкий діапазон вимірювань, але не відповідають вимогам класу А, а орієнтовані на спеціалізовані задачі (моніторинг обладнання, реєстрація пускових струмів тощо), через що не були включені до порівняльної таблиці. Щодо вимірювання флікеру, гармонік та інших складних показників – тут також спостерігається різниця в реалізації: одні аналізатори забезпечують повноцінне вимірювання згідно з [19] (позначено як F1 – найвищий рівень, наприклад, Janitza UMG 512-PRO), інші використовують спрощені методи (F3 – якого достатньо для загального моніторингу, як у Fluke 435-II, MAVOWATT 230 тощо). Вимірювання до 50-ї гармоніки включно підтримуються всіма приладами класу А, але лише деякі (A-Eberle PQI-DA Smart, PQube 3) розширюють діапазон до сотих гармонік і в діапазон супрагармонік (>2 кГц), що може бути важливо при оцінюванні впливу інверторів ВДЕ [29].

Важливо, що всі розглянуті аналізатори в тій чи іншій мірі відповідають вимогам чинних стандартів щодо точності та методів вимірювання. Разом з тим проведений огляд показав, що під час вибору конкретного аналізатора слід враховувати сферу застосування та специфічні вимоги. Так, для короткочасних вимірювань чи налагодження обладнання можуть бути достатні недорогі прилади класу S, тоді як для постійного моніторингу якості в енергосистемі потрібні

сертифіковані прилади класу А. Якщо пріоритетом є точність і повнота показників, слід обирати модель з максимальною відповідністю стандартам (усі показники класу А). З іншого боку, якщо важлива функціональність, то перевагу можна віддати приладам із дистанційним доступом, реєстрацією параметрів тощо. Такі особливості мають значення, оскільки універсального приладу, що однаково добре задовольняє всі потреби і стандарти, немає, і кожна модель має свої переваги і обмеження.

Розглянуті прилади належать до числа найдосконаліших і водночас є досить дорогими, тому їх широке впровадження стримується фінансовими чинниками. У той же час науковці пропонують підходи до зниження вартості систем контролю якості – зокрема, шляхом використання розподілених вимірювальних модулів (сенсорів) з централізованою обробкою даних, що потенційно може замінити дорогі багатофункційні аналізатори [65-67]. Проте дані пропозиції наразі перебувають у стадії розробки та недоступні для широкого використання.

Підсумовуючи, слід зазначити, що для повного розуміння ЯЕ в автономних мікромережах з ВДЕ одного лише вибору високоякісного ЗВТ недостатньо. Необхідно врахувати особливості режимів роботи мікромережі з ФЕС, зокрема колювання напруги при зміні генерації, вплив вищих гармонік від інверторів, можливі відхилення частоти в ізольованій мережі тощо.

1.4 Аналіз тенденцій розвитку наукових досліджень у галузі визначення якості електричної енергії

1.4.1 Бібліографічний аналіз публікацій за напрямками дослідження

Для визначення сучасних тенденцій розвитку наукових досліджень за тематикою дисертаційної роботи проведено бібліометричний аналіз публікацій, індексованих у наукометричній базі даних Scopus. Аналіз виконано за трьома взаємопов'язаними напрямками: оцінювання якості електричної енергії, автономні

мікромережі на основі фотоелектричних станцій та методи визначення допустимих режимів роботи інверторного обладнання з урахуванням показників якості електроенергії. Для кожного напрямку сформовано кластери ключових слів і відповідні пошукові запити англійською мовою з використанням логічних операторів OR та AND, що дало змогу охопити публікації, пов'язані з гармонічними спотвореннями, мікромережами, ФЕС, гібридними інверторами та методами оцінювання допустимих режимів роботи. Узагальнену інформацію про напрями пошуку, кластери ключових слів і використані пошукові запити наведено в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Зведена інформація про основні напрями дослідження

Напрямок дослідження	Кластери ключових слів (українською)	Формули запитів пошуку в Scopus
Оцінка якості електричної енергії	якість електричної енергії; якість напруги; оцінювання якості електроенергії; показники якості електроенергії; індекси якості; напругові відхилення; гармонічні спотворення; повний коефіцієнт гармонік (THD); флікер; просідання напруги; перенапруга; асиметрія напруги; моніторинг якості електроенергії; методи вимірювання;	("power quality" OR "voltage quality") AND ("harmonic distortion" OR "total harmonic distortion" OR THD OR flicker) AND (microgrid* OR "distribution network" OR "distribution system" OR "low voltage" OR "LV network")
Автономні мікромережі на основі ФЕС	АС-мікромережа; острівна мікромережа; автономна мікромережа; ізольована мікромережа; офлайн-/off-grid-мікромережа; фотоелектрична мікромережа; мікромережа на основі ФЕС; система «ФЕС–акумулятор»; PV-battery система; гібридний інвертор; двонапрямний інвертор; інверторні джерела;	("AC microgrid" OR "islanded microgrid" OR "stand-alone microgrid" OR "off-grid microgrid" OR "photovoltaic microgrid") AND (photovoltaic OR "PV system" OR "PV-battery" OR "power quality" OR THD OR "PV-based microgrid" OR "hybrid inverter" OR "bidirectional inverter" OR "isolated microgrid" OR "harmonic distortion")
Методи визначення рівня допустимої потужності ФЕС	Метод; максимальна потужність інвертора; допустима потужність; розмірність інвертора; оптимізація; індекс якості електроенергії; сумарні гармонічні спотворення (THD); відхилення напруги; автономна мікромережа; гібридний інвертор; керування реактивною потужністю;	("metod" OR "max power inverter" OR "inverter" OR "Optimization of inverter capacity" OR "Inverter sizing" OR "power quality index") AND ("Photovoltaic inverter " OR "Hybrid inverter" OR "Stand-alone microgrid" OR "THD") AND ("power quality" OR "voltage quality" OR "harmonic emission limit*" OR "power quality index")

За результатами пошуку сформовано три вибірки наукових публікацій: за напрямом оцінювання якості електричної енергії – 16236 публікацій, за напрямом автономних мікромереж на основі ФЕС – 18173 публікації, за напрямом методів визначення допустимої потужності та режимів роботи інверторів – 13917 публікацій. На основі отриманих баз даних проведено первинний статистичний аналіз щодо тенденцій розвитку за даними напрямками за роком публікації, джерелом публікацій, автором та країною. Отримані результати динаміки розвитку досліджень в часі наведено на рисунку 1.5.

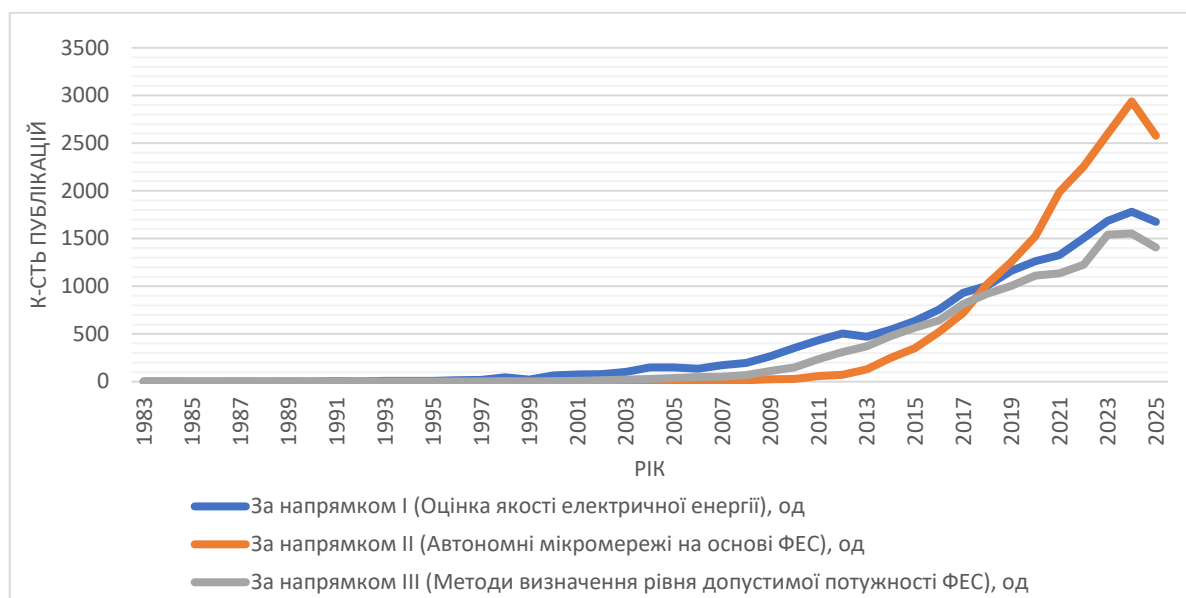


Рисунок 1.5 – Порівняння кількості публікації у виданнях, що включенні у бази даних Scopus за напрямками дослідження

Аналіз часової динаміки показав стійке зростання кількості публікацій за всіма трьома напрямками, особливо після 2015–2020 років, що пов'язано з активним розвитком розподіленої генерації, мікромереж, фотоелектричних систем і силової перетворювальної техніки. Зростання кількості публікацій підтверджує актуальність тематики дисертаційної роботи та свідчить про зростання наукового інтересу до проблем забезпечення ЯЕ в системах із високою часткою інверторних джерел

живлення. Крім того, бібліометричний аналіз дав змогу визначити країни з найбільшою публікаційною активністю та провідних авторів за кожним із вибраних напрямів дослідження. Статистично найбільша кількість публікацій припадає на країни, у яких активно розвиваються відновлювана енергетика, розподілена генерація та мікромережі, зокрема Індію, Китай, США та інші країни. До прикладу, в Індії суттєва увага приділяється ідентифікації та кількісному оцінюванню показників ПЯЕ в умовах нелінійних навантажень, а також впливу збурень та конструктивних особливостей обладнання [68-70]. Серед найбільш продуктивних авторів за кількістю публікацій виділяється Singh B. F. (ключові наукові роботи [71–72]), Guerrero та інші дослідники, праці яких пов'язані з питаннями ЯЕ, інверторного обладнання, мікромереж і гармонічних спотворень. Узагальнену інформацію про країни та авторів з найбільшою публікаційною активністю наведено в таблиці 1.3, а деталізовані результати бібліометричного аналізу за кожним напрямом дослідження подано в додатку Б.

Таблиця 1.3 – Провідні країни та автори за напрямками дослідження

Напрямок дослідження	Країни з найбільшою кількістю публікацій (перелічені в порядку спадання кількості публікацій)	Провідні автори (перелічені в порядку спадання кількості цитувань)
Оцінка якості електричної енергії	Індія, Китай, США, Іран, Бразилія, Малайзія, Канада, Італія, Велика Британія, Єгипет	Singh B.; Blaabjerg F.; Guerrero J. M.; Al-Haddad K.; Meyer J.; Bollen M. H. J.; Mohamed A.; Hussain I.; Chandra A.; Shareef H.
Автономні мікромережі на основі ФЕС	Китай; Індія; США; Іран; Австралія; Саудівська Аравія; Данія; Єгипет; Велика Британія; Канада	Guerrero J. M.; Singh B.; Blaabjerg F.; Vasquez J. C.; Gharehpetian G. B.; Zhuo F.; Mishra S.; Chen Z.; Mekhilef S.
Методи визначення рівня допустимої потужності ФЕС	Індія; Китай; США; Іран; Малайзія; Данія; Австралія; Велика Британія; Канада; Іспанія	Singh B.; Blaabjerg F.; Guerrero J. M.; Al-Haddad K.; Meyer J.; Yang Y.; Mekhilef S.; Kumar S.; Islam M. R.; Chandra A.

Додатково виконано аналіз тематичних зв'язків між публікаціями за допомогою програмного комплексу VOSviewer. Дане програмне забезпечення дозволяє

моделювати та візуально представляти структуру бібліометричних мереж, як це описано у джерелах [73-74]. Побудовані бібліометричні карти дозволили виявити основні групи ключових понять, що формують сучасне наукове поле досліджень. Зокрема, для напряму оцінювання ЯЕ найбільш пов'язаними є поняття *power quality*, *harmonic distortion*, *voltage quality*, *harmonic analysis*, *electric inverters*, *distribution networks* та *renewable energy sources*. Це свідчить про те, що питання гармонічних спотворень, методів їх вимірювання, впливу перетворювального обладнання та інтеграції ВДЕ є центральними у сучасних дослідженнях ЯЕ. Найбільш наочно взаємозв'язки простежуються на бібліометричній візуалізації за першим напрямом дослідження, наведеній на рисунку 1.6.

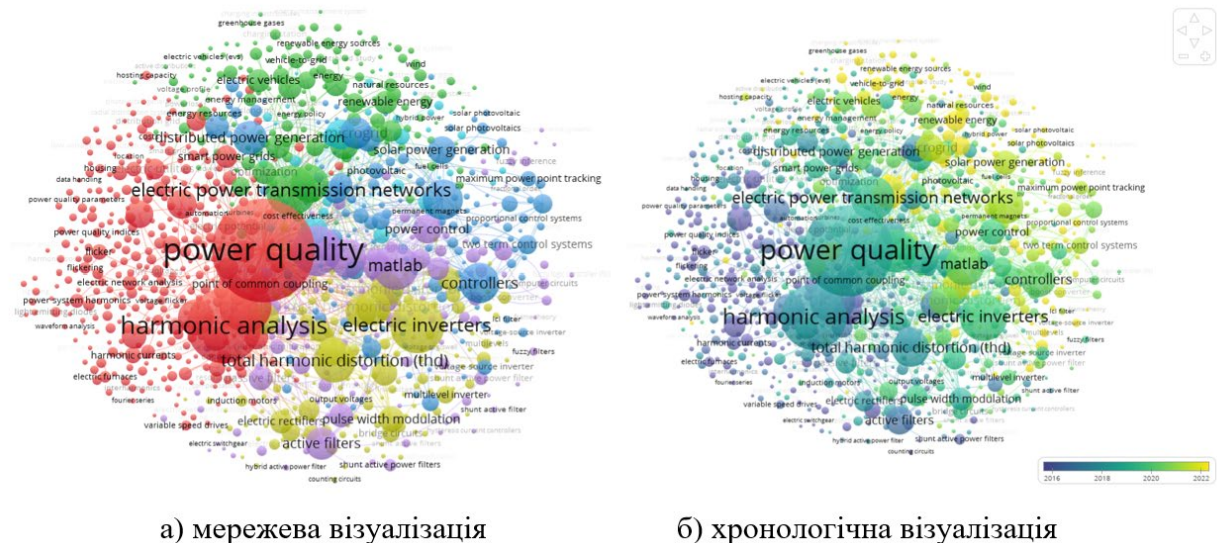


Рисунок 1.6 – Візуалізація взаємозв'язків на основі цитувань статей за першим напрямком дослідження

Мережева візуалізація на рисунку 1.6 показує тісний зв'язок між питаннями гармонічного аналізу, інверторного обладнання, розподіленої генерації та методами контролю якості електроенергії, що підтверджує комплексний характер досліджуваної проблеми. Хронологічна візуалізація, у свою чергу, демонструє зміщення сучасних дослідницьких акцентів у напрямі від загального аналізу гармонічних спотворень і мережевих показників до проблем інтеграції ВДЕ,

фотоелектричної генерації, інверторів, систем керування та забезпечення якості електроенергії в умовах децентралізованого електропостачання. Однією із тенденцій також є розвиток інноваційних засобів моніторингу якості (наприклад, систем дистанційного контролю та інтелектуальних аналізаторів), що відповідають сучасним вимогам точності та ефективності [75-77].

В свою чергу, по наступному напрямку (автономні мікромережі на базі ФЕС) отримані візуалізації (рисунки В.1-В.2) вказують на наявність сформованих кластерів, що охоплюють питання контролю та стабілізації роботи мікромереж, інтеграції накопичувачів енергії і відновлюваних джерел та забезпечення якості електропостачання в автономному режимі. Історичний аналіз свідчить, що в період 2012–2015 років домінували задачі надійності та створення алгоритмів керування інверторами для балансування потужності. Сучасний етап (2020–2022 роки) характеризується переходом до адаптивного регулювання та використання прогнозних моделей. Особлива увага приділяється методам активної фільтрації та механізмам обмеження потужності для забезпечення ЯЕ в умовах високої частки сонячної генерації.

У третьому напрямі візуалізації, до якого наведено на рисунку В.3 – В.4, показано, що наукові праці зосереджені на пошуку гранично допустимих режимів експлуатації інверторного обладнання. При цьому, якщо у 2013–2017 роках фокус уваги був спрямований на фізичне моделювання процесів виникнення гармонік, то сучасні підходи (з 2020 року) мають комплексний характер. Вони базуються на автоматизованому оцінюванні коефіцієнта гармонік у реальному часі та впровадженні цифрових систем контролю, що дозволяють оперативно коригувати генерацію ФЕС залежно від поточного стану мережі в залежності від конструктивних особливостей інверторів, які необхідно коректно визначити

Бібліометричний аналіз засвідчив широке географічне охоплення досліджень за обраною тематикою, що підтверджує її актуальність для країн з активним розвитком відновлюваної енергетики, розподіленої генерації та мікромереж. Це узгоджується із

сучасними викликами декарбонізації енергетики, у межах яких технології децентралізованої генерації на базі ФЕС та автономних мікромереж розглядаються як один із важливих напрямів трансформації електроенергетичних систем [78–81].

Результати бібліометричного аналізу підтверджують, що тематика дисертаційної роботи перебуває на перетині трьох актуальних наукових напрямів: метрологічного оцінювання показників якості електричної енергії, дослідження автономних мікромереж із фотоелектричною генерацією та визначення допустимих режимів роботи інверторного обладнання. А виявлені тенденції свідчать про активний розвиток методів моніторингу ЯЕ, моделювання роботи ФЕС, керування інверторами та зменшення гармонічних спотворень. Водночас відсутність чітко сформованого підходу до визначення допустимого навантаження гібридного інвертора в ізольованій мікромережі з урахуванням нормативного обмеження THD_u обґрунтовує необхідність подальшого дослідження в цьому напрямі.

1.4.2 Огляд особливостей визначення ЯЕ в мікромережах з ФЕС

Враховуючи проведений бібліометричний аналіз, слід відзначити, що питання впливу фотоелектричних станцій на ЯЕ є предметом активних наукових досліджень у світі. Значна кількість публікацій присвячена оцінюванню впливу дахових ФЕС на ПЯЕ в низьковольтних мережах, аналізу проблем ЯЕ в мікромережах, дослідженню гармонічних спотворень, флікеру, відхилень напруги, а також впливу інверторного обладнання на електромагнітну сумісність [82]. Варто відмітити наявність комплексних оглядів щодо проблем ЯЕ у мікромережах, де розглянуто понад 120 публікацій [83]. У науковій літературі підкреслюється, що зростання частки ВДЕ, зокрема ФЕС, у структурі електропостачання може супроводжуватися появою нестійких режимів роботи мережі, коливань напруги, гармонічних спотворень та інших відхилень ПЯЕ [13]. Особливо актуальною ця проблема є для низьковольтних розподільних мереж і автономних мікромереж, де відсутність жорсткої зовнішньої

мережі підвищує чутливість напруги до режимів роботи інвертора та характеру навантаження.

Багатьма авторами встановлено, що підключення ФЕС до електричної мережі може призводити до появи додаткових коливань напруги та гармонічних спотворень, рівень яких залежить від потужності генерації, режиму роботи станції, параметрів мережі та типу інверторного обладнання [82, 84-88]. Зокрема, у низці робіт показано, що навіть за невисокого рівня генерації фотоелектричні системи можуть істотно впливати на локальні ПЯЕ [84, 89]. Вимірювання в низьковольтних мережах підтверджують зміну рівня напруги та зростання коефіцієнта гармонічних спотворень у разі підключення ФЕС з низькою генерацією [89], а також вплив фотоелектричної генерації на гармонічний склад струмів споживачів [90]. Узагальнення цих результатів свідчить, що інтеграція навіть малих ФЕС може спричиняти зміну профілю напруги, появу флікеру та зростання рівня гармонік, однак ступінь цього впливу визначається сукупністю технічних і режимних чинників.

Одним із ключових чинників, від яких залежить ЯЕ, згенерованої ФЕС, є тип і топологія інвертора, а також параметри його вихідних фільтрів. Інвертор безпосередньо формує змінну напругу на виході фотоелектричної системи, тому його конструктивне виконання, алгоритми керування, якість силових елементів і наявність пасивної або активної фільтрації визначають рівень гармонічних спотворень. У дослідженнях показано, що застосування правильно спроектованих LC- та LCL-фільтрів, багаторівневих топологій і сучасних алгоритмів широтно-імпульсної модуляції дозволяє зменшити рівень вищих гармонік до значень, сумісних із нормативними вимогами [91]. Натомість інвертори спрощеної конструкції, зокрема пристрої з модифікованою синусоїдою, можуть генерувати значні спотворення форми напруги, що обмежує їх використання для живлення чутливого обладнання та мікромереж [92].

Важливе значення мають також алгоритми керування перетворювачем. Сучасні інвертори ФЕС використовують системи МРРТ, синхронізації з мережею, компенсації

реактивної потужності та згладжування небажаних гармонік. З одного боку, швидкодіючі MPPT-алгоритми дають змогу підтримувати ефективну роботу ФЕС за змінних умов освітлення, однак за некоректних налаштувань вони можуть спричиняти додаткові коливання струму та напруги [93-94]. З іншого боку, застосування спеціалізованих компенсаторів гармонік, пропорційно-резонансних регуляторів, предиктивного керування та активних фільтрів дозволяє покращити форму напруги і зменшити негативний вплив перетворювального обладнання на ЯЕ [95-96]. Отже, алгоритмічне забезпечення інвертора є одним із визначальних факторів стабільності та ЯЕ в системах із ФЕС.

Окрему групу чинників становлять зовнішні умови роботи фотоелектричних систем. Генерація ФЕС залежить від інтенсивності сонячного випромінювання, затінення, температури фотоелектричних модулів та інших кліматичних параметрів. Раптові зміни освітленості можуть спричиняти стрибки генерованої потужності, що в електричній мережі проявляються як короточасні коливання напруги та флікер [88; 97]. Температурний фактор впливає переважно опосередковано, змінюючи електричні характеристики фотоелектричних модулів, зокрема напругу холостого ходу та струм короткого замикання, що враховується в математичних моделях ФЕС і частково компенсується системами MPPT [98-100]. Таким чином, зміна сонячної радіації є одним із головних зовнішніх чинників нестабільності вихідних параметрів ФЕС, тоді як температура модулів впливає на режим роботи системи повільніше.

Ще одним визначальним фактором є склад і властивості навантаження, яке живиться від ФЕС, особливо в автономних мікромережах. На відміну від потужної об'єднаної енергосистеми, де параметри напруги значною мірою стабілізуються мережею, в малих автономних системах саме навантаження суттєво впливає на форму напруги та рівень гармонічних спотворень. У літературі зазначено, що лінійне активне навантаження, наприклад нагрівальні елементи або лампи розжарювання, зазвичай не створює значних спотворень, тоді як нелінійні споживачі з імпульсними джерелами живлення, випрямлячами, LED-драйверами та напівпровідниковими

перетворювачами споживають несинусоїдні струми і є джерелами вищих гармонік [101-102]. Дослідження LED-освітлення та побутових електронних пристроїв показують, що такі навантаження можуть мати низький коефіцієнт потужності та генерувати значний вміст гармонік струму, зокрема до 25-ї гармоніки і вище [103-104]. Тому нелінійне навантаження з вираженою реактивною складовою є однією з головних причин погіршення ЯЕ в мікромережах із ФЕС.

Особливо критичним для інверторних джерел є навантаження з низьким коефіцієнтом потужності. За $\cos\phi$, відмінного від одиниці, у системі зростають реактивні струми, які не виконують корисної роботи, але збільшують навантаження на силові елементи інвертора, втрати та погіршення форми напруги. Дослідження показують, що робота інвертора за значної частки реактивної потужності може призводити не лише до погіршення ЯЕ, а й до зростання теплового навантаження на силові напівпровідникові елементи та зменшення їхнього ресурсу [105]. Отже, для автономних мікромереж із ФЕС важливим є не лише оцінювання активної потужності навантаження, а й урахування реактивно-індуктивних та реактивно-ємнісних складових, які можуть істотно змінювати допустимі режими роботи гібридного інвертора.

У вітчизняній літературі питання впливу сонячних електростанцій, фотоелектричних систем, інверторного обладнання та розосередженої генерації на параметри електричних мереж розглядалися в декількох взаємопов'язаних напрямках. Найбільш близькими до тематики цієї дисертації є роботи, присвячені аналізу ПЯЕ в мережах із ФЕС, дослідженню гармонічних спотворень інверторів ФЕС, впливу фотоелектричної генерації на низьковольтні мережі 0,4 кВ, оптимізації режимів локальних електричних систем із ВДЕ та забезпеченню вимірювання ПЯЕ.

Одними з ранніх досліджень у цьому напрямі є праці Я. В. Бацали, І. В. Гладя та У. М. Николина, у яких аналізувалися ПЯЕ сонячної електростанції, зокрема гармонічний склад, напруга, активна та реактивна потужність [106]. Подальший розвиток цього напрямку відображено в роботі І. В. Гладя та Я. В. Бацали щодо впливу

ФЕС на низьковольтні розподільні мережі 0,4 кВ, де було показано, що інтеграція ФЕС може супроводжуватися зміною поточкорозподілу, появою реверсивних потоків потужності, відхиленнями напруги та зміною рівня гармонічних спотворень [107]. Зазначені наукові праці показують, що ФЕС доцільно розглядати не лише як джерело енергії, а як електротехнічний комплекс із силовою перетворювальною технікою, параметри та режими роботи якого впливають на поточкорозподіл, рівні напруги, гармонічний склад і загальний режим низьковольтної мережі.

У роботах І. М. Луценка, Н. Ю. Рухлової, М. С. Кириченка, П. С. Цигана та В. В. Панченка досліджено вплив режимів роботи інверторів ФЕС на ПЯЕ та обладнання розподільних мереж [108]. Авторами застосовано гармонічний аналіз і розглянуто залежність рівнів вищих гармонік від завантаження мережевого інвертора. Окремий напрям становлять дослідження О. А. Плахтія, В. П. Нерубацького та інших, у яких розглянуто підвищення ЯЕ, що генерується мережевими інверторами ФЕС у режимах малої потужності [109]. Отримані в цих працях результати свідчать, що інверторне обладнання ФЕС має режимно-залежний характер формування гармонічних спотворень, а рівень вищих гармонік визначається завантаженням інвертора, параметрами його керування та особливостями взаємодії з мережею.

У статті О. Ю. Гаєвського, Д. С. Дєлева, М. О. Чорномурка та В. В. Бодняка досліджено ефективність однофазного інвертора фотоелектричної станції та гармонічні спотворення за різних рівнів навантаження [110]. У роботі проаналізовано вихідні характеристики автономного інвертора, зокрема коефіцієнт корисної дії, загальний коефіцієнт гармонічних спотворень THD та внесок окремих гармонік у вихідну потужність. Встановлено, що при навантаженні до приблизно 70 % номінальної потужності значення THD перебуває в допустимих межах, тоді як за подальшого збільшення потужності рівень спотворень різко зростає і може досягати близько 18 % за струмом і напругою. Отримані результати підтверджують залежність гармонічних спотворень автономного інвертора від рівня навантаження. Водночас у зазначеній роботі основну увагу приділено активному навантаженню з незначною

індуктивною складовою, тоді як область допустимих режимів у координатах активної та реактивної потужностей не формувалася.

Сучасне узагальнення проблем, які виникають при інтеграції ФЕС у мережі 0,4 кВ, наведено у роботі Ю. Л. Саєнка та Ю. І. Любарцевої [111]. Автори відзначають, що розвиток малих і середніх ФЕС у низьковольтних мережах супроводжується підвищенням і флуктуаціями напруги за змінної інсоляції, гармонічними спотвореннями, несиметрією фазних напруг, нерівномірним підключенням однофазних інверторів і реверсивними потоками потужності. Наведені польові вимірювання показали зростання середнього відхилення напруги, збільшення THD та відхилення частоти після інтеграції ФЕС у розподільну мережу. Ця робота додатково підтверджує актуальність проблеми саме для низьковольтних мереж.

Значний внесок у дослідження локальних електричних систем із ВДЕ зроблено П. Д. Лежнюком, О. Є. Рубаненко, І. О. Гунько, Д. Г. Дерев'янком, Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикіним та іншими дослідниками [112–119]. У цих роботах розглянуто оптимізацію режимів електричних мереж із ВДЕ, керування потоками активної та реактивної потужності, оптимальне приєднання відновлюваних джерел, взаємодію розосереджених енергетичних ресурсів у локальних електроенергетичних системах та оцінювання якості електропостачання в умовах децентралізованої генерації. Ці дослідження є важливими для теоретичного обґрунтування роботи мікромереж із ФЕС, оскільки показують, що розподільні мережі з високою часткою ВДЕ набувають ознак локальних електроенергетичних систем, де виникають нові задачі узгодження графіків навантаження та генерації, регулювання напруги, зменшення втрат і покращення якості електропостачання. Водночас у зазначених працях основний акцент зроблено на електротехнічній оптимізації режимів мережі та локальних електроенергетичних систем, тоді як метрологічні аспекти визначення й оцінювання допустимого навантаження гібридного інвертора не були основним предметом дослідження.

Не менш важливими є наукові праці, присвячені моделюванню ФЕС, оптимальному вибору точки приєднання, компенсації реактивної потужності та керуванню інверторним обладнанням [120-123]. Зокрема, дослідження Д. В. Тугая, С. І. Корнелюка, О. О. Шкурпели та В. С. Акімова підтверджує доцільність комп'ютерного імітаційного моделювання ФЕС з інверторними перетворювачами [120]. У роботах П. Г. Плешкова та співавторів розглянуто вплив точки приєднання ФЕС на напругу та втрати електроенергії [121], а в роботі М. М. Бордакова - можливість компенсації реактивної потужності сонячною електростанцією та вплив цього процесу на ЯЕ [122]. Праці О. О. Шавьолкіна та І. О. Шведчикової стосуються удосконалення контурів регулювання струму мережевого інвертора ФЕС і забезпечення допустимого рівня спотворень струму в точці підключення [123]. Ці дослідження демонструють важливість інвертора як керованого елемента системи.

Методичне та нормативно-метрологічне підґрунтя дослідження ЯЕ формують праці М. Й. Бурбела, Д. Ю. Лебеда, О. А. Лещенка, Є. Т. Володарського, А. В. Волошка, В. І. Гудима, С. П. Яцишина, А. Ф. Жаркіна, С. О. Палачова, І. О. Сінчука, М. Г. Котякової та інших авторів [22;123-129]. У цих роботах систематизовано питання електромагнітної сумісності, вищих гармонік, реактивної потужності, активної фільтрації, моніторингу якості електроенергії в децентралізованих системах, визначення коефіцієнта спотворення напруги, а також впровадження європейських вимог до вимірювання ПЯЕ в нормативну базу України. Зазначені праці є важливими для цієї дисертації з метрологічної точки зору, оскільки підтверджують необхідність коректного вибору точки вимірювання, узгодження показників ЯЕ з європейськими стандартами, врахування невизначеності та забезпечення відтворюваності результатів вимірювання.

Отже, аналіз світових і вітчизняних досліджень показує, що проблематика ЯЕ в системах із ФЕС охоплює декілька взаємопов'язаних аспектів: вплив фотоелектричної генерації на параметри напруги, режимно-залежний характер роботи інверторів, вплив зовнішніх факторів, нелінійного та реактивного навантаження, а також

необхідність нормативно-метрологічного забезпечення контролю ПЯЕ. Світові дослідження переважно зосереджені на загальному впливі ФЕС на мережу, гармонічних спотвореннях, інверторних топологіях, фільтрації, алгоритмах керування та нелінійних навантаженнях. Вітчизняні дослідження, у свою чергу, охоплюють аналіз ПЯЕ ФЕС, вплив ФЕС на мережі 0,4 кВ, оптимізацію режимів локальних електричних систем із ВДЕ, роботу інверторів, реактивну потужність, моніторинг і нормативне забезпечення вимірювання ПЯЕ.

Разом із цим, у наявних роботах недостатньо розкрито питання визначення допустимого навантаження гібридного інвертора в автономній мікромережі з ФЕС у координатах активної та реактивної потужностей за критерієм дотримання нормативного рівня гармонічних спотворень напруги. У близьких за тематикою працях досліджувалися залежності THD від рівня навантаження автономного інвертора, вплив інверторів ФЕС на гармонічний склад струму та напруги, методи покращення якості струму мережевих інверторів, компенсація реактивної потужності та загальне оцінювання ПЯЕ в локальних системах. Проте недостатньо розкриті питання допустимих режимів роботи гібридного інвертора в ізольованій мікромережі з урахуванням THD_u .

1.5 Ізольовані мікромережі з фотоелектричними системами

Відповідно до Закону України «Про ринок електричної енергії» [1], мікромережа розглядається як група взаємозв'язаних навантажень і розподіленої генерації з визначеними електричними межами, що утворюють локальну електроенергетичну систему на рівні системи розподілу електричної енергії та діють як єдиний керований об'єкт. У межах цієї роботи ізольована мікромережа з фотоелектричною генерацією розглядається як мікромережа, що працює в острівному режимі, тобто без електричного зв'язку з ОЕС України або після від'єднання від неї, і

забезпечує електропостачання споживачів за рахунок власних джерел генерації та накопичення енергії.

Така мікромережа, як правило, містить фотоелектричні модулі, контролер заряду або DC/DC-перетворювач із функцією MPPT, акумуляторну батарею або інший накопичувач енергії, гібридний чи автономний інвертор, внутрішню мережу змінного струму, систему захисту, засоби керування та сукупність електричних навантажень. У режимі ізолюваної роботи вона повинна самостійно забезпечувати баланс між генерацією, накопиченням і споживанням електроенергії, а також підтримувати допустимі параметри напруги, частоти та якості електричної енергії в точці живлення споживачів. Узагальнену візуалізацію мікромережі з фотоелектричною генерацією наведено на рисунку 1.7.

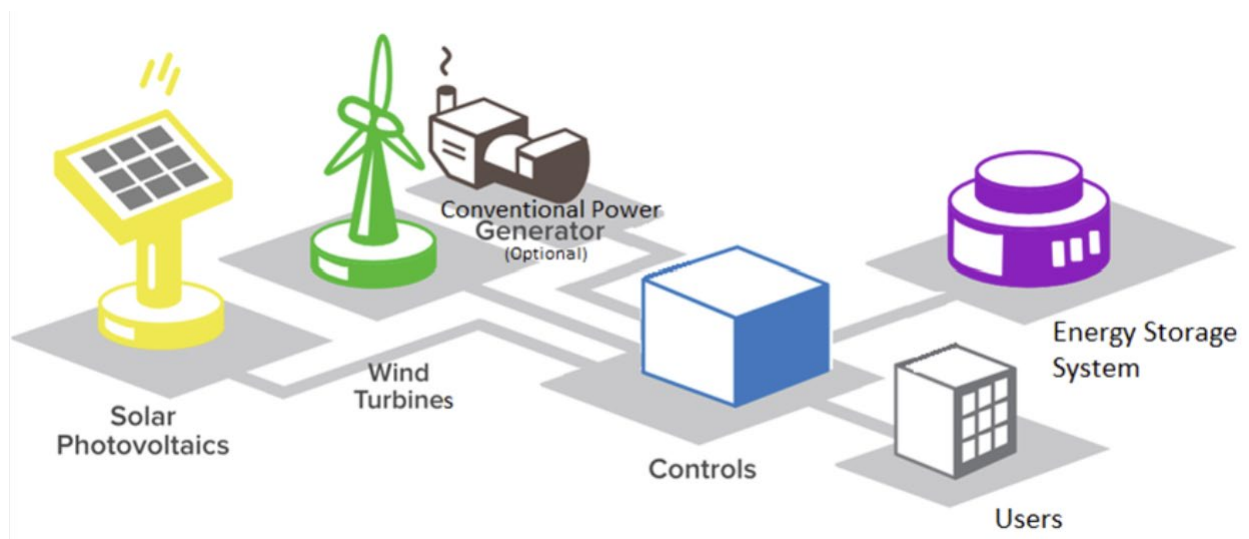


Рисунок 1.7 – Візуалізація ізолюваної мікромережі з ФЕС

У науковій і технічній літературі мікромережі переважно класифікують не за одним універсальним критерієм, а за сукупністю ознак, зокрема:

за режимом роботи - мережеві, ізолювані та гібридні мікромережі, які можуть працювати паралельно із зовнішньою електричною мережею або переходити в автономний/острівний режим;

за типом внутрішньої електричної мережі - мікромережі змінного струму, постійного струму та комбіновані AC/DC-мікромережі;

за складом джерел живлення - системи на основі одного джерела генерації, наприклад ФЕС з акумуляторною батареєю, та гібридні системи, у яких фотоелектрична генерація поєднується з дизель-генератором, вітроустановкою, акумуляторним накопичувачем або зовнішньою мережею;

за призначенням - побутові, комерційні, промислові, комунальні, інфраструктурні мікромережі, а також спеціалізовані мікромережі для живлення критичних об'єктів.

Користувачами таких мікромереж є споживачі, для яких важливими є автономність, резервування електропостачання або зниження залежності від зовнішньої мережі. Навантаження в ізольованих мікромережах з ФЕС переважно має змішаний характер і складається як з лінійних, так і з нелінійних споживачів. До лінійних навантажень належать нагрівальні елементи, лампи розжарювання та інші споживачі з переважно активним опором, які зазвичай не спричиняють суттєвого викривлення форми струму. Водночас значну частку сучасного навантаження формують нелінійні та реактивні споживачі: імпульсні блоки живлення комп'ютерної техніки, зарядні пристрої, LED-освітлення, побутова електроніка, частотні перетворювачі, електродвигуни, насосне обладнання, холодильні установки та інші пристрої з напівпровідниковими перетворювачами. Таке навантаження характеризується несинусоїдним споживанням струму, змінним коефіцієнтом потужності, наявністю індуктивної або ємнісної складової та можливими пусковими струмами. Тому в ізольованих мікромережах з ФЕС саме характер навантаження може впливати на якість електроенергії.

Популярність ізольованих і напівавтономних мікромереж з ФЕС у світі зростає внаслідок розвитку децентралізованої генерації, здешевлення фотоелектричних модулів і акумуляторних систем, а також підвищення вимог до енергетичної стійкості споживачів. Такі системи дають змогу локально виробляти, накопичувати та

споживати електроенергію, зменшуючи залежність від централізованої електричної мережі та підвищуючи надійність електропостачання. Особливого значення вони набувають для об'єктів із підвищеними вимогами до безперервності живлення, а також для регіонів, де електрична мережа є слабкою, перевантаженою або нестабільною. Для України актуальність таких мікромереж додатково зумовлена пошкодженням енергетичної інфраструктури, частими аварійними та стабілізаційними відключеннями, зростанням потреби у резервному живленні та необхідністю підвищення енергетичної автономності критичних, комунальних, побутових і виробничих споживачів. У цих умовах мікромережі з ФЕС та акумуляторними накопичувачами розглядаються як один із практичних інструментів підвищення стійкості локального електропостачання.

Основним функціональним елементом ізольованої мікромережі з ФЕС є інвертор, який виконує перетворення постійної напруги від фотоелектричних модулів або акумуляторної батареї у змінну напругу заданої частоти та амплітуди. У режимі автономної роботи саме інвертор фактично формує напругу внутрішньої мережі, забезпечує баланс між генерацією, накопиченням та споживанням енергії, а також реагує на зміну активної та реактивної складових навантаження. У такій системі інвертор виконує не лише функцію перетворювача енергії, а й функцію джерела напруги для всієї локальної мережі. Тому параметри його силової частини, алгоритми керування, допустима повна потужність, перевантажувальна здатність, робота фільтрів і якість вихідної напруги безпосередньо визначають надійність та якість електропостачання в ізольованій мікромережі.

Водночас ізольовані мікромережі з ФЕС мають низку особливостей, які ускладнюють забезпечення нормативних показників якості електричної енергії. У потужній об'єднаній електричній мережі параметри напруги значною мірою стабілізуються завдяки великій потужності системи, низькому внутрішньому опору та наявності централізованих засобів регулювання. В ізольованій мікромережі такої «жорсткої» зовнішньої опори немає, тому форма напруги та її стабільність значно

сильніше залежать від режиму роботи інвертора, рівня заряду акумуляторної батареї, миттєвого балансу генерації і споживання, параметрів внутрішньої мережі та характеру підключеного навантаження. Через це навіть навантаження, яке формально не перевищує номінальну повну потужність інвертора, може призводити до погіршення ЯЕ.

Таким чином, ізольовані мікромережі з ФЕС є важливим елементом розвитку децентралізованого електропостачання, резервного живлення та підвищення надійності електропостачання. Їхнє ефективне використання потребує не лише правильного вибору фотоелектричних модулів, акумуляторної батареї та інвертора, а й контролю ЯЕ в різних режимах. Найбільший вплив на такі мережі мають режими роботи та підключене навантаження, оскільки саме вони можуть спричиняти перевищення допустимих рівнів гармонічних спотворень навіть за умови, що потужність навантаження формально не перевищує паспортної потужності інвертора.

1.6 Вибір наукових напрямків досліджень

Враховуючи стрімке поширення ФЕС та гібридних інверторів у побутових і локальних мікромережах, а також зростання частоти переходів таких систем в автономний режим, питання забезпечення та коректної оцінки ЯЕ набуває критичного значення. Проведений у розділі 1 аналіз показав, що наявне нормативно-правове та стандартне забезпечення України й ЄС формує загальні вимоги до ПЯЕ та методів їх вимірювання, однак не повною мірою враховує специфіку автономної роботи гібридних ФЕС у мікромережах, де істотно зростає вплив нелінійних і реактивних навантажень на гармонічні спотворення та інші ПЯЕ. Це зумовлює потребу в удосконаленні підходів до оцінювання ЯЕ та підготовці обґрунтованих пропозицій щодо розвитку нормативної бази для мікромереж із ФЕС. Зокрема через визначення допустимої потужності мікромереж з ФЕС під час роботи у автономному (ізольованому) режимі з урахуванням необхідності дотримання вимог до ЯЕ.

Метою дослідження є розроблення методу контролю допустимого навантаження ізолюваних мікромереж із фотоелектричною генерацією на основі гармонічного аналізу, що забезпечує визначення меж допустимих режимів роботи інверторів за критерієм неперевикнення встановленого рівня гармонічних спотворень напруги при зміні активної і реактивної складових навантаження і його характеру.

Для досягнення поставленої мети в дисертаційній роботі необхідно вирішити такі завдання:

- проаналізувати сучасний стан наукових досягнень та нормативного забезпечення оцінювання якості електричної енергії в мікромережах із фотоелектричною генерацією, а також визначити неврегульовані питання контролю допустимого навантаження в ізолюваному режимі;
- дослідити вплив характеру навантаження на ЯЕ в ізолюваних мікромережах із фотоелектричною генерацією, зокрема вплив нелінійного, реактивно-індуктивного та реактивно-ємнісного навантаження на гармонічний склад напруги;
- розробити інформаційно-вимірювальну систему для дослідження режимів роботи гібридних інверторів у мікромережах із фотоелектричною генерацією;
- розробити метод контролю допустимого навантаження ізолюваних мікромереж із фотоелектричною генерацією на основі гармонічного аналізу та побудови допустимих областей роботи за активною і реактивною потужністю;
- удосконалити математичну модель гібридної фотоелектричної системи, та провести моделювання роботи інвертора з різними типами навантаження та підтвердити ефективність запропонованого методу;
- сформулювати практичні рекомендації щодо застосування розробленого методу та розробити проєкт стандарту організації України (СОУ), що регламентує порядок контролю допустимого навантаження ізолюваних мікромереж із фотоелектричною генерацією з урахуванням результатів гармонічного аналізу та вимог до якості електричної енергії.

РОЗДІЛ 2 ДОСЛІДЖЕННЯ ЗМІНИ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В МІКРОМЕРЕЖАХ ІЗ ФЕС

Відомо, що широка інтеграція ФЕС та силових електронних пристроїв може спричиняти погіршення ПЯЕ у електричних мережах [86;101]. Забезпечення належної ЯЕ в мікромережах із високою часткою ВДЕ є складним та актуальним завданням. У зв'язку з цим для повного розуміння роботи ФЕС, зокрема в автономних мікромережах, було проведено експериментальне дослідження змін ПЯЕ в таких системах. Для цього попередньо визначено основні аспекти та описано особливості проведення досліджень у мікромережах з ФЕС. Окрім того, розроблено експериментальну ІВУ, що дозволяє досліджувати мікромережі з ФЕС.

Варто зазначити, що окремі попередні роботи [110] аналізували ефективність автономних інверторів ФЕС та гармонічні спотворення при різних рівнях навантаження, проте ці дослідження не повною мірою висвітлюють проблему погіршення ЯЕ за різних режимів роботи та змінного характеру навантаження. Беручи це до уваги, за допомогою розробленої системи проведено комплексне експериментальне дослідження зміни ПЯЕ в мікромережах, де основним джерелом є гібридна ФЕС. Зокрема, досліджено вплив топології інверторів на ЯЕ. Це важливо оскільки, інвертор є ключовим елементом ФЕС, і має декілька схемотехнічних реалізацій (інвертори з трансформаторною топологією, а також безтрансформаторні інвертори, що формують модифіковану і чисту синусоїду) та проаналізовано їхній вплив на форму напруги і рівень гармонічних спотворень.

Також проведено дослідження впливу різних побутових навантажень на ПЯЕ у мікромережі з ФЕС, зокрема в різних режимах її роботи (мережевому та автономному). Бо, як відомо, нелінійні побутові прилади здатні суттєво погіршувати показники якості за рахунок значних гармонічних спотворень [130]. У рамках експерименту проаналізовано зміну параметрів ЯЕ при переході інвертора ФЕС з мережевого режиму в автономний, а також при поступовому збільшенні частки

комплексного (активно-реактивного) навантаження. Отримані узагальнені результати створюють основу для подальшого вдосконалення методів забезпечення належної ЯЕ в мікромережах з ФЕС з точки зору метрології та описані детально у наступних підрозділах.

2.1 Розроблення методичного підходу до проведення експериментів у мікромережах із ФЕС з метою оцінювання ПЯЕ

Збільшення частки інверторних джерел у розподільчих мережах та перехід до автономних режимів живлення сформували окремий клас об'єктів дослідження, якими є мікромережі на основі гібридних ФЕС. На відміну від мереж загального призначення, в автономній мікромережі напруга на шинах змінного струму визначається не жорсткою характеристикою енергосистеми, а алгоритмами керування інвертором, параметрами вихідних фільтрів і властивостями приєднаного навантаження. Це зумовлює підвищену чутливість ПЯЕ до зміни активної та реактивної складових споживаної потужності, що виникають через появу нелінійних споживачів. Результати сучасних досліджень підтверджують, що навіть за незначних змін режиму або структури навантаження в ізольованих мережах можуть спостерігатися суттєві зміни гармонічного складу, флікера та несиметрії напруги, що потребує опрацювання шляхом проведення експериментів у керованих умовах та відтворюваними процедурами вимірювання [131].

Відповідно до результатів отриманих після аналізу наукових публікацій з тематики впливу ФЕС на ЯЕ для проведення експерименту було розділено досліджувані фактори на групи:

- фактори джерела, до яких належать топологія та алгоритми керування інвертора;

- фактори режиму роботи, що відображають синхронну та автономну роботу, наявність еквівалентного внутрішнього опору системи, особливості місця підключення;

- фактори навантаження, які визначають співвідношення активної та реактивної потужності, нелінійність, імпульсність струмів та спектр споживання.

Саме така декомпозиція забезпечує коректне формування плану експерименту, коли вплив кожної групи факторів перевіряється шляхом контрольованої зміни параметрів при фіксації інших умов. Відповідно, для реалізації експериментальних вимірювань потрібне створення дослідної ІВС, здатної формувати достовірні та відтворювані дані для подальшої обробки. А при виборі ключових ЗВТ доцільно враховувати результати аналізу, виконаного у підрозділі 1.3, де порівняно переваги та недоліки популярних аналізаторів ЯЕ. При цьому, для досліджень у мікромережах з ФЕС критичними є наявність коректного вимірювання гармонічного складу напруги і струму, підтримка обчислення інтегральних показників на заданих інтервалах усереднення, реєстрація швидкоплинних змін режиму, а також узгодженість методів обчислення з вимогами профільних стандартів.

Під час розроблення методичного підходу до проведення експерименту важливим аспектом було дотримуватися узгодженості визначення показників і регламентуючих документів. Тому було прийнято, що вимоги до ПЯЕ формуються стандартами типу ДСТУ EN 50160 [9], однак з критичним застереженням, що вони є орієнтованими на мережі загального призначення, тоді як мікромережа в автономному режимі має іншу фізичну природу джерела напруги та інший набір збурювальних факторів.

Сформована концепція експериментів передбачає послідовне відтворення режимів, репрезентативних для реальної експлуатації гібридної ФЕС у мікромережі. Для цього, по-перше, потрібно досліджувати окремо синхронний режим роботи з мережею та автономний режим, оскільки саме в автономному режимі можуть бути найбільш критичними спотворення напруги при підключенні реактивного й

нелінійного навантаження. По-друге, умови експерименту мають включати стан холостого ходу та декілька рівнів навантаження, що дозволяє виявити нелінійність залежностей ПЯЕ від потужності і характеру навантаження. По-третє, необхідно забезпечити контрольований характер зміни навантаження, коли зміна здійснюється ступінчасто з фіксацією часу стабілізації перед записом вимірюваних параметрів.

З метрологічної точки зору ключовими нюансами запропонованого методичного підходу є забезпечення відтворюваності отриманих результатів і контроль умов проведення вимірювань. Перед початком експериментів доцільно виконувати перевірку коректності підключення вимірювальних каналів, полярності струмових датчиків, діапазонів вимірювання та синхронізації реєстрації, оскільки для інверторних систем характерні як спотворені форми сигналів, так і наявність швидкоплинних змін режиму, що ускладнює обробку. Під час експериментів у мікромережах із ФЕС також потрібно фіксувати контекстні параметри, які впливають на режим роботи інвертора.

Згідно із описаною концепцією проведення вимірювань перш за все потрібно дотримуватись наступних правил:

- потенційні фактори впливу необхідно розподілити на декілька груп впливу;
- для проведення вимірювань доцільно розробити ІВС, здатку забезпечити виконання необхідних технічних дій та вимірювань;
- для порівняння та проведення подальшого аналізу доцільно керуватись діючими нормативними вимогами, зокрема в рамках цього дослідження потрібно враховувати вимоги стандартів ДСТУ EN 50160 [9];
- не менш важливо при безпосередньому проведенні вимірювань робити проміжки часу між вимірюваннями для мінімізації впливу перехідних процесів на отримані результати.

2.2 Розроблення інформаційно вимірювальної системи для дослідження зміни ПЯЕ в мікромережах із ФЕС

Для експериментальних досліджень було побудовано ІВС на базі діючої гібридної ФЕС. Вона повністю забезпечує отримання достовірних та релевантних даних про ПЯЕ завдяки використанню сертифікованих і надійних вимірювальних приладів та можливості проведення вимірювань у реальних умовах на різному обладнанні. Спершу було підібрано основні компоненти системи – фотоелектричні модулі, перетворювачі енергії (контролери заряду та інвертори), пристрої накопичення енергії, обладнання для підключення до мережі та навантаження. Зібране обладнання дозволяє відтворити основні режими роботи гібридних ФЕС та дослідити зміну ПЯЕ за різних умов. Вигляд установки наведено на рисунку 2.1



Рисунок 2.1 – Вигляд експериментальної установки (основні силові компоненти: фотоелектричні модулі, інвертори, акумулятори та ін.)

У складі ІВС використано два типи сонячних панелей: високоефективний модуль JA Solar JAM60S10-340 потужністю 340 Вт та панель малої потужності Ecsolar ECS-100M36 на 100 Вт. Модуль JA Solar побудований за технологією PERC з мультишинними half-cell елементами, що забезпечує високий ККД (близько 20%) та кращу роботу за підвищених температур. Номінальна напруга на максимальній потужності цього модуля становить ~ 34 В, струм при $P_{\max}$ – близько 9,8 А, коротке замикання – понад 10 А. Панель Ecsolar потужністю 100 Вт є монокристалічним модулем 12-вольтового класу (36 комірок) з робочою напругою близько 18 В. Вона має менші габарити і масу, що зручно для експериментів у різних конфігураціях. Хоча ККД меншого модуля трохи нижчий (порядку 19%), обидва фотомодулі відповідають сучасним стандартам ПЯЕ та мають позитивний допуск потужності [132]. Основні технічні параметри обраних панелей наведено в таблиці 2.1.

Панель JA Solar характеризується більшою вихідною потужністю та напругою, що дозволяє отримати вищу генерацію за сприятливих умов, тоді як панель Ecsolar придатна для моделювання роботи малих ФЕС і умов низької генерації. До переваг обраних модулів належать висока ефективність перетворення, надійність (виробники гарантують 80% вихідної потужності за 25 років) та стійкість до впливу довкілля. Обмеженнями є залежність виробітку від погодних умов та наявність невеликого негативного температурного коефіцієнта, що притаманно кремнієвим панелям [133].

Таблиця 2.1 – Основні технічні характеристики фотоелектричних модулів

Параметр	JA Solar JAM60S10-340	Ecsolar ECS-100M36
$P_{\max}$, Вт	340	100
U_{mp} , В	34,4	17,4
I_{mp} , А	9,8	5,7
U_{oc} , В	41,1	21,6
I_{sc} , А	10,5	6,1
ККД модуля, %	$\sim 20,2$	$\sim 19,5$

В якості основних перетворювачів для формування змінного струму в установці застосовано інвертори компанії Victron Energy серії MultiPlus двох моделей: MultiPlus 12/1200/50-16 та MultiPlus 12/500/20. Це автономні інвертори з вбудованими зарядними пристроями, розраховані на роботу від 12-вольтових акумуляторів, які генерують чисту синусоїду напруги. Топологія Victron MultiPlus включає тороїдальний роздільний трансформатор, що забезпечує гальванічну розв'язку між вхідним колом постійного струму та вихідною змінною напругою, підвищуючи електробезпеку відповідно до стандартів [134]. У разі наявності мережі інвертори синхронізуються з нею і можуть передавати навантаження на мережу або заряджати акумулятор, а при її зникненні миттєво переходять в автономний режим, живлячи споживачів від батареї. Перевагами інверторів Victron є висока надійність, чиста синусоїдальна напруга з низькими гармонічними спотвореннями, наявність функції зарядного пристрою та гнучкість використання. До недоліків можна віднести більшу масу та габарити (через наявність трансформатора), а також дещо нижчу ефективність та вартість у порівнянні з безтрансформаторними моделями [135].

Для порівняльного аналізу ЯЕ також було використано два інвертори іншого типу: Foval 2000W [136] та Deye SUN-6K-SG03LP1-EU [137]. Інвертор Foval є представником бюджетних інверторів з безтрансформаторною топологією, що формує так звану модифіковану синусоїду. Такий інвертор має простішу схему та нижчу вартість, проте його вихідна напруга містить гармонічні спотворення.

Інвертор Deye SUN-6K-SG03LP1-EU – це сучасний гібридний інвертор потужністю 6000 Вт, призначений для малих ФЕС. Він є безтрансформаторним, але генерує чисту синусоїду з використанням високочастотних ключів та фільтрів, тому забезпечує високий клас якості напруги. Інвертор Deye може працювати як в мережевому режимі (з паралельною роботою із зовнішньою мережею та передачею надлишків енергії в мережу), так і в автономному режимі з резервним живленням навантаження від акумуляторів. Крім того, ця модель оснащена вбудованим MPPT-контролером для підключення фотоелектричних модулів та системою моніторингу.

До переваг належать високий ККД ($>96\%$), значна вихідна потужність і підтримка різних режимів роботи, що дозволяє реалізувати концепцію «гібридної» мікромережі. Обмеженнями можуть бути складність налаштування та вища вартість [137]. Ключові технічні характеристики обраних інверторів наведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Основні технічні характеристики інверторів

Параметр	MultiPlus 12/1200	MultiPlus 12/500	Foval 2000W	Deye 6kW
Номінальна напруга DC, В	12			48
Номінальна потужність AC, Вт	1200	500	2000	6000
Вихідна напруга AC, В	220/230			
Частота виходу, Гц	50			
Ефективність (ККД), %	~93	~90	~90	~96

Для забезпечення максимально ефективної роботи фотоелектричних модулів та заряджання акумуляторів в установці застосовано два MPPT-контролери заряду виробництва Victron Energy: BlueSolar MPPT 100/30 та SmartSolar MPPT 150/60. Вони здійснюють відстеження точки максимальної потужності сонячних панелей та регулюють процес заряджання акумуляторних батарей за заданим алгоритмом. Контролер BlueSolar 100/30 розрахований на максимальну напругу неробочого режиму масиву PV 100 В та струм заряду до 30 А, підтримує роботу з батареями 12/24 В. Старша модель SmartSolar 150/60 має розширений діапазон вхідної напруги до 150 В і струм заряду 60 А, що дозволяє підключати більше фотомодулів (наприклад, кілька панелей послідовно) і працювати з батарейними системами 12/24/48 В. Обидва пристрої мають високий ККД (до 98%), оснащені засобами захисту від перевантажень і перегріву, а контролер SmartSolar додатково обладнано Bluetooth-модулем для моніторингу через застосунок VictronConnect. У результаті, використання MPPT-контролерів забезпечує підвищення енерговіддачі панелей та продовження строку служби акумуляторів за рахунок оптимального режиму зарядження. Основні параметри контролерів наведено в таблиці 2.3. До переваг обох моделей належать стабільна робота в широкому діапазоні напруг, швидке відстеження MPPT,

відсутність вентиляторів (пасивне охолодження) та можливість паралельної роботи кількох контролерів при збільшенні системи. Недоліком можна вважати залежність вихідної потужності від дотримання граничних параметрів (перевищення допустимої напруги PV на вході може вивести прилад з ладу) та вартість, вищу за простіші ШІМ-контролери [138-139].

Таблиця 2.3 – Технічні характеристики контролерів заряду Victron Energy

Параметр	BlueSolar MPPT 100/30	SmartSolar MPPT 150/60
Максимальна напруга PV (V_{oc}), В	100	150
Максимальний струм заряду, А	30	60
Номінальна напруга батареї, В	12/24	12/24/48
ККД (піковий), %	98	98
Наявність вбудованого інтерфейсу	—	Bluetooth, VE.Direct

Для накопичення енергії в складі ІВС використано літій-залізо-фосфатні (LiFePO_4) батареї Victron Energy Lithium Battery Smart ємністю 12,8 В, 100 А·год та 12,8 В, 60 А·год. Вибір літєвих акумуляторів зумовлений їхніми перевагами над традиційними свинцево-кислотними: значно більшим ресурсом циклів (понад 2500 циклів при 80% глибині розряду), вищою енергетичною щільністю та ефективністю, відсутністю ефекту пам'яті й можливістю швидкого зарядження. Обидві батареї оснащені системою управління (BMS) та датчиками контролю стану, що забезпечують захист від перенапруги, глибокого розряду, перегріву тощо, а також дозволяють відстежувати параметри батареї у режимі реального часу. Основні характеристики акумуляторів наведені в таблиці 2.4. До переваг батарей належать стабільна вихідна напруга під навантаженням, висока віддача струму (до 100 А для 100 А·год), низький саморозряд та інтегрований захист, що підвищує надійність роботи всієї установки. Це дозволяє безпечно експлуатувати акумулятори у складі мікромереж навіть за значних навантажень та в гібридних режимах. Потенційними

обмеженнями є обмежене використання при від'ємних температурах та необхідність складної утилізації після закінчення ресурсу відповідно до екологічних норм [140].

Таблиця 2.4 – Основні параметри акумуляторних батарей LiFePO_4

Параметр	LiFePO_4 12,8В, 100 А·год	LiFePO_4 12,8В, 60 А·год
Номінальна напруга, В	12,8	12,8
Ємність, А·год	100	60
Номінальна енергоємність, Вт·год	1280	768
Макс. безперервний струм, А	100	60
Ресурс (циклів 80% DoD)	≥ 2500	≥ 2500

Розроблена ІВС може працювати як автономно, так і в складі загальної електромережі. Для можливості роботи в мережевому режимі передбачено підключення до ОЕС-У через розетку 220 В, 50 Гц (ділянка внутрішньої мережі університету). При підключенні до зовнішньої мережі інвертори синхронізуються з напругою мережі, дотримуючись стандартних параметрів (номінальна напруга 220-230 В, частота 50 Гц). Зауважимо, що на момент проведення експериментів номінальна напруга у побутових мережах України становила 220 В, тоді як у більшості країн ЄС – 230 В. Відповідно, гібридні інвертори в автономному режимі формують 230 В згідно з європейськими нормами, що пояснює невеликі відхилення напруги під час переходу між режимами.

Для дослідження впливу характеру споживання на ПЯЕ в експериментальній установці використано різні типи побутових електроприладів як навантаження. Зокрема, застосовувалися як чисто активні навантаження (резистивні елементи) так і комплексне навантаження з великою часткою реактивної та нелінійної складової. Перед початком дослідів для кожного приладу було виміряно фактичну споживану потужність та коефіцієнт потужності $\cos\varphi$. Узагальнені характеристики навантажень наведено в таблиці 2.5. До активного навантаження віднесено лампи розжарювання різної потужності (кілька ламп сумарною потужністю 200-500 Вт) та тепловий прилад – тепловентилятор потужністю $\sim 0,93$ кВт. В обох випадках $\cos\varphi \approx 1$, що відповідає

чисто активному споживачу. Для створення комплексного навантаження використовувалися сучасні пристрої, що споживають нелінійний струм: світлодіодні світильники (зі вбудованими драйверами), імпульсні блоки живлення та зарядні пристрої, частотний перетворювач з асинхронним двигуном, а також мікрохвильова піч. Ці прилади мають значну гармонічну складову струму і низький коефіцієнт потужності (до 0,3-0,5), за винятком мікрохвильової печі ($\cos\phi \sim 0,92$, містить як активну, так і реактивну складові). Комбінуючи ввімкненням зазначених елементів, можна моделювати різні сценарії: від чисто активного навантаження до ситуацій із переважанням нелінійного навантаження. Такий підхід дозволив оцінити, як збільшення частки реактивно-нелінійних споживачів впливає на ПЯЕ в мікромережі.

Таблиця 2.5 – Характеристики застосованого навантаження

Навантаження	Р, Вт	$\cos(\phi)$
Активне навантаження		
лампи розжарювання	2x100, 145, 500	1
тепловентилятор/ нагрівач	928	0,99
Комплексне навантаження із великим вмістом реактивної енергії		
світлодіодні світильники	40, 45	0,53
імпульсний блок живлення	10	0,32
зарядний пристрій	55	0,32
частотний перетворювач з асинхронним двигуном	190	0,51
мікрохвильова піч	1100	0,92

Ключовою частиною даної ІВС є вимірювальний комплекс, що включає тестер сонячних модулів Seaward PV150, аналізатор ЯЕ METREL MI 2892 Master, осцилографи, вольтметри, амперметри та інші вимірювальні прилади для точкового використання. Тестер Seaward PV150 призначений для швидкого контролю параметрів ФЕС. Він вимірює напругу в неробочому режимі панелей, струм короткого замикання, а також параметри під навантаженням і характеристики фотоелектричного поля. Прилад дозволяє також проводити випробування електробезпеки (вимірювання

ізоляції, цілісності заземлення тощо), що описані у стандарті [141]. Seaward PV150 є компактним переносним пристроєм з РК-дисплеєм, який підключається до фотомодулів і виконує автоматизовану серію тестів. До переваг цього тестера належать його багатофункціональність (комплексне вимірювання параметрів масиву ФЕС), можливість збереження результатів і бездротова передача даних (через інтерфейс Solarlink з приладом Solar Survey 200R), а також відповідність вимогам міжнародних стандартів для введення в експлуатацію фотоелектричних систем. Проте прилад призначений лише для вимірювань на боці постійного струму (панелі та стрінги ФЕС) і не оцінює параметри змінного струму в мережі, тому для аналізу якості електроенергії інвертора потрібні інші засоби. [142] Ключові метрологічні характеристики PV150 наведені у таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Метрологічні характеристики тестера Seaward PV150

Параметр	Значення
Максимальна напруга PV (V_{oc}), В	1000
Похибка вимірювання V_{oc} , %	$\pm 0,5$
Похибка вимірювання I_{sc} , %	$\pm 1,0$
Похибка вимірювання I_{mp} та P_{mp} , %	$\pm 5,0$

Можна вважати, що аналізатор якості електроенергії METREL MI 2892 Power Master є основним вимірювальним приладом для оцінювання параметрів змінного струму в даній установці. Він призначений для комплексного моніторингу ПЯЕ у трифазних і однофазних мережах і за класифікацією ДСТУ [10] відповідає найвищому класу А. Заявлена похибка вимірювання напруги для MI 2892 становить $\pm 0,5\%$ від номіналу, що вкладається в межі класу S. Частота вимірюється з дискретністю 0,01 Гц. Аналізатор фіксує всі основні ПЯЕ згідно зі стандартом ДСТУ [9] (напруженість коливань напруги, відхилення напруги, частоти, незбалансованість, коефіцієнт потужності тощо), а також гармонічні та міжгармонічні складові струму й напруги до 50-ї гармоніки. Прилад відповідає вимогам стандартів [18-19] щодо вимірювання гармонік і флікеру, має вбудовану пам'ять (SD-карта 8 ГБ) для тривалого запису

параметрів та можливість реєстрації короткочасних подій (провалів, перенапруг, транзієнтних процесів) [56].

Окрім двох основних приладів, в ІВС застосовано й інше допоміжне обладнання. Зокрема, для контролю форми сигналів та оперативного спостереження за перехідними процесами використовувався цифровий осцилограф (лабораторного типу), підключений на виході інвертора. Він дозволив зафіксувати осцилограми вихідної напруги в різних режимах та при зміні навантаження, що надало наочну інформацію про спотворення форми синусоїди. Для прямих вимірювань струмів і напруг у колах постійного та змінного струму застосовувались портативні амперметри і вольтметри (кліщові мультиметри), а споживану потужність окремих приладів перевіряли за допомогою побутового ватметра. Ці засоби виконували допоміжну функцію – забезпечували оперативний контроль параметрів і дублювання показів основних приладів задля верифікації їхніх даних. Також до складу установки увійшов вимірювач параметрів сонячного випромінювання Seaward Solar Survey 200R, який вимірює інтенсивність сонячної радіації (Вт/м^2) та температуру панелей. Він використовувався для фіксації умов навколишнього середовища під час експерименту. В ньому передбачено бездротову передачу даних цього приладу до тестера PV150 (через протокол Solarlink), що спрощує кореляцію результатів генерації з рівнем освітленості. На рисунку 2.2 наведено фото всіх вимірювальних приладів.



Рисунок 2.2 – Вимірювальні прилади, що використовувались під час дослідження

На основі наявного обладнання для цілей проведення необхідних вимірювань було сформовано загальні принципові електричні схеми з'єднань елементів установки та розміщення вимірювальних приладів, які подано на рисунку 2.3.

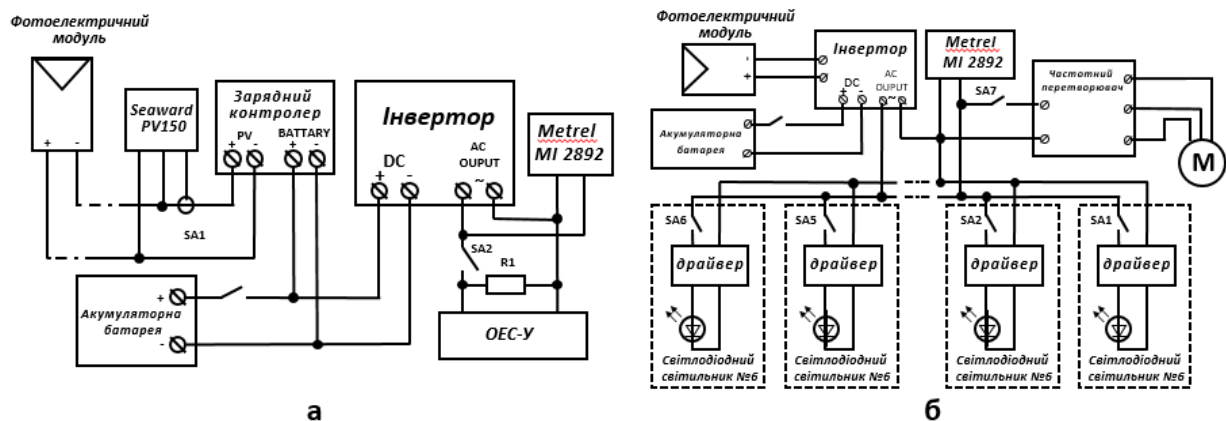


Рисунок 2.3 – Принципова схема вимірювання ПЯЕ а) в різних режимах роботи гібридних ФЕС; б) при зміні підключеного навантаження

На рисунку 2.3а зображено схему підключення компонентів ІВС, що дозволяє реалізувати два основні режими роботи гібридної системи: мережевий (синхронний з зовнішньою мережею), автономний (острівний). Перемикання між цими режимами здійснюється за допомогою двох комутаційних апаратів – вимикачів SA1 та SA2. В мережевому режимі (робота паралельно з мережею) вимикач SA1 замкнений, під'єднуючи вихід інвертора до зовнішньої мережі ОЕС-У. У такій конфігурації інвертор синхронізується з мережею та за наявності генерації від ФЕС він може передавати надлишкову потужність в мережу або підтримувати навантаження спільно з мережею, а при недостатці потужності мережа підживлює навантаження та заряджає акумулятор. В автономному режимі (острівна робота) вимикач SA1 розімкнений, ізолюючи локальну мікромережу від зовнішньої. Інвертор живить навантаження виключно від акумулятора та сонячних панелей, працюючи незалежно. Перемикач SA2 при цьому залишається у положенні, що з'єднує навантаження з виходом інвертора. Таким чином, комбінація положень SA1 та SA2 дозволяє швидко

перепідключати схему для моделювання необхідного режиму роботи: чи то повна синхронізація з мережею, чи повна автономія. На схемі 2.3а також вказано точки підключення вимірювальних приладів: з боку постійного струму (на виході фотомодулів та контролера заряду) встановлено прилад для вимірювання параметрів PV-модуля, а в колі змінного струму – аналізатор якості енергії, осцилограф тощо.

На рисунку 2.3б показано принципову схему організації змінного навантаження в ІВС. Вона містить групу різнорідних споживачів, які можна підключати або відключати від кола за допомогою комутаційних пристроїв (наприклад, вимикачів або перемикачів S для кожного виду навантаження). Таким чином, реалізовано сценарії поступової зміни величини та характеру навантаження. У початковому стані до системи може бути підключене лише активне навантаження (наприклад, лампи розжарювання). Далі, за допомогою відповідних вимикачів, додаються інші прилади: спочатку лінійні з малим реактивним компонентом (наприклад, ТЕН), а потім нелінійні споживачі – світлодіодні лампи, імпульсні блоки живлення, двигун з перетворювачем тощо. Кожен наступний крок збільшує сумарну потужність та вводить додаткові гармоніки струму. Сценарій завершується підключенням максимально комплексного навантаження, яке містить одночасно кілька різних приладів (сумарний $\cos\phi$ системи при цьому знижується до $\sim 0,5$).

Розроблена ІВС володіє широкими функціональними можливостями для дослідження ПЯЕ в мікромережах із малими гібридними ФЕС. Вона дає змогу моделювати різні режими роботи інверторів (синхронний з мережею, автономний, перехід між ними) та різні сценарії навантаження, забезпечуючи при цьому високу точність та повторюваність вимірювань. Основними перевагами ІВС є гнучкість конфігурації (заміна і додавання компонентів), комплексність охоплення параметрів (вимірювання як на стороні DC, так і AC згідно стандартів), а також мобільність – установка виконана на базі переносного обладнання, що дозволяє проводити експерименти безпосередньо на об'єкті. Отримані за допомогою ІВС результати є достовірними і придатними для подальшого аналізу відповідно до вимог нормативних

документів з ЯЕ. У подальших дослідженнях установку можна вдосконалити шляхом автоматизації процесу збору даних (використання єдиної системи реєстрації та програмного комплексу для синхронізації вимірювань) та масштабування потужності – зокрема, випробувати обладнання більшої потужності або інших виробників. Це дозволить розширити сферу застосування отриманих результатів. Незважаючи на окремі конструктивні обмеження, запропонована ІВС продемонструвала ефективність у вирішенні поставлених завдань і може слугувати основою для подальших експериментальних досліджень впливу ВДЕ на ЯЕ.

2.3 Проведення експериментальних досліджень ПЯЕ у мікромережах із ФЕС

Проведений у розділі 1 аналіз нормативної бази та наявних ЗВТ показав, що для обґрунтованого оцінювання ПЯЕ в автономних мікромережах із ФЕС недостатньо лише формального порівняння вимог стандартів та паспортних характеристик обладнання. У таких мережах напруга формується силовими перетворювачами з обмеженою перевантажувальною здатністю та чутливістю до нелінійних і реактивних складових навантаження. Тому практичні залежності між режимом роботи, типом інвертора, характером споживачів і рівнем гармонічних спотворень мають бути підтверджені експериментально.

Відповідно, експериментальні дослідження виконувалися у літній період за умов, сприятливих для стабільної генерації фотоелектричних модулів. Вимірювання проводилися у ясні літні сонячні дні, коли інсоляція є близькою до максимальної, а вплив швидких змін освітленості через хмарність мінімальний. Типовими супутніми умовами для такого періоду є відсутність опадів, слабкий вітер та помірно висока температура навколишнього середовища, що дозволяє зменшити ймовірність випадкових зовнішніх збурень та зосередити аналіз на впливі режимів роботи перетворювального обладнання і навантаження. Такий вибір часових і погодних умов є принциповим, оскільки забезпечує достатню доступну потужність ФЕС та дає змогу

відтворювати режими з підвищеними значеннями повної потужності без штучного обмеження генерації. Одночасно це дає можливість коректно оцінювати стабільні значення ПЯЕ у стаціонарних режимах після завершення перехідних процесів, що узгоджується із загальною логікою підходів до вимірювання параметрів якості та їх усереднення у часі, прийнятих у сучасних стандартах .

Безпосередньо програма вимірювань у межах підрозділу 2.3 була сформована як комплекс взаємопов'язаних дослідів, які відображають реальні сценарії експлуатації гібридних мікромереж на основі ФЕС. Загальний задум полягав у тому, щоб отримати не фрагментарні значення окремих показників, а цілісну картину зміни ЯЕ залежно від керованих факторів, що мають найбільший практичний вплив. У цьому контексті вимірювання були організовані як трьохетапний процес для трьох експериментальних напрямків.

Перший етап комплексу досліджень був пов'язаний з оцінюванням впливу типу інвертора і його топологічних та функціональних особливостей на ПЯЕ. У побутових та напівпромислових мікромережах використовуються інвертори різних класів і конструктивних підходів, включно з трансформаторними рішеннями та безтрансформаторними, а також варіантами вихідної напруги з різною якістю апроксимації синусоїди. Оскільки основним елементом формування напруги в автономному режимі є інвертор, саме його внутрішні алгоритми керування, структура вихідного каскаду та фільтрація визначають, наскільки стійко підтримуються частота, амплітуда і форма напруги при зміні повної потужності та характеру навантаження. Відповідно, цей блок досліджень дозволяє зіставити технічні рішення різних виробників і типів інверторів за критерієм забезпечення допустимих значень ПЯЕ, які використовуються як референтні під час контролю ЯЕ, зокрема за підходами, узгодженими з [9] та суміжними документами [10;18].

Друга частина експериментальної програми була спрямована на встановлення того, як змінюються ПЯЕ при переході між режимами роботи інверторів, зокрема при роботі синхронно із зовнішньою мережею та при автономному живленні

навантаження. Практична значущість цього досліду зумовлена тим, що навіть за використання одного й того самого інвертора і порівнянного активного навантаження якість напруги може суттєво відрізнятися через зміну «жорсткості» джерела, внутрішнього опору живлення, структури регулювання та наявності або відсутності мережевого демпфування. В рамках такого підходу фіксувалися показники, що визначаються стандартами якості напруги для мереж змінного струму, а також індикатори, чутливі до нелінійних споживачів, включно із гармонічними складовими та узагальненими коефіцієнтами спотворень.

Третій етап досліджень був присвячений впливу характеру навантаження на гармонічні та негармонічні складові напруги у мікромережі з гібридною ФЕС. У реальних умовах автономного електроживлення значну частку складають нелінійні побутові споживачі та пристрої з імпульсними джерелами живлення, а також навантаження з підвищеною реактивною складовою, зокрема через електроприводи та перетворювальні пристрої. Для таких споживачів характерним є погіршення (спотворення) форми кривої напруги і струму, що напряму впливає на ЯЕ.

Таким чином обрані умови проведення вимірювань та структура експериментів дозволяють забезпечити порівнюваність даних між режимами, типами інверторів і варіантами навантаження, що надалі створює підґрунтя для аргументованих висновків щодо причин погіршення ПЯЕ в автономних мікромережах із ФЕС та напрямків удосконалення процедур контролю і випробувань.

2.3.1 Вплив типу інвертора на показники якості електроенергії

На основі розробленої ІВС було проведено комплексні експериментальні дослідження ЯЕ на виході інверторів з різною топологією. Зокрема, досліджувались інвертори з трансформаторною топологією Victron Energy серії MultiPlus (моделі 12/500/20 та 12/1200/50-16) та безтрансформаторні інвертори Foval 2000W і Deye SUN-6k-SG03LP1-EU, які генерують відповідно модифіковану та чисту синусоїду.

Вибір таких моделей інверторів був зумовлений потребою порівняти ПЯЕ в реальних умовах при різних конструктивних рішеннях.

Для дослідження використовували методику, згідно з якою кожен інвертор працював у трьох режимах: без навантаження (холостий хід), з активним та комплексним навантаженням. Кожен режим роботи фіксувався протягом 10 хвилин для забезпечення усереднених значень параметрів. Зняття показників проводилося за принциповою схемою, наведеною на рисунку 2.3а, Отримані результати узагальнено в таблиці Г.1, а осцилограми наведені на рисунку 2.4

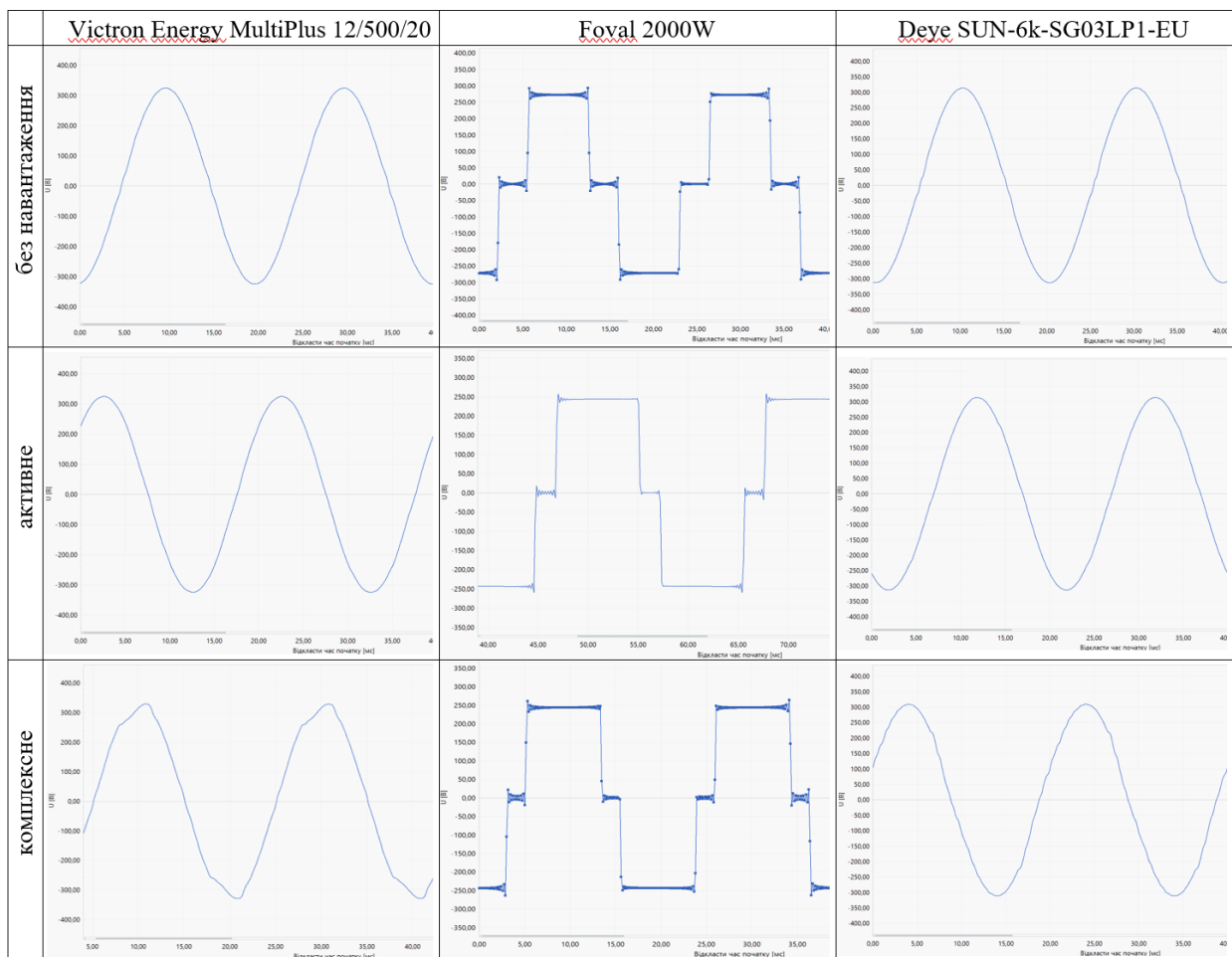


Рисунок 2.4 – Осцилограми кривих напруги

На осцилограмах, наведених на рисунку 2.4, чітко видно відмінності у формі вихідної напруги різних інверторів. Так, для трансформаторного інвертора Victron Energy MultiPlus та безтрансформаторного Deye SUN-6k спостерігалися практично

ідеальні синусоїдальні форми у режимі холостого ходу, які не змінювалися за умови підключення чисто активного навантаження. Однак при підключенні комплексного навантаження (велика реактивна складова) у цих інверторів виникли помітні спотворення. У випадку трансформаторного Victron з'явилися нелінійні вигини кривої, «зазубрини» та асиметрія верхніх і нижніх півхвиль. Безтрансформаторний інвертор Foval 2000W з модифікованою синусоїдою демонстрував зовсім іншу картину. Його вихідна напруга при всіх режимах мала явно ступінчасту форму з вираженими мікрошумовими спотвореннями. При цьому спостерігалася асиметрія між півхвилями, а рівень завантаження чи тип навантаження майже не впливав на форму сигналу. Особливо важливо, що частота вихідного сигналу Foval при вимірюваннях у неробочому режимі склала лише 47,981 Гц (проти 50 Гц номінально) і не змінилася при підключенні навантаження, що вказує на постійне значне відхилення від нормативних вимог. Наприклад, за ДСТУ [9] допускається відхилення $\pm 2\%$ (тобто у діапазоні 49–51 Гц) протягом 95% часу тижня, тож відхилення частоти Foval на $\approx 4\%$ є недопустимим.

Враховуючи наявність спотворень форми напруги, було також проведено аналіз гістограм гармонік, які наведено окремо для інверторів на рисунках 2.5-2.7.

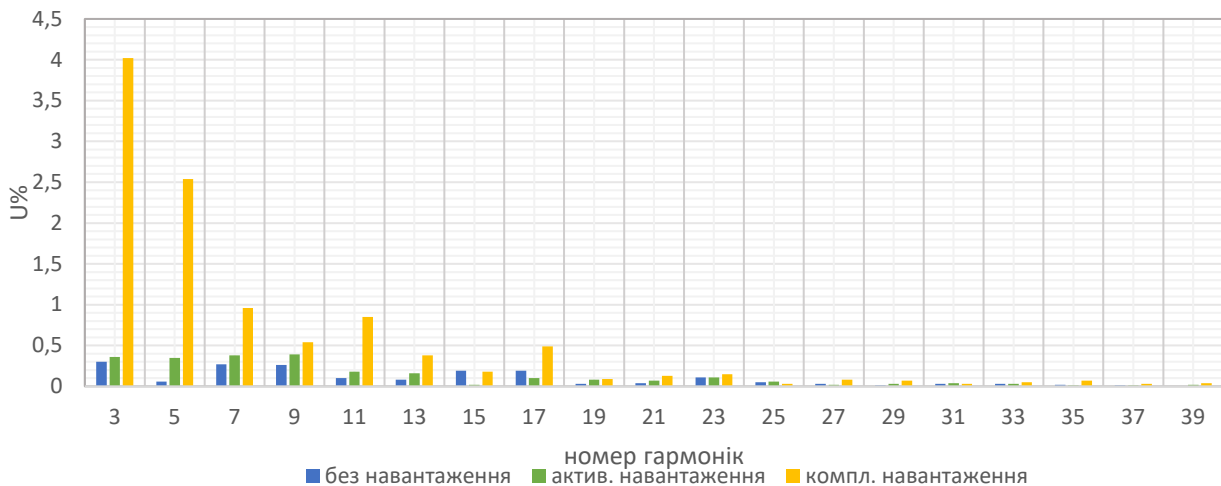


Рисунок 2.5 – Гістограма непарних гармонік напруг для інвертора Victron Energy MultiPlus 12/50/20

Аналіз гармонічного складу вихідної напруги при різних режимах роботи підтвердив ці спостереження. Для трансформаторного інвертора Victron Energy MultiPlus 12/50/20 гістограма непарних гармонік показує, що підключення активного навантаження майже не впливає на структуру гармонік (до 9-ї гармоніки THD $\approx 0,82\%$, причому найбільша – 9-та гармоніка на рівні $\approx 0,39\%$). Сумарне гармонічне спотворення для цього режиму становило тільки $\approx 0,82\%$, що цілком укладалось у граничні значення по ДСТУ [9]. Натомість при комплексному навантаженні відбувається суттєве погіршення гармонійного складу. THD зростає до $\approx 5\%$, хоча й залишається трохи нижче нормативної межі, і найбільший внесок у спотворення дає вже не 9-та, а 3-тя гармоніка ($\approx 4,02\%$). Загалом із ростом порядку гармонік їхній відносний вплив знижується, але помітне зростання має місце до 17-ї гармоніки включно. Така ситуація частково пояснюється «дрібноімпульсними» характеристиками реактивного навантаження, яке широко представлене нелінійними пристроями.

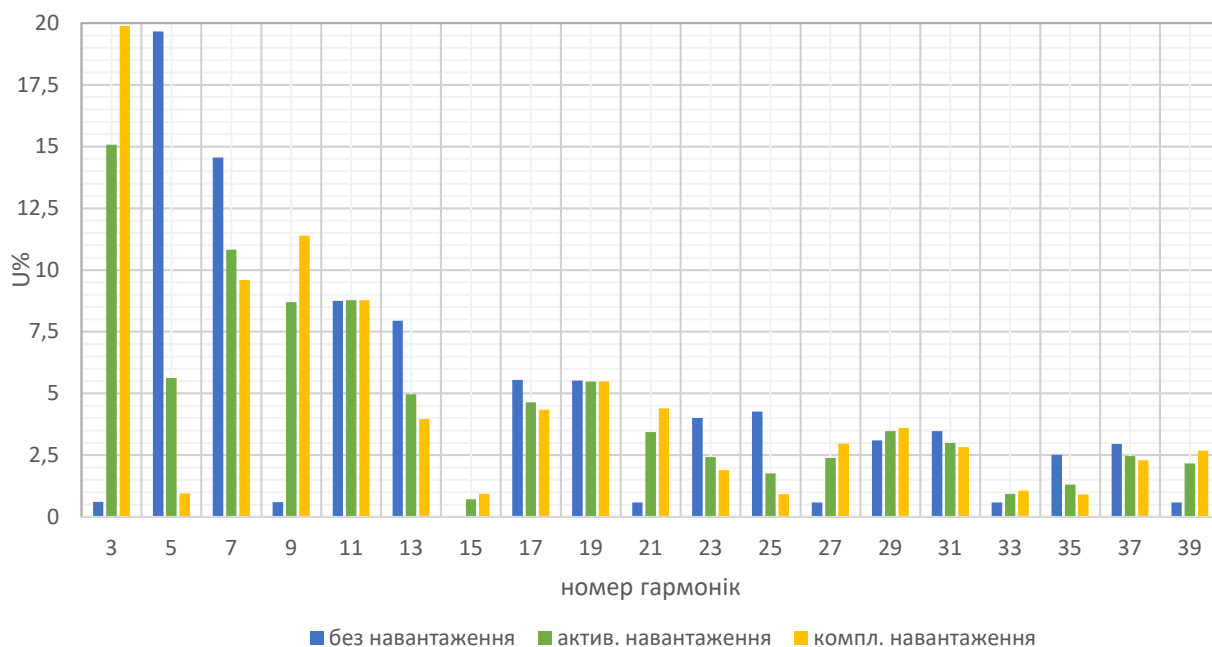


Рисунок 2.6 – Гістограма непарних гармонік напруг для інвертора Foval 2000W

Після заміни на інвертор Foval 2000W отримана гістограма гармонік показала катастрофічне погіршення якості. Навіть у неробочому режимі THD не опускався нижче $\approx 29\%$, що більш ніж у 3 рази перевищує допустимі стандарти. При підключенні активного чи комплексного навантаження THD залишався на рівні $\sim 30\%$ і більше, а найпомітніший внесок у спотворення вносили перші 13 непарних гармонік. Так, за неробочого режиму найбільший вплив мали 5-та та 7-ма гармоніки, тоді як при навантаженні – головним чином 3-тя та 7-ма (5-та утворювала меншу складову). Усі інші непарні гармоніки (до 13-ї включно) суттєво перевищили допустимі значення. Таким чином, інвертор Foval генерує настільки великі гармонічні спотворення, що їхнє використання призводить до аварійних ситуацій та швидкого виходу з ладу електрообладнання. Дослідження також показали, що на такі рівні спотворень мав вплив тип навантаження. Модифікована синусоїда залишалася такою, просто розподіл потужностей по гармоніках змінювався (наприклад, треті гармоніки зростали в комплексному режимі).

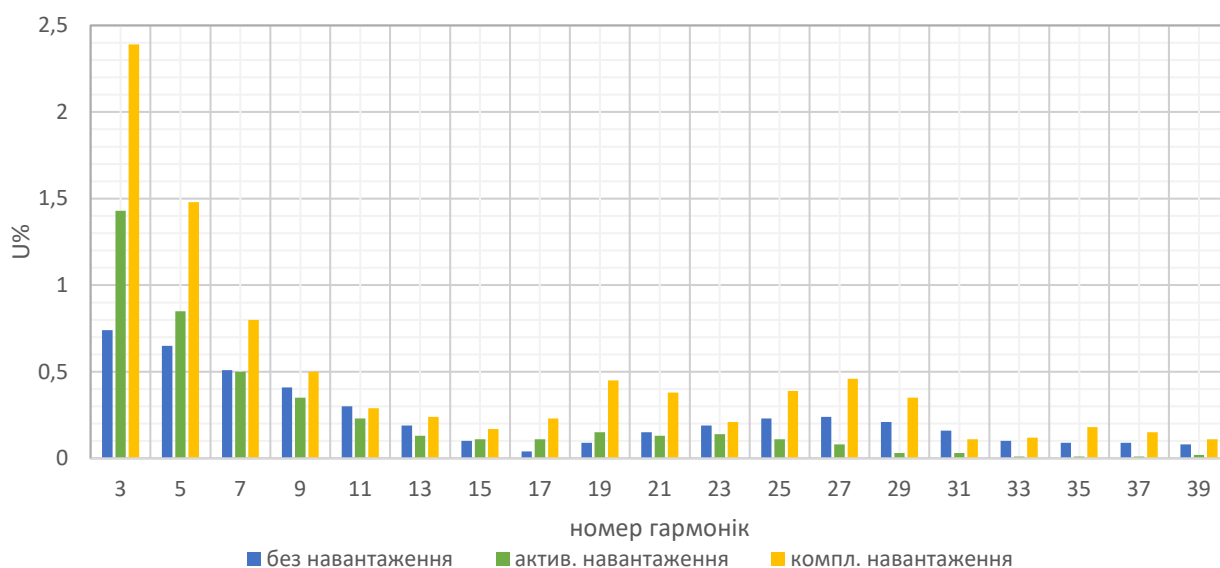


Рисунок 2.7 – Гістограма неперних гармонік напруг для інвертора
DEYE SUN-6k-SG03LP1-EU

Гармонічний склад інвертора Deye SUN-6k виявився наближеним до трансформаторного від Victron Energy. При неробочому режимі THD становив лише

1,36%, а у всіх трьох режимах роботи не виходив за нормативні межі. Найбільшу питому вагу мала 3-тя гармоніка, подальші непарні гармоніки спадали до 17-ї, з короткими невеликими сплесками десь до 31-ї гармоніки. В цілому, при підключенні комплексного навантаження у Deue відбулося помітне, але помірне зростання THD (трішки більше, ніж у Victron), яке може додатково збільшуватися за зростання реактивної складової чи потужності навантаження. Проте навіть у найгірших умовах ступінь спотворення залишався на порядок нижчим, ніж у модифікованого інвертора.

При аналізі отриманих результатів слід зазначити, що показник частоти для більшості досліджуваних інверторів залишався стабільним на рівні близько 50 Гц за будь-яких режимів, окрім випадку Foval, де він був постійно заниженим. Графіки зміни THD підтвердили, що найбільше на загальне спотворення впливали 3-тя, 5-та, 7-ма і 9-та гармоніки, які різко зростали при ввімкненні потужного комплексного навантаження. Зауважимо, що всі кількісні результати при різних режимах роботи інверторів наведено в узагальненій таблиці Г.1.

Результати порівняльного аналізу показали, що інвертори з модифікованою синусоїдою є неприйнятними для живлення чутливого обладнання та побудови стаціонарних мікромереж, оскільки генеровані ними гармонічні спотворення напруги у кілька разів перевищують нормативні межі. У роботі такий інвертор розглянуто лише як допоміжний контрольний зразок для ілюстрації впливу форми вихідної напруги на ЯЕ, тоді як подальше розроблення методу виконано для гібридних інверторів із синусоїдальною формою напруги. Для інверторів з чистою синусоїдою (як трансформаторних, так і деяких безтрансформаторних) результат показує, що за певних умов ЯЕ може суттєво погіршуватись, що потрібно додатково дослідити. При цьому, ці спостереження підкріплюють виявлені обмеження чинних нормативів для роботи безтрансформаторних інверторів і інверторів із модифікованою синусоїдою. Очевидно, що існуючі стандарти та методики, з огляду на зміни топологій інверторів і зростання кількості ВДЕ, потребують перегляду для уточнення вимог до автономних систем і навантажень з високим ступенем нелінійності.

2.3.2 Дослідження зміни ПЯЕ при різних режимах роботи інверторів

Базуючись на результатах першого етапу експериментальних вимірювань, ІВС було перепідключено відповідно до зміненої принципової схеми (схема згідно з рисунком 2.3б) та налагоджено реєстрацію необхідних параметрів. Зокрема, на цьому етапі фіксувалися осцилограми вихідної напруги та струму інвертора, величина підключеного навантаження, коефіцієнт потужності, ефективні значення напруги та струму, спектральний склад (рівень гармонік) тощо. Отримані експериментальні дані було опрацьовано в програмному середовищі Metrel PowerView [143] з подальшим порівняльним аналізом. Для підвищення достовірності реєстрації сигналів запис було здійснено за допомогою аналізатора ЯЕ Metrel і цифрового осцилографа. Така багатоканальна вимірювальна система забезпечила необхідну метрологічну точність, а паралельний запис сигналів дав змогу верифікувати результати вимірювань.

Вимірювання проводилися за єдиним планом для різних типів інверторів і режимів їх роботи. Спочатку інвертор працював синхронно з мережею (мережевий режим), де послідовно реалізовано комбінації потужності від неробочого ходу (відсутність навантаження) до навантаження активного характеру і далі до комплексного навантаження (з суттєвою часткою реактивної складової). Після цього установку перемикали в автономний режим (робота інвертора від батарей) і в аналогічній послідовності змінювали навантаження від нуля до максимального комплексного. Заміри виконувалися по чергово для трьох різних інверторів: спочатку Victron Energy MultiPlus 12/500/20 (номінальна потужність 0,5 кВА), далі Victron Energy MultiPlus 12/1200/50-16 (1,2 кВА) і, нарешті, Deye SUN-6k-SG03LP1-EU (6 кВА). Слід зазначити, що подальші дослідження з використанням інвертора Foval 2000W не проводилися, оскільки вже на першому етапі було виявлено повну невідповідність цього приладу нормативним вимогам щодо ЯЕ. Для кожного з вибраних інверторів підбирали максимально можливі та різноманітні навантаження, щоб наблизити умови експерименту до реальних. За результатами вимірювань було

виокремлено показові режими, що найбільш яскраво демонструють вплив режиму роботи та типу інвертора на ПЯЕ. Осцилограми миттєвих значень напруги і струму для цих характерних режимів наведено на рисунку 2.8.

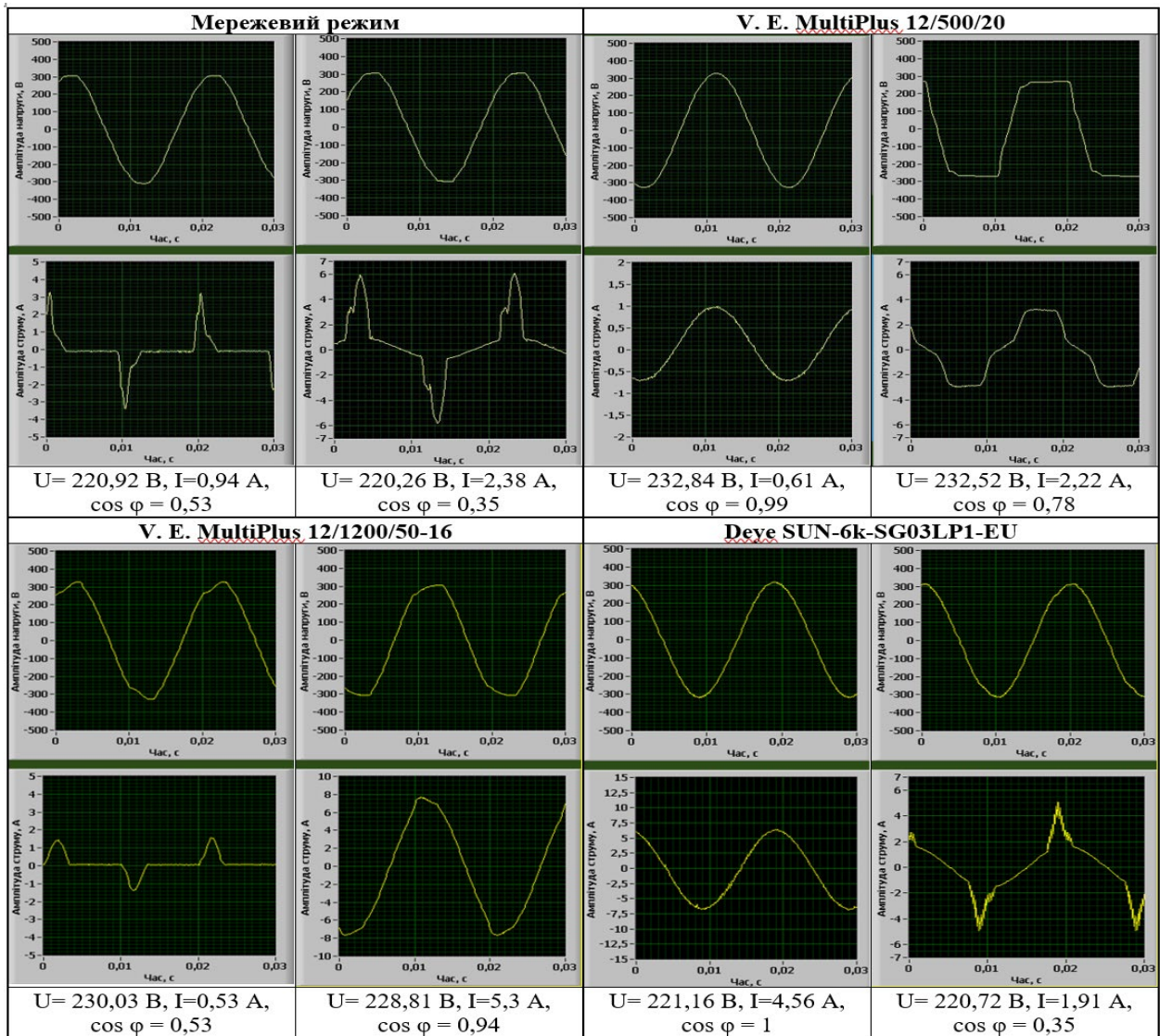


Рисунок 2.8 – Осцилограми напруг та струмів при різних режимах роботи

На рисунку 2.8 показані осцилограми вихідної напруги (верхні криві) та струму (нижні криві) інвертора за різних умов, зокрема при роботі від мережі і автономного. Для кожного режиму відображено результати, отримані без навантаження, з активним та з комплексним навантаженням. Аналізуючи ці осцилограми, можна зробити низку базових висновків. Перш за все, у мережевому режимі форма напруги інвертора

практично не змінюється зі зростанням навантаження і залишається близькою до ідеальної синусоїди. Це підтверджує, що потужна система живлення (об'єднана мережа) фактично диктує форму напруги, і внутрішній опір мікромережі настільки малий, що під'єднання навантажень у діапазоні, який досліджувався, не призводить до помітної деформації синусоїдальності напруги. Натомість крива струму в мережевому режимі помітно спотворена при наявності навантаження, зокрема, спостерігаються характерні нелінійні викривлення форми струму. Визначити точний характер цих спотворень лише з осцилограм складно, й вони не демонструють чіткої залежності ні від величини під'єднаної потужності, ні від коефіцієнта потужності. Одним із ймовірних чинників виникнення струмових спотворень у синхронному режимі можна вважати вплив параметрів загальної мережі, зокрема, наявність в ній вищих гармонік або неідеальну синусоїдальність напруги живлення. Проте головне те, що напруга на виході інвертора в режимі роботи від мережі залишається якісною (синусоїдальною) навіть за різного характеру та рівня навантаження.

Перехід до автономного режиму роботи інвертора виявив істотний вплив типу інвертора (його топології та алгоритмів формування напруги) на якість електроенергії, особливо при комплексному навантаженні. Для інвертора Victron Energy MultiPlus 12/500/20 (низької потужності) чітко спостерігається тенденція до зростання викривлень форми напруги і струму зі зменшенням коефіцієнта потужності навантаження (тобто із збільшенням частки реактивної складової). При суто активному навантаженні цей інвертор формує якісну синусоїду напруги і струму, однак додавання реактивного компонента призводить до появи помітних спотворень.

Для потужнішого інвертора Victron Energy MultiPlus 12/1200/50-16 отримані результати дещо відрізняються від меншого аналога. Зокрема, за певних режимів автономної роботи форма кривої напруги частково спотворюється, а форма струму суттєво змінюється порівняно як з даними для меншого Victron, так і між різними режимами самого Victron 12/1200. Втім, слід підкреслити, що і для цього інвертора

при чисто активному навантаженні осцилограми напруги та струму залишаються максимально наближеними до ідеальних синусоїд.

Третій досліджуваний пристрій – Deye SUN-6k-SG03LP1-EU показав істотно іншу картину викривлення струму. Цей безтрансформаторний інвертор досить якісно підтримує форму напруги, активно намагаючись забезпечити її належну якість навіть при зміні навантаження. Однак у режимі автономної роботи на комплексне навантаження з суттєвою реактивною складовою вихідний струм Deye набуває значних нелінійних спотворень (хвиля форми струму різко відхиляється від синусоїди). Така ситуація потенційно небезпечна тим, що великий несинусоїдальний струм може призвести до деформації і напруги – особливо якщо інвертор працює близько до межі своєї потужності. Зазначимо, що для потужного інвертора Deye прояв помітних спотворень струму починається вже при відносно малому навантаженні, близько 15–20% від номінальної потужності, що узгоджується із технічними особливостями даного виробника (ймовірно, алгоритми ШІМ-регулювання та фільтра вихідної напруги орієнтовані на роботу при значних рівнях навантаження, а при малих навантаженнях точність формування синусоїди погіршується).

Важливо відзначити, що під час переходу інвертора з одного режиму в інший (автономний чи мережевий) фіксується стрибок напруги до $\sim 4\%$. Це зумовлено різницею встановлених рівнів напруги: у мережевому режимі інвертори Victron підтримували напругу ~ 220 В (узгоджуючись із фактичним рівнем мережі), тоді як в автономному режимі ті самі інвертори формували напругу ~ 230 В згідно з європейськими нормативами. Отже, при від'єднанні від мережі або повторному підключенні відбувається короткочасна зміна напруги приблизно на 10 В ($\approx 4\%$). В умовах стабільної роботи мережі такі події поодинокі, але під час частих аварійних відключень (в Україні у 2022–2023 рр. практика застосування графіків аварійних відключень передбачала до 6 перерв живлення на добу) кількість перемикань режимів гібридних ФЕС може досягати 12 разів на добу. Повторювані стрибки напруги з амплітудою $\sim 4\%$ потенційно негативно впливають на електрообладнання споживачів

та елементи мережі – прискорюють деградацію ізоляції, можуть знижувати ресурс роботи чутливих приладів тощо. На щастя, зазначена проблема поступово втрачає актуальність, оскільки Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики та комунальних послуг, ухвалила рішення про перехід з 01.07.2025 року на номінальну напругу 230/400 В для розподільчих мереж України [144]. Це означає уніфікацію рівнів напруги з європейськими стандартами і дозволить уникнути зазначених 4% стрибків при переході між режимами роботи гібридних інверторів. В свою чергу частота напруги та показники флікера в усіх режимах залишалися в межах, допустимих діючими нормативними документами (відхилення частоти не перевищували $\pm 0,5\%$ при нормі $\pm 2\%$, короточасний флікер $P_{st} < 1$ тощо), що свідчить про здатність досліджених інверторів дотримуватись цих параметрів якості електроенергії навіть при змінних умовах навантаження.

Для більш детальної оцінки впливу навантаження на форму напруги було виконано накладання осцилограм різних режимів та побудовано узагальнені графіки напруги. На рисунку 2.8 наведено графіки форм кривої напруги інвертора при різних рівнях навантаження у мережевому режимі, а на рисунку 2.9 для автономного режиму.

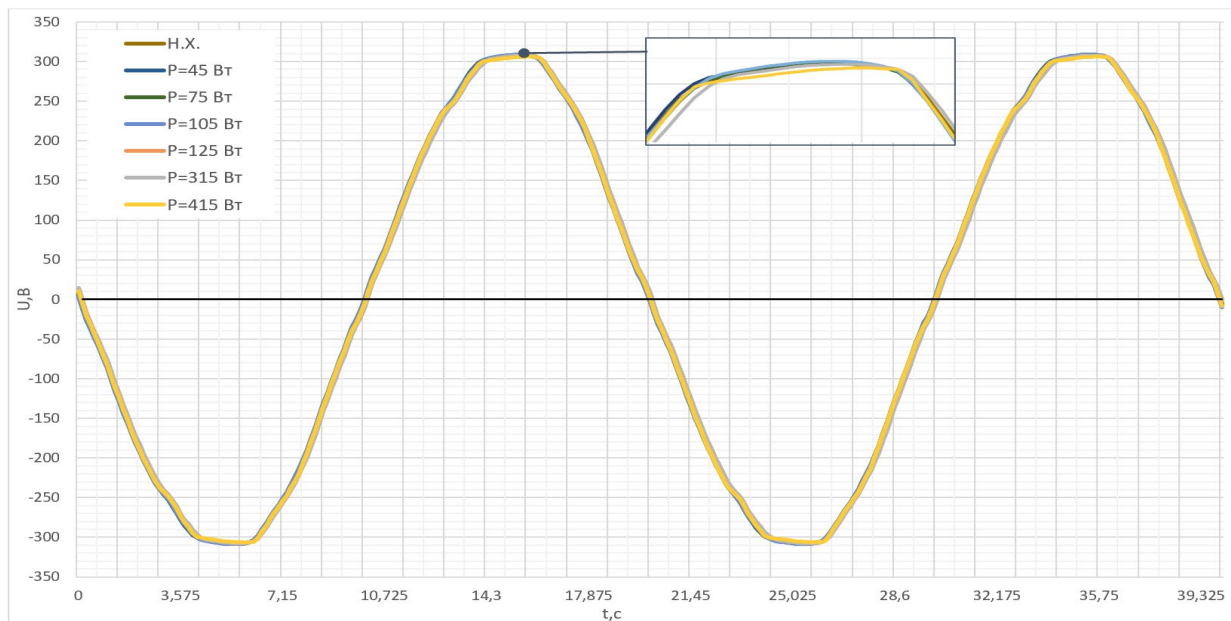


Рисунок 2.9 - Графік кривих напруги при різних навантаженнях в мережевому режимі

Наведений на рисунку 2.9 графік підтверджує зроблений вище висновок. Форма напруги при роботі від мережі практично не змінюється зі збільшенням навантаження і залишається близькою до ідеальної синусоїди. Лише при максимальному із досліджених навантажень спостерігаються дуже незначні відхилення форми напруги – незначне «зрізання» пікових ділянок, яке не виходить за межі норми. Тобто, навіть при істотній зміні величини споживаної потужності (в досліді – від 0 до ~415 Вт) напруга на шині низьковольтної мережі залишається якісною. Це пояснюється великою потужністю системи, яка при збільшенні навантаження на кількасот ват не здатне вплинути на форму напруги у вузлі живлення через мізерно малий еквівалентний опір решти енергосистеми.

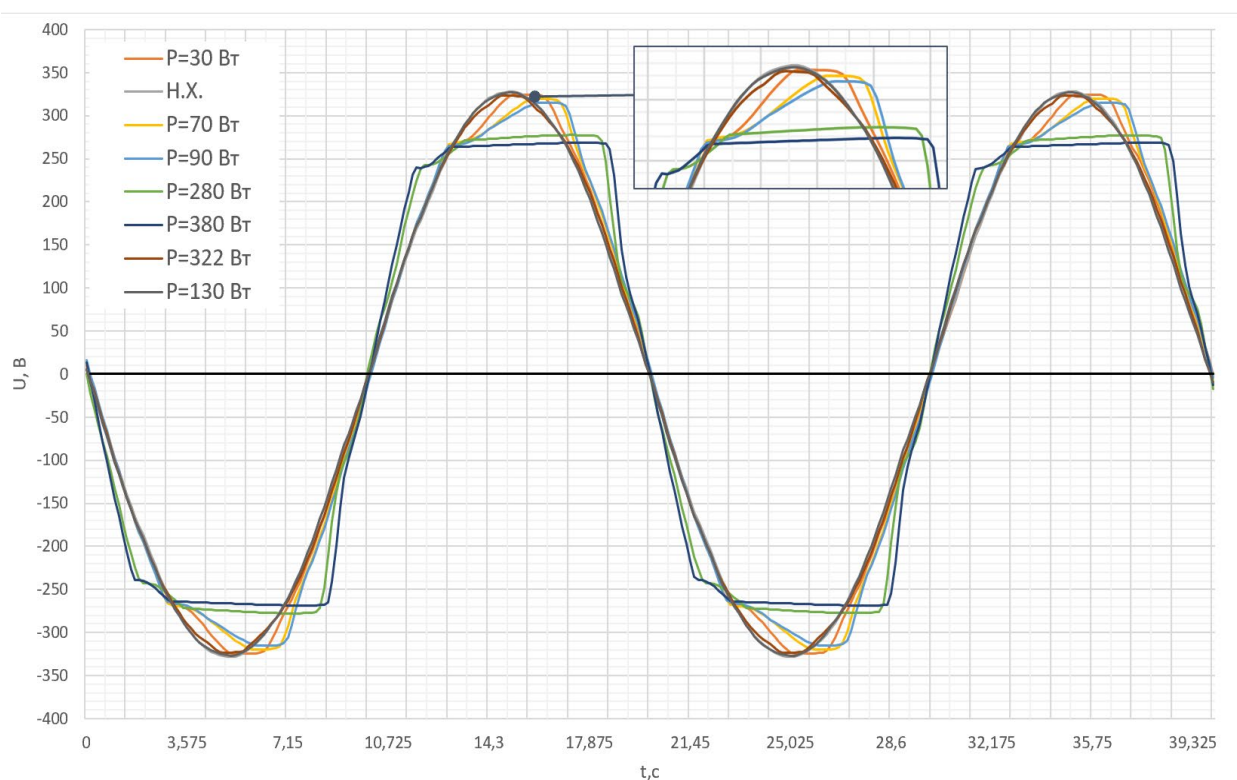


Рисунок 2.10 – Графік кривих напруги при різних навантаженнях в автономному режимі

На рисунку 2.10 показано графік кривих напруги за різних навантажень в автономному режимі роботи інвертора. На відміну від мережевого режиму, в автономному режимі форма вихідної напруги суттєво спотворюється зі зростанням

навантаження. Видно, що без навантаження інвертор видає майже ідеальну «чисту» синусоїду, проте зі збільшенням під'єднаної потужності та появою реактивної складової крива напруги дедалі більше відхиляється від синусоїдальної, набуваючи характерного вигляду так званої модифікованої синусоїди (наближається до прямокутної форми). Спотворення проявляються у вигляді сплюснення та зрізання верхів напруги, появи дрібних нерівностей (ступінчатості) на фронтах сигналу тощо. Така деформація є типовою, коли інвертор працює на нелінійному або низькокосинусному навантаженні і не має змоги повністю компенсувати реактивні струми через обмеження своєї силової схеми або системи керування. Іншими словами, за відсутності «жорсткого» джерела напруги (як у мережевому режимі) інвертор зіштовхується з власним внутрішнім опором та скінченими можливостями системи ШІМ-регуляції, що й призводить до погіршення форми напруги під час живлення важких навантажень.

Виходячи з аналізу осцилограм, найбільшим змінам під впливом режиму та типу інвертора піддаються показники, пов'язані з гармонічним складом напруги. Тому для кількісної оцінки якості вихідної напруги було визначено її гармонічний спектр у кожному режимі. На рисунку 2.11 наведено отримані спектри (гістограми гармонік) для декількох режимів роботи в мережевому режимі. Для зручності аналізу всі зафіксовані гармоніки розділено на дві групи – парні та непарні – і відображено на окремих гістограмах.



Рисунок 2.11 – Гістограми гармонік для мережевого режиму роботи

Одразу слід зазначити, що суттєві зміни при зміні навантаження спостерігалися переважно у непарних гармоніках, водночас вміст парних гармонік залишався невисоким. Аналіз парних гармонік не виявив регулярної тенденції, хоча відзначено зменшення амплітуди 2-ї гармоніки зі збільшенням навантаження (можливо, через зникнення постійної складової в напрузі при підключенні симетричного навантаження). В цілому ж рівні парних гармонік у мережевому режимі не перевищували допустимих за стандартом [9] і є досить малими. Щодо непарних гармонік напруги під час роботи від мережі, то їхній розподіл не виявив явної залежності від рівня навантаження. Отримані результати свідчать, що чіткої прямої

кореляції між збільшенням споживаної потужності та пропорційним зростанням амплітуд гармонік немає. Для кожного з розглянутих режимів спостерігається певне унікальне сполучення рівнів окремих гармонік. Тим не менш, можна відзначити, що найбільшу частку спотворень у мережевому режимі дають 3-тя та 5-та гармоніки. Якщо розглядати ширший спектр (до 40-ї гармоніки), то переважна більшість спотвореної енергії припадає на гармоніки до 21-ї включно. При цьому абсолютний рівень викривлень напруги в мережевому режимі залишається низьким – сумарний THD не перевищує $\sim 2,5\%$ – тобто якість напруги повністю відповідає нормам.

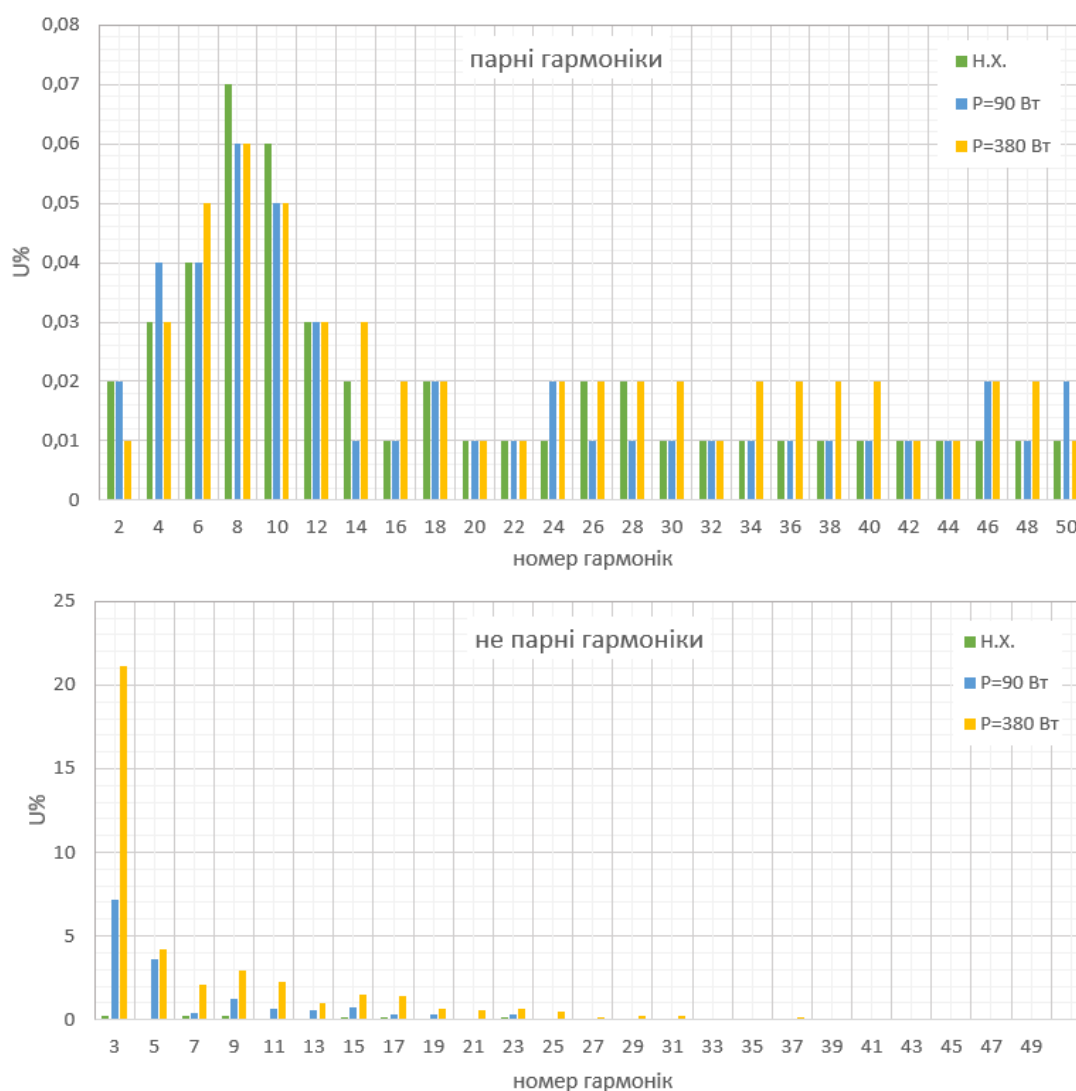


Рисунок 2.12 – Гістограми гармонік для автономного режиму роботи

На рисунку 2.12 показано гармонічний склад напруги для різних режимів роботи інвертора в автономному режимі. Видно, що спектр в автономному режимі значно більший на гармонічні складові порівняно з роботою від мережі. Парні гармоніки під час автономної роботи, як і раніше, не виходять за допустимі межі [9]. Однак простежується характерна тенденція: найбільше зростають рівні гармонік середнього порядку – приблизно з 4-ї по 14-ту (залежно від режиму навантаження). Цей розподіл є подібним для різних навантажень, тобто зі зміною потужності співвідношення амплітуд парних гармонік зберігається, змінюється лише їх абсолютний рівень. Значно цікавішим є аналіз непарних гармонік в автономному режимі. На відміну від випадку роботи від мережі, тут виявлено різке збільшення вмісту майже всіх непарних складових із ростом навантаження. При цьому чітко спостерігається впорядкована структура спектра: найбільшу амплітуду має 3-тя гармоніка, дещо меншу – 5-та, а подальші гармоніки спадають за рівнем майже монотонно. Така характерна «дрібнозубчаста» форма спектра (піки на 3-й, 5-й, 7-й, 9-й гармоніках тощо) зберігається для всіх досліджених значень навантаження. Ключовим є факт, що зі збільшенням навантаження (і теоретичним зниженням $\cos \varphi$) вміст окремих гармонік у напрузі суттєво зростає. Найбільш різко зростає рівень 3-ї гармоніки. Наприклад, при навантаженні ~ 380 Вт (комплексне навантаження, $\cos \varphi \approx 0,5$) її амплітуда досягає $\sim 21\%$ від основної гармоніки. Це надзвичайно високий показник, що вказує на сильне несинусоїдальне спотворення напруги.

Загалом, з отриманих гармонічних спектрів напруг в розрізі порівняння режимів видно, що в автономному режимі найбільш виражене зростання припадає на 5-ту гармоніку, тоді як у мережевому – на 3-тю. Ймовірно, це зумовлено особливостями схемних рішень інверторів та характером їхньої взаємодії з точкою підключення до мережі. При подальшому збільшенні навантаження загальний розподіл впливу окремих гармонік на форму напруги не змінюється, проте зростають їхні амплітуди. Зокрема, у мережевому режимі THD зріс лише на $\sim 11\%$ від початкового значення при збільшенні навантаження приблизно до 7% від номіналу. В абсолютних величинах це

відповідає зміні THD_U з $\sim 2,2\%$ до $\sim 2,5\%$, що є незначним погіршенням. В автономному режимі початковий рівень спотворень без навантаження був навіть нижчим (порядку $0,5\%$), ніж у мережевому режимі при роботі без навантаження (що очікувано, адже інвертор генерує «еталонну» напругу без впливу мережі). Однак із зростанням навантаження гармонічні спотворення напруги в автономному режимі зросли в кілька разів. Як видно з узагальнених гістограм, при збільшенні споживаної потужності з ~ 30 Вт до ~ 380 Вт THD напруги інвертора зріс приблизно з $4\text{--}8\%$ до понад 22% (тобто майже у $3\text{--}4$ рази).

Отримані результати експериментальних досліджень другого етапу переконливо демонструють суттєвий вплив режиму роботи на ЯЕ в мікромережах з ФЕС. У мережевому режимі не відбувається значного погіршення показників якості, зокрема, форма напруги залишається синусоїдальною, а зміни рівня гармонік незначні. В свою чергу, виявлені в автономному режимі значні спотворення напруги (особливо при реактивних та нелінійних навантаженнях) потребують додаткового детального аналізу та врахування в подальших розробках.

2.3.3 Аналіз впливу характеру навантаження на гармонічні та негармонічні складові напруги

На третьому етапі досліджень основну увагу зосереджено на автономному режимі роботи гібридної ФЕС та аналізі впливу навантаження на гармонічний склад напруги. Метою цього етапу було розширити межі експериментальних вимірювань та визначити, як тип та характер навантаження, в тому числі комплексне навантаження з великою часткою реактивної потужності ($\cos \phi < 0,6$) впливає на ПЯЕ в умовах ізольованої мікромережі. Саме автономний режим було обрано основним об'єктом дослідження, оскільки попередні результати вказали на істотніше погіршення ЯЕ при від'єднанні від мережі.

Був застосований наступний принцип проведення вимірювань. Спершу проводились виміри з активним навантаженням (різними приладами та різної потужності, що мають коефіцієнт потужності близький до 1) до таких приладів можна віднести електронагрівальні прилади, лампи розжарювання тощо. В подальшому було здійснено вимірювання при комплексному навантаженні, яке за паспортними даними має коефіцієнт потужності в діапазоні від 0,3 до 0,6 (0,7). Даний діапазон було обрано враховуючи, що більшість обладнання для ФЕС (інвертори, тощо) розраховані на навантаження із коефіцієнтом потужності не нижче 0,8 але більшість сучасного побутового обладнання має нижчі коефіцієнти потужності (блоки живлення, лед лампи, частотні перетворювачі тощо), яке переважно дуже часто використовуються в мережах із ФЕС. Тому розуміти залежності змін ЯЕ в мікромережах з ФЕС при такому навантаженні є критично важливим і потрібним для подальшої розробки методів та методик запобігання (обмеження) суттєвого погіршення ЯЕ. В подальшому результати при комплексному навантаженні додатково розподілили на потенційно реактивно-ємнісне та реактивно-індуктивне для проведення детального аналізу. Із отриманих результатів було вибрано декілька типових осцилограм, які наочно показують, які зміни ЯЕ спостерігаються у досліджуваних мережах. (рисунк 2.13)

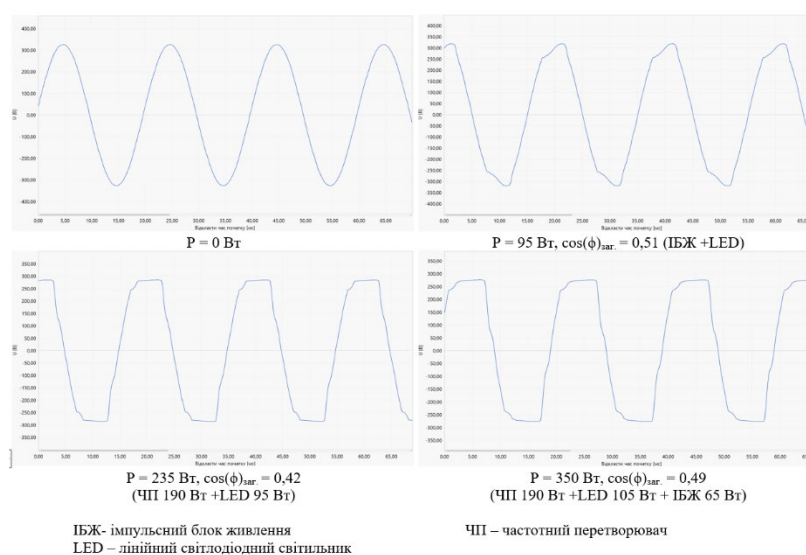


Рис. 2.13 – Осцилограми напруги на виході інвертора
при автономному режимі

Як видно з осцилограм, при відсутності навантаження інвертор формує практично ідеальну синусоїдальну напругу – крива не містить помітних відхилень чи спотворень. За наявності невеликого активного навантаження форма напруги залишається майже незмінною, що узгоджується з очікуванням мінімального впливу активної складової на гармоніки. При підключенні комплексного навантаження з великою часткою реактиву починають проявлятися відхилення форми кривої. Спочатку з'являються незначні нелінійності у ділянках поблизу амплітудних піків. Зокрема, при $\cos \phi \approx 0,51$ (реактивно-ємнісне навантаження ~ 95 Вт) спостерігається ледь помітне сплюснення вершини синусоїди. Зі збільшенням частки реактивного навантаження спотворення стають більш вираженими – у режимі з $\cos \phi \approx 0,42$ (навантаження ~ 238 Вт) видно нелінійні викривлення кривої напруги в області максимальних значень, появу невеликих «зазубрин» на верхніх півхвилях. У разі значного реактивного навантаження ($\cos \phi \approx 0,49$ при ~ 350 Вт) форма напруги істотно погіршується. Відбувається фактичне «відсікання» верхівок та нижніх частин синусоїди – графік напруги набуває сплюснених плато на амплітудах. Такі відхилення форми сигналу безпосередньо вказують на появу вищих гармонік значної амплітуди. Тобто, при великому реактивному навантаженні інвертор вже не забезпечує належної синусоїдальності напруги, що підтверджує суттєвий вплив цього навантаження на ПЯЕ.

Для детального аналізу гармонічних спотворень були побудовані гістограми вмісту непарних гармонік напруги при різних типах та характері навантаження (рисунки 2.14–2.16). Парні гармоніки не досліджувалися, оскільки їхній внесок порівняно з непарними є несуттєвим і не призводить до значних змін ПЯЕ.

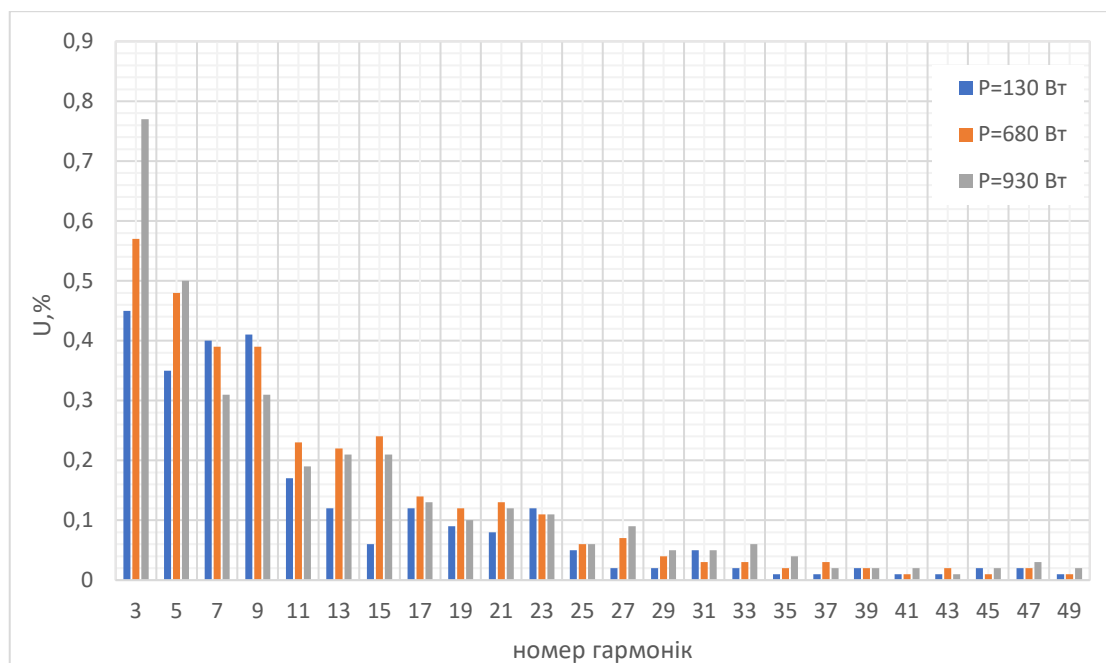


Рисунок 2.14 – Гістограми непарних гармонік при активному навантаженні

Рисунок 2.14 ілюструє результати спектрального аналізу при активному навантаженні у вигляді гістограм непарних гармонік напруги. Видно, що зі збільшенням підключеної потужності рівень гармонічних спотворень зростає пропорційно. При цьому для окремих гармонік (зокрема 3-ї та 5-ї) відбувається підвищення амплітуди, тоді як для інших (7-ї, 9-ї) – деяке зниження. Це свідчить про перерозподіл спектра при зміні навантаження: зі зростанням активної потужності більший вплив мають нижчі непарні гармоніки (3, 5 тощо), тоді як внесок вищих непарних дещо зменшується. Відзначимо, що різні побутові прилади активного типу (лампи розжарювання, не світлодіодні прожектори, електронагрівачі тощо) не вносять принципової різниці у спектр спотворень – загальна тенденція для активного навантаження зберігається. В усіх випадках для активних навантажень рівень гармонік не перевищував гранично допустимих значень згідно з вимогами діючих стандартів [9].

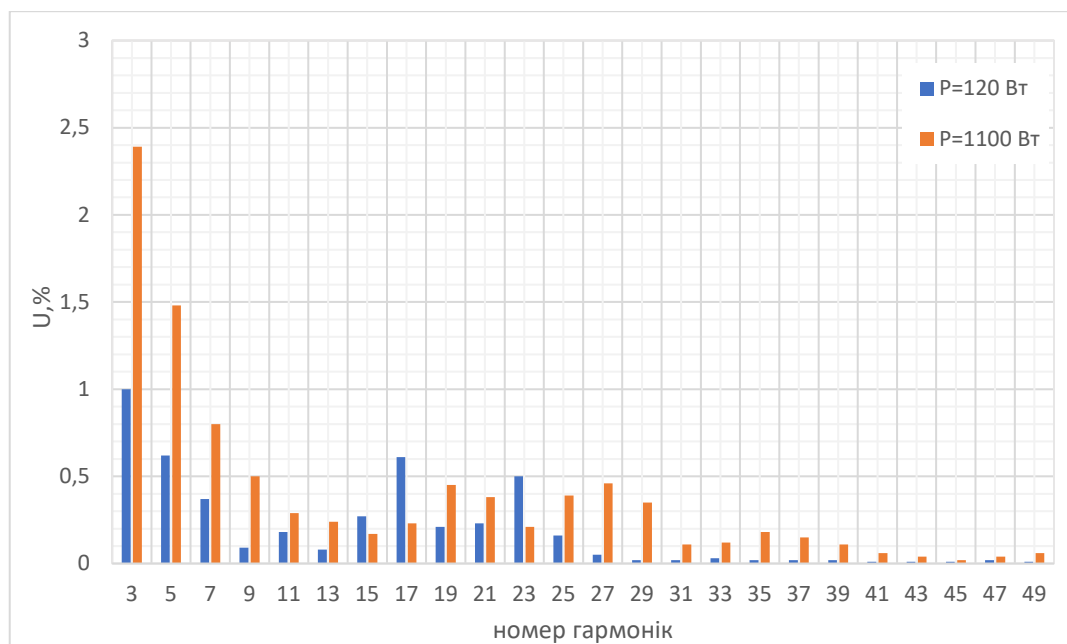


Рисунок 2.15 – Гістограми непарних гармонік при реактивно-індуктивному комплексному навантаженні

Аналізуючи гістограми непарних гармонік напруги при комплексному реактивно-індуктивному навантаженні, відмічено, що середні рівні окремих гармонік вищі, ніж при чисто активному навантаженні, хоча більшість значень залишається в межах допустимих норм. Яскраво вираженої загальної тенденції зміни вмісту кожної гармоніки зі зростанням частки індуктивного навантаження не спостерігається – вплив підвищення потужності на різні гармоніки відрізняється. Найбільший внесок у спотворення напруги при реактивно-індуктивному навантаженні роблять 3-тя, 5-та та 7-ма гармоніки. Водночас виявлено нетипове для даного дослідження явище, яке полягає у помітному негативному впливі високочастотних непарних гармонік у діапазоні порядків приблизно від 17 до 29. Іншими словами, в спектрі напруги при індуктивному навантаженні з'являються підвищені складові високих непарних гармонік, які, хоч і не перевищують нормовані рівні, є значно більшими порівняно з аналогічними складовими для активного навантаження.

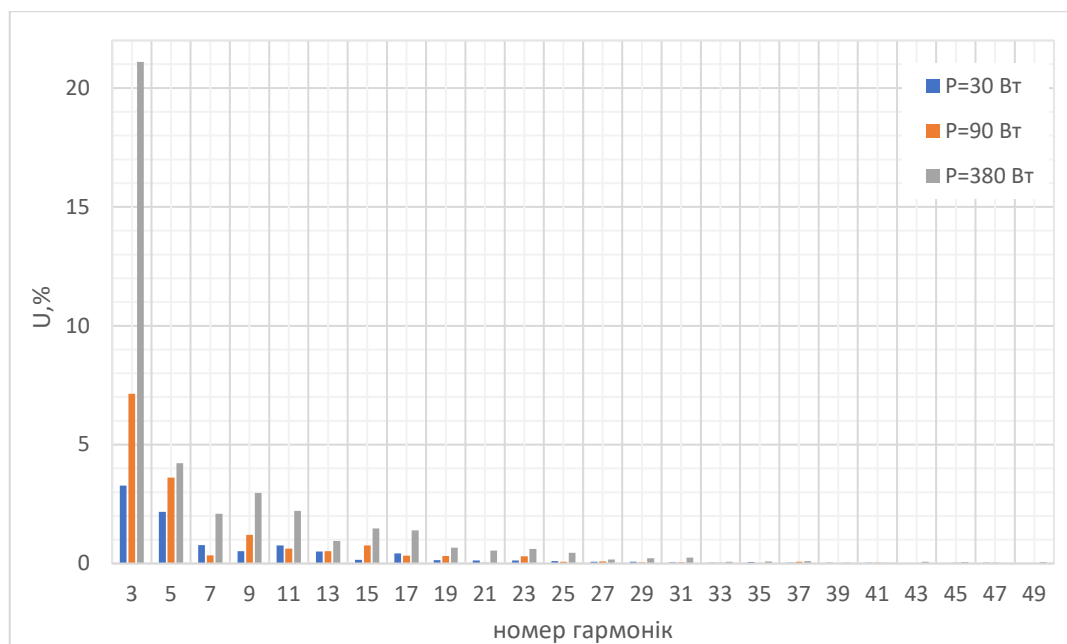


Рисунок 2.16 – Гістограми непарних гармонік при реактивно-ємнісному комплексному навантаженні

Із гістограми, наведеної на рисунку 2.16, видно, що гармонічні спотворення напруги навіть при невеликому ємнісному навантаженні мають досить високий рівень – наближений до значень при максимальному навантаженні. При наближенні до номінальної потужності інвертора окремі гармонічні складові досягають понад 20% від основної гармоніки. Загалом для більшості непарних гармонік спостерігається тенденція до зростання рівня зі збільшенням навантаження, тобто розподіл впливу між гармоніками лишається пропорційно подібним (усі компоненти збільшуються). Винятком є 3-тя гармоніка, вміст якої зростає набагато інтенсивніше (набуваючи рис експоненційної залежності). Зазначимо, що при аналізі даного типу навантаження розглядалися результати з навантаженнями, до складу яких входять нелінійні елементи: імпульсні блоки живлення, частотні перетворювачі, LED-лампи тощо. На основі аналізу гармонічного складу встановлено, що найбільше погіршення ЯЕ у мікромережі з ФЕС виникає саме при комплексному навантаженні з переважно ємнісним характером.

Для оцінки впливу моделей інверторів на досліджувані явища були проведені додаткові вимірювання на різних зразках обладнання. Зокрема, порівнювалися показники для двох інверторів Victron Energy MultiPlus (моделі 12/500/20 та 12/1200/50-16) та інвертора Deye SUN-6K-SG03LP1-EU. На рисунку 2.16 наведено графіки зміни THD вихідної напруги залежно від рівня навантаження та частки реактивної потужності для зазначених моделей інверторів – окремо для випадків активного і комплексного навантаження.

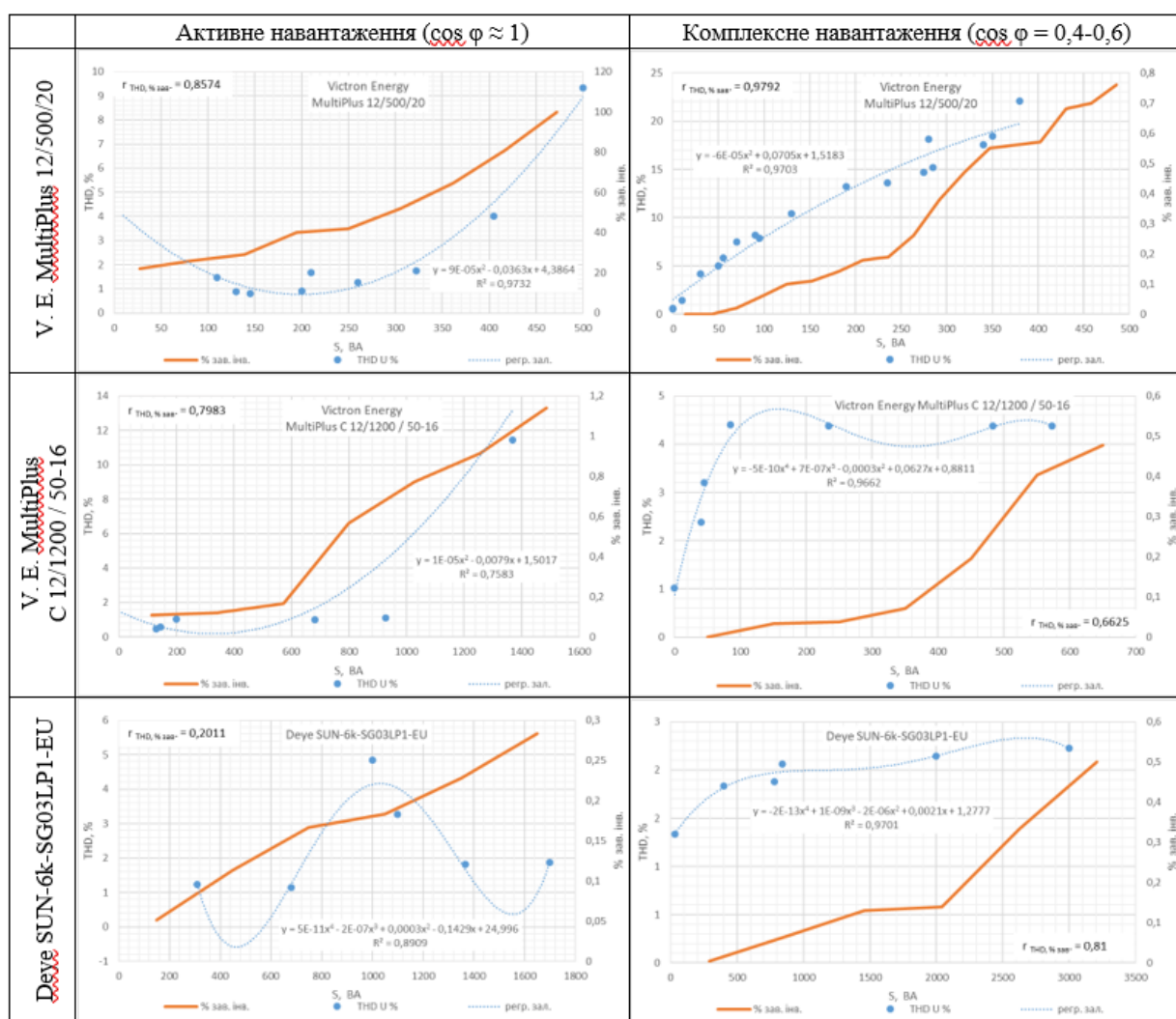


Рисунок 2.17 – Графіки зміни THD при різному встановленому обладнанні та різному за типом навантаженні

На рисунку 2.17 представлені експериментальні криві THD вихідної напруги для трьох досліджуваних інверторів (двох безтрансформаторних Victron та трансформаторного Deue) залежно від відсотка завантаження інвертора і характеру навантаження. Для кожної залежності було обчислено коефіцієнт кореляції r між процентом навантаження та рівнем THD, а також виконано апроксимацію поліноміальними функціями (2–4-го порядку) з визначенням коефіцієнтів детермінації (R^2). Видно, що різні моделі інверторів демонструють різну поведінку THD при зміні навантаження. Зокрема, при активному навантаженні високоякісні інвертори Victron і Deue забезпечують низький рівень THD, що незначно зростає із збільшенням потужності. В той же час залежності для комплексного навантаження мають виражений зростаючий характер ($R^2 \approx 0,75\text{--}0,97$ для різних інверторів), причому ступінь зростання THD та форма кривої суттєво залежать від конкретної моделі інвертора. Так, в інвертора Victron 12/500/20 спостерігався стабільний пропорційний ріст THD із збільшенням навантаження ($r \approx 0,86$), тоді як більш потужний Victron 12/1200/50-16 виявив меншу чутливість до навантаження (поліноміальна залежність зі зниженим коефіцієнтом кореляції $r \approx 0,66$). Загалом трансформаторний інвертор Deue продемонстрував найменший рівень гармонічних спотворень: THD не перевищував $\sim 5\%$ навіть за значної частки реактиву. Ці результати підтверджують, що марка та конструктивні особливості інвертора істотно впливають на якість напруги за наявності реактивного навантаження. Отже, у подальших розробках методів забезпечення ЯЕ слід враховувати не лише режим роботи та конкретну модель (виробника) інверторного обладнання, а й характер навантаження і потужність.

Узагальнюючи результати аналізу, можна зробити такі висновки. По-перше, виявлено чітку залежність між типом і характером навантаження та величиною гармонічних спотворень напруги у мікромережі з ФЕС. Найбільше погіршення ПЯЕ відбувається при наявності комплексного навантаження з великою часткою реактивної складової (особливо ємнісної). По-друге, відмічено додаткову залежність

від типу обладнання: різні інвертори (з різною топологією та вихідною формою напруги) можуть неоднаково реагувати на те саме навантаження. Аналіз гістограм гармонік показав, що основний внесок у спотворення форми напруги роблять непарні гармоніки нижчих порядків (3–9). При цьому для всіх протестованих інверторів підтвердилися сформовані раніше тенденції впливу різних видів навантаження на THD. Слід зауважити, що коефіцієнт потужності $\cos\phi$ є інформативним індикатором сумарного вмісту реактивної енергії в навантаженні, проте він не дозволяє визначити тип реактивності (ємнісна чи індуктивна), від якого значною мірою залежить ступінь гармонічних спотворень. Це узгоджується із загальновідомим фактом про суттєвіший негативний вплив ємнісного навантаження на ПЯЕ порівняно з індуктивним за однакового $\cos \phi$. Сформульовані висновки попередньо були апробовані на конференціях [145-146] і викладені у статті [147].

2.3.4 Міжприладове метрологічне оцінювання узгодженості вимірювань загального гармонічного спотворення напруги

Забезпечення належного метрологічного контролю гармонічних спотворень у зазначених умовах є надзвичайно актуальним завданням. Водночас професійне обладнання для оцінювання ПЯЕ (таких як аналізатори METREL) є дорогавартісним. Зважаючи на масовий перехід споживачів на ВДЕ та формування великої кількості локальних мікромереж з одним-двома джерелами живлення (особливо актуально для України через регулярні відключення централізованого електропостачання), доцільним є пошук спрощених варіантів контролю ПЯЕ для широкого застосування під час проєктування і дослідження таких мікромереж. У наукових публікаціях запропоновано чимало підходів до заміни дорогих аналізаторів якості електроенергії – від використання простіших приладів (наприклад, цифрових осцилографів із спеціалізованим програмним забезпеченням) до розроблення власних вимірювальних пристроїв на основі мікроконтролерів (платформа Arduino тощо) [148-150].

У рамках даної роботи під час експериментального дослідження було паралельно здійснено спрощене міжприладове порівняння двох методів вимірювання. Таке порівняння дає змогу визначити, чи можливо використовувати спрощені вимірювальні засоби для аналізу та перевірки дотримання вимог до ЯЕ при виборі максимально допустимої потужності інверторів. Зазначимо, що на основі результатів попередніх розділів ключовим ПЯЕ для досліджуваної тематики є саме рівень гармонічних спотворень напруги.

Для порівняння було обрано професійний вимірювальний засіб – аналізатор ЯЕ METREL MI 2892 Master, сертифікований згідно з [10] за класом А. Отримані від Metrel результати було зіставлено з даними, одержаними за допомогою комбінації багатоканального цифрового осцилографа та програмного середовища MATLAB. Запропонований спрощений підхід є значно економічнішим і простішим у реалізації, адже за наявності навіть двоканального осцилографа із функцією запису даних та базових навичок роботи в MATLAB можна отримати необхідні показники гармонічних спотворень.

Спрощений метод вимірювання полягає у записі сигналу за допомогою цифрового осцилографа, оснащеного функцією реєстрації даних. Отримані дані експортуються в єдиний масив (наприклад, Excel-файл) з мінімум двома стовпцями: часом та миттєвими значеннями напруги. При цьому важливо забезпечити рівні інтервали дискретизації. Надалі, на основі сформованого масиву даних, спеціально розроблений сценарій (скрипт) MATLAB здійснює розрахунок гармонічного складу напруги та загального коефіцієнта гармонічних спотворень (THD) в абсолютних (В) та відносних (%) величинах (скрипт наведено в додатку Д).

Під час проведення експерименту визначення параметрів гармонічних спотворень здійснювалося одночасно двома приладами. Зображення використаних вимірювальних приладів та побудованої інформаційно-вимірювальної установки наведено на рисунку 2.18.



Рисунок 2.18 – Вигляд інформаційно-виміральної установки під час проведення міжпридового порівняння

Для забезпечення коректності метрологічного експерименту обидва прилади підключалися до однієї виміральної точки, що фізично відповідала вихідним клемам інвертора, і працювали паралельно. При цьому було забезпечено максимально можливу одночасність реєстрації сигналів обома засобами, що усувало вплив розбіжностей у часі або різних точок відбору сигналу на результати.

Для повного оцінювання придатності запропонованого спрощеного методу було проведено серію вимірювань за різних режимів роботи інвертора та різних навантажень, що відрізнялися як рівнем потужності, так і характером (активні, реактивні або комбіновані). Зокрема, досліджувалися обидва основні режими функціонування гібридного інвертора: мережевий (синхронна робота з централізованою мережею) та автономний (робота від акумуляторної батареї без мережі). Навантаження змінювалося від режиму неробочого ходу ($S = 0$) до різних комбінацій активних і реактивних навантажень.

Після завершення циклу вимірювань було здійснено оброблення отриманих даних, як описано вище. При цьому для отримання повної інформації з приладу Metrel використано спеціалізоване програмне забезпечення (Metrel PowerView), яке забезпечує широкий спектр можливостей, зокрема побудову гістограм гармонік та формування звітів за вимогами різних стандартів. У таблиці 2.7 наведено базові результати вимірювань, на основі яких можна попередньо оцінити отримані показники.

Таблиця 2.7 – Отримані результати вимірювань показника THD за різних режимів роботи інвертора

Мережевий режим			Автономний режим		
S, BA	THD _m , %	THD _o , %	S, BA	THD _m , %	THD _o , %
0	2,22	2,25	0	0,55	0,54
45	2,21	2,13	30	4,18	4,17
75	2,24	2,17	70	7,48	8,19
105	2,21	2,27	90	8,20	8,18
125	2,26	2,26	280	18,09	18,04
315	2,26	2,57	322	1,75	1,73
416	2,58	2,55	380	22,08	22,25

У таблиці 2.7 наведено значення THD, визначені за допомогою професійного вимірювального приладу та запропонованого спрощеного методу, які позначено як THD_m, та THD_o,% відповідно. Значення згруповано за режимами роботи мікромережі

(мережевий або автономний) та за потужністю підключеного навантаження S . На перший погляд, можна відзначити, що отримані результати вимірювань є близькими між собою. Виражених закономірностей чи розбіжностей не спостерігається. Повні масиви даних про гармонічний склад напруги для кожного з режимів роботи наведено у додатку Е (таблиці Е.1 - Е.3).

Для міжприладового порівняння використано статистичні показники розбіжності результатів вимірювання, які дають змогу оцінити узгодженість показів ЗВТ та виявити можливу систематичну і випадкову складові відхилення. Прийнято, що за основний (еталонний) береться прилад Metrel, результати якого слугують базою для порівняння. Зокрема, міжприладове порівняння здійснювалося за такими показниками: відносна похибка для кожної гармоніки δ_h , %; середнє абсолютне відхилення значень гармонік (MAE_h); середньоквадратичне відхилення значень гармонік ($RMSE_h$); коефіцієнт подібності спектрів гармонік (Sim); середній зсув ($bias$) між значеннями THD; середня абсолютна різниця THD (MAE); максимальне абсолютне відхилення THD ($\max|\Delta|$); корінь середньоквадратичної похибки THD ($RMSE$); частка результатів, що задовольняють допуск $E = 0,1$ (Pass rate). Кожен з перелічених показників відображає певний аспект розбіжності між двома методами вимірювання. Зокрема, δ_h , %, характеризує відносну похибку вимірювання амплітуди h -ї гармоніки осцилографом порівняно з еталонним приладом. Величини Δ_h та $|\Delta_h|$ (абсолютне відхилення та його модуль) для кожної гармоніки слугують основою для розрахунку інтегральних оцінок спектральної розбіжності. Так, MAE_h і $RMSE_h$ визначають відповідно середню абсолютну похибку та корінь середньоквадратичної похибки по всіх гармоніках для кожного режиму випробувань. Показник Sim є коефіцієнтом подібності спектрального складу напруги, значення якого близьке до 1 при високому збігу результатів ($Sim = 1$ відповідає повному збігу гармонік, $Sim = 0$ – повній невідповідності). Щодо узагальнених показників для THD, кожен з них характеризує якість збігу інтегральних значень. Середній зсув ($bias$) відображає систематичне відхилення між показами THD двох приладів. Показники MAE та $RMSE$

характеризують середню величину та середньоквадратичне відхилення різниці між значеннями THD. Величина $\max|\Delta|$ визначає найбільшу спостережену різницю між показами THD. Нарешті, показник Pass rate (при критерії $E = 0,1$) вказує, у скількох відсотках випробувань спрощений метод дає результат, що відрізняється від еталонного менш ніж на 0,1%.

Спершу були визначені погармонічні розбіжності Δ_h , $|\Delta_h|$ та δ_h , %. Результати їх розрахунку для кожного випробувального режиму наведено в додатку Е (таблиця Е.4-Е.8), і ці дані стали основою для подальшого аналізу. Зокрема, для кожної досліджуваної комбінації режиму роботи та навантаження обчислено узагальнені показники MAE_h , $RMSE_h$ і Sim , що характеризують відмінність спектрального складу напруги між двома методами. Отримані результати подано у таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 – Результати міжприладового порівняння значень окремих гармонік

Автономний режим							
S, BA	0	30	70	90	280	322	380
MAE_h	0,0071	0,0093	0,0658	0,0091	0,0115	0,0101	0,0221
RMSE_h	0,0090	0,0120	0,1552	0,0133	0,0154	0,0121	0,0376
Sim	0,9936	0,9998	0,9946	0,9999	1,0000	0,9988	1,0000
Мережевий режим							
S, BA	0	45	75	105	125	315	416
MAE_h	0,0085	0,0117	0,0105	0,0107	0,0106	0,0432	0,0115
RMSE_h	0,0125	0,0178	0,0221	0,0159	0,0151	0,0840	0,0145
Sim	0,9993	0,9990	0,9982	0,9992	0,9989	0,9784	0,9993

Як видно з таблиці 2.8, для більшості режимів роботи значення середньої абсолютної похибки по гармоніках MAE_h є дуже малими (порядку кількох сотих часток одиниці), а коефіцієнт подібності Sim наближається до 1. Це свідчить про практично повний збіг спектрів гармонік напруги, виміряних двома методами, за переважної кількості випробувань. Найбільші відхилення спостерігаються у двох режимах: автономний режим при $S = 70 \text{ В} \cdot \text{А}$ ($MAE_h = 0,0658$; $RMSE_h = 0,1552$; $Sim = 0,9946$) та мережевий режим при $S = 315 \text{ В} \cdot \text{А}$ ($MAE_h = 0,0432$; $RMSE_h = 0,0840$; $Sim = 0,9784$). У першому з цих випадків (70 В·А, автономно) спрощений метод показав

дещо більше значення THD порівняно з еталонним (дивитись таблицю 2.7), що зумовило підвищення похибок MAE_h і $RMSE_h$. Другий випадок (315 В·А, мережа) характеризується найнижчим коефіцієнтом подібності $Sim = 0,9784$, тобто помітнішою відмінністю форми спектра гармонік – ймовірно, через розбіжності у вимірюванні окремих вищих гармонік за цього режиму. Проте навіть у цих «граничних» умовах значення Sim залишаються $> 0,97$, а середні похибки є невеликими. Отже, за більшості випробуваних умов спрощений метод забезпечує високий ступінь точності визначення гармонічного складу напруги. Лише в окремих комбінаціях (при середньому навантаженні в автономному режимі та при наближенні до максимальної потужності інвертора в мережевому режимі) спостерігається дещо більше зростання розбіжностей, що слід враховувати під час оцінки достовірності результатів. У таких випадках доцільно здійснювати додаткову перевірку вимірювань за допомогою еталонного приладу.

Після аналізу розбіжностей за окремими гармоніками було проведено узагальнене міжприладове порівняння на основі показника THD. Це зумовлено тим, що загальне гармонічне спотворення є загальновизнаним інтегральним показником рівня гармонічних спотворень, який фактично поєднує внески всіх окремих гармонік. Отримані в ході порівняння значення зведених показників наведено у таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 – Узагальнені показники міжприладового порівняння

Автономний режим	
Середній зсув між результатами вимірювання, Bias	0,1095
Середня абсолютна розбіжність, MAE	0,1424
Максимальна абсолютна розбіжність, $\max \Delta $	0,71
Середньоквадратична розбіжність, RMSE	0,2772
Частка результатів у межах допустимого відхилення $E = 0,1$, Pass rate	71,4286
Мережевий режим	
Середній зсув між результатами вимірювання, Bias	0,0314
Середня абсолютна розбіжність, MAE	0,0829
Максимальна абсолютна розбіжність, $\max \Delta $	0,31
Середньоквадратична розбіжність, RMSE	0,1269
Частка результатів у межах допустимого відхилення $E = 0,1$, Pass rate	85,7143

Як показують дані таблиці 2.9, результати міжприладового порівняння свідчать про прийнятну узгодженість між значеннями THD, отриманими за допомогою професійного аналізатора якості електричної енергії та спрощеного підходу на основі цифрового осцилографа з подальшим математичним опрацюванням сигналу. Водночас рівень узгодженості істотно залежить від режиму роботи мікромережі. У мережевому режимі розбіжності між результатами є меншими: середній зсув становить 0,0314, MAE - 0,0829, RMSE - 0,1269, а максимальна абсолютна розбіжність не перевищує 0,31 відсоткового пункту THD. Частка результатів, що перебувають у межах прийнятого допустимого відхилення $E = 0,1$, становить 85,7 %, тобто лише в одному із семи випадків розбіжність перевищила заданий поріг.

В автономному режимі спостерігається помітне зростання розбіжностей між результатами вимірювання: середній зсув збільшується до 0,1095, MAE - до 0,1424, RMSE - до 0,2772, а максимальна абсолютна розбіжність досягає 0,71 відсоткового пункту THD. Відповідно, Pass rate знижується до 71,4 %, тобто дві із семи точок порівняння не потрапили в межі прийнятого допустимого відхилення $E = 0,1$. Такий результат не слід трактувати як непридатність спрощеного підходу, оскільки сам критерій $E = 0,1$ є досить жорстким для порівняння двох різних вимірювальних каналів, особливо під час аналізу гармонічних спотворень у нестійкому автономному режимі. Крім того, за малої кількості точок порівняння кожне окреме перевищення порогу суттєво впливає на Pass rate: одна невідповідна точка змінює цей показник приблизно на 14,3 %, тому різниця між 85,7 % і 71,4 % фактично відповідає лише одному додатковому випадку перевищення порогу.

Погіршення узгодженості в автономному режимі є метрологічно очікуваним, оскільки в цьому режимі мікромережа має меншу електричну «жорсткість» порівняно з роботою від зовнішньої мережі, а форма напруги сильніше залежить від характеру навантаження, внутрішніх алгоритмів керування інвертора, параметрів фільтрації та перехідних процесів. За наявності комплексного або нелінійного навантаження гармонічний склад напруги може змінюватися нерівномірно, що підвищує чутливість

результату до вибору часового інтервалу аналізу, частоти дискретизації, способу синхронізації з основною гармонікою та алгоритму обчислення THD. Професійний аналізатор якості електричної енергії та осцилограф із подальшою обробкою в MATLAB можуть по-різному реалізовувати усереднення, спектральне групування, фільтрацію та визначення основної гармоніки, що особливо помітно за спотвореної або нестабільної форми напруги.

Отримані результати не дають підстав розглядати спрощений підхід як повноцінну заміну сертифікованого аналізатора якості електричної енергії, особливо для нормативного контролю, повірочних, сертифікаційних або спірних вимірювань. Водночас він може бути використаний як допоміжний інструмент для попереднього оцінювання гармонічних спотворень, порівняльних досліджень, візуального аналізу форми напруги та виявлення режимів, у яких імовірно суттєве погіршення ЯЕ. Для граничних режимів, близьких до нормативного рівня THD, або для режимів із високим рівнем спотворень результати такого підходу доцільно підтверджувати вимірюваннями професійним аналізатором класу А або S.

2.4 Висновки до розділу 2

1. Розроблено методичний підхід до проведення експериментів у мікромережі з гібридною ФЕС для оцінювання зміни показників якості електроенергії у двох базових режимах роботи інвертора (мережевому та автономному) з подальшою поетапною зміною величини й типу навантаження від активного до комплексного.

2. Створено та апробовано ІВС на базі діючої гібридної ФЕС із використанням сертифікованих вимірювальних засобів, що дозволило отримувати достовірні дані для наукового аналізу ПЯЕ (напруга, частота, флікер, гармонічний склад/THD тощо) у реальних умовах роботи побутових мікромереж.

3. Проведено експериментальні дослідження для набору інверторів різних топологій (трансформаторні Victron Energy MultiPlus, безтрансформаторні Foval та

Deve) і набору навантажень із різними значеннями $\cos(\varphi)$, що дало змогу встановити характерні зв'язки між зміною форми напруги та ПЯЕ під впливом типу інвертора і навантаження.

4. Встановлено, що при переході до комплексного навантаження (типово $\cos(\varphi)$ у діапазоні 0,5–0,9) синусоїда напруги починає істотно спотворюватися (нелінійні викривлення, “зазубрини”, асиметрія півхвиль), причому ступінь спотворень залежить від топології інвертора та режиму роботи, що підтверджує необхідність аналізу та обмеження не лише за $\cos(\varphi)$ обладнання, а й враховувати гармонічний склад наапруг та струмів.

5. Підтверджено, що коефіцієнт потужності є індикатором частки реактивної енергії, однак сам по собі не дозволяє встановити тип реактивності (ємнісну чи індуктивну), що суттєво впливає на темп зростання THD. Навіть за нижчих значень $\cos(\varphi)$ при переважно індуктивному навантаженні темп зростання THD може бути нижчим, ніж для ємнісного навантаження. Це обґрунтовує необхідність окремого врахування характеру реактивної складової в подальших методах оцінювання допустимих режимів.

6. Виконано оцінювання відповідності експериментальних даних нормативним вимогам (зокрема за показниками частоти, флікера та гармонічних спотворень), що дозволило виділити режими, у яких параметри залишаються в допустимих межах, та режими, які є неприйнятними через суттєве погіршення ЯЕ (передусім при використанні інверторів із модифікованою синусоїдою та/або при певних комплексних навантаженнях).

7. Проведено метрологічне міжприладове порівняння результатів оцінювання гармонічних складових і THD, отриманих за допомогою аналізатора якості електроенергії (Metrel) та альтернативного вимірювального каналу на базі осцилографа (реєстрація миттєвих значень напруги з подальшим FFT-аналізом). За результатами зіставлення встановлено, що в мережевому режимі розбіжності між приладами є меншими, тоді як в автономному режимі спостерігається зростання

розходжень через нестабільність форми напруги та чутливість алгоритмів визначення гармонік. Такі результати вказують на суттєво обмежену придатність запропонованого спрощеного методу для проведення необхідних вимірювань гармонічних спотворень. Водночас він може бути використаний як допоміжний інструмент для попереднього оцінювання гармонічних спотворень

РОЗДІЛ 3 РОЗРОБЛЕННЯ МЕТОДУ КОНТРОЛЮ ДОПУСТИМОГО НАВАНТАЖЕННЯ ІЗОЛЬОВАНИХ МІКРОМЕРЕЖ ІЗ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ ШЛЯХОМ ЗАСТОСУВАННЯ ГАРМОНІЧНОГО АНАЛІЗУ

3.1 Методичні основи формування меж застосування методу

Враховуючи результати аналізу, поданого в попередніх розділах, встановлено, що в реальних умовах експлуатації мікромереж із ФЕС у автономному режимі часто спостерігаються суттєві спотворення форми кривих напруги та струму, а чинне нормативне забезпечення не повною мірою враховує специфіку таких режимів. Проведені експериментальні дослідження підтвердили, що одним із визначальних чинників погіршення параметрів напруги є склад і характер підключеного навантаження, зокрема наявність значної реактивної та нелінійної складових. За цих умов керуватись при виборі обладнання чи аналізі існуючих мереж лише коефіцієнтом потужності $\cos \phi$ недостатньо, оскільки даний показник не відображає повною мірою впливу навантаження на гармонічний склад і рівень спотворень напруги у описаних межах.

У зв'язку з цим виникає потреба у формуванні науково обґрунтованих критеріїв прийнятності роботи інверторів та визначенні меж їх застосування в мікромережах із високою часткою реактивних навантажень. Реалізація такого підходу створює методичне підґрунтя для розроблення методу визначення максимально допустимої потужності інвертора з урахуванням умов автономної роботи, а також для подальшої стандартизації процедури оцінювання допустимих режимів експлуатації інверторних ФЕС.

В свою чергу, постановка задачі запропонованого методу полягає у визначенні максимальної допустимої потужності ФЕС (інвертора) в умовах автономної мікромережі, навантаження якої характеризується суттєвою реактивною складовою,

та забезпечується прийнятні (нормовані) значення ПЯЕ для споживача. На відміну від підходів, що ґрунтуються лише на номінальних параметрах інвертора або загальних обмеженнях за потужністю, запропонований метод розглядає допустимість режиму як результат оцінювання відповідності вимірюваних параметрів напруги встановленим критеріям якості під час зміни режимів навантаження. Іншими словами, режим роботи вважається прийнятним, якщо ПЯЕ залишаються в межах нормованих значень.

Результат застосування методики визначається як граничне значення повної потужності інвертора $S_{доп}$, за якого для заданих умов роботи мікромережі та визначеного рівня реактивної складової навантаження всі критерії прийнятності за параметрами напруги виконуються. У розширеному поданні результат може бути інтерпретований як межа допустимих режимів у розрізі активної та реактивної потужності (діаграма в координатах $P-Q$). На такій діаграмі виділяється область режимів, за яких показники напруги не виходять за допустимі межі, та область режимів, що призводять до порушення хоча б одного з встановлених критеріїв якості. Визначення цієї межі дає змогу оцінити запас потужності інвертора з точки зору забезпечення ЯЕ.

Метод орієнтовано на автономні або гібридні мікромережі змінного струму з інверторним джерелом на базі ФЕС, у яких інвертор формує напругу для локального однофазного споживача, а вплив навантаження на форму та рівень цієї напруги є істотним. Застосування методики доцільне передусім у випадках, коли навантаження має підвищені показники реактивності. Зокрема, йдеться про споживачів, оснащених імпульсними джерелами живлення, світлодіодними драйверами, перетворювальною технікою та іншими пристроями, що споживають несинусоїдні струми і створюють гармонічні викривлення напруги. В таких умовах навіть при дотриманні конструктивних вимог до інвертора (номінальна потужність, струм, напруга тощо) та нормативів електромагнітної сумісності можливе перевищення допустимих рівнів ПЯЕ. При цьому запропонований метод не замінює аналіз конструктивних обмежень (теплових режимів, струмових перевантажень, роботи захистів тощо), а доповнює

його, встановлюючи допустимі режими експлуатації саме з позиції відповідності параметрів напруги критеріям якості в автономній мережі.

Для реалізації даного методу необхідні вихідні дані про енергосистему та обладнання. Зокрема, враховуються номінальні параметри мікромережі (номінальна напруга, частота), режим роботи (автономний або острівний режим), основні характеристики інвертора (номінальна потужність, допустимий діапазон або режим керування реактивною потужністю чи коефіцієнтом потужності, наявність вихідного фільтра), а також параметри навантаження. Навантаження доцільно описувати через активну і реактивну складові або через значення коефіцієнта потужності і характеристики нелінійності (наприклад, коефіцієнт несинусоїдності струму).

Формування критеріїв прийнятності в межах запропонованого методу базується на контролі найважливіших параметрів напруги, які безпосередньо характеризують ЯЕ для споживача. До таких параметрів належать: показник сумарного гармонічного викривлення напруги THD_U , рівні окремих гармонік напруги (гармонічних складових) у заданому діапазоні порядків, відхилення діючого (ефективного) значення напруги від номінального. Зазначені критерії застосовуються одночасно та комплексно. Це пов'язано з тим, що в умовах автономної мікромережі можливі ситуації, коли дотримання лише одного з критеріїв не гарантує прийнятності напруги за іншими показниками.

3.2 Формування випробувальних режимів і визначення чинників впливу

Для визначення гранично допустимого навантаження інвертора в автономній мережі спершу необхідно сформулювати випробувальні режими, які враховують комплекс ПЯЕ та ключові чинники впливу. З цією метою, визначено, що одним із головних чинників є потужність та характер навантаження. Зокрема попередні експериментальні дослідження показали, що наявність значної ємнісної складової в навантаженні призводить до різкого зростання ємнісної реактивної потужності в

мережі, що суттєво підвищує рівень гармонічних спотворень і може погіршувати стабільність роботи інвертора. Натомість при індуктивному характері навантаження реактивні потоки частково компенсуються, покращуючи ПЯЕ. Відповідно, режим з переважно ємнісним навантаженням є найкритичнішим для гібридного інвертора з точки зору дотримання нормативів ЯЕ (THD_U не більше 8% згідно зі стандартом [9]). Тому, у програмі випробувань передбачено дослідження режимів з ємнісним навантаженням як граничних. Одночасно потрібно враховувати і протилежний випадок – індуктивні режими, які в реальних умовах часто компенсуються конденсаторами, але також можуть спричиняти небажані ефекти при перевантаженнях.

Виходячи із цього, принцип вимірювань був організований таким чином, щоб поступово перевести інвертор від максимально активного навантаження до максимально можливого реактивного. На початковому етапі задано чисто активне навантаження – резистивний елемент, еквівалентний номінальній потужності інвертора при $\cos \varphi \approx 1$. Це забезпечує роботу інвертора на повну активну потужність без реактивної компоненти. Надалі до резистивного навантаження почергово додають реактивну складову. У випадку ємнісного режиму в якості навантаження можна використати конденсатор (або еквівалентну R–C-ланку), який має можливість поступового збільшення ємності. З іншого боку, для індуктивного режиму застосовується індуктивне навантаження. Таким чином, визначаються всі комбінації, коли подальші збільшення реактивної складової призводять до перевищення гранично допустимого рівня спотворень.

Такий підхід до проведення вимірювань обґрунтовується як вимогами нормативних документів, так і результатами попереднього аналізу. По-перше, враховано, що виробники інверторів зазвичай нормують роботу лише на активне навантаження ($\cos \varphi = 1$) або в обмеженому діапазоні коефіцієнта потужності, який не відображає повною мірою реальних умов експлуатації. Запропонований підхід до формування випробувальних режимів із поступовим збільшенням реактивної

потужності є більш наближеним до реальних умов, оскільки враховує динамічну поведінку інвертора при реальних комплексних навантаженнях, а не лише паспортні дані. По-друге, експериментальні дослідження підтвердили, що саме при значній реактивній складовій виникають найгірші ПЯЕ (високий THD, коливання напруги тощо), тоді як при суто активному навантаженні інвертор забезпечує нормативну якість напруги. Таким чином, методика випробувань, що охоплює весь діапазон від активного до реактивного навантаження, дозволяє виявити «проблемні» режими, за яких інвертор перестає відповідати вимогам. Крім того, врахування реальних профілів навантаження конкретної мікромережі (на основі попередніх вимірювань) робить тестування адаптивним. У результаті цей комплексний підхід дає змогу точніше встановити граничні значення активної та реактивної потужності інвертора, необхідні для забезпечення електромагнітної сумісності в мережі. Це підвищує надійність та безпеку роботи автономного гібридного джерела, уникаючи надмірного заниження допустимого навантаження (що обмежує функціональність) чи безпідставного завищення (що загрожує перенапруженням обладнання). Відповідно, сформовані випробувальні режими і враховані чинники впливу забезпечують всебічну перевірку інвертора в умовах, максимально наближених до реальних.

3.3 Алгоритм методу визначення максимально допустимої потужності та правила прийняття рішень

На основі сформованих режимів випробувань та вимог до методу визначення допустимої потужності інвертора розроблено алгоритм проведення вимірювань (тестувань). Цей алгоритм формалізує процедуру експериментального оцінювання допустимого навантаження і складається з декількох послідовних етапів.

На початку виконуються вимірювання параметрів мікромережі, в якій планується експлуатація гібридної ФЕС. На цьому етапі фіксуються характеристики наявних споживачів, їхні активні P та реактивні Q потужності, коефіцієнти потужності

($\cos \phi$) та форми споживаного струму. Аналіз отриманих даних окреслює діапазони випробувальних навантажень і найкритичніші конфігурації, характерні для конкретної мікромережі. Зокрема, якщо виявлено значну частку ємнісного навантаження (низький $\cos \phi$), це сигналізує про можливі високі спотворення напруги, які враховуються під час подальшого тестування. Схематично даний процес наведено на рисунку 3.1.

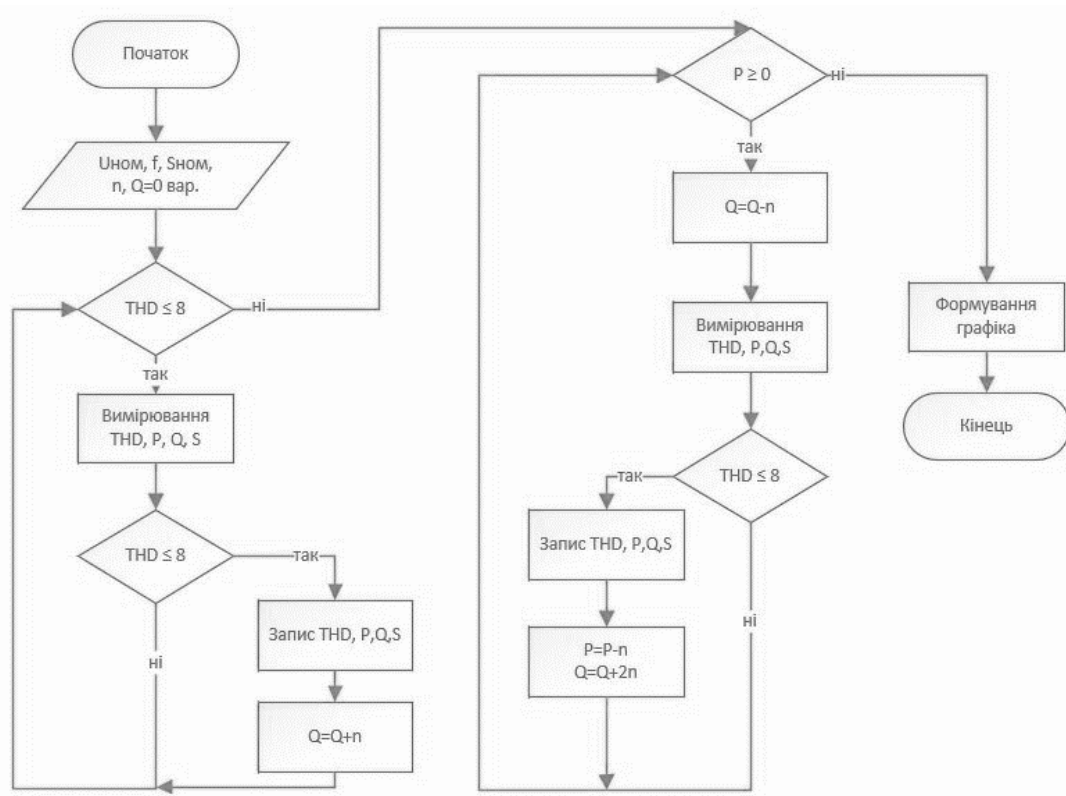


Рисунок 3.1 – Блок-схема алгоритму проведення вимірювань та побудови кривої допустимої потужності інвертора

Наступним кроком є випробування інвертора в умовах ізольованої роботи для точного визначення меж його допустимого навантаження. Для цього пропонується комплексна серія вимірювань, що охоплює різні комбінації активної та реактивної потужності. При цьому базовою точкою є номінальне навантаження – резистивний елемент, що еквівалентний приблизно номінальній активній потужності інвертора, за мінімально можливої реактивної складової ($\cos \phi$ близький до 1). Після встановлення

такого навантаження перевіряється рівень сумарного коефіцієнта гармонічних спотворень (THD) вихідної напруги інвертора. Якщо THDu не перевищує допустимого значення (наприклад, 8% згідно з [9]), фіксуються вихідні параметри інвертора для початкової точки: напруга U , струм I , активна P та реактивна Q потужності, $\cos \varphi$, а також величина THD. У разі, коли вже на цьому етапі спостерігається перевищення норми THD, базове активне навантаження зменшують (тобто знижують рівень P) і процедуру розпочинають заново – це забезпечує початок випробувань у допустимому режимі.

Далі здійснюється покрокове збільшення реактивної складової навантаження. До резистивного базового навантаження поступово під'єднують додатковий реактивний елемент – змінний конденсатор або паралельну комбінацію R–C, що імітує ємнісне навантаження. Після чого аналогічно проводиться процедура проведення вимірювань, перевірки вимогам та запис результатів. На кожному подальшому кроці зростає величина реактивної потужності Q (наприклад, шляхом підвищення ємності конденсатора) при фіксованому або попередньо відрегульованому рівні повної потужності S . Додатково, після кожного додавання реактивності інвертору дають короткий час для стабілізації режиму, за проходженням якого вимірюються всі ключові характеристики: U , I , P , Q , $\cos \varphi$ та THD. Особлива увага приділяється контролю THD на кожному кроці, а саме визначається момент, коли значення THD перевищує гранично допустимий рівень. Досягнення цього порогу означає, що поточна комбінація активної і реактивної потужності виходить за межі допустимого режиму з точки зору ЯЕ. Одночасно з контролем гармонік здійснюється моніторинг граничних параметрів інвертора. Не допускається перевищення максимально допустимого струму або перевантаження по повній потужності. Якщо при черговому збільшенні навантаження спрацьовує одне з цих апаратних обмежень (наприклад, досягається номінальний струм інвертора), фіксуються відповідні значення P і Q , після чого випробування також припиняється. Таким чином, критерії зупинки експерименту визначаються або досягненням

граничного рівня THD, або спрацюванням струмових/потужнісних обмежень інвертора – залежно від того, що настане раніше [151].

На основі даних, зібраних під час випробувань, проводиться побудова діаграми в осях активна–реактивна потужність (P – Q). Графічно результати подаються у вигляді кривої граничних режимів, під якою розташована область допустимих значень навантаження. Іншими словами, побудована крива відокремлює зону безпечної роботи інвертора від зони, де експлуатація призводить до надмірних спотворень або перевантажень. При цьому враховуються як апаратні обмеження інвертора (максимально допустимі струм, напруга, повна потужність), так і вимоги до ЯЕ. За потреби методика може бути розширена для перевірки додаткових, так званих «негативних» сценаріїв роботи. Зокрема, після основного циклу випробувань на ємнісне навантаження доцільно дослідити вплив індуктивної реактивної складової. Хоча в гібридних системах індуктивна реактивність часто частково компенсується конденсаторами й не створює настільки критичних спотворень, перевірка таких випадків підвищує надійність отриманих результатів. Після завершення вимірювальної процедури результати аналізуються, узагальнюються у вигляді правил прийняття рішень щодо допустимого навантаження та можуть бути використані для рекомендацій з експлуатації інвертора.

Ключовою особливістю розробленого алгоритму є його комплексність та адаптивність до реальних умов конкретної мікромережі. На відміну від спрощених підходів, що розглядають окремо активну або реактивну потужність, ця методика оцінює їхній сумісний вплив. Попередній збір даних про наявне навантаження дозволяє врахувати у випробуваннях характерні для цієї системи співвідношення P і Q . Таким чином, отримана крива допустимого навантаження буде релевантною саме для тих умов, в яких працює інвертор. Адаптивність алгоритму проявляється і в можливості доповнення новими сценаріями (індуктивні, імпульсні навантаження тощо), що забезпечує врахування специфічних режимів експлуатації. У підсумку, цей підхід дає змогу точніше обґрунтувати гранично допустимі значення потужності саме

для цієї мікромережі, підвищуючи надійність і безпеку її роботи. При цьому виключається надмірне заниження меж навантаження (коли інвертор міг би працювати з більшим реактивним компонентом) або невиправдане їх завищення, що могло б призвести до погіршення ЯЕ чи аварійного відключення обладнання.

3.4 Застосування методу для оцінювання допустимих режимів роботи в діючих мікромереж

У більшості випадків виробники інверторів не наводять у технічній документації діаграм допустимих режимів роботи, зокрема залежностей у координатах $P-Q$, а також не визначають допустимі режими в умовах автономної мікромережі з навантаженнями, що мають істотну реактивну та нелінійну складову. Відповідно, в реальних працюючих ізольованих мікромережах із ФЕС встановлення максимально допустимої потужності інвертора як експлуатаційного обмеження є ускладненим, особливо за відсутності повної інформації про склад та характер споживання.

В таких умовах доцільним є застосування алгоритму, який дозволяє за наявних експлуатаційних даних, навіть при відсутності паспортних $P-Q$ характеристик інвертора, визначати допустимі умови роботи мікромережі на основі оцінювання прийнятності вимірюваних параметрів напруги та ідентифікації навантаження. Такий алгоритм може реалізовуватися у двох варіантах: повному, який передбачає виконання методики в повному обсязі, або спрощеному, який використовує фактичне навантаження мікромережі як набір випробувальних режимів після попереднього ранжування за потужністю та характером.

З однієї сторони, доцільно застосовувати запропонований метод у повному обсязі, формуючи межу допустимості за критеріями прийнятності параметрів напруги для набору режимів $P-Q$. Проте у випадку, коли організаційно або технічно складно формувати спеціальні режими, допустимим є спрощений підхід, за якого аналіз

виконується на основі реальних режимів, з подальшим встановленням експлуатаційних обмежень на підключення навантаження або на максимальну активну потужність при заданому рівні реактивної складової.

Критично важливою складовою перевірки діючих мікромереж є визначення фактичної потужності та характеру навантаження. Це може бути виконано інструментальним методом, коли параметри навантаження визначаються за результатами вимірювань у вибраній контрольній точці електричного кола, та документальним, коли оцінювання виконується за паспортними даними споживачів.

У разі великої кількості підключених приладів або неможливості їх індивідуального обліку доцільно виконувати ідентифікацію навантаження шляхом вимірювання електричних величин у контрольній точці, що репрезентує сумарне споживання, наприклад на вводі групи споживачів, на виході інвертора або на вузлі розподілу. Для цього можуть застосовуватися різні засоби вимірювань, зокрема ватметри, варметри, аналізатори параметрів мережі, багатофункціональні вимірювачі, а в спрощеному варіанті поєднання вольтметра та амперметра із додатковим визначенням коефіцієнта потужності. За результатами вимірювання діючих значень напруги U_{RMS} та струму I_{RMS} визначається повна потужність (формула 3.1), а за виміряною активною потужністю P визначається коефіцієнт потужності.

$$S = U_{RMS} \cdot I_{RMS} \quad (3.1),$$

У випадку, коли вимірювання реактивної потужності Q є доступним безпосередньо, її доцільно використовувати як базовий параметр для класифікації характеру навантаження. Якщо ж реактивна потужність не вимірюється напряду, то її можна оцінити розрахунково за загальновідомими співвідношеннями через активну та повну потужності.

Характер реактивності визначається за знаком Q , якщо засіб вимірювання підтримує розрізнення індуктивної та ємнісної складових, або за напрямком реактивного енергопотoku, якщо він доступний в інтерфейсі приладу. У практичному трактуванні переважно індуктивний характер відповідає режимам із споживанням

реактивної потужності, а переважно ємнісний характер відповідає режимам, у яких навантаження формує компенсаційний ефект. Для змішаних режимів доцільно виконувати оцінювання в декількох характерних інтервалах часу, що відповідають мінімальному та максимальному навантаженню, з подальшим встановленням домінуючого характеру реактивності за статистичною ознакою.

У разі невеликої кількості підключених приладів допустимим є орієнтовне визначення потужності та характеру навантаження за паспортними даними, наведеними в даташитах або на інформаційних табличках обладнання. При цьому для кожного споживача визначається номінальна активна потужність P_n та, за наявності, коефіцієнт потужності $\cos\varphi_n$ або повна потужність S_n . Для узагальненої оцінки групи споживачів можливе визначення усередненого коефіцієнта потужності як відношення сумарної активної та повної потужностей (формула 3.2) з подальшим наближенням визначенням $Q\Sigma$ для всієї групи.

$$\cos\varphi = \frac{\sum P_n}{\sum S_n} \quad (3.2)$$

Тип і характер навантаження встановлюються за технологічною ознакою: резистивні нагрівачі та лампи розжарювання відносять до лінійних активних. Електродвигуни та трансформаторні пристрої до переважно індуктивних, а прилади з імпульсними блоками живлення та LED-драйверами до нелінійних. Додатковим джерелом інформації можуть слугувати наукові публікації за відповідною тематикою, зокрема, джерело [154]. Але слід враховувати, що паспортні значення відображають номінальні режими і можуть не відповідати реальним умовам експлуатації в автономній мікромережі, тому цей підхід використовується для попереднього ранжування та оцінювання потенційно критичних груп споживачів.

Варто відмітити, що документальний підхід за даними табличок і даташитів забезпечує лише наближене оцінювання та не може бути використаний як єдина підстава для точного встановлення максимально допустимої потужності інвертора, якщо необхідна висока метрологічна достовірність результатів. Для задач, пов'язаних

із підтвердженням відповідності параметрів напруги встановленим межам або для прийняття відповідальних рішень щодо експлуатаційних обмежень, доцільно застосовувати інструментальні вимірювання в контрольній точці з визначенням P , Q , S , $\cos\varphi$ та, за можливості, показників гармонічних спотворень, який відповідає запропонованому методу.

Маючи інформацію про тип і характер навантаження, а також результати оцінювання допустимих режимів роботи інвертора за критеріями прийнятності параметрів напруги, стає можливим визначити, чи працює мікромережа в умовах, близьких до оптимальних, а також за яких комбінацій навантаження очікується погіршення параметрів напруги. На цій основі можуть формуватися практичні рекомендації щодо обмеження підключення окремих груп споживачів у критичних режимах, встановлення експлуатаційних лімітів на активну потужність при заданому рівні реактивної складової, а також визначення пріоритетів щодо заходів компенсації або фільтрації в межах конкретної мікромережі.

Зазначений підхід є найбільш придатним для однофазних побутових автономних мікромереж номінальною потужністю порядку 5–7 кВт, які є найбільш поширеними в Україні, оскільки саме в таких системах вплив характеру навантаження на напругу є найбільш вираженим, а наявність детальної інформації виробника щодо допустимих режимів інвертора зазвичай відсутня.

3.5 Визначення бюджету невизначеності запропонованого методу

Метрологічне забезпечення розробленого методу визначення допустимого навантаження інвертора в ізолюваних мікромережах із ФЕС є необхідною умовою отримання відтворюваних і порівнюваних результатів. В автономному режимі роботи мікромережі напруга є значно чутливішою до характеру навантаження, параметрів інвертора, фільтрації та фонових спотворень, ніж у потужній об'єднаній мережі. Тому навіть незначні зміни умов вимірювання або алгоритмів оброблення сигналів можуть

впливати на визначення THD_u , рівнів окремих гармонічних складових та, відповідно, на встановлення межі допустимих режимів у координатах $P-Q$.

У межах методу основними джерелами невизначеності є похибки вимірювання та обчислення THD_u , нестабільність режиму навантаження, вплив перехідних процесів, фонових спотворень і електромагнітних завад. Для забезпечення коректності результатів вимірювання мають виконуватися в узгодженій точці контролю, після завершення перехідних процесів, із використанням засобів вимірювальної техніки з підтвердженими метрологічними характеристиками. За потреби відтворюваність результатів підтверджується повторними вимірюваннями у характерних або граничних режимах.

Для запропонованого методу важливим етапом є формування бюджету невизначеності, оскільки саме вона дає змогу метрологічно обґрунтувати результати визначення межі допустимих режимів роботи інвертора. Зважаючи на те, що в межах методу рішення про допустимість чи недопустимість режиму приймається за значенням сумарного коефіцієнта гармонічних спотворень напруги THD_u , то побудову схеми похибок доцільно виконувати саме від цієї величини, а не від усіх електричних параметрів, що супутньо реєструються під час випробування. Такий підхід відповідає загальним положенням GUM, згідно з якими спочатку визначають вимірювану величину, а далі формують модель вимірювання та схему перенесення невизначеності від вхідних величин до кінцевого результату [152-153]. Для побудови цієї схеми доцільно спиратися на стандарти IEC 61000-4-30, IEC 62586-2 та IEC 61000-4-7, оскільки перший із них встановлює методи вимірювання показників якості електроенергії, другий - вимоги до функціональних випробувань і невизначеності засобів вимірювання, а третій - підхід до визначення гармонічних складових та похідних показників спотворення, зокрема THD [7, 14, 18].

У попередніх підрозділах було встановлено, що розроблений метод ґрунтується на покроковій зміні активної та реактивної складових навантаження з подальшим контролем THD та побудовою діаграми допустимих режимів у координатах $P-Q$. З

огляду на це бюджет невизначеностей доцільно формувати у два послідовні етапи. На першому етапі визначається невизначеність вимірювання самого THD у вибраній тестовій точці за заданих значень активної та реактивної потужностей, оскільки саме ця величина є критерієм прийняття рішення. На другому етапі невизначеність вимірювання THD переноситься на положення граничної точки або граничної кривої в площині P – Q , тобто на кінцевий результат застосування методу. Саме така побудова є доцільною, оскільки дає змогу розділити невизначеність контролю ПЯЕ та невизначеність межі допустимого навантаження.

Вихідною вимірюваною величиною для однієї тестової точки доцільно вважати 10-хвилинне значення THD, отримане за фіксованих значень активної та реактивної потужностей. Це можна подати як:

$$Y_{ij} = THD_{10\text{хв}}, P = P_i, Q = Q_j \quad (3.3)$$

де Y_{ij} - результат вимірювання в i -й та j -й тестовій точці;

$THD_{10\text{хв}}$ - сумарний коефіцієнт гармонічних спотворень напруги за інтервал спостереження 10 хв;

P_i - задане або фактично реалізоване значення активної потужності;

Q_j - задане або фактично реалізоване значення реактивної потужності.

За такого підходу активна та реактивна потужності на першому етапі не є основними результатами вимірювання, а виступають умовами проведення випробування. Тому загальний вигляд комбінованої стандартної невизначеності для однієї точки може на першому етапі бути записана так:

$$u_c^2(THD_{ij}) = u_A^2(THD_{ij}) + u_{inst}^2 + u_{cal}^2 + u_{res}^2 + u_{stab}^2 + c_P^2 u^2(P_{ij}) + c_Q^2 u^2(Q_{ij}) \quad (3.4)$$

де $u_c(THD_{ij})$ - комбінована стандартна невизначеність вимірювання THD у точці (P_i, Q_j) ;

$u_A(THD_{ij})$ - складова типу А, що визначається за повторними спостереженнями або за розкидом результатів у стабільному режимі;

u_{inst} - інструментальна складова;

u_{cal} - складова від калібрування або повірки;

u_{cal} - складова від дискретності відліку;

u_{stab} - складова від нестабільності режиму після зміни навантаження,

$u(P_{ij})$, $u(Q_{ij})$ - невизначеності фактично реалізованих значень P та Q ;

$c_P = \frac{\partial THD}{\partial P}$ і $c_Q = \frac{\partial THD}{\partial Q}$ - коефіцієнти чутливості, що характеризують вплив

відхилення P та Q на результат вимірювання THD.

Для практичного застосування розробленого методу наведений вираз може бути спрощений. Якщо активна та реактивна потужності встановлюються з достатньою точністю, а їх відхилення від заданих значень у конкретному експерименті не створюють істотного впливу на результат вимірювання THD, останні два доданки можуть бути знехтувані. Тоді рівняння набуває вигляду:

$$u_c^2(THD_{ij}) = u_A^2(THD_{ij}) + u_{inst}^2 + u_{cal}^2 + u_{res}^2 + u_{stab}^2 \quad (3.5)$$

Після цього кожна тестова точка перевіряється за умовою допустимості

$$THD_{ij} + U(THD_{ij}) \leq THD_{lim} \quad (3.6)$$

де THD_{ij} - отримане значення сумарного коефіцієнта гармонічних спотворень напруги;

THD_{lim} - граничне значення THD, прийняте в роботі як критерій допустимості режиму. Такий критерій узгоджується з допустимими межами гармонічного спотворення напруги, наведеними в ДСТУ EN 50160:2023 [9].

Отже, перший рівень схеми накопичення похибки полягає у визначенні невизначеності THD для кожної тестової точки. Другий рівень пов'язаний із тим, що результатом розробленого методу є вже не окреме значення THD, а гранична крива допустимих режимів на діаграмі P – Q . Таким чином, невизначеність окремих вимірювань THD переходить у невизначеність положення межі допустимих режимів. Цей перехід доцільно розглядати окремо для двох характерних випадків, що відповідають алгоритму методу.

Перший випадок має місце тоді, коли для заданого значення реактивної потужності Q_j вже на межі максимальної активної потужності інвертора виконується умова допустимості за THD. У цьому разі при фіксованому Q_{ij} відразу перевіряється точка (P_{max}, Q_j) . Якщо для неї виконується нерівність 3.6, то така точка приймається як гранична без додаткової інтерполяції. Формально це можна записати так

$$P_{гр}(Q_j) = P_{max} \quad (3.7)$$

де $P_{гр}(Q_j)$ - граничне значення активної потужності для значення Q_j ;

P_{max} - максимально допустима активна потужність інвертора, яку перевіряють на даному етапі випробування.

У цьому випадку невизначеність THD не використовується для інтерполяції координати межі, а виконує роль критерію підтвердження допустимості точки. Тому невизначеність локалізації граничного значення активної потужності формується переважно за рахунок дискретності кроку зміни потужності та похибки її встановлення

$$u_{loc}^2(P_{гр}(Q_j)) = u_{step,P}^2 + u_{set,P}^2 \quad (3.8)$$

де $u_{loc}(P_{гр}(Q_j))$ - стандартна невизначеність локалізації межі по осі активної потужності;

$u_{step,P}$ - складова від дискретності кроку зміни активної потужності;

$u_{set,P}$ - складова від неточності встановлення необхідного значення активної потужності.

Складова дискретності визначається як:

$$u_{step,P} = \frac{\Delta P}{2\sqrt{3}} \quad (3.9)$$

де ΔP — крок зміни активної потужності в ході випробування.

Такий запис відповідає моделі прямокутного розподілу, коли справжнє положення межі в межах одного кроку вважається рівномірним [153].

Отже, для першого випадку підсумкова логіка є такою. Спочатку визначається $U(\text{THD})$ для точки з максимальною потужністю. Далі перевіряється, чи не перевищує

результат із урахуванням невизначеності граничне значення. Якщо перевищення немає, точка приймається як гранична, а невизначеність положення межі визначається переважно за рахунок кроку зміни потужності. Це характерно для тих ділянок P–Q діаграми, де межа допустимих режимів фактично обмежується не досягненням критичного THD, а максимальною потужністю інвертора.

Другий випадок є більш показовим для розробленого методу і виникає тоді, коли для одного й того самого значення активної потужності P_i отримують щонайменше два сусідні значення реактивної потужності Q_j та Q_{j+1} , для яких одна точка ще залишається допустимою, а наступна вже є недопустимою. У такому разі граничне значення реактивної потужності доцільно визначати між цими двома точками за допомогою лінійної інтерполяції

$$Q_{\text{гр}}(P_i) = Q_j + \frac{THD_{\text{lim}} - THD_{ij}}{THD_{ij+1} - THD_{ij}} (Q_{j+1} - Q_j) \quad (3.10)$$

де $Q_{\text{гр}}(P_i)$ - граничне значення реактивної потужності для фіксованого значення активної потужності;

P_i, Q_j - останнє допустиме значення реактивної потужності;

Q_{j+1} - перше недопустиме значення реактивної потужності.

Такий запис відображає фізичний зміст методу. Межа шукається не між двома значеннями активної потужності, а між двома значеннями реактивної потужності для одного і того самого P_i , якщо саме вздовж осі Q відбувається перетин граничного значення THD. Для розробленого методу це є принциповим положенням, оскільки напрям оцінювання невизначеності межі має збігатися з напрямом фактичного переходу від допустимого до недопустимого режиму.

У загальному вигляді стандартна невизначеність локалізації межі в цьому випадку може бути подана так:

$$u_{loc}^2(Q_{\text{гр}}(P_i)) = u_{\text{step},Q}^2 + u_{\text{set},Q}^2 + u_{\text{dec},Q}^2 \quad (3.11)$$

де $u_{loc}(Q_{\text{гр}}(P_i))$ - стандартна невизначеність локалізації межі по осі реактивної потужності;

$u_{step,Q}$ - складова від дискретності кроку зміни реактивної потужності;

$u_{set,Q}$ - складова від неточності встановлення реактивної потужності;

$u_{dec,Q}$ - складова, зумовлена невизначеністю рішення за критерієм THD.

Складова дискретності обчислюється як

$$u_{step,Q} = \frac{\Delta Q}{2\sqrt{3}} \quad (3.12)$$

де ΔQ – крок зміни реактивної потужності.

Для оцінювання складової $u_{dec,Q}$ можна використати спрощений вираз

$$u_{dec,Q} = \frac{u_c(THD)}{|\partial THD / \partial Q|} \quad (3.13)$$

де $u_c(THD)$ - комбінована стандартна невизначеність вимірювання THD у точках, що обмежують межу;

$|\partial THD / \partial Q|$ - локальна чутливість THD до зміни реактивної потужності поблизу межі.

На практиці ця чутливість може бути оцінена за сусідніми точками

$$\frac{\partial THD}{\partial Q} \approx \frac{THD_{ij+1} - THD_{ij}}{Q_{j+1} - Q_j} \quad (3.14)$$

Із наведених співвідношень видно, що зі збільшенням крутизни залежності $THD(Q)$ невизначеність локалізації межі зменшується. І навпаки, якщо THD змінюється повільно, навіть невелика невизначеність вимірювання THD призводить до більшого розкиду граничного значення $Q_{гр}$. У цьому і полягає головна відмінність між невизначеністю вимірювання THD і невизначеністю визначення граничної точки. Перша характеризує точність контролю показника ЯЕ, а друга – точність відтворення межі допустимих режимів на P–Q діаграмі.

Практичне значення такої схеми полягає в тому, що вона дозволяє розмежувати сталі для конкретного комплексу ЗВТ складові невизначеності та складові, які залежать від конкретного випробування інвертора. Для аналізатора METREL MI 2892 Power Master при повторних дослідженнях різних інверторів інструментальна, калібрувальна та дискретна складові можуть вважатися базовими для цього

комплекту приладів. Натомість складові, пов'язані з повторюваністю THD, стабільністю роботи інвертора та локальною чутливістю $\text{THD}(P, Q)$, мають визначатися для кожної нової серії випробувань, оскільки залежать від властивостей конкретного об'єкта дослідження та форми його граничної характеристики.

Кінцевим результатом оцінювання похибки методу є не одне узагальнене число, а сукупність розширених невизначеностей для всіх граничних точок кривої допустимих режимів відповідно до того, яка величина в даному випадку є залежною $Q_{\text{гр}}(P_i)$ чи $P_{\text{гр}}(Q_j)$.

$$Q_{\text{гр}}(P_i) \pm U_{\text{loc}}(P_i); \quad P_{\text{гр}}(Q_j) \pm U_{\text{loc}}(Q_j) \quad (3.15)$$

де $Q_{\text{гр}}(P_i)$, $P_{\text{гр}}(Q_j)$ - граничні значення реактивної та активної потужності для заданої активної та реактивної потужності відповідно;

$U_{\text{loc}}(P_i)$, $U_{\text{loc}}(Q_j)$ - розширені невизначеності локалізації відповідно.

Графічно це відповідає побудові не лише граничної кривої, а й смуги невизначеності навколо неї, що є найбільш наочним способом представлення метрологічної якості запропонованого методу.

В свою чергу, з метою перевірки розробленого бюджету невизначеностей для запропонованого методу нижче наведено приклади розрахунку невизначеностей для двох характерних випадків. Вхідні дані для такого розрахунку було отримано під час проведення експериментальної частини дослідження, що була описана у розділі 2. Зокрема в даному випадку було здійснено серію із п'яти послідовних вимірювань для кожного із двох обраних типових випадків, які дозволяють переконатись у коректності розрахунку сформованого бюджету невизначеностей та точності розробленого методу. Вимірювання ключової величини згідно запропонованого методу, якою є THD_u здійснювались за допомогою приладу METREL MI 2892 Power Master.

Щоб обчислити стандартна невизначеність типу А спершу для серії з п'яти вимірювань визначались середнє значення THD_u , стандартне відхилення та стандартна невизначеність типу А за формулами:

$$\overline{THD} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n THD_i \quad (3.16)$$

$$s(THD) = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (THD_i - \overline{THD})^2}{n-1}} \quad (3.17)$$

$$u_A(THD) = \frac{s(THD)}{\sqrt{n}} \quad (3.18)$$

де $\overline{THD}$ – середнє значення THD у серії вимірювань, %;

THD_i – значення THD у i -й спробі, %;

$s(THD)$ - стандартне відхилення результатів у серії, %;

$u_A(THD)$ - стандартна невизначеність типу А, %;

n - кількість повторних вимірювань.

Інструментальна складова бюджету невизначеності оцінювалась за технічними характеристиками приладу METREL MI 2892, через зазначену похибку вимірювання ΔTHD_{inst} , що становить $\pm 0,3\%$ [56].

$$u_{inst}(THD) = \frac{\Delta THD_{inst}}{\sqrt{3}} = \frac{0,3}{\sqrt{3}} = 0,173\%$$

Складову від роздільної здатності визначали за роздільної здатності $r = 0,1\%$, яка також зазначена у технічній документації [56].

$$u_{res}(THD) = \frac{r}{2\sqrt{3}} = \frac{0,1}{2\sqrt{3}} = 0,0289\%$$

де r — роздільна здатність THD, %.

Складову від нестабільності режиму приймали у вигляді

$$u_{stab}(THD) = \frac{0,03}{\sqrt{3}} = 0,0173\%$$

Комбіновану стандартну невизначеність вимірювання THD визначали за формулою 3.5.

Відповідно, для першого випадку розглядалася точка з параметрами на межі повної потужності та результатами вимірювань, які наведені у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Характеристики точки на межі повної потужності (випадок 1)

S, BA	P, Вт		Q, вар	U _{ном} , В
1200	1188		169,3	230
THD ₁ , %	THD ₂ , %	THD ₃ , %	THD ₄ , %	THD ₅ , %
1,1264	1,1152	1,1419	1,1264	1,1242

За формулою 3.16 середнє значення становить:

$$\overline{THD} = \frac{1,1264 + 1,1152 + 1,1419 + 1,1264 + 1,1242}{5} = 1,1268 \%$$

Стандартне відхилення серії та стандартна невизначеність типу А дорівнюють:

$$s(THD) = 0,00963 \%, \quad u_A(THD) = \frac{0,00963}{5} = 0,00431 \%$$

Після підстановки усіх складових до виразу 3.5 маємо:

$$u_c(THD) = \sqrt{0,00431^2 + 0,173^2 + 0,0289^2 + 0,0173^2} = 0,2464 \%$$

З урахуванням критерію допустимості точка є допустимою і може бути прийнята як гранична для відповідного значення реактивної потужності.

Оскільки для першого випадку гранична точка приймається без інтерполяції, невизначеність її локалізації визначали згідно з виразом 3.8. за кроку зміни активної потужності, який становить 20 Вт. В такому випадку складова від дискретності:

$$u_{step,P} = \frac{\Delta P}{2\sqrt{3}} = \frac{20}{2\sqrt{3}} = 5,77 \text{ Вт}$$

Неточність встановлення активної потужності приймалась як $\pm 1\%$ від значення P, звідки:

$$u_{set,P}^2 = \frac{0,01 \cdot 1188}{\sqrt{3}} = 6,86 \text{ Вт}$$

Тоді стандартна невизначеність локалізації межі по осі P дорівнює:

$$u_{loc,P} = \sqrt{5,77^2 + 6,86^2} = 8,97 \text{ Вт}$$

Отже, граничну точку для першого випадку доцільно подати у вигляді

$$THD = (1,1268 \pm 0,2464)\%$$

$$P (Q = 169,3 \text{ вар}) = 1188 \pm 8,97 \text{ Вт}$$

Таким чином, для першого випадку невизначеність контролю THD є меншою за запас до граничного значення, а невизначеність локалізації межі визначається головним чином кроком зміни активної потужності та неточністю її встановлення.

Для другого випадку розглядалася пара сусідніх точок при сталому значенні активної потужності (42,4 Вт) з вихідними параметрами, наведеними в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 - Характеристики точок на межі перевищення THD (випадок 2)

Точка 1				
S, ВА	P, Вт		Q, вар	U _{ном} , В
70	42,4		55,7	230
THD ₁ , %	THD ₂ , %	THD ₃ , %	THD ₄ , %	THD ₅ , %
7,4298	7,3993	7,4908	7,3695	7,4294
Точка 2				
S, ВА	P, Вт		Q, вар	U _{ном} , В
90	42,4		76,3	230
THD ₁ , %	THD ₂ , %	THD ₃ , %	THD ₄ , %	THD ₅ , %
8,1896	8,1318	8,2438	8,2081	8,1692

Розрахунки комбінованих невизначеностей THD_ц для вказаних точок проводимо аналогічно до тих, що проводили у першому випадку. Отримані результати наведено у таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Розрахунок комбінованих невизначеностей для випадку 2

Досл. ділянка	$\overline{THD}$, %	$s(THD)$, %	$u_A(THD)$, %	$u_c(THD)$, %
Точка 1	7,4238	0,04502	0,02013	0,1774
Точка 2	8,1885	0,0419	0,01874	0,1772

Оскільки для одного й того самого значення P отримано одну допустиму і одну недопустиму сусідні точки, граничне значення реактивної потужності визначали за формулою 3.10.

$$Q_{гр}(P) = 55,7 + \frac{8 - 7,4238}{8,1885 - 7,4238} (76,3 - 55,7) = 71,22 \text{ вар}$$

Для оцінювання невизначеності локалізації межі спочатку визначали локальну чутливість THD до зміни реактивної потужності.

$$\frac{\partial THD}{\partial Q} \approx \frac{8,1885 - 7,4238}{76,3 - 55,7} = 0,03712 \text{ \%/вар}$$

Як значення комбінованої невизначеності THD, що переноситься на положення межі, прийmemo більше з двох сусідніх значень, тоді складова, зумовлена невизначеністю рішення за критерієм THD, дорівнює:

$$u_{dec,Q} = \frac{0,1774}{0,03712} = 4,78 \text{ вар}$$

Крок зміни реактивної потужності між двома сусідніми точками становив, 20,6 вар. Тоді складова від дискретності дорівнює:

$$u_{step,Q} = \frac{20,6}{2\sqrt{3}} = 5,95 \text{ вар}$$

Неточність встановлення реактивної потужності приймалась як $\pm 1\%$ від знайденого граничного значення, тому

$$u_{set,Q} = \frac{0,01 \cdot 71,22}{\sqrt{3}} = 0,41 \text{ вар}$$

Після цього стандартна невизначеність локалізації межі по осі Q становить:

$$u_{loc,Q} = \sqrt{4,78^2 + 5,95^2 + 0,41^2} = 7,64 \text{ вар}$$

Отже, остаточний результат для другого випадку доцільно записати у вигляді

$$THD_{(1)} = (7,4238 \pm 0,1774)\%$$

$$THD_{(2)} = (8,1885 \pm 0,1772)\%$$

$$Q_{гр}(P) = 71,22 \pm 7,64 \text{ вар}$$

Наведені розрахунки показують, що схема накопичення похибки розробленого методу має дворівневу структуру. На першому рівні оцінюється невизначеність вимірювання THD у кожній тестовій точці при заданих значеннях активної та реактивної потужностей. На другому рівні ця невизначеність переноситься на координати граничної P–Q характеристики, де формується невизначеність локалізації

межі допустимих режимів. Для випадку, коли точка на межі максимальної потужності інвертора вже задовольняє умову за THD, граничне значення приймається без інтерполяції, а невизначеність межі визначається переважно кроком зміни потужності та точністю її встановлення. Для випадку, коли при одному й тому самому значенні P існують сусідні значення Q , одне з яких є допустимим, а інше ні, межа визначається між ними шляхом інтерполяції, а невизначеність локалізації межі повинна розраховуватися вздовж осі Q . При цьому важливу роль у величині похибки локалізації межі відіграє встановлений крок вимірювання, який за потреби може змінюватися. Отриманий підхід узгоджений із чинними міжнародними методичними документами з оцінювання невизначеності та вимірювання ПЯЕ і може бути використаний як складова подальшого нормативного оформлення розробленого методу.

РОЗДІЛ 4 ПЕРЕВІРКА МЕТОДУ НА ОСНОВІ УДОСКОНАЛЕНОЇ МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ ТА ЙОГО ІНТЕГРАЦІЯ В НОРМАТИВНУ БАЗУ

4.1. Удосконалення математичної моделі гібридної ФЕС в середовищі MATLAB

Запропонований метод визначення допустимого P – Q навантаження інверторів у мікромережах з ФЕС потребує ретельної верифікації. Для цього можливі як експериментальні випробування, так і математичне моделювання за допомогою імітаційних моделей. Експерименти на реальному обладнанні зазвичай потребують значних витрат часу і коштів, тому ефективним альтернативним шляхом є математичне моделювання. Серед програмних платформ широке визнання здобуло середовище MATLAB/Simulink, яке має розвинені бібліотеки для електричних мереж та пов'язаних компонентів. Зокрема, у Simulink існує окрема частина для моделювання електричних систем (Simscape), що зручно налаштовується та має, окрім набору основних електричних елементів, також базові елементи для моделювання роботи фотоелектричних систем. Імітаційне моделювання, що відображає математичну модель процесу, дає змогу гнучко змінювати параметри мережі, швидко перевіряти роботу алгоритму в різних режимах та оцінювати якість його роботи без ризику пошкодження устаткування. Крім того, аналіз наукових досліджень свідчить, що під час вивчення ВДЕ та розроблення нових технологічних рішень дослідники широко застосовують середовище MATLAB/Simulink для моделювання відповідних процесів. Таким чином, для перевірки розробленого алгоритму обрано моделювання в середовищі MATLAB/Simulink як ефективний та широко використовуваний інструмент. При цьому для моделювання здійснено удосконалення базової (типової) математичної/імітаційної моделі гібридної фотоелектричної системи, яка поширена в наукових джерелах. Удосконалення математичної моделі гібридної ФЕС, яка реалізує імітаційне моделювання впливу електричного навантаження полягає у доповненні типової Simulink-моделі

розрахунково-вимірювальною та оптимізаційною надбудовою, що дає можливість оцінювати діапазон допустимого навантаження інвертора не лише за паспортними обмеженнями потужності, а й за умови дотримання нормативного показника загального коефіцієнта гармонічних спотворень (THD). Такий підхід відповідає метрологічній спрямованості роботи, оскільки основним результатом моделювання є не лише електротехнічна характеристика системи, а й оцінка придатності режиму роботи за контрольованою вимірюваною характеристикою. Simulink-модель наведена на рисунку 4.1.

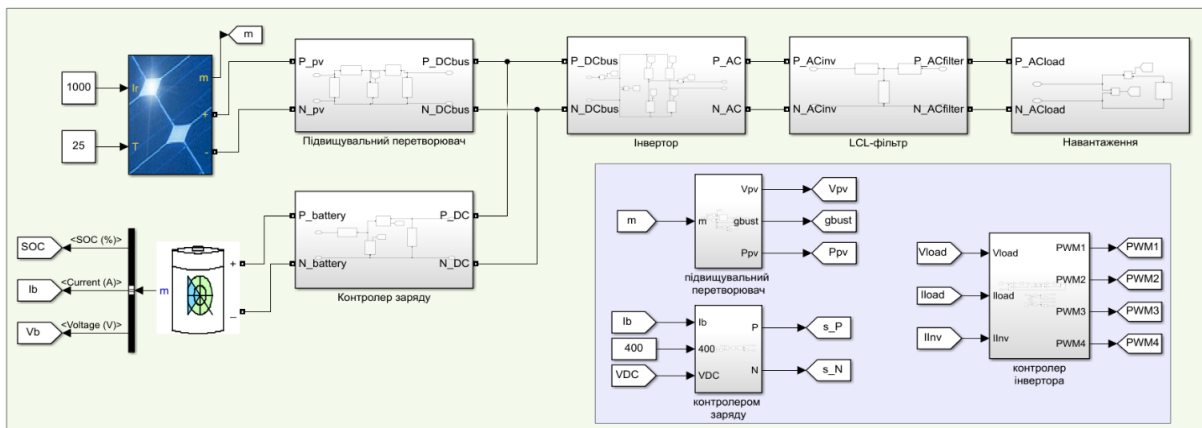


Рисунок 4.1 – Математична модель гібридної ФЕС в середовищі MATLAB Simulink

Побудована модель гібридної мікромережі із сонячними ФЕС у середовищі MATLAB/Simulink включає стандартні функціональні блоки, які дозволяють моделювати окремі частини мережі. З її допомогою можна моделювати генерацію електроенергії сонячними панелями, накопичення надлишкової енергії в батареї та живлення змінного навантаження через інвертор. В свою чергу, основні параметри моделі наведені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Основні параметри simulink моделі гібридної ФЕС

Параметр	Значення
Номінальна потужність фотоелектричного масиву (Вт)	2094
Напруга шини постійного струму (В)	400
Ємність акумуляторної батареї (А*год)	100
Номінальна потужність інвертора (ВА)	2000
Тип фільтра	LCL-фільтр
Частота дискретизації моделі (Ts)	10e^{-6}
Тривалість тестового режиму	2,5

Подібна структура відповідає загальноприйнятим підходам у сучасних публікаціях. Наприклад, у роботі Simonazzi M. та співавторів [155] представлено бібліотеку моделей компонентів мікромережі у Simulink, інтегровану в комплексну модель «університетської» мікромережі з PV-генерацією, батареєю, навантаженнями та зарядними станціями для електротранспорту. Інша робота [156] описує гібридну мікромережу з PV-масивом, вітровою генерацією та акумулятором – для неї створено масштабовану Simulink-модель на основі математичних рівнянь елементів системи. Усі ці приклади демонструють, що моделювання гібридних джерел енергії і пов'язаних перетворювачів у MATLAB/Simulink є поширеною практикою для аналізу роботи мікромереж.

Структура моделі містить три основні підсистеми. Електрична підсистема імітує фізичні компоненти: PV-масив з системою стеження за MPPT, акумулятор з контролером заряду/розряду, інвертор, фільтри та умовні навантаження різного характеру (активні, реактивні тощо). Підсистема вимірювань (метрологічна) складається з блоків сенсорів та вимірювальних приладів, які збирають ключові змінні системи (напруги, струми, потужності) у різних точках моделі. Нарешті, логічний модуль автоматизованого тестування реалізує алгоритм поетапного проведення симуляційних вимірювань. Даний блок програмно змінює умови навантаження та параметри системи, проводить серію випробувань і автоматично зберігає результати. Такий розподіл функцій дозволяє всебічно дослідити роботу алгоритму визначення допустимого навантаження інверторів і забезпечити збір необхідних даних для аналізу його ефективності. У підсумку отриманий симуляційний комплекс узагальнено описує гібридну мікромережу із ФЕС, відповідаючи сучасним підходам до моделювання гібридних систем живлення.

4.1.1. Опис структури математичної моделі мікромережі з ФЕС в середовищі MATLAB/Simulink

Електрична частина математичної моделі гібридної ФЕС розроблена з урахуванням необхідності відтворення основних енергетичних перетворень та режимів роботи, які визначають параметри напруги і струму в автономній мікромережі. При побудові моделі акцент зроблено на коректному відображенні процесів перетворення енергії на стороні постійного струму, формуванні напруги змінного струму інвертором, а також на впливі фільтрувальних елементів і навантаження на гармонічний склад та стабільність режимів.

З метою підвищення прозорості структури та спрощення аналізу впливу окремих елементів на результуючі параметри, електричну частину математичної моделі реалізовано у вигляді набору функціональних блоків. Кожен блок відображає окремий етап енергетичного перетворення або окрему підсистему, що має власні вхідні та вихідні електричні змінні, а також характерні параметри налаштування.

Загальна компоновка та з'єднання між функціональними блоками наведені на принциповій електричній схемі на рисунку 4.2, яка відображає послідовність перетворень енергії від джерела постійного струму до виходу змінного струму та навантаження.

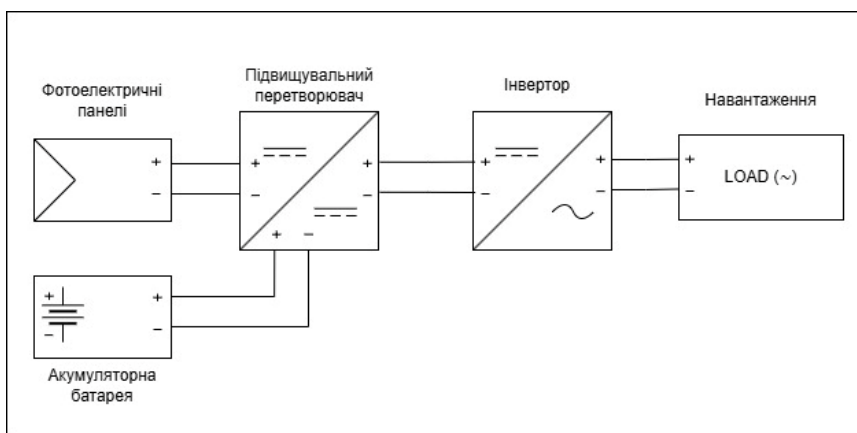


Рисунок 4.2 – Принципова електрична схема моделі гібридної ФЕС

Електрична частина математичної моделі згрупована на декілька блоків: блок підвищувального перетворювача (DC–DC boost converter), блок контролера заряду акумуляторної батареї, блок інвертора, блок вихідного LCL-фільтра та блок навантаження. Кожен із зазначених блоків виконує визначену функцію в загальній структурі системи, забезпечуючи узгодження режимів роботи джерел та споживачів електроенергії, а також формування параметрів напруги на стороні змінного струму.

Для моделювання масиву фотоелектричних модулів використано вбудований блок PV Array, який реалізує масив фотоелектричних (PV) модулів. Цей блок дозволяє моделювати попередньо встановлені фотоелектричні модулі з моделі System Advisor National Renewable Energy Laboratory (NREL), а також PV-модулі із власними характеристиками [157].

Наступною частиною типової моделі є схема блоку перетворювача, що наведена на рисунку 4.3.

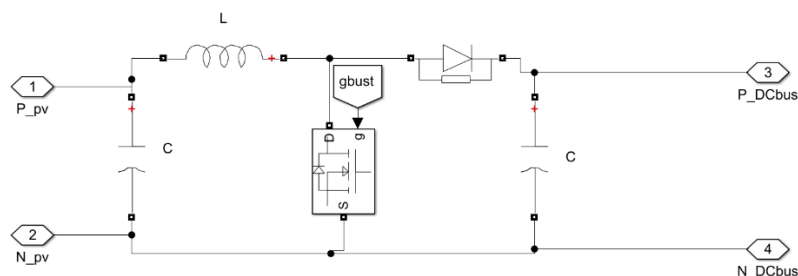


Рисунок 4.3 – Блок підвищувального перетворювача

Наведений на рисунку 4.3 фрагмент моделі реалізує підвищувальний DC–DC перетворювач, який узгоджує роботу ФЕС з DC-шиною інвертора та забезпечує підняття напруги до необхідного рівня. На вході перетворювача підключені клема P_pv та N_pv, між якими встановлено вхідний конденсатор C для згладжування пульсацій напруги ФЕС і зменшення високочастотних складових струму, що повертаються у фотоелектричну панель. Послідовно у силовий ланцюг включено дросель L, який виконує функцію акумулювання енергії та формування майже

безперервного вхідного струму, що є важливим для стабільної роботи ФЕС у режимі відбору максимальної потужності.

Керований напівпровідниковий ключ (MOSFET/IGBT) зображений у центральній частині схеми та керується сигналом $g_{bus}(t)$, який подається на затвор і формується ШІМ-регулятором у складі MPPT-контролера. Під час увімкнення ключа енергія накопичується в індуктивності L , а під час вимкнення ключа струм дроселя протікає через діод у вихідний ланцюг, передаючи енергію на DC-шину. Діод виконує роль одностороннього елемента, що забезпечує протікання струму до навантаження та запобігає зворотному розряду вихідної ємності у бік ФЕС.

Додатково на виході встановлений конденсатор C , призначений для стабілізації напруги DC-шини та зменшення її пульсацій, викликаних імпульсним характером перетворення. Зміною коефіцієнта заповнення ШІМ-сигналу визначається режим перетворювача, що дозволяє підтримувати необхідний рівень напруги на DC-шині та одночасно формувати вхідний режим для ФЕС відповідно до обраного алгоритму MPPT. В свою чергу, сам алгоритм MPPT, який керує роботою цієї частини схеми, наведено у додатку Ж.

Паралельно до цього блоку підключений блок контролера заряду, схема якого наведена на рисунку 4.4.

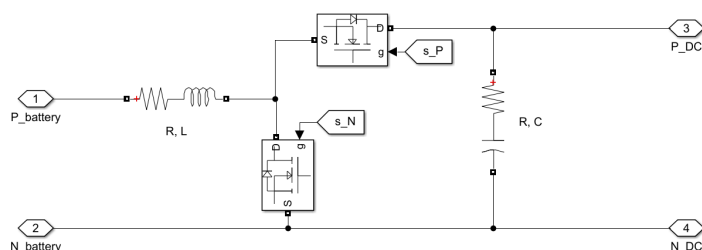


Рисунок 4.4 – Блок контролера заряду

Наведений фрагмент моделі реалізує двонаправлений вузол керування зарядом акумуляторної батареї, який забезпечує керований обмін енергією між батареєю та DC-шиною. У силовому ланцюзі батареї враховано еквівалентні параметри

внутрішнього опору та індуктивності (R , L), що дозволяє адекватно відтворювати динаміку струму заряду та розряду. Перемикання режимів здійснюється двома керованими ключами, які утворюють комутаційний вузол: верхній ключ керується сигналом s_P , нижній — сигналом s_N . За рахунок широтно-імпульсного керування ключами формується необхідний напрямок та величина струму, що дає змогу реалізувати як режим заряду батареї від DC-шини, так і режим підтримки DC-шини енергією батареї при дефіциті генерації ФЕС.

Для стабілізації напруги DC-ланки та обмеження пульсацій у моделі передбачено вихідний фільтрувальний елемент у вигляді ємності з еквівалентним опором (R , C), що відображає реальні втрати та згладжування високочастотної складової струму.

Відповідно, енергія від DC-шини в подальшому потрапляє до блоку інвертора. Схема наведена на рисунку 4.5.

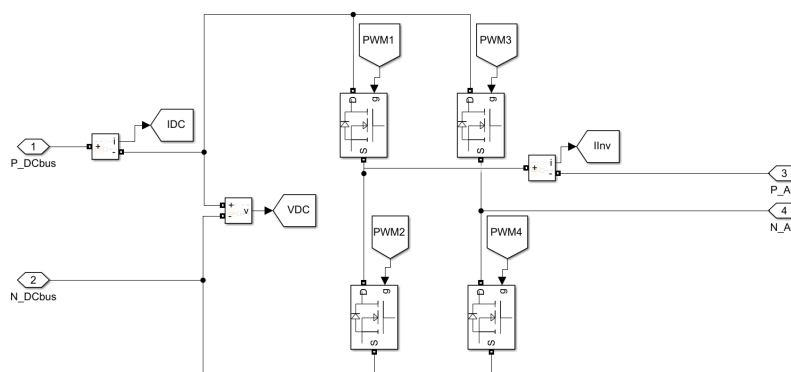


Рисунок 4.5 – Блок інвертора

Наведений фрагмент моделі реалізує однофазний повномостовий інвертор (H-міст) для перетворення енергії постійного струму з DC-шини у змінну напругу на вихідних клеммах. Силова частина інвертора побудована на чотирьох керованих напівпровідникових ключах із зворотними діодами, які об'єднані у дві плечові гілки. У моделі використано MOSFET-елементи з бібліотеки Simulink. Керування ключами здійснюється сигналами PWM1–PWM4, що формують комутацію плечей за законом ШІМ та забезпечують синтез вихідної напруги заданої форми й частоти. Така

топология дає змогу реалізувати двополярну зміну полярності на виході інвертора та регулювати амплітуду основної гармоніки шляхом зміни коефіцієнта модуляції.

Для контролю енергетичних режимів у моделі передбачено вимірювання параметрів DC-ланки та інверторного струму. Блоки I_{DC} і V_{DC} реєструють струм та напругу DC-шини відповідно, що дозволяє оцінювати споживання потужності інвертором і стабільність напруги живлення. На виході інвертора вимірюється струм I_{inv} , який використовується для аналізу навантаження та якості перетворення, а також може застосовуватися в контурі керування. Загалом, даний вузол є базовим елементом формування параметрів змінної напруги в мікромережі.

З метою покращення форми напруги у електричній схемі наявний LCL-фільтр, схема якого наведена на рисунку 4.6.

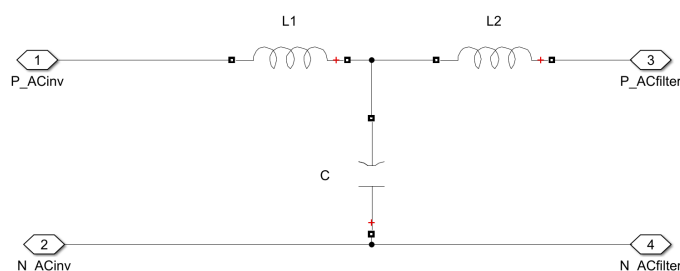


Рисунок 4.6 – Блок LCL-фільтра

Наведений фрагмент моделі призначений для зниження високочастотних складових струму та напруги, що виникають внаслідок ШІМ. Фільтр підключений між клемми інвертора та вихідною шиною змінного струму і складається з двох послідовних індуктивностей $L1$ та $L2$, між якими встановлено шунтувальний конденсатор C , під'єднаний до нульового проводу. Індуктивність $L1$ виконує роль інверторного дроселя та обмежує швидкість зміни струму на виході силового моста, тоді як $L2$ додатково згладжує струм на стороні навантаження або мережі, зменшуючи проникнення комутаційних гармонік у точку приєднання.

Наявність конденсатора C забезпечує відведення високочастотної складової струму на загальну шину та формує частотну селективність фільтра, що дозволяє

суттєво підвищити якість вихідної напруги в порівнянні з простими L- або LC-фільтрами при однакових габаритах індуктивностей. В свою чергу, в рамках даного дослідження та перевірки запропонованого методу важливою частиною є блок формування навантаження, який наведено на рисунку 4.7.

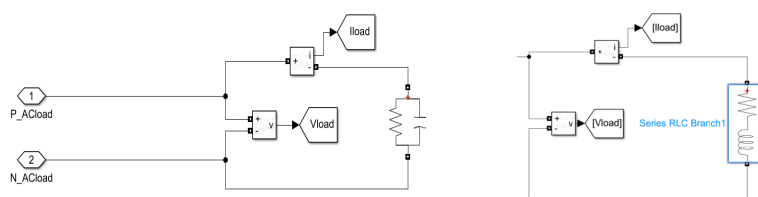


Рисунок 4.7 – Блок навантаження

Імітацію навантаження було реалізовано за допомогою блоків Serial та Parallel RLC-branch, що дозволяють задавати різні комбінації резистивних, індуктивних та ємнісних елементів у мережі. Такий підхід забезпечує керовану зміну активної та реактивної складових потужності навантаження, коефіцієнта потужності, а також дає змогу аналізувати вплив реактивної складової на стабільність роботи інвертора та виконувати побудову P–Q діаграм для різних режимів роботи системи. Використання лінійних еквівалентних RLC-навантажень зумовлено тим, що метою моделювання було не відтворення роботи конкретних побутових або промислових споживачів, таких як імпульсні блоки живлення, комп'ютерна техніка чи LED-освітлення, а визначення допустимих режимів роботи інвертора залежно від співвідношення P і Q. Нелінійні споживачі мають індивідуальні схемні рішення, різні алгоритми керування та різний гармонічний склад струму, що ускладнює їх узагальнене представлення в межах єдиної P–Q моделі. Тому в роботі RLC-навантаження використано як еквівалентну модель за основною гармонікою, придатну для системного дослідження впливу активної та реактивної потужності на рівень THDu, тоді як врахування детальних моделей нелінійних споживачів визначено як напрям подальшого удосконалення математичної моделі. Таким чином, за допомогою описаних блоків

сформовано математичну модель, яка дозволяє здійснювати дослідження гібридних ФЕС у парі із підключеним навантаженням. Зокрема, дана модель дозволяє перевірити відповідність та релевантність розробленого методу. Проте для цього необхідна також комплексна метрологічна частина моделі.

У моделі передбачено також систему моніторингу, яка дозволяє одночасно відстежувати електричні величини на стороні постійного та змінного струму, а також розраховувати інтегральні параметри, необхідні для оцінювання режимів. Система моніторингу в моделі реалізована як окрема вимірювальна підсистема, яка виконує збір миттєвих сигналів у контрольних точках, їх перетворення в інформативні показники та формування вихідних каналів для аналізу ЯЕ і енергетичних параметрів навантаження. Дана система, окрім функції моніторингу, також відіграє роль забезпечення якісної передачі даних до системи керування блоками підсилювача, інвертора та контролера заряду. Саме за допомогою блоку вимірювань система працює стабільно.

Багатоканальна структура збору даних, яка наведена на рисунку 4.8, дозволяє паралельно отримувати інформацію з підсистем навантаження та ФЕС, передаючи виміряні сигнали до блоків цифрової обробки та візуалізації, де формуються осцилограми та інші відображення параметрів.

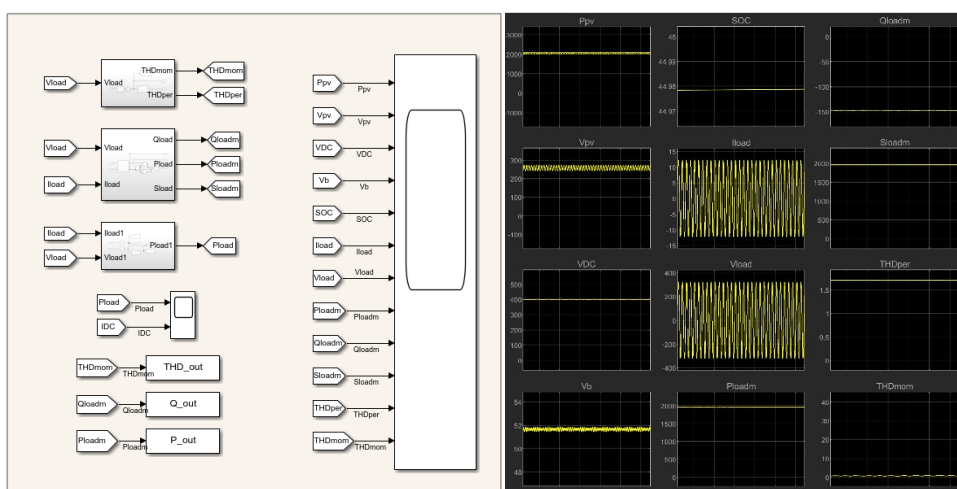


Рисунок 4.8 – Блок вимірювань побудованої моделі в середовищі MATLAB Simulink

Наведений фрагмент моделі призначений для формування набору контрольованих електричних параметрів, що використовуються для оцінювання роботи гібридної ФЕС. У межах блоку здійснюється збір миттєвих сигналів напруги та струму навантаження (V_{load} , I_{load}), а також допоміжних величин з боку постійного струму та джерел енергії, зокрема потужності фотоелектричного генератора (P_{pv}), напруги ФЕС (V_{pv}), напруги DC-шини (V_{DC}), напруги акумулятора (V_b) і стану заряду батареї (SOC). Такий набір сигналів забезпечує можливість одночасного аналізу енергетичного балансу системи та взаємозв'язку між режимами джерел, накопичувача й параметрами напруги на стороні змінного струму.

Окремим функціональним вузлом вимірювального блоку є оцінювання гармонічних спотворень напруги. На вхід цього підблоку подається сигнал V_{load} , за яким визначається сумарний коефіцієнт гармонічних спотворень, поданий у двох формах: THD_{mom} (миттєва або ковзна оцінка, що відображає поточну зміну параметра) та THD_{per} (усереднене значення за періодом/інтервалом, придатне для порівняння режимів). Таке розділення дозволяє аналізувати як динаміку показника при перемиканнях навантаження, так і стабілізовані значення, які надалі використовуються як критерії прийнятності режимів у межах розробленого методу визначення допустимої потужності інвертора.

Для забезпечення коректного представлення результатів і подальшої обробки у моделі сформовано уніфіковані вихідні шини/сигнали (зведені виходи P_out , Q_out та THD_out), що агрегують основні результати оцінювання (активну та реактивну потужності і сумарний рівень гармонічних спотворень).

4.1.2. Розрахунково-вимірювальний модуль імітаційної математичної моделі мікромережі із ФЕС для визначення допустимих P–Q-режимів інвертора

У межах удосконаленої математичної моделі у вигляді побудованої імітаційної моделі гібридної ФЕС додатково сформовано розрахунково-вимірювальний модуль,

який забезпечує формалізований перехід від заданих координат режиму навантаження у площині активної та реактивної потужностей до параметрів еквівалентного електричного навантаження, а також подальше оцінювання фактичних значень P , Q та $THDu$ за результатами імітаційного моделювання. За такого підходу модель використовується не лише для відтворення окремого режиму роботи гібридної ФЕС, а як інструмент визначення множини допустимих режимів роботи інвертора з урахуванням нормативного критерію ЯЕ.

Основна відмінність удосконаленої моделі полягає в тому, що вхідними параметрами дослідження є не лише фіксовані значення елементів навантаження R , L , C , а координати режиму на площині P – Q . Це дає змогу перейти від елементного опису навантаження до режимного опису роботи інвертора, за якого кожній заданій точці (P , Q) ставляться у відповідність параметри еквівалентного навантаження, що передаються до Simulink-моделі для подальшого визначення $THDu$ та класифікації режиму як допустимого або недопустимого.

З метою формування режимів на межі номінальної повної потужності інвертора в моделі використано стандартне співвідношення між активною, реактивною та повною потужностями:

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (4.1)$$

де S – повна потужність, ВА;

P – активна потужність, Вт;

Q – реактивна потужність, вар.

Для дослідження граничних режимів прийнято повна потужність рівна номінальній потужності інвертора, тому активна потужність для кожного заданого значення реактивної потужності визначається за виразом:

$$P = \sqrt{S_{nom}^2 - Q^2} \quad (4.2)$$

де S_{nom} – номінальна повна потужність інвертора, ВА.

На відміну від типової імітаційної моделі гібридної ФЕС, у якій режим навантаження задається безпосередньо параметрами R , L , C , в удосконаленій моделі

було здійснено їхнє математичне представлення у координатах режиму роботи на площині активної та реактивної потужностей. Визначення цих параметрів здійснювалося згідно з відомими співвідношеннями між активною, реактивною та повною потужностями для синусоїдальних електричних кіл змінного струму, які наведено у формулах 4.3 та 4.4. Для послідовного підключення елементів за умови, що окрім активного опору наявна одна із складових реактивного опору (L або C) та відсутня інша:

$$R = \frac{P \cdot U^2}{S^2}, \quad L = \frac{Q \cdot U^2}{2\pi f S^2}, \quad C = \frac{S^2}{2\pi f Q U^2} \quad (4.3)$$

де R- активний опір, Ом;

L – індуктивність, Гн;

C – ємність, Ф;

f – частота, Гц.

Для паралельного підключення всіх елементів за умови, що окрім активного опору наявна одна із складових реактивного опору (L або C) та відсутня інша:

$$R = \frac{U^2}{P}, \quad L = \frac{U^2}{2\pi f Q}, \quad C = \frac{Q}{2\pi f U^2} \quad (4.4)$$

Формули 4.3 і 4.4 є ключовими для реалізованого удосконалення, оскільки саме вони забезпечують математично обґрунтований перехід від точки на P - Q-діаграмі до фізичних параметрів навантаження в Simulink-моделі.

Визначення фактичних значень активної та реактивної потужностей у сформованій simulink-моделі здійснюється за допомогою вимірювального блоку Power Measurement, підключеного до миттєвих значень напруги та струму на клемі навантаження. Це дозволяє розглядати побудовану модель як розрахунково-вимірювальну систему, у якій параметри режиму визначаються за сигналами $u(t)$ та $i(t)$, що відповідає логіці реального визначення активної і реактивної потужностей у колах змінного струму. Принцип проведення вимірювань даного блоку детально описано у інструкції користувача matlab [157].

Додатковим критерієм допустимості режиму в удосконаленій моделі відповідно до запропонованого методу є виконання умови:

$$THD_{meas} \leq THD_{lim} \quad (4.5)$$

де THD_{meas} – фактичне значення сумарного гармонічного спотворення напруги в моделі;

THD_{lim} – граничне значення значення сумарного гармонічного спотворення напруги згідно ДСТУ EN 50160:2023 [9], 8%;

У загальному вигляді THD напруги визначається [9]:

$$THD_u = \sqrt{\sum_{h=1}^{40} \left(\frac{U_h}{U_1}\right)^2} \cdot 100\% \quad (4.6)$$

де U_1 — діюче значення основної гармоніки напруги;

U_h — діюче значення гармоніки порядку h .

В удосконаленій моделі значення THD_{meas} не задається вручну, а зчитується з вихідного сигналу блоку THD моделі, після чого використовується для автоматичного прийняття рішення щодо включення відповідної точки (P,Q) до множини допустимих режимів.

Таким чином, область допустимих режимів роботи інвертора в удосконаленій моделі можна подати у вигляді множини значень за вказаними нижче умов:

$$\Omega_{\text{доп}} = \left\{ (P, Q): \begin{array}{l} P^2 + Q^2 \leq S^2 \\ \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{U} \leq I_{nom} \\ THD_{meas} \leq THD_{lim} \end{array} \right\} \quad (4.7)$$

Причому дотримання двох перших вимог забезпечено апаратною частиною інверторного обладнання, і за умови не виходу за допустимі межі буде аварійно зупинений, а третя умова практично в більшості інверторів не перевіряється .

Відповідно, формула (4.7) формалізує суть удосконалення. Вона полягає у тому, що допустимість режим експлуатації інвертора визначається не лише за умови виконання обмеження повної потужності інвертора та номінального струму, а також за умови забезпечення відповідності фактичного значення гармонічних спотворень

напруги значенням отриманим у результаті моделювання. Це принципово відрізняє удосконалену модель від існуючого підходу, за якого робоча область експлуатаційних параметрів інвертора (напруга, струм, потужність) береться до уваги виключно із даних технічної документації на обладнання або з проєктних даних.

За таких умов межа області $\Omega_{\text{доп}}$ діаграми P-Q є граничною кривою допустимих режимів роботи інвертора. Її доцільно розглядати не як фіксовану лінію (межу), а як лінію, кривизна якої є результатом впливу фізичної взаємодії джерела живлення, інвертора (включаючи вихідні фільтри) та навантаження в електричному колі. Параметри лінії вимірюються на вихідних клеммах електричного кола інвертора.

Таким чином, результатом застосування удосконаленої математичної моделі є можливість імітаційного дослідження режимів роботи гібридної ФЕС з урахуванням впливу електричного навантаження активного, реактивно-індуктивного та реактивно-ємнісного характеру на функціонування інвертора. На відміну від типового підходу, за якого аналіз роботи інвертора обмежується окремими режимами або паспортними значеннями повної потужності та коефіцієнта потужності, запропонована модель дає змогу встановлювати діапазон допустимого навантаження у координатах P-Q за умови дотримання нормативного рівня THDu. Це забезпечує перехід від елементного опису навантаження до режимного оцінювання роботи інвертора, за якого допустимість режиму визначається не лише за величиною активної та реактивної потужності, а й за фактичним впливом відповідного характеру навантаження на ЯЕ. У такому поданні P-Q діаграма є не лише графічним результатом моделювання, а засобом наукового узагальнення допустимих режимів роботи інвертора з урахуванням обмеження за THDu.

4.1.3. Принцип роботи удосконаленої математичної моделі мікромережі з ФЕС

З метою забезпечення відтворюваності досліджень і мінімізації ручних операцій у моделі розроблено спеціалізований MATLAB-script, (додаток К) виконання запропонованого у розділі 3 методу, який реалізує послідовне формування випробувальних режимів навантаження, запуск ітерацій моделювання, обчислення контрольованих величин та збереження підсумкових результатів у табличному й графічному вигляді.

У загальному вигляді його логіка полягає у поступовому змінюванні співвідношення активної та реактивної складових навантаження при фіксованій номінальній повній потужності інвертора, із подальшим відбором лише тих режимів, у яких THD напруги не перевищує заданий поріг. Блок-схема взаємодії MATLAB-скрипту та Simulink-моделі наведено на рисунку 4.9.

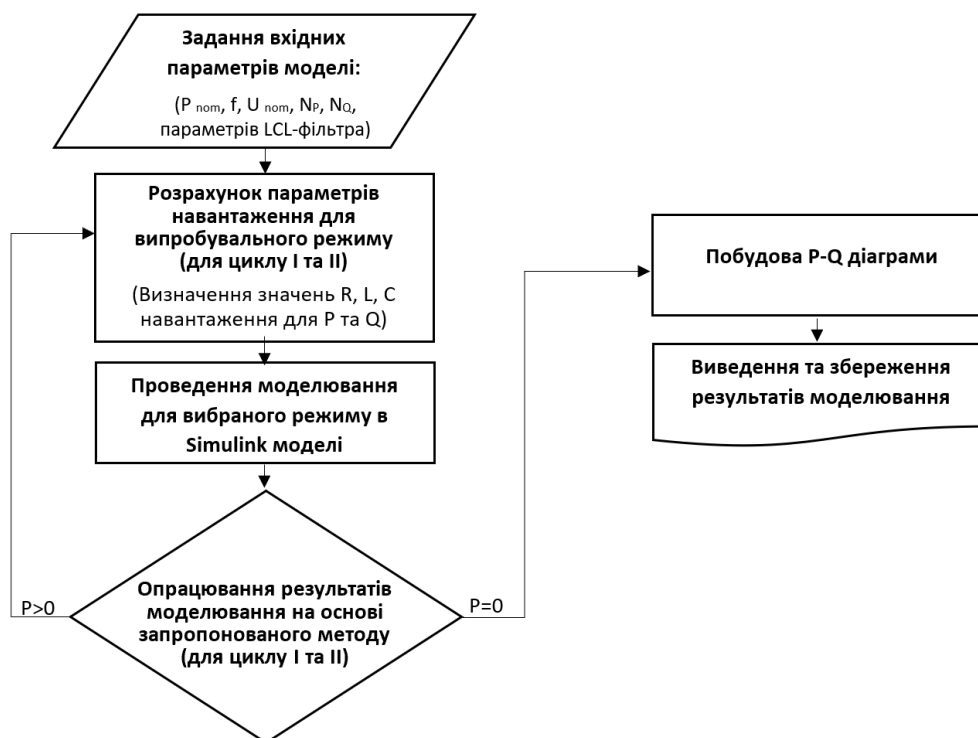


Рисунок 4.9 – Блок-схема роботи удосконаленої математичної моделі ізольованої мікромережі з фотоелектричною генерацією

На першому етапі скрипт ініціалізує базові параметри моделювання: номінальну частоту та напругу мікромережі $f=50$ Гц і $U=230$ В, номінальну повну потужність інвертора $S_{\text{nom}}=2000$ ВА, крок зміни режимів $n=50$ (у ватах і варах та обирається довільно виходячи із необхідної точності) та початкові значення змінних, що описують вимірний рівень спотворень і реактивну складову навантаження. Далі задаються параметри вихідного фільтра інвертора L_i , C , L_g та виконується їх перетворення в зручні одиниці (мГн і мкФ) для подальшого формування імен файлів. Після цього створюються змінні для накопичення результатів моделювання у вигляді таблиці, яка надалі слугує основним джерелом для побудови діаграми режимів та експорту в електронні формати.

Ключовою частиною скрипту є автоматичне формування параметрів навантаження на основі заданих значень активної та реактивної потужностей. У моделі навантаження задається через еквівалентні параметри R_{load} і L_{load} , що забезпечує керовану зміну режимів за незмінної номінальної напруги та частоти. Для кожної комбінації P і Q виконується розрахунок активної складової, після чого параметри навантаження визначаються розрахунково згідно з формулами 4.1 та 4.2. Додатково введено перевірку фізичної коректності режиму через умови додатності $R_{\text{load}} > 0$ і $L_{\text{load}} > 0$, що запобігає запуску моделювання для некоректних або недосяжних комбінацій потужностей. Для забезпечення зв'язку скрипту з Simulink-моделлю розраховані параметри навантаження і фільтра передаються у робочий простір моделі командою `assignin`, що дозволяє без ручного втручання змінювати налаштування елементів схеми перед кожним запуском симуляції.

Подальший алгоритм складається з двох послідовних циклів, які виконують сканування області режимів та формування межі допустимості за обмеженням по THD. Перший цикл реалізує збільшення реактивної складової навантаження Q із фіксованим кроком n при збереженні умови роботи на колі повної потужності S_{nom} . Для кожного режиму запускається моделювання із часом зупинки 2,5 с (який вибирається довільно), а контрольні величини обчислюються не за весь інтервал, а на

усталеній ділянці 1,5–2,5 с. Такий вибір вікна усереднення забезпечує виключення впливу перехідних процесів на оцінку середніх значень потужності та гармонічних спотворень. Значення активної потужності P_{meas} , реактивної потужності Q_{meas} і THD_{meas} визначаються як середні значення сигналів P_{out} , Q_{out} і THD_{out} у зазначеному інтервалі часу. Якщо THD_{meas} не перевищує поріг 8%, результати режиму заносяться у таблицю Results разом із розрахунковими P , Q , $Rload$, $Lload$, після чого Q збільшується на крок n і перевірка повторюється. Коли ж THD_{meas} перевищує порогове значення, подальше збільшення Q припиняється, що інтерпретується як досягнення межі допустимості для цієї траєкторії зміни режимів.

Другий цикл використовується для деталізації допустимої області режимів і формування набору точок, що відображають зміну межі допустимості при зменшенні активної складової навантаження. Логіка цього циклу полягає у поступовому зменшенні активної потужності P та одночасній зміні реактивної складової Q таким чином, щоб простежити область режимів, для яких поріг THD ще виконується. На кожній ітерації виконуються ті самі операції: перерахунок $Rload$ і $Lload$, передача параметрів у модель, запуск симуляції, усереднення P_{out} , Q_{out} і THD_{out} на усталеному інтервалі та відбір режиму за умовою $THD_{meas} \leq 8$. Якщо режим задовольняє поріг, він додається до таблиці результатів, після чого P зменшується на крок n , а Q збільшується на $2n$, що забезпечує зміщення траєкторії перегляду режимів у напрямку більшої реактивної складової при поступовому зменшенні активної. Така побудова ітерацій дає змогу отримати набір точок, який у подальшому інтерпретується як експериментально встановлена крива допустимості за THD у координатах P - Q .

Після завершення циклів скрипт переходить до етапу візуалізації результатів. Із таблиці Results формуються масиви P і Q , при цьому реактивна потужність береться за модулем для відображення на першому квадранті діаграми. Далі будується діаграма P - Q з нанесенням трьох характерних кривих: кола (фактично чверті кола) номінальної повної потужності, опорної кривої для заданого коефіцієнта потужності, що

визначений у характеристиках досліджуваного інвертора, а також кривої, отриманої з таблиці результатів і трактованої як межа режимів, що задовольняють умові $\text{THD} \leq 8\%$. У такий спосіб графік одночасно показує номінальні обмеження інвертора за повною потужністю, приклад «лінії» коефіцієнта потужності та експериментально сформовану допустиму область з позицій ЯЕ.

Завершальним етапом є автоматизоване збереження результатів у файли та протоколювання параметрів запуску. Скрипт створює окрему директорію для результатів, фіксує часову мітку завершення моделювання, після чого формує імена файлів. Далі виконується експорт побудованого графіка у зображення з високою роздільною здатністю та збереження таблиці Results у форматі електронної таблиці. Така організація вихідних даних забезпечує простежуваність результатів, можливість повторення чисельного експерименту при зміні параметрів фільтра або кроку сканування та формує підґрунтя для подальшого аналізу меж допустимості режимів роботи інвертора у контексті розроблюваного методу.

Відповідно, удосконалена математична модель з гібридної ФЕС в складі автономної мікромережі є універсальним інструментом для кількісного аналізу режимів енергетичного перетворення та оцінювання параметрів напруги в умовах змінного складу й характеру навантаження. Її корисність полягає у можливості відтворювано досліджувати взаємодію ключових підсистем і на цій основі формувати обґрунтовані висновки щодо допустимих режимів роботи інвертора та меж, за яких забезпечується прийнятність параметрів напруги. Наявність вимірювальної підсистеми та автоматизованого скрипту запуску моделювань забезпечує зіставність результатів між режимами, систематизацію вихідних даних і створює підґрунтя для подальшої нормативної інтерпретації отриманих залежностей, зокрема при розробленні методичних рекомендацій щодо експлуатації мікромереж з ФЕС із високою часткою реактивного навантаження.

4.2. Метрологічна оцінка результатів математичного моделювання запропонованого методу

Для перевірки адекватності розробленого методу було виконано серію математичних моделей у середовищі MATLAB/Simulink. При цьому досліджувався процес визначення та побудови кривої допустимих навантажень інвертора в координатах P-Q. У моделюваннях змінювали параметри навантажень: розглядали активні (R) та комплексні (з реактивними L і C компонентами) комбінації, причому елементи підключалися як паралельно, так і послідовно. Для цього використано стандартні налаштування гібридної ФЕС, що наведені у таблиці 4.1 із заміною характеристик навантаження.

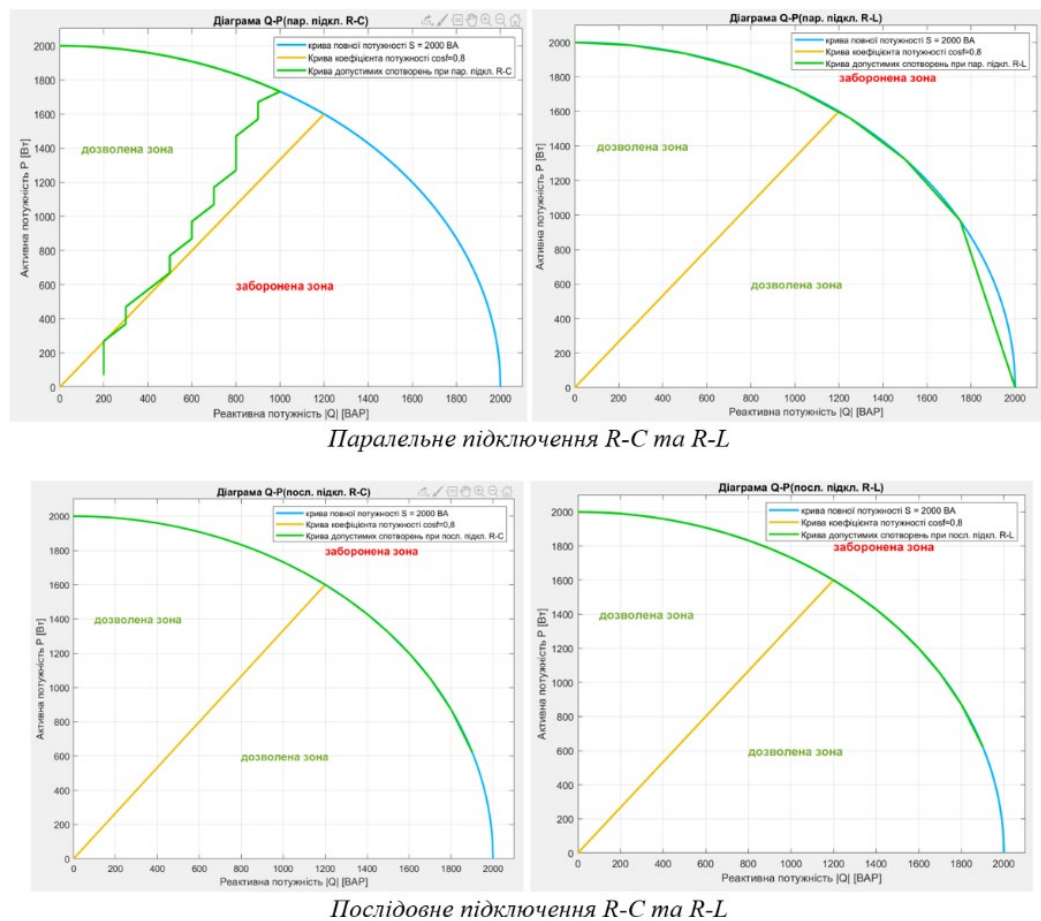


Рисунок 4.10 – Результати побудови P-Q діаграм при різних конфігураціях підключеного навантаження

Отримані діаграми P-Q, які наведені на рисунку 4.10 вказали на критичні режими із максимальною реактивністю, які проявляються перевищенням нормативних значень сумарного коефіцієнта гармонічного спотворення. Виявилося, що паралельне включення ємнісної складової (R-C) породжує заборонену зону на діаграмі, а резонансні ефекти посилюють вищі гармоніки. І навпаки, при індуктивному навантаженні (R-L) чи послідовному R-C гармонічні спотворення залишалися в межах норми, оскільки індуктивна компонента природно фільтрує вищі гармоніки. Ці результати узгоджуються з теоретичними прогнозами та попередніми дослідженнями. Зокрема, пояснюється тим, що наявність індуктивності зменшує швидкість зміни струму та послаблює внесок високочастотних складових, тобто фактично підвищує згладжувальні властивості кола. Водночас у послідовній R-C гілці відсутні умови для формування вираженого резонансного підсилення на окремих частотах. Отже, отримані залежності THD узгоджуються з очікуваною електрофізичною поведінкою системи та підтверджують адекватність обраної методики.

Для аналізу (верифікації) точності запропонованого методу результати алгоритму порівняно з повним ітеративним моделюванням усієї площини навантажень з кроком 125 Вт (вар). Відповідно, для проведення повного моделювання всіх можливих комбінацій P-Q було створено додатковий алгоритм (matlab-script), який здійснював автоматичну зміну комбінацій навантажень. Розроблений скрипт наведено у додатку Л. В свою чергу, формування кривої згідно запропонованого методу здійснювався відповідно до алгоритму описаного у розділі 4.1.3 та наведеного у додатку К. Результат накладання кривої допустимих спотворень на площину, отриману за допомогою повного розрахунку THD наведено на рисунку 4.11.

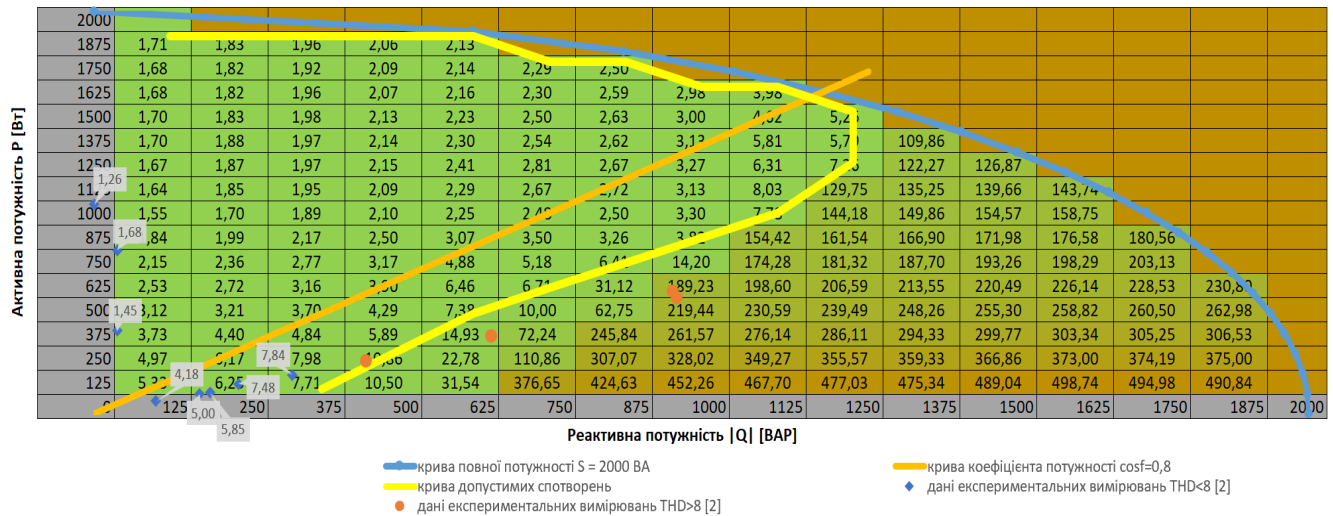


Рисунок 4.11 – Результати визначення сумарного коефіцієнта гармонічних спотворень на площині та побудови кривої допустимих спотворень

Сформована на площині P - Q залежність, отримана шляхом накладання результатів застосування алгоритму на карту режимів навантаження, засвідчує працездатність і достовірність запропонованого методу. Межова крива допустимості, побудована за процедурою методу, узгоджується з розподілом сумарного гармонічного спотворення напруги, визначеним під час суцільного моделювання всієї області навантажень із кроком 125 Вт. Така відповідність означає, що алгоритм відтворює фактичну границю переходу від прийнятних режимів до режимів із порушенням установлених обмежень, не потребуючи виконання великої кількості окремих запусків моделі для кожної комбінації P і Q .

Співпадіння отриманих кривих свідчить про те, що закладені в методі розрахункові залежності коректно відображають реальні закономірності формування спотворень у мікромережі та не суперечать фізиці процесів у перетворювальному тракті інвертора. Особливо показовою є адекватність відтворення граничної лінії в тих ділянках області, де поєднання параметрів навантаження, зокрема для R - S компонентів, потенційно створює умови для зростання гармонічних складових і прояву резонансних ефектів. Це підтверджує доцільність використання методу для

оперативного визначення межі допустимих режимів без надмірного ускладнення процедури моделювання.

Результати моделювання зіставлено з реальними експериментальними даними, описаними в розділі 2. Порівняння кривих показало їхню високу збіжність: виміряні у практичних випробуваннях значення THD близькі до розрахункових із моделі. Невелика похибка пояснюється фізичними особливостями реальних інверторів (пристрою фільтра, схеми керування), які важко точно відтворити в моделі. Отримана кореляція підкріплює коректність закладених у метод алгоритмів і підтверджує метрологічну відповідність розробленого методу. Зокрема, апробація показала, що пропонуваній підхід дає адекватні результати для широкого діапазону навантажень з різними $\cos \varphi$.

Щоб переконатись, у коректності запропонованого методу при проведенні випробувань обладнання з різною конфігурацією та топологією було виконано серію чисельних експериментів. Ці моделювання передбачали, що режим навантаження залишався незмінним, тоді як варіювалися параметри LCL-фільтра інвертора, призначеного для пригнічення високочастотних складових та зменшення рівня вищих гармонік у вихідній напрузі. Такий вибір фактору пояснюється тим, що саме гармонічні спотворення, відповідно до попередніх досліджень, є одним із найбільш вагомих чинників погіршення ЯЕ в автономних мікромережах. Результати проведених моделювань проілюстровано на рисунку 4.12.

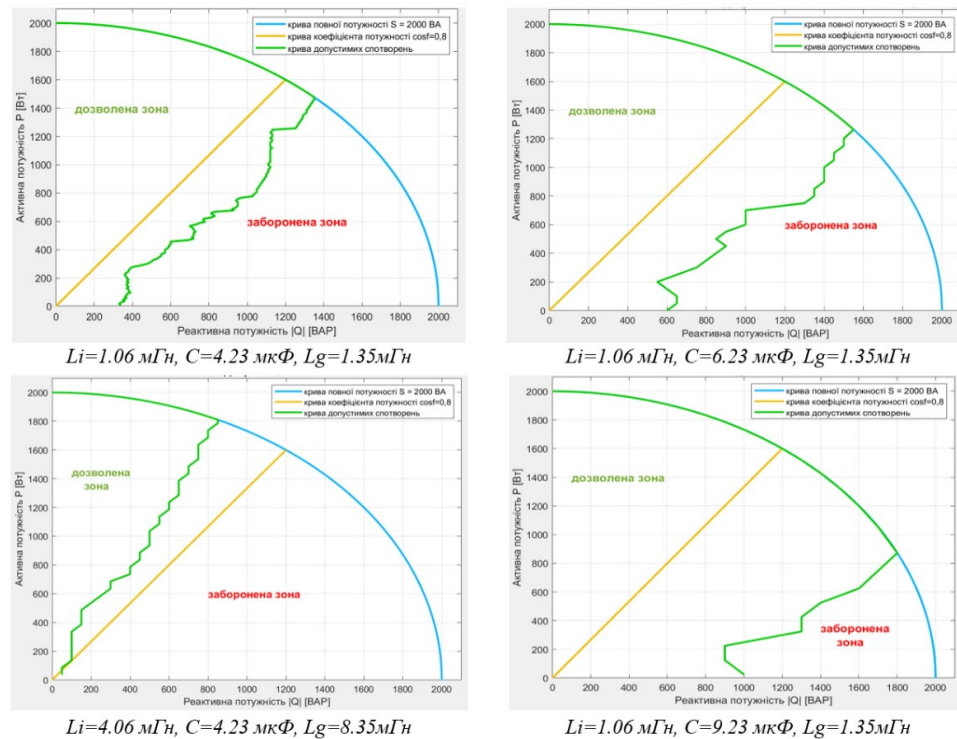


Рисунок 4.12 – Результати побудови кривої допустимих спотворень при різних параметрах LCL- фільтра

За результатами виконаної серії моделювань встановлено, що конфігурація та форма межі допустимих режимів суттєво змінюються залежно від параметрів гібридної ФЕС, насамперед від характеристик LCL-фільтра інвертора. Така залежність є закономірною і узгоджується з науковими напрацюваннями, у яких підкреслюється, що зниження гармонічних складових визначає не лише електромагнітну сумісність перетворюючої системи, а й здатність забезпечувати стійку роботу в ширшому діапазоні навантажень. Отже, підтверджено принципове положення, що саме коректний вибір і оптимізація параметрів фільтра є одним із ключових механізмів зменшення спотворень напруги та формування допустимої області роботи в координатах $Q-P$.

Водночас отримані результати засвідчили, що наявні обмеження, які декларуються виробниками обладнання, не гарантують дотримання вимог щодо рівня

гармонічних спотворень у всьому спектрі реальних експлуатаційних режимів. Разом із тим, результати моделювання демонструють, що вдосконалення методичних процедур визначення допустимих режимів роботи інверторів у мережах із високою часткою реактивного навантаження дає змогу компенсувати зазначене обмеження за рахунок більш коректного встановлення меж і критеріїв прийнятності.

Таким чином, проведена метрологічна перевірка засвідчила, що метод дозволяє швидко і точно визначати межі допустимих режимів інвертора з урахуванням активної і реактивної потужностей. Оскільки наявні стандарти випробувань (IEC 62109-2 [134], EN 50530 [158], IEEE 1547 [159] тощо) не містять процедур комплексного аналізу навантажень у площині P – Q з урахуванням гармонічних спотворень, доцільним є розроблення окремого галузевого документу (СОУ чи методики). Такий документ може містити повну процедуру вимірювань, технічні вимоги до ЗВТ і критерії оцінки, забезпечуючи відтворюваність і коректність випробувань автономних (гібридних) ФЕС. Використання методу дозволить уникнути надмірного заниження чи завищення допустимої потужності інвертора, підвищить надійність автономних мікромереж і зменшить тривалість лабораторних тестів порівняно із перевіркою всіх комбінацій навантаження більш ніж у 4 рази, що надзвичайно важливо для оперативного введення обладнання в експлуатацію.

4.3. Пропозиції щодо удосконалення нормативної бази з урахуванням специфіки роботи гібридних ФЕС

Описаний у попередньому підрозділі метод контролю допустимого навантаження ізольованих мікромереж із фотоелектричною генерацією шляхом застосування гармонічного аналізу довів свою ефективність з наукової точки зору та практичну доцільність. Верифікація результатів, проведена за допомогою математичного моделювання, показала високу кореляцію з експериментальними даними, що підтверджує точність і надійність запропонованого підходу. У зв'язку з

цим постала необхідність формалізувати метод шляхом розроблення відповідного нормативного документа, який би забезпечив можливість його широкого застосування у галузі електроенергетики. Як результат, було створено проєкт стандарту організації України (СОУ), що систематизує та закріплює основні положення, критерії та вимоги до випробування гібридних інверторів у контексті забезпечення ПЯЕ.

Структура проєкту СОУ узгоджена з вимогами до нормативних документів відповідного рівня і включає основні розділи, що охоплюють усі етапи реалізації методу — від загальних положень і визначення термінів до формулювання вимог щодо засобів вимірювальної техніки і опису алгоритмів оцінки режимів роботи. Зміст охоплює як типові розділи: Сфера застосування; Нормативні посилання; Терміни та визначення понять; Загальні положення». Так і розділи, присвячені безпосередньо методиці випробувань, умовам і схемам випробувальних кіл, вимогам до засобів вимірювальної техніки і визначення типу навантаження. Стандарт доповнений додатками, які слугують ілюстративними або довідковими матеріалами, та містить посилання на чинні національні й міжнародні нормативні документи. Повний текст проєкту СОУ наведено в додатку М.

Запропонований стандарт орієнтований на вузькоспеціалізовану сферу - автономні та гібридні інвертори малої потужності (до 5–7 кВт), що функціонують у межах локальних або індивідуальних мікромереж. Це переважно однофазні системи, призначені для живлення побутових чи малопотужних промислових споживачів. З урахуванням обмежень чинної нормативної бази, яка майже не регламентує ЯЕ в автономному режимі, а також з огляду на наявні технічні прогалини у підходах до проєктування та експлуатації таких систем, розроблення окремого СОУ стало обґрунтованим рішенням. На відміну від чинних стандартів, які базуються переважно на статичних параметрах та номінальних режимах, запропонований документ фокусується на визначенні реальних меж допустимої роботи інвертора з урахуванням впливу реактивного навантаження та гармонічних спотворень.

Практичне застосування цього СОУ охоплює декілька ключових категорій користувачів. Для виробників інверторів він є інструментом стандартизованого тестування пристроїв, що дозволяє чітко окреслити їхні функціональні межі. Проєктанти та інженери, які займаються створенням мікромереж або автономних систем на основі ФЕС, зможуть використовувати СОУ для визначення сумісності конкретного інвертора з прогнозованим навантаженням у системі. Це дає змогу формувати технічні вимоги до обладнання ще на етапі проєктування, уникати перевантажень та погіршення якості напруги.

Контролюючі органи та лабораторії також отримують у своє розпорядження чітко структуровану методику проведення випробувань та інтерпретації результатів, що сприяє підвищенню об'єктивності сертифікаційних процедур. Особливої уваги в проєкті СОУ надано питанню достовірності вимірювань і метрологічного забезпечення, що підвищує довіру до отриманих результатів і робить їх придатними для нормативного використання. Таким чином, запропонований стандарт може виступати не лише технічним, а й регуляторним інструментом, що сприяє гармонізації процесів проєктування, виробництва та експлуатації інверторного обладнання.

Узагальнюючи викладене, можна зазначити, що проєкт СОУ є вагомим внеском у нормативну базу енергетики автономного типу. Його застосування дозволяє усунути прогалини у чинному регулюванні та забезпечує підвищення надійності, енергоефективності й метрологічної достовірності роботи гібридних ФЕС. З огляду на це, доцільно рекомендувати впровадження цього стандарту на рівні СОУ, а в перспективі — його інтеграцію у державну нормативну базу.

ВИСНОВКИ

В результаті проведених теоретичних та експериментальних досліджень вирішена актуальна науково-прикладна задача – розроблено метод контролю допустимого навантаження ізольованих мікромереж із фотоелектричною генерацією на основі гармонічного аналізу і одержано такі основні результати.

1. Проведено аналітичний огляд нормативно-правової бази щодо показників якості електроенергії та сучасних засобів вимірювання. В тому числі здійснено порівняння десяти існуючих ЗВТ, які здійснюють аналіз/моніторинг якості електричної енергії за понад 10-ма характеристиками. У результаті аналізу нормативної бази встановлено, що система стандартів і галузевих документів у сфері якості електричної енергії має складну ієрархічну структуру та містить низку неузгодженостей, зумовлених тривалим паралельним застосуванням ГОСТ 13109-97 і гармонізованого стандарту ДСТУ EN 50160. Незважаючи на втрату чинності ГОСТ 13109-97 з 01.01.2026, окремі галузеві нормативні документи ще потребують приведення у відповідність до чинних вимог, тоді як у межах цього дослідження нормативне оцінювання ПЯЕ здійснювалося на основі ДСТУ EN 50160:2023. Також встановлено, що наявними нормативними документами прямо не визначено вимог до якості електроенергії та методів їхнього вимірювання і контролю в ізольованих мікромереж, на базі ФЕС.

2. Розроблено інформаційно-вимірювальну систему для дослідження режимів роботи гібридних інверторів у мікромережах із фотоелектричною генерацією, що реалізована на базі діючої ФЕС з інверторами різних топологій (виробників Victron, Deye, Foval), фотомодулями, контролерами заряду та акумуляторними батареями. Ключовими вимірювальними приладами ІВС є аналізатор якості електроенергії Metrel MI 2892 (клас А), тестер Seaward PV150 та осцилограф, що забезпечило високу точність та повторюваність вимірювань ПЯЕ, які відповідають вимогам стандартів ДСТУ EN 61000-4-30 і ДСТУ EN 50160. Система

дозволила провести вимірювання у мережевому та автономному режимах, зафіксувати зміни форми напруги, THD, частоти, флікера при зміні типу та величини навантаження (активного, реактивно-індуктивного, реактивно-ємнісного). Забезпечено метрологічну придатність для аналізу впливу навантажень на якість електроенергії в реальних умовах автономної мікромережі.

3. Виконано експериментальні дослідження за допомогою інформаційно-вимірювальної системи з метою визначення та оцінки впливу топології інвертора, типу та характеру навантаження на якість електричної енергії. Результати показали, що топологія та конструктивні особливості інвертора мають одне із ключових значень для подальшого забезпечення необхідної якості електричної енергії. При виборі обладнання для живлення критичного та чутливого обладнання доцільно надавати перевагу моделям обладнання із трансформаторною топологією, оскільки вони мають гальванічну рів'язку, та перевіряти якість і надійність елементів схеми вихідного фільтра. А також, за потреби, варто проводити додаткові тестові випробування на забезпечення якості електроенергії. Виявлено, що зі збільшенням частки нелінійного навантаження (понад 20% від номінальної потужності) незважаючи на топологію інвертора рівень сумарного гармонічного спотворення (THD) виходить за межі нормативних вимог (8%). При цьому реактивне навантаження ємнісного характеру (наприклад, LED-освітлення) спричиняло суттєво більші гармонічні спотворення порівняно з індуктивним навантаженням (наприклад, частотним перетворювачем). Важливо, що на відміну від випробувань у ізольованому режимі під час випробувань при синхронній роботі інвертора із загальною мережею погіршення якості електроенергії не спостерігалось, що пояснюється малим внутрішнім опором мережі та наявністю додаткових компенсуючих засобів.

4. Розроблено метод контролю допустимого навантаження ізольованих мікромереж із фотоелектричною генерацією шляхом застосування гармонічного аналізу. В межах методу запропоновано проводити поетапне вимірювання THD_u при зміні активної і реактивної потужностей, що дозволив визначити реальні межі

безпечної роботи інвертора та ізолюваної мікромережі в цілому. Для розробленого методу також наведено принцип розрахунку бюджету невизначеностей, який умовно складається із двох етапів. Спершу визначено невизначеність вимірювання сумарного гармонічного спотворення напруги як одного із ключових критеріїв прийнятності. В подальшому невизначеність вимірювання THD_u перенесено на положення граничної точки або граничної кривої в площині $P-Q$. У випадку, коли гранична точка визначається за умови досягнення максимальної активної потужності, процес оцінювання її невизначеності спрощується, оскільки відсутня потреба у проведенні лінійної інтерполяції між двома сусідніми значеннями реактивної потужності, як це необхідно в ситуації, коли для одного значення активної потужності існують два значення реактивні складові одне з яких не допустиме.

5. Удосконалено математичну модель мікромережі із фотоелектричною станцією шляхом введення розрахунково-вимірювального модуля, який забезпечив автоматизоване формування випробувальних режимів навантаження, визначення активної та реактивної потужності, оцінити сумарний коефіцієнт гармонічних спотворень напруги та побудувати $P-Q$ діаграму допустимих режимів роботи інвертора. На відміну від типових MATLAB/Simulink-моделей, які переважно відтворюють окремі режими роботи гібридної ФЕС, запропонована модель дає змогу визначити межі допустимого навантаження інвертора не лише за номінальною повною потужністю, а й за критерієм дотримання нормованого рівня показників якості електричної енергії. Це дозволило використати модель як інструмент перевірки розробленого методу визначення допустимих $P-Q$ -режимів роботи інверторів в ізолюваних мікромережах із фотоелектричною генерацією. Проведене моделювання на базі удосконаленої моделі підтвердило релевантність запропонованого методу, та вказала, що ширина дозволеної робочої зони інвертора значною мірою залежить від параметрів вихідного фільтра інвертора та характеру навантаження (резистивне, ємнісне чи індуктивне), а паспортні обмеження деяких інверторів, такі як коефіцієнт

потужності, чи коефіцієнт гребеня, не завжди можуть забезпечити дозволений нормативний рівень гармонічних спотворення.

6. На основі отриманих результатів сформульовано пропозиції до нормативної бази. Зокрема, розроблено проєкт СОУ, що встановлює порядок випробувань і вимірювань для визначення допустимих режимів навантаження гібридних інверторів в ізольованих системах із урахуванням реактивної складової та критерію THD напруги. У проєкті визначено вимоги до ЗВТ і умов вимірювань, алгоритм формування діаграми P-Q та правила оформлення результатів у вигляді протоколу. Проєкт СОУ може бути використаний виробниками для випробувань нових моделей інверторного обладнання, а отримані межі допустимих режимів (P-Q) включені до технічних специфікацій/паспортів виробів. Це надасть проєктним організаціям та власникам ФЕС об'єктивні вихідні дані для вибору обладнання і налаштування режимів, для підвищення якості та надійності роботи ізольованих мікромереж з фотоелектричною генерацією.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Про ринок електричної енергії : Закон України від 13.04.2017 № 27-28 : станом на 1 січ. 2026 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19/ed20260101#Text>;
2. Третього енергетичного пакета ЄС щодо анбандлінгу та створення конкурентних сегментів ринку. European Commission. URL: https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/governance-internal-energy-market_en;
3. EN 50160:2022. Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Electricity Networks. Чинний від 01.12.2022. CENELEC, 2022. 58 с. URL: <https://standards.globalspec.com/std/14582389/en-50160>;
4. EN 61000. Electromagnetic compatibilty (EMC). URL: <https://landingpage.bsigroup.com/LandingPage/Series?UPI=BS%20EN%2061000>;
5. Кодексом системи передачі : Кодекс від 14.03.2018, № 309 : станом на 01.01.2026. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text>;
6. Правила ринку : Правила від 14.03.2018 № 307 : станом на 1 груд. 2025 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18#Text>;
7. EN 61000-4-30. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods. Чинний від 01.04.2015. CENELEC, 2015. URL: <https://standards.globalspec.com/std/14378368/en-61000-4-30>;
8. Кодексом системи розподілу : Кодекс від 14.03.2018 № 310 : станом на 2 січ. 2026 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0310874-18#Text>;
9. ДСТУ EN 50160:2023. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності. Чинний від 2023-12-08. Вид. офіц. 2023. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=106226;
10. ДСТУ EN 61000-4-30:2022. Електромагнітна сумісність (ЕМС). Частина 4-30. Методи випробування та вимірювання. Методи вимірювання якості електроенергії. Чинний від 2023-12-31. Вид. офіц. 2023. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=106274;
11. Правила роздрібного ринку електричної енергії : Правила від 14.03.2018 № 312 : станом на 1 груд. 2025 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0312874-18#Text>;
12. Шлях до Європи: як українська енергосистема інтегрувалася до європейської енергомережі ENTSO-E [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: https://ua.energy/entso_e.html;

13. Грицак, Р. І., Цих, В. С. (2025). Перспективи удосконалення законодавчого регулювання вимог до якості електроенергії в Україні та ЄС . Технічна інженерія, (1(95), 373–379. [https://doi.org/10.26642/ten-2025-1\(95\)-373-379](https://doi.org/10.26642/ten-2025-1(95)-373-379);
14. EN 62586-2. Power quality measurement in power supply systems - Part 2: Functional tests and uncertainty requirements. Чинний від 01.08.2017. CENELEC, 2017. URL: <https://standards.globalspec.com/std/10261921/en-62586-2>;
15. EN 62586-1. Power quality measurement in power supply systems - Part 1: Power quality instruments (PQI). Чинний від 01.11.2017. CENELEC, 2017. URL: <https://standards.globalspec.com/std/10262977/en-62586-1>;
16. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения Чинний від 01.01.2000. по 01.01.2026 ГОСТ (Міждержавний стандарт), 2000. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=25837;
17. Про стандартизацію : Закон від 05.06.2014, № 31 : станом на 28.08.2025. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1315-18#Text>;
18. ДСТУ EN 61000-4-7:2022. Электромагнитна сумісність (ЕМС). Частина 4-7. Методи випробування та вимірювання. Загальні настанови щодо вимірювання гармонік і інтергармонік та приладдя для систем електропостачання та підключеного до них обладнання (EN 61000-4-7:2002/A1:2009, IDT; ІЕС 61000-4-7:2002/A1:2008, IDT). Зміна № 1:2022. Чинний від 31.12.2023. ДП «УкрНДНЦ», 2022. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=106263;
19. ДСТУ EN 61000-4-15:2018. Электромагнитна сумісність. Частина 4-15. Методики випробування та вимірювання. Флікерметр. Технічні вимоги до функціонування та конструкції (EN 61000-4-15:2011, IDT; ІЕС 61000-4-15:2010, IDT). Чинний від 01.01.2020. ДП «УкрНДНЦ», 2018. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=81771;
20. ДСТУ EN 62586-1:2019. Вимірювання показників якості електроенергії в системах електроживлення. Частина 1. Прилади для визначення якості електроенергії (PQI) (EN 62586-1:2017, IDT; ІЕС 62586-1:2017, IDT). Чинний від 01.01.2020. ДП «УкрНДНЦ», 2019. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=87530;
21. ДСТУ EN 62586-2:2018. Вимірювання якості електроенергії в системах електропостачання. Частина 2. Функціональні випробування та вимоги щодо невизначеності (EN 62586-2:2017/A1:2021, IDT; ІЕС 62586-2:2017/AMD1:2021, IDT). Зміна № 1:2022. Чинний від 31.12.2023. ДП «УкрНДНЦ», 2022. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=108015;
22. Жаркін, А.Ф., і С.О. Палачов. «Впровадження в нормативну базу України європейських вимог до проведення вимірювання показників якості електричної

енергії ». Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України, вип. 65, Серпень 2023, с. 015, <https://doi.org/10.15407/publishing2023.65.015>;

23. Грицак Р.І. Цих В.С. Правові аспекти удосконалення законодавчого регулювання якості електроенергії в Україні на шляху до вступу в ЄС. Актуальні правові проблеми функціонування енергетичної системи України: наук.-практ. конф., м. Харків, 12 червня 2025: зб. тез доп. м. Харків, 2025. С. 39-46.

24. EN 61000-2-2. Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 2-2: Environment – Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signalling in public low-voltage power supply systems. Чинний від 01.06.2002. CENELEC, 2002. URL: <https://standards.globalspec.com/std/13344523/en-61000-2-2>;

25. EN 61000-2-4:2002. Electromagnetic compatibility (EMC). Environment - Compatibility levels in industrial plants for low-frequency conducted disturbances. Чинний від 30.09.2002. CENELEC, 2002. URL: <https://knowledge.bsigroup.com/products/electromagnetic-compatibility-emc-environment-compatibility-levels-in-industrial-plants-for-low-frequency-conducted-disturbances>;

26. 519-2022. IEEE Standard for Harmonic Control in Electric Power Systems. Чинний від 05.08.2022. IEEE, 2022. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?punumber=9848438>;

27. Current Status and Future Trends of Power Quality Analysis / P. Remigio-Carmona et al. Energies. 2022. Vol. 15, no. 7. P. 2328. URL: <https://doi.org/10.3390/en15072328>;

28. Power Quality Analysis of a Microgrid-Based on Renewable Energy Sources: A Simulation-Based Approach / E. Hernández-Mayoral et al. Computation. 2024. Vol. 12, no. 11. P. 226. URL: <https://doi.org/10.3390/computation12110226>;

29. ГРИЦАК Р., ЯВОРСЬКИЙ А. Огляд сучасного стану законодавчого регулювання, технологій та засобів вимірювальної техніки у сфері вимірювання якості електричної енергії. Measuring and computing devices in technological processes. 2023. № 4. С. 251–264. URL: <https://doi.org/10.31891/2219-9365-2023-76-34>;

30. Power Quality Analysis of Photovoltaic Systems / M. Barreto et al. Renewable Energy and Power Quality Journal. 2023. Vol. 21, no. 1. P. 689–694. URL: <https://doi.org/10.24084/repqj21.451>;

31. Босий Д. О., Земський Д. Р., Хоменко В. Р. Аналітичне порівняння показників якості електроенергії за двома стандартами у мережі нетягового споживача залізниці змінного струму. Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія : «Енергетика: надійність та енергоефективність». 2019. № 29. С. 27–33;

32. Influence of Measurement Aggregation Algorithms on Power Quality Assessment and Correlation Analysis in Electrical Power Network with PV Power Plant /

Jasiński et al. *Energies*. 2019. Vol. 12, no. 18. P. 3547. URL: <https://doi.org/10.3390/en12183547>;

33. EN 61000-2-12:2003. Electromagnetic compatibility (EMC). Environment - Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signalling in public medium-voltage power supply systems. Чинний від 24.09.2003. CENELEC, 2003. URL: <https://doi.org/10.3403/02895207U>;

34. EN IEC 61000-3-2. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-2: Limits - Limits for harmonic current emissions (equipment input current ≤ 16 A per phase). Чинний від 01.03.2019. CENELEC, 2019. URL: <https://standards.globalspec.com/std/14376864/en-iec-61000-3-2>;

35. EN 61000-3-3. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-3: Limits - Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems, for equipment with rated current ≤ 16 A per phase and not subject to conditional connection. Чинний від 01.08.2013. CENELEC, 2013. URL: <https://standards.globalspec.com/std/14478409/en-61000-3-3>;

36. IEC 61180:2016. High-voltage test techniques for low-voltage equipment - Definitions, test and procedure requirements, test equipment. Чинний від 24.06.2016. CENELEC, 2016. URL: <https://webstore.iec.ch/en/publication/25234>;

37. IEC TS 62749:2020. Assessment of power quality - Characteristics of electricity supplied by public networks. Чинний від 11.02.2020. CENELEC, 2020. URL: <https://webstore.iec.ch/en/publication/61107>;

38. 1159-2019. IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. Чинний від 13.08.2019. IEEE, 2019. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8796486>;

39. 1564-2014. IEEE Guide for Voltage Sag Indices. Чинний від 20.06.2014. IEEE, 2014. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6842577>;

40. 1459-2010. IEEE Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions. Чинний від 19.03.2010. IEEE, 2010. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5439063>;

41. СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-55:2011. Методика вимірювання якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення. Чинний від 29.01.2012. Науковий парк «Київська політехніка», 2011. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=62307;

42. IEC 61010-1:2010+AMD1:2016 CSV. Safety requirements for electrical equipment for measurement, control, and laboratory use - Part 1: General requirements. Чинний від 10.01.2017. IEC, 2017. URL: <https://webstore.iec.ch/en/publication/59769>;

43. IEC 61010-2-030:2023. Safety requirements for electrical equipment for measurement, control, and laboratory use - Part 2-030: Particular requirements for

equipment having testing or measuring circuits. Чинний від 20.09.2023. IEC, 2023. URL: <https://webstore.iec.ch/en/publication/75915>;

44. IEC 60068-2:2025 SER. Environmental testing - Part 2: Tests - ALL PARTS. Чинний від 05.12.2025. IEC, 2025. URL: <https://webstore.iec.ch/en/publication/62437>;

45. ДСТУ EN 61010-1:2014. Вимоги щодо безпечності контрольно-вимірювального та лабораторного електричного устаткування. Частина 1. Загальні вимоги (EN 61010-1:2010, IDT). Чинний від 01.01.2015. Інститут загальної енергетики Національної Академії наук України, 2014. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=84230;

46. ДСТУ EN 61010-2-030:2015. Вимоги щодо безпечності контрольно-вимірювального та лабораторного електричного устаткування. Частина 2-030. Додаткові вимоги до випробувальних та вимірювальних кіл (EN 61010-2-030:2010, IDT). Чинний від 01.01.2016. Національний науковий центр «Інститут метрології», 2015. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=94111;

47. ДСТУ EN 60068-2-47:2022. Випробування на вплив навколишнього середовища. Частина 2-47. Випробування. Встановлення зразків для випробувань на вібрацію, удар і подібних динамічних випробувань (EN 60068-2-47:2005, IDT; IEC 60068-2-47:2005, IDT). Чинний від 31.12.2023. ДП «УкрНДНЦ», 2022. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=101451;

48. IEC 60654-1:1993. Industrial-process measurement and control equipment - Operating conditions - Part 1: Climatic conditions. Чинний від 19.03.1993. IEC, 1993. URL: <https://webstore.iec.ch/en/publication/2781>;

49. ДСТУ EN 60654-1:2022. Обладнання для вимірювання та управління промисловими процесами. Умови експлуатації. Частина 1. Кліматичні умови (EN 60654-1:1993, IDT; IEC 60654-1:1993, IDT). Чинний від 31.12.2023. ДП «УкрНДНЦ», 2023. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=107582;

50. IEC 62262:2002+AMD1:2021 CSV. Degrees of protection provided by enclosures for electrical equipment against external mechanical impacts (IK code). Чинний від 03.09.2021. IEC, 2021. URL: <https://webstore.iec.ch/en/publication/71109>;

51. ДСТУ EN 62262:2022. Ступені захисту, що забезпечуються корпусами для електричного обладнання від зовнішнього механічного впливу (код IK) (EN 62262:2002/A1:2021; IDT; IEC 62262:2002/AMD1:2021, IDT). Зміна № 1:2022. Чинний від 31.12.2023. ДП «УкрНДНЦ», 2023. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=101028;

52. IEC 60664-1:2020. Insulation coordination for equipment within low-voltage supply systems - Part 1: Principles, requirements and tests. Чинний від 26.05.2020. IEC, 2020. URL: <https://webstore.iec.ch/en/publication/59671>;

53. ДСТУ EN IEC 60664-1:2022. Координація ізоляції обладнання в системах електропостачання низької напруги. Частина 1. Принципи, вимоги та випробування

(EN IEC 60664-1:2020/AC:2020-12, IDT; IEC 60664-1:2020/AC:2020, IDT). Поправка № 1:2022. Чинний від 31.12.2023. ДП «УкрНДНЦ», 2022. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=102965;

54. Технічний регламент законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки : Технічний регламент від 13.01.2016, № 94 : станом на 18.12.2025. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/94-2016-%D0%BF#Text>;

55. Fluke Corporation. Fluke 430 Series II Three-Phase Power Quality and Energy Analyzers: Technical Data. USA : Fluke Corporation, 2018. 11 p. URL: https://media.fluke.com/b408520d-60ce-4bd0-a145-b2e200d9e9d6_original%20file.pdf;

56. METREL d.d. MI 2892 Power Master (Class A Power Quality Analyser): технічний опис / datasheet [Електронний ресурс]. URL: <https://cutt.ly/1t2RSmOV>;

57. Gossen Metrawatt GmbH. MAVOWATT 230, 240, 270 & 270-400 Power Quality Analyzers: Technical Data [Електронний ресурс]. URL: <https://www.arc.ro/userfiles/docs/METRAWATT%20Files/Testere%20pentru%20instalatii%20electrice/Fisiere%20disponibile/MAVOWATT%20230%20Technical%20Data.pdf>;

58. SONEL S.A. PQM-700UA: аналізатор параметрів якості електроенергії [Електронний ресурс]. URL: <https://sonel.ua/p1567754-analizator-parametriv-yakosti.html>;

59. Kaminsky D., Zidek J., Bilik P. Virtual instrumentation based power quality analyzer. Proceedings of the 6th IEEE International Conference on Intelligent Data Acquisition and Advanced Computing Systems, 10 листоп. 2011.

60. Design, power quality analysis, and implementation of smart energy meter using internet of things / L. A. Kumar et al. Computers & Electrical Engineering. 2021. Vol. 93. P. 107203. URL: <https://doi.org/10.1016/j.compeleceng.2021.107203>;

61. Schneider Electric. ION7650 Technical Datasheet [Електронний ресурс]. 2017. URL: <https://www.se.com/th/en/download/document/13061570/>;

62. A. Eberle GmbH & Co. KG. PQI-DA smart: Technical Data / Manual [Електронний ресурс]. URL: https://www.a-eberle.de/wp-content/uploads/2024/01/TD_PQI-DAsmart_EN.pdf;

63. Janitza electronics GmbH. UMG 512-PRO: Leaflet / Datasheet [Електронний ресурс]. URL: <https://www.janitza.com/files/download/leaflets/umg-512-pro/janitza-umg-512-pro-en.pdf>;

64. Powerside. PQube® 3 Power Analyzers [Електронний ресурс]. 2023. URL: <https://powerside.com/wp-content/uploads/2023/02/PQube-3-Power-Analyzers.pdf>;

65. OpenZmeter: An Efficient Low-Cost Energy Smart Meter and Power Quality Analyzer / E. Viciano et al. Sustainability. 2018. Vol. 10, no. 11. P. 4038. URL: <https://doi.org/10.3390/su10114038>;

66. Oberloier S., Pearce J. M. Open source low-cost power monitoring system. HardwareX. 2018. Vol. 4. P. e00044. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ohx.2018.e00044>;

67. Aldana C. A., Montenegro E. F. A Low-Cost Wireless Sensor System for Power Quality Management in Single-Phase Domestic Networks. *International Journal of Advanced Computer Science and Applications*. 2023. Vol. 14, no. 8. URL: <https://doi.org/10.14569/ijacsa.2023.01408111>;
68. Energy storage technologies: An integrated survey of developments, global economical/environmental effects, optimal scheduling model, and sustainable adaption policies / M. Amir et al. *Journal of Energy Storage*. 2023. Vol. 72. P. 108694. URL: <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.108694>;
69. A Comprehensive review on electric vehicles charging infrastructures and their impacts on power-quality of the utility grid / M. R. Khalid et al. *eTransportation*. 2019. Vol. 1. P. 100006. URL: <https://doi.org/10.1016/j.etrans.2019.100006>;
70. Recognition of Power-Quality Disturbances Using S-Transform-Based ANN Classifier and Rule-Based Decision Tree / R. Kumar et al. *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2015. Vol. 51, no. 2. P. 1249–1258. URL: <https://doi.org/10.1109/tia.2014.2356639>;
71. A review of single-phase improved power quality ac~dc converters / B. Singh et al. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2003. Vol. 50, no. 5. P. 962–981. URL: <https://doi.org/10.1109/tie.2003.817609>;
72. Multipulse AC–DC Converters for Improving Power Quality: A Review / B. Singh et al. *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2008. Vol. 23, no. 1. P. 260–281. URL: <https://doi.org/10.1109/tpel.2007.911880>;
73. Perianes-Rodriguez A., Waltman L., van Eck N. J. Constructing bibliometric networks: A comparison between full and fractional counting. *Journal of Informetrics*. 2016. Vol. 10, no. 4. P. 1178–1195. URL: <https://doi.org/10.1016/j.joi.2016.10.006>;
74. VOSviewer — Visualizing scientific landscapes [Електронний ресурс]. VOSviewer. URL: <https://www.vosviewer.com/>;
75. van Eck N. J., Waltman L. Visualizing Bibliometric Networks. *Measuring Scholarly Impact*. Cham, 2014. P. 285–320. URL: https://doi.org/10.1007/978-3-319-10377-8_13;
76. Wireless Power Quality Analyser based on Virtual Instrumentation / J. Baros et al. *IFAC-PapersOnLine*. 2019. Vol. 52, no. 27. P. 465–472. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2019.12.707>;
77. A Virtual Instrument for Electrical Power Quality Analysis using Wavelet Technology in Real-time / D. Tripathy et al. *International Journal of Power System Operation and Energy Management*. 2014. P. 91–96. URL: <https://doi.org/10.47893/ijpsoem.2014.1129>;
78. Аналіз впровадження мікромереж в Україні : Аналіт. робота. Київ : Команда підтримки відновлення і реформ при М-ві енергетики України, 2025. 70 с. URL: https://www.mev.gov.ua/sites/default/files/2025-10/mikromerezh-ua_0.pdf;

79. Empowering Ukraine Through a Decentralised Electricity System. International Energy Agency (IEA)., 2024. 87 p. URL: <https://www.iea.org/reports/empowering-ukraine-through-a-decentralised-electricity-system>.
80. Hrytsiuk, I., Volynets, V., Hrytsiuk, Yu., Bandura, I., & Komenda, N. (2025). Prospects for the integration of distributed energy sources into the Ukrainian power grid. *Machinery & Energetics*, 16(1), 130-145. <https://doi.org/10.31548/machinery/1.2025.130>;
81. Boiko S. M., Kasatkina I. V., Danilin O. V. The impact on the quality of electricity supply from scattered generation sources. *Jornal of Kryvyi Rih National University*. 2022. № 54. C. 37–42. URL: <https://doi.org/10.31721/2306-5451-2022-1-54-37-42>;
82. A review of distributed energy system optimization for building decarbonization / X. Zhu et al. *Journal of Building Engineering*. 2023. Vol. 73. P. 106735. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jobbe.2023.106735>;
83. Kharrazi A., Sreeram V., Mishra Y. Assessment techniques of the impact of grid-tied rooftop photovoltaic generation on the power quality of low voltage distribution network - A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2020. Vol. 120. P. 109643. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109643>;
84. Rooftop Solar PV Penetration Impacts on Distribution Network and Further Growth Factors—A Comprehensive Review / B. Uzum et al. *Electronics*. 2020. Vol. 10, no. 1. P. 55. URL: <https://doi.org/10.3390/electronics10010055>;
85. Data-Driven Assessment of the Impact of Solar Photovoltaic Generation on Distribution Network Harmonic Distortion / S. Elphick et al. *Solar*. 2025. Vol. 5, no. 4. P. 57. URL: <https://doi.org/10.3390/solar5040057>;
86. Grid connected photovoltaic system impression on power quality of low voltage distribution system / W. A. A. Salem et al. *Cogent Engineering*. 2022. Vol. 9, no. 1. URL: <https://doi.org/10.1080/23311916.2022.2044576>;
87. Analysis of the Impact of a Photovoltaic Farm on Selected Parameters of Power Quality in a Medium-Voltage Power Grid / G. Hołdyński et al. *Energies*. 2024. Vol. 17, no. 3. P. 623. URL: <https://doi.org/10.3390/en17030623>;
88. Study on Energy Efficiency and Harmonic Emission of Photovoltaic Inverters / K. Chmielowiec et al. *Energies*. 2022. Vol. 15, no. 8. P. 2857. URL: <https://doi.org/10.3390/en15082857>;
89. Kopicka M., Ptacek M., Toman P. Analysis of the power quality and the impact of photovoltaic power plant operation on low-voltage distribution network. 2014 Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ), Rakvere, Estonia, 11–13 June 2014. 2014. URL: <https://doi.org/10.1109/pq.2014.6866792>;
90. Amirullah, Penangsang O., Soeprijanto A. Effect of installation of photovoltaic (PV) generation to power quality in industrial and residential customers distribution

network. 2015 International Seminar on Intelligent Technology and Its Applications (ISITIA), Surabaya, Indonesia, 20–21 May 2015. 2015. URL: <https://doi.org/10.1109/isitia.2015.7219978>;

91. Modeling and Stability Analysis of LCL -Type Grid-Connected Inverters: A Comprehensive Overview / Y. Han et al. IEEE Access. 2019. Vol. 7. P. 114975–115001. URL: <https://doi.org/10.1109/access.2019.2935806>;

92. Design and development of a pv inverter system with a real power concept for induction motor loads / H. Hadiyanto et al. Multica Science and Technology. 2025. Vol. 5 No. 1. P. 1–6. URL: <https://doi.org/10.47002/mst.v5i1.997>;

93. Optimal Design of MPPT Controllers for Grid Connected Photovoltaic Array System / M. A. Ebrahim et al. International Journal of Emerging Electric Power Systems. 2016. Vol. 17, no. 5. P. 511–517. URL: <https://doi.org/10.1515/ijeeps-2016-0077>;

94. Impact of rapid PV fluctuations on power quality in the low-voltage grid and mitigation strategies using electric vehicles / N. B. G. Brinkel et al. International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2020. Vol. 118. P. 105741. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105741>;

95. Harmonic Distortion Study of a Photovoltaic Generator in a Microgrid under Disturbances / N. F. Guerrero-Rodríguez et al. Energies. 2024. Vol. 17, no. 9. P. 2031. URL: <https://doi.org/10.3390/en17092031>;

96. A comprehensive review of improving power quality using active power filters / D. Li et al. Electric Power Systems Research. 2021. Vol. 199. P. 107389. URL: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107389>;

97. Review of harmonic analysis, modeling and mitigation techniques / A. Kalair et al. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2017. Vol. 78. P. 1152–1187. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.121>;

98. Грицак Р.І., Яворський А. В. Вплив зовнішніх факторів на якість електричної енергії згенерованої фотоелектричними системами. Інформаційне суспільство: технологічні, економічні та технічні аспекти становлення (випуск 84): міжнар. наук. інтер.-конф., м. Тернопіль, Україна, м. Ополе, Польща , 18-19 січня 2024: зб. тез доп. м. Тернопіль, Україна, м. Ополе, Польща , 2024. С. 136-139

99. Enhancing the power quality of a grid-connected rooftop solar PV system under varying environmental conditions: Strategic optimization of influencing parameters using machine learning and desirability-driven approach / R. C. Yadaw et al. Sustainable Energy Technologies and Assessments. 2025. Vol. 83. P. 104620. URL: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2025.104620>;

100. Rajput, S.K., Deo, A., Kulshrestha, D., Nandanwar, S.R., Kolhee, M.L. (2025). Impact of Solar Intensity and PV Module Temperature on Power Quality and Transformer Life in Grid-Connected Solar Photovoltaic Power Plants. In: Lal Kolhe, M., Liao, Q. (eds) Proceedings of the 10th International Symposium on Hydrogen Energy, Renewable Energy

and Materials. HEREM 2024. Springer Proceedings in Physics, vol 419. Springer, Singapore. https://doi.org/10.1007/978-981-96-3272-5_8;

101. Sepasi S., Talichet C., Pramanik A. S. Power Quality in Microgrids: A Critical Review of Fundamentals, Standards, and Case Studies. IEEE Access. 2023. P. 1. URL: <https://doi.org/10.1109/access.2023.3321301>;

102. Power Quality in AC Islanded Microgrids: Technical Framework and State of the Art Review / V. Quintero-Molina et al. Ingeniería e Investigación. 2020. Vol. 40, no. 3. P. 29–37. URL: <https://doi.org/10.15446/inginvestig.v40n3.89091>;

103. Drgona P., Durana P., Betko T. Research of the Negative Influence of Dimmed LED Luminaires in Context of Smart Installations. Sustainability. 2021. Vol. 13, no. 17. P. 9753. URL: <https://doi.org/10.3390/su13179753>;

104. Wlas M., Galla S. The Influence of LED Lighting Sources on the Nature of Power Factor. Energies. 2018. Vol. 11, no. 6. P. 1479. URL: <https://doi.org/10.3390/en11061479>;

105. Effects of Reactive Power on Photovoltaic Inverter Reliability and Lifetime / R. Thiagarajan et al. Golden : National Renewable Energy Laboratory. 10 p. URL: <https://docs.nrel.gov/docs/fy19osti/73648.pdf>;

106. Бацала, Я. В. Аналіз показників якості електроенергії сонячної електростанції / Я. В. Бацала, І. В. Гладь, У. М. Николин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2013. - № 4. - С. 81-90. URL: <https://repo.nung.edu.ua/items/53a2a2e2-ebec-4cda-a0ef-72cbf1c5e114>.

107. Бацала Я., Гладь І. Вплив сонячних електростанцій на низьковольтні розподільні мережі. Науковий журнал «Енергетика: економіка, технології, екологія». 2017. № 3(2017);49. URL: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2017.117378>.

108. Increasing the energy efficiency of modes of distribution networks with photovoltaic stations / I. Lutsenko et al. Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu. 2023. No. 1. P. 99–106. URL: <https://doi.org/10.33271/nvngu/2023-1/099>.

109. Improving quality of electricity generated by grid-tied inverters in solar power plants in low generated power mode using frequency adaptive PWM / O. Plakhtii et al. at - Automatisierungstechnik. 2024. Vol. 72, no. 11. P. 1077–1091. URL: <https://doi.org/10.1515/auto-2024-0093>.

110. Ефективність однофазного інвертора фотоелектричної станції та гармонічні спотворення при різних рівнях навантаження / О. Гаєвський та ін. Науковий журнал «Енергетика: економіка, технології, екологія». 2017. № 2(2017);48. URL: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.2.2017.111677>.

111. Ю.Л Саєнко, Ю.І Любарцева. Проблеми якості електроенергії при впровадженні фотоелектричних станцій в мережі 0,4 кВ. Вісник Приазовського Державного Технічного Університету. Серія: Технічні науки. 2025. № 51 (2025). URL: <https://doi.org/10.31498/2225-6733.51.2025.344730>.

112. Лежнюк П. Д., Рубаненко О. Є., Гунько І. О. Оптимізація режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами електроенергії: монографія. Вінниця: ВНТУ, 2018. 174 с.

113. Influence of Solar Power Plants on 0.4 kV Consumers / Olena Rubanenko et al. 2019 IEEE 60th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON). 2020. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8982257>.

114. Дерев'янка, Д. Г. Розвиток наукових засад оптимальної взаємодії розосереджених енергетичних ресурсів в локальних електроенергетичних системах : дис. д-ра техн. наук : 05.14.01 – енергетичні системи та комплекси / Дерев'янка Денис Григорович. – Київ, 2024. – 412 с. URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/71548>.

115. Оцінювання якості електропостачання у локальних системах з джерелами розосередженої генерації: Монографія / С.П. Денисюк, Д.Г. Дерев'янка / К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського. - 2019. – 166 с. URL: https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/41213/1/Elektropost_monohraf.pdf.

116. Дерев'янка Д.Г. Аналіз впливу сонячних електростанцій на показники якості електричної енергії / Д.Г. Дерев'янка, В.В. Мирошніченко // Енергетика. Екологія. Людина. Наукові праці НТУУ 144 «КПІ», ІЕЕ / 36. тез доповідей – 2013. – С. 439–445. URL: <http://en.iee.kpi.ua/files/2013/konference2013.pdf>.

117. Дерев'янка Д. Г., Масло О. С., Загорський О. М. Інтегральний показник якості електричної енергії в системах електропостачання з відновлювальними технологіями. Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. 2019. URL: <https://repo.btu.kharkov.ua/bitstream/123456789/5477/1/16.pdf>.

118. Лежнюк П. Д. Оптимізація функціонування розосереджених джерел енергії в локальних електричних системах / П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, Ю. В. Малогулко // Вісник НТУ "ХПІ". 2014. № 60. С. 68-77. URL: <https://ir.lib.vntu.edu.ua/handle/123456789/19603>.

119. Бурикін О. Б., Томашевський Ю. В., Малогулко Ю. В., Радзієвська Н. В. Оптимальне керування відновлювальними джерелами електроенергії у локальних електричних системах. Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2016. № 4. С. 69–74.

120. Simulation of industrial solar photovoltaic station with transformerless converter system / D. V. Tugay et al. Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu. 2020. No. 5. P. 73–79. URL: <https://doi.org/10.33271/nvngu/2021-5/073>.

121. Плешков П. Г., Зінзура В. В., Плешков С. П., Солдатенко В. П. Визначення оптимальної точки приєднання сонячної електростанції до електричної мережі методом комп'ютерного імітаційного моделювання. Центральноросійський

науковий вісник. Технічні науки. 2023. Вип. 8(39). С. 48–57. DOI: [https://doi.org/10.32515/2664-262X.2023.8\(39\).2.48-57](https://doi.org/10.32515/2664-262X.2023.8(39).2.48-57).

122. Бордаков, М. М. Компенсація реактивної потужності сонячною електростанцією та вплив на роботу електричної мережі / М. М. Бордаков // Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті: матеріали XX міжнародної науково-практичної конференції, [Київ], 15-16 травня 2019 р. / Інститут відновлюваної енергетики НАНУ. — Київ, 2019. — С. 314-319. URL: <https://ela.kpi.ua/items/fl468fc2-226f-4932-bb24-882d63cc1a96>.

123. Shavelkin, A., Jasim, J. M. J., Shvedchykova, I. (2019). Improvement of the current control loop of the single-phase multifunctional grid-tied inverter of photovoltaic system. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 6(5 (102), 14–22. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2019.185391>.

124. Електромагнітна сумісність і керування якістю електроенергії в системах електропостачання : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання / Бурбело М. Й. – Вінниця : ВНТУ, 2023. – 159 с. URL: https://pdf.lib.vntu.edu.ua/books/2023/Burbelo_2023_159.pdf.

125. БУРБЕЛО, М., ЛЕБЕДЬ, Д., ЛЕЩЕНКО, О. (2022). Оптимізація часу заряду/розряду конденсаторів активного фільтра під час коливань напруги. *Herald of Khmelnytskyi National University. Technical Sciences*, 311(4), 58-63. <https://doi.org/10.31891/2307-5732-2022-311-4-58-63>.

126. Володарский, Е. Т., Волошко, А. В. (2014). Система моніторингу якості електричної енергії в децентралізованих системах електропостачання.. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 3(8(69), 10–17. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2014.24890>.

127. Hudym V., Yatsyshyn S., Mamcarz D. Determination of voltage conformity factor in power supply systems. *Measuring Equipment and Metrology*. 2019. Vol. 80, no. 3. P. 64–72. URL: <https://doi.org/10.23939/istcmtm2019.03.064>.

128. Сінчук І. О., Котякова М. Г. Контроль якості електричної енергії в аспекті впровадження технології Micro Grid. *Вчені записки ТНУ імені В. І. Вернадського. Серія: Технічні науки*. 2023. Vol. 1, no. 2. P. 288–292. URL: <https://doi.org/10.32782/2663-5941/2023.2.1/45>.

129. Assessment of Risks of Voltage Quality Decline in Load Nodes of Power Systems / P. Hovorov et al. *Energies*. 2025. Vol. 18, no. 7. P. 1579. URL: <https://doi.org/10.3390/en18071579>.

130. Harmonic distortion caused by non-linear household loads: Measurement and modelling / V. Nuñez-Ramírez et al. *Results in Engineering*. 2025. Vol. 25. P. 104483. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2025;>

131. Measurement, control and protection of microgrids at low frame rates supporting security of supply. *University of Strathclyde Department of Electronic and*

- Electrical Engineering, 2009. 385 p. URL: https://strathprints.strath.ac.uk/39631/1/Thesis_20090206_Final.pdf;
132. Ecsolar ECS-100M36. URL: <https://e-sale.kiev.ua/ukr/tov/447/>;
133. JA Solar JAM60S10-340. URL: <https://www.jasolar.com/uploadfile/2023/0518/20230518103819570.pdf>;
134. ДСТУ EN 62109-2:2014. Безпечність силових перетворювачів, застосовуваних в фотоелектричних системах. Частина 2. Спеціальні вимоги до інверторів (EN 62109-2:2011, IDT). Чинний від 2016-01-01. Вид. офіц. 2014. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=77129;
135. Victron Energy MultiPlus 120V Inverter/Charger 500VA - 1200VA. URL: <https://cutt.ly/Kt2Il3Gr>;
136. Foval 2000W/12V/220V. URL: <https://cutt.ly/lt2ROmzC>;
137. Hybrid Inverter Deye SUN-6K-SG03LP1-EU User Manual. URL: <https://cutt.ly/dt2Izjx1>;
138. Victron Energy BlueSolar Charge Controllers MPPT 100/30 & 100/50. URL: <https://www.victronenergy.com/upload/documents/Datasheet-BlueSolar-charge-controller-MPPT-100-30-&-100-50-EN.pdf>;
139. Контролер заряду Victron Energy SmartSolar MPPT 150/60-Tr (60A, 12/24/48B). URL: <https://www.victronenergy.com.ua/ru/shop/victron-energy-smartsolar-mppt-150-60-tr-60-12-24-48-927>;
140. Акумулятор Lithium Battery Smart 12,8 В і 25,6 В. URL: <https://www.victronenergy.ua/batteries/lithium-battery-12-8v>;
141. IEC 62446-2:2020. Photovoltaic (PV) systems - Requirements for testing, documentation and maintenance - Part 2: Grid connected systems - Maintenance of PV systems. Effective from 2020-03-18. Official edition. 2020. 109 p. URL: <https://webstore.iec.ch/en/publication/27382>;
142. PV150 Complete Kit. URL: <https://www.seaward.com/us/products/solar-pv-testers/pv150/>;
143. SW 0802 PowerView3. URL: <https://cutt.ly/Vt2ROVIX>;
144. Європейська напруга і нові стандарти: що зміниться у Кодексі систем розподілу. НКРЕКП. URL: <https://www.nerc.gov.ua/news/yevropejska-napruga-i-novi-standarti-shcho-zminitsya-u-kodeksi-sistem-rozpodilu>;
145. Грицак Р. І., Яворський А. В. Порівняльний аналіз якості електричної енергії в ізольованих мережах змінного струму із системами резервного живлення на основі ФЕС. Інформаційно-вимірювальні технології: міжнар. наук.-практ. конф., м. Львів, 13–14 листопада 2024: зб. тез доп. м. Львів, 2024. С. 270-271
146. Грицак Р. І., Яворський А. В. Дослідження якості електроенергії при зміні режиму роботи гібридних інверторів в системах резервного живлення на основі ФЕС. Mechanisms of Scientific and Technical Potential Development: Proceedings of the 4th

International Scientific and Practical Internet Conference, November 14-15, 2024: зб. тез доп. м. Дніпро, 2024. С. 103-105

147. Р. І. Грицак і А. В. Яворський (2025), Проблеми забезпечення якості електроенергії в мікромережах на основі гібридних систем живлення з фотоелектричними станціями, Вісник ВПІ, вип. 4, с. 22–31. <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2025-181-4-22-31>;

148. Development a Low-Cost Wireless Smart Meter with Power Quality Measurement for Smart Grid Applications / E. L. d. Sousa et al. Sensors. 2023. Vol. 23, no. 16. P. 7210. URL: <https://doi.org/10.3390/s23167210>;

149. Sabahi M., Safari A., Nazari-Heris M. Design and implementation of a cost-effective practical single-phase power quality analyzer using pyboard microcontroller and python-to-python interface. The Journal of Engineering. 2024. Vol. 2024, no. 2. URL: <https://doi.org/10.1049/tje2.12360>;

150. Development of a low-cost IoT system based on LoRaWAN for monitoring variables related to electrical energy consumption in low voltage networks / N. E. Guevara et al. HardwareX. 2022. Vol. 12. P. e00330. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ohx.2022.e00330>;

151. Hrytsak R., Tsykh V. Method for determining the permissible power of hybrid inverters for operation in isolated systems with significant reactivity. Measuring Equipment and Metrology. 2025. Vol. 86, no. 4. P. 64–73. URL: <https://doi.org/10.23939/istcmtm2025.04.064>;

152. ISO/IEC 17025. General requirements for the competence of testing and calibration laboratories. Official edition. URL: <https://www.iso.org/publication/PUB100424.html>;

153. JCGM 100:2008. Evaluation of measurement data – Guide to the expression of uncertainty in measurement. Effective from 2008-09-01. Official edition. 134 p. URL: https://www.bipm.org/documents/20126/2071204/JCGM_100_2008_E.pdf;

154. The Impact of Household Appliances and Devices: Consider Their Reactive Power and Power Factors / J. Hannagan et al. Sustainability. 2022. Vol. 15, no. 1. P. 158. URL: <https://doi.org/10.3390/su15010158>;

155. Models for MATLAB Simulation of a University Campus Micro-Grid / M. Simonazzi et al. Energies. 2023. Vol. 16, no. 16. P. 5884. URL: <https://doi.org/10.3390/en16165884>;

156. Modeling and control of a photovoltaic-wind hybrid microgrid system using GA-ANFIS / L. A. Aloo et al. Heliyon. 2023. P. e14678. URL: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e14678>;

157. MathWorks. MATLAB/Simulink R2019b. Вбудована документація: опис блоків Simulink, Simscape Electrical, Specialized Power Systems. – MathWorks Inc., 2019. - Доступ через довідкову систему середовища MATLAB.

158. EN 50530. Overall efficiency of grid connected photovoltaic inverters. Effective from 2010-04-01. Official edition. 2010. 38 p. URL: <https://standards.globalspec.com/std/1606702/en-50530>;

159. 1547-2018. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. Effective from 2018-04-06. Official edition. 2018. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8332112>.

160. Master Q4 MI 2885. Instruction manual. Version 8.2.3. Metrel d.o.o. URL: https://www.metrel.si/assets/Metrel/Navodila_instrumentov/Instruments/MI_2885_Master_Q4/Ang/MI_2885_-_Master_Q4_ANG_Ver_8.2.3_20752522.pdf.

ДОДАТОК А

Огляд наявних аналізаторів якості електричної енергії

Аналіз якості електроенергії вимагає спеціалізованих приладів для вимірювання широкого спектра параметрів (напруги, струму, потужності, гармонік, перехідних процесів тощо) у мережах напругою до 1000 В і більше. Сучасні портативні та стаціонарні аналізатори якості виконують моніторинг відповідно до міжнародних стандартів (IEC 61000-4-30 клас A/S, EN 50160, IEEE 519 тощо), реєструють до мікросекундних імпульсів та забезпечують відстеження довготривалих трендів зберігання даних. При цьому кожний із доступних на ринку вимірювальних приладів залишається унікальним, маючи свої переваги та недоліки. Тому було здійснено детальний опис десяти доступних приладів від відомих виробників (Fluke, SONEL, Metrel, Gossen Metrawatt, A-Eberle, Janitza, Schneider Electric, Powerside) з акцентом на їх призначення, технічні характеристики, можливості вимірювань та інтерфейси.



Рисунок А.1 – Зовнішній вигляд Fluke 43-B

Fluke 43-B – портативний аналізатор якості електроенергії та вольтамперметр від компанії Fluke (США). Призначений для швидкого діагностування проблем у

мережах 1–3 фаз (до 600/1000 В), визначення межкових і нестандартних режимів (провалів, перенапруг, імпульсних збурень). Має два аналогові входи для напруги та універсальний вхід для струму через змінний струмовий трансформатор (типово комплектується кліщовим зондом i400S на 400 А). Вимірює постійні та змінні величини напруги (до 1250 В, точність $\sim 0.15\%$), струму (через зондування, до сотень ампер із клешнями i200S/i400S) та частоту. Прилад дозволяє обчислювати активну, реактивну і повну потужності, коефіцієнти потужності ($\cos\phi$), енергію, а також гармоніки до 51-го порядку та загальний коефіцієнт гармонічних спотворень (THD). Його генератор подій фіксує провали/перенапруги, статичні та квазі-транзйєнтні події. Аналізатор володіє широким динамічним діапазоном сигналів (розділення до 1 мВ/А у залежності від діапазону) і високою частотою дискретизації (до 1 МГц для кратковремієнних сплесків, імпульсів довжиною від ~ 40 нс), що дає змогу фіксувати навіть дуже короткі перехідні процеси. Він обладнаний вбудованим накопичувачем (працює з карткою пам'яті, реєструє тривалі профілі та історію протягом двох тижнів одночасно за вибраними параметрами). Живлення за допомогою вбудованого NiMH-акумулятора на $\sim 6,5$ годин роботи. Для передачі даних до ПК використовується інфрачервоний порт або USB (застосовується програмне забезпечення FlukeView). Вимірювальна точність і функції відповідають вимогам стандарту ІЕС 61000-4-30 (клас А) та внутрішніх калібрувань Fluke, проте прилад не підтримує вбудованих мережевих інтерфейсів (Wi-Fi/Ethernet відсутні). Типовими сферами застосування є мобільне тестування й усунення несправностей у полях і цехах, аналіз короткотривалих процесів та імпульсних збурень у розподільних мережах [55].



Рисунок А.2 – Зовнішній вигляд SONEL S.A. PQM-700UA

SONEL S.A. PQM-700UA – польський портативний аналізатор якості для тривалого моніторингу згідно з IEC 61000-4-30 (клас S). Має чотири канали виходів струму (включаючи канал нейтралі) і чотири канали напруги (фази L1–L3 і нейтраль), що дозволяє контролювати трифазні та трифазні чотирипровідні мережі. Допускає пряме підключення до напруг до 760 В (фаза-нейтраль) і трансформаторного струму до ~6000 А (залежно від використовуваних кліщевих чи Роговських зондів). У приладі реалізовано збереження понад 1100 параметрів (середньоквадратичні, мінімальні, максимальні, миттєві) за обраний інтервал часу. Основні вимірювані величини: змінна і постійна напруга/струм, частота (40–70 Гц), активна/реактивна/повна потужність, коефіцієнт потужності, декомпозиція потужності, миттєві та накопичені енергії, THD до 40-го гармонічного порядку. Фіксує стрибки напруги/струму (просадки і перенапруги), імпульсні перехідні збурення (тривалістю $\approx 100\text{--}300$ мкс), а також вимірює показники стробоскопічної нестабільності (flicker – Pst, Plt) і дисбаланси фаз. Для зберігання даних використовується знімна flash-карта 2 ГБ (постачалася в комплекті). Передача інформації на ПК – через USB або карт-рідер, є безкоштовне програмне забезпечення Sonel PQM Analysis. Живлення від внутрішнього акумулятора (~6 годин автономії). Корпус приладу захищений по IP65 (усі входи з

протиударними кришками). Універсальний завдяки широкому температурному діапазону ($-20...+55\text{ }^{\circ}\text{C}$) завдяки вбудованому підігрівачу та надійний в агресивних умовах (вологість, бруд). Обмеження: немає підтримки безпроводних мереж (лише USB), відсутність пульсметричних зондів для виявлення надшвидких перехідних у діапазоні мікросекунд (ригороскопічні події фіксуються основною системою реєстрації) [58].



Рисунок А.3 – Зовнішній вигляд а) Metrel MI 2885 Master Q4, б) Metrel MI 2892 Power Master

Metrel MI 2885 Master Q4 – мультифункціональний прилад класу S для реєстрації якості електроенергії, виробництва словенської компанії Metrel. Має 4 незалежних канали напруги (до 1000 V RMS , CAT III) і 4 незалежних канали струму (підтримуються автоматично розпізнавані кліщі різних номіналів). Забезпечує синхронну дискретизацію на всіх каналах з частотою вибірки до 49 kHz (випробування транзієнтів). Прилад реєструє миттєві значення, періодичні статистики, а також фіксує події (просадки, перенапруги, гармонічні спотворення) з високим часом реагування. Вимірювані параметри включають фазні та лінійні напруги, фазні та нейтральні струми, а також фазні різниці напруг і струмів. Реалізовано вимірювання RMS, миттєві значення, ККД (crest factor),

активна/реактивна/повна потужність, $\cos\phi$, гармоніки до 50-го порядку, THD, перехідні процеси, миттєві значення напруги («пульсметричний» режим, 6,67 або 5 мс крок) та пульсні події. Параметри флікера (Pst, Plt класу 1), небалансу (до 10 %) тощо. Вбудована пам'ять microSD 8 GB (розширюється до 32 GB), USB-порт для «гарячого» обміну даними. Є Ethernet (Wi-Fi опційно через зовнішній GPS/Модем), можливість синхронізації GPS. Аналізатор має кольоровий дисплей і працює від NiMH-акумуляторів (6×1,2 В, час роботи до ~8 годин). Програмне забезпечення PowerView3 дозволяє обробляти отримані записи, генерувати звіти. Прилад калібровано за стандартом IEC 61000-4-30 (клас S, похибка ± 0.1 % номіналу). Застосування: тривалі дослідження якості енергії, моніторинг у промислових мережах, вимірювання параметрів у незбалансованих системах, оцінка перехідних явищ [160].

Metrel MI 2892 Power Master – просунутий портативний аналізатор якості класу А (IEC 61000-4-30 Ed.2). Універсальний прилад для одночасного вимірювання 4-фазної (L1–L4) електричної мережі. Включає 4 канали напруги (0...1000 В, CAT III/1000 В) і 4 канали струму (підтримує флеш-кліщі та TR-зонди). Працює в режимі запису транзйєнтів із високою швидкістю (49 kS/с на канал). Розширені функції включають вимірювання активної, реактивної, явно- і питомо-неспожитої потужності, вимір флікера Pst/Plt, обчислення повного спектра гармонік та інтергармонік до 50-го порядку. Реалізує реєстрацію подій, а саме: стрибки напруги, переривання, викиди, імпульсні перехідні, перевантаження, а також визначення пускових струмів двигунів. Зберігає тренди усіх основних параметрів (30 хв...2 год) на microSD-карті (8 GB постачається, підтримується до 32 GB). Портативний блок живиться від NiMH-акумулятора (заряджання від мережі 115/230 В). Інтерфейси включають USB, Ethernet (RJ-45) та RS-232 (для GPS-часу/кнопкового зондування). У комплекті є набір гнучких кліщів (3000 А/300 А/30 А) та аналогічних трансформаторів (3 kA, 300 А, 30 А) з автоматичним визначенням діапазону. Програмне забезпечення PowerView3 дозволяє підключатися до приладу, завантажувати дані і будувати звіти. Вимірювальні канали метрологічно точні до 0,1 % від номіналу; потужності та енергії

клас 0.2S (IEC 61557-12). Сфера застосування: енергетичний аудит, критичні промислові мережі, лабораторні дослідження високошвидкісних подій [56].



Рисунок А.4 – Зовнішній вигляд MAVOWATT 230

MAVOWATT 230 – портативний аналізатор якості та енергетики з сенсорним екраном (7" LCD) виробництва Gossen Metrawatt (Німеччина). Переносний пристрій класу А з чотирма каналами напруги та чотирма каналами струму (зовнішні кліщі AC/DC). Підтримує підключення до систем із номіналом до 1000 V (CAT III) або 600 V (CAT IV). Прилад забезпечує дискретизацію 512 зразків за період (≈ 25 kS/s на 50 Hz), фіксуючи гармоніки (до 50-го порядку), високочастотні перехідні процеси і низькочастотні стрибки/просадки напруги. Вимірює активну, реактивну потужність, показники енергоспоживання чотирьох секторів (4Q-енергія, клас точності 0.2), коефіцієнт потужності, а також флікер (Pst, Plt) і міжгармоніки. Інтерфейси приладу передбачає підключення через Ethernet, опціонально Wi-Fi та Bluetooth, USB (для флеш-носіїв). Пристрій має 4 GB вбудованої пам'яті та USB-порт для зовнішнього накопичувача. Для дистанційного моніторингу доступна VNC («віддалений робочий стіл»), а дані зберігаються в форматах, що імпортуються в програму DranView 7 (постачається з приладом). Живлення від NiMH-акумулятора (~ 2 – 3 год автономії).

Прилад рекомендовано для комплексного аналізу ліній електроживлення в промисловості [57].



Рисунок А.5 – Зовнішній вигляд Fluke 435-II

Fluke 435-II – високотехнологічний портативний аналізатор якості та енергії 4-го покоління від Fluke (спадкоємець 434-II). Оснащений чотирма каналами (до 1000 В L–N, $\pm 0.01\%$ розрізнення приладом 435-II), він призначений для докладного аналізу трифазних систем. Прилад комплектується наборами RMS-кліщів i430-флекс (до 6000 А номінально) з подвоєною роздільною здатністю (600 А та 50 мВ/А). Вимірює активну/реактивну потужність, енергію (клас 0.2S), коефіцієнт потужності, а також проводить повноцінний PQ-аналіз (гармоніки до 50-го порядку, THD, флікер Pst/Plt [0...20] з похибкою $\pm 5\%$ (TYP), дисбаланси напруг і струмів). Прилад реєструє транзйентні сплески (зачіпки від ~ 30 мкс), провали/перенапруги та фазові зсуви в реальному часі. Вбудований накопичувач на 8 GB microSD (до 32 GB) дозволяє записувати до 1 млн показів на канал для тривалого моніторингу. Наявні Mini-USB для передачі даних, SD-карта, довільні сигнали та порт RS-232 (опціонально GPS-

таймінг). Аналізатор працює ~10 годин від NiMH-батарей. Сертифікований за стандартом IEC 61000-4-30 (клас A), відповідає вимогам IEEE 1159/519. Використовується як польовий інструмент для енергетичного аудиту, діагностики високошвидкісних аномалій та довготривалого спостереження [55].



Рисунок А.6 – Зовнішній вигляд A-Eberle PQI-DA (smart)

A-Eberle PQI-DA (smart) – стаціонарний багатоканальний інтерфейс якості мережі (Power Quality Interface) від A-Eberle (Німеччина). Призначений для встановлення у щиті/радіаторі і працює як мережевий логер. Має 4 входи напруги (до 480 В L–N, повний діапазон AC+DC, точність $\approx 0.05\%$) і 4 входи струму (1 А/5 А номінал, відтворення імпульсів до 500 А протягом 1 с). Застосовує повноцінне відлікове зчитування усіх каналів одночасно та АЦП ≥ 16 -bit при 40.96 кГц (всього вимірюється одночасно). Підтримує вимірювання гармонік до 50-го порядку (включаючи THD), швидкі транзйєнти (приводні імпульси тривалістю ≥ 24 мкс) і спектр 2–20 кГц (супргармоніки). Реєструє флікер (Pst/Plt клас 1), позаперехідні перешкоди, несиметрію, а також стрибки напруги. Прилад оснащено вбудованою пам'яттю (кілька гігабайт, при цьому користувачу доступно до 32 GB) і підтримує протоколи IEEE 1159 (PQDIF), IEC 61850 (SV), Modbus RTU/TCP, SNMP, FTP та інші.

Комунікаційні інтерфейси: Ethernet (RJ45 10/100 Mbit) і два порти RS-232/485 (Modbus/DNP3/SCADA); можливе синхронізоване авточас (GPS, NTP, DCF77). Прилад живиться від 24–48 В DC або 100–240 В AC, клас захисту IP20; кріпиться на дин-рейці. Спеціальне ПЗ WinPQ (A-Eberle) обробляє дані і генерує звіти. Даний блок оптимальний для стаціонарного моніторингу підстанцій, дата-центрів та промислових мереж [62].

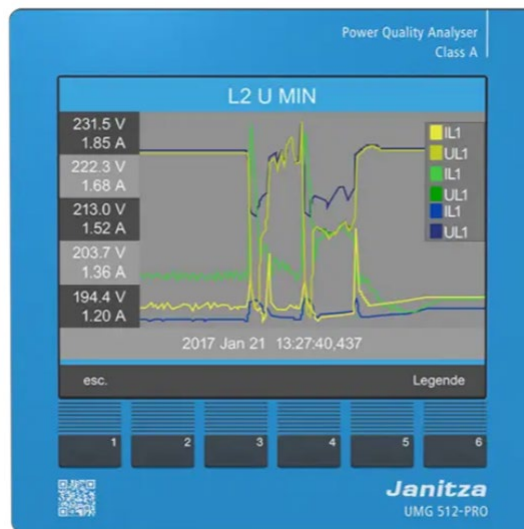


Рисунок А.7 – Зовнішній вигляд Janitza UMG 512-PRO

Janitza UMG 512-PRO – стаціонарний аналізатор мережі (DIN-рейковий лічильник) від Janitza (Німеччина). Виконує повний набір вимірювань у трифазних/чотирифазних мережах (до 690 В L–L). Має 4 вхідні канали напруги та струму (плюс два «статичні» канали струму для контуру заземлення), а також опціональні порти РТ/СТ. Застосовується як лічильник 4-квадранта (клас 0,2S), обчислюючи активну/реактивну/повну енергію, потужності та фактори. Повноцінний PQ-аналітик: фіксує до 63-го гармонік (парні та непарні) та THD, розраховує нестабільність flicker, реєструє події відключень/відновлень і транзії (>39 мкс). Є вбудовані логічні скрипти (Jasic) для обробки подій. Зв'язок здійснюється через Ethernet (Modbus/TCP, HTTP, FTP, SNMP, IEC60870-5), RS-485 Modbus RTU, PROFIBUS DP або CANopen (опції). Також підтримуються протоколи BACnet IP,

IEC 61850 (опції), DNP3. Пам'ять 256 MB flash для історичних логів (можливість завантаження до ПК через веб-інтерфейс чи SCADA). Прилад має цифрові входи/виходи (для дискретних подій і керування) і можливість підключення зовнішніх датчиків (температури, поворотних вимикачів). Фірмове ПЗ GridVis забезпечує візуалізацію та трекинг показників. Застосовується на розподільчих підстанціях і вузлах навантаження для постійного контролю якості та аналітики мережі [63].



Рисунок А.8 – Зовнішній вигляд Schneider Electric ION 7650

Schneider Electric ION 7650 – високоточний чотириканальний лічильник та аналізатор якості мережі (фіксований прилад) американської компанії Schneider Electric. Призначений для підстанцій і промислових систем до 600 В (L–L) з можливістю підключення через трансформатори струму (5 А, опціонально до 20 А). Вимірює в динамічному діапазоні класу 0.2S за IEC 62053-22 з високою точністю (0.1 % на V/I). Забезпечує повний PQ-аналіз: моніторинг меш-параметрів відповідно до EN 50160 та стандартів IEC 61000-4-30. Фіксує гармоніки до 63-го порядку, THD, фактор потужності, несиметрію, флікер (Pst, Plt), тривалі переривання та перехідні перешкоди (транзієнти типу I). Пристрій має розширені можливості логування: може зберігати до 360-х вимірювальних циклів напруги при 50 Гц (для Waveform recording) і забезпечує багаторічне тривимірне архівування (приблизно 3 роки трендів (запис

кожних 15 хв) при стандартних налаштуваннях. Наявна мультипортова структура (Ethernet 10/100 Mb, RS-485 (Modbus/DNP3), RS-232, IEC 61850 (опція) та інші) дозволяє інтегрувати прилад у SCADA та системи енергоменеджменту. Постачає фірмове програмне забезпечення PowerLogic ION Enterprise для збору, трендування і звітування. Застосовується як лічильник для обліку енергії та моніторингу PQ в енергосистемах і комерційних об'єктах [61].



Рисунок А.9 – Зовнішній вигляд Powerside PQube 3

Powerside PQube 3 – компактний прилад «чорної скриньки» для довготривалого моніторингу якості енергії, розроблений у США (Power Standards Lab/Powerside). Це комбінований аналізатор PQ і енергомонітор, що одночасно виконує функції енергетичного лічильника (4-квадрант) з класом точності 0.2 (клас 0.2), та Power Quality реєстратора. PQube 3 підтримує до 8 входів струму (для підключення кіл постійного та змінного струму) і один вхід напруги (до 750 В L–N; 1300 В L–L), що дає змогу моніторити до восьми кіл навантаження. Він фіксує всі основні параметри мережі (напруги, струми, миттєві потужності, енергії, коефіцієнти) та повний спектр гармонік, міжгармонік і нестационарних процесів. Крім звичайних подій (пере/провали напруги, миттєві переривання), PQube 3 реєструє високочастотні імпульсні завади (2–150 кГц) і всі типи імпульсних транзєнтів. Передбачені також

універсальні цифрові I/O (для синхронізації та аварійних сигналів) та аналогові входи (температура, тахометр тощо). Результати записів зберігаються локально з часовими позначками (часто синхронізованими через GPS/NTP). Прилад підтримує безпроводний зв'язок (Wi-Fi, GSM/4G) і публікує дані на сервері (PQube Cloud). Завдяки широким можливостям багато вхідних каналів та високу точність, PQube 3 широко застосовується для енергоаудитів, лабораторних експериментів і комерційного моніторингу в реальному часі [64].

ДОДАТОК Б

Бібліографічний огляд за напрямками дослідження

Отримані результати пошуку в наукометричних базах даних за відповідними кластерами ключових слів та напрямками досліджень продемонстрували наступні результати.

На основі отриманих результатів пошуку за першим кластером ключових слів визначено, що по першому напрямку найвідомішим автором є Sing B. в якого понад 304 публікації. (рисунок Б.1)

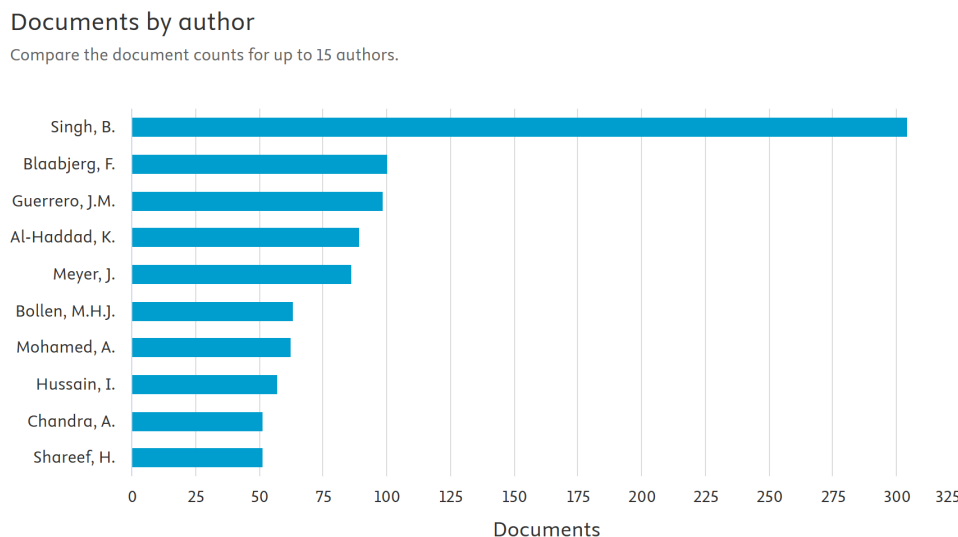


Рисунок Б.1 – Перелік найвідоміших авторів за напрямком №1

Найцитованішими його роботами є [71-72] в яких проведено огляд активних фільтрів для покращення ЯЕ, огляд однофазних перетворювачів із покращеними характеристиками ЯЕ та огляд проблем якості електроенергії та методів їх пом'якшення. Цитування даних робіт налічує понад 2110, 1313 та 954 разів відповідно.

По напрямку №2 найвідомішим автором є Guerrero J.M. в якого понад 260 публікацій за даною тематикою. Розширена діаграма в розрізі найвідоміших авторів по даному напрямку наведена на рисунку Б.2

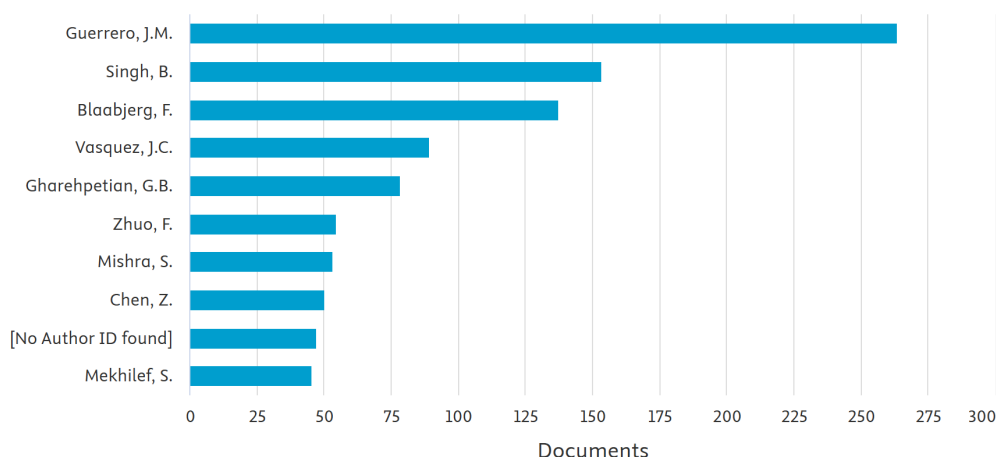


Рисунок Б.2 – Перелік найвідоміших авторів за напрямком №2

До найвідоміших авторів за даними Scopus також можна віднести Singh B., Blaabjerg F., Vasquez J. C., Gharehpetian G.B., які працюють над вивченням автономних мікромереж, що працюють на основі ФЕС.

В свою чергу, Singh B. очолює рейтинг авторів по напрямку №3, що відповідає дослідженням методів визначення рівня допустимої потужності ФЕС. Це свідчить про те, що Guerrero J.M. більше зосереджений на загальних дослідженнях мікромереж, а Singh B. більше спрямований на розроблення методів у цій галузі. Розширена діаграма в розрізі найвідоміших авторів напрямку №3 наведена на рисунку Б.3.

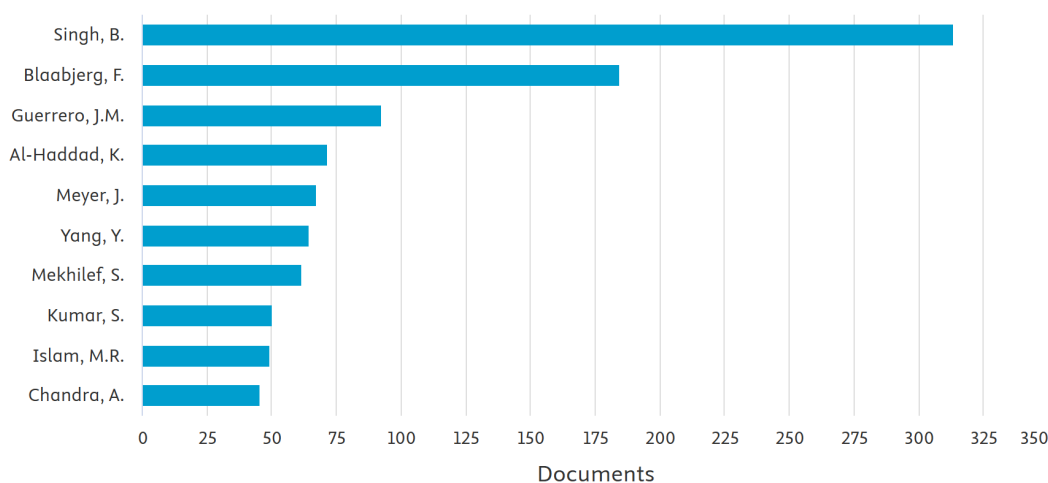


Рисунок Б.3 – Перелік найвідоміших авторів за напрямком №3

До видатних науковців у напрямку №3 також можна віднести Al-Haddad K. із Канади та Meyer J з Франції із понад 65 та 60 публікаціями відповідно по досліджуваній темі.

В свою чергу, найбільше досліджень по напрямку 1 проводилося у Індії, яка має розгалужену енергетичну систему із сприятливим кліматом для генерації електроенергії з ВДЕ, які спричиняють найбільші спотворення ЯЕ. Більш детальна інформація в розрізі країн, які проводять найбільше досліджень по напрямку 1 наведено на рисунку Б.4.

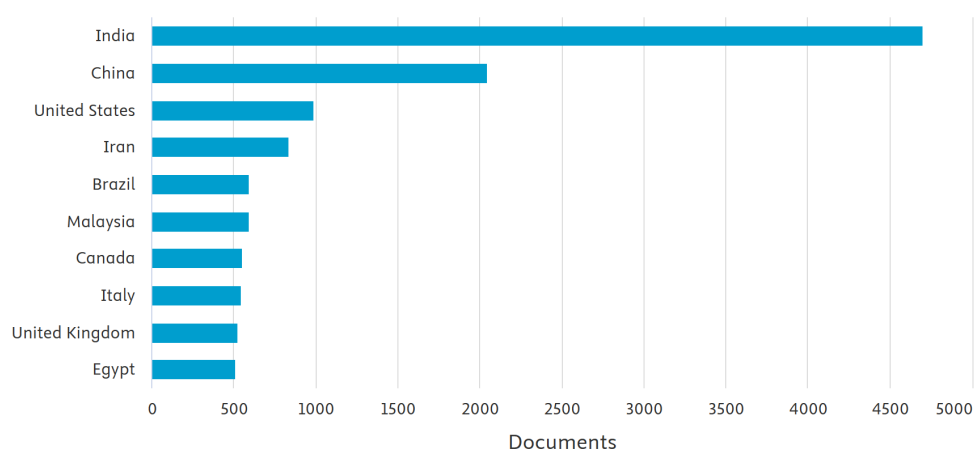


Рисунок Б.4 – Розподіл публікацій за країною проведення досліджень у напрямку №1

Зокрема помітний внесок зробили дослідники, пов'язані з індійськими науковими школами та колабораціями, зокрема S. Deb, P. R. Bana, A. Bhattacharya, C. Chakraborty, R. Kumar та ін. У їхніх роботах суттєва увага приділяється ідентифікації та кількісному оцінюванню показників ПЯЕ в умовах нелінійних навантажень і перетворювальної техніки (гармоніки, спотворення напруги/струму, динамічні відхилення). Важливим є розвиток підходів до виявлення та класифікації порушень якості електроенергії на основі оброблення сигналів (до прикладу, S-transform) і алгоритмів штучних нейронних мереж, що безпосередньо підсилює інструментальну складову моніторингу. Окремо досліджується вплив сучасних джерел збурень (таких,

як зарядні станції електромобілів) на мережу, що задає вимоги до процедур вимірювання та інтерпретації результатів у реальних розподільних системах. Поряд із цим, аналіз інверторних топологій та активних фільтрів розглядається як основа для обґрунтування критеріїв допустимості рівнів спотворень і перевірки ефективності технічних засобів компенсації за виміряними даними. У сукупності ці напрацювання формують підґрунтя для вдосконалення методик вимірювань, автоматизованого контролю та діагностики ПЯЕ в мікромережах і системах з перетворювачами. [68-70]

Розподіл наукових публікацій за країною проведення досліджень у напрямку 2 за даними бази Scopus свідчить про суттєву концентрацію наукової активності в окремих регіонах світу. Найбільшу кількість публікацій демонструють Китай та Індія, де обсяги досліджень перевищують відповідно 5900 та 3500 робіт. Такий результат зумовлений масштабними національними програмами розвитку відновлюваної енергетики, активним впровадженням фотоелектричних систем та значними інвестиціями у прикладні й фундаментальні дослідження. Домінування цих країн визначає загальні тенденції формування наукових підходів у межах досліджуваного напрямку. Статистичні результати наведені на рисунку Б.5.

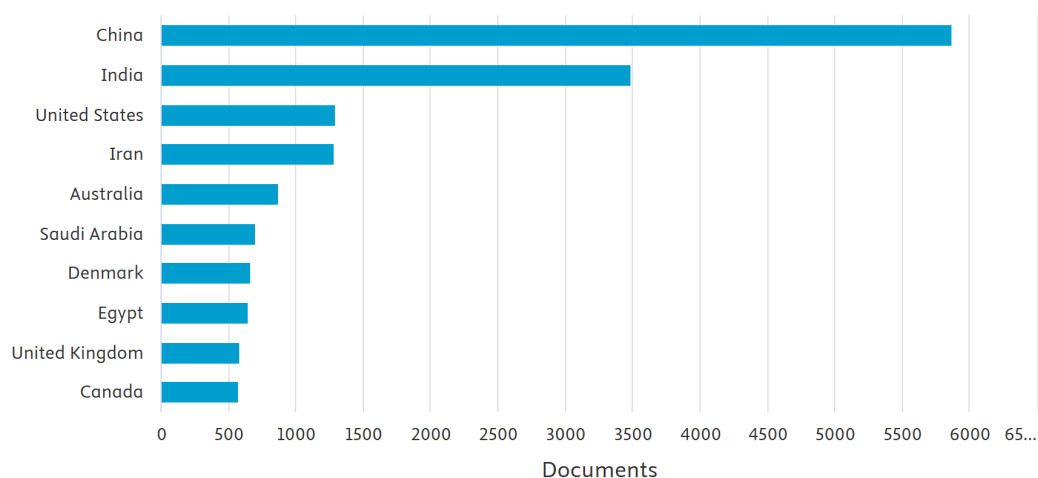


Рисунок Б.5 – Розподіл публікацій за країною проведення досліджень у напрямку №2

Водночас помітну, хоча й менш інтенсивну, публікаційну активність демонструють Сполучені Штати Америки, Іран, Австралія, Саудівська Аравія, Данія, та інші європейські країни. Присутність цих країн у бібліометричному розподілі підтверджує глобальний характер досліджень та зацікавленість різних науковців у проблематиці напрямку №2. Отримані результати свідчать про поєднання регіонального лідерства окремих країн із широкою міжнародною представленістю досліджень.

Розподіл наукових публікацій за країною проведення досліджень у напрямку №3, що стосується методів визначення рівня допустимої потужності ФЕС, за даними бази Scopus, демонструє виражену концентрацію дослідницької активності в окремих країнах. Провідні позиції займають Індія, де кількість публікацій перевищує 4600 робіт, а також Китай із показником понад 2300 публікацій. Такі результати пояснюються швидкими темпами зростання встановлених потужностей ФЕС, високим навантаженням на електричні мережі та необхідністю обґрунтування допустимих режимів генерації з урахуванням обмежень за ЯЕ. Значна увага у дослідженнях цих країн приділяється оптимізації потужності інверторів, впливу активної та реактивної складових навантаження, а також гармонічним спотворенням напруги. Це формує методичну основу для подальшого розвитку підходів до визначення граничних режимів роботи ФЕС.

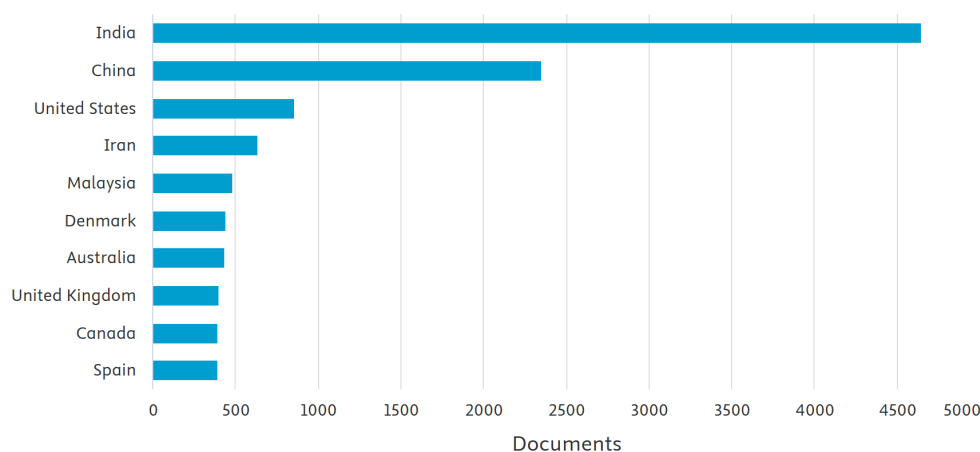


Рисунок Б.6 – Розподіл публікацій за країною проведення досліджень у напрямку №3

Поряд із країнами-лідерами помітну наукову активність у напрямку №3 демонструють Сполучені Штати Америки, Іран, Малайзія, Данія, Австралія, Велика Британія, Канада та Іспанія. Дослідження, виконані в цих країнах, зосереджені на питаннях інтеграції ФЕС у розподільні мережі, впливу обмеження потужності на ПЯЕ та розроблення алгоритмів керування інверторами. Географічна різноманітність публікацій свідчить про універсальність проблеми визначення допустимої потужності ФЕС для різних типів енергосистем і регуляторних умов. Отриманий розподіл підтверджує міжнародний характер досліджень та актуальність напряму для країн із різним рівнем розвитку електроенергетичної інфраструктури. Це обґрунтовує доцільність узагальнення світового досвіду та подальшого вдосконалення методів оцінювання допустимих режимів роботи ФЕС.

ДОДАТОК В

Аналіз мережевої візуалізації цитувань за двома ключовими напрямками досліджень

У цьому додатку наведено результати мережевої візуалізації цитувань для двох ключових напрямків дисертаційного дослідження. Візуалізації побудовано на основі бібліографічних даних (Scopus) та відображають структуру наукового поля через взаємні посилання між публікаціями (citation network), що дає змогу ідентифікувати «ядро» літератури, тематичні групи (кластери) та роботи, які виконують роль мостів між кластерами.

У мережевих картах вузлами (nodes) є окремі публікації, а лінії (links) відображають наявність цитувань між ними. Щільність зв'язків і розміщення вузлів характеризують близькість тематики та інтенсивність взаємодії між роботами. Хронологічні візуалізації (overlay) додатково демонструють еволюцію наукового інтересу: від базових публікацій, що формують методологічний фундамент, до новіших робіт, у яких розвиваються прикладні аспекти та конкретизуються підходи для фотоелектричних систем і мікромереж.

Далі наведено результати для другого напрямку дослідження (оцінювання/контроль показників якості електроенергії у мережах із ФЕС та мікромережах). Мета аналізу — визначити основні наукові «центри впливу» (найцитованіші роботи) та логіку формування підтем, які використовуються як підґрунтя для подальших експериментальних і методичних розділів дисертації.

«першоджерелами» напрямку та як надалі зміщувався акцент від загальної оцінки впливу ФЕС на ПЯЕ до дослідження інверторних режимів, мікромереж і окремих показників якості.

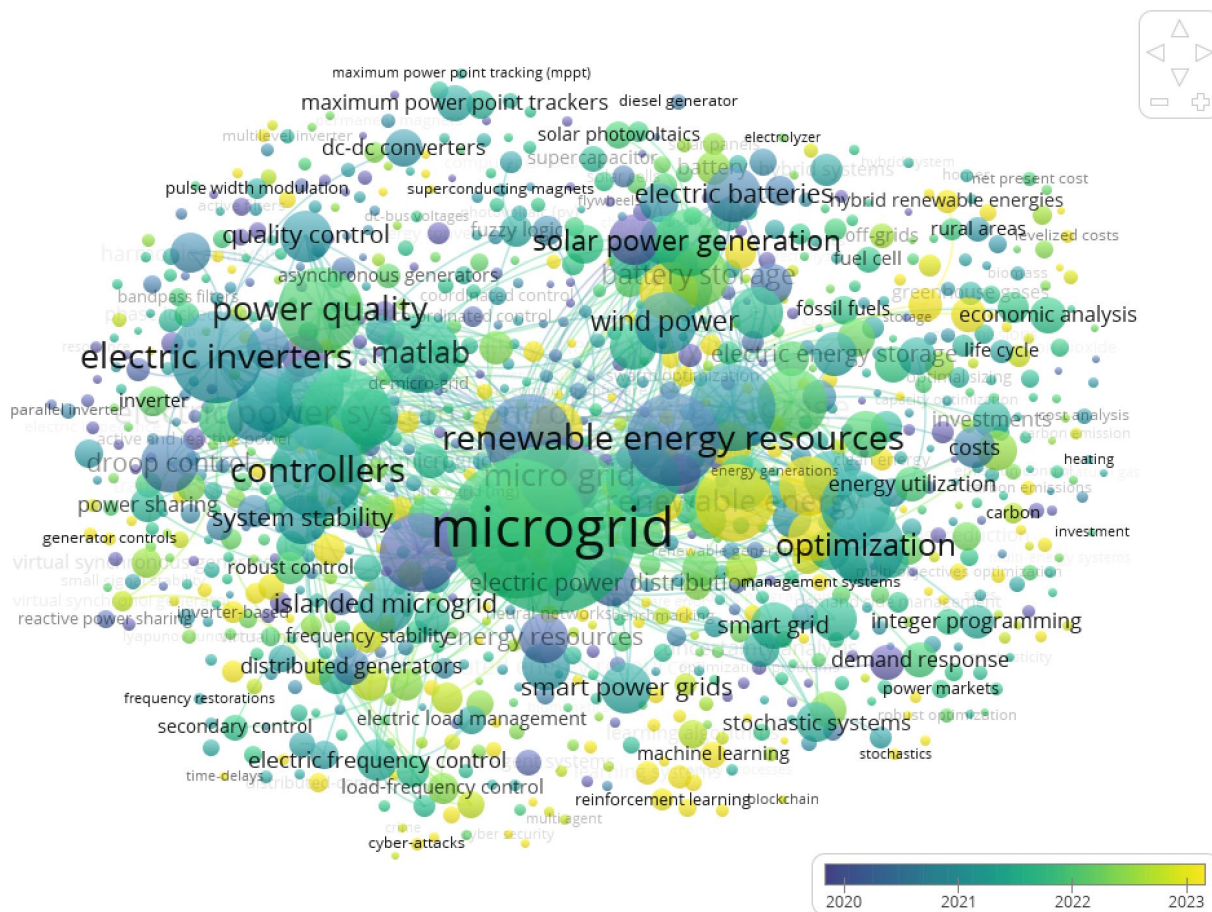


Рисунок В.2 – Візуалізація взаємозв’язків на основі цитувань статей за другим напрямком дослідження в хронології

Хронологічна карта (рисунок В.2) підкреслює спадковість досліджень. Ранні публікації формують методичну базу вимірювання та інтерпретації ПЯЕ, а пізніші роботи деталізують проблематику для розподільчих мереж низької напруги та автономних/гібридних режимів. Кластери, у яких переважають новіші роботи, можна трактувати як «зони активного розвитку» — саме вони є найперспективнішими для формування власних методів оцінювання та є обґрунтуванням для запропонованих удосконалень нормативної бази.

нормативні межі). Вузли з високою зв'язаністю відображають праці, які найчастіше цитуються при побудові моделей і формулюванні критеріїв допустимості. Вони фактично задають межі для поєднання задач оптимізації з оцінюванням ПЯЕ.

Для аналізу актуальних трендів третього напрямку застосовано хронологічне накладання, що дозволяє простежити, як еволюціонували критерії визначення допустимого завантаження. Від загальних підходів до інтеграції ФЕС у мережі — до більш точних методів, орієнтованих на мікромережі, автономний режим та інтеграцію індикаторів якості електроенергії в алгоритми керування.

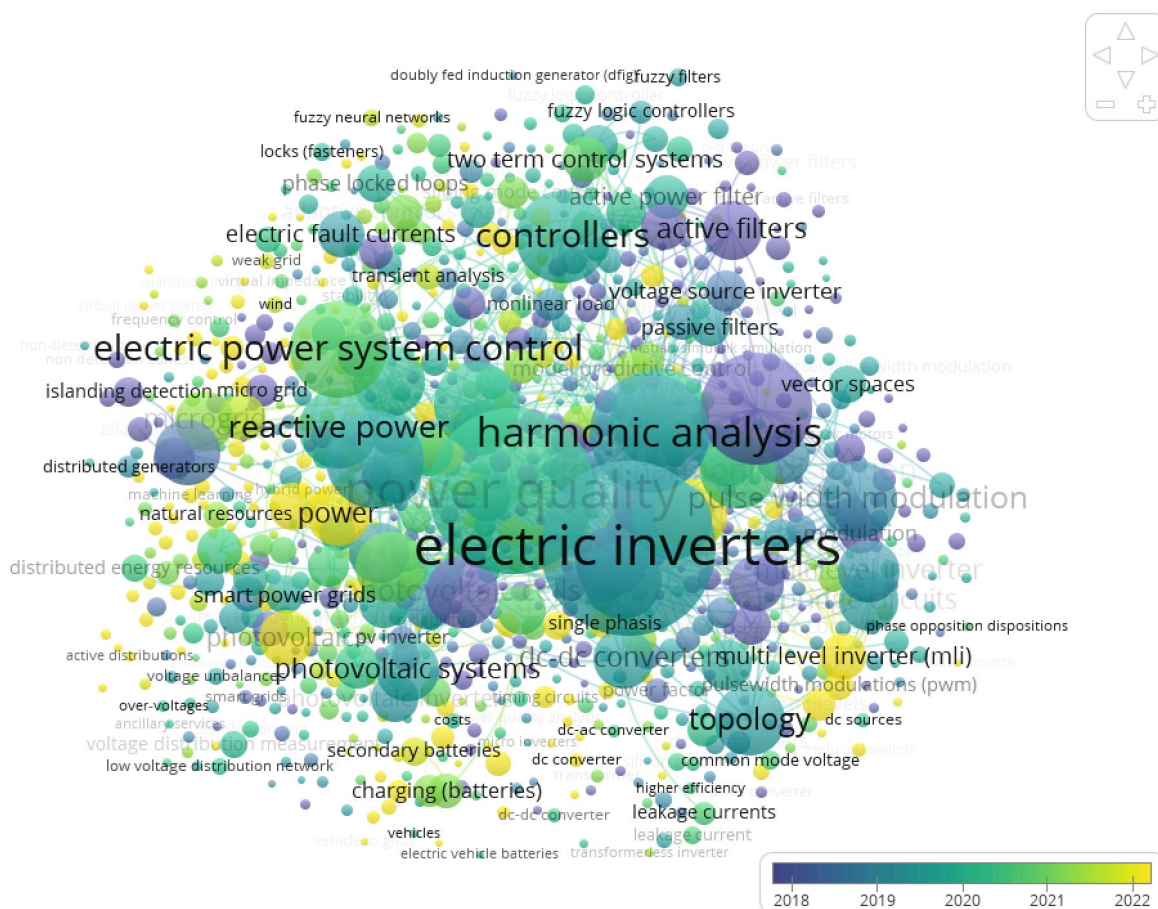


Рисунок В.4 – Візуалізація взаємозв'язків на основі цитувань статей за третім напрямком дослідження в хронології

Рисунок В.4 демонструє, що новіші публікації зосереджуються на практичній реалізації методів. З'являються роботи, де обмеження за THD/гармонічним складом

напруги враховуються разом із активною та реактивною складовими навантаження, а також з параметрами вихідних фільтрів і режимами інвертора. Це узгоджується з логікою дисертації, оскільки мережевий аналіз підтверджує доцільність поєднання нормативного підходу з експериментальними даними та моделюванням для формування методології визначення допустимої області роботи інвертора (у координатах $P-Q$) без порушення вимог до показників якості електроенергії.

ДОДАТОК Г

Результати вимірювання ПЯЕ під час експериментального дослідження

Таблиця Г.1 – Результати вимірювань гармонічного складу для інверторів різної топології

№ гарм.	Foval 2000			Victron Energy			DEYE_6_кВт		
	без нав.	актив. нав.	компл. нав.	без нав.	актив. нав.	компл. нав.	без нав.	актив. нав.	компл. нав.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	0,03	0,02	0,02	0,03	0,03	0,02	0	0,02	0,48
3	0,61	15,07	19,89	0,3	0,36	4,02	0,74	1,43	2,39
4	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,04	0,03	0,03	0,17
5	19,66	5,63	0,95	0,06	0,35	2,54	0,65	0,85	1,48
6	0,04	0,05	0,05	0,03	0,03	0,04	0,01	0,03	0,07
7	14,56	10,83	9,59	0,27	0,38	0,96	0,51	0,5	0,8
8	0,03	0,03	0,03	0,06	0,08	0,06	0,01	0,01	0,14
9	0,6	8,7	11,4	0,26	0,39	0,54	0,41	0,35	0,5
10	0,03	0,02	0,02	0,06	0,08	0,06	0,01	0,01	0,05
11	8,75	8,77	8,78	0,1	0,18	0,85	0,3	0,23	0,29
12	0,04	0,03	0,03	0,02	0,02	0,03	0,01	0,03	0,12
13	7,95	4,97	3,97	0,08	0,16	0,38	0,19	0,13	0,24
14	0,03	0,05	0,05	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,13
15	0,03	0,71	0,93	0,19	0,02	0,18	0,1	0,11	0,17
16	0,04	0,03	0,03	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,18
17	5,55	4,64	4,34	0,19	0,1	0,49	0,04	0,11	0,23
18	0,03	0,03	0,03	0,01	0	0,02	0,02	0,02	0,16
19	5,52	5,49	5,48	0,03	0,08	0,09	0,09	0,15	0,45
20	0,04	0,03	0,03	0,01	0,01	0,01	0,02	0,03	0,15
21	0,59	3,44	4,39	0,04	0,07	0,13	0,15	0,13	0,38
22	0,03	0,04	0,04	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,25
23	4	2,42	1,89	0,11	0,11	0,15	0,19	0,14	0,21
24	0,04	0,03	0,03	0,02	0,01	0,01	0,02	0,01	0,18

Кінець таблиці Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
25	4,27	1,76	0,92	0,05	0,06	0,03	0,23	0,11	0,39
26	0,03	0,04	0,04	0,02	0,02	0,01	0,01	0,02	0,09
27	0,59	2,38	2,97	0,03	0,02	0,08	0,24	0,08	0,46
28	0,04	0,03	0,03	0,02	0,01	0,01	0,02	0,01	0,15
29	3,1	3,48	3,61	0,01	0,03	0,07	0,21	0,03	0,35
30	0,03	0,03	0,03	0,02	0,01	0,01	0,01	0,02	0,29
31	3,47	2,99	2,83	0,03	0,04	0,03	0,16	0,03	0,11
32	0,04	0,04	0,04	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,22
33	0,59	0,94	1,06	0,03	0,03	0,05	0,1	0,01	0,12
34	0,03	0,05	0,05	0,01	0,02	0,02	0,01	0,01	0,16
35	2,51	1,31	0,91	0,02	0,01	0,07	0,09	0,01	0,18
36	0,04	0,03	0,03	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,16
37	2,95	2,46	2,3	0,01	0,01	0,03	0,09	0,01	0,15
38	0,03	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01	0,09
39	0,59	2,16	2,68	0	0,02	0,04	0,08	0,02	0,11
40	0,03	0,03	0,03	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,04
41	2,08	2,01	1,98	0,01	0,01	0,02	0,06	0,02	0,06
42	0,04	0,05	0,05	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01	0,03
43	2,55	1,09	0,6	0,01	0,01	0,03	0,07	0,01	0,04
44	0,03	0,04	0,04	0,02	0,01	0,02	0,01	0,01	0,02
45	0,59	0,81	0,88	0,02	0,01	0,03	0,05	0,01	0,02
46	0,04	0,04	0,04	0,02	0,02	0,01	0,02	0,01	0,01
47	1,75	1,87	1,91	0,02	0,02	0,01	0,04	0,01	0,04
48	0,03	0,03	0,03	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,03
49	2,26	2,14	2,1	0,02	0,02	0,03	0,03	0,01	0,06
50	0,04	0,04	0,04	0,01	0,01	0	0,02	0,01	0,03
THD	29,87	29,23	29,02	0,6	0,82	5	1,36	1,82	3,27

ДОДАТОК Д

MATLAB-script визначення гармонічного складу напруги

```

%% Розрахунок гармонік (1..50) та THD для кількох режимів з Excel
% Вхідні дані:
%   Excel-файл зі стовпцем часу та кількома стовпцями миттєвої напруги
%   (наприклад: Ureg1, Ureg2, Ureg3, ...)
%
% Результати:
%   1) Зведена Excel-таблиця:
%       - Аркуш "Percent" - гармоніки у % від основної (U1)
%       - Аркуш "Volts"   - гармоніки у В (RMS)
%       Рядки: гармоніки 1..50 + THD
%       Стовпці: режими роботи
%   2) Гістограми гармонік (2..50) у %, окремо для кожного режиму
%
% Усі результати зберігаються в папку "result_1"
%
% Алгоритм FFT відповідає класичній схемі:
%   fft ? двосторонній спектр ? односторонній ? RMS ? % від U1

clear; clc;

%% ===== НАЛАШТУВАННЯ КОРИСТУВАЧА =====
inputFile = 'total_glad FFT matlab.xlsx'; % Назва вхідного Excel-файлу
timeVarCandidates = {'Time', 'time', 't', 'T'}; % Можливі назви стовпця часу
modePrefix = 'Ureg'; % Префікс режимів (Ureg1, Ureg2, ...)
fFund = 50; % Основна частота, Гц
hMax = 50; % Максимальна гармоніка
useHannWindow = true; % Використання вікна Ханна (рекомендовано)
peakSearchBins = 1; % Пошук піка ±1 бін навколо гармоніки

outDir = 'result_1'; % Папка для результатів
outExcel = fullfile(outDir, 'harmonics_summary.xlsx');

%% ===== ПІДГОТОВКА ПАПКИ =====
if ~exist(outDir, 'dir')
    mkdir(outDir);
end

%% ===== ЗЧИТУВАННЯ ДАНИХ =====
T = readtable(inputFile);

% ---- Пошук стовпця часу ----
timeVar = '';
for i = 1:numel(timeVarCandidates)
    if any(strcmp(T.Properties.VariableNames, timeVarCandidates{i}))
        timeVar = timeVarCandidates{i};
        break;
    end
end
end

```

```

if isempty(timeVar)
    error('Стовпець часу не знайдено. Перейменуйте його на Time або аналогічно.');
```

end

```

time = T.(timeVar);
time = time(:);

% ---- Пошук стовпців режимів ----
vars = T.Properties.VariableNames;
isMode = startsWith(vars, modePrefix);
modeVars = vars(isMode);

if isempty(modeVars)
    error('Не знайдено стовпців режимів з префіксом "%s".', modePrefix);
end

%% ===== ЧАСТОТА ДИСКРЕТИЗАЦІЇ =====
dtRaw = diff(time);
dtMed = median(dtRaw, 'omitnan');
```

% Якщо час заданий у мілісекундах - переводимо в секунди

```

assumeMs = (dtMed > 0.01 && dtMed < 10);
if assumeMs
    time_s = time / 1000;
else
    time_s = time;
end

dt = mean(diff(time_s), 'omitnan');
fs = 1/dt;

fprintf('Визначена частота дискретизації fs = %.2f Гц\n', fs);

%% ===== ПАРАМЕТРИ FFT =====
N = numel(time_s);

% Забезпечуємо парну кількість відліків
if mod(N,2) ~= 0
    N = N - 1;
    time_s = time_s(1:N);
    T = T(1:N,:);
end

% Частотна шкала
f = fs*(0:(N/2))/N;
kNyq = N/2 + 1;

% Індекс основної гармоніки (50 Гц)
k1 = round(fFund*N/fs) + 1;

%% ===== МАТРИЦІ ДЛЯ РЕЗУЛЬТАТІВ =====
H = (1:hMax)';
```

```

nModes = numel(modeVars);

U_h_rms_volts = NaN(hMax, nModes); % Гармоніки у В (RMS)
U_h_percent   = NaN(hMax, nModes); % Гармоніки у %

THD_percent = NaN(1, nModes); % THD у %
THD_volts   = NaN(1, nModes); % THD у В (еквівалент RMS гармонік)

%% ===== ОБРОБКА КОЖНОГО РЕЖИМУ =====
for m = 1:nModes
    modeName = modeVars{m};
    signal = T.(modeName);
    signal = signal(1:N);
    signal = signal(:);

    % Заповнення можливих NaN
    if any(isnan(signal))
        signal = fillmissing(signal, 'linear', 'EndValues','nearest');
    end

    % Виконна функція Ханна
    if useHannWindow
        w = hann(N, 'periodic');
        signalW = signal .* w;
        cg = mean(w); % Коефіцієнт корекції амплітуди
    else
        signalW = signal;
        cg = 1;
    end

    % FFT та односторонній спектр
    Y = fft(signalW);
    P2 = abs(Y/N); % Двосторонній спектр
    P1 = P2(1:kNyq); % Односторонній спектр
    P1(2:end-1) = 2*P1(2:end-1); % Корекція для одностороннього
    P1 = P1 / cg; % Корекція вікна
    P1_rms = P1 / sqrt(2); % Перехід до RMS

    % Основна гармоніка
    U1 = pick_peak_around(P1_rms, k1, peakSearchBins);

    % Гармоніки 1..50
    for h = 1:hMax
        fh = h * fFund;
        kh = round(fh*N/fs) + 1;

        if kh < 1 || kh > kNyq
            continue;
        end

        Uh = pick_peak_around(P1_rms, kh, peakSearchBins);
        U_h_rms_volts(h, m) = Uh;
        U_h_percent(h, m) = (Uh / U1) * 100;
    end
end

```



```

% Розрахунок THD (2..50)
harmRms = U_h_rms_volts(2:hMax, m);
THD_volts(m) = sqrt(nansum(harmRms.^2));
THD_percent(m) = (THD_volts(m) / U1) * 100;

%% ---- Побудова гістограм (2..50) у % ----
hPlot = (2:hMax)';
valsPlot = U_h_percent(2:hMax, m);

fig = figure('Visible','off');
bar(hPlot, valsPlot);
title(['Гістограма гармонік (2-50) для ' modeName],
'Interpreter','none');
xlabel('Номер гармоніки h');
ylabel('U_h, % від U_1');
grid on;

saveas(fig, fullfile(outDir, [modeName '.png']));
close(fig);
end

%% ===== ФОРМУВАННЯ EXCEL-ТАБЛИЦЬ =====
rowNames = [compose('%d', (1:hMax))]; "THD"];

T_percent = array2table([U_h_percent; THD_percent], ...
    'VariableNames', modeVars, 'RowNames', rowNames);

T_volts = array2table([U_h_rms_volts; THD_volts], ...
    'VariableNames', modeVars, 'RowNames', rowNames);

writetable(T_percent, outExcel, 'Sheet', 'Percent', 'WriteRowNames', true);
writetable(T_volts, outExcel, 'Sheet', 'Volts', 'WriteRowNames', true);

fprintf('Розрахунок завершено. Результати збережено у папці "%s".\n',
outDir);

%% ===== ДОПОМІЖНІ ФУНКЦІЇ =====
function out = pick_peak_around(vec, k, bins)
% Повертає максимальне значення в околі гармоніки (±bins)
    lo = max(1, k-bins);
    hi = min(numel(vec), k+bins);
    out = max(vec(lo:hi));
end

```

ДОДАТОК Е

Результати проведення міжприладової метрологічної оцінки

Таблиця Е.1 – Результати визначення гармонічного складу напруги частина 1

Режим:	Автономний		Автономний		Автономний		Автономний	
S, ВА:	0,00		30,00		70,00		90,00	
	Um, %	Uo, %	Um, %	Uo, %	Um, %	Uo, %	Um, %	Uo, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
h2	0,02	0,04	0,01	0,04	0,02	0,04	0,02	0,03
h3	0,25	0,27	3,28	3,27	6,33	7,14	7,14	7,12
h4	0,03	0,03	0,05	0,04	0,04	0,05	0,04	0,03
h5	0,06	0,05	2,18	2,17	3,63	3,60	3,61	3,61
h6	0,04	0,04	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03
h7	0,26	0,23	0,77	0,77	0,71	0,38	0,35	0,41
h8	0,07	0,07	0,07	0,05	0,05	0,03	0,06	0,04
h9	0,24	0,23	0,52	0,52	0,8	1,20	1,21	1,19
h10	0,06	0,07	0,07	0,05	0,06	0,03	0,05	0,05
h11	0,09	0,09	0,76	0,76	0,8	0,65	0,63	0,66
h12	0,03	0,02	0,02	0,02	0,03	0,02	0,03	0,03
h13	0,06	0,06	0,51	0,51	0,22	0,52	0,52	0,49
h14	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
h15	0,18	0,18	0,15	0,14	0,74	0,76	0,76	0,75
h16	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
h17	0,18	0,18	0,42	0,42	0,05	0,35	0,33	0,33
h18	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01
h19	0,04	0,03	0,14	0,15	0,31	0,31	0,31	0,31
h20	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00
h21	0,03	0,03	0,13	0,12	0,2	0,04	0,04	0,05
h22	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01
h23	0,11	0,11	0,13	0,09	0,21	0,30	0,30	0,30
h24	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00
h25	0,05	0,05	0,10	0,07	0,03	0,07	0,07	0,06
h26	0,02	0,01	0,02	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01
h27	0,03	0,03	0,08	0,08	0,01	0,08	0,09	0,08
h28	0,02	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
h29	0,01	0,01	0,07	0,08	0,09	0,04	0,05	0,05
h30	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00
h31	0,03	0,02	0,05	0,06	0,03	0,06	0,05	0,05
h32	0,01	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00	0,01	0,00
h33	0,03	0,02	0,04	0,04	0,05	0,05	0,04	0,05
h34	0,01	0,00	0,02	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00
h35	0,03	0,02	0,06	0,06	0,07	0,02	0,02	0,02
h36	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00
h37	0,01	0,01	0,03	0,02	0,02	0,07	0,07	0,06
h38	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00

Кінець таблиці Е.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
h39	0,01	0,01	0,03	0,02	0,06	0,02	0,02	0,02
h40	0,01	0,00	0,02	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00
h41	0,01	0,01	0,03	0,02	0,03	0,04	0,04	0,04
h42	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00
h43	0,01	0,00	0,01	0,01	0,03	0,03	0,02	0,03
h44	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00
h45	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03
h46	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00
h47	0,02	0,01	0,03	0,04	0,01	0,02	0,03	0,02
h48	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00
h49	0,02	0,01	0,02	0,02	0,04	0,01	0,01	0,01
h50	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00
THD	0,55	0,54	4,18	4,17	7,48	8,19	8,20	8,18

Таблиця Е.2 - Результати визначення гармонічного складу напруги частина 2

Режим	Автономний		Автономний		Автономний		Мережевий		Мережевий	
S, BA	279,98		322,00		379,83		0		45	
	Um,%	Uo,%	Um,%	Uo,%	Um,%	Uo,%	Um,%	Uo,%	Um,%	Uo,%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
h2	0,03	0,02	0,01	0,02	0,01	0,01	0,03	0,03	0,00	0,01
h3	17,10	17,05	1,63	1,61	21,10	21,26	1,34	1,34	1,42	1,34
h4	0,07	0,04	0,02	0,01	0,03	0,02	0,02	0,02	0,04	0,02
h5	2,17	2,16	0,09	0,09	4,22	4,36	1,42	1,48	1,33	1,31
h6	0,08	0,05	0,03	0,01	0,05	0,04	0,02	0,01	0,02	0,02
h7	3,06	3,09	0,41	0,43	2,10	2,00	0,33	0,31	0,35	0,31
h8	0,08	0,05	0,06	0,05	0,06	0,05	0,01	0,01	0,02	0,02
h9	2,77	2,76	0,23	0,25	2,97	2,93	0,69	0,67	0,65	0,64
h10	0,07	0,05	0,05	0,04	0,05	0,04	0,01	0,00	0,01	0,01
h11	1,14	1,15	0,23	0,24	2,22	2,26	0,56	0,55	0,57	0,58
h12	0,07	0,04	0,01	0,01	0,03	0,03	0,02	0,01	0,02	0,01
h13	2,32	2,32	0,1	0,07	0,95	0,98	0,03	0,02	0,05	0,08
h14	0,05	0,03	0,02	0,01	0,03	0,02	0,01	0,01	0,02	0,01
h15	1,88	1,86	0,12	0,14	1,47	1,43	0,04	0,03	0,07	0,06
h16	0,04	0,02	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
h17	1,16	1,15	0,11	0,10	1,39	1,41	0,27	0,26	0,28	0,25
h18	0,03	0,01	0,01	0,00	0,02	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01
h19	0,9	0,90	0,04	0,03	0,66	0,70	0,19	0,19	0,20	0,16
h20	0,02	0,01	0,02	0,00	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,00
h21	0,61	0,61	0,17	0,16	0,54	0,52	0,20	0,20	0,18	0,19
h22	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,02	0,02	0,01	0,01
h23	0,23	0,23	0,05	0,05	0,61	0,61	0,13	0,13	0,14	0,13

Кінець таблиці Е.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
h24	0,02	0,01	0,01	0,00	0,02	0,01	0,02	0,01	0,01	0,00
h25	0,29	0,29	0,15	0,15	0,45	0,47	0,08	0,08	0,07	0,09
h26	0,02	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01	0,02	0,00	0,01	0,01
h27	0,19	0,19	0,03	0,03	0,17	0,20	0,08	0,08	0,07	0,07
h28	0,02	0,01	0,02	0,00	0,02	0,01	0,01	0,00	0,02	0,00
h29	0,12	0,12	0,04	0,05	0,22	0,21	0,03	0,02	0,04	0,03
h30	0,02	0,01	0,01	0,00	0,02	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00
h31	0,14	0,13	0,05	0,04	0,25	0,26	0,07	0,08	0,09	0,08
h32	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00
h33	0,09	0,09	0,03	0,03	0,07	0,10	0,05	0,05	0,04	0,04
h34	0,01	0,00	0	0,00	0,02	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00
h35	0,03	0,03	0,03	0,02	0,09	0,08	0,03	0,02	0,04	0,03
h36	0,01	0,00	0,02	0,00	0,02	0,00	0,02	0,00	0,01	0,01
h37	0,08	0,08	0,02	0,01	0,10	0,12	0,07	0,06	0,07	0,06
h38	0,02	0,00	0,02	0,00	0,02	0,01	0,02	0,01	0,01	0,00
h39	0,02	0,02	0,01	0,01	0,04	0,06	0,04	0,03	0,03	0,03
h40	0,02	0,00	0,02	0,00	0,02	0,00	0,01	0,00	0,01	0,01
h41	0,07	0,06	0,02	0,01	0,03	0,02	0,02	0,01	0,03	0,01
h42	0,02	0,01	0,02	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,01
h43	0,04	0,04	0,02	0,01	0,07	0,08	0,02	0,03	0,03	0,03
h44	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,01
h45	0,02	0,02	0,02	0,01	0,06	0,08	0,01	0,02	0,02	0,02
h46	0,01	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00	0,01	0,00	0,02	0,01
h47	0,02	0,02	0,03	0,02	0,02	0,02	0,01	0,00	0,02	0,01
h48	0,01	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00	0,01	0,00	0,01	0,01
h49	0,01	0,02	0,02	0,01	0,06	0,06	0,03	0,02	0,02	0,02
h50	0,02	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,01
THD	18,09	18,04	1,75	1,73	22,08	22,25	2,22	2,25	2,21	2,13

Таблиця Е.3 – Результати визначення гармонічного складу напруги частина 3

Режим	Мережевий		Мережевий		Мережевий		Мережевий		Мережевий	
S, BA	75,00		105,00		125,00		314,98		415,71	
	Um, %	Uo, %	Um, %	Uo, %	Um, %	Uo, %	Um, %	Uo, %	Um, %	Uo, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
h2	0,01	0,04	0,02	0,03	0,00	0,04	0,00	0,04	0,01	0,02
h3	1,48	1,47	1,46	1,51	1,53	1,56	1,53	1,65	1,48	1,46
h4	0,02	0,02	0,01	0,03	0,03	0,02	0,03	0,04	0,02	0,05
h5	1,27	1,13	1,23	1,30	1,29	1,23	1,29	1,20	1,62	1,59
h6	0,02	0,01	0,02	0,02	0,01	0,02	0,01	0,03	0,02	0,01
h7	0,45	0,46	0,49	0,48	0,49	0,50	0,49	0,70	0,56	0,60
h8	0,01	0,02	0,03	0,03	0,02	0,01	0,02	0,00	0,02	0,01

Кінець таблиці Е.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
h9	0,62	0,64	0,61	0,63	0,56	0,56	0,56	0,84	0,67	0,67
h10	0,02	0,00	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
h11	0,65	0,65	0,63	0,63	0,61	0,60	0,61	0,86	0,88	0,85
h12	0,02	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,00
h13	0,06	0,05	0,13	0,10	0,11	0,10	0,11	0,14	0,12	0,12
h14	0,01	0,00	0,02	0,01	0,02	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01
h15	0,06	0,07	0,03	0,06	0,04	0,06	0,04	0,18	0,10	0,07
h16	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
h17	0,28	0,28	0,27	0,28	0,26	0,24	0,26	0,21	0,42	0,41
h18	0,02	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01
h19	0,19	0,20	0,15	0,15	0,17	0,18	0,17	0,30	0,10	0,10
h20	0,01	0,01	0,01	0,00	0,02	0,01	0,02	0,01	0,02	0,01
h21	0,20	0,20	0,20	0,20	0,19	0,21	0,19	0,48	0,12	0,13
h22	0,01	0,01	0,02	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01
h23	0,13	0,12	0,13	0,14	0,13	0,14	0,13	0,11	0,13	0,14
h24	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01
h25	0,08	0,08	0,10	0,09	0,10	0,10	0,10	0,15	0,10	0,09
h26	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01	0,02	0,01	0,01	0,00
h27	0,08	0,09	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,10	0,12	0,11
h28	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00
h29	0,04	0,04	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,08	0,05
h30	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01
h31	0,10	0,09	0,09	0,10	0,11	0,11	0,11	0,17	0,09	0,08
h32	0,01	0,00	0,01	0,01	0,02	0,00	0,02	0,01	0,02	0,00
h33	0,05	0,04	0,03	0,03	0,02	0,03	0,02	0,04	0,02	0,02
h34	0,01	0,00	0,02	0,00	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01
h35	0,06	0,04	0,05	0,05	0,04	0,05	0,04	0,04	0,03	0,05
h36	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00
h37	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,06	0,07	0,09	0,08	0,08
h38	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00
h39	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,03	0,02	0,07	0,06	0,05
h40	0,02	0,00	0,01	0,00	0,02	0,01	0,02	0,01	0,01	0,00
h41	0,02	0,01	0,02	0,02	0,03	0,02	0,03	0,03	0,02	0,01
h42	0,02	0,00	0,02	0,00	0,02	0,00	0,02	0,00	0,00	0,01
h43	0,03	0,03	0,02	0,02	0,03	0,02	0,03	0,04	0,01	0,01
h44	0,01	0,00	0,01	0,00	0,02	0,00	0,02	0,00	0,02	0,01
h45	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02
h46	0,02	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,02	0,01
h47	0,02	0,01	0,02	0,01	0,02	0,01	0,02	0,03	0,02	0,01
h48	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00
h49	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,02	0,03	0,03	0,02	0,03
h50	0,01	0,00	0,02	0,00	0,02	0,00	0,02	0,00	0,02	0,00
THD	2,24	2,17	2,21	2,27	2,26	2,26	2,26	2,57	2,58	2,55

Таблиця Е.4 – Результати визначення погармонічної розбіжності частина 1

Режим	автономний			автономний			автономний		
S, ВА	0,00			30,00			70,00		
Показник	Δh	$ \Delta h $	$\delta h \%$	Δh	$ \Delta h $	$\delta h \%$	Δh	$ \Delta h $	$\delta h \%$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
h2	0,022	0,022	NAN	0,031	0,031	NAN	0,022	0,022	NAN
h3	0,020	0,020	8,071	-0,010	0,010	0,316	0,808	0,808	12,759
h4	0,002	0,002	NAN	-0,012	0,012	NAN	0,006	0,006	NAN
h5	-0,010	0,010	NAN	-0,008	0,008	0,381	-0,033	0,033	0,896
h6	-0,004	0,004	NAN	-0,010	0,010	NAN	-0,001	0,001	NAN
h7	-0,027	0,027	10,544	-0,004	0,004	0,507	-0,333	0,333	46,898
h8	0,001	0,001	NAN	-0,020	0,020	NAN	-0,023	0,023	NAN
h9	-0,014	0,014	5,971	-0,002	0,002	0,366	0,401	0,401	50,155
h10	0,006	0,006	NAN	-0,024	0,024	NAN	-0,029	0,029	NAN
h11	0,002	0,002	NAN	0,004	0,004	0,547	-0,154	0,154	19,216
h12	-0,006	0,006	NAN	0,000	0,000	NAN	-0,009	0,009	NAN
h13	-0,003	0,003	NAN	0,001	0,001	0,151	0,299	0,299	135,692
h14	-0,006	0,006	NAN	-0,004	0,004	NAN	-0,003	0,003	NAN
h15	-0,002	0,002	0,877	-0,014	0,014	9,189	0,018	0,018	2,467
h16	0,000	0,000	NAN	-0,008	0,008	NAN	-0,004	0,004	NAN
h17	0,000	0,000	0,087	-0,004	0,004	0,840	0,295	0,295	NAN
h18	-0,010	0,010	NAN	-0,002	0,002	NAN	-0,004	0,004	NAN
h19	-0,010	0,010	NAN	0,009	0,009	6,320	0,003	0,003	1,073
h20	-0,006	0,006	NAN	-0,006	0,006	NAN	-0,005	0,005	NAN
h21	0,002	0,002	NAN	-0,014	0,014	11,083	-0,160	0,160	79,760
h22	-0,005	0,005	NAN	-0,006	0,006	NAN	-0,004	0,004	NAN
h23	-0,002	0,002	2,037	-0,036	0,036	28,052	0,091	0,091	43,380
h24	-0,004	0,004	NAN	-0,005	0,005	NAN	-0,006	0,006	NAN
h25	0,000	0,000	NAN	-0,025	0,025	NAN	0,044	0,044	NAN
h26	-0,006	0,006	NAN	-0,011	0,011	NAN	-0,014	0,014	NAN
h27	0,000	0,000	NAN	0,001	0,001	NAN	0,074	0,074	NAN
h28	-0,013	0,013	NAN	-0,013	0,013	NAN	-0,005	0,005	NAN
h29	-0,003	0,003	NAN	0,005	0,005	NAN	-0,046	0,046	NAN
h30	-0,007	0,007	NAN	-0,009	0,009	NAN	-0,007	0,007	NAN
h31	-0,007	0,007	NAN	0,010	0,010	NAN	0,027	0,027	NAN
h32	-0,008	0,008	NAN	-0,009	0,009	NAN	-0,018	0,018	NAN
h33	-0,010	0,010	NAN	0,000	0,000	NAN	-0,002	0,002	NAN
h34	-0,008	0,008	NAN	-0,017	0,017	NAN	-0,009	0,009	NAN
h35	-0,014	0,014	NAN	-0,003	0,003	NAN	-0,046	0,046	NAN
h36	-0,009	0,009	NAN	-0,008	0,008	NAN	-0,008	0,008	NAN
h37	-0,002	0,002	NAN	-0,008	0,008	NAN	0,047	0,047	NAN
h38	-0,009	0,009	NAN	-0,008	0,008	NAN	-0,009	0,009	NAN
h39	-0,002	0,002	NAN	-0,007	0,007	NAN	-0,035	0,035	NAN
h40	-0,009	0,009	NAN	-0,019	0,019	NAN	-0,008	0,008	NAN
h41	-0,004	0,004	NAN	-0,008	0,008	NAN	0,013	0,013	NAN
h42	-0,009	0,009	NAN	-0,009	0,009	NAN	-0,009	0,009	NAN

Кінець таблиці Е.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
h43	-0,007	0,007	NAN	-0,003	0,003	NAN	-0,004	0,004	NAN
h44	-0,008	0,008	NAN	-0,008	0,008	NAN	-0,009	0,009	NAN
h45	-0,005	0,005	NAN	-0,004	0,004	NAN	0,011	0,011	NAN
h46	-0,008	0,008	NAN	-0,008	0,008	NAN	-0,009	0,009	NAN
h47	-0,006	0,006	NAN	0,007	0,007	NAN	0,012	0,012	NAN
h48	-0,009	0,009	NAN	-0,009	0,009	NAN	-0,009	0,009	NAN
h49	-0,010	0,010	NAN	-0,002	0,002	NAN	-0,029	0,029	NAN
h50	-0,009	0,009	NAN	-0,008	0,008	NAN	-0,009	0,009	NAN
THD	-0,012	0,012	2,103	-0,011	0,011	0,256	0,710	0,710	9,497

Таблиця Е.5 – Результати визначення погармонічної розбіжності частина 2

Режим	автономний			автономний			автономний		
S, ВА	90,00			279,98			322,00		
Показник	Δh	$ \Delta h $	$\delta h \%$	Δh	$ \Delta h $	$\delta h \%$	Δh	$ \Delta h $	$\delta h \%$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
h2	0,007	0,007	NAN	-0,010	0,010	NAN	0,007	0,007	NAN
h3	-0,019	0,019	0,272	-0,053	0,053	0,308	-0,022	0,022	1,364
h4	-0,007	0,007	NAN	-0,031	0,031	NAN	-0,013	0,013	NAN
h5	-0,001	0,001	0,017	-0,012	0,012	0,541	-0,002	0,002	NAN
h6	-0,006	0,006	NAN	-0,027	0,027	NAN	-0,021	0,021	NAN
h7	0,059	0,059	16,764	0,026	0,026	0,863	0,020	0,020	4,994
h8	-0,018	0,018	NAN	-0,027	0,027	NAN	-0,011	0,011	NAN
h9	-0,020	0,020	1,682	-0,009	0,009	0,329	0,022	0,022	9,635
h10	-0,004	0,004	NAN	-0,023	0,023	NAN	-0,006	0,006	NAN
h11	0,030	0,030	4,765	0,006	0,006	0,555	0,013	0,013	5,843
h12	-0,004	0,004	NAN	-0,031	0,031	NAN	-0,003	0,003	NAN
h13	-0,027	0,027	5,219	0,000	0,000	0,014	-0,030	0,030	NAN
h14	-0,001	0,001	NAN	-0,019	0,019	NAN	-0,014	0,014	NAN
h15	-0,009	0,009	1,228	-0,017	0,017	0,888	0,020	0,020	16,395
h16	-0,004	0,004	NAN	-0,022	0,022	NAN	-0,004	0,004	NAN
h17	-0,001	0,001	0,183	-0,013	0,013	1,105	-0,012	0,012	10,529
h18	-0,010	0,010	NAN	-0,019	0,019	NAN	-0,005	0,005	NAN
h19	0,002	0,002	0,636	0,000	0,000	0,054	-0,007	0,007	NAN
h20	-0,005	0,005	NAN	-0,013	0,013	NAN	-0,017	0,017	NAN
h21	0,007	0,007	NAN	0,001	0,001	0,105	-0,005	0,005	3,011
h22	-0,003	0,003	NAN	-0,001	0,001	NAN	-0,006	0,006	NAN
h23	-0,004	0,004	1,431	-0,004	0,004	1,935	0,005	0,005	NAN
h24	-0,016	0,016	NAN	-0,012	0,012	NAN	-0,006	0,006	NAN
h25	-0,005	0,005	NAN	0,003	0,003	1,049	-0,002	0,002	1,168
h26	-0,003	0,003	NAN	-0,013	0,013	NAN	0,000	0,000	NAN
h27	-0,010	0,010	NAN	-0,003	0,003	1,510	-0,001	0,001	NAN

Кінець таблиці Е.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
h28	-0,003	0,003	NAN	-0,012	0,012	NAN	-0,015	0,015	NAN
h29	-0,002	0,002	NAN	-0,004	0,004	3,337	0,009	0,009	NAN
h30	-0,007	0,007	NAN	-0,013	0,013	NAN	-0,008	0,008	NAN
h31	0,003	0,003	NAN	-0,008	0,008	5,441	-0,006	0,006	NAN
h32	-0,008	0,008	NAN	-0,006	0,006	NAN	-0,008	0,008	NAN
h33	0,005	0,005	NAN	0,000	0,000	NAN	0,002	0,002	NAN
h34	-0,008	0,008	NAN	-0,006	0,006	NAN	0,002	0,002	NAN
h35	0,001	0,001	NAN	-0,004	0,004	NAN	-0,008	0,008	NAN
h36	-0,008	0,008	NAN	-0,007	0,007	NAN	-0,018	0,018	NAN
h37	-0,006	0,006	NAN	0,003	0,003	NAN	-0,006	0,006	NAN
h38	-0,009	0,009	NAN	-0,016	0,016	NAN	-0,018	0,018	NAN
h39	0,001	0,001	NAN	-0,001	0,001	NAN	0,002	0,002	NAN
h40	-0,008	0,008	NAN	-0,015	0,015	NAN	-0,018	0,018	NAN
h41	0,003	0,003	NAN	-0,007	0,007	NAN	-0,008	0,008	NAN
h42	-0,009	0,009	NAN	-0,014	0,014	NAN	-0,019	0,019	NAN
h43	0,007	0,007	NAN	0,001	0,001	NAN	-0,010	0,010	NAN
h44	-0,009	0,009	NAN	-0,006	0,006	NAN	-0,008	0,008	NAN
h45	-0,005	0,005	NAN	0,000	0,000	NAN	-0,011	0,011	NAN
h46	-0,018	0,018	NAN	-0,008	0,008	NAN	-0,009	0,009	NAN
h47	-0,011	0,011	NAN	0,001	0,001	NAN	-0,010	0,010	NAN
h48	-0,009	0,009	NAN	-0,007	0,007	NAN	-0,008	0,008	NAN
h49	0,003	0,003	NAN	0,009	0,009	NAN	-0,007	0,007	NAN
h50	-0,019	0,019	NAN	-0,018	0,018	NAN	-0,009	0,009	NAN
THD	-0,022	0,022	0,264	-0,053	0,053	0,295	-0,018	0,018	1,008

Таблиця Е.6 – Результати визначення погармонічної розбіжності частина 3

Режим	автономний			мережевий			мережевий		
S, ВА	379,83			0			45		
Показник	Δh	$ \Delta h $	$\delta h \%$	Δh	$ \Delta h $	$\delta h \%$	Δh	$ \Delta h $	$\delta h \%$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
h2	0,003	0,003	NAN	-0,005	0,005	NAN	0,010	0,010	NAN
h3	0,157	0,157	0,745	0,003	0,003	0,249	-0,079	0,079	5,554
h4	-0,012	0,012	NAN	-0,004	0,004	NAN	-0,017	0,017	NAN
h5	0,140	0,140	3,313	0,062	0,062	4,400	-0,020	0,020	1,519
h6	-0,014	0,014	NAN	-0,011	0,011	NAN	-0,004	0,004	NAN
h7	-0,101	0,101	4,830	-0,021	0,021	6,300	-0,043	0,043	12,212
h8	-0,013	0,013	NAN	-0,003	0,003	NAN	0,000	0,000	NAN
h9	-0,043	0,043	1,454	-0,018	0,018	2,600	-0,005	0,005	0,812
h10	-0,007	0,007	NAN	-0,005	0,005	NAN	-0,004	0,004	NAN
h11	0,041	0,041	1,842	-0,008	0,008	1,356	0,007	0,007	1,233

Кінець таблиці Е.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
h12	0,002	0,002	NAN	-0,010	0,010	NAN	-0,012	0,012	NAN
h13	0,029	0,029	3,060	-0,006	0,006	NAN	0,031	0,031	NAN
h14	-0,012	0,012	NAN	-0,005	0,005	NAN	-0,012	0,012	NAN
h15	-0,035	0,035	2,385	-0,013	0,013	NAN	-0,014	0,014	NAN
h16	-0,012	0,012	NAN	-0,003	0,003	NAN	-0,003	0,003	NAN
h17	0,023	0,023	1,654	-0,008	0,008	2,899	-0,025	0,025	9,059
h18	-0,012	0,012	NAN	-0,003	0,003	NAN	-0,011	0,011	NAN
h19	0,036	0,036	5,424	-0,002	0,002	0,887	-0,041	0,041	20,267
h20	-0,003	0,003	NAN	-0,005	0,005	NAN	-0,006	0,006	NAN
h21	-0,023	0,023	4,199	0,000	0,000	0,136	0,006	0,006	3,295
h22	-0,002	0,002	NAN	-0,002	0,002	NAN	-0,003	0,003	NAN
h23	0,001	0,001	0,109	-0,001	0,001	0,645	-0,008	0,008	5,696
h24	-0,013	0,013	NAN	-0,012	0,012	NAN	-0,005	0,005	NAN
h25	0,020	0,020	4,419	-0,002	0,002	NAN	0,020	0,020	NAN
h26	-0,014	0,014	NAN	-0,017	0,017	NAN	0,000	0,000	NAN
h27	0,026	0,026	15,189	0,001	0,001	NAN	0,004	0,004	NAN
h28	-0,015	0,015	NAN	-0,009	0,009	NAN	-0,016	0,016	NAN
h29	-0,008	0,008	3,780	-0,006	0,006	NAN	-0,013	0,013	NAN
h30	-0,017	0,017	NAN	-0,006	0,006	NAN	-0,016	0,016	NAN
h31	0,010	0,010	4,157	0,014	0,014	NAN	-0,008	0,008	NAN
h32	-0,006	0,006	NAN	0,004	0,004	NAN	-0,016	0,016	NAN
h33	0,026	0,026	NAN	-0,002	0,002	NAN	-0,005	0,005	NAN
h34	-0,018	0,018	NAN	-0,006	0,006	NAN	-0,007	0,007	NAN
h35	-0,007	0,007	NAN	-0,005	0,005	NAN	-0,011	0,011	NAN
h36	-0,017	0,017	NAN	-0,017	0,017	NAN	-0,005	0,005	NAN
h37	0,019	0,019	NAN	-0,014	0,014	NAN	-0,008	0,008	NAN
h38	-0,015	0,015	NAN	-0,014	0,014	NAN	-0,006	0,006	NAN
h39	0,019	0,019	NAN	-0,010	0,010	NAN	-0,004	0,004	NAN
h40	-0,016	0,016	NAN	-0,005	0,005	NAN	-0,005	0,005	NAN
h41	-0,015	0,015	NAN	-0,013	0,013	NAN	-0,019	0,019	NAN
h42	-0,008	0,008	NAN	-0,006	0,006	NAN	-0,005	0,005	NAN
h43	0,006	0,006	NAN	0,006	0,006	NAN	0,002	0,002	NAN
h44	-0,006	0,006	NAN	-0,008	0,008	NAN	-0,002	0,002	NAN
h45	0,015	0,015	NAN	0,012	0,012	NAN	-0,003	0,003	NAN
h46	-0,016	0,016	NAN	-0,006	0,006	NAN	-0,010	0,010	NAN
h47	0,001	0,001	NAN	-0,005	0,005	NAN	-0,013	0,013	NAN
h48	-0,018	0,018	NAN	-0,006	0,006	NAN	-0,003	0,003	NAN
h49	0,004	0,004	NAN	-0,008	0,008	NAN	0,003	0,003	NAN
h50	-0,008	0,008	NAN	-0,005	0,005	NAN	-0,003	0,003	NAN
THD	0,171	0,171	0,775	0,030	0,030	1,351	-0,080	0,080	3,620

Таблиця Е.7 – Результати визначення погармонічної розбіжності частина 4

Режим	мережевий			мережевий			мережевий		
S, ВА	75			105			125		
Показник	Δ_h	$ \Delta_h $	$\delta_h \%$	Δ_h	$ \Delta_h $	$\delta_h \%$	Δ_h	$ \Delta_h $	$\delta_h \%$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
h2	0,032	0,032	NAN	0,011	0,011	NAN	0,036	0,036	NAN
h3	-0,012	0,012	0,782	0,045	0,045	3,087	0,035	0,035	2,266
h4	0,003	0,003	NAN	0,023	0,023	NAN	-0,005	0,005	NAN
h5	-0,138	0,138	10,842	0,068	0,068	5,526	-0,063	0,063	4,880
h6	-0,010	0,010	NAN	-0,005	0,005	NAN	0,014	0,014	NAN
h7	0,011	0,011	2,340	-0,012	0,012	2,539	0,013	0,013	2,726
h8	0,014	0,014	NAN	-0,001	0,001	NAN	-0,006	0,006	NAN
h9	0,015	0,015	2,475	0,018	0,018	2,966	0,001	0,001	0,256
h10	-0,017	0,017	NAN	-0,015	0,015	NAN	-0,002	0,002	NAN
h11	0,000	0,000	0,053	-0,004	0,004	0,569	-0,007	0,007	1,066
h12	-0,013	0,013	NAN	-0,007	0,007	NAN	0,003	0,003	NAN
h13	-0,009	0,009	NAN	-0,029	0,029	22,186	-0,013	0,013	12,185
h14	-0,006	0,006	NAN	-0,015	0,015	NAN	-0,010	0,010	NAN
h15	0,006	0,006	NAN	0,030	0,030	NAN	0,017	0,017	NAN
h16	-0,005	0,005	NAN	-0,013	0,013	NAN	-0,004	0,004	NAN
h17	0,001	0,001	0,263	0,006	0,006	2,316	-0,020	0,020	7,747
h18	-0,009	0,009	NAN	-0,007	0,007	NAN	-0,001	0,001	NAN
h19	0,006	0,006	3,094	0,004	0,004	2,947	0,014	0,014	8,118
h20	-0,003	0,003	NAN	-0,006	0,006	NAN	-0,008	0,008	NAN
h21	0,001	0,001	0,693	-0,003	0,003	1,260	0,021	0,021	11,195
h22	-0,003	0,003	NAN	-0,015	0,015	NAN	0,002	0,002	NAN
h23	-0,008	0,008	6,287	0,009	0,009	6,850	0,010	0,010	7,818
h24	-0,003	0,003	NAN	-0,002	0,002	NAN	-0,004	0,004	NAN
h25	0,002	0,002	NAN	-0,015	0,015	NAN	0,000	0,000	NAN
h26	-0,003	0,003	NAN	-0,005	0,005	NAN	-0,015	0,015	NAN
h27	0,006	0,006	NAN	-0,002	0,002	NAN	0,005	0,005	NAN
h28	-0,006	0,006	NAN	0,000	0,000	NAN	-0,007	0,007	NAN
h29	0,001	0,001	NAN	-0,010	0,010	NAN	0,002	0,002	NAN
h30	-0,007	0,007	NAN	-0,005	0,005	NAN	-0,006	0,006	NAN
h31	-0,007	0,007	NAN	0,006	0,006	NAN	0,000	0,000	0,026
h32	-0,006	0,006	NAN	-0,004	0,004	NAN	-0,016	0,016	NAN
h33	-0,010	0,010	NAN	-0,002	0,002	NAN	0,012	0,012	NAN
h34	-0,007	0,007	NAN	-0,017	0,017	NAN	-0,006	0,006	NAN
h35	-0,024	0,024	NAN	-0,004	0,004	NAN	0,007	0,007	NAN
h36	-0,008	0,008	NAN	0,004	0,004	NAN	-0,006	0,006	NAN
h37	0,001	0,001	NAN	0,006	0,006	NAN	-0,006	0,006	NAN
h38	-0,006	0,006	NAN	-0,008	0,008	NAN	-0,005	0,005	NAN

Кінець таблиці Е.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
h39	-0,004	0,004	NAN	0,004	0,004	NAN	0,006	0,006	NAN
h40	-0,019	0,019	NAN	-0,007	0,007	NAN	-0,013	0,013	NAN
h41	-0,005	0,005	NAN	0,002	0,002	NAN	-0,008	0,008	NAN
h42	-0,016	0,016	NAN	-0,016	0,016	NAN	-0,017	0,017	NAN
h43	-0,001	0,001	NAN	0,004	0,004	NAN	-0,006	0,006	NAN
h44	-0,006	0,006	NAN	-0,007	0,007	NAN	-0,016	0,016	NAN
h45	0,003	0,003	NAN	0,005	0,005	NAN	-0,001	0,001	NAN
h46	-0,017	0,017	NAN	-0,006	0,006	NAN	-0,008	0,008	NAN
h47	-0,010	0,010	NAN	-0,008	0,008	NAN	-0,013	0,013	NAN
h48	-0,008	0,008	NAN	-0,007	0,007	NAN	-0,007	0,007	NAN
h49	-0,001	0,001	NAN	0,002	0,002	NAN	-0,007	0,007	NAN
h50	-0,009	0,009	NAN	-0,018	0,018	NAN	-0,017	0,017	NAN
THD	-0,070	0,070	3,125	0,060	0,060	2,715	0,000	0,000	0,000

Таблиця Е.8 – Результати визначення погармонічної розбіжності частина 5

Режим	мережевий			мережевий		
S, ВА	315			416		
Показник	Δ_h	$ \Delta_h $	$\delta_h \%$	Δ_h	$ \Delta_h $	$\delta_h \%$
1	2	3	4	5	6	7
h2	0,040	0,040	NAN	0,011	0,011	NAN
h3	0,120	0,120	7,865	-0,015	0,015	1,024
h4	0,015	0,015	NAN	0,028	0,028	NAN
h5	-0,089	0,089	6,892	-0,031	0,031	1,931
h6	0,016	0,016	NAN	-0,008	0,008	NAN
h7	0,213	0,213	43,386	0,045	0,045	7,970
h8	-0,016	0,016	NAN	-0,010	0,010	NAN
h9	0,283	0,283	50,459	0,005	0,005	0,718
h10	-0,002	0,002	NAN	-0,003	0,003	NAN
h11	0,246	0,246	40,406	-0,026	0,026	2,939
h12	-0,001	0,001	NAN	-0,017	0,017	NAN
h13	0,033	0,033	29,843	-0,003	0,003	2,395
h14	-0,011	0,011	NAN	-0,004	0,004	NAN
h15	0,135	0,135	NAN	-0,032	0,032	NAN
h16	0,004	0,004	NAN	-0,005	0,005	NAN
h17	-0,048	0,048	18,601	-0,012	0,012	2,814
h18	-0,004	0,004	NAN	-0,009	0,009	NAN
h19	0,128	0,128	75,150	0,004	0,004	NAN
h20	-0,008	0,008	NAN	-0,014	0,014	NAN
h21	0,287	0,287	151,118	0,008	0,008	6,986

Кінець таблиці Е.8

1	2	3	4	5	6	7
h22	0,001	0,001	NAN	-0,009	0,009	NAN
h23	-0,017	0,017	12,929	0,008	0,008	6,175
h24	0,001	0,001	NAN	-0,008	0,008	NAN
h25	0,052	0,052	NAN	-0,008	0,008	NAN
h26	-0,010	0,010	NAN	-0,007	0,007	NAN
h27	0,046	0,046	NAN	-0,007	0,007	6,066
h28	-0,005	0,005	NAN	-0,007	0,007	NAN
h29	0,001	0,001	NAN	-0,028	0,028	NAN
h30	-0,005	0,005	NAN	-0,005	0,005	NAN
h31	0,061	0,061	55,593	-0,007	0,007	NAN
h32	-0,013	0,013	NAN	-0,016	0,016	NAN
h33	0,018	0,018	NAN	-0,003	0,003	NAN
h34	-0,005	0,005	NAN	-0,002	0,002	NAN
h35	-0,001	0,001	NAN	0,017	0,017	NAN
h36	-0,005	0,005	NAN	-0,008	0,008	NAN
h37	0,018	0,018	NAN	0,004	0,004	NAN
h38	-0,005	0,005	NAN	-0,009	0,009	NAN
h39	0,054	0,054	NAN	-0,014	0,014	NAN
h40	-0,015	0,015	NAN	-0,005	0,005	NAN
h41	0,001	0,001	NAN	-0,006	0,006	NAN
h42	-0,016	0,016	NAN	0,007	0,007	NAN
h43	0,011	0,011	NAN	-0,004	0,004	NAN
h44	-0,017	0,017	NAN	-0,015	0,015	NAN
h45	0,000	0,000	NAN	-0,006	0,006	NAN
h46	-0,006	0,006	NAN	-0,013	0,013	NAN
h47	0,012	0,012	NAN	-0,013	0,013	NAN
h48	-0,006	0,006	NAN	-0,008	0,008	NAN
h49	0,003	0,003	NAN	0,013	0,013	NAN
h50	-0,018	0,018	NAN	-0,017	0,017	NAN
THD	0,310	0,310	13,717	-0,030	0,030	1,163

ДОДАТОК Ж

MATLAB-script відстежування точки максимальної потужності (MPPT)

```

function Vref = RefGen(V, I)

Vrefmax = 309;
Vrefmin = 0.0;
Vrefinit = 258;
deltaVref = 0.05;
persistent Vold Pold Vrefold;

datatype = 'double';
if isempty (Vold)
    Vold = 0;
    Pold = 0;
    Vrefold = Vrefinit;
end

P=I*V;
dV=V-Vold;
dP=P-Pold;

if dP ~= 0
    if dP < 0
        if dV < 0
            Vref = Vrefold + deltaVref;
        else
            Vref = Vrefold - deltaVref;
        end
    else
        if dV < 0
            Vref = Vrefold - deltaVref;
        else
            Vref = Vrefold + deltaVref;
        end
    end
else
    Vref = Vrefold;
end

if Vref >= Vrefmax || Vref <= Vrefmin
    Vref = Vrefold;
end

Vrefold = Vref;
Vold = V;
Pold = P;

```

ДОДАТОК К

MATLAB-script автоматизованого виконання запропонованого методу

```
f = 50;           % частота, Гц
V = 230;          % напруга, В
Snom = 2000;      % макс. повна потужність, ВА
n = 50;           % крок зміни потужності, Вт/вар
THD_meas = 0;
Q = 1;
R_load=1;
L_load=1;

% Зазначаємо параметри фільтра

Li = 1.06e-3;
C = 2.23e-6;
Lg = 1.35e-3;
Li_mH = Li * 1000; % Переводимо в міліГенрі
C_mcF = C*1000000; % Переводимо в мікроФарад
Lg_mH = Lg * 1000; % Переводимо в міліГенрі

% Таблиця результатів та алгоритм моделювання

Results = [];
P_all = [];
Q_all = [];

while THD_meas < 8 && R_load > 0 && L_load > 0

    P = sqrt((Snom^2 - Q^2));
    R_load = (P*V^2)/Snom^2;
    L_load = (Q*V^2)/(2*pi*f*Snom^2);
    if R_load > 0
    if L_load > 0
        assignin('base', 'R_load', R_load);
        assignin('base', 'L_load', L_load);
        assignin('base', 'Li', Li);
        assignin('base', 'C', C);
        assignin('base', 'Lg', Lg);

        sim('project_3_3/project_3_3','StopTime','2.5');

        idxP   = ans.P_out.time   >= 1.5 & ans.P_out.time   <= 2.5;
        idxQ   = ans.Q_out.time   >= 1.5 & ans.Q_out.time   <= 2.5;
        idxTHD = ans.THG_out.time >= 1.5 & ans.THG_out.time <= 2.5;

        P_meas   = mean(ans.P_out.signals.values(idxP));
        Q_meas   = mean(ans.Q_out.signals.values(idxQ));
        THD_meas = mean(ans.THG_out.signals.values(idxTHD));

        if THD_meas <= 8
```

```

        newRow = table(P, Q, R_load, L_load, P_meas, Q_meas, THD_meas);
        Results = [Results; newRow];
        Q = Q + n;
    end
end
end
end

while P > 0
    Q = Q - n;
    R_load = (P*V^2)/Snom^2;
    L_load = (Q*V^2)/(2*pi*f*Snom^2);

    assignin('base', 'R_load', R_load);
    assignin('base', 'L_load', L_load);
    assignin('base', 'Li', Li);
    assignin('base', 'C', C);
    assignin('base', 'Lg', Lg);

    sim('project_3_3/project_3_3','StopTime','2.5');

    idxP = ans.P_out.time >= 1.5 & ans.P_out.time <= 2.5;
    idxQ = ans.Q_out.time >= 1.5 & ans.Q_out.time <= 2.5;
    idxTHD = ans.THD_out.time >= 1.5 & ans.THD_out.time <= 2.5;

    P_meas = mean(ans.P_out.signals.values(idxP));
    Q_meas = mean(ans.Q_out.signals.values(idxQ));
    THD_meas = mean(ans.THD_out.signals.values(idxTHD));

    if THD_meas <= 8
        newRow = table(P, Q, R_load, L_load, P_meas, Q_meas, THD_meas);
        Results = [Results; newRow];
        P = P - n;
        Q = Q + 2*n;
    end
end

disp(Results)

% !!!ЗАКІНЧЕННЯ Формування результатів та моделювання

% !!!ПОЧАТОК Формування графіка

P_all = Results.P;
Q_all = abs(Results.Q);
Snom = 2000; % повна потужність

% --- Межі графіка ---

x_min = 0; x_max = 2100;
y_min = 0; y_max = 2100;

figure; hold on; grid on;
xlim([x_min x_max]); ylim([y_min y_max]);

```

```

xlabel('Реактивна потужність Q [ВАР]');
ylabel('Активна потужність P [Вт]');
title('Діаграма P-Q');

% --- Крива S ---

Q_s = linspace(0, min(x_max, Snom), 800);
P_s = sqrt(max(0, Snom^2 - Q_s.^2));
plot(Q_s, P_s, 'Color',[0 0.7 1], 'LineWidth',2); % голуба

% --- Крива cosf ---

P_cos = linspace(0, Snom, 800); % діапазон активної потужності
Q_cos = 0.75 * P_cos; % відповідні реактивні потужності

% Врахування, щоб не вийти за межу Snom

idx = sqrt(P_cos.^2 + Q_cos.^2) <= Snom;
plot(Q_cos(idx), P_cos(idx), 'b-', 'LineWidth',2); % червона штрихова

% --- Крива з таблиці ---
plot(Q_all, P_all, 'Color',[1 0.8 0], 'LineWidth',2); % жовта

legend({'S = 2000 ВА','Крива cosf=0,8','Крива допустимого THD'},
'Location','northeast');
box on;

% !!!ЗАКІНЧЕННЯ Формування графіка

% !!!ПОЧАТОК Зберігання файлів

% Перевірка чи є папка
folder = 'Results_auto_3_31'; % назва підпапки
if ~exist(folder, 'dir') % перевіряємо, чи існує підпапка
    mkdir(folder); % створюємо її, якщо немає
end

t_end = datetime('now','Format','dd.MM.yy_HH.mm'); % визначає час закінчення
модельювання

% Формування імені файлу

imgfile =
fullfile(folder,sprintf('Res_auto_3_31_(pos1_n%d_Li_%.2f_mH_C_%.2f_mcF_Lg_%.2
f_mH) %s.png', n,Li_mH,C_mcF,Lg_mH,string(t_end))); % картинка
print(gcf, imgfile, '-dpng', '-r300');
disp(['Картинка збережена: ' imgfile]);

filename =
fullfile(folder,sprintf('Res_auto_3_31_(pos1_n%d_Li_%.2f_mH_C_%.2f_mcF_Lg_%.2
f_mH) %s.xlsx',n,Li_mH,C_mcF,Lg_mH,string(t_end))); % ексель
writetable(Results, filename, 'Sheet', 1);
fprintf('? Результати збережено у файл %s\n', filename);

```


ДОДАТОК Л

MATLAB-script автоматизованого моделювання всіх комбінацій (P-Q)

```

% Параметри мережі
U = 230;           % напруга, В
f = 50;           % частота, Гц
S_max = 2000;     % макс. повна потужність, ВА
n = 50;           % крок зміни потужності, Вт/вар

% Зазначаємо параметри фільтра

Li = 1.06e-3;
C = 4.23e-6;
Lg = 1.35e-3;
Li_mH = Li * 1000; % Переводимо в міліГенрі
C_mcF = C*1000000; % Переводимо в мікроФарад
Lg_mH = Lg * 1000; % Переводимо в міліГенрі

% Таблиця результатів
Results = table();
P_all = [];
Q_all = [];
THD_all = [];

% Цикл по активній та ємнісній реактивній потужності
for P = n:n:S_max
    for Q = -n:-n:-S_max % тільки ємнісна (Q від'ємне), з першого кроку
        S = sqrt(P^2 + Q^2);
        if S <= S_max

            % Розрахунок параметрів навантаження
            R_load = U^2 / P; % Ом
            C_load = abs(Q) / (U^2 * 2*pi*f); % Ф

            % Передати параметри в Simulink
            assignin('base', 'R_load', R_load);
            assignin('base', 'C_load', C_load);
            assignin('base', 'Li', Li);
            assignin('base', 'C', C);
            assignin('base', 'Lg', Lg);

            % Запуск симуляції (2.5 секунди)
            sim('project_3_3\project_3_3', 'StopTime', '2.5');

            % Вибірка даних у діапазоні 1.5-2.5 с
            idxP = ans.P_out.time >= 1.5 & ans.P_out.time <= 2.5;
            idxQ = ans.Q_out.time >= 1.5 & ans.Q_out.time <= 2.5;
            idxTHD = ans.THG_out.time >= 1.5 & ans.THG_out.time <= 2.5;

            % Усереднення тільки в потрібному інтервалі
            P_meas = mean(ans.P_out.signals.values(idxP));

```

```

        Q_meas    = mean(ans.Q_out.signals.values(idxQ));
        THD_meas  = mean(ans.THD_out.signals.values(idxTHD));

        % Запис у таблицю
        newRow = table(P, Q, R_load, C_load, P_meas, Q_meas, THD_meas);
        Results = [Results; newRow];
    end
end

% Показати результати
disp(Results)

% !!!ПОЧАТОК Формування графіка

% Припустимо, Results має колонки: P, Q, THD_meas
Q_all = abs(Results.Q); % беремо модуль
P_all = Results.P;
THD_all = Results.THD_meas;

% Замінюємо NaN у THD на 0
THD_all(isnan(THD_all)) = 0;

% Побудова графіка P-Q
figure;
scatter(Q_all, P_all, 100, THD_all, 'filled'); % кольори за THD
colorbar; % шкала кольору
hold on;

% Підписи THD для кожної точки
for k = 1:height(Results)
    text(Q_all(k), P_all(k), sprintf('%.1f%%', THD_all(k)), ...
        'HorizontalAlignment','center', 'VerticalAlignment','bottom', ...
        'FontSize', 10, 'Color','black');
end

% Межі осей
xlim([0 2000]); % для Q
ylim([0 2000]); % для P

xlabel('Реактивна потужність Q [ВАр]');
ylabel('Активна потужність P [Вт]');
title('Діаграма P-Q з градієнтом THD\_meas');
grid on;

% !!!ЗАКІНЧЕННЯ Формування графіка

% !!!ПОЧАТОК Зберігання файлів

% Перевірка чи є папка
folder = 'Results_auto_1';
if ~exist(folder, 'dir')
    mkdir(folder);
end
% назва підпапки
% перевіряємо, чи існує підпапка
% створюємо її, якщо немає

```

```

t_end = datetime('now','Format','dd.MM.yy_HH.mm'); % визначає час закінчення
модельовання

% Формування імені файлу
imgfile =
fullfile(folder,sprintf('Res_auto_1_(par_n%d_Li_%.2f_mH_C_%.2f_mcF_Lg_%.2f_mH
) %s.png', n,Li_mH,C_mcF,Lg_mH,string(t_end))); % картинки
print(gcf, imgfile, '-dpng', '-r300');
disp(['Картинка збережена: ' imgfile]);

filename =
fullfile(folder,sprintf('Res_auto_1_(par_n%d_Li_%.2f_mH_C_%.2f_mcF_Lg_%.2f_mH
) %s.xlsx',n,Li_mH,C_mcF,Lg_mH,string(t_end))); % ексель
writetable(Results, filename, 'Sheet', 1);
fprintf('? Результати збережено у файл %s\n', filename);

% !!!ЗАКІНЧЕННЯ Зберігання файлів

```

ДОДАТОК М

**Проект СОУ методу контролю допустимого навантаження ізольованих
мікромереж із фотоелектричною генерацією шляхом застосування
гармонічного аналізу**

Проект

СТАНДАРТ ОРГАНІЗАЦІЇ УКРАЇНИ

**МЕТОД КОНТРОЛЮ ДОПУСТИМОГО НАВАНТАЖЕННЯ ІЗОЛЬОВАНИХ
МІКРОМЕРЕЖ ІЗ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ ШЛЯХОМ
ЗАСТОСУВАННЯ ГАРМОНІЧНОГО АНАЛІЗУ**

СОУ

Івано-Франківськ

ІФНТУНГ

2026

ПЕРЕДМОВА

1 РОЗРОБЛЕНО: Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

РОЗРОБНИКИ:

2 ВНЕСЕНО:

3 ПОГОДЖЕНО:

4. ПРИЙНЯТО ТА НАДАНО ЧИННОСТІ

5 УВЕДЕНО ВПЕРШЕ

ЗМІСТ

1. Сфера застосування	4
2. Нормативні посилання	5
3. Терміни та визначення понять	6
4. Позначки та скорочення	8
5. Загальні положення	9
6. Умови та схема проведення випробувань	10
7. Засоби вимірювань і вимоги до них	12
8. Вимоги до електробезпеки персоналу під час проведення вимірювань	15
9. Метод визначення допустимої потужності гібридних інверторів для роботи в ізольованих системах із значним рівнем реактиву	17
10. Алгоритм визначення типу та характеру підключеного навантаження	19
11. Оформлення результатів випробувань	21
Додаток А	23
Додаток Б	25

СТАНДАРТ ОРГАНІЗАЦІЇ УКРАЇНИ

МЕТОДУ КОНТРОЛЮ ДОПУСТИМОГО НАВАНТАЖЕННЯ ІЗОЛЬОВАНИХ МІКРОМЕРЕЖ ІЗ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ ШЛЯХОМ ЗАСТОСУВАННЯ ГАРМОНІЧНОГО АНАЛІЗУ

Чинний від _____

1 СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.1 Цей стандарт «Метод контролю допустимого навантаження ізольованих мікромереж із фотоелектричною генерацією шляхом застосування гармонічного аналізу» встановлює вимоги та порядок проведення випробувань і вимірювань для визначення максимально допустимих режимів роботи інверторів фотоелектричних станцій (ФЕС) із врахуванням показників якості електричної енергії (ПЯЕ) і особливостей підключеного навантаження, зокрема за умов високого рівня реактивної потужності.

1.2 Стандарт застосовують під час:

- лабораторних випробувань інверторів (підтверджувальні, порівняльні, типові);
- оцінювання працездатності інвертора в умовах автономного (ізольованого) електроживлення та/або у складі локальної мікромережі;
- обґрунтування допустимого рівня навантаження інвертора за наявності значної реактивної складової та/або нелінійних споживачів;
- розроблення протоколів випробувань, технічних висновків і рекомендацій щодо допустимих режимів експлуатації.

1.3 Даний стандарт поширюється на інвертори, що застосовуються у складі ФЕС, зокрема на автономні та гібридні інвертори, які перетворюють електричну

енергію постійного струму (від фотоелектричних модулів (ФЕМ) /акумуляторної батареї (АКБ) /іншого DC-джерела) в електричну енергію змінного струму для живлення навантаження з номінальною потужністю до 5 (7) кВт, яка відповідає мінімальній (стандартній) дозволений потужності побутового споживача згідно Правил роздрібного ринку електричної енергії.

1.4 Стандарт може застосовуватися для однофазних інверторів низьковольтного класу напруги, за умови наявності відповідної випробувальної схеми та засобів вимірювань, що забезпечують реєстрацію необхідних параметрів.

1.5 Цей стандарт не встановлює вимоги до конструкції інверторів, схемотехнічних рішень, вбудованих засобів захисту, а також не замінює обов'язкові вимоги національних/міжнародних стандартів щодо оцінювання відповідності, сертифікації та безпеки виробів.

2 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

У даному стандарті є посилання на такі нормативні документи:

ДСТУ 2681-94 Метрологія. Терміни та визначення. З Поправкою (ІПС № 8-96)

ДСТУ EN 50160:2023 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2022, IDT)

ДСТУ EN 61000-4-30:2022 Електромагнітна сумісність (ЕМС). Частина 4-30. Методи випробування та вимірювання. Методи вимірювання якості електроенергії (EN 61000-4-30:2015, IDT; IEC 61000-4-30:2015, IDT)

Правила роздрібного ринку електричної енергії затверджені Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 312

ДСТУ EN 61010-1:2014 Вимоги щодо безпечності контрольно-вимірювального та лабораторного електричного устаткування. Частина 1. Загальні вимоги (EN 61010-1:2010, IDT)

ДСТУ EN 50110-1:2019 Експлуатування електроустановок. Частина 1. Загальні вимоги (EN 50110-1:2013, IDT)

ДСТУ EN IEC 61010-2-030:2023 Вимоги щодо безпечності контрольно-вимірювального та лабораторного електричного устаткування. Частина 2-030. Додаткові вимоги до устаткування, яке має випробувальні або вимірювальні кола (EN IEC 61010-2-030:2021; A11:2021, IDT; IEC 61010-2-030:2017, IDT)

НПАОП 40.1-1.21-98 (ДНАОП 0.00-1.21-98) Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів

ДСТУ 2843-94 Електротехніка. Основні поняття. Терміни та визначення

ДСТУ IEC 61727:2019 Системи фотоелектричні. Характеристики точок підключення до інженерних мереж (IEC 61727:2004, IDT)

ДСТУ 7503:2014 Геліоенергетика. Станції фотоелектричні. Терміни та визначення понять

3 ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

3.1 У цьому стандарті використані наступні терміни за ДСТУ 7503:2014:

- **фотоелектрична станція** – сонячна електростанція, у якій використовується спосіб прямого перетворення енергії сонячного випромінювання в електричну енергію;

- **фотоелектричний модуль** – пристрій, до складу якого входять електрично та конструктивно з'єднані між собою сонячні фотоелектричні елементи і який має вихідні клеми для підключення навантаги;

- **інвертор для ФЕС** – перетворювач постійного струму в змінний, який за своїми показниками й характеристиками здатний працювати від фотоелектричних модулів і має власну систему керування;

3.2 У цьому стандарті використані наступні терміни за ДСТУ EN 50160:2023:

- **номінальна напруга** – еталонний рівень напруги мережі, відносно якого задають відхилення;

- **частота мережі** – частота напруги електропостачання (та її відхилення);

- **гармонічні складові напруги** – опис гармонічного спотворення напруги та сумарної гармоніки.

3.3 У цьому стандарті використані наступні терміни за ДСТУ EN 61000-4-30:2022:

- **показники якості електроенергії** - перелік явищ/параметрів, що підлягають вимірюванню (частота, напруга, флікер, провали тощо);

- **класи вимірювання (Class A / S)** - рівні вимог до методики/точності/порівнюваності результатів;

- **організація вимірювань** — правила проведення, синхронізація часу, узгодження інтервалів реєстрації;

- **агрегація (усереднення) за інтервалами** — вимоги до формування 10/12-циклових, 10-хвилинних тощо значень;

- **гармоніки та інтергармоніки напруги** — вимірювані складові спектра.

3.4 У цьому стандарті використані наступні терміни за ДСТУ ІЕС 61727:2019:

- **Point of connection / point of coupling (точка підключення/приєднання)** - місце, де оцінюють параметри взаємодії PV і мережі.

- **Power factor / reactive power behavior (коефіцієнт потужності)** - вимоги/характеристики щодо $\cos\phi$ та реактивної складової.

3.5 У цьому стандарті використані наступні терміни за ДСТУ 2843-94:

- **активна потужність** - потужність, що дорівнює середньому за період значенню миттєвої потужності та характеризує швидкість перетворення електричної енергії в інші види енергії (теплову, механічну тощо) в електричному колі;

- **реактивна потужність** - складова потужності в колі змінного струму, що характеризує обмін енергією між джерелом та реактивними елементами (індуктивностями та ємностями) без її перетворення в корисну роботу за період;

- **повна потужність** - потужність у колі змінного струму, що дорівнює добутку діючих значень напруги та струму.

3.6 У цьому стандарті використані наступні терміни за ДСТУ 2681—94

- **засіб вимірювальної техніки** - технічний засіб, який застосовується під час вимірювань і має нормовані метрологічні характеристики

4 ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

4.1 У даному стандарті застосовано такі скорочення:

АКБ – акумуляторна батарея

ЗВТ – засоби вимірювальної техніки

ПЯЕ – показники якості електроенергії

ФЕМ – фотоелектричний модуль

ФЕС – фотоелектрична станція

ЯЕ – якість електроенергії

THD – сумарний коефіцієнт гармонічних спотворень

$\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності

P – активна потужність

Q – реактивна потужність

S – повна потужність

I – електричний струм

U – напруга

5 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

5.1 Цей стандарт встановлює порядок проведення випробувань і вимірювань для визначення максимально допустимих режимів роботи інверторів ФЕС за критеріями якості електричної енергії (насамперед THD) з урахуванням активної (P) та реактивної (Q) потужності навантаження.

5.2 Випробування виконують за встановленою схемою з використанням засобів вимірювань, що забезпечують реєстрацію U, I, P, Q, S, коефіцієнта потужності та

THD; кожний режим фіксують після стабілізації, а результат визначають як граничну активну потужність/допустиму область (P–Q), за якої THD не перевищує встановленого граничного значення та відсутні ознаки нестійкої роботи інвертора.

5.3 Результати випробувань оформлюють протоколом із таблицею вимірних параметрів для кожної точки режиму та (за потреби) графічним поданням у вигляді діаграми P–Q з виділенням допустимих і недопустимих режимів.

6. УМОВИ ТА СХЕМА ПРОВЕДЕННЯ ВИПРОБУВАНЬ

6.1 Вимірювання виконують у лабораторних або натурних умовах за наявності випробувальної схеми, що забезпечує керовану зміну навантаження та безпечну експлуатацію інвертора, навантажувальних елементів і засобів вимірювань.

6.2 Вимірювання проводять за умов, що не впливають суттєво на результати (у межах, рекомендованих виробниками інвертора та ЗВТ), зокрема:

- температура навколишнього середовища: (20 ± 10) °C (або інший діапазон, встановлений програмою випробувань);
- відсутність конденсації вологи;
- забезпечена вентиляція/ тепловідведення елементів навантаження;
- інвертор працює у сталому режимі (без аварій/перезапусків) протягом інтервалу реєстрації;
- для випробувань у складі ФЕС/АКБ фіксують стан DC-джерела: напруга DC-шини, рівень заряду АКБ, обмеження струмів заряду/розряду (за наявності);

6.3 Умови стабілізації режиму та тривалість реєстрації:

- після кожної зміни навантаження забезпечують час стабілізації режиму не менше 30–60 с (або до досягнення усталених значень U, I, P, Q);
- дані в точці режиму реєструють протягом інтервалу не менше 60 с (для дослідницьких/порівняльних вимірювань) або іншого інтервалу, встановленого програмою випробувань;

- якщо застосовується оцінювання за стандартними інтервалами P-Q-агрегації (наприклад, 10 хв згідно з ДСТУ EN 61000-4-30:2022), це зазначають окремо в програмі випробувань.

6.4 Точка(и) контролю та місце встановлення датчиків:

- основною точкою контролю приймають вихід інвертора (АС) або вузол підключення навантаження (якщо між інвертором і навантаженням є додаткові елементи - кабель, фільтр, захист тощо);

- місце встановлення датчиків струму/напруги визначають так, щоб вимірювати фактичні параметри навантаження та якості напруги, яку формує інвертор для цього навантаження;

- якщо контроль здійснюють у двох точках (наприклад, “на виході інвертора” і “на клеммах навантаження”), це фіксують у протоколі.

6.5 Базова принципова електрична схема проведення вимірювань:

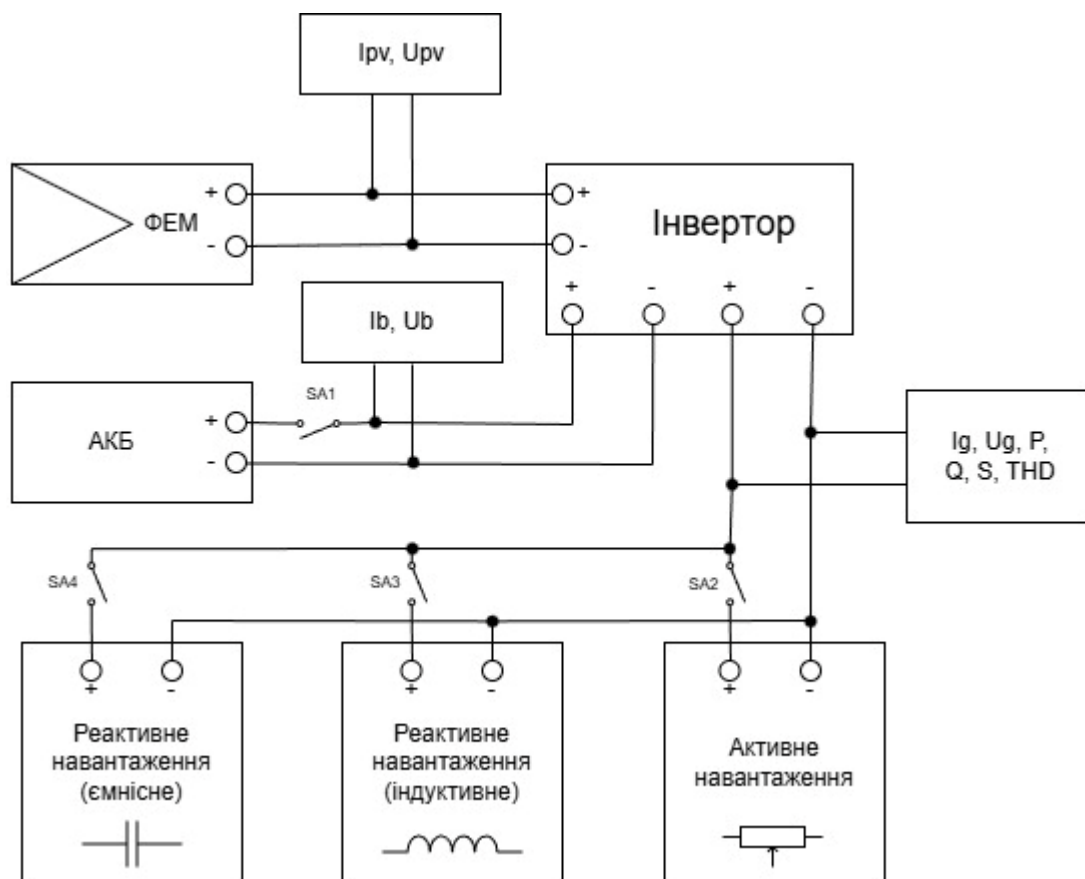


Рисунок 1 – Принципова електрична схема проведення вимірювань

Схема містить: фотоелектричні модулі, інвертор, акумуляторну батарею, комутаційно-захисну апаратуру, засоби вимірювань (U , I , P , Q , S , THD) та випробувальне навантаження. Засоби вимірювань підключають так, щоб реєструвати:

- Напругу та струм у точках виходу із ФЕМ, АКБ та на вихідних клеммах інвертора;
- Активну, реактивну, повну потужності, сумарний коефіцієнт гармонічних спотворень, частоту (для контролю стійкості мережі) та за потреби спектр гармонік.

7. ЗАСОБИ ВИМІРЮВАНЬ І ВИМОГИ ДО НИХ

7.1 Загальні вимоги

Для проведення вимірювань за цим стандартом застосовують засоби вимірювань, які забезпечують реєстрацію параметрів режиму роботи інвертора та показників якості електричної енергії в точці контролю, а також мають чинне метрологічне підтвердження (півірку/калібрування) і простежуваність результатів.

7.2 Обов'язковий склад засобів вимірювань

Під час випробувань повинні бути забезпечені (як мінімум):

- вимірювання діючих значень напруги U , струму I та частоти f ;
- вимірювання активної P , реактивної Q , повної S потужності та коефіцієнта потужності $\cos\varphi$;
- вимірювання THD та (за необхідності) гармонічного складу напруги (не менше до встановленого порядку гармонік у програмі випробувань. Рекомендовано визначати до 40-ї гармоніки, що відповідає ДСТУ EN 50160:2023).

7.3 Аналізатор якості електроенергії / вимірювач електричної потужності (основний засіб)

Як основний ЗВ рекомендується застосовувати аналізатор якості електроенергії (PQ-аналізатор) або аналізатор потужності з функціями PQ, який:

- відповідає вимогам класу не нижче S (або класу A – за потреби порівнюваності результатів між різними лабораторіями) для вимірювання PQ-параметрів;
- забезпечує вимірювання/реєстрацію: U, I, P, Q, S, $\lambda/\cos\phi$, THD, а також окремих гармонік;
- має можливість збереження даних у файл(и) та експорту результатів (CSV/XLSX або інший формат).

7.4 Вимоги до точності та діапазонів

ЗБТ повинні покривати діапазони напруги/струму/потужності, характерні для випробувань, із запасом не менше 20–30% від очікуваних максимальних значень. Рекомендовані мінімальні вимоги, але не нижчі за встановлені згідно ДСТУ EN 61000-4-30:2022:

- вимірювання U (RMS): основна відносна похибка $\leq \pm(0,5 \dots 1,0)\%$;
- вимірювання I (RMS): основна відносна похибка $\leq \pm(0,5 \dots 1,0)\%$;
- вимірювання P, Q, S: основна відносна похибка $\leq \pm(1,0 \dots 2,0)\%$;
- вимірювання THD(U): похибка/невизначеність повинна бути достатньою для прийняття рішення щодо порогу THD (рекомендується документально підтвердити характеристики ЗБТ за паспортом або калібруванням).

Примітка. Конкретні вимоги до точності допускається уточнювати у Програмі випробувань залежно від обраного порогу THD та мети (дослідні/приймальні/порівняльні випробування).

7.5 Осцилограф / реєстратор форми сигналу (додатковий засіб)

За потреби для контролю форми напруги/струму, фіксації перехідних процесів, імпульсних спотворень або верифікації THD допускається застосування цифрового осцилографа/реєстратора, який:

- має достатню смугу пропускання та частоту дискретизації для аналізу форми сигналу в діапазоні гармонік, визначеному програмою випробувань;

- використовує вимірювальні пробники/перетворювачі з відповідною категорією безпеки та допустимими напругами.

7.6 ЗВТ повинні забезпечувати коректну часову прив'язку та відтворюваність вимірювань, зокрема:

- стабільну часову базу (внутрішню або зовнішню синхронізацію — за потреби);
- налаштування інтервалів усереднення/агрегації та тривалості запису відповідно до розділу 6 цього стандарту або Програми випробувань;
- унеможливлення втрати даних (контроль пам'яті, формат збереження, резервне копіювання).

7.8 Кожний ЗВТ, що впливає на результат, повинен мати:

- чинну повірку (для законодавчо регульованих ЗВТ) або калібрування (для лабораторних/дослідних ЗВ) з відповідним документом;
- ідентифікацію (тип, модель, серійний номер, дата повірки/калібрування);
- документовані метрологічні характеристики (клас точності/невизначеність), що наводяться в протоколі випробувань.

7.9 ЗВТ, вимірювальні пробники, перетворювачі та комутація повинні відповідати вимогам безпеки для електричних вимірювань (категорія вимірювань, допустимі напруги/струми, ізоляція), а також забезпечувати безпечне підключення/відключення без доступу до відкритих струмовідних частин.

7.10 У протоколі випробувань обов'язково зазначають:

- найменування ЗВ, модель, серійний номер;
- клас/похибку (або невизначеність), діапазони вимірювання;
- дату та номер документа повірки/калібрування;
- параметри реєстрації (інтервали, тривалість запису, формат файлів).

8 ВИМОГИ ДО ЕЛЕКТРОБЕЗПЕКИ ПЕРСОНАЛУ ПІД ЧАС ПРОВЕДЕННЯ ВИМІРЮВАНЬ

8.1 Роботи з підготовки, підключення, перемикання та проведення вимірювань під час випробувань інвертора виконують лише працівники, які мають чинну групу з електробезпеки, допущені до робіт в електроустановках відповідного класу напруги, та ознайомлені з програмою випробувань і схемою стенда.

8.2 До початку випробувань повинні бути забезпечені:

- справність і правильність підключення захисних пристроїв (автоматичні вимикачі/запобіжники, пристрої захисного вимкнення (ПЗВ) — за потреби, захисне заземлення/занулення);
- огороження струмовідних частин, наявність попереджувальних знаків та унеможливлення доступу сторонніх осіб до зони випробувань;
- наявність засобів індивідуального захисту (діелектричні рукавички, килимок, інструмент з ізольованими ручками) відповідно до умов виконання робіт.

8.3 Монтаж/демонтаж елементів випробувальної схеми, заміна навантаження та перестановка вимірювальних перетворювачів (датчиків струму/напруги) повинні виконуватися лише за знятої напруги та після перевірки її відсутності у контрольних точках. Перемикання режимів під навантаженням допускається лише тоді, коли це передбачено схемою стенда та технічною документацією застосованих комутаційних апаратів.

8.4 Під час випробувань заборонено:

- виконувати будь-які роботи на відкритих струмовідних частинах, змінювати схему підключення або торкатися елементів стенда без застосування засобів індивідуального захисту;
- експлуатувати стенд за відсутності захисного заземлення/несправності захисної апаратури;
- залишати випробувальну установку без нагляду персоналу, відповідального за проведення випробувань.

8.5 У разі виникнення небезпечних ознак (перегрів елементів навантаження, запах горілого, дим, іскріння, нестійка робота інвертора, спрацювання захистів, аномальні значення напруги/струму) випробування негайно припиняють, стенд знеструмлюють штатними засобами відключення та фіксують причину зупинки у протоколі.

8.6 Під час виконання вимірювань та випробувань персонал повинен дотримуватися вимог чинних нормативних документів з електробезпеки, зокрема НПАОП 40.1-1.21-98 “Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів” (затверджені наказом Мінпраці України від 09.01.1998 № 4), а також вимог стандартів щодо безпечності контрольно-вимірювального устаткування та випробувальних/вимірювальних кіл — ДСТУ EN 61010-1:2014 і ДСТУ EN IEC 61010-2-030:2023; під час робіт в електроустановках — відповідно до ДСТУ EN 50110-1:2019.

9. МЕТОД КОНТРОЛЮ ДОПУСТИМОГО НАВАНТАЖЕННЯ ІЗОЛЬОВАНИХ МІКРОМЕРЕЖ ІЗ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ ШЛЯХОМ ЗАСТОСУВАННЯ ГАРМОНІЧНОГО АНАЛІЗУ

9.1 Загальна логіка методу

9.1.1 Метод базується на поетапному формуванні режимних точок навантаження та реєстрації параметрів THD, P, Q, S, I_{pv}, U_{pv}, I_b, U_b, I_g, U_g з подальшим формуванням графічної залежності допустимих режимів.

9.1.2 Допустимість режиму оцінюють за критерієм: $THD \leq 8 \%$.

9.1.3 Алгоритм складається з двох послідовних етапів:

- Етап А — покрокова зміна реактивної складової навантаження при контролі THD з фіксацією допустимих точок;

- Етап Б — уточнювальний цикл із корекцією реактивної складової та покроковою зміною активної складової з метою формування межі допустимих режимів.

9.2 Початкове встановлення змінних та параметрів вимірювань

9.2.1 Перед початком вимірювань встановлюють та фіксують у протоколі початкові дані:

- а) номінальні параметри інвертора та режим випробувань (автономний);
- б) крок зміни навантаження n (одиниці та фізичний зміст кроку встановлюють програмою випробувань);
- в) початкове значення реактивної потужності $Q = 0$ вар.

9.2.2 Визначають початковий режим роботи (мінімальне навантаження або режим, заданий програмою випробувань) та забезпечують стабілізацію режиму. Переважно початковий режим встановлюють на рівні номінальної активної потужності досліджуваного інвертора.

9.3 Етап А — покрокове збільшення реактивної складової навантаження

9.3.1 На початку кожної ітерації перевіряють умову $\text{THD} \leq 8 \%$:

- якщо умова виконується — виконують вимірювання (п. 9.3.2);
- якщо умова не виконується — переходять до Етапу Б (п. 9.4).

9.3.2 Виконують вимірювання та фіксацію параметрів режиму: THD , P , Q , S , I_{pv} , U_{pv} , I_b , U_b , I_g , U_g .

9.3.3 Повторно оцінюють критерій допустимості:

- якщо $\text{THD} \leq 8 \%$, виконують запис значень у протокол/масив даних;
- якщо $\text{THD} > 8 \%$, запис значень не виконують і переходять до Етапу Б (п. 9.4).

9.3.4 Після запису (для допустимого режиму) збільшують реактивну складову навантаження на крок n (формула 9.1) та повертаються до п. 8.3.1.

$$Q = Q + n \quad (9.1)$$

9.4 Етап Б — уточнювальний цикл із корекцією реактивної складової та зміною активної складової

9.4.1 На початку кожної ітерації оцінюють умову $P \geq 0$:

- якщо $P \geq 0$ — виконують дії пп. 9.4.2–9.4.6.
- якщо $P < 0$ — завершують вимірювання.

9.4.2 Виконують корекцію реактивної складової навантаження на значення n за формулою 9.2:

$$Q = Q - n \quad (9.2)$$

9.4.3 Виконують вимірювання параметрів режиму: THD, P , Q , S , I_{pv} , U_{pv} , I_b , U_b , I_g , U_g .

9.4.4 Перевіряють критерій допустимості:

- якщо $THD \leq 8 \%$, переходять до п. 9.4.5;
- якщо $THD > 8 \%$, переходять до п. 9.4.6.

9.4.5 Для допустимого режиму виконують запис значень та здійснюють оновлення режимних змінних згідно з формулами 9.3. та 9.4:

$$P = P - n \quad (9.3)$$

$$Q = Q + 2n \quad (9.4)$$

Після цього повертаються до п. 9.4.1.

9.4.6 Для недопустимого режиму ($THD > 8 \%$) запис значень не виконують, а повторюють цикл з п. 9.4.1 (за незмінного P ; подальші дії визначаються логікою перевірки та корекції на наступній ітерації).

9.5 Випробування вважають завершеними після досягнення значень $P = 0$ Вт та $Q = 0$ вар і документування результатів у протоколі згідно шаблону який наведений у додатку А.

10. АЛГОРИТМ ВИЗНАЧЕННЯ ТИПУ ТА ХАРАКТЕРУ ПІДКЛЮЧЕНОГО НАВАНТАЖЕННЯ

10.1 Комплексний метод (інструментальний)

10.1.1 Комплексний метод призначений для фактичного визначення характеристик навантаження, яке підключене до діючої ізольованої мережі з ФЕС з метою подальшого формування технічних висновків і рекомендацій щодо допустимих режимів експлуатації.

10.1.2 Вибір контрольної точки повинен ґрунтуватися на тому, що вона репрезентує сумарне навантаження (наприклад: вихід інвертора / вузол розподілу / ввід групи споживачів).

10.1.3 Для подальшого визначення необхідно здійснити вимірювання I , U , P та, за можливості, Q (або параметрів, які дозволяють її визначити) в контрольній точці.

10.1.4 В подальшому розрахунок повної потужності здійснюється за формулою 10.1

$$S = U_{RMS} \cdot I_{RMS} \quad (10.1)$$

10.1.5 Визначення $\cos\varphi$ здійснюється як відношення P до S (якщо вимірювальний прилад не надає $\cos\varphi$ безпосередньо).

10.1.6 Визначення реактивної складової здійснюється за наступними умовами:

- якщо Q вимірюється приладом - використовувати виміряне значення;
- якщо Q не вимірюється напряму - оцінити розрахунково через P та S

10.1.7 Визначення характеру навантаження здійснюється за знаком Q (або за напрямком реактивного енергопотoku, якщо це відображає прилад):

- переважно індуктивне - режим зі споживанням реактивної потужності;
- переважно ємнісне - режим із компенсаційним ефектом.

10.1.8 Для змішаних режимів необхідно провести оцінювання у кількох характерних інтервалах (мінімальне/максимальне навантаження) та встановити домінуючий характер реактивності за статистичною ознакою.

10.2 Спрощений метод (документальний, за паспортними даними)

10.2.1 Спрощений метод призначений виключно для умов проведення попередніх досліджень та з урахуванням мінімальної кількості ЗВТ.

10.2.2 Для кожного приладу визначити номінальну активну потужність P_n та, за наявності, $\cos\varphi_n$ або повну потужність S_n (із даташитів/інформаційних табличок).

10.2.3 На основі визначених даних необхідно оцінити усереднений коефіцієнт потужності групи згідно формули 10.2:

$$\cos\varphi_{\Sigma} \approx \frac{\sum P_n}{\sum S_n} \quad (10.2)$$

10.2.4 За потреби наближено визначити сумарну реактивну потужність Q_{Σ} розрахунково через $\sum P_n$ та $\sum S_n$.

10.2.5 Визначення типу та характеру навантаження при цьому можна здійснювати на основі загальновідомих тверджень (згідно наукових джерел) зокрема:

- до активного навантаження відносять: резистивні нагрівачі, лампи розжарювання;
- до переважно індуктивного навантаження: електродвигуни, трансформаторні пристрої;
- до переважно реактивного навантаження: прилади з імпульсними блоками живлення, LED-драйверами.

10.2.6 Паспортні дані є наближеними (номінальні режими можуть не відповідати реальній експлуатації), тому спрощений метод застосовують переважно для попереднього ранжування та виділення потенційно критичних груп споживачів, і не може використовуватися для сертифікаційних та інших важливих досліджень.

12. ОФОРМЛЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ВИПРОБУВАНЬ

12.1 Діаграму $Q - P$ будують на основі масиву режимних точок, отриманих під час випробувань, з метою наочного відображення межі допустимих режимів роботи інвертора.

12.2 Відповідно до методу, наведеного в розділі 10, за результатами вимірювань сформовано набір граничних точок (P_k, Q_k) , що визначає межу допустимих режимів за прийнятим критерієм допустимості.

12.3 Діаграму $Q-P$ виконують у прямокутній системі координат, де вісь абсцис відповідає активній потужності P , а вісь ординат — реактивній потужності Q .

12.4 На діаграму наносять граничні точки (P_k, Q_k) у порядку $> P$.

12.5 Межу допустимих режимів формують шляхом послідовного з'єднання граничних точок ламаною лінією або згладженою кривою (за необхідності), без зміни їхніх координат.

12.6 Якщо випробування виконували для двох напрямів реактивної складової, діаграму будують окремо для індуктивної області ($Q > 0$) та ємнісної області ($Q < 0$), після чого відображають їх на одному графіку як дві межі допустимості.

12.7 На діаграмі обов'язково зазначають:

- прийнятий критерій допустимості (наприклад, $THD \leq THD_{lim} = 8\%$)
- прийняту домовленість щодо знака Q (індуктивний/ємнісний характер);
- найменування інвертора та режим випробувань (автономний) у підписі до рисунка.

12.8 Для забезпечення відтворюваності побудови на діаграмі використовують узгоджені одиниці вимірювання (кВт/квар або Вт/вар) та однаковий масштаб осей.

12.9 Діаграму $P-Q$ наводять у протоколі випробувань як окремий рисунок із підписом.

12.10 Зразок оформлення діаграми $P-Q$ наведено у Додатку Б.

Додаток А

ПРОТОКОЛ ВИЗНАЧЕННЯ ДОПУСТИМОГО НАВАНТАЖЕННЯ ІЗОЛЬОВАНИХ
МІКРОМЕРЕЖ ІЗ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ

Досліджуване обладнання: (назва виробників, моделей, серія ключових елементів схеми)

Тип (вид) проведення досліджень: підтверджувальні, порівняльні, типові тощо)

Використані ЗВТ: найменування ЗВТ, модель, серійний номер

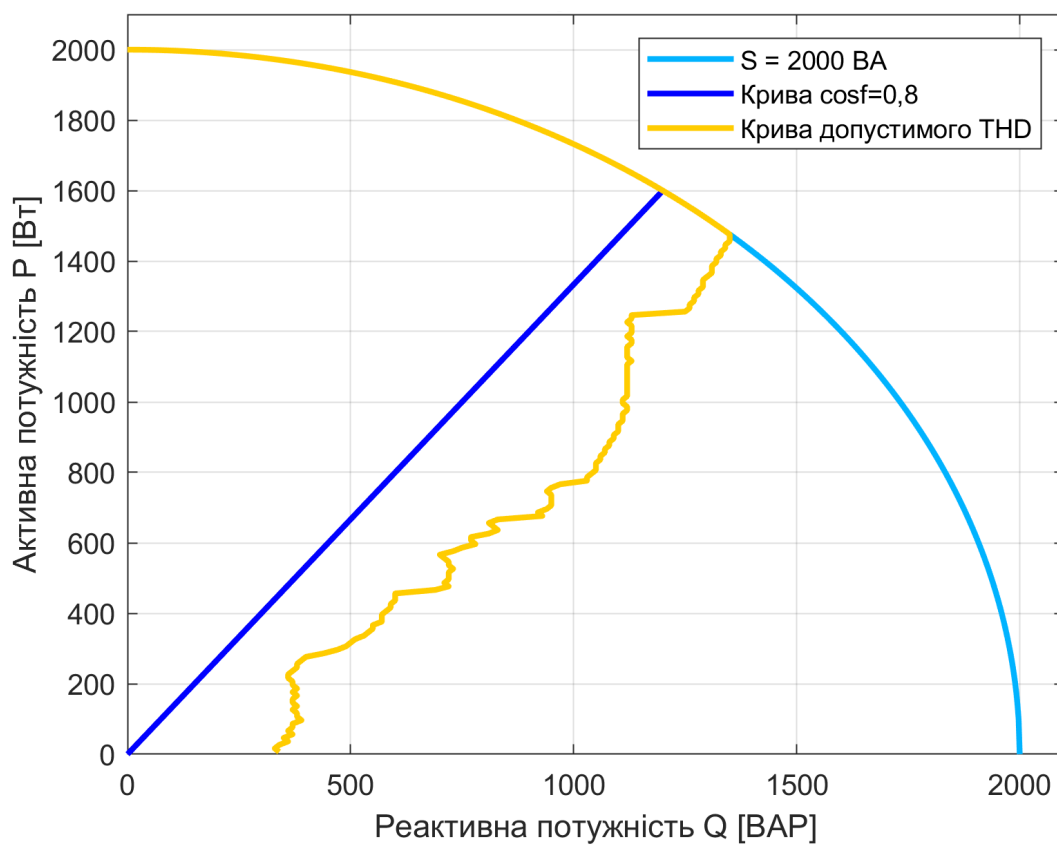
Метрологічні характеристики ЗВТ: клас/похибку (або невизначеність), діапазони вимірювання, дату та номер документа перевірки/калібрування; тощо)

Параметри реєстрації даних: (інтервали, тривалість запису, формат файлів тощо).

Параметри навколишнього середовища: (температура, вологість тощо)

Склад комісії: (ПІБ, посада)

Додаток Б

Зразок P - Q діаграми допустимих режимів роботи інвертора

ДОДАТОК Н

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

Наукові праці, в яких опубліковано основні наукові результати дисертації:

1. Грицак, Р. І., Яворський, А. В. Огляд сучасного стану законодавчого регулювання, технологій та засобів вимірювальної техніки у сфері вимірювання якості електричної енергії. Measuring and computing devices in technological processes, - 2023 - (4), 251–264. <https://doi.org/10.31891/2219-9365-2023-76-34>
2. Грицак, Р. І., Цих, В. С. Перспективи удосконалення законодавчого регулювання вимог до якості електроенергії в Україні та ЄС . Технічна інженерія. - 2025 - (1(95)), 373–379. [https://doi.org/10.26642/ten-2025-1\(95\)-373-379](https://doi.org/10.26642/ten-2025-1(95)-373-379)
3. Грицак Р. І., Яворський А. В. Проблеми забезпечення якості електроенергії в мікромережах на основі гібридних систем живлення з фотоелектричними станціями, Вісник ВПІ. - 2025 - вип. 4, с. 22–31. <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2025-181-4-22-31>
4. R. Hrytsak, V. Tsykh. Method for determining the permissible power of hybrid inverters for operation in isolated systems with significant reactivity, Measuring Equipment and Metrology. - 2025 - issue 86, pp. 64-73 <https://doi.org/10.23939/istcm2025.04.064>

Тези наукових конференцій:

5. Грицак Р.І., Яворський А. В. Вплив зовнішніх факторів на якість електричної енергії згенерованої фотоелектричними системами. Інформаційне суспільство: технологічні, економічні та технічні аспекти становлення (випуск 84): міжнар. наук. інтер.-конф., м. Тернопіль, Україна, м. Ополе, Польща , 18-19 січня 2024: зб. тез доп. м. Тернопіль, Україна, м. Ополе, Польща , 2024. С. 136-139
6. Грицак Р. І., Яворський А. В. Порівняльний аналіз якості електричної енергії в ізольованих мережах змінного струму із системами резервного живлення на основі ФЕС. Інформаційно-вимірювальні технології: міжнар. наук.-практ. конф., м. Львів, 13–14 листопада 2024: зб. тез доп. м. Львів, 2024. С. 270-271

7. Грицак Р. І., Яворський А. В. Дослідження якості електроенергії при зміні режиму роботи гібридних інверторів в системах резервного живлення на основі ФЕС. Mechanisms of Scientific and Technical Potential Development: Proceedings of the 4th International Scientific and Practical Internet Conference, November 14-15, 2024: зб. тез доп. м. Дніпро, 2024. С. 103-105

8. Грицак Р.І. Цих В.С. Правові аспекти удосконалення законодавчого регулювання якості електроенергії в Україні на шляху до вступу в ЄС. Актуальні правові проблеми функціонування енергетичної системи України: наук.-практ. конф., м. Харків, 12 червня 2025: зб. тез доп. м. Харків, 2025. С. 39-46.